

Allegato 2

Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati

1 Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati

1.1 Attuali criticità di esercizio della rete

Il processo di pianificazione delle esigenze di sviluppo della RTN parte dall'esame delle problematiche che già attualmente caratterizzano l'esercizio della rete.

L'evoluzione nel corso del 2013 dello stato del sistema elettrico in Italia conferma in gran parte i trend già alla base dei precedenti Piani di Sviluppo:

- si confermano le congestioni sulla sezione di rete tra zone Sud/Centro Sud, dovute alla produzione da fonte convenzionale CCGT e rinnovabile installata al Sud, con un prezzo della zona Sud che si conferma più basso anche rispetto alla zona Nord;
- permane l'attuale struttura zonale che ribadisce, nella zona Sud, la presenza dei poli limitati di Brindisi, Foggia e Rossano;
- permane il differenziale di prezzo tra Italia ed estero; nei periodi di basso carico per ragioni di sicurezza si confermano valori di transiti ridotti sull'interconnessione della frontiera Nord soprattutto in concomitanza di elevata contemporaneità di generazione fotovoltaica;
- l'analisi dei profili di tensione nelle stazioni elettriche connesse sulla rete primaria evidenzia mediamente un profilo di tensione nel 2013 paragonabile ai valori del 2012, anche se permangono criticità legate a valori elevati di tensione (riduzione impegno linee AAT per riduzione del carico netto visto dalla rete primaria) in particolare in condizioni di basso fabbisogno ed elevata produzione da generazione distribuita.

A causa della crescente penetrazione di nuovi impianti alimentati a fonte rinnovabile nel Sud, si determinano fenomeni di trasporto sulla rete di sub-trasmissione che, in assenza dei rinforzi di rete previsti e al fine di garantire adeguati margini di sicurezza per il corretto esercizio del sistema elettrico, impongono la necessità di riduzione delle immissioni FER.

Inoltre, per la prima volta in modo significativo, nel 2013 la sempre maggiore diffusione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili ha fatto emergere, in situazioni particolarmente critiche di basso carico ed alta contemporaneità di produzione fotovoltaica ed eolica, fenomeni di congestioni su rete AAT tra zone di mercato in direzione Sud-Nord e problemi di bilancio carico generazione in particolare sulle sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord, che hanno reso necessario limitare la produzione da FER.

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

1.1.1 Sicurezza di esercizio

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

I dati in esame sono il risultato di simulazioni di rete effettuate ogni quarto d'ora in tempo reale relativamente ai mesi compresi tra luglio 2012 e giugno 2013.

L'assetto di rete in tempo reale considerato, è determinato dalla reale disponibilità degli elementi di rete, tenendo conto anche degli eventuali fuori servizi programmati. Ai fini dell'elaborazione relativa alla rete 380-220 kV, sono stati considerati gli effetti dei dispositivi di telescatto. I telescati, dispositivi che intervengono su evento, operando il fuori servizio automatico di impianti critici, pur non rappresentando una contromisura di tipo strutturale, possono contribuire a ridurre o, in alcuni casi, annullare parte delle criticità evidenziate. Va tuttavia sottolineato, che l'intervento di tali dispositivi può influenzare la flessibilità del sistema elettrico a fronte di eventi dinamici, riducendo i margini di sicurezza del sistema. Inoltre, nell'analisi della rete primaria 380 kV-220 kV, non si è tenuto conto dei possibili assetti adottabili dalla rete AT a 150-132 kV a seguito di eventi che determinano il funzionamento in N-1 della rete primaria.

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

L'area Nord-Est del Paese, in particolare le aree del Veneto e del Friuli Venezia Giulia, continua ad essere caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato. Nella suddetta porzione di rete, tali problematiche risultano essere ridotte,

anche in maniera considerevole, dell'effetto dei dispositivi di telescatto.

In Lombardia i rischi di sovraccarico su rete primaria sono causati dalla limitata capacità di trasporto delle arterie che collegano la Regione con l'area Nord-Ovest e dalla rete che alimenta la città Capoluogo.

Nell'area Nord – Ovest le direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale e quelle interessate dal trasporto della produzione convenzionale verso i centri di consumo della Lombardia e dell'Emilia, sono interessate da elevati transiti di potenza. L'effetto dei dispositivi di telescatto riduce, anche in maniera considerevole le problematiche nella suddetta porzione di rete. In Liguria, le linee verso la Toscana risultano in alcuni casi al limite di sicurezza. Si evidenziano, infine, i sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti 380 kV del Piemonte e della Liguria occidentale.

Nell'area dell'Emilia e della Toscana si riscontrano sovraccarichi delle linee a 380 e 220 kV interessate dal transito dell'energia tra le sezioni Nord – Centro Nord. Risultano inoltre eventi di sovraccarico che interessano le arterie 220 kV dell'Umbria nonché evidenti sovraccarichi delle trasformazioni afferenti gli impianti della rete primaria nella zona Adriatica.

Nel Sud si concentrano il 52% dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale; la rete a 380 kV tra Campania e Puglia, in particolare le arterie tra le stazioni di Benevento 2, Troia e Foggia, risulta essere interessata da consistenti fenomeni di trasporto di

energia che dai poli di produzione della Puglia viene convogliata verso le aree di carico della Campania e del Centro Italia. Inoltre, sono di significativa importanza i sovraccarichi sulla 380 kV e 220 kV della Campania, considerato che quest'ultima contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di potenza dai poli di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. In tal senso, si evidenziano sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti della medesima area.

Sulla porzione di rete primaria tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 380 kV "Laino–Montecorvino". Sono presenti inoltre eventi di sovraccarico sulle arterie 380 kV della Calabria ionica. Tali effetti sono ridotti dall'intervento dei dispositivi di telescatto.

In Sicilia si registrano eventi di sovraccarico diffusivi relativamente alla rete a 220 kV, sulla quale attualmente confluisce buona parte della produzione interna alla Regione. In particolare problemi si riscontrano sulle arterie tra i centri di carico di Palermo e Messina e sulle linee afferenti il polo di produzione di Priolo.

Simulazioni di rete: lug-12 / giu-13
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

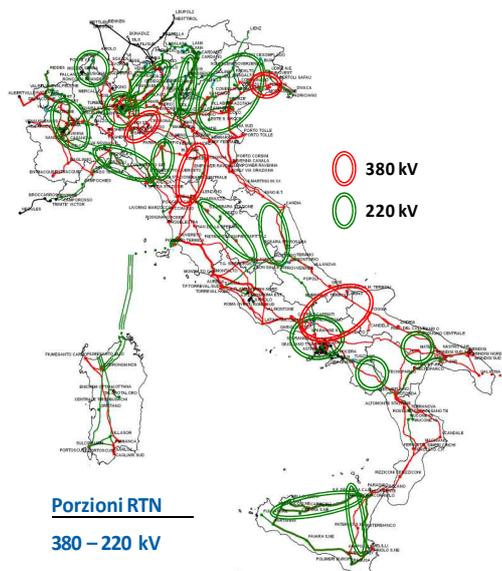
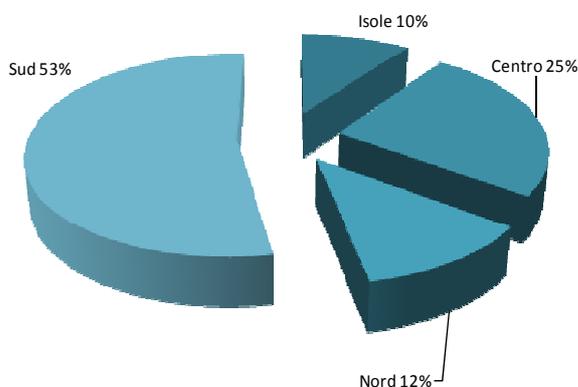


Figura 1 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380 – 220 kV

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

In particolare le simulazioni si riferiscono al terzo mercoledì di Luglio 2012 e di Gennaio 2013 alle ore 10.30 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescati su import e poli di produzione limitata.

Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità di alcune arterie AT del Nord-Est, del versante adriatico e della Sicilia, aree dove la rete secondaria a 150 – 132 kV ha anche la funzione di trasporto, in particolare in condizioni N-1.

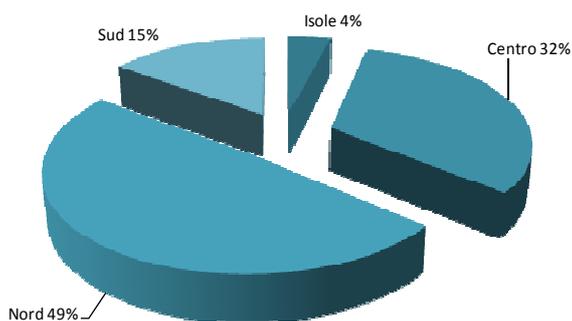
Terzo mercoledì Lug-2012/Gen-2013, % Contingenze in N-1 su totale*

Simulazioni di rete:

% sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee

% sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

100% = numero totale di violazioni



* Simulazione alle ore 10:30

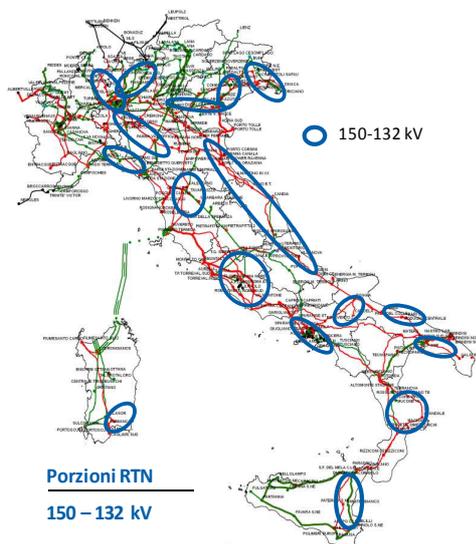


Figura 2 - Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria

1.1.2 Continuità di alimentazione

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

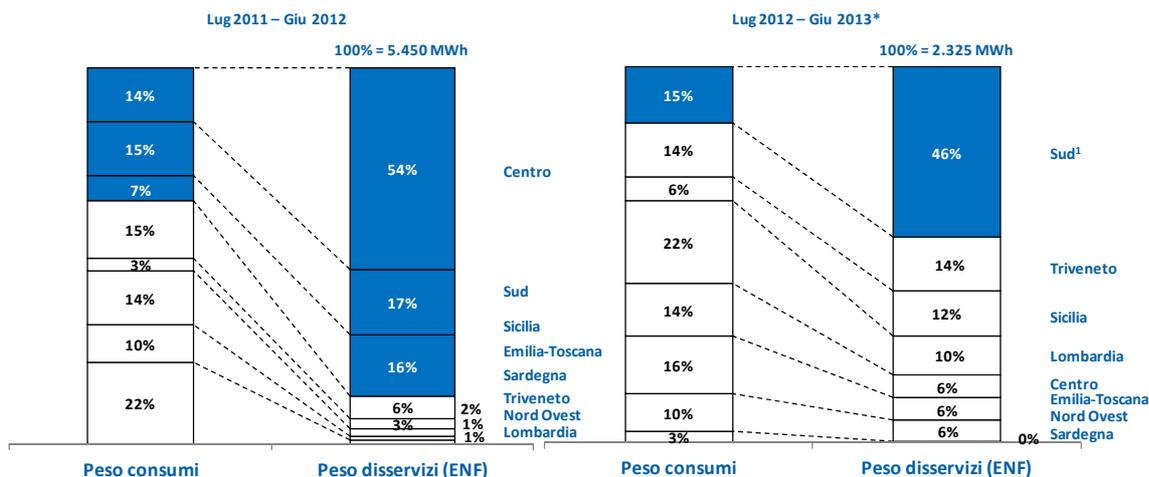
L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete più critiche in termini di necessità di sviluppo.

Criticità interessano anche i centri urbani di Roma, Milano, Napoli e Firenze, dove la densità dei consumi risulta maggiore.

I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Tali criticità sono espresse nel dettaglio degli interventi previsti nel PdS 2014 e nel documento "Avanzamento piani precedenti", che descrivono le soluzioni di sviluppo programmate (in particolare nuove stazioni AAT/AT e potenziamento degli impianti esistenti) in risposta ai problemi di rete riscontrati già oggi e previsti in futuro.

Nella Figura 3 sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2012 e Giugno 2013 hanno registrato livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica peggiori correlate ai relativi tassi di domanda.

Quasi la metà dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le regioni del Sud. Causa dei disservizi è da imputare anche ad elementi di rete (non solo di trasmissione) in condizioni non sempre ottimali, a ridotti livelli di magliatura della rete ed a capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico.



*Fabbisogno periodo 319 TWh.

¹ Il giorno 28 Novembre 2012, in seguito a eccezionali condizioni climatiche, si sono verificati numerosi disservizi che hanno comportato un ENF di circa 600 MWh di Cementir.

Figura 3 - Continuità del servizio di alimentazione

1.1.3 Qualità della tensione

In ciascun nodo di una rete elettrica si verificano variazioni lente di tensione legate alle modifiche periodiche del carico¹ e della potenza generata dalle centrali², in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione.

Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e l'incremento del transito su altri componenti di rete che ne consegue, contribuiscono a far variare, in genere in diminuzione nei periodi caratterizzati da richiesta in potenza elevata, la tensione ai nodi nelle rispettive zone di influenza.

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

Il livello di tensione è importante per la qualità del servizio, proprio per questo Terna, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Queste analisi mostrano che negli ultimi quattro anni, le tensioni si sono mantenute nell'intervallo di circa $\pm 5\%$ attorno al valore di esercizio di 400 kV.

Per l'anno 2013 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno alla media di circa 4,61 kV. La generale costanza della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio

elettrico, benché si noti un generale aumento dei valori massimi di tensione talvolta anche superiori ai limiti previsti nel Codice di Rete³, principalmente legato alla riduzione generalizzata dei consumi per effetto della crisi e alla crescita della generazione distribuita.

La Figura 4 riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN⁴, nel periodo 2007 – 2013.

Si osserva che, negli ultimi anni, con azioni correttive di ri-dispacciamento delle produzioni (peraltro disponibili in numero e capacità maggiore) o di variazione degli assetti della rete, il livello di tensione è stato controllato sempre più efficacemente.

Nell'ultimo anno le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul MSD, si sono mantenute generalmente buone, sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, con un valor medio di circa 404 kV per i nodi della rete a 400 kV, evidenziando comunque un leggero trend in riduzione negli ultimi 2 anni.

³ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

⁴ Per l'anno 2013 i valori massimi e minimi sono stati calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

¹ Tra le ore diurne e notturne (cicli giornalieri), i giorni feriali e festivi (cicli settimanali), i mesi estivi e invernali.

² Giornaliera, settimanale, stagionale.

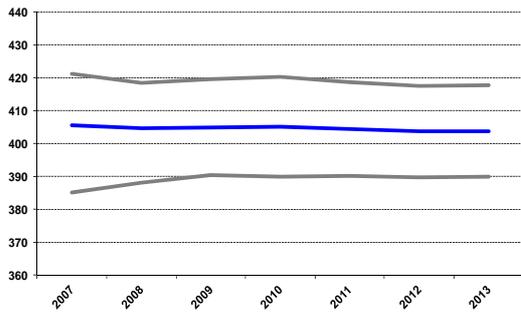


Figura 4 - Range di variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 2007 al 2013 (kV)

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

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

La Figura 5 e la Figura 6 riportano rispettivamente l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 400 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

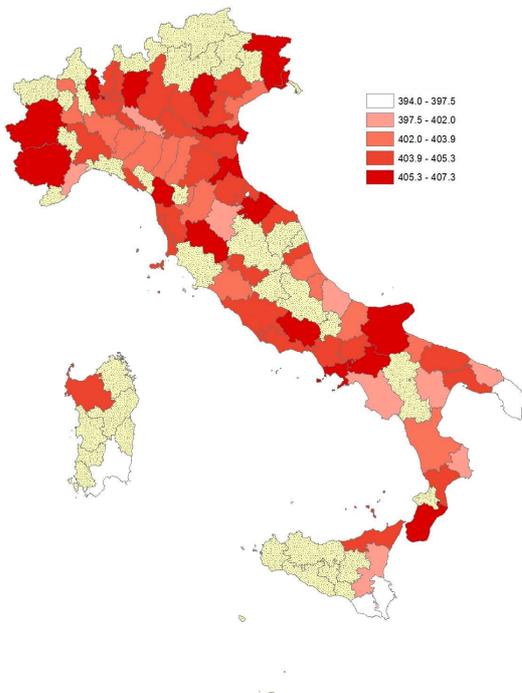


Figura 5 - Distribuzione territoriale delle tensioni - valori medi (kV) (Luglio 2012- Giugno 2013)

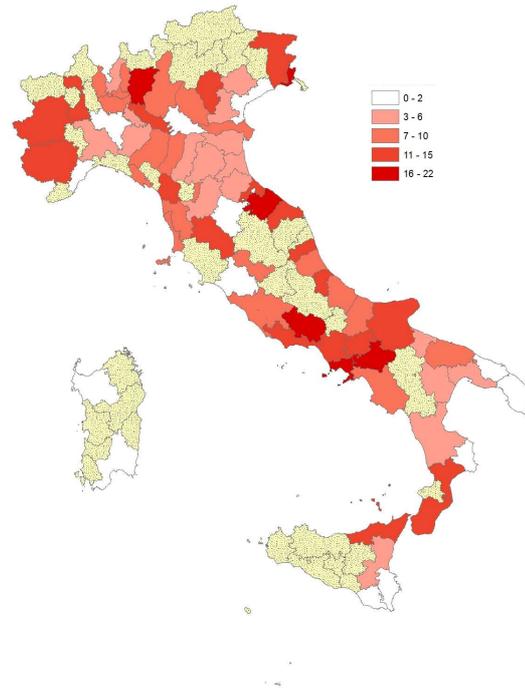


Figura 6 - Distribuzione territoriale delle tensioni - frequenza (%) con valori di tensione >410 kV (Luglio 2012 - Giugno 2013)

Nella Figura 7 sono elencati i nodi della rete nazionale a 400 kV i cui valori di tensione più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV (la soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituisce per Terna un riferimento per la programmazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra luglio 2012 e giugno 2013.

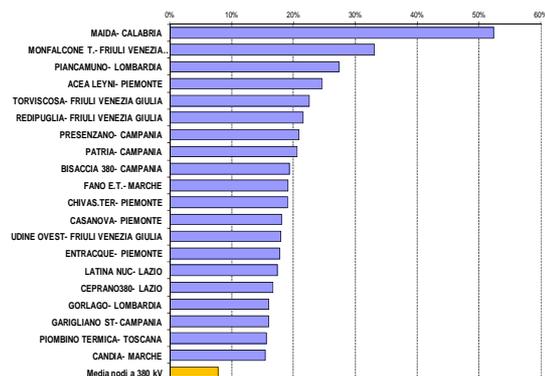


Figura 7 - Andamento della tensione nei nodi critici - tensioni alte (Luglio 2012 - Giugno 2013)

Si notano valori di tensione elevati nel Friuli Venezia Giulia, Piemonte e Campania. Anche nel Lazio, la ridotta presenza di capacità regolante determina valori di tensione elevati in condizioni di basso carico.

Nella Figura 8 sono riportati invece i nodi 400 kV in cui la tensione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, è risultata inferiore al valore di attenzione di

390 kV nel periodo compreso tra luglio 2012 e giugno 2013.

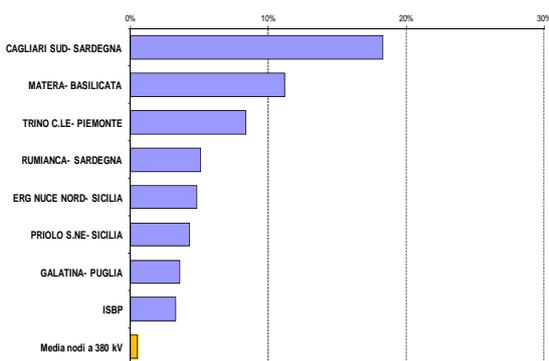


Figura 8 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse (Luglio 2011 – Giugno 2012)

Il fenomeno riguarda le aree di rete scarsamente magliate, interessate da ingenti transiti di potenza e dalla presenza di stazioni con elevati livelli di carico.

Relativamente alle suddette problematiche l'installazione di apparati di stazione che regolano la tensione (reattanze e banchi di condensatori) sta consentendo da una parte di migliorare i profili di tensione nelle aree critiche, e dall'altra di ridurre la necessità di ricorrere all'approvvigionamento di specifiche risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

1.1.4 Impatto sul sistema elettrico della produzione da FRNP

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati da uno sviluppo rapido ed imponente e da una diffusione sempre più estesa e capillare degli impianti di generazione elettrica da fonte energetica rinnovabile non pienamente programmabile (FRNP). La progressiva crescita di capacità installata ha riguardato la fonte eolica nel corso dell'ultimo decennio e soprattutto la generazione fotovoltaica nell'ultimo quinquennio (Figura 9).

Anche nel corso del 2013⁵ prosegue la crescita della generazione da fonti rinnovabili ma con trend più ridotti con circa 2 GW di potenza fotovoltaica e 0,4 GW di potenza eolica installata.

L'aumento della potenza installata, per la fonte eolica sulla rete di trasmissione a livello AT e per gli impianti fotovoltaici (oltre il 90%) sulla rete di distribuzione ai livelli MT e BT, ha un impatto rilevante non solo sulla rete di distribuzione, ma anche su estese porzioni della rete di trasmissione ai livelli di tensione superiore e più in generale sulla gestione del sistema elettrico nazionale nel suo complesso.

⁵ Dati provvisori Terna.

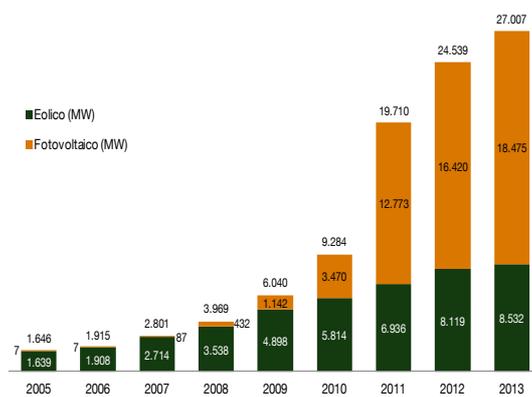


Figura 9 - Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2005-2013 (MW)

In tale contesto, la forte penetrazione degli impianti di produzione da FRNP, in particolare quella da fotovoltaico, comporta spesso fenomeni di risalita di energia dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione nei periodi di elevata produzione e basso fabbisogno locale.

Gli impianti di cui sopra sono infatti spesso concentrati in aree con basso fabbisogno, il che determina in particolari periodi, una risalita verso le reti AT dell'energia prodotta. Per dare una quantificazione del fenomeno descritto, sulla rete di Enel Distribuzione è stata riscontrata nell'anno 2013 (progressivo a Novembre 2013) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% del tempo in un totale rispettivamente di 1019⁶ e 750 cabine primarie, in aumento rispetto agli anni 2010, 2011 e 2012 (cfr. Figura 10).

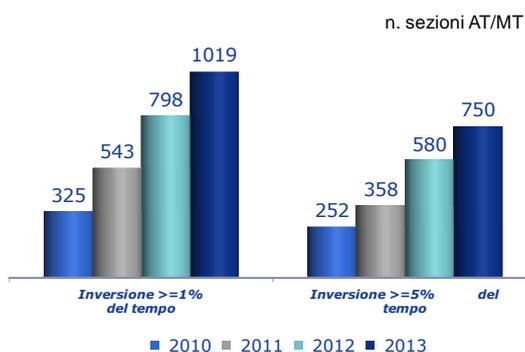


Figura 10 - Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (fonte: Enel Distribuzione - 2013 dati provvisori)

I fenomeni sopra citati, compresa la risalita di potenza dalle cabine primarie sulla rete AT, contribuiscono a produrre, come prima conseguenza, un possibile aumento delle congestioni locali, in particolare sulle porzioni di rete AT caratterizzate da elevata densità di produzione distribuita rispetto all'entità del carico elettrico locale e scarsa magliatura di rete.

⁶ Circa un terzo del totale delle cabine AT/MT di Enel distribuzione (circa 3200).

A un livello più alto, si è registrato un progressivo aumento delle congestioni anche sul sistema di trasporto primario in AAT, che determinano una minore efficienza complessiva in esito ai mercati con la formazione di “oneri da congestione” a carico del sistema derivanti dall’utilizzo di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti.

I problemi di congestione si sono resi maggiormente evidenti e critici nell’area centro-meridionale ed insulare del Paese dove si concentra la gran parte delle installazioni di impianti da FRNP e dove la rete presenta un minor livello di magliatura e una più limitata capacità di trasporto.

A livello di gestione del sistema elettrico nel suo complesso, come meglio descritto nel seguito, si sono presentate nuove ed importanti problematiche di mantenimento dell’equilibrio complessivo tra produzione, carico e scambi con l’estero, nonché criticità in termini di disponibilità della necessaria riserva di regolazione e rischi per la sicurezza e integrità del sistema.

Congestioni di rete AT ed AAT

Tra le criticità cui si è accennato, risultano particolarmente significative le congestioni di rete, che se negli ultimi anni si sono manifestate frequentemente su alcune porzioni della rete a 150 kV, a causa della ridotta capacità di evacuazione di tutta l’energia prodotta dagli impianti da FRNP, ora interessano in modo significativo anche la rete in AAT.

Nel corso degli anni 2009-2012 (cfr. Figura 11), infatti, si è assistito ad una progressiva riduzione della Mancata Produzione Eolica (MPE), che nel corso del 2012 ha avuto un’incidenza sulla totale produzione eolica pari a circa l’1%. Come sopra indicato, in tale periodo sul valore dell’MPE incidono quasi esclusivamente le congestioni sulla rete AT.

Nel corso del 2013, invece, si è evidenziata la componente della mancata produzione eolica dovuta a congestioni sulla rete AAT tra zone in direzione Sud-Nord e problemi di bilancio generazione/carico prevalentemente sulle sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord in situazioni di basso carico ed alta contemporaneità di produzione fotovoltaica ed eolica.

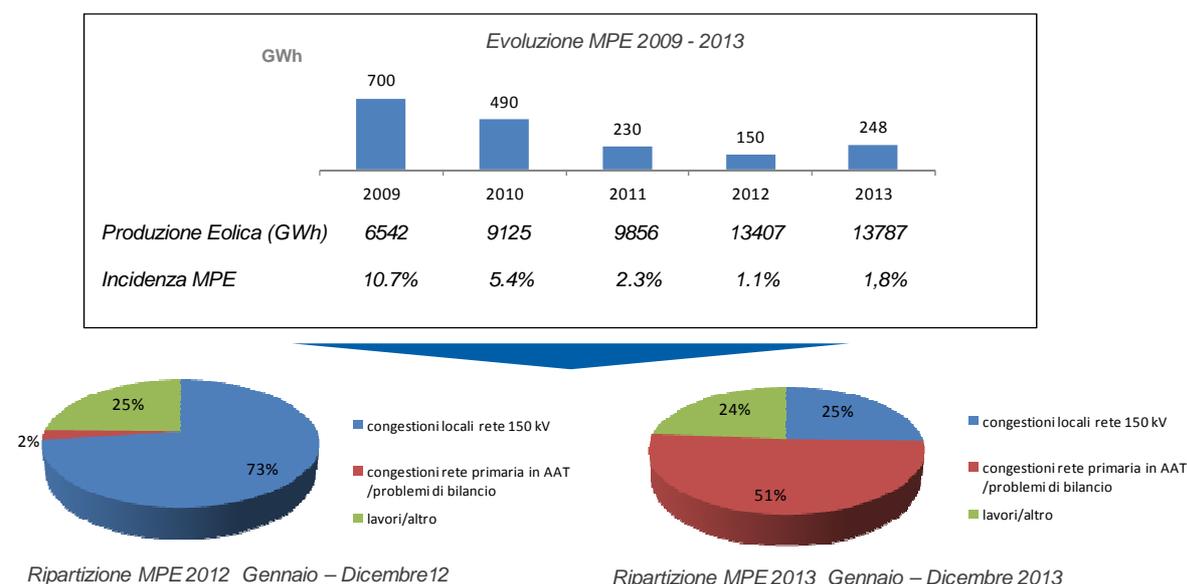


Figura 11 - Mancata produzione eolica (MPE) 2013 – dati provvisori impianti connessi rete AT

Il problema delle congestioni locali resta comunque confermato anche per il 2013. Come si osserva in Figura 12, le zone della rete AT attualmente critiche, in relazione a vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, sono concentrate al Sud, in particolare lungo le direttrici AT a 150 kV tra Puglia e Campania.

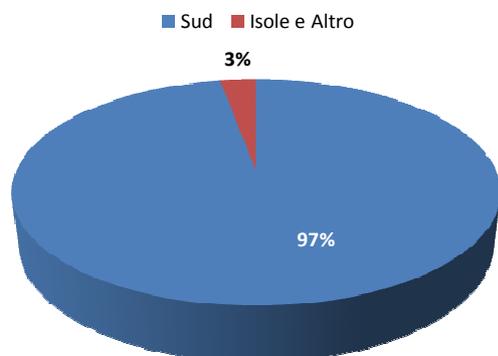


Figura 12 - Dettaglio regionale localizzazione Mancata Produzione Eolica (MPE) 2013 – dati provvisori

In queste aree negli anni passati sono stati realizzati da Terna importanti interventi di adeguamento e rinforzo della rete, tra i quali si segnalano quelli completati nel corso degli ultimi anni:

- sulla direttrice 150 kV “Benevento II-Bisaccia-Montecorvino”:
 - nuova SE 380/150 kV di Bisaccia e raccordi 150 kV alla linea “Bisaccia – Calitri”;
 - installazione terzo ATR 380/150 kV nella SE 380/150 kV di Bisaccia;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Bisaccia – Calitri”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Benevento II - Benevento N.”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Benevento N.- Benevento Ind.”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Ariano Irp.-Flumeri - Vallesaccarda”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Ariano Irp.-Benevento Ind.”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Campagna - Montecorvino” (I step);
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Castelnuovo – Calabritto”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Calabritto – Contursi”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Lacedonia- Bisaccia”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Vallesaccarda-Scampitella- Lacedonia”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Campagna – Sicignano - Contursi”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV” Buccino-Tanagro”

- potenziamento elettrodotto 150 kV “Flumeri – Lacedonia – Contursi” (completamento tratti limitanti);
- sulle direttrici 150 kV “Benevento II – Volturara – Celle S. Vito”:
 - nuova stazione 380/150 kV di Troia (a cui si prevede di raccordare sia questa direttrice a 150 kV che la successiva tra Foggia e Deliceto);
 - installazione terzo ATR 380/150 kV nella stazione 380 kV di Benevento II;
 - bonifica criticità per le linee Benevento II - Foiano e Benevento II - Monfalcone con conseguente aumento del limite di portata;
- sulla direttrice 150 kV “Foggia – Deliceto - Andria”:
 - nuova stazione 380/150 kV di Deliceto e raccordi 150 kV della linea “Agip Deliceto – Ascoli Satriano”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Deliceto - Ascoli S. - Cianfurro”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Foggia – Lucera”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Bovino – Orsara”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV: “Bovino – Agip Deliceto” ;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Agip Deliceto – Deliceto – Ascoli S.”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Lucera –Troia”.

Tali interventi, tra i quali in particolare le nuove stazioni 380/150 kV di Bisaccia e Deliceto, hanno consentito di spezzare le direttrici in più tratti con una capacità di evacuazione maggiore ed in tal modo di ridurre i valori della mancata produzione eolica (MPE). Attualmente i valori residui di MPE si concentrano prevalentemente sulle direttrici a 150 kV “Benevento2 - Bisaccia” e “Benevento2 - Volturara - Celle S. Vito” ma tutte le direttrici a 150 kV sopracitate presentano ancora problemi legati alla necessità di ricorso ad assetti di esercizio radiali, al fine di contenere la MPE.

Al fine di far fronte alle criticità di funzionamento della rete, si rendono pertanto necessari gli ulteriori interventi di potenziamento della rete pianificati per i prossimi anni. In aggiunta sono previste soluzioni atte a sfruttare il più possibile in modo tempestivo e flessibile le infrastrutture esistenti, ivi inclusa la sperimentazione di conduttori ad alta capacità per massimizzare l'utilizzo della capacità di trasporto delle linee esistenti, anche in funzione della temperatura di esercizio (Dynamic Thermal Rating- DTR) in

relazione alle diverse condizioni climatiche, e la sperimentazione dei sistemi di accumulo diffuso.

Per quanto riguarda le Isole maggiori si evidenziano le seguenti due peculiarità:

- in assetto di funzionamento in rete isolata, il ricorso alla modulazione della produzione eolica immessa sulla rete AT si può rendere necessario per mantenere in servizio i gruppi regolanti, al fine di garantire gli adeguati margini di regolazione per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. In tali condizioni si possono verificare situazioni di surplus di generazione che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno se non attraverso opportune azioni di modulazione della produzione da FRNP;
- a rete interconnessa, il ricorso alla modulazione della produzione da FRNP immessa sulla rete si potrebbe rendere necessario per mantenere lo scambio interarea entro i limiti per l'esercizio in sicurezza della rete elettrica, prevalentemente nelle ore notturne dopo aver ridotto ai minimi ammissibili le produzioni dei gruppi tradizionali e a seguire le UP non abilitate.

Altre misure messe in atto da Terna riguardano il ricorso ad assetti di esercizio non standard, tra cui l'esercizio in assetto radiale che consente di aumentare la potenza trasportabile ripartendola in modo opportuno sulle linee esistenti, ma che di contro comporta un aumento del rischio di energia non fornita (ENF).

Tuttavia le azioni ad oggi poste in essere non risultano sufficienti a consentire il deflusso di tutta la potenza producibile ed ancora costringono a far ricorso alla limitazione della produzione degli impianti eolici, determinando la mancata produzione eolica (MPE) di cui si è detto.

Le ragioni per cui si è determinata questa situazione particolarmente critica sono da ricercare principalmente nella mancanza in passato di un quadro legislativo e normativo in grado di assicurare il coordinamento tra il rapido sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica e la realizzazione delle opere di rete connesse, ossia necessarie a consentire il corretto inserimento sulla rete dei nuovi impianti mediante soluzioni di connessione adeguate. A ciò si aggiunga che, fino al 2002, la normativa che regolamentava le connessioni alla rete non assegnava al Gestore della rete di trasmissione (nonostante questi fosse di fatto responsabile del dispacciamento della produzione sull'intero

perimetro della rete nazionale interconnessa in AAT ed AT) il coordinamento delle richieste di allacciamento ma, considerato che circa il 50 % della rete AT era di proprietà di ENEL Distribuzione, divideva le responsabilità, anche per la definizione dello schema generale di collegamento, tra il distributore e il gestore della RTN per le connessioni alle singole linee di rispettiva competenza.

Progressivamente le Autorità preposte hanno fatto proprie le esigenze di un miglior coordinamento, in particolare attraverso:

- il recepimento nella legislazione delle singole Regioni dell'autorizzazione unica degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e delle infrastrutture di rete connesse, introdotta dall'art. 12 del D.Lgs 387/03;
- l'evoluzione delle disposizioni AEEG sulla regolamentazione delle connessioni alla rete (Del. 281/05, Del 99/08 e s.m.i.) che hanno assegnato al TSO il compito di definire le soluzioni tecniche minime generali di connessione alla rete AT di tutti gli impianti di produzione di potenza superiore a 10 MW;
- l'unificazione della proprietà e gestione della RTN, resa possibile dal DPCM 11/05/2004 e, successivamente, l'acquisizione da parte di Terna nel perimetro della RTN della rete AT di ENEL Distribuzione avvenuta nell'Aprile 2009.

A questi si è aggiunta l'entrata in vigore della Legge n. 99/2009, che ha introdotto alcune importanti semplificazioni dei processi autorizzativi di linee elettriche della RTN in AT.

Tuttavia la rete AT nelle citate aree delle province di Foggia, Benevento, Avellino e Salerno, interessate a partire dalla fine degli anni '90 da un rapido sviluppo della potenza installata, ha scontato gli evidenti ritardi con i quali il quadro normativo si è di fatto evoluto.

I problemi registrati sulle direttrici AT su richiamate rischiano di estendersi progressivamente, anche a causa dell'ulteriore sviluppo della produzione fotovoltaica e dei sempre più frequenti fenomeni di risalita dalle reti di media a quella di alta tensione, su altre porzioni di rete AT non solo in Puglia e Campania, ma anche in altre regioni del Mezzogiorno (Sicilia, Calabria, Basilicata, Molise) e del Centro (Abruzzo e Lazio) del Paese.

Per quanto riguarda in particolare la Sicilia, nonostante i livelli attualmente molto elevati di penetrazione della produzione eolica, il ricorso ad azioni di modulazione si è reso finora necessario in periodi estremamente ridotti ed esclusivamente su ristrette porzioni di rete,

soprattutto grazie ad un'efficace pianificazione di interventi di adeguamento della rete ed ad un'efficiente gestione dell'esercizio. Tuttavia, rischi di congestioni di rete sono possibili già nel breve periodo come conseguenza dell'ulteriore sviluppo atteso della capacità di generazione da FRNP.

Come evidenziato (cfr. Figura 11), la produzione che si inserisce sulla rete AT, in particolare al Sud, risulta in alcuni periodi eccedente in quanto non viene assorbita dal carico locale e conseguentemente viene trasferita sul sistema AAT, determinando anche su questo fenomeni di saturazione della capacità di trasporto.

Al riguardo, confrontando i dati relativi al periodo Luglio 2011 - Giugno 2012 con quelli relativi al periodo Luglio 2012 - Giugno 2013, in esito al mercato dell'energia si confermano eventi di congestione della sezione Sud-Csud determinati dalla nuova produzione da fonte convenzionale CCGT e rinnovabile installata al Sud. Gli attuali limiti infrastrutturali della sezione Sud-Csud, solo parzialmente mitigati a valle dell'incremento del limite di transito (+150 MW) Sud-Centro Sud conseguito a fine 2012, rappresentano uno dei principali vincoli allo sfruttamento della consistente capacità di generazione competitiva da impianti CCGT entrata in servizio negli ultimi anni.

Regolazione e bilanciamento del sistema elettrico.

L'inserimento sul sistema elettrico della nuova ingente capacità di generazione da FRNP determina, in particolar modo in giornate di bassissimo carico, forti criticità di esercizio a livello di gestione del sistema nel suo complesso.

In tali circostanze, infatti, la minore presenza di unità di produzione regolanti (es. termoelettriche), escluse dal mercato dalla presenza della generazione rinnovabile con priorità di dispacciamento, può portare a non avere disponibile il numero minimo di impianti necessari per la fornitura di tutti i servizi di rete indispensabili ad una gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Un'ulteriore problematica riguarda la riduzione dell'inerzia del sistema. La generazione tradizionale si basa, infatti, sull'utilizzo di macchine rotanti (alternatori) per la produzione di energia elettrica; tali macchine presentano una propria inerzia che contribuisce a quella totale del sistema elettrico. La generazione da FRNP (eolica e fotovoltaica) invece si avvale di elementi statici (inverter) che non posseggono un'inerzia propriamente detta, e che quindi non contribuiscono a quella totale del sistema.

L'inerzia è un elemento essenziale ai fini della stabilità del SEN; ad una sua diminuzione deve corrispondere un incremento della rapidità e della precisione delle contromisure predisposte. Allo stato attuale, i tempi di intervento della regolazione primaria risultano talvolta incompatibili con la gestione in sicurezza del SEN.

In particolare, nelle Isole Maggiori, la riduzione dell'inerzia rende ancor più severe le variazioni di frequenza alle quali, in determinate situazioni, risulta difficile far fronte con i tempi di risposta delle macchine convenzionali.

Inoltre, per quanto riguarda in particolare i margini di riserva, è opportuno notare che la scarsa prevedibilità della produzione da FRNP, e soprattutto l'elevata intermittenza che caratterizza la produzione eolica, introducono un ulteriore grado di aleatorietà per il sistema elettrico, che, in particolari situazioni, si può tradurre nell'esigenza di approvvigionare maggiori quantitativi di riserva. A tal fine, può essere necessario avere in servizio un maggior numero di unità di produzione a carico parziale.

A prescindere da considerazioni di efficienza per i costi del sistema, tali necessità ostacolano ulteriormente la possibilità di rispettare gli scambi di energia con l'estero. Il problema diviene ulteriormente critico qualora condizioni di elevata ventosità si sommino a condizioni di elevata produzione fotovoltaica e di ridotto fabbisogno. Infatti la produzione termoelettrica minima in grado di fornire i servizi di regolazione necessari sul sistema si somma alla elevata produzione rinnovabile determinando un surplus di generazione nazionale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno in potenza se non modulando l'importazione.

L'analisi di adeguatezza ex-ante del sistema elettrico evidenzia come l'ingente produzione degli impianti fotovoltaici possa determinare, soprattutto nelle giornate di basso carico (cfr. Figura 13), la necessità di far fronte, al fine di garantire la riserva minima regolante dei gruppi termoelettrici, alla massimizzazione dell'uso degli impianti di pompaggio disponibili, alla riduzione dell'import e all'applicazione della procedura per la riduzione delle FRNP.

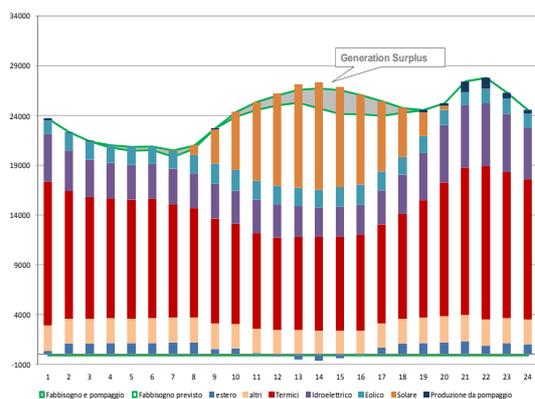


Figura 13 - Esempio giornata di bassissimo carico
 Agosto 2013- analisi di adeguatezza ex-ante

L'esigenza di garantire adeguate risorse di regolazione e bilanciamento in condizioni di elevata produzione eolica, si pone in particolare nelle Isole maggiori e in alcune aree del Meridione, dove la penetrazione eolica è più elevata e gli impianti di produzione tradizionali che rispondono a tali requisiti sono di ridotta entità, o presentano minori margini di flessibilità.

A tal riguardo, si segnala la delibera AEEG n. 344/12 che ha approvato l'Allegato A72 in cui viene definita la procedura per la modulazione della generazione distribuita, da applicarsi ai soli impianti che soddisfano i requisiti tecnici ivi indicati, e che vengono classificati in due gruppi: GDPRO (impianti riducibili con preavviso dal titolare dell'impianto) e GDTEL (impianti distaccabili da remoto dall'impresa distributrice). Si evidenzia che al momento la procedura in questione (RIGEDI) non è stata ancora attivata, anche se si sono registrate giornate a rischio di attivazione. Sempre con riferimento all'Allegato A72, si segnala il processo di consultazione, conclusosi il 21 gennaio 2014, per l'adeguamento all'allegato M della norma CEI 0-16, introducendo una nuova tipologia di generazione distribuita riducibile, la GDRM. In particolare, la GDRM è l'insieme degli impianti conformi all'allegato M della norma CEI 0-16, il cui distacco è attuabile dal Sistema di Difesa Terna attraverso il colloquio con il sistema di teledistacco dell'Impresa Distributrice, con tempi più contenuti rispetto agli impianti GDPRO e quantitativi notevolmente superiori rispetto all'attuale GDTEL.

Infine l'immissione in rete di grandi quantità di produzione da fonte solare, impone di fronteggiare rapide prese di carico serali, assai più accentuate che nel passato, dato che la riduzione di produzione solare si somma alla normale crescita dei consumi che precede la punta di fabbisogno serale. Ne consegue la necessità di una maggiore riserva secondaria e di riserva pronta in particolare nei giorni con basso fabbisogno. In tali condizioni, infatti, il

bilanciamento in tempo reale richiede la necessità di azioni rapide realizzate su impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e minori vincoli di permanenza in servizio.

Coordinamento dei sistemi di protezione

La rapida penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico ha avuto un impatto rilevante sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico, non solo nella fase di programmazione del servizio di dispacciamento ma anche a livello di sistema di difesa.

La principale criticità era legata alla normativa per la generazione sulle reti di distribuzione, che prevedeva il distacco istantaneo generazione degli impianti fuori dall'intervallo di frequenza $49,7 \div 50,3$ Hz. Questa taratura delle protezioni, infatti, rendeva difficile l'efficacia dei Sistemi di Difesa, soprattutto in presenza di transitori in frequenza, che, provocando la perdita dell'intera generazione distribuita, determinavano ulteriori oscillazioni del sistema non sempre controllabili con il solo piano di alleggerimento del carico.

Gli eventi avvenuti nel corso del 2011 e 2012 hanno evidenziato sempre più la necessità di garantire il corretto funzionamento della generazione distribuita in caso di variazioni sia di frequenza che di tensione.

Con l'approvazione dell'Allegato A70, di cui alla delibera AEEG n.74/2012, sono stati introdotti i requisiti minimi che devono essere soddisfatti dagli impianti della generazione distribuita ai fini della sicurezza del sistema elettrico, in termini di:

- campi di funzionamento in tensione e frequenza;
- protezioni;
- comportamenti nei transitori di frequenza e tensioni;
- controllo della generazione distribuita.

In particolare, vengono definiti gli intervalli di funzionamento della generazione distribuita [$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$, $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$] per gestire il sistema elettrico in emergenza, consentendo a tali impianti di fornire il loro contributo alla stabilità della frequenza e della tensione.

Le protezioni degli impianti devono essere tali da rendere selettivo il loro intervento tra guasti locali e guasti di sistema.

Per il controllo dei transitori di frequenza richieste vengono introdotte le seguenti prescrizioni:

- riduzione della potenza immessa in rete per variazioni di frequenza superiori a 50,3 Hz;
- inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio;
- avviamento con l'aumento graduale della potenza immessa in rete.

Per il controllo dei transitori di tensione, deve, invece, essere garantita la connessione degli impianti anche in caso di abbassamenti repentini della tensione conseguenti ad un qualsiasi cortocircuito esterno, almeno sin quando non intervengono le protezioni deputate all'eliminazione del guasto.

Infine, per il controllo della generazione distribuita, viene indicata la necessità della ricezione da parte del Gestore di tutte le informazioni relativa alla generazione distribuita, sia per il controllo in tempo reale che in fase previsionale.

L'applicazione dell'Allegato A70 ha coinvolto non solo i nuovi impianti ma anche quelli già connessi in media tensione (MT) alla data del 31 marzo 2012, per i quali è stato previsto un adeguamento, così detto "retrofitting". Tale adeguamento ha interessato ad oggi circa il 92% degli impianti MT con potenza superiore a 50 kW.

Con la delibera AEEG n° 243/13 prosegue l'azione di adeguamento alle prescrizioni dell'allegato A.70 degli impianti di generazione distribuita già in esercizio alla data del 31 marzo 2012 estendendo l'azione di retrofit anche agli impianti di potenza fino a 50 kW connessi in media tensione e agli impianti di produzione connessi in bassa tensione.

In particolare la delibera prevede che i produttori debbano adeguarsi alla prescrizione che impone agli impianti di rimanere connessi alla rete all'interno dell'intervallo di frequenza 49 Hz - 51 Hz :

- entro il 30 giugno 2014 per gli impianti di potenza superiore a 20 kW già connessi in BT alla data del 31 marzo 2012 e per gli impianti di potenza fino a 50 kW già connessi in MT alla medesima data;

- entro il 30 aprile 2015 per gli impianti connessi in BT di potenza superiore a 6 kW e inferiore a 20 kW .

1.1.5 Capacità di trasporto per scambi con l'estero

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

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

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo importante considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato dell'energia elettrica in Europa, attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione. Per l'Italia questo assume una rilevanza particolare, non solo in ragione della differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei, ma anche per le potenzialità derivanti dalla possibilità di valorizzare sui mercati europei in situazioni specifiche le risorse ed i servizi di rete resi disponibili dalla sovraccapacità produttiva nazionale.

In Figura 14 è evidenziata l'attuale capacità di trasporto delle linee di interconnessione sulla frontiera Nord corrispondente ad un massimo di 8435 MW di NTC in condizioni winter peak. Ad essi si aggiungono i 500 MW provenienti dalla Grecia.

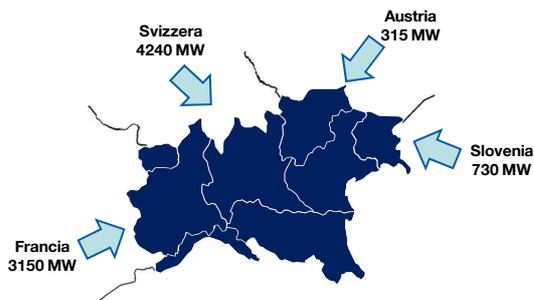


Figura 14 - Dati NTC massima 2014 (winter peak)- dati provvisori

Sulla frontiera Nord-Ovest (cfr. Figura 15 e Figura 16), nonostante nel corso del 2007 si sia verificata nei mesi estivi l'inversione dei flussi di potenza verso la Slovenia, a causa di un deficit temporaneo di produzione dall'area est, già dal

2008 si è osservato un graduale aumento del transito in importazione dalla frontiera slovena. Tale trend si è confermato fino a tutto il 2010. Successivamente l'entrata in servizio di dispositivi di controllo dei flussi di potenza sulla linea 380 kV Redipuglia Divaca (in particolare nel nodo 380 kV di Divaca) ha permesso di riequilibrare i flussi di potenza riportandoli entro i limiti di sicurezza programmati.

Nel corso del 2013 è aumentato il numero di ore in export sulla frontiera nord, più frequente nei giorni di basso carico (domenica e festivi) durante i mesi di aprile e maggio e in periodi di alta contemporaneità di produzione da fonte rinnovabile.

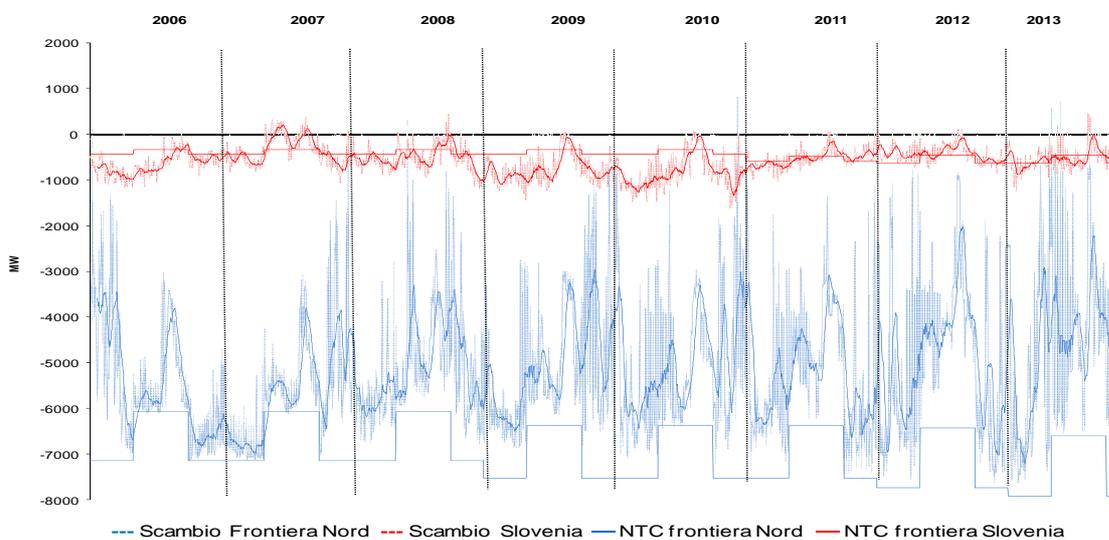


Figura 15 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore piene

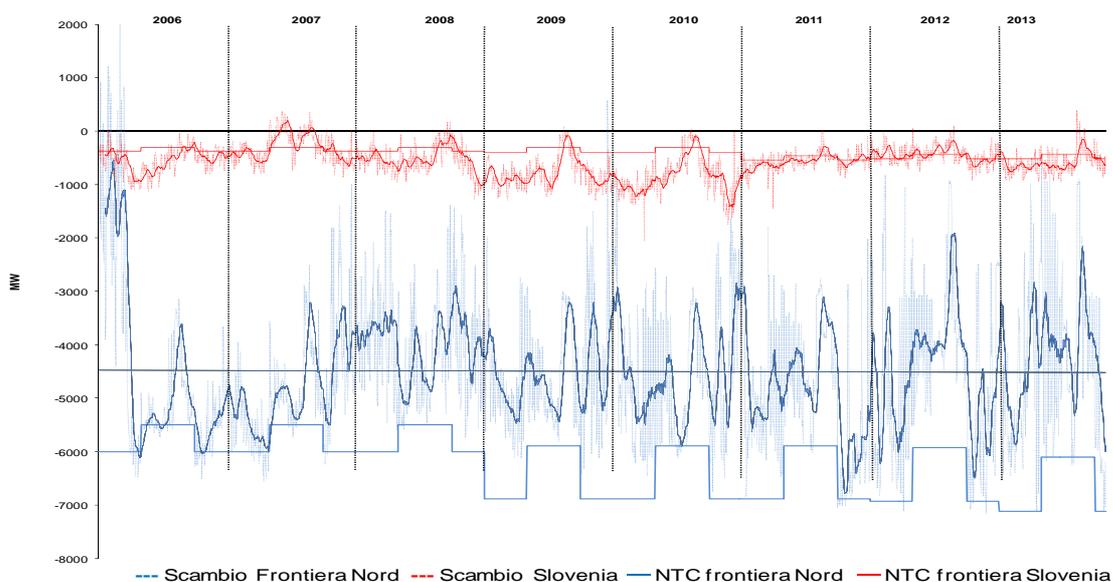


Figura 16 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore vuote

Nell'ultimo biennio 2012-2013 (cifr. Figura 17) si nota una maggiore variabilità dell'import rispetto al passato, con una deviazione standard di circa il 20% maggiore rispetto al 2011 e al 2010. Tale fenomeno, in parte riconducibile alla rapida evoluzione del mix produttivo in Europa

(principalmente a seguito delle politiche di nuclear phase – out e forte sviluppo della generazione da fonti rinnovabile) potrebbe tuttavia modificarsi in funzione della generazione dell'Est Europa nel medio-lungo periodo.

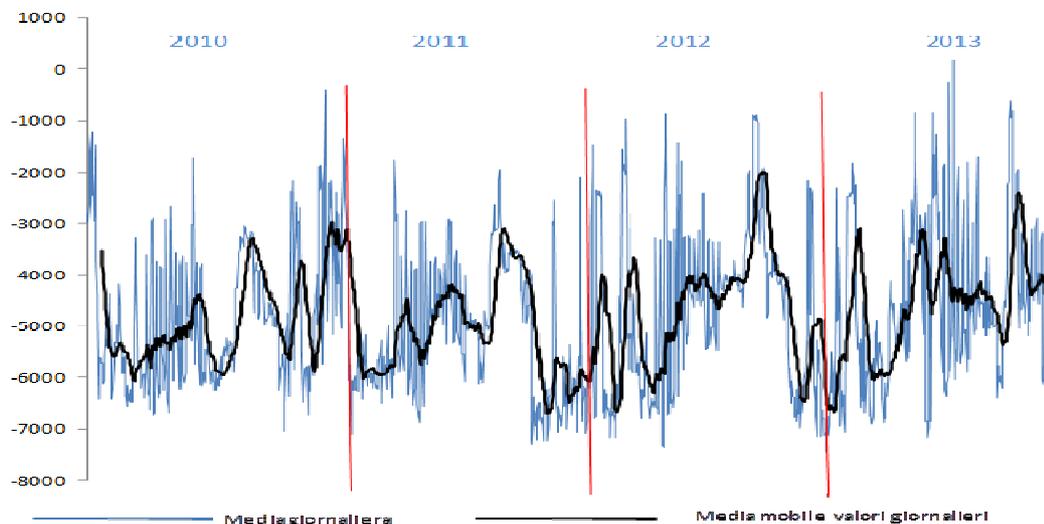


Figura 17 - Scambi frontiera Nord

1.2 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica

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

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

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

- della separazione in zone nel Mercato del Giorno Prima (congestioni esistenti sulle sezioni di rete tra zone di mercato) determinano una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e, quindi, la formazione di prezzi differenti tra le diverse zone in cui il mercato è suddiviso;
- dell'approvvigionamento nell'ambito del Mercato dei Servizi di Dispacciamento di capacità produttiva a livello locale per risolvere le congestioni intrazonali, regolare le tensioni, oltre che fornire la riserva operativa

necessaria alla gestione in sicurezza della rete anche in considerazione del forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento dei vincoli che comportano congestioni di rete sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale, una maggiore integrazione e competitività del mercato e, conseguentemente, una possibile riduzione del prezzo dell'energia per il cliente finale.

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

Nel corso del 2013 i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale anche se con scarti inferiori rispetto all'anno passato (Figura 18). Risulta una differenza media tra il mercato italiano ed i principali mercati esteri che si attesta attorno ai 25 €/MWh in più rispetto al mercato tedesco/austriaco ed intorno ai 20 €/MWh in più rispetto al mercato francese. Fenomeni contingenti quali fattori climatici o geopolitici con impatto nelle fonti primarie di approvvigionamento ed eventuali fuori servizio di elementi di rete strategici o importanti gruppi di generazione all'estero (fenomeni questi ultimi che si verificano molto di rado), possono contribuire a ridurre o ad annullare, in particolari situazioni, la differenza di prezzo tra le diverse borse elettriche europee prese in esame. Ne

è esempio il periodo di febbraio 2012 caratterizzato da temperature rigide con conseguente aumento della richiesta di energia elettrica per riscaldamento, oppure i primi mesi del 2013 dove ai fattori climatici si sono aggiunte varie indisponibilità di centrali produttive. Diametralmente opposto ciò

che si è registrato nella settimana dal 23 al 29 dicembre 2012: nelle ore tra la mezzanotte e le otto del mattino per i giorni 25, 26 si sono registrati prezzi negativi sul mercato tedesco con picchi orari negativi fino a 200 €/MWh per effetto del surplus di produzione.

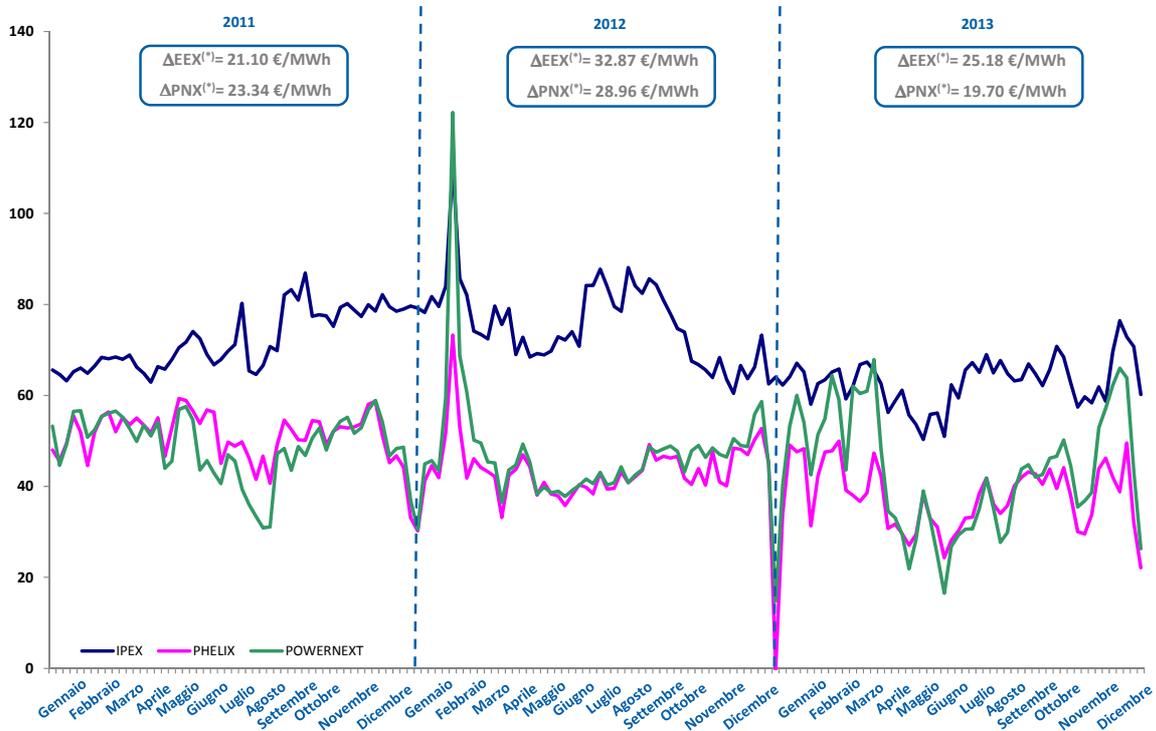


Figura 18 -Andamento settimanale Borse Europee, Gennaio 2011 – Dicembre 2013

1.2.2 Market Coupling Italia-Slovenia

Il grafico di seguito riportato (Figura 19) rappresenta l'andamento dei flussi di energia elettrica legati al coupling⁷ con la Slovenia⁸ nel corso del 2013 per ogni data e ora, nonché il differenziale tra il prezzo MGP della zona Nord e il prezzo della borsa slovena (BSP). I flussi in importazione riflettono uno spread positivo per la maggior parte delle ore, laddove casi di esportazione verso la Slovenia si verificano in ore in cui lo spread è negativo (o nullo).

Si noti che nel corso del 2013 si è avuta convergenza dei prezzi nel 12% delle ore, mentre in media lo Spread Nord-BSP è stato pari a 18,41 €/MWh. Per quanto riguarda la capacità allocata attraverso il coupling, essa in media è stata pari a 418 MW.

⁷ A partire dal 1° gennaio 2011 sulla frontiera italo-slovena è operativo il meccanismo di "market coupling", in base al quale la capacità di trasporto giornaliera viene allocata implicitamente attraverso i mercati del giorno prima italiano e sloveno.

⁸ Nel modello di mercato italiano essi sono rappresentati da flussi tra la zona virtuale BSP e la zona Nord.

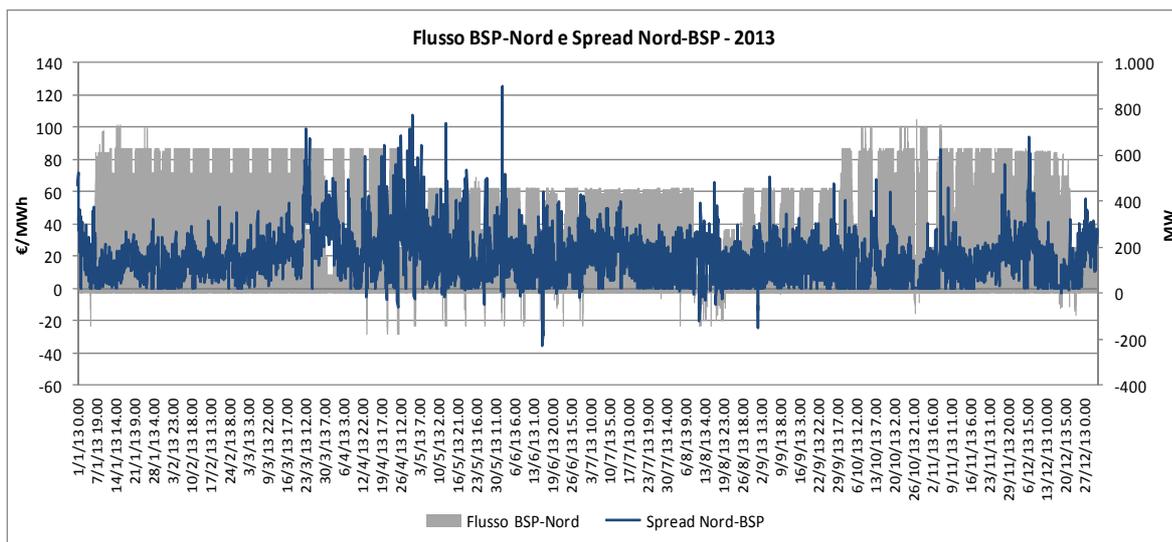


Figura 19 - Flusso BSP-Nord e Spread Nord-BSP 2013

1.2.3 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima

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

Inoltre sono individuate aree di produzione locale, denominate "poli di produzione limitata", che costituiscono delle zone virtuali, la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. I vincoli restrittivi sulla produzione massima dei poli di produzione possono

essere in parte controllati, ricorrendo a dispositivi di telescatto sulle unità di produzione in questione, attivati a seguito di predefiniti eventi, o possibilmente annullati a seguito dello sviluppo della rete elettrica locale o nelle aree limitrofe.

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

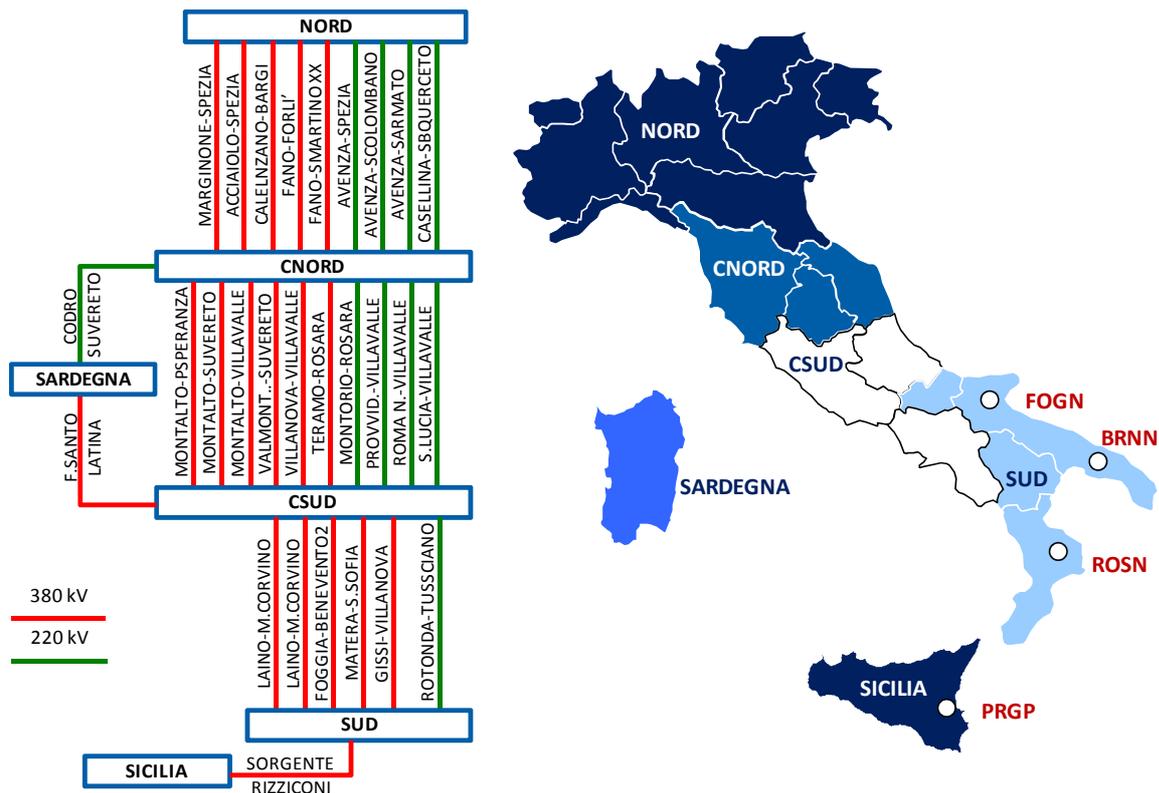


Figura 20 - Assetto zonale

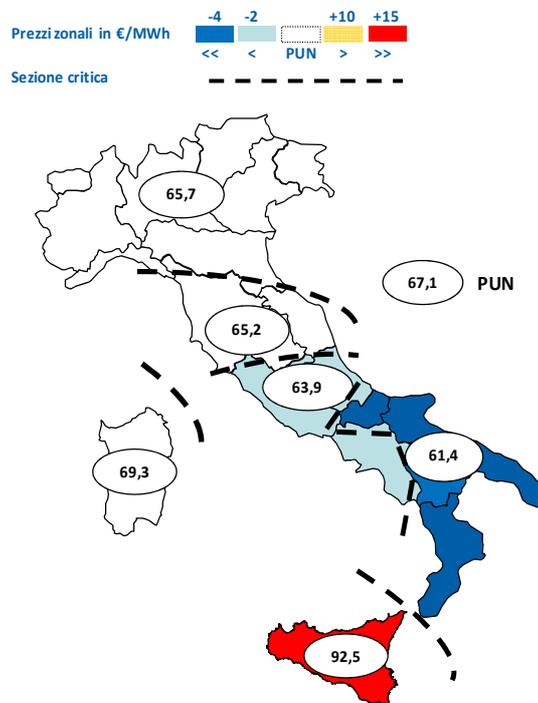
La configurazione, così come indicato in Figura 20, è quella in vigore dal 1 gennaio 2012.

Nella Figura 21 sono inoltre indicati i prezzi medi definiti a livello zonale nell'MGP e sono evidenziate le sezioni con la maggiore frequenza di congestione. Quanto più frequente è la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione, oltre che rispetto al PUN (prezzo unico nazionale), tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive. Si conferma la tendenza del prezzo al Sud che si attesta a valori inferiori rispetto al Nord sempre per effetto della nuova configurazione zonale e dell'ingresso di nuova capacità produttiva competitiva. Rispetto allo stesso periodo indicato nel Piano di Sviluppo 2013 si evidenzia una diminuzione dei prezzi dovuta anche al decremento di domanda registrato sui mercati.

In particolare, il prezzo zonale più elevato rispetto al PUN è stato registrato in Sicilia, confermando la vetustà ed i relativi costi elevati del parco di generazione dell'isola. Tale differenza di prezzo potrebbe essere considerevolmente ridotta con l'entrata in esercizio degli interventi di rinforzo previsti nell'Isola e con il Continente.

Per quanto riguarda la Sardegna, il prezzo risulta sostanzialmente in linea con il continente a dimostrazione del positivo effetto dovuto al pieno sfruttamento del SAPEI.

La Figura 22 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 4 anni. Per l'anno 2013 si è registrato un ammontare complessivo di circa 189 milioni di Euro, sostanzialmente in linea con quanto registrato nell'anno 2012.



Fonte dati: GME

Figura 21 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (luglio 2012 – giugno 2013)

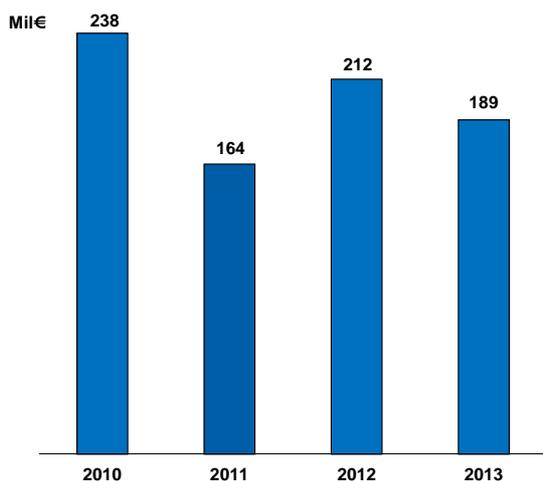


Figura 22 - Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima

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

La Tabella 1 riporta i dati sul numero di ore e sulla frequenza con cui, nel periodo luglio 2012 – giugno 2013, si sono manifestate le citate limitazioni di rete. Sono inoltre riportati i relativi pesi in termini di impatto sulla rendita da congestione.

Rispetto al medesimo periodo relativo agli anni 2011/2012, si riscontra un sostanziale allineamento dei valori tranne che per lo scambio Centro Sud - Sardegna la cui saturazione è sostanzialmente diminuita principalmente in relazione al positivo effetto dovuto al pieno sfruttamento del SAPEI.

Tabella 1 - Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2012 – giugno 2013)

Zone interessate	Ore congestione	Frequenza	Incidenza % su rendita
Sud → Centro Sud	1.223	11%	32%
Brindisi/Foggia → Sud	727	7%	18%
Rossano → Sicilia	6.061	57%	17%
C.Sud → C. Nord	835	8%	12%
Centro Nord → Nord	625	6%	6%
Centro Sud → Sardegna	456	4%	5%
Sicilia → Rossano	242	2%	1%

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

Dall'analisi del comportamento del mercato risultano più frequentemente saturate nell'attuale configurazione zonale:

- la sezione Sud – Centro Sud⁹, nel verso Sud – Nord;
- la sezione Sicilia – Rossano, principalmente nella direzione continente verso isola, con il maggiore differenziale di prezzo tra le zone coinvolte, a testimonianza di problemi principalmente strutturali;
- la sezione Centro Sud – Centro Nord nel verso Sud – Nord.

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.

Nella Figura 23 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio – dicembre 2013 divisi per tipologia di ore: lavorative ore di picco (08.00 – 20.00), lavorative ore fuori picco (20.00 – 08.00) e festive così come indicato sul sito del GME.

La settimana n. 6 (04/02/2013 – 10/02/2013) caratterizzata da temperature rigide ha registrato il costo medio più elevato delle ore di picco pari a circa 119 €/MWh a fronte di un valore massimo del PUN settimanale registrato nella stessa settimana pari a circa 108 €/MWh.

⁹ Tale situazione è leggermente migliorata con l'incremento di +150 MW del limite di transito Sud-Centro Sud a fine 2012.

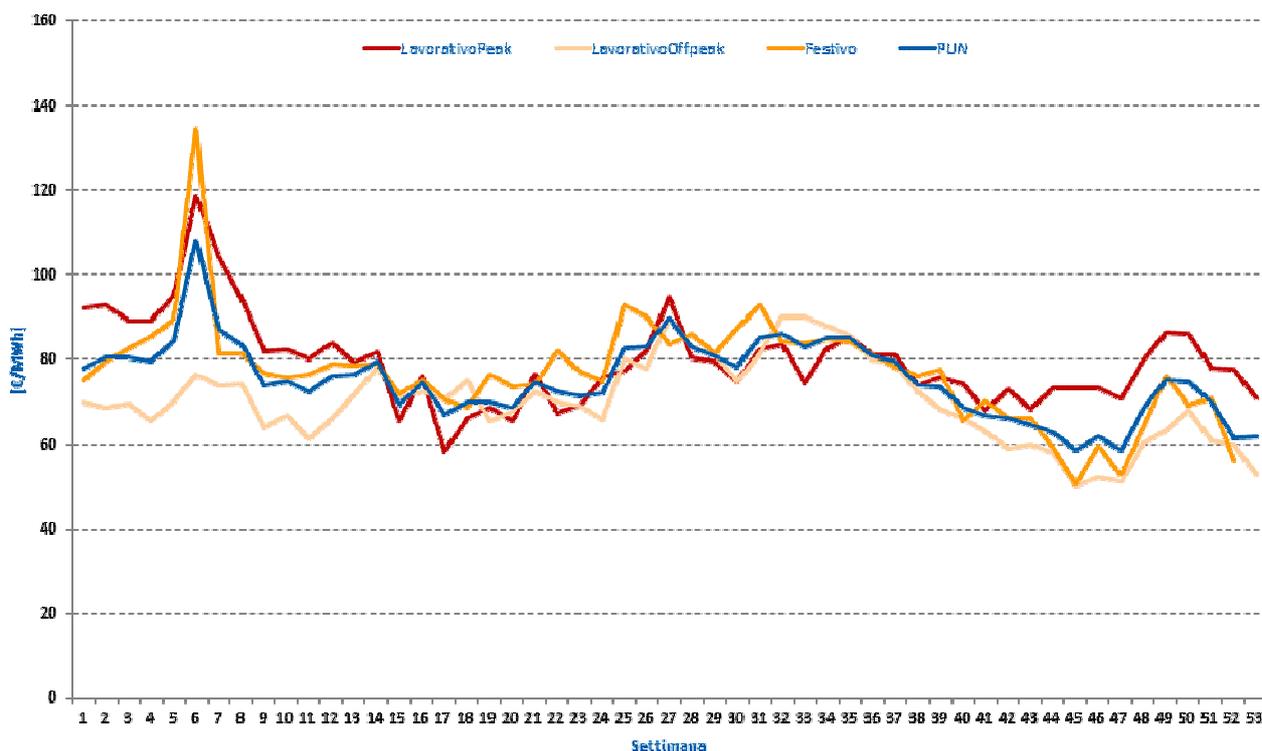


Figura 23 - Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2013 – dicembre 2013)

Analisi dei livelli di contendibilità sul MGP

La concorrenza lato produzione è associata innanzitutto alla disponibilità sul mercato di capacità produttiva offerta da diversi operatori ed effettivamente selezionabile per soddisfare la richiesta, ossia alla reale possibilità per i produttori di contendersi la domanda. In aggiunta a tale aspetto bisogna anche considerare la capacità della rete di trasmissione di poter garantire l'approvvigionamento di tale capacità verso il carico in maniera efficiente ed economica.

Deficienze strutturali della rete evidenziano le esigenze generali di rinforzo che scaturiscono al fine di migliorare i livelli di concorrenza nel presente assetto del mercato (cioè con gli attuali operatori e con l'attuale parco produttivo).

A parità di offerta di acquisto e vendita, miglioramenti della contendibilità del mercato sono possibili a seguito del potenziamento delle linee di interconnessione tra zone caratterizzate da diversi livelli di indispensabilità degli operatori.

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

- Sud - Sicilia (collegamento diretto);

- Foggia/Brindisi – Sud (equivalente)
- Sud - Centro Sud (collegamento diretto).

Si ritiene opportuno precisare che i risultati di tali analisi sono riconducibili alle problematiche di breve termine, mentre potrebbero essere inquadrati in ottiche differenti nel contesto degli scenari previsionali di sviluppo del sistema elettrico nazionale, in particolare quelli di medio – lungo periodo. Infatti, tali valutazioni possono essere modificate in modo significativo se si considerano politiche di integrazione dei mercati a livello europeo.

1.2.4 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

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

L'individuazione di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria perché nell'attuale configurazione della rete non vi sono alternative all'utilizzo dei gruppi di generazione in questione. Gli impianti individuati come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo del sistema (attraverso la costruzione di nuove linee, il potenziamento delle trasformazioni, la disponibilità di

nuova capacità di generazione, ecc.) non rimuovano le cause che vincolano la loro presenza in servizio.

Per il 2014 l'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza è limitata agli impianti indicati nella Tabella 2.

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

Tabella 2 - Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Impianto	Motivazione
Assemini	La c.le, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna. Tale criticità potrà essere superata a valle dell'implementazione di una nuova direttrice di riaccensione.
Bari	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale. Tali criticità potranno essere superate in seguito alla realizzazione della nuova SE 380/150 kV di Palo del Colle e dei collegamenti alla locale rete a 150 kV
Centro Energia Ferrara	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza dell'area, in particolare la zona industriale di Ferrara, ed una migliore distribuzione dei flussi di energia sulla rete. Tali criticità potranno essere superate a valle della realizzazione delle opere per il Riassetto rete di Ferrara.
Monte Martini	Il gruppo turbogas della c.le, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per il piano di emergenza città di Roma.
Ottana	La c.le risulta essenziale per la regolazione e la gestione in sicurezza del sistema elettrico sardo particolarmente nei periodi di esercizio degradati della rete. Le iniziative per la risoluzione prevedono l'individuazione di misure opportune per il ripristino degli adeguati livelli di regolazione secondaria da parte delle unità di produzione dell'isola e la valutazione su possibilità di migliorare la capacità di regolazione in assenza di uno dei

Impianto	Motivazione
	collegamenti di interconnessione anche attraverso le nuove tecnologie disponibili sul mercato.
Porcari	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza ed un adeguato profilo di tensione sulla rete AT dell'area. Tali criticità saranno superate in seguito alla realizzazione della nuova SE di trasformazione 380/132 kV prevista nell'ambito dell'intervento di sviluppo "Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca"..
Porto Empedocle	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud occidentale della Sicilia. Il vincolo all'essenzialità potrà essere ridotto in seguito all'installazione del reattore nella stazione 220 kV Cattolica Eraclea.
Portoferraio	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza della rete AT dell'Isola d'Elba. Tale criticità potrà essere superata a valle della realizzazione del nuovo elettrodotto 132 kV tra l'Isola d'Elba e il Continente e le relative opere connesse.
San Filippo del Mela 220 kV	La c.le risulta essenziale per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Le iniziative ad oggi previste nel PdS comprendono la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente – Rizziconi e opere connesse.
San Filippo del Mela 150 kV	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno superate con la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi e opere connesse.
San Quirico	La c.le, connessa sul livello di tensione 132 kV, risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete AT locale. Tale criticità sarà superata con l'installazione di una nuova trasformazione 380/132 kV presso la Stazione 380 kV di Parma Vigheffio .
Sulcis	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud della Sardegna. Tale criticità sarà superata in seguito all'installazione di dispositivi atti a migliorare la capacità di regolazione nell'isola.

Impianto	Motivazione
Trapani turbogs	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 220 kV della Sicilia occidentale in particolari assetti di esercizio e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno notevolmente ridotte in seguito alla realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Chiaromonte Gulfi (Assoro)-Ciminna e dell'elettrodotto 220 kV Partinico-Fulgatore e dalla stazione 220/150 kV di Fulgatore.

Tabella 3 - Impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isola del Giglio	Centrale Campese	Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl
Isola di Alicudi	Alicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Capraia	Capraia - Capraia Isola	Enel Produzione Spa
Isola di Capri	Centrale elettrica di Capri	SIPPIC S.p.A.
Isola di Favignana	Impianto di Favignana	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.
Isola di Filicudi	Filicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Lampedusa	Centrale elettrica - Lampedusa	S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.
Isola di Levanzo	Levanzo	Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l.
Isola di Linosa	Centrale elettrica - Linosa	S.EL.I.S. Linosa S.p.A.
Isola di Lipari	Centrale SEL	Società Elettrica Liparese S.r.l.
Isola di Marettimo	Centrale elettrica - Marettimo	S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.
Isola di Panarea	Panarea	Enel Produzione Spa
Isola di Pantelleria	Centrale elettrica - Pantelleria	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Cesarano	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Le Forna	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Salina	S.Marina Salina	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	Malfa	Enel Produzione Spa

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isola di Stromboli	Stromboli	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Ginostra Termoelettrico	Enel Produzione Spa
Isola di Ustica	Centrale Ustica	Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c
Isola di Ventotene	Ventotene	Enel Produzione Spa
Isola di Vulcano	Vulcano termo	Enel Produzione Spa
Isole Tremiti	Centrale "Germano Giacomo"	Germano Industrie Elettriche S.r.l.

Infine, come previsto da delibera dell'AEEG ARG/elt 89/09, nell'allegato A27 del Codice di rete è indicato anche l'elenco degli impianti essenziali per le reti elettriche non interconnesse. Tale classificazione è valida fino al 31/12/2014 (cfr. Codice di rete – Allegato A.27). In Tabella 3 si riporta l'elenco delle suddette unità.

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

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

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

Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito al Mercato dell'energia (MGP e MI), se ne effettua la selezione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD-ex ante e MB), programmando un avviamento o una riduzione/spegnimento della centrale. Queste selezioni avvengono di norma nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull'MSD delle unità meno

efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati.

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

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

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

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

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

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

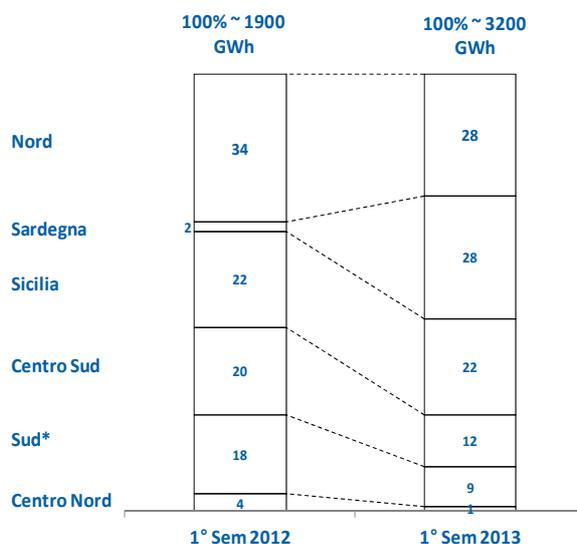
Le attività di sviluppo determinano in generale una riduzione delle altre criticità sopra citate riconducibile principalmente alla più ampia fungibilità delle risorse di dispacciamento nelle zone della RTN attualmente soggette a vincoli di rete.

In particolare, il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta di potenza, anche reattiva, è maggiore e le tensioni tendono ad abbassarsi).

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

Nella Figura 24 si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti – nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2012/2013 – per le suddette motivazioni tecniche, a prescindere dall'ordine di merito economico per le sole unità termiche. Si può osservare come la gran parte degli avviamenti a programma in percentuale sia concentrata nelle zone Sardegna, Sicilia e Nord. I dati si riferiscono all'energia movimentata. Si riscontra un sostanziale aumento delle movimentazioni (+70%) dovuto essenzialmente al differente utilizzo delle unità essenziali in particolar modo nella zona Sardegna rappresentanti circa la metà dell'incremento.

Lato Sicilia le movimentazioni sono dovute alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità di risorse per il servizio di dispacciamento, lato Nord alla maggiore incidenza delle importazioni di energia a basso costo dall'estero, ai lavori previsti sulla rete di trasmissione ed in generale da problemi di congestioni e tensione che condizionano l'impiego degli impianti di produzione.



*Comprende i poli limitati di Foggia, Brindisi e Rossano

Figura 24 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato

Nella Figura 25 è indicata la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati alle movimentazioni a programma di unità produttive nel MSD ex-ante nel periodo Luglio 2012 – Giugno 2013, confrontati con la previsione di domanda zonale utilizzata ai fini dello svolgimento del MSD. In particolare l'onere associato alle movimentazioni a programma è stato valutato considerando la differenza tra il prodotto della quantità a salire per il prezzo medio a salire, che Terna riconosce alle unità

movimentate, ed il prodotto tra la quantità a scendere per il prezzo medio a scendere, che Terna riceve dalle unità selezionate a scendere per bilanciare le azioni di movimentazione e riportare in equilibrio il sistema.

Per quanto riguarda gli oneri associati all'MSD, nel periodo Luglio 2012- Giugno 2013 si è riscontrata una spesa in aumento rispetto al periodo Luglio 2011 – Giugno 2012.

Dall'analisi della Figura 25 si può notare che circa il 50% degli oneri di dispacciamento viene generato dalla Sicilia, dalla Sardegna e dal Sud che rappresentano circa il 20% del fabbisogno di energia elettrica del Paese registrato nel periodo di riferimento.

Nonostante la diversa ripartizione sul territorio degli oneri per l'approvvigionamento di alcuni servizi (ad esempio esigenze di riserva) possa essere attribuita in parte agli esiti del mercato, i costi di approvvigionamento sono in prevalenza legati alla presenza di vincoli strutturali di esercizio della rete a livello d'area o locale.

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

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

In Sardegna¹⁰, le unità chiamate a produrre nel MSD sono funzionali a:

- controllare le tensioni e garantire la stabilità del sistema in caso di avaria di unità di produzione;
- assicurare adeguati margini di riserva di potenza.

Al Sud l'approvvigionamento di risorse di generazione è dovuto principalmente alle attuali carenze strutturali del sistema di trasmissione primario in AAT che collega i poli produttivi del sud del paese ai centri di carico. A causa dell'insufficiente capacità di trasporto della rete, occorre modulare le produzioni in alcuni nodi di rete, al fine di ridurre il rischio di transiti eccessivi sui collegamenti potenzialmente critici. Si sono, inoltre, rese necessarie azioni di regolazione da parte dei

gruppi di generazione dei poli di produzione per compensare gli elevati livelli delle tensioni sulla rete.

Tra i principali problemi che richiedono la selezione di unità in MSD si evidenzia anche l'esigenza di contenimento dei transiti in direzione da Sud verso Nord, in situazioni caratterizzate da elevata produzione degli impianti da FRNP.

Nelle zone Centro Sud e Centro Nord i principali problemi che richiedono la selezione di unità sul MSD sono da attribuire:

- al mantenimento degli adeguati livelli di tensione sulla rete nell'area di Roma; in particolare in condizioni di basso carico (ad esempio nel fine settimana) risulta necessario regolare la tensione utilizzando i poli produttivi dell'alto Lazio per modulare la potenza reattiva sulla rete;
- alla sicurezza di esercizio della rete primaria in Toscana e in particolare alla necessità di mantenere gli adeguati livelli di tensione nell'area di Firenze, Siena ed Arezzo (in condizioni di alto carico);
- alla regolazione dei transiti tra le zone di mercato Nord e Centro – Nord;
- ad assicurare in caso di gravi disservizi un efficace servizio di riaccensione della porzione della rete in questione;
- alla mancanza di una adeguata riserva di potenza per la rete locale in AT che alimenta il carico nell'area di Livorno, Pisa e Lucca.

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

¹⁰ In Sardegna si è registrato un maggior ricorso a risorse di dispacciamento, anche in relazione alle mutate condizioni di esercizio del sistema sardo.

Lug 2012 – Giu 2013 MSD ex ante

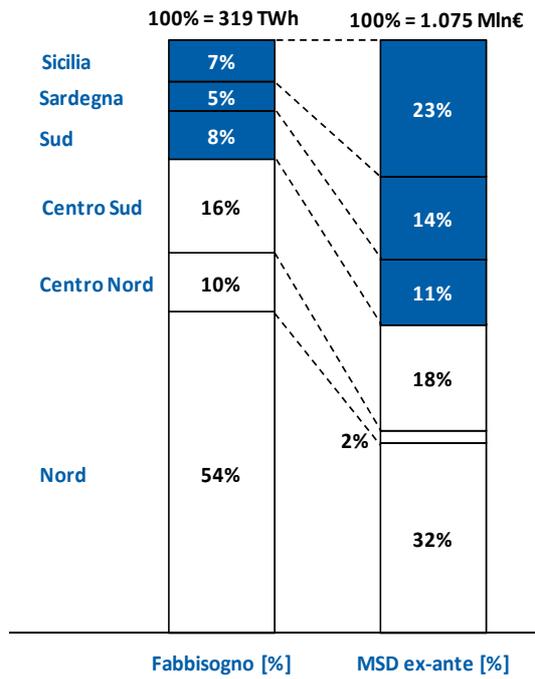


Figura 25 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato (luglio 2012 – giugno 2013)