

Piano di Sviluppo **2011**

Il presente Piano di Sviluppo edizione 2011 (di seguito PdS 2011) 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 definisca un documento contenente le linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, da sottoporre per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico.

Il PdS 2011 della Rete di Trasmissione Nazionale si compone di due sezioni:

- Piano di Sviluppo 2011 – **Sezione I** in cui viene descritto il quadro di riferimento, gli scenari previsionali e le nuove esigenze di sviluppo che si sono evidenziate nel corso del 2010 ed una apposita sezione, ai sensi del Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, relativa allo sviluppo della RTN per il pieno utilizzo della energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile;
- Stato avanzamento piani precedenti – **Sezione II** in cui è illustrato lo stato di avanzamento degli interventi previsti nei precedenti Piani di Sviluppo e che comprende gli interventi proposti nel PdS 2010 e già sottoposti al procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (D. Lgs. 152/2006).

Gli ultimi due anni sono stati caratterizzati dalla profonda crisi economica e finanziaria che, nonostante blandi segnali di ripresa nel 2010, 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 il quale ha voluto vedere, anche attraverso il rilancio delle grandi infrastrutture, la premessa di una ripresa economica.

Con l'obiettivo di superare la frammentazione normativa del settore e favorire la diffusione e la penetrazione delle fonti rinnovabili, in ottemperanza all'art. 12, comma 10, del D. Lgs. 387/03 in materia di fonti rinnovabili, sono state pubblicate dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente le linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

In attuazione dell'art. 32 della Legge n. 99/2009 del 23 luglio 2009 e della successiva Legge n. 41/2010 del 22 marzo 2010, Terna ha condotto studi, assieme agli altri gestori di rete confinanti, per la definizione dei nuovi corridoi di interesse comune nella formula di interconnector e delle necessarie opere di decongestionamento interno della Rete di Trasmissione Nazionale.

A completamento del processo di riforma del Mercato Elettrico (Legge 2/09 sulla riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento – MSD e dei Mercati regolati a Termine – MET), dal 1 gennaio 2010 è stata modificata la disciplina che regola il Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

In ambito Europeo l'ENTSO – E ha pubblicato il 30 giugno 2010 il primo Piano di Sviluppo Decennale della Rete elettrica Europea (TYNDP) dando seguito a quanto previsto nel regolamento comunitario. Il TYNDP, documento non vincolante, è uno degli elementi principali alla base del mandato di ENTSO – E nel processo di coordinamento e regolazione sovranazionale. A tal fine prosegue attivamente la collaborazione di Terna nell'ambito ENTSO – E per altri progetti relativi al Pilot Code ed ai piani di sviluppo dei Regional Group.

Il perfezionamento, in data 5 agosto 2010, dell'accordo per la cessione degli impianti (linee e impianti di stazioni in alta tensione) di A2A (Retrasm) 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 26 aprile 2010, nonché l'accordo per l'acquisizione della rete in alta tensione di Dolomiti Energia e SET SpA, perfezionato il 27/12/2010, 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 e utilizzo dei servizi di trasmissione.

Infine, se lo sviluppo delle infrastrutture è una leva strategica per il superamento della crisi ed il conseguente rilancio economico – sociale, relativamente allo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, il 2010 si contraddistingue per le seguenti principali evidenze:

- il completamento e le entrate in servizio di impianti di strategica utilità quali il II polo di collegamento 500 kV in corrente continua Sardegna – Continente (SAPEI), l'elettrodotto 380 kV Ittiri-Codrongianos, le opere della razionalizzazione della rete in Val d'Ossola, interventi in Alta Valtellina (fase A2) ed in Val Camonica, gran parte dell'elettrodotto 380 kV S. Barbara – Tavarnuzze – Casellina, nonché importanti stazioni 380 kV funzionali alla raccolta e all'utilizzo della produzione da fonte rinnovabile nel Sud e altri numerosi interventi minori;

- il conseguimento delle autorizzazioni e l'avvio dei lavori per la realizzazione degli elettrodotti 380 kV Sorgente – Rizziconi e Trino – Lacchiarella, della stazione 380 kV Avellino Nord e relativi raccordi, dell'ampliamento di alcune stazioni 380 kV esistenti e della realizzazione di nuove funzionali alla raccolta e allo sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile, ed infine di buona parte dei lavori di razionalizzazione della rete della città di Torino (alcuni interventi già autorizzati ed in fase avanzata di realizzazione);
- l'avanzamento significativo registrato nei procedimenti di autorizzazione di opere di rilevanza strategica per il Paese quali le nuove linee di interconnessione in corrente continua Italia – Francia e Italia – Montenegro e il potenziamento dell'elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II;
- l'avvio degli iter autorizzativi degli interventi principali di Razionalizzazione della rete di Arezzo, dei collegamenti di interconnessione con le isole minori (Elba, Capri), dei principali interventi del Riassetto della rete nell'area metropolitana di Roma ed, inoltre, di ulteriori interventi su rete alta tensione al Sud per la raccolta ed il convogliamento verso la rete primaria in altissima tensione della produzione da fonte rinnovabile.

Premessa	3	4.1 Premessa	63
1 Quadro normativo di riferimento	9	4.2 Programmazione temporale delle attività di sviluppo	63
1.1 Riferimenti normativi di base	9	4.3 Classificazione degli interventi di sviluppo (AEEG 348/07)	63
1.2 Provvedimenti di recente emanazione	11	4.4 Interventi per la riduzione delle congestioni	64
1.3 Provvedimenti in corso di predisposizione	16	4.5 Qualità e sicurezza del servizio	64
1.4 Il processo di pianificazione integrata	16	4.6 Ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio	65
1.5 Modifiche dell'ambito della RTN	17	4.7 Piano di rifasamento e soluzioni innovative per la sicurezza e la qualità del servizio	67
1.5.1 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti	17	5 Nuove infrastrutture di rete per la produzione da fonte rinnovabile	71
1.5.2 Proposte di dismissione di elementi di rete dall'ambito della RTN	18	5.1 Premessa	71
2 Il processo di pianificazione della rete elettrica	19	5.2 Necessità di intervento	71
2.1 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione	19	5.3 Ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio	73
2.1.1 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	20	6 Risultati attesi	75
2.2 Attuali criticità di esercizio della rete	21	6.1 Incremento della capacità di importazione dall'estero	75
2.2.1 Sicurezza di esercizio della rete	21	6.2 Riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati	75
2.2.2 Continuità di alimentazione della rete	24	6.3 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili	79
2.2.3 Qualità della tensione sulla rete	24	6.4 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni	80
2.2.4 Impatto della produzione da fonte rinnovabile	26	6.5 Riduzione delle perdite di trasmissione	80
2.3 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica	27	6.6 Riduzione delle emissioni di CO ₂	81
2.3.1 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export	28	6.7 Scambi energetici nel medio/lungo periodo	82
2.3.2 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima	28	6.8 Incremento della consistenza della RTN	82
2.3.3 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico	32	7 Dettaglio nuovi interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (EDIZIONE 2011)	85
2.3.4 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)	33	Area Nord – Ovest	87
2.4 Scenari di riferimento	35	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Stato della rete	87 89
2.4.1 Scenario standard per l'elaborazione degli interventi di sviluppo	36	Nuove connessioni alla RTN	89
2.4.2 Scenari energetici alternativi di lungo termine	45	Nuove esigenze di sviluppo rete	90
2.4.3 Smart Grid	46	Disegni	92
2.5 Criticità previste ed esigenze di sviluppo della RTN	46	Area Nord	93
2.5.1 Copertura del fabbisogno nazionale	47	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Stato della rete	93 94
2.5.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione	48	Nuove connessioni alla RTN	94
2.5.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	51	Nuove esigenze di sviluppo rete	95
2.5.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio	52	Disegni	97
3 Pianificazione coordinata fra Gestori di Rete Europea (ENTSO – E)	55	Area Nord – Est	99
3.1 Indirizzi di sviluppo delle reti in ambito europeo	57	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi) Stato della rete	99 101
3.2 Piano di Sviluppo Decennale della Rete Elettrica Europea (TYNDP)	58	Nuove connessioni alla RTN	101
3.2.1 Continental Central South Regional Group	59	Nuove esigenze di sviluppo rete	102
3.2.2 Continental South East Regional Group	60	Disegni	103
3.2.3 Pilot code 2010	60	Area Centro – Nord	105
4 Nuovi interventi di sviluppo	63		

Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	105	Area Sicilia	127
Stato della rete	106	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	127
Nuove connessioni alla RTN	107	Stato della rete	128
Nuove esigenze di sviluppo rete	108	Nuove connessioni	129
Disegni	110	Nuove esigenze di sviluppo rete	130
Area Centro	111	Disegni	132
Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	111	Area Sardegna	135
Stato della rete	114	Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	135
Nuove connessioni alla RTN	115	Stato della rete	136
Nuove esigenze di sviluppo rete	116	Nuove connessioni alla RTN	137
Area Sud	119	Nuove esigenze di sviluppo rete	138
Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)	119	Disegni	140
Stato della rete	122		
Nuove connessioni alla RTN	123		
Nuove esigenze di sviluppo rete	124		
Disegni	126		

INDICE

Sezione 2

1 Introduzione	145	Interventi previsti	185
2 Principali attività svolte nel 2010	147	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	191
2.1 Principali interventi di sviluppo realizzati nel 2010	147	Disegni	194
2.2 Interventi di sviluppo in realizzazione	150	4.3 Area Nord Est	201
2.3 Interventi di sviluppo in autorizzazione	154	Interventi previsti	201
2.4 Principali Interventi di sviluppo in concertazione	157	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	209
2.5 Studi completati nel corso del 2010	159	Disegni	211
2.6 Accordi perfezionati nel corso del 2010	160	4.4 Area Centro Nord	217
2.7 Variazioni nell'ambito della RTN	160	Interventi previsti	217
3 Classificazione degli interventi di sviluppo	161	Interventi su impianti esistenti e autorizzati	225
3.1 Riduzione delle congestioni	161	Disegni	228
3.2 Elettrodotto 150 kV S.Teresa-BuddusòRiduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva	161	4.5 Area Centro	235
3.3 Interconnessioni con l'estero	161	Interventi previsti	235
3.4 Sviluppo rete aree metropolitane	162	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	243
3.5 Qualità del servizio	162	Disegni	245
3.6 Interventi per le connessioni	166	4.6 Area Sud	251
4 Dettaglio sullo stato di avanzamento delle opere appartenenti ai piani precedenti già approvati	167	Interventi previsti	251
4.1 Area Nord Ovest	167	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	258
Interventi previsti	167	Disegni	261
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	173	4.7 Area Sicilia	271
Disegni	176	Interventi previsti	271
4.2 Area Nord	185	Interventi su impianti esistenti o autorizzati	275
		Disegni	276
		4.8 Area Sardegna	285
		Interventi previsti	285
		Interventi su impianti esistenti o autorizzati	287
		Disegni	288

Allegato connessioni

295

Sezione 1

Piano di Sviluppo 2011

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 del 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 utenti¹ (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 aggiuntiva relativa 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

¹ 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 del Mare 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 e del Mare provvede alla valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 km e degli elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 km, e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato;
- le regioni provvedono alla verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei esterni con tensione nominale superiore a 100 kV, fino a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a

3 km, fino a 10 km; alla valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore 100 kV, fino a 150 kV, con tracciato di lunghezza superiore a 10 km, fino a 15 km, e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato;

"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 D. Lgs. n. 163/06, che ha abrogato il precedente D. Lgs. n. 190/02.

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 D. Lgs. 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.

Legge n. 99/09 in materia di sviluppo

La legge interviene in tema di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale introducendo semplificazioni procedurali, tra cui:

- a) l'assoggettamento a Denuncia di inizio attività (DIA) per:
- le varianti di lunghezza fino a 1.500 metri che utilizzino il medesimo tracciato della linea esistente o che se ne discostino massimo fino a 40 metri lineari;
 - le varianti all'interno delle stazioni elettriche che non comportino aumenti della cubatura degli edifici;
 - le varianti da apportare a progetto definitivo approvato, sia in sede di redazione del progetto esecutivo sia in fase di realizzazione delle opere, ove non assumano rilievo localizzativo.

Tali interventi sono realizzabili a condizione che non siano in contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti e rispettino le norme in materia di elettromagnetismo e di progettazione, costruzione ed esercizio di linee elettriche nonché le norme tecniche per le costruzioni.

b) una disciplina, da attivare in caso di mancato raggiungimento dell'intesa con le regioni interessate, che prevede il ricorso ad un comitato interistituzionale composto pariteticamente da rappresentanti ministeriali e regionali per il rilascio dell'intesa.

c) l'esclusione dell'autorizzazione per le attività di manutenzione su elettrodotti esistenti, quali riparazione, rimozione e sostituzione di componenti di linea, a titolo esemplificativo: sostegni, conduttori, funi di guardia, etc. con elementi di caratteristiche analoghe, anche in ragione delle evoluzioni tecnologiche.

Il disegno di legge introduce la tipologia di interconnector finanziati da clienti finali energivori, titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW. I clienti finali sono ammessi a partecipare alle gare di selezione per il finanziamento di linee di interconnessione individuate, realizzate ed esercite da Terna. I soggetti beneficeranno della capacità di trasporto che tali infrastrutture rendono disponibile. La misura porterà ad 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.

1.2 Provvedimenti di recente emanazione

Delibera ARG/elt 5/10: *Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili*

Con tale provvedimento, che abroga la delibera n. 330/07, l'Autorità ha modificato le condizioni per il dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili.

Le azioni di intervento riguardano essenzialmente quattro aspetti:

- la remunerazione della mancata produzione eolica derivante dall'attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna,
- la definizione dei servizi di rete a cui sono soggette le unità di produzione eolica (adeguamento alla prescrizioni Allegati A16, A13 e A17 del Codice di rete);
- l'incentivazione alla corretta previsione delle unità rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili,
- le disposizioni a Terna per il miglioramento del servizio di dispacciamento.

Delibere ARG/elt 65/10 e 121/10 in materia di interconnector

Con tali provvedimenti, in relazione allo svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità interconnector di cui all'articolo 2 comma 1 del Decreto Legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito nella Legge 22 marzo 2010, n. 41, vengono fornite a Terna direttive specifiche volte a garantire al sistema l'effettiva disponibilità delle risorse interrompibili ulteriori. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno che Terna proceda ad assegnare le quote di finanziamento dell'interconnessione con l'Austria con assegnazione in due passaggi successivi:

- un'assegnazione "transitoria" ai soggetti titolari di carichi interrompibili istantaneamente che già oggi assicurano il servizio di interrompibilità e sono qualificabili come incrementali (in quanto aggiuntivi rispetto a quelli contrattualizzati nel dicembre 2007)
- un'assegnazione definitiva, da svolgersi successivamente alla verifica dell'impegno a rendere disponibili risorse "future".

Delibera ARG/elt 124/10: *Istituzione del sistema di Gestione della Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDI) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica*

Con tale provvedimento l'Autorità ha fornito disposizioni relative al completamento del processo di costituzione di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica e delle relative unità, avviato con la delibera ARG/elt 205/08.

In particolare la delibera prevede, all'interno del sistema GAUDI':

- lo sviluppo di un pannello di controllo per il monitoraggio delle fasi del processo di connessione successive alla conclusione dell'iter autorizzativo, nonché delle attività propedeutiche all'attivazione della connessione e all'entrata in esercizio commerciale;
- il completamento dell'anagrafica unica CENSIMP e l'integrazione con i registri RUP e UPN6;
- l'introduzione delle informazioni di dettaglio relative alla presenza, localizzazione e tipologia delle apparecchiature di misura, degli schemi unifilari degli impianti con l'indicazione di tutti i gruppi di misura e degli algoritmi di misura;
- l'utilizzo delle codifiche CENSIMP anche ai fini della trasmissione delle misure di energia elettrica prodotta e immessa in rete e l'interoperabilità con i database del GSE;
- l'introduzione di procedure di verifica da parte dei gestori di rete sui dati relativi al punto di connessione inseriti dal produttore, nonché su alcuni dei dati che costituiscono l'anagrafica impianti.

Delibera ARG/elt 125/10: Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA)

La delibera dell'Autorità rivede le disposizioni del Testo integrato delle connessioni attive (TICA) al fine di migliorare la gestione delle richieste di connessione e dei preventivi accettati, riducendo i possibili fenomeni speculativi di occupazione della capacità di trasporto sulla rete.

La delibera prevede due allegati:

- l'allegato A contenente la versione già integrata del TICA che si applica, laddove non diversamente specificato, alle richieste di connessione inviate ai gestori di rete a partire dal 1 gennaio 2011;
- l'allegato B che si applica, insieme alle disposizioni della precedente versione del TICA (versione modificata dalle delibere ARG/elt 179/08, 205/08, 130/09) e dell'Allegato A alla delibera n. 281/05, alle richieste di connessione inviate al gestore di rete entro il 31 dicembre 2010.
- la predisposizione da parte di Terna e delle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno 2011, di un portale informatico finalizzato alla gestione dell'iter di connessione complementare al sistema implementato da Terna ai fini del cd sistema "GAUDI";

- la possibilità per Terna di attivare nelle aree individuate come critiche delle procedure di open season di ampiezza semestrale al fine di consentire l'analisi congiunta di più richieste di connessione e conseguentemente pianificare in maniera più adeguata il necessario sviluppo di rete;
- la previsione di ulteriori ipotesi di decadenza dei preventivi presentati;
- l'introduzione di una garanzia aggiuntiva rispetto a quella già prevista a fronte del pagamento dei corrispettivi di connessione, sotto forma di deposito cauzionale o di fidejussione bancaria, per le richieste di connessioni in aree critiche o su linee critiche;
- la definizione, da parte di Terna, di apposite condizioni tecniche ed economiche nel caso di connessioni di impianti di produzione alla RTN con livello di tensione inferiore a 220 kV.

Delibera ARG/elt 162/10: Determinazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in adempimento delle disposizioni di cui all'articolo 65.bis, comma 65.bis.3, della deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n.111/06, come successivamente integrata e modificata dalla deliberazione 29 aprile 2009, ARG/elt n. 52/09

Con la delibera ARG/elt 162/10, l'Autorità ha determinato e comunicato a Terna e agli operatori interessati i valori assunti, con riferimento all'anno solare 2011, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni di cui all'articolo 65.bis, comma 65.bis.3, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, necessari per la definizione dei contratti previsti come modalità alternativa di assolvimento degli obblighi derivanti dalla titolarità di impianti essenziali.

In base a quanto già previsto dalla delibera 111/06, Terna predispone e sottopone all'Autorità gli schemi contrattuali che, successivamente all'approvazione dell'Autorità saranno sottoscritti con gli utenti del dispacciamento che abbiano comunicato a Terna l'intenzione di sottoscrivere il contratto.

Delibera ARG/elt 173/10

Con tale delibera l'Autorità ha approvato la metodologia definita da Terna per l'individuazione delle aree/linee critiche sulla RTN, secondo i criteri definiti all'art. 4 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 125/10.

L'elenco delle aree/linee critiche e la relativa metodologia sono stati pubblicati sul sito internet di Terna in data 15 ottobre 2010.

Piano di azione nazionale PAN per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE (MSE 30 giugno 2010)

Il Piano è stato redatto in attuazione della nuova direttiva (2009/28/CE) e della decisione della Commissione del 30 giugno 2009 sulle fonti rinnovabili ed è in conformità allo schema predisposto in sede europea, per il raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo vincolante di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi lordi nazionali.

Il Piano illustra la strategia nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, disegna le principali linee d'azione per il perseguimento degli obiettivi strategici.

Il Piano descrive l'insieme delle misure necessarie per raggiungere gli obiettivi, prevedendo di intervenire sul quadro esistente dei meccanismi di incentivazione – quali, per esempio, i certificati verdi, il conto energia, i certificati bianchi, l'agevolazione fiscale per gli edifici, l'obbligo della quota di biocarburanti – per incrementare la quota di energia prodotta rendendo più efficienti gli strumenti di sostegno, in modo da evitare una crescita parallela della produzione e degli oneri di incentivazione, che ricadono sui consumatori finali, famiglie ed imprese.

È inoltre prevista dal Piano l'adozione di ulteriori misure in particolare, per favorire i procedimenti autorizzativi, lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione al fine di un utilizzo intensivo ed intelligente del potenziale rinnovabile.

Recependo le indicazioni pervenute dal PAN, il presente Piano di Sviluppo riporta (cfr. capitolo 5) una sezione apposita che raggruppa in sintesi gli interventi in infrastrutture di rete finalizzati alla raccolta della produzione da fonte rinnovabile.

Il monitoraggio complessivo statistico, tecnico, economico, ambientale e delle ricadute industriali connesse allo sviluppo del Piano di azione verrà effettuato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali con il supporto operativo del GSE – Gestore dei Servizi Energetici, che implementerà e gestirà un apposito Sistema Italiano di Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI).

Legge n. 41 del 22/03/2010: Misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori (conversione in legge, con modificazioni, del Decreto – legge 25 gennaio 2010, n. 3 – Decreto grandi isole)

Viene previsto, per il triennio 2010 – 2012, un nuovo servizio per la sicurezza assegnato da Terna, che può essere reso, per 500 MW in Sicilia e per 500 MW in Sardegna.

Si prevede l'incremento fino a 500 MW della "capacità di interconnessione con l'estero, di cui all'articolo 32, comma 1, della Legge 23 luglio 2009, n. 99" (Interconnector), in ragione dell'aumento della potenza disponibile a riduzione istantanea del proprio prelievo dalla rete da parte dei clienti finali.

Sono state adottate, inoltre, misure semplificatrici per la realizzazione di alcuni interventi sulla rete elettrica di trasmissione nazionale:

a) viene esteso il ricorso alla procedura semplificata di Denuncia di Inizio Attività per gli interventi di riclassamento fino a 380 kV sulle linee di interconnessione esistenti con l'estero di tensione inferiore;

b) sono assoggettate a Denuncia di Inizio Attività le modifiche che determinano aumenti di cubatura aventi determinate caratteristiche, nelle stazioni elettriche.

Decreto Legge 105/2010 come convertito dalla Legge 129/2010 - G.U. n. 179 del 04 agosto 2010 e D.L. n.225/2010: Misure urgenti in materia di energia

Nomina commissari straordinari

Il Consiglio dei Ministri può individuare, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con i Ministri delle Infrastrutture e dei Trasporti, dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e per la semplificazione normativa, d'intesa con le regioni e le province autonome interessate, gli interventi urgenti ed indifferibili, connessi alla trasmissione, alla distribuzione e alla produzione dell'energia e delle fonti energetiche che rivestono carattere strategico nazionale, anche in relazione alla possibile insorgenza di situazioni di emergenza, ovvero per i quali ricorrono particolari ragioni di urgenza in riferimento allo sviluppo socio-economico, e che devono pertanto essere effettuati con mezzi e poteri straordinari. Per la realizzazione degli interventi, sono nominati con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Presidente del Consiglio dei Ministri, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri, uno o più commissari straordinari del Governo. Con l'intesa regionale sono definiti anche i criteri per l'esercizio della cooperazione funzionale ed organizzativa tra commissari straordinari, regioni e province autonome.

Il nuovo provvedimento prevede la possibilità di superare il mancato raggiungimento dell'intesa con una deliberazione motivata del Consiglio dei Ministri, cui sia stato invitato a partecipare il Presidente della regione o della provincia autonoma interessata. I poteri dei Commissari si differenziano a seconda che sia stata raggiunta o meno l'intesa sulle opere con le Regioni:

a) qualora sia stata rilasciata l'intesa sull'opera, il Commissario può adottare gli atti e provvedimenti di competenza delle amministrazioni pubbliche che non abbiano rispettato i termini di legge;

b) nel caso in cui non sia stata raggiunta l'intesa con la Regione, sono attribuiti al Commissario i poteri straordinari di deroga alla normativa vigente, con il limite della normativa comunitaria, e di sostituzione delle amministrazioni pubbliche.

Il Decreto Legge 29 dicembre 2010, n. 225 (G.U. n. 303 del 29 dicembre 2010), recante "Proroga dei termini previsti da disposizioni legislative e di interventi urgenti in materia tributaria e di sostegno alle imprese ed alle famiglie" aggiorna art. 4, comma 4 del decreto-legge 78/2009, convertito in legge 102/2009 e fissa al 31 marzo 2011 il termine entro il quale il Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro delle Infrastrutture, con il Ministro dell'ambiente e con il Ministro della Semplificazione normativa, deve raggiungere l'intesa con le Regioni e le Province autonome interessate, al fine di individuare "gli interventi urgenti ed indifferibili connessi alla trasmissione, alla distribuzione e alla produzione dell'energia e delle fonti energetiche che rivestono carattere strategico nazionale, anche in relazione alla possibile insorgenza di situazioni di emergenza, ovvero per i quali ricorrono particolari ragioni di urgenza in riferimento allo sviluppo socio-economico, e che devono pertanto essere effettuati con mezzi e poteri straordinari". Decorso tale termine, il Governo, con deliberazione motivata del Consiglio dei Ministri cui sia stato invitato a partecipare il Presidente della regione o della Provincia autonoma interessata, potrà individuare gli interventi citati "anche a prescindere dall'intesa".

Rete elettrica di trasmissione nazionale

Il provvedimento prevede che, nel procedimento unico previsto per gli impianti a fonte rinnovabile, ex D. Lgs. 387/03, tra le opere connesse siano comprese le opere di connessione alla rete elettrica di distribuzione e alla rete di trasmissione nazionale necessarie all'immissione dell'energia prodotta dall'impianto come risultanti dalla soluzione di connessione rilasciata dal gestore di rete.

Rafforzamento degli strumenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico

Si prevede che il Ministero provveda poi al rafforzamento fino ad una potenza di 1.000 MW degli strumenti finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico.

Fonti rinnovabili

La nuova normativa prevede:

- l'estensione del regime incentivante previsto dal decreto 19 febbraio 2007 agli impianti realizzati entro il 31 dicembre 2010 e in esercizio entro il 30 giugno 2011;
- che su indirizzo del Ministero dello Sviluppo Economico l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas definisca le regole finalizzate ad evitare fenomeni di prenotazione della capacità di rete per impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non siano verificate, entro tempi definiti, le condizioni di effettiva realizzabilità delle iniziative, anche con riferimento alle richieste di connessione già assegnate;
- che con un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico si definiscano idonee misure affinché l'istanza di autorizzazione sia accompagnata da congrue garanzie finanziarie a carico del soggetto che richiede il rilascio dell'autorizzazione degli impianti a fonte rinnovabile e di eventuali successivi subentranti;
- sanatoria delle procedure di DIA per impianti a fonte rinnovabile, avviate per impianti di taglia superiore alla soglia prevista dalla normativa nazionale, purché gli impianti entrino in esercizio entro il 16 gennaio 2011.

Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 – G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)

Le linee guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono state emanate in ottemperanza dell'art. 12, comma 10, del D. Lgs. 387/03 in materia di fonti rinnovabili.

Il provvedimento è entrato in vigore il 3 ottobre 2010 e si applica ai procedimenti che saranno avviati dal 1 gennaio 2011. Entro il medesimo termine le Regioni dovranno recepirle. Nelle more, si applicheranno comunque le linee guida nazionali.

Queste prevedono che il proponente debba integrare l'istanza con la documentazione richiesta nelle linee guida. È stato precisato che tra le opere connesse, oggetto di autorizzazione unica ex D. Lgs. 387/03, rientrano tutte le opere necessarie alla connessione indicate nel preventivo per la connessione, ovvero nella soluzione tecnica minima generale, predisposte dal gestore di rete ed esplicitamente accettate dal proponente, con l'esclusione dei nuovi elettrodotti o dei potenziamenti inseriti da Terna nel Piano di Sviluppo, fatta eccezione per l'allegato connessioni.

Viene poi espressamente previsto che, tra i documenti che il proponente deve allegare alla richiesta di autorizzazione dell'impianto, vi sia il

preventivo per la connessione, redatto dal gestore di rete ed esplicitamente accettato dal proponente, compresi tutti gli elaborati tecnici relativi al progetto degli impianti per la connessione.

In tal modo, le istanze presentate non potranno essere esaminate e autorizzate, se prive della soluzione di connessione e del relativo progetto.

I gestori di rete dovranno informare le Regioni interessate circa le soluzioni di connessione elaborate e accettate per impianti con potenza nominale non inferiore a 200 kW con cadenza quadrimestrale. La prima scadenza cade il 3 febbraio 2011.

Decreto Legislativo 15 FEBBRAIO 2010, n. 31: *Disciplina della localizzazione, della realizzazione e dell'esercizio nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, di impianti di fabbricazione del combustibile nucleare, dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché misure compensative e campagne informative al pubblico, a norma dell'articolo 25 della legge 23 luglio 2009, n. 99.*

Il D. Lgs. 15 febbraio 2010, n. 31, detta le linee per la programmazione della politica nucleare e definisce i procedimenti di localizzazione e autorizzazione degli impianti di produzione di energia da fonte nucleare, nonché i meccanismi di corresponsione delle compensazioni a favore delle popolazioni e degli enti locali.

L'autorizzazione unica rilasciata al termine del procedimento unico comprenderà "le opere di sviluppo e adeguamento della rete elettrica di trasmissione nazionale necessarie all'immissione in rete dell'energia prodotta".

Il decreto dà attuazione alla delega approvata con legge 99/09, che prevedeva, oltre all'adozione di norme da parte del Governo per la disciplina degli iter autorizzativi, anche:

- la costituzione dell'Agenzia per la Sicurezza Nucleare;
- l'adozione di delibere CIPE per la determinazione delle tipologie di impianti realizzabili in Italia e delle modalità di costituzione di consorzi nucleari;
- la definizione dal parte del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e Ministero per i Beni e le Attività Culturali, su proposta dell'Agenzia per la Sicurezza Nucleare, di uno schema di parametri esplicativi dei criteri tecnici per le aree idonee.

D. LGS. 27 APRILE 2010: *Statuto dell'Agenzia per la Sicurezza Nucleare*

Con decreto della presidenza del Consiglio dei Ministri del 27 aprile 2010 è stato adottato, ai sensi dell'articolo 29 della legge 99/09, lo Statuto dell'Agenzia per la Sicurezza Nucleare.

Tale Agenzia, sola autorità nazionale responsabile per la sicurezza nucleare, ha funzioni in materia di regolamentazione tecnica, controllo e autorizzazione delle attività concernenti gli impieghi pacifici dell'energia nucleare, nonché funzioni e compiti di vigilanza sulla costruzione, l'esercizio, lo smantellamento a fine vita e la salvaguardia degli impianti e dei materiali nucleari, comprese le loro infrastrutture e la logistica.

In particolare, l'Agenzia definisce:

- regole per la verifica della sussistenza dei requisiti per la localizzazione degli impianti;
- controlli in fase di progettazione, costruzione, esercizio e smantellamento a fine vita degli impianti, collaudi ed ispezioni;
- prescrizioni, procedure e standard tecnici per progettazione, costruzione, gestione e smantellamento degli impianti.

LEGGE 4 GIUGNO 2010, n. 96: *Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europee – Legge Comunitaria 2009 (G.U. 25 giugno 2010, n. 146), Efficacia delle norme sulla protezione dei lavoratori dai rischi di esposizione a campi elettromagnetici (art. 11).*

L'articolo 306 del D. Lgs. 81/08, in materia di sicurezza dei lavoratori, viene corretto per precisare che la data di entrata in vigore delle norme sulla protezione dei lavoratori dai rischi di esposizione a campi elettromagnetici coincide con il termine previsto dall'articolo 13 della direttiva CE 2004/40 come modificato dalla direttiva CE 46/2008, che fissa il termine al 30 aprile 2012.

La legge delega inoltre il Governo a dare attuazione ad atti comunitari di interesse, tra cui:

- la Direttiva rinnovabili (2009/28/CE), da recepire entro il 5 dicembre 2010;
- la Direttiva mercato interno dell'energia (2009/72/CE), da recepire entro il 3 marzo 2011;
- la Direttiva Infrastrutture critiche europee (2008/114/CE), da recepire entro il 12 gennaio 2011.

D. Lgs. 128/2010: *Decreto legislativo di riforma del codice ambiente*

Con la riforma del Codice Ambiente (D. Lgs. 152/06) è stata inserita una nuova disposizione che precisa che la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) non è necessaria per le modifiche ai piani territoriali "conseguenti a provvedimenti di autorizzazione di

opere singole che hanno per legge l'effetto di variante ai suddetti piani e programmi". Pertanto, le autorizzazioni degli interventi relativi alla rete elettrica di trasmissione nazionale che determinano varianti dei piani regolatori degli enti locali non costituiscono modifiche ai piani urbanistici sulle quali occorra preventivamente svolgere la VAS.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, provvede, prima dell'approvazione del Piano, tenendo conto delle risultanze del parere VAS e dei risultati delle consultazioni transfrontaliere, "alle opportune revisioni del piano o programma".

Ampliamento ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 26 aprile 2010 "Ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica", il cui comunicato è pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 15 maggio 2010, n. 112.

A seguito dell'acquisizione di una porzione di rete di distribuzione pari a circa 108 km di linee elettriche, comprensiva di 65 stalli localizzati su 22 cabine primarie ad alta tensione, ceduta da A2A Reti Elettriche SpA 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.

1.3 Provvedimenti in corso di predisposizione

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

Completamento del quadro normativo sulla protezione dai campi elettrici e magnetici

Il quadro normativo previsto dalla Legge del 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.

1.4 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 (90 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.

Il parere VAS viene inviato al Ministero dello Sviluppo Economico (organo competente) che ha il compito di procedere con l'approvazione del Piano, ai sensi della Concessione del 20 aprile 2005, dando conto di come le considerazioni ambientali sono state integrate.

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

1.5 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, rete RFI, impianti in alta tensione di proprietà di produttori, utenti, e così via.

Nel Codice di Rete², 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 [...]".

A seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust, del parere favorevole dell'AEEG ed a valle del Decreto del 26 aprile 2010 con il quale il Ministero dello Sviluppo Economico ha disposto l'ampliamento nell'ambito della RTN, il 05 agosto 2010 Terna ha perfezionato con la società A2A l'acquisizione dell'intero capitale di Retrasm. La società gestisce circa 180 km di linee e 2 stazioni elettriche. Il trasferimento ha riguardato anche le linee ad alta tensione classificate come distribuzione, circa 108 km a 132 kV, e gli stalli afferenti in 22 cabine primarie. Il perfezionamento dell'operazione è stato subordinato tra l'altro all'approvazione dell'operazione da parte dell'Autorità Antitrust, al perfezionamento della menzionata scissione e all'inserimento da parte delle Autorità competenti della Rete AT nella RTN.

In aggiunta a tale operazione, a valle del Decreto del 22 dicembre 2010 con il quale il Ministero dello Sviluppo Economico, recepito il parere favorevole dell'AEEG, ha disposto l'ampliamento nell'ambito della RTN, il 27 dicembre 2010 Terna ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione da Dolomiti Energia e SET Distribuzione, utilities operanti nella provincia di Trento, di 175 km di linee elettriche e dei relativi stalli situati presso 14 cabine primarie, a valle dell'emissione in data 22 dicembre 2010 da parte del MISE del Decreto per l'inserimento dei suddetti elementi di rete nell'ambito della RTN. L'area in cui sono situati gli impianti è oggetto di importanti interventi di sviluppo e razionalizzazione necessari a garantire una maggiore sicurezza e qualità del servizio.

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, 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 determinati in modo da migliorare le attività di gestione, esercizio e manutenzione, o rimuovere le situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete in AT.

Si cerca 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 viene 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.

1.5.1 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti

La 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

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

hanno attualmente la disponibilità. Per tali impianti i rispettivi titolari hanno formalizzato il proprio interesse alla cessione a Terna, per l'inclusione in RTN.

1.5.2 Proposte di dismissione di elementi di rete dall'ambito della RTN

Infine, in Tabella 2 sono elencati gli elementi di rete di cui Terna propone la dismissione dalla RTN in

quanto non più funzionali al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

Analogamente al caso di ampliamento dell'ambito della RTN, Terna provvederà a dismettere dalla RTN gli elementi di rete di cui alla Tabella 2 previo conferimento degli elementi di rete in questione alle Società che hanno formalizzato il proprio interesse all'acquisizione.

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

Tipologia	Impianto	Società	Tensione	Regione
Stazione elettrica	Monte Narbone	Enpower e Wind Power Sud	150 kV	Sicilia

Tabella 2 – Elementi di rete esistenti da dismettere dall'ambito della RTN

Tipologia	Impianto	Società	Tensione	Regione
Elettrodotto	S. Eufemia Industriale – Five Sud	Terna	150 kV	Calabria

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 alla crescita della domanda di energia elettrica, all'evoluzione del parco di generazione, al superamento di possibili vincoli alla competitività del mercato elettrico italiano ed all'integrazione del mercato europeo.

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;
- favorire l'utilizzo e lo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili;
- 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 Rete³, 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 produzione⁴, il consumo⁵ di energia elettrica e lo stato della rete⁶. Essi comprendono:

- 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 disalimentazioni 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 zionali, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni inter-zionali 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:

⁴ 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.

⁵ 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.

⁶ 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.

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

- i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica;
 - lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (potenziamenti di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali) compresa la nuova capacità da fonti rinnovabili;
 - l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
 - le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
 - le connessioni di impianti di produzione, di utenti finali 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 di tali reti;
 - 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.
- si confermano le congestioni sulla sezione di rete tra zone Nord/Centro Nord e Sud/Centro Sud queste ultime incrementate dall'ingresso di nuova produzione al Sud da fonte convenzionale CCGT e rinnovabile al punto che il prezzo della zona Sud si conferma più basso anche rispetto alla zona Nord;
 - permane l'attuale struttura zonale che ribadisce, nella zona Sud, la presenza dei poli limitati di Brindisi e Foggia;
 - l'area Centro Sud del Paese e le Isole (in particolare la Sicilia) si confermano le zone più critiche dal punto di vista della maggiore onerosità dei servizi di dispacciamento;
 - permangono sovraccarichi nella rete primaria nel Triveneto in particolare a causa dei ritardi nel rilascio delle autorizzazioni di numerose opere strategiche per l'alimentazione in sicurezza del fabbisogno locale;
 - 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 inferiori alla NTC;
 - l'analisi dei profili di tensione nelle stazioni elettriche connesse sulla rete primaria evidenzia mediamente un profilo di tensione nel 2010 paragonabile ai valori del 2009 in linea con la blanda ripresa dei consumi a seguito della crisi.

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 2010 dello stato del sistema elettrico in Italia conferma in gran parte i trend già alla base dei precedenti Piani di Sviluppo:

A causa dei ritardi di sviluppo degli ultimi anni della rete AT e della crescente penetrazione di nuovi impianti alimentati a fonte rinnovabile nel Sud, si determinano fenomeni di trasporto sulla rete di sub-trasmissione che, in assenza dei rinforzi di rete previsti, 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 nonché alla riduzione del livello di qualità del servizio.

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 reale⁷ relativamente ai mesi compresi tra luglio 2009 e giugno 2010. 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 66% 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 verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato.

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 negli ultimi cinque anni si è confermato 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 l'8% dei rischi di sovraccarico su rete primaria principalmente a causa della limitata capacità di trasporto della rete che alimenta la città capoluogo.

Analogamente, nell'area Nord – Ovest si concentrano il 9% dei sovraccarichi principalmente sulle direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale e quelle interessate dal trasporto della produzione convenzionale verso i centri di consumo della Lombardia e dell'Emilia oltre che a causa di difficoltà legate alle debolezze strutturali della rete nella zona di Torino. In Liguria risultano in alcuni casi al limite di sicurezza le linee 220 kV tra verso la Toscana .

Nell'area dell'Emilia e della Toscana 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 il 12% 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.

Sulla porzione di rete tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi principalmente riguardano la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area in caso di perdita di una delle linee 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.

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.

In particolare le simulazioni si riferiscono al terzo mercoledì di luglio e dicembre 2009 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

⁷ L'assetto di rete in tempo reale tiene conto della reale disponibilità degli elementi di rete tenendo anche conto dei fuori servizi programmati.

elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Tali criticità sono espresse nel Dettaglio interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN, nella sezione II 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.

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

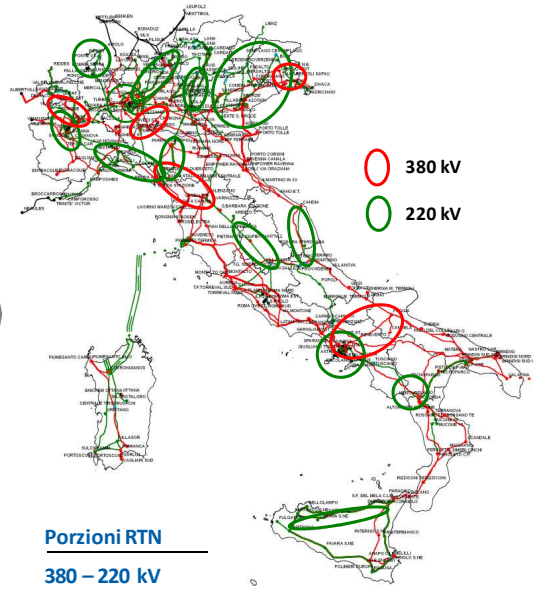
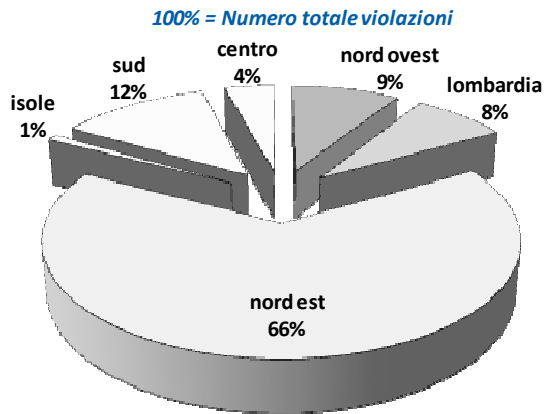
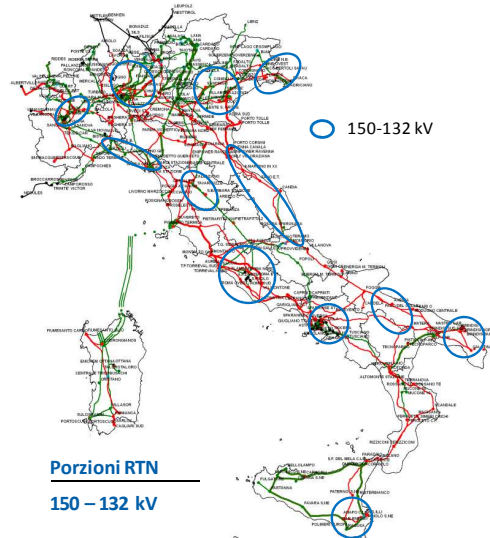
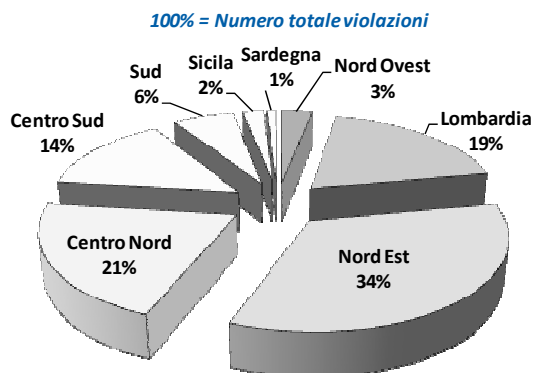


Figura 1 – Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380 – 220 kV

Terzo mercoledì Lug-09/Dic-2009, % 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



*Simulazione alle ore 11; non include effetto telescati su import e poli limitati

Figura 2 – Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria⁸

⁸ Simulazioni di rete condotte partendo dal caso a rete integra nel terzo mercoledì dei mesi luglio 2009 e dicembre 2009 alle ore 11.00 (non includono effetto telescati su import e poli limitati).

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.

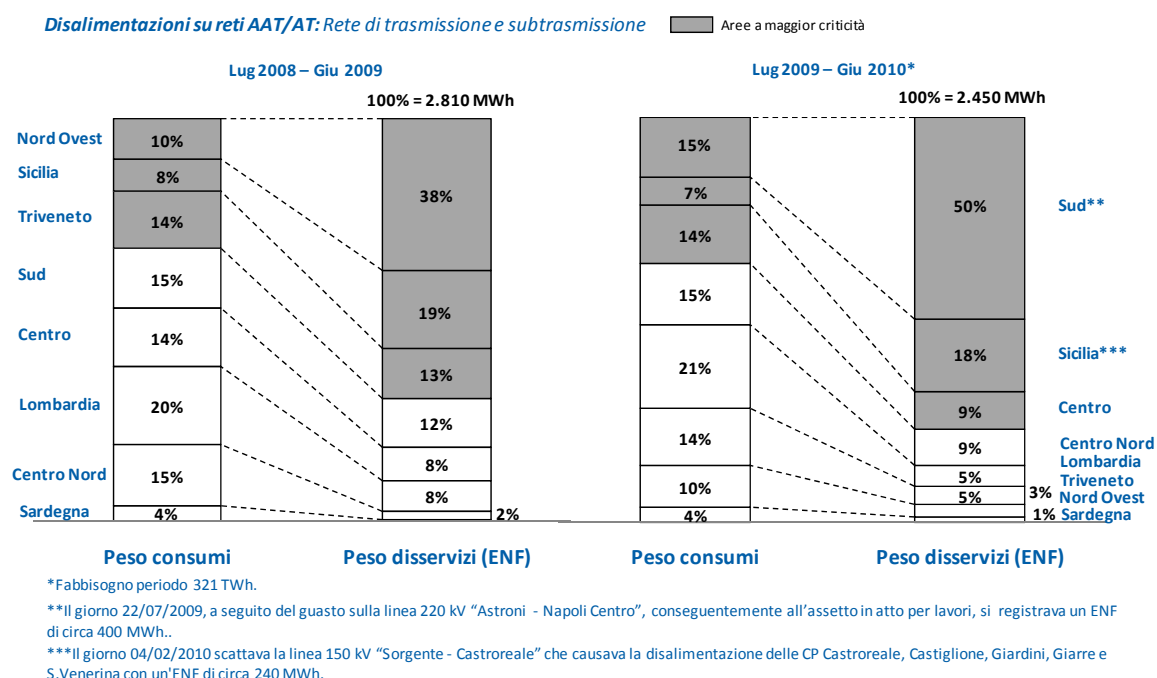


Figura 3 – Continuità del servizio di alimentazione

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 carico⁹ e della potenza generata dalle centrali¹⁰, in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione.

Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e l'incremento del transito su altri componenti di rete che ne consegue, contribuiscono a far variare, in genere in

Oltre il 70% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le regioni del Sud, del Centro e la Sicilia. Nelle regioni del Sud i disservizi sono prevalentemente concentrati nei mesi di Luglio ed Agosto 2009. 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.

La crisi degli ultimi due anni ha comportato una sostanziale riduzione dei consumi e di conseguenza, al Nord, dove le reti risultano abbastanza magliate, è stato mitigato il rischio di disalimentazioni.

diminuzione nei periodi caratterizzati da richiesta in potenza elevata, la tensione ai nodi nelle rispettive zone di influenza.

Al contrario nelle situazioni fuori picco, anche a causa della riduzione dell'effetto di regolazione delle centrali disponibili in produzione, si possono registrare valori di tensione in aumento.

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.

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

¹⁰ Giornaliera, settimanale, stagionale.

Per l'anno 2010 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno alla media di circa 5,1 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 Rete¹¹, principalmente legato alla situazione contingente di riduzione generalizzata dei consumi per effetto della crisi.

La Figura 4 riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN¹², nel periodo 1998 – 2010.

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 (peraltro disponibili in numero e capacità maggiore) o di variazione degli assetti della rete, il livello di tensione è stato controllato sempre più efficacemente.

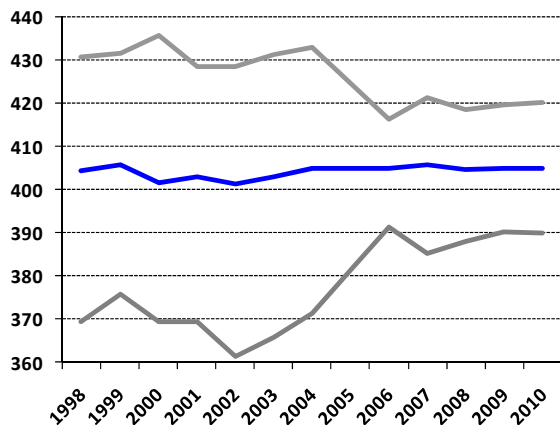


Figura 4 – Range di variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 1998 al 2010 (kV)

Nell'ultimo anno le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili 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 vengono prese in esame le seguenti situazioni tipiche:

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

¹² Per l'anno 2010 i valori massimi e minimi sono stati calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

- 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.

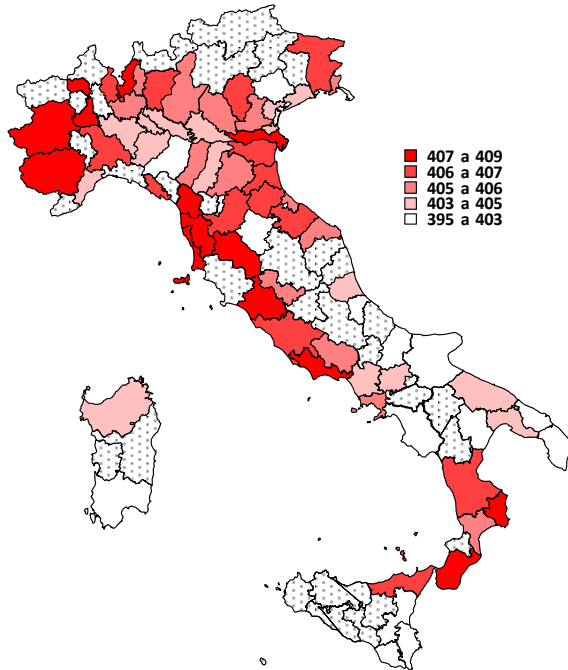


Figura 5 – Distribuzione territoriale delle tensioni – valori medi (kV) (Luglio 2009 – Giugno 2010)

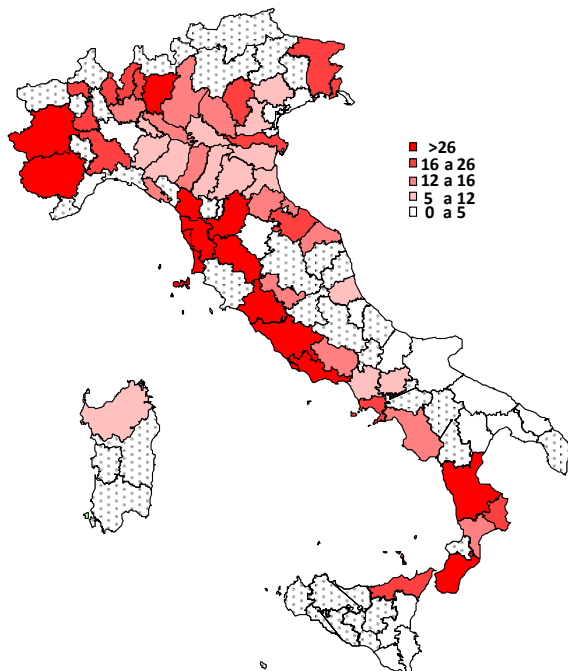


Figura 6 – Distribuzione territoriale delle tensioni – frequenza (%) in ore off – peak di valori con tensione >410 kV (Luglio 2009 – Giugno 2010)

La Figura 5 e la Figura 6, 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.

Nella Figura 7 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 2009 e giugno 2010.

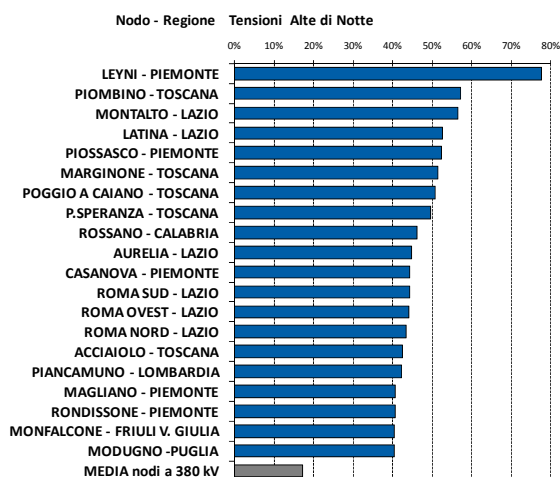


Figura 7 – Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni alte (Luglio 2009 – Giugno 2010)

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 nel Piemonte riconducibili 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 8 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 2009 e giugno 2010.

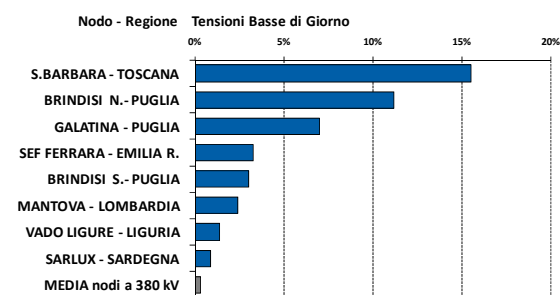


Figura 8 – Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse (Luglio 2009 – Giugno 2010)

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.

Nella regione Toscana (aree Firenze, Siena ed Arezzo), in condizioni di carico elevato si registrano tensioni al di sotto del livello di attenzione che, a causa della scarsità di generazione efficiente disponibile e dei transiti sostenuti su lunghe dorsali di collegamento, comportano vincoli di produzione imposta di alcuni importanti poli nell'area.

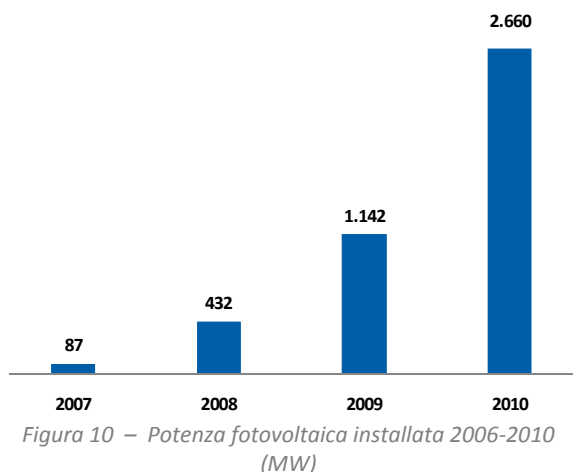
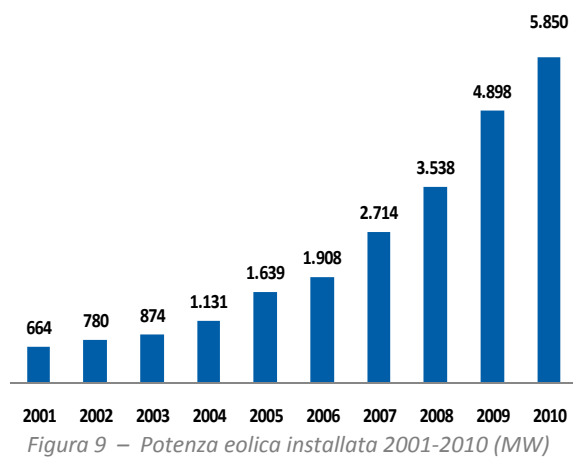
Nel Meridione la regione che presenta maggiori scostamenti della tensione dai valori di attenzione risulta la Puglia nelle aree tra Brindisi e Galatina per la notevole entità del carico e per la presenza di fenomeni di trasporto delle potenze provenienti dal polo produttivo di Brindisi e dalla Grecia. 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.

Inoltre l'installazione di apparati di stazione che regolano la tensione (reattanze e banchi di condensatori) sta consentendo 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.

2.2.4 Impatto della produzione da fonte rinnovabile

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 2010 ha raggiunto la quota di 130.000 MW. A fronte di questa enorme domanda negli scorsi anni si è registrato un considerevole incremento della capacità di generazione da fonti rinnovabili non pienamente programmabili, in particolare nel corso dell'ultimo decennio per le centrali eoliche (Figura 9) e nell'ultimo triennio fotovoltaiche (Figura 10).

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 della capacità produttiva ha comportato il maggior utilizzo della RTN, in particolare a livello 150 kV (Figura 9).



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.05/10 dell'AEEG. Tale attività comporta in caso di necessità l'adozione 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 11), oltre che nelle isole maggiori ed in alcune aree del Centro – Sud.

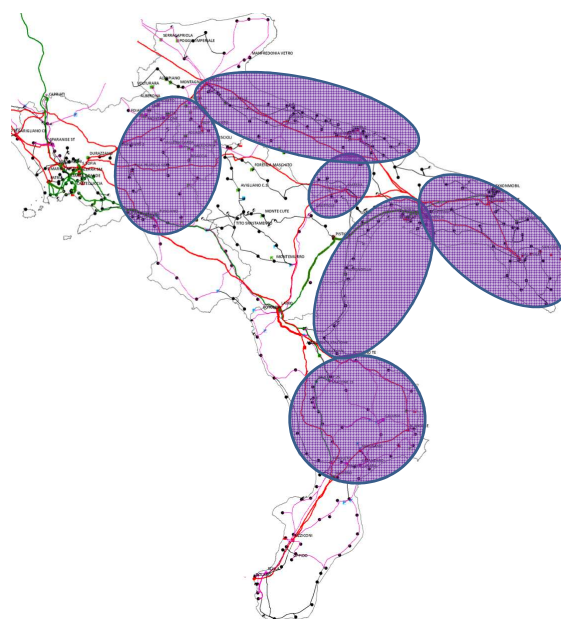


Figura 11 – Diretrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

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 interzonali 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 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 tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento dei vincoli alla produzione dei poli limitati e nella riduzione delle congestioni sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale, una maggiore integrazione e competitività del mercato e, conseguentemente, una possibile riduzione del prezzo dell'energia per i clienti del mercato.

A completamento delle modifiche al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico del 2008 (Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008), dal 1 gennaio 2010 è diventata operativa anche la disciplina che regola il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD): il MSD ex-post è sostituito dal Mercato di Bilanciamento (MB) caratterizzato da cinque sessioni in cui gli operatori abilitati formulano offerte.

In ultima istanza è da segnalare la delibera dell'Autorità 213/09 che, ad integrazione della

Delibera 351/07 e con successive modifiche, fissa le metodologie di remunerazione per il servizio di dispacciamento riconosciute a Terna per gli anni 2010, 2011 e 2012.

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

Nel corso dei primi nove mesi del 2010 i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale con scarti inferiori rispetto a quelli registrati l'anno precedente (Figura 12). Risulta una differenza media tra il mercato italiano ed i principali mercati esteri che si attesta attorno ai 20 €/MWh in più rispetto al mercato tedesco ed intorno ai 17 €/MWh in più rispetto al mercato francese. Fenomeni contingenti quali fattori climatici o geopolitici con impatto nelle fonti primarie di approvvigionamento ed eventuali fuori servizio di elementi di rete strategici o importanti gruppi di generazione all'estero (fenomeni questi ultimi che si verificano molto di rado), possono contribuire a ridurre o ad annullare, in particolari situazioni, la differenza di prezzo tra le diverse borse elettriche europee prese in esame.

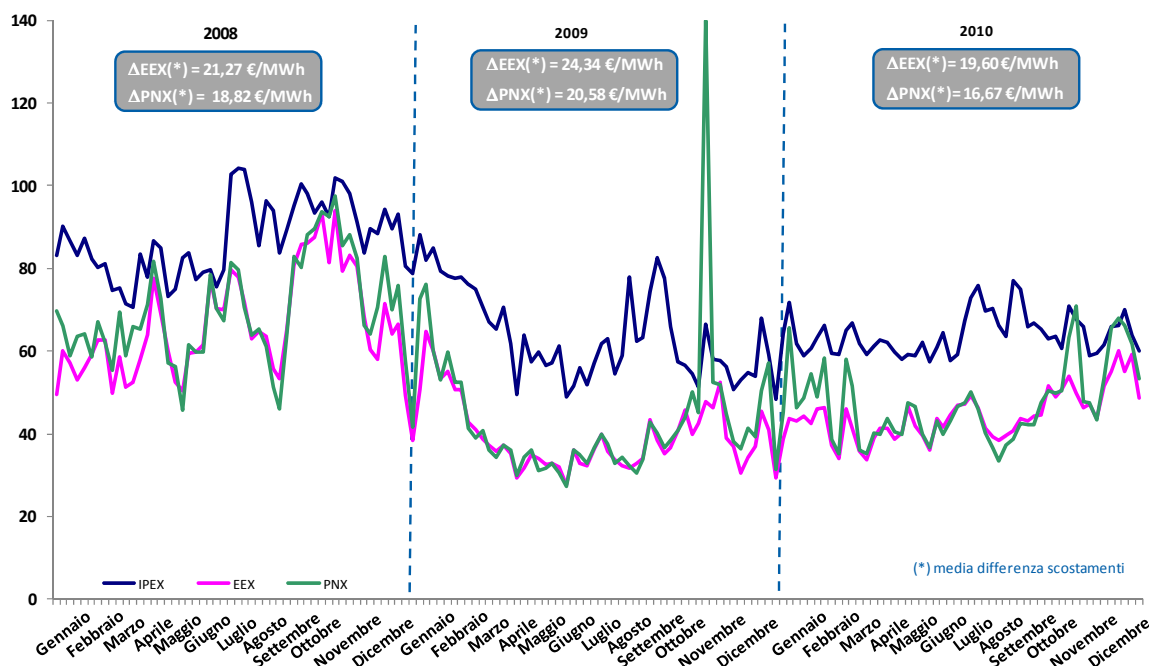


Figura 12 – Andamento settimanale Borse Europee, gennaio 2008 – dicembre 2010

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.

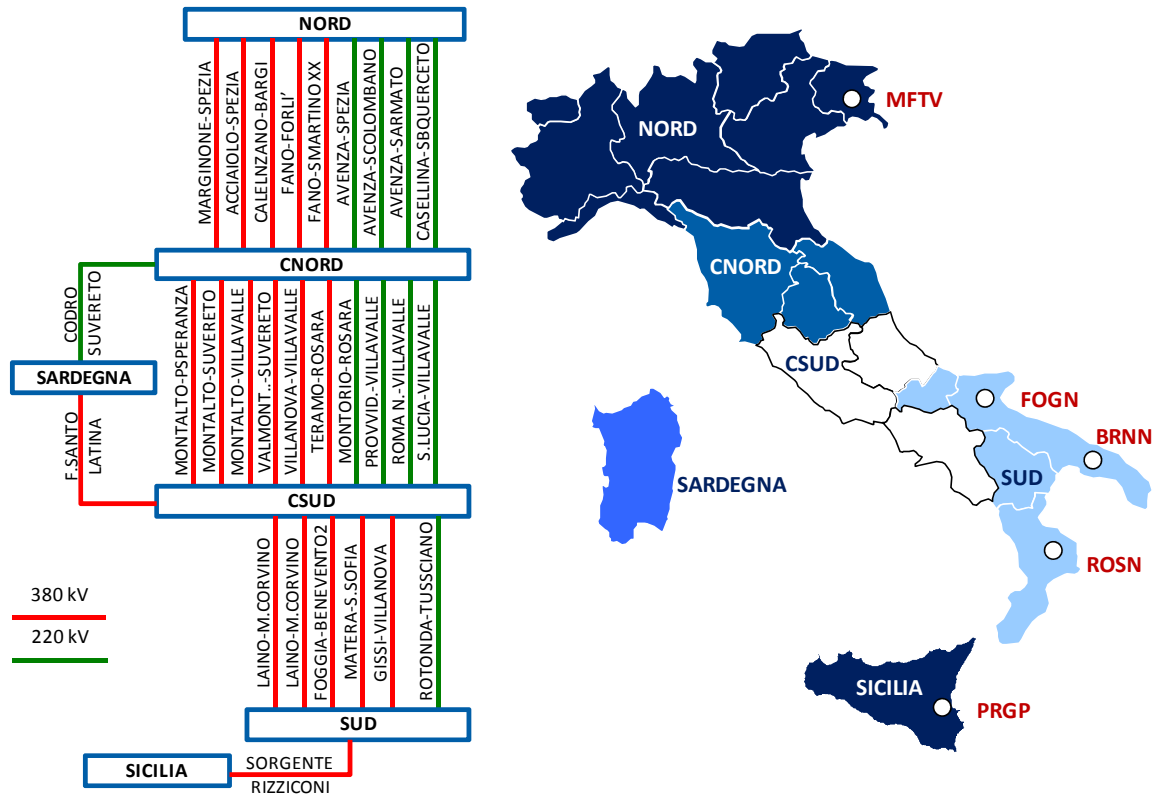
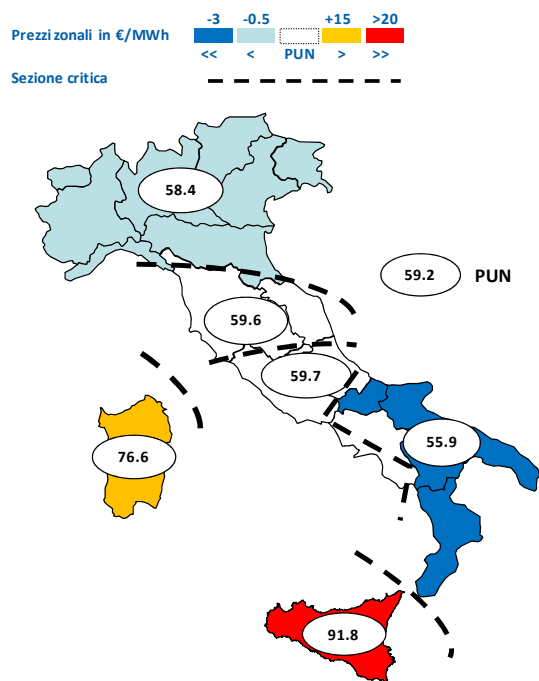


Figura 13 – Assetto zonale

La configurazione, così come indicato in Figura 13, è quella attualmente in vigore¹³.

Nella Figura 14 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. Si conferma la tendenza del prezzo al Sud che si attesta a valori inferiori rispetto al Nord sempre per effetto della nuova configurazione zonale e dell'ingresso di nuova capacità produttiva competitiva. E' da tenere anche in considerazione l'effetto della crisi che ha teso ad abbassare e livellare i prezzi.

¹³ 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.



Fonte dati: GME

Figura 14 – Esiti del Mercato del Giorno Prima (luglio 2009 – giugno 2010)

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

La Figura 15 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 4 anni. Per l'anno 2010 si è registrato un ammontare complessivo di circa 240 milioni di Euro.

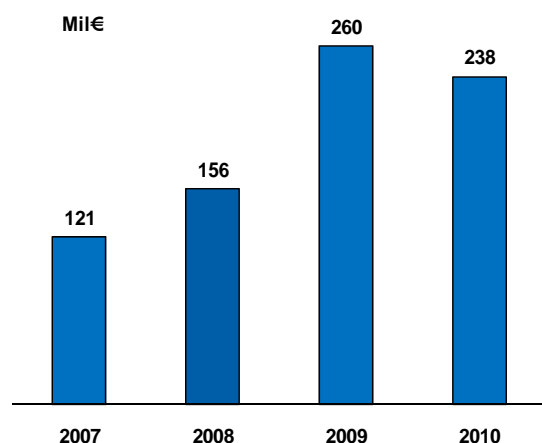


Figura 15 – Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima

Un indice significativo per valutare lo squilibrio nell'allocazione 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 3 riporta i dati sul numero di ore e sulla frequenza con cui, nel periodo luglio 2009 – giugno 2010, si sono manifestate le citate limitazioni di

rete. Sono inoltre riportati i relativi pesi in termini di impatto sulla rendita da congestione.

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

Tabella 3 – Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2009 – giugno 2010)

Zone interessate	Ore congestione	Frequenza	Peso su rendita
Sud→Centro ¹⁴	1.955	14%	44%
Rossano/Brindisi→Sud	985	7%	20%
Sud→Sicilia	5.465	39%	13%
Nord→Centro	485	3%	10%
Centro→Sardegna(SACOI)	2.119	15%	4%
Centro→Sardegna(SAPEI)	1.024	9%	4%
Sicilia→Sud	485	3%	10%

Le rendite da congestione (particolarmente alte tra le zone Sud/Centro Sud, Brindisi/Sud e Rossano/Sicilia) sono un chiaro indice del differenziale di prezzo zonale che nasce dalla saturazione dei limiti di transito tra le zone di mercato.

Dall'analisi del comportamento del mercato, risultano sature nell'attuale 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;
- 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

¹⁴ Tra le cause di generazione di rendita sulla sezione Sud – Centro Sud sono da considerare anche le indisponibilità su rete 380 kV, con conseguente riduzione della capacità di trasporto (i.e. indisponibilità della dorsale adriatica conseguenti ai lavori per la connessione della Centrale di S.Severo).

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.

Nella Figura 16 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio – dicembre 2010 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 (30/08/2010 – 05/09/2010) ha registrato il costo medio più elevato delle ore di picco pari a circa 114 €/MWh a fronte di un valore massimo del PUN settimanale registrato nella stessa settimana pari a circa 85 €/MWh.

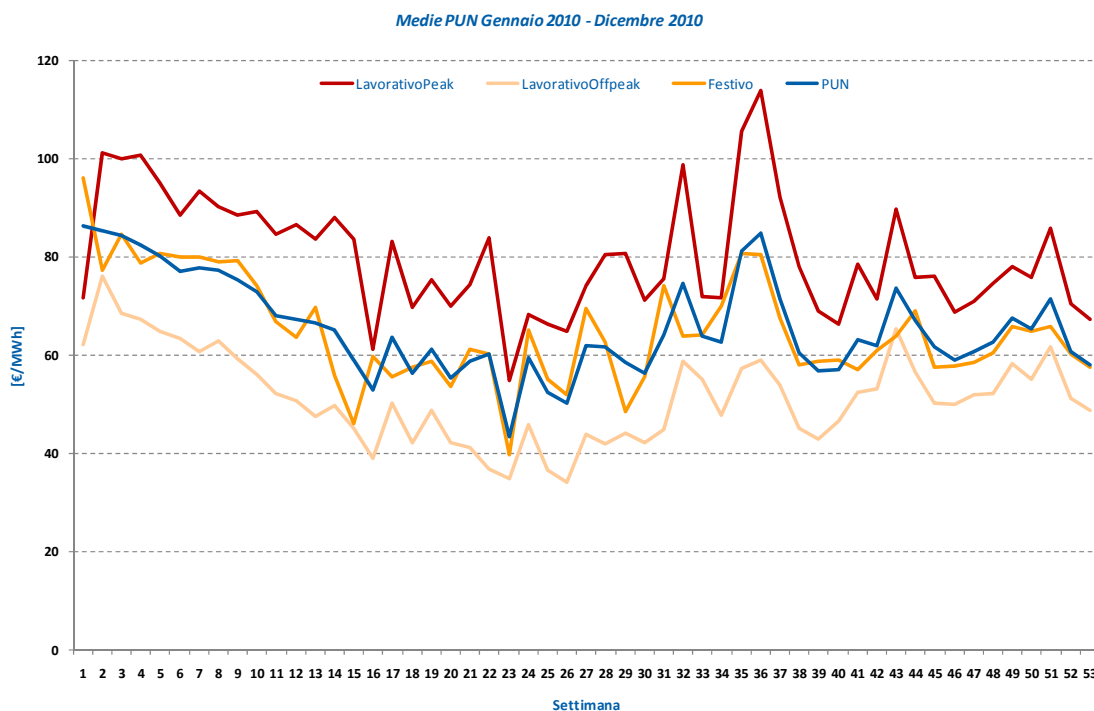


Figura 16 – Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2010 – dicembre 2010)

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 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:

- Sud – Sicilia (collegamento diretto);
- Sud – Centro Sud (collegamento diretto).

Si ritiene opportuno precisare che i risultati di tali analisi sono riconducibili alle problematiche di breve termine, mentre potrebbero essere inquadrate in ottiche differenti nel contesto 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 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono gli impianti rilevanti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi.

L'individuazione di impianti 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. Gli impianti individuati 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.

Per il 2011 l'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza è limitata agli impianti indicati nella Tabella 4.

A partire dal 2010, gli Utenti del dispacciamento titolari degli impianti ritenuti essenziali da Terna per la gestione in sicurezza del Sistema, in alternativa all'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza, possono decidere di stipulare con Terna contratti a termine. Tali contratti si applicano alla capacità essenziale che l'Unità di Dispacciamento intende contrattualizzare e sono caratterizzati da parametri economici definiti dall'Autorità, la cui diffusione è limitata ai soggetti interessati dalla stipula dei medesimi contratti. Tali contratti comportano l'obbligo di presentazione di offerta sul MSD con riferimento ad una capacità almeno pari a quella contrattualizzata ad un prezzo a salire e/o a scendere la cui formula è definita dall'Autorità.

Tabella 4 – Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Impianto	Motivazione
Augusta	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale. Tali criticità potranno essere superate con la realizzazione delle opere correlate alla Paternò-Pantano-Priolo.
Bari	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale. Tali criticità potranno essere superate in seguito alla realizzazione della nuova SE 380/150 kV di Palo del Colle.
Monte Martini	Il gruppo turbogas della c.le, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per il piano di emergenza città di Roma.
Porto Empedocle	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud occidentale della Sicilia. Il vincolo all'essenzialità potrà essere superato in seguito alla realizzazione della nuova SE 220/150 kV di Agrigento
San Filippo del Mela 220 kV	La c.le risulta essenziale per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno superate in seguito alla realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente – Rizziconi e del riassetto rete 150 kV di Messina.
San Filippo del Mela 150 kV	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno superate con la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi e del riassetto rete 150 kV di Messina.
Sulcis	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud della Sardegna. Il vincolo sarà ridotto in seguito all'installazione presso la SE 220/150 kV Sulcis di una batteria di condensatori.
Trapani turbogs	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 220 kV della Sicilia occidentale in particolari assetti di esercizio e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno superate in seguito alla realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Partanna-Ciminna e dell'elettrodotto 220 kV Partinico-Fulgatore.

Tabella 5 – Impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isole Tremiti	C.le "Germano Giacomo"	Germano Industrie Elettriche S.r.l.
Isola di Levanzo	Levanzo	Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l.
Isola di Favignana	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.
Isola di Lampedusa	C.le elettrica - Lampedusa	S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.
Isola di Linosa	C.le elettrica – Linosa	S.EL.I.S. Linosa S.p.A.
Isola di Marettimo	C.le elettrica – Marettimo	S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.
Isola del Giglio	C.le termoelettrica Isola del Giglio	Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl
Isola di Capri ¹⁵	C.le elettrica di Capri	SIPPIC SpA
Isola di Pantelleria	C.le elettrica – Pantelleria	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.
Isola di Stromboli	Stromboli	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Ginostra	Enel Produzione Spa
Isola di Panarea	Panarea – Lipari	Enel Produzione Spa
Isola di Alicudi	Alicudi – Lipari	Enel Produzione Spa
Isola di Filicudi	Filicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Capraia	Capraia – Capraia Isola	Enel Produzione Spa
Isola di Ventotene	Ventotene	Enel Produzione Spa
Isola di Vulcano	Vulcano termo	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	S.Marina Salina	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	Malfa	Enel Produzione Spa
Isola di Ustica	C.le D'Anna e Bonaccorsi	Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c.
Isola di Ponza	C.le Giancos	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Lipari	C.le SEL	Società Elettrica Liparese s.r.l.

¹⁵ In seguito alla realizzazione delle opere previste per l'interconnessione dell'isole campane, questa UP potrà essere eliminata dall'elenco in quanto non più appartenente ad una rete isolata.

Infine, come previsto da delibera dell'AEEG ARG/elt 89/09, nell'allegato A27 del Codice di rete è indicato anche l'elenco degli impianti essenziali per le reti elettriche non interconnesse. Tale classificazione è valida fino al 31/12/2011 (cfr. Codice di rete – Allegato A.27). In Tabella 5 si riporta l'elenco delle suddette unità.

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 approvigionano, 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 intrazonali 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 (MSD-ex ante e MB), 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, anche reattiva, è maggiore e le tensioni tendono ad abbassarsi).

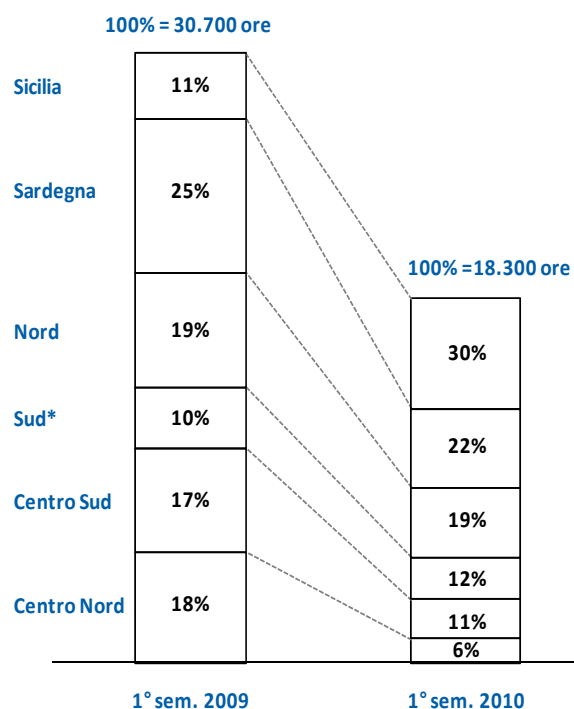
Di seguito si riporta il risultato di analisi sulle dinamiche di offerta sul MSD di quelle unità di tipo termoelettrico che sono state oggetto di avviamenti imposti a programma per i suddetti motivi.

Nella Figura 17 si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti - nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2009/2010 - 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 Sicilia e 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

citato, 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 2009, si è verificata una sostanziale diminuzione (-40%) degli avviamenti a programma dovuta alle azioni messe in campo da Terna per minimizzare i volumi scambiati sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento, come da delibera AEEG 213/09.



* Comprende i poli limitati di Foggia, Brindisi e Rossano

Figura 17 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato

Nella Figura 18 è indicata la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati agli avviamenti a programma di unità produttive nel MSD nel periodo Luglio 2009 - Giugno 2010, 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.

Dall'analisi della Figura 18 si può notare che oltre il 70% degli oneri di dispacciamento viene generato dalle Isole e dal Centro Sud che rappresentano circa il 25% del fabbisogno di energia elettrica del Paese registrato nel periodo di riferimento.

Rispetto al periodo luglio 2008 – giugno 2009, si è verificata una riduzione degli oneri dovuti al ricorso al mercato del servizio di dispacciamento pari a circa il 30% passando da poco più di 1.390 Mln€ del periodo luglio 2008 – giugno 2009 a circa 940 Mln€ del periodo luglio 2009 – giugno 2010.

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.

Lug 2009 – Giu 2010 MSD ex ante

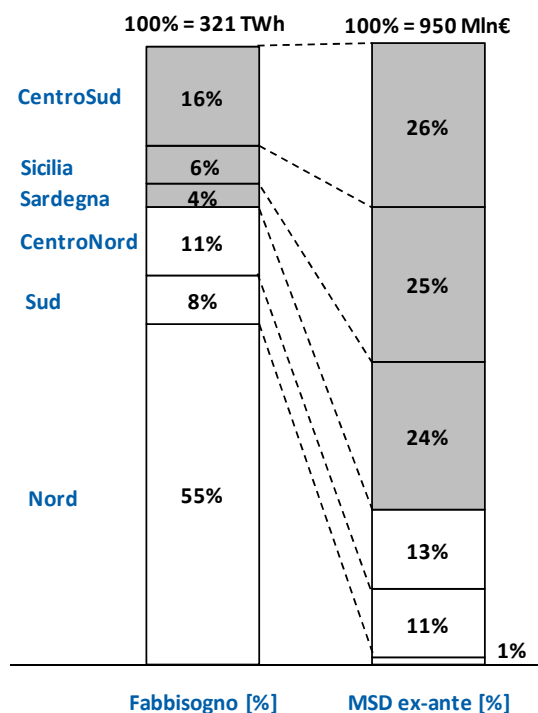


Figura 18 – Oneri MSD su consumi per zona di mercato (luglio 2009 – giugno 2010)

Al sud 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 della Calabria 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, rese necessarie azioni di regolazione da parte dei gruppi di generazione dei poli di

produzione per compensare gli elevati livelli delle tensioni sulla rete.

Nelle zone Centro Sud e Centro Nord 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) e nell’area Firenze, Siena ed Arezzo (in condizioni di alto carico);
- alla regolazione dei transiti tra le zone di mercato Nord e Centro – Nord;
- ad 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, subito dopo la Sicilia, 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 criticità ed esigenze di sviluppo della 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 "business 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 energia¹⁶;
- la crescita della potenza elettrica¹⁶;
- 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 2020 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

Il contesto energetico attuale potenzialmente in grado di influenzare le previsioni della domanda elettrica anche sul lungo termine, ha subito nella parte finale dell'anno 2008 e nel 2009 un

inconsueto cedimento dei consumi, anche nello stesso settore elettrico. In particolare, a fronte di una leggera riduzione nel 2008, la domanda di energia elettrica in Italia è risultata nel 2009 in notevole flessione (-5,7% rispetto al 2008), mentre nei primi otto mesi dell'anno 2010 si è assistito ad un recupero della domanda, attualmente posizionato su un livello pari a +1,8% rispetto al 2009.

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio si fa riferimento a due scenari di evoluzione:

- "di sviluppo" (superiore) si ipotizza per il periodo 2009 – 2020 una crescita dell'intensità elettrica¹⁷ complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,7 % per anno, valore che si colloca in linea col tasso medio storico;
- "scenario base" (inferiore) ad intensità elettrica contenuta, con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica inferiore allo zero, -0,3% p.a., sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.

Ai fini della pianificazione dell'infrastruttura elettrica lo scenario che viene adottato come "business as usual" è lo scenario di "sviluppo" principalmente in relazione all'esigenza di garantire l'adeguatezza del sistema anche nelle condizioni di massima crescita dei consumi.

Nello scenario economico ora considerato si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2009 – 2020, di una crescita media annua del PIL del 1,6%¹⁸. Tale previsione si caratterizza per un maggiore dinamismo rispetto alle precedenti: il ritmo inizialmente moderato della ripresa consentirebbe di ottenere solo nel 2015 un livello del PIL superiore a quello del 2007, ma negli anni successivi la crescita dovrebbe rafforzarsi.

L'andamento negli ultimi quarant'anni della domanda di energia elettrica in Italia ha avuto un profilo di crescita regolare, eccezion fatte 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 2009, si osserva la caduta della richiesta elettrica a 320,3 TWh, corrispondenti a -5,7% rispetto al 2008. Si tratta di un fenomeno rilevante, che non aveva riscontro nei quarant'anni precedenti.

¹⁶ Vengono recepiti gli indicatori di crescita elaborati da Terna e contenuti nelle "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario".

¹⁷ 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.

¹⁸ Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2009 – www.prometeia.it.

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 elettrica¹⁹.

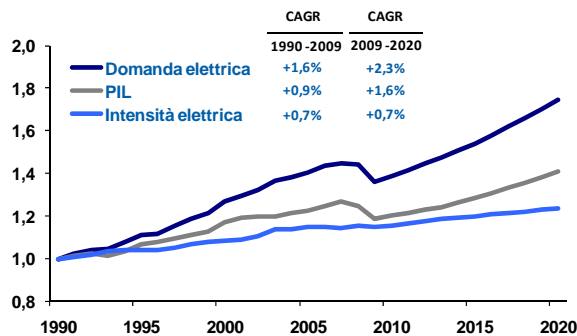


Figura 19 – Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica

Nel periodo 2009 – 2020 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +2,3% nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore), corrispondente a 410 TWh nel 2020.

Nel 2015, anno intermedio al periodo 2010 – 2020, si ipotizza nello scenario di sviluppo una domanda elettrica pari a 362,1 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2009 – 2015 pari a +2,1% e di +2,5% per gli anni 2015 – 2020. In questo scenario, il livello della domanda degli anni 2007 – 2008 sarà nuovamente raggiunto già nel 2012.

In Figura 19 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 1990 – i consuntivi fino al 2009 e le previsioni fino al 2020.

Rispetto ad una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +2,3% della domanda a livello nazionale, la crescita relativa allo scenario preso a riferimento sull'intero periodo dal 2009 al 2020 nelle quattro macroaree geografiche non è omogenea. In particolare, la dinamica si manifesterà poco più elevata al Centro e al Sud – tassi medi annui rispettivamente del +2,6% e del +2,8%, in linea con la media nazionale nelle regioni insulari (+2,3%), mentre le aree del Nord Italia si attesteranno poco al di sotto dei valori medi nazionali (+2,0%) come illustrato in Figura 20.

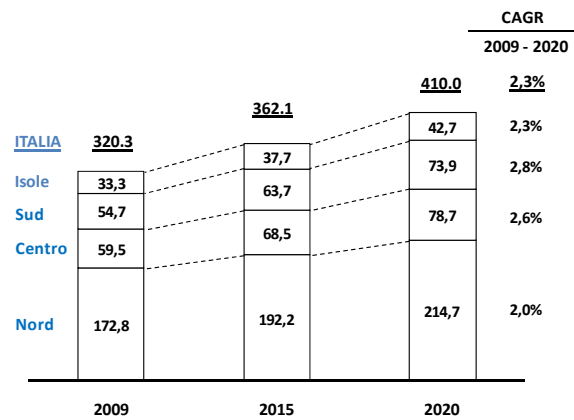


Figura 20 – Previsione della domanda nelle aree geografiche (TWh)

Per quanto riguarda i principali settori di consumo – e sempre con riguardo allo scenario di sviluppo preso a riferimento – l'industria si conferma ancora il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici ma con un peso in riduzione: nel 2020 la quota dei consumi industriali è stimata inferiore alla metà dei consumi, 43% circa, con uno sviluppo (+1.5%) al di sotto di quello medio.

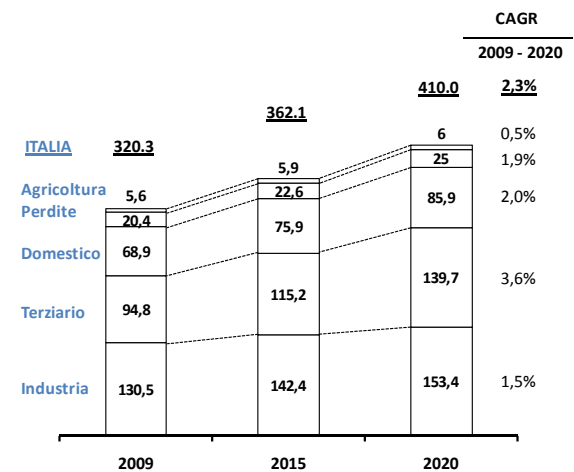


Figura 21 – Previsione dei consumi settoriali (TWh)

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento poco più dinamico delle industrie non di base (per la produzione di beni finali²⁰, ivi incluse le altre industrie: +1.7% medio per anno) ed un andamento stagnante per le industrie dei beni intermedi²¹ (+1,2%).

Il terziario si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+3.6%). Nel 2020 il settore terziario dovrebbe raggiungere una quota del 36% nella struttura dei consumi.

¹⁹ 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.

²⁰ 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.

²¹ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta

Con un tasso medio annuo di crescita del +2,0% sull'intero periodo, il settore domestico verrà a detenere nel 2019 una quota dei consumi elettrici pari al 22%.

Sostanzialmente stabile il peso del settore agricolo nella struttura dei consumi (circa 1,6% del totale), in crescita nel periodo ad un tasso del +0.5% (cfr. Figura 21)

Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 22 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 56.822 MW²², 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. Nel 2010 si è raggiunto il picco estivo pari a 56.425 MW il giorno 16 luglio ed il picco invernale pari a 54.925 MW il 15 dicembre.

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

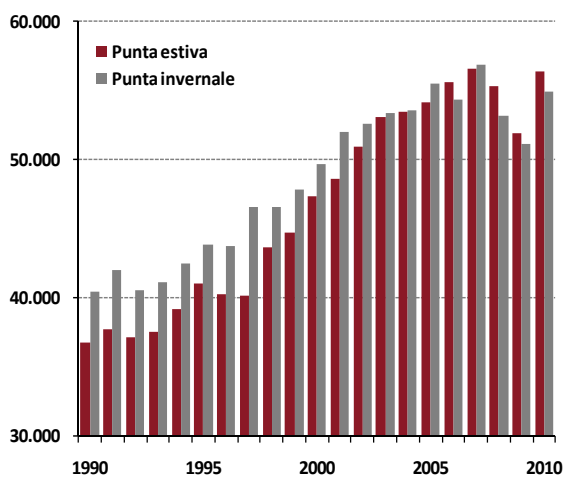


Figura 22 – Carico massimo sulla rete Italiana – 1990 – 2010 (MW)

Definendo come ore di utilizzazione della domanda alla punta il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima,

²² Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

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 23) 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 primo massimo nel 1992 pari a circa 6.000 ore/anno (curva ore invernali). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 ore/anno. Dal 2004 si sono avuti nuovi ripetuti picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale – l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore – che hanno comportato lo spostamento della media mobile su valori decisamente superiori a 6.000 ore/anno.

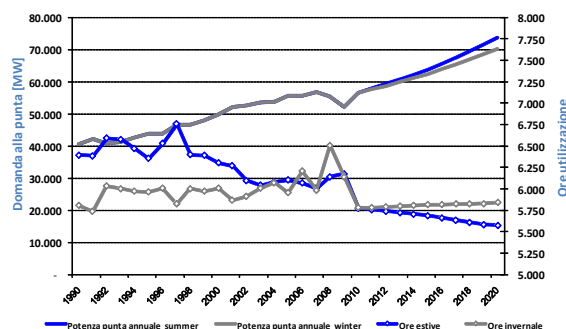


Figura 23 – Consumitivi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

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 decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza ha subito un rallentamento ma ormai le ore di utilizzazione estive si sono attestare sullo stesso ordine di grandezza delle ore invernali.

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 2020 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.540 ore/anno,

corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 74 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 17 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2010 (cfr. Tabella 6). Nella stessa tabella è riportata anche l'ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza che è invece correlata all'ipotesi di inverno medio.

Il grafico della Figura 23 riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2009 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
2009	51.873 MW
2016 ipotesi bassa/alta	64/66 GW
2020 ipotesi bassa/alta	70/74 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.

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

Nella Figura 24 viene visualizzata la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2010 dove circa il 36% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese ed il 48% è localizzato nel Sud.

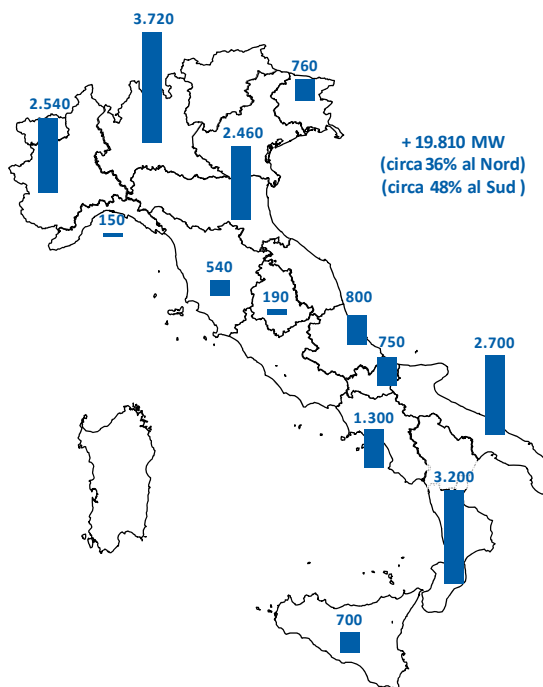


Figura 24 – Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2010 (MW)

A questi si aggiungono (Figura 25) ulteriori impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) localizzati in Piemonte, Lombardia, Veneto, Lazio, Campania, Calabria e Sardegna per un totale di circa 4.800 MW atteso dopo il 2011.

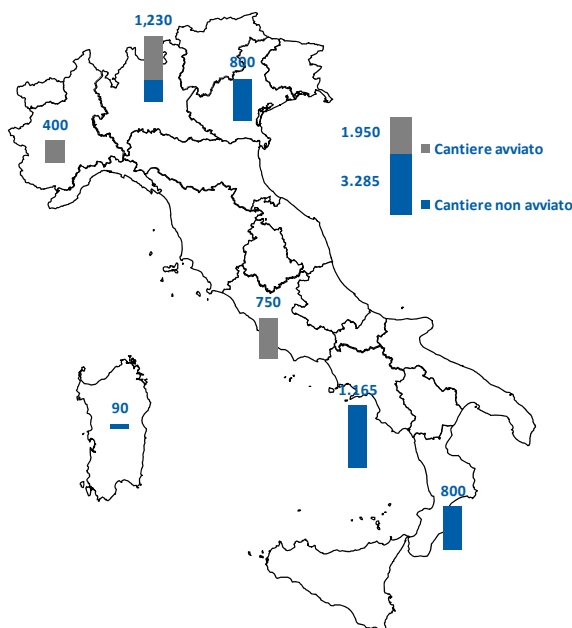


Figura 25 – Stima potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2011 (MW²³)

Inoltre nel corso del 2010 si è conclusa positivamente l'istruttoria per l'autorizzazione della

²³ La riconversione a carbone della centrale di Porto Tolle non introduce un incremento di potenza installata del parco produttivo termoelettrico in quanto è prevista la dismissione degli attuali gruppi ad olio e la ricostruzione della centrale a carbone per una potenza complessiva di circa 1.980 MW.

conversione a carbone della c.le termoelettrica di Porto Tolle, che, pur non comportando un incremento netto della potenza disponibile, si traduce nell'ingresso di nuova capacità produttiva a basso costo nel mercato dell'area Nord.

La recente autorizzazione alla costruzione della centrale a ciclo combinato di Loreo contribuisce ad incrementare la potenza installata nell'alto adriatico preconfigurando nuove possibili criticità tra il Nord ed il Centro – Nord; similmente l'autorizzazione della centrale di Benevento da 385 MW a ciclo combinato potrebbe creare possibili criticità tra le aree Sud e Centro Sud.

Nel 2010 è anche stata autorizzata la costruzione del nuovo gruppo a carbone nella centrale di Fiume Santo da 410 MW in sostituzione degli esistenti gruppi ad olio (con un incremento netto di potenza installata in Sardegna di circa 90 MW).

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 principalmente in relazione al forte sviluppo di nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili al Sud e nelle isole maggiori.

Nella Figura 26 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 fino al 2012, in base alle informazioni ricevute dalle diverse società titolari delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli impianti termoelettrici.

In Figura 27 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.

Nella macrozona Sud si sono completati tutti i cantieri che l'anno precedente risultavano ancora in corso, mentre esistono ancora centrali per un complessivo di circa 1.600 MW che non hanno ad oggi avviato i cantieri.

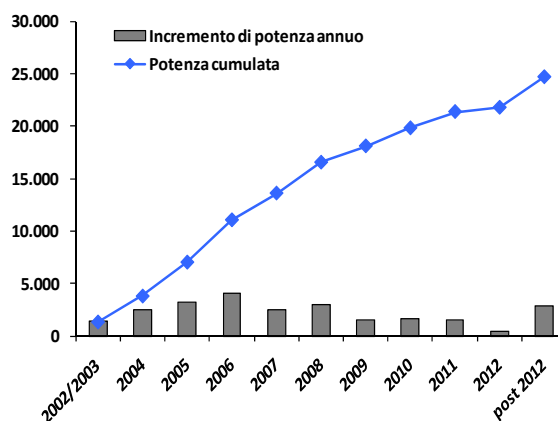


Figura 26 – Potenza annuale disponibile e cumulata entrata in servizio e previsionale (MW)

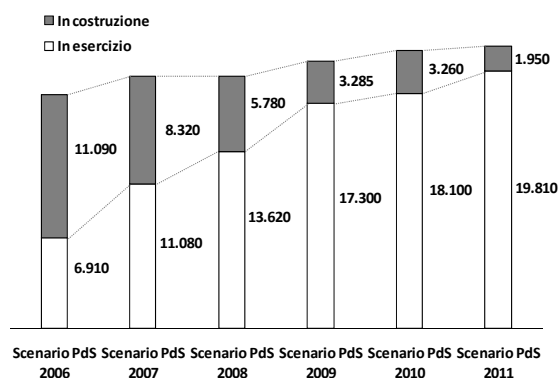


Figura 27 – Incremento capacità produttiva italiana (MW)

In Figura 28 sono riportate 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, entrata in esercizio nel 2010, in aggiunta alla nuova produzione da fonte rinnovabile al Sud, determina la necessità di sviluppare ulteriormente la rete di trasmissione del Mezzogiorno (in particolare sulla sezione Sud – Centro Sud), in modo da aumentare la magliatura della rete, rendere pienamente disponibile la nuova potenza e veicolarla senza limitazioni verso i centri di carico.

Oltre alle ragioni suddette, la realizzazione degli interconnector sulla frontiera Nord unitamente alla futura centrale di Torino Nord, alla conversione a carbone dell'attuale centrale di Porto Tolle e alla prevista centrale in ciclo combinato di Loreo, evidenziano la necessità di un opportuno sviluppo la rete anche nel Centro e nel Nord del Paese (Figura 29).

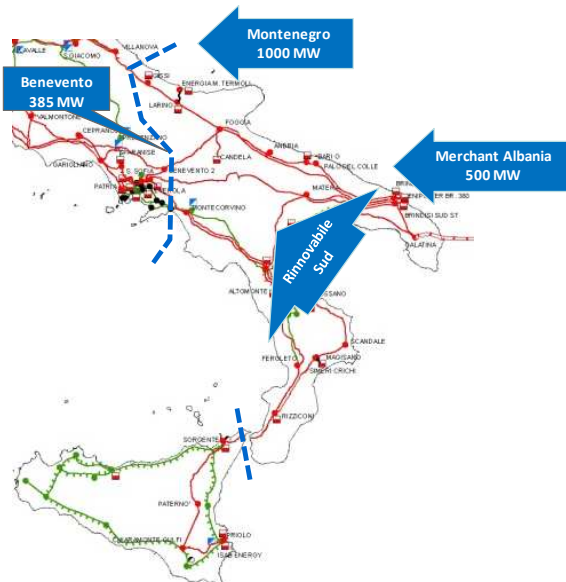


Figura 28 – Nuove iniezioni di potenza nell’area Sud

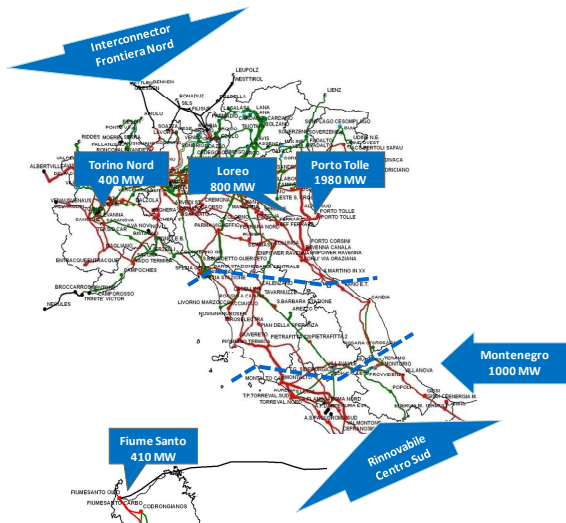


Figura 29 – Nuove iniezioni di potenza – area Centro e Nord

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.

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

In Figura 30 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.

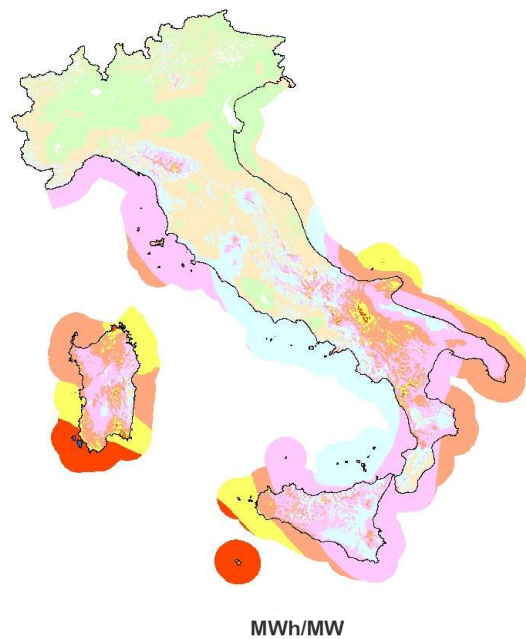


Figura 30 – Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

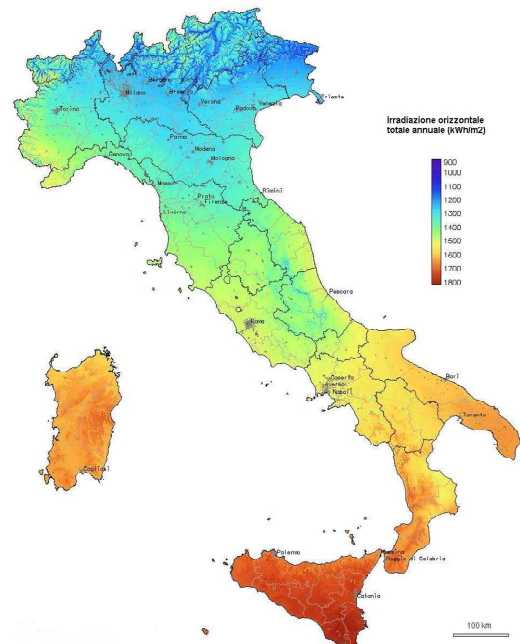


Figura 31 – Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

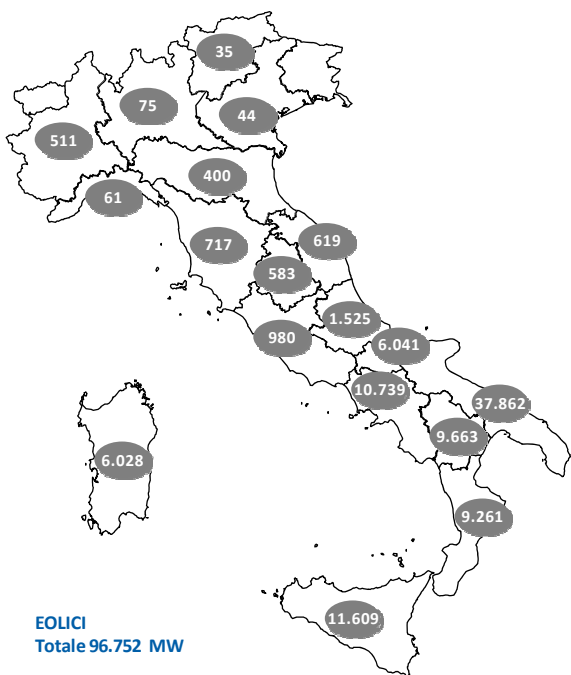


Figura 32 – Richieste di connessione di impianti eolici al 31 dicembre 2010 (MW)

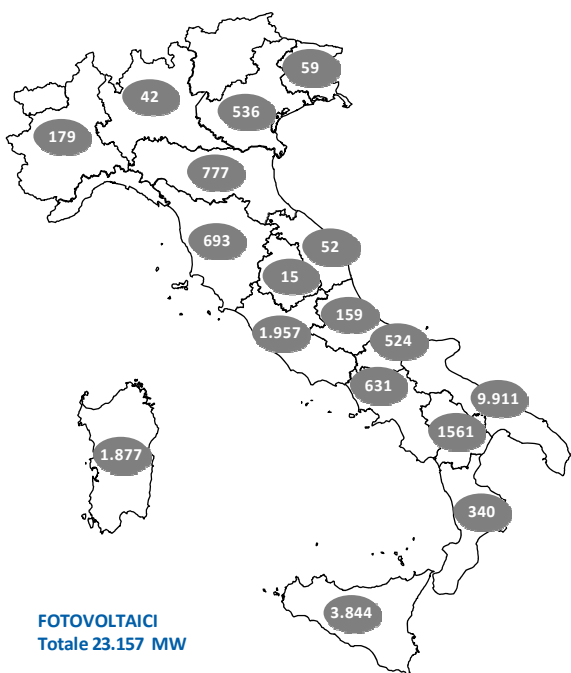


Figura 33 – Richieste di connessione di impianti fotovoltaici al 31 dicembre 2010²⁴ (MW)

In totale le richieste di connessione di impianti eolici e fotovoltaici alla rete elettrica di trasmissione nazionale ammontano a circa 120.000 MW come evidenziato nella Figura 33 e nella Figura 32.

Tuttavia statisticamente il numero di impianti effettivamente realizzati risulta molto inferiore rispetto alle richieste e pertanto non è possibile costruire sulla base delle richieste di connessione

²⁴ I dati non includono impianti di taglia inferiore ai 10 MVA per i quali è stata presentata la richiesta di connessione alla rete in media tensione.

uno scenario attendibile che mostri l'evoluzione futura del parco produttivo eolico e fotovoltaico.

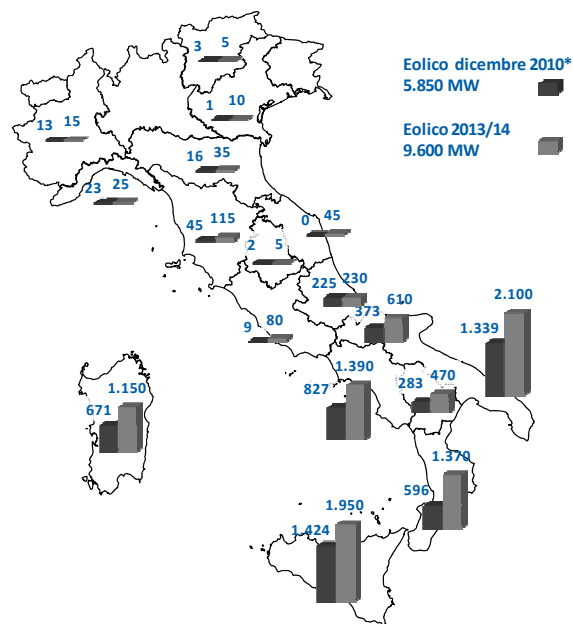


Figura 34 – Potenza eolica installata al 31 dicembre 2010 e previsione di capacità produttiva (MW)

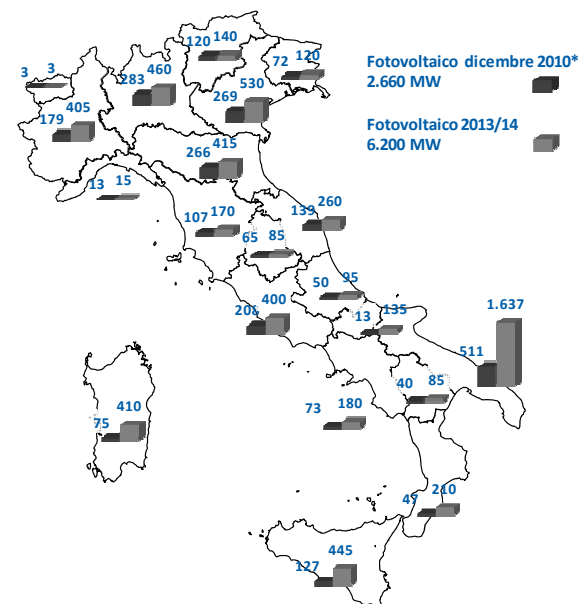


Figura 35 – Potenza fotovoltaica installata al 31 dicembre 2010 e previsione di capacità produttiva (MW)

Nella Figura 34 e nella Figura 35 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 31 dicembre 2010 (*dati provvisori). A partire dalla capacità installata si elaborano i dati relativi agli impianti con cantiere avviato e autorizzati sulla base dei quali si costruisce lo scenario nel breve – medio termine (9.600 MW da eolico e 6.200 MW da fotovoltaico) a conferma di un trend di crescita sostenuto.

Si può osservare che la maggior parte degli impianti eolici e fotovoltaici risultano localizzati nel Mezzogiorno (circa 7.500 MW), i territori più

favorevoli dal punto di vista della disponibilità delle fonti primarie.

Particolarmente significativa è la situazione complessiva del Sud dove, includendo le isole maggiori e le regioni della Puglia, Calabria, Basilicata e Campania, si renderà disponibile la quasi totalità di tutti gli impianti eolici e fotovoltaici italiani (oltre 70%).

Al fine di avere un'idea della capacità che presumibilmente sarà disponibile nel medio – lungo periodo, è possibile costruire uno scenario che, partendo dalle previsioni di breve – medio termine, tende al raggiungimento dei target minimi definiti nel Piano di Azione Nazionale al 2020 che prevedono almeno:

- 12.680 MW da eolico MW di cui 680 da impianti off – shore;
- 8.600 MW da fotovoltaico di cui 600 MW solare a concentrazione .

Tabella 7 – Target minimi al 2020
(fonte: PAN)

Fonte energetica	2005		2010		2020	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Idro	15,5	43,8	16,6	42,1	17,8	42,0
Geoterm.	0,7	5,3	0,7	5,6	0,9	6,7
Solare	0,03	0,03	2,5	2,0	8,6	11,4
Ondoso	0	0	0	0	<0,1	<0,1
Eolica	1,6	2,6	5,8	8,4	12,7	20,0
Biomasse	0,9	4,7	1,9	8,6	3,8	18,8
Totale	18,8	56,4	27,5	66,8	43,8	98,9

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, di ulteriori progetti di nuovi interconnector che presentano un iter autorizzativo già avviato e/o semplificato, e per i quali i 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 ai tempi effettivi di autorizzazione e realizzazione 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.

Interventi di sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero ai sensi della legge 99/2009

In attuazione dell'art.32, della Legge n. 99/2009 del 23 luglio 2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", Terna – assieme agli altri Gestori di rete confinanti – ha vagliato la possibilità di definire nuovi possibili corridoi elettrici di interesse comune 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.

La successiva Legge n. 41/2010 del 22 marzo 2010 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, recante misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori" ha elevato tale target di ulteriori

500 MW, raggiungendo dunque un obiettivo di 2500 MW di incremento della complessiva capacità di trasporto disponibile.

Nell'ambito di tali collaborazioni bilaterali, sono state identificate e condivise le direttrici elettriche preferenziali per la realizzazione di tali progetti e sono stati avviati gruppi di lavoro congiunti per la definizione puntuale dei benefici attesi in termini di incremento di capacità di importazione su ciascuna delle frontiere prese in esame.

Le attività di studio e di progettazione previste nel quadro delle suddette collaborazioni si articolano in forme e modalità diverse, a seconda della frontiera esaminata ed in relazione alle istanze manifestate dal Gestore di rete confinante interessato dal nuovo interconnector oggetto delle analisi. Ciononostante, metodologia e procedure sono state uniformemente adottate per quanto concerne la conduzione degli studi di rete, per i quali le previsioni di sviluppo dei rispettivi sistemi elettrici – ivi inclusi i Piani di Sviluppo nazionali – nonché le stime di evoluzione della produzione e della domanda, hanno contribuito alla definizione dello scenario di riferimento che è stato considerato per le analisi.

Frontiera Francese: nel merito di tali collaborazioni, gli studi con la Francese RTE tengono conto in particolare dei rinforzi già previsti nei precedenti Piani. Il nuovo interconnector in esame per una capacità commerciale di importazione disponibile di 500 MW dovrà essere associato a nuovi ulteriori rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai carichi del centro – nord Italia, attraverso una direttrice elettrica che potrà interessare preferenzialmente le regioni Liguria e Toscana.

Frontiera Svizzera: gli studi con la Svizzera SWISSGRID tengono conto dei rinforzi già previsti nei precedenti piani attraverso i quali si è valutato un incremento della capacità commerciale disponibile in importazione di 700 MW che dovrà essere associata a nuovi ulteriori rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dai nodi di collegamento degli interconnector, prossimi alla frontiera, ai carichi del nord – Italia. La direttrice elettrica potrà interessare le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Lombardia.

Frontiera Slovena: Nel merito di tali collaborazioni, gli studi con la Slovena ELES tengono conto in particolare dei rinforzi già previsti nei precedenti Piani. Il nuovo interconnector in esame per una capacità commerciale di importazione disponibile di

500 MW dovrà essere associato a nuovi ulteriori rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai centri di carico del Nord – Est Italia.

Frontiera Austria: in attuazione della Legge n.41/2010, è stato successivamente avviato da Terna anche un analogo processo di collaborazione con il Gestore di rete Austriaco, allo scopo di definire un intervento di interconnessione che potrà garantire un'ulteriore capacità di importazione commerciale disponibile non superiore a 500 MW. Nel merito di tali collaborazioni, gli studi con l'Austriaca VERBUND – APG tengono conto in particolare dei rinforzi già previsti nei precedenti Piani. Il nuovo interconnector in esame per una capacità commerciale di importazione disponibile di 500 MW dovrà essere associato a nuovi ulteriori rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai centri di carico del Nord Italia, con particolare interesse per l'area del Milanese. Attraverso, quindi, lo sfruttamento di direttrici elettriche già esistenti sarà possibile non solo garantire il pieno sfruttamento della capacità di interconnessione, ma anche aumentare i margini di affidabilità dell'alimentazione di aree ad elevata densità di carico.

Infine sono in corso di perfezionamento le soluzioni di sviluppo con il Continente africano al fine di raggiungere l'obiettivo di nuova capacità commerciale di importazione disponibile di 300 MW. A tale interconnector potranno essere associati i necessari rinforzi interni alla RTN, interessando sia la Sardegna che la penisola Italiana.

Facendo riferimento ai progetti di interconnessione e di rinforzo della rete interna descritti sopra e secondo quanto assegnato nel corso delle gare espletate da Terna nel 2009 e nel 2010 per l'assegnazione della nuova capacità di importazione dall'estero, in aggiunta agli obiettivi di sviluppo già precedentemente pianificati, nei prossimi anni potranno essere raggiunti i seguenti obiettivi di incremento di capacità disponibile alla frontiera:

- Francia: +500 MW
- Svizzera: +700 MW
- Slovenia: +500 MW
- Austria: +500 MW
- Nord Africa: +300 MW

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, si sono delineati nuovi scenari di sviluppo.

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 tecnologici²⁵, portare al 20% la quota di energie rinnovabili sul consumo di energia;
- migliorare del 20% l'efficienza energetica.

Con direttiva 2009/28/CE, il Parlamento ne ha stabilito gli obblighi, fissando in particolare per l'Italia il 17% per la produzione da fonte rinnovabile (cfr. Figura 36).

Le politiche messe in atto dal governo nazionale nel corso degli ultimi anni, hanno costituito uno stimolo nella produzione rinnovabile, 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 Ministero dello Sviluppo Economico ha stabilito il target per ciascuna fonte energetica nel Piano di Azione Nazionale (PAN) del 30 giugno 2010. Nello stesso documento viene stimato il contributo totale previsto per ciascuna fonte al fine di

²⁵ 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 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.

conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 come di seguito sinteticamente riportato.

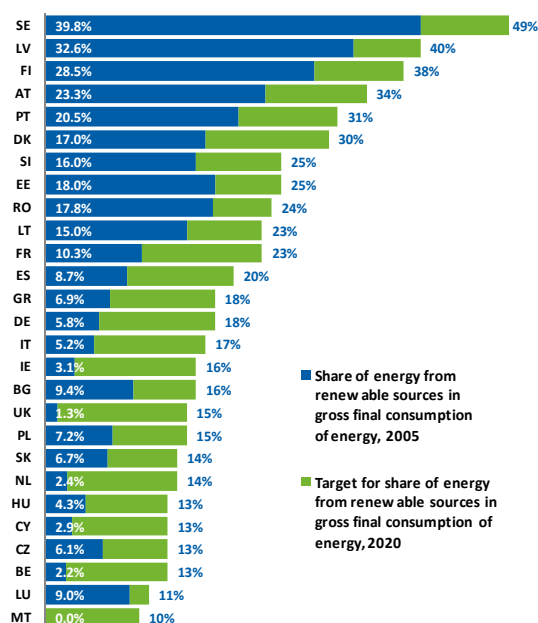


Figura 36 – Obiettivi della Direttiva Europea di produzione da fonti rinnovabili

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 merito all'attuazione delle politiche sulla riduzione dei consumi, prescindendo dalla contrazione registrata nel corso degli ultimi 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.

Il target PAN prevede un consumo che tiene conto delle politiche di efficientamento energetico adottate a partire dal 2009 (definito come scenario di efficienza energetica supplementare) che a meno di leggere discrepanze corrisponde alle previsioni Terna (paragrafo 2.4.1 "Previsioni della domanda di energia elettrica") nello "scenario base" (bassa intensità elettrica) pari a circa 370 TWh.

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 sostituito 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 nella necessità da parte dei Distributori di verificare ed eliminare i limiti di penetrazione della 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 al fine di permettere un esercizio in sicurezza del sistema elettrico così come si andrà a modificare.

Anche 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 a produzione non imposta a programma, carichi controllabili e dispositivi di accumulo) e/o riconfigurazioni rapide della topologia di rete.

Nel prossimo futuro l'evoluzione della rete di trasmissione verso un sistema integrato "Super grid" renderà necessario lo sviluppo di nuovi sistemi di monitoraggio, controllo, comunicazione e tecnologie "self – healing" in grado di:

- rendere tutti gli utenti parte attiva nell'ottimizzazione dell'esercizio del sistema;
- agevolare la connessione e l'esercizio di utenti di ogni taglia e tecnologia;
- agevolare lo scambio di informazioni tra gli utenti e gli operatori;

Con lo scopo 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 pianificato alcuni interventi, in corso di realizzazione e definito nuove soluzioni da implementare, che consentono:

- Il controllo flussi di potenza sulla rete AT/AAT tramite l'installazione di Phase Shifting Transformers (PST nelle stazioni di Villanova, Foggia e Camporosso) e di nuove linee HVDC (soluzione tecnologica impiegata nelle future interconnessioni con Balcani, Francia, Tunisia);
- Il monitoraggio dei fenomeni fisici della rete tramite la misura delle grandezze elettriche su larga scala, tramite WAMS (una rete di sensori installati lungo la rete);
- 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 (Optimal Power Flow);
- evoluzione continua dei modelli previsionali della domanda e della generazione da fonte non programmabile (eolico);

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 avviato gli studi di 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 2.4.1²⁶) si è assistito a un graduale processo di rinnovamento del parco di produzione italiano. 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 previsionale.

Come già accennato nel paragrafo 2.3.1, è inoltre opportuno considerare l'ulteriore variabile relativa alla disponibilità di energia a prezzi concorrenziali all'estero.

Nei prossimi cinque anni (Figura 37) in particolare, si osserva nell'Europa Centro – Meridionale (FONTE: ENTSO – E – System Adequacy Forecast – scenario B) che la disponibilità di generazione da fonte tradizionale è registrata in crescita principalmente in Germania per effetto dell'entrata in servizio di nuovi impianti a carbone. In Francia, nello stesso arco di tempo la dismissione dei vecchi impianti della medesima tecnologia compensa interamente una più contenuta crescita della disponibilità di generazione da fonte nucleare.

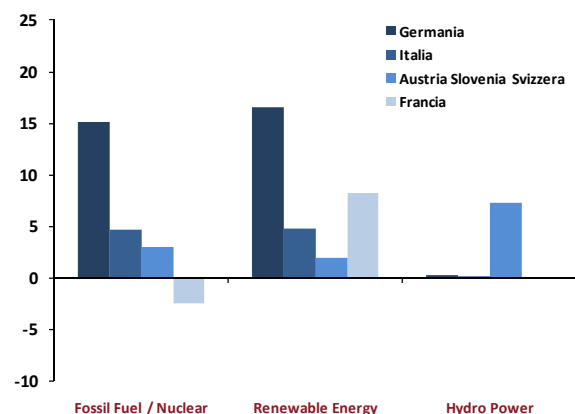


Figura 37 – Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2011 – 2016 (GW) (FONTE: ENTSO-E – System Adequacy Forecast – scenario B)

Contestualmente, la capacità di produzione da fonte idrica è prevista in crescita esclusivamente in Austria e in Svizzera.

Sul lungo termine (Figura 38) relativamente alla generazione da fonte tradizionale si registra una riduzione di tale disponibilità in Germania, per effetto della dismissione degli impianti più vetusti, e un incremento, in particolare degli impianti nucleari, più sostenuto in Francia.

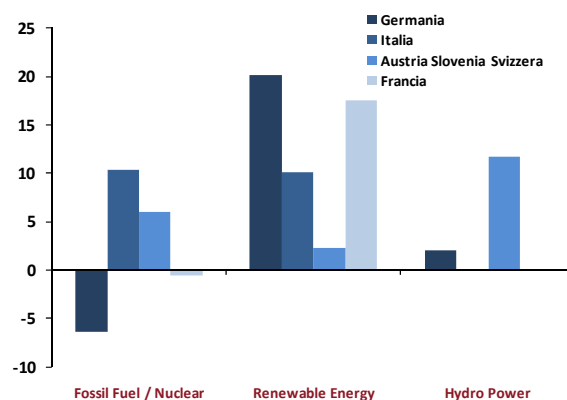


Figura 38 – Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2011 – 2020 (GW), FONTE: ENTSO-E – System Adequacy Forecast – scenario B)

Come evidenziato sia in Figura 37 che in Figura 38 si conferma un forte sviluppo della produzione da fonte rinnovabile non programmabile in tutti i paesi compresi nell'area Centro Sud, che tuttavia non garantisce al momento gli stessi livelli di adeguatezza del sistema in termini di sicurezza della copertura del fabbisogno.

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 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 dello scenario previsto.

Sono stati analizzati due anni orizzonte 2015 per il medio periodo e 2020 per il lungo periodo tramite simulazioni basate sul metodo Monte Carlo.

Gli scenari sono caratterizzati da una bassa crescita del carico (coerentemente con il valore minimo del range indicato nelle previsioni della domanda di energia del paragrafo 2.4.1), ed in linea con le politiche di efficientamento supplementare dei consumi prevista dal PAN, dall'entrata in servizio delle sole centrali in fase di realizzazione e da ridotti livelli di importazione dall'estero. Tale ipotesi è

²⁶ Sviluppo del parco produttivo nazionale

conservativa ma giustificata dalla sempre crescente disponibilità di fonte rinnovabile all'estero. Infatti se da una parte questa comporta una riduzione del costo dell'energia dall'altra non fornisce le stesse prestazioni in termini di sicurezza degli impianti termoelettrici.

Nella Figura 39 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2015 ed al 2020 in termini di affidabilità in assenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

Infatti l'utilizzo di un solo indice potrebbe non essere in grado di fornire una misura dell'effettiva affidabilità del sistema, dato che sono importanti sia i connotati di frequenza/durata delle disalimentazioni (LOLP²⁷ e LOLE²⁸) che quelli puramente quantitativi come l'EENS²⁹; un numero di interruzioni elevato o di lunga durata non corrisponde infatti automaticamente ad un valore di energia non fornita rilevante e viceversa un singolo evento critico può portare a disalimentazioni non trascurabili.

Gli indici sopra descritti permettono di valutare il livello di affidabilità di un sistema elettrico partendo da un parco di generazione prefissato, il cui funzionamento è influenzato da eventuali indisponibilità accidentali o programmate delle unità, tenendo conto anche delle limitazioni esistenti sui massimi transiti di potenza tra le zone di mercato.

In sono riportati i valori limite comunemente adottati per un sistema elettrico avanzato come quello italiano.

Tabella 8 – Valore indici di affidabilità

Indici di affidabilità	Valori di riferimento
EENS (p.u.)	$<10^{-5}$
LOLE (p.u.)	<10
LOLP (%)	<1

Dai risultati ottenuti si evidenzia che sia nel medio che nel lungo periodo si possono prevedere possibili criticità. In particolare i valori di LOLE sono prossimi ai margini ammissibili per il medio periodo mentre superano sensibilmente i limiti nel lungo periodo; inoltre nello scenario di lungo termine anche l'EENS è prossimo ai valori limite.

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

²⁸ LOLE (Loss Of Load Expectation): durata attesa, espressa in h/anno, del periodo in cui non si riesce a far fronte alla domanda di energia elettrica.

²⁹ EENS (Expected Energy not Supplied): valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

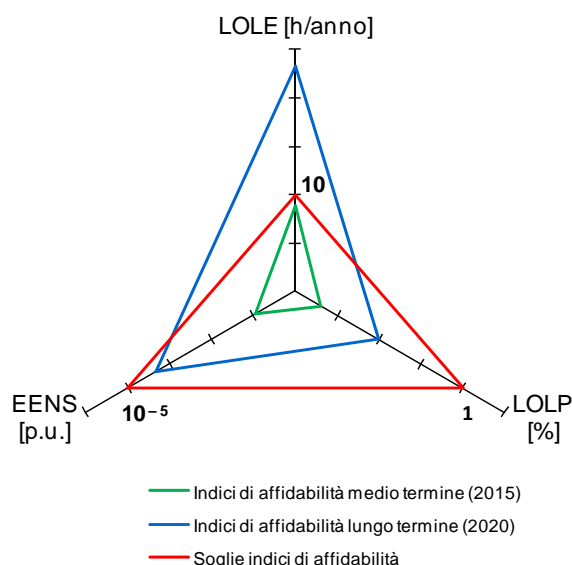


Figura 39 – Indici di affidabilità senza sviluppi di rete

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.

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 40.

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.

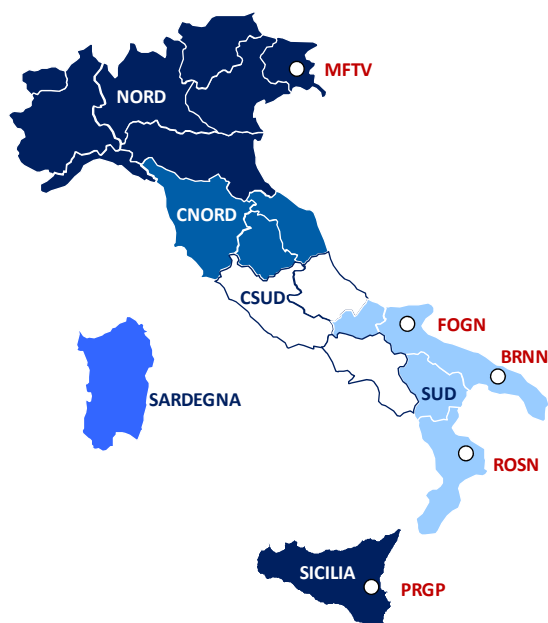


Figura 40 – Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Rispetto alla attuale suddivisione, l'incremento di potenza disponibile nell'area Nord Ovest del Paese unitamente all'incremento dell'import 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, determinando condizioni di criticità e congestioni in termini d'esercizio. Negli scenari di generazione ipotizzati, in assenza di interventi di sviluppo, è probabile un aumento 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.

Inoltre i suddetti fenomeni, unitamente allo sviluppo di nuova capacità produttiva competitiva prevista sul versante adriatico in zona Nord, rischia di incrementare i rischi di congestione verso l'area Centro-Nord.

Come già evidenziato nel paragrafo 2.4.1 lo sviluppo della generazione non riguarderà solamente l'area Nord del Paese ma anche il Mezzogiorno, dove si prevede di realizzare nuovi impianti termoelettrici per circa 1.600 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 sono aggiunti ulteriori flussi di potenza da Sud verso la stazione di Villanova, a causa dell'entrata in servizio di consistenti volumi di capacità produttiva da fonte rinnovabile e dei nuovi gruppi di produzione termoelettrici di S. Severo (400 MW), in aggiunta a quelli di Modugno e Gissi (1.600 MW) entrati in servizio negli anni precedenti, determinando un peggioramento delle criticità di esercizio e delle

congestioni (vedi Figura 41). Per cui si rendono necessari opportuni sviluppi di rete per

decongestionare il transito tra la zona Sud e Centro Sud.



Figura 41 – Sezioni critiche

La presenza di poli di produzione da fonte convenzionale e rinnovabile 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. Sono pertanto necessari interventi finalizzati a rinforzare la rete in AAT in uscita dalla Puglia e dalla Calabria.

Particolari criticità sono prevedibili nell'esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, considerate le centrali esistenti di Rossano, Altomonte, Simeri Crichi, Rizziconi e Scandale, unitamente agli impianti da fonti rinnovabili, 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 di rete.

In Sardegna, il forte sviluppo di nuova produzione da fonti rinnovabili previsto negli scenari di lungo periodo e il possibile sviluppo di un'interconnessione con il Nord – Africa, rendono opportuno valutare possibili soluzioni di potenziamento della rete interna e ulteriori rinforzi del collegamento con la rete Continentale.

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, come appunto la realizzazione dell'anello 380 kV dell'isola e il nuovo elettrodotto 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Rizziconi.

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 ottimizzazione dell'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 42 e Figura 43), 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, già dal 2008 si è osservato un graduale aumento del transito in importazione dalla frontiera slovena. Tale trend si è confermato per tutto il 2009 e nei primi mesi del 2010³⁰ 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 in particolare con un collegamento in corrente continua tra Savoia e Piemonte;
- 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 costruzione e l'esercizio del collegamento. Il progetto ELMed prosegue secondo i programmi ed il 26 luglio 2010 è scaduto il termine per la presentazione delle offerte di pre-qualificazione della gara per l'assegnazione dei diritti di produzione ed esportazione in Tunisia;
- 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

³⁰ Nel periodo Giugno 2009-Luglio 2010 l'energia importata dalla slovenia è incrementata di circa il 12% rispetto allo stesso periodo 2008-2009.

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 per lo sviluppo dell'interconnessione è quello con l'isola di Malta, legato principalmente alle esigenze del sistema elettrico Maltese di maggiore adeguatezza e stabilità rispetto alle necessità di medio e lungo periodo, ma offre anche alcune opportunità, tra cui quella di esportazione dalla Sicilia di nuova produzione in particolare da fonti rinnovabile.

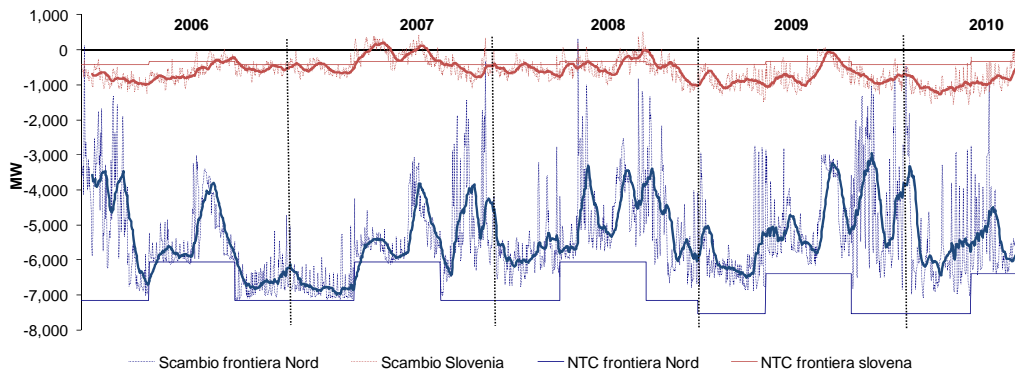


Figura 42 – Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore piene

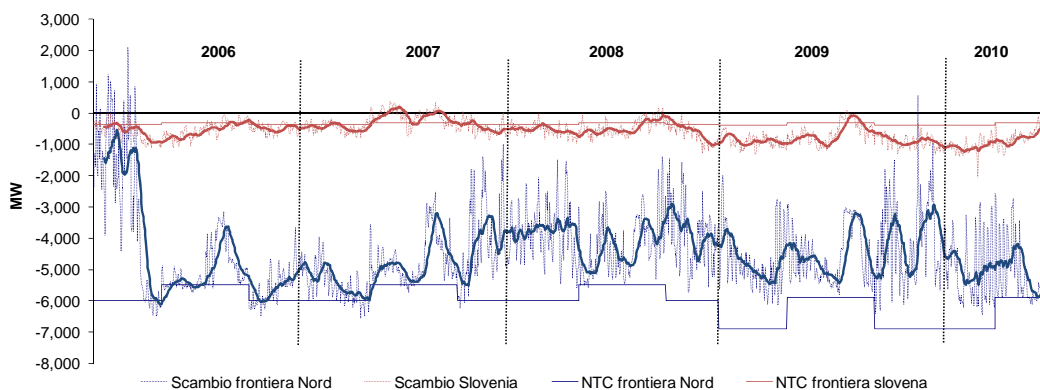


Figura 43 – Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore vuote

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.

Le aree particolarmente critiche del Piemonte risultano la provincia di Torino, incluso il versante ovest e la provincia di Asti. Mentre in Lombardia, oltre alle criticità già presenti nell'area di Milano, sono emerse esigenze di miglioramento tra Pavia e Piacenza e nell'alta provincia di Sondrio.

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 e la porzione di rete AT tra l'Abruzzo ed il Lazio.

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 “Terzo Pacchetto Energia”, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea L.211 il 14 agosto 2009, definisce un pacchetto di misure normative contenenti disposizioni comunitarie atte a modificare l'assetto regolatorio del mercato energetico Europeo. L'obiettivo principale di tali misure è quello di rafforzare l'integrazione tra i mercati elettrici regionali e migliorare le attività di cooperazione dei TSO.

Le misure normative che principalmente interessano l'ambito energetico sono:

- Il Regolamento CE 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 Regolamento n. 714/2009 dispone l'obbligo per i Gestori di Rete di costituire una nuova organizzazione ENTSO-E stabilendo i relativi compiti e le attività di cooperazione regionale dei vari TSO all'interno dell'ENTSO-E; tale Regolamento inoltre definisce anche la procedura per la redazione di codici di rete e di codici di mercato sulle questioni transfrontaliere, in cooperazione con l'ACER.

Il termine ultimo entro cui gli ordinamenti degli Stati Membri devono recepire le disposizioni contenute nelle Direttive Elettricità e Gas del Terzo Pacchetto è fissato per il 03 marzo 2011.

In anticipo rispetto ai tempi indicati dal Regolamento CE e su base volontaria, in data 01 luglio 2009 è stato costituito l'organismo ENTSO-E (European Network Transmission System Operators for Energy) che di fatto raggruppa tutti i Gestori di Rete Europei (TSO) e sostituisce le associazioni internazionali dei Gestori di Rete Europei preesistenti:

- **ETSO:** European Transmission System Operator Association;
- **UCTE:** Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité;
- **ATSOI** Association of the Transmission System Operators of Ireland;
- **UKTSOI:** UK Transmission System Operators Association;
- **BALTSO:** Baltic Transmission System Operators

- **Nordel:** Organization for the Nordic Transmission System Operators.

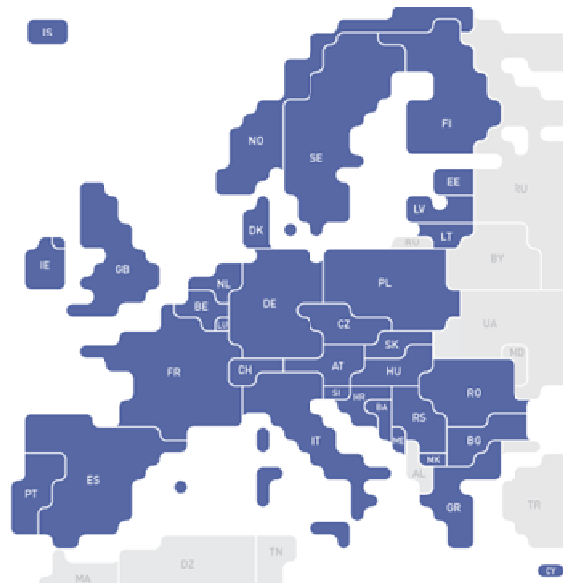


Figura 44 – Paesi Europei membri ENTSO – E

L'ENTSO-E è costituito da 42 Gestori di Rete di 34 Paesi Europei e si compone del Market Committee (MC), System Operation Committee (SOC), System Development Committee (SDC), e Research and Development Committee (RDC), creato il 28 Settembre 2010, di un Gruppo Legale/Regolatorio e dei relativi Working Groups e Regional Groups (Figura 44 e Figura 45).

L'art. 8 del Regolamento 714/2009 definisce le attività di cui si occupa l'organizzazione; tali attività sono finalizzate principalmente a promuovere il completamento ed il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica e degli scambi transfrontalieri ed a garantire la gestione coordinata e lo sviluppo della rete europea di trasmissione dell'energia elettrica.

L'ENTSOE ha anche il compito di elaborare codici di rete e di mercato 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.

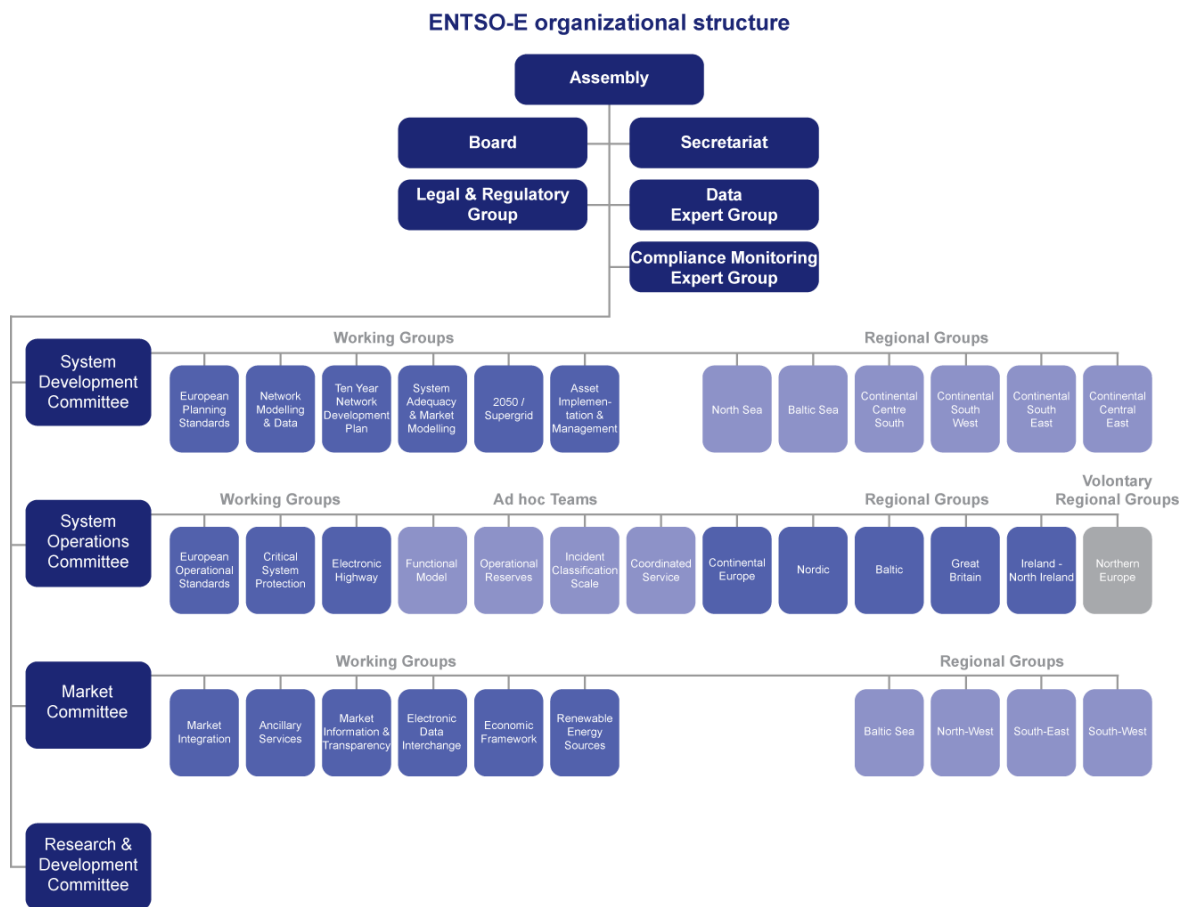


Figura 45 – Struttura organizzativa dell’ENTSO- E

Inoltre, nell’attuazione del Terzo Pacchetto Energia, la Commissione Europea si è posta l’obiettivo di affrontare le problematiche energetiche reali sotto il profilo della sostenibilità e delle emissioni dei gas serra, sia 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 l’identificare tempestivamente possibili lacune, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere (NTC).

Terna è presente all’interno dell’organizzazione con circa 40 rappresentanti; di cui un rappresentante tra i Membri del Consiglio e quattro rappresentanti con la carica di *convenor* dei WGs “System Adequacy and Market Modelling”, “Regional Group Central South” e “Network Modelling and Data” nell’ambito del SDC e nel WG “System Frequency” nell’ambito del SOC. Il ruolo crescente di Terna nelle attività di presidenza e di coordinamento dall’avvio

dell’ENTSO-E hanno impegnato i rappresentanti nelle seguenti iniziative:

- il nuovo regolamento comunitario relativi al meccanismo di compensazione tra gestori del sistema di trasmissione per i costi sostenuti per effetto dei transiti (ITC) che ricalca l’impegno di Terna in ENTSO-E finalizzato a contenere i costi per l’ITC a carico del sistema paese, in linea con l’Accordo ITC 2010 sottoscritto in ambito ENTSO-E;
- il primo piano di sviluppo decennale della rete elettrica Europea TYNDP, pubblicato il 30 giugno 2010, che prevede investimenti complessivi dai 23 ai 28 miliardi di euro nei prossimi cinque anni ripartiti su circa 500 progetti;
- il piano per la ricerca e lo sviluppo di ENTSO-E, che ha dato impulso alle iniziative della Commissione Europea nel Piano Strategico per la Tecnologia Energetica (SET Plan) e all’iniziativa Reti intelligenti (EEGI), incentrata sull’evoluzione delle reti e delle “smart grids” in vista dei prossimi bandi in uscita a ottobre 2010;
- I rapporti ENTSO-E per l’adeguatezza della generazione nel periodo estivo e i rapporti di consuntivo sulla domanda e la generazione in Europa nel 2008 e 2009;

- Il contributo ENTSO-E alla risoluzione delle problematiche correlate alle procedure autorizzative e di realizzazione degli investimenti;
- le attività finalizzate all'introduzione di meccanismi di market coupling su base regionale in vista dell'introduzione di nuovi modelli di governance per la gestione coordinata delle congestioni;
- il rafforzamento del livello di trasparenza dei gestori di rete nei confronti degli operatori del mercato, attraverso la pubblicazione dei dati previsti nella regolazione comunitaria anche attraverso la piattaforma entsoe.net in vista dei prossimi orientamenti comunitari che la Commissione Europea si è impegnata a presentare al Comitato degli Stati membri all'inizio del 2011;
- la definizione dei primi codici di rete europei, in cooperazione con l'ACER, che avranno come ambito di applicazione le connessioni degli impianti di generazione, le attività di system operation e la gestione delle congestioni transfrontaliere;
- i piani di sviluppo regionali, tra cui quello coordinato da Terna per la regione Centro Sud Europa e l'aggiornamento del prossimo piano di sviluppo di rete europeo di ENTSO-E dando particolare evidenza alle attività in capo a Terna in materia di definizione degli scenari di produzione e consumo in linea gli obiettivi comunitari di incremento delle rinnovabili al 2020, e di sviluppo di modelli europei comuni di rete e di mercato ai fini della pianificazione;
- rapporti di overview tariffaria per i gestori di rete.

Dal 3 marzo 2011 si insedierà formalmente anche l'ACER, l'Agenzia comunitaria di cooperazione dei regolatori nazionali, con sede a Lubiana, nei cui organismi di *governance* sono stati nominati tre rappresentanti italiani in qualità di Direttore Generale, di membro del Consiglio di Amministrazione e di membro del Consiglio dei Regolatori.

3.1 Indirizzi di sviluppo delle reti in ambito europeo

I principali fattori che determinano lo sviluppo della rete di trasporto sono il consumo elettrico e la generazione.

Come emerge dal rapporto dell'ENTSO-E *"System Adequacy Forecast 2010 – 2025"*³¹, in virtù di politiche energetiche sempre più restrittive e mirate all'ottimizzazione ed all'efficientamento dei consumi energetici, l'aumento del consumo di

energia elettrica stimato nel periodo 2010 – 2025 segue un tasso di crescita piuttosto contenuto; di conseguenza, anche la generazione di energia elettrica risentirà fortemente dello sviluppo di fonti ad energia rinnovabile e dal rinnovamento e/o riconversione di vecchi impianti convenzionali. Infatti, nell'ambito dell'Europa Continentale i progetti già presentati ai Gestori di Rete per i prossimi 15 anni dovrebbero portare ad un aumento netto di capacità installata di circa 300 GW, di cui 170 GW di generazione da fonte rinnovabile (fonte ENTSO-E).

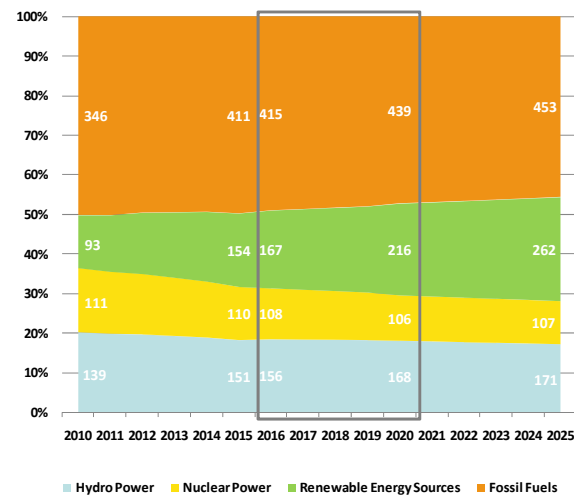


Figura 46 – Previsione Sviluppo del Parco produttivo Europa Continentale 2010 – 2025 [GW] (fonte: ENTSO-E)

Riguardo la crescita dei consumi, è previsto nello stesso periodo un incremento di circa 100 GW. Questo sbilanciamento potrebbe mettere in dubbio alcune iniziative di produzione, incrementando l'incertezza nel dimensionamento della rete, mentre sono ancora in corso le analisi delle ricadute dei nuovi target 20-20-20, con i quali ogni Paese si sta confrontando (cfr. capitolo 5).

Di seguito viene descritta la prima edizione del Piano di Sviluppo della Rete Europea ed i principali interventi di sviluppo ricadenti nei gruppi regionali a cui appartiene Terna (Continental Central South Regional Group e Continental South East Regional Group).

³¹ www.entsoe.eu/SAF_2010-2025.pdf

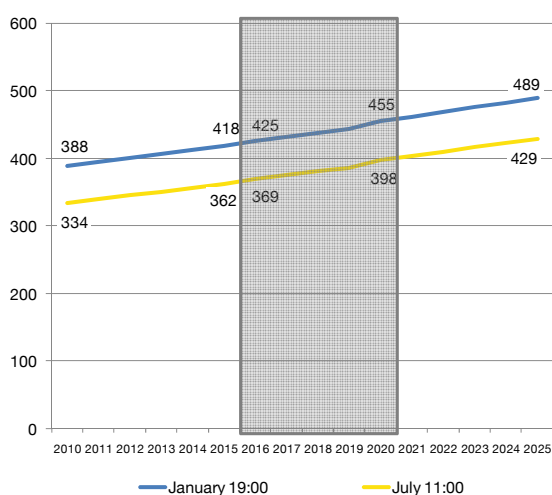


Figura 47 – Previsione Crescita del Carico Europa Continentale 2010 – 2025 [GW](fonte: ENTSO-E)

3.2 Piano di Sviluppo Decennale della Rete Elettrica Europea (TYNDP)

ENTSO-E il 30 giugno 2010 ha pubblicato sul proprio sito web³² il primo Piano di Sviluppo Decennale della Rete elettrica Europea per il 2010 (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP). Il documento è un progetto pilota in vista del 03 marzo 2011, data di attuazione del Regolamento comunitario n. 714/2009 che ufficializza l'organizzazione dell'ENTSO-E e rende obbligatorio il suo mandato nel processo di regolazione sovranazionale per l'integrazione dei mercati e lo sviluppo delle reti Europee. Il Regolamento comunitario sopracitato definisce il TYNDP un piano **non vincolante** e prevede la sua adozione con cadenza **biennale**.

Questa prima edizione del TYNDP presenta una proposta lungimirante pan-europea degli investimenti di sviluppo delle infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica necessari attraverso 34 paesi europei. Il piano contiene quasi 500 progetti di sviluppo per un investimento complessivo del valore di 23 – 28 miliardi di € nei prossimi cinque anni.

Gli investimenti in infrastrutture elettriche sono indispensabili al fine di raggiungere l'obiettivo Comunitario di aumentare l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili rinnovabile al 20% del consumo totale di energia, di migliorare ulteriori liberi scambi transfrontalieri e di contribuire allo sviluppo del mercato interno dell'elettricità, garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti e l'affidabilità del sistema in una rete sempre più complessa ed integrata, che collega oltre 525 milioni di cittadini europei.

Per quanto riguarda la rete di trasmissione elettrica gli obiettivi principali del TYNDP sono garantire la trasparenza e supportare i processi decisionali a

livello regionale ed europeo. Il Piano di sviluppo Europeo dell'ENTSO-E è il documento di riferimento più completo ed aggiornato a livello europeo riguardo l'evoluzione della rete di trasmissione elettrica Europea. Il documento definisce gli investimenti più significativi in abito europeo che contribuiscono a realizzare gli obiettivi della politica energetica europea (Figura 48):

- aumentare l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili (**RES**) al 20% della produzione totale di energia entro il 2020;
- promuovere ulteriormente il mercato interno dell'energia (**IEM**), riducendo congestioni sulla rete di trasmissione;
- garantire la sicurezza dell'approvvigionamento (**SOS**) e l'affidabilità del sistema di un sistema di trasmissione sempre più complesso che collega 525 milioni i cittadini in tutta l'area ENTSO-E.



Figura 48 – Principali fattori per gli investimenti di sviluppo della rete elettrica Europea (progetti di rilevanza europea)

Il raggiungimento di questi obiettivi richiede circa 35.000 km di nuove linee di trasmissione e 7.000 km di ricostruzione di linee esistenti. Su un totale complessivo di 42.000 km, valore che rappresenta il 14% della consistenza delle linee di trasmissione esistenti sulla rete di trasmissione europea, è nei programmi dei Gestori di Rete Europei il completamento del 44% del lavoro nei prossimi cinque anni, e il completamento di circa il 56% nei successivi cinque anni.

Il progetto pilota è stato sottoposto ad un processo di consultazione pubblica della durata di sei settimane e si è concluso in data 11/04/2010 con l'analisi delle istanze da parte di 20 *stakeholders* europei. Il documento al suo interno contiene tutti gli esiti della consultazione pubblica e le mappe degli interventi principali che costituiscono lo sviluppo integrato della rete europea.

³² www.entsoe.eu/TYNDP.pdf

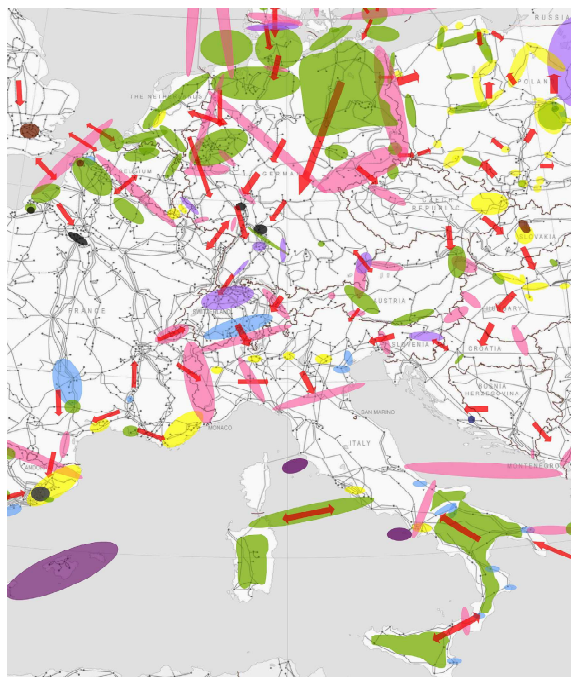


Figura 49 – Mappa di investimenti delle esigenze di sviluppo nel medio termine nel gruppo regionale “CCS” (fonte: ENTSO-E)

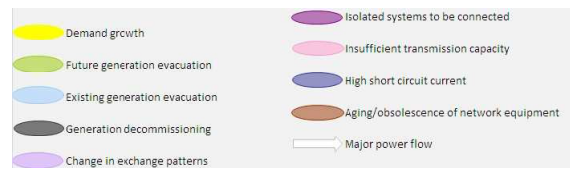


Figura 50 – Mappa di investimenti delle esigenze di sviluppo nel lungo termine nel gruppo regionale “CCS” (fonte: ENTSO-E)

In questo contesto il TYNDP sarà il documento di riferimento metodologico ed effettivo che veicolerà l'imminente **Pacchetto di Infrastrutture dell'Energia** (Energy Infrastructure Package – EIP) della Commissione Europea, come ENTSO-E suggerisce nel proprio contributo all'EIP stesso.

Tra i progetti individuati nel Piano dell'ENTSO-E sono presenti tutti i progetti di interconnessione dell'Italia con i paesi terzi. Il piano riconosce inoltre la posizione strategica e baricentrica dell'Italia all'interno del Mediterraneo, per l'integrazione elettrica dei Balcani e della sponda Sud del Mediterraneo.

I principali interventi per il medio e lungo termine ricadenti nei gruppi regionali “Continental Central South” e “Continental South East” sono contenuti nel Piano di Sviluppo della rete dell'Europa.

3.2.1 Continental Central South Regional Group

I paesi che compongono il Regional Group Continental Central South sono: Italia (IT), Francia (FR), Svizzera (CH), Germania (DE), Slovenia (SL) e Austria (AT).

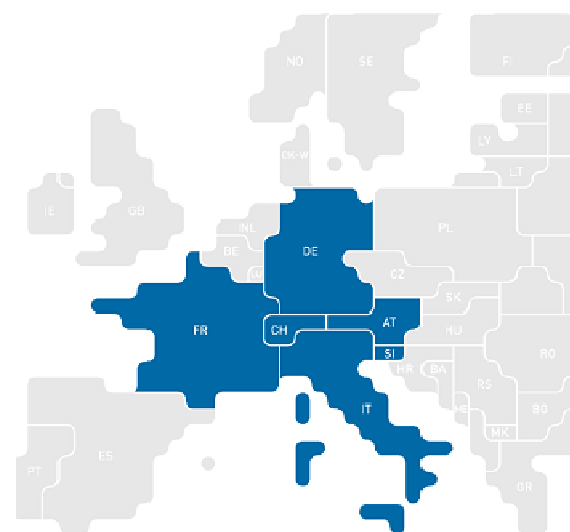


Figura 51 – Organizzazione Central South Regional Group

All'interno del TYNDP sono descritti i principali interventi di interconnessione transfrontalieri che

interessano le nazioni appartenenti a tale Regional Group:

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 le stazioni di Piossasco (IT) e Grande’Ile (FR).

Sono altresì allo studio alcuni rinforzi di rete compresi tra Francia e Svizzera, finalizzati a ridurre l’influenza della produzione idroelettrica nelle Alpi e dello scambio sul confine Italiano sui i flussi di potenza tra i due Paesi;

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 a breve termine l’installazione di un analogo dispositivo sul livello 380 kV presso la stazione Slovena di Divaca; è previsto il 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 la Tunisia e la Regione Siciliana ed un nuovo collegamento in cavo marino tra l’isola di Malta e la Sicilia.

3.2.2 Continental South East Regional Group

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

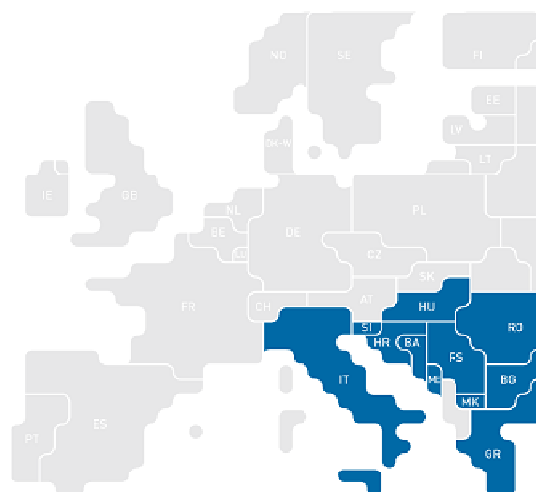


Figura 52 – Organizzazione South East Regional Group

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/Kotor), 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 Albania e Croazia.

Sono inoltre previsti alcuni interventi che mirano a rinforzare internamente l’area dei Balcani: Ungheria – Slovenia e Croazia; Serbia – Macedonia e, nel lungo termine, i nuovi collegamenti Montenegro – Bosnia – Serbia e 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 corrente continua con la Bulgaria.

3.2.3 Pilot code 2010

Il Codice di Rete europeo – che segue il TYNDP (Ten Year Network Development Plan), ovvero il primo progetto europeo condiviso in ambito ENTSO-E da parte di tutti i TSO (tra cui Terna) – rientra nell’attuazione del Terzo Pacchetto interno del mercato dell’energia. Il processo di sviluppo della struttura del Codice di Rete è definita negli articoli 6 e 8 della regolamentazione europea in ambito di elettricità e gas. Con particolare attenzione agli impianti eolici, risponde alle urgenti esigenze della rapida trasformazione dell’industria elettrica che permette il raggiungimento degli obiettivi della politica energetica della Comunità Europea.

In accordo con le disposizioni europee la struttura del codice di rete deve rispondere alle seguenti esigenze:

- Regole per l'affidabilità e la sicurezza della rete, includendo regole per la riserva di capacità di generazione per l'esercizio in sicurezza della rete;
- Regole per la connessione alla rete;
- Regole per l'accesso alle reti da parte di soggetti terzi;
- Regole di interoperabilità;
- Procedure di emergenza;
- Regole per l'allocazione di capacità e la gestione delle congestioni;
- Regole per la commercializzazione relativamente alle previsioni tecniche ed operative per i servizi di accesso alla rete e per l'equilibrio di sistema;
- Regole di trasparenza;
- Regole che includano procedure per la riserva di potenza;
- Regole riguardanti l'armonizzazione della struttura tariffaria tra tutti i TSO;
- Efficienza energetica riguardante la rete elettrica.

Tra queste attività, si caratterizzano per un preminente interesse della pianificazione le "Regole per la connessione alla rete" e le "Regole per l'accesso alle reti da parte di soggetti terzi", in quanto interessano i nuovi soggetti che avranno accesso alla rete e pertanto ne determineranno il contesto futuro.

In tale ottica, il Comitato che nell'Entso-E si occupa dello sviluppo della rete, sta sostenendo e favorendo la preparazione dei "Requirements for Generators", la cui fase preparatoria è stata avviata in anticipo anche rispetto alle linee guida stabilite dall'ERGEG. In linea con i requisiti del Regolamento Comunitario (EC) 714/2009, è stato anche avviato un processo di consultazione pubblica – promosso dall'ERGEG (European Energy Regulator) di concerto con ENTSO-E – che ha svolto, tra l'altro, dal primo semestre 2010, una serie di workshop per un dialogo informale con gli stakeholders.

Il Codice di Rete pilota, nella sua articolazione "Requirements for Generators", ha lo scopo di fornire la prima struttura legalmente condivisa per l'armonizzazione dei requisiti di connessione alla rete elettrica, su scala europea, da parte di tutti gli utenti, e di facilitare le pratiche, ridurre i costi di sviluppo e di investimento nonché armonizzare contenuti tecnici e strutturali dei Codici di Rete nazionali.

4 Nuovi interventi di sviluppo

4.1 Premessa

Il presente capitolo riporta sinteticamente le nuove attività di sviluppo della RTN pianificate nel corso del 2010 in risposta alle principali criticità di rete attuali e future previste. Le nuove azioni di sviluppo programmate sono descritte nel dettaglio in allegato alla sezione I e consistono in interventi di espansione o di evoluzione della rete, con conseguenti variazioni dello stato di consistenza e variazioni della capacità di trasporto. Tali nuove esigenze di sviluppo si aggiungono agli interventi già pianificati negli anni precedenti che sono invece riportati nella sezione II del presente documento.

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 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 indicata ove possibile 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. 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, la continuità e la 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

Adeguamento portate elettrodotti 220 kV

Area Nord

Stazione 220 kV Grosotto

Area Nord Est

Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige (fase A)

Area Centro Nord

Potenziamento rete 132 kV a nord di Ravenna

Stazione 380/132 kV Suvereto

Area Centro

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio

Stazione 380 kV Rotello

Stazione 380 kV Tuscania

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Molise

Area Sud

Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica

Stazioni 380 kV di raccolta impianti da fonte rinnovabile nel Sud

Nuovi interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia

Nuovi interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Calabria

Nuovi interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Basilicata

Area Sicilia

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia

Nuova stazione 380/150 kV Mineo

Area Sardegnana

Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I 3)

Nuovo elettrodotto 150 kV “Taloro – Goni” (NU/CA)

4.5 Qualità e sicurezza del servizio

Nel seguente paragrafo sono individuate le principali attività atte prevalentemente a migliorare la qualità, la continuità e la sicurezza 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 AT Pianezza/Piossasco

Riassetto rete 132 kV Canavese

Area Nord

Stazione 380 kV S. Rocco

Elettrodotto 132 kV “Biassono – Desio”

Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza

Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo

Nuova stazione 132 kV Salò

Nuova stazione 132 kV Cividate

Nuova stazione 132 kV Ternate

Area Nord Est

Potenziamento rete 132 kV fra Planais e Salgareda

Potenziamento rete AT a Nord di Schio

Potenziamento rete AT area Rovigo (RO)

Area Centro Nord

Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia

Riassetto rete 132 kV area Piombino

Stazione 380/132 kV Rubiera

Area Centro

Elettrodotto 132 kV Acquara – PortaPotenzaPicena

Elettrodotto 150 kV Villavalle – Orte

Smistamento 150 kV Mazzocchio derivazione

Stazione 132 kV Cappuccini

Area Sicilia

Nuova stazione 380/150 kV Sorgente 2

Interventi sulla rete AT nell'area di Catania

Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa

Ricostruzione direttrice 150 kV tra Messina e Catania

Area Sardegna

Stazione 380 kV Codrongianos (SS)

Il dettaglio di tutti gli interventi è riportato nel capitolo *“Dettaglio nuovi interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (EDIZIONE 2011)”*.

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 2011)”*

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).

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.

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 direttrice 220 kV a Nord di Villavalle, della “Villavalle – Roma Nord”, “Dugale – Castegnero – Stazione 1” e “Presenzano – Capriati – Popoli” verso Villavalle, consentirebbero di rimuovere alcune congestioni interzonali potenzialmente riscontrabili in scenari di lungo periodo, 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 medio periodo lo sviluppo del parco produttivo in aree elettricamente distanti dal carico 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 stabilità della tensione. Queste nuove problematiche, tipiche delle analisi di sicurezza dinamica relative alla voltage stability, vanno a sommarsi alle consuete necessità di controllo in condizioni di regime statico 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 dei poli di produzione della Liguria, sono allo studio adeguati interventi di rinforzo della rete primaria che, sfruttando le opportunità di potenziamento 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 potrebbe rendere 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.

Direttrice 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 soprattutto a nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, è allo studio la possibilità di realizzare una nuova trasversale tra la costa adriatica e tirrenica e di una trasversale appenninica.

Ulteriori rinforzi rete AAT sezione Sud – Centro Sud

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.

In particolare sono oggetto di valutazione:

- rinforzi di rete tra la Calabria e la Campania che permettano di trasmettere l'energia dai futuri poli produttivi localizzati in Calabria verso l'area fortemente deficitaria della Campania;
- rinforzi/potenziamenti della rete 380 kV interessata dal trasporto della produzione da fonte rinnovabile in Puglia e Basilicata verso l'area Centro Sud.

Tra le soluzioni ipotizzate non si esclude il ricorso alla tecnologia HVDC.

Interconnessioni delle principali isole della 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.

Potenziamento rete area Nord della provincia di Udine (UD)

È allo studio la possibilità di potenziare la rete nell'area Nord della provincia di Udine, al fine di superare i rischi di limitazioni all'esercizio, anche in relazione alle opportunità di import dall'Austria.

Riassetto rete AT a Sud di Belluno

La rete a Sud della provincia di Belluno è caratterizzata da limitazioni della capacità di trasporto, che causano, a loro volta una riduzione dell'affidabilità e della qualità del servizio. Pertanto è allo studio un riassetto generale dell'area al fine di garantire adeguati margini di sicurezza e di flessibilità di esercizio. Contestualmente saranno studiate le soluzioni più idonee per superare le attuali derivazioni rigide presenti.

Tali interventi potranno garantire la possibilità di effettuare un riassetto della rete di trasmissione esistente nell'area in esame, riducendone così l'impatto sul territorio.

Riassetto rete AT nelle aree del Comelico e Cadore

Contestualmente ai già previsti interventi di sviluppo nell'area della provincia di Belluno, al fine di superare rischi di limitazioni all'esercizio e garantire il pieno sfruttamento delle risorse idriche presenti nel Nord del Veneto, è allo studio la possibilità di potenziare la rete nelle aree del Comelico e del Cadore.

Tali interventi potranno garantire la possibilità di effettuare un riassetto della rete di trasmissione esistente nell'area in esame, riducendone così l'impatto sul territorio.

4.7 Piano di rifasamento e soluzioni innovative per la sicurezza e la qualità del servizio

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 reattiva³³;
- 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

³³ 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.

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.

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 termine³⁴ 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), Cremona (CR), Cappuccini (PG), Olbia (OT) e Palau (OT), Sulcis (CA)³⁵;
- stazioni previsionali: nuova stazione nell'area industriale di Vicenza³⁶, nuova stazione in provincia di Macerata³⁷, S.Sofia (CE)³⁸, nuova stazione di Treviso³⁹ e nuova stazione nell'area a est del Vesuvio⁴⁰.

Le analisi di rete hanno evidenziato potenziali bassi livelli di tensione sull'anello 132 kV compreso tra le

³⁴ Alcune batterie potranno essere installate solo in un secondo tempo, in quanto previste in stazioni future attualmente nel piano di lungo periodo.

³⁵ La batteria di condensatori, la cui taglia è in corso di definizione (circa 50-100 MVar), sarà installata sulla sez. 220 kV.

³⁶ 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)".

³⁷ 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)".

³⁸ Il banco di condensatori deve essere collegato a S. Sofia, sulla sez. a 150 kV.

³⁹ Previsti due banchi da 54 MVar

⁴⁰ 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)".

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 Teramo⁴¹.

Per quanto concerne la tempistica, sono considerate urgenti le installazioni su stazioni esistenti, mentre per quelle su stazioni future, dovranno essere ovviamente coordinate con i tempi di costruzione delle stesse.

La distribuzione geografica delle nuove risorse necessarie sul sistema AT 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;
- porzioni di rete, nell'Italia centrale e centro – meridionale, distanti sia dai poli di produzione dell'area Nord che da quelli del Sud e con scarsa disponibilità di risorse funzionali alla regolazione anche sulla rete AT;
- 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 apporterà 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.

⁴¹ Riassetto rete Teramo/Pescara.

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 richiesta⁴² 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 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 (Casanova e Vignole e Piossasco⁴³);
- 400 MVar (n.2 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV della Lombardia (Bovisio e Turbigo⁴⁴);
- 200 MVar nella sezione 380 kV di Forlì (FC);
- 400 MVar (n.2 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV dell'alto Lazio (Montalto e Aurelia);
- 200 MVar nella stazione 380 kV di Teramo (TE);
- 400 MVar (n.2 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV della Calabria (Scandale e Rossano).

In relazione agli interventi di razionalizzazione previsti nella Valtellina è prevista l'installazione delle seguenti reattanze shunt:

- 100 MVar nella sezione 220 kV di Cedegolo (BS);

⁴² In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al disotto del 40% rispetto alla punta massima.

⁴³ L'installazione della compensazione nella stazione di Piossasco risulta meno prioritaria in quanto il fabbisogno di reattivo dell'area viene parzialmente soddisfatto dalla reattanza nella stazione di Casanova.

⁴⁴ 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.

- 50 MVAR nella sezione 132 kV di Grosotto o di Stazzona (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).

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.

Inoltre si evidenzia che è stata prevista l’installazione di unità di compensazione sincrona a Codrongianos per una potenza complessiva di circa 500 MVA per migliorare la sicurezza nella rete sarda.

Tali dispositivi, tuttavia oltre a migliorare il livello delle potenze di corto circuito hanno un effetto positivo sul controllo del livello di tensione dei nodi.

Recenti eventi di esercizio caratterizzati da elevati livelli di tensione localizzati nell’area di Napoli hanno portato a prevedere l’installazione di ulteriori dispositivi di compensazione reattiva nell’area campana per consentire il contenimento dei valori di tensione entro i limiti previsti nel codice di rete.

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.

Smart Grids e soluzioni innovative allo studio per la sicurezza e qualità del sistema elettrico

Nell’ambito delle attività finalizzate alla realizzazione di una rete intelligente secondo i criteri della smart grid, Terna oltre agli interventi previsti nel paragrafo 2.4.3 intende mettere in campo soluzioni innovative per il miglioramento della sicurezza e la qualità del sistema e per ottimizzare l’utilizzo della rete anche in presenza di elevata capacità produttiva da nuova generazione distribuita da fonti rinnovabili.

Di seguito sono riportate le principali iniziative previste:

- *Dynamic Rating*: sistemi per la determinazione dinamica della capacità di trasporto degli elementi di rete in funzione delle reali condizioni ambientali e di esercizio.
- *Miglioramento dell’identificazione e controllo della rete con sistemi digitali*: sfruttando le potenzialità delle apparecchiature digitali fornire direttamente misure per l’analisi e il monitoraggio della qualità del servizio ed in generale analisi fuori linea per l’ottimizzazione del funzionamento del sistema.
- *Monitoring reti*: il crescente impatto delle fonti rinnovabili anche sulle reti di distribuzione comporta la necessità di disporre di un set di dati e di modellazione per una visione di maggior dettaglio del carico/generazione sui sistemi di distribuzione interoperanti con la RTN.
- *Adeguamento e innovazione di sistemi di sicurezza del controllo, protezione e manovra*: su reti di subtrasmissione (in particolare reti di distribuzione acquisite in RTN).

5 Nuove infrastrutture di rete per la produzione da fonte rinnovabile

5.1 Premessa

Recependo la direttiva 2009/28/CE, il Piano di Azione Nazionale (PAN) redatto dal MISE prevede che nel Piano di Sviluppo Nazionale si includa un'apposita sezione volta a definire gli interventi preventivi necessari per il pieno utilizzo dell'energia proveniente dalla produzione di impianti da fonti rinnovabili⁴⁵.

Tale necessità deriva dagli obiettivi fissati dal PAN (Tabella 9) con la finalità di integrare pienamente nel sistema elettrico la consistente crescita di generazione da fonti rinnovabili dovuta essenzialmente alla capacità da fonte eolica che si prevede di installare prevalentemente nell'Italia meridionale ed insulare⁴⁶.

Tabella 9 – Target minimi all'anno 2020 del Piano di Azione Nazionale

Fonte energetica	2020	
	GW	TWh
Idro	17,8	42,0
Geoterm.	0,9	6,7
Solare	8,6	11,4
Ondoso	<0,1	<0,1
Eolica	12,7	20,0
Biomasse	3,8	18,8
Totale	43,8	98,9

Le necessità di sviluppo finalizzate al raggiungimento del target PAN si collocano in uno specifico scenario che considera oltre agli obiettivi di generazione da fonti rinnovabili, anche una politica di efficienza energetica supplementare relativa al contenimento dei consumi. Gli scenari di produzione e gli scenari alternativi di previsione del fabbisogno del presente piano (capitolo 2.4) tengono conto degli obiettivi minimi definiti dal PAN nell'orizzonte di lungo termine (2020).

5.2 Necessità di intervento

Le analisi di rete condotte al fine di favorire l'utilizzo e lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile

⁴⁵ Nel PAN si prevede che il concetto di "raccolta integrale" della producibilità rinnovabile possa essere attuato oltre che con interventi sulla rete di trasmissione, anche con sistemi di accumulo/stoccaggio dell'energia prodotta ed eventualmente non immettibile in rete, in modo da sfruttare tutto il potenziale.

⁴⁶ Tale tipologia di impianti è caratterizzata da significativa aleatorietà che non consente una programmazione affidabile delle immissioni e pertanto rende necessaria, su sistemi deboli o porzioni di rete insufficientemente magliate, la disponibilità di servizi di ottimizzazione dei diagrammi di produzione e di riserva per la regolazione di frequenza.

hanno portato ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 380 – 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 – 132 kV.

In Figura 53 si riportano schematicamente i principali interventi di sviluppo che interessano la rete AAT. I maggiori interventi su rete primaria sono:

- Sviluppo interconnessione Sicilia–Continente;
- Sviluppo rete primaria 380-220 kV in Sicilia;
- Sviluppo interconnessione Sardegna–Continente;
- Sviluppo collegamenti 380 kV tra Calabria e Campania;
- Potenziamento del collegamento 380 kV Foggia–Benevento II;
- Raddoppio della dorsale 380 kV Adriatica;
- Elettrodotta 380 kV Deliceto–Bisaccia;
- Elettrodotta 380 kV Altomonte–Laino e trasversale Calabria "Feroletto–Maida".

Le aree di sviluppo sulla rete di trasmissione AT riguardano molte delle regioni italiane e prevedono principalmente nuove stazioni di raccolta e trasformazione 380/150 kV, nuove stazioni di smistamento 150 – 132 kV, potenziamenti di porzioni di rete e riassetti locali spesso correlati all'inserimento sulla rete primaria delle nuove stazioni di raccolta AAT/AT.

Nelle figure seguenti sono schematicamente rappresentati i principali interventi che interessano la rete AT per ciascuna macro – area del sistema elettrico italiano.

In particolare nel Meridione, Figura 54, oltre alle stazioni di raccolta 380/150 kV indicate in Figura 53, sono evidenziate le aree oggetto degli interventi di sviluppo e rinforzo della rete:

- lungo le direttrici 150 kV tra le stazioni 380 kV di Benevento e Montecorvino, e tra Foggia e Bisaccia;
- le zone che riguardano il Salento, l'area circostante le stazioni 380 kV di Bari O., Brindisi Sud, Galatina e Matera attraverso interventi di ripotenziamento delle reti esistenti;
- in Calabria, dove si prevede di intervenire sulla rete 150 kV tra le stazioni di Maida e Feroletto, lungo la direttrice 150 kV "Catanzaro–Soverato–Feroletto" oltre che sulle linee in uscita da Rossano verso la Basilicata e verso Scandale;
- tra la Puglia ed il Molise e sulla direttrice 150 kV adriatica tra Larino (Molise) e Villanova (Abruzzo).

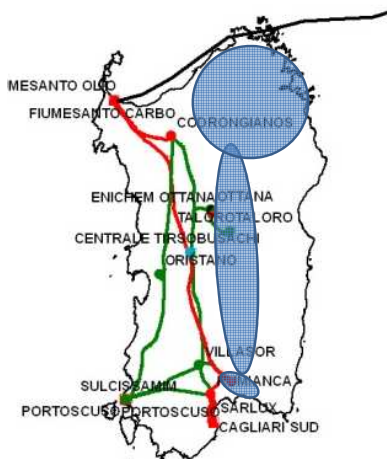


Figura 56 – Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sardegna)

Nel Nord del Paese, gli interventi previsti sono volti a migliorare l'utilizzo locale della produzione idroelettrica. In particolare nell'area del triveneto (Figura 57) sono previsti interventi riguardanti essenzialmente il ripotenziamento della direttrice "Arco – Riva del Garda – Storo", il riassetto della rete 220 e 132 kV nell'alto bellunese ed il riassetto rinforzo della rete 220 kV del trentino tra le SE di Lana e Castelbello.

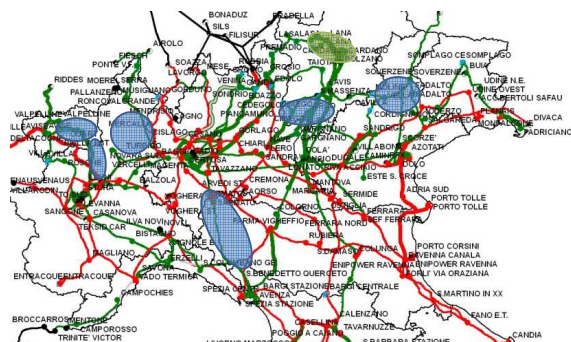


Figura 57 – Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da FER sulla rete AT (macroarea Nord)

Nel Nord-Ovest sono previsti, oltre che il ripotenziamento della porzione di rete AT tra Novara e Biella, anche la razionalizzazione tra Val d'Aosta e Piemonte ed il riassetto tra le stazioni 132 kV di Crot e Pianezza (Canavese) che all'interno di un quadro più globale di rinforzi rete nella regione Piemonte e Valle d'Aosta, permetteranno di migliorare lo sfruttamento delle risorse idriche presenti. La rimozione degli attuali vincoli di trasporto è prevista anche per la direttrice 132 kV Borgonovo – Bardi – Borgotaro area particolarmente attiva dal punto di vista delle iniziative di nuovi impianti eolici previsti nel medio-lungo periodo.

Nel Centro Italia (Figura 58) sono previsti interventi prevalentemente nell'area tra le stazioni elettriche di Pian della Speranza, Tarnuuzze e Larderello interessata ormai già da anni da una realtà importante di produzione di energia da fonte

geotermica utilizzata sia in copertura della richiesta locale sia in immissione alla rete AAT.

Si prevede inoltre di potenziare la rete AT tra Lazio e Abruzzo che, in orizzonti temporali futuri, sarà necessaria alla raccolta della produzione rinnovabile (eolico, biomassa, idrico e fotovoltaico) trasportandola verso i centri di carico del Lazio e dell'area metropolitana di Roma.

Tali interventi sono dettagliatamente descritti nelle sezioni I e sezione II relative che riportano rispettivamente il dettaglio dei nuovi interventi e lo stato di avanzamento di quelli già pianificati.

Gli interventi delle sezioni I e II funzionali al miglior utilizzo ed allo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili sono contraddistinti con il simbolo



Figura 58 – Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da FER sulla rete AT (macroarea Centro)

5.3 Ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio

Sono attualmente allo studio nuovi interventi per il potenziamento della rete primaria volti ad individuare corridoi elettrici che consentano di trasmettere l'energia rinnovabile (principalmente eolica e fotovoltaica) dal Sud del Paese verso i centri di carico della zona Centro Sud e Centro Nord unitamente all'opportunità di realizzare un nuovo collegamento trasversale tra le dorsali 380 kV adriatica e tirrenica.

In linea con il concetto di "raccolta" integrale della producibilità rinnovabile, in ausilio al rinforzo dell'infrastruttura di rete attraverso potenziamento della stessa (nuovi elettrodotti, incremento della magliatura di rete, ecc...) sono in corso le analisi che mirano a valutare l'efficacia di sistemi di accumulo/stoccaggio volti ad ottimizzare i profili di produzione e ad assicurare i servizi di sistema (in particolare in termini di riserva pronta di regolazione) necessari per massimizzare l'utilizzo degli impianti da fonti rinnovabili e minimizzare gli

oneri relativi all'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

Tali sistemi permetterebbero di conseguire benefici sia in termini di massimizzazione della produzione

da FER, sia di ridurre l'impatto sul sistema derivante dall'aleatorietà dell'energia immessa in rete da fonti che per loro natura sono intermittenti e non programmabili.

6.1 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 5.000 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 da 1.500 a 4.000 MW circa, 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).

6.2 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):

- le limitazioni della produzione delle centrali di Monfalcone e Torviscosa, corrispondenti alla attuale zona Monfalcone, risulteranno notevolmente ridotte grazie al previsto elettrodotto “Udine O. – Redipuglia”;
- la nuova direttrice Trino-Lacchiarella, il riclassamento del 220 kV Casanova-Vignole ed i

rinforzi di rete tra Pavia e Piacenza consentiranno di ridurre le congestioni intrazonali dell'area Nord ed allo stesso tempo di favorire il trasporto in sicurezza Ovest-Est;

- il riclassamento a 380 kV della Calenzano-Colunga consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Nord-Centro Nord e di favorire la produzione in sicurezza degli impianti presenti sulla direttrice Flero-Ravenna;
- il nuovo collegamento “Fano-Teramo” consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Centro Nord-Centro Sud;
- il raddoppio della dorsale adriatica, il potenziamento dell'elettrodotto “Foggia – Benevento”, i rinforzi di rete a 380 kV tra Calabria e Campania, l'installazione di PST per il controllo dei flussi sugli elettrodotti Foggia-Benevento e Matera-S.Sofia permetteranno un incremento della capacità di scambio sulla sezione Sud-Centro Sud riducendo al contempo le congestioni di rete e le limitazioni del polo di Foggia, le cui produzioni attualmente sono possibili solamente in regime di teledistacco, consentendo produzione di energia da fonte energetica più efficiente;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete primaria in Calabria, permetterà di incrementare la produzione degli impianti appartenenti al polo di produzione della Calabria, mentre la realizzazione dell'elettrodotto “Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II” permetterà il trasporto di tale potenza verso i centri di consumo della Campania e verso il Centro Italia; le limitazioni residue risultano essere trascurabili su base annua.
- le limitazioni sulla sezione Sicilia-Continente saranno ridotte dalla realizzazione del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi e dei rinforzi di rete primaria in Sicilia che prevedono un anello 380 kV che favorirà la produzione in sicurezza di alcuni poli di produzione e la risoluzione di congestioni di rete intrazonali;
- il rinforzo dell'interconnessione tra Sardegna e continente sarà funzionale al miglioramento dell'affidabilità della rete sarda in numerose condizioni di esercizio che si potrebbero verificare alleviando le congestioni sulla sezione da e verso il continente.

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente piano consentiranno pertanto 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	2010	Con sviluppo
Nord→Centro Nord	3.700	+400
Centro Nord → Centro Sud	1.300 ⁴⁷	+300
Sud→Centro Sud	4.100 ⁴⁸	+1.900 ⁴⁹
Sicilia→Sud	600	+900
Sud→Sicilia	100	+1.000
Sardegna→Conte- nente/Corsica	900 ⁵⁰	+400 ⁵¹

Nella le limitazioni della produzione delle centrali di Monfalcone e Torviscosa, corrispondenti alla attuale zona Monfalcone, risulteranno notevolmente ridotte grazie al previsto elettrodotto “Udine O. – Redipuglia”;

- la nuova direttrice Trino-Lacchiarella, il riclassamento del 220 kV Casanova-Vignole ed i rinforzi di rete tra Pavia e Piacenza consentiranno di ridurre le congestioni intrazonali dell’area Nord ed allo stesso tempo di favorire il trasporto in sicurezza Ovest-Est;
- il riclassamento a 380 kV della Calenzano-Colunga consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Nord-Centro Nord e di favorire la produzione in sicurezza degli impianti presenti sulla direttrice Flero-Ravenna;
- il nuovo collegamento “Fano-Teramo” consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Centro Nord-Centro Sud;
- il raddoppio della dorsale adriatica, il potenziamento dell’elettrodotto “Foggia – Benevento”, i rinforzi di rete a 380 kV tra Calabria e Campania, l’installazione di PST per il controllo dei flussi sugli elettrodotti Foggia-

Benevento e Matera-S.Sofia permetteranno un incremento della capacità di scambio sulla sezione Sud-Centro Sud riducendo al contempo le congestioni di rete e le limitazioni del polo di Foggia, le cui produzioni attualmente sono possibili solamente in regime di teledistacco, consentendo produzione di energia da fonte energetica più efficiente;

- la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete primaria in Calabria, permetterà di incrementare la produzione degli impianti appartenenti al polo di produzione della Calabria, mentre la realizzazione dell’elettrodotto “Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II” permetterà il trasporto di tale potenza verso i centri di consumo della Campania e verso il Centro Italia; le limitazioni residue risultano essere trascurabili su base annua.
- le limitazioni sulla sezione Sicilia-Continentale saranno ridotte dalla realizzazione del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi e dei rinforzi di rete primaria in Sicilia che prevedono un anello 380 kV che favorirà la produzione in sicurezza di alcuni poli di produzione e la risoluzione di congestioni di rete intrazonali;
- il rinforzo dell’interconnessione tra Sardegna e continente sarà funzionale al miglioramento dell’affidabilità della rete sarda in numerose condizioni di esercizio che si potrebbero verificare alleviando le congestioni sulla sezione da e verso il continente.

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente piano consentiranno pertanto 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 sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito inter – zionali 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 59 è riportato l’andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2015 ed al 2020 in termini di affidabilità in assenza ed in presenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

⁴⁷ Valore inferiore del profilo di attivazione del vincolo di scambio CN-CS.

⁴⁸ Considerando disponibili dispositivi di teledistacco delle centrali di Termoli, Candela e Gissi.

⁴⁹ Considerando l’installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza sulle linee 380 kV Foggia-Benevento, Deliceto-Bisaccia, Matera-Bisaccia.

⁵⁰ Dato provvisorio in situazione diurna invernale con entrambi i poli del SAPEI (senza Sacoi).

⁵¹ Con potenziamento SACOI (in aggiunta SAPEI), tale valore potrebbe subire successive modifiche a valle di verifiche di dettaglio relative alla stabilità dinamica del sistema.

Analizzando il grafico si può osservare che l'affidabilità del sistema elettrico sarebbe garantita sia nel medio che nel lungo periodo, a fronte del previsto trend di crescita del fabbisogno.

In particolare si evidenzia come tutti gli indici rientrano nei limiti previsti mostrando quindi come

gli interventi di sviluppo della rete consentano una efficace utilizzazione del parco di generazione, limitando sia la probabilità che l'entità di eventuali disalimentazioni del carico; anche la durata delle stesse risulta molto ridotta.

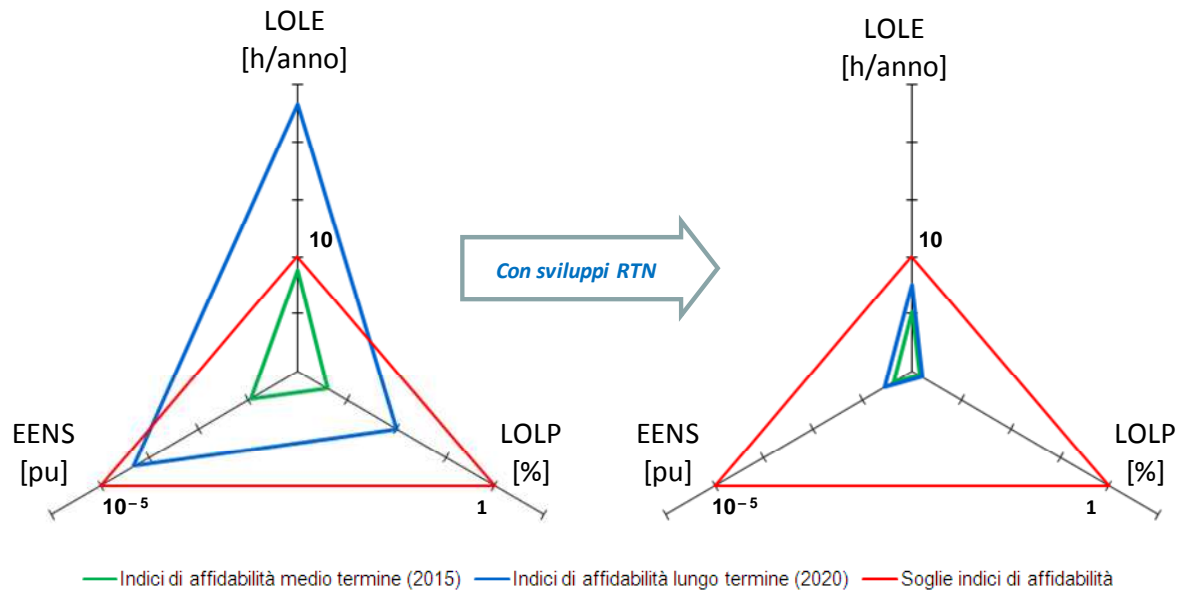


Figura 59 – Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

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)⁵² 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 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.

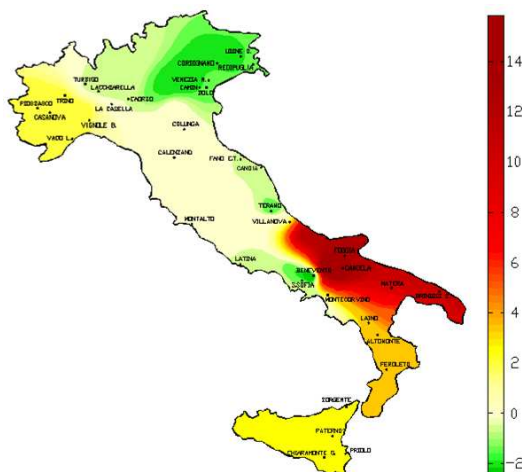


Figura 60 – Analisi nel medio termine dell'indice WTLR in assenza dei programmati interventi di sviluppo

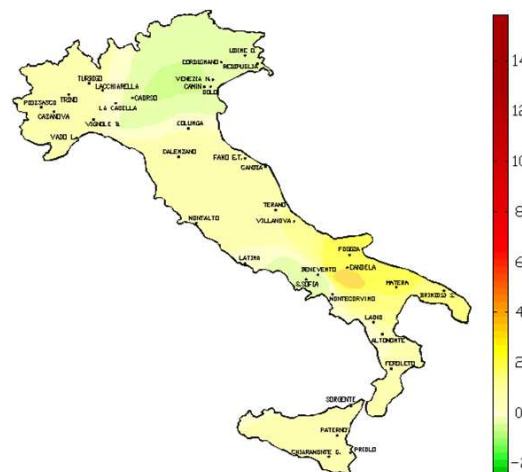


Figura 61 – Analisi nel medio termine dell'indice WTLR in presenza dei programmati interventi di sviluppo

Nella Figura 60 e nella Figura 61 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).

⁵² Indicatore dell'impatto dell'iniezione di potenza attiva in un nodo sui vincoli operativi del sistema di trasmissione.

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. 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 del paese. È 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.

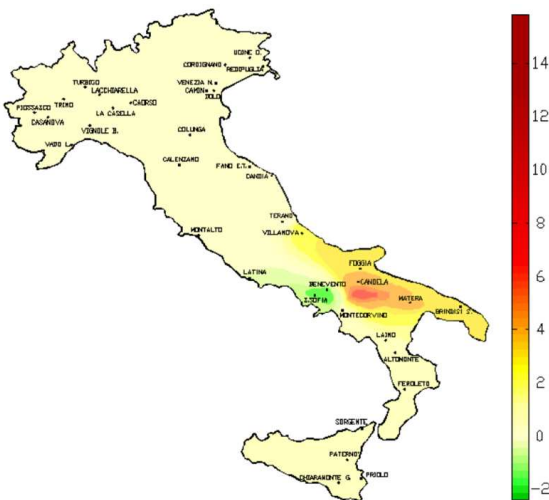


Figura 62 – Analisi nel lungo termine dell'indice WTLR in assenza dei programmati interventi di sviluppo

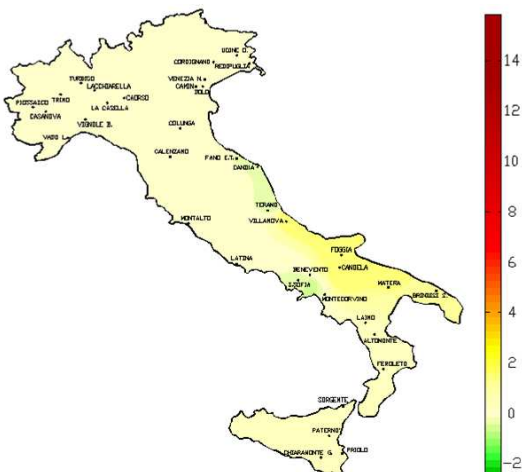


Figura 63 – Analisi nel lungo termine dell'indice WTLR in presenza dei programmati interventi di sviluppo

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.

Nel lungo periodo l'ulteriore ingresso di nuovi impianti di produzione in aggiunta all'aumentare del fabbisogno determinerà (Figura 62) 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 63 si osserva come la realizzazione degli interventi previsti per quell'orizzonte temporale, consentirà una significativa riduzione delle congestioni rispetto alla situazione analizzata in assenza di tali opere.

6.3 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 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 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 rinnovabile 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 rinnovabile

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 Corsica/ Continente	500 ⁵³
	Nuovo elettrodotto 380 kV "Aliano – Montecorvino"	900
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	700
	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia Benevento"	500
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AAT/AT su cui si inserisce direttamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Rinforzi della rete di trasmissione nel sud Italia	1.100

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.

6.4 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 Rete⁵⁴ nonché una minore fluttuazione dello stesso.

6.5 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

⁵³ In aggiunta ai benefici correlati al SA.PE.I.

⁵⁴ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

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.

6.6 Riduzione delle emissioni di CO₂

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 CO₂ 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 CO₂ 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 1.200 GWh/anno (paragrafo 6.5). Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti combustibili, e noti i coefficienti di emissione specifica, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂, dovuta alla riduzione delle perdite di rete, che oscilla tra 500.000 e 600.000[tCO₂/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 CO₂ fino a 3.700.000 tonnellate annue.

Come descritto nel paragrafo 6.3 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 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 rinnovabile per circa 4.700 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica⁵⁵ corrispondono a un'energia di circa 11.800 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 CO₂ pari a circa 5.000 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata per la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco

⁵⁵ Sono state ipotizzate 2.200 ore equivalenti da fonte eolica e 1500 da fonte fotovoltaica, supponendo la sovrapposizione delle due fonti per le sole 8 ore diurne pesandone la contemporaneità in base ai rispettivi valori di installato previsti al 2020 secondo il target PAN.

termoelettrico è pari a poco più di 4 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a circa 9 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

6.7 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 64) 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 di mercato 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 64 – 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 nonostante la prevista interconnessione con la Tunisia;
- gli scambi tra la zona Centro Nord e Centro Sud per i quali è prevedibile una 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 generale, soprattutto a causa delle nuove interconnessioni previste si potrà determinare un mix energetico più efficiente.

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 (elettrodotti 380 kV "Colunga – Calenzano"), tra le zone Sud e Centro Sud e la produzione dei poli limitati dell'area Sud (raddoppio della dorsale adriatica, elettrodotti a 380 kV "Foggia – Benevento") e tra la Sicilia e la zona Sud (elettrodotti 380 kV Sorgente – Rizziconi). A questi si aggiungono le interconnessioni verso Francia, Slovenia, Montenegro, Albania e Nord Africa.

6.8 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 141 nuove stazioni (incluso anche interventi sostanziali su impianti di trasformazione esistenti), mentre la capacità di trasformazione si incrementerà di circa 44.800 MVA.

Si stima inoltre che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 4.400 km⁵⁶, quella a 220 kV si ridurrà di circa 900 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 1.850 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 5.400 km.

Nella Tabella 12 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 12 – Riepilogo interventi sulla RTN

	380 – 500 kV, HVDC	220 kV	120 – 150 kV	Totale
Nuove stazioni [n.ro]	47	29	65	141
medio termine	27	18	38	83
lungo termine	20	11	27	58
Potenza di trasformazione [MVA]	37.250	7.500	43	44.793
medio termine	17.550	2.910	123	20.583
lungo termine	19.700	4.590	-80	24.210
Elettrodotti [km di terne]	4.439	-906	1.875	5.408
medio termine	1.248	-555	1.306	1.999
lungo termine	3.191	-351	569	3.409

⁵⁶ Compresi i km di rete a 220 kV trasformati a 380 kV.

7 Dettaglio nuovi interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN (EDIZIONE 2011)

I nuovi interventi di sviluppo pianificati nel corso del 2010 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.

<i>Elementi d’impianto</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmati</i>
<i>Centrale Idroelettrica</i>		
<i>Centrale Termoelettrica</i>		
<i>Centrale Geotermoelettrica</i>		
<i>Centrale Eolica</i>		
<i>Stazione AAT a 380 kV RTN</i>		
<i>Stazione AAT a 220 kV RTN</i>		
<i>Stazione AAT non RTN</i>		
<i>Stazione AT a 150 kV</i>		
<i>Stazione AT a 132 kV</i>		
<i>Stazione AT non RTN o Cabina Primaria</i>		
<i>Stazione F.S.</i>		
<i>Utenza Industriale</i>		

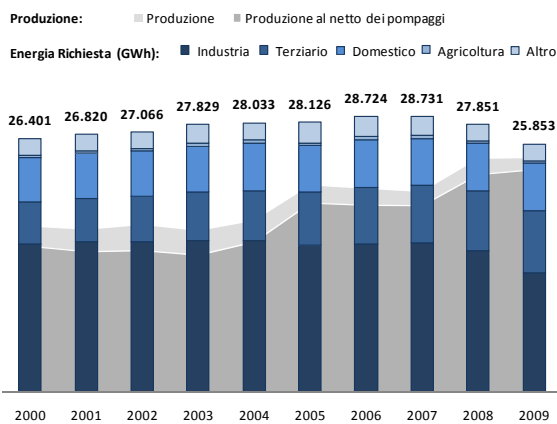
<i>Linee elettriche</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmate</i>
<i>Linea aerea RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN a 150 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN a 132 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN a 150-132 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN in d. t. a 150-132 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea in cavo non RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea in cavo non RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 150 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 132 kV</i>		
<i>Linea in cavo non RTN a 150-132 kV</i>		
<i>Dismissione linea a 380 kV</i>		
<i>Dismissione linea a 220 kV</i>		
<i>Dismissione linea a 150-132 kV</i>		



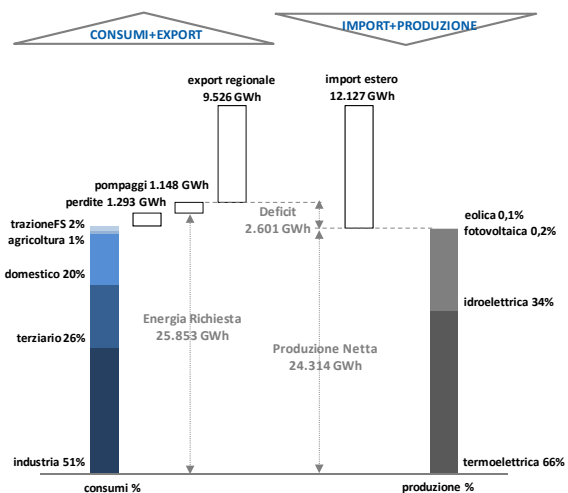
Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Piemonte

Piemonte: storico produzione/riciesta



Piemonte: bilancio energetico 2009

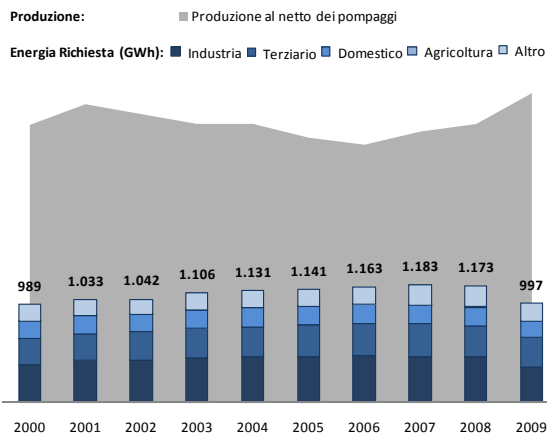


L'energia richiesta dal Piemonte, in qualità di regione prevalentemente industriale, subisce nel corso del 2009 una forte flessione (-7%) pilotata dalla crisi, andando in definitiva ad eguagliare il livello di fabbisogno del decennio precedente. Tuttavia, alla luce del parco produttivo efficiente e competitivo, non si registra la stessa flessione della produzione che si mantiene stabilmente elevata accorciando il gap produzione/riciesta del 2008. Tale deficit, in costante diminuzione a partire dal 2004, potrebbe ridursi ulteriormente con l'entrata in servizio di nuova produzione.

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

Valle d'Aosta

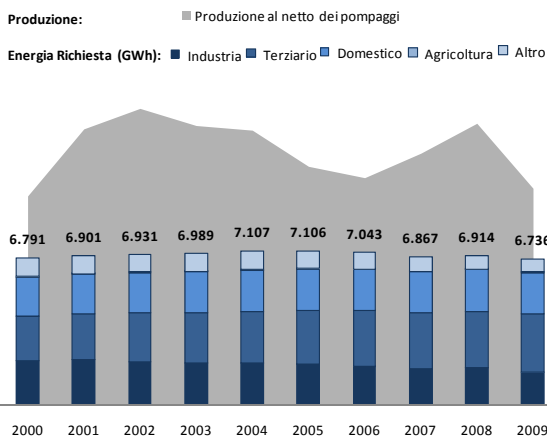
Valle d'Aosta: storico produzione/richiesta



La regione Valle d'Aosta registra nel 2009 sia la riduzione dell'energia richiesta (-15%), imputabile prevalentemente ad una flessione dei consumi nel settore industriale, sia l'incremento della produzione idroelettrica data la notevole disponibilità di risorse idriche registrata nell'anno. La sovrapposizione della flessione dei consumi, dell'incremento della produzione da fonte idrica e dell'import dalla Svizzera ha causato un incremento

Liguria

Liguria: storico produzione/richiesta

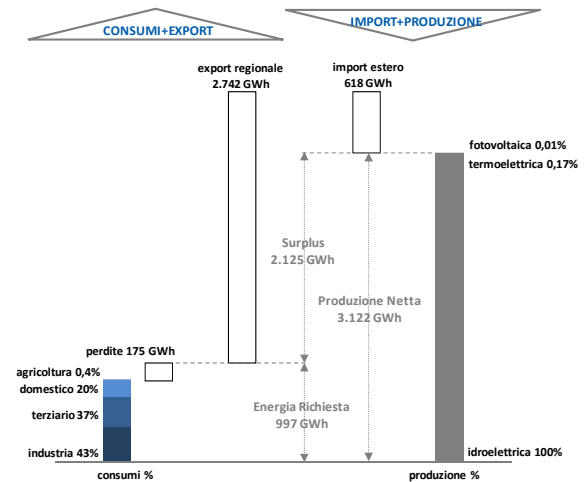


La Liguria presenta consumi elevati nei settori terziario e domestico, con l'industria che si mantiene comunque non predominante. L'energia richiesta risente poco della crisi con un trend dei consumi che assume un andamento pressoché costante.

Inoltre si contraddistingue per un elevato valore di produzione di energia elettrica garantita per la quasi totalità da impianti termoelettrici tradizionali.

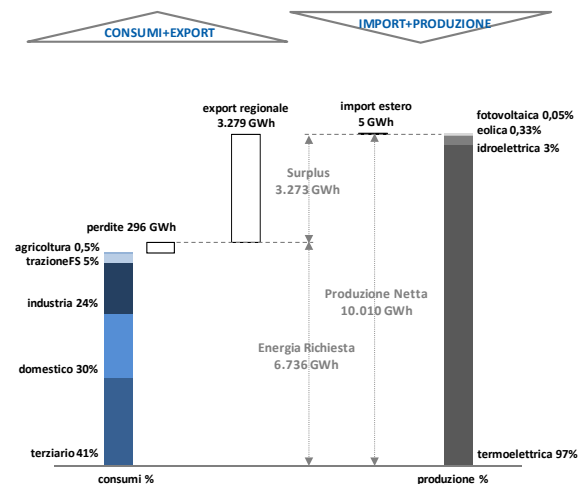
del surplus di energia e di conseguenza degli scambi regionali verso il Piemonte.

Valle d'Aosta: bilancio energetico 2009



In definitiva, la Valle d'Aosta copre agevolmente i propri consumi garantendo l'autonomia energetica della regione, ma necessita di un sistema di trasporto adeguato al trasferimento delle potenze prodotte e importate verso i centri di consumo interni e verso le regioni deficitarie.

Liguria: bilancio energetico 2009



Tale produzione, in esubero rispetto al fabbisogno regionale ma in netto calo rispetto al 2008 (-23%), 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 di scambio con l'estero quasi nullo sull'unica linea di interconnessione.

Il calo della produzione ha ridotto sensibilmente il surplus di energia del 2009 e di conseguenza gli scambi regionali.

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, rischi di impegni insostenibili sia sulla rete primaria a 380 kV e 220 kV sia sulla rete 132 kV che alimenta le isole di carico laddove è presente un parallelismo con la rete primaria.

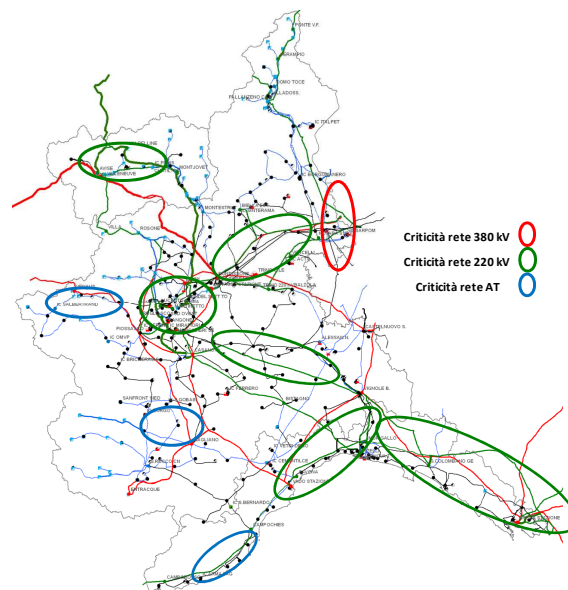
Tale condizione si è aggravata con l'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva nell'area (Leyni, Moncalieri, Livorno Ferraris) e potrebbe peggiorare nel medio/lungo periodo con l'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva (Torino N) e di ulteriore potenza in importazione dalla frontiera.

Inoltre, la crisi ha comportato una riduzione dei consumi senza ridurre al contempo la produzione regionale causando quindi transiti maggiori sulla rete di trasmissione.

Altre criticità relative alla rete 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 oppure nuova capacità in importazione dalla frontiera si renda disponibile, limitando notevolmente i transiti verso l'area Centro Nord del Paese.



Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2010 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
Impianto di produzione	IREN S.p.A.	400	Ciclo combinato	Piemonte
Tipologia	Società	MVA	Regione	
Utente	Rivacciaio S.p.A.	110	Piemonte	
Utente	Lyon Turin Ferroviare S.a.s.	120	Val d'Aosta	

[Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009](#)

anno: da definire

Ai sensi della legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all'articolo 32, sono stati condotti degli studi con la Svizzera SWISSGRID in merito alla possibilità di incrementare nei prossimi anni la capacità di interconnessione fra i due Paesi. Tali analisi hanno tenuto in considerazione i rinforzi già previsti nei precedenti Piani di Sviluppo e il già previsto incremento atteso di scambio alla frontiera.

Ai nuovi interconnector dovranno essere associati rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai centri di carico del Nord Italia.

Le direttrici elettriche potranno interessare le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Lombardia eventualmente valutando l'opportunità di up-grade di asset esistenti e coniugando tali opere con attività di sviluppo funzionali anche al miglioramento dell'alimentazione di porzioni di rete 132 kV lungo i corridoi individuati tra gli impianti di:

- Chatillon, Montestrutto e Biella/Trino;
- Pallanzeno e Biella/Trino;
- Biella/Trino, Turbigo, Magenta e Baggio;
- Morbegno/Regoledo e Cislago/Verderio.

Infatti, con l'obiettivo di migliorare la magliatura delle reti 380 kV e 220 kV tra le Province di Vercelli e Biella, dovrà essere comunque realizzata, in anticipo rispetto alle altre opere, una nuova stazione di trasformazione in prossimità dell'elettrodotto 380 kV “Rondissone – Turbigo” e nei pressi delle attuali diramazioni della omonima direttrice 220 kV verso la stazione di Biella. L'opera consentirà di incrementare la flessibilità di esercizio della rete di trasmissione primaria, migliorando l'affidabilità dei collegamenti verso Biella e dunque migliorando la continuità di alimentazione di tale area.

[Incremento della capacità di interconnessione con la Francia ai sensi della legge 99/2009](#)

anno: da definire

Ai sensi della legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all'articolo 32, nell'ambito delle collaborazioni con la Francese RTE, gli studi in merito alla possibilità di incrementare nei prossimi anni la capacità di interconnessione fra i

due Paesi, hanno tenuto conto in particolare dei rinforzi già previsti nei precedenti Piani.

Il nuovo interconnector dovrà essere associato a rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector ai carichi del centro – nord Italia, attraverso una direttrice elettrica che potrà interessare preferenzialmente le regioni Liguria e Toscana, eventualmente valutando l'opportunità di up-grade di asset esistenti.

[Adeguamento portate elettrodotti 220 kV](#)

anno: da definire

Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto, saranno rimossi gli attuali vincoli presenti sull'elettrodotto 220 kV “Vignole-S.Colombano”.

[Riassetto rete AT Pianezza/Piossasco](#)

anno: 2015/lungo termine

Dall'attuale esercizio della rete emerge il rischio di non garantire la sicurezza locale a causa della presenza di limitazioni, aggravate anche dai transiti sulla rete di trasmissione, sulla direttrice 132 kV tra la stazione 220/132 kV Pianezza e 380/132 kV Piossasco asservita all'alimentazione dei carichi dell'area metropolitana nord occidentale della città di Torino.

È prevista quindi la ricostruzione con potenziamento degli elettrodotti 132 kV “Rivoli-Paracca” e “Paracca-der.Metro” al fine di incrementare i margini di sicurezza di esercizio e migliorare la continuità del servizio.

[Riassetto rete 132 kV Canavese](#)



anno: da definire

Disegno: rete 132 kV Canavese

La rete 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, Leynì, Rondissone e Biella Est. Considerata l'evoluzione e la distribuzione sia del carico elettrico sia delle produzioni sulla rete in questione, l'attuale assetto non risponde pienamente né alle esigenze di esercizio in condizioni di sicurezza ed affidabilità, né alle esigenze di continuità della fornitura elettrica.

Ai fini rimuovere della rimozione delle limitazioni di producibilità, in condizioni di sicurezza N-1, degli impianti idroelettrici, saranno ricostruiti secondo gli attuali standard i seguenti elettrodotti:

- 132 kV “Crot-Fucine-der.Lemie”;
- 132 kV “Fucine-Funghera”;

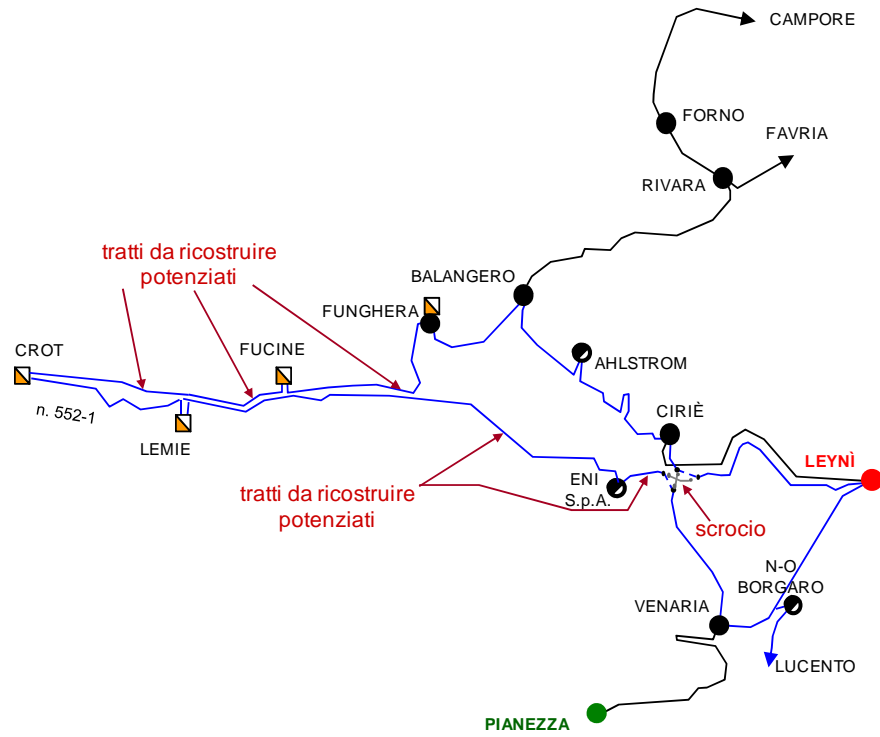
– 132 kV “Crot-Eni SpA-der.Lemie”.

Inoltre, sarà realizzato 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 l’impianto ENI SpA e l’attuale punto di incrocio delle linee.

L’intervento si inserisce all’interno di una più ampia Razionalizzazione della rete 220 kV e 132 kV di Torino che prevede alcuni interventi di miglioramento dell’impatto delle infrastrutture elettriche sul territorio.

Rete 132 kV Canavese

Lavori programmati

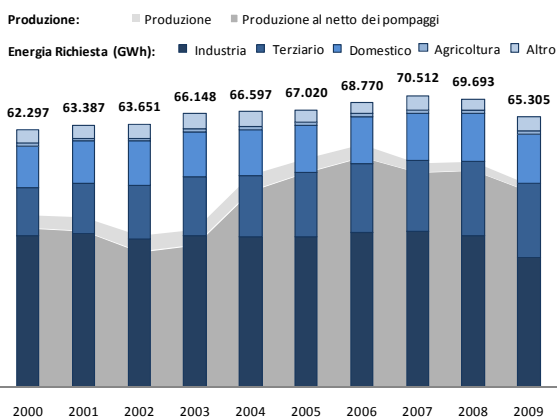




Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Lombardia

Lombardia: storico produzione/riciesta



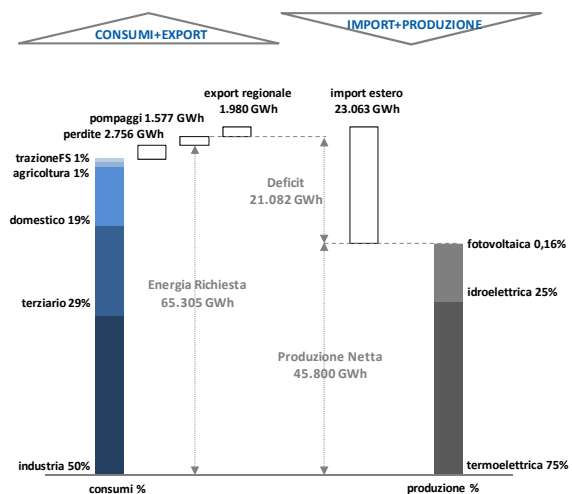
Il fabbisogno di energia elettrica della regione Lombardia per l'anno 2009 è stato pari a circa 65 TWh. Nel bilancio regionale dei consumi la quota parte maggiore spetta al settore industriale (50%), che copre la metà del fabbisogno, seguono il terziario (29%), il domestico (19%) e l'agricoltura (1%).

Il fabbisogno energetico è stato coperto per il 75% da produzione termoelettrica seguita da quella idroelettrica (25%) e da una ulteriore quota parte di energia fotovoltaica.

La regione Lombardia si conferma la regione con la più alta numerosità di impianti da fonte solare, subendo, solo nel 2009, un incremento di +154 MW da potenza fotovoltaica installata⁵⁷ confermandosi al secondo posto come 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 2009



L'analisi delle serie storiche di produzione e consumo regionale evidenzia come la crescita dei consumi negli anni abbia subito una flessione nell'ultimo periodo imputabile alla forte crisi economica che ha caratterizzato il nostro paese nel periodo tra la seconda metà del 2008 ed il 2009. Ciò ha determinato una forte riduzione dei consumi industriali (-15%) a differenza degli altri settori per i quali, seppur lieve, si è comunque avuto un incremento, in particolare nel settore agricolo si è registrato un aumento del +5%, mentre nel terziario la crescita registrata si attesta ad un +1%.

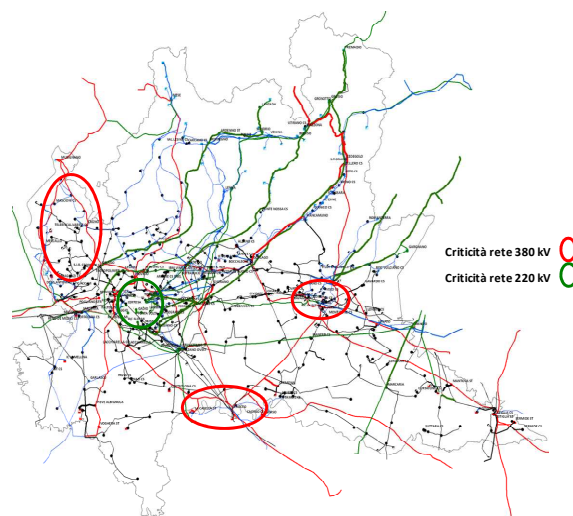
⁵⁷ Fonte "Statistiche sulle Fonti Rinnovabili in Italia anno 2009" GSE

Stato della rete

Il deficit di potenza della regione Lombardia, contrapposto ad una più contenuta crescita del parco produttivo regionale, ha comportato, negli ultimi anni, un aumento dei transiti di potenza provenienti dalla regione Piemonte, evidenziando un vincolo di rete tra le due regioni. A ciò si aggiungono, anche i transiti dalla frontiera Svizzera.

Particolare attenzione, viene posta all'area della città di Milano, dove si concentra circa il 35% dei consumi dell'intera regione. Sulla rete in esame si registrano problemi di sovraccarico, ma anche di tensioni elevate nelle ore notturne a causa della presenza dei collegamenti in cavo tipici di un contesto urbano. Sono già state previste una serie di attività al fine di ridurre i rischi derivanti dalle attuali criticità di rete, il tutto facendo in modo che in concomitanza dell'evento EXPO 2015, che interesserà la città, si possa garantire la massima efficienza del sistema elettrico.

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 2010 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
Impianto di produzione	Italgen S.p.A.	190	Ciclo combinato	Lombardia

Tipologia	Società	MVA	Regione
Utente	COLACEM S.p.A.	27	Lombardia
Utente	Forgiatura Morandini S.r.l.	35	Lombardia
Utente	ASO Siderurgica S.r.l.	45	Lombardia
Utente	Ferriera Valsabbia S.p.A.	120	Lombardia

Tipologia	Società	Impianto	Regione
Cabina Primaria	A2A Reti Elettriche	Musocco	Lombardia

Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009

anno: da definire

Ai sensi della legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all'articolo 32, sono stati condotti degli studi con la Svizzera SWISSGRID in merito alla possibilità di incrementare nei prossimi anni la capacità di interconnessione fra i due Paesi. Tali analisi hanno tenuto in considerazione i rinforzi già previsti nei precedenti Piani di Sviluppo e il previsto incremento di transito alla frontiera.

Il nuovo interconnector dovrà essere associato a rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dai nodi di collegamento degli interconnector, prossimi alla frontiera, ai carichi del nord – Italia.

Per la realizzazione della direttrice elettrica si valuterà l'opportunità di up-grade di asset esistenti, coniugando tali opere con attività di sviluppo funzionali anche al miglioramento dell'alimentazione di porzioni di rete AT lungo i corridoi elettrici individuati tra gli impianti di Turbigo, Magenta e Baggio; Morbegno/Regoledo e Cislago/Verderio.

Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria ai sensi della legge 99/2009

anno: da definire

Ai sensi della legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all'articolo 32, sono stati condotti degli studi con l'Austriaca VERBUND-APG. e sono stati tenuti in considerazione i rinforzi già previsti nei precedenti Piani.

Il nuovo interconnector dovrà essere associato a rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai centri di carico del Nord Italia, con particolare interesse per l'area del Milanese.

Stazione 380 kV S. Rocco

anno: da definire

In considerazione dei valori di corrente di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di S.Rocco, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 220 kV Grosotto

anno: 2012/2013

Presso la stazione 220/132 kV di Grosotto, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete, interessata dal trasporto di consistente produzione idroelettrica verso le aree di carico, è prevista la sostituzione dell'attuale trasformatore 220/132 kV con uno di capacità superiore, che consentirà di superare alcune importanti limitazioni di esercizio.

Elettrodotto 132 kV “Biassono - Desio”

anno: da definire

Contestualmente, ai già previsti interventi nell'area di Monza, è stata pianificata la rimozione degli attuali vincoli di rete, presenti lungo la direttrice 132 kV fra gli impianti di Desio e Biassono mediante potenziamento degli stessi elettrodotti. Allo stesso tempo sarà valutata la soluzione più idonea per superare l'attuale schema di rete in cui è presente il collegamento in derivazione rigida presso l'impianto di Sovico.

Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza

anno: lungo termine

Disegno: Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza

La rete AT sottesa dalla Stazione 380 kV di S.Rocco, che interconnette la Lombardia con l'Emilia Romagna, è caratterizzata da limitazioni della capacità di trasporto, che causano, a loro volta una riduzione dell'affidabilità e della sicurezza del servizio.

Pertanto saranno potenziate le due direttrici 132 kV che collegano l'impianto di S.Rocco con i nodi di Piacenza Ovest e Piacenza Est. Contestualmente sarà studiata, al fine di migliorare la qualità del servizio, la soluzione più idonea per superare l'attuale schema di rete in cui sono presenti le derivazioni rigide degli impianti Tecnoborgo e Siet.

Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo

anno: lungo termine

Disegno: Rete AT tra La Casella e Castelnuovo

Contestualmente agli sviluppi già previsti nel Piano di Sviluppo 2010 nell'area di Arena Po è prevista, al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza del servizio, la realizzazione di una nuova linea 132 kV tra le stazioni di La Casella e Copiano. Gli interventi previsti che comprendono anche la realizzazione di una nuova stazione 132 kV da collegare alla futura direttrice La Casella – Copiano, consentiranno di superare gli attuali collegamenti in derivazione rigida esistenti. Al fine di aumentare i margini di sicurezza per l'alimentazione delle utenze locali, è prevista la rimozione degli attuali vincoli di portata presenti sulla direttrice 132 kV che collega la

stazione 380 kV di La Casella alla stazione 380 kV di Castelnuovo, oltre che al potenziamento di tratti di linee con conduttori di portata adeguata.

Nuova stazione 132 kV Salò

anno: lungo termine

Al fine di migliorare l'affidabilità e la sicurezza del servizio elettrico nell'area Est della provincia di Brescia, sono stati programmati alcuni interventi di incremento della magliatura sulla porzione della rete 132 kV, in particolare è prevista una nuova stazione di smistamento in posizione baricentrica rispetto alle principali utenze dell'area. La nuova stazione con i raccordi di collegamento alla rete esistente, con la contestuale rimozione delle derivazioni rigide di Toscolano e Salò in aggiunta alla realizzazione di due nuovi collegamenti tra la nuova stazione e gli impianti di Toscolano e Volcano CS, garantiranno oltre che una maggiore flessibilità di esercizio, la possibilità di alimentare con maggiore sicurezza le utenze locali.

Sulla stessa porzione di rete è prevista la modifica della connessione dell'utenza Valsir con il superamento dell'attuale schema di collegamento in derivazione rigida.

Nuova stazione 132 kV Civate

anno: da definire

Disegno: Nuova stazione 132 kV Civate

Contestualmente ai previsti sviluppi delle utenze industriali e al fine di garantire una maggiore affidabilità dell'alimentazione per le stesse è prevista la realizzazione di una nuova stazione di smistamento collegata in entra - esce alla direttrice 132 kV che collega gli impianti di Civate e Tassara. Saranno eliminati gli esistenti collegamenti in derivazione rigida di Civate e Forgiatura M. Ciò garantirà, oltre che una maggiore flessibilità di esercizio, la possibilità di aumentare i margini di sicurezza di esercizio dell'esistente rete AT.

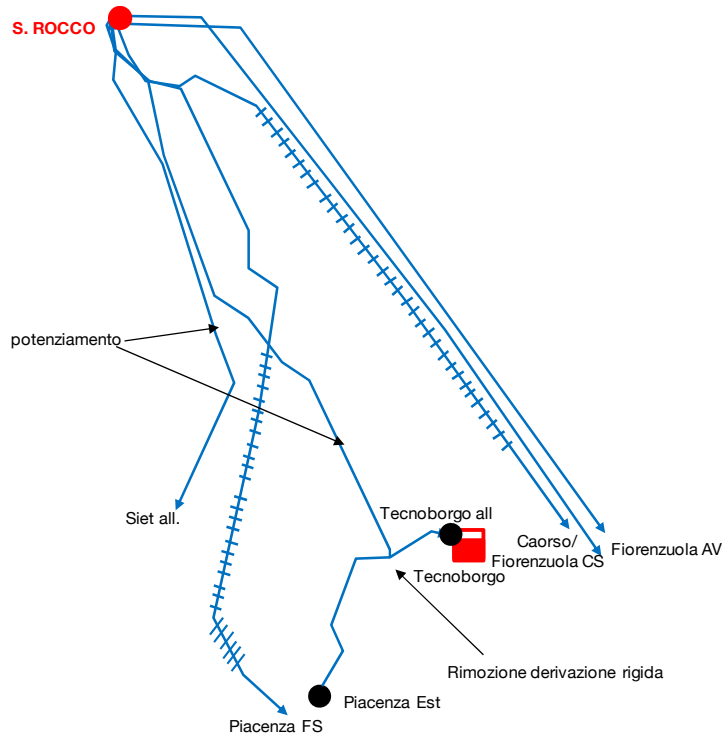
Nuova stazione 132 kV Ternate

anno: lungo termine

Al fine di garantire una maggiore affidabilità dell'alimentazione delle utenze industriali presenti nell'area e garantire una maggiore flessibilità di esercizio sarà realizzata una nuova stazione 132 kV di smistamento in luogo delle attuali derivazioni rigide di Holcim e Whirpool.

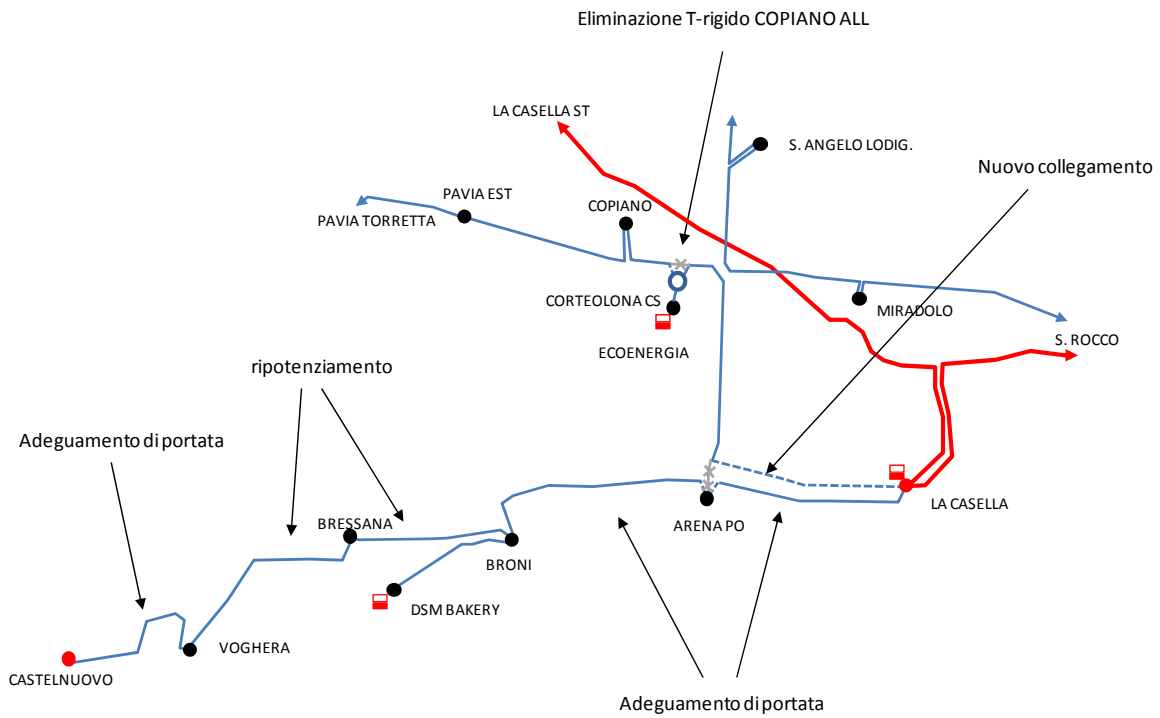
Riassetto rete At tra Lodi e Piacenza

Lavori programmati



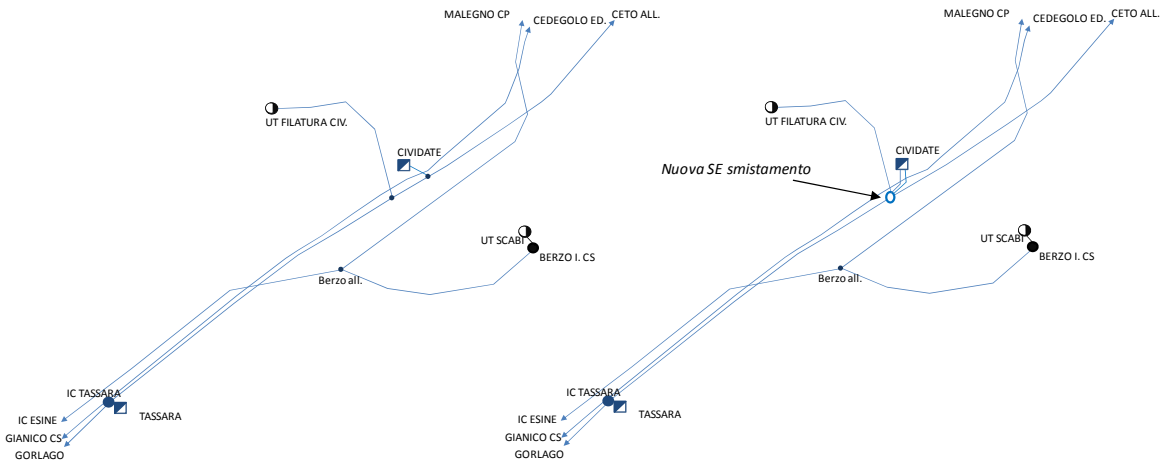
Riassetto rete At tra La Casella e Castelnuovo

Lavori programmati



Nuova stazione 132 kV Cividate

Lavori programmati

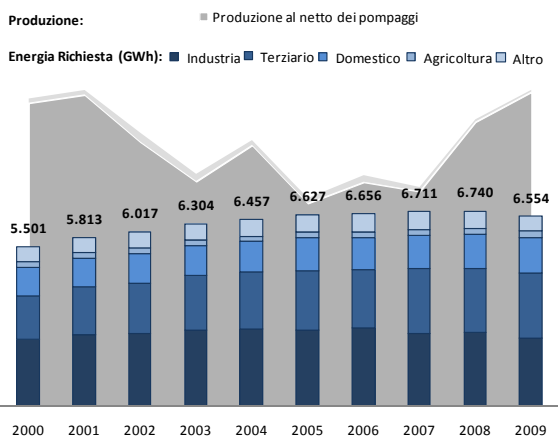




Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

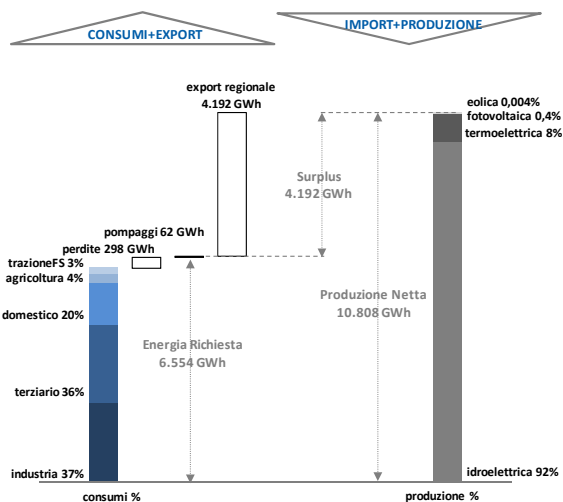
Trentino Alto Adige

Trentino Alto Adige: storico produzione/richiesta



Il fabbisogno di energia elettrica della regione Trentino Alto Adige per l'anno 2009 è stato pari a circa 6.6 TWh. Il bilancio regionale dei consumi è stato prevalentemente industriale (37%) e terziario (36%), seguiti dal domestico (20%) e l'agricoltura (4%), mentre il resto è destinato ai consumi per trazione ferroviaria, ai pompaggi, perdite in rete e all'export verso le altre regioni.

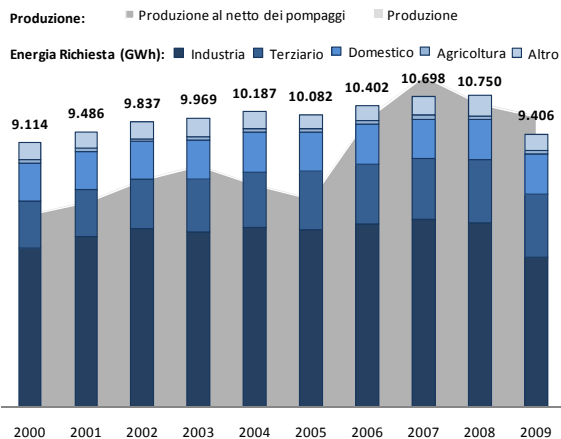
Trentino Alto Adige: bilancio energetico 2009



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.

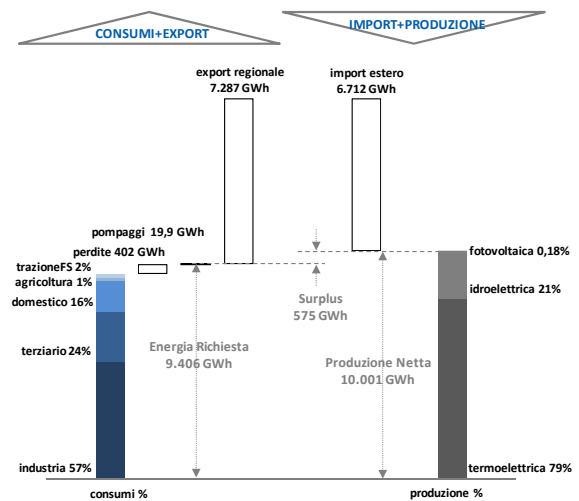
Friuli Venezia Giulia

Friuli Venezia Giulia: storico produzione/riciesta



La regione del Friuli Venezia Giulia è caratterizzata prevalentemente da consumi industriali (57%) e del terziario (24%), seguiti dal domestico (16%) e dal settore agricolo (1%). Il totale del fabbisogno di energia elettrica della regione per l'anno 2009 è stato pari a circa 9,5 TWh.

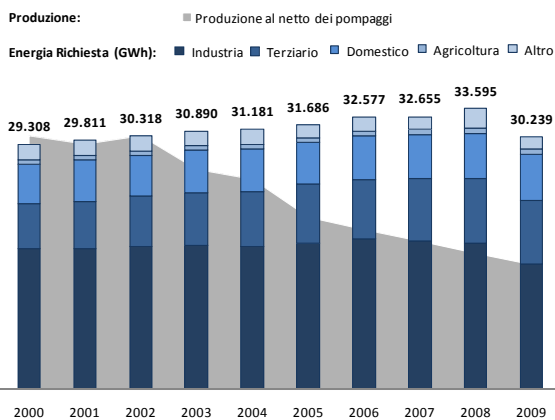
Friuli Venezia Giulia: bilancio energetico 2009



La serie storica mostra che i consumi regionali, a differenza di quanto registrato fino al 2008, hanno subito nel 2009 una riduzione. Analogo andamento è riscontrabile sul fronte della produzione interna che, tuttavia, nell'ultimo anno è riuscita a coprire i consumi interni in particolare effetto della forte contrazione della domanda nel settore industriale.

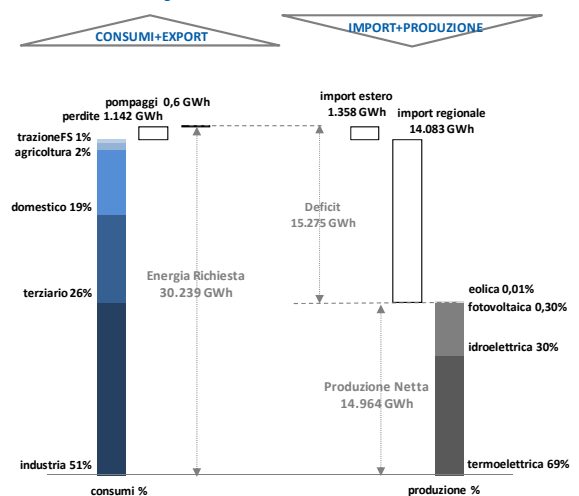
Veneto

Veneto: storico produzione/riciesta



Il fabbisogno di energia elettrica della regione Veneto per l'anno 2009 è stato pari a circa 30 GWh. Il bilancio regionale dei consumi è prevalentemente industriale (50%) e terziario (26%), seguiti dal domestico (19%) 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 2009



Dallo storico produzione/riciesta si registra una forte contrazione della produzione interna, di gran lunga inferiore ai consumi regionali confermando la tendenza della regione ad essere importatrice netta anche a fronte della riduzione dei consumi registrata nel corso del 2009.

Stato della rete

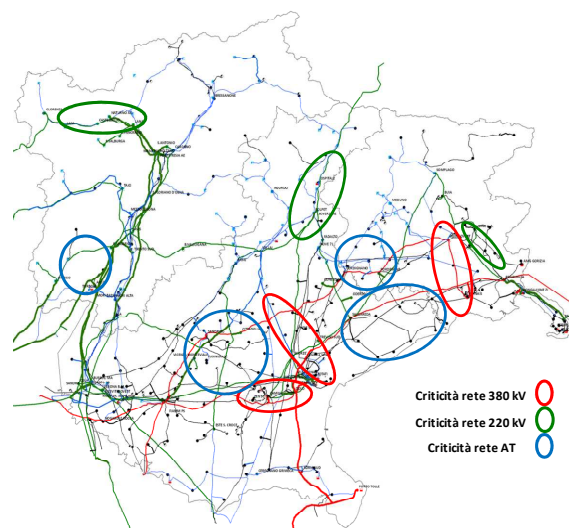
La rete ad altissima tensione dell'area Nord – Est del Paese rappresenta attualmente una sezione critica dell'intero sistema elettrico italiano, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di mutua riserva (magliatura). La rete a 380 kV si compone di un ampio anello che si chiude 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 nell'autorizzazione 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 urgentemente le criticità sulle porzioni di rete a 132 kV sottese alle stazioni di:

- Scorzè, Vellai e Soverzene;
- Planais, Salgareda e Pordenone (quest'ultima recentemente acquisita nell'ambito della RTN).

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 2010 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	Tevag S.p.A.	25	Idroelettrico	Trentino A.A.
Produttore	GbR Solar Collect	17	Fotovoltaico	Veneto
Produttore	Enersol S.r.l.	48	Fotovoltaico	Veneto
Produttore	West Energy S.p.A.	800	Ciclo Combinato	Veneto

Nuove esigenze di sviluppo rete

[Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009](#)

anno: da definire

Ai sensi della legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all'articolo 32, sono stati condotti degli studi con la Slovena ELES in merito alla possibilità di incrementare nei prossimi anni la capacità di interconnessione fra i due Paesi. Tali analisi hanno tenuto in considerazione i rinforzi già previsti nei precedenti Piani di Sviluppo.

Il nuovo interconnector dovrà essere associato a rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai centri di carico del Nord – Est Italia.

[Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria ai sensi della legge 99/2009](#)

anno: da definire

Ai sensi della legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all'articolo 32, sono stati condotti degli studi con l'Austriaca VERBUND-APG e sono stati tenuti in considerazione i rinforzi già previsti nei precedenti Piani.

Il nuovo interconnector dovrà essere associato a rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell'interconnector, prossimo alla frontiera, ai centri di carico del Nord Italia, con particolare interesse per l'area del Milanese.

[Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige \(fase A\)](#)

anno: da definire

Disegno: Riassetto rete 220 kV TAA (TN)

La rete 220 kV che collega la parte Nord della Valcamonica alla Val Venosta è indispensabile al fine di garantire il pieno sfruttamento della produzione idrica dell'Alto Adige. Pertanto al fine di superare le attuali limitazioni della rete esistente sarà realizzato un nuovo collegamento 220 kV fra gli impianti di Castelbello e Naturno. Al fine di migliorare la qualità e la sicurezza di esercizio saranno rimosse le attuali derivazioni rigide presenti e saranno effettuati tutti i necessari interventi di adeguamento e potenziamento degli impianti esistenti per garantire la totale disponibilità delle nuove infrastrutture.

[Potenziamento rete 132 kV fra Planais e Salgareda](#)

anno: da definire

La rete AT compresa fra le stazioni 380 kV di Planais e Salgareda è soggetta, già ora, a forti riduzioni dei margini di sicurezza e affidabilità di esercizio che limitano, nel contempo, la possibilità di programmare i normali interventi di manutenzione, causando a sua volta un ulteriore degrado degli asset esistenti. Ciò è determinato dalle caratteristiche, e dalla vetustà, dei conduttori presenti.

Di conseguenza sono stati previsti una serie di interventi di potenziamento della capacità di trasporto della porzione di rete in esame, in particolare saranno potenziati, prioritariamente, i collegamenti 132 kV “Planais-Latisana”, “Jesolo-Musile”, “Caorle-Torre di Fine”, “Jesolo-Torre di Fine” e “Musile-Salgareda”.

[Potenziamento rete AT a Nord di Schio](#)

anno: da definire

Contestualmente alla già prevista realizzazione della stazione 220 kV di Schio, è stato pianificato il riclassamento a 132 kV dell'attuale linea “Schio ZI – Arsiero”. Successivamente, in sinergia con gli sviluppi futuri previsti dal distributore locale, sarà studiato, al fine di aumentare la sicurezza e la qualità del servizio, il potenziamento della rete nell'area a Nord della provincia di Vicenza. L'attività sarà realizzata sfruttando parzialmente le infrastrutture esistenti riducendo così l'impatto ambientale della rete nell'area interessata.

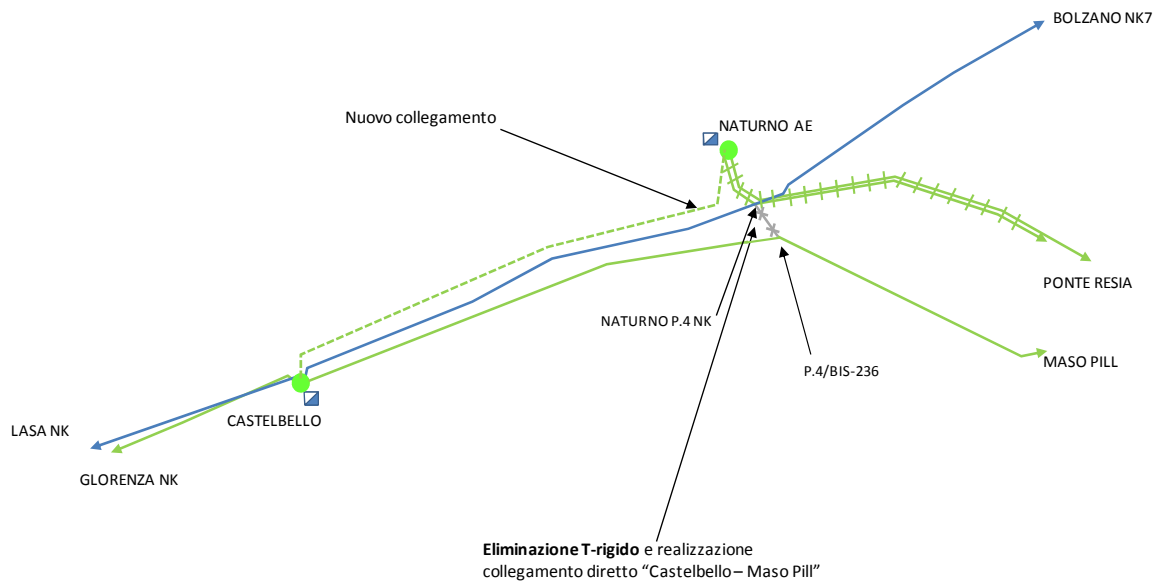
[Potenziamento rete AT area Rovigo \(RO\)](#)

anno: 2015

Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete 132 kV in provincia di Rovigo, e il pieno sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile presente nell'area, si collegherà l'attuale stazione 132 kV di San Bellino, già raccordata alla linea 132 kV “Este – Ferrara Focomorto”, alla direttrice 132 kV “Lendinara – Rovigo ZI”. Sulla direttrice 132 kV Este – Ferrara FM si provvederà anche a superare l'attuale schema di collegamento in derivazione rigida della CP Canaro mediante la realizzazione di un secondo raccordo per entra-esce su nuova stazione di Canaro. Contestualmente sarà studiata la possibilità di rimuovere l'attuale derivazione rigida Lendinara All..

Riassetto rete 220 kV TAA (TN)

Lavori programmati

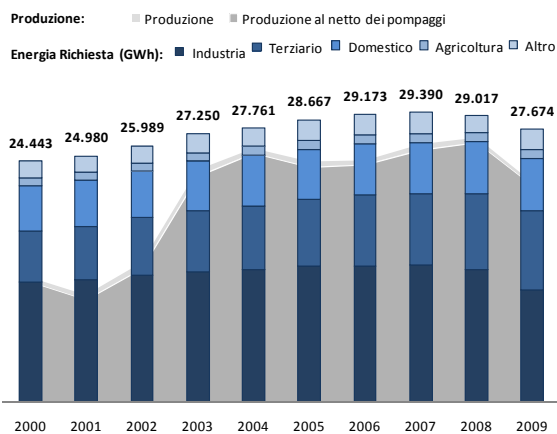




Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Emilia Romagna

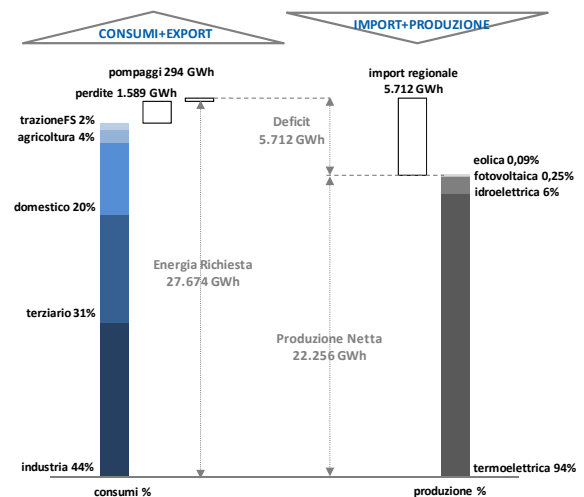
Emilia Romagna: storico produzione/richiesta



I consumi dell'industria costituiscono una buona fetta del fabbisogno totale e nel 2009 la crisi ha causato una flessione del settore con la conseguente riduzione dell'energia richiesta regionale (-5%). La flessione della domanda ha comportato un andamento analogo lato produzione probabilmente imputabile ad un parco produttivo meno efficiente rispetto a quello delle regioni limitrofe, incrementando quindi l'importazione

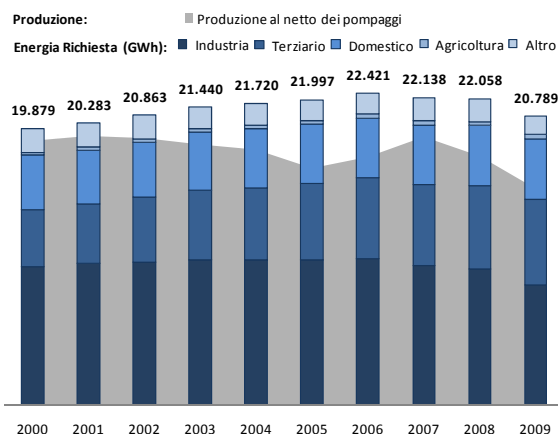
regionale di energia per la copertura del fabbisogno.

Emilia Romagna: bilancio energetico 2009



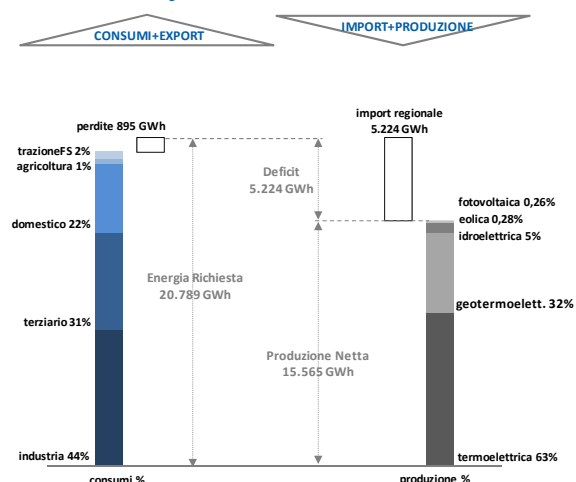
L'incremento dell'import regionale rispetto al 2008 rende la regione deficitaria per circa il 20% della propria richiesta. Sul fronte produzione, la generazione da impianti termoelettrici tradizionali è dominante mentre il parco rinnovabile genera circa il 6% del totale.

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 5.200 GWh (+26% rispetto al 2008), e coperto da import regionale.

Toscana: bilancio energetico 2009



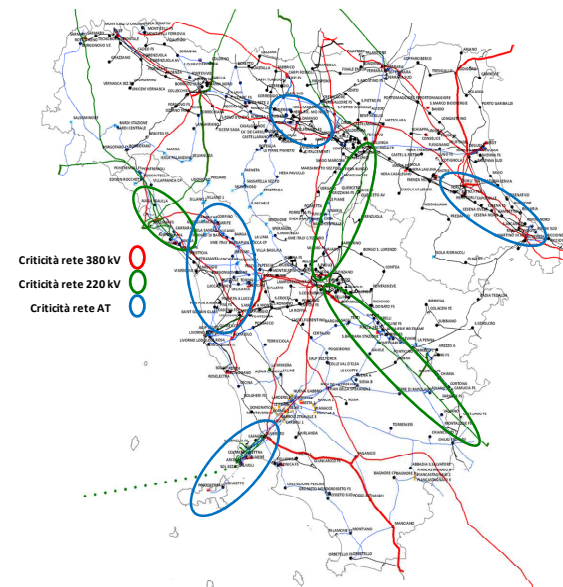
I consumi, di natura fortemente industriale, negli ultimi dieci anni sono cresciuti in modo pressoché costante. Tuttavia con la crisi si è ridotta l'energia richiesta (-6%) e di conseguenza anche il livello di produzione interna per la copertura del fabbisogno.

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. Conseguentemente 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.

Firenze e nelle aree di Forlì e Cesena. Altre difficoltà di esercizio si manifestano su direttrici ad alta tensione dovute essenzialmente a elementi di rete non più adeguati agli standard attuali.

La rete di subtrasmissione nelle zone tra Massa, Pisa e Lucca e nell'area di Bologna, allo stato attuale, risulta satura 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 sono emerse criticità in termini di sicurezza locale e qualità del servizio sulla rete AT in passato di Enel Distribuzione recentemente acquisita nell'ambito della RTN, nell'area metropolitana di

Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2010 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
Impianto di produzione	RENO SOLAR S.R.L. (ex. TRE TOZZI RENEWABLE ENERGY S.R.L.)	36	Fotovoltaico	Emilia Romagna
Impianto di produzione	T.R.E. TOZZI RENEWABLE ENERGY S.p.A. (ora SOLAR FARM Società Agricola S.r.l.)	28	Fotovoltaico	Emilia Romagna
Impianto di produzione	Rete Rinnovabile Srl	15	Fotovoltaico	Emilia Romagna
Impianto di produzione	Reno Solar Srl	36	Fotovoltaico	Emilia Romagna
Impianto di produzione	ENEL GREEN POWER S.p.A.	20	Geotermoelettrico	Toscana
Impianto di produzione	EUROPEAN WIND FARMS S.R.L	20	Eolico	Toscana
Impianto di produzione	Rete Rinnovabile Srl	8	Fotovoltaico	Toscana

Tipologia	Società	MVA	Regione
Utente	EDISON STOCCAGGIO	15	Emilia Romagna
Utente	R.S.M.	25	Emilia Romagna
Utente	C.P. BOTTEGHINO DI ENIA	60	Emilia Romagna

Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I.3)



anno: 2015/lungo termine

Le analisi effettuate hanno preso in considerazione, all'interno del territorio Sardo, le previsioni di forte sviluppo della produzione da fonte rinnovabile, sia eolica che fotovoltaica, ed il possibile collegamento al sistema isolano di una nuova linea di interconnessione con il Nord – Africa.

A ciò si aggiunge l'opportunità di mantenere attivo un collegamento fra le zone di mercato Centro – Nord e Sardegna, con i relativi benefici per gli operatori di mercato.

Le analisi hanno evidenziato come, in un futuro che vedrà l'isola Sarda, oltre che come un importante centro di produzione da fonte rinnovabile, anche come strategico hub energetico posizionato al centro del Mediterraneo; la presenza e il potenziamento dell'interconnessione tra la Sardegna, la Corsica e la penisola Italiana risulterà determinante al fine di garantire un maggiore sfruttamento della nuova capacità di produzione da fonte rinnovabile. Nel contempo la capacità di scambio fra le diverse aree interessate garantirà un incremento dei margini di adeguatezza del sistema, sia con riferimento a periodi di squilibrio carico/produzione, sia in particolari condizioni che potrebbero determinare dei ridotti margini di riserva per la copertura del fabbisogno.

L'intervento prevede il potenziamento dell'esistente collegamento HVDC tri-terminale, ormai giunto al termine della vita utile, e comprende:

- la sostituzione, e il potenziamento, dei cavi, in gran parte sottomarini, esistenti;
- la rimozione dei vincoli di trasporto sulle tratte aeree esistenti in Sardegna, Corsica e Toscana;
- la ricostruzione, e il potenziamento delle esistenti stazioni di conversione.

Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia

anno: da definire

Disegno: rete Avenza/Lucca

Le attuali criticità di esercizio della rete a 132 kV della Versilia, rendono necessari interventi di rinforzo e riassetto 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 132 kV "Avenza-Vinchiana" e la CP di Strettoia di ENEL Distribuzione ed un bypass, ottenendo a fine lavori i collegamenti:

- elettrodotto 132 kV "Avenza-Strettoia";
- elettrodotto 132 kV "Vinchiana-Strettoia";
- elettrodotto 132 kV "IsolaSanta-Viareggio".

Nell'ambito di tali lavori dovranno essere rimosse le eventuali limitazioni ai collegamenti sopra indicati. Anche alla luce di richieste puntuali di incremento di potenza di utenti di consumo, assieme al nuovo assetto di rete si rende necessario realizzare un nuovo collegamento 132 kV tra la Stazione di Avenza e l'impianto Massa ZI.

Infine sarà ricostruito secondo standard attuali l'elettrodotto 132 kV Vinchiana-PianRocca, in modo da garantire una maggiore capacità di transito.

Riassetto rete 132 kV area Piombino

anno: lungo termine

Disegno: Piombino

Nell'ambito dei lavori previsti per la realizzazione di un secondo collegamento a 132 kV in c.a. "Isola d'Elba – Continente", che conetterà la CP Colmata (continente) con l'impianto di Portoferraio (Elba) sono stati definiti interventi di riassetto rete nell'area di Piombino che consentiranno di garantire la copertura del fabbisogno dell'area di Piombino, il superamento di possibili limitazioni ai poli produttivi interessati e permetteranno di migliorare la flessibilità di esercizio della rete. Tali lavori possono articolarsi come segue:

- collegamento della stazione di smistamento 132 kV (denominata Populonia) in entra-esce alla terna 132 kV "Suvereto-PiombinoT." dell'omonimo elettrodotto in doppia terna;
- collegamento dell'elettrodotto 132 kV "Suvereto-Colmata" in entra-esce alla CP Cafaggio;
- demolizione dell'elettrodotto 132 kV "Cafaggio-Piombino Cotone" nel tratto fra gli impianti Cafaggio e Campiglia FS e contestuale collegamento dell'impianto FS alla nuova SE Populonia.

Gli interventi descritti consentono di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico in AT dell'area e di incrementare la sicurezza locale riducendo al contempo l'impatto degli asset sul territorio.

Stato di avanzamento: 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. Nel mese di Luglio 2010 è stato avviato l'iter autorizzativo relativo al nuovo collegamento 132 kV Portoferraio(Elba)-Colmata(Continente).

Potenziamento rete 132 kV a nord di Ravenna 
anno: da definire

Al fine di accrescere i margini di esercizio in sicurezza della rete di trasmissione secondaria a nord di Ravenna, adeguandone la capacità di trasporto alle attuali esigenze del sistema, sono previsti alcuni interventi di sviluppo tra Ravenna Canala e Portomaggiore, che consentano di ottenere il superamento delle limitazioni attualmente presenti.

In particolare, sarà realizzato il potenziamento degli elettrodotti 132 kV "Ravenna C. - Voltana - der. FruttaGel", "Voltana - Longastrino", "Longastrino - Bando" e "Bando - Portomaggiore", che contribuirà a favorire il pieno utilizzo delle produzioni locali – sia da fonte tradizionale che rinnovabile – e garantirà nell'area gli adeguati livelli di affidabilità e di sicurezza locale.

Inoltre sarà opportuno avviare le attività propedeutiche alla risoluzione delle problematiche relative all'esercizio della linea 132 kV "Ravenna Baiona – Porto Garibaldi", definendo pertanto la soluzione ottimale per il raggiungimento di un assetto di rete caratterizzato da una maggiore magliatura con la circostante rete AT e la più prossima stazione di trasformazione 380/132 kV Ravenna Canala.

Stazione 380/132 kV Suvereto 
anno: da definire

Presso l'impianto 380 kV di Suvereto sarà installato il terzo ATR 380/132 kV.

L'intervento consentirà l'immissione in sicurezza sulla RTN della potenza prodotta nei poli produttivi di Larderello e di Piombino.

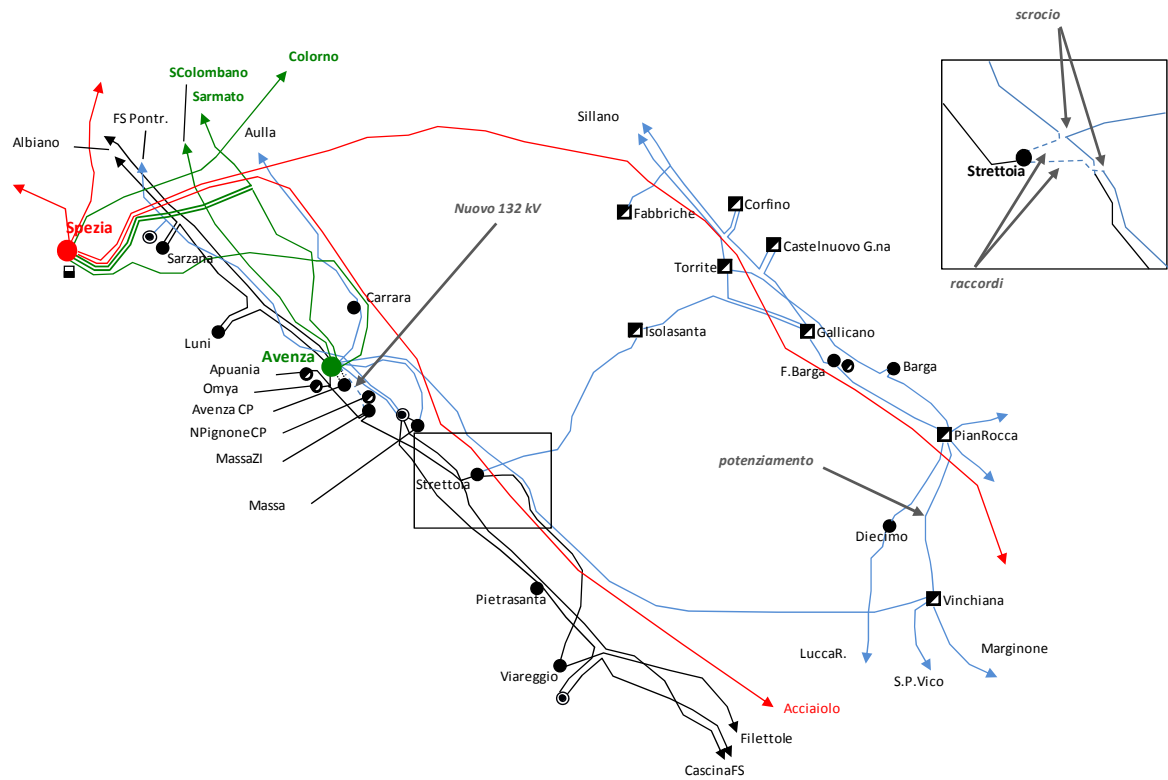
Stazione 380/132 kV Rubiera
anno: da definire

Presso l'impianto 380 kV di Rubiera sarà adeguata la sezione 132 kV secondo gli standard attuali al fine di migliorare la flessibilità e sicurezza di esercizio.

Disegni

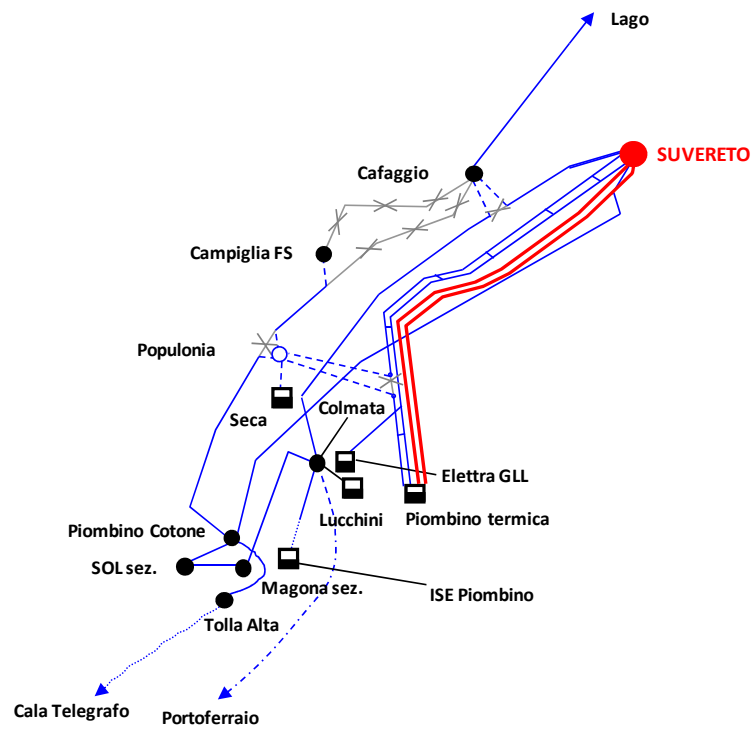
Rete Avenza/Lucca

Lavori programmati



Piombino

Lavori programmati

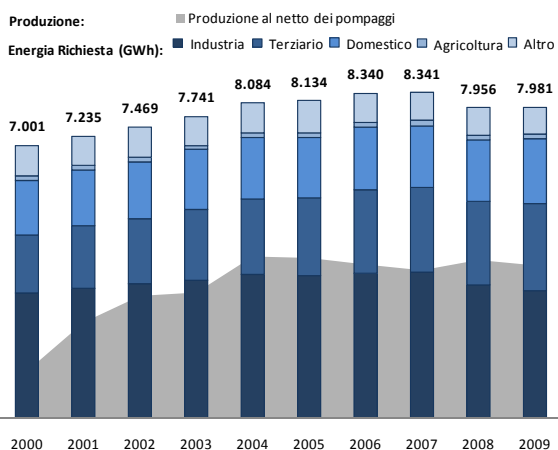




Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

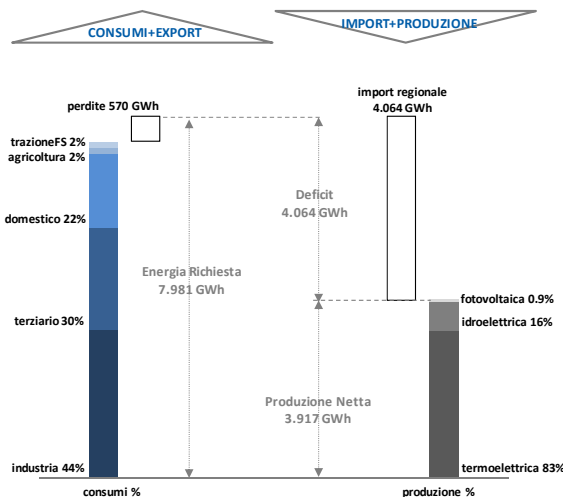
Marche

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 più del 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 e confermando costante il livello del fabbisogno nel 2009.

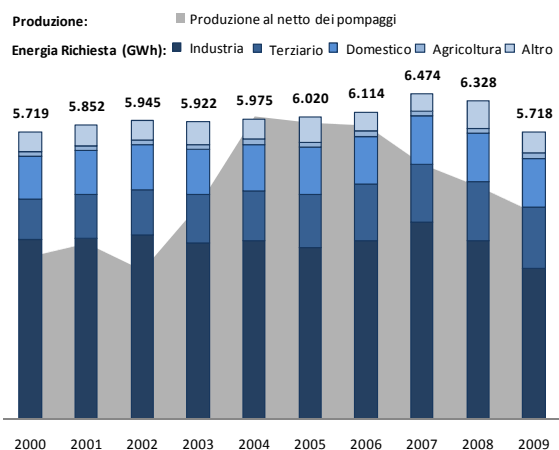
Marche: bilancio energetico 2009



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. Nel 2009 si è registrata una diminuzione dell'energia prodotta dovuta alla riduzione della generazione da fonte convenzionale.

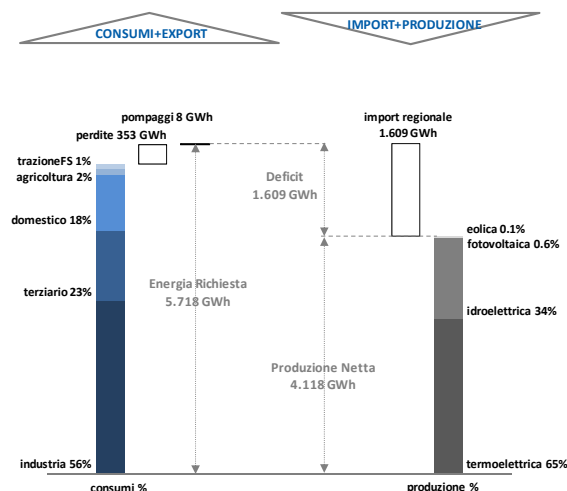
Umbria

Umbria: storico produzione/riciesta



L'Umbria evidenzia un deficit produzione/energia richiesta piuttosto sostenuto compensato da circa 1.600 GWh di import regionale. I consumi sono imputabili per buona parte al settore industriale in evidente flessione nel 2009 a causa della crisi economica. Difatti, la riduzione dell'energia richiesta si è ridotta di quasi il 10% nell'ultimo anno raggiungendo il valore del 2000.

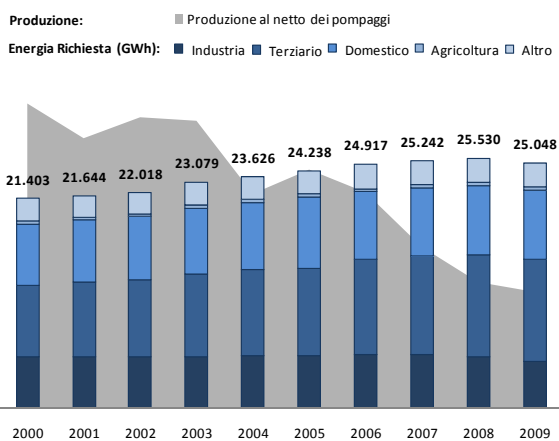
Umbria: bilancio energetico 2009



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. Nel 2009 la riduzione della produzione è allineata alla contrazione della domanda lasciando sostanzialmente invariato il deficit del 2009 rispetto al 2008.

Lazio

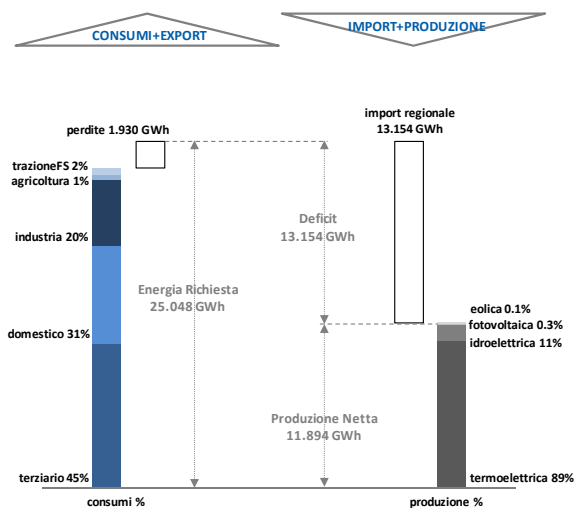
Lazio: storico produzione/riciesta



Il Lazio ha presentato 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. Nel 2009 si è registrata una contrazione sia della domanda (-2%) che della

produzione (-8%), anche se lato offerta la flessione è mitigata dall'incremento della generazione da fonte idrica.

Lazio: bilancio energetico 2009

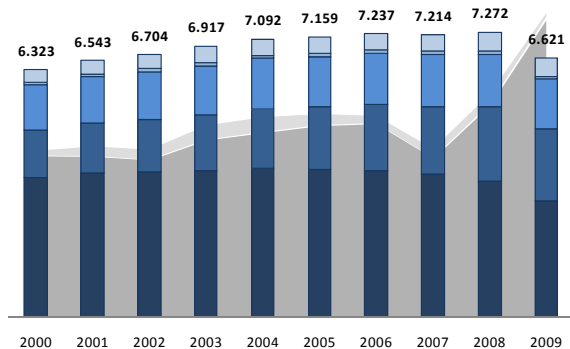


L'import regionale è passato dai 12.600 GWh del 2008 ai 13.000 GWh del 2009. La produzione di energia elettrica è garantita prevalentemente da fonte termica tradizionale.

Abruzzo

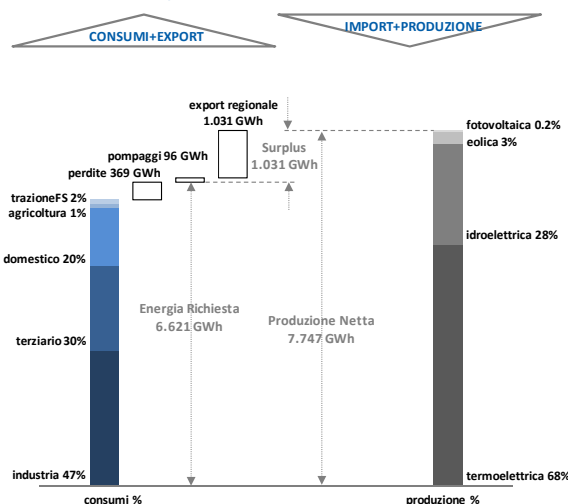
Abruzzo: storico produzione/riciesta

Produzione: ■ Produzione ■ Produzione al netto dei pompaggi
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



L'Abruzzo mantiene nell'ultimo decennio un trend evolutivo della produzione e dell'energia richiesta piuttosto costante ad eccezione dell'ultimo anno in cui si è registrata una sensibile contrazione della domanda (-9%) relativamente al settore industriale che risente ancora della crisi iniziata a fine 2008.

Abruzzo: bilancio energetico 2009

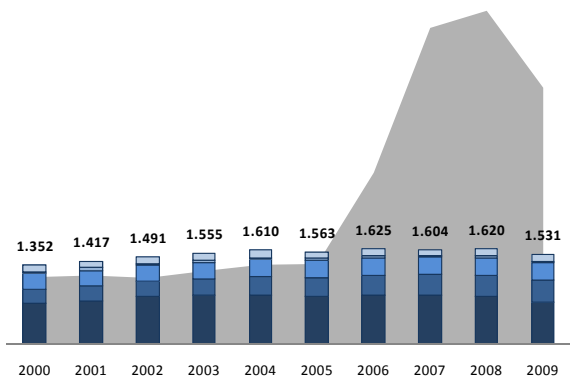


Nonostante ciò, il settore dell'industria resta predominante attestandosi intorno al 50% della richiesta di energia. L'energia elettrica è prodotta principalmente da impianti termoelettrici tradizionali e per circa il 30% da fonte rinnovabile (sostanzialmente idroelettrica).

Molise

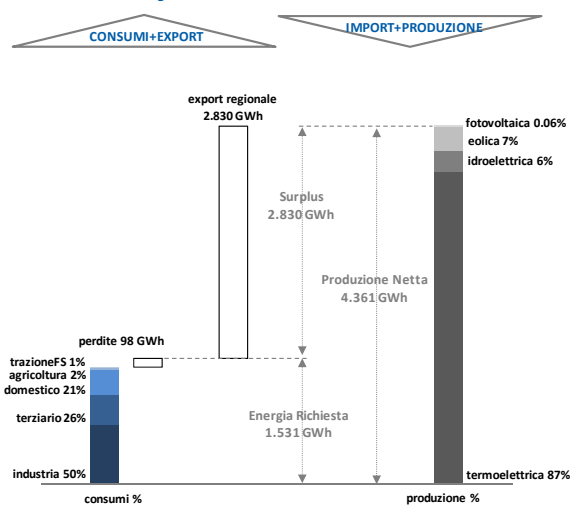
Molise: storico produzione/riciesta

Produzione: ■ Produzione al netto dei pompaggi
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



Il Molise mostra un surplus di energia prodotta ed esportata verso le regioni limitrofe di circa 2.800 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 90% del totale nel 2009.

Molise: bilancio energetico 2009



Sul fronte consumi, il settore industriale è predominante e non risulta particolarmente colpito dalla crisi finanziaria registrata dalla fine del 2008.

Stato della rete

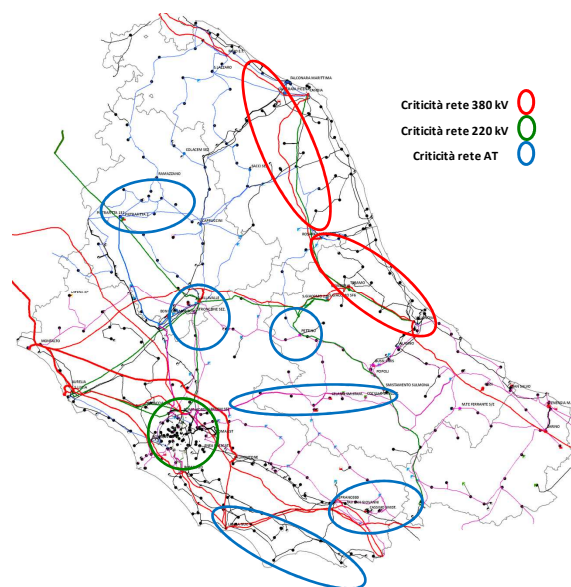
La rete AAT dell'area Centro Italia è ad oggi carente soprattutto sulla dorsale adriatica, impegnata costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud – Centro. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel sud di nuova capacità produttiva e sono destinati a crescere in futuro in seguito all'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile. La carenza di rete a 380 kV, funzionale ad iniettare potenza verso la sub trasmissione per una porzione estesa di territorio (regioni Marche e Abruzzo), limita l'esercizio della rete costringendo a ricorrere ad assetti di tipo radiale, a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso a rischio di sovraccarico. 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 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 reti 380 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 2010 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
Impianto di produzione	ECO – ENERGY S.R.L.	34	Biomassa	Abruzzo
Impianto di produzione	PESCINA WIND S.R.L.	16	Eolico	Abruzzo
Impianto di produzione	OFFICINE ELETTRICHE BALSINI S.r.l.	13	Fotovoltaico	Abruzzo
Impianto di produzione	BS SOLAR S.r.l. (ex E.R. Energia Rinnovabile)	18	Fotovoltaico	Lazio
Impianto di produzione	EVN ENERGIA NATURALE S.r.l.	13	Fotovoltaico	Lazio
Impianto di produzione	PHENIX RENEWABLES S.R.L.	24	Fotovoltaico	Lazio
Impianto di produzione	API NOVA ENERGIA	36	Eolico	Molise
Impianto di produzione	ELETTRASOLAR 1 SOCIETA' AGRICOLA S.R.L.	50	Fotovoltaico	Molise
Impianto di produzione	ESSEBIESSE POWER S.r.l.	32	Eolico	Molise
Impianto di produzione	S.E.T. S.r.l.	23	Biomasse	Molise
Impianto di produzione	TRIOLO 1 S.r.l.	14	Eolico	Molise

Tipologia	Società	MVA	Regione
Utente	RFI Varano	12	Marche
Utente	Astea Racanati	25	Marche

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio

anno: da definire

La porzione di rete AT 150 kV tra Abruzzo e Lazio è caratterizzata dalla presenza di una direttrice in doppia terna che connette gli impianti A.Smist. Est ed A.S.Angelo, sulla quale insistono numerosi impianti di prelievo ed immissione. Essa è interessata dai flussi sostenuti di potenza verso la città di Roma, previsti in aumento anche a causa delle numerose nuove iniziative di impianti a fonte rinnovabile.

Nella suddetta porzione di rete, l'esercizio in sicurezza è legato alla piena operatività della direttrice 150 kV che in caso di fuori servizio potrebbe causare riporti ed impegni elevati su altre dorsali AT.

Ad integrazione di quanto già pianificato nei piani precedenti, (cfr. Potenziamento rete AT tra Terni e Roma e Stazione 150 kV Celano), le analisi di rete hanno evidenziato la necessità di realizzare il seguente primo pacchetto di interventi di sviluppo:

- ricostruzione elettrodotti 150 kV “Cocullo B. – Smist. Collarmentele” e 150 kV in doppia terna “Smist. Collarmentele – Collarmentele CP – Nuova SE Celano/Smist. Collarmentele – SE Celano” garantendo comunque il raddoppio della dorsale tra gli impianti di Cocullo e Celano/Avezzano;
- nuova stazione di smistamento 150 kV Castelmadama in prossimità del punto di connessione tra i raccordi in singola terna all'impianto A.Castelmadama e l'elettrodotto 150 kV in doppia terna ottenendo i collegamenti 150 kV verso Carsoli, Nuova SE Celano, A.Castelmadama (n.2), S.Lucia Mentana ed A.Smist. Est;
- nuovo elettrodotto 150 kV tra la sopracitata stazione di smistamento e la CP Arci;
- raccordo tra l'attuale derivazione rigida della linea 150 kV a tre estremi “Collarmentele – Sulmona NI – der. S.Angelo” e la stazione di smistamento di Collarmentele ottenendo a fine lavori i collegamenti diretti “Collarmentele – Sulmona NI” e “Collarmentele – S.Angelo”.

Successivamente ed in relazione alle evoluzioni di nuova capacità produttiva nell'area, sarà possibile prevedere i seguenti ulteriori lavori di sviluppo:

- ricostruzione elettrodotto doppia terna 150 kV “Nuova SE Celano – Nuova SE Castelmadama”;
- ricostruzione elettrodotti 150 kV “Popoli – S.Pio” e “S.Pio – Bazzano”.

L'intervento nel suo complesso consentirà, oltre al miglioramento della qualità del servizio nell'area di Sulmona, di garantire adeguati margini di sicurezza di esercizio anche in scenari di sviluppo di medio – lungo periodo, superando le limitazioni alla produzione degli impianti a fonte rinnovabile dell'area.

Stazione 380 kV Rotello

anno: da definire

E' in programma una nuova stazione 380/150 kV nel comune di Rotello da connettere in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Larino-Foggia.

La nuova stazione sarà funzionale alla raccolta della produzione da fonte rinnovabile dell'area e potrà conciliare l'opportunità di raccordare la locale rete 150 kV.

Stato di avanzamento: In data 22 Aprile 2010 è stata autorizzata, ai sensi del d.lgs. 387/03, la realizzazione della stazione 380/150 kV nel comune di Rotello ed i raccordi 380 kV.

Stazione 380 kV Tuscania

anno: da definire

E' in programma una nuova stazione 380/150 kV nel comune di Tuscania da connettere in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Montalto-Villavalle.

La nuova stazione sarà funzionale alla raccolta della produzione da fonte rinnovabile dell'area e potrà conciliare l'opportunità di raccordare la locale rete 150 kV.

Stato di avanzamento: In data 17 Novembre 2010 è stata autorizzata, ai sensi del d.lgs. 387/03, la realizzazione della stazione 380/150 kV nel comune di Tuscania ed i raccordi 380 kV.

Elettrodotto 132 kV Acquara – PortaPotenzaPicena

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 rischiano di essere impegnati oltre i propri limiti già in condizioni di rete integra.

Pertanto al fine di superare le criticità attuali e garantire un più affidabile assetto di rete, sarà realizzato un nuovo collegamento 132 kV “Acquara – PortaPotenzaPicena” ottenendo una nuova direttrice di alimentazione dalla Stazione 380/132 kV Candia verso la porzione di rete AT adriatica.

L'intervento si colloca all'interno di un più ampio riassetto rete correlato alla realizzazione della

nuova stazione di trasformazione in provincia di Macerata (cfr. Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo).

Elettrodotto 150 kV Villavalle – Orte



anno: da definire

Ad integrazione degli sviluppi di rete già previsti sulla rete AT tra Terni e Roma, sarà potenziato l'elettrodotto 150 kV Villavalle – Orte nel tratto compreso tra Orte e la futura stazione di smistamento da realizzare nei pressi dell'attuale derivazione a T presente sulla linea a tre estremi "Villavalle – Salisano – der.Orte".

Smistamento 150 kV Mazzocchio derivazione

anno: da definire

Al fine di superare le attuali criticità relative alla presenza della derivazione rigida sull'elettrodotto 150 kV "Pofi – Sezze – der.Mazzocchio" sarà realizzato uno smistamento 150 kV per migliorare la qualità e l'affidabilità di esercizio.

Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Molise



anno: da definire

La porzione di rete AT tra Abruzzo e Molise è caratterizzata dalla presenza di numerose iniziative produttive da fonte rinnovabile che potrebbero causare limitazioni alla evacuazione della potenza. Sono pertanto previsti interventi di rimozione delle limitazioni sulle direttrici esistenti sulla porzione di rete interessata.

Stazione 132 kV Cappuccini

anno: da definire

La porzione di rete AT tra Umbria e Marche presenta poche stazioni di trasformazione e limitate risorse disponibili per consentire la regolazione della tensione sulla rete. Pertanto, saranno installate due batterie di condensatori da 54 MVAR nella stazione 132 kV Cappuccini per migliorare i profili di tensione dell'area ed al contempo svincolarsi da alcune unità produttive presenti nell'area.

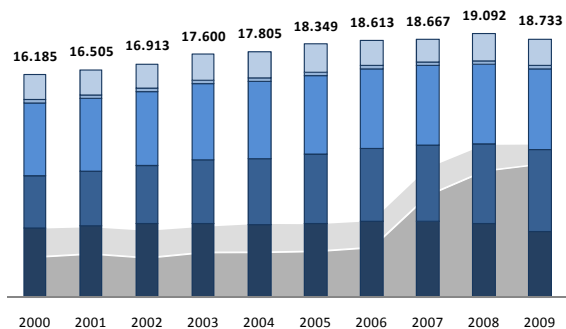


Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

Campania

Campania: storico produzione/richiesta

Produzione: ■ Produzione al netto dei pompaggi ■ Produzione
 Energia Richiesta (GWh): ■ Industria ■ Terziario ■ Domestico ■ Agricoltura ■ Altro



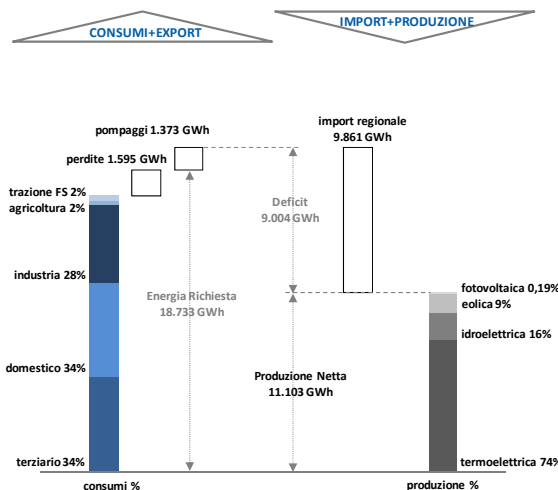
L'anno 2009 ha visto per la Campania una riduzione della richiesta di energia elettrica rispetto all'anno precedente (18.733 GWh).

Il fabbisogno regionale è soddisfatto solo in parte dall'energia elettrica prodotta in Campania (55%), essendo la richiesta di energia coperta per buona parte dall'import dalle regioni limitrofe (45%). La produzione di energia elettrica è costituita prevalentemente da impianti termici da fonte convenzionale (74%) e per il 25% da impianti da fonte rinnovabile, in particolare idroelettrico ed eolico.

La diminuzione della domanda di energia nel 2009 ha interessato principalmente il settore dell'industria (28%), il fabbisogno è stato pressoché lo stesso nel settore dell'agricoltura (2%), mentre è

stato superiore nei settori terziario (34%) e domestico (34%).

Campania: bilancio energetico 2009

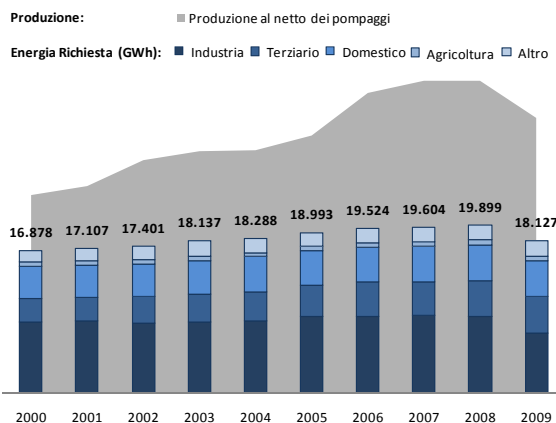


Lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile negli ultimi 5 anni ha registrato un aumento del +24% e il dato è destinato a crescere ulteriormente grazie alle iniziative ancora in realizzazione ed in autorizzazione.

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.

Puglia

Puglia: storico produzione/richiesta

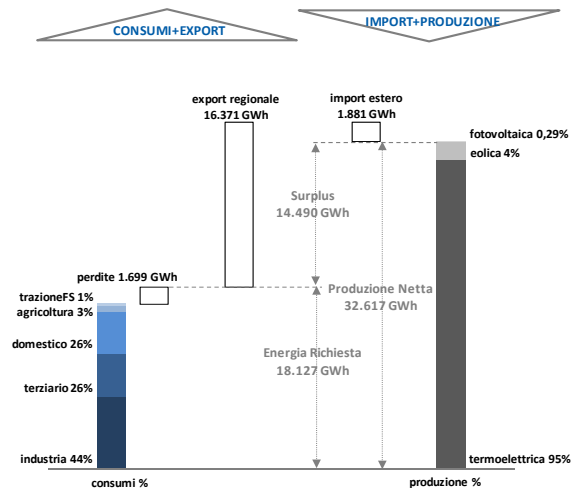


La Puglia è una regione che presenta un grande surplus di energia elettrica prodotta. Infatti il parco produttivo installato nella regione permette di coprire interamente la richiesta interna di energia, consentendo di esportare una quota parte di energia pari a 14.490 GWh, ovvero il 44,4% della produzione netta regionale.

Nell'anno 2009 La domanda complessiva di energia elettrica in Puglia è stata di 18.127 GWh, andamento decisamente inferiore rispetto al fabbisogno dell'anno precedente (-8,9%). Anche per l'anno 2009 la domanda di energia è stata trainata principalmente dal settore industriale (44%), dai consumi domestici (26%), dal settore terziario (26%), in crescita rispetto all'anno precedente, e infine dall'agricoltura (3%).

Il parco di generazione è caratterizzato prevalentemente dalla presenza di impianti termoelettrici (95%) e da impianti eolici e fotovoltaici (4,3%).

Puglia: bilancio energetico 2009

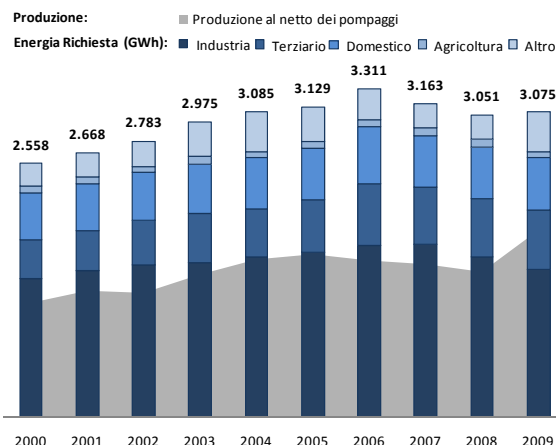


Negli ultimi dieci anni il fabbisogno energetico regionale è sempre stato soddisfatto dalla produzione interna di energia elettrica. In particolare è evidente come nel corso degli ultimi anni la crescita di produzione abbia seguito un trend in continua crescita, consentendo di esportare anno dopo anno quote di energia sempre maggiori.

Negli ultimi anni si è verificata un considerevole incremento della potenza installata da fonti rinnovabili, in particolare da fonte eolica.

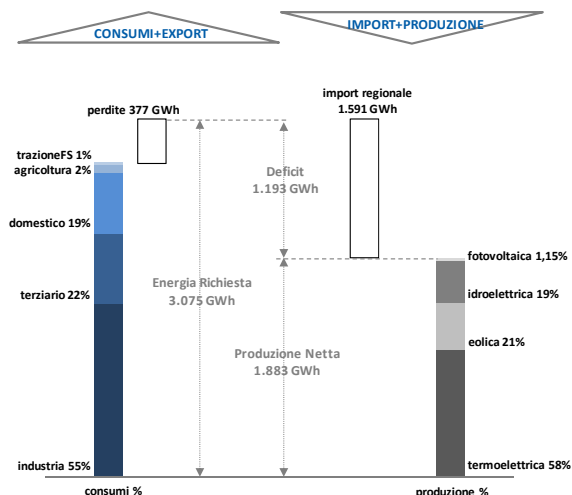
Basilicata

Basilicata: storico produzione/richiesta



La produzione interna di energia elettrica in Basilicata (1.883 GWh) non riesce a soddisfare il fabbisogno energetico regionale: nel tempo ciò ha reso la regione fortemente dipendente dall'import di energia dalle regioni esportatrici limitrofe. Ad oggi la Basilicata è considerata una delle maggiori regioni importatrici di energia.

Basilicata: bilancio energetico 2009



L'anno 2009 ha fatto registrare un consumo totale di energia elettrica pari a 3.075 GWh, valore di poco superiore al consumo registrato nell'anno 2008, con una quota parte di energia importata di 1.193 GWh. In particolare il consumo regionale maggiore è da imputare al settore industriale (55%), seguono i consumi dei settori terziario (22%) e domestico

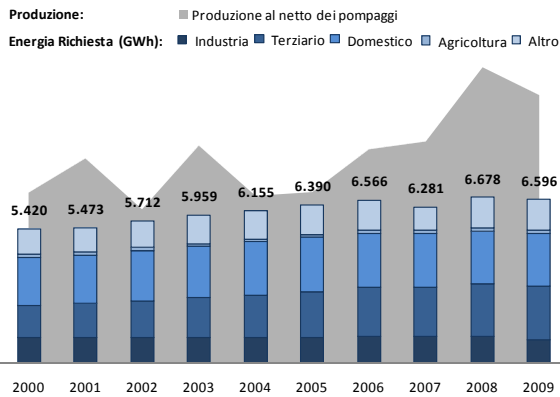
(19%) ed infine i consumi legati al settore agricolo (2%).

Il parco di generazione è costituito per il 58% da impianti termoelettrici e per il 42% 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.

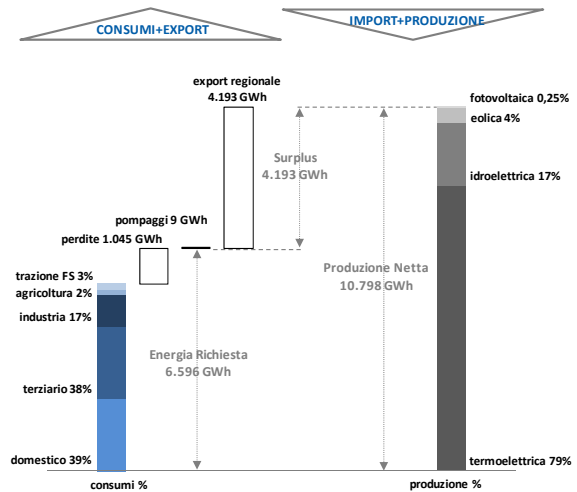
Calabria

Calabria: storica produzione/riciesta



La richiesta complessiva di energia elettrica in Calabria nell'anno 2009 è stata di 6.596 GWh con un piccolo decremento rispetto all'anno precedente. La domanda di energia ha mostrato un leggero incremento rispetto all'anno precedente per i settori del terziario (38%) e dei consumi domestici (39%), mentre è in leggera riduzione terziario il consumo del settore industriale (17%). Stabili i consumi del settore agricolo (2%). L'energia prodotta in Calabria, di molto superiore al fabbisogno regionale, consente un'esportazione di energia pari a 4.193 GWh (39% della produzione netta) verso le regioni limitrofe.

Calabria: bilancio energetico 2009



Negli ultimi anni si è evoluto notevolmente il parco produttivo grazie all'entrata in servizio di nuovi impianti termoelettrici, che rappresentano oggi il 79% della produzione, mentre il restante 6% è costituito da impianti da fonte rinnovabile, soprattutto impianti idroelettrici (17%). 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

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, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro Sud sulle dorsali 380 kV adriatica e in uscita dalla Calabria.

Le criticità che interessano la rete di trasmissione nell'area Sud riguardano anche le trasformazioni 380/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche e alcune porzioni di rete esercite a 220 kV, sede di frequenti congestioni di rete, che, in presenza di elevati transiti di potenza, devono essere esercite in assetto smagliato. I principali rischi di sovraccarico riguardano le trasformazioni delle stazioni di Patria, Montecorvino, Foggia, Bari O., Brindisi, Galatina, Taranto N. e Scandale.

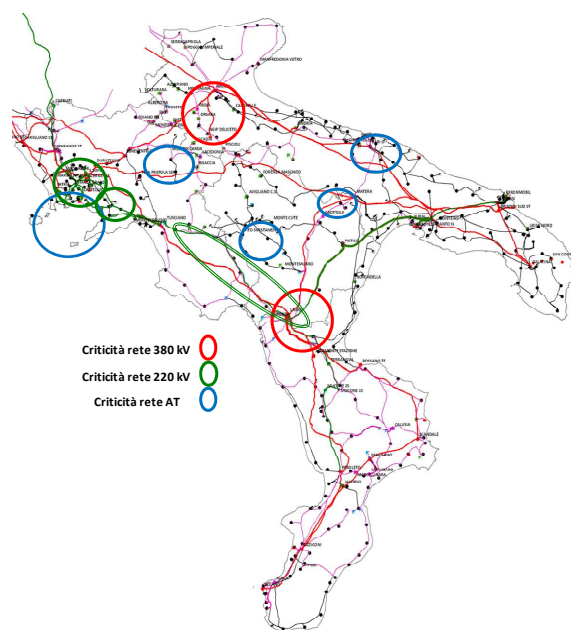
Alle citate criticità si aggiungono le congestioni sulla rete di subtrasmissione già enunciate nelle scorse edizioni del Piano di Sviluppo, presenti in particolare nel sistema 150 kV tra le stazioni di Foggia, Benevento e Montecorvino dovute alla elevata penetrazione della produzione eolica.

I valori misurati sui nodi principali della rete hanno delineato dei profili di tensione che rispettano i valori limite imposti 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 esercizio consentiti. A tal proposito, recenti eventi di esercizio caratterizzati da elevati livelli di tensione localizzati nell'area di Napoli, hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e quindi la necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione reattiva nell'area campana.

Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto 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 in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino – Padula" e "Montecorvino – Rotonda". Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV, e nella penisola Sorrentina a causa della vetustà della rete 60 kV che non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio.

Anche le direttrici 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera, l'unica presente in Basilicata, sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto.

Le criticità di esercizio in Puglia interessano un'estesa porzione della rete elettrica di subtrasmissione. Nella provincia di Lecce, sono presenti rischi di sovraccarico delle trasformazioni esistenti nella SE di Galatina e dei collegamenti 150 kV che afferiscono alla stazione stessa e alimentano rete AT locale. Nella rete di subtrasmissione di Bari le criticità sono rappresentate dalla scarsa capacità di trasporto delle linee 150 kV afferenti il nodo di Monopoli, che trasportano le potenze generate localmente verso le aree di carico del Barese.



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 (tra cui in particolare "Riassetto rete 220 kV città di Napoli", "Riassetto rete AT penisola Sorrentina", "Interconnessione a 150 kV delle isole campane", i numerosi interventi previsti per rimuovere le limitazioni all'utilizzo della produzione da fonte rinnovabile).

Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2010 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
Impianto di produzione	Ecoenergia	20	Eolico	Campania
Impianto di produzione	Eolica Bisaccia	12	Eolico	Campania
Impianto di produzione	Essebiesse Power S.r.l.	40	Eolico	Campania
Impianto di produzione	Foster Wheeler	32	Eolico	Campania
Impianto di produzione	Green Energy	72	Eolico	Campania
Impianto di produzione	IVPC Power 10	12	Eolico	Campania
Impianto di produzione	Luminosa S.r.l.	385	Ciclo Combinato	Campania
Impianto di produzione	Agrienergy di Bari	10	Fotovoltaico	Puglia
Impianto di produzione	DEL ENERGY	24	Eolico	Puglia
Impianto di produzione	EDP Renewables S.r.l.	20	Eolico	Puglia
Impianto di produzione	Emmessenne Solar	17	Fotovoltaico	Puglia
Impianto di produzione	Emmessenne Solar	13	Fotovoltaico	Puglia
Impianto di produzione	Emmessenne Solar	12	Fotovoltaico	Puglia
Impianto di produzione	Green Castellaneta	70	Eolico	Puglia
Impianto di produzione	Margherita	20	Eolico	Puglia
Impianto di produzione	Margherita	14	Eolico	Puglia
Impianto di produzione	Renergy San Marco	44	Eolico	Puglia
Impianto di produzione	Rete Rinnovabile	8	Fotovoltaico	Puglia
Impianto di produzione	Rete Rinnovabile	10	Fotovoltaico	Puglia
Impianto di produzione	Solare di Minervino	10	Fotovoltaico	Puglia
Impianto di produzione	SUN Energy and partners S.r.l.	25	Fotovoltaico	Puglia
Impianto di produzione	SUNRAY ITALY S.r.l.	10	Fotovoltaico	Puglia
Impianto di produzione	New Ager	18,15	Fotovoltaico	Basilicata
Impianto di produzione	Amaroni Energia	33	Eolico	Calabria
Impianto di produzione	Cortale Energia	30	Eolico	Calabria
Impianto di produzione	Mammola Energia	9,35	Eolico	Calabria
Impianto di produzione	Parco Eolico di San Vito	70	Eolico	Calabria
Impianto di produzione	MAICOR WIND	12	Eolico	Calabria
Impianto di produzione	SIAL S.r.l	15	Biomassa	Calabria
Impianto di produzione	Calabria Solar	40	Fotovoltaico	Calabria

Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica



anno: da definire

Disegno: rete AT Calabria centrale ionica

Al fine di ridurre i rischi di congestioni della rete 150 kV sul versante ionico della Calabria centrale, interessata dal trasporto di consistente produzione da fonte rinnovabile, sono previsti interventi di magliatura di tale porzione di rete, che verrà rinforzata e raccordata alla rete primaria a 380 kV in corrispondenza della stazione 380/150 kV di Maida, recentemente realizzata. Gli interventi riguardano in particolare le direttrici 150 kV afferenti il nodo di Soverato, dove si prevede anche di realizzare una nuova stazione a 150 kV di smistamento al fine di migliorare l'attuale assetto di rete caratterizzato dalla presenza di un collegamento in derivazione rigida.

Gli interventi previsti consentiranno di migliorare anche la sicurezza e la flessibilità di esercizio, garantendo un incremento degli attuali livelli di qualità e continuità del servizio sulla porzione di rete interessata, funzionale alla alimentazione dei carichi della costa ionica e dell'entroterra della Calabria centrale.

Stazioni 380 kV di raccolta impianti da fonte rinnovabile nel Sud



anno: da definire

E' in programma una nuova stazione nel comune di Montesano sulla Marcellana, da inserire sulla linea 220 kV "Rotonda – Tusciano", finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici nell'area del Cilento. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 220/150 kV, sarà raccordata successivamente ad una delle due terne 380 kV "Montecorvino – Laino" ed alla linea 150 kV "Lauria – Padula".

E' in programma una nuova stazione nel comune di Castellaneta, da inserire sulla linea 380 kV "Matera – Taranto", finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici nell'area delle Murge. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà raccordata successivamente alla linea 150 kV "Palagianò – Gioia del Colle".

E' in programma una nuova stazione nel comune di Spinazzola, da inserire sulla linea 380 kV "Matera – S. Sofia", finalizzata a raccogliere la produzione locale degli impianti fotovoltaici. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà raccordata successivamente alla locale rete 150 kV.

Infine è previsto l'ampliamento delle seguenti stazioni 380 kV esistenti finalizzata a permettere

l'evacuazione dell'energia prodotta dagli impianti rinnovabili: Foggia, Brindisi Sud e Galatina.

Stato di avanzamento: In data 06/05/2010 è stato emesso dal MiSE il decreto autorizzativo alla costruzione ed all'esercizio della futura SE 380 kV di Castellaneta e dei relativi raccordi a 380 kV; in data 14/07/2010 è stato emesso dal MiSE il decreto autorizzativo alla costruzione ed all'esercizio della futura SE 380 kV di Montesano sulla Marcellana e dei relativi raccordi a 220 kV; in data 30/09/2010 è stato emesso dal MiSE il decreto autorizzativo alla costruzione ed all'esercizio della futura SE 380 kV di Spinazzola e dei relativi raccordi a 380 kV. In data 27/01/2009 è stato emesso il decreto autorizzativo all'ampliamento della SE 380 kV di Brindisi Sud; in data 29/04/2010 è stato emesso il decreto autorizzativo all'ampliamento della SE 380 kV di Galatina; in data 10/09/2010 è stato emesso il decreto autorizzativo all'ampliamento della SE 380 kV di Foggia.

(Nuovi) Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia




anno: da definire

Al fine di consentire l'immissione in rete, in condizioni di migliore sicurezza, della nuova produzione da fonte rinnovabile in Puglia e nelle aree comprese tra Puglia e Campania e tra Puglia e Molise, sono in programma attività finalizzate alla rimozione delle limitazioni presenti sulla esistente rete AT, già attualmente impegnata dal trasporto delle potenze prodotte localmente. Al riguardo, saranno superate le limitazioni sulle direttrici 150 kV comprese tra Foggia ed Andria, tra Andria e Deliceto, e sulla rete a Nord di Foggia verso il Molise. Inoltre, nell'area compresa tra la futura SE di Deliceto ed Ascoli Satriano sono previsti interventi di sviluppo finalizzati al superamento dei limiti di trasporto sulle direttrici 150 kV che raccolgono la parte della produzione rinnovabile presente e futura sul tale porzione di rete.

Oggetto d'intervento è inoltre la rete 150 kV compresa tra Bari O. e Brindisi P., interessata da fenomeni di trasporto per l'ingente presenza di produzione da fonte rinnovabile in forte sviluppo.

Nell'area del Salento, al fine di incrementare la capacità di trasporto della rete AT locale, è prevista la rimozione dei vincoli sui tratti limitati di alcune direttrici a 150 kV tra Brindisi e Galatina e nell'aerea a sud di Lecce.

Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.

(Nuovi) Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata 

anno: da definire

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in Basilicata, si provvederà alla ricostruzione della linea 150 kV RTN “Melfi – Melfi FIAT” ed alla rimozione dei vincoli sulle direttrici a 150 kV afferenti al nodo di Melfi, consentendo il superamento delle attuali criticità di trasporto.

Inoltre, nell’area costiera ionica saranno previsti interventi finalizzati al superamento dei limiti di trasporto sulle direttrici 150 kV che alimentano i carichi locali e raccolgono la parte della produzione rinnovabile presente ed in sviluppo sul tale porzione di rete.

Infine saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.

(Nuovi) Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Calabria 

anno: da definire

Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di

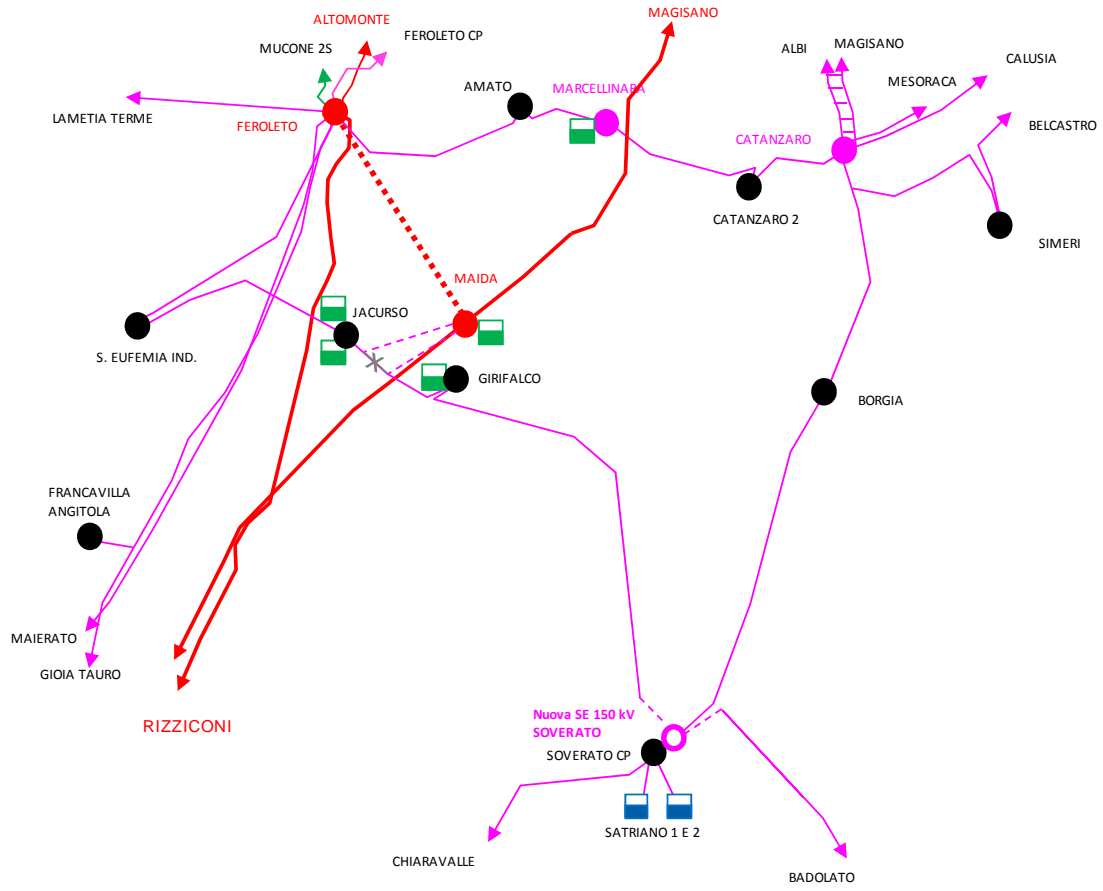
Rossano, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, saranno superate le limitazioni della capacità di trasporto delle linee 150 kV della direttrice “Rossano T. – Acri – Cammarata – Coscile” e delle direttrici 150 kV in uscita da Rossano che percorrono la costa ionica fino a Scandale e verso la Basilicata. Oggetto d’intervento saranno inoltre le linee interessate dalla produzione idroelettrica della Calabria, tra Mucone e Cecita, e le linee afferenti il nodo di Calusia, consentendo così il superamento delle attuali criticità.

Inoltre saranno rimossi i vincoli di trasporto attualmente presenti sulla direttrice 150 kV tirrenica in uscita da Feroleto verso nord e quella da Feroleto verso la costa ionica.

Infine saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.

Rete AT Calabria centrale ionica

Lavori programmati



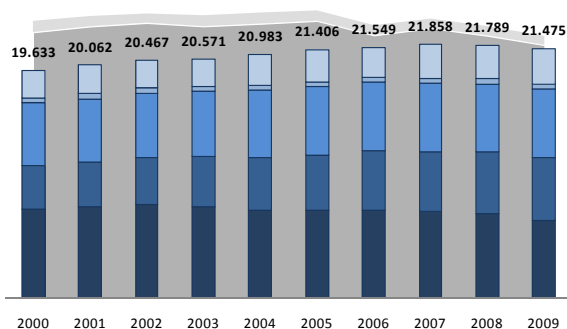


Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

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 9% da impianti da fonte rinnovabile. Si segnala la costante crescita della fonte eolica e fotovoltaica, sostenuta da notevoli iniziative ancora in corso di autorizzazione e realizzazione.

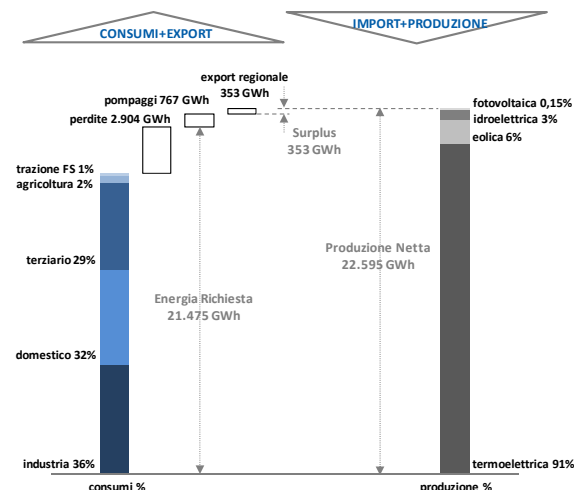
Essendoci una sola interconnessione a 380 kV con il continente, la sicurezza del sistema elettrico siciliano viene mantenuta gestendo di norma l'isola in esportazione (nel 2009 l'export è stato pari a 353 GWh).

L'energia totale richiesta nell'anno 2009 in Sicilia è stata di 21.475 GWh, di poco inferiore rispetto al corrispondente valore del 2008 a causa del protrarsi della crisi economica anche nel 2009.

La ripartizione del fabbisogno nei diversi settori merceologici evidenzia la prevalenza di quello

industriale (36%), dei consumi domestici (32%), del settore terziario (29%) e dell'agricoltura (2%).

Sicilia: bilancio energetico 2009



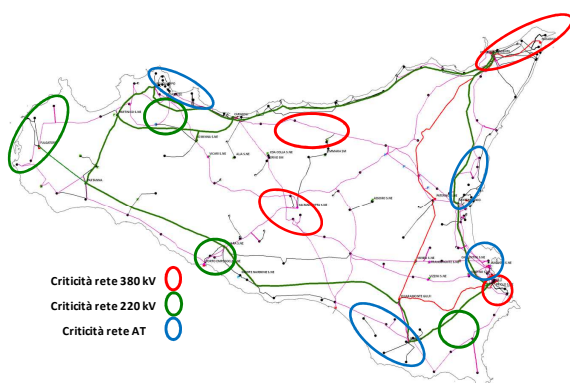
Rispetto al 2008, i consumi relativi ai vari settori produttivi hanno evidenziato una riduzione del consumo industriale causato proprio dal periodo negativo dell'economia nazionale ed un leggero incremento del settore terziario e domestico. Infine i consumi del settore agricolo sono pressoché invariati rispetto a quelli del 2008.

La crescita della produzione interna è sempre stata proporzionale all'aumento del fabbisogno regionale, anche se nel corso del 2009 si è verificata una lieve flessione della produzione netta rispetto al precedente anno.

Stato della rete

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 alcuni collegamenti a 380 kV, quali “Chiaramonte Gulfi – Priolo – Isab E.”, “Paternò – Chiaramonte Gulfi” e “Paternò – Sorgente” oltre che da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l’area orientale e occidentale. Sono pertanto presenti problemi di sicurezza di esercizio del sistema elettrico e sono prevedibili sempre maggiori condizionamenti agli operatori nel mercato elettrico, in relazione allo sviluppo della generazione previsto in Sicilia soprattutto da fonti rinnovabili.

Tali circostanze possono provocare vincoli all’esercizio della capacità produttiva disponibile, a svantaggio delle unità di produzione più efficienti presenti anche nell’area Sud, a causa della carenza di infrastrutture elettriche tali da garantire adeguati margini di sicurezza del sistema. Tali congestioni rappresentano inoltre un evidente ostacolo allo sviluppo di nuova generazione, con particolare riferimento alle centrali a fonte rinnovabile, tra le quali la fonte eolica in forte crescita negli ultimi anni nell’isola.



Per la sicurezza dell’area della Sicilia centro occidentale (Palermo e Trapani), a causa della scarsa disponibilità di impianti efficienti asserviti alla funzione di regolazione, sono necessari vincoli di produzione imposta di alcuni importanti poli nell’area, che garantiscono, oltre ad adeguati livelli di tensione, anche di evitare il rischio di sovraccarico delle linee a 150 kV, al verificarsi di contingenze gravose sulla rete di trasmissione a 220 kV.

Analoghe difficoltà si riscontrano per l’esercizio in sicurezza N-1 dell’area orientale dell’Isola, in particolare nelle aree delle provincie di Messina Catania e Siracusa.

Si conferma la limitazione di produzione del polo di Priolo, funzionale all’esercizio in sicurezza dell’area di Melilli, Augusta e Misterbianco, nel caso di fuori servizio della d.t. a 220 kV “Melilli – Misterbianco”. Tale evento in assenza di limitazione di produzione determinerebbe il sovraccarico delle linee a 150 kV che insistono nella stessa isola di carico. Inoltre, alcuni importanti gruppi del polo di Priolo risultano collegati alla rete con una sola linea 380 kV, la cui indisponibilità comporta la perdita delle suddette unità, strategiche per il sistema siciliano.

L’entrata in servizio di numerosi impianti di produzione da fonte rinnovabile, connessi prevalentemente alla rete di sub trasmissione, rischia di portare a saturazione alcune porzioni di rete AT con conseguenti possibili congestioni.

Infine, alcune porzioni di rete asservite all’alimentazione delle aree di carico di Messina, Catania, Palermo, Ragusa e Agrigento presentano carenze infrastrutturali che, in particolari situazioni non garantiscono adeguati livelli di qualità del servizio.

Nuove connessioni

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2010 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
Impianto di produzione	ENERGIA PULITA S.R.L.	23	Eolico	Sicilia
Impianto di produzione	EOLICA MAZZARRONE S.r.l.	10	Eolico	Sicilia
Impianto di produzione	ERIKA EOLICA S.R.L.	10	Fotovoltaico	Sicilia
Impianto di produzione	SOL.IN.PAR. S.r.l. (ex SOL.IN.BUILD)	10	Fotovoltaico	Sicilia

Tipologia	Società	MVA	Regione
Utente	Cementeria Isola delle Femmine	15	Sicilia

Nuova stazione 380/150 kV Sorgente 2



anno: da definire

Il collegamento della rete Siciliana alla rete continentale è affidato all'esistente stazione di Sorgente, nella quale è previsto che si colleghino anche il nuovo elettrodotto in doppia terna "Sorgente – Villafranca – Scilla – Rizziconi" e le future linee dell'anello a 380 kV della Sicilia.

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. Le trasformazioni 380/150 kV sono caratterizzate da un notevole impegno, a causa dell'elevato fabbisogno della provincia di Messina, e le trasformazioni 380/220 kV sono interessate dal trasporto delle potenze verso la rete 220 kV che alimenta oggi l'intera Sicilia.

Con l'obiettivo di migliorare la flessibilità di esercizio ed incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, riducendo il rischio di congestioni di rete, nonché superare le previste limitazioni degli apparati degli impianti dell'esistente SE 380 kV di Sorgente, si rende necessaria la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/220/150 kV nell'area a sud-ovest di Sorgente. La nuova stazione che consentirà anche di ridurre l'impegno delle trasformazioni della esistente stazione di Sorgente, in sinergia con la futura stazione 380 kV di Villafranca, sarà inizialmente collegata in e-e al collegamento 380 kV "Paternò – Sorgente". Alla nuova stazione sarà opportunamente raccordata la rete 220 kV e la vicina rete 150 kV, interessata anche da criticità dovute ai flussi di potenza prodotta dagli impianti da fonte rinnovabile, garantendo minori perdite di rete e consentendo un piano di razionalizzazione della rete locale con evidenti benefici ambientali. La nuova stazione verrà successivamente raccordata alle future linee a 380 kV, realizzando un assetto più affidabile per il sistema elettrico Siciliano.

Nuova stazione 380/150 kV Mineo



anno: da definire

Disegno: SE 380/150 kV Mineo

Al fine di superare le prevedibili congestioni sulla rete AT nell'area centro orientale dell'isola interessata dal trasporto di consistente produzione da fonte rinnovabile, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da collegare in entra-esce alla linea 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Paternò". La futura stazione

sarà dotata di opportune trasformazioni 380/150 kV e sarà inoltre raccordata alle direttrici a 150 kV "Augusta – S. Cono" e "Melilli – Caltanissetta", e collegata alla CP Mineo attualmente in antenna.

L'intervento consentirà anche di migliorare la sicurezza e la continuità del servizio sulla rete AT asservita all'alimentazione delle utenze della Sicilia centro orientale.

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia



anno: da definire

Sono previsti interventi per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte rinnovabile (alcuni già in servizio ed altri di prossima realizzazione) nelle aree di Siracusa, Agrigento, Caltanissetta, Palermo e Sud di Messina.

E' prevista la rimozione delle limitazioni delle direttrici di trasmissione a 150 kV nell'area compresa tra Favara e Gela, tra Ciminna e Caltanissetta tra Melilli e Caltanissetta e tra Caltanissetta e Sorgente in modo da massimizzare la capacità di trasporto.

Interventi sulla rete AT nell'area di Catania

anno: lungo termine

Disegno: interventi nell'area di Catania

Al fine del miglioramento della qualità del servizio e dell'incremento della sicurezza nell'area metropolitana di Catania è in programma la ricostruzione della direttrice a 150 kV "Misterbianco – Villa Bellini – Catania Centro". In aggiunta, al fine di superare le criticità relative all'alimentazione dei carichi di Acicastello e Catania Est, attualmente collegata in antenna, sono previsti ulteriori interventi per l'incremento della magliatura della rete 150 kV che alimenta la città di Catania.

Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa



anno: da definire

Disegno: Interventi nell'area di Ragusa

Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi nell'area di Ragusa, la cui rete è caratterizzata da molte CP in antenna (Scicli, S. Croce Camerina e Vittoria Sud), saranno realizzati i nuovi collegamenti a 150 kV "Vittoria Sud – S. Croce Camerina" e "S. Croce Camerina – Scicli". Inoltre si prevede la connessione della CP Comiso ad una delle due terne della d.t. 150 kV "Ragusa – Chiaramonte G." attraverso dei raccordi a 150 kV. Infine è previsto il potenziamento della linea 150 kV "Ragusa – Ragusa 3".

L'intervento comporta inoltre vantaggi in termini di evacuazione della produzione da fonti rinnovabili prevista nell'area.

Ricostruzione direttrice 150 kV tra Messina e Catania

anno: lungo termine

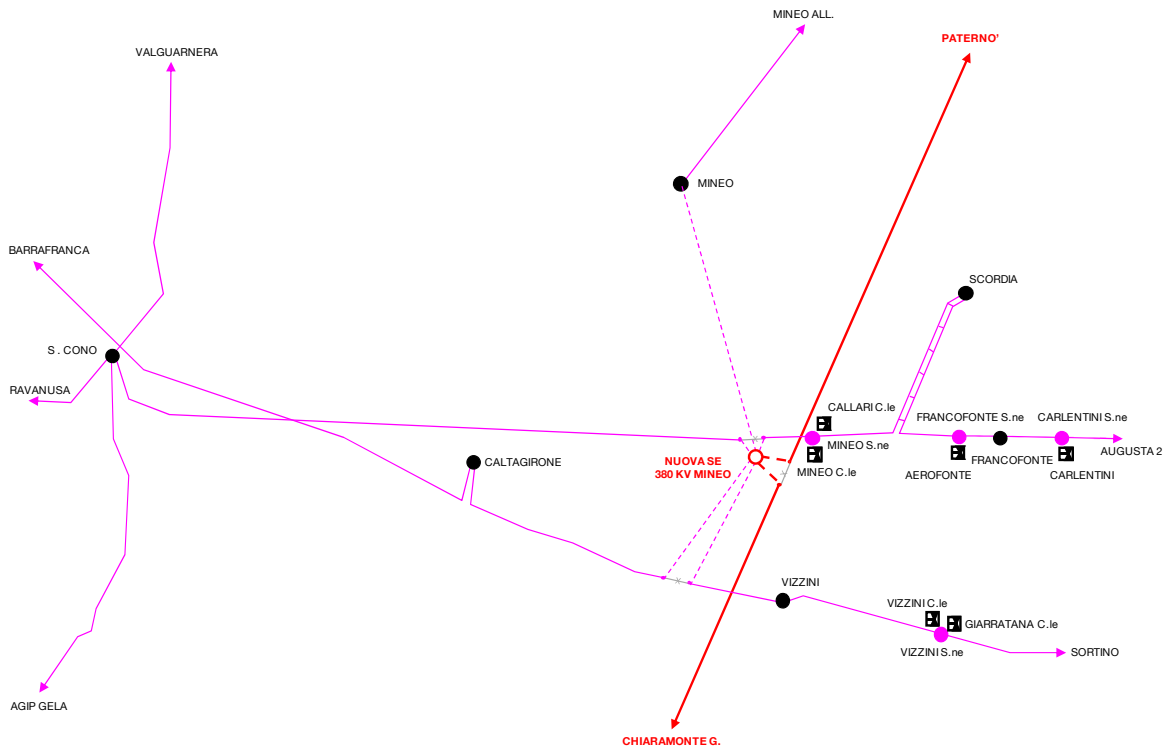
Al fine di garantire il pieno sfruttamento della direttrice a 150 kV compresa tra le stazioni di Sorgente e Misterbianco, e rimuovere i vincoli di trasporto degli attuali collegamenti, incrementando la sicurezza di esercizio e la continuità di alimentazione dei carichi della costa ionica, saranno

ricostruiti gli elettrodotti a 150 kV "Sorgente – Castoreale", "Castoreale – Castiglione", "Castiglione – Giardini" e "Giardini – Giarre".

Infine in correlazione con l'eventuale alternativa 1 dell'intervento di sviluppo previsto "Interventi nell'area a nord di Catania" (cfr. PdS 2011 – Sez. II – Area Sicilia) si prevede la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 150 kV a cui collegare la suddetta direttrice 150 kV potenziata e la futura linea "Roccalumera – S. Venerina".

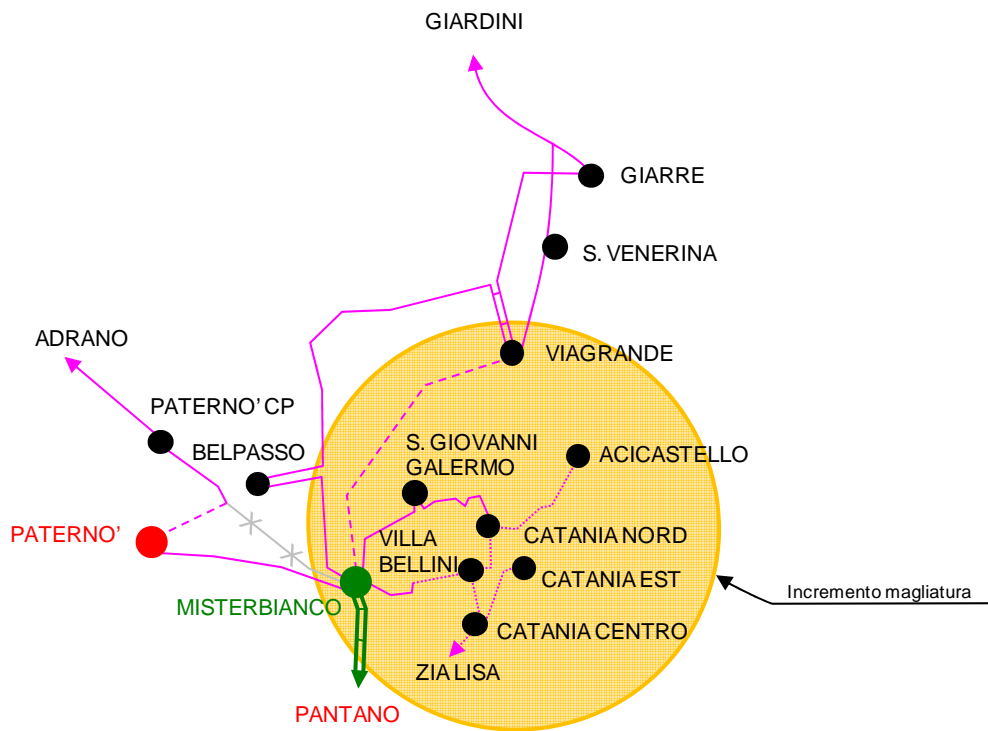
SE 380/150 kV Mineo

Lavori programmati



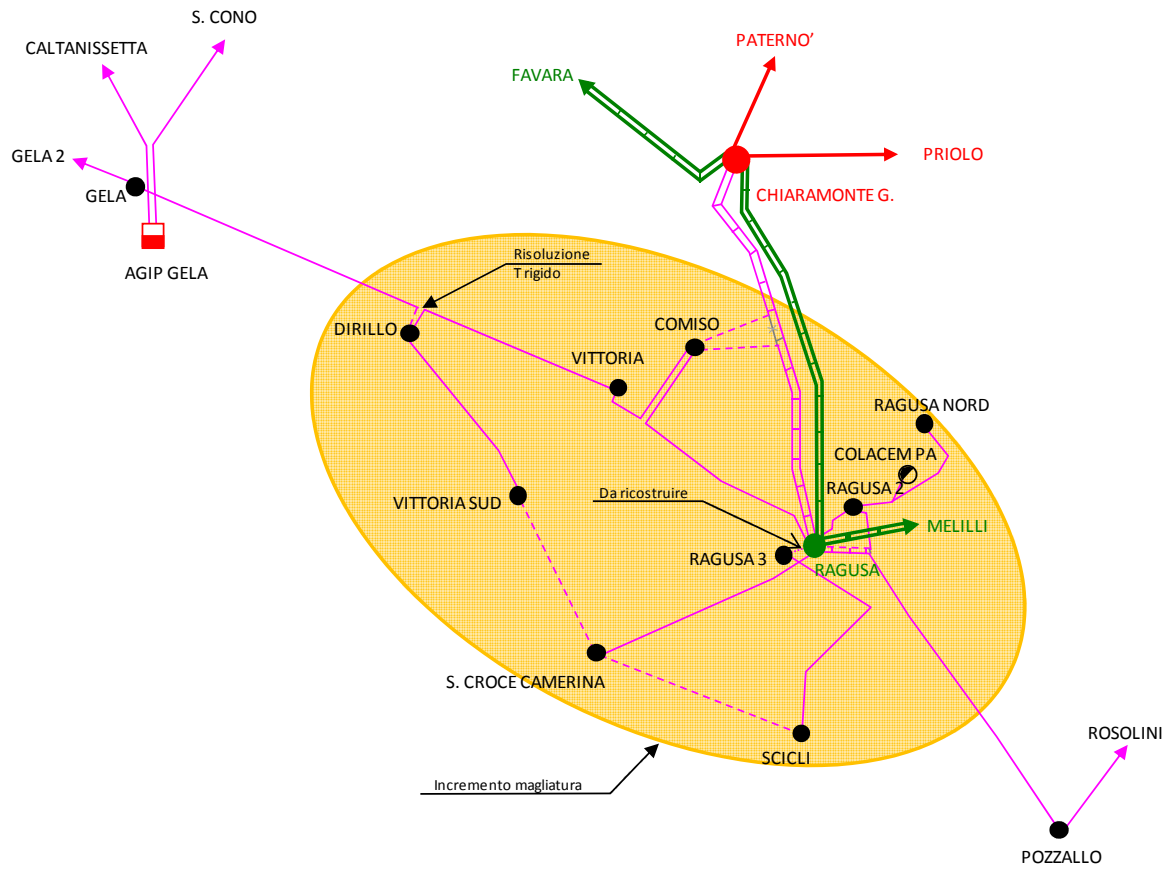
Interventi nell'area di Catania

Lavori programmati



Interventi nell'area di Ragusa

Lavori programmati

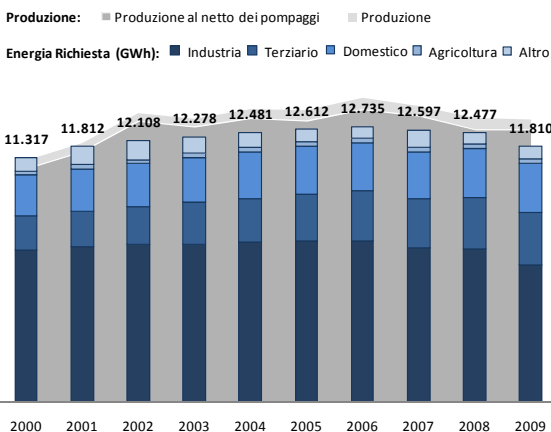




Bilanci regionali (produzione, consumi e scambi)

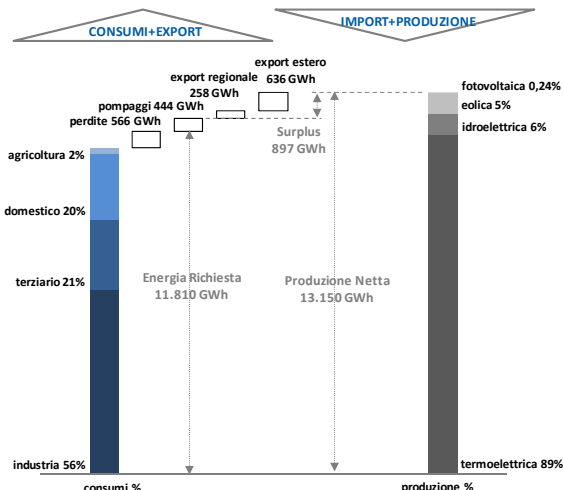
Sardegna

Sardegna: storico produzione/richiesta



Il fabbisogno di energia elettrica della regione Sardegna per l'anno 2009 è stato di poco meno di 12 TWh. Il bilancio regionale dei consumi è prevalentemente industriale e terziario che rispetto all'annualità 2008 hanno registrato uno scostamento rispettivamente del -10% e +1,1%. Il fabbisogno energetico è coperto per lo più da produzione termoelettrica (90%) seguita da quella idroelettrica (6%) e da una quota parte di energia proveniente da fonte rinnovabile (5%).

Sardegna: bilancio energetico 2009



Anche la regione Sardegna ha registrato un calo dei consumi nell'ultimo anno, in linea con il trend nazionale.

La regione conferma anche per il 2009 il carattere di regione esportatrice di energia.

Stato della rete

Nonostante la contrazione della domanda di energia così come confermato anche dai dati provvisori del 2010, 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, inoltre, problemi di trasporto e di contenimento dei valori di tensione; gli stessi limiti nella capacità di trasporto della rete condizionano l'utilizzo in piena potenza del collegamento con la Corsica (SAR.CO).

Inoltre, a causa del limitato numero di unità produttive asservite alla regolazione di tensione, si prevedono, nel breve – medio periodo, rischi di stabilità dei profili di tensione con possibile impatto sulla sicurezza del sistema isolano e dell'interconnessione con il continente.

Si conferma inoltre la necessità di potenziare la rete AT nell'area Nord Ovest dell'isola ove l'entrata in servizio della trasversale 380 kV "Ittiri – Codrongianos" consentirà un esercizio in maggiore sicurezza della rete AAT.

Nell'area Sud si evidenziano due aree critiche:

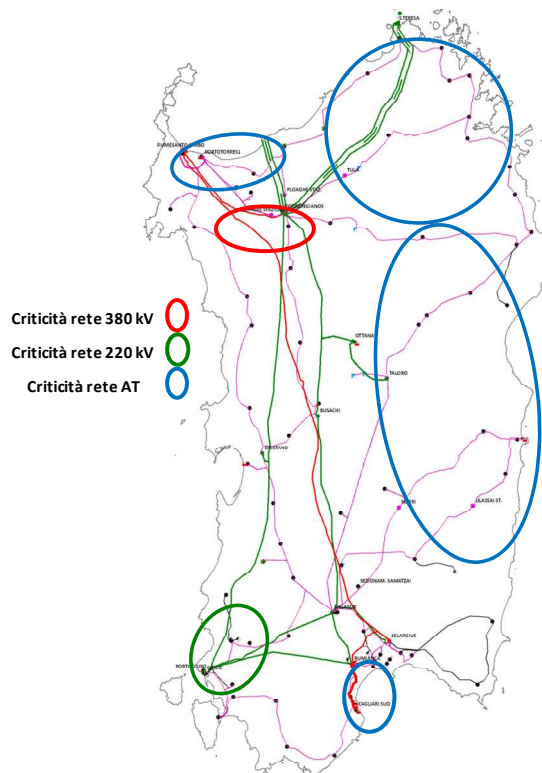
- a Ovest dove la configurazione di rete è tale da determinare in alcune condizioni di esercizio il degrado dei profili di tensione sulla rete 220 kV;
- ad Est, fra l'Ogliastra e l'area di Cagliari si rende necessario aumentare la magliatura della rete per incrementare la flessibilità di esercizio e la sicurezza.

Ulteriori criticità si confermano, nell'area di produzione di Sarlux e nell'area urbana di Cagliari

dove si rende necessario incrementare l'affidabilità di esercizio e dei margini di continuità del servizio.

Infine l'elevata penetrazione di nuova produzione da fonte rinnovabile in forte sviluppo sul sistema elettrico della Sardegna rende necessario il potenziamento della rete di trasmissione in direzione Sud – Nord in sinergia con il rinforzo dell'interconnessione con il continente.

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 2010 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
Impianto di produzione	E.ON. Produzione	410	Carbone	Sardegna
Impianto di produzione	ENEL GREEN POWER PORTOSCUSO S.r.l.	90	Eolico	Sardegna
Impianto di produzione	TWELVE ENERGY Società Agricola S.R.L.	170	Fotovoltaico	Sardegna

[Incremento della capacità di interconnessione con l’Africa ai sensi della legge 99/2009](#)

anno: da definire

Ai sensi della legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l’internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all’articolo 32, sono in corso le attività propedeutiche agli studi preliminari per incrementare nei prossimi anni la capacità di interconnessione fra l’Italia e l’Africa nord – occidentale.

Sono pertanto in corso di perfezionamento le soluzioni di sviluppo con il Continente africano al fine di raggiungere l’obiettivo di nuova capacità di importazione disponibile. In aggiunta agli sviluppi di rete già previsti nei precedenti Piani ed in relazione ad un necessario sviluppo del sistema elettrico nord – africano, a tale interconnector potranno essere associati i necessari rinforzi interni alla RTN, interessando sia la Sardegna che la penisola Italiana, ovvero i rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dal nodo di collegamento dell’interconnector, ai maggiori carichi delle utenze Italiane.

[Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia \(SA.CO.I 3\)](#)



anno: 2015/lungo termine

Le analisi effettuate hanno preso in considerazione, all’interno del territorio Sardo, le previsioni di forte sviluppo della produzione da fonte rinnovabile, sia eolica che fotovoltaica, ed il possibile collegamento al sistema isolano di una nuova linea di interconnessione con il Nord – Africa.

A ciò si aggiunge l’opportunità di mantenere attivo un collegamento fra le zone di mercato Centro – Nord e Sardegna, con i relativi benefici per gli operatori di mercato.

Le analisi hanno evidenziato come, in un futuro che vedrà l’isola Sarda, oltre che come un importante centro di produzione da fonte rinnovabile, anche come strategico hub energetico posizionato al centro del Mediterraneo; la presenza e il potenziamento dell’interconnessione tra la Sardegna, la Corsica e la penisola Italiana risulterà determinante al fine di garantire un maggiore sfruttamento della nuova capacità di produzione da fonte rinnovabile. Nel contempo la capacità di scambio fra le diverse aree interessate garantirà un incremento dei margini di adeguatezza del sistema, sia con riferimento a periodi di squilibrio carico/produzione, sia in particolari condizioni che potrebbero determinare dei ridotti margini di riserva per la copertura del fabbisogno.

L’intervento prevede il potenziamento dell’esistente collegamento HVDC tri-terminale, ormai giunto al termine della vita utile, e comprende:

- la sostituzione, e il potenziamento, dei cavi, in gran parte sottomarini, esistenti;
- la rimozione dei vincoli di trasporto sulle tratte aeree esistenti in Sardegna, Corsica e Toscana;
- la ricostruzione, e il potenziamento delle esistenti stazioni di conversione.

[Elettrodotto 220 kV “Codrongianos – Ottana”](#)

anno: da definire

Lo scarso livello di magliatura della rete primaria Sarda e la ridotta capacità di trasporto di alcuni dei collegamenti esistenti rende difficile, in particolari condizioni, il pieno sfruttamento delle nuove infrastrutture presenti causando una diminuzione dell’efficienza di utilizzo del sistema elettrico isolano.

Al fine di far fronte a tali criticità e garantire il pieno sfruttamento della nuova capacità di interconnessione dell’isola saranno rimosse le attuali limitazioni del collegamento 220 kV fra le stazioni di Ottana e Codrongianos, mediante la parziale sostituzione dei conduttori attuali con altri di portata adeguata.

L’intervento risulta rilevante per garantire, con adeguati margini di affidabilità, la copertura del fabbisogno dell’isola, oltre che funzionale allo sviluppo della capacità di interconnessione dell’isola.

[Nuovo elettrodotto 150 kV “Taloro – Goni”](#)



anno: da definire

Disegno: Elettrodotto 150 kV “Taloro – Goni”

Al fine di migliorare la sicurezza e l’affidabilità di esercizio, e garantire un pieno sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile previsto nell’area Sud – Orientale dell’isola, è in programma la realizzazione di una nuova direttrice 150 kV che collegherà tra loro gli impianti di Taloro e Goni, sfruttando l’attuale collegamento 70 kV oggi esistente.

L’intervento, insieme alla realizzazione dei già previsti collegamenti 150 kV “Selargius – Goni”, “S.Teresa – Tempio – Buddusò” e “Taloro – Buddusò”, consentirà la chiusura di una nuova direttrice 150 kV fra l’area Nord Est (Gallura) e l’area Sud Est (Ogliastra) dell’isola, aumentando, di fatto, oltre che il livello di magliatura, anche i margini di adeguatezza della rete Sarda.

Stazione 380 kV Codrongianos (SS)

anno: 2015

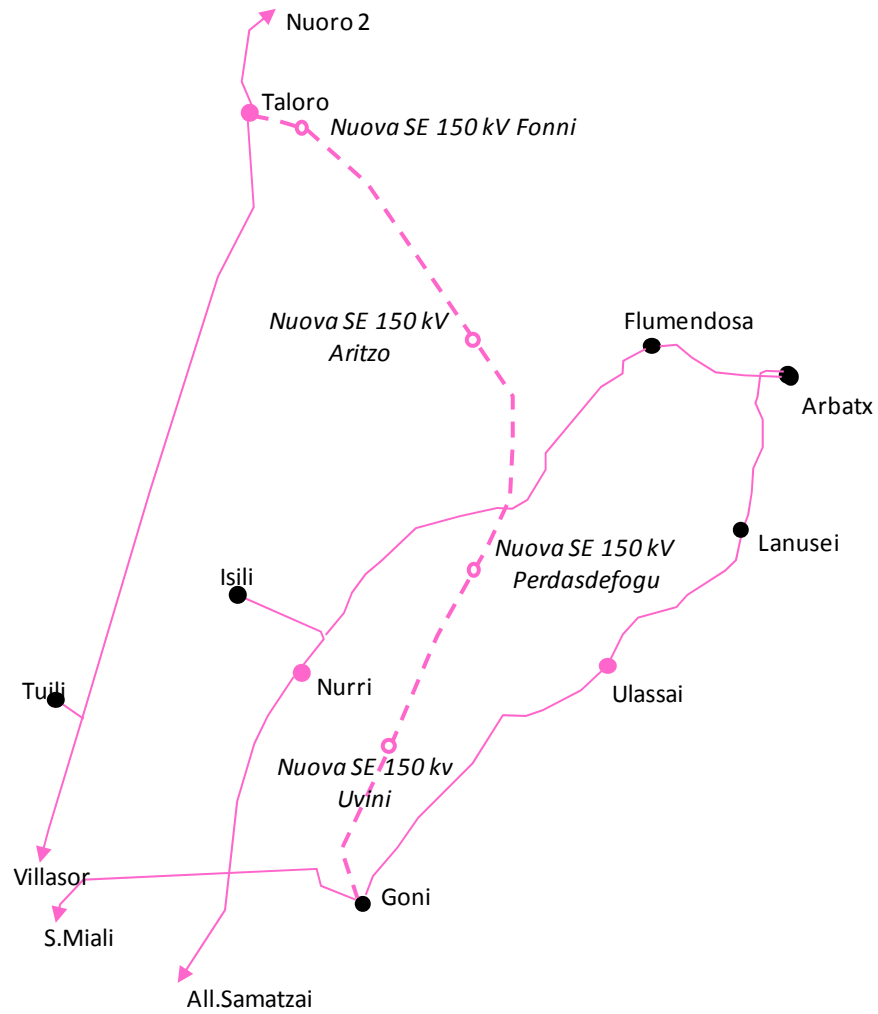
Nel breve – medio periodo la debolezza della rete Sarda, caratterizzata da un basso livello di magliatura della rete primaria e da un limitato numero di unità produttive asservite alla regolazione di tensione, potrebbe determinare, in particolari situazioni, rischi di stabilità della tensione con possibile impatto sulla sicurezza del sistema e dell'interconnessione con il continente. Queste problematiche vanno a sommarsi alle consuete necessità di controllo del profilo della tensione in regime statico, che in Sardegna risultano particolarmente rilevanti.

Al fine di far fronte a tali criticità e garantire il pieno sfruttamento della capacità di interconnessione dell'isola, è prevista, presso la stazione 380 kV di Codrongianos l'installazione di un compensatore sincrono.

Contestualmente, saranno realizzati i necessari interventi di adeguamento presso lo stesso impianto.

Nuovo elettrodotto 150 kV "Taloro – Goni"

Lavori programmati



Sezione 2

Stato avanzamento piani precedenti

1 Introduzione

La presente sezione fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo proposti nei Piani di Sviluppo 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 descrivono sono descritte tutte le attività previste nei precedenti Piani completate nel corso del 2010, nonché le altre attività avviate da Terna;
- nel capitolo 3 vengono ripercorsi i principali interventi proposti nei precedenti Piani di Sviluppo e classificati in base ai benefici prevalenti ad essi associati;
- nel capitolo 4 sono riportate in dettaglio le 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 2010

Il capitolo è dedicato alla descrizione dello stato di avanzamento delle attività di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), in particolare vengono riportate le attività di sviluppo della RTN completate nel periodo Gennaio – Dicembre 2010, le principali opere in corso di realizzazione, le autorizzazioni alla realizzazione di interventi di sviluppo della rete conseguite nel corso dell'anno e gli iter autorizzativi tuttora in corso, nonché i principali interventi in concertazione; sono altresì indicati gli accordi perfezionati con altri Operatori di settore nel corso dell'anno 2010 che hanno effetto sulla RTN.

2.1 Principali interventi di sviluppo realizzati nel 2010

Il perseguimento degli obiettivi di sviluppo ha portato nel corso del 2010 all'entrata in servizio di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della RTN.

Di seguito sono riportati rispettivamente:

- Tabella 1 – Principali interventi di sviluppo ultimati nel corso del 2010
- Tabella 2 – Principali interventi ultimati per le connessioni nel corso del 2010 (nuove stazioni elettriche)

Tabella 1 – Principali interventi di sviluppo ultimati nel corso del 2010

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Intervento	Data ultimazione lavori RTN
Piemonte	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	Elettrodotto 220 kV Sangone – TO Sud	apr – 2010
Piemonte	Razionalizzazione 132 kV Val d'Ossola Nord	Ricostruzione con conduttori in AA da 585 mq della linea 132 kV Crevola Toce – Domodossola – Calice	set – 2010
Liguria	Elettrodotto 132 kV Cairo – Murialdo	Potenziamento elettrodotto 132 kV Cairo – Murialdo	set – 2010
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV città di Milano	Realizzazione SE 220 kV in SF6 di Porta Volta	feb – 2010
Lombardia	Stazione 380 kV Cagno	Realizzazione nuova sezione 380 kV in SF6 e connessione della merchant line in corrente alternata a 380 kV Cagno – Mendrisio	ago – 2010
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica	Nuovo cavo 132 kV S.Fiorano – Cedegolo Sud	mag – 2010
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina – fase A2	Ampliamento 132 kV SE Stazzona	set – 2010
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina – fase A2	Linee 132 kV Villa di Tirano – Tirano CS e Stazzona – Tirano CS	set – 2010
Trentino Alto Adige	Elettrodotto 132 kV S. Floriano – S. Michele	Ultimato intervento per il superamento della derivazione rigida dell'utente SEPR con connessione in antenna presso l'impianto di S. Michele	ago – 2010
Veneto	Razionalizzazione 220 kV Bussolengo	Adeguamento sezione 132 kV presso la SE 220 kV di Bussolengo	dic – 2010
Veneto	Stazione 220 kV Castegnero	Completata SE 220/132 kV di Castegnero e relativi raccordi	ott – 2010
Veneto	Stazione 220 kV Oderzo	Sostituzione di due dei tre TR nella SE 220 kV di Oderzo	ott – 2010
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara	Nuovo elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S.Barbara	nov – 2010

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Intervento	Data ultimazione lavori RTN
Toscana	Stazione 380 kV di Poggio a Caiano (PO)	Raccordo tra elettrodotti 380 kV Marginone – Poggio a Caiano e Poggio a Caiano – Calenzano al fine di ottenere un collegamento diretto Marginone – Calenzano	ott – 2010
Toscana	Stazione 132 kV Lago	Adeguamento dell'intero impianto ai valori di cortocircuito	mar – 2010
Toscana	Razionalizzazione 132 kV area di Lucca	Completamento ricostruzione elettrodotto 132 kV Diecimo – Lucca Ronco (interventi autorizzati nuovo assetto della rete AT nella provincia di Lucca (Prima fase)	feb – 2010
Toscana	Rete sud Toscana	Ricostruzione dell'elettrodotto 132 kV Galliciano – Fornaci di Barga nell'area a Nord di Lucca	dic – 2010
Lazio/Sardegna	Elettrodotto 500 kV cc Sardegna – Continente (SAPEI)	Realizzazione del secondo polo del SAPEI	dic – 2010
Lazio	Stazione 380 kV di Latina	Adeguamento sezione 150 kV presso la SE 380 kV di Latina	dic – 2010
Campania	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Completata realizzazione della stazione 380/150 kV di Bisaccia e relativi raccordi alla rete 380 kV	dic – 2010
Campania	Stazione 380 kV Garigliano	Installazione di una batteria di condensatori da 54 MVAR nella sez. 150 kV	giu – 2010
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Ricostruzione con potenziamento tratti in cavo elettrodotti 220 kV Napoli Levante – Castelluccia	lug – 2010
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	Realizzazione di 2 stalli 380 kV presso SE 380 kV di Montecorvino e Benevento II	nov – 2010
Puglia	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Puglia	Ricostruzione e potenziamento dell'elettrodotto 150 kV Foggia – Lucera	set – 2010
Puglia	Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle	Adeguamento portata sbarre 380 kV ed ampliamento sez. 380 kV	nov – 2010
Calabria	Stazione 380 kV Laino	Adeguamento ai nuovi valori di cortocircuito della sezione 380 kV	gen – 2010
Calabria	Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabria	Realizzazione stazione 380/150 kV di Maida e raccordi alla linea 380 kV Rizziconi – Magisano	ott – 2010
Sicilia	Stazione 150 kV Caltanissetta (CL)	Installazione nuova batteria di condensatori da 54 MVAR	dic – 2010
Sardegna	Elettrodotto 380 kV Ittiri – Codrongianos	Realizzazione nuovo elettrodotto a 380 kV e nuova stazione di Ittiri ubicata in prossimità della linea esistente Fiumesanto – Selargius per la realizzazione dell'entra – esce	dic – 2010

Tabella 2 – Principali interventi ultimati per le connessioni nel corso del 2010 (nuove stazioni elettriche)

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Intervento	Data ultimazione lavori RTN
Valle d'Aosta	Stazione 132 kV Fenis ¹	Nuova stazione 132 kV di smistamento della RTN in entra – esce alla linea a 132 kV Ponte Pietra – Chatillon con derivazione Nus funzionale alla connessione del produttore HYDRO ELECTRIQUE LA CLAVALITE' S.r.l.	mag – 2010
Lombardia	Stazione 380 kV Turano	Nuova SE 380 kV in entra – esce alla linea 380 kV San Rocco – Tavazzano funzionale alla connessione della nuova centrale da 800 MVA di Sorgenia S.p.A.	gen – 2010
Veneto	Stazione 132 kV S.Bellino ¹	Nuova SE di S.Bellino in entra – esce alla linea 132 kV Este Santa Croce – Ferrara Focomorto funzionale alla connessione del produttore Emmezeta Solar Energy S.r.l.	nov – 2010
Campania	Stazione 150 kV Castelnuovo di Conza	Nuova SE di Castelnuovo di Conza in entra – esce alla linea 150 kV Calabritto – Calitri	feb – 2010
Campania	Stazione 150 kV Scampitella	Nuova SE di Scampitella in entra – esce alla linea 150 kV Lacedonia – Vallesaccarda funzionale alla connessione del produttore FW POWER	giu – 2010
Puglia	Stazione 380 kV S.Severo	Nuova stazione di smistamento 380 kV da collegare in entra – esce alla linea a 380 kV Larino – Foggia funzionale alla connessione del produttore	apr – 2010
Puglia	Stazione 150 kV Cianfurro ¹	Nuova SE di Cianfurro in entra – esce alla linea 150 kV Ascoli Satriano – Pisciole funzionale alla connessione del produttore IVPC Power 5 di Ascoli Satriano	mar – 2010
Sicilia	Stazione 220 kV Sambuca di Sicilia ¹	In antenna 220 kV ad una delle due terne della linea 220 kV Favara – Partanna funzionale alla connessione del produttore Api Holding S.p.A. (SER 1 S.r.l.) Sambuca di Sicilia	mag – 2010
Sicilia	Stazione 150 kV Licodia Eubea ¹	Nuova stazione smistamento 150 kV inserita in entra – esce alla linea 150 kV Caltagirone – Vizzini funzionale alla connessione del produttore Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l.	set – 2010
Sicilia	Stazione 150 kV Castel di Lucio ¹	Nuova stazione di smistamento 150 kV inserita in entra – esce alla linea 150 kV Castelbuono – Troina funzionale alla connessione del produttore Minerva Castel di Lucio S.r.l.	apr – 2010
Sicilia	Stazione 150 kV Villafrati	Nuova SE 150 kV di Villafrati e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Casuzze – Ciminna	dic - 2010

¹ Lavori a cura terzi.

2.2 Interventi di sviluppo in realizzazione

Di seguito sono riportati rispettivamente:

- Tabella 3 – Principali interventi in realizzazione con autorizzazioni conseguite ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2010
- Tabella 4 – Principali interventi in realizzazione con iter autorizzativi conseguiti negli anni precedenti al 2010
- Tabella 5 – Principali interventi in realizzazione autorizzati (a cura terzi) per la connessione relativa a stazioni elettriche di trasformazione (nuove stazioni elettriche ed ampliamenti di trasformazioni esistenti) e nuove stazioni di smistamento

Tabella 3 – Principali interventi in realizzazione con autorizzazioni conseguite ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2010

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Interventi autorizzati L.239/04 ²	Data ottenimento autorizzazione
Piemonte	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	Nuova SE220 kV di Pellerina	09 ago 2010
		Elettrodotti in cavo 220 kV Pellerina – Levanna, Pellerina – Torino Ovest, Pellerina – Martinetto	02 set 2010
		Elettrodotto 220 kV Stura – TO Centro	22 set 2010
Piemonte/Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella	Nuova linea in dt 380 kV tra le stazioni elettriche di Trino (VC) e Lacchiarella (MI)	17 nov 2010
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV città di Milano	Realizzazione del nuovo collegamento 220 kV in cavo Gadio – P.ta Volta	05 ago 2010
Lombardia	Stazione 132 kV Merate	Nuova SE 132 kV di Merate e relativi raccordi aerei in entrata – esce alla linea 132 kV Cernusco – Verderio	26 ott 2010
Veneto	Razionalizzazione 220 kV Bussolengo (VR)	Modifica ingressi con costruzione di nuovi raccordi a 220 e 132 kV alla SE di Bussolengo	13 ott 2010
Friuli Venezia Giulia	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone (GO)	Dismissione dalla RTN della stazione di smistamento a 220 kV di Monfalcone Z.I. e riassetto sezione 220 kV della centrale di Monfalcone. Potenziamento linea 220 kV Monfalcone – Padriciano	12 mag 2010
Toscana	Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA)	Raccordi interrati della CP Fusignano alla linea 132 kV Colunga – Ravenna Canala nei comuni di Fusignano e Lugo nella provincia di Ravenna	13 ott 2010
Abruzzo	Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo	Demolizione della stazione 220 kV di Collepiano e realizzazione sez. 220 kV in SE S. Giacomo 380 kV	12 mag 2010

² L.239/04, "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Interventi autorizzati L.239/04 ²	Data ottenimento autorizzazione
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	Nuova stazione 380/150 kV di Avellino Nord, raccordi aerei s.t. alla linea 380 kV Matera - S.Sofia, cavo d.t. 150 kV Avellino Nord – CP FMA Pratola Serra e collegamento aereo st FMA Pratola Serra – CP di Prata PU	05 ago 2010
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Variante in cavo Casoria – Fratta e Fratta – Secondigliano (limitatamente alla tratta Fratta – Starza Grande)	05 ago 2010
Puglia	Stazioni 380 kV di raccolta impianti da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento	Raccordi a 150 kV s.t. "Ascoli Satriano – Agip Deliceto" alla S/E 380/150 kV di Deliceto	06 dic 2010
Basilicata	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Basilicata	Realizzazione variante in cavo della linea 150 kV Matera – Matera CP	13 ott 2010
Calabria/Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	Elettrodotto 380 kV in doppia terna Sorgente – Rizziconi: tratti aerei Sorgente – Villafranca Tirrena e Scilla – Rizziconi ed opere connesse	07 lug 2010

Tabella 4 – Principali interventi in realizzazione con iter autorizzativi conseguiti negli anni precedenti al 2010

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Interventi in realizzazione
Piemonte	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	Nuovo elettrodotto a 220 kV in cavo interrato SE Grugliasco – Gerbido – Salvemini. Nuove SE di Gerbido e Grugliasco Nuova SE a 220 kV denominata Salvemini nel comune di Torino Elettrodotto 220 kV Sangone – Salvemini Elettrodotto 220 kV Salvemini – TO Ovest (
Piemonte	Interconnessione Italia – Francia	Realizzazione nuova sezione in SF6 SE di Piossasco
Lombardia	Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi	Realizzazione di un nuovo collegamento dt 380 kV lungo la direttrice La Casella – Caorso (PC) e realizzazione di due nuove SE a 380 kV Chignolo Po e Maleo
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara	Realizzazione stazioni di transizione 380 kV aereo – cavo
Toscana	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino	Ricostruzione linea aerea 132 kV S.Giuseppe – Portoferraio
Marche	Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo	Realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 132 kV e installazione III ATR 380/132 kV da 250 MVA attualmente presente in stazione come riserva pronta presso la SE di Candia
Lazio	Riassetto area metropolitana di Roma	Elettrodotti RTN 220 kV st in cavo interrato, in corrente alternata, SE Roma Nord – CP Tiburtina e CP Tiburtina – CP Piazza Dante

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Interventi in realizzazione
Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	Interventi presso la SE di Villanova: - separazione, secondo standard attuali, delle SE 132 e 150 kV ed installazione del III ATR 380/132 kV per incrementare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete; - installazione di 2 nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto delle attuali trasformazioni 220/150 kV; - riduzione dell'attuale sezione 220 kV ad un semplice stallo con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV (esistente) e montante linea per la direttrice a 220 kV Candia – Villanova;
Campania	Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle	Rifinitura ed adeguamento sezione 150 kV
Puglia	Stazioni 380 kV di raccolta impianti da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento ³	Nuova stazione elettrica 380 kV di Deliceto da collegare in entra – esce alla linea 380 kV Candela – Foggia
Puglia	Stazioni 380 kV di raccolta impianti da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento	Nuova stazione elettrica 380 kV di Troia da collegare in entra – esce alla linea 380 kV Foggia – Benevento II, sarà dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV e sarà inoltre collegata alla rete 150 kV
Calabria	Riassetto rete nord Calabria	Realizzazione nuovo stallo 380 kV in SF6 presso la SE 380 kV di Altomonte Realizzazione nuova SE 380 kV di Aliano e relativi raccordi alla linea 380 kV Laino – Matera ed alla rete 150 kV
Calabria	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	Ampliamento della sezione 380 kV e realizzazione n. 2 stalli presso la SE 380 kV di Rizziconi
Calabria/Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	Nuova SE 380 kV di Villafranca Tirrena e nuovo collegamento parte in cavo terrestre e parte in cavo marino tra le SE di Villafranca Tirrena (ME) e Scilla (RC)
Sardegna	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca	Elettrodotto a 150 kV in cavo interrato tra la SE di Cagliari Sud e la SE di Rumianca ed opere connesse
Sardegna	Potenziamento rete AT in Gallura	Realizzazione del potenziamento delle linee 150 kV Codrongianos – Ploaghe, Ploaghe – Tergu, Tergu – Viddalba. Rimozione vincoli sulle linee Codrongianos – Chilivani e Codrongianos – Tula

Tabella 5 – Principali interventi in realizzazione autorizzati (a cura terzi) per la connessione relativa a stazioni elettriche di trasformazione (nuove stazioni elettriche ed ampliamenti di trasformazioni esistenti) e nuove stazioni di smistamento

Regione	Intervento	Descrizione
Piemonte	Stazione 220 kV Torino Nord	Nuova SE 220 kV di Torino Nord e relativi raccordi in entra – esce alla linea 220 kV Leini – Pianezza
Lombardia	Stazione 132 kV Olevano	Nuova SE 132 kV di Olevano e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 132 kV MEDE – CS SIT – Mortara
Trentino Alto Adige	Stazione 132 kV Molini di Tures	Nuova SE 132 kV di Molini di Tures e relativi raccordi aerei in entra – esce alle linee 132 kV Molini di Tures – CP Brunico e Molini di Tures – Brunico ME
Veneto	Stazione 132 kV Canaro	Nuova SE 132 kV di Canaro e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 132 kV Ferrara Focomorto – Este Santa Croce – Derivazione Canaro
Emilia Romagna	Stazione 132 kV Alfonsine	Nuova SE 132 kV di Alfonsine e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 132 kV Voltana – Longastrino

³ Interventi in parte autorizzati a cura terzi.

Regione	Intervento	Descrizione
Emilia Romagna	Stazione 132 kV S.Alberto	Nuova SE 132 kV di S.Alberto e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 132 kV Ravenna Baiona – Porto Garibaldi
Toscana	Stazione 132 kV Lajatico	Nuova SE 132 kV di Lajatico e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 132 kV Terricciola – Saline
Toscana	Stazione 132 kV Carpinaccio	Nuova SE 132 kV di Carpinaccio e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 132 kV Querceto – Barberino der. Firenzuola
Marche	Stazione 132 kV San Lorenzo	Nuova SE 132 kV di Pergola e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 132 kV S. Lorenzo in Campo – Sassoferrato
Lazio	Stazione 380/150 kV Tuscania	Nuova SE 380/150 kV di Tuscania e relativi raccordi in entra – esce all'elettrodotto 380 kV Montalto-Villavalle
Lazio	Stazione 150 kV Aprilia	Nuova SE 150 kV di Campo di carne e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Campo di Carne – Santa Rita, der. AVIR con contestuale rimozione del T rigido
Lazio	Stazione 150 kV Arlena	Nuova SE 150 kV di Arlena e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Canino – S.Savino
Lazio	Stazione 150 kV San Vittore	Nuova SE 150 kV di San Vittore e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Montelungo – Cassino Der. Sud Europa Tissue
Lazio	Stazione 150 kV Canino	Nuova SE 150 kV di Canino e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Canino – S.Savino
Lazio	Stazione 150 kV Osteria nuova	Nuova SE 150 kV di Osteria nuova e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Cesano – Crocicchie
Lazio	Stazione 150 kV Lanuvio	Nuova SE 150 kV di Lanuvio e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Santa Palomba – Velletri
Abruzzo	Stazione 150 kV Collarmele	Nuova SE 150 kV di Collarmele in doppia sbarra, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV Collarmele Sez. – Acea Castel Madama, Collarmele Sez. – Collarmele CP, Collarmele Sez. – Cocullo B. (Terna Nord), Collarmele Sez. – Acea S. Angelo der. Sulmona NI (Terna Sud)
Molise	Stazione 380/150 kV Rotello	Nuova SE 380/150 kV e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 380 kV Larino – Foggia
Molise	Stazione 380/150 kV Larino	Ampliamento SE 380/150 kV di Larino
Molise	Stazione 150 kV S.Martino in Pensilis	Nuova SE 132 kV di S.Martino in Pensilis e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 132 kV Portocannone – S. Severo
Molise	Stazione 150 kV Acquaviva Collecroce	Nuova SE 150 kV di Acquaviva Collecroce e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Roccapivara – Larino
Campania	Stazione 150 kV di Ginestra degli Schiavoni	Nuova SE 150 kV di Ginestra degli Schiavoni e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Celle San Vito – Montefalcone
Campania	Stazione 220/150 kV Montesano sulla Marcellana	Nuova SE 220/150 kV (in classe 380 kV) di Montesano sulla Marcellana e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 220 kV Rotonda – Tusciano
Campania	Stazione 150 kV Castelpagano	Nuova SE 150 kV di Castelpagano e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Cercemaggiore – Colle Sannita
Puglia	Stazione 380 kV Foggia	Ampliamento SE 380/150 kV di Foggia
Puglia	Stazione 380 kV Brindisi Sud	Ampliamento SE 380/150 kV di Brindisi Sud
Puglia	Stazione 380 kV Galatina	Ampliamento SE 380/150 kV di Galatina

Regione	Intervento	Descrizione
Puglia	Stazione 380/150 kV Castellaneta	Nuova SE 380/150 kV di Castellaneta e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 380 kV Matera – Taranto
Puglia	Stazione 380/150 kV Spinazzola	Nuova SE 380/150 kV da inserire in entra – esce alla linea 380 kV Matera – S.Sofia
Calabria	Stazione 220 kV Terranova da Sibari	Nuova SE 220 kV di Terranova da Sibari e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 220 kV Rotonda – Mucone 1°S
Calabria	Stazione 150 kV di Melissa	Nuova SE 150 kV di Melissa e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Cirò Marina – Strongoli
Calabria	Stazione 150 kV Cirò	Nuova SE 150 kV di Carlentini e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Cirò Marina – Cariati
Calabria	Stazione 150 kV Belcastro	Nuova SE 132 kV di Belcastro e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 132 kV Belcastro – Cutro
Calabria	Stazione 150 kV Chiaravalle	Nuova SE 150 kV di Chiaravalle e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea Soverato – Serra S. Bruno e contestuale potenziamento della linea 150 kV Chiaravalle - Soverato
Calabria	Stazione 150 kV GIS Maida	Nuova SE 150 kV isolata in SF6 nei pressi di Maida collegata in doppia antenna alla sezione 150 kV della SE 380/150 kV di Maida.
Sicilia	Stazione 220 kV Cattolica Eraclea ¹	In antenna 220 kV ad una delle due terne della linea 220 kV Favara – Partanna
Sicilia	Stazione 150 kV Marianopoli ¹	Nuova SE da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Caltanissetta – Castronovo
Sicilia	Stazione 150 kV Francavilla	Nuova SE 150 kV di Francavilla e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Castiglione – Castroreale
Sicilia	Stazione 150 kV Mistretta	Nuova SE 150 kV di Mistretta e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Serra Matarocco All. – Troina CP
Sicilia	Stazione 150 kV Carlentini	Nuova SE 150 kV di Carlentini e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Sortino – Vizzini
Sicilia	Stazione 150 kV Racalmuto	Nuova SE 150 kV di Racalmuto e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Canicatti – Racalmuto
Sicilia	Stazione 150 kV Patti	Nuova SE 150 kV di Patti e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Furnari – Ucria
Sicilia	Stazione 150 kV Ucria	Nuova SE da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV Bronte – Ucria
Sardegna	Stazione 150 kV Serramanna	Nuova SE 150 kV di Serramanna e relativi raccordi aerei in entra – esce alla linea 150 kV Villacidro – Villasor

2.3 Interventi di sviluppo in autorizzazione

Relativamente agli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, di seguito sono riportati rispettivamente:

- Tabella 6 – Principali interventi avviati in autorizzazione ai sensi della L. 239/04 presso le autorità preposte nel corso del 2010
- Tabella 7 – Principali interventi in autorizzazione avviati in iter negli anni precedenti al 2010

Tabella 6 – Principali interventi avviati in autorizzazione ai sensi della L. 239/04 presso le autorità preposte nel corso del 2010

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Interventi avviati L.239/04 ⁴	Data presentazione iter
Piemonte	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	Nuova SE a 220 kV di Politecnico Nuovo elettrodotto interrato 220 kV Politecnico – TO Centro	31 mar 2010
		Nuovo elettrodotto interrato 220 kV Martinetto – Levanna Nuovo elettrodotto interrato 220 kV Pianezza – Pellerina	30 set 2010
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Trasformazione in cavo interrato elettrodotti 220 kV Cedegolo – Taio e 132 kV Edolo – Forno e Forno – Cedegolo in provincia di Brescia	14 gen 2010
Lombardia	Razionalizzazione Provincia di Lodi	Varianti elettrodotti a 220 e 132 kV per la razionalizzazione della rete elettrica nei comuni di Tavazzano, Villavesco e Lodi in provincia di Lodi	09 mar 2010
Toscana	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	Nuovo cavo marino 132 kV Portoferraio – Colmata	05 lug 2010
Toscana	Rete metropolitana di Firenze	Raccordi della CP 132 kV di Faentina alla linea Calenzano – Pontassieve der. Varlungo	13 lug 2010
Toscana	Razionalizzazione di Arezzo	Nuova SE 380/220/132 kV di Monte S. Savino e relativi raccordi alla rete AAT e AT	24 feb 2010
Lazio	Riassetto area metropolitana di Roma	Nuova SE 380 kV di Roma Sud – Ovest ed opere connesse (quadrante sud-ovest)	27 lug 2010
Lazio		Nuovo elettrodotto 380 kV Roma N. – Flaminia – Roma O., nuova stazione 380/150 kV Flaminia ed opere connesse (quadrante nord-ovest)	17 nov 2010
Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	Installazione PST nella stazione 380 kV di Villanova e opere connesse	10 apr 2010
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tratto Avellino Nord – Montecorvino	26 apr 2010
Campania	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Nuovo elettrodotto in cavo sottomarino 150 kV SE Capri – Torre Centro	30 apr 2010
		Nuovo elettrodotto in cavo 150 kV Cuma CP – Patria SE	09 giu 2010
Campania	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Raccordi 150 kV alla CP Sorrento	03 ago 2010
Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	Installazione PST nella stazione 380 kV di Foggia e opere connesse	24 mar 2010

⁴ L.239/04, "Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Interventi avviati L.239/04 ⁴	Data presentazione iter
Puglia	Stazioni 380 kV di raccolta impianti da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento	Nuovo elettrodotto a 150 kV dt SE Troia – SE Celle San Vito/Faeto	02 ago 2010
Basilicata	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Basilicata	Elettrodotto 150 kV Matera SE – Acquaviva delle fonti (potenziamento)	13 lug 2010
		Elettrodotto 150 kV Lauria – Padula (Potenziamento tratto)	02 mar 2010
Calabria	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Elettrodotto 150 kV Calusia – Mesoraca (potenziamento)	27 lug 2010
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo	Nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE di Paternò e la nuova SE 380 kV di Priolo e opere connesse	28 ott 2010

Tabella 7 – Principali interventi in autorizzazione avviati in iter negli anni precedenti al 2010

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Principali Interventi in iter	Data presentazione iter
Piemonte	Interconnessione HVDC Italia – Francia	Nuova interconnessione in cavo in corrente continua HVDC denominata Piemonte – Savoia	18 nov 2009
Lombardia	Riassetto rete 220 kV città di Milano	Nuovo elettrodotto in cavo 220 kV Baggio – Ric. Ovest	22 dic 2009
Friuli Venezia Giulia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia	Nuovo elettrodotto 380 kV dt tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia e nuova SE	14 nov 2008
Veneto	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	20 dic 2007
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Nuova SE 380/220/132 kV di Volpago ed opere connesse	22 lug 2008
Veneto	Stazione a 380 kV in provincia di Treviso	Nuova SE di trasformazione in entra – esce alla linea 380 kV Sandrigo – Cordignano con 2 ATR 380/132 kV da 250 MVA. Ammazzettamento linee in dt 132 kV Vellai – der. Quero – Istrana – Scorzè e Vellai – Caerano – Scorzè	22 lug 2008
		Variante elettrodotto a 220 kV Soverzene – Scorzè	02 nov 2004
Emilia Romagna/Toscana	Elettrodotto 380 kV Calenzano – S.Benedetto del Querceto – Colunga	Ricostruzione in classe 380 kV degli elettrodotti 220 kV Casellina – San Benedetto de Querceto e San Benedetto del Querceto – Colunga nel tratto tra le stazioni di Colunga e Calenzano	09 set 2009

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Principali Interventi in iter	Data presentazione iter
Abruzzo	Interconnessione Italia – Balcani	Nuova interconnessione in corrente continua HVDC Italia – Montenegro ed opere accessorie	02 dic 2009
Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	Nuovo elettrodotto 380 kV tra le SE di Gissi e Villanova	28 dic 2009
Campania	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	Ricostruzione con conduttori trinati in AA da 585 mm ² della linea 380 kV Foggia – Benevento II	29 dic 2006
Basilicata	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Basilicata	Potenziamento elettrodotti 150 kV Matera – Grottole, Grottole – Salandra cd Salandra FS e Salandra – San Mauro Forte	24 apr 2009
		Elettrodotto 150 kV Lauria – Padula (potenziamento)	27 mar 2007
Calabria	Riassetto rete nord Calabria	Nuova SE 380/150 kV di Lattarico (CS) e raccordi all'elettrodotto 380 kV Altomonte - Feroletto	17 gen 2008
		Nuovo elettrodotto 380 kV tra la linea esistente Laino – Rossano 1 e l'esistente Stazione Elettrica 380 kV di Altomonte	03 dic 2009
Calabria	Elettrodotto 380 kV Trasversale calabra	Nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE 380 kV di Maida e la SE 380/220/150 kV di Feroletto. Variante all'esistente elettrodotto 380 kV Feroletto – Rizziconi	11 mar 2009
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	Raccordi in cavo interrato 380 kV tra le SE 380 kV di Priolo Gargallo e Melilli ed opere connesse	24 giu 2009

2.4 Principali Interventi di sviluppo in concertazione

Gli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale in concertazione sono riportati di seguito riportati nella Tabella 8 – Principali interventi in concertazione.

Tabella 8 – Principali interventi in concertazione

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Descrizione
Valle d'Aosta	Razionalizzazione 220 e 132 kV Valle d'Aosta	Ricostruzione e potenziamento direttrice 220 kV Avise – Villeneuve – Chatillon
Piemonte	Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria	Realizzazione nuova SE 220 kV in classe 380 kV nell'area di Asti e realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole
Lombardia	Razionalizzazione 380 e 132 kV di Brescia	Realizzazione nuova SE 380 kV nell'area a sud est di Brescia e relativi raccordi

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Descrizione
Trentino Alto Adige	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	Realizzazione entra – esce della linea a 132 kV Ora – der. S. Floriano – Mori stazione 132 kV Trento Sud ed opere connesse
Veneto	Stazione 220 kV di Polpet (BL)	Realizzazione di una sezione 220 kV presso l'attuale SE 132 kV di Polpet, raccordo di tale sezione all'attuale elettrodotto a 220 kV Soverzene – Lienz e riassetto della locale rete a 132 kV
Veneto	Riassetto rete alto Bellunese (BL)	Potenziamento della direttrice tra Polpet (BL) e Pelos (BL) e riassetto della rete di trasmissione dell'area
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Realizzazione di un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN Sandrigo – Cordignano e Venezia Nord – Salgareda
Veneto	Razionalizzazione 220 kV area a Nord Ovest di Padova	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV dell'area a Nord Ovest di Padova con realizzazione di una nuova SE 220 kV da collegare in entra – esce alla linea 220 kV Dugale – Marghera Stazione 1
Emilia Romagna	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	Nuova stazione di trasformazione 380/132 kV in entra – esce alla linea 380 kV La Spezia – Acciaiole e riassetto rete AAT ed AT.
Emilia Romagna	Stazione 380 kV a nord di Bologna	Nuova stazione 380/132 kV a nord di Bologna e riassetto rete AAT ed AT dell'area
Toscana	Razionalizzazione di Arezzo	Razionalizzazione rete AT conseguente alla realizzazione della nuova SE 380/220/132 kV di Monte S.Savino
Marche/Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo	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
Abruzzo/Molise/Puglia	Elettrodotto a 380 kV Foggia – Villanova (PE)	Realizzazione di un secondo elettrodotto a 380 kV tra le esistenti stazioni di Foggia e Gissi (CH), 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)
Puglia/Campania	Stazioni 380 kV di raccolta impianti da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento	Collegamento a 380 kV tra la futura SE di Deliceto (FG) e la nuova SE 380 kV di Bisaccia (AV)
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tratto Avellino Nord – Benevento II e adeguamenti nell'impianto 380 kV di Benevento II

Regione	Opera Piano di Sviluppo	Descrizione
Campania, Basilicata, Calabria	Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza	Realizzazione nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Potenza, da raccordare opportunamente ad un nuovo collegamento a 380 kV tra la costruenda stazione di Aliano e la stazione di Montecorvino
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE Chiaramonte Gulfi e la futura SE 380 kV di Ciminna
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna	Realizzazione nuovo collegamento 380 kV tra le SE di Sorgente e S. Caterina Villarmosa
Sardegna	Elettrodotto 150 kV S.Teresa – Buddusò	Nuovo collegamento 150 kV tra le CP di S. Teresa, Tempio e Buddusò
Sardegna	Elettrodotto 150 kV Selargius - Goni	Realizzazione nuovo elettrodotto a 150 kV tra la SE di Selargius e la CP di Goni.

2.5 Studi completati nel corso del 2010

Studio di un rinforzo di rete in tecnologia HVDC tra le sezioni di mercato SUD e CSUD.

Obiettivo dello studio è stato valutare un possibile intervento in corrente continua (CC) sulla rete di trasmissione dell'Italia meridionale, che migliori la capacità di evacuazione della produzione del polo di Brindisi in particolare, e della Puglia in generale.

Lo studio di fattibilità è si sviluppato in due fasi:

- Screening dei punti d'interconnessione e analisi preliminari considerando in particolare la dismissione di una linea 220 kV esistente e la sua sostituzione con una linea in CC. In questa fase sono state condotte le seguenti analisi attraverso studi di load flow e di cortocircuito:
 - o *analisi statiche* di rete che riguardano load flow e studi del livello di potenza di cortocircuito;
 - o *analisi dinamiche* dei transitori elettromeccanici del sistema;
- Analisi affidabilistiche per determinare la soluzione più flessibile modificando la variabili al contorno.

Alla luce dei risultati delle analisi sono state individuate due soluzioni:

- il collegamento Brindisi – Fano, che massimizza l'incremento di generazione nella zona pugliese, ma è caratterizzato da una notevole distanza tra le due stazioni di conversione (500 – 600 km);
- il collegamento Foggia – Presenzano, che presenta il notevole vantaggio di essere decisamente più breve rispetto al collegamento

Brindisi – Fano (150 – 200 km), ma più critico per quanto riguarda le condizioni N – 1.

L'inserimento nel PdS sarà condizionato dall'evoluzione degli scenari sul lungo termine.

Studio di rinforzi sulla rete italiana per importare grandi flussi di potenza dal Nord Africa.

Il nord Africa è caratterizzato da un potenziale enorme di energia che può essere prodotta attraverso le fonti rinnovabili, soprattutto solare ed eolica, di conseguenza un intenso sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili consentirebbe non solo di soddisfare la richiesta locale, ma anche di esportare la maggior parte dell'energia prodotta verso il nord Europa. In particolare l'energia solare può assumere un ruolo di estrema importanza in considerazione del fatto che il potenziale teorico stimato nel deserto del Sahara è superiore al carico elettrico europeo. In effetti teoricamente, nelle zone più favorevoli del deserto è possibile produrre, con la tecnica di CSP (che concentra potere termico solare), circa 250 GWh/anno per ogni km². L'interesse per il potenziale di energia solare utilizzabile nell'Africa del nord ed anche in Medio Oriente ha avuto un'accelerazione notevole durante gli ultimi anni. Tenendo conto di un orizzonte temporale di lungo termine, possono essere previsti due grandi corridoi energetici transmediterranei: uno attraverso la penisola iberica ed uno attraverso l'Italia. Più specificamente la penisola italiana, essendo situata in una posizione centrale rispetto al bacino mediterraneo, è considerata l'alternativa più favorevole per la ricezione delle ingenti quantità di energia proveniente dall'Africa del nord sia per alimentare il carico interno del paese, sia per la trasmissione verso le regioni del nord Europa. Lo scopo dello studio è stato valutare la zona più favorevole nel sistema italiano per l'iniezione di

grandi quantità di potenza provenienti dal nord Africa ed i conseguenti rinforzi annessi.

2.6 Accordi perfezionati nel corso del 2010

Interconnessione Italia – Montenegro

Il 23 novembre 2010 Terna ha sottoscritto, alla presenza del Ministro dello Sviluppo Economico Paolo Romani, l'accordo definitivo per la partnership strategica con l'operatore di trasmissione locale CrnoGorski Elektroprenosni Sistem AD ("CGES") e lo Stato del Montenegro, in qualità di socio di maggioranza di CGES. Al via lo sviluppo del primo "ponte elettrico" con i Balcani.

L'accordo rappresenta il punto d'arrivo di un percorso di cooperazione industriale e di sistema Paese, e si inserisce nel quadro delle intese intergovernative tra Italia e Montenegro, iniziate il 19 dicembre 2007 con l'accordo siglato dai Ministri Bersani e Gvozdenovic per l'avvio delle attività del Gruppo di Lavoro italo – montenegrino, e consolidate il 6 febbraio 2010, con l'accordo firmato dai Ministri Scajola e Vujovic, che ha sancito l'impegno a livello istituzionale per la realizzazione della nuova interconnessione elettrica sottomarina e l'implementazione della partnership tra gli operatori di trasmissione nazionali.

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 nel Piano 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 Rete⁵, 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 ed 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.

Il 05 agosto 2010, secondo quanto previsto dal contratto di acquisizione firmato lo scorso 22 dicembre 2009 ed a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust, il Gruppo TERNA ha perfezionato con A2A S.p.A. l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Reti Trasmissione Energia Elettrica ASM S.r.l. ("Retrasm").

⁵ 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 di Sviluppo, raggruppati in base alle principali esigenze che li hanno determinati ed 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 rete aree metropolitane;
- Qualità del servizio;
- Interventi per le connessioni.

Per queste categorie i dettagli di ogni opera sono illustrati al capitolo 4 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
- Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (PN);
- Elettrodotto 380 kV "Calenzano – Colunga"
- Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo"
- Elettrodotto 380 kV "Foggia – Villanova"
- Elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II"
- Interconnessione a 150 kV delle isole campane;
- Elettrodotto 380 kV "Sorgente – Rizziconi"
- Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza
- Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud-Rumianca

3.2 Elettrodotto 150 kV S.Teresa-Buddusò 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 verifichino delle maggiori criticità di esercizio tali da non rendere possibile il pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione, anche da fonte rinnovabile non programmabile.

Si riportano i principali interventi di sviluppo finalizzati al superamento di tali problematiche oltre agli interventi di adeguamento della portata di elettrodotti esistenti:

- Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)"
- Elettrodotto 380 kV "Cassano – Chiari"
- Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova
- Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena
- Elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento II"
- Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"
- Elettrodotto 380 kV "Paternò – Priolo"
- Elettrodotto 380 kV "Sorgente – Ciminna"
- Elettrodotto 380 kV "Partanna – Ciminna"
- Elettrodotto 220 kV "Partinico – Fulgatore"
- Stazione 380 kV S. Magenta (MI)
- Stazione 380 kV Mese (SO)
- Stazione 220 kV Polpet (BL)
- Riassetto rete Alto Bellunese
- Stazioni 380 kV di raccolta impianti da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento
- Riassetto rete nord Calabria
- Elettrodotto 380 kV Trasversale 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 scambi 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 (PST) finalizzato al controllo dei flussi di potenza sull'interconnessione 220 kV tra Francia ed Italia. Nell'area Nord Ovest è previsto inoltre il potenziamento della direttrice 220 kV "Avisé – 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 attraverso 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 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 corridoi di interesse comune; la citata legge, infatti, assieme alla successiva legge 41/2010 che ne ha incrementato gli obiettivi di ulteriori 500 MW, 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 2.500 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi Esteri, in particolare con quelli confinanti con il nord dell'Italia.

3.4 Sviluppo rete 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, Firenze, Roma, Napoli e Palermo.

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 2011 è prevista la realizzazione di alcune nuove stazioni di trasformazione AAT tra le quali: Musocco, Padova, Treviso, Sud Milano, Schio, Vicenza Industriale, Bologna, Vaiano, Lucca, Roma Sud Ovest, Forino, S.Caterina Villarmosa, Agrigento e Noto.

Sono anche previsti interventi in numerose stazioni esistenti.

I principali interventi finalizzati al miglioramento della qualità del servizio locale, oltre a quelli già elencati, sono:

- Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia
- Razionalizzazione rete AT area S. Massenza
- Razionalizzazione di Arezzo;
- Elettrodotto 132 kV Elba – Continente;
- Rete area Forlì/Cesena;
- Anello AT Riccione-Rimini
- Riassetto rete tra Teramo e Pescara;
- Razionalizzazione rete AT in Umbria;
- Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano;
- Riassetto rete AT penisola Sorrentina.

Una ulteriore categoria di interventi legati al miglioramento della qualità del servizio è rappresentata dalla rimozione dei vincoli di esercizio e manutenzione su elettrodotti esistenti caratterizzati dalla presenza di:

- vincoli di esercizio sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di carico e produzione, la sicurezza e continuità del servizio, in particolare del servizio in caso di manutenzione anche su un singolo elemento di rete (cfr. Tabella 9);
- elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono presenti una o più derivazioni rigide (cfr. Tabella 10).

In particolare, si evidenzia che alcune azioni di superamento di tali limitazioni sono già incluse in interventi di sviluppo proposti nei precedenti Piani.

Tabella 9 – Aree di intervento per vincoli di esercizio in caso di manutenzione

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
Torino	Valpelline-Chatillon	220	Stazione 380 kV Leinì
	Valpelline-Leynì	220	Stazione 380 kV Leinì
	Chatillon-Montjovet	220	Stazione 380 kV Leinì
	Montjovet-Leynì	220	Stazione 380 kV Leinì
	Rosone AEM-Grugliasco	220	-
	Grugliasco-Sangone	220	Riassetto 220 kV città di Torino
	Trino Nuc.-Balzola	220	-
	Pallanzeno-Magenta	220	Stazione 380 kV Magenta
	Camporosso-Campochiesa	220	Interconnessione Italia-Francia
	Campochiesa-Vado	220	Interconnessione Italia-Francia
Milano	Nave-San Bartolomeo	132	Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia
	Mese-Gravedona-Breccia	132	Stazione 380 kV Mese
	Ardenno-Zogno	132	-
Venezia	Scorze'-Malcontenta	220	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova
	Soverzene-Vellai	220	Elettrodotto 380 kV trasversale in Veneto
	Sandrigo-Cartigliano der. Marostica	132	Allegato Connessioni: Connessione CP Marostica
	Cencenighe-Agordo	132	SE 132 kV Agordo
Firenze	S. Barbara-Montevarchi e Arezzo C.-La Penna	132	Razionalizzazione di Arezzo
	Rubiera-Casalgrande	132	Rete AT area Modena
Roma	Fano-Montelabate	132	Anello AT Riccione-Rimini
	Villanova-Ortona	150	Elettrodotto 150 kV Portocannone-S.Salvo ZI e nuovo smistamento
Napoli	Rossano-Acri	150	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Calabria
	Foggia-Manfredonia	150	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia
	Foggia-S. Giovanni Rot.	150	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
Napoli	Tratta Andria-Spinazzola-Minervino-Lamalunga	150	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia
Cagliari	Area Nord Est compresa tra le linee: Viddalba-Tergu, Codrongianos-Tula, Codrongianos-Chilivani e Taloro-Nuoro 2	150	Elettrodotto 150 kV "SE S.Teresa – Buddusò e Intervento rete AT in Gallura

Tabella 10 – 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	Razionalizzazione Valle d'Aosta
	Chatillon-Ponte Pietra-der. Praoil-der. Nus	132	Razionalizzazione Valle d'Aosta
Milano	"Glorenza – Villa di Tirano – der Premadio"	220	Elettrodotto 220 kV Glorenza – Tirano - der. Premadio
	Direttrice 132 kV "Nave – Travagliato"	132	Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia
	Vobarno-Odolo-Nozza-Romanterra	132	Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia
	Rise Sesto – Lenna All - Brugherio	132	Riassetto rete 132 kV Monza/Brianza
	Cislago – Meda – Mariano	132	Riassetto rete AT area Como
	Biassono – der. Sovico – Desio	132	Elettrodotto 132 kV "Biassono – Desio
	San Rocco – der. Tecnoborgo – Piacenza Est	132	Riassetto rete AT tra Lodi e Piacenza
	San Rocco - der. Siet – Piacenza Ovest		
	"La Casella –der Arena – der. Copiano - Pavia Est"	132	Riassetto rete AT tra La Casella e Castelnuovo
	Toscolano – der. Toscolano – der. Salò – der Roe – UT Leali	132	Nuova SE 132 kV Salò
	IC Tassara – der Cividate - Cividate	132	Nuova SE 132 kV Cividate
Mercallo – der Whirpool – UT Holcim – UT Whirpool	132	Nuova SE 132 kV Ternate	
Venezia	Bussolengo-Marcaria der Air Liquide	220	-
	Cardano-S.Floriano der. Valbruna der Ponte Resia	220	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige
	Vellai - der. Cavilla - der. Vicenza - Cittadella	220	-

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
Venezia	Vicenza-Acc. Beltrame der. Acc. Valbruna	220	-
	Udine N.E – Redipuglia der ABS	220	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia
	Castelfranco CP - der. Cem Rossi - Quero	132	-
	S. Michele – der Sepr. - Floriano d’Egna	132	Elettrodotto 132 kV Mezzocorona – S.Michele(TN)
	“Castelfranco – der. Castelfranco – der. Tombolo – C. Sampiero”	132	Elettrodotto 132 kV Castelfranco – Castelfranco Sud
Roma	der. S.Lucia di Mentana	150	Potenziamento AT tra Terni e Roma
	der. Unicem	150	Potenziamento AT tra Terni e Roma
	der. Leonessa	150	Sviluppi AT tra Villavalle e Popoli
	Acea Lido Nuovo	150	Riassetto Area Metropolitana Roma
	Chiusi – Pietrafitta – der. Vetriere Piegaresi	132	Razionalizzazione Rete AT Umbria
	Sud Europa Tissue	150	Sviluppi Area Cassino
	Monterotondo – Fiano – der. Monterotondo	150	Riassetto Area Metropolitana Roma
	Villavalle-Rieti La Foresta-der. Nuova Rafan	150	Sviluppo di rete sulla direttrice Villavalle-Popoli
	Acquoria-Arci-der. Tralleborg	150	-
	Scoppito-Endesa Cotilia-der. Sigillo	150	Sviluppo di rete sulla direttrice Villavalle-Popoli
	Pofi-Sezze-der. Mazzocchio	150	Smistamento 150 kV Mazzocchio derivazione
	S.Rita-C. di Carne-der.Avir	150	Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano
	Velletri-Campoleone-der.Albano	150	Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano
Napoli	Badolato-Borgia-der. Soverato	150	Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica
	Albi-Catanzaro-der. Magisano CP	150	-
	Feroleto-Gioia T. Ind.-der. Francavilla Angitola	150	-
Palermo	Vittoria – Gela – der. Dirillo	150	Elettrodotto 150 kV Vittoria – Gela – der. Dirillo
	Castel di Lucio – Troina CP – der. Serra Marrocco S.	150	Rimozione derivazione rigida SE 150 kV Castel di Lucio (ME)

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

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’Ile – Piossasco”, in sinergia con le infrastrutture di trasporto.

Presso la stazione di Piossasco 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 – Piossasco” ed i lavori di adeguamento nella 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 che prevedono tra l’altro 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’Ile – Piossasco”. In data 03/11/2010 la Regione Piemonte ha espresso parere favorevole alla realizzazione delle opere nella provincia di Torino tra la SE di Piossasco ed il confine di Stato.

In data 16/11/2010 è stata rilasciata l’intesa dalla Regione Piemonte inerente il progetto di interconnessione in cavo in corrente continua “Grande’Ile – Piossasco”.

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 transitoriamente 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, Ponte Pietra e Praoil nonché il sopraccitato nuovo collegamento;
- la nuova stazione 220/132 kV che sarà connessa in entra – esce all'elettrodotto 220 kV "Valpelline – Leynì";
- un raccordo 220 kV per la connessione della centrale idroelettrica Quart alla futura SE;
- i raccordi 132 kV per la connessione degli attuali impianti IC Fenis (in doppia antenna) e Nus (soluzione del T rigido) alla futura SE 220/132 kV;

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. Successivamente se ne potrà prevedere il collegamento alla linea 220 kV a Nord.

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. Successivamente potranno essere adeguate anche le trasformazioni di Villeneuve e Valpelline.

Stato di avanzamento: L'intervento "Avise – 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 e 132 kV area di Torino

anno: 2012⁶/lungo termine

Disegno: Riassetto rete 220 kV Torino città

Disegno: Riassetto rete 132 kV nord – ovest Torino

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

⁶ Relativamente agli interventi a Sud-Ovest della città ed all'elettrodotto 132 kV Rosone-Bardonetto.

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 entrata – 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 cortocircuito 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.

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, Leynì, 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 132 kV, sfruttando anche le opportunità derivanti dal potenziamento della trasformazione nella stazione di Biella Est e da alcune attività di riassetto che consentiranno di realizzare un assetto di esercizio più flessibile, con due isole di carico meno estese: una alimentata dalle stazioni di Stura, Pianezza e Leynì e l'altra da Chatillon, Rondissone e Biella Est.

Pertanto, anche al fine di migliorare la qualità del servizio della rete AT, l'affidabilità di esercizio e nel contempo ridurre la presenza sul territorio delle infrastrutture di rete, sono previsti i seguenti interventi:

- il raccordo alla CP di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea 132 kV in doppia terna "Rosone – Torino Sud – Ovest";
- a cura ENEL Distribuzione la realizzazione di nuovi stalli di collegamento dell'attuale linea "Rosone – Sud Ovest" alla CP di Balangero (in alternativa si valuterà la realizzazione di uno smistamento 132 kV);
- il potenziamento della linea RTN a 132 kV "Rosone – Bardonecchia", per ridurre gli attuali vincoli sulla rete a 132 kV che limitano la produzione degli impianti idroelettrici IRIDE di Rosone e Telesio in particolari condizioni di esercizio;
- la connessione in entrata – uscita 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 Iride) 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);
- 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.

Successivamente agli interventi sopra descritti, è prevista la dismissione dell’elettrodotto 132 kV “Rosone – TO Sud Ovest” nel tratto compreso fra le stazioni di Balangero e TO Sud Ovest e solo a valle della realizzazione della sezione 220 kV e dell’installazione delle necessarie trasformazioni 220/132 kV presso l’impianto di Salvemini.

È anche previsto l’adeguamento dell’impianto di Rosone ai nuovi valori di cortocircuito nonché l’installazione di un ATR 220/132 kV da 250 MVA in luogo dell’attuale da 50 MVA.

Infine sarà opportuno avviare rapidamente anche le analisi di fattibilità del potenziamento della (futura) linea a 132 kV “Borgaro – Lucento”.

L’intervento nel suo complesso consentirà di ridurre l’impatto ambientale e territoriale degli impianti di trasmissione, anche in relazione alla notevole porzione di territorio liberata dall’elettrodotto 132 kV in doppia terna fra le stazioni di Balangero e TO Sud Ovest. Inoltre, si migliorerà lo sfruttamento dell’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, favorendo il miglioramento dell’efficienza ed economicità del servizio, riducendo le perdite di trasporto sulla rete.

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), elettrodotto 220 kV Pellerina – Levanna, elettrodotto 220 kV TO Ovest – Pellerina, elettrodotto 220 kV Pellerina – Martinetto, elettrodotto 220 kV Stura – ToCentro, elettrodotto 220 kV Pellerina – Politecnico, nuova stazione 220 kV Salvemini (EL – 124), nuova stazione 220 kV di Pellerina e nuova stazione 220 kV Grugliasco.

Sono stati avviati in iter autorizzativo i seguenti interventi: elettrodotto 220 kV Politecnico – TO Centro e la nuova stazione 220 kV Politecnico.

La Regione Piemonte (DGR 19 – 5515 del 19/03/2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per l’intervento “Rosone – Bardonetto”.

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 a 380 kV dell’elettrodotto a 220 kV “Casanova – Vignole”, saranno installate due trasformazioni AAT/AT ciascuna da 250 MVA.

Infatti, 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).

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 superati gli attuali vincoli presenti sull’elettrodotto 380 kV “Vignole – La Spezia”.

Verranno altresì rimossi gli elementi limitanti delle linee AAT afferenti alla stazione di Vignole.

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.

Inoltre, presso la stazione di S.Colombano, saranno installati due nuovi ATR AAT/AT da 250 MVA in luogo delle attuali trasformazioni da 160 MVA

Stato di avanzamento: Le attività di progettazione preliminare sono in corso.

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 Quadriavio 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 Irade – Quadriavio".

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.

Elettrodotti 132 kV Mercallo – Cameri

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, sarà ricostruito l'elettrodotto 132 kV "Mercallo – Cameri" incrementando la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio.

Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella



anno: lungo termine

Disegno: Rete Novara/Biella

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 scroccio di Murazzo

anno: 2013/2014

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 "scroccio" 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 scroccio 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.

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.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella

anno: 2013

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

Riassetto rete Val Sesia

anno: lungo termine

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.

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: Iter autorizzativo concluso per i lavori sull'elettrodotto 132 kV Villanova – Villafranca.

Rete Cuneo/Savona

anno: lungo termine

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 – Carrù – Ceva – Cairo consentendo, a fine lavori, di incrementare anche la qualità del servizio.

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.

Stato di avanzamento: 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.

In data 17 Novembre 2010 è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico il nuovo collegamento 380 kV in d.t. "Trino – Lacchiarella".

Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola

anno: 2011

La razionalizzazione della rete 132 kV nell'area a nord di Pallanzeno e nell'area compresa tra le trasformazioni di Pallanzeno, Biella Est, Novara Sud e Mercallo (attualmente gestita in un'unica isola di carico), riguarda una porzione di RTN composta da collegamenti fortemente impegnati sia dall'energia in importazione dalla Svizzera, sia da una consistente produzione idroelettrica locale.

L'intervento consente di migliorare l'esercizio della rete a 132 kV nel Piemonte Nord – Orientale, permettendo di realizzare due isole di carico meno estese, una tra Pallanzeno e Biella Est, l'altra tra Mercallo e Novara Sud.

Gli interventi previsti sono descritti di seguito:

- ricostruzione delle linee 132 kV "Pallanzeno – Gravellona" 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 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";
- ricostruzione della direttrice a 132 kV "Crevola Toce – Domodossola – Calice";
- 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;
- rimozione delle limitazioni presenti sugli elettrodotti 132 kV che afferiscono alla SE di Pallanzeno, con contestuali interventi per migliorare la sicurezza di esercizio nelle stazioni di Villadossola e di Domo Toce;
- successivamente saranno demoliti gli elettrodotti non più necessari nel nuovo assetto di rete. Devono infatti essere mantenuti in servizio, sino alla piena disponibilità delle 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.

Il complesso degli interventi di razionalizzazione comporta la semplificazione, l'ammodernamento e l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV della Val d'Ossola e permette di ridurre l'impatto degli impianti sul territorio interessato.

Stato di avanzamento: L'iter autorizzativo della razionalizzazione 132 kV della Val D'Ossola Sud si è concluso con Decreto del MiSE in data 21 dicembre 2007 (n.239/EL – 39/44/2007). 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). L'intervento di sviluppo può intendersi concluso ad eccezione di alcune opere minori, tra cui si segnalano i lavori nei pressi di Borgomanero.

Stazione 380 kV Leyni

anno: 2012

Le attività in programma riguardano l'adeguamento degli apparati alle nuove correnti di cortocircuito. 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 Rondissone

anno: lungo termine

È previsto l'adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di cortocircuito.

Stazioni 380 kV Casanova, Vignole e Piossasco

anno: 2015/ lungo termine

Presso gli impianti 380 kV di Casanova, Vignole e Piossasco è in programma l'installazione di nuovi banchi di reattanze, ciascuno da 285 MVar, direttamente sulle sezioni AAT.

Stazione 220 kV Novara Sud

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 Novara Sud.

Stazione 220 kV Ponte (VB)

anno: 2015

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).

Stazione 380 kV La Spezia

anno: 2011

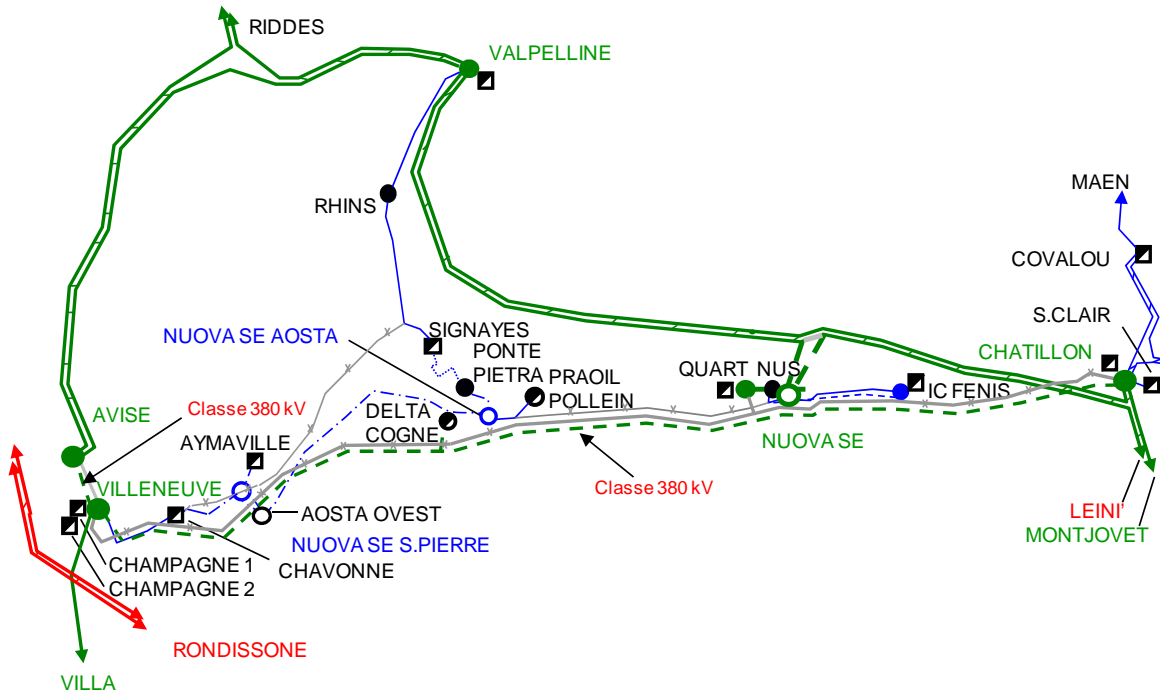
Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio, oltre che la necessaria flessibilità di esercizio anche a fronte di possibili futuri sviluppi della rete AT afferente alla stazione di La Spezia, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione a 132 kV

È previsto anche l'adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di cortocircuito.

Stato di avanzamento: Sono stati completati nel 2008 i lavori sulla sezione 132 kV. L'intervento di sviluppo può intendersi concluso ad eccezione di alcune opere minori in corso al momento della stesura del piano.

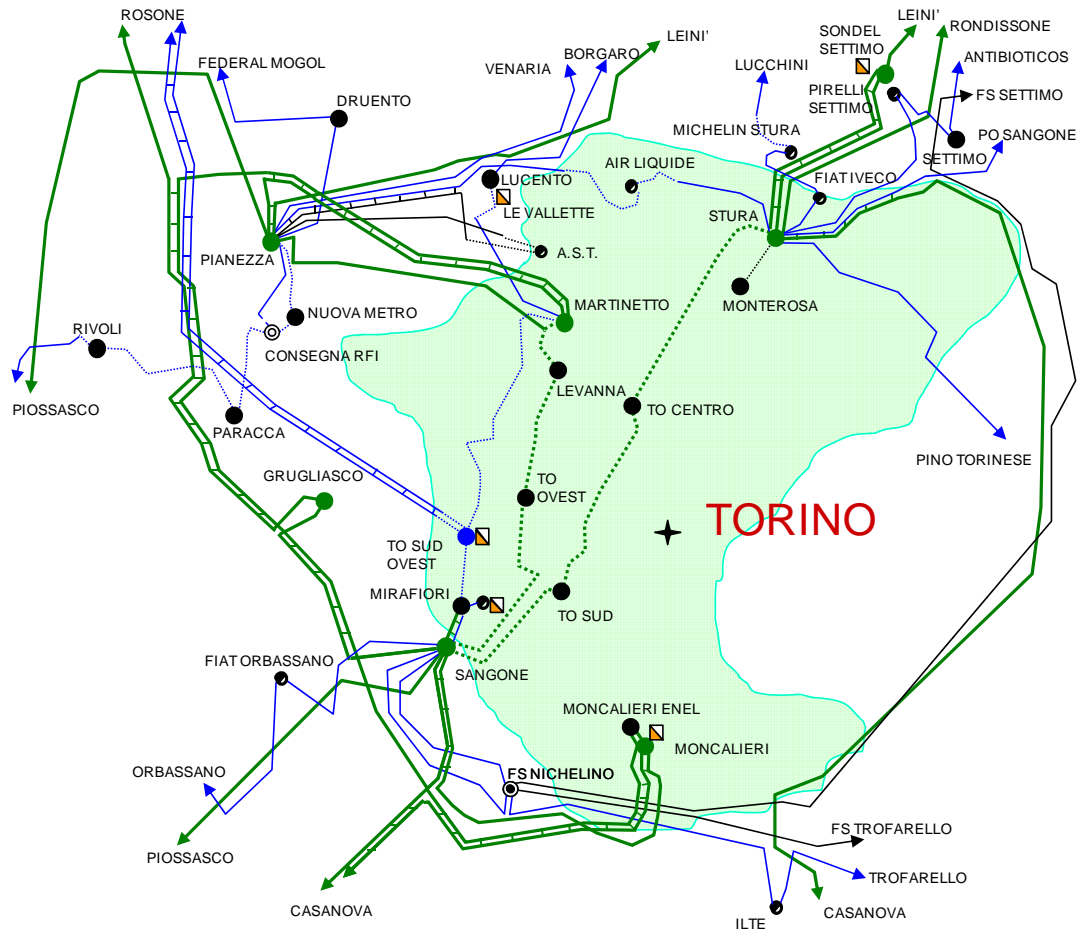
Razionalizzazione Val D'Aosta

Lavori programmati

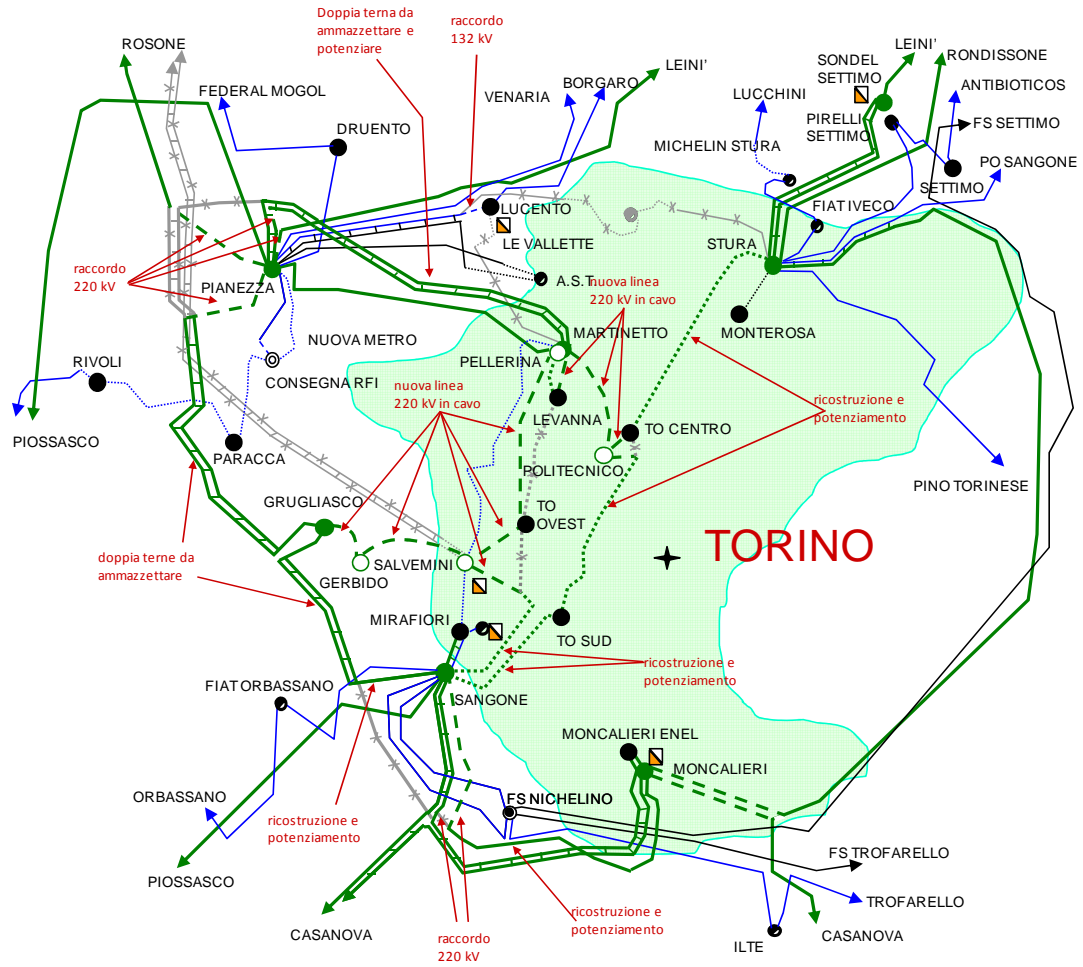


Riassetto rete 220 kV Torino città

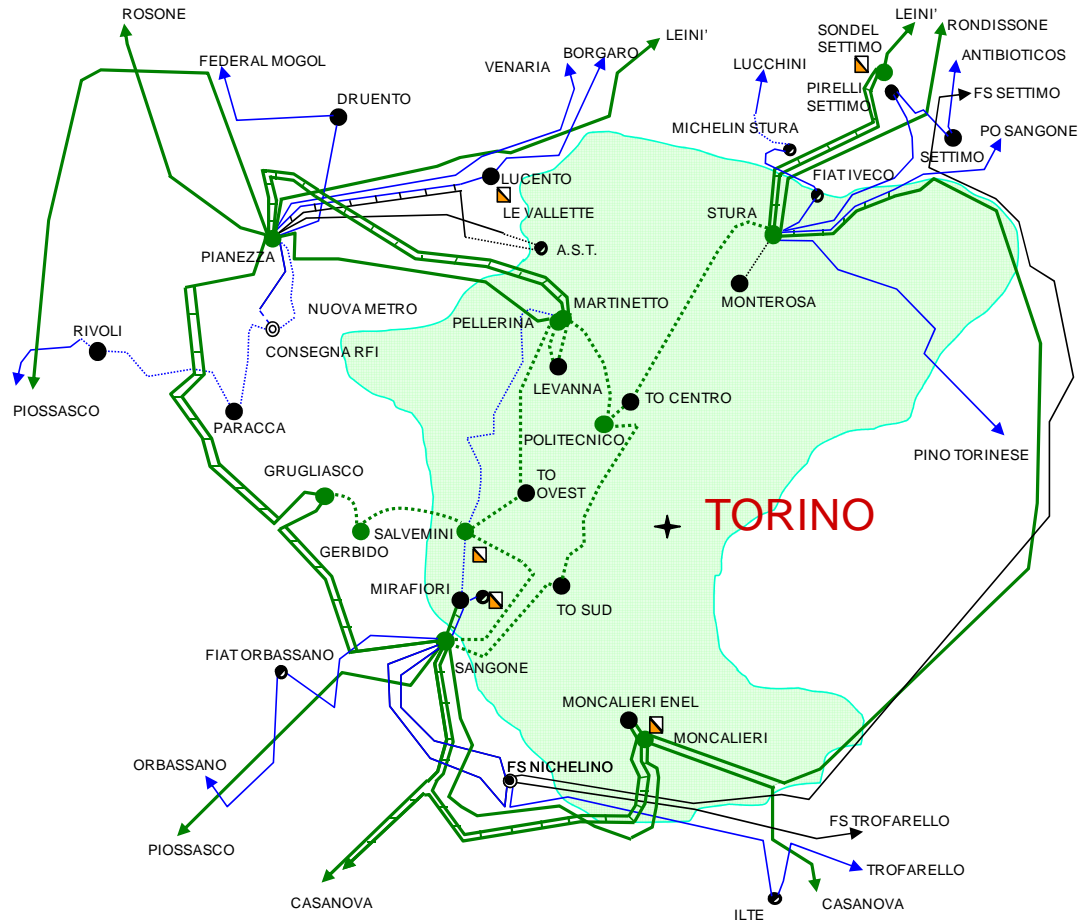
Situazione attuale



Lavori Programmati

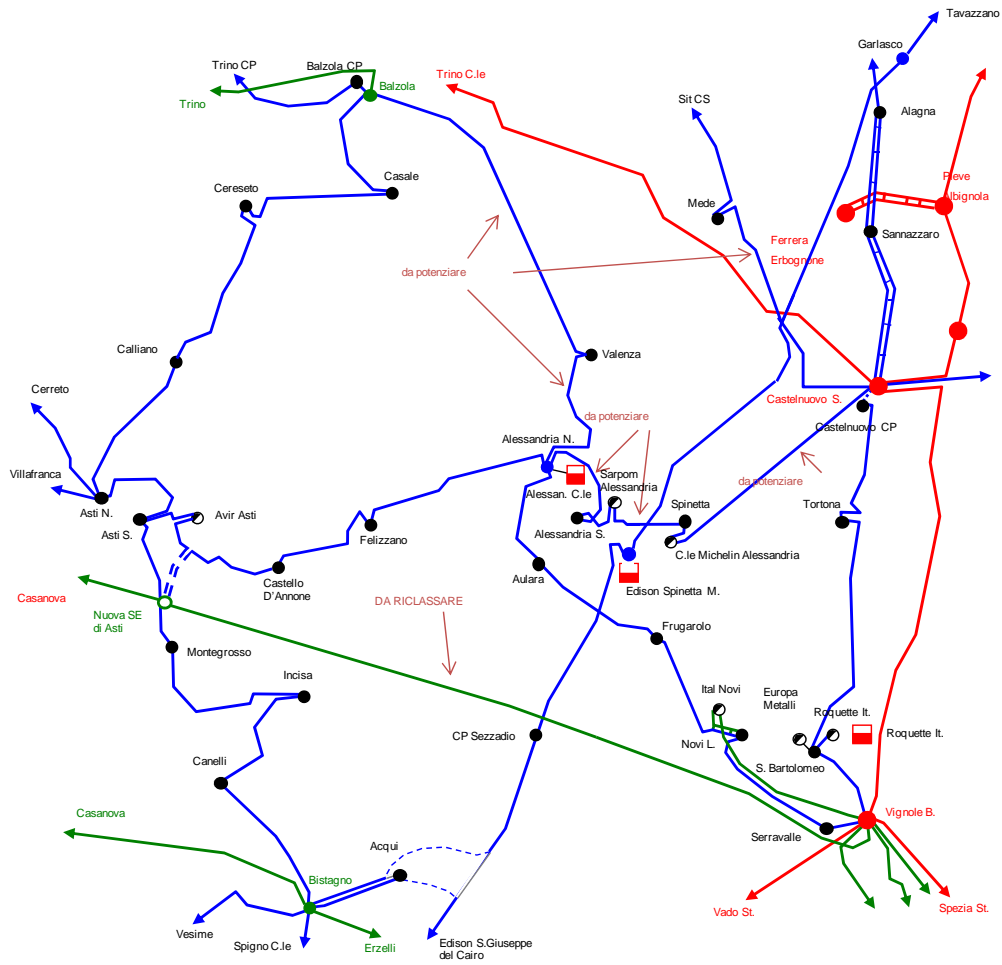


Assetto futuro



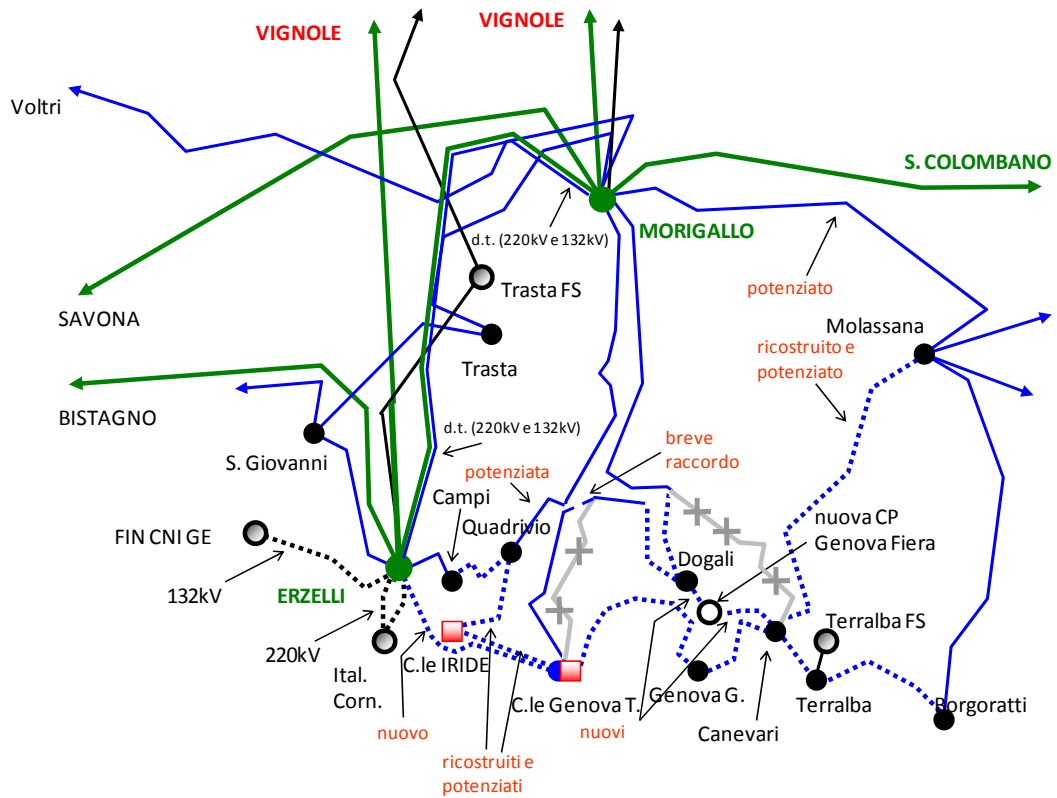
Potenziamento rete di Asti ed Alessandria

Lavori programmati



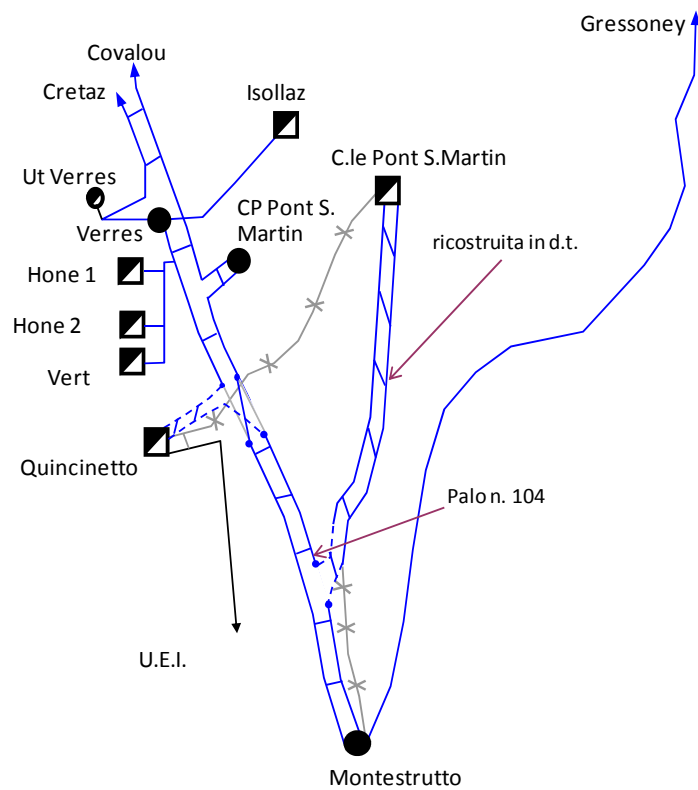
Razionalizzazione 132 kV Genova

Lavori programmati



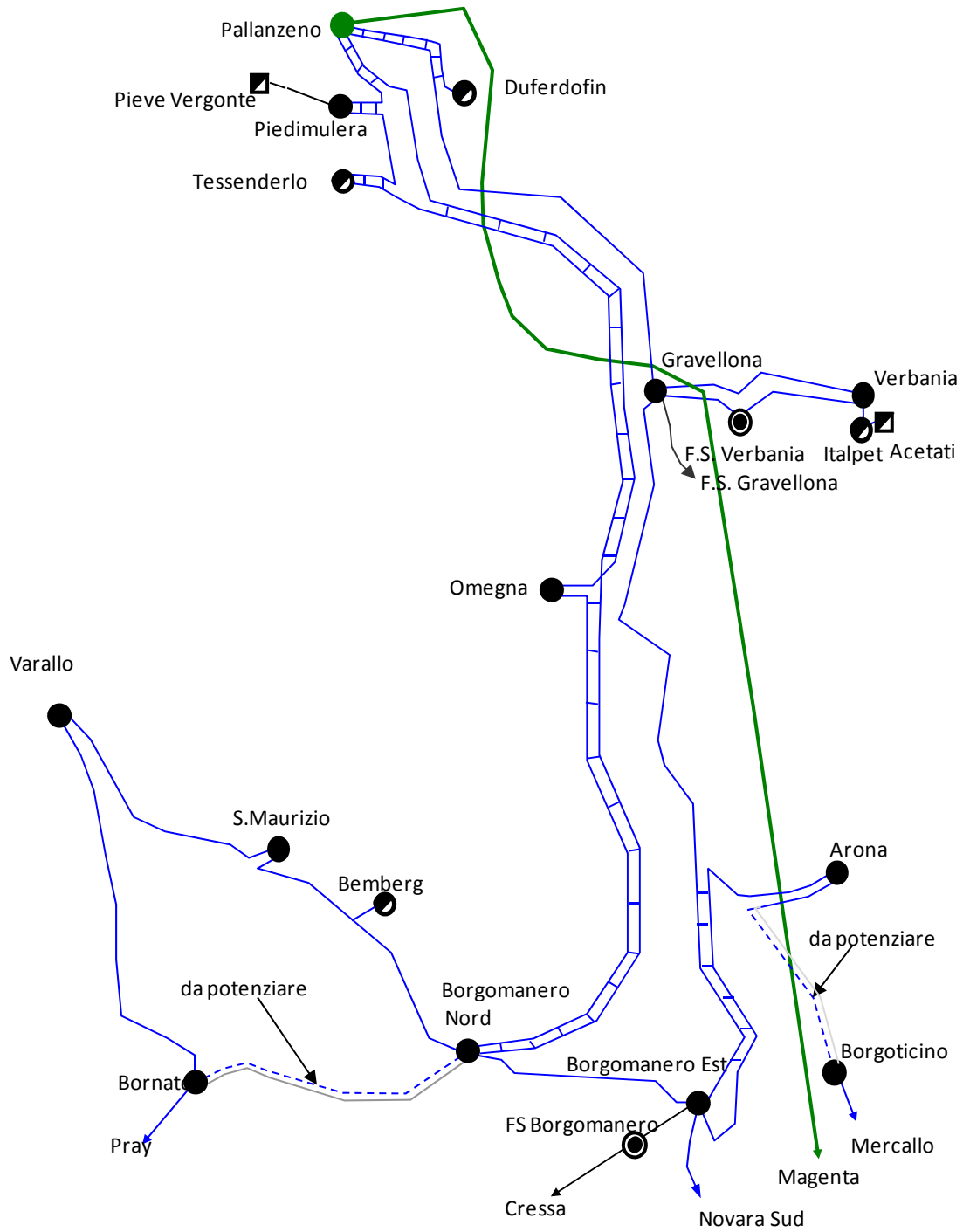
Rete da Covalou a Montestrutto

Lavori programmati



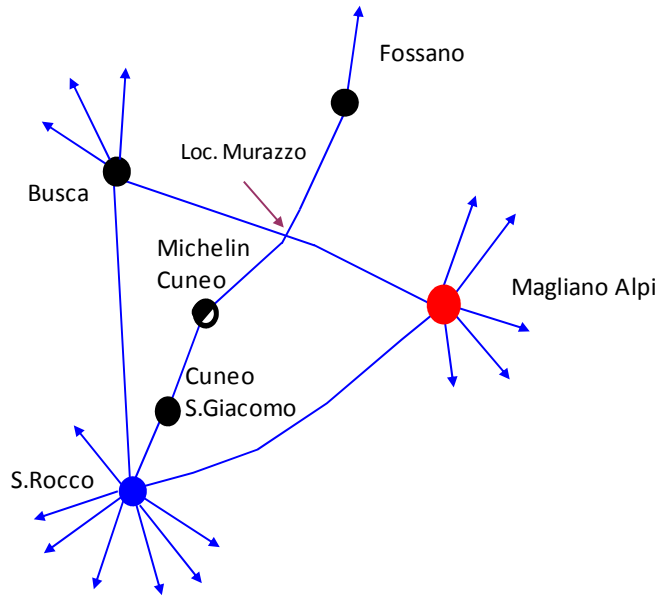
Rete Novara/Biella

Lavori programmati

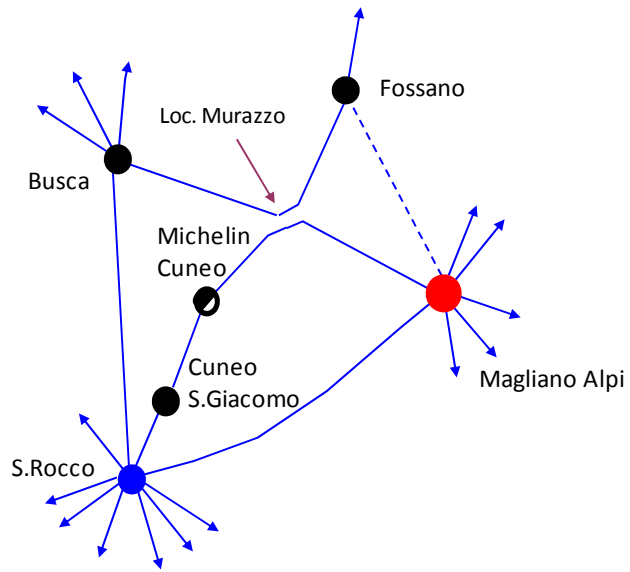


Elettrodotto Magliano – Fossano

Assetto attuale



Assetto futuro



4.2 Area Nord



Interventi previsti

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 realizzato 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.

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 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”.

Stato di avanzamento: 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.

Elettrodotto 132 kV “Arena Po – Copiano”

anno: lungo termine

Al fine di garantire la sicurezza di alimentazione dei carichi locali in ogni condizione di esercizio sarà potenziato l’esistente elettrodotto “Arena Po – Copiano”.

Elettrodotto 132 kV "Bergamo – 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.

Elettrodotto 132 kV Novara Sud – Magenta

anno: 2015

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 insiemi 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 Casalmiocco;
- Demolizione in parte della linea 132 kV "Tavazzano Est – Chiravalle" raccordandola alla nuova SE di Casalmiocco;
- Demolizione SE 220 kV Tavazzano Est;
- Demolizione raccordo 132 kV ex UT Sesecc.

LOTTO 3:

Il terzo pacchetto di interventi prevede interventi su rete RFI e riguarda essenzialmente interramenti di tratti di linee di 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"

Stato di avanzamento: Entro il 2010 sono state avviati in autorizzazione gli interventi relativi al Lotto2.

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 sull'impianto di Flero, per il quale è previsto un riassetto delle linee 132 kV afferenti. Inoltre è prevista 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.

L'attività prevede come primo step la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo "Gadio – Porta Volta" già autorizzato in data 5 agosto 2010. A valle

di tale intervento si provvederà alla realizzazione dei seguenti lavori:

- nuovo elettrodotto a 220 kV "Baggio – Ricevitrice Ovest";
- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Ricevitrice Sud – Porta Venezia";

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 verranno inoltre potenziati i collegamenti in cavo interrato a 220 kV "Ricevitrice Ovest – Gadio", "Gadio – Ricevitrice Nord", "Ricevitrice Sud – Ricevitrice Ovest" e "Porta Volta – Porta Venezia".

Stato di avanzamento: In data 15 Marzo 2010 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha avviato l'iter di autorizzazione per il collegamento "Ric. Ovest – Baggio".

Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia

anno: 2013/2014

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. Inoltre è in corso di valutazione l'eventuale raccordo della futura SE 220/132 kV anche alla linea 220 kV "Nave-Gargnano".

Stato di avanzamento: 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 Camonica 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.

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: lungo termine

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 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 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.).

Stazione 380 kV Cagno (CO)

anno: 2011/2012

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, a valle del completamento nell'agosto 2010 dei lavori di adeguamento della sezione 380 kV, al fine di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete, nonché superare le limitazioni esistenti si realizzerà un riassetto dell'afferente rete 132 kV che porterà alla eliminazione dell'esistente derivazione rigida, realizzando due distinte direttrici: "Induno – Cagno" e "Faloppio – Cagno".

Stato di avanzamento: in data 19 Agosto 2010 è stato completato il rifacimento in SF6 della sezione 380 kV della stazione di 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 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. In data 5 – Agosto – 2010 il MATTM ha autorizzato le varianti agli ingressi degli elettrodotti a 132 kV alla SE 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: 2011

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 cortocircuito 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.

Stazione 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".

In data 3 Novembre 2010 si è raggiunta l'intesa regionale in merito alla ricostruzione e l'esercizio di tratti aerei e in cavo interrato dell'elettrodotto a 132 kV "Peschiera – Vaiano Valle – der. Snam S.Donato Milanese".

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella

anno: 2013

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. In data 5 Agosto 2010 è stata ottenuta l'Intesa con la Regione Lombardia. In data 17 Novembre 2010 è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico il nuovo collegamento 380 kV in d.t. "Trino – Lacchiarella".

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 SE di Chignolo Po e Maleo. In data 13/11/2009 è stata ottenuta l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio, ai sensi della L.239/04, di un nuovo collegamento dt 380 kV lungo la direttrice La Casella – Caorso (PC) e di due nuove SE 380 kV Chignolo Po e Maleo (EL – 108).

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 della stazione 220/132 kV 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.

Razionalizzazione 220 kV Città di Milano

anno: 2012

È prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Gadio – Porta Volta" con valenza prioritaria rispetto ad una serie di interventi previsti per il riassetto della rete urbana a 220 kV della città di Milano. L'attività ricade all'interno del previsto riassetto della rete urbana a 220 kV della città di Milano. 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.

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. In data 5 Agosto 2010 è stato autorizzato il collegamento "Gadio – Porta Volta".

Stazione 380 kV Baggio (MI)

anno: 2012

In considerazione dei valori di correnti di cortocircuito 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: 2014

In considerazione dei valori di correnti di cortocircuito 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.

Contestualmente sarà prevista l'installazione di un banco di reattanze trasversali da 200 MVar direttamente sulle sezioni AAT.

Stazione 380 kV Brugherio (MI)

anno: 2016

In considerazione dei valori di correnti di cortocircuito 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 cortocircuito 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 cortocircuito 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: 2015

In considerazione dei valori di correnti di cortocircuito 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: 2015

In considerazione dei valori di correnti di cortocircuito 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: 2015

In considerazione dei valori di correnti di cortocircuito 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 cortocircuito 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.

Contestualmente sarà prevista l'installazione di un banco di reattanze trasversali da 200 MVar direttamente sulle sezioni AAT.

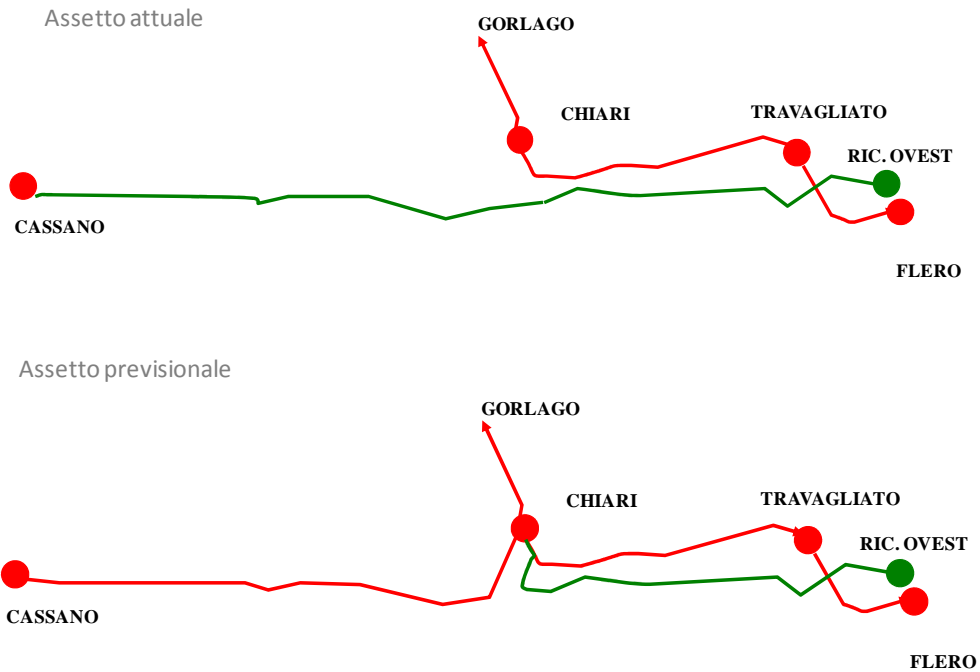
Stazioni 380 kV Bovisio, Turbigo

anno: 2012/2013

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.

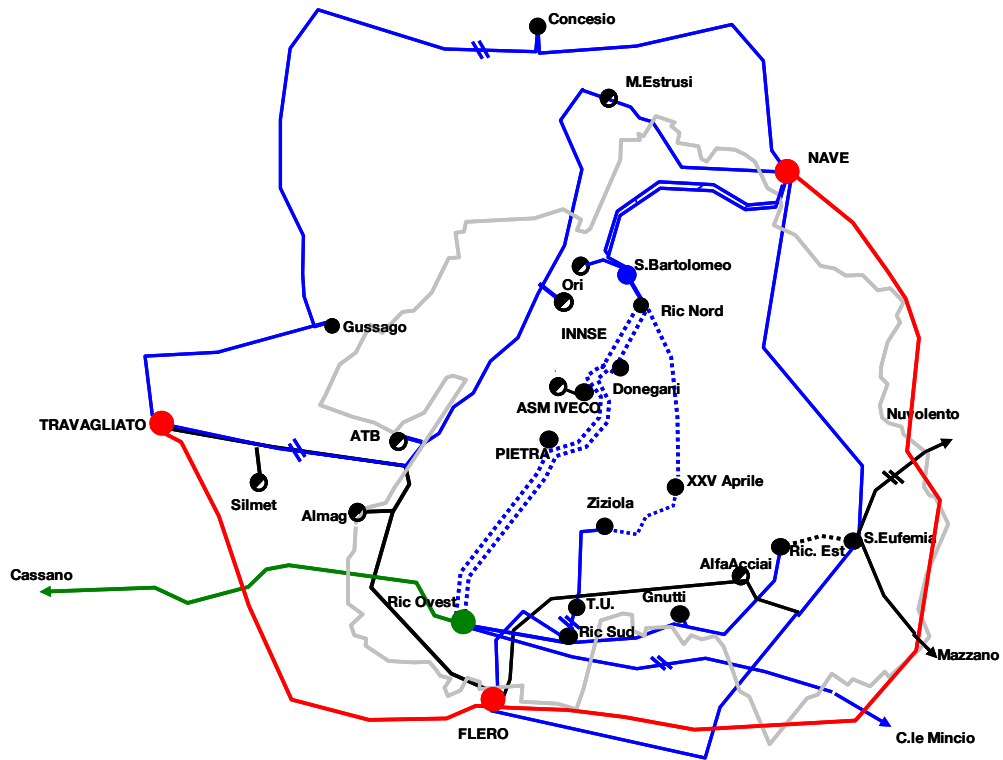
Disegni

Elettrodotto 380 kV "Cassano – Chiari"

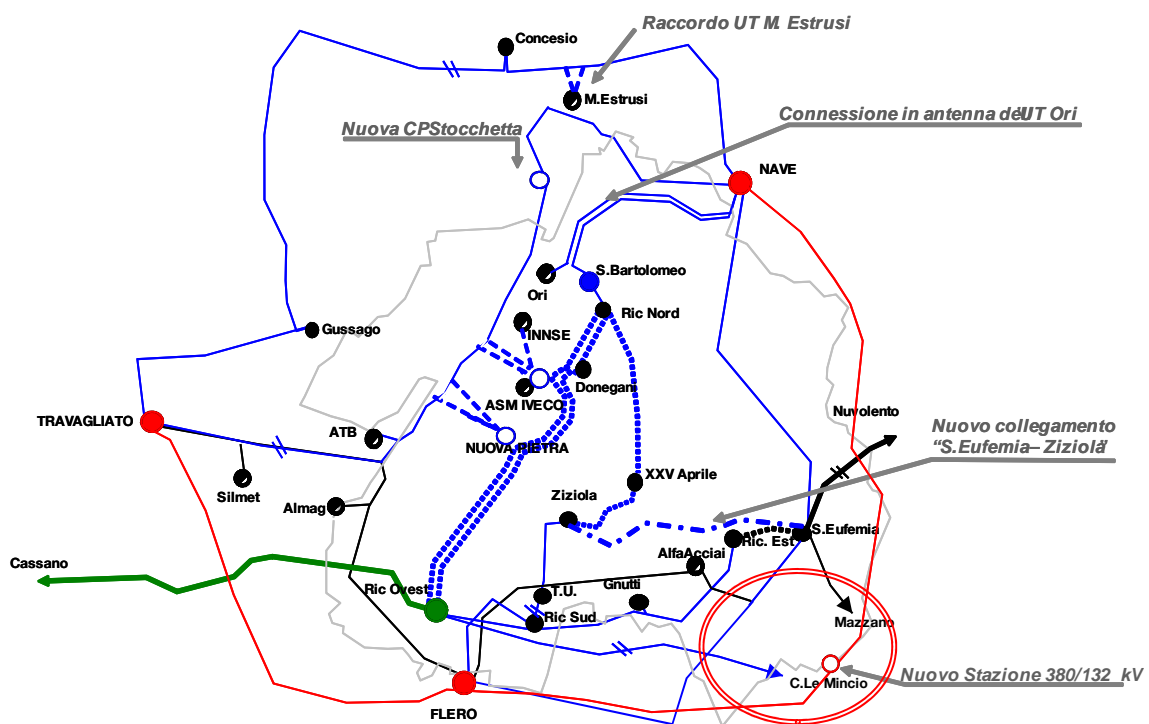


Razionalizzazione rete di Brescia

Assetto iniziale



Lavori programmati

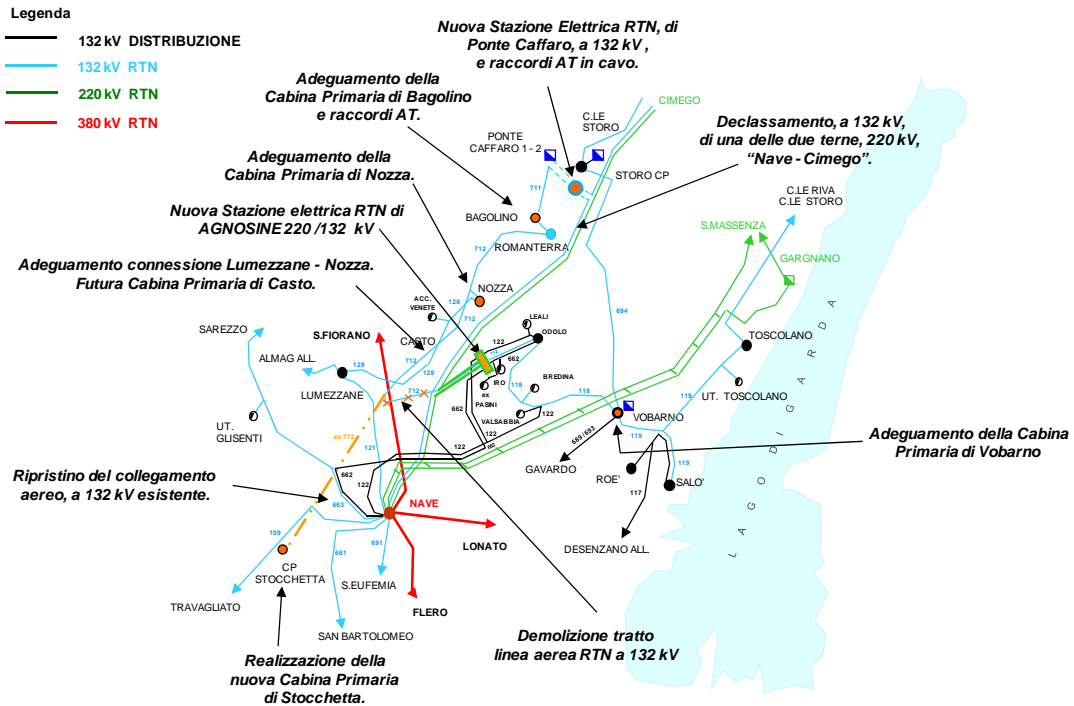


Razionalizzazione 220 kV di Milano

Lavori programmati

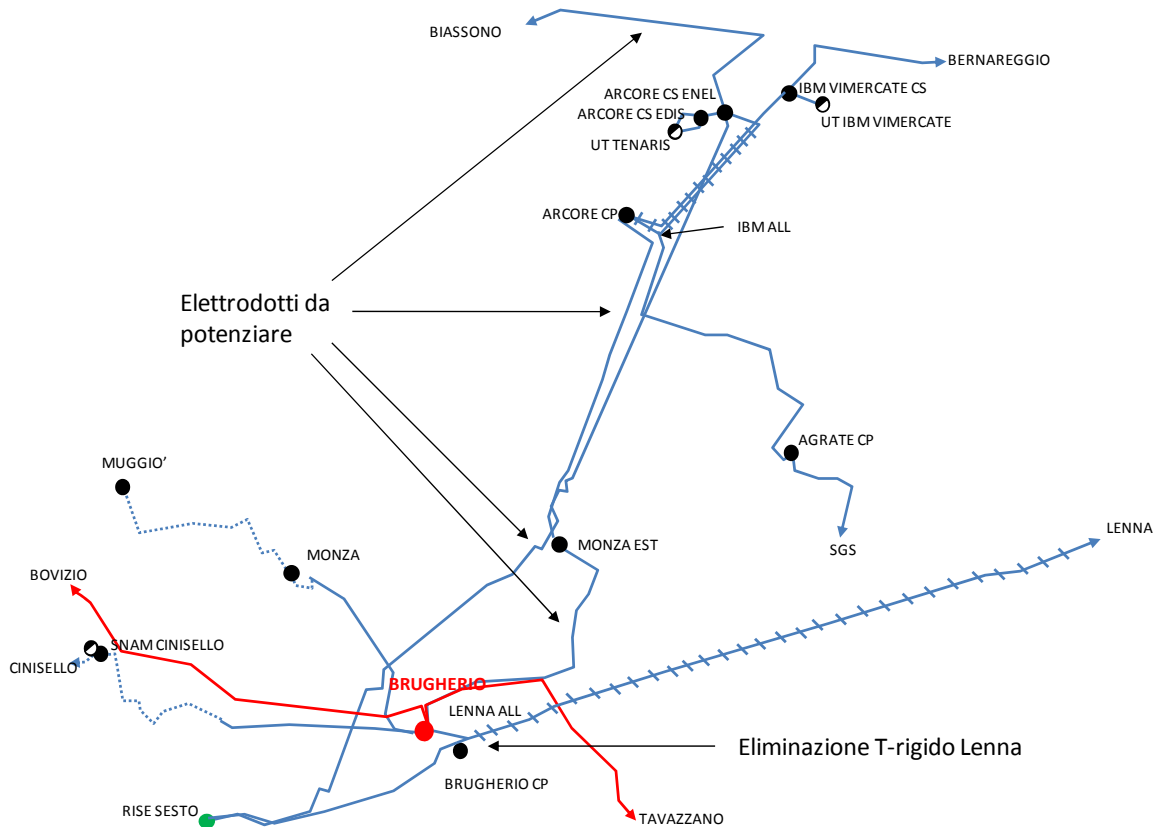
Razionalizzazione Valle Sabbia

Lavori programmati



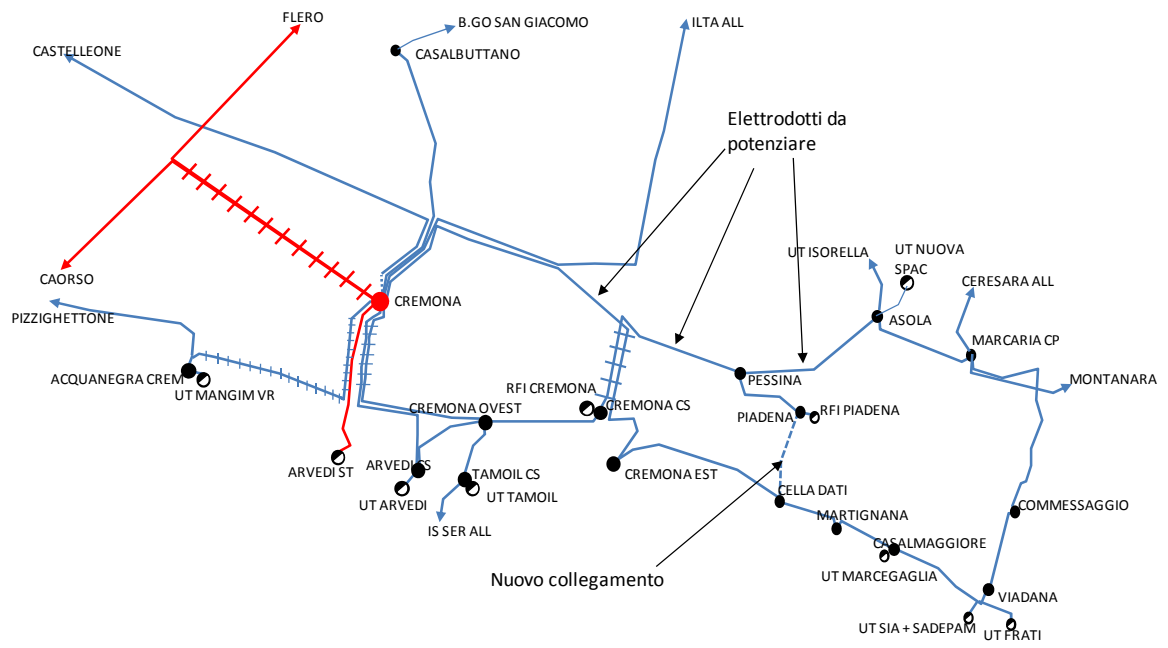
Riassetto rete 132 kV Monza

Lavori programmati



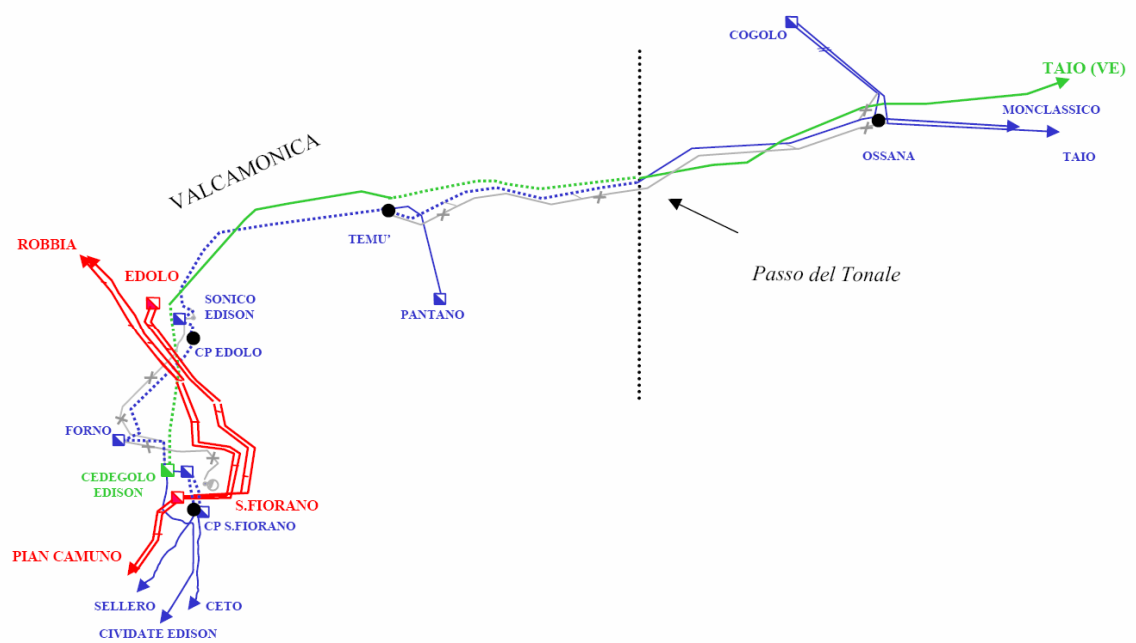
Razionalizzazione 132 kV Cremona

Lavori programmati



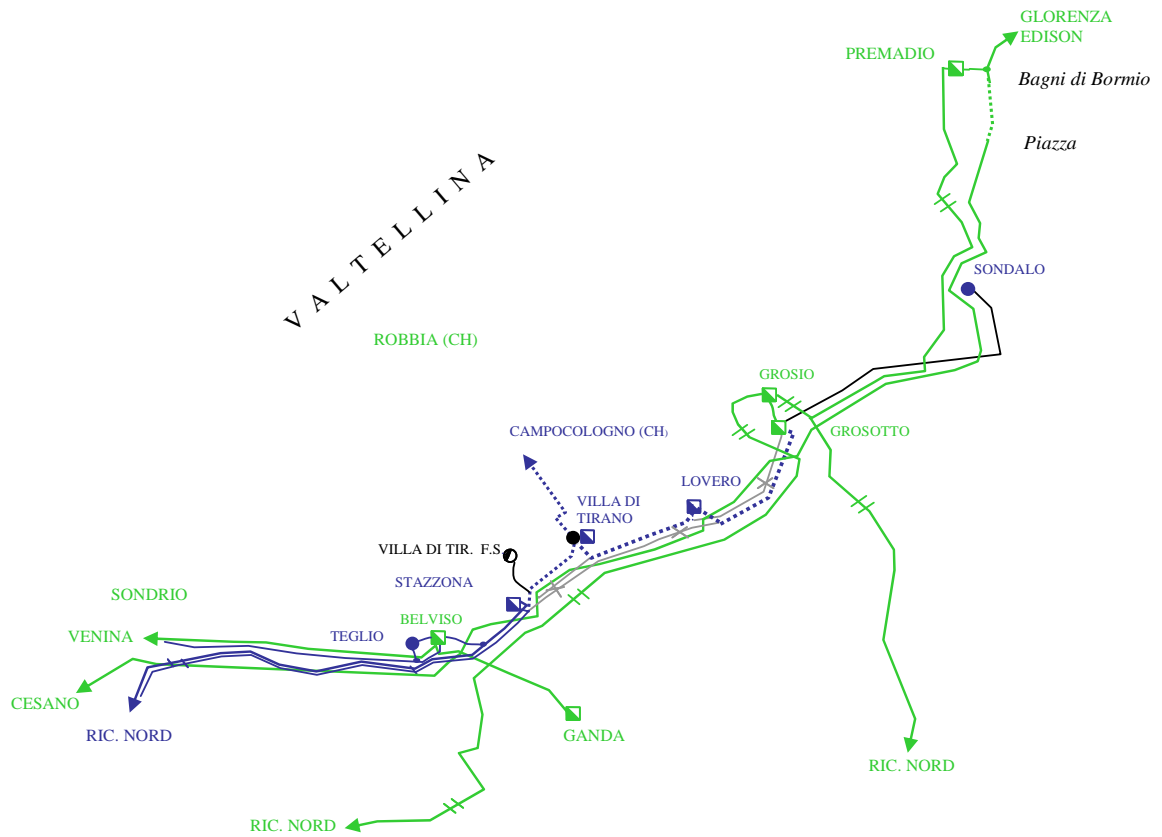
Valcamonica – Fase A1

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: 2015

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: 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: 2013⁷

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

⁷ Data condizionata all'ottenimento delle autorizzazioni entro il 2011.

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: 2013

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 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 “Desedan – Forno di Zoldo”

(BL)



anno: 2014

Il collegamento 132 kV “Desedan – Forno di Zoldo”, che parte dalla 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: 2013

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 entrata-uscita 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 entrata-uscita alla linea 380 kV “Udine Ovest – 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: 2014

Disegno: Razionalizzazione fra Venezia e Padova

Al fine di migliorare l’esercizio in sicurezza della rete veneta, anche in relazione alle 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 prevista 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 20 dicembre 2007 è stato avviato l'iter autorizzativo. 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: 2011

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 è stato effettuato il potenziamento delle trasformazioni ed il 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).

Succeivamente sono previsti ulteriori 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 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”.

In data 13 – Ottobre – 2010 sono stati autorizzati da parte del MiSE i raccordi 132 kV afferenti alla stazione di Bussolengo.

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. Saranno poi 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”.

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 Polpet e Pelos. Parallelamente sarà studiato un riassetto della rete di trasmissione nell’area in esame, riducendo l’impatto delle infrastrutture esistenti sul territorio.

Stato di avanzamento: In data 21 Agosto 2010 è stato firmato il protocollo di intesa con la provincia di Belluno ed i comuni di Longarone, Castellavazzo, Ospitale e Perarolo.

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 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 studiato, in sinergia con il distributore locale AIM, la possibilità di richiudere l’anello 132 kV di alimentazione della città di Vicenza.

Contestualmente sarà potenziato l’attuale collegamento 132 kV Sandrigo – Vicenza VP.

Razionalizzazione rete AT nell’area di S. Massenza (TN)

anno: 2014

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, TERNA 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 ammazettate 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 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.

Stato di avanzamento: *In data 21 Marzo 2009 è stato sottoscritto un protocollo di intesa con i comuni di Soverzene, Ponte delle Alpi, Belluno e la provincia di Belluno.*

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

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” ed opportunamente raccordata alla rete 132 kV locale. È inoltre prevista la richiusura della CP di Villaverla alla rete 132 kV locale.

Stazione 220 kV Somplago (UD)

anno: 2011/2012

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.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

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”. In data 17 settembre 2010 è stato autorizzato il collegamento.

Stazione 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.

Stazione 220 kV Fadalto (TV)

anno: 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 che dalla produzione dei locali impianti idroelettrici, verrà installato in prossimità della stazione un opportuno dispositivo di by – pass.

Stazione 132 kV Agordo (BL)

anno: 2012

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: 2012⁸

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 Vizze – Steinach”, la stazione sarà interessata dai flussi di potenza provenienti dall’Austria essendo direttamente connessa alla CP Prati di Vizze, 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 cortocircuito 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.

⁸ Data condizionata all’ottenimento delle autorizzazioni entro giugno 2011.

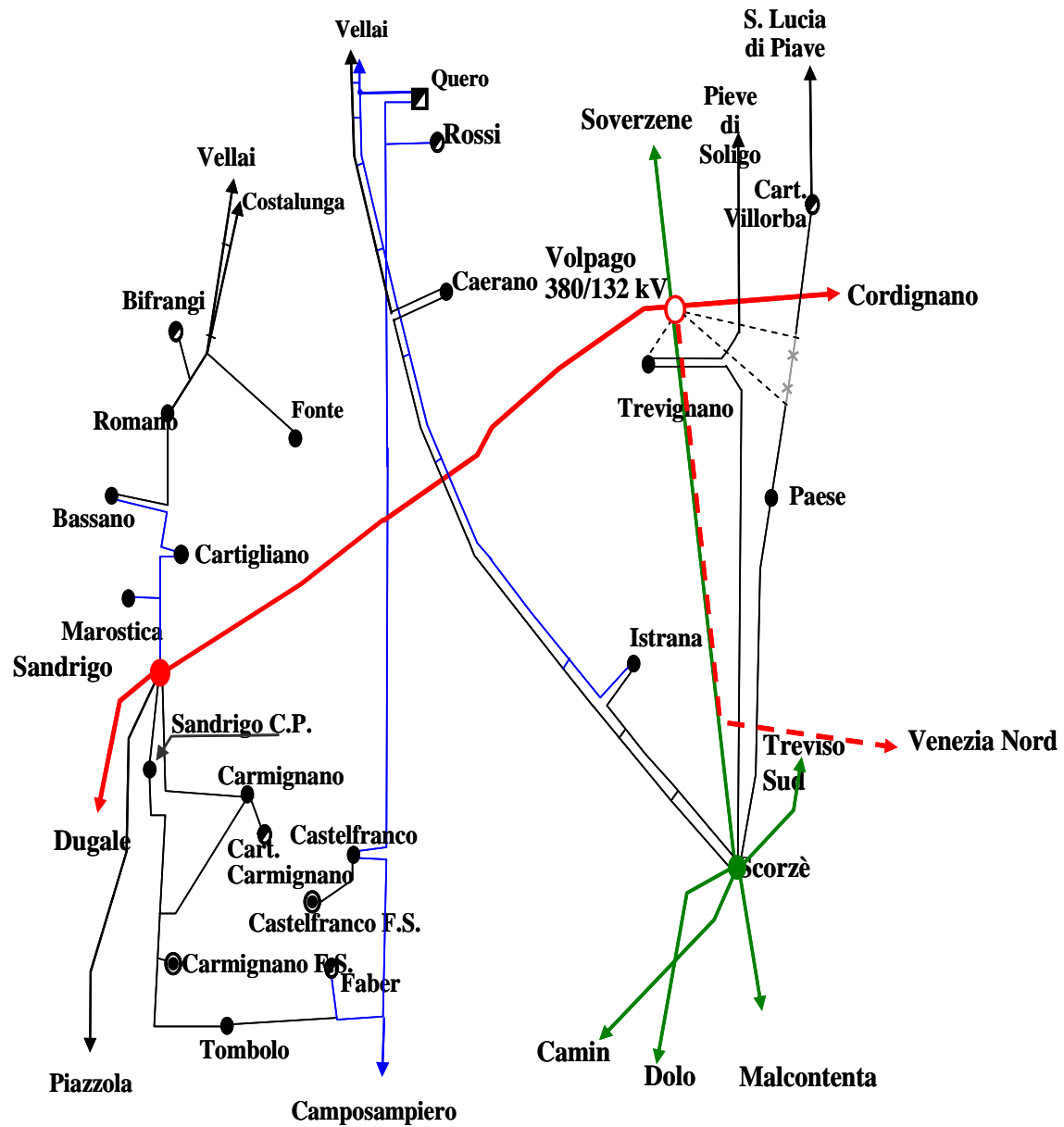
Stazione 132 kV Nove (TV)

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 carico del trevigiano. A seguito delle attività di adeguamento ai valori delle correnti massime di cortocircuito, saranno previste attività per 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.

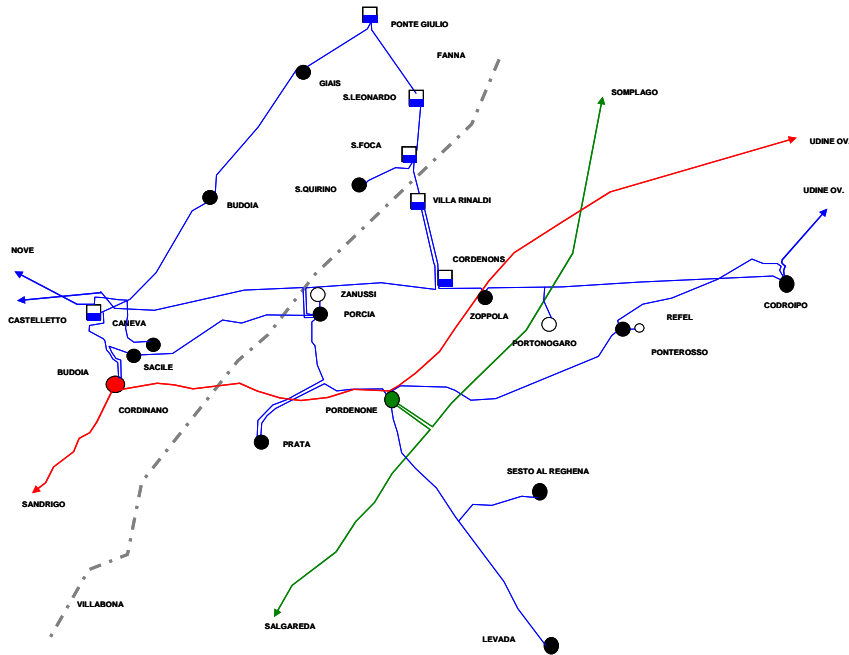
Elettrodotto 380 kV trasversale in Veneto

Lavori programmati

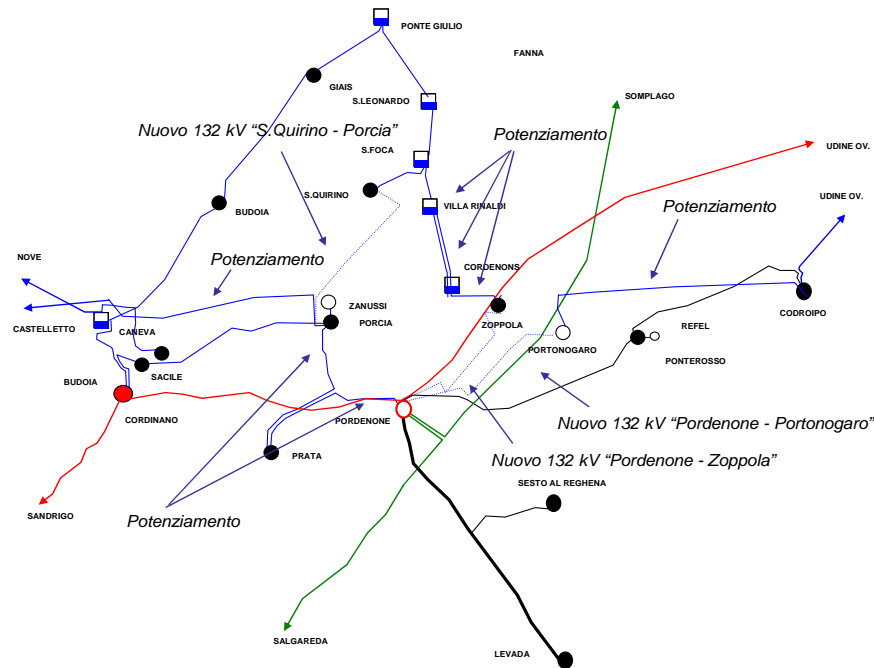


Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (PN)

Assetto attuale

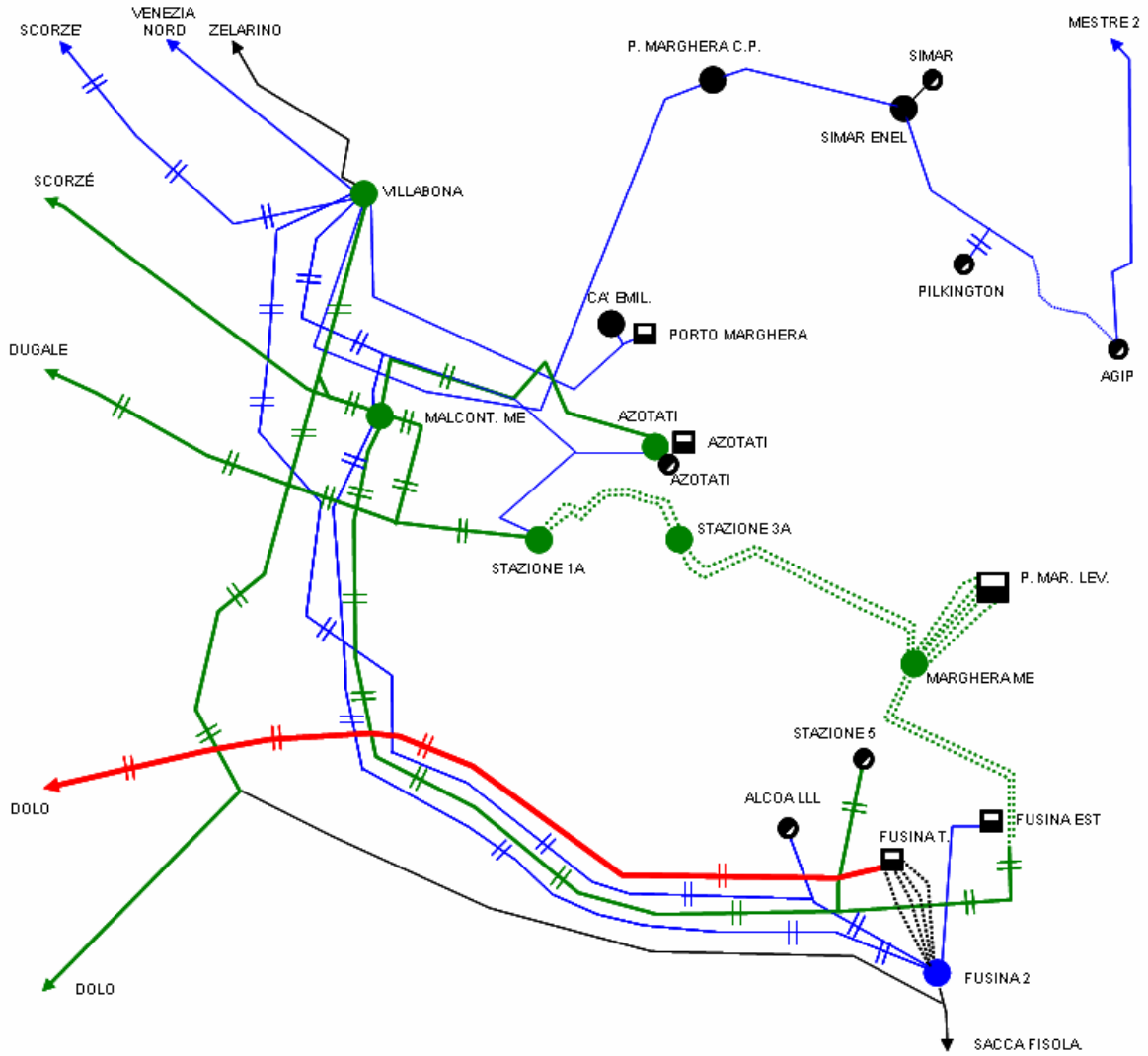


Lavori programmati

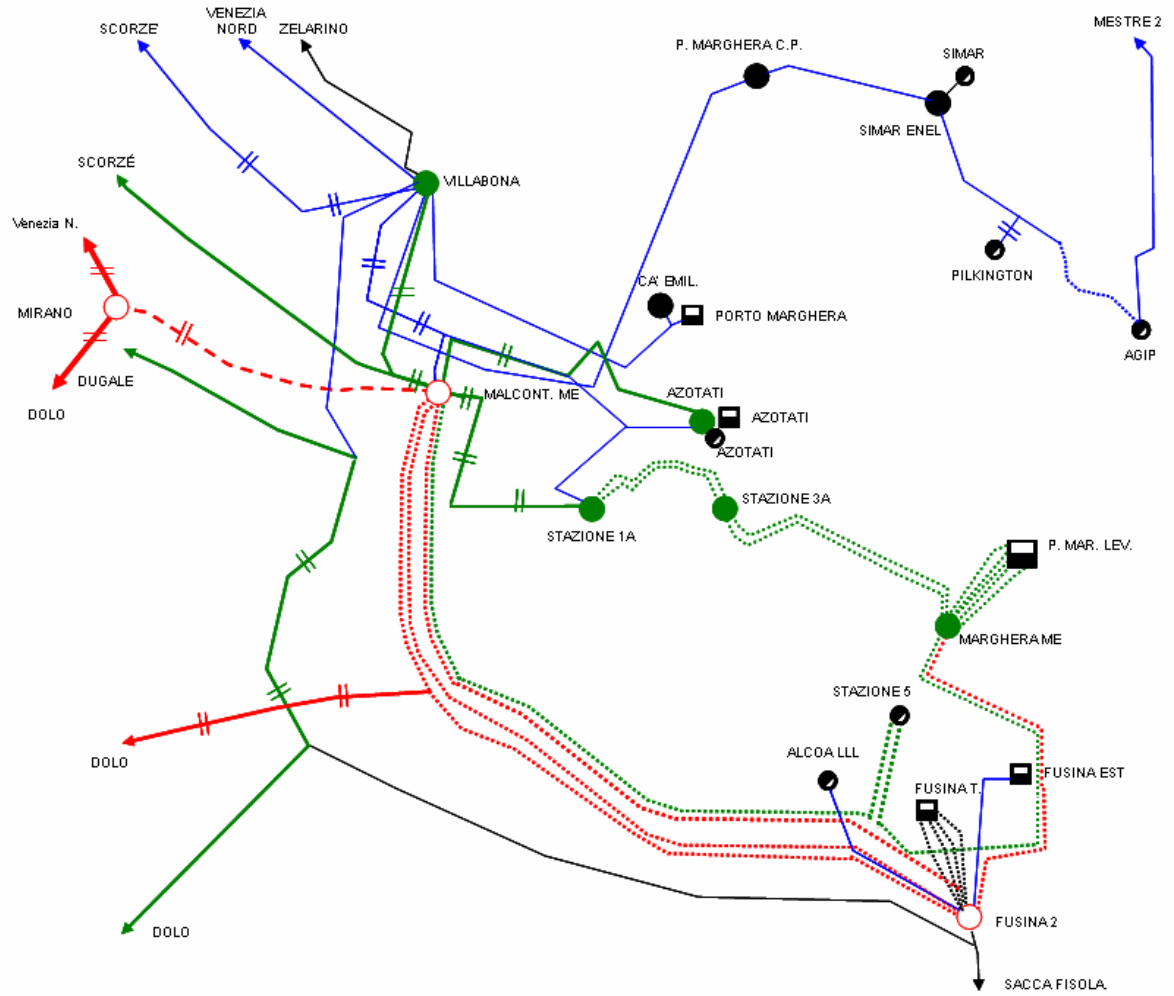


Razionalizzazione fra Venezia e Padova (dettaglio area di Marghera)

Assetto iniziale

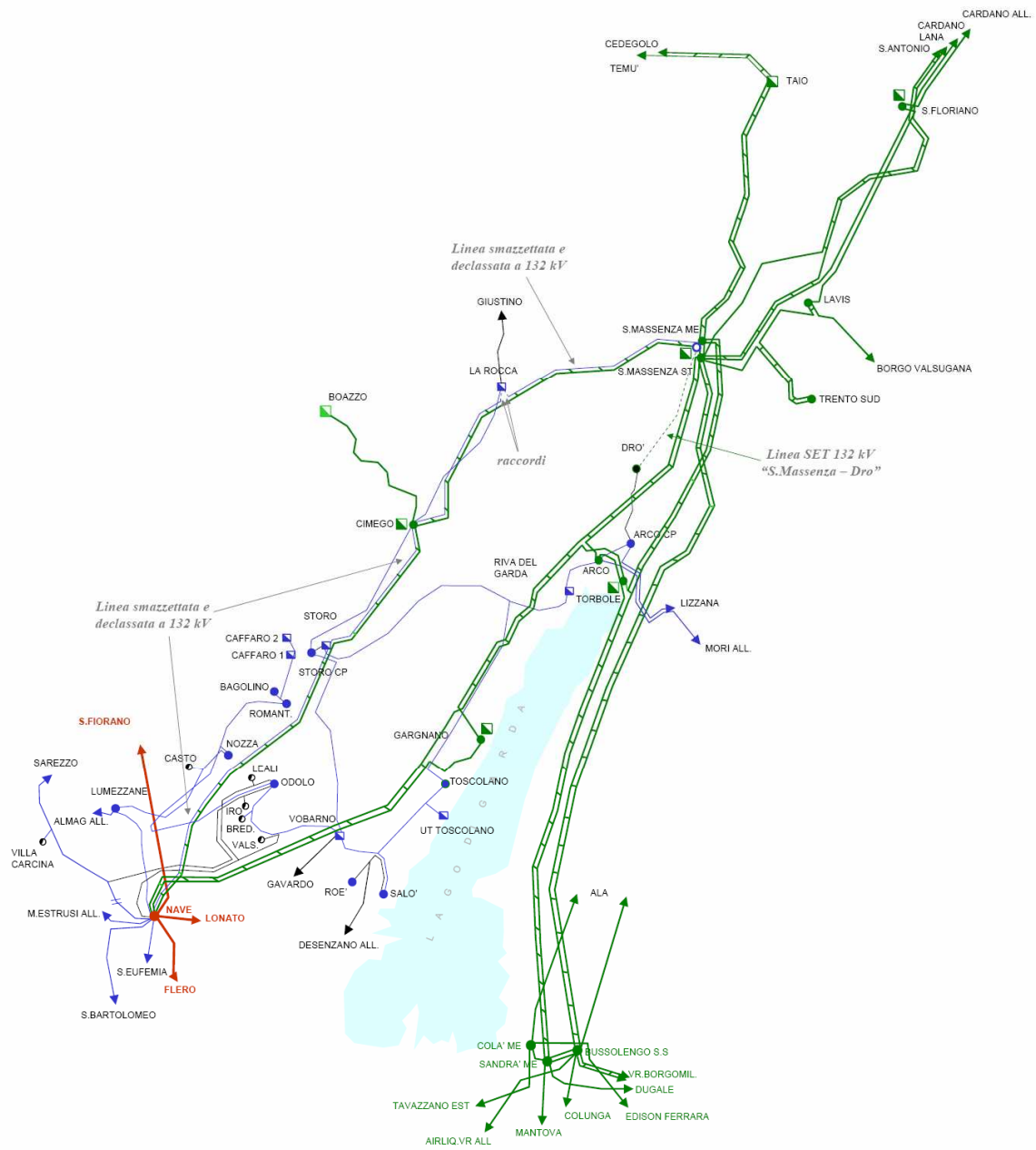


Lavori programmati

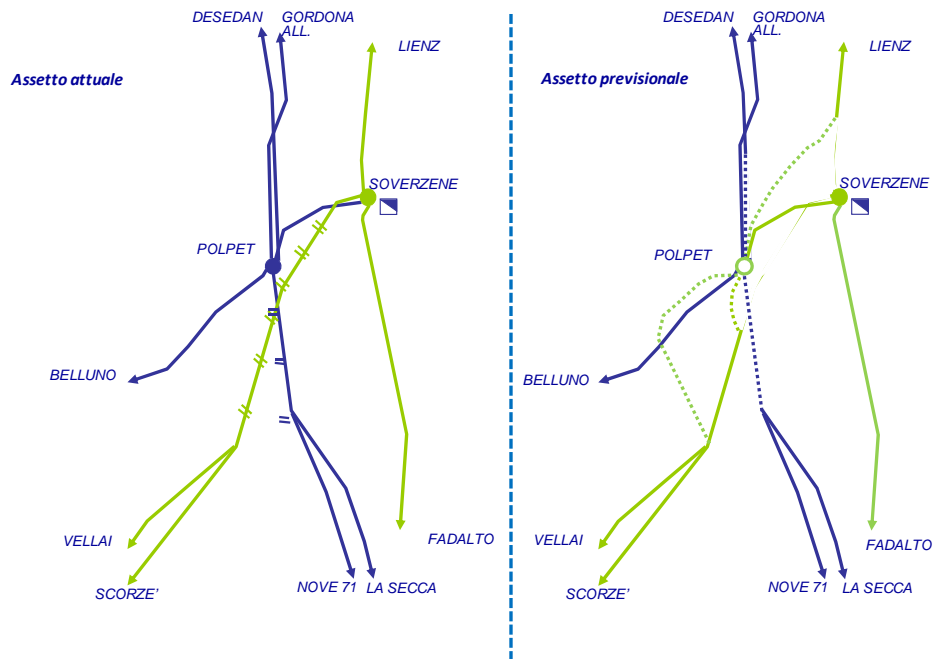


Razionalizzazione rete S. Massenza (TN)

Lavori programmati



Stazione 220 kV Polpet



4.4 Area Centro Nord



Interventi previsti

Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga

anno: 2014⁹

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.

Infatti, al fine di migliorare l'affidabilità della rete AT e superare le criticità legate alla derivazione rigida verso Firenzuola e Roncobilaccio, sarà realizzata una stazione 132 kV smistamento nei pressi della derivazione rigida ottenendo a fine lavori gli elettrodotti 132 kV verso gli impianti di Firenzuola, S.Benedetto del Querceto, Barberino e Roncobilaccio.

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.

Rete metropolitana di Firenze

anno: lungo termine

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 e saranno potenziati al contempo i collegamenti verso Tavarnuzze.

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.

⁹ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2011.

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: In data 13/07/2010 è stato avviato l'iter autorizzativo del tratto afferente a Faentina del collegamento "Faentina – Varlungo".

Razionalizzazione di Arezzo

anno: 2015/lungo termine¹⁰

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 220 kV in doppia terna verso Arezzo C e integrando la connessione della CP M.S.Savino.

Si otterranno così i seguenti collegamenti:

- Elettrodotto 132 kV d.t. "M.S.Savino – Arezzo C";
- Elettrodotto 132 kV doppia terna "M.S.Savino – Foiano" e "M.S.Savino – Torrita di Siena";
- Elettrodotto 132 kV doppia terna "M.S.Savino – Ambra" e "M.S.Savino – CP M.S.Savino – Siena B".

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 132 kV Ambra – Chiusi nonché gli elettrodotti 132 kV "Pian della Speranza – Siena B" e "Pian della Speranza – Siena A".

Stato di avanzamento: In data 24/02/2010 è stato avviato l'iter autorizzativo del primo pacchetto di interventi che prevede la realizzazione della Stazione 380/132 kV M.S.Savino ed i raccordi 380 e 132 kV.

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.

Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca

anno: lungo termine

Disegno: Riassetto rete 380 e 132 kV Area 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

¹⁰ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2011.

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, Acciaiole 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: 2015

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 "Bussoleto – 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.

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 riaccordato 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: in data 16/11/2010 la Provincia di Ferrara e il Comune di Ferrara hanno sottoscritto un accordo di programma per la realizzazione dell'opera di sviluppo in oggetto.

Anello 132 kV Riccione – Rimini

anno: 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: Razionalizzazione 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). Nel corso del 2010 è stato concluso il potenziamento dell'elettrodotto 132 kV "Boretto – S. Ilario".

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 negli ultimi anni.

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.

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 alle CP Rimini N e Bellaria.

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 Talamello, eventualmente ricostruendolo in doppia terna per consentire l'eliminazione del T rigido.

Elettrodotto 132 kV Elba – Continente

anno: 2012/lungo termine

Disegno: 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 132 kV in c.a. (in gran parte in cavo sottomarino) "Piombino C. – 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 CP Colmata (continente) con l'impianto di Portoferraio (Elba) che dovrà essere adeguato al fine di garantire la connessione del cavo e la compensazione del reattivo. 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.

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).

Il 17 luglio 2008 è stato avviato il tavolo tecnico con la Regione Toscana. Nel mese di Luglio 2010 è stato avviato l'iter autorizzativo relativo al nuovo collegamento 132 kV Portoferraio(Elba) – Colmata(Continente).

Elettrodotto 132 kV Borgonovo-Bardi-Borgotaro



anno: 2014¹¹

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).

Elettrodotto 132 kV Grosseto FS – Orbetello FS

anno: da definire

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

¹¹ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2012.

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.

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.

Rete nord – ovest Emilia

anno: 2015 – 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".

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";
- la linea per la CP Cento prevedendo successivamente la rimozione delle limitazioni sul collegamento;
- la SSE Crevalcore RFI mediante un collegamento dedicato.

La nuova stazione consentirà principalmente di ridurre l'impegno delle trasformazioni 380/132 kV delle stazioni di Martignone (BO), Colunga (BO), Ferrara e 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.

Stazione 380 kV Avenza

anno: 2015/lungo termine

Al fine di garantire, nel lungo periodo, la sicurezza di esercizio e la continuità dell'alimentazione della locale rete, saranno realizzati una nuova sezione a

380 kV ed i raccordi a 380 kV tra la stazione stessa e l'elettrodotto a 380 kV "Acciaiolo – La Spezia", ricorrendo eventualmente anche ad un assetto rete simile che preveda una parziale delocalizzazione della trasformazione.

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.

Nuova SE 380 kV Vaiano

anno: 2015

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.

Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA)

anno: 2012¹²

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

¹² Data condizionata dal Piano investimenti del Distributore locale.

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 132 kV “Laguna – Faenza”.

Stato di avanzamento: Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell’autorizzazione. È stato avviato l’iter autorizzativo per la realizzazione dei raccordi alla CP Fusignano.

Rete AT area di Modena

anno: 2012/lungo termine¹³

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.

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 132 kV nel Ravennate (Ravenna ZI)

anno: 2013¹⁴

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: è stato avviato l’iter autorizzativo.

¹³ Data condizionata dal Piano investimenti del Distributore locale.

¹⁴ Data condizionata all’ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2011.

Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S.Barbara

anno: 2011/2012¹⁵

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

¹⁵ La data indicata si riferisce all'entrata in servizio ultime opere di razionalizzazione del 380 kV afferente a Tavarnuzze.

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. Nel 2010 sono stati completati i restanti lavori sugli elettrodotti e sulle stazioni 380 kV ad eccezione delle ultime opere di razionalizzazione del 380 kV afferente a Tavarnuzze.

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 entrata 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 cortocircuito.

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.

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 285 MVar, direttamente sulla sezione AAT.

Razionalizzazione 132 kV area di Lucca

anno: 2011¹⁶

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";

¹⁶ La data si riferisce agli interventi di completamento di varianti di progetto.

- 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.

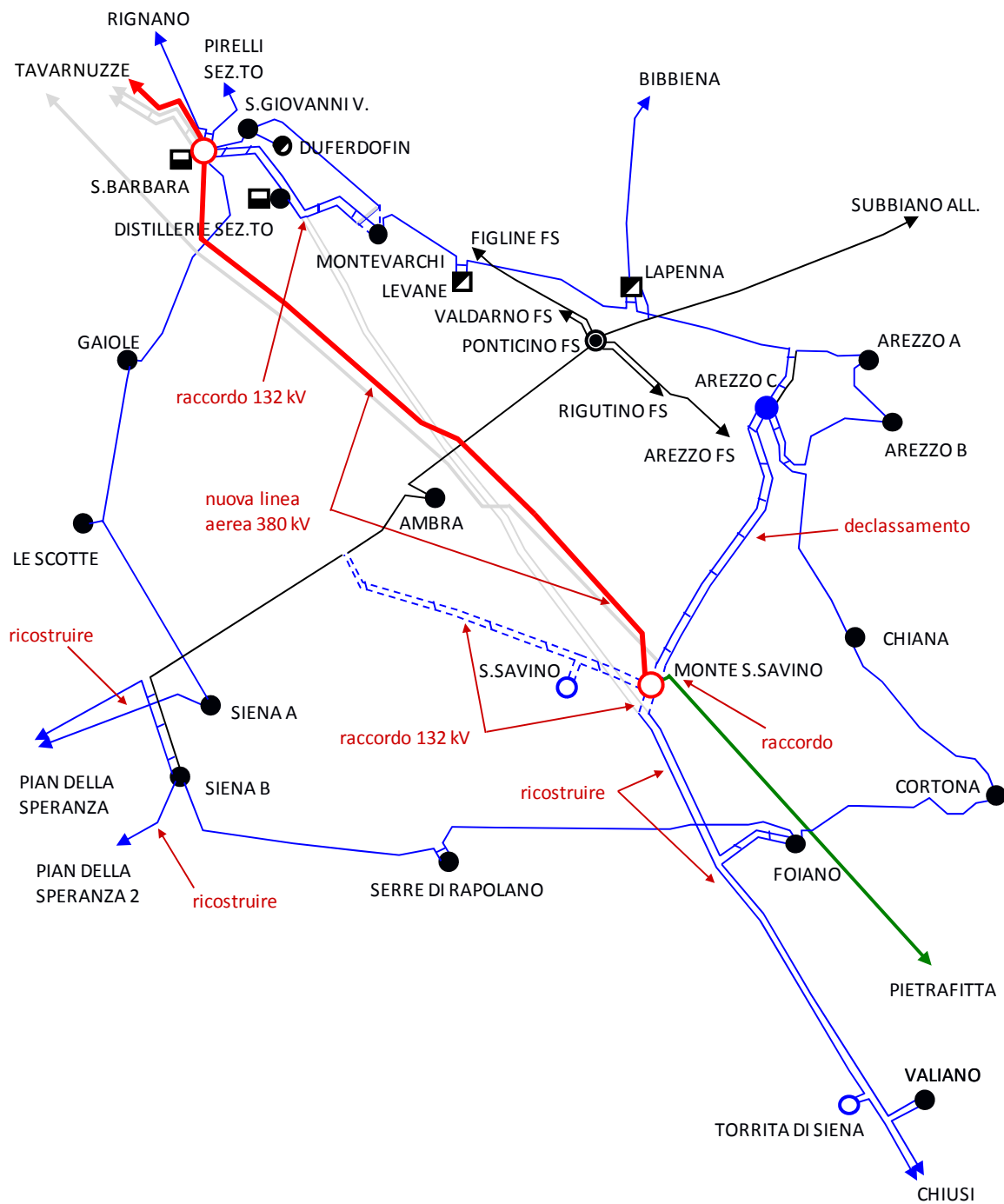
L'intervento nel suo complesso consentirà anche di rinforzare la rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone ed Avenza alimenta l'area di Lucca e Pisa, contribuendo a ridurre la dipendenza dalla produzione della c.le di Livorno.

***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.

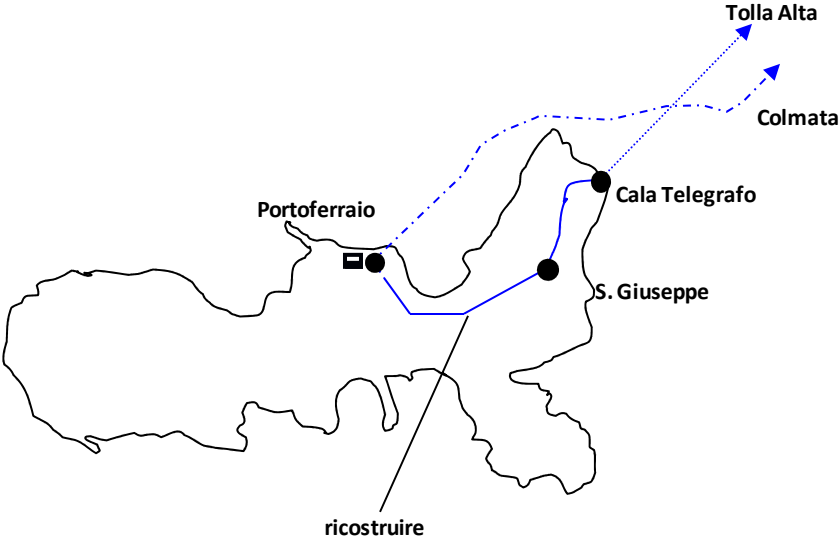
Razionalizzazione di Arezzo

Lavori Programmati



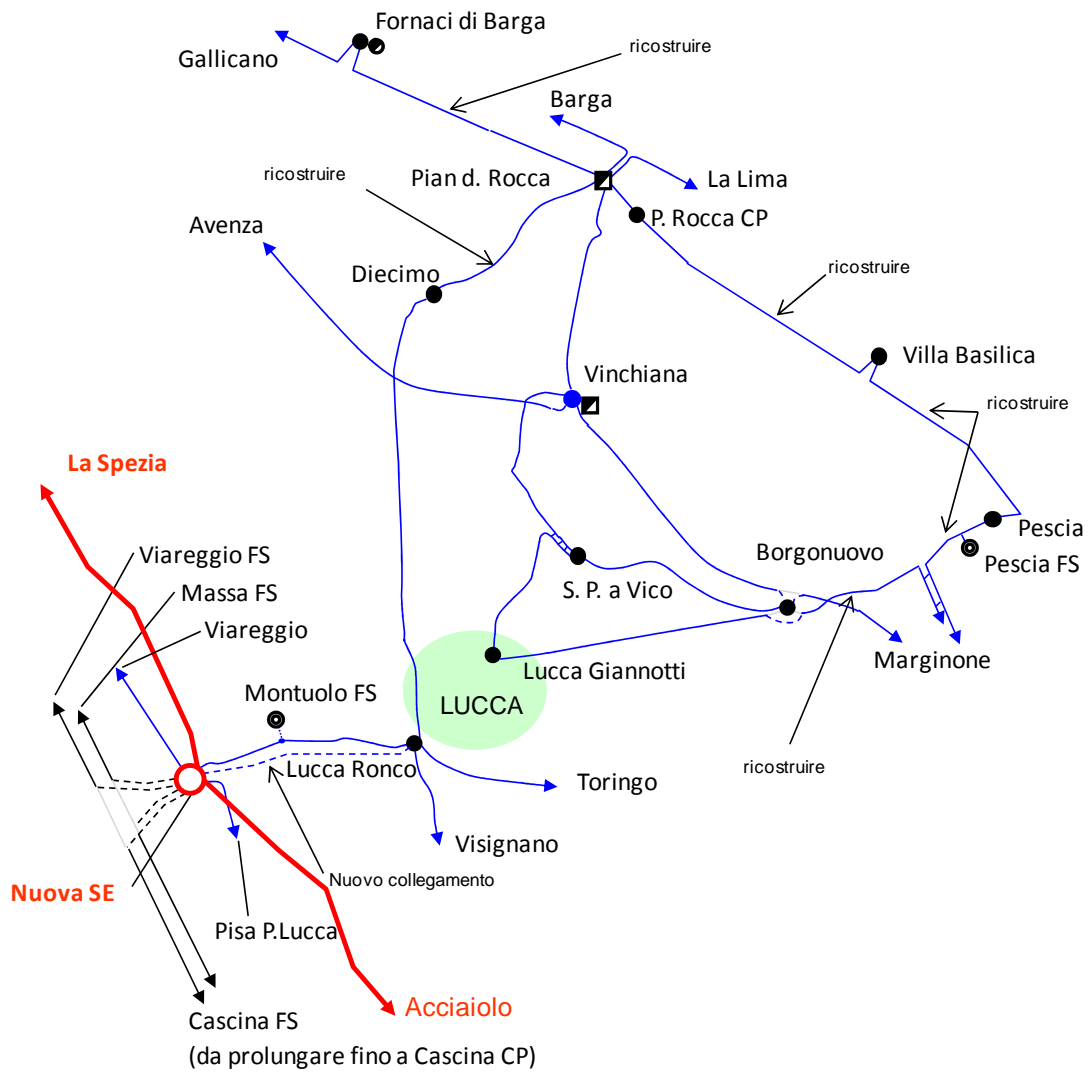
Elettrodotta 132 kV Elba – Continente

Lavori Programmati



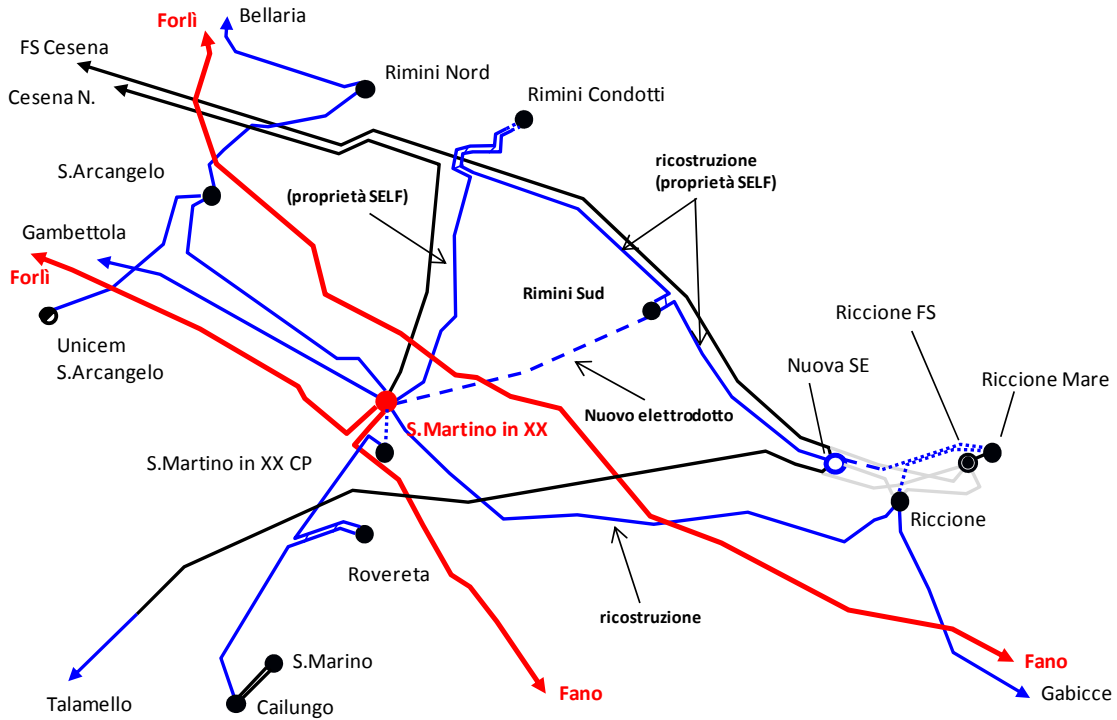
Riassetto rete 380/132 kV Area Lucca

Lavori Programmati



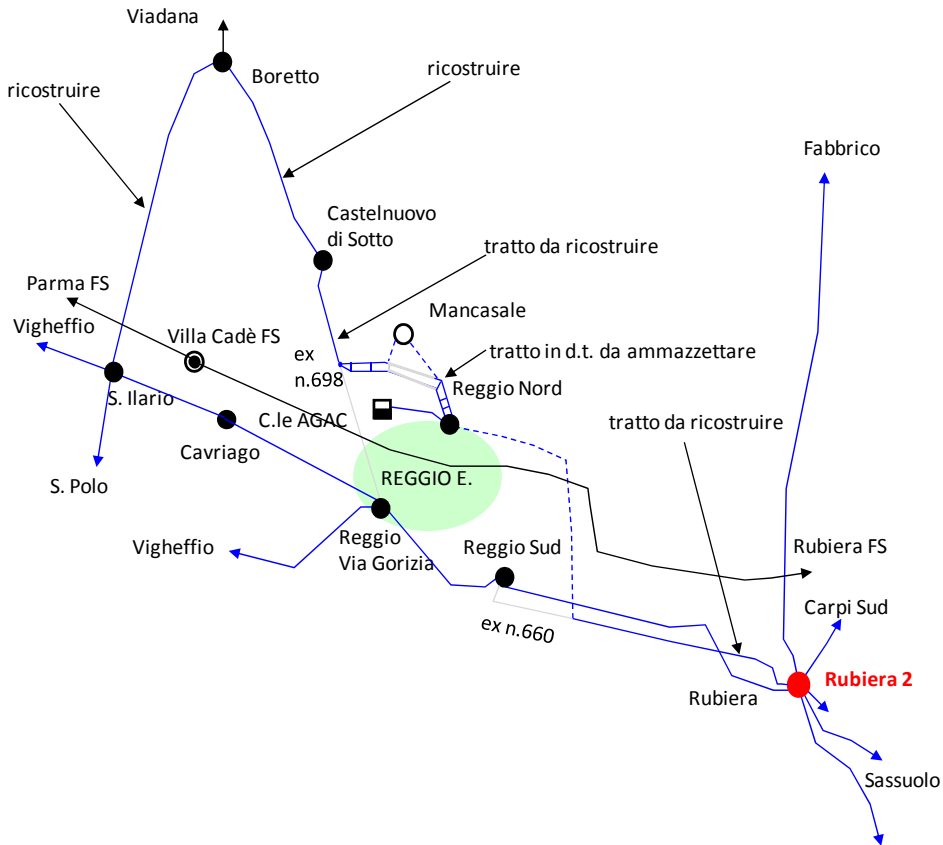
Anello 132 kV Rimini – Riccione

Lavori Programmati



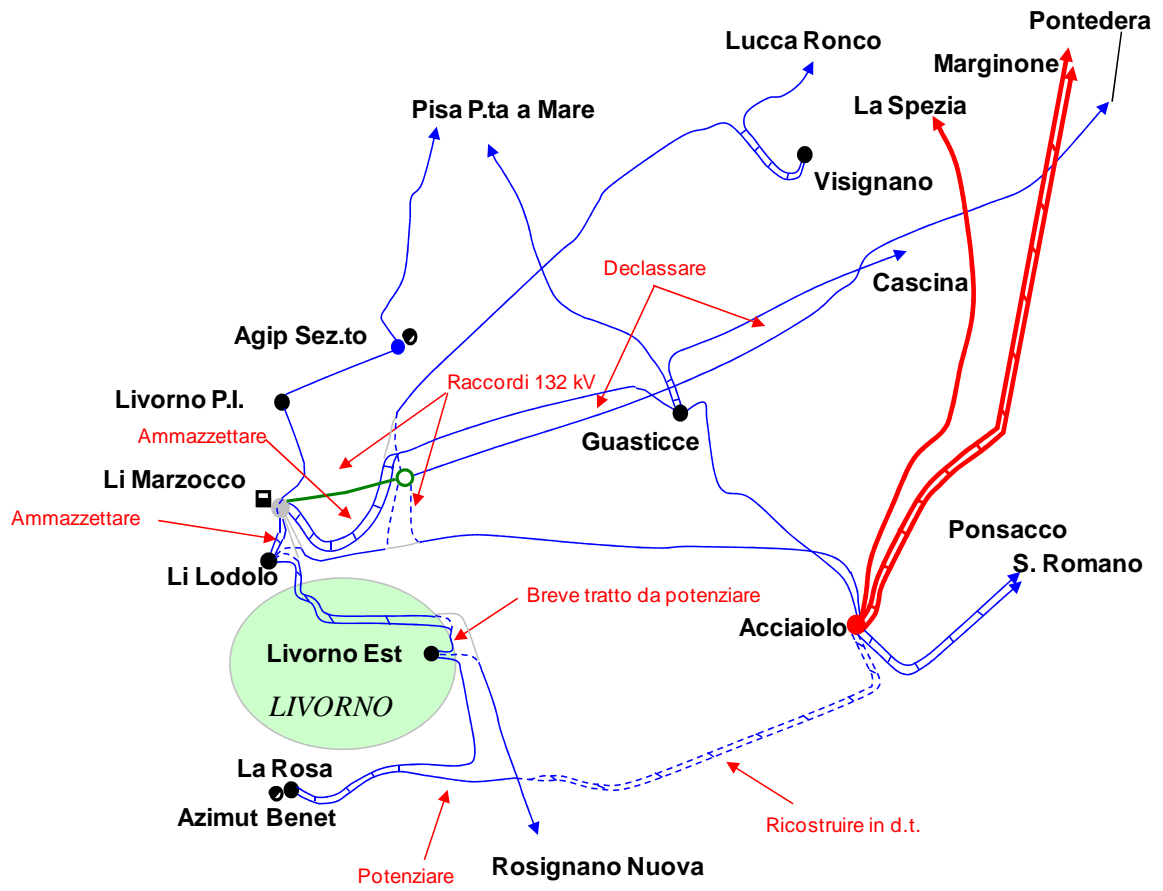
Razionalizzazione R. Emilia

Lavori programmati



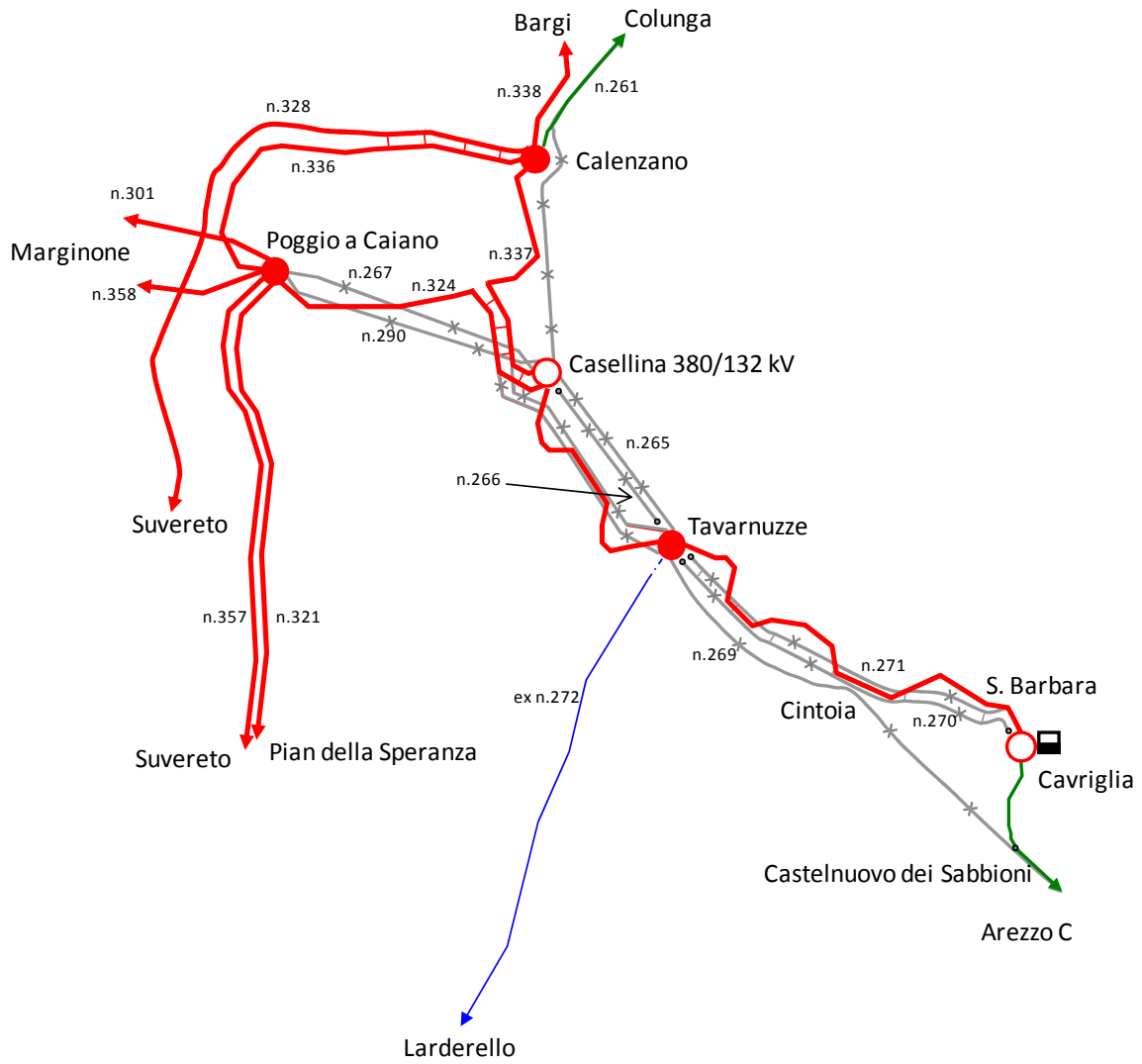
Riassetto rete Livorno

Lavori Programmati



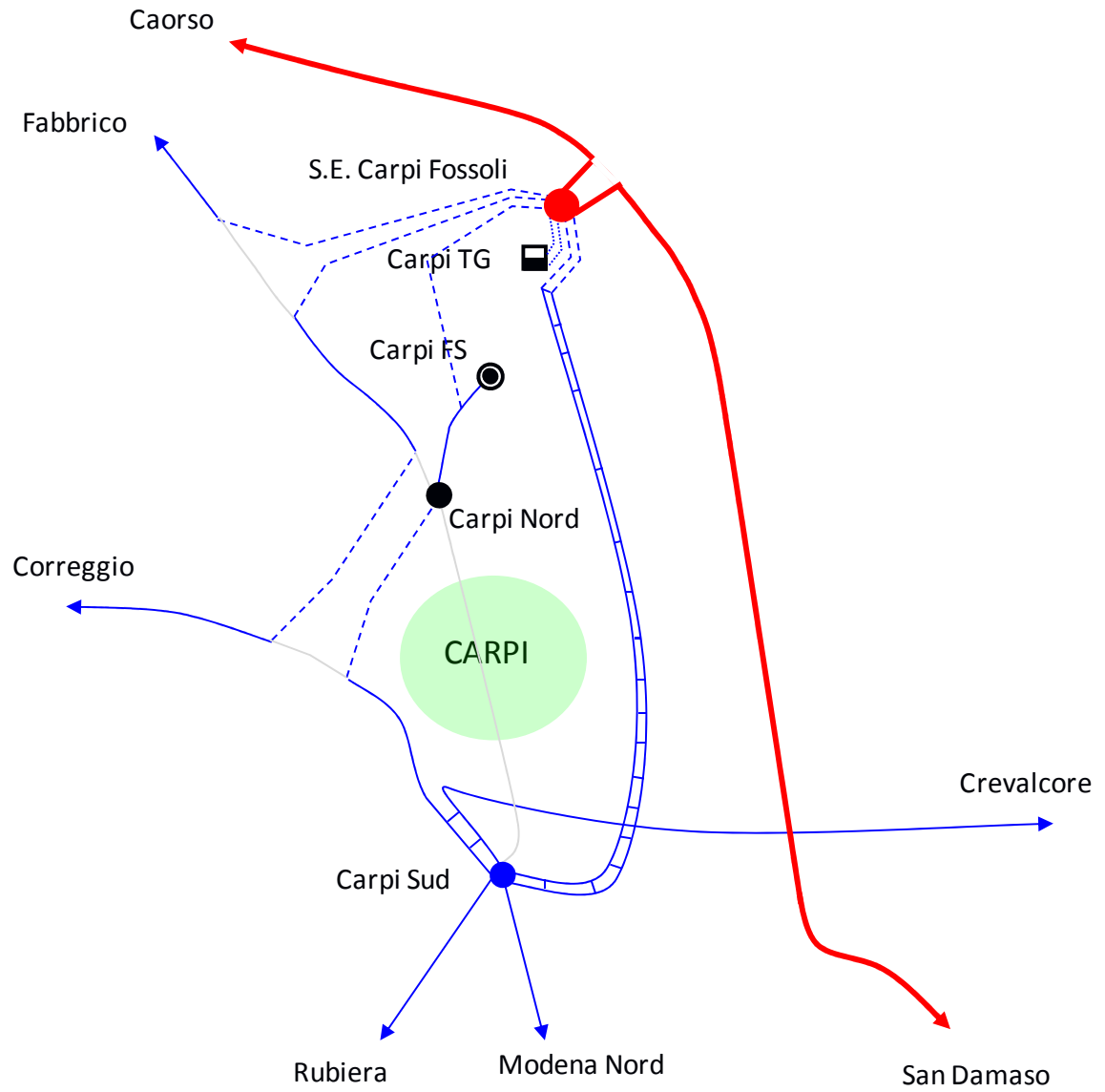
Prot. Intesa per S. Barbara

Lavori programmati



S.Edi Carpi Fossoli

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 entrata 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 entrata – esce della linea a 150 kV “Ponte Galeria – Magliana”, sulla quale, in anticipo rispetto agli altri lavori, sarà connessa in entrata – 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 cortocircuito (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).

Il 27/07/2010 è stato presentato l’iter autorizzativo per gli interventi previsti nel quadrante sud ovest (Stazione 380/150 kV ed opere connesse).

L’11/11/2010 è stato presentato l’iter autorizzativo degli interventi previsti nel quadrante Nord – Ovest (nuovo elettrodotto 380 kV Roma N – Flaminia – Roma O, stazione 380/150 kV Flaminia ed opere connesse).

Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova anno: 2013/lungo termine¹⁷

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 entrata – 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;

¹⁷ Data relativa all’ipotesi di ottenimento delle autorizzazioni della tratta Villanova-Gissi al I semestre 2011.

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 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".

In data 14/07/2010 ai sensi del d.lgs. 387/03 è stato autorizzato l'ampliamento della stazione 380/150 kV Larino.

Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo

anno: lungo termine

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.

Saranno inoltre risolte le criticità rilevate nella regione Marche relativamente alle linee 132 kV "Visso – Belforte", "Candia – Iesi" e "Iesi – Castelbellino" che saranno ricostruite.

Dualmente, tra le SE di Candia e Rosara, è prevista la ricostruzione – già nei piani precedenti di Enel D. – dell'elettrodotto 132 kV "Candia – Sirolo" finalizzata 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.

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.

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 del 25/06/2007 la Regione Marche ha condiviso il corridoio della linea a 380 kV "Fano – Teramo". In data 11/03/2010 la regione Abruzzo ha condiviso il medesimo corridoio sopra citato. 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". Iter autorizzativo dell'elettrodotto 132 kV "Candia – Sirolo" in corso. 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/Kotor 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: Il 02 dicembre 2009 è stato avviato l'iter autorizzativo del nuovo collegamento HVDC Italia – Montenegro e delle relative opere accessorie.

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 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.

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 23 novembre 2010, Terna ha sottoscritto, alla presenza del Ministro dello Sviluppo Economico, l'accordo definitivo per la partnership strategica con l'operatore di trasmissione locale CrnoGorski Elektroprenosni Sistem AD (“CGES”) e lo Stato del Montenegro, in qualità di socio di maggioranza di CGES.

Riassetto rete Teramo/Pescara

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, 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.

Sempre nella stazione 380 kV di Teramo è prevista l'installazione di un nuovo banco di reattanze da 285 MVA, direttamente sulla sezione AAT.

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 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”.

Inoltre potranno essere installate anche batterie di condensatori per la compensazione del reattivo.

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 trasformazione 380/150 kV in sinergia con le stazioni di connessione delle centrali presenti, che svolga anche funzione di smistamento tra le due dorsali identificate dalle linee 150 kV "S.Rita – Campo di C." e "S.Procula – Aprilia", evitando al contempo la presenza di derivazioni rigide;
- 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 150 kV "Roma Sud – Pomezia";
- eliminazione della derivazione rigida presente sull'elettrodotto 150 kV "Aprilia – Cisterna – der.Latina LTF";
- eliminazione della derivazione rigida presente sull'elettrodotto 150 kV "Roma Sud – S.Palomba – der.Fiorucci" mediante realizzazione di un nuovo stallo all'impianto di Fiorucci;
- il superamento della derivazione rigida sull'elettrodotto 150 kV Velletri-Campoleone-der. Albano, in sinergia con le stazioni di connessione delle centrali presenti.

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; sarà anche valutata la fattibilità di una stazione di smistamento per la connessione della nuova direttrice alla dorsale tirrenica.

Stato di avanzamento: Sono stati completati i lavori di potenziamento dell'elettrodotto 150 kV Roma Sud – Pomezia.

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.

Stazione 150 kV Celano (AQ)



anno: 2013

Disegno: Stazione Celano

Per consentire il trasporto in sicurezza della piena potenza dai centri di produzione (circa 300 MW di centrali a ciclo combinato e produzione da fonte rinnovabile) 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/Collarmele CP" e la linea a 150 kV per la centrale di Edison di Celano. Nei tratti della linea "Collarmele 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)".

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 stessa.

È anche prevista l'installazione di un ATR 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: 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 sono previste due SE di smistamento per far fronte alla necessità di ricostruire la direttrice Cassino C.le – Montelungo, alla richiesta di connessione alla RTN di un termovalorizzatore da 45 MVA e ad eliminare la connessione in derivazione rigida degli utenti ENI Acque e S.E Tissue.

La prima SE sarà localizzata a ridosso del termovalorizzatore stesso, in località Taverna mentre la seconda nelle vicinanze dell'attuale impianto di Sud Europa Tissue. 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 – Nuova Cassino 2" ed i collegamenti a Nuova Cassino 2 di ENI Acque, Sud Europa Tissue e Cassino CP.

Stato di avanzamento: sono in corso le attività relative alla connessione della centrale.

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: 2014

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 – lungo termine

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 ad 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.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo



anno: 2011 – 2012

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 è anche previsto l'adeguamento dell'impianto di Popoli ai nuovi transiti di potenza.

Stato di avanzamento: In data 12/05/2010 è stato emanato dal Ministero dell Sviluppo Economico il decreto n. 239/112/108/2010 per l'autorizzazione degli interventi sul 220 kV denominati "Nuovo assetto linee elettriche del Vomano".

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: 2015

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 cortocircuito.

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 – 2015

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: 2011 – 2016

È previsto l'adeguamento del sistema di sbarre a 380 kV e di tutti gli stalli esistenti ai nuovi valori di cortocircuito. 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. Successivamente alla data indicata è prevista l'installazione di un secondo ATR 380/150 kV da 250 MVA funzionale anche alla raccolta della produzione da fonte rinnovabile attraverso una opportuna magliatura della rete 150 kV.

Stato di avanzamento: In data 15/03/2010 è stato autorizzato ai sensi del d.lgs. 387/03 gli interventi presso la stazione di Montalto ed i relativi raccordi alla rete AT afferente.

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 cortocircuito.

Smistamento 150 kV Collarmele



anno: 2011

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 Collarmele 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.

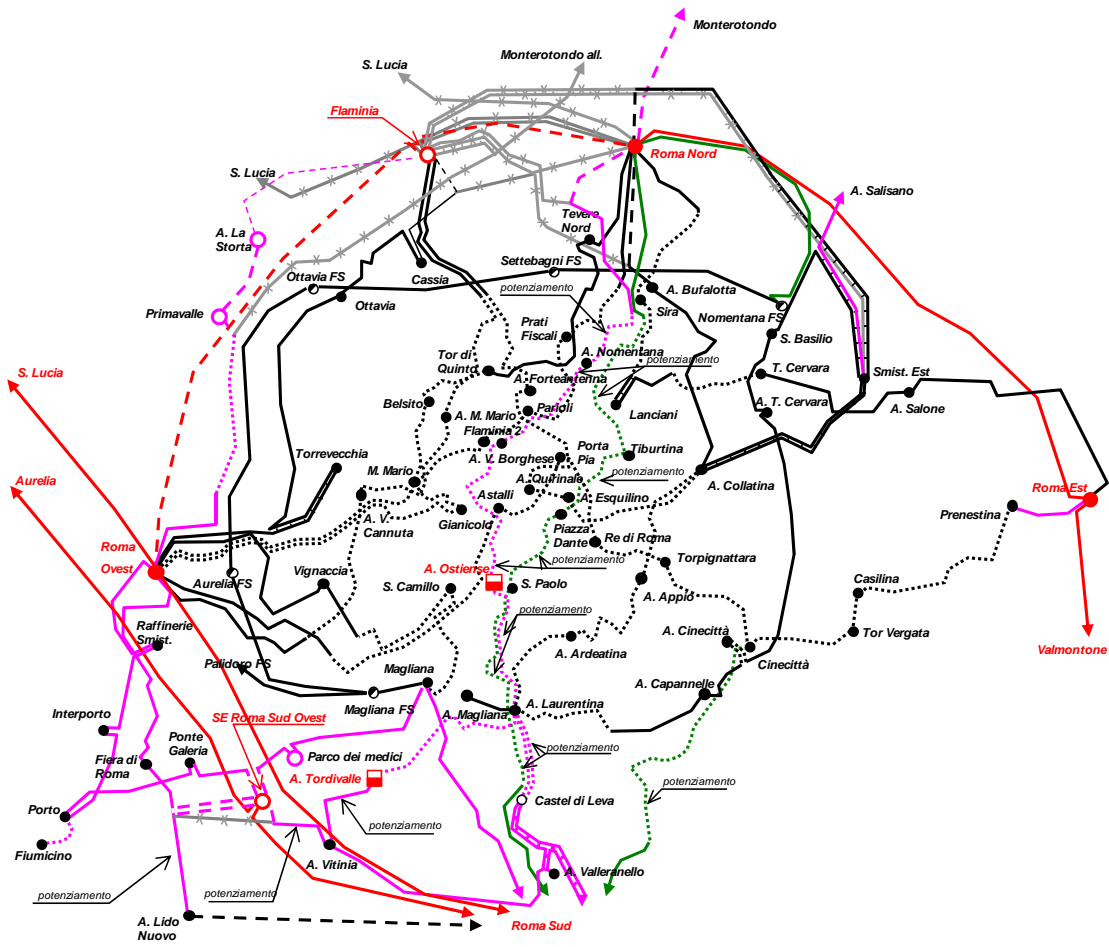
In questa ottica è prevista la ricostruzione degli elettrodotti a 150 kV "Popoli CP – Bolognano – der. Bussi Smist." e "Bolognano – Alanno".

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).

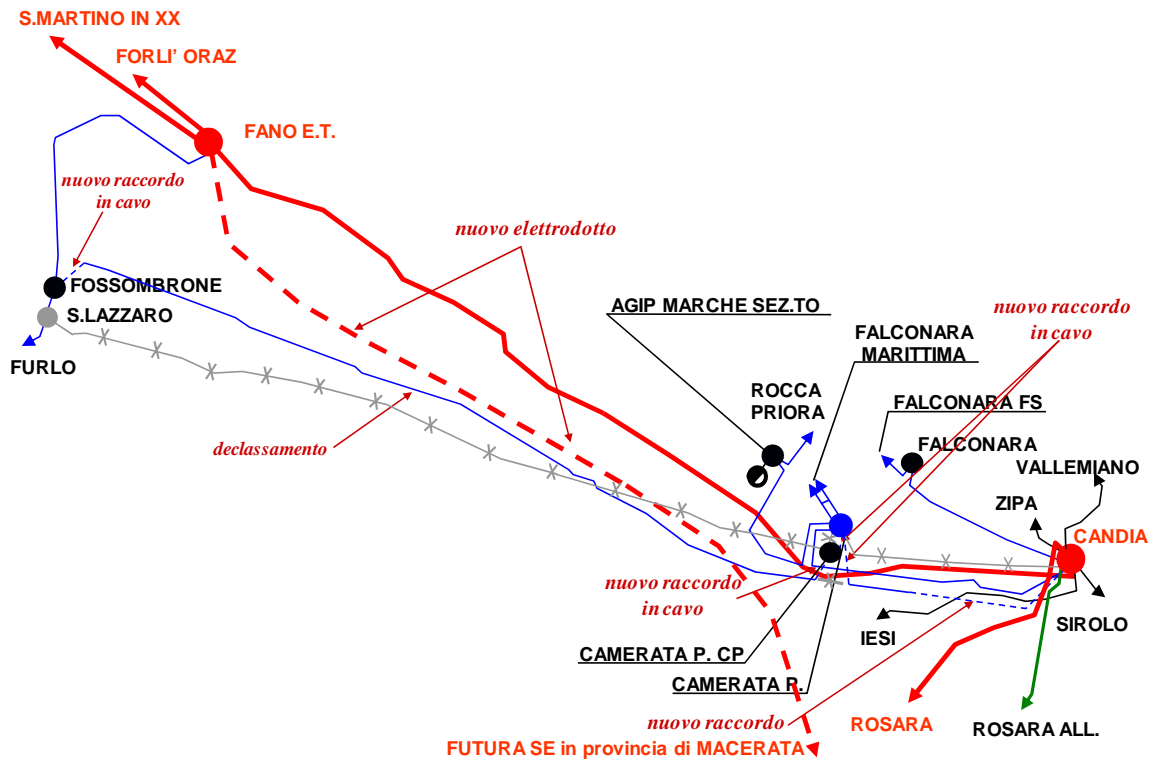
Riassetto Roma

Lavori programmati



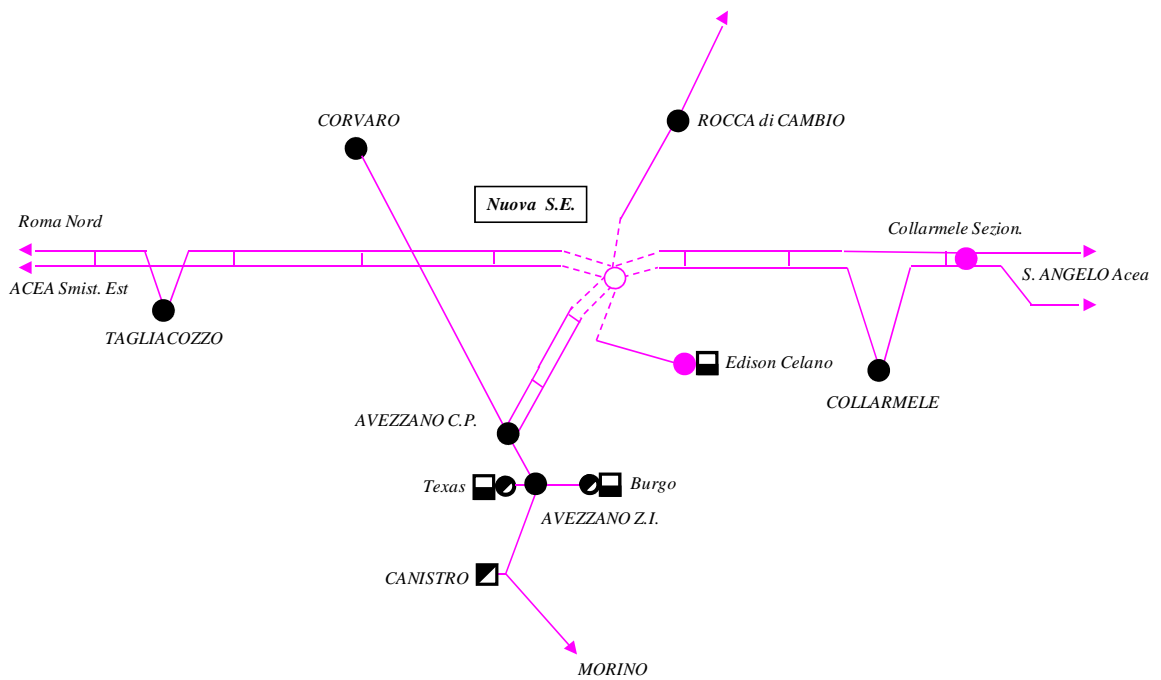
Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona

Lavori programmati



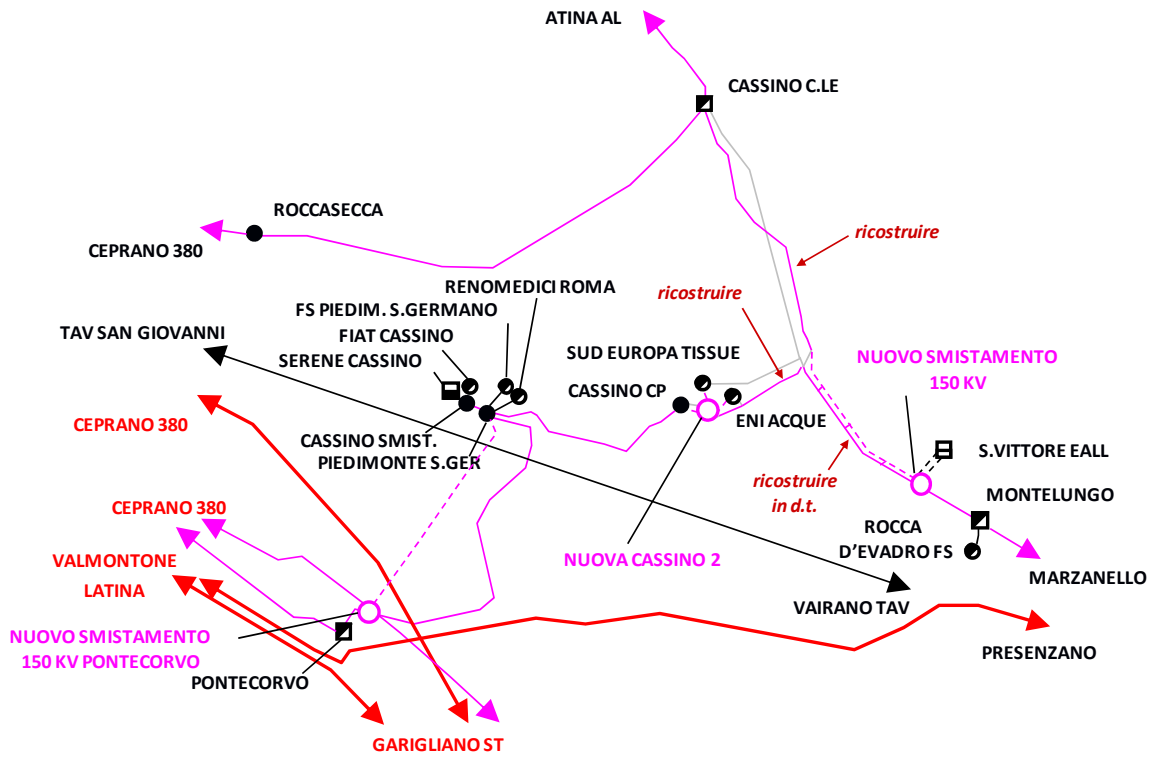
Stazione Celano

Lavori programmati



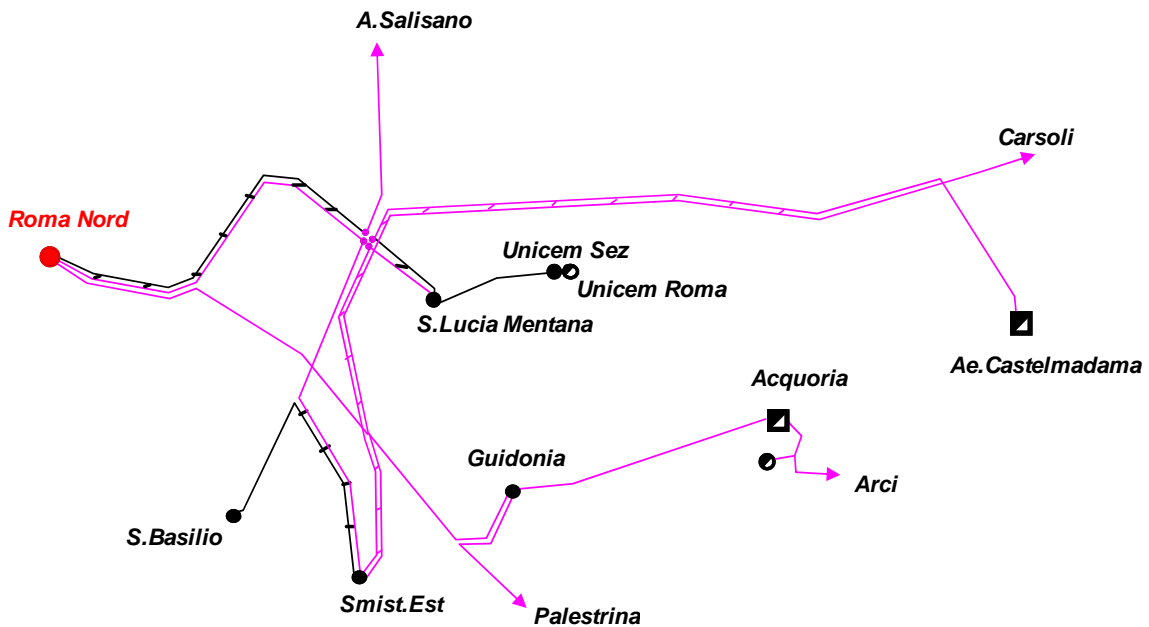
Razionalizzazione Cassino

Lavori programmati



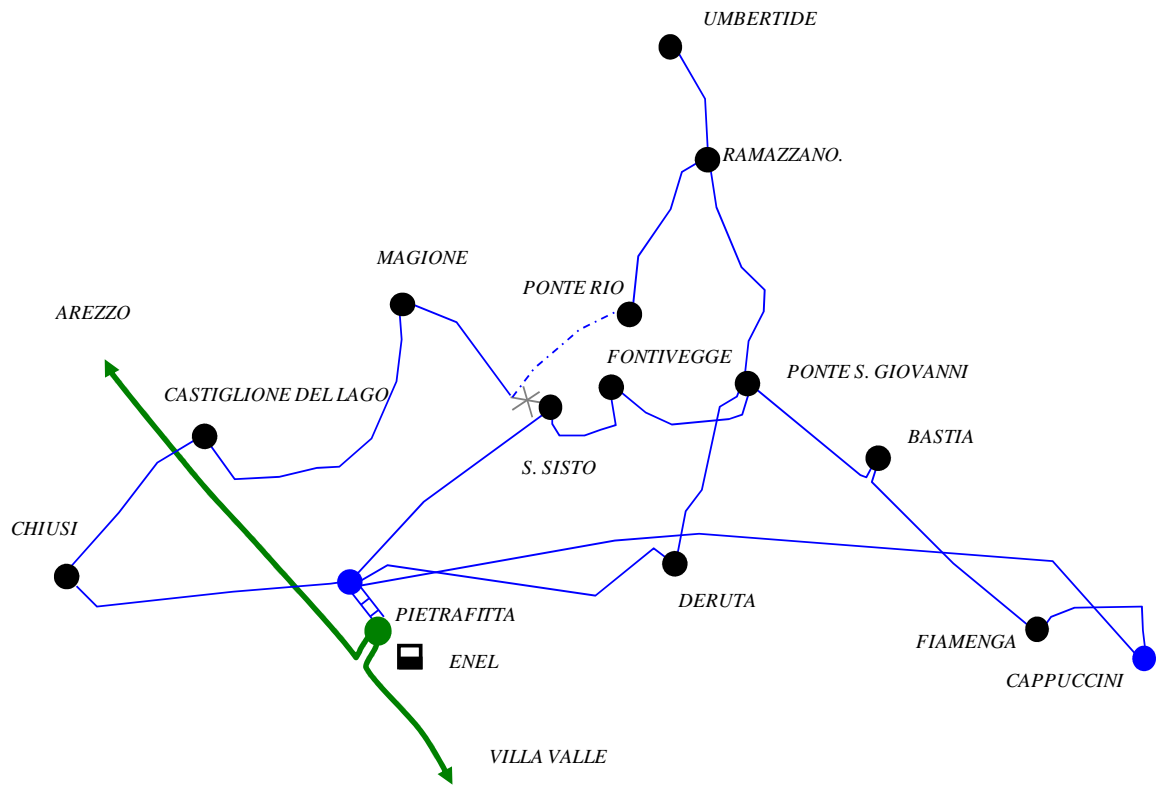
Riassetto S.Lucia di Mentana

Lavori programmati



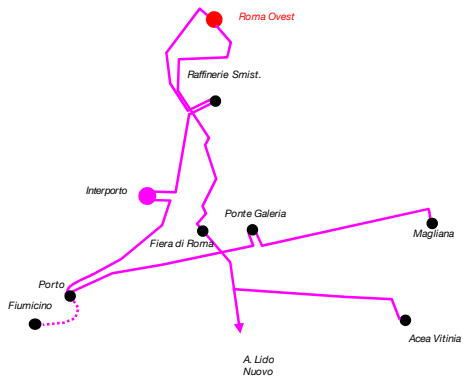
Linea 132 kV Magione – Ponte Rio

Lavori programmati

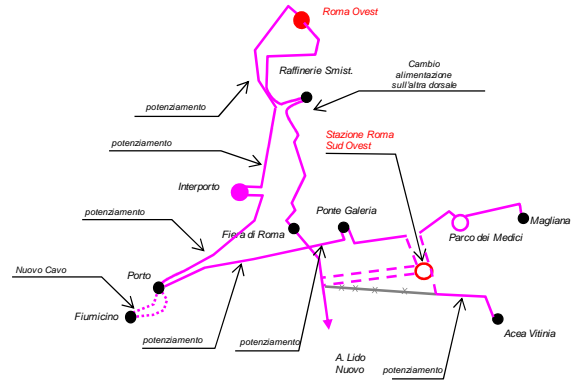


Riassetto Roma Ovest/Roma SudOvest

Situazione iniziale

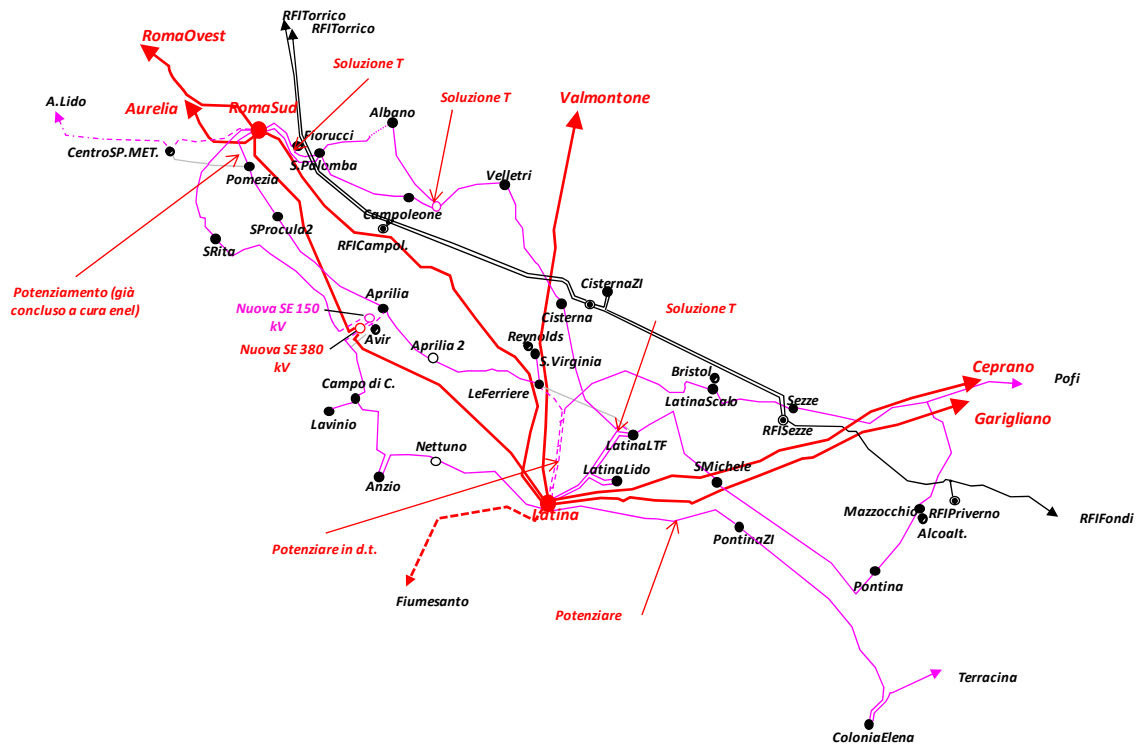


Lavori programmati



Riassetto Roma Sud/Latina/Gariigiano

Lavori programmati



4.6 Area Sud



Interventi previsti

Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza anno: lungo termine

Disegno: Razionalizzazione rete AT area 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, la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Potenza, da raccordare opportunamente ad un nuovo collegamento a 380 kV tra la costruenda stazione di Aliano e la stazione di Montecorvino; tali attività permetteranno un incremento dello scambio di energia tra la Calabria, la Basilicata e la Campania, 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.

In correlazione al nuovo collegamento a 380 kV si prevede l'impiego dei corridoi utilizzati da infrastrutture esistenti, tra le quali la direttrice a 220 kV di Rotonda – Tusciano – Montecorvino.

In relazione alla nuova SE di Potenza sono previsti i seguenti raccordi alla rete AT locale:

- nuovo collegamento a 150 kV tra la nuova SE e Potenza Est CP (tratto 1 – 3 – 2);
- nuovo collegamento a 150 kV tra la nuova SE ed Avigliano CP (tratto 1 – 7);

- ricostruzione del collegamento a 150 kV “Nuova SE – Isca Pant. – Tanagro” per massimizzarne la capacità di trasporto (tratto 1 – 9);
- 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 3 – 4 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).

Stato di avanzamento: L'opera è in concertazione. È stato avviato con DIA il potenziamento di alcune tratte della direttrice a 150 kV “Rotonda – Montecorvino”. D'intesa con i comuni di Lauria, Lagonegro, Nemoli e Rivello è stato individuato un tracciato per il rifacimento in d.t. delle linee 150/220 kV (in classe 380 kV) “Rotonda – Lauria – Padula” e “Rotonda – Tusciano” nel tratto ricadente all'interno della Regione Basilicata. È stata presentata istanza autorizzativa al MiSE in data 02/03/2010.

Riassetto rete AT penisola Sorrentina

anno: 2014

Disegno: Riassetto rete AT penisola Sorrentina

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. In particolare la penisola Sorrentina è alimentata da una rete 60 kV vetusta e non in grado di garantire la copertura del fabbisogno crescente. 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.

Si prevede, pertanto, la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/220/150 kV e di due nuove stazioni 220/150 kV che permetteranno 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 dei raccordi 380, 220 e 150 kV permetterà di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area.

L'impianto 380/220/150 kV sarà inserito in entra-esce alla linea a 380 kV "Montecorvino – S. Sofia", raccordato alla CP 220 kV di Nocera e ad una nuova SE 220/150 kV da inserire in entra-esce alla linea a 220 kV "Nola – S. Valentino". L'impianto sarà dotato di adeguate trasformazioni. È inoltre prevista la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la futura SE e la CP di Mercato S. Severino.

Una seconda SE 220/150 kV sarà realizzata nei pressi dell'esistente CP Scafati, provvedendo al collegamento in entra-esce alla linea 220 kV "S. Valentino – Torre N.". Entrambe le due nuove stazioni 220/150 kV alimenteranno il sistema a 150 kV mediante la realizzazione di opportuni raccordi.

E' necessario prevedere il riclassamento a 150 kV dei collegamenti esistenti tra le cabine secondarie di Sorrento, Vico Eq., Castellammare e Agerola, da cui deriveranno nuovi punti di immissione dell'energia dalla rete AT, e la realizzazione di nuovi collegamenti a 150 kV. 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. Non si esclude la possibilità di creare in futuro una alimentazione di riserva.

In correlazione alle suddette opere è previsto un ampio piano di razionalizzazione della rete AT, che consentirà di migliorare la qualità del servizio e, conseguentemente, consentirà la dismissione di un considerevole numero di linee aeree a 150 e 60 kV, con evidenti benefici ambientali.

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 data 03/08/2010 è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione del collegamento in e-e della CP Sorrento mediante costruzione di un tratto in cavo della linea 60 kV "Castellammare – Sorrento cd. Vico Eq." e la CP Sorrento. Sono in corso i lavori per la realizzazione del collegamento 150 kV "Mercatello – Baronissi".

Stazioni 380 kV di raccolta impianti da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento



anno: 2013

Disegno: Interventi per impianti da fonte rinnovabile tra Campania e Puglia

È prevista la realizzazione di una nuova stazione 380 kV da collegare in e-e alla linea 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 di 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 stazione elettrica 380 kV di Bisaccia, inserita in e-e all'elettrodotto a 380 kV "Matera – S. Sofia" e che dovrà essere raccordata opportunamente alla rete a 150 kV locale.

Le suddette opere contribuiscono a ridurre le previste congestioni sulla rete 380 kV e 150 kV, "liberando" nuova capacità produttiva in Puglia e sul versante adriatico, compresa quella da fonte eolica prevista nell'area di Candela.

Stato di avanzamento: Sono stati avviati i lavori per la nuova SE di Troia e per i relativi raccordi a 380 kV alla linea "Foggia – Benevento II". A dicembre 2010 sono stati completati i lavori della stazione 380/150 kV di Bisaccia e dei relativi raccordi alla linea 380 kV "Matera – S. Sofia". Sono stati avviati i lavori per la nuova SE 380/150 kV di Deliceto e i relativi raccordi alla linea a 380 kV "Foggia – Candela". In data 06/12/2010 è stata ottenuta l'autorizzazione alla realizzazione dei raccordi 150 kV

dalla linea "Agip Deliceto – Ascoli Satriano" alla nuova SE Deliceto. In data 05/11/2009 è stato avviato l'iter autorizzativo per i raccordi a 150 kV "Bisaccia – Calitri" (EL – 175); in data 03/12/2010 la Regione Campania ha deliberato formale intesa per la realizzazione di tali raccordi. Il raccordo 150 kV "SE Troia – Celle S.Vito/Foiano" è stato avviato in iter autorizzativo in data 02/08/2010.

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 delle sezioni 380, 220 e 150 kV di Montecorvino e 380 kV di Benevento II funzionali alla costruzione ed esercizio del nuovo elettrodotto. L'opera risulta di particolare importanza in quanto consentirà 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 nuova stazione svolgerà anche funzione di smistamento sulla rete 380 kV della Campania dei flussi di potenza provenienti dai poli produttivi siti in Puglia e in Calabria, con conseguente miglioramento della sicurezza e della flessibilità di esercizio e dei profili di tensione del sistema di trasmissione primario.

Stato di avanzamento: In data 05/08/2010 è stato emesso dal MiSE il decreto autorizzativo alla costruzione ed all'esercizio della futura SE 380/150 kV di Avellino Nord, dei relativi raccordi aerei s.t. all'elettrodotto 380 kV "Matera – S. Sofia", dell'elettrodotto in doppia terna a 150 kV "SE

Avellino Nord – CP FMA Pratola Serra" e della campata per il collegamento 150 kV s.t. "CP FMA Pratola Serra – CP di Prata PU.". Per tali attività sono stati avviati i lavori. In data 29/04/2010 è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione del nuovo elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino N.", comprendente il riassetto della rete AT che interessa le province di Salerno ed Avellino. Presso le stazioni di Montecorvino e di Benevento II sono stati predisposti gli stalli a 380 kV per il collegamento del futuro elettrodotto.

Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II



anno: 2011/2013¹⁸

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 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 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 II. Al fine di ottimizzare l'utilizzo degli asset di trasmissione e di ridurre il rischio di congestioni e conseguenti limitazioni alla produzione dei nuovi impianti del Sud, è in programma l'installazione di un dispositivo per il controllo dei flussi (PST) sulle linee "Foggia – Benevento II" e "Matera – S. Sofia".

Stato di avanzamento: A fine dicembre 2006 è stata inviata al Ministero dello Sviluppo Economico la richiesta per l'autorizzazione ricostruzione per il potenziamento dell'elettrodotto a 380 kV. In data 03/12/2010 è stata rilasciata formale intesa dalla Regione Campania (EL – 077); si è in attesa della stipula dell'intesa regionale da parte della Regione Puglia.

Riguardo l'installazione del dispositivo per il controllo dei flussi (PST) nella SE di Foggia si è avviato l'iter autorizzativo presso il MiSE in data 17/05/2010 con D.Lgs. n°239/04.

¹⁸ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2011, 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.

Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova



anno: 2013/lungo termine¹⁹

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 Trasversale calabra



anno: 2011/2012

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 al momento individuata prevede la realizzazione di una linea in singola terna tra la stazione 380 kV di Feroletto e la futura stazione 380 kV di Maida.

Stato di avanzamento: Il giorno 17/10/2010 è entrata in servizio la nuova stazione 380/150 kV di Maida. In data 23/04/2009 è stato avviato l'iter autorizzativo presso il MiSE per la realizzazione dell'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 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 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 220 e 150 kV ricadente nel territorio del Parco del Pollino, che, anche attraverso il declassamento a 150 kV delle esistenti linee 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 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 al citato declassamento a 150 kV della direttrice 220 kV "Rotonda – Pisticci – Taranto Nord", sono previste le seguenti attività:

- dismissione della sezione a 220 kV di Rotonda e l'adeguamento della sezione a 150 kV;
- dismissione della sezione a 220 kV di Taranto Nord e l'adeguamento della sezione a 150 kV.

In correlazione al citato declassamento a 150 kV della direttrice 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;

¹⁹ Data relativa all'ipotesi di ottenimento autorizzazioni della tratta Villanova-Gissi al I semestre 2011.

- 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: Sono stati avviati i lavori della SE 380 kV di Aliano e dei relativi raccordi alla rete 380 kV e 150 kV. Si è in attesa del parere della commissione VIA regionale presso la Regione Calabria per la verifica di assoggettabilità VIA relativa al nuovo tratto di elettrodotto 380 kV "Laino – Altomonte II" per il quale è stato avviato il procedimento 239/04 presso il MiSE il 19/01/2010. In data 20/05/2010 è stata trasmessa l'istanza di VIA nazionale per la revisione della prescrizione 1 del Dec. VIA n°3062 del 19/06/1998 relativo all'elettrodotto in d.t. 380 kV "Laino – Rizziconi".

Riassetto rete a 220 kV città di Napoli

anno: lungo termine

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.

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, mentre si provvederà nel breve termine a potenziare il tratto in cavo "Castelluccia – San Sebastiano". 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.

In considerazione dello stato di vetustà ed affidabilità della rete 60 kV, è prevista una vasta attività di potenziamento delle linee 60 kV in uscita dalla CP di Astroni verso l'aerea metropolitana che permetterà notevoli benefici riguardo la qualità della fornitura elettrica. In particolare sarà valutata la fattibilità di incrementare la magliatura della porzione di rete afferente la CP di Napoli Centro, sfruttando asset esistenti a 60 kV opportunamente riclassati.

Stato di avanzamento: In data 05/08/2010 è stata ottenuta l'autorizzazione per la realizzazione delle varianti in cavo "Casoria – Fratta" e "Fratta – Secondigliano".

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 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 adatterà 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.

In alternativa sarà valutato un collegamento 150 kV tra le future stazioni di Capri e Sorrento.

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.

La possibilità di connettere le isole campane comporterebbe i seguenti benefici per il sistema elettrico, ovvero:

- 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.

Inoltre, per migliorare l'efficienza dell'attuale linea a 150 kV "Cuma – Lacco Ameno" è prevista la ricostruzione del collegamento.

Stato di avanzamento: Il 26/05/2010 è stata inviata al MiSE la domanda di autorizzazione per il tratto in cavo marino " Nuova SE Capri – CP Torre centro", mentre il 09/06/2010 è stata inviata al MiSE la documentazione per l'autorizzazione del collegamento in cavo XLPE "CP Cuma – Patria SE".

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile in Campania

anno: 2011

Disegno: Interventi per impianti da fonte rinnovabile 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 rinnovabile, in particolare degli impianti eolici (di cui 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 150 kV "Benevento Ind.le – Ariano Irpino – Flumeri – Lacedonia – Bisaccia – Calitri – Calabritto – Contursi".

Presso la stazione 150 kV di Vallesaccarda, già connessa all'elettrodotto 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.

Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.

Stato di avanzamento: Il 16/09/2009 è stata inoltrata la richiesta di autorizzazione al MiSE per il tratto "Buccino – Contursi"; mentre, su richiesta del Comune di Sicignano degli Alburni, è stato avviato l'iter per la verifica di assoggettabilità presso l'ufficio VIA della Regione Campania.

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia

anno: 2012

Disegno: Interventi per impianti da fonte rinnovabile tra Campania e Puglia

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione da fonti rinnovabili previsti nella zona compresa tra le

Regioni Puglia e Campania e nell'area limitrofa al polo di Foggia, sono in programma attività di ricostruzione dell'esistente rete AT, già attualmente impegnata dai transiti immessi in rete dagli impianti rinnovabili.

Al riguardo è prevista una nuova linea a 150 kV dalla futura stazione elettrica di Deliceto fino alla rete afferente la SE 150 kV di Accadia (FG). In aggiunta 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. È prevista inoltre la rimozione delle limitazioni sulla rete a nord di Foggia verso il Molise.

Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.

Stato di avanzamento: Si è in attesa dell'esito del procedimento di VIA presso la Regione Puglia riguardo il collegamento "Foggia – Accadia". Si sono conclusi i lavori relativi alla linea "Foggia – Lucera".

[Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata](#)



anno: 2014

Disegno: Ricostruzione rete AT area di Matera

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 rinnovabili, 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 d'impianto esistenti nella CP Matera (sbarre e sezionatori linea).

Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.

Stato di avanzamento: Sono stati avviati i lavori per la realizzazione della variante in cavo dell'elettrodotto 150 kV "Matera SE – CP Matera". Il 16/04/2009 è stato avviato presso il MiSE l'iter autorizzativo per la linea "Matera CP – Grottole – Salandra". In data 13/07/2010 è stata inviata presso il MiSE la richiesta di autorizzazione del collegamento "Matera SE – Acquaviva delle Fonti".

[Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Calabria](#)



anno: 2012

Per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV del crotonese che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonti rinnovabili previsti in forte sviluppo, 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 adeguata.

Infine, saranno opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.

Stato di avanzamento: Il collegamento "Belcastro – Simeri" è stato avviato in autorizzazione il 29/07/2009. Il 27/07/2010 è stato avviato l'iter autorizzativo per il tratto "Calusia – Mesoraca".

[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.

[Elettrodotto a 150 kV Castrocuoco – 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 Castrocuoco 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 e con gli EE. LL. per la condivisione del tracciato.

[Anello 150 kV Brindisi Industriale](#)

anno: da definire

Al fine di migliorare il livello di affidabilità della rete AT che alimenta le utenze industriali di Brindisi e in correlazione con la connessione della futura CP di

Brindisi Industriale 1, sono previsti i collegamenti 150 kV "CP Brindisi Ind.1 – Brindisi Pignicelle", " CP Brindisi Ind.1 – Exxon Mobil" e "CP Brindisi Ind.1 – Nastro Carbone" che consentiranno di chiudere in anello sulla stazione di Brindisi Pignicelle la porzione di rete 150 kV interessata.

L'intervento consentirà di incrementare la sicurezza di esercizio della rete in argomento interessata anche da nuova produzione da fonte rinnovabile.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi



anno: 2014

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 marino e terrestre) di una linea in doppia terna 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 realizzare in località Villafranca T. (ME). Presso tali stazioni estreme saranno pertanto approntati i necessari adeguamenti.

In correlazione a tale intervento, è in programma un piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di Scilla finalizzata ad alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT nell'area di Reggio Calabria. In particolare si ricostruirà la linea 150 kV "Scilla – Villa S.Giovanni – Gallico – Reggio Condera" con interrimento dell'ultimo tratto in cavo, in modo da migliorare la capacità di trasporto; si provvederà ad ammazettare la linea d.t. 150 kV "Scilla – Reggio Ind.le" su unica palificata, demolendo il tratto di linea d.t. 150 kV in e – e alla CP di Reggio Condera, la quale sarà collegata mediante due nuovi tratti in cavo 150 kV verso la CP di Reggio Ind.le e la CP di Gebbione. Presso la SE di Scilla sarà adeguata la sezione a 150 kV ed installato un nuovo ATR 380/150 kV, che consentirà 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 380 kV e delle SE di Scilla e Villafranca T., non oggetto di VIA. In data 08/07/2010 si è ottenuto il decreto del MISE anche per la realizzazione dei tratti aerei 380 kV. Si è concluso l'iter autorizzativo della SE Rizziconi avviato con la presentazione della DIA Ministeriale e sono state avviate a maggio 2010 le opere civili per la realizzazione dei due nuovi stalli 380 kV. E' stato avviato il cantiere per la realizzazione delle opere relative alla SE di Scilla. Sono state avviate le prime trivellazioni per la posa dei cavi. Le attività per il collegamento in cavo della CP di Gebbione si sono concluse.

Stazione 380 kV Rossano (CS)

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 Crotona sarà installata una reattanza di compensazione da 285 MVAR nell'esistente stazione 380 kV di Rossano.

Stato di avanzamento: Sono in corso i lavori per l'installazione della reattanza.

Stazione 380 kV S. Sofia (CE)

anno: 2012

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". Sarà realizzato un nuovo collegamento tra la sezione 150 kV di S. Sofia e l'impianto di S. Gobain.

Infine saranno realizzati i raccordi verso la linea "Fratta – S. Giuseppe 2" che verrà opportunamente ricostruita nel tratto a Sud.

Stato di avanzamento: lavori di adeguamento hanno già avuto inizio e se ne prevede il completamento per la data indicata. E' stato installato il secondo ATR. A luglio 2010 è stata inviata la richiesta di autorizzazione per la linea "Airola – S. Sofia c.d. Durazzano".

Stazione 220 kV Maddaloni (CE)

anno: 2011

Il complesso delle attività di potenziamento in programma comprende tra l'altro il pieno adeguamento della stazione ai nuovi valori di cortocircuito. 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: 2012²⁰

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 stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione della sezione 150 kV a Palo del Colle 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.

²⁰ Data relativa all'ipotesi di ottenimento delle autorizzazioni entro il 2011.

Stato di avanzamento: E' in corso l'iter autorizzativo per la realizzazione della sezione 150 kV della stazione di Galatina.

Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle



anno: 2011

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.

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.

Stato di avanzamento: Sono state concluse le attività di adeguamento degli stalli linea 380 kV Brindisi Termica 3/4 e Taranto Nord e le relative attivazioni. E' stato attivato il nuovo ATR5 380/220 kV che collega la linea 220 kV Brindisi Termica 1/2. Avviata l'attività di adeguamento degli stalli linea 380 kV Brindisi Sud 1 e Brindisi Sud 2.

Stazione 380 kV Scandale (KR)

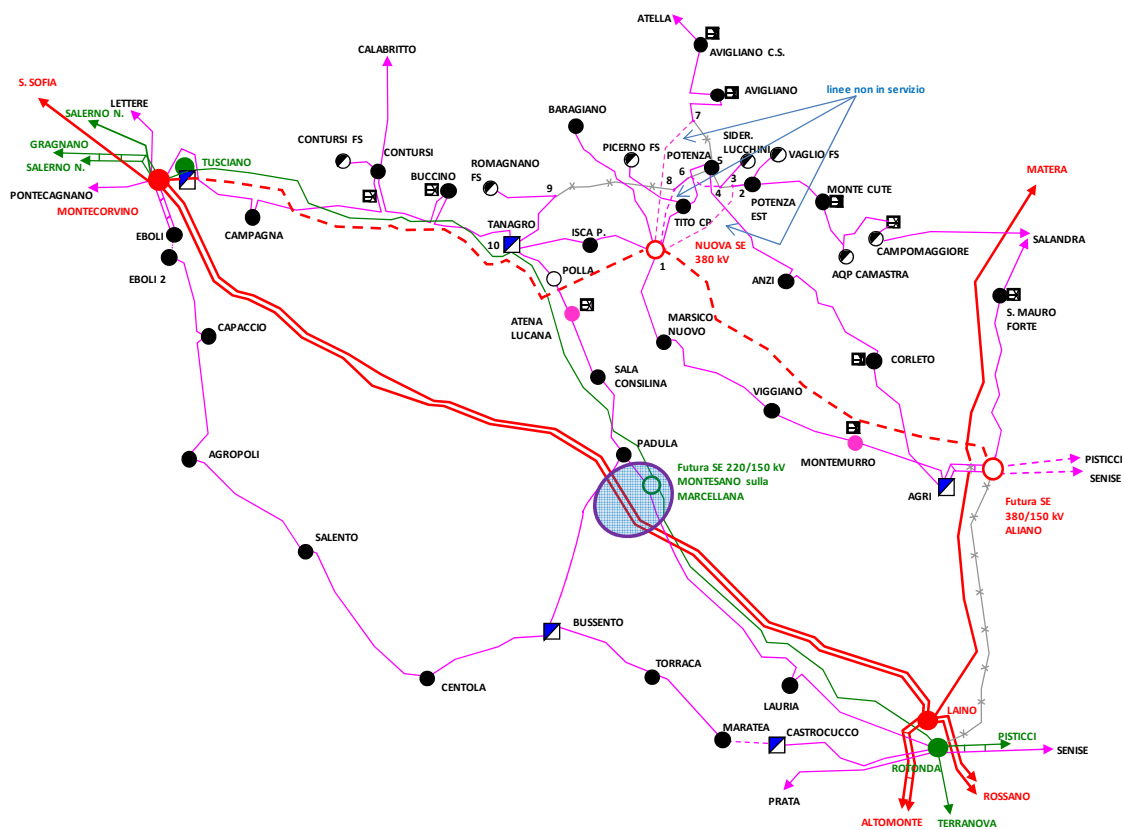
anno: 2011

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.

Stato di avanzamento: sono in corso i lavori per l'installazione della reattanza di compensazione.

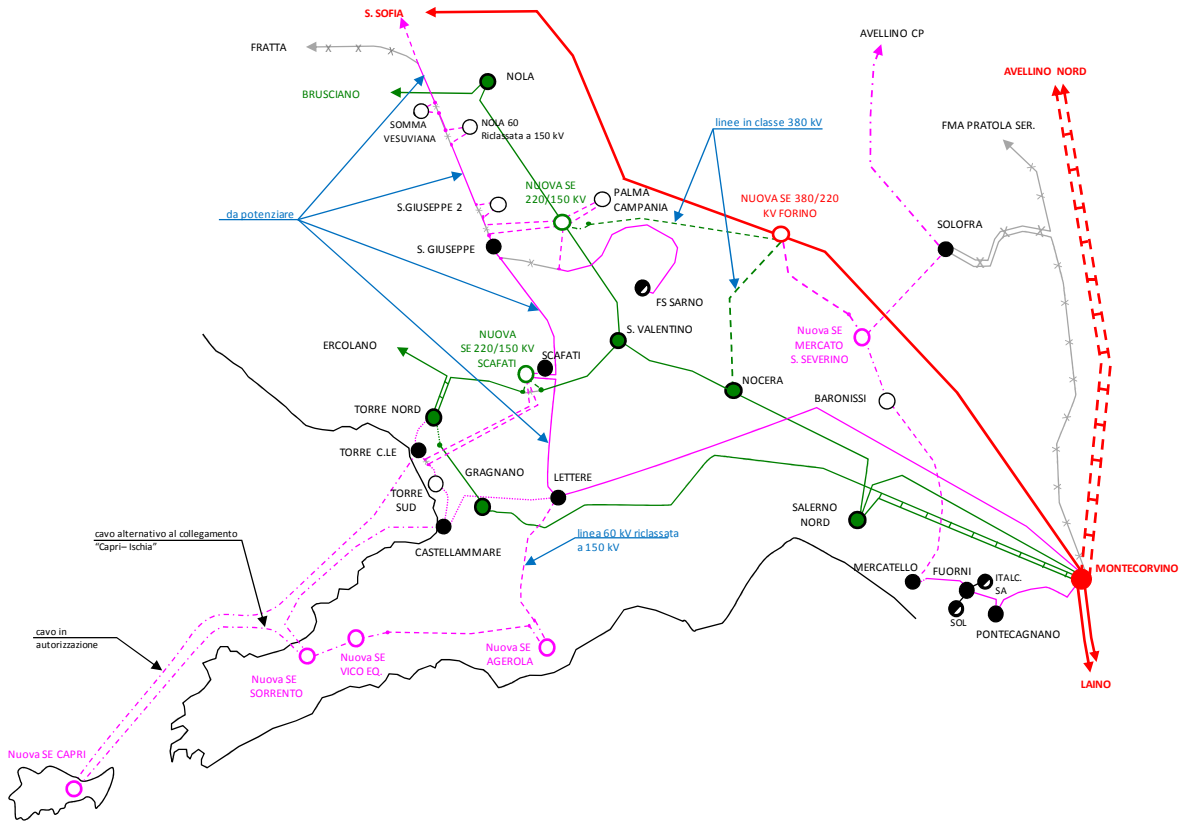
Razionalizzazione rete AT area Potenza

Lavori programmati



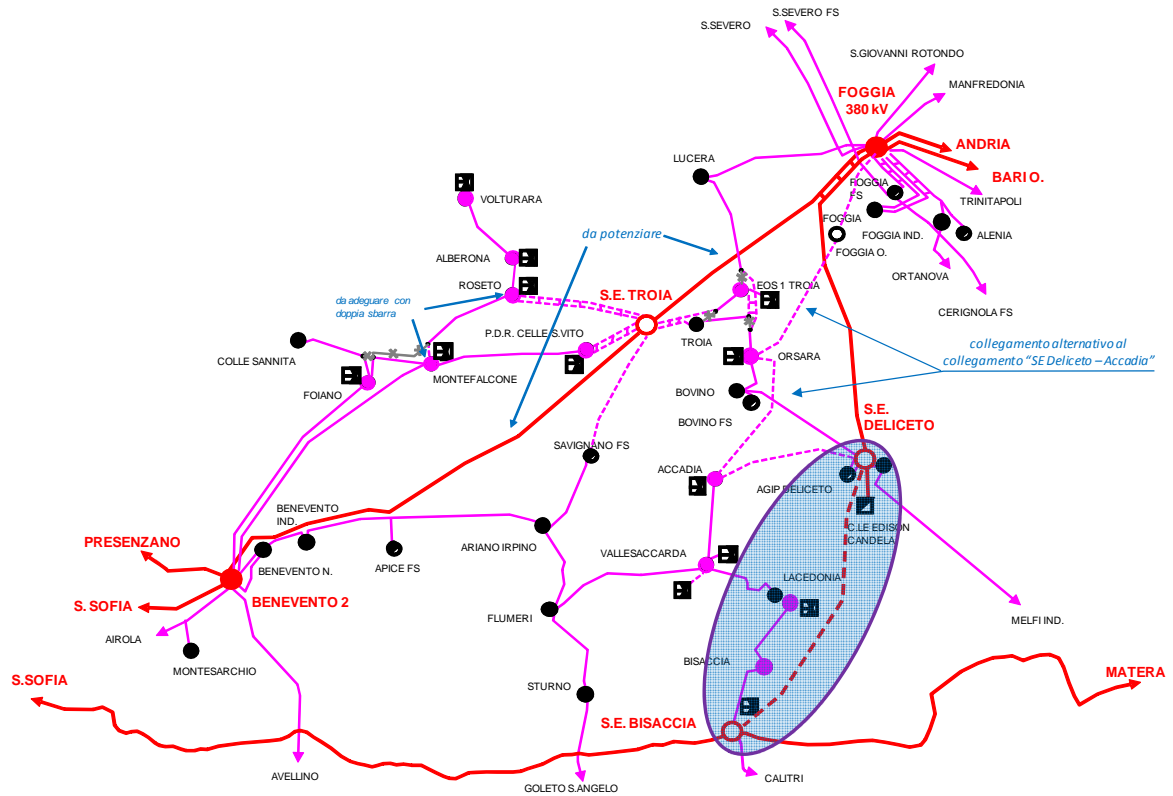
Riassetto rete AT penisola Sorrentina

Lavori programmati



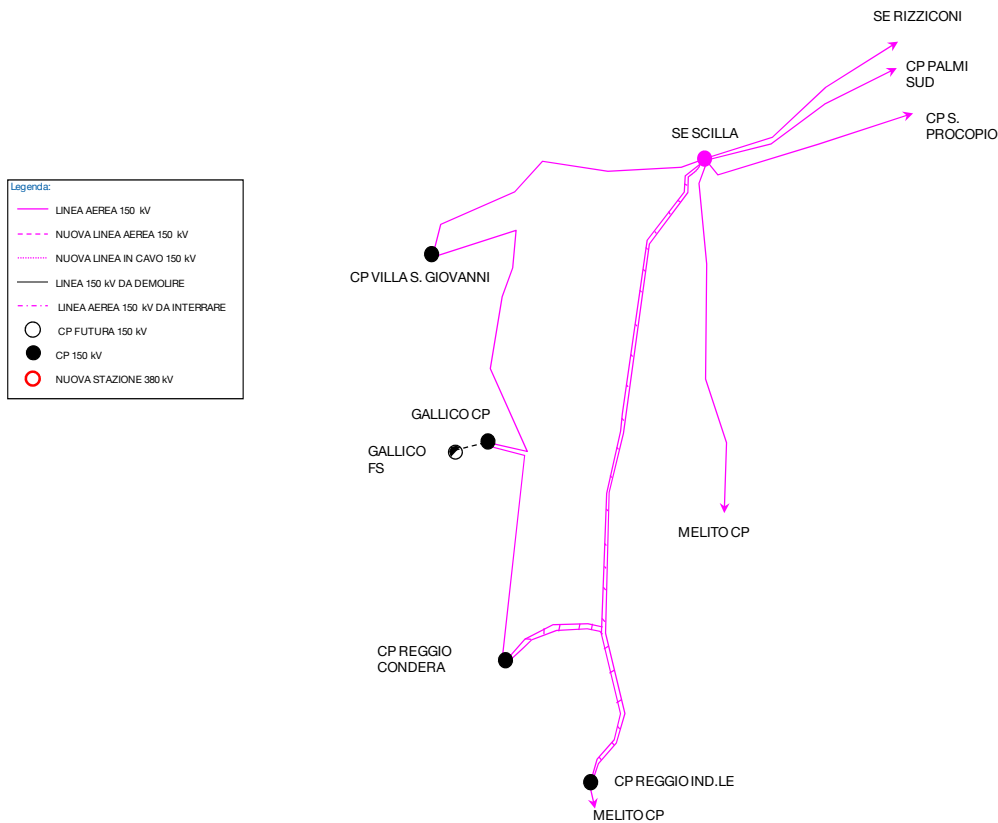
Interventi per impianti da fonte rinnovabile tra Campania e Puglia

Lavori programmati

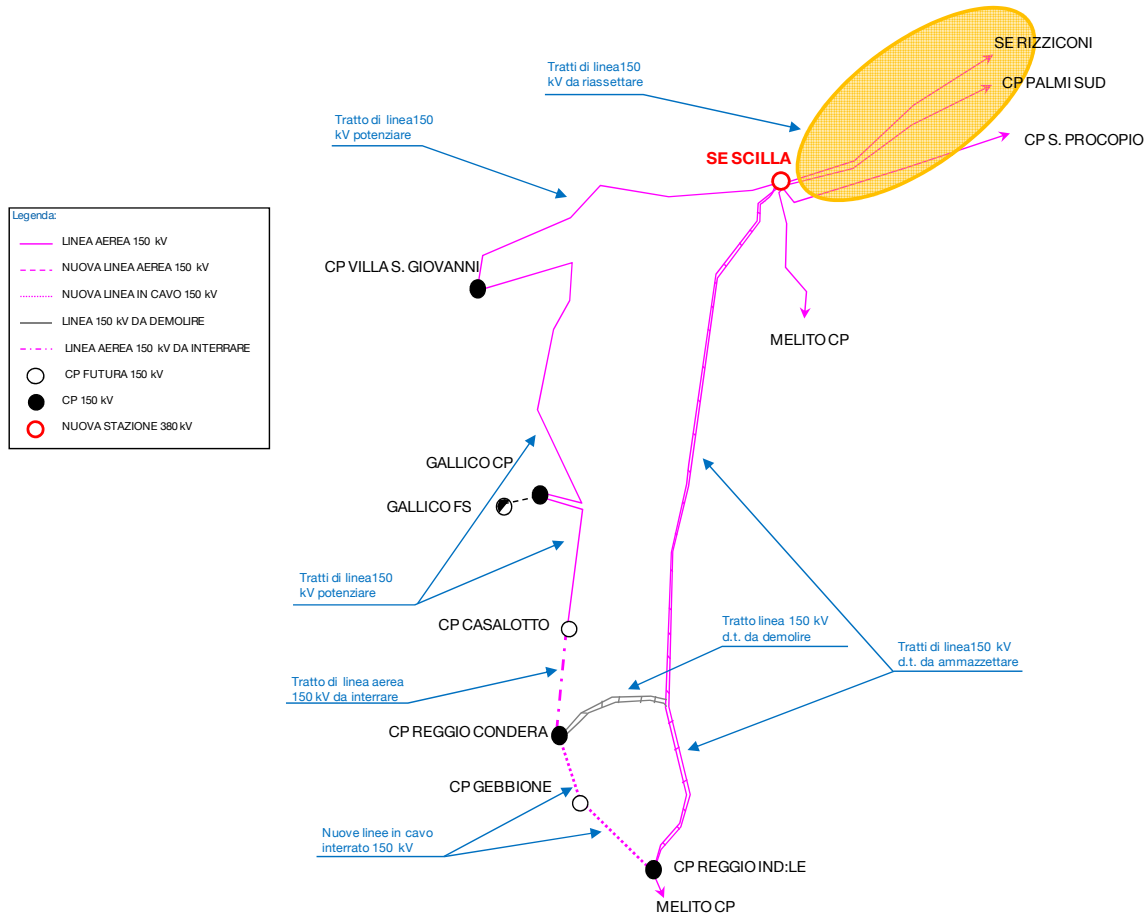


Riassetto rete AT Reggio Calabria

Assetto iniziale



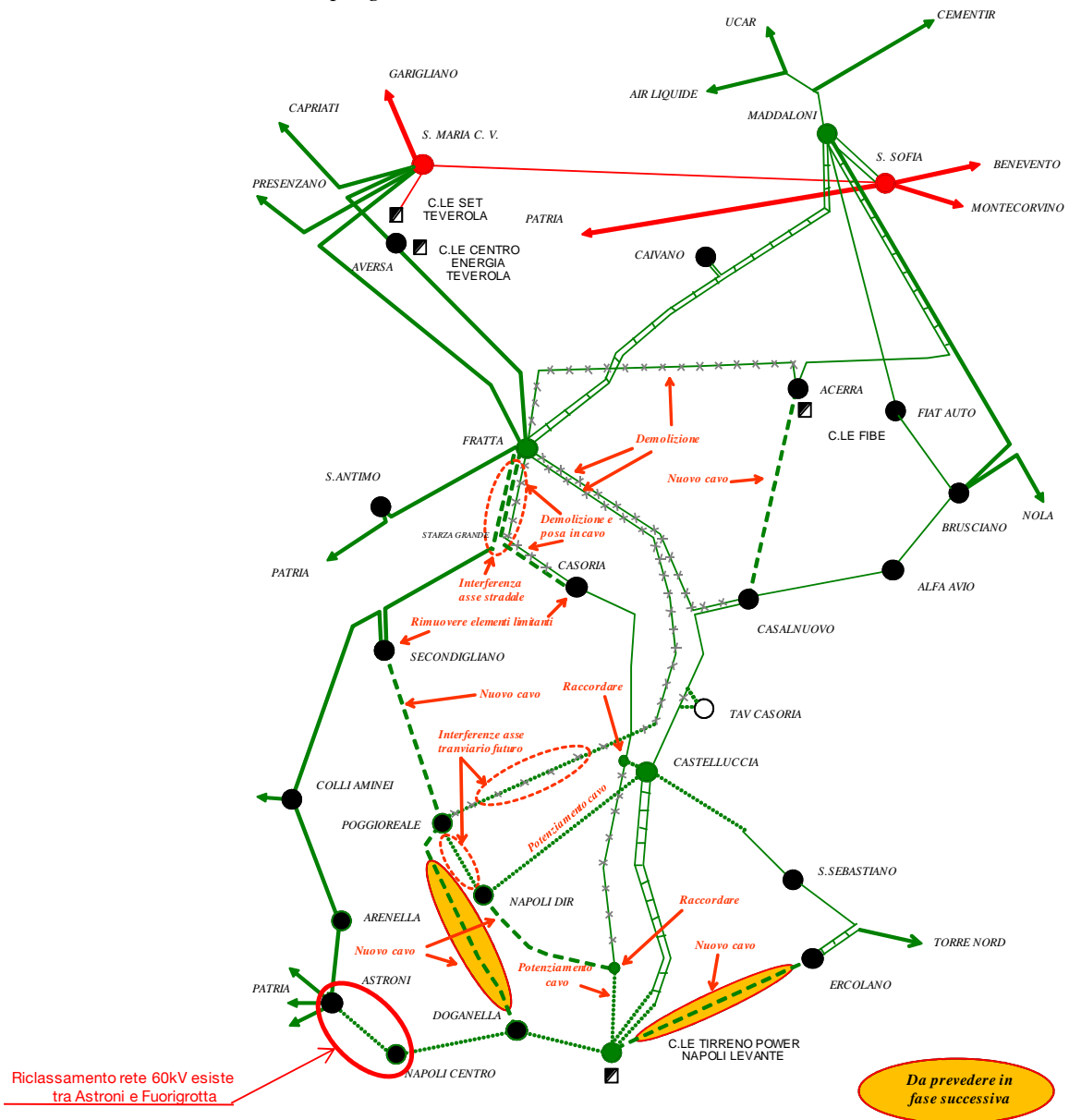
Lavori programmati



Riassetto rete a 220 kV città di Napoli

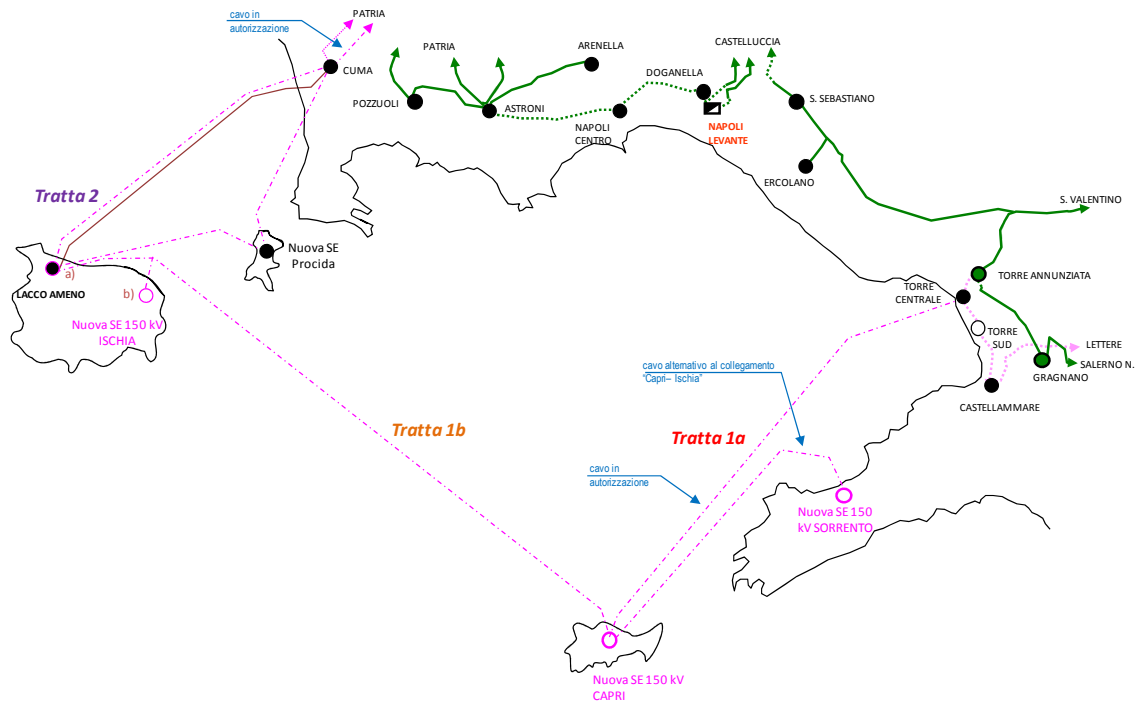
Lavori programmati

Lavori programmati



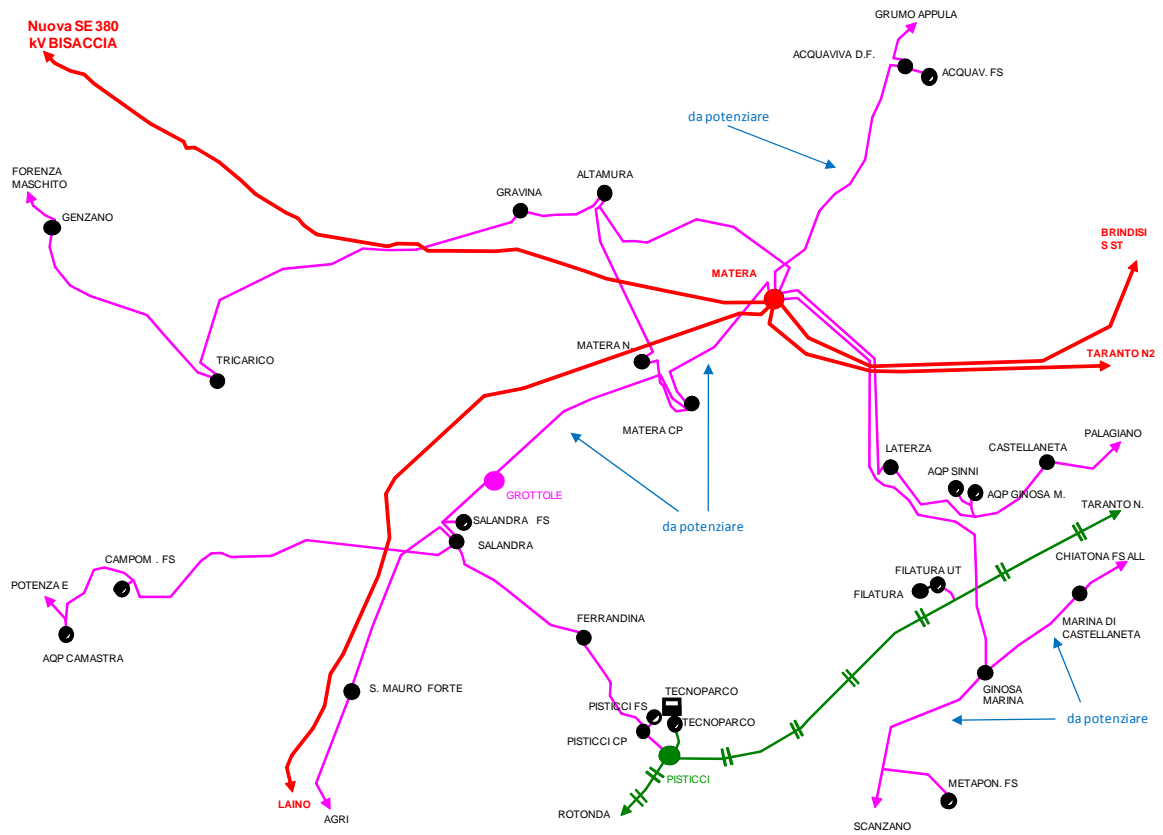
Interconnessione 150 kV isole campane

Lavori programmati



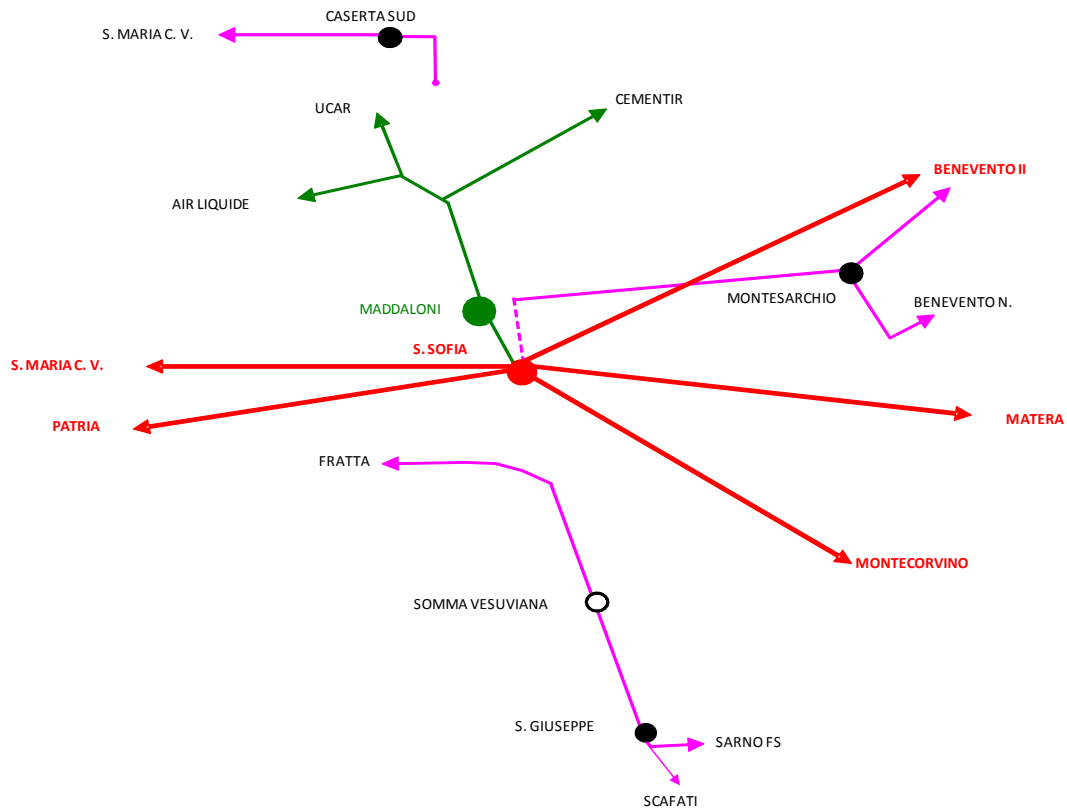
Ricostruzione rete AT area di Matera

Lavori programmati

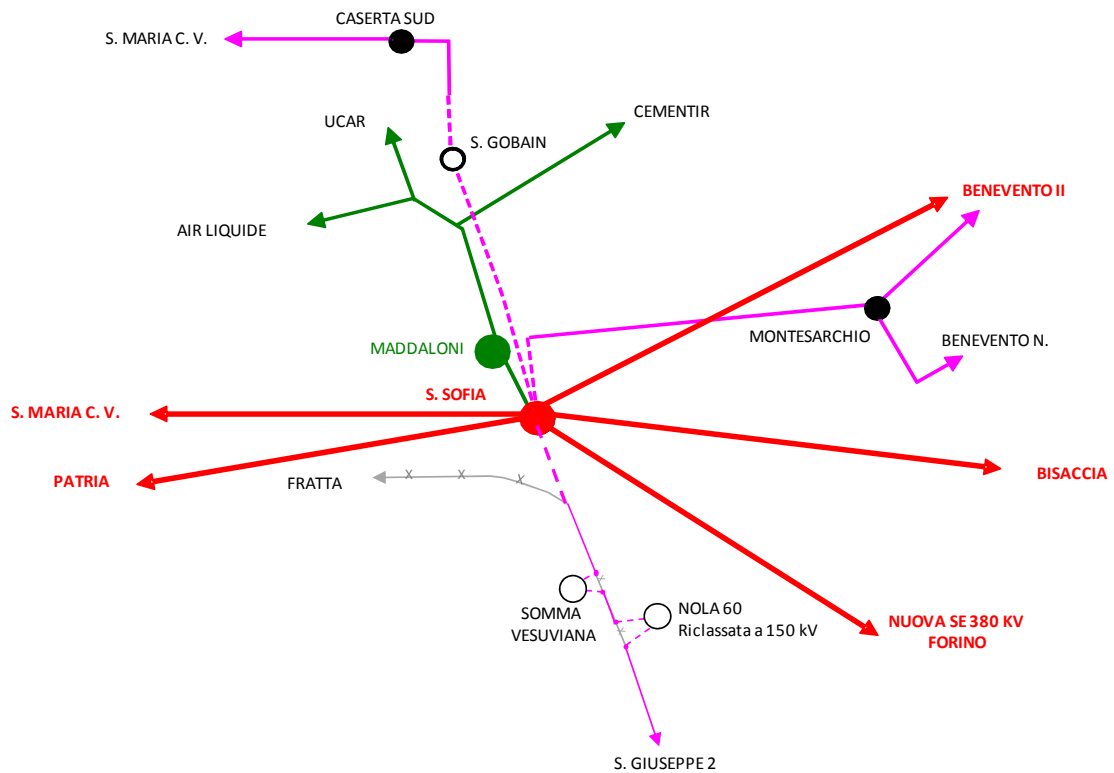


Stazione di S. Sofia

Assetto iniziale



Lavori programmati



4.7 Area Sicilia



Interventi previsti

Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna anno: 2016²¹

Disegno: Chiaramonte G. – Ciminna

È previsto un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna. 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 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 è tale da raccordarsi ad una nuova stazione 380/150 kV localizzata nel comune di S. Caterina Villarmosa nell'area a nord di Caltanissetta, (a causa della difficoltà realizzativa dei raccordi a 380 kV verso la SE di Caltanissetta). Il tratto compreso tra la SE 380 kV Ciminna e la nuova SE 380 kV S. Caterina Villarmosa, sarà realizzato in d.t. a 380 kV con la "Sorgente – Ciminna". Alla suddetta nuova stazione saranno raccordati alcuni

²¹ La data tiene conto della sottoscrizione dell'accordo con gli EE.LL. della fascia di fattibilità dell'elettrodotto, del conseguente avvio dell'iter autorizzativo entro il 2011 e dell'ottenimento delle autorizzazioni entro 18 mesi.

esistenti elettrodotti a 150 kV afferenti la SE 150 kV di Caltanissetta.

Inoltre, presso la SE di Ciminna sarà realizzata una nuova sezione 380 kV interconnessa alla sezione 220 kV mediante due nuovi ATR 380/220 kV da 400 MVA. Quindi alla sezione 380 kV della SE Ciminna saranno raccordati i futuri collegamenti "Partanna – Ciminna", "S. Caterina Villarmosa – Ciminna" e "Piana degli Albanesi – Ciminna". In virtù delle esigenze di rinforzo previste e della verifica di fattibilità di ampliamento della SE Ciminna, non si esclude di valutare un sito alternativo per delocalizzare la sezione 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: 2014²²

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 SE 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

²² La data tiene conto dell'avvio dell'iter entro il 2011 e ottenimento delle autorizzazioni entro 18 mesi.

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 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. Nella stazione di Priolo sarà ampliata la sezione 380 kV per consentire l'attestazione delle future linee agli stalli 380 kV.

Al fine di gestire in sicurezza N – 1 la rete presente nelle aree di Ragusa e Favara a seguito dell'incremento della produzione nel nodo 380 kV di Priolo con l'entrata in servizio dei nuovi gruppi della c.le ERG Nu.Ce. Nord è prevista la sostituzione degli attuali ATR 220/150 kV da 160 MVA presenti nella stazione di Favara con due nuovi ATR da 250 MVA.

Per consentire una maggiore continuità del servizio, la CP Sigonella sarà collegata attraverso un nuovo elettrodotto 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". 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.

In data 12/01/2011 è stato ottenuto il Decreto Autorizzativo per la realizzazione dei collegamenti in cavo interrato a 380 kV tra le esistenti SE di Priolo e di Melilli (N. 239/EL – 165/134/2010).

Ad ottobre 2010 è stata presentata la domanda di autorizzazione per la realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Paternò – Priolo e delle opere connesse.

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna



anno: 2016/2017

Disegno: Chiaramonte G. – Ciminna

Al fine di realizzare l'anello a 380 kV nella Regione Sicilia, si intende realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra la stazione di Sorgente e la stazione 380/150 kV S. Caterina Villarmosa. 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 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, saranno realizzati due nuovi collegamenti 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: 2016

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 220 kV (prevedendo un blindato in classe 380 kV), realizzando un sistema a doppia sbarra con 4 stalli: 2 stalli linea, 1 parallelo sbarre ed 1 per l'ATR 220/150 kV già presente in stazione, per il quale è previsto il potenziamento mediante l'installazione di un ATR 220/150 kV da 250 MVA in luogo dell'attuale ATR 220/150 kV da 160 MVA non più adeguato.

Nella stazione di Partinico sarà realizzato uno stallo 220 kV per attestare la futura linea.

Con tale rinforzo di rete infine si favorirà la connessione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile previsti nell'area.

Stato di avanzamento: Avviato l'iter concertativo.

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 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 prevista la ricostruzione delle direttrici 150 kV tra Caracoli e Casuzze, tra Bellolampo e Casuzze, ed infine la ricostruzione dei collegamenti "Quattroventi – Bacino Palermo" e "Caracoli – Fiumetorto". 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'affidabilità 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.

Infine nell'attesa della realizzazione della SE di Piana degli Albanesi e del completamento del collegamento 150 kV "Ciminna – Cappuccini", previo riclassamento a 150 kV della CP Cappuccini a cura del distributore, è previsto il potenziamento delle trasformazioni della SE 220 kV di Bellolampo mediante l'installazione di un ATR 220/150 kV da 250 MVA in luogo dell'attuale ATR 220/150 kV da 160 MVA non più adeguato.

Stato di avanzamento: Sono in corso i lavori degli elettrodotti 150 kV "Ciminna – Cappuccini" e "Ciminna – Mulini".

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 tra Misterbianco e Viagrande, sfruttando se possibile il riclassamento di porzioni di rete a 70 kV già esistenti, "Viagrande – S. Giovanni la Punta – S. Giovanni Galermo" 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".

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.

Stato di avanzamento: Avviato iter concertativo.

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.

Stato di avanzamento: Avviato iter concertativo.

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 alimenta alla quale sono collegate 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. Infine saranno realizzati i nuovi collegamenti a 150 kV tra le CP Siracusa Nord e Siracusa Est, tra Siracusa Est e Siracusa 1 e tra Siracusa 1 e Siracusa FS.

Stato di avanzamento: Sono stati avviati i lavori per la realizzazione delle linee 150 kV "Siracusa N. – Siracusa E.", "Siracusa E. – Siracusa 1" e "Siracusa 1 – Siracusa FS".

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: Avviato iter concertativo.

Rimozione der.rigida SE 150 kV Castel di Lucio



anno: 2013²³

A completamento delle attività realizzate presso la nuova SE 150 kV di Castel di Lucio, sarà rimossa

²³ La data tiene conto dell'avvio dell'autorizzazione entro il I semestre 2012.

l'attuale derivazione rigida sulla linea "Castel di Lucio – Troina CP – der. Serra Marrocco CP", realizzando così le seguenti due direttrici distinte a 150 kV "Castel di Lucio – Troina CP" e "Castel di Lucio – Serra Marrocco CP".

Stato di avanzamento: Stazione 150 kV Castel di Lucio entrata in servizio il giorno 24/04/2010.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e Riassetto rete 150 kV Messina



anno: 2014

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 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.

Al fine di migliorare l'affidabilità e ridurre i possibili vincoli di esercizio del collegamento esistente "Sorgente – Rizziconi", sono previste attività di adeguamento tramite l'installazione di apparati automatici di selezione ed interruzione dei guasti presso le stazioni 380 kV di Bolano e Paradiso.

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 2010 con decreto N. 239/EL – 76/113/2010, si è ottenuta l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio anche per i tratti aerei. Si segnala l'apertura dei cantieri nel corso del 2010 relativi alle SE di Scilla e Villafranca.

Stazione 380 kV Sorgente (ME)



anno: 2011

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)

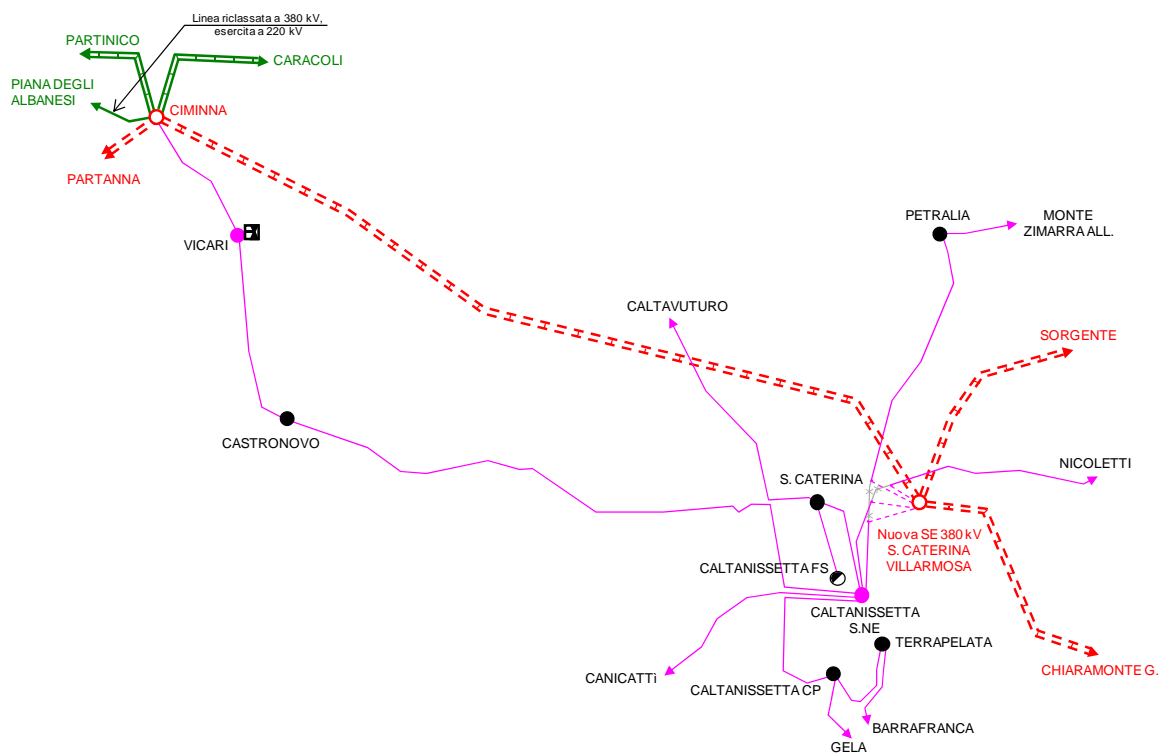
anno: 2011

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.

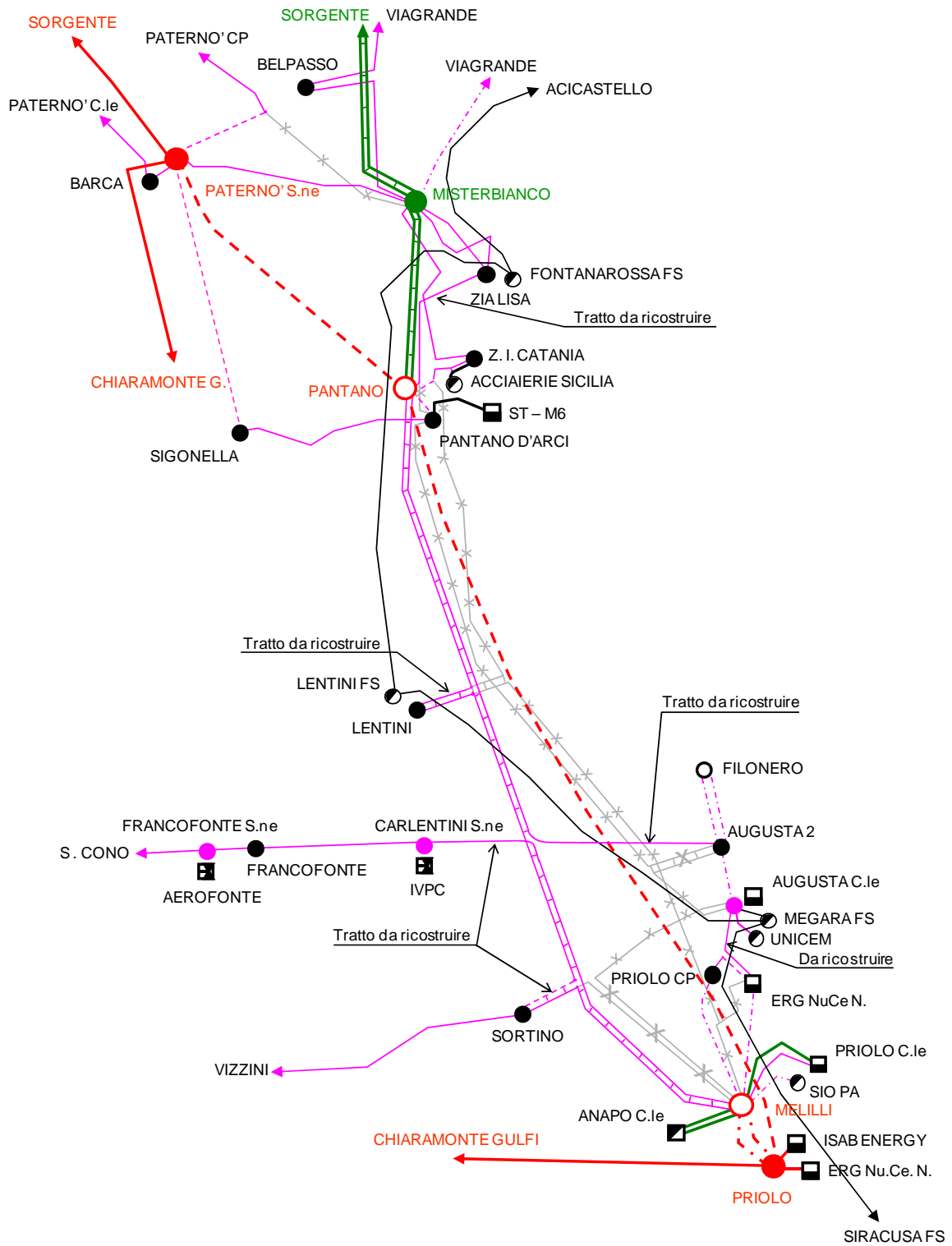
Chiaramonte G. – Ciminna

Lavori programmati



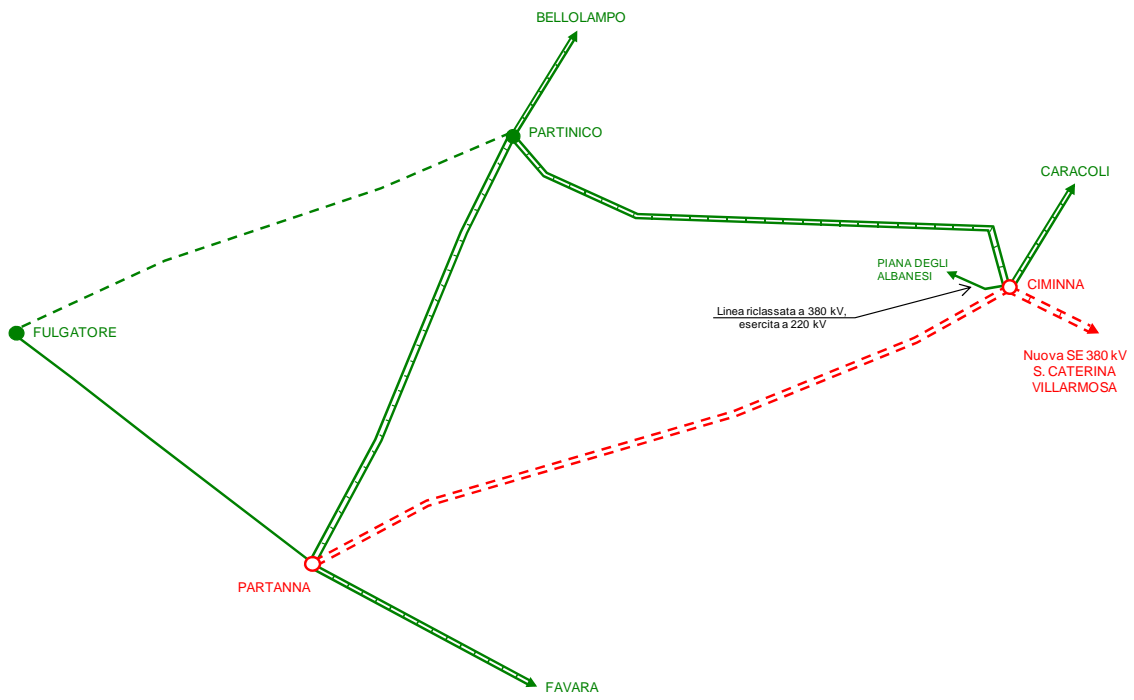
Paternò – Priolo

Lavori programmati



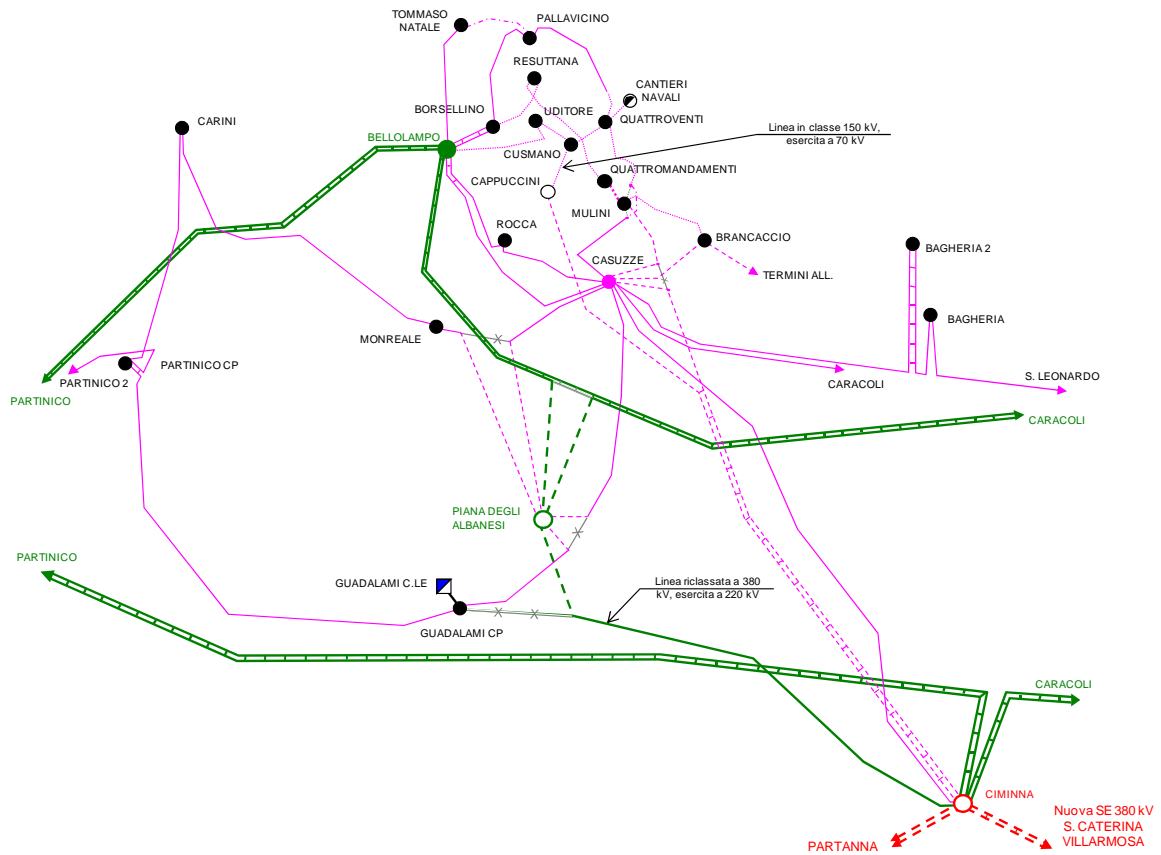
Partanna – Ciminna

Lavori programmati



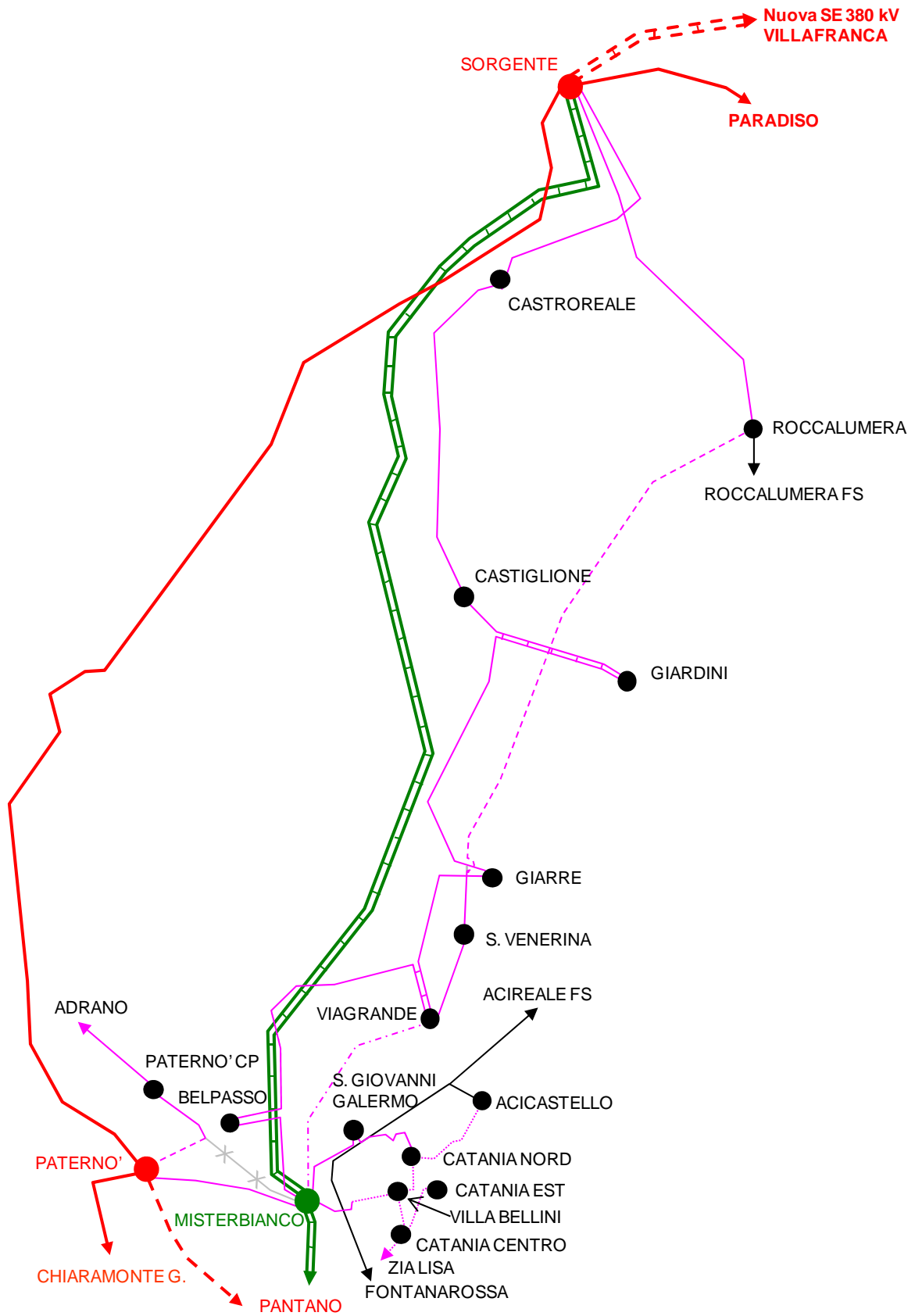
Riassetto di Palermo

Lavori programmati

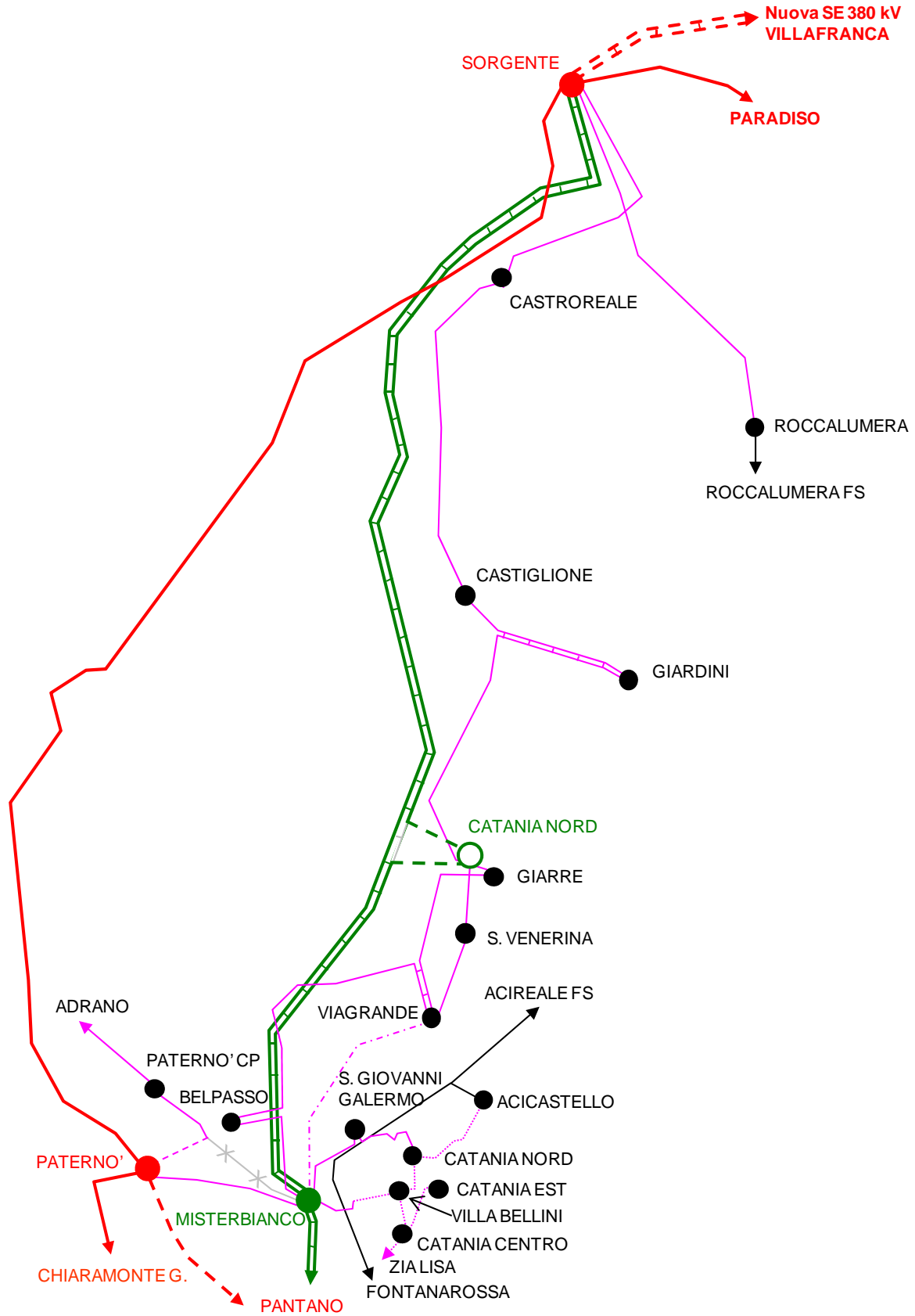


Interventi nell'area a nord di Catania

Alternativa 1

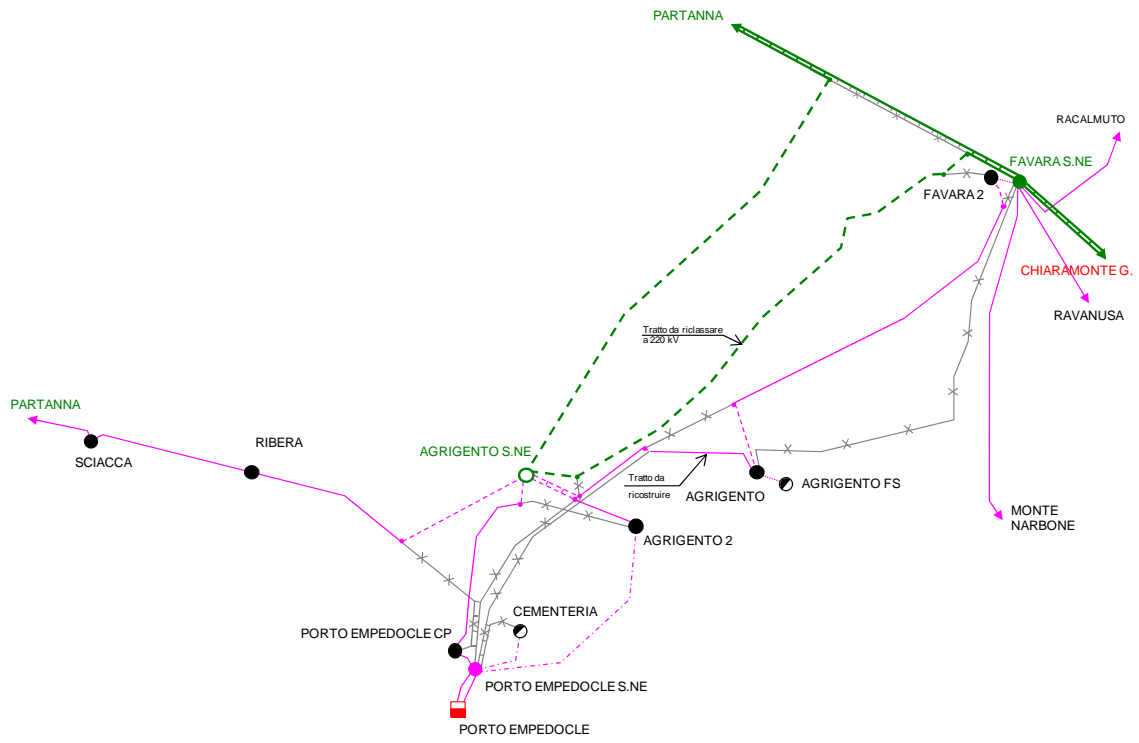


Alternativa 2



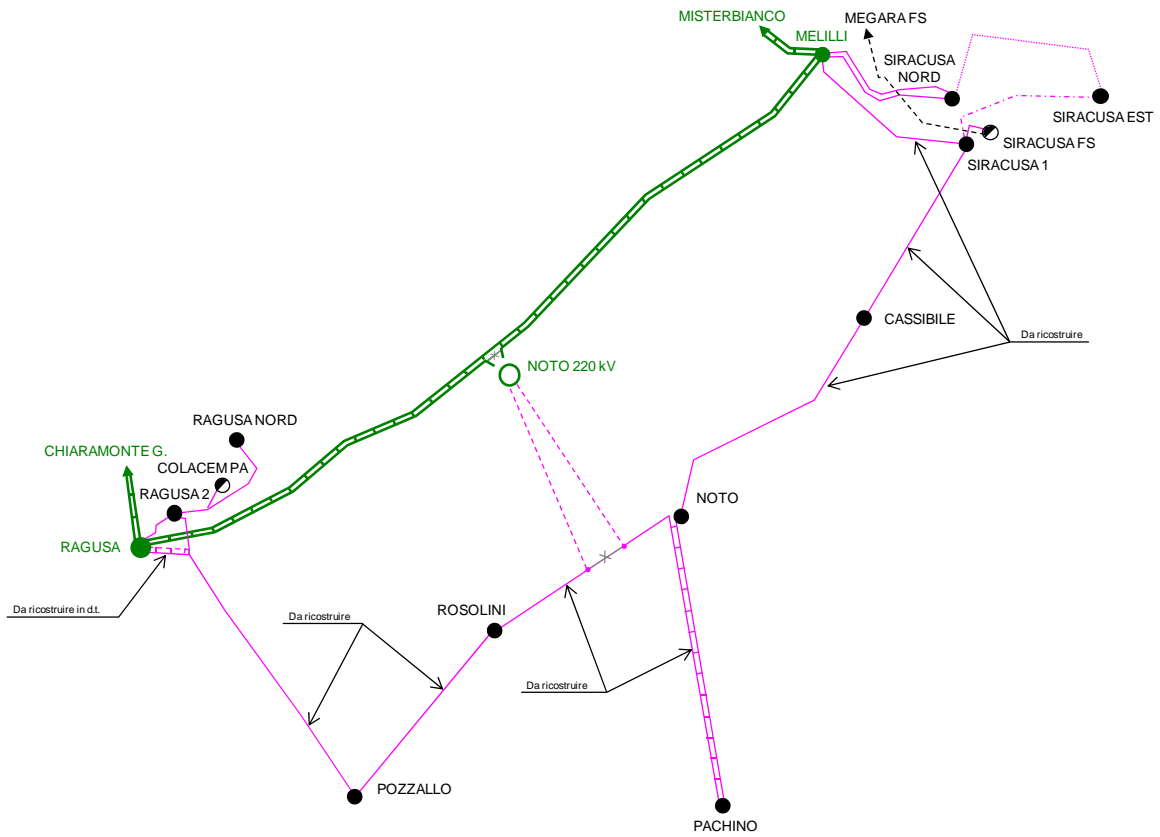
Stazione 220 kV Agrigento

Lavori programmati



Stazione Noto

Lavori programmati



4.8 Area Sardegna



Interventi previsti

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" (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. Contestualmente sarà rimosso il vincolo di portata sul collegamento esistente.

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: In data 10/11/2010, è stato condiviso il corridoio ambientale con la Regione Sardegna.

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 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: In data 9/02/2010, è stato condiviso il corridoio ambientale con la Regione Sardegna.

Potenziamento rete AT in Gallura (OT)



anno: 2016

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 degli 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.

Contestualmente si provvederà, inizialmente, al potenziamento (con conduttore di portata equivalente a un AA 585) delle linee 150 kV nella parte Nord della Gallura:

- "Codrongianos – Ploaghe", "Ploaghe – Tergu" e "Tergu – Viddalba", "Codrongianos – Chilivani" e "Codrongianos – Tula";

- "Palau – S.Teresa", "Arzachena 2 – Arzachena", "Arzachena 2 – Palau", "Olbia – Arzachena" e "Olbia 2 – Olbia";

Successivamente si procederà al potenziamento (sempre con conduttore di portata equivalente a un AA 585) della rete situata a Sud della Gallura e più precisamente delle linee:

- "S.Teodoro – Olbia 2" e "Siniscola 1 – Budoni", "Siniscola 2 – Siniscola 1" e "Budoni – S.Teodoro",
- "Lula – Siniscola 2", "Lula – Nuoro", "Nuoro – Nuoro 2" e "Nuoro 2 – Taloro".

Riassetto rete AT area di Cagliari (CA)

anno: 2013/2014

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".

Stato di avanzamento: In data 9/02/2010, è stata condivisa la localizzazione dell'area di fattibilità con la Regione Sardegna.

Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca (CA)

anno: 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.

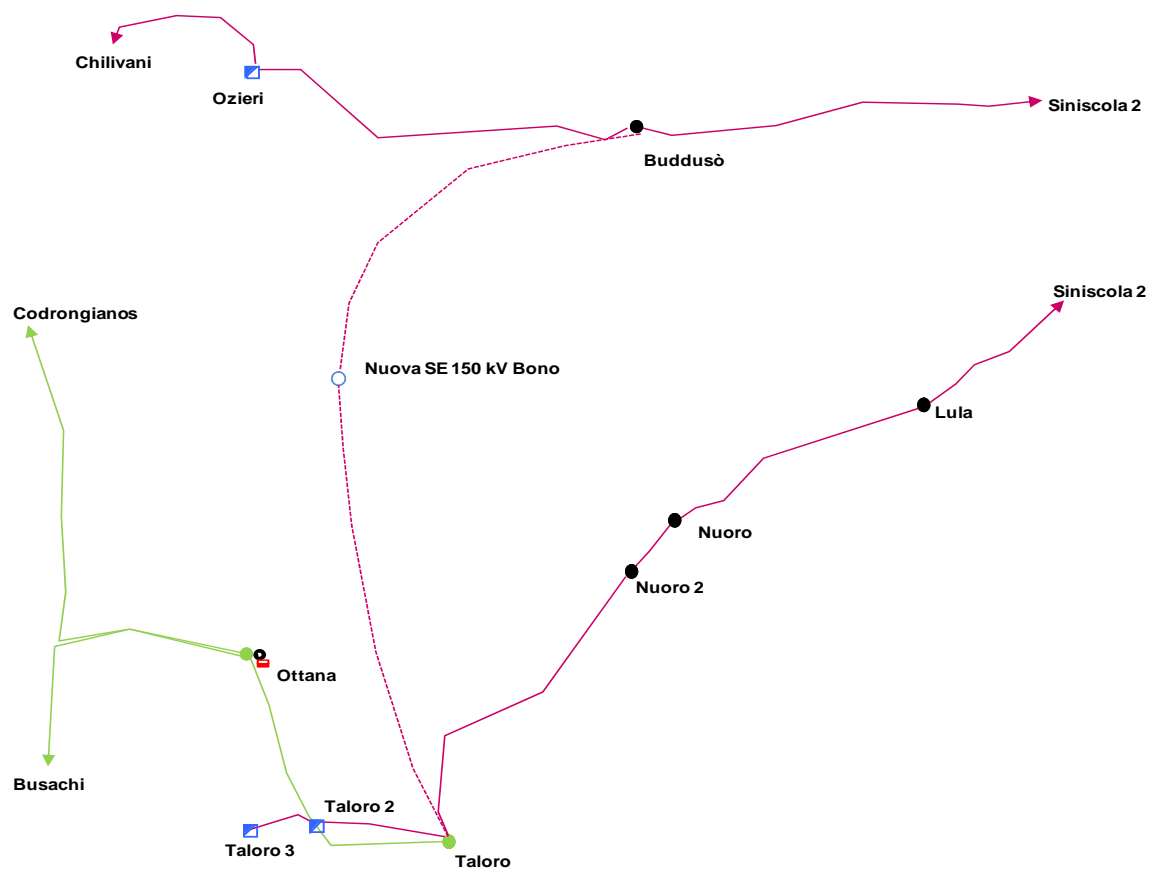
In particolare sarà realizzata una nuova linea a 150 kV in cavo che collegherà tra loro le stazioni di Cagliari Sud e Rumianca con contestuale ampliamento delle stesse

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 26 Maggio 2010 è stata rilasciata l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dal Ministero dello Sviluppo Economico.

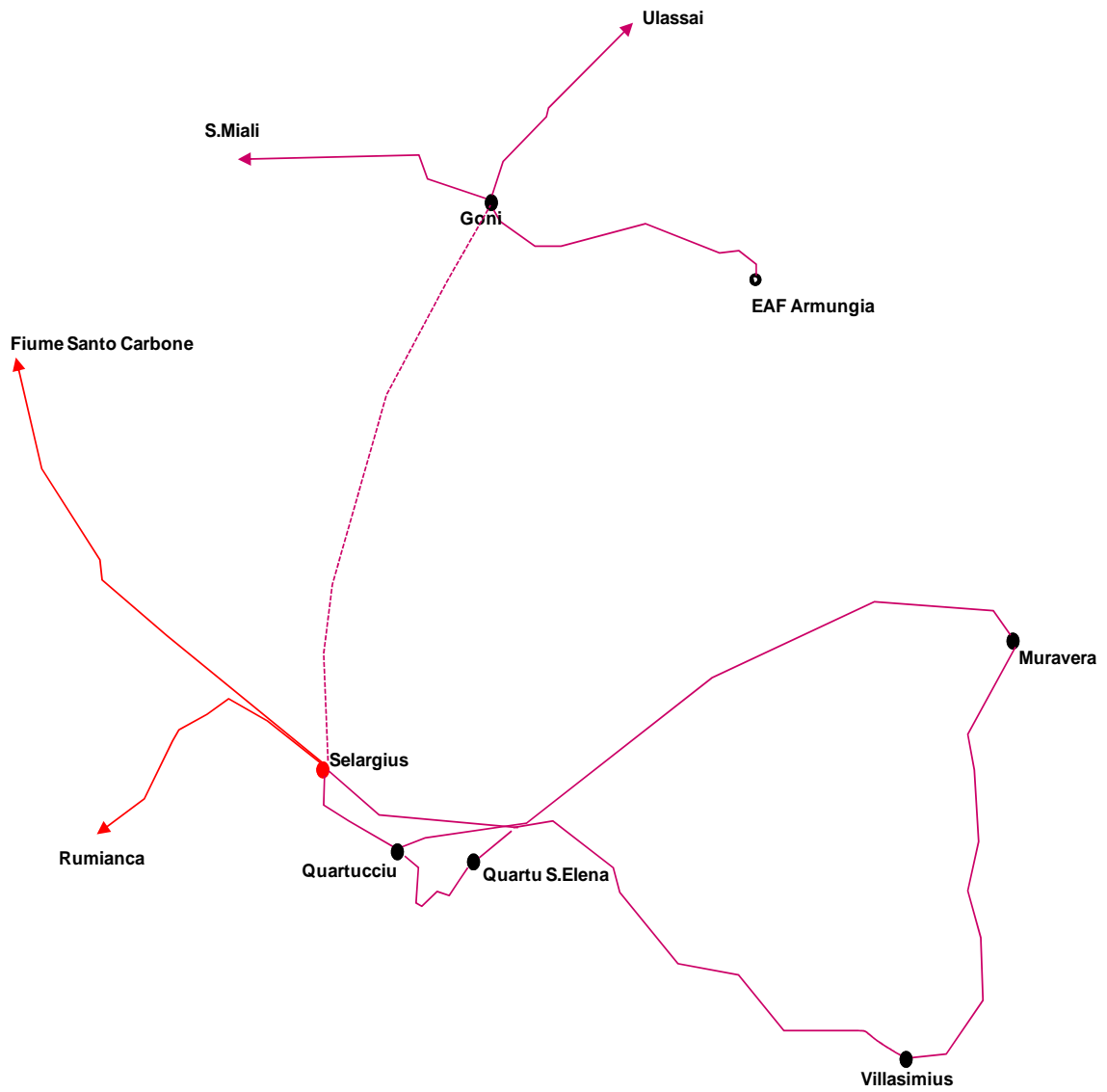
Nuovo elettrodotto 150 kV "Taloro – Bono – Buddusò"

Lavori programmati



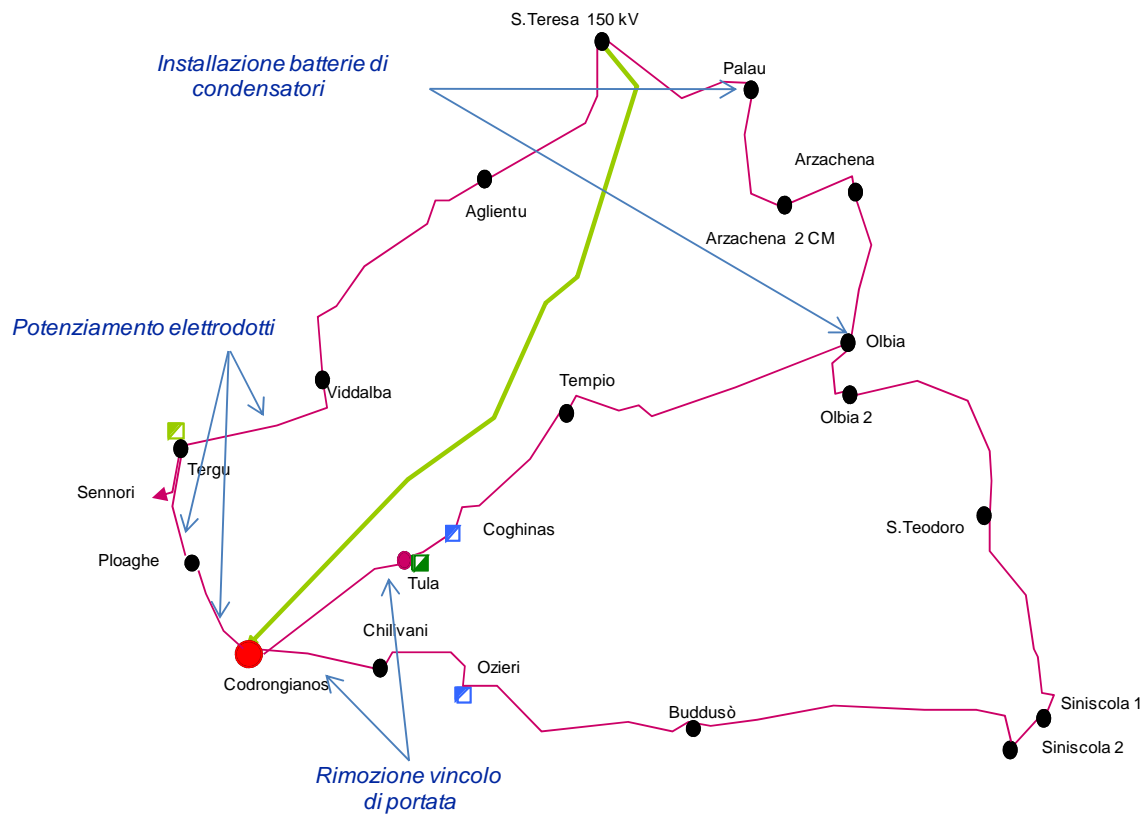
Elettrodotto 150 kV Selargius – Goni

Lavori programmati



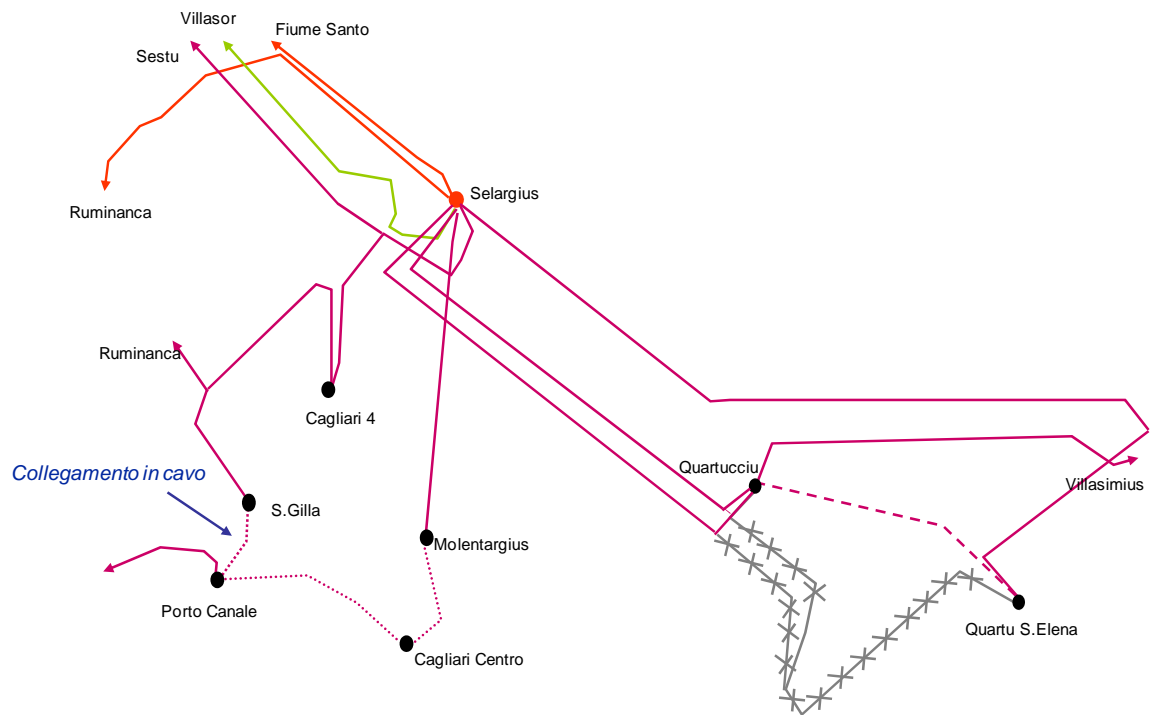
Potenziamento rete AT in Gallura (OT)

Lavori programmati



Riassetto rete AT area di Cagliari

Lavori programmati



Allegato

Connessioni alla RTN

In conformità a quanto stabilito nel D. Lgs. n.79 del 16 marzo 1999 e nel rispetto del Codice di Rete, le richieste di connessione pervenute a Terna vengono esaminate per definire, caso per caso, la soluzione di collegamento più idonea, sulla base di criteri che, tenendo conto della congruità economica delle opere di allacciamento, possano garantire la continuità e la sicurezza di esercizio della rete su cui il nuovo impianto si va ad inserire. Le richieste di connessione raccolte secondo il criterio di seguito riportato contribuiscono a definire la base per l'elaborazione degli scenari evolutivi del sistema elettrico.

Le richieste di connessione sono organizzate nelle seguenti categorie:

- a) Connessioni di Centrali Elettriche: comprende l'elenco di tutte le centrali, classificate per fonte e collocazione geografica, che hanno conseguito l'autorizzazione presso le autorità competenti (Tab. 1);
- b) Connessioni di Cabine Primarie di Raccolta: comprende le cabine elettriche funzionali a collegare alla rete più impianti da fonte rinnovabile che hanno accettato la soluzione di connessione e che hanno conseguito l'autorizzazione presso le autorità competenti (Tab. 2);
- c) Connessioni di Cabine Primarie (CP): comprende le cabine primarie di distribuzione, prevalentemente passive, per le quali è stata rilasciata una soluzione di connessione ed accettata dal richiedente (Tab. 3)
- d) Connessioni di Utenti Utilizzatori: comprende le utenze per le quali Terna ha rilasciato una soluzione di connessione, successivamente accettata dal richiedente (Tab. 4);
- e) Connessioni di Merchant Line: comprende le merchant line che hanno concluso con esito positivo l'iter autorizzativo presso le autorità competenti e le reti interne di utenza (Tab. 5).

Tabella 1 – Connessioni di Centrali Elettriche

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
TRM S.p.A. (TO)	78	RSU	Piemonte	In antenna a 220 kV su nuova SE a 220 kV da inserire in doppia antenna a 220 kV tra le stazioni di Grugliasco e Salvemini.
IREN S.p.A.	400	Ciclo combinato	Piemonte	In antenna a 220 kV su nuova SE a 220kV da inserire in e-e sulla linea "Leini-Pianezza".
Biolevano S.r.l. (PV)	22,3	Biomassa	Lombardia	In antenna a 132 kV su nuova SE RTN a 132 kV da inserire in entra – esce alla linea 132 kV "MEDE – CS SIT – Mortara".
Italgen S.p.A.	190	Ciclo combinato	Lombardia	Il nuovo assetto della rete a 132 kV afferente l'impianto di produzione comprende i seguenti interventi: - nuovo collegamento in cavo di circa 300 metri alla CP Villa di Serio; demolizione di derivazione rigida sulla linea "CP Villa di Serio - Gorlago"; - ammazettamento delle linee Italgen e raccordo alla SE Terna 380/132 kV di Gorlago; nuovo stallo RTN 132 kV in SE Gorlago.
Burgo Group S.p.A. (GO)	120	Ciclo Combinato	Friuli Venezia Giulia	In antenna a 132 kV su una nuova stazione elettrica di smistamento della RTN a 132 kV da inserire in entra – esce sul nuovo elettrodotto della RTN a 132 kV "Lisert – Randaccio".
GbR Solar Collect	17,664	Fotovoltaico	Veneto	In antenna a 132 kV su SE Adria Sud.
Enersol S.r.l.	48	Fotovoltaico	Veneto	In antenna con una nuova Stazione Elettrica della RTN in doppia sbarra a 132 kV da collegare alla linea a 132 kV della RTN "Ferrara Focomorto – Este Santa Croce – Derivazione Canaro", in prossimità dell'esistente Cabina Primaria denominata "Canaro" di proprietà di Enel Distribuzione S.p.A..
ENEL S.p.A	1980	Carbone	Veneto	Riconversione dell'attuale impianto connesso alla SE di Porto Tolle
West Energy Spa	800	Ciclo Combinato	Veneto	Collegamento in antenna a 380 kV su Adria Sud
Cabot di Ravenna (RA)	23	Ciclo Combinato	Emilia Romagna	In antenna a 132 kV alla futura stazione "Ravenna Zona Industriale".
OPPIMITTI COSTRUZIONI S.r.l.	20	Eolico	Emilia Romagna	Collegamento in antenna a 220 Kv con nuova staz. smist. della RTN da inserire in entra – esce su linea a 220 kV "S. Colombano - Avenza"

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
RENO SOLAR S.r.l. (ex. TRE TOZZI RENEWABLE ENERGY S.r.l.)	36,2	Fotovoltaico	Emilia Romagna	Collegamento in antenna a 132 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in entra – esce su linea a 132 kV "Voltana - Longastrino"
SOLAR FARM Società Agricola S.r.l. (ex. TRE TOZZI RENEWABLE ENERGY S.r.l.)	27,5	Fotovoltaico	Emilia Romagna	Collegamento in antenna a 132 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in entra – esce. su linea a 132 kV "Ravenna Baiona- Porto Garibaldi"
Rete Rinnovabile S.r.l.	14,9	Fotovoltaico	Emilia Romagna	In antenna a 132 kV alla stazione Ferrara Focomorto.
Renosolar S.r.l.	36,2	Fotovoltaico	Emilia Romagna	In antenna alla futura stazione di smistamento a 132 kV da inserire in entra – esce sulla linea a 132 kV "Voltana - Longastrino".
Solar Farm società agricola	27,5	Fotovoltaico	Emilia Romagna	In antenna alla futura stazione di smistamento a 132 kV da inserire in entra – esce sulla linea a 132 kV "Ravenna Baiona - Porto Garibaldi".
Cabot di Ravenna (RA)	23	Ciclo Combinato	Emilia Romagna	In antenna a 132 kV alla futura stazione "Ravenna Zona Industriale".
Rete Rinnovabile S.r.l.	8,169	Fotovoltaico	Toscana	In antenna a 132 kV alla stazione Suvereto.
ENEL GREEN POWER S.p.A.	20	Geotermoelettrico	Toscana	Trasformazione dell'attuale collegamento a T rigido sulla linea a 132 kV "Acquapendente - Piancastagnaio 2, tramite inserzione in entra – esce sulla medesima linea (realizzazione di un solo nuovo raccordo di circa 1 km)
EUROPEAN WIND FARMS S.r.l.	20	Eolico	Toscana	In antenna a 132 kV con una nuova stazione RTN a 132 kV da inserire in entra – esce sulla linea a 132 kV "Terricciola - Saline"
Enital S.r.l. (LI)	30	Biomassa	Toscana	In antenna 132 kV alla stazione 220/132 kV Li.Marzocco.
Porto Energia S.r.l.(LI)	52	Biomassa	Toscana	In antenna 132 kV alla stazione 220/132 kV Li.Marzocco.
Parco eolico Carpinaccio S.r.l. (FI)	16	Eolico	Toscana	In antenna a 132 kV alla nuova stazione da inserire in entra – esce alla linea 132 kV "Querceto – Barberino der. Firenzuola".
SECA S.r.l. (LI)	22	Biomasse	Toscana	In antenna 132 kV alla nuova stazione da inserire in entra – esce alla linea 132 kV "Piombino Cotone - Cafaggio".
Garbino Eolica S.r.l. (AN)	25	Eolico	Marche	In antenna a 132 kV alla nuova stazione 132 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea 132 kV "S. Lorenzo in Campo – Sassoferrato".

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
P.T. Solar S.r.l. (TE)	6	Fotovoltaico	Marche	Raccordi RTN per il collegamento della nuova Cabina Primaria Enel da inserire in entra – esce alla linea 132 kV “Marino del Tronto - Sant'Omero”.
Sorgenia S.p.A. di Aprilia (LT)	800	Ciclo Combinato	Lazio	In antenna 380 kV alla nuova stazione 380 kV, da inserire in entra – esce alla linea a 380 kV "Latina – Roma Sud2".
SUNRAY ITALY S.r.l.	72	Fotovoltaico	Lazio	in antenna a 150 kV con una nuova stazione di trasformazione 150/380 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Montalto - Villavalle"
Etruria Energy S.r.l. (VT)	60	Eolico	Lazio	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV "Canino – S. Savino".
EALL – Energia Ambiente Laziale S.r.l. (FR)	45	RSU	Lazio	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Montelungo – Cassino der. Sud Europa Tissue".
Aprilia Solar S.r.l. (RM)	11	Fotovoltaico	Lazio	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Campo di Carne–Santa Rita der.Avir”.
MegaSol S.r.l. (VT)	13	Fotovoltaico	Lazio	In antenna 150 kV alla stazione 380/150 Montalto.
Orsa Maggiore S.r.l.(ex -Solare Roma S.r.l.)	15	Fotovoltaico	Lazio	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV, da inserire in entra - esce alla linea 150 kV “Cesano – Crocicchie”.
BS SOLAR S.r.l. (ex Energia Rinnovabile)	18	Fotovoltaico	Lazio	Collegamento in antenna a 150 kV con una nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra - esce su linea a 150 kV Latina Nucleare - Latina Lido
EVN ENERGIA NATURALE S.r.l.	12,8	Fotovoltaico	Lazio	Collegamento in antenna a 150 kV con una nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra - esce su linea a 150 kV Latina Nucleare - Latina Lido
PHENIX RENEWABLES S.r.l.	24	Fotovoltaico	Lazio	In antenna a 150 kV su nuova stazione in ds della RTN a 150 kV, da inserire in e-e sulla linea a 150 kV Canino -S.Savino, previo realizzazione di due nuovi elettrodotti in cavo a 150 kV di collegamento tra la suddetta SE e la SE 380 kV di Montalto
SUNRAY ITALY S.r.l.	26,26	Fotovoltaico	Lazio	In antenna a 150 kV su una nuova stazione di smistamento in d.s. a 150 kV della RTN da inserire in e-e alla linea "Santa Palomba - Velletri, a cui collegare l'attuale derivazione rigida "Albano All.

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
Wind Turbines Engineering 2 S.r.l. (AQ)	12	Eolico	Abruzzo	In antenna alla nuova stazione 150 kV, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV "Collarmente Sez. – Acea Castel Madama", "Collarmente Sez. – Collarmente CP", "Collarmente Sez. – Cocullo B. (Terna Nord) ", "Collarmente Sez. – Acea S. Angelo der. Sulmona NI" (Terna Sud).
Windsol S.r.l. (AQ)	28	Eolico	Abruzzo	In antenna alla nuova stazione 150 kV, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV "Collarmente Sez. – Acea Castel Madama", "Collarmente Sez. – Collarmente CP", "Collarmente Sez. – Cocullo B. (Terna Nord) ", "Collarmente Sez. – Acea S. Angelo der. Sulmona NI" (Terna Sud).
ECO-ENERGY S.R.L.	34	Biomassa	Abruzzo	In antenna con nuova stazione di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in e-e alla linea 150 kV "Ortona - Villanova"
PESCINA WIND S.r.l.	16	Eolico	Abruzzo	nuova stazione elettrica a 150 kV in doppia sbarra, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV "Collarmente Sez. - Acea Castel Madama", "Collarmente Sez. - Collarmente C.P.", "Collarmente Sez. - Cocullo B. (Terna Nord) ", "Collarmente Sez. - Acea S. Angelo der. Sulmona NI" (Terna Sud)
OFFICINE ELETTRICHE BALSINI S.r.l.	13	Fotovoltaico	Abruzzo	In antenna a 132 kV con una nuova stazione a 132 kV da collegare in entra - esce alla linea a 132kV "Villanova - Penne"
Loritello Wind (ex Energia in Natura S.r.l.) (CB)	30	Eolico	Molise	In antenna 150 kV alla nuova stazione elettrica RTN a 150 kV di Rotello.
New Green Molise S.r.l. (CB)	72	Eolico	Molise	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Portocannone – S. Severo", previo ripotenziamento della linea a 150 kV "Portocannone – S. Severo" nel tratto molisano.
Andromeda Wind (ex New Energy Group S.r.l.) (CB)	39	Eolico	Molise	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV Larino.
API Nova Energia	36	Eolico	Molise	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV di una nuova SE di trasformazione 150/380 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Larino - Foggia"
ELETRASOLAR 1 SOCIETA' AGRICOLA S.r.l.	50	Fotovoltaico	Molise	In antenna a 150 kV con l'esistente stazione elettrica di LARINO, previo ampliamento della stessa.
ESSEBIESE POWER S.r.l.	32	Eolico	Molise	In antenna a 150kV con una nuova stazione di smistamento a 150kV da inserire in entra - esce sulla linea a 150kV "Matese 2S - Campobasso".

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
S.E.T. S.r.l.	22,5	Biomassa	Molise	In antenna a 150 kV con nuova stazione di smistamento a 150 kV della RTN da collegare in e-e sulla linea "Roccapivara - Larino"
TRIOLO 1 S.r.l.	14	Eolico	Molise	in antenna a 150 kV con una nuova stazione di smistamento a 150 kV della RTN da collegare in entra – esce sulla linea a 150 kV "Roccapivara - Larino"
Accornero - Flabrum S.r.l.	12	Eolico	Campania	In antenna a 150 kV con una nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce sulla linea a 150 kV "Cercemaggiore - Colle Sannita"
ACEA ELECTRABEL S.p.A. Caposele/Teora	27	Eolico	Campania	In antenna a 150 kV su SE Castelnuovo di Conza
CER - Consorzio Energie Rinnovabili	75	Eolico	Campania	In antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della SE di Bisaccia
CO.SE.R.	20,4	Fotovoltaico	Campania	In antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della Stazione elettrica 380/220/150 kV di Patria.
ECOENERGIA	20	Eolico	Campania	in antenna a 150 kV con la stazione a 150 kV di Bisaccia
EDENS - S. Giorgio la Molara	54	Eolico	Campania	In antenna sulla stazione di Montefalcone
EDISON Orta di Atella	780	Ciclo combinato	Campania	In antenna su nuova SE a 380 kV da collegare in entra – esce sulla linea a 380 kV "S. Sofia - Patria"
Eolica Bisaccia	12	Eolico	Campania	In antenna con la sezione a 150 kV della SE 380/150 kV di Bisaccia
ERG Eolica Ginestra S.r.l.	40	Eolico	Campania	In antenna a 150 kV con una nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce sulla linea Celle San Vito - Montefalcone
ESSEBIESSE POWER S.r.l.	40	Eolico	Campania	In antenna a 150 kV su futura SE 220/150 kV Montesano della Marcellana
Foster Wheeler	32	Eolico	Campania	Connessione a 150 kV alla stazione 380/150 kV di Bisaccia
Gongolo Srl	10	Eolico	Campania	In antenna a 150kV con una nuova stazione di smistamento a 150kV da inserire in entra - esce sulla linea a 150 kV "Ariano - Flumeri".
Green Energy	72	Eolico	Campania	Connessione a 150 kV sulla stazione 380/150 kV di Bisaccia

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
Eolica Santomenna (ex ICQ)	24	Eolico	Campania	In antenna a 150 kV su SE Castelnuovo di Conza
IVPC POWER 10	34	Eolico	Campania	In antenna su nuova stazione di smistamento a 150 kV Andretta
IVPC POWER 10	12	Eolico	Campania	In antenna su nuova stazione di smistamento a 150 kV Andretta
NATURAL ENERGY S.r.l.	15	Biomassa	Campania	In antenna a 150 kV su una nuova stazione elettrica a 150 kV da inserire in entra esce sulla linea "Tanagro - Sala Consilina" a 150 kV.
Wind Farm U. Avino	14	Eolico	Campania	In antenna a 150 kV con una nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra - esce sulla linea a 150 kV "Montefalcone - Celle San Vito".
Luminosa S.r.l.	385	Ciclo Combinato	Campania	In antenna 380 kV alla futura stazione 380 kV, da inserire in entra – esce alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento II".
Agrienergy di Bari	10	Fotovoltaico	Puglia	In antenna su nuova stazione Spinazzola a 380/150 kV su Matera-S.Sofia
Avalon Assets	50	Eolico	Puglia	In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione a 380 kV che sarà collegata in entra-esce sulla "Foggia-Candela" Deliceto
DAUNIA WIND S.r.l.	74	Eolico	Puglia	In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione a 380 kV Deliceto
DEL ENERGY	24	Eolico	Puglia	In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione a 380 kV che sarà collegata in entra-esce sulla "Foggia-Candela"
EDP Renewables S.r.l.	20	Eolico	Puglia	in antenna su nuova stazione 220 kV su Brindisi - Taranto Nord
Emmessenne Solar	17	Fotovoltaico	Puglia	Su SE Foggia previo ampliamento sez.150 kV
Emmessenne Solar	13	Fotovoltaico	Puglia	Su SE Foggia previo ampliamento sez.150 kV
Emmessenne Solar	12	Fotovoltaico	Puglia	Su SE Foggia previo ampliamento sez.150 kV
FORTORE ENERGIA S.p.A.	80	Eolico	Puglia	In antenna a 150 kV con una nuova SE 380/150 kV di Troia

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
Green Castellaneta	70	Eolico	Puglia	Connessione su nuova stazione 380/150 kV di Castellaneta
Italgest Photovoltaic S.r.l.	10	Fotovoltaico	Puglia	In antenna con la sezione a 150 kV della stazione a 380 kV di Brindisi Sud.
Margherita	20	Eolico	Puglia	In antenna 150 kV su SE Faeto
Margherita	14	Eolico	Puglia	In antenna alla sez. a 150 kV della SE Troia
Reenergy San Marco	44	Eolico	Puglia	Connessione a 150 kV su nuovo stallo della stazione 380/150 kV di Foggia
Rete Rinnovabile	8	Fotovoltaico	Puglia	Connessione su ampliamento GIS sez.150 kV stazione 380/150 kV Brindisi Sud
Rete Rinnovabile	10	Fotovoltaico	Puglia	Connessione su ampliamento GIS sez. 150 kV stazione 380/150 kV Brindisi Sud
Solare di Minervino	10	Fotovoltaico	Puglia	In antenna su nuova stazione Spinazzola a 380/150 kV su Matera-S.Sofia
SUN Energy and partners S.r.l.	25	Fotovoltaico	Puglia	antenna su sezione a 150 kV della SE 380 kV "Brindisi Pignicelle".
SUNRAY ITALY S.r.l.	10	Fotovoltaico	Puglia	In antenna su ampliamento GIS di Galatina 380/150 kV
Volturino Wind	43,2	Eolico	Puglia	In antenna su nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Casalvecchio - Lucera"
Anemos 1	63	Eolico	Puglia	In antenna su nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Francavilla - Mesagne"
Italgest	11	Fotovoltaico	Puglia	In antenna su nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Exxon Mobil - Brindisi Industriale 2 "
Sfir Raffinerie di Brindisi	42,5	Biomasse	Puglia	In entra – esce su linea a 150 kV "Exxon Mobil – Brindisi Ind.le 2"
Belpower	10,5	Fotovoltaico	Puglia	In entra – esce su linea a 150 kV "San Pancrazio - Manduria"

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
ETA S.r.l. di Manfredonia (FG)	14	Eolico	Puglia	Raccordi RTN per il collegamento della nuova Cabina Primaria Enel da inserire in entra – esce su linea 150 kV Foggia 380 – Trinitapoli.
Ordon Energia S.r.l. di Ordon(FG)	44	Eolico	Puglia	Raccordi RTN per il collegamento della nuova Cabina Primaria Enel da inserire in entra – esce su linea 150 kV Ortanova - Foggia Ind.le.
New Ager	18,15	Fotovoltaico	Basilicata	Nuova SE 150 kV in entra – esce sulla linea a 150 kV "Montemurro - Viggiano"
Amaroni Energia	33	Eolico	Calabria	In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della SE Maida 380/150 kV
Cortale Energia	30	Eolico	Calabria	In antenna su nuova SE 150 kV RTN in GIS da collegare con 2 elettrodotti 150kV alla stazione a 380 kV di Maida
Consorzio Enerlive	59	Eolico	Calabria	In antenna 150 kV sulla SE di Maida
EDISON Pianopoli	800	Ciclo combinato	Calabria	In antenna alla sezione a 380 kV di Feroletto.
E-VENTO Cirò	30	Eolico	Calabria	In antenna su nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra – esce sulla linea a 150 kV 'Ciro Marina - Cariati'
Gemsa Energia Fonti Rinnovabili S.r.l.	93	Eolico	Calabria	In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della SE Maida 380/150 kV
Mammola Energia	9,35	Eolico	Calabria	In antenna a 150 kV con una nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra – esce sulla linea a 150 kV "Locri-Taurianova".
Parchi Eolici Calabria S.r.l.	30	Eolico	Calabria	In antenna su nuova stazione in entra – esce sulla linea 150kV "Belcastro-Cutro".
Parco Eolico di San Vito	70	Eolico	Calabria	In antenna a 150 kV con una nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra - esce sulla linea a 150 kV "Serra S. Bruno - Chiaravalle All.", previo ripotenziamento della stessa.
Parco Eolico S. Francesco	32	Eolico	Calabria	In antenna a 150 kV con una nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra - esce sulla linea a 150 kV Cirò Marina - Strongoli.
MAICOR WIND	12	Eolico	Calabria	In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di Maida

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
SIAL S.r.l.	15	Biomassa	Calabria	In antenna a 150 kV con la stazione RTN di Rizziconi
Sorical	14	Idroelettrico	Calabria	In entra – esce su linea a 150 kV Scilla-Melito
ERG Eolica Fossa del Lupo S.r.l. di Gasperina (CZ)	110	Eolico	Calabria	Raccordi RTN per il collegamento della nuova Cabina Primaria Enel da inserire in entra - esce su linea 150 kV Soverato – Girifalco.
Calabria Solar	110	Eolico	Calabria	In antenna su nuova SE 150 kV RTN in GIS da collegare con 2 elettrodotti 150kV alla stazione a 380 kV di Maida
SER 1 S.r.l. (gruppo Api Holding S.p.A.) Alcantara Peloritani (ME)	57,6	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Castiglione – Castroreale”.
SER 1 S.r.l. (gruppo Api Holding S.p.A.) (ME)	68,4	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Bronte – Ucria”.
Consorzio Eolico Villafrati S.r.l. (PA)	31,45	Eolico	Sicilia	In antenna a 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Casuzze – Ciminna".
Eolica Petralia S.r.l. (PA)	39	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Caltavuturo – S.Caterina”.
Minerva Messina S.r.l. (ME)	48	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV "Furnari – Ucria".
AeroRossa S.r.l. (AG/PA/CL)	95	Eolico	Sicilia	In antenna alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Castronovo – Caltanissetta SE ".
Edison Energie Speciali (ME)	30	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV con nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Serra Marocco All. – Troina CP".
Enel Produzione S.p.A. Carlentini (SR)	14	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV "Sortino – Vizzini".
Energia Eolica EN.EO. S.r.l. (ex Ghezzi Holding) (TP)	19,5	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 220 kV di Fulgatore.
Enpower 3 S.r.l. (AG)	42	Eolico	Sicilia	In antenna 220 kV alla Stazione 220 kV RTN in entra-esce ad una delle due terne della linea 220 kV “Favara - Partanna”.

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
Mer Wind (TP)	37,89	Eolico	Sicilia	In antenna alla sezione 150 kV della stazione 220 kV di Partinico.
SER 1 S.r.l. (gruppo Api Holding S.p.A.) (PA)	15,3	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Castronovo – Ciminna".
Solarwind S.r.l. (CL)	32	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Caltanissetta – Castronovo".
Wind Energy Racalmuto (RG)	43	Eolico	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV in entra – esce alla linea "Canicattì – Racalmuto"
Matos S.r.l.	20	Fotovoltaico	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione 220/150 kV Fulgatore.
SPER S.p.A. (EN)	19	biomasse	Sicilia	Centrale Energia da Rifiuti e Biomasse. Raccordi alla RTN per il collegamento della Cabina Primaria di Dittaino, da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV.
ENERGIA PULITA S.r.l.	23	Eolico	Sicilia	In antenna a 150 kV su una nuova stazione elettrica di smistamento da inserire in entra - esce sulla linea a 150 kV "Caltanissetta - Gela"
EOLICA MAZZARRONE S.r.l.	10	Eolico	Sicilia	In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della SE 220 kV di Chiaramonte Gulfi.
ERIKA EOLICA S.r.l.	10	fotovoltaico	Sicilia	In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della SE 220 kV di Partanna.
SOL.IN.PAR. S.r.l. (ex SOL.IN.BUILD)	9,86	Fotovoltaico	Sicilia	In antenna a 150 kV con la sezione 220 kV della SE di Partanna.
E.ON. Produzione	410	Carbone	Sardegna	In antenna alla stazione 380/150 kV Fiumesanto
Energia Verde (CA)	21	Eolico	Sardegna	In antenna alla sezione a 150 kV della stazione 380 kV di Rumianca. Attualmente connesso con soluzione transitoria.
Bonorva Wind Energy S.r.l. (SS)	115	Eolico	Sardegna	In antenna 150 kV alla futura stazione 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Macomer – Cheremule".
Energia Alternativa S.r.l. (CA)	24	Eolico	Sardegna	In antenna alla sezione 150 kV della S.E. 380 kV di Rumianca per tramite dell'impianto di utenza dell'Energia Verde.

Società	Potenza [MVA]	Fonte	Regione	Soluzione connessione
Sardinia Bio Energy S.r.l. (VS)	14	Biomassa	Sardegna	In antenna 150 kV alla nuova SE 150 kV in entra – esce alla linea 150 kV "Villacidro – Villasor".
ENEL GREEN POWER PORTOSCUSO S.r.l.	89,7	Eolico	Sardegna	In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV SF6 della se 220 kV di SULCIS
TWELVE ENERGY Società Agricola S.r.l.	106	Fotovoltaico	Sardegna	In antenna a 220 kV con la sezione 220 kV della SE di Villasor.

Tabella 2 – Connessioni di CPR (cabine primarie di raccolta produzione distribuita)

Società	Impianto	Regione	Soluzione di Connessione
ENEL Distribuzione	CPR Blasi	Puglia	In antenna su nuova SE RTN 150 kV da collegare in entra-esce su Brindisi-S.Pietro Vernotico previo collegamento della nuova SE 150 kV con la SE RTN 380/150 kV di Brindisi Sud
ENEL Distribuzione	CPR Casignano	Puglia	In antenna su nuova SE RTN a 150 kV da collegare in entra-esce su Brindisi-S.Vito dei Normanni previo collegamento della nuova SE 150 kV con nuova SE 380/150 kV su Brindisi-Taranto Nord
ENEL Distribuzione	CPR Maffei	Puglia	In antenna su nuova SE RTN 150 kV da collegare in doppio entra-esce su Brindisi-Lecce Nord e Brindisi-S.Pietro Vernotico
ENEL Distribuzione	CPR Torre Mozza	Puglia	In antenna su nuova SE RTN a 150 kV da collegare in entra-esce su Brindisi-S.Vito dei Normanni previo collegamento della nuova SE 150 kV con nuova SE 380/150 kV su Brindisi-Taranto Nord

Tabella 3 – Connessioni di CP (cabine primarie di distribuzione)

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Deval	CP Gressoney La Trinitè (AO)	Val d'Aosta	In entra – esce alla linea 132 kV “Gressoney – Sendren Al.”.
Deval	CP Aosta Ovest in Aymavilles (AO)	Val d'Aosta	In entra – esce alla linea 132 kV “Rhins – Villeneuve”.
Enel Distribuzione	CP Oleggio (NO)	Piemonte	In entra – esce alla linea a 132 kV “Mercallo – Cameri”.
Enel Distribuzione	CP Scarmagno (TO)	Piemonte	In entra – esce alla linea 132 kV “San Bernardo – Caluso”.
Enel Distribuzione	CP Ivrea (TO)	Piemonte	In entra – esce alla linea a 132 kV “S. Bernardo – Ivrea”.
Enel Distribuzione	CP Lucento (TO)	Piemonte	In entra – esce alla linea 132 kV “Pianezza – Lucento – Borgaro”. Attualmente connessa sulla linea a 132 kV “Martinetto – Borgaro”.
Enel Distribuzione	CP Verampio (VB)	Piemonte	In antenna 132 kV alla stazione 220/132 kV Verampio.
Enel Distribuzione	CP Ponte (VB)	Piemonte	In antenna 132 kV alla stazione 220/132 kV Ponte.
Enel Distribuzione	CP Fornacino (TO)	Piemonte	In entra - esce alla linea 132 kV "Stura - Rondissone - Leini".
Enel Distribuzione	CP Borgovercelli (VC)	Piemonte	In entra - esce alla linea 132 kV "Vercelli Nord - Robbio".
Enel Distribuzione	CP Riva Valdobbia (VC)	Piemonte	In antenna da linea 132 kV "Fervento - Riva Valdobbia".
Enel Distribuzione	CP Alessandria Sud (AL)	Piemonte	È prevista la delocalizzazione dell'attuale CP in un nuovo sito.
Enel Distribuzione	CP Sassello (SV)	Liguria	In entra – esce alla linea 132 kV “Vetri Dego – C.le Spigno”.
Enel Distribuzione	CP Pontedecimo (GE)	Liguria	In entra - esce alla linea 132 kV "Morigallo - Busalla".
Enel Distribuzione	CP Torriglia (GE)	Liguria	Der.T da linea 132 kV "Molassana - S.Colombano".
Enel Distribuzione	CP Bordighera (IM)	Liguria	In entra - esce alla linea 132 kV "Camporosso - AMAIE".
Enel Distribuzione	CP Civezza (IM)	Liguria	In entra - esce alla linea 132 kV "Imperia - Arma di Taggia FS".
Enel Distribuzione	CP Torza (SP)	Liguria	In entra - esce alla linea 132 kV "Sestri Levante - Vizzà".
Enel Distribuzione	CP Antoniana (SP)	Liguria	In entra - esce alla linea 132 kV "Rebocco - La Pianta".
Enel Distribuzione	CP Legino (SV)	Liguria	In entra - esce alla linea 132 kV "Savona - Vado Termica".
Enel Distribuzione	CP Cadorago (CO)	Lombardia	In entra – esce alla linea a 132 kV “Cucciago – Novedrate”.
Enel Distribuzione	CP Legnano (MI)	Lombardia	In antenna 132 kV alla sezione 132 kV della stazione 380 kV Cislago.

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
A2A Reti Elettriche	CP Stocchetta (BS)	Lombardia	In entra – esce alla linea alla linea RTN 132 kV "Nave – Travagliato".
Enel Distribuzione	CP Cortefranca (BS)	Lombardia	In antenna 132 kV alla sezione 132 kV della stazione 380 kV Chiari.
Enel Distribuzione	CP Sumirago (VA)	Lombardia	In antenna 132 kV alla sezione 132 kV della stazione 380 kV Mercallo.
A2A Reti Elettriche	SE Porta Volta (MI)	Lombardia	Nuovo stallo a 220 kV per l'alimentazione del quarto trasformatore AT/MT.
A2A Reti Elettriche	CP Rogoredo (MI)	Lombardia	In entra – esce alla linea a 132 kV "Vaiano Valle – Bolgiano".
A2A Reti Elettriche	CO Musocco	Lombardia	installazione 5° TR previa realizzazione della nuova SE 220/132 kV di Musocco
A2A Reti Elettriche	CP Rozzano (MI)	Lombardia	In entra – esce su nuova SE RTN 220 kV "Cesano Maderno – Tavazzano". In valutazione possibile soluzione a 132 kV.
A2A Reti Elettriche	Stazione Ricevitrice Nord (MI)	Lombardia	Presso la stazione RTN Ricevitrice Nord saranno attestati 2 stalli 220 kV per trasformazioni 220/MT.
Enel Distribuzione	CP Turbigo (MI)	Lombardia	In derivazione rigida alla linea 132 kV "SE Turbigo – Tornavento".
A2A Reti Elettriche	CP Tremosine (BS)	Lombardia	In entra – esce alla linea 132 kV "Toscolano – Storo – Riva".
Enel Distribuzione	CP Vulcano (MI)	Lombardia	In entra – esce alla linea 132 kV "Ospiate – Rise Sesto" ed antenna 132 kV su SE Ospiate.
Enel Distribuzione	CP Mazzano (BS)	Lombardia	In antenna 132 kV alla stazione 380/132 kV prevista nell'ambito della razionalizzazione della rete a Sud–Est dell'area di Brescia.
A2A Reti Elettriche	CP Centrale/Marcello (MI)	Lombardia	In antenna su SE RTN In entra – esce alla linea RTN 220 kV "Ricevitrice Nord – Gadio".
Enel Distribuzione	CP Gropello Cairoli (PV)	Lombardia	Seconda alimentazione della CP esistente mediante collegamento in antenna 132 kV alla sezione 132 kV della stazione 380 kV Castelnuovo.
A2A Reti Elettriche	SE Savona (MI)	Lombardia	In entra esce alla linea 220 kV" Ric. Sud – Ric. Ovest".
A2A Reti Elettriche	SE Comasina (MI)	Lombardia	In entra esce alla linea 220 kV "Sesto Torretta – Ospiate".
A2A Reti Elettriche	CP Bovisa (MI)	Lombardia	Presumibilmente in antenna alla nuova SE Musocco.
A2A Reti Elettriche	CP Baggio (MI)	Lombardia	Presumibilmente in entra – esce alla linea 132 kV "Cesano – Seguo".
Enel Distribuzione	CP Dalmine (BG)	Lombardia	In entra - esce alla linea 150 kV "S.ne Ciserano - CP Locate".
Enel Distribuzione	CP Filago (BG)	Lombardia	Der.T da linea "CP Chignolo - CS Filago".

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Enel Distribuzione	CP Verdellino (BG)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "S.ne Ciserano - CP Stezzano".
Enel Distribuzione	CP Arzago (BG)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "CP Pandino - CS Stamperia".
Enel Distribuzione	CP Costa di Mezzate (BG)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "S.ne Gorlago - CP Ghisalba".
Enel Distribuzione	CP Calvagese (BS)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "Desenzano - CP Salò".
Enel Distribuzione	CP Adro (BS)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "S.ne Chiari - CP Cortefranca".
Enel Distribuzione	CP Verolavecchia (BS)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "CP Casalbuttano - CP Borgo S. Giacomo".
Enel Distribuzione	CP Lonato (BS)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "S.ne Lonato - CP Montichiari".
Enel Distribuzione	CP Canzo (CO)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "CP Civate - CP Erba".
Enel Distribuzione	CP Settimo Mil.se (MI)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "CP Seguro - CP Rho".
Enel Distribuzione	CP Crosio (VA)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "Varano - CP Sumirago".
Enel Distribuzione	CP Gornate (VA)	Lombardia	In entra - esce alla linea 132 kV "CP Castiglione O.- CP Sumirago".
Enel Distribuzione	CP Lasa (BZ)	Trentino Alto Adige	In antenna 132 kV alla stazione 132 kV Lasa.
Enel Distribuzione	CP S. Floriano (TN)	Trentino Alto Adige	In antenna 132 kV alla stazione 132 kV S. Floriano.
Enel Distribuzione	CP Glorenza (BZ)	Trentino Alto Adige	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV in entra – esce alla linea "Curon – Glorenza". In alternativa in entra – esce alla linea 132 kV "Glorenza – Castelbello der. Lasa".
Enel Distribuzione	CP Curon (BZ)	Trentino Alto Adige	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV in entra – esce alla linea "Curon – Glorenza".
Enel Distribuzione	CP Brennero (BZ)	Trentino Alto Adige	In entra – esce 132 kV alla linea "Prati di Vizze – Brennero".
Enel Distribuzione	CP Rio Pusteria (BZ)	Trentino Alto Adige	In entra – esce alla linea 132 kV "Rio Pusteria – Bressanone".
Enel Distribuzione	CP Fontanafredda (PN)	Friuli Ven.Giulia	In entra – esce alla linea 132 kV "Porcia – Sacile".
Enel Distribuzione	CP Villesse (GO)	Friuli Ven.Giulia	In entra - esce alla linea 150 kV "S.ne Redipuglia - Manzano".

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Enel Distribuzione	CP Pasiano (PN)	Friuli Ven.Giulia	Der. da CP Prata.
Enel Distribuzione	CP Grumolo (VI)	Veneto	In entra – esce alla linea 220 kV “Este – Cittadella”.
Enel Distribuzione	CP Rubano (PD)	Veneto	In entra – esce alla linea 220 kV “Dugale – Stazione 1” (futura “Dugale – Padova N.O.”).
Enel Distribuzione	CP Montebello (VI)	Veneto	In entra – esce alla linea a 132 kV “Dugale – Montecchio” Attualmente connessa con soluzione transitoria.
Enel Distribuzione	CP Marostica (VI)	Veneto	In entra – esce alla linea a 132 kV “Sandrigo – Cartigliano” Attualmente connessa in derivazione rigida.
Enel Distribuzione	CP Sovizzo (VI) (ex Montecchio Z.I.)	Veneto	In entra – esce alla linea a 132 kV “Montecchio – Altavilla”.
Enel Distribuzione	CP Caldogno (VI)	Veneto	In entra – esce alla linea 132 kV “Sandrigo – Vicenza Monteviale CP”.
Enel Distribuzione	CP Nanto (VI)	Veneto	In entra esce alla futura linea a 132 kV “Castegnero – Este” declassata.
Enel Distribuzione	CP Trevenzuolo (VR)	Veneto	In antenna 132 kV alla stazione Nogarole Rocca (VR).
Enel Distribuzione	CP San Gorgo al Monticano (TV)	Veneto	In entra – esce alla linea 220 kV “Salgareda – Pordenone”.
AGSM Verona	CP Verona S. Lucia (VR)	Veneto	In entra – esce alla futura linea in cavo 132 kV “Ricevitrice Sud – C.le Chievo”.
AIM Vicenza	CP Monte Crocetta (VI)	Veneto	In doppia antenna alla sezione 132 kV della S.E. di Vicenza Monteviale.
Enel Distribuzione	CP Somprade (BL)	Veneto	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.
Enel Distribuzione	CP Quero (BL)	Veneto	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.
Enel Distribuzione	CP Resana (TV)	Veneto	In entra – esce alla linea 132 kV “Castel Franco – Campo S. Piero”
Enel Distribuzione	CP Padova Z.I. (PD)	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV “Acegas APS - Padova via TS”.
Enel Distribuzione	CP Cartigliano (VI)	Veneto	In antenna alla sezione 132 kV della SE Rossano mediante l’utilizzo di un tratto di linea 220 kV esistente.
Enel Distribuzione	CP Canaro (RO)	Veneto	In entra – esce alla linea 132 kV “Ferrara Focomorto – Este”.
Enel Distribuzione	CP Brentelle (PD)	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV “Futura Bassanello - Altichiero”.
Enel Distribuzione	CP Salboro (PD)	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV “Camin - Battaglia”.

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Enel Distribuzione	CP Candiana (PD)	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV "Piove di Sacco - Cà Tron".
Enel Distribuzione	CP Susegana (TV)	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV "Nervesa - Nove 71".
Enel Distribuzione	CP Fusina (VE)	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV "Villabona - Fusina 2".
Enel Distribuzione	CP Cona (VE)	Veneto	Der.T da linea 132 kV "Brontolo - Piove di Sacco".
Enel Distribuzione	CP Conco (VI)	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV "Carpanè - Zugliano".
Enel Distribuzione	CP Monte di Malo (VI)	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV "Schio - Cornedo".
Enel Distribuzione	CP Trissino (VI)	Veneto	Der.T da linea "Chiampo - Cornedo".
Enel Distribuzione	CP Caselle (VR)	Veneto	In entra - esce alla linea 150 kV "Nogarole Rocca - Vago".
HERA	CP Modena Est (MO)	Emilia Romagna	In entra – esce alla futura linea a 132 kV “Modena Nord – Modena Crocetta”.
Enel Distribuzione	CP Sorbolo (PR)	Emilia Romagna	In entra – esce alla linea 132 kV “Parma Vigheffio – S. Quirico”.
Enel Distribuzione	CP Bastiglia (MO)	Emilia Romagna	In entra – esce alla linea 132 kV “Crevalcore – Carpi Sud”.
Enel Distribuzione	CP Berceto (PR)	Emilia Romagna	In entra – esce alla linea 132 kV “Borgotaro – Marra”.
Enel Distribuzione	CP Roncobilaccio (BO)	Emilia Romagna	Già previsto il collegamento della CP in derivazione rigida alla linea di distribuzione “Querceto – Barberino – Firenzuola all.”. Sulla medesima linea dovrà essere previsto l’entra – esce.
Enel Distribuzione	CP Nibbiano (PC)	Emilia Romagna	In entra– esce alla linea 132 kV "Borgonovo – Borgotaro" (futura "Borgonovo – Bardi").
Enel Distribuzione	CP Mancasale (RE)	Emilia Romagna	In entra – esce alla linea a 132 kV “Reggio Nord – Castelnovo di Sotto”. L’intervento è correlato alle opere previste nell’ambito della razionalizzazione della rete AT nell’area di Reggio Emilia.
HERA	CP Modena Cittanova (MO)	Emilia Romagna	In entra – esce alla linea 132 kV "Rubiera – Modena Ovest".
Enel Distribuzione	CP Fusignano (RA)	Emilia Romagna	In entra – esce alla linea a 132 kV “Ravenna Canala – Colunga”. Attualmente connessa alla linea 132 kV “Ravenna Canala – Cotignola”.
Enel Distribuzione	CP Bedonia (PR)	Emilia Romagna	In entra – esce alla linea a 132 kV “Borgonovo – Borgotaro” (futura “Borgonovo –Bardi”).
Enel Distribuzione	CP Parma “SPIP” (PR)	Emilia Romagna	In entra – esce alla linea a 132 kV “Vigheffio – S. Quirico”.

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Enel Distribuzione	CP Selice (RA)	Emilia Romagna	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra – esce alla linea 132 kV "Colunga – Ravenna Canala".
Enel Distribuzione	CP Volturmo (PR)	Emilia Romagna	In doppia antenna 132 kV alla SE 380 kV Parma Vigheffio.
Enel Distribuzione	CP Ponte Rizzoli (BO)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "Colunga - Castel S. Pietro".
Enel Distribuzione	CP Bentivoglio (BO)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "S. Pietro in Casale - Castelmaggiore".
Enel Distribuzione	CP Tanari (BO)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "Martignone - Battiferro".
Enel Distribuzione	CP Corticella (BO)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "Quarto - Castel Maggiore".
Enel Distribuzione	CP Fo Pieve (FC)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "Forlì Oraziana - Forlì Bagnolo".
Enel Distribuzione	CP Cesena Sud (FC)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "Gambettola - Cesena Ovest".
Enel Distribuzione	CP Cesena Nord (FC)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "Ravenna Canala - Gambettola".
Enel Distribuzione	CP Sassuolo Nord (MO)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "Rubiera - Sassuolo".
Enel Distribuzione	CP Fossoli (MO)	Emilia Romagna	Antenna da S.ne Carpi Fossoli.
Enel Distribuzione	CP Cortetegge (RE)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "S. Ilario - Reggio via Gorizia".
Enel Distribuzione	CP Schiezza (MO)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "Ligonchio - Torrechiara".
Enel Distribuzione	CP S. Clemente (RN)	Emilia Romagna	In entra - esce alla linea 132 kV "S. Martino in XX - palo 165".
Enel Distribuzione	CP Saline (PI)	Toscana	In entra – esce alla linea a 132 kV "Terricciola – Cecina". Attualmente collegata con soluzione transitoria.
Enel Distribuzione	CP Torrita di Siena (SI)	Toscana	In entra – esce alla linea 132 kV "Chiusi – Sab. Lonza". Attualmente collegata con soluzione transitoria.
Enel Distribuzione	CP Gioietta Castiglione della Pescaia (GR)	Toscana	In entra – esce alla linea 132 kV "Castiglione della Pescaia – Grosseto Nord".
Enel Distribuzione	CP Castelnuovo Garfagnana (LU)	Toscana	In entra – esce alla linea a 132 kV "Corfino – C.le Castelnuovo Garfagnana". Attualmente collegata con soluzione transitoria.
Enel Distribuzione	CP Centro (FI)	Toscana	In entra - esce alla linea 132 kV "Agnolo - Cascine".
Enel Distribuzione	CP Università (FI)	Toscana	In entra - esce alla linea 132 kV "Calenzano - Sodo".
Enel Distribuzione	CP Marradi (FI)	Toscana	Der.T da linea "Casola - Marradi".

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Enel Distribuzione	CP S. Piero a Sieve (FI)	Toscana	In entra - esce alla linea 132 kV "Barberino - Borgo S. Lorenzo".
Enel Distribuzione	CP Montramito (LU)	Toscana	In entra - esce alla linea 132 kV "Viareggio - Filettole".
Enel Distribuzione	CP Ospedaletto (PI)	Toscana	In entra - esce alla linea 132 kV "Visignano - Livorno Marzocco".
Enel Distribuzione	CP Senigallia Ovest (AN)	Marche	In entra – esce alla linea ex–220 kV "Colunga – Candia" declassata a 132 kV.
Enel Distribuzione	CP Montecchio (PS)	Marche	In entra – esce alla linea 132 kV "Colbordolo – Montelabbate".
Enel Distribuzione	CP Marischio (AN)	Marche	In entra – esce alla linea 132 kV "Fabriano - Merloni".
Enel Distribuzione	CP Pedaso (FM)	Marche	In entra – esce alla linea 132 kV "Colmarino – Grottamare".
Enel Distribuzione	CP Castelmassimo (FR)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Ceprano – Canterno C.le". Attualmente connessa con soluzione transitoria.
Acea Distribuzione	CP Castel Romano (RM)	Lazio	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV di Roma Sud.
Acea Distribuzione	CP Tor di Valle (RM)	Lazio	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV di Roma Sud.
Acea Distribuzione	CP La Storta (RM)	Lazio	In entra – esce alla linea a 150 kV "Roma O. – Fiano Romano – Flaminia Acea" nel tratto "Roma O. – Fiano Romano all.".
Acea Distribuzione	CP Parco dei Medici (RM)	Lazio	In entra – esce alla linea a 150 kV "Magliana – Ponte Galeria"..
Acea Distribuzione	CP Castel di Leva (già Vallerano) (RM)	Lazio	In antenna su nuova stazione RTN a 220 kV da collegare in entra – esce alla linea 220 kV "Roma Sud – S.Paolo".
Enel Distribuzione	CP San Domenico (FR)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Sora - Cartiere Burgo".
Enel Distribuzione	CP Autostrada (FR)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Anagni - Anagni Z.I.".
Enel Distribuzione	CP Vallefratta (FR)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Ceccano - Ceprano".
Enel Distribuzione	CP Ausonia (FR)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Garigliano - Ceprano".
Enel Distribuzione	CP Nettuno (RM)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Latina Nucleare - Anzio".
Enel Distribuzione	CP Spigno (LT)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Maranola - Minturno".
Enel Distribuzione	CP Aprilia 2 (LT)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Aprilia - Le Ferriere".
Enel Distribuzione	CP Cantalupo in Sabina (RI)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Vacone- Colonneta".
Enel Distribuzione	CP Sant'Oreste (RM)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Orte - Nomentana".

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Enel Distribuzione	CP San Cesareo (RM)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Frascati - Valmontone".
Enel Distribuzione	CP Vignaturci 2 (RM)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "S.Lucia - Civitavecchia".
Enel Distribuzione	CP Pratica di Mare (RM)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "S.Rita - S.Rita Smistamento".
Enel Distribuzione	CP Ronciglione (VT)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Capranica - Orte".
Enel Distribuzione	CP Orte 2 (VT)	Lazio	In entra – esce alla linea 150 kV "Gallese - Orte".
Enel Distribuzione	CP Rivisondoli (ex – Roccaraso) (AQ)	Abruzzo	In entra – esce alla linea a 150 kV "Collarmele Sez. – S. Angelo".
Enel Distribuzione	CP Colonnella (TE)	Abruzzo	In entra – esce alla linea 132 kV "Alba Adriatica - Porto D'Ascoli".
Enel Distribuzione	CP Torino di Sangro (CH)	Abruzzo	In entra – esce alla linea 150 kV "Lanciano - Vasto".
Enel Distribuzione	CP Santa Filomena (PE)	Abruzzo	In entra – esce alla linea 132 kV "Marruccina - Montesilvano".
Enel Distribuzione	CP Mosciano (TE)	Abruzzo	In entra – esce alla linea 132 kV "Giulianova - Roseto".
Enel Distribuzione	CP Polla (SA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Tanagro – CP Sala Consilina".
Enel Distribuzione	CP TAV Casoria (NA)	Campania	In entra – esce alla linea a 220 kV "Fratta – Poggioreale".
Enel Distribuzione	CP Pontelandolfo (BN)	Campania	In antenna a 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV di Benevento II.
Enel Distribuzione	CP Nola 2 (NA)	Campania	Connessione su ampliamento dell'esistente CP Nola previa realizzazione di nuova S.E. RTN 380/220/150 kV da raccordare alle linee "Montecorvino - S. Sofia" 380 kV e "Nola - S. Valentino" 220 kV
Enel Distribuzione	CP S. Valentino 2 (SA)	Campania	Connessione su ampliamento dell'esistente CP S. Valentino previa realizzazione di nuova S.E. RTN 380/220/150 kV da raccordare alle linee "Montecorvino - S. Sofia" 380 kV e "Nola - S. Valentino" 220 kV
Enel Distribuzione	CP Interporto Maddaloni (CE)	Campania	In entra – esce su una delle due linee "Maddaloni – S. Sofia".
Enel Distribuzione	CP Di Vittorio (NA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Poggioreale – Secondigliano".
Enel Distribuzione	CP Bagnoli (NA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.
Enel Distribuzione	CP Palma Campania (NA)	Campania	In antenna alla nuova stazione 220/150 kV in entra – esce alla linea 150 kV "Nola – S. Valentino".
Enel Distribuzione	CP Ascea (SA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Centola – Salento".

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Enel Distribuzione	CP Acerra 2 (NA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.
Enel Distribuzione	CP Lustra (SA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV “Agropoli – Salento”.
Enel Distribuzione	CP Sanza (SA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV “Bussento – Padula”.
Enel Distribuzione	CP Celle (SA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV “Bussento – Centola”.
Enel Distribuzione	CP Fuorigrotta 2 (NA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.
Enel Distribuzione	CP Caserta Nord (CE)	Campania	In doppia antenna fra le esistenti CP di "Caserta Sud" e "Ponte Annibale".
Enel Distribuzione	MT Maddaloni	Campania	Installazione 4° TR 220/MT nella SE RTN di Maddaloni.
Enel Distribuzione	CP Venticano (AV)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Calore - futura SE Avellino Nord".
Enel Distribuzione	CP Saint Gobain (CE)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Caserta Sud - Fut. Saint Gobain - S. Sofia".
Enel Distribuzione	CP Arienzo (BN)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Airola - der. CS Durazzano".
Enel Distribuzione	CP Giugliano 2 (NA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Cuma - futura Giugliano 2 - Villa Literno".
Enel Distribuzione	CP Sorrento 2 (NA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Vico - Sorrento 2".
Enel Distribuzione	CP Somma Vesuviana (NA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "San Giuseppe 150 - S. Sofia".
Enel Distribuzione	CP Ischia (NA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Lacco Ameno - futura Ischia - terraferma".
Enel Distribuzione	CP Baronissi (SA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Mercatello - futura Baronissi - Mercato S.S".
Enel Distribuzione	CP Torraca 2 (SA)	Campania	In entra – esce alla linea 150 kV "Torraca - Maratea".
Enel Distribuzione	CP Bari Ferrotranviaria (BA)	Puglia	In entra – esce alla linea 150 kV “Bari T. – Getrag”.
Enel Distribuzione	CP Foggia Ovest (FG)	Puglia	In entra-esce sulla futura linea a 150 kV “S.E. Foggia – Accadia” con schema in soluzione completa.
Enel Distribuzione	CP Santeramo Ind. (BA)	Puglia	In entra – esce alla linea a 150 kV “SE Matera – Acquaviva”..
Enel Distribuzione	CP Filonero (SR)	Sicilia	In doppia antenna a 150 kV sulla stazione RTN di Augusta.
Enel Distribuzione	CP Modica (RG)	Sicilia	In entra – esce alla linea a 150 kV "Ragusa all. – Pozzallo".
Enel Distribuzione	CP Mussomeli (CL)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “Castronovo – Caltanissetta SE”.

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Enel Distribuzione	CP Castellammare del Golfo (TP)	Sicilia	In entra – esce alla linea a 150 kV “Alcamo – Customaci”.
Enel Distribuzione	CP Caltagirone 2 (CT)	Sicilia	In entra – esce alla linea a 150 kV “Barrafranca – Caltagirone”.
Enel Distribuzione	CP Carini 2 (PA)	Sicilia	In entra – esce alla linea a 150 kV “Carini – Casuzze”.
Enel Distribuzione	CP Birgi (TP)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “Matarrocco – Fulgatore”.
Enel Distribuzione	CP Avola (SR)	Sicilia	In entra – esce alla linea a 150 kV “Noto – Cassibile”.
Enel Distribuzione	CP Palazzolo Accreide (SR)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “Vizzini SE – Sortino”.
Enel Distribuzione	CP Biancavilla (CT)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “Adrano – Paternò CP”.
Enel Distribuzione	CP “Maggiagari” (ex-Partanna) (TP)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “Partanna – Mazara”.
Enel Distribuzione	CP Piazza Armerina (EN)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “S.Cono – Valguarnera”.
Enel Distribuzione	CP Bolognetta (PA)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “Ciminna – Casuzze”.
Enel Distribuzione	CP S. Giorgio (CL)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “Misterbianco – Zia Lisa”.
Enel Distribuzione	CP Modica “C.da Fargione” (RG)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “Rosolini CP – Pozzallo”. Attualmente in antenna a 150 kV su CP Pozzallo.
Enel Distribuzione	CP Canicattì 2 (AG)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “Ric. Favara - CP Ravanusa”.
Enel Distribuzione	CP Bivona (AG)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “CP S. Carlo - CP Casteltermini”.
Enel Distribuzione	CP Mazzarino (CL)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “CP Ravanusa - S.Cono” e “Caltanissetta - Gela”.
Enel Distribuzione	CP Università Catania (CT)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “CP S.G. Galermo - CP Catania Nord”.
Enel Distribuzione	CP S. Pietro la Clarenza (ex Mascalucia) (CT)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “SS Paternò - CP S.G. La Punta”.
Enel Distribuzione	CP Dittaino (EN)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “CP Valguarnera - Raddusa FS”.
Enel Distribuzione	CP Roccamena (PA)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “CP S. Ninfa - Corleone”.
Enel Distribuzione	CP Alia (Ex Caccamo) (PA)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “CP Fiumetorto - Asja Alia”.
Enel Distribuzione	CP Università di Palermo (PA)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “CP Cappuccini - CP Mulini”.
Enel Distribuzione	CP Siracusa Est (SR)	Sicilia	In entra – esce alla linea 150 kV “CP Siracusa Nord - CP Siracusa 1”.
Enel Distribuzione	CP Truncu Reale (SS)	Sardegna	In entra – esce alla linea 150 kV “Monte Oro – Porto Torres 1”.

Società	Impianto	Regione	Soluzione connessione
Enel Distribuzione	CP Ortacesus (CA)	Sardegna	In antenna a 150 kV alla futura stazione di Mulargia.
Enel Distribuzione	CP Luras (SS)	Sardegna	In entra – esce alla futura linea 150 kV “S.E. S. Teresa – Tempio”.
Enel Distribuzione	CP Putifigari (SS)	Sardegna	In entra – esce alla linea 150 kV “Suni – Alghero”.
Enel Distribuzione	CP Samatzai (CA)	Sardegna	In entra – esce alla linea a 150 kV “Villasor – Nurri”.
Enel Distribuzione	CP Palau 2 (OT)	Sardegna	Provvisoriamente in antenna, è prevista la connessione in entra – esce alla linea a 150 kV “S. Teresa – Palau”.
Enel Distribuzione	CP Ulassai (NU)	Sardegna	In antenna a 150 kV alla stazione RTN Ulassai.
Enel Distribuzione	CP Assemini (CA)	Sardegna	In entra – esce alla linea 150 kV “Sestu - Fas”.
Enel Distribuzione	CP Ovodda (NU)	Sardegna	In entra – esce alla linea 150 kV “Taloro - Bono”.
Enel Distribuzione	CP Bono (SS)	Sardegna	In entra – esce alla linea 150 kV “Bono - Buddusò”.

Tabella 4 – Connessioni di utenti utilizzatori

Impianto	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione
Lyon Turin Ferroviare S.a.s.	120	Val D'Aosta	'In doppia antenna a 132 kV alla S.E. 380/132 kV denominata "Venaus", previo potenziamento della stessa mediante la ricostruzione in GIS delle sezioni 380 kV e 132 kV.
Rivacciaio S.p.A.	110	Piemonte	in antenna su una nuova stazione 132 kV da inserire in entra-esce sulla linea a 132 kV "Rivacciaio – Mondovì", previo - realizzazione di un nuovo elettrodotto aereo a 132 kV tra la suddetta stazione e la CP di Ceva; - ripotenziamento della portata della linea a 132 kV "Rivacciaio - Mondovì"
RFI Collegno (TO)	42	Piemonte	Allacciamento con n.3 stalli linea da: CP Metro, CP Paracca, CP Pianezza.
RFI Imperia (IM)	12	Liguria	In antenna da CP Imperia.
Acciaieria Arvedi S.p.A. (CR)	500	Lombardia	In antenna 380 kV sulla sezione a 380 kV di proprietà Arvedi Trasmissione della stazione RTN a 380 kV ISP Cremona, previo: – adeguamento della stessa sezione in modo da garantire che ogni TR sia connesso mediante un nuovo stallo dedicato a 380 kV; – realizzazione, in prossimità dell'attuale stazione "ISP Cremona" di Arvedi trasmissione di una nuova stazione a 380 kV in doppia sbarra e parallelo da collegare all'esistente linea a 380 kV "Cremona – ISP Cremona" e tramite un nuovo collegamento a 380 kV alla direttrice a 380 kV "Caorso – Carpi".
Alfa Acciai S.p.A. (BS)	250	Lombardia	In antenna con due cavi RTN 380 kV su nuova SE RTN a 380 kV inserita in entra-esce alla linea 380 kV "Nave – Flero"
Fomas S.p.A.	30	Lombardia	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra – esce alla linea 132 kV della RTN "Verderio CP – Cernusco CP".
San Zeno Acciai Duferco S.p.A. (BS)	245	Lombardia	In doppia antenna a 132 kV alla stazione di Flero.
Valsir S.p.A. (BS)	7,2	Lombardia	In antenna 132 kV alla CP Vobarno.

Impianto	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione
Forgiatura A. Vienna di Antonio Vienna e C. S.a.s.	50	Lombardia	In antenna 132 kV alla SE Ospiate.
Colacem S.p.A.	Da 17 a 27	Lombardia	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra – esce alla linea 132 kV della RTN "Cittiglio -. Barasso" a cui dovrà essere collegata l'attuale derivazione UT Colacem.
Forgiatura Morandini S.r.l.	Da 6 a 35	Lombardia	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra – esce alla linea 132 kV della RTN "Civate All. – IC Tessara", in prossimità dell'attuale derivazione a servizio dell'impianto di Utenza.
ASO Siderurgica	Da 39 a 45	Lombardia	In antenna su una nuova SE RTN a 132 kV, da ubicare nelle vicinanze dell'esistente derivazione rigida "UT ASO Allacciamento", a cui raccordare, oltre alla linea di derivazione "UT ASO Ospitaletto – UT ASO Allacciamento", anche le linee afferenti, cioè la n° 757 "Travagliato – der. ASO Allacciamento – Ospitaletto" e n° 668 "Travagliato – der. Passirano – Ospitaletto".
Ferriera Valsabbia S.p.A.	Da 95 a 120	Lombardia	In antenna a 132 kV su una nuova SE della RTN denominata "Valsabbia", che sarà raccordata in entra-esce da una parte alla linea esistente n. 122 e dall'altra alla sezione a 132 kV della nuova stazione di trasformazione 220/132 kV di "Agnosine", per il tramite di un nuovo elettrodotto della RTN in cavo interrato, con conseguente eliminazione del punto di intersezione con l'elettrodotto n. 118 "Vobarno-Odolo".
Feralpi S.p.A.	Da 104 a 114	Lombardia	Seconda alimentazione con nuovo elettrodotto a 132 kV RTN collegato alla sezione a 132 kV della Stazione 380 kV di Lonato previo ampliamento con 3° ATR
RFI Albairate (MI)	12,6	Lombardia	In entra - esce alla linea "SE Magenta - CP Gaggiano".
La Forgia di Bollate e Ofar (MN)	15	Lombardia	In entra - esce alla linea "CP Asola - CP Pessina".
RFI Carnate - Usmate (MI)	25	Lombardia	In entra - esce alla linea "CS Arcore Sondel - CP Biassono".
Acciaierie Bertoli Safau S.p.A. (UD)	da 160 a 240	Friuli Venezia Giulia	In antenna 220 kV alla futura stazione 380/220 kV (Udine Sud) che sarà collegata in entra – esce alla futura linea 380 kV "Redipuglia–Udine Ovest".
NUNKI STEEL S.p.A.	100	Friuli Venezia Giulia	Antenna a 132 kV alla SE Planais in sostituzione dell'attuale collegamento Enel D Planais – Utente Nunki Steel previo installazione terzo ATR con relativi stalli primario e secondario e realizzazione terzo sistema sbarre 132 kV.
Fantoni S.p.A.	31,6	Friuli Venezia Giulia	In antenna ad una nuova SE RTN a 132 kV collegata in entra – esce alla linea 132 kV "Buia–San Daniele". Provvisoriamente inserito in derivazione rigida dalla medesima linea.
INOSSMAN (PN)	5,5	Friuli Venezia Giulia	Antenna da CP Maniago con nuova linea aerea.

Impianto	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione
Berco S.p.A. (TV)	20	Veneto	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV RTN da inserire in entra – esce alla linea 132 kV "Castelfranco – Camposanpiero der. CP Tombolo" contestualmente verrà rimossa l'attuale doppia derivazione rigida con significativi effetti sulla qualità del servizio.
NUOVA PANSAC (VE)	30 (27)	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV "Villabona - Fusina 2".
VERONA STEEL (VR)	30	Veneto	In entra - esce alla linea 132 kV "Nogarole Rocca - Sorio".
RFI Quarto d'Altino (VE)	10,8	Veneto	In antenna da CP Quarto d'Altino.
S.A.I.B. S.p.A. (PC)	25	Emilia Romagna	In antenna 132 kV alla nuova stazione RTN 132 kV da inserire in entra – esce alla linea a 132 kV "S. Rocco – Caorso".
EDISON STOCCAGGIO	15	Emilia Romagna	in entra – esce alla linea a 132 kV "Ravenna Canala - Cutignolaf" .
R.S.M.	25	Emilia Romagna	in entra – esce alla linea a 132 kV "Fano - Ponticino" .
C.P. BOTTEGHINO DI ENIA	60	Emilia Romagna	in entra – esce alla linea a 132 kV "Vigheffio - Montechiarulogo" .
NUOVO PIGNONE S.p.A.	Da 44 a 100	Toscana	Realizzazione di un nuovo elettrootto 132 kV tra C.P. Massa Z.I. e la stazione di Avenza; installazione di un nuovo ATR 132/220/380 kV presso la stazione di AVENZA e realizzazione terzo sistema di sbarre; nuovi raccordi a 132 kV tra la linea "Avenza-Vinchiana " e la CP di Strettoia.
Lead Time (MC)	13	Marche	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra – esce ad una delle due linee RTN a 132 kV "Valcimarra – Abbadia CP".
R.F.I. Varano	12	Marche	in entra - esce sulla linea a 120 kV Candia – Sirolo
Astea Recanati	25	Marche	in entra - esce sulla linea a 120 kV "Osimo - Acquara"
Fiat Powertrain Technologies S.p.A. (FR)	da 45,5 a 110	Lazio	Realizzazione di un nuovo elettrodotto a 150 kV tra la CP di Serene Smistamento ed una nuova SE RTN a 150 kV in doppia sbarra da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV "Garigliano ST – Ceprano".
Cementeria Isola delle Femmine	15	Sicilia	in derivazione rigida alla linea 150 kV "Bellolampo - Tommaso Natale".
Acciaierie di Sicilia S.p.A. (CT)	da 52 a 75	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Lentini – Z.I. Catania" , con alcuni interventi di potenziamento della rete 150 kV afferente.
BUZZI UNICEM	9,4	Sardegna	Alimentazione in antenna a 150 kV dalla C.P Siniscola 2

Impianto	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione
Air Liquide	-	Sardegna	Nuova alimentazione a 150 kV dalla CP di SARROCH

Tabella 4 – Connessioni di merchant line e reti interne di utenza

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione
Eneco Valcanale	–	Friuli Venezia Giulia	In antenna 132 kV alla CP 132 kV Tarvisio.
Moncada Energy Group S.r.l. (BR)	-	Puglia	In antenna 380 kV alla stazione 380 kV di Brindisi Sud.
Fondazione centro S.Raffaele del Monte Tabor (MI)	44	Lombardia	In antenna 220 kV alla nuova stazione di smistamento 220 kV da inserire in entra – esce alla linea a 220 kV "Lambrate – Brugherio".

Tabella 4 – Connessioni di merchant line e reti interne di utenza

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione
Eneco Valcanale	–	Friuli Venezia Giulia	In antenna 132 kV alla CP 132 kV Tarvisio.
Moncada Energy Group S.r.l. (BR)	-	Puglia	In antenna 380 kV alla stazione 380 kV di Brindisi Sud.
Fondazione centro S.Raffaele del Monte Tabor (MI)	44	Lombardia	In antenna 220 kV alla nuova stazione di smistamento 220 kV da inserire in entra – esce alla linea a 220 kV "Lambrate – Brugherio".