

RAPPORTO
331/2013/I/EEL

**RAPPORTO* ANNUALE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS IN
MATERIA DI MONITORAGGIO DEI MERCATI ELETTRICI A PRONTI, A TERMINE E
DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO:
ANNO 2012 CONSUNTIVATO**

25 luglio 2013

***RAPPORTO REDATTO AI SENSI DELL'ARTICOLO 11, COMMA 1, DEL DECRETO DEL MINISTERO
DELLO SVILUPPO ECONOMICO 29 APRILE 2009, RECANTE "INDIRIZZI E DIRETTIVE PER LA
RIFORMA DELLA DISCIPLINA DEL MERCATO ELETTRICO AI SENSI DELL'ARTICOLO 3, COMMA 10,
DELLA LEGGE 28 GENNAIO 2009, N. 2. IMPULSO ALL'EVOLUZIONE DEI MERCATI A TERMINE
ORGANIZZATI E RAFFORZAMENTO DELLE FUNZIONI DI MONITORAGGIO SUI MERCATI ELETTRICI"**

INDICE

1. Premessa	3
2. Sintesi dei contenuti	3
2.1. Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico	3
2.2. Evoluzione della domanda elettrica e del parco di generazione	3
2.3. Evoluzione della rete di trasmissione	4
2.4. Evoluzione della struttura di mercato.....	4
2.5. Mercato dell'energia elettrica a pronti.....	5
2.6. Mercato dei servizi di dispacciamento	5
2.7. Effetto delle rinnovabili sul funzionamento dei mercati.....	6
2.8. Mercato dell'energia elettrica a termine.....	8
3. Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico	9
3.1. Riforma del mercato dei servizi di dispacciamento	9
3.2. Verifica di conformità dello schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (deliberazione 482/2012/R/eel);.....	12
3.3. Integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno: “market coupling” sulla frontiera Slovenia-Italia.....	13
4. Evoluzione della domanda elettrica e del parco di generazione	14
4.1. Evoluzione della domanda elettrica.....	14
4.2. Evoluzione del parco di generazione	15
4.2.1. Dinamiche di Entry/Exit	18
4.2.2. Adeguatezza del sistema elettrico nazionale.....	19
5. Evoluzione della rete di trasmissione	22
5.1. Interventi completati con effetti nel 2012.....	22
5.2. Interventi da completare	22
6. Evoluzione della struttura di mercato.....	26
6.1. Analisi della pivotalità	26
6.2. Pivotalità su fabbisogno di energia (rif. Appendice A)	28
6.3. Pivotalità su fabbisogno di potenza (rif. Appendice A)	29
6.4. Osservazioni.....	30
7. Mercato dell'energia elettrica a pronti	31
7.1. Prezzi zonali.....	32
7.2. Confronto internazionale.....	36
7.3. Integrazione del mercato elettrico italiano con i mercati elettrici dei Paesi confinanti.....	38
8. Mercato dei servizi di dispacciamento	41
8.1. Oneri netti sostenuti da Terna per l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento.....	42
8.2. Analisi delle movimentazioni su MSD	43
8.2.1. Andamento dei prezzi dei c.d. “altri servizi” su MSD.....	46
8.2.2. Andamento dei prezzi per l'utilizzo della riserva secondaria su MB.....	48
9. Effetto delle rinnovabili sul funzionamento dei mercati	51
9.1. Effetto delle rinnovabili su MGP	53
9.1.1. Analisi dello spark spread.....	55
9.2. Effetto delle rinnovabili su MSD	60
9.3. Fabbisogno di riserva.....	61
9.4. Avviamenti.....	62
9.5. Utilizzo di Riserva Secondaria, Pronta e di Sostituzione.....	62
10. Mercato dell'energia elettrica a termine.....	68
10.1. Mercato MTE	68
10.2. Mercati a termine <i>Over the Counter</i>	71

1. PREM ESSA

Il presente rapporto è formulato ai sensi dell'articolo 11, comma 1, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, recante "Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici", pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 108 del 12 maggio 2009, che recita:

"L'Autorità integra le proprie deliberazioni in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento, adeguandole, per quanto necessario, per consentire un monitoraggio del sistema dei mercati riformati e predisponendo un rapporto annuale."

Il rapporto viene normalmente trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: MSE) e pubblicato entro il 31 marzo di ogni anno. Nel 2013, l'Autorità ha ritenuto opportuno attendere l'insediamento del nuovo Parlamento e la formazione del nuovo Governo prima della messa a disposizione del presente rapporto. Grazie a questo lasso di tempo, l'Autorità ha altresì ritenuto opportuno estendere larga parte delle analisi di monitoraggio, normalmente afferenti l'anno precedente quello di consegna (in questo caso il 2012), anche al primo quadrimestre del 2013.

2. SINTESI DEI CONTENUTI

2.1. Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico

Il disegno del mercato elettrico ha subito, nel corso del 2012, ulteriori importanti modifiche rispetto al 2011. Le principali innovazioni introdotte nel 2012 sono rappresentate da:

- la prosecuzione della riforma del *mercato per il servizio di dispacciamento (MSD)*, secondo i principi generali disposti dalla Legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: Legge n. 2/09) e del DL 83/2012, convertito dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134;
- la verifica preliminare di conformità dello schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica ai sensi della deliberazione ARG/elt 98/11 e la consultazione pubblica del predetto schema;
- il nuovo accordo per l'integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno (c.d. *market coupling*).

Nel Capitolo 3 si descrivono gli aspetti principali delle iniziative portate avanti dall'Autorità per la riforma del mercato elettrico.

2.2. Evoluzione della domanda elettrica e del parco di generazione

Evolutione della domanda elettrica

Gli effetti della crisi economica iniziata nel 2009 e proseguita nel corso di tutto il 2012 non hanno risparmiato il settore elettrico. Nel 2012 si registra, infatti, una forte contrazione della domanda di energia elettrica.

L'energia complessivamente fatturata alle unità di consumo localizzate sul territorio nazionale (di seguito: UC) passa da oltre 312 TWh del 2011 a 302 TWh del 2012, facendo registrare in quest'ultimo anno una riduzione del 3,33%. Il picco orario per i prelievi fatturati alle UC è passato da 53,7 GW del 2011 a 50,8 GW nel corso del 2012, facendo registrare una variazione negativa annuale del 5,26%.

L'analisi per macrozona mostra come i prelievi fatturati alle UC abbiano registrato una significativa contrazione in Sardegna (-6,19% rispetto al 2011), seguita da quella del Continente (-3,31%) e della Sicilia (-1,95%).

Evoluzione del parco di generazione

La potenza massima erogabile dall'insieme delle unità rilevanti iscritte nel Registro delle Unità di Produzione Statico (RUP Statico¹) nel corso del 2012 è stata di poco superiore a 96 GW, facendo registrare un aumento di circa 1 GW rispetto ai valori dell'anno precedente. Tale incremento è il risultato di un accresciuto apporto della capacità di generazione eolica e solare. Il RUP statico registra solo le cosiddette unità rilevanti (potenza maggiore o uguale a 10 MW); a queste vanno aggiunte le unità non rilevanti (potenza inferiore a 10 MW). La capacità installata delle unità non rilevanti ha subito un forte incremento nel corso del 2012: da 18 GW nel 2011 a 22 GW nel 2012. Tale incremento è proseguito nell'anno in corso (oltre 23 GW a luglio 2013), soprattutto per effetto della crescente penetrazione della generazione fotovoltaica, attualmente superiore a 16 GW.

Nel 2012, le UP che sono entrate nel mercato e che quindi sono state iscritte a RUP sono state 71, mentre 13 unità sono state dismesse, corrispondenti rispettivamente ad una potenza massima complessiva in ingresso sul territorio nazionale di 2.264 MW e in uscita di 919 MW (saldo netto positivo di 1.345 MW). I nuovi ingressi sono costituiti prevalentemente da unità eoliche (40 ingressi su 71) per una potenza massima complessiva di 1.156 MW. Le nuove unità eoliche si sono concentrate principalmente nelle zone Sud (17 ingressi su 40, per una potenza di 471 MW), Centro Sud (8 ingressi su 40, per una potenza di 266 MW), Sardegna (3 ingressi su 40, per una potenza 127 MW) e Sicilia (5 ingressi su 40, per una potenza di 125 MW).

Nel Capitolo 4 si fornisce un resoconto sull'evoluzione del parco di generazione e un approfondimento sull'adeguatezza del sistema elettrico nazionale.

2.3. Evoluzione della rete di trasmissione

Il 2012 ha visto il potenziamento della Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito: RTN) in seguito al completamento di alcune opere già programmate nei precedenti piani di sviluppo. Tramite gli interventi di sviluppo ultimati che hanno avuto effetto nel 2012 è stato possibile rimuovere i vincoli che limitavano la produzione degli impianti localizzati nel polo di Monfalcone, prevedendo l'eliminazione del suddetto polo di produzione limitata dalla configurazione zonale valida per il triennio 2012-2014. Inoltre, per effetto dell'entrata in funzione, tra luglio e novembre 2012, di due PST nelle stazioni a 380 kV di Foggia e Villanova (PE), è stato possibile incrementare di 150 MW i limiti di transito dalla zona Sud verso il Centro Sud e dal polo di produzione limitata da Foggia verso la zona Sud.

Nel capitolo 5 si fornisce un resoconto delle opere da completare nel corso dei prossimi anni.

2.4. Evoluzione della struttura di mercato

Nel 2012, a conferma di quanto già osservato nel 2011, si assiste ad una riduzione della quota di mercato dell'operatore maggiore, ENEL, che negli ultimi 6 anni ha visto ridurre la propria quota di circa 7 punti percentuali, attestandosi al 25%.

Dall'analisi dei dati di pivotalità emergono i seguenti elementi:

- negli ultimi anni si è verificata una progressiva riduzione della pivotalità dei principali operatori (ENEL, A2A, EDISON² e EON);
- il permanere di condizioni strutturali critiche in Sicilia dovute alla persistente carenza di capacità di interconnessione. La situazione dovrebbe migliorare progressivamente nei prossimi tre anni per effetto della realizzazione dell'interconnessione con il Continente (linea Sorgente-Rizziconi). Nel corso degli ultimi due anni l'interesse all'esercizio del potere di mercato

¹ Il RUP Statico registra solo le cosiddette unità rilevanti, ossia unità di potenza non inferiori a 10 MW. A questi impianti vanno aggiunte le unità non rilevanti connesse alla rete di trasmissione nazionale e la generazione distribuita.

² Prima del 2012 A2A e EDISON era raggruppati sotto lo stesso macro-operatore: EDIPOWER

degli operatori pivotali è stato limitato da una serie di misure introdotte dall'Autorità (capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali) e dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (tetto alle offerte di vendita su MGP);

- come già evidenziato nel rapporto dello scorso anno, anche nel 2012 si assiste, da un lato ad una consistente riduzione della pivotalità dei principali operatori nelle ore centrali della giornata, dall'altro ad una concentrazione della pivotalità nelle ore serali.

Nel capitolo 6 si fornisce un approfondimento relativo all'analisi di pivotalità.

2.5. Mercato dell'energia elettrica a pronti

Nel 2012, il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) è risultato pari a 75,48 €/MWh, in aumento del 4,5% rispetto all'anno precedente. A fronte di questo incremento su base annua, l'analisi dell'andamento trimestrale del PUN segnala una forte contrazione delle quotazioni dell'energia elettrica nel quarto trimestre del 2012 (-20% rispetto al trimestre precedente) che protrae nel corso del 2013. In particolare, nel primo trimestre del 2013 si registra un calo del 3% rispetto al trimestre precedente e nel secondo trimestre si registra un ulteriore calo del 10% rispetto al trimestre precedente.

Nel 2012 la dinamica dei prezzi zionali di vendita nel *mercato del giorno prima* (MGP) conferma la situazione fotografata nel 2011. I prezzi di vendita nelle Isole maggiori, pari a 95,28 €/MWh in Sicilia e 81,67 in Sardegna, sono risultati ancora in misura significativa più alti rispetto alle zone continentali. Il Sud si conferma essere la zona avente prezzo più basso (70,34 €/MWh) e, per effetto della contenuta variazione sull'anno precedente, esibisce uno scostamento non trascurabile rispetto alle altre zone del Continente, pari a circa 4 €/MWh. Si rileva altresì il costante incremento delle ore di saturazione dei limiti di transito da Sud verso Nord (interconnessioni Sud – Centro Sud, Centro Sud – Centro Nord e Centro Nord-Nord). Ciò implica la separazione del Continente in 2, 3 o 4 zone di mercato in un numero crescente e non trascurabile di ore specie nel primo trimestre dell'anno.

Nel 2012, i differenziali fra il livello medio dei prezzi in Italia e i livelli medi dei prezzi in Germania, Francia e Spagna si sono attestati rispettivamente a 33 €/MWh, 29 €/MWh e 28 €/MWh. Lo scostamento tra il prezzo medio italiano e quello degli altri paesi può essere ricondotto ai seguenti fattori:

- differenze nel mix tecnologico produttivo. A differenza degli altri paesi, in Italia gli impianti termoelettrici a ciclo combinato rappresentano la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore;
- maggiore costo variabile di produzione degli impianti termoelettrici italiani connesso con l'onere di acquisto dei certificati verdi.

Nel 2012, il *market coupling* tra Italia e Slovenia ha avuto un impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto transfrontaliera. Coerentemente con i differenziali di prezzo tra la zona Nord e la zona slovena BSP³ (pari a 21 €/MWh in media annua), il *market coupling* ha determinato flussi di energia nel 99,6% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 0,4% in export verso la Slovenia.

2.6. Mercato dei servizi di dispacciamento

A fronte di una riduzione costante registrata dal 2009 al 2011, il saldo tra i proventi e gli oneri maturati da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (c.d. *uplift*) ha subito un peggioramento nel 2012. L'analisi delle principali componenti che concorrono alla determina-

³ BSP è la borsa elettrica slovena.

zione dell'*uplift* evidenzia, in particolare, un significativo incremento dell'onere associato alla componente energia⁴ (+160 mln €circa rispetto al 2011 e +280 mln €circa rispetto al 2010).

L'aumento di 160 Mln € degli oneri relativi alla componente energia è stato però più che compensato, in termini economici, dalla riduzione dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulla RTN (di seguito: fattori di perdita) disposte per l'anno 2012 dalla deliberazione ARG/elt 196/11. I fattori percentuali convenzionali delle perdite in vigore nel 2011, infatti, sovrastimavano le perdite effettive e la loro applicazione anche per il 2012 avrebbe reso disponibile a Terna un eccesso di energia che avrebbe utilizzato ai fini del bilanciamento risparmiando un ammontare analogo di movimentazioni a salire su MSD.

A ciò va aggiunto che nel corso del 2012 si sono verificati i seguenti fenomeni che hanno alterato radicalmente la struttura della componente energia e della programmazione del sistema:

- la riduzione dei costi netti sostenuti da Terna per effetto dell'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento: da un onere di circa 240 Mln € a un provento di circa 60 Mln € nel 2012 (-310 Mln € circa rispetto al 2011);
- l'incremento dei costi netti sostenuti da Terna per acquistare energia su MSD al fine di mantenere bilanciato il sistema: da un provento di circa 115 Mln € a un onere di circa 350 Mln € nel 2012 (+470 Mln € circa rispetto al 2011).

Nel capitolo 8 si fornisce un'analisi dei suddetti fenomeni.

I prezzi medi su MSD nel corso del 2012, hanno fatto registrare la seguente evoluzione:

- per quanto concerne gli "Altri Servizi"⁵, il differenziale tra i prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire⁶) e i prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere⁷) ha subito un aumento nella zona Sud (+14%) e nella Sicilia (+14%), mentre si riduce nelle zone Centro Nord (-17%), Centro Sud (-26%) e Sardegna (-15%);
- per quanto concerne l'utilizzo della riserva secondaria, il differenziale tra i prezzi a salire e i prezzi a scendere ha subito un aumento nella zona Sicilia (+11%) e nella macrozona Continente (+25%), mentre si riduce nelle zone Sardegna (-12%).

Nel capitolo 8 si fornisce un'analisi delle motivazioni alla base di tali variazioni del livello dei prezzi.

2.7. Effetto delle rinnovabili sul funzionamento dei mercati

La crescita esponenziale della generazione da fonti rinnovabili non programmabili, prevalentemente eolica e fotovoltaica, ha radicalmente mutato il profilo della domanda residua, ossia della parte di carico che deve essere soddisfatta da generazione programmabile, prevalentemente termoelettrica.

Per quanto concerne MGP, il notevole mutamento del profilo della domanda residua ha contribuito a modificare sensibilmente la dinamica dei prezzi orari. Sebbene un cambiamento nel profilo dei prezzi orari fosse già iniziato a palesarsi nel corso del 2011, questo risulta essere ancora più evidente nel 2012. In particolare:

⁴ La componente energia rappresenta il saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia acquistata e venduta sul MSD a copertura dello stesso sbilanciamento. Il valore di tale componente risulta in generale non nullo data la non perfetta *cost-reflectiveness* degli sbilanciamenti delle unità non abilitate.

⁵ Per Altri Servizi o NRS si intendono tutti i servizi forniti dalle unità abilitate e approvvigionati da Terna su MSD al netto della riserva secondaria.

⁶ Per i prezzi a salire si è assunta a riferimento la media ponderata sull'anno dei prezzi di vendita ponderati per le quantità accettate in vendita.

⁷ Per i prezzi a scendere si è assunta a riferimento la media ponderata sull'anno dei prezzi di acquisto ponderati per le quantità accettate in acquisto.

- nelle ore in cui la produzione fotovoltaica è assente o ridotta (1-10 e 17-24) i prezzi medi orari nel 2012 sono aumentati rispetto al 2011, rispettivamente del 6% per le ore 1-10 e del 12% per le ore 17-24;
- nelle ore di maggior produzione fotovoltaica (11-16) i prezzi medi orari si sono ridotti del 7% rispetto al 2011;
- i picchi di prezzo più elevati, a differenza degli anni scorsi, si concentrano nelle ore serali. Mentre nel corso del 2011 i prezzi medi nel picco mattutino (ora 10) e serale (ora 20) risultavano molto vicini (84 – 87 €/MWh), nel corso del 2012 la differenza tra i prezzi del picco mattutino e serale si è allargata (85 – 103 €/MWh).

La variazione del profilo dei prezzi orari su MGP ha inciso fortemente sul valore unitario del primo margine a copertura dei costi fissi (*clean spark spread*) degli impianti termoelettrici turbogas a ciclo combinato. I prezzi e i profili di offerta tipici degli impianti eolici e fotovoltaici hanno l'effetto di comprimere i prezzi di equilibrio su MGP in molte ore, riducendo significativamente il numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno l'opportunità di coprire, oltre ai loro costi variabili, almeno parte dei loro costi fissi. Questo, peraltro, complica le strategie di offerta degli impianti termoelettrici su MGP, essendo fortemente aumentato il rischio di vedersi accettato nel MGP un programma di produzione molto "variabile" tra le ore, caratterizzato da accensioni e spegnimenti nell'arco dello stesso giorno, tecnicamente incompatibili con i vincoli di funzionamento di tali impianti.

Nel capitolo 9 si riporta un'analisi dell'evoluzione dello *spark spread* negli ultimi anni.

Per quanto concerne MSD, la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili ha contribuito a determinare:

- 1) un incremento dei margini di riserva che Terna deve costituire su MSD al fine di gestire in sicurezza la volatilità delle fonti rinnovabili. Il fabbisogno di riserva terziaria totale a salire e a scendere sono cresciuti rispettivamente del 11% e dell'1% nel corso del 2012;
- 2) un aumento dell'energia sottesa agli avviamenti o al prolungamento in servizio delle unità di produzione termoelettrica su MSD (+ 16% le quantità accettate a salire per minimo tecnico – cd offerte di minimo);
- 3) un maggiore utilizzo di riserva rapida (secondaria e pronta) per assicurare il bilanciamento in tempo reale e per inseguire le rampe di presa di carico serali e mattutine, che appare complessivamente coerente, in termini di dinamica, con il diverso grado di flessibilità dei suddetti servizi e con la capacità di ciascuno di fronteggiare le esigenze di carico determinate dal mutamento nel profilo del fabbisogno residuo di energia.

I maggiori oneri derivanti dagli incrementi di cui sopra non vengono recuperati attraverso i corrispettivi di sbilanciamento effettivo, ma sono coperti dal sistema eminentemente attraverso il corrispettivo *uplift*. Ciò in quanto tali maggiori oneri sono sostenuti a prescindere dallo sbilanciamento effettivo delle fonti rinnovabili non programmabili, e non sono loro correttamente attribuibili attraverso i corrispettivi di sbilanciamento. Tali oneri originano, infatti, dalla necessità di Terna, di predisporre il sistema a fronteggiare i potenziali squilibri fra immissioni e prelievi dovuti oltre che ai possibili fuori servizio degli impianti e all'aleatorietà della domanda anche all'aleatorietà delle fonti rinnovabili non programmabili.

Nel capitolo 9 si riporta un'analisi su fabbisogno e utilizzo delle risorse di riserva su MSD.

2.8. Mercato dell'energia elettrica a termine

Il mercato a termine dell'energia ha visto crescere nel 2012 i volumi negoziati che si sono attestati a quota 586 TWh⁸, confermando il trend crescente degli ultimi tre anni (+300 TWh).

In linea con il 2011, i volumi scambiati sui mercati a termine regolamentati (MTE e IDEX) risultano sostanzialmente stabili intorno ai 44 TWh, mentre si confermano preponderanti i volumi scambiati *over the counter* o OTC, pari a circa 542 TWh, ossia il 92% dei volumi scambiati a termine.

Rispetto al 2011 si osserva un numero crescente di contratti OTC registrati ai fini di *clearing* sul MTE (il mercato regolamentato a termine con obbligo di consegna e ritiro gestito da GME), principalmente da parte dell'Acquirente Unico.

Le ragioni alla base del mancato sviluppo dei mercati a termine regolamentati potrebbero essere riconducibili al fatto che le garanzie finanziarie richieste per accedere a questi mercati sono percepite dagli operatori come troppo onerose rispetto alle garanzie richieste per le negoziazioni OTC. Gli operatori, infatti, non sempre considerano i maggiori rischi derivanti da transazioni OTC. In particolare, a differenza dei mercati a termine regolamentati, dove la controparte di tutti gli scambi è la borsa stessa (che riveste il ruolo di controparte centrale), le transazioni sui mercati OTC potrebbero non internalizzare l'esternalità negativa derivante dal possibile fallimento a cascata di più operatori, compresa la specifica controparte.⁹

⁸ Si fa riferimento a tutti i contratti a termine stipulati nell'anno solare 2012 con data inizio delivery maggiore o uguale al 1° gennaio 2012.

⁹ Un fallimento a cascata può manifestarsi in sistemi finanziari interconnessi, nei quali il fallimento di un agente può innescare il fallimento degli altri agenti che operano nel mercato.

3. STATO DI AVANZAMENTO DELLA RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO

Il disegno del mercato elettrico ha subito, nel corso del 2012, ulteriori importanti modifiche rispetto al 2011. Le principali innovazioni introdotte nel 2012 sono rappresentate da:

- la prosecuzione della riforma del *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD), secondo i principi generali della legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: Legge 2/09) e del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: DL 83/12);
- la verifica preliminare di conformità dello schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica ai sensi della deliberazione ARG/elt 98/11 e la consultazione pubblica del predetto schema;
- il nuovo accordo per l'integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno (c.d. *market coupling*).

3.1. Riforma del mercato dei servizi di dispacciamento

In attuazione di quanto previsto dall'articolo 3, comma 10, della Legge 2/09, con decreto 29 aprile 2009, il MSE ha emanato una serie di indirizzi di riforma del mercato elettrico che sono stati in larga misura recepiti nella regolazione del MSD tra il 2010 e il 2012 ma il loro pieno recepimento è tuttora in corso. Le previsioni di cui all'articolo 3, comma 10, della Legge 2/09 sono state infatti integrate dalle previsioni di cui all'art. 34, comma 7-bis, del DL 83/12.

In tale contesto si inseriscono i seguenti interventi regolatori intercorsi tra il 2012 e i primi mesi del 2013:

- la deliberazione 46/2013/R/eel che ha approvato le modifiche e integrazioni al Codice di Rete proposte da Terna in merito alla struttura delle offerte e dei parametri tecnici caratteristici delle unità di produzione termoelettriche su MSD;
- il documento per la consultazione 508/2012/R/eel relativo alla modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità introdotti dall'art. 34, comma 7-bis, del DL 83/12;
- la deliberazione 231/2013/R/eel relativa all'introduzione di un nuovo meccanismo per la misurazione e la valorizzazione del contributo regolazione primaria di frequenza fornito dalle unità di produzione;
- la deliberazione 281/2012/R/efr e le deliberazioni 342/2012/R/eel, 197/2013/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel che hanno introdotto importanti modifiche alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui alla deliberazione 111/06.

Modifiche e integrazioni al Codice di Rete

Con la deliberazione 46/2013/R/eel, l'Autorità ha approvato alcune modifiche e integrazioni al Codice di Rete volte a rendere più efficiente il funzionamento del MSD. Il principio alla base di tali modifiche e integrazioni è quello per cui gli operatori devono poter formulare offerte che riflettano il più fedelmente possibile la struttura dei costi di esercizio dei propri impianti e i loro vincoli tecnici anche in relazione ai differenti servizi di rete resi a Terna.

Sotto questo profilo, l'Autorità ha valutato positivamente i seguenti perfezionamenti del Codice di Rete:

- l'introduzione dell'offerta di cambio di assetto per le unità di produzione termoelettriche a ciclo combinato e l'estensione dell'offerta di accensione alle unità di produzione termoelettriche turbogas a ciclo aperto;

- l'ampliamento dei parametri tecnici caratteristici delle unità di produzione termoelettriche attraverso l'introduzione de:
 - il tempo minimo di permanenza fuori servizio per tutte le unità di produzione termoelettriche a eccezione di quelle turbogas a ciclo aperto,
 - il profilo di rampa di avviamento specifico per unità di produzione,
 - il tempo di rampa e il tempo di de-rampa specifici per unità di produzione;
- la modifica delle modalità di definizione del fabbisogno di riserva pronta per tener conto del contributo dell'immissione da impianti fotovoltaici.

Modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità

Con il documento per la consultazione 508/2012/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito alle modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità introdotti dall'art. 34, comma 7-bis, del DL 83/12, "*al fine di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili*".

L'Autorità, alla luce della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, ha evidenziato la necessità di avviare un processo di revisione del MSD. Tale revisione persegue l'obiettivo di garantirne un funzionamento più efficiente, attraverso la determinazione di segnali di prezzo più accurati e trasparenti sul valore dei servizi approvvigionati e in particolare dei servizi di flessibilità assicurati dalle unità di produzione abilitate.

In merito ai servizi di flessibilità necessari a garantire la sicurezza del sistema e dei relativi fabbisogni su base territoriale¹⁰, l'Autorità ha già espresso il seguente orientamento preliminare:

- identificare i servizi di flessibilità con tutti i servizi di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere);
- segmentare, laddove in esito all'analisi di Terna non emergessero esigenze di modifica o integrazione dei servizi di flessibilità già previsti dal vigente Codice di Rete, le offerte per l'utilizzo dei seguenti servizi:
 - Riserva secondaria (Oggi RS);
 - Riserva terziaria pronta (Oggi NRS);
 - Riserva terziaria di sostituzione (Oggi NRS);
 - Altri Servizi.

Una proposta di riforma più articolata dell'architettura del MSD sarà oggetto di un secondo documento per la consultazione anche sulla base degli esiti dell'articolata analisi di Terna recentemente pervenuta all'Autorità.

Nuovo meccanismo per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza fornito dalle unità di produzione

Le quantità di energia associate ad azioni di regolazione primaria di frequenza¹¹ (fornite obbligatoriamente dalle unità di produzione) sono attualmente assimilate agli sbilanciamenti e, come tali,

¹⁰ L'analisi dei servizi di flessibilità necessari a garantire la sicurezza del sistema e dei relativi fabbisogni su base territoriale è stata recentemente svolta da Terna come previsto dal dall'art. 34, comma 7-bis, del DL 83/12.

¹¹ La regolazione primaria di frequenza, attuata mediante l'utilizzo della riserva primaria di potenza (ossia mediante la messa a disposizione di una prefissata quota di capacità produttiva, non oggetto di contrattazione di mercato), è un servizio essenziale per il sistema. Esso è caratterizzato da un utilizzo dell'energia elettrica: a) continuativo e simmetrico rispetto al punto di lavoro, ai fini dell'assorbimento delle oscillazioni di frequenza del sistema (per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi); b) direzionale in aumento o diminuzione, per il controllo dei transitori rispetti-

soggette ai prezzi – e alle eventuali relative penalità implicite¹² – previsti dalla disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui alla deliberazione 111/06.

Nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel, l’Autorità ha proposto l’introduzione di un nuovo meccanismo di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza volto alla sterilizzazione degli oneri di sbilanciamento dovuti all’utilizzo della riserva primaria. Tale meccanismo prevede:

- la rilevazione puntuale del valore locale di frequenza e del contributo alla regolazione primaria di frequenza di ciascuna unità di produzione;
- l’inclusione nel programma di immissione di ciascuna unità di produzione del contributo alla regolazione primaria di frequenza da queste eventualmente fornito;
- l’applicazione alla sola quota di energia afferente il contributo alla regolazione primaria di frequenza di un prezzo tale da remunerare, o quantomeno non penalizzare, le unità di produzione.

Tenuto conto delle osservazioni pervenute dagli operatori, l’Autorità, con la deliberazione 231/2013/R/eel, ha dato mandato a Terna di modificare il Codice di Rete in modo tale da consentire l’implementazione del succitato nuovo meccanismo di misurazione e remunerazione del contributo alla regolazione primaria entro e non oltre il 1 aprile 2014.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

Nel corso del 2012 sono state apportate alcune rilevanti modifiche per quanto concerne la disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui alla deliberazione 111/06. Tali modifiche hanno riguardato:

- a) da un lato, l’esigenza di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (deliberazione 281/2012/R/efr);
- b) dall’altro lato, la necessità di correggere alcune distorsioni, emerse nel corso dell’anno, nel meccanismo di formazione sia del segno dello sbilanciamento aggregato zonale che del prezzo di sbilanciamento applicato (deliberazioni 342/2012/R/eel, 197/2013/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel).

Fonti rinnovabili non programmabili

Per quanto riguarda l’esigenza di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, con la delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, l’Autorità ha definito una prima regolazione del servizio di dispacciamento, anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Ciò costituisce un primo passo verso l’applicazione del principio di corretta attribuzione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli. In particolare, è stato definito un periodo transitorio iniziale (in vigore dall’1 gennaio 2013), durante il quale viene applicata una franchigia entro cui gli sbilanciamenti continuano a essere valorizzati al prezzo zonale orario del mercato del giorno prima (alloccando, quindi, i relativi oneri alla collettività), al fine di garantire la necessaria gradualità nella gestione degli impianti di produzione, ferma restando l’esigenza di pervenire rapidamente a una situazione a regime che sia il più possibile *cost reflective*. Tale franchigia non è differenziata per fonte ed è posta pari al 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il primo semestre del 2013, mentre è pari al 10% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il secondo semestre del 2013.

vamente di sotto-frequenza e sopra-frequenza, successivi a eventi di sistema (per esempio, avaria dei gruppi di generazione).

¹² Per penalità implicite si fa riferimento ai prezzi di sbilanciamento duali previsti per le unità abilitate. Per le unità non abilitate i prezzi di sbilanciamento non sono penalizzanti.

Altre modifiche

Nel corso del mese di luglio 2012 l'Autorità, nell'ambito della sua funzione di monitoraggio, ha riscontrato, con riferimento alla zona Sardegna e ai primi mesi del 2012, una pressoché sistematica e consistente differenza positiva fra l'energia programmata in prelievo in esito al mercato del giorno prima (di seguito: MGP) dall'insieme degli utenti del dispacciamento in prelievo e l'energia misurata in prelievo afferente ai medesimi utenti. Tale differenza ha rappresentato un sistematico sbilanciamento che appare difficilmente ascrivibile a inevitabili errori nella programmazioni dei consumi. Nel corso dello stesso mese è, inoltre, emerso come il prezzo dello sbilanciamento applicato alle unità di consumo era determinato considerando anche i prezzi e le quantità relative all'utilizzo della riserva secondaria, la cui entità dipende, al limite, solo parzialmente dalla dimensione e dal segno dello sbilanciamento aggregato del sistema elettrico in una data zona.

Sulla base dei suddetti riscontri, l'Autorità con la deliberazione 342/2012/R/eel ha deciso di avviare un'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche del mercato elettrico in Sardegna. Con la medesima deliberazione l'Autorità è intervenuta con misure urgenti volte a prevenire simili condotte e a mitigarne gli effetti sugli oneri di sistema. In particolare, l'Autorità ha identificato come causa principale delle suddette condotte l'inclusione nel calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e del prezzo di sbilanciamento di movimentazioni effettuate nel MSD che non dipendono dallo sbilanciamento aggregato zonale. L'Autorità ha, pertanto, disposto l'immediata esclusione delle quantità e dei relativi prezzi afferenti l'utilizzo della riserva secondaria, dal meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento.

Con la deliberazione 197/2013/R/eel, l'Autorità, ha, chiuso la suddetta istruttoria conoscitiva avviando, al contempo, un procedimento per la modifica organica della regolazione degli sbilanciamenti effettivi finalizzata alla corretta attribuzione dei costi e dei benefici causati al sistema elettrico. Nelle more della conclusione del procedimento per la modifica organica della regolazione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, avviato con la deliberazione 197/2013/R/eel, l'Autorità è intervenuta con estrema urgenza per correggere alcuni elementi che continuavano a distorcere il processo di formazione dei prezzi di sbilanciamento nelle Isole maggiori. In particolare, con la deliberazione 285/2013/R/eel ha disposto l'esclusione, limitatamente alle macrozone Sicilia e Sardegna, di tutte le movimentazioni effettuate nella fase di programmazione del MSD (di seguito: MSD ex-ante) dal calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale. Ciò in quanto, dalle analisi svolte è emerso come nelle Isole maggiori la quasi totalità delle movimentazioni effettuate nel MSD ex-ante non dipendono dallo sbilanciamento aggregato zonale.

3.2. Verifica di conformità dello schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (deliberazione 482/2012/R/eel);

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, prevede l'introduzione di un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (mercato della capacità), finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione dei diversi attori (Terna e gli operatori), riducendone i rischi e allo stesso tempo accrescendo la contendibilità del mercato.

Il medesimo decreto prevede che:

- l'Autorità definisca i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (di seguito: schema di disciplina);
- il Ministro dello sviluppo economico approvi tale schema di disciplina con apposito decreto, sentita l'Autorità.

Con la delibera 22 luglio 2011, ARG/elt 98/11, questa Autorità ha fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità. Nel mese di settembre 2012, Terna ha trasmesso lo schema

di disciplina all’Autorità che, con delibera 15 novembre 2012, 482/2012/R/eel, ne ha preliminarmente verificato la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla delibera ARG/elt 98/11. A partire dal 23 novembre 2012 lo schema di disciplina, positivamente verificato dall’Autorità, è stato sottoposto a consultazione pubblica, che si è chiusa il 15 febbraio 2013. L’Autorità è in procinto di ricevere da Terna lo schema di disciplina, come eventualmente modificato e integrato in esito alla predetta consultazione, per verificarne definitivamente la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla delibera ARG/elt 98/11 e sottoporlo al Ministro.

3.3. Integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno: “market coupling” sulla frontiera Slovenia-Italia

Il *market coupling* tra il Mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica italiana (Gestore dei mercati energetici – GME) e il Mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica slovena (BSP), per l’assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull’interconnessione italo-slovena, è entrato in operatività l’1 gennaio 2011 (provvedimenti 13 settembre 2010, ARG/elt 143/10, e 16 dicembre 2010, ARG/elt 243/10).

L’accordo iniziale italo-sloveno aveva durata annuale, ma è stato prorogato fino al 30 giugno 2012, nelle more dell’approvazione di un accordo ponte che regolasse la restante parte dell’anno 2012. Tale accordo ponte (provvedimento 24 maggio 2012, 217/2012/R/eel) è entrato in vigore l’1 giugno 2012.

L’accordo italo-sloveno è stato rinnovato per il 2013, prevedendo una radicale revisione del sistema di *settlement* finalizzata ad allineare le tempistiche di pagamento italiane a quelle slovene, limitatamente alla regolazione delle importazioni ed esportazioni concluse tramite il *market coupling* (provvedimento 20 dicembre 2012, 560/2012/R/eel). I principali elementi innovativi rispetto all’accordo ponte del 2012 sono così riassumibili:

- la ridefinizione del ruolo di *shipping agent*, quale soggetto responsabile di dare esecuzione fisica ai programmi di scambio di energia transfrontalieri risultanti dal *market coupling*, e l’introduzione del ruolo di *central counter party*, quale soggetto responsabile di fungere da controparte centrale nazionale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*;
- l’assegnazione del ruolo di *shipping agent* ai TSO e del ruolo di *central counter party* rispettivamente al GME per l’Italia e a Eles per la Slovenia;
- la fatturazione e il pagamento fra le *central counter party* delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*, e, in particolare:
 - la fatturazione delle importazioni/esportazioni nel giorno di trading (o nel primo giorno lavorativo successivo in caso di giorno festivo);
 - il pagamento delle importazioni/esportazioni nel secondo giorno lavorativo successivo al giorno di fatturazione;
- l’assegnazione da parte del GME alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) del ruolo di gestore dei pagamenti afferenti il *market coupling*, ossia di soggetto preposto, per conto del GME, a effettuare i pagamenti delle importazioni di energia e delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling*, nonché a ricevere i pagamenti delle esportazioni di energia risultanti dal *market coupling* (la CCSE è quindi il soggetto che assicura la liquidità necessaria per anticipare i pagamenti a Eles al fine di allineare le tempistiche di pagamento italiane a quelle slovene).

4. EVOLUZIONE DELLA DOMANDA ELETTRICA E DEL PARCO DI GENERAZIONE

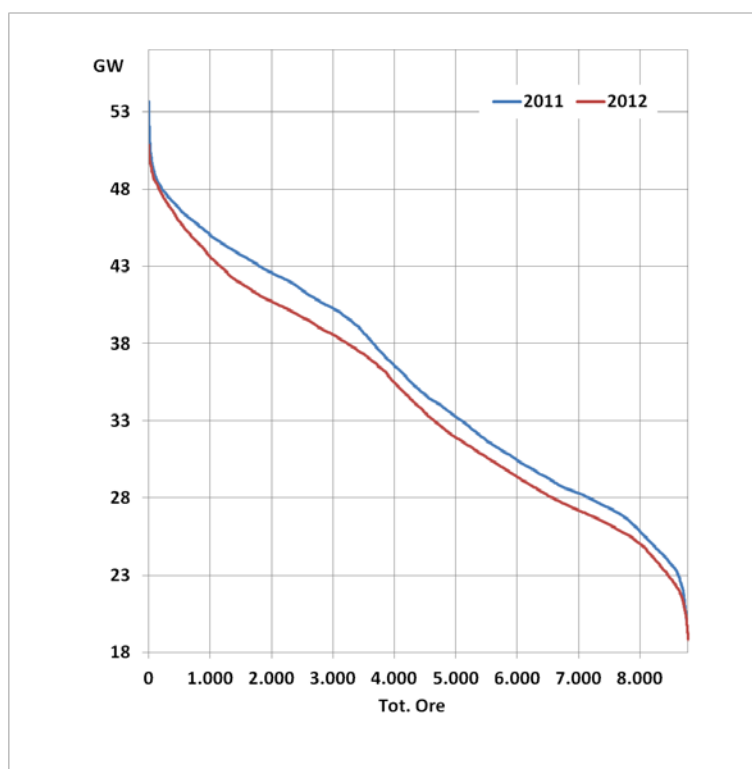
4.1. Evoluzione della domanda elettrica

Gli effetti della crisi economica iniziata nel 2009 e proseguita nel corso di tutto il 2012 non hanno risparmiato il settore elettrico. Nel 2012 si registra, infatti, una forte contrazione della domanda di energia elettrica.

La figura sottostante mostra le curve di durata¹³ dei prelievi (al lordo delle perdite di rete) fatturati alle unità di consumo localizzate nel territorio italiano (di seguito: UC). La curva di durata dei prelievi fatturati alle UC differisce dalla curva di durata della potenza oraria (Load Duration Curve) pubblicata da Terna nell'annuario statistico,¹⁴ in quanto non tiene conto, tra le altre cose, dell'energia prelevata dalle unità di consumo virtuali (export), degli autoconsumi e dell'energia prelevata dalle unità di produzione e pompaggio.

Come si evince dal grafico, nel corso del 2012 la curva di durata dei prelievi fatturati alle UC è risultata più bassa rispetto a quella dell'anno precedente. Ad esempio, nel 2011 un prelievo orario di 43 GW è stato registrato in circa 1.800 ore durante l'anno, mentre nel 2012 in meno di 1.170 ore.

Figura 1: Curva di durata dei prelievi fatturati alle UC



I dati suddivisi per macrozona sono riportati nella Tabella 1. In particolare, i prelievi fatturati alle UC hanno registrato una significativa contrazione in Sardegna (-6,19% rispetto al 2011), seguita da quella del Continente (-3,31%) e della Sicilia (-1,95%). Sul territorio nazionale il prelievo complessivamente fatturato alle UC passa da oltre 312 TWh del 2011 a meno di 302 TWh nel corso del 2012, facendo registrare in quest'ultimo anno una riduzione del 3,33%. La Tabella riporta altresì il picco orario annuale (valori tra parentesi) registrato per singola macrozona. Il picco orario relativo ai prelievi fatturati alle UC sul territorio nazionale è passato da 53,66 GW del 2011 a 50,84 GW nel

¹³ La curva di durata dei prelievi indica, per l'anno di riferimento, in quante ore il prelievo delle UC è stato almeno pari ad un dato ammontare orario di energia.

¹⁴ Vedi: "Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia – anno 2012". Disponibile sul sito di Terna

corso del 2012, facendo registrare una variazione negativa annuale del 5,26%. È verosimile che la differenza tra il picco riportato nella tabella sottostante e quello riportato nell'annuario statistico di Terna, pari a 54,11 GW nel 2012, sia in larga parte imputabile all'esclusione degli autoconsumi. Nel 2012 gli autoconsumi sono, infatti, saliti a 24,5 TWh, con un incremento del 2,6% rispetto all'anno precedente.

Tabella 1: Valore totale e variazione annuale dell'energia fatturata dalle UC e (picco orario di prelievo) nel 2011 e 2012 suddivise per macrozona

MACROZONA	2011 TWh (GW)	2012 TWh (GW)	Delta Var %
Continente	281,36 (48,97)	272,04 (46,26)	-3,31% (-5,53%)
Sardegna	11,21 (1,72)	10,52 (1,76)	-6,19% (2,33%)
Sicilia	19,69 (3,36)	19,31 (3,49)	-1,95% (3,87%)
Totale Complessivo	312,27 (53,66)	301,86 (50,84)	-3,33% (-5,26%)

4.2. Evoluzione del parco di generazione

La potenza massima erogabile dall'insieme delle unità di produzione (di seguito: UP) rilevanti iscritte nel Registro delle Unità di Produzione Statico (RUP Statico¹⁵) nel corso del 2012 è stata di poco superiore a 96 GW, facendo registrare un aumento di circa 1 GW rispetto ai valori dell'anno precedente. Tale incremento è il risultato di un accresciuto apporto della generazione eolica e solare. I dati registrati su RUP statico al 31 dicembre del 2012 mostrano, in particolare, un aumento di circa 1,1 GW della potenza massima erogabile delle UP eoliche e di circa 0,2 GW di quella delle UP solari rispetto alla stessa data dell'anno precedente. A fronte di tale aumento si registra invece una riduzione di circa 0,3 GW della potenza massima erogabile dall'insieme delle unità che compongono il parco termoelettrico. Questi fenomeni sono da attribuire principalmente alle dinamiche di *Entry/Exit* che hanno interessato il mercato elettrico nel corso del 2012 ed, in maniera residuale, alle variazioni intervenute sui valori di RUP Statico comunicati dai titolari delle UP. Le dinamiche di entrata ed uscita dal mercato sono mostrate in maggior dettaglio nella sezione successiva.

I valori dichiarati sul RUP Statico non sempre coincidono con i valori della potenza massima che è stata effettivamente disponibile nel corso del 2012. Le informazioni presenti nel RUP Statico riguardano, infatti, “la potenza massima stabilmente erogabile nelle normali condizioni di funzionamento, al netto della potenza assorbita dai servizi ausiliari, diminuita della semibanda di regolazione primaria” delle singole unità di produzione rilevanti presenti sul territorio nazionale. Le informazioni relative alla potenza massima resa effettivamente disponibile dalle singole unità di produzione abilitate¹⁶ sono contenute nel Registro delle Unità di Produzione Dinamico (RUP Dinamico¹⁷). Ciascuna unità di produzione abilitata è, infatti, tenuta a comunicare su RUP Dinamico la potenza massima disponibile per ciascuna sottofase e sessione del *mercato per il servizio di dispacciamento* (MSD) di ogni giorno di consegna. Di seguito sono riportati i valori della potenza massima da RUP Statico e Dinamico, evidenziandone le principali differenze.

¹⁵ Il RUP Statico registra solo le cosiddette unità rilevanti, ossia unità di potenza non inferiori a 10 MW. A questi impianti vanno aggiunte le unità non rilevanti connesse alla rete di trasmissione nazionale e la generazione distribuita.

¹⁶ Tra le unità di produzione rilevanti vi sono le unità di produzione abilitate alla partecipazione a MSD che devono fornire, in funzione delle caratteristiche delle singole unità, le risorse utili ai fini del dispacciamento (risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, riserva secondaria di potenza, riserva terziaria di potenza e risorse per il bilanciamento).

¹⁷ Sono tenute a comunicare le variazioni delle proprie caratteristiche tecniche su RUP Dinamico solo le cosiddette unità rilevanti abilitate.

Il confronto tra i valori massimi della potenza massima registrati su RUP Statico e Dinamico nel corso del 2012 sono riportati in Tabella 2. La potenza massima registrata su RUP statico nel corso del 2012 per l'insieme delle unità di produzione abilitate¹⁸ (valori in parentesi) è superiore alla potenza massima registrata su RUP Dinamico per l'insieme delle medesime unità¹⁹. Per le unità di produzione termiche abilitate presenti sull'Italia peninsulare (di seguito: Continente), ad esempio, la differenza è stata di circa 2 GW nel 2012. Le unità di produzione non abilitate (tra cui: eolico, solare, geotermico) non sono tenute a comunicare i valori di potenza massima su RUP Dinamico, pertanto i due valori coincidono.

Tabella 2: Massimo della potenza (massima) disponibile da RUP Dinamico e (RUP Statico)* nel 2012 distinta per macrozona e tecnologia.

	Termico**	Idrico**	Pompaggio**	Eolico	Solare	Geotermico	Altre Non Abilitate
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Continente	52.718 (54.693)	5.280 (5.351)	7.101 (7.090)	4.659 (4.659)	609 (609)	831 (831)	12.808 (12.808)
Sardegna	1.848 (1.898)	88 (99)	240 (240)	1.009 (1.009)	49 (49)		814 (814)
Sicilia	4.170 (4.173)		584 (580)	1.679 (1.679)	33 (33)		828 (828)
Totale	58.736 (60.764)	5.369 (5.450)	7.925 (7.910)	7.347 (7.347)	691 (691)	831 (831)	14.450 (14.450)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori da RUP statico

** Unità abilitate

Il RUP statico registra solo le cosiddette unità rilevanti (potenza superiore a 10 MW), a queste vanno aggiunte le unità non rilevanti (potenza inferiore a 10 MW). La capacità installata degli impianti non rilevanti ha subito un forte incremento nel corso del 2012 (da 18 GW nel 2011 a 22 GW nel 2012), proseguito nell'anno in corso (oltre 23 GW a luglio 2013), soprattutto per effetto della crescente penetrazione della generazione fotovoltaica (16 GW a luglio 2013).

La Tabella 3 riporta le variazioni della potenza massima da RUP Statico e Dinamico tra i valori del 2011 e il 2012. I dati aggregati mostrano come per le macrozone coincidenti con le due Isole maggiori la situazione, nel corso del 2012, abbia subito modeste variazioni rispetto all'anno precedente.

Per la macrozona continentale, invece, si evidenzia un quadro caratterizzato da tre fenomeni:

- un aumento della potenza massima (sia sul RUP statico che dinamico) dell'insieme delle unità di produzione termiche abilitate;
- una riduzione della potenza massima dell'insieme delle altre unità non abilitate ("Altre Non Abilitate");
- un importante aumento della capacità di generazione eolica e solare.

Come sarà meglio descritto nella sezione successiva, l'aumento della capacità eolica e solare nella macrozona continentale è interamente guidato dall'iscrizione a RUP Statico di nuove unità produttive con tale tecnologia: circa il 70% dei nuovi impianti entrati nel corso del 2012 nel Continente appartiene al tipo tecnologico solare oppure eolico.

Le spiegazioni dei primi due fenomeni vanno invece ricercate nell'analisi dei dati disaggregati per unità, dai quali emerge una stretta correlazione tra i due valori mostrati in Tabella 3. Si nota, infatti, come la riduzione della potenza massima dell'insieme delle altre unità non abilitate e l'incremento di quella dell'insieme delle termiche abilitate sia dovuto, principalmente, allo spostamento di un'unità dal primo verso il secondo gruppo nel corso del 2012, per una capacità complessiva di 803 MW. Al netto di tale spostamento, le variazioni registrate nel parco termoelettrico continentale risultano essere più contenute e mostrano un aumento di 288 MW per le unità termiche abilitate ed

¹⁸ Ossia la somma dei valori massimi della potenza massima registrati su RUP Statico.

¹⁹ Ossia la somma dei valori massimi della potenza massima registrati su RUP Dinamico.

una riduzione di 276 MW per quelle termiche non abilitate. Questi scostamenti residuali sono da attribuirsi ai fenomeni di Entry/Exit dal mercato e alle variazioni dei valori di RUP, sia Statico che Dinamico, comunicati dagli operatori.

I valori forniti in Tabella 2 relativi alla potenza massima dell'insieme delle unità termiche abilitate su tutto il territorio nazionale risultano, ad oggi, sovrastimati. Ciò in quanto 3 UP, per una potenza complessiva di circa 380 MW, sono uscite dal mercato, e quindi cancellate da RUP, solo verso la fine del 2012. Va inoltre aggiunto che, in seguito al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2012²⁰, la disponibilità di alcune unità di produzione di ENEL²¹ è prevista solo in seguito all'avvio di una procedura di emergenza in caso di crisi del sistema del gas naturale e limitatamente al periodo compreso tra il 1 gennaio ed il 31 marzo 2013. In relazione a ciò, si stima una riduzione dei valori massimi di potenza massima disponibile, nel periodo in considerazione, pari rispettivamente a circa 2.700 MW.

Tabella 3: Variazione della potenza massima disponibile da RUP Dinamico e (RUP Statico)* nel 2012 rispetto al 2011 distinta per macrozona e tecnologia.

	Termico**	Idrico**	Pompaggio**	Eolico	Solare	Geotermico	Altre Non Abilitate
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Continente	1.091 (1.081)	-40 (16)	-5 (0)	892 (892)	173 (173)	3 (3)	-1.079 (-1.079)
Sardegna	6 (0)	-5 (0)	0 (0)	-11 (-11)	49 (49)	0 (0)	0 (0)
Sicilia	-1 (-23)	0	4 (0)	125 (125)	20 (20)	0 (0)	16 (16)
Totale	1.096 (1058)	-45 (16)	-1 (0)	1.006 (1.006)	242 (242)	3 (3)	-1.063 (-1.063)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori da RUP statico

** Unità abilitate

Per valutare l'impatto medio annuo delle indisponibilità della capacità produttiva - per manutenzioni ed avarie degli impianti nonché per eventuali vincoli ambientali cui gli impianti sono soggetti - è utile confrontare il valor massimo e il valor medio della potenza massima dichiarata giornalmente dalle unità di produzione abilitate sul RUP dinamico nel corso del 2012. Come si evince dalla Tabella 4, in media, circa 14 GW della potenza massima erogabile dalle unità di produzione termiche abilitate non è stata disponibile durante il 2012. La situazione più critica si è verificata in Sardegna dove il peso delle indisponibilità degli impianti termoelettrici è stato pari al 30% delle (massime) potenze massime complessive, rispetto al 22% della Sicilia ed al 23% del Continente.

Tabella 4: Valor massimo e (Valor medio)* della potenza massima disponibile dal RUP Dinamico nel 2012 distinta per macrozona e tecnologia.

	Termico**	Idrico**	Pompaggio**	Eolico	Solare	Geotermico	Altre Non Abilitate
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Continente	52.718 (40.669)	5.280 (3.300)	7.101 (5.445)	4.659 (4.659)	609 (609)	831 (831)	12.808 (12.808)
Sardegna	1.848 (1.293)	88 (78)	240 (170)	1.009 (1.009)	49 (49)		814 (814)
Sicilia	4.170 (3.248)		584 (489)	1.679 (1.679)	33 (33)		828 (828)
Totale	58.736 (45.210)	5.369 (3.378)	7.925 (6.104)	7.347 (7.347)	691 (691)	831 (831)	14.450 (14.450)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori da RUP statico

** Unità abilitate

²⁰ Il decreto ha introdotto la possibilità di formulare offerte per la fornitura del servizio di contenimento dei consumi di gas per l'anno termico 2012/2013.

²¹ Le unità interessate sono concentrate nelle zone di Piombino (LI) e Livorno.

4.2.1. Dinamiche di Entry/Exit

Nel corso del 2012 le UP che sono entrate nel mercato e che quindi sono state iscritte a RUP sono state 71, mentre 13 unità sono state dismesse. La (massima) potenza massima complessiva in ingresso su tutto il territorio nazionale è stata di 2.264 MW, a fronte di un'uscita di 919 MW. L'effetto complessivo ha prodotto quindi un ingresso netto di potenza massima erogabile pari a 1.345 MW, contribuendo ad aumentare così la potenza installata su tutto il territorio nazionale²². L'analisi disaggregata per tecnologia mostra come nel corso del 2012 i nuovi ingressi abbiano contribuito ad aumentare fortemente la generazione rinnovabile rilevante, principalmente con tecnologia eolica ed in misura minore con tecnologia solare. La prima registra infatti un aumento della potenza installata pari 1.156 MW, mentre la seconda di 242 MW. Per quanto riguarda invece la potenza termoelettrica, l'effetto netto registrato su tutto il territorio nazionale risulta essere negativo e pari a 44 MW. Infatti a fronte di un ingresso nel mercato di UP termoelettriche (abilite e non abilitate) per 808 MW si registra un'uscita dal mercato di UP termoelettriche (abilite e non abilitate) per 852 MW. Separando le unità abilitate da quelle non abilitate si notano però dinamiche diverse per i due gruppi termoelettrici. In dettaglio, mentre le unità termoelettriche abilitate vedono un ingresso netto di potenza pari a 78 MW, la potenza di quelle non abilitate a seguito dei fenomeni di uscita si riduce di 122 MW.

L'analisi di entry condotta per zone geografiche mostra come i nuovi ingressi si siano concentrati principalmente nelle zone Sud (28 ingressi per 727 MW di potenza), Nord (12 ingressi per 624 MW di potenza), Centro Sud (9 ingressi per 310 MW di potenza). Ad eccezione della zona Nord, i nuovi ingressi sono costituiti principalmente da capacità di generazione eolica così ripartita: Sud (471 MW), Centro Sud (266 MW), Sardegna (127 MW) e Sicilia (125 MW).

Per quanto riguarda le uscite, queste si sono concentrate principalmente al Nord (5 uscite su 13) ed hanno interessato soprattutto potenza termoelettrica (3 unità su 5). La potenza dismessa nella zona è stata di 461 MW, di cui 412 MW esclusivamente di potenza termoelettrica (UP abilitate e non abilitate).

I valori qui descritti sono illustrati in Tabella 5, dove vengono mostrati la potenza complessiva (valore massimo delle potenze massime) ed il numero di UP (valori tra parentesi) che sono entrate nel corso del 2012 suddivise per tecnologia, zona geografica ed abilitazione al MSD.

²² Tali valori coincidono con quelli risultanti da RUP Statico al 31 dicembre 2012.

Tabella 5: Potenza massima (e Numero) delle UP entrate ed uscite nel corso del 2012 suddivisa per tecnologia, zona geografica ed abilitazione al MSD.

ENTRY 2012		UP NON ABILITATE						UP ABILITATE	Totale per Zona MW
MACROZONA	ZONA	EOLICO MW	IDRICO MW	SOLARE MW	GEOTER MW	AUTOP MW	TERMICO MW	TERMICO MW	
CONTINENTE	Brindisi	66 (2)							66 (2)
	Centro-Nord	34 (2)						63 (1)	96 (3)
	Centro-Sud	266 (8)					44 (1)		310 (9)
	Foggia	26 (1)		13 (1)					39 (2)
	Nord		58 (4)	73 (2)			98 (5)	395 (1)	624 (12)
	Rossano	43 (2)		24 (1)					66 (3)
	Sud	471 (17)		63 (4)			193 (7)		727 (28)
SARDEGNA	Sardegna	127 (3)		49 (2)					176 (5)
SICILIA	Sicilia	125 (5)		19 (1)			15 (1)		160 (7)
Totale per Tecnologia		1.156 (40)	58 (4)	242 (11)			350 (14)	458 (2)	2.264 (71)

EXIT 2012		UP NON ABILITATE						UP ABILITATE	Totale per Zona (MW)
MACROZONA	ZONA	EOLICO MW	IDRICO MW	SOLARE MW	GEOTER MW	AUTOP MW	TERMICO MW	TERMICO MW	
CONTINENTE	Centro-Nord				7 (1)				7 (1)
	Centro-Sud		10 (1)				156 (2)		166 (3)
	Nord		6 (1)			43 (1)	110 (2)	302 (1)	461 (5)
	Sud						207 (2)		207 (2)
SARDEGNA	Sardegna						78 (2)	78 (2)	
Totale per Tecnologia			16 (2)		7 (1)	43 (1)	472 (6)	380 (3)	919 (13)

4.2.2. Adeguatezza del sistema elettrico nazionale

I livelli di adeguatezza della riserva di sostituzione²³ individuati ai fini di monitoraggio vanno, in ordine crescente di criticità, da 1 a 4. Essi dipendono dall'affidabilità delle differenti tecnologie utilizzate per soddisfare il fabbisogno di riserva di sostituzione e sono calcolati come segue:

- Livello 1: numero di ore in cui il fabbisogno di riserva di sostituzione è interamente coperto da impianti termoelettrici non turbogas rotanti (c.d. riserva calda), considerati da Terna come i più affidabili. Essendo già in funzione, questi impianti non presentano alcun rischio di fallimento della manovra di accensione;
- Livello 2: numero di ore in cui per soddisfare il fabbisogno di riserva di sostituzione, oltre agli impianti termoelettrici non turbogas rotanti, è necessario l'apporto degli impianti termoelettrici turbogas. Questi ultimi, avviandosi a freddo, hanno un rischio di fallimento della manovra di accensione che per i primi è assente;
- Livello 3: numero di ore in cui per soddisfare il fabbisogno di riserva di sostituzione, oltre agli impianti termoelettrici non turbogas rotanti e agli impianti turbogas, è necessario l'apporto degli impianti di produzione e pompaggio. Questi ultimi sono considerati meno affidabili dei primi due poiché hanno un limite di energia producibile determinata dalla grandezza dell'invaso, che potrebbe limitarne l'uso con continuità;

²³ La riserva terziaria a salire è suddivisa sulla base del tempo impiegato dagli impianti per far aumentare la propria produzione a fronte di un ordine di dispacciamento. Il Codice di rete di Terna suddivide la riserva terziaria totale a salire in riserva pronta (15 minuti) e riserva di sostituzione (a 60 minuti).

- Livello 4: numero di ore in cui il fabbisogno di riserva di sostituzione non è stato soddisfatto.

La Tabella 6 illustra per il 2012 i valori dei livelli di adeguatezza della riserva di sostituzione, calcolati come la percentuale delle ore di adeguatezza sul totale delle ore dell'anno, ed il confronto con i valori del 2011 (valori tra parentesi). Si segnala che nel presente rapporto il calcolo dell'indice di adeguatezza è stato migliorato nella modalità con cui si tiene conto del soccorso prestato da ciascuna macrozona alle macrozone confinanti²⁴. Per permettere il confronto annuale, i valori del 2011 sono stati ricalcolati utilizzando la stessa logica adottata per il 2012.

Come si può osservare dai dati, rispetto al 2011 il numero di ore in cui il fabbisogno di riserva di sostituzione è stato interamente coperto dagli impianti termoelettrici non turbogas (Livello 1) è aumentato nelle due isole, mentre si è ridotto di un punto percentuale nel Continente. Una situazione analoga si registra per i livelli di adeguatezza che includono l'apporto degli impianti termoelettrici turbogas (Livello 2). In Sicilia permane la situazione più critica; ciò in quanto la percentuale delle ore nelle quali i turbogas sono risultati necessari al soddisfacimento del fabbisogno di sostituzione è stata del 18,4% contro il 5,2% della Sardegna ed il 5,7% del Continente. Il lieve peggioramento degli indici di adeguatezza per il Continente si manifesta anche nel Livello 3, comprensivo del contributo offerto dagli impianti di produzione e pompaggio. Quest'ultimo sale allo 0,2% delle ore totali e raggiunge i livelli registrati in Sardegna. La Sicilia rimane, anche in questo caso, la macrozona con maggiore criticità. L'utilizzo dei pompaggi è infatti risultato indispensabile al soddisfacimento del suo fabbisogno nell'1,1% delle ore (+0,3 punti percentuali rispetto al 2011). Infine, il soddisfacimento del fabbisogno di riserva di sostituzione è stato particolarmente critico in Sardegna in circa 10 ore nel corso del 2012 (Livello 4).

Tabella 6 : Frequenza dei livelli di adeguatezza della riserva di sostituzione nel 2012 rispetto al (2011)*

	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4
	% ore anno	% ore anno	% ore anno	% ore anno
Continente	94,2%	5,7%	0,2%	0,0%
	(95,2%)	(4,7%)	(0,0%)	(0,0%)
Sardegna	94,5%	5,2%	0,2%	0,1%
	(86,7%)	(13,0%)	(0,3%)	(0,0%)
Sicilia	80,4%	18,4%	1,1%	0,0%
	(75,0%)	(24,2%)	(0,8%)	(0,1%)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori dei livelli di adeguatezza nel 2011.

** I dati non tengono conto dell'apporto da impianti termici non in esercizio (riserva fredda) e degli impianti idroelettrici abilitati.

*** Nel calcolo dell'indice di adeguatezza della riserva di sostituzione si ipotizza che la riserva pronta sia sempre soddisfatta.

**** Per quanto concerne i pompaggi, nell'analisi non si considerano i vincoli di energia producibile.

A differenza dell'indice di adeguatezza della riserva di sostituzione, l'indice di adeguatezza della riserva totale (riserva secondaria + riserva pronta + riserva di sostituzione) non tiene conto del livello di affidabilità delle diverse tecnologie ai fini del soddisfacimento di uno specifico servizio di riserva né del soddisfacimento dei fabbisogni dei singoli servizi di riserva unitamente al soddisfacimento del fabbisogno totale di riserva²⁵. Pertanto, i livelli di adeguatezza sono solo due. Il primo indica le ore del giorno in cui il fabbisogno di riserva totale è soddisfatto, mentre il secondo evidenzia le ore in cui le risorse disponibili non sono sufficienti a coprire il fabbisogno di riserva totale:

²⁴ Ai fini del calcolo del soccorso prestato da ciascuna macrozona alle macrozone confinanti, i limiti di transito sono stati sostituiti dai margini di riserva interconnessi. Questi ultimi tengono conto, per ciascuna macrozona, sia del margine di riserva disponibile sulle UP localizzate nelle macrozone confinanti che del margine di transito disponibile sulle interconnessioni verso la macrozona in esame.

²⁵ Il soccorso prestato da ciascuna macrozona alle macrozone confinanti è stato considerato con la stessa logica descritta per l'indice di adeguatezza della riserva di sostituzione (vd. nota precedente).

trattasi di ore in cui Terna può attivare il piano di difesa del sistema elettrico e, laddove le misure previste da tale piano non siano sufficienti, il piano di emergenza del sistema elettrico²⁶.

Come si evince dalla Tabella 7 i livelli di adeguatezza della riserva totale non hanno subito variazioni nel corso del 2012 rispetto all'anno precedente. In Sicilia ed in Sardegna nello 0,1% delle ore le risorse considerate non sono state sufficienti a soddisfare la riserva totale, costringendo Terna all'utilizzo di risorse aggiuntive al momento non incluse nel calcolo degli indici di adeguatezza (come, ad esempio, gli impianti idroelettrici abilitati).

Tabella 7 : Frequenza dei livelli di adeguatezza della riserva totale nel 2012 rispetto al (2011)*

	Livello 1	Livello 2
	% ore anno	% ore anno
Continente	100,0% (100,0%)	0,0% (0,0%)
Sardegna	99,9% (99,9%)	0,1% (0,1%)
Sicilia	99,9% (99,9%)	0,1% (0,1%)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori dei livelli di adeguatezza nel 2011.

** I dati non tengono conto dell'apporto da impianti termici non in esercizio (riserva fredda) e degli impianti idroelettrici abilitati.

*** Per quanto concerne i pompaggi, nell'analisi non si considerano i vincoli di energia producibile.

²⁶ Il piano di emergenza del sistema elettrico prevede il distacco a rotazione dell'utenza diffusa con conseguente applicazione del VENT sui mercati in cui l'inadeguatezza del sistema elettrico si è palesata.

5. EVOLUZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE

5.1. Interventi completati con effetti nel 2012

Il 2012 ha visto il potenziamento della Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito: RTN) in seguito al completamento di alcune opere già programmate nei precedenti Piani di Sviluppo (PdS). Nel 2012, si sono altresì pienamente manifestati gli effetti di potenziamenti ultimati nel 2011. Gli interventi di sviluppo ultimati con effetti nel 2012 hanno reso possibile:

- rimuovere il limite di transito dal polo di produzione limitata di **Monfalcone (MFTV)** verso la zona Nord. Tale risultato è il frutto di una serie di interventi di rete che hanno permesso di eliminare le strozzature che caratterizzavano il transito nel Friuli Venezia Giulia. In particolare, l'installazione dei PST (*phase shifting transformers*) di Padriciano e Divaccia e la razionalizzazione della stazione a 220kV di Monfalcone hanno permesso un maggior controllo dei flussi e fatto venire meno la necessità di limitare le immissioni delle unità di produzione localizzate nel polo. Per effetto di tali interventi è stato possibile rivedere la suddivisione della rete in zone per il triennio 2012-2014, prevedendo l'eliminazione del suddetto polo di produzione limitata;
- aumentare di 150 MW i limiti di transito dal polo di produzione limitata di **Foggia verso la zona Sud** e dalla **zona Sud verso il Centro-Sud**. Tale risultato è stato ottenuto in seguito all'entrata in funzione, tra luglio e novembre 2012, di due PST nelle stazioni a 380 kV di Foggia e Villanova (PE). Tali opere hanno consentito un maggior e più efficiente utilizzo delle risorse di generazione, comprese quella da fonti rinnovabili.

5.2. Interventi da completare

Nella Tabella 8 sono riportate le sezioni critiche della rete per le quali è possibile prevedere una variazione dei limiti di transito interzonali tramite la realizzazione di infrastrutture chiave, finalizzate alla risoluzione delle congestioni interzonali. Per tali sezioni si fornisce il dettaglio dell'effetto in termini di variazione incrementale della capacità di trasporto fra le zone interessate, ottenibile a valle dell'entrata in servizio della singola infrastruttura chiave, in aggiunta a quelle precedentemente programmate²⁷.

Relativamente a ciascuna sezione critica, Terna ha ipotizzato una sequenza temporale di entrata in servizio delle infrastrutture chiave finalizzate alla riduzione o risoluzione delle congestioni interzonali. Per ogni sezione la sequenza identificata tiene conto delle esigenze elettriche del sistema, nonché delle necessarie propedeuticità elettriche tra le infrastrutture chiave pianificate. Lo stato di avanzamento di ciascuna infrastruttura chiave è classificato tenendo conto dei passaggi rilevanti che intercorrono fra la pianificazione e l'entrata in servizio dell'infrastruttura (pianificazione, concertazione, autorizzazione, costruzione ed esercizio). La descrizione della metodologia adottata da Terna per la costruzione della Tabella 8 è riportata in dettaglio nell'Appendice D.

Rispetto alla Tabella 7 del Rapporto 112/2012/R/eel, la Tabella sottostante riporta per ogni singola sezione critica:²⁸

²⁷ L'effetto valutato per ogni intervento è da considerarsi come una stima preliminare dell'incremento del limite di transito ottenibile con l'entrata in servizio della infrastruttura in questione, a valle dell'entrata in esercizio di tutti gli interventi che la precedono nella sequenza temporale identificata. Il conseguimento di tale effetto può essere stimato con sufficiente approssimazione per le sole infrastrutture autorizzate e in costruzione, non più soggette alle incertezze derivanti dai processi autorizzativi (che possono influenzare significativamente i tempi di entrata in esercizio e più in generale il progetto stesso dell'infrastruttura).

²⁸ Gli incrementi di capacità di trasporto attesi riportati in Tabella sono stime preliminari fornite da Terna condizionate dalle variazioni degli scenari previsionali di carico e generazione installata, che potrebbero influenzare in maniera sostanziale i valori stimati delle capacità di transito tra zone di mercato. Inoltre, la sequenza di entrata in servizio dei singoli interventi è condizionata dalle tempistiche di ottenimento delle necessarie autorizzazioni propedeutiche alla realiz-

- l'elenco delle infrastrutture chiave previste per la sezione in esame, inserite secondo la sequenza temporale identificata da Terna per la loro l'entrata in servizio;
- l'eventuale inclusione di ciascuna infrastruttura chiave fra gli investimenti strategici di cui alla Tabella 1 della deliberazione 40/2013/R/eel;
- la stima preliminare dell'incremento totale atteso della capacità di trasporto sulla sezione (espresso in MW) in esito all'entrata in servizio dell'intero cluster di infrastrutture chiave previste per la sezione in esame;
- la stima preliminare della variazione incrementale (espressa in percentuale rispetto all'incremento totale atteso della capacità di trasporto) di ogni singola infrastruttura chiave a valle dell'entrata in esercizio di tutti gli interventi che la precedono nella sequenza temporale identificata da Terna. La stima è condotta puntualmente per ogni infrastruttura in costruzione e in aggregato per l'insieme delle infrastrutture non ancora in costruzione.

Per quanto attiene le date obiettivo degli investimenti strategici definite ai fini dell'applicazione al meccanismo di incentivazione di cui all'art. 25 del TIT si rimanda alla Tabella 1 della deliberazione 40/2013/R/eel.

zazione delle opere, oltre che da vincoli specifici di tipo realizzativo, di entità non prevedibile a priori in mancanza del progetto esecutivo.

Tabella 8: Stima preliminare dell'incremento dei limiti di transito nelle sezioni critiche tra le zone di mercato.

Sezione critica	Infrastruttura chiave	Investimento strategico (Del. 40/13)	Stato avanzamento	Tempistiche ²⁹	Aumento previsto capacità di trasporto [MW]	Aumento incrementale capacità di trasporto [%]	Aumento progressivo capacità di trasporto [%]	
Sud->Csud	1	Foggia-Benevento	Sì	in costruzione	2014	1750	15	15
	2	Foggia-Villanova	Sì	in autorizzazione	-		85 ³⁰	100
	3	Deliceto-Bisaccia	Sì	in autorizzazione				
	4	Montecorvino-Avellino-Benevento	Sì	in autorizzazione				
	5	Aliano-Tito-Montecorvino	No	in concertazione				
Foggia->Sud	1	Foggia-Benevento	Sì	in costruzione		2014		
	2	Foggia-Villanova	Sì	in autorizzazione	-	75 ²	100	
	3	Deliceto-Bisaccia	Sì	in autorizzazione				
Brindisi->Sud	1	Foggia-Benevento	Sì	in costruzione				2014
	2	Foggia-Villanova	Sì	in autorizzazione	-	60	100	
	3	Deliceto-Bisaccia	Sì	in autorizzazione				
Rossano->Sud	1	Trasversale calabra Riassetto rete nord Calabria	Sì	in autorizzazione				-
	2	Montecorvino-Avellino-Benevento	Sì	in autorizzazione				
	3	Aliano-Tito-Montecorvino	No	in concertazione				
Sicilia->Continente(Rossano)	1	Sorgente - Rizziconi	Sì	in costruzione	2015	900 ³²	100	100
Continente(Rossano)->Sicilia	1	Sorgente - Rizziconi	Sì	in costruzione	2015	1000	100	100
Priolo	1	Paternò - Priolo	Sì	in autorizzazione	-	risoluzione polo	100	100
Centro Sud->Centro Nord	1	Fano - Teramo	No	in concertazione	-	200 ³³	100	100
Centro Nord->Centro Sud	1	Fano - Teramo	No	in concertazione	-	300 ⁵	100	100
Nord->Centro Nord	1	Calenzano - Colunga	Sì	in autorizzazione	-	400	100	100
Centro Nord->Nord	1	Calenzano - Colunga	Sì	in autorizzazione	-	400	100	100
Sardegna/Corsica->Centro Nord	1	SACOI3	No	in concertazione	-	500 ³⁴	100	100
Centro Nord-> Corsica/Sardegna	1	SACOI3	No	in concertazione	-	>150 ³⁵	100	100

²⁹ Per le infrastrutture per le quali sono ancora in corso attività di concertazione per la preventiva localizzazione sul territorio o le procedure di autorizzazione non risulta possibile prevedere con certezza le tempistiche di entrata in servizio.

³⁰ L'incremento di capacità di trasporto stimato tiene conto della futura installazione dei PST nella stazione di Bisaccia (raccordata in e-e sulla linea Matera-S. Sofia) successivamente all'entrata in servizio della dorsale 380 kV Adriatica e della Deliceto-Bisaccia, in modo da ottimizzare i flussi sulle linee Matera- Bisaccia, Bisaccia- Deliceto e Bisaccia-S. Sofia.

³¹ I benefici effettivi potranno essere accertati in funzione della fattibilità di adeguamento dei sistemi di difesa.

³² Tale valore potrebbe essere soggetto a revisione in funzione dell'adeguamento dei sistemi di difesa.

³³ In fase di rivalutazione per approfondimento soluzione tecnica.

³⁴ Nuovo valore del limite di scambio ottenibile con la realizzazione di un nuovo collegamento 2x300MW in sostituzione dell'attuale collegamento da 150 MW ormai obsoleto, destinato alla dismissione nel medio termine.

³⁵ Valore minimo da approfondire in base all'evoluzione nel breve-medio termine degli scenari di carico e generazione della Sardegna.

Di seguito si fornisce un breve approfondimento dei diversi interventi riportati nella Tabella 8 evidenziando le principali differenze rispetto alla Tabella 7 del precedente Rapporto 112/2012/I/EEL:

- in merito alla sezione **Sud - Centro Sud**, è stata indicata la stima preliminare del contributo relativo all'entrata in esercizio, prevista al 2014, dell'elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento". In aggiunta alla "Foggia – Villanova" e alla "Deliceto – Bisaccia", sono state specificate le due infrastrutture chiave "Montecorvino-Avellino-Benevento" e "Aliano-Tito-Montecorvino", che nel Rapporto 112/2012/I/EEL erano state presentate come "Sviluppi rete 380kV Calabria – Campania". Inoltre il valore complessivo dell'incremento del limite di transito riportato nel Rapporto 112/2012/I/EEL è stato ridotto di 150 MW (da 1900 a 1750 MW) per tenere conto dell'effetto già conseguito con le infrastrutture (PST Foggia / Villanova) entrate in servizio nel 2012, coerentemente con quanto riportato nel documento "Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato - rev 17" e nel "Piano di Sviluppo 2013" disponibili sul sito internet di Terna;
- in merito alla sezione **Foggia - Sud**, è stata indicata la stima preliminare del beneficio riferito all'elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento" (in costruzione) e, analogamente a quanto sopra, il valore complessivo stimato dell'incremento della capacità di trasporto è stato ridotto di 150 MW (da 900 a 750 MW);
- in merito alla sezione **Brindisi - Sud**, non riportata nella Tabella 7 del Rapporto 112/2012/I/EEL, è stata indicata una stima preliminare del possibile contributo percentuale dell'elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento" alla risoluzione del vincolo che caratterizza il polo di produzione limitata;
- anche per la sezione **Rossano – Sud**, in aggiunta alla "Trasversale calabra/riassetto rete Nord Calabria" sono state specificate le due infrastrutture chiave "Montecorvino-Avellino-Benevento" e "Aliano-Tito-Montecorvino", che nel Rapporto 112/2012/I/EEL erano state presentate come "Sviluppi rete 380kV Calabria – Campania"; infine per questa sezione, in seguito ad ulteriori analisi effettuate e coerentemente con quanto riportato nel "Piano di Sviluppo 2013" disponibile sul sito internet di Terna, è stato modificato il valore stimato dell'incremento della capacità di trasporto previsto (1200 MW), rispetto al valore (1400 MW) riportato nel Rapporto 112/2012/I/EEL;
- in merito alla sezione **Sardegna/Corsica - Centro Nord**, in seguito ad ulteriori analisi effettuate e coerentemente con quanto riportato nel "Piano di Sviluppo 2013" disponibile sul sito internet di Terna, è stato modificato il valore stimato dell'incremento della capacità di trasporto previsto (500 / >150MW), rispetto a quanto riportato in Tabella 7 del Rapporto 112/2012/I/EEL (400/400MW);
- con riferimento alla sezione **Centro Sud - Centro Nord**, non riportata nella Tabella 7 del Rapporto 112/2012/I/EEL, è stato indicato il valore stimato preliminarmente dell'incremento della capacità di trasporto dovuto all'elettrodotto 380 kV "Fano-Teramo" (valore che, peraltro, è in corso di rivalutazione in rapporto alla soluzione tecnica di intervento prevista);
- per la sezione **Centro Nord - Nord**, non riportata in Tabella 7 del Rapporto 112/2012/I/EEL, è stata indicata la stima preliminare dell'incremento della capacità di trasporto previsto con l'elettrodotto 380 kV "Colunga - Calenzano".

Si rappresenta infine che i valori indicati in Tabella 8 possono essere soggetti a successivi aggiornamenti e che, con particolare riferimento agli interventi di breve-medio periodo, in esito agli ulteriori approfondimenti attualmente in corso, i risultati definitivi verranno resi disponibili da Terna in occasione dell'aggiornamento della suddivisione della rete in zone per il triennio 2015-2017.

6. EVOLUZIONE DELLA STRUTTURA DI MERCATO

Nel 2012, a conferma di quanto già osservato nel 2011, si assiste ad una riduzione della quota di mercato dell'operatore maggiore, ENEL, che negli ultimi 6 anni ha visto ridurre la propria quota di circa 7 punti percentuali, attestandosi al 25% (Tabella 9). Questo mutamento si spiega con l'aumento del numero degli operatori nel mercato italiano, legato al rapido sviluppo della generazione distribuita, in particolare, da fonti rinnovabili. Ciò ha altresì contribuito a rafforzare il peso del Gestore dei Servizi energetici (GSE), principale operatore nell'ambito della generazione da fonte rinnovabile, che ha visto la propria quota di mercato crescere di circa 4 punti percentuali dal 2011 al 2012.

Tabella 9: Quote di mercato degli operatori (2005-2012)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ENEL	32%	32%	29%	29%	28%	28%	28%	25%
GSE	17%	15%	14%	14%	14%	15%	13%	17%
EDISON TRADING	7%	9%	10%	10%	9%	9%	8%	7%
ENI	6%	7%	7%	6%	7%	8%	8%	6%
A2A TRADING	3%	3%	4%	4%	5%	5%	4%	4%
E.ON	8%	8%	7%	7%	6%	5%	5%	4%
GDF SUEZ S.P.A.*	-	-	-	-	-	2%	2%	3%
AXPO (Ex EGL)	1%	1%	2%	3%	4%	3%	2%	3%
TIRRENO POWER	3%	3%	3%	4%	3%	3%	3%	3%
Altri	24%	22%	23%	23%	23%	21%	26%	27%

* I dati antecedenti al 2010 non sono disponibili a causa di una differente struttura societaria

6.1. Analisi della pivotalità

Per offrire un quadro più accurato sul potere di mercato potenzialmente esercibile dai singoli operatori è opportuno calcolare l'indice di pivotalità, come di seguito definito, dei primi quattro operatori (ENEL³⁶, EDISON³⁷, A2A³⁸ ed EON³⁹) in modo da poterne osservare l'evoluzione dal 2009 al 2012. Ciò al fine di tener conto degli effetti relativi all'evoluzione del parco di generazione, della rete di trasmissione e del fabbisogno di energia e di potenza sul potere di mercato degli operatori con maggiori quote di mercato.

Un operatore è pivotale in una specifica ora e in una prefissata zona (o macrozona) quando almeno parte della sua capacità produttiva oraria localizzata nella medesima zona (o macrozona) risulta indispensabile al soddisfacimento del fabbisogno orario di energia elettrica (o di potenza), nell'ipotesi in cui tutti (i) i suoi concorrenti utilizzino interamente la propria capacità produttiva che risulti disponibile nell'ora e localizzata nella medesima zona (o macrozona) e (ii) risulti altresì interamente utilizzata la capacità di importazione dalle altre zone (o macrozone) interconnesse (analisi della pivotalità semplice).⁴⁰

L'analisi di pivotalità congiunta misura per ogni ora la pivotalità dell'operatore in ogni possibile combinazione di zone⁴¹, identificando la combinazione di zone per cui il valore di pivotalità è mas-

³⁶ L'operatore ENEL coincide con l'utente del dispacciamento ENEL produzione S.p.a., Enel Energia S.p.a. e Enel S.p.a.

³⁷ L'operatore EDISON consiste nel raggruppamento dei seguenti utenti del dispacciamento: Edison Energia S.p.a., Edison Trading S.p.a., Alpiq Energia Italia S.p.a., Alpiq SA, Alpiq Suisse SA, Energ.it S.p.a

³⁸ L'operatore A2A consiste nel raggruppamento dei seguenti utenti del dispacciamento: A2A Trading S.r.l., A2A Energia S.p.a., Ecodeco S.r.l., Edipower S.p.a., Iren Mercato S.p.a.

³⁹ L'operatore EON consiste nel raggruppamento dei seguenti utenti del dispacciamento: E.ON Trading S.p.a. e E.ON Energy Trading SE Branch Italiana.

⁴⁰ L'analisi di pivotalità non tiene conto dei vincoli di rete non rappresentati da vincoli zionali di MGP.

⁴¹ Laddove in una data combinazione di zone si possono trascurare i limiti di trasporto tra le zone che compongono detta combinazione. I vincoli di transito effettivamente stringenti sono evidenziati dal confronto tra le combinazioni possi-

simo per quella medesima ora. Così facendo la pivotalità congiunta tiene in conto contestualmente sia l'effetto dei limiti di transito fra le zone che l'effetto della differenza, in ciascuna zona, fra il fabbisogno orario di energia elettrica (o di potenza) e la capacità produttiva oraria disponibile di tutti i concorrenti dell'operatore (di seguito: i terzi).

Il calcolo di pivotalità sia sul fabbisogno di energia che sul fabbisogno di potenza ha la sua ratio nel fatto che, sebbene la domanda del MGP rifletta il fabbisogno di energia elettrica attesa senza considerare il fabbisogno di riserva su MSD, le strategie degli operatori non possono che tenere conto della loro opportunità di arbitrare fra i due mercati e conseguentemente della loro eventuale indispensabilità ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di potenza.

Rispetto all'analisi condotta lo scorso anno si segnalano due variazioni:

- la separazione tra EDISON e A2A che fino allo scorso anno erano ricomprese in EDIPOWER: nel corso del 2012, nell'ambito dell'operazione di acquisizione di EDISON da parte di EDF, EDISON è uscita dal capitale di EDIPOWER. La quota di controllo di quest'ultima è passata ad A2A. Con riferimento all'anno 2012, l'analisi della pivotalità è stata, pertanto, condotta considerando A2A e EDISON come due operatori distinti, mentre nel 2011 entrambe erano considerati come parte di EDIPOWER;
- il calcolo della pivotalità è stato aggiustato in modo tale da tenere conto della potenza assoggettata al regime di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziale. Tale regime, infatti, a fronte della possibilità di accedere alla garanzia di piena copertura dei costi fissi, prevede vincoli di offerta sia su MSD, ove la potenza a salire e a scendere è offerta a prezzo pari al costo variabile riconosciuto, che su MGP, ove la potenza è offerta a prezzo pari a zero per la quantità di potenza essenziale e a prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto per la restante quantità.

Gli esiti delle analisi della pivotalità congiunta (rif Appendice A) dimostrano che le aree geografiche – intese come combinazioni di zone – su cui i primi quattro operatori sono più pivotali (in termini di percentuale di ore sull'anno) sono rispettivamente: tutta Italia, la Sicilia e la Sardegna per ENEL, la Sardegna per EON. La pivotalità di EDISON e A2A non risulta significativa in nessuna zona di mercato.

Nell'osservare eventuali variazioni del potere di mercato dei principali operatori fra il 2009 e il 2012, è quindi utile concentrarsi sull'analisi della pivotalità in quattro aree geografiche prefissate: Italia, Sicilia e Sardegna. La pivotalità degli operatori è misurata in termini di percentuale di ore annue in cui l'operatore è stato indispensabile a soddisfare il fabbisogno orario di energia (o potenza) e in termini di potenza media oraria.⁴²

bili. Ad esempio, se la pivotalità sulla zona x è maggiore della pivotalità sulla macrozona y (di cui la zona x fa parte), ciò significa che il limite di transito dalle zone che compongono la macrozona y verso la zona x sono stringenti.

⁴² Essendo in fase di aggiornamento, l'algoritmo di pivotalità non considera le unità essenziali come sottratte al controllo dell'operatore. Per questo motivo, nelle zone in cui larga parte della capacità è assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali (in particolare la Sicilia) i valori di pivotalità risultano sovrastimati.

6.2. Pivotalità su fabbisogno di energia (rif. Appendice A)

Italia

La pivotalità di ENEL sul fabbisogno di energia in Italia ha fatto registrare un calo significativo dal 2004 ad oggi. Nel 2004, ENEL era pivotale in Italia nel 90% circa delle ore⁴³, mentre già nel 2009 la percentuale era scesa al 37% delle ore (per una potenza media di 3.688 MW). Nel 2011 ENEL era pivotale nel 13% delle ore per una potenza media di 1.986 MW. Nel 2012 si è registrato un ulteriore calo: la percentuale di ore in cui ENEL era pivotale è scesa al 5% delle ore (per una potenza media di 1.958 MW).

Sicilia

ENEL è stata pivotale in circa il 16% delle ore del 2012 per una potenza media di circa 297 MW. Il trend fra il 2010 e il 2012 registra una diminuzione del numero di ore di pivotalità (-61% rispetto al 2011 e -69% rispetto al 2010) e un'analoga riduzione della pivotalità in termini di potenza media (-8% rispetto al 2011 e -34% rispetto al 2010).

Nel 2012 la pivotalità di A2A in Sicilia è stata trascurabile. Ciò anche in virtù del fatto che la quota di potenza afferente gli impianti di San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV nella titolarità di EDIPOWER - e quindi nello stesso raggruppamento di A2A - è stata esclusa dal calcolo della pivotalità poiché assoggettati al regime di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziali.

Sardegna

Nel 2012 la pivotalità di ENEL in Sardegna è stata trascurabile. Il trend fra il 2010 e il 2012 registra una diminuzione del numero di ore di pivotalità (-84% rispetto al 2011 e -91% rispetto al 2010). La pivotalità in termini di potenza media risulta in aumento (+46% rispetto al 2011 e +22% rispetto al 2010). Una tale riduzione delle ore di pivotalità è in parte dovuta al fatto che la quota di potenza delle unità di produzione di Sulcis 2 e 3, nella titolarità di ENEL, che è assoggettata al regime di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziali è stata esclusa dal calcolo della pivotalità.

EON è stata pivotale in circa il 6% delle ore del 2012 per una potenza media di circa 107 MW. Il trend fra il 2010 e il 2012 registra un incremento del numero di ore di pivotalità rispetto al 2011 (+306%) e una riduzione rispetto al 2010 (-50%). La pivotalità in termini di potenza media risulta in aumento (+78% rispetto al 2011 e +41% rispetto al 2010).

Tabella 10: Pivotalità calcolata rispetto al fabbisogno di energia: percentuale di ore di pivotalità nell'anno (%) e potenza media di pivotalità (MW) nelle medesime ore.

	2009	2010	2011	2012
	%	%	%	%
ENEL	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Italia	37%	29%	13%	5%
	(3.688)	(2.814)	(1.986)	(1.958)
Sicilia	71%	52%	42%	16%
	(593)	(451)	(322)	(297)
Sardegna	11%	3%	2%	0%
	(102)	(86)	(72)	(105)
EON				
Sardegna	39%	11%	1%	6%
	(163)	(76)	(60)	(107)

⁴³ Indagine conoscitiva congiunta AEEG/AGCM sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (IC22) (2005).

6.3. Pivotalità su fabbisogno di potenza (rif. Appendice A)

Italia

ENEL è stata pivotale in circa il 21% delle ore del 2012 per una potenza media di circa 2.615 MW. Il trend fra il 2010 e il 2012 registra una diminuzione del numero di ore di pivotalità (-41% rispetto al 2011 e -56% rispetto al 2010) e un'analoga riduzione della pivotalità in termini di potenza media (-20% rispetto al 2011 e -46% rispetto al 2010).

Sicilia

ENEL è stata pivotale in circa il 49% delle ore del 2012 per una potenza media di circa 464 MW. Il trend fra il 2010 e il 2012 registra una diminuzione del numero di ore di pivotalità (-39% rispetto al 2011 e -41% rispetto al 2010) e un'analoga riduzione della pivotalità in termini di potenza media (-23% rispetto al 2011 e -35% rispetto al 2010).

Nel 2012 la pivotalità di A2A in Sicilia è stata trascurabile. Ciò anche in virtù del fatto che la quota di potenza afferente gli impianti di San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV nella titolarità di EDIPOWER - e quindi nello stesso raggruppamento di A2A - è stata esclusa dal calcolo della pivotalità poiché assoggettati al regime di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziali.

Sardegna

ENEL è stata pivotale in circa il 4% delle ore del 2012 per una potenza media di circa 139 MW. Il trend fra il 2010 e il 2012 registra una diminuzione del numero di ore di pivotalità (-81% rispetto al 2011 e -88% rispetto al 2010) e un'analoga riduzione della pivotalità in termini di potenza media (-10% rispetto al 2011 e -7% rispetto al 2010). Una tale riduzione delle ore di pivotalità è in parte dovuta al fatto che la quota di potenza delle unità di produzione di Sulcis 2 e 3, nella titolarità di ENEL, che è assoggettata al regime di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziali è stata esclusa dal calcolo della pivotalità.

EON è stata pivotale in circa il 16% delle ore del 2012 per una potenza media di circa 239 MW. Il trend fra il 2010 e il 2012 registra una diminuzione del numero di ore di pivotalità (-48% rispetto al 2011 e -73% rispetto al 2010). In termini di potenza media la pivotalità di EON è aumentata del 94% rispetto al 2011 (da 123 a 239 MW), e del 24 % rispetto al 2010 (da 193 a 239 MW).

Tabella 11: Pivotalità calcolata rispetto al fabbisogno di potenza: percentuale di ore di pivotalità nell'anno (%) e potenza media di pivotalità (MW) nelle medesime ore.

	2009	2010	2011	2012
	%	%	%	%
ENEL	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Italia	54% (5.591)	48% (4.832)	36% (3.267)	21% (2.615)
Sicilia	88% (876)	83% (717)	79% (599)	49% (464)
Sardegna	48% (205)	31% (150)	20% (154)	4% (139)
EON				
Sardegna	80% (312)	60% (193)	31% (123)	16% (239)

6.4. Osservazioni

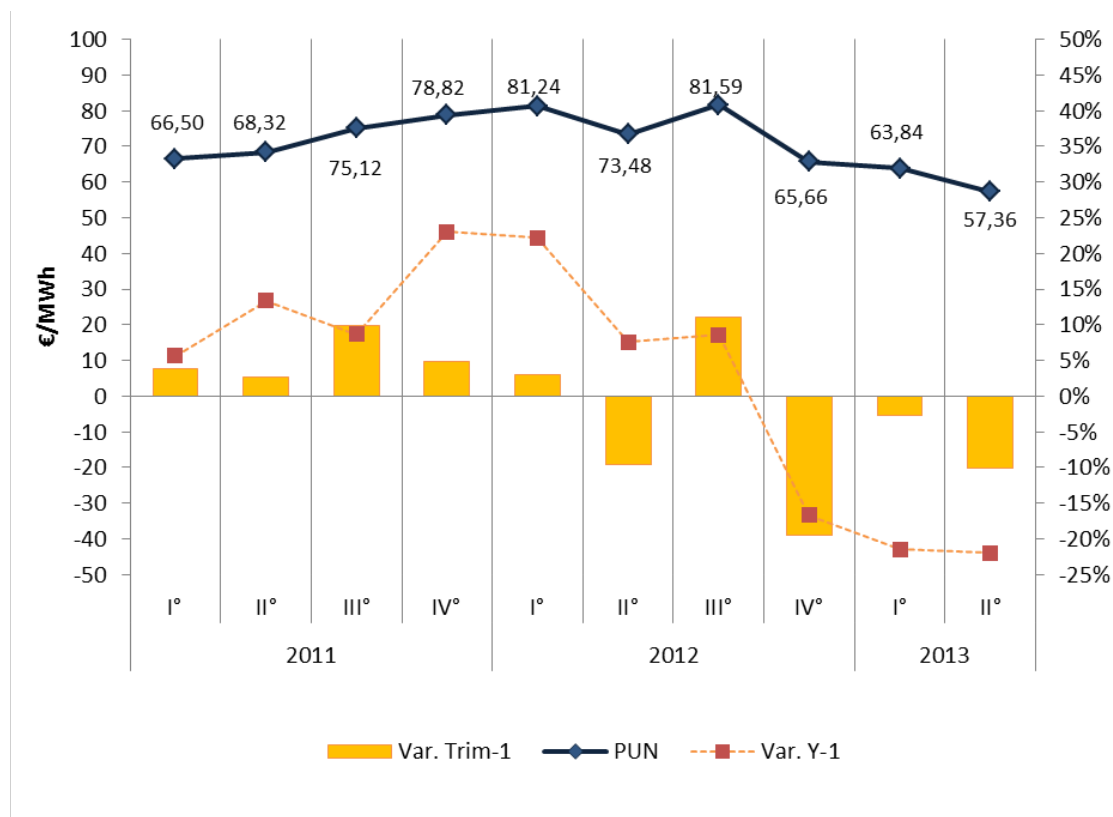
Dall'analisi dei dati di pivotalità emergono i seguenti elementi:

- negli ultimi anni si è verificata una progressiva riduzione della pivotalità dei principali operatori;
- il permanere di condizioni strutturali critiche in Sicilia dovute alla persistente carenza di capacità di interconnessione. La situazione dovrebbe migliorare progressivamente nei prossimi tre anni come già evidenziato nel capitolo precedente. Come evidenziato nel capitolo successivo, nel corso degli ultimi due anni l'interesse all'esercizio del potere di mercato degli operatori pivotali è stato limitato da una serie di misure introdotte dall'Autorità (capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali) e dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (tetto alle offerte di vendita MGP);
- come già evidenziato nel rapporto dello scorso anno, anche nel 2012 si assiste, da un lato ad una consistente riduzione della pivotalità dei principali operatori nelle ore centrali della giornata, dall'altro ad una concentrazione della pivotalità nelle ore serali.

7. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA A PRONTI

Nel 2012, il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) è risultato pari a 75,48 €/MWh, in aumento del 4,5% rispetto all'anno precedente. A fronte di questo incremento su base annua, l'analisi dell'andamento trimestrale del PUN segnala al contempo una forte contrazione delle quotazioni dell'energia elettrica in concomitanza con l'aggravarsi della crisi economica, in particolare nella seconda parte dell'anno, e con i rapidi mutamenti sui mercati energetici (Figura 2).

Figura 2: Andamento del prezzo unico nazionale (PUN) nel periodo 1° trimestre 2011 – II° trimestre 2013



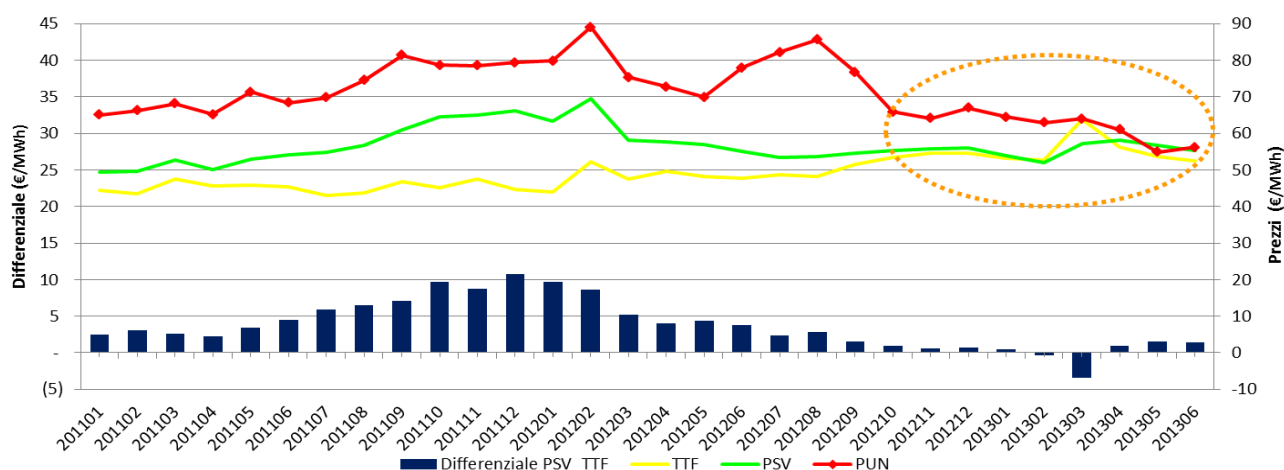
Nella prima parte del 2012, le condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli, con l'ondata di gelo che ha interessato l'Europa e la conseguente "crisi del gas" in molti Paesi europei, hanno inciso fortemente sugli andamenti di borsa dell'energia elettrica, con il prezzo medio di acquisto che, nel solo mese di febbraio, ha raggiunto 89 €/MWh, segnando un incremento del 34,3% sullo stesso mese del 2011. Nel periodo estivo, diversi fattori incidono sulla situazione di tensione sui prezzi di MGP (PUN pari a 81,59 €/MWh nel terzo trimestre) tra cui, da un lato, temperature sul territorio nazionale superiori in media di 1,6 gradi centigradi rispetto al 2011 e di oltre 2 gradi rispetto al dato medio storico, dall'altro lato, il mutamento del contesto competitivo in atto nel settore e le trasformazioni strutturali dell'offerta dettate dal forte incremento della generazione fotovoltaica, che ha determinato una crescita dei prezzi molto differenziata sia a livello orario che a livello zonale.

Nell'ultima parte dell'anno una serie di elementi contribuiscono a spiegare la rapida discesa del prezzo di borsa, proseguita poi nel corso del 2013:

- il quadro economico estremamente debole, che si è tradotto in una flessione del fabbisogno di energia elettrica in esito a MGP pari a -4,1% in media annua e in un vero e proprio crollo degli acquisti nel periodo settembre-dicembre (-6,4% rispetto allo stesso periodo del 2011). I dati a consuntivo dei primi 5 mesi del 2013 confermano la situazione di estrema debolezza del settore elettrico, segnalando un nuovo consistente calo del fabbisogno, pari a -2,8% rispetto a quanto registrato un anno prima;

- l'effetto dei cambiamenti registrati nel mercato all'ingrosso del gas divenuto molto più liquido e competitivo, l'entrata in operatività del mercato di bilanciamento, le regole di prevenzione del trattenimento contrattuale della capacità di importazione e la riduzione della domanda hanno portato non solo ad una valorizzazione del gas utilizzato in centrale sempre più allineata ai prezzi *spot* negoziati con consegna presso l'hub italiano (PSV), ma anche ad una sensibile riduzione di detti prezzi, che soltanto nell'ultimo quadrimestre del 2012 hanno segnato una flessione del 14%. Come risulta evidente dalla Figura 3, dopo il picco invernale del febbraio 2012, il differenziale tra il prezzo al PSV e quello all'hub olandese (TTF) è risultato costantemente in diminuzione. L'applicazione da parte dell'Autorità, presso il punto di entrata di Tarvisio, di modalità che consentono l'accesso alle capacità di trasporto non utilizzate su base *day-ahead* ha ampliato le possibilità di interconnessione con i mercati del Nord Europa ed è stata in grado di esercitare, unitamente alla forte contrazione della domanda, una maggiore spinta concorrenziale anche sul resto del gas offerto nel nostro Paese, con effetti positivi in termini di riduzione dei costi variabili degli impianti di produzione a ciclo combinato.

Figura 3: Andamento delle quotazioni del gas al PSV e al TTF e del loro differenziale di prezzo associate all'andamento del PUN medio mensile



7.1. Prezzi zionali

Nel 2012, la dinamica dei prezzi zionali di vendita nel mercato del giorno prima (MGP) conferma sostanzialmente la situazione fotografata nel 2011. I prezzi di vendita delle zone insulari, pari a 95,28 €/MWh in Sicilia e 81,67 €/MWh in Sardegna, sono risultati ancora significativamente più alti rispetto alle zone continentali. I differenziali di prezzo tra le Isole e la zona che ha fatto registrare il prezzo minore, hanno assunto valori analoghi a quanto riscontrato nel 2011, attestandosi rispettivamente a 25 €/MWh e 11 €/MWh. In linea con i tre anni precedenti, il Sud si conferma essere la zona avente prezzo più basso (70,34 €/MWh) e, per effetto della contenuta variazione sull'anno precedente, esibisce uno scostamento non trascurabile rispetto alle altre zone del Continente, pari a circa 4 €/MWh. Le restanti zone mostrano un allineamento dei prezzi di vendita intorno a 74 €/MWh.

Tabella 12: Pun, prezzi zonali e differenza tra prezzo zonale in Sicilia e Sardegna ed il minimo prezzo zonale (2005-2012)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	Delta tend. %
Pun	58,59	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48	4%
Nord	57,71	73,63	68,47	82,92	60,82	61,98	70,18	74,05	6%
Centro Nord	58,62	74,98	72,80	84,99	62,26	62,47	71,17	73,87	4%
Centro Sud	59,03	74,99	73,05	87,63	62,40	62,60	70,86	73,16	3%
Sud	59,03	74,98	73,04	87,39	59,49	59,00	69,04	70,34	2%
Sicilia	62,77	78,96	79,51	119,63	88,09	89,71	93,11	95,28	2%
Sardegna	60,38	80,55	75,00	91,84	82,01	73,51	79,93	81,67	2%
<i>Delta PzSici - PzMin</i>	<i>5,07</i>	<i>5,33</i>	<i>11,04</i>	<i>36,71</i>	<i>28,60</i>	<i>30,71</i>	<i>24,07</i>	<i>24,94</i>	<i>4%</i>
<i>Delta PzSard - PzMin</i>	<i>2,67</i>	<i>6,93</i>	<i>6,52</i>	<i>8,92</i>	<i>22,52</i>	<i>14,50</i>	<i>10,89</i>	<i>11,33</i>	<i>4%</i>

Per quanto attiene le due isole, l'elevato grado di concentrazione presente nelle rispettive zone ha reso necessari una serie di interventi volti a mitigare il potere di mercato detenuto dagli operatori. I principali strumenti di mitigazione comprendono interventi di tipo "regolatorio" e "antitrust", in particolare in Sicilia, e interventi "strutturali" volti a incrementare la capacità di interconnessione con le zone confinanti, come avvenuto in Sardegna.

In **Sicilia**, il potere di mercato detenuto dagli operatori è stato in larga parte mitigato attraverso i seguenti provvedimenti:

- l'attuazione degli impegni assunti da ENEL verso l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (di seguito: AGCM) per effetto del provvedimento n. 21960 secondo cui ENEL si è vincolata a presentare offerte di vendita nel mercato del giorno prima a prezzi non superiori a un tetto di 190 €/MWh per l'anno 2011, aggiustato negli anni successivi per le variazioni di un indice del prezzo del Brent (l'impegno è vincolante sino al 2013);
- l'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Come già nel 2011, gli impianti di San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV nella titolarità di EDIPOWER, l'impianto di Porto Empedocle nella titolarità di ENEL e Trapani nella titolarità di E.ON sono stati assoggettati al regime di reintegrazione dei costi previsto per gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema⁴⁴, che implica, per la quota di potenza essenziale, l'obbligo di offerta a prezzo nullo su MGP e per la quota di potenza non essenziale, laddove l'operatore scelga di offrirla su MGP, l'obbligo di offerta a prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto dall'Autorità.

Il persistente divario tra il prezzo medio di vendita della Sicilia e quello della zona più economica del Continente (circa 25 €/MWh) è in gran parte riconducibile all'obsoleto e mediamente più costoso parco di generazione siciliano. In prospettiva, l'entrata in operatività della nuova infrastruttura di interconnessione con il Continente (linea Sorgente-Rizziconi) prevista per il 2015 dovrebbe risolvere in modo "strutturale" il problema della scarsa concorrenzialità presente nell'isola.⁴⁵ Un'attenzione speciale dovrà essere posta ai comportamenti degli operatori nel prossimo anno: il 2014 sarà, infatti, un anno di transizione in cui si esauriranno gli effetti degli impegni assunti da ENEL verso l'AGCM ma non sarà ancora in esercizio la Sorgente-Rizziconi.

In **Sardegna**, l'entrata in servizio del secondo cavo del SAPEI⁴⁶ avvenuta negli ultimi mesi del 2011 ha portato la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-

⁴⁴ Gli impianti elencati sono stati dichiarati da Terna singolarmente essenziali per la sicurezza del sistema elettrico nella macrozona Sicilia.

⁴⁵ L'obsolescenza del parco siciliano sarà mitigata a tendere dalla fine dei lavori di ambientalizzazione degli impianti Turbogas a ciclo aperto di Trapani e dalla trasformazione dell'impianto di Porto Empedocle da termico tradizionale a Turbogas a ciclo aperto.

⁴⁶ È l'infrastruttura di interconnessione che collega il Lazio con la Sardegna

Sardegna rispettivamente da 450 a 1.050 MW e da 420 a 870 MW.⁴⁷ Tuttavia, gli effetti benefici di questo investimento infrastrutturale sul livello dei prezzi non si sono ancora del tutto manifestati. Il differenziale tra il prezzo medio di vendita della Sardegna e quello della zona più economica del Continente, sebbene in lieve calo rispetto al 2011, continua, infatti, ad assumere un valore significativo (circa 11 €/MWh). Nel corso del 2012, diversi fattori – tra cui la frequente riduzione dei limiti di transito con il Continente dovuta a interventi di manutenzione (programmata e non) del SAPEI o di tratti della RTN locale, l'indisponibilità prolungata di impianti di generazione di base e il forte aumento della domanda locale di energia elettrica in esito a MGP - hanno contribuito alla determinazione di picchi di prezzo particolarmente elevati nei mesi estivi del 2012.

Per quanto concerne l'aumento della domanda su MGP, l'Autorità, con la deliberazione 342/2012/R/eel, ha avviato un'istruttoria conoscitiva finalizzata all'accertamento di eventuali condotte speculative da parte di uno o più utenti del dispacciamento (di seguito: UDD) localizzati in **Sardegna**, atte a trarre vantaggio dalle modalità di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. I dati raccolti nell'ambito della suddetta istruttoria conoscitiva mostrano, in particolare, come molti UDD abbiano sistematicamente acquistato nel MGP energia elettrica largamente eccedente rispetto a quella necessaria a coprire il prelievo della rispettiva unità di consumo. Gli esiti dell'istruttoria, chiusa con deliberazione 197/2013/R/eel, rilevano come la propensione degli UDD in prelievo a porre in essere tali condotte sia stata originata da una serie di criticità legate, da un lato, alla vulnerabilità di alcuni elementi della disciplina degli sbilanciamenti effettivi attualmente in vigore, dall'altro, alla presenza di vincoli tecnici che rendono fortemente critico l'esercizio in condizioni di sicurezza del sistema elettrico della Sardegna. Nelle more della modifica organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, l'Autorità ha assunto, con la deliberazione 285/2013/R/eel, una serie di provvedimenti finalizzati a correggere alcuni elementi di distorsione del processo di formazione dei prezzi di sbilanciamento nelle Isole maggiori. La natura e l'entità dei vincoli tecnici che caratterizzano il sistema elettrico sardo e le verosimili ripercussioni che tali vincoli potrebbero avere sia sull'esercizio in condizioni di sicurezza del medesimo, che sul corretto svolgimento del mercato elettrico a pronti (MGP, MI e MSD), saranno, invece, oggetto di specifico approfondimento nell'ambito della più ampia istruttoria conoscitiva avviata dall'Autorità con la deliberazione 401/2012/R/eel. Tale istruttoria, attualmente in fase di svolgimento, sarà completata nel corso della seconda metà del 2013.

Per quanto concerne l'articolazione geografica dei prezzi zionali all'interno del Continente, si può apprezzare un aumento non trascurabile del differenziale di prezzo negativo tra la zona **Sud** e le altre zone del Continente (pari a circa 4 €/MWh nel 2012). Nel corso del 2012, il prezzo nella zona Sud è aumentato meno rispetto ai prezzi delle altre zone del Continente. Il prezzo della zona Sud è, infatti, cresciuto del 2% circa su base annua, rispetto al 6% nella zona Nord. Tale effetto sui prezzi della zona Sud è principalmente imputabile ai massicci investimenti in impianti di produzione da fonte rinnovabile non programmabile (eolici e fotovoltaici) che, insieme agli investimenti effettuati nell'ultimo decennio in capacità produttiva tradizionale (cicli combinati), hanno determinato un situazione di *overcapacity* con un conseguente allineamento dei prezzi della zona Sud ai costi variabili degli impianti termoelettrici a ciclo combinato. La suddetta situazione di *overcapacity* è aggravata dal fatto che una parte significativa della capacità produttiva entrata in esercizio negli ultimi anni si è localizzata in aree territoriali dell'Italia meridionale ove la capacità di trasmissione è insufficiente a gestire i flussi di energia potenzialmente producibile. L'esempio più istruttivo è quello dei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano. Il potenziale procompetitivo della capacità produttiva localizzata nei suddetti poli non può, infatti, riverberarsi pienamente sulle altre zone (ivi incluse quelle estere) a causa dei persistenti limiti di transito della RTN che limitano il pieno utilizzo della predetta capacità (Tabella 13). Inoltre, taluni fenomeni verificatisi nelle prime settimane del mese di febbraio 2012 testimoniano il permanere di importanti colli di bottiglia sui seguenti transiti:

⁴⁷ La capacità massima di trasporto del cavo SAPEI tra Sardegna e Continente e tra Continente e Sardegna è pari rispettivamente a 900 e 720 MW. I restanti 150 MW sono forniti in ambo le direzioni dal cavo SACOI.

- dalla zona Sud alla zona Centro Sud;
- dalla zona Centro Sud alla zona Centro Nord;
- dalla zona Centro Nord alla zona Nord.

Nei casi estremi in cui i prezzi esteri superano quelli italiani in misura tale da ridurre considerevolmente le importazioni nette, sino a trasformarle in esportazioni nette, il Continente tende a separarsi in due, tre, o quattro tronconi da Sud a Nord, con la zona Sud che fa registrare sempre i prezzi più bassi. Nel 2012 il primo transito a saturarsi è quello tra la zona Sud e la zona Centro Sud, il secondo è quello tra la zona Centro Sud e la zona Centro Nord, mentre il terzo è quello fra la zona Centro Nord e la zona Nord⁴⁸ (Tabella 13)

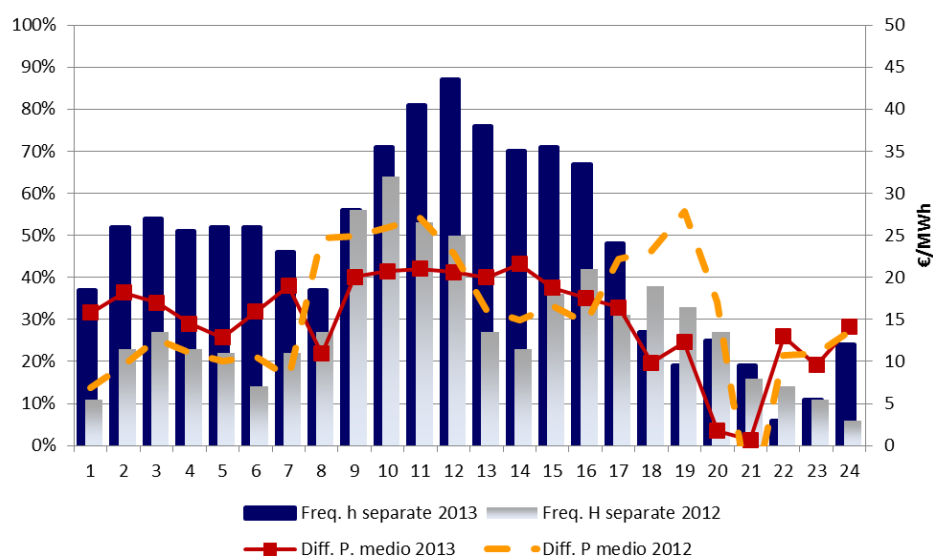
Tabella 13: Frequenza di ore in cui i principali transiti sul Continente risultano saturati. Confronto fra l'anno 2011 e l'anno 2012*

Anno	Transito ->	Limiti di Transito Medi (MW)		Flusso Medio (MWh)	N.° Ore	Saturazione Transiti		
		Export	Import			% Su H totali	% H in export	% H in import
2011	NORD CNORD	3.139	1.596	1.120	553	6%	98%	2%
	CNORD CSUD	2.002	2.186	460	369	4%	5%	95%
	CSUD SUD	10.000	3.878	2.861	1.353	15%		100%
	SUD BRNN	10.000	4.984	3.200	353	4%		100%
	SUD FOGN	10.000	1.884	725	328	4%		100%
	SUD ROSN	10.000	2.060	674	43	0%		100%
2012	NORD CNORD	3.353	1.672	443	395	4%	25%	75%
	CNORD CSUD	1.922	2.294	791	796	9%	15%	85%
	CSUD SUD	10.000	3.717	2.698	1.422	16%		100%
	SUD BRNN	10.000	4.605	2.663	677	8%		100%
	SUD FOGN	10.000	1.888	624	360	4%		100%
	SUD ROSN	10.000	2.082	714	165	2%		100%

*il segno negativo indica un flusso in direzione opposta a quella del transito

Anche nei primi mesi del 2013 la situazione di *overcapacity* ha portato la zona Sud ad essere separata dalla zona Nord in un crescente numero di ore. La Figura 4 mostra la frequenza di ore in cui le due zone risultano separate e il differenziale di prezzo corrispondente.

Figura 4: Frequenza di ore in cui il Nord è separato dal Sud nei giorni lavorativi e differenziale medio di prezzo (1° Trimestre 2012 Vs 1° Trimestre 2013)



⁴⁸ Le tempistiche previste per rimuovere i colli di bottiglia sono riportate nel capitolo 5.

Rispetto a quanto osservato nel 2012, nel primo trimestre 2013 risulta che il primo transito ad essere saturato è quello fra la zona Centro Sud e la zona Centro Nord, con una frequenza pari al 23% delle ore rispetto al 7% del primo trimestre 2012. Inoltre, con riferimento allo stesso periodo dell'anno, si osserva un'inversione di flusso tra la zona Nord e la zona Centro Nord, da un valore in esportazione mediamente pari a circa 890 MWh nel 2012 ad un flusso in importazione di circa 190 MWh nel 2013 (Tabella 14).

Tabella 14: Frequenza di ore in cui i principali transiti sul Continente risultano saturati. Confronto fra primo trimestre 2011, 2012 e 2013*.

Anno	Transito ->		Limiti di Transito Medi (MW)		Flusso Medio (MWh)	N.° Ore	Saturazione Transiti		
			Export	Import			% Su H totali	% H in export	% H in import
2011	NORD	CNORD	3.401	1.735	362	15	1%	40%	60%
	CNORD	CSUD	1.834	2.155	1.078	275	13%		100%
	CSUD	SUD	10.000	3.985	3.120	413	19%		100%
	SUD	BRNN	10.000	5.168	3.705	29	1%		100%
	SUD	FOGN	10.000	1.931	664	5	0%		100%
	SUD	ROSN	10.000	2.123	550	9	0%		100%
2012	NORD	CNORD	3.441	1.709	894	30	1%	77%	23%
	CNORD	CSUD	1.945	2.249	621	144	7%	3%	97%
	CSUD	SUD	10.000	3.914	3.003	375	17%		100%
	SUD	BRNN	10.000	5.031	3.031	27	1%		100%
	SUD	FOGN	10.000	1.918	707	70	3%		100%
	SUD	ROSN	10.000	2.121	661				
2013	NORD	CNORD	3.552	1.749	192	232	11%	9%	91%
	CNORD	CSUD	1.871	2.426	1.347	506	23%	4%	96%
	CSUD	SUD	10.000	3.983	2.907	366	17%		100%
	SUD	BRNN	10.000	5.052	2.448	2	0%		100%
	SUD	FOGN	10.000	2.091	650	5	0%		100%
	SUD	ROSN	10.000	2.053	545	6	0%		100%

*il segno negativo indica un flusso in direzione opposta a quella del transito

La nuova configurazione dei flussi determina nel primo trimestre 2013 una riduzione del numero di ore in cui il Continente è unito ovvero un aumento delle ore in cui il Continente si separa in 2, 3 o addirittura 4 zone di mercato (Tabella 15).

Tabella 15: Configurazione zonale del Continente nei primi tre mesi del 2011, 2012 e 2013.

N° zone	2011	2012	2013
	N° Ore (%)	N° Ore (%)	N° Ore (%)
1	1492 (69%)	1659 (76%)	1247 (58%)
2	631 (29%)	500 (23%)	732 (34%)
3	36 (2%)	23 (1%)	169 (8%)
4	0 (0%)	1 (0%)	11 (1%)

7.2. Confronto internazionale

Il confronto tra la dinamica dei prezzi medi della borsa elettrica italiana con quella delle altre borse europee merita un'analisi *ad hoc*. Come già evidenziato nella relazione dello scorso anno il trend del prezzo medio italiano negli ultimi anni non sembra riflettere appieno le tendenze prevalenti sulle altre borse europee. Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica nel MGP è cresciuto del 48% dal 2005 al 2008, in linea con quanto accaduto in altri paesi europei come la Germania, la Francia e la Spagna, ove i prezzi medi sono aumentati, rispettivamente, del 43%, 48% e 20%. Nel 2009, per effetto della crisi economica, il prezzo medio in Italia si è ridotto del 27% rispetto all'anno precedente, in misura inferiore rispetto al calo registrato negli altri principali paesi europei (pari al 41%, 38% e 43% rispettivamente in Germania, Francia e Spagna). Considerando l'arco temporale complessivo 2005-2012, il prezzo medio in Italia è cresciuto del 29%, contro solo l'1% di aumento del

prezzo medio in Francia. Nello stesso periodo il prezzo medio in Germania e Spagna è sceso rispettivamente del 7% e del 12%. Nel 2012, i differenziali fra il livello medio dei prezzi in Italia e i livelli medi dei prezzi nei tre citati paesi si sono quindi assestati rispettivamente a 33 €/MWh con la Germania, a 29 €/MWh con la Francia e a 28 €/MWh con la Spagna.

Tabella 16: Prezzi delle principali borse europee, anni 2005 - 2012

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
ITALIA	58.59	74.75	70.99	86.99	63.72	64.12	72.23	75.48
GERMANIA	45.98	50.79	37.99	65.76	38.85	44.49	51.12	42.60
FRANCIA	46.67	49.29	40.88	69.15	43.01	47.50	48.89	46.94
SPAGNA	53.68	50.53	39.35	64.44	36.96	37.01	49.93	47.23

Lo scostamento tra l'andamento del prezzo medio italiano e quello degli altri paesi europei può essere ricondotto a differenze nel mix tecnologico produttivo e nelle modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili. In Italia gli impianti termoelettrici a ciclo combinato alimentati a gas naturale rappresentano la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore (il 60% circa nel 2012, -6% circa rispetto al 2011), mentre negli altri paesi europei la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore è rappresentata da impianti termoelettrici tradizionali alimentati a carbone o da impianti termoelettrici. Tali tecnologie hanno costi variabili di produzione nettamente inferiori a quelli della tecnologia a ciclo combinato. Inoltre, in Italia, il vigente meccanismo dei certificati verdi, che prevede l'obbligo di acquisto dei suddetti certificati a carico della maggior parte della produzione termoelettrica, incrementa i costi variabili di produzione (oneri di acquisto nel 2012 pari a circa 6 €/MWh) e, conseguentemente, il livello dei prezzi all'ingrosso rispetto ai prezzi di altri paesi ove non trova applicazione una analoga modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili.

Rispetto, ad esempio, al differenziale tra il prezzo medio italiano e il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Germania, è possibile osservare quanto segue:

- nell'ipotesi in cui la tecnologia marginale in Italia sia sistematicamente rappresentata da impianti termici a ciclo combinato e, in Germania, da impianti termici tradizionali alimentati a carbone, è possibile stimare un differenziale tra il costo variabile del ciclo combinato italiano⁴⁹ e quello di un impianto a carbone tedesco⁵⁰ superiore a 30 €/MWh (tale differenziale include anche l'effetto dei Certificati Verdi);
- sebbene in Germania gli impianti termici a ciclo combinato siano al margine verosimilmente in un numero esiguo di ore, è utile osservare come nel 2012 il prezzo medio del gas all'hub italiano (PSV), che pure ha visto ridurre il differenziale con i principali mercati europei, è stato superiore del 15% rispetto al prezzo medio del hub tedesco (GVS) o di quello olandese (TTF). Nell'ipotesi in cui: il mix produttivo tedesco fosse identico a quello italiano, che vi fossero regole di bilanciamento omogenee sui mercati del gas interessati e che i produttori dei paesi oggetto di comparazione avessero effettivamente l'opportunità di scegliere quotidianamente se consumare il gas per la produzione termoelettrica o rivenderlo sui rispettivi hub di riferimento, ciò si tradurrebbe in un maggiore costo variabile degli impianti termoelettrici a ciclo combinato italiani, pari a circa 13 €/MWh (se tenuto conto dell'onere dei certificati verdi e ipotizzando un rendimento standard della tecnologia pari al 53%).

⁴⁹ Calcolato sulla base delle quotazioni del gas al PSV, di un rendimento standard della tecnologia del 53%, un coefficiente di emissioni di CO₂ pari a 0,358 e un costo sostenuto per l'acquisto dei Certificati Verdi pari a circa 6 €/MWh.

⁵⁰ Calcolato sulla base del prezzo del carbone CIF ARA Rotterdam, un PCI di 6236,51 kcal/kg, un rendimento standard della tecnologia del 40% e un coefficiente di emissioni di CO₂ pari a 0,757.

Analogamente a quanto rilevato lo scorso anno, l'analisi dei dati mostra come le differenze in termini di mix tecnologico del parco di generazione e nel meccanismo di incentivazione delle rinnovabili, spieghino, da soli, l'intera differenza esistente tra i prezzi all'ingrosso italiani e quelli europei.

7.3. Integrazione del mercato elettrico italiano con i mercati elettrici dei Paesi confinanti

Nel 2012, il *market coupling* tra Italia e Slovenia ha avuto un impatto positivo sull'efficienza nell'allocatione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto transfrontaliera.

Le modalità di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione Italia-Slovenia prevedono:

- l'allocatione della maggior parte dei diritti su base annuale e mensile tramite aste esplicite (cd. *Physical Transmission Rights* o PTR annuali e mensili);
- l'allocatione della restante parte dei diritti su base oraria tramite asta implicita (cd. *market coupling*);
- l'applicazione della clausola Use-It-Or-Sell-It (UIOSI) ai PTR annuali e mensili non esercitati ("non nominati"), ossia la rivendita automatica di tali diritti su base oraria tramite il *market coupling*.

Sulla frontiera Italia-Slovenia, la coesistenza di aste esplicite di PTR annuali e mensili e del *market coupling* consente agli assegnatari, nel caso di mancato esercizio dei PTR, di ricevere dai TSO – per effetto della clausola UIOSI - il differenziale di prezzo orario - se positivo - tra le due zone di mercato confinanti. Questo meccanismo, equivalente negli esiti a quanto si avrebbe attraverso l'uso di Financial Transmission Rights (FTR), garantisce agli operatori piena copertura rispetto alla volatilità dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto, consentendo loro di operare in modo più flessibile sulle borse elettriche dei due paesi.

La capacità di trasporto media oraria riferibile a PTR non esercitati e rivenduti su base oraria tramite il *market coupling* è stata pari a 362 MW nel 2012 rispetto a 81 MW nel 2011. In rapporto alla capacità di trasporto complessivamente allocata attraverso PTR annuali o mensili, la percentuale media oraria di capacità afferente PTR non esercitati e rivenduti su base oraria tramite il *market coupling* è stata pari al 95% nel 2012 contro il 20% nel 2011.

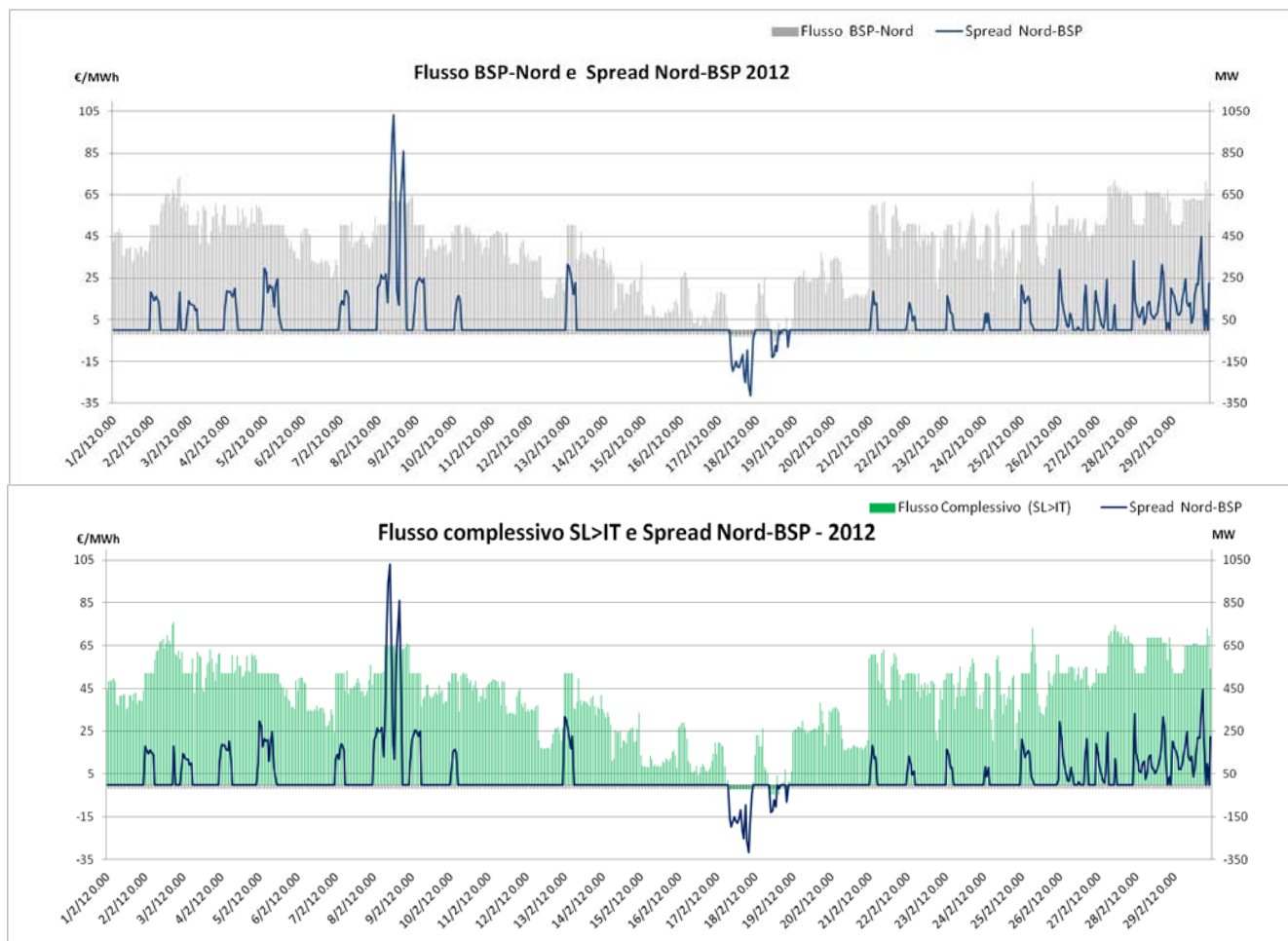
Coerentemente con i differenziali di prezzo tra la zona Nord e la zona slovena BSP⁵¹ (pari a 21 €/MWh in media annua), il *market coupling* ha determinato flussi di energia nel 99,6% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 0,4% in export verso la Slovenia. In particolare, nel 2012 la percentuale di ore in cui i mercati del giorno prima italiano (zona Nord) e sloveno (zona BSP) hanno presentato gli stessi prezzi - ovvero le ore dell'anno in cui non c'è stata congestione sull'interconnessione - è risultata pari al 20%. A eccezione di sole 22 ore con prezzi italiani inferiori a quelli sloveni, nel 2012 si sono quindi eminentemente registrati flussi in import verso l'Italia.

La Figura 5 mostra i flussi determinati dal *market coupling* (grafico superiore) ed i flussi complessivi dalla Slovenia verso l'Italia⁵² (grafico inferiore) per il mese di febbraio 2012. Nelle ore in cui il differenziale tra il prezzo nella zona Nord e quello sloveno (spread Nord-BSP) è stato negativo, il flusso complessivo in export è risultato inferiore di circa 210 MW rispetto al flusso originato dal solo *market coupling*, a conferma della maggiore efficienza del *market coupling* nell'allocatione della capacità transfrontaliera.

⁵¹ BSP è la borsa elettrica slovena.

⁵² Questi ultimi includono anche l'effetto delle "nomine" della capacità allocata tramite aste annuali o mensili per cui l'assegnatario non si è avvalso della clausola UIOSI per rivenderla su base oraria tramite il *market coupling*.

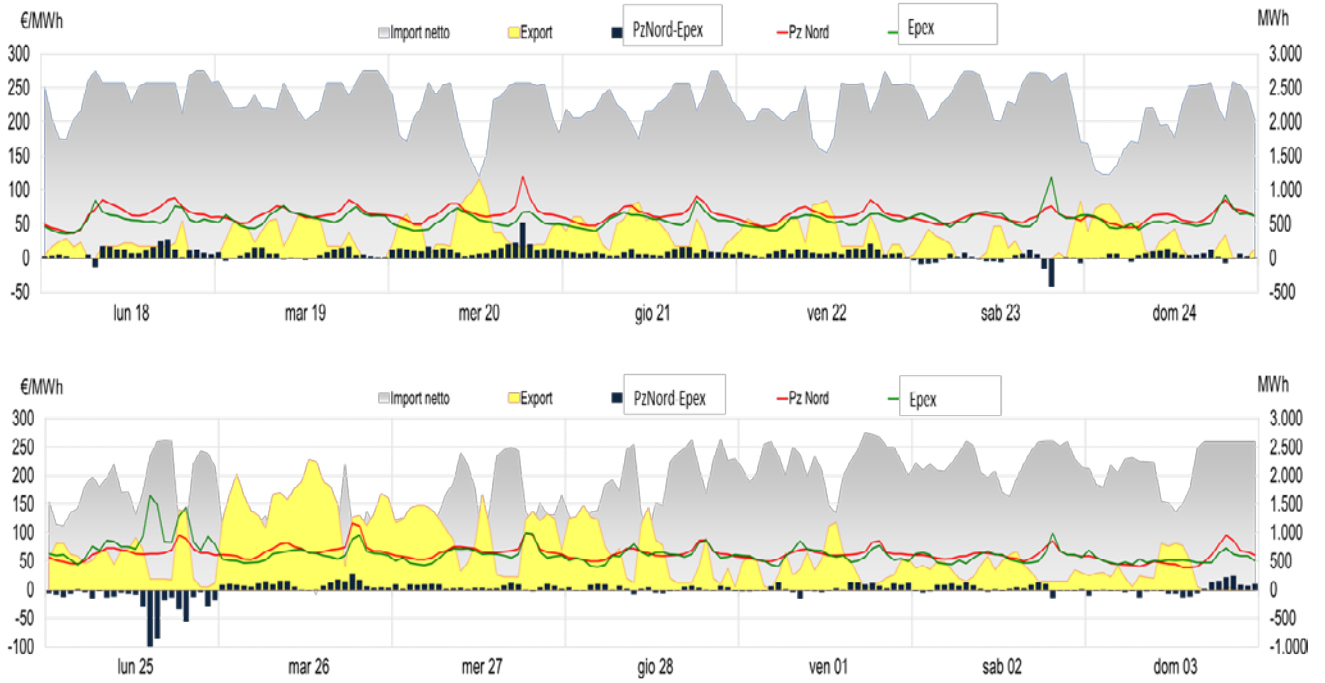
Figura 5: Flusso di energia Slovenia-Italia e BSP-NORD e andamento del differenziale di prezzo Zona Nord – BSP (Spread Nord-BSP) nel mese di febbraio 2012



Al fine di apprezzare maggiormente i vantaggi del meccanismo di *market coupling*, in termini di maggiore efficienza nell’allocazione della capacità transfrontaliera, può essere utile osservare le dinamiche che, durante lo stesso periodo, si sono manifestate alla frontiera con gli altri mercati limitrofi.

A tale riguardo, appare particolarmente istruttivo quanto accaduto nei primi mesi del 2013 con riferimento alla frontiera francese. Nel primo quadrimestre del 2013 la percentuale di ore in cui il prezzo della zona Nord è stato inferiore al prezzo francese è stata pari al 19%, rispetto al 4% registrato nello stesso periodo del 2012. Ciononostante, l’Italia è risultata esportatrice netta di energia verso la Francia, in esito al MGP, in meno dell’1% delle suddette ore. Tale situazione si può apprezzare chiaramente dal confronto tra il profilo dei flussi di energia tra Francia e Italia e l’andamento del differenziale tra il prezzo della zona Nord e il prezzo di equilibrio della borsa francese (EPEX), come mostra la Figura 6, relativamente a due settimane del 2013.

Figura 6: Flusso di energia Francia-Italia e andamento del differenziale di prezzo Zona Nord –EPEX (Spread PzNord-EPEX) nelle settimane 8 e 9 del 2013



8. MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema eminentemente sul MSD. Rispetto al MGP, il MSD è, per sua natura, caratterizzato da una struttura dell'offerta molto più concentrata in quanto vi possono partecipare solo le unità di produzione che, per le loro prestazioni specifiche e/o la loro localizzazione, possono efficacemente ed efficientemente erogare a Terna quei servizi necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, riserva di potenza, bilanciamento etc.).

La Tabella 17 riporta l'evoluzione dal 2009 al 2012 delle principali componenti che concorrono a determinare l'onere netto sostenuto da Terna⁵³ per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, la cui copertura avviene mediante il corrispettivo unitario di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06 (c.d. *uplift*). Tali componenti sono state rielaborate da Terna ai fini delle analisi sull'andamento dell'*uplift* riclassificando opportunamente le voci di cui al comma 44.1 della deliberazione 111/06, anche avvalendosi del sistema di accounting predisposto ai fini della deliberazione 351/07. Le predette componenti fanno riferimento a partite economiche omogenee relative a fenomeni fisici sottostanti e, in particolare:

- la componente **approvvigionamento servizi** si riferisce alle contrattazioni sul MSD finalizzate all'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento. È pari a quota parte della lettera b) del comma 44.1 della deliberazione 111/06;
- la **componente energia** rappresenta il saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia acquistata e venduta sul MSD a copertura dello stesso sbilanciamento. Il valore di tale componente risulta, in generale, non nullo data l'applicazione di un'asta discriminatoria (cd. *Pay-as-Bid*) per la valorizzazione delle offerte accettate su MSD e l'applicazione di prezzi di sbilanciamento non *cost-reflective* per specifiche tipologie di unità (unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili). È pari a quota parte della lettera a) del comma 44.1 della deliberazione 111/06, riferita agli sbilanciamenti, e quota parte della lettera b) del medesimo comma, riferita all'approvvigionamento di energia di bilanciamento su MSD;
- la componente **contratti** rappresenta la componente fissa dei contratti stipulati in alternativa alla dichiarazione di essenzialità (le quantità contrattualizzate oggetto di selezione sul MSD e valorizzate al prezzo di esercizio sono invece ricomprese nella componente approvvigionamento servizi). È pari a quota parte della lettera b) del comma 44.1 della deliberazione 111/06;
- la componente **gettone di avviamento** rappresenta il saldo tra il costo dei gettoni riconosciuti a remunerazione delle manovre di avviamento sul MSD e l'eventuale provento derivante dall'applicazione del corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di avviamento (MROA). È pari a quota parte della lettera a) del comma 44.1 della deliberazione 111/06, riferita al MROA, e quota parte della lettera b) del comma 44.1 della deliberazione 111/06, riferita al gettone;
- la componente **altre partite** raggruppa partite economiche singolarmente poco rilevanti (e.g. corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, corrispettivi di non arbitraggio, saldo corrispettivo aggregazione misure, etc). È pari a quota parte della lettera a) del comma 44.1 della deliberazione 111/06 e alla lettera c) del comma 44.1 della deliberazione 111/06.

⁵³ Oltre alle componenti di cui alla tabella 16, tale onere netto include ulteriori voci tra cui assumono un peso rilevante, da un lato, la rendita da congestione derivante dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nazionale e dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con l'estero, dall'altro, l'onere netto maturato per garantire il servizio di interconnessione virtuale di cui alla deliberazione ARG/elt 179/09.

Tabella 17: Controvalore delle principali componenti dell'uplift dal 2009 al 2012*

	2009 (Mln €)	2010 (Mln €)	2011 (Mln €)	2012 (Mln €)
APPROVVIGIONAMENTO SERVIZI	-1607	-1049	-960	-946
COMPONENTE ENERGIA	427	7	-127	-286
CONTRATTI	0	-136	-81	-109
GETTONE AVVIAMENTO			-11	-38
ALTRE PARTITE	15	31	31	80

* il segno negativo rappresenta un onere netto. Il segno positivo rappresenta un provento netto.

** I valori sono calcolati al 31 dicembre di ciascun anno e non tengono conto dei conguagli successivi.

Come si evince dalla Tabella 17, nel 2012 si assiste ad un significativo peggioramento dell'onere associato alla componente energia (+160 mln € circa rispetto al 2011 e +280 mln € circa rispetto al 2010). L'aumento di 160 Mln € degli oneri relativi alla componente energia è stato però più che compensato, in termini economici, dalla riduzione dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulla RTN (di seguito: fattori di perdita) disposte per l'anno 2012 dalla deliberazione ARG/elt 196/11. I fattori percentuali convenzionali delle perdite in vigore nel 2011, infatti, sovrastimavano le perdite effettive e la loro applicazione anche per il 2012 avrebbe reso disponibile a Terna un eccesso di energia che avrebbe utilizzato ai fini del bilanciamento risparmiando un ammontare analogo di movimentazioni a salire su MSD.

A ciò va aggiunto che nel corso del 2012 si sono verificati i seguenti fenomeni che hanno alterato radicalmente la struttura della componente energia e della programmazione del sistema:

- la riduzione dei costi netti sostenuti da Terna per effetto dell'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento: da un onere di circa 240 Mln € a un provento di circa 60 Mln € nel 2012 (-310 Mln € circa rispetto al 2011);
- l'incremento dei costi netti sostenuti da Terna per acquistare energia su MSD al fine di mantenere bilanciato il sistema: da un provento di circa 115 Mln € a un onere di circa 350 Mln € nel 2012 (+470 Mln € circa rispetto al 2011).

Il seguito del presente capitolo è così articolato. Nella sezione 8.1 si analizza l'evoluzione degli oneri/proventi netti sostenuti da Terna per effetto dell'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento. Nella sezione 8.2 si analizzano le movimentazioni effettuate su MSD e i relativi prezzi.

8.1. Oneri netti sostenuti da Terna per l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento

Il calo dell'onere netto dovuto all'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo di cui alla deliberazione 111/06 è riconducibile principalmente alle dinamiche che hanno interessato gli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione, ed in particolare, a una migliore programmazione delle immissioni da parte delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili. La Tabella 18 riporta il confronto tra gli sbilanciamenti registrati nel biennio 2011-2012.

I dati indicano una netta riduzione degli sbilanciamenti positivi⁵⁴ delle unità di produzione nel corso del 2012 (-66% rispetto al 2011), a cui corrisponde un risparmio netto per Terna. Il 90% di tale effetto è da attribuire alla migliore programmazione svolta dal Gestore dei servizi energetici (GSE) per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili sotto la sua responsabilità. L'effetto complessivo dei corrispettivi sugli sbilanciamenti si manifesta, quindi, con il passaggio da un onere complessivo sostenuto da Terna nel corso del 2011 di circa 240 mln € ad un provento di circa 60 mln € nel 2012.⁵⁵

⁵⁴ Per una data unità ed un dato intervallo temporale, lo sbilanciamento è definito come la differenza tra l'energia immessa o prelevata ed il relativo programma fatturato.

⁵⁵ La riduzione degli sbilanciamenti delle unità di produzione non comporta di per sé un risparmio per il sistema. Ad una riduzione dello sbilanciamento corrisponde un risparmio per il sistema solo nel caso in cui i prezzi di sbilanciamento

Tabella 18: Sbilanciamenti 2011 vs 2012

	Sbilanciamento Fatturato		
	2011 TWh	2012 TWh	Delta Var. %
Unità di Consumo	-3,36	-2,07	-38%
Unità di Produzione	9,15	3,10	-66%
- di cui GSE	9,42	3,11	-67%
Totale	5,79	1,03	-82%

8.2. Analisi delle movimentazioni su MSD

La forte riduzione degli sbilanciamenti positivi delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili sotto la responsabilità del GSE ha contribuito a modificare, in modo significativo, la dinamica delle movimentazioni effettuate da Terna su MSD. In particolare, nel corso del 2012, si è registrato un forte aumento dei volumi mediamente movimentati da Terna a salire (acquisto di energia dagli operatori) su MSD (+30% circa rispetto al 2011), che si accompagna a un calo dei volumi mediamente movimentati a scendere (vendita di energia agli operatori) su MSD (-23% circa rispetto al 2011). Ciò ha contribuito a far aumentare l'onere netto sostenuto da Terna per approvvigionarsi dei servizi di dispacciamento su MSD e sembra delineare un sistema caratterizzato da un crescente numero di unità di produzione termoelettriche che, per effetto della riduzione della domanda residua oraria servibile dalle medesime, non sono programmate in servizio in esito ai mercati dell'energia oppure lo sono al di sotto della loro potenza minima (cosiddetto minimo tecnico) o per un numero di ore inferiore al loro tempo minimo di permanenza in servizio. In tali condizioni, Terna è verosimilmente costretta in un numero crescente di casi ad aggiustare i programmi delle unità termoelettriche su MSD onde assicurarne la fattibilità tecnica e poter così costituire i necessari margini di riserva rotante (secondaria o terziaria) sulle medesime unità.

La Tabella 19, mostra, inoltre, come l'incremento delle movimentazioni a salire e il calo delle movimentazioni a scendere ha interessato le due fasi del MSD. Nella fase di programmazione (cosiddetto MSD ex-ante) le movimentazioni a salire sono cresciute del 31%, mentre le movimentazioni a scendere sono calate del 24% rispetto al 2011. Nella fase di gestione in tempo reale (cosiddetto *Mercato del Bilanciamento* o MB) le movimentazioni a salire sono cresciute del 29%, mentre le movimentazioni a scendere sono calate del 22% rispetto al 2011.

Tabella 19: Quantità movimentate su MSD (MSD ex ante e MB) nel 2011 e nel 2012.

	SALIRE		SCENDERE	
	2011	2012	2011	2012
MSD Ex-Ante (TWh)	4,72	6,18	4,87	3,72
MB (TWh)	3,94	5,10	12,35	9,60
Totale (TWh)	8,66	11,28	17,22	13,32

L'incremento delle movimentazioni a salire sul MSD è largamente dovuto alla necessità da parte di Terna di gestire in sicurezza il sistema elettrico in un contesto caratterizzato dalla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. In particolare:

- l'energia sottesa agli avviamenti o al prolungamento in servizio delle unità di produzione termoelettriche su MSD è in aumento. Nel corso del 2012, infatti, le quantità accettate a sali-

to non riflettono pienamente i costi sostenuti da Terna per compensarlo, come di fatto accade per le fonti rinnovabili non programmabili.

re per minimo tecnico (cd offerte di minimo) nel MSD-ex ante sono aumentate di 0,6 TWh rispetto al 2011 (+16%);

- l'utilizzo di risorse flessibili è altresì in aumento. Nel corso del 2012, infatti,
 - le quantità accettate a salire su MB per l'utilizzo di riserva secondaria sono aumentate di 0,2 TWh rispetto al 2011 (+33%) (vedi Tabella 20);
 - le quantità accettate a salire sul totale MSD relative a impianti di produzione e pompaggio sono aumentate di 0,2 TWh rispetto al 2011 (+28%)

Tabella 20: Quantità movimentate a salire e a scendere per Riserva Secondaria (RS) su MB nel 2011 e nel 2012 distinte per macrozona.

SERVIZIO	ZONA/MACROZONA	SALIRE			SCENDERE		
		2011 TWh	2012 TWh	Delta Var. %	2011 TWh	2012 TWh	Delta Var. %
RS	CONTINENTE	0,53	0,74	39%	1,61	1,46	-9%
	SARDEGNA	0,06	0,04	-26%	0,08	0,06	-25%
	SICILIA	0,06	0,07	27%	0,16	0,16	0%
	Totale RS	0,65	0,86	33%	1,84	1,68	-9%

La Tabella 21 illustra, per tecnologia, le quantità accettate per minimo tecnico su MSD. Nel corso del 2012, l'energia sottesa all'avviamento o al prolungamento in servizio di unità termoelettriche su MSD è aumentata di circa 0,5 TWh rispetto all'anno precedente⁵⁶. Tale fenomeno, concentrato su MSD ex-ante, ha interessato esclusivamente la tecnologia termoelettrica a ciclo combinato con un incremento delle quantità accettate per minimo tecnico pari a circa 0,8 TWh (+31%) parzialmente compensato dalla riduzione delle quantità accettate per minimo tecnico con riferimento alle tecnologie termoelettriche tradizionali pari a 0,2 TWh (-31%).

Al fine di garantire una maggiore aderenza dell'articolazione delle offerte alla struttura dei costi di esercizio degli impianti, nel 2011 è stata introdotta l'offerta di accensione (c.d. gettone di accensione) per le unità di produzione termoelettriche a eccezione dei turbogas a ciclo aperto; il gettone di accensione è riconosciuto per ogni avviamento dell'unità effettuato nell'ambito di MSD nel giorno di riferimento, in eccesso rispetto agli avviamenti effettuati nell'ambito dei mercati dell'energia nel medesimo periodo. Nel corso del 2012, le offerte di accensione accettate sono state 2.053, in linea con l'anno precedente. Tuttavia, il prezzo medio per gettone di accensione riconosciuto ha subito un forte aumento passando da 17.000 € nel 2011 a 24.000 € nel 2012.

⁵⁶ In particolare, si è registrato un aumento di circa 0,6 TWh in MSD ex-ante e una riduzione di circa 0,1 TWh in MB.

Tabella 21: Quantità movimentate a salire per Altri Servizi (NRS) su MSD nel 2011 e nel 2012, con separazione tra le offerte di minimo tecnico e le altre offerte a salire

Mercato	Tecnologia	Altre Offerte			Offerte di minimo tecnico		
		2011 TWh	2012 TWh	Delta Var. %	2011 TWh	2012 TWh	Delta Var. %
MSD ex-ante	Idrico (% su Totale Compl.)	0,04 (3,6%)	0,13 (6,8%)	241,1% (3,1%)	0,01 (0,4%)	0,03 (0,7%)	103,8% (0,3%)
	Pompaggio	0,09 (8,9%)	0,12 (6,4%)	33,3% (-2,4%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	0,0% (0,0%)
	Termico	0,91 (87,5%)	1,66 (86,8%)	82,8% (-0,7%)	3,67 (99,6%)	4,25 (99,3%)	15,7% (-0,3%)
	Totale Complessivo (% su Tot. Ex-Ante)	1,04 (22,0%)	1,91 (30,9%)	84% (8,9%)	3,68 (78,0%)	4,27 (69,1%)	16% (-8,9%)
MB	Idrico (% su Totale Compl.)	0,25 (9,4%)	0,27 (7,4%)	9,4% (-2,0%)	0,03 (4,9%)	0,03 (5,5%)	-2,0% (0,6%)
	Pompaggio	0,62 (23,3%)	0,79 (21,4%)	27,4% (-1,8%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	0,0% (0,0%)
	Termico	1,79 (67,3%)	2,62 (71,2%)	46,4% (3,8%)	0,61 (95,1%)	0,53 (94,5%)	-13,1% (-0,6%)
	Totale Complessivo (% su Tot. MB)	2,66 (80,5%)	3,68 (86,7%)	38,5% (6,2%)	0,64 (19,5%)	0,56 (13,3%)	-12,5% (-6,2%)

La riduzione delle movimentazioni a scendere è anch'esso in buona parte un effetto dovuto alle rinnovabili non programmabili. Come illustrato nel paragrafo precedente, nel 2012 l'attività di programmazione nel MGP delle unità di produzione da fonte rinnovabile è sensibilmente migliorata. Il calo degli sbilanciamenti positivi delle predette unità ha comportato una riduzione delle movimentazioni a scendere nel MSD (Tabella 22). In particolare:

- le quantità accettate a scendere per spegnimento (cosiddette offerte di spegnimento) su MSD ex-ante si riducono di circa 0,3 TWh rispetto al 2011 (-27%);
- le quantità accettate a scendere su unità di produzione e pompaggio rimangono pressoché invariate mentre si riducono fortemente le offerte accettate a scendere su unità di produzione termoelettriche: -3,3 TWh rispetto al 2011 (-27%).

Tabella 22: Quantità movimentate a scendere su MSD nel 2011 e nel 2012 per tecnologia, con separazione tra le offerte di spegnimento e le altre offerte a scendere

Mercato	Tecnologia	Altre Offerte			Spegnimenti		
		2011 TWh	2012 TWh	Delta Var. %	2011 TWh	2012 TWh	Delta Var. %
MSD ex-ante	Idrico (% su Totale Compl.)	0,17 (4,3%)	0,12 (3,7%)	-32,7% (-0,5%)	0,06 (7,8%)	0,05 (8,5%)	-19,3% (0,7%)
	Pompaggio	0,02 (0,4%)	0,17 (5,5%)	899,6% (5,1%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	0,0% (0,0%)
	Termico	3,88 (95,3%)	2,84 (90,7%)	-26,7% (-4,6%)	0,74 (92,2%)	0,54 (91,5%)	-26,7% (-0,7%)
	Totale Complessivo (% su Tot. Ex-Ante)	4,07 (83,6%)	3,13 (84,1%)	-23% (0,6%)	0,80 (16,4%)	0,59 (15,9%)	-26% (-0,6%)
MB	Idrico (% su Totale Compl.)	0,40 (3,9%)	0,23 (3,0%)	-41,7% (-0,9%)	0,02 (6,8%)	0,01 (4,7%)	-51,4% (-2,2%)
	Pompaggio	1,58 (15,4%)	1,49 (19,2%)	-5,8% (3,8%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	0,0% (0,0%)
	Termico	8,27 (80,6%)	6,02 (77,7%)	-27,2% (-2,9%)	0,24 (93,2%)	0,18 (95,3%)	-27,3% (2,2%)
	Totale Complessivo (% su Tot. MB)	10,25 (97,5%)	7,74 (97,7%)	-24,4% (0,2%)	0,26 (2,5%)	0,18 (2,3%)	-29,0% (-0,2%)

Di seguito è fornita un'analisi dell'andamento dei prezzi su MSD per tipologia di servizio offerto (Altri Servizi e Riserva secondaria). Per un quadro di maggiore dettaglio sull'evoluzione dei prezzi medi settimanali di MSD (prezzi a salire e prezzi a scendere) nelle singole zone fra il 2011 e il 2012 si rinvia ai grafici di cui all'Appendice C.

8.2.1. Andamento dei prezzi dei c.d. "altri servizi" su MSD

Per "Altri servizi" o NRS si intendono tutti i servizi forniti dalle unità abilitate e approvvigionati da Terna su MSD-ex ante e MB a eccezione della riserva secondaria. Nel corso del 2012, per quanto concerne gli "Altri Servizi", il differenziale tra i prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire⁵⁷) e i prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere⁵⁸) ha subito un aumento nella zona Sud e nella Sicilia, mentre si riduce nelle zone Centro Nord, Centro Sud e Sardegna

Dall'analisi dei dati si evince quanto segue in ordine decrescente di criticità:

- nella zona **Sicilia** il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere ha subito un aumento del 14% nel corso del 2012, attestandosi intorno ai 151 €/MWh (contro i 133 €/MWh del 2011). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna è aumentato del 10% (da 156 €/MWh del 2011 a 171 €/MWh del 2012), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna si è ridotto del 10% (da 23 €/MWh del 2011 a 20 €/MWh del 2012);
- nella zona **Sud** il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere è cresciuto del 14% nel corso del 2012, attestandosi a 119 €/MWh (contro i 105 €/MWh del 2011). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna è salito del 5% (da 130 €/MWh del 2011 a 137 €/MWh del 2012), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna si è ridotto del 28% (da 25 €/MWh del 2011 a 18 €/MWh del 2012);

⁵⁷ Per i prezzi a salire si è assunta a riferimento la media ponderata sull'anno dei prezzi di vendita ponderati per le quantità accettata in vendita.

⁵⁸ Per i prezzi a scendere si è assunta a riferimento la media ponderata sull'anno dei prezzi di acquisto ponderati per le quantità accettata in acquisto.

- nella zona **Nord** il differenziale ha subito un moderato aumento, crescendo del 2% nel corso del 2012 ed attestandosi intorno ai 104 €/MWh, contro i 102 €/MWh del 2011;
- in **Sardegna** il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere si è ridotto del 15% nel corso del 2012, attestandosi a 180 €/MWh (contro i 212 €/MWh del 2011). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna si è ridotto del 17% (da 267 €/MWh del 2011 a 222 €/MWh del 2012), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna si è ridotto del 24% (da 55 €/MWh del 2011 a 42 €/MWh del 2012);
- nella zona **Centro Nord** il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere si è ridotto del 17% nel corso del 2012, attestandosi a 95 €/MWh (contro i 114 €/MWh del 2011). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna è diminuito del 15% (da 153 €/MWh del 2011 a 131 €/MWh del 2012), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna si è ridotto del 9% (da 39 €/MWh del 2011 a 35 €/MWh del 2012);
- Nella zona **Centro Sud** il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere si è ridotto del 26% nel corso del 2012, attestandosi a 159 €/MWh (contro i 215 €/MWh del 2011). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna è diminuito del 29% (da 241 €/MWh del 2011 a 172 €/MWh del 2012), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna si è ridotto del 51% (da 26 €/MWh del 2011 a 12 €/MWh del 2012).

Tabella 23: Servizio NRS - prezzi a salire, prezzi a scendere su MSD ex-ante e MB e differenziali

	Prezzi a Salire			Prezzi a Scendere			Differenziale		
	2011 €/MWh	2012 €/MWh	Delta Var. %	2011 €/MWh	2012 €/MWh	Delta Var. %	2011 €/MWh	2012 €/MWh	Delta Var. %
Centro Nord	153,9	131,4	-15%	39,3	35,9	-9%	114,6	95,6	-17%
Centro Sud	241,6	172,1	-29%	26,1	12,8	-51%	215,5	159,3	-26%
Nord	138,8	140,0	1%	36,7	35,7	-3%	102,1	104,3	2%
Sardegna	267,5	222,3	-17%	55,5	42,0	-24%	212,0	180,3	-15%
Sicilia	156,0	171,9	10%	23,3	20,9	-10%	132,7	150,9	14%
Sud	130,6	137,7	5%	25,6	18,5	-28%	105,0	119,3	14%

Gli esiti sopra descritti possono essere motivati dalle seguenti situazioni:

- L'aumento del differenziale nella zona **Sud**, seppure contenuto, può essere attribuito ad un cambio nelle strategie di *bidding* di alcuni operatori presenti nella zona. L'analisi sulle offerte presentate da quest'ultimi ha infatti mostrato nel corso del 2012 un aumento del differenziale tra i prezzi offerti a salire e scendere in particolar modo per gli impianti termoelettrici. Si rileva, nello specifico, un sostanziale aumento del differenziale, più sostenuto a partire da aprile 2012, per alcuni impianti termoelettrici a ciclo combinato localizzati nel polo limitato di Rossano.
- L'aumento del differenziale della zona **Sicilia** è principalmente legato all'incremento dei costi variabili degli impianti essenziali (+7,6% in media rispetto al 2011) e all'aumento delle movimentazioni totali a salire (+31% rispetto al 2011). Una parte considerevole della capacità di generazione siciliana è, infatti, assoggettata al regime degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Ciò è ben evidente se si analizzano i volumi movimentati da Terna nel corso del 2012. Essi sono attribuibili:
 - per il 35% (67% nel corso del 2011) a offerte accettate da impianti essenziali in regime di reintegro costi. Questo regime prevede che l'impianto sia offerto nel MSD a prezzo pari al costo variabile riconosciuto (CVR);
 - per il 43% (16% nel corso del 2011) a offerte accettate da impianti essenziali che hanno optato per il regime "alternativo" al regime tipico di regolazione (con o senza ammissione alla reintegrazione dei costi). Questo regime prevede che la capacità produttiva essenziale dell'impianto sia offerta nel MSD a prezzo non superiore al co-

sto variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas pari mediamente a 181 €/MWh nel 2012;

- per il 22% (16% nel corso del 2011) a offerte accettate senza vincoli regolatori. Rispetto all'anno precedente, su quest'ultime si assiste ad un forte aumento delle movimentazioni a salire (+157% rispetto al 2011) ed una riduzione di quelle a scendere (-15%). Sul fronte dei prezzi si registra un aumento del differenziale tra i prezzi accettati a salire e quelli accettati a scendere pari al 17%, totalmente imputabile all'aumento dei prezzi accettati a salire (tipicamente offerti da cicli combinati); aumento conseguente all'incremento dei costi variabili della risorsa successiva nell'ordine di merito economico (gli impianti essenziali di S.Filippo Del Mela alimentati ad olio combustibile).
- Sulla riduzione del differenziale nel **Centro Nord** pesa il forte calo dei volumi movimentati all'interno della zona, sia in fase di programmazione che di bilanciamento, che hanno così determinato un rallentamento delle pressioni inflazionistiche sui prezzi a salire. L'analisi condotta sulle due fasi del dispacciamento non mostra, infatti, variazioni significative nelle strategie di *bidding* adottate dagli operatori. Si riducono, invece, le movimentazioni totali (salire e scendere) in quasi tutti i mesi del 2012. Nello specifico le movimentazioni totali hanno fatto registrare su base annua una contrazione del 26%, egualmente divisa tra movimentazioni effettuate in fase di programmazione e di bilanciamento. Distinguendo tra chiamate a salire e scendere, si può notare come le prime si siano ridotte del 18% mentre le seconde del 37%.
- Il miglioramento della situazione nella zona **Centro Sud** è principalmente imputabile all'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Dal 2012, l'impianto di Napoli Levante nella titolarità di Tirreno Power è soggetto alla disciplina degli impianti essenziali poiché necessario a Terna per il supporto della tensione sulla rete in Campania nelle ore di basso carico e, in particolare, nei giorni festivi. Il peso di tale unità sul totale delle movimentazioni a salire è passato da circa il 30% nel 2011 ad oltre il 37% nel corso del 2012, mentre il differenziale medio tra i prezzi accettati a salire e scendere con riferimento a tale impianto è sceso di circa il 31%, contribuendo fortemente alla riduzione dei prezzi nel Centro-Sud.

8.2.2. Andamento dei prezzi per l'utilizzo della riserva secondaria su MB

Per Riserva Secondaria (di seguito: RS) si intende il servizio per l'utilizzo in tempo reale del margine di riserva secondaria approvvigionato da Terna su MSD ex-ante o su MB. Tale riserva è considerata particolarmente "pregiata" per i suoi tempi di intervento molto rapidi (nell'ordine di secondi). Nel corso del 2012, il differenziale tra i prezzi RS a salire e scendere su MB ha subito una riduzione in Sardegna, mentre si sono registrati aumenti sia nella macrozona continentale che in Sicilia. Nonostante la riduzione dell'esborso medio di Terna in Sardegna, il differenziale ha registrato, così come per il 2011, valori ben superiori alle altre macrozone: +110 €/MWh rispetto alla Sicilia e +140 €/MWh rispetto al Continente.

Tabella 24: Servizio RS - prezzi a salire e prezzi a scendere su MB e differenziali

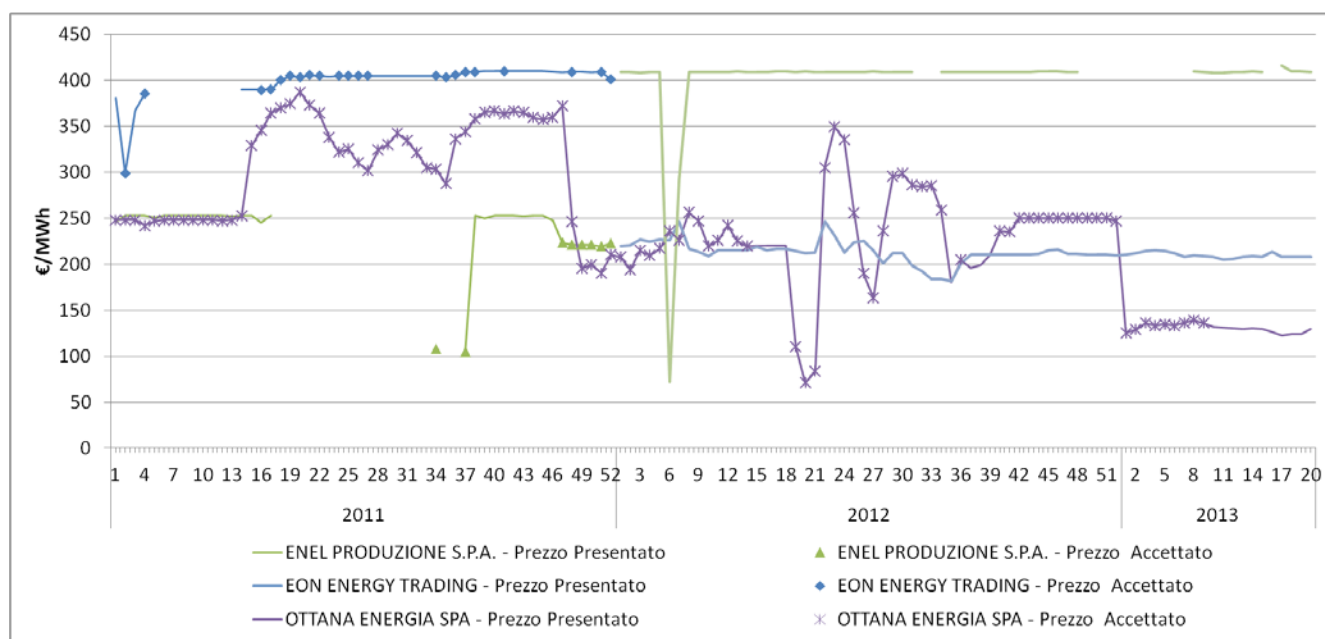
	Prezzi a Salire			Prezzi a Scendere			Differenziale		
	2011 €/MWh	2012 €/MWh	Delta Var. %	2011 €/MWh	2012 €/MWh	Delta Var. %	2011 €/MWh	2012 €/MWh	Delta Var. %
Continente	116,5	135,1	16%	24,9	20,2	-19%	91,6	114,9	25%
Sardegna	310,0	259,4	-16%	19,6	3,7	-81%	290,4	255,7	-12%
Sicilia	155,2	168,5	9%	24,3	23,1	-5%	130,9	145,4	11%

Come già evidenziato nel Rapporto dello scorso anno, la causa principale dell'elevato differenziale registrato in **Sardegna** è la scarsa competizione. Gli operatori abilitati all'erogazione del servizio di riserva secondaria sono solo tre (ENEL, EON e Ottana Energia) per un totale di 4 Unità di Produzione (di seguito: UP) disponibili all'erogazione del servizio:

- le UP termoelettriche a olio combustibile Fiumesanto 1 e 2 di EON caratterizzate da rendimenti scarsi, costi variabili elevati e un numero ridotto di ore di funzionamento per vincoli ambientali;
- UP idroelettrica di pompaggio Taloro di ENEL⁵⁹;
- UP termoelettrica mista di Ottana Energia.

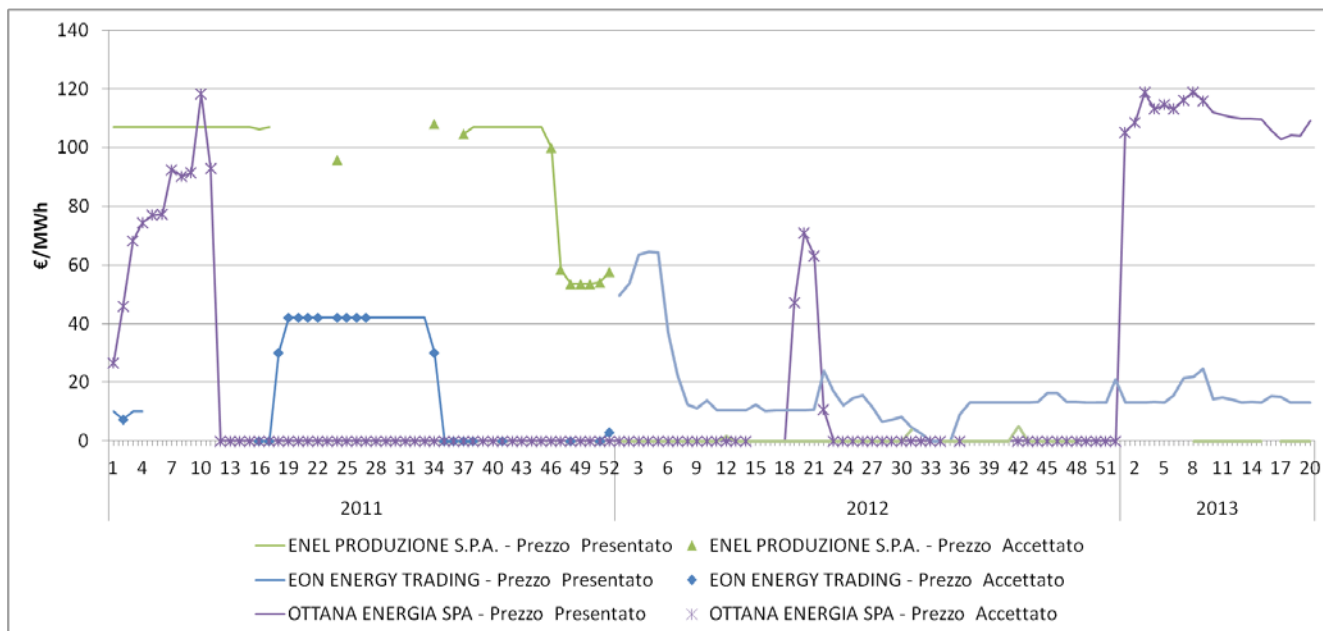
La Figura 7 e la Figura 8 mostrano il trend dal 2011 ai primi mesi del 2013 dei prezzi accettati, sia a salire che a scendere, per l'utilizzo di RS. La situazione migliora drasticamente a partire dal mese di gennaio 2013 per effetto dell'iscrizione dell'unità termoelettrica di Ottana Energia nella lista degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema. La scelta del regime di reintegrazione dei costi impone all'impianto di Ottana Energia di offrire, per la semibanda di RS, un valore pari al costo variabile riconosciuto orario.

Figura 7: Andamento delle offerte presentate e accettate a salire su MB per il servizio RS in Sardegna



⁵⁹ L'UP termoelettrica di Sulcis è abilitata al servizio di regolazione secondaria, ma nel corso del 2011 e del 2012 si è sempre dichiarata indisponibile all'erogazione del servizio.

Figura 8: Andamento delle offerte presentate e accettate a scendere su MB per il servizio RS in Sardegna



Per quanto concerne l'incremento del differenziale registrato nel Continente tra i prezzi RS a salire e scendere su MB, pari a circa 23 €/MWh (corrispondente ad un aumento del 25% rispetto al 2011), tale variazione risulta influenzata prevalentemente dall'aumento delle quantità accettate. Al riguardo, si osserva che il prezzo mediamente pagato da Terna per l'utilizzo della riserva secondaria, risulta tuttavia in linea con i costi sostenuti da Terna per gli "altri servizi" su MSD nelle zone Nord e Centro Nord. L'aumento di differenziale pari all'11% in Sicilia risulta, analogamente a quanto osservato sui prezzi per i servizi NRS della medesima zona, principalmente guidato dalla dinamica dei costi variabili riconosciuti agli impianti essenziali.

9. EFFETTO DELLE RINNOVABILI SUL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI

La crescita esponenziale della generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), prevalentemente eolica e solare fotovoltaica, ha radicalmente mutato il profilo della “domanda residua”, ossia della parte di carico che deve essere soddisfatta da generazione programmabile, prevalentemente termoelettrica.

La “domanda residua” può essere stimata a partire dai prelievi totali consuntivati delle unità di consumo, diminuiti delle immissioni consuntivate delle unità di produzione rilevanti alimentate da fonte eolica e solare e delle immissioni consuntivate delle unità di produzione non rilevanti. A ulteriore riduzione della parte di carico che deve essere soddisfatta mediante generazione termoelettrica non sottoposta a regime incentivante concorrono le fonti rinnovabili programmabili, la cogenerazione ad alto rendimento, nonché le altre produzioni incentivate (CIP6, decreto legislativo 387/03 o legge n. 239/04).

La domanda residua su MGP differisce dalla domanda residua effettiva poiché le offerte delle unità di consumo e le offerte delle unità di produzione alimentate da fonte eolica o solare sono basate rispettivamente su previsioni di prelievo e di immissione. Tuttavia tale discrepanza tende a ridursi al migliorare delle previsioni di immissione delle fonti rinnovabili, a cui hanno contribuito, da un lato, le scelte dell’Autorità, in particolare attraverso la nuova disciplina degli sbilanciamenti delle unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (Delibera 281/2012/R/efr), dall’altro, il Gestore Servizi Energetici (GSE), attraverso il progressivo e rilevante miglioramento dei propri sistemi di previsione.

Ciò è ben visibile nella Figura 9 e nella Figura 10. Tali figure riportano:

- nella parte sinistra, i profili orari medi della domanda residua effettiva nel Continente, nei giorni lavorativi/festivi dei mesi di marzo 2011, marzo 2012 e marzo 2013;
- nella parte destra, i profili orari medi della domanda residua in esito a MGP nella zona Continente, nei giorni lavorativi/festivi dei mesi di marzo 2011, marzo 2012 e marzo 2013.

Raffrontando la parte sinistra e la parte destra della Figura 9 e della Figura 10 si nota il progressivo trasferimento degli effetti fisici causati dalla forte penetrazione delle fonti rinnovabili nella programmazione delle immissioni delle unità alimentate dalle predette fonti in esito a MGP.

Il forte incremento della capacità installata fotovoltaica, in particolare, provoca due effetti: un progressivo abbassamento della domanda residua nelle ore centrali della giornata e una progressivo incremento della pendenza della rampa serale, ovvero la distanza tra il minimo carico residuo diurno e il massimo carico residuo serale.

Entrambi gli effetti possono essere apprezzati osservando sia la domanda residua (media oraria) effettiva che la domanda residua (media oraria) in esito a MGP nei giorni del mese di marzo.

Con riferimento al primo effetto, limitatamente ai soli giorni lavorativi, il valore minimo nelle ore centrali della giornata della domanda residua effettiva passa da 33,3 GWh nel 2011 a 27,7 GWh nel 2013. L’effetto è ancor più pronunciato per il valore minimo nelle ore centrali della giornata della domanda residua in esito a MGP che passa da 33,8 GWh nel 2011 a 25,1 GWh nel 2013.

Per quanto concerne il secondo effetto è opportuno distinguere fra la rampa serale dei giorni lavorativi e la ben più ripida rampa serale dei giorni festivi. L’effetto risulta più pronunciato nei giorni festivi in quanto: da un lato, la rampa serale della domanda (lorda) nei giorni festivi è già di per sé più ripida di quella dei giorni lavorativi; dall’altro, la domanda residua nelle ore centrali di un giorno festivo è tendenzialmente più bassa rispetto alle ore notturne del medesimo giorno.

Nei giorni lavorativi del mese di marzo, la rampa serale della domanda residua effettiva passa da 5 GWh nel 2011 a circa 7,5 nel 2013; l’effetto è ancor più pronunciato per la rampa serale della domanda residua in esito a MGP che passa da quasi 3,5 GWh nel 2011 a circa 9 GWh nel 2013.

Nei giorni festivi del mese di marzo, la rampa serale della domanda residua effettiva passa da circa 7 GWh nel 2011 a circa 10,6 nel 2013; un effetto analogo si riscontra per la rampa serale della domanda residua in esito a MGP. In sintesi, entrambi gli effetti evidenziati appaiono in progressiva crescita osservando sia la domanda residua effettiva che la domanda residua in esito a MGP.

Figura 9: Evoluzione della domanda residua effettiva e in esito a MGP nei giorni lavorativi del mese di marzo nel Continente

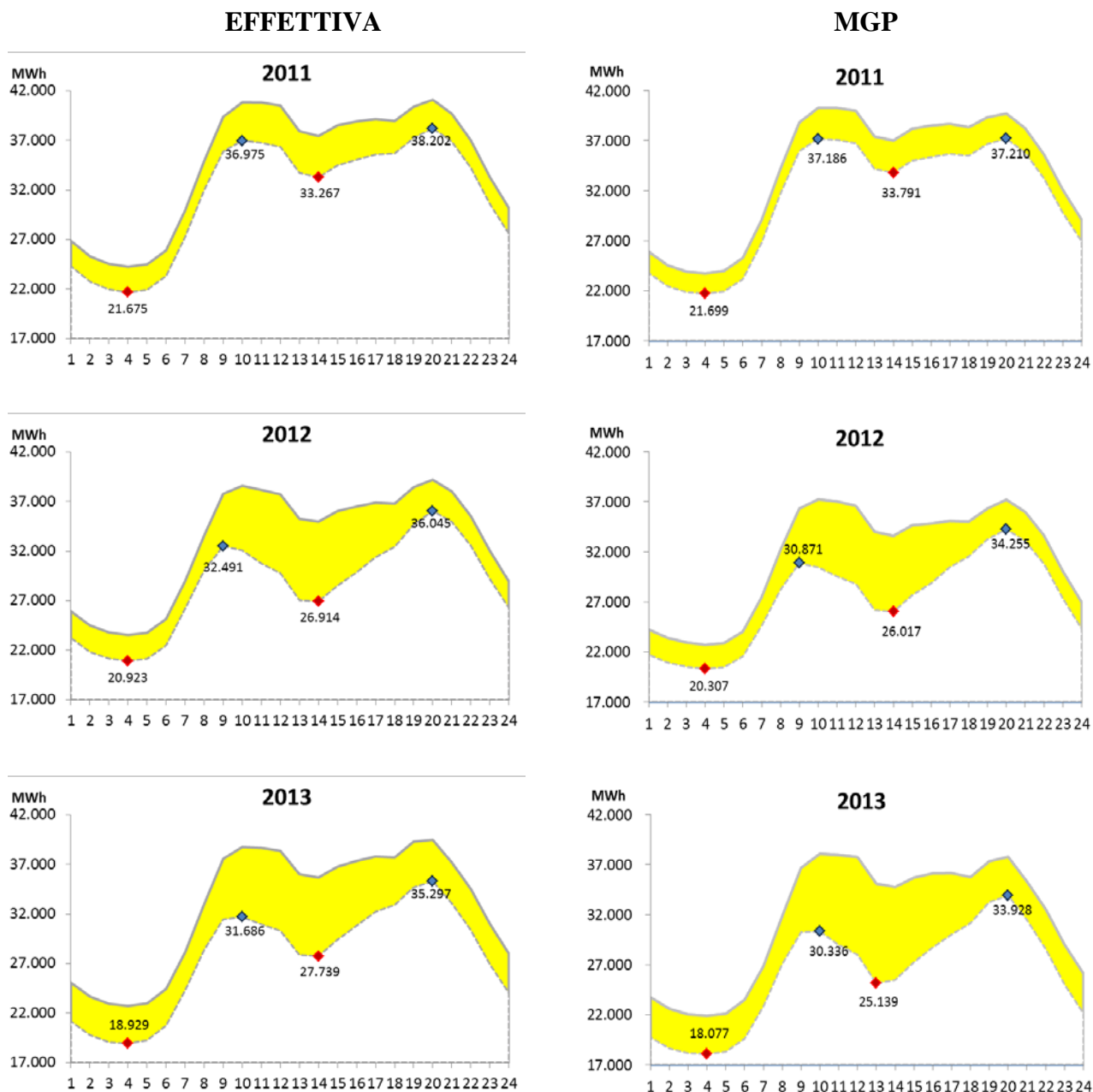
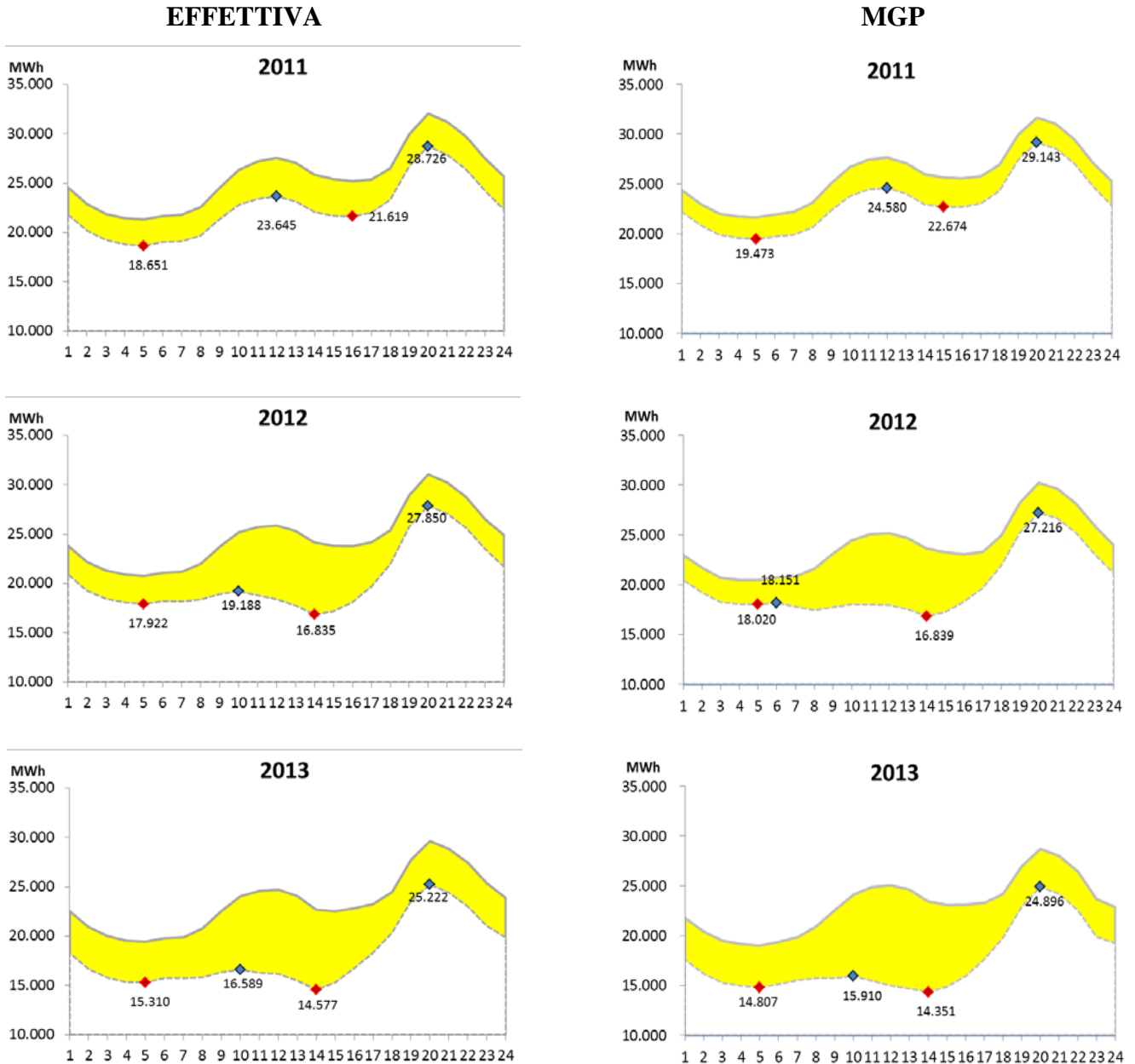


Figura 10: Evoluzione della domanda residua effettiva e in esito a MGP nei giorni festivi del mese di marzo nel Continente

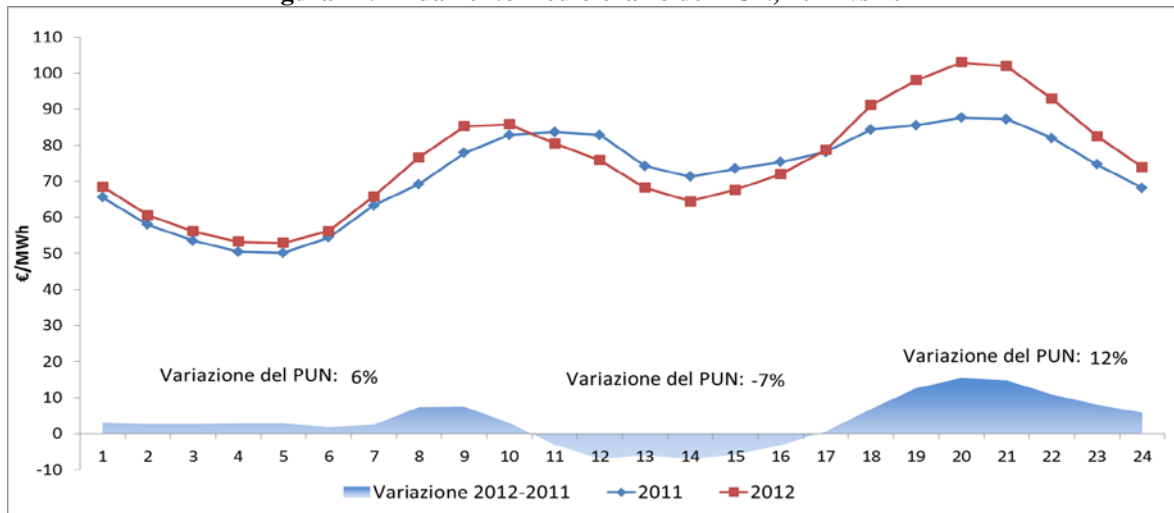


9.1. Effetto delle rinnovabili su MGP

Il notevole mutamento del profilo della domanda residua ha contribuito a modificare sensibilmente la dinamica dei prezzi orari su MGP. Sebbene un cambiamento nel profilo dei prezzi orari fosse già iniziato a palesarsi nel corso del 2011, questo risulta essere ancora più evidente nel 2012 (vedi Figura 11 sottostante). In particolare:

- nelle ore in cui la produzione fotovoltaica è assente o ridotta (1-10 e 17-24) i prezzi medi orari nel 2012 sono aumentati rispetto al 2011, rispettivamente del 6% per le ore 1-10 e del 12% per le ore 17-24;
- nelle ore di maggior produzione fotovoltaica (11-16) i prezzi medi orari si sono ridotti del 7% rispetto al 2011;
- i picchi di prezzo più elevati si concentrano nelle ore serali. Mentre nel corso del 2011, la forbice fra i prezzi medi nel picco mattutino (ora 10) e i prezzi medi nel picco serale (ora 20) era esigua (84 – 87 €/MWh), nel corso del 2012 tale forbice si è considerevolmente allargata (85 – 103 €/MWh).

Figura 11: Andamento medio orario del PUN, 2011 vs 2012



Nelle figure sottostanti si osserva l'andamento dei prezzi della zona Sud, che ha fatto registrare il prezzo più basso, ed in Sicilia che ha fatto registrare il prezzo più alto. Come già osservato per il PUN, il 2012 è caratterizzato da un cambiamento nel profilo dei prezzi orari con una riduzione nelle ore di maggior irraggiamento solare più che compensata dalla crescita nelle ore serali e, in minor misura, nelle ore della rampa mattutina.

Figura 12: Andamento medio orario del prezzo della zona Sud, 2011 vs 2012

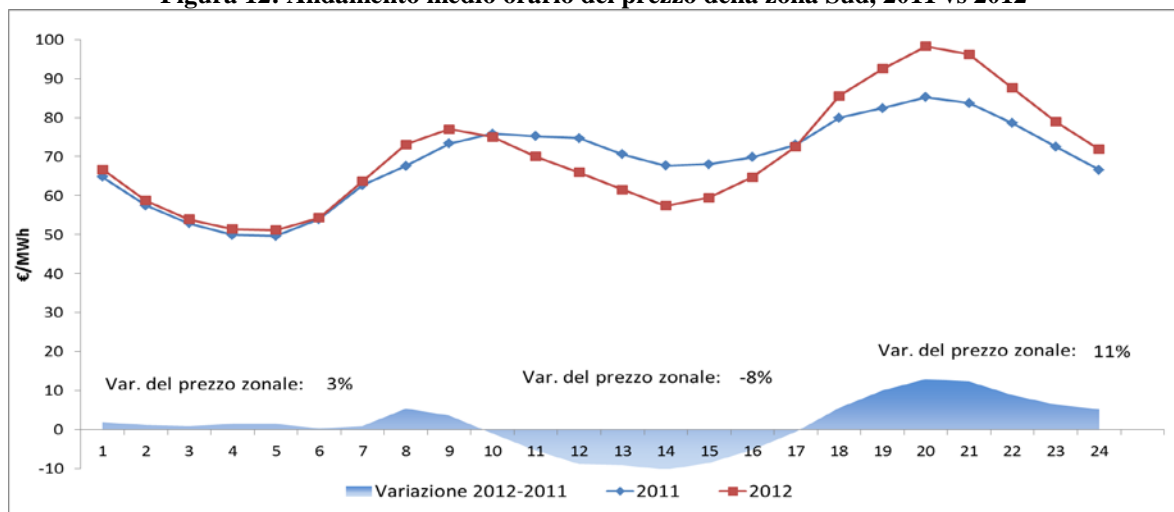
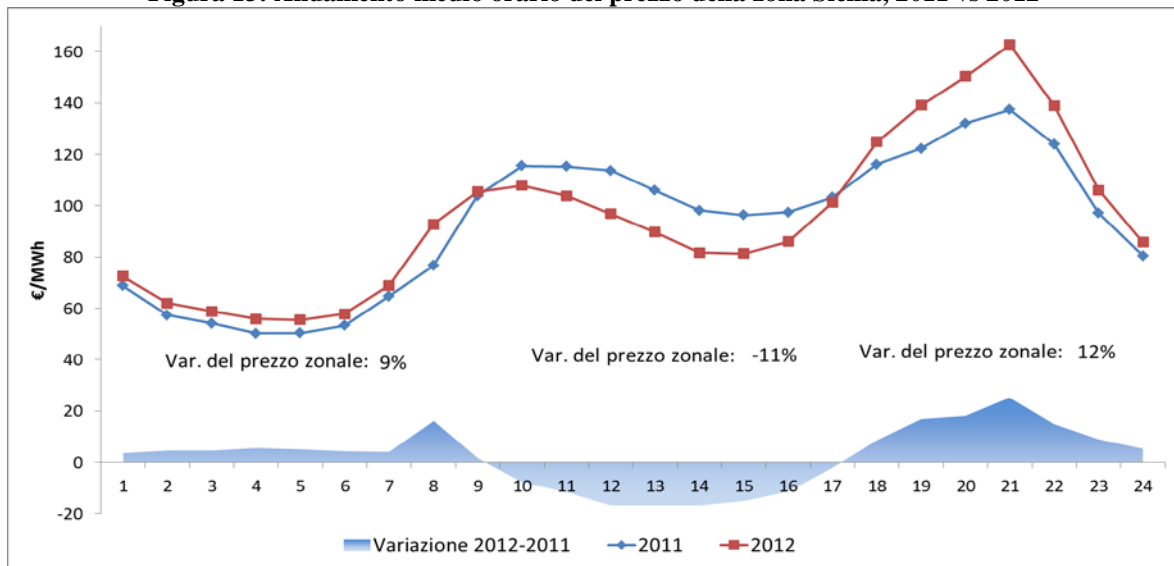


Figura 13: Andamento medio orario del prezzo della zona Sicilia, 2011 vs 2012



9.1.1. Analisi dello spark spread

Come già evidenziato nel rapporto dello scorso anno, i prezzi e i profili di offerta tipici degli impianti eolici e fotovoltaici⁶⁰ hanno l'effetto di comprimere i prezzi di equilibrio su MGP in molte ore, riducendo significativamente il numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno la possibilità di coprire, oltre ai loro costi variabili, almeno parte dei loro costi fissi. Questo, peraltro, complica le strategie di offerta degli impianti termoelettrici su MGP, essendo fortemente aumentato il rischio di vedersi accettato nel MGP un programma di produzione molto "variabile" tra le ore, caratterizzato da accensioni e spegnimenti nell'arco dello stesso giorno, tecnicamente incompatibili con i vincoli di permanenza in servizio e fuori servizio di tali impianti.

In particolare, la variazione del profilo dei prezzi ha inciso fortemente sul valore unitario del primo margine a copertura dei costi fissi (*clean spark-spread*) degli impianti termoelettrici turbogas a ciclo combinato.

Box 1 - Metodologia di calcolo dello *spark spread*

Lo *spark spread* è stato calcolato come media ponderata mensile delle differenze orarie tra il prezzo di vendita dell'energia elettrica sul MGP e il costo variabile sostenuto da un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato, assegnando peso nullo alle ore in cui l'impianto si ipotizza non essere in esercizio e peso pari a 1 alle ore di esercizio (a potenza massima).

I mutamenti intercorsi nel mercato del gas naturale tra il 2012 e il 2013 hanno determinato l'esigenza di rivedere la metodologia di calcolo dei costi variabili utilizzata in passato. La metodologia utilizzata nel precedente rapporto utilizzava come *proxy* del costo di approvvigionamento del gas naturale per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato un indice ITEC Ccgt. Tale indice era calcolato in modo tale da riflettere il prezzo del gas come previsto nei contratti di lungo termine *Take-or-Pay*, indicizzati alla dinamica dei prodotti petroliferi. Negli ultimi anni, il nuovo contesto di mercato caratterizzato da un differente quadro regolatorio, da una maggiore concorrenza a livello europeo e da un forte calo della domanda, ha determinato la possibilità per molti operatori termoelettrici di approvvigionarsi a condizioni che riflettono sempre più le quotazioni spot del gas naturale che non i costi propri dei contratti di lungo termine indicizzati alle dinamiche dei prodotti petroliferi. Inoltre, la presenza di un mercato di bilanciamento regolamentato liquido, consente di valorizzare il gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica a valori che sempre più riflettono il costo opportunità di cedere (o non acquistare) il gas nei mercati a pronti o nel bilanciamento.

In ragione di questo mutamento e in assenza di un indice che rifletta in modo affidabile i costi sostenuti dai generatori per l'approvvigionamento del gas naturale, si è ritenuto più opportuno calcolare lo *spark spread* utilizzando il prezzo del gas naturale registrato al PSV. La nuova metodologia di calcolo dello *spark spread* assume a riferimento il costo economico (o costo opportunità) sostenuto dal produttore di energia elettrica per acquistare (rivendere) il gas naturale.

Gli altri elementi utilizzati nel calcolo dei costi variabili sono: il costo dei certificati verdi (Quota CV) e il costo opportunità dovuto all'acquisizione dei diritti di emissione della CO₂ (quota CO₂). Si è ipotizzato, infine, un rendimento medio dell'impianto termoelettrico a ciclo combinato pari al del 53%.⁶¹

Le due figure sottostanti mostrano l'andamento del differenziale medio mensile dal 2011 al 2013 tra il prezzo zonale di vendita dell'energia elettrica e il costo variabile di un impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato (Vedi Box 1), nell'ipotesi che questi sia in esercizio con fattore di carico

⁶⁰ I prezzi di offerta sono pari a zero essendo nulli i costi variabili di produzione di tali impianti.

⁶¹ Non si tiene conto dei costi di sbilanciamento (possono essere stimati pari a circa 1,5 €/MWh) e di *operation and maintenance* (c.d. O&M).

pari al 100% durante tutte le ore dell'anno (profilo *baseload*). L'analisi è svolta sia ipotizzando un impianto localizzato nella zona che ha fatto registrare il prezzo più basso (zona Sud), che ipotizzando un impianto localizzato in quella che ha fatto registrare il prezzo più alto (zona Sicilia).

Figura 14: Componenti di costo e margini mensili di un impianto a ciclo combinato localizzato nella zona Sud con profilo di esercizio *baseload* (2011 – 2013)

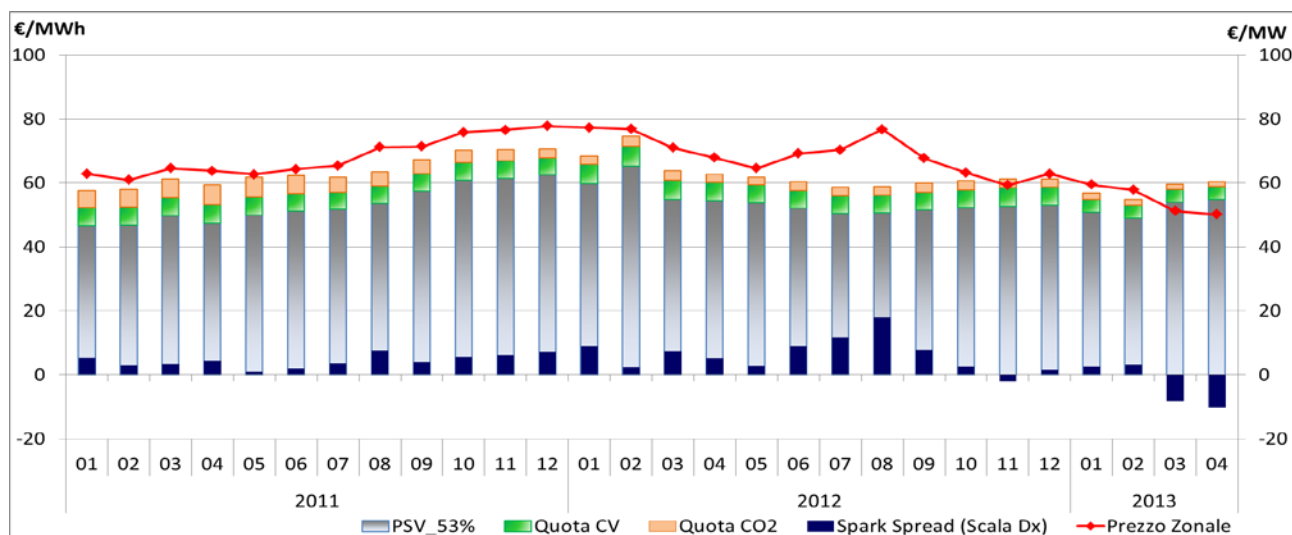
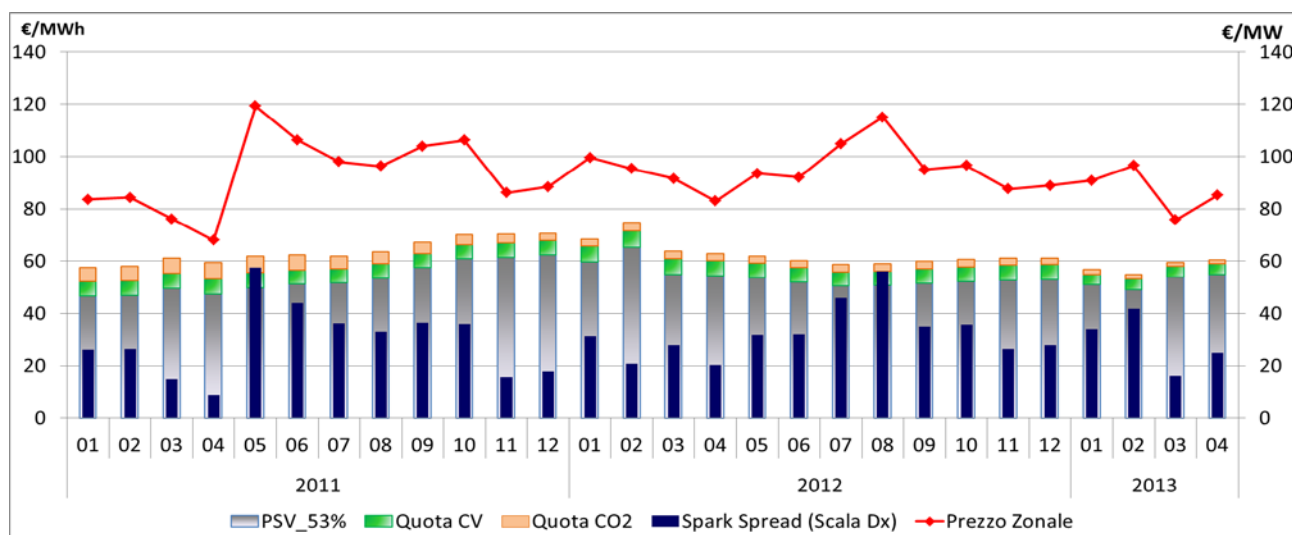


Figura 15: Componenti di costo e margini mensili di un impianto a ciclo combinato localizzato nella zona Sicilia con profilo di esercizio *baseload* (2011 – 2013)



La Tabella 25 mostra l'andamento tendenziale dello *spark spread* negli anni 2011, 2012 e durante i primi quattro mesi del 2013.

Nel 2012, nella zona Sicilia i margini sono risultati pari in media a 32,64 €/MWh, oscillando fra un minimo di 20,28 €/MWh (mese di aprile) e un massimo 56,15 €/MWh (mese di agosto); viceversa, nella zona Sud i margini sono risultati pari in media a media a 6,24 €/MWh, oscillando fra un minimo di -1,98 €/MWh (mese di novembre) e un massimo 17,83 €/MWh (mese di agosto).

Nel primo quadrimestre del 2013, nella zona Sicilia i margini sono risultati pari in media a 28,92 €/MWh, oscillando fra un minimo di 16,19 €/MWh (mese di marzo) e un massimo 41,76 €/MWh (mese di febbraio); viceversa, nella zona Sud i margini sono risultati pari in media a media a -3,34 €/MWh, oscillando fra un minimo di -10,2 €/MWh (mese di aprile) e un massimo 3 €/MWh (mese di febbraio).

Tabella 25: Andamento tendenziale dello *spark spread* nelle zone Sud e Sicilia, anni 2011 -2013

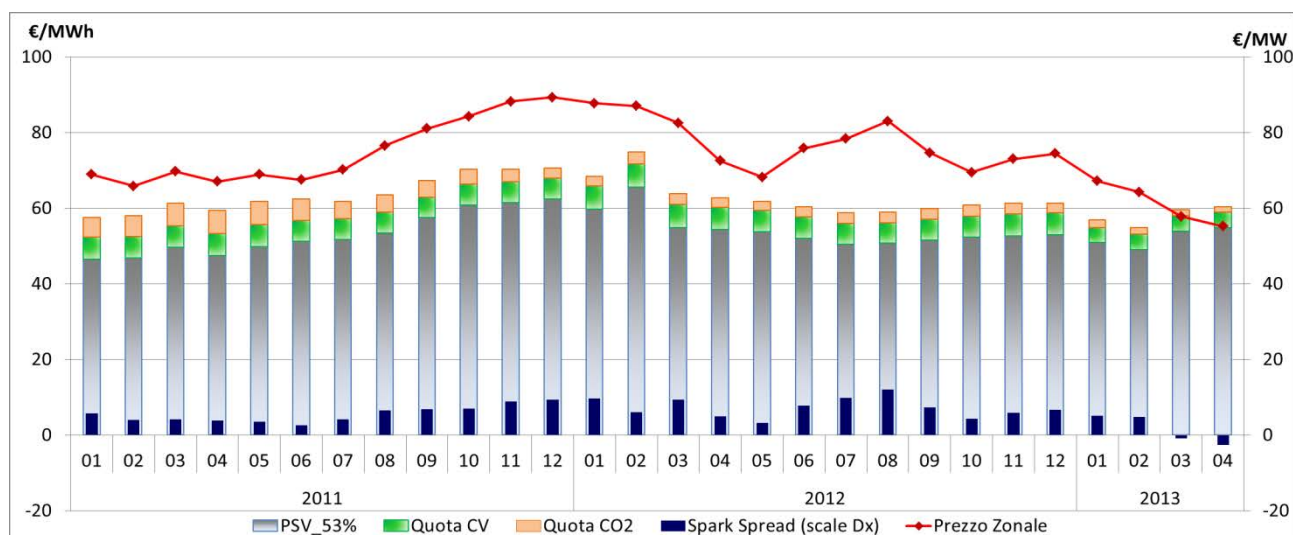
SUD	<i>Spark Spread</i> Medio anno (€/MW)	Var. (%)	Min (€/MW)	MAX (€/MW)	Volatilità (%)
2011	4,44		0,93	7,67	152%
2012	6,24	40%	-1,98	17,83	318%
2013*	-3,34	-153%	-10,21	3,00	396%

SICILIA	<i>Spark Spread</i> Medio anno (€/MW)	Var. (%)	Min (€/MW)	MAX (€/MW)	Volatilità (%)
2011	29,42		8,58	57,47	166%
2012	32,64	11%	20,28	56,15	110%
2013*	28,92	-11%	16,19	41,76	88%

*Il 2013 si riferisce ai primi quattro mesi dell'anno

Per affinare l'analisi in modo da tener conto di un differente e più verosimile profilo di esercizio di questa tipologia di impianto è utile ipotizzare che lo stesso ciclo combinato sia in esercizio con fattore di carico pari al 100% e con un tempo di permanenza in servizio pari a 12 ore esclusivamente nelle ore più remunerative (13-24)⁶². Le due figure sottostanti mostrano l'andamento dello *spark-spread* nelle predette ore per le stesse due zone di mercato. Sebbene il livello dello *spark-spread* aumenti, la Figura 16 mostra come nella zona Sud⁶³ permangano livelli dello *spark-spread* negativi nei mesi di marzo e aprile del 2013.

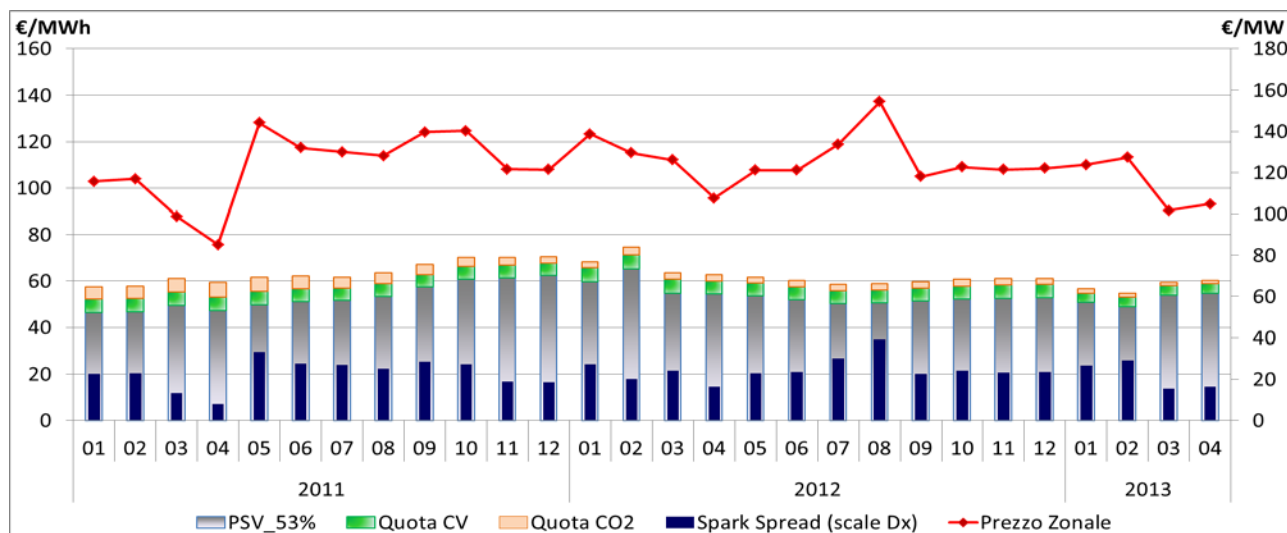
Figura 16: Componenti di costo e margini mensili di un impianto a ciclo combinato localizzato nella zona Sud con profilo di esercizio dall'ora 13 all'ora 24 (2011 – 2013)



⁶² L'analisi potrebbe essere ulteriormente affinata in modo da tener conto dell'effetto "quantità" sul calcolo dello *spark-spread* dovuto al profilo orario di utilizzo degli impianti. Nelle ore in cui i prezzi sono al di sotto dei propri costi variabili, gli operatori hanno l'incentivo a ridurre le perdite riducendo la produzione al minimo indispensabile per rimanere in esercizio (minimo tecnico). Nelle ore in cui i prezzi sono invece superiori ai propri costi variabili gli impianti hanno l'incentivo a massimizzare i profitti offrendo tutta la propria capacità di produzione.

⁶³ L'andamento dello *spark-spread* nelle altre zone del continente è molto simile a quello riscontrato nella zona Sud.

Figura 17: Componenti di costo e margini mensili di un impianto a ciclo combinato localizzato nella zona Sicilia con profilo di esercizio dall'ora 13 all'ora 24 (2011 – 2013)



La Tabella 26 sottostante riporta il confronto tra lo *spark spread* calcolato utilizzando il profilo *baseload* e il profilo 13-24. Nella zona Sud il margine unitario medio orario calcolato per i primi mesi dell'anno 2013 risulta pari a:

- -3,34 €/MW utilizzando il profilo *baseload*;
- 1,60 €/MW utilizzando il profilo 13-24.

Nella zona Sicilia il margine unitario medio orario calcolato per i primi mesi dell'anno 2013 risulta pari a:

- 28,92 €/MW utilizzando il profilo *baseload*;
- 21,76 €/MW utilizzando il profilo 13-24.

Tabella 26: Confronto fra il profilo *baseload* e il profilo 13-24

SUD	<i>Spark Spread</i> Baseload (€/MW)	<i>Spark Spread</i> Profilo (13-24) (€/MW)	Scarto Profilo - Bsl (€/MW)	Var. Tendenziale Profilo 13-24 (%)
2011	4,44	5,60	1,15	
2012	6,24	7,29	1,05	30%
2013*	-3,34	1,60	4,93	-78%

SICILIA	<i>Spark Spread</i> Baseload (€/MW)	<i>Spark Spread</i> Profilo (13-24) (€/MW)	Scarto Profilo - Bsl (€/MW)	Var. Tendenziale Profilo 13-24 (%)
2011	29,42	22,77	-6,65	
2012	32,64	24,85	-7,79	9%
2013*	28,92	21,76	-7,16	-12%

Ipotizzando la possibilità di ridurre ulteriormente i tempi di permanenza in servizio da 12 a 8 ore, lo *spark spread* della zona Sud nei mesi di marzo e aprile risulta positivo. Le due figure sottostanti ri-

portano lo *spark spread* dello stesso ciclo combinato in esercizio con fattore di carico pari al 100% e con un tempo di permanenza in servizio pari a 8 ore dalle 17 alle 24.⁶⁴

Figura 18: Componenti di costo e margini mensili di un impianto a ciclo combinato localizzato nella zona Sud con profilo di esercizio dall'ora 17 all'ora 24 (2011 – 2013)

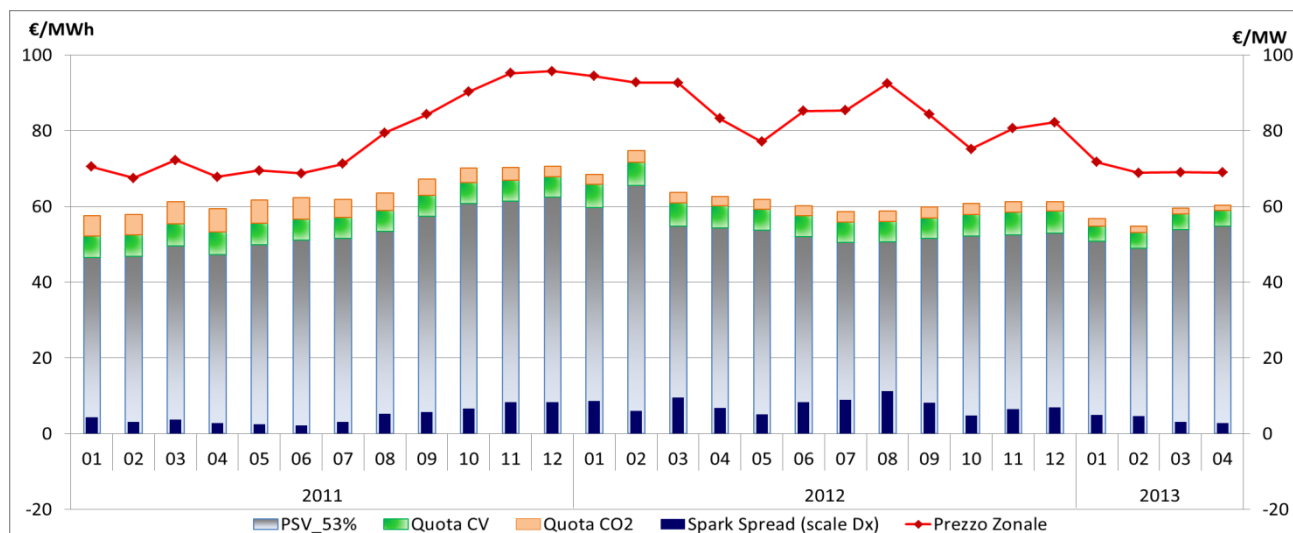
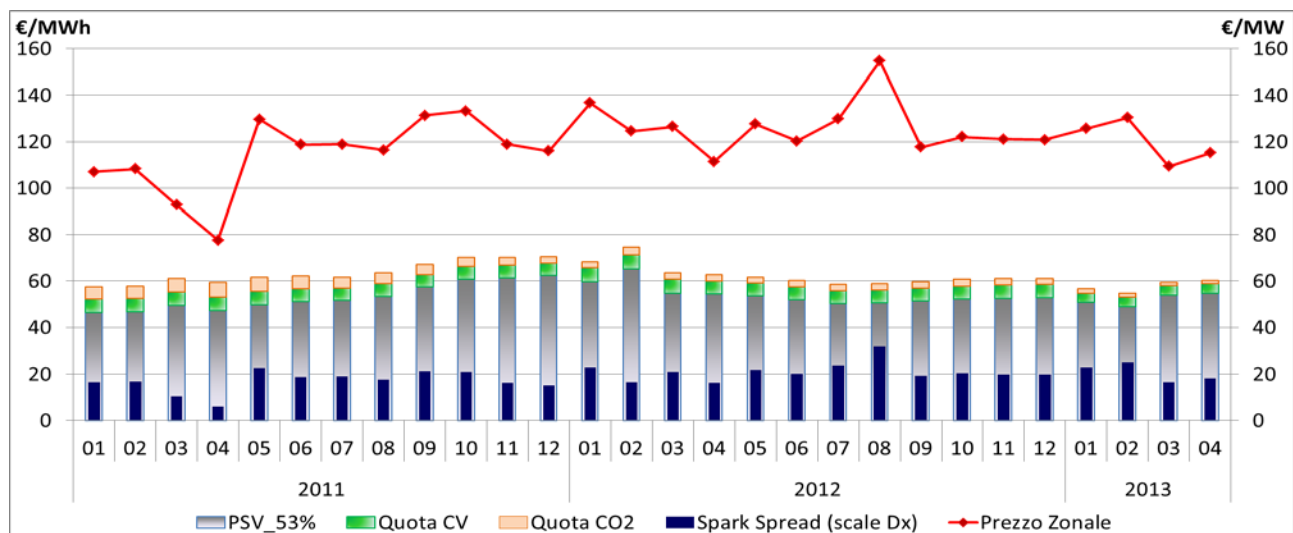


Figura 19: Componenti di costo e margini mensili di un impianto a ciclo combinato localizzato nella zona Sicilia con profilo di esercizio dall'ora 17 all'ora 24 (2011 – 2013)



La Tabella 27 sottostante riporta il confronto tra lo *spark spread* calcolato utilizzando il profilo *baseload* e il profilo 17-24.

Nella zona Sud il margine unitario medio orario calcolato per i primi mesi dell'anno 2013 risulta pari a:

- -3,34 €/MW utilizzando il profilo *baseload*;
- 3,92 €/MW utilizzando il profilo 17-24.

Nella zona Sicilia il margine unitario medio orario calcolato per i primi mesi dell'anno 2013 risulta pari a:

⁶⁴ La riduzione delle ore di permanenza in servizio conduce a due effetti potenzialmente in contrasto tra loro. Da un lato, il margine unitario aumenta per effetto della vendita di energia in ore ad alto prezzo, dall'altro lato il margine a copertura dei costi fissi complessivamente percepito nel corso dell'anno potrebbe diminuire per effetto della riduzione delle quantità di energia venduta.

- 28,92 €/MW utilizzando il profilo *baseload*;
- 20,64 €/MW utilizzando il profilo 17-24.

Tabella 27: Confronto fra il profilo *baseload* e il profilo 17-24

SUD	Spark Spread Baseload (€/MW)	Spark Spread Profilo (17-24) (€/MW)	Scarto Profilo - Bsl (€/MW)	Var. Tendeziiale Profilo 17-24 (%)
2011	4,44	4,70	0,26	
2012	6,24	7,60	1,36	62%
2013*	-3,34	3,92	7,25	-48%

SICILIA	Spark Spread Baseload (€/MW)	Spark Spread Profilo (17-24) (€/MW)	Scarto Profilo - Bsl (€/MW)	Var. Tendeziiale Profilo 17-24 (%)
2011	29,42	16,80	-12,61	
2012	32,64	21,17	-11,47	26%
2013*	28,92	20,64	-8,28	-3%

9.2. Effetto delle rinnovabili su MSD

Nella segnalazione del 6 ottobre 2011 (PAS 21/11), l’Autorità ha, tra le altre cose, evidenziato i principali effetti della generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.⁶⁵ In particolare:

- l’aleatorietà di tali fonti comporta un incremento dell’errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e, quindi, un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere);
- la maggiore produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende, a parità di altri fattori, tecnicamente più complessa ed economicamente più onerosa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema elettrico (taluni servizi di riserva possono, infatti, essere resi esclusivamente da impianti in produzione);
- in relazione agli impianti fotovoltaici, essendo la produzione interamente concentrata nelle ore diurne, l’aumento di tale produzione accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico residuo⁶⁶ diurno e il massimo carico residuo serale. Tale distanza è raccordata da una rampa di presa di carico “serale” che in un numero crescente di giorni dell’anno è più ripida della rampa di presa di carico “mattutina”. Al fine di soddisfare le predette rampe di carico residuo sono necessarie azioni rapide di bilanciamento realizzate usualmente da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio.

Per le ragioni tecniche illustrate nella Segnalazione dell’Autorità (PAS 21) e richiamate sopra, la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sta avendo un impatto significativo sul funzionamento del MSD. In particolare, a parità di altri fattori:

⁶⁵ Per una trattazione approfondita delle criticità legate alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili si rimanda alla Segnalazione dell’Autorità al MSE del 6 ottobre 2011 (PAS 21/11).

⁶⁶ Per carico residuo si intende il carico al netto della generazione da fonte rinnovabile non programmabile e della generazione incentivata (es. CIP6).

- la necessità di gestire in sicurezza la volatilità della produzione rinnovabile non programmabile in tempo reale ha reso necessario un **incremento del fabbisogno di riserva** che Terna deve costituire o ricostituire nelle sottofasi di programmazione;
- la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili ha l'effetto di ridurre le ore in cui gli impianti termoelettrici escono accesi in esito a MGP. In presenza di una maggiore necessità di riserva rotante, ciò comporta l'**incremento degli avviamenti** su MSD;
- per fronteggiare efficacemente la crescente volatilità della produzione rinnovabile e per inseguire le rampe (serale e mattutina) è verosimile attendersi un **maggiore e differente utilizzo di riserva rapida**, ovvero di riserva secondaria e di riserva pronta. In tali condizioni, infatti, il bilanciamento in tempo reale richiede la necessità di azioni rapide realizzate su impianti programmabili con elevate capacità di modulazione (gradiente), rapidi tempi di avviamento e limitati tempi di permanenza in servizio.

Di seguito si fornisce un approfondimento relativo ai fabbisogni di riserva, agli avviamenti e all'utilizzo della riserva secondaria e della riserva pronta nel corso del 2012 avente come obiettivo di verificare se, in termini di sequenza dinamica complessiva, gli effetti sopra richiamati trovino riscontro⁶⁷. In particolare, posto che il sistema elettrico presenta vincoli tecnici che inevitabilmente ne condizionano l'esercizio, soprattutto ad una scala di osservazione inferiore, è verosimile attendersi di osservare delle regolarità rispetto alle modalità di impiego dei servizi offerti su MSD, coerenti con il diverso grado di flessibilità dei suddetti servizi e con la capacità di ciascuno di fronteggiare le esigenze di carico determinate dal mutamento nel profilo del fabbisogno residuo di energia.

9.3. Fabbisogno di riserva

In linea con le trasformazioni che stanno investendo il mercato elettrico, in particolare con riferimento alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, e nonostante la migliore programmazione delle unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili nella titolarità del GSE abbia contribuito a ridurre le azioni di bilanciamento svolte da Terna, nel 2012 il fabbisogno di riserva terziaria totale a salire e a scendere per le varie zone ha evidenziato un incremento significativo. Come mostra la Tabella 28, l'aumento del fabbisogno di riserva a salire risulta più sostenuto (+11% rispetto al 2011) rispetto a quello di riserva a scendere (+1% rispetto al 2011).

L'Autorità, con deliberazione 46/2013/R/eel, ha recepito la proposta di integrazione del Codice di Rete effettuata da Terna, che prevede la modifica delle modalità di definizione del fabbisogno di riserva pronta per tener conto del contributo dell'immissione da impianti fotovoltaici. Gli effetti di tale adeguamento dovrebbero palesarsi nel corso del 2014.

Tabella 28: Fabbisogno di riserva terziaria totale*

	Riserva a Salire			Riserva a Scendere		
	2011	2012		2011	2012	
	GW	GW	Delta	GW	GW	Delta
Centro-Nord	2.426	2.757	14%	3.107	3.069	-1%
Centro-Sud	3.129	3.802	22%	3.940	4.234	7%
Nord	6.342	7.075	12%	7.217	6.941	-4%
Sardegna	2.728	2.670	-2%	1.941	2.001	3%
Sicilia	2.890	3.106	7%	1.805	1.820	1%
Sud	2.484	2.842	14%	3.124	3.175	2%
Totale	20.000	22.252	11%	21.133	21.241	1%

*La somma dei fabbisogni di riserva pronta a salire e di riserva di sostituzione a salire costituisce il fabbisogno di riserva totale a salire. Il fabbisogno di riserva terziaria è comprensivo del fabbisogno di riserva secondaria

**Nel calcolo del fabbisogno di riserva terziaria totale sono esclusi i poli a produzione limitata

⁶⁷ Relativamente agli avviamenti si rimanda inoltre all'approfondimento effettuato nel capitolo 8.

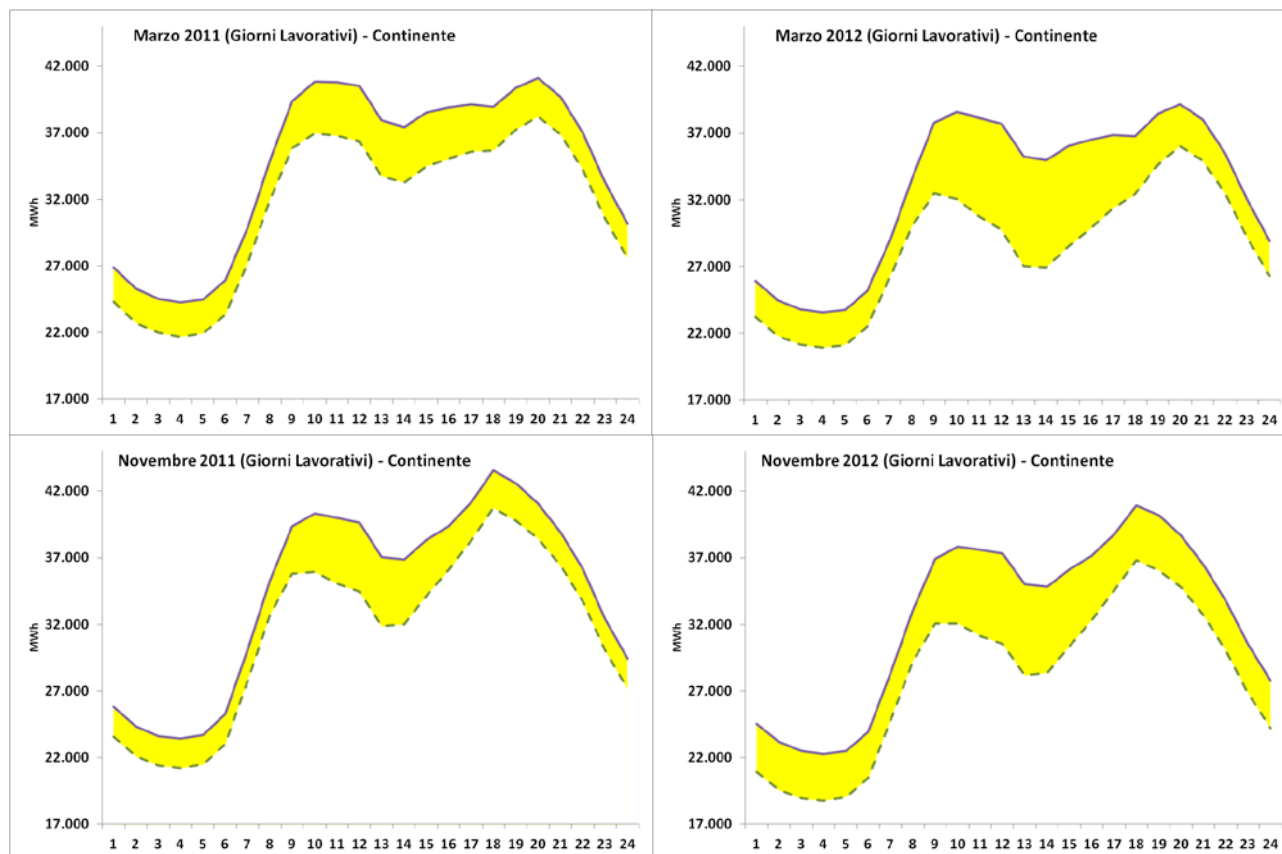
9.4. Avviamenti

La maggiore produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta in MGP da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende, a parità di altri fattori, tecnicamente più complessa ed economicamente più onerosa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema elettrico. Taluni servizi di riserva possono, infatti, essere resi esclusivamente da macchine rotanti. Come illustrato nella sezione relativa all'effetto delle rinnovabili sul MGP, le ore in cui gli impianti termoelettrici tradizionali hanno convenienza a vendere energia su MGP si sta progressivamente riducendo. Ciò ha potenzialmente l'effetto di aumentare il numero di accensioni disposte da Terna su MSD ai fini di soddisfare il fabbisogno di riserva necessario a garantire la sicurezza del sistema. Per l'analisi di tale effetto nel 2012 si rinvia al paragrafo 8.2 del capitolo 8.

9.5. Utilizzo di Riserva Secondaria, Pronta e di Sostituzione

Il crescente impatto della generazione rinnovabile non programmabile ha determinato, nel corso degli anni, l'esigenza di coordinare in maniera sempre più rapida e tempestiva le risorse disponibili per il bilanciamento, ciò al fine di gestire un sistema caratterizzato da una più elevata variabilità del profilo orario dei consumi residui. Le figure sottostanti riportano il consumo ed il consumo residuo effettivo per un giorno tipo dei mesi di marzo e novembre per la macrozona continentale nel 2011 e 2012. I mesi riportati sono stati scelti come rappresentativi di diversi profili di consumo e consumo residuo.

Figura 20: Consumo e consumo residuo effettivo in un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre nel 2011 e nel 2012 nella macrozona Continentale.



Come già precedentemente analizzato, l'impatto della generazione rinnovabile ed in particolare di quella fotovoltaica, ha comportato nel mese di marzo, rispetto all'anno precedente, l'abbassamento della domanda residua nelle ore centrali della giornata. A seguito di questo fenomeno, la rampa serale, ossia la differenza tra il massimo carico serale ed il minimo carico diurno, è aumentata, pas-

sando da 5 GWh nel 2011 a circa 9 GWh nel 2012. Dinamiche simili erano già riscontrabili nel mese di novembre del 2011, quando la produzione fotovoltaica ha imposto di inseguire una rampa serale di circa 9 GWh, già di per sé più ripida a causa del più elevato picco verso le ore 18 rispetto al mese di marzo. Tali dinamiche hanno avuto conferma nel mese di novembre del 2012, che è stato altresì caratterizzato da livelli di consumo residuo nettamente inferiori sia nelle ore diurne che nelle ore notturne.

Per far fronte all'aumento delle rampa serale il gestore di rete ha bisogno di utilizzare risorse caratterizzate da un'elevata flessibilità. Queste risorse possono essere classificate in ordine di flessibilità decrescente nel modo seguente⁶⁸:

- **Riserva Secondaria:** La riserva secondaria ha la finalità di *“compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma, e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea. Questa funzione automatica è eseguita da un regolatore centralizzato presente nel sistema di controllo in linea del Gestore della rete”*. La riserva secondaria si configura come la risorsa più pregiata in quanto si attiva automaticamente con tempi di risposta dell'ordine di secondi;
- **Riserva Terziaria Pronta:** La riserva pronta *“ha lo scopo di ricostituire la **banda** di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa UCTE e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno (a titolo esemplificativo, rampa di presa di carico) con requisiti di velocità e continuità”*. La riserva terziaria pronta è costituita dall'incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) nella (dalla) rete entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore e con un gradiente estremamente elevato ($\geq 50\text{MW/min}$). Per le sue caratteristiche, tale risorsa si presta ad essere fornita principalmente dalle unità di produzione e pompaggio;
- **Riserva Terziaria di Sostituzione:** La riserva di sostituzione *“ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell'immissione di fonti rinnovabili non programmabili, di avarie dei gruppi di produzione la cui durata sia di qualche ora”*⁶⁹. La riserva di sostituzione è costituita dall'incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata.

Al fine di evidenziare l'impatto che la generazione rinnovabile non programmabile ha avuto sulle manovre di bilanciamento effettuate da Terna di seguito viene proposta un'analisi sull'utilizzo delle stesse nell'ordine di flessibilità precedentemente indicato.

Riserva Secondaria

Come anticipato nel precedente rapporto di monitoraggio, la modifica introdotta nell'algoritmo di determinazione dei programmi quartorari (vedi Allegato A25 codice di rete) ha avuto come risultato quello di migliorare il raccordo tra i profili di immissione nelle diverse ore della giornata, con un conseguente contenimento dei fabbisogni di riserva secondaria nonostante l'accresciuto apporto della generazione fotovoltaica in Italia ed in Europa. Tuttavia, essendo la programmazione delle unità di produzione strutturata sulle 24 ore, si è determinato un aumento del fabbisogno di riserva secondaria nell'ultima ora della giornata e nella prima ora della giornata successiva. In tali periodi orari si generano infatti significativi errori di rete a causa del brusco cambio di programma di molte unità di produzione in corrispondenza del cambio del giorno. Questo è visibile nella Figura 21, che mostra il

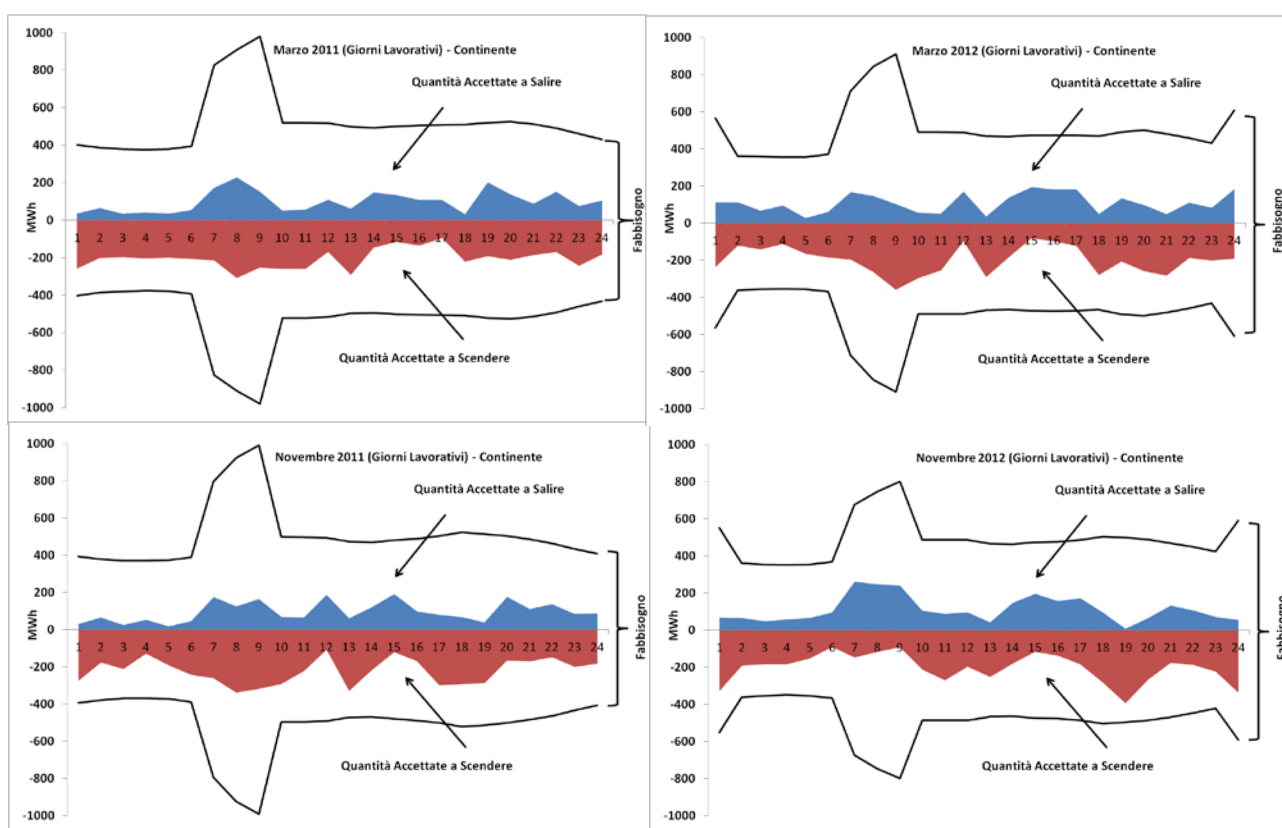
⁶⁸ L'elenco non include la Riserva Primaria in quanto non selezionata in base a meccanismi di mercato. La Riserva Primaria si configura come la risorsa più flessibile presente nel sistema. Questa è infatti utilizzata per *“correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso”* (Capitolo 4 Codice di Rete di Terna) e deve essere fornita obbligatoriamente da tutti gli operatori connessi alla RTN.

⁶⁹ Capitolo 4 del Codice di Rete di Terna.

fabbisogno di riserva secondaria ed il suo utilizzo in un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre nella macrozona Continentale, per il 2011 ed il 2012.

Come si può notare, nel mese di marzo 2012 si osserva un incremento delle quantità accettate a salire nelle ore 13-18 (+32% rispetto al 2011). Tale aumento è motivato dalla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e dalla conseguente necessità di inseguire una rampa serale più ripida rispetto all'anno precedente. L'utilizzo di riserva secondaria mostra, comunque, come questa risorsa venga usata per inseguire solo parte della rampa serale. Infatti, nonostante il picco di domanda residua venga raggiunto nel mese di marzo 2012 alle ore 20, intorno alle ore 18 si assiste ad una riduzione delle quantità accettate a salire ed un aumento di quelle accettate a scendere. Ciò è conforme con un utilizzo di riserva secondaria come risorsa di bilanciamento rapida che, non appena possibile, è rimpiazzata dall'ingresso di altre "risorse" con tempi di risposta più lunghi. Dinamiche simili possono essere rintracciate anche per il mese di Novembre.

Figura 21: Fabbisogno ed utilizzo di riserva secondaria in un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre nel 2011 e 2012 nella macrozona Contiente



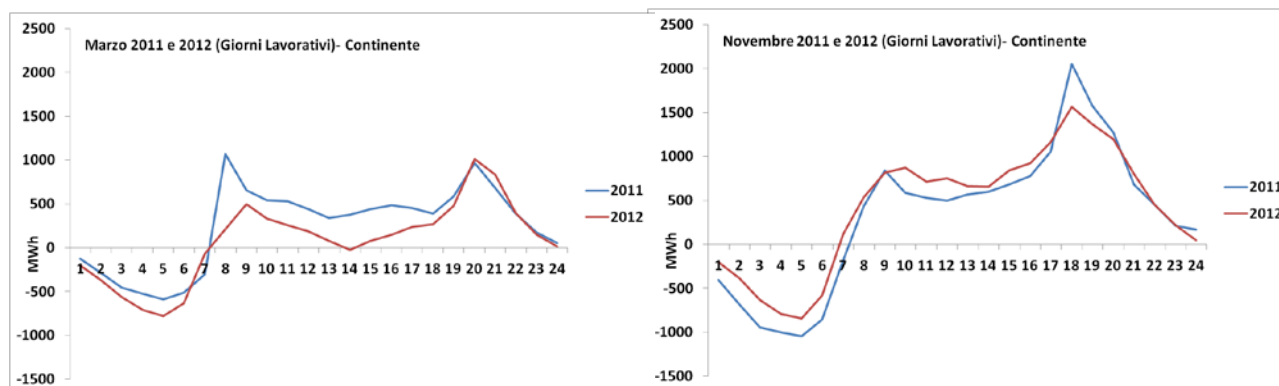
Riserva Terziaria Pronta

Le caratteristiche della riserva pronta, offerta dagli impianti di produzione e pompaggio, consentono a questo strumento un'elevata capacità di modulazione, permettendo di soddisfare rapide variazioni del fabbisogno. La Figura 22 mostra i programmi di tali unità nella macrozona continentale definiti a valle dell'ultima fase del mercato elettrico (di seguito: programma vincolante modificato e corretto) per un giorno tipo nei mesi di marzo e novembre degli anni 2011 e 2012. L'aggregazione dei pompaggi su tutta la macrozona continentale è il risultato di un *trade-off* tra la necessità di cogliere i fenomeni di fondo dovuti al potenziamento della generazione rinnovabile non programmabile e la semplificazione di vincoli di rete complessi. La riserva pronta infatti, contrariamente alla riserva secondaria, non è approvvigionabile da Terna su base macrozonale, non essendo i margini di sicurezza sulla capacità di trasporto interzonale tali da permetterne la piena sostituibilità su base continentale. L'utilizzo di riserva pronta pertanto risente di fenomeni di rete (ad esempio un suo utilizzo

per la risoluzione di congestioni) che incidono sulla selezione delle singole unità abilitate al servizio. Ai fini del monitoraggio, tale aggregazione permette però di cogliere i fenomeni di fondo che un'analisi esclusivamente zonale potrebbe rendere meno intellegibili in assenza di un'analisi puntuale di tutti i vincoli di rete.

Come si può osservare nel mese di marzo 2012, il programma cumulato complessivo ricalca l'andamento della domanda residua indicata in Figura 20. In particolare, il programma complessivo sul Continente raggiunge il proprio picco alle ore 20, in concomitanza con il picco della domanda residua. Nelle ore pomeridiane, si osservano immissioni crescenti dei pompaggi a partire dalle ore 14, con traslazione temporale in avanti di un'ora rispetto all'incremento delle movimentazioni di riserva secondaria a salire, e una rampa più ripida a partire dalle ore 18, in corrispondenza con la riduzione delle quantità accettate a salire di riserva secondaria. Tutto ciò risulta essere coerente con un fenomeno fisiologico di sostituzione di riserva secondaria con riserva pronta, già accennato nella precedente sezione. Nel mese di novembre, conformemente con il maggior carico, il programma dei pompaggi risulta essere in immissione in tutte le ore pomeridiane. Anche in questo caso però le dinamiche sono simili a quelle illustrate per il mese di marzo. In particolare la pendenza del programma in immissione subisce un'inversione alle ore 14 (la riserva secondaria invece alle 13) e raggiunge il suo massimo in concomitanza con il picco orario di domanda residua registrato alle ore 18, quando invece la riserva secondaria risulta chiamata principalmente a scendere.

Figura 22: Programma vincolante modificato e corretto delle unità di produzione e pompaggio in un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre nel 2011 e 2012 nella macrozona Continente.

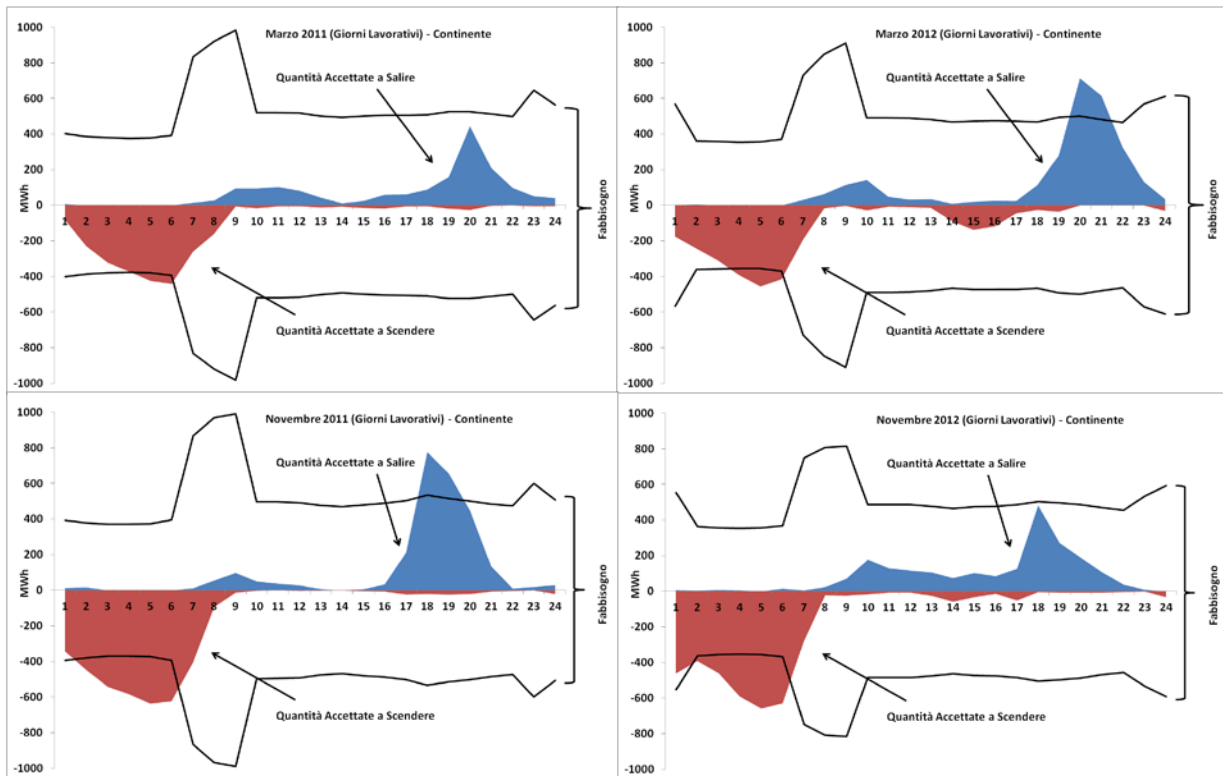


Le dinamiche sopra illustrate trovano ulteriore conferma nell'analisi delle movimentazioni effettuate nel MSD per l'utilizzo di riserva pronta (Figura 23).

In particolare, con riferimento a marzo 2012, si osserva come le chiamate a salire effettuate da Terza si siano concentrate nelle ore 17-24 (con il picco nell'ora 20), determinando nelle medesime ore l'aumento riscontrato nel programma dei pompaggi per far fronte all'aumento della pendenza della rampa serale.

Nel mese di novembre, sono aumentate le chiamate a salire nelle ore centrali (9-16) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, e raggiungono il picco alle ore 18, in corrispondenza della massima domanda residua.

Figura 23: Fabbisogno ed utilizzo di riserva pronta in un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre nel 2011 e 2012 nella macrozona Continente.



L'elevata flessibilità garantita dai pompaggi rende i medesimi una risorsa particolarmente "pregiata". Per questo motivo, essi sono solitamente utilizzati per fornire prestazioni caratterizzate da tempi di reazione molto contenuti che altre tipologie di impianti non sono in grado di offrire. Tuttavia, come si evince dal grafico sottostante, i pompaggi sono stati talvolta utilizzati da Terna in eccesso rispetto al fabbisogno di riserva pronta. Non è, tuttavia, semplice distinguere quando il pompaggio è usato per fornire riserva pronta o di sostituzione in quanto la vigente articolazione delle offerte su MSD non permette di formulare offerte distinte per riserva pronta e per riserva di sostituzione. In tal senso, l'Autorità, tramite il documento di consultazione 508/2012, ha espresso l'orientamento di prevedere offerte separate per i due differenti servizi.

Non si può escludere, comunque, che tale fenomeno possa ridursi in esito alla revisione del calcolo del fabbisogno di riserva pronta di cui alla deliberazione 46/2013/R/eel al fine di migliorare le modalità di trattamento dell'aleatorietà delle immissioni da impianti fotovoltaici, previsto nel 2014.

Riserva Terziaria di Sostituzione

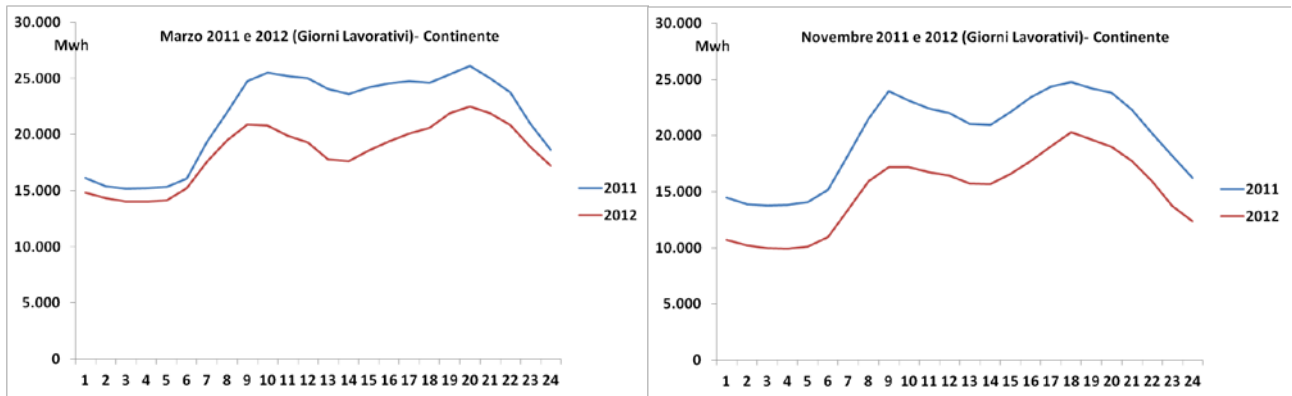
La riserva terziaria di sostituzione ha tempi di risposta più lunghi rispetto alla riserva secondaria e la riserva terziaria pronta.

La Figura 24 mostra il programma vincolante e corretto di immissione dell'insieme delle unità termoelettriche abilitate alla fornitura di riserva terziaria. Coerentemente con l'aumento della produzione rinnovabile e la contrazione della domanda elettrica registrata nel corso del 2012, il programma definitivo degli impianti termoelettrici si riduce in entrambi i mesi rispetto all'anno precedente. L'effetto "spiazzamento" generato dall'aumento della potenza rinnovabile non programmabile aumenta così la difficoltà per il sistema nel mantenere in servizio riserva rotante disponibile per la fase di bilanciamento e per l'inseguimento delle rampe.

Come si può osservare dalla Figura 24, l'andamento del programma cumulato su tutto il Continente è coerente con il profilo di inseguimento della rampa mattutina e di quella serale. Questo fenomeno è tanto più accentuato nel corso del 2012. Nel mese di marzo, infatti, la distanza tra il programma serale tra le ore 20 e le ore 15 passa da circa 2 GWh a circa 4 Gwh, mentre nel mese di novembre la distanza tra il programma delle ore 18 e quello delle ore 14 passa da 3,8 Gwh ad oltre 4,6 Gwh.

L'inseguimento di tali rampe è svolto quasi esclusivamente da unità termoelettriche turbogas a ciclo combinato.

Figura 24: Programma vincolante modificato e corretto delle termoelettriche in un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre nel 2011 e 2012 nella macrozona Continente.



10. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA A TERMINE

Il mercato a termine dell'energia ha visto crescere nel 2012 i volumi negoziati che si sono attestati a quota 586 TWh⁷⁰, confermando il trend crescente degli ultimi tre anni (+300 TWh).

In linea con il 2011, i volumi scambiati sui mercati a termine regolamentati (MTE e IDEX) risultano sostanzialmente stabili intorno ai 44 TWh, mentre si confermano preponderanti i volumi scambiati *over the counter* o OTC, pari a circa 542 TWh, ossia il 92% dei volumi scambiati a termine.

Rispetto al 2011 si osserva un numero crescente di contratti OTC registrati ai fini di *clearing* sul MTE (il mercato regolamentato a termine con obbligo di consegna e ritiro gestito da GME), principalmente da parte dell'Acquirente Unico.

Le ragioni alla base del mancato sviluppo dei mercati a termine regolamentati potrebbero essere riconducibili al fatto che le garanzie finanziarie richieste per accedere a questi mercati sono percepite dagli operatori come troppo onerose rispetto alle garanzie richieste per le negoziazioni OTC. Gli operatori, infatti, non sempre possiedono tutte le informazioni rilevanti al fine di valutare i maggiori rischi derivanti da transazioni OTC. In particolare, a differenza dei mercati a termine regolamentati, dove la controparte di tutti gli scambi è la borsa stessa (che riveste il ruolo di controparte centrale), le transazioni sui mercati OTC potrebbero non internalizzare l'esternalità negativa derivante dal possibile fallimento a cascata di più operatori, compresa la specifica controparte.⁷¹

Di seguito si fornisce un approfondimento delle dinamiche che hanno interessato il mercato MTE e i mercati a termine OTC nel corso degli ultimi anni.⁷²

10.1. Mercato MTE

Nel 2012 le negoziazioni sul MTE sono rimaste sui livelli del 2011 attestandosi a circa 30 TWh. Nel corso dello stesso anno si è, tuttavia, registrato un forte aumento dei volumi OTC registrati su MTE ai fini di *clearing*.

La Tabella seguente riporta il numero di contratti negoziati su MTE⁷³ negli ultimi tre anni per tipologia di prodotto: durata del contratto (mensile, trimestrale e annuale) e profilo (*baseload* e *peakload*). In parentesi si riporta anche il volume mediamente negoziato per ciascuna tipologia di contratto.

La Tabella 29 mostra come nel 2012 si assiste ad un cambio della strategia di approvvigionamento da parte degli operatori con uno spostamento della liquidità dai prodotti annuali verso i prodotti con periodo di consegna più breve, come dimostrato dal crescente numero di contratti mensili e, in misura minore, trimestrali.

⁷⁰ Si fa riferimento a tutti i contratti a termine stipulati nell'anno solare 2012 con data inizio delivery maggiore o uguale al 1° gennaio 2012.

⁷¹ Un fallimento a cascata può manifestarsi in sistemi finanziari interconnessi, nei quali il fallimento di un agente può innescare il fallimento degli altri agenti che operano nel mercato.

⁷² Sulla piattaforma IDEX gestita dalla Borsa Italiana sono negoziati prodotti finanziari (*futures*) soggetti alla regolazione dei mercati finanziari. L'approfondimento delle dinamiche che hanno interessato IDEX va oltre lo scopo del presente rapporto.

⁷³ Non si considerano i contratti OTC registrati su MTE ai fini del *clearing*.

Tabella 29: Numero di contratti e (MW medi contrattati) per prodotto, profilo e anno trading.

Prodotto e profilo	Anno Trading		
	2010	2011	2012
	MTE	MTE	MTE
Mensili	134	127	298
	(7)	(12)	(11)
BL	46	84	285
	(8)	(12)	(11)
PL	7	43	13
	(7)	(11)	(13)
Trimestrali	170	211	357
	(4)	(12)	(8)
BL	88	148	354
	(4)	(13)	(8)
PL	82	63	3
	(4)	(11)	(5)
Annui	56	305	298
	(13)	(12)	(9)
BL	43	228	245
	(11)	(12)	(9)
PL	13	77	53
	(22)	(12)	(8)

Nella Tabella 30 si riporta il totale dei volumi negoziati distinguendo tra contratti *peakload* e *baseload* e dando separata evidenza dei volumi associati a contratti OTC registrati su MTE ai fini del *clearing*. In linea con il 2011, anche nel 2012 la tendenza tra gli operatori è quella di prediligere i prodotti *baseload* i cui volumi sono più che raddoppiati su base annua. Al contrario, i volumi relativi a prodotti *peakload* si sono ulteriormente ridotti rispetto al 2011 attestandosi a 2,7 TWh (-27%). L'aumento dei volumi complessivamente movimentati dipende prevalentemente alla forte crescita dei volumi OTC pari a 25 TWh, che corrispondono ad un aumento dei volumi OTC registrati ai fini del *clearing* di circa 23 TWh rispetto al 2011.

Tabella 30: Volumi per anno trading e profilo.

Anno Trading	Volumi movimentati (GWh)	Profilo	Torale per profilo (GWh)	Mercato	
				MTE	OTC
2010	6.285	<i>Baseload</i>	5.010	5.011	-
		<i>Peakload</i>	1.275	1.275	-
2011	33.440	<i>Baseload</i>	29.752	28.007	1.745
		<i>Peakload</i>	3.688	3.660	28
2012	54.960	<i>Baseload</i>	52.273	28.895	23.378
		<i>Peakload</i>	2.687	1.463	1.224
2013*	35.940	<i>Baseload</i>	35.321	2.339	32.981
		<i>Peakload</i>	619	619	-

*I dati relativi al 2013 si riferiscono ai primi 4 mesi dell'anno

Su base tendenziale è interessante osservare, inoltre, come nei primi 4 mesi del 2013 siano transitati sul MTE quasi 5 TWh in più rispetto ai volumi movimentati nell'intero 2011, grazie soprattutto alla forte crescita dei volumi OTC, pari a 33 TWh, che corrispondono ad un aumento del 41% rispetto ai volumi OTC registrati ai fini del *clearing* nel 2012. Limitando il confronto ai primi 4 mesi del 2013 i volumi movimentati risultano più che raddoppiati rispetto allo stesso periodo del 2012 (36 TWh vs 14 TWh), come risultato di un processo divergente che vede la crescita quasi esponenziale dei volumi OTC (+417 %), registrati a fini di *clearing* principalmente dall'Acquirente Unico ed un netto calo dei volumi conclusi direttamente su MTE (-69%). Da evidenziare inoltre il crescente interesse

per i prodotti *peakload* – dovuto quasi esclusivamente all’Acquirente Unico - passati da 5 GWh nel 2012 a 619 GWh nel 2013.

Tabella 31: Volumi transitati sulla piattaforma MTE con trading relativo ai primi 4 mesi.

Anno Trading	Volumi movimentati (GWh)	Profilo	Totale per profilo (GWh)	Mercato	
				MTE	OTC
2010	1.022	<i>Baseload</i>	820	820	-
		<i>Peakload</i>	202	202	-
2011	1.095	<i>Baseload</i>	947	739	208
		<i>Peakload</i>	147	120	28
2012	13.923	<i>Baseload</i>	13.900	7.515	6.385
		<i>Peakload</i>	23	5	18
2013	35.940	<i>Baseload</i>	35.321	2.339	32.981
		<i>Peakload</i>	619	619	-

Per quanto riguarda i segnali di prezzo forniti dai mercati a termine, nel corso del 2012 si registra un lieve peggioramento della capacità predittiva del MTE nei confronti dei prezzi spot.

La Tabella 32 riporta per ciascun mese del 2011 e del 2012 il differenziale tra la media del Pun e la media delle quotazioni dei contratti mensili di tipo *baseolad* negoziati su MTE nel corso del mese precedente. Si osserva un generale aumento nel corso del 2012 e dei primi tre mesi del 2013 del differenziale fra le quotazioni MTE e il PUN, con un scostamento medio annuo che passa dai 3 €/MWh nel 2011 a 5 €/MWh nel 2012.

Tale minore predittività del MTE sembrerebbe riflettere una condizione di incertezza del mercato elettrico italiano connessa ad una maggiore difficoltà previsionale dei fondamentali indotta sia dalla crescita delle fonti rinnovabili lato offerta, sia dal periodo di forte instabilità macroeconomica lato domanda.

Tabella 32: Confronto tra le quotazioni medie MTE sui prodotti mensili concluse il mese M-1 e il valore medio del PUN

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC	MEDIA
2011													
Quotazioni MTE			65,00	64,04	67,75		76,38	72,62	73,2	78,23	80,13	80,2	
PUN	65,00	66,29	68,18	65,18	71,28	68,41	69,74	74,51	81,31	78,61	78,47	79,37	
<i>Diff. MTE-PUN</i>			3,2	1,1	3,5		6,6	1,9	8,1	0,4	1,7	0,8	3,0
2012													
Quotazioni MTE		79,3	77,81	74,62	76,35	73,5	79,89	77,03	81	73,16	70,03	68,82	
PUN	79,85	89,04	75,31	72,72	69,96	77,88	82,2	85,64	76,77	65,86	64,09	66,99	
<i>Diff. MTE-PUN</i>		9,7	2,5	1,9	6,4	4,4	2,3	8,6	4,2	7,3	5,9	1,8	5,0
2013													
Quotazioni MTE	70,87	68,03	60,44										
PUN	64,49	62,97	63,98										
<i>Diff. MTE-PUN</i>	6,4	5,1	3,5										5,0

Guardando al 2013, la curva a termine espressa dal MTE evidenzia la presenza di aspettative ribassiste rispetto allo spot 2012, con il prodotto *calendar*⁷⁴ 2013 quotato a 70,3 €/MWh a fronte di Pun medio annuo del 2012 di 75,5 €/MWh. In linea con le dinamiche osservate sul MGP, ancora più consistente risulta la flessione attesa dei prezzi nelle ore di picco; sul MTE l’ultimo prezzo disponibile per il prodotto annuale *peakload* risulta pari a 78,2 €/MWh, contro un valore corrispondente del Pun di 86,3 €/MWh.

⁷⁴ Prodotto a termine annuale *baseload* relativo all’anno 2013.

10.2. Mercati a termine *Over the Counter*

Per quanto riguarda i mercati a termini non gestiti dal GME e da Borsa Italiana è necessario analizzare i contratti inviati sulla Piattaforma Dati Esterni (PDE) predisposta da GME in attuazione della deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008 ARG/elt 115/08 (Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento).

Al 31 dicembre 2012, tutti i contratti con consegna 2012 afferenti a qualsiasi durata (pluriennali, annuali, trimestrali, mensili etc.) e profilo (*baseload*, *peakload* etc.) - escludendo i contratti indicizzati, flessibili e naturalmente quelli conclusi su MTE ed IDEX - hanno raggiunto i 437 TWh (di cui 126 TWh contrattati nel 2012). Trattasi eminentemente di contratti forward (67%) o swap (17%) e in misura minore di contratti future (4%). Circa il 29% delle transazioni OTC è avvenuta senza intermediazione, mentre il 71% si è avvalsa dell'intermediazione di piattaforme di *broking* (tra cui le principali 4 sono: TFS, Tullet Prebon, GFI, e Spectron).

Per quanto concerne i contratti con consegna 2013 questi ammontano invece a 324 TWh (di cui 293 TWh contrattati nel 2012) con una struttura praticamente identica a quelli con consegna 2012 (forward 76%; swap 16%; future 4%).

Tabella 33: Quote percentuali dei volumi scambiati di contratti a termine con consegna 2012.

Flessibile* Indicizzato**	<i>no</i>	<i>no</i>	<i>sì</i>	<i>sì</i>	Totale
	<i>no</i>	<i>sì</i>	<i>no</i>	<i>sì</i>	
Struttura	Quantità	Quantità	Quantità ExPost	Quantità ExPost	
forward	67%	6%	0%	2%	75%
swap	17%	1%	0%	0%	18%
future	4%	0%	0%	0%	4%
opzione	0%	0%	0%	0%	0%
altro	3%	1%	0%	0%	3%
TOTALE	91%	8%	0%	2%	100%

Tabella 34: Quote percentuali dei volumi scambiati di contratti a termine con consegna 2013.

Flessibile* Indicizzato**	<i>no</i>	<i>no</i>	<i>sì</i>	<i>sì</i>	Totale
	<i>no</i>	<i>sì</i>	<i>no</i>	<i>sì</i>	
Struttura	Quantità	Quantità	Quantità ExPost	Quantità ExPost	
forward	76%	2%	0%	0%	78%
swap	16%	1%	0%	0%	17%
future	4%	0%	0%	0%	4%
opzione	0%	0%	0%	0%	0%
altro	1%	0%	0%	0%	1%
TOTALE	98%	2%	0%	0%	100%

*Un contratto è flessibile se il volume di ogni singola ora è modificabile ex post o la durata del contratto è prolungabile o riducibile

**Un contratto è indicizzato se il prezzo a termine del contratto segue una predefinita regola di indicizzazione

Esaminando i soli contratti a termine a prezzo fisso con durata annua e profili di consegna *baseload* o *peakload* identici a quelli dei contratti standard negoziati su MTE, è possibile offrire una sintesi sulle fluttuazioni, nel corso del 2011, dei prezzi dei contratti annuali con consegna 2012 e sulle fluttuazioni, nel corso del 2012, dei prezzi dei contratti annuali con consegna 2013.

Il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *baseload* 2012 stipulati nei diversi mesi del 2011 ha oscillato fra 70,85 €/MWh e 76,35 €/MWh evidenziando un netto *trend* rialzista come dimostrato dal fatto che il prezzo massimo è stato registrato sulle contrattazioni di dicembre con il prodotto in prossima consegna. Un *trend* simile si può osservare anche sui contratti annuali *peakload* 2012 stipulati nei diversi mesi del 2011 con prezzi compresi fra 82,5 €/MWh e 86,9 €/MWh con un rapporto *peakload/baseload* medio di 1,13 stabile nei diversi mesi dell'anno. Nei vari mesi del 2012, il prezzo medio ponderato sulle quantità mensili negoziate dei

contratti annuali *baseload* 2013 ha oscillato fra 70,11 €/MWh e 77,66 €/MWh mentre il prezzo medio ponderato dei contratti annuali *peakload* 2012 oscillava fra 76,39 €/MWh e 86,28 €/MWh con una riduzione del rapporto *peakload/baseload* attestatosi a 1,08 in linea con le tendenze osservate nel 2012 sul mercato *spot*. I dati riportati in Tabella 35 evidenziano un crescente allineamento fra le quotazioni su MTE e quelle comunicate su PDE, confermando come la preferenza da parte degli operatori a concludere contratti OTC anziché ricorrere alla piattaforma MTE sia dovuta principalmente a ragioni legate alle maggiori garanzie richieste da quest'ultima e non a prezzi meno competitivi. Va inoltre evidenziato come trattandosi di dati aggregati i disallineamenti che si possono osservare, soprattutto sui prodotti *peakload*, siano dovuti esclusivamente alla minor liquidità della piattaforma MTE.

Tabella 35: Prezzo minimo massimo e medio dei prodotti baseload e peakload con consegna nel 2012 e 2013.

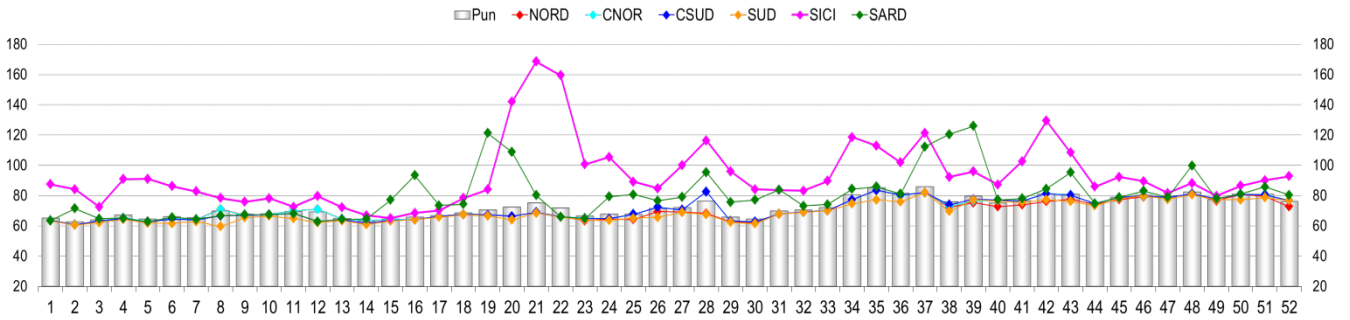
	2011 con consegna 2012				2012 con consegna 2013			
	PDE		MTE		PDE		MTE	
	<i>Baseload</i> (€/MWh)	<i>Peakload</i> (€/MWh)	<i>Baseload</i> (€/MWh)	<i>Peakload</i> (€/MWh)	<i>Baseload</i> (€/MWh)	<i>Peakload</i> (€/MWh)	<i>Baseload</i> (€/MWh)	<i>Peakload</i> (€/MWh)
min	70,9	82,5	73,9	83,6	70,1	76,4	70,2	77,6
MAX	76,4	86,9	76,7	84,6	77,7	86,3	77,8	78,8
Media	73,9	84,0	75,0	84,1	73,2	80,6	73,3	78,2

Appendice B

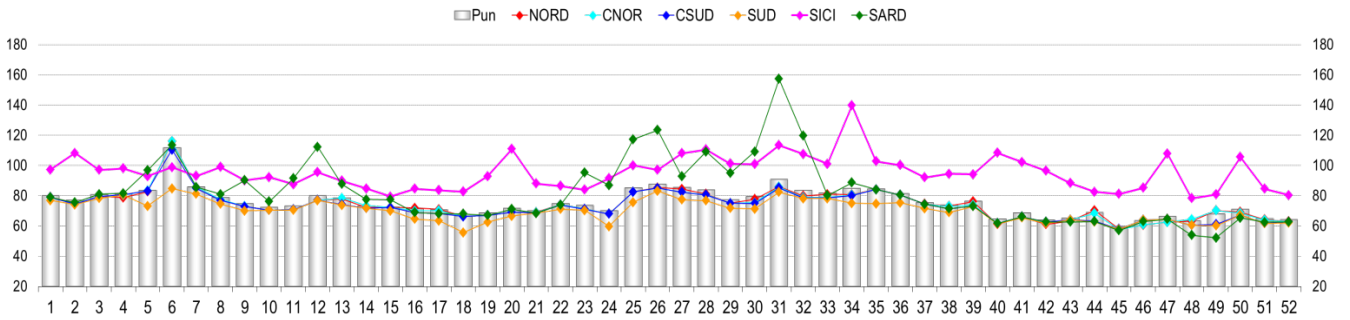
Andamento dei prezzi MGP 2011 e 2012

Prezzi zionali (€/MWh)

2011



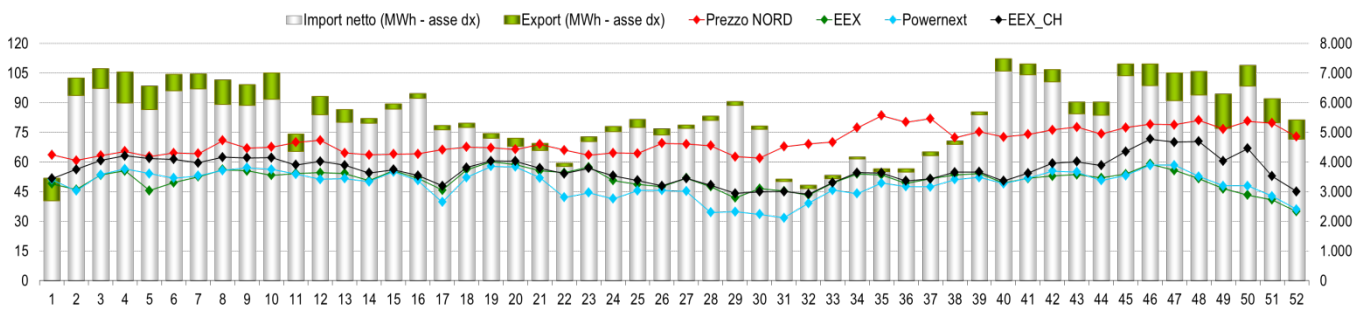
2012



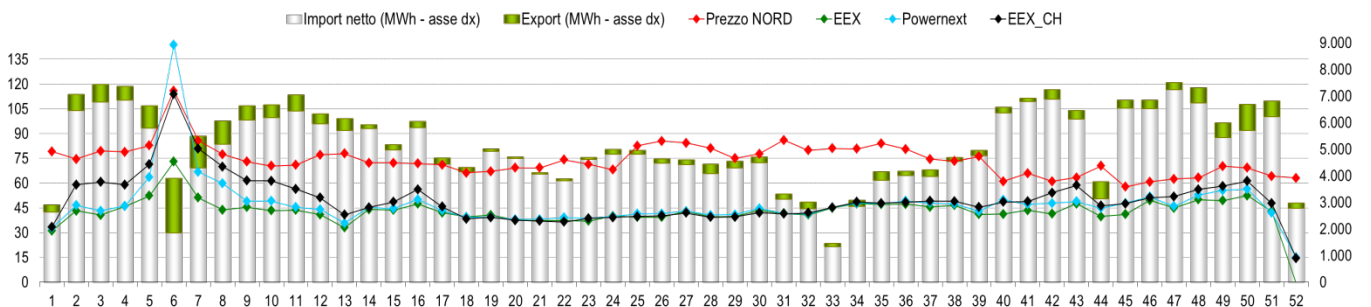
Andamento dei prezzi sulle borse europee 2011 e 2012

Prezzi Europei (€/MWh)

2011

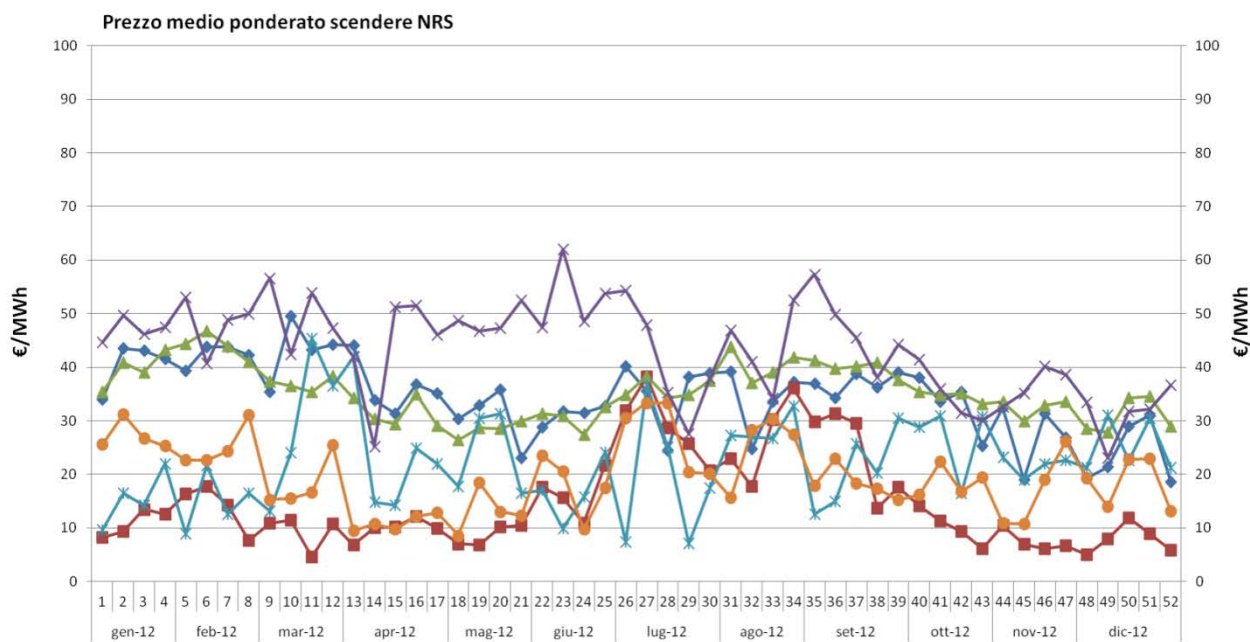
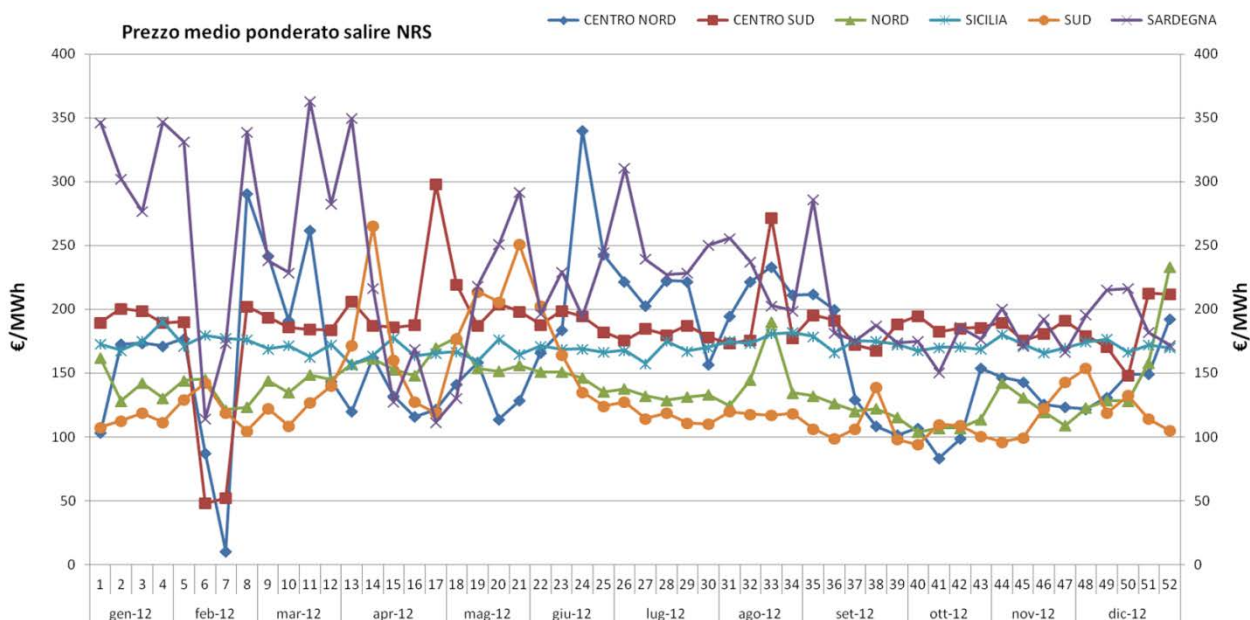


2012

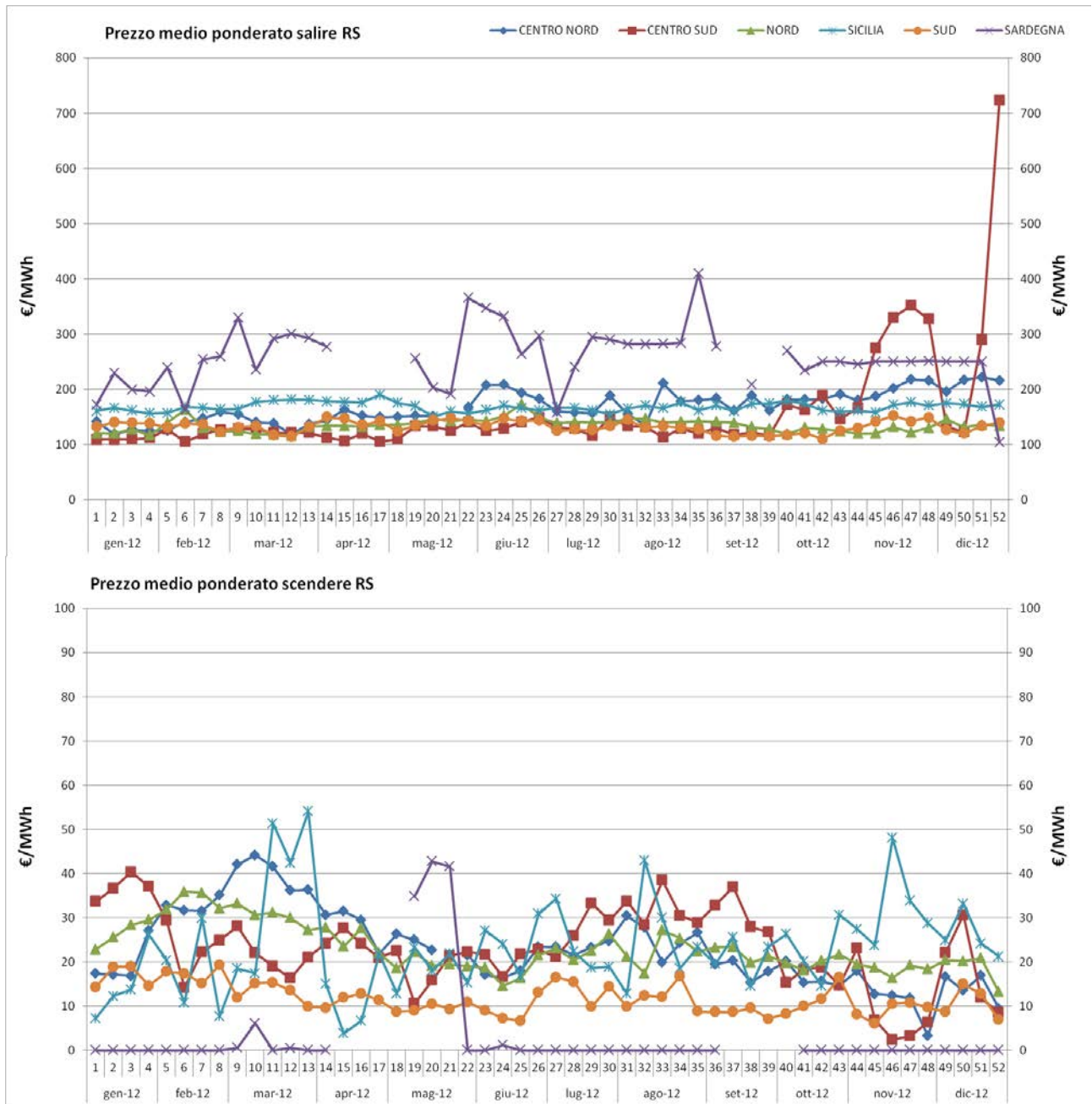


APPENDICE C

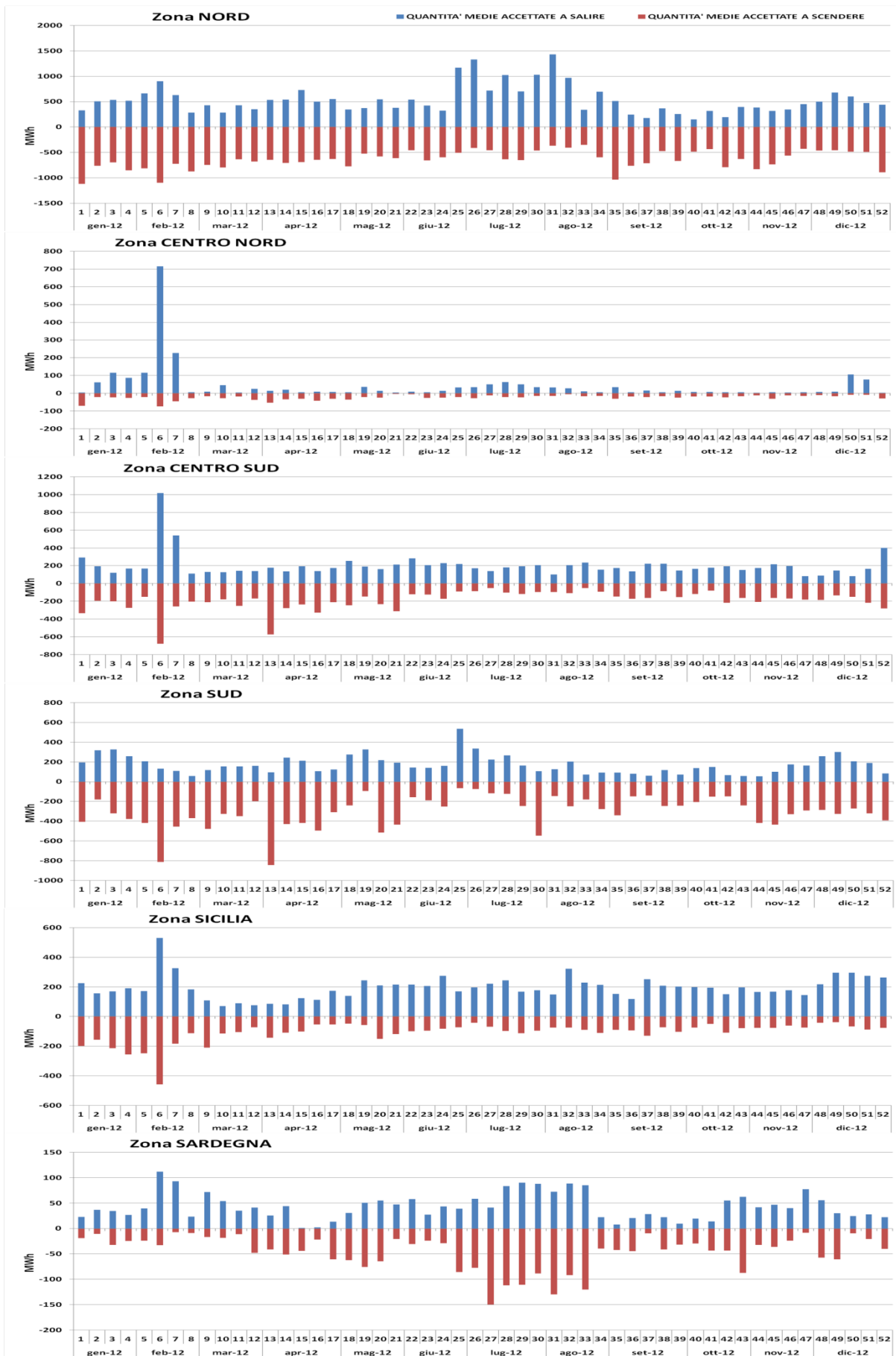
Altri Servizi o NRS – Andamenti dei prezzi medi ponderati a salire e a scendere (MSD+MB) nel 2012



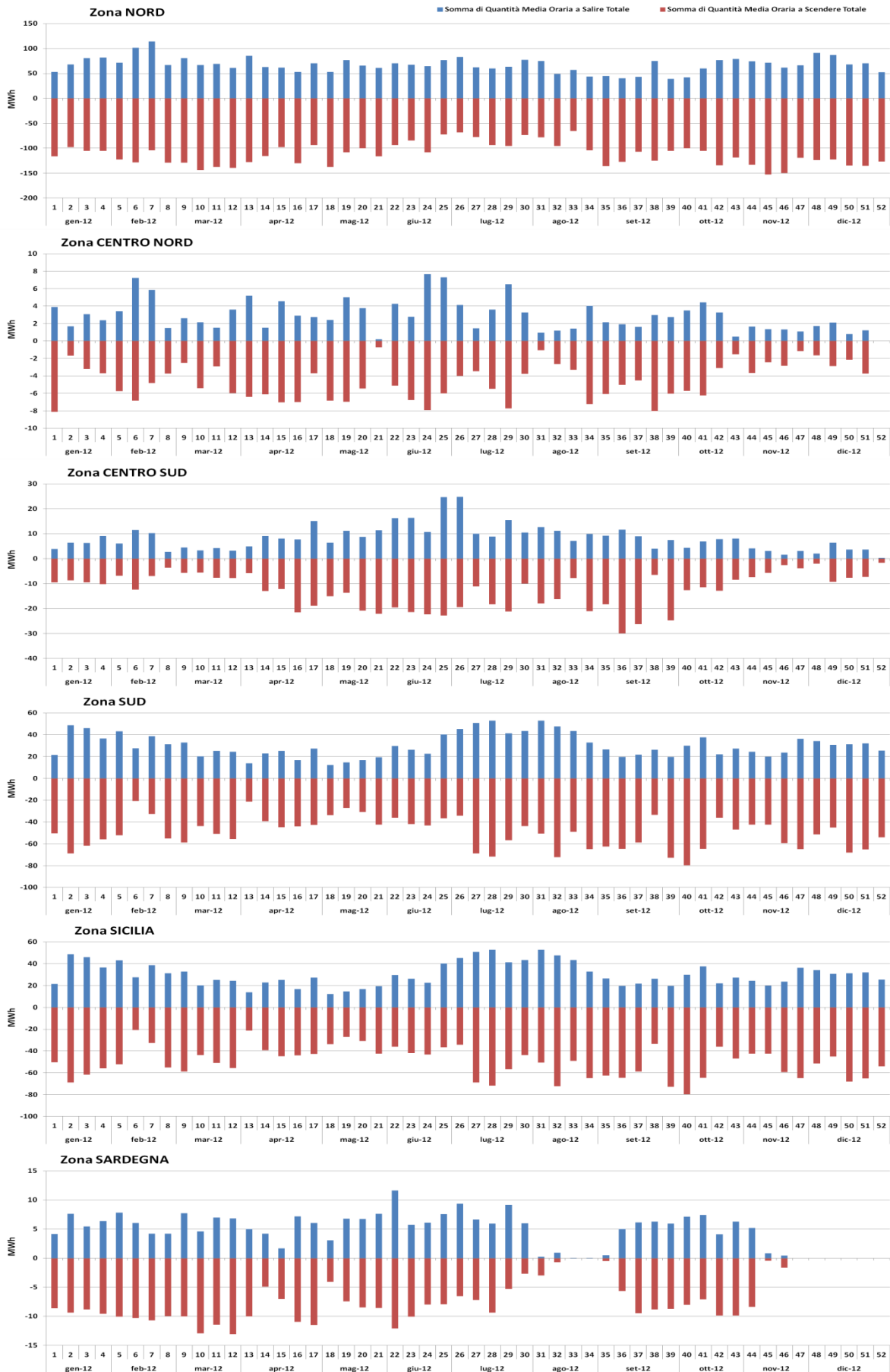
Riserva Secondaria o RS - Andamento dei prezzi medi ponderati a salire e a scendere (MB) nel 2012



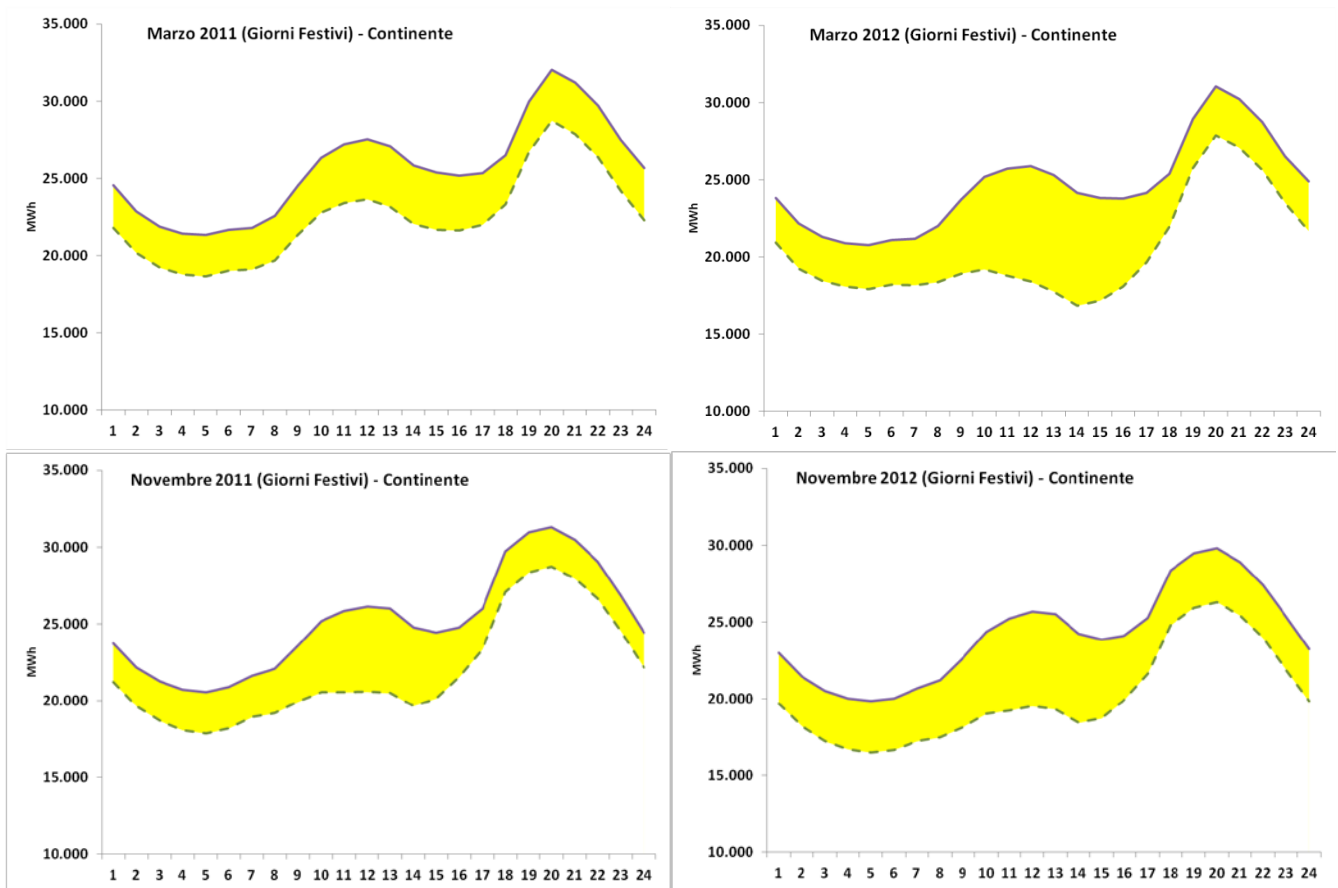
Altri Servizi o NRS – Quantità mediamente accettate a salire e a scendere (MSD+MB) nel 2012



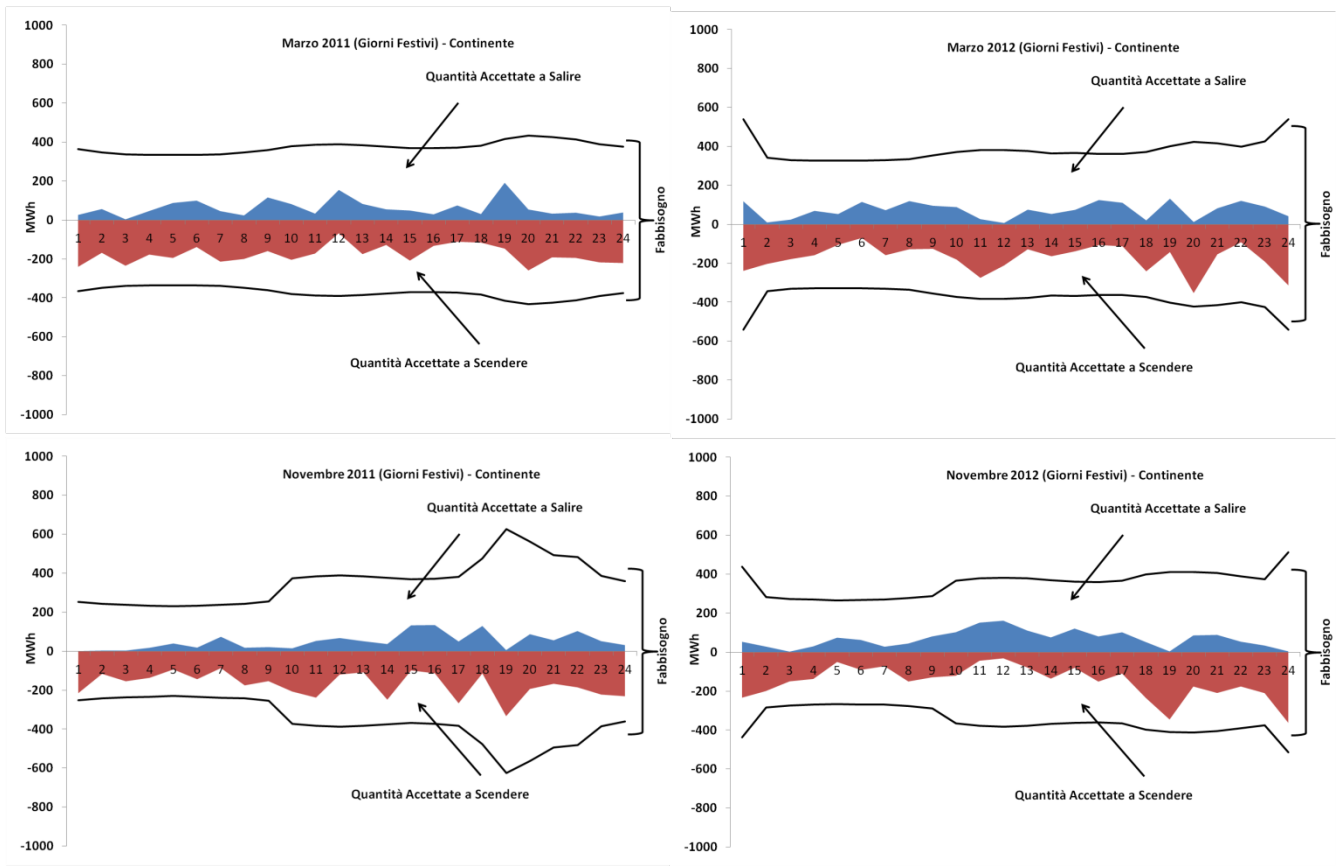
Riserva Secondaria o RS – Quantità mediamente accettate a salire e a scendere (MB) nel 2012



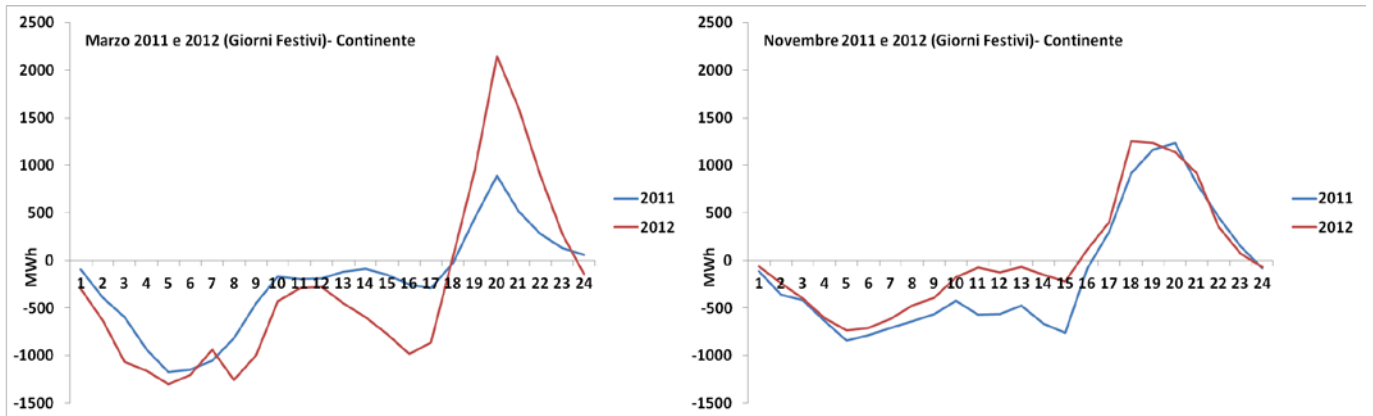
Consumo e consumo residuo effettivo in un giorno festivo tipo di Marzo e Novembre 2011 e 2012 nella macrozona Continente



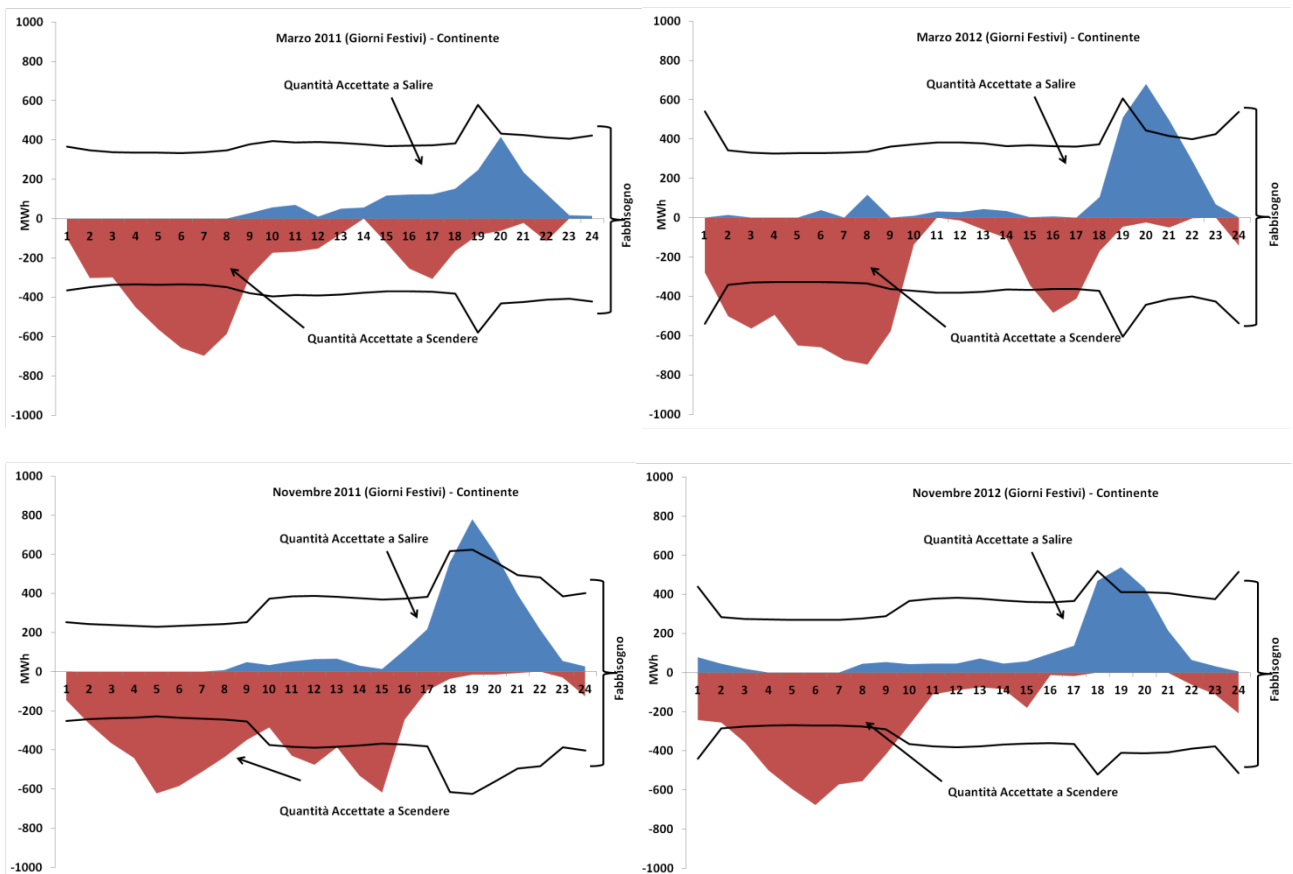
Fabbisogno ed utilizzo di riserva secondaria in un giorno festivo tipo dei mesi di Marzo e Novembre nel 2011 e 2012 per la macrozona Continente



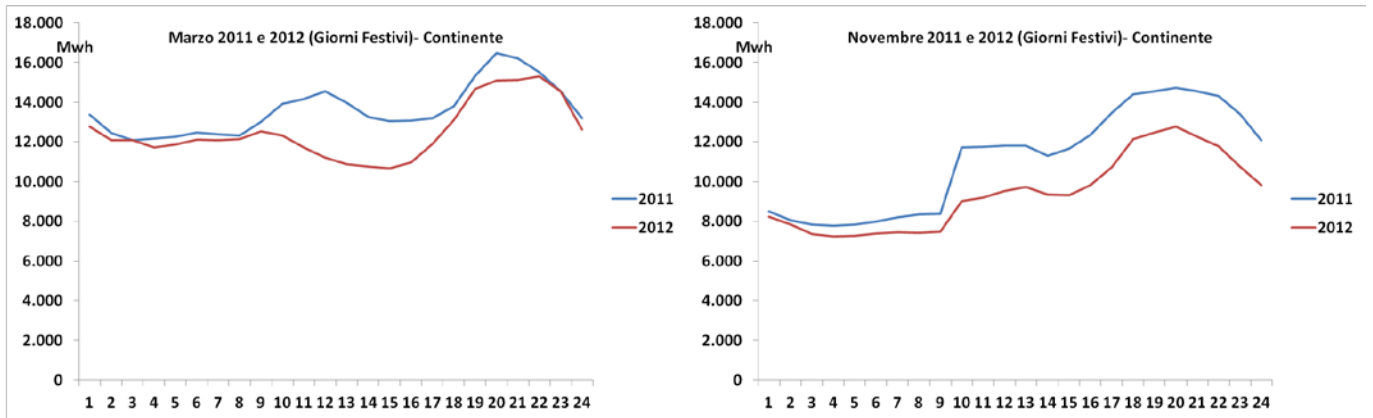
Programma vincolante modificato e corretto delle unità di produzione e pompaggio del Continente in un giorno festivo tipo dei mesi di Marzo e Novembre nel 2011 e 2012.



Fabbisogno ed utilizzo di riserva pronta in un giorno festivo tipo dei mesi di Marzo e Novembre nel 2011 e 2012 per la macrozona Continente.



Programma vincolante modificato e corretto delle termoelettriche in un giorno festivo tipo dei mesi di Marzo e Novembre nel 2011 e 2012 nella macrozona Continente



**Nota esplicativa in merito agli interventi finalizzati alla
risoluzione delle congestioni interzonal**

SOMMARIO

1	Generalità.....	3
2	Descrizione della metodologia adottata	3
3	Risultati.....	4

1 Generalità

Il presente documento fa seguito alla richiesta di approfondimento di AEEG relativamente al contributo degli interventi di sviluppo all'incremento dei limiti di scambio interzonali e rimozione dei poli di produzione limitati ai fini dell'aggiornamento del RAPPORTO ANNUALE IN MATERIA DI MONITORAGGIO DEI MERCATI ELETTRICI A PRONTI, A TERMINE E DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO. In particolare rispetto alla Tabella 7 del Rapporto 112/2012/I/EEL, nella Tabella 1 del presente documento sono riportate le sezioni critiche della rete per le quali è possibile prevedere una variazione dei limiti di transito con la realizzazione di interventi di sviluppo finalizzati alla risoluzione delle congestioni interzonali. Nella fattispecie, come meglio spiegato nel seguito, per tali sezioni si fornisce il dettaglio del beneficio in termini di variazione incrementale della capacità di trasporto ottenibile a valle dell'entrata in servizio della singola infrastruttura chiave in aggiunta a quelle precedentemente programmate secondo l'ipotesi di sequenza temporale indicata.

2 Descrizione della metodologia adottata

Terna ha ipotizzato, relativamente ad ogni sezione critica interessata, una sequenza temporale di entrata in servizio degli interventi finalizzati alla risoluzione delle congestioni. Per ogni determinata sezione, la sequenza identificata tiene conto delle esigenze elettriche del sistema, nonché delle necessarie propedeuticità elettriche tra le infrastrutture chiave previste. Si evidenzia che in generale non è possibile stabilire in modo certo una sequenza temporale di realizzazione degli interventi (ad es. sulla base alla loro priorità elettrica). Molto spesso, principalmente a causa di difficoltà autorizzative, opposizioni locali, ricorsi, gli interventi prioritari per la rete elettrica registrano elevati ritardi tra l'individuazione dell'esigenza e l'effettiva realizzazione dell'opera.

Nel modello di rete previsionale utilizzato ai fini della presente analisi sono stati inseriti, secondo la sequenza identificata, gli interventi di sviluppo pianificati e sono stati valutati i relativi benefici conseguibili con l'entrata in servizio di ogni singolo intervento che contribuisce all'incremento della capacità di trasporto interzonale.

In esito alle analisi effettuate, è stato stimato l'aumento incrementale della capacità di trasporto (in termini percentuali rispetto all'incremento totale derivante della realizzazione dell'intero cluster di interventi previsti per quella determinata sezione) ottenibile con l'entrata in servizio della singola infrastruttura chiave, secondo la sequenza pianificata.

Il beneficio valutato per ogni intervento è da considerarsi come una stima preliminare dell'incremento del limite di transito ottenibile con l'entrata in servizio della infrastruttura in questione, a valle dell'entrata in esercizio di tutti gli interventi che la precedono nella sequenza temporale identificata.

Il conseguimento di tale beneficio può essere stimato con sufficiente approssimazione per le sole infrastrutture autorizzate e in costruzione, non più soggette alle incertezze derivanti dai processi autorizzativi (che possono influenzare significativamente i tempi di entrata in esercizio e più in generale il progetto stesso dell'infrastruttura).

3 Risultati

Rispetto alla Tabella 7 del del Rapporto 112/2012/I/EEL, la Tabella 1 di cui alla presente nota riporta, per ogni singola sezione critica, le infrastrutture chiave previste inserite secondo l'ordine identificato per la loro entrata in servizio. Sono inoltre riportati, per ogni sezione, la stima preliminare del beneficio totale atteso (con l'entrata in servizio del complesso degli interventi previsti) in termini di incremento della capacità di scambio (MW) sulla sezione e la stima preliminare dell'aumento incrementale (espresso in percentuale rispetto al totale) riconducibile alle infrastrutture chiave.

In merito alla **sezione Sud - Centro Sud**, è stata indicata la stima preliminare del contributo relativo all'entrata in esercizio, prevista al 2014, dell'elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento". In aggiunta alla "Foggia – Villanova" e alla "Deliceto – Bisaccia", sono state specificate le due infrastrutture chiave "Montecorvino-Avellino-Benevento" e "Aliano-Tito-Montecorvino", che nel Rapporto 112/2012/I/EEL erano state presentate come "Sviluppi rete 380kV Calabria – Campania". Inoltre il valore complessivo dell'incremento del limite di transito riportato nel Rapporto 112/2012/I/EEL è stato ridotto di 150 MW (da 1900 a 1750 MW), tenuto conto del contributo già conseguito con le infrastrutture (PST Foggia / Villanova) entrate in servizio nel 2012, coerentemente con quanto riportato nel documento "Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato - rev 17" e nel "Piano di Sviluppo 2013" disponibili sul sito internet di Terna.

In merito alla **sezione Foggia - Sud**, è stata indicata la stima preliminare del beneficio riferito all'elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento" e, analogamente a quanto sopra, il valore complessivo stimato dell'incremento del limite di scambio è stato ridotto di 150 MW (da 900 a 750 MW).

In merito alla **sezione Brindisi - Sud**, non riportata nella Tabella 7 del Rapporto 112/2012/I/EEL, è stata indicata una stima preliminare del possibile contributo percentuale dell'elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento" alla risoluzione del vincolo di polo.

Anche per la **sezione Rossano – Sud**, in aggiunta alla "Trasversale calabra/riassetto rete Nord Calabria" sono state specificate le due infrastrutture chiave "Montecorvino-Avellino-Benevento" e "Aliano-Tito-Montecorvino", che nel Rapporto 112/2012/I/EEL erano state presentate come "Sviluppi rete 380kV Calabria – Campania"; infine per questa sezione, in seguito ad ulteriori analisi effettuate e coerentemente con quanto riportato nel "Piano di Sviluppo 2013" disponibile sul sito internet di Terna, è stato modificato il valore stimato dell'incremento della capacità di trasporto previsto (1200 MW), rispetto al valore (1400 MW) esposto del Rapporto 112/2012/I/EEL.

In merito alla **sezione Sardegna/Corsica - Centro Nord**, in seguito ad ulteriori analisi effettuate e coerentemente con quanto riportato nel "Piano di Sviluppo 2013" disponibile sul sito internet di Terna, è stato modificato il valore stimato dell'incremento della capacità di trasporto previsto (500 / >150MW), rispetto a quanto riportato in Tabella 7 del Rapporto 112/2012/I/EEL (400/400MW).

Con riferimento alla **sezione Centro Sud - Centro Nord**, non riportata nella Tabella 7 del Rapporto 112/2012/I/EEL, è stato indicato il valore stimato preliminarmente dell'incremento della capacità di trasporto dovuto all'elettrodotto 380 kV "Fano-Teramo" (valore che, peraltro, è in corso di rivalutazione in rapporto alla soluzione tecnica di intervento prevista).

Per la **sezione Centro Nord - Nord**, non riportata in Tabella 7 del Rapporto 112/2012/I/EEL, è stata indicata la stima preliminare dell'incremento di capacità di trasporto previsto con l'elettrodotto 380 kV "Colunga - Calenzano".

Preme ricordare che gli incrementi di capacità di trasporto attesi riportati in Tabella 1 sono stime preliminari condizionate dalle variazioni degli scenari previsionali di carico e generazione installata, che potrebbero influenzare in maniera sostanziale i valori stimati delle capacità di transito tra zone di mercato.

Inoltre, la sequenza di entrata in servizio dei singoli interventi è condizionata dalle tempistiche di ottenimento delle necessarie autorizzazioni propedeutiche alla realizzazione delle opere, oltre che da vincoli specifici di tipo realizzativo, di entità non prevedibile a priori in mancanza del progetto esecutivo.

Si rappresenta pertanto che i valori indicati possono essere soggetti a verifiche e che, con particolare riferimento agli interventi di breve-medio periodo, in esito agli ulteriori approfondimenti attualmente in corso, i risultati definitivi verranno resi disponibili da Terna in occasione dell'aggiornamento della suddivisione zonale per il triennio 2015-17.