

RAPPORTO
428/2014/I/EEL

**RAPPORTO* ANNUALE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL
SISTEMA IDRICO IN MATERIA DI MONITORAGGIO DEI MERCATI ELETTRICI A
PRONTI, A TERMINE E DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO:
CONSUNTIVO 2013**

7 agosto 2014

***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.....	4
2 Introduzione.....	4
3 Sintesi dei contenuti	5
3.1 Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico	5
3.2 Evoluzione della domanda elettrica e del parco di generazione.....	5
3.3 Evoluzione della rete di trasmissione	6
3.4 Evoluzione della struttura di mercato.....	6
3.5 Mercato dell'energia elettrica a pronti.....	7
3.6 Mercato dei servizi di dispacciamento	8
3.7 Effetto delle rinnovabili sul funzionamento dei mercati	9
3.8 Mercato dell'energia elettrica a termine.....	11
3.9 Mercato della capacità.....	11
4 Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico	12
4.1 Riforma del mercato dei servizi di dispacciamento.....	12
4.2 Sistemi di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica	17
4.3 Riforma della disciplina dei servizi di interrompibilità.....	18
4.4 Integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno: “ <i>market coupling</i> ” sulla frontiera Slovenia-Italia.....	19
5 Evoluzione della domanda elettrica e del parco di generazione	21
5.1 Evoluzione della domanda elettrica.....	21
5.2 Evoluzione del parco di generazione.....	22
5.2.1 Potenza Resa Disponibile nel corso del 2013.....	22
5.2.2 Dinamiche di Entry/Exit e Potenza massima installata a fine 2013	25
5.2.3 Previsioni sul parco di generazione per il 2014.....	26
5.2.4 Adeguatezza del sistema elettrico nazionale	27
6 Evoluzione della rete di trasmissione	30
6.1 Interventi completati con effetti nel 2013.....	30
6.2 Interventi da completare	30
7 Evoluzione della struttura di mercato.....	33
7.1 Analisi della pivotalità.....	33
7.2 Pivotalità su fabbisogno di energia (rif. Appendice A)	33
7.3 Pivotalità su fabbisogno di potenza (rif. Appendice A)	34
7.4 Osservazioni	35
8 Stato dei mercati dell'energia elettrica a pronti.....	36
8.1 Mercato dell'energia elettrica a pronti.....	36
8.2 Prezzi zonali	39
8.3 Confronto internazionale	42
8.3.1 Market coupling sulla frontiera Slovenia-Italia.....	44
9 Mercato dei servizi di dispacciamento	46
9.1 Analisi delle movimentazioni su MSD.....	48
9.1.1 Andamento dei prezzi dei c.d. “altri servizi” su MSD	51

9.1.2	Andamento dei prezzi per l'utilizzo della riserva secondaria su MB	53
9.2	Andamento degli sbilanciamenti nel corso del 2013	53
9.3	Andamento degli avviamenti e relativa remunerazione (c.d. "gettone" di accensione).....	55
10	Effetto delle rinnovabili sul funzionamento dei mercati	58
10.1	Effetto delle rinnovabili su domanda residua	58
10.2	Effetto delle rinnovabili su MGP.....	60
10.2.1	Analisi del <i>Clean Spark Spread</i>	63
10.3	Effetto delle rinnovabili su MSD.....	69
10.3.1	Fabbisogno di riserva.....	69
10.3.2	Utilizzo di Riserva Secondaria, Pronta e di Sostituzione	70
10.3.3	Evoluzione dei TPS, TAVA e GRAD	74
11	Mercato dell'energia elettrica a termine.....	79
11.1	Mercato a termine dell'energia (MTE).....	79
11.2	Mercato a termine Over The Counter (OTC)	80
12	Mercato della capacità	85
12.1	Iter di approvazione della disciplina del mercato della capacità	85
12.2	Funzionamento del mercato della capacità.....	85

1 PREMESSA

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."

2 INTRODUZIONE

Nel corso del 2013 si assiste all'inversione del ciclo degli investimenti in capacità di generazione termoelettrica. I dati relativi alle uscite dal mercato di impianti termoelettrici segnalano l'acuirsi del fenomeno già a partire dai primi mesi del 2014.

La negativa *performance* economica degli impianti termoelettrici è legata alla flessione dei consumi di energia elettrica in seguito al perdurare della crisi economica e alla crescente pressione concorrenziale esercitata dalle fonti rinnovabili non programmabili.

Nel 2013 si assiste, altresì, a un consolidamento del nuovo assetto di funzionamento del mercato elettrico caratterizzato da rilevante penetrazione di capacità di generazione da fonte rinnovabile non programmabile con un duplice impatto. Da un lato si rileva il progressivo aumento dei costi sostenuti da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico; dall'altro si riducono le opportunità per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato meno flessibili di preservare margini di redditività.

Il presente Rapporto di monitoraggio analizza nel dettaglio le principali dinamiche che hanno interessato il sistema elettrico nel corso del 2013, offrendo, altresì, dei primi spunti sulle evoluzioni attese nel corso del 2014.

3 SINTESI DEI CONTENUTI

3.1 Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico

Il disegno del mercato elettrico ha subito, nel corso del 2013 e del primo semestre del 2014, ulteriori importanti modifiche rispetto al 2012. Le principali innovazioni introdotte nel 2013 e nel primo semestre 2014 sono rappresentate da:

- la prosecuzione della riforma del *mercato dei servizi di dispacciamento* (di seguito: MSD), secondo i principi generali della legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: Legge 2/09) e delle disposizioni di cui al successivo Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: DL 83/12);
- la verifica 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 (deliberazione 375/2013/R/eel). Lo schema di disciplina è stato approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: MSE), previo parere positivo da parte dell'Autorità (Parere 319/2014/R/eel), con il Decreto MSE 30 giugno 2014. L'Autorità ha, altresì, trasmesso al MSE una proposta di integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva sulla base delle disposizioni di cui alla Legge 27 dicembre 2013, n. 147 (di seguito: Legge 147/13);
- la proroga della disciplina dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza per il 2014 e la definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità con efficacia a decorrere dal 1 gennaio 2015;
- il nuovo accordo per l'integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno (c.d. *market coupling*) (deliberazione 609/2013/R/eel) e l'avvio del procedimento che porterà nel corso del prossimo anno ad estendere il *market coupling* agli altri paesi confinanti sulla frontiera settentrionale (deliberazione 265/2014/R/eel).

Nel Capitolo 4 si descrivono gli aspetti principali delle iniziative portate avanti dall'Autorità per la riforma del mercato elettrico.

3.2 Evoluzione della domanda elettrica e del parco di generazione

Evoluzione della domanda elettrica

Nel corso del 2013 si assiste ad un'ennesima contrazione della domanda di energia elettrica, che segue il calo già registrato nel corso dell'anno precedente.

L'energia complessivamente fatturata alle unità di consumo localizzate sul territorio nazionale (di seguito: UC) passa da 302 TWh nel 2012 a 290 TWh nel 2013, facendo registrare in quest'ultimo anno una riduzione del 4%. Dai dati si evince, inoltre, il forte calo dei prelievi nella macrozona Sardegna, -17,68% nel 2013, principalmente a causa della flessione dei consumi nel settore industriale isolano, seguito da quello registrato dalla macrozona Sicilia (-4,05%) e dal resto dell'Italia peninsulare (di seguito: Continente), dove la contrazione è stata pari a -3,44%.

Evoluzione del parco di generazione

La potenza massima erogabile dall'insieme delle unità rilevanti iscritte nel Registro delle Unità di Produzione Statico (di seguito: RUP Statico) al 31 dicembre 2013 è stata pari a 94,6 GW (-1,7 GW rispetto all'anno precedente). Tale riduzione è il risultato dell'uscita dal mercato di impianti termoelettrici.

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 mostra, alla fine del 2013, un nuovo incremento rispetto al 2012 (passando da poco più di 22 GW a oltre 24,5 GW), a seguito della crescente penetrazione della generazione fotovoltaica che supera i 17,2 GW (15,5 GW nel 2012), e del più contenuto aumento di quella eolica (da 0,5 GW nel 2012 a 0,6 GW nel 2013).

Nel 2013, le unità di produzione rilevanti (di seguito: UP) entrate in esercizio (e quindi iscritte a RUP) sono state 27, mentre 14 sono state le UP dismesse¹, corrispondenti rispettivamente ad una potenza massima complessiva in entrata di circa 0,8 GW e in dismissione di circa 2,5 GW (saldo netto negativo di circa 1,7 GW). Le entrate sono costituite prevalentemente da UP eoliche (21 ingressi su 27) per una potenza massima complessiva di circa 0,6 GW. Le uscite sono invece rappresentate eminentemente da UP termoelettriche che registrano un saldo netto negativo pari a circa 2,3 GW. In particolare, si registra l'uscita di 12 UP termoelettriche abilitate a MSD per una potenza pari a circa 2 GW. Le dismissioni di potenza termoelettrica abilitata al MSD si concentrano principalmente nella zona Nord.

I dati concernenti le uscite² comunicate durante il primo semestre del 2014 evidenziano una riduzione attesa, rispetto al valore di RUP Statico registrato a fine 2013 della (massima) potenza massima termoelettrica, pari a circa 9,3 GW. Tale dato può essere scisso in maniera tale da osservare come il calo atteso della potenza sia causato da dismissioni già autorizzate (0,8 GW), dismissioni in attesa di autorizzazione (0,9 GW), indisponibilità³ (0,3 GW) e "messa in conservazione" (7,3 GW). La potenza attesa in uscita riguarda principalmente unità abilitate al MSD (9,1 GW).

Nel Capitolo 5 si fornisce un resoconto sull'evoluzione del parco di generazione e un approfondimento sull'adeguatezza del sistema elettrico nazionale.

3.3 Evoluzione della rete di trasmissione

Il principale intervento di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale ultimato nel corso del 2013, che ha contribuito ad aumentare la capacità di scambio della rete tra le attuali zone di mercato, è la trasversale a 380 kV Feroletto – Maida. Tale intervento, oltre ad aumentare di circa 200 MW i limiti di transito dal polo di produzione limitata di Rossano verso la zona Sud, è anche funzionale a migliorare le condizioni di sicurezza della rete della Calabria.

Nel capitolo 6 si fornisce un resoconto delle opere da completare nel corso dei prossimi anni.

3.4 Evoluzione della struttura di mercato

Nel 2013 si assiste a variazioni contenute nelle quote di mercato dei principali operatori italiani con l'operatore maggiore, ENEL, che si conferma sui livelli del 2012 con una quota del 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;
- il permanere di condizioni strutturali critiche in Sicilia dovute alla persistente carenza di capacità di interconnessione. La situazione dovrebbe migliorare progressivamente nei prossimi anni per effetto della realizzazione dell'interconnessione con il Continente (linea

1 Per dismissione si intende la mancata abilitazione dell'UP ad offrire nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento.

2 Le uscite includono oltre alle unità dismesse anche quelle dichiarate indisponibili e quelle in "conservazione", la cui attività produttiva è temporaneamente sospesa.

3 Le indisponibilità sono da attribuirsi per alcune UP al diniego del decreto AIA e per una UP al decreto del Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare del 7 febbraio 2013 (Decreto 0000040).

Sorgente-Rizziconi), sebbene sia stata differita nel tempo diverse volte. Nel corso degli ultimi 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'Antitrust (tetto alle offerte di vendita su MGP);

- nel 2013 la pivotalità di ENEL e EON in Sardegna si è ulteriormente ridotta anche in virtù del forte calo dei consumi di energia elettrica (-18% circa rispetto al 2012);
- come già evidenziato nel rapporto dello scorso anno, anche nel 2013 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 7 si fornisce un approfondimento relativo all'analisi di pivotalità.

3.5 Mercato dell'energia elettrica a pronti

Nel 2013 il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica nazionale (PUN) è risultato pari a 62,99 €/MWh, il livello più basso su base annua dal 2006, evidenziando anche un calo di prezzo del 16,6% rispetto al 2012. L'analisi dell'andamento trimestrale del PUN segnala una forte contrazione delle quotazioni dell'energia elettrica a partire dal quarto trimestre del 2012 (-20% rispetto al trimestre precedente) che prosegue nei primi due trimestri 2013 (minimo nel secondo trimestre a 57,36 €/MWh) per poi assestarsi nella seconda metà del 2013 nell'intorno dei 65 €/MWh. Tale flessione deriva dall'effetto combinato di vari fattori quali il perdurare della crisi economica, il mutamento del mix produttivo dovuto alla forte penetrazione delle fonti rinnovabili ed il calo del prezzo medio offerto dagli impianti a ciclo combinato (CCGT) che risultano al margine dovuto alla riforma predisposta dall'Autorità con riferimento al mercato all'ingrosso del gas naturale.

A livello zonale i prezzi si sono attestati nell'intorno dei 57-62 €/MWh nelle zone continentali ed in Sardegna, con ribassi compresi fra il 17% ed il 25%. In Sicilia i prezzi si sono attestati sui 92 €/MWh, con una flessione più contenuta (-3,4%) rispetto al resto del Paese.

Il deciso calo dei prezzi in Sardegna (61,52 €/MWh; -25%) può essere ricondotto alla risoluzione di un serie di criticità presenti nel 2012 (seppure riferite ad un numero limitato di ore) dovute a:

- scarsità di offerta per le indisponibilità prolungate degli impianti di generazione di base;
- picchi di domanda locale derivanti da condotte speculative degli Utenti del dispacciamento (di seguito: UDD) in prelievo;
- ridotta capacità del transito sul SAPEI e sulla porzione di Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito: RTN) sarda a seguito di interventi di manutenzione.

Il Sud si conferma essere la zona con il prezzo più basso (57,22 €/MWh, -19%) e rafforza il differenziale con la zona Nord salito a 4,36 €/MWh (+17% rispetto al 2012).

L'ingresso di nuova generazione da impianti rinnovabili, in particolare al Sud, a cui si è assistito negli ultimi anni ha contribuito a rafforzare il flusso di energia verso le zone settentrionali, con un conseguente aumento delle ore di saturazione dei limiti di transito da Sud verso Nord (interconnessioni 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.

Nel confronto internazionale, inoltre, il 2013 vede un generale calo dei prezzi sulle principali borse elettriche europee dovuto in parte alla flessione delle quotazioni della principale fonte produttiva rappresentata dal carbone (le cui quotazioni sono scese del 15% circa rispetto al 2012) che ha determinato una forbice di prezzi che va da un minimo di 38 €/MWh in Germania ai 44 €/MWh in Spagna. Il maggior calo che ha interessato la borsa italiana ha portato ad un'accelerazione del processo di convergenza con le principali borse europee. In particolare i differenziali di prezzo si

attestano rispettivamente a 25 €/MWh con la Germania, 19,75 €/MWh con la Francia e 18,72 €/MWh con la Spagna. Il permanere di scostamenti positivi 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 verdi⁴.

Nel capitolo 8 si fornisce un approfondimento sulle dinamiche nel mercato dell'energia elettrica a pronti.

3.6 Mercato dei servizi di dispacciamento

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 2013 rispetto all'anno precedente. L'analisi delle principali componenti che concorrono alla determinazione dell'*uplift* evidenzia, in particolare, un significativo incremento dell'onere associato alla componente *approvvigionamento servizi*⁵ (+250 mln € circa rispetto al 2012) e alla *componente energia*⁶ (+70 mln € circa rispetto al 2012).

L'aumento della componente *approvvigionamento servizi* è il frutto del sensibile incremento delle movimentazioni cosiddette a "salire" nella fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante), ossia relative all'acquisto di energia da parte di Terna. L'aumento delle quantità scambiate nel MSD ex-ante è riconducibile principalmente ai seguenti fenomeni:

- il primo fenomeno è connesso all'accresciuta penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: FRNP) e al conseguente aumento dei fabbisogni di riserva secondaria e terziaria da soddisfare nel MSD ex-ante, nonché alla necessità, concentrata in determinati periodi dell'anno, di gestire il sistema elettrico in condizioni di basso carico e elevata produzione da FRNP;
- il secondo fenomeno è riconducibile alla necessità di movimentare nel MSD ex-ante alcune UP localizzate sulle Isole Maggiori al fine di risolvere vincoli di rete locali. Tali UP nel corso del 2013 hanno diminuito il numero di ore in cui sono risultate in servizio in esito al mercato dell'energia, determinando la necessità di movimentarle nel MSD.

L'aumento di 70 Mln € degli oneri relativi alla *componente energia* è imputabile al peggioramento del saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia necessaria alla sua copertura. Le motivazioni alla base di tali dinamiche vanno ricercate nell'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento non in grado di riflettere pienamente i costi sostenuti dal gestore di rete per l'approvvigionamento delle risorse (bassa *cost-reflectiveness*) e dalla conseguente condotta, volta a trarre profitto dal disallineamento tra i prezzi di sbilanciamento e l'effettivo valore dell'energia in tempo reale, messa in atto da alcuni operatori (principalmente utenti del dispacciamento in prelievo) localizzati nelle Isole Maggiori nella prima parte dell'anno. Tali comportamenti sono stati oggetto di un'istruttoria conoscitiva (deliberazione 197/2013/R/eel) a valle della quale l'Autorità ha adottato misure volte a limitarne gli effetti a partire dalla seconda metà del 2013 (deliberazione

⁴ Tale obbligo come previsto dal D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, tende ad azzerarsi a partire dal 2015.

⁵ La componente *approvvigionamento servizi* si riferisce alle contrattazioni sul MSD finalizzate all'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento.

⁶ 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.

285/2013/R/eel). Tali delibere sono state annullate dal TAR con sentenza n. 1648 nei confronti della quale l'Autorità ha presentato ricorso in appello al Consiglio di Stato.

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

I prezzi medi su MSD, nel corso del 2013, hanno fatto registrare la seguente evoluzione:

- per quanto concerne gli “Altri Servizi”⁷, il differenziale tra i prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire⁸) e i prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere⁹) ha subito un aumento nella zona Centro Nord (+17% da 95,6 €/MWh nel 2012 a 111,6 €/MWh nel 2013) e nella zona Sud (+2% da 119,3 €/MWh nel 2012 a 122 €/MWh nel 2013), mentre si è ridotto nelle zone Nord (-11% da 92,5 €/MWh nel 2012 a 104,3 €/MWh nel 2013), Centro Sud (-5% da 159,3 €/MWh nel 2012 a 151,2 €/MWh nel 2013), Sardegna (-42% da 180,3 €/MWh nel 2012 a 105,2 €/MWh nel 2013) e Sicilia (-8% da 150,9 €/MWh nel 2012 a 139,1 €/MWh nel 2013);
- 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 macrozona Continente (+13% da 114 €/MWh nel 2012 a 129,3 €/MWh nel 2013) mentre si è ridotto in Sicilia (-3% da 145,4 €/MWh nel 2012 a 140,6 €/MWh nel 2013) e in Sardegna (-90% da 255,7 €/MWh nel 2012 a 24,6 €/MWh nel 2013). In particolare, il crollo registrato in quest'ultima macrozona è stato dovuto all'inserimento di Ottana nella lista degli impianti essenziali per la fornitura del servizio di riserva secondaria.

Nel capitolo 9 si fornisce un'analisi delle motivazioni alla base di tali variazioni del livello dei prezzi.

3.7 Effetto delle rinnovabili sul funzionamento dei mercati

La crescita esponenziale della generazione da FRNP, prevalentemente eolica e fotovoltaica, ha contribuito ad estremizzare ulteriormente il profilo della “domanda residua”, ossia della parte di carico che deve essere soddisfatta da generazione programmabile, prevalentemente termoelettrica.

Analogamente a quanto osservato nel 2012 il mutamento della domanda residua ha inciso significativamente sul profilo dei prezzi orari su MGP. Tale effetto si può facilmente osservare confrontando il 2013 con il 2009. I suddetti anni, pur presentando un prezzo medio praticamente allineato, rispettivamente pari a 62,99 €/MWh e 63,72 €/MWh, sono caratterizzati da un profilo nettamente differente. Nel dettaglio:

- nelle ore¹⁰ di fuori picco mattutino (1-9) e nelle ore serali (19-24), in cui la produzione fotovoltaica è assente o estremamente ridotta, i prezzi dell'energia elettrica nel 2013 risultano superiori ai prezzi del 2009 rispettivamente del 26% e del 11%; nelle ore centrali della giornata (10-18), al contrario, grazie all'apporto significativo della produzione fotovoltaica, i prezzi medi nel 2013 risultano inferiori del 23% rispetto al 2009;
- sebbene le variazioni risultino in linea con il profilo generale di cui sopra:
 - nei giorni non lavorativi (sabato e domenica), caratterizzati da un più basso carico, si osserva una crescita dei prezzi medi relativamente minore nelle ore di fuori picco

⁷ 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.

⁸ 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.

⁹ 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.

¹⁰ Con il termine ora si fa riferimento al periodo rilevante. Ad esempio, l'ora 17 corrisponde al periodo rilevante che va dalle 16.00 alle 16.59.

mattutino e serale (rispettivamente +24% e +9%) ed una flessione dei medesimi relativamente maggiore nelle ore centrali della giornata (- 27%);

- per contro, nei giorni lavorativi, si osserva il fenomeno opposto, ossia una crescita dei prezzi medi relativamente maggiore nelle ore di fuori picco mattutino e serale (rispettivamente +27% e +12%) ed una flessione dei prezzi medi relativamente minore nelle ore centrali della giornata (- 21%).

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 giornaliero estremamente "variabile" tra le ore, caratterizzato da accensioni e spegnimenti multipli o ravvicinati e/o da rampe di presa e rilascio di carico, tecnicamente incompatibili con i vincoli di funzionamento di tali impianti.

Nel capitolo 10 si riporta un'analisi dell'evoluzione del *clean spark spread* negli ultimi anni.

Per quanto concerne il MSD, la crescente penetrazione delle FRNP ha contribuito a determinare:

- un incremento dei margini di riserva che Terna deve costituire sul 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 1% e del 7% nel corso del 2013. L'aumento del fabbisogno di riserva a scendere è dovuto alla necessità per il gestore di rete di creare adeguati margini di manovra per la messa in sicurezza del sistema in situazioni di bassa domanda residua per gli impianti abilitati all'erogazione di riserva secondaria e terziaria;
- 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 della domanda residua;
- la contemporanea presenza di una domanda residua sempre più bassa e di una rampa (diurna e serale) di carico residuo con elevata pendenza che richiede l'utilizzo di unità di generazione flessibili, caratterizzate da brevi tempi di avviamento e di permanenza in servizio e fuori servizio – e perciò idonee ad un utilizzo discontinuo durante la giornata – ed elevati gradienti di presa/rilascio di carico – e perciò idonee alla gestione dei transitori (rampe). Tale dinamica è confermata dalla significativa riduzione dei tempi di avviamento e dei tempi di permanenza in servizio delle UP con tecnologia a ciclo combinato.

I maggiori costi 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 costi 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 del consumo, anche all'aleatorietà della produzione delle fonti rinnovabili non programmabili.

Nel capitolo 10 si riporta un'analisi su fabbisogno e utilizzo delle risorse di riserva su MSD e sui parametri tecnici delle UP con tecnologia a ciclo combinato.

3.8 Mercato dell'energia elettrica a termine

Nel 2013, i volumi di energia elettrica negoziati sul mercato a termine si sono attestati a quota 554 TWh¹¹ registrando una lieve battuta d'arresto (-6%) rispetto al 2012 (586 TWh).

Il calo riscontrato nel 2013 risulta generalizzato ed interessa sia gli scambi *over the counter* (OTC) sia, con una contrazione più marcata, i mercati a termine regolamentati (MTE e IDEX) sui quali sono stati conclusi scambi per 36,4 TWh, di cui 28,4 TWh relativi a prodotti finanziari scambiati su IDEX e meno di 8 TWh su MTE (in riduzione del 74% rispetto al 2012). Con riferimento a MTE, se si considera anche l'apporto dei volumi derivanti da *OTC clearing* (32 TWh, + 35%), ossia dei contratti bilaterali registrati a fini di *clearing* sul mercato organizzato, la contrazione dei volumi scambiati risulta meno accentuata (-25% rispetto al 2012) portando i volumi complessivamente transitati sul mercato a termine gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (di seguito: GME) a 41 TWh. Nel 2013 i contratti conclusi sui mercati OTC ammontano a circa il 98% dei volumi a termine complessivi. Questo dato conferma la preferenza da parte degli operatori a concludere contratti OTC anziché ricorrere ai mercati regolamentati, riconducibile al fatto che gli operatori spesso tendono a sottostimare 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.¹²

Lato prezzi, la quotazione mensile dei contratti annuali *baseload* con consegna 2013 stipulati nei diversi mesi del 2012 è stata in media superiore di circa 12-13 €/MWh rispetto al prezzo formatosi nel mercato del giorno prima durante il 2013 (63 €/MWh contro circa 76 €/MWh in media dei suddetti contratti annuali). A tale riguardo, l'effetto combinato della persistente recessione economica e dello sviluppo della generazione rinnovabile sembrerebbe aver reso sempre più instabile e aleatorio il quadro di riferimento all'interno del quale si muovono le determinanti dei prezzi, complicando non poco la possibilità di registrare a termine segnali corretti sull'evoluzione delle quotazioni.

3.9 Mercato della capacità

Il funzionamento del nuovo mercato della capacità (la cui disciplina è stata approvata dal MSE, sentita l'Autorità, con Decreto MSE 30 giugno 2014) prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale (*physically backed call option*) per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema in ciascun anno, allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza della capacità produttiva. Tali opzioni saranno negoziate attraverso procedure concorsuali istituite presso un mercato organizzato della capacità produttiva e saranno caratterizzate da:

- un prezzo di esercizio commisurato ai costi variabili di un nuovo impianto di punta;
- il pagamento di un premio annuo determinato nel mercato della capacità, a fronte dell'obbligo di restituzione degli eventuali differenziali positivi fra il prezzo di riferimento – ovvero il prezzo di vendita dell'energia elettrica sui mercati a pronti – e il prezzo di esercizio.

Al fine di consentire la partecipazione anche di capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione, le opzioni negoziabili avranno un periodo di consegna triennale e un orizzonte di pianificazione di quattro anni. La validità dell'approccio adottato dall'Autorità è stata anche

¹¹ Si fa riferimento a tutti i contratti a termine stipulati nell'anno solare 2013, con data inizio *delivery* maggiore o uguale al 1° gennaio 2013.

¹² 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.

empiricamente testata dal funzionamento, da oltre cinque anni, dei mercati della capacità di due sistemi elettrici del Nordest degli Stati Uniti – ossia il Forward Capacity Market (FCM) del New England (ISO-NE) e il Reliability Pricing Model (RPM) di Pennsylvania New Jersey and Maryland (PJM) – che sono stati costruiti su principi simili.

La disciplina del nuovo mercato della capacità si configura, in estrema sintesi, alla stregua di un meccanismo di natura “assicurativa” basato su un contratto aleatorio (di durata pluriennale) tra Terna (il sistema) e il produttore il quale, a fronte del diritto di ricevere un premio annuo determinato in esito ad apposite procedure concorsuali, assume l’obbligo di offrire la capacità oggetto del contratto (su MGP e MSD) nonché l’obbligo a restituire l’eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio. La presenza di un tale forte elemento di aleatorietà impedisce al mercato della capacità di produrre effetti distorsivi per la concorrenza. Anzi, il disegno del nuovo mercato della capacità persegue evidenti finalità procompetitive dal momento che il contratto “assicurativo” concluso dal produttore sostanzialmente impedisce a quest’ultimo di esercitare eventuale potere di mercato proprio nelle situazioni in cui la capacità produttiva è scarsa.

Laddove venissero rispettate tutte le tempistiche previste per lo sviluppo dei sistemi necessari all’avvio del nuovo mercato, sarebbe plausibile attendersi che le prime aste siano bandite da Terna entro il 2015.

4 STATO DI AVANZAMENTO DELLA RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO

Il disegno del mercato elettrico ha subito, nel corso del 2013 e del primo semestre del 2014, ulteriori importanti modifiche rispetto al 2012. Le principali innovazioni introdotte nel 2013 e nel primo semestre 2014 sono rappresentate da:

- la prosecuzione della riforma del MSD, secondo i principi generali della legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: Legge 2/09) e delle disposizioni di cui al successivo Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 (di seguito: DL 83/12);
- la verifica 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, successivamente approvata dal MSE con Decreto Ministeriale 30 giugno 2014 e la proposta al MSE di integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva sulla base delle disposizioni di cui alla Legge 27 dicembre 2013, n. 147 (di seguito: Legge 147/13);
- la proroga della disciplina dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza per il 2014 e la definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità con efficacia a decorrere dal 1 gennaio 2015;
- il nuovo accordo per l’integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno (c.d. *market coupling*) e l’avvio del procedimento che porterà nel corso del prossimo anno ad estendere il *market coupling* agli altri paesi confinanti sulla frontiera settentrionale a eccezione della Svizzera.

4.1 Riforma del mercato dei servizi di dispacciamento

Nell’ambito dei provvedimenti emanati dall’Autorità al fine di incrementare l’efficienza del servizio di dispacciamento si collocano:

- il documento per la consultazione 557/2013/R/eel che illustra gli orientamenti finali dell’Autorità in merito alla revisione della vigente disciplina del dispacciamento con specifico riferimento alla selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità;

- la deliberazione 231/2013/R/eel che introduce un nuovo meccanismo per la misurazione e la valorizzazione del contributo della regolazione primaria di frequenza fornito dalle unità di produzione;
- le deliberazioni 197/2013/R/eel e 285/2013/R/eel che hanno introdotto importanti modifiche alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi con la finalità di correggerne gli effetti distorsivi nel breve termine. Parallelamente, l’Autorità ha avviato una revisione organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi illustrandone i criteri basilari nel documento per la consultazione 368/2013/R/eel;
- la deliberazione 483/2013/R/eel con la quale l’Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella consultazione avviata nel mese di luglio 2013.

Di seguito si illustrano i dettagli relativi a ciascuno dei succitati interventi.

Selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità

Con il documento per la consultazione 557/2013/R/eel, l’Autorità ha espresso i propri orientamenti finali in merito alle modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità introdotti dal DL 83/2012, “*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*”. Il suddetto documento per la consultazione fa seguito al precedente documento per la consultazione 508/2012/R/eel del 29 novembre 2012.

Il documento per la consultazione 557/2013/R/eel è suddiviso in quattro sezioni. Le prime due sezioni sono dedicate alla contestualizzazione degli argomenti trattati e alla discussione delle principali osservazioni degli operatori al documento per la consultazione 508/2012/R/eel. Nella terza sezione si fornisce una sintesi degli esiti più significativi dell’analisi dei servizi di flessibilità elaborata da Terna ai sensi del DL 83/2012 e dei successivi approfondimenti condotti dall’Autorità, con particolare riferimento:

- agli effetti della crescente penetrazione delle FRNP sull’attività di dispacciamento;
- alle caratteristiche dei servizi di flessibilità necessari alla gestione in sicurezza del sistema elettrico nel mutato contesto caratterizzato dall’elevata penetrazione di FRNP;
- all’analisi dei parametri tecnici delle unità di produzione che compongono il parco impianti italiano al fine di apprezzare la rispondenza dello stesso con i requisiti individuati da Terna.

Nell’ultima sezione si illustrano le soluzioni avanzate dall’Autorità per la revisione della disciplina del dispacciamento al fine di migliorarne il funzionamento nell’attuale contesto di mercato. Le principali innovazioni proposte possono essere riassunte come segue:

- al fine di consentire agli operatori di formulare offerte che riflettano il più fedelmente possibile la struttura dei costi associati al diverso grado di flessibilità con cui è fornito il servizio di riserva terziaria di sostituzione, l’Autorità ha proposto l’introduzione delle offerte di *warming* e di avviamento da caldo¹³. Tale proposta è mirata ad incentivare le unità di produzione a ridurre i tempi di avviamento entro i 120 minuti;

¹³ La presentazione di un’offerta di *warming* implica la disponibilità del produttore di mantenere “caldo” il proprio impianto senza immettere energia elettrica nella rete. Tale prestazione è finalizzata a effettuare la manovra di avviamento, laddove richiesta da Terna, in tempi più rapidi (<120 minuti) rispetto a un avviamento da freddo. L’utilizzo di sistemi che consentono ad un impianto di rimanere “caldo” senza immettere energia elettrica nella rete comportano un extra consumo di combustibile nell’arco di tempo in cui l’impianto deve essere in grado di eseguire la manovra di avviamento su richiesta di Terna, a prescindere dal fatto che la prestazione gli sia effettivamente richiesta (ossia a prescindere dal fatto che gli pervenga un ordine di avviamento).

- al fine di ottenere le risorse necessarie per la fornitura di adeguati margini a scendere, in particolare nei periodi di basso carico, l’Autorità ha proposto di estendere la partecipazione a MSD – su base volontaria – a tutte le unità di produzione (FRNP e non FRNP) con potenza compresa tra 1 MVA e 10 MVA, che rispettano gli altri requisiti attualmente previsti dal Codice di rete per la fornitura di servizi nel MSD;
- al fine di preservare la sicurezza del sistema, consentendo un maggiore coordinamento tra il Mercato infragiornaliero o MI e il Mercato per il servizio di dispacciamento o MSD, anche alla luce dello spostamento del termine di chiusura (*gate closure*) del MI più a ridosso del tempo reale, l’Autorità ha proposto l’introduzione, nella fase di programmazione di MSD, di offerte di capacità strutturate nella forma di opzioni su bande di potenza utilizzabili in tempo reale a prefissati prezzi di esercizio.

A prescindere dalla parziale abrogazione del DL 83/2012, gli orientamenti dell’Autorità restano validi e implementabili in virtù di quanto già previsto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e dal decreto del MSE 29 aprile 2009, essendo finalizzati a incrementare l’efficienza e la sicurezza del pubblico servizio di dispacciamento.

Meccanismo di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria

Le quantità di energia associate ad azioni di regolazione primaria di frequenza¹⁴ (fornite obbligatoriamente dalle unità di produzione) non sono attualmente misurate e sono, pertanto, assimilate agli sbilanciamenti e, come tali, soggette ai prezzi – e alle eventuali relative penalità implicite¹⁵ – 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 il 1 aprile 2014.

Con la deliberazione 483/2013/R/eel, l’Autorità ha, tra le altre cose, valutato positivamente le modifiche del Codice di rete proposte da Terna e finalizzate alla definizione delle specifiche

¹⁴ 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 rispettivamente di sotto-frequenza e sovra-frequenza, successivi a eventi di sistema (per esempio, avaria dei gruppi di generazione).

¹⁵ 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.

tecniche relative al succitato meccanismo. Nel corso del mese di gennaio 2014, Terna ha, tuttavia, segnalato all'Autorità che, in considerazione dei tempi di approvvigionamento e di implementazione necessari al recepimento nei sistemi informativi delle modifiche atte a consentire l'avvio del meccanismo, sarà possibile garantire la piena operatività dello stesso solo a decorrere dall'1 novembre 2014, e non dal 1 aprile 2014, come definito dall'Autorità.

Sulla scorta della segnalazione di Terna, l'Autorità, con la deliberazione 65/2014/R/eel, ha previsto l'introduzione di un meccanismo transitorio per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria. Ciò in quanto il mero rinvio della data di operatività del meccanismo a regime e il conseguente mancato riconoscimento della remunerazione del contributo alla regolazione primaria nel periodo aprile – ottobre 2014 si configurerebbe come un fattore ingiustificatamente penalizzante per gli operatori che avessero già sostenuto gli investimenti necessari per richiedere l'abilitazione al meccanismo a regime.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

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 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.

Con il documento per la consultazione 368/2013/R/eel, l'Autorità ha avviato una profonda riflessione sui limiti dell'attuale disciplina degli sbilanciamenti effettivi, individuando gli interventi

utili a predisporre un quadro regolatorio più robusto ed efficiente. Le principali proposte di intervento che garantirebbero il superamento delle criticità della disciplina vigente possono essere riassunte come segue:

- al fine di garantire la formazione di segnali di prezzo per la valorizzazione degli sbilanciamenti che riflettano il corretto valore dell'energia elettrica nel tempo reale, l'Autorità ha proposto l'introduzione di prezzi di sbilanciamento calcolati su base nodale. Ciò consentirebbe di tener conto degli effettivi ambiti geografici nei quali Terna acquista e vende energia ai fini del bilanciamento della rete in tempo reale;
- al fine di rafforzare la disciplina degli sbilanciamenti effettivi rispetto all'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico, l'Autorità ha proposto di estendere a tutte le unità fisiche l'obbligo di definire i programmi di immissione (prelievo) utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza;
- al fine di consentire la possibilità di arbitraggio tra i prezzi registrati nei mercati dell'energia e quelli del tempo reale senza pregiudicare la sicurezza del sistema, l'Autorità, ha proposto l'introduzione della possibilità di presentare offerte virtuali nei mercati dell'energia come già previsto nel disegno dei principali mercati statunitensi (e.g. PJM e New England).

Modifiche e integrazioni al Codice di rete

Può considerarsi parte integrante del processo di efficientamento del servizio di dispacciamento anche la delibera 483/2013/R/eel, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella consultazione avviata nel mese di luglio 2013. L'Autorità ha valutato positivamente i seguenti perfezionamenti del Codice di rete:

- la definizione delle specifiche tecniche relative al meccanismo facoltativo per la remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza introdotto con la deliberazione 231/2013/R/eel;
- il completamento delle regole relative alla remunerazione della manovra di cambio assetto introdotta con la deliberazione 46/2013/R/eel;
- il rilassamento dei valori massimi relativi ad alcuni dei parametri tecnici delle unità di produzione valevoli ai fini del mercato elettrico (tempo di rampa, de-rampa e arresto).

Tabella 1: struttura delle offerte su MSD in esito alle suddette modifiche del Codice di rete.

TECNOLOGIA	OFFERTE		PARAMETRI TECNICI	PARAMETRI TECNICI
	ENERGIA	GETTONI		
Termoelettrica			(no valore max)	(valore max)
<i>Turbogas a ciclo combinato</i>	RS e NRS (a salire e a scendere), offerta di minimo e spegnimento	accensione e cambio assetto	Potenza minima Potenza massima Gradiente di potenza a salire/scendere Tempo di avviamento	Tempo di arresto: 60 min Tempo di permanenza in servizio: 720 min Tempo di permanenza fuori servizio: 240 min Tempo di permanenza in assetto: 240 min Tempo di cambio assetto: 120 min Tempo di rampa: 360 min Tempo di derampa: 30 min
<i>Turbogas a ciclo aperto</i>		accensione		Tempo di arresto: 10 min Tempo di permanenza in servizio: 720 min Tempo di permanenza fuori servizio: 240 min Tempo di rampa: 360 min Tempo di derampa: 30 min
<i>Tradizionale a carbone</i>		accensione		Tempo di arresto: 120 min Tempo di permanenza in servizio: 720 min Tempo di permanenza fuori servizio: 720 min Tempo di rampa: 360 min Tempo di derampa: 30 min
Idroelettrica				
<i>Produzione e pompaggio</i>	RS e NRS (a salire e a scendere)		Potenza minima Potenza massima Gradiente di potenza a salire/scendere Tempo di avviamento	Tempo di arresto: 20 min Tempo di permanenza in servizio: 720 min Tempo di permanenza fuori servizio: 240 min Tempo di rampa: 360 min Tempo di derampa: 30 min
<i>Altre idro</i>	RS e NRS (a salire e a scendere), offerta di minimo e spegnimento			

4.2 Sistemi di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica

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 e che tale schema sia approvato con decreto del MSE, sentita l'Autorità.

Dopo un articolato processo per la consultazione (documenti per la consultazione 6 agosto 2008, DCO 27/08, 7 maggio 2009, DCO 10/09, 23 aprile 2010, DCO 9/10, e 15 novembre 2010, DCO 38/10), con la delibera 22 luglio 2011, ARG/elt 98/11, l'Autorità ha fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità, ivi incluso l'iter procedurale per la predisposizione del citato schema.

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 verificato positivamente la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla delibera ARG/elt 98/11. A partire dal 23 novembre 2012 lo schema è stato sottoposto alla consultazione pubblica, che si è chiusa il 15 febbraio 2013. Dopo alcune valutazioni e approfondimenti svolti con l'Autorità e MSE su taluni aspetti di particolare rilievo, Terna ha trasmesso lo schema all'Autorità che, con delibera 5 settembre 2013, 375/2013/R/eel, ne ha verificato positivamente la conformità rispetto ai criteri della delibera ARG/elt 98/11, fatto salvo alcune modifiche richieste a Terna. Lo schema di disciplina è stato, quindi, trasmesso da Terna al MSE per l'approvazione finale. Il MSE, previo parere positivo da parte dell'Autorità (Parere 319/2014/R/eel), ha approvato lo schema di disciplina con il Decreto MSE 30 giugno 2014.

Nel corso del mese di dicembre 2013, il Parlamento ha approvato la Legge 147/2013. L'art. 1, comma 153, della predetta Legge ha previsto quanto segue:

“Il Ministro dello sviluppo economico definisce entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, su proposta dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas e sentito il Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell’energia elettrica per i clienti finali, nell’ambito della disciplina del mercato elettrico, tenendo conto dell’evoluzione dello stesso e in coordinamento con le misure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379.”

Alla luce di quanto previsto nella Legge di stabilità, l’Autorità ha ritenuto opportuno avviare, con delibera 16 gennaio 2014, 6/2014/R/eel, un procedimento finalizzato alla formulazione di una proposta che preveda:

- a) la costituzione di un segmento del mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna, ad integrazione dello schema del nuovo mercato della capacità già trasmesso da Terna al MSE;
- b) l’integrazione del meccanismo transitorio, di cui all’art. 5 del decreto legislativo 379/03, al fine di renderlo coerente con gli obiettivi del meccanismo di regime, ossia la fornitura anche di *“adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico”*.

Con il documento per la consultazione 234/2014/R/eel, l’Autorità ha illustrato i criteri generali alla base della proposta di integrazione dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva di cui alle precedenti lettere a) e b). La proposta finale trasmessa al MSE di integrazione del meccanismo transitorio (lettera b) è delineata nella deliberazione 320/2014/R/eel.

4.3 Riforma della disciplina dei servizi di interrompibilità

La deliberazione ARG/elt 187/10 ha disciplinato i servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza (di seguito: servizi di interrompibilità) per il triennio 2011-2013. Con la deliberazione 301/2014/R/eel, l’Autorità ha stabilito:

- la proroga della scadenza dei vigenti contratti pluriennali fino al 31 dicembre 2014;
- la nuova disciplina in vigore dal 1 gennaio 2015, che segue gli orientamenti formulati nel documento per la consultazione 642/2013/R/eel.

La proroga per il secondo semestre 2014 della vigente disciplina dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza permette a Terna di assicurare l’organizzazione delle nuove procedure concorsuali (sistemi di aggiudicazione e *settlement*, nonché automazione dei processi) in tempi coerenti con l’obiettivo di assegnare prodotti triennali afferenti l’intero triennio 2015-2017 e prodotti annuali afferenti l’intero anno 2015.

La nuova disciplina 2015-2017 prevede che Terna organizzi, per ogni triennio, le seguenti procedure concorsuali:

- un’asta per un prodotto triennale da tenersi entro il mese di dicembre dell’anno antecedente il triennio;
- per ogni anno del triennio, un’asta per l’approvvigionamento del prodotto annuale, da tenersi entro il mese di dicembre dell’anno antecedente quello oggetto di contrattualizzazione;
- per ogni anno del triennio, dieci aste per l’approvvigionamento dei prodotti infrannuali, da tenersi nei mesi da gennaio a ottobre;

- per ogni anno del triennio, dodici aste per l'approvvigionamento dei prodotti mensili, da tenersi nei mesi da gennaio a dicembre.

Inoltre, la nuova disciplina prevede i seguenti diritti e obblighi in capo ai sottoscrittori:

- l'obbligo di assicurare a Terna la potenza interrompibile istantaneamente o di emergenza nel rispetto dei requisiti minimi e con le prestazioni minime definite da Terna;
- il diritto a ricevere da Terna un corrispettivo mensile a titolo di acconto, ed un corrispettivo annuo effettivo a titolo di conguaglio;
- la facoltà del "rilascio", cioè di riacquistare temporaneamente la potenza interrompibile istantaneamente o di emergenza ceduta a Terna in esito alle procedure concorsuali. L'esercizio di tale facoltà comporta il pagamento di un corrispettivo che riflette l'eventuale maggior onere sostenuto da Terna per rimpiazzare tale potenza;
- la facoltà di "cessione", cioè di riacquistare definitivamente la potenza interrompibile istantaneamente o di emergenza ceduta a Terna in esito alle procedure concorsuali. L'esercizio di tale facoltà comporta il pagamento di un corrispettivo che riflette l'eventuale maggior onere sostenuto da Terna per rimpiazzare tale potenza.

4.4 Integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno: "market coupling" sulla frontiera Slovenia-Italia

Market coupling Italia-Slovenia

Il *market coupling* tra il Mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica italiana (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. L'accordo iniziale italo-sloveno aveva durata annuale, ma è stato prorogato più volte fino al 31 dicembre 2013. Con la deliberazione 609/2013/R/eel l'Autorità ha approvato gli accordi per la prosecuzione del *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia dal 2014 in avanti.

Rispetto agli accordi stipulati per il 2013, gli accordi approvati dalla suddetta deliberazione prevedono:

- il subentro di BSP (la borsa slovena) a ELES (il TSO sloveno) nel ruolo di *Central Counter Party* (soggetto responsabile da fungere da controparte centrale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*) per la Slovenia;
- la valorizzazione delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling* al valor medio tra i prezzi orari registrati nella zona importatrice ed esportatrice; ciò al fine di consentire:
 - in caso di importazione dalla Slovenia, a BSP di entrare nella disponibilità della quota parte di rendita di congestione di competenza di ELES a partire dal secondo giorno lavorativo successivo al giorno in cui è stata conclusa la transazione;
 - in caso di esportazione dall'Italia, a GME di entrare nella disponibilità della quota parte di rendita di congestione di competenza di Terna a partire dal secondo giorno lavorativo successivo al giorno in cui è stata conclusa la transazione;
- il rinnovo automatico dell'accordo fino al completamento operativo del progetto regionale *Italian Borders Working Table* (di seguito: IBWT) che prevede l'integrazione del mercato elettrico italiano con quelli dei paesi confinanti attraverso il meccanismo di *market coupling*; si prevede, comunque, la possibilità per le parti di recedere dall'accordo qualora il progetto regionale IBWT non fosse completato entro il 2016 e previa autorizzazione delle Autorità di regolazione competenti.

L'avvio del *market coupling* ha avuto un crescente impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera.

Anzitutto, il *market coupling* ha determinato, sulla frontiera italo-slovena, flussi commerciali di energia coerenti con i differenziali di prezzo tra le rispettive borse elettriche. Ciò è dovuto anche alla crescita esponenziale della quota media di capacità originariamente assegnata attraverso aste esplicite annuali e mensili che, non essendo utilizzata dagli acquirenti, viene rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (Use-It Or Sell-It: UIOSI): 20% nel 2011, 95% nel 2012 e 98% nel 2013. Ciò significa che attualmente l'allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena ha luogo per intero tramite *market coupling*. Di pari passo è cresciuta anche la capacità media allocata a livello giornaliero: 126 MW nel 2011, 404 MW nel 2012 e 418 MW nel 2013. Infine, si è registrato anche un non trascurabile numero di ore di convergenza dei prezzi, pari rispettivamente al 20% e al 12% delle ore dell'anno nel 2012 e nel 2013.

Market coupling con altri paesi europei

Al fine di implementare entro la fine del 2014 il “*Target Model*” definito a livello europeo per il mercato del giorno prima, che prevede l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione transfrontaliera tramite il meccanismo di *market coupling*, è in corso un processo volto ad armonizzare le tempistiche e l'algoritmo di risoluzione del MGP italiano con quelli dei Paesi confinanti. In particolare, dall'analisi comparata dell'attuale disegno di mercato italiano rispetto ai requisiti richiesti per l'implementazione del meccanismo di *market coupling* con i Paesi confinanti è emersa la necessità di posticipare la chiusura del MGP (c.d. *gate closure*) alle ore 12.00 e, conseguentemente, la contestuale riorganizzazione delle tempistiche di svolgimento delle sessioni del MI e del MSD.

Alla luce di quanto sopra, il GME e Terna, in esito a un articolato processo di confronto reciproco, hanno sottoposto alla valutazione dei soggetti interessati, per gli aspetti di rispettiva competenza, una proposta di modifica delle tempistiche dei mercati a pronti con l'obiettivo di estendere il *market coupling* a tutte le frontiere con Paesi membri dell'Unione Europea entro la fine del 2014. In particolare:

- GME, con il documento per la consultazione n. 01/2014, ha avviato un'apposita consultazione finalizzata alla revisione della disposizione tecnica di funzionamento dei mercati a pronti (di seguito: DTF MPE) disciplinante la “*Tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD*”;
- Terna ha posto in consultazione una proposta di modifica del Codice di Rete afferente il Capitolo 4 e l'Allegato A22.

L'esigenza di posticipare la chiusura del MGP dalle ore 09.15 alle 12.00 ha comportato la necessità di riorganizzare gli orari dei mercati successivi a MGP, vale a dire sia delle sessioni di MI che delle sessioni di MSD ex-ante e MB. Oltre alla modifica delle tempistiche delle sessioni attuali, la proposta di GME e Terna prevede l'introduzione di una nuova sessione infragiornaliera di MI (per un totale di 5 sessioni di MI, di cui 3 infragiornaliere) e, di conseguenza, di una nuova e successiva sottofase infragiornaliera di MSD (per un totale di 4 sottofasi di MSD, di cui 3 infragiornaliere).

L'Autorità, con la deliberazione 265/2014/R/eel, ha verificato positivamente le modifiche al Codice di Rete proposte da Terna ai fini della riorganizzazione delle tempistiche dei mercati¹⁶.

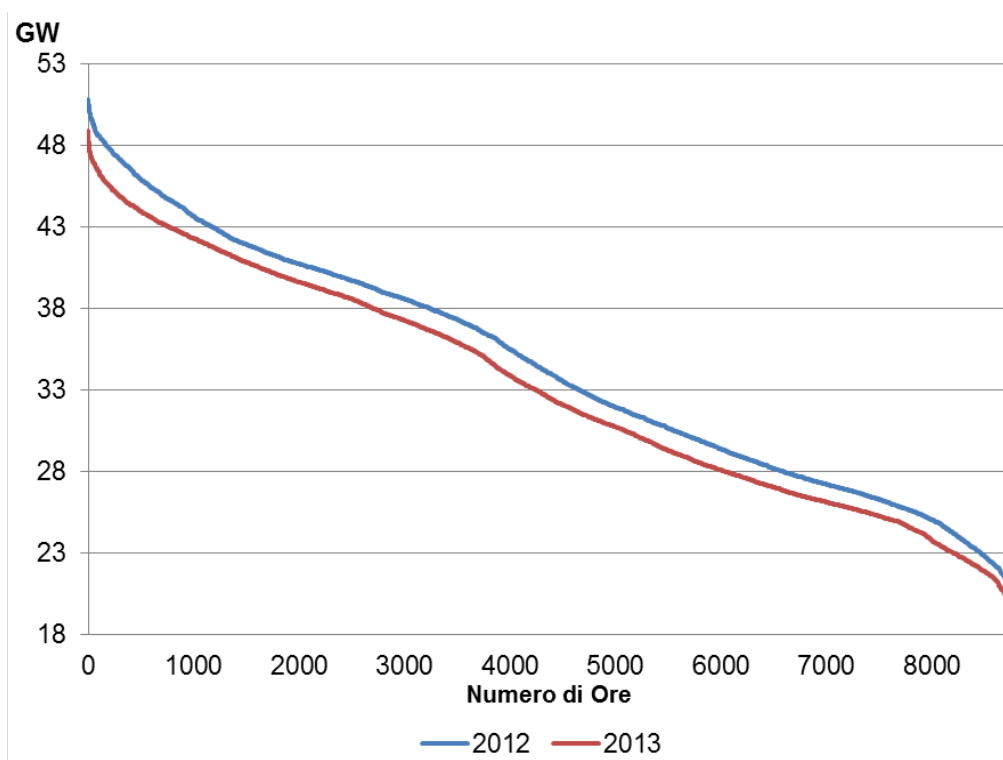
¹⁶ A differenza di quanto previsto dalla procedura di aggiornamento del Codice di Rete, le DTF predisposte e aggiornate da GME non sono soggette alla verifica di conformità da parte dell'Autorità.

5 EVOLUZIONE DELLA DOMANDA ELETTRICA E DEL PARCO DI GENERAZIONE

5.1 Evoluzione della domanda elettrica

Nel corso del 2013 si assiste ad un'ennesima contrazione della domanda di energia elettrica, che segue il calo già registrato nel corso dell'anno precedente. La curva di durata costruita sui soli prelievi fatturati¹⁷⁻¹⁸ dalle unità di consumo rappresentata in Figura 1 mostra uno spostamento verso il basso¹⁹. Ad esempio, nel corso del 2012 un prelievo orario di almeno 38 GW è stato registrato in circa 3.000 ore, mentre tale valore viene raggiunto, nel 2013, in meno di 2.900 ore.

Figura 1: Curva di durata dei prelievi fatturati dalle UC



Il calo complessivo della domanda nel 2013 è risultato più marcato rispetto all'anno precedente (-3,97% rispetto al -3,3% del 2012), con un prelievo fatturato inferiore ai 290 TWh (302 TWh nel 2012). La Tabella 2 riporta i dati relativi ai prelievi complessivi suddivisi per macrozona geografica, nonché il valore del picco orario registrato nel corso dell'anno. Dai dati si evince il forte calo dei prelievi nella macrozona sarda, passati da circa 10,5 TWh del 2012 a poco più di 8,5 TWh nel corso del 2013 (-17,68%) per effetto del calo dei consumi industriali, in particolare nel

¹⁷ La curva di durata dei prelievi indica, per l'anno di riferimento, il numero di ore in cui il prelievo delle UC è stato almeno pari ad un dato ammontare orario di energia.

¹⁸ Prelievo al netto delle perdite di rete.

¹⁹ 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 (Vedi: "Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia – anno 2013". Disponibile sul sito di Terna), 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.

comparto dei metalli non ferrosi²⁰. Le flessioni risultano più contenute, sebbene significative, nelle altre macrozone (Sicilia: -4,05%; Continente: -3,44%).

Con riferimento alla Sardegna, i prelievi delle UC si mantengono sensibilmente al di sotto dei valori del 2012, con forti contrazioni nei mesi centrali dell'anno (-23%, in media, nel periodo giugno-agosto 2013 rispetto all'anno precedente).

Tabella 2: Valore totale e variazione annuale dell'energia fatturata dalle UC e (picco orario di prelievo) nel 2012 e 2013 suddivisi per macrozona

MACROZONA	2012 TWh	2013 TWh	Delta Var %
Continente <i>(Picco Orario in GW)</i>	272,14 (46,28)	262,79 (44,60)	-3,44% (-3,63%)
Sardegna	10,52 (1,76)	8,66 (1,44)	-17,68% (-18,18%)
Sicilia	19,24 (3,49)	18,46 (3,29)	-4,05% (-5,73%)
Totale Complessivo	301,90 (50,84)	289,91 (48,88)	-3,97% (-3,86%)

5.2 Evoluzione del parco di generazione

La potenza massima erogabile dall'insieme delle UP rilevanti iscritte nel RUP Statico registrata alla fine del 2013 è stata inferiore di circa 1,7 GW rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, passando da poco più di 96 GW nel 2012 a meno di 94,5 GW nel 2013.

Di seguito vengono proposti i principali eventi che hanno riguardato la potenza resa disponibile dal parco di generazione italiano nel corso del 2013, le dinamiche di entrata e di uscita dal mercato e le previsioni sull'evoluzione del parco di generazione per il 2014.

5.2.1 Potenza Resa Disponibile nel corso del 2013

La potenza massima erogabile da ciascuna UP rilevante viene indicata direttamente dagli operatori del mercato sul RUP statico mantenuto da Terna. La potenza resa effettivamente disponibile dalle UP nel corso dell'anno può però scostarsi dalla potenza dichiarata su RUP Statico. 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. Per valutare l'effettiva disponibilità di potenza è pertanto utile confrontare i valori di RUP Statico con quelli dichiarati dalle UP abilitate nel Registro delle Unità di Produzione Dinamico (di seguito: RUP Dinamico). Ciascuna UP abilitata²¹ è, infatti, tenuta a comunicare su RUP Dinamico la potenza massima disponibile per ciascuna sottofase e sessione del MSD per ogni giorno di consegna.

Il confronto tra i valori di potenza massima registrati su RUP Statico e Dinamico nell'arco di tutto il 2013 sono riportati in Tabella 3.

²⁰ Si vedano le statistiche sui consumi del 2013 pubblicate sul sito di Terna.

²¹ Sono tenute a comunicare le variazioni delle proprie caratteristiche tecniche su RUP Dinamico solo le cosiddette unità rilevanti abilitate.

La potenza massima da RUP statico per l'insieme delle UP abilitate²² (valori in parentesi) è superiore alla potenza massima registrata su RUP Dinamico per l'insieme delle medesime UP²³. Per le UP termiche abilitate presenti sul Continente, ad esempio, la differenza è stata per il 2013 intorno ai 4 GW (54,4 GW vs 50,8 GW), in aumento rispetto all'anno precedente, quando tale differenza è risultata essere di circa 2 GW (54,7 GW vs 52,7 GW). Le UP 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 3: Massimo della potenza (massima) disponibile da RUP Dinamico e (RUP Statico)* nel 2013 distinta per macrozona e tecnologia

	Termico** MW	Idrico** MW	Pompaggio** MW	Eolico MW	Solare MW	Geotermico MW	Altre Non Abilitate MW
Continente	50.807 (54.369)	5.349 (5.350)	6.896 (7.090)	5.246 (5.246)	635 (635)	834 (834)	12.184 (12.184)
Sardegna	1.554 (1.764)	96 (99)	240 (240)	971 (971)	68 (68)		814 (814)
Sicilia	4.108 (4.219)		580 (580)	1.679 (1.679)	33 (33)		888 (888)
Totale	56.469 (60.352)	5.445 (5.448)	7.716 (7.910)	7.896 (7.896)	736 (736)	834 (834)	13.886 (13.886)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori di 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 mostra, alla fine del 2013, un nuovo incremento (passando da poco più di 22 GW nel 2012 a oltre 24,5 GW), a seguito della crescente penetrazione della generazione fotovoltaica che supera i 17,2 GW (15,5 nel 2012), e del più contenuto aumento di quella eolica (da 0,5 GW nel 2012 a 0,6 GW nel 2013).

La Tabella 4 mostra invece le variazioni registrate delle potenze massime di RUP Statico e Dinamico rispetto al 2012. Dai dati è possibile cogliere una sensibile riduzione della potenza resa disponibile dalle UP termoelettriche abilitate. In particolare la potenza resa effettivamente disponibile da tali UP si è ridotta di oltre 2,2 GW rispetto al 2012 (-412 MW la riduzione calcolata sul RUP Statico), di cui 1,9 GW nella macrozona continentale e 0,3 GW nelle isole. Tale riduzione riflette in parte le dinamiche di *exit* di alcune UP, caratterizzate inizialmente da una riduzione delle potenze massime rese disponibili e successivamente dalla vera e propria uscita dal mercato e, in parte, la riduzione delle potenze massime dichiarate dalle rimanenti unità operanti sul mercato. E' interessante notare, inoltre, come anche la potenza complessiva delle altre UP non abilitate (tra le quali compaiono anche impianti termoelettrici) subisca, a causa di una riduzione dei valori dichiarati su RUP statico, una nuova contrazione, confermando il trend negativo già evidenziato nel corso del 2012. Risultano altresì confermate, sebbene attenuate, le dinamiche di crescita che interessano gli impianti alimentati da fonti rinnovabili eoliche (+549 MW) e solari (+45 MW).

²² Ossia la somma delle (massime) potenze massime orarie registrate su RUP Statico.

²³ Ossia la somma delle (massime) potenze massime orarie registrate su RUP Dinamico.

Tabella 4: Variazione della potenza massima disponibile da RUP Dinamico e (RUP Statico)* nel 2013 rispetto al 2012 distinta per macrozona e tecnologia

	Termico** MW	Idrico** MW	Pompaggio** MW	Eolico MW	Solare MW	Geotermico MW	Altre Non Abilitate MW
Continente	-1.911 (-324)	69 (-1)	-205 (0)	587 (587)	26 (26)	3 (3)	-624 (-624)
Sardegna	-294 (-134)	8 (0)	0 (0)	-38 (-38)	19 (19)	0 (0)	0 (0)
Sicilia	-62 (46)	0 (0)	-4 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	60 (60)
Totale	-2.267 (-412)	76 (-2)	-209 (0)	549 (549)	45 (45)	3 (3)	-564 (-564)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori di 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 altresì utile confrontare il valor massimo e il valor medio della potenza massima dichiarata giornalmente dalle UP abilitate sul RUP dinamico nel corso del 2013. Come è possibile notare dalla Tabella 5, oltre 14,5 GW in media di potenza termoelettrica abilitata non sono stati disponibili nel corso del 2013. I fenomeni di indisponibilità hanno interessato maggiormente la Sardegna (28% della potenza massima mediamente non disponibile), seguita dal Continente (26%) ed infine la Sicilia (20%). Va infine aggiunto che, in virtù dell'adesione di alcune UP termoelettriche di ENEL (c.d. "must oil") al regime regolatorio definito dal MSE per far fronte ad eventuali situazioni di crisi gas, che aveva previsto la disponibilità delle stesse solo in seguito all'avvio di una procedura di emergenza gas e limitatamente al periodo compreso tra il 1 gennaio ed il 31 marzo 2013, la potenza massima indicata in Tabella 5, come già anticipato nel precedente rapporto di monitoraggio (Rapporto 331/2013/eel), risulta sovrastimata. Alla luce delle adesioni effettive al regime appena descritto²⁴, la potenza massima disponibile sul mercato è risultata, pertanto, inferiore di circa 1,2 GW a quella indicata in Tabella 5.

Tabella 5: Valor massimo e (Valor medio) della potenza massima disponibile dal RUP Dinamico nel 2013 distinta per macrozona e tecnologia

	Termico** MW	Idrico** MW	Pompaggio** MW	Eolico MW	Solare MW	Geotermico MW	Altre Non Abilitate MW
Continente	50.807 (37.400)	5.349 (3.588)	6.896 (5.392)	5.246 (5.246)	635 (635)	834 (834)	12.184 (12.184)
Sardegna	1.554 (1.117)	96 (78)	240 (211)	971 (971)	68 (68)		814 (814)
Sicilia	4.108 (3.276)		580 (494)	1.679 (1.679)	33 (33)		888 (888)
Totale	56.469 (41.793)	5.445 (3.666)	7.716 (6.097)	7.896 (7.896)	736 (736)	834 (834)	13.886 (13.886)

** Unità abilitate

²⁴ Le unità interessate sono concentrate nelle zone di Piombino e Livorno.

5.2.2 Dinamiche di Entry/Exit e Potenza massima installata a fine 2013

Nel corso del 2013 le UP rilevanti che sono entrate in esercizio sono state 27, mentre 14 UP rilevanti sono state dismesse. La (massima) potenza massima complessiva in ingresso su tutto il territorio nazionale è stata di 755 MW, a fronte di dismissioni di 2.474 MW. L'effetto complessivo ha prodotto quindi una perdita netta di potenza massima erogabile pari a 1.719 MW. L'analisi disaggregata per tecnologia mostra come, nel corso del 2013, i nuovi ingressi abbiano contribuito ad incrementare 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 576 MW, mentre la seconda di 50 MW. Per quanto riguarda invece la potenza termoelettrica, l'effetto netto registrato su tutto il territorio nazionale risulta essere negativo e pari a 2.333 MW. Infatti, a fronte dell'ingresso nel mercato di UP termoelettriche non abilitate al MSD per 129 MW si registra un'uscita di potenza di 2.462 MW. E' importante rilevare che i fenomeni di dismissione hanno riguardato principalmente UP abilitate al MSD (87,5% della capacità complessiva dismessa) e solo marginalmente UP non abilitate (12,5%).

L'analisi di *entry* condotta per zone geografiche mostra come i nuovi ingressi si siano concentrati principalmente nel Sud Italia (Sud, Rossano, Foggia e Brindisi) con 19 UP per 543 MW totali, poi al Nord (3 UP per 84 MW di potenza totale), Centro Sud (2 UP per 22 MW) ed infine al Centro Nord (1 UP per 23 MW).

Per quanto riguarda le dismissioni, queste si sono concentrate principalmente al Nord (10 UP di cui 9 termoelettriche) per una potenza dismessa di 2.012 MW, poi al Centro-Nord (3 UP per 375 MW di potenza totale) ed infine al Sud (1 UP per 87 MW)²⁵.

I valori qui descritti sono illustrati in Tabella 6, dove viene mostrata la potenza complessiva ed il numero di UP (valori tra parentesi) entrate ed uscite nel corso del 2013 suddivise per tecnologia, zona geografica ed abilitazione al MSD.

²⁵ Le potenza uscita nel corso del 2013 riguarda prevalentemente UP nella titolarità di: Enel (circa 1 GW), A2A/Edipower (circa 0,8 GW), EON e GSE (circa 0,3 GW).

Tabella 6: Potenza massima (e Numero) delle UP entrate e dismesse nel corso del 2013 suddivisa per tecnologia, zona geografica ed abilitazione al MSD.

		NON ABILITATE AL MSD				ABILITATE AL MSD	Totale per Zona MW
		EOLICO MW	IDRICO MW	SOLARE MW	TERMICO MW	TERMICO MW	
ENTRY	CONTINENTE	Brindisi	72 (4)				72 (4)
		Centro-Nord	23 (1)				23 (1)
	Centro-Sud	22 (2)				22 (2)	
	Foggia	32 (1)				32 (1)	
	Nord			12 (1)	72 (2)	84 (3)	
	Rossano			14 (1)		14 (1)	
	Sud	427 (13)				427 (13)	
	SARDEGNA	Sardegna			24 (1)		24 (1)
	SICILIA	Sicilia				57 (1)	57 (1)
	Totale per Tecnologia (MW)		576 (21)		50 (3)	129 (3)	755 (27)
EXIT	CONTINENTE	Centro Nord			298 (1)	77 (2)	375 (3)
	Nord		12 (1)			2.000 (9)	2.012 (10)
	Sud					87 (1)	87 (1)
	Totale per Tecnologia (MW)			12 (1)		298 (1)	2.164 (12)

In conclusione, l'effetto congiunto della dismissione dal mercato di impianti termoelettrici e, come mostrato nel precedente paragrafo, della sensibile riduzione dei valori dichiarati sul RUP Statico, sono state le cause del calo della potenza massima esprimibile dal parco generativo italiano nel corso del 2013.

5.2.3 Previsioni sul parco di generazione per il 2014

I valori forniti sull'evoluzione del parco di generazione italiano nel corso del 2013 meritano di essere inquadrati in un'ottica temporale di più ampio raggio. Già nel corso del precedente rapporto di monitoraggio (Rapporto 331/2013/eel) si era anticipato come le dinamiche in atto evidenziassero il trend decrescente della potenza massima esprimibile dal parco produttivo abilitato e, in particolar modo, dalla generazione termoelettrica. Tali dinamiche hanno quindi trovato riscontro nei dati consuntivati per il 2013, che hanno mostrato la netta diminuzione della potenza termoelettrica abilitata installata sul territorio nazionale, in seguito all'intensificarsi di fenomeni di uscita dal mercato e alla riduzione dei valori dichiarati dagli operatori su RUP. Allo stato attuale, le previsioni per il 2014 sembrano accentuare le dinamiche appena descritte.

Infatti, va innanzitutto ricordato come, anche per l'anno termico 2013-2014, il MSE con il decreto del 13 settembre 2013²⁶, abbia previsto, limitatamente al periodo compreso tra il 1 gennaio ed il 31 marzo 2014, come la disponibilità di alcune unità (c.d. "must oil") di produzione di ENEL possa avvenire solo in seguito all'avvio di una procedura di emergenza per eventuali crisi del sistema gas. In relazione a ciò si è stimato, nel periodo in considerazione, una riduzione della potenza erogabile registrata al 31 dicembre 2013 (94,5 GW) pari a circa 1 GW²⁷.

In secondo luogo, i dati relativi alle uscite comunicate a Terna durante il primo semestre del 2014 evidenziano le difficoltà di mercato che coinvolgono, allo stato attuale, il parco termoelettrico italiano. In particolare, le proiezioni per il 2014 basate sui dati ricevuti da Terna mostrano una riduzione attesa, rispetto al valore di RUP Statico registrato a fine 2013, della (massima) potenza massima termoelettrica pari a circa 9,3 GW (6,7 GW da RUP dinamico). Tale dato può essere scisso in maniera tale da osservare come il calo atteso della potenza sia causato da dismissione già autorizzate (0,8 GW), dismissioni in attesa di autorizzazione (0,9 GW), indisponibilità (0,3 GW) e messa in conservazione (7,3 GW). La potenza attesa in uscita riguarda principalmente unità abilitate al MSD (9,1 GW).

5.2.4 Adeguatezza del sistema elettrico nazionale

L'analisi di adeguatezza permette di valutare la congruenza del parco generativo in rapporto al fabbisogno elettrico nazionale e far emergere il grado di "sussidiarietà", ossia l'affidabilità del ricorso a risorse esterne, tra le varie aree geografiche. E' necessario evidenziare che gli indici di adeguatezza oggetto del presente paragrafo sono stati costruiti sulla base di un modello semplificato del sistema elettrico italiano che sovrastima le risorse effettivamente disponibili al soddisfacimento del fabbisogno di aggregato. Tale sovrastima è riconducibile a due principali ragioni: in primo luogo il soccorso dagli aggregati confinanti non tiene conto dei limiti di transito tra le zone interne al Continente che hanno l'effetto di ridurre il volume di risorse del Continente utilizzabili per soccorrere gli aggregati confinanti; in secondo luogo il margine di riserva dell'aggregato non tiene conto dei vincoli di produzione limitata imposti da Terna in specifiche condizioni che riducono il margine di riserva delle UP su cui insistono tali vincoli.

I livelli di adeguatezza della riserva di sostituzione²⁸ individuati da Terna 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;

²⁶ Il decreto concerne i termini e le condizioni di partecipazione del settore termoelettrico alla riduzione dei consumi gas per l'anno termico 2013/2014.

²⁷ Le unità sono concentrate nell'area di Piombino.

²⁸ 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 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;
- Livello 4: numero di ore in cui il fabbisogno di riserva di sostituzione non è stato soddisfatto con le risorse considerate nei livelli precedenti.

La Tabella 7 illustra per il 2013 i valori dei livelli di adeguatezza, calcolati come la percentuale delle ore di adeguatezza sul totale delle ore dell'anno, ed il confronto con i valori del 2012 (valori tra parentesi). Come si può osservare, rispetto all'anno precedente 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 nella macrozona Continente ed in Sardegna, mentre si riduce in Sicilia. Le maggiori criticità della Sicilia si manifestano anche nell'aumento dei casi in cui diviene necessario l'utilizzo di unità di produzione e pompaggio (Livello 3) e dall'aumento delle ore in cui il fabbisogno di riserva risulta insoddisfatto nonostante il ricorso alle tecnologie incluse nei primi tre livelli di adeguatezza (0,1% delle ore nel 2013). E' necessario constatare come il mancato soddisfacimento del fabbisogno di riserva non determini di per sé una situazione di assoluta carenza di risorse, bensì una maggiore rischiosità per il sistema derivante dalla necessità di attivare risorse con tempi di risposta più "lenti" (c.d. riserva "fredda") o al momento non incluse nel calcolo degli indici di adeguatezza (ad esempio, gli impianti idroelettrici abilitati).

Tabella 7 : Frequenza dei livelli di adeguatezza della riserva di sostituzione nel 2013 rispetto al (2012)*

	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4
	% ore anno	% ore anno	% ore anno	% ore anno
Continente	98,54% (94,2%)	1,31% (5,7%)	0,1% (0,2%)	0,0% (0,0%)
Sardegna	99,95% (94,5%)	0,05% (5,2%)	0,0% (0,2%)	0,0% (0,1%)
Sicilia	80,0% (80,4%)	17,3% (18,4%)	2,6% (1,1%)	0,1% (0,0%)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori dei livelli di adeguatezza nel 2012.

** 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 riserva. 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 considerate nell'analisi non sono sufficienti a coprire il fabbisogno di riserva totale: trattasi di ore in cui Terna potrebbe andare incontro al rischio di dover

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 elettrico²⁹.

Come si evince dalla Tabella 8 mentre la Sardegna migliora il suo livello di adeguatezza totale, i dati confermano le maggiori difficoltà della Sicilia, che hanno indotto Terna all'utilizzo di risorse aggiuntive al momento non incluse nel calcolo degli indici di adeguatezza.

Tabella 8 : Frequenza dei livelli di adeguatezza della riserva totale nel 2013 rispetto al (2012)*

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

* I dati in parentesi sono relativi ai valori dei livelli di adeguatezza nel 2012.

** 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.

Se da un lato il livello locale di adeguatezza potrà trarre beneficio dai potenziamenti previsti su alcune sezioni critiche della rete di trasmissione nazionale (RTN), per i quali si rimanda al prossimo capitolo, di contro i fenomeni di uscita di capacità di generazione già evidenziati nel precedente paragrafo muovono in direzione opposta nel medesimo orizzonte temporale. A tal proposito, occorre evidenziare come il nuovo meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva, elaborato da Terna sulla base dei criteri definiti dall'Autorità e approvato con Decreto Ministeriale il 30 giugno 2014, rappresenti, in tale contesto, uno strumento importante per favorire il coordinamento tra le scelte di investimento/disinvestimento in capacità di generazione e trasmissione.

²⁹ Il piano di emergenza del sistema elettrico prevede il distacco a rotazione dell'utenza diffusa con conseguente applicazione del VENN sui mercati in cui l'inadeguatezza del sistema elettrico si è palesata.

6 EVOLUZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE

6.1 Interventi completati con effetti nel 2013

Il principale intervento di sviluppo della RTN ultimato nel corso del 2013 che ha contribuito ad aumentare la capacità di scambio della rete tra le attuali zone di mercato è la trasversale a 380 kV Feroleto – Maida. Tale intervento oltre ad aumentare di circa 200 MW i limiti di transito dal polo di produzione limitata di Rossano verso la zona Sud è anche funzionale a migliorare le condizioni di sicurezza della rete della Calabria.

6.2 Interventi da completare

Nella Tabella 9 sono riportate le sezioni di mercato per le quali è possibile prevedere una variazione dei limiti di transito interzonali a seguito della realizzazione di infrastrutture chiave finalizzate alla risoluzione delle congestioni interzonali. Per tali sezioni si fornisce il dettaglio del beneficio 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 programmate³⁰.

Relativamente a ciascuna sezione critica, Terna ha ipotizzato una sequenza funzionale/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)³¹.

La Tabella sottostante riporta per ogni singola sezione critica:

- l'elenco delle infrastrutture chiave previste per la sezione in esame, inserite secondo la sequenza identificata da Terna per la loro entrata in servizio;
- l'eventuale inclusione di ciascuna infrastruttura chiave fra gli investimenti strategici di cui alla deliberazione 40/2013/R/eel e suoi successivi aggiornamenti;
- 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 esame³²;

³⁰ 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 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).

³¹ Si evidenzia che in generale non è possibile stabilire in modo certo l'entrata in esercizio degli interventi secondo una sequenza che rifletta la loro priorità elettrica, perché molto spesso si verificano lungaggini nell'iter autorizzativo a causa di richieste di varianti/integrazioni al progetto da parte degli Enti locali, ricorsi e rallentamenti o talvolta sospensione dei cantieri. Per tali motivi gli interventi prioritari per la rete elettrica registrano elevati ritardi tra l'individuazione dell'esigenza e l'effettiva realizzazione dell'opera.

³² 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, in termini incrementali, i relativi benefici conseguibili con l'entrata in servizio di ogni singolo intervento che contribuisce all'incremento della capacità di trasporto interzonale.

- la stima preliminare della variazione incrementale (espressa in percentuale rispetto all'incremento totale atteso della capacità di trasporto) riconducibile alla singola infrastrutture chiave con l'entrata in servizio della medesima a valle dell'entrata in esercizio di tutti gli interventi che la precedono nella sequenza 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 obiettivo³³ degli investimenti strategici definite ai fini dell'applicazione al meccanismo di incentivazione di cui all'art. 25 del TIT si rimanda alla deliberazione 40/2013/R/eel ed ai suoi eventuali successivi aggiornamenti.

Tabella 9: Stima preliminare incremento limiti di transito sezioni critiche tra zone di mercato

Sezione critica	Infrastruttura chiave	Investimento strategico (Del. 40/13)	Stato avanzamento	Tempistiche ³⁴	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	1450	15	15
	2 Foggia-Villanova	Sì	in autorizzazione	-		85 ³⁵	100
	3 Deliceto-Bisaccia	Sì	in autorizzazione				
	4 Montecorvino-Avellino-Benevento	Sì	in autorizzazione				
Foggia->Sud	1 Foggia-Benevento	Sì	in costruzione	2014	750	25	25
	2 Foggia-Villanova	Sì	in autorizzazione	-		75	100
	3 Deliceto-Bisaccia	Sì	in autorizzazione				
Brindisi->Sud	1 Foggia-Benevento	Sì	in costruzione	2014	500	40	40
	2 Foggia-Villanova	Sì	in autorizzazione	-		60	100
	3 Deliceto-Bisaccia	Sì	in autorizzazione				
Rossano->Sud	1 Riassetto rete nord Calabria	Sì	in autorizzazione	-	700	100	100
	2 Montecorvino-Avellino-Benevento	Sì	in autorizzazione				
Sicilia->Continente(Rossano)	1 Sorgente - Rizziconi	Sì	in costruzione	2015	900 ³⁶	100	100
Continente(Rossano)->Sicilia	1 Sorgente - Rizziconi	Sì	in costruzione	2015	1000	100	100
Priolo	1 Paternò - Priolo	Sì	in autorizzazione	-	500	100	100

³³ Occorre tener presente che le date obiettivo per gli interventi strategici di cui alla Del. 40/13 rappresentano un obiettivo per Terna ma che, in particolar modo per le opere non ancora autorizzate, il loro effettivo conseguimento è condizionato a molteplici fattori esterni.

³⁴ 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.

³⁵ 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.

³⁶ Tale valore potrebbe essere soggetto a revisione in funzione dell'adeguamento dei sistemi di difesa.

Sezione critica	Infrastruttura chiave	Investimento strategico (Del. 40/13)	Stato avanzamento	Tempistiche ³⁴	Aumento previsto capacità di trasporto [MW]	Aumento incrementale capacità di trasporto [%]	Aumento progressivo capacità di trasporto [%]
Centro Sud->Centro Nord	1 Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	No	in progettazione	-	600	100	100
Centro Nord->Centro Sud	1 Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	No	in progettazione	-	600	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

Di seguito si fornisce un breve approfondimento dei diversi interventi riportati nella Tabella 9 evidenziando le principali differenze rispetto all'analogo Tabella del rapporto dello scorso anno:

- in merito alla sezione **Sud - Centro Sud**, è stato eliminato il contributo stimato in circa 300 MW della "Aliano-Tito-Montecorvino" intervento posto "in valutazione", coerentemente con quanto riportato nel Piano di Sviluppo 2014 disponibile sul sito internet di Terna;
- in merito alla sezione **Rossano – Sud**, il valore complessivo dell'incremento del limite di transito riportato è stato ridotto di 200 MW per tenere conto dell'effetto già conseguito con le infrastrutture (elettrodotto 380 kV Feroletto-Maida) entrate in servizio nel 2013; inoltre, analogamente a quanto sopra, è stato eliminato il contributo di circa 300 MW della "Aliano-Tito-Montecorvino" intervento posto "in valutazione", coerentemente con quanto riportato nel Piano di Sviluppo 2014;
- è stata eliminata la sezione **Sardegna/Corsica - Centro Nord e Centro Nord - Sardegna/Corsica**, in quanto il progetto SACOI3 è stato messo "in valutazione", coerentemente con quanto riportato nel Piano di Sviluppo 2014;
- con riferimento alla sezione **Centro Sud - Centro Nord e Centro Nord - Centro Sud**, è stato indicato il valore stimato dell'incremento dei limiti di scambio sulla sezione grazie alla rimozione delle limitazioni su asset esistenti, mentre è stato eliminato il contributo dell'intervento "Fano Teramo" posto "in valutazione", coerentemente con quanto riportato nel Piano di Sviluppo 2014.

Si rappresenta infine che i valori indicati possono essere soggetti a successivi aggiornamenti e che, tenuto conto del diverso scenario previsionale utilizzato nel Piano di Sviluppo, i valori riportati nel presente documento potranno differire rispetto a quelli resi disponibili da Terna in occasione dell'aggiornamento della suddivisione zonale della rete rilevante.

7 EVOLUZIONE DELLA STRUTTURA DI MERCATO

Nel 2013 l'operatore maggiore, ENEL, con una quota di mercato pari al 25% conferma la posizione raggiunta nel 2012. La Tabella 10 mostra l'andamento delle quote di mercato dei principali operatori di mercato.

Tabella 10: Quote di mercato degli operatori (2005-2013)

Operatori	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Var. 2012-11	Var. 2013-12	Var. 2013-'05	Var. 2013-05	
										%	%	P.P.	%	
ENEL S.P.A.	32,1%	32,1%	28,9%	29,2%	28,4%	28,1%	28,4%	25,3%	25,3%	-11%	0%	-	6,86	-21%
GSE	17,0%	14,7%	13,9%	14,2%	14,5%	14,6%	12,6%	17,1%	17,4%	36%	2%	-	0,40	2%
EDISON S.P.A.	6,5%	8,9%	9,8%	9,6%	9,4%	9,5%	8,2%	7,4%	6,9%	-9%	-7%	-	0,41	6%
ENI S.P.A.	5,6%	6,7%	7,4%	6,5%	7,0%	8,1%	7,6%	6,4%	6,8%	-16%	6%	-	1,22	22%
A2A S.R.L.	2,7%	3,4%	3,7%	4,4%	5,1%	4,5%	4,2%	4,4%	4,7%	4%	7%	-	2,01	74%
E.ON S.P.A.	7,9%	8,5%	7,4%	6,7%	5,7%	5,1%	5,0%	4,3%	4,1%	-14%	-3%	-	3,74	-48%
Altri	28,2%	25,7%	28,8%	29,4%	30,0%	30,0%	33,9%	35,0%	34,8%	3%	-1%	-	6,56	23%
Totale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-	-	-

7.1 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 definito nell'Allegato A, dei principali operatori (ENEL³⁷ ed EON³⁸)³⁹ in modo da poterne osservare l'evoluzione dal 2009 al 2013. 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.

Gli esiti delle analisi della pivotalità congiunta (rif. Appendice A) dimostrano che le aree geografiche – intese come combinazioni di zone – su cui i principali operatori sono stati più pivotali (in termini di percentuale di ore sull'anno) nel corso degli ultimi anni sono rispettivamente: tutta Italia, la Sicilia e la Sardegna per ENEL, la Sardegna per EON.

Nell'osservare eventuali variazioni del potere di mercato dei principali operatori fra il 2009 e il 2013, è quindi utile concentrarsi sull'analisi della pivotalità in tre 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.

7.2 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 ore⁴⁰, mentre già nel 2009 la percentuale era scesa al 37% delle ore (per una potenza media di 3.688 MW). Tale discesa è proseguita fino al 2012, anno in cui ENEL è risultata pivotale nel 5% delle ore (per una potenza media di 1.958 MW). Nel 2013, ENEL è risultata pivotale nel 3% delle ore per una potenza media

³⁷ L'operatore ENEL coincide con l'utente del dispacciamento ENEL produzione S.p.a., Enel Energia S.p.a. e Enel S.p.a.

³⁸ 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.

³⁹ Nel corso degli ultimi due anni la pivotalità di A2A, EDISON e ENI risulta trascurabile.

⁴⁰ Indagine conoscitiva congiunta AEEG/AGCM sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (IC22) (2005).

di 1.354 MW. Il trend fra il 2012 e il 2013 registra una diminuzione del numero di ore di pivotalità (-40%) e un'analoga diminuzione della pivotalità in termini di potenza media (-31%)

Sicilia

ENEL è stata pivotale in circa il 19% delle ore del 2013 per una potenza media di circa 301 MW. Il trend fra il 2012 e il 2013 registra un aumento del numero di ore di pivotalità (+15%) e un lieve aumento della pivotalità in termini di potenza media (+1%). Il numero di ore di pivotalità di ENEL nel 2013 risulta comunque inferiore rispetto al 2011 (-55%).

Sardegna

Nel 2013 la pivotalità di ENEL e EON in Sardegna è stata nulla. Ciò in quanto la quota di potenza delle unità di produzione di Sulcis 2 e 3, nella titolarità di ENEL, è assoggettata al regime di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziali ed è stata, pertanto, assimilata a capacità di un soggetto terzo ai fini del calcolo della pivotalità. Inoltre, come illustrato nel paragrafo 5.1, nel corso del 2013 i consumi di energia elettrica in Sardegna si sono fortemente ridotti rispetto al 2012 (-18%).

Tabella 11: 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	2013
	%	%	%	%	%
ENEL	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Italia	36,8% (3.688)	28,6% (2.814)	12,7% (1.986)	4,9% (1.958)	2,9% (1.354)
Sicilia	70,8% (593)	51,6% (451)	42,0% (322)	16,2% (297)	18,7% (301)
Sardegna	11,5% (102)	3,1% (86)	1,8% (72)	0,3% (105)	0,0% (0)
EON					
Sardegna	38,7% (163)	11,2% (76)	1,4% (60)	5,6% (107)	0,0% (0)

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

Italia

ENEL è stata pivotale in circa il 17% delle ore del 2013 per una potenza media di circa 2.030 MW. Il trend fra il 2011 e il 2013 registra una riduzione del numero di ore di pivotalità (-16% rispetto al 2012 e -51% rispetto al 2011) e un analogo calo della pivotalità in termini di potenza media (-22% rispetto al 2012 e -38% rispetto al 2011).

Sicilia

ENEL è stata pivotale in circa il 52% delle ore del 2013 per una potenza media di circa 493 MW. Il trend fra il 2012 e il 2013 registra un aumento del numero di ore di pivotalità (+8%) e un analogo aumento della pivotalità in termini di potenza media (+6%). Il numero di ore di pivotalità di ENEL nel 2013 risulta comunque inferiore rispetto al 2011 (-34%).

Sardegna

Nel 2013 la pivotalità di ENEL e EON in Sardegna è stata pressoché nulla. Ciò in quanto la quota di potenza delle unità di produzione di Sulcis 2 e 3, nella titolarità di ENEL, è assoggettata al regime

di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziali ed è stata, pertanto, assimilata a capacità di un soggetto terzo ai fini del calcolo della pivotalità. Inoltre, come illustrato nel paragrafo 5.1, nel corso del 2013 i consumi di energia elettrica in Sardegna si sono fortemente ridotti rispetto al 2012 (-18%).

Tabella 12: 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	2013
	%	%	%	%	%
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
ENEL					
Italia	54,3%	47,5%	35,6%	20,8%	17,5%
	(5.591)	(4.832)	(3.267)	(2.615)	(2.030)
Sicilia	88,4%	83,3%	79,3%	48,8%	52,5%
	(876)	(717)	(599)	(464)	(493)
Sardegna	48,4%	31,1%	20,1%	3,7%	0,0%
	(205)	(150)	(154)	(139)	(0)
EON					
Sardegna	80,2%	60,4%	30,8%	16,0%	0,1%
	(312)	(193)	(123)	(239)	(39)

7.4 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 anni per effetto della realizzazione dell'interconnessione con il Continente (linea Sorgente-Rizziconi). Nel corso degli ultimi 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'Antitrust (tetto alle offerte di vendita su MGP);
- nel 2013 la pivotalità di ENEL e EON in Sardegna si è azzerata principalmente in virtù del forte calo dei consumi di elettricità (-18% circa rispetto al 2012);
- come già evidenziato nel rapporto dello scorso anno, anche nel 2013 si assiste ad una consistente riduzione della pivotalità dei principali operatori nelle ore centrali della giornata e, viceversa, ad una sua concentrazione nelle ore serali.

8 STATO DEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA A PRONTI

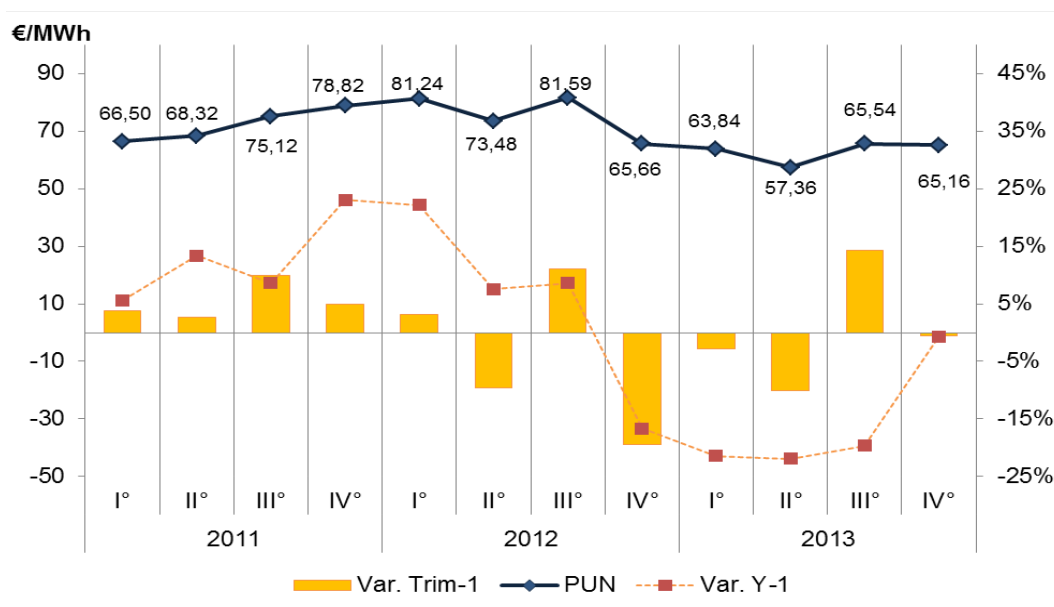
8.1 Mercato dell'energia elettrica a pronti

Nel 2013 il prezzo unico medio di acquisto dell'energia elettrica nella borsa elettrica (PUN) è risultato pari a 62,99 €/MWh, in riduzione del 16,6% rispetto al 2012. Il livello conseguito nel 2013 segna l'interruzione della tendenza rialzista che ha caratterizzato i 3 anni precedenti, con il costo dell'energia che crolla nell'intorno dei prezzi minimi registrati nel 2005.

Tabella 13: PUN medio annuo e variazione rispetto all'anno precedente

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Pun	58,59	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48	62,99
Δ Y/Y-1	-	16,17	-3,77	16,01	-23,27	0,40	8,11	3,25	-12,49
Var %	-	27,6%	-5,0%	22,5%	-26,8%	0,6%	12,6%	4,5%	-16,6%
N. Indice	100	128	121	148	109	109	123	129	108

Figura 2: Andamento trimestrale del PUN



Il forte calo delle quotazioni dell'energia elettrica, repentino nell'ultimo trimestre del 2012, è proseguito nei primi due trimestri del 2013 fino a toccare il minimo di 57,36 €/MWh nel corso del secondo trimestre. La seconda metà dell'anno, invece, ha visto una lieve ripresa delle quotazioni con il PUN che si è stabilizzato sui 65 €/MWh. L'andamento dei prezzi dell'energia elettrica nel 2013 a una serie di fattori tra cui:

- il perdurare della crisi economica – con il PIL a -1,8% su base annua - che si riflette in un calo della domanda⁴¹ del settore elettrico pari all'1,4% sul territorio nazionale (vedi Tabella 14). Tale flessione risulta ancora più marcata se si considerano i soli acquisti a livello nazionale, che si attestano ad un livello pari a 285,32 TWh (-3,1% rispetto al 2012), segnando il minimo storico dall'avvio del MGP. L'impatto della crisi, inoltre, è stato tale da determinare una relativa crescita dell'elasticità della curva di domanda, come testimonia il

⁴¹ MWh offerti in acquisto da parte delle Unità di Consumo (UC).

livello dei volumi offerti in acquisto con indicazione di prezzo, che raggiunge nel 2013 il valore massimo di 46,5 TWh, in aumento del 33,7% rispetto al 2012 (vedi Tabella 15).

Tabella 14: Domanda e offerta elettrica per zone nel 2013 e variazione rispetto al 2012*

ZONE*	DOMANDA			ACQUISTI			OFFERTA			VENDITE		
	TOTALE (MWh)	Media Oraria (MW)	Var. %	TOTALE (MWh)	Media Oraria (MW)	Var. %	TOTALE (MWh)	Media Oraria (MW)	Var. %	TOTALE (MWh)	Media Oraria (MW)	Var. %
NORD*	160.154.848	18.283	0,7%	156.536.860	17.870	-0,9%	239.804.349	27.375	-5,3%	118.169.122	13.490	-1,7%
CNOR	29.971.346	3.421	-5,7%	28.518.061	3.255	-9,6%	33.364.540	3.809	-15,6%	18.434.577	2.104	-11,3%
CSUD	45.235.351	5.164	-5,2%	44.346.044	5.062	-6,8%	77.553.582	8.853	0,1%	30.262.403	3.455	-3,8%
SUD*	26.214.427	2.993	4,7%	25.702.111	2.934	2,9%	82.513.038	9.419	-1,1%	47.530.868	5.426	0,6%
SARD	11.009.155	1.257	-13,4%	10.895.046	1.244	-13,9%	15.949.228	1.821	-14,0%	10.161.346	1.160	-20,4%
SIC*	19.643.238	2.242	-1,8%	19.331.589	2.207	-3,1%	33.008.505	3.768	3,5%	18.136.530	2.070	-4,4%
TOTALE NAZ.	292.228.365	33.359	-1,4%	285.329.711	32.572	-3,1%	482.193.241	55.045	-4,4%	242.694.846	27.705	-3,5%
ESTERO	37.585.670	4.291	13,1%	3.823.835	437	17,8%	49.914.321	5.698	0,5%	46.458.700	5.304	0,1%
SISTEMA ITALIA	329.814.036	37.650	0,1%	289.153.546	33.008	-2,9%	532.107.562	60.743	-3,9%	289.153.546	33.008	-2,9%

Tabella 15: Andamento dei volumi sul MGP e variazione rispetto al 2012*

TWh	2009	2010	2011	2012	2013	Variazione '13/'12
Richiesta Terna	320,3	330,5	334,6	328,2	317,1	-3,4%
Domanda	339,2	345,1	338,2	330,5	329,8	+0,1%
<i>con indicazione di prezzo</i>	27,9	28,3	28,2	34,8	46,5	+33,7%
<i>rifiutata</i>	25,7	26,4	26,6	31,8	40,6	+28,0%
Acquisti	313,4	318,6	311,5	298,7	289,2	-2,9%
<i>% su richiesta Terna</i>	97,9%	96,4%	93,1%	91,0%	91,2%	+0,2 p.p.
Offerta	499,2	509,5	538,1	555,4	532,1	-3,9%
Vendite	313,4	318,6	311,5	298,7	289,2	-2,9%
<i>a prezzo zero</i>	225,8	218,4	210,0	201,8	214,7	+6,7%

* La variazione è calcolata sulla media oraria in modo da rendere omogenei i valori ed annullando così l'effetto volume legato al giorno in più del 2012 (bisestile) rispetto al 2013.

- mutamento nel mix produttivo (vedi Tabella 16). Da un lato si consolida la crisi, già emersa negli ultimi anni, degli impianti alimentati da fonti fossili (gas, carbone e oli combustibili), caratterizzati da costi marginali mediamente più elevati rispetto a quelli alimentati da fonti rinnovabili. Le vendite degli impianti alimentati da fonti fossili calano del 15% rispetto al 2012, la loro quota sul totale passa così dal 69% al 61%. Dall'altro lato, si conferma la perdurante crescita delle vendite degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, pari a +24% rispetto al 2012. In particolare, le vendite degli impianti eolici e solari raggiungono rispettivamente i 14 TWh e i 27 TWh (+36,9% e +15% rispetto all'anno precedente). In forte aumento anche le vendite degli impianti idrici che toccano i 45,3 TWh, ossia il massimo dall'avvio del mercato (+29,1% sul 2012). Complessivamente, la quota delle vendite degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel 2013 si attesta al 37,7% del totale, rispetto al 29,4% dell'anno precedente.

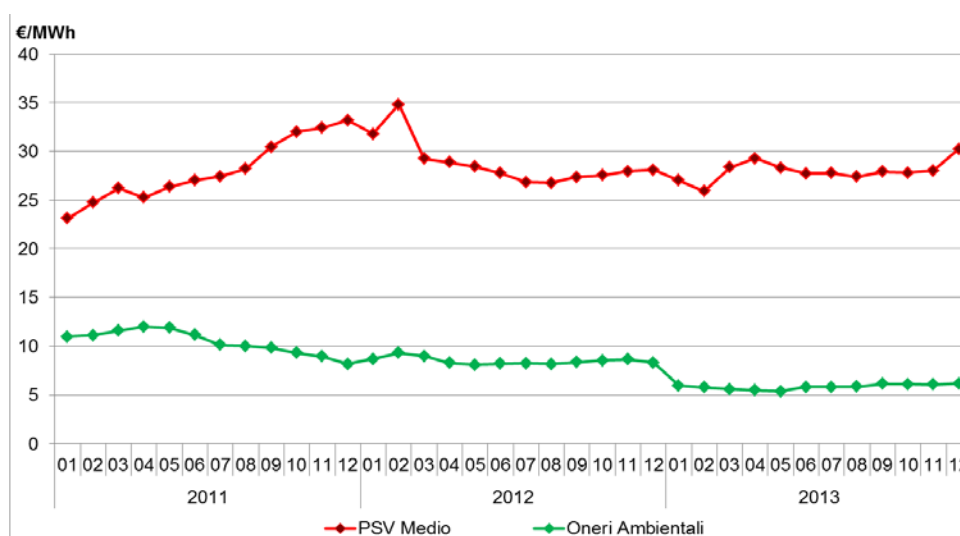
Tabella 16: Quantità accettate totali per fonte/tecnologia, variazioni* rispetto all'anno precedente e quota % sulle quantità accettate totali

	2011			2012			2013		
	2011	Var 2011/10	Quota	2012	Var 2012/11	Quota	2013	Var 2013/12	Quota
Fonti tradizionali Totale	198,0	-3%	75,7%	175,1	-11,8%	69,5%	147,9	-15,3%	61,0%
Gas di cui	138,6	-7%	53,0%	113,9	-18,0%	45,2%	92,5	-18,5%	38,1%
Altro Gas	0,06	-57%	0,0%	0,14	154,7%	0,1%	0,08	-41,8%	0,0%
Ciclo combinato	138,5	-7%	53,0%	113,7	-18,1%	45,1%	92,5	-18,5%	38,1%
Carbone	29,3	20%	11,2%	32,3	9,8%	12,8%	26,2	-18,5%	10,8%
Oli e Policombustibili	19,6	0%	7,5%	18,9	-3,7%	7,5%	17,4	-7,8%	7,2%
Altro	10,6	-7%	4,0%	10,1	-4,1%	4,0%	11,9	18,2%	4,9%
Fonti rinnovabili Totale	59,5	0%	22,8%	74,1	24,1%	29,4%	91,4	23,7%	37,7%
Irradiazione di cui	37,9	-10%	14,5%	35,2	-7,3%	14,0%	45,3	29,1%	18,7%
Idrico fluente	23,4	-5%	8,9%	22,3	-5,0%	8,8%	27,0	21,4%	11,1%
Idrico modulazione	14,5	-18%	5,5%	12,9	-10,9%	5,1%	18,3	42,4%	7,6%
Geotermica	5,4	5%	2,0%	5,3	-1,3%	2,1%	5,3	0,9%	2,2%
Eolico	7,2	28%	2,8%	10,3	42,5%	4,1%	14,1	36,9%	5,8%
Solare e altre	9,1	38%	3,5%	23,3	154,9%	9,2%	26,7	15,0%	11,0%
Pompaggio	4,1	-28%	1,6%	3,0	-28,8%	1,2%	3,3	13,0%	1,4%
TOTALE NAZIONALE	261,4	-3%	100%	252,0	-3,9%	100%	242,6	-3,5%	100%
Estero	48,9	0%	15,8%	43,0	-12,3%	14,6%	46,5	0,0%	16,1%
TOTALE	310,4	-3%	100%	295,0	-5,2%	100%	289,2	-3,0%	100%

* La variazione è calcolata sulla media oraria in modo da rendere omogenei i valori ed annullando così l'effetto volume legato al giorno in più del 2012 (bisestile) rispetto al 2013.

- calo del prezzo medio offerto dagli impianti CCGT che risultano accettati al margine. Nel 2013, considerando il solo Continente, tali impianti risultano marginali nel 58% delle ore, sostanzialmente in linea con i valori del 2012 (57%); i medesimi impianti sono però accettati ad un prezzo medio pari a circa 65 €/MWh, contro i 79 €/MWh del 2012 (-14 €/MWh). Tale riduzione può essere in parte spiegata dalla flessione del costo della materia prima gas, le cui quotazioni al PSV, più rilevanti rispetto al passato per i contratti di fornitura del gas, subiscono una riduzione del 3% rispetto al 2012, e proseguono nell'allineamento ai prezzi rilevati sugli altri hub europei. Infatti, il processo di rinegoziazione dei contratti di fornitura del gas, ha comportato in alcuni casi la sostituzione dei contratti *take or pay* di lungo periodo, indicizzati alle quotazioni *forward* dei prodotti petroliferi, con contratti di breve termine con formule indicizzate alle quotazioni a pronti del gas naturale. Questo ha determinato una contrazione dei costi della materia prima e aumentato la correlazione tra i prezzi spot del gas e quelli dell'elettricità, con risposte più rapide e dirette da parte di questi ultimi alle oscillazioni dei primi. Si registra inoltre una decisa flessione degli oneri ambientali che, nel 2013, si sono attestati mediamente sui 5 €/MWh, pari ad un calo del 31% rispetto al 2012 (vedi Figura 3).

Figura 3: Andamento mensile delle quotazioni gas al PSV e oneri ambientali (Certificati verdi e CO2)



8.2 Prezzi zonali

A livello zonale, il 2013 è stato caratterizzato da una significativa diminuzione dei prezzi di vendita su MGP in analogia con la dinamica, a livello nazionale, del PUN. Nelle zone continentali ed in Sardegna i prezzi si sono attestati attorno ai 57-62 €/MWh con ribassi compresi fra il 17% ed il 25%. In Sicilia la flessione è stata più contenuta con le quotazioni scese a 92 €/MWh, in diminuzione del 3,4% rispetto ai valori registrati nel 2012.

Tabella 17: PUN, prezzi zonali e differenziale (2009-2013)

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variazione %
PUN	58,59	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48	62,99	-16,6%
Nord	57,71	73,63	68,47	82,92	60,82	61,98	70,18	74,05	61,58	-16,8%
Centro Nord	58,62	74,98	72,80	84,99	62,26	62,47	71,17	73,87	61,05	-17,4%
Centro Sud	59,03	74,99	73,05	87,63	62,40	62,60	70,86	73,16	59,26	-19,0%
Sud	59,03	74,98	73,04	87,39	59,49	59,00	69,04	70,34	57,22	-18,7%
Sicilia	62,77	78,96	79,51	119,63	88,09	89,71	93,11	95,28	92,00	-3,4%
Sardegna	60,38	80,55	75,00	91,84	82,01	73,51	79,93	81,67	61,52	-24,7%
<i>Delta PzSici - PzContinente</i>	4,18	4,31	7,67	33,90	26,85	28,20	22,80	22,42	32,22	43,7%
<i>Delta PzSard - PzContinente</i>	1,78	5,91	3,16	6,11	20,77	11,99	9,62	8,82	1,74	-80,2%
<i>Delta PzSici - PUN</i>	4,19	4,20	8,52	32,64	24,37	25,59	20,88	19,80	29,01	46,5%
<i>Delta PzSard - PUN</i>	1,79	5,80	4,01	4,84	18,29	9,38	7,70	6,19	-1,47	-123,7%
<i>Diff. SUD-NORD</i>	1,32	1,36	4,57	4,47	-1,33	-2,98	-1,14	-3,71	-4,36	17,5%

Per quanto attiene alla Sardegna, in particolare, la dinamica del prezzo zonale sembra aver beneficiato della risoluzione di criticità che, seppure riferite ad un numero limitato di ore, hanno contribuito, nel corso del 2012, ad allargare il differenziale con il PUN e che sono riconducibili principalmente a:

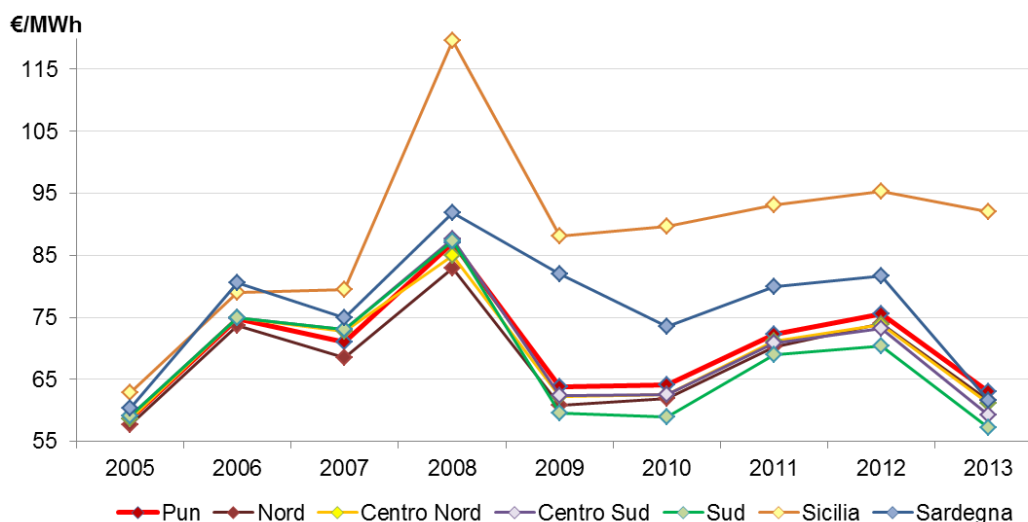
- scarsità di offerta per indisponibilità prolungate degli impianti di generazione di base;
- picchi di domanda locale legati a condotte speculative da parte degli UDD in prelievo⁴²;
- ridotta capacità di transito sul SAPEI e sui tratti di RTN locali dovuti a interventi di manutenzione (programmati e non programmati).

La risoluzione di tali criticità ha fatto sì che, nel 2013, la Sardegna abbia conseguito il maggior calo dei prezzi a livello zonale (-25% rispetto al 2012), corrispondente ad una riduzione di circa 20 €/MWh in media annua (da 81,67 €/MWh nel 2012 a 61,52 €/MWh nel 2013). Per effetto di tale contrazione, si è praticamente azzerato il differenziale della zona Sardegna sia con il Continente, sceso a 1,74 €/MWh (-80% rispetto al 2012), sia con il PUN, rispetto al quale il differenziale risulta addirittura negativo (-1,47 €/MWh), valore mai riscontrato dalla nascita del mercato elettrico.

In Sicilia, al contrario, la situazione sembra rimasta sostanzialmente inalterata. In attesa del completamento della linea Sorgente-Rizziconi, infatti, il prezzo in Sicilia (in media pari a 92,00 €/MWh) segna un calo modesto (-3,4%) rispetto alle altre zone d'Italia. Lo *spread* nei confronti del Continente pertanto, dopo la lieve flessione osservata nel 2012, torna a salire nel corso del 2013, attestandosi a 32,22 €/MWh (+44%), su livelli prossimi al massimo raggiunto nel 2008 (33,90 €/MWh).

⁴² Tali comportamenti hanno dato avvio ad un istruttoria conoscitiva da parte dell'Autorità che ha evidenziato come numerosi UDD abbiano sistematicamente acquistato nel MGP energia elettrica largamente eccedente rispetto a quanto necessario a coprire il prelievo della rispettiva unità di consumo, traendo vantaggio dalle modalità di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. Tale istruttoria è stata chiusa con la Delibera 197/2013/R/eel.

Figura 4: MGP e prezzi di vendita zonali



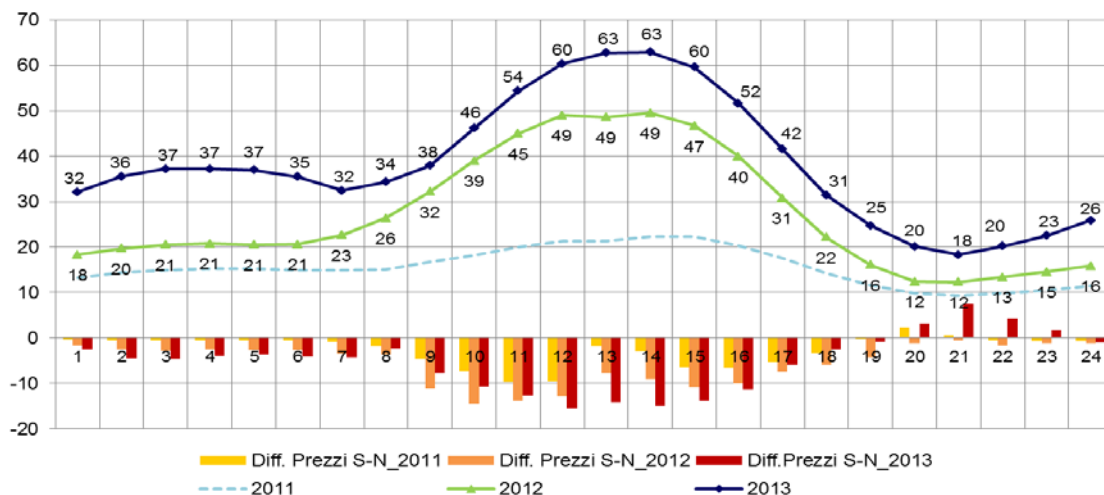
Le variazioni dei prezzi di vendita zonali, come già osservato a livello di sistema, derivano dall'azione combinata di una serie di fattori tra cui, in particolare, la debolezza del ciclo economico e la conseguente contrazione della domanda, la riduzione del prezzo al quale gli impianti di generazione a gas sono mediamente accettati e la rapida espansione del parco impianti a fonte rinnovabile, che ha interessato con intensità differente gran parte delle zone di mercato.

Quest'ultimo aspetto, in particolare, appare all'origine del crescente *spread* tra i prezzi nelle zone meridionali e settentrionali. Nel corso del 2013, infatti, il calo dei prezzi nella zona Sud risulta più marcato di quello della zona Nord (-19% vs -17%) e si traduce in un differenziale, calcolato su base annua, pari a 4,36 €/MWh, superiore del 17% rispetto al valore osservato nel 2012. Tale effetto sui prezzi, seppur contenuto, appare imputabile ai massicci investimenti fatti negli ultimi anni in capacità produttiva alimentata da fonti rinnovabili non programmabili che, anche in virtù di condizioni climatiche più favorevoli, hanno permesso di sostituire al Sud circa 4 TWh di generazione da fonti fossili (principalmente cicli combinati alimentati a gas, il cui apporto si è ridotto di circa 3 TWh) con altrettanta generazione da fonti rinnovabili. Nel dettaglio la crescita delle quantità accettate nella zona Sud da fonti rinnovabili è stata guidata dalla produzione eolica (+2,7 TWh), solare (+0,5 TWh) e idraulica (+0,8 TWh). In ragione anche delle suddette dinamiche, il Sud si conferma come unica zona con export netto positivo nel 2013 (export netto 21,8 TWh).

L'eccesso di produzione al Sud rispetto agli acquisti è evidente confrontando, in ciascuna ora⁴³ e per ciascuna delle due zone Sud e Nord, il valore medio annuo della quota dell'offerta eolica e solare sulla domanda in un giorno lavorativo medio. Tale confronto evidenzia come il divario Sud-Nord risulti in continua crescita negli ultimi 3 anni e sia particolarmente consistente nelle ore a maggior irraggiamento solare, sebbene non vada tralasciato il crescente impatto della produzione eolica soprattutto nelle ore di fuori picco mattutino (vedi Figura 5). Nel dettaglio, il peso medio sulla domanda della generazione da fonti rinnovabili al Sud risulta di 35 punti percentuali più elevato rispetto al Nord nelle ore del fuori picco mattutino tra l'ora 1 e l'ora 8 (+14 p.p rispetto al 2012) e tale differenza cresce ulteriormente fino a raggiungere i 62 punti percentuali tra le ore 12 e le ore 15 (+13 p.p rispetto al 2012). In termini di prezzo il differenziale tra la zona Sud e la zona Nord, risulta pari a 3,7 €/MWh nelle ore di fuori picco mattutino (2,7 €/MWh nel 2012) e di 14,6 €/MWh tra le ore 12 e 15 (rispetto ai circa 10 €/MWh nel 2012).

⁴³ Con il termine ora si fa riferimento al periodo rilevante. Ad esempio, l'ora 17 corrisponde al periodo rilevante che va dalle 16.00 alle 16.59.

Figura 5: Delta prezzo Sud-Nord e differenza tra la quota dell'offerta eolica e fotovoltaica sulla domanda del Sud e quella del Nord (giorno lavorativo medio - anni 2013-2011)



* Le curve 2011,2012 e 2013 rappresentano la differenza in punti percentuali fra la quota di domanda (%) soddisfatta dalla produzione solare ed eolica al Nord e la quota di domanda (%) soddisfatta dalla produzione solare ed eolica al Sud

La forte penetrazione delle fonti rinnovabili nella zona Sud determina il flusso naturale di energia elettrica verso le zone settentrionali (dove si concentra il consumo) con inevitabili impatti sui transiti e sulle configurazioni zonali del Continente. A tale riguardo, sebbene anche nel 2013 il Continente risulti unito in un numero predominante di ore (68%), tale percentuale prosegue la sua discesa rispetto al biennio precedente (76% nel 2011 e 72% nel 2012). Il numero di ore in cui il Continente risulta separato in più zone (vedi Tabella 18 e 19) testimonia una crescente frequenza delle congestioni tra zone, dovuta al perdurare di importanti colli di bottiglia. In particolare:

- tra la zona Centro Sud (CSud) e quella Centro Nord (CNor), il numero di ore di saturazione è circa triplicato negli ultimi 3 anni passando dal 4% delle ore totali nel 2011 a circa il 14% delle ore nel 2013;
- tra la zona Nord e Centro Nord il numero di ore di saturazione è quasi raddoppiato dal 2011 al 2013, passando dal 6% al 11%, con un'importante inversione di flusso che ha determinato un passaggio dal 98% di ore con il transito saturato in export nel 2011 ad un 70% di ore di saturazione in import nel 2013.

Tabella 18: Configurazioni zonali del Continente e numero di ore

Numero Zone	N° Ore e incidenza %		
	2011	2012	2013
1	6.686	6.324	5.946
	76,3%	72,0%	67,9%
2	1.873	2.309	2.432
	21,4%	26,3%	27,8%
3	201	149	362
	2,3%	1,7%	4,1%
4	-	2	20
	0,0%	0,0%	0,2%
TOTALE	8.760	8.784	8.760

Tabella 19: Flussi fra le zone continentali e ore di saturazione

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	1353	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	1422	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			
2013	NORD	CNORD	3.303	1.686	355	956	11%	30%	70%
	CNORD	CSUD	1.845	2.310	- 799	1253	14%	12%	88%
	CSUD	SUD	10.000	3.982	- 2.562	1008	12%		100%
	SUD	BRNN	10.000	4.932	- 2.428	163	2%		100%
	SUD	FOGN	10.000	2.043	- 590	80	1%		100%
	SUD	ROSN	10.000	2.104	- 527	6	0%		100%

8.3 Confronto internazionale

A livello europeo il protrarsi della crisi economica durante il 2013 conferma alcune tendenze già emerse sulle principali borse europee durante il 2012. In particolare la flessione delle quotazioni del combustibile di riferimento a livello europeo rappresentato dal carbone (il cui prezzo è sceso indicativamente del -14/-16%), ai minimi nell'ultimo quadriennio, ha contribuito in parte ad un generale e rinnovato calo dei prezzi che si attestano nei principali Paesi europei tra i 38 €/MWh in Germania (-11% rispetto al 2012) e i 44 €/MWh in Spagna (-6% rispetto al 2012).

All'interno di una buona dinamica di interazione tra le borse *spot*, favorita dalle crescenti esperienze di *market coupling*, si rafforza però un processo di "localizzazione" in termini di prezzi tra i due principali mercati del centro Europa. Il differenziale tra Francia (43,24 €/MWh) e Germania (37,78 €/MWh) infatti ha raggiunto il massimo storico degli ultimi 9 anni (5,5 €/MWh), a causa delle differenze strutturali dei parchi di produzione nazionali messe ancora più in evidenza da eventi stagionali particolarmente intensi che hanno determinato disallineamenti meno frequenti ma mediamente più intensi. Inoltre, tale differenziale potrebbe in parte riflettere inefficienze legate all'attuale configurazione zonale del mercato elettrico tedesco, organizzato intorno ad un'unica zona di mercato, con conseguenti possibili distorsioni in fase di formazione dei prezzi (e di pre-dispacciamento) sui mercati del giorno prima della Germania e dei Paesi interconnessi.

In questo contesto, il mercato elettrico italiano si conferma un mercato con dinamiche proprie dove, dopo tre anni di ascesa continua, le quotazioni fanno registrare la flessione più importante tra le principali borse europee (-16,6%). Tale flessione può essere in parte spiegata, in un Paese caratterizzato da un mix tecnologico ancora fortemente rappresentato da impianti termoelettrici alimentati a gas, dalla progressiva sostituzione delle tradizionali formule gas *oil-indexed* con le più convenienti quotazioni *spot*, avvenuta in un quadro in cui la decisa contrazione degli acquisti si aggiunge ad una sempre maggiore presenza di offerta da fonti rinnovabili.

Per effetto delle dinamiche sopra descritte si osserva una crescente convergenza fra i prezzi in Italia e quelli delle principali borse europee, seppure i livelli assoluti di prezzo rimangano a distanze importanti (vedi Tabella 20). Nel 2013, in particolare, il differenziale con la Germania si è ridotto a 25,21 €/MWh, quello con la Francia a 19,75 €/MWh e il differenziale con la Spagna a 18,72 €/MWh. Considerando l'arco temporale compreso tra il 2005 ed il 2013, il prezzo medio in Italia è

cresciuto soltanto dell' 8% - dopo che nel 2012 aveva raggiunto un picco di incremento del 29% - risultando tuttavia in controtendenza rispetto agli altri paesi dove, al contrario, nello stesso periodo il prezzo ha segnato una contrazione, pari rispettivamente al 18% in Germania e Spagna e al 7% in Francia.

Tabella 20: Prezzi delle principali borse europee, 2005-2013

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Var. %
ITALIA	58,59	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48	62,99	-16,6%
GERMANIA	45,98	50,79	37,99	65,76	38,85	44,49	51,12	42,6	37,78	-11,3%
FRANCIA	46,67	49,29	40,88	69,15	43,01	47,5	48,89	46,94	43,24	-7,9%
SPAGNA	53,68	50,53	39,35	64,44	36,96	37,01	49,93	47,23	44,26	-6,3%
SCANDINAVIA	29,33	48,59	27,93	44,73	35,02	53,06	47,05	31,2	38,35	22,9%

Lo scostamento tra l'andamento del prezzo medio italiano e quello degli altri paesi si conferma riconducibile principalmente 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 costituiscono la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore (58% circa nel 2013, con riferimento al Continente), mentre negli altri paesi europei, come la Germania o la Francia, la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore è rappresentata da impianti termoelettrici tradizionali alimentati a carbone o da impianti termonucleari.

Tali tecnologie hanno costi variabili di produzione nettamente inferiori a quelli della tecnologia a ciclo combinato. Inoltre, in Italia, il vigente meccanismo dei certificati verdi⁴⁴, 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 2013 pari a circa 4 €/MWh) e, conseguentemente, il livello dei prezzi italiani rispetto ai prezzi degli altri paesi ove non trova applicazione un'analogia modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili. Tale obbligo di acquisto terminerà nel 2014 favorendo l'allineamento dei prezzi italiani a quelli dei paesi confinanti.

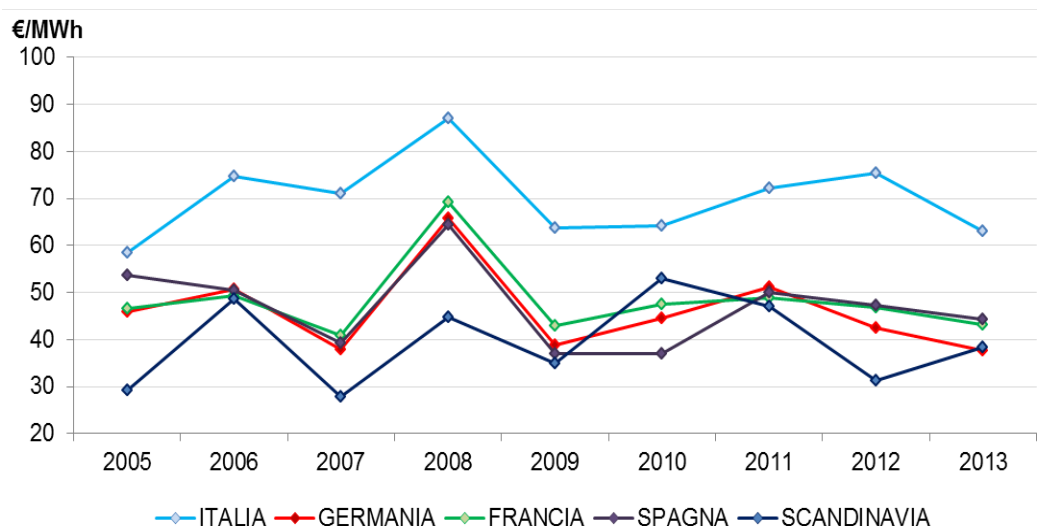
A riprova di quanto sopra indicato, se si confronta il prezzo all'ingrosso registrato nel 2013 in Italia con l'analogo prezzo della Germania, vale a dire del paese che ha fatto registrare il prezzo più basso tra i principali mercati europei, si osserva che, nell'ipotesi in cui la tecnologia marginale in Italia sia sistematicamente rappresentata da impianti termici a ciclo combinato, il cui costo variabile nel 2013 può essere indicativamente stimato pari a 52 €/MWh⁴⁵, ed in Germania, da impianti termici tradizionali alimentati a carbone, il cui costo variabile si stima sui circa 30 €/MWh⁴⁶, è facile osservare un differenziale tra i due paesi pari a circa 22 €/MWh. Se a questo si aggiunge per l'Italia l'onere dei certificati verdi che, come si è osservato, vale nel 2013 circa 4 €/MWh, si ottiene un stima del differenziale prossima a quella effettivamente registrata nel 2013.

⁴⁴ Tale obbligo come previsto dal D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, tende ad azzerarsi a partire dal 2015.

⁴⁵ Il costo variabile è calcolato utilizzando il prezzo del gas naturale registrato al PSV ed un impianto con rendimento al 53%. La metodologia di calcolo assume a riferimento il costo economico (o costo opportunità) sostenuto dal produttore di energia elettrica per acquistare (rivendere) il gas naturale. Le quotazioni al PSV utilizzate si riferiscono alla data delivery.

⁴⁶ Calcolato sulla base del prezzo del carbone CIF ARA Rotterdam, un PCI di 6236,51 kcal/kg, un rendimento standard della tecnologia del 35% incrementato dell'onere per l'emissione della CO2 il cui prezzo medio spot nel 2013 è stato pari a 4,46 €/tCO2 corretto per un fattore di emissione di 0,963 tCO2/MWh.

Figura 6: Prezzi di vendita sulle principali borse europee



8.3.1 Market coupling sulla frontiera Slovenia-Italia

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

- l'allocazione della maggior parte dei diritti su base annuale e mensile tramite aste esplicite (cd. *Physical Transmission Rights* o PTR annuali e mensili);
- l'allocazione 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 342 MW nel 2013. 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 ulteriormente salita, passando dal 95% del 2012 al 98% del 2013.

Coerentemente con il differenziale di prezzo tra la zona Nord e la zona slovena BSP⁴⁷, pari in media a 18 €/MWh nel 2013 e in calo rispetto al 2012 (pari a 21 €/MWh), il *market coupling* ha determinato flussi in ingresso verso l'Italia nel 97,8% delle ore (in calo rispetto al 99,6% del 2012) e flussi in uscita nel 1,9% (in aumento rispetto allo 0,4% del 2012) delle ore⁴⁸. Infine la percentuale di ore in cui i mercati del giorno prima italiano (zona Nord) e sloveno (zona BSP) hanno presentato

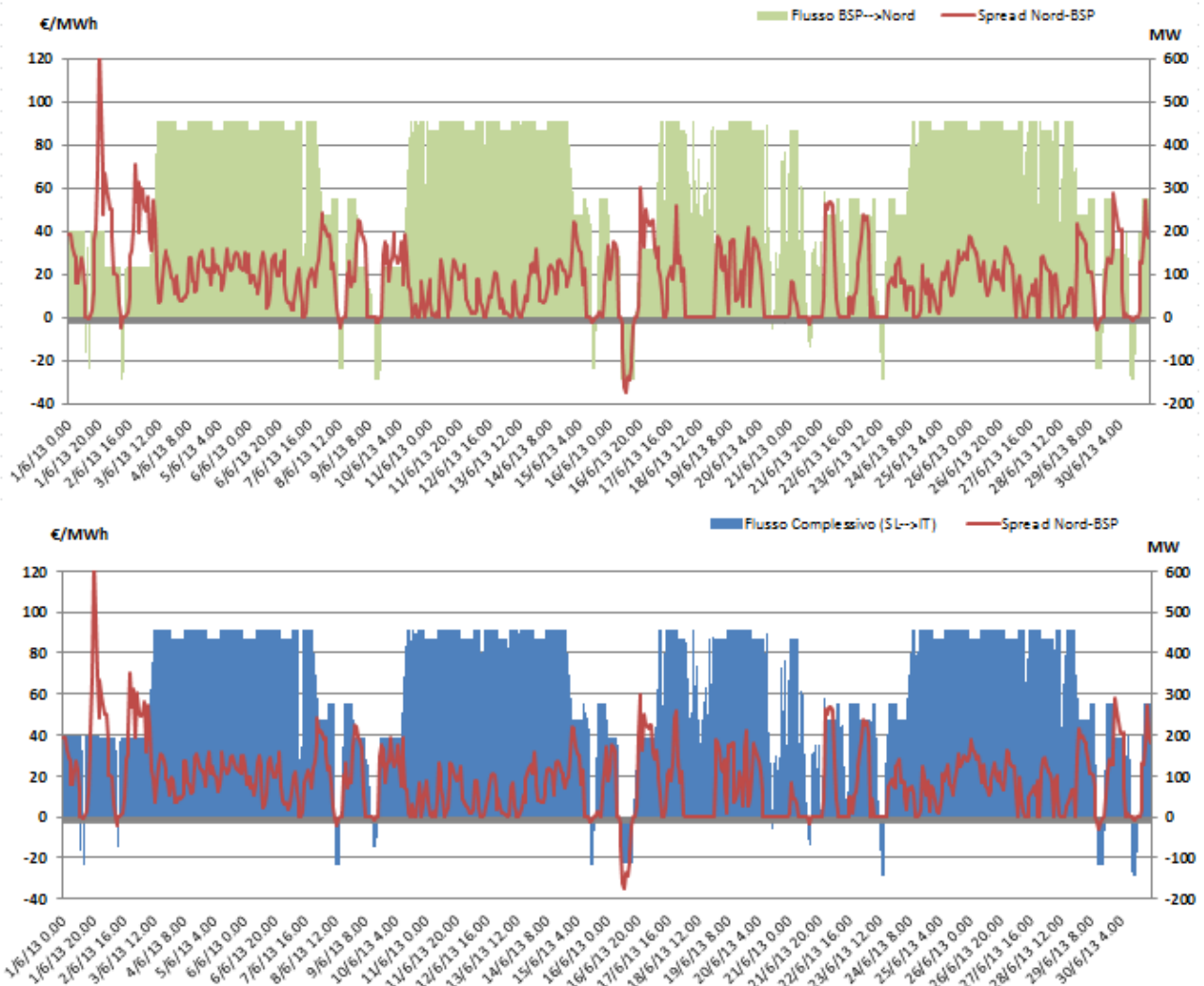
⁴⁷ BSP è la borsa elettrica slovena.

⁴⁸ In sole 20 ore non si sono registrati flussi tramite market coupling.

gli stessi prezzi - ovvero le ore dell'anno in cui non c'è stata congestione sull'interconnessione - è risultata pari al 11,5% (20% nel corso del 2012).

La Figura 7 mostra i flussi determinati dal *market coupling* (grafico superiore) ed i flussi complessivi dalla Slovenia verso l'Italia⁴⁹ (grafico inferiore) per il mese di giugno 2013. Nelle ore in cui il differenziale tra il prezzo nella zona Nord e quello sloveno (spread Nord-BSP) è stato negativo (30 ore totali), il flusso medio orario in export è stato 113 MW contro i 132 MW medi orari originati dal solo *market coupling*, a conferma della maggiore efficienza di quest'ultimo nell'allocatione della capacità transfrontaliera.

Figura 7: Flusso di energia Slovenia-Italia e BSP-NORD e andamento del differenziale di prezzo Zona Nord – BSP (Spread Nord-BSP) nel mese di giugno 2013



⁴⁹ 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.

9 MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

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 21 riporta l'evoluzione dal 2009 al 2013 delle principali componenti che concorrono a determinare l'onere netto sostenuto da Terna⁵⁰ 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 (di seguito: 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.

⁵⁰ 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 21: Controvalore delle principali componenti dell'uplift dal 2009 al 2013*,,*****

	2009	2010	2011	2012	2013
	(Mln €)	(Mln €)	(Mln €)	(Mln €)	(Mln €)
APPROVVIGIONAMENTO SERVIZI	-1607	-1049	-960	-946	-1190
COMPONENTE ENERGIA	427	7	-127	-286	-355
CONTRATTI	0	-136	-81	-109	-147
GETTONE DI AVVIAMENTO			-11	-38	-90
ALTRE PARTITE	15	31	31	80	59
TOTALE	-1.165	-1.147	-1.148	-1.299	-1.723
Costo unitario €/Mwh	3,82	3,76	3,76	4,26	5,64

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

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

*** Come descritto nel Rapporto di monitoraggio pubblicato lo scorso anno, l'aumento degli oneri relativi alla componente energia nel 2012 è stato più che compensato dalla riduzione dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulla RTN disposte a partire dal 2012 dalla deliberazione ARG/elt 196/11.

Come è possibile osservare dalla Tabella 21, nel corso del 2013, si realizza, rispetto all'anno precedente, un aumento dell'onere netto a carico del sistema, in seguito a un peggioramento dei conti di tutte le componenti incluse nell'elenco. L'onere complessivo nel corso del 2013 ammonta a 1.723 Mln/€rispetto a 1.299 Mln/€del 2012 (+ 32,64%), guidato da un aumento degli oneri per le componenti approvvigionamento servizi (+25,79%), energia (+24,13%), contratti (+34,86%) e gettone d'avviamento (+136,86%) e da una riduzione dei proventi per le altre partite (-26,25%).

Le variazioni riguardanti le principali voci, che verranno più dettagliatamente trattate nelle sezioni successive, possono essere così riassunte:

- l'aumento dell'onere per la componente "approvvigionamento servizi" è il frutto del sensibile incremento delle movimentazioni cosiddette a "salire", ossia relative all'acquisto di energia da parte di Terna nella fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante). Quest'ultime movimentazioni registrano, infatti, un aumento di oltre 2,8 TWh rispetto all'anno precedente (+45%), solo parzialmente compensato da un aumento, seppur rilevante, delle movimentazioni a "scendere" sempre nella fase di programmazione del MSD (+35% rispetto all'anno precedente), ossia afferenti la vendita di energia da parte di Terna, determinando un peggioramento del bilancio netto tra oneri e proventi del sistema. L'aumento delle movimentazioni, concentrato principalmente nelle zone di mercato della Sicilia e della Sardegna, ha interessato capacità di generazione assoggettata, a vario regime, a vincoli di essenzialità per la sicurezza del sistema. Tali argomenti saranno più approfonditamente trattati nel corso del successivo paragrafo, dove verranno analizzate le movimentazioni e l'andamento dei prezzi nel MSD;
- l'aumento dell'onere per la componente "energia" è imputabile ad un peggioramento del saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia necessaria alla sua copertura. Tale aumento (+24% rispetto al 2012) si realizza nonostante il sensibile calo, registrato nel corso del 2013, dello sbilanciamento complessivo del sistema che, proseguendo con il trend già in atto nell'anno precedente, subisce un'ulteriore riduzione del 77% (si veda paragrafo 9.2). Le motivazioni alla base di tali dinamiche vanno ricercate nella contemporanea applicazione di corrispettivi di sbilanciamento non in grado di riflettere pienamente i costi sostenuti dal gestore di rete per l'approvvigionamento delle risorse (bassa cost-

reflectiveness)⁵¹ e dalla conseguente condotta, volta a trarre profitto dal disallineamento tra i prezzi di sbilanciamento e il reale valore dell'energia in tempo reale, messa in atto da alcuni operatori (principalmente utenti del dispacciamento in prelievo) localizzati nelle isole maggiori nella prima parte dell'anno⁵². Di ciò si darà evidenza nel corso del successivo paragrafo dedicato all'andamento degli sbilanciamenti;

- l'aumento dell'onere per la componente “*contratti*” è imputabile all'aumento della capacità assoggettata al regime alternativo di essenzialità, come disciplinato dal comma 65bis della deliberazione 111/06. La potenza massima complessiva degli impianti assoggettati a tale regime subisce nel 2013, infatti, un incremento di oltre 1,6 GW. L'aumento della capacità contrattualizzata, come verrà spiegato nelle sezioni successive, ha avuto come effetto diretto una riduzione dei prezzi osservati sul MSD;
- l'aumento dell'onere per la componente “*gettone di avviamento*” è riconducibile al contemporaneo aumento del numero di accensioni da remunerare e del prezzo riconosciuto agli operatori (c.d. “*gettone*”) nei primi mesi del 2013. Nel corso del 2013, su segnalazione di Terna è emersa la tendenza di alcune UP nella titolarità di taluni operatori ad annullare, nel corso delle successive sessioni del MI, le manovre di accensione programmate in esito a MGP e confermate preliminarmente da Terna nella prima sotto fase di MSD ex-ante, ciò con la evidente finalità di determinare la registrazione a consuntivo di avviamenti non previsti in fase di selezione delle offerte nel MSD ex-ante, alterandone in tal modo l'ordine di merito economico. Il fenomeno sarà meglio descritto nel corso del paragrafo 9.2.

9.1 Analisi delle movimentazioni su MSD

Nel corso del 2013 si verifica un sensibile aumento delle movimentazioni sul MSD. Come mostra la Tabella 22, le movimentazioni effettuate da Terna a salire (acquisto di energia dagli operatori) sono aumentate del 22%, mentre quelle a scendere (vendita di energia agli operatori) hanno visto un incremento del 6%. Tale aumento ha contribuito al peggioramento dei conti della componente “*approvvigionamento servizi*” precedentemente illustrato. Dai dati è comunque possibile osservare due dinamiche antitetiche afferenti le movimentazioni in fase di programmazione (MSD ex-ante) e quelle nella fase di gestione del tempo reale (MB). Infatti, mentre per la prima fase si osservano importanti variazioni positive in entrambe le direzioni (+45% a salire e +35% a scendere), nella fase di bilanciamento questa dinamica si inverte e si assiste ad una riduzione dell'energia scambiata tra Terna e gli operatori (-6,5% a salire e -5,1% a scendere).

Tabella 22: Quantità movimentate su MSD (MSD ex ante e MB) nel 2012 e 2013.

	SALIRE			SCENDERE		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
MSD Ex-Ante (TWh)	4,72	6,18	8,99	4,87	3,72	5,04
MB (TWh)	3,94	5,10	4,77	12,35	9,60	9,11
Totale (Twh)	8,66	11,28	13,76	17,22	13,32	14,15

Prima di entrare nelle motivazioni alla base dei fenomeni appena descritti, si ritiene utile, per una migliore comprensione dell'attività svolta dal gestore di rete, fornire due premesse. Innanzitutto, va detto come il vincolo della minimizzazione degli oneri complessivi del sistema, imposto in capo al gestore, implichi la necessità di approvvigionare i servizi di dispacciamento, compatibilmente con i

⁵¹ A tal proposito, come verrà successivamente indicato, la revisione della disciplina degli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili, introdotta nel 2013, ha contribuito ad aumentare l'“aderenza” tra i corrispettivi di sbilanciamento ed i costi effettivamente sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse.

⁵² Tali comportamenti sono stati oggetto di un'istruttoria conoscitiva (deliberazione 197/2013/E/eel) e di successive deliberazioni volte a limitarne gli effetti (deliberazioni 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel).

vincoli imposti dalla rete e con la necessità di gestire in sicurezza il sistema, il più possibile a ridosso del tempo reale.

Successivamente, è valevole soffermarsi su come il reperimento delle risorse per l'attività di dispacciamento si distribuisce nelle due fasi di mercato. Nella fase di programmazione, Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla costituzione di adeguati margini di riserva secondaria e terziaria di potenza e alla risoluzione delle congestioni di rete. La fase di gestione del tempo reale, diversamente, viene impiegata dal gestore per il “*mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica; la risoluzione di congestioni e la creazione o il ripristino di adeguati margini di riserva secondaria di potenza*”⁵³.

Ciò premesso, l'aumento delle quantità scambiate in fase di programmazione è riconducibile principalmente a due fenomeni, uno dei quali già ampiamente documentato in diverse analisi svolte dall'Autorità⁵⁴. Il primo fenomeno è connesso all'accresciuta penetrazione delle FRNP e al conseguente aumento dei fabbisogni di riserva secondaria e terziaria da soddisfare nella fase di programmazione del MSD, nonché alla necessità, concentrata in determinati periodi dell'anno, di gestire il sistema elettrico in condizioni di basso carico e elevata produzione da FRNP. La maggiore incertezza dell'attuale mercato elettrico, connessa allo sviluppo della capacità rinnovabile non programmabile sarà oggetto di tutto il capitolo successivo. Nella presente sezione è sufficiente rilevare come l'accresciuta penetrazione di tale fonti abbia comportato un aumento dei fabbisogni di riserva secondaria e terziaria e, conseguentemente, dei margini di riserva complessivi da costituire nella fase di programmazione del MSD.

Il secondo fenomeno è invece riconducibile alla necessità di movimentare nella fase di programmazione del MSD ex-ante alcune UP localizzate sulle Isole Maggiori al fine di risolvere vincoli di rete locali. Tale fenomeno è ben descritto nella Tabella 23, dove vengono riportati i volumi movimentati nel MSD Ex-ante.⁵⁵

Tabella 23: Quantità movimentate sul MSD Ex-Ante nel 2012 e 2013.

ZONA	SALIRE			SCENDERE		
	2012 Twh	2013 Twh	Delta Var %	2012 Twh	2013 Twh	Delta Var. %
CENTRO NORD	0,277	0,335	21%	0,079	0,087	10%
CENTRO SUD	1,203	0,995	-17%	0,306	0,178	-42%
NORD	2,478	3,157	27%	1,930	2,313	20%
SARDEGNA	0,214	1,877	779%	0,008	0,002	-81%
SICILIA	1,197	1,904	59%	0,247	0,405	64%
SUD	0,815	0,720	-12%	1,154	2,059	78%
TOTALE NRS	6,183	8,988	45%	3,724	5,044	35%

Il significativo aumento delle movimentazioni a salire in Sicilia e Sardegna è il risultato di una variazione nelle modalità di offerta di alcuni operatori relativamente a UP la cui presenza in servizio nel 2013 risultava necessaria per la risoluzione di vincoli di rete locali. Nello specifico, si fa riferimento agli impianti di Fiumesanto⁵⁶ in Sardegna e di Termini Imerese⁵⁷ in Sicilia, che, nel

⁵³ Vedi Capitolo 4 del Codice di rete di Terna.

⁵⁴ A puro titolo esemplificativo, si vedano il rapporto di monitoraggio 331/2013/I/eel ed il documento di consultazione 557/2013/R/eel.

⁵⁵ I volumi movimentati nel MSD ex-ante afferiscono esclusivamente agli “Altri Servizi”. Per la definizione di “Altri Servizi” (o NRS) si veda il paragrafo successivo relativo all'andamento dei prezzi su MSD.

⁵⁶ L'impianto di Fiumesanto è passato, a partire dal 2013, dal regime ordinario al regime “alternativo” previsto per gli impianti essenziali. A differenza di quanto previsto per il regime ordinario con reintegrazione dei costi, quello “alternativo” non prevede il vincolo di offerta di tutta la capacità essenziale nel MGP ad un prezzo pari a zero e l'offerta nel MSD della restante capacità a prezzo pari al costo variabile riconosciuto (CVR). L'unico vincolo per le UP che hanno scelto il regime “alternativo” è rappresentato dall'obbligo di offrire la capacità produttiva essenziale nel

corso del 2013 hanno diminuito il numero di ore in cui sono risultati in servizio in esito al mercato dell'energia, determinando la necessità di accenderli nel MSD ex-ante.

I dati forniti nelle successive tabelle, mostrano le movimentazioni che hanno riguardato “Altri Servizi” (NRS), suddivise per offerte di minimo tecnico, spegnimento ed altre offerte. La Tabella 24 mostra la suddivisione delle offerte a salire per i suddetti servizi tra offerte di minimo tecnico e altre offerte. E' possibile subito notare l'aumento nel 2013 delle offerte accettate per minimo tecnico in fase di programmazione (+54% rispetto al 2012), le quali rappresentano la maggioranza delle movimentazioni richieste da Terna (73,1%) in MSD ex-ante e che hanno coinvolto quasi esclusivamente gli impianti con tecnologia termoelettrica⁵⁸ (+53,9% rispetto al 2012).

Tabella 24: Quantità movimentate a salire per Altri Servizi (NRS) su MSD nel 2012 e nel 2013, con separazione tra le offerte di minimo tecnico e le altre offerte a salire

Mercato	Tecnologia	Altre Offerte			Offerte di Minimo		
		2012 TWh	2013 TWh	Delta	2012 TWh	2013 TWh	Delta
MSD ex-ante	Idrico (% su Totale Compl.)	0,13 (6,8%)	0,13 (5,3%)	0,0%	0,03 (0,7%)	0,03 (0,4%)	0,0%
	Pompaggio	0,12 (6,4%)	0,33 (13,8%)	175,0%	0,00 (0,0%)	0,00 (0,0%)	0,0%
	Termico	1,66 (86,8%)	1,96 (80,9%)	18,1%	4,25 (99,3%)	6,54 (99,6%)	53,9%
	Totale Complessivo (% su Tot. Ex-Ante)	1,91 (30,9%)	2,42 (26,9%)	27%	4,27 (69,1%)	6,57 (73,1%)	54%
MB	Idrico (% su Totale Compl.)	0,27 (7,4%)	0,18 (5,5%)	-33,3%	0,03 (5,5%)	0,01 (1,7%)	-70,0%
	Pompaggio	0,79 (21,4%)	0,84 (25,2%)	6,3%	0,00 (0,0%)	0,00 (0,0%)	0,0%
	Termico	2,62 (71,2%)	2,30 (69,2%)	-12,2%	0,53 (94,5%)	0,53 (98,3%)	0,0%
	Totale Complessivo (% su Tot. MB)	3,68 (86,7%)	3,32 (86,1%)	-9,8%	0,56 (13,3%)	0,54 (13,9%)	-3,6%

La Tabella 25 replica l'esercizio precedente con riferimento però alle movimentazioni a scendere. In particolare le offerte sono distinte per offerte di spegnimento ed altre offerte. Dai dati è possibile evincere due fenomeni:

- una riduzione delle movimentazioni nella categoria “Altre offerte”, sia nella fase di programmazione (-5%) che nella fase di bilanciamento (-7,6%) del MSD;
- un aumento delle offerte accettate per spegnimento in entrambe le fasi del mercato. Nello specifico, il peso degli spegnimenti del parco termoelettrico aumenta del 176% nel MSD ex-ante e del 33,3% nella fase di gestione del tempo reale. Nel 2013 le offerte di spegnimento rappresentano il 41% delle offerte complessivamente accettate sul MSD ex-ante (più 25 punti percentuali rispetto al 2012).

I dati fin qui mostrati anticipano il chiaro aumento del fabbisogno di riserva a scendere nel corso del 2013. Tale evidenza verrà meglio descritta nel capitolo che analizza gli effetti delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico. E' qui importante sottolineare come l'aumento delle offerte accettate in spegnimento in MSD ex-ante e MB, impongano un'attenta analisi dei parametri tecnici che caratterizzano il parco di generazione italiano, allo scopo di valutare l'evoluzione di quest'ultimo in termini di adattabilità ai mutati scenari di mercato.

MSD a prezzo non superiore al costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas, pari mediamente a 169 €/MWh nel 2013.

⁵⁷ L'unità di produzione di Termini Imerese 6 è stata dichiarata essenziale a partire dal 2014.

⁵⁸ Allo stato attuale, il codice di rete di Terna (capitolo 4), non prevede la possibilità per gli operatori di formulare offerte per minimo tecnico e di spegnimento per gli impianti di produzione e pompaggio.

Tabella 25: Quantità movimentate a scendere su MSD nel 2012 e nel 2013 per tecnologia, con separazione tra le offerte di spegnimento e le altre offerte a scendere

Mercato	Tecnologia	Altre Offerte			Spegnimenti		
		2012 Mwh	2013 Mwh	Delta	2012 Mwh	2013 Mwh	Delta
MSD ex-ante	Idrico	0,12	0,15	25,0%	0,05	0,58	1060,0%
	(% su Totale Compl.)	(3,7%)	(4,9%)		(8,5%)	(28,1%)	
	Pompaggio	0,17	0,10	-41,2%	0,00	0,00	0,0%
	(5,5%)	(3,2%)		(0,0%)	(0,0%)		
	Termico	2,84	2,74	-3,5%	0,54	1,49	175,9%
(90,7%)	(91,9%)		(91,5%)	(71,9%)			
	Totale Complessivo (% su Tot. Ex-Ante)	3,13 (84,1%)	2,98 (59,0%)	-5%	0,59 (15,9%)	2,07 (41,0%)	251%
MB	Idrico	0,23	0,29	26,1%	0,01	0,02	100,0%
	(% su Totale Compl.)	(3,0%)	(4,1%)		(4,7%)	(8,5%)	
	Pompaggio	1,49	1,85	24,2%	0,00	0,00	0,0%
	(19,2%)	(25,9%)		(0,0%)	(0,0%)		
	Termico	6,02	5,00	-16,9%	0,18	0,24	33,3%
(77,7%)	(70,0%)		(95,3%)	(91,5%)			
	Totale Complessivo (% su Tot. MB)	7,74 (97,7%)	7,15 (96,5%)	-7,6%	0,18 (2,3%)	0,26 (3,5%)	44,4%

La Tabella 26 mostra l'andamento delle movimentazioni che hanno riguardato la riserva secondaria (RS). Quest'ultima, come verrà spiegato nel capitolo successivo, rappresenta una delle risorse più flessibili a disposizione del gestore di rete per far fronte a variazioni istantanee tra il consumo e la produzione. Nel corso del 2013 si verifica un aumento delle movimentazioni a salire e scendere per RS nella macrozona continentale (+7% a salire e +2% a scendere) ed in Sicilia (+13% a salire e +7% a scendere), ed una riduzione nella macrozona Sardegna (-27% a salire e -48% a scendere). Nel complesso, le movimentazioni a salire registrano un aumento del 6% mentre quelle a scendere dell'1%.

Tabella 26: Quantità movimentate a salire e a scendere per Riserva Secondaria (RS) su MB nel 2012 e nel 2013 distinte per macrozona.

SERVIZIO	MACROZONA	SALIRE			SCENDERE		
		2012 Twh	2013 Twh	Delta Var. %	2012 Twh	2013 Twh	Delta Var. %
RS	CONTINENTE	0,74	0,80	7%	1,46	1,49	2%
	SARDEGNA	0,04	0,03	-27%	0,06	0,03	-48%
	SICILIA	0,07	0,08	13%	0,16	0,17	7%
TOTALE RS		0,86	0,91	6%	1,68	1,69	1%

9.1.1 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. I dati del 2013 riguardanti il differenziale tra i prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire⁵⁹) e i prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere⁶⁰) sono mostrati in Tabella 27.

⁵⁹ 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.

⁶⁰ 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.

Tabella 27: Servizio NRS – prezzi a salire, prezzi a scendere su MSD ex-ante e MB e differenziali

ZONA	Prezzi a Salire			Prezzi a Scendere			Differenziale		
	2012 €/MWh	2013 €/MWh	Delta Var. %	2012 €/MWh	2013 €/MWh	Delta Var. %	2012 €/MWh	2013 €/MWh	Delta Var. %
Centro Nord	131	135	3%	36	23	-35%	95,6	111,6	17%
Centro Sud	172	159	-8%	13	8	-38%	159,3	151,2	-5%
Nord	140	119	-15%	36	27	-25%	104,3	92,5	-11%
Sardegna	222	136	-39%	42	30	-27%	180,3	105,2	-42%
Sicilia	172	160	-7%	21	21	0%	150,9	139,1	-8%
Sud	138	134	-3%	18	12	-37%	119,3	122,2	2%

Dai dati forniti possono essere colti i seguenti fenomeni:

- i differenziali nella zona Nord e Centro-Nord subiscono variazioni più sostenute. Nello specifico nella zona Nord, il differenziale si riduce dell'11% rispetto al 2012, guidato da una discesa (-15% rispetto al 2012) dei prezzi a salire solo in parte compensata dal calo dei prezzi a scendere (-25% rispetto al 2012). Nella zona Centro-Nord il differenziale fa registrare un aumento del 17% rispetto all'anno precedente, guidato dalla contemporanea, seppur modesta, spinta al rialzo dei prezzi a salire (+3% rispetto al 2012) e dal più sostenuto calo dei prezzi a scendere (-35% rispetto al 2012). Tali fenomeni possono essere riconducibili principalmente:
 - per la zona Nord, all'aumento delle quantità accettate a salire (+179% rispetto al 2012) da impianti essenziali che hanno optato per il regime "alternativo" previsto per gli impianti essenziali⁶¹;
 - per la zona Centro-Nord, dalla forte riduzione delle offerte accettate a scendere da impianti essenziali rientranti in qualsiasi regime (-80% rispetto al 2012);
- i differenziali sulle Isole mostrano variazioni poco significative in Sicilia, dove si assiste ad una riduzione dell'8%, determinata esclusivamente da una diminuzione dei prezzi medi a salire (-7%). In Sardegna, invece, si verifica un vero e proprio crollo del differenziale (-42%), strutturalmente più elevato a causa dell'elevata concentrazione dell'offerta nelle mani di pochi operatori, in seguito alla caduta del prezzo medio a salire (-39% rispetto al 2012), lievemente compensato da una riduzione dei prezzi medi a scendere (-27%). Con riferimento alla zona di Sardegna, i fatti appena descritti possono essere imputabili a:
 - con riferimento ai prezzi a salire, così come evidenziato dalla Tabella 27 e a conferma dei fenomeni di arbitraggio illustrati nella precedente sezione, al determinante aumento delle quantità accettate a salire da impianti essenziali che hanno optato per il regime "alternativo" nel 2013 invece del regime ordinario per cui avevano optato nel 2012. Nello specifico, il peso di queste ultime sul totale delle movimentazioni a salire passa dal 16,5% del 2012 al 90,3% del 2013;
 - con riferimento ai prezzi a scendere, nonostante la riduzione delle movimentazioni richieste da Terna (-46% rispetto al 2012) come indicato in Tabella 28, al minor peso delle offerte accettate da impianti essenziali iscritti al regime ordinario o di reintegro dei costi (4,3% nel 2013 rispetto al 19,2% del 2012) che si è ridistribuito solo parzialmente sulle offerte da impianti che hanno optato per il regime "alternativo", contribuendo così a far crescere il peso delle offerte libere ("spot") da ogni vincolo regolatorio (48,8% nel 2013 rispetto al 43,9% del 2012).

⁶¹ Mentre il regime "ordinario" (con o senza ammissione al reintegro dei costi) prevede che la capacità produttiva essenziale dell'impianto sia offerta nel MSD a prezzo pari al costo variabile riconosciuto (CVR), il regime "alternativo" prevede che la capacità produttiva essenziale dell'impianto sia offerta nel MSD a prezzo non superiore al costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas, pari mediamente a 169 €/MWh nel 2013.

Tabella 28: Movimentazioni di NRS in Sardegna distinte per origine offerta nel 2012 e 2013

	Salire			Scendere		
	2012	2013	Delta	2012	2013	Delta
	TWh	TWh	Var%	TWh	TWh	Var%
Spot	0,28	0,09	68%	0,18	0,11	-39%
(% su tot. Zonale)	(72,8%)	(4,3%)		(43,9%)	(48,9%)	
Essenziale	0,04	0,11	175%	0,08	0,01	-88%
	(10,7%)	(5,4%)		(19,2%)	(4,3%)	
Regime alternativo	0,06	1,91	3083%	0,15	0,1	-33%
	(16,5%)	(90,3%)		(36,9%)	(46,8%)	
Totale Movimentazioni	0,38	2,11	453%	0,41	0,22	-46%

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

Per Riserva Secondaria o RS si intende il servizio per l'utilizzo in tempo reale del margine di riserva secondaria costituito 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). Nella Tabella 29 viene presentato il dato relativo al differenziale tra i prezzi medi ponderati a salire e scendere, suddivisi per macrozona geografica⁶². Nel corso del 2013 si assiste ad un aumento del differenziale nel Continente (+13% rispetto al 2012), una modesta riduzione in Sicilia (-3%) ed il crollo del differenziale strutturalmente presente nella macrozona Sardegna (-90%).

Tabella 29: Servizio RS - prezzi a salire e prezzi a scendere su MB e differenziali

	Prezzi a Salire			Prezzi a Scendere			Differenziale		
	2012	2013	Delta	2012	2013	Delta	2012	2013	Delta
	€/MWh	€/MWh	Var. %	€/MWh	€/MWh	Var. %	€/MWh	€/MWh	Var. %
Continente	135	142	5%	20	13	-37%	114,9	129,3	13%
Sardegna	259	129	-50%	4	105	2737%	255,7	24,6	-90%
Sicilia	169	158	-6%	23	17	-25%	145,4	140,6	-3%

I dati indicati in Tabella 29 possono essere imputabili a:

- per le macrozone Continente e Sicilia alle dinamiche afferenti le quantità movimentate di RS (vedi Tabella 25) dalle quali emerge, per il 2013, la spinta inflazionistica sui prezzi di vendita degli operatori, dettata dall'aumento delle chiamate a salire, e la pressione al ribasso sui prezzi di acquisto degli operatori, causata dall'incremento delle chiamate a scendere;
- per la macrozona Sardegna, allo spostamento di quasi tutta l'energia accettata da offerte senza nessun vincolo regolatorio (offerte "spot"), che hanno costituito nel 2012 il 99,9% delle offerte totali accettate, ad offerte presentate da UP assoggettate al regime di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziali, che compongono nel 2013 il 97,7% delle chiamate a salire ed il 98,1% di quelle a scendere. Ciò è da attribuirsi all'iscrizione di Ottana nella lista degli impianti essenziali, per la fornitura del servizio di regolazione secondaria.

9.2 Andamento degli sbilanciamenti nel corso del 2013

Nel 2013 continua il trend, già in atto nel corso dell'anno precedente, che vede ridurre gli sbilanciamenti complessivi del sistema. La Tabella 30 mostra i dati relativi agli sbilanciamenti delle

⁶² La Riserva Secondaria, contrariamente agli "Altri Servizi", viene approvvigionata su base macrozonale.

UP e delle UC dal 2011 al 2013. Come si può osservare, gli sbilanciamenti negativi⁶³ delle UC, corrispondenti ad un maggiore prelievo di energia dalla rete rispetto al programma, passano da oltre 2 TWh del 2012 a circa 0,6 TWh nel 2013 (riduzione del 69%). In maniera speculare, gli sbilanciamenti positivi delle UP, corrispondenti ad una maggiore immissione di energia rispetto al programma si riducono del 72%, passando da oltre 3,5 TWh del 2012 a poco meno di 1 TWh nel 2013.

Tabella 30: Sbilanciamento fatturato dalle UP e UC dal 2011 al 2013

	Sbilanciamento Fatturato		
	2011	2012	2013
	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>
Unità di Consumo	-3,56	-2,12	-0,66
Unità di Produzione	9,16	3,57	0,99
Totale	5,60	1,45	0,33

L'aumento dell'onere della componente "energia" riscontrato in Tabella 21 è dovuto alla sistematica e prevedibile distorsione dei prezzi di sbilanciamento dovuta all'inclusione nel calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento di movimentazioni attivate a prescindere dall'effettiva condizione dello sbilanciamento aggregato zonale⁶⁴. Tale distorsione ha portato alcuni operatori localizzati nelle Isole Maggiori a mettere in atto condotte finalizzate a trarre profitto dal costante e prevedibile disallineamento tra i prezzi di sbilanciamento e il valore dell'energia acquistata o venduta da Terna nel tempo reale al fine di bilanciare la rete⁶⁵. Come evidenziato in Figura 8 tali condotte si sono concentrate nei primi mesi del 2012 e del 2013. A partire dal 2012, e in attesa del completamento del processo di riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi avviata con il documento per la consultazione 368/2013/R/eel, l'Autorità è intervenuta a più riprese al fine di correggere le distorsioni che hanno interessato i prezzi di sbilanciamento nel corso del 2012 e del 2013. In particolare:

- la riduzione degli sbilanciamenti nella seconda metà del 2012 è imputabile alle misure adottate dall'Autorità con la deliberazione 342/2012/R/eel in cui è prevista, tra le altre cose, l'eliminazione delle offerte per RS dal calcolo dei prezzi di sbilanciamento;
- la riduzione degli sbilanciamenti nella seconda metà del 2013 è imputabile alle misure adottate dall'Autorità con la deliberazione 285/2013/R/eel in cui è prevista, tra le altre cose, l'eliminazione delle offerte accettate nel MSD ex-ante dal calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato nelle Isole Maggiori;

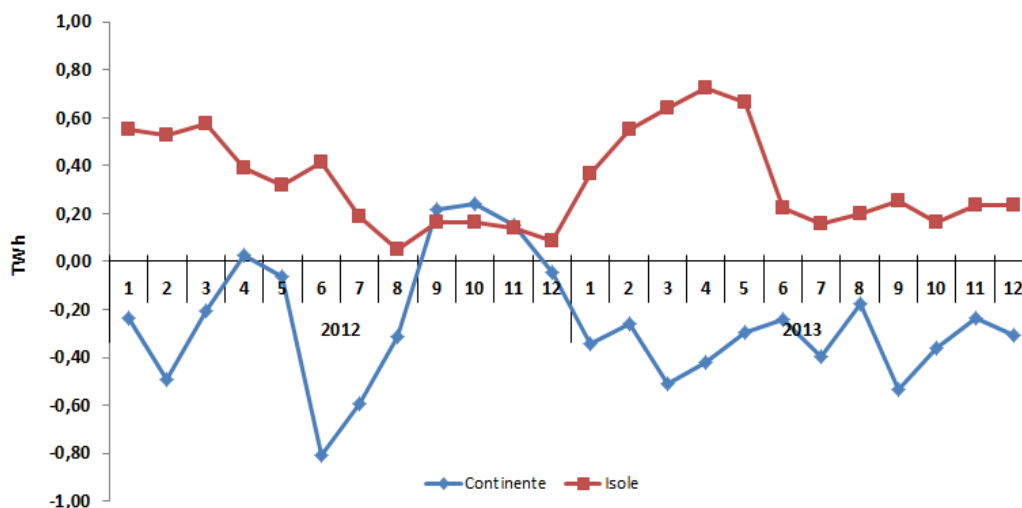
Gli interventi adottati dall'Autorità in materia di disciplina degli sbilanciamenti sono riassunti nel Capitolo 4 paragrafo 4.1 del presente Rapporto.

⁶³ Per una data unità ed un dato intervallo temporale, lo sbilanciamento è definito come la differenza tra l'energia immessa (contabilizzata con segno positivo) o prelevata (contabilizzata con segno negativo) ed il relativo programma fatturato.

⁶⁴ Per la disciplina riguardante la determinazione del segno di sbilanciamento si veda il Titolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06.

⁶⁵ Tali comportamenti sono stati oggetto di un'istruttoria conoscitiva (deliberazione 197/2013/E/eel) e di successive deliberazioni volte a limitarne gli effetti sull'*uplift* (deliberazioni 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel).

Figura 8: Andamento mensile degli Sbilanciamenti nella macrozona Continente e sulle Isole nel 2012 e 2013



9.3 Andamento degli avviamenti e relativa remunerazione (c.d. “gettone” di accensione).

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.

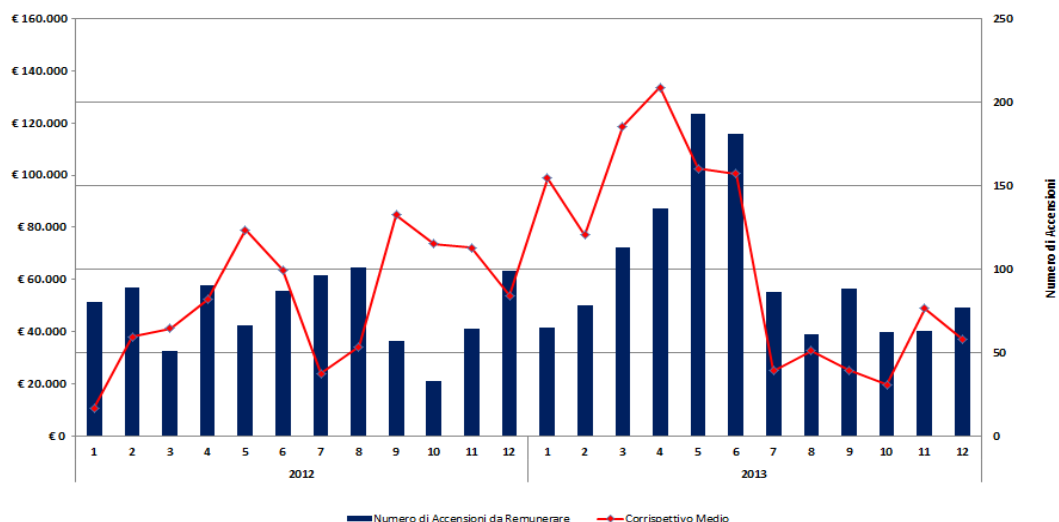
Nel corso del 2013, su segnalazione di Terna è emersa la tendenza di alcune UP nella titolarità di taluni operatori ad annullare, nel corso delle successive sessioni del MI, le manovre di accensione programmate in esito a MGP e confermate preliminarmente da Terna nella prima sottofase di MSD ex-ante, ciò con la evidente finalità di determinare la registrazione a consuntivo di avviamenti non previsti in fase di selezione delle offerte nel MSD ex-ante, alterandone in tal modo l’ordine di merito economico.

Con la deliberazione 285/2013/R/eel, l’Autorità ha, tra le altre cose, richiesto a Terna di modificare l’algoritmo per la remunerazione della manovra di accensione, ciò al fine di evitare un incremento di oneri impropri per il sistema.

Come mostra la Figura 9, a partire dal mese di luglio 2013 e in esito alle misure adottate con la deliberazione 285/2013/R/eel, il numero di manovre e i corrispettivi medi di accensione si sono sensibilmente ridotti⁶⁶.

⁶⁶ I dati tengono conto del numero di accensioni da remunerare, al lordo del numero di manovre che non hanno rispettato l’ordine di avviamento e per le quali non è stato quindi riconosciuto il corrispettivo di accensione.

Figura 9: Numero di Accensioni e Valore medio del gettone nei mesi dal 2012 al 2013



Come è possibile notare, nel primo semestre del 2013 si assiste al contemporaneo aumento del numero di accensioni da remunerare e del valore medio corrisposto agli operatori. Tale andamento è all'origine del peggioramento dei conti per la componente "gettone di accensione" indicata nella precedente Tabella 21. Nel periodo da luglio a dicembre 2013 il numero di accensioni si riduce nel Continente del 43%, passando da 766 a 437. Sempre nello stesso periodo si assiste ad una caduta del corrispettivo medio da remunerare alle UP, che passa da circa 105.000 €accensione a circa 31.000 €accensione. I valori sono indicati in Tabella 31 e Tabella 32 dove vengono inoltre proposti i trend mensili suddivisi per macrozona.

Tabella 31: Numero di gettoni mensili da remunerare suddivisi per macrozona nel 2012 e 2013

Mese	Continente			Sardegna			Sicilia		
	2012	2013	Delta	2012	2013	Delta	2012	2013	Delta
Gennaio	80	65	-19%	133	0	-100%	47	36	-23%
Febbraio	89	78	-12%	140	1	-99%	35	15	-57%
Marzo	51	113	122%	140	9	-94%	14	21	50%
Aprile	90	136	51%	24	4	-83%	22	21	-5%
Maggio	66	193	192%	68	4	-94%	19	16	-16%
Giugno	87	181	108%	126	5	-96%	21	24	14%
Luglio	96	86	-10%	92	4	-96%	20	34	70%
Agosto	101	61	-40%	75	0	-100%	50	42	-16%
Settembre	57	88	54%	7	2	-71%	19	38	100%
Ottobre	33	62	88%	72	1	-99%	28	39	39%
Novembre	64	63	-2%	130	4	-97%	24	47	96%
Dicembre	99	77	-22%	91	2	-98%	35	65	86%
TOTALE	913	1203	32%	1098	36	-97%	334	398	19%

Nello specifico, la Tabella 31 mostra, su base annua, un crollo del numero di accensioni in Sardegna (-97%) ed un aumento nel Continente (+32%) ed in Sicilia (+19%). La riduzione registrata nella macrozona sarda è da attribuirsi all'iscrizione di Ottana nella lista degli impianti essenziali, per la fornitura del servizio di regolazione secondaria. Nelle ore e per le quantità identificate *essenziali* da Terna, tale unità ha quindi l'obbligo di presentare nel MGP offerte di acquisto ad un prezzo nullo, così da collocarsi in cima all'ordine di merito economico di MGP e uscire già "accesa" in esito a tale mercato. La Tabella 32 mostra invece l'aumento generalizzato, dovuto alle dinamiche che hanno caratterizzato il primo semestre del 2013, del valore del gettone in tutte le macrozone.

Tabella 32: Valore medio (in Euro) del gettone mensile da remunerare suddiviso per macrozona nel 2012 e 2013

Mese	Continente			Sardegna			Sicilia		
	2012	2013	Delta	2012	2013	Delta	2012	2013	Delta
Gennaio	10.785	98.897	817%	375	-	-100%	5.181	89	-98%
Febbraio	37.961	77.114	103%	379	-	-100%	3.240	2.000	-38%
Marzo	41.303	118.811	188%	2.088	33.096	1485%	0	4.839	
Aprile	52.422	133.739	155%	2.056	-	-100%	1.718	11.392	563%
Maggio	78.958	102.390	30%	910	10.638	1069%	9.009	3.675	-59%
Giugno	63.580	100.536	58%	1.262	17.021	1248%	800	17.359	2070%
Luglio	24.085	25.010	4%	1.290	-	-100%	3.859	2.100	-46%
Agosto	34.221	32.746	-4%	580	-	-100%	-	213	
Settembre	84.735	25.220	-70%	176	-	-100%	884	129	-85%
Ottobre	73.642	19.748	-73%	3.582	-	-100%	-	-	
Novembre	72.235	48.948	-32%	238	70.920	29679%	525	-	-100%
Dicembre	53.765	37.167	-31%	240	-	-100%	212	77	-64%
Prezzo Medio Annuo	52.308	68.360	31%	1.098	13.167	1099%	2.119	3.489	65%

10 EFFETTO DELLE RINNOVABILI SUL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI

10.1 Effetto delle rinnovabili su domanda residua

La crescente offerta rinnovabile ed in particolare quella non programmabile (FRNP), prevalentemente eolica e solare fotovoltaica, ha contribuito ad estremizzare ulteriormente il profilo della “domanda residua”, sia effettiva⁶⁷ che in esito al MGP⁶⁸.

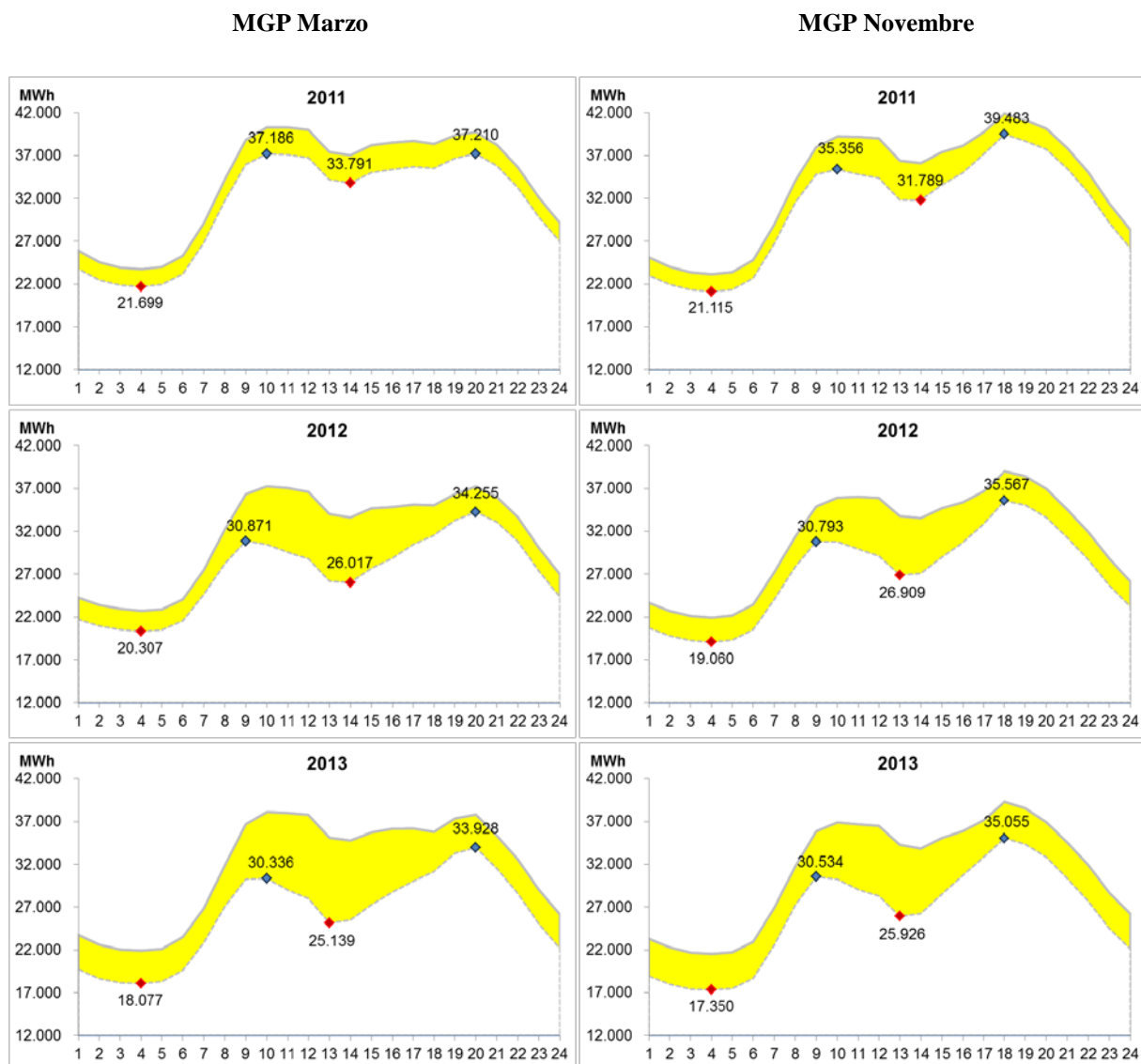
Con riferimento al periodo 2011-2013, appare evidente che la crescita della produzione rinnovabile a fronte di un profilo di consumo pressoché invariato, sebbene su livelli significativamente più bassi, ha determinato un’inevitabile riduzione della quantità di domanda su cui le tecnologie termoelettriche possono competere. In particolare, il forte incremento della capacità non programmabile installata, soprattutto fotovoltaica, provoca due effetti: un significativo abbassamento della domanda residua nelle ore centrali della giornata e un progressivo aumento della rampa serale.

La Figura 10 mostra l’evoluzione della domanda residua in esito al MGP riferita ai mesi di marzo e novembre, indicativi dei diversi profili di consumo e consumo residuo. Dal grafico è evidente come gli effetti sopra richiamati siano particolarmente pronunciati confrontando i profili di domanda residua e i valori di rampa con riferimento agli anni 2011 e 2012. I medesimi valori riferiti ai mesi di marzo e novembre 2013 sembrano indicare invece una stabilizzazione del fenomeno, con variazioni relativamente contenute rispetto al 2012, fatta eccezione per la rampa mattutina che evidenzia un incremento importante su entrambi i mesi del 2013 (+1,5/1,7 GWh).

⁶⁷ 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 programmate 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).

⁶⁸ La domanda residua su MGP differisce dalla domanda residua effettiva in quanto le offerte delle unità di consumo e le offerte delle unità di produzioni alimentate da fonte eolica o solare sono basate rispettivamente su previsioni di prelievo ed immissione.

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

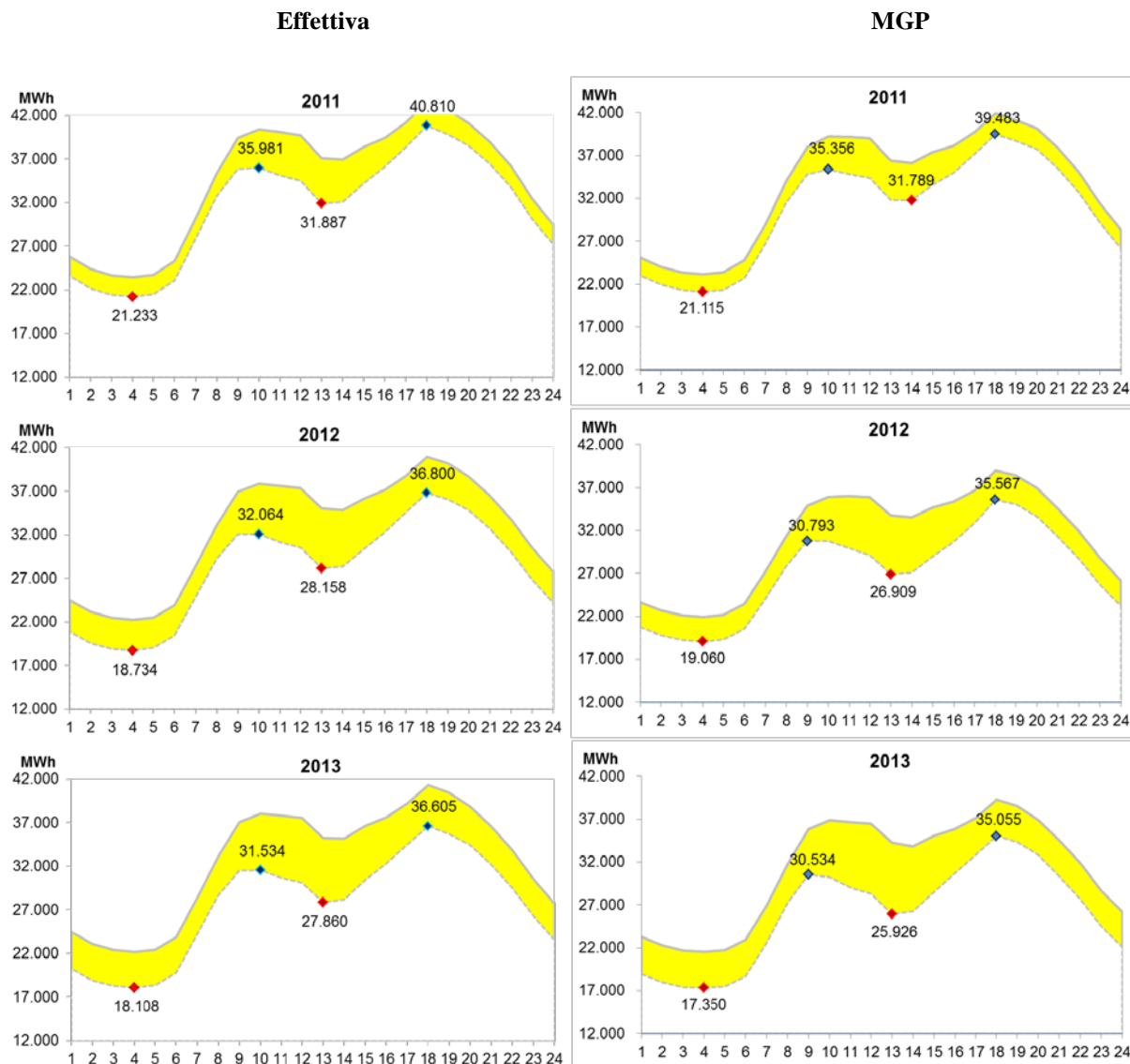


Nella Figura 11 viene riportato il confronto fra:

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

Il confronto fra la parte sinistra e destra della Figura 11 mostra 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. A seguito dell' introduzione della disciplina degli sbilanciamenti delle unità alimentate da FRNP (Delibera 281/2012/R/efr e s.m.i) l' Autorità si è prefissata di ridurre al minimo la discrepanza fra domanda residua effettiva ed in esito ad MGP grazie anche al progressivo miglioramento dei sistemi di previsioni adottati dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). In seguito all' annullamento della suddetta delibera da parte del giudice amministrativo, l' Autorità ha presentato con documento di consultazione 302/2014/R/eel i propri orientamenti per una nuova revisione della disciplina in materia.

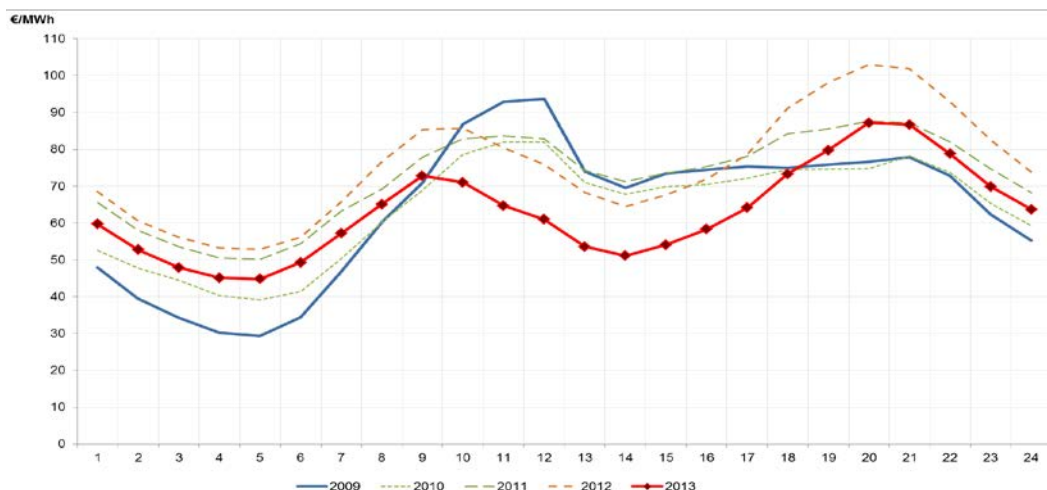
Figura 11: Evoluzione della domanda residua effettiva ed in esito al MGP nei giorni lavorativi del mese di novembre nel Continente



10.2 Effetto delle rinnovabili su MGP

Il crollo dei prezzi dell'energia durante il 2013 insieme al mutamento subito dalla domanda residua ha inciso significativamente sul profilo dei prezzi orari su MGP. L'effetto delle rinnovabili sul profilo dei prezzi appare evidente se si confrontano i profili sulle ventiquattro ore negli ultimi anni (vedi Figura 12).

Figura 12: Profilo medio annuo di prezzo orario giornaliero su MGP dal 2009 al 2013



Tale evoluzione si può facilmente osservare confrontando il 2013 con il 2009. I suddetti anni, pur presentando un prezzo medio praticamente allineato, rispettivamente pari a 62,99 €/MWh e 63,72 €/MWh, sono caratterizzati da un profilo nettamente differente (vedi Figura 13). Nel dettaglio, dal confronto tra i due profili, si osserva quanto segue:

- nelle ore di fuori picco mattutino (1-9) e nelle ore serali (19-24), in cui la produzione fotovoltaica è assente o estremamente ridotta, i prezzi dell'energia elettrica nel 2013 risultano superiori ai prezzi del 2009 rispettivamente del 26% e del 11%; nelle ore centrali della giornata (10-18), al contrario, grazie all'apporto significativo della produzione fotovoltaica, i prezzi medi nel 2013 risultano inferiori del 23% rispetto al 2009;
- sebbene le variazioni risultino in linea con il profilo generale di cui sopra:
 - nei giorni non lavorativi (sabato e domenica), caratterizzati da un più basso carico, si osserva una crescita dei prezzi medi relativamente minore nelle ore di fuori picco mattutino e serale (rispettivamente +24% e +9%) ed una flessione dei medesimi relativamente maggiore nelle ore centrali della giornata (-27%), vedi Figura 14;
 - per contro, nei giorni lavorativi (vedi Figura 15), si osserva il fenomeno opposto, ossia una crescita dei prezzi medi relativamente maggiore nelle ore di fuori picco mattutino e serale (rispettivamente +27% e +12%) ed una flessione dei prezzi medi relativamente minore nelle ore centrali della giornata (-21%).

Figura 13: Andamento medio orario del PUN, 2009 vs 2013

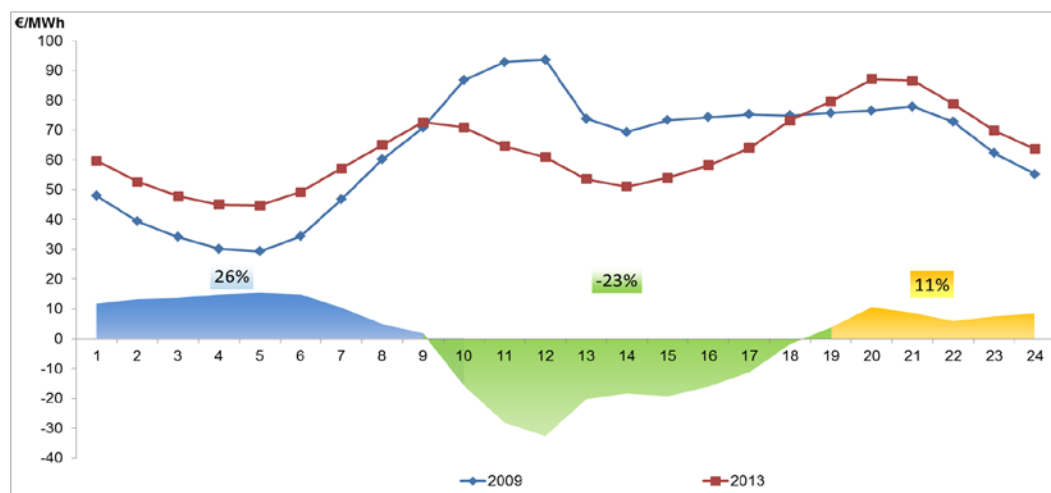


Figura 14: Andamento medio orario del PUN nei giorni non lavorativi, 2009 vs 2013

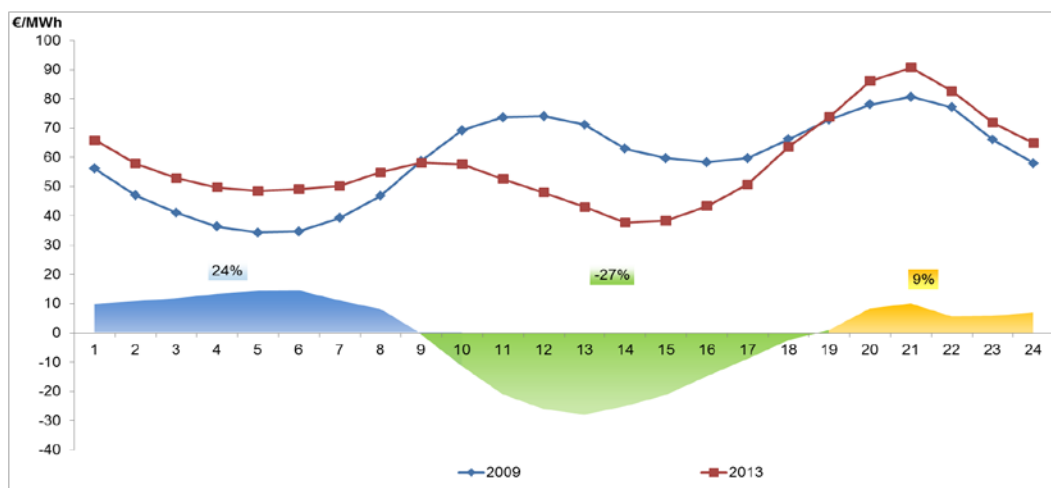
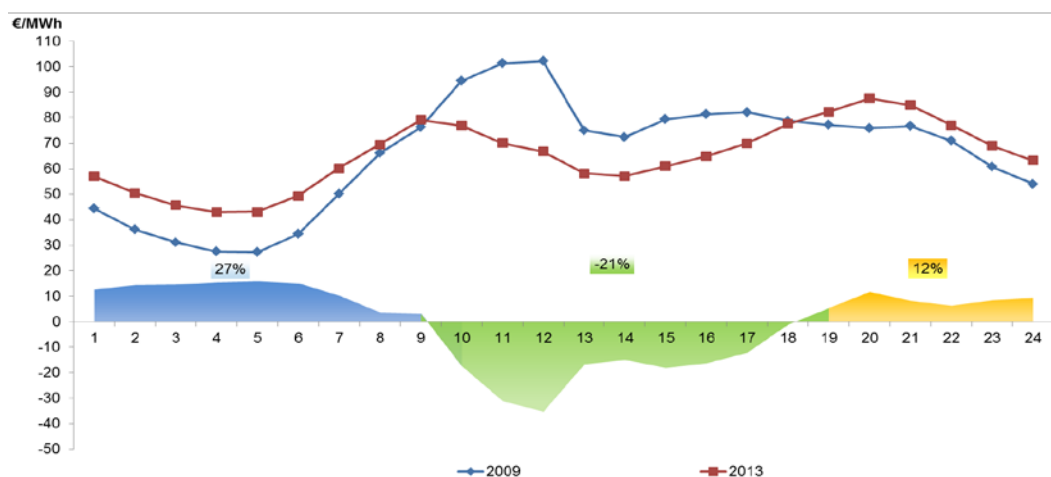
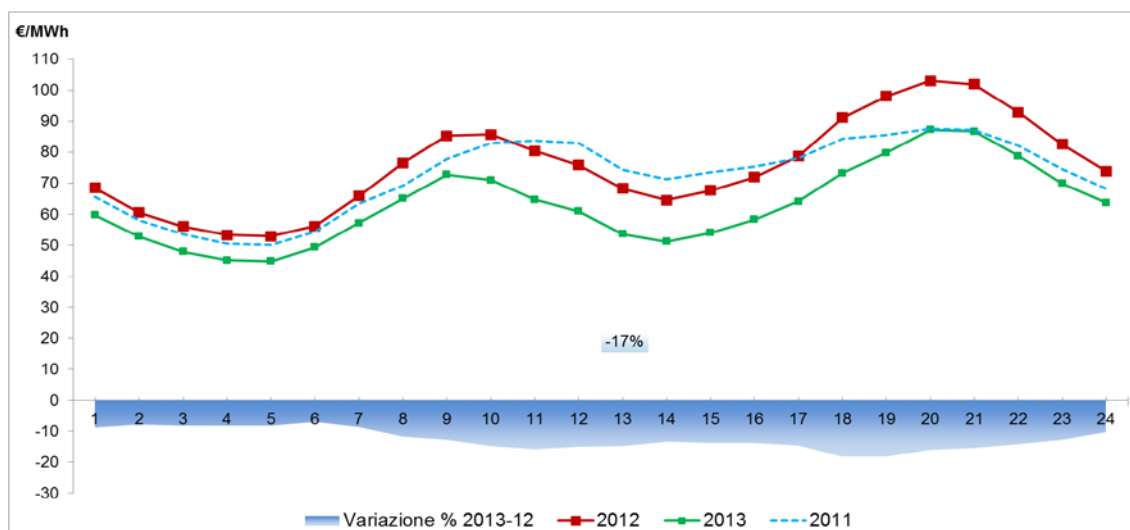


Figura 15: Andamento medio orario del PUN nei giorni lavorativi, 2009 vs 2013



Rispetto al 2012, al netto dell'effetto "livello" dovuto alla generale contrazione dei prezzi già richiamata, non si riscontra nel 2013 una variazioni altrettanto considerevole nel profilo di prezzo, che si mantiene simile nel corso delle 24 ore. La generale riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia, mediamente pari al 17%, ha però contribuito a livellare parzialmente la curva dei prezzi.

Figura 16: Andamento medio orario del PUN 2011-2013



10.2.1 Analisi del *Clean Spark Spread*

Come evidenziato nel precedente paragrafo, il crescente apporto produttivo da FRNP, in particolare da impianti eolici e fotovoltaici, ha contribuito a mutare profondamente sia il livello che i profili dei prezzi di equilibrio su MGP negli ultimi anni. In particolare, nelle ore centrali della giornata, quando la produzione fotovoltaica è massima, si assiste ad una forte riduzione dei prezzi di equilibrio. Ciò determina una conseguente riduzione del numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno la possibilità di essere selezionati o di coprire oltre ai costi variabili almeno parte dei loro costi fissi. Tale variabilità complica considerevolmente le strategie di offerta da parte degli impianti termoelettrici, che rischiano di vedersi accettare con programmi di produzione caratterizzati da frequenti accensioni e spegnimenti nell'arco dello stesso giorno, tecnicamente incompatibili con i vincoli di permanenza in servizio e fuori servizio di tali impianti.

Le figure sottostanti mostrano come negli ultimi anni la variazione del profilo di prezzo abbia inciso fortemente sulla capacità degli impianti termoelettrici turbogas a ciclo combinato (CCGT) di coprire i propri costi fissi e variabili. L'analisi prende in considerazione il differenziale medio mensile tra il prezzo zonale di vendita dell'energia elettrica e il costo variabile⁶⁹ di un impianto CCGT localizzato nella zona Sud, ossia la zona che ha fatto registrare il prezzo più basso (si rinvia all'Appendice B per la metodologia di calcolo del *clean spark spread*), e si divide in due parti:

- nella prima si considera il *clean spark spread* (di seguito: *spark spread*) medio mensile dal 2011 al 2013, nell'ipotesi di esercizio con fattore di carico pari al 100%. L'analisi è svolta, prendendo in considerazione un impianto in esercizio in tutte le ore dell'anno (profilo *baseload*) ed un impianto con permanenza in servizio concentrata nelle ore con i prezzi più alti della giornata, ovverosia tra le 17 e le 24;
- nella seconda si confronta per il 2013 lo *spark spread* precedentemente calcolato con lo *spark spread* calcolato sulle quantità effettivamente vendute da due campioni di impianti CCGT localizzati nella zona Sud.

⁶⁹ In linea con il rapporto di monitoraggio di luglio 2013 si è ritenuto opportuno calcolare lo *spark spread* utilizzando il prezzo del gas naturale registrato al PSV. La metodologia di calcolo assume a riferimento il costo economico (o costo opportunità) sostenuto dal produttore di energia elettrica per acquistare (rivendere) il gas naturale. Rispetto al precedente rapporto di monitoraggio le quotazioni al PSV utilizzate si riferiscono alla data *delivery* e non alla data *trading*, tale variazione seppur minima rende più corretto il calcolo dello *spark spread* aggiustando i valori già calcolati per il 2011 e il 2012.

La Figura 17 mostra l'andamento dello *spark spread* medio orario nella zona Sud nell'ultimo triennio per un impianto con profilo di esercizio *baseload*. Rispetto al valore di 6,41 €/MWh del 2012, in crescita rispetto al 2011 per effetto dell'incremento dei prezzi su MGP e del calo del costo del gas, lo *spark spread* del 2013 registra un crollo, in corrispondenza del forte calo del prezzo di vendita dell'energia elettrica. In particolare, lo *spark spread* risulta mediamente pari a -1,66 €/MWh, in calo di circa 8 €/MWh rispetto all'anno precedente, con un picco minimo pari a -10,52 €/MWh (mese di aprile) e un massimo di 5,62 €/MWh (mese di luglio).

Figura 17: Componenti di costo e margini mensili di un impianto a ciclo combinato localizzato nella zona Sud con profilo di esercizio *baseload* (2011-2013)

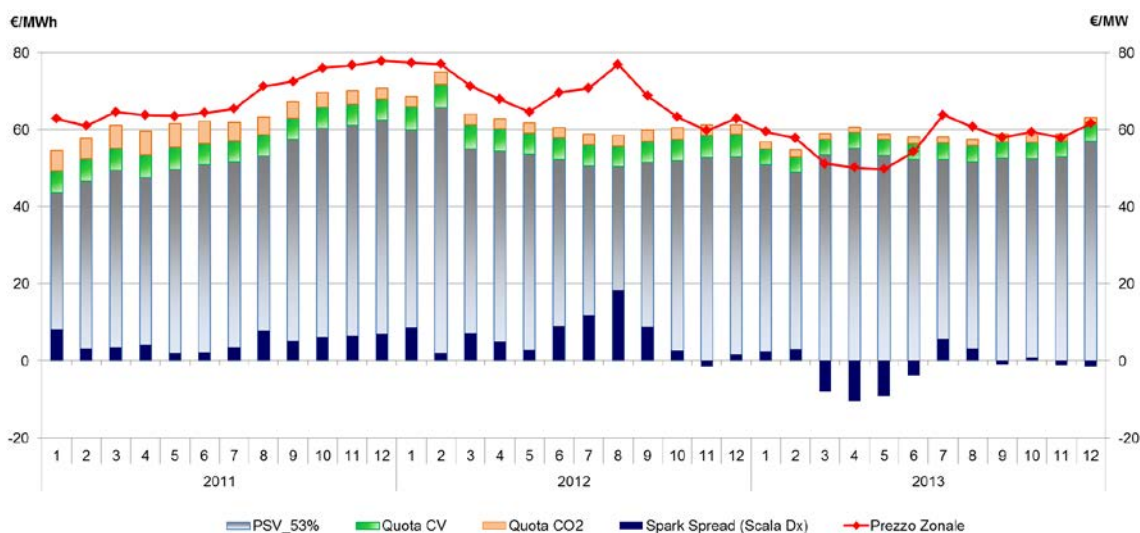


Tabella 33: Andamento tendenziale dello *spark spread* nelle zone Sud, anni 2011-2013

SUD	Spark Spread Medio anno	Var.	Min	MAX	Volatilità
	(€/MW)	(%)	(€/MW)	(€/MW)	(%)
2011	4,98		1,89	8,25	128%
2012	6,41	29%	-1,59	18,25	310%
2013	-1,66	-126%	-10,52	5,62	973%

Le condizioni di mercato e di esercizio degli impianti a ciclo combinato indicano l'opportunità di estendere l'analisi considerando un utilizzo dei CCGT che tenda a sfruttare la flessibilità dei medesimi, concentrandone il funzionamento nelle ore della giornata con i prezzi più alti al fine di realizzare maggiori margini.

Limitando la permanenza in servizio a 8 ore e concentrando la produzione nel picco serale, il miglioramento dello *spark spread* risulta evidente con un valore medio orario di 4,38 €/MWh positivo in tutti i mesi del 2013 come mostrato dalla Tabella 34 che riporta il confronto tra lo *spark spread* calcolato utilizzando il profilo *baseload* ed il profilo 17-24.

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)

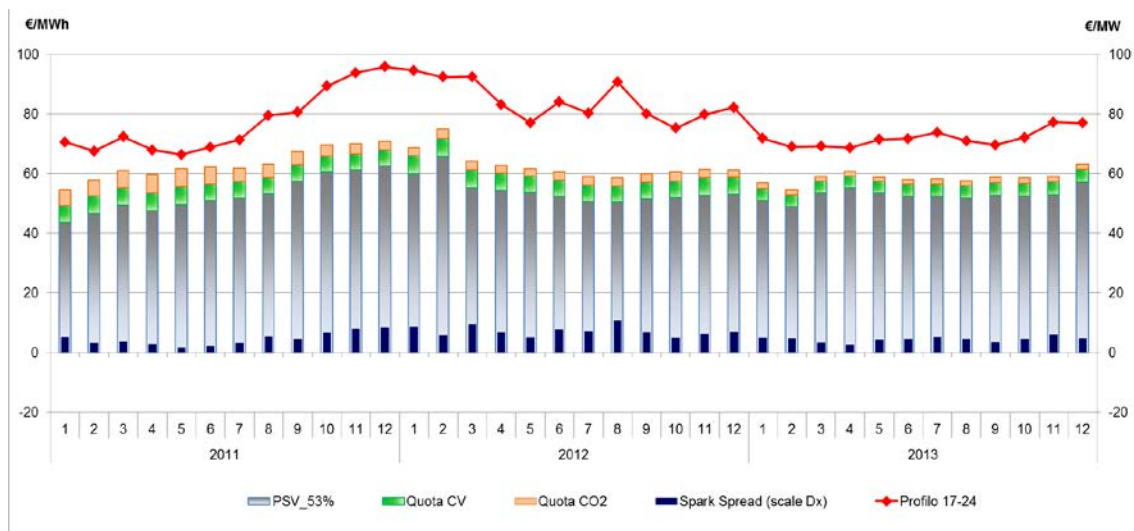


Tabella 34: Confronto fra i valori di *spark spread*, nelle ipotesi di profilo *baseload* e profilo 17-24 nella zona Sud, anni 2011-2013

SUD	Spark Spread Baseload	Spark Spread Profilo 17-24	Scarto Profilo - Bsl	Var. Tendenziale Profilo 17-24
	(€/MW)	(€/MW)	(€/MW)	(%)
2011	4,98	4,52	-0,46	0%
2012	6,41	7,15	0,74	58%
2013	-1,66	4,38	6,04	-39%

Le due ipotesi presentate offrono un'indicazione della possibilità di margine di impianti a ciclo combinato con profili di carico teorici (100% in tutte le ore di presunto esercizio). Confrontiamole quindi con profili di carico reali derivanti da due insiemi di impianti localizzati nella zona Sud con differenti strategie di offerta: il primo gruppo presenta offerte sulle 24 ore del giorno in tutti i giorni dell'anno, modulate in funzione del livello atteso della domanda residua e dei prezzi di equilibrio (vedi Figura 19), mentre il secondo gruppo presenta offerte circoscritte in un sottoinsieme di ore e di giorni dell'anno considerati più profittevoli (vedi Figura 20). Il primo profilo effettivo può essere utilmente confrontato con il profilo ipotetico *baseload* mentre il secondo profilo effettivo risulta facilmente confrontabile con il profilo ipotetico 17-24.

Figura 19: profilo medio annuo sulle 24 ore delle offerte modulate in funzione del livello atteso della domanda residua e dei prezzi di equilibrio in percentuale della Pmax disponibile nel 2013

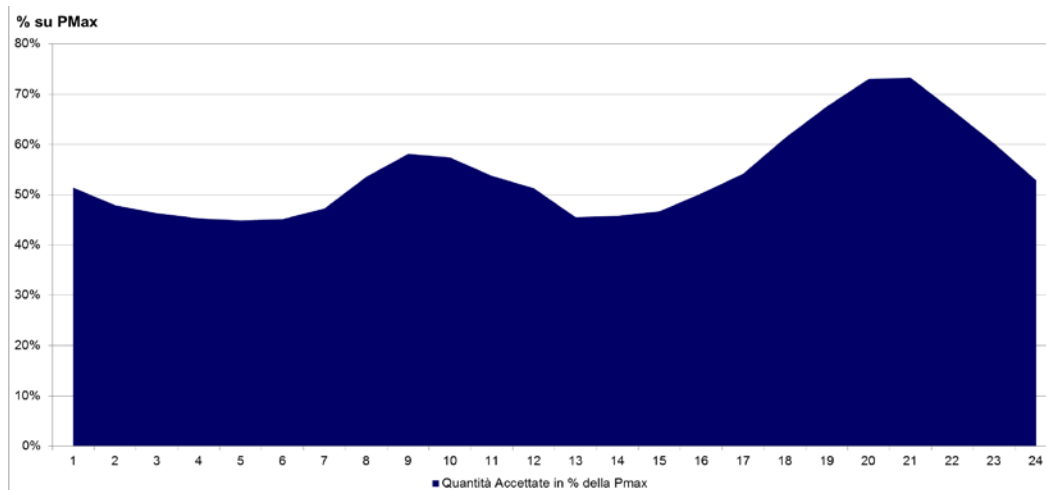
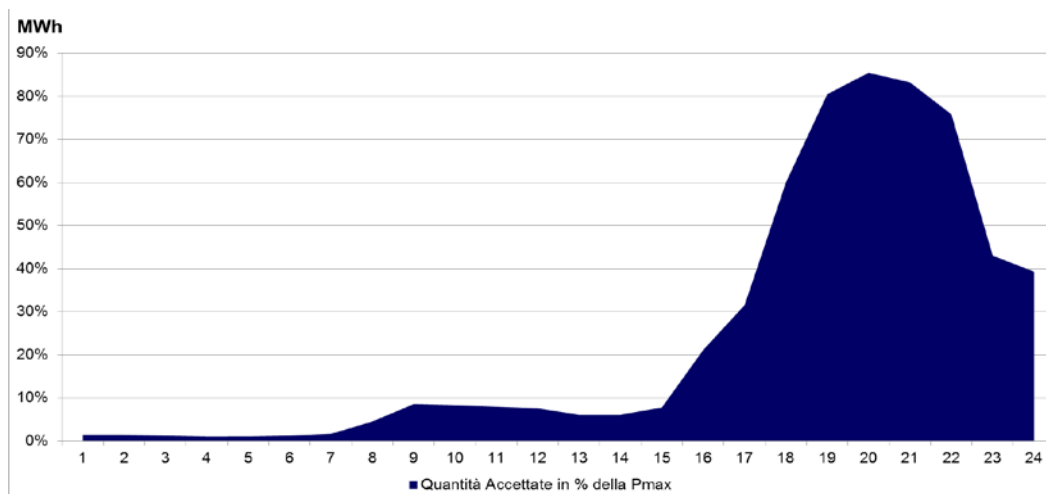


Figura 20: profilo medio annuo sulle 24 ore delle offerte circoscritte nelle ore di picco serale in percentuale della Pmax disponibile nel 2013⁷⁰



⁷⁰ Il profilo mediato su un sottoinsieme di giorni del 2013 (circa 200 giorni) in cui gli impianti hanno presentato offerte.

Figura 21: Componenti di costo e margini mensili di un impianto ipotetico a ciclo combinato localizzato nella zona Sud con profilo di esercizio *baseload* – 2013

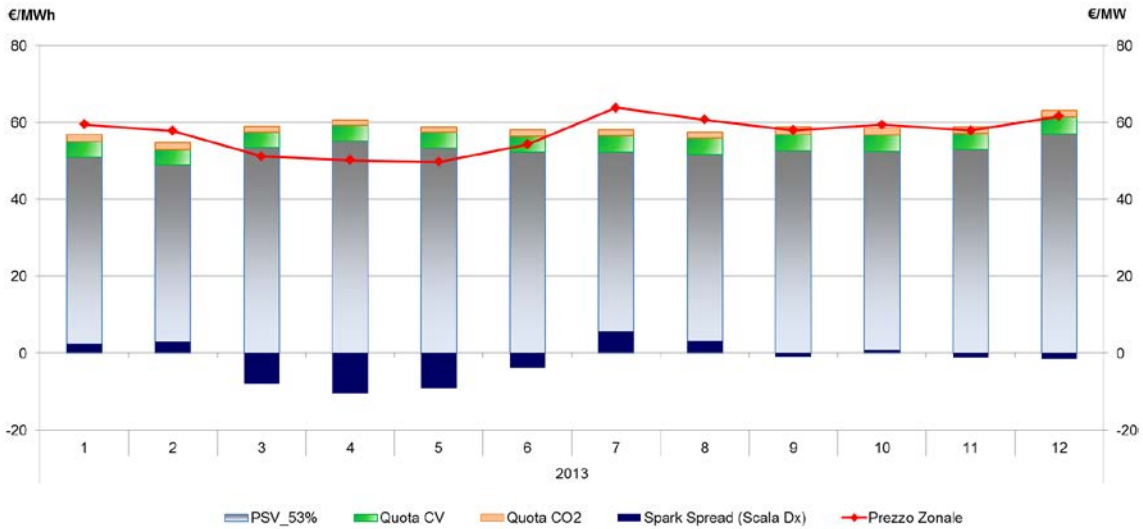


Figura 22: Componenti di costo e margini mensili di un impianto effettivo tipo a ciclo combinato localizzato nella zona Sud con profilo modulato sulle ore 1- 24 – 2013

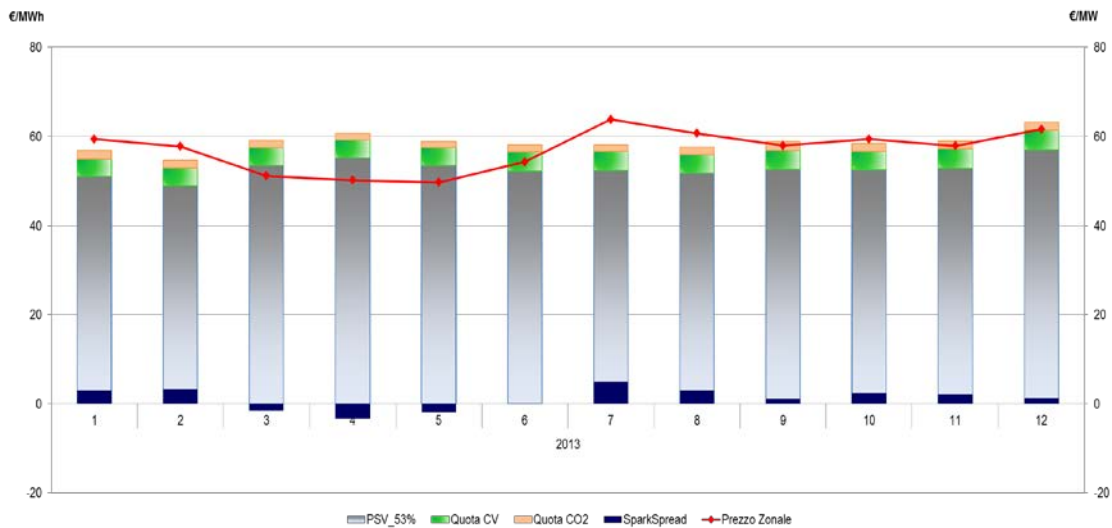


Tabella 35: Confronto fra i valori di *spark spread*, nelle ipotesi di profilo *baseload* ipotetico ed effettivo modulato sulle ore 1-24 – 2013

SUD	Spark Spread Baseload Ipotetico	Spark Spread Effettivo 1-24	Scarto Effettivo - Ipotetico
	(€/MW)	(€/MW)	(€/MW)
2013	-1,66	1,16	2,82

Dalla Figura 17, dalla Figura 22 e dalla Tabella 36 si evince come, rispetto ad un teorico profilo *baseload*, quello reale, essendo modulato per tenere conto delle oscillazioni dei prezzi, garantisce all'impianto la possibilità di realizzare margini maggiori, portando la produzione vicino alla Pmax nelle ore in cui i prezzi garantiscono *spark spread* fortemente positivi e a Pmin nelle ore con *spark*

spread negativi. Questo garantisce una certa marginalità anche ad impianti che richiedono lunghi tempi di accensione o di permanenza in servizio.

Confrontando il profilo 17 – 24 con quello degli impianti reali che presentano offerte soltanto nelle ore più profittevoli della giornata (offerte modulate nelle ore serali caratterizzate da picchi di prezzo), si osserva come il profilo teorico garantisca un margine medio annuo più alto rispetto al profilo reale (4,38 €/MWh vs 2,13 €/MWh). Occorre però considerare come il profilo 17 – 24 sia poco realistico in quanto presuppone il passaggio dell'impianto, da un'ora all'altra, da spento a Pmax senza considerare le limitazioni tecniche in termini di tempo di avviamento e gradiente contrariamente a quanto si osserva nel profilo effettivo. Tali impianti potrebbero quindi incrementare il loro *spark spread*, tendendo a quello osservato nel profilo 17-24, attraverso miglioramenti tecnici, ove fattibili, che permettano tempi di avviamento minori e gradienti maggiori.

Figura 23: Componenti di costo e margini mensili di un impianto ipotetico a ciclo combinato localizzato nella zona Sud con profilo di esercizio a pieno carico dall'ora 17 all'ora 24 - 2013

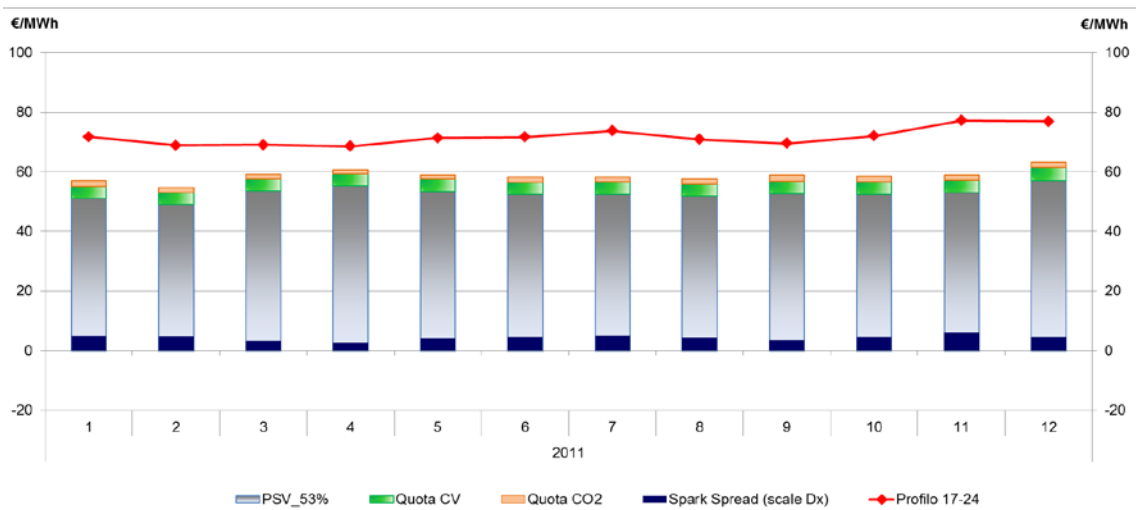


Figura 24: Componenti di costo e margini mensili di un impianto tipo effettivo a ciclo combinato localizzato nella zona Sud con profilo di esercizio concentrato nelle ore di picco serale - 2013

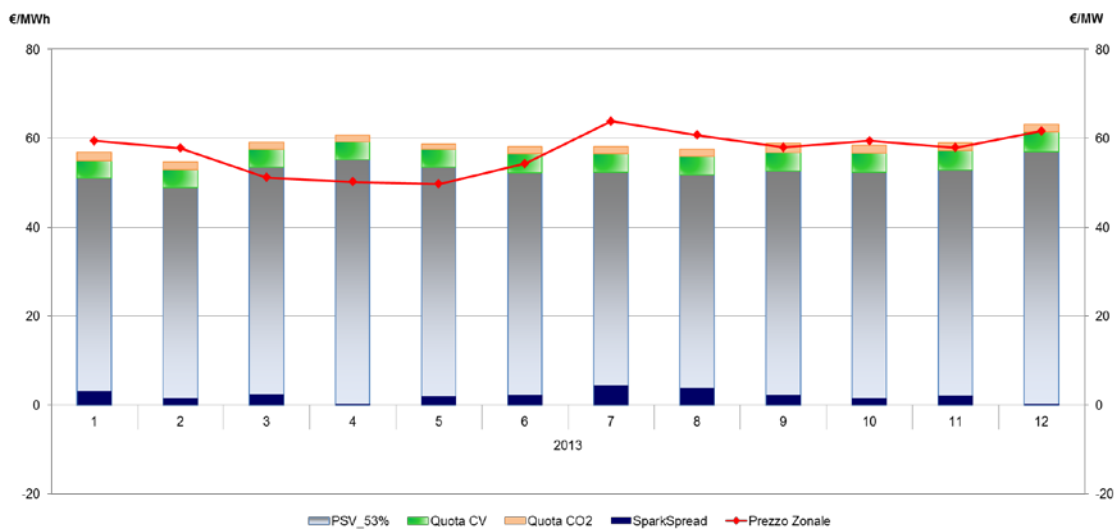


Tabella 36: Confronto fra i valori di *spark spread*, nelle ipotesi di profilo 17-24 ipotetico e profilo di esercizio concentrato nelle ore di picco serale – 2013

SUD	Spark Spread profilo 100% 17-24	Spark Spread Effettivo picco serale	Scarto Effettivo - Ipotetico
	(€/MW)	(€/MW)	(€/MW)
2013	4,38	2,13	-2,25

L'appendice D contiene l'analisi dello *spark spread* riferita al caso di un impianto CCGT localizzato nella zona Sicilia.

10.3 Effetto delle rinnovabili su MSD

La crescente penetrazione delle FRNP nel mercato elettrico italiano e l'impatto che queste hanno sulla stabilità del sistema sono stati oggetto di numerose segnalazioni e studi da parte dell'Autorità. Già nel corso del precedente rapporto di monitoraggio, è stato fornito un elenco di motivazioni che inducono il gestore di rete a un utilizzo più estensivo delle risorse flessibili per far fronte alla maggiore aleatorietà dell'attuale situazione di mercato. A tal proposito, il documento di consultazione 557/2013/R/eel⁷¹ dell'Autorità ha esposto le principali criticità legate alle diverse prospettive di sviluppo della generazione rinnovabile non programmabile, nonché le proposte per la promozione e la remunerazione delle risorse flessibili all'interno dell'attuale disegno di mercato. I fenomeni di fondo emersi nel corso del 2013 e legati all'integrazione delle fonti rinnovabili possono essere così riassunti:

- 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 sotto-fasi di programmazione;
- la crescente volatilità della produzione rinnovabile rende necessario, ai fini dell'inseguimento delle rampe di carico (serale e mattutina), un superiore o più dinamico utilizzo di riserva rapida, ovvero di riserva secondaria (si veda Tabella 26) e di riserva pronta. In tali condizioni e in presenza di un basso carico, il bilanciamento in tempo reale richiede azioni rapide realizzate su impianti programmabili con elevata capacità di modulazione (gradiente), rapidi tempi di avviamento e limitati tempi di permanenza in servizio.

Le sezioni successive mostrano i dati e gli andamenti relativi al fabbisogno di riserva terziaria e secondaria, nonché il loro utilizzo nel corso del 2013. Al fine di dare evidenza dell'evoluzione delle risorse flessibili all'interno del parco italiano, l'ultima sezione si è invece concentrata sulle dichiarazioni giornaliere degli operatori aventi a riguardo i tempi di permanenza in servizio (TPS), i tempi di avviamento (TAVA) ed il gradiente (GRAD) delle unità di produzione termoelettriche.

10.3.1 Fabbisogno di riserva

Il 2013 ha visto aumentare il fabbisogno di riserva terziaria totale del sistema. Come è possibile osservare nella Tabella 37, a fronte di un aumento abbastanza contenuto del fabbisogno di riserva a salire, si palesa un aumento molto più consistente del fabbisogno di riserva a scendere, guidato da un aumento a doppia cifra al Nord (+10% rispetto al 2012) seguito da quelli registrati in Sicilia e al Sud (+9%), al Centro-Nord (8%) ed in Sardegna (+7%).

⁷¹ Il documento di consultazione, pubblicato a dicembre 2013, illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in merito alla revisione del MSD per la selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità di cui all'art. 34, comma 7-bis del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83.

L'aumento del fabbisogno di riserva a scendere è dovuto alla necessità per il gestore di rete di creare adeguati margini di manovra per la messa in sicurezza del sistema in presenza di situazioni, sempre più frequenti, di bassa domanda residua⁷².

L'Autorità, con deliberazione 46/2013/R/eel, ha recepito la proposta di integrazione del Codice di Rete effettuata da Terna che prevede, tra le altre cose, 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, introdotti nel Codice di Rete verso la fine del 2013, dovrebbero palesarsi nel corso del 2014.

Tabella 37: Fabbisogno di riserva terziaria totale*

	Riserva a Salire			Riserva a Scendere		
	2012	2013	Delta	2012	2013	Delta
	GW	GW	Var. %	GW	GW	Var. %
Centro-Nord	2.757	2.845	3%	3.069	3.315	8%
Centro-Sud	3.802	3.585	-6%	4.234	4.145	-2%
Nord	7.075	7.153	1%	6.941	7.621	10%
Sardegna	2.670	2.518	-6%	2.001	2.137	7%
Sicilia	3.106	3.338	7%	1.820	1.990	9%
Sud	2.842	3.003	6%	3.175	3.470	9%
TOTALE	22.252	22.440	1%	21.241	22.678	7%

*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

La contemporanea presenza di una domanda residua sempre più bassa e di una rampa (diurna e serale) di carico residuo con elevata pendenza richiede l'utilizzo di unità di generazione flessibili, caratterizzate da brevi tempi di avviamento e di permanenza in servizio e fuori servizio - e perciò idonee ad un utilizzo discontinuo durante la giornata – ed elevati gradienti di presa/rilascio di carico – e perciò idonee alla gestione dei transitori (rampe).

10.3.2 Utilizzo di Riserva Secondaria, Pronta e di Sostituzione

Gli effetti della penetrazione rinnovabile sulle dinamiche di mercato si evincono soprattutto dalle variazioni del profilo della domanda residua. Al fine di “rincorrere” le rampe, il gestore di rete ha bisogno di utilizzare risorse caratterizzate da un'elevata flessibilità. Queste risorse possono essere classificate nel modo seguente, in ordine decrescente di flessibilità (vedi Allegato C per la definizione delle diverse risorse):

- Riserva Secondaria,
- Riserva Terziaria Pronta e
- Riserva Terziaria di Sostituzione⁷³.

Allo scopo di evidenziare l'impatto che la generazione rinnovabile non programmabile ha avuto sulle movimentazioni ordinate da Terna di seguito viene proposta un'analisi sull'utilizzo delle stesse nell'ordine di flessibilità precedentemente indicato.

⁷² Ossia la domanda al netto dell'apporto delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita.

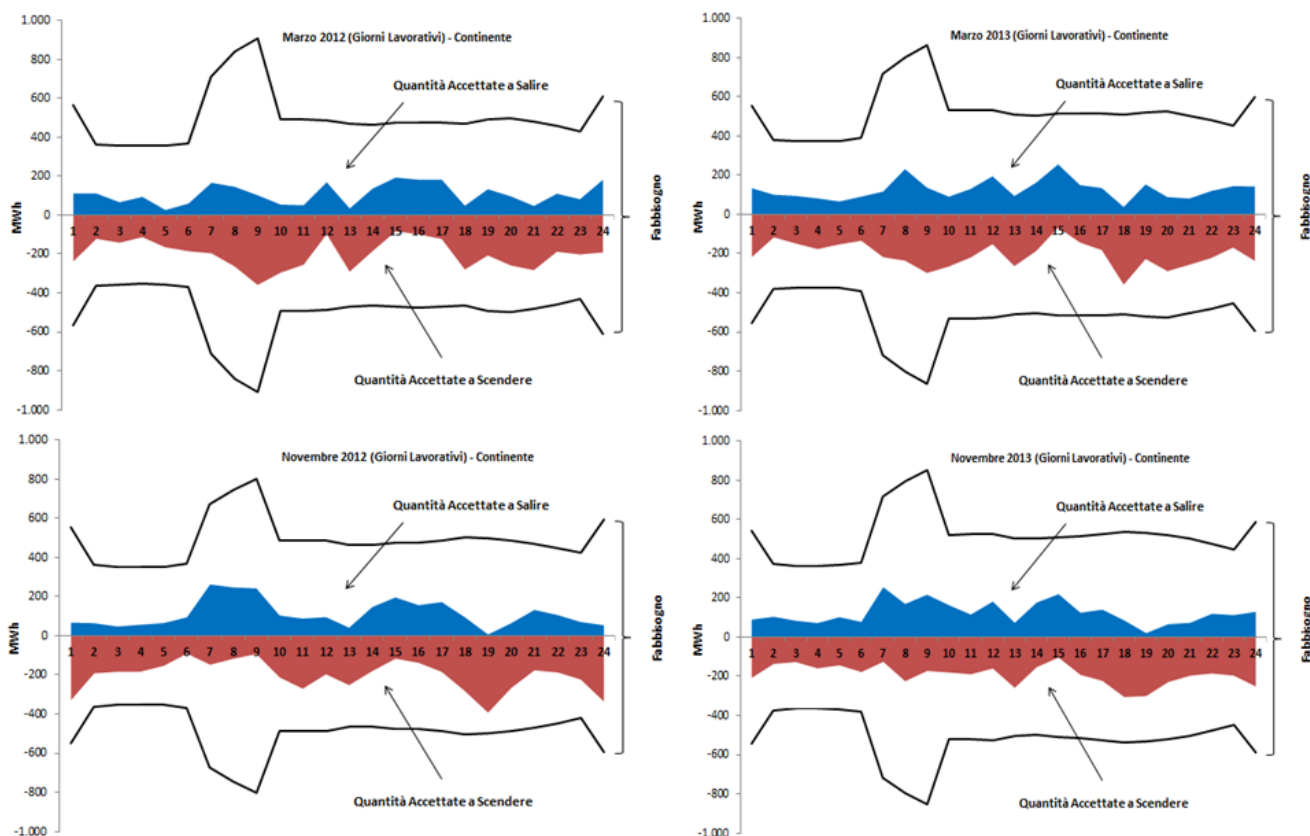
⁷³ L'elenco non include la Riserva Primaria in quanto non ancora selezionata in base a meccanismi di mercato. La Riserva Primaria si configura come la risorsa più flessibile presente nel sistema. Questa è infatti utilizzata per “correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale 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.

Riserva Secondaria

I dati relativi alla riserva secondaria mostrano, per il 2013, un aumento del fabbisogno medio orario. La Figura 25 mostra, a titolo esemplificativo, l'andamento del fabbisogno e l'utilizzo di riserva secondaria in un giorno lavorativo tipo di marzo e novembre nel 2012 e nel 2013 nella macrozona Continente. In entrambi i mesi considerati è possibile osservare un aumento del fabbisogno di riserva secondaria⁷⁴ (rispettivamente del 4% e del 5,7% su base giornaliera nel confronto con il 2012), concentrato nelle ore centrali della giornata. Permane, inoltre, il mancato raccordo tra l'ultima ora della giornata e la 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.

I dati relativi alle quantità accettate nel 2013 mostrano, invece, come mentre per il mese di novembre non si assista a particolari variazioni rispetto all'anno precedente, per il mese di marzo si registri un aumento delle quantità medie orarie accettate a salire proprio nelle ore di rampa, a conferma dell'elevata duttilità di tale risorsa nell'inseguimento iniziale del carico residuo. In particolare le quantità accettate a salire aumentano del 19% nelle ore comprese tra le 4:00 e le 8:00 e del 7% circa tra le 13:00 e le 18:00.

Figura 25: Fabbisogno ed utilizzo di riserva secondaria in un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre nel 2012 e 2013 nella macrozona Continente



Riserva Terziaria Pronta

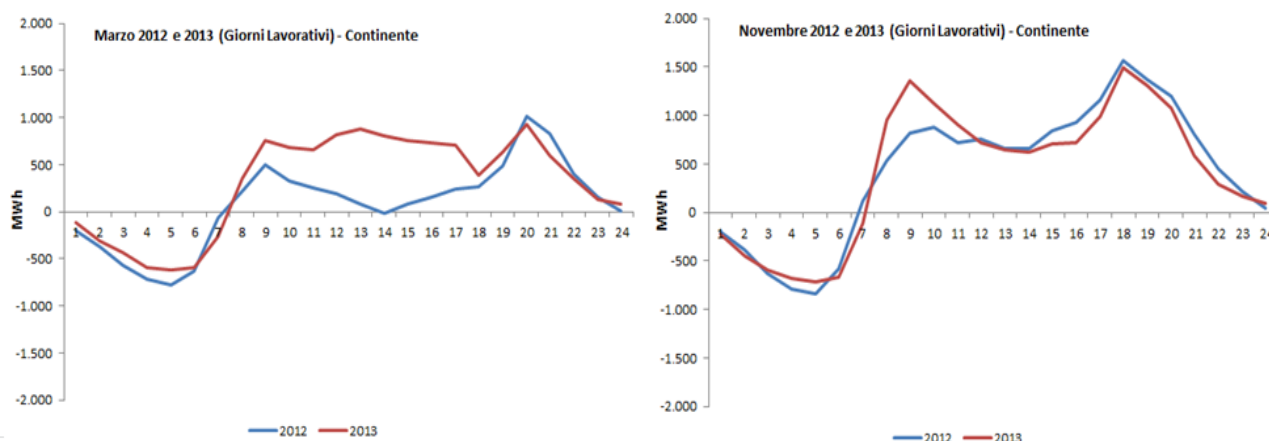
Le caratteristiche tecniche degli impianti di produzione e pompaggio forniscono a queste unità un'elevata capacità di modulazione, permettendo così il soddisfacimento di rapide variazioni del

⁷⁴ Il fabbisogno di riserva secondaria a salire è simmetrico rispetto al fabbisogno di riserva secondaria a scendere.

fabbisogno. Per tale ragione, tali unità rientrano tra quelle abilitate alla fornitura del servizio di riserva terziaria pronta.

La Figura 26 mostra i programmi delle unità di produzione e pompaggio 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 2012 e 2013. 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.

Figura 26: Programma vincolante modificato e corretto delle unità di produzione e pompaggio - giorno lavorativo tipo di marzo e novembre 2012 e 2013 - macrozona Continente.

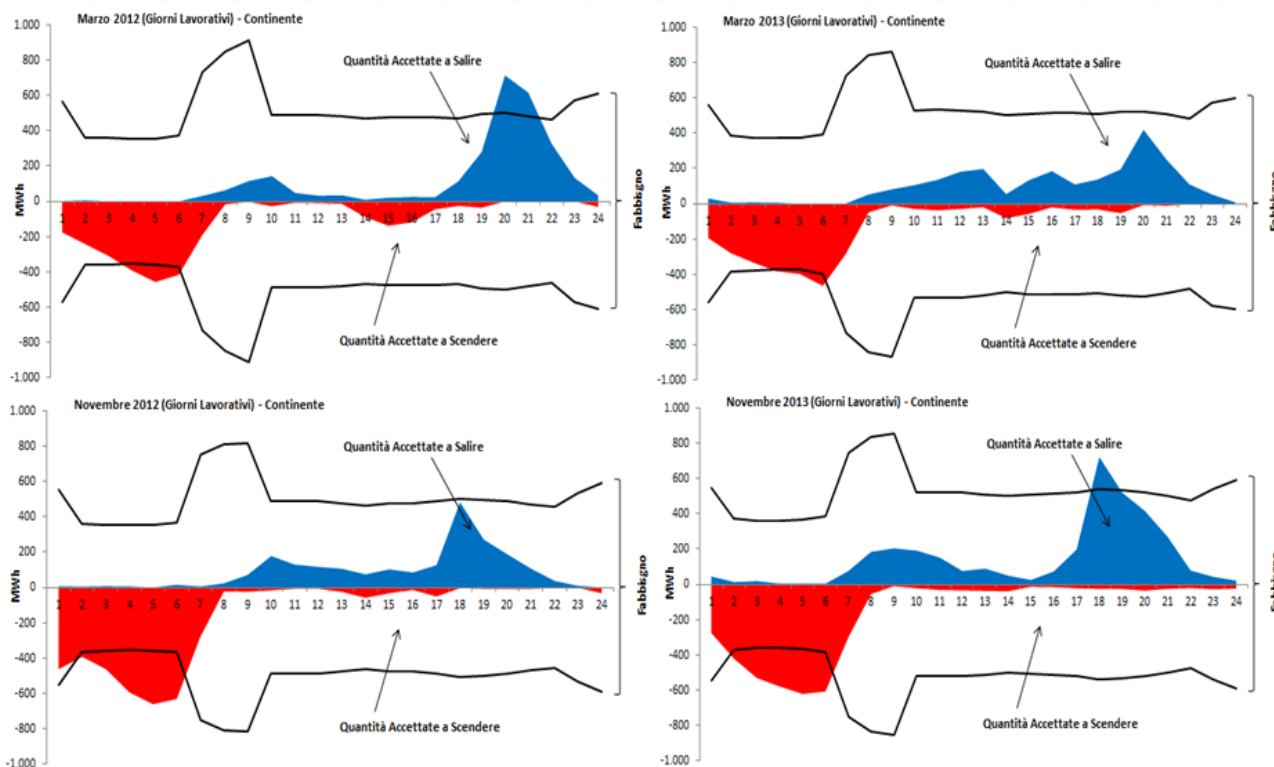


Focalizzando l'attenzione sull'andamento dei programmi delle unità di produzione e pompaggio nel mese di marzo possiamo osservare dal grafico sovrastante come nel 2013 si osservi un utilizzo più estensivo dei pompaggi. I dati mostrano un aumento complessivo del programma in immissione o in prelievo del 54% rispetto all'anno precedente. Questo è generato principalmente dall'aumento dell'immissione nelle ore centrali della giornata, che passano, per le ore incluse tra le 8:00 e le 18:00, da circa 2,3 GWh del 2012 a 7,5 GWh nel corso del 2013. La modalità di utilizzo di tali risorse nell'arco della giornata se, da un lato, riflette la piena adattabilità dei pompaggi a situazioni caratterizzate da un alto tasso di volatilità, dall'altro può lasciar presupporre la scarsità di risorse facilmente reperibili per la modulazione oraria in presenza di situazioni di bassa domanda residua. La capacità di modulazione delle UP di pompaggio è, forse, ancora più evidente dal paragone dei programmi vincolanti modificati e corretti di novembre 2012 e 2013, dove risulta chiaro l'inseguimento delle rampe mattutine e serali del carico residuo.

Tali fenomeni si evincono anche dall'analisi del fabbisogno e delle quantità accettate a salire e scendere medie orarie rappresentate in Figura 27. Va innanzitutto evidenziato, in conformità con la riserva secondaria, un aumento del fabbisogno medio giornaliero (+4% rispetto al 2012) in entrambi i mesi oggetto dell'analisi. Dal lato delle quantità accettate, il mese di marzo 2013 è stato caratterizzato da un aumento delle movimentazioni medie a salire nelle ore centrali della giornata (+130% nella fascia 8:00 -16:00), mentre il mese di novembre rileva un sensibile incremento delle quantità accettate nelle ore concomitanti la rampa serale ed immediatamente successive (+80% nella fascia oraria 16:00-21:00). Dalle figure sottostanti si nota, analogamente a quanto osservato

per il 2012, come i pompaggi siano stati talvolta utilizzati da Terna in eccesso rispetto al fabbisogno di riserva pronta. Ciò in quanto un loro utilizzo potrebbe essere avvenuto per far fronte ad esigenze sia di riserva pronta che di sostituzione. Allo stato attuale, infatti, la vigente articolazione delle offerte su MSD non permette di formulare offerte distinte per i due servizi. Tale tematica è stata oggetto del succitato documento 557/2013/R/eel.

Figura 27 : Fabbisogno ed utilizzo di riserva pronta - giorno lavorativo tipo - di marzo e novembre 2012 e 2013 - macrozona Continente



Riserva Terziaria di Sostituzione

La riserva terziaria di sostituzione si colloca, nell'ordine di flessibilità precedentemente indicato, come la risorsa caratterizzata da tempi di risposta più lunghi rispetto alle precedenti. Questa si presta ad essere fornita da tutta una serie di impianti dotati di alcune caratteristiche tecniche minime, elencate nel Codice di rete del gestore. In merito a ciò si rileva come le unità abilitate alla fornitura di tale servizio abbiano, in virtù del diverso tipo tecnologico, caratteristiche tecniche (e quindi gradi di flessibilità) molto diverse tra loro.

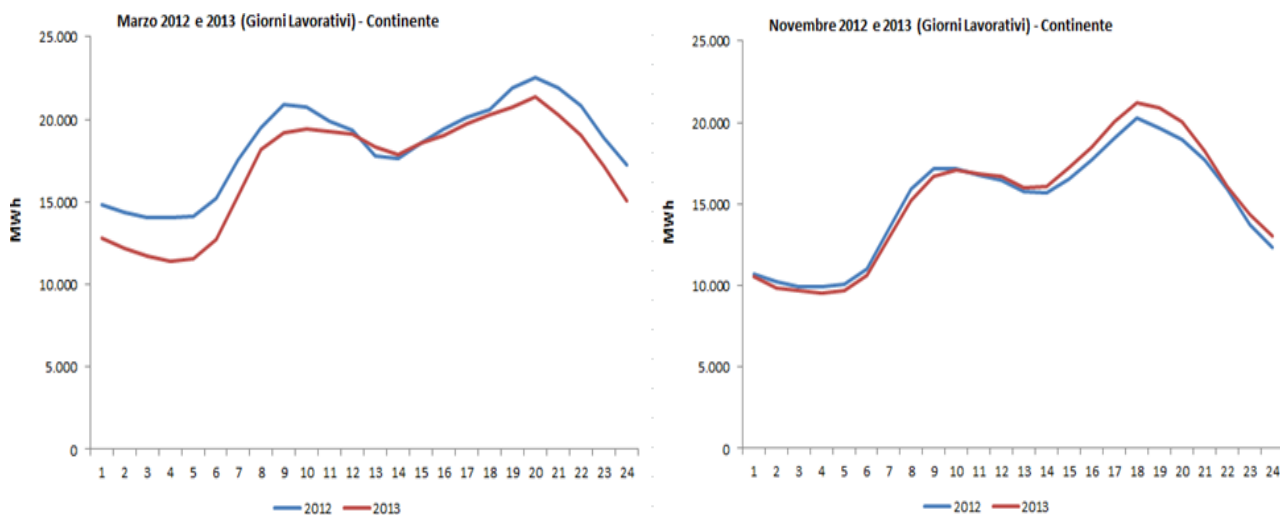
Gli impianti termoelettrici di diverso sottotipo tecnologico forniscono una parte rilevante della riserva terziaria di sostituzione e per questi viene mostrato, in Figura 28, il programma vincolante modificato e corretto per un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre 2012 e 2013 nella macrozona Continente. Mentre non sembrano emergere particolari variazioni nel confronto annuale per il mese di novembre, il mese di marzo offre interessanti spunti di riflessione.⁷⁵

Innanzitutto, è possibile osservare come, coerentemente con il calo della domanda e lo sviluppo della generazione rinnovabile non programmabile, la curva del profilo orario si collochi nel 2013 sempre al di sotto di quella del 2012: nell'arco della giornata la quota di immissione si riduce del 7% rispetto all'anno precedente.

⁷⁵ Come evidenziato in relazione all'evoluzione del consumo residuo, l'analisi può essere in parte influenzata da fattori esogeni, come l'instabilità climatica, che potrebbero rendere meno significativo il confronto tra il medesimo mese di anni diversi.

In secondo luogo, aumenta la rampa mattutina che deve essere inseguita dagli impianti termoelettrici. Quest'ultima passa nella fascia oraria compresa tra le 4 e le 10 da circa 6,8 GWh del 2012 a quasi 8 GWh nel 2013. Se da un lato, è ragionevole associare l'aumento della pendenza del carico residuo ad un maggiore "stress" per gli impianti, dall'altro, è interessante cogliere come gli operatori reagiscono al mutamento dello scenario concorrenziale attraverso le dichiarazioni dei parametri tecnici degli impianti relativi ai tempi di permanenza in servizio (TPS), ai tempi di avviamento (TAVA), e alla velocità di variazione dell'immissione in rete (GRAD). Questi elementi saranno oggetto della prossima sezione.

Figura 28: Programma vincolante modificato e corretto delle termoelettriche - giorno lavorativo tipo di marzo e novembre 2012 e 2013 - macrozona Continente



Dal confronto incrociato dei dati e dagli andamenti illustrati relativi alla domanda residua, riserva secondaria e terziaria, emerge una sequenzialità nell'utilizzo delle risorse conforme al grado di flessibilità atteso. A titolo esemplificativo, si può notare come la domanda residua nel mese di novembre 2013 raggiunga mediamente il picco mattutino alle ore 10 e dia inizio alla prima rampa della giornata a partire dalle ore 4. Nell'inseguimento iniziale della rampa, a partire dalle ore 5, si può quindi notare un'accelerazione delle chiamate a salire di riserva secondaria (Figura 25), che raggiungono il loro apice alle ore 7 per poi subire un rallentamento nelle ore successive ed incrementarsi solo in seguito, nelle prime ore durante la rampa serale. Proprio a partire dalle ore 7, con una traslazione temporale di 2 ore, si intensificano invece le chiamate a salire delle unità abilitate al servizio di riserva terziaria pronta (Figura 26) che, in "sostituzione" di riserva secondaria, raggiungono il picco alle ore 9. La riserva terziaria di sostituzione, infine, segue e ricostituisce, come da definizione da Codice di rete, la riserva terziaria pronta e in linea con il profilo termico osservato, le unità abilitate alla fornitura di tale servizio raggiungono la massima immissione diurna proprio alle ore 10, in concomitanza con il picco mattutino della domanda residua.

10.3.3 Evoluzione dei TPS, TAVA e GRAD

Le analisi condotte in precedenza hanno evidenziato l'importanza di un monitoraggio costante dei parametri tecnici dichiarati dalle UP, al fine di decifrare l'evoluzione, in termini di flessibilità, del parco produttivo nazionale. In uno scenario altamente mutevole come quello illustrato, questo è tanto più rilevante perché permette di comprendere come le dinamiche competitive incidano sugli investimenti e sulle scelte degli operatori e quali sono i limiti tecnici del parco impianti corrente. Alla luce di quanto emerso finora è prevedibile, per la gestione in sicurezza del sistema, un utilizzo sempre più frequente di impianti capaci di frazionare la loro programmazione nell'arco della

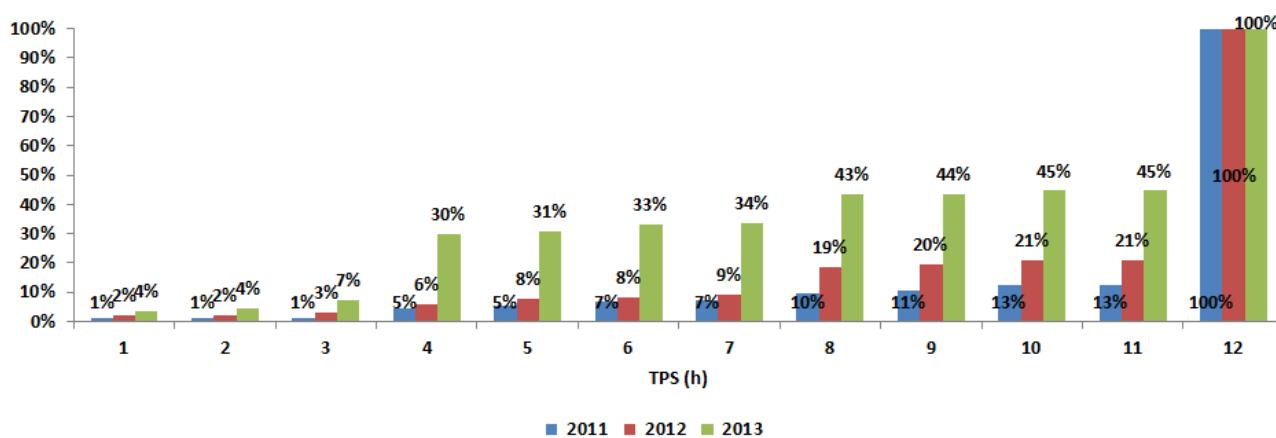
giornata, ossia di concentrare in poche fasce orarie, anche non contigue tra loro, la quota di immissione e, perciò, di impianti dotati di: bassi tempi di permanenza in servizio (TPS), brevi tempi di avviamento⁷⁶ (TAVA) ed elevata velocità di variazione dell'immissione in rete (GRAD). Nello specifico, l'Allegato A al documento di consultazione dell'Autorità 557/2013/R/eel, riportante l'analisi svolta da Terna sui servizi di flessibilità, ha indicato come "opportuni", per una gestione dinamica ("just in time") della riserva di sostituzione, valori di TPS non superiori alle 4 ore e di TAVA non superiori alle 2 ore.

I valori di TPS, TAVA e GRAD possono essere comunicati giornalmente dagli operatori con scadenze diverse ("gate-closure") nell'arco della giornata. In caso di mancata comunicazione, i summenzionati parametri assumono i valori di *default* così come indicati nell'Allegato A60 al codice di rete di Terna.

Il parco termoelettrico, dal quale proviene la maggior parte della fornitura di riserva terziaria di sostituzione, è composto, in natura del diverso sottotipo tecnologico, da impianti con caratteristiche tecniche molto variegata tra di loro. Se da un lato, infatti, gli impianti termoelettrici a ciclo aperto (turbogas), generalmente di piccola taglia, forniscono prestazioni dinamiche estremamente flessibili, dall'altro gli impianti termoelettrici tradizionali o ripotenziati, di taglia più elevata, sono poco adatti a inseguire cambi repentini dei programmi di consumo. Nel mezzo, si collocano gli impianti a ciclo combinato, potenzialmente capaci di rispondere alle richieste di maggiore flessibilità dell'attuale mercato elettrico.

La Figura 29 mostra, proprio per quest'ultimi, l'andamento delle distribuzioni cumulate delle dichiarazioni, valevoli ai fini del MSD ex-ante, del TPS durante il triennio 2011-2013.

Figura 29: Distribuzione cumulata e valori percentuali delle dichiarazioni fatte dalle UP con tecnologia ciclo combinato sui valori del TPS (in ore) nel triennio 2011-2013 *



* Le distribuzioni sono state calcolate non considerando i giorni in cui la potenza massima giornaliera è risultata essere inferiore a 1 MW.

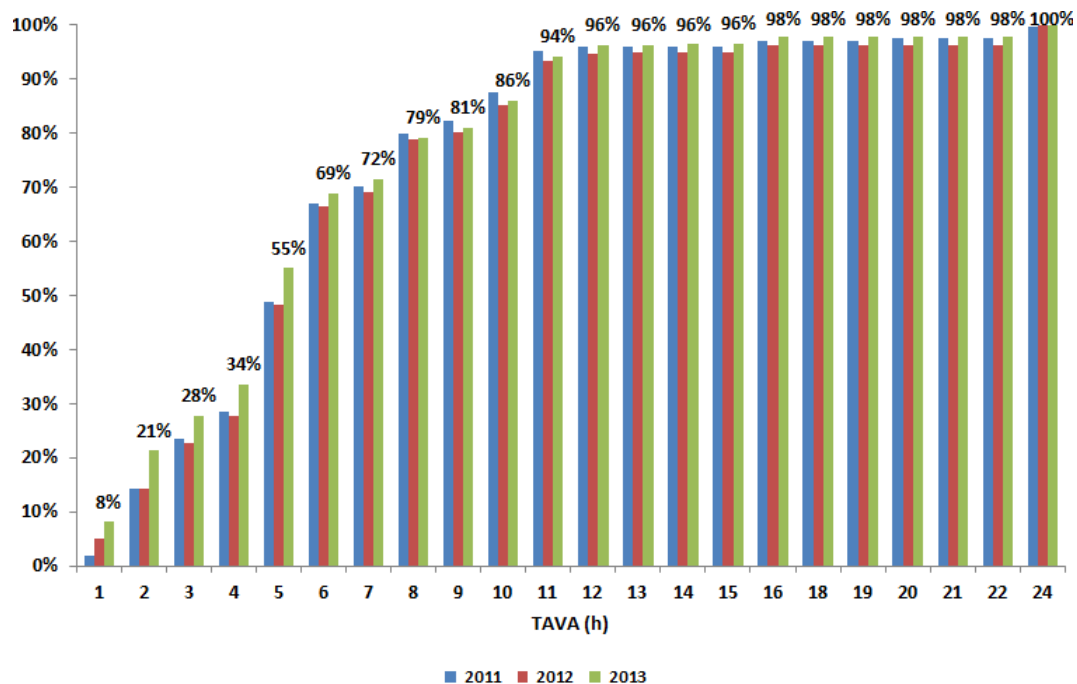
** Dalla distribuzione sono stati esclusi gli impianti sottoposti, a vario regime, a vincoli di essenzialità almeno una volta nel corso del triennio.

Come è possibile osservare, nel corso del 2013, si assiste ad un incremento significativo delle dichiarazioni inferiori o uguali alle 4 ore. Queste ultime passano dal 5% del 2011, al 6% del 2012 per salire al 30% nel corso del 2013. Ciò rivela una certa capacità degli operatori di rispondere "autonomamente" agli stimoli del mercato, nonché un certo grado di libertà degli impianti nel ridurre i valori del TPS.

Considerazioni simili, anche se con effetti ridotti, possono essere tratte osservando le dichiarazioni dei TAVA valevoli ai fini del MSD ex-ante.

⁷⁶ Ossia il tempo necessario a raggiungere la potenza minima da quando l'unità è spenta.

Figura 30: Distribuzione cumulata e valori percentuali per il 2013 delle dichiarazioni fatte dalle UP con tecnologia ciclo combinato sui valori di TAVA (in ore) nel triennio 2011-2013 *



* Le distribuzioni sono state calcolate non considerando i giorni in cui la potenza massima giornaliera è risultata essere inferiore a 1 MW.

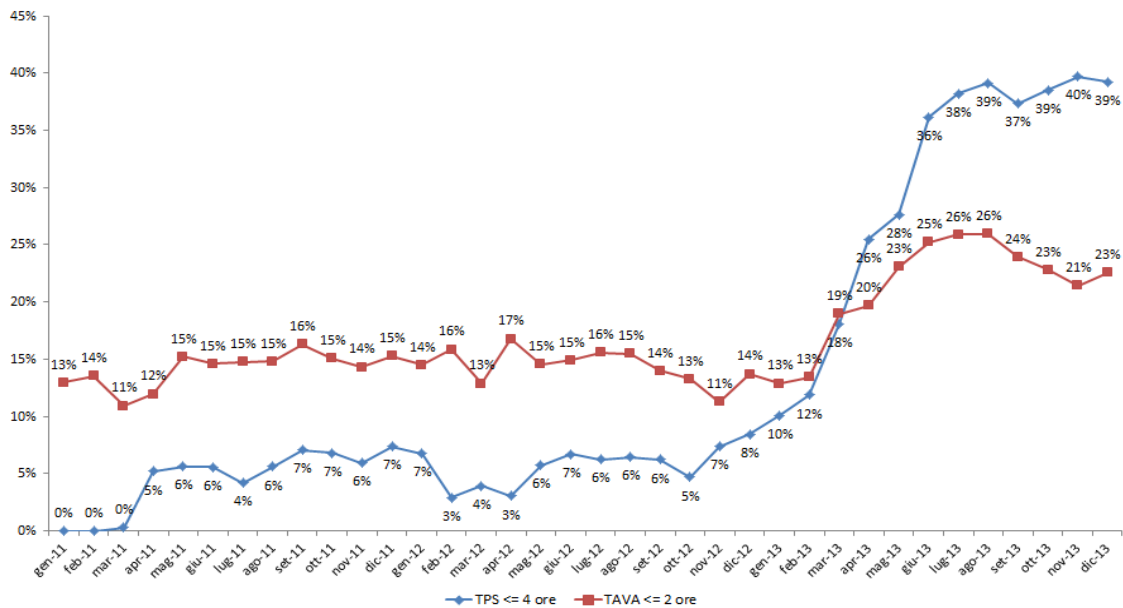
** Dalla distribuzione sono stati esclusi gli impianti sottoposti, a vario regime, a vincoli di essenzialità almeno una volta nel corso del triennio.

Con riferimento ai valori dichiarati di TAVA inferiori o uguali alle 2 ore, anche in questo caso si assiste ad un aumento nel numero di dichiarazioni che compongono il 21% delle dichiarazioni totali (contro il 14% del 2011 e 2012). Notevole risulta, altresì, la spontanea crescita nel 2013 delle dichiarazioni con TAVA pari a 4 e 5 ore. La variazione più ridotta dei TAVA rispetto a quella osservata per i TPS potrebbe essere collegata, più che alle dinamiche competitive, ai maggiori vincoli tecnici delle unità e ai maggiori investimenti richiesti per l'ammodernamento dell'impianto⁷⁷.

Al fine di valutare l'evoluzione dei TPS e dei TAVA in relazione con i valori indicati da Terna nella sua analisi sui servizi di flessibilità, di seguito è riportato l'andamento mensile dal 2011 al 2013 delle dichiarazioni delle UP a ciclo combinato aventi valori di TAVA e TPS rispettivamente non superiori alle 2 e alle 4 ore.

⁷⁷ L'Allegato B al documento di consultazione dell'Autorità 557/2013/R/eel, riportante lo studio condotto da RSE sulla prestazione di pronto avviamento, quantifica in circa 10 milioni di euro gli investimenti previsti per l'ammodernamento dell'UP ai fini della riduzione dei TAVA.

Figura 31: Trend mensile della percentuale, rese dalle UP con tecnologia ciclo combinato, dei TAVA non superiori alle 2 ore e dei TPS non superiori alle 4 ore dal 2011 al 2013*



* Le distribuzioni sono state calcolate non considerando i giorni in cui la potenza massima giornaliera è risultata essere inferiore a 1 MW.

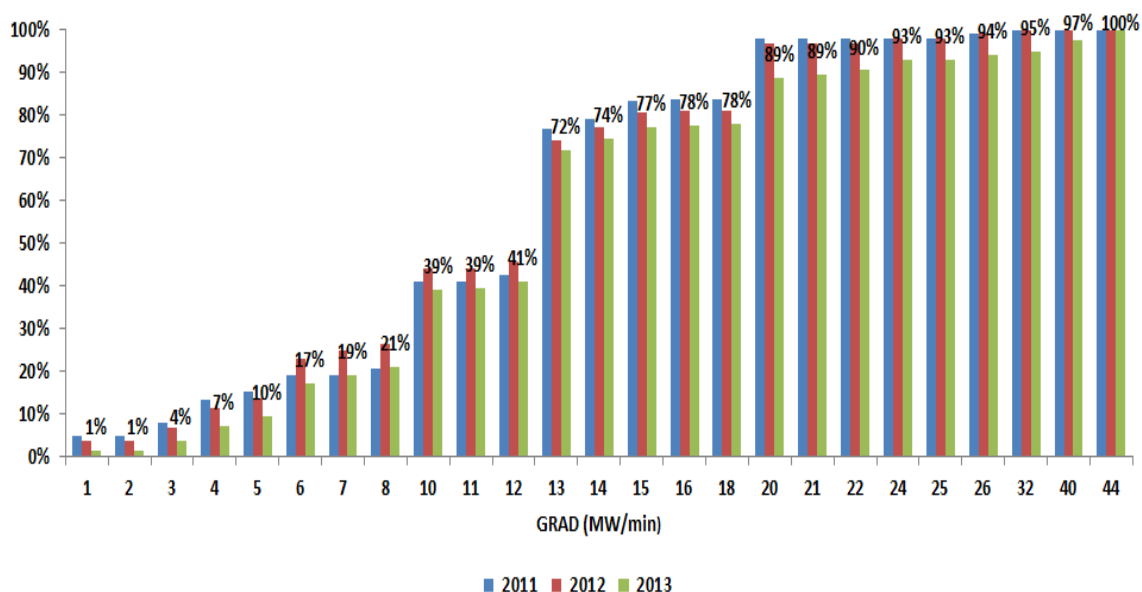
** Dalla distribuzione sono stati esclusi gli impianti sottoposti, a vario regime, a vincoli di essenzialità almeno una volta nel corso del triennio.

Come si può vedere, a partire dalla fine del 2012, si determina un importante aumento delle dichiarazioni di TAVA e TPS rispondenti ai parametri richiesti. Nello specifico, a fine 2013, le dichiarazioni di TPS inferiori o uguali alle 4 ore e quelle dei TAVA inferiori o uguali alle 2 ore raggiungono rispettivamente il 39% ed il 23% delle dichiarazioni complessive.

La Figura 32 si sofferma invece sui valori dichiarati del gradiente⁷⁸. In linea con gli andamenti del TPS e del TAVA, anche per il GRAD è possibile notare, nel corso del 2013, una maggiore frequenza di dichiarazioni con più alti valori di GRAD (misurato in MW/min) rispetto al biennio 2011-2012.

⁷⁸ Minimo tra gradiente di presa e rilascio del carico.

Figura 32: Distribuzione cumulata e valori percentuali per il 2013, delle dichiarazioni dalle UP con tecnologia ciclo combinato, sui valori di GRAD (MW/min) nel triennio 2011-2013 *



* Le distribuzioni sono state calcolate non considerando i giorni in cui la potenza massima giornaliera è risultata essere inferiore a 1 MW.

** Dalla distribuzione sono stati esclusi gli impianti sottoposti, a vario regime, a vincoli di essenzialità almeno una volta nel corso del triennio.

Ad esempio, mentre nel corso del 2012 le dichiarazioni delle UP aventi ad oggetto un GRAD minore o uguale ai 20 MW/min rappresentavano il 97% delle dichiarazioni totali, nel 2013 tale percentuale scende all'89%. Inoltre compaiono nel 2013, anche se in maniera molto esigua, dichiarazioni con valori di GRAD notevolmente più alti, superiori ai 40 MW/min (3% delle dichiarazioni totali). Allo stato attuale si riduce pertanto, senza però scomparire, il divario esistente tra i valori comunicati del GRAD ed il valore soglia indicato nel Codice di Rete per la fornitura di riserva pronta (50 MW/min), prestazione oggi generalmente fornita dalle unità di produzione e pompaggio.

I risultati illustrati in questa sezione mostrano, sebbene con ampiezza differente in relazione al parametro tecnico preso in esame, la risposta degli operatori al mutamento degli scenari di mercato avvenuti a seguito della massiccia penetrazione delle fonti rinnovabili nel corso degli ultimi anni. L'incertezza legata alle future prospettive di mercato rende, allo stato attuale, difficile valutare il grado di adeguatezza del parco impianti italiano rispetto alla richiesta di risorse flessibili fatta del sistema. Al fine di valutare la necessità di interventi di carattere regolatorio volti ad aumentare l'efficienza del sistema elettrico risulterà, pertanto, fondamentale continuare un monitoraggio costante dei fenomeni evidenziati in questo capitolo.

11 MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA A TERMINE

Nel 2013, i volumi negoziati di energia elettrica sul mercato a termine si sono attestati a quota 554 TWh⁷⁹ registrando una lieve battuta d'arresto (-6%) rispetto al 2012 (586 TWh). Il calo riscontrato nel 2013 risulta generalizzato ed interessa sia gli scambi *over the counter* (OTC) sia, con una contrazione più marcata, quelli sul mercato a termine dell'energia (di seguito: MTE) gestito da GME. Ai volumi conclusi su MTE vanno aggiunti i volumi relativi ai prodotti finanziari scambiati su IDEX pari a 28,4 TWh per un totale scambiato sui mercati regolamentati pari a 36,4 TWh.

11.1 Mercato a termine dell'energia (MTE)

Nel 2013, le negoziazioni su MTE sono state meno di 8 TWh, pari a circa l' 1,4% dei volumi a termine (554 TWh). I contratti conclusi nell'anno sono stati 341, pari a circa un terzo rispetto al 2012 mentre, in termini di energia, il calo è stato pari al 74%. La quota dei volumi scambiati sui prodotti *peakload* è stata pari al 56%, rispetto al 5% del 2012. Considerando anche l'apporto dei volumi derivanti da *OTC clearing*, ossia dai contratti bilaterali registrati a fini di *clearing* sul mercato organizzato, la contrazione dei volumi scambiati su MTE risulta tuttavia meno accentuata (-25% rispetto al 2012), portando i volumi complessivamente transitati sul mercato a termine gestito da GME a 41 TWh. Rispetto al 2012, i contratti registrati su MTE per i servizi di *clearing* hanno segnato una crescita in volume del 35% e hanno riguardato esclusivamente il prodotto *baseload* (vedi Tabella 38).

Tabella 38: Volumi transitati sul MTE per anno *trading* e profilo

Anno Trading	Volumi movimentati (GWh)	Profilo	Totale per profilo (GWh)	Mercato	
				MTE	OTC Clearing
2010	6.285	Baseload	5.011	5.011	-
		Peakload	1.275	1.275	-
2011	33.440	Baseload	29.752	28.007	1.745
		Peakload	3.688	3.660	28
2012	54.960	Baseload	52.273	28.895	23.378
		Peakload	2.687	1.463	1.224
2013	41.097	Baseload	36.718	3.618	33.100
		Peakload	4.379	4.379	-

La Tabella 39 riporta il numero di contratti negoziati su MTE ed i contratti OTC registrati ai fini di *clearing* negli ultimi quattro anni distinti per tipologia di prodotto: durata del contratto (mensile, trimestrale e annuale) e profilo (*baseload* e *peakload*). In parentesi si riporta inoltre il volume mediamente negoziato per ciascuna tipologia di contratto.

Il 2013 è stato caratterizzato, oltre che dal calo complessivo nel numero di contratti conclusi rispetto al 2012, anche da un mutamento della composizione dei volumi negoziati per tipologia di contratto. In particolare, a differenza del 2012, una relativa liquidità permane esclusivamente sul prodotto annuale mentre i prodotti mensili e trimestrali subiscono un deciso crollo sia nel numero di contratti conclusi che nei volumi medi contrattualizzati. Il prodotto annuale 2014, che ha interessato circa l'80% dei contratti (in prevalenza di tipo *peakload*), ha chiuso il periodo di *trading* con un prezzo di riferimento per l'anno in corso rispettivamente pari a 62,26 €/MWh per il *baseload* e 68,32 €/MWh per il *peakload*.

⁷⁹ Si fa riferimento a tutti i contratti a termine stipulati nell'anno solare 2013, con data inizio *delivery* maggiore o uguale al 1° gennaio 2013, esclusi i contratti finanziari conclusi su IDEX.

Tabella 39: Numero di contratti e (MW medi per contratto) per prodotto, profilo e anno trading MTE e OTC clearing

Prodotto e profilo	Anno Trading							
	MTE				OTC Clearing			
	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
Mensili	134	131	298	38	-	6	13	10
	(19)	(24)	(32)	(9)	-	(2)	(7)	(6)
BL	46	85	285	33	-	5	11	10
	(10)	(16)	(24)	(6)	-	(1)	(5)	(6)
PL	88	46	13	5	-	1	2	-
	(9)	(8)	(8)	(3)	-	(1)	(2)	-
Trimestrali	170	215	357	51	-	-	30	-
	(23)	(31)	(42)	(17)	-	-	(9)	-
BL	88	152	354	32	-	-	29	-
	(15)	(21)	(39)	(14)	-	-	(8)	-
PL	82	63	3	19	-	-	1	-
	(8)	(10)	(3)	(3)	-	-	(1)	-
Annuali	56	319	298	252	-	10	102	107
	(9)	(14)	(18)	(18)	-	(4)	(12)	(4)
BL	43	241	245	70	-	10	86	107
	(6)	(9)	(12)	(11)	-	(4)	(8)	(4)
PL	13	78	53	182	-	-	16	-
	(3)	(5)	(6)	(7)	-	-	(4)	-
TOTALE	360	665	953	341	-	16	145	117
BL	177	478	884	135	-	15	126	117
PL	183	187	69	206	-	1	19	-

11.2 Mercato a termine Over The Counter (OTC)

Le dinamiche relative ai mercati a termine non gestiti dal GME possono essere esaminate considerando le informazioni relative ai contratti conclusi inviate alla Piattaforma Dati Esterni (PDE) predisposta dal 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).

Nel 2013 sono stati scambiati su tali mercati contratti per 546 TWh, pari al 98% dei volumi a termine complessivi. Questo dato conferma la preferenza da parte degli operatori a concludere contratti OTC anziché ricorrere alla piattaforma MTE e ad assumere i maggiori rischi derivanti da transazioni OTC rispetto ai maggiori oneri derivanti dalla garanzie finanziarie richieste dai mercati regolamentati.

Come mostra la Tabella 40, nel 2013 si assiste ad un modesto calo dei volumi scambiati *over the counter*, pari al 2% rispetto al 2012. La riduzione maggiore riguarda prodotti trimestrali e annuali i cui volumi subiscono un calo rispettivamente del 12% e del 3% mentre i prodotti mensili e i prodotti con durata diversa da quelle sopra elencate ("altro")⁸⁰ hanno fatto registrare una crescita rispettivamente del 25% e del 60%. Nel 2013, i prodotti più scambiati si confermano, in linea con il 2012, i contratti aventi profilo *baseload* (79% dei volumi complessivi), mentre soltanto una quota residuale è rappresentata da contratti aventi profilo *peakload* (5%) o profilo "altro" (16%).

⁸⁰ Ossia prodotti con durata diversa da: mensili, trimestrali e annuali.

Tabella 40: Volumi scambiati (GWh) e contratti conclusi per prodotto, profilo e anno *trading* sul mercato OTC

Prodotto e profilo	Anno Trading		
	PDE		
	2011	2012	2013
Mensili	33.647	47.756	59.666
	5.913	7.186	12.361
BL	27.402	35.550	46.302
	4.385	5.254	9.255
PL	3.226	4.614	4.579
	1.198	1.474	1.700
Altro	3.019	7.592	8.785
	330	458	1.406
Trimestrali	171.361	159.414	139.564
	11.424	10.815	11.837
BL	147.638	136.403	111.928
	9.723	8.718	8.227
PL	6.755	13.259	9.116
	973	1.759	1.638
Altro	16.967	9.751	18.520
	728	338	1.972
Annuali	291.513	333.073	322.443
	5.484	6.027	6.535
BL	222.631	294.474	258.756
	4.514	4.988	4.847
PL	10.414	14.849	12.328
	410	649	611
Altro	58.468	23.751	51.359
	560	390	1.077
Altro	16.876	15.473	24.702
	2.504	3.088	3.968
TOTALE	513.397	555.716	546.374
	25.325	27.116	34.701

Per quanto concerne i contratti con consegna nel 2013 (per un volume corrispondente di 472 TWh), escludendo quelli indicizzati e flessibili, di volume relativamente modesto, 125 TWh sono stati negoziati nello stesso 2013, mentre 348 TWh con medesima *delivery* sono stati negoziati negli anni precedenti. Rispetto alla tipologia contrattuale, il 77% delle negoziazioni ha riguardato contratti *forward*, seguiti da contratti *swap* (5%) e *future* (17%). Per quanto concerne la modalità di negoziazione, sostanzialmente in linea con gli andamenti del 2012, circa il 28% delle contrattazioni è avvenuta attraverso accordi bilaterali tra le parti senza alcuna intermediazione, mentre il 72% si è avvalsa dei servizi di intermediazione offerti dalle piattaforme di *brokering*.

Tabella 41: Volumi e quota percentuale dei contratti conclusi sul mercato OTC con *delivery* nel 2013

Struttura	Senza intermediazione	Con Intermediazione	TOTALE	% sul TOTALE
	MWh	MWh	MWh	%
Forward	118.772.342	242.873.191	361.645.533	77%
	33%	67%	100%	
Swap	11.880	24.673.317	24.685.197	5%
	0%	100%	100%	
Future	13.831.796	67.052.085	80.883.881	17%
	17%	83%	100%	
Opzioni	-	-	5.020.525	-
	-	-	-	
Altro	1.227.575	3.792.950	5.020.525	1%
	24%	76%	100%	
TOTALE	133.843.593	338.391.543	472.235.136	100%
	28%	72%	100%	

Per quanto riguarda i contratti con *delivery* 2014 (406 TWh) il 66% (268 TWh) è stato negoziato nel corso del 2013, mentre la restante quota è stata negoziata negli anni precedenti. Rispetto alla struttura contrattuale, analogamente ai contratti con consegna nel 2013, circa i tre quarti sono rappresentati da prodotti *forward*, mentre il rimanente 25% è ripartito fra *swap*, *future*, *altro e opzioni*. Per quanto riguarda la modalità di negoziazione dei contratti, il 69% delle transazioni si è svolta mediante ricorso ad una piattaforma di brokeraggio mentre il restante 31% è stato concluso direttamente fra le parti.

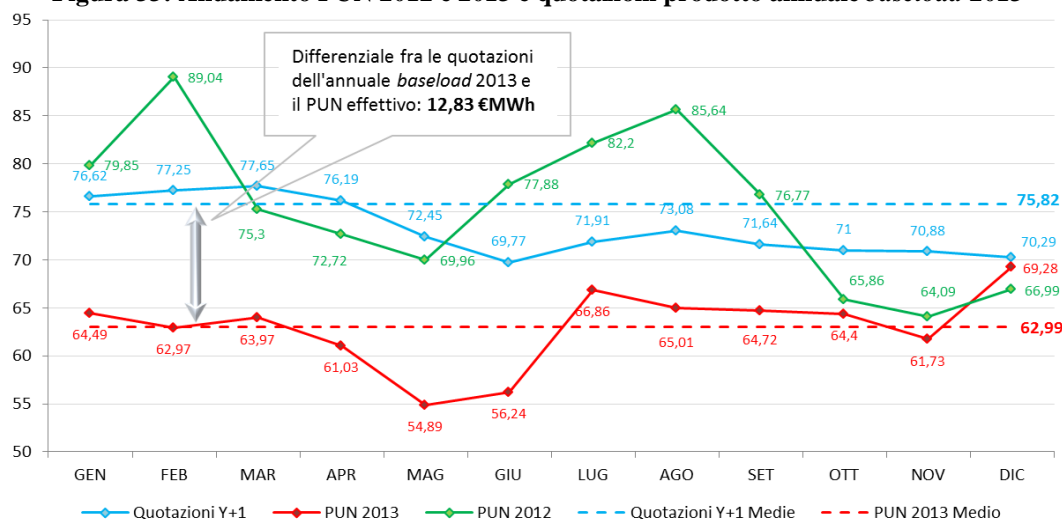
Tabella 42: Volumi e quota percentuale dei contratti conclusi sul mercato OTC con *delivery* nel 2014

Struttura	Senza intermediazione MWh	Con Intermediazione MWh	TOTALE MWh	% sul TOTALE %
Forward	190.294.893 62%	118.193.333 38%	308.488.226 100%	76%
Swap	39.647.987 74%	13.616.784 26%	53.264.771 100%	13%
Future	39.345.065 100%	0 0%	39.345.065 100%	10%
Opzioni	0 -	61.320 -	61.320 -	0%
Altro	1.922.955 37%	3.226.840 63%	5.149.795 100%	1%
TOTALE	135.098.277 33%	271.210.900 67%	406.309.177 100%	100%

Limitando l'analisi ai soli contratti a termine a prezzo fisso con durata annuale e profili di consegna *baseload e peakload*, è possibile fornire una sintesi della dinamica dei prezzi nel corso dell'anno precedente la *delivery* rispettivamente con riferimento ai contratti con consegna 2013 e con consegna nel 2014.

Con riferimento alla consegna 2013, il prezzo medio mensile dei contratti annuali *baseload* stipulati nei diversi mesi del 2012 è oscillato tra i 77,65 €/MWh di marzo e i 69,77 €/MWh di giugno (valore medio annuo pari a 75,82 €/MWh), evidenziando un *trend* ribassista nei primi mesi del 2012 che si è poi assestato nell'intorno dei 71 €/MWh nella seconda parte dell'anno. Osservando anche le ultime quotazioni di dicembre 2012 (in media pari a 70,29 €/MWh) appare evidente la scarsa capacità previsionale dei contratti a termine stipulati nel 2012, mediamente superiori di circa 7 €/MWh rispetto al prezzo formatosi nel mercato del giorno prima durante il 2013, pari a circa 63 €/MWh.

Figura 33: Andamento PUN 2012 e 2013 e quotazioni prodotto annuale *baseload* 2013



La capacità previsionale dei contratti a termine può essere esaminata anche rispetto all'andamento delle quotazioni dei prodotti mensili stipulati nel mese M-1, confrontate con il valore medio del PUN nel relativo periodo di consegna, come riportato nella Tabella 43 per ciascun mese dal 2011 al 2013. Come si può osservare, il differenziale di prezzo, dopo avere raggiunto uno scostamento medio di circa 5 €/MWh nel 2012, è tornato a scendere nel 2013 sui livelli registrati nel 2011, mediamente pari a 2,8 €/MWh.

Tabella 43: confronto tra le quotazioni medie dei prodotti mensili concluse il mese M-1 e il valore medio del PUN nel mese M

		GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC	MEDIA
2011	Quotazioni PDE	64,89	64,89	66,12	67,59	66,2	69,86	76	72,08	73,72	77,04	79,94	79,77	71,51
	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	72,20
	Diff. PDE-PUN	0,1	1,4	2,1	2,4	5,1	1,5	6,3	2,4	7,6	1,6	1,5	0,4	2,7
2012	Quotazioni PDE	78,82	78,62	77,41	74,84	75,72	72,98	79,46	76,73	81,43	74,65	70,48	68,67	75,82
	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	75,53
	Diff. PDE-PUN	1,0	10,4	2,1	2,1	5,8	4,9	2,7	8,9	4,7	8,8	6,4	1,7	5,0
2013	Quotazioni PDE	70,32	67,23	60,08	61,49	60,05	60,15	65,49	66,46	64,4	62,89	62,69	64,68	63,83
	PUN	64,49	62,97	63,98	61,03	54,89	56,24	66,86	65,01	64,72	64,37	61,73	69,28	62,96
	Diff. PDE-PUN	5,8	4,3	3,9	0,5	5,2	3,9	1,4	1,4	0,3	1,5	1,0	4,6	2,8

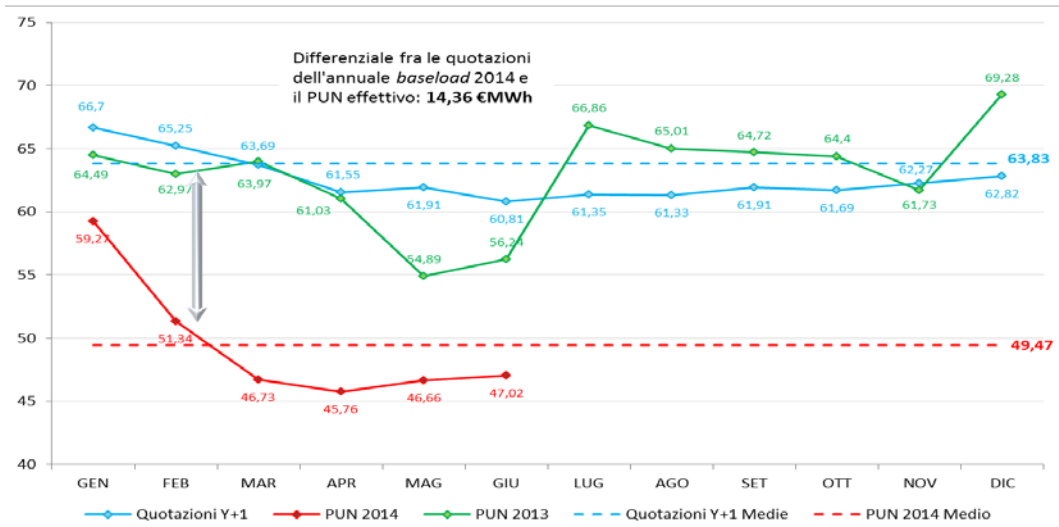
Nel complesso, l'effetto combinato della persistente recessione economica e dello sviluppo della generazione rinnovabile contribuisce a rendere sempre più instabile e aleatorio il quadro di riferimento all'interno del quale si muovono le determinanti dei prezzi, complicando non poco la possibilità di registrare a termine segnali corretti sull'evoluzione delle quotazioni.

Come già per il 2012, anche per il 2013 le quotazioni a termini sono risultate ben lontane dall'anticipare i sostenuti ribassi rilevati su base *spot* nel 2013. In particolare come si è osservato nella Figura 33, le quotazioni medie del prodotto annuale 2013 hanno sovrastimato di circa 12-13 €/MWh il prezzo effettivo che si è poi consolidato a pronti. Tale previsione migliora, pur rimanendo molto sovrastimata, se si considerano solo le quotazioni degli ultimi mesi del 2012 quando le previsioni per il 2013 sono state di circa 7 €/MWh più alte rispetto al PUN effettivo.

Come spesso accade in queste situazioni di profonda incertezza, le posizioni a termine assunte sulle borse appaiono solitamente piuttosto conservative, tendendo a riprodurre per l'anno successivo livelli e andamenti infra-annuali in atto nel periodo di contrattazione e sottostimando eventuali *trend* ribassisti presenti sul mercato.

In questo senso va interpretata la sostanziale stabilità mostrata dai prodotti relativi al 2014 rispetto alle quotazioni finali *spot* del 2013. Le quotazioni del prodotto annuale *baseload* con consegna 2014 (in media pari a 62,73 €/MWh nel corso del 2013), hanno seguito il trend al ribasso delle quotazioni *spot*, passando da un picco di gennaio a 66,65 €/MWh ad un minimo nel mese di giugno pari a 60,81 €/MWh per poi chiudere l'anno a 62,82 €/MWh (vedi Figura 34). Per quanto riguarda il prodotto *peakload* 2014 il prezzo medio formatosi durante il 2013 è stato pari a 70,05 €/MWh, oscillando tra un massimo di 73,88 €/MWh a gennaio e un minimo di 68,37 €/MWh di giugno per poi chiudere l'anno a 69,85 €/MWh. Tali quotazioni, alla luce dei prezzi sul mercato *spot* nei primi mesi del 2014, confermano le posizioni conservative da parte degli operatori nelle contrattazioni a termine, che si traducono, nei periodi di forte incertezza, in una inferiore capacità dei mercati a termine di fornire corretti segnali di prezzo.

Figura 34: Andamento PUN 2013 e 2014 e quotazioni prodotto annuale baseload 2014



12 MERCATO DELLA CAPACITÀ

12.1 Iter di approvazione della disciplina del mercato della capacità

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 e che tale schema sia approvato con decreto del MSE, sentita l'Autorità.

L'Autorità mediante un articolato processo per la consultazione (documenti per la consultazione 6 agosto 2008, DCO 27/08, 7 maggio 2009, DCO 10/09, 23 aprile 2010, DCO 9/10, e 15 novembre 2010, DCO 38/10) ha delineato le molteplici concause per cui il mercato elettrico – in assenza di interventi regolatori – si rivela uno strumento inefficiente e inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione). Il fallimento del mercato elettrico in questo ruolo è dovuto ad alcune criticità insite nel settore elettrico, quali la rigidità della domanda, i limiti dello stoccaggio, l'avversione al rischio di produttori e consumatori e l'esistenza di carenze informative che, in assenza di interventi regolatori, non consentono al mercato di perseguire autonomamente l'adeguatezza della capacità di generazione nel medio-lungo periodo.

In esito al suddetto processo per la consultazione, con la deliberazione ARG/elt 98/11, l'Autorità ha fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità, ivi incluso l'iter procedurale per la predisposizione della citata disciplina.

Nel mese di settembre 2012, Terna ha trasmesso lo schema di disciplina all'Autorità che, con deliberazione 482/2012/R/eel, ne ha verificato positivamente la conformità ai criteri e alle condizioni fissati dalla deliberazione ARG/elt 98/11. A partire dal 23 novembre 2012 lo schema è stato sottoposto alla consultazione pubblica, che si è chiusa il 15 febbraio 2013. Dopo alcune valutazioni e approfondimenti svolti con l'Autorità e MSE su taluni aspetti di particolare rilievo, Terna ha trasmesso lo schema all'Autorità che, con deliberazione 375/2013/R/eel, ne ha verificato positivamente la conformità rispetto ai criteri della deliberazione ARG/elt 98/11, fatto salvo alcune modifiche richieste a Terna. Lo schema di disciplina è stato, quindi, trasmesso da Terna al MSE per l'approvazione finale. Il MSE, previo parere positivo da parte dell'Autorità (Parere 319/2014/R/eel), ha approvato lo schema di disciplina con il Decreto MSE 30 giugno 2014.

12.2 Funzionamento del mercato della capacità

Il funzionamento del nuovo mercato della capacità prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale (*physically backed call option*) per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema in ciascun anno, allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza della capacità produttiva. Tali opzioni saranno negoziate attraverso procedure concorsuali istituite presso un mercato organizzato della capacità produttiva e saranno caratterizzate da:

- un prezzo di esercizio commisurato ai costi variabili di un nuovo impianto di punta;
- il pagamento di un premio annuo determinato nel mercato della capacità, a fronte dell'obbligo di restituzione degli eventuali differenziali positivi fra il prezzo di riferimento –

ovvero il prezzo di vendita dell'energia elettrica sui mercati a pronti – e il prezzo di esercizio.

Al fine di consentire la partecipazione anche di capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione, le opzioni negoziabili avranno un periodo di consegna triennale e un orizzonte di pianificazione quadriennale. La validità dell'approccio adottato dall'Autorità è stata anche empiricamente testata dal funzionamento, da oltre cinque anni, dei mercati della capacità di due sistemi elettrici del Nordest degli Stati Uniti – ossia il Forward Capacity Market (FCM) del New England (ISO-NE) e il Reliability Pricing Model (RPM) di Pennsylvania New Jersey and Maryland (PJM) – che sono stati costruiti su principi simili.

La disciplina del nuovo mercato della capacità si configura, in estrema sintesi, alla stregua di un meccanismo di natura “assicurativa” basato su un contratto aleatorio (di durata pluriennale) tra Terna (il sistema) e il produttore il quale, a fronte del diritto di ricevere un premio annuo determinato in esito ad apposite procedure concorsuali, assume l'obbligo di offrire la capacità oggetto del contratto (su MGP e MSD) nonché l'obbligo a restituire l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio. La presenza di un tale forte elemento di aleatorietà impedisce al mercato della capacità di produrre effetti distorsivi per la concorrenza. Anzi, il disegno del nuovo mercato della capacità persegue evidenti finalità procompetitive dal momento che il contratto “assicurativo” concluso dal produttore sostanzialmente impedisce a quest'ultimo di esercitare eventuale potere di mercato proprio nelle situazioni in cui la capacità produttiva è scarsa.

Laddove venissero rispettate tutte le tempistiche previste per lo sviluppo dei sistemi utili al funzionamento del nuovo mercato, sarebbe plausibile attendersi che le prime aste siano bandite da Terna entro il 2015.

Appendice A

Indice di pivotalità

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 (i) tutti 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).¹

L'analisi di pivotalità congiunta misura per ogni ora la pivotalità dell'operatore in ogni possibile combinazione di zone², identificando la combinazione di zone per cui il valore di pivotalità è massimo 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.

A partire dallo scorso anno, il calcolo della pivotalità è stato, altresì, aggiustato in modo tale da tenere conto della potenza assoggettata al regime di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziali. 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.

¹ L'analisi di pivotalità non tiene conto dei vincoli di rete non rappresentati da vincoli zonal di MGP.

² 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 possibili. 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.

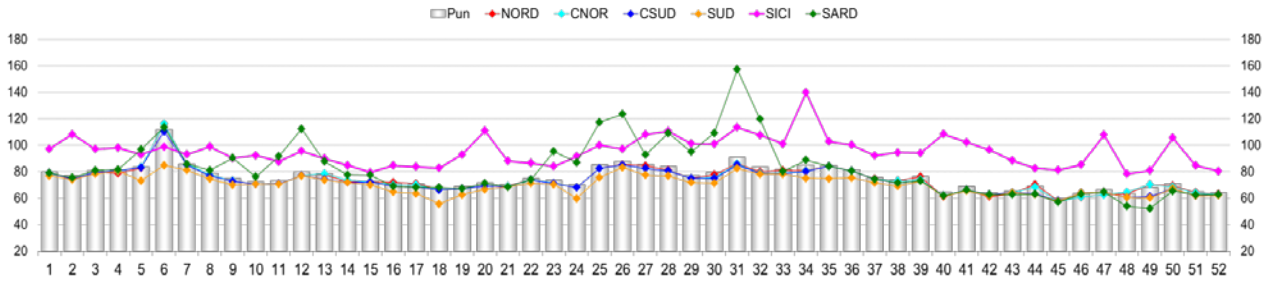
Da pagina 2 a pagina 8: OMISSIS

Appendice B

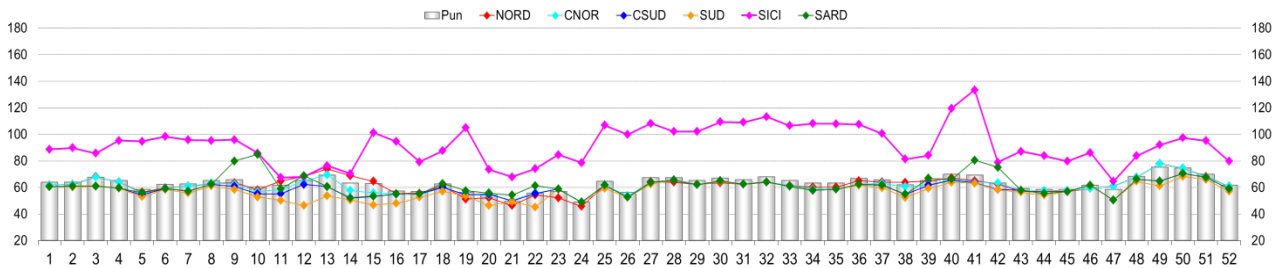
Andamento dei prezzi MGP 2012 e 2013

Prezzi zionali (€/MWh)

2012



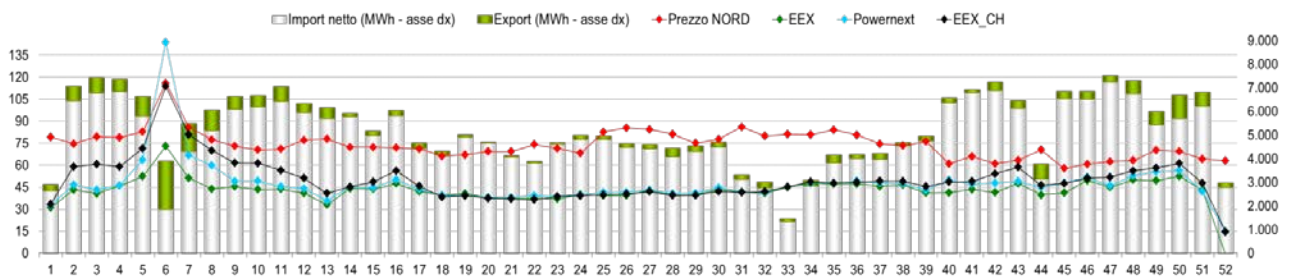
2013



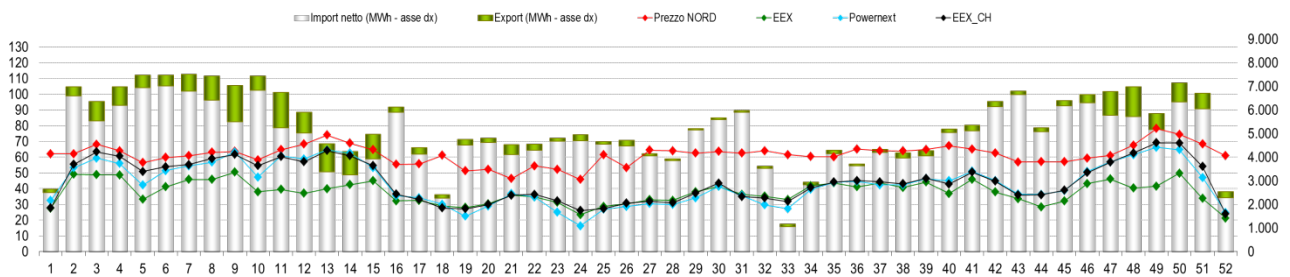
Andamento dei prezzi sulle borse europee 2012 e 2013

Prezzi Europei (€/MWh)

2012



2013



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).

Anche nel 2013 i mutamenti intercorsi nel mercato del gas naturale hanno determinato l'esigenza di confermare rivedere la metodologia di calcolo dei costi variabili utilizzata in passato. La metodologia utilizzata in passato faceva ricorso ad una *proxy* del costo di approvvigionamento del gas naturale per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato rappresentata dall'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 53%.¹

¹ 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).

Appendice C

Approvvigionamento delle risorse nel MSD

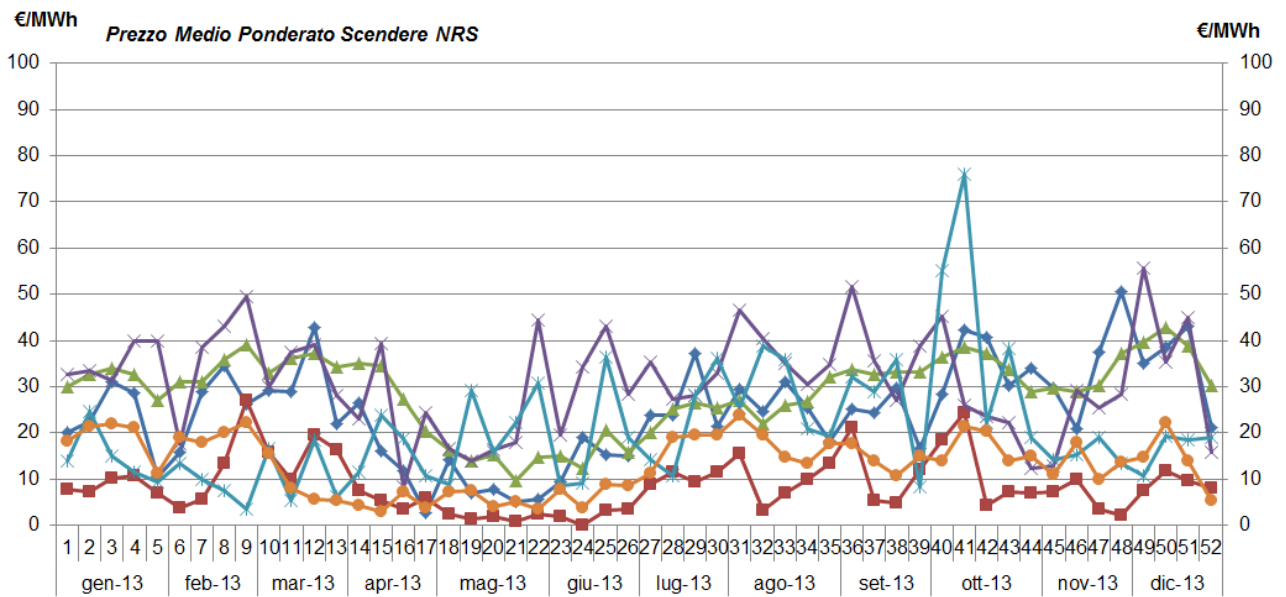
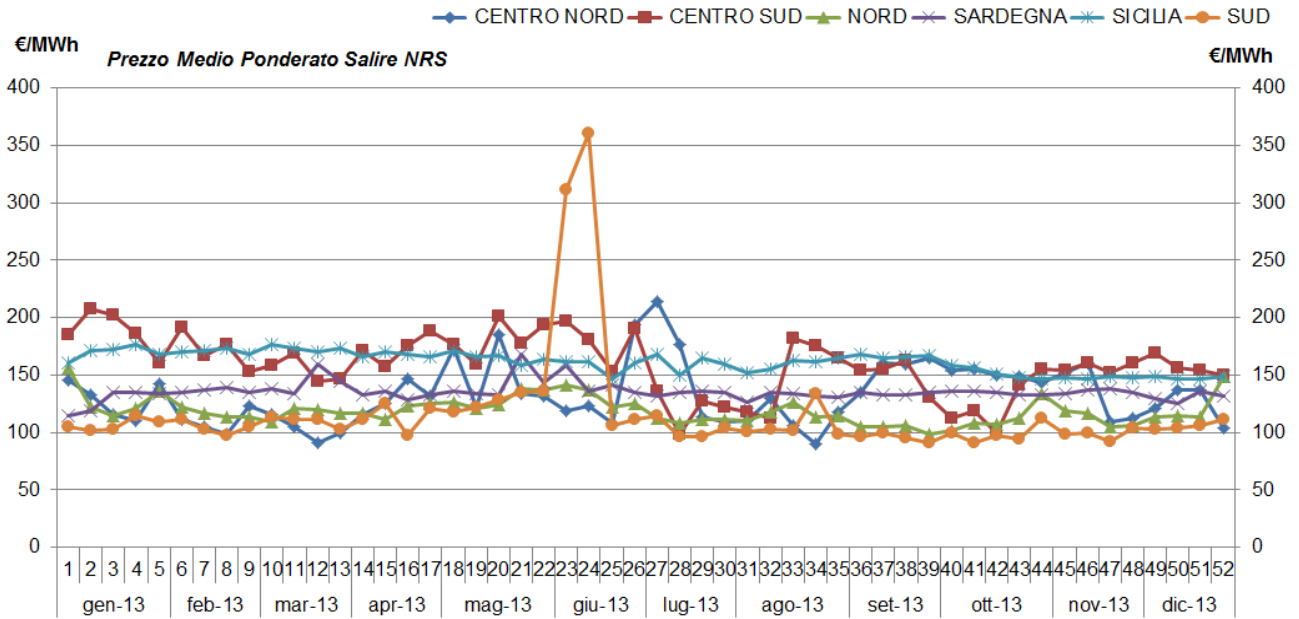
Tipologie di riserva di potenza in ordine decrescente di flessibilità

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”*. La riserva secondaria si configura come la risorsa più pregiata in quanto si attiva automaticamente con tempi di risposta dell'ordine di secondi. Per l'erogazione di tale servizio il gradiente di variazione di potenza richiesto alle UP abilitate deve essere *“non inferiore alla velocità di variazione del segnale di Livello di teleregolazione”*.

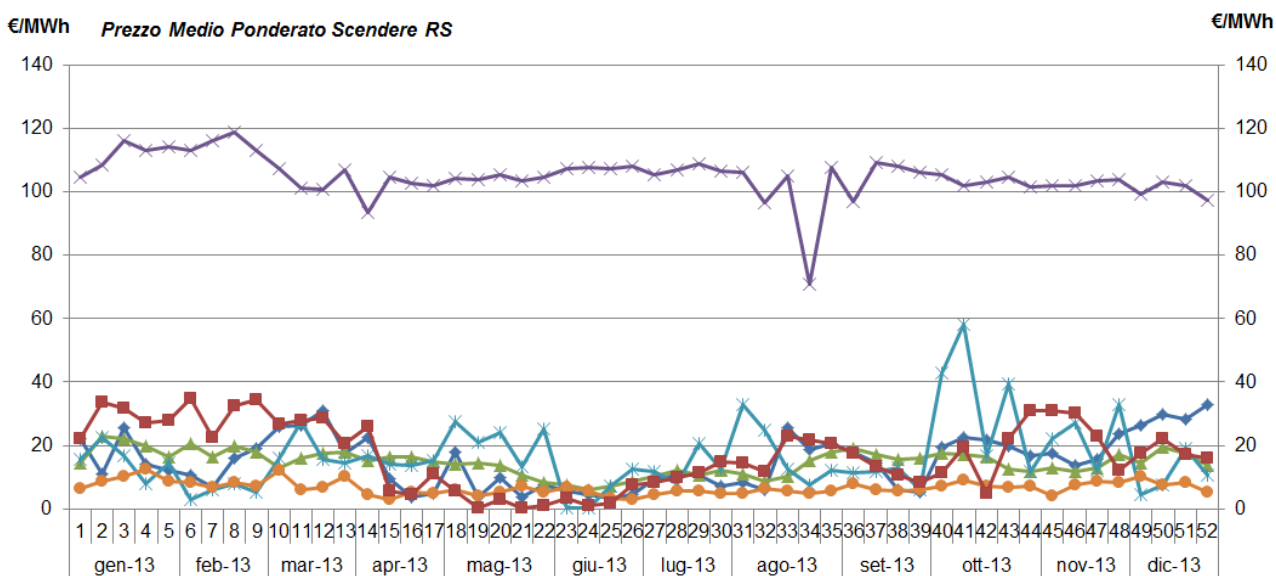
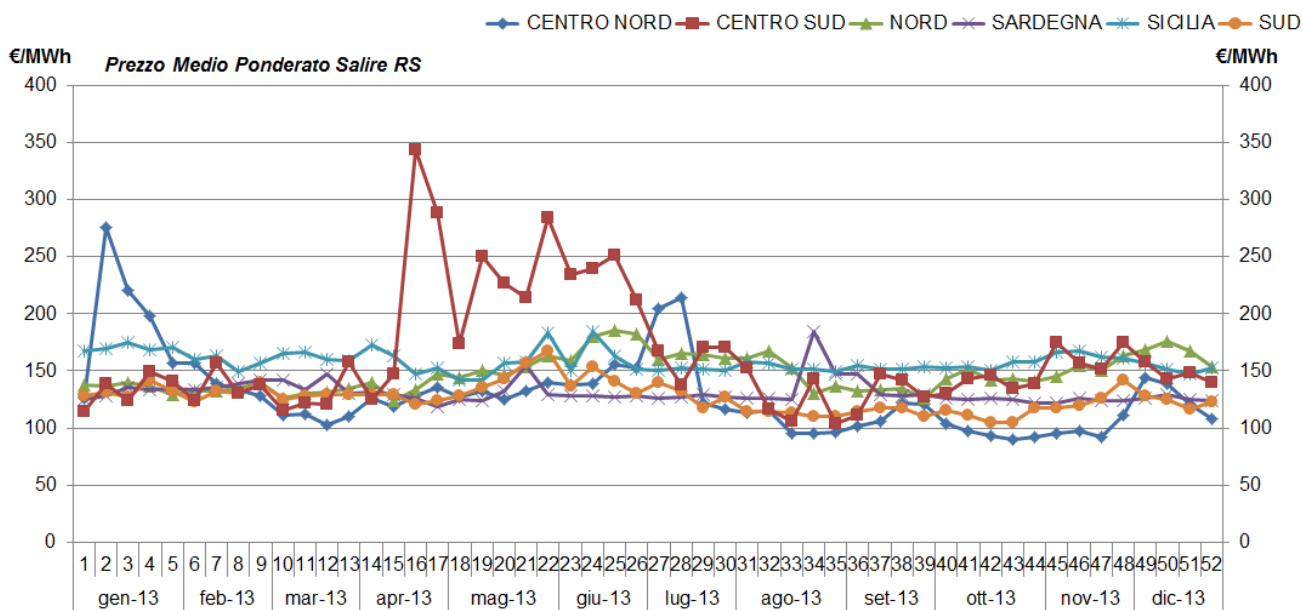
Riserva Terziaria Pronta: La riserva pronta *“ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno (a titolo esemplificativo, rampa di presa di carico) con 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. Tra le caratteristiche tecniche richieste alle UP per l'abilitazione alla fornitura di tale servizio viene indicata la capacità *“di variare in aumento (decremento) la propria immissione con un gradiente almeno pari a 50 MW/min”* Per le sue caratteristiche, la riserva terziaria pronta 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”*¹. 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. Tra le caratteristiche tecniche richieste alle UP per l'abilitazione alla fornitura di tale servizio viene indicata la capacità di variare *“in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 10 MW entro 15 minuti dall'arrivo di un ordine di dispacciamento”*.

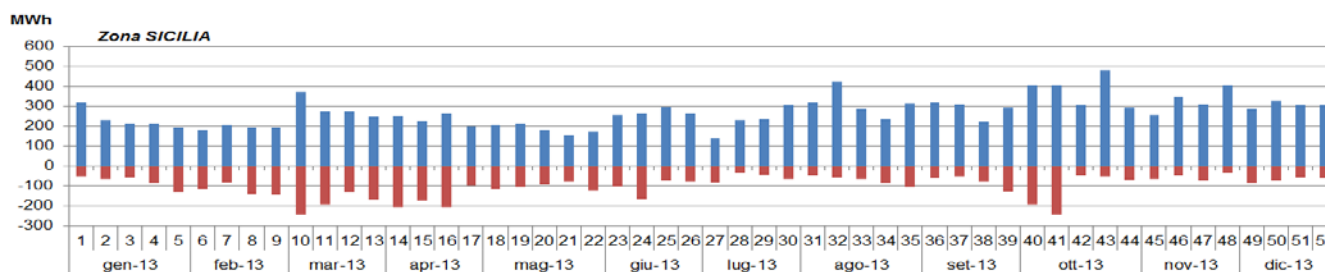
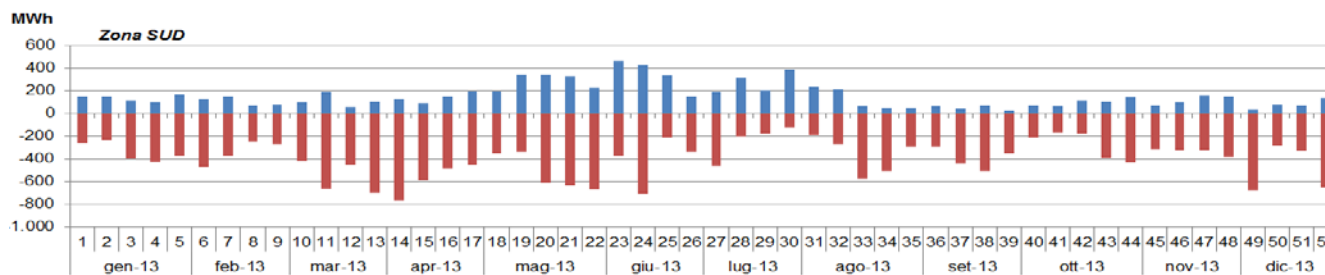
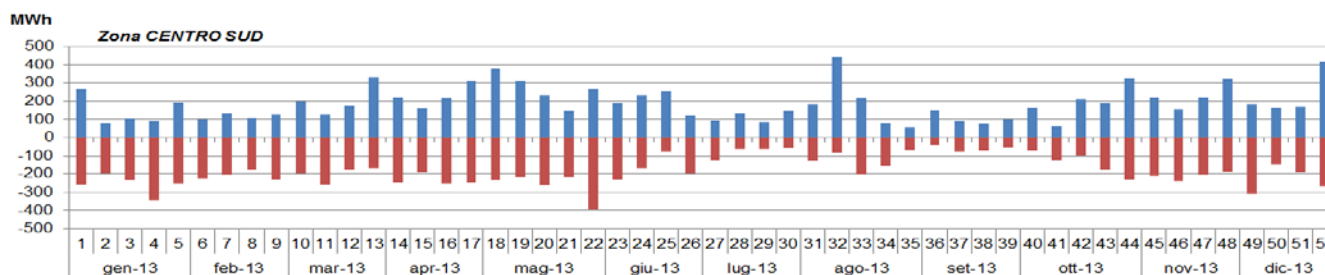
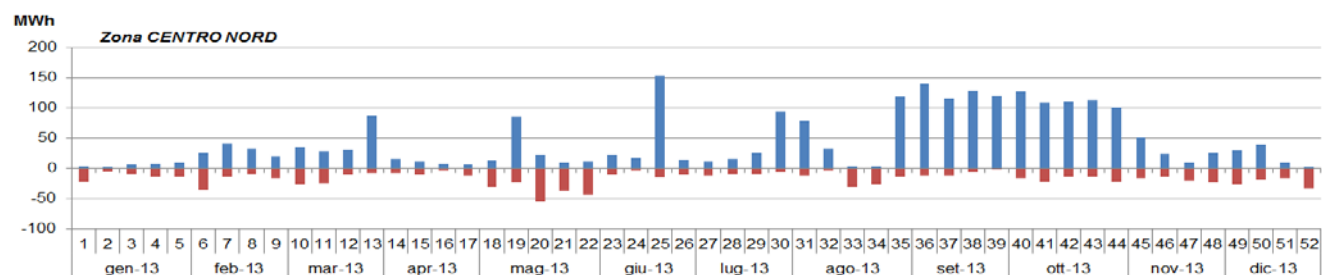
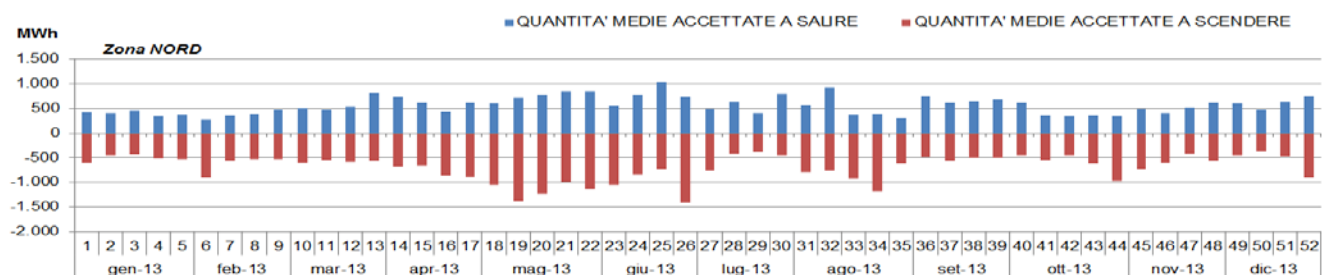
Altri Servizi o NRS – Andamenti dei prezzi medi ponderati settimanali a salire e a scendere (MSD+MB) nel 2013

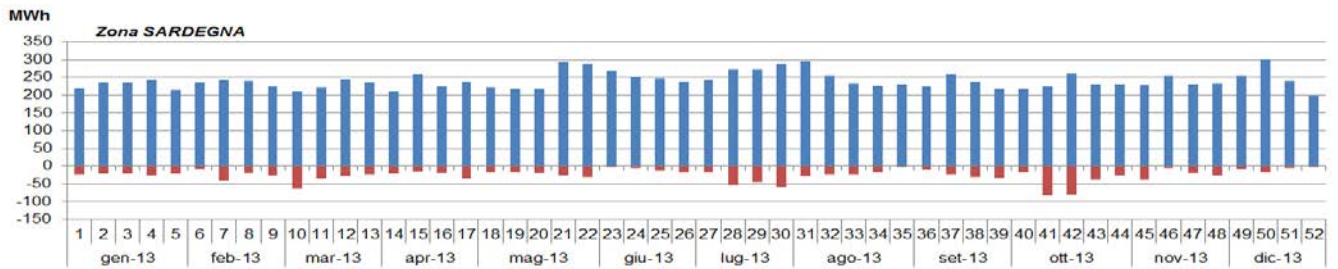


Riserva Secondaria o RS - Andamento dei prezzi medi ponderati settimanali a salire e a scendere (MB) nel 2013

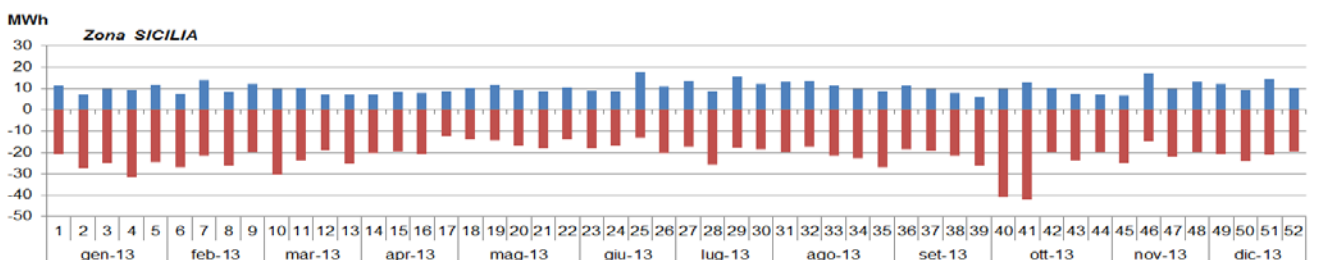
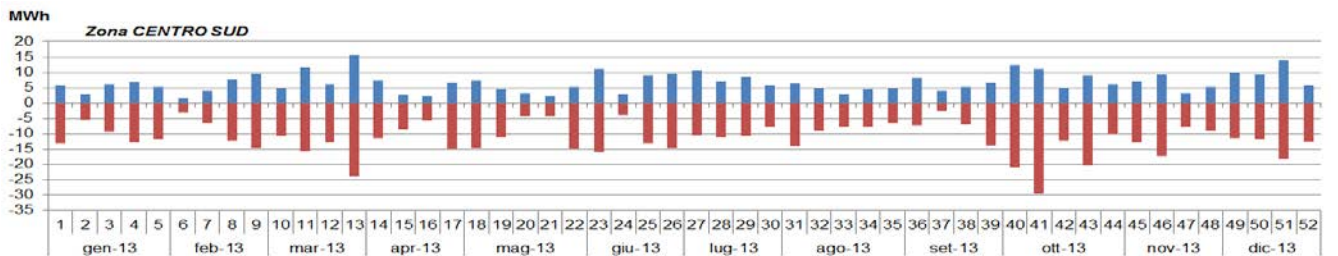
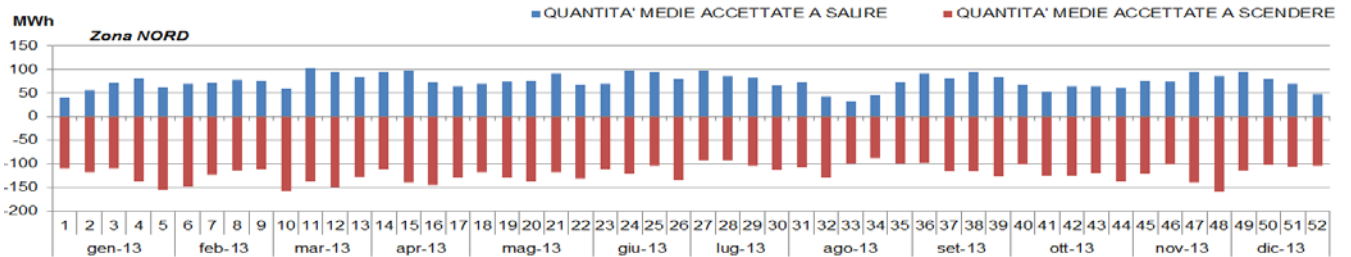


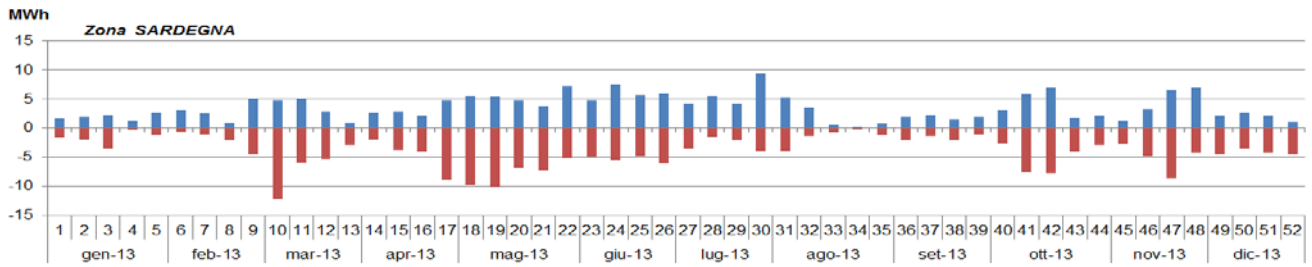
Altri Servizi o NRS – Quantità settimanali mediamente accettate a salire e a scendere (MSD+MB) nel 2013



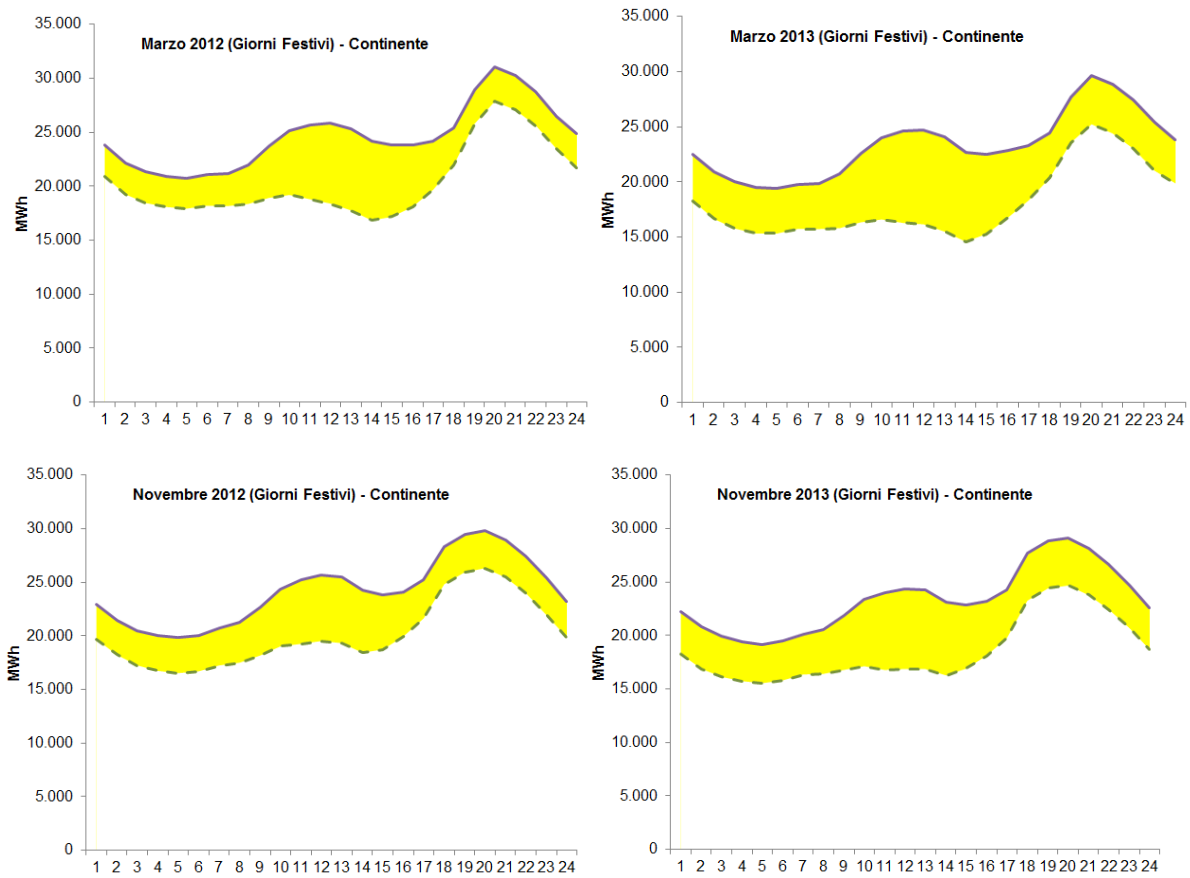


Riserva Secondaria o RS – Quantità settimanali mediamente accettate a salire e a scendere (MB) nel 2013

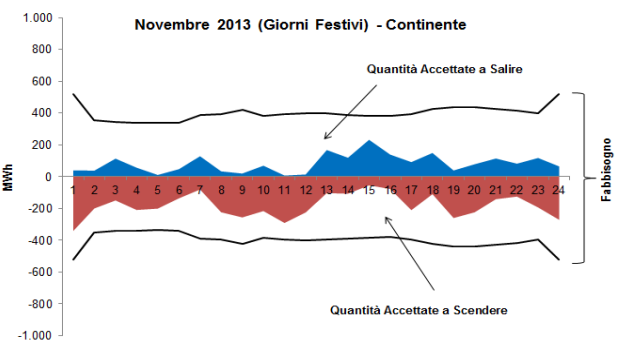
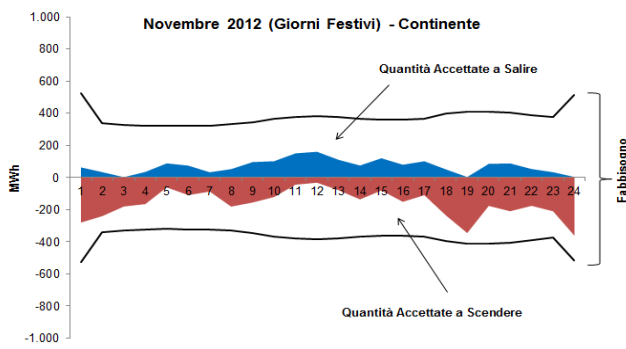
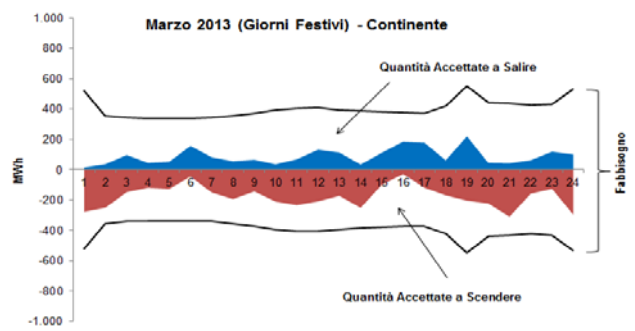
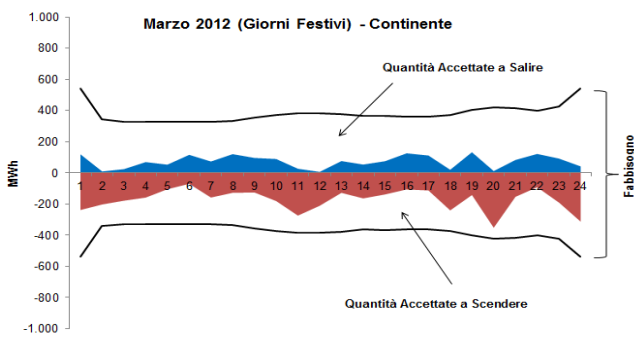




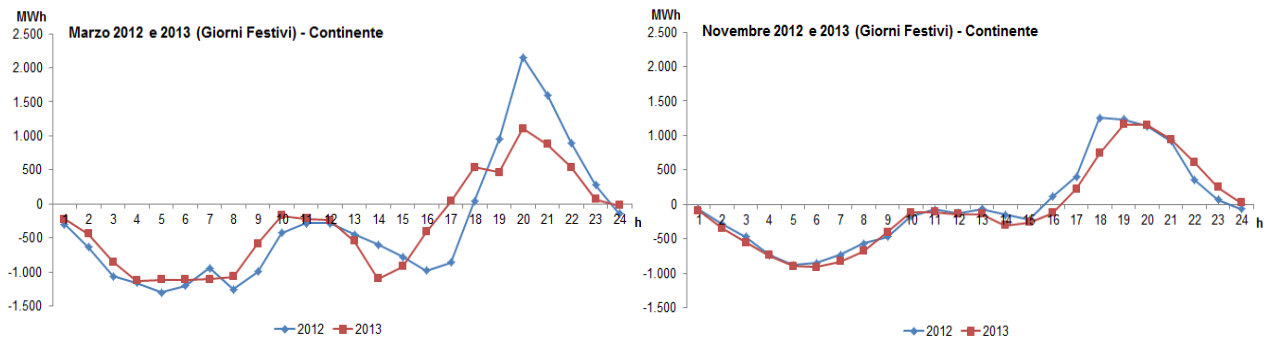
Consumo e consumo residuo effettivo in un giorno festivo tipo di Marzo e Novembre 2012 e 2013 nella macrozona Continente.



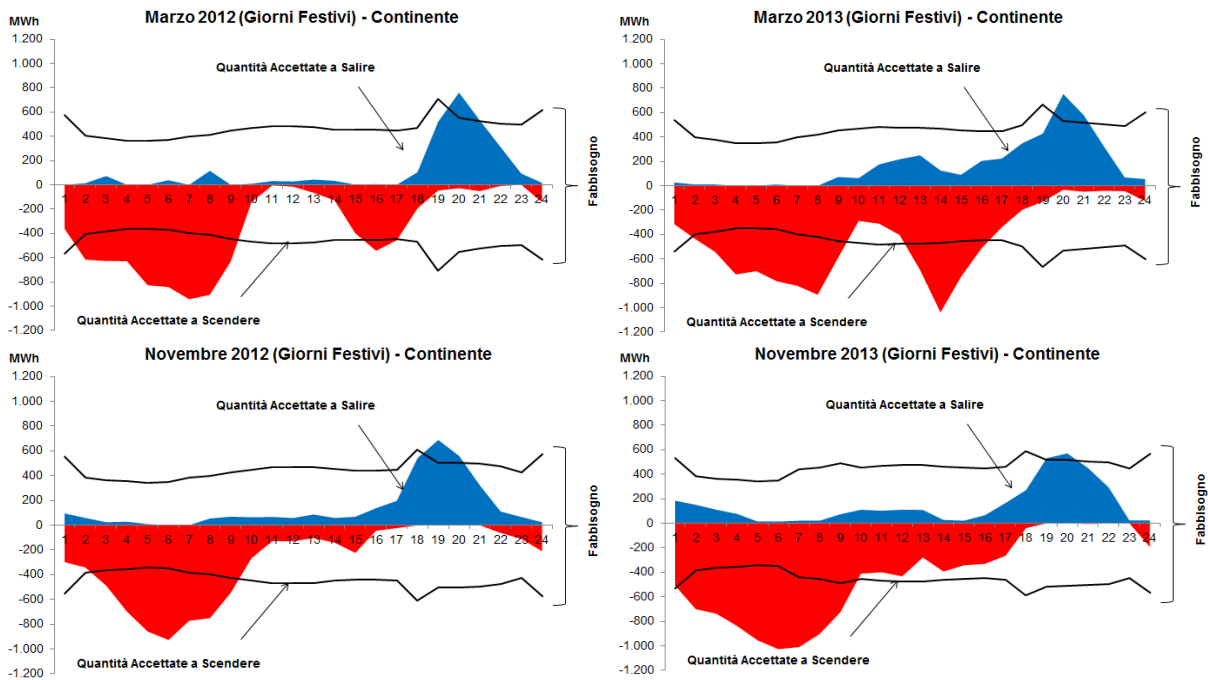
Fabbisogno ed utilizzo di riserva secondaria in un giorno festivo tipo dei mesi di Marzo e Novembre nel 2012 e 2013 per la macrozona Continente



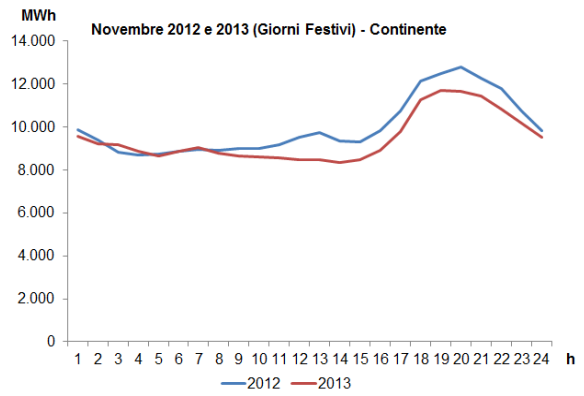
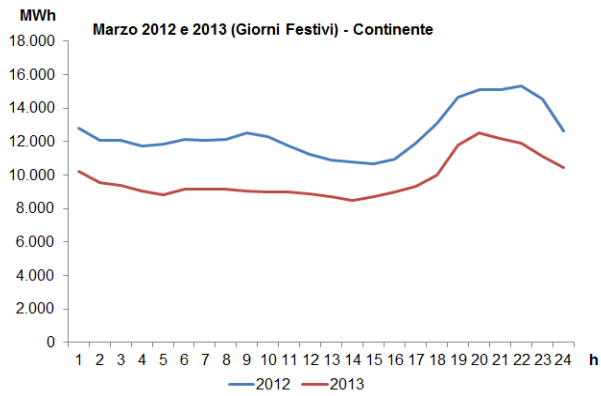
Programma vincolante modificato e corretto delle unità di produzione e pompaggio del Continente in un giorno festivo tipo dei mesi di Marzo e Novembre nel 2012 e 2013.



Fabbisogno ed utilizzo di riserva pronta in un giorno festivo tipo dei mesi di Marzo e Novembre nel 2012 e 2013 per la macrozona Continente.



Programma vincolante modificato e corretto delle termoelettriche in un giorno festivo tipo dei mesi di Marzo e Novembre nel 2012 e 2013 nella macrozona Continente



Appendice D - Sicilia

Evoluzione del prezzo zonale in Sicilia e analisi dello spark spread.

L'andamento del prezzo zonale in Sicilia conferma la presenza di dinamiche di mercato specifiche, solo in parte assimilabili alle altre zone di mercato. Nelle figure sottostanti è riportato il raffronto fra i prezzi zonali nel 2013 e nel 2009 nella zona più economica, rappresentata dal Sud* e in quella più costosa, vale a dire la Sicilia.

Mentre nella zona Sud* (vedi Figura 1) , l'andamento del prezzo zonale ricalca quello del PUN, con un aumento dei prezzi nelle ore di fuori picco mattutino (1-9) e serale (19-24) rispettivamente del 21% e del 12% e un deciso calo (-26%) nelle ore della giornata con maggior irraggiamento solare (10-18), in Sicilia, il confronto tra il profilo medio orario del prezzo zonale negli anni 2009 e 2013, se da un lato conferma la contrazione dei prezzi nelle ore centrali della giornata (-25% circa), in linea con le aspettative legate alla maggiore penetrazione della generazione fotovoltaica (analogamente con quanto osservato a livello nazionale e nella zona Sud), dall'altro, mostra una crescita dei prezzi nelle ore di fuori picco mattutino e serali (rispettivamente pari a +66% e +25%), che risulta esasperato dalle condizioni specifiche di equilibrio tra domanda e offerta, anche associate ad un parco termoelettrico inadeguato (vedi Figura 2).

Figura 1: Andamento medio orario del prezzo zonale nella zona SUD*, 2009 vs 2013

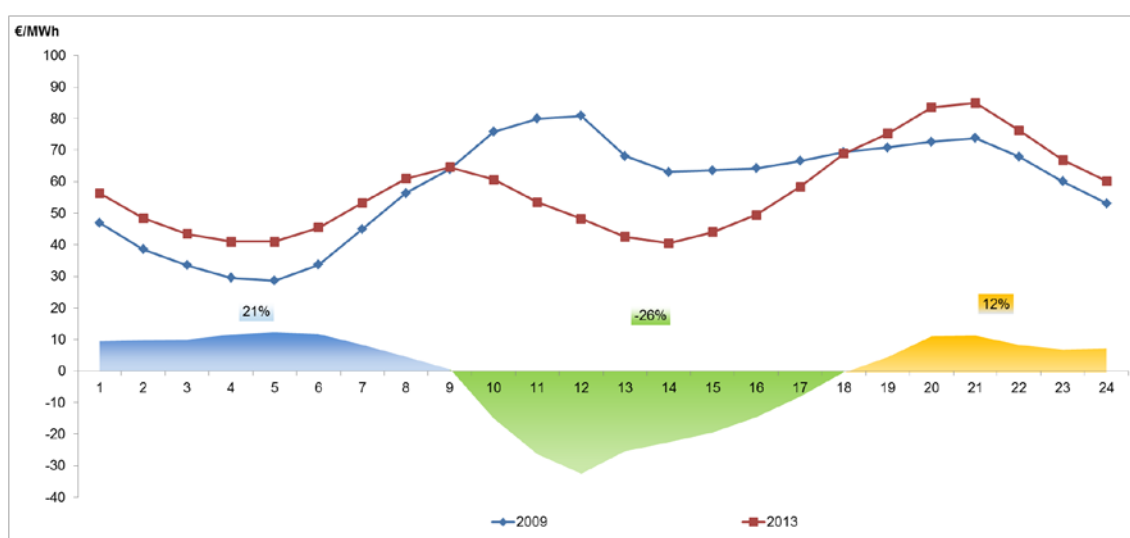
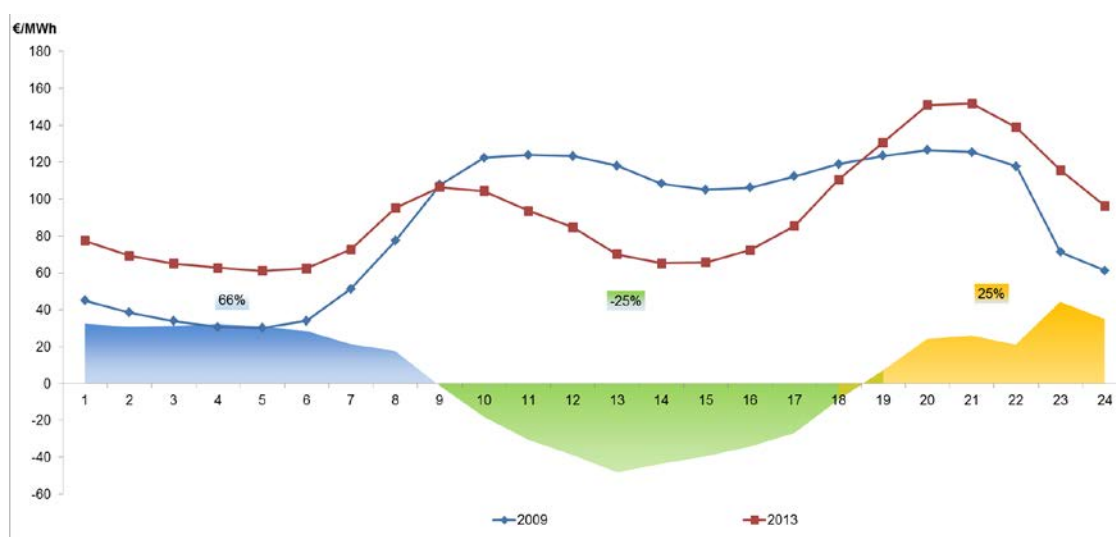


Figura 2: Andamento medio orario del prezzo zonale nella zona Sicilia, 2009 vs 2013



Le dinamiche del prezzo zonale si riflettono sui valori di *spark spread* che, anche per il 2013, assumono in Sicilia livelli ampiamente positivi, in controtendenza con quanto osservato a livello nazionale e nella zona Sud.

Nella Figura 3 e nella Tabella 1 sono riportati i valori dello *spark spread*, riferiti ad un impianto CCGT localizzato in Sicilia, nell'ipotesi di profilo di esercizio *baseload*. Come si può osservare, il livello di *spark spread* non solo si è mantenuto costantemente positivo durante tutti i mesi del 2013, ma è addirittura aumentato rispetto al 2012, attestandosi a quota 33,33 €/MWh, superiore di 0,70 €/MWh rispetto al 2012 e di 4,5 €/MWh rispetto al 2011.

Se si ipotizza una riduzione dei tempi di permanenza in servizio a 12 ore, ossia considerando un funzionamento a pieno carico fra le ore 13 e le ore 24, si assiste in Sicilia ad una contrazione significativa dello *spark spread*, che su media annua si porta a 22,90 €/MWh, inferiore di 10,43 €/MWh rispetto al profilo *baseload* (vedi Figura 4 e Tabella 2). Tale esito si spiega in ragione del fatto che i prezzi medi orari della zona Sicilia risultano costantemente superiori al costo variabile stimato per gli impianti CCGT e, pertanto, la riduzione delle ore di permanenza in servizio di tali impianti porta alla riduzione del margine tra il prezzo di vendita dell'energia elettrica e il costo variabile di generazione.

Esiti analoghi si osservano nel terzo scenario, che ipotizza una permanenza in servizio limitato a 8 ore, con una contrazione dello *spark spread* medio rispetto al profilo *baseload* (vedi Figura 5 e Tabella 3).

Figura 3: Componenti di costo e margini mensili di un impianto a ciclo combinato localizzato nella zona Sicilia con profilo di esercizio *baseload* (2011-2013)

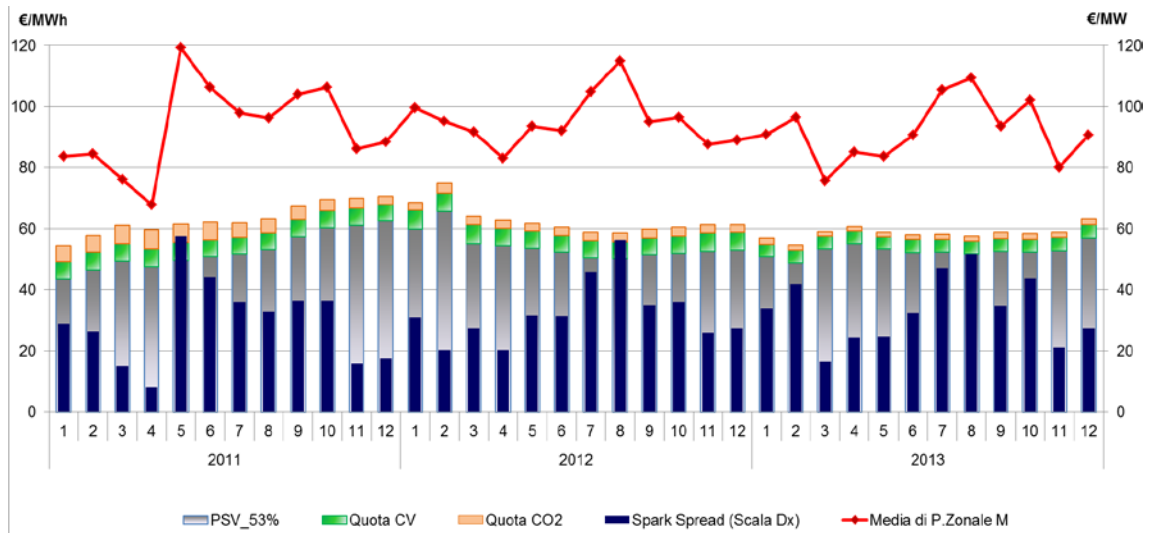


Tabella 1: Andamento tendenziale dello *spark spread* nella zona Sicilia, anni 2011-2013

SICILIA	Spark Spread	Var.	Min	MAX	Volatilità
	Medio anno				
	(€/MW)	%	(€/MW)	(€/MW)	%
2011	29,73		8,28	57,58	164%
2012	32,53	9%	57,58	20,20	110%
2013	33,33	2%	20,20	56,37	77%

Figura 4: 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)

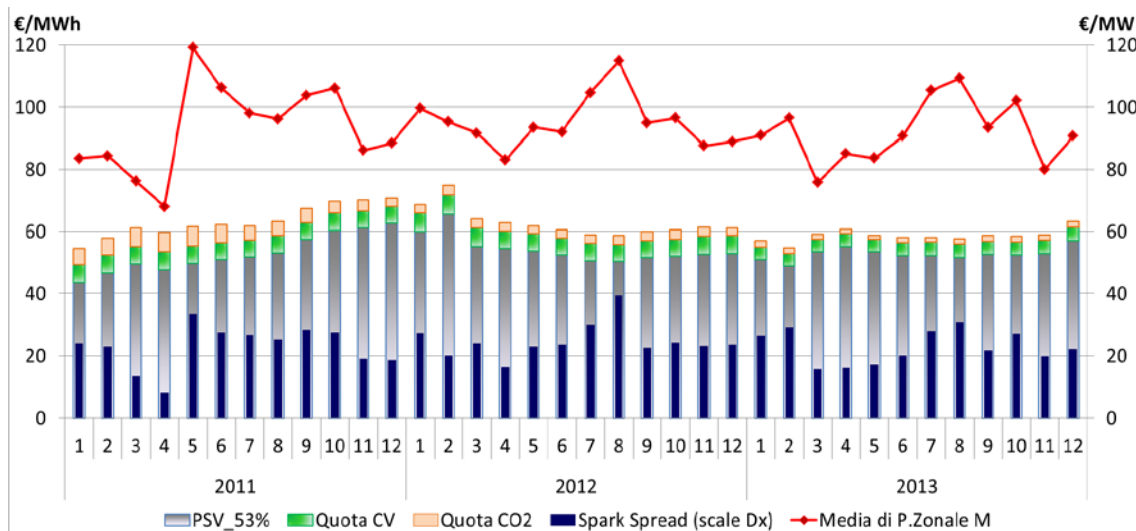


Tabella 2: Confronto fra i valori di *spark spread* , nell'ipotesi di profilo *baseload* e profilo 13-24 nella zona Sicilia, anni 2011-2013.

SICILIA	Spark Spread Baseload	Spark Spread Profilo 13-24	Scarto	Var. Tendeziiale Profilo 13-24
	(€/MW)	(€/MW)	(€/MW)	(%)
2011	29,73	22,90	-6,83	0%
2012	32,64	24,85	-7,79	9%
2013	33,33	22,90	-10,43	-7%

Figura 5: 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)

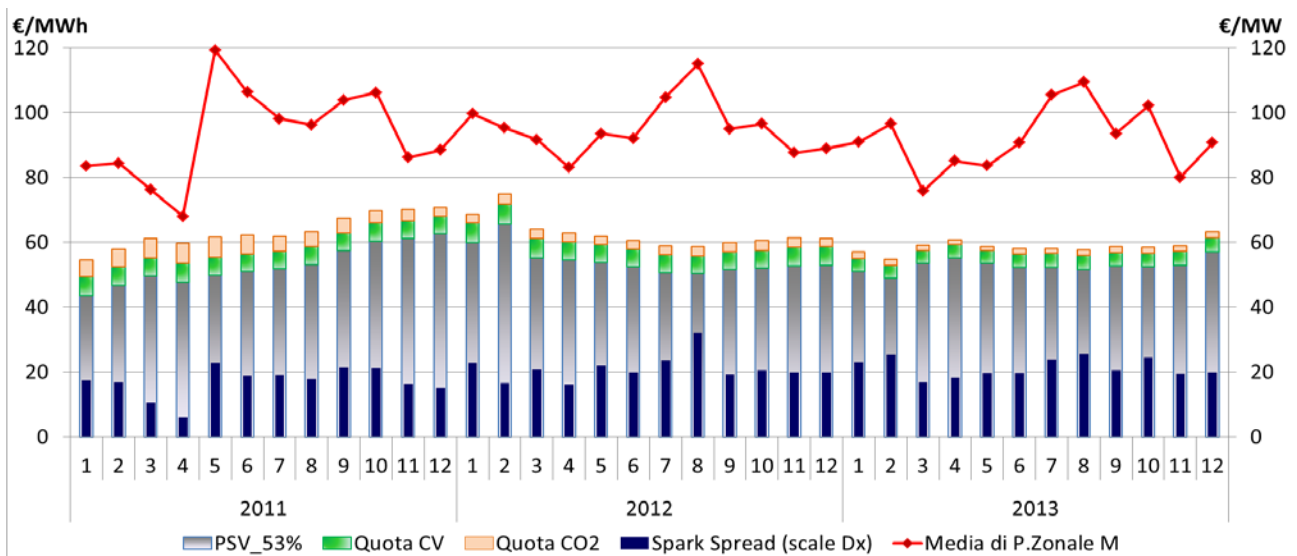


Tabella 3: Confronto fra i valori di *spark spread* , nell'ipotesi di profilo *baseload* e profilo 17-24 nella zona Sicilia, anni 2011-2013.

SICILIA	Spark Spread Baseload	Spark Spread Profilo 17-24	Scarto	Var. Tendeziiale Profilo 17-24
	(€/MW)	(€/MW)	(€/MW)	(%)
2011	29,73	16,89	-12,84	0%
2012	32,64	24,85	-7,79	9%
2013	33,33	21,30	-12,03	1%