

## *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 2012 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 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;
- l'area Centro Sud del Paese e le Isole (in particolare la Sicilia) si confermano le zone più critiche dal punto di vista della maggiore onerosità dei servizi di dispacciamento;
- si registrano sovraccarichi nella rete primaria della zona Sud a causa del notevole incremento della generazione distribuita;
- aumenta il differenziale già elevato di prezzo tra Italia ed estero; nei periodi di basso carico per ragioni di sicurezza si determinano valori di transiti sull'interconnessione della frontiera Nord inferiori alla NTC 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 2012 paragonabile ai valori del 2011, 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.

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 2011 e giugno 2012.

L'assetto di rete in tempo reale tiene conto della reale disponibilità degli elementi di rete tenendo anche conto dei fuori servizi programmati. Prudenzialmente non si è tenuto conto dell'effetto dei dispositivi di telescatto che, pur non rappresentando una contromisura di tipo strutturale, possono contribuire a ridurre o, in alcuni casi, annullare parte delle criticità evidenziate. Inoltre, avendo trattato un'analisi della rete primaria 380 kV-220 kV, non si è tenuto conto della rete AT a 150-132 kV e dei possibili assetti di rete in essa adottabili su evento N-1.

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

Sulla rete del Nord-Est del Paese, in particolare in Veneto e Friuli Venezia Giulia, sono localizzati il 21% degli eventi. Tale porzione di rete è 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.

In Lombardia si concentra circa il 14% dei rischi di sovraccarico su rete primaria principalmente a causa della limitata capacità di trasporto della rete che alimenta la città Capoluogo.

Analogamente, nell'area Nord – Ovest si concentrano il 14% dei sovraccarichi principalmente sulle direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale e quelle

interessate dal trasporto della produzione convenzionale verso i centri di consumo della Lombardia e dell'Emilia oltre che a causa di difficoltà legate alle debolezze strutturali della rete nella zona di Torino. In Liguria risultano in alcuni casi al limite di sicurezza le linee 220 kV verso la Toscana.

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.

Nel Sud si concentrano il 40% 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 rete primaria della Campania (in particolare al livello di tensione 220 kV), considerato che la stessa contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di

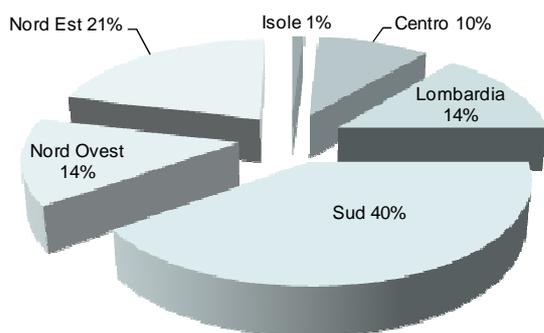
potenza dai poli di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta.

Sulla porzione di rete tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano principalmente la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 380 kV "Laino–Montecorvino".

In Sicilia si registrano eventi di sovraccarico 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.

In merito alle problematiche di rete evidenziate, si osserva che i fenomeni di trasporto riscontrati nelle simulazioni sulla rete primaria risultano ridotti, rispetto a quelli che teoricamente potrebbero verificarsi, dall'effetto del mercato dell'energia, che produce anche segnali economici dell'effettiva consistenza delle congestioni. Le simulazioni effettuate considerano infatti i valori delle produzioni in esito al mercato, dove sono fissati ex ante i limiti di scambio tra zone di rete congestionate e i vincoli di esercizio dei gruppi di produzione.

**Simulazioni di rete: lug-11 / giu-12 \***  
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee  
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR



\* non include effetto telescati

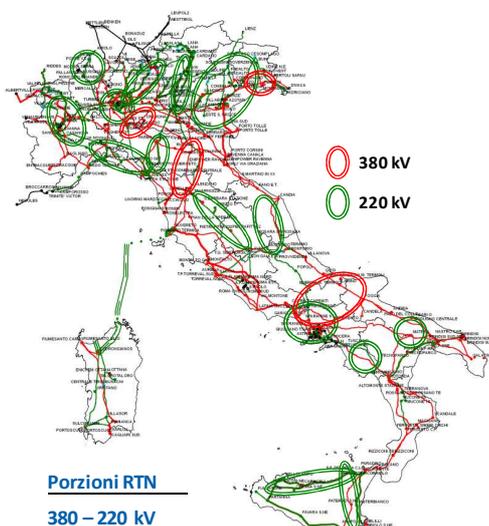


Figura 1 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380 – 220 kV

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 2011 e di Gennaio 2012 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 Firenze, Milano, Roma e Napoli dove la densità dei consumi è maggiore,

nelle aree dove normalmente la rete secondaria a 150 – 132 kV ha anche la funzione di trasporto, in particolare in condizioni N-1.

I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli 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 2013 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.

**Terzo mercoledì Lug-2011/Gen-2012, % 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

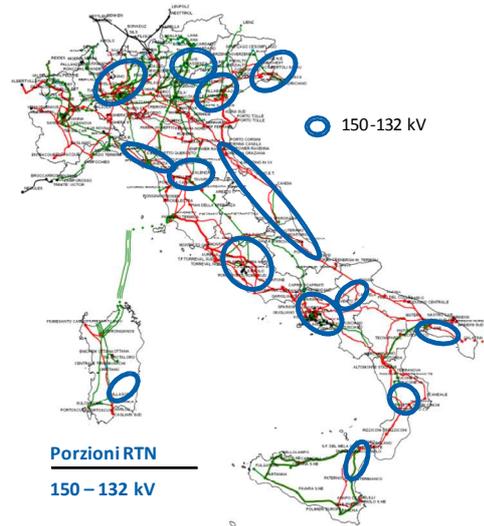
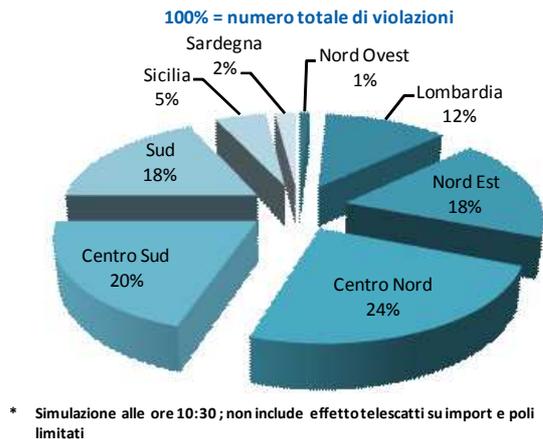


Figura 2 - Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria

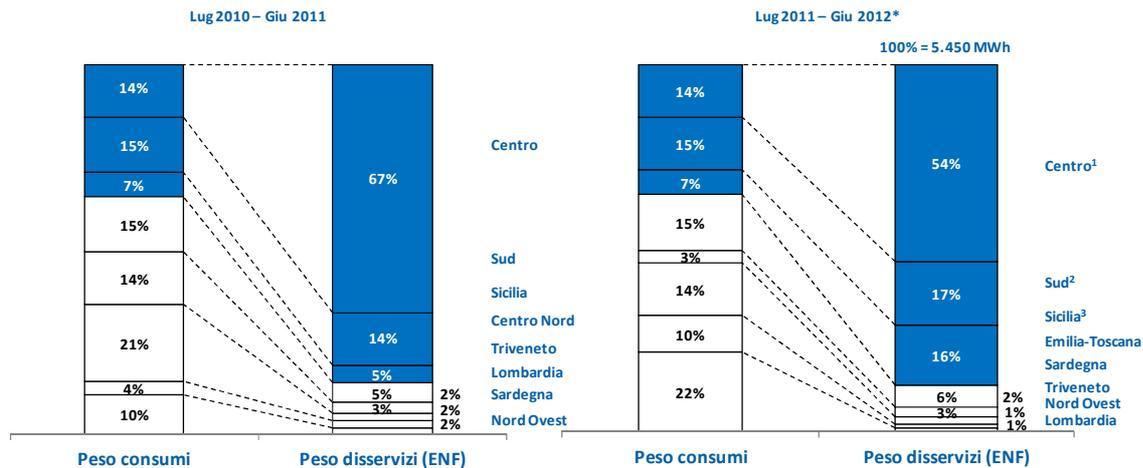
### 1.1.2 Continuità di alimentazione

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.

Nella Figura 3 sono evidenziate le aree che nell'ultimo anno hanno registrato livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica peggiori correlate ai relativi tassi di domanda.

Oltre la metà dell'energia non fornita (ENF) per disservizi relativa al periodo considerato riguarda le regioni del Centro. 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, a particolari condizioni climatiche.



\*Fabbisogno periodo 328 TWh.

1 La prima settimana del mese di Febbraio 2012 si sono registrati numerosi disservizi per oltre 2 GWh causati dalle eccezionali condizioni climatiche registrate su tutto il paese con forti nevicate e temperature molto al di sotto della norma.

2 Il giorno 18/09/2012 si sono registrati disservizi diffusi nell'area tra Eboli e Matera che hanno fatto registrare un ENF di 580 MWh.

3 Il giorno 21/03/2012 si è registrata una disalimentazione per l'utente ST Microelectronics con un ENF di 630 MWh.

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 carico<sup>2</sup> e della potenza generata dalle centrali<sup>3</sup>, 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 2012 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno

alla media di circa 4,63 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 Rete<sup>4</sup>, 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 RTN<sup>5</sup>, nel periodo 1998 - 2012.

Si osserva che, a partire dal 2004, con azioni correttive di ri-dispacciamento delle produzioni (peraltro disponibili in numero e capacità maggiore) o di variazione degli assetti della rete, il livello di tensione è stato controllato sempre più efficacemente.

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.

<sup>2</sup> Tra le ore diurne e notturne (cicli giornalieri), i giorni feriali e festivi (cicli settimanali), i mesi estivi e invernali.

<sup>3</sup> Giornaliera, settimanale, stagionale.

<sup>4</sup> Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

<sup>5</sup> Per l'anno 2012 i valori massimi e minimi sono stati calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

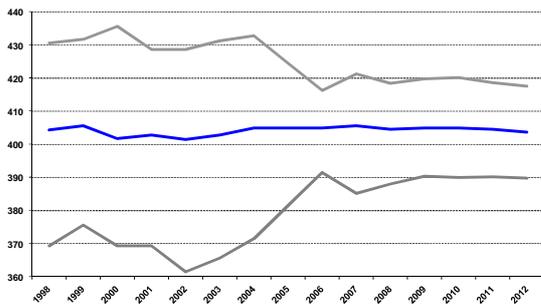


Figura 4 - Range di variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 1998 al 2012 (kV)

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

- ore a basso carico, in cui è 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.

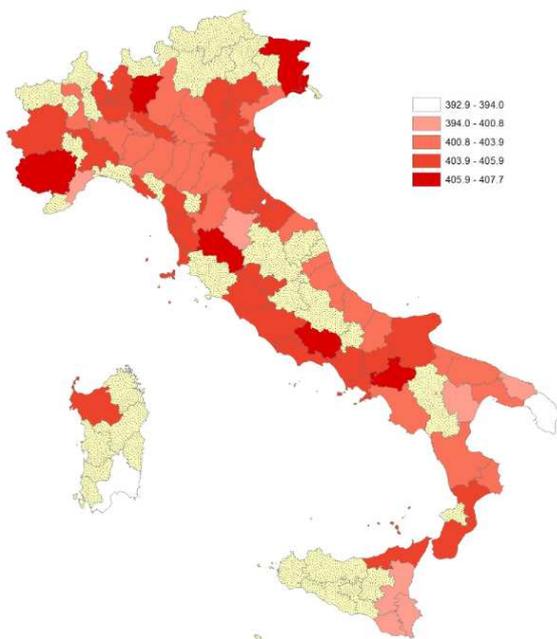


Figura 5 - Distribuzione territoriale delle tensioni – valori medi (kV) (Luglio 2011– Giugno 2012)

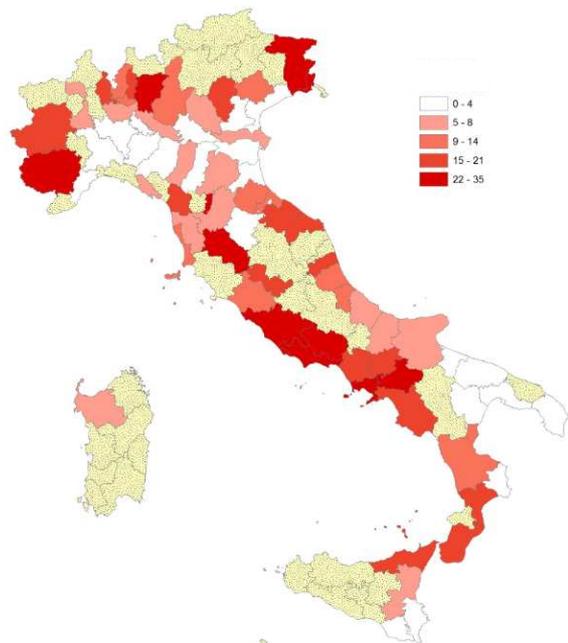


Figura 6 - Distribuzione territoriale delle tensioni – frequenza (%) in ore offpeak di valori con tensione >410 kV (Luglio 2011 – Giugno 2012)

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 2011 e giugno 2012.

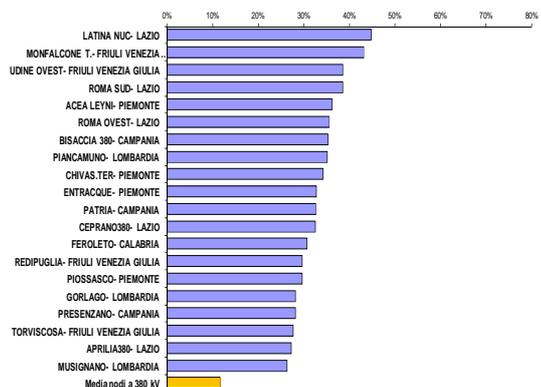


Figura 7 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni alte (Luglio 2011 – Giugno 2012)

Si notano valori di tensione elevati nel Lazio, Friuli Venezia Giulia e nel Piemonte. In particolare, nel Lazio, la ridotta presenza di capacità regolante determina valori di tensione elevati in condizioni di basso carico. Tensioni alte si registrano anche nel Piemonte riconducibili al minor impegno dei collegamenti, normalmente interessati dal trasporto delle potenze in import dalla Svizzera, nelle ore di basso carico del periodo in esame.

Nella seconda parte del 2012, non inclusa nel periodo in esame, si segnala inoltre che i profili delle tensioni sono risultati strutturalmente modificati sulla rete primaria della Sardegna in relazione ai mutati scenari di carico e generazione, con un innalzamento dei valori di tensione e ridotti margini di regolazione, specie in ore vuote.

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 2011 e giugno 2012.

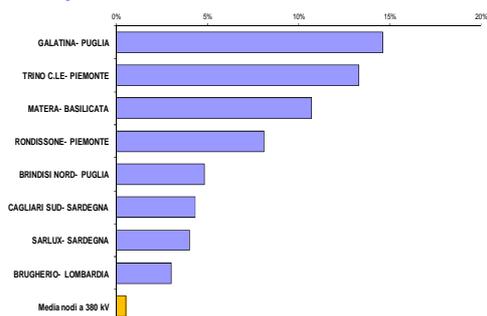


Figura 8 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse (Luglio 2011 – Giugno 2012)

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 2012 prosegue la crescita della generazione da fonti rinnovabili con quasi 4 GW di potenza fotovoltaica e circa 1 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.

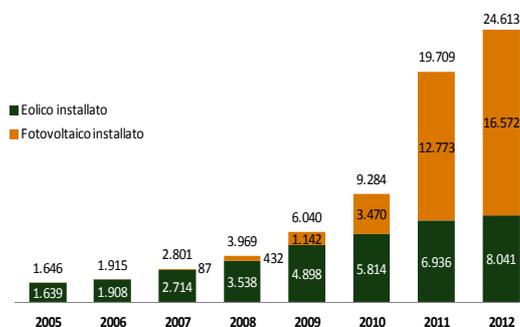


Figura 9 - Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2005-2012 (MW)

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 2012 l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% del tempo in un totale rispettivamente di 791<sup>6</sup> e 580 cabine primarie, in aumento rispetto agli anni 2010 e 2011 (cfr. Figura 10).

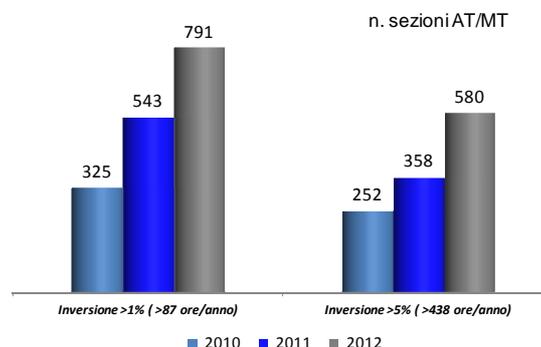


Figura 10 - Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (fonte: Enel Distribuzione - 2012 dati provvisori)

<sup>6</sup> Poco meno di un quarto del totale delle cabine AT/MT di Enel distribuzione (circa 3200).

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.

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 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.

Come si osserva in Figura 11, 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 della Campania.

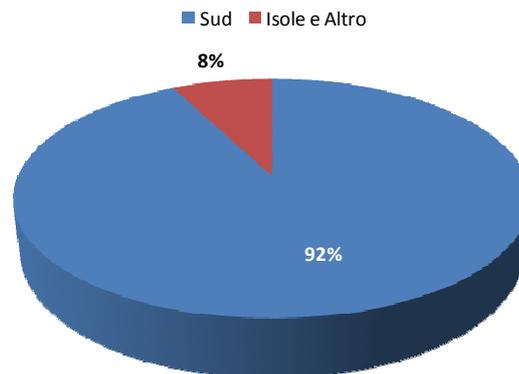


Figura 11 - Dettaglio regionale localizzazione Mancata Produzione Eolica (MPE) 2012

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 "Montecorvino – Benevento II" (sulla quale la potenza installata da FRNP attualmente ammonta a oltre 700 MW):
  - 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 "Flumeri - Vallesaccarda";
  - 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 "Scampitella – Lacedonia";
  - potenziamento elettrodotto 150 kV "Campagna – Sicignano - Contursi";
  - potenziamento elettrodotto 150 kV "Buccino-Tanagro";
  - potenziamento elettrodotto 150 kV "Flumeri – Lacedonia – Contursi";
- sulle direttrici 150 kV "Benevento II – Volturara – Celle S. Vito" (sulla quale la potenza da FRNP attualmente installata è di circa 750 MW):

- nuova stazione 380/150 kV di Troia (a cui si prevede di raccordare la direttrice 150 kV);
- installazione terzo ATR 380/150 kV nella stazione 380 kV di Benevento II;
- sulla direttrice 150 kV “Foggia – Deliceto - Andria” (sulla quale la potenza da FRNP attualmente installata è di circa 700 MW):
  - nuova stazione 380/150 kV di Deliceto;
  - Raccordi 150 kV della linea “Agip Deliceto - Ascoli Satriano” alla SE 380/150 kV di Deliceto;
  - 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”.

In aggiunta ai potenziamenti di rete richiamati, diversi altri interventi di rinforzo delle porzioni di rete in argomento sono pianificati nei prossimi anni.

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 del rapido sviluppo della produzione fotovoltaica e dei citati 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 a un'efficiente gestione dell'esercizio. Tuttavia, rischi di congestioni di rete sono possibili già nel breve periodo come conseguenza dell'ulteriore forte sviluppo atteso della capacità di generazione da FRNP.

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 2010 - Giugno 2011 con quelli relativi al periodo Luglio 2011 - Giugno 2012, in esito al mercato dell'energia si conferma un aumento delle ore di congestione della sezione Sud-Csud determinato dalla nuova produzione da fonte convenzionale CCGT e rinnovabile installata al Sud. I fenomeni descritti accrescono peraltro le criticità derivanti dagli attuali limiti infrastrutturali della sezione Sud-Csud, che costituivano già in passato 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 12), 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.

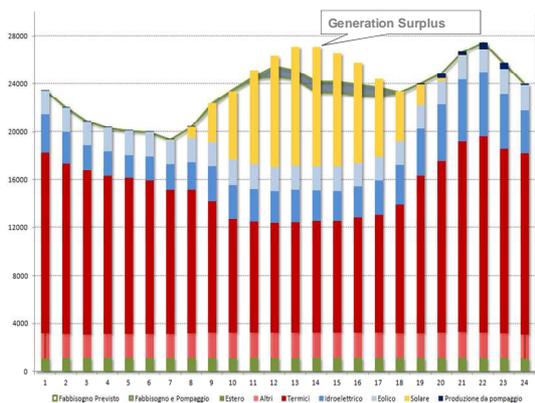


Figura 12 - Esempio giornata di bassissimo carico  
Agosto 2012- analisi di adeguatezza ex-ante

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.

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 diffusione degli impianti fotovoltaici connessi alla rete di distribuzione ha raggiunto livelli tali da aumentare significativamente i rischi per la sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso.

Tale criticità è legata alla normativa per la generazione sulle reti di distribuzione, che prevedeva un distacco istantaneo di generazione fuori dall'intervallo di frequenza  $49,7 \div 50,3$  Hz.

Questa taratura delle protezioni può vanificare l'efficacia dei Sistemi di Difesa, soprattutto, in presenza di una contingenza di rete caratterizzata da una variazione di frequenza significativa che può causare una perdita di generazione pari all'intera generazione distribuita (tra cui, come detto, i soli impianti fotovoltaici presentano una potenza installata di quasi

17.000 MW), evento che potrebbe non essere controllato con i sistemi del piano di difesa ed in particolare del piano di alleggerimento del carico.

Come già avvenuto nel corso del 2011, anche nel 2012 si sono generati degli eventi sul sistema elettrico che hanno evidenziato ancor più la necessità di garantire il corretto funzionamento della generazione distribuita in caso di variazioni di frequenza e/o tensioni.

Un recente evento di esercizio nel sistema elettrico in Sardegna<sup>7</sup>, ha comportato le suddette criticità potenziali: durante il funzionamento in isola della rete, un deficit di generazione (in situazioni normali pienamente recuperabili tramite la riserva di regolazione primaria) ha determinato un transitorio in sottofrequenza, che al raggiungimento di 49,7 Hz ha causato la perdita di generazione distribuita e quindi ha accentuato la caduta di frequenza, con la conseguente attivazione del distacco delle utenze industriali (carichi interrompibili) e successivamente, a causa di un ulteriore deficit di generazione, del distacco di utenza diffusa.

Risulta quindi evidente come l'attuale aliquota di produzione fotovoltaica, che si prevede destinata a crescere nei prossimi anni, renda sempre più necessario l'adeguamento degli impianti di generazione distribuita all'Allegato al Codice di Rete A70, descritto successivamente, al fine di garantire la sicurezza della RTN anche in seguito ad eventi che generano transitori di frequenza maggiori dell'intervallo  $49,7 \div 50,3$  Hz. A tal riguardo, è necessario evidenziare come le problematiche della generazione distribuita non sono solo relative ai transitori di frequenza ma anche ai transitori di tensione.

Diversi eventi che hanno interessato la Sicilia nel corso del 2012, infatti, mettono in evidenza come anche i transitori di tensione generati a seguito di un guasto sugli elettrodotti possono determinare la perdita della generazione fotovoltaica in MT per buchi di tensione. L'insensibilità ai buchi di tensione è ad oggi prevista solo per i nuovi impianti, mentre il retrofitting degli impianti già connessi non consente di coprire tali casistiche, rendendo sempre critiche le condizioni di sicurezza del sistema elettrico nazionale.

<sup>7</sup> Nel mese di Maggio 2012, in Sardegna, la riduzione di potenza di un impianto termoelettrico di circa 150 MW, ha provocato una riduzione della frequenza fino al valore di 49,7 Hz causando la disconnessione della produzione fotovoltaica diffusa connessa alla rete MT e BT di Enel Distribuzione e determinando prima il distacco di carichi interrompibili e successivamente l'innescio della procedura di distacco automatico delle utenze civili.

Tali eventi confermano i rischi per la sicurezza del sistema elettrico legati alla crescente penetrazione della generazione distribuita, in particolare quella fotovoltaica, che si sono già manifestati sempre in Sicilia<sup>8</sup> nel 2011 ( cfr. Figura 13) che hanno portato al rinvio delle attività manutentive sulla rete primaria.

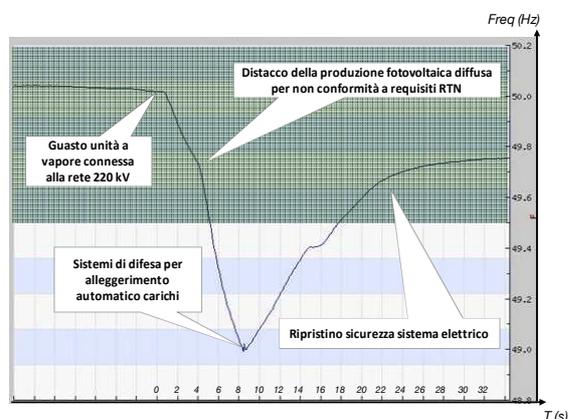


Figura 13 - Transitorio di frequenza dell'evento registrato nel Sistema Elettrico Siciliano

### Iniziative verso gli Energy Policy Maker finalizzate alla mitigazione delle criticità

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, sia a livello di sistema di difesa, sia nella fase di programmazione del servizio di dispacciamento.

Nel corso dell'anno 2011 Terna, in qualità di responsabile della sicurezza del sistema elettrico, ha segnalato al MISE ed all'AEEG, le criticità riscontrate nell'esercizio del sistema elettrico nazionale derivanti dall'incremento della generazione distribuita nonché tutte le attività poste in essere al fine di garantire la sicurezza della rete.

Le azioni di Terna, volte da un lato a rendere meno critici gli effetti legati alla produzione distribuita e dall'altro a equipararne il controllo alle altre fonti non programmabili si sono concretizzate nell'approvazione da parte dell'Autorità di due nuovi allegati al Codice di Rete, A70 e A72.

<sup>8</sup> Nel mese di Maggio 2011, in Sicilia, il guasto di un'unità a vapore connessa alla rete 220 kV che al momento dell'evento produceva circa 150 MW, ha provocato una riduzione della frequenza fino al valore di 49,7 Hz causando la disconnessione di circa 210 MW di produzione fotovoltaica diffusa connessa alla rete MT e BT di Enel Distribuzione e determinando l'innescio della procedura di distacco automatico di alcuni carichi della zona.

In particolare, l'Autorità con la deliberazione 84/12/R/eel "Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale", ha approvato i nuovi allegati al Codice di Rete:

- Allegato A68 recante "Impianti di produzione fotovoltaici. Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT";
- Allegato A69 recante "Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna";
- Allegato A70 recante "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita".

Attraverso l'Allegato A70 vengono 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.

L'intervallo di funzionamento della generazione distribuita [ $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ ,  $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$ ] deve essere tale da consentire di 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 si richiede:

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

Per il controllo dei transitori di tensione, si richiede di garantire 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.

La deliberazione 84/12/R/eel prevede per l'allegato A70 un adeguamento graduale e distinto tra:

- impianti già esistenti, ovvero impianti MT con potenza maggiore di 50 kW già connessi o da connettere entro il 31 marzo 2012,
- impianti nuovi, ovvero impianti MT e BT che si sono connessi dopo il 31 marzo 2012.

In particolare, per la prima tipologia di impianti, è previsto il così detto "retrofitting", inerente l'adeguamento alle prescrizioni dell'allegato A70 sui campi di funzionamento in tensione e frequenza e sui sistemi di protezione, da completarsi entro il 31 marzo 2013. Per tale adeguamento viene riconosciuto un corrispettivo compreso tra i 2.000 e 5.000 €, qualora lo stesso venga completato entro il mese di giugno 2012; in caso di adeguamento successivo al 30 giugno 2012 e comunque entro il 31 ottobre 2012 viene riconosciuto un premio via via decrescente, su base mensile, rispetto a quello sopra indicato.

Per i nuovi impianti, invece, è prevista una distinzione tra impianti connessi in MT e BT e per periodo di entrata in esercizio (entro giugno o entro dicembre 2012) con riflessi sull'obbligo di dare una parziale o piena applicazione alle prescrizioni dell'allegato A70.

Con la delibera 344/12/R/eel, l'Autorità ha approvato il nuovo allegato al Codice di Rete A72 "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)" recante procedure per i distacchi della generazione distribuita.

Le prescrizioni si applicano agli impianti avente le seguenti caratteristiche:

- sono connessi alle reti MT di distribuzione;
- sono impianti FRNP fotovoltaici ed eolici;
- immettono in rete tutta la produzione, al netto dei servizi ausiliari;

- hanno potenza nominale > 100 kW.

L'insieme degli impianti che soddisfano tali condizioni è definito GDR (Generazione Distribuita Riducibile), classificati in 2 gruppi: GDPRO (impianti riducibili con preavviso dal titolare dell'impianto) e GDTEL (impianti distaccabili da remoto dall'impresa distributrice).

La procedura di riduzione GD si basa su un concetto di distacco con e senza preavviso, che avviene a rotazione in base al livello di criticità della rete.

#### 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.

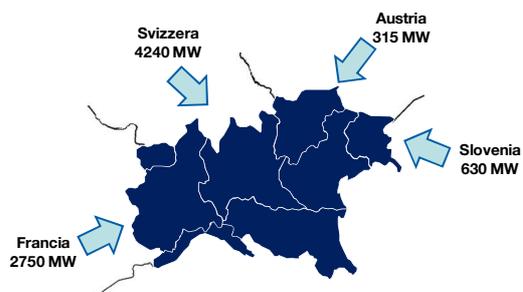


Figura 14 - Dati NTC massima 2013 (winter peak)

In Figura 14 è evidenziata l'attuale capacità di trasporto delle linee di interconnessione sulla frontiera Nord corrispondente ad un massimo di 7935 MW di NTC in condizioni winter peak. Ad essi si aggiungono i 500 MW provenienti dalla Grecia.

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 tutto 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.

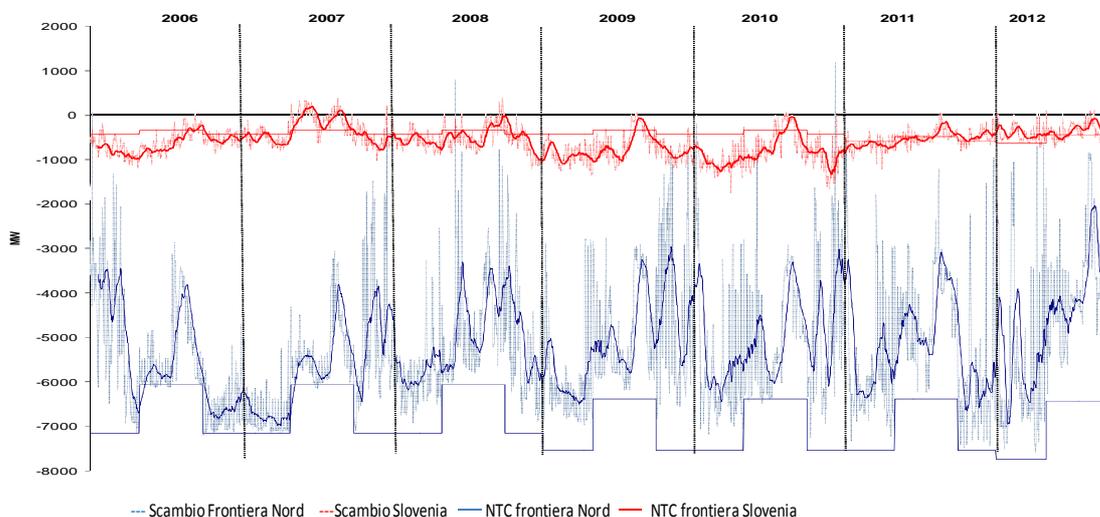


Figura 15 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore piene

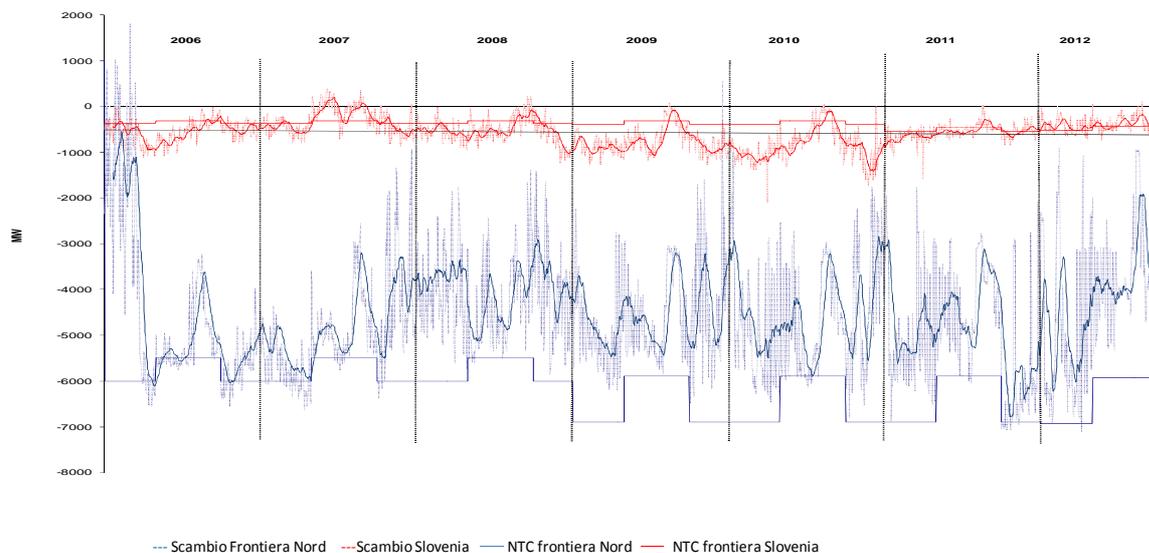


Figura 16 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore vuote

Nel 2012 (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 sviluppo generazione da fonti rinnovabile) potrebbe tuttavia modificarsi in funzione della generazione dell'Est Europa nel medio-lungo periodo.

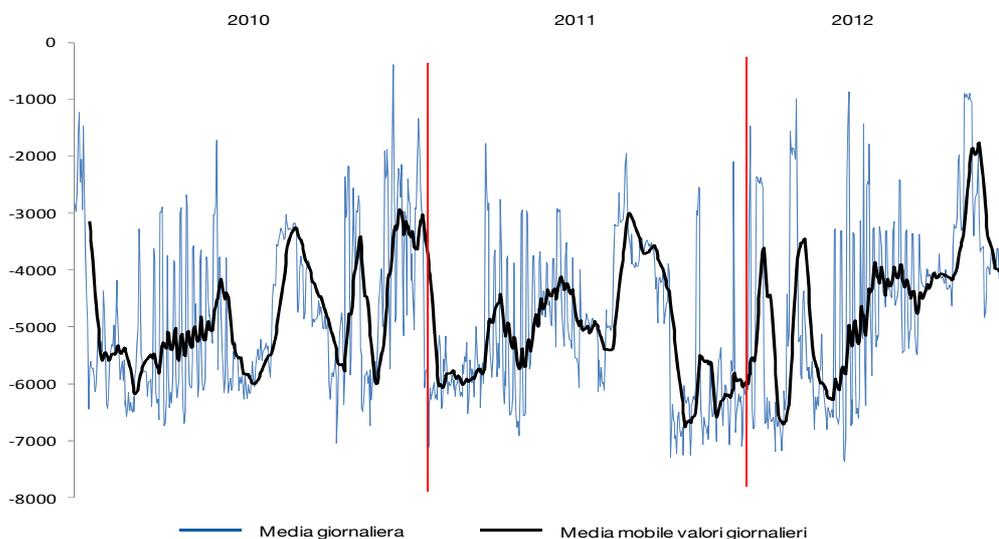


Figura 17 - Scambi frontiera Nord

## 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 interzonali determinate da vincoli di rete esistenti); questa separazione determina da un lato una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e dall'altro la formazione di prezzi differenti tra le diverse zone in cui è suddiviso il mercato;
- 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 alla produzione dei poli limitati e nella riduzione delle congestioni sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale, una maggiore integrazione e competitività del mercato e, conseguentemente, una possibile riduzione del prezzo dell'energia per i clienti del mercato.

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

Nel corso del 2012 i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale con scarti superiori rispetto all'anno passato (Figura 18). Risulta una differenza media tra il mercato italiano ed i principali mercati esteri che si attesta attorno ai 33 €/MWh in più rispetto al mercato tedesco/austriaco ed intorno ai 29 €/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. 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.

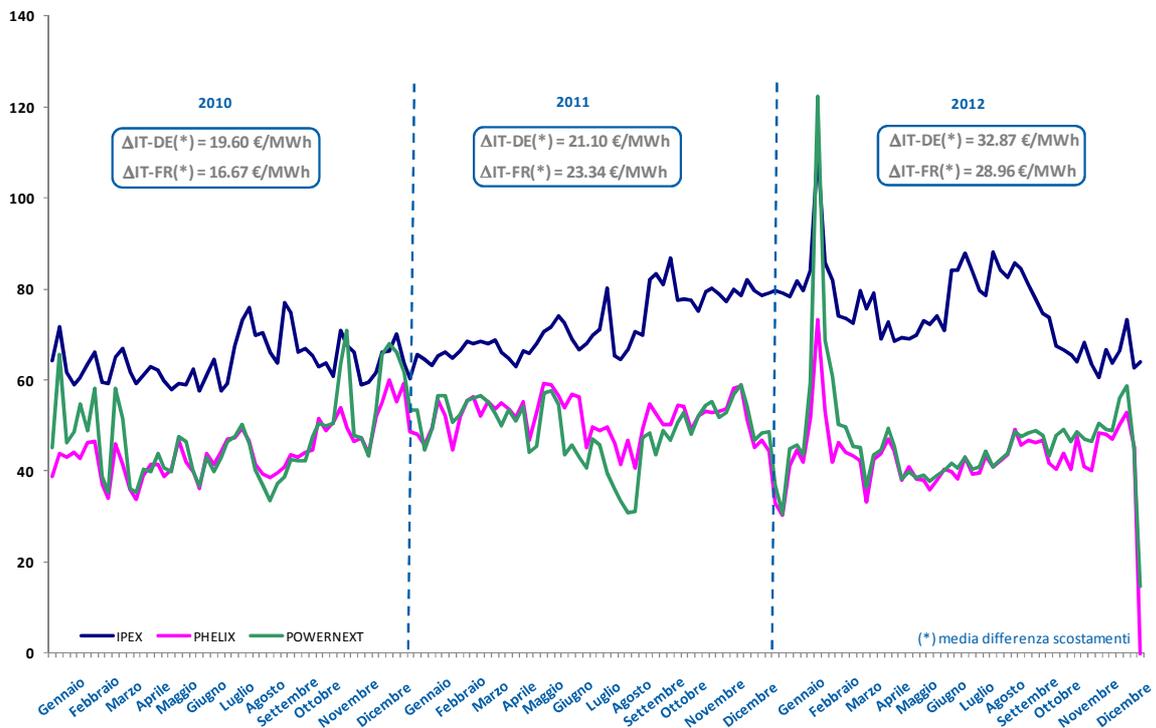


Figura 18 - Andamento settimanale Borse Europee, Gennaio 2010 – Dicembre 2012

### 1.2.2 Market Coupling Italia-Slovenia

Il grafico di seguito riportato (Figura 19) rappresenta l'andamento dei flussi di energia elettrica legati al coupling con la Slovenia nel corso del 2012 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 2012 si è avuta convergenza dei prezzi nel 20% delle ore, mentre in media lo Spread Nord-BSP è stato pari a 21,03 €/MWh. Per quanto riguarda la capacità allocata attraverso il coupling, essa in media è stata pari a 414 MW.

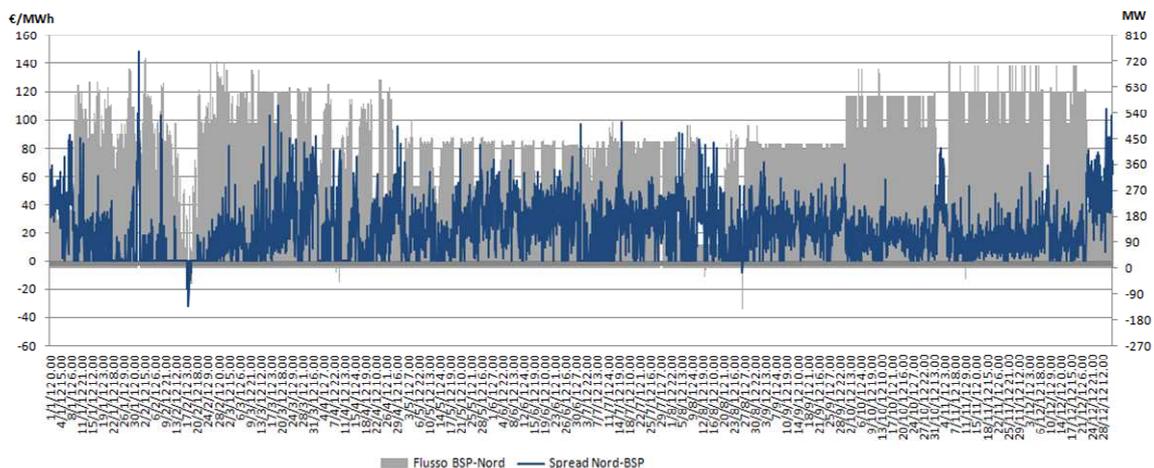


Figura 19 - Flusso BSP-Nord e Spread Nord-BSP 2012

### 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.

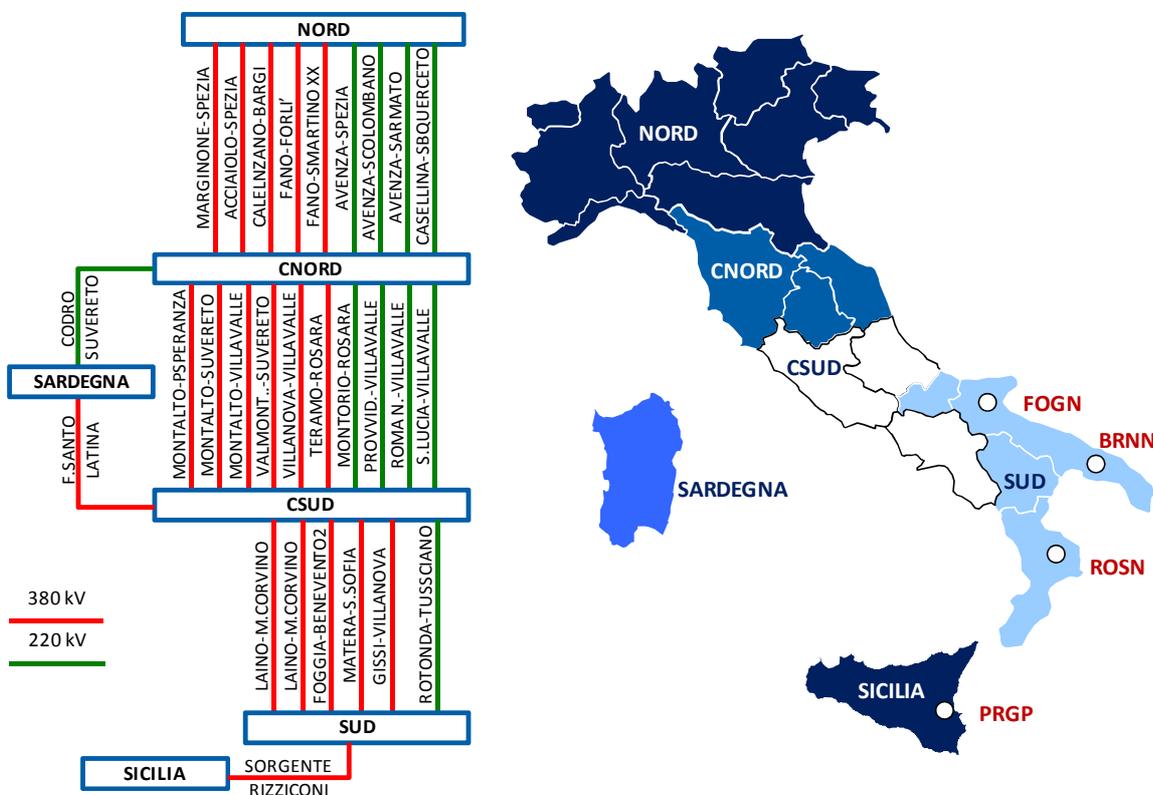


Figura 20 - Assetto zonale

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

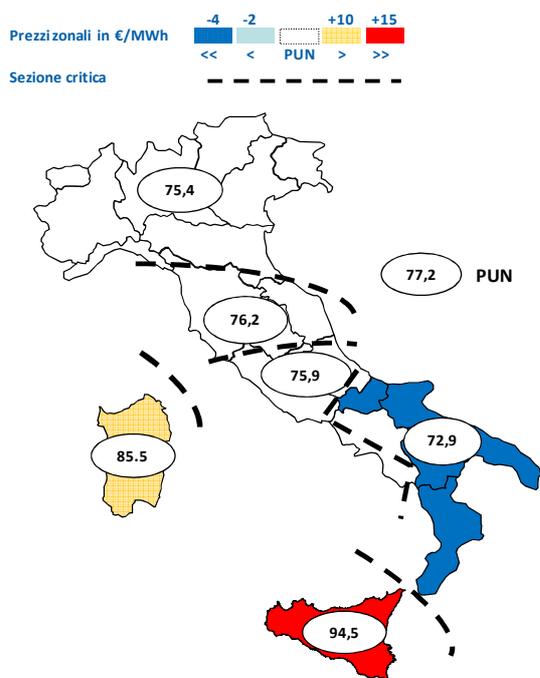
stesso periodo indicato nel Piano di Sviluppo 2012 si evidenzia un aumento dei prezzi dovuto anche all'incremento dei costi dell'energia.

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 differenziale di prezzo ancora visibile nel periodo in esame a cavallo del 2011 e 2012 (che ancora sconta gli effetti di una attivazione parziale del SAPEI) risulta

sostanzialmente annullato nella seconda parte del 2012 che ha visto un sostanziale allineamento dei prezzi tra Sardegna e Centro Sud.

La Figura 22 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 4 anni. Per l'anno 2012 si è registrato un ammontare complessivo di circa 212 milioni di Euro superiore rispetto alla rendita registrata nell'anno 2011 in gran parte dovuto all'aumento del delta dei differenziali di prezzo registrati sul mercato.



Fonte dati: GME

Figura 21 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (luglio 2011 – giugno 2012)

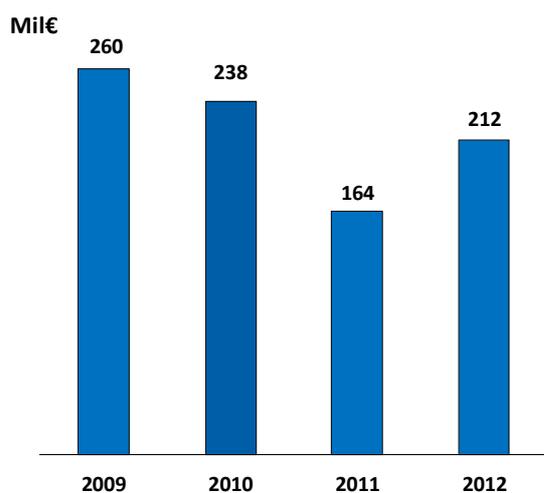


Figura 22 - Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima

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 2011 – giugno 2012, 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 2010/2011, si è verificato un sostanziale aumento della saturazione tra zone di mercato in particolare sullo scambio tra Rossano e Sicilia.

Tabella 1 - Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2011 – giugno 2012)

Zone interessate	Ore congestione	Frequenza	Peso su rendita
Sud → Centro Sud	1.449	8%	34%
Centro Sud → Sardegna	1.562	9%	15%
Brindisi/Foggia → Sud	838	5%	14%
Rossano → Sicilia	5.797	33%	10%
Nord → Centro Nord	433	3%	7%
C.Sud → C. Nord	284	2%	2%
Sicilia → Rossano	876	5%	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. Le ore di congestione riscontrate sul collegamento Centro Sud/Sardegna si sono, come precedentemente spiegato, sensibilmente ridotte nella seconda parte del 2012.

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

- la sezione Sud – Centro Sud<sup>9</sup>, nel verso sud – nord;
- le sezioni che limitano i poli di generazione Brindisi e Foggia verso la zona Sud;
- la sezione Sicilia – Rossano, in entrambi i versi continente – isola, con il maggiore differenziale di prezzo tra le zone coinvolte, a testimonianza di problemi principalmente strutturali.

Le congestioni rilevate sulla rete primaria hanno una serie di implicazioni negative: limitano la

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

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 2012 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. 7 (06/02/2012 – 12/02/2012) caratterizzata dagli eccezionali eventi metereologici che hanno visto neve e temperature polari in gran parte d'Italia ed in Europa, ha registrato il costo medio più elevato delle ore di picco pari a circa 158 €/MWh a fronte di un valore massimo del PUN settimanale registrato nella stessa settimana pari a circa 112 €/MWh.

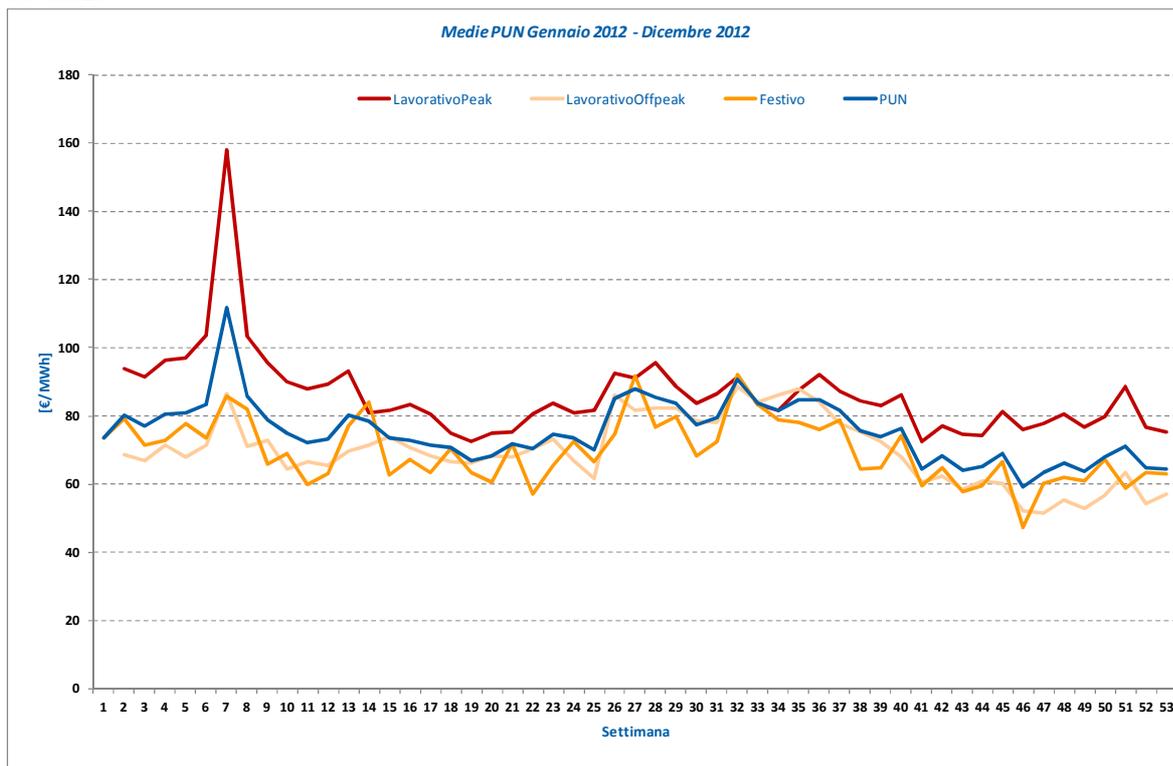


Figura 23 - Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2012 – settembre 2012)

## 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 e, in particolare, dell'operatore maggiormente dominante.

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

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

Si ritiene opportuno precisare che i risultati di tali analisi sono riconducibili alle problematiche di breve termine, mentre potrebbero essere 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 le importanti differenze nella distribuzione territoriale e nella titolarità della capacità di generazione che si verrà a determinare nell'orizzonte di Piano.

### 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 2013 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
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.
Milazzo	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione in sicurezza della porzione di rete 150 kV locale in presenza di indisponibilità di impianti di produzione. Tali criticità saranno superate con la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi e opere connesse.
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

Impianto	Motivazione
	possibilità di migliorare la capacità di regolazione in assenza di uno dei 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 nei pressi della CP Filettole.
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 alla installazione del reattore nella stazione 220 kV Cattolica Eraclea. Ulteriori vincoli per la sicurezza della rete locale potranno essere superati con la realizzazione delle opere di piano previste nell'area.
San Filippo del Mela 220 kV	La c.le risulta essenziale per il 2013 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.
Sulcis	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud della Sardegna. Il vincolo sarà ridotto in seguito all'installazione presso la SE 220/150 kV Sulcis di una batteria di condensatori.
Trapani turbogs	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 220 kV della Sicilia occidentale in particolari assetti di esercizio e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno notevolmente ridotte in seguito alla realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Partanna-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 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 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 31/12/2013 (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, meno frequentemente, riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito al Mercato dell'energia (MGP e MI), se ne effettua la selezione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD-ex ante e MB), programmando un avviamento o una riduzione/spengimento della centrale. Queste selezioni avvengono di norma nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull'MSD delle unità meno efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati.

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

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

Per questo la presenza di avviamenti a programma rappresenta un onere per il sistema, dato il differenziale tipicamente positivo tra i prezzi offerti

per la disponibilità all'aumento e quelli offerti per la disponibilità alla riduzione del livello di produzione.

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

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

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

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

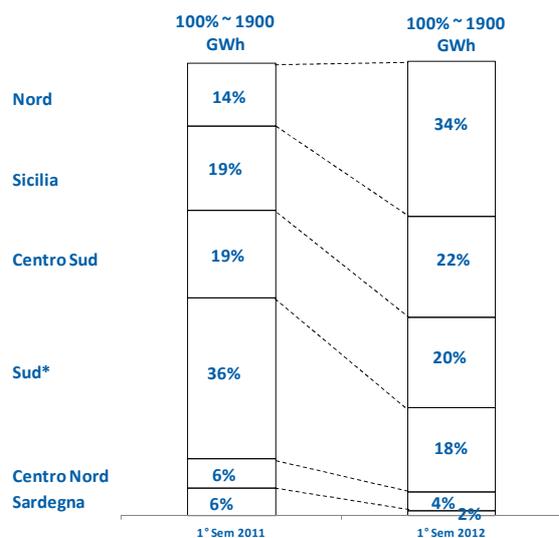
In particolare, il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta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

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

Nella Figura 24 si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti – nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2011/2012 – per le suddette motivazioni tecniche, a prescindere dall'ordine di merito economico per le sole unità termiche. Si può osservare come la gran parte degli avviamenti a programma in percentuale sia concentrata nelle zone Sicilia e Nord. I dati si riferiscono all'energia movimentata. Si riscontra una sostanziale stabilità.

Ciò è in parte dovuto, da un lato (Sicilia) alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità di risorse per il servizio di dispacciamento, dall'altro (Nord) alla maggiore incidenza delle importazioni di energia a basso costo dall'estero, 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 2011 – Giugno 2012, 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 2011- giugno 2012 si è riscontrata una spesa sostanzialmente in linea rispetto al periodo luglio 2010 – giugno 2011.

Dall'analisi della Figura 25 si può notare che oltre il 50% degli oneri di dispacciamento viene generato dalla Sicilia e dal Centro Sud che rappresentano circa il 25% 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 Sardegna<sup>10</sup>, 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 della Calabria ai centri di carico della Campania. A causa dell'insufficiente capacità di trasporto della rete, occorre modulare le produzioni in alcuni nodi di rete, al fine di ridurre il rischio di transiti eccessivi sui collegamenti potenzialmente critici. Si sono, inoltre, rese necessarie azioni di regolazione da parte dei gruppi di generazione dei poli di produzione per compensare gli elevati livelli delle tensioni sulla rete.

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);

<sup>10</sup> Nell'ultima parte dell'anno, in Sardegna si è registrato un maggior ricorso a risorse di dispacciamento, anche in relazione alle mutate condizioni di esercizio del sistema sardo.

- 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.

L'elevato aumento del peso della zona Nord, nel periodo analizzato, è dovuto anche ai lavori necessari per la realizzazione della nuova linea 380 kV Chignolo Po – Maleo.

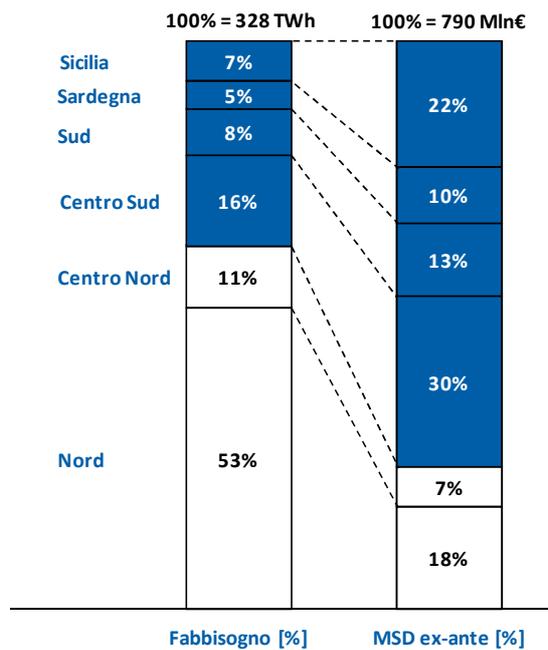


Figura 25 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato (luglio 2011 – giugno 2012)

