

Piano di Sviluppo **2011**

***DOCUMENTO INTEGRATIVO RELATIVO AI SISTEMI DI
ACCUMULO DIFFUSO DI ENERGIA ELETTRICA***

Il presente Documento integrativo al Piano di Sviluppo (PdS) 2011 è redatto ai sensi del Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28 (Attuazione della direttiva europea 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE), che prevede che tra gli interventi previsti da Terna possano essere inclusi sistemi di accumulo diffuso dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

Nel presente documento viene descritto il quadro di riferimento, gli scenari previsionali e le nuove esigenze di sviluppo, con particolare attenzione all'installazione di sistemi di accumulo diffuso in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema e alla riduzione delle congestioni sulle porzioni di rete a cui afferiscono le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), con specifico riferimento alle criticità riscontrate sulle porzioni di rete maggiormente interessate dal repentino sviluppo delle FRNP nel corso degli ultimi mesi ed alle criticità potenziali che potrebbero interessare specifiche porzioni di rete nel breve e medio termine.

Risulta importante precisare che i benefici conseguenti alla realizzazione degli interventi previsti nel presente documento sono associati ad un piano di sviluppo modulare e capillare, prevedendo l'installazione diffusa di batterie. Tali apparecchiature sono caratterizzate da una progettazione e realizzazione che ne rende più flessibile l'installazione su una molteplicità di siti per risolvere criticità localizzate nel breve-medio termine. Inoltre la caratteristica di amovibilità rende possibile il reimpiego di tali apparati in base alle esigenze che si dovessero rendere necessarie nello scenario di medio e lungo termine, oggetto dei successivi aggiornamenti del Piano di Sviluppo.

La localizzazione sarà all'interno o in adiacenza delle aree delle Stazioni Elettriche per cui non comporterà alcun rilevante impatto ambientale, trattandosi di apparati amovibili.

INDICE

Premessa	2		
Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica.....	4		
1. Quadro Normativo di riferimento	4		
2. Scenario di riferimento.....	4		
3. Criticità di esercizio legate alla gestione efficiente e sicura delle FRNP	4		
3.1. Impatto sulle congestioni di rete.....	4		
3.2. Impatto sulla riserva e bilanciamento	5		
3.3. Impatto sulla mancata produzione da FRNP	6		
4. Sistemi di accumulo.....	7		
4.1. Nuovi sistemi di accumulo a batterie per lo sviluppo delle FRNP nel Sud Italia e nelle isole.....	8		
4.2. Nuovi sistemi di pompaggio per lo sviluppo delle FRNP nel Sud Italia e nelle isole	8		
4.3. Ulteriori soluzioni allo studio	9		
5. Risultati attesi dallo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso	9		
6. Nuovi interventi di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso nell'area Sud e Sicilia.....	11		
6.1. Area Sud.....	11		
6.2. Area Sicilia.....	13		
Allegato disegni.....	15		
Disegni area Sud	15		
Disegni area Sicilia	25		

1 Quadro Normativo di riferimento

Il DM recante Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, prevede all'articolo 7, lettera k, che Terna possa realizzare e gestire impianti per l'accumulo di energia e la conversione in energia elettrica al fine di garantire la sicurezza del sistema ed il buon funzionamento dello stesso nonché il massimo sfruttamento della potenza da fonti rinnovabili e l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento.

Il Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n.28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) all'articolo 17, comma 3, prevede tra gli interventi previsti da Terna possano essere inclusi sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

2 Scenario di riferimento

La generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) si è sviluppata in Italia in modo considerevole nel corso degli ultimi anni. In particolare, per quanto riguarda le centrali eoliche e fotovoltaiche, ad oggi la capacità installata risulta pari rispettivamente a circa 6.000 MW e 7.000 MW includendo gli impianti già realizzati e ancora da connettere. L'attuale trend di crescita assai sostenuto, se confermato per i prossimi anni, permetterà di raggiungere gli obiettivi minimi posti dal Piano di Azione Nazionale del 30 giugno 2010 con notevole anticipo rispetto all'anno target 2020. In particolare, la repentina quanto inattesa crescita degli impianti fotovoltaici negli ultimi mesi, favoriti sia dalla legge 129/2010, sia dagli incentivi del terzo e quarto conto energia, comporta che i previsti 8.600 MW del PAN al 2020 potrebbero essere raggiunti già nel corso del biennio 2011-2012 (l'obiettivo indicativo previsto dal quarto conto energia stima una potenza installata a livello nazionale di circa 23.000 MW al 2016).

Tale crescita, soprattutto per quanto riguarda gli impianti da fonte eolica, si sta concentrando in ristrette aree geografiche, caratterizzate da un surplus di generazione rispetto al carico locale e storicamente debolmente magliate. Poco meno del 70% della potenza eolica installata in Italia a Dicembre 2010 (5850 MW) risulta distribuita tra le Isole Maggiori, la Calabria e la Puglia. Una crescita così concentrata in ristrette aree geografiche sta caratterizzando lo sviluppo di tali impianti in Italia, differenziandolo dal resto del contesto europeo dove la diffusione degli impianti eolici nell'ambito della stessa nazione è stata molto più uniformemente distribuita sul territorio (es. Danimarca, Germania, Spagna).

Tale caratteristica ha reso ulteriormente critiche le problematiche introdotte da impianti alimentati da FRNP nell'attività di dispacciamento. A causa, infatti, dell'aleatorietà della fonte primaria, tali UP non concorrono a garantire il funzionamento in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) su cui detta produzione afferisce, non contribuendo a fornire risorse ai fini del dispacciamento.

3 Criticità di esercizio legate alla gestione efficiente e sicura delle FRNP

L'impatto delle FRNP sul SEN si concentra in particolare su tre dimensioni:

- Impatto sulle congestioni di rete;
- Impatto sulla riserva e bilanciamento;
- Impatto sulla mancata produzione da FRNP.

3.1 Impatto sulle congestioni di rete

La presenza di significative immissioni da FRNP ha contribuito negli ultimi anni ad un sensibile aumento della separazione in zone del SEN per quanto riguarda gli esiti del Mercato dell'energia del Giorno Prima (MGP). Tali separazioni tra zone determinano da un lato una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e dall'altro la formazione di "oneri da congestione" a carico degli operatori e degli utenti finali. Nel periodo Luglio 2009-Giugno 2010 la zona Sud si è separata dalla zona Centro-Sud per un totale di 1955 ore.

Al fine di ridurre l'impatto delle FRNP sulle congestioni di rete, l'attività di pianificazione di Terna è focalizzata a:

- Incrementare la capacità di transito tra le zone di mercato, con particolare riferimento all'interconnessione tra Sicilia e Continente (doppio collegamento 380 kV "Sorgente – Rizziconi") e tra le zone Sud e Centro-Sud (elettrdotto 380 kV "Montecorvino – Avellino – Benevento II"; elettrdotto 380 kV "Foggia – Villanova" elettrdotto 380 kV "Foggia – Benevento II");
- Risolvere le criticità sulla rete a 150 kV ricorrendo ove possibile alla interconnessione con la rete a 380 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione, al fine di trasferire il surplus di energia dai centri di produzione ai centri di carico. A tal fine è prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 380/150 kV nelle regioni del Mezzogiorno alle quali collegare le locali reti AT.

Grazie alla realizzazione di tali interventi risultano essere mitigati ma non completamente risolti i problemi di congestione precedentemente menzionati. Lo sviluppo rapido e significativo che avranno le FRNP in particolare sulle reti di distribuzione in bassa e media tensione, favorito da iter autorizzativi semplificati che spesso non includono tutte le opere di rete necessarie per la connessione, porteranno ad un aumento del numero di ore di congestione sulla rete di alta tensione.

3.2 Impatto sulla riserva e bilanciamento

Al fine di rispettare gli standard di adeguatezza nella gestione del sistema elettrico, questo deve essere esercito con un adeguato margine di riserva e capacità di regolazione primaria, come stabilito dal Codice di Rete.

A. Riserva primaria

Il Codice di Rete (art. 4.4.2.3) prescrive che gli impianti di generazione debbano rendere disponibile una banda di regolazione primaria non inferiore all'1,5% della potenza efficiente. Da tale obbligo sono esclusi (art. 1B.5.6.1) gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

L'aumento della produzione da FRNP comporta una riduzione equivalente della produzione capace di prestare il servizio in

oggetto ed una corrispondente riduzione della capacità di regolazione in rete.

Terna stima che per la sola produzione fotovoltaica entro il 2012 verranno a mancare, nelle ore del giorno con il maggiore irraggiamento, circa 130 MW di riserva primaria, pari all'1,5% degli 8.600 MW di capacità installata previsti.

B. Riserva terziaria

La copertura del carico a fronte delle aleatorietà dell'esercizio, deve tener conto della possibile mancata immissione della generazione e dell'incremento della domanda da parte dei consumatori. L'immissione da FRNP introduce un ulteriore grado di aleatorietà dato dalla non completa prevedibilità ed inoltre, in particolare per quanto riguarda la produzione eolica, da elevata intermittenza. Attualmente la previsione eolica con anticipo di 24 ore può essere effettuata, anche in accordo ai migliori benchmark internazionali, con una accuratezza media dell'ordine del 20% dell'immesso. Un maggior grado di aleatorietà nel sistema, a fronte di una maggiore incidenza delle fonti non programmabili implica la necessità di approvvigionare sul MSD maggiori quantitativi di riserva. Terna valuta per l'anno 2020 un incremento del fabbisogno di riserva per il Continente di circa 1200 MW e 2000 MW, rispettivamente nel 50% e nel 20% delle ore dell'anno, a fronte di un fabbisogno di riserva di sostituzione attualmente dell'ordine di 2500 MW. Per quanto riguarda le esigenze di bilanciamento del sistema, la maggiore presenza di immissione da FRNP rende maggiormente necessaria la disponibilità di risorse per il bilanciamento con elevate caratteristiche di rapidità, a causa di:

- Intermittenza della produzione eolica;
- Rampe di carico molto accentuate nelle ore serali, quando la riduzione della produzione fotovoltaica si cumula all'incremento del carico per illuminazione.

La necessità di approvvigionare su MSD margini di riserva primaria e riserva *rotante* (o *calda*) incrementati influisce, viceversa, sulla capacità del sistema di assorbire potenza prodotta da FRNP. Infatti, per disporre di una riserva esclusivamente rotante è necessario avere diversi gruppi funzionanti a carico parziale il che, oltre ad aumentare i costi marginali del sistema, limita la “finestra di fabbisogno” che può essere coperta da tali fonti. Ciò diventa ulteriormente critico per l’eolico nei casi in cui condizioni di elevata ventosità coincidano con carichi notturni.

3.3 Impatto sulla mancata produzione da FRNP

Il mancato coordinamento tra le autorizzazioni degli impianti di produzione con quelle delle opere di rete per la connessione verificatosi fino all’entrata in vigore dell’Autorizzazione Unica (D. Lgs. 387/03), unito alla rapidità con cui si è sviluppato il parco di generazione da FRNP negli ultimi anni, favorita da tempi di costruzione ed entrata in servizio degli impianti che raramente superano i due/tre anni una volta autorizzati, ha determinato il raggiungimento dei limiti di funzionamento di alcune dorsali AT a 150 kV.

Questo comporta oggi che si possano verificare situazioni localizzate che necessitano:

- l’apertura delle direttrici nel punto baricentrico rispetto alla potenza immessa in rete: tale azione, ineluttabile conseguenza delle congestioni finalizzata a massimizzare la produzione rinnovabile, causa una riduzione della sicurezza (con l’esercizio in antenna viene meno, infatti, la condizione di sicurezza N-1, aumentando il rischio di Energia Non Fornita (ENF) agli utenti finali collegati lungo tali direttrici);

- il ricorso alla limitazione della produzione di impianti eolici (Mancata Produzione Eolica – MPE), qualora la smagliatura della rete e tutte le altre azioni messe in atto dal gestore di rete non risultino sufficienti a consentire il deflusso di tutta la potenza disponibile.

Tali azioni comportano la necessità di attivare produzione alternativa, tipicamente termoelettrica, con costi variabili ed emissioni di CO₂ significativamente superiori, nonostante la priorità di dispacciamento conferita alle Unità di Produzione alimentate da FRNP.

In particolare, nel corso del 2010, si è fatto ricorso ad azioni di modulazione per le seguenti motivazioni:

- risoluzione delle congestioni di rete locali;
- rispetto della sicurezza della rete a 150 kV;
- avarie;
- lavori di sviluppo e rinnovo;
- lavori di manutenzione;
- rispetto vincoli di riserva per l’esercizio in sicurezza delle reti insulari.

Con riferimento alla fonte eolica, la mancata produzione, come calcolata dal Gestore dei Servizi Energetici ai sensi della deliberazione AEEG ARG/elt n. 05/10, è stata globalmente di circa 470 GWh, pari a circa il 5,6% della produzione eolica italiana nel 2010, percentuale dimezzata rispetto al 2009 in cui la MPE era stata pari al 10,7%, nonostante la crescita della potenza eolica installata.

Tali modulazioni, come si può vedere in Figura 1, si sono rese necessarie quasi esclusivamente nelle provincie di Foggia, Benevento e Avellino.

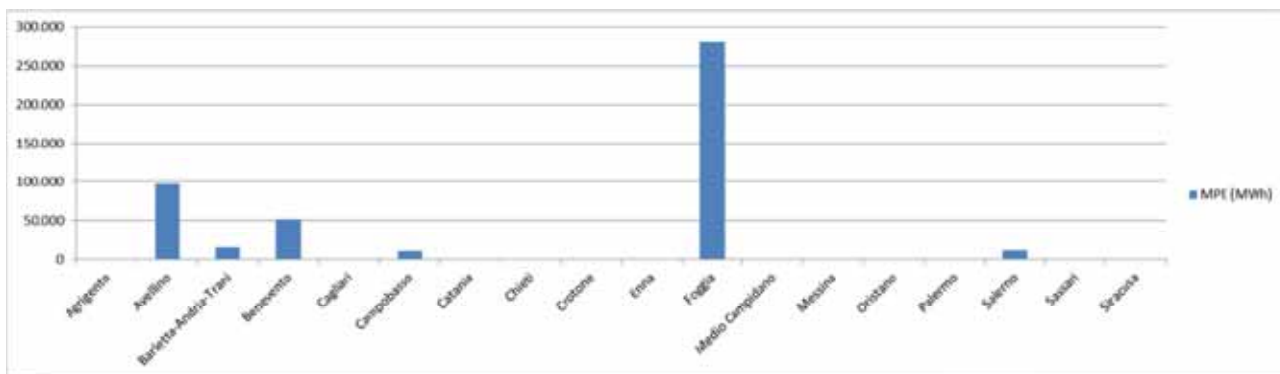


Figura 1 MPE 2010 per provincia

Queste aree sono state interessate in passato da una crescita della potenza installata a cui non è stata correlata l'autorizzazione degli interventi di rinforzo, previsti da Terna, necessari a permetterne la produzione senza limitazioni. Tenuto conto dell'impossibilità di discriminare, tra tutte le richieste che abbiano avviato l'iter di connessione, quali verranno effettivamente finalizzate, e anche in considerazione dello sviluppo rapido e significativo che avranno le FRNP sulle reti di distribuzione in bassa e media tensione, fenomeno questo che ha già portato a situazioni di risalita di potenza dalle CP sulla rete AT di Terna, potrebbero crearsi nei prossimi anni ulteriori congestioni su rete AT.

4 Sistemi di accumulo

Per favorire lo sviluppo e il dispacciamento degli impianti da FRNP in linea con gli obiettivi comunitari, mantenendo inalterata la sicurezza e l'efficienza complessiva del Sistema Elettrico Nazionale (SEN), si rende necessario lo sviluppo di sistemi di accumulo.

I sistemi di accumulo consentono di:

- risolvere congestioni di rete.

La possibilità di accumulare l'energia nelle zone dove si concentrano le FRNP consentirebbe il riutilizzo dell'energia accumulata qualora venisse meno la disponibilità di energia eolica e solare. Inoltre l'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente sfruttando meglio la sua capacità, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle rinnovabili e permettendo anche di fornire servizi di regolazione per migliorare la sicurezza del sistema elettrico.

Oltre al beneficio economico diretto, legato alla sostituzione di produzioni meno efficienti con produzioni rinnovabili o comunque più efficienti, il sistema elettrico ne trae un ulteriore beneficio indiretto per la riduzione nella produzione di CO₂.

- livellare i consumi e i relativi picchi ("peak shaving") immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto evitando il ricorso a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili.
- approvvisionare riserva per il sistema elettrico. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete con tempi di risposta estremamente rapidi i sistemi di accumulo rappresentano la risorsa più efficiente per il servizio di riserva: ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, integrabili nel sistema di difesa permettendo di potenziare ulteriormente la gestione delle risorse di rete esistenti.
- fornire, nel caso di accumulo su batterie opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione, capacità di regolazione primaria di frequenza avendo capacità di fornire tale servizio con livelli prestazionali superiori agli impianti tradizionali.

- fornire risorse di bilanciamento al sistema elettrico. I sistemi di accumulo si prestano a fornire questo tipo di servizio in maniera efficace in quanto riescono a rispondere molto velocemente rispetto alla maggior parte degli impianti di generazione alla necessità di aumentare sia l'immissione di energia elettrica, sia il prelievo. Tali esigenze di bilanciamento rapido sono particolarmente importanti per fronteggiare l'intermittenza di immissione caratteristiche della produzione eolica e le rampe di carico delle ore serali accentuate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico.

Tra le tecnologie di accumulo disponibili, per gli scopi su citati, vengono prese in considerazione:

- impianti di pompaggio;
- dispositivi di accumulo diffuso a batterie.

Gli impianti di pompaggio e le batterie presentano caratteristiche intrinseche che li rendono complementari per campo di applicazione e distribuzione territoriale. La soluzione migliore per risolvere le problematiche evidenziate è da individuare in un mix delle due tecnologie opportunamente dislocate sul territorio secondo le specifiche esigenze del Sistema Elettrico.

4.1 Nuovi sistemi di accumulo a batterie per lo sviluppo delle FRNP nel Sud Italia e nelle isole

Gli impianti di accumulo diffuso a batteria rappresentano oggi la soluzione alternativa più competitiva laddove gli impianti di pompaggio non siano realizzabili.

Tali sistemi, infatti, consentono di immagazzinare adeguati quantitativi di energia, con restituzione dell'energia accumulata per varie ore a ciclo e sono caratterizzati da:

- elevata modularità, che garantisce sia facilità di installazione che elevata flessibilità di utilizzo;
- tempi di realizzazione molto brevi, se confrontati con quelli degli impianti di accumulo di altro tipo;

- possibilità di localizzazione diffusa sulla rete anche in prossimità dei numerosi punti di immissione delle FRNP.

Sul mercato sono disponibili numerose tipologie di batterie (Ni-Cd, Li-Ion, Ni-MH, NaS, etc) che presentano diversi livelli di maturità per applicazioni industriali a costi in alcuni casi già competitivi e, comunque, con prospettive di ulteriore riduzione in ragione dell'aumento della base installata.

Al fine di consentire l'immissione in rete in sicurezza della produzione di impianti da FRNP nelle aree del Sud Italia e delle Isole ove sono maggiormente concentrate tali iniziative, in particolare nelle aree comprese tra le regioni Puglia - Campania, Puglia - Basilicata, Basilicata - Calabria e nelle Isole maggiori, sono in programma attività finalizzate all'installazione di sistemi di accumulo a batterie sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

La dislocazione geografica di tali sistemi di accumulo sarà definita opportunamente secondo le specifiche esigenze del Sistema Elettrico, in modo da facilitare il dispacciamento degli impianti FRNP sfruttando l'elevata modularità e flessibilità di utilizzo dei suddetti sistemi di accumulo.

La localizzazione sarà all'interno o in adiacenza delle aree di rispetto delle Stazioni Elettriche per cui non comporterà alcun rilevante impatto ambientale, trattandosi di apparati amovibili.

4.2 Nuovi sistemi di pompaggio per lo sviluppo delle FRNP nel Sud Italia e nelle isole

Gli impianti di pompaggio sono una tecnologia consolidata; sono stati realizzati in passato, in particolare sull'arco alpino, per far fronte a diverse esigenze di modulazione. Infatti, gran parte delle tipologie dei grandi impianti di generazione termoelettrica realizzati in passato erano modulabili con difficoltà.

La loro dislocazione geografica, prevalente nel Nord Italia, non li rende disponibili per la risoluzione delle criticità, su evidenziate, introdotte dalle FRNP. Tuttavia, da un'analisi preliminare del territorio del Sud del Paese, si evidenzia la disponibilità di numerosi siti dove è possibile installare tali impianti di accumulo funzionali agli scopi citati.

Tali impianti, se sviluppati al fine di fornire servizi di rete per il Sistema Elettrico Nazionale, sono caratterizzati da elevate prestazioni dinamiche (rampe elevate), garanzia di riserva pronta, e grande potenzialità di immagazzinamento di energia elettrica in relazione ai costi.

Inoltre, si evidenzia che gli impianti di pompaggio possono essere dimensionati in modo da offrire al sistema un utilizzo giornaliero, settimanale o mensile a seconda delle caratteristiche del sito individuato per il sistema di accumulo.

Terna ha avviato un primo screening dei bacini idrici esistenti nel centro-sud e nelle isole maggiori volto ad individuare siti idonei alla costruzione di impianti di pompaggio, di potenza rilevante, valutandone l'impatto sul sistema elettrico nazionale in funzione degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti per i prossimi anni.

In tal senso, Terna ha avviato l'analisi di fattibilità di un impianto di pompaggio da collocare sulla rete calabra al fine di garantire la dispacciabilità in sicurezza delle numerose FRNP della Sicilia e della Calabria, compensando nei periodi di basso carico l'assenza di sistemi di regolazione in particolare delle tensioni.

4.3 Ulteriori soluzioni allo studio

Nell'ambito delle attività di collaborazione con altri TSO in Europa, Terna è coinvolta nel progetto "Electricity storage system based on Liquid Air, for maximizing the integration of wind power and other RES generation into the Grid" in collaborazione col TSO Spagnolo Red Eléctrica de España e col TSO Irlandese EirGrid e numerosi partner istituzionali e privati.

5 Dimensionamento dei sistemi di accumulo diffuso e risultati attesi

Terna ha avviato le analisi che mirano a valutare l'efficacia di sistemi di accumulo diffuso volti ad ottimizzare i profili di produzione e ad assicurare i servizi di sistema necessari per massimizzare l'utilizzo degli impianti da fonti rinnovabili e minimizzare gli oneri relativi all'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento. Tali sistemi, infatti, consentono di conseguire benefici sia in termini di massimizzazione della produzione da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili), sia di ridurre l'impatto

sul sistema derivante dall'aleatorietà dell'energia immessa in rete da fonti che per loro natura sono intermittenti e non programmabili.

Il dimensionamento della capacità di accumulo diffuso prevista nel presente piano si basa sul principio di risolvere le problematiche attuali, lasciando ai successivi PdS il soddisfacimento delle ulteriori esigenze che si dovessero concretizzare nel medio/lungo termine. In particolare il dimensionamento complessivo degli impianti di accumulo diffuso, di cui gli interventi previsti nel presente documento, è stato riferito alle seguenti esigenze:

- dotarsi di adeguati margini di riserva primaria in ore piene per coprire la ridotta capacità di regolazione in rete causata dalla penetrazione delle FRNP¹ (in particolare per la repentina crescita della potenza fotovoltaica installata, per la quale si potrebbero raggiungere l'obiettivo del PAN di 8600 MW già nel corso del biennio 2011-2012);
- dotarsi di adeguati margini di riserva terziaria per coprire l'incertezza nella previsione di produzione da fonti intermittenti;
- risolvere le attuali congestioni sulla porzione di rete AT tra Campania e Puglia.

Pertanto al fine di stimare il valore di capacità dei sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica se ne sono simulati gli effetti nello scenario di breve medio termine distinguendo l'effetto prodotto da tali sistemi dal beneficio apportato dai già previsti rinforzi di rete in corso di realizzazione e autorizzati, sia in termini di mancata riduzione dell'energia rinnovabile fonte di congestioni sia in termini di aumento della sicurezza del sistema.

Il dimensionamento dei sistemi di accumulo si è basato sulla valutazione dei benefici attesi per ogni MW installato, rispetto ad uno scenario base in cui si ipotizza l'implementazione sul parco di generazione esistente delle ulteriori centrali già autorizzate. È stata simulata la produzione teorica del parco di generazione afferente le singole porzioni di rete 150kV sulla base delle curve di durata della producibilità eolica ottenute sulla base dei dati dell'energia immessa a

¹ tenuto conto dell'attuale livello di potenza installata e dell'elevato fattore di contemporaneità

consuntivo dagli impianti di generazione presenti sulle direttrici oggetto di analisi, in periodi nei quali non erano presenti limitazioni alla produzione. Tali curve di durata rappresentano, per i diversi periodi dell'anno (inverno/estate) la producibilità che statisticamente sarà raggiunta con diversi livelli di probabilità: nell'esempio sottostante la producibilità dell'87% nel periodo invernale rappresenta la media della producibilità riscontrata nel 5% delle ore con maggiore produzione, mentre, nello stesso periodo, la producibilità del 77% è stata riscontrata nel 5% di ore immediatamente successivo e così via fino agli ultimi tre scaglioni, che rappresentano il 15% delle ore con minore producibilità, che è risultata praticamente nulla.

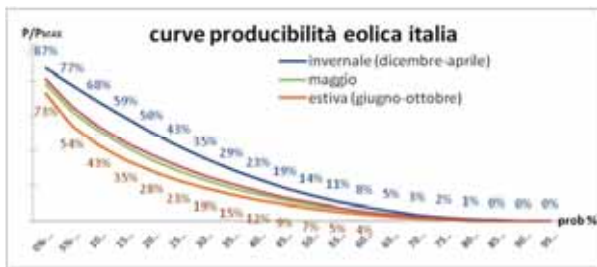


Figura 2 Curve di producibilità degli impianti eolici in Italia

In particolare, è stata determinata per ciascuna porzione di rete l'energia che può essere assorbita dai sistemi di accumulo in corrispondenza di riduzioni per congestione di rete dovuta all'elevata produzione da FRNP.

Tale valore è ottenuto considerando che l'energia tagliata in presenza di un limite di produzione pari a T è pari alla differenza, se positiva, tra la produzione attesa P in ogni scaglione di probabilità (prodotto tra la producibilità e la potenza installata) e il suddetto limite di produzione; in presenza di una capacità di accumulo pari a A, l'energia tagliata è pari alla differenza, se positiva, tra la produzione attesa P in ogni scaglione di probabilità e la somma tra il limite di produzione (l'energia "esportabile") e la capacità di accumulo A (l'energia "stoccabile"). Nell'ottica di sfruttare il massimo effetto prodotto da tali sistemi sulla rete, si è valutato il beneficio marginale di ogni MW aggiuntivo, determinando così il mix di batterie più efficace per ciascuna direttrice; ne è scaturita complessivamente una capacità pari a circa

130 MW, valore minimo utile a compensare la ridotta capacità di regolazione primaria del SEN correlata all'1,5% della capacità installata fotovoltaica, dotarsi di un adeguato margine di riserva per assicurarsi contro l'aleatorietà di produzione non programmabile (il fabbisogno di riserva per il Continente è stimato pari a circa 1200 MW e 2000 MW, rispettivamente nel 50% e nel 20% delle ore dell'anno) e ridurre sensibilmente le congestioni a livello locale.

I sistemi di accumulo saranno ubicati nelle porzioni di rete già attualmente critiche, nelle quali sarà ridotto il rischio di possibili modulazioni. Tale valutazione potrà altresì essere estesa ad altre porzioni di rete, qualora dovessero concretizzarsi criticità correlate a nuove iniziative produttive da FRNP al momento in corso di autorizzazione.

5.1 Risultati attesi

Al fine di determinare i benefici prodotti dai sistemi di accumulo di sono simulati gli effetti in uno scenario di breve termine² nell'ipotesi di esercizio radiale per metà delle ore dell'anno. Complessivamente i sistemi di accumulo diffuso permetteranno di evitare la modulazione di energia prodotta dal rinnovabile per circa 230 GWh all'anno e di evitare l'approvvigionamento di riserva sul mercato dei servizi di dispacciamento per circa 410 GWh all'anno. Gli interventi previsti nel presente documento consentiranno quindi di conseguire i benefici generali di sistema in termini di sicurezza nella gestione del sistema elettrico, mitigando gli effetti delle attuali congestioni sulla rete AT in termini di MPE.

Si ribadisce che il dimensionamento della capacità non è ispirato al principio di rimozione completa delle congestioni sulla rete AT. Tali criticità saranno definitivamente risolte grazie all'implementazione del pacchetto di sviluppi di rete già previsti e dell'evoluzione del piano di installazione di ulteriori sistemi di accumulo che si individueranno nei prossimi PdS.

² con gli impianti di produzione esistenti più quelli già autorizzati e senza i rinforzi di rete previsti dal PdS

<u>Energia Recuperata [GWh/anno]</u>	<u>11 MW</u>	<u>44 MW</u>	<u>77 MW</u>	<u>110 MW</u>	<u>132 MW</u>
<i>“Campobasso - Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito”</i>					
<i>“Benevento 2 – Montecorvino”</i>					
<i>“Foggia – Lucera – Andria”</i>	20	80	140	220	230
<i>Dorsali potenzialmente critiche nell’area Sud</i>					
<i>Dorsali potenzialmente critiche nell’area Sicilia</i>					

6 Nuovi interventi di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso nell’area Sud e Sicilia

anno: 2012/2013

Considerate le criticità introdotte dalle FRNP, presentate nel documento, si è reso necessario definire dei criteri per l’individuazione delle aree prioritarie in cui sviluppare i sistemi di accumulo, ed il relativo livello di capacità, che sarebbe necessario prevedere, a complemento delle opere di sviluppo di rete già previste, al fine di limitare il più possibile il ricorso alla modulazione della potenza eolica immessa in rete. Nel fare questo sono state considerate sia le porzioni di rete attualmente critiche, sia quelle che, essendo interessate da ingenti richieste di connessione rispetto al carico locale, potrebbero presentare delle nuove criticità in uno scenario di medio/lungo termine.

Allo stato attuale le dorsali “Campobasso - Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito”, “Benevento 2 – Montecorvino” e “Foggia – Lucera – Andria” risultano caratterizzate da una potenza installata nettamente superiore al carico sotteso e alla loro capacità di evacuazione e, a causa di ciò, sono state interessate da ripetute e inevitabili azioni di smagliatura e di modulazione della potenza immessa in rete. Per far fronte a

tali criticità, tenuto conto della grande variabilità della potenza eolica immessa in rete ma anche degli elevati fattori di contemporaneità, risulta di particolare importanza sviluppare sistemi di accumulo uniformemente distribuiti su impianti RTN esistenti, su nuove Stazioni Elettriche (SE) o su cabine MT/AT di produttori e distributori che potrebbero essere opportunamente integrate nell’ambito RTN al fine di sfruttare possibili sinergie. La localizzazione di questi sistemi di accumulo sarà all’interno o in adiacenza alle aree di rispetto delle SE o delle suddette cabine MT/AT riportate sinteticamente nelle figure allegate al presente documento.

Risulta importante precisare che il piano di sviluppo contiene un’installazione modulare e diffusa di batterie. Tali apparecchiature sono caratterizzate da una progettazione e realizzazione che ne rende più flessibile l’installazione su una molteplicità di siti; inoltre la caratteristica di amovibilità rende possibile il reimpiego di tali apparati, in base alle esigenze che si dovessero rendere necessarie nello scenario di medio/lungo termine.

6.1 Area Sud

Dorsale 150 kV “Campobasso - Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito”

Disegno allegato

Sulla dorsale 150 kV “Campobasso - Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito” risultano oggi installati impianti eolici per una potenza complessiva pari a circa 640 MW. Inoltre, sempre sulla stessa, sono stati negli ultimi anni autorizzati ulteriori parchi eolici per una potenza complessiva di quasi 120 MW, il cui parallelo si può presumere possa avvenire nel corso dei prossimi due anni.

Tale direttrice risulta oggi congestionata circa 3000 ore l’anno. La conseguente necessità di smagliare la rete ha comportato un aumento del rischio di Energia Non Fornita (ENF) agli utenti finali collegati alle CP che insistono su tale direttrice pari a 3000 h/anno. Nonostante l’azione di smagliatura della rete, che ha permesso di limitare drasticamente il ricorso alla limitazione degli impianti eolici, la MPE delle UP connesse su tale direttrice è stata pari a 152,7 GWh nel corso del 2010. Tale situazione si è venuta a creare poiché all’autorizzazione dei parchi eolici, fino all’entrata in vigore della

dell'Autorizzazione Unica (D. Lgs. 387/03), non è stata correlata l'autorizzazione degli interventi di rinforzo necessari. Per far fronte alle criticità di tali dorsali Terna ha già pianificato i raccordi tra la stazione 380 kV di Troia (entrata in esercizio il 31 Maggio 2011) e le stazioni 150 kV Celle S. Vito (iter autorizzativo avviato in data 02/08/2010) e Roseto.

Nonostante ciò, in considerazione degli elevati fattori di contemporaneità degli impianti eolici di tale area e dell'assenza di carico su tale dorsale, risultano urgenti interventi complementari al potenziamento della capacità di trasmissione.

Dorsale 150 kV "Benevento 2 – Montecorvino"

Disegno allegato

Sulla dorsale 150 kV "Benevento 2 – Montecorvino" risultano installati complessivamente circa 610 MW. Inoltre, sempre sulla stessa, sono stati negli ultimi anni autorizzati ulteriori parchi eolici per una potenza complessiva di circa 170 MW, il cui parallelo si può presumere avvenga in massimo un paio di anni.

Tale direttrice risulta oggi congestionata circa 3000 ore l'anno. La conseguente necessità di smagliare la rete ha comportato un aumento del rischio di Energia Non Fornita (ENF) agli utenti finali collegati alle CP che insistono su tale direttrice pari a 3000 h/anno. Nonostante tali azioni la MPE delle UP eoliche che insistono su tale direttrice è stata pari a 119,4 GWh nel corso del 2010.

I raccordi tra la SE 380 kV Bisaccia e la linea 150 kV "Bisaccia – Calitri" (autorizzata dalla Regione Campania in data 03/12/2010) saranno completati entro l'anno 2011 e, sempre entro il 2011, saranno conclusi i lavori di rimozione delle limitazioni della capacità di trasporto nei tratti "Benevento Ind.le – Ariano Irpino – Flumeri – Lacedonia – Bisaccia – Calitri – Calabritto – Contursi". Tali interventi porteranno importanti benefici in termini di riduzione delle congestioni e, conseguentemente, di sicurezza. Ciò nonostante, in considerazione degli elevati fattori di contemporaneità degli impianti eolici di tale area e delle numerose richieste di connessione, oltre che per le ragioni esposte nel paragrafo 3, risultano urgenti interventi complementari al potenziamento della capacità di trasmissione.

Dorsale 150 kV "Foggia – Lucera – Andria"

Disegno allegato

La provincia di Foggia risulta essere quella in cui si rendono necessarie, più di frequente, azioni di modulazione della potenza eolica immessa in rete. Su queste direttrici, sottese tra le stazioni a 380 kV di Foggia ed Andria, sono installati poco meno di 600 MW. Le criticità di questa direttrice sono inoltre complicate dall'ingente quantità di impianti FRNP installati sulle reti BT/MT, non sotto il controllo del gestore della RTN, che hanno portato ad azzerare il carico sulle CP arrivando, in alcuni casi, all'inversione dei flussi.

Tale direttrice, fino all'entrata in esercizio dei raccordi 150 kV della SE di Deliceto all'elettrodotto "Ascoli Satriano – Agip Deliceto", avvenuta il 22 maggio 2011, risultava congestionata per circa 3000 ore l'anno. Tali raccordi, grazie alla loro posizione baricentrica, consentiranno di ridurre la frequenza con cui è necessario smagliare la rete, aumentando la sicurezza e riducendo il rischio di energia non fornita (ENF) agli utenti finali collegati alle CP.

La MPE delle UP eoliche che insistono su tale direttrice nel 2010 è stata pari a 182,6 GWh. In considerazione di tale valore, che rappresenta da solo il 39% dell'intera MPE del 2010, Terna sta portando avanti con la massima priorità gli interventi di sviluppo che potrebbero contribuire a risolvere questa situazione. Per arrivare alla completa soluzione di tali criticità, parallelamente al potenziamento della capacità di trasmissione già in corso, è necessaria l'urgente rimozione degli elementi limitanti presenti su alcune cabine primarie, non di proprietà RTN, e lo sviluppo di sistemi di stoccaggio che permettano di massimizzare il dispacciamento di energia eolica senza compromettere la sicurezza del SEN.

Dorsali potenzialmente critiche nell'area Sud

Disegni allegati

Sebbene non attualmente critiche, Terna sta monitorando attentamente, alla luce delle ingenti richieste di connessione su rete AT ma soprattutto del fenomeno di inversione dei flussi e di risalita di energia prodotta dagli impianti installati su rete BT/MT, le seguenti direttrici:

- 150 kV "Foggia – Carapelle – Stornara – Cerignola – Canosa – Andria"

- 150 kV “Galatina SE - Martignano - San Cosimo - Maglie - Diso - Tricase – Galatina SE”
- 150 kV “Feroletto SE - S. Eufemia - Jacurso - Girifalco – Soverato”
- 150 kV “Rotello CP – Rotello SE”
- 150 kV “Foggia – San Severo CP – Serracapriola – San Martino in Pensilis – Portocannone - Larino”
- 150 kV “Bari Ovest –Rutigliano – Putignano – Fasano – Ostuni – San Vito – Brindisi Sud”
- 150 kV “Taranto Nord – Grottaglie – Francavilla - Mesagne - Brindisi Sud”
- 150 kV “Francavilla – Campi Salentina – Lecce Industriale - Lecce”
- 150 kV “Foggia- Trinitapoli”
- 150 kV “Foggia – Termoli”
- 150 kV “CP Melfi – Venosa – Forenza Maschito – Genzano – Tricarico – Gravina – Altamura - SE Matera”
- 150 kV “Taranto - Palagiano - Ginosa - Scanzano - Amendolara – Rossano” (Dorsale Jonica)
- 150 kV” Scandale-Crotone-Isola C.R.- Cutro-Belcastro-Simeri-Catanzaro”
- 150 kV “Scandale - Strongoli – Rossano”
- 150 kV” Cetraro - Paola - Amantea - Lamezia - Feroletto”.

6.2 Area Sicilia

Dorsali potenzialmente critiche nell’area Sicilia

Disegni allegati

La Sicilia rappresenta una delle regioni con maggior capacità installata da FRNP, grazie alla presenza di condizioni favorevoli allo sviluppo delle iniziative eoliche e fotovoltaiche, alla magliatura delle reti e ai rinforzi di rete opportunamente distribuiti: questi fattori hanno finora reso possibile il dispacciamento delle FRNP senza particolari vincoli. Il sistema elettrico siciliano è stato in grado di sostenere l’evacuazione di energia, gestendo situazioni di forte sbilanciamento tra eccesso d’offerta e richiesta a livello regionale. Grazie ad un’efficace pianificazione di nuovi interventi di sviluppo e a un’efficiente gestione dell’esercizio, il ricorso ad azioni di modulazione di unità produttive da FRNP si è reso necessario in periodi estremamente ridotti ed esclusivamente su

ristrette porzioni di rete nella parte orientale della regione.

La modulazione si è presentata nell’area di Enna e Messina per valori di energia di poco superiore a 400 MWh. Di seguito si indicano le direttrici potenzialmente critiche nello scenario di medio termine, nelle ipotesi che si dovessero concretizzare nuove iniziative produttive, al momento in corso di autorizzazione:

- 150 kV “Tempio Pausania – Assoro – Valguarnera”
- 150 kV “San Cono – Mineo – Scordia – Francofonte – Francofonte CP – Carlentini – Augusta 2”
- 150 kV “ Augusta – Sortino CP – Carlentini 2 – Vizzini – Vizzini CP – Caltagirone – Barrafranca - Caltanissetta”
- 150 kV “Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari - Sorgente”
- 150 kV “Favara – Racalmuto - Caltanissetta”
- 150 kV “Caltanissetta – Castronovo – Ciminna”.

Al fine di mantenere elevata la sicurezza nella gestione del sistema elettrico l’introduzione di sistemi di accumulo diffuso di energia apporta un ulteriore beneficio dato dalla disponibilità della riserva per la regolazione della tensione e la copertura della domanda alla punta. In considerazione dell’onere elevato dei servizi di dispacciamento richiesti per l’esercizio del sistema nella parte occidentale dell’isola, non si esclude la necessità di prevedere l’installazione di dispositivi di accumulo diffuso nell’area di Trapani.

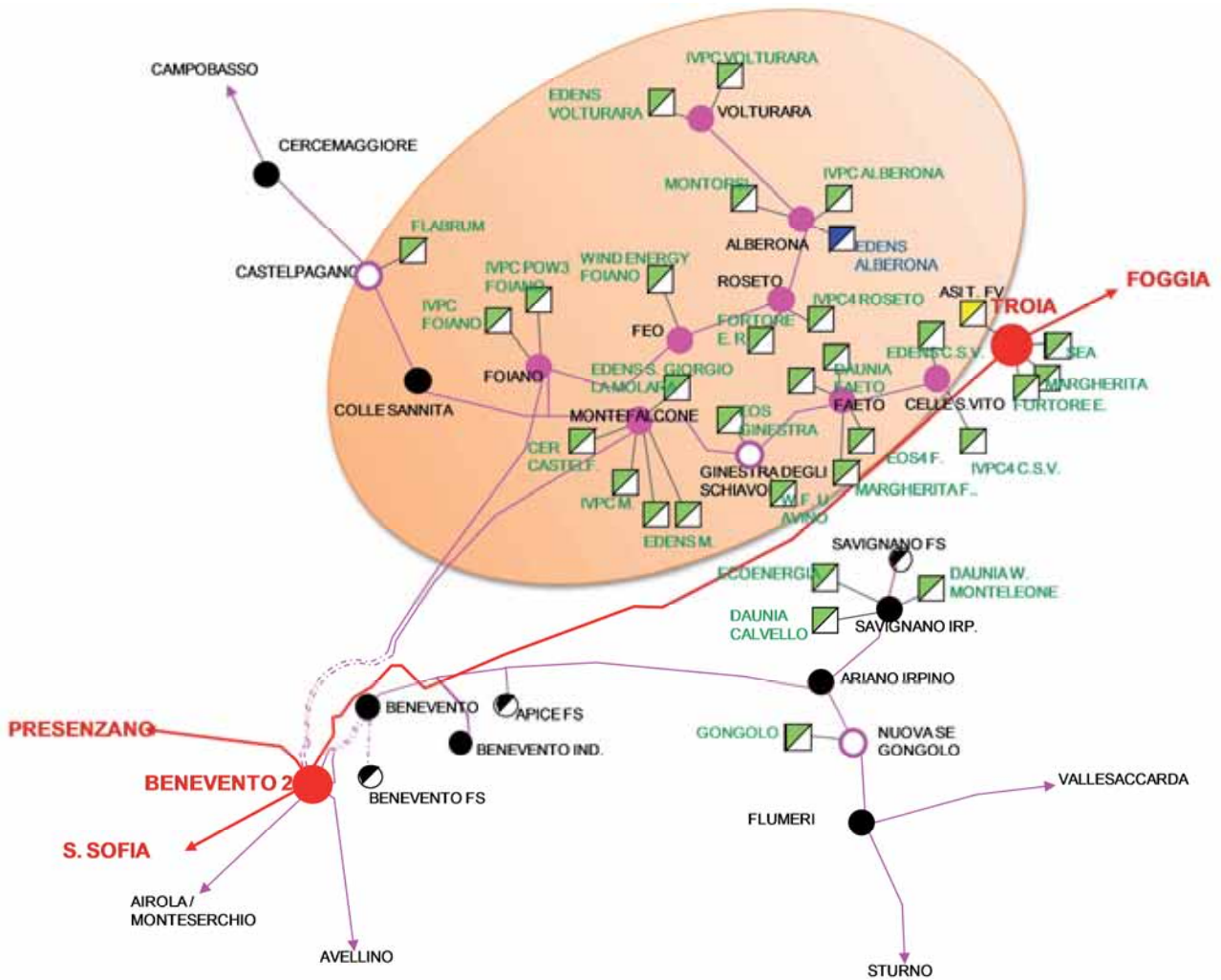
Infine, in merito alla rappresentazione grafica delle aree in cui si studierà l’installazione di sistemi di accumulo, si riporta di seguito la legenda dei simboli adottati.

<i>Elementi d'impianto</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmati</i>
Centrale Idroelettrica		
Centrale Termoelettrica		
Centrale Eolica e relativa cabina MT/AT		
Centrale Fotovoltaica e relativa cabina MT/AT		
Stazione AAT a 380 kV RTN		
Stazione AAT a 220 kV RTN		
Stazione AAT non RTN		
Stazione AT a 150 kV		
Stazione AT a 132 kV		
Cabina Primaria		
Cabina Primaria di Raccolta		
Stazione F.S.		
Utenza Industriale		

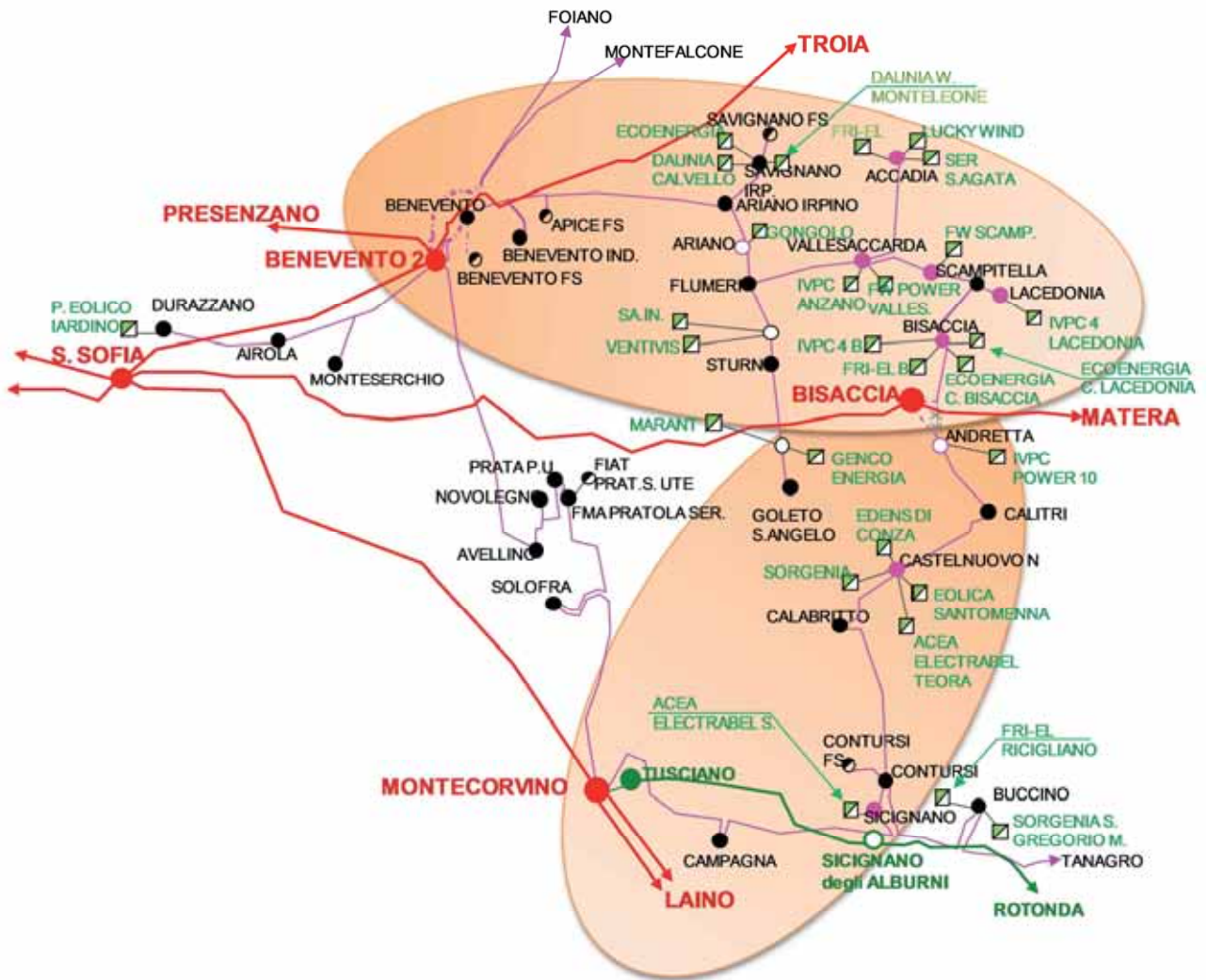
<i>Linee elettriche</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmate</i>
Linea aerea RTN a 380 kV		
Linea aerea non RTN a 380 kV		
Linea aerea RTN a 220 kV		
Linea aerea non RTN a 220 kV		
Linea aerea RTN a 150 kV		
Linea aerea RTN a 132 kV		
Linea aerea non RTN a 150-132 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a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

Disegni area Sud

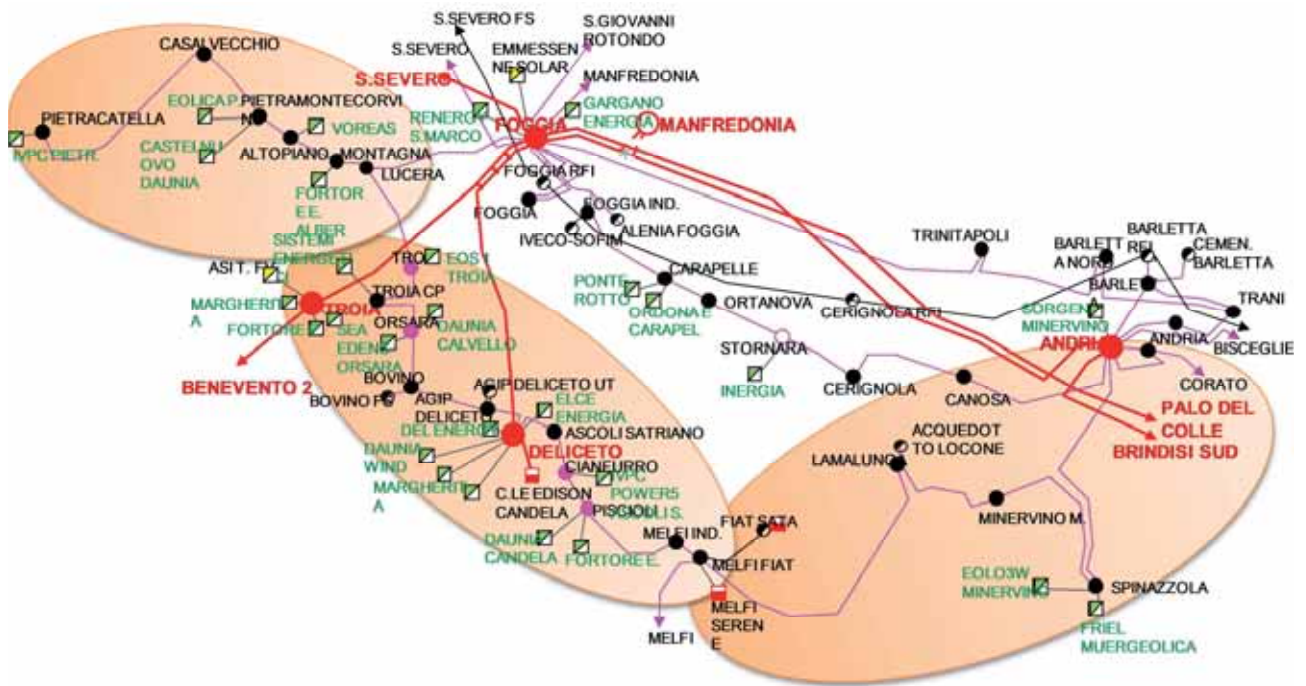
Dorsale 150 kV "Benevento – Volturara – Celle San Vito"



Dorsale 150 kV "Benevento 2 – Montecorvino"

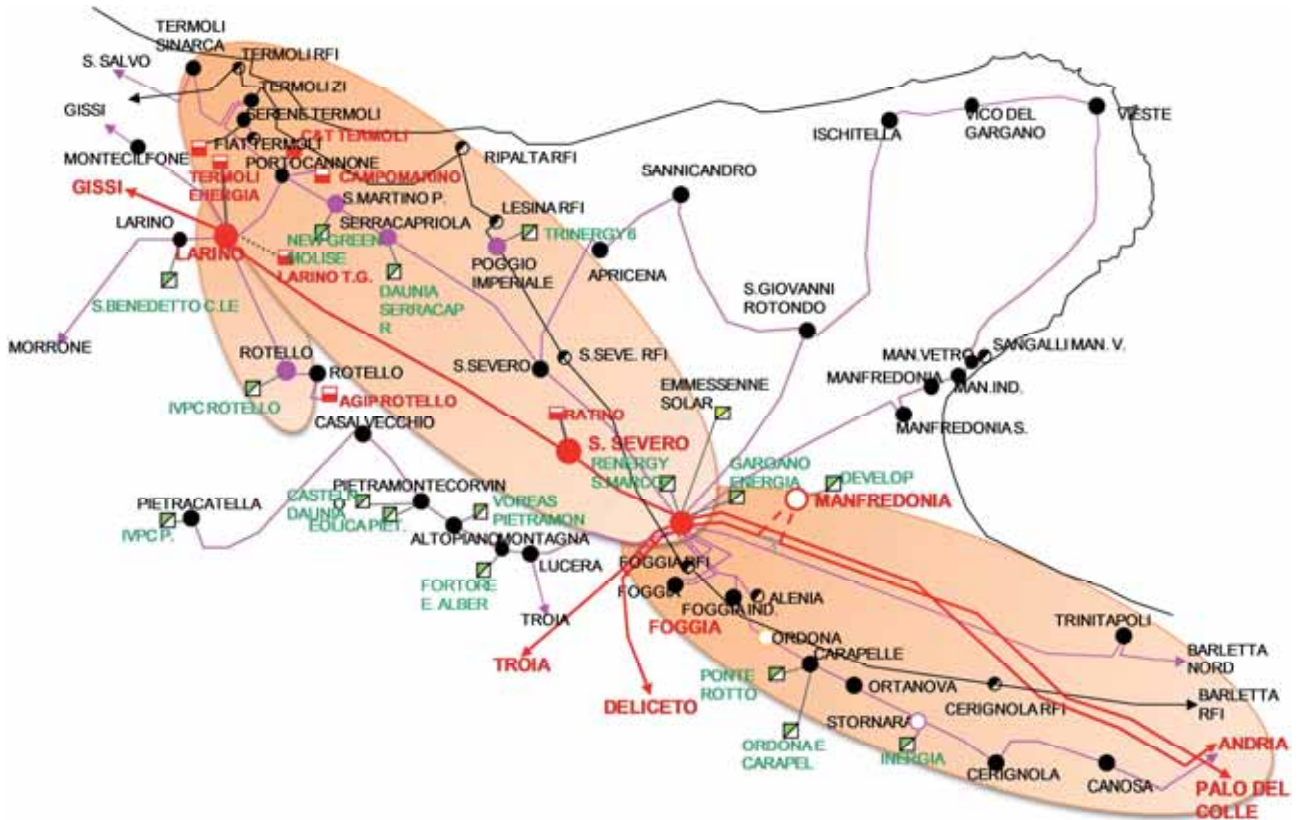


Dorsale 150 kV "Foggia – Deliceto – Andria"



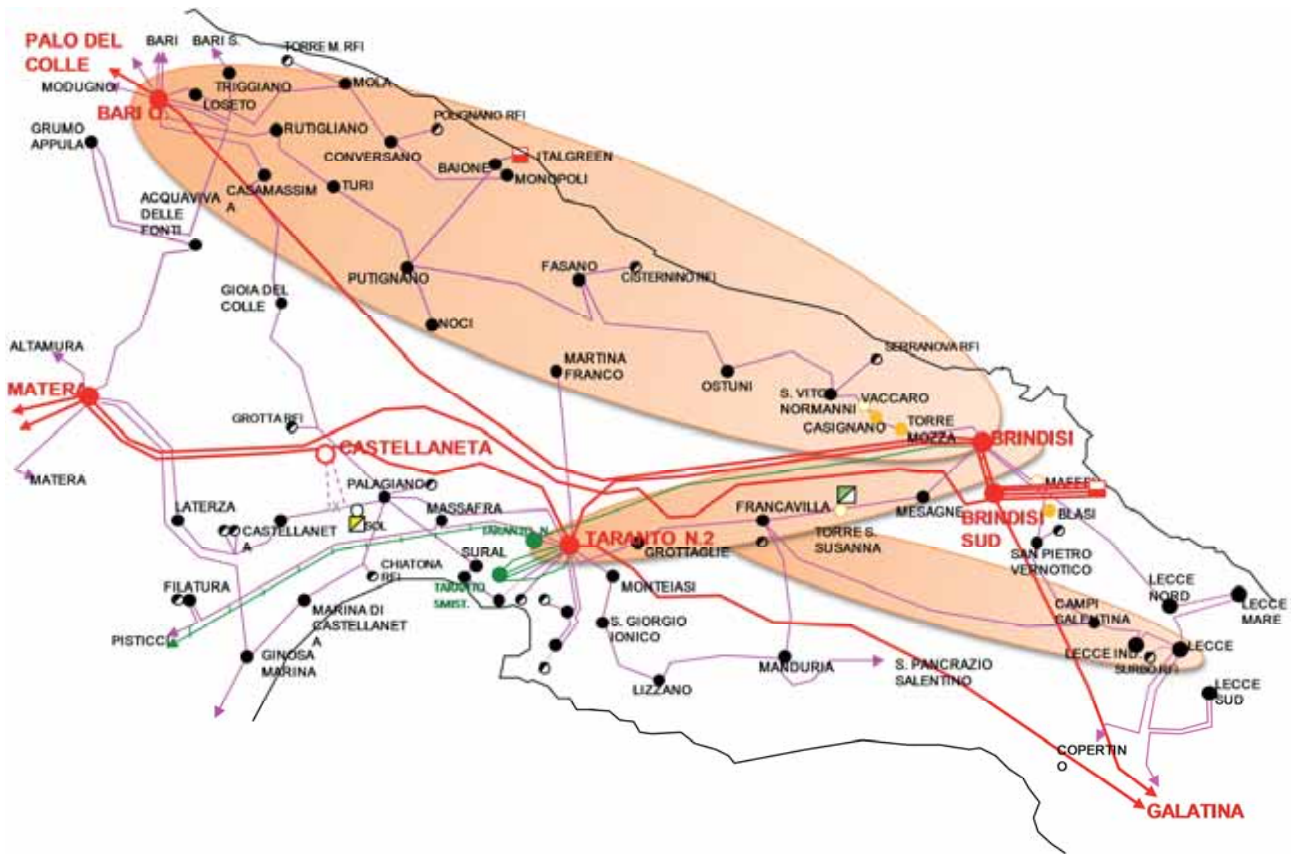
Dorsali 150 kV:

- "Foggia – Carapelle – Stornara – Cerignola – Canosa – Andria"
- "Rotello CP – Rotello SE"
- "Foggia – San Severo CP – Serracapriola – San Martino in Pensilis – Portocannone - Larino"
- "Foggia- Trinitapoli"
- "Foggia – Termoli"



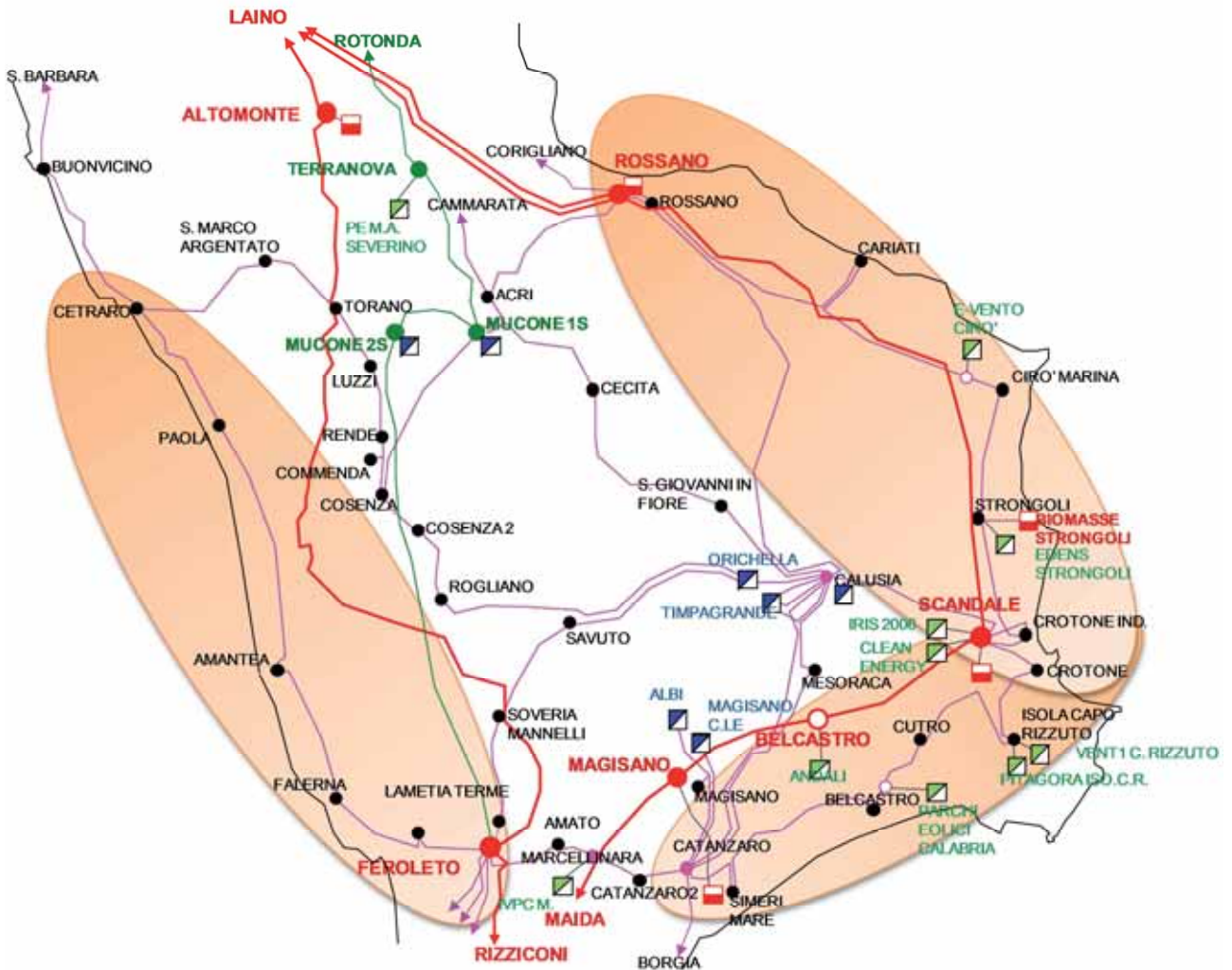
Dorsali 150 kV:

- "Bari Ovest – Rutigliano – Putignano – Fasano – Ostuni – San Vito – Brindisi Sud"
- "Taranto Nord – Grottaglie – Francavilla - Mesagne - Brindisi Sud"
- "Francavilla – Campi Salentina – Lecce Industriale - Lecce"

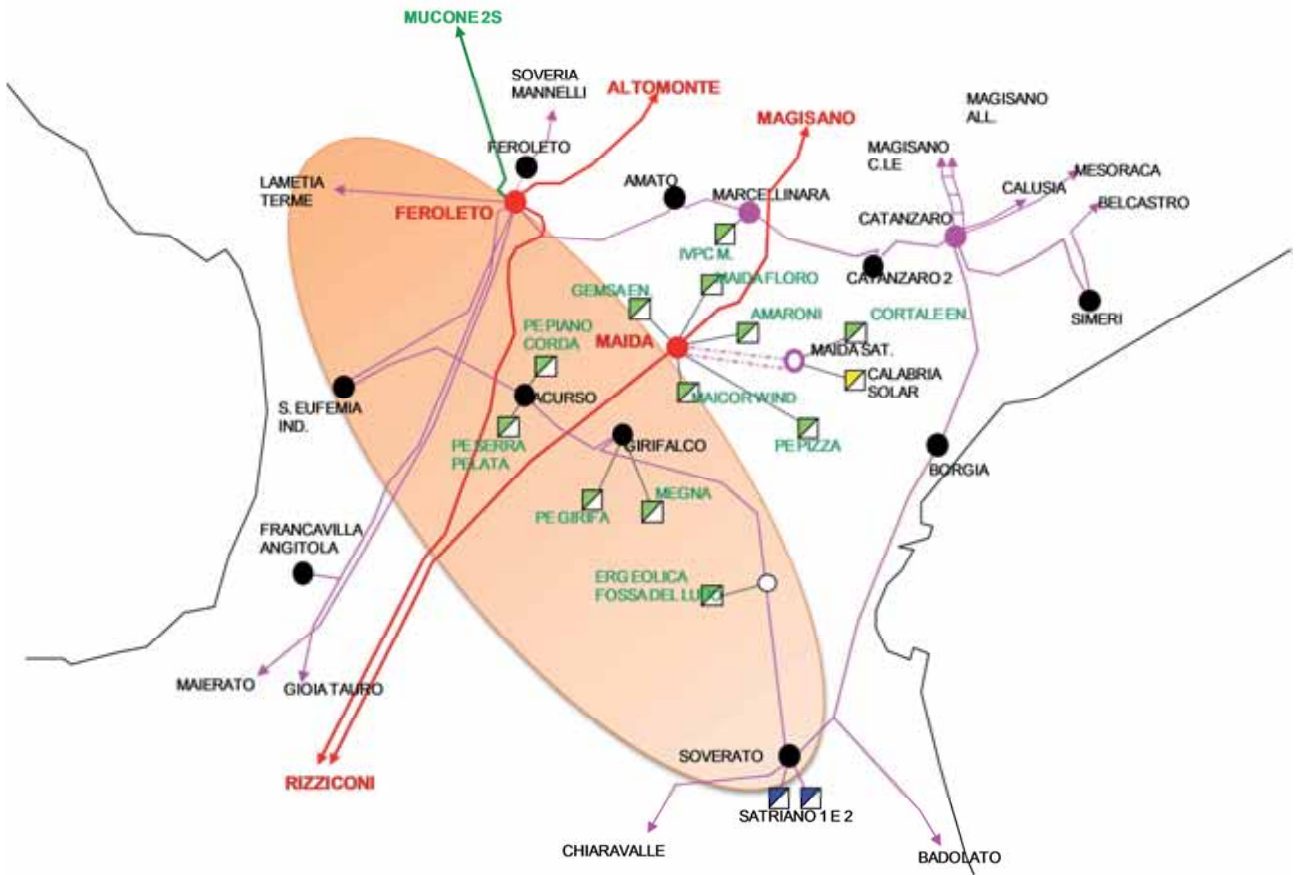


Dorsali 150 kV:

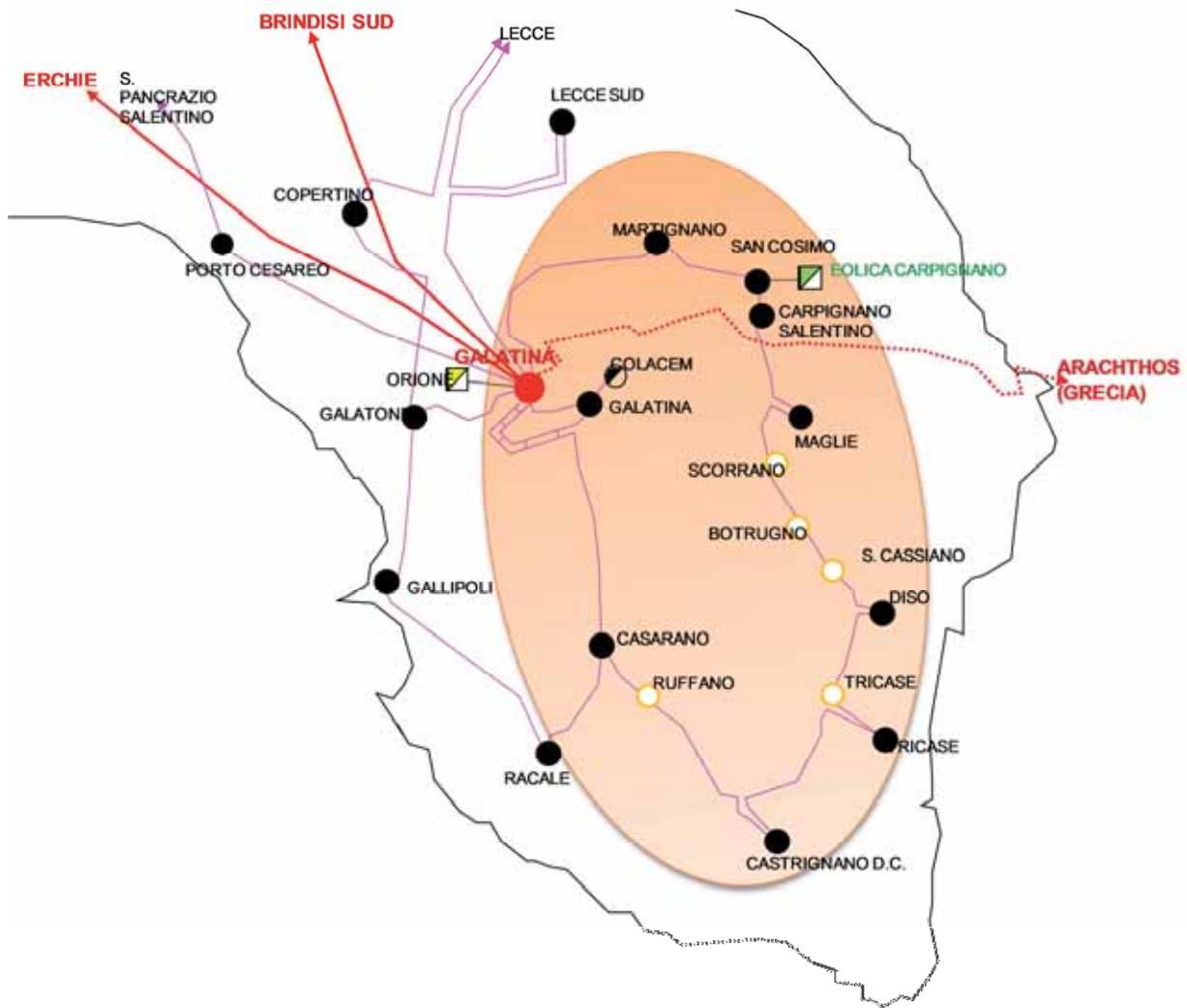
- "Scandale - Crotona - Isola C.R. - Cutro-Belcastro - Simeri - Catanzaro"
- "Scandale - Strongoli - Cirò Marina - Cariati - Rossano"
- "Cetraro - Paola - Amantea - Falerna - Lametia Terme - Feroletto"



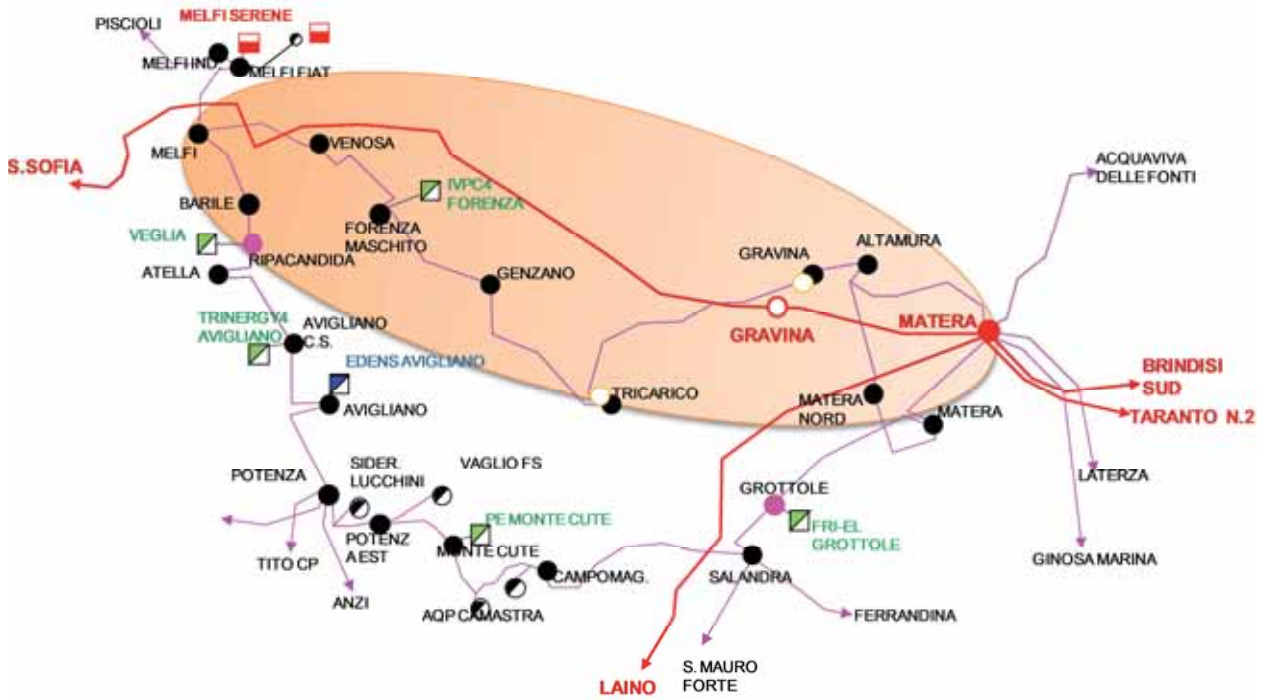
Dorsale 150 kV "Feroletto SE - S. Eufemia Ind. - Jacurso - Girifalco - Soverato"



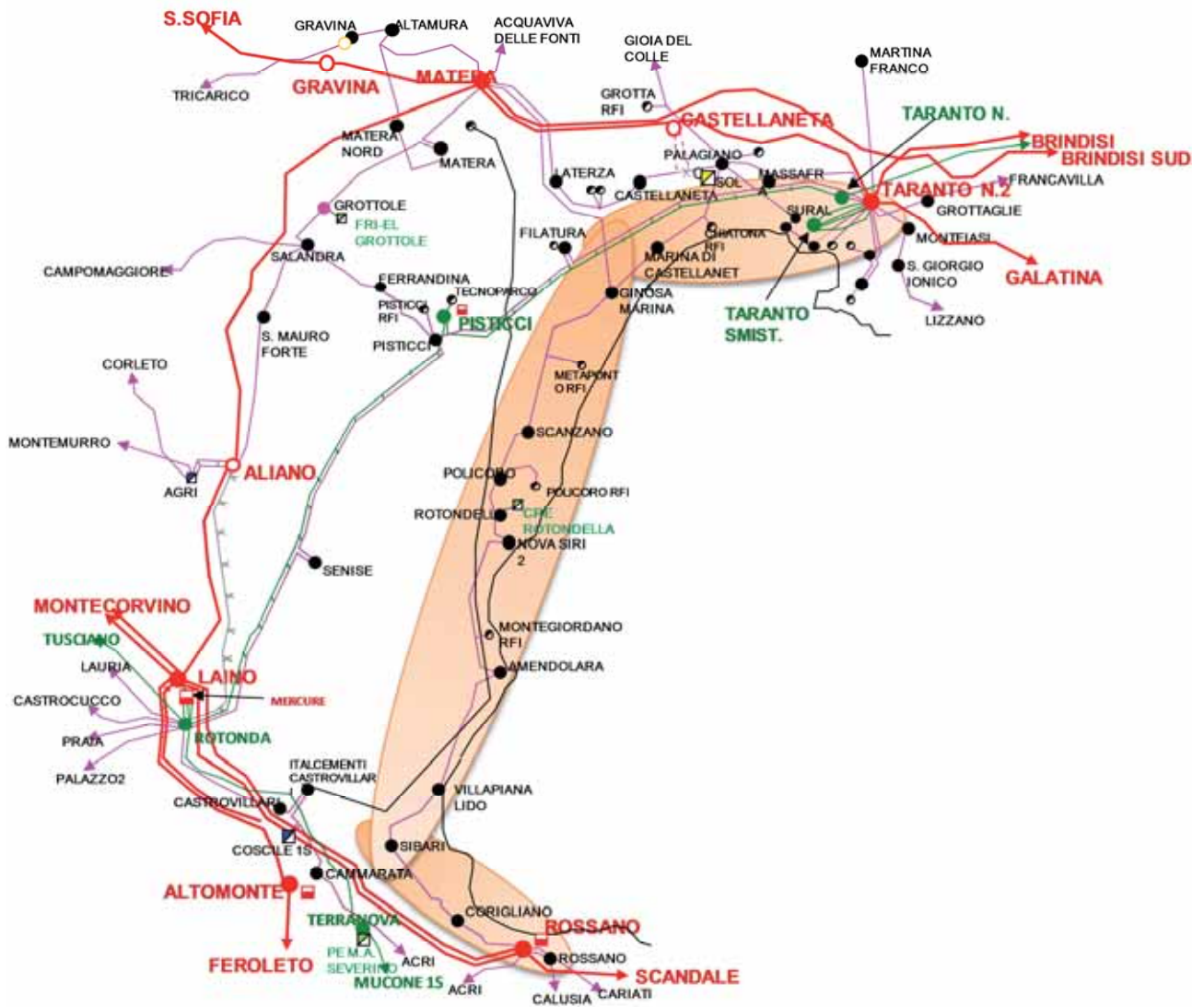
Anello salentino 150 kV "Galatina SE - Martignano - San Cosimo - Maglie - Diso - Tricase - Galatina SE"



Dorsale 150 kV "CP Melfi – Venosa – Forenza Maschito – Genzano – Tricarico – Gravina – Altamura - SE Matera"



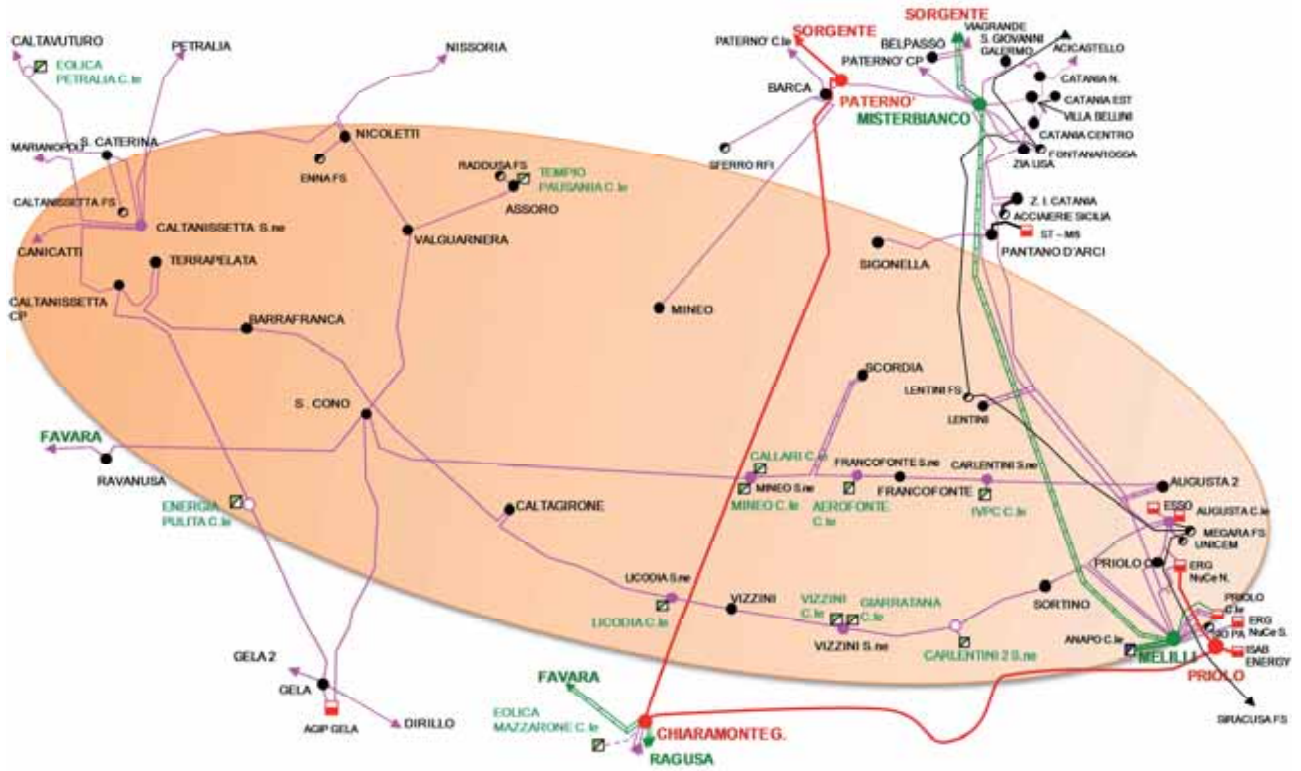
Dorsale 150 kV Jonica "Taranto - Palagiano - Ginosola M. - Scanzano - Amendolara - Sibari - Rossano"



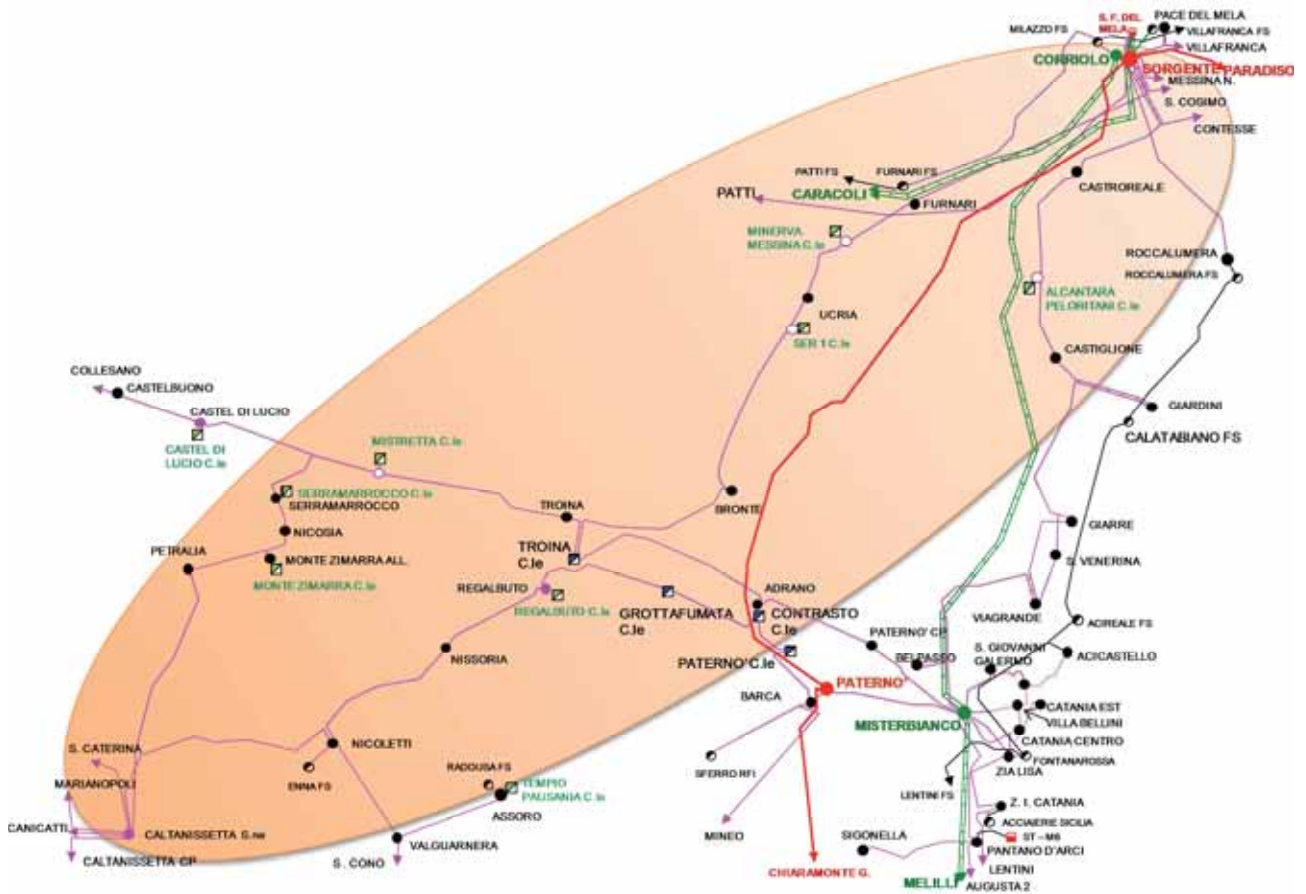
Disegni area Sicilia

Dorsali 150 kV:

- "Tempio Pausania – Assoro – Valquarnera"
- "San Cono – Mineo – Scordia – Francofonte – Francofonte CP – Carlentini – Augusta 2"
- "Augusta – Sortino CP – Carlentini 2 – Vizzini – Vizzini CP – Caltaqirone – Barrafranca – Caltanissetta"



Dorsale 150 kV "Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari - Sorgente"



Dorsali 150 kV

- "Favara – Racalmuto – Caltanissetta"
- "Caltanissetta – Castronovo – Ciminna"

