



Piano di Sviluppo
della rete elettrica | 2005
di trasmissione nazionale

PREMESSA	7
1 IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	9
1.1 PROVVEDIMENTI DI RECENTE EMANAZIONE	9
1.1.1 UNIFICAZIONE DELLA PROPRIETÀ E DELLA GESTIONE DELLA RTN – DPCM 11.05.2004	9
1.1.2 IL RIORDINO DEL SETTORE ENERGETICO NAZIONALE - LEGGE 23 AGOSTO 2004, N.239	10
1.1.3 IL NUOVO SISTEMA TARIFFARIO PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA	12
1.1.4 LA REALIZZAZIONE DELLE NUOVE INFRASTRUTTURE DELLA RTN	12
1.1.5 DECRETO LEGISLATIVO 29 DICEMBRE 2003, N. 387	13
1.1.6 INTERVENTI DI SVILUPPO DIRETTO PER IL POTENZIAMENTO DELL'INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	14
1.2 PROVVEDIMENTI IN CORSO DI PREDISPOSIZIONE O DI PERFEZIONAMENTO	14
1.2.1 CODICE DI TRASMISSIONE, DISPACCIAMENTO, SVILUPPO E SICUREZZA DELLA RETE	15
1.2.2 NUOVA CONCESSIONE PER LE ATTIVITÀ DI TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA	16
1.2.3 CONDIZIONI ECONOMICHE PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE	16
1.2.4 COMPLETAMENTO DEL QUADRO NORMATIVO SULLA PROTEZIONE DAI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI	17
2 IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE	19
2.1 OBIETTIVI DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE	19
2.1.1 NUOVI INDIRIZZI DEL MAP AL GRTN	20
2.2 DATI E INFORMAZIONI ALLA BASE DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE	21
2.2.1 PREVISIONI DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA	21
2.2.2 PREVISIONI DELLA DOMANDA DI POTENZA ALLA PUNTA	26
2.2.3 CONNESSIONE ALLA RTN DI IMPIANTI DI IMMISSIONE O PRELIEVO DI ENERGIA ELETTRICA	28
2.2.4 DATI E PROGRAMMI DI SVILUPPO DELLE RETI INTEROPERANTI	30
2.2.5 I SEGNALI PROVENIENTI DAL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA	31
2.3 CRITERI DI PIANIFICAZIONE	34
2.3.1 CRITERI GENERALI	34
2.3.2 INTEROPERABILITÀ E SVILUPPO COORDINATO DELLE RETI	36
2.3.3 PARTICOLARI SOLUZIONI DI SVILUPPO	37
2.4 LA VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA	40
2.4.1 RIFERIMENTI NORMATIVI	40
2.4.2 INTEGRAZIONE DELLA PIANIFICAZIONE ELETTRICA CON QUELLA TERRITORIALE E SETTORIALE	41
2.4.3 PROTOCOLLI DI INTESA CON LE REGIONI ED ACCORDI DI PROGRAMMA	42
2.4.4 I RISULTATI DELLA SPERIMENTAZIONE: IL NUOVO PROCESSO DI PIANIFICAZIONE INTEGRATA MEDIANTE LA VAS	43
2.4.5 ULTERIORI SVILUPPI	46

3	LINEE DI SVILUPPO	47
3.1	CONSIDERAZIONI GENERALI	48
3.1.1	CLASSIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO	48
3.2	ATTIVITÀ SVOLTE NEL CORSO DEL 2004	50
3.2.1	INTERVENTI ULTIMATI SU ELETTRODOTTI E STAZIONI	51
3.2.2	INTERVENTI ULTIMATI PER LE CONNESSIONI	55
3.2.3	INTERVENTI IN FASE DI REALIZZAZIONE ED APPROVVIGIONAMENTO FORNITURE	59
3.2.4	INTERVENTI IN FASE DI AUTORIZZAZIONE	61
3.2.5	INTERVENTI IN FASE DI CONCERTAZIONE	62
3.2.6	STUDI DI FATTIBILITÀ	63
3.2.7	ATTIVITÀ DI COMMITTENZA	63
3.3	PIANO DI SVILUPPO DI BREVE-MEDIO TERMINE	64
3.3.1	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA SICUREZZA	66
3.3.2	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI DI RETE	70
3.3.3	INTERVENTI PER IL POTENZIAMENTO DELL'INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	71
3.3.4	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA QUALITÀ	73
3.3.5	PIANO DI RIFASAMENTO DELLA RETE	75
3.4	PIANO DI SVILUPPO DI LUNGO TERMINE	77
3.4.1	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI DI RETE	78
3.4.2	INTERVENTI PER IL POTENZIAMENTO DELL'INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	79
3.4.3	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA QUALITÀ	80
3.5	ULTERIORI IPOTESI DI SVILUPPO DELLA RETE	81
3.5.1	POTENZIAMENTI INTERNI DELLA RTN IN VALUTAZIONE	81
3.5.2	FUTURE INTERCONNESSIONI CON L'ESTERO ALLO STUDIO	83
3.5.3	RAZIONALIZZAZIONI ALLO STUDIO	84
3.6	ACQUISIZIONE DI ELEMENTI DI RETE ESISTENTI NELL'AMBITO DELLA RTN	85
3.6.1	IL DECRETO DI AMPLIAMENTO DELL'AMBITO DELLA RTN	85
3.6.2	CRITERI PER L'ACQUISIZIONE DI ELEMENTI DI RETE NELL'AMBITO DELLA RTN	86
3.6.3	PROPOSTE DI ACQUISIZIONE NELLA RTN DI ELEMENTI DI RETE ESISTENTI	86
4	RISULTATI ATTESI	91
4.1	INCREMENTO DI CONSISTENZA DELLA RTN	91
4.2	INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE DALL'ESTERO	93
4.3	RIDUZIONE DEI POLI PRODUTTIVI LIMITATI	93
4.4	MIGLIORAMENTO ATTESO DEI VALORI DELLE TENSIONI	94
4.5	RIDUZIONE DELLE PERDITE DI TRASMISSIONE	95

ALLEGATO 1 ~ DETTAGLIO DEGLI INTERVENTI PREVISTI NEL BREVE-MEDIO TERMINE

A1-1

<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: VALLE D'AOSTA, PIEMONTE E LIGURIA</i>	A1-3
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLA REGIONE LOMBARDIA</i>	A1-15
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: TRENTINO A. A., VENETO E FRIULI V. G.</i>	A1-23
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: EMILIA ROMAGNA E TOSCANA</i>	A1-33
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: MARCHE, UMBRIA, LAZIO, ABRUZZO E MOLISE</i>	A1-47
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: CAMPANIA, PUGLIA, BASILICATA E CALABRIA</i>	A1-55
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLA REGIONE SICILIANA</i>	A1-65
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLA REGIONE SARDEGNA</i>	A1-71

ALLEGATO 2 ~ DETTAGLIO DEGLI INTERVENTI PREVISTI NEL LUNGO TERMINE

A2-1

<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: VALLE D'AOSTA, PIEMONTE E LIGURIA</i>	A2-3
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLA REGIONE LOMBARDIA</i>	A2-7
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: TRENTINO A. A., VENETO E FRIULI V. G.</i>	A2-11
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: EMILIA ROMAGNA E TOSCANA</i>	A2-19
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: MARCHE, UMBRIA, LAZIO, ABRUZZO E MOLISE</i>	A2-25
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: CAMPANIA, PUGLIA, BASILICATA E CALABRIA</i>	A2-31
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLA REGIONE SICILIANA</i>	A2-35
<i>INTERVENTI PREVISTI NELLA REGIONE SARDEGNA</i>	A2-41

ALLEGATO 3 ~ DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI NEL PIANO DI SVILUPPO

A3-1

<i>LEGENDA</i>	A3-3
<i>DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN VALLE D'AOSTA, PIEMONTE E LIGURIA</i>	A3-5
<i>DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN LOMBARDIA</i>	A3-17

<i>DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN TRENTINO A. A., VENETO E FRIULI V. G.</i>	A3-21
<i>DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN EMILIA ROMAGNA E TOSCANA</i>	A3-25
<i>DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN MARCHE, UMBRIA, LAZIO, ABRUZZO E MOLISE</i>	A3-35
<i>DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN CAMPANIA, PUGLIA, BASILICATA E CALABRIA</i>	A3-39
<i>DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN SICILIA</i>	A3-41
<i>DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN SARDEGNA</i>	A3-45

ALLEGATO 4 ~ CONNESSIONI ALLA RTN	A4-1
- <i>TABELLA A - CONNESSIONE DI C.LI TERMoeLETTRICHE CON $P > 300$ MWt</i>	A4-3
- <i>TABELLA B - CONNESSIONE DI C.LI CON $P < 300$ MWt O DA FONTI RINNOVABILI</i>	A4-5
- <i>TABELLA C - CONNESSIONE DI C.P. DI DISTRIBUZIONE ED IMPIANTI UTILIZZATORI</i>	A4-6

Premessa

*Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (GRTN), in base a quanto previsto all'art. 9 del "Disciplinare di Concessione" (D.M. del 17.7.2000), entro il 31 dicembre di ogni anno predispone il **Piano di Sviluppo** contenente le linee di sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (nel seguito RTN).*

*In base al **D. Lgs. 79/99**, garantire e migliorare la sicurezza, l'affidabilità e la qualità del servizio di trasmissione attraverso lo sviluppo della RTN, è una delle principali missioni del GRTN.*

La necessità di assicurare l'equilibrio tra la domanda degli utenti e l'offerta dei produttori in un contesto caratterizzato dalla libera iniziativa dei soggetti operanti nel mercato elettrico, 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, in modo da garantire sempre il soddisfacimento delle esigenze dei distributori, degli utenti e dei produttori direttamente connessi o funzionalmente dipendenti dalla RTN.

Inoltre, lo sviluppo dell'interconnessione fra reti di Paesi confinanti rende possibile l'estensione degli approvvigionamenti di energia, consente di disporre di una riserva di potenza aggiuntiva ed offre agli utenti la possibilità di ottenere prezzi più vantaggiosi attraverso il gioco della concorrenza. A tal proposito, la domanda di capacità di trasporto sulla rete di interconnessione è più stringente in Paesi con differenziali di prezzo sfavorevoli come l'Italia.

Il Piano di Sviluppo risulta anche un utile strumento per rendere note con largo anticipo alle amministrazioni locali le iniziative del Gestore che interessano i diversi ambiti territoriali, consentendo un coordinamento di Piani e politiche energetiche locali coerenti con i programmi di sviluppo del sistema elettrico sul territorio.

L'anno 2004 ha visto l'inizio dell'attività di contrattazione nella Borsa dell'energia elettrica. In questa prima fase il mercato ha operato come un "mercato per l'offerta", nel quale cioè è consentito solo ai produttori competere attraverso la formulazione di offerte di vendita.

Inoltre, già dal 1 luglio 2004 sono iniziate le prove per la fase successiva, operativa a partire dal 1 gennaio 2005, nella quale il mercato opererà come un "mercato per la domanda e per l'offerta", in cui potranno essere presentate offerte concorrenziali anche per l'acquisto di energia elettrica.

L'avvio del mercato rappresenta un traguardo importante per il settore elettrico italiano, che risulta ora allineato a quello degli altri Paesi europei e delle più moderne economie mondiali e vede avvicinarsi il completamento del vasto processo di liberalizzazione avviato nel 1999.

Dal punto di vista dello sviluppo della RTN, il GRTN oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti e l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, ha il compito di ridurre le congestioni di rete, sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, per migliorare lo sfruttamento del parco di generazione nazionale ed evitare, ove possibile, di condizionare l'operato dei produttori e degli acquirenti nel mercato.

E' comunque significativo rilevare che le attività di sviluppo della RTN già programmate dal GRTN prima dell'effettiva operatività della Borsa dell'energia elettrica, ma non ancora realizzate soprattutto per problemi di carattere autorizzativo, consentirebbero di superare la gran parte delle inefficienze attribuibili alla rete di trasmissione evidenziate attualmente dal mercato.

Infatti, una delle fasi più critiche nella realizzazione di grandi opere infrastrutturali, è l'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 era già stata recepita dalla Legge 290/2003, che prevede un'unica autorizzazione per i nuovi impianti della RTN rilasciata dal Ministero delle Attività produttive, previo concerto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e previa intesa con la Regione interessata,

mediante un procedimento unico che si conclude entro 180 giorni dalla presentazione della domanda.

Nel corso del 2004, ulteriori elementi finalizzati al superamento di eventuali fasi di stallo nel percorso autorizzativo sono stati introdotti dalla Legge n. 239/2004. Il provvedimento ha integrato le precedenti disposizioni, prevedendo in particolare che, in caso di mancata definizione dell'intesa con le Regioni nei tempi prescritti, lo Stato esercita il potere sostitutivo, nel rispetto dei principi di sussidiarietà e leale collaborazione e autorizza le opere con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro delle Attività produttive previo concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio.

In questo quadro, il GRTN effettua ogni sforzo al fine di pervenire preventivamente ad accordi con Regioni ed enti interessati a livello territoriale dagli interventi di sviluppo della RTN, avvalendosi primariamente dei nuovi strumenti messi a disposizione nell'ambito della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), prevista dalla direttiva europea 2001/42 CE.

Alla luce del complesso quadro di attori e di regole, il GRTN ha elaborato il nuovo Piano di Sviluppo con l'obiettivo di rendere tale strumento più efficace, flessibile e maggiormente in grado di rispondere alle esigenze dei soggetti a cui si rivolge.

In particolare, nel presente Piano si è cercato di evidenziare maggiormente l'urgenza di alcuni interventi di sviluppo ritenuti essenziali, in quanto in caso di ritardata realizzazione degli stessi potrebbe determinarsi (a seconda dello scenario di sviluppo che verrà effettivamente a concretizzarsi) uno stato di criticità per il sistema elettrico già nel medio termine.

Alcuni di essi soprattutto se si tratta di interventi che interessano i livelli di tensione più alti, vengono considerati di particolare rilevanza per il Paese. Si tratta infatti di attività finalizzate a garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza sulla rete di trasmissione per il soddisfacimento del fabbisogno nazionale, a ridurre le principali congestioni di rete attese appunto nel breve-medio periodo ed a risolvere le situazioni più critiche in termini di qualità, continuità ed affidabilità del servizio.

Altri interventi di sviluppo, funzionalmente analoghi ai precedenti, ma considerati meno urgenti soprattutto dal punto di vista della sicurezza, rispondono invece ad 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.

A differenza delle opere di sviluppo programmate nel breve-medio termine, per le attività di lungo periodo non viene espressa la data di completamento dei lavori, non essendo attualmente possibile prevedere con un grado di approssimazione accettabile i tempi di ultimazione degli interventi.

1 Il quadro normativo di riferimento

Alla fine del 2003 e nel corso dell'anno 2004 si è avuta una evoluzione del quadro normativo di riferimento, che ha visto la definizione di provvedimenti complementari, ma di fondamentale importanza per l'attuazione delle precedenti disposizioni.

Rimangono tuttavia ancora da definire alcune normative essenziali per una corretta determinazione dei ruoli, delle modalità attuative e degli oneri, in particolare in materia di risanamenti, connessioni, sviluppo ed interoperabilità delle reti interconnesse.

1.1 Provvedimenti di recente emanazione

Tra i nuovi provvedimenti adottati alla fine del 2003 e nel corso dell'anno 2004 vanno menzionati: il **Dlgs n. 387** del 29 dicembre **2003** che prevede tra l'altro semplificazioni delle procedure autorizzative per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, il **DPCM 11.05.2004** che definisce le modalità ed i tempi per l'unificazione della proprietà e della gestione della RTN, la **Legge n.239/2004** per il riordino del settore energetico nazionale che tra l'altro introduce ulteriori elementi volti ad accelerare l'autorizzazione delle nuove infrastrutture della RTN.

Per quanto concerne la materia tariffaria, si ricorda inoltre la **Deliberazione AEEG 05/04**, che fissa il nuovo sistema tariffario per il servizio di trasporto di energia elettrica.

1.1.1 Unificazione della proprietà e della gestione della RTN – DPCM 11.05.2004

L'unificazione della proprietà e della gestione della RTN, che allinea l'Italia alla maggioranza degli altri Paesi europei, è stata considerata dal legislatore una misura urgente per assicurare la sicurezza e l'economicità del servizio di trasmissione e del sistema elettrico nazionale. In questi anni la separazione delle funzioni è stata spesso fattore di criticità anche con riferimento allo sviluppo della RTN (costi di coordinamento, allungamento dei tempi e delle procedure per la realizzazione delle opere di rete).

Dopo quasi cinque anni di attività del GRTN è risultata pertanto chiara la complessità del sistema prescelto nel decreto n. 79/99, la non facile gestione dello stesso e, quindi, la necessità di riportare ad unitarietà la gestione e la proprietà della rete elettrica di trasmissione.

Il DPCM 11.05.2004, predisposto di concerto tra il Ministero dell'Economia e Finanze ed il Ministero delle Attività Produttive in attuazione dell'art.1 ter comma 1 della Legge n. 290/2003, definisce i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della Rete elettrica nazionale di trasmissione.

Il provvedimento prevede due fasi per l'unificazione:

- la prima, che vedrà la fusione entro il 31 ottobre 2005 delle due società GRTN e TERNA (quest'ultima, attualmente, proprietaria della quasi totalità della RTN) in un unico soggetto Gestore con disponibilità degli asset di trasmissione;
- la seconda, finalizzata a promuovere la successiva aggregazione nel nuovo Gestore anche degli altri soggetti, diversi da TERNA, attualmente proprietari delle restanti porzioni della Rete elettrica di trasmissione nazionale.

L'obiettivo della governance del soggetto derivante dall'unificazione dovrà essere comunque quello di garantire la terzietà della gestione della RTN rispetto agli operatori del settore. Pertanto il DPCM dispone che:

- la gestione della Rete sia basata su principi di neutralità ed imparzialità, senza discriminazione di utenti o categorie di utenti;
- nessun operatore del settore della produzione, importazione, trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica possa esercitare diritti di voto nella nomina degli amministratori della nuova società per una quota superiore a quella corrispondente al 5% del capitale sociale della stessa.

Ai fini della privatizzazione del soggetto derivante dall'unificazione, sono inoltre previsti:

- in generale un limite di possesso azionario del 5%;
- la riduzione della partecipazione di ENEL S.p.A. nel capitale della nuova società Gestore ad una quota non superiore al 20% entro il 1 luglio 2007;
- la costituzione di un nucleo stabile formato da uno o più azionisti nel capitale, tale da garantire la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità delle attività svolte.

Il Decreto assegna infine al GRTN il compito di predisporre entro il 31.12.2004 il "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete", contenente le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, per l'accesso e l'uso della RTN, per l'interoperabilità delle reti, per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo, la manutenzione e la sicurezza della rete elettrica nazionale di trasmissione (cfr. par. 1.2.1). Il Codice, approvato dal Ministero delle Attività Produttive e dall'AEEG, dovrà prevedere l'istituzione di un Comitato di consultazione in cui sono presenti rappresentanti degli utenti della Rete, con il compito di aggiornare le regole contenute nel Codice ed agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole stesse.

1.1.2 Il riordino del settore energetico nazionale - Legge 23 agosto 2004, n.239

Un importante provvedimento approvato nel corso del 2004, con importanti riflessi in merito allo sviluppo della RTN, è la Legge n. 239 riguardante il riordino e la riforma dell'intero settore energetico italiano. Con tale disposizione regolamentare il Governo ha inteso completare il processo di liberalizzazione del settore secondo criteri di sicurezza, flessibilità ed economicità degli approvvigionamenti. Gli obiettivi primari sono infatti la riduzione dei prezzi e la sicurezza della fornitura, la semplificazione delle procedure e la certezza del quadro regolamentare.

Il provvedimento, che prevede un solo articolo composta da 122 commi, contenenti alcune disposizioni innovative ed altre ricognitive, si articola in tre direttrici principali:

- definizione delle competenze dello Stato e delle Regioni, secondo il dettato costituzionale vigente;
- misure per la liberalizzazione dei mercati energetici;
- disposizioni per il mercato interno.

Viene ribadito che:

- le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia ai clienti idonei sono libere su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente;
- la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia connesse alle attività di trasporto e dispacciamento dell'energia a rete è di interesse pubblico ed è sottoposta agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria, dalla legislazione vigente e da apposite convenzioni con le autorità competenti;
- le attività di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge.

La legge 239/2004 introduce tuttavia dal 1° luglio 2007 l'obbligo per le società a controllo pubblico, anche indiretto, operanti direttamente nei medesimi settori, a non detenere quote superiori al 20% del capitale delle società che sono proprietarie e gestiscono reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica.

Viene inoltre chiarito nel provvedimento che lo Stato e le Regioni garantiscono fra l'altro:

- l'assenza di vincoli, ostacoli o oneri, diretti o indiretti, alla libera circolazione dell'energia all'interno del territorio nazionale e della UE;
- procedure semplificate, trasparenti e non discriminatorie per il rilascio di autorizzazioni in regime di libero mercato e per la realizzazione delle infrastrutture.

In particolare, lo Stato esercita compiti e funzioni amministrative relativi:

- all'articolazione territoriale delle reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti e alla programmazione di grandi reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti;
- alla stipula di convenzioni per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete nazionale, all'approvazione degli indirizzi per lo sviluppo e la manutenzione della rete di trasmissione nazionale e dei dispositivi di interconnessione;
- alla definizione dei criteri generali per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di generazione di energia elettrica di potenza termica superiore a 300 MW.

Per quanto riguarda l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di nuovi elettrodotti della rete di trasmissione nazionale, la Legge 239/2004 prevede un'autorizzazione unica, rilasciata entro 180 giorni, dal Ministero Attività produttive, previo concerto con Ministero Ambiente, attraverso una procedura semplificata.

Le regioni e gli enti locali territorialmente interessati dalla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche ovvero dal potenziamento o trasformazione di infrastrutture esistenti hanno comunque diritto di stipulare accordi con i soggetti proponenti che individuino misure di compensazione o riequilibrio ambientale.

Il provvedimento specifica anche i termini temporali per la presentazione, prevista dalla legge n. 36/2001, dei Piani di Risanamento degli elettrodotti, subordinata all'individuazione da parte del legislatore dei relativi criteri (cfr. par.1.2.4).

La Legge dispone inoltre:

- la fissazione di limiti temporali per l'espressione dei pareri di competenza dell'AEEG e, in caso di mancato rispetto di tali termini, l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte dello Stato;
- il superamento delle precedenti soglie di consumo per la qualifica dei clienti idonei ai fini della partecipazione al mercato dell'energia elettrica (dal 1° luglio 2007 è idoneo ogni cliente finale);
- il trasferimento all'Acquirente Unico dei contratti di importazione in capo ad Enel S.p.A. in essere alla data di entrata in vigore del Decreto Legislativo n. 79/99 e destinati al mercato vincolato, a partire dalla data di assunzione delle responsabilità della funzione di garante della fornitura di energia elettrica al mercato vincolato da parte del medesimo AU;
- il compito per il Gestore o per l'impresa distributrice di ritirare, previa richiesta del produttore, l'energia prodotta da impianti (collegati rispettivamente alla rete di trasmissione nazionale o alla rete di distribuzione) di potenza inferiore a 10 MVA, CIP 6 e da fonti rinnovabili;
- la possibilità per i produttori nazionali di energia elettrica di realizzare ed esercire, anche in compartecipazione con altre società, impianti localizzati all'estero, anche al fine di importarne l'energia prodotta;

- la riduzione a 0,05 GWh/a dell'unità di energia prodotta da fonti rinnovabili o in cogenerazione (limitatamente alla quota di energia termica utilizzata per il teleriscaldamento), ai fini dell'emissione dei certificati verdi.
- Il provvedimento contiene infine la delega al Governo ad adottare, entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi di attuazione per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia¹.

1.1.3 Il nuovo sistema tariffario per il servizio di trasporto di energia elettrica

In data 31.01.2004 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha emanato la Deliberazione recante il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi" (Del. 05/04, modificata dalla successiva Del. 17/04).

Il provvedimento si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione AEEG 1 aprile 2003 n. 30/03, per la formazione dei provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di trasporto e di corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell'energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007.

La predisposizione del provvedimento è stata preceduta, a partire dal 1 luglio 2003, da tre fasi di consultazione dei soggetti interessati.

La manovra tariffaria predisposta dalla AEEG correla i costi del servizio con la qualità erogata, e definisce i livelli minimi garantiti delle prestazioni corrispondenti alla spesa sostenuta dai consumatori e si è posta l'obiettivo di stabilire livelli tariffari, vantaggiosi per i consumatori, che riflettano i reali costi del servizio reso, salvaguardando la capacità di investimento delle imprese. La salvaguardia degli investimenti dovrà riflettersi nell'aumento della sicurezza del sistema, nel miglioramento ulteriore della qualità e la promozione dell'uso razionale dell'energia.

A differenza del metodo di calcolo delle tariffe in vigore negli scorsi quattro anni, basato sui valori delle reti e sugli ammortamenti annuali dichiarati dalle imprese e ricavati dai bilanci civilistici, il metodo ora in vigore fa riferimento al costo storico delle infrastrutture rivalutato anno per anno. Il valore della vita utile delle reti, preso a riferimento per la manovra tariffaria, è stato incrementato per adeguarlo alla realtà tecnica delle infrastrutture, in linea con quanto prevalentemente fatto in Europa. Ciò ha determinato minori costi annuali riconosciuti per gli ammortamenti, ridotti coerentemente all'allungamento nel tempo della loro corresponsione. Il minore riconoscimento dei costi per gli ammortamenti nei prossimi quattro anni ha contribuito a ridurre le tariffe a vantaggio dei consumatori.

1.1.4 La realizzazione delle nuove infrastrutture della RTN

Una delle fasi più critiche nella realizzazione di grandi opere infrastrutturali, è l'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

*1 Con particolare riferimento ai seguenti ambiti ed obiettivi:
 articolazione della normativa per settori;
 adeguamento della normativa alle disposizioni comunitarie e agli accordi internazionali;
 promozione della concorrenza nei settori energetici per i quali si è avviata la procedura di liberalizzazione;
 promozione dell'innovazione tecnologica e della ricerca in campo energetico.*

possano avere la massima efficacia, è assolutamente necessario che le autorizzazioni vengano rilasciate in tempi definiti e certi.

Tale necessità era già stata recepita dalla Legge 290/2003, che prevede un'unica autorizzazione rilasciata dal Ministero delle Attività produttive, previo concerto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e previa intesa con la Regione interessata, mediante un procedimento unico secondo i principi di cui alla Legge n.241/90. Il citato provvedimento specifica che:

- l'autorizzazione viene rilasciata entro 180 giorni dalla presentazione della domanda e contempla le prescrizioni e gli obblighi informativi a carico del soggetto proponente e la dichiarazione di pubblica utilità;
- per il rilascio si fa obbligo di richiedere il parere motivato degli enti locali nel cui territorio ricadano le opere;
- la VIA a cura del Ministero dell'ambiente e tutela del territorio costituisce parte integrante dell'autorizzazione; laddove non sia richiesta la procedura di valutazione di impatto ambientale il procedimento deve essere concluso entro 120 giorni dalla presentazione della domanda.

Come accennato, la Legge n. 239/2004 ha integrato le precedenti disposizioni, introducendo ulteriori elementi finalizzati al superamento di eventuali fasi di stallo nel percorso autorizzativo.

In particolare, si prevede che, in caso di mancata definizione dell'intesa con le Regioni nei tempi prescritti, lo Stato esercita il potere sostitutivo, nel rispetto dei principi di sussidiarietà e leale collaborazione e autorizza le opere con decreto del Presidente della Repubblica, su proposta del Ministro delle Attività produttive previo concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio.

Tali disposizioni si applicano anche:

- ai procedimenti in corso per i quali ancora non è stato concluso il procedimento di VIA;
- a tutte le linee di interconnessione a tensione maggiore o uguale a 150 kV qualora per esse vi sia un diritto di accesso a titolo prioritario;
- alle opere connesse e alle infrastrutture per il collegamento alle reti nazionali di trasporto dell'energia delle centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW termici, già autorizzate secondo la normativa vigente.

La legge 239/2004 sancisce infine che Stato e Regioni garantiscano un adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, nei limiti consentiti dalle caratteristiche fisiche e geografiche delle singole Regioni. Possono essere inoltre previste eventuali misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale qualora esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di impianti ad elevato impatto territoriale (ad eccezione degli impianti da fonti rinnovabili).

1.1.5 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387

Il Decreto legislativo, di "attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" è stato pubblicato sul Supplemento Ordinario alla G.U. n. 25 del 31 gennaio 2004.

Il provvedimento è finalizzato a promuovere nel nostro Paese una crescita significativa della quota di elettricità generata da fonti energetiche rinnovabili.

Le principali disposizioni di interesse del GRTN contenute nel decreto sono le seguenti:

- incremento, di 0,35 punti percentuali, della quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili a partire dal 2004 fino al 2006 (art. 4, comma 1);

- rilascio da parte del GRTN, per l'elettricità prodotta utilizzando fonti rinnovabili, di una "garanzia d'origine" che ne attesti la provenienza (art. 11);
- semplificazione delle procedure autorizzative degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (art. 12).

In particolare, in merito a quest'ultimo punto, è previsto che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi, sono dichiarate opere di pubblica utilità e sono soggette ad autorizzazione unica, rilasciata dalla Regione (o altro soggetto istituzionale delegato dalla medesima) nell'ambito di un unico procedimento, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate che dovrà concludersi entro il termine massimo di 180 giorni.

Il provvedimento conferma inoltre quanto stabilito all'art. 3, comma 3, e art. 11, comma 4, del D. Lgs. n. 79/99 in relazione all'obbligo di utilizzazione prioritaria e al diritto alla precedenza nel dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili (art. 13).

1.1.6 Interventi di sviluppo diretto per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero

In materia di "nuove linee private di interconnessione", va ricordato il quadro legislativo di riferimento definito dalla legge 290/03 del 27 ottobre 2003, di conversione del DL n.239 del 29 agosto 2003 "Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica".

All'art. 1 quinquies comma 6, si afferma infatti che "i soggetti non titolari di concessioni di trasporto e/o distribuzione di energia che realizzino a proprio carico nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati, in corrente continua o tecnologia equivalente, possono richiedere [...] un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi", per la quota di incremento della capacità di interconnessione risultante dal nuovo assetto di rete.

Tale esenzione sarà accordata dal MAP, caso per caso, sentito il parere dell'AEEG, "per un periodo fra 10 e 20 anni dalla data di entrata in servizio delle nuove linee e per una quota compresa fra il 50% e l'80% delle nuove capacità di trasporto realizzate". Si dice inoltre che "...in casi eccezionali, sentito il Gestore della rete di trasmissione nazionale, l'esenzione si applica altresì ai dispositivi in corrente alternata, a condizione che i costi ed i rischi degli investimenti in questione siano particolarmente elevati.." rispetto a quelli sostenuti normalmente per il collegamento di due reti nazionali limitrofe.

Il provvedimento specifica che, qualora la capacità di nuova realizzazione derivi da un'interconnessione con uno Stato membro dell'Unione europea, l'esenzione e' accordata previa consultazione delle autorità competenti dello Stato interessato.

La stessa Legge prevede infine che il MAP, con apposito decreto attuativo, definisca modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione, nel rispetto di quanto previsto dalle disposizioni comunitarie in materia.

1.2 Provvedimenti in corso di predisposizione o di perfezionamento

Tra i provvedimenti rilevanti ai fini dello sviluppo della RTN, dei quali si attende l'emanazione, si ricordano: l'approvazione del Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, le determinazioni economiche da predisporre a cura dall'AEEG conseguenti all'emanazione della Deliberazione 50/02 e il completamento del quadro normativo inerente la "Legge quadro sulla esposizioni ai campi elettromagnetici" del 22 febbraio 2001 n. 36.

Di seguito si riporta una breve descrizione dei provvedimenti citati e degli altri di prossima definizione.

1.2.1 Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della rete

Come accennato, il DPCM 11.05.2004 prevede all'art.1 comma 4 che il GRTN predisponga entro il 31.12.2004 un documento integrato, denominato "codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" (di seguito Codice), contenente le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, per l'accesso e l'uso della RTN, per l'interoperabilità delle reti, per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo, la manutenzione e la sicurezza della rete elettrica nazionale di trasmissione.

La redazione del Codice di Rete, che si inserisce nel quadro degli interventi che regolano il processo di riunificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, è risultata l'occasione per raccogliere in un unico documento la disciplina più rilevante, in termini di diritti ed obblighi, relativamente alle attività di trasmissione, dispacciamento ed esercizio in sicurezza della RTN e delle altre reti con essa interoperanti.

Come disposto dal Decreto, il Codice prevede l'istituzione di un organo tecnico, il Comitato di consultazione, comprendente anche rappresentanti degli utenti della Rete ², con il compito di aggiornare le regole contenute nel Codice ed agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole stesse.

Per la prima volta è dunque prevista la creazione di una sede permanente di discussione e confronto con gli utenti della rete, per dar voce alle istanze e agli interessi di categoria di cui gli stessi sono portatori, partecipando attivamente al processo di regolamentazione del settore mediante il ruolo riconosciuto al Comitato nell'attività di aggiornamento del Codice.

Il documento, predisposto dal GRTN sulla base dello schema di direttive emanato dall'AEEG in data 31 dicembre 2004, sarà successivamente inviato ufficialmente al Ministero delle Attività Produttive e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dovrà essere da questi approvato, per quanto di rispettiva competenza, verificata la conformità agli indirizzi ed alle direttive da essi emanate. Qualora il Ministero e l'Autorità di settore non si pronuncino entro 90 giorni dal ricevimento del Codice, questo si intenderà comunque approvato ³.

Il Codice risulta strutturato in modo da rispecchiare il quadro normativo e regolatorio in vigore al momento della sua adozione, tenuto conto del mutato contesto organizzativo che caratterizza la gestione e la proprietà della rete di trasmissione nazionale.

Relativamente alla disciplina dell'accesso alla rete, l'attuale versione del Codice descrive condizioni e principi generali applicabili al soggetto risultante dall'unificazione ed agli utenti della rete per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale, nonché la regolamentazione di carattere tecnico in tema di connessione. A tal fine, espresso riferimento è fatto alle Regole Tecniche di connessione adottate dal GRTN in attuazione dell'art. 3, comma 6 del decreto legislativo n. 79/99 e delle Delibere adottate in materia dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La regolamentazione delle attività di sviluppo, pianificazione, gestione, esercizio e manutenzione della rete, che ad oggi coinvolge competenze del GRTN e dei proprietari, è inquadrata nel nuovo

² *Fino ad un massimo di sette.*

³ *Una prima proposta di Codice, predisposta dal GRTN già a fine ottobre 2004, è stata trasmessa anticipatamente al MAP ed alla AEEG per una valutazione preliminare. Tale versione non ancora definitiva è stata inoltre pubblicata in data 5.11.2004 sul sito internet del GRTN per consentire a tutti gli operatori del settore di formulare, entro il 29.11.2004 suggerimenti ed osservazioni anche in fase di definizione della proposta finale del documento.*

contesto di riunificazione di proprietà e gestione, pur tenendo conto della attuale presenza di altri proprietari di rete diversi dal soggetto risultante dalla unificazione.

Sono oggetto di regolamentazione anche i rapporti tra il nuovo concessionario del servizio di trasmissione e gli altri gestori di reti, ai fini dell'interoperabilità e dello sviluppo coordinato delle reti elettriche nazionali. In particolare il Codice dispone che i gestori di reti in alta tensione con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN trasmettano periodicamente al nuovo TSO le principali informazioni relative ai programmi di sviluppo delle proprie reti.

In tema di dispacciamento sono disciplinati diritti ed obblighi degli utenti del dispacciamento, nonché le modalità tecniche, economiche e procedurali di riferimento per l'erogazione del servizio di dispacciamento tenendo conto del diverso assetto che il mercato elettrico assumerà a partire dal 2005, con la partecipazione attiva della domanda alla Borsa elettrica.

Per il servizio di misura e settlement è fornita una esaustiva descrizione della disciplina attualmente in vigore, con particolare riguardo alle caratteristiche tecniche, comprese le apparecchiature e gli altri componenti del sistema di misura, e ai principi essenziali relativi al servizio di misura.

Infine, nel Codice sono indicati i criteri generali e i requisiti fondamentali per la sicurezza del sistema elettrico nazionale, così come espressamente richiesto dal DPCM.

Con l'adozione del Codice di Rete, l'Italia si uniformerà alla maggior parte dei Paesi europei che stanno adottando tale strumento in considerazione del suo apprezzabile apporto in termini di semplificazione e razionalizzazione dell'articolata e complessa regolamentazione dei sistemi elettrici.

Il Codice di Rete del GRTN è stato elaborato anche alla luce delle esperienze maturate negli altri Paesi, in primis la Gran Bretagna, il cui National Grid Code rappresenta un importante riferimento, ferme restando le peculiarità del nostro sistema elettrico e le oggettive differenze strutturali e normative esistenti con il sistema anglosassone.

1.2.2 Nuova concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica

Il DPCM 11.05.2004 prevede che - prima della fusione delle due società GRTN e TERN in un unico soggetto Gestore con disponibilità degli asset di trasmissione (entro il 31 ottobre 2005) - il Ministero delle attività produttive provveda a modificare ed integrare il vigente Decreto ministeriale 17.07.2000, concernente la concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, rilasciata a favore del GRTN. La nuova concessione sarà strutturata in modo da assicurare la migliore funzionalità con riferimento all'esercizio delle attività in capo al nuovo soggetto derivante dalla unificazione.

1.2.3 Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

In base a quanto previsto dal D.Lgs. n. 79/99 e dalla Deliberazione della AEEG n. 50/02, la stessa AEEG avrebbe dovuto provvedere a determinare le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione “[...] tenendo conto dell'esigenza di fornire, ai soggetti che producono energia elettrica, la necessità di adeguati segnali economici legati alla presenza di congestioni sulle reti elettriche” (art. 8, comma 8.6), prevedendo specifiche condizioni sia per gli impianti di rete per la connessione (progettati e realizzati dai richiedenti), sia per gli impianti di utenza (realizzati dai gestori di rete).

Anche il Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 (cfr. par. 1.1.5) stabilisce che l'AEEG, entro 3 mesi dall'entrata in vigore del provvedimento, emani specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV, i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi (art. 14).

Si osserva inoltre che la citata Delibera n. 50/02 dell'AEEG prevede all'articolo 7, comma 7.1, lettera b), che i soggetti richiedenti la connessione siano tenuti alla presentazione, su richiesta del Gestore, di garanzie finanziarie nella forma di fideiussione bancaria che può essere escussa dal Gestore stesso nei casi in cui la connessione non sia realizzata per cause imputabili al soggetto richiedente la connessione, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente. Anche sull'ammontare di tali fideiussioni, l'AEEG non si è ancora espressa.

Nelle more della determinazione da parte dell'AEEG dell'importo della suddetta fideiussione e fermo restando l'impegno, a seguito dell'emanazione di tale deliberazione, ad adeguare, d'intesa tra le parti, i termini della garanzia già presentata, il GRTN sta adottando i seguenti criteri:

- l'ammontare della fideiussione è fissato, in prima istanza, in modo oggettivo e sulla base di soluzioni tecniche convenzionali individuate dal GRTN;
- l'importo è fissato a copertura degli oneri e dei costi da sostenersi o già sostenuti e degli impegni assunti o da assumersi da parte del GRTN nei confronti dei terzi, relativamente agli interventi di sviluppo costituenti l'impianto di rete per la connessione richiesta;
- l'atto fideiussorio deve garantire il GRTN almeno fino all'attivazione in servizio dell'impianto di rete per la connessione e lo svincolo dello stesso è subordinato all'entrata in esercizio dell'impianto da connettere.

1.2.4 Completamento del quadro normativo sulla protezione dai campi elettrici e magnetici

Il quadro normativo previsto dalla Legge 22 febbraio 2001, n. 36 ("Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"), sarà completato con l'emanazione:

- del DPCM sui criteri di predisposizione del Piano di risanamento, così come dispone l'art. 4, comma 4 della stessa Legge,
- della metodologia di calcolo per la definizione delle fasce di rispetto.

Decreto sui criteri di predisposizione del Piano di risanamento

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 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.

Metodologia di calcolo per la definizione delle fasce di rispetto

Il riferimento normativo costituito dal DPCM 8 luglio 2003 (uno dei due decreti attuativi della Legge 22 febbraio 2001, n. 36) dispone che, per la protezione da possibili effetti a lungo termine, non deve essere superato il valore di attenzione di 10 μ T (art. 3, secondo comma) da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore giornaliere nelle normali condizioni di esercizio, mentre nella progettazione di nuovi elettrodotti, l'obiettivo di qualità di 3 μ T (art. 4) da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore giornaliere nelle normali condizioni di esercizio.

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

Nelle more della completa definizione della metodologia, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (al quale il GRTN aveva richiesto la formulazione di uno specifico parere), con lettera del 15 novembre 2004 trasmessa al GRTN ed alle Regioni, riferendosi ad una nota dell'APAT, indica "una metodologia di calcolo per la determinazione *provvisoria* delle fasce di rispetto pertinenti ad una o più linee elettriche".

Si è comunque in attesa della completa definizione da parte dell'APAT della metodologia in oggetto, al fine di consentire il corretto coordinamento della pianificazione elettrica e di quella urbanistica e territoriale.

2 Il processo di pianificazione

Nel quadro normativo di liberalizzazione del settore elettrico introdotto dal D.Lgs. n. 79/99, non è più prevista una attività integrata ed unitaria di “pianificazione del sistema elettrico”⁴.

Lo sviluppo del parco di generazione viene infatti attuato in piena autonomia da ciascuna società di produzione essenzialmente sulla base delle proprie valutazioni di carattere economico, in modo non coordinato con gli altri “competitors” e considerando secondarie le esigenze dei sistemi di trasmissione e di distribuzione.

D'altra parte lo sviluppo della rete di distribuzione in alta tensione viene attuato da ciascuna società di distribuzione con l'obiettivo di soddisfare la domanda di carico previsionale delle proprie utenze, nel rispetto delle condizioni di sicurezza, affidabilità e qualità del servizio di distribuzione.

In tale contesto, è stata affidata al GRTN la responsabilità dello sviluppo della RTN, con l'obiettivo di garantire nel medio-lungo termine il trasporto - in condizioni di sicurezza, economicità ed affidabilità - della potenza prodotta dagli impianti di generazione attuali e previsti in futuro, verso i poli di distribuzione e di carico.

Con la descritta separazione delle attività, delle responsabilità e degli obiettivi di sviluppo, l'attività di pianificazione della RTN richiede un'attenta valutazione delle condizioni al contorno, dettate dalle esigenze spesso mutevoli e discordanti dei diversi operatori.

2.1 Obiettivi del processo di pianificazione

Il **Decreto legislativo del 16 marzo 1999 n. 79**, recependo ed attuando quanto indicato nella Direttiva 96/92/CE, prevede che il GRTN, nel deliberare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della RTN, persegue l'obiettivo della sicurezza e continuità degli approvvigionamenti.

Tale fondamentale obiettivo si attua anche attraverso l'azione pianificatoria del GRTN volta all'ottenimento della massima efficienza del servizio di trasmissione. Ciò comporta la riduzione dei possibili vincoli rappresentati dalle congestioni di rete, che potrebbero limitare la libera circolazione dell'energia elettrica dai poli di produzione (nazionali ed esteri) ai centri di carico.

In proposito l'art. 4 della **Direttiva MAP del 21 gennaio 2000**, indica come obiettivi dello sviluppo della RTN:

- il miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio di trasmissione;
- la riduzione delle congestioni di rete;
- l'aumento dell'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione;
- il rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

Vanno inoltre tenuti in evidenza ulteriori obiettivi assegnati al GRTN nei vari provvedimenti emanati successivamente al gennaio 2000:

- promuovere la tutela dell'ambiente (“Disciplinare di Concessione” di cui al **D.M. del 17 luglio 2000**);
- formulare i piani di risanamento della RTN (**D. Lgs. 22 febbraio 2001 n. 36**).

Il “Disciplinare di Concessione” prevede che il Piano di Sviluppo sia definito anche sulla base:

⁴ *Per sistema elettrico si intende qui l'insieme dei sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.*

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero, in funzione delle richieste di importazione ed esportazione di energia elettrica formulate dagli aventi diritto nell'anno corrente;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- di eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dai proprietari degli impianti che costituiscono la RTN.

2.1.1 Nuovi indirizzi del MAP al GRTN

Con nota del 26 gennaio 2004, il MAP ha definito i principali indirizzi strategici ed operativi a cui il Gestore della RTN è chiamato ad attenersi a partire dal 2004, nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità.

In particolare, è posto in capo al Gestore il compito di garantire per quanto di propria competenza, la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza ed il minor costo del servizio elettrico e degli approvvigionamenti, gestendo la rete elettrica senza discriminazione di utenti e categorie di utenti e tenendo conto dell'esigenza di accrescere la competitività del sistema produttivo Paese in un contesto di sviluppo sostenibile.

A tal fine il Gestore contribuisce, tra l'altro, alla riduzione dei costi di produzione e delle forniture di energia elettrica, alla diversificazione delle fonti energetiche primarie e allo sviluppo delle infrastrutture, al soddisfacimento della domanda nel rispetto alle finalità di uso efficiente delle risorse e di servizio pubblico.

E' inoltre disposto che il Gestore, rispondendo agli obiettivi generali ed agli obblighi definiti nel DM 17 luglio 2000, prosegua ed intensifichi le azioni volte all'incremento della sicurezza del sistema elettrico, dell'efficacia nel coordinamento degli impianti dei soggetti terzi, dell'affidabilità e continuità del servizio ai clienti finali.

Ulteriori indirizzi sono orientati a ridurre il più possibile il rischio di gravi disservizi con estese disalimentazioni di utenza, a seguito degli episodi verificatisi nel 2003. In particolare, dal punto di vista dello sviluppo della RTN, è previsto che il Gestore:

- assicuri lo sviluppo e l'ammodernamento della rete nazionale di trasmissione;
- si adoperi per ridurre i tempi di realizzazione degli impianti di rete per la connessione dei nuovi impianti di produzione.

Come azione complementare volta anche promuovere l'efficienza del concessionario del servizio di trasmissione, si prevede che il Gestore avvii attività che consentano di tutelare l'ambiente e gli interessi delle popolazioni, mediante il ricorso a iniziative di informazione e formazione su scala nazionale, al fine di favorire la realizzazione nei tempi programmati degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN.

2.2 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

I punti di riferimento (o *input*) del processo di pianificazione della RTN sono tutti quegli elementi ed informazioni alla base delle valutazioni e successive decisioni sulle nuove attività di sviluppo da pianificare.

Essi sono essenzialmente riconducibili ai due fondamentali aspetti del funzionamento di ogni sistema elettrico: la produzione⁵ e il consumo⁶ di energia elettrica.

Più in dettaglio essi comprendono:

- i dati sull'evoluzione della domanda;
- le connessioni alla RTN di centrali e utilizzatori;
- i segnali provenienti dal mercato elettrico;
- le esigenze manifestate attraverso le richieste di importazione e di esportazione di energia elettrica;
- gli interventi di sviluppo e di connessione programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN, sulla base dei relativi programmi di sviluppo;
- le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
- le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale ed il miglioramento ambientale;
- le eventuali criticità o esigenze emerse in particolari situazioni di esercizio;
- le eventuali difficoltà o ritardi nell'attuazione degli interventi di sviluppo della RTN precedentemente programmati.

2.2.1 Previsioni della domanda di energia elettrica

Le previsioni della domanda di energia elettrica in Italia, riportate nel seguito, hanno principalmente lo scopo di fornire un quadro di riferimento all'interno del quale effettuare le valutazioni alla base del Piano di Sviluppo.

Tali previsioni coprono in generale un arco temporale di dieci anni e in questa edizione si estendono pertanto dal 2004 al 2014, facendo riferimento alla suddivisione del territorio nazionale in macroaree geografiche e alla disaggregazione dei consumi di energia elettrica nelle principali attività, senza peraltro fare distinzione tra mercato libero e mercato vincolato. Nelle tabelle di questo paragrafo sono riportati anche i dati in previsione relativi all'anno 2009, intermedio nel periodo 2004-2014.

5 Come accennato infatti, con la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica la determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non rappresenta più il principale risultato del processo di pianificazione, 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.

6 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.

Disponibilità dei dati

Sono state utilizzate le serie storiche dei consuntivi della richiesta e dei consumi di energia elettrica sulla rete italiana e, per la potenza, le serie storiche delle punte stagionali sulla rete nazionale. Gli ultimi dati disponibili a consuntivo sono relativi al 2004, sia pure in forma di dati provvisori. Dal punto di vista macroeconomico, si sono considerate, sempre a consuntivo, le serie storiche del prodotto interno lordo (PIL) italiano e del valore aggiunto settoriale.

Per le previsioni economiche a supporto della previsione in energia, si è tenuto conto delle indicazioni contenute nei documenti prodotti dalle società specializzate nell'aggiornamento periodico del quadro macroeconomico.

Le ipotesi adottate

sulla crescita economica

La ripresa dell'economia degli USA, ormai in atto dal 2002, è avvenuta mantenendo i tassi di interesse reali molto bassi, per evitare sgonfiamenti repentini dei prezzi delle attività finanziarie, a seguito del ridimensionamento delle aspettative sui titoli tecnologici. Negli ultimi tempi sembra però che si voglia sostenere un rientro verso la normalità degli squilibri nell'indebitamento degli operatori, così da indirizzare le aspettative verso l'aumento dei tassi di interesse con un rallentamento della crescita economica.

Un ulteriore elemento che contribuisce al peggioramento delle prospettive, almeno nel breve termine, è l'andamento del prezzo del petrolio, in particolare l'attesa di un suo stabilizzarsi su livelli superiori alla media storica.

In questo quadro, anche l'Unione Monetaria Europea non potrà accelerare considerevolmente nei prossimi anni, mentre l'economia italiana è al momento interessata da una serie di fattori generatori di incertezza, fra cui spicca l'andamento della finanza pubblica, che frenano la domanda interna per consumi ed investimenti. Anche per gli anni a venire la crescita del PIL dell'Italia è attesa rimanere nell'intervallo (1,7 – 2,0%) attualmente considerato rappresentativo della crescita potenziale per il nostro Paese e che appare inferiore a quanto indicato negli anni precedenti a causa del mutato contesto demografico ed economico (invecchiamento della popolazione, difficoltà a mantenere le quote di mercato internazionale, ecc.).

sulla crescita della domanda elettrica

L'elemento di principale novità rispetto alla precedente edizione del Piano è costituito dal livello particolarmente contenuto della crescita della domanda elettrica del 2004 (+0,4% rispetto al 2003). Si rammenta, viceversa, il notevole incremento che si registrò nel 2003 (+3,2% rispetto al 2002) allorquando la domanda elettrica risultò particolarmente sensibile alle alte temperature estive. In quel contesto si ebbe infatti a registrare l'inversione della dinamica della domanda nel settore domestico che, da tassi medi annui di sviluppo nell'ultimo decennio prossimi all'1%, si assestarono nel 2003 su livelli pressoché tripli.

I fenomeni appaiono, ad una prima analisi, figli di una stessa causa non occasionale poiché dovuta alla diffusione di nuove apparecchiature elettriche presso le famiglie italiane (principalmente condizionamento dell'aria). A tale maggiore diffusione saranno dovuti incrementi dei consumi più elevati nelle stagioni estive più calde – come nel 2003 – o viceversa incrementi assai più deboli nelle stagioni più fresche – come nell'estate 2004.

Come principale conseguenza si conferma in prospettiva un avvicinamento del momento nel quale la punta estiva di potenza sopravvanzerà, in maniera strutturale, la punta invernale.

sulla relazione tra economia e domanda elettrica

Le analisi recenti sull'intensità elettrica⁷ indicano che l'energia elettrica richiesta per unità di prodotto interno lordo ottenuto è in Italia su livelli ancora relativamente più bassi rispetto agli altri Paesi maggiormente industrializzati. Mentre negli altri Paesi l'intensità viene stimata stazionaria o debolmente calante, in Italia essa mantiene qualche margine di crescita potenziale nel medio periodo.

Nella previsione si è pertanto ipotizzato per i prossimi dieci anni una crescita dell'intensità complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +1,0 % per anno, prossimi ai livelli riscontrati a consuntivo negli anni '90. Si osserva, a titolo di confronto, che nel 2003 si è avuta una crescita dell'intensità elettrica pari a +1,6 % rispetto al 2002 mentre, viceversa, per il 2004 i dati preliminari per l'intensità elettrica registrano un arretramento dello 0,7% rispetto all'anno precedente.

Risultati

La domanda di energia elettrica In Italia, sulla base dei dati provvisori di esercizio per l'anno 2004, si attesta sui 322,0 miliardi di kWh (TWh), in aumento dello 0,4% rispetto al 2003, allorché fu pari a 320,7 TWh (+3,2 % rispetto ai 310,7 TWh del 2002). Nel decennio 2004 – 2014 si stima una evoluzione con un tasso medio annuo del 2,9%, tale da consentire il raggiungimento dei 427,0 TWh nel 2014 (**Tabella 1**).

Rispetto alla media nazionale, la crescita della domanda sull'intero periodo dal 2004 al 2014 nelle quattro macroaree geografiche si dovrebbe manifestare più sostenuta al Centro e al Sud (+3,0 %), mentre le aree del Nord Italia e delle Regioni insulari si dovrebbero collocare leggermente sotto la media (+2,8 %) (**Tabella 2**).

Per quanto riguarda i principali settori di consumo (**Tabella 3**) l'industria si conferma il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici: nel 2014 la sua quota è pari circa alla metà dei consumi (51 %), con uno sviluppo pressoché in linea con quello del totale dei consumi (tasso medio annuo +2,8 % sull'intero periodo 2004-2014). Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento più dinamico delle industrie per la produzione di beni finali (incluse le altre industrie, +3,8 %) ed uno sviluppo più contenuto per le industrie dei beni intermedi (+1,5%). Questa modifica nella struttura dei prelievi non mancherà di influenzare la previsione della curva di carico poiché le industrie dei beni intermedi (metallurgia, chimica, materiali da costruzione e cartarie) hanno un profilo di prelievo più uniforme nell'arco delle 24 ore.

Il terziario, che già nell'anno 2000 aveva superato nella struttura dei consumi elettrici il settore domestico, si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+4,0 %). Nel 2014 il settore terziario raggiungerà una quota nella struttura pari quasi ad un terzo dei consumi (29 %). Sostanzialmente stabile il contributo del settore agricolo, attorno al 2% nella struttura dei consumi.

⁷ *L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.*

- Tabella 1 -
Previsioni della domanda di energia elettrica - ITALIA

	Domanda elettrica		Prodotto interno lordo		Intensità elettrica
	miliardi di kWh	tassi medi annui		tassi medi annui	tassi medi annui
1985	195,0	] 3,8%		] 2,9%	] 0,9%
1990	235,1				
		] 2,1%		] 1,3%	] 0,8%
1995	261,0				
		] 2,7%		] 1,9%	] 0,8%
2000	298,5				
		] 2,4%		] 0,8%	] 1,6%
2003	320,7				
		] 0,4%		] 1,1%	] -0,7%
2004(*)	322,0				
		] 2,7%		] 1,8%	] 0,9%
2009	368,3				
		] 3,0%		] 1,8%	] 1,2%
2014	427,0				

(*) Consuntivi provvisori di esercizio.

- Tabella 2 -
Previsioni della domanda di energia elettrica
Principali aree geografiche

	2003	2004	2009	2014	2004-2014
	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(TWh)	t.m.a. %
<i>Nord</i>	176,5	177,2	202,4	232,9	2,8
<i>Centro</i>	58,2	58,4	66,9	78,5	3,0
<i>Sud</i>	53,1	53,4	61,1	72,0	3,0
<i>Isole</i>	32,9	33,0	37,9	43,6	2,8
ITALIA	320,7	322,0	368,3	427,0	2,9

Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto,

Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

Sud: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria

Isole: Sicilia, Sardegna

N.B.: 2004 da consuntivi provvisori di esercizio

- Tabella 3 -
Previsioni della domanda di energia elettrica
Principali settori

	2003	2004	2009	2014	2004-2014
	Domanda elettrica	Domanda elettrica	Domanda elettrica	Domanda elettrica	
	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(TWh)	t.m.a. %
<i>Agricoltura</i>	5,2	5,2	4,8	6,5	2,3
<i>Industria</i>	152,7	153,3	179,3	201,8	2,8
<i>beni intermedi</i>	71,9	72,1	78,9	83,7	1,5
<i>non di base e altre</i>	80,9	81,2	100,4	118,1	3,8
<i>Terziario</i>	76,9	77,2	90,7	113,8	4,0
<i>Domestico</i>	65,0	65,3	69,8	76,6	1,6
<i>Totale consumi</i>	299,8	301,0	344,6	398,7	2,8
<i>perdite di rete</i>	20,9	21,0	23,7	28,3	
ITALIA	320,7	322,0	368,3	427,0	2,9

N.B.: 2004 da consuntivi provvisori di esercizio

2.2.2 Previsioni della domanda di potenza alla punta

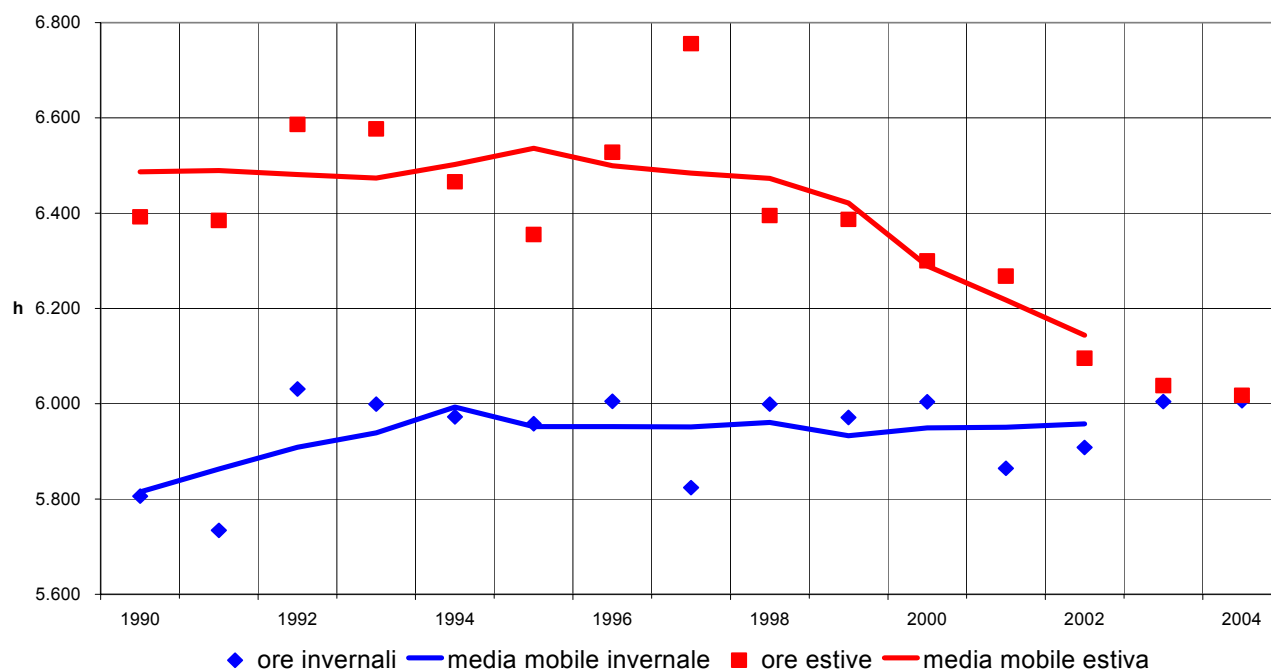
Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana sono elaborate a valle di quelle sulla domanda di energia elettrica.

La metodologia adottata è quella che muove da una previsione delle ore di utilizzazione⁸ della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva. In considerazione della definizione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, a parità di domanda di energia elettrica *a ore di utilizzazione in diminuzione corrisponde un fabbisogno di potenza alla punta maggiore.*

L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (**Figura 1**) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un massimo pari a circa 6'000 ore/anno. A partire dal 1992, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale sono sostanzialmente stabili intorno al valore di 5.900 ore/anno.

- Figura 1 -
Ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale ed alla punta estiva in Italia
Serie grezza e media mobile



⁸ Le ore di utilizzazione della domanda alla punta sono pari al rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza alla punta.

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva. Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 ore/anno si è sostituita in anni più recenti una tendenza molto pronunciata alla *diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali*.

Al fine di rendere più riconoscibile un trend di fondo, nella figura è inoltre riportata una media mobile centrata a cinque termini⁹.

Metodologia di previsione

La previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale ottenuta è quella relativa al cosiddetto “inverno medio”, sostanzialmente determinata dal trend di fondo. Nel prevedere le ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva è determinata con criterio analogo una “estate media”.

Occorre poi tenere conto in maniera cautelativa della variabilità delle ore di utilizzazione per ottenere la previsione prudenziale (cui corrispondono valori di potenza alla punta più elevati) detta convenzionalmente “inverno rigido” ed “estate torrida”, rispettivamente per inverno ed estate. Si osserva che la variabilità del dato storico della punta nel periodo estivo è maggiore di quella della punta invernale.

Risultati

Per l’anno 2014 la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate “torrida”, coerentemente con una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.700 ore/anno, per la quale si avrebbe una domanda di potenza alla punta pari a circa 75 GW.

Previsione della domanda di potenza alla punta

<i>Anno</i>	<i>Potenza</i>
2004	53.600 MW
2009 ipotesi bassa/alta	62.000 / 64.000 MW
2014 ipotesi bassa/alta	70.000 / 75.000 MW

⁹ Con la media mobile si raggiunge l’obiettivo di depurare la serie storica dalla componente accidentale, lasciando in evidenza il trend di fondo; in particolare la media a cinque termini (cinque anni) usata in figura è applicata all’anno centrale (media centrata).

2.2.3 Connessione alla RTN di impianti di immissione o prelievo di energia elettrica

Le connessioni possono essere suddivise in tre principali tipologie:

- centrali termoelettriche di grossa taglia, con potenza termica maggiore di 300 MW;
- centrali di piccola taglia termoelettriche o da fonte rinnovabile (per lo più centrali eoliche);
- impianti di utenti da connettere direttamente alla RTN e impianti appartenenti a reti interoperanti con la RTN.

Gli interventi per la connessione alla RTN di impianti che immettono o prelevano energia elettrica contemplati nel presente documento si riferiscono esclusivamente alle connessioni per le quali siano state definite ed accettate le modalità di connessione alla RTN e rispondenti ad uno almeno dei seguenti requisiti:

- impianti in corso di effettiva realizzazione (cantieri già avviati per le opere funzionali alla messa in opera della nuova capacità produttiva o all'incremento di quella esistente);
- centrali termoelettriche con potenza termica maggiore di 300 MW che al 31.12.04 risultino autorizzate alla costruzione e all'esercizio in base a quanto in merito disposto dalla Legge 55/02 o secondo la procedura definita nell'allegato IV al DPCM 27 dicembre 1988;
- impianti per i quali i proponenti abbiano costituito in favore del GRTN un deposito fideiussorio a totale copertura degli oneri di realizzazione degli impianti della RTN dedicati alla connessione.

In questa tipologia ricade tutto l'insieme delle opere necessarie al collegamento degli impianti di utenza che prelevano o immettono energia elettrica alla RTN (generalmente stazioni di consegna/smistamento e raccordi a linee esistenti) e i soli rinforzi di rete necessari ad *"ancorare"* in sicurezza detti impianti alla rete.

Fra gli interventi di connessione non sono invece contemplati i rinforzi strutturali della RTN necessari a limitare le congestioni, anche quando questi sono riconducibili alla connessione di impianti produttivi.

Tali rinforzi strutturali, infatti, oltre a consentire la piena operatività di tutti i nuovi impianti di produzione, apportano benefici alla RTN nel suo complesso e sono pertanto annoverati fra gli interventi di interesse generale della RTN e sono descritti nel **Capitolo 2.4**.

Nelle analisi di rete volte alla valutazione del rischio di congestione non sono stati presi in considerazione gli impianti di produzione di energia elettrica non rispondenti ai requisiti precedentemente elencati ¹⁰.

Qualora il nuovo collegamento tra centrale e RTN non risulti di interesse per lo sviluppo della RTN, esso sarà realizzato dal produttore interessato, che ne sarà proprietario facendosi carico della costruzione, esercizio e manutenzione.

¹⁰ Sono stati invece presi in considerazione tutti i nuovi impianti di distribuzione per i quali sia stata presentata regolare richiesta di connessione alla RTN e sia stata fornita accettazione alla soluzione di allacciamento individuata dal GRTN.

Impianti di Rete per la connessione di centrali con potenza termica maggiore di 300 MW

Il presente paragrafo considera gli interventi sulla RTN relativi alle connessioni di nuove centrali termoelettriche o alla modifica delle connessioni a seguito del potenziamento di centrali esistenti con potenza termica maggiore di 300 MW.

Nel prosieguo del presente documento (cfr. **Allegato 4**) sono sinteticamente descritti gli interventi in parola. Per ciascuno di essi la data indicata si riferisce di norma all'entrata in servizio della centrale, così come indicato dal proponente o come riportato nel decreto autorizzativo¹¹. Gli interventi sulla RTN relativi alle connessioni di centrali saranno in generale completati alcuni mesi prima dell'entrata in servizio del primo gruppo dell'impianto produttivo, al fine di consentire le prove di parallelo alla rete. In ogni caso il programma temporale della realizzazione degli impianti di rete per la connessione verrà concordato e definito in sede operativa di concerto con i produttori e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

Nella **Tabella A** riportata nell'Allegato 4 vengono elencate tutte le connessioni di centrali con potenza termica maggiore di 300 MW. La potenza indicata rappresenta la potenza della nuova centrale o l'incremento di potenza relativa ad una modifica di centrale (in tal caso nella tabella l'indicazione della potenza è preceduta da un segno +).

Impianti di Rete per la connessione di centrali termiche di piccola taglia e di centrali da fonti rinnovabili

Anche gli interventi di connessione di piccole centrali termiche e da fonti rinnovabili sono sinteticamente descritti nell'**Allegato 4**. Qualora indicate, le date degli interventi in questione si riferiscono di norma all'entrata in servizio della centrale. L'eventuale dicitura "data da definire" indicata al posto della data di entrata in servizio, si riferisce ad interventi per i quali non è ancora stato definito insieme ai produttori un programma temporale.

Nella **Tabella B** riportata nell'Allegato 4 vengono elencate le opere da eseguire sulla RTN al fine di realizzare la connessione di impianti di produzione da fonte rinnovabile o con potenza termica inferiore a 300 MW (rispettando i requisiti prima indicati).

Connessione alla RTN di Utenti, Cabine primarie ed altri impianti appartenenti a reti interoperanti

Una fra le più ricorrenti classi di interventi di connessione è rappresentata dai collegamenti alla RTN di Cabine Primarie (C.P.), per i quali le società di distribuzione formulano apposita richiesta al Gestore.

Le C.P. sono impianti di trasformazione atti ad alimentare la rete di distribuzione in media tensione che, se pur inseriti nel tessuto della RTN, restano generalmente di proprietà dei gestori delle reti di distribuzione che le esercitano.

Gli interventi della presente categoria si riferiscono alle seguenti tipologie di connessione:

- connessioni alla RTN di C.P., (per le quali lo schema di connessione più frequente prevede il collegamento in entra-esce a linee di trasmissione);
- connessioni su stazioni della RTN di nuovi elettrodotti in alta tensione appartenenti alla rete di distribuzione che a loro volta alimentano delle C.P.;

¹¹ *Non si esclude tuttavia che, in alcuni casi, a seguito di difficoltà autorizzative o realizzative, la data indicata possa tener conto di eventuali ritardi.*

- connessioni alla RTN di impianti per il trasporto ferroviario ad alta velocità/alta capacità (lo schema di connessione prevede di norma un ATR AAT/AT presso stazioni della RTN che alimenta una rete AT di proprietà della società per il trasporto ferroviario RFI);
- connessioni alla RTN di sottostazioni elettriche (SSE) per l'alimentazione in corrente continua degli impianti di trazione ferroviaria tradizionale;
- connessioni dirette alla RTN di impianti di utenza destinati al prelievo di energia elettrica (che rappresentano un'eccezione rispetto ai casi più frequenti in cui tali impianti vengono connessi alle reti di distribuzione)

La **Tabella C** riportata nel citato **Allegato 4** riassume gli interventi di connessione (nuovi o già programmati) la cui soluzione di allacciamento alla RTN indicata dal GRTN è stata accettata dai richiedenti e per i quali gli stessi abbiano fornito le necessarie garanzie.

2.2.4 Dati e programmi di sviluppo delle reti interoperanti

Al fine di garantire l'interoperabilità e uno sviluppo della RTN coordinato con le esigenze delle altre reti nazionali in alta tensione, il Gestore deve poter disporre di tutte le informazioni relative alle immissioni e ai prelievi di potenza previsti ed ai programmi di sviluppo di tali reti.

In particolare, risulta fondamentale per il Gestore conoscere, con riferimento all'orizzonte temporale di medio-lungo periodo:

- le previsioni sull'incremento e sulla distribuzione della domanda con indicazione della potenza attiva/reattiva richiesta, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo), sulle cabine primarie di distribuzione esistenti e future e dalle utenze industriali collegate in AT alle reti in questione;
- la stima della produzione sulle reti in MT con indicazione del valore di potenza attiva di generazione immessa a livello di singola cabina primaria di distribuzione (lato MT), nelle citate situazioni tipiche;
- indicazioni relative allo schema di connessione e sulla potenza massima di generazione delle centrali future da collegare alle reti in AT, con soluzione di connessione già accettata dai proponenti;
- le modifiche pianificate inerenti le reti non RTN a tensione uguale o superiore a 120 kV con riferimento agli interventi di sviluppo programmati nel lungo periodo, stato di avanzamento e date di entrata in servizio previste.

Nella versione del Codice di Rete (cfr. par. **1.2.1**) attualmente al vaglio del MAP e dell'AEEG è previsto che tali informazioni siano trasmesse al Gestore con cadenza almeno annuale dagli altri gestori delle reti interoperanti con la RTN.

Esse consentono al Gestore, in qualità di responsabile della sicurezza dell'intero sistema elettrico nazionale, di:

- verificare, nell'orizzonte temporale di medio-lungo periodo, l'adeguatezza del sistema elettrico in termini di capacità di copertura del fabbisogno in energia e potenza;
- effettuare correttamente le analisi finalizzate all'individuazione delle criticità sulla rete rilevante e delle soluzioni di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
- individuare soluzioni realizzative per gli interventi di sviluppo della RTN che, nell'ambito di progetti sinergici di razionalizzare delle reti in AT direttamente interessate, consentano di massimizzare i benefici tecnico-economici ed ambientali delle attività programmate.

2.2.5 I segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica

Il 31 marzo 2004 ha avuto inizio l'attività di contrattazione dell'energia sulla borsa elettrica. Per quasi tutto il 2004 le contrattazioni hanno avuto luogo secondo le modalità previste per la cosiddetta "Fase 2" (la Fase 1, dedicata alle prove tecniche di contrattazioni con gli operatori, si è conclusa il 30 marzo 2004). In questa fase il mercato opera come un "mercato per l'offerta", nel quale cioè è consentito solo ai produttori competere attraverso la formulazione di offerte di vendita¹².

Nel corso del 2005 è invece previsto l'avvio della cosiddetta "Fase 3", le cui prove sono iniziate il 1 luglio 2004, nella quale il mercato opererà come un "mercato per la domanda e per l'offerta", in cui potranno essere presentate offerte concorrenziali per l'acquisto di energia elettrica.

L'avvio del mercato rappresenta un grande traguardo per il settore elettrico italiano, che risulta ora allineato a quello di gran parte degli altri Paesi europei e delle più moderne economie mondiali e vede avvicinarsi il completamento del vasto processo di liberalizzazione avviato nel 1999.

Per citare un esempio, rispetto alle principali borse europee, la borsa elettrica italiana si caratterizza per una elevata liquidità¹³, attestatasi attorno al 30%, una percentuale seconda solo a quella della borsa spagnola, che però, a differenza di quella italiana, è un mercato obbligatorio.

La borsa elettrica si propone come valido strumento di innovazione¹⁴, dal momento che:

- migliora il processo di formazione dei prezzi, rispecchiando le condizioni di domanda e offerta;
- stimola la concorrenza tra operatori e favorisce il soddisfacimento della domanda ai prezzi più convenienti disponibili sul mercato;
- opera in trasparenza, rendendo quantità e prezzi costantemente visibili per tutti gli operatori, che possono quindi agire con regole negoziali uguali e in condizioni di simmetria informativa;

¹² *I riferimenti normativi per il mercato elettrico comprendono, oltre alla Direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (che abroga la Direttiva 96/92 CE) ed al D.M. 11 novembre 1999, che ne definiscono gli obiettivi più generali, anche i seguenti:*

- *il D.M. 19 dicembre 2003 contenente "Approvazione del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico. Assunzione di responsabilità del Gestore del mercato elettrico S.p.A. relativamente al mercato elettrico" (All'art. 4 del regolamento per il GME è previsto che GME debba predisporre una relazione sull'andamento del mercato, prima semestrale poi annuale);*
- *la Nota MAP 11.12.2003 – avvio del mercato elettrico – dove si prevede un avviamento del "Sistema Italia 2004" per fasi, come già accennato;*
- *la Legge n. 239/2004, "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia";*
- *la Delibera AEEG 48/04 "Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004" e successiva Delibera AEEG 137/04.*

Dal punto di vista prettamente tecnico, i riferimenti principali sono:

- *Il Testo Integrato della Disciplina del Mercato elettrico, reperibile sul sito www.mercatoelettrico.org contenente l'insieme delle disposizioni per il funzionamento del mercato elettrico;*
- *le Regole per il dispacciamento di merito economico, reperibili sul sito www.grtn.it.*

¹³ *È pari al rapporto tra quantità scambiate sul mercato e quantità complessivamente scambiate nel sistema nazionale.*

¹⁴ *Alternativo, ma non sostitutivo rispetto al sistema dei contratti bilaterali (in cui prezzi e quantità vengono determinati liberamente dalle parti contraenti).*

- offre una maggiore flessibilità rispetto al sistema classico dei contratti bilaterali, in quanto consente agli operatori elettrici di integrare le forniture di energia per far fronte a fluttuazioni non pianificate dei loro programmi di immissione o prelievo;
- contribuisce alla gestione di situazioni di scarsità di offerta, fornendo accurati e puntuali segnali di prezzo sia ai produttori (per rendere disponibile la capacità di generazione) che ai consumatori (promuovendo l'uso efficiente dell'energia);
- introduce elementi di maggiore certezza e stabilità per gli investitori del settore, favorendo l'ingresso di nuovi operatori;
- introduce un elemento di separazione tra l'attività di produzione e di vendita di energia all'interno della filiera elettrica;
- semplifica le procedure commerciali delle aziende e garantisce una maggiore sicurezza di pagamento, dell'energia elettrica venduta attraverso i sistemi di garanzia offerti dal Mercato.

I principali risultati del primo semestre di mercato elettrico sono di seguito riassunti.

- Il valore complessivo delle transazioni sul Mercato del Giorno Prima (MGP) nei primi 6 mesi di operatività della borsa elettrica (definito come valore delle vendite), è stato pari a 2,8 miliardi di €.
- Sul MGP sono stati complessivamente scambiati 44 TWh, su un totale di 152 TWh complessivamente trattati a livello nazionale, con una liquidità media, come detto, di circa il 30%.
- Il prezzo medio di acquisto unico nazionale (PUN), determinato come media dei prezzi di vendita zonali ponderata sulla base dei consumi, nel primo semestre è stato pari a 57.88 €/MWh.
- Il PUN riflette prezzi medi di vendita differenti tra zone, che variano tra un minimo di 54.58 €/MWh al Nord ed un massimo di 77.30 €/MWh in Calabria¹⁵.

Oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti e l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, il GRTN ha il compito di risolvere i problemi legati alla presenza di congestioni di rete, anche al fine di ridurre, ove possibile, eventuali vincoli che rischiano di condizionare l'operato dei produttori e degli acquirenti nel mercato.

Nasce pertanto l'esigenza di tener conto sempre di più dei segnali provenienti dal mercato elettrico, inserendo nel processo di pianificazione degli sviluppi della RTN analisi e considerazioni sull'andamento del mercato.

Le informazioni di maggior interesse sono relative a:

- la separazione in zone nel *mercato del giorno prima* (MGP) ed in quello di *aggiustamento* (MA) a causa dei vincoli di rete esistenti, cui è associata l'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e la formazione di oneri da congestione a carico degli operatori e indirettamente degli utenti finali;
- l'approvvigionamento con sistema *pay as bid* nell'ambito del *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD) e del *mercato di bilanciamento* (MB), di capacità produttiva necessaria localmente per la sicurezza in aree di rete critiche.

A riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nella riduzione delle congestioni sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, finalizzata al migliore sfruttamento del

¹⁵ Informazioni riferite al primo semestre Aprile/Settembre 2004 (Fonte GME).

parco di generazione nazionale e possibilmente alla riduzione del prezzo dell'energia per i clienti del mercato, attraverso il controllo dei seguenti parametri:

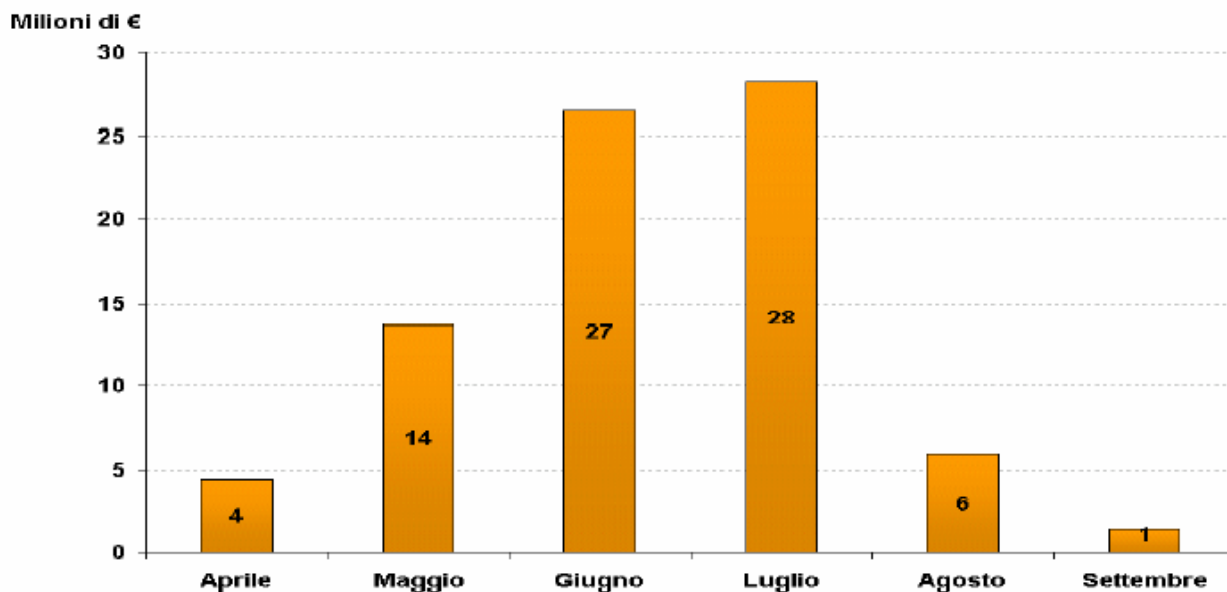
- capacità di scambio con l'estero;
- differenziale di prezzo tra aree di mercato e presenza di poli produttivi limitati;
- quote di energia allocate nel mercato dei servizi di dispacciamento e presenza di impianti di produzione necessari per la sicurezza.

I report sul funzionamento del mercato resi pubblici dal GME, hanno evidenziato, nei primi mesi di operatività del sistema delle offerte:

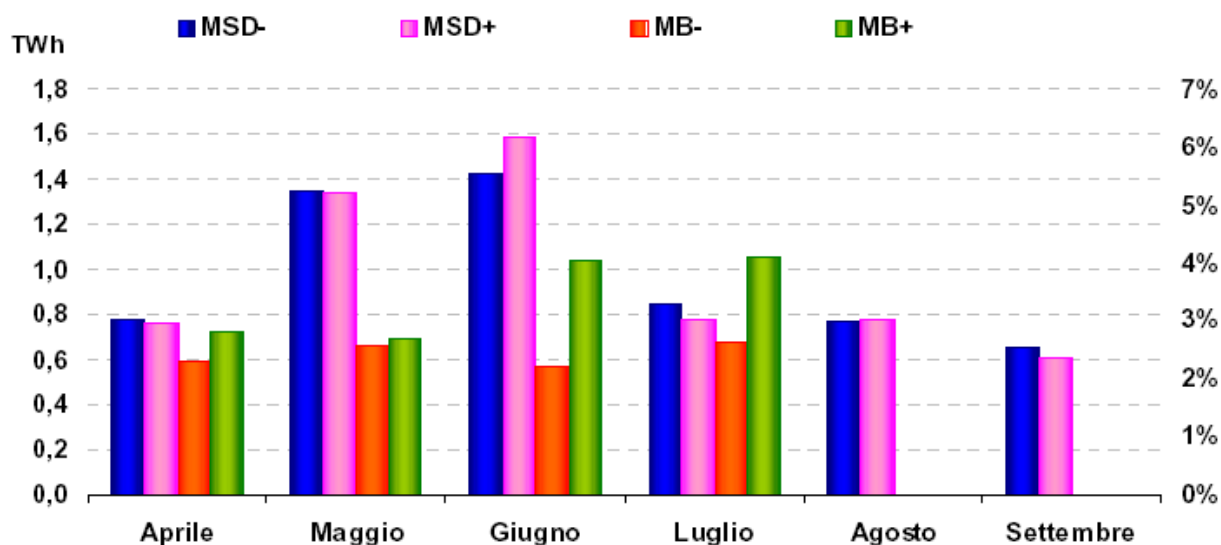
- la presenza di significative congestioni di rete con *market splitting* soprattutto tra le zone Nord e Centro-Nord, nei periodi (mesi di giugno e luglio) caratterizzati da minore disponibilità di capacità produttiva in presenza di elevati livelli di domanda (cfr. **Figura 2**);
- un rilevante ricorso al MSD ed al MB in diversi periodi dell'anno, con oneri di notevole entità (cfr. **Figura 3**).

E' importante osservare che le attività di sviluppo della RTN già programmate dal GRTN prima dell'effettiva operatività della Borsa dell'energia elettrica, ma non ancora realizzate soprattutto per problemi di carattere autorizzativo, consentirebbero di superare la gran parte delle inefficienze attribuibili alla rete di trasmissione evidenziate attualmente dal mercato.

- Figura 2 -
Rendita da congestione sul MGP
(Primo semestre Aprile / Settembre 2004 – Fonte GME)



- Figura 3 -
Risorse approvvigionate sul MSD
(Primo semestre Aprile / Settembre 2004 – Fonte GME)



Quantità acquistate dal GRTN su MSD e su MB e rapporto percentuale con le quantità scambiate su MGP.

Il prezzo medio:

- di acquisto del GRTN su MSD+ (a salire) è stato pari a 96.19 €/MWh;
- di vendita del GRTN su MSD- (a scendere) è stato pari a 21.80 €/MWh;
- di acquisto del GRTN su MB+ (a salire) è stato pari a 89.09 €/MWh;
- di vendita del GRTN su MB- (a scendere) è stato pari a 24.13 €/MWh.

2.3 Criteri di pianificazione

2.3.1 Criteri generali

Il nuovo assetto del settore elettrico rende particolarmente complessa l'attività di pianificazione. Gli elementi di incertezza riguardano soprattutto la dislocazione e la potenza prodotta dagli impianti di generazione nel libero mercato dell'energia elettrica e lo sviluppo diretto delle interconnessioni con l'estero.

Inoltre per far fronte all'incertezza sui tempi di realizzazione dei nuovi impianti di trasmissione programmati, dovuta in gran parte alle crescenti difficoltà autorizzative, le decisioni per la costruzione di nuove linee e di nuove stazioni di trasformazione devono essere prese con largo anticipo (almeno 5-7 anni).

Per minimizzare i possibili rischi dovuti a tali aleatorietà, vengono individuati vari scenari possibili di funzionamento del sistema elettrico con riferimento all'anno obiettivo dell'analisi previsionale e sulla base di questi vengono costruiti i "casi di riferimento" per gli studi di rete, finalizzati all'individuazione delle criticità di esercizio e delle esigenze di sviluppo per la loro risoluzione. Il Gestore cerca quindi di selezionare soluzioni di sviluppo caratterizzate il più possibile da un elevato livello di flessibilità e polivalenza, intese cioè come la migliore capacità di adattamento della rete alle diverse possibilità di evoluzione del sistema elettrico offerte dagli scenari maggiormente verosimili.

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, ove 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) ed alta tensione (AT), alla riduzione dell'impatto ambientale dei nuovi impianti ed al rispetto delle esigenze di interoperabilità delle reti elettriche.

Come caso particolare si ricordano qui 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 da quelli ad oggi esistenti, valutandone caso per caso i potenziali benefici e gli eventuali svantaggi/rischi.

L'adozione di conduttori ad alta capacità, ad esempio, grazie alla minore deformabilità ad alte temperature, consente di incrementare la capacità di trasporto delle linee di circa il 70-100% rispetto a quella di conduttori standard.

Una soluzione in principio ancora più efficace in termini di sfruttamento dei corridoi è costituita dall'utilizzo di elettrodotto a terne multiple che garantirebbero un aumento della capacità di trasporto, a seconda nel numero di terne, da 2 a 3 volte rispetto alla singola.

Anche il riclassamento di elementi di impianto a tensione nominale di esercizio superiore, consente di aumentare sensibilmente la potenza di trasporto/trasformazione. Questa soluzione, che in molti casi prevede l'innalzamento di parte dei sostegni, risulta potenzialmente meno critica rispetto alla costruzione di un impianto ex-novo, con ulteriore occupazione di territorio.

Specifici criteri basati sul rispetto delle condizioni di sicurezza, affidabilità ed economicità della rete di trasmissione sono inoltre adottati per la definizione delle soluzioni ottimali di connessione alla RTN di impianti di produzione, di distribuzione e di utilizzatori finali, oltre che per l'individuazione dei relativi rinforzi di rete.

Per maggiori dettagli sui criteri utilizzati (criterio N-1, rifasamento, analisi costi-benefici, criteri di connessione, razionalizzazioni, ...) si rimanda a quanto già più volte descritto nei precedenti Piani di Sviluppo del GRTN ed a quanto riportato nel Codice di rete (cfr. par. 1.2.1).

Le esigenze di sviluppo pianificate e descritte nel Piano di Sviluppo della RTN sono rese note alle amministrazioni competenti a livello regionale al fine di illustrare le motivazioni ed i benefici delle stesse ed acquisire informazioni sulla possibile localizzazione dei nuovi impianti sul territorio, con l'obiettivo di selezionare le alternative realizzative percorribili e ridurre il più possibile i tempi di autorizzazione degli interventi previsti.

Come meglio chiarito al cap.2.4, nel presente Piano gli interventi di sviluppo sono suddivisi in due distinte categorie, costituenti le due principali sezioni del documento:

- il Piano di Sviluppo a breve-medio termine (cfr. **Paragrafo 3.2.3**);
- il Piano di Sviluppo di lungo termine (cfr. **Paragrafo 3.4**).

Tuttavia non si esclude la possibilità che un intervento collocato nel Piano di Sviluppo di lungo termine, possa essere ultimato nel breve-medio periodo, quando ad esempio le condizioni tecnico-ambientali del momento lo consentano.

2.3.2 Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti

I criteri che hanno a suo tempo caratterizzato la determinazione dell'ambito della RTN e la frammentarietà a livello geografico della suddivisione fra la RTN e le altre reti, hanno determinato condizioni di notevole compenetrazione e interdipendenza fra queste, soprattutto sul livello di tensione 120-150 kV.

Vengono definite *“interoperanti”* le reti che risultano fortemente interconnesse e mutuamente dipendenti fra loro.

Sono note le problematiche che coinvolgono lo sviluppo coordinato delle reti interoperanti, con particolare riferimento alle tipologie di intervento di seguito riportate.

Nuove connessioni fra reti interoperanti

La realizzazione di questa fattispecie di connessioni comporta quasi sempre ripercussioni sulle reti coinvolte, in conseguenza dell'alterazione dei flussi di potenza su entrambe le reti.

A tal proposito si ricorda che la Deliberazione AEEG n. 50/02, volutamente non considera le connessioni fra reti interoperanti (cfr. Deliberazione n. 50/02 - 3° punto elenco: “Ritenuto che sia opportuno: [...] disciplinare le condizioni procedurali per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi per tutte le tipologie di utenza delle reti in altissima, alta e media tensione, ad eccezione delle connessioni tra reti con obbligo di connessione di terzi [...]”).

Inoltre, con Deliberazione n. 136/04, l'AEEG ha sancito l'avvio delle attività per la definizione degli oneri di connessione

Alla categoria delle connessioni tra reti interoperanti appartengono le seguenti tipologie:

- stazioni RTN da inserire su elettrodotti appartenenti a reti diverse;
- elettrodotti appartenenti alla RTN da collegare a stazioni di reti diverse;
- stazioni appartenenti a reti diverse da collegare a linee o a stazioni della RTN;
- elettrodotti di reti diverse da collegare a stazioni della RTN.

Tra le tipologie sopra elencate, è utile precisare che le prime due vengono di norma richieste dal GRTN alle Società di distribuzione, mentre le altre vengono frequentemente richieste dalle Società di distribuzione al GRTN.

Interventi di sviluppo misto

In alcuni casi, al fine di sanare criticità di rete di diversa natura, si rileva la necessità di interventi di sviluppo che coinvolgono anche altre reti interoperanti.

Tali interventi, di norma non riconducibili a semplici connessioni, ricadono nella più vasta classe di interventi definiti di sviluppo *“misto”* che in generale determinano o sviluppano l'interconnessione fra reti e che possono essere relativi a razionalizzazioni, a nuove stazioni o a rinforzi di rete con implicazioni anche sulle reti interoperanti.

Poiché tali reti sono fortemente interconnesse è chiaro che, a seguito della pianificazione di interventi di sviluppo misto, è possibile il verificarsi di situazioni nelle quali è difficile definire chi deve effettuare l'intervento e soprattutto chi deve sopportarne gli oneri economici. In generale un intervento di sviluppo sulla RTN ha sempre implicazioni anche sulle altre reti interoperanti e, viceversa, un intervento di sviluppo sulle reti di distribuzione, altera anche la situazione dei flussi nella RTN.

In questo quadro si inseriscono anche le problematiche conseguenti alle nuove connessioni di centrali e ai rinforzi di rete. In queste situazioni infatti, oltre ai flussi sulle linee, tendono ad aumentare anche le correnti di corto circuito sulle altre reti interoperanti, con la conseguente necessità, da parte di proprietari degli impianti, di adeguare le proprie apparecchiature.

Nuove stazioni di trasformazione

La realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AAT/AT rappresenta un aspetto particolarmente critico dello sviluppo della RTN che potrebbe essere ricondotto ad un caso particolare di interconnessione fra reti interoperanti, dal momento che dette stazioni alimentano in genere le reti AT della RTN e di distribuzione.

Spesso la realizzazione di nuove stazioni - opere dal costo indicativo di 10-30 milioni di € - consente di evitare estesi potenziamenti della rete 120-150 kV, generalmente più onerosi, sia sotto il profilo economico che ambientale, delle stazioni stesse.

La proficua collaborazione già avviata con le società di distribuzione ha consentito di raggiungere specifici accordi tecnici sulla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione, vere e proprie alternative al potenziamento di consistenti porzioni delle reti di distribuzione, che costituiscono punti di iniezione di potenza in rete, riducono la lunghezza e lo sfruttamento delle linee a 120-150 kV e di conseguenza incrementano la qualità della fornitura elettrica resa all'utenza finale, con notevoli benefici sull'impatto ambientale complessivo.

Interventi di sviluppo coordinati fra reti interoperanti per la risoluzione di particolari criticità ambientali

Un tema ricorrente e particolarmente delicato in termini di sviluppo coordinato delle reti, è quello delle opere di razionalizzazione, cioè dei riassetti di rete finalizzati alla riduzione dell'impatto ambientale sul territorio, che inevitabilmente coinvolgono tutta la rete rilevante nell'area interessata.

Le attività di razionalizzazione possono derivare da:

- iniziative del GRTN, allorquando la realizzazione di nuovi impianti comporta, sia per necessità operativa che per esigenze ambientali/autorizzative, la demolizione di impianti esistenti e la modifica di assetto della rete;
- iniziative di terzi come Enti locali, Società di distribuzione e produttori.

È necessario che gli interventi di razionalizzazione vengano studiati, pianificati e progettati nell'ambito di un procedimento coordinato che determini, oltre ai dettagli tecnici dell'opera, anche le reciproche competenze e gli oneri attribuiti ai singoli soggetti coinvolti.

2.3.3 Particolari soluzioni di sviluppo

Al fine di rafforzare il sistema elettrico, di garantire una migliore efficienza della rete ed un minor impatto ambientale, vengono anche utilizzate tecnologie non convenzionali.

FACTS e PST

I FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) sono componenti atti a controllare le grandezze che caratterizzano i sistemi elettrici di trasmissione: flussi, tensioni, angoli di fase, ecc.

Tra questi, i PST (Phase Shifting Transformers) sono quelli più idonei per il loro inserimento sulla rete di trasmissione italiana.

Con i PST è permessa - attraverso il controllo degli angoli di fase delle tensioni - una regolazione del flusso di potenza su una o più linee della rete elettrica. In alternativa essi possono essere impostati in maniera tale da stabilire a priori un tetto massimo al transito di potenza sul collegamento (azione "frenante"), anche quando le condizioni al contorno si modificano (es. fuori servizio di un collegamento facente parte della stessa area).

In particolare in Italia i PST verranno utilizzati per controllare i flussi di potenza sui collegamenti di interconnessione con i Paesi europei confinanti, in maniera tale da equilibrare i transiti sulle linee, aumentare l'import-export sostenibile in condizioni di sicurezza e limitare le circolazioni di potenza improprie fra i Paesi interconnessi.

Monitoraggio on line della temperatura dei conduttori mediante dispositivi DONUT

I DONUT sono sensori toroidali installati attorno al conduttore, che trasmettono ad un centro di controllo la misura della temperatura del conduttore ed un allarme al superamento di soglia predeterminata, consentendo in tal modo di sfruttare il conduttore sempre al massimo delle proprie capacità di trasporto.

I dati rilevati vengono memorizzati su supporto magnetico locale, mentre la trasmissione a distanza avviene mediante la rete GSM. I dati vengono trasmessi periodicamente; è inoltre prevista la trasmissione spontanea in caso di superamento delle soglie prefissate.

Tali dispositivi sono stati installati sulla linea 220 kV Soverzene-Vellai, sulla linea 380 kV S. Fiorano-Nave e sulla linea 380 kV Rondissone-Albertville.

Conduttori innovativi ad alta capacità di trasporto

L'utilizzo sempre più vicino ai limiti della rete di trasmissione e le difficoltà autorizzative per la realizzazione di nuovi elettrodotti aerei, impongono un'attenta analisi sulla possibilità di utilizzo di conduttori ad alta capacità di trasporto.

L'installazione di tali conduttori su determinati elettrodotti piuttosto nevralgici consentirebbe di far fronte agli incrementi del flusso di potenza dovuti a svariati fattori che possono manifestarsi (indisponibilità di un collegamento, improvvisa mancanza di una consistente parte di generazione in un'area, ecc.).

Tra i conduttori utilizzabili sulle reti di alta ed altissima tensione annoveriamo quelli costituiti da corda di Alluminio legato allo Zirconio. Tale conduttori possono funzionare a temperature superiori a 150 °C, permettono transiti in corrente del 50-60% superiori ai conduttori tradizionali e sono dotati di nuclei innovativi rispetto all'usuale anima di acciaio per il contenimento delle frecce.

Un utilizzo di tali conduttori, potrà essere quello per il potenziamento di elettrodotti a 380 kV con limitata capacità di trasmissione rispetto ai migliori standard della RTN, come nel caso di elettrodotti esistenti con conduttori binati anziché trinati. L'energia che può transitare in sicurezza su una linea in conduttore binato di tecnologia innovativa equivale a quella che può transitare su una linea in conduttore trinato convenzionale. Sono al momento in corso studi di fattibilità per alcune applicazioni su linee a 380 kV, quali ad esempio Benevento-Foggia.

Elettrodotti in doppia terna ottimizzata

Tenuto conto delle sempre maggiori difficoltà autorizzative, in quelle situazioni in cui è prevedibile un incremento dei transiti nel lunghissimo periodo, può essere opportuno realizzare le nuove linee di trasmissione in doppia terna.

Queste linee, che hanno una capacità di trasporto doppia rispetto a quella di una normale linea in singola terna, consentono di sfruttare al massimo il tracciato asservito all'elettrodotto e di ridurre i campi elettromagnetici prodotti, ricorrendo alla ridistribuzione ottimizzata delle fasi.

2.4 La valutazione ambientale strategica

La VAS rappresenta uno strumento di analisi preventiva degli effetti previsti dall'attuazione di piani e programmi di vasta portata, con particolare riguardo alla loro sostenibilità ambientale complessiva. Consiste in un processo trasparente e ripercorribile, caratterizzato da elevati livelli di concertazione, consultazione e partecipazione, presupposti indispensabili ai fini di una localizzazione condivisa e sostenibile degli interventi pianificati sul territorio.

2.4.1 Riferimenti normativi

Per quanto riguarda gli aspetti ambientali correlati all'attività di sviluppo della RTN, in base alla normativa vigente, il Gestore:

- assicura che le attività di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale avvengano anche nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici;
- concorre a promuovere, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente, garantendo la sicurezza degli impianti;
- nel predisporre e aggiornare annualmente il Piano di Sviluppo, "chiede il parere delle Regioni interessate sugli aspetti di localizzazione di nuovi tratti di rete e di razionalizzazione dei percorsi o di eventuale dismissione dei tratti in esercizio";
- propone alle amministrazioni di competenza primaria di promuovere accordi di programma qualora si renda necessario ricorrere all'azione integrata e coordinata di più amministrazioni o soggetti pubblici, ai fini della definizione della localizzazione e realizzazione delle opere.

Va ricordato che il riferimento normativo in materia di VAS è rappresentato dalla Direttiva 2001/42/CE "concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente", che prevede il suo recepimento da parte degli Stati Membri entro 21 luglio 2004. A tutt'oggi la Direttiva non è stata ancora recepita, ma essendo scaduto il termine previsto essa dovrebbe risultare in vigore così come emanata. In ogni caso, con la Legge 15 dicembre 2004, n. 308 (legge delega in materia ambientale), il Governo prevede di adottare, entro diciotto mesi dalla data di entrata in vigore, uno o più decreti legislativi che consentiranno fra l'altro il coordinamento e l'integrazione delle disposizioni legislative riguardanti le procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA), per la valutazione ambientale strategica (VAS), per l'autorizzazione ambientale integrata (AIA)¹⁶.

Il 2 dicembre è stata approvata dal Governo la "Legge Comunitaria 2004" (disegno di legge C. 5179) che prevede le disposizioni per il recepimento della direttiva 2001/42/CE.

Alcuni Paesi membri prevedono di recepire detta direttiva anche mediante emendamenti alle norme sulla VIA per stabilire modalità di raccordo ed integrazione fra le due procedure e per evitare duplicati di valutazione.

Ad ogni modo, dal 21 luglio 2004 tutti i Piani e i Programmi che rientrano tra quelli previsti dalla Direttiva e che iniziano il loro iter dopo detta data richiedono una Valutazione Ambientale Strategica, secondo un processo sistematico ed iterativo per valutare gli effetti ambientali significativi ed assicurare che tali effetti sia presi in considerazione sin dai primi momenti dell'iter decisionale.

16 Lo strumento dell'Autorizzazione Ambientale Integrata rientra nell'ambito del quadro normativo europeo in materia di IPPC (integrated prevention pollution and control).

2.4.2 Integrazione della pianificazione elettrica con quella territoriale e settoriale

La realizzazione degli impianti per lo sviluppo del sistema elettrico pone problematiche di duplice natura: da un lato la complessità delle procedure autorizzative derivante anche dall'indispensabile coordinamento tra istituzioni amministrative centrali e locali, dall'altro la necessità di tenere conto delle diverse esigenze economiche, sociali, ambientali e territoriali nei processi di localizzazione. Tali problematiche sono acuite dalla difficoltà di rendere complementari e non conflittuali le esigenze di sviluppo energetico del Paese con le richieste di maggior tutela dell'ambiente da parte della società.

Alla complessità gestionale, derivante dal bisogno di instaurare specifiche relazioni con le diverse e numerose amministrazioni locali, possono aggiungersi spesso difficoltà di natura tecnica, già nella fase di studio di fattibilità degli elettrodotti e delle stazioni.

Gli sforzi degli interventi normativi in anni recenti si sono mossi nella direzione di coniugare esigenze diverse in un obiettivo coordinato di sviluppo energetico ambientalmente sostenibile. Malgrado ciò le procedure autorizzative degli impianti elettrici, in particolare gli elettrodotti, sono andati incontro a difficoltà crescenti. La V.I.A., nell'ambito della quale le Amministrazioni si esprimono su progetti per i quali le scelte localizzative sono di fatto definite, non ha potuto risolvere i crescenti problemi autorizzativi.

Questo dipende anche dalla difficoltà di collocare, nella valutazione ambientale e in particolare nell'ambito della procedura di V.I.A., l'opera all'interno di una programmazione/pianificazione più vasta e motivare in questo modo le esigenze che ne inducono la previsione e la realizzazione. Senza sottovalutare che, analizzando le singole opere indipendentemente dallo sviluppo dell'intero settore elettrico, si perde la visione d'insieme di tale strumento previsionale e l'organicità delle relative interazioni complessive con il territorio.

Nella pianificazione/progettazione sostenibili di nuovi impianti ad alta ed altissima tensione (in particolare elettrodotti), ai fini anche di una loro adeguata localizzazione sul territorio, si parte da una approfondita verifica degli strumenti di pianificazione territoriale, urbanistica, ambientale, dell'uso del suolo e della vincolistica, per giungere auspicabilmente ad un quadro coerente ed armonizzato tra gli sviluppi della rete elettrica e quelli territoriali.

Il Processo di Pianificazione Integrata con la Valutazione Strategica rappresenta il percorso per condividere con Ministeri, Regioni e EE.LL.:

- le motivazioni delle esigenze elettriche,
- la loro contestualizzazione territoriale,
- la graduale ottimizzazione della loro localizzazione.

L'elemento di incontro tra la pianificazione elettrica e quella territoriale/ambientale, anche avvalendosi dell'esperienza di alcune normative regionali, può essere rappresentato dal concetto di "corridoio", inteso come quella porzione di territorio che rispetta criteri ambientali, territoriali tecnici ed economici per l'inserimento di impianti elettrici (linee e stazioni), in analogia con i corridoi energetici e infrastrutturali. Un corridoio rappresenta dunque:

- un'area la cui destinazione d'uso risulta compatibile con l'opera prevista;
- una possibilità di ottimizzazione dello sviluppo delle infrastrutture lineari nel rispetto degli orientamenti dello sviluppo del territorio;
- un elemento territoriale che può essere integrato negli strumenti di pianificazione;

L'ulteriore passaggio della ottimizzazione della localizzazione è rappresentato dalla individuazione, all'interno del corridoio prescelto, della fascia di fattibilità che conterrà il tracciato da sottoporre ad autorizzazione.

Questi passaggi si inseriscono in un percorso di concertazione con Regioni ed EE.LL. che permette di giungere a scelte localizzative condivise.

2.4.3 Protocolli di intesa con le Regioni ed accordi di programma

Il corretto inserimento delle opere sul territorio e nell'ambiente richiede dunque un diretto coinvolgimento delle Regioni e, tramite queste, delle Province e dei Comuni, naturali interlocutori del Gestore in considerazione delle competenze e responsabilità loro affidate.

Il GRTN ritiene pertanto auspicabile un confronto che abbia come finalità:

- lo scambio di informazioni e la conoscenza delle reciproche necessità;
- la condivisione della necessità di garantire un servizio pubblico tramite interventi la cui collocazione sul territorio andrà concertata nel processo di Pianificazione Integrata (VAS);
- la realizzazione della partecipazione degli EE.LL. nell'individuazione delle criticità sociali e territoriali.

Il Processo Integrato di Pianificazione prevede, nell'ambito di Protocolli di intesa con le Regioni, principalmente:

- la predisposizione di un Rapporto Ambientale riportante i risultati della valutazione degli effetti significativi che l'attuazione del piano potrebbe avere sull'ambiente secondo l'all. I della Direttiva Comunitaria, nonché le ragionevoli alternative per la realizzazione degli interventi del Piano di Sviluppo della porzione di RTN regionale;
- l'analisi delle criticità e ricettività ambientale e territoriale delle aree interessate dagli interventi;
- la concertazione delle possibili alternative in funzione del livello di dettaglio delle analisi (macro-alternative a scala strategica, corridoi a scala strutturale e fasce di fattibilità a scala attuativa) con la Regione e gli Enti Locali (Province e Comuni) territorialmente interessati ¹⁷;
- l'espressione del parere regionale sulla localizzazione impianti, attraverso il giudizio di sostenibilità;
- l'agevolazione e lo snellimento delle procedure autorizzative degli interventi sottoposti a Valutazione Ambientale Strategica.

Il processo è mirato a perseguire la sostenibilità ambientale dell'intero insieme di interventi previsti dal GRTN nella singola Regione e descritti nel Piano di Sviluppo, andando ad individuare, di concerto con la Regione e con le Amministrazioni locali, quelle porzioni di territorio più adatte ad ospitare le opere di maggior rilievo.

Lo strumento della VAS può dunque permettere da parte delle Regioni la prevista espressione di un parere più consapevole e informato sul contenuto del Piano di Sviluppo, come previsto dal D.M. del 22 dicembre 2000.

Gli accordi a livello regionale sono funzionali ad estendere gradualmente la VAS ai diversi contesti mediante la sigla di protocolli di intesa tra il GRTN e le Regioni. A tal riguardo, al fine di condividere e coordinare i rapporti tra il GRTN e le Regioni, è stato approvato già nel marzo 2004 uno specifico "Accordo di programma" con la Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome, che persegue principalmente i seguenti obiettivi:

- favorire il flusso biunivoco di informazioni e dati di reciproco interesse per lo svolgimento delle rispettive attività istituzionali di programmazione e pianificazione del settore ed attività operative di gestione e di controllo;

¹⁷ *La definizione delle tre componenti citate (strategica, strutturale, attuativa) verrà meglio esplicitata nei paragrafi successivi.*

- promuovere il confronto sullo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, al fine di favorire l'espressione del previsto parere al Piano di Sviluppo;
- promuovere lo Sviluppo Sostenibile anche attraverso la graduale sperimentazione della VAS applicata alle politiche di sviluppo della RTN;
- favorire l'armonizzazione tra pianificazione energetica, elettrica, territoriale ed ambientale, mediante una localizzazione concertata delle opere del Piano di Sviluppo;
- collaborare nella gestione dei conflitti ambientali in materia di campi elettromagnetici;
- favorire l'attuazione del Piano di Sviluppo della RTN attraverso la promozione di specifici accordi di programma.

Nello specifico, oltre a quelli siglati negli anni passati con le Regioni Piemonte, Emilia Romagna, Lombardia e Calabria, nel corso del 2004 sono stati siglati protocolli di intesa con le Regioni Siciliana, Basilicata e Campania.

Inoltre, sempre nel corso del 2004:

- il GRTN ha finalizzato un Accordo di programma con le Regioni Siciliana, Calabria, Basilicata e Campania, per valutare la fattibilità di realizzazione di ulteriori collegamenti elettrici a 380 kV nell'Italia meridionale, in funzione dell'incremento di capacità produttiva di energia elettrica, mediante l'applicazione volontaria della VAS;
- il proseguimento della fase sperimentale di applicazione della Valutazione Ambientale Strategica con la Regione Piemonte ha prodotto:
 - la formalizzazione di un protocollo di intesa con la Regione e gli Enti Locali coinvolti, ai fini della localizzazione di dettaglio (fasce di fattibilità del tracciato) degli impianti della RTN inseriti nell'ambito delle attività di razionalizzazione della rete a 132 kV della Val d'Ossola Sud;
 - l'aggiornamento da parte del GRTN del Rapporto Ambientale, predisposto per la prima volta nel 2003, sulle attività del Piano di Sviluppo della RTN ricadenti nel territorio del Piemonte.
- è in elaborazione il Rapporto Ambientale sulle attività del PdS della RTN ricadenti nel territorio della Calabria.
- il 17 gennaio 2005 il GRTN ha firmato un protocollo d'intesa con il Ministero dei Beni e Attività Culturali (MBAC) allo scopo di:
 - verificare e aggiornare i criteri metodologici da adottare ai fini del processo della VAS;
 - conseguire il minimo impatto paesaggistico delle nuove opere elettriche recependo e integrando in fase di progettazione le linee guida per il rispetto dei beni culturali e paesaggistici e gli indicatori di sensibilità che saranno definiti dal MBAC;
 - permettere uno sviluppo della rete elettrica nazionale nel rispetto della compatibilità ambientale, territoriale, sociale, paesaggistica e archeologica, di pari passo con attuazione dei piani e programmi regionali in materia di energia.

Infine, sono in corso di definizione i protocolli di intesa con le Regioni Umbria, Toscana, Friuli Venezia Giulia, Marche e Sardegna.

2.4.4 I risultati della sperimentazione: il nuovo processo di Pianificazione Integrata mediante la VAS

Il Processo di Pianificazione Integrata dell'RTN, così come si va definendo nell'ambito della sperimentazione in corso, è previsto articolarsi in sei fasi, all'interno di ciascuna delle quali si possono individuare specifiche attività di valutazione e di pianificazione, secondo lo schema di seguito riportato (**Figura 4**).

Nella stesura del piano tra l'altro, il pianificatore potrà avvalersi da una parte del contributo degli specialisti ambientali e dei cartografi per acquisire la conoscenza del territorio, della stratificazione dei piani e dei programmi, ecc., dall'altra della consultazione delle Amministrazioni per la definizione della portata delle informazioni, per concordare i criteri di valutazione, per le modalità di

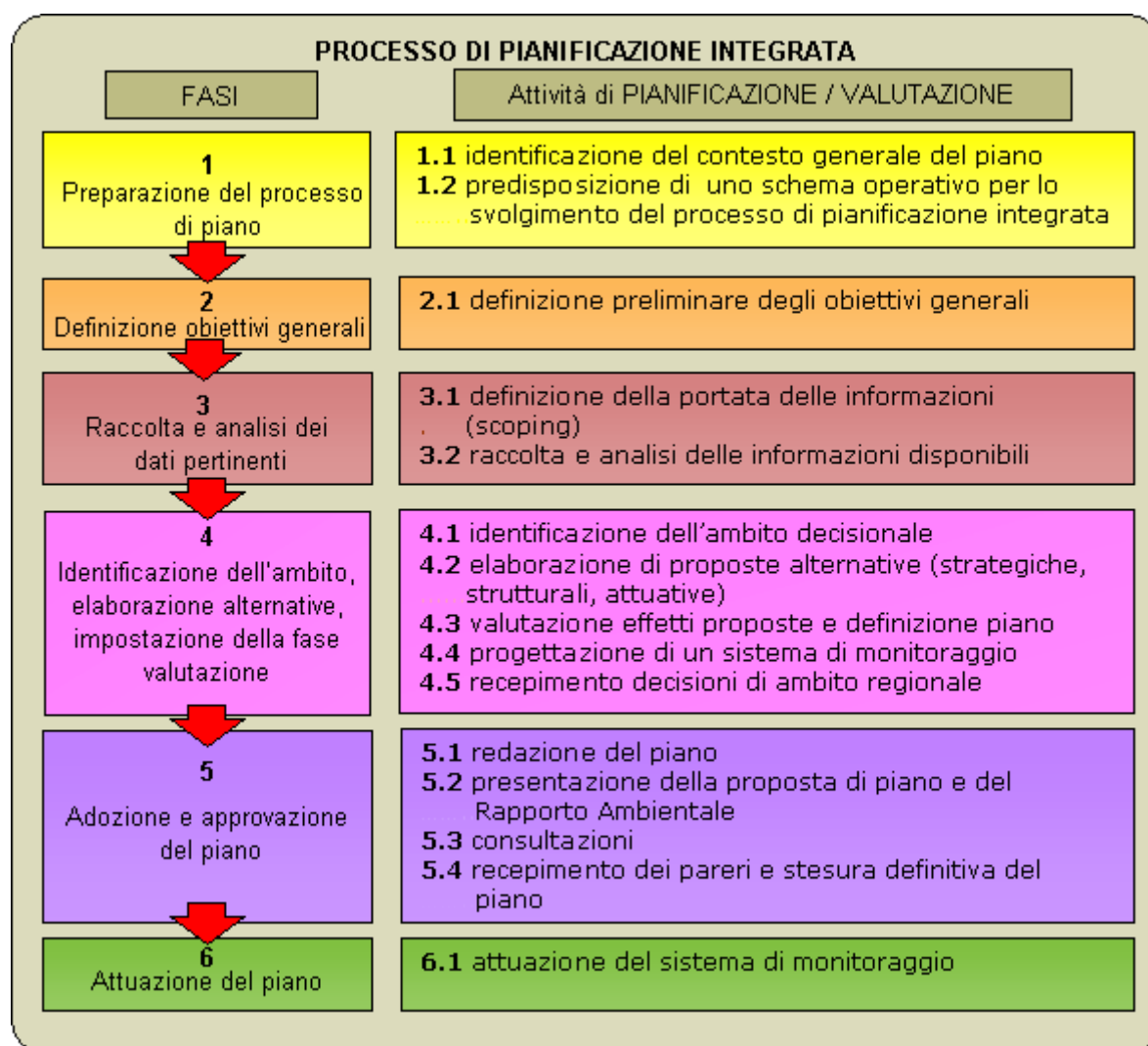
coinvolgimento degli EE.LL. nel processo decisionale, per gli aspetti del piano da sottoporre a monitoraggio.

Delle sei fasi in cui presumibilmente si articolerà il processo, quelle prettamente decisionali sono essenzialmente la seconda, la terza e la quarta. Tali momenti, in funzione della diversa rilevanza dell'intervento, possono rientrare tra quelli di competenza nazionale (interventi strategici nazionali, interventi interregionali) o tra quelli di competenza regionale (interventi con dominio territoriale regionale). Al riguardo si veda lo schema di **Figura 5**.

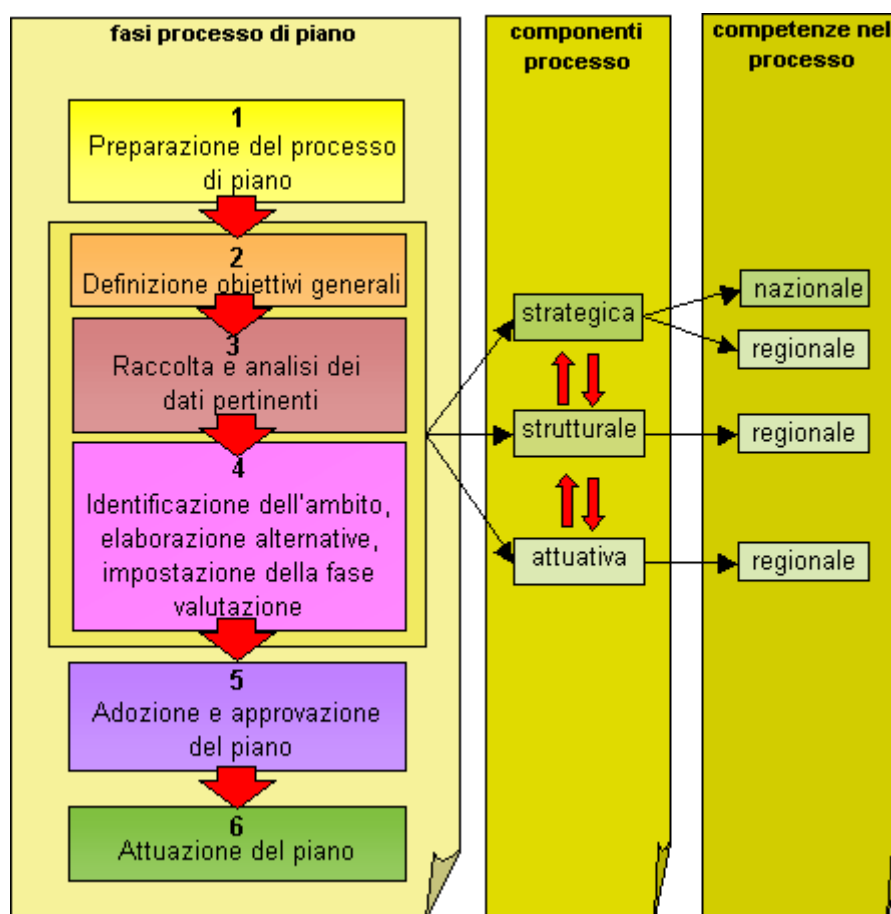
Nelle fasi relative ai momenti di decisione (fasi 2, 3, 4), tra le competenze nazionali è prevista la sola componente strategica, mentre nell'ambito delle competenze regionali è possibile distinguere una componente strategica, che avrà lo scopo di definire macro-alternative strategiche o localizzative, una strutturale, che sarà volta ad individuare dei corridoi territoriali entro cui potrebbe collocarsi l'intervento, ed una attuativa, che localizza nell'ambito del corridoio concertato le fasce di fattibilità.

Nello svolgimento del Processo Integrato si possono individuare delle specifiche attività, in certi casi di competenza nazionale (coinvolti Ministeri e Regioni) e in tal altri di competenza regionale; nello schema di **Figura 6** sono riportati le principali attività previste dalle diverse competenze.

- Figura 4 -
Fasi e attività del Processo di Pianificazione Integrata



- Figura 5 -
Componenti strategica, strutturale ed attuativa nell'ambito del Processo Integrato di Piano



- Figura 6 -
Competenze nell'ambito del processo di piano

Competenza Nazionale	Componente strategica	a. Orientamento del piano nelle sue componenti b. Decisione condivisa tra macro alternative nazionali c. Attuazione, gestione e monitoraggio
	Componente strategica	a. Orientamento del piano nelle sue componenti b. Decisione condivisa tra macro alternative regionali c. Attuazione, gestione e monitoraggio
	Componente strutturale	Definizione concertata dei corridoi e scelta di quello preferenziale
Competenza Regionale	Componente attuativa	Definizione concertata delle fasce di fattibilità e accordi con gli EE.LL.
		Orientamento della VIA

2.4.5 Ulteriori sviluppi

Sulla base delle esperienze acquisite e delle problematiche incontrate, al fine di giungere all'applicazione di un processo che tenga conto, quanto più possibile, delle diverse competenze e dei diversi ruoli coinvolti, ma che in ogni caso continui a confrontarsi con gli obiettivi di efficacia ed efficienza, nel prossimo futuro si intende:

- allargare alle Regioni il Tavolo di confronto in materia di VAS già attivato con i Ministeri interessati, per poter avviare tramite la concertazione una base di criteri condivisi da tutti gli attori istituzionali;
- sviluppare ulteriormente ed ottimizzare il Processo Integrato di Pianificazione, per tentare di produrre delle linee guida applicabili alla pianificazione elettrica, con riferimenti ai contenuti del R.A., all'individuazione di indicatori e piani di monitoraggio, alle modalità di coinvolgimento e partecipazione degli EE.LL. ai processi decisionali, ai requisiti minimi di informazione nelle fasi di consultazione...;
- perfezionare l'aspetto metodologico mediante l'introduzione di un "albero degli obiettivi/indicatori", dove l'intero processo sia rappresentato ed caratterizzato mediante un insieme di obiettivi ed indicatori coerente e consequenziale; in special modo per quanto attiene alle componenti strategica, strutturale e attuativa, nonché all'attività di monitoraggio;
- definire e dettagliare le azioni di monitoraggio previste dal nuovo processo e provvedere ad una loro pronta applicazione;
- intensificare e sistematizzare il principio della partecipazione di Regioni ed EE.LL. al Processo Integrato di Pianificazione, sviluppando idonei strumenti di informazione e comunicazione.

3 Linee di sviluppo

Gli interventi di sviluppo della RTN inseriti nel Piano sono quelli atti a rispondere agli scenari che si vengono a caratterizzare a seguito dell'incremento del carico e della connessione alla rete di trasmissione dei soli impianti produttivi rispondenti ai requisiti esposti nel paragrafo 2.2.3.

I paragrafi che seguono descrivono le principali esigenze e le criticità della RTN rilevate mediante studi di rete nell'assetto previsionale e ne vengono indicate le possibili soluzioni.

Le analisi di rete, effettuate attraverso simulazioni di possibili scenari futuri, sono finalizzate ad individuare potenziali situazioni critiche ed a studiare le soluzioni atte a risolverle. Al riguardo, vengono evidenziate le aree ove, a seguito dell'incremento del fabbisogno stimato e della potenza e ubicazione prevista per le nuove centrali autorizzate, potrebbero verificarsi violazioni dei limiti di funzionamento a rete integra (violazioni in condizioni N) o nell'esercizio in emergenza (violazioni in condizioni N-1). Particolare attenzione è posta su quelle situazioni in cui le criticità di rete possono comportare rischi di non totale copertura del fabbisogno nazionale o di disalimentazione di carichi a livello locale.

Per maggiori dettagli sulle analisi di rete e sui criteri di valutazione delle esigenze di sviluppo rilevate, si rimanda alle ampie trattazioni contenute nei precedenti Piani di Sviluppo (cfr. www.grtn.it).

Nelle analisi vengono anche valutate le eventuali diseconomicità che si possono riscontrare in determinate aree o sezioni di rete. A tal fine vengono prese in esame con particolare attenzione le sezioni di confine per individuare i possibili interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero dal momento che è proprio grazie agli scambi di energia con l'estero che si ottengono i maggiori vantaggi per la riduzione del costo dell'energia elettrica.

Le diseconomicità si determinano inoltre in concomitanza di congestioni di rete e possono essere evidenziate attraverso la misura di alcuni parametri, primo fra tutti le perdite di trasmissione.

La risoluzione delle congestioni ha come principale risvolto l'eliminazione, o comunque la riduzione, delle eventuali limitazioni d'esercizio dei poli produttivi, che si traduce in generale in una maggior disponibilità di potenza, talvolta indispensabile per il soddisfacimento del fabbisogno nazionale già nel breve-medio termine¹⁸, e in una maggior offerta di energia sul mercato elettrico nel lungo termine.

La risoluzione delle criticità riscontrate si concretizza attraverso interventi di espansione o di evoluzione della rete, con conseguenti variazioni della stato di consistenza, determinati da esigenze funzionali al servizio di trasmissione. Essi in generale comportano variazione della capacità di trasporto o di interconnessione ed estensione geografica della rete ottenuta rispettivamente attraverso il potenziamento o la realizzazione ex novo di elementi della RTN.

Nella determinazione dei possibili interventi di sviluppo per esigenze della RTN, è stata posta la massima attenzione nel proporre azioni finalizzate al miglioramento del servizio elettrico e allo sviluppo del sistema di trasmissione del Mezzogiorno. Il potenziamento della RTN contribuirà allo sviluppo del tessuto socio-economico dell'area, favorendo la producibilità dei nuovi centri produttivi e la disponibilità di potenza e di energia per nuovi insediamenti industriali, assicurando più alti livelli di qualità del servizio e minori perdite di trasmissione.

¹⁸ *In tal caso, le relative soluzioni pianificate sono classificate più propriamente come interventi di sviluppo per la sicurezza.*

3.1 Considerazioni generali

La situazione di criticità manifestatasi nel secondo semestre 2003 si è progressivamente alleggerita durante il 2004, che ha visto l'entrata in esercizio o le prove per il prossimo avvio in marcia commerciale di nuovi impianti produttivi di grossa taglia.

L'attenzione del Gestore si è dunque potuta maggiormente spostare, già in fase di pianificazione, sulla necessità di garantire livelli sempre più elevati di affidabilità ed efficienza per il sistema di trasmissione.

Inoltre, con l'autorizzazione di nuova capacità produttiva nel corso del 2004 e con l'avvio del mercato elettrico, tutta una serie di interventi, in parte già pianificati in precedenza e in parte programmati nel 2004, hanno assunto maggior importanza, risultando prioritari ed urgenti già nel breve-medio termine, ai fini della sicurezza di esercizio per la copertura del fabbisogno, della riduzione delle congestioni di rete, dell'incremento della capacità di scambio con l'estero, della qualità del servizio e della continuità di alimentazione del carico. L'orizzonte temporale utilizzato per la programmazione delle attività di sviluppo di breve-medio periodo è stato pertanto esteso al quinquennio, comprendendo un maggior numero di interventi rispetto alle passate edizioni del Piano di Sviluppo.

Parallelamente, l'orizzonte temporale successivo relativo alle attività di lungo periodo è stato dilatato sino al limite del prossimo decennio.

Nel presente capitolo vengono descritti gli interventi particolarmente rilevanti, interessanti in generale i livelli di tensione più elevati. Il dettaglio di tutti gli interventi programmati è invece riportato negli Allegati 1 e 2.

3.1.1 Classificazione degli interventi di sviluppo

In questo Piano di Sviluppo si è cercato di evidenziare maggiormente l'importanza di alcuni interventi di sviluppo ritenuti urgenti in quanto in caso di mancata o ritardata realizzazione degli stessi potrebbe determinarsi uno stato di criticità per la RTN già nel **breve-medio periodo**. Come accennato, considerate anche le sempre maggiori difficoltà di natura autorizzativa connesse alla realizzazione dei nuovi impianti di trasmissione, il periodo individuato per la realizzazione di tale categoria di interventi è riferito al prossimo quinquennio.

Altri interventi di sviluppo, funzionalmente analoghi ai precedenti, ma considerati meno urgenti soprattutto dal punto di vista della sicurezza, rispondono invece ad 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.

Nei paragrafi che seguono, gli interventi di sviluppo di maggior rilevanza sono stati inoltre raggruppati in base alle principali esigenze che li hanno determinati ed ai benefici prevalenti attesi con la realizzazione degli stessi, quali:

- il miglioramento della sicurezza del servizio di trasmissione e del sistema elettrico (intesa sia come sicurezza della rete, sia come contributo alla copertura del fabbisogno da parte del sistema di produzione),
- la riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati,
- l'incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero,
- il miglioramento della qualità e continuità di alimentazione del carico.

Risulta tuttavia importante precisare che tale attribuzione non descrive in maniera esaustiva le motivazioni ed i benefici associati alle diverse attività di sviluppo, potendo il singolo intervento

rivestire una valenza molteplice (spesso le valutazioni effettuate per una determinata soluzione di sviluppo trovano riscontro in più di una tipologia di benefici) e variabile nel tempo in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale.

Come accennato, le attività di sviluppo riportate in questa sezione, sono state descritte in dettaglio, insieme a tutti gli altri interventi programmati, nell'**Allegato 1** (Piano di sviluppo di breve-medio termine) e nell'**Allegato 2** (Piano di sviluppo di lungo termine), ove le stesse sono state inoltre ordinate geograficamente per aree regionali o pluriregionali, come di seguito elencato:

- **Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;**
- **Lombardia;**
- **Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia;**
- **Emilia Romagna e Toscana;**
- **Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise;**
- **Campania, Puglia, Basilicata e Calabria;**
- **Sicilia;**
- **Sardegna.**

Nell'ambito di ciascun'area territoriale, gli interventi sono stati ordinati per livello di tensione e secondo le diverse tipologie di seguito specificate.

Nel presente documento e negli allegati non sono invece riportati gli interventi in rete che non costituiscono vera e propria attività di sviluppo della RTN, come ad esempio le ricostruzioni legate ad obsolescenza di impianti che non introducano incremento di consistenza, di potenzialità o flessibilità della RTN.

Stazioni elettriche

Gli interventi di sviluppo inclusi in questo titolo riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'incremento della potenza 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 (della RTN, di altri gestori o di operatori privati) o di nuove utenze.

Generalmente la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione o il potenziamento di stazioni esistenti trova giustificazione nella necessità di adeguare la RTN alle maggiori richieste di potenza dei carichi connessi, mentre l'ampliamento o la realizzazione di stazioni elettriche di smistamento è legata al soddisfacimento delle richieste di nuove connessioni o alla necessità di incrementare la magliatura della rete per mitigare o risolvere le eventuali congestioni.

Razionalizzazioni

L'obiettivo assegnato al GRTN di promuovere la tutela ambientale ("Disciplinare di Concessione" di cui al D.M. del 17.7.2000) si attua in particolar modo attraverso le razionalizzazioni, che consistono in interventi complessi che coinvolgono contemporaneamente più elementi di rete e che spesso prevedono la dismissione di alcune porzioni di RTN. Le razionalizzazioni 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 impianti, ma possono derivare anche da istanze avanzate da Enti locali o da altri soggetti qualificati.

Elettrodotti e Raccordi

Questi interventi di sviluppo consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica di elettrodotti esistenti, allo scopo di effettuare potenziamenti finalizzati all'eliminazione di eventuali congestioni di rete.

In particolare si definiscono *raccordi* brevi tratti di linea elettrica che costituiscono prolungamenti di elettrodotti esistenti, di norma legati a connessioni, a razionalizzazioni di rete o modifiche di assetto, quando ad esempio si realizza un collegamento che connette fra loro porzioni di due distinti elettrodotti.

3.2 Attività svolte nel corso del 2004

Tale paragrafo descrive lo stato di avanzamento delle attività per tutti gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2004, suddiviso per interventi contenuti nel Piano a breve-medio termine (**Tabella 4**) e nel Piano a medio-lungo termine (**Tabella 5**).

Si fa presente che la percentuale di interventi complessivamente realizzati su quelli previsti per il 2004 (esclusi gli interventi relativi alla connessione di cabine primarie di distribuzione) è pari all'88%. La percentuale degli interventi realizzati relativi alla connessione di cabine primarie sul previsto 2004 è invece pari al 46% (questa percentuale relativamente bassa è imputabile al fatto che alcuni degli impianti di distribuzione sono risultati non ancora approntati e/o definiti a livello progettuale/localizzativo nel periodo in questione).

- Tabella 4 -

Riepilogo avanzamento interventi previsti nel Piano 2004 a breve-medio termine (triennio 2004-2006)

Classificazione Interventi di Sviluppo	Interventi Previsti			Interventi Ultimati	Interventi in corso di realizzazione e relativo stato di avanzamento medio		Interventi in progettazione e/o approvvigionamento forniture	Interventi in autorizzazione	Interventi in concertazione	Interventi non avviati
	2004	2005	2006							
<i>Interventi rilevanti</i>	6	5	6	5	5	70%	5	2	-	-
<i>Interventi meno rilevanti</i>	19	12	3	17	8	53%	3	4	2	-
<i>Impianti di rete per la connessione di c.li e utenze</i>	11	9	10	18	2	85%	4	-	-	8*
<i>Connessioni di CP</i>	32	33	20	15	10	30%	3	15	-	42**

* Il richiedente la connessione non ha ancora attivato il GRN

** CP non ancora approntate e/o definite

In particolare, dei 32 interventi per la connessione di C.P. programmati per il 2004, 15 sono stati ultimati, 7 sono in corso di realizzazione, 5 sono in autorizzazione, 2 sono sospesi in attesa della localizzazione definitiva dell'impianto da connettere e 3 non sono stati avviati in quanto le relative C.P. non sono state più confermate nel breve-medio periodo dalle società di distribuzione.

- Tabella 5 -

Riepilogo avanzamento interventi previsti nel Piano 2004 a medio-lungo termine

<i>Classificazione Interventi di Sviluppo</i>	<i>Interventi Previsti nel Medio-Lungo termine</i>	<i>Interventi Ultimati</i>	<i>Interventi in corso di realizzazione e relativo stato di avanzamento medio</i>		<i>Interventi in progettazione e/o approvvigionamento forniture</i>	<i>Interventi in autorizzazione</i>	<i>Interventi in concertazione</i>	<i>Interventi non avviati</i>
<i>Interventi rilevanti</i>	42	3	1	60%	3	12	23	-
<i>Interventi meno rilevanti</i>	57	-	-	-	2	10	40	5*
<i>Impianti di rete per la connessione di c.li e utenze</i>	8	-	-	-	2	-	-	6**
<i>Connessioni di CP</i>	17	-	-	-	-	-	-	17***

* Intervento sospeso o annullato

** Il richiedente la connessione non ha ancora attivato il GRN

*** CP non ancora approntate e/o definite

Nel seguito si riportano le principali attività compiute nel corso dell'anno, suddivise in base alle seguenti categorie di interventi:

- Interventi ultimati;
- Interventi in fase di realizzazione ed approvvigionamento forniture;
- Interventi in fase di autorizzazione;
- Interventi in fase di concertazione.

Sono inoltre descritte le analisi di fattibilità e le principali attività di committenza sviluppate nel 2004.

3.2.1 Interventi ultimati su elettrodotti e stazioni

Per effetto del completamento degli interventi contenuti nel Piano di Sviluppo 2004 e portati a compimento nel corso del 2004 la consistenza degli elettrodotti della RTN si è incrementata di

circa 150 km, mentre la capacità di trasformazione è aumentata di circa 1.770 MVA (escluse le trasformazioni dedicate a connessioni RFI).

Nel seguito vengono indicati gli interventi completati nel corso dell'anno 2004.

Elettrodotto di interconnessione a 380 kV con la Svizzera "S. Fiorano (BS) - Robbia"/"Gorlago (BG) - Robbia" (km 42)

Sono stati completati i lavori di realizzazione della nuova linea in doppia terna a 380 kV tra S. Fiorano e il confine svizzero, con una delle due terne che by-passa la stazione di S. Fiorano e si connette più a Sud alla stazione di Gorlago (BG). La doppia terna di interconnessione, in attesa che venga connessa direttamente alla stazione a 380 kV di Robbia su territorio svizzero, con attività da realizzare a cura Raetia, è attualmente costituita dalle linee "S. Fiorano - Filisur" e "Gorlago - Sils - der. Pradella". L'intervento consente di incrementare la capacità di importazione di energia elettrica dall'estero, con conseguenti benefici sia in termini di approvvigionamento e costo dell'energia sia in termini di sicurezza ed affidabilità della RTN.

Sono stati contestualmente posti sotto controllo gli attuali vincoli di esercizio sulla rete a valle, in particolare sulla linea a 380 kV "S. Fiorano – Nave" mediante l'installazione di dispositivi DONUT per il controllo in tempo reale della temperatura del conduttore.

Elettrodotto a 380 kV "Acciaiole – La Spezia"

Nel mese di settembre 2004, il Tribunale di Pisa ha dichiarato inefficaci le Ordinanze del 21/2/86 del pretore di Pisa ed i provvedimenti modificativi del 24/4/86, 10/2/96, 5/4/02, 9/7/02 con i quali veniva disposto che l'Enel potesse utilizzare l'elettrodotto, solamente in caso di necessità e per periodi di tempo limitati con obbligo di informativa al Tribunale di Pisa. Pertanto, a novembre 2004 è stato possibile ripristinare il normale esercizio della linea, che consente di garantire un notevole incremento della sicurezza del sistema e di ridurre i vincoli di trasmissione tra le aree Nord e Centro-Nord del mercato dell'energia elettrica.

Raccordi a 380 kV di Paganico (km 9)

E' stato completato il raccordo a 380 kV di 9 km circa in doppia terna tra le linee "Pian della Speranza – Valmontone" e "Montalto – Suvereto" che permetterà di ottenere, in luogo dei suddetti collegamenti, le nuove linee a 380 kV "Montalto – Pian della Speranza" e "Suvereto – Valmontone".

Stazione a 380 kV di Fano (PS)

E' stata predisposta la sezione a 132 kV della stazione elettrica di Fano per l'esercizio su 3 sistemi separati di sbarre e reso permanente l'installazione del 3° ATR.

Stazione a 380 kV di Teramo ed elettrodotto a 380 kV "S. Giacomo – Teramo" (km 15)

La nuova stazione a 380 kV di Teramo, in entrata-esce sulla linea "Rosara - Villanova", e la linea "S. Giacomo - Teramo", sono state realizzate e attivate consentendo l'esercizio in sicurezza della centrale di S. Giacomo. A seguito dell'attivazione di tali elementi di rete sono state dismesse le 2 linee a 220 kV "S. Giacomo - Montorio".

Elettrodotto a 380 kV "Candela-Foggia" (km 40)

E' completata la linea a 380 kV "Candela-Foggia", per la connessione alla RTN della nuova centrale EDISON a ciclo combinato da 370 MW di Candela (FG). L'elettrodotto è stato realizzato in parte in doppia terna, nel tratto di accesso a Foggia, al fine di posare sulla nuova palificazione anche un tratto dell'esistente linea a 380 kV "Benevento II - Foggia" della quale è in programma il potenziamento.

Stazione a 380 kV Matera

È stato completato il collegamento in entra-esce della stazione 380/150 kV di Matera alla linea a 150 kV "C.P. Acquaviva – C.P. Matera"; sono state pertanto ottenute le linee a 150 kV "Matera – C.P. Matera" e "Matera – C.P. Acquaviva. L'intervento consente di ridurre l'impegno delle trasformazioni nella stazione di Bari Ovest ormai prossima alla saturazione.

Elettrodotto a 380 kV "Laino – Altomonte" (km 42)

È stato completato ed è entrato in esercizio il primo tratto di linea dell'elettrodotto a 380 kV Laino – Feroletto – Rizziconi, dall'esistente stazione di Laino alla nuova stazione di smistamento di Altomonte. Nella stazione di Laino è stato realizzato il relativo stallo.

Messa in continuità delle linee a 220 kV "La Spezia – S. Colombano" e "La Spezia – Avenza"

Le linee a 220 kV "San Colombano - La Spezia" (n. 280) e "La Spezia - Avenza" (n. 289) sono state messe in continuità in prossimità della stazione di La Spezia, ottenendo così la risultante linea a 220 kV "San Colombano - Avenza". L'intervento ha consentito l'alimentazione della stazione di Avenza anche dal nodo di San Colombano.

Stazione a 220 kV di Tavazzano EDISON (LO)

Presso la stazione di Tavazzano, di proprietà EDISON RETE, è stato completato lo stallo linea 220 kV per il collegamento con la stazione di Tavazzano TERNA

Stazione a 220 kV di Colà (VR)

È stato completato lo stallo a 220 kV di connessione della linea "Colà – Sandra", di proprietà EDISON Rete, sul quale erano installati solo i sezionatori.

Messa in continuità delle linee a 220 kV "Bussolengo – Ostiglia" ed "Ostiglia-Colunga"

A seguito del trasferimento sulla sezione 380kV di Ostiglia dei gruppi ripotenziati della omonima c.le di proprietà Endesa, la sezione 220 kV della stazione di Ostiglia, di proprietà TERNA, è stata dismessa previa messa in continuità delle linee 220 kV di proprietà TERNA "Bussolengo - Ostiglia" ed "Ostiglia - Colunga". E' stato così realizzato il nuovo collegamento 220 kV "Bussolengo-Colunga".

Elettrodotto a 220 kV "Livorno – Avenza"

A dicembre 2004 è stato operato il declassamento a 132 kV della linea a 220 kV "Livorno - Avenza", di proprietà TERNA, nel tratto compreso tra le stazioni di Avenza e Marginone e l'entra-esce della linea alla stazione di Vinchiana. L'intervento ha consentito di rinforzare la magliatura della rete a 132 kV compresa tra le stazioni di Marginone ed Avenza e garantire l'alimentazione in

condizioni di sicurezza dei carichi nell'area di Lucca, con una notevole riduzione delle perdite in rete.

Elettrodotto in cavo a 220 kV "Doganella – Napoli Levante" (km 1,2)

E' stata completata la posa del cavo classe 220 kV dalla stazione di Doganella alla C.le di Napoli Levante. Tale linea è stata collegata in derivazione rigida sull'elettrodotto a 220 kV "Castelluccia-Napoli Levante", realizzando così il nuovo collegamento a 220 kV "Castelluccia-Doganella" con derivazione Napoli Levante Gruppo 3.

Stazione 220 kV Villasor (CA)

Per migliorare la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete di trasmissione la linea a 220 kV "Sulcis - Selargius" è stata collegata in entra-esce alla stazione di Villasor dove è stato installato un secondo autotrasformatore 220/150 kV con i relativi stalli.

Elettrodotto a 132 kV "Villabona – Fusina 2 der. – Alcoa (VE)"

E' stato completato il riassetto della rete a 132 kV nell'area afferente alla stazione di Villabona con la realizzazione della linea a 132 kV "Villabona – Fusina 2 – der. Alcoa" di proprietà TERNA e della linea a 132 kV "Fusina 2 – Sacca Fisola" di proprietà ENEL Distribuzione.

Raccordi a 150 kV alla stazione di Paternò (CT)

A seguito del completamento dei lavori previsti, sono stati realizzati nell'area intorno alla stazione elettrica 380/150 kV di Paternò i seguenti collegamenti a 150 kV: "C.le Paternò – C.P. Barca", "C.P. Barca – S.E. Paternò" e "S.E. Paternò – S.E. Misterbianco".

Potenziamento della capacità di trasformazione in stazioni AAT/AT esistenti

Infine, per il soddisfacimento della crescente domanda, è stata incrementata la capacità di trasformazione delle stazioni, nelle seguenti sezioni:

- a 380 kV di Lacchiarella (MI), Bulciago (LC), Ospiate (MI);
- a 220 kV di Campochiesa (SV), Arco (TN), Marginone (LU), Villavalle (TR) e Villasor (CA).

3.2.2 Interventi ultimati per le connessioni

Nel corso del 2004 sono state inoltre completate le opere per la connessione alla RTN di 16 centrali di produzione, di cui 7 alla rete a 380 kV, 2 alla rete a 220 kV e 7 alla rete a 150-132 kV, come meglio dettagliato nella **Tabella 6**.

Sono inoltre stati ultimati numerosi interventi relativi alla realizzazione degli impianti della RTN per il collegamento di cabine primarie ed utenti, come riportato in **Tabella 7**.

*- Tabella 6 -
Impianti di rete per le connessioni di centrali completati nel corso del 2004*

<i>Impianto da connettere</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Note</i>
C.le EDIPOWER di Chivasso	Piemonte	380-220	Un gruppo da circa 370 MW è stato collegato in antenna a 220 kV alla S.E. di Rondissone. Per l'inserimento dell'altro gruppo da circa 750 MW in entra-esce alla linea a 380 kV "Rondissone – Casanova" è stata realizzata una nuova S.E. a 380 kV isolata in SF6.
C.le AEM Torino di Moncalieri	Piemonte	220	Collegamento del 1° gruppo in ciclo combinato da circa 380 MW in antenna alla stazione a 220 kV di Moncalieri AEM, preventivamente ricostruita.
C.le Tassara di Esine	Lombardia	132	Per la connessione della c.le, da circa 10 MW, è stata realizzata una nuova stazione a 132 kV raccordata in entra-esce alla direttrice a 132 kV "Piancamuno - C.le Ceto".
C.le Eni Power di Mantova	Lombardia	380	Per la connessione della c.le, da circa 800 MW, è stata realizzata una nuova stazione a 380 kV, collegata in entra-esce alla linea a 380 kV "Ostiglia - Flero".
C.le Voghera Energia di Voghera	Lombardia	380	Per la connessione della c.le, da circa 400 MW, è stata realizzata una nuova stazione collegata in entra-esce alla linea 380 kV "Castelnuovo - Pieve Albignola".
C.le Edison di Torviscosa	Friuli Venezia Giulia	380	Nella stazione a 380 kV di Planais è stato predisposto lo stallo a 380 kV per connettere la costruenda nuova centrale, da circa 800 MW.
C.le ENERGIA di Termoli (CB)	Molise	380	E' stato reso disponibile un nuovo stallo a 380 kV nella stazione di Larino (CB) necessario per collegare alla rete la futura centrale a ciclo combinato da 750 MW
C.li eoliche Fri-EL Campania Andretta e Bisaccia (AV)	Campania	150	E' stato realizzato un nuovo stallo 150 kV nella SE di Bisaccia, per connettere le c.li eoliche, da circa 70 MW complessivi.
C.le ENIPOWER di Brindisi (BR)	Puglia	380	È stato realizzato nella S.E. Brindisi P. il nuovo stallo a 380 kV necessario per il collegamento in antenna della futura centrale a ciclo combinato da circa 1170 MW.

<i>Impianto da connettere</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Note</i>
C.le eolica EOS 1 Troia (FG)	Puglia	150	E' stata completata la derivazione rigida provvisoria per collegare la c.le (da circa 84 MW) sulla linea "Lucera – Troia". La soluzione definitiva prevede la realizzazione di una nuova stazione da inserire in entra-esce sulla medesima linea.
C.le EDISON di Altomonte (CS)	Calabria	380	È entrata in servizio la stazione a 380 kV di Altomonte, necessaria per il collegamento della c.le a ciclo combinato da circa 800 MW.
C.le IVPC Carlentini (SR)	Sicilia	150	Per l'inserimento in rete della centrale eolica (circa 70 MW) è stata completata una nuova stazione connessa in entra-esce sulla linea "Francofonte – Augusta 2".
C.le ENEL GREEN POWER di Tirso (OR)	Sardegna	220	Per l'inserimento in rete della centrale idroelettrica (circa 28 MW) è stata completata la nuova stazione di Busachi connessa in entra-esce sulla linea "Ottana – Villasor".
C.le GAMESA di Florinas (SS)	Sardegna	150	Per l'inserimento in rete della centrale eolica (circa 20 MW) è stata realizzata la nuova stazione connessa in entra-esce sulla linea "Codrongianos – Serrasecca".
C.le FRI-EL di Monte Guzzini (NU)	Sardegna	150	Per l'inserimento in rete della centrale eolica (circa 22 MW) è stata completata nel comune di Nurri (NU) una nuova stazione connessa in entra-esce sulla linea "Flumendosa 2 – Villasor".
C.le IVPC di Osilo (SS)	Sardegna	150	Per l'inserimento in rete della centrale eolica (circa 57 MW) è stata completata nel comune di Ploaghe (SS) una nuova stazione connessa in entra-esce sulla linea "Codrongianos - Tergu".

- Tabella 7 -
Impianti di rete per le connessioni di cabine primarie ed impianti utilizzatori
completati nel corso del 2004

<i>Impianto da connettere</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Note</i>
Utente OMVP di Villar Perosa	Piemonte	132	Nuova stazione di consegna, collegata in entra esce a linea a 132 kV "Pinerolo N. - Pinasca".
SSE TAV di Pieve Fissiraga e Fiorenzuola	Lombardia	380	Nella S.E. RTN di S. Rocco al Porto è stato installato il 4° ATR 380/132 kV da 250 MVA e predisposti due stalli linea a 132 kV per la connessione delle due SSE della TAV.
C.P. Chiusa FS	Trentino Alto Adige	132	Sono stati realizzati i raccordi per il collegamento in entra-esce alla linea "Bressanone - Cardano" di proprietà RFI; nel contempo è stata ripristinata la continuità della linea a 132 kV "Sciliar FS - Varna FS".
C.P. Bassanello	Veneto	132	Presso la stazione 380/220/132 kV di Camin è stato attivato uno stallo linea a 132 kV per la connessione in antenna della C.P.
C.P. Rivoli	Veneto	132	E' stato realizzato il secondo raccordo di entra-esce sulla linea a 132 kV "Garda - Lizzana - der. Maso Corona".
TAV S. Benedetto del Querceto (BO)	Emilia Romagna	132	E' stata realizzata la nuova stazione a 220 kV di "S. Benedetto del Querceto" in entra-esce sulla linea a 220 kV "Casellina - Colunga". Presso la nuova S.E. è stato installato un ATR 220/132 kV.
C.P. Rubiera Nord (MO)	Emilia Romagna	132	E' stato realizzato un raccordo per il collegamento provvisorio in derivazione rigida alla linea a 132 kV "Rubiera - Carpi Sud". L'intervento sarà completato con la realizzazione di un secondo raccordo di entra-esce alla suddetta linea.
TAV Calenzano (FI)	Toscana	132	Presso la S.E. di Calenzano è stato installato un quarto ATR 380/132 kV da 250 MVA, per il collegamento in antenna della SSE della TAV.
C.P. Murci (GR)	Toscana	132	Sono stati realizzati i raccordi per il collegamento in entra-esce alla linea a 132 kV "Paganico - Manciano".
C.P. Rosia (SI)	Toscana	132	Nella S.E. di Pian della Speranza è stato realizzato uno stallo a 132 kV per il collegamento in antenna della C.P.

<i>Impianto da connettere</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Note</i>
C.P. Le Scotte (SI)	Toscana	132	Sono stati realizzati i raccordi per il collegamento in entra-esce alla linea a 132 kV "Gaiole – Siena A".
C.P. ENEL di Capriati al Volturno (CE)	Campania	150	Sono stati completati i raccordi di entra-esce sulla linea " Marzanello – Pozzilli "
C.P. ENEL di S. Mauro Forte (MT)	Basilicata	150	Sono stati completati i raccordi di entra-esce sulla linea " Agri – C.P. Salandra "
C.P. ENEL di Barrafranca (EN)	Sicilia	150	Sono stati completati i raccordi di entra-esce sulla linea "Terrapelata – Caltagirone".
C.P. ENEL di Mazara 2 (TP)	Sicilia	150	Sono stati completati i raccordi di entra-esce sulla linea "Mazara – Marsala".
C.P. ENEL di Monreale (PA)	Sicilia	150	Sono stati completati i raccordi di entra-esce sulla linea "Carini – Casuzze".
C.P. ENEL di Sigonella (CT)	Sicilia	150	E' stato realizzato un nuovo stallo a 150 kV nella stazione di Paternò (CT) cui attestare la linea ENEL Distribuzione per la cabina di Sigonella.
C.P. ENEL di S. Giovanni La Punta (CT)	Sicilia	150	E' stato realizzato un nuovo stallo a 150 kV nella stazione di Paternò (CT) cui attestare la linea ENEL Distribuzione per la cabina di S. Giovanni La Punta.
C.P. ENEL di Cappuccini (PA)	Sicilia	150	E' stato realizzato un nuovo stallo a 150 kV nella stazione di Ciminna (PA) cui attestare la linea ENEL Distribuzione per la cabina di Cappuccini.
C.P. ENEL di Mulini (PA)	Sicilia	150	E' stato realizzato un nuovo stallo a 150 kV nella stazione di Ciminna (PA) cui attestare la linea ENEL Distribuzione per la cabina di Mulini.
C.P. ENEL di Padria (SS)	Sardegna	150	Sono stati completati i raccordi di entra-esce alla linea "Sunì – Alghero".
C.P. ENEL di Lula (NU)	Sardegna	150	Sono stati completati i raccordi di entra-esce alla linea "Nuoro – Siniscola".

3.2.3 Interventi in fase di realizzazione ed approvvigionamento forniture

Stazioni

Stazione 380/132 kV di Carpi Fossoli

E' in corso di esecuzione la realizzazione della stazione 380/132 kV di Carpi Fossoli (MO) e dei relativi raccordi alla linea 380 kV "Caorso - S. Damaso" (indisponibilità della linea già programmata).

In attesa del completamento dei raccordi in AT a cura di ENEL Distribuzione (di fondamentale importanza per il pieno sfruttamento dell'impianto), alla nuova stazione, provvista di 2 ATR 380/132 kV, verrà collegata la centrale turbogas di Carpi mediante 2 raccordi in cavo a 132 kV e la linea in doppia terna a 132 kV "Carpi Sud – Carpi TG" mediante raccordi in aereo (l'iter autorizzativo per la realizzazione di tali raccordi è stato già avviato).

Stazione 380 kV di Feroletto

Proseguono le attività per la realizzazione, nella stazione 150 kV di Feroletto (collegata in antenna alla rete a 220 kV), di una sezione a 380 kV in doppia sbarra provvista di ATR 380/150 kV e collegata in entra-esce all'elettrodotto 380 kV "Rizziconi – Laino" (attualmente in costruzione). Parallelamente prosegue l'ampliamento (con due stalli) dell'attuale sezione a 150 kV.

Stazione 380/220/150 kV di Sorgente

In merito agli interventi previsti nella stazione 380 kV di Sorgente, volti all'alimentazione in sicurezza dell'area di Messina, sono state avviate le attività per la predisposizione della sezione 150 kV per l'esercizio su tre sistemi separati; inoltre è in corso l'iter autorizzativo per lo spostamento dei collegamenti a 220 kV provenienti dai gruppi 2 e 3 di S. Filippo del Mela dalla Stazione di Corriolo a quella di Sorgente. A valle dell'ottenimento del decreto autorizzativo (previsto per il 2005) e della realizzazione dei suddetti raccordi sarà possibile eliminare, previa messa in continuità degli elettrodotti in doppia terna a 220 kV "Caracoli – Corriolo" e "Corriolo – Sorgente", la sezione a 220 kV di Corriolo.

Stazione 380 kV di Rumianca

A seguito dell'ottenimento nel novembre 2004 della concessione edilizia, è stato aperto il cantiere per i lavori previsti nella stazione 380 kV di Rumianca (installazione ATR 380/220 kV e nuova sezione 220 kV blindata in SF6 da inserire in entra-esce sull'elettrodotto 220 kV "Sulcis – Villasor") e parallelamente avviate le attività di approvvigionamento delle forniture (in particolare l'ATR di cui sopra è stato già acquistato).

Stazione a 220 kV Frattamaggiore (NA)

Sono in corso le attività per l'installazione del nuovo TR 220/20 kV da 63 MVA e del relativo stallo primario a 220 kV nella stazione di Frattamaggiore (NA), al fine di consentire il passaggio della MT di distribuzione dal livello 10 kV al livello 20 kV nell'area in questione.

Elettrodotti

Elettrodotto a 380 kV "Laino - Feroletto - Rizziconi"

Come accennato, il primo tratto di linea tra Laino e la stazione annessa alla C.le Edison di Altomonte, di circa 42 km, è già stato completato ed è entrato in servizio; i lavori sui rimanenti tratti, da Altomonte a Feroletto (108 km circa) e da Feroletto a Rizziconi (68 km circa) sono in fase avanzata di realizzazione.

Elettrodotto a 380 kV "Turbigo - (Rho) Bovisio"

A seguito dell'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio dell'elettrodotto 380 kV semplice terna "Turbigo-Rho" (con Delibera CIPE del 29/09/2004 ai sensi della Legge Obiettivo), sono state avviate le attività di approvvigionamento per il tratto in cavo a 380 kV, di circa 8 km, previsto lungo il tracciato del collegamento (per i dettagli delle opere da realizzare cfr. par. 3.3.1).

Raccordi a 380 kV alla stazione di Ravenna Canala

Sono state ottenute (agosto 2004) le autorizzazioni per la realizzazione dei raccordi dell'elettrodotto a 380 kV "Ferrara Focomorto – Forlì" alla stazione di Ravenna Canala. Le attività di asservimento sono state già terminate e sono in via di conclusione gli approvvigionamenti dei materiali. Le indisponibilità dell'elettrodotto 380 kV sono state già concordate.

Razionalizzazione della rete a 132 kV della Val d'Ossola Nord

E' stata quasi del tutto completata la 1^a fase di razionalizzazione della rete a 132 kV della Val d'Ossola Nord.

In particolare, è stata completata la realizzazione della nuova linea "Verampio – F.S. Beura – Pallanzeno" a 132 kV: i sostegni sono stati montati ed i conduttori quasi del tutto tesi.

Il completamento dell'intervento (con la tesatura delle rimanenti parti di linea e la demolizione delle esistenti linee n. 460 "Verampio – Pallanzeno" e n. 446 "Crevola Toce – Pallanzeno") è condizionato alla ricostruzione della direttrice a 132 kV "Crevola Toce – Domodossola – Calice" previsto nella 2^a fase della razionalizzazione (per la quale è stata avviata l'attività di concertazione del tracciato con gli Enti Locali).

Pertanto, in attesa di questa, è stata realizzata una situazione provvisoria che permette di mantenere tra Verampio e Pallanzeno due direttrici complete: una (la linea n. 460) con collegato il sezionamento FS Beura e l'altra (la linea n. 433 "Verampio – Crevola Toce" più la linea n. 446 "Crevola Toce – Pallanzeno") con collegati i nodi di Domo Toce e Villadossola.

Connessioni di utenti e centrali

Connessione 380 kV C.le S.E.F. Ferrara

A seguito ordinanza del TAR di Bologna, è stato sospeso l'avvio delle attività di realizzazione della nuova stazione di consegna e smistamento a 380 kV "Ferrara S.E.F da collegarsi in entra-esce

alla linea a 380 kV "Ostiglia - Ferrara Focomorto", funzionale alla connessione della costruenda c.le a ciclo combinato da 800 MW della società SEF.

Connessione 380 kV C.le SET Teverola (CE)

E' in corso l'approvvigionamento delle forniture per la realizzazione del nuovo stallo a 380 kV, presso la stazione elettrica di S. Maria Capua Vetere, per l'attestazione della nuova linea a 380 kV di collegamento della nuova centrale a ciclo combinato SET di Teverola (CE) da 400 MW.

Connessione 220 kV C.le FIBE Acerra (CE)

E' in corso di ultimazione il nuovo collegamento, della lunghezza totale di circa 3 km, per la connessione in antenna allo smistamento di Acerra (NA) della nuova centrale da 120 MW alimentata a CDR della società FIBE.

Connessione 150 kV c.le Eolica M. Prezza (AQ)

Sono in corso i montaggi elettromeccanici A.T. per la realizzazione della nuova stazione elettrica a 150 kV di Cocullo, collegata in entra-esce alla linea "M. S. Angelo – Collarmele Acea", funzionale alla connessione del parco eolico di Monte Prezza della società Gamesa.

Connessione 150 kV c.le eolica Mineo (CT)

Sono in corso i montaggi elettromeccanici A.T. per la realizzazione della nuova stazione elettrica a 150 kV di Mineo, collegata in entra-esce alla linea "Scordia – S. Cono", per la connessione del nuovo parco eolico di Mineo della società IVPC Sicilia 5.

Connessione 132 kV Laboratori Nazionali di Legnaro (PD)

E' in corso la progettazione per la realizzazione del nuovo stallo linea a 132 kV, presso la stazione 380/220/132 kV di Camin, funzionale alla connessione dell'utente Laboratori Nazionali di Legnaro (PD) per una potenza di 40 MW.

Connessione 132 kV S.E. RFI di Modena (MO)

E' in corso l'approvvigionamento delle forniture necessarie alla realizzazione, nella stazione elettrica 380/132 kV di S. Damaso, del nuovo stallo 132 kV per la connessione in antenna della nuova S.E. RFI.

3.2.4 Interventi in fase di autorizzazione

Elettrodotto di interconnessione a 150 kV "Sardegna-Corsica" (SARCO)

Stanno proseguendo, a cura GRTN, le attività finalizzate alla costruzione del nuovo elettrodotto a 150 kV di interconnessione S.Teresa (Italia) - Bonifacio (Corsica) tra la C.P. di Santa Teresa Gallura e le acque territoriali italo-francesi per complessivi 13 km circa. Nell'ambito di questa attività il GRTN ha provveduto ad avviare due distinti procedimenti autorizzativi: uno per la parte terrestre di competenza Regionale ed uno per la parte marina di competenza Statale. In data 15 Luglio si è svolta presso il Ministero delle Infrastrutture la Conferenza dei Servizi conclusasi con esito positivo. In data 22 Novembre il Genio Civile di Sassari (responsabile del procedimento per il lato terrestre) ha autorizzato il GRTN alla costruzione ed esercizio provvisorio per il tratto terrestre

di elettrodotto in territorio italiano. Nel dicembre 2004 è stato ottenuto il decreto di autorizzazione per la costruzione ed esercizio del cavo marino da parte del Ministero dell'Ambiente – Direzione Difesa del Suolo. E' previsto nei prossimi mesi l'ottenimento del decreto di autorizzazione per la posa del cavo marino da parte del Ministero dell'Ambiente – Direzione Protezione Natura.

Elettrodotto 500 kVcc Sardegna - Continente

Il GRTN ha avviato, ai sensi della Legge Obiettivo, in data 19 ottobre 2004 l'iter autorizzativo per la costruzione ed esercizio del nuovo collegamento sottomarino denominato "SA.PE.I." a 500 kV in corrente continua tra la stazione elettrica di Fiume Santo (Sardegna) e la stazione elettrica di Latina (Lazio) e delle relative opere accessorie.

Completamento elettrodotto 380 kV "Matera - S. Sofia"

E' stata avviata, a cura TERNA, in data 26/11/04 la procedura di valutazione di impatto ambientale e autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio della variante (di circa 30 km) al tracciato autorizzato con DPR 13/02/2004, per il completamento dell'elettrodotto 380 kV "Matera – S. Sofia"; ciò è stato possibile a seguito del raggiungimento di un "Accordo di Programma" sulla localizzazione, autorizzazione e realizzazione della variante, sottoscritto dal Ministero delle Attività Produttive, dalla Regione Basilicata, dal GRTN e dagli Enti Locali interessati in data 29 luglio 2004.

Elettrodotto 380 kV "Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara"

Nell'ambito della procedura autorizzativa per la costruzione e l'esercizio dell'elettrodotto a 380 kV "Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara", è stato ottenuto in data 11 ottobre 2004, a cura TERNA, giudizio positivo circa la compatibilità ambientale mediante Decreto VIA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Razionalizzazione 220-132 kV Valcamonica e Alta Valtellina (Fase A)

E' in fase di avvio, a cura Terna Edison ed AEM, la procedura autorizzativa per la realizzazione degli interventi di razionalizzazione dei sistemi elettrici che interessano il territorio della Valcamonica e della Alta Valtellina secondo quanto stabilito nell'Accordo di Programma legato alla realizzazione dell'elettrodotto 380 kV "S.Fiorano – Robbia". Tale fase di razionalizzazione prevede principalmente la trasformazione in cavo interrato di linee a 220 e a 132 kV presenti nell'area. La definizione dei tracciati, a cura dei Titolari della rete elettrica interessata dagli interventi, ha tenuto conto delle osservazioni degli Enti Locali in una fase di continua concertazione.

Elettrodotto di interconnessione a 132 kV "Prati di Vizzi - Steinach"

Prosegue l'iter autorizzativo per la realizzazione di un collegamento a 132 kV fra Italia ed Austria attraverso il valico del Brennero (elettrodotto "Prati di Vizzi – Steinach"); sul lato italiano il collegamento verrà realizzato riutilizzando l'elettrodotto "Prati di Vizzi – Brennero", attualmente esercito in media tensione. E' stato predisposto un nuovo accordo fra GRTN, Terna ed Enel Distribuzione (che prosegue quello stipulato il 31/07/2003) per definire quanto necessario alla realizzazione del collegamento.

3.2.5 Interventi in fase di concertazione

Il GRTN ha da tempo avviato, mediante un diretto coinvolgimento delle Regioni e, tramite queste, delle Province e dei Comuni, una ampia serie di attività di concertazione al fine di pervenire ad un

corretto inserimento delle nuove opere elettriche sul territorio e nell'ambiente. Un esempio del buon esito di queste attività è stata la formalizzazione di un protocollo di intesa con la Regione Piemonte e gli Enti Locali coinvolti, ai fini della localizzazione di dettaglio (fasce di fattibilità del tracciato) degli impianti della RTN inseriti nell'ambito delle attività di razionalizzazione della rete a 132 kV della Val d'Ossola Sud (attualmente prosegue la predisposizione, a cura Terna, dello studio di impatto ambientale e del piano tecnico delle opere da allegare alla domanda di autorizzazione alla costruzione ed esercizio).

In merito agli interventi più rilevanti (nuovi elettrodotti e stazioni a 380 kV) di seguito si riportano quelli in avanzato stato di concertazione, per i quali è auspicabile nel corso del 2005 una definizione delle fasce di fattibilità:

- elettrodotto 380 kV "Trino – Lacchiarella";
- elettrodotto 380 kV "Voghera – La Casella";
- elettrodotto di interconnessione a 380 kV Italia – Slovenia;
- elettrodotto 380 kV fra le direttrici RTN "Udine Ovest – Sandrigo" e "Venezia Nord – Planais";
- elettrodotto 380 kV "Sorgente – Rizziconi".

3.2.6 Studi di fattibilità

Sono stati completati nel corso del 2004 i seguenti studi preliminari e di fattibilità relativi a nuovi elettrodotti.

- E' stata effettuata una analisi di fattibilità per la realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV "Colunga – Calenzano" (di circa 80 km), mediante eventuale riclassamento di parte dell'esistente elettrodotto a 220 kV "Colunga – Casellina".
- E' stato ultimato lo studio di pre-fattibilità relativo alla realizzazione, nell'area della Valtellina, dell'elettrodotto a 380 kV "Tirano – Piaveda – Verderio" e delle nuove stazioni elettriche 380 kV di Grosio, Tirano e Piaveda.
- E' stato condotto uno studio di maggior dettaglio (survey preliminare inshore e offshore) sul tracciato marino individuato preliminarmente nel corso dello studio di fattibilità terminato nel 2003, del futuro collegamento HVDC 500 kV - 1000 MW tra Fiume Santo (Sardegna) e Latina (Lazio) denominato SA.PE.I. Lo scopo era sia quello di verificarne la fattibilità tecnica ai fini della posa dei cavi sia di limitare in fase realizzativa eventuali elementi di incertezza che potrebbero comportare ritardi nella realizzazione del collegamento e costi aggiuntivi. Tale attività ha permesso di escludere tratti di rotte adottate in fase preliminare fornendo al contempo alcune indicazioni utili per la corretta progettazione dei cavi, tra le quali: la profondità massima raggiungibile nell'attività di posa (1600 m), individuazione delle aree sottomarine idonee al posizionamento dei giunti, presenza di fondali a morfologia complessa (quali canyon e scarpate) nei quali l'attività di installazione dei cavi dovrà essere curata con particolare attenzione, individuazione del tipo di fondo marino e dello spessore dei sedimenti ivi presenti.
- E' stato completato lo studio di pre-fattibilità dell'attraversamento in cavo dello stretto di Messina per il collegamento a 380 kV Sorgente – Rizziconi.

3.2.7 Attività di committenza

Si riassumono, inoltre, i risultati dell'attività di committenza espletata nel corso del 2004 dal GRTN; molti degli interventi descritti nei paragrafi precedenti ed altri che verranno realizzati nei prossimi anni sono stati oggetto delle suddette attività.

Sono state espletate 6 procedure di confronto concorrenziale per la realizzazione di altrettante nuove stazioni della RTN, di cui:

- 2 a 380 kV per connessione di centrali a ciclo combinato (centrale AEM Milano / ASM Brescia di Cassano e centrale ENIPOWER di Ferrara),
- 4 a 150-132 kV per connessioni di parchi eolici (Seui, Troia, Ulassai e Vallesaccarda).

Sono in corso di espletamento 5 procedure di confronto concorrenziale per la realizzazione di altrettante nuove stazioni della RTN, di cui:

- 1 a 380 kV per connessione della centrale termoelettrica CALENIA ENERGIA di Sparanise (CE),
- 1 a 220 kV (futura stazione di Borore) per la connessione dei parchi eolici di Scano di Montiferro (OR) della società VCC,
- 3 a 150-132 kV per le connessioni di diversi parchi eolici (Francofonte, Pedru Ghisu, Tempio Pausania).

Sono stati affidati ovvero sono in corso di perfezionamento gli affidamenti di circa 98 interventi di sviluppo/connessione ai Titolari di porzioni di RTN tra i quali si ricordano:

- il potenziamento della sezione 380 kV di Brindisi Pignicelle;
- l'installazione di un dispositivo PST nella S.E. RTN a 220 kV di Padriciano (TS);
- il potenziamento della capacità di trasformazione nelle stazioni AAT/AT di La Casella (PC), Este (PD), Somplago (UD), Colunga (BO), Partinico (PA), Frattamaggiore (NA), Roma Est;
- l'installazione provvisoria di una trasformazione 220/132 kV presso la C.P. di Abbadia (MC);
- la realizzazione della nuova sezione 132 kV nella S.E. a 220 kV di Vicenza Monteviale (VI);
- le opere per la connessione a 380 kV alla RTN: della centrale E.ON di Livorno Ferraris (VC), Energia di Termoli (CB), Rizziconi Energia di Rizziconi (RC), dei due nuovi turbogas da circa 100 MW complessivi della c.le Endesa Italia di Fiume Santo (SS);
- gli impianti per la connessione a 150-132 kV alla RTN: della c.le idroelettrica di Fenestrelle (società Energie), della centrale "Larderello 3" (Enel GreenPower), della centrale eolica di Roseto Valfortore (società Fortore Energia), di circa 43 C.P. della società Enel Distribuzione e di 2 utenze della società RFI (Fauglia e Modena).

Sono in itinere le autorizzazioni per 2 nuove stazioni della RTN (Bardi a 132 kV e Sant'Arcangelo a 150 kV) e le realizzazioni di 2 nuove stazioni finalizzate alla connessione a 150 kV alla RTN di parchi eolici (Cocullo per il parco eolico di Monte Prezza e Mineo per il parco eolico IVPC di Sicilia 5); per questi ultimi impianti, la titolarità è stata aggiudicata nel corso del 2003.

Per quanto attiene agli elettrodotti, nel 2004 sono stati affidati 6 interventi di sviluppo ai Titolari di porzioni della RTN e sono state emesse 19 richieste di offerta relative ad interventi di sviluppo presenti nel Piano di Sviluppo 2004.

3.3 Piano di Sviluppo di breve-medio termine

Come accennato, alcuni degli interventi pianificati in risposta alle criticità previste sulla rete già nel breve-medio termine, soprattutto se interessanti i livelli di tensione più alti, vengono considerati di preminente interesse per il Paese in quanto prioritari ed urgenti ai fini della sicurezza, della riduzione dei vincoli di rete, dell'incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione e della qualità e continuità di alimentazione. Considerate anche le sempre maggiori difficoltà di natura autorizzativa connesse alla realizzazione dei nuovi impianti di trasmissione, il periodo individuato per la realizzazione di tale categoria di interventi è stato esteso al prossimo quinquennio.

Si tratta in genere - oltre che di alcuni potenziamenti delle interconnessioni con l'estero e tra le isole maggiori ed il Continente - di nuove linee a 380 kV e di nuove stazioni AAT/AT programmate per rispondere alle esigenze di copertura in sicurezza del crescente fabbisogno nazionale ed eliminare per quanto possibile le congestioni di rete, garantendo il trasporto in sicurezza di energia dai centri di produzione a quelli di consumo e migliorando l'economicità e la qualità del servizio.

Nell'**Allegato 1** al presente documento viene riportato il dettaglio di tutti gli interventi previsti nel breve-medio termine.

In tale Allegato le attività elementari programmate e fra loro correlate, sono accorpate in macro interventi (ad esempio la realizzazione di una nuova stazione elettrica è stata descritta nel dettaglio congiuntamente ai raccordi necessari al collegamento della stessa alle reti ai diversi livelli di tensione). I macro interventi così articolati risultano di maggior chiarezza e leggibilità, rispetto ad una elencazione delle attività elementari, specie qualora descrivano complesse operazioni di razionalizzazione di rete, operazioni costituite a volte da numerose attività elementari.

Per alcuni di questi interventi sono già in corso le attività realizzative o risultano avviate le necessarie procedure autorizzative, mentre per altri, comunque urgenti nel breve-medio termine, la data di completamento prevista è stimata considerando i tempi necessari per concertare la localizzazione con le amministrazioni territorialmente coinvolte, per l'autorizzazione e per la costruzione e messa in opera.

Come espresso nelle note riportate in alcuni degli interventi dell'Allegato 1, i tempi stimati per l'attivazione dell'iter autorizzativo tengono conto della fase di concertazione preventiva¹⁹. In tale fase è prevista la progressiva maturazione progettuale dell'intervento tramite la concertazione del corridoio preferenziale e la successiva individuazione delle fasce di fattibilità del tracciato al suo interno²⁰. Inoltre in questa fase viene predisposta la documentazione tecnica necessaria (Piano Tecnico delle Opere, Studio di Impatto Ambientale, ecc.) per l'attivazione dell'iter autorizzativo, quando richiesto dalla normativa vigente. I tempi stimati per l'acquisizione delle autorizzazioni tengono conto anche delle ricadute positive derivanti dal processo di concertazione preventiva; è infatti prevedibile che, mediante tale processo, l'iter autorizzativo risulti avere esito più certo e durata più rispondente ai tempi tecnici previsti dalla normativa.

Nei paragrafi che seguono vengono sinteticamente descritti gli interventi di particolare rilevanza strategica programmati sulla RTN, il cui completamento è previsto nel breve-medio termine.

Si tratta in generale di interventi di espansione o di evoluzione della rete con conseguente variazione dello stato di consistenza. Essi in generale comportano:

- variazione della potenzialità;
- estensione geografica della rete;
- aumento della flessibilità operativa, ad esempio mediante l'installazione di opportuni dispositivi (organi di manovra, telecomandi, Phase Shifter Transformers, ...);
- dismissione di elementi di rete, legate essenzialmente alle razionalizzazioni della rete;
- declassamenti (o riclassamenti) che comportano modifiche del livello di tensione per elettrodotti e stazioni, con conseguenti variazioni di consistenza ai diversi livelli di tensione interessati.

¹⁹ Tale fase avviene, ove necessario, attraverso il processo di valutazione ambientale strategica (VAS).

²⁰ Dette localizzazioni vedono il loro riconoscimento formale mediante l'espressione del parere della Regione e la stipula di protocolli di intesa con gli Enti locali territorialmente interessati.

3.3.1 Interventi di sviluppo per la sicurezza

Nel presente paragrafo sono sinteticamente riportate le attività di breve-medio periodo, che rivestono una particolare rilevanza prevalentemente dal punto di vista delle esigenze di miglioramento della sicurezza per il servizio di trasmissione e per il sistema elettrico.

Per questi interventi risulterebbe particolarmente forte lo stato di criticità che potrebbe manifestarsi nel caso di non completamento entro i tempi previsti a causa di ritardi in fase di approvazione delle opere sul territorio, o per ostacoli nel corso dell'iter autorizzativo e/o realizzativo.

Attività per la sicurezza della copertura del fabbisogno nazionale

Sono di seguito sinteticamente descritte le principali attività di sviluppo programmate con l'obiettivo di garantire anche in futuro la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale. Tali interventi consentono infatti, attraverso il rinforzo di particolari sezioni di rete critiche, di ridurre o rimuovere alcuni vincoli che condizionano o condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti, rendendo così disponibili ulteriori quantitativi di potenza indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

Elettrodotto a 380 kV "Trino – Lacchiarella"

In considerazione della situazione esistente e della nuova generazione che si renderà disponibile in Piemonte e sul lato occidentale della Lombardia, sarà necessario realizzare un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna che colleghi le stazioni di Trino (VC) e Lacchiarella (MI), favorendo la trasmissione di potenza in sicurezza verso l'area di carico della città di Milano con una contestuale sensibile riduzione delle perdite di trasmissione.

L'intervento risulta particolarmente urgente, in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

Elettrodotto a 380 kV "Turbigo - (Rho) Bovisio"

Al fine di migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio della rete riducendo il rischio di congestioni e garantendo l'utilizzo di impianti già presenti sul territorio, sarà operata la costruzione di un nuovo tratto di linea a 380 kV da Turbigo a Rho (MI) e il collegamento dello stesso alla seconda terna presente sulla palificazione della linea "Baggio - Bovisio".

Il nuovo elettrodotto consentirà di incrementare la capacità di trasporto da Ovest verso Est, in direzione dell'area di carico di Milano. La disponibilità dell'elettrodotto è di assoluta importanza per garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasmissione nell'area di Milano e per risolvere le congestioni di rete nel nodo di Turbigo.

L'intervento risulta particolarmente urgente, in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

La realizzazione dell'elettrodotto tra Turbigo e Rho è stata inserita fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 2001.

Completamento dell'elettrodotto a 380 kV "Matera – S.Sofia (CE)"

Il completamento dell'elettrodotto - già costruito per circa il 95% degli oltre 207 km complessivi di lunghezza - è di fondamentale importanza per il trasporto in sicurezza dell'energia prodotta dai poli di generazione (attuali e futuri) di Puglia e Calabria verso il resto della rete italiana a 380 kV.

L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo".

Il 29 luglio 2004 è stato firmato l' "Accordo di Programma riguardante la localizzazione, autorizzazione e realizzazione della variante al tracciato autorizzato con DPR del 13 febbraio 2004 per il completamento dell'elettrodotto a 380 kV Matera - S. Sofia", col quale è stata concertata la cd. "media variante" necessaria a completare e mettere in servizio la linea.

L'intervento risulta particolarmente urgente, in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

Elettrodotto a 380 kV "Montecorvino (SA) – Benevento"

A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Puglia e Calabria, è necessario potenziare ulteriormente la rete di trasmissione ad altissima tensione in Campania. Si provvederà pertanto alla realizzazione di un nuovo collegamento in doppia terna a 380 kV tra l'area di Salerno e quella di Benevento. L'intervento, che consente di ridurre le previste congestioni di rete, risulta particolarmente urgente in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

Potenziamento dell'elettrodotto a 380 kV "Benevento – Foggia"

In previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica interessanti in particolare la Puglia e il Molise, si renderà necessario aumentare la capacità di trasporto dell'elettrodotto a 380 kV in oggetto, attualmente limitata (binato in alluminio-acciaio da 585 mm²). Il potenziamento è urgente in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno.

Al riguardo, con l'obiettivo di ottimizzare il rapporto costi/benefici, nonché di ridurre i tempi di realizzazione e l'impatto ambientale dell'intervento di incremento della capacità, si stanno valutando diverse alternative tecniche, fra le quali la sostituzione degli attuali conduttori con nuovi conduttori termoresistenti con l'utilizzo della palificazione esistente.

Elettrodotto a 380 kV "Rizziconi (RC) – Feroletto (CZ) - Laino (CS)"

La nuova direttrice a 380 kV da Rizziconi a Laino è essenziale per aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete di trasmissione della Calabria e rinforzare significativamente l'interconnessione tra la Sicilia ed il Continente. L'intervento nel suo complesso prevede anche la ricostruzione in classe 380 kV della stazione di Feroletto - attualmente alimentata in antenna dal 220 kV – e l'inserimento della stessa stazione in entra-esce sulla nuova linea a 380 kV.

Tenuto conto che nella Regione Calabria sono state autorizzate nuove centrali di produzione, l'intervento risulta particolarmente urgente in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

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.

Collegamento a 500 kV HVDC fra Sardegna e Italia peninsulare (SA.PE.I.)

Tenendo conto della vetustà e delle conseguenti limitazioni di esercizio dell'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua Sardegna-Corsica-Italia continentale (SA.CO.I.), al fine di consentire agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni nel mercato elettrico, garantendo al contempo una maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio della rete sarda, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino a 500 kV in corrente continua tra la Sardegna e la Penisola italiana (SA.PE.I.). Il collegamento interconnetterà i nodi di Fiumesanto in Sardegna e di Latina nel Continente.

L'intervento è particolarmente urgente, sia per dare maggiori garanzie in termini di copertura del fabbisogno sardo, sia per favorire l'esportazione della produzione eolica dell'Isola.

L'opera, inserita fra quelle di "preminente interesse nazionale" contenute nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, riveste notevole importanza per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale ed europea, anche in vista del possibile nuovo collegamento in corrente continua tra Algeria e Italia, attualmente allo studio.

Altri interventi per la sicurezza

In aggiunta alle attività su descritte, sono di seguito riportati gli altri interventi di maggior rilevanza per la sicurezza, determinati da problemi evidenziati sulla rete previsionale relativamente alle seguenti occorrenze:

- violazioni del criterio N-1 di sicurezza, con probabile aumento del rischio di disalimentazione del carico a seguito di disservizi sulla rete;
- mancato rispetto dei limiti statici consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete.

Potenziamento della rete a 220 kV per l'alimentazione del carico della città di Milano

Considerati l'elevato incremento dei carichi della città di Milano, gli ingenti transiti sugli elettrodotti di trasmissione e l'incremento di capacità di produzione attesi nell'area, è stata programmata una serie di interventi di sviluppo della rete di trasmissione che interessa il territorio milanese.

Nello specifico sono previsti gli interventi urgenti di seguito descritti:

- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Gadio - Porta Volta";
- raccordo a 220 kV alla stazione di Verderio della linea in d.t. a 220 kV "Grosio - Ricevitrice Nord", di proprietà AEM.

Inoltre si procederà alla realizzazione dei seguenti interventi:

- nuovo elettrodotto a 220 kV "Baggio - Ricevitrice Ovest";
- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Ricevitrice Sud - Porta Venezia".

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 magliatura degli esistenti impianti di trasmissione, in modo da incrementare l'affidabilità della rete e assicurare un migliore deflusso della potenza generata.

Elettrodotto a 380 kV Redipuglia - Udine Ovest

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete AAT nell'estremo Nord-Est del Paese e al contempo ridurre alcuni vincoli sull'importazione dall'estero, sarà realizzata una nuova linea in doppia terna a 380 kV in uscita dalla stazione di Redipuglia (dove oggi confluisce la potenza importata dalla Slovenia e la produzione della centrale elettrica di Monfalcone), verso il nodo a 380 kV di Udine Ovest.

Elettrodotto a 380 kV fra le direttrici RTN "Sandrigo (VI) - Cordignano (TV)" e "Venezia N. - Salgareda (TV)"

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio confermano la necessità di realizzare un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo - Cordignano" e "Venezia Nord - Salgareda". La futura trasversale rafforzerà l'anello a 380 kV del Triveneto, al fine di aumentare la sicurezza di alimentazione dei carichi e favorirà lo scambio di energia con l'Austria, ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasporto.

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.

Una volta concordata con le parti interessate la localizzazione dei nuovi impianti da realizzare, potranno essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione nell'area, al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio.

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, con il nome di "Elettrodotto a 380 kV Venezia Nord - Cordignano (TV)".

Nuova sezione a 380 kV nella stazione di Casellina e relativi raccordi a 380 kV

Al fine di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Poggio a Caiano-Tavarnuzze-Calenzano", presso la stazione di Casellina sarà realizzata una nuova sezione a 380 kV. La nuova stazione, la cui realizzazione risulta funzionale anche al miglioramento della sicurezza di alimentazione dell'area urbana di Firenze, risulterà connessa a 380 kV alle stazioni di Poggio a Caiano, Calenzano e Tavarnuzze attraverso opportuni raccordi.

Elettrodotto a 380 kV fra la stazione di Fano e la nuova stazione a 380 kV in provincia di Macerata

Al fine di soddisfare l'aumento di carico previsto nei prossimi anni lungo la fascia medio-adriatica, migliorando al contempo gli attuali livelli di continuità e sicurezza di alimentazione, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV in provincia di Macerata, che si inserirà in entra-esce sulla linea a 380 kV "Candia - Rosara".

Considerato inoltre che non è al momento prevista la realizzazione di nuovi impianti di produzione nell'area, si rende necessaria la realizzazione anche di un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna tra la stazione di Fano e la futura stazione.

Il nuovo elettrodotto contribuirà a migliorare la sicurezza della rete, fornendo un punto di alimentazione intermedio sull'unica arteria a 380 kV, da Fano fino a Teramo, su cui sono collegate in serie le 3 stazioni di trasformazione che servono tutta la regione Marche. Risulteranno in tal modo semplificate anche le attività e i tempi di manutenzione ordinaria della rete adriatica e migliorata la qualità e sicurezza del servizio di trasmissione.

Per la realizzazione dell'intervento ci si avvarrà delle opportunità infrastrutturali già presenti sul territorio, attraverso il riclassamento a 380 kV e la razionalizzazione di alcuni degli impianti esistenti.

La realizzazione del nuovo collegamento costituisce il primo passo per un più vasto progetto, ancora in fase di definizione, relativo al raddoppio della dorsale adriatica a 380 kV, da completarsi con un collegamento tra la nuova stazione in provincia di Macerata e la stazione di Teramo.

La soluzione individuata consentirà di rinviare l'ipotesi di realizzazione di una nuova trasversale medio-adriatica a 380 kV per il collegamento della citata futura stazione alla rete a 380 kV dell'Italia centrale (ipotizzata nell'edizione 2004 del PdS).

Riassetto rete elettrica 380/220/132 kV di Brindisi Pignicelle

Nella stazione di Brindisi Pignicelle è previsto l'ampliamento ed il potenziamento della attuale sezione a 380 kV, mediante la realizzazione di due sistemi di sbarre separabili e l'adeguamento della portata delle sbarre di stazione, attualmente caratterizzate da valori inferiori agli standard. Anche al fine di recuperare gli spazi necessari, si provvederà contestualmente ad eliminare la

esistente sezione a 220 kV, ormai vetusta, previa sostituzione degli ATR in impianto con altri a 380 kV.

L'intervento consentirà di aumentare la sicurezza del sistema elettrico e la flessibilità di esercizio della rete AAT nell'area di Brindisi.

Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Rizziconi"

Il nuovo elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Rizziconi", parte in doppio cavo sottomarino attraverso lo stretto di Messina e parte in linea aerea in doppia terna, consentirà di migliorare la sicurezza di esercizio e fornirà la necessaria riserva all'interconnessione tra Sicilia e Continente. Inoltre, insieme al nuovo elettrodotto a 380 kV "Rizziconi-Feroleto-Laino" che attraversa l'intera Calabria, sarà possibile eliminare l'attuale congestione di rete tra Sicilia e Calabria, offrendo al contempo alla Sicilia la possibilità di partecipare maggiormente al processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica.

Il futuro collegamento è particolarmente urgente in quanto favorirà anche la connessione alla rete sicula di un maggior numero di centrali eoliche.

3.3.2 Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni di rete

Di seguito sono riportate in sintesi le principali attività previste nel breve-medio termine funzionali prevalentemente alla riduzione delle congestioni sulla rete di trasmissione.

Come accennato, tali interventi consentono di superare le previste limitazioni di esercizio di alcuni impianti di generazione nuovi ed esistenti, favorendo così il soddisfacimento in sicurezza ed economicità del fabbisogno nazionale e rendendo disponibili maggiori quantitativi di energia competitiva nel mercato elettrico.

Linea a 380 kV "Turbigo – (Rho) Ospiate"

Al fine di contribuire ad incrementare la capacità di trasporto verso l'area di carico di Milano e migliorare la flessibilità di esercizio della rete, è previsto il prolungamento del tronco di linea a 380 kV "Turbigo - Rho" fino a Ospiate, in modo da ottenere un collegamento diretto "Turbigo - Ospiate" e nel contempo mantenere in servizio entrambe le terne della linea a 380 kV "Baggio - Bovisio".

Potenziamento della capacità di trasporto della rete AAT fra Venezia e Padova

Al fine di incrementare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche alla luce delle nuove interconnessioni e delle centrali esistenti e future che gravitano nel Nord-Est, è necessario potenziare la rete a 380 kV mediante la realizzazione di un nuovo collegamento in doppia terna tra le stazioni di Dolo (VE) e Camin (PD).

Elettrodotto a 380 kV "La Casella (PC) – Caorso (PC)"

La realizzazione del nuovo collegamento in doppia terna a 380 kV in oggetto è resa necessaria al fine di assicurare il rispetto delle condizioni di sicurezza per l'esercizio dell'elettrodotto a 380 kV "La Casella – S. Rocco" già attualmente prossimo alla saturazione in condizioni di rete integra. L'intervento consentirà inoltre di evitare le possibili limitazioni alla produzione delle centrali (attuali e previste in futuro) collegate alla rete a 380 kV dell'area Nord-Ovest del Paese.

Ricostruzione in classe 380 kV dell'elettrodotto "Calenzano – Colunga".

Con la finalità di ridurre le limitazioni applicate agli scambi tra le aree di mercato Nord e Centro Nord, ed in particolare risolvere le congestioni sulla sezione Bargi – Calenzano, verrà realizzato un nuovo collegamento in doppia terna a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Colunga, sfruttando il tracciato dell'attuale elettrodotto a 220 kV "Casellina-Colunga". L'intervento permetterà di conseguire anche una notevole riduzione delle perdite di rete.

Nuova stazione a 380 kV per raccogliere la produzione eolica nell'area di Troia

E' prevista la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento", finalizzata a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area. L'intervento è strettamente condizionato all'effettiva realizzazione di un congruo valore di capacità produttiva da impianti eolici nell'area in questione.

Elettrodotto a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"

E' previsto un nuovo collegamento a 380 kV che collegherà la stazione elettrica di Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna, già a suo tempo realizzata in classe 380 kV (ma attualmente esercita a 220 kV).

La soluzione pianificata è finalizzata a creare migliori condizioni di mercato elettrico e a migliorare la sicurezza della locale rete elettrica, con conseguente incremento della qualità e della continuità della fornitura.

Il nuovo elettrodotto consentirà infatti di ridurre gli attuali vincoli di esercizio delle centrali presenti nell'Isola migliorando l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica nella Sicilia Occidentale ed in particolare nella città di Palermo. Inoltre, anche in relazione al previsto nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente - Rizziconi", permetterà di sfruttare maggiormente l'energia messa a disposizione dalle centrali previste in Calabria, garantendo in tal modo minori costi per il sistema elettrico.

L'intervento nel suo complesso prevede anche la successiva realizzazione della sezione a 380 kV presso la stazione di Caltanissetta (cfr. par. 3.4.3), da raccordare in entra-esce al futuro elettrodotto a 380 kV al fine di migliorare la sicurezza e la qualità di alimentazione del centro dell'Isola.

Raccordi a 380 kV a Codrongianos

Al fine di superare le attuali limitazioni del polo produttivo di Fiume Santo, migliorando al contempo l'affidabilità della rete a 380 kV nel Nord della Sardegna, sarà operato il collegamento dell'elettrodotto a 380 kV "Fiume Santo - Selargius" alla stazione di trasformazione di Codrongianos.

Per rendere possibile tale intervento risulta necessario realizzare una nuova stazione di smistamento a 380 kV in entra-esce all'elettrodotto "Fiume Santo - Selargius", da collegare a sua volta alla stazione di Codrongianos.

3.3.3 Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero

Una particolare categoria di opere di sviluppo della RTN di rilevanza strategica per il Paese è rappresentata dagli interventi destinati al potenziamento dell'interconnessione con l'estero.

La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei Paesi confinanti tramite 5 collegamenti a 380 kV (di cui uno con la Francia realizzato in doppia terna), 9 collegamenti a

220 kV ed uno con la Grecia in corrente continua a 400 kV. Esiste inoltre un collegamento in corrente continua con la Francia in territorio corso, vincolato da accordi di interscambio ENEL-EDF (collegamento SA.CO.I.).

Dai primi giorni di gennaio 2005 inoltre, in aggiunta a quanto sopra, è in servizio un secondo collegamento in doppia terna a 380 kV, ossia il nuovo elettrodotto "S. Fiorano – Robbia" di interconnessione con la Svizzera ²¹.

Tali collegamenti, oltre ai notevoli vantaggi tecnici legati all'interconnessione di differenti sistemi elettrici, consentono lo scambio di energia elettrica con i Paesi esteri.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo molto 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 particolare rilevanza, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi europei.

Per tali ragioni il GRTN, pur nella consapevolezza dell'indiscutibile necessità tecnica e strategica di sviluppare il parco di produzione nazionale, persegue l'ulteriore incremento della capacità di interscambio con l'estero.

Da osservare che il GRTN ha ottenuto dalla Commissione Europea (Programma TEN) il co-finanziamento degli studi di fattibilità di svariati progetti di interconnessione ed anche il Governo italiano ha stanziato fondi in tal senso.

Sono di seguito riportati i principali interventi programmati nel breve-medio termine per la realizzazione di infrastrutture destinate a incrementare l'attuale livello di interconnessione e la capacità di scambio di energia elettrica tra l'Italia ed i vicini Paesi esteri.

Nuovo elettrodotto a 380 kV "Udine O. – Okroglo" per il potenziamento dell'interconnessione con la Slovenia

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio hanno dimostrato l'opportunità di realizzare un nuovo collegamento in d.t. a 380 kV tra Italia e Slovenia, per aumentare l'import in sicurezza dalla frontiera nord-orientale. Tale linea consentirà inoltre di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Redipuglia - Divaca".

In funzione degli effettivi livelli di importazione che si verranno a determinare sulla frontiera Nord-Orientale (tenuto anche conto degli sviluppi sulla rete estera), potrà essere necessario prevedere opportuni rinforzi della rete interna a 380 kV, tra Friuli e il Veneto.

Elettrodotto di interconnessione a 132 kV "Prati di Vizze - Steinach (Austria)"

Per aumentare la capacità di scambio tra Italia ed Austria, verrà realizzato un collegamento a 132 kV con il Tirolo attraverso il valico del Brennero. A tal fine sarà riutilizzato l'elettrodotto "Prati di Vizze - Brennero", attualmente esercito in media tensione.

Nuovo elettrodotto di interconnessione a 150 kV "Sardegna – Corsica" (SAR.CO.)

Al fine di sfruttare i mutui benefici legati all'interconnessione sincrona di sistemi elettrici, sarà realizzato un nuovo collegamento in cavo sottomarino in corrente alternata a 150 kV tra la stazione elettrica di Bonifacio (Corsica) e una nuova stazione di smistamento a 150 kV nel comune di S. Teresa (SS). In una prima fase il collegamento si attesterà nella Cabina Primaria di S. Teresa.

²¹ *La doppia terna di interconnessione, in attesa che venga connessa direttamente alla stazione a 380 kV di Robbia su territorio svizzero, con attività da realizzare a cura Raetia, è attualmente costituita dalle linee "S.Fiorano - Filisur" e "Gorlago - Sils - der. Pradella".*

Parallelamente sarò realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra la nuova stazione di S. Teresa e la C.P. di Buddusò (SS), che consentirà di utilizzare alla piena potenza, senza limitazioni di esercizio, il futuro collegamento con la Corsica. Si potenzierà inoltre la rete nell'area nord della Sardegna, al fine di mantenere un adeguato livello di sicurezza e di qualità della fornitura, facendo fronte al carico elevato del periodo estivo.

3.3.4 Interventi di sviluppo per la qualità

Nel presente paragrafo sono sinteticamente descritte le principali attività di breve-medio periodo finalizzate prevalentemente al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

Tale categoria si riferisce in particolare agli interventi finalizzati al miglioramento della sicurezza e dell'affidabilità delle forniture a livello locale per macro-aree (alimentazione tramite la RTN di reti di distribuzione ed impianti utilizzatori).

Si tratta essenzialmente di interventi per la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione che consentono di prelevare potenza dalla rete AAT e di immetterla sulla rete AT di sub-trasmissione e di distribuzione 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 ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con notevoli benefici ambientali.

L'opportunità di realizzare nuove stazioni di trasformazione risulta strettamente correlata ai seguenti fattori di criticità:

- elevata crescita della domanda a livello locale in potenza ed energia;
- saturazione delle esistenti trasformazioni AAT/AT e delle reti AT funzionali all'alimentazione dei carichi, con rischi di violazione dei criteri di sicurezza statica (a rete integra ed in N-1).

In genere, per poter programmare correttamente una nuova stazione di trasformazione, è inoltre opportuno pervenire ad appositi accordi con i gestori delle reti di distribuzione direttamente coinvolte, al fine di definire preliminarmente le modalità ed i tempi per la realizzazione anche delle opere di competenza dei distributori (i raccordi di collegamento alla stazione stessa degli elettrodotti di distribuzione), in assenza delle quali il nuovo impianto risulterebbe solo parzialmente operativo.

Opportuni accordi con altri gestori di rete risultano importanti anche per la pianificazione di altri interventi di sviluppo per la qualità, come quelli relativi ai progetti di razionalizzazione delle reti AT. Tali attività hanno infatti una significativa valenza dal punto di vista della ottimizzazione del funzionamento della RTN, della riduzione dell'impatto ambientale e del miglioramento della qualità del servizio e, come accennato, coinvolgono spesso, oltre a impianti di trasmissione, anche elementi appartenenti ad altre reti in AT interoperanti con la RTN, come quelle di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione in provincia di Asti

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. La soluzione individuata in risposta a tali criticità prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione nell'area di Asti (in località Mongardino), alimentata dalla linea a 220 kV "Casanova – Vignole".

La nuova stazione, realizzata in classe 380 kV in vista di futuri sviluppi, consentirà di evitare, nel breve-medio periodo, consistenti interventi di rinforzo della rete a 132 kV in questione, che rappresenterebbero una soluzione di breve respiro con costi economici ed ambientali rilevanti.

Stazione a 380/132 kV in provincia di Treviso

Le previsioni in aumento dei carichi confermano l'esigenza di una nuova stazione 380/132 kV in provincia di Treviso, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Cordignano" di proprietà TERNA, da equipaggiare con almeno un ATR 380/132 kV da 250 MVA, al fine di evitare sovraccarichi in caso di fuori servizio di elementi di rete e mantenere un'accettabile qualità delle tensioni nell'area del trevigiano.

L'intervento 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 Vedelago (TV)".

Stazione a 380/132 kV di Carpi Fossoli (MO)

Per fronteggiare la crescente richiesta di energia nell'area delle Province di Modena e Reggio Emilia, sarà realizzata una nuova stazione a 380/132 kV nel Comune di Carpi in località Fossoli, nelle immediate vicinanze del sito dell'attuale centrale Carpi Turbogas.

La nuova stazione di Carpi riveste carattere di massima priorità in relazione all'esigenza di garantire l'alimentazione in sicurezza dei carichi nell'area.

L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 2001.

Nuova stazione a 380 kV in provincia di Macerata

Come accennato al par. 3.3.1, al fine di superare le criticità di alimentazione dei carichi in costante crescita della fascia costiera meridionale delle Marche, che impegnano notevolmente le attuali linee a 132 kV, soprattutto nel periodo estivo, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione a 380/132 kV in provincia di Macerata.

In assenza di interventi la situazione si porterebbe in futuro al limite di sicurezza e l'area risulterebbe esposta a rischi di disalimentazioni in caso di fuori servizio di linee o di trasformatori.

Con la nuova stazione migliorerà anche la qualità del servizio locale e si ridurrà l'esigenza di costruire nuove linee di alimentazione a 132 kV in uscita dalle stazioni di trasformazione di Candia e Rosara.

L'intervento 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 Abbadia (MC)".

Nuova stazione 380/220/150 kV nell'area pedemontana a est del Vesuvio

Una nuova iniezione di potenza dalla rete a 380 kV in un punto baricentrico al carico e posto fra le stazioni di Montecorvino e S. Sofia, consentirà di alimentare in sicurezza gli impianti della zona est del Vesuvio, attualmente connessi ad una rete in AT di limitata capacità, nonché di ridurre l'impegno della rete a 220 kV dell'area, riducendo così gli attuali condizionamenti sull'esercizio.

La realizzazione di una nuova stazione 380/220/150 kV nell'area rappresenta il primo passo per l'avvio di un vasto programma di razionalizzazione della rete che vedrà nel suo complesso l'eliminazione di numerosi impianti obsoleti a 60 kV ancora presenti nell'area compresa tra Caserta e Salerno, con contestuali notevoli benefici ambientali e paesaggistici.

L'intervento 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 Striano (NA)".

3.3.5 Piano di rifasamento della rete

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

Infatti, in determinate situazioni, 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 reattiva²²;
- elevati transiti di potenza che si instaurano essenzialmente sulle linee a 380-220 kV della rete di trasmissione (AAT) e che determinano, nel loro complesso, un comportamento della stessa come un ulteriore carico aggiuntivo di tipo induttivo o capacitivo, a seconda delle zone e delle situazioni;
- limiti di produzione/assorbimento massimo di reattivo da parte dei principali generatori connessi alla rete AAT.

Ne segue che, anche a livello pianificatorio, si rende necessario verificare se, nelle due situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema - e cioè di massima e di minima richiesta nazionale - sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene condotta con riferimento allo scenario di breve periodo, 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/reactori che si rendessero necessari, sono richiesti tempi medi contenuti.

Installazione di condensatori

La RTN è stata sinora caratterizzata da un buon grado di rifasamento capacitivo del carico che ha portato nel tempo la consistenza dei condensatori sul livello 132-150 kV (AT) al valore di circa 2700 MVAR (3000 MVAR se si considerano anche quelli presenti in stazioni AT non RTN).

Con l'aumento previsto del carico alla punta, soprattutto estiva²³, 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 termine²⁴ corrispondono ad un totale di circa 1100 MVAR e risultano distribuite sul territorio nazionale come di seguito:

Zona settentrionale: circa 550 MVAR nelle aree Milano Nord-Est, Brescia, Verona e Vicenza;

Zona centro settentrionale: circa 150 MVAR nelle aree di Bologna, Reggio Emilia e Parma;

Zona tirrenica: circa 300 MVAR nelle aree Lazio meridionale e Campania settentrionale;

Zona Adriatica: circa 100 MVAR nelle aree di Macerata e Bari.

²² E' 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 UCTE ed anche per massimizzare la possibilità di importazione.

²³ Caratterizzato negli ultimi tempi anche da "fattori di potenza" mediamente più bassi, dovuti alla sempre maggiore diffusione degli impianti di condizionamento dell'aria.

²⁴ Alcune batterie potranno essere installate solo in un secondo tempo, in quanto previste in stazioni future attualmente nel piano di lungo periodo.

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 (15 stazioni esistenti, facenti parte della RTN, e 6 future) di seguito specificate:

- stazioni esistenti: Bulciago (LC), Cislago (VA), Chiari (BS), Nave (BS), Travagliato (BS), Cordignano (TV), Sandrigo (VI), Nogarole R. (VR), Colunga (BO), Rubiera (RE), Parma Vigheffio (PR), Latina (LT), Ceprano (FR), Montecorvino (SA), Patria (NA) e Bari Ovest (BA);
- stazioni future: nuova stazione nell'area industriale di Vicenza²⁵, Vicenza Monteviale (VI), nuova stazione in provincia di Macerata²⁶, S.Sofia (CE) e nuova stazione nell'area pedemontana a est del Vesuvio²⁷.

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 AAT riflette direttamente lo scenario previsto nel breve-medio periodo. Infatti le nuove installazioni riguardano:

- nodi dell'area Nord prettamente a ridosso dei confini e quindi più direttamente influenzati dall'aumento previsto dei livelli di importazione (anche a seguito della nuova linea di interconnessione "S.Fiorano-Robbia");
- 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 sufficienti margini di tensione sui morsetti MT dei generatori di potenza più elevata (maggiore di 200 MW) 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 RTN²⁸.

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

Installazione di reattanze di compensazione

La necessità di provvedere all'installazione di nuova potenza reattiva di tipo induttivo (reattori) è una problematica che si è affacciata solo di recente nella gestione del sistema AAT, anche a

²⁵ 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)".

²⁶ 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)".

²⁷ 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)".

²⁸ E' stata stimata una riduzione delle perdite alla punta di circa 10 MW sulla sola rete AAT.

seguito dei problemi di sicurezza del sistema elettrico che si sono evidenziati nel corso degli ultimi tempi.

Infatti nelle ore di bassissima richiesta²⁹ le tensioni sulla rete a 380-220 kV tendono a raggiungere valori pericolosi a causa dello scarso impegno delle linee. In tali occasioni dell'anno si era sempre provveduto, con opportune manovre di esercizio, al contenimento degli effetti derivanti sulla rete.

Il GRTN già con il precedente PdS aveva programmato l'installazione di 2 reattanze, ciascuna da 160 MVAR, nei nodi a 220 kV di Roma Nord e Roma Sud. Successivamente una serie di studi promossi nell'ambito del "Programma per il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale" hanno individuato nel breve periodo (2005-2006) la necessità di installare ulteriori banchi di reattanze induttive al fine di consentire, anche in ore vuote, l'esercizio completamente magliato della rete AAT.

Il piano di installazione dei nuovi reattori interesserà complessivamente 6 stazioni della RTN, prevedendo l'inserimento della nuova potenza (reattanze trasversali da 200 MVAR l'una) direttamente sulle sezioni AAT. Nel seguito si elencano, in base alla priorità di installazione, gli impianti interessati:

- 1) stazione a 380 kV di Poggio a Caiano (FI),
- 2) stazione a 380 kV di Suvereto (LI),
- 3) stazione a 380 kV di Valmontone (RM),
- 4) stazione a 380 kV di Gorlago (BG),
- 5) stazione a 380 kV di Dolo (VE),
- 6) stazione a 380 kV di Villanova (PE).

Si è evidenziata altresì la necessità di prevedere un reattore da 100 MVAR sulla rete AAT nell'area occidentale della Sicilia.

Sono state effettuate analisi di sensibilità su scenari di breve-medio periodo che hanno confermato la necessità sia delle precedenti installazioni, previste nel PdS 2004, che di quelle programmate ex novo (anche in termini di dislocazione e di priorità di intervento).

L'installazione di nuova potenza induttiva sulla RTN apporterà notevoli benefici in termini di incremento dei livelli di sicurezza e stabilità del sistema elettrico. In particolare con le analisi svolte si è rilevato che, anche nelle condizioni di minima richiesta annua, le tensioni si manterranno al di sotto della soglia massima di 420 kV con un sufficiente margine di sicurezza. Per quanto concerne invece le perdite, le simulazioni effettuate non hanno evidenziato significative variazioni delle stesse.

Si segnala comunque la possibile esigenza di ulteriori installazioni, per le quali sono richieste verifiche supplementari sulla base degli scenari futuri che si andranno a determinare.

3.4 Piano di Sviluppo di lungo termine

Nella presente sezione vengono presentate le possibili azioni di sviluppo individuate dal Gestore in risposta alle criticità di maggiore rilevanza previste sulla rete previsionale in un orizzonte di più lungo periodo.

²⁹ *In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al disotto del 40% rispetto alla punta massima.*

Rispetto alle attività di sviluppo del par. 3.2.3, tali interventi risultano meno urgenti, in relazione ad uno o più dei seguenti aspetti:

- rispondono ad esigenze di rete (ad es. future congestioni o futuri poli produttivi limitati) individuate con riferimento a scenari di produzione che si prevede debbano concretizzarsi nel quinquennio successivo al prossimo;
- apportano concreti benefici solo a seguito del completamento di altre opere di sviluppo ad essi propedeutiche;
- sono in generale caratterizzati da un maggior grado di incertezza anche dal punto di vista autorizzativo e realizzativo.

Riguardo a tale ultimo aspetto, come accennato, le attività di sviluppo di lungo periodo sono talvolta espresse attraverso proposte di interventi meno definite nel dettaglio e caratterizzate da una maggiore flessibilità in relazione alla loro adattabilità nel territorio.

Tali interventi sono in generale finalizzati a garantire, nel lungo periodo, la riduzione delle congestioni di rete con conseguente maggior offerta di energia sul mercato elettrico per la copertura della domanda, e il miglioramento della qualità, continuità ed affidabilità del servizio.

Similmente a quanto fatto al par. 3.3, anche gli interventi previsti nel lungo periodo sono qui sinteticamente descritti raggruppandoli in base ai principali benefici ad essi correlati, quali: la riduzione delle congestioni e dei futuri poli di produzione limitati, l'incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero, il miglioramento della qualità e continuità di alimentazione del carico.

Non si esclude tuttavia che, anche al mutare delle condizioni al contorno (modifica degli scenari di generazione e carico, autorizzazioni ottenute prima del previsto per gli impianti in questione o per altri ad essi propedeutici), possano modificarsi i principali benefici e il livello di rilevanza associati alle diverse attività di sviluppo e che alcuni interventi al momento inquadrati in un orizzonte di lungo periodo, possano essere completati nel breve-medio periodo.

Il dettaglio di tutti gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo di lungo termine è riportato nell'**Allegato 2** al presente documento. A differenza delle opere di sviluppo programmate nel breve-medio termine, per le attività di lungo periodo non viene espressa la data di completamento dei lavori, non essendo attualmente possibile prevedere con un grado di approssimazione accettabile l'ultimazione degli interventi.

3.4.1 Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni di rete

Sono riportate in sintesi nel presente paragrafo le principali attività di lungo periodo, funzionali prevalentemente alla riduzione delle congestioni sulla rete di trasmissione. Tali interventi consentono di superare le previste limitazioni di esercizio di alcuni impianti di generazione futuri ed esistenti, rendendo così disponibili maggiori quantitativi di potenza, in qualche caso essenziali per la copertura del fabbisogno previsionale di lungo termine.

Necessità di potenziare la capacità di trasporto a 380 kV da Voghera (PV) a La Casella (PC)

In considerazione delle nuove centrali in ciclo combinato che entreranno in servizio nel lungo periodo e della futura interconnessione con la Francia, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna in uscita dalla stazione di smistamento di Voghera verso il nodo a 380 kV di La Casella (PC).

Elettrodotto a 380 kV "Villanova - Gissi"

A seguito della futura connessione della nuova centrale Abruzzo Energia di Gissi (CH), è programmata la realizzazione di una nuova linea a 380 kV in doppia terna che collegherà la stazione elettrica di Villanova con la futura stazione di Gissi. La realizzazione della linea, funzionale a superare le congestioni previste sulla rete a 380 kV, risulta strettamente correlata alle attività di costruzione delle centrali della fascia costiera medio-adriatica ed in particolare della centrale Abruzzo Energia di Gissi la cui stazione annessa costituisce un nodo del collegamento.

Elettrodotto a 220 kV "Partinico – Fulgatore"

Al fine di alimentare in sicurezza la Sicilia occidentale, è programmata la realizzazione della nuova linea "classe 380 kV" da esercire a 220 kV "Partinico - Fulgatore" che, rispetto all'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 di alimentazione della locale rete a 150 kV.

Inoltre, con tale rinforzo di rete si favorirà la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area.

3.4.2 Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero

A completamento di quanto riportato nel par. 3.3.3, sono di seguito descritti i principali interventi programmati nel lungo termine per rinforzare ulteriormente l'interconnessione ed incrementare gli scambi di energia con l'estero.

Nuovo elettrodotto di interconnessione a 380 kV Italia-Austria

Al fine di incrementare la capacità di interconnessione con l'Austria e aumentare la potenza importabile in sicurezza dalla frontiera nord-orientale, verrà realizzata la nuova linea in doppia terna a 380 kV per collegare la direttrice RTN Nord-Ovest "Udine Ovest - Sandrigo" al nodo a 380 kV di Lienz in Austria. Tale costruzione prevede la dismissione dalla RTN dell'attuale interconnessione a 220 kV "Soverzene - Lienz", in modo da limitare l'impatto ambientale del nuovo collegamento.

Una volta concordata con le parti interessate la localizzazione dei nuovi impianti da realizzare, potranno essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione nell'area - già oggetto di studio per quel che riguarda in particolare la zona del Bellunese compresa tra Soverzene, Polpet e Sospirolo - al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio.

L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Elettrodotto a 380 kV Cordinano (TV) – Lienz (Austria)".

Potenziamento dell'interconnessione tra Italia e Francia

Il GRTN è fortemente interessato nello studio della realizzazione di una nuova linea di interconnessione in doppia terna tra il Piemonte e il territorio francese. Di conseguenza, GRTN sta lavorando con RTE - gestore della rete di trasmissione francese - al fine di predisporre un accordo per effettuare studi congiunti, definire nel dettaglio i progetti per la suddetta linea di interconnessione e verificare la possibilità di incrementare la capacità di trasmissione attraverso gli esistenti impianti dei sistemi elettrici italiano e francese.

3.4.3 Interventi di sviluppo per la qualità

Sono di seguito descritte in sintesi le principali attività finalizzate prevalentemente al miglioramento della qualità e continuità del servizio nel lungo periodo.

Analogamente a quelli previsti nel breve-medio termine, gli interventi in questione consistono essenzialmente nella realizzazione di nuove stazioni di trasformazione funzionali a:

- ridurre l'impegno previsto per le trasformazioni nelle stazioni esistenti,
- ridurre il trasporto di potenza su lunghe distanze attraverso linee in AT di trasmissione e di distribuzione prossime alla saturazione,
- migliorare l'economicità del servizio mediante la riduzione delle perdite di energia sulla rete.

Spesso per le nuove stazioni di trasformazione programmate nel lungo periodo risultano ancora da definire i dettagli circa l'esatta localizzazione degli impianti e conseguentemente da completare gli accordi tecnici preliminari tra il GRTN e i gestori delle reti di distribuzione direttamente coinvolte, per la realizzazione dei raccordi di collegamento a linee di distribuzione nuove e/o esistenti.

Altri interventi per il miglioramento della qualità e dell'economicità del servizio, riportati nell'Allegato 2, consistono in:

- attività di potenziamento di elettrodotti o di rinforzo della magliatura di rete, come nuovi raccordi a stazioni di trasformazione o smistamento;
- razionalizzazioni di rete, finalizzate all'ottimizzazione del funzionamento della RTN nel lungo termine ed alla riduzione dell'impatto ambientale.

Stazione a 380/132 kV nell'area industriale di Vicenza

Nell'area industriale di Vicenza, caratterizzata da una vivace crescita del carico, sussiste l'esigenza di una nuova stazione di trasformazione, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Dugale" (in posizione baricentrica rispetto ai carichi dell'area) e da equipaggiare in un primo momento con un autotrasformatore 380/132 kV da 250 MVA.

L'intervento è inserito tra quelli di lungo periodo perché è previsto che la realizzazione nel breve termine della nuova sezione 132 kV presso Vicenza Monteviale (VI) possa nel frattempo garantire il contributo necessario al miglioramento della qualità del servizio nell'area.

L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Montecchio (VI)".

Nuova stazione di trasformazione 380/132 KV a Nord di Bologna

In considerazione del previsto aumento dei carichi in Emilia, la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione nell'area settentrionale della Provincia di Bologna consentirà di ridurre il grado di utilizzazione degli ATR installati nelle attuali S.E. di Colunga, Martignone e S. Damaso, migliorando la continuità e la qualità della alimentazione della locale rete a 132 kV.

Cambio del livello di tensione AT da 120 a 132 kV nel Centro Italia

Al fine di rendere operativo il cambio della tensione di esercizio da 120 kV a 132 kV della rete elettrica delle Regioni Marche, Umbria e Nord dell'Abruzzo, uniformandosi così ai valori standard delle Regioni limitrofe, sono previsti interventi su alcune linee per permetterne l'utilizzo alla nuova tensione (previa modifica dell'attuale autorizzazione di esercizio).

Con il rinnovo di queste linee a 120 kV e l'adeguamento di alcuni apparati di stazione, potrà essere attuato il cambio della tensione d'esercizio. In tal modo risulterà incrementata la capacità di

trasporto della rete (alla corrente limite) e si potranno così posticipare di almeno 3÷4 anni i potenziamenti di rete eventualmente necessari, nell'ipotesi di un prevedibile incremento annuo del carico pari a circa il 3%.

L'intervento consentirà inoltre di migliorare la qualità e l'economicità del servizio di trasmissione, in quanto, in relazione al minor impegno delle linee e dei trasformatori, si stima una riduzione per le perdite di potenza in rete di 10÷15 MW a parità di potenza trasmessa.

Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area a nord di Bari

La realizzazione della nuova stazione in oggetto consentirà di alimentare in sicurezza i carichi nell'area di Bari, superando le attuali criticità di esercizio della stazione di trasformazione di Bari Ovest e della rete AT ad essa afferente, ormai prossime alla saturazione. Il collegamento della nuova stazione alla linea a 380 kV "Brindisi – Andria" permetterà inoltre di esercire in sicurezza la rete a 150 kV tra Brindisi e Bari, attualmente interessata da pericolosi fenomeni di trasporto verso nord delle potenze prodotte dal polo di Brindisi.

Nuova stazione di trasformazione in provincia di Caltanissetta.

Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'Isola, nonché favorire l'ingresso in rete di nuove centrali eoliche, il tracciato del nuovo elettrodotto a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna" sarà tale da passare vicino e raccordarsi alla stazione di Caltanissetta, progettata e realizzata con infrastrutture adatte ad accogliere una trasformazione 380/150 kV.

Tale intervento si avvarrà delle opportunità infrastrutturali già esistenti e consentirà di alimentare in riserva la rete AT di Agrigento, migliorando la qualità della rete locale e semplificando le attività e i tempi di manutenzione ordinaria.

3.5 Ulteriori ipotesi di sviluppo della rete

Nel presente paragrafo vengono riportate ulteriori possibilità di sviluppo, determinate principalmente da esigenze endogene della RTN, dall'import o dall'evoluzione del parco produttivo, che richiedono ulteriori approfondimenti per essere definite e non riportate quindi negli Allegati di dettaglio.

3.5.1 Potenziamenti interni della RTN in valutazione

Ricostruzione in classe 380 kV dell'elettrodotto "Casanova – Vignole"

E' all'esame l'opportunità del riclassamento, mediante ricostruzione in classe 380 kV, dell'esistente elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole". L'intervento, comunque previsto nel lunghissimo periodo in considerazione dell'obsolescenza dell'esistente elettrodotto a 220 kV, consentirebbe, in funzione del previsto incremento della capacità di interconnessione con la Francia, di migliorare il trasporto da ovest verso est.

Nuovo collegamento a 380 kV tra la nuova stazione in provincia di Macerata e Teramo

In considerazione delle numerose iniziative di nuove centrali sulla costa adriatica e nel sud Italia, è allo studio l'eventualità di un raddoppio della dorsale adriatica tra la nuova stazione in provincia di Macerata e la stazione di Teramo, raccordando quest'ultima alla linea a 380 kV "Montalto - Villanova". Questo anche in considerazione dell'esito degli studi sugli elettrodotti nel Meridione sotto indicati.

Per la realizzazione del nuovo collegamento potrebbero essere sfruttati i tracciati degli attuali impianti a 220 kV che sarebbero riclassati a 380 kV.

Raddoppio della dorsale medio-adriatica a 380 kV tra Foggia e Gissi (CH)

Considerato che è già programmata una nuova linea a 380 kV tra la futura stazione (di connessione della centrale Abruzzo Energia) di Gissi e la stazione di Villanova (cfr. par. 3.4.1), è all'esame la possibilità di completare il raddoppio della direttrice adriatica mediante la realizzazione di un secondo elettrodotto a 380 kV fra le stazioni a 380 kV di Foggia e Gissi. L'intervento è funzionale alla eventuale riduzione dei vincoli al trasporto, possibili nel più lungo periodo, delle potenze prodotte nel Sud Italia verso le aree di carico del centro-nord.

Rinforzi della rete elettrica a 380 kV in Calabria e verso la Campania

Al fine di superare i possibili vincoli di esercizio della rete a 380 kV compresa tra i futuri poli di produzione previsti in Calabria e le aree di carico presenti in Campania ed in altre regioni del centro-sud, potrà risultare necessario rinforzare tali sezioni di rete critiche mediante la realizzazione di nuovi elettrodotti a 380 kV. Al riguardo, gli studi effettuati e quelli ancora in corso non escludono la possibilità di realizzare, tra l'altro:

- una trasversale a 380 kV tra l'esistente direttrice "Laino – Rossano – Scandale – Rizziconi" e la costruenda direttrice "Rizziconi – Feroleto – Laino",
- nuove direttrici a 380 kV tra l'area centro-sud della Calabria e le citate aree di carico del centro-sud Italia.

Tale attività si inquadra tra quelle previste nell'ambito dell'Accordo di Programma, sottoscritto a Napoli in data 21 Luglio 2004 dal GRTN e dalle Regioni Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia al fine di "favorire lo sviluppo delle opere elettriche di interesse nazionale destinate al trasporto di energia elettrica sul territorio delle Regioni firmatarie ed a valutare la fattibilità di realizzazione di ulteriori collegamenti elettrici in altissima tensione nell'Italia meridionale, in funzione della possibilità di incremento della capacità produttiva di energia elettrica sia all'interno delle Regioni firmatarie, che all'esterno di esse".

Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV di Tito (PZ)

Per migliorare la qualità del servizio e la sicurezza di alimentazione dei carichi in Basilicata - attualmente alimentati dalla sola stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera - è in valutazione, nel quadro delle analisi di cui al punto precedente, anche la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione nell'area di Tito, da collegare eventualmente lungo la direttrice in fase avanzata di studio tra la Calabria e la Campania. Tale soluzione permetterebbe di sfruttare le infrastrutture AT esistenti (già adeguate per un impianto di trasformazione 380/150 kV) e di ridurre i fenomeni di flicker che caratterizzano gli impianti presenti nell'area di Potenza.

Nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Ciminna

Sono all'esame successivi ulteriori sviluppi rispetto al previsto nuovo elettrodotto a 380 kV "Chiaromonte Gulfi – Ciminna", finalizzati a realizzare la chiusura in anello sulla stazione di Sorgente della rete a 380 kV lungo la costa tirrenica.

L'intervento di sviluppo è correlato all'evoluzione della generazione nell'Isola o a una nuova possibile interconnessione con il Nord Africa (allo studio).

Anche questo intervento verrà esaminato nel quadro delle attività previste nell'ambito dell'Accordo di Programma già citato.

Nuovo collegamento a 380 kV tra Paternò e Melilli

E' oggetto di valutazione anche la realizzazione di un collegamento a 380 kV tra le stazioni di Paternò (CT) e Melilli (SR). La realizzazione di tale collegamento risulterebbe funzionale al trasporto della potenza prodotta da nuove centrali previste lungo la costa orientale dell'Isola. Lo studio si inserisce nel quadro delle attività previste dal Protocollo di Intesa firmato in data 26.08.2004 da GRTN, Regione Siciliana, ENEL Distribuzione e alcune imprese industriali dell'area in questione.

3.5.2 Future interconnessioni con l'estero allo studio

Elettrodotto di interconnessione in GIL attraverso il tunnel di base del Brennero

Proseguono gli studi di fattibilità - finanziati dalla Commissione Europea - propedeutici alla realizzazione di una nuova interconnessione elettrica tra Italia e Austria attraverso il tunnel di servizio del futuro traforo ferroviario del Brennero.

Questo progetto è destinato ad integrarsi con la realizzazione di un nuovo collegamento per l'alta velocità ferroviaria che, mediante un tunnel di circa 60 km, unirà le città di Bressanone (BZ) e Innsbruck.

Lo studio di fattibilità mira ad individuare la capacità ottimale di trasmissione del collegamento - da realizzare con tecnologie altamente innovative - nel contempo razionalizzando le porzioni di rete di trasmissione italiana e austriaca interessate dal progetto, con conseguenti vantaggi tecnici, economici ed ambientali.

Elettrodotto di interconnessione a 380 kV "Regoledo - Lavorgo" con la Svizzera

A valle di studi interni finalizzati a valutare la soluzione tecnico-economica ottimale per un potenziamento dell'interconnessione sul versante Nord-Ovest, è stata individuata e prospettata al gestore svizzero ATEL l'ipotesi di riclassamento a 380 kV dell'attuale interconnessione a 220 kV "Mese - Gorduno", con opportuno potenziamento/razionalizzazione delle reti a monte e a valle per consentire di trasportare la potenza di import verso i centri di carico della Lombardia (cfr. Studio della razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna).

La realizzazione degli interventi nel tratto sul territorio italiano è subordinata alla ratifica degli accordi con la società elettrica svizzera ATEL.

Studio per una interconnessione con l'Algeria

Il Gestore ha completato lo studio di fattibilità tecnico-economica per un collegamento sottomarino in corrente continua tra l'Algeria e l'Italia, in base al Memorandum di intesa siglato dai Ministri

dell'industria algerino e italiano in data 3 ottobre 2001 e a seguito dell'Accordo di Cooperazione tra SONELGAZ e GRTN siglato il 23 Dicembre 2002.

Il rapporto finale, approvato dai due operatori elettrici algerino e italiano, individua due alternative di progetto tecnicamente fattibili:

- connessione diretta tra Algeria (El Hadjar 2) e Italia continentale (Latina), con un cavo HVDC di potenza nominale pari a 1000 MW.
- connessione tra Algeria (El Hadjar 2) e Sardegna (Cagliari Sud) in due stadi temporali - collegamento iniziale con un polo da 500 MW e successiva trasformazione a bipolo da 1000 MW - con correlato rinforzo della rete AAT sarda e sfruttamento sinergico del futuro cavo SAPEI tra Sardegna e Italia continentale.

L'analisi di sensibilità ha dimostrato che la redditività dell'investimento è fortemente dipendente da numerosi fattori di tipo economico ad oggi non definibili con certezza (ad esempio l'effettiva disponibilità del collegamento HVDC, il costo del gas naturale in Algeria, ecc...).

Studio per una interconnessione con il Nord Africa (Libia e Tunisia)

Al fine di favorire la sicurezza degli approvvigionamenti e la crescita del mercato energetico, il Governo italiano ha previsto uno stanziamento a favore del Gestore per lo studio di elettrodotti di collegamento tra il Nord Africa e l'Italia.

Oltre all'Algeria, per la cui interconnessione è stato completato uno studio specifico, i Paesi africani interessati dal possibile collegamento sottomarino sono la Tunisia, con il quale Paese è stato sottoscritto un protocollo di cooperazione energetica dal Governo italiano, e la Libia, con la cui società di stato GECOL il Gestore ha avviato contatti preliminari.

Il Gestore sta avviando studi di fattibilità tecnico-economica separati per i singoli progetti di interconnessione.

3.5.3 Razionalizzazioni allo studio

Studio della razionalizzazione dei sistemi elettrici interessanti l'alta Val d'Adige

Prosegue lo studio per la razionalizzazione del sistema elettrico che interessa il territorio della Val d'Adige.

Obiettivo dello studio è definire un sistema integrato di trasmissione 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 ed ambientali.

Lo studio si sta focalizzando sulla rete AAT, individuando le nuove direttrici a 380 kV da realizzare sul territorio delle Province di Trento e di Bolzano e gli elettrodotti - soprattutto sul livello 220 kV - che potranno essere dismessi dalla RTN.

Sono inoltre in corso di definizione le esigenze elettriche di future stazioni - principalmente sul livello 380 kV, che dovranno 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 a 132 kV).

Lo studio ha individuato sulla direttrice a 380 kV Nave-Sandrigio i possibili punti di aggancio del futuro sistema di trasporto a 380 kV del Trentino Alto Adige con gli impianti AAT attualmente esistenti in Veneto e Lombardia.

L'utilizzo dei risultati dello studio ai fini dell'effettiva realizzazione del progetto di razionalizzazione è condizionato ai risultati di uno studio di fattibilità tecnico-economica, che dovrà valutare la remunerabilità dell'investimento.

Studio della razionalizzazione dei sistemi elettrici nell'area del Bellunese

Il GRTN ha effettuato studi di razionalizzazione nell'area, interessata da un elevato numero di impianti a 220 e 132 kV, i cui benefici in termini di salvaguardia del territorio potranno essere combinati con le esigenze di sviluppo della rete una volta definiti e concordati con le parti interessate i nuovi impianti elettrici che insisteranno nell'area. In particolare, nella zona del Bellunese compresa tra Soverzene, Polpet e Sospirolo potrebbe essere realizzata una stazione a 380 kV, importante non solo come nodo di partenza del futuro collegamento verso Lienz (Austria), ma anche come opportunità infrastrutturale da utilizzare per una futura dorsale a 380 kV verso l'ipotizzato sistema a 380 kV in Alta Val d'Adige.

Studio della razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna

In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma siglato presso il MAP in data 24 giugno 2003, il GRTN, la Provincia di Sondrio e vari Enti locali stanno proseguendo le attività del gruppo di lavoro congiunto per la discussione di un piano di razionalizzazione della rete elettrica di trasmissione del territorio interessato dalla futura linea di interconnessione a 380 kV "Regoledo - Lavorgo".

La Provincia di Sondrio ed il GRTN hanno predisposto un elenco di interventi che costituisce la base di lavoro con i Comuni e le Comunità montane in termini di individuazione dei corridoi e di localizzazione degli impianti.

Nell'ambito dello studio di razionalizzazione, è anche all'esame l'opportunità di realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV a Nord di Milano, per contribuire all'alimentazione in sicurezza dei carichi nell'area.

3.6 Acquisizione di elementi di rete esistenti nell'ambito della RTN

3.6.1 Il Decreto di ampliamento dell'ambito della RTN

Come noto, il Decreto MAP del 23.12.02 sull'ampliamento dell'ambito della RTN prevede, all'Articolo 2, che "Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. provvede ad inserire eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti nel Piano di sviluppo triennale [...]".

Con tale Decreto, il MAP 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 (ad esempio elementi di rete di distribuzione, reti RFI, impianti in alta tensione di proprietà di produttori, utenti, ecc.).

A tal fine il GRTN, in conformità alle modalità previste all'art. 2 del D.M. 23 dicembre 2002, formula le proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti come riportate di seguito.

Ovviamente, essendo espressamente previsto nel citato decreto un accordo preventivo con i titolari di rete, le proposte di acquisizione non sono determinate unilateralmente dal GRTN, ma sono state preventivamente concordate con i soggetti che hanno la disponibilità degli elementi di rete da acquisire.

In merito alla procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, si rimanda comunque a quanto riportato nel Codice di rete.

3.6.2 Criteri per l'acquisizione di elementi di rete nell'ambito della RTN

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

Gli elementi di rete da inserire nell'ambito sono stati determinati in modo da evitare casi che comportano difficoltà nelle attività di gestione, esercizio e manutenzione, o situazioni che possano creare ostacoli con sovrapposizioni di competenze nello sviluppo della rete in AT.

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

Collegamento a lavori di sviluppo della RTN

Gli elementi oggetto di proposta sono di norma correlati ad interventi di sviluppo che scaturiscano da esigenze coordinate e concordate tra il GRTN e altri gestori; come accennato queste proposte di acquisizione sono individuate al fine di evitare che, a seguito di interventi sulla rete, si vengano a creare sovrapposizioni di competenze tra diversi gestori di rete.

Si vuole in tal modo cercare di superare le difficoltà che si sono già incontrate nella gestione dello sviluppo coordinato delle reti interoperanti con la RTN (cfr. par.2.3.2), favorendo un accordo tra le parti che individui una soluzione di comune soddisfacimento soprattutto in vista della gestione, dell'esercizio e della manutenzione della rete.

Mantenimento o ripristino di direttrici di trasmissione

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

3.6.3 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti

Nella **Tabella 8** che segue sono riportati gli elementi di rete esistenti di cui il GRTN propone l'acquisizione nell'ambito della RTN, così come previsto dell'Articolo 2 del Decreto MAP del 23 dicembre 2002. Tali acquisizioni sono state preventivamente concordate con i soggetti che hanno la disponibilità degli impianti.

Il GRTN provvederà a modificare l'ambito della RTN includendo in essa gli elementi di rete di cui alla Tabella 5, previo conferimento degli elementi di rete in questione, da parte dei soggetti che ne

hanno attualmente la disponibilità, alle Società Titolari di RTN definite nel D.Lgs. n. 79/99, fermo restando che la remunerazione corrisposta dal GRTN ai Titolari per gli elementi di rete che saranno inclusi nell'ambito della RTN, sarà conforme alla normativa vigente.

- Tabella 8 -
Elementi di rete esistenti da acquisire nell'ambito della RTN

Elettrodotti

Elettrodotti nella Regione Lombardia

Denominazione Linea		Tensione [kV]	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO			
Bulciago	Nibionno	132	ENEL Distribuzione	4,71
Nibionno	Carugo	132	ENEL Distribuzione	8,32
Carugo	Salice	132	ENEL Distribuzione	4,58
Salice	Novedrate	132	ENEL Distribuzione	1,89

Elettrodotti nella Regione Toscana

Denominazione Linea		Tensione [kV]	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO			
Isola Santa	Strettoia	132	ENEL Distribuzione	14,27

Elettrodotti nella Regione Campania

Denominazione Linea		Tensione [kV]	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO			
Benevento	Benevento 2	150	ENEL Distribuzione	6,35

Elettrodotti nella Regione Sicilia

Denominazione Linea		Tensione [kV]	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO			
Viagrande	S. Venerina	150	ENEL Distribuzione	6,8
S. Venerina	S. Venerina all	150	ENEL Distribuzione	4,9

Stazioni

Stazioni nella Regione Piemonte

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
Montestrutto	132	ENEL Distribuzione
Cuneo San Rocco	132	ENEL Distribuzione
Sarpom Trecate	132	ENEL Distribuzione
Serene Rivalta	132	ENEL Distribuzione

Stazioni nella Regione Lombardia

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
C.S. Certosa	220	ENEL Distribuzione
C.S. Cormano	220	ENEL Distribuzione
Stazione C.le Mincio	132	ASM Brescia

Stazioni nella Regione Emilia Romagna

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
Centro Energia Ferrara	132	ENEL Distribuzione
Degussa	132	ENEL Distribuzione
Lonza	132	ENEL Distribuzione

Stazioni nella Regione Toscana

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
Impianto di Consegna Agip Petroli	132	ENEL Distribuzione
Sez. Sondel Porcari	132	ENEL Distribuzione

Infine in **Tabella 9** sono elencati gli elementi di rete di cui il GRTN 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, il GRTN provvederà a dismettere dalla RTN gli elementi di rete di cui alla Tabella 6, previo conferimento degli elementi di rete in questione da parte dei Titolari di RTN alle Società interessate all'acquisizione.

- Tabella 9 -
Elementi in servizio da dismettere dalla RTN

Elettrodotti

Elettrodotti nella Regione Piemonte

Denominazione Linea		Tensione [kV]	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO			
Rondissone	ex Chiasso Termica	132	TERNA	0,65

Elettrodotti nella Regione Marche

Denominazione Linea		Tensione [kV]	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO			
Colbordolo	S. Martino in XX	132 (ex linea 220 kV "Candia- Colunga")	TERNA	30

Elettrodotti nella Regione Puglia

Denominazione Linea		Tensione [kV]	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO			
Taranto Nord	Taranto Nord CP	150	TERNA	0,2

Elettrodotti nella Regione Sicilia

Denominazione Linea		Tensione kV]	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO			
Zappulla FS	Capo d'Orlando all.	150	TERNA	0,1
S. Agata	Capo d'Orlando all.	150	TERNA	10,8
Capo d'Orlando	Capo d'Orlando all.	150	TERNA	6,1

Stazioni

Stazioni nella Regione Emilia Romagna

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
Bando d'Argenta (FE)	132	TERNA

Stazioni nella Regione Marche

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
Candia C.P.	132/MT	TERNA

Stazioni nella Regione Puglia

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
CP Taranto Nord	150	TERNA

4 Risultati attesi

La pianificazione dello sviluppo del sistema di trasmissione è chiamata a rispondere alle molteplici esigenze, a volte contrastanti, che progressivamente si presentano nella gestione della rete stessa. Da questo punto di vista, il presente Piano vuole rappresentare un soddisfacente compromesso tecnico-economico-ambientale e pertanto esso è stato concepito al fine di conciliare al meglio, da un lato le primarie esigenze di approvvigionamento e gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale, dall'altro l'obiettivo di limitare al massimo i vincoli di rete a favore del libero scambio di energia tra le varie aree del Paese.

Le numerose simulazioni, effettuate su diversi scenari limite, hanno evidenziato, anche nell'immediato futuro, l'accentuarsi di alcuni fenomeni già presenti sulla rete attuale. Il più palese è quello relativo ai sostenuti transiti di energia tra il Nord-Ovest ed il Nord-Est del Paese, pur in presenza delle nuove interconnessioni con l'estero previste.

Altro fenomeno - destinato ad accrescersi nel lungo periodo - è quello che prevede una tendenza dei flussi sulla rete a 380 kV con significativi transiti dal Centro-Sud verso il Centro-Nord del Paese.

Non vanno dimenticate inoltre, in questa sede, le difficoltà già oggi esistenti di trasferimento dell'energia prodotta in Puglia e in Calabria verso le aree maggiormente deficitarie; difficoltà che potranno solo aggravarsi nel prossimo futuro (in mancanza di sviluppo della rete) viste le numerose iniziative produttive autorizzate in queste aree del Paese.

Tutti problemi questi che cercheranno soluzione negli interventi proposti nel presente Piano.

Al contrario, il protrarsi di queste tendenze, senza un'adeguata risposta, potrebbe condurre in primo luogo a limitazioni nell'approvvigionamento e negli scambi di potenza, col rischio di non coprire il fabbisogno alla punta con adeguati margini di riserva, in secondo luogo ad una progressiva inefficienza della rete, con perdite complessive molto elevate e con il rischio di una significativa riduzione del livello di qualità del servizio.

Altro elemento non trascurabile, con gli interventi previsti, è il mantenimento a livelli accettabili del peso delle perdite sulla rete di trasmissione. Tale risultato è ancor più rilevante se si considerano i notevoli incrementi previsti sia della richiesta complessiva che della generazione.

In definitiva, i risultati che si attendono a valle della realizzazione del Piano vanno, nel concreto, da una parte a limitare i vincoli di utilizzo e gestione della Rete di Trasmissione, dall'altra ad incrementare la qualità della Rete stessa, migliorandone le caratteristiche strutturali e l'efficienza.

In seguito vengono presentati i principali risultati attesi a fronte del completamento delle opere previste nel Piano, osservando tuttavia la compresenza di altri benefici non quantificabili, ma comunque determinanti al fine di un valido ed armonioso sviluppo del sistema di trasmissione, non ultimi il rispetto dell'ambiente, ove possibile, nonché l'apertura e la preparazione di tutto il comparto all'avvento della liberalizzazione del mercato dell'energia ed in definitiva un valido aiuto allo sviluppo economico del Paese.

4.1 Incremento di consistenza della RTN

A seguito degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2005 risultano complessivamente programmate 57 nuove stazioni (di cui 24 per la connessione di nuovi impianti di produzione) e potenziate le trasformazioni in 24 stazioni esistenti; la capacità di trasformazione si incrementerà di oltre 15'250 MVA. Inoltre si stima che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 3'000 km (esclusi i riclassamenti dal 220 kV), quella a 220 kV si ridurrà di circa 1'000 km, di cui una parte sarà riclassata a 380 kV (circa 100 km) ed una parte sarà riutilizzata a 132-150 kV (circa 300 km).

Per quanto riguarda invece la rete a 132-150 kV di competenza del GRTN, la sua consistenza a seguito di nuove realizzazioni programmate aumenterà di circa 700 km (esclusi i declassamenti dal 220 kV). Complessivamente la rete di trasmissione nazionale, tenuto conto di tutti i livelli di tensione, si incrementerà quindi, per attività di sviluppo, di oltre 3'100 km.

Nelle **Tabelle 10.a e 10.b** che seguono è riportato un riepilogo delle attività sulla RTN previste nel Piano di Sviluppo, ripartite in interventi a breve-medio termine e a lungo termine e per livello di tensione.

- Tabella 10.a -
Riepilogo interventi sulla RTN

	Nuove Stazioni <i>[n.]</i>	Di cui per connessione centrali <i>[n.]</i>	Incremento potenza di trasformazione <i>[MVA]</i>	Incremento linee <i>[km]</i>
Interventi a breve-medio termine	38	19	12'100	2'720
Interventi a lungo termine	19	5	3'150	400
Complessivo breve e lungo termine	57	24	15'250	3'120

- Tabella 10.b -
Riepilogo interventi sulla RTN suddiviso per livelli di tensione

	380-500 kV	220 kV	120-150 kV	Totale
<i>Nuove stazioni [n.ro]</i>	28	6	23	57
<i>breve-medio termine</i>	20	3	15	38
<i>lungo termine</i>	8	3	8	19
<i>Potenza trasformazione [MVA]</i>	12'050	3'200	0	15'250
<i>breve-medio termine</i>	9'050	3'050	0	12'100
<i>lungo termine</i>	3'000	150	0	3'150
<i>Elettrodotti [km]</i>	3'100	-1000	1020	3'120
<i>breve-medio termine</i>	2'500	-450	670	2'720
<i>lungo termine</i>	600	-550	350	400

4.2 Incremento della capacità di importazione dall'estero

Quale scenario base sul quale valutare gli incrementi della capacità di importazione si è considerato quello definito dal GRTN per il regime dell'anno 2005, con una stima della Net Transfer Capacity (NTC) massima alla frontiera Nord (considerando già in servizio la linea a 380 kV "S. Fiorano – Robbia") pari a 7'150 MW per le ore diurne feriali del periodo invernale.

Le analisi mostrano che, a completamento del Piano di Sviluppo ipotizzando quindi anche la realizzazione delle altre linee in d.t. a 380 kV di interconnessione con la Francia, con l'Austria e con la Slovenia, la capacità di importazione alla frontiera settentrionale potrebbe raggiungere un valore stimato in circa 8'500 ÷ 10'000 MW, con un sensibile incremento della sicurezza di esercizio, in particolare sul versante Nord-Est.

4.3 Riduzione dei poli produttivi limitati

A valle delle analisi di rete effettuate, su scenari di riferimento contenenti centrali esistenti e future, al fine di definire i rinforzi di rete necessari a rimuovere possibili limitazioni di produzione e a ridurre le potenziali congestioni createsi con la connessione dei nuovi impianti, sono stati individuati interventi di sviluppo della RTN, alcuni dei quali sono risultati particolarmente significativi dal punto di vista della sicurezza di copertura del fabbisogno (cfr. par. 3.3.1).

Si stima che il complesso degli interventi di sviluppo previsti garantirebbe la riduzione di potenziali, o esistenti, vincoli di produzione quantificabile approssimativamente in circa 3'500-6'500 MW (in funzione delle c.li che verranno via via realizzate), incrementabili di ulteriori circa 2'500 MW

nell'ipotesi massima di completa realizzazione di tutte le centrali al momento autorizzate e di tutti gli interventi di sviluppo della RTN ipotizzati, inclusi quelli indicati al par. 3.5.1.

4.4 *Miglioramento atteso dei valori delle tensioni*

Il presente paragrafo descrive i benefici attesi nel medio periodo a seguito dell'installazione degli apparati di rifasamento di cui al par. 3.3.5 in termini di miglioramento dei valori di tensione sui nodi della rete a 380 kV.

Al riguardo, le simulazioni effettuate hanno evidenziato che le tensioni sulla rete saranno contenute nel range 385 ÷ 410 kV, ancora più ristretto rispetto al $\pm 5\%$ di 400 kV, obiettivo di qualità che il GRTN si prefigge³⁰, ottenendo peraltro miglioramenti in termini di perdite di trasmissione ed economici.

Sono di seguito riportati (**Tabella 11**) i relativi valori di tensione attesi su alcuni nodi rappresentativi delle zone di rete oggetto di interventi di rifasamento.

*- Tabella 11 -
Valori della tensioni attesi*

ZONA	AREA	STAZIONE a 380 kV	TENSIONE [kV] alla punta estiva	
			2004	Medio Termine
Settentrionale	Milano Nord-Est	Bulciago	379	388
	Brescia	Travagliato	382	389
	Vicenza	Sandrigio	380	387
Centro-settentrionale	Reggio Emilia	Rubiera	381	392
Tirrenica	Lazio meridionale	Ceprano	384	392
	Campania settentrionale	Patria	380	386
Adriatica	Bari	Bari Ovest	386	388

³⁰ A riguardo, si ricorda che (come indicato nelle "Regole tecniche di connessione", disponibili sul sito www.grtn.it) la tensione sui nodi della RTN, nei siti di connessione, è di norma contenuta nell'intervallo del $\pm 10\%$ rispetto al valore nominale, ed in condizioni eccezionali del $\pm 15\%$. Inoltre la tensione è contenuta, per la maggior parte del tempo, nell'intervallo del $\pm 5\%$ rispetto al valore nominale.

4.5 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 quindi associati a molteplici vantaggi:

- portano ad 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 ed 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, la diminuzione delle perdite alla punta possa raggiungere un valore di potenza dell'ordine di 100 MW (di cui una metà grazie ai rinforzi operati sulla sola rete a 380 e 220 kV, cui si aggiungono ulteriori 10 MW circa di riduzione per effetto del piano di installazione di condensatori in AT), cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella Rete valutata in circa 500 GWh/anno. Ipotizzando, come logico, che questa diminuzione coincida con un effettivo risparmio di combustibile, è possibile ritenere che detti interventi possano avere come valore aggiunto una diminuzione di emissioni di CO₂ che può arrivare sino a 300'000 tonnellate annue.

ALLEGATO 1

***Dettaglio degli interventi previsti nel
breve-medio termine***

gennaio 2005

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria*

Stazione 380 kV Magliano Alpi (CN)

ottobre 2006

La rete a 132 kV del Cuneese compresa tra le stazioni di Magliano, Casanova, Sangone e Piossasco, gestita in un'unica ed estesa isola di carico, è ormai prossima alla saturazione. Per ottenere un esercizio più sicuro e garantire una migliore qualità del servizio, nella stazione di Magliano Alpi, ove è stato installato il terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA, sarà completata la predisposizione della sezione a 132 kV per l'esercizio su tre sistemi di sbarre separati. L'ultimazione è subordinata alla disponibilità del sistema di automazione digitale della stazione.

Note : La tempistica dell'intervento risulta condizionata da alcune attività di rinnovo dell'impianto a cura del proprietario.

Stazione 380 kV Vado Ligure (SV)

ottobre 2007

Nuovo intervento

Al fine di migliorare la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete a 220-132 kV che alimenta la riviera Ligure di ponente, sarà installato nella stazione di Vado Ligure di un secondo ATR 380/220 kV da 400 MVA. L'intervento, che prevede anche l'evoluzione in doppia sbarra della sezione a 220 kV di Vado Ligure, consentirà di superare le attuali criticità legate alla saturazione dell'unica trasformazione esistente, garantendo una maggiore affidabilità e continuità del servizio.

Note : L'intervento riveste carattere d'urgenza e pertanto dovrà essere ultimato prima possibile.

Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella

dicembre 2008

In considerazione della situazione esistente, già ai limiti della sicurezza, e della nuova generazione che si renderà disponibile in Piemonte e sul lato occidentale della Lombardia, è stato previsto un nuovo collegamento al livello di tensione di 380 kV tra le porzioni di RTN esistenti sul territorio del Piemonte e della Lombardia.

Il progetto prevede di realizzare una nuova linea in doppia terna a 380 kV, della lunghezza di circa 85 km, congiungente le stazioni a 380 kV di Trino in provincia di Vercelli e di Lacchiarella in provincia di Milano.

In stretta correlazione con la realizzazione dell'elettrodotto verranno realizzati i relativi stalli linea sulle sezioni a 380 kV delle stazioni di Trino e Lacchiarella.

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.

Inoltre, visti gli elevati transiti di potenza già attualmente rilevabili sulla sezione di rete Piemonte/Lombardia a 380 e 220 kV, permetterà di contenere sensibilmente le perdite di trasporto sulla rete, con significativi benefici economici.

L'intervento risulta particolarmente urgente in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per dicembre 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Stazione 220 kV Biella Est (BI)

giugno 2005

Per garantire sia il previsto incremento di carico nell'area che il migliore utilizzo della produzione idroelettrica immessa sulla rete a 132 kV, nella stazione di Biella Est sono state programmate le seguenti attività:

- sostituzione di uno dei due ATR 220/132 kV da 160 MVA attualmente in impianto con altro ATR 220/132 kV da 250 MVA (già completata);
- realizzazione sulla sezione 220 kV della seconda sbarra e dello stallo di parallelo;
- realizzazione sulla sezione 132 kV della seconda sbarra e dello stallo di parallelo.

Note : La tempistica dell'intervento è condizionata da alcune attività di rinnovo impianto a cura del proprietario della stazione.

Stazione 220 kV Martinetto (TO)

settembre 2006

Nuovo intervento

Nella stazione di Martinetto, di proprietà AEM Torino Trasporto Energia, sono presenti 3 trasformatori a tre avvolgimenti 220/132 kV/MT da 100 MVA privi di variatori sotto carico sul lato 132 kV. L'attuale booster a 220 kV da 200 MVA_r consente di effettuare la regolazione della tensione su tutta la rete AEM, ma solo in particolari condizioni di esercizio della rete AEM (mantenendo la rete AEM normalmente in isola, a parte un unico collegamento a 220 kV dalla stazione RTN di Pianezza). Tale assetto riduce l'affidabilità del servizio e la flessibilità di esercizio per la rete AEM (compresa la cabina primaria a 220 kV ENEL Distribuzione di Moncalieri, anch'essa collegata agli impianti AEM).

Al fine di consentire un'adeguata regolazione della tensione sulla rete a 132 kV che alimenta i carichi della città di Torino, è prevista l'installazione di un ATR 220/132 kV da 160 MVA nella stazione di trasformazione AEM di Martinetto, in sostituzione dell'attuale booster. L'attività è correlata alla realizzazione del nuovo assetto magliato delle linee a 220 kV per Casanova, Sangone e Martinetto afferenti alla stazione AEM di Moncalieri.

Per l'attuazione dell'intervento, che richiede l'acquisto del nuovo ATR, si verificherà la possibilità di utilizzare:

- lo stallo a 220 kV dell'attuale booster opportunamente adeguato come stallo primario ATR;
- lo stallo a 132 kV esistente, che si renderà disponibile in stazione, opportunamente adeguato come stallo secondario ATR.

Vincoli : Con l'entrata in servizio del nuovo impianto in ciclo combinato presso la stazione AEM di Moncalieri, sarà necessario:

- esercire la rete AEM a schema magliato con gli interruttori delle linee per Casanova, Sangone e Martinetto chiuse lato Moncalieri, al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di sicurezza della produzione della c.le di Moncalieri;
- adeguare i sistemi di regolazione della tensione sulla rete AEM, mediante l'installazione del citato ATR a Martinetto.

Note : Nella stazione di Martinetto risulta disponibile lo stallo a 132 kV della linea di distribuzione a 132 kV "Martinetto - Monterosa" (attualmente non utilizzato in quanto la linea è stata dismessa). Al fine di ridurre alcuni attuali condizionamenti alle attività manutentive, il Titolare dell'impianto ha in programma i seguenti interventi di razionalizzazione: l'utilizzazione del citato stallo a 132 kV (ex Monterosa) per attestare la linea Lucento e dello stallo di quest'ultima per collegare l'esistente TR1 (132 kV/MT di distribuzione). Tali interventi potrebbero consentire di liberare lo stallo a 132 kV attualmente impiegato per il citato TR.

Stazione 220 kV Asti (AT)

dicembre 2008

Disegno allegato : Nuova stazione di Asti

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.

La soluzione individuata in risposta a tali criticità prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione nell'area di Asti, alimentata dalla linea della RTN a 220 kV "Casanova – Vignole" e collegata alle linee di distribuzione a 132 kV "Asti S. - Montegrosso" e "Avir - Castello d'Annone".

La nuova stazione, realizzata in classe 380 kV in vista di futuri sviluppi, consentirà di evitare, nel breve-medio periodo, consistenti interventi di rinforzo della rete a 132 kV in questione, che rappresenterebbero una soluzione di breve respiro con costi economici ed ambientali rilevanti. L'impianto, in cui saranno installate due trasformazioni 220/132 kV ciascuna da 250 MVA, sarà dotato una sezione AAT in d.s. con cinque stalli a 220 kV (2 per primari ATR, 2 per le linee Casanova e Vignole e 1 stallo di parallelo) e di una sezione AT in d.s. con 7 stalli (2 per secondari ATR, 4 per le linee Asti S., Montegrosso, Avir e Castello d'Annone e 1 stallo di parallelo). La stazione sarà collegata alla rete AAT mediante la realizzazione, in classe 380 kV, di due brevi raccordi alla linea a 220 kV "Casanova - Vignole".

Note : I raccordi alle linee a 132 kV "Asti S. - Montegrosso" e "Avir - Castello d'Annone" saranno a cura di ENEL Distribuzione, proprietaria degli elettrodotti. Nell'ambito del processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), la soluzione ottimale per la localizzazione della nuova stazione, individuata di concerto con la Regione Piemonte, è risultata quella che prevede la realizzazione dell'impianto nell'area di Mongardino (AT), in prossimità del punto di incrocio tra la linea di trasmissione a 220 kV "Casanova - Vignole" e la linea di distribuzione a 132 kV "Asti S. - Montegrosso". La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per aprile 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per ottobre 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 220 kV Villeneuve - Avise

dicembre 2006

Il collegamento a 220 kV "Villeneuve - Avise", in considerazione del suo ruolo strategico per l'importazione di potenza dalla Svizzera e della sua obsolescenza (anno di costruzione: 1956), dovrà essere potenziato ricostruendolo in doppia terna ammassata con conduttore in AA da 585 mm².

Vincoli : Necessaria una variante di tracciato di circa 3 km, essendo la zona interessata a rischio valanghe e con stringenti vincoli ambientali.

Note : La data di completamento dell'intervento è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni entro dicembre 2005.

La razionalizzazione riguarda una porzione, nell'area a sud di Pallanzeno, della rete a 132 kV compresa tra le trasformazioni 220/132 kV di Pallanzeno, Biella Est, Novara Sud e Mercallo, attualmente gestita in un'unica isola di carico, caratterizzata da numerosi elettrodotti di vecchia realizzazione (1920-1930) e di sezione limitata. Le linee sono inoltre interessate da elevati transiti di corrente, in quanto concorrono a trasferire verso Sud - unitamente al collegamento a 220 kV "Pallanzeno - Magenta" - sia l'energia in importazione dalla Svizzera sia l'energia idroelettrica prodotta nella Val d'Ossola. Lo stato e l'impegno della rete, che assolve la duplice funzione di trasporto e di distribuzione, insieme con l'elevata estensione dell'isola di carico, danno origine a frequenti disalimentazioni e buchi di tensione.

Quanto sopra rende necessario, al fine di garantire sia la sicurezza d'esercizio che la necessaria qualità del servizio, la ristrutturazione della rete a 132 kV. Il progetto prevede: la realizzazione di linee a 132 kV, in uscita dalla stazione di Pallanzeno verso sud, in numero più esiguo dell'attuale ma dotate di capacità di trasporto complessivamente più elevata ed il potenziamento con conduttori in AA 585 mm² delle linee RTN a 132 kV presenti nell'assetto finale nell'isola di carico in questione. Il completamento dell'intervento, indispensabile a migliorare l'esercizio della rete a 132 kV del Piemonte Nord-Orientale e garantire, anche nel futuro, l'alimentazione del carico previsto nell'area, permetterà di realizzare due isole di carico meno estese, una tra Pallanzeno e Biella Est, l'altra tra Mercallo e Novara Sud. Inoltre le dismissioni dei collegamenti a 132 kV, non più necessari nel futuro assetto della rete, consentiranno di ridurre significativamente l'impatto degli elettrodotti sul territorio interessato.

Di seguito si descrivono nel dettaglio gli interventi previsti ed in parte già attuati.

- La linea a 132 kV n. 435 "Pallanzeno - Gravellona" sarà ricostruita con conduttori in AA da 585 mm² sfruttando l'attuale tracciato. Nel tratto compreso tra la stazione di Pallanzeno ed il punto di consegna dell'utente Duferdofin, l'elettrodotto è già stato realizzato in doppia terna con la linea a 132 kV n. 434 "Pallanzeno - Duferdofin", anch'essa ricostruita. Al momento risulta già realizzato anche il successivo tratto in singola terna della linea n. 435, sino all'altezza dell'utente Tessenderlo. Inoltre la vecchia linea a 132 kV n. 434 in singola terna "Pallanzeno - Duferdofin" è già stata demolita.

- Sarà realizzata con conduttori in AA da 585 mm² la direttrice a 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessenderlo - Borgomanero Nord". Al momento, il collegamento risulta già realizzato nel tratto di circa 6 km compreso tra Pallanzeno e Tessenderlo, sul quale è stata collegata in entra-esce (mediante due brevi raccordi a 132 kV in doppia terna) la C.P. Piedimulera di proprietà Enel Distribuzione, precedentemente inserita sulla rete a 50 kV.

Nei tratti da Pallanzeno a Piedimulera e da Tessenderlo a Omegna, la direttrice è prevista in doppia terna con la linea a 132 kV n. 463 "Pallanzeno - Omegna" da ricostruire. Nel successivo tratto da Omegna a Borgomanero Nord, il collegamento è previsto in doppia terna con la nuova linea a 132 kV "Omegna - Borgomanero Nord". Per la realizzazione della direttrice, si utilizzeranno parte dei tracciati delle attuali linee a 132 kV n. 451 "Pallanzeno - Tessenderlo - Gravellona" e n. 468 "Pallanzeno - Borgomanero Nord", non più presenti nel nuovo assetto di rete previsto.

- La linea a 132 kV n. 463 "Pallanzeno - Omegna" sarà ricostruita con conduttori in AA da 585 mm². L'elettrodotto, già realizzato sino all'altezza di Tessenderlo, è previsto quasi tutto in doppia terna con il tratto compreso tra Pallanzeno ed Omegna della citata direttrice a 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessenderlo - Borgomanero Nord". Nel solo tratto da Piedimulera a Tessenderlo il collegamento risulta realizzato in singola terna sul tracciato della vecchia linea n. 463, da demolire.

- Il nuovo collegamento a 132 kV "Omegna - Borgomanero Nord" con conduttori in AA da 585 mm², sarà realizzato in doppia terna con il tratto compreso tra Omegna e Borgomanero della citata direttrice a 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessenderlo - Borgomanero Nord", sfruttando parte del tracciato della linea n. 468 "Pallanzeno - Borgomanero Nord".

- Sarà realizzato con conduttori in AA da 585 mm² il nuovo collegamento a 132 kV "Gravellona - Borgomanero Est". La linea utilizzerà il tracciato dell'attuale elettrodotto a 132 kV n. 436 "Gravellona - Borgomanero Nord" sino all'altezza di Omegna. Nel successivo tratto sino a Borgomanero Est, si sfrutterà il tracciato della attuale linea a 132 kV n. 474 "Omegna - Borgomanero Est". Il solo tratto di accesso a Borgomanero Est sarà in doppia terna con la nuova

linea a 132 kV "Arona - Borgomanero Est".

- Sarà inoltre realizzato con conduttori in AA da 585 mm² un collegamento a 132 kV tra le C.P. di Arona e Borgomanero Est. Si utilizzerà l'attuale linea a 132 kV n. 452 "Gravellona - Arona" per il primo tratto di 4,2 km in uscita da Arona (già con conduttore in AA da 585 mm²). Per il successivo tratto di circa 4 km si sfrutterà il tracciato della stessa linea n. 452. L'ulteriore tratto sino a Borgomanero Est sarà realizzato in doppia terna con il nuovo elettrodotto "Gravellona - Borgomanero Est". In prossimità della C.P. di Borgomanero Est, di proprietà Enel Distribuzione, il collegamento sarà attestato in derivazione rigida alla linea a 132 kV n. 445 "Borgomanero Est - der. FS Borgomanero - Cressa". Nel nuovo assetto di rete previsto, il collegamento "Arona - Cressa - der. Borgomanero Est" che si verrà a determinare sarà esercito normalmente aperto in corrispondenza dello stallo di Borgomanero Est, al fine di realizzare la citata separazione dell'attuale isola di carico in due isole meno estese.

- La linea a 132 kV n. 063 "Borgomanero Nord - Bornate", appartenente alla direttrice a 132 kV "Borgomanero Nord - Bornate - Vallemosso - Pray - Biella Nord - Biella Est", sarà ricostruita sull'attuale tracciato con conduttori in AA da 585 mm².

- Infine, nell'ambito della razionalizzazione della rete della Val d'Ossola nell'area compresa tra Pallanzeno, Biella Est e Novara Sud, saranno demolite, integralmente o parzialmente per i tratti non utilizzati nel nuovo assetto, le linee 132 kV con conduttori in rame di seguito elencate:

- n. 468 "Pallanzeno - Borgomanero Nord", di circa 48 km;
- n. 451 "Pallanzeno - Tessengerlo - Gravellona", di circa 22 km;
- n. 436 "Gravellona - Borgomanero Nord", di circa 26 km;
- n. 474 "Omegna - Borgomanero Est", di circa 23 km;
- n. 452 "Gravellona - Arona", di circa 29 km (ad eccezione del tratto di circa 4 km di accesso ad Arona).

Vincoli : In considerazione della criticità, in termini di capacità di trasporto e di vetustà, delle attuali linee a 132 kV nell'area della Val d'Ossola Sud, dovranno essere mantenuti in servizio – sino a quando non saranno del tutto disponibili le tre nuove direttrici a 132 kV tra i nodi di Pallanzeno e Borgomanero – almeno quattro collegamenti a 132 kV in ciascuna sezione di rete da Pallanzeno verso Sud.

Note : Nell'ambito delle attività di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) degli interventi di sviluppo previsti nell'area in questione, in data 10.05.2004 è stato firmato dalla Regione Piemonte, dagli Enti locali coinvolti e dal GRTN un Protocollo di Intesa per la condivisione preliminare dei tracciati delle linee elettriche da realizzare o potenziare. In base a tale accordo, i soggetti firmatari si sono impegnati, tra l'altro, a snellire ed accelerare il più possibile l'iter autorizzativo e la realizzazione delle opere di sviluppo previste.

Nell'assetto di rete finale, in seguito alla razionalizzazione in oggetto, 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. Pertanto, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio della rete a 132 kV, sarà opportuno che la società ENEL Distribuzione, proprietaria della C.P. di Borgomanero Est, proceda all'adeguamento dell'impianto (eventuale ricostruzione) con l'aggiunta del quinto stallo linea, dedicato al collegamento "Borgomanero Est - Arona".

A novembre 2004, a cura ENEL Produzione, è stata attestata alla cabina primaria di Piedimulera la linea in cavo a 132 kV proveniente dalla centrale idroelettrica di Pieve Vergonte, in precedenza connessa in derivazione rigida (circa 150 m in cavo, di proprietà della stessa Enel Produzione, non appartenente alla RTN) alla linea a 132 kV n. 468 "Pallanzeno - Borgomanero Nord" di cui è prevista la demolizione.

La data di completamento indicata per il complesso degli interventi tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo (per le opere ancora da autorizzare) entro settembre 2005, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per settembre 2006 e dei necessari tempi di realizzazione.

La razionalizzazione della rete nell'area a nord di Pallanzeno riguarda una porzione di RTN composta da collegamenti fortemente impegnati sia dall'energia in importazione dalla Svizzera, sia da una consistente produzione idroelettrica locale.

Il complesso degli interventi di razionalizzazione, da completare entro la data indicata, comporterà la semplificazione, l'ammodernamento e l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV della Val d'Ossola a Nord di Pallanzeno e permetterà di ridurre l'impatto degli impianti sul territorio interessato.

Il progetto prevede infatti la realizzazione tra Verampio e Pallanzeno di due nuove direttrici a 132 kV ad elevata capacità di trasporto, rispetto alle attuali tre di portata limitata ed in condizioni di obsolescenza.

Le attività programmate tra Verampio e Crevola Toce risultano già ultimate, mentre sono ancora da completare gli interventi sulla porzione di rete a 132 kV compresa tra Crevola Toce e Pallanzeno.

In particolare, è prevista la ricostruzione in AA da 585 mm² della direttrice a 132 kV "Crevola Toce - Domodossola - Calice" e la successiva demolizione dei corrispondenti tratti di elettrodotto non più utilizzati.

Con la completa disponibilità di detta direttrice a 132 kV, indispensabile per garantire il funzionamento in sicurezza della rete, potrà essere completata la ricostruzione dell'altra direttrice a 132 kV "Verampio - F.S. Beura - Pallanzeno", alla quale collegare in entra-esce anche i nodi a 132 kV di Domo Toce e Villadossola. Successivamente saranno demoliti gli elettrodotti non più necessari nel nuovo assetto di rete.

Vincoli : Risulta già in gran parte attuata la realizzazione della citata direttrice a 132 kV "Verampio – Domo Toce - F.S. Beura - Villadossola - Pallanzeno".

Nel tratto tra Verampio e Crevola Toce la linea è già stata posata sulla stessa palificata in doppia terna con il collegamento a 132 kV n. 433 "Verampio - Crevola Toce", entrato in servizio a maggio 2002. Per quanto riguarda il rimanente tratto in singola terna, risultano quasi del tutto montati i nuovi sostegni e tesati i conduttori. Tuttavia, senza il completamento della direttrice a 132 kV potenziata "Crevola Toce - Domodossola - Calice", non risulta possibile concludere il lavoro, in relazione alla necessità di mantenere in servizio transitoriamente altri due collegamenti a 132 kV tra Verampio e Pallanzeno per continuare a garantire l'esercizio in sicurezza della rete.

Pertanto è stato realizzato il seguente assetto provvisorio:

- è stata mantenuta in servizio l'attuale terna n. 460 "Verampio - F.S. Beura - Pallanzeno", con il tratto tra Verampio e Crevola Toce ed i nuovi raccordi di entra-esce per l'impianto FS Beura realizzati in AA da 585 mm²;
- è stato mantenuto un collegamento a 132 kV tra Crevola Toce e Pallanzeno (ex terna n. 446), utilizzando l'attuale tratto di linea in uscita da Crevola Toce, gran parte dei tratti della nuova direttrice già realizzati in AA da 585 mm² (inclusi i nuovi raccordi di entra-esce agli impianti di Domo Toce e Villadossola) e l'attuale linea a 132 kV n. 469 "Villadossola – Pallanzeno".

Contestualmente sono stati demoliti:

- i tratti non più utilizzati della vecchia linea a 132 kV n. 446 "Crevola Toce – Domo Toce – Pallanzeno";
- la linea a 132 kV n. 464 "Villadossola – Calice".

Nell'assetto di rete definitivo, con la disponibilità della nuova direttrice a 132 kV:

- la stazione di Villadossola, in precedenza collegata ai nodi di Calice e Pallanzeno tramite le linee n. 464 e n. 469, risulterà scollegata da tali linee e raccordata al tratto "FS Beura - Pallanzeno" della linea ricostruita;
- il nodo di Domo Toce risulterà invece scollegato dalla vecchia linea n. 446 e raccordato al tratto "Verampio - FS Beura" della linea ricostruita;
- saranno integralmente dismessi i tratti ancora in servizio delle vecchie linea a 132 kV n. 460 "Verampio - FS Beura - Pallanzeno" e n. 446 "Crevola Toce – Domo Toce -

Pallanzeno" e la linea a 132 kV n. 469 "Villadossola – Pallanzeno".

Note : E' in corso la ricostruzione, a cura Enel Produzione, della S.E. di Crevola Toce, di proprietà della stessa Società. Nella nuova configurazione, l'impianto avrà uno stallo linea in meno rispetto al precedente assetto, in relazione alla prevista eliminazione del collegamento linea n. 446 "Crevola Toce - Domo Toce - Pallanzeno".

La data di completamento dell'intervento di razionalizzazione in oggetto tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo (per le opere ancora da autorizzare) entro dicembre 2005, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per aprile 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Gli interventi in oggetto, riguardanti la razionalizzazione ed il rinnovo 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.

Di seguito si descrivono le attività previste nell'area compresa tra le C.li di Pont Saint Martin e Quincinetto e la C.P. di Montestrutto.

- La linea a 132 kV n. 518 "Verres - Montestrutto - derivazione Hone" sarà collegata alla stazione a 132 kV di Quincinetto, mediante un nuovo breve raccordo (circa 1 km) da realizzare in doppia terna con il tratto di accesso a Quincinetto della linea a 132 kV n. 539 "C.le Pont Saint Martin - Quincinetto" (da ricostruire). Si verrà così a determinare il nuovo collegamento a 132 kV "Verres - Quincinetto - derivazione Hone". Nel nuovo assetto di rete, il successivo tratto di linea sarà utilizzato per il collegamento "C.P. Pont Saint Martin - Montestrutto".

- La linea a 132 kV n. 539 "C.le Pont Saint Martin - Quincinetto" sarà ricostruita su diverso tracciato con conduttori in AA da 585 mm². Il collegamento, per il primo tratto di circa 9 km in uscita dalla C.le di Pont Saint Martin, sarà realizzato in doppia terna con la linea a 132 kV n. 523 "C.le Pont Saint Martin - Montestrutto", anch'essa da ricostruire. Per il successivo tratto si sfrutterà il corrispondente tronco (di circa 6 km, tra il sostegno n. 104 e Quincinetto) della attuale linea a 132 kV n. 524 "C.P. Pont Saint Martin - Montestrutto". Infine come accennato, il breve raccordo a 132 kV (circa 1 km) alla stazione di Quincinetto sarà realizzato in doppia terna con il tratto di accesso a Quincinetto del nuovo collegamento "Verres - Quincinetto - der. Hone". Al termine dei lavori, la vecchia linea a 132 kV n. 539 "C.le Pont Saint Martin - Quincinetto" (di circa 7 km - con conduttore in AA da 228 mm²), potrà essere demolita.

- La linea 132 kV n. 523 "C.le Pont Saint Martin - Montestrutto" sarà ricostruita con conduttori in AA da 585 mm². Per il primo tratto in uscita dalla C.le di Pont Saint Martin (di circa 9 km), l'elettrodotto sarà realizzato sull'attuale tracciato, in doppia terna con la linea a 132 kV n. 539 "C.le Pont Saint Martin - Quincinetto", anch'essa da ricostruire. Per il successivo tratto di accesso alla C.P. di Montestrutto, si utilizzerà il corrispondente tronco (circa 5 km, dal sostegno n. 104 a Montestrutto) della attuale linea a 132 kV n. 524 "C.P. Pont Saint Martin - Montestrutto". La porzione non utilizzata della vecchia linea n. 523 (circa 5 km - con conduttore in AA da 228 mm²) sarà successivamente demolita.

- Il collegamento a 132 kV tra le C.P. di Pont Saint Martin e Montestrutto (ex linea n. 524, in parte sfruttata per le linee "C.le Pont Saint Martin - Quincinetto" e "C.le Pont Saint Martin - Montestrutto") sarà ripristinato collegando, in corrispondenza dei nuovi raccordi di Quincinetto, i tratti non utilizzati delle attuali terne nn. 524 e 518.

Al termine dei lavori si otterranno le seguenti linee a 132 kV: "Verres - Quincinetto - der. Hone", "C.le Pont Saint Martin - Quincinetto", "C.P. Pont Saint Martin - Montestrutto" e "C.le Pont Saint Martin - Montestrutto".

Note : Realizzazione del terzo stallo linea presso la stazione annessa alla centrale di Quincinetto a cura del Consorzio Valdostano delle Acque (CVA), proprietario dell'impianto.

La data di entrata in esercizio indicata tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 132 kV Stella - Pinerolo N. - der. Pinerolo S.

luglio 2005

Al fine di consentire un migliore esercizio della rete a 132 kV nell'area di Pinerolo, sarà realizzato un breve tratto di linea a 132 kV tra la C.P. di Pinerolo Sud e la linea a 132 kV "Stella - Pinerolo Nord - deriv. Pinerolo Sud", di proprietà Terna, ottenendo le due nuove linee a 132 kV "Stella - Pinerolo Sud" e "Pinerolo Sud - Pinerolo Nord".

Vincoli : Sarà cura di Enel Distribuzione realizzare entro la data indicata un nuovo stallo linea nella C.P. di Pinerolo Sud.

Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi - M. Cuneo e Busca - Fossano

dicembre 2005

Disegno allegato : Elettrodotto Magliano-Fossano

In corrispondenza del punto di incrocio tra gli elettrodotti a 132 kV "Fossano - Michelin Cuneo" (n.738) e "Magliano Alpi - Busca" (n.750), in località Murazzo, sarà realizzato lo scrocio tra dette linee.

Sarà messo in continuità il tratto iniziale della linea "Magliano Alpi - Busca" con il tratto terminale della linea "Fossano - Michelin Cuneo", realizzando così il nuovo elettrodotto a 132 kV "Magliano Alpi - Michelin Cuneo".

Contestualmente verranno messi in continuità i rimanenti tratti delle due linee citate, realizzando anche la nuova linea a 132 kV "Busca - Fossano".

L'attività, finalizzata a migliorare le condizioni di sicurezza della rete a 132 kV del Cuneese, assume carattere di urgenza e dovrà essere completata prima possibile.

Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi - Fossano

dicembre 2007

Disegno allegato : Elettrodotto Magliano-Fossano

Al fine di garantire la sicurezza di esercizio sulla rete a 132 kV del Cuneese, sarà realizzata, entro la data indicata, una nuova linea a 132 kV in AA 585 mm² tra la stazione 380/132 kV di Magliano Alpi e la C.P. di Fossano di proprietà di Enel Distribuzione. Per l'attuazione dell'intervento è prevista la realizzazione dei relativi stalli linea a 132 kV nella stazione di Magliano Alpi (a cura TERNA) e nella C.P. di Fossano (a cura ENEL Distribuzione).

L'intervento descritto, che si configura come un'attività importante ed urgente di rinforzo della rete, consentirà anche di ottenere una migliore distribuzione delle isole di carico nell'area.

L'attività assume carattere di urgenza e dovrà essere possibilmente anticipata.

Note : La data di entrata in esercizio indicata tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2005, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per dicembre 2006 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 132 kV Rosone - Bardonetto

febbraio 2008

Nuovo intervento

Al fine di rimuovere gli attuali vincoli sulla rete a 132 kV che limitano la produzione degli impianti idroelettrici AEM di Rosone e Telessio in condizioni di sicurezza N-1, è previsto il potenziamento (per una capacità di trasporto di circa 900 A) della linea RTN a 132 kV n. 917 "Rosone – Bardonetto", di proprietà AEM Trasmissione.

L'intervento risulta urgente, anche in relazione alle previste attività di rinnovo e potenziamento delle c.li AEM di Rosone (con incremento di circa 20 MW) e Telessio (incremento di circa 8 MW).

Note : La data di entrata in esercizio indicata tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2005, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per febbraio 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 132 kV Borgo Ticino - Arona

giugno 2008

Nuovo intervento

Disegno allegato : Val d'Ossola Sud

Al fine di migliorare l'affidabilità del servizio e la flessibilità di esercizio della rete a 132 kV compresa tra le stazioni di Mercallo e Novara Sud, è previsto il potenziamento, nei tratti attualmente limitati, della linea di trasmissione a 132 kV n. 458 "Borgo Ticino - Arona" di proprietà TERNA, per una capacità di trasporto limite in corrente dell'ordine di 900 A.

Note : L'elettrodotto è lungo circa 15 km, di cui circa 4,5 km (in uscita da Arona) con conduttore in AA da 585 mm², circa 0,5 km con conduttore in AA da 308 mm² e circa 10 km (in accesso a Borgo Ticino) con conduttore in Cu da 109 mm².
La data di ultimazione indicata tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 132 kV Cerreto Castello - Biella Est

dicembre 2008

Per ottenere un esercizio più sicuro tra Biella Est e Gattinara la linea 132 kV "Cerreto Castello - Biella Est" sarà ricostruita e potenziata per una capacità di trasporto limite dell'ordine di 900 A.

Elettrodotto 132 kV Imperia - S. Remo

Data da definire

Nuovo intervento

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 nel tratto tra Imperia e S. Remo, che già attualmente presenta le maggiori criticità. Pertanto è prevista almeno la realizzazione di un collegamento della RTN a 132 kV di adeguata capacità di trasporto.

Vincoli : Considerato che gli esistenti elettrodotti a 132 kV “Imperia - FS Arma di Taggia – Arma di Taggia” (con conduttore in Cu da 117 mm²) e “Arma di Taggia - S. Remo” (con conduttore in AA da 308 mm²) sono di proprietà di ENEL Distribuzione, il progetto di rinforzo con eventuale riassetto della rete a 132 kV potrà essere definito dal GRTN a valle della disponibilità di ENEL Distribuzione a cedere alla RTN tali impianti.

Note : Poiché la rete a 132 kV da Campochiesa a Camporosso svolge funzione di trasporto in caso di indisponibilità di uno dei collegamenti a 220 kV compresi tra Vado Ligure e Camporosso, potrà risultare opportuno prevedere l'inserimento nella RTN anche di tutti gli elettrodotti a 132 kV di proprietà ENEL Distribuzione compresi tra le stazioni di Campochiesa e Camporosso.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nella Regione Lombardia*

Stazione 380 kV La Casella (PC)

giugno 2006

Per soddisfare l'incremento dei carichi nell'area, previa realizzazione dei relativi stalli a 380 kV e 132 kV, presso la stazione di La Casella, di proprietà TERNA, sarà installato un ATR 380/132 kV da 250 MVA.

Stazione 380 kV Bulciago (LC)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Bulciago (LC) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Chiari (BS)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Chiari (BS) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Cislago (VA)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Cislago (VA) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Nave (BS)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Nave (BS) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Travagliato (BS)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Travagliato (BS) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Elettrodotto 380 kV Turbigo - (Rho) Bovisio

giugno 2006

Disegno allegato : Turbigo - (Rho) Ospiate

La realizzazione del nuovo collegamento a 380 kV "Turbigo -(Rho) Bovisio" consentirà di superare i limiti di transito sul sistema elettrico lombardo e le limitazioni di produzione di centrali elettriche nell'area, contribuendo a garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasmissione nell'area di Milano e favorendo il trasporto di energia dal Piemonte alla Lombardia.

L'intervento risulta particolarmente urgente in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno.

La costruzione del nuovo elettrodotto a 380 kV richiede la realizzazione della seguente serie di interventi:

- nuovo tratto di linea a 380 kV dalla stazione di Turbigo al Comune di Pogliano Milanese;
- utilizzo di una porzione dell'esistente terna di conduttori di proprietà TERNA, già tesata in doppia terna insieme alle attuali linee a 380 kV "Baggio - Ospiate" e "Ospiate - Bovisio", per far proseguire il nuovo elettrodotto dal Comune di Rho fino alla stazione di Bovisio;
- attivazione stallo linea a 380 kV presso la stazione di Turbigo.

Note : E' stata ottenuta l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio ai sensi della "Legge Obiettivo" con Delibera CIPE in data 29/09/2004.

E' in programma un successivo prolungamento del tronco di linea a 380 kV "Turbigo - Rho" fino a Ospiate, in modo da ottenere un futuro collegamento diretto "Turbigo - Ospiate" e nel contempo ripristinare il servizio dell'elettrodotto "Baggio-Bovisio".

Elettrodotto 380 kV Turbigo - (Rho) Ospiate

gennaio 2010

Disegno allegato : Turbigo - (Rho) Ospiate

E' previsto il prolungamento del tronco di linea a 380 kV "Turbigo - Rho" fino a Ospiate, in modo da ottenere un collegamento diretto "Turbigo - Ospiate" e nel contempo mantenere in servizio entrambe le terne della linea a 380 kV "Baggio - Bovisio". Al termine dell'intervento saranno realizzati i seguenti collegamenti a 380 kV: "Turbigo-Ospiate", "Baggio, Bovisio", "Baggio-Ospiate", "Ospiate- Bovisio".

L'intervento - realizzato mediante l'utilizzo di tronchi di linea esistenti inseriti nell'ambito della RTN - consentirà di migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio della rete e garantirà una migliore alimentazione dell'area urbana di Milano e una riduzione del rischio di congestione di rete.

Note : La data di entrata in servizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2007, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2009 e dei necessari tempi di realizzazione.

Stazione 220 kV Cedegolo (BS)

dicembre 2007

Nuovo intervento

Disegno allegato : Valcamonica - Fase A1

A causa della vetustà dell'impianto e al fine di ottimizzare le connessioni alla rete nel quadro delle attività di razionalizzazione della Valcamonica (Fase A), verrà eseguito il rinnovo e potenziamento della esistente stazione 220/132 kV di proprietà EDISON.

Il nuovo assetto della stazione, nella quale è prevista la sostituzione dei due attuali trasformatori a tre avvolgimenti 220/132/MT da 70 MVA ciascuno con un ATR 220/132 kV da 250 MVA, sarà il seguente:

SEZIONE 220 kV: semplice sbarra con n. 2 stalli, di cui uno per la linea "Cedegolo - Taio" ed uno primario dell'ATR.

La sezione 220 kV dovrà prevedere uno stallo e lo spazio necessario per l'installazione di una futura reattanza ed almeno n. 2 stalli per i futuri collegamenti della linea in d.t. "Cedegolo - Ric. Sud" (ottenuta dall'opportuno raccordo alla stazione di Cedegolo delle esistenti linee AEM a 220 kV "Grosio - Ricevitrice Sud"/"Premadio - Ricevitrice Sud", come previsto nella "Fase B" della Razionalizzazione Valtellina e Alta Valcamonica).

SEZIONE 132 kV: doppia sbarra e parallelo con n. 6 stalli, di cui n. 3 stalli linea (C.P. S. Fiorano, C.P. Forno, Cividate), n. 2 stalli rispettivamente per i collegamenti dei gruppi di produzione EDISON ed ENEL, uno stallo secondario ATR.

La sezione 132 kV dovrà prevedere spazio per almeno uno stallo futuro.

Vincoli : La data indicata è condizionata all'ottenimento delle autorizzazioni.

Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)

gennaio 2008

Disegno allegato : Valcamonica - Fase A1

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo di Programma (AdP) sottoscritto presso il 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 A1" della razionalizzazione dei sistemi elettrici che interessano il territorio della Valcamonica. Oltre al potenziamento di una stazione 220/132 kV (cfr. Intervento Stazione di Cedegolo), in tale fase si prevede la trasformazione in cavo interrato di linee a 220 e a 132 kV presenti nell'area e la realizzazione di alcune varianti di raccordo secondo le attività qui di seguito descritte:

- trasformazione in cavo interrato dell'elettrodotto a 220 kV "Cedegolo - Taio" di proprietà EDISON 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" di proprietà EDISON e trasformazione in cavo interrato della direttrice a 132 kV di proprietà TERNA tra C.P. San Fiorano, Cedegolo, Forno, C.P. Edolo, Sonico, Temù;
- raccordo ad Ossana 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; sarà cura della società ENEL Distribuzione, proprietaria dell'impianto di Ossana, approntare uno stallo linea 132 kV presso la stessa C.P.
- 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".

Vincoli : Le attività sono condizionate alla realizzazione della nuova stazione 220 kV di Cedegolo.

Note : Per trasformazione di una linea aerea in linea in cavo interrato si intende la realizzazione di un nuovo cavo interrato e la successiva dismissione dalla RTN e smantellamento del corrispondente collegamento aereo nelle modalità previste dall'AdP.

La data di entrata in servizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo all'inizio del 2005, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2005 e dei relativi tempi di realizzazione.

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo di Programma (AdP) sottoscritto presso il 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" della 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, C.P. Villa di Tirano, C.S. Villa di Tirano e Stazzona;
- dismissione dalla RTN dei seguenti collegamenti aerei a 132 kV: la linea "C.P. Villa di Tirano - C.S. Villa di Tirano" di proprietà EDISON, la linea "C.S. Villa di Tirano - Stazzona" di proprietà AEM e la doppia terna "Lovero - Grosotto" e "Stazzona - Lovero" di proprietà AEM;
- trasformazione in cavo interrato della porzione della linea a 220 kV "Glorenza - Cesano" di proprietà EDISON compresa tra Bagni di Bormio e Piazza e della linea aerea di interconnessione a 132 kV "Campocologno (CH) - Villa di Tirano" di proprietà TERNA;
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Lovero, equipaggiata con due stalli linea a 132 kV - Grosotto e C.P. Villa di Tirano - predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima;
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Stazzona, equipaggiata con tre stalli linea a 132 kV - Ric. Nord, C.S. Villa di Tirano e Stazzona all.(Belviso) - predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima.

Vincoli : Le attività sono condizionate al rifacimento delle stazioni 132 kV di Lovero, Grosotto e Stazzona.

Note : Per trasformazione di una linea aerea in linea in cavo interrato si intende la realizzazione di un nuovo cavo interrato e la successiva dismissione dalla RTN e smantellamento del corrispondente collegamento aereo nelle modalità previste dall'AdP.
La data di entrata in servizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo all'inizio del 2005, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2005 e dei relativi tempi di realizzazione.

Nuovo intervento

Disegno allegato : Razionalizzazione di Milano

Considerati l'elevato incremento dei carichi della città di Milano, gli ingenti transiti sugli elettrodotti di trasmissione nell'area e l'incremento di capacità di produzione atteso, 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, da effettuare entro la data indicata (e possibilmente anticipato), ha tra i suoi obiettivi quelli di:

- garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche; diminuendo la probabilità di energia non fornita;
- migliorare la connessione degli esistenti impianti di trasmissione, tradizionalmente gestiti come reti separate, in modo da incrementare l'affidabilità della rete;
- assicurare un migliore deflusso della potenza generata.

Nello specifico sono previsti gli interventi urgenti di seguito descritti:

- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Gadio - Porta Volta";
- raccordo a 220 kV alla stazione di Verderio della linea in d.t. a 220 kV "Grosio - Ricevitrice Nord", di proprietà AEM. Inoltre si procederà alla realizzazione dei seguenti interventi:
- nuovo elettrodotto a 220 kV "Baggio - Ricevitrice Ovest";
- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Ricevitrice Sud - Porta Venezia".

E' previsto, inoltre, il potenziamento del cavo 220 kV "Ricevitrice Sud- Ricevitrice Ovest".

Note : I collegamenti a 220 kV da installare e quelli da potenziare devono avere una portata di almeno 400 MVA.

La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2008 e dei necessari tempi di realizzazione.

Raccordi 132 kV Induno - Cagno (VA)

giugno 2008

Nuovo intervento

Al fine di migliorare le condizioni d'esercizio ed eliminare commistioni di impianti di competenza trasmissione/distribuzione, la rete AT in uscita dalla stazione di Cagno (VA) sarà interessata da un riassetto che porterà alla realizzazione di due distinte direttrici a 132 kV: la "Induno - Cagno" di proprietà TERNA e la "Faloppio - Cagno" di proprietà ENEL Distribuzione, in sostituzione dell'attuale elettrodotto a tre estremi "Cagno - der. Induno - Faloppio" di proprietà mista TERNA/ENEL Distribuzione.

Note : La data di entrata in servizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per dicembre 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 132 kV Bulciago - Salice

marzo 2006

I tratti di linea affiancati "Bulciago - Nibionno - Salice", di proprietà ENEL Distribuzione, e "Bulciago - der. Giussano - Mariano", di proprietà TERNA, fino all'altezza della C.P. Salice, sono obsoleti e di limitata capacità di trasporto.

I tronchi suddetti saranno pertanto ricostruiti e potenziati per una capacità di trasporto equivalente a quella di conduttori AA585 mm² accoppiandoli in una unica doppia terna nel tratto tra Bulciago e Salice.

L'intervento consentirà di realizzare i seguenti collegamenti: "Bulciago - der. Giussano - Mariano" di proprietà TERNA e "Bulciago - Nibionno - Salice" di proprietà ENEL Distribuzione.

Vincoli : La data di realizzazione è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni (in corso) entro febbraio 2005.

Al fine di completare il rifacimento della direttrice a 132 kV "Novara Sud - Sarpom (NO) - Sarriò (MI) - Sondel Boffalora (MI) - Magenta (MI)" con conduttori in AA da 585 mm², rimane da realizzare il potenziamento del tratto "Sarpom - Sarriò".

Note : La direttrice, nel tratto "Sarriò - Magenta", è già dotata di conduttori in AA da 585 mm² e il potenziamento del tratto "Trecate - Sarpom" è stato completato.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Trentino Alto Adige, Veneto e
Friuli Venezia Giulia*

Stazione 380 kV Cordignano (TV)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Cordignano (TV) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Nogarole Rocca (VR)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Nogarole Rocca (VR) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Sandrigo (VI)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Sandrigo (VI) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Provincia di Treviso (TV)

agosto 2007

Le condizioni attuali di esercizio e le previsioni in aumento dei carichi 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" di proprietà TERNA, equipaggiata con almeno un autotrasformatore 380/132 kV da 250 MVA.

L'intervento ha tra le sue finalità quelle di evitare sovraccarichi in caso di fuori servizio di elementi di rete, migliorare la qualità della tensione nell'area del trevigiano (caratterizzata da lunghe arterie di sezione limitata), ridurre le necessità di potenziamento della locale rete 132 kV e minimizzare l'estensione dei raccordi

Note : 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, con il nome di stazione a 380 kV di Vedelago.
La data di entrata in servizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo nel corso del 2004, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2006 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 380 kV Dolo - Camin

dicembre 2008

Al fine di incrementare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche alla luce delle nuove interconnessioni e delle centrali esistenti e future che gravitano nell'area, verrà realizzato un nuovo collegamento in doppia terna a 380 kV tra le stazioni 380/220/132 kV di Dolo (VE) e Camin (PD). A tale scopo si sta studiando la realizzazione di un nuovo collegamento a 380 kV "Dolo - Camin" coinvolgendo due doppie terne a 220 kV in uscita da Camin, di proprietà TERNA e altri elementi di impianto a 220 e 132 kV di cui si ipotizza il riclassamento a livelli di tensione superiori.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per settembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per dicembre 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Okroglo

febbraio 2009

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio hanno dimostrato l'opportunità di realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra Italia e Slovenia, per aumentare l'import in sicurezza dalla frontiera Nord-Orientale; tale linea consentirà inoltre di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Redipuglia-Divaca".

A tal fine continuano le attività del gruppo di lavoro tra gestori di rete GRTN- ELES e amministrazioni regionali competenti finalizzato alla ricerca di un corridoio ottimale per la realizzazione di una nuova linea in doppia terna a 380 kV che colleghi la stazione italiana a 380 kV di Udine Ovest, con la stazione slovena di Okroglo.

In funzione degli effettivi livelli di importazione che si verranno a determinare sulla frontiera Nord-Orientale (tenuto anche conto degli sviluppi della rete estera), potrà essere necessario prevedere opportuni rinforzi della rete interna a 380 kV, tra il Friuli ed il Veneto.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per febbraio 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per agosto 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia

aprile 2009

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete AAT nell'estremo Nord-Est del Paese, ridurre alcuni vincoli sulla importazione dai Paesi dell'Est, migliorare le condizioni di connessione della stazione 380 kV di Redipuglia, ove confluiscono la produzione della centrale di Monfalcone e la potenza importata dalla Slovenia, la rete a 380 kV del Friuli Venezia Giulia verrà potenziata costruendo un nuovo collegamento in doppia terna a 380 kV tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per dicembre 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio confermano la necessità di realizzare un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo - Cordignano" e "Venezia Nord - Salgareda". La futura trasversale rafforzerà l'anello a 380 kV del Triveneto, al fine di aumentare la sicurezza di alimentazione dei carichi e favorirà lo scambio di energia con l'Austria, ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasporto.

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.

Una volta concordata con le parti interessate la localizzazione dei nuovi impianti da realizzare, potranno essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione nell'area, al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio.

Note : 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, con il nome di elettrodotto a 380 kV "Venezia Nord - Cordignano".
La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2008 e dei relativi tempi di realizzazione.

Stazione 220 kV Este (PD)

settembre 2005

Nuovo intervento

Al fine di garantire un'adeguata riserva dell'alimentazione delle stazioni a 220 kV di Este (PD) e di Cittadella (PD), presso la stazione di Este (PD), di proprietà TERNA, sarà installato un ATR 220/132 kV da 160 MVA in sostituzione dell'attuale ATR da 100 MVA.

Infatti, nel caso di fuori servizio del collegamento a 220 kV a Nord di Cittadella, dopo che sarà declassata a 132 kV la linea "Este-Colunga", la controalimentazione delle stazioni di Este e Cittadella potrà essere garantita dalla rete a 132 kV afferente ad Este, attraverso proprio l'ATR 220/132 kV da sostituire.

Successivamente alla data indicata, tenuto conto delle limitazioni e dello stato di obsolescenza della sezione 220 kV di Este, detta sezione e la relativa trasformazione 220/132 kV verranno eliminate e sostituite con la nuova stazione di Castegnaro (VI).

Note : Tale intervento consentirà di avviare il declassamento a 132 kV della linea a 220 kV "Este - Colunga" di proprietà TERNA e la conseguente connessione in derivazione rigida sul suddetto elettrodotto della C.P. Canaro (RO).

Stazione 220 kV Scorzè (VE)

giugno 2006

Presso la stazione di Scorzè di proprietà TERNA, al fine di garantire la mutua riserva fra le macchine 220/132 kV (attualmente una da 250 MVA e l'altra da 160 MVA) è necessario sostituire l'autotrasformatore da 160 MVA con una macchina da 250 MVA.

Stazione 220 kV Vicenza Monteviale (VI)

settembre 2006

Disegno allegato : Vicenza

Al fine di incrementare la sicurezza e la qualità del servizio della rete a 132 kV nell'area di Vicenza, presso la stazione di smistamento a 220 kV di Vicenza Monteviale di proprietà TERNA sarà realizzata una nuova sezione a 132 kV in doppia sbarra.

La nuova sezione a 132 kV in doppia sbarra con parallelo sarà composta da un totale di n. 7 stalli di cui n. 5 di linea, uno per il secondario ATR 220/132 kV, uno per batteria di condensatori da 54 MVAR.

Dei n. 5 stalli linea, due serviranno per l'inserimento in entra-esce della linea 132 kV "Altavilla - Sandrigo" di proprietà TERNA, due per l'allacciamento in doppia antenna della C.P. AIM Crocetta tramite elettrodotti di proprietà AIM Vicenza ed uno per l'alimentazione della C.P. AIM Fusinieri tramite elettrodotto di proprietà ENEL Distribuzione.

Sarà inoltre installato un ATR 220/132 kV da 160 MVA e saranno effettuati gli interventi in stazione necessari per realizzare il collegamento alla linea a 132 kV "Altavilla - Sandrigo", già transitante ai margini della stazione.

Successivamente alla data indicata sulla sezione 132 kV sarà installata una batteria di condensatori da 54 MVAR, al fine di assicurare un'accettabile qualità delle tensioni nell'area.

Nella sezione a 132 kV dovranno essere previsti gli spazi per ulteriori ampliamenti ed in particolare per il secondo ATR 220/132 kV.

Sulla futura linea a 132 kV "Vicenza Monteviale - Sandrigo" (attualmente "Altavilla - Sandrigo"), di proprietà TERNA, verrà inoltre inserita in entra-esce la nuova C.P. Vicenza Monteviale di proprietà ENEL Distribuzione.

Note : L'intervento è condizionato da attività di rinnovo impianto a cura del proprietario della stazione.

Stazione 220 kV Padriciano (TS)

dicembre 2006

Presso la stazione 220/132 kV di Padriciano (TS) sarà installato un Phase Shifting Transformer (PST) sul terminale italiano della linea di interconnessione con la Slovenia a 220 kV "Padriciano - Divaca".

Tale dispositivo consentirà di superare le difficoltà operative legate ai flussi di circolazione sulla frontiera soprattutto nel caso di disservizio per cause accidentali della linea di interconnessione a 380 kV "Redipuglia - Divaca".

L'inserimento di tale apparecchiatura verrà effettuato con soluzioni impiantistiche atte a consentire il normale utilizzo degli impianti anche in caso di fuori servizio del dispositivo PST per guasto o manutenzione.

Sezione 220 kV Lana (BZ)

dicembre 2006

Al fine di migliorare la qualità del servizio presso la stazione di Lana, le linee a 220 kV "Lana - S.Massenza" e "Lana - S.Antonio" di proprietà TERNA - attualmente connesse su singola sbarra - verranno connesse su entrambe le sbarre della sezione 220 kV.

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.

Conseguentemente, vista l'ingente produzione che si riversa sul nodo 220/132 kV di Bussolengo S.S., presso la suddetta stazione di proprietà TERNA si provvederà alla sostituzione dei due attuali autotrasformatori da 160 MVA con nuove macchine da 250 MVA.

Successivamente alla data indicata si valuterà la possibilità di potenziare - eventualmente ricostruendo in classe 380 kV - la sezione di 220 kV di Bussolengo S.S.

Sono inoltre in corso di realizzazione le seguenti direttrici a 132 kV:

DIRETTRICE "BUSS. S.S. - BUSS. M.A. - BUSS. C.P. - CHIEVO C.P. - CHIEVO - VERONA SUD"

Tale direttrice sarà ottenuta:

- realizzando un collegamento "Chievo - Verona Sud AGSM" di portata equivalente a linea con conduttori AA585 mm²;
- potenziando con conduttori AA585 mm² gli elettrodotti "Bussolengo M.A. - Bussolengo C.P.", "Bussolengo C.P. - Chievo C.P." e "Chievo C.P. - Chievo", tutti di proprietà TERNA.

DIRETTRICE "BUSSOLENGO S.S. - GARDA - RIVOLI - LIZZANA"

Il già realizzato elettrodotto "Bussolengo M.A.- Garda - Rivoli - Lizzana" di proprietà TERNA dovrà essere raccordato alla stazione di Bussolengo S.S. (scollegandolo da Bussolengo M.A.).

DIRETTRICE "MINCIO - CASTELNUOVO - POZZOLENGO"

Tale direttrice si otterrà con la opportuna messa in continuità delle linee "Bussolengo M.A. - Castelnuevo - Pozzolengo" e "Bussolengo S.S. - Mincio".

Note : Nell'ambito delle attività di razionalizzazione illustrate, eventuali residue limitazioni di capacità di trasmissione dovranno essere comunque eliminate e dovranno inoltre essere dismessi i brevi tratti di linea non più utilizzati.

Stazione 132 kV Ceregnano Grimeca (RO)

dicembre 2006

Al fine di migliorare la qualità di esercizio sulla direttrice RTN a 132 kV "Adria - Rovigo Z.I.", è prevista l'installazione di un interruttore di bypass in prossimità della stazione di consegna di Ceregnano Grimeca (RO), attualmente collegata in entra-esce alla suddetta linea mediante soli sezionatori.

Elettrodotto 132 kV Prati di Vizzi - Steinach

settembre 2006

Al fine di aumentare la capacità di scambio di energia elettrica tra Italia ed Austria, verrà 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 Vizzi - Brennero", attualmente esercito in media tensione. Sarà infine allestito a cura ENEL Distribuzione l'opportuno stallo linea a 132 kV presso la C.P. Prati di Vizzi per la connessione del collegamento in questione.

Note : La data di entrata in servizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo nel corso del 2004, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per dicembre 2005 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 132 kV Vellai - Scorzè

dicembre 2006

Nuovo intervento

Al fine di realizzare un'arteria a 132 kV tra Vellai e Scorzè di adeguata capacità di trasporto, e nel contempo superare le attuali imitazioni d'esercizio, saranno ammazettate fra loro le linee in doppia terna "Vellai - der. Quero - Istrana - Scorzè" e "Vellai - Caerano - Scorzè".

Elettrodotto 132 kV Riva - Arco - Storo

dicembre 2007

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 dunque di incrementare la capacità di trasporto degli impianti di trasmissione critici e nel contempo soddisfare le esigenze di alimentazione dei carichi, saranno realizzati i seguenti interventi:

- sarà costruito un nuovo elettrodotto "Riva - Arco" con capacità limite di 900 A in sostituzione dell'attuale omonima linea (doppia terna ammazettata con conduttori CU100 mm²) di proprietà TERNA;

- sarà potenziato per una capacità di trasporto fino a 900 A il tratto compreso tra Riva e la derivazione rigida per la C.P. Toscolano (BS) della linea a 132 kV "Riva - Storo - der. Toscolano" (attualmente dotata di conduttori AA181 mm²) di proprietà TERNA.

Note : E' stato sottoscritto un accordo tra TERNA e le amministrazioni comunali di Riva ed Arco per la localizzazione di nuovi tracciati relativi ai tratti di rete da realizzare

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 EDISON e la C.P. Brunico di proprietà ENEL Distribuzione.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Emilia Romagna e Toscana*

Stazione 380 kV Colunga (BO)

giugno 2005

In attesa della ricostruzione a 380 kV dell'attuale linea a 220 kV "Colunga - S. Benedetto del Querceto - Calenzano" ed al fine di garantire un'adeguata alimentazione alla stazione di S. Benedetto del Querceto anche dopo la dismissione della sezione a 220 kV di Ostiglia (MN) e la messa in continuità delle linee a 220 kV "Colunga - Ostiglia" e "Ostiglia - Bussolengo", sarà completata l'installazione, presso la stazione di Colunga (BO), di un nuovo ATR 380/220 kV da 400 MVA e saranno realizzati i nuovi stalli primario e secondario ATR.

A completamento dei lavori, la sezione a 220 kV di Colunga risulterà in singola sbarra e ospiterà lo stallo secondario dell'ATR 380/220 kV, due stalli linea (S. Benedetto, Bussolengo) e due stalli disponibili.

Per soddisfare la crescente richiesta di potenza elettrica nell'area delle Province di Modena e Reggio Emilia, sarà realizzata una nuova stazione a 380 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 nuova stazione verrà collegata in entra-esce mediante la realizzazione di due raccordi a 380 kV in semplice terna.

Entro la data indicata, alla nuova stazione, denominata Carpi Fossoli, verranno raccordate le linee di trasmissione in doppia terna nn. 639 e 640 "Carpi Sud - Carpi TG", mediante la realizzazione di due raccordi a 132 kV (di circa 1,2 km ciascuno), in modo da ottenere i nuovi collegamenti a 132 kV "Carpi Sud - Carpi Fossoli".

Inoltre, in relazione all'avvenuta riattivazione della centrale turbogas di Carpi, saranno realizzati due ulteriori brevi raccordi a 132 kV, per il collegamento di ciascuna delle due unità TG in antenna alla sezione 132 kV della nuova stazione di Carpi Fossoli.

La nuova stazione sarà equipaggiata con 2 ATR 380/132 kV da 250 MVA.

La sezione a 380 kV sarà pertanto in doppia sbarra con 5 stalli, di cui: 2 di linea (Caorso e San Damaso), 2 primari ATR e uno di parallelo.

La sezione a 132 kV sarà in doppia sbarra, con almeno dieci stalli, di cui: sette per le linee Fabbrico, Correggio, Carpi Nord (con derivazione Carpi FS), Carpi Sud 1, Carpi Sud 2, Carpi TG 1 e Carpi TG 2, due per i secondari ATR e uno di parallelo.

Sarà inoltre previsto lo spazio necessario per un futuro ampliamento della stazione, almeno per ulteriori due stalli linea a 380 kV e per un 3° ATR 380/132 kV.

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 tutti gli attuali collegamenti a 132 kV: la suddetta 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".

In data 15.03.2002 è stato ratificato un Protocollo di Intesa tra la Regione Emilia Romagna, le Province di Modena e Reggio Emilia, i Comuni di Carpi e Correggio, il GRTN e le Società Terna ed Enel Distribuzione, per la realizzazione della futura stazione con i relativi raccordi a 380 e 132 kV e per il riassetto della afferente rete di distribuzione a 132 kV.

In sede di Conferenza dei Servizi, convocata al fine dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio della nuova stazione e dei raccordi a 380 kV, i soggetti interessati hanno espresso parere favorevole. Il procedimento autorizzativo si è concluso in data 27.09.2002 con esito positivo.

Vincoli : L'intervento nel suo complesso è strettamente correlato alla disponibilità dei collegamenti a 132 kV da realizzare a cura di Enel Distribuzione, in assenza dei quali la nuova stazione non può considerarsi pienamente operativa.

Inoltre, l'entrata in servizio dei nuovi raccordi a 132 kV di accesso in stazione dei collegamenti "Carpi Sud - Carpi Fossoli" è condizionata al completamento degli altri due raccordi a 132 kV per la connessione delle unità turbogas di Carpi in antenna alla nuova stazione di Carpi Fossoli.

Note : La data indicata si riferisce ai soli interventi RTN. Tuttavia l'ottenimento della VIA per i raccordi 132 kV è condizionato agli interventi di riassetto dell'area di Carpi (a cura Enel Distribuzione) oggetto della medesima procedura.

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.

Stazione 380 kV Marginone (LU)

giugno 2006

Nuovo intervento

Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza dei carichi presenti nell'area di Lucca, nella stazione di Marginone (LU) sarà installato il 3° ATR 380/132 kV da 250 MVA.

Presso la stazione, saranno pertanto approntati uno stallo a 380 kV per il primario dell'ATR ed uno stallo a 132 kV per il secondario. Inoltre, per esigenze legate al corretto esercizio ad isole di carico della rete a 132 kV alimentata dall'impianto di Marginone, saranno effettuate le necessarie operazioni per il riassetto dei tratti di attestazione delle linee a 132 kV alle sbarre della stazione.

Stazione 380 kV Colunga (BO)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio, sarà installata nella sezione a 132 kV della stazione elettrica di Colunga (BO) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Parma Vigheffio (PR)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio, sarà installata nella sezione a 132 kV della stazione elettrica di Parma Vigheffio la seconda batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Rubiera (RE)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio, sarà installata nella sezione a 132 kV della stazione elettrica di Rubiera (RE) una nuova batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Casellina (FI)

giugno 2007

Disegno allegato : Prot. Intesa per S. Barbara

Al fine di ripristinare la piena capacità di trasporto dei collegamenti a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano, attualmente compromessa dal vincolo di limitazione in corrente sul tratto in doppia terna delle linee a 380 kV "Calenzano - Tavarnuzze" e "Tavarnuzze - Poggio a Caiano", sarà realizzata presso la stazione di Casellina una nuova sezione a 380 kV da raccordare alle esistenti linee a 380 kV per Calenzano e Poggio a Caiano (attualmente "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze - Calenzano") ed alla stazione di Tavarnuzze.

L'intervento, inserito nell'ambito delle attività previste dal Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di S. Barbara, dovrà tuttavia essere portato a termine quanto più possibile in anticipo rispetto alla data di completamento delle altre attività oggetto dell'Intesa, ed indipendentemente dalla trasformazione in ciclo combinato della centrale di S. Barbara.

La nuova sezione a 380 kV di Casellina sarà in doppia sbarra, con 3 stalli linea ("Tavarnuzze", "Poggio a Caiano" e "Calenzano"), parallelo, e due stalli trasformatore.

Successivamente, a completamento delle attività, nella nuova stazione a 380 kV di Casellina saranno inoltre installati 2 ATR 380/132 kV da 250 MVA, al fine di compensare la contestuale dismissione degli esistenti due ATR 220/132 kV da 160 MVA presenti in stazione.

Il potenziamento delle trasformazioni di Casellina è reso necessario, oltre che per soddisfare la crescente richiesta di potenza nell'area, anche per compensare la successiva dismissione (cfr. Elettrodotto a 380 kV S. Barbara - Tavarnuzze) delle due trasformazioni 220/132 kV di Tavarnuzze, e lo spostamento del carico della città di Firenze su Casellina, conseguente all'eliminazione di alcune linee di distribuzione a 132 kV uscenti da Tavarnuzze.

Successivamente all'entrata in servizio della sezione a 380 kV e delle nuove trasformazioni 380/132 kV di Casellina ed a valle del completamento dell'elettrodotto a 380 kV "Casellina - Tavarnuzze - S. Barbara", sarà dismessa dalla RTN la sezione a 220 kV di Casellina.

Vincoli : La sezione a 220 kV presso Casellina dovrà essere mantenuta almeno fino al completamento di tutti i nuovi impianti a 380 kV e dei nuovi raccordi a 220 kV previsti nel Protocollo di Intesa per la c.le di S. Barbara, al fine di mantenere la continuità della rete a 220 kV ed alimentare in sicurezza anche i carichi della città di Arezzo.

Note : Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", le attività sono state inserite fra quelle di "preminente interesse nazionale" contenute nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001.

La data di completamento dell'intervento è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni entro dicembre 2005.

Stazione 380 kV Poggio a Caiano (FI)

dicembre 2007

Sulla base di quanto già concordato tra il Comune di Poggio a Caiano ed Enel S.p.A., sarà modificato l'assetto della rete afferente alla stazione in oggetto.

In particolare sarà demolito il tratto terminale di circa 2,15 km della linea a 380 kV "Marginone - Poggio a Caiano" (n. 301); la rimanente parte del suddetto elettrodotto verrà collegata alla linea a 380 kV "Poggio a Caiano - Calenzano" (n. 336). Si otterrà così un collegamento diretto "Marginone - Calenzano".

Vincoli : L'intervento potrà essere avviato solo dopo che saranno stati realizzati la sezione 380 kV di Casellina e i relativi raccordi a 380 kV (cfr. Stazione a 380 kV di Casellina), che attraverso la nuova direttrice di trasmissione a 380 kV "Calenzano - Casellina - Poggio a Caiano", consentiranno di garantire in ogni circostanza la piena efficienza di un collegamento a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano.

Note : L'intervento è stato inserito nell'accordo "Completamento della ristrutturazione della S.E. di Poggio a Caiano" sottoscritto da Comune di Poggio a Caiano ed Enel S.p.A. il 21.2.1998.

Raccordi 380 kV Ravenna Canala (RA)

gennaio 2006

Al fine di consentire il trasporto in sicurezza sulla rete a 380 kV dell'energia prodotta dalle centrali in ciclo combinato Enel Produzione di Porto Corsini (circa 760 MW) ed EniPower di Ravenna (circa 780 MW), ed evitare al contempo transiti impropri di potenza sulla rete a 132 kV a seguito di disservizi sugli impianti a 380 kV, saranno realizzati due raccordi a 380 kV per il collegamento dell'elettrodotto "Ferrara Focomorto - Forlì" in entra-esce alla stazione di Ravenna Canala; i raccordi verranno attestati in stazione mediante due nuovi stalli linea a 380 kV, appositamente predisposti. Con questi interventi alla stazione di Ravenna Canala afferiranno nell'assetto finale le seguenti 6 linee a 380 kV: Porto Corsini, EniPower, Ferrara Focomorto, Forlì 1 e 2 e Porto Tolle.

Vincoli : L'esecuzione dei lavori è fortemente condizionata dal rispetto dei piani di indisponibilità.

Note : Le attività dovranno essere il più possibile anticipate rispetto alla data indicata. L'immissione sulla rete a 380 kV della piena potenza delle centrali Enel Produzione di Porto Corsini ed EniPower di Ravenna, risulta infatti condizionata al completamento dei due raccordi a 380 kV per l'inserimento dell'elettrodotto "Ferrara Focomorto - Forlì" nella stazione di Ravenna Canala.

Elettrodotto 380 kV Tavarnuzze - Casellina

giugno 2007

Disegno allegato : Prot. Intesa per S. Barbara

In relazione al completamento della nuova sezione a 380 kV di Casellina e dei relativi raccordi a 380 kV, sarà realizzato, in parte sul tracciato del tratto in doppia terna (da demolire) compreso tra Tavarnuzze e Casellina degli elettrodotti a 380 kV "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze - Calenzano", il nuovo collegamento a 380 kV in singola terna "Tavarnuzze - Casellina". L'intervento rientra nell'ambito delle attività previste dal "Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di S. Barbara, ed il suo inserimento nella rete per la realizzazione della direttrice 380 kV di collegamento Cavriglia - Tavarnuzze - Casellina e per i relativi interventi di miglioramento ambientale", sottoscritto il 28.02.2000 da Regione Toscana ed Enel S.p.A.

Vincoli : La demolizione del tratto in doppia terna tra Tavarnuzze e Casellina degli elettrodotti a 380 kV "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze - Calenzano" è strettamente condizionata all'avvenuta realizzazione della nuova sezione e dei relativi raccordi a 380 kV di Casellina, e della nuova linea a 380 kV in singola terna "Tavarnuzze - Casellina".

Note : 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.

La data di completamento dell'intervento è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni entro dicembre 2005.

Disegno allegato : Prot. Intesa per S. Barbara.

Si provvederà a realizzare un nuovo elettrodotto a 380 kV, di circa 30 km in singola terna, tra la stazione di Tavarnuzze e quella di S. Barbara, sfruttando parte del tracciato della linea a 220 kV in doppia terna esistente fra esse.

Alla nuova stazione a 380 kV di S. Barbara sarà connessa la centrale Enel Produzione di Santa Barbara (Cavriglia - AR), autorizzata alla trasformazione in ciclo combinato dal Ministero delle Attività Produttive in data 10/11/2004.

L'intervento nel suo complesso prevede anche l'installazione di 2 ATR 380/220 kV da 400 MVA rispettivamente nelle stazioni di Calenzano (temporaneamente, in attesa del riclassamento a 380 kV della linea "Calenzano-Colunga") e S. Barbara, dove saranno realizzati uno stallo primario ATR a 380 kV e uno stallo a 220 kV con la duplice funzione di secondario ATR e stallo linea.

Saranno inoltre realizzati due nuovi raccordi a 220 kV:

- il primo, in classe 380 kV 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, di circa 4,5 km, realizzato in classe 380 kV ed esercito a 220 kV, collegherà, in località Castelnuovo dei Sabbioni, la stazione di Santa Barbara all'attuale linea proveniente dalla stazione a 220 kV di Arezzo C".

Sarà inoltre realizzata la nuova sezione a 380 kV in doppia sbarra (isolata in SF6) nella stazione di S. Barbara con 6 stalli (linea Tavarnuzze, 2 arrivi gruppo per i generatori di centrale, un primario ATR 380/220 kV, un primario ATR 380/132 kV e parallelo) con predisposizione per futuro ampliamento con ulteriori 4 stalli a 380 kV. L'impianto sarà dotato di un ATR 380/132 kV da 250 MVA in aggiunta al già citato ATR 380/220 kV da 400 MVA.

Successivamente al completamento delle opere descritte saranno demoliti i seguenti elettrodotti a 220 kV compresi tra le stazioni di Poggio a Caiano, Calenzano e S. Barbara:

- le due linee a 220 kV nn. 290 e 267, di circa 9 km ciascuna, tra le stazioni di Poggio a Caiano e Casellina;
- le due linee a 220 kV nn. 265 e 266 comprese tra le stazioni di Casellina e Tavarnuzze, per complessivi 16 km circa;
- il tratto di circa 32 km compreso tra Tavarnuzze e Castelnuovo dei Sabbioni della linea a 220 kV n. 269 "Tavarnuzze - Arezzo C" (cfr. note);
- l'elettrodotto in doppia terna a 220 kV (linee nn. 270 e 271) di circa 28 km tra S. Barbara e Tavarnuzze;
- il tratto di circa 9 Km compreso tra Calenzano e Casellina della linea a 220 kV n. 261 "Colunga - Casellina".

Saranno inoltre dismesse dalla RTN le sezioni a 220 kV delle stazioni di Poggio a Caiano, Casellina, Tavarnuzze e Santa Barbara (ad eccezione dello stallo a 220 kV per Arezzo C) e saranno resi disponibili i 2 ATR 380/220 kV attualmente presenti a Poggio a Caiano e i 2 ATR 220/132 kV di Tavarnuzze.

Le esistenti trasformazioni 220/132 kV/MT, di proprietà di Enel Produzione, attualmente presenti nell'impianto di Santa Barbara non verranno più utilizzate.

Vincoli : La demolizione degli impianti a 220 kV (linee e sezioni di stazioni) compresi tra le stazioni di Tavarnuzze, Casellina e Poggio a Caiano risulta successiva alla data indicata per i lavori qui descritti e vincolata alla realizzazione della nuova sezione a 380 kV nella stazione di Casellina e dei relativi raccordi ed all'installazione nella stessa stazione delle nuove trasformazioni 380/132 kV (cfr. Stazione a 380 kV di Casellina), nonché alla nuova linea a 380 kV "Casellina - Tavarnuzze".

Note : Le attività sopra descritte sono inserite nel "Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara, ed il suo inserimento nella rete per la realizzazione della direttrice 380 kV di collegamento Cavriglia - Tavarnuzze - Casellina e per i relativi interventi di miglioramento ambientale" sottoscritto da Regione Toscana ed Enel S.p.A. il 28.02.2000. I 2 ATR 380/220 kV da installare presso le Stazioni di Calenzano e S. Barbara potranno eventualmente essere recuperati da Poggio a Caiano.

Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", le attività per la

realizzazione della nuova sezione a 380 kV di S. Barbara e del nuovo elettrodotto a 380 kV "S. Barbara - Tavarnuzze", sono state inserite fra quelle di "preminente interesse nazionale" contenute nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001.
La data di completamento dell'intervento è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni entro dicembre 2005.

Elettrodotto 380 kV La Casella - Caorso

dicembre 2008

Le criticità relative all'esercizio in sicurezza del collegamento a 380 kV "La Casella – S. Rocco", rendono necessaria l'eliminazione delle congestioni di rete e delle possibili limitazioni alla produzione delle centrali (attuali e previste in futuro) collegate alla rete a 380 kV dell'area Nord-Ovest del Paese.

La soluzione ottimale prevede la realizzazione di un nuovo collegamento in doppia terna a 380 kV dal nodo di La Casella al nodo di Caorso (già "La Casella - Nord Emilia").

In alternativa la nuova linea potrebbe anche essere collegata ad un altro nodo a 380 kV ad Est di Caorso.

L'intervento consentirà anche di ridurre significativamente le perdite di trasmissione.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per marzo 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 380 kV Calenzano-Colunga

marzo 2010

Nuovo intervento

Al fine di ridurre i vincoli presenti tra le aree di mercato Nord e Centro-Nord, si ricostruirà in doppia terna a 380 kV l'attuale linea a 220 kV "Casellina – Colunga" nel tratto compreso tra le stazioni di Calenzano e Colunga. Una delle due terne sarà collegata in entra-esce alla stazione di S. Benedetto del Querceto.

Il citato elettrodotto a 220 kV, in seguito al completamento dei lavori previsti dal "Protocollo d'Intesa per [...] S. Barbara [...]", sottoscritto da Regione Toscana ed Enel S.p.A. il 28.02.2000, dovrà essere raccordato alla S.E. di Calenzano (dove verrà temporaneamente installato un ATR 380/220 kV), mentre il tratto compreso tra questa e la S.E. di Casellina verrà dismesso dalla RTN.

Presso la S.E. di S. Benedetto del Querceto, già realizzata in classe 380 kV, dovrà pertanto essere installato un ATR 380/132 kV, in sostituzione dell'ATR 220/132 kV già installato nella stazione.

L'intervento consentirà anche una notevole riduzione delle perdite di rete.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo entro settembre 2006 e dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni entro settembre 2008.

Stazione 220 kV Avenza (MS)

dicembre 2007

Nuovo intervento

Al fine di garantire la sicurezza e la continuità dell'alimentazione della rete a 132 kV afferente all'impianto di Avenza, in luogo dei due ATR 220/132 kV da 160 MVA attualmente presenti nella stazione saranno installati due ATR 220/132 kV da 250 MVA. Uno dei due ATR sostituiti resterà disponibile in impianto come riserva.

L'intervento riveste carattere d'urgenza e quindi, allo scopo di anticipare la disponibilità di una maggiore capacità di trasformazione nella stazione di Avenza, i nuovi ATR dovranno sostituire gli attuali prima possibile.

Successivamente alla data indicata, sarà realizzato anche il terzo sistema di sbarre a 132 kV.

Inoltre, sempre successivamente alla data indicata, allo scopo di garantire il pieno rispetto delle condizioni di sicurezza e migliorare l'affidabilità della rete in AAT che alimenta la stazione di Avenza, saranno realizzati la nuova sezione a 380 kV con le relative trasformazioni ed i raccordi a 380 kV tra la stazione e la linea a 380 kV "Acciaiolo - La Spezia".

Note : I rinforzi, in parte già realizzati, della rete a 132 kV dell'area compresa tra Massa e Lucca rendono improcrastinabile il citato potenziamento delle trasformazioni nella stazione di Avenza.

L'intervento potrà anche consentire, a valle della prevista realizzazione della nuova stazione di smistamento a 132 kV nell'area di Viareggio, di esercire normalmente chiuso il collegamento a 132 kV tra le C.P. di Massa Z.I. e Strettoia, con notevoli benefici per la qualità e la continuità di alimentazione dei carichi nell'area in questione.

Elettrodotto 220 kV Colunga - Este

maggio 2005

La linea a 220 kV n. 226 "Colunga - Este" sarà declassata a 132 kV ed in corrispondenza del sostegno n. 130 sarà raccordata al nuovo elettrodotto a 132 kV di circa 12 km proveniente dalla stazione di Ferrara Focomorto.

Successivamente alla data indicata, il tronco della linea compreso tra la C.P. di Ferrara Sud ed il palo n. 130 verrà demolito, mentre il restante tratto a sud di Ferrara, verrà collegato:

-alla C.P. di Ferrara Sud, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV di circa 3,5 km;

-alla C.P. di Altedo, con il prolungamento degli attuali raccordi alla linea a 132 kV "Ferrara Sud - Colunga";

-alla sezione a 132 kV di Colunga.

Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della direttrice "Colunga - Ferrara Focomorto", ove è anche inserita la centrale Centro Energia di Ferrara, sarà inoltre potenziato l'elettrodotto di trasmissione n. 767 "Centro Energia - Ferrara Sud", con conduttori in alluminio-acciaio da 585 mm² o di portata equivalente.

Vincoli : Il declassamento è subordinato all'installazione presso la S.E. di Este (PD) di un nuovo ATR 220/132 kV da 160 MVA.

Stazione 132 kV Bardi (PR)

dicembre 2005

Allo scopo di migliorare la continuità e la qualità del servizio della direttrice a 132 kV "Torrechiara - Borgonovo", attualmente degradata a causa del lunghissimo collegamento " Borgonovo - Borgotaro - der. Bardi" privo di sezionamenti, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di smistamento a 132 kV, a circa 1,5 km dalla centrale di Bardi.

La nuova stazione, da inserire in entra-esce sulla linea a 132 kV "Borgonovo - Borgotaro" sarà costituita da una sezione a 132 kV in singola sbarra con 3 stalli linea completi (C.P. di Borgonovo, C.P. di Borgotaro e c.le di Bardi).

Note : La data di ultimazione è fortemente condizionata all'ottenimento delle autorizzazioni entro il primo bimestre 2005.

Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA)

gennaio 2007

Nell'area di Massa Lombarda sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 132 kV della RTN, raccordata in entra-esce alla linea di trasmissione a 132 kV n. 844 "Colunga - Ravenna Canala", di proprietà TERN (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 Imola Faenza) la futura C.P. Selice. La nuova stazione sarà in singola sbarra con 3 stalli a 132 kV (Ravenna, Colunga e collegamento C.P. Selice), ma con gli spazi tali da consentire un suo eventuale futuro ampliamento per ulteriori due stalli linea a 132 kV.

La nuova C.P. Selice verrà inoltre connessa, a cura HERA, in entra-esce alla linea di distribuzione a 132 kV "Ortignola - Trebeghino - 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.

Vincoli : Le attività risultano correlate alla realizzazione, a cura HERA Imola-Faenza, della nuova C.P. Selice e dei relativi raccordi di collegamento alla linea a 132 kV "Ortignola - Trebeghino - der. IRCE".

Note : L'intervento sarà possibilmente anticipato in relazione all'esigenza di garantire, già nel breve termine, l'alimentazione in sicurezza dei carichi di Imola.
La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per aprile 2005, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per aprile 2006 e dei necessari tempi di realizzazione.

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 TERNIA Gruppo Enel S.p.A. per l'assetto della rete AT nel Comune di Lucca", sottoscritto il 28/02/2000.

Il nuovo assetto della rete consentirà di ridurre l'impatto ambientale degli impianti in alta tensione presenti nel territorio del Comune di Lucca migliorando nel contempo l'esercizio in sicurezza della rete.

Vengono innanzitutto descritti gli interventi previsti in "prima fase" nel Protocollo d'Intesa.

- Sarà in parte ricostruito e potenziato il collegamento "S. Pietro a Vico - Vinchiana", di proprietà TERNIA.

- Sarà realizzato un nuovo raccordo a 132 kV alla C.P. di Lucca Ronco, che consentirà il superamento della 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", di proprietà TERNIA, 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".

- Sarà realizzato in parte in aereo ed in parte in cavo il nuovo elettrodotto di trasmissione "Lucca Giannotti - S. Pietro a Vico".

- A completamento delle attività inserite in "prima fase", dopo il completamento degli interventi su descritti, potranno essere ricostruiti gli elettrodotti a 132 kV "Diecimo - Lucca Ronco" e "Pian Rocca - Diecimo", per problemi legati alla vetustà degli stessi.

Nella "seconda fase" di attuazione delle attività inserite nel Protocollo d'Intesa, le linee a 132 kV "Lucca Giannotti - Borgonuovo" e "Borgonuovo - Marginone" verranno messe in continuità, effettuando il by-pass della C.P. Borgonuovo, allo scopo di ottenere un collegamento diretto tra la C.P. Lucca Giannotti e la S.E. Marginone. Contestualmente la C.P. di Borgonuovo (LU) verrà collegata in entra-esce alla linea a 132 kV "Marginone - Vinchiana" (ex linea a 220 kV "Livorno - Avenza", già declassata a 132 kV nel tratto compreso tra Marginone ed Avenza), utilizzando gli stalli liberati dal citato by-pass. In tal modo si garantirà una più equilibrata distribuzione dei carichi tra le due arterie realizzate tra le stazioni di Vinchiana e di Marginone.

Infine si procederà alla demolizione dell'elettrodotto di trasmissione a 132 kV "Lucca Giannotti - Lucca Ronco", che tuttavia potrà avvenire solamente dopo la costruzione del nuovo elettrodotto "Lucca Giannotti - S. Pietro a Vico", prevista in "prima fase" nel Protocollo d'Intesa.

Note : La data di ultimazione è fortemente condizionata all'ottenimento delle autorizzazioni.

Disegno allegato : Interventi area di R. Emilia

Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, saranno realizzate le attività di seguito descritte, di razionalizzazione e potenziamento (per una capacità di trasporto limite dell'ordine di 900 A) degli attuali impianti di trasmissione.

- Saranno ricostruite e potenziate, le linee di trasmissione a 132 kV "Boretto - S. Ilario" e "Castelnuovo di Sotto - Boretto", di proprietà TERNA.

- Sarà realizzato un nuovo collegamento a 132 kV tra la stazione di Rubiera e la C.P. di Reggio Nord, mediante la ricostruzione dell'attuale linea in "Rubiera - Reggio Sud", di proprietà TERNA, 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 C.P. di Reggio Nord, anche durante le attività di potenziamento degli altri impianti di rete nell'area.

- Le linee di trasmissione a 132 kV "Reggio Nord - Reggio Emilia" e "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto" saranno ammazettate nel tratto in doppia terna in uscita da Reggio Nord. Il rimanente tratto in s.t. della linea "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto" sarà ricostruito e potenziato, mentre il tratto di accesso alla C.P. 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 del Comune di Reggio Emilia.

Note : Le attività rivestono carattere di urgenza e dovranno essere completate prima possibile.

Elettrodotto 132 kV Isola d'Elba - Continente

dicembre 2006

Disegno allegato : Isola d'Elba - Continente

Il carico dell'isola d'Elba (prossimo ai 40 MW nei mesi estivi) non è sempre alimentato in condizioni di piena affidabilità in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento a 132 kV in c.a. (in gran parte in cavo sottomarino) "Piombino – Tolla Alta – Cala Telegrafo – S. Giuseppe", gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e la c.le Turbogas di Portoferraio non riescono a garantire l'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, che avrà come estremo peninsulare la stazione di Colmata, presso la quale dovrà essere approntato uno stallo a cura di Enel Distribuzione, mentre sull'Elba sarà attestato al sezionamento di Cala Telegrafo, che dovrà essere adeguato al fine di garantire la possibilità di esercire separatamente i due cavi.

Inoltre, la linea elettrica RTN a 132 kV "S. Giuseppe – Portoferraio" sarà ricostruita con conduttore in alluminio-acciaio da 585 mm² e sarà posta in continuità con la linea a 132 kV "Cala Telegrafo - S. Giuseppe", attraverso il by-pass della C.P. di S. Giuseppe. In tal modo si libereranno nella C.P. di S. Giuseppe gli stalli a 132 kV necessari per il collegamento delle linee di distribuzione provenienti da Cala Telegrafo e Porto Azzurro.

Vincoli : Intervento strettamente correlato alle attività, a cura Enel Distribuzione, di completamento dell'anello a 132 kV interno all'Isola d'Elba (su cui inserire in entra-esce oltre alla esistente C.P. di S. Giuseppe, anche le due nuove C.P. di Procchio e Porto Azzurro, attualmente in servizio come sezionamenti MT) e di eliminazione dell'incrocio tra le linee a 132 kV, attuale e futura, fra Cala Telegrafo e S. Giuseppe.

La realizzazione del nuovo collegamento "Colmata – Cala Telegrafo" potrà essere avviata e completata in anticipo rispetto al completamento dell'anello interno all'isola. In tal caso l'elettrodotto svolgerà funzione di back-up dell'attuale "Piombino – Cala Telegrafo".

Note : 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 assume carattere di urgenza e dovrà essere realizzato prima possibile.

La data indicata è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni entro dicembre 2005.

Elettrodotto 132 kV Borghonovo - Borgotaro - der. Bardi

giugno 2008

Tenuto conto della limitata capacità di trasporto e dello stato di obsolescenza della linea a 132 kV "Borghonovo-Borgotaro-der Bardi" è necessario rimuovere tutti i vincoli che limitano notevolmente la portata nel tratto di circa 54,5 km compreso tra Montalbo (PC) e Borgotaro (PR), tra i pali 45 e 1B, prevedendo la sostituzione dell'attuale conduttore con uno caratterizzato dalla capacità di trasporto limite di 900 A.

Vista inoltre l'importanza strategica rivestita dalla linea in oggetto, risulta indispensabile procedere quanto prima alla manutenzione straordinaria della linea in modo da eliminare tutti i punti critici che attualmente ne riducono le prestazioni in termini di continuità del servizio.

Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX - Riccione - Rimini Sud

giugno 2008

Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza dell'anello a 132 kV "S. Martino in XX - Riccione - Rimini Sud - Rimini Condotti - S. Martino in XX", risulta necessario ricostruire e potenziare, per una capacità di trasporto limite di 900 A, i seguenti elettrodotti appartenenti alla RTN:

- la linea a 132 kV "S. Martino in XX - Riccione", di proprietà TERNA;
- le linee a 132 kV "Rimini Sud - Rimini Condotti" e "Riccione - Rimini Sud", nei tratti dotati di conduttore in rame da 117 mm², di proprietà RFI.

Note : Gli interventi descritti rivestono carattere di priorità ed urgenza, in relazione alla situazione già attualmente critica della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Rimini e Riccione, ed al previsto incremento dei carichi nell'area.

La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello

giugno 2008

Disegno allegato : Prot. Intesa per S. Barbara

Al fine di potenziare la rete a 132 kV afferente alle stazioni di Tavarnuzze e di Larderello, la ex linea a 220 kV "Tavarnuzze - S. Dalmazio" di proprietà TERNA, attualmente fuori servizio, entro la data indicata verrà declassata a 132 kV 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.

Successivamente alla data indicata, la linea declassata sarà raccordata alla stazione di Tavarnuzze e inoltre, dopo la realizzazione di tali raccordi, 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" (n. 433 - conduttore in alluminio-acciaio da 214 mm²) e "Tavarnuzze - Larderello" (ex. n. 272 - conduttore in alluminio-acciaio da 428 mm²) in località Casaglia (SI), ottenendo così i due nuovi collegamenti "Larderello - Certaldo" e "Tavarnuzze - Poggibonsi".

Quindi sarà potenziato il tratto di circa 3,5 km di accesso a Poggibonsi della nuova linea "Tavarnuzze - Poggibonsi", per una capacità di trasporto almeno equivalente a quella di un elettrodotto con conduttore in alluminio-acciaio da 428 mm².

Note : L'attività per il collegamento a Tavarnuzze della linea ex n. 272, è inserita nel Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara, sottoscritto da Regione Toscana ed Enel S.p.A. in data 28.02.2000.

La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e
Molise*

Stazione 380 kV Roma Nord (RM)

ottobre 2005

Al fine di poter garantire una migliore regolazione della tensione e assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete nell'area urbana di Roma, sarà installata una reattanza di compensazione della potenza complessiva trifase di 160 MVAR nella sezione a 220 kV della stazione di Roma Nord.

Stazione 380 kV Roma Sud (RM)

ottobre 2005

Al fine di poter garantire una migliore regolazione della tensione e assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete nell'area urbana di Roma, sarà installata una reattanza di compensazione della potenza complessiva trifase di 160 MVAR nella sezione a 220 kV della stazione di Roma Sud.

Stazione 380 kV Villa Valle (TR)

febbraio 2006

A seguito dell'installazione delle varie trasformazioni previste in stazione rimangono da ultimare alcuni lavori di adeguamento della stazione stessa.

La sezione a 220 kV a lavori ultimati sarà realizzata in doppia sbarra con 11 stalli (linee Pietrafitta, Roma Nord, San Giacomo 2, S. Lucia, Galletto 7 e 8, Siderurgici 1 e 2, 1 primario ATR, 1 secondario ATR e parallelo) e prevedrà lo spazio per un secondo stallo per primario ATR.

A seguito della realizzazione e entrata in servizio dell'elettrodotto a 380 kV "S. Giacomo – Teramo" potrà essere dismessa dalla RTN, come previsto, parte della linea a 220 kV "Villa Valle - S. Giacomo 1 con der. Provvidenza" (n. 231).

In particolare, al fine di ultimare i lavori sulla sezione a 220 kV di Villa Valle e rendere operativo il prima possibile l'interruttore di parallelo, la suddetta linea sarà scollegata lato Villa Valle e il tratto compreso tra Villa Valle e la derivazione con la centrale di Provvidenza potrà essere dismesso dalla RTN. Il tratto tra la derivazione alla centrale di Provvidenza e la stazione di S. Giacomo Collepiano dovrà invece rimanere in servizio per garantire l'esercizio in sicurezza della centrale di Provvidenza fino alla realizzazione del nuovo raccordo alla linea a 220 kV "Popoli – S. Giacomo", come indicato negli interventi relativi all'elettrodotto a 380 kV "S. Giacomo – Teramo" (cfr. Razionalizzazione 220 kV "S. Giacomo- Teramo").

Nella sezione a 132 kV di Villa Valle verranno ultimati i lavori che prevedono la ricostruzione della sezione su se stessa dotandola di doppio sistema di sbarre e interruttore di parallelo.

Note : Intervento condizionato da attività di rinnovo impianto a cura del proprietario della stazione

Stazione 380 kV Roma Est (RM)

dicembre 2006

La stazione di Roma Est, programmata per far fronte al fabbisogno di una zona della città avente notevole densità di popolazione e attività terziarie, si trova attualmente con due collegamenti a 150 kV verso l'area metropolitana (Prenestina e Tor Cervara) e con due ATR 380/150 kV da 250 MVA, di cui uno destinato alla alimentazione delle FS - TAV tratta "Roma - Napoli".

Con il completamento dei previsti restanti due raccordi a 150 kV alle due linee ACEA Distribuzione per la cabina Aniene (ex Smitamento Est) e l'entrata in servizio della tratta TAV "Roma Napoli", sarà necessario installare il 3° ATR 380/150 kV da 250 MVA.

L'intervento comporterà l'installazione dei relativi stalli a 380 kV e 150 kV (primario e secondario ATR) e l'adeguamento delle sbarre 150 kV per l'esercizio su tre sistemi separati.

Contestualmente al completamento dei raccordi a 150 kV a cura ACEA Distribuzione saranno attivati per giugno 2005 2 stalli a 150 kV in stazione.

Vincoli : Lavori correlati al completamento dei raccordi a 150 kV a cura ACEA Distribuzione

Stazione 380 kV Roma Ovest (RM)

dicembre 2006

In considerazione del notevole carico alimentato dalla stazione e dell'aumento di domanda di energia elettrica prevista nei prossimi anni nell'area ovest di Roma si renderà necessario approntare nella S.E. di Roma Ovest una quarta trasformazione 380/150 kV da 250 MVA.

L'intervento comporterà l'installazione dei relativi stalli a 380 kV e 150 kV (primario e secondario ATR).

Stazione 380 kV Ceprano (FR)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 150 kV della stazione elettrica di Ceprano (FR) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Latina (LT)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 150 kV della stazione elettrica di Latina una batteria di condensatori da 54 MVAR.

La regione Marche si caratterizza per un significativo incremento di carico elettrico, soprattutto nella fascia costiera. Tale carico è alimentato attualmente per una parte modesta dalla produzione locale (centrali di Falconara e Jesi) e per la maggior parte è soddisfatto dall'importazione dalle regioni limitrofe e trasmesso ai nodi di carico attraverso la rete AAT e AT.

Con la nuova stazione si 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, 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 potrà essere individuato in un'area compresa tra l'incrocio delle linee a 132 kV "Valcimarra - Abbadia C.P." con la linea a 380 kV "Candia – Rosara" e l'attuale cabina primaria di Abbadia, lungo il tracciato delle due suddette linee a 132 kV. Pertanto i raccordi a 380 kV per l'inserimento della nuova S.E. in entra-esce sulla linea "Candia – Rosara" saranno più o meno estesi a seconda della localizzazione che verrà individuata per la stazione in prossimità o dell'elettrodotto a 380 kV o della cabina.

L'area individuata si trova in una posizione baricentrica rispetto al carico e presenta una notevole concentrazione di linee a 132 kV, garantendo in tal modo una alimentazione adeguata della rete, la necessaria sicurezza di esercizio e un limitato impatto ambientale.

Detta stazione per motivi di sicurezza di gestione della rete di trasmissione dovrà essere maggiormente ancorata alla rete a 380 kV con la realizzazione di un terzo elettrodotto in doppia terna a 380 kV che si interconetterà con la S.E. di Fano (cfr. Elettrodotto a 380 kV "Fano – Nuova stazione in provincia di Macerata").

Considerato che per il nuovo collegamento a 380 kV per Fano nel tratto compreso fra Ancona e Macerata potrà essere riclassata parte della linea a 220 kV "Candia – Montorio con der. Rosara", la parte rimanente di detta linea a 220 kV, verso Montorio e la derivazione per Rosara, sarà mantenuta a 220 kV e raccordata alla futura stazione mediante l'interposizione di un ATR 380/220 kV da 400 MVA, preferibilmente recuperato dalla stazione di Candia.

Alla nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra-esce le due linee a 132 kV appartenenti alla RTN "Valcimarra - Abbadia C.P.", i cui tronchi di linea nel tratto compreso tra la nuova S.E. e l'esistente C.P. di Abbadia saranno opportunamente potenziati per alimentare adeguatamente la rete di trasporto in AT dell'area.

In base a quanto sopra esposto la nuova stazione sarà configurata con due ATR 380/132 kV da 250 MVA e con la sezione a 380 kV realizzata in doppia sbarra e parallelo con 4 stalli linea e 2 stalli per i suddetti primari ATR e 1 per l'ATR 380/220 kV da 400 MVA per il collegamento per Rosara nel caso venga riclassato il suddetto collegamento a 220 kV. Saranno previsti gli spazi per due ulteriori stalli. La sezione 132 kV sarà realizzata in doppia sbarra e parallelo con 7 stalli: 2 stalli per le linee per Valcimarra, 2 per la C.P. di Abbadia, 2 per i secondari ATR, 1 per batteria di condensatori da 54 MVAR. Prevedrà lo spazio per 3 ulteriori stalli.

Inoltre per esigenze di sicurezza della rete, in attesa dell'entrata in servizio della nuova stazione a 380 kV, si ritiene opportuno installare transitoriamente nell'area di Abbadia un ATR 220/132kV di recupero derivato rigidamente dalla linea a 220 kV "Candia – Rosara", utilizzando eventualmente l'ATR oggi installato a Rosara se le condizioni di esercizio lo permetteranno.

Note : 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 "Stazione di trasformazione 380/130 kV di Abbadia". La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2008 e dei successivi tempi di realizzazione.

Nuovo intervento

L'alimentazione del carico elettrico della regione Marche è attualmente garantita per una parte modesta dalla produzione locale (centrali di Falconara e Jesi) e per la maggior parte dall'importazione dalle regioni limitrofe attraverso la rete AAT e AT.

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 380 kV e migliorare la sicurezza della rete è programmata la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna che conetterà la stazione di Fano con la futura stazione in provincia di Macerata da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Candia – Rosara" (cfr. Stazione 380 kV in provincia di Macerata).

Il nuovo elettrodotto contribuirà a migliorare la sicurezza della rete, fornendo un punto di alimentazione intermedio su l'unica arteria a 380 kV che da Fano fino a Teramo, 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 e i tempi di manutenzione ordinaria della rete adriatica e migliorata la qualità e sicurezza del servizio di trasmissione.

Tale intervento nell'ottica del nuovo mercato elettrico consentirà di ridurre i limiti di scambio fra le zone di mercato Nord e Centro-Nord e di migliorare i profili di tensione e quindi la qualità del servizio elettrico. Inoltre in considerazione delle numerose iniziative di nuove centrali sulla costa adriatica e nel sud Italia, il nuovo collegamento è il primo passo per il raddoppio della dorsale adriatica da realizzarsi con una nuova linea, attualmente allo studio, tra la nuova stazione in provincia di Macerata e la stazione di Teramo.

Per la realizzazione dell'intervento ci si avvarrà delle opportunità infrastrutturali già esistenti sul territorio e conseguentemente potrà essere razionalizzata la rete locale a 220 kV e 132 kV.

Per il nuovo collegamento nel tratto tra Fano e Ancona potrà essere utilizzato il tracciato dell'esistente elettrodotto a 220 kV denominato "Candia – Colunga" e per il tratto compreso fra Ancona e Macerata potrà essere utilizzata parte della linea a 220 kV "Candia – Montorio con der. Rosara", che sarà pertanto in parte riclassata a 380 kV.

La parte rimanente della linea "Candia – Montorio con der. Rosara", verso Montorio e la derivazione per Rosara sarà quindi mantenuta a 220 kV e raccordata alla futura stazione mediante l'interposizione di un ATR 380/220 kV da 400 MVA, preferibilmente recuperato dalla stazione di Candia.

Il raccordo di accesso a Candia (AN) della linea a 220 kV "Candia – Montorio con der. Rosara" non interessato al riclassamento a 380 kV potrà essere dismesso dalla RTN e conseguentemente nella stazione di Candia la sezione a 220 kV sarà completamente smantellata.

Con riferimento agli interventi sulla rete a 132 kV è previsto che il tratto della linea "Candia - Colunga" 220 kV compreso tra la stazione di S. Martino in XX (RN) e il comune di Colbordolo (PU) venga declassato a 132 kV e dismesso dalla RTN. Tale tratto verrà raccordato, a cura ENEL Distribuzione, alla cabina primaria di Colbordolo e alla futura cabina di S. Clemente (RN).

La linea a 132 kV "Camerata Picena – S. Lazzaro" verrà scollegata dalla stazione ormai obsoleta di S. Lazzaro e raccordata alla C.P. di Fossombrone, previa realizzazione di un apposito stallo da parte di ENEL Distribuzione proprietaria dell'impianto. Contestualmente alla dismissione della stazione di S. Lazzaro si metteranno in continuità le linee a 132 kV "Fossombrone - S. Lazzaro" e "S. Lazzaro – Furlo" per ottenere la nuova linea "Fossombrone - Furlo".

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2007, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per dicembre 2008 e dei successivi tempi di realizzazione.

Con la completa attivazione della centrale a 380 kV di S. Giacomo a seguito di impegni presi con le autorità locali, è in programma la demolizione della vecchia stazione di S. Giacomo a 220 kV denominata Collepiano. Per rendere possibile tale demolizione sono necessari una serie di interventi sulla rete a 220 kV. Le linee per Popoli e per Villa Valle, attualmente connesse a Collepiano, saranno raccordate a una nuova sezione a 220 kV di S. Giacomo da costruire. La nuova sezione a 220 kV in semplice sbarra di S. Giacomo sarà quindi dotata di 3 stalli, 1, già presente, dedicato per l'ATR 380/220 kV da 400 MVA e 2 nuovi per le suddette linee per Villa Valle e per Popoli.

Per attestare la linea per Villa Valle a S. Giacomo si utilizzerà un esistente collegamento a 220 kV tra S. Giacomo e Collepiano ottenendo la "Villa Valle – S. Giacomo con der. Provvidenza", per attestare la linea per Popoli sarà necessario fare un secondo raccordo a 220 kV tra le stazioni di S. Giacomo e Collepiano. Ciò consentirà di avere due collegamenti con la rete a 220 kV e migliorare l'immissione in sicurezza su questa rete della maggiore potenza prodotta con la nuova centrale anche in caso di indisponibilità del futuro collegamento a 380 kV.

Per completare la razionalizzazione della rete a 220 kV, con la dismissione dalla RTN della linea n. 231 a 220 kV "Villa Valle - S. Giacomo con der. Provvidenza", al fine di garantire 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 dalla stessa centrale di Provvidenza un breve raccordo a 220 kV che si attesterà in derivazione rigida a T sulla linea a 220 kV "Popoli - S. Giacomo". Si otterrà in tal modo il nuovo collegamento "Popoli - S. Giacomo con der. Provvidenza".

Stazione 150 kV S. Salvo Smist. (CH)

dicembre 2005

L'area costiera adriatica, nel tratto compreso tra Ortona e Termoli presenta, soprattutto nel periodo estivo, un carico elevato che può raggiungere e superare anche i 200 MW. Tale carico potrà in prospettiva non essere alimentabile in sicurezza tramite l'esistente arteria che congiunge la S.E. di Villanova con quella di Larino.

Per far fronte all'aumento di carico dell'area e garantire una adeguata qualità del servizio di trasmissione sono previste la realizzazione di una stazione di smistamento, in località S. Salvo, e il potenziamento della direttrice compresa tra la C.P. di Portocannone (CB) e quella di S. Salvo Z.I. (CH).

La nuova stazione di smistamento sarà collegata con doppio entra-esce alla linea a 150 kV "Gissi – Larino S.E." e alla direttrice a 150 kV "Vasto – Termoli Sinarca".

A seguito di intese intercorse con ENEL Distribuzione la stazione sarà realizzata in due fasi nel sito di proprietà di ENEL Distribuzione ove è prevista la realizzazione della nuova CP di S. Salvo.

Segnatamente nella prima fase, prevista entro la data indicata, è in programma la connessione della nuova cabina di ENEL Distribuzione in entra-esce alla linea a 150 kV "S. Salvo Z.I. – Termoli Sinarca". Tale cabina adotterà uno schema in soluzione normale e sarà dotata di una semisbarra e tre stalli: due per i raccordi e uno per una trasformazione AT/MT.

Nella seconda fase, subordinatamente all'acquisizione delle autorizzazioni per la realizzazione dei raccordi alla linea a 150 kV "Gissi – Larino S.E.", è previsto il completamento dell'impianto con la realizzazione di una seconda semisbarra, del congiuntore longitudinale e degli ulteriori due stalli per i raccordi.

La stazione, così costituitasi, permetterà di migliorare la magliatura della RTN, consentendo di alimentare la suddetta area utilizzando anche l'esistente linea tra Larino S.E. e Gissi, di recente costruzione in AA 585 mmq e transitante nelle vicinanze.

Inoltre con il potenziamento delle linee sopra indicato, associato alla nuova stazione, migliorerà la sicurezza di alimentazione della zona costiera evitando così la costruzione di nuovi elettrodotti.

Vincoli : La realizzazione della stazione di smistamento è condizionata dalla fattibilità di tutti i raccordi suddetti alle linee a 150 kV.

Note : Per la seconda fase si prevede l'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2007 e dei tempi di realizzazione per aprile 2008.

Elettrodotto 150 kV Canistro Allac. - Morino

giugno 2005

Nel quadro della considerevole potenza prodotta attualmente ed in un prossimo futuro sulla rete a 150 kV dalle centrali insistenti nell'area tra Avezzano e Popoli, si rende necessario rinforzare alcuni collegamenti della RTN per consentire il trasporto in sicurezza di tale potenza verso i centri utilizzatori.

Tra i vari collegamenti il tratto "Canistro Allacc. – Morino" (9 km - cod. n.060) risulta attualmente ed in prospettiva quello più a rischio di sovraccarico, presentando la capacità di trasporto più bassa rispetto alle altre linee, essendo costruito in alluminio-acciaio da 148 mmq.

Di conseguenza entro la data indicata la suddetta linea verrà ricostruita con caratteristiche di portata equivalente ad un elettrodotto in alluminio-acciaio da 585 mmq.

Elettrodotto 132 kV Candia - Camerata Picena

dicembre 2005

Per il tronco della linea "Candia - Colunga" compreso tra le stazioni elettriche di Candia e Camerata Picena è previsto il declassamento a 132 kV e la costruzione dei raccordi alle due stazioni, al fine di ottenere il collegamento a 132 kV "Candia - Camerata Picena SE". Una volta completato tale collegamento sarà dismessa dalla RTN la linea 132 kV "Candia - Camerata Picena SE" (n. 164) costruita con conduttori in rame da 114 mmq.

Nelle stazioni di Candia e Camerata potranno essere eventualmente utilizzati gli stalli e gli accessi della linea da dismettere.

Elettrodotto 132 kV Pietrafitta - Attigliano

giugno 2007

Sono previsti degli interventi finalizzati a eliminare alcuni franchi con linee in media tensione (MT) che non permettono di sfruttare alla piena capacità di trasporto gli elettrodotti a 132 kV "Pietrafitta - Baschi" e "Baschi - Attigliano".

Tali interventi consentiranno di migliorare la gestione in sicurezza di un'arteria di trasmissione su cui si attestano la centrale di Baschi e le centrali situate tra Terni e Nera Montoro.

Elettrodotto 132 kV Villa Valle - Spoleto

dicembre 2008

E' necessario ed urgente il potenziamento dell'ultimo tratto della linea "Spoleto - Villa Valle" a causa della limitata capacità di trasporto dovuta ad una strozzatura (conduttore in rame 117 mmq) di appena 3 km, eventualmente utilizzando conduttori ad alta capacità di trasporto.

Elettrodotto 132 kV Pietrafitta - Ponte Rio

aprile 2009

Con la presenza della centrale di Pietrafitta (PG) una gran quantità di potenza viene trasmessa verso il centro dell'Umbria e in particolare verso l'area urbana di Perugia.

Al fine di migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione della città di Perugia è necessario realizzare un nuovo collegamento a 132 kV tra la C.P. di Ponte Rio e la stazione di Pietrafitta, che permetterà di aumentare la magliatura della rete in AT, fornendo l'adeguata riserva di alimentazione elettrica per la città stessa.

In alternativa per ottenere gli stessi benefici può essere realizzato un nuovo elettrodotto a 132 kV fra Ponte Rio e Magione e potenziata la linea a 132 kV "S. Sisto - Fontivegge", eliminandone gli attuali vincoli per garantire una capacità di trasporto di almeno 600 A.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2008 e dei successivi tempi di realizzazione.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Campania, Puglia, Basilicata e
Calabria*

Stazione 380 kV Feroletto (CZ)

giugno 2005

La realizzazione del nuovo elettrodotto a 380 kV "Rizziconi - Laino" permetterà di connettere in entra-esce a detto elettrodotto la stazione elettrica di Feroletto (CZ), attualmente alimentata in antenna dal 220 kV e che dispone già di un efficace collegamento alla rete a 150 kV. Tale connessione eviterà che la situazione nei prossimi anni possa diventare precaria dal punto di vista dell'affidabilità.

Si prevede pertanto la realizzazione dei seguenti lavori nella stazione di Feroletto:

- nuova sezione in doppia sbarra a 380 kV e parallelo con installazione di due ATR 380/150 kV da 250 MVA e realizzazione di n.4 stalli a 380 kV (Rizziconi, Laino e due primari ATR); dovranno essere inoltre previsti spazi per almeno un ulteriore stallo a 380 kV;
- ampliamento della sezione a 150 kV con la realizzazione di n.3 stalli a 150 kV, rispettivamente per i due secondari degli ATR e per uno stallo linea a 150 kV.

Successivamente alla nuova trasformazione, nella stazione di Feroletto potrà essere dismessa la sezione a 220 kV e gli attuali due ATR 220/150 kV da 160 MVA ciascuno.

Vincoli : Le attività descritte sono strettamente correlate alla realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV "Rizziconi - Feroletto - Laino" per il quale, in data 7 ottobre 2002, il Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio ha rilasciato il decreto autorizzativo per la costruzione e l'esercizio. Dal momento che l'assetto finale della stazione di Feroletto prevede la dismissione della sezione a 220 kV e degli attuali due ATR 220/150 kV, l'ampliamento con i nuovi stalli a 150 kV verrà effettuato solo se strettamente necessario per gestire in maniera ottimale la fase transitoria di passaggio dal livello di tensione 220 kV al 380 kV.

Note : L'installazione del 2° ATR sarà successiva alla data indicata (giugno 2006). L'intervento è condizionato da attività di rinnovo impianto a cura del proprietario della stazione. 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.

Stazione 380 kV Taranto Nord (TA)

settembre 2005

Per rispondere al crescente fabbisogno di energia elettrica nell'area di Taranto ed alleggerire le trasformazioni della stazione a 380 kV di Taranto Nord ormai prossime alla saturazione, verrà aggiunto un terzo ATR 380/150 kV da 250 MVA e predisposta la sezione a 150 kV per l'esercizio su tre sistemi separati. Saranno pertanto realizzati n. 1 stallo 380 kV (primario ATR) e n. 3 stalli 150 kV (secondario ATR, congiuntore e stallo di parallelo).

Successivamente alla data indicata, a valle dell'installazione del terzo ATR 380/150 kV, si potrà effettuare una razionalizzazione della sezione 220/150 kV della stazione di Taranto Nord: sarà dismesso dalla RTN il secondo ATR 220/150 kV da 100 MVA (cfr. Note), sarà demolita la sezione a 220 kV e saranno messe in continuità le due linee a 220 kV "Brindisi - Taranto Nord" e "Taranto Nord - Pisticci", creando la nuova linea a 220 kV "Brindisi - Pisticci".

Note : Nel corso del 2004 l'ATR/3 220/150 kV da 100 MVA è stato utilizzato in sostituzione del ATR 220/150 kV di Mucone 2S. Preventivamente alla dismissione della sezione a 220 kV, le attuali due trasformazioni 150 kV/MT saranno collegate in entra-esce alla linea a 150 kV "Taranto Nord - Taranto Est" di proprietà ENEL Distribuzione.

Stazione 380 kV Santa Maria Capua Vetere (CE)

febbraio 2006

Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della rete a 220 kV che alimenta l'area metropolitana a nord - ovest di Napoli, nella stazione di Santa Maria Capua Vetere sarà installato un ATR 380/220 kV da 400 MVA e sarà realizzata una nuova sezione a 220 kV in doppia sbarra con parallelo. Sulla sezione a 380 kV sarà pertanto aggiunto uno stallo a 380 kV (per il primario dell'ATR). La sezione a 220 kV sarà inoltre dotata di n. 5 stalli, di cui quattro per le linee per Aversa, Frattamaggiore, Capriati e Presenzano ed uno per il secondario dell'ATR. In concomitanza con la realizzazione della nuova sezione a 220 kV di S. Maria Capua Vetere, verranno realizzati i raccordi in entra-esce delle linee a 220 kV "Fratta - Presenzano" ed "Aversa - Capriati" (km 2 x 2,8). Si otterranno quindi i nuovi collegamenti a 220 kV tra S. Maria Capua Vetere e le stazioni di Fratta, Capriati, Aversa e Presenzano.

Stazione 380 kV Bari Ovest (BA)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Bari Ovest una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Montecorvino (SA)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Montecorvino (SA) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Patria (NA)

dicembre 2006

Nuovo intervento

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Patria (NA) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Con la realizzazione della nuova centrale Enipower a ciclo combinato da 1170 MW, si rende necessario il potenziamento della sezione a 380 kV di Brindisi Pignicelle, mediante la realizzazione di due sistemi di sbarre separabili e l'adeguamento della portata delle sbarre di stazione, attualmente caratterizzate da valori inferiori agli standard.

Inoltre, si effettuerà una razionalizzazione della rete a 220 kV afferente alla stessa stazione in considerazione della vetustà della sezione a 220 kV. Verrà pertanto dismessa la sezione 220 kV - comprese le doppie trasformazioni 380/220 kV e 220/150 kV - e verrà realizzata la trasformazione diretta 380/150 kV mediante l'installazione di due ATR da 250 MVA con i relativi stalli primario e secondario.

La linea in d.t. a 220 kV "C.le Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle" sarà sostituita con una nuova linea a 380 kV; gli impianti utilizzatori oggi alimentati anche dalla stazione a 220 kV annessa alla c.le di Brindisi N. saranno opportunamente ricollegati alla rete a 150 kV a cura di Enel distribuzione.

Infine, la futura linea a 220 kV "Brindisi - Pisticci" sarà collegata direttamente al secondario di uno dei due ATR 380/220 kV da 400 MVA (mantenuto in stazione) mediante uno stallo a 220 kV con duplice funzione di stallo linea e secondario ATR.

Vincoli : La realizzazione della nuova linea a 380 kV tra la c.le di Brindisi N. e la stazione di Brindisi Pignicelle, in sostituzione della attuale d.t. a 220 kV "C.le Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle", è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni da parte Edipower (C.le Brindisi Nord) nell'ambito della procedura ai sensi della legge 55/02.

Note : L'intervento di adeguamento delle sbarre di stazione dovrà essere anticipato il più possibile in relazione all'entrata in servizio della centrale Enipower.

Stazione 380 kV nell'area pedemontana a est del Vesuvio (NA)

giugno 2010

Disegno allegato : Stazione ad Est del Vesuvio

L'area compresa tra le province di Napoli e Salerno è caratterizzata da una carenza di punti di immissione di energia elettrica dalla rete a 380 kV e da una significativa densità di carico; il continuo incremento del carico e l'invecchiamento della rete esistente hanno assottigliato i margini di sicurezza di esercizio della rete elettrica, con conseguente incremento del rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

Si prevede pertanto la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione che permetterà l'alimentazione in sicurezza degli impianti della zona est del Vesuvio, attualmente connessi ad una rete a 60 kV di limitata capacità, nonché il rafforzamento della rete a 220 kV dell'area che consentirà di ridurre le attuali limitazioni all'esercizio.

La nuova stazione sarà inserita sulla rete a 380 kV mediante la costruzione di raccordi in entra-esce all'esistente linea a 380 kV "Montecorvino - S. Sofia", mentre sarà collegata alla rete a 220 kV mediante la costruzione di raccordi agli impianti di Nola, S. Valentino e Torre Nord; il collegamento alla rete a 150 kV sarà effettuato a cura dell'Enel Distribuzione mediante la realizzazione dei raccordi alla linea a 150 kV "Sarno FS – S. Giuseppe" e la costruzione di due nuovi elettrodotti a 150 kV "Striano – S. Giuseppe" e "Striano – Lettere".

La realizzazione della nuova stazione di trasformazione e dei relativi raccordi consentirà di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area, con il superamento del livello di tensione 60 kV.

La data indicata si riferisce alla costruzione della nuova stazione con le tre sezioni a 380 kV, 220 kV e 150 kV, all'installazione di due ATR 380/150 kV da 250 MVA e di un ATR 380/220 kV da 400 MVA, alla realizzazione dei raccordi alla RTN ed all'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVar (necessaria per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio).

Vincoli : Il corretto funzionamento della nuova stazione è condizionato all'effettiva realizzazione di tutti i raccordi di collegamento alla rete, inclusi quelli a 150 kV a cura di Enel Distribuzione.

Note : 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)".

L'intervento relativo all'installazione della batteria di condensatori sarà anticipato prevedendo transitoriamente l'installazione della stessa nella stazione di Montecorvino.

La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2008 e dei necessari tempi di realizzazione.

Stazione 380 kV di Troia per impianti eolici (FG)

Data da definire

Nuovo intervento

E' prevista la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Foggia - Benevento", finalizzata a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area. La stazione, dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà inoltre opportunamente raccordata alla locale rete AT.

Vincoli : L'intervento è strettamente condizionato all'effettiva realizzazione di un congruo valore di capacità produttiva da impianti eolici nell'area in questione.

Elettrodotto 380 kV Rizziconi - Feroletto - Laino

giugno 2005

Il collegamento a 380 kV tra le stazioni di Rizziconi (RC) e Laino (CS) consentirà di aumentare l'affidabilità della rete di trasmissione della Calabria e di rinforzare significativamente l'interconnessione tra la Sicilia ed il Continente.

La linea sarà costruita in semplice terna tranne che per un tratto di circa 33 Km in ingresso a Laino, realizzato in doppia terna.

Nelle stazioni elettriche estreme a 380 kV di Rizziconi e di Laino verranno conseguentemente realizzati i relativi nuovi stalli a 380 kV.

Lungo l'elettrodotto sarà inoltre inserita in entra-esce l'esistente stazione di Feroletto, che sarà opportunamente riclassata alla tensione di 380 kV.

Inoltre, successivamente al completamento degli interventi di cui sopra, verranno anche demolite, per i rispettivi tratti interessanti il territorio del Parco del Pollino, la linea a 150 kV "Rotonda - Castrovillari" e la linea a 150 kV "Rotonda - Centrale Agri", previa costruzione di un raccordo (al di fuori del Parco del Pollino) dalla centrale di Agri alla nuova stazione di smistamento di S. Arcangelo prevista in entra-esce sulla linea a 150 kV "Rotonda - Pisticci". Tale raccordo potrà essere realizzato riutilizzando parte della linea in uscita dalla centrale.

Nell'ambito dello stesso intervento, verrà anche realizzato un nuovo collegamento a 150 kV di circa 3 km "Rotonda - Laino" di adeguata capacità di trasporto che permetterà di collegare la sezione a 150 kV di Rotonda ad una nuova trasformazione da 250 MVA a Laino. Pertanto, verranno approntati due nuovi stalli nella stazione di Laino - rispettivamente a 380 e 150 kV per il primario e per il secondario dell'ATR - e uno stallo a 150 kV nella stazione di Rotonda.

Tenuto conto che nella Regione Calabria sono state autorizzate numerose nuove centrali di produzione, l'intervento risulta particolarmente urgente in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno.

Vincoli : Le attività descritte sono strettamente correlate alla realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV "Rizziconi - Feroletto - Laino" per il quale, in data 7 ottobre 2002, il Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio ha rilasciato il decreto autorizzativo per la costruzione e l'esercizio.

Note : La data indicata è relativa al completamento del solo elettrodotto a 380 kV. 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.

Elettrodotto 380 kV Matera - S. Sofia

giugno 2006

Entro la data indicata è previsto il completamento dell'elettrodotto a 380 kV che collegherà le due stazioni di Matera e S. Sofia, ove saranno approntati i relativi stalli a 380 kV. La linea riveste particolare importanza per il trasferimento in sicurezza dell'energia prodotta dai poli di generazione (attuali e futuri) di Puglia e Basilicata verso il resto della rete a 380 kV italiana e risulta particolarmente urgente in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno.

L'elettrodotto è completato per la parte interessante la Campania, resta da completare un breve tratto in Basilicata secondo il tracciato previsto nella "media variante".

Note : La data di completamento è fortemente subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni. L'intervento, essendo 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. Il 29 luglio 2004 è stato firmato "l'Accordo di Programma [...] per il completamento dell'elettrodotto a 380 kV Matera - S. Sofia", col quale è stata concertata la cd. "media variante" necessaria al completamento dell'elettrodotto.

Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II

febbraio 2008

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, attualmente limitata (binato in AA da 585 mm²). Pertanto al fine di potenziarne la capacità di trasporto, l'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II" verrà ricostruito con conduttori trinati in AA da 585 mm².

In alternativa, al fine di ottimizzare il rapporto costi/benefici, nonché di ridurre i tempi di realizzazione e l'impatto complessivo dell'intervento di incremento della capacità, si stanno valutando diverse alternative tecniche, fra le quali anche la sostituzione degli attuali conduttori con nuovi conduttori termoresistenti che possano sfruttare la palificazione esistente.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per febbraio 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per febbraio 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 380 kV Sorgente - Rizziconi

agosto 2009

Al fine di rendere possibile un consistente incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente verrà potenziata l'interconnessione sottomarina a 380 kV tra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME) con un secondo collegamento a 380 kV in corrente alternata tra le stazioni suddette. Il nuovo collegamento, da realizzare in doppia terna, favorirà sia lo sviluppo del mercato elettrico che la sicurezza di esercizio delle reti elettriche delle aree interessate (Sicilia e Calabria meridionale) anche in previsione delle nuove iniziative di produzione, ed è particolarmente urgente in quanto favorirà la connessione alla rete sicilia di un maggior numero di centrali eoliche. Presso le stazioni estreme saranno opportunamente approntati i necessari stalli a 380 kV.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per febbraio 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per agosto 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Benevento

giugno 2010

A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Campania, Calabria e Puglia, è necessario potenziare ulteriormente la rete di trasmissione, per eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli presenti 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". L'intervento risulta particolarmente urgente in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2008 e dei necessari tempi di realizzazione.

Stazione 220 kV Frattamaggiore (NA)

aprile 2006

In previsione del passaggio della MT di distribuzione dal livello 10 kV al livello 20 kV nell'area in questione, verrà installato un nuovo TR 220/20 kV da 63 MVA, e sarà approntato il relativo stallo a 220 kV, necessario per il primario di tale trasformatore.

A valle del suddetto cambio tensione si potrà dismettere l'esistente trasformazione 220/10 kV.

Vincoli : L'ultimazione dell'intervento è subordinato al cambio tensione a cura di Enel Distribuzione.

Note : L'intervento è fortemente condizionato da attività di rinnovo impianto a cura del proprietario della stazione.

Stazione 150 kV Vallesaccarda (AV)

giugno 2006

Nuovo intervento

Presso la costruenda stazione a 150 kV di Vallesaccarda, prevista in entra-esce all'elettrodotto a 150 kV "Flumeri-Lacedonia" al fine di collegare alla RTN la C.le eolica MF Power di Vallesaccarda, saranno predisposti n. 2 ulteriori stalli per collegare i seguenti raccordi attualmente in derivazione rigida:

- raccordo di collegamento della C.le eolica IVPC Anzano in derivazione rigida sulla "Flumeri-Lacedonia";
- raccordo per il collegamento della stazione RTN di Accadia (FG) in derivazione rigida sulla "IVPC Anzano" - "D.r. sulla Flumeri- Lacedonia".

Vincoli : La data di ultimazione è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni.

Elettrodotto 150 kV Montefalcone - Celle S.Vito

giugno 2005

L'intervento in oggetto riguarda la realizzazione di una nuova linea a 150 kV che permetterà l'inserimento sulla rete AT (facente capo alla S.E. di Benevento II) di parte della produzione dei parchi eolici a nord di Benevento (P.D.R. n.1 e 2 Montefalcone Valfortore in provincia di Benevento e n.5 Celle S.Vito in provincia di Foggia). Nel P.D.R. n. 5 di Celle S. Vito verrà approntato il relativo stallo a 150 kV.

Note : Attualmente parte degli eolici in questione sono stati collegati provvisoriamente su Montefalcone V.

Elettrodotto 150 kV Lacedonia– Contursi

giugno 2007

Nuovo intervento

Al fine di ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare lo sfruttamento della produzione eolica nell'area tra Benevento, Salerno e Potenza, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulla direttrice di trasmissione a 150 kV "Flumeri – Lacedonia – Bisaccia – Calitri – Calabritto – Contursi" nel tratto tra Lacedonia e Contursi, in modo da garantire una capacità di trasporto massima in corrente dell'ordine di 900 A.

Note : Tutti gli elettrodotti della direttrice a 150 kV in oggetto dispongono già attualmente di conduttori in AA da 585 mm², tuttavia:

- l'elettrodotto "Lacedonia - Bisaccia" è limitato a 600 A (valore di sicurezza estivo) a causa di vincoli relativi a franchi;
- l'elettrodotto "Bisaccia - Calitri" è limitato a 480 A (valore di sicurezza estivo) a causa di possibili vincoli relativi a franchi e di problemi di taratura del TA nello stallo lato Calitri (già chiesto adeguamento ad ENEL Distribuzione);
- l'elettrodotto "Calitri - Calabritto" è limitato a 480 A (valore di sicurezza estivo) a causa di possibili vincoli relativi a franchi e problemi di taratura dei TA negli stalli ai nodi estremi (già chiesto adeguamento ad ENEL Distribuzione);
- l'elettrodotto "Calabritto - Contursi" è limitato a 400 A (valore di sicurezza estivo) a causa di vincoli relativi a franchi.

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza dell'energia prodotta dai parchi eolici previsti nella zona compresa tra le regioni Puglia e Campania, è in programma la realizzazione di una nuova linea in doppia terna a 150 kV, della lunghezza di circa 50 km, dalla sezione a 150 kV della stazione elettrica a 380 kV di Foggia fino al Punto di Raccolta n.3 (P.D.R n. 3) a 150 kV di Accadia (FG).

Per l'attuazione dell'intervento, che richiederà la realizzazione dei relativi stalli a 150 kV nelle citate stazioni di Foggia ed Accadia, è inoltre previsto il collegamento di una delle terne del nuovo elettrodotto in entra-esce allo smistamento della RTN a 150 kV di Orsara.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2008 e dei necessari tempi di realizzazione.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nella Regione Siciliana*

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 1 ATR da 250 MVA.

Per alimentare in sicurezza l'area di Messina sarà installato in stazione il secondo ATR 220/150 kV da 250 MVA (con i relativi stalli) e la sezione 150 kV sarà rinnovata e predisposta per l'esercizio su tre sistemi separati.

Sulla sezione 150 kV si attesteranno le attuali 12 linee: Castoreale, Furnari, Corriolo1 e 2, S. Filippo del Mela 1, S. Filippo del Mela 4, centrale Termica Milazzo, Contesse, Pace del Mela, S. Cosimo, Patti e Roccalumera.

Saranno inoltre attivati 2 ulteriori stalli per le cabine primarie di Messina Nord e Messina Riviera non appena la Società ENEL Distribuzione avrà realizzato le linee per le cabine stesse.

Si prevedranno pertanto 14 stalli linea nella sezione a 150 kV.

Nella sezione 220 kV di Sorgente, oltre allo stallo per il primario ATR, saranno realizzati due ulteriori stalli linea, ai quali connettere le linee 220 kV provenienti dai gruppi 2 e 3 di S. Filippo del Mela.

In correlazione con il rifacimento della sezione 150 kV di Sorgente, si procederà nella stazione di Corriolo all'eliminazione della sezione 220 kV.

A regime la stazione di Corriolo sarà pertanto costituita dalla sola sezione 150 kV.

Le linee in doppia terna a 220 kV "Caracoli - Corriolo" e "Corriolo - Sorgente" saranno tra loro messe in continuità, ottenendo il collegamento a 220 kV in doppia terna "Caracoli - Sorgente".

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 l'installazione in stazione di un terzo ATR 380/220 kV da 400 MVA con i relativi stalli.

Vincoli : La data di ultimazione è condizionata dall'ottenimento delle autorizzazioni entro il primo semestre 2005 per lo spostamento dei collegamenti a 220 kV.

Note : la data di ultimazione è condizionata dall'ottenimento delle autorizzazioni entro il primo semestre 2005 per lo spostamento dei collegamenti 220 kV.

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la magliatura della rete dell'area di Catania e potenziare il numero dei collegamenti tra la stazione elettrica di Paternò e l'area della costa ionica compresa tra Catania e Messina realizzando nuovi raccordi a 150 kV al fine di aumentare la sicurezza di esercizio della rete in considerazione dell'elevato carico dell'area.

E' prevista la realizzazione di un nuovo raccordo a 150 kV, su palificazione in doppia terna, che dalla stazione di Paternò si conetterà inizialmente in derivazione rigida a T sulla linea a 150 kV "Paternò CP – Misterbianco" realizzando la linea a tre estremi "Paternò SE – Paternò CP – Misterbianco". Di questa linea verrà quindi potenziato il tratto compreso tra la derivazione e la stazione di Misterbianco e adeguato il relativo stallo della S.E. di Misterbianco. In seguito, sulla palificazione in doppia terna verrà tesato un secondo raccordo che permetterà di ottenere i nuovi collegamenti "Paternò SE – Paternò CP" e "Paternò SE – Misterbianco".

In una seconda fase è in programma la realizzazione di un breve raccordo a 150 kV che collegherà tra loro le linee "Paternò SE – Misterbianco" e "Misterbianco – Zia Lisa". Si otterrà in tal modo la nuova linea "Paternò SE – Zia Lisa" che, bypassando la stazione di Misterbianco, garantirà una seconda alimentazione per la città di Catania.

Saranno infine attivati gli stalli per la cabina primaria di Sigonella e S. Giovanni La Punta non appena la Società ENEL Distribuzione avrà realizzato le linee per le cabine stesse.

A seguito degli interventi sopra descritti nella sezione in doppia sbarra con parallelo a 150 kV della stazione elettrica di Paternò si avranno 8 stalli: 6 stalli linee per Barca, Zia Lisa, Misterbianco, Paternò CP, Sigonella e S. Giovanni La Punta e 2 per gli ATR 380/150 kV.

Nella stazione elettrica di Misterbianco si avranno i seguenti 6 stalli linea: SE Paternò, Belpasso, Zia Lisa, Zona Industriale Catania, S. Giovanni Galerno e Villa Bellini. Dato che la stazione di Misterbianco è attualmente costituita da soli 5 stalli di nuova realizzazione si potenzierà un ulteriore stallo esistente.

Note : 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".

La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per settembre 2007 e dei successivi tempi di realizzazione.

E' previsto un nuovo collegamento a 380 kV che collegherà la stazione elettrica di Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna, già a suo tempo realizzata in classe 380 kV (ma attualmente esercita a 220 kV).

L'intervento è finalizzato a creare migliori condizioni di mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura.

Con la nuova linea a 380 kV nella stazione di Ciminna si installerà un autotrasformatore 380/220 kV da 400 MVA con relativi stalli.

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 ed in particolare nella città di Palermo. Inoltre, anche in relazione al previsto nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente - Rizziconi", permetterà di sfruttare maggiormente l'energia messa a disposizione dalle centrali previste in Calabria, garantendo in tal modo gli assetti produttivi più convenienti.

Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'isola il tracciato del nuovo elettrodotto sarà tale da passare vicino e raccordarsi alla stazione di Caltanissetta, progettata e realizzata con infrastrutture adatte ad accogliere una trasformazione 380/150 kV.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per dicembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2008 e dei successivi tempi di realizzazione.

Per migliorare la sicurezza nella gestione della rete a 150 kV dell'area tra Palermo e Trapani e aumentare la flessibilità e la disponibilità di esercizio del parco produzione è in programma l'installazione di ATR 220/150 kV da 160 MVA nella stazione di Partinico, dove verrà realizzata la nuova sezione a 150 kV a semplice sbarra.

La nuova sezione a 150 kV sarà collegata in entra-ese alla linea "Partinico 2 - Alcamo" fornendo così un ulteriore punto di alimentazione della rete a 150 kV che alimenta la città di Palermo.

Elettrodotto 150 kV Grottafumata - Nissoria

dicembre 2006

Nuovo intervento

In adiacenza alla stazione annessa alla centrale idroelettrica a 150 kV di Troina sono presenti due ammazzettamenti tra le linee che giungono in stazione consentendo di attestare sui 3 stalli disponibili nella stazione stessa le 5 linee per le CP di Adrano, Bronte, Troina, Nissoria e per la centrale di Grottafumata.

Al fine di migliorare l'assetto della rete e garantire la sicurezza di esercizio degli impianti vicini, costruiti in blindato, si prevede di razionalizzare i collegamenti suddetti nel seguente modo.

In base alle valutazioni effettuate si intende attestare sui 3 stalli della stazione di Troina le linee per le CP Bronte, Adrano e Troina mentre le linee tra la centrale di Grottafumata e la CP Nissoria saranno messe in continuità, in modo da avere la nuova linea a 150 kV "Grottafumata – Nissoria".

Elettrodotto 150 kV Augusta - Francofonte

settembre 2008

Disegno allegato : Assetto Augusta

L'area compresa tra i comuni di Augusta (SR) e Priolo (SR) si caratterizza per la presenza di numerose centrali che comportano la classificazione dell'area stessa come polo di produzione limitata.

Nel quadro dell'attività svolta per eliminare gli attuali vincoli di rete sono state individuati alcuni interventi di potenziamento della rete a 150 kV.

E' in programma la realizzazione di un nuovo raccordo a 150 kV che dalla stazione di Augusta si connetta in derivazione rigida alla linea "Augusta 2 – Francofonte". Tale intervento consentirà di bypassare la cabina Augusta 2 e determinerà una nuova direttrice elettrica che, collegando la stazione elettrica di Melilli con la C.P. di Francofonte, alimenterà il carico dell'interno dell'isola attraverso le centrali di Priolo, svincolando al tempo stesso le linee che alimentano il carico della provincia di Catania.

Inoltre al fine aumentare le potenzialità di trasporto della rete è previsto il potenziamento della linea a 150 kV "Lentini - Melilli con der. ERG Priolo" e del tratto di linea denominato "Augusta – Augusta all." appartenente alla linea "Augusta – Priolo con der. ERG Priolo".

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per settembre 2007 e dei successivi tempi di realizzazione.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nella Regione Sardegna*

In considerazione dell'obsolescenza dell'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua da 300 MW che collega la Sardegna al Continente (SACOI), entrato in servizio nel 1965, nonché delle conseguenti limitazioni d'esercizio e dell'elevato tasso di indisponibilità (dovuto principalmente a incendi e scariche atmosferiche nei lunghi tratti aerei dello stesso), è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino ad altissima tensione in corrente continua tra la Sardegna e la penisola italiana (SA.PE.I.).

Lo studio di fattibilità tecnico-economico-ambientale ha permesso di individuare come siti ottimali per gli estremi del collegamento le stazioni elettriche esistenti a 380 kV di Fiumesanto (SS) e Latina, in prossimità delle quali verranno realizzate due nuove stazioni di conversione AC/DC.

Il nuovo collegamento, in schema bipolare, sarà realizzato mediante due stazioni di conversione AC/DC ciascuna costituita di due moduli di conversione da 500 MW per una potenzialità complessiva da 1000 MW, collegate mediante due linee da 500 kV in corrente continua, ciascuna della lunghezza di 400 km circa parte in cavo terrestre e parte in cavo marino. Tale collegamento verrà realizzato in due fasi successive con una fase iniziale con schema monopolare da 500 MW e successivo raddoppio del collegamento per totali 1000 MW.

Dovranno inoltre essere realizzate le linee di collegamento, in cavo media tensione, tra le stazioni di conversione e gli elettrodi marini (il catodo sarà di nuova realizzazione mentre per l'anodo verrà utilizzato quello dell'esistente collegamento SACOI) per il ritorno della corrente continua nel caso di funzionamento di un solo polo.

L'intervento è particolarmente urgente sia per dare maggiore garanzia alla copertura del fabbisogno sardo, sia per favorire l'esportazione della produzione eolica nell'Isola. Il nuovo cavo sottomarino consentirà agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni nel mercato elettrico, garantendo al contempo una maggiore flessibilità e una migliore sicurezza di esercizio della rete sarda.

Tale potenziamento, inoltre, riveste notevole interesse per lo sviluppo delle reti di trasmissione nazionale ed europea, anche in vista del possibile collegamento alla rete sarda della nuova linea in corrente continua tra Algeria ed Italia.

Note : 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 "Nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra la Sardegna e il Continente". ". In data 19 ottobre è stata trasmessa la domanda di autorizzazione ai Ministeri competenti, ai sensi della sopra richiamata Legge. La data di completamento si fa riferisce alla messa in servizio del secondo polo necessario per il funzionamento bipolare da 1000 MW.

Stazione 380 kV Rumianca (CA)

marzo 2006

Disegno allegato : Area di Cagliari, assetto rete

Al fine di migliorare la sicurezza e la flessibilità di esercizio e aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione sulla rete in AAT sono stati programmati una serie di interventi per interconnettere i sistemi elettrici a 380 kV e 220 kV nella S.E. di Rumianca (CA). Tale stazione infatti sarà inserita in entra-esce con la linea a 220 kV "Sulcis - Villasor" e la sua potenza di trasformazione sarà adeguatamente potenziata con l'installazione di un nuovo ATR 380/220 kV da 400 MVA.

In sintesi sono previsti i seguenti lavori:

- installazione di un ATR 380/220 kV da 400 MVA;
- realizzazione di uno stallo primario ATR sulla sezione a 380 kV;
- realizzazione di una sezione a 220 kV, blindata in SF6, con n°3 stalli (linea Sulcis, linea Villasor, secondario ATR).

Vincoli : La sezione a 220 kV e la trasformazione 380/220 kV sono correlate alla realizzazione dei raccordi a 220 kV con la linea 220 kV "Sulcis - Villasor".

Raccordi 380 kV Codrongianos (SS)

dicembre 2008

Per aumentare la sicurezza della rete di trasmissione sarda e consentire di migliorare la gestione della produzione dei gruppi di Fiumesanto verrà realizzata una nuova trasversale che colleghi l'elettrodotto a 380 kV "Fiumesanto – Selargius" alla stazione di trasformazione di Codrongianos (SS).

Per rendere possibile tale intervento può risultare opportuno realizzare una nuova stazione di smistamento a 380 kV nel comune di Ittiri (SS) da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "Fiumesanto-Selargius", di proprietà TERNA, e da connettere in antenna alla S.E. di Codrongianos. In alternativa potranno essere realizzati due raccordi a 380 kV dalla linea "Fiumesanto-Selargius" alla stazione di Codrongianos.

La nuova interconnessione tra Codrongianos e la suddetta linea a 380 kV, rinforzando la magliatura della rete sarda a 380 kV, è necessaria anche per l'esercizio in sicurezza del futuro collegamento in corrente continua SAPEI tra la Sardegna e il Continente.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2007 e dei successivi tempi di realizzazione.

Stazione 220 kV Oristano (OR)

giugno 2005

Al fine di disporre di un'adeguata riserva di trasformazione, nella stazione di Oristano sarà installato un ATR 220/150 kV da 100 MVA e realizzati i relativi stalli macchina a 220 kV e 150 kV. Nella sua configurazione finale, l'impianto di Oristano disporrà di due ATR 220/150 kV, rispettivamente da 160 MVA e 100 MVA.

Note : Intervento condizionato da attività di rinnovo impianto a cura del proprietario della stazione

Stazione 220 kV Taloro (NU)

dicembre 2007

Sulla nuova sezione 150 kV in SF6 di Taloro sarà attivato lo stallo linea per il collegamento a 150 kV con le centrali idroelettriche di Taloro 2 e Taloro 3 e saranno contestualmente messe in servizio le nuove linee a 150 kV "Taloro-Taloro 2" e "Taloro 2-Taloro3", realizzate da TERNA (in sostituzione degli attuali collegamenti a 70 kV).

Sempre nella nuova sezione a 150 kV sono stati ultimati i lavori degli stalli linea per le CP di Bono (SS) e Fonni (NU) che saranno attivati quando ENEL Distribuzione avrà terminato la costruzione delle linee che collegano le suddette C.P. a Taloro stesso. A seguito dell'attivazione di tali collegamenti ENEL Distribuzione trasferirà l'alimentazione delle sue C.P. dall'attuale livello di tensione a 70 kV al livello 150 kV.

Lo stallo della linea per Bono è attualmente usato per il collegamento n. 628 tra la vecchia sezione 150 kV e la nuova in SF6.

Lo stallo per Fonni attualmente non è usato.

Una volta completati i suddetti lavori e a seguito dei programmi di adeguamento previsti da ENEL Produzione sui propri impianti, che prevedono il passaggio di tutta l'attuale produzione presente sulla vecchia sezione a 150 kV alla nuova sezione in SF6, sarà possibile dismettere la ormai obsoleta sezione a 150 kV isolata in aria e la sezione a 70 kV.

Vincoli : Attività correlata al trasferimento sul livello di tensione 150 kV dei gruppi idroelettrici di Taloro 2 e Taloro 3 attualmente sul 70 kV.

Note : Gli interventi sono subordinati all'ultimazione delle attività a cura Enel Produzione ed Enel Distribuzione.

Elettrodotto 150 kV S.E. S. Teresa-Bonifacio (SARCO)

dicembre 2005

Disegno allegato : SARCO

Al fine di sfruttare i mutui benefici legati all'interconnessione sincrona di sistemi elettrici, sarà realizzato un nuovo collegamento in cavo sottomarino in corrente alternata a 150 kV tra la stazione elettrica di Bonifacio (Corsica) e una nuova stazione di smistamento a 150 kV nel comune di S. Teresa (SS).

La nuova stazione sarà realizzata con 3 stalli linea: 1 per il cavo con la Corsica, 1 per il raccordo alla C.P. a 150 kV di S. Teresa, di proprietà ENEL Distribuzione e 1 per un futuro collegamento alla CP Buddusò.

Il nuovo collegamento tra Sardegna e Corsica, mettendo a fattor comune i parchi di produzione dei sistemi elettrici delle due isole, garantirà con lo scambio di potenza il mutuo soccorso tra le reti.

Vincoli : La piena utilizzazione del collegamento è condizionata alla realizzazione della direttrice a 150 kV tra la futura S.E. S. Teresa e la cabina di Buddusò.

La costruzione della nuova stazione 150 kV a S. Teresa è strettamente correlata alla realizzazione del collegamento SARCO e alla realizzazione - a cura ENEL Distribuzione - dello stallo presso la C.P. di S. Teresa.

Note : La data di completamento è condizionata alla definizione dei rapporti tra "Electricité de France" (EdF) e Terna ed all'ottenimento della autorizzazione alla posa del cavo marino

Elettrodotto 150 kV Selargius - Goni

settembre 2008

E' prevista la realizzazione di un elettrodotto a 150 kV che dalla S.E. di Selargius vada a collegarsi al petalo uscente dalla stazione di Villasor, cui sono connesse in particolare la centrale di Flumendosa e la C.P. di Goni.

Tale collegamento servirà a rafforzare la rete a 150 kV dell'Ogliastra, in considerazione della programmata demolizione della linea "Villasor - Isili - Flumendosa" da parte di ENEL Distribuzione, e favorire la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area.

Note : La data di entrata in servizio indicata tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per giugno 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per giugno 2007 e dei necessari tempi di realizzazione.

Elettrodotto 150 kV S.E. S. Teresa-Buddusò

giugno 2009

Disegno allegato : SARCO

Sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra la nuova S.E. S. Teresa (SS) e la C.P. di Buddusò (SS), sul quale collegamento verrà inserita in entra-esce la C.P. di Tempio (SS).

Tale intervento consentirà di potenziare la rete nord della Sardegna, in particolare della costa Smeralda, e mantenere un adeguato livello di sicurezza della rete e della qualità della fornitura, facendo fronte al carico elevato del periodo estivo. Permetterà inoltre di utilizzare alla piena potenza, senza limitazioni di esercizio, il futuro collegamento con la Corsica denominato SARCO e favorire la connessione di impianti eolici previsti nell'area.

Note : La data di entrata in esercizio tiene conto dell'attivazione dell'iter autorizzativo per settembre 2006, dell'acquisizione delle conseguenti autorizzazioni per marzo 2008 e dei successivi tempi di realizzazione.

ALLEGATO 2

***Dettaglio degli interventi previsti
nel lungo termine***

gennaio 2005

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria*

Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia - Francia

Il GRTN è fortemente interessato nello studio della realizzazione di una nuova linea di interconnessione in doppia terna tra il Piemonte e il territorio francese. Di conseguenza, GRTN sta lavorando con RTE - gestore della rete di trasmissione francese - al fine di predisporre un accordo per effettuare studi congiunti, definire nel dettaglio i progetti per la suddetta linea di interconnessione e verificare la possibilità di incrementare la capacità di trasmissione attraverso gli esistenti impianti dei sistemi elettrici italiano e francese.

Raccordi 132 kV S.E. di Bistagno (AL)

Nuovo intervento

Disegno allegato : Raccordi 132 kV S.E. Bistagno

Al fine di incrementare la sicurezza e la qualità del servizio della rete a 132 kV nell'area di Cairo Montenotte, migliorando al contempo le condizioni e la flessibilità di esercizio dell'isola di carico compresa tra le stazioni di Magliano Alpi, Campochiesa, Savona e Bistagno, è previsto il collegamento della linea RTN a 132 kV "Edison S. Giuseppe di Cairo – Spinetta Marengo" (di proprietà EDISON) in entra-esce alla stazione 220/132 kV di Bistagno.

Per l'accesso alla stazione di Bistagno dei raccordi a 132 kV in questione si utilizzeranno gli esistenti collegamenti di distribuzione a 132 kV (linee nn. 662 e 663) tra Bistagno e la C.P. Acqui.

In particolare, l'intervento consentirà:

- di ottenere una seconda direttrice di alimentazione a 132 kV in uscita dalla stazione di Bistagno verso Cairo, in grado di favorire il pieno sfruttamento delle trasformazioni di Bistagno e di scaricare le trasformazioni di Magliano Alpi e la direttrice a 132 kV "Magliano – Carrù – Ceva – Cairo" (notevolmente impegnata) in uscita dalla stessa stazione;
- di aumentare la flessibilità di esercizio e la qualità del servizio della porzione di rete in questione.

Note : Nel nuovo assetto ipotizzato, la C.P. di Acqui risulterà collegata a due nodi di rete diversi (Bistagno e Cairo), essendo inserita in entra-esce alla futura linea a 132 kV "Bistagno - Cairo" con conduttore in AA da 308 mmq, con un conseguente miglioramento della sicurezza di alimentazione rispetto allo schema attuale.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nella Regione Lombardia*

Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)

In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il 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 della nuova stazione di Grosio alla linea in d.t. a 220 kV "AEM Grosio - Ric. Nord" di proprietà AEM;
- successiva dismissione dalla RTN del tratto della suddetta linea "AEM Grosio - Ric. Nord" compreso tra Grosio e Verderio e recupero del tratto in d.t. a 220 kV tra Verderio e Ric. Nord per il miglioramento delle alimentazioni della rete della città di Milano.

INSIEME B/2:

- collegamento della nuova stazione di Grosio alla linea a 220 kV "Glorenza - Cesano" di proprietà EDISON;
- successiva dismissione dalla RTN del tratto della suddetta linea "Glorenza - 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.

INSIEME B/3:

- collegamento della nuova stazione di Grosio alla linea in d.t. a 220 kV "AEM Premadio - AEM Ric. Sud" e "AEM Grosio - AEM Ric. Sud" di proprietà AEM;
- 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 - Gorla" di proprietà EDISON 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 di proprietà TERNA.

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" di proprietà AEM 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" di proprietà SONDEL.

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" di proprietà 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.

Note : Per trasformazione di una linea aerea in linea in cavo interrato si intende la realizzazione di un nuovo cavo interrato e la successiva dismissione dalla RTN e smantellamento del corrispondente collegamento aereo nelle modalità previste dall'AdP.

Elettrodotto 380 kV Voghera - La Casella

In considerazione delle nuove centrali in ciclo combinato che entreranno in servizio nel lungo periodo e della futura interconnessione con la Francia, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto in doppia terna a 380 kV in uscita dalla stazione di smistamento di Voghera verso il nodo a 380 kV di La Casella (PC).

Il futuro collegamento a 380 kV consentirà una riduzione delle perdite di trasporto su rete e nel contempo garantirà l'esercizio in sicurezza della rete a 380 kV nazionale.

La realizzazione del nuovo elettrodotto è correlata alla realizzazione del nuovo collegamento fra La Casella e la rete a 380 kV del Nord dell'Emilia Romagna.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Trentino Alto Adige, Veneto e
Friuli Venezia Giulia*

Stazione 380 kV Area industriale di Vicenza (VI)

Nell'area industriale di Vicenza, caratterizzata da una vivace crescita del fabbisogno di energia elettrica, al fine di garantire un'adeguata alimentazione dei carichi, è maturata l'esigenza di realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Dugale" (in posizione baricentrica rispetto ai carichi dell'area) .
La nuova stazione sarà raccordata alla rete a 132 kV presente nella zona e sarà equipaggiata in un primo momento con un solo autotrasformatore 380/132 kV da 250 MVA ed un banco di condensatori da 54 MVAR sulla sezione AT, ma il progetto e gli spazi saranno tali da assicurare la possibilità di futuri ampliamenti.

Note : 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, con il nome di stazione a 380 kV di Montecchio.

Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia-Austria

Al fine di incrementare la capacità di interconnessione con l'Austria e aumentare la potenza importabile in sicurezza dalla frontiera nord-orientale, verrà realizzata la nuova linea in doppia terna a 380 kV che colleghi la direttrice RTN "Udine Ovest - Sandrigo" al nodo a 380 kV di Lienz in Austria. Tale costruzione prevede la dismissione dalla RTN dell'attuale interconnessione a 220 kV "Soverzene - Lienz", in modo da limitare l'impatto ambientale del nuovo collegamento.
Una volta concordata con le parti interessate la localizzazione dei nuovi impianti da realizzare, potranno essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione nell'area - già oggetto di studio per quel che riguarda in particolare la zona del Bellunese tra Soverzene, Polpet e Sospirolo - al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio.

Note : 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, con il nome di elettrodotto a 380 kV "Cordignano - Lienz".

Stazione 220 kV Trento Sud (TN)

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 132 kV e garantire un'adeguata riserva all'unico autotrasformatore da 160 MVA presente presso la stazione 220/132 kV di Trento Sud di proprietà TERNA, la linea di trasmissione a 132 kV n. 015 "Ora - Mori" di proprietà EDISON Rete sarà attestata in entra-esce alla suddetta stazione mediante la realizzazione di brevi raccordi a 132 kV. Presso la stazione 220/132 kV di Trento Sud di proprietà TERNA saranno opportunamente realizzati 2 nuovi stalli linea a 132 kV.

Stazione 220 kV Monfalcone (GO)

Al fine di limitare l'impatto sul territorio degli impianti, raggiungere una notevole semplificazione dello schema e migliorare le condizioni di esercizio della rete a 220 kV afferente alla stazione di consegna della centrale di Monfalcone (UD), sarà dismessa dalla RTN la stazione di smistamento a 220 kV di Monfalcone Z.I. di proprietà TERNA, costituita da una monosbarra con 3 stalli linea e 3 sezionatori di by-pass.

Sarà inoltre eliminata la derivazione rigida sulla linea a 220 kV n. 277 "Redipuglia - Padriciano" collegata al suddetto smistamento e saranno messe in continuità fra loro le linee a 220 kV n. 193 "C.le Monfalcone - Monfalcone Z.I." e n. 283 "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" (l'attuale linea n. 214 con assetto invariato) e "C.le Monfalcone - Redipuglia" (con by-pass di Monfalcone Z.I.).

A seguito della prevista dismissione della stazione a 220 kV Monfalcone Z.I. e del conseguente inserimento della centrale a 220 kV di Monfalcone in entra-esce lungo la direttrice a 220 kV "Padriciano - Redipuglia", al fine di mantenere una equivalente continuità di produzione dei gruppi 220 kV della centrale ENDESA di Monfalcone, sarà potenziata la linea a 220 kV n. 214 "Monfalcone - Padriciano", di proprietà TERNA, per una capacità di trasporto di almeno 900 A.

Vincoli : Lo smantellamento della stazione di Monfalcone Z.I. potrà essere attuato soltanto dopo l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni al potenziamento della linea a 220 kV n. 214 "Monfalcone - Padriciano".

Stazione 220 kV Somplago (UD)

Allo stato attuale la rete afferente alla stazione di Somplago di proprietà TERNA presenta le seguenti criticità:

- la linea 132 kV a quattro estremi "Tolmezzo - der. Siot - der. Somplago - S. Daniele" di proprietà TERNA non garantisce un'adeguata flessibilità e qualità del servizio proprio a causa delle due derivazioni rigide su di essa presenti;
- difficoltà nell'alimentazione della locale rete a 132 kV, anche a causa dell'assenza di un ATR di interconnessione tra le sezioni 220 kV e 132 kV di Somplago.

Le suesposte criticità verranno risolte e verrà assicurato un maggior margine di sicurezza e continuità di alimentazione mediante i seguenti interventi su rete 132 kV:

- realizzazione di un raccordo sull'attuale linea a 132 kV "Tolmezzo - der. Siot - der. Somplago - S.Daniele" in modo da inserirla in entra-esce alla stazione di Somplago, eliminando la derivazione rigida per Somplago ed ottenendo in tal modo i collegamenti "Tolmezzo - Somplago" e "Somplago - der. Siot - S.Daniele";
- realizzazione presso la stazione di Somplago di un nuovo stallo al fine di consentire la connessione della suddetta futura linea "Tolmezzo - der. Siot - Somplago".

Si prevede inoltre il rinnovo e potenziamento della stazione di Somplago con i seguenti interventi:

SEZIONE 220 kV: installazione di un autotrasformatore 220/132 kV da 160 MVA e realizzazione della sezione 220 kV in doppia sbarra con parallelo e dismissione di n.1 collegamento con la c.le Edipower. A completamento delle attività la sez.220 kV sarà pertanto costituita da n.4 stalli (Pordenone, Buia, c.le Edipower e primario ATR), con ulteriori n. 2 spazi per stalli futuri.

SEZIONE 132 kV in semplice sbarra: realizzazione di n.1 stallo linea (Tolmezzo) e n.1 stallo secondario ATR e dismissione del collegamento con la c.le Edipower (gruppo A). A completamento delle attività la sezione 132 kV sarà pertanto costituita da n.3 stalli (der. Siot/S. Daniele, Tolmezzo, secondario ATR) con spazi per un ulteriore stallo e l'eventuale evoluzione in doppia sbarra con parallelo.

Stazione 220 kV Castegnero (VI)

Al fine di garantire un'adeguata riserva di alimentazione alle stazioni 220 kV di Cittadella (PD) e migliorare la qualità del servizio sulla rete AT afferente alla stazione 220 kV di Este, sarà realizzata una nuova stazione 220 kV da ubicare in provincia di Vicenza.

La nuova stazione verrà raccordata alle linee a 220 kV "Marghera-Dugale", di proprietà EDISON, e "Cittadella-Este", di proprietà TERNA, e sarà dotata di un ATR 220/132 kV da 160 kV eventualmente di recupero da Este (cfr. Stazione 220 kV Este). La linea "Cittadella - Este" sarà declassata a 132 kV nel tratto "Castegnero-Este", tratto che sarà raccordato alla sezione 132 kV di Este e al secondario ATR 220/132kV di Castegnero attraverso uno stallo a 132 kV con duplice funzione di stallo linea e secondario ATR.

La sezione a 220 kV sarà realizzata in doppia sbarra e disporrà di 3 stalli linea (Dugale, Marghera, Cittadella), di uno stallo primario ATR e di uno stallo di parallelo.

La suddetta stazione potrebbe essere realizzata in prossimità dell'incontro degli elettrodotti a 220 kV con il fine di limitare l'impatto degli impianti sul territorio, riducendo al minimo la lunghezza delle linee di raccordo.

L'intervento nel suo complesso consentirà di assicurare un'idonea alimentazione anche da Sud ai carichi collegati alle stazioni di Cittadella e Vicenza Monteviale e di migliorare il profilo delle tensioni sulla rete a 220 kV nell'area.

Lo spazio in stazione dovrà essere tale da consentire l'eventuale futura costruzione di una sezione 380 kV ed una sezione 132 kV con relative trasformazioni.

Elettrodotto 220 kV Bussolengo S.S.-Verona B.M.-Dugale

Disegno allegato : Riassetto Bussolengo/Sorio

Nell'ambito della razionalizzazione della rete a 220 e 132 kV nell'area di Sorio e in seguito alla dismissione dalla sezione a 220 kV nella stazione di Sorio, la linea in antenna a 220 kV "Bussolengo S.S. - Sorio" di proprietà TERNA, ormai sconnessa da Sorio, sarà prolungata e collegata alla derivazione per l'utente Riva Acciaio.

Saranno inoltre messe in continuità le linee a 220 kV n. 199 "Bussolengo S.S. - Verona B.M." e n. 198 "Verona B.M. - ex Sorio", entrambe di proprietà TERNA, così da costituire un unico elettrodotto dedicato a 220 kV "Bussolengo S.S. - Riva Acciaio".

A completamento dell'intervento la stazione di Verona B.M., attualmente inserita in entra-esce sul collegamento a 220 kV "Bussolengo S.S. - ex Sorio", sarà spostata sulla linea a 220 kV n. 230 "Bussolengo S.S. - Dugale" di proprietà TERNA. L'intervento garantirà la controalimentazione dell'impianto di Verona B.M. grazie al nuovo collegamento "Verona B.M. - Dugale" che si verrà a creare.

Note : In relazione a difficoltà autorizzative riscontrate nel completare l'intervento sulla direttice "Bussolengo S.S. - Riva Acciaio", sono state temporaneamente ammazettate le linee nn. 199 e 230, in modo da realizzare il collegamento provvisorio "Bussolengo S.S. - Verona B.M." e le linee nn. 198 e 230, in modo da realizzare il collegamento provvisorio "Verona B.M. - Dugale - der. Riva Acciaio".

Stazione 132 kV Meduna (UD)

Sarà realizzata una nuova stazione di smistamento in prossimità dell'attuale sezionamento a 132 kV di Meduna. La nuova stazione migliorerà le condizioni di esercizio della direttrice di trasmissione a 132 kV "Istrago - Planais", dove attualmente risulta inserita in entra-esce, mediante due raccordi in cavo interrato appartenenti alla rete d'utenza, la centrale da 51 MVA ubicata presso le Industrie Chimiche CAFFARO di Torviscosa.

Sulla linea a 132 kV n.795 "Planais - Meduna" di proprietà TERNA, facente parte della citata direttrice, risulta inoltre presente una connessione rigida da cui si deriva il tronco di collegamento alla C.P. Palmanova a sua volta collegata, attraverso la rete 132 kV, alla stazione 380/132 kV di Udine Ovest.

Tale derivazione rigida verrà superata con la realizzazione della futura stazione dove sarà pertanto predisposto il relativo stallo linea.

La nuova stazione sarà realizzata in singola sbarra con n. 5 stalli linea (Istrago, Planais, Palmanova, C.le CAFFARO 1 e 2).

Razionalizzazione 132 kV Pordenone/Cordignano

Nell'area compresa tra le stazioni 380/132 kV di Cordignano e 220/132 kV di Pordenone, entrambe di proprietà TERNA, a causa della scarsa magliatura della locale rete (di trasmissione e distribuzione) a 132 kV, l'esercizio in condizioni di emergenza presenta già allo stato attuale situazioni di funzionamento critico.

Allo stesso tempo, considerato il futuro incremento della domanda di energia elettrica nell'area, gli standard di qualità del servizio su rete a 132 kV potrebbero scendere al di sotto dei limiti accettabili se non si prevedesse un adeguato potenziamento della rete ad alta tensione.

Proprio a tale scopo, considerata la maggiore potenzialità della rete a 380 kV attestata a Cordignano e l'elevato impegno delle linee a 220 kV collegate a Pordenone - anche a seguito di aumenti di potenza di acciaierie (ABS e Ferriere Nord di Udine) collocate sulla direttrice "Pordenone - Somplago - Buia - Udine N.E. - Redipuglia" - è stato disposto un nuovo assetto della rete a 132 kV che, aumentando il numero delle linee a 132 kV uscenti da Cordignano, consenta di non richiamare potenza in eccesso dalla rete a 220 kV attestata alla stazione di Pordenone. Conseguentemente, dopo la realizzazione della linea a 132 kV in doppia terna "Cordignano - Prata" e "Cordignano - Pasiano (C.P. futura)" a cura ENEL Distribuzione, si potenzieranno gli elettrodotti n. 672 "Prata - Pordenone" e n. 749 "Prata - Porcia", entrambi di proprietà TERNA, parzialmente tesati sulla medesima palificazione. Contestualmente ne sarà modificato l'assetto in modo da ottenere i due nuovi collegamenti "Prata - Pordenone" e "Porcia - Pordenone" (in sostanza si effettuerà l'ammazzettamento del tratto in doppia terna in uscita da Prata fino al punto di separazione delle due linee e la ricostruzione in doppia terna della linea n. 672 "Prata - Pordenone" nel tratto compreso tra il punto di separazione con la n. 749 "Prata - Porcia" e la stazione di Pordenone). A Cordignano saranno quindi realizzati n. 2 ulteriori stalli linea a 132 kV per collegare le nuove linee "Cordignano - Prata" e "Cordignano - Pasiano (C.P. futura)" di ENEL Distribuzione e a Pordenone sarà realizzato un ulteriore stallo per la futura linea a 132 kV "Porcia - Pordenone".

Vincoli : L'intervento su rete a 132 kV è subordinato alla costruzione del nuovo elettrodotto in doppia terna "Cordignano - Prata" da parte di ENEL Distribuzione.

Elettrodotto 132 kV Randaccio - Lisert

Al fine di combinare le esigenze di mantenimento di adeguati standard di qualità del servizio della RTN con l'opportunità di ottenere notevoli benefici nei termini ambientale e paesaggistico, verrà realizzato un nuovo elettrodotto "Randaccio - Lisert" di appena 6 km e verrà contestualmente demolita la vecchia linea di trasmissione "Randaccio - Opicina" di proprietà TERNA, della lunghezza di 21 km circa.

Il nuovo elettrodotto a 132 kV andrà infatti funzionalmente a sostituire la linea a 132 kV "Randaccio - Opicina" garantendo la seconda indispensabile alimentazione alla C.P. Randaccio (attualmente collegata in antenna) ed assicurando un minor impatto degli impianti elettrici sul territorio.

Al termine dei lavori l'utente Cartiere Burgo risulterà attestato al nuovo elettrodotto a 132 kV "Randaccio - Lisert" anziché alla linea "Redipuglia - Randaccio".

Sarà inoltre approntato, a cura della società ENEL Distribuzione, proprietaria della C.P. di Lisert uno opportuno stallo linea a 132 kV presso detta C.P. per la connessione della futura linea "Randaccio-Lisert".

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Emilia Romagna e Toscana*

Stazione 380 kV Nord Bologna (BO)

Nuovo intervento

Al fine di ridurre l'impegno delle attuali trasformazioni nelle stazioni di Martignone, Colunga e S. Damaso, ormai prossime alla saturazione, si rende necessaria la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area settentrionale della Provincia di Bologna, ove si prevede un notevole aumento del carico negli anni futuri.

La nuova stazione potrebbe sorgere nei pressi della C.P. di Crevalcore (BO) ed essere collegata in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sermide - Martignone".

Alla futura stazione saranno raccordate le linee RTN a 132 kV presenti nell'area, ma l'intervento verrà completato e reso maggiormente efficace dal collegamento, a cura di Enel Distribuzione, anche delle linee a 132 kV appartenenti alla locale rete di distribuzione.

Stazione 132 kV Viareggio smistamento (LU)

Le attuali criticità di esercizio della rete a 132 kV della Versilia, rendono necessari interventi di rinforzo ed aumento della magliatura di rete, finalizzati al miglioramento della affidabilità e della qualità del servizio ed all'incremento della flessibilità di esercizio.

Come possibile soluzione, è stata individuata la realizzazione di una nuova stazione di smistamento a 132 kV, alla quale collegare in entra-esce le due linee a 132 kV "Strettoia - Viareggio Rondinella" (di proprietà Enel Distribuzione) e "Avenza – Vinchiana" (di proprietà TERNA, ottenuta dal declassamento a 132 kV della linea a 220 kV "Livorno – Avenza" nel tratto da Marginone ad Avenza e dal suo collegamento al nodo a 132 kV di Vinchiana).

La nuova stazione, da realizzare in prossimità del punto di avvicinamento delle due linee citate, dovrà essere in doppia sbarra, con 4 stalli linea, ma dovranno essere riservati gli spazi per una seconda sbarra e per i due stalli su cui attestare gli eventuali futuri raccordi di entra-esce della linea a 132 kV "Strettoia – Isola Santa".

L'intervento permetterà di esercire normalmente chiusi i collegamenti della rete a 132 kV compresa tra Avenza, Pisa e la Garfagnana e di ridurre la potenza trasportata sulle attuali linee a 132 kV che alimentano i nodi di carico di Pisa, Filettole e Viareggio, già ora prossime alla saturazione, conseguendo anche una significativa diminuzione delle perdite di trasmissione.

Razionalizzazione 132 kV Area di Piombino

Nuovo intervento

Disegno allegato : Interventi area di Piombino

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV dell'area di Piombino, compreso l'anello a 132 kV di alimentazione dell'isola d'Elba, sono previsti alcuni interventi di riassetto e razionalizzazione della rete AT. Pertanto verrà realizzata una nuova stazione di smistamento della RTN a 132 kV da localizzare in prossimità di Venturina (Campiglia - LI), a cui raccordare il solo tratto verso Piombino della linea RTN a 132 kV n. 564 "Piombino Cotone – Cafaggio" e la linea RTN a 132 kV n. 584 "Suvereto – Piombino Termica (TAG)" mediante collegamento in entra-esce. La nuova stazione di Venturina risulterà dunque in singola sbarra con quattro stalli linea (Piombino C., Piombino T., Suvereto e Campiglia FS), ma con gli spazi per un eventuale futuro ampliamento con ulteriori due stalli linea e la seconda sbarra.

La CP di Cafaggio, inoltre, sarà inserita in entra-esce sulla linea RTN a 132 kV n.577 "Colmata – Suvereto", mediante la realizzazione di due nuovi raccordi.

A completamento dei lavori descritti, sono pianificate le seguenti attività di razionalizzazione:

- la realizzazione di un nuovo raccordo di accesso a Suvereto dell'attuale linea RTN a 132 kV n. 563 "Cafaggio – Lago", proveniente da Lago;
- la dismissione del tratto della citata linea a 132 kV n. 564 "Cafaggio – Piombino Cotone" compreso tra la futura stazione di Venturina e la C.P. di Cafaggio e del tratto di accesso alla C.P. Cafaggio della linea RTN a 132 kV n. 563 "Cafaggio – Lago".

L'intervento consentirà di separare le produzioni di Larderello da quelle di Piombino, garantendo ad entrambe un accesso ottimale alla S.E. di Suvereto ed in particolare permetterà, anche in N-1, ovvero in caso di indisponibilità o guasto della linea a 132 kV "Suvereto – Colmata", alla c.le ISE Piombino di superare l'attuale vincolo alla generazione ed erogare la massima potenza producibile (219 MW).

Gli interventi sopra descritti risultano correlati al raddoppio del collegamento Continente – Isola d'Elba.

Note : A cura di Enel Distribuzione verrà realizzato un breve elettrodotto a 132 kV, per la connessione della SSE di Campiglia FS (di proprietà RFI) in antenna alla nuova stazione di smistamento di Venturina, in sostituzione dell'attuale collegamento di distribuzione a 132 kV "Cafaggio – Campiglia".

In ogni caso, l'entrata in servizio del nuovo elettrodotto "Campiglia FS – Venturina" dovrà essere coordinata con la realizzazione della nuova S.E. di Venturina e dei relativi raccordi.

Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS - Manciano", saranno potenziate, per una capacità di trasporto limite di 900 A, 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 S.S.E. 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 C.P. di Orbetello e la linea a 132 kV "Montiano-Orbetello FS".

Al termine dei lavori, la C.P. di Orbetello risulterà collegata alla SSE Orbetello FS, alla C.P. di Montiano ed alla C.P. 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 dello scatto di altri collegamenti;
- mantenere il parallelo con la rete nazionale dei gruppi di produzione dell'area di Piombino (nel caso di fuori servizio degli autotrasformatori 380/132 kV di Suvereto) e dei gruppi di generazione di Larderello e dell'Amiata.

Note : Presso la C.P. 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".

Elettrodotto 132 kV Marginone - Pescia e Marginone - Lucca G.

Considerato il previsto incremento dei carichi nell'area di Lucca, risulta necessario rinforzare ulteriormente la magliatura della rete a 132 kV tra la stazione di Marginone e la citata area di carico, al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio.

E' pertanto previsto il potenziamento delle linee a 132 kV in alluminio-acciaio da 214 mm², di proprietà TERNA, "Marginone - Pescia" (ad esclusione della breve derivazione per Pescia FS), "Marginone - Borgonuovo" e "Borgonuovo - Lucca Giannotti" (in futuro "Marginone - Lucca Giannotti"), in modo che sia assicurata una capacità di trasporto limite di 900 A.

Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza - Farinello - Larderello

La direttrice di trasmissione a 132 kV di proprietà TERNA "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 ed il potenziamento della citata direttrice, in modo che sia assicurata una capacità di trasporto limite di 900 A.

Vincoli : 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").

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e
Molise*

Stazione 380 kV Candia (AN)

Per migliorare l'esercizio in sicurezza della rete in AT, assicurare la continuità del servizio di alimentazione del carico della provincia di Ancona e ottimizzare la gestione della rete stessa è programmata la realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 132 kV nella Stazione Elettrica di Candia.

Al nuovo sistema di sbarre, da realizzarsi nell'area resa libera in stazione dallo smantellamento della sezione a 220 kV, si attesterà il terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA attualmente presente in stazione come riserva pronta.

Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi

Nuovo intervento

A seguito della futura connessione della nuova centrale Abruzzo Energia di Gissi (CH) per superare le prevedibili congestioni di rete in caso di disservizi, viene programmata la realizzazione di un ulteriore elettrodotto in doppia terna a 380 kV che collegherà la stazione elettrica di Villanova con la futura stazione di Gissi.

Vincoli : La realizzazione della linea è strettamente correlata alle attività di costruzione delle centrali della fascia costiera medioadriatica ed in particolare della centrale Abruzzo Energia di Gissi la cui stazione annessa costituisce un nodo del collegamento.

Stazione 150 kV Avezzano (AQ)

Disegno allegato : Stazione elettrica Avezzano

Per consentire il trasporto in sicurezza della piena potenza dai centri di produzione (circa 300 MW di centrali a ciclo combinato) ai centri di utilizzazione è stata da tempo individuata la necessità di realizzare nell'area di Avezzano una nuova stazione di smistamento a 150 kV che permetterà di razionalizzare la esistente rete di trasmissione, rinforzare la magliatura della rete, 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 la doppia terna "Collarmele Smist. Acea - Acea Smist. Est/Tagliacozzo", di proprietà della Soc. Acea, e la doppia terna "Avezzano C.P. - Rocca di Cambio/Collarmele C.P.", di proprietà della Soc. TERNA.

Il nuovo impianto sarà realizzato in doppia sbarra con interruttore di parallelo e dovrà prevedere 8 stalli linea a 150 kV (1 per Rocca di Cambio, 2 per la doppia terna su Avezzano C.P., 4 per i raccordi alla doppia terna Acea e 1 per la centrale Edison di Celano). Con la realizzazione della nuova stazione sarà possibile anche eliminare tutte le derivazioni rigide a "T" dell'area.

Sono programmati, infatti, la costruzione dei 4 raccordi della doppia terna "Collarmele Smist. Acea - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" alla nuova stazione di smistamento di Celano. In concomitanza a tale intervento sarà ripristinata la continuità della linea di proprietà della Soc. Acea Trasmissione "Collarmele C.P. - Tagliacozzo C.P." e sarà eliminata la derivazione rigida a "T" tra la suddetta linea e la linea di proprietà della Soc. TERNA "Avezzano C.P. - Corvaro". Con gli interventi previsti per il ripristino della continuità della doppia terna ACEA in tali tratti si interverrà anche per eliminare le attuali limitazioni sulla capacità di trasporto.

Verranno realizzati i raccordi della doppia terna "Avezzano C.P. - Rocca di Cambio/Collarmele C.P." alla nuova stazione prevedendo 3 uscite linee a 150 kV dalla stazione di Celano (2 per la doppia terna su Avezzano C.P., 1 per la C.P. di Rocca di Cambio).

Verrà infine eliminata la derivazione rigida tra la linea "Avezzano C.P. - Collarmele C.P.", di proprietà TERNA, e il raccordo alla centrale Edison di Celano, realizzando un nuovo tratto di linea a 150 kV di circa 3 km ottenendo la linea "Centrale Edison - Celano".

Elettrodotto 150 kV Roma Ovest - Vitinia - Tor di Valle

Il carico della città di Roma ha raggiunto valori elevati. Al fine di incrementare l'esercizio in sicurezza della rete e l'efficacia del servizio di trasmissione dell'area di Roma, anche in funzione del potenziamento della centrale di Tor di Valle, è necessario avviare il potenziamento in doppia terna della linea a 150 kV "Roma Ovest - Vitinia con der. Acea Lido" per il tratto tra Vitinia e la derivazione Acea Lido nonché il potenziamento della linea a 150 kV "Vitinia - Tor di Valle" entrambe di proprietà ACEA Trasmissione.

Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I.

La direttrice costiera a 150 kV che collega la stazione elettrica di Villanova (CH) con Termoli (CB) si trova da tempo ad alimentare un carico elevato. Di questa importante arteria i tratti compresi tra la C.P. di Portocannone (CB) fino alla C.P. di S. Salvo Z.I. (CH) sono quelli la cui capacità di trasporto è maggiormente limitata (39 km complessivi in alluminio-acciaio da 308 mmq) ed in condizioni di maggiore vetustà.

Di conseguenza per aumentare i margini di sicurezza di alimentazione di tutta l'area i suddetti tratti saranno potenziati ricostruendoli in doppia terna.

Questo intervento, insieme al futuro smistamento di S. Salvo (cfr. Stazione a 150 kV S. Salvo Smist.), sarà in grado di garantire anche nel futuro la necessaria sicurezza al trasporto dell'energia evitando nel contempo, per un periodo sufficientemente lungo, la costruzione di ulteriori elettrodotti a 150 kV nell'area.

Elettrodotto 150 kV Popoli - Alanno

Le linee a 150 kV della RTN insistenti nell'area della S.E. di Popoli e di Alanno sono in gran parte ormai vetuste, con scarsa capacità di trasporto ed in alcuni casi prive di fune di guardia e di conseguenza il loro esercizio è fortemente influenzato dalle condizioni atmosferiche. Per migliorare significativamente l'efficienza e la qualità del servizio della rete di trasmissione di energia elettrica nell'area si renderà necessario una sua graduale ricostruzione e un suo potenziamento.

In questa ottica è previsto il rifacimento secondo gli standard moderni dell'elettrodotto "Popoli C.P. - Bussi Smist. - Bolognano", per una lunghezza complessiva di circa 18 km (cod. n. 854), e dell'elettrodotto "Bolognano – Alanno" (cod. n.021), per una lunghezza complessiva di circa 7 km. La ricostruzione delle due linee sarà effettuata con un conduttore di caratteristiche equivalenti di portata a quelle di un elettrodotto in alluminio-acciaio da 585 mmq.

Con l'occasione si dovrà prevedere anche l'eliminazione del collegamento rigido a "T" di Bussi Smist. sulla linea "Popoli C.P. - Bussi Smist. - Bolognano", che verrà trasformato in un collegamento in entra-esce, programmando nella stazione di Bussi la realizzazione di uno stallo per il secondo raccordo alla suddetta linea 150 kV tra Popoli e Bolognano.

Razionalizzazione 132 kV cambio tensione centro Italia

Con il passaggio al livello di tensione di esercizio da 120 a 132 kV si è valutato un aumento della efficacia e della efficienza nella gestione della rete quantificabile in una sensibile riduzione delle perdite dai 10 ai 15 MW sulla rete e in un aumento della capacità di trasmissione maggiore del 10 % in seguito al minor impegno delle linee e dei trasformatori.

Per ottenere il cambio di tensione si è determinata la necessità di sostituire un numero ridotto di trasformatori 120/MT, alcuni scaricatori e un paio di impianti di rifasamento non adeguati a essere eserciti al nuovo livello di tensione. Occorrerà inoltre tarare gli apparati di misura.

Con riferimento alle linee sono state individuate quelle che, costruite prima degli anni '50, sono state autorizzate a 120 kV e per le quali si dovrà modificare l'autorizzazione all'esercizio per il nuovo livello di tensione.

Per alcune di esse, considerata l'importanza che esse svolgono per il servizio di trasmissione, si è previsto nei prossimi anni il potenziamento e adeguamento secondo gli standard attuali.

Le linee interessate da tali interventi sono:

- linea "Cappuccini – Camerino", lunga km 35;
- linea "Villa Valle – Preci con der. Triponzo", lunga 48 km;
- linea "Pietrafitta – Chiusi", da realizzazre in doppia terna, lunga 18 km.

Elettrodotto 132 kV Cappuccini - Gualdo Tadino

Gli elettrodotti a 132 kV (35 km ca.) che congiungono la stazione di Cappuccini (PG) con la C.P. di Gualdo Tadino (PG), facenti parte della RTN, sono attualmente sede di continui e sostenuti transiti tra l'area nord dell'Umbria e la zona centrale delle Marche (Gualdo Tadino - Fabriano (MC)) tanto da essere di fondamentale importanza per il mantenimento di una soddisfacente qualità del servizio nelle aree interessate.

Gli elettrodotti sono tuttavia di ridotta sezione (CU 117 mmq) e di conseguenza di capacità molto limitata, rendendo alta la probabilità di un loro sovraccarico, soprattutto in corrispondenza di una indisponibilità di un qualsiasi elemento limitrofo della rete AT.

Al fine di garantire con la necessaria sicurezza l'alimentazione dei carichi dell'area si renderà necessario ricostruire parte del suddetto collegamento con caratteristiche almeno equivalenti di portata a quelle di un elettrodotto in alluminio-acciaio da 585 mmq.

Per ottimizzare l'intervento di potenziamento e bypassare la Sotto Stazione Elettrica Ferroviaria di Foligno, di proprietà RFI, sarà previsto un nuovo tratto di linea che in uscita dalla stazione di Cappuccini si allaccerà in derivazione rigida a T sulla linea "Foligno FS - Nocera Umbra". Il potenziamento sarà attuato per il tratto tra la derivazione rigida e la cabina di Nocera Umbra e per la linea "Nocera Umbra - Gualdo Tadino".

Questi elettrodotti sono di proprietà della Società SELF per la loro quasi totalità della lunghezza (ca. 34 km) ad eccezione dei raccordi alle C.P. di Nocera Umbra (PG) e Gualdo Tadino di proprietà della Società Terna.

Nella stazione di Cappuccini contestualmente al nuovo tratto di linea sarà approntato un nuovo stallo per la futura linea e sarà previsto un interruttore di parallelo di tipo compatto.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Campania, Puglia, Basilicata e
Calabria*

Stazione 380 kV Nord Bari (BA)

La rete di trasmissione a 380 kV in Puglia è caratterizzata da un alto impegno dei trasformatori nelle stazioni di trasformazione. Particolarmente critica risulta l'area in provincia di Bari, caratterizzata da un alto carico industriale in continuo incremento. La realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area a Nord di Bari, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Brindisi - Andria", permetterà non solo di migliorare l'esercizio delle stazioni di trasformazione limitrofe, ma anche di alimentare in sicurezza la rete a 150 kV tra Brindisi e Bari, attualmente interessata da pericolosi fenomeni di trasporto verso nord delle potenze prodotte dal polo di Brindisi.

Stazione 380 kV S. Sofia (CE)

L'aumento dei carichi previsto nell'area di Caserta e la necessità di garantire la rialimentazione in situazione di emergenza della rete a 150 kV, renderanno necessario l'inserimento di un nuovo punto di alimentazione dal 380 kV cui attestare la rete a 150 kV dell'area.

Pertanto, presso la stazione di S. Sofia, sarà installato un ATR 380/150 kV da 250 MVA, ampliata l'esistente sezione a 380 kV con uno stallo a 380 kV per il primario ATR e sarà realizzata una nuova sezione a 150 kV comprendente uno stallo di parallelo, uno stallo per il secondario ATR, n° 5 stalli linea (Montesarchio, S. Giuseppe, S. Gobain e almeno due ulteriori stalli linea disponibili).

Infine, per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Vincoli : L'intervento è vincolato al completamento di almeno due delle tre linee a 150 kV in programma a cura di Enel Distribuzione.

Note : L'intervento relativo all'installazione della batteria di condensatori sarà anticipato prevedendo transitoriamente l'installazione della stessa nella stazione di Santa Maria Capua Vetere.

Elettrodotto 150 kV Corato - Bari Termica

Considerato che l'elettrodotto a 150 kV "Corato - Bari Termica", di proprietà Terna, è caratterizzato da una limitazione della portata a circa 300 A e considerato il previsto incremento dei carichi nell'area a nord di Bari, tale elettrodotto sarà ricostruito e potenziato in modo che sia assicurata una capacità di trasporto limite di 900 A, garantendo così un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nella Regione Siciliana*

Stazione 380 kV Caltanissetta (CL)

Nuovo intervento

Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'Isola, nonché favorire l'ingresso in rete di nuove centrali eoliche, il tracciato del nuovo elettrodotto a 380 kV "Chiaramonte Gulfi - Ciminna" sarà tale da passare vicino e raccordarsi alla stazione di Caltanissetta, progettata e realizzata con infrastrutture adatte ad accogliere una trasformazione 380/150 kV.

Tale intervento si avvarrà delle opportunità infrastrutturali già esistenti e consentirà di alimentare in riserva la rete AT di Agrigento, migliorando la qualità della rete locale e semplificando le attività e i tempi di manutenzione ordinaria.

Oltre i raccordi a 380 kV si realizzeranno nella stazione di Caltanissetta una nuova sezione a 380 kV con 3 stalli: 2 per i raccordi e 1 per un ATR 380/150 kV da 250 MVA. Nella sezione a 150 kV si predisporrà un nuovo stallo per il secondario dell'ATR.

In alternativa, nel caso si individui per la nuova linea "Chiaramonte Gulfi – Ciminna" un tracciato più a sud, si potrà prevedere un collegamento con la stazione di Favara in modo da alimentare, aumentando il margine di sicurezza, il carico della provincia di Agrigento che nel periodo estivo presenta valori elevati.

Elettrodotto 220 kV Partinico - Fulgatore

Nuovo intervento

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 a 150 kV locale e sarà realizzata in classe 380 kV, anche in considerazione dei possibili sviluppi di interconnessione con il Nord Africa attualmente allo studio.

Nella stazione di Fulgatore si dovrà prevedere la costruzione di un sezione a 220 kV con 3 stalli: 2 per le suddette linee e uno per l'ATR 220/150 kV da 160 MVA presente in stazione.

Con tale rinforzo di rete infine si favorirà la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area.

Stazione 150 kV San Mauro Castelverde (PA)

A seguito dell'allacciamento alla RTN della nuova linea a 150 kV, di proprietà Enel Distribuzione, che collega la nuova CP di Nicosia in derivazione rigida a T alla linea a 150 kV "Castelbuono - Troina", nei pressi di detta derivazione sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 150 kV in singola sbarra con tre stalli linea (Castelbuono, Troina e C.P. Nicosia).

Note : Sia il progetto della nuova stazione di smistamento che gli spazi ad essa destinati dovranno essere tali da consentire un suo futuro ampliamento per almeno due ulteriori stalli linea a 150 kV, la seconda sbarra e lo stallo di parallelo.

Elettrodotto 150 kV Paternò - Viagrande - Roccalumera

Nuovo intervento

Disegno allegato : Dorsale Jonica

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 continuità di alimentazione della costa jonica è previsto il raddoppio della dorsale da ottenersi con la realizzazione di due collegamenti a 150 kV. Il primo collegamento, in parte già costruito da ENEL Distribuzione, è previsto fra la cabina primaria di Roccalumera (ME) e il punto in derivazione rigida per la CP S. Venerina (CT) della linea a 150 kV "S. Venerina - S. Venerina all." di proprietà ENEL Distribuzione.

Con la nuova linea si eliminerà la derivazione stessa e si realizzerà la linea "Roccalumera – S. Venerina". Su tale collegamento si inserirà, in base ai programmi ENEL Distribuzione, in entra-esce la futura cabina di Mascali.

Il tratto finora costruito va dal punto di derivazione fino al comune di Mascali ed è lungo circa 10 km. Il secondo intervento per il completamento del raddoppio della dorsale ionica prevede la realizzazione della linea a 150 kV "Paternò - Viagrande", con relativo stallo a Paternò.

Vincoli : La realizzazione delle due linee e del relativo stallo nella stazione di Paternò è vincolato all'acquisizione in ambito RTN delle linee ENEL Distribuzione "Viagrande – S. Venerina" e "S. Venerina – S. Venerina all." e alla cessione da parte della stessa ENEL delle autorizzazioni ottenute e delle parti di elettrodotto finora realizzate della suddetta "Roccalumera - S. Venerina all.".

Elettrodotto 150 kV Melilli - Siracusa 1

Nuovo intervento

L'arteria che collega le stazioni elettriche di Melilli e Ragusa alimenta la città di Siracusa e la parte meridionale dell'isola ed è caratterizzata da un carico elevato, soprattutto nel periodo estivo.

Al fine di adeguare la portata della linea "Melilli – Siracusa 2", appartenente a tale arteria, alle potenze richieste sono programmati gli interventi necessari a garantire la piena capacità di trasporto della linea stessa ad almeno 800 A in periodo estivo.

Elettrodotto 150 kV Mineo SE - Mineo CP

Nuovo intervento

A seguito delle previste connessioni di centrali eoliche lungo l'arteria a 150 kV tra la stazione di Augusta (SR) e la cabina primaria di S. Cono (CT), per superare le prevedibili congestioni di rete viene programmata la realizzazione di una nuova linea a 150 kV che collegherà la futura stazione elettrica di Mineo (CT) con la omonima cabina di proprietà della Società ENEL Distribuzione.

Vincoli : La realizzazione della linea è strettamente correlata alla realizzazione delle centrali eoliche previste sulla dorsale che collega la stazione di Augusta con la cabina di S. Cono.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nella Regione Sardegna*

Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud - Rumianca

Disegno allegato : Area di Cagliari, assetto rete

Al fine di migliorare l'affidabilità di esercizio e aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione sono stati programmati una serie di interventi di potenziamento della rete elettrica a 150 kV nell'area di Cagliari.

In particolare sarà realizzata una nuova linea a 150 kV che collegherà tra loro le stazioni di Cagliari Sud e Rumianca.

Tale nuovo collegamento è finalizzato a trasmettere, in condizioni di sicurezza, la potenza prodotta della centrale Sarlux verso l'elevato carico della città di Cagliari.

Elettrodotto 150 kV Rumianca - Elmas

Disegno allegato : Area di Cagliari, assetto rete

Al fine di migliorare l'affidabilità di esercizio e aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione sono stati programmati una serie di interventi di potenziamento della rete elettrica a 150 kV nell'area di Cagliari.

In particolare sarà realizzata una nuova linea a 150 kV che interconetterà la stazione di Rumianca con l'esistente linea a 150 kV "Sestu-Utente Fas", di proprietà ENEL Distribuzione, in località Elmas . Tale nuovo collegamento è finalizzato a trasmettere, in condizioni di sicurezza, la potenza prodotta della centrale Sarlux verso il carico della città di Cagliari.

ALLEGATO 3

***Disegni relativi agli interventi previsti nel
Piano di Sviluppo***

gennaio 2005

LEGENDA

Legenda Impianti

In esercizio Programmati

<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>		

LEGENDA

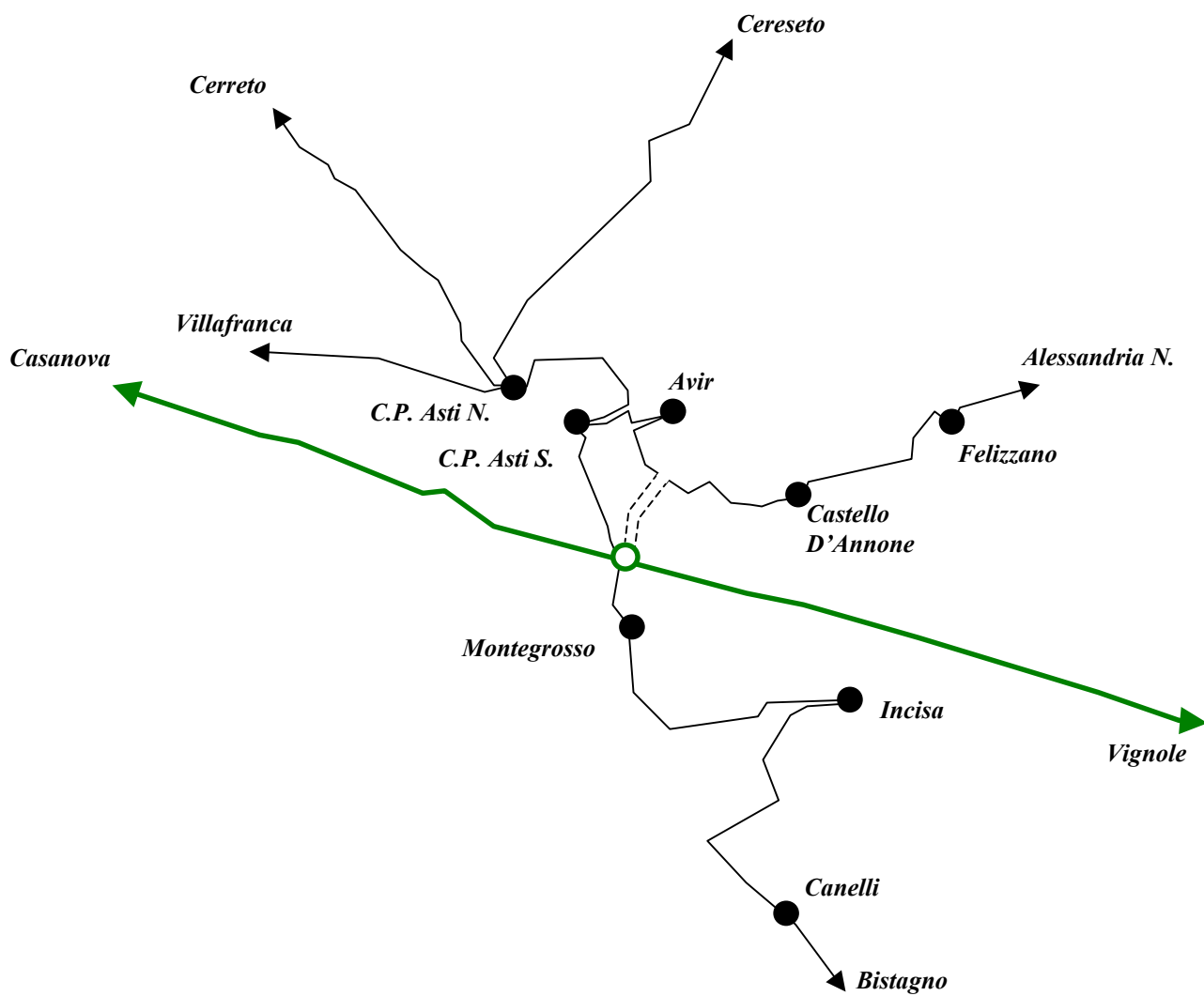
Legenda Linee

	In esercizio	Programmati
<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 doppia terna 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>		

***Disegni relativi agli interventi
previsti in Valle d'Aosta,
Piemonte e Liguria***

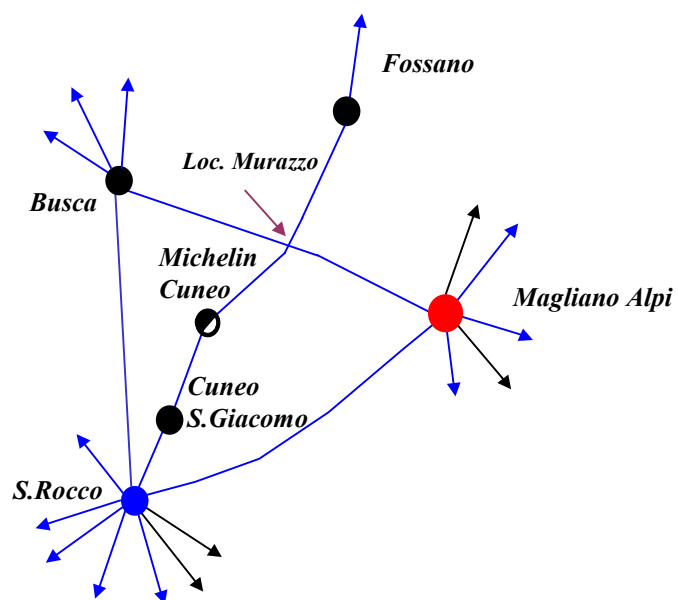
Nuova stazione di Asti

Lavori programmati

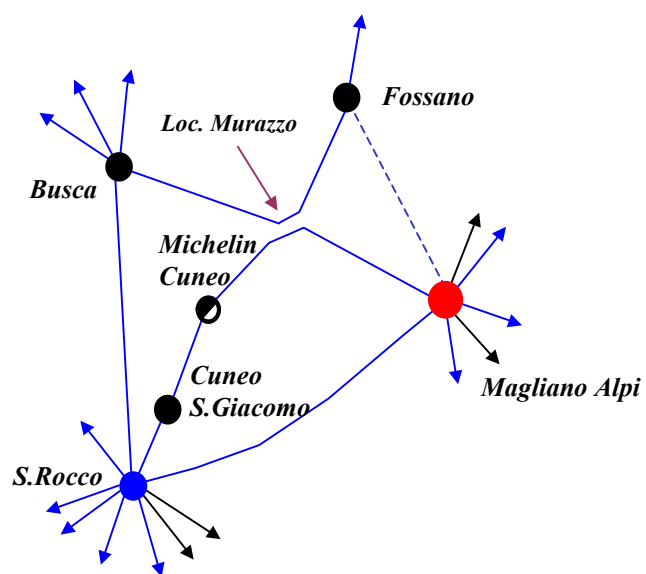


Elettrodotto a 132kV Magliano - Fossano

Situazione attuale

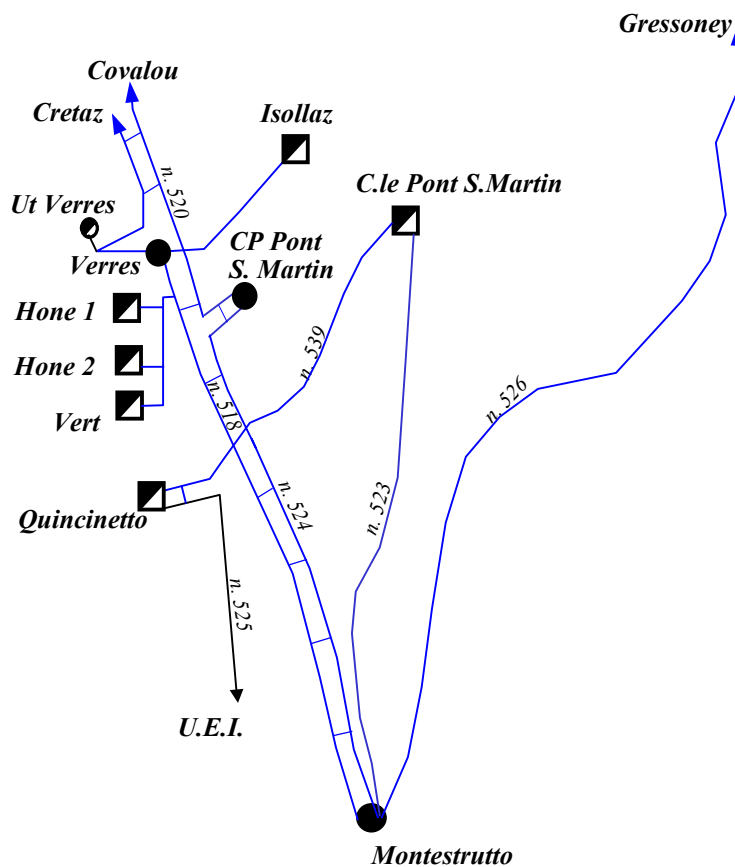


Assetto futuro

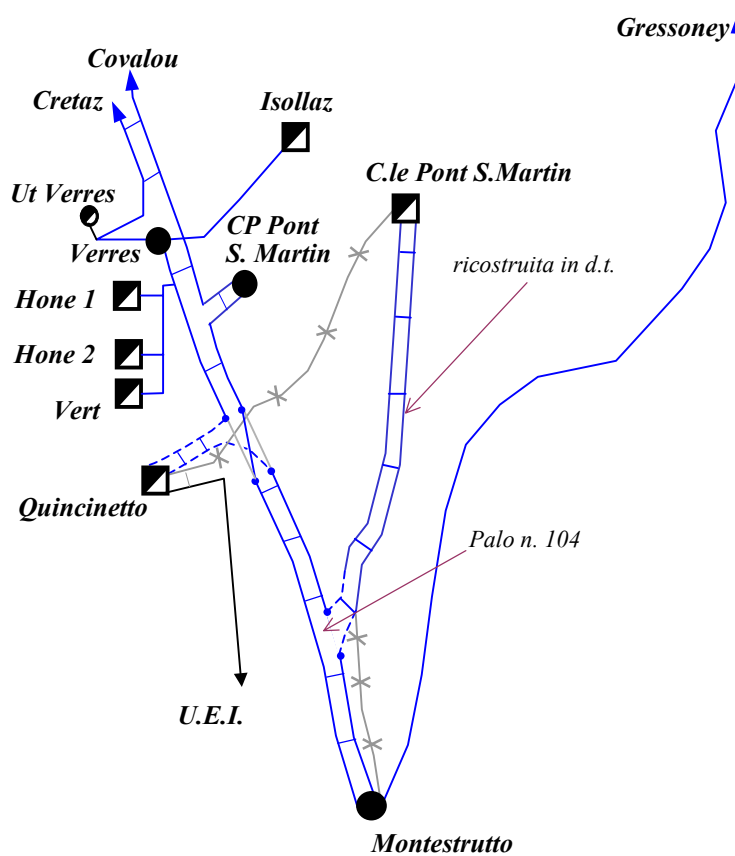


Rete da Covalou a Montestrutto

Situazione attuale

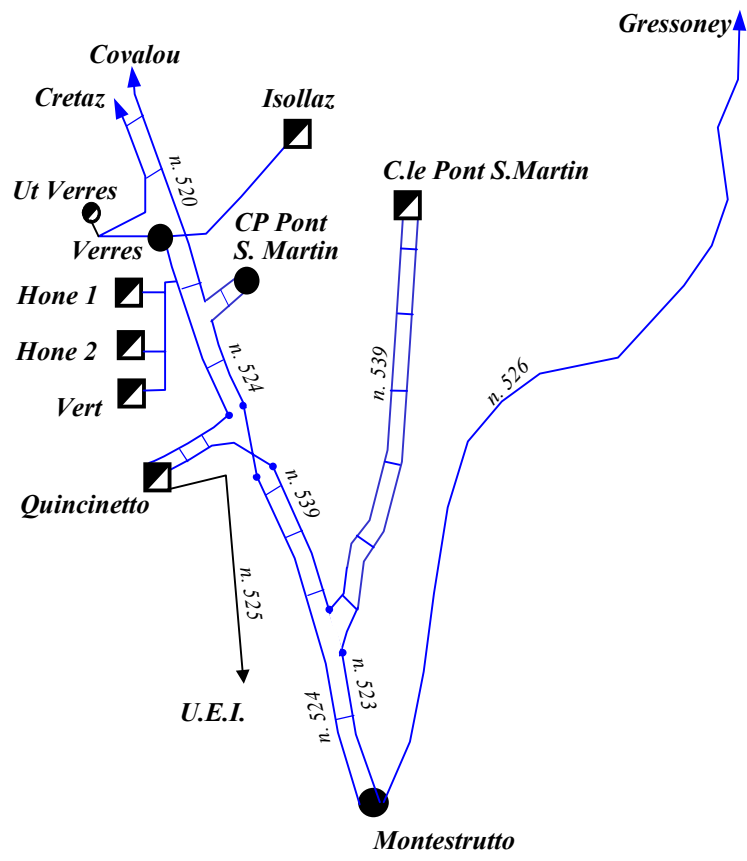


Lavori programmati



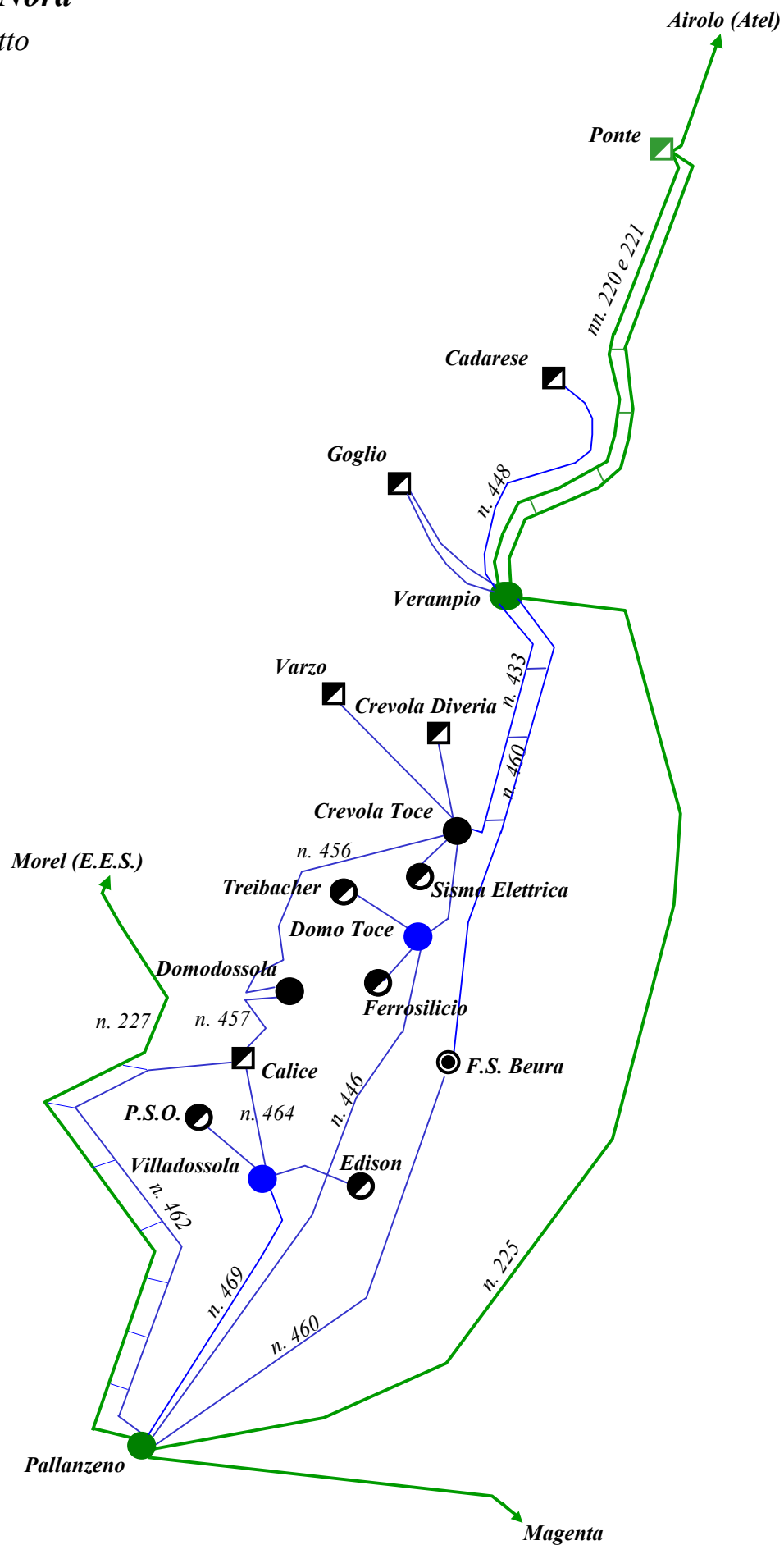
Rete da Covalou a Montestrutto

Assetto futuro



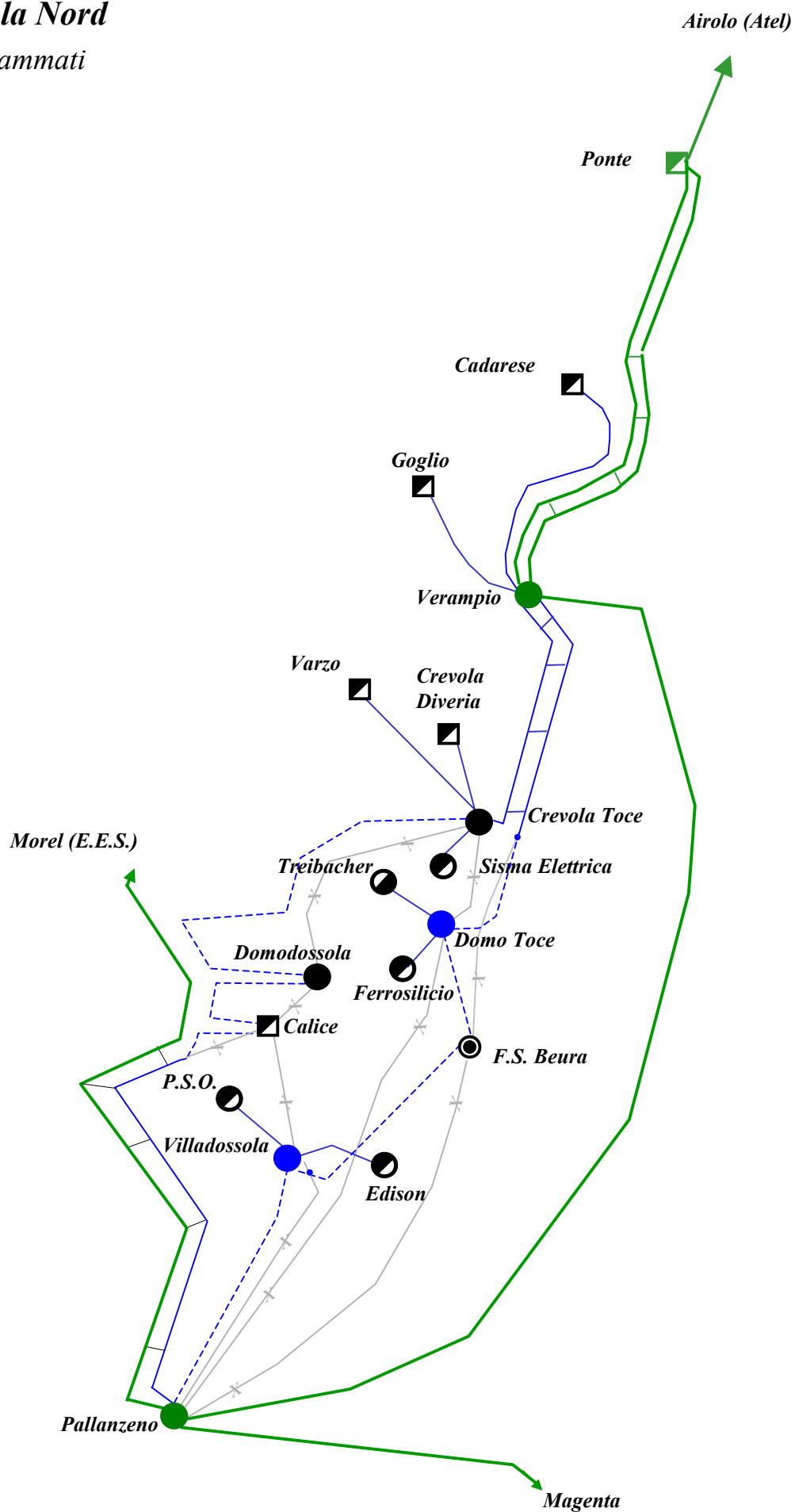
Val D'Ossola Nord

Precedente assetto



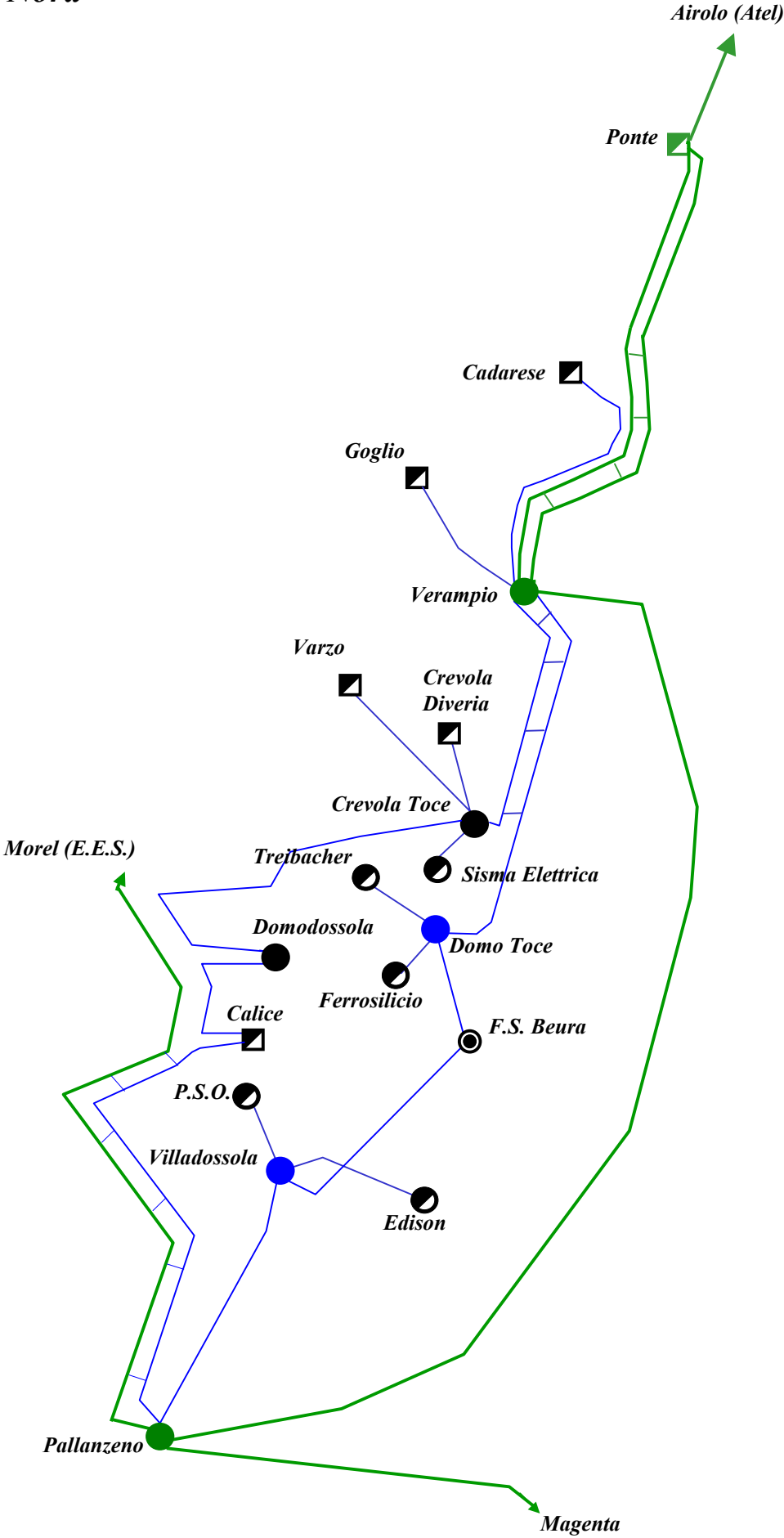
Val D'Ossola Nord

Lavori programmati

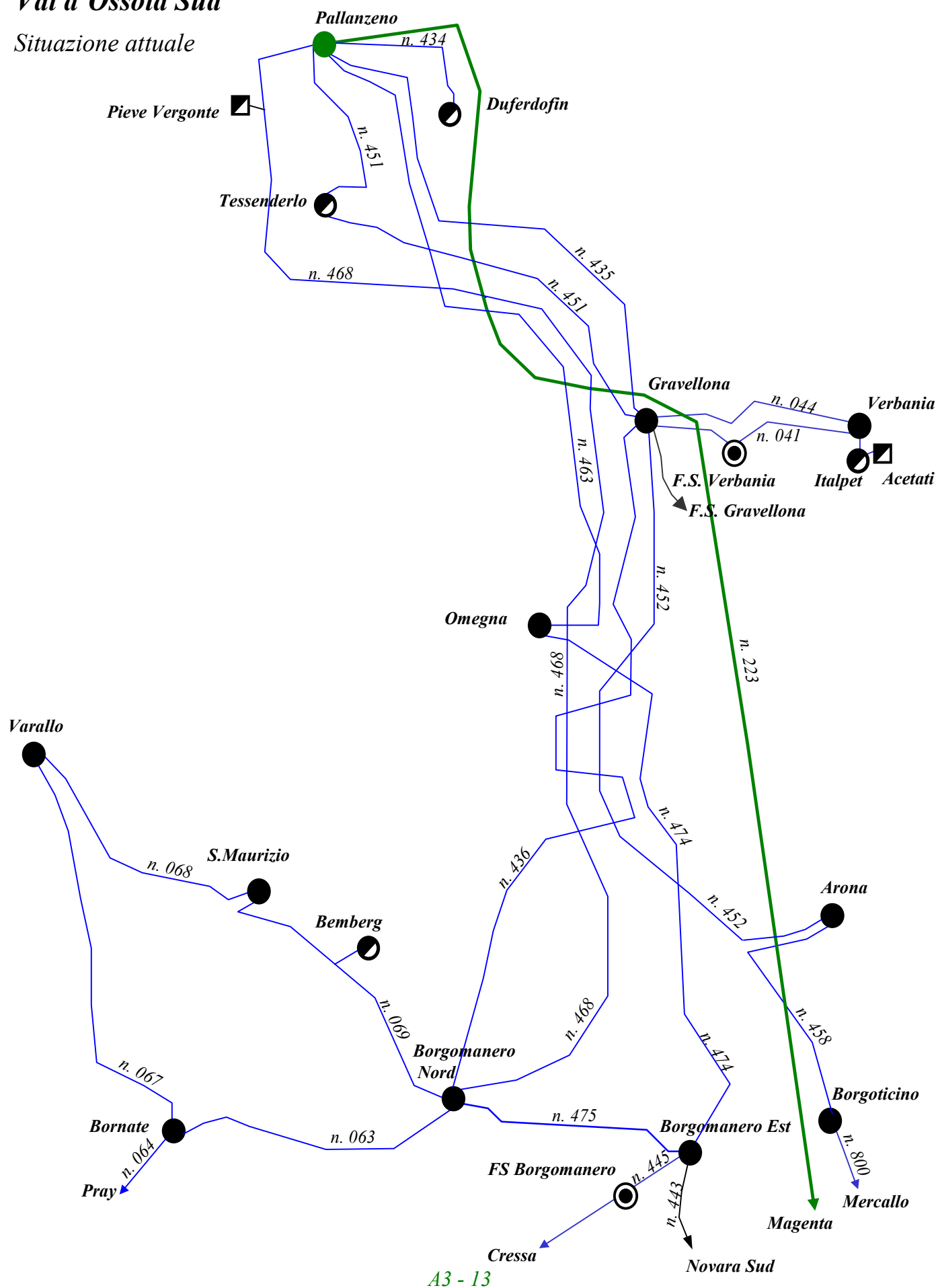


Val D'Ossola Nord

Assetto futuro

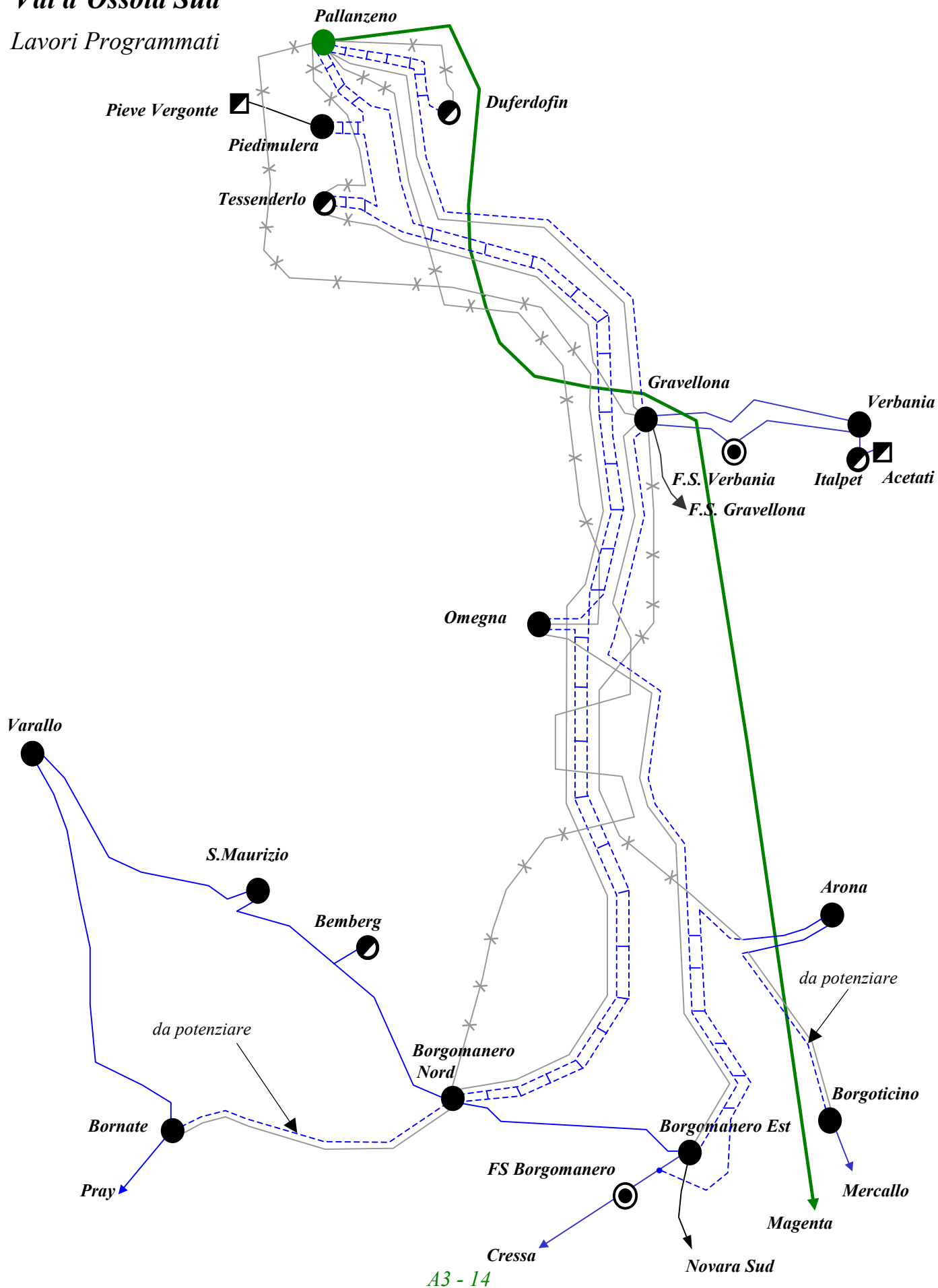


Situazione attuale



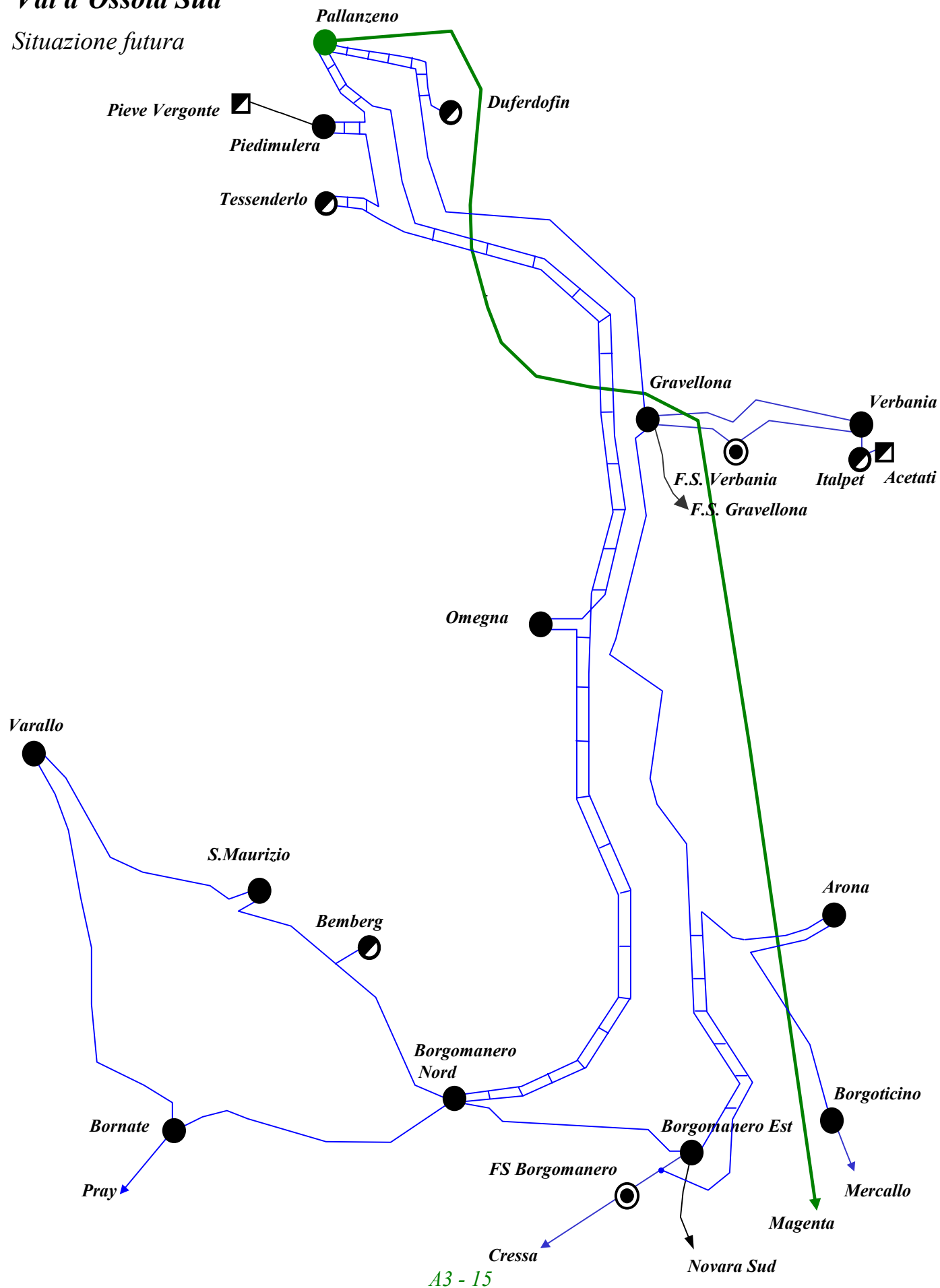
Val d'Ossola Sud

Lavori Programmati



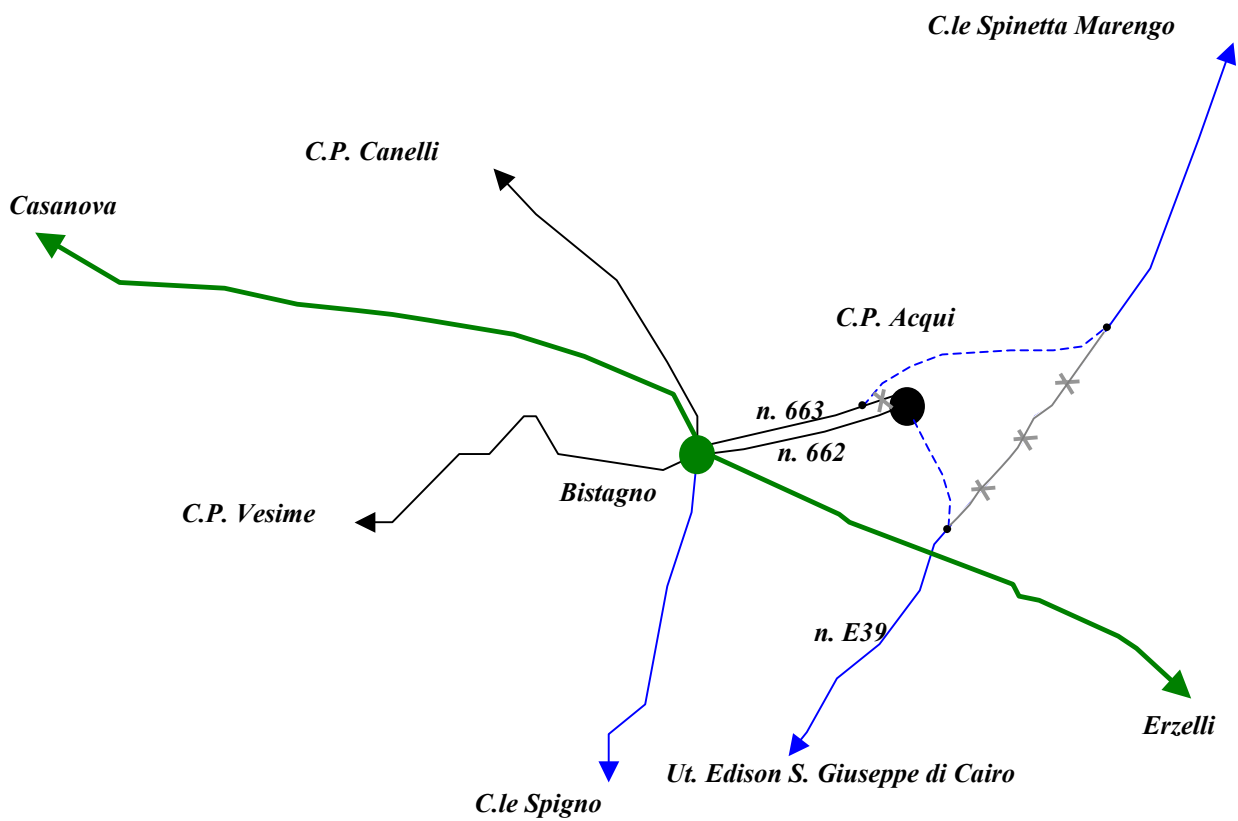
Val d'Ossola Sud

Situazione futura



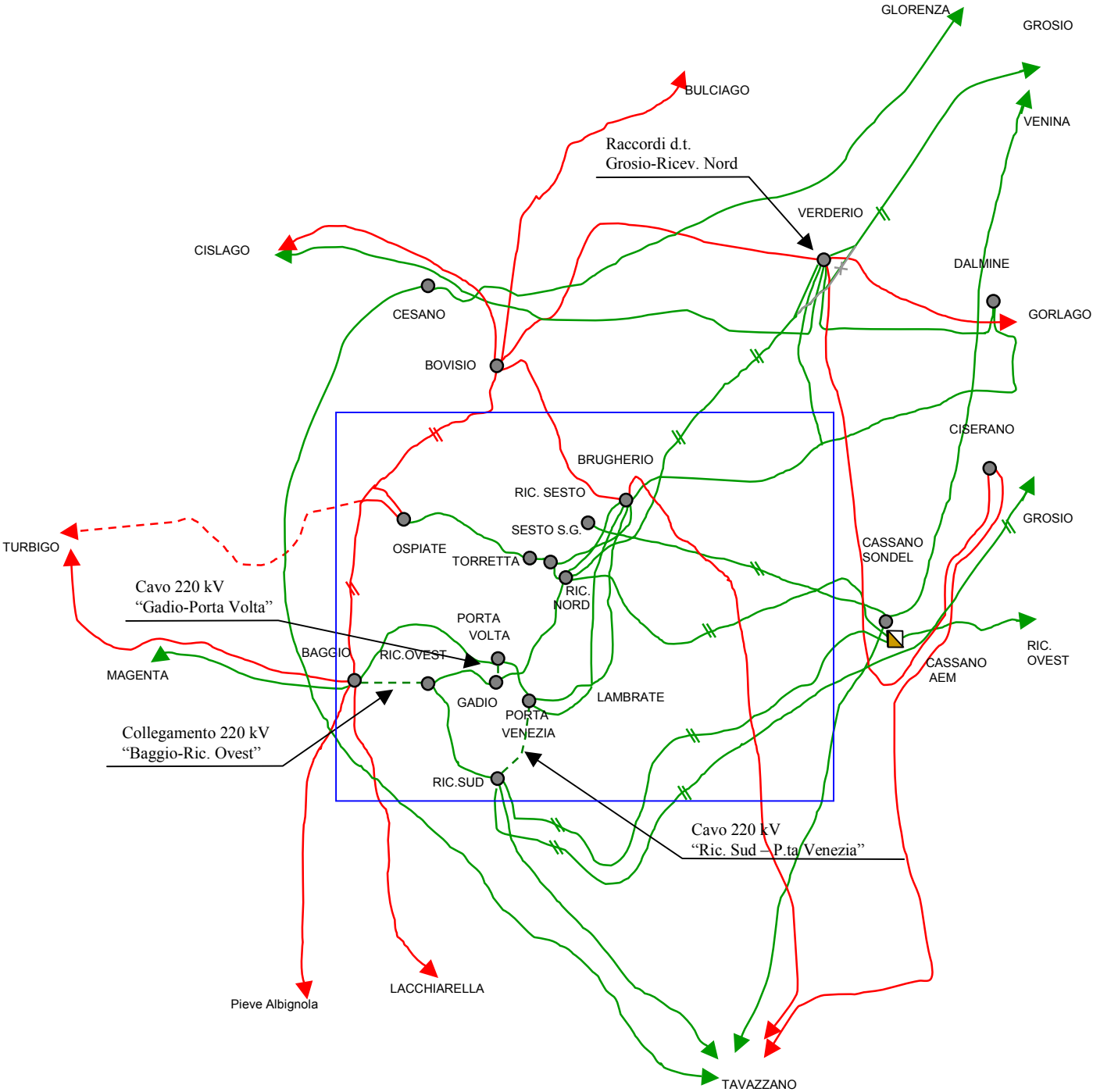
Intervento raccordi a Bistagno

Lavori programmati



***Disegni relativi agli interventi previsti
in
Lombardia***

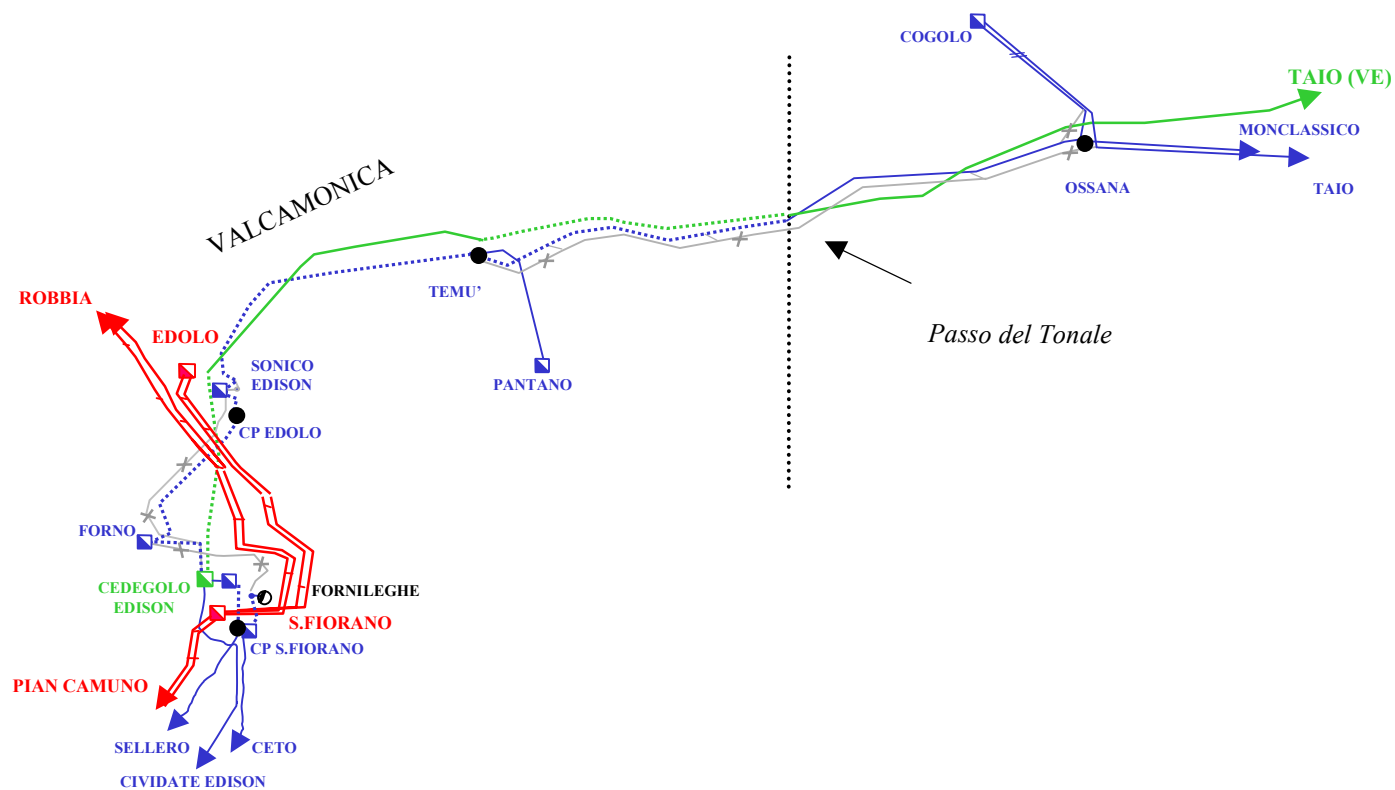
Razionalizzazione di Milano



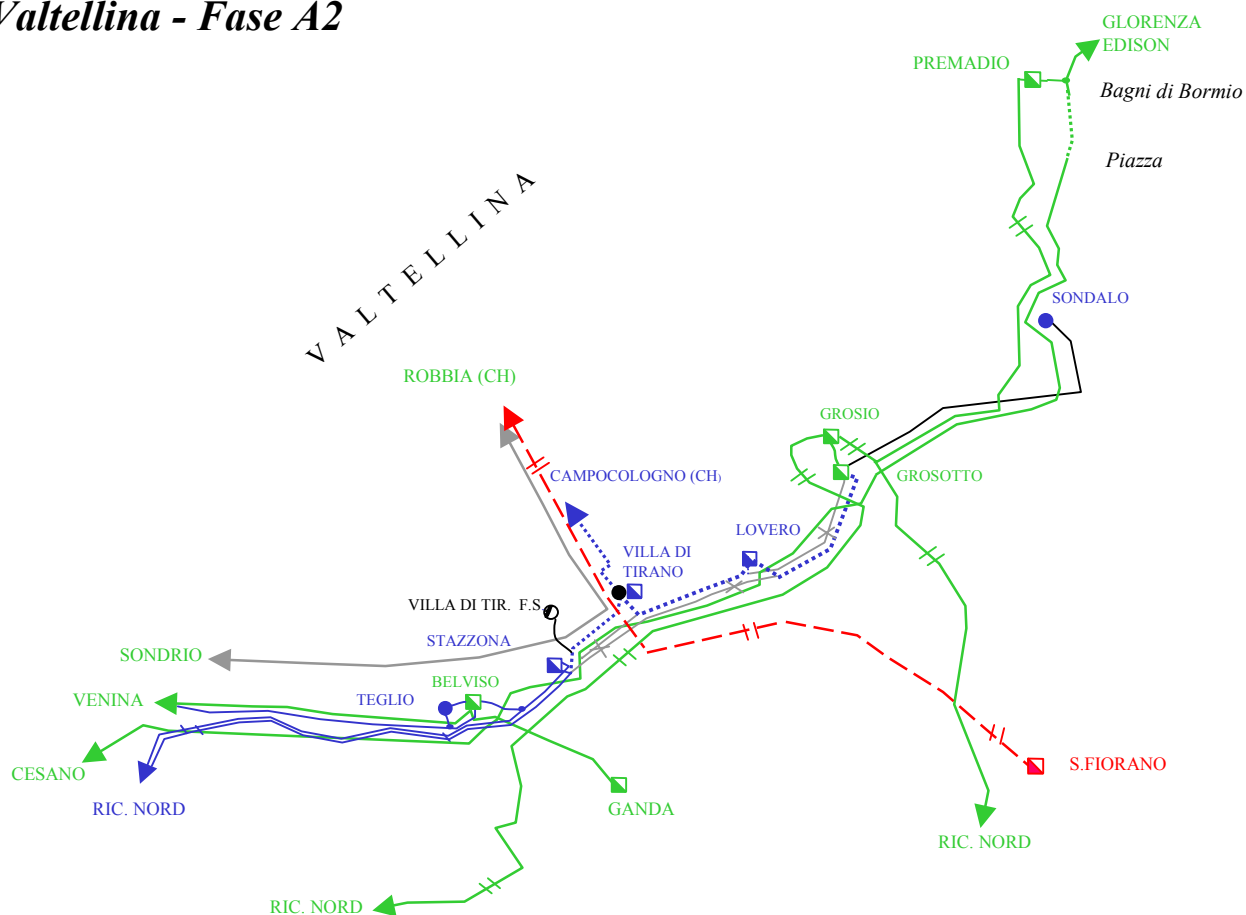
Turbigo – (Rho) Ospiate



Valcamonica - Fase A1

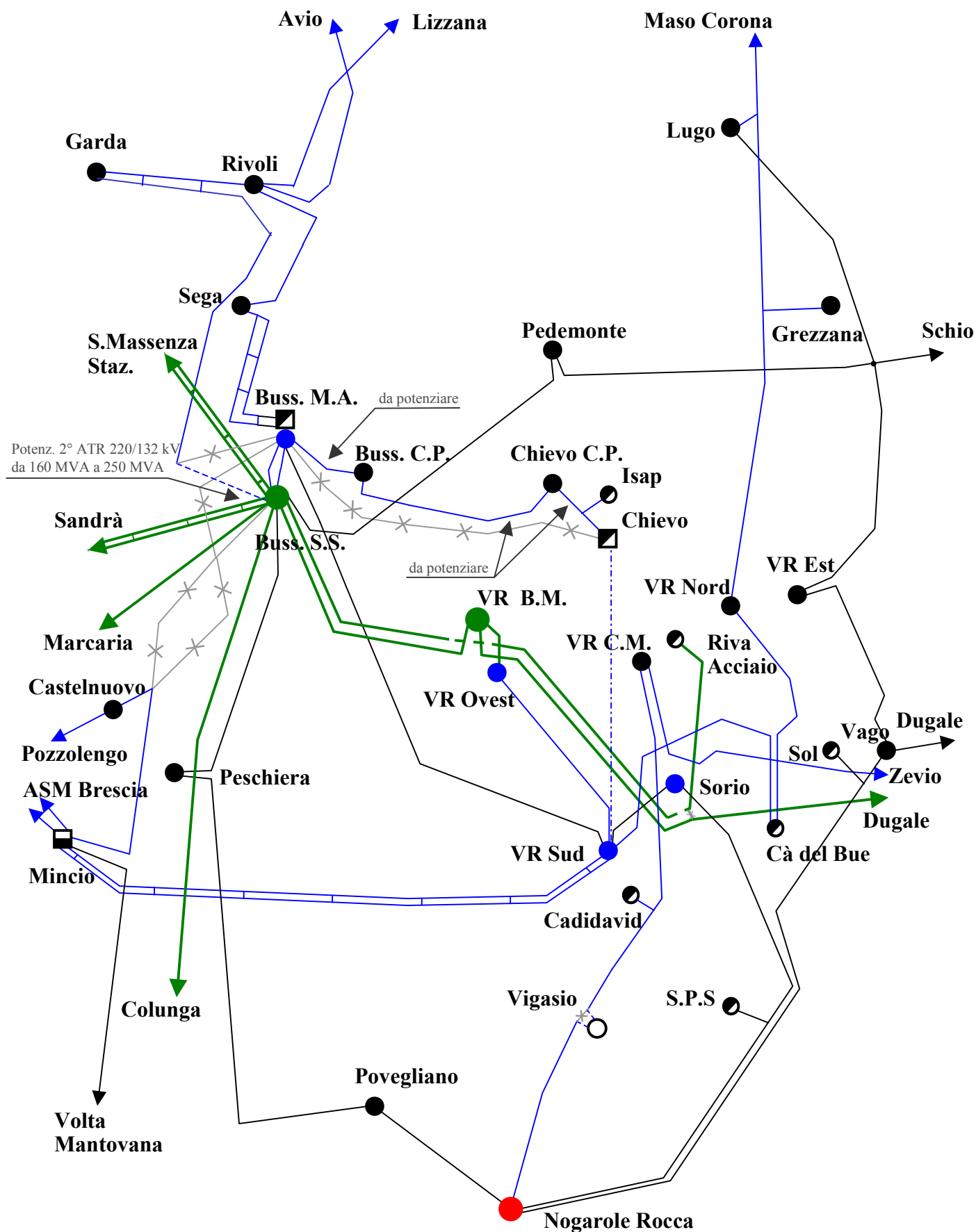


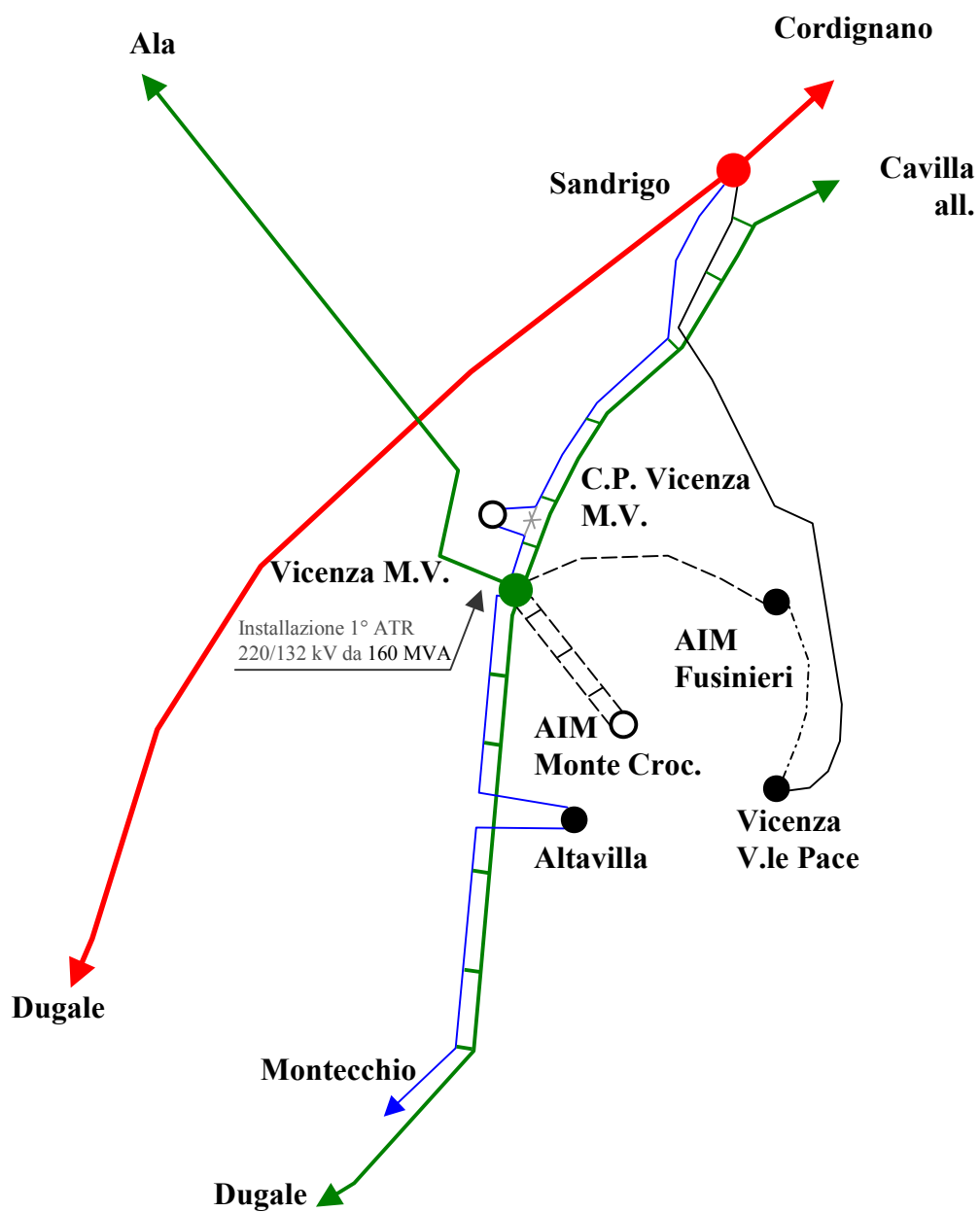
Valtellina - Fase A2



***Disegni relativi agli interventi previsti
in
Trentino Alto Adige, Veneto
e Friuli Venezia Giulia***

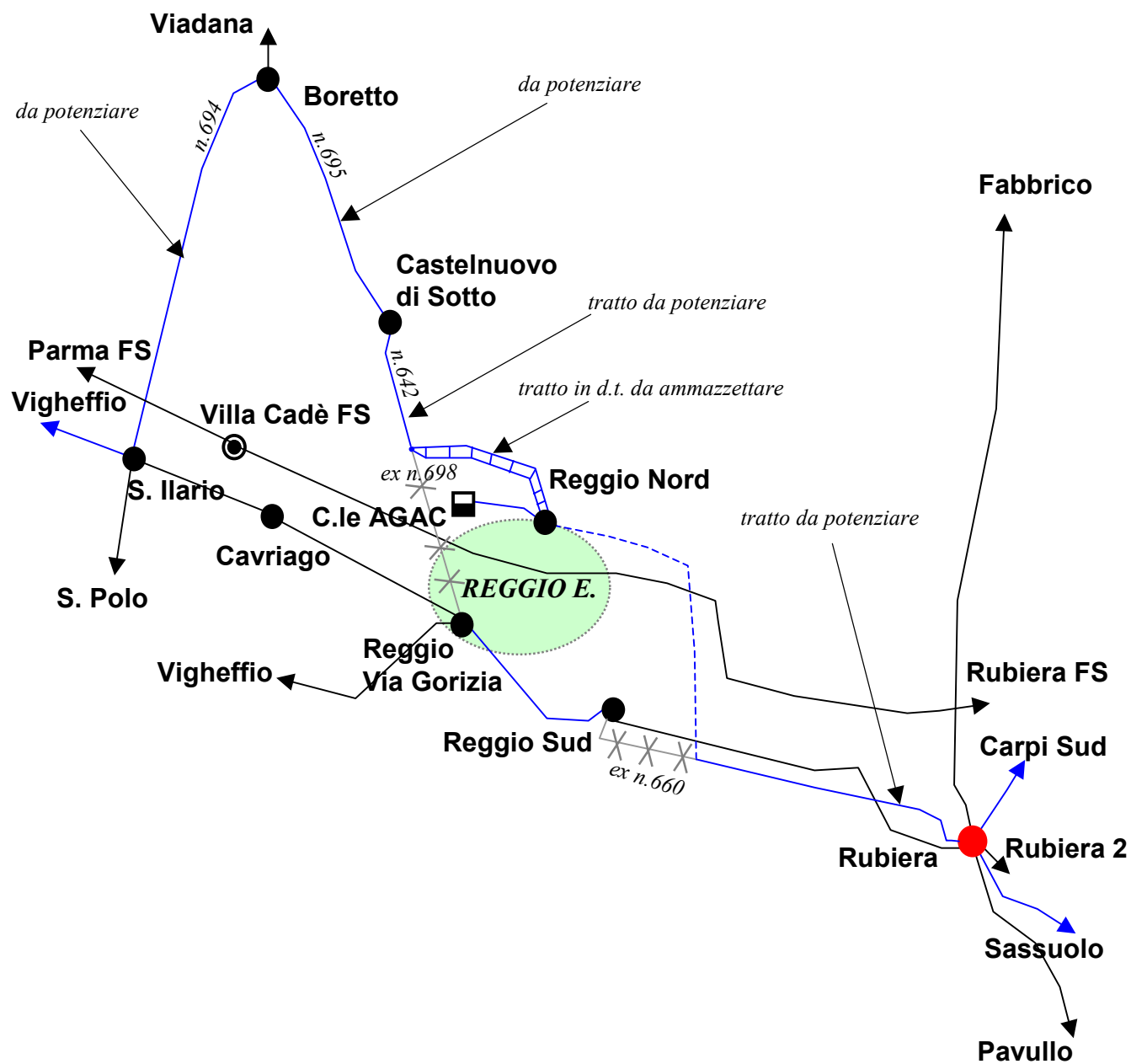
Riassetto Bussolengo/Sorio





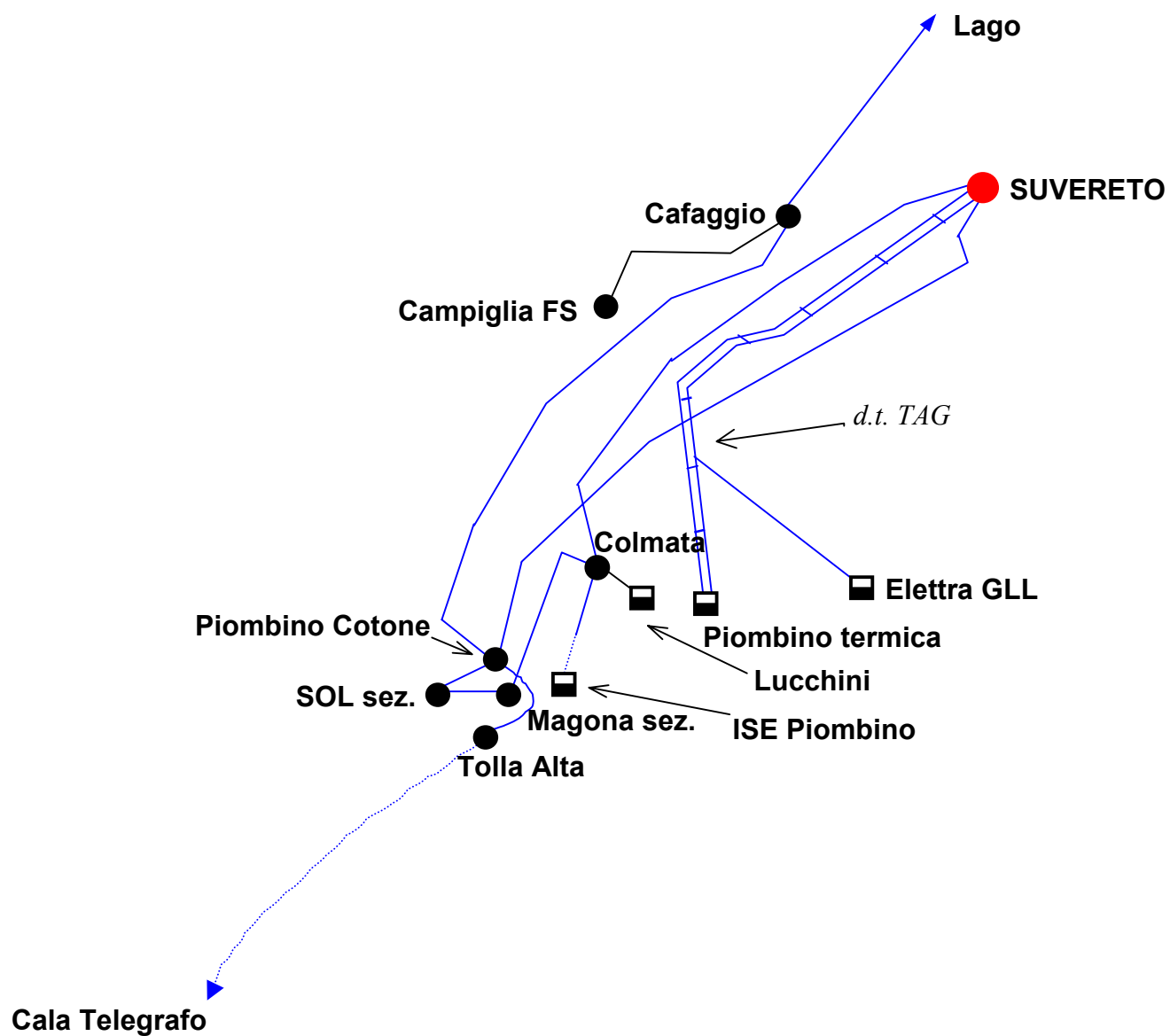
***Disegni relativi agli interventi previsti
in
Emilia Romagna e Toscana***

Interventi area di R. Emilia



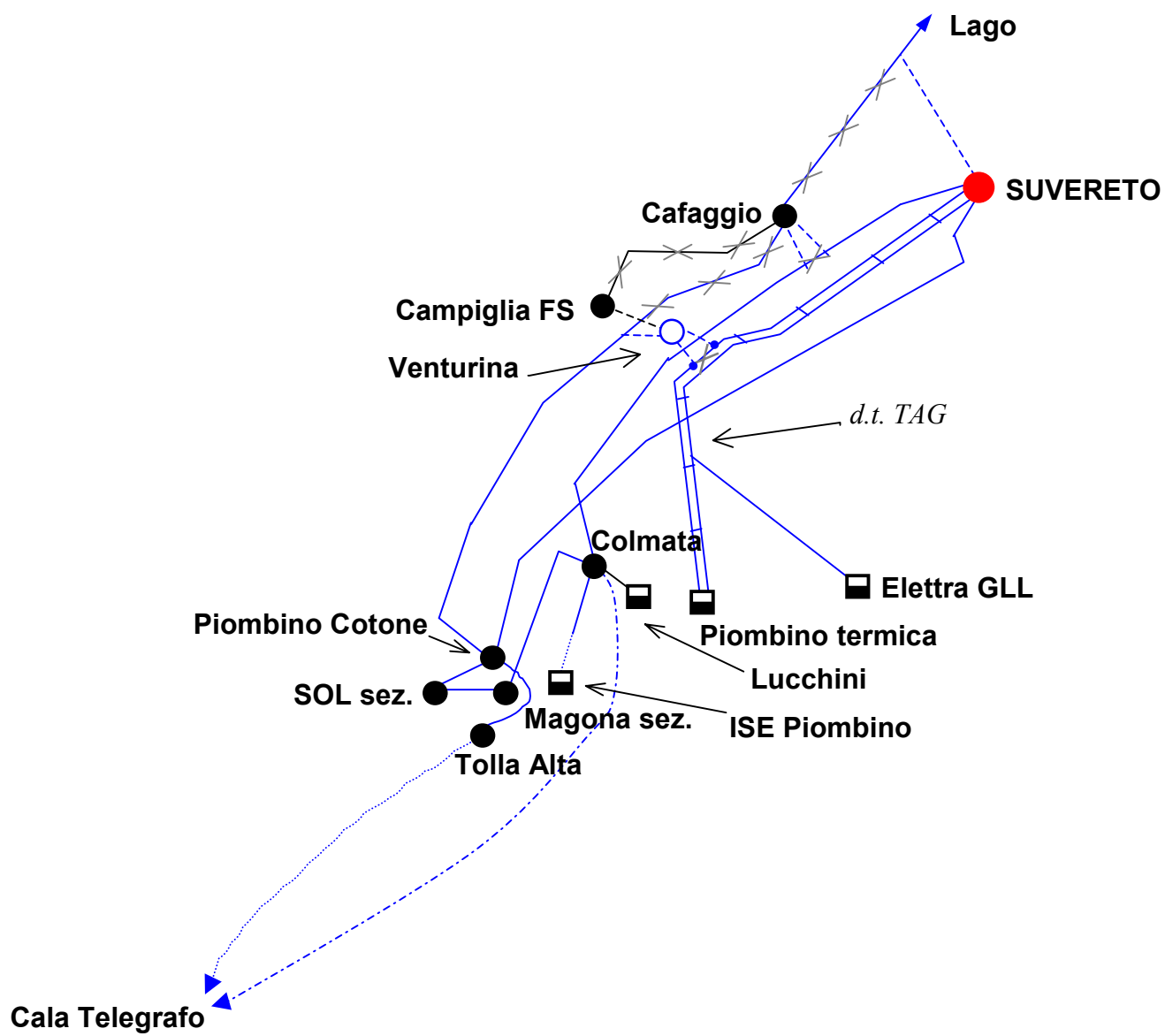
Interventi area di Piombino

Situazione attuale

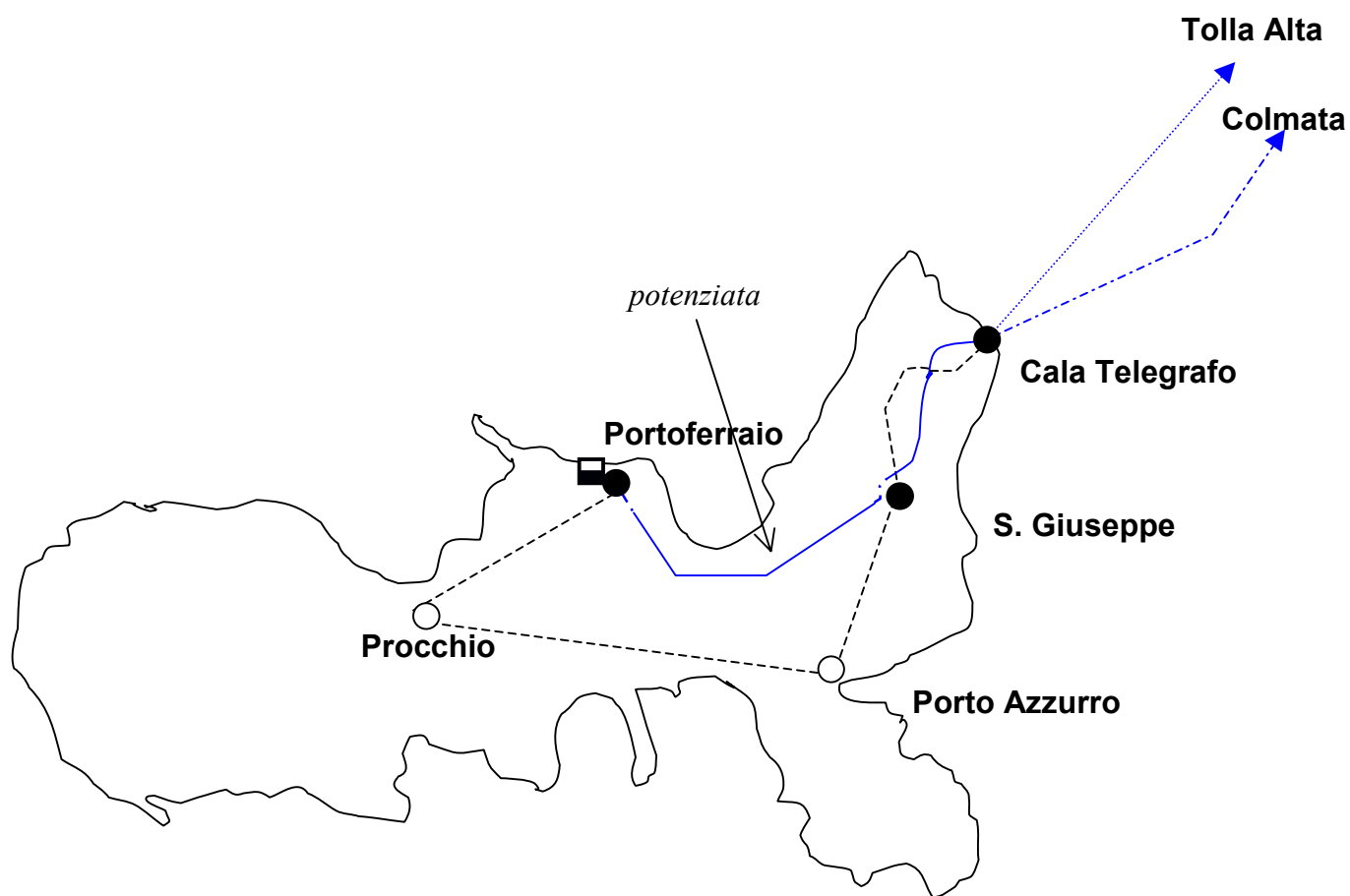


Interventi area di Piombino

Situazione futura

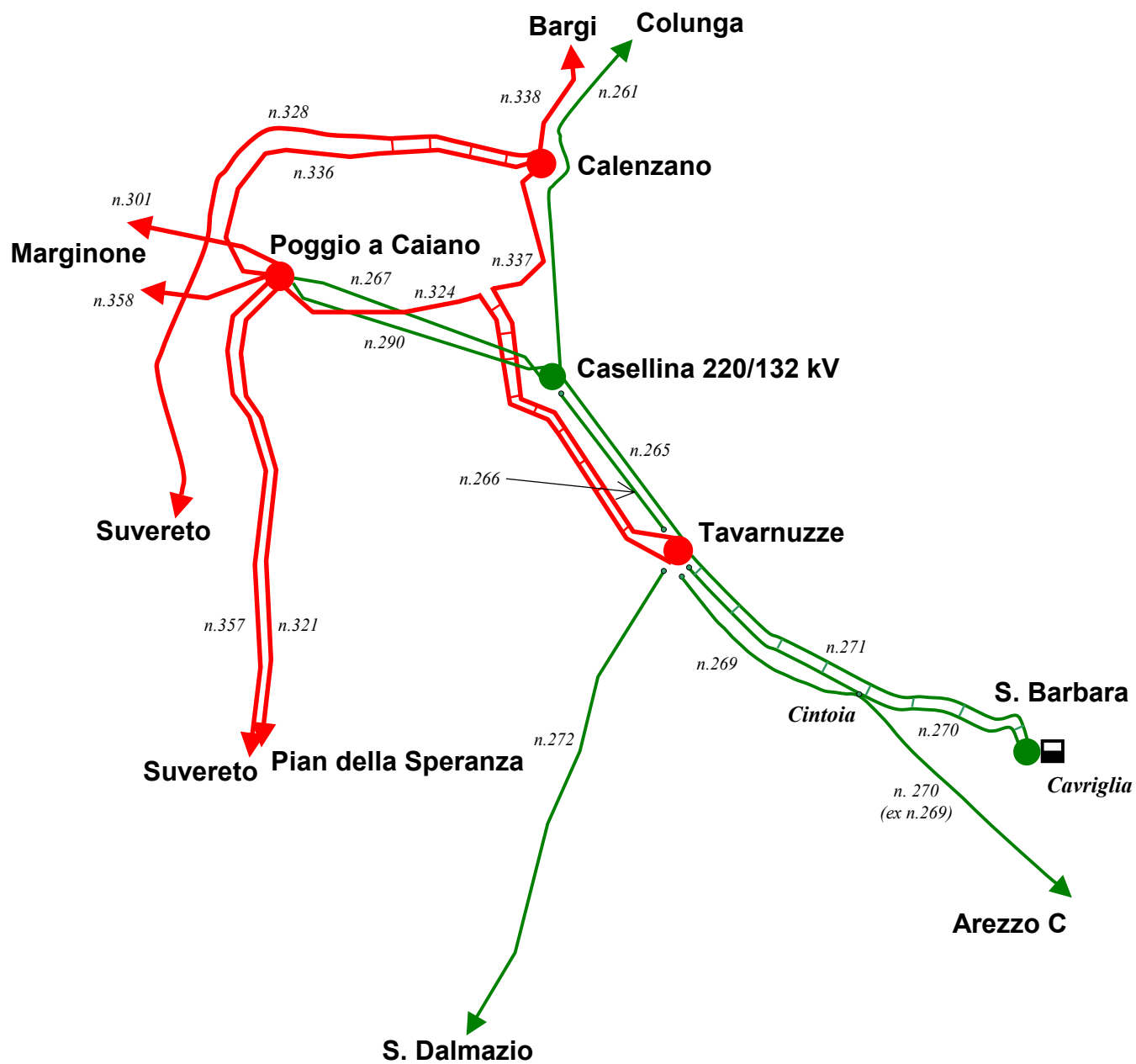


Isola d'Elba - Continente



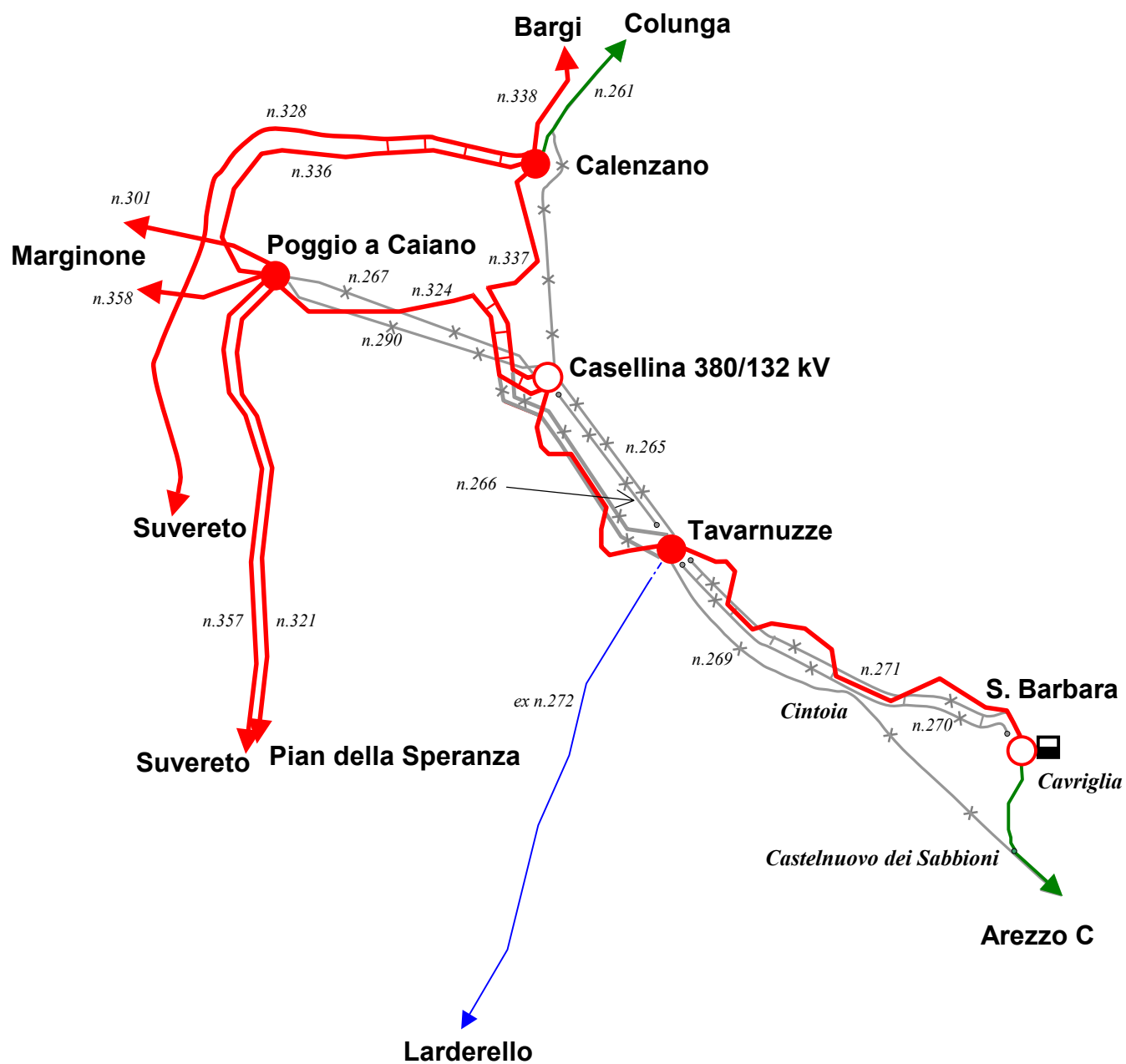
Prot. Intesa per S. Barbara

Situazione attuale

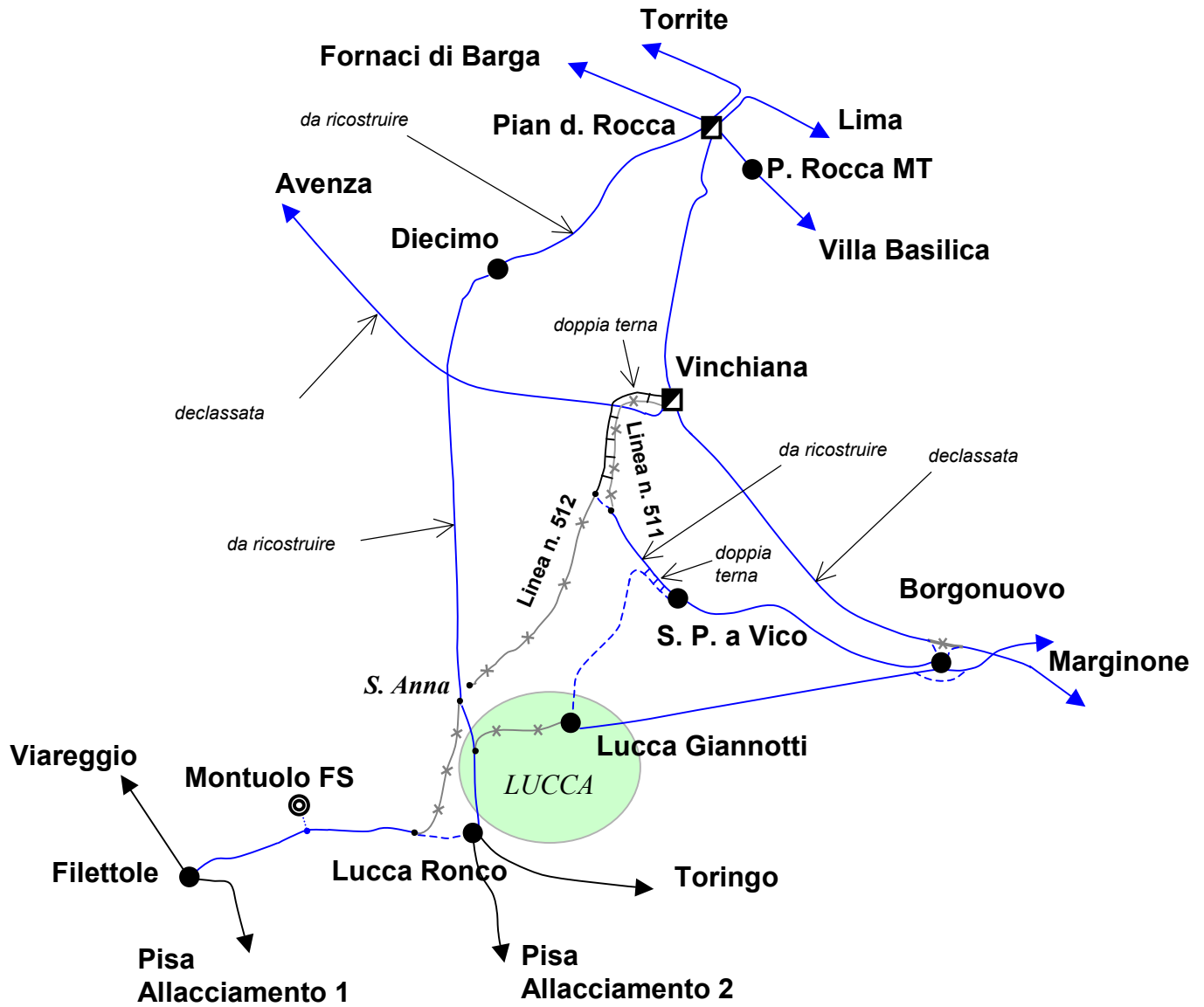


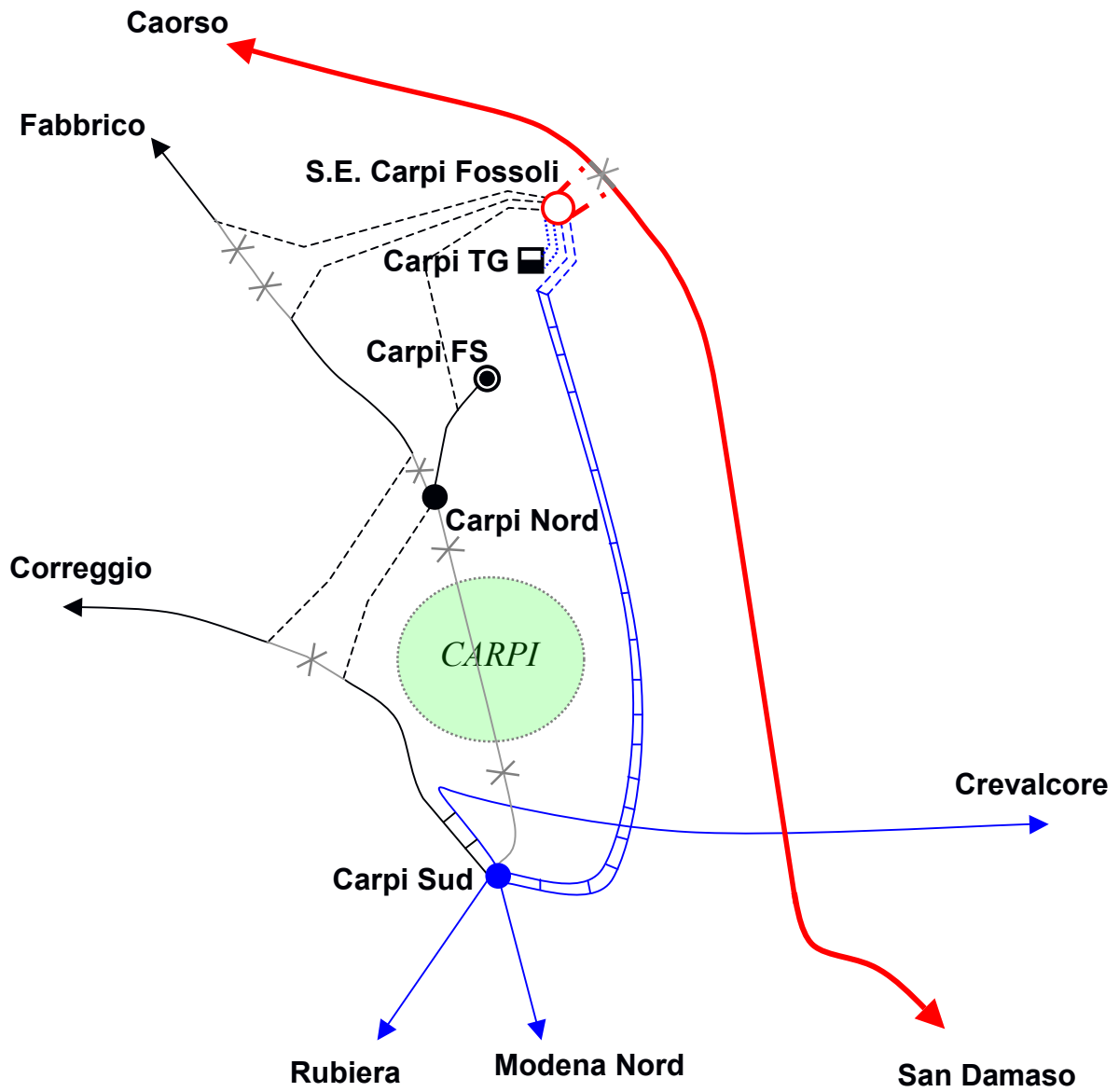
Prot. Intesa per S. Barbara

Situazione futura



Riassetto rete area Lucca

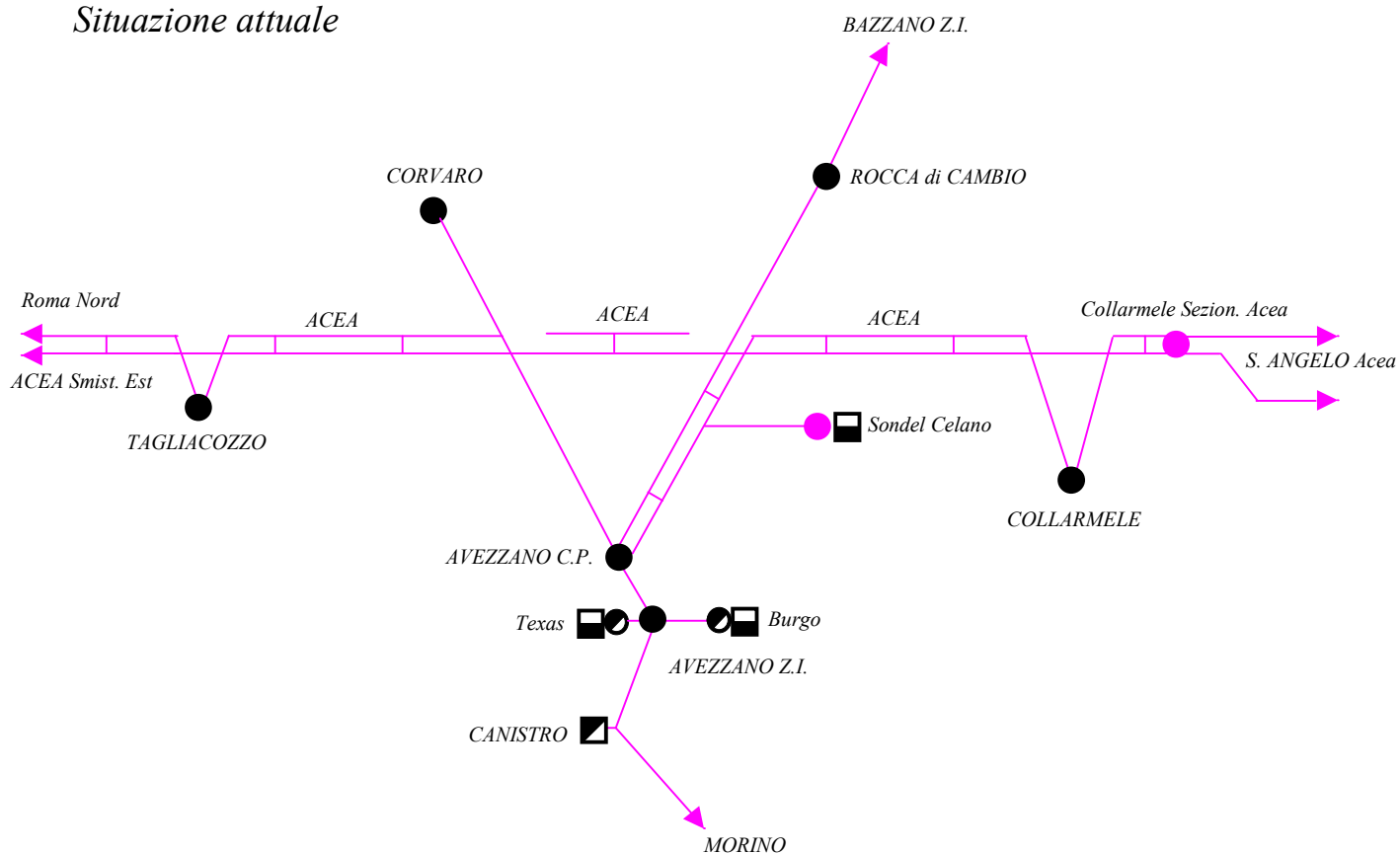




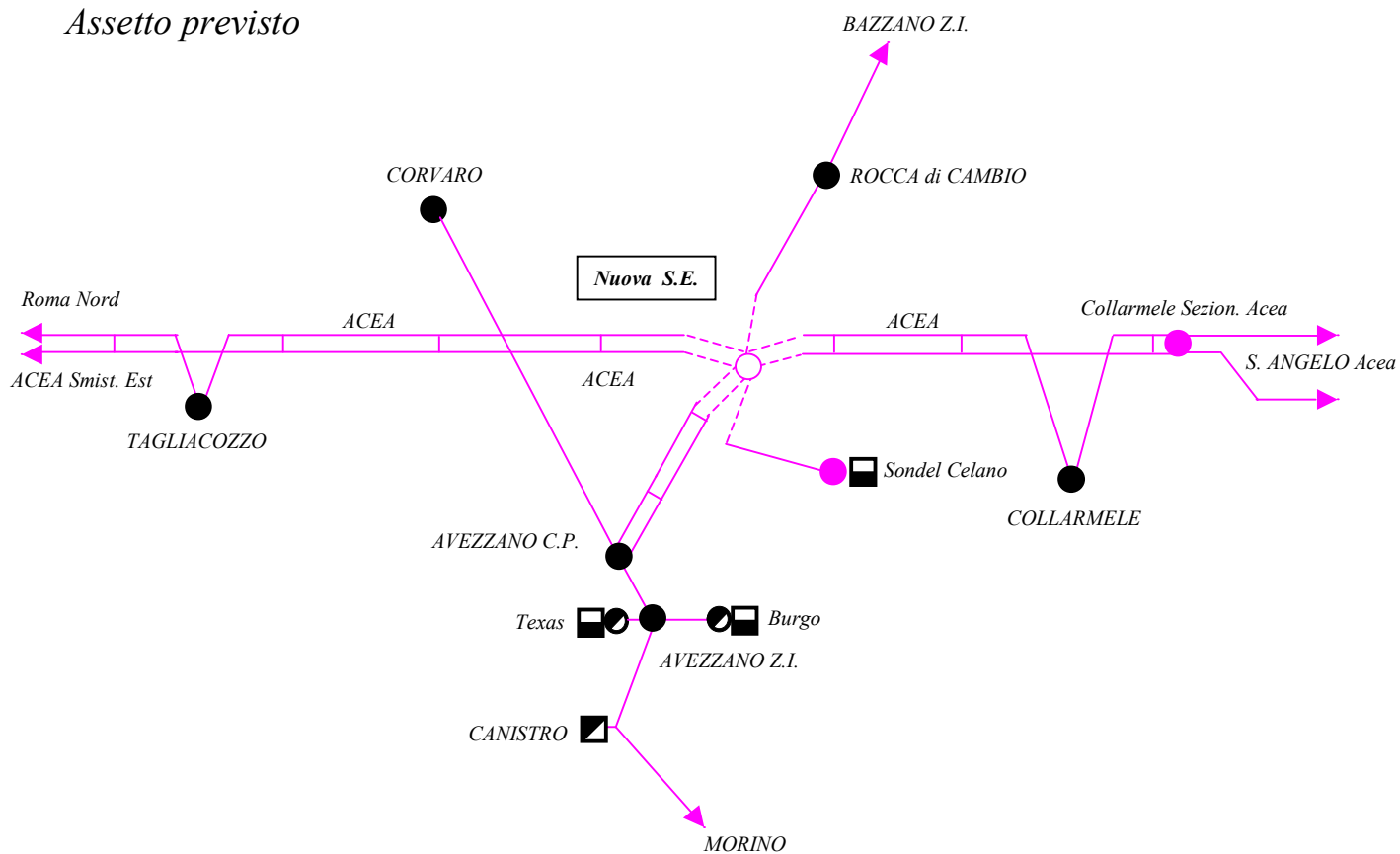
***Disegni relativi agli interventi previsti
in
Umbria, Marche, Lazio, Abruzzo e Molise***

Stazione elettrica Avezzano

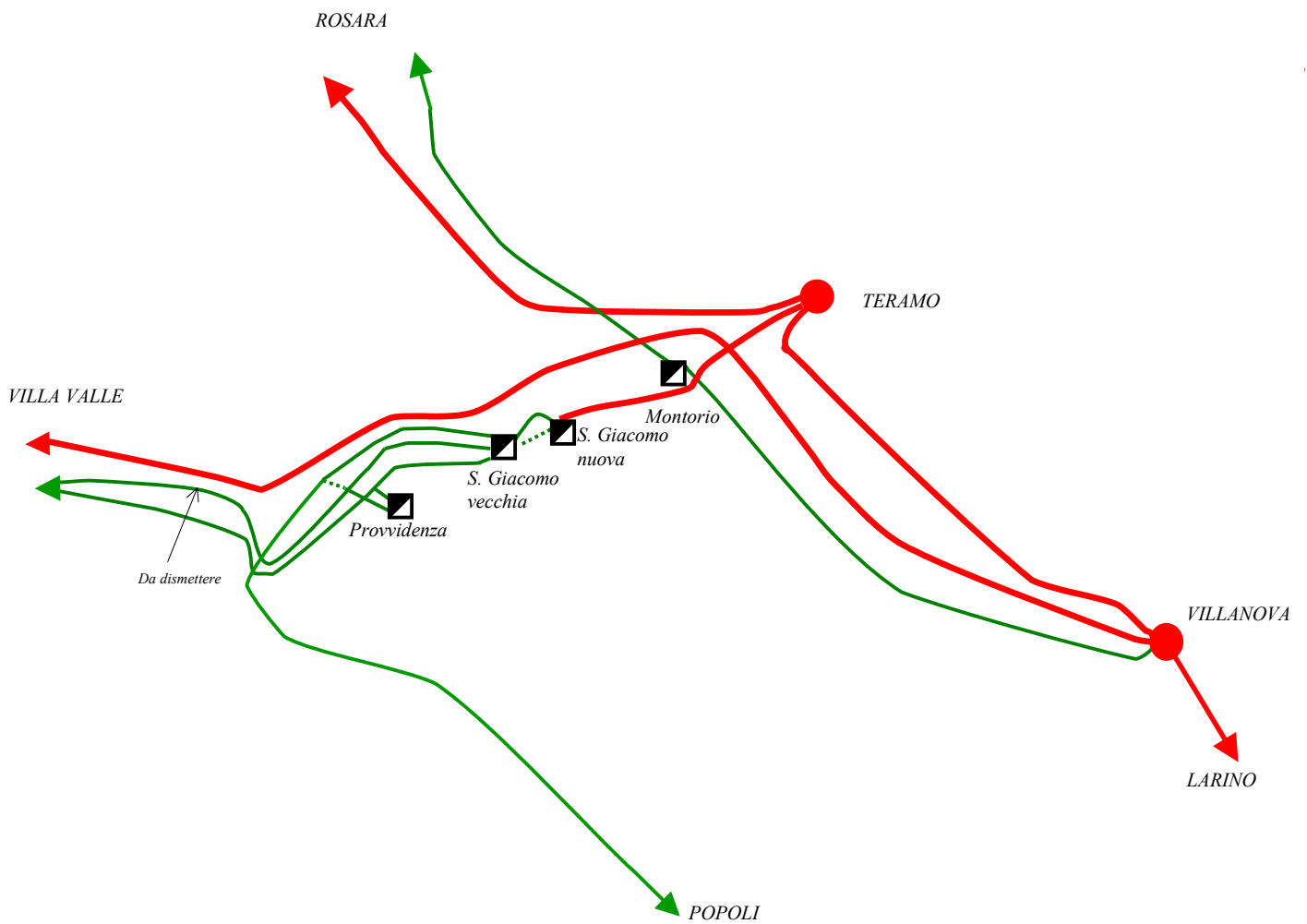
Situazione attuale



Assetto previsto



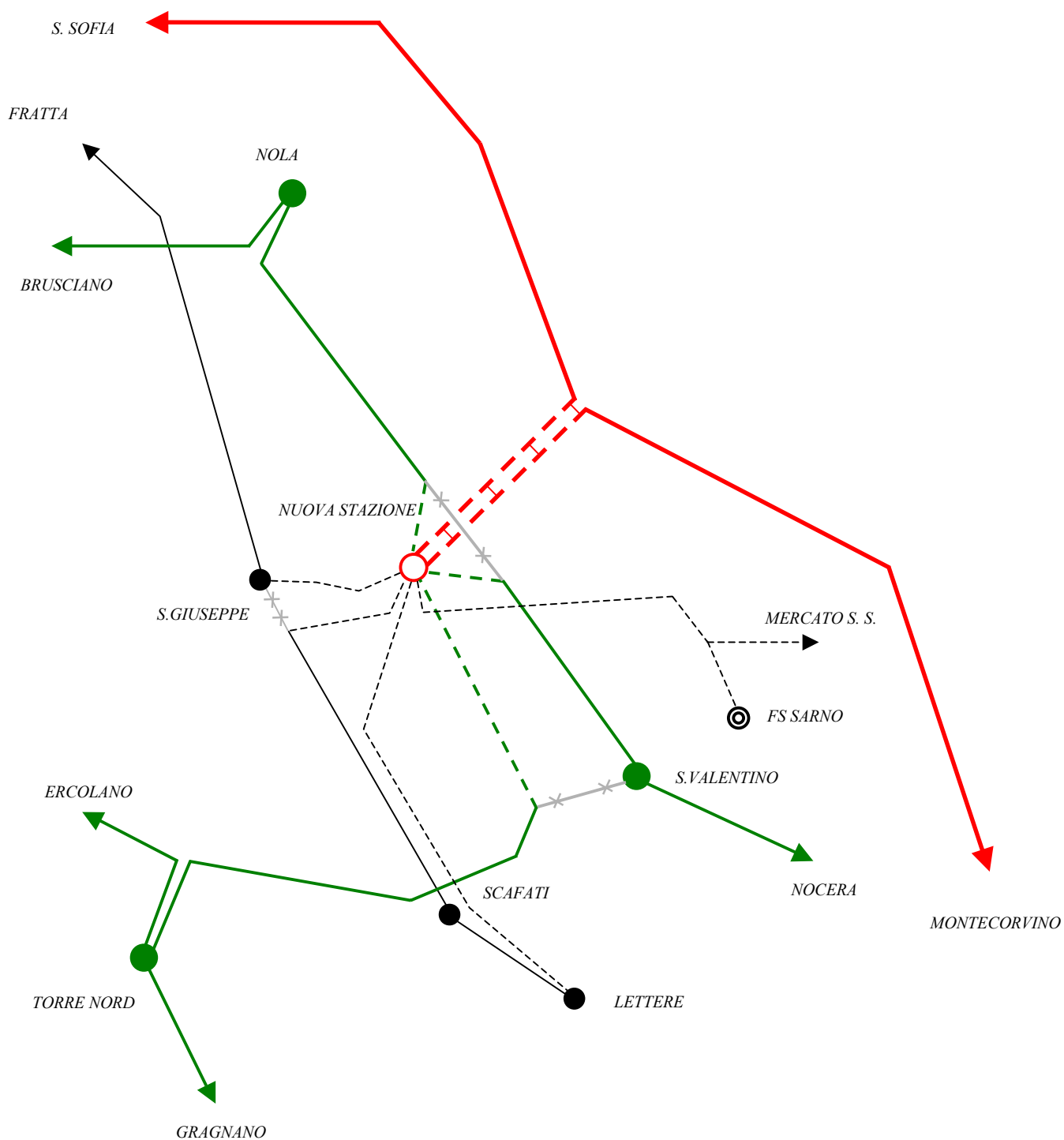
S. Giacomo - Teramo



***Disegni relativi agli interventi previsti
in
Campania, Puglia, Basilicata e Calabria***

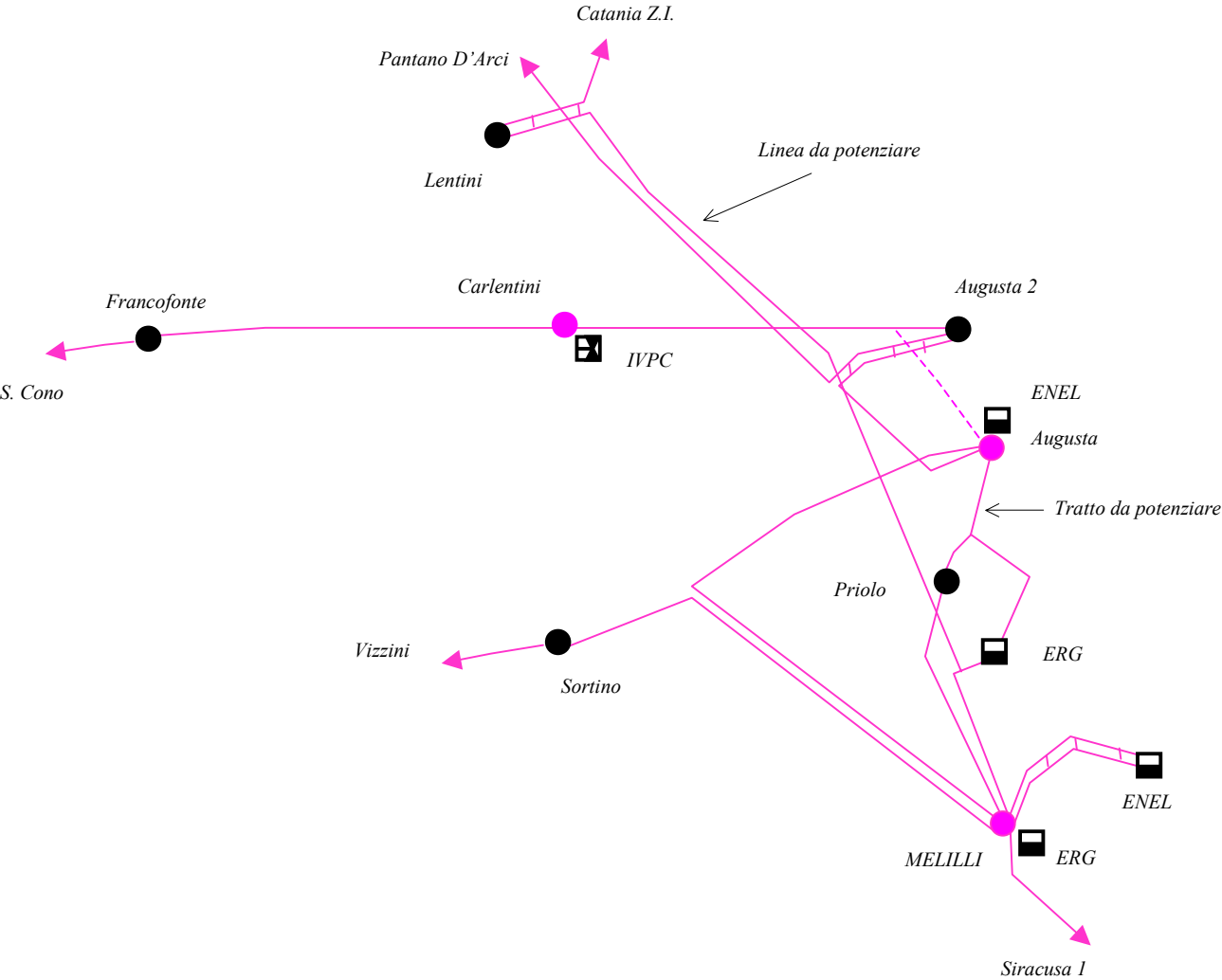
Stazione 380/220/150 kV nell'area pedemontana ad Est del Vesuvio

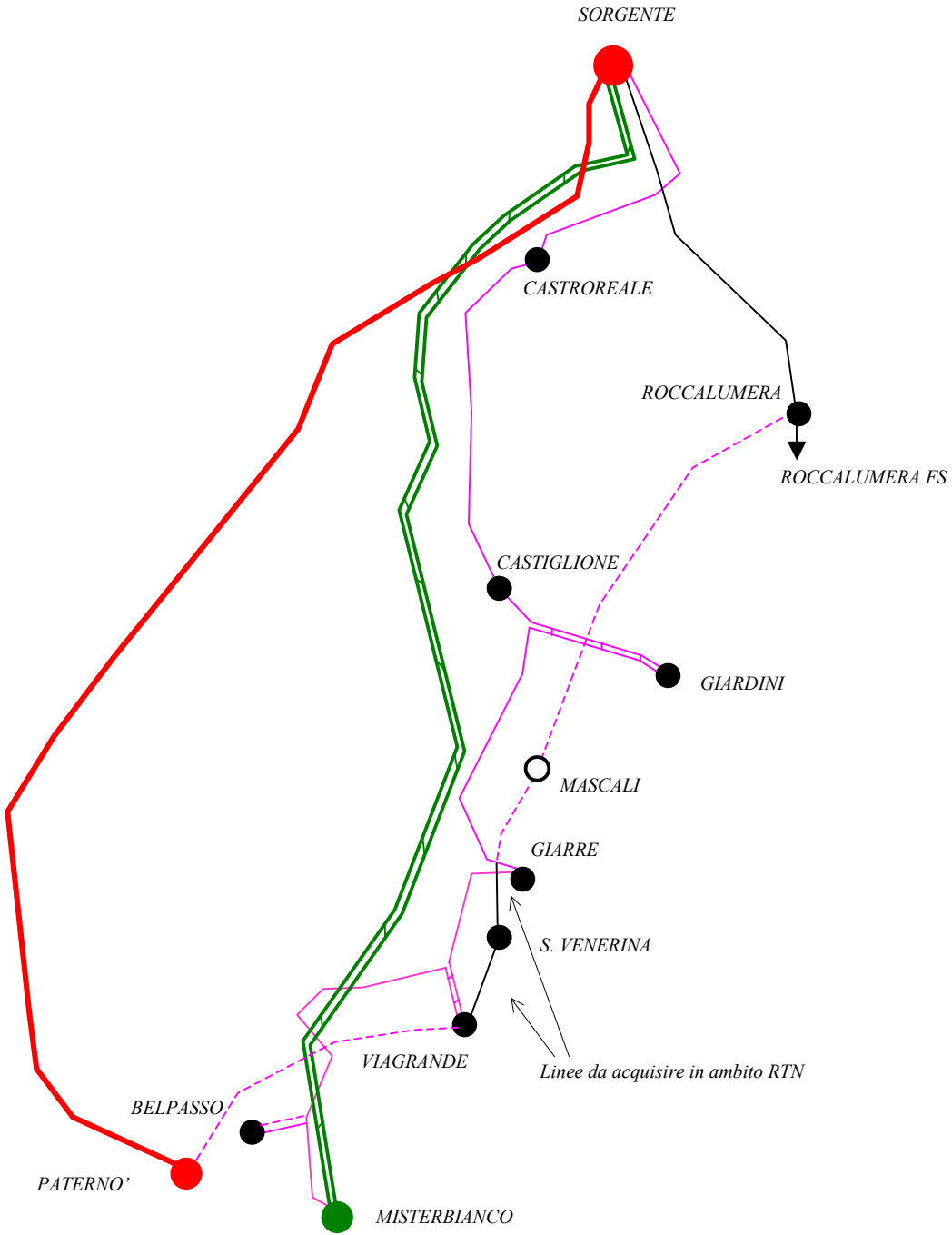
Assetto previsto



***Disegni relativi agli interventi previsti in
Sicilia***

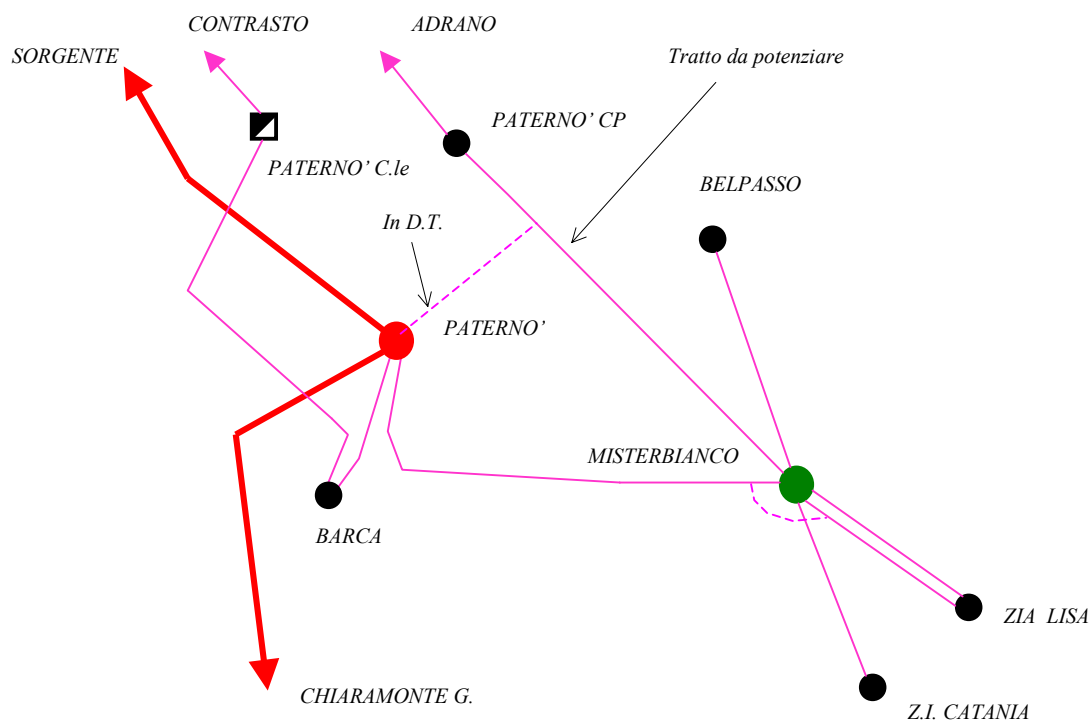
Assetto Augusta



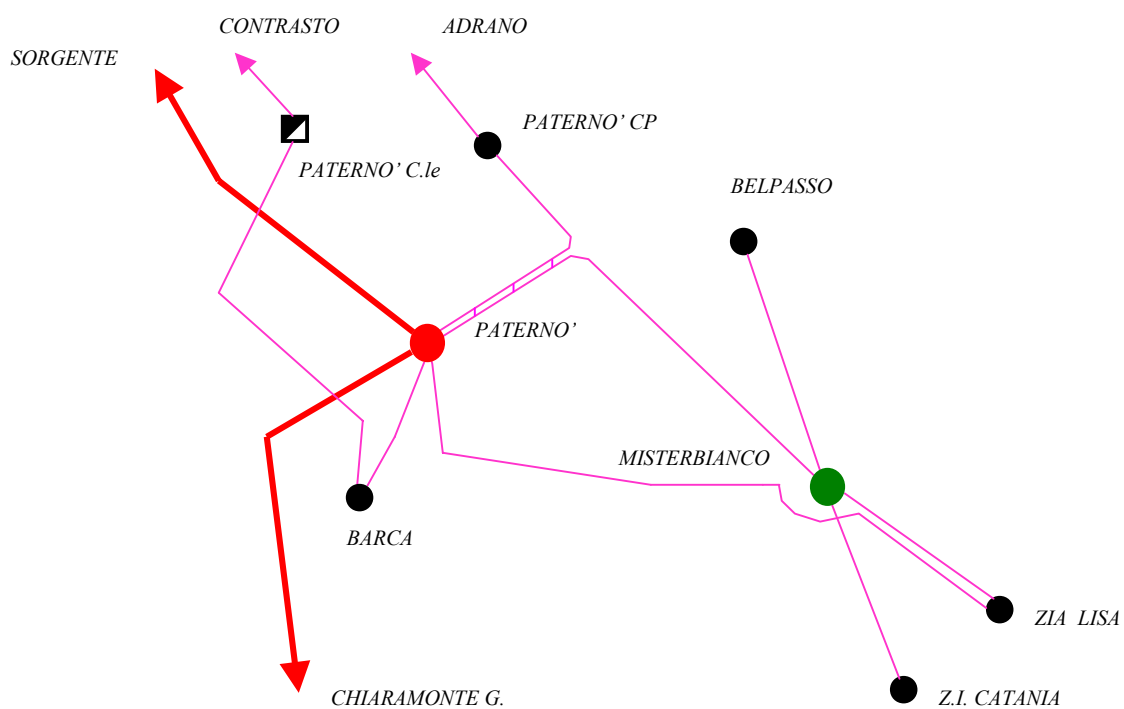


Raccordi di Paterno'

Situazione attuale e
lavori programmati



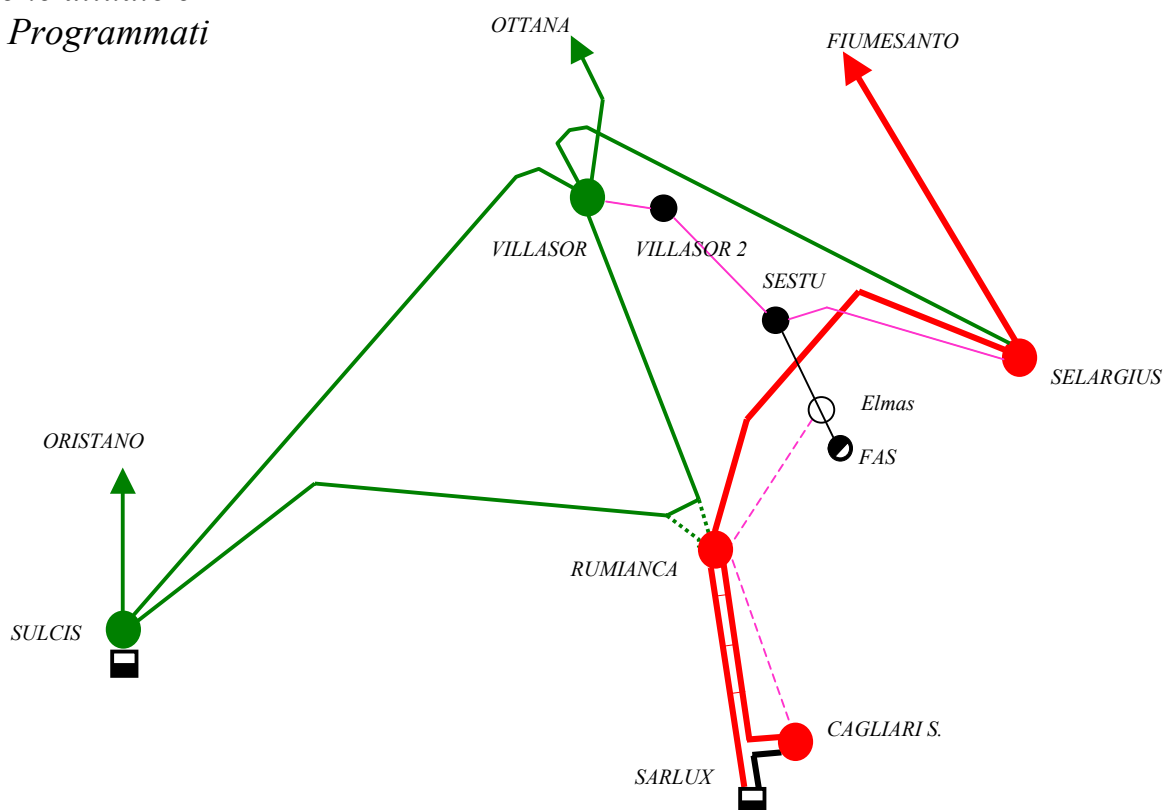
Assetto Futuro



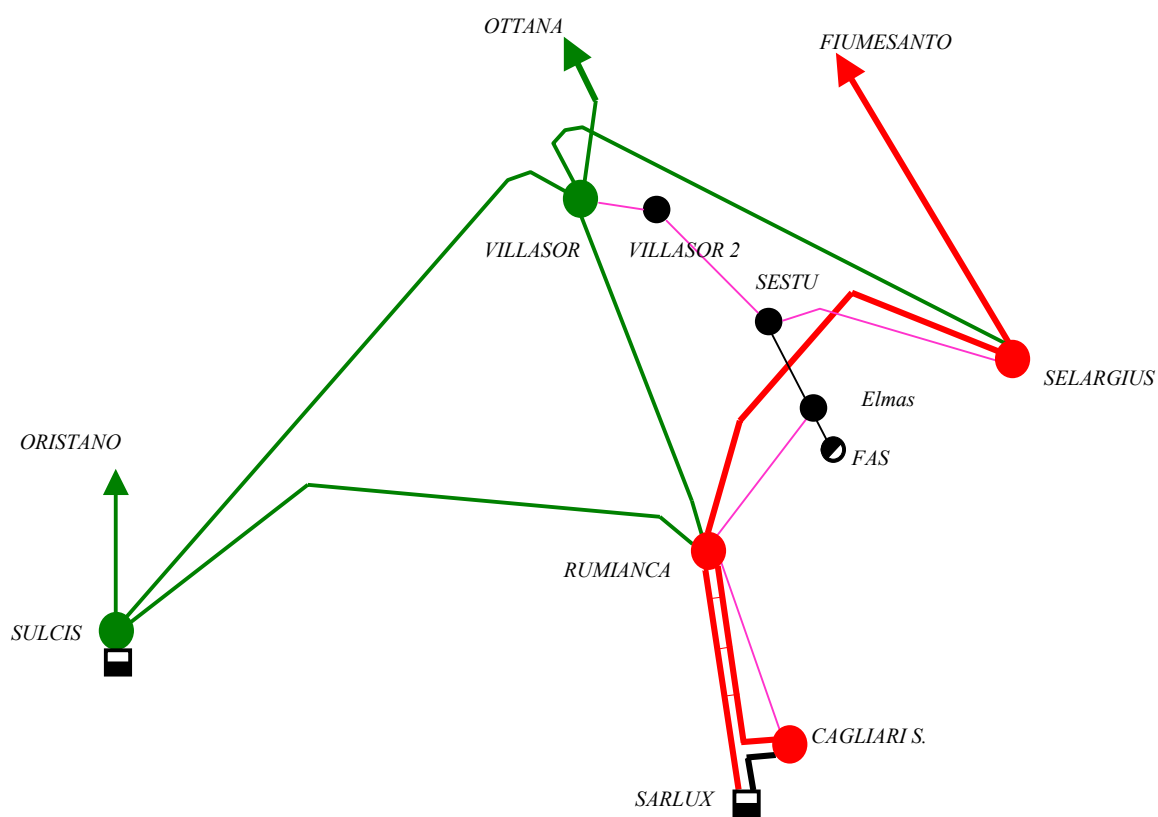
***Disegni relativi agli interventi previsti
in
Sardegna***

Area Cagliari, assetto rete

*Situazione attuale e
Lavori Programmati*

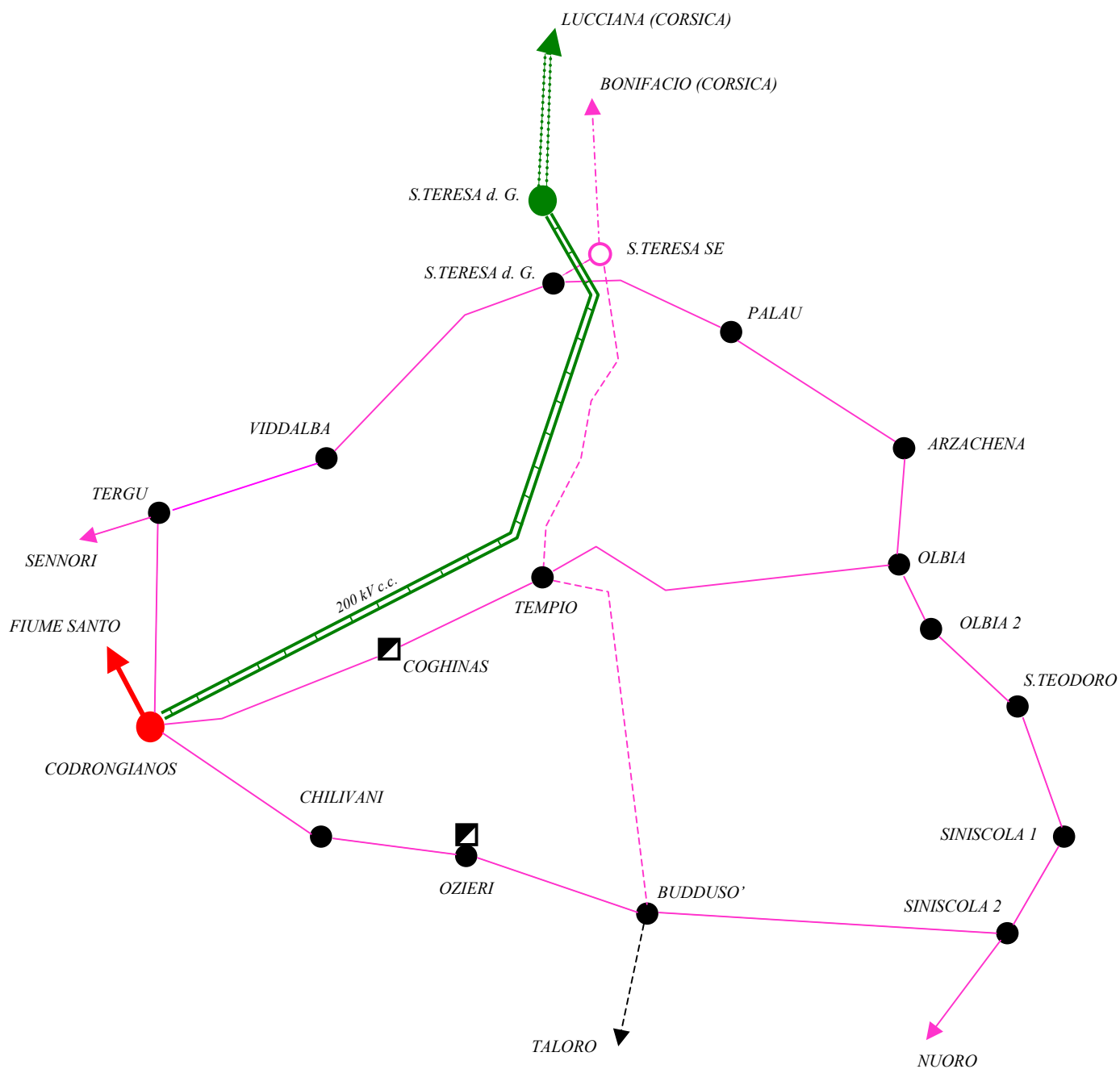


Assetto Futuro



SARCO

Situazione attuale e Lavori Programmati



ALLEGATO 4

Connessioni alla RTN

gennaio 2005

- Tabella A -
Connessioni di centrali elettriche con potenza termica maggiore di 300 MW

<i>Impianto</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Potenza elet. [MW]</i>	<i>Data¹</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.le AEM Torino di Moncalieri (TO)	Piemonte	220	385+250	Apr-2005 Dic-2007	In antenna su S.E. RTN a 220 kV di Moncalieri AEM. Al fine di consentire l'immissione in sicurezza sulla rete a 220 kV della potenza prodotta dalla c.le (circa 800 MW nell'assetto finale), la linea RTN a 220 kV "Stura – Casanova" sarà collegata in entra-esce alla citata S.E. a 220 kV di Moncalieri AEM.
C.le EDISON di Settimo Torinese	Piemonte	220	250	Dic-2007	In entra-esce alla linea a 220 kV "Stura - Rondissone".
C.le Piemonte Energia di Leini (TO)	Piemonte	380	380	Lug-2008	In antenna a 380 kV alla stazione a 380 kV di Leini.
C.le E.ON di Livorno Ferraris (VC)	Piemonte	380	800	Dic-2006	In antenna a 380 kV alla stazione a 380 kV di Trino.
C.le C. Comb. AEM di Cassano d'Adda (MI) - nuovi Gruppi 5 e 6	Lombardia	380	+400	Dic-2005	In antenna su nuova S.E a 380 kV da collegare in entra - esce sulla linea "Ciserano - Verderio".
C.le C. Comb. ASM-BS e AGSM-VR di Ponti sul Mincio (MN)	Lombardia	132 (poi 220)	+250	Lug-2004	In antenna alla nuova S.E. 220 kV da collegare in entra-esce su linea "Bussolengo-Marcara"; nelle more della realizzazione della stazione a 220 kV è stata transitoriamente mantenuta la connessione alla rete a 132 kV con limitazioni di esercizio della centrale potenziata.
C.le EDISON (ex Caffaro) di Torviscosa (UD)	Friuli Venezia Giulia	380	800	Dic-2005	In antenna sulla S.E. a 380 kV di Planais (UD). Già ultimati gli impianti di rete per la connessione.
C.le C. Comb. Mirant Generation Portogruaro di Portogruaro (VE)	Veneto	380	385	da definire	In antenna su nuova S.E. a 380 kV da collegare in entra-esce sulla linea "Planais-Salgareda".
C.le S.E.F. di Ferrara (FE)	Emilia Romagna	380	2x400	Apr-2007 Ago-2007	In antenna sulla nuova S.E. a 380 kV "Ferrara Nord", da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Ostiglia-Ferrara Focomorto". La nuova stazione dovrà essere in doppia sbarra a 380 kV, con tre stalli linea ed uno di parallelo. Dovranno inoltre essere riservati spazi tali da consentire un futuro ampliamento per altri due stalli linea a 380 kV.
C.le Electrabel Italia (Roselectra) di Rosignano (LI)	Toscana	380	400	Ott-2006	In antenna su nuova S.E. a 380 kV da inserire in entra-esce sull'elettrodotto a 380 kV "Rosen-Acciaolo".
C.le S. Barbara di Cavriglia (AR)	Toscana	380	+140	Lug-2007	In antenna su S.E. di S. Barbara.
C.le Enel Produzione di Livorno (LI)	Toscana	380	+500	da definire	In antenna sulla stazione a 380 kV di Acciaolo, riutilizzando parzialmente il tracciato della linea a 220 kV "Livorno – Marginone".
C.le C. Comb Abruzzo Energia di Gissi (CH)	Abruzzo	380	760	Dic-2007	In antenna su nuova S.E a 380 kV da collegare in entra – esce sulla linea "Larino-Villanova".
C.le C. Comb. ENERGIA di Termoli (CB)	Molise	380	750	Mar-2006	Già ultimati gli impianti di rete per la connessione. In antenna sulla S.E. a 380 kV di Larino (CB).

¹ La data indicata si riferisce di norma all'entrata in servizio della centrale, così come indicato dal proponente o come riportato nel decreto autorizzativo. Non si esclude tuttavia che, in alcuni casi, a seguito di difficoltà autorizzative o realizzative, la data indicata possa tener conto di eventuali ritardi. Gli interventi sulla RTN relativi alle connessioni di centrali saranno in generale completati alcuni mesi prima dell'entrata in servizio del primo gruppo dell'impianto produttivo, al fine di consentire le prove di parallelo alla rete. In ogni caso il programma temporale della realizzazione degli impianti di rete per la connessione verrà concordato e definito in sede operativa di concerto con i produttori e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Potenza elet. [MW]</i>	<i>Data¹</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.le C. Comb. EDISON di Orta di Atella (CE)	Campania	380	780	Da definire	In antenna su una nuova stazione di smistamento della RTN, da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Patria - S. Sofia".
C.le SET di Teverola (CE)	Campania	380	400	Dic-06	In antenna alla stazione a 380 kV di S.Maria Capua Vetere (CE).
C.le C. Comb. ENERGY PLUS di Salerno	Campania	380	780	Gen-08	In antenna alla stazione a 380 kV di Montecorvino.
C.le C. Comb. CALENIA ENERGIA di Sparanise (CE)	Campania	380	800	Feb-07-	In antenna su una nuova stazione di smistamento della RTN, da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Garigliano - S. Maria Capua Vetere".
C.le a CDR FIBE di Acerra (NA)	Campania	220	120	Ago-06	In antenna alla stazione a 220 kV di Acerra.
C.le C. Comb. MIRANT Italia di S. Severo (FG)	Puglia	380	390	Da definire	In antenna su una nuova stazione di smistamento della RTN a 380 kV, da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Larino – Foggia".
C.le C. Comb. ENIPOWER di Brindisi	Puglia	380	1.170	Giu-06	In antenna alla stazione a 380 kV di Brindisi Pignicelle.
C.le C. Comb. EDISON di Candela (FG)	Puglia	380	360	Lug-05	In antenna alla stazione a 380 kV di Foggia, mediante un elettrodotto di interesse RTN.
C.le C. Comb. ENERGIA di Modugno (BA)	Puglia	380	750	Giu-07	In antenna su una nuova stazione di smistamento della RTN a 380 kV, da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Foggia – Bari Ovest".
C.le C. Comb. EDISON di Altomonte (CS)	Calabria	380	800	Giu-05	In antenna sulla nuova stazione di Altomonte della RTN a 380 kV, da collegare in entra-esce alla costruenda linea a 380 kV "Laino– Feroletto".
C.le C. Comb. EDISON di Simeri Crichi (KR)	Calabria	380	800	Giu-07	In antenna sulla nuova stazione della RTN a 380 kV di Magisano, da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Scandale – Rizziconi".
C.le C. Comb. EDISON di Pianopoli (CZ)	Calabria	380	800	Lug-09	In antenna alla futura sezione a 380 kV di Feroletto.
C.le C. Comb. EUROSvilUPPO ELETTRICA di Scandale (KR)	Calabria	380	800	Lug-08	In antenna alla stazione a 380 kV di Scandale.
C.le C. Comb. RIZZICONI ENERGIA di Rizziconi (RC)	Calabria	380	800	Ott-07	In antenna alla stazione a 380 kV di Rizziconi.

- Tabella B -
Connessioni di centrali elettriche con potenza termica minore di 300 MW o da fonti rinnovabili

<i>Impianto</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Potenza elettrica [MW]</i>	<i>Data²</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.le AEM-TO di Pont Ventoux	Piemonte	132	150	2006	In antenna a 132 kV alla esistente S.E. Venaus. Già realizzati collegamento in antenna in cavo e stallo a 132 kV in S.E. Venaus.
C.le ENERGIE di Fenestrelle	Piemonte	132	13	2005	In derivazione alla linea RTN a 132 kV "Cesana – Pinasca".
C.le Larderello 3 di Pomarance (PI)	Toscana	132	15	2005	In derivazione rigida alla linea a 132 kV "S. Martino – Larderello".
C.le eolica GAMESA di Monte Prezza (AQ)	Abruzzo	150	38	2005	Con nuova S.E. 150 kV in entra-esce su linea "M. S. Angelo - Collarmele Acea" (terna Sud).
C.le eolica ENEL GREN POWER di Vastogirardi (IS)	Molise	150	13,5	2006	In antenna su cabina Castel del Giudice.
C.le Eolica FRI-EL di Bisaccia (AV)	Campania	150	70	2005	In antenna a 150 kV su SE di Bisaccia.
C.le Eolica E.Co.Int di Contursi e Campagna (SA)	Campania	150	30	2006	In antenna a 150 kV su futura SE di Castelnuovo di Conza.
C.le Eolica Parco Eolico S.Bartolomeo S.r.l. di Castelnuovo di Conza (SA)	Campania	150	27	2005	In antenna a 150 kV su futura SE di Castelnuovo di Conza.
C.le Eolica MF Power di Vallesaccarda (AV)	Puglia	150	26	2005	In antenna a 150 kV su futura SE di Vallesaccarda.
C.le Eolica EOS 1 di Troia (FG)	Puglia	150	84	2005	In antenna a 150 kV su futura SE Troia della RTN. La centrale è stata collegata provvisoriamente in derivazione rigida sulla medesima linea a 150 kV.
C.le Eolica Fortore Energia di Roseto Valfortore (FG)	Puglia	150	72	2005	In antenna a 150 kV su SE di Roseto.
C.le eolica IVPC Sicilia 5 di Mineo (CT)	Sicilia	150	52	2005	Con nuova S.E. 150 kV in entra-esce su linea "Scordia – S. Cono".
C.le eolica Aerosol di Francofonte (SR)	Sicilia	150	72	Da definire	In antenna a 150 kV su futura SE Francofonte.
C.le Turbo Gas ENDESA di Fiumesanto (SS)	Sardegna	380	110	2005	In antenna sulla S.E. a 380 kV di Fiumesanto (SS).
C.le eolica ENEL GREEN POWER di Monte Lusei (NU)	Sardegna	150	54	2006	Con nuova S.E. 150 kV in entra-esce su linea "Flumendosa 2 – Nurri" da realizzarsi nel comune di Seui (NU).
C.le eolica SARDEOLICA di Ulassai (NU)	Sardegna	150	72	2006	Con nuova S.E. 150 kV in entra-esce su linea "Goni – Lanusei".
C.le eolica VCC Energia di Scano di Montiferro (OR)	Sardegna	220	75	Da definire	In antenna a 220 kV su futura SE Borore.
C.le eolica Gamesa Energia Italia di Pedru Ghisu (SS)	Sardegna	150	46	Da definire	In antenna a 150 kV su futura SE Pedru Ghisu.
C.le eolica Eolo Tempio Pausania di Tempio Pausania (SS)	Sardegna	150	56	Da definire	In antenna a 150 kV su futura SE Tempio Pausania.

² La data indicata si riferisce di norma all'entrata in servizio della centrale, così come indicato dal proponente. Non si esclude tuttavia che, in alcuni casi, a seguito di difficoltà autorizzative o realizzative, la data indicata possa tener conto di eventuali ritardi. Gli interventi sulla RTN relativi alle connessioni di centrali saranno in generale completati alcuni mesi prima dell'entrata in servizio del primo gruppo dell'impianto produttivo, al fine di consentire le prove di parallelo alla rete. In ogni caso il programma temporale della realizzazione degli impianti di rete per la connessione verrà concordato e definito in sede operativa di concerto con i produttori e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

- Tabella C -
Connessioni di cabine primarie di distribuzione ed impianti utilizzatori

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data³</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Pragelato (TO)	ENEL Distribuzione	Piemonte	132	2005	In entra-esce alla linea a 132 kV “Cesana – Pinasca”.
C.P. Sassello (AL)	ENEL Distribuzione	Piemonte	132	2005	In entra-esce alla linea a 132 kV “Vetri Dego – Spigno”.
C.P. Sezzadio (AL)	ENEL Distribuzione	Piemonte	132	2005	In entra-esce alla linea a 132 kV “Spinetta Marengo-San Giuseppe di Cairo”. C.P. a schema ridotto con interruttore di linea posizionato lato S. Giuseppe di Cairo.
C.P. Scarmagno (TO)	ENEL Distribuzione	Piemonte	132	2005	In entra-esce alla linea a 132 kV S.Bernardo-Caluso, con schema di connessione completo.
SSE – Rondissone – TAV (TO)	TAV/RFI	Piemonte	380/132	2005	In antenna sulla stazione di Rondissone, tramite ATR 380/132 kV dedicato. In S.E. Rondissone nuovo ATR 380/132 da 250 MVA e stalli relativi - predisposizione sezione per esercizio 3 sistemi separati - 1 mont. linea per collegamento in antenna nuova SSE.
C.P. Martinetto (TO)	AEM Distribuzione	Piemonte	132	2006	In antenna sulla 2 ^a sez. a 132 kV (diversa da quella a cui è collegato l’altro TR di distribuzione) della stazione di Martinetto. Sarà pertanto realizzato lo stallo a 132 kV su cui attestare direttamente il TR AT/MT di proprietà AEM Distribuzione.
C.P. Bigarello (MN)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2005	La C.P. Bigarello sarà collegata alla S.E., appartenete alla RTN, mediante una nuova linea della distribuzione a 132 kV “Ostiglia-Bigarello”.
C.P. Rho Pero (MI)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2005	La nuova C.P. Rho Pero sarà collegata alla sezione 132 kV della S.E. di Ospiate mediante la futura linea di ENEL Distribuzione a 132 kV "Ospiate - Rho Pero”.
C.P. Liscate (MI)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2005	La futura C.P. Liscate sarà collegata 132 kV della S.E. di Tavazzano mediante una nuova linea di ENEL Distribuzione a 132 kV "Tavazzano - Liscate".
C.P. Cadorago (CO)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2006	C.P. Cadorago sarà inserita in entra-esce alla linea a 132 kV "Cucciago-Novedrate", con schema di connessione ridotto.
C.P. Castione Ardenno (SO)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2006	La nuova C.P. Castione Ardenno sarà inserita in entra-esce sulla linea RTN a 132 kV “Ardenno-C.P. Sondrio”.
C.P. Verderio (LC)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2006	La seconda alimentazione alla esistente C.P. Verderio sarà garantita mediante realizzazione del secondo raccordo a 132 kV alla linea RTN a 132 kV “Verderio-der. CP Verderio –Cernusco”.
C.P. Legnano (MI)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2006	La futura C.P. Legnano sarà collegata alla sezione 132 kV della S.E. di Cislago, di proprietà TERNA, mediante la futura linea di ENEL Distribuzione a 132 kV Cislago - C.P. Legnano”.

³ La data indicata si riferisce di norma all’entrata in servizio dell’impianto utilizzatore, così come indicato dal richiedente. Non si esclude tuttavia che, in alcuni casi, a seguito di difficoltà autorizzative o realizzative, la data indicata possa tener conto di eventuali ritardi. In ogni caso il programma temporale della realizzazione degli impianti di rete per la connessione verrà concordato e definito in sede operativa di concerto con i richiedenti e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data³</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Iseo (BS)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2006	La futura C.P. ISEO. verrà collegata alla sezione 132 kV della S.E. di Nave mediante riattivazione di uno stallo a 132 kV (ex utente Afim) presente in stazione.
C.P. Cortefranca (BS)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2007	La nuova C.P. Cortefranca sarà collegata alla sezione 132 kV della S.E. di Chiari, mediante nuova linea a 132 kV, di ENEL Distribuzione, denominata "Chiari - C.P. Cortefranca".
C.P. Gropello Cairoli (PV)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2008	Seconda alimentazione della C.P. mediante collegamento in antenna a 132 kV alla stazione RTN di Castelnuovo, ove sarà approntato uno stallo 132 kV.
C.P. Sumirago (VA)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2008	La CP Sumirago sarà connessa alla sezione 132 kV della S.E. di Mercallo mediante una nuova linea a 132 KV, di proprietà ENEL Distribuzione, "Mercallo-Sumirago".
Magenta (MI)	TAV/RFI	Lombardia	220	da definire	Per l'alimentazione del sistema ad alta velocità verrà installato un nuovo ATR 220/132 da 250 MVA con il relativo stallo primario; sarà inoltre realizzata una seconda sezione a 132 kV, cui connettere gli impianti TAV di Greggio e Sedriano.
C.P. Vigasio (VR)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	2005	La nuova C.P. sarà collegata in entra-esce sulla linea "Nogarole-Rocca-Verona C.M.- der. Cart. Cadidavid", gli impianti di rete per la connessione sono stati già ultimati.
C.P. Cartigliano (VI)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	2005	La nuova C.P. sarà collegata in entra-esce sulla linea "Bassano-Sandrigio-der. Marostica".
C.P. Canaro (RO)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	2005	La CP Canaro già realizzata verrà collegata in derivazione sulla linea a 220 kV "Este-Colunga", da declassare a 132 kV
Ut. Laboratori Nazionali di Legnaro (PD)	Laboratori Nazionali di Legnaro	Veneto	132	2005	L'utente Laboratori Nazionali di Legnaro sarà collegato in antenna sulla stazione 380/220/132 kV di Camin.
C.P. Grumolo (VI)	ENEL Distribuzione	Veneto	220	2007	La futura CP sarà inserita in entra-esce sulla linea di trasmissione a 220 kV "Este-Cittadella".
C.P. Castegnero (VI)	ENEL Distribuzione	Veneto	220/132	2007	La nuova CP sarà collegata in antenna sulla futura stazione Castegnero o in entra-esce sulla futura linea "Cittadella-Castegnero".
C.P. Trevenzuolo (VR)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	2007	La nuova CP verrà collegata in antenna sulla stazione Nogarole Rocca (VR) mediante la futura linea 132 kV "Nogarole Rocca – Trevenzuolo".
C.P. Nogara (VR)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	2008	La CP di Nogara sarà collegata alla stazione di Ostiglia mediante ricostruzione in d.t. della linea "Ostiglia-Nogara-Venera".
C.P. Rossano Veneto (VI)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	da definire	La nuova CP sarà collegata mediante doppia derivazione sulle linee "Rossano-Bassano", appartenente alla RTN, e "Vellai-Fonte" di proprietà ENEL Distribuzione.
C.P. Vicenza Monteviale (VI)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	da definire	La nuova CP sarà inserita in entra-esce sulla futura linea "Vicenza Monteviale – Sandrigo", attualmente "Altavilla-Sandrigo".
TAV S. Damaso (MO)	TAV/RFI	Emilia Romagna	132	2005	In antenna su S.E. di S. Damaso, presso la quale verrà installato il terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA e predisposta la sezione 132 kV per l'esercizio su tre sistemi di sbarre separati.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data³</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Selice (RA)	HERA	Emilia Romagna	132	2005	In antenna sulla futura stazione di smistamento di Massa Lombarda a 132 kV. La C.P. sarà anche collegata in entra-esce sulla linea di distribuzione (HERA) “Ortignola - Trebeghino - der. Irce”.
C.P. S. Giovanni in Persiceto (BO)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2005	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Martignone-Crevalcore”.
C.P. Borgotaro (PR)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2005	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Borgonovo – Marra”. Attualmente è collegata in derivazione rigida alla stessa linea.
C.P. Sorbolo (PR)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2006	In entra-esce sulla linea a 132 kV “S. Quirico-Parma Vigheffio”.
S.S.E. Modena (MO)	RFI	Emilia Romagna	132	2006	In antenna su S.E. di S. Damaso.
C.P. Bastiglia (MO)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2007	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Crevalcore-Carpi Sud”.
C.P. Berceto (PR)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2008	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Borgotaro-Marra”.
C.P. Nibbiano (PC)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2009	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Borgonovo-Borgotaro” (futura “Borgonovo-Bardi”).
C.P. Mancasale (RE)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2009	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Reggio Nord - Castelnovo di Sotto”, con schema di connessione completo. L’intervento è correlato alle opere previste nell’ambito della razionalizzazione della rete AT nell’area di Reggio Emilia.
C.P. Bedonia (PR)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	Da definire	In entra-esce sulla attuale linea a 132 kV “Borgonovo-Borgotaro” (futura “Borgonovo-Bardi”).
C.P. Rubiera Nord (RE)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	Da definire	Realizzazione del secondo raccordo alla linea a 132 kV “Rubiera-Carpi Sud”.
C.P. Barga (LU)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2005	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Torrite – Pian Rocca”. Attualmente è collegata in derivazione rigida alla stessa linea.
C.P. Chiana (AR)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2005	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Cortona-Arezzo C”
C.P. Villafranca (MS)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2005	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Pontremoli-Aulla”.
C.P. Saline (PI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2006	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Terricciola-Cecina”. Attualmente è collegata in derivazione rigida alla medesima linea.
SSE Montuolo (LU)	RFI	Toscana	132	2006	In derivazione rigida sulla futura linea a 132 kV “Filettole-Lucca Ronco”. L’attività è subordinata al pronunciamento favorevole da parte della commissione VIA in merito alla realizzazione della suddetta linea e della “Lucca Ronco-Diecimo”.
C.P. Cascina (LI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2006	In antenna su S.E. a 132 kV di Acciaiole. Attualmente in entra-esce su linea a 132 kV “Guasticce-Pontedera”.
C.P. Orcia (SI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2006	In entra-esce sulla linea a 132 kV “Torrenieri-Chianciano”.
SSE Fauglia FS (PI)	RFI	Toscana	132	2006	In antenna su S.E. di Acciaiole.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data³</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Torrita di Siena (SI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2006	In entra-esce alla linea a 132 kV "Chiusi-Stabilimento Lonza".
C.P. Guardistallo (PI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2007	In derivazione rigida sulla futura linea a 132 kV "Cecina-Saline". La connessione sarà subordinata all'intervento relativo alla C.P. Saline (PI).
C.P. Gioietta (Castiglione della Pescaia - GR)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2009	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Castiglione della Pescaia – Grosseto Nord", con schema di connessione ridotto con l'unico interruttore di linea posizionato sul lato Grosseto Nord.
C.P. Merse (Murlo - SI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2009	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Radicondoli - Torrenieri", con schema in soluzione ridotta con il solo interruttore di linea posizionato sul lato Radicondoli.
C.P. Castelnuovo Garfagnana (LU)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	Da definire	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Corfino – C.le Castelnuovo Garfagnana". Provvisoriamente è collegata in derivazione rigida alla stessa linea. A seguito del completamento dell'intervento, l'utente Georgia Pacific potrà essere collegato in antenna sulla C.P.
C.P. Ghirlanda (GR)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	Da definire	La C.P., attualmente non alimentata in maniera affidabile, verrà anche collegata in antenna alla futura stazione di smistamento RTN a 132 kV, da inserire in entra-esce sulla linea a 132 kV "Larderello – Paganico".
C.P. Fabriano Borgo Tifico (AN)	ENEL Distribuzione	Marche	132	2005	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Matelica - Fabriano" con schema in soluzione completa.
C.P. Ostra (PS)	ENEL Distribuzione	Marche	132	2006	La C.P. sarà connessa in entra-esce alla linea 132 kV "S. Lazzaro – Camerata Picena C.P." con schema di connessione completo.
C.P. Montecchio (PS)	ENEL Distribuzione	Marche	132	2007	La C.P. sarà connessa in entra-esce alla linea 132 kV "Colbordolo – Montelabbate", con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione.
C.P. Assisi (PG)	ENEL Distribuzione	Umbria	132	2006	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Fiamenga - Bastia Umbra", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Castelmassimo (FR)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2005	Eliminazione attuale connessione in derivazione rigida e inserimento in entra-esce sulla linea a 150 kV "Ceprano - Canterno C.le", di proprietà della Società TERNA.
C.P. Interporto (RM)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Porto - Raffineria", di proprietà della Società TERNA, con schema di connessione completo.
C.P. Villanova (PE)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Guidonia - Acquoria", di proprietà della Società TERNA con schema in soluzione completa.
C.P. Cantalupo in Sabina (RI)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2007	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Colonna - Vacone", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Monterotondo (RM)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2010	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Roma Nord dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Primavalle (RM)	ACEA	Lazio	150	Da definire	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Roma O. – Fiano Romano - Flaminia Acea" nel tratto "Roma O. - Fiano Romano all.", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data³</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Parco dei Medici (RM)	ACEA	Lazio	150	Da definire	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Magliana - Ponte Galeria", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Bolognaro (PE)	ENEL Distribuzione	Abruzzo	150	2005	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Popoli C.P. - Der. Bussi Smist. – Bolognaro C.le", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea comprendente la derivazione rigida. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. S. Pio (AQ)	ENEL Distribuzione	Abruzzo	150	2005	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Popoli S.E. - Bazzano Z.I.", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. S. Salvo (CB)	ENEL Distribuzione	Abruzzo	150	2005	In entra-esce sulla linea a 150 kV "S. Salvo – Termoli Sinarca", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa L'impianto sarà predisposto per un eventuale ampliamento per 2 stalli.
C.P. Miglianico (CH)	ENEL Distribuzione	Abruzzo	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "S.E. Villanova - Ortona", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Roccaraso (AQ)	ENEL Distribuzione	Abruzzo	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Collarmele Sez. – S. Angelo" terna sud, di proprietà ACEA Trasmissione, con schema in soluzione completa.
C.P. Isernia (IS)	ENEL Distribuzione	Molise	150	2005	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Voturno 1 - Carpinone", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Montecilfone (CB)	ENEL Distribuzione	Molise	150	2005	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Larino S.E. - Gissi", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato lato Gissi. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Polla (SA)	ENEL Distribuzione	Campania	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Tanagro – C.P. Sala Consilina", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Pontelandolfo (BN)	ENEL Distribuzione	Campania	150	2006	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Benevento II dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Suio (CE)	ENEL Distribuzione	Campania	150	2006	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Garigliano dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. TAV Casoria (NA)	ENEL Distribuzione	Campania	220	2007	In entra-esce su linea a 220 kV "Fratta-Poggioreale", mediante la realizzazione di due nuovi raccordi, utilizzando lo schema di connessione completo.
C.P. Bari Ferrotranviaria (BA)	ENEL Distribuzione	Puglia	150	2005	In entra-esce sulla linea a 150 kV "C.le Bari Termica - Getrag", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Martina Franca (TA)	ENEL Distribuzione	Puglia	150	2005	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Taranto Nord, dove sarà approntato il relativo stallo.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data³</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Foggia Ovest (FG)	ENEL Distribuzione	Puglia	150	2006	In entra-esce sulla futura linea a 150 kV "S.E. Foggia - Accadia", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Santeramo Ind. (BA)	ENEL Distribuzione	Puglia	150	2007	In entra-esce sulla linea a 150 kV "S.E. Matera - Acquaviva", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Lagonegro (PT)	ENEL Distribuzione	Basilicata	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Lauria - Padula", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato lato Lauria. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. S. Demetrio Corone (CS)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	2005	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Acri - Cammarata", di proprietà della Società TERNA con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato lato Acri, tenendo anche conto della connessione della futura C.P. di S. Demetrio Corone. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Amato (CZ)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	2005	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Catanzaro 2 – S.E. Feroletto", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Ionadi (VV)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "S.E. Feroletto - C.P. Gioia Tauro Ind.", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Tarsia (CS)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Acri - Cammarata", di proprietà della Società TERNA con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare tenendo anche conto della connessione della futura C.P. di S. Demetrio Corone. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Oppido (RC)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Taurianova - Locri", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Caloveto (CS)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	2009	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Cariati - Rossano", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Belpasso (CT)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2006	Eliminazione attuale derivazione rigida e inserimento in entra-esce su linea "Misterbianco - Viagrande", di proprietà TERNA.
C.P. Filonero (SR)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Melilli - Lentini", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Cappuccini (PA)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2006	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Ciminna dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Mulini (PA)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2006	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Ciminna dove verrà reso disponibile uno stallo.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data³</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Mussomeli (CL)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2007	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Castronovo - Caltanissetta S.E.", di proprietà TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Castellammare del Golfo (TP)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2007	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Alcamo - Custonaci", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea lato Custonaci. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Caltagirone 2 (CT)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2007	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Castronovo - Caltanissetta S.E.", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Carini 2 (PA)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2007	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Carini - Casuzze", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Brancaccio (PA)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2010	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Ciminna dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Sambuca (AG)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2010	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Partanna dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Casteltermini (AG)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2010	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Favara dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Aglientu (SS)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2005	In entra-esce sulla linea a 150 kV "S. Teresa - Viddalba", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Isili (NU)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2006	In entra-esce alla linea 150 kV "Flumendosa – Nurri" mediante la realizzazione di due brevi raccordi, utilizzando lo schema di connessione completo, successivamente alla dismissione della linea a 150 kV "Villasor – Flumendosa" di proprietà della Società ENEL Distribuzione.
C.P. Arzachena 2 (SS)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2006	In entra-esce alla linea 150 kV "Palau – Arzachena" mediante la realizzazione degli opportuni raccordi, adottando lo schema di connessione completo - sostituirà l'esistente cabina mobile.
C.P. Iglesias 2 (CA)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2006	In entra-esce alla linea 150 kV "Iglesias – Siliqua" mediante la realizzazione degli opportuni raccordi, adottando lo schema di connessione completo - sostituirà l'esistente cabina mobile.
C.P. Teulada (CA)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2006	In entra-esce alla linea 150 kV "Villaperuccio – S. Margherita" mediante la realizzazione degli opportuni raccordi. Lo schema di connessione potrà essere realizzato in soluzione ridotta, con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione - sostituirà l'esistente cabina mobile.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data³</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Perdasdefogu (NU)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2008	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Goni - Lanusei", di proprietà della Società TERNA con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Budoni (NU)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2008	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Siniscola 1 - S.Teodoro", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.
C.P. Truncu Reale (SS)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2008	In entra-esce alla linea 150 kV "Monte Oro – Porto Torres 1" mediante la realizzazione degli opportuni raccordi, con schema in soluzione completa.
C.P. Selegas (CA)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2008	In entra-esce alla linea 150 kV "S. Miali – Goni", con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione.
C.P. Luras (SS)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2010	In entra-esce sulla futura linea a 150 kV "S.E. S. Teresa - Tempio" o, in alternativa, in entra-esce alla esistente linea a 150 kV "Tempio - Olbia" di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa. Sarà cura di ENEL Distribuzione comunicare su quale delle due linee sarà richiesta la connessione.
C.P. Putifigari (SS)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	Da definire	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Suni - Alghero", di proprietà della Società TERNA, con schema in soluzione completa.