DAL PIANO DI SVILUPPO TERNA - 2006

.....

2.2 Principali interventi realizzati nel 2005

Il perseguimento degli obiettivi di sviluppo ha portato negli anni passati alla realizzazione di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della RTN. In particolare, tra le principali opere realizzate nel corso del 2005 si ricordano:

- la nuova direttrice a 380 kV da Rizziconi a Laino lunga oltre 200 km, in servizio da novembre 2005 che ha consentito di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete di trasmissione della Calabria, riducendo alcuni degli attuali vincoli di esercizio del sistema di interconnessione tra la Sicilia ed il Continente;
- la ricostruzione in classe 380 kV della stazione di Feroleto e l'inserimento della stessa sulla nuova linea a 380 kV "Rizziconi – Laino", essenziale per il miglioramento della qualità e continuità del servizio in Calabria;

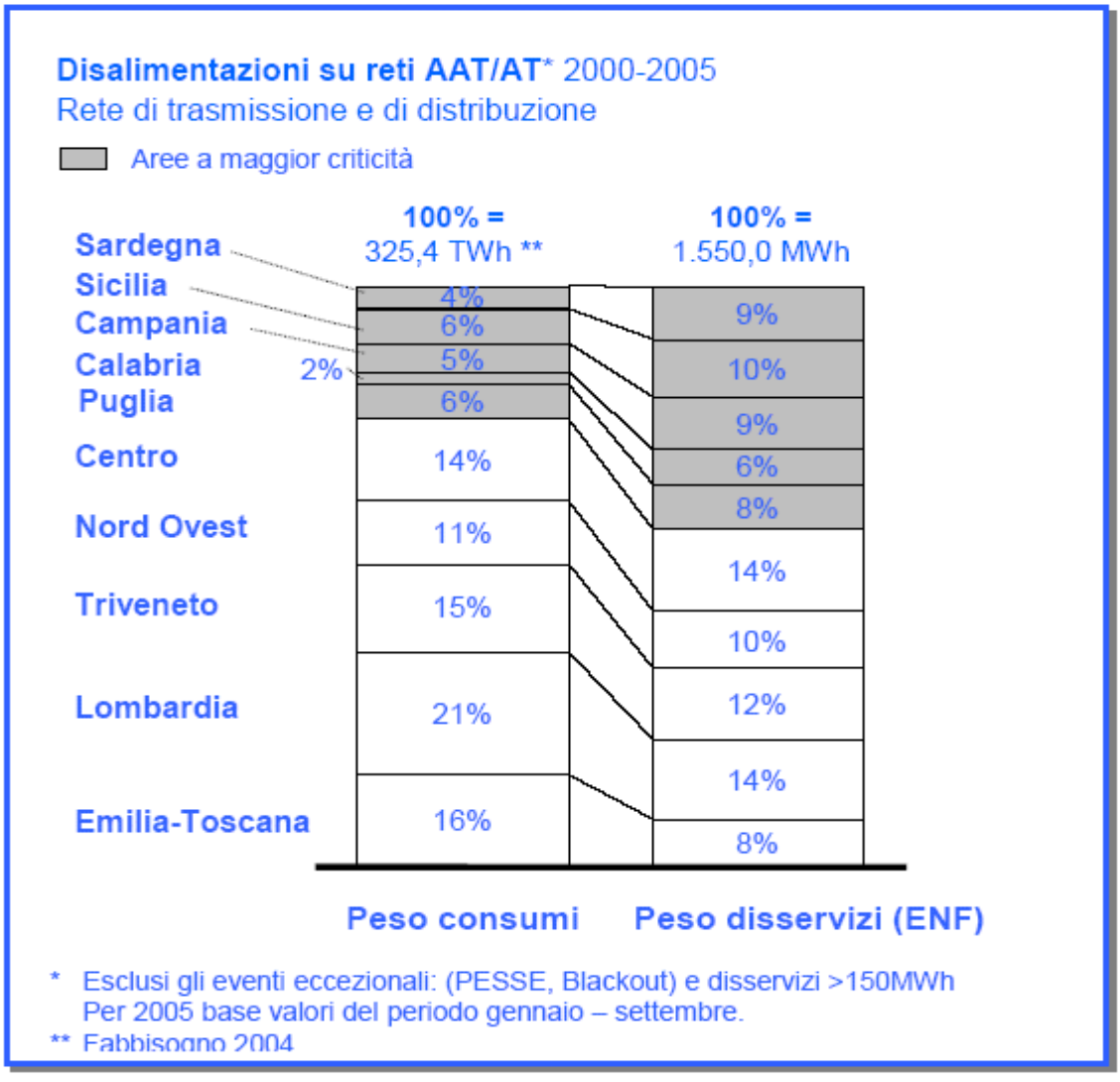
2.3.2 Qualità e continuità del servizio

La qualità del servizio è associata principalmente alla sicurezza e continuità delle forniture elettriche. La funzione della rete di trasmissione è quella di trasportare le potenze prodotte dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, è inserita sulla rete in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende quindi direttamente l'affidabilità di alimentazione di detti impianti.

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

Figura 3

Continuità del servizio di alimentazione elettrica



In **Figura 3** sono evidenziate le aree che negli ultimi cinque anni hanno registrato livelli della continuità del servizio di alimentazione elettrica relativamente peggiori rispetto ai relativi tassi di domanda. In particolare, si osserva che oltre il 40% dell'energia non fornita (ENF) in occasione di disservizi riguarda le regioni del Mezzogiorno e le Isole, ove le disalimentazioni pesano maggiormente, in rapporto ai consumi, rispetto ad altre aree del Paese. Ciò è dovuto anche alla presenza di elementi di rete (non solo di trasmissione) in condizioni non sempre ottimali (impianti vetusti e scarsamente affidabili), ridotti livelli di magliatura della rete, capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico.
La probabilità di sovraccarico di elementi della rete secondaria in AT rappresenta un indicatore indiretto del rischio di disalimentazione ad essa associato.

2.4.1 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel mercato dell'energia elettrica una zona geografica o virtuale è una porzione di rete rilevante in cui l'equilibrio tra domanda e offerta viene determinato tenendo conto, ai fini della sicurezza, dei limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone geografiche confinanti. Tali limiti sono determinati ricorrendo ad un modello di valutazione della sicurezza del sistema.
Inoltre sono individuate aree di produzione locale, denominate "poli di produzione limitata", che costituiscono delle zone virtuali, la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. I vincoli restrittivi sulla produzione massima dei poli di produzione possono essere in parte controllati, ricorrendo a dispositivi di telescatto sulle unità di produzione in questione, attivati a seguito di predefiniti eventi, o possibilmente annullati a seguito dello sviluppo della rete elettrica locale o nelle aree limitrofe.
L'individuazione delle zone nasce dall'analisi della struttura della rete di trasmissione a 380 e 220 kV, dei flussi di potenza, che nelle situazioni di esercizio più frequenti interessano tali collegamenti, dalla dislocazione delle centrali di produzione sul territorio nazionale e dalle importazioni di energia dall'estero. Tale analisi è stata effettuata sulla base del criterio di sicurezza N-1, considerando diversi scenari della rete elettrica e diversi periodi stagionali dell'anno.
Un indice significativo per valutare lo squilibrio nell'allocazione delle risorse tra le zone di mercato e/o di inefficienza strutturale della rete è costituito dalla frequenza con cui si è verificata la saturazione del margine di scambio tra le zone di mercato in esito al Mercato del Giorno Prima.
La **Tabella 1** riporta i dati sul numero di ore e sulla frequenza con cui nei primi 9 mesi del 2005 si sono manifestate le citate limitazioni di rete.

Tabella 1

Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato (gennaio-settembre 2005)

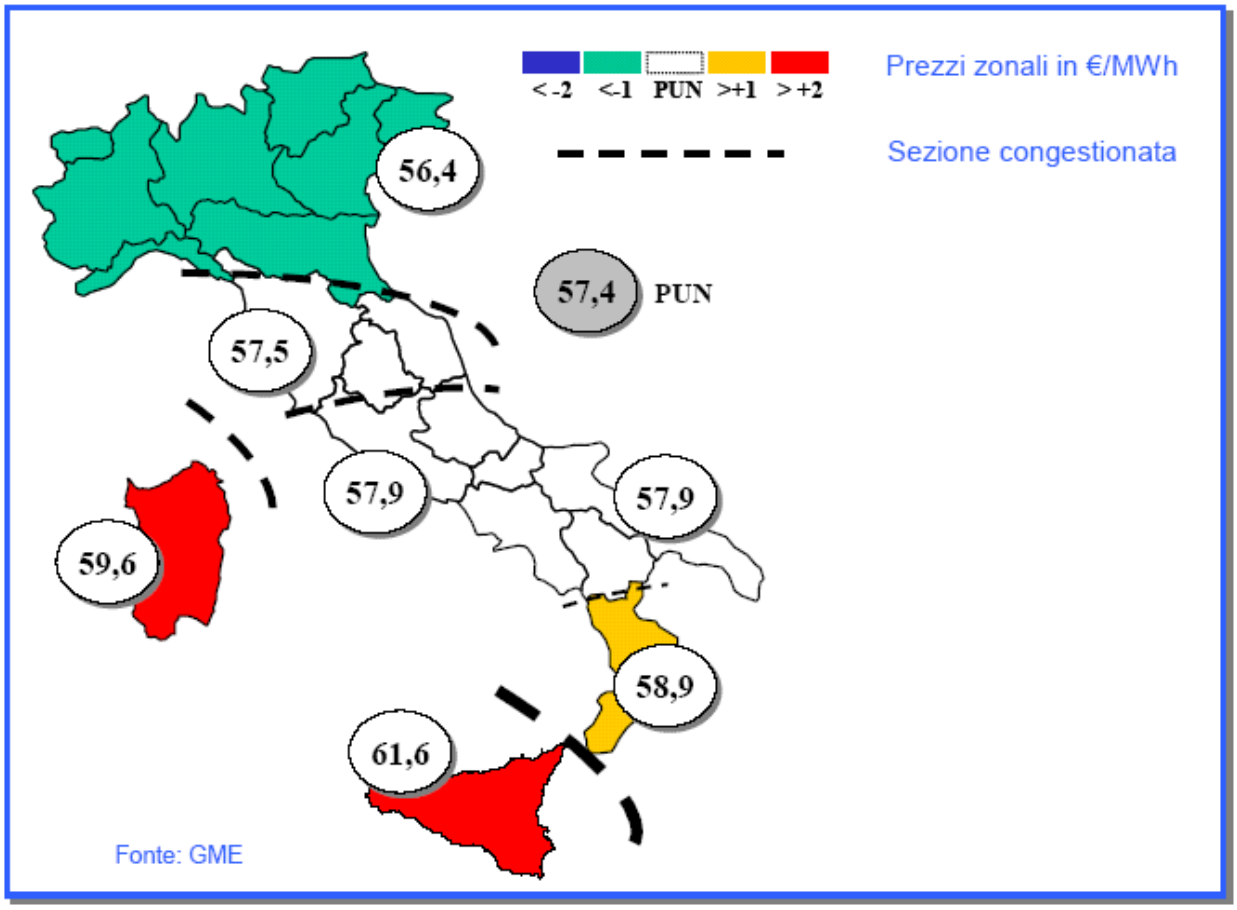
DA	A	Numero Ore	Frequenza (Gen-Sett 2005)
Calabria	Sicilia	2408	36,8%
Nord	Centro Nord	1467	22,4%
Piombino	Corsica	1198	18,3%
Sicilia	Calabria	1129	17,2%
Centro Nord	Piombino	746	11,4%
Rossano	Calabria	590	9,0%
Priolo Gargallo	Sicilia	430	6,6%
Calabria	Rossano	355	5,4%
Sardegna	Corsica	303	4,6%
Piombino	Centro Sud	197	3,0%
Centro Sud	Sud	72	1,1%
Brindisi	Rossano	44	0,7%
Turbigo	Nord	12	0,2%
Rossano	Sud	9	0,1%
Centro Nord	Nord	8	0,1%
Sud	Centro Sud	6	0,1%
Monfalcone	Nord	0	0%

Con riferimento al periodo gennaio-novembre 2005, nella **Figura 8** sono inoltre indicati i prezzi medi definiti a livello zonale nel MGP e sono evidenziate le sezioni con la maggiore frequenza di congestione. Quanto più elevata è la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione, oltre che rispetto al PUN (prezzo unico nazionale), tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive.
Dall'analisi del comportamento del mercato, si è evidenziato che risultano frequentemente sature:
- la sezione Sicilia – Calabria – Rossano in entrambi i versi, con il maggiore differenziale di prezzo tra le zone coinvolte, a testimonianza di problemi principalmente strutturali;

I poli limitati di Monfalcone, Turbigo, Brindisi e Rossano, non congestionano frequentemente le sezioni di rete su cui si affacciano direttamente, in quanto è ipotizzabile si verifichi una limitazione della produzione già in fase di offerta.
Le congestioni rilevate sulla rete primaria hanno una serie di implicazioni negative: limitano la competizione in alcune zone riducendo l'efficienza e l'economicità del sistema, non consentono di sfruttare a pieno la capacità produttiva potenzialmente disponibile e talvolta scoraggiano l'ingresso di nuova capacità, con maggiori rischi per la copertura in sicurezza del fabbisogno.

Figura 8

Impatto delle congestioni di rete sul Mercato del Giorno Prima



In base a tale criterio, gli interventi di potenziamento della RTN maggiormente efficaci nel breve termine sono, nell'ordine crescente di significatività, relativi alle seguenti sezioni:
1. Nord – Centro Nord (collegamento diretto);
2. Centro Nord – Sardegna (collegamento indiretto);
3. Calabria – Sicilia (collegamento diretto).

Si ritiene tuttavia opportuno precisare che i risultati di tali analisi sono applicabili alle problematiche di breve termine, mentre vanno sostanzialmente riviste alla luce degli scenari previsionali di sviluppo del sistema elettrico nazionale, in particolare quelli di medio-lungo periodo. Infatti tali valutazioni possono essere modificate in modo significativo se si considerano le importanti

differenze nella distribuzione territoriale e nella titolarità della capacità di generazione che si verrà a determinare nell'orizzonte di Piano.

2.6 Criticità previste ed esigenze di sviluppo della RTN

Nel presente paragrafo si descrivono le esigenze e le criticità della RTN futura rilevate mediante studi di rete nell'assetto previsionale. Sono state infatti analizzate, attraverso simulazioni di possibili scenari futuri, le aree ove, a seguito dell'incremento del fabbisogno stimato e/o della prevista entrata in servizio di nuove centrali autorizzate, potrebbero verificarsi violazioni dei limiti di funzionamento a rete integra (violazioni in condizioni N) o nell'esercizio in emergenza con un elemento di rete fuori servizio (violazioni in N-1).

2.6.1 Copertura del fabbisogno nazionale

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

.....Negli ultimi anni si è assistito ad un graduale processo di rinnovamento del parco di produzione italiano, che continuerà nel prossimo decennio con la realizzazione delle centrali di produzione autorizzate. Integrando tali informazioni con le previsioni sull'import e con le caratteristiche del parco produttivo attuale e confrontando i risultati ottenuti con la stima di crescita del fabbisogno di energia elettrica, si è in grado di valutare l'esistenza o meno di criticità relative alla copertura delle punte di potenza con i margini di riserva richiesti (20 % nel continente, 35 % in Sicilia e 70 % in Sardegna).

Per identificare gli scenari rilevanti ai fini della pianificazione della rete è necessario combinare le previsioni di evoluzione della domanda con le previsioni di evoluzione della generazione. Lo sviluppo del parco produttivo nazionale tuttavia è legato da un lato alla consistenza degli impianti autorizzati, dall'altro alla probabilità che tali impianti vengano effettivamente realizzati. In particolare, quest'ultima circostanza è tanto più probabile quanto maggiore sia la crescita del fabbisogno e la capacità della rete di trasportare le nuove potenze.

Pertanto, la combinazione di previsioni di domanda e ipotesi di sviluppo della capacità produttiva porta all'individuazione dei tre scenari rilevanti di seguito analizzati, escludendo quelli "estremi", caratterizzati cioè da sviluppi molto elevati di domanda ed offerta.

Un primo scenario esaminato è quello caratterizzato da una bassa crescita del carico ....., dall'entrata in servizio delle sole centrali in avanzata fase di realizzazione e da nessuna variazione nella capacità di importazione dall'estero; questo scenario, poiché non considera in servizio buona parte delle centrali autorizzate e nessun incremento di capacità di importazione dall'estero, è quello in cui si hanno meno margini di riserva disponibile.

Un secondo scenario da considerare è quello relativo ad una situazione media; ad una crescita del carico intermedia rispetto ai valori minimi e massimi previsti, corrisponde una ipotesi di disponibilità di nuove centrali comprendente non solo le centrali in fase avanzata di costruzione, ma anche quelle con cantiere di prossimo avvio (alcune delle quali autorizzate più di recente). Viene ipotizzato anche un aumento della capacità di importazione, legato prevalentemente al rinforzo dell'interconnessione della frontiera Nord-Est previsto nel lungo periodo.

L'ultimo scenario analizzato è contraddistinto dalla massima crescita del carico, dalla realizzazione di tutte le centrali al momento autorizzate e dal massimo aumento prevedibile della capacità d'importazione già dal breve-medio periodo. Questo scenario rappresenta quindi l'inviluppo dei massimi in quanto si associa alla massima crescita del fabbisogno la massima disponibilità di centrali ed è quello in cui si ha la massima disponibilità di riserva necessaria alla copertura del fabbisogno. Tuttavia la nuova potenza in servizio risulterà in buona parte operativa in zone della rete già congestionate o prossime ai limiti; pertanto, considerando le possibili limitazioni introdotte dalla rete, i rischi di non fare fronte alla punta rimangono alti e non si può escludere l'eventualità che il sistema elettrico si trovi già dal 2010 nelle stesse condizioni di riserva sperimentate nel 2003, allorché si è dovuto ricorrere preventivamente al distacco di parte del carico.

....Nell'arco di cinque anni i benefici derivanti dall'ingresso dei nuovi impianti di produzione sarebbero ridotti dalle limitazioni di rete, che non permetterebbero il pieno sfruttamento delle centrali.

Infatti, come già osservato, buona parte delle nuove centrali autorizzate è localizzata in aree dove sono già presenti diverse limitazioni. E' necessario pertanto intervenire per rinforzare le sezioni critiche, ridurre o rimuovere i vincoli che condizionano e condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti, rendendo così pienamente disponibili ulteriori

quantitativi di potenza indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

2.6.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione

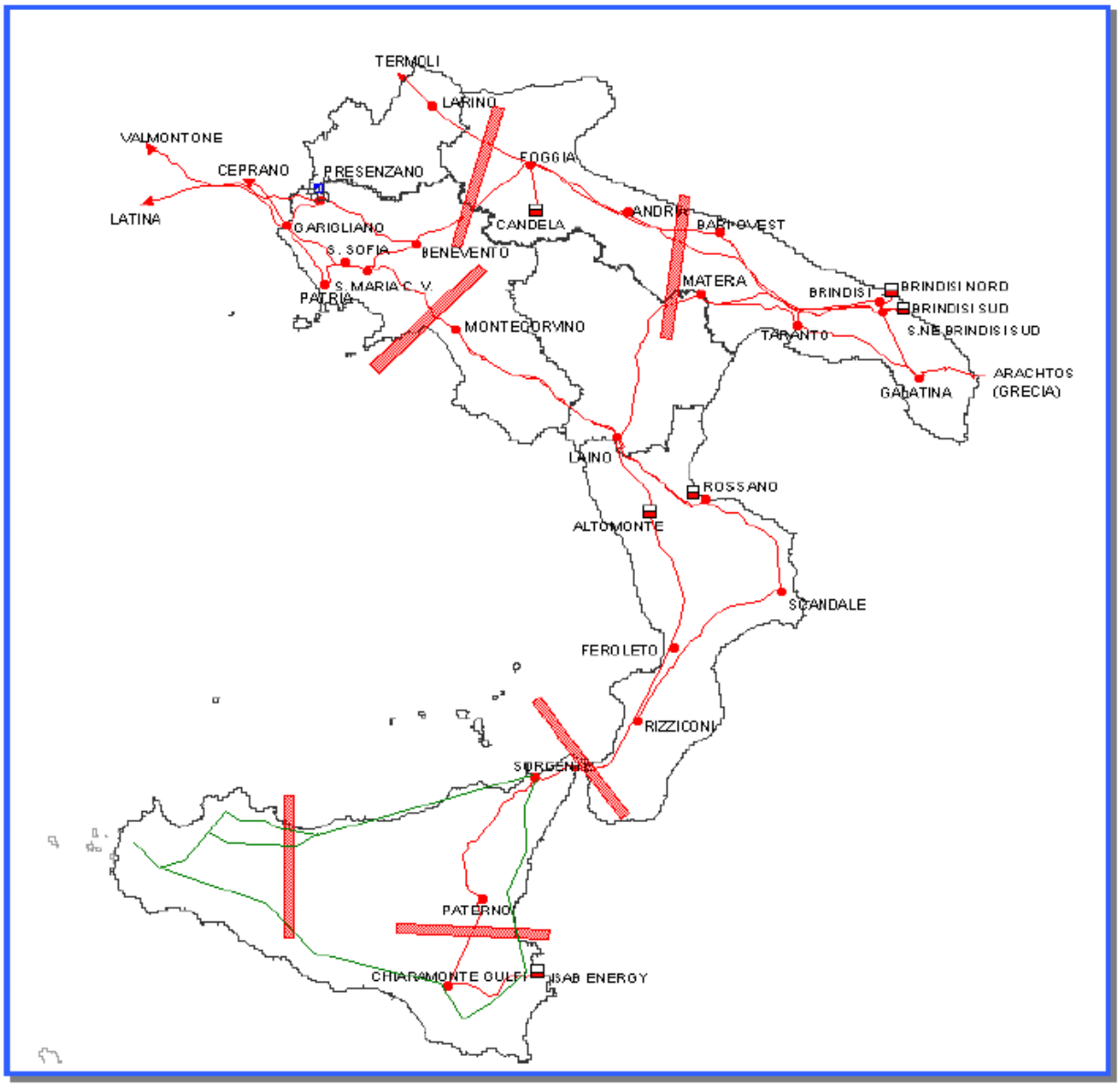
.....La nuova capacità produttiva risulta distribuita prevalentemente nell'area Nord e nell'area Sud del Paese, ovvero in aree attualmente congestionate sia a rete integra che in N-1. Tale situazione si traduce in una maggiore esposizione al rischio di non riuscire a garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza sulla rete.

Nella .....**Figura 23** sono rappresentate le sezioni di rete nelle quali è prevedibile già nel breve-medio periodo la presenza delle maggiori criticità di esercizio che non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle risorse produttive.

Il forte incremento di potenza disponibile nell'area Nord Ovest del Paese (oltre 7.000 MW dal 2002 al 2010) comporterà un peggioramento delle condizioni d'esercizio ed il sorgere di nuove congestioni di rete.

Figura 23

Sezioni critiche aree Sud e Sicilia



.....

Nell'area Sud inoltre, la presenza di poli di produzione di ingente capacità in Puglia (ove arriva anche l'import dalla Grecia) ed in Calabria, contribuirà ad aumentare nel breve-medio periodo le

criticità di esercizio della rete sulle sezioni interessate dal trasporto delle potenze verso i centri di carico della Campania. Successivamente, la realizzazione degli impianti di produzione autorizzati in Campania (circa 3.000 MW), potrebbe determinare consistenti fenomeni di trasporto verso le regioni più a nord. Sono pertanto necessari interventi finalizzati a rinforzare la rete in altissima tensione in Campania ed in uscita dalla Puglia.

.....

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

2.6.3 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio

Oltre le problematiche legate alle congestioni di porzioni di rete o alle limitazioni di poli produttivi attuali e/o futuri, sulla RTN sono prevedibili altri problemi, legati essenzialmente alla sicurezza locale ed alla qualità del servizio.

Per quanto riguarda la sicurezza locale, si tratta di problemi legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con probabile aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete, mentre per quanto riguarda la qualità del servizio si tratta essenzialmente di esigenze che derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di subtrasmissione e di distribuzione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite di trasmissione, migliorando i profili di tensione ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidente beneficio economico ed ambientale.

.....

In Calabria sono prevedibili problemi per l'alimentazione della parte meridionale della regione, attualmente alimentata dalla sola stazione di Rizziconi e caratterizzata da una bassa qualità del servizio di distribuzione.

3 Principali interventi di sviluppo

....Gli interventi di seguito esaminati sono pertanto solo quelli particolarmente rilevanti, interessanti in generale i livelli di tensione più elevati ovvero 380 e 220 kV (rete primaria), mentre il dettaglio di tutti gli altri lavori programmati è riportato nell'Allegato 1.

Le azioni di sviluppo programmate consistono in interventi di espansione o di evoluzione della rete, con conseguenti variazioni dello stato di consistenza, determinati da esigenze funzionali al servizio di trasmissione. Esse 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.

Per minimizzare i possibili rischi dovuti alle incertezze circa la localizzazione e l'ordine di merito delle produzioni e circa le interconnessioni private con l'estero, vengono individuati vari scenari possibili di funzionamento del sistema elettrico cercando di selezionare soluzioni di sviluppo caratterizzate dal più elevato possibile livello di flessibilità e polivalenza, intese cioè come la migliore capacità di adattamento della rete alle diverse possibilità di evoluzione del sistema elettrico nei diversi scenari.

Mantenendo ferma l'esigenza di assicurare in ogni caso il rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio della rete di trasmissione, le diverse alternative di sviluppo sono inoltre verificate dal punto di vista tecnico-economico confrontando i costi stimati di realizzazione[16] 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.

Programmazione temporale delle attività di sviluppo

In base all'orizzonte temporale in cui si collocano, gli interventi di sviluppo presenti nel Piano sono suddivisi in due categorie, costituenti anche le due principali sezioni del documento:
- il Piano di Sviluppo di breve-medio termine (cfr. **Paragrafo 3.1**);
- il Piano di Sviluppo di lungo termine (cfr. **Paragrafo 3.2**).

3.1 Piano di Sviluppo di breve-medio termine

Con l'autorizzazione di nuova capacità produttiva nel corso degli ultimi due anni e con l'avvio del mercato elettrico, parte degli interventi pianificati in precedenza hanno assunto maggiore importanza, risultando prioritari ed urgenti nel breve-medio termine. Alcuni di questi interventi, peraltro, sono già in corso di realizzazione o risultano avviati gli iter autorizzativi. Per gli altri invece, la data di completamento prevista è stimata considerando i tempi necessari per concertare la localizzazione con le amministrazioni territorialmente coinvolte, per ottenere l'autorizzazione e per la costruzione e messa in opera.
A tal proposito, i tempi stimati per l'attivazione dell'iter autorizzativo (riportati in Allegato 1) tengono conto sia della fase di concertazione preventiva, sia dei tempi di autorizzazione e di costruzione. Nella fase concertativa è prevista la progressiva maturazione progettuale dell'intervento attraverso un'intesa sul corridoio preferenziale e la successiva individuazione delle fasce di fattibilità del tracciato al suo interno. 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 quindi conto anche dell'esito positivo del processo di concertazione preventiva; è infatti prevedibile che, mediante tale processo, l'iter autorizzativo possa 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 programmati sulla RTN, il cui completamento è previsto nel breve-medio termine.

3.1.1 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 qualora non si raggiungesse il 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 rispondono pertanto alle esigenze evidenziate nel **paragrafo 2.6.1**, in quanto consentono, 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.
....

Altri interventi per la sicurezza locale

In aggiunta alle attività su descritte, sono di seguito riportati gli altri interventi di maggior rilevanza per la sicurezza locale (cfr. **paragrafo 2.6.3**), determinati dai problemi evidenziati sulla rete 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.

.....

Elettrodotto a 380 kV "Sorgente - Scilla - 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, garantirà una maggiore sicurezza di connessione della rete elettrica siciliana a quella del continente e favorirà gli scambi di energia, con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori e maggiore concorrenza nel mercato dell'energia elettrica. Il futuro collegamento consentirà anche l'immissione sulla rete sicula

di una maggiore produzione da fonte eolica e, attraverso la nuova stazione di trasformazione di Scilla (cfr. **par. 3.1.4**), permetterà di migliorare la qualità del servizio nella Calabria meridionale.

3.1.4 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 nelle aree di rete maggiormente critiche sotto questi aspetti (cfr. **paragrafi 2.3.2** e **2.6.3**).
Come accennato, 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 elementi:
- 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).

....

Stazione 380/150 kV di Scilla

La realizzazione presso la stazione a 150 kV di Scilla di una nuova sezione a 380 kV con trasformazione 380/150 kV consentirà di alimentare direttamente dal sistema in AAT la rete di distribuzione a 150 kV del sud Calabria, migliorando la qualità del servizio di gran parte della Calabria meridionale. L'impianto, da realizzare in sinergia con il nuovo elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Rizziconi" (cfr. **par. 3.1.1**), costituirà anche uno dei nodi di rifasamento per il nuovo collegamento a 380 kV.

3.3.1 Potenziamenti interni della RTN in valutazione

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 e nelle altre regioni del centro-sud, potrà risultare necessario rinforzare tali sezioni di rete mediante la realizzazione di nuovi elettrodotti in AAT. Al riguardo, gli studi effettuati e quelli ancora in corso non escludono la realizzazione di:
- una trasversale a 380 kV tra le esistenti direttrici "Laino – Rossano – Scandale – Rizziconi" e "Rizziconi – Feroleto – Laino",
- nuove direttrici a 380 kV tra l'area centro-sud della Calabria e le citate aree di carico del centrosud Italia (compresa la possibilità di soluzioni in cavo sottomarino HVDC).

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".

3.4.3 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti

Nella **Tabella 7** che segue sono riportati gli elementi di rete esistenti di cui TERNA 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.
La successiva modifica dell'ambito della RTN, con inclusione degli elementi di rete di cui alla **Tabella 7**, potrà avvenire in seguito al conferimento a TERNA degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità, fermo restando che la remunerazione corrisposta ai Titolari per gli elementi di rete che saranno inclusi nell'ambito della RTN, sarà conforme alla normativa vigente.

Tabella 7

Elementi di rete esistenti da acquisire nell'ambito della RTN

Elettrodotti

Elettrodotti nella Regione Calabria

Denominazione Linea		Tensione	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO	[kV]		
Scilla	Caporafi	220	ENEL Distribuzione	4,70
Scilla	Villa S. Giovanni	150	ENEL Distribuzione	10,40
Villa S. Giovanni	Gallico	150	ENEL Distribuzione	10,40
Gallico	Reggio Condera	150	ENEL Distribuzione	7,00
Reggio Condera	Reggio Ind.	150	ENEL Distribuzione	10,00
Reggio Ind.	Scilla	150	ENEL Distribuzione	23,00
Scilla	Reggio Condera	150	ENEL Distribuzione	17,49

4 Risultati attesi

La pianificazione dello sviluppo del sistema di trasmissione è chiamata a rispondere alle molteplici esigenze che progressivamente si presentano nella gestione della rete. Il presente Piano di Sviluppo rappresenta un compromesso tecnico-economico-ambientale, essendo concepito con il 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 ridurre il più possibile i vincoli di rete a favore del libero scambio di energia tra le varie aree del Paese, garantendo nel contempo il rispetto delle esigenze ambientali e sociali.

Come già rappresentato nel **par. 2.6**, le numerose simulazioni, effettuate su diversi scenari limite, hanno evidenziato, anche nell'immediato futuro, l'accentuarsi di alcuni fenomeni già presenti sulla rete attuale.

Al contrario, il protrarsi di queste tendenze, senza un'adeguata risposta, potrebbe condurre a limitazioni nell'approvvigionamento e negli scambi di potenza, col rischio di non coprire il fabbisogno alla punta con sufficienti margini di riserva, riducendo peraltro l'efficienza 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 delle perdite sulla rete di trasmissione. Tale risultato è ancor più rilevante se si considerano i notevoli incrementi previsti sia del fabbisogno che della generazione.

I risultati che si attendono a valle della realizzazione del Piano vanno da una parte a limitare i vincoli (attuali e futuri) di utilizzo e gestione della rete, 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 correlati allo sviluppo del sistema di trasmissione, non ultimi il rispetto dell'ambiente, il sostegno al mercato dell'energia elettrica con un valido supporto allo sviluppo economico del Paese.

4.1 Incremento di consistenza della RTN

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

Al riguardo, si osserva che in particolare nell'ultimo decennio, principalmente a causa delle difficoltà di carattere autorizzativo, l'attività di realizzazione di nuovi elettrodotti nel nostro Paese ha

subito un forte rallentamento, ponendo lo sviluppo della rete in ritardo rispetto alla crescita dei volumi transitati su di essa. Il *tasso di utilizzo della rete* rappresenta un indicatore dell'adeguamento della consistenza della rete alla domanda di energia elettrica ed è definito come il rapporto tra i consumi ed i chilometri di linea realizzati. Nell'ultimo trentennio i valori del tasso di utilizzo in Italia hanno segnato un trend in costante crescita, mentre la media dei Paesi europei UCTE è rimasta pressoché invariata, a dimostrazione del ritardo italiano rispetto all'Europa.
Con la realizzazione degli interventi previsti nel presente Piano di Sviluppo sarà possibile ridurre o quantomeno non accrescere ulteriormente gli attuali livelli di impegno della rete, a vantaggio della sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione.
Nel PdS 2006 risultano complessivamente programmate 60 nuove stazioni; la capacità di trasformazione si incrementerà di circa 17˙700 MVA.
Inoltre si stima che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 3˙250 km (al netto dei km di rete a 220 kV trasformati a 380 kV), quella a 220 kV si ridurrà di circa 1˙000 km, di cui una parte sarà riclassata a 380 kV ed una parte sarà riutilizzata a 132 - 150 kV. Per quanto riguarda la rete di trasmissione a 132-150 kV, la sua consistenza a seguito di nuove realizzazioni programmate aumenterà di circa 1˙100 km (inclusi i declassamenti dal 220 kV). Complessivamente, tenuto conto di tutti i livelli di tensione, le attività di sviluppo in programma comporteranno un incremento della consistenza della rete di trasmissione nazionale di circa 3˙350 km.

,,,,,,

4.4 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili

Uno dei principali obiettivi nella pianificazione dei rinforzi della RTN è quello di favorire la produzione da fonti rinnovabili, cercando di superare i vincoli di rete e di esercizio che rischiano di condizionare gli operatori, i quali come noto si avvalgono del diritto di priorità in dispacciamento.
Specialmente la produzione da fonte eolica negli ultimi anni ha registrato una crescita considerevole nelle regioni meridionali ed insulari del nostro Paese ed un ulteriore rapido sviluppo si prevede nei prossimi anni.
Nel quadro generale del processo di pianificazione, le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN sono effettuate con riferimento alle centrali esistenti e future considerate negli scenari previsionali. In particolare, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e intermittenti (come gli eolici), le relative analisi di load flow per la definizione dei rinforzi della RTN sono in generale condotte nel rispetto del criterio N - 1, effettuando opportune valutazioni sulla producibilità di tali tipologie di impianti (cfr. Codice di Rete, cap. 2, par. 2.3.3).
Il risultato di tale analisi ha permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale futura rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli la cui entrata in servizio è ipotizzabile entro i prossimi cinque anni.
I condizionamenti alla produzione eolica sono riconducibili essenzialmente a due categorie:
- limiti dovuti a problemi di esercizio in sicurezza del sistema elettrico, legati cioè a vincoli di dispacciamento che richiedono la verifica del bilancio generazione-carico anche in caso di improvvisa mancanza della capacità produttiva da fonti rinnovabili non programmabili; tali limitazioni, transitorie e concentrate solo nelle ore a basso carico, sono indirettamente correlate anche ad una insufficiente capacità di trasmissione su alcune sezioni critiche della rete, in particolare nelle Isole, e pertanto possono essere ridotte con interventi di rinforzo del sistema di trasporto primario in AAT;
- limiti attribuibili direttamente ad una insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete (in generale in AT) a cui sono connessi gli impianti da fonti rinnovabili non programmabili in questione.

Le soluzioni di sviluppo pianificate in risposta alle criticità di cui sopra includono quindi sia interventi di rinforzo di sezioni della rete primaria (es. SA.PE.I. ed interconnessione Sicilia – Continente), che consentono indirettamente di ridurre i condizionamenti all'esercizio della produzione delle centrali eoliche, sia interventi di potenziamento locale delle reti di subtrasmissione su cui si inserisce direttamente la generazione eolica.
Si riporta di seguito l'elenco degli interventi di sviluppo previsti nel PdS 2006 funzionali in tutto o in parte a favorire la produzione di energia da impianti a fonti rinnovabili non programmabili esistenti e futuri. Per ciascun intervento o gruppo di interventi sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte eolica liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

...Il nuovo elettrodotto a 380 kV “Sorgente – Scilla – Rizziconi” e gli altri interventi di sviluppo del sistema in altissima tensione siciliano (le nuove linee “Chiaramonte G. – Caltanissetta – Ciminna - Sorgente” a 380 kV e “Partinico – Fulgatore” a 220 kV), consentiranno, tra l’altro, di ridurre significativamente (fino a circa 1000 MW) i condizionamenti all’esercizio della produzione eolica in Sicilia.
La **Tabella 10** fornisce il riepilogo delle attività su descritte, con la classificazione e quantificazione dei benefici in termini di potenza da fonti rinnovabili potenzialmente liberata.

Tabella 10

Riepilogo principali interventi per favorire la produzione eolica

Categoria	*Interventi*	*Potenza da fonti rinnovabili [MW]*
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Elettrodotto a 380 kV “Sorgente – Scilla – Rizziconi” e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Continente e tra Sardegna e Corsica	700
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Rinforzi della rete di trasmissione nell’area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	650

ALLEGATO 1

Dettaglio degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN edizione 2006

Interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale nelle Regioni Campania, Puglia, Basilicata e Calabria

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Scilla – Rizziconi anno: 2010

Al fine di rendere possibile un consistente incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente verrà potenziata l'interconnessione a 380 kV tra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo sottomarino) di un secondo collegamento a 380 kV in doppia terna in corrente alternata. Presso le stazioni estreme saranno pertanto approntati i necessari stalli linea a 380 kV.
Entrambe le terne del nuovo elettrodotto saranno inoltre raccordate in entra-esce ad una nuova sezione a 380 kV, da realizzare presso l'esistente stazione della RTN a 150 kV di Scilla.
L'installazione di una trasformazione 380/150 kV da 250 MVA nell'impianto di Scilla, consentirà di alimentare direttamente dal sistema a 380 kV la rete di distribuzione a 150 kV del sud Calabria, migliorando la qualità del servizio di gran parte della Calabria meridionale.
I nodi di rifasamento per il nuovo collegamento a 380 kV saranno costituiti dalle sezioni a 380 kV delle stazioni di Sorgente e Scilla, in ciascuna delle quali è prevista l'installazione di due nuove reattanze di compensazione da circa 250 MVAr e dei relativi montanti.
L'intervento garantirà una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella del continente e favorirà gli scambi di energia, con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza.
La realizzazione del collegamento è particolarmente importante anche in quanto favorirà la connessione alla rete siciliana di un maggior numero di centrali eoliche.

Note : *La nuova sezione a 380 kV della stazione di Scilla sarà realizzata in doppia sbarra e sarà dotata di 8 stalli, di cui: 4 per le linee verso Sorgente e Rizziconi, 2 per le reattanze trasversali di compensazione, uno per il nuovo ATR ed uno di parallelo sbarre. Dovranno inoltre essere previsti gli spazi per un eventuale futuro ampliamento dell'impianto con ulteriori due stalli a 380 kV ed un secondo ATR 380/150 kV. Nella sezione a 150 kV dovrà inoltre essere realizzato lo stallo per il secondario del nuovo ATR.*