

RAPPORTO
112/2012/I/EEL
VERSIONE PER PUBBLICAZIONE INTERNET

**RAPPORTO* ANNUALE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E
IL GAS AL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO IN
MATERIA DI MONITORAGGIO DEI MERCATI ELETTRICI A PRONTI, A
TERMINE E DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO: ANNO 2011
CONSUNTIVATO**

30 marzo 2012

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

INDICE

1.	Premessa.....	3
2.	Sintesi dei contenuti	4
3.	Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico.....	8
4.	Evoluzione del parco di generazione	12
5.	Evoluzione della rete di trasmissione.....	16
6.	Evoluzione della struttura di mercato	19
7.	Mercato dell'energia elettrica a pronti	23
8.	Mercato dei servizi di dispacciamento	30
9.	Mercato dell'energia elettrica a termine	47
10.	Market coupling Italia-Slovenia.....	49
11.	Conclusioni	52

1. PREMESSA

Il presente rapporto è formulato 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", pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 108 del 12 maggio 2009, che recita:

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

Il presente rapporto riprende e approfondisce molti dei temi affrontati e delle valutazioni espresse dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) nella Relazione 01 marzo 2012 56/2012/I/com indirizzata alle Commissioni parlamentari competenti e redatta ai sensi dell'articolo 28, comma 2 della legge 23 luglio 2009, n. 99 recante "disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".

L'Autorità ha ritenuto necessario posticipare l'invio del presente rapporto, al fine di condurre un esame approfondito dell'impatto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili sul mercato elettrico, osservato sull'arco di un anno di dati di monitoraggio. Tale disamina ha richiesto la previa modifica e integrazione degli indici e delle analisi di monitoraggio standard per adattare al suddetto scopo. Si segnala inoltre che, poiché i dati consuntivati relativi ciascun mese M sono disponibili solo nel mese M+2, per offrire un quadro esaustivo di quanto accaduto nel corso dell'anno, ivi incluso il mese di dicembre, si ritiene opportuno posticipare la data di consegna del presente rapporto di 60 giorni, dal 31 gennaio al 31 marzo.

La presente versione del Rapporto è stata predisposta appositamente per la pubblicazione sul sito internet dell'Autorità, non riportando, pertanto, dati di natura riservata.

2. SINTESI DEI CONTENUTI

Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico

Le principali innovazioni che hanno interessato il disegno del mercato elettrico italiano nel corso del 2011 riguardano:

- la prosecuzione della riforma del *mercato per il servizio di dispacciamento* e della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, secondo i principi generali disposti dalla legge 28 gennaio 2009, n.2;
- la fissazione dei criteri e delle condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, secondo i principi generali disposti dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379¹;
- l'integrazione dei mercati del giorno prima, italiano e sloveno (*market coupling*).

Evoluzione del parco di generazione

La potenza massima erogabile dall'insieme delle unità rilevanti iscritte nel Registro delle Unità di Produzione (RUP statico) è aumentata di circa 1,6 GW rispetto al 2010, attestandosi al 31 dicembre 2011 a circa 95 GW. Il RUP statico registra solo le cosiddette unità rilevanti (potenza superiore a 10 MW); a queste vanno aggiunte le unità non rilevanti (potenza inferiore a 10 MW). La capacità installata degli impianti non rilevanti ha subito un forte incremento nel corso del 2011 (da 8 GW nel 2010 a 18 GW nel 2011), soprattutto per effetto della crescente penetrazione della generazione fotovoltaica. Il rapporto fra generazione non rilevante e generazione rilevante da RUP statico è pertanto passato dal 9% del 2010 al 19% del 2011.

L'incremento della potenza massima da RUP statico è stata superiore rispetto alla variazione della potenza massima resa effettivamente disponibile nel corso del 2011 (RUP dinamico). Per quanto concerne le unità termoelettriche abilitate², l'incremento della potenza massima da RUP statico è stata pari a circa 2,7 GW contro un incremento di soli 0,2 GW circa della potenza massima da RUP dinamico. Tale risultato potrebbe essere riconducibile a un fenomeno compensativo: da un lato, la capacità "nominale" registrata su RUP statico è aumentata per effetto dell'ingresso di nuovi impianti, dall'altro, la capacità "effettiva" registrata su RUP dinamico è diminuita per effetto di indisponibilità di lungo periodo di impianti esistenti. Inoltre, in media circa 15 GW di potenza massima erogabile dalle unità di produzione termiche abilitate non sono stati disponibili durante il 2011. La situazione più critica si è registrata in Sicilia dove il peso delle indisponibilità sulla potenza erogabile dalle unità termoelettriche è stato pari al 27% nel 2011. Le analisi svolte da Terna indicano per l'anno 2012 la possibilità che si verifichino 10 settimane di alto rischio per la sicurezza e la continuità del servizio elettrico in Sicilia.

Evoluzione della rete di trasmissione

Il principale potenziamento della Rete di Trasmissione Nazionale nel 2011 è rappresentato dall'entrata in operatività del secondo cavo del SAPEI che ha portato la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente a 1.050 MW e 870 MW. Con riferimento al SAPEI, sono in corso approfondimenti per comprendere sia le ragioni della sua tardiva entrata in operatività nel 2011 che le ragioni che ne inibiscono la piena utilizzazione in entrambe le direzioni, oltre che gli eventuali accorgimenti tecnici che sarebbero necessari per conseguire tale obiettivo.³ La capacità di interconnessione fra la Sicilia e il Continente, invece non subirà

¹ Il Ministero dello Sviluppo Economico, con comunicazione del mese di settembre 2011 all'Autorità e a Terna, ha auspicato che la definizione del nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva sia portata a termine in tempi brevi.

² Tra le unità di produzione rilevanti vi sono le unità di produzione abilitate che devono offrire, in funzione delle caratteristiche delle singole unità, le risorse utili ai fini del dispacciamento (risoluzione delle congestioni, riserva secondaria di potenza, riserva terziaria di potenza e bilanciamento).

³ La capacità massima di trasporto del cavo SAPEI tra Sardegna e Continente e Continente e Sardegna è pari rispettivamente a 900 e 720 MW. I restanti 150 MW sono forniti in ambo le direzioni dal cavo SACOI.

variazioni sino all'entrata in operatività della linea Sorgente-Rizziconi attesa per il 2014 che porterà la capacità massima di interconnessione Sicilia-Continente e Continente-Sicilia rispettivamente da 600 MW a 1.500 MW e da 100 MW a 1.100 MW. I rilevanti potenziamenti della capacità massima di interconnessione nel Continente per rimuovere i colli di bottiglia Foggia-Sud, Rossano-Sud e Sud-Centro Sud sono attesi dopo il 2015. Tra il 2015 e il 2016 si prevede, inoltre, la realizzazione di un nuovo collegamento tra la fascia adriatica della penisola italiana e il Montenegro. La capacità di trasporto sarà pari ad almeno 1.000 MW, utilizzabile sia in importazione che in esportazione.

Evoluzione della struttura di mercato

Dall'analisi della pivotalità sui primi tre operatori (ENEL, EDIPOWER e EON) nelle tre macro zone selezionate (Italia, Sicilia e Sardegna) emerge quanto segue:

- negli ultimi tre anni si è verificata una progressiva riduzione della pivotalità dei primi tre operatori nelle tre macro zone selezionate;
- l'incremento della capacità di interconnessione fra la Sardegna e il Continente ha ridimensionato in misura rilevante il potere di mercato unilaterale detenuto da EON e da ENEL in Sardegna;
- il permanere di condizioni strutturali critiche in Sicilia dovute alla persistente carenza di capacità di interconnessione. Nel corso del 2011, l'interesse all'esercizio del potere di mercato degli operatori pivotali (ENEL e EDIPOWER) è stato però limitato da una serie di misure introdotte dall'Autorità (capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali) e dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (tetto alle offerte di vendita MGP);
- nel 2011 si assiste, da un lato ad una consistente riduzione della pivotalità dei principali operatori nelle ore centrali della giornata (9-16), dall'altro ad una concentrazione della pivotalità nelle ore pre-serali (17-21). Il cambiamento nel profilo dell'indice di pivotalità appena descritto è dovuto all'ingresso nel mercato di una quantità considerevole di produzione fotovoltaica caratterizzata da costi variabili nulli. La maggior concorrenza introdotta nel mercato da questo tipo di impianti si concentra, infatti, nelle sole ore di luce.

Mercato dell'energia elettrica a pronti

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) nel 2011 è stato pari a 72,23 €/MWh, in aumento di 8,11 €/MWh rispetto al 2010 (+12,6%). Dall'analisi dell'andamento dei prezzi zionali di vendita nel *mercato del giorno prima* (MGP) si apprezza una significativa riduzione del differenziale di prezzo tra le due Isole (Sicilia e Sardegna) e il Continente. Rispetto al 2010, tale differenziale si è ridotto del 17% circa in Sicilia e del 15% in Sardegna, attestandosi rispettivamente a 24 €/MWh e 11 €/MWh.

Nel 2011, i differenziali fra il livello medio dei prezzi in Italia e i livelli medi dei prezzi in Germania, Francia e Spagna si sono attestati rispettivamente a 21,1 €/MWh, 23,3 €/MWh e 22,3 €/MWh. Lo scostamento tra l'andamento del 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 alimentati a gas naturale rappresentano la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore (circa i 2/3 delle ore del 2011);
- maggiore costo del gas naturale rispetto alla media europea. Nel 2011 il prezzo medio del gas all'hub italiano (PSV) è stato superiore del 25% rispetto a quello degli hub olandese (TTF) e belga (Zeebrugge). Ciò potrebbe tradursi in un maggiore costo variabile degli impianti a ciclo combinato italiani dell'ordine dei 10 €/MWh;
- maggiore costo variabile di produzione degli impianti termoelettrici italiani connesso con l'onere di acquisto dei certificati verdi, pari a circa 5,6 €/MWh.

La crescente penetrazione della produzione da fonte rinnovabile non programmabile ha determinato un progressivo cambiamento dei fondamentali alla base del funzionamento del mercato elettrico. L'effetto più rilevante si è palesato a partire dal terzo quadrimestre del 2011 e riguarda, il forte aumento dei prezzi medi orari su MGP (+30% rispetto allo stesso quadrimestre del 2010) nelle ore pre-serali (17-21), ovvero quelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. Nel capitolo 7 del presente rapporto è fornita un'analisi più dettagliata delle motivazioni alla base di questo aumento dei prezzi.

Mercato dei servizi di dispacciamento

Negli ultimi tre anni il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento si è ridotto in modo significativo. Comparando l'onere netto maturato nei primi 11 mesi del 2011 (829 mln €) con l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento maturato nei primi 11 mesi del 2010 (1.129 mln €), ne emerge una riduzione del suddetto onere netto di circa il 27%, che equivale a circa 300 milioni di euro. Tale riduzione è dovuta principalmente al forte calo dei volumi mediamente movimentati da Terna a salire (acquisto di energia dagli operatori) su MSD (-38% rispetto al 2010), che si accompagna a una diminuzione meno marcata dei volumi mediamente movimentati a scendere (vendita di energia agli operatori) su MSD (-25% rispetto al 2010).

Per quanto concerne i cosiddetti "Altri Servizi"⁴, il differenziale tra i prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire) e i prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere) ha subito un aumento nel 2011 nel Continente e in Sardegna, mentre si è ridotto in Sicilia. Le zone maggiormente interessate dall'aumento dei prezzi sono, in ordine decrescente di criticità, la Sardegna (+83%), il Nord (+64%) e il Centro-Sud (+39%). Nel capitolo 8 del presente rapporto è fornita un'analisi delle motivazioni alla base di tali incrementi dei prezzi.

L'andamento dei prezzi per l'utilizzo della riserva secondaria ha fatto registrare un lieve calo dei differenziali in Sicilia e sul Continente, mentre in Sardegna si è registrato per il secondo anno consecutivo un livello molto alto dei prezzi a salire. La causa principale del considerevole aumento dei prezzi è riconducibile alla scarsa competizione presente nel MSD. Nel capitolo 8 si fornisce un'analisi più approfondita del mercato della riserva secondaria nella zona Sardegna.

La crescente penetrazione delle energie rinnovabili non programmabili sta producendo i suoi primi effetti anche sul MSD. In particolare, si sta prefigurando un mutamento del profilo di utilizzo delle riserva secondaria e della riserva pronta, necessarie a fronteggiare efficacemente il profilo tipico e la volatilità connessi alla crescente produzione fotovoltaica.

L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 160/11, ha avviato un procedimento di revisione della disciplina del dispacciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili al fine di favorirne l'integrazione nel mercato elettrico. In particolare, l'Autorità intende introdurre, nel breve termine, una serie di correzioni all'attuale architettura del mercato elettrico volte a meglio adattare l'attuale disegno di mercato alle nuove esigenze poste dalle fonti rinnovabili non programmabili.

⁴ Per "Altri Servizi" o NRS si intendono tutti i servizi forniti dalle unità abilitate e approvvigionati da Terna su MSD a eccezione della riserva secondaria.

Mercato dell'energia elettrica a termine

In Italia i mercati regolamentati a termine sono caratterizzati da una bassa liquidità. Un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo su mercati a termine non regolamentati (OTC). Le ragioni alla base del mancato sviluppo dei mercati a termine regolamentati potrebbero essere riconducibili sia alla limitata flessibilità degli strumenti finanziari disponibili, sia al fatto che le garanzie finanziarie richieste per accedere a questi mercati sono percepite dagli operatori come troppo onerose rispetto alle garanzie richieste per le negoziazioni OTC. Gli operatori, infatti, non sempre possiedono tutte le informazioni rilevanti al fine di valutare i maggiori rischi derivanti da transazioni OTC. In particolare, a differenza dei mercati a termine regolamentati, dove la controparte di tutti gli scambi è la borsa stessa (che riveste il ruolo di controparte centrale), le transazioni sui mercati OTC potrebbero non internalizzare l'esternalità negativa derivante dal possibile fallimento a cascata di più operatori, compresa la propria specifica controparte.⁵

Al 31 dicembre 2011, i volumi con consegna nel 2011 afferenti a contratti a termine di qualsiasi durata (pluriennali, annuali, trimestrali, mensili etc.) e profilo (*baseload*, *peakload* etc.) ammontavano a circa 409 TWh. Trattasi eminentemente di contratti *forward* (71%) o *swap* (12%) a prezzo fisso e in misura minore di contratti *forward* (8%) a prezzo indicizzato o di contratti future a prezzo fisso (4%). Circa l'89% delle transazioni sono avvenute attraverso contrattazione bilaterale (OTC); di queste il 32% è avvenuta senza intermediazione, mentre il 57% si è avvalsa dell'intermediazione di piattaforme di *broking* (tra cui le principali 4 sono: TFS, GFI, *Tullet Prebon* e ICAP). Solo l'11% delle transazioni sono state, invece, negoziate su piattaforme di mercato regolamentate (MTE 2% e IDEX 9%).

Market coupling Italia-Slovenia

L'avvio del meccanismo di *market coupling* tra Italia e Slovenia ha avuto un impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera. La capacità assegnata attraverso aste esplicite annuali e mensili non nominata e rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (aste implicite) è in forte aumento. Coerentemente con i differenziali di prezzo tra le borse italiana e slovena, il *market coupling* ha determinato flussi di energia nel 96,7% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 3,3% in export verso la Slovenia. Come già in passato segnalato dall'Autorità, sulle frontiere in cui la capacità giornaliera è stata assegnata con asta esplicita, invece, si sono verificati non di rado flussi di energia incoerenti coi differenziali di prezzo delle borse dei rispettivi paesi.

⁵ Un fallimento a cascata può manifestarsi in sistemi finanziari interconnessi, nei quali il fallimento di un agente può innescare il fallimento degli altri agenti che operano nel mercato.

3. STATO DI AVANZAMENTO DELLA RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO

Il disegno del mercato elettrico ha subito, nel corso del 2011, ulteriori importanti modifiche rispetto al 2010. Le principali innovazioni introdotte nel 2011 sono rappresentate da:

- la prosecuzione della riforma del *mercato per il servizio di dispacciamento* (MSD) e della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, secondo i principi generali disposti dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: legge n. 2/09);
- la fissazione dei criteri e delle condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, secondo i principi generali disposti dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- l'integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno (*market coupling*).

RIFORMA DEL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO E DELLA DISCIPLINA DEGLI IMPIANTI ESSENZIALI

La legge n. 2/09 ha avviato una riforma organica del mercato elettrico la cui implementazione è articolata in più fasi. Una prima fase della riforma ha prodotto i suoi effetti già a partire dal 1 gennaio 2010. Una seconda fase è stata avviata operativamente il 1 gennaio 2011 e riguarda i seguenti aspetti:

- l'affinamento dell'architettura del MSD tramite:
 - l'articolazione della fase di programmazione di MSD (cosiddetto MSD ex-ante) in tre sottofasi (di cui due nello stesso giorno di flusso), per selezionare le offerte quanto più possibile in prossimità del tempo reale al fine di minimizzare gli errori di previsione e, conseguentemente, l'ammontare di risorse approvvigionate su MSD così da ridurre l'onere netto di approvvigionamento. Tale articolazione di MSD ex ante, che si affianca alla preesistente articolazione in cinque sessioni della fase di gestione in tempo reale (cosiddetto *mercato di bilanciamento* o MB), è stata altresì finalizzata ad implementare quell'integrazione funzionale del *Mercato Infragiornaliero* (MI) con il MSD prevista dalla legge n. 2/09;
 - la presentazione di un'offerta di accensione per le unità abilitate di tipo termoelettrico (tranne i turbogas a ciclo aperto), che esprime il prezzo richiesto per ogni singolo avviamento dell'unità effettuato su MSD nel giorno di flusso così da riflettere ancor più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti termoelettrici.
- l'integrazione del MI con il MSD tramite l'incremento delle sessioni in cui si articola il MI da due a quattro (di cui due nello stesso giorno di flusso) e il coordinamento delle sessioni in cui si articola il MI con le sottofasi e con le sessioni in cui si articola il MSD, al fine di ampliare ulteriormente le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna;
- l'affinamento della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, attraverso la definizione di una metodologia dettagliata di calcolo dei costi variabili e dei costi fissi efficienti da riconoscere ai titolari dei suddetti impianti che richiedono l'ammissione al regime ordinario o al regime di reintegrazione dei costi.

L'Autorità ha positivamente verificato, condizionatamente a integrazioni e modifiche richieste a Terna, la proposta di modifica del Codice di Rete recante gli elementi necessari all'integrazione delle modifiche al funzionamento del MSD sopra elencate (deliberazione 25 novembre 2010 ARG/elt 211/10). Per quanto riguarda la disciplina degli impianti essenziali, è importante segnalare la sen-

tenza del 21 dicembre 2011 della Corte di Giustizia dell'Unione Europea nella quale si afferma la compatibilità della regolazione italiana nei confronti della normativa Comunitaria.

Anche in esito alle numerose segnalazioni degli operatori del settore, l'Autorità ha avviato un procedimento per emanare provvedimenti volti a incrementare ulteriormente l'efficienza del servizio di dispacciamento nel rispetto delle garanzie di mantenimento della sicurezza del sistema elettrico nazionale (deliberazione ARG/elt 160/11).

Il primo provvedimento emanato nell'ambito del predetto procedimento è il documento di consultazione 35/2012/R/efr che propone la revisione della disciplina degli sbilanciamenti applicata alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili al fine di perseguire un'efficiente allocazione dei costi sostenuti da Terna per il bilanciamento del sistema elettrico e di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete.

MECCANISMO DI REMUNERAZIONE DELLA DISPONIBILITÀ DI GENERAZIONE ELETTRICA

Con i documenti per la consultazione 23 aprile 2010, DCO 09/10, e 15 novembre 2010, DCO 38/10, l'Autorità 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 nel suo ruolo di coordinatore delle scelte di investimento degli attori del sistema è dovuto ad alcune criticità insite nel settore elettrico, quali la rigidità della domanda, i limiti di 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.

Con la deliberazione ARG/elt 98/11 l'Autorità ha fissato i criteri e le condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva finalizzato ad incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento dei diversi attori (Terna e gli operatori), riducendone i rischi e, allo stesso tempo, accrescendo la contendibilità del mercato.

L'approccio scelto dall'Autorità 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 sono 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 almeno triennale e un orizzonte di pianificazione di almeno quattro anni.

La validità dell'approccio adottato dall'Autorità è stata anche empiricamente testata dal funzionamento, da almeno cinque anni, dei mercati della capacità di due mercati elettrici del nord-est degli Stati Uniti – ossia il *New England* e il *PJM* – che sono stati costruiti su principi simili.

Il piano temporale introdotto dalla deliberazione ARG/elt 98/11 prevede che Terna definisca uno schema di proposta del sistema di remunerazione della disponibilità da trasmettere al Ministero dello Sviluppo Economico, delle Infrastrutture e dei Trasporti, previa verifica dell'Autorità e consulta-

zione degli operatori, entro la seconda metà del 2012. Laddove venissero rispettate tutte le tempistiche della suddetta deliberazione, sarebbe plausibile attendersi che le prime aste siano bandite da Terna tra la fine dell'anno 2012 e l'inizio del 2013. In tal senso, il Ministero dello Sviluppo Economico, con comunicazione del mese di settembre 2011 all'Autorità e a Terna, ha auspicato che la definizione del nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva sia portata a termine in tempi brevi.

INTEGRAZIONE DEI MERCATI DEL GIORNO PRIMA ITALIANO E SLOVENO: "MARKET COUPLING" SULLA FRONTIERA SLOVENIA-ITALIA

A partire dal 1 gennaio 2011 è entrato in operatività il *market coupling* fra 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 trasporto giornalieri sull'interconnessione italo-slovena.

I lavori preparatori per l'implementazione del progetto di *market coupling* sulla frontiera Slovenia-Italia sono iniziati nel maggio 2009 tramite la costituzione di un *working group* bilaterale presieduto dai delegati dei Regolatori e composto dai delegati dei Ministri, dei gestori di rete (TSO) e dei gestori del mercato (PX) dei due paesi.

Il processo di integrazione è culminato con l'approvazione da parte dei Regolatori degli schemi di *Master Agreement* (delibera ARG/elt 143/10) e *Pentalateral Agreement* (delibera ARG/elt 243/10) redatti congiuntamente dai TSO e dai PX e successivamente sottoscritti dai medesimi soggetti. Il *Master Agreement* reca gli obiettivi e criteri per la gestione delle congestioni sull'interconnessione Italia-Slovenia attraverso un meccanismo di *market coupling* mentre il *Pentalateral Agreement* reca le procedure operative finalizzate all'implementazione del predetto meccanismo di *market coupling* a decorrere dal 1 gennaio 2011.

L'integrazione fra i due mercati del giorno prima si basa sui seguenti principi e criteri:

- ogni borsa ha la responsabilità di esercire il proprio mercato del giorno prima tenendo conto de:
 - le offerte di vendita e di acquisto presentate dai propri partecipanti al mercato;
 - le offerte di vendita e di acquisto in forma anonima presentate dai partecipanti al mercato dell'altra borsa;
 - la configurazione della topologia di rete dell'Italia e della Slovenia come definita dai Gestori di rete (TSO);
 - la capacità di trasmissione fra le zone interne alla propria rete come definita dal rispettivo TSO;
 - la capacità di trasmissione disponibile fra Italia e Slovenia per il mercato del giorno prima come congiuntamente definita dai TSO;
- le borse condividono fra loro tutte le informazioni rilevanti di cui al punto primo in elenco;
- sulla base delle informazioni di cui al primo punto in elenco, ogni borsa:
 - usa lo stesso algoritmo di calcolo che tiene conto delle regole di accettazione delle offerte dei mercati del giorno prima italiano e sloveno;
 - calcola i risultati del proprio mercato del giorno prima e i risultati del mercato del giorno prima dell'altra borsa;
 - definisce il programma orario di scambio sulla frontiera Slovenia-Italia in base alla differenza fra il prezzo della zona "Slovenia" del modello di rete italiano (zona virtuale italiana che rappresenta il confine italo-sloveno e il cui prezzo è per costruzione identico a quello della zona NORD) come calcolato da GME e il prezzo della zona "BSP" del modello di rete sloveno (zona "fisica" slovena che include l'intera Slovenia) come calcolato da BSP;

- il calcolo della capacità di trasmissione disponibile fra la zona “Slovenia” del modello di rete italiano e la zona “BSP” del modello di rete sloveno per l’assegnazione tramite *coupling* dei mercati del giorno prima italiano e sloveno è responsabilità congiunta dei TSO.

4. EVOLUZIONE DEL PARCO DI GENERAZIONE

La potenza massima erogabile dall'insieme delle unità rilevanti iscritte nel Registro delle Unità di Produzione statico (RUP statico⁶) era pari a circa 95 GW nel corso del 2011. I valori dichiarati dalle unità di produzione sul RUP statico non sempre coincidono con i valori della potenza massima che è stata effettivamente disponibile nel corso del 2011. Le informazioni presenti nel RUP statico riguardano, infatti, "la potenza massima stabilmente erogabile nelle normali condizioni di funzionamento, al netto della potenza assorbita dai servizi ausiliari, diminuita della semibanda di regolazione primaria," delle singole unità di produzione rilevanti presenti sul territorio nazionale. Le informazioni relative alla potenza massima resa effettivamente disponibile dalle singole unità di produzione abilitate⁷ sono contenute nel Registro delle Unità di Produzione dinamico (RUP dinamico⁸). Ciascuna unità di produzione abilitata è, infatti, tenuta a comunicare su RUP dinamico la potenza massima disponibile per ciascuna sottofase e sessione del *mercato per il servizio di dispacciamento* (MSD) di ogni giorno di consegna. Di seguito sono riportati i valori della potenza massima da RUP statico e dinamico, evidenziandone le principali differenze.

Il confronto tra i valori massimi della potenza massima registrati su RUP statico e dinamico nel corso del 2011 sono riportati nella Tabella 1. La potenza massima registrata su RUP statico nel corso del 2011 per l'insieme delle unità di produzione abilitate⁹ (valori in parentesi) è superiore alla potenza massima registrata su RUP dinamico per l'insieme delle medesime unità¹⁰. Per le unità di produzione termiche abilitate presenti sull'Italia peninsulare (di seguito: Continente), ad esempio, la differenza è stata di circa 2 GW nel 2011. Le unità di produzione non abilitate (tra cui: eolico, solare, geotermico) non sono tenute a comunicare i valori di potenza massima su RUP dinamico, pertanto i due valori coincidono.

Tabella 1: Massimo della potenza massima disponibile da RUP Dinamico e (RUP Statico)* nel 2011 distinta per macrozona e tecnologia.

	Termico**	Idrico**	Pompaggio**	Eolico	Solare	Geotermico	Altre non abilitate
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Continente	51.627 (53.612)	5.320 (5.335)	7.106 (7.090)	3.767 (3.767)	436 (436)	829 (829)	13.887 (13.887)
Sardegna	1.842 (1.898)	93 (99)	240 (240)	1.020 (1.020)			814 (814)
Sicilia	4.171 (4.196)		580 (580)	1.554 (1.554)	13 (13)		812 (812)
Totale	57.640 (59.706)	5.412 (5.434)	7.926 (7.910)	6.341 (6.341)	449 (449)	829 (829)	15.513 (15.513)

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

** Unità abilitate

Nel corso del 2011 la potenza massima da RUP statico è aumentata di circa 1.667 MW rispetto alla stessa variabile risultante al 31 dicembre 2010. Ciò è avvenuto per effetto delle iscrizioni a RUP di 45 unità di produzione (pari a circa 2.610 MW di potenza), della cancellazione da RUP di 8 unità di produzione (pari a circa 831 MW di potenza) e della riduzione netta della potenza dichiarata su RUP (pari a circa 102 MW di potenza). Il RUP statico registra solo le cosiddette unità rilevanti (potenza superiore a 10 MW), a questi impianti vanno aggiunte le unità non rilevanti (potenza inferiore a 10 MW). La capacità installata complessiva degli impianti non rilevanti ha subito un forte incre-

⁶ Il RUP statico registra solo le cosiddette unità rilevanti, ossia unità di potenza non inferiore a 10 MW. A questi impianti vanno aggiunte le unità non rilevanti connesse alla rete di trasmissione nazionale e la generazione distribuita che ha raggiunto nel 2011 una capacità installata nominale di circa 18 GW.

⁷ Tra le unità di produzione rilevanti vi sono le unità di produzione abilitate alla partecipazione a MSD che devono fornire, in funzione delle caratteristiche delle singole unità, le risorse utili ai fini del dispacciamento (risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, riserva secondaria di potenza, riserva terziaria di potenza e risorse per il bilanciamento).

⁸ Sono tenute a comunicare le variazioni delle proprie caratteristiche tecniche su RUP dinamico solo le cosiddette unità rilevanti abilitate.

⁹ Ossia la somma dei valori massimi della potenza massima registrati su RUP statico.

¹⁰ Ossia la somma dei valori massimi della potenza massima registrati su RUP dinamico.

mento nel corso del 2011 (da 8 GW nel 2010 a 18 GW nel 2011), soprattutto per effetto della crescente penetrazione della generazione fotovoltaica. Il rapporto fra la capacità di generazione non rilevante e la capacità di generazione rilevante è aumentato dal 9% del 2010 al 19% del 2011.

La Tabella 2 riporta le variazioni del valore massimo della potenza massima da RUP statico e dinamico tra il 2010 e il 2011. Per quanto concerne le unità termiche abilitate, la variazione che si osserva dai dati di RUP statico è superiore di circa 2.500 MW rispetto a quanto emerge dai dati di RUP dinamico. Tale risultato potrebbe essere riconducibile a un fenomeno compensativo: da un lato, la capacità “nominale” registrata su RUP statico è aumentata per effetto dell’ingresso di nuovi impianti, dall’altro, la capacità “effettiva” registrata su RUP dinamico è diminuita per effetto di indisponibilità di lungo periodo di impianti esistenti che potrebbero produrre effetti analoghi a dismissioni (parziali o totali) o al cosiddetto *mothballing*.

Tabella 2: Variazione della massima potenza massima disponibile da RUP Dinamico e (RUP Statico)* nel 2011 rispetto al 2010 distinta per macrozona e tecnologia.

	Termico**	Idrico**	Pompaggio**	Eolico	Solare	Geotermico	Altre non abilitate
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Continente	-166 (2.123)	-37 (9)	-57 (0)	474 (474)	183 (183)		-1.003 (-1.003)
Sardegna	-127 (0)	-7 (0)		390 (390)			
Sicilia	537 (595)		-3 (0)	232 (232)			-535 (-535)
Totale	244 (2.718)	-44 (9)	-61 (0)	1.096 (1.096)	183 (183)		-1.538 (-1.538)

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

** Unità abilitate

Per valutare l’impatto medio annuo delle indisponibilità della capacità produttiva - per manutenzioni e avarie degli impianti nonché per eventuali vincoli ambientali cui gli impianti sono soggetti - è utile confrontare il valor massimo e il valor medio della potenza massima dichiarata giornalmente dalle unità di produzione abilitate su RUP dinamico nel corso del 2011. Come si evince dalla Tabella 3, in media, circa 15 GW della potenza massima erogabile dalle unità di produzione termiche abilitate non è stata disponibile durante il 2011. La situazione più critica si è verificata in Sicilia dove il peso delle indisponibilità degli impianti termoelettrici è stato pari al 27%, rispetto al 22% della Sardegna e al 21% del Continente.

Tabella 3: Valor massimo e (Valor medio)* della potenza massima disponibile da RUP Dinamico nel 2011 distinta per macrozona e tecnologia.

	Termico**	Idrico**	Pompaggio**	Eolico	Solare	Geotermico	Altre non abilitate
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Continente	51.627 (40.703)	5.320 (3.647)	7.106 (5.117)	3.767 (3.767)	436 (436)	829 (829)	13.887 (13.887)
Sardegna	1.842 (1438)	93 (77)	240 (167)	1.020 (1.020)			814 (814)
Sicilia	4.171 (3.057)		580 (468)	1.554 (1.554)	13 (13)		812 (812)
Totale	57.640 (45.198)	5.412 (3.724)	7.926 (5.327)	6.341 (6.341)	449 (449)	829 (829)	15.513 (15.513)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori medi della potenza massima da RUP dinamico

** Unità abilitate

ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Le analisi svolte da Terna nell'ambito dell'analisi relativa agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema confermano per l'anno 2012 la possibilità che si verifichino 10 settimane di alto rischio per la sicurezza e la continuità del servizio elettrico nella zona Sicilia. Questa situazione è principalmente dovuta all'inadeguatezza del parco impianti siciliano.

La criticità della situazione in Sicilia è confermata dall'analisi dell'indice di adeguatezza della riserva di sostituzione¹¹. I livelli di adeguatezza della riserva di sostituzione 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;
- 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.

Come si evince dalla Tabella 4, il numero di ore in cui gli impianti termoelettrici turbogas sono risultati indispensabili al soddisfacimento del fabbisogno di riserva di sostituzione (Livello 2) è particolarmente elevato in Sicilia e Sardegna, rispettivamente il 43% e il 19% delle ore nel 2011. In Sicilia è in aumento il numero di ore in cui gli impianti di produzione e pompaggio sono indispensabili per soddisfare il fabbisogno di riserva di sostituzione (Livello 3), 2,3% nel 2011 rispetto a 0,5% nel 2010. In Sardegna, al contrario, nel 2011 il Livello 3 si è riscontrato nello 0,4% delle ore rispetto al 3,2% dell'anno precedente. Sia in Sardegna che in Sicilia il fabbisogno di riserva di sostituzione non è stato soddisfatto rispettivamente in circa 10 ore (Livello 4).

Tabella 4: Frequenza dei livelli di adeguatezza della riserva di sostituzione nel 2011 rispetto al (2010)*

	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4
	% ore anno	% ore anno	% ore anno	% ore anno
Continente	97,9% (99,7%)	2,1% (0,3%)	0,0% (0,0%)	0,0% (0,0%)
Sardegna	80,3% (56,8%)	19,2% (39,7%)	0,4% (3,2%)	0,1% (0,3%)
Sicilia	54,3% (67,8%)	43,3% (31,7%)	2,3% (0,5%)	0,1% (0,0%)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori dei livelli di adeguatezza nel 2010.

** 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 livel-

¹¹ 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).

lo 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 non sono sufficienti a coprire il fabbisogno di riserva totale: trattasi di ore in cui Terna può attivare il piano di difesa del sistema elettrico e, laddove le misure previste da tale piano non siano sufficienti, il piano di emergenza del sistema elettrico¹². Come si evince dai valori riportati nella Tabella 5, la situazione più critica è quella delle due Isole. In Sardegna, ad esempio, nel 2011 si è verificata una situazione di scarsità della riserva totale in 46 ore (0,5% delle ore dell'anno).

L'indice di adeguatezza della riserva totale può, tuttavia, essere migliorato. L'Autorità e Terna stanno valutando la possibilità di introdurre nel suddetto indice delle soglie che differenzino il livello 1 secondo la misura dello scostamento orario fra le risorse complessivamente disponibili (margini di riserva disponibile) e il fabbisogno di riserva totale. Laddove si rilevi un'elevata frequenza relativa di scostamenti orari "leggermente" positivi ciò sarebbe un primo indizio di una situazione potenzialmente critica perché estremamente influenzabile dai fuori servizio degli impianti. Un indice di questo tipo consentirebbe un'analisi più accurata dei livelli di adeguatezza, consentendo di cogliere un eventuale deterioramento dei margini di riserva disponibili prima che si verifichi una situazione di criticità per il sistema (Livello 2).

Tabella 5: Frequenza dei livelli di adeguatezza della riserva totale nel 2011 rispetto al (2010)*

	Livello 1	Livello 2
	% ore anno	% ore anno
Continente	100,0% (100,0%)	0,0% (0,0%)
Sardegna	99,5% (99,6%)	0,5% (0,4%)
Sicilia	99,9% (99,9%)	0,1% (0,1%)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori dei livelli di adeguatezza nel 2010.

** 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.

Rispetto alla situazione di criticità delle due Isole, nel resto del paese si registra un eccesso di capacità produttiva peraltro caratterizzato anche da un sovradimensionamento della capacità produttiva della tecnologia di generazione a ciclo combinato rispetto alle altre tecnologie di generazione. Come ampiamente illustrato nel precedente capitolo, l'Autorità è intervenuta in materia introducendo un nuovo meccanismo di remunerazione della capacità in sostituzione di quello provvisorio attualmente in vigore. La deliberazione ARG/elt 98/11 ha disciplinato infatti i criteri e le condizioni del nuovo meccanismo di remunerazione della capacità produttiva finalizzato ad incrementare il coordinamento tra le scelte di investimento dei diversi attori (Terna e gli operatori), riducendone i rischi e, allo stesso tempo, accrescendo la contendibilità del mercato.

¹² Il piano di emergenza del sistema elettrico prevede il distacco a rotazione dell'utenza diffusa con conseguente applicazione del VENT sui mercati in cui l'inadeguatezza del sistema elettrico si è palesata.

5. EVOLUZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE

Il principale potenziamento della Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito: RTN) nel 2011 è rappresentato dalla piena entrata in operatività del secondo cavo del SAPEI¹³ - entrato in esercizio con continuità a partire dal mese di ottobre - che ha portato la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente a 1050 MW e 870 MW.¹⁴ I valori medi annui della capacità di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna nel 2011 sono infatti cresciuti rispettivamente di circa 340 MW (da circa 273 MW a circa 612 MW) e di circa 272 MW (da circa 212 MW a circa 485 MW) rispetto ai medesimi valori medi annui del 2010. Dopo il 2015, la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna dovrebbe aumentare di ulteriori 400 MW in ambo le direzioni per effetto dell'entrata in operatività del SACOI3 (a rimpiazzo del SACOI¹⁵). Dopo il 2015, quindi, la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna dovrebbe risultare pari rispettivamente a 1.450 MW e 1.270 MW (vedi Tabella 7). Con riferimento al SAPEI, sono tuttora in corso degli approfondimenti per comprendere sia le ragioni della sua tardiva entrata in operatività nel 2011 che le ragioni che ne inibiscono la piena utilizzazione (720 MW in direzione Continente-Sardegna e 900 MW in direzione inversa) oltre che gli eventuali accorgimenti tecnici che sarebbero necessari per conseguire tale obiettivo.

La capacità di interconnessione fra la Sicilia e il Continente, invece, non subirà variazioni sino all'entrata in operatività della linea Sorgente-Rizziconi nel 2014 che porterà la capacità massima di interconnessione Sicilia-Continente e Continente-Sicilia rispettivamente da 600 MW a 1.500 MW e da 100 MW a 1.100 MW. Entro lo stesso anno entreranno in esercizio i potenziamenti della RTN in Sicilia pianificati per la rimozione del polo di produzione limitata di Priolo (vedi tabella 7).

Tra il 2015 e il 2016 si prevede la realizzazione di un nuovo collegamento tra la fascia adriatica della penisola italiana e il Montenegro. La capacità di trasporto sarà pari ad almeno 1.000 MW, utilizzabile sia in importazione che in esportazione.

I rilevanti potenziamenti della capacità massima di interconnessione nel Continente previsti per rimuovere i colli di bottiglia sulle direttrici Foggia-Sud, Rossano-Sud e Sud-Centro Sud sono attesi dopo il 2015 (vedi Tabella 7). Tuttavia, taluni fenomeni verificatisi nell'arco temporale che intercorre fra l'inizio del 2010 e i primi due mesi del 2012 testimoniano l'esigenza di accelerare gli sviluppi della RTN sul Continente in modo da risolvere le limitazioni (colli di bottiglia) sui seguenti transiti:

- dai poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano alla zona Sud;
- dalla zona Sud alla zona Centro-Sud;
- dalla zona Centro-Sud alla zona Centro-Nord.

L'andamento dei prezzi zionali durante l'ultima settimana di gennaio e le prime due di febbraio (giorni della cosiddetta "emergenza gas") ha reso più evidente e urgente questa esigenza. Come si nota dalla Tabella 6, ogniqualvolta i prezzi esteri superano i prezzi italiani in misura tale da invertire i programmi di scambio alla frontiera (ossia da un'importazione netta a un'esportazione netta) il Continente tende a separarsi in due o tre tronconi da Sud a Nord¹⁶. Il primo transito a saturarsi è quello fra la zona Sud e la zona Centro-Sud mentre il secondo è quello fra la zona Centro-Sud e la zona Centro-Nord. Nei giorni 8, 9, 10 e 13 febbraio 2012, la zona Sud risultava infatti essere quella più economica e separata dalle zone Centro-Sud e Sardegna i cui prezzi erano allineati su livelli più alti, ma inferiori a quelli ancor più alti delle zone Centro-Nord e Nord (a loro volta inferiori ai livelli di prezzo registrati in Francia e Svizzera). L'effetto principale di questi colli di bottiglia è anzitutto

¹³ E' l'infrastruttura di interconnessione che collega il Lazio con la Sardegna.

¹⁴ La capacità massima di trasporto del cavo SAPEI tra Sardegna e Continente e tra Continente e Sardegna è pari rispettivamente a 900 e 720 MW. I restanti 150 MW sono forniti in ambo le direzioni dal cavo SACOI.

¹⁵ E' l'infrastruttura di interconnessione che collega la Toscana con la Sardegna.

¹⁶ La zona Sicilia tende comunque a separarsi per effetto della limitata capacità di interconnessione.

to quello di impedire alla capacità produttiva localizzata nei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Rossano e nella zona Sud di concorrere pienamente al soddisfacimento della domanda nella zona Nord e nelle zone estere. Analogo problema interessa seppure in misura minore la capacità produttiva localizzata nelle zone Centro-Sud e Sardegna.

Tabella 6: Media aritmetica giornaliera dei prezzi orari zionali su MGP

Prezzi Zionali (€/MWh)	gennaio 30 lunedì	gennaio 31 martedì	febbraio 01 mercoledì	febbraio 02 giovedì	febbraio 03 venerdì	febbraio 04 sabato	febbraio 05 domenica
<i>Nord</i>	77	86	87	87	94	76	73
<i>Centro Nord</i>	77	90	87	87	94	76	73
<i>Centro Sud</i>	77	90	87	87	94	76	73
<i>Sud</i>	75	90	79	80	73	72	44
<i>Sicilia</i>	93	102	98	96	94	85	82
<i>Sardegna</i>	77	159	113	87	94	76	73

Prezzi Zionali (€/MWh)	febbraio 06 lunedì	febbraio 07 martedì	febbraio 08 mercoledì	febbraio 09 giovedì	febbraio 10 venerdì	febbraio 11 sabato	febbraio 12 domenica
<i>Nord</i>	114	110	133	142	140	94	78
<i>Centro Nord</i>	114	110	133	142	140	94	78
<i>Centro Sud</i>	114	110	126	122	138	85	78
<i>Sud</i>	43	95	80	95	117	85	78
<i>Sicilia</i>	89	100	102	106	116	93	86
<i>Sardegna</i>	114	110	126	122	138	85	100

Prezzi Zionali (€/MWh)	febbraio 13 lunedì	febbraio 14 martedì	febbraio 15 mercoledì	febbraio 16 giovedì	febbraio 17 venerdì	febbraio 18 sabato	febbraio 19 domenica
<i>Nord</i>	111	87	78	80	82	82	81
<i>Centro Nord</i>	111	87	78	80	82	82	81
<i>Centro Sud</i>	108	86	78	79	82	82	81
<i>Sud</i>	86	84	76	79	81	82	81
<i>Sicilia</i>	100	95	94	87	97	94	85
<i>Sardegna</i>	108	86	78	81	82	82	84

Tabella 7: Sintesi delle principali infrastrutture di rete in corso di sviluppo con impatto sulla capacità di interconnessione tra le zone.

Sezione	Limite attuale della capacità di trasporto	Infrastruttura chiave	Data prevista entrata in esercizio da PdS 2011	Aumento previsto della capacità di trasporto
Nord-Centro Nord	3.700 MW	Linea Calenzano-Colunga	2014	+ 400 MW
Centro Nord - Centro Sud	1.300 MW	Linea Fano-Teramo	lungo termine	+ 300 MW
Sud – Centro Sud	4100 MW	Linea Foggia-Villanova sviluppi rete 380kV tra Calabria e Campania	2013/post 2015 ¹⁷ lungo termine	+ 1900 MW ¹⁸
Sicilia – Sud	600 MW	Linea Sorgente-Rizziconi	2014	+ 900 MW
Sud – Sicilia	100 MW	Linea Sorgente-Rizziconi	2014	+1000 MW
Sardegna – Continente	1.050 MW ¹⁹	SACOI3	post 2015	+ 400 MW Subordinato a verifiche dinamiche in particolari assetti di rete
Continente - Sardegna	870 MW ³	SACOI3	post 2015	+ 400 MW Subordinato a verifiche dinamiche in particolari assetti di rete
Foggia - Sud	2.000 MW	Linee: Foggia-Benevento Foggia-Villanova Bisaccia-Deliceto	2013 2013/post 2015 ¹ 2013	+ 900 MW ²
Rossano - Sud	2.000 MW	Linee: Montecorvino-AvellinoNord-Benevento Trasversale calabra Riassetto rete nord Calabria	post 2015 ²⁰ 2012 2012 e post	+ 1400 MW
Priolo - Sicilia	815 MW	Paternò – Pantano d’Arce – Priolo e riassetto rete Catania-Siracusa	2014	rimozione dell’attuale polo di produzione limitata di Priolo

¹⁷ Tratto Gissi Villanova entro 2013 se autorizzata entro 2011; tratto Foggia – Gissi in concertazione - realizzazione post 2015

¹⁸ valore raggiunto anche tramite l’ottimizzazione dell’utilizzo dei PST previsti nella stazione di Foggia e sulla linea Matera S.Sofia

¹⁹ la zona Corsica assorbe una potenza di circa 50 MW secondo gli accordi commerciali in atto

²⁰ SE Avellino in realizzazione, fine lavori entro 2013; tratto Montecorvino – Avellino in autorizzazione; tratto Avellino – Benevento in concertazione.

6. EVOLUZIONE DELLA STRUTTURA DI MERCATO

Negli ultimi cinque anni il numero di produttori è aumentato sensibilmente e la quota di mercato dell'operatore maggiore, ENEL, si è ridotta considerevolmente, assestandosi intorno al 30% della produzione totale nazionale.²¹

Uno degli indicatori maggiormente utilizzati per descrivere la struttura dell'offerta di un mercato è l'indice HHI. Questo indice è calcolato come la somma dei quadrati delle quote di mercato delle imprese attive nel settore e viene spesso utilizzato dalle Autorità Antitrust per valutare gli effetti potenziali di nuove fusioni e, più in generale, per misurare il grado di concentrazione presente nel mercato. L'indice HHI può variare da 0 (concorrenza perfetta) a 10.000 (monopolio). In generale, più alto è l'indice HHI, più elevata è la probabilità che le imprese siano in grado di esercitare il proprio potere di mercato. Gli "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali" della Commissione Europea individuano mercati concentrati quando HHI assume valori superiori a 1800.

L'andamento dell'indice HHI relativo alle vendite sul *mercato del giorno prima* (MGP) mostra come dal 2005 ad oggi i livelli di concentrazione nelle diverse zone di mercato siano in costante diminuzione. Le zone in cui il livello dell'indice HHI è ancora lontano da quello proprio di mercati concorrenziali sono Sicilia, Sardegna, Centro Nord e Centro Sud.

Tabella 8: Indice HHI zonale su dati MGP (2005-2011)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nord	1.474	1.345	1.369	1.460	1.325	1.345	1.207
Centro Nord	4.219	4.051	3.742	3.765	3.495	3.216	3.035
Centro Sud	3.526	3.666	3.524	3.272	2.616	2.929	3.381
Sud	4.421	2.641	2.020	1.786	2.105	1.868	1.832
Sicilia	3.991	4.267	3.668	3.696	3.836	3.596	3.278
Sardegna	3.378	3.241	3.207	3.384	3.585	3.647	3.627

Il motivo per cui l'indice HHI viene spesso utilizzato nell'ambito dell'analisi *antitrust* deriva dalla sua prossimità a un altro indice del potere di mercato, l'indice di Lerner.²² Quest'ultimo fornisce una stima del *mark-up* dei prezzi sui costi marginali per unità venduta (per definizione: più alto il *mark-up*, maggiore è il potere di mercato delle imprese).

Tuttavia, l'utilizzo dell'indice HHI non sempre si rivela uno strumento efficace per l'analisi del potere di mercato nel settore elettrico. Ciò dipende dal fatto che il mercato elettrico, a differenza di altri mercati, subisce continue variazioni dei suoi fondamentali che non possono essere catturate dall'indice HHI, ma che influiscono sul potere di mercato degli operatori. In particolare, caratteristiche tipiche della domanda quali la sua rigidità rispetto ai prezzi nel breve termine e la sua volatilità giornaliera e stagionale unitamente a caratteristiche tipiche dell'offerta quali la carenza di stoccaggio²³, la volatilità giornaliera e stagionale della produzione da fonti rinnovabili non programmabili nonché la probabilità di fuori servizio accidentali degli impianti e della rete, possono influire in modo determinante sull'abilità degli operatori di esercitare potere di mercato.²⁴ Ad esempio, nelle ore in cui la domanda si avvicina alla capacità di generazione totale un operatore può trovarsi nelle condizioni di esercitare potere di mercato anche con una quota di mercato relativamente bassa.

²¹ Nel 2012 è probabile che l'assetto del mercato subisca qualche variazione. Nell'ambito dell'accordo per la cessione di Edison a EDF si è definito il passaggio di EDIPOWER al gruppo societario di cui fanno parte A2A e IREN.

²² Sotto l'ipotesi di costi marginali costanti e assenza di vincoli di capacità, il rapporto tra l'indice HHI e l'elasticità della domanda al prezzo è equivalente all'indice di Lerner. L'indice di Lerner fornisce una stima del margine di profitto per unità venduta in un mercato a la *Cournot* (ovvero un mercato in cui le aziende decidono, in modo indipendente e contemporaneamente, la quantità di output che produrranno).

²³ A causa degli elevati costi delle tecnologie di stoccaggio di energia elettrica che ne limitano tuttora l'espansione.

²⁴ Un altro fattore che non può essere catturato da indici del potere di mercato che si basano sulle quote di mercato degli operatori riguarda le interazioni esistenti tra i mercati dell'energia (MGP) e i mercati dei servizi di dispacciamento (MSD). Operatori con una piccola quota di mercato nel MGP possono, infatti, trovarsi nelle condizioni di esercitare potere nella fornitura di servizi di dispacciamento.

Per offrire un quadro più accurato sul potere di mercato potenzialmente esercibile dai singoli operatori è quindi opportuno calcolare l'indice di pivotalità, come di seguito definito, dei primi tre operatori (ENEL²⁵, EDIPOWER²⁶ ed EON²⁷) in modo da poterne osservare l'evoluzione dal 2009 al 2011. Ciò al fine di tener conto degli effetti relativi all'evoluzione del parco di generazione, della rete di trasmissione e del fabbisogno di energia e di potenza sul potere di mercato degli operatori con maggiori quote di mercato.

Un operatore è pivotale in una specifica ora e in una prefissata zona (o macrozona) quando almeno parte della sua capacità produttiva oraria localizzata nella medesima zona (o macrozona) risulta indispensabile al soddisfacimento del fabbisogno orario di energia elettrica (o di potenza), nell'ipotesi in cui tutti i suoi concorrenti utilizzino interamente la propria capacità produttiva che risulti disponibile nell'ora e localizzata nella medesima zona (o macrozona) e risulti altresì interamente utilizzata la capacità di importazione dalle altre zone (o macrozone) interconnesse (analisi della pivotalità semplice).²⁸

L'analisi di pivotalità congiunta misura per ogni ora la pivotalità dell'operatore in ogni possibile combinazione di zone²⁹, 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.

Gli esiti delle analisi della pivotalità congiunta dimostrano che le aree geografiche – intese come combinazioni di zone – su cui i primi tre operatori sono più pivotali (in termini di percentuale di ore sull'anno) sono rispettivamente: tutta Italia, la Sicilia e la Sardegna per ENEL, il Nord e la Sicilia per EDIPOWER e la Sardegna per EON.

Nell'osservare eventuali variazioni del potere di mercato dei primi tre operatori fra il 2009 e il 2011, è quindi utile concentrarsi sull'analisi della pivotalità in tre aree geografiche prefissate: tutta 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.³⁰

Dall'analisi dei dati di pivotalità relativi al 2011 è emerso un elemento di novità rispetto agli anni precedenti, comune a tutte le zone e a tutti gli operatori oggetto di analisi. Rispetto agli anni precedenti, la pivotalità dei primi tre operatori nelle macrozone analizzate si è ridotta considerevolmente nelle ore centrali della giornata (9-16) e si è concentrata nelle ore pre-serali (17-21). Il cambiamento nel profilo dell'indice di pivotalità appena descritto è principalmente dovuto all'ingresso nel mercato di una quantità considerevole di produzione fotovoltaica caratterizzata da costi variabili nulli. La

²⁵ L'operatore ENEL coincide con l'utente del dispacciamento ENEL produzione S.p.a.

²⁶ L'operatore EDIPOWER consiste nel raggruppamento dei seguenti utenti del dispacciamento: Edipower S.p.a., Edison Trading S.p.a., A2A Trading S.r.l. ed Alpiq Energia Italia S.p.a.

²⁷ 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.

²⁸ L'analisi di pivotalità non tiene conto dei vincoli di rete non rappresentati da vincoli zionali di MGP.

²⁹ 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.

³⁰ Essendo in fase di aggiornamento, l'algoritmo di pivotalità non considera le unità essenziali come sottratte al controllo dell'operatore. Per questo motivo, nelle zone in cui larga parte della capacità è assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali (in particolare la Sicilia) i valori di pivotalità risultano sovrastimati.

maggior concorrenza introdotta nel mercato da questo tipo di impianti si concentra, infatti, nelle sole ore di luce. Come si nota nelle figure sottostanti, nel 2011 la pivotalità di **Omissis** si è ridotta considerevolmente nelle ore centrali della giornata (9-16) rispetto all'anno precedente. Le ore di maggiore pivotalità sono quelle pre-serali (17-21).

Figura 1: Pivotalità sul fabbisogno di energia di Omissis nel 2011

Omissis

Figura 2: Pivotalità sul fabbisogno di energia di Omissis nel 2010

Omissis

Figura 3: Pivotalità sul fabbisogno di potenza di Omissis nel 2011

Omissis

Figura 4: Pivotalità sul fabbisogno di potenza di Omissis nel 2010

Omissis

PIVOTALITÀ SU FABBISOGNO DI ENERGIA (RIF. APPENDICE A³¹)

Omissis

Tabella 9: Pivotalità calcolata rispetto al fabbisogno di energia: percentuale di ore di pivotalità nell'anno (%) e potenza media di pivotalità (MW) nelle medesime ore.

Omissis

PIVOTALITÀ SU FABBISOGNO DI POTENZA (RIF. APPENDICE A)

Omissis

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

Omissis

³¹ Considerando la natura specifica e il contenuto sensibile di alcune delle informazioni riportate, l'Appendice A è mantenuta riservata.

OSSERVAZIONI

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

- negli ultimi tre anni si è verificata una progressiva riduzione della pivotalità dei primi tre operatori nelle tre macro zone selezionate;
- gli effetti benefici derivanti dall'incremento della capacità di interconnessione fra la Sardegna e il Continente. Tale incremento della capacità di interconnessione ha infatti ridimensionato in misura rilevante il potere di mercato unilaterale detenuto da EON e da ENEL in Sardegna;
- il permanere di condizioni strutturali critiche in Sicilia dovute alla persistente carenza di capacità di interconnessione. La situazione dovrebbe migliorare progressivamente nei prossimi tre anni come già evidenziato nel capitolo precedente. Come evidenziato nel capitolo successivo, nel corso del 2011 l'interesse all'esercizio del potere di mercato degli operatori pivotali (ENEL ed EDIPOWER) è stato limitato da una serie di misure introdotte dall'Autorità (capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali) e dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (tetto alle offerte di vendita MGP);
- nel 2011 si assiste, da un lato ad una consistente riduzione della pivotalità dei principali operatori nelle ore centrali della giornata (9-16), dall'altro ad una concentrazione della pivotalità nelle ore pre-serali (17-21).

7. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA A PRONTI

Per quanto concerne la situazione interna al nostro Paese, l'analisi dell'andamento dei *prezzi zonali* di vendita nel *mercato del giorno prima* (MGP) mostra un allineamento dei prezzi di vendita nelle zone continentali intorno a 70 €/MWh. Nelle Isole i prezzi riflettono le differenze strutturali evidenziate nel capitolo precedente. Nel 2011 il prezzo di vendita medio è stato di 93 €/MWh in Sicilia e di 80 €/MWh in Sardegna. Il differenziale di prezzo tra le Isole e la zona che ha fatto registrare il minor prezzo è, tuttavia, in riduzione rispetto all'anno precedente. In particolare, tale differenziale si è ridotto in Sicilia del 17% circa e in Sardegna del 15%, attestandosi rispettivamente a 24 €/MWh e 11 €/MWh.

Tabella 11: Pun, prezzi zonali e differenza tra prezzo zonale in Sicilia e Sardegna e il minor prezzo zonale (2005-2011).

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

Il miglioramento della situazione in Sicilia è imputabile ai seguenti fattori:

- la decisione dell'Autorità di ammettere, su istanza degli interessati, gli impianti di San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV (EDIPOWER S.p.a.), Augusta e Porto Empedocle (ENEL Produzione S.p.a.) e Trapani (E.ON Energy Trading S.p.a.) al regime di reintegrazione dei costi previsto per gli impianti essenziali, che implica per la quota di potenza essenziale l'obbligo di offerta a prezzo nullo su MGP e per la quota di potenza non essenziale, laddove l'operatore scelga di offrirla su MGP, l'obbligo di offerta a prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto dall'Autorità;
- l'attuazione degli impegni assunti da ENEL S.p.A. e ENEL Produzione S.p.A. verso l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato per effetto del provvedimento n. 21960 secondo cui ENEL si è vincolata a presentare offerte di vendita nel mercato del giorno prima a prezzi non superiori a un tetto di 190 €/MWh per l'anno 2011, aggiustato negli anni successivi per le variazioni di un indice del prezzo del Brent (l'impegno è vincolante sino al 2013).

Come illustrato più dettagliatamente nel capitolo successivo, gli interventi sopra descritti hanno, di fatto, impedito agli operatori pivotali di esercitare il proprio potere di mercato. Pertanto, il divario tra i prezzi della Sicilia e quelli del Continente è riconducibile prevalentemente all'obsoleto e mediamente più costoso parco di generazione siciliano. La situazione è destinata a migliorare nel 2014 per effetto dell'entrata in operatività della nuova infrastruttura di interconnessione col Continente (linea Sorgente Rizziconi) e negli anni seguenti anche per l'ammodernamento del parco di generazione (ambientalizzazione dell'impianto termoelettrico turbogas di Trapani e riconversione dell'impianto termoelettrico tradizionale di Porto Empedocle **Omissis**).

Il miglioramento della situazione in Sardegna è invece imputabile all'incremento della capacità di interconnessione con il Continente. In particolare, la piena entrata in operatività del secondo cavo del SAPEI - avvenuta nell'ultimo trimestre del 2011 - ha portato la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente a 1.050 MW e 870 MW.³² Questo aumento di capacità ha determinato un allineamento dei prezzi medi in Sardegna con quelli

³² La capacità massima di trasporto del cavo SAPEI tra Sardegna e Continente e tra Continente e Sardegna è pari rispettivamente a 900 e 720 MW. I restanti 150 MW sono forniti in ambo le direzioni dal cavo SACOI.

del Continente negli ultimi tre mesi del 2011. Il differenziale medio annuale di circa 11 €/MWh è quindi interamente attribuibile al periodo antecedente la piena entrata in operatività del cavo.

Per un quadro di maggior dettaglio sull'evoluzione dei prezzi medi settimanali di MGP nelle singole zone fra il 2009 e il 2010 si rinvia ai grafici di cui all'Appendice B.

CONFRONTO INTERNAZIONALE

Come evidenziato nel capitolo precedente, il mercato dell'energia elettrica a pronti italiano non sembra presentare, per lo meno sul Continente, particolari criticità dal punto di vista della concorrenzialità. La crisi economica iniziata a fine 2008 ha prodotto un calo della domanda di energia elettrica (-2% rispetto al 2008) e dei prezzi dei combustibili fossili che alimentano la maggior parte degli impianti di produzione presenti in Italia (-3% del prezzo del gas rispetto al 2008), contribuendo ad accrescere ulteriormente la concorrenza nel mercato. Nel 2011 il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (prezzo unico nazionale o PUN) nel MGP è stato pari a 72,23 €/MWh, sensibilmente inferiore rispetto al prezzo medio registrato nel 2008, pari a circa 86,99 €/MWh. Tuttavia, come si evince dalla Tabella 12, la dinamica del prezzo medio della borsa elettrica italiana, se comparata con l'andamento dei prezzi medi delle altre borse elettriche europee³³, non sembra riflettere a pieno questa aumentata concorrenzialità.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica nel MGP è cresciuto del 48% dal 2005 al 2008, in linea con quanto accaduto in altri paesi europei come la Germania, la Francia e la Spagna, aumentati, rispettivamente, del 43%, 48% e 20%. Nel 2009, per effetto della crisi economica, il prezzo medio in Italia si è ridotto del 27% rispetto all'anno precedente, in misura inferiore rispetto al calo registrato negli altri principali paesi europei (in Germania, Francia e Spagna rispettivamente del 41%, 38% e 43%). Considerando quindi l'arco temporale complessivo 2005-2011, il prezzo medio in Italia è cresciuto del 23%, contro l'11% della Germania e il 5% della Francia. Nello stesso periodo il prezzo medio in Spagna è sceso del 7%. Nel 2011, i differenziali fra il livello medio dei prezzi in Italia e i livelli medi dei prezzi nei tre citati paesi si sono quindi assestati rispettivamente a 21,1 €/MWh con la Germania, a 23,3 €/MWh con la Francia e a 22,3 €/MWh con la Spagna.

Tabella 12: indici dei prezzi delle principali borse estere – base 2005.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Italia	100	128	121	148	109	109	123
Germania	100	110	83	143	84	97	111
Francia	100	106	88	148	92	102	105
Spagna	100	94	73	120	69	69	93

Lo scostamento tra l'andamento del prezzo medio italiano e quello degli altri paesi europei può essere ricondotto ai seguenti fattori:

- differenze nel mix tecnologico produttivo. In Italia gli impianti termoelettrici turbogas a ciclo combinato alimentati a gas naturale rappresentano la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore (circa i 2/3 nel 2011), mentre negli altri paesi europei la tecnologia marginale in un numero significativo di 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 turbogas a ciclo combinato;
- a parità di tecnologia marginale, il prezzo del gas naturale nel nostro Paese si colloca su livelli più alti rispetto a quello medio europeo (Tabella 13). Nel 2011 il prezzo medio del gas all'hub italiano (PSV) è stato superiore del 25% rispetto al prezzo medio degli hub olandese (TTF) e belga (Zeebrugge), ossia di circa 5,7 €/MWh; nell'ipotesi in cui vi siano regole di bilanciamento omogenee sui mercati del gas interessati e assumendo che i produttori dei paesi oggetto di comparazione abbiano effettivamente l'opportunità di scegliere quotidianamente se consumare il gas per la produzione termoelettrica o rivenderlo sui rispettivi hub di riferimento, ciò si tradurrebbe

³³ EPEX spot per la Francia e la Germania, OMEL per la Spagna.

in un maggiore costo variabile degli impianti termoelettrici a ciclo combinato italiani pari a circa 10,7 €/MWh (ipotizzando un rendimento standard della tecnologia pari al 53%);

Tabella 13: Andamento del prezzo del gas naturale sui principali mercati Europei

	2008 (€/MWh)	2009 (€/MWh)	2010 (€/MWh)	2011 (€/MWh)
Italia (PSV)	29,11	18,41	23,34	28,27
Olanda (Dutch TTF)	24,99	12,18	17,39	22,63
Regno Unito (NBP)	24,96	11,77	16,93	22,15
Belgio (Zeebrugge)	25,31	11,90	17,16	22,53
<i>Differenziale</i>	<i>4,02</i>	<i>6,46</i>	<i>6,19</i>	<i>5,83</i>

- il differente meccanismo di incentivazione delle energie rinnovabili. Il vigente meccanismo dei certificati verdi, che prevede l'obbligo di acquisto dei suddetti certificati a carico della maggior parte della produzione termoelettrica, incrementa i costi variabili di produzione e, conseguentemente, il livello dei prezzi all'ingrosso rispetto ai prezzi di altri paesi ove non trova applicazione una analoga modalità di incentivazione delle fonti rinnovabili: ciò si traduce in un differenziale di costo variabile degli impianti termoelettrici italiani pari a circa 5,6 €/MWh. Tale meccanismo esaurirà i suoi effetti solo nel 2015.

La differenza esistente tra i prezzi all'ingrosso italiani e quelli europei è, quindi, solo in parte imputabile all'esercizio di potere di mercato da parte dei produttori con maggiori quote di mercato. L'analisi dei dati mostra, infatti, come i tre fattori sopraelencati spieghino, da soli, larga parte della differenza esistente tra i prezzi all'ingrosso italiani e quelli europei. L'andamento della media aritmetica settimanale dei margini a copertura dei costi fissi degli impianti termoelettrici a ciclo combinato (*clean spark-spread*) nel 2011, avvalora ulteriormente questa analisi.

Le due figure sottostanti mostrano l'andamento del differenziale medio settimanale fra il prezzo di vendita zonale dell'energia elettrica e il costo variabile di un impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato nell'ipotesi che questi sia in esercizio con fattore di carico pari al 100% durante tutte le ore dell'anno. L'analisi è svolta sia ipotizzando un impianto situato nella zona che ha fatto registrare il prezzo più basso (zona Sud) che ipotizzando un impianto ubicato in quella che ha fatto registrare il prezzo più alto (Sicilia). Mentre nella zona Sicilia i margini sono positivi in quasi tutte le settimane dell'anno, nella zona Sud i margini sono nulli o negativi in una larga maggioranza delle settimane del 2011.

Figura 5: Componenti di costo e margini settimanali di un impianto a ciclo combinato nella zona Sud con profilo di esercizio base-load (2011)

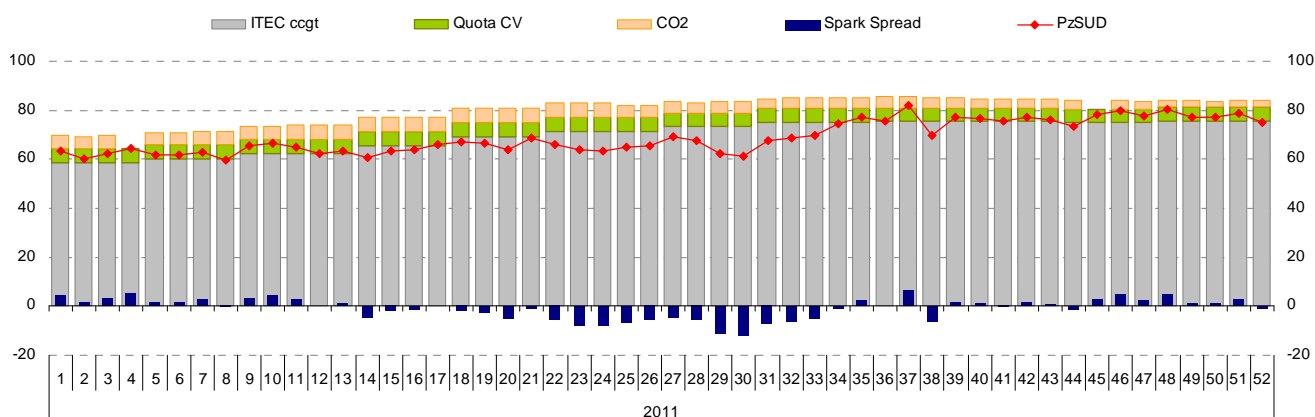
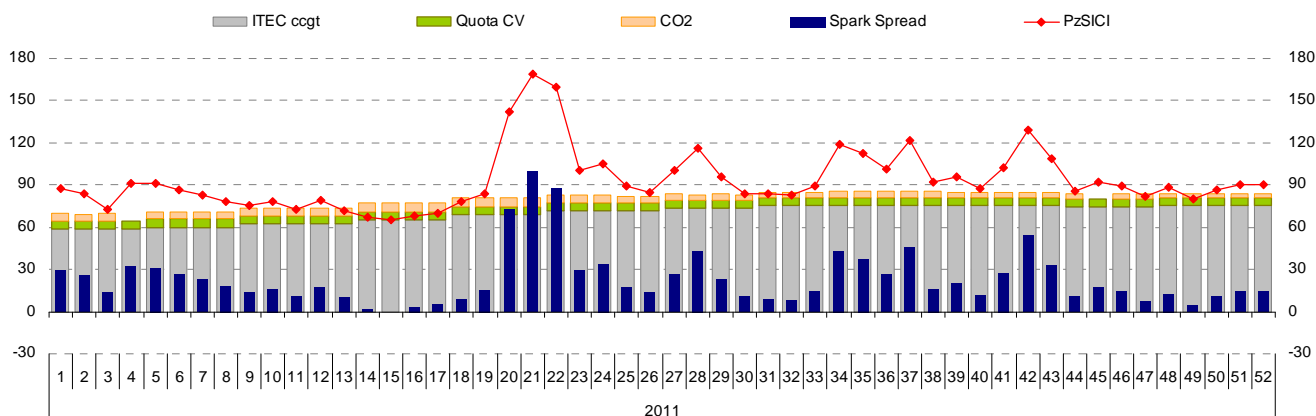
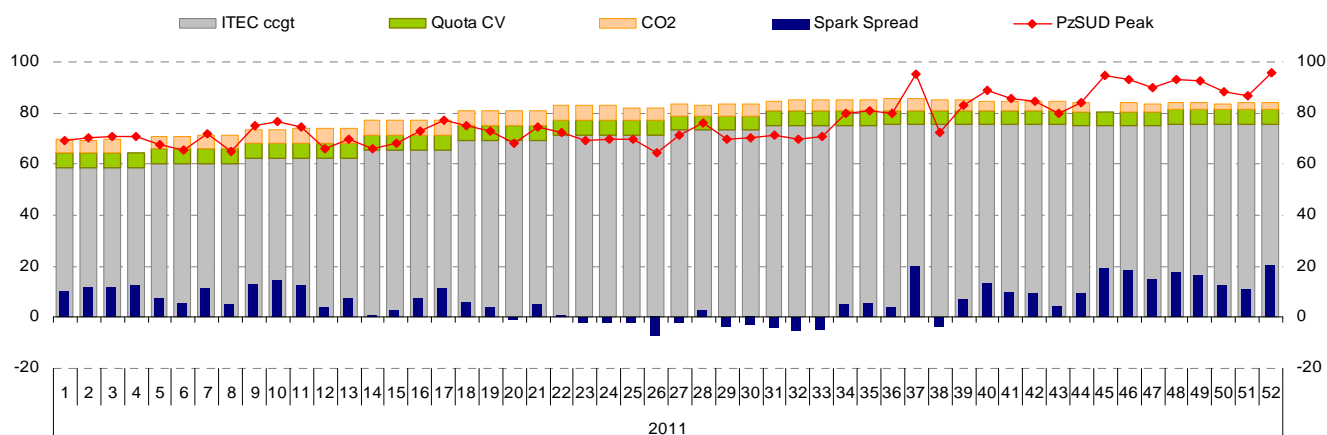


Figura 6: Componenti di costo e margini settimanali di un impianto a ciclo combinato in Sicilia con profilo di esercizio base-load (2011)



I grafici precedenti riportano quindi il primo margine settimanale di un ciclo combinato con un profilo di esercizio di tipo “*baseload*”. Per affinare l’analisi in modo da tener conto di un differente e più verosimile profilo di esercizio di questa tipologia di impianto è utile ipotizzare che lo stesso ciclo combinato sia in esercizio con fattore di carico pari al 100% esclusivamente nelle ore di picco (9-20) dei giorni lavorativi.³⁴ Le due figure sottostanti mostrano l’andamento dello *spark-spread* nelle ore di picco dei soli giorni lavorativi per le stesse due zone di mercato. Sebbene il livello dello *spark-spread* aumenti, la Figura 7 mostra come nella zona Sud³⁵ permangano livelli dello *spark-spread* nulli o negativi in un numero minoritario ma considerevole di settimane. Le settimane in cui si concentrano i valori più bassi dello *spark-spread* sono quelle estive. Come evidenziato nel proseguito del presente rapporto, la riduzione dei margini degli impianti termoelettrici può essere riconducibile alla crescente integrazione delle energie rinnovabili e, in particolare, della tecnologia fotovoltaica che vede il suo picco di produzione nei mesi estivi.

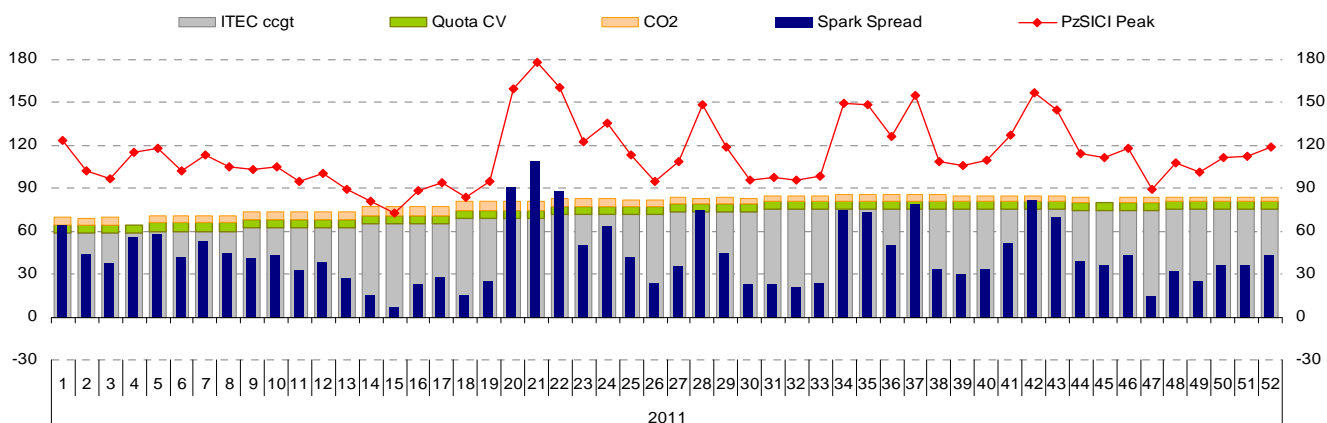
Figura 7: Componenti di costo e margini settimanali di un impianto a ciclo combinato nella zona Sud con profilo di esercizio peak-load (2011)



³⁴ L’analisi potrebbe essere ulteriormente affinata in modo da tener conto dell’effetto “quantità” sul calcolo dello *spark-spread* dovuto al profilo orario di utilizzo degli impianti. Nelle ore in cui i prezzi sono al di sotto dei propri costi variabili, gli operatori hanno l’incentivo a ridurre le perdite riducendo la produzione al minimo indispensabile per rimanere in esercizio (minimo tecnico). Nelle ore in cui i prezzi sono invece superiori ai propri costi variabili gli impianti hanno l’incentivo a massimizzare i profitti offrendo tutta la propria capacità di produzione.

³⁵ L’andamento dello *spark-spread* nelle altre zone del continente è molto simile a quello riscontrato nella zona Sud.

Figura 8: Componenti di costo e margini settimanali di un impianto a ciclo combinato in Sicilia con profilo di esercizio peak-load (2011)



FOCUS: EFFETTI DELLE RINNOVABILI SUL MERCATO A PRONTI

Negli ultimi anni si sta assistendo ad uno sviluppo molto rapido della capacità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile. In particolare, tale sviluppo riguarda gli impianti eolici, prevalentemente connessi alla rete di trasmissione nazionale, e gli impianti fotovoltaici, prevalentemente connessi alle reti di distribuzione in bassa e media tensione. Alla fine del 2011, la capacità installata degli impianti eolici ammontava, infatti, a 6.600 MW e potrebbe verosimilmente raggiungere i 9.600 MW entro i prossimi tre anni; la capacità installata degli impianti fotovoltaici ammontava, invece, a circa 12.500 MW. Perdurando simili ritmi di crescita, gli impianti fotovoltaici sono destinati a raggiungere i 23.000 MW prospettati dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 ben prima del 2016.

L'analisi dei prezzi medi orari su MGP fa emergere gli effetti della crescente penetrazione delle energie rinnovabili non programmabili sul mercato elettrico. In particolare, l'aumento del 12,6% del PUN nel 2011 rispetto al 2010 si è concentrato nelle ore in cui la produzione fotovoltaica è trascurabile o assente e, a partire dal quarto trimestre, nelle ore pre-serali (17-21), ovvero quelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. Più dettagliatamente:

- nelle ore in cui la produzione fotovoltaica è assente (1-6 e 20-24) il PUN è stato stabilmente intorno a quota 50 €/MWh nel corso del 2010. Al contrario, nel corso del 2011 si è registrato un brusco aumento del PUN nelle medesime ore già a partire dal secondo quadrimestre (63 €/MWh) che si è ulteriormente intensificato nel terzo quadrimestre (64 €/MWh). Nel 2011 il PUN medio è cresciuto, nelle suddette ore, del 20% rispetto all'anno precedente;
- nelle ore di maggior produzione fotovoltaica (7-16) il PUN, nel corso dell'anno 2011, ha registrato un aumento più contenuto passando dai 73 €/MWh del primo quadrimestre a 77 €/MWh e a 84 €/MWh rispettivamente del secondo e terzo quadrimestre. Rispetto all'anno precedente, l'aumento è stato pari al 7%;
- nelle ore pre-serali (17-21) il PUN rimane stabile nel corso di tutto il 2010 e fino al secondo quadrimestre del 2011 (78 €/MWh), mentre si nota un picco nell'ultimo quadrimestre del 2011 pari a 102 €/MWh (+30% rispetto allo stesso quadrimestre dell'anno precedente). Rispetto all'anno precedente, l'aumento è stato pari al 14%.

Quanto evidenziato nei primi due punti è ben illustrato dalla Figura 9 in cui sono messi a confronto gli andamenti medi orari del PUN negli ultimi 2 anni. Il terzo punto è, invece, illustrato nella figura successiva, in cui vengono messi a confronto gli andamenti medi orari del PUN negli ultimi quadrimestri del 2010 e del 2011.

Figura 9: Andamento medio orario del PUN 2010 vs 2011

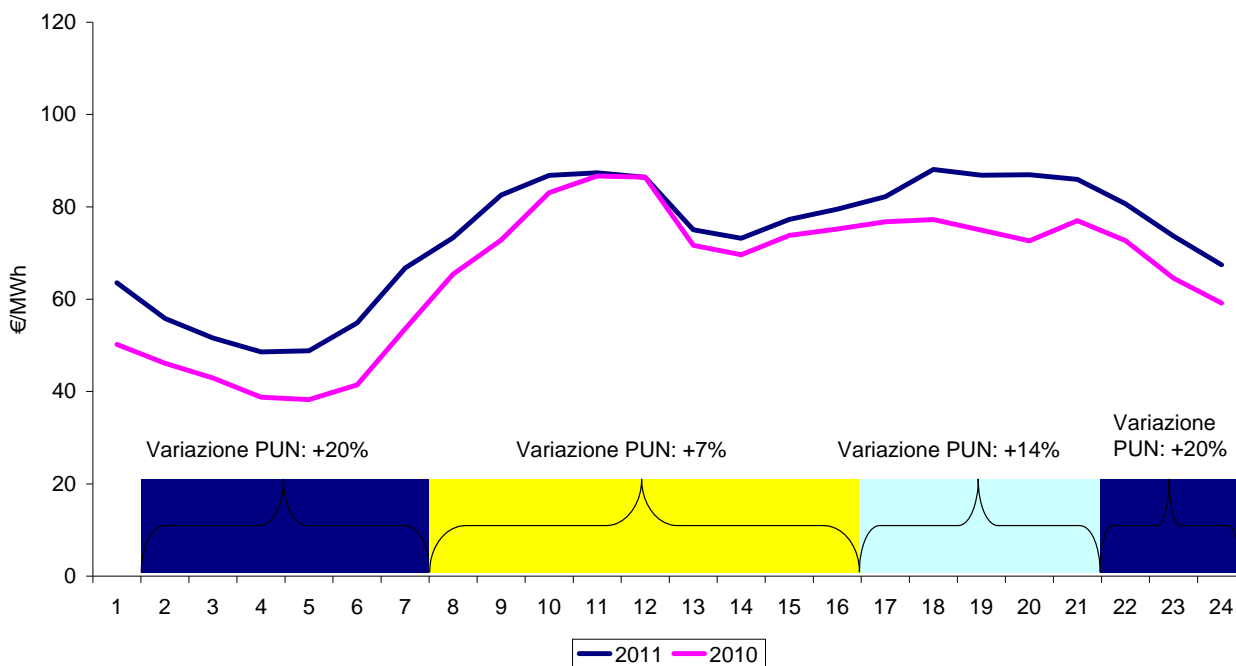
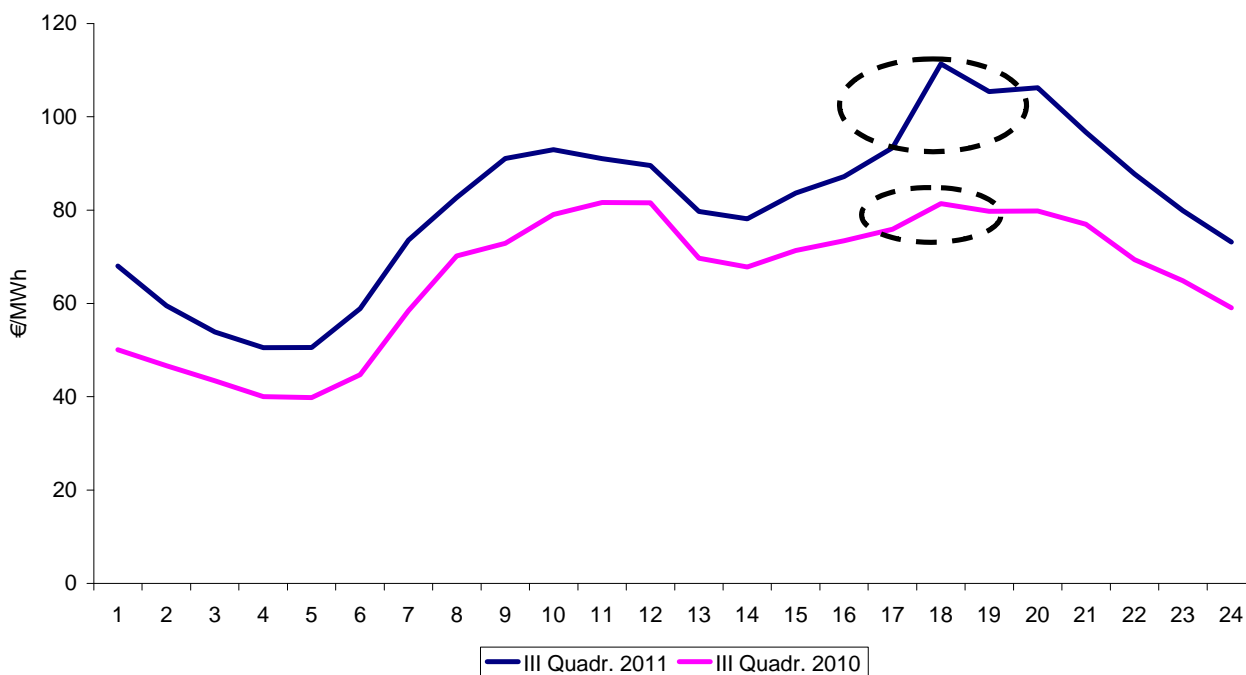


Figura 10: Andamento medio orario del PUN III Quadr. 2010 vs III Quadr. 2011



L'assenza di costi variabili e i profili di offerta tipici degli impianti fotovoltaici hanno l'effetto di comprimere i prezzi di equilibrio su MGP nelle ore di maggior produzione fotovoltaica, riducendo significativamente il numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno l'opportunità di coprire, prima ancora di quota parte dei costi fissi, anche le perdite sui costi variabili registrate nelle ore della giornata in cui sono costretti a rimanere in servizio a causa dei loro vincoli tecnici di funzionamento. Ciò peraltro complica non poco le strategie di offerta degli impianti termoelettrici su MGP essendo fortemente aumentato il rischio di uscire dal MGP con un profilo dei programmi orari di produzione caratterizzato da accensioni, spegnimenti e transitori (rampe) tecnicamente incompatibili.

li con i vincoli di funzionamento di tali impianti e/o con un primo margine³⁶ giornaliero negativo (ossia di non coprire neppure i costi variabili).

³⁶ Il Margine Lordo (detto anche primo margine) è pari alla differenza fra i ricavi derivati dalla produzione e i costi variabili sostenuta per essa.

8. MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema 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.).

Il meccanismo di premi e penalità sull'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento svolta da Terna, introdotto dall'Autorità con la deliberazione n. 351/07 (in vigore nel periodo 2009-2012), ha contribuito, unitamente ad altri fattori, a migliorare il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (di seguito: onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento). La Tabella 14 mostra una progressiva diminuzione della componente dell'*uplift* relativa all'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento nel triennio 2009-2011 (art. 44, lettera b, della deliberazione 111/06). In particolare, comparando l'onere netto maturato nei primi 11 mesi del 2011 (829 mln €) con l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento maturato nei primi 11 mesi del 2010 (1.129 mln €), ne emerge una riduzione del suddetto onere netto di circa il 27%, che equivale a circa 300 milioni di euro.

Tabella 14: Onere netto di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento maturato nei primi 11 mesi dell'anno.

	2009 mln €	2010 mln €	2011 mln €
Onere netto maturato da Terna	1.653	1.129	829
Risparmio per il sistema		524	300

Tale riduzione è dovuta principalmente al forte calo dei volumi mediamente movimentati da Terna a salire (acquisto di energia dagli operatori) su MSD (-38% rispetto al 2010), che si accompagna a una diminuzione meno marcata dei volumi mediamente movimentati a scendere (vendita di energia agli operatori) su MSD (-25% rispetto al 2010).

A ciò va aggiunto che la riforma del MSD descritta nel primo capitolo ha determinato uno spostamento delle azioni di Terna quanto più vicino possibile al tempo reale (vedi Tabella 15), in particolare dalla fase di programmazione alla fase di gestione in tempo reale.³⁷ Il MSD si articola, infatti, in una fase di programmazione (cosiddetto MSD ex-ante) e una fase di gestione in tempo reale (cosiddetto *Mercato del Bilanciamento* o MB).

Nella fase di programmazione, Terna accetta le offerte di acquisto e di vendita delle unità abilitate con l'obiettivo di minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti alle attività di approvvigionamento delle risorse finalizzate a:

1. risolvere le congestioni sulla rete rilevante;
2. coprire il fabbisogno di riserva secondaria di potenza, costituendo, congiuntamente alle azioni condotte nella fase di gestione in tempo reale, opportuni margini di riserva secondaria;
3. coprire il fabbisogno di riserva terziaria di potenza, costituendo, congiuntamente alle azioni condotte nella fase di gestione in tempo reale, opportuni margini di riserva terziaria.

In esito a ciascuna sottofase di programmazione, Terna identifica le offerte di vendita e di acquisto riservate per l'utilizzo dei margini di riserva secondaria e di riserva terziaria.³⁸

³⁷ Lo spostamento vicino al tempo reale delle azioni di Terna ha contribuito alla riduzione dei volumi movimentati.

³⁸ La quantità riservata per Riserva Secondaria è pari, in vendita ed in acquisto, alla riserva secondaria approvvigionata ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di riserva secondaria. La riserva totale a salire (a scendere) approvvigionata su ciascuna unità di produzione abilitata, al netto della riserva secondaria approvvigionata, è ripartita tra le offerte

Nelle sessioni in cui si articola la fase di gestione in tempo reale, Terna accetta le offerte di vendita e di acquisto riservate o non riservate con l'obiettivo di minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti all'utilizzo delle risorse per:

1. il bilanciamento in tempo reale³⁹;
2. la risoluzione di congestioni in tempo reale;
3. la creazione o il ripristino di adeguati margini di riserva secondaria di potenza.

Tabella 15: Quantità movimentate su MSD (MSD ex ante e MB) nel 2010 e nel 2011.

	Salire		Scendere	
	2010	2011	2010	2011
MSD-ex ante (TWh)	6,96	4,72	14,80	4,87
MB (TWh)	7,01	3,93	8,12	12,30
Totale (TWh)	13,97	8,64	22,92	17,17

Di seguito è fornita un'analisi dell'andamento dei prezzi su MSD per tipologia di servizio offerto (Altri Servizi e Riserva secondaria). Per un quadro di maggiore dettaglio sull'evoluzione dei prezzi medi settimanali di MSD (prezzi a salire e prezzi a scendere) nelle singole zone fra il 2010 e il 2011 si rinvia ai grafici di cui all'Appendice C.

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 ad eccezione della riserva secondaria. Nel corso del 2011, per quanto concerne gli "Altri Servizi", il differenziale tra i prezzi mediamente pagati da Terna per l'acquisto di energia su MSD (prezzi a salire⁴⁰) e i prezzi mediamente incassati da Terna per la cessione di energia su MSD (prezzi a scendere⁴¹) ha subito un aumento nel Continente e in Sardegna, mentre si è ridotto in Sicilia.

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

- nella zona **Sardegna**, il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere ha subito un aumento del 83% nel corso del 2011, attestandosi a 212 €/MWh (contro i 116 €/MWh del 2010). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna in Sardegna è aumentato del 83% (da 146 €/MWh del 2010 a 268 €/MWh del 2011), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna è aumentato del 82% (da 30 €/MWh del 2010 a 56 €/MWh del 2011);
- nella zona **Nord** il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere è cresciuto del 64% nel corso del 2011, attestandosi a 102 €/MWh (contro i 62 €/MWh del 2010). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna nella zona Nord è salito del 50% (da 93 €/MWh del 2010 a 139 €/MWh del 2011), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna è aumentato del 22% (da 30 €/MWh del 2010 a 37 €/MWh del 2011);
- nella zona **Centro Sud** il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere è cresciuto del 39% nel corso del 2011, attestandosi a 216 €/MWh (contro i 156 €/MWh del 2010). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna nella zona Centro Sud è salito

valide per "Altri Servizi" in vendita (in acquisto) fini della fase di programmazione, considerando la quantità a salire (a scendere) come un incremento (decremento) rispetto al programma finale cumulato. Le quantità riservate sono determinate, secondo le modalità di cui allegato A22 del codice di rete (paragrafo 10.2).

³⁹ Uso della riserva terziaria e di altre risorse per il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica

⁴⁰ 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.

⁴¹ 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.

del 32% (da 183 €/MWh del 2010 a 242 €/MWh del 2011), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna si è ridotto del 4% (da 27 €/MWh del 2010 a 26 €/MWh del 2011);

- nelle zone **Centro Nord** e **Sud** i differenziali hanno subito un moderato aumento, rispettivamente del 9% nella zona Centro Nord e del 18% nella zona Sud;
- in **Sicilia** il differenziale tra prezzi a salire e prezzi a scendere si è ridotto del 9% nel corso del 2011, attestandosi a 133 €/MWh (contro i 146 €/MWh del 2010). In particolare, il valore medio dei prezzi a salire pagati da Terna in Sicilia è diminuito del 1% (da 157 €/MWh del 2010 a 156 €/MWh del 2011), mentre il valore medio dei prezzi a scendere incassati da Terna è aumentato del 108% (da 11 €/MWh del 2010 a 23 €/MWh del 2011).

Tabella 16: Servizio NRS - prezzi a salire, prezzi a scendere su MSD ex-ante e MB e differenziali

	Prezzi a salire			Prezzi a scendere			Differenziale		
	2010 €/MWh	2011 €/MWh	Delta	2010 €/MWh	2011 €/MWh	Delta	2010 €/MWh	2011 €/MWh	Delta
Centro Nord	141,1	153,9	9%	35,8	39,3	10%	105,3	114,6	9%
Centro Sud	182,7	241,6	32%	27,1	26,1	-4%	155,5	215,6	39%
Nord	92,6	138,8	50%	30,2	36,7	22%	62,4	102,1	64%
Sardegna	146,1	267,5	83%	30,4	55,5	82%	115,7	212,0	83%
Sicilia	157,0	156,0	-1%	11,2	23,3	108%	145,8	132,6	-9%
Sud	107,5	130,6	22%	18,4	25,6	39%	89,1	105,0	18%

Gli esiti sopra descritti possono essere motivati dalle seguenti situazioni:

- per quanto riguarda la **Sardegna**, l'aumento dei prezzi a salire su MSD è imputabile a una serie di eventi che hanno ridotto la concorrenza sul mercato e hanno conseguentemente permesso ad alcuni produttori di esercitare il proprio potere di mercato. In particolare, si sono verificati una serie di guasti al SAPEI nei mesi di maggio e settembre, che hanno ridotto la capacità di interconnessione tra la Sardegna e il Continente. Inoltre, in alcune settimane dell'anno, parte degli impianti nella titolarità del GSE sono andati fuori servizio, riducendo significativamente l'offerta sull'isola. Infine, la capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali in Sardegna è stata molto inferiore rispetto a quanto previsto per la Sicilia. Nel 2011, infatti, solo il 23% dei volumi a salire movimentati su MSD erano attribuibili a offerte accettate da impianti essenziali. Nel corso del prossimo anno la situazione è destinata a migliorare, sia per effetto dell'avvenuta entrata in funzione del secondo cavo del SAPEI, sia per effetto dell'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema (+ 372 MW circa rispetto al 2011);
- il peggioramento della situazione nella zona **Nord** è interamente imputabile all'incremento dei prezzi a salire su MB. Dall'analisi delle offerte dei singoli operatori è stato possibile ascrivere parte del suddetto aumento all'impianto di San Quirico (Edison). Si tratta di un impianto a ciclo combinato che ha contribuito per il 20% del totale delle quantità accettate a salire su MSD. Il prezzo medio delle offerte accettate a salire di San Quirico è stato ben superiore rispetto al prezzo medio delle offerte accettate a salire degli altri impianti a ciclo combinato (375 €/MWh di San Quirico contro 102 €/MWh degli altri). Escludendo le offerte di questo impianto, l'aumento del differenziale scende del 17% (da +64% a +47%). Nel 2010 l'impianto di San Quirico era assoggettato al regime CIP6 da cui è uscito nel 2011. **Omissis**. Se si escludono le offerte di San Quirico, il prezzo a salire su MSD nella zona Nord risulta essere il più basso tra le zone di mercato (129 €/MWh).
- nella zona **Centro Sud** l'incremento dei prezzi a salire è imputabile alle offerte presentate dagli impianti del c.d. "cluster campano" (Napoli Levante, Sparanise 1 e 2 e Teverola) i quali sono stati recentemente oggetto di un'istruttoria dell'Autorità Garante della Concor-

renza del Mercato per pratiche collusive⁴². I suddetti impianti sono necessari a Terna per il mantenimento della tensione sulla rete in Campania nelle ore di basso carico e in particolare nei giorni festivi: **Omissis. Omissis**. Escludendo le offerte di questi impianti, l'aumento dei prezzi a salire scende del 23%, attestandosi al 9%;

- nelle zone **Centro Nord** e **Sud** l'andamento dei prezzi su MSD non sembra riflettere particolari criticità;
- il miglioramento della situazione nella zona **Sicilia** è imputabile all'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Ciò emerge con chiarezza dall'analisi dei volumi movimentati a salire da Terna nel corso del 2011. Essi sono attribuibili:
 - per il 67% a offerte accettate da impianti essenziali in regime di reintegro costi. Questo regime prevede che l'impianto sia offerto nel MSD a prezzo pari al costo variabile riconosciuto (CVR);
 - per il 16% a offerte accettate da impianti essenziali che hanno optato per il regime "alternativo" al regime tipico di regolazione (con o senza ammissione alla reintegrazione dei costi). Questo regime prevede che la capacità produttiva essenziale dell'impianto sia offerta nel MSD a prezzo non superiore al costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas;
 - per il 16% a offerte accettate senza vincoli regolatori.

Un così ampio utilizzo degli impianti essenziali in Sicilia ha determinato un allineamento tra il prezzo medio a salire su MSD e i costi variabili riconosciuti degli impianti essenziali selezionati su MSD nella maggior parte delle ore. A ciò va aggiunto che in un numero elevato di ore il prezzo offerto su MSD dagli impianti essenziali in regime di reintegro costi (ossia il costo variabile riconosciuto) ha superato il prezzo massimo offribile su MSD dagli impianti essenziali in regime "alternativo" (ossia il costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas). Questo elemento evidenzia l'inefficienza economica del parco di generazione siciliano e l'esigenza di interventi di ammodernamento. La situazione in Sicilia è destinata a migliorare ulteriormente il prossimo anno per effetto dell'incremento della capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali (+ 200 MW circa rispetto al 2011).

⁴² Deliberazione AGCM del 6 ottobre 2010 I736 "Repower Italia – Prezzo dispacciamento energia elettrica Centro Sud".

ANDAMENTO DEI PREZZI PER L'UTILIZZO DELLA RISERVA SECONDARIA SU MB

Per Riserva Secondaria (di seguito: RS) si intende il servizio per l'utilizzo in tempo reale del margine di riserva secondaria approvvigionato da Terna su MSD ex-ante o su MB.⁴³ Tale riserva è considerata particolarmente "pregiata" per i suoi tempi di intervento molto rapidi (nell'ordine di secondi). Nel corso del 2011, il differenziale tra i prezzi a salire RS e i prezzi a scendere RS su MB ha subito una riduzione in Sicilia, mentre è rimasto pressoché stabile nel Continente. La situazione più critica è quella della Sardegna dove, già nel 2010, il livello del differenziale era pari a circa tre volte quello registrato nelle zone del Continente. Nel corso del 2011 si è inoltre verificato un aumento del suddetto differenziale pari al 28% rispetto all'anno precedente. Ciò ha reso necessaria un'analisi più approfondita del comportamento degli operatori nella predetta zona nel corso degli ultimi due anni.

Tabella 17: Servizio RS - prezzi a salire prezzi a scendere su MB e differenziali

	Prezzi a salire			Prezzi a scendere			Differenziale		
	2010 €/MWh	2011 €/MWh	Delta	2010 €/MWh	2011 €/MWh	Delta	2010 €/MWh	2011 €/MWh	Delta
Continente	110,6	116,5	5%	17,5	24,9	42%	93,0	91,6	-1%
Sardegna	227,2	310,0	36%	0,8	19,6	2384%	226,4	290,4	28%
Sicilia	147,9	155,2	5%	2,7	24,3	787%	145,1	131,0	-10%

Dall'analisi delle offerte presentate su MB per l'utilizzo della semibanda di riserva secondaria in Sardegna (offerte RS sia a salire che a scendere), si evince come la causa principale del considerevole aumento dei prezzi sia la scarsa competizione. Gli operatori abilitati all'erogazione del servizio di riserva secondaria sono solo tre (ENEL, EON e Ottana Energia) per un totale di sei unità di produzione abilitate al servizio:

- Unità di Produzione (di seguito: UP) termoelettriche a olio combustibile Fiumesanto 1 e 2 di EON;
- UP termoelettriche Porto Scuso 1 e 2 e Sulcis e UP idroelettrica di pompaggio Taloro di ENEL;
- UP termoelettrica mista di Ottana Energia.

La situazione diventa ancora più critica nei periodi in cui uno di questi operatori ha la necessità di fermare le suddette unità di produzione per manutenzione o, anche solo, di renderle indisponibili al servizio di riserva secondaria per altri motivi. In particolare, nel corso del 2011 il livello della concorrenzialità nel mercato è stato particolarmente basso nei periodi in cui le unità di produzione Taloro e Porto Scuso 1 e 2 (ENEL) sono state poste in manutenzione (Aprile-Settembre Porto Scuso 1, Gennaio-Ottobre Porto Scuso 2 e Gennaio-Novembre Taloro). Ad aggravare ulteriormente la situazione è stata la costante indisponibilità di Sulcis (ENEL) al servizio di riserva secondaria.

Come si evince dalla Figura 11, i prezzi delle offerte accettate a salire presentate da Ottana Energia sono allineati ai prezzi delle offerte accettate presentate da EON per tutto il 2010 e quasi tutto 2011. Solo nelle ultime settimane del 2011 e nel primo mese del 2012 i prezzi delle offerte a salire presentate da Ottana Energia e accettate si riducono considerevolmente discostandosi da quelli di EON.

Omissis.

La limitata concorrenzialità nel mercato per il servizio RS in Sardegna è riscontrabile anche dall'andamento delle offerte accettate a scendere. Come risulta evidente osservando la Figura 12 la pressione concorrenziale in Sardegna è così scarsa che in larga parte dell'anno gli impianti offrono prezzi nulli.

Alla luce di quanto verificatosi nel corso degli ultimi due anni, l'Autorità intende monitorare la situazione nel corso dei prossimi mesi.

⁴³ La Riserva Secondaria è approvvigionata da Terna su base macrozonale (Continente, Sicilia e Sardegna).

Figura 11: Andamento delle offerte presentate e accettate a salire su MB per il servizio RS

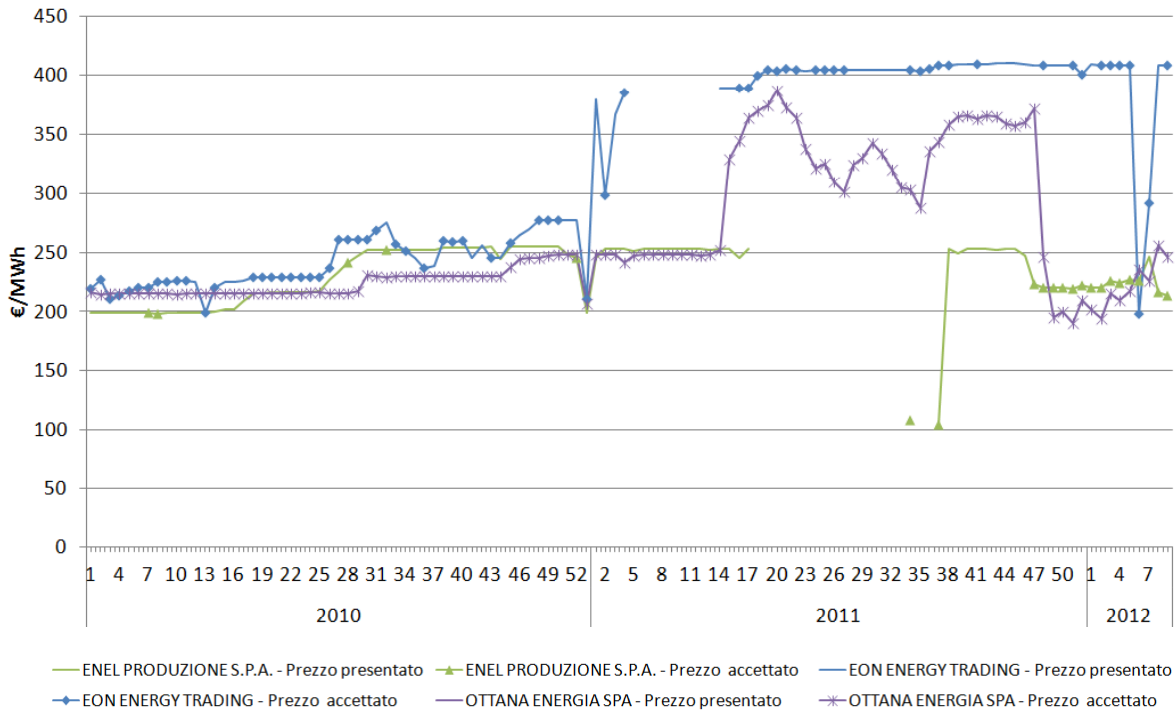
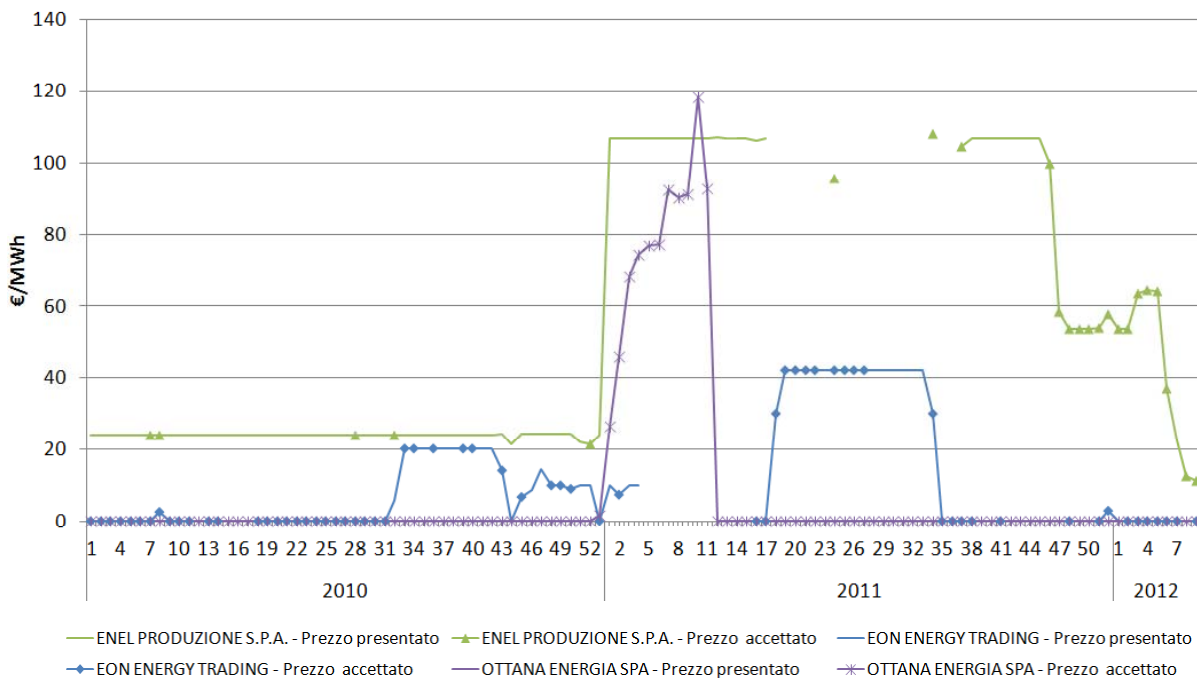


Figura 12: Andamento delle offerte presentate e accettate a scendere su MB per il servizio RS



Un ulteriore spunto di riflessione in merito all'andamento dei prezzi su MSD riguarda il confronto tra i prezzi e, in particolare, i differenziali di prezzo (prezzi a salire – prezzi a scendere) che si sono determinati nel 2011 su MB per l'utilizzo della RS e degli "Altri servizi" o NRS. Come si evince dalla Tabella 18, i suddetti differenziali, a eccezione delle due Isole, sono più bassi per la RS. Non è, tuttavia, immediato comprendere perché i differenziali RS siano così bassi rispetto ai differenziali NRS. Il servizio di riserva secondaria è infatti più "pregiato" dal punto di vista tecnico rispetto

all'insieme degli altri servizi di dispacciamento.⁴⁴ A ciò va poi aggiunto che solo una parte degli impianti abilitati a fornire NRS sono anche abilitati al servizio RS.

La motivazione principale potrebbe essere riconducibile alla differente configurazione geografica dei due mercati. L'algoritmo di selezione delle offerte per costituire i margini di riserva secondaria opera su base macrozonale (Continente, Sicilia, Sardegna). Ciò significa che, a differenza degli impianti che forniscono NRS, quelli che forniscono RS non sono selezionati su base zonale o nodale. Nel calcolo dei vincoli di transito tra le diverse zone del Continente si tiene, infatti, conto di un margine di sicurezza che, in caso di congestione in esito all'ultima fase del mercato dell'energia (MI4), può essere utilizzato per dispatchare i flussi di energia originati dall'attivazione della RS senza saturare le interconnessioni fra le zone del Continente. La configurazione macrozonale del mercato RS produce quindi una maggiore pressione concorrenziale che tende a far diminuire il valore delle offerte accettate per RS rispetto a quelle accettate per NRS. I dati relativi alle offerte presentate dai singoli impianti per RS e NRS confermano questa tesi. Solo in un numero molto contenuto di ore (1,6% circa nella zona Nord per la tecnologia ciclo combinato) il prezzo medio ponderato delle offerte a salire NRS supera quello delle offerte a salire RS presentate dallo stesso impianto.

Altri elementi non consentono un confronto agevole tra il mercato RS e NRS:

- l'allegato A22 del codice di rete prevede che per ciascuna delle fasi di programmazione del MSD Terna selezioni le offerte per costituire i margini di riserva minimizzando il costo di selezione, rappresentativo del costo di approvvigionamento e dell'eventuale costo atteso di utilizzo delle risorse per il dispatchamento. Tuttavia, l'algoritmo di selezione delle offerte impiegato attualmente da Terna tiene conto dei costi attesi di utilizzo solamente per quanto concerne la riserva secondaria;
- gli impianti termoelettrici turbogas a ciclo aperto (TG) non sono abilitati al servizio RS, mentre sono abilitati al servizio NRS. Il costo variabile delle unità abilitate al servizio RS è tipicamente minore rispetto al costo variabile di un impianto TG;
- le caratteristiche dei servizi scambiati nei due mercati non sempre sono comparabili. Come evidenziato in precedenza la dimensione geografica dei due mercati è differente. Inoltre, il servizio NRS, non si limita alla Riserva Terziaria, ma comprende un insieme più ampio di servizi quali, ad esempio, la risoluzione di congestioni intra-zonali in tempo reale.

Tabella 18: Prezzi a salire e a scendere e differenziali su MB per la Riserva Secondaria (RS) e per i c.d. Altri Servizi (NRS)

	Prezzi a salire			Prezzi a scendere			Differenziale		
	NRS €/MWh	RS €/MWh	Delta	NRS €/MWh	RS €/MWh	Delta	NRS €/MWh	RS €/MWh	Delta
Continente	151,9	116,5	-23%	33,0	24,9	-24%	119,0	91,6	-23%
Sardegna	156,7	310,0	98%	55,8	19,6	-65%	100,9	290,4	188%
Sicilia	154,1	155,2	1%	27,6	24,3	-12%	126,4	131,0	4%

⁴⁴ Gli impianti che forniscono riserva secondaria sono in grado di far aumentare o diminuire la propria produzione nell'ordine di qualche secondo. Per questo motivo la riserva secondaria è fornita in modo automatizzato da unità di produzione già in esercizio (riserva rotante) e richiede continue oscillazioni della produzione a salire e a scendere.

FOCUS: EFFETTO DELLE RINNOVABILI SU MSD

Nella segnalazione del 6 ottobre 2011 (PAS 21/11), l’Autorità ha, tra le altre cose, evidenziato i principali effetti della generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare, l’aleatorietà di tali fonti comporta un incremento dell’errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e, quindi, un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere). A ciò va aggiunto che la maggiore produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende ancor più complessa la costituzione dei margini di riserva (secondaria e terziaria) necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale della rete elettrica (taluni servizi di riserva possono infatti essere resi esclusivamente o prevalentemente da impianti in produzione). Tali difficoltà sono ulteriormente acuite per effetto delle carenze infrastrutturali (scarsa magliatura di rete e impianti termoelettrici di vecchia generazione con scarse capacità di regolazione) delle zone in cui le fonti non programmabili sono disponibili.

La suddetta segnalazione evidenziava, in particolare, che l’influenza sull’approvvigionamento di risorse trae origine da due elementi:

- a) i profili di produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili modificano significativamente l’andamento dei carichi orari zonal da soddisfare tramite generazione da impianti programmabili direttamente connessi alla RTN;
- b) la carenza di informazioni aggiornate circa il livello e la localizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e circa il suo effettivo profilo di produzione orario zonale non consente né di prevedere adeguatamente la produzione di tali impianti da offrire sul MGP né di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zonal residui⁴⁵ ai fini dell’approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

Con riferimento al punto a), l’elevata penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili comporta la riduzione dei carichi residui, con il conseguente incremento delle difficoltà di costituzione dei margini di riserva necessari per l’aleatorietà della fonte e del carico.

Per quanto riguarda gli impianti eolici, nelle aree in cui la fonte risulta disponibile soprattutto nelle ore notturne, l’incremento della produzione eolica accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico notturno e il massimo carico mattutino: distanza raccordata dalla rampa di presa di carico “mattutina”. Invece, in relazione agli impianti fotovoltaici, essendo la produzione interamente concentrata nelle ore di luce, l’aumento di tale produzione accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico diurno e il massimo carico serale: distanza raccordata da una rampa di presa di carico “serale” che in alcuni periodi dell’anno è più ripida della rampa di presa di carico “mattutina”.

Al fine di “inseguire” le rampe (serale e mattutina) risultano necessarie azioni rapide di bilanciamento realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno. Le risorse attualmente utilizzate per questo servizio sono le unità idroelettriche di produzione e pompaggio (di seguito: unità di produzione e pompaggio), che hanno sia potenzialità di bilanciamento in riduzione nelle ore notturne e di minimo carico diurno che potenzialità di bilanciamento in aumento nelle ore di massimo carico mattutino e nelle ore di massimo carico serale (Riserva pronta).

Con riferimento al punto b), la non piena disponibilità delle informazioni che saranno gestite dal sistema GAUDÌ (la nuova anagrafica impianti) introdotto con la deliberazione ARG/elt 124/10⁴⁶, la carenza di serie storiche, l’assenza di penalizzazioni in caso di sbilanciamenti (differenze tra programma di immissione e immissione misurata) e le potenziali inefficienze dei sistemi di previsione aggravano i problemi derivanti dall’aleatorietà di tali fonti contribuendo a:

⁴⁵ Cioè il fabbisogno di energia al netto della produzione di impianti non programmabili, fra cui gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili rivestono un ruolo preponderante.

⁴⁶ Terna sta implementando le fasi del progetto GAUDÌ secondo le tempistiche per la realizzazione e messa in esercizio delle singole attività prevista dalla deliberazione di approvazione del progetto di Terna (deliberazione ARG/elt 148/11).

- determinare una sottostima sistematica della produzione da fonti rinnovabili non programmabili ritirata dal GSE e che il medesimo GSE deve offrire su MGP a prezzo nullo;
- determinare una sottostima sistematica della produzione da fonti rinnovabili non programmabili offerta direttamente su MGP dagli operatori diversi dal GSE (produttori o grossisti);
- incrementare l'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zionali residui da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

Nel 2011 il fabbisogno complessivo di riserva terziaria nelle diverse zone ha subito una variazione molto contenuta rispetto all'anno precedente (Tabella 19). Tale dato non permette, tuttavia, di trarre alcuna conclusione in merito all'impatto delle energie rinnovabili non programmabili sulla necessità di approvvigionamento di riserva da parte di Terna. Il meccanismo di calcolo utilizzato nel 2011 da Terna per determinare il fabbisogno di riserva totale (inclusivo della riserva secondaria, della riserva pronta e della riserva di sostituzione) teneva conto dell'aleatorietà del carico e della produzione eolica, ma non teneva adeguatamente conto dell'incertezza della produzione fotovoltaica come previsto dall'Allegato A22 al Codice di Rete. Visto il crescente e rilevante apporto del fotovoltaico, Terna sta adeguando le proprie metodologie di previsione della produzione fotovoltaica e, di conseguenza, il meccanismo di calcolo del fabbisogno di riserva totale. Gli effetti di tale adeguamento dovrebbero palesarsi nel corso del 2012.

Tabella 19: Fabbisogno di riserva terziaria totale*

	Riserva a salire			Riserva a scendere		
	2010 GW	2011 GW	Delta	2010 GW	2011 GW	Delta
Centro-Nord	2.403	2.426	1%	3.035	3.107	2%
Centro-Sud	3.237	3.129	-3%	4.063	3.940	-3%
Nord	6.519	6.342	-3%	7.132	7.217	1%
Sardegna	2.761	2.728	-1%	1.896	1.941	2%
Sicilia	2.799	2.890	3%	1.720	1.805	5%
Sud	2.483	2.484	0%	3.159	3.124	-1%
Totale	20.202	20.000	-1%	21.006	21.133	1%

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

**Il calcolo del fabbisogno di riserva totale non tiene conto dei poli a produzione limitata

Sebbene nel corso del 2011 il fabbisogno di riserva complessiva sia rimasto pressoché invariato, l'immissione in rete di crescenti e rilevanti quantità di energia da impianti fotovoltaici ha determinato una diversa modalità di utilizzo della riserva stessa. Una maggior produzione di energia da fonte solare, infatti, modifica radicalmente il profilo del fabbisogno residuo di energia, ossia della differenza tra il fabbisogno di energia e la somma delle immissioni degli impianti eolici e fotovoltaici rilevanti e della generazione distribuita (di cui gli impianti fotovoltaici rappresentano almeno il 30% dell'immissione). La Figura 13 raffigura il fabbisogno di energia consuntivato (consumo di energia) e il fabbisogno di energia residuo consuntivato (consumo residuo)⁴⁷ nella macrozona Continente nei giorni feriali e festivi dei mesi di giugno (rappresentativo della prima metà dell'anno) e novembre (rappresentativo della seconda metà dell'anno). Come si può notare osservando le due figure, il profilo del consumo residuo ha subito un forte cambiamento negli ultimi mesi del 2011. In particolare, la progressiva integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili ha prodotto i seguenti effetti:

- nei giorni feriali del mese di giugno si può apprezzare una minor pendenza della rampa mattutina soddisfatta dagli impianti programmabili. La distanza tra il valor minimo e massimo del consumo residuo tra le 6 e le 11 passa da circa 16 GW nel 2010 a circa 13 GW nel 2011. Ciò si deve alla riduzione del consumo residuo (linea tratteggiata) nelle prime ore della mattina (8-9). Nei giorni feriali del mese di giugno non è ancora evidente l'incremento della rampa serale rispetto all'anno precedente. Questo fenomeno è invece già riscontrabile osservando il profilo del

⁴⁷ Il consumo residuo è dato dalla differenza tra i valori a consuntivo dei prelievi totali e la somma delle quantità di energia immesse in rete da impianti eolici e fotovoltaici rilevanti e della generazione distribuita.

consumo residuo nei soli giorni festivi. La rampa serale nei giorni festivi del mese di giugno è più ripida rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. La distanza tra il valor minimo e massimo del consumo residuo tra le 17 e le 21 passa da circa 3 GW nel 2010 a circa 5 GW nel 2011

- nel mese di novembre 2011 si intensificano i fenomeni già osservati per i giorni festivi e feriali del mese di giugno. La distanza tra il valor minimo e massimo del consumo residuo tra le 15 e le 20 dei giorni festivi passa da circa 5 GW nel 2010 a circa 8 GW nel 2011. A ciò va aggiunto che la rapida riduzione di produzione fotovoltaica nelle ore del tramonto (pre-serali) sommata alla normale crescita dei consumi che precede la punta di fabbisogno serale ha prodotto un incremento della rampa serale anche per quanto concerne i giorni feriali. La distanza tra il valor minimo e massimo del consumo residuo tra le 15 e le 18 passa da circa 5 GW nel 2010 a circa 7 GW nel 2011.

Figura 13: Consumo e consumo residuo medio orario nella macrozona Continente nei giorni feriali e festivi dei mesi di giugno 2010 e 2011

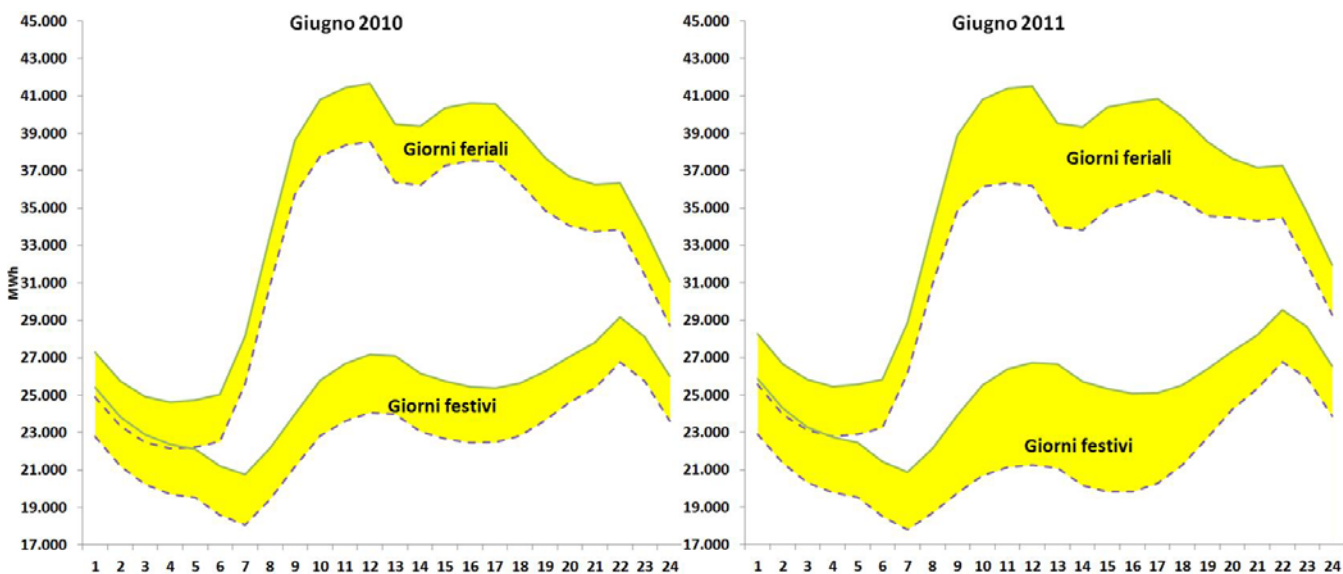
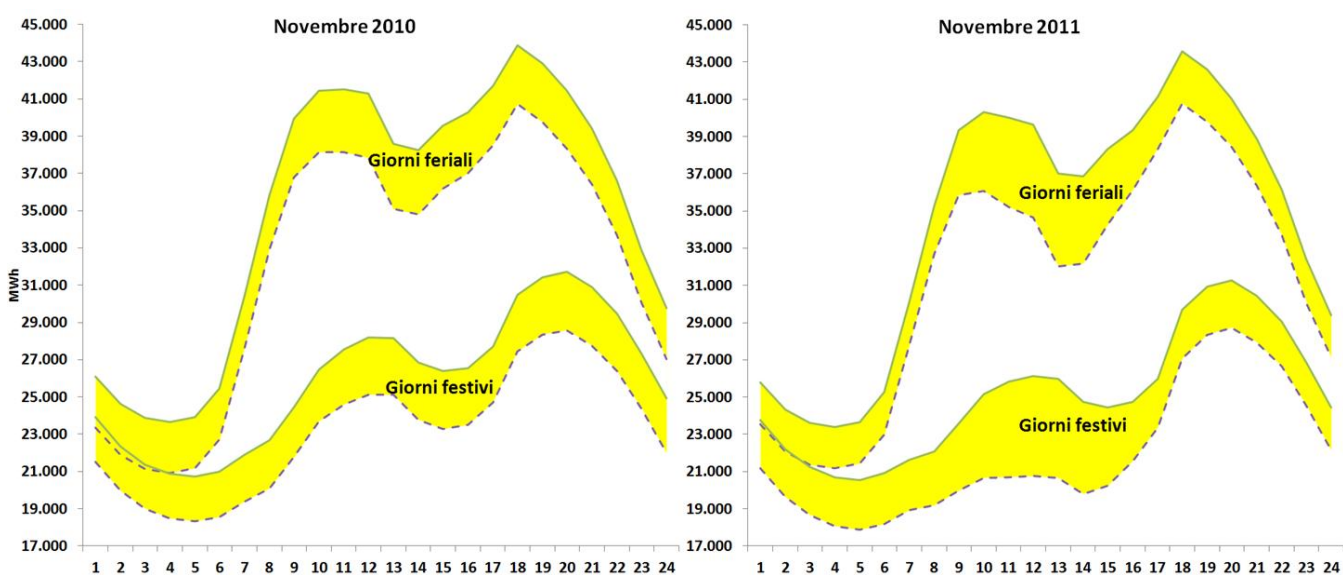


Figura 14: Consumo e consumo residuo medio oraria nella macrozona Continente nei giorni feriali e festivi dei mesi di novembre 2010 e 2011



Come già evidenziato dall'Autorità nella segnalazione PAS 21/11, per fronteggiare efficacemente la crescente volatilità della produzione fotovoltaica e per inseguire le rampe (serale e mattutina) è verosimile attendersi un maggiore utilizzo di riserva rapida, ovvero di riserva secondaria e di riserva

pronta. In tali condizioni, infatti, il bilanciamento in tempo reale richiede la necessità di azioni rapide realizzate su impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e limitati vincoli di permanenza in servizio. Di seguito si fornisce un'analisi dell'utilizzo della riserva secondaria e della riserva pronta nel corso del 2011.

Riserva Secondaria

La riserva secondaria ha la finalità di ripristinare gli scarti di frequenza in modo da garantire gli scambi programmati di energia elettrica con i sistemi elettrici interconnessi al sistema elettrico nazionale. Rispetto al 2010, il fabbisogno di riserva secondaria sul Continente è aumentato soprattutto nelle ore mattutine (5-9) dei giorni feriali (+63%). L'aumento del fabbisogno di riserva secondaria è principalmente dovuto alla necessità di garantire gli scambi programmati alle frontiere durante la rampa mattutina. L'esigenza di evitare scarti di frequenza durante le suddette ore è condivisa a livello europeo. Nel corso del 2012 è possibile attendersi un incremento del fabbisogno di riserva secondaria nelle ore serali, dovuto al progressivo aumento della capacità fotovoltaica installata sia in Italia che nel resto d'Europa.

Nel 2011 è stato modificato l'algoritmo di determinazione dei programmi quartorari (vedi Allegato A25 codice di rete) con lo scopo di migliorare il raccordo tra i profili di immissione nelle diverse ore della giornata. È plausibile che l'introduzione della suddetta modifica permetta a Terna di contenere il fabbisogno di riserva secondaria. Tuttavia, il nuovo algoritmo di determinazione dei programmi quartorari continua a non prevedere un adeguato raccordo tra l'ultima ora della giornata e la prima ora della giornata successiva, determinando, in queste ore, un possibile aumento del fabbisogno di riserva secondaria nel 2012.

Nella Figura 15 e nella Figura 16 è raffigurato l'andamento della media oraria del fabbisogno e dell'utilizzo della riserva secondaria nel Continente nei mesi di giugno 2010 e 2011 rispettivamente per i soli giorni feriali e per i soli giorni festivi. Rispetto al 2010 il fabbisogno di riserva secondaria aumenta nelle ore mattutine solo nei giorni feriali e la riserva secondaria viene utilizzata prevalentemente a scendere durante la rampa mattutina, indicando una situazione di esubero di produzione nella maggior parte delle ore. Nei giorni festivi l'aumento del fabbisogno è più contenuto. Nel mese di novembre la situazione sembra subire alcune variazioni rispetto al mese di giugno, soprattutto per quel che concerne i giorni festivi. La Figura 17 mostra come il fabbisogno di riserva secondaria nei giorni feriali del mese di novembre sia identico a quello del mese di giugno, sebbene l'utilizzo della riserva sia aumentata. Nei giorni festivi di novembre il profilo del fabbisogno di riserva secondaria è diverso sia rispetto a quello di giugno dello stesso anno sia rispetto a quello di novembre 2010. In particolare, si verifica un aumento del fabbisogno in corrispondenza delle ore pre-serali.

Figura 15: Media oraria del fabbisogno di riserva secondaria e delle quantità accettate a salire e scendere nel Continente (Giorni feriali)

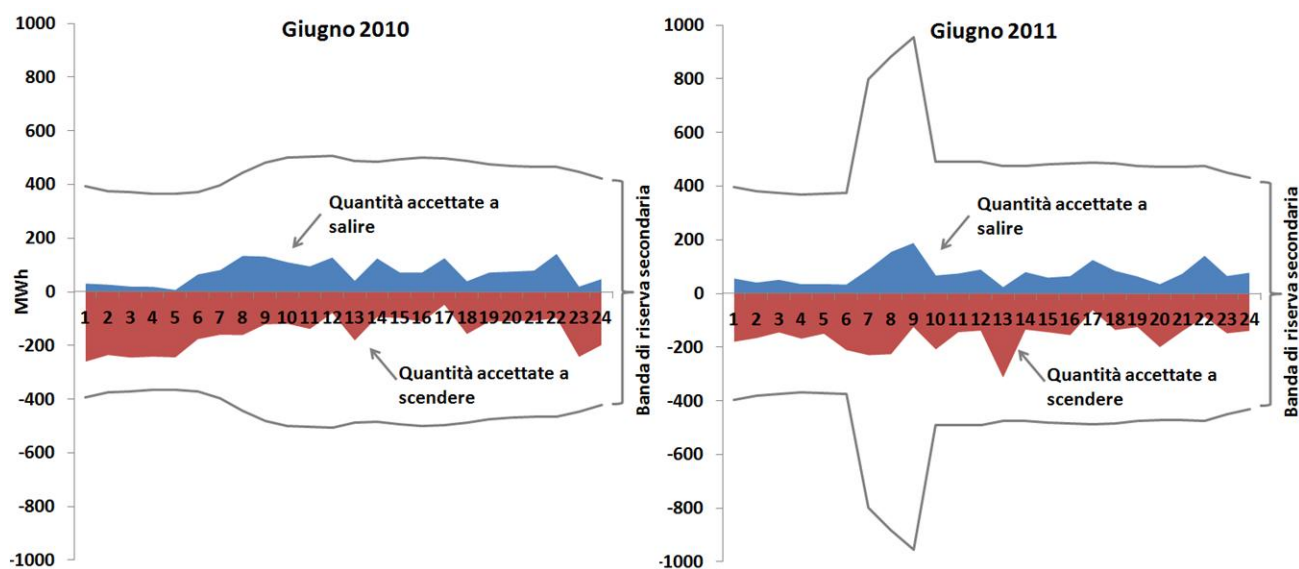


Figura 16: Media oraria del fabbisogno di riserva secondaria e delle quantità accettate a salire e scendere nel Continente (Giorni festivi)

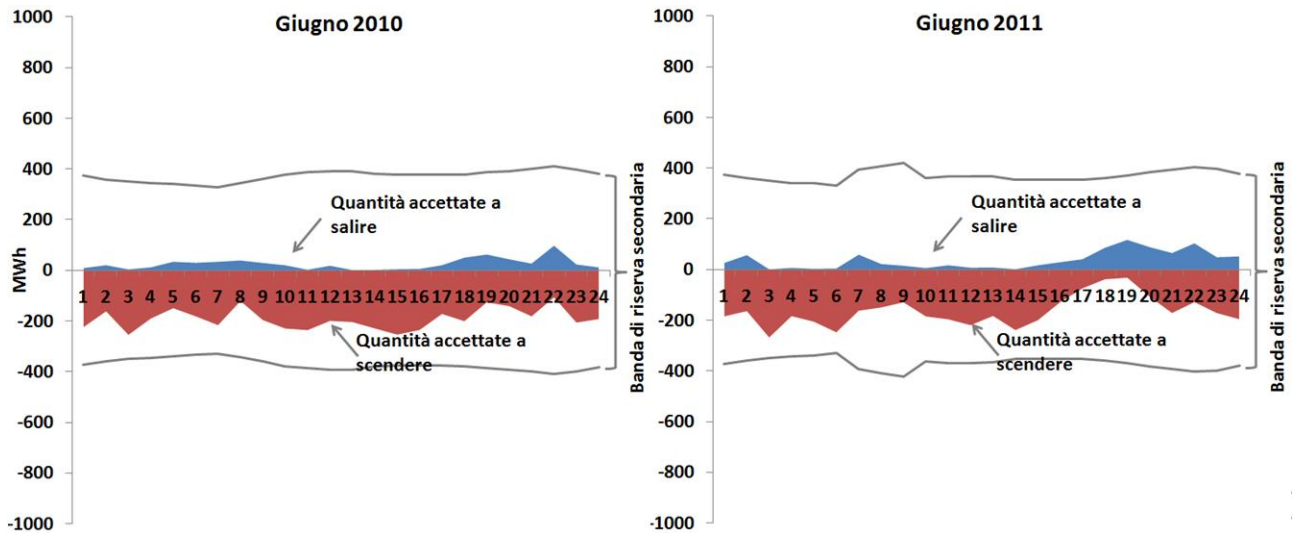


Figura 17: Media oraria del fabbisogno di riserva secondaria e delle quantità accettate a salire e scendere nel Continente (Giorni feriali)

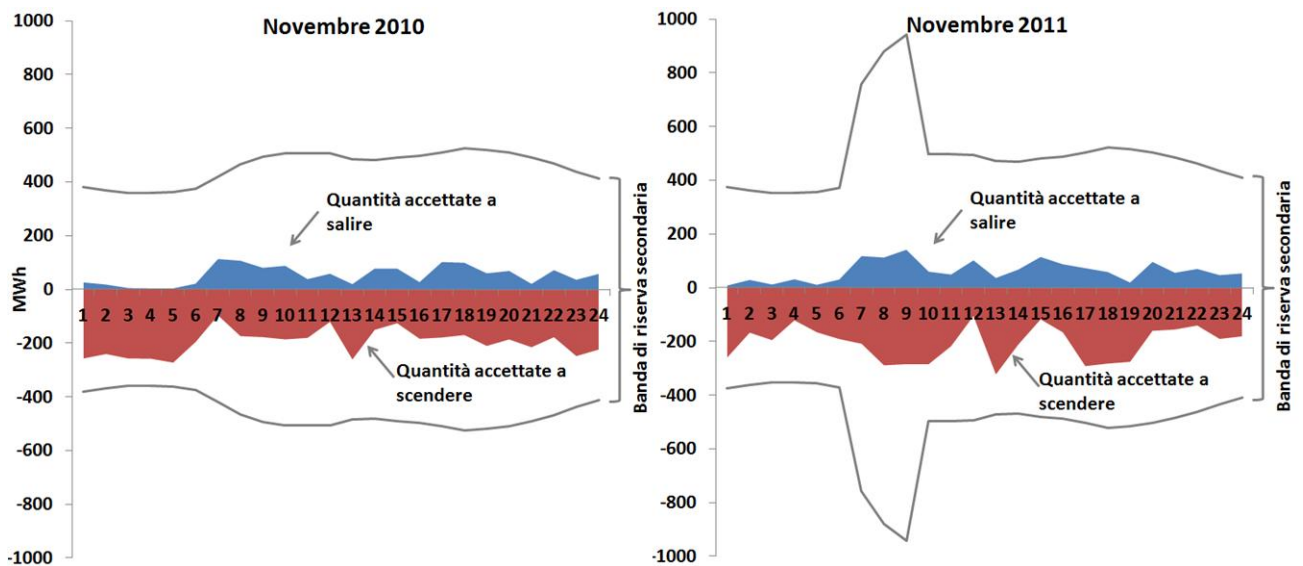
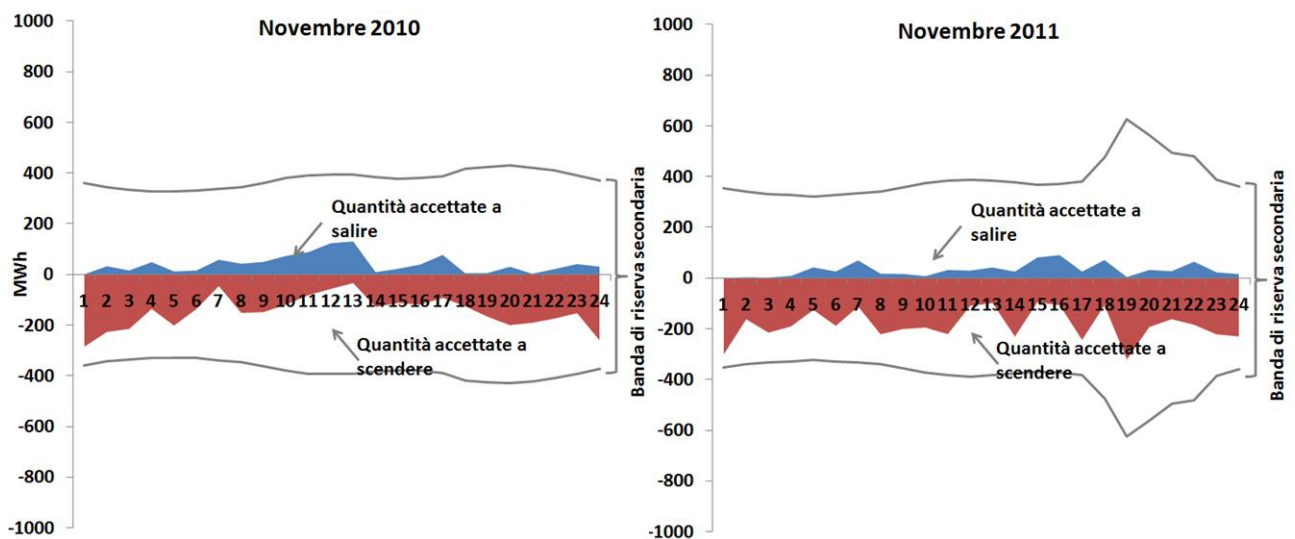


Figura 18: Media oraria del fabbisogno di riserva secondaria e delle quantità accettate a salire e scendere nel Continente (Giorni festivi)



Riserva Pronta (Pompaggi)

L'analisi dei programmi orari definiti a valle dell'ultima fase del mercato elettrico (MB) (di seguito: programma vincolante modificato e corretto) conferma una variazione dell'utilizzo dei pompaggi nel corso del 2011 rispetto all'anno precedente. Tale variazione è risultata più marcata negli ultimi mesi dell'anno. Le figure di seguito riportate mostrano il confronto tra l'andamento nel 2010 e nel 2011 della media oraria dei programmi vincolanti modificati e corretti del pompaggio di Presenzano per la zona Centro Sud e dell'aggregato dei pompaggi di Edolo, Roncovalgrande e Etqchiotas per la zona Nord. Sono stati inseriti nel rapporto i grafici relativi ai soli giorni feriali e ai soli giorni festivi dei mesi di giugno e novembre in modo da valutare l'impatto della massiccia penetrazione del fotovoltaico avvenuta nel corso degli ultimi mesi del 2011. Gli aspetti che si possono cogliere osservando le figure sono:

- per quanto concerne i giorni feriali:
 - un aumento dell'utilizzo in produzione nelle ore serali del mese di novembre 2011 per l'impianto di Presenzano, presumibilmente legato alla necessità di bilanciare rapidamente il carico nel momento in cui cessa la produzione fotovoltaica;
 - una forte riduzione della produzione nelle ore centrali della giornata per entrambe gli impianti, presumibilmente legato alla riduzione del carico residuo per effetto della crescente penetrazione delle rinnovabili;
 - una riduzione dell'utilizzo in assorbimento (consumo) nelle ore notturne per i pompaggi della zona Nord;
- per quanto concerne i giorni festivi:
 - un aumento dell'utilizzo in produzione nelle ore serali nel mese di novembre 2011 sia per Presenzano che per i pompaggi della zona Nord;
 - un aumento dell'utilizzo in assorbimento (consumo) nelle ore centrali della giornata (fenomeno assente per Presenzano nel 2010), legato alla necessità di mantenere il minimo tecnico degli impianti termoelettrici non solo nelle ore notturne, ma anche nelle ore centrali in cui una buona parte del carico è soddisfatta dalle rinnovabili;
 - una riduzione dell'utilizzo in assorbimento (consumo) nelle ore notturne per i pompaggi della zona Nord.

Figura 19: Media oraria del programma vincolante modificato e corretto del pompaggio di Presenzano nei giorni feriali dei mesi di giugno e novembre (2010 vs 2011)

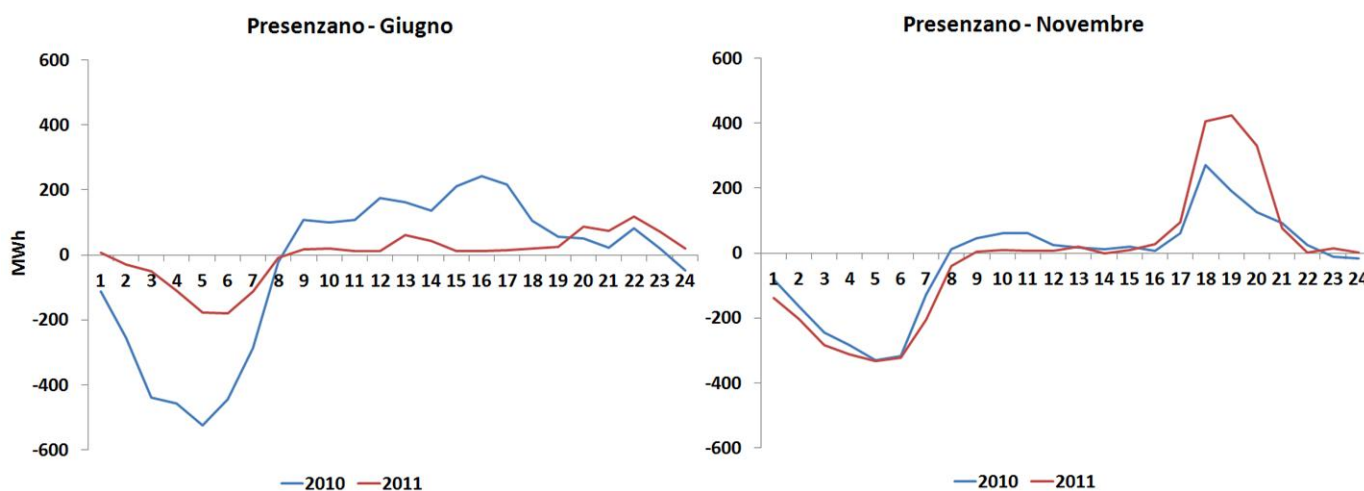


Figura 20: Media oraria programma vincolante modificato e corretto aggregato per i maggiori pompaggi della zona Nord nei giorni feriali dei mesi di giugno e novembre (2010 vs 2011)

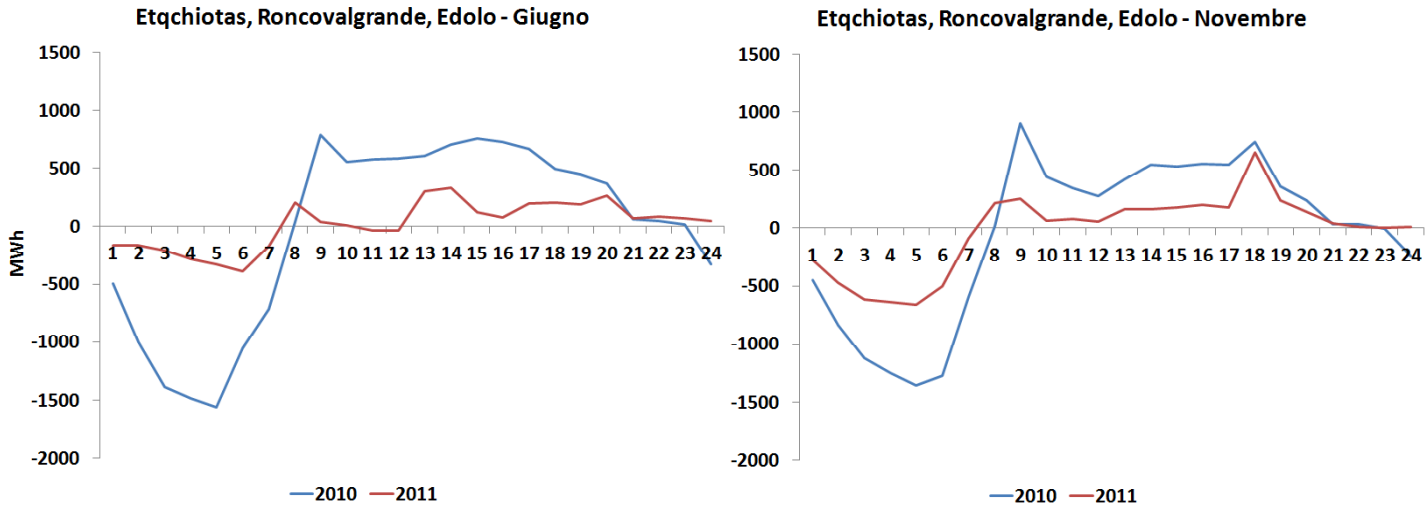


Figura 21: Media oraria del programma vincolante modificato e corretto del pompaggio di Presenzano nei giorni festivi dei mesi di giugno e novembre (2010 vs 2011)

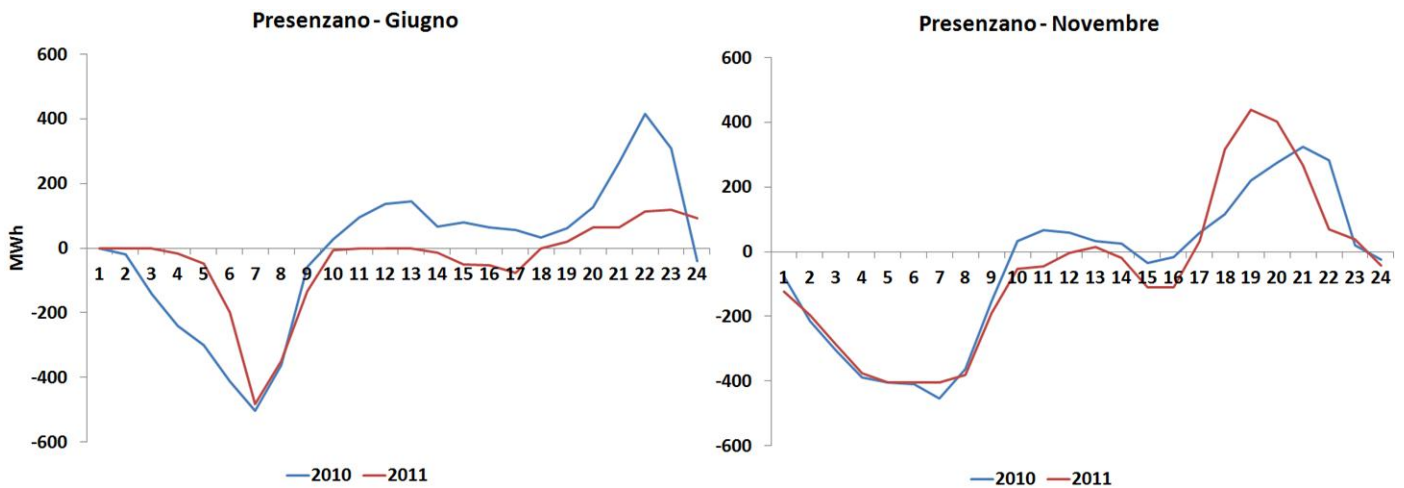
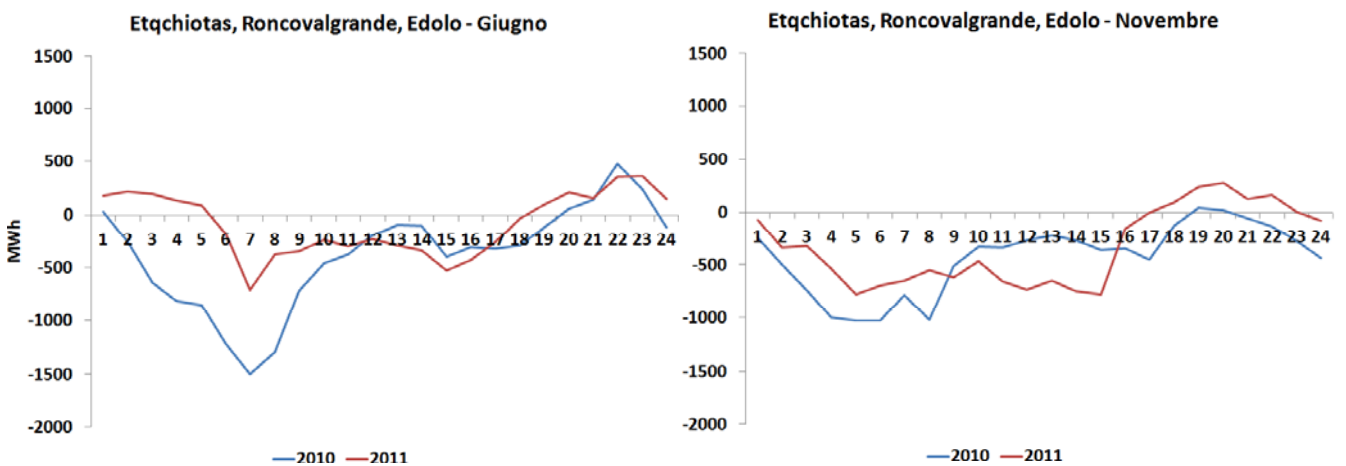


Figura 22: Media oraria del programma vincolante modificato e corretto aggregato per i maggiori pompaggi della zona Nord nei giorni festivi dei mesi di giugno e novembre (2010 vs 2011)



Il fabbisogno di riserva pronta riflette l'andamento del fabbisogno di riserva secondaria. La riserva pronta è, infatti, utilizzata anzitutto per ripristinare rapidamente i margini di regolazione secondaria specie nelle rampe di presa di carico. La Figura 23 e la Figura 24 mostrano il confronto tra 2010 e 2011 del fabbisogno di riserva pronta e delle quantità medie orarie movimentate da Terna

nell'ambito dell'attività di dispacciamento nei giorni feriali dei mesi di giugno e novembre nella zona Centro Sud. Il fabbisogno di riserva pronta a salire e a scendere riflette l'andamento del fabbisogno di riserva secondaria illustrato in precedenza. In linea con quanto accaduto al fabbisogno di riserva secondaria, si registra un aumento del fabbisogno di riserva pronta durante le ore mattutine. Si osserva, inoltre, una maggior movimentazione dei pompaggi nel tempo reale, soprattutto a salire nel mese di novembre. Ciò conferma la crescente esigenza da parte di Terna di aggiustare i programmi degli impianti di pompaggio definiti in esito all'ultima sessione del mercato infragiornaliero. Questo appare particolarmente evidente nelle ore serali, in cui le movimentazioni a salire dei pompaggi superano spesso il fabbisogno complessivo di riserva pronta. La stessa analisi per i soli giorni festivi è riportata nella Figura 25 e nella Figura 26. Lo stesso fenomeno è evidente per i pompaggi della zona Nord (vedi Appendice C).

L'elevata flessibilità garantita dai pompaggi li rende una risorsa particolarmente "pregiata". Per questo motivo, essi sono solitamente utilizzati per fornire prestazioni caratterizzate da tempi di reazione molto contenuti che altre tipologie di impianti non sono in grado di offrire. Tuttavia, come si evince dal grafico sottostante, i pompaggi sono stati utilizzati da Terna in eccesso rispetto al fabbisogno di riserva pronta. Non è, tuttavia, semplice distinguere quando il pompaggio è usato per fornire riserva pronta o di sostituzione. Il fenomeno illustrato nelle figure seguenti potrebbe essere dovuto a due fattori:

- la sottostima da parte di Terna del fabbisogno di riserva pronta dovuto alla non adeguata valorizzazione dell'aleatorietà della produzione fotovoltaica, in tal caso l'utilizzo dei pompaggi sarebbe coerente con le caratteristiche tecniche degli stessi;
- **Omissis.**

Figura 23: Media oraria del fabbisogno di riserva pronta e delle quantità accettate a salire e scendere nel MSD da UP abilitate a fornire riserva pronta nei giorni feriali del mese di giugno nella zona Centro Sud (2010 vs 2011)

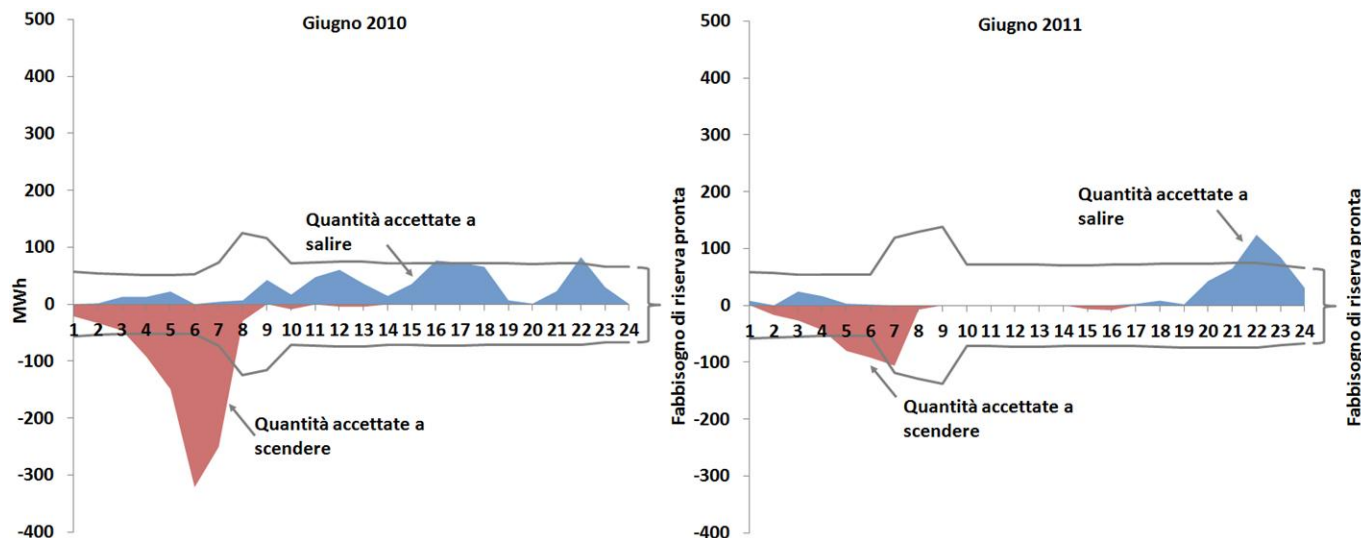


Figura 24: Media oraria del fabbisogno di riserva pronta e delle quantità accettate a salire e scendere nel MSD da UP abilitate a fornire riserva pronta nei giorni feriali del mese di novembre nella zona Centro Sud (2010 vs 2011)

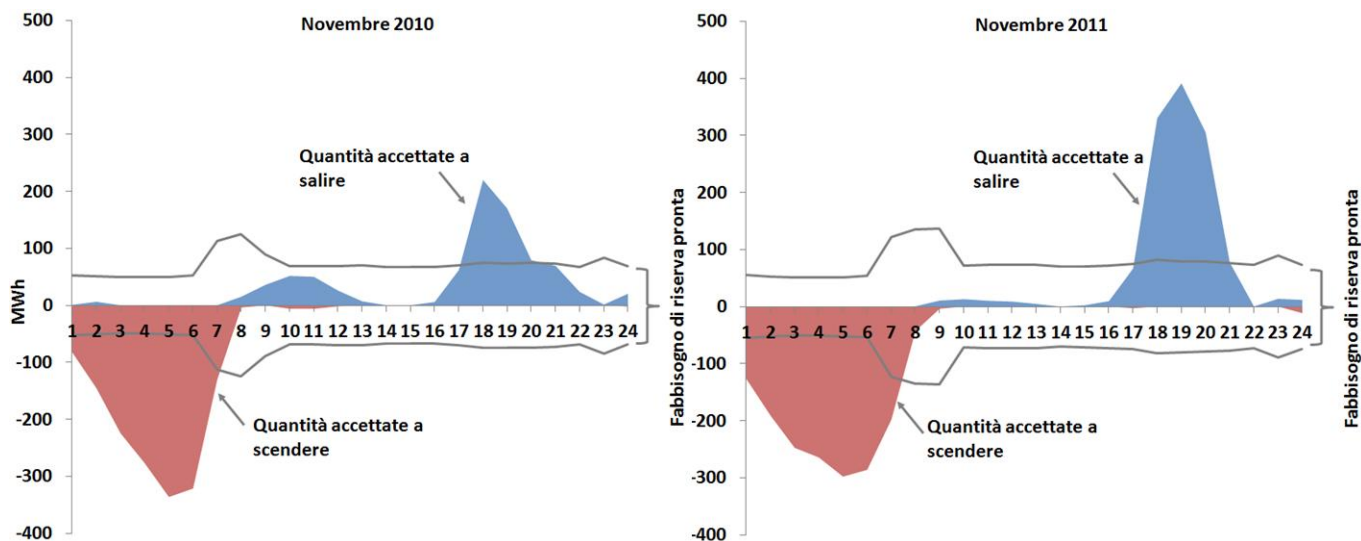


Figura 25: Media oraria del fabbisogno di riserva pronta e delle quantità accettate a salire e scendere nel MSD da UP abilitate a fornire riserva pronta nei giorni festivi del mese di giugno nella zona Centro Sud (2010 vs 2011)

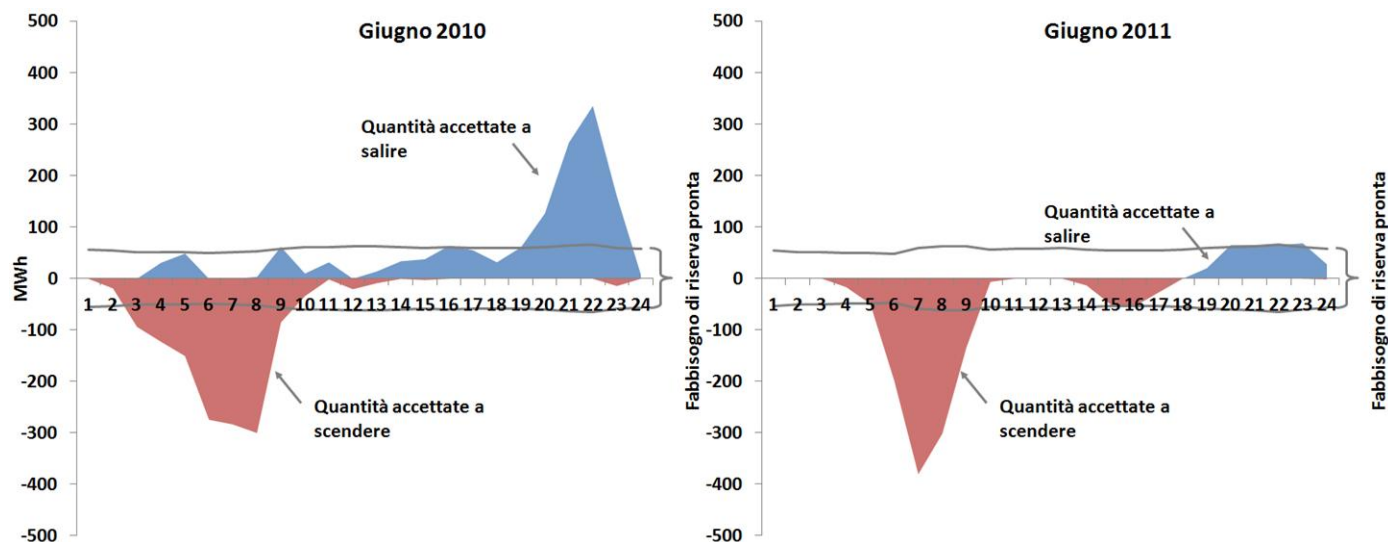
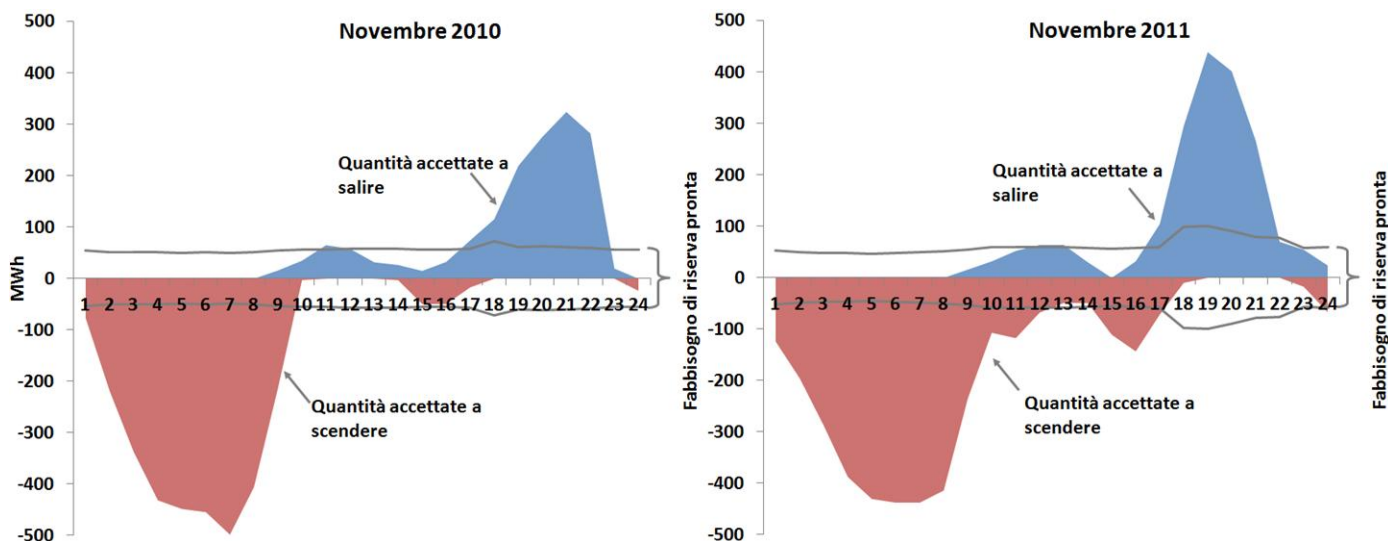


Figura 26: Media oraria del fabbisogno di riserva pronta e delle quantità accettate a salire e scendere nel MSD da UP abilitate a fornire riserva pronta nei giorni festivi del mese di novembre nella zona Centro Sud (2010 vs 2011)



Per attenuare le problematiche sopra evidenziate, l’Autorità, con la deliberazione ARG/elt 160/11, ha avviato un procedimento di revisione della disciplina del dispacciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili al fine di favorirne l’integrazione nel mercato. In particolare, l’Autorità intende introdurre, nel breve termine, una serie di correzioni all’attuale architettura del mercato elettrico volte a meglio adattare l’attuale disegno di mercato alle nuove esigenze poste dalle fonti rinnovabili non programmabili.

9. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA A TERMINE

Lo sviluppo dei mercati regolamentati a termine è uno degli obiettivi della Legge n. 2/09. Per tale finalità il GME ha modificato la propria disciplina, prevedendo l'introduzione di prodotti a termine con periodi di consegna mensili, trimestrali e annuali con profilo *baseload* e *peakload* negoziabili nel mercato a termine fisico (MTE), in conformità agli indirizzi e direttive del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009.

Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un mercato a pronti (o mercato spot) caratterizzato da un'elevata liquidità, i mercati regolamentati a termine sono, ancor oggi, a più di 7 anni dall'avvio della Borsa dell'energia, caratterizzati da una bassa liquidità. Un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo su mercati a termine non regolamentati (OTC). Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, in considerazione dell'impossibilità per i consumatori di disporre di informazioni adeguate in fase di negoziazione di contratti bilaterali. Le ragioni alla base del mancato sviluppo dei mercati a termine regolamentati potrebbero essere riconducibili sia alla limitata flessibilità degli strumenti finanziari disponibili sui mercati regolamentati, sia al fatto che le garanzie finanziarie richieste per accedere a questi mercati sono percepite dagli operatori come troppo onerose rispetto alle garanzie richieste per le negoziazioni OTC. Gli operatori, infatti, non sempre possiedono tutte le informazioni rilevanti al fine di valutare i maggiori rischi derivanti da transazioni OTC. In particolare, a differenza dei mercati a termine regolamentati, dove la controparte di tutti gli scambi è la borsa stessa (che riveste il ruolo di controparte centrale), le transazioni sui mercati OTC potrebbero non internalizzare l'esternalità negativa derivante dal possibile fallimento a cascata di più operatori, compresa la propria specifica controparte.⁴⁸ L'Autorità intende approfondire maggiormente le ragioni alla base del mancato sviluppo dei mercati regolamentati, partendo da una comparazione delle caratteristiche presenti nel nostro mercato rispetto a mercati a termine regolamentati che presentano maggiore liquidità (e.g. NordPool).

L'Autorità ritiene che lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo sia un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e quindi la concorrenza nel mercato all'ingrosso, in quanto tali mercati consentirebbero di fornire sia segnali di prezzo che possibilità di copertura rispetto ai rischi delle future evoluzioni del mercato spot.

Per stimare con buona approssimazione la liquidità dei mercati a termine in Italia è necessario analizzare i volumi dei contratti comunicati dagli operatori rilevanti⁴⁹ sulla Piattaforma Dati Esterni (PDE) predisposta da GME in attuazione della deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008 ARG/elt 115/08 (Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento).

Al 31 dicembre 2011, i volumi con consegna nel 2011 afferenti a contratti a termine di qualsiasi durata (pluriennali, annuali, trimestrali, mensili etc.) e profilo (*baseload*, *peakload* etc.) ammontavano a circa 409 TWh. Trattasi eminentemente di contratti *forward* (71%) o *swap* (12%) a prezzo fisso e in misura minore di contratti *forward* (8%) a prezzo indicizzato o di contratti *future* a prezzo fisso (4%). Circa l'89% delle transazioni sono avvenute attraverso contrattazione bilaterale (OTC); di queste il 32% è avvenuta senza intermediazione, mentre il 57% si è avvalsa dell'intermediazione di piattaforme di *broking* (tra cui le principali 4 sono: TFS, GFI, *Tullet Prebon* e ICAP). Solo l'11% delle transazioni sono state, invece, negoziate su piattaforme di mercato regolamentate (MTE 2% e IDEX 9%).

Al 31 dicembre 2011, i volumi con consegna nel 2012 afferenti a contratti a termine di qualsiasi durata e profilo ammontavano a circa 347 TWh. Trattasi eminentemente di contratti *forward* (70%) o *swap* (16%) a prezzo fisso e in misura minore di contratti *forward* (5%) a prezzo indicizzato o di contratti *future* a prezzo fisso (4%).

⁴⁸ 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.

⁴⁹ Operatori con immissioni o prelievi a programma non inferiori a 3 TWh o capacità di produzione non inferiore a 400 MW.

Tabella 20: quote percentuali dei volumi scambiati di contratti a termine con consegna 2011.

Flessibile*	no	no	sì	sì	
Indicizzato**	no	sì	no	sì	
Struttura	Quantità (%)	Quantità (%)	Q. ExPost (%)	Q. ExPost (%)	Totale
forward	71%	5%	0%	3%	79%
swap	12%	0%	0%	0%	12%
future	4%	0%	0%	0%	4%
opzione	0%	0%	0%	0%	0%
altro	4%	1%	0%	0%	4%
Totale	91%	6%	0%	3%	100%

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

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

Tabella 21: rilevanza delle sedi di negoziazione dei contratti con consegna 2011 non indicizzati e non flessibili.

	Quantità (TWh)	Quantità (%)
OTC	128	32%
Piattaforme di Broking	225	57%
MTE	8	2%
IDEX	35	9%
Totale	395	100%

Tabella 22: quote percentuali dei volumi scambiati di contratti a termine con consegna 2012.

Flessibile	no	no	sì	sì	
Indicizzato	no	sì	no	sì	
Struttura	Quantità (%)	Quantità (%)	Q. ExPost (%)	Q. ExPost (%)	Totale
forward	70%	5%	0%	0%	75%
swap	16%	2%	0%	0%	17%
future	4%	0%	0%	0%	4%
opzione	0%	0%	0%	0%	0%
altro	3%	1%	0%	0%	4%
Totale	92%	8%	0%	0%	100%

Esaminando i soli contratti a termine a prezzo fisso con durata annua e profili di consegna *baseload* o *peakload* identici a quelli dei contratti standard negoziati su MTE, è possibile offrire una sintesi sulle fluttuazioni nel corso del 2010 dei prezzi dei contratti annuali con consegna 2011 e sulle fluttuazioni nel corso del 2011 dei prezzi dei contratti annuali con consegna 2012.

Il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *baseload* 2011 stipulati nei diversi mesi del 2010 ha oscillato fra 65,8 €/MWh e 72,5 €/MWh mentre il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *peakload* 2011 stipulati nei diversi mesi del 2010 ha oscillato fra 78,5 €/MWh e 89,6 €/MWh. Nei vari mesi del 2011, il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *baseload* 2012 ha oscillato fra 70,9 €/MWh e 76,8 €/MWh mentre il prezzo medio ponderato sulle quantità negoziate nel mese dei contratti annuali *peakload* 2012 oscillava fra 82,5 €/MWh e 86,9 €/MWh. Si osserva, quindi, un incremento dei prezzi medi ponderati dei contratti annuali *baseload* 2012 rispetto agli annuali *baseload* 2011 e viceversa una riduzione dei prezzi medi ponderati dei contratti annuali *peakload* 2012 rispetto agli annuali *peakload* 2011.

Tabella 23: Prezzo minimo massimo e medio dei prodotti baseload e peakload con consegna nel 2011 e 2012.

	2010 con consegna 2011		2011 con consegna 2012	
	<i>Baseload (€/MWh)</i>	<i>Peakload (€/MWh)</i>	<i>Baseload (€/MWh)</i>	<i>Peakload (€/MWh)</i>
min	65,8	78,5	70,8	82,5
max	72,5	89,6	76,8	86,9
media	69,0	84,7	73,9	84,0

10. MARKET COUPLING ITALIA-SLOVENIA

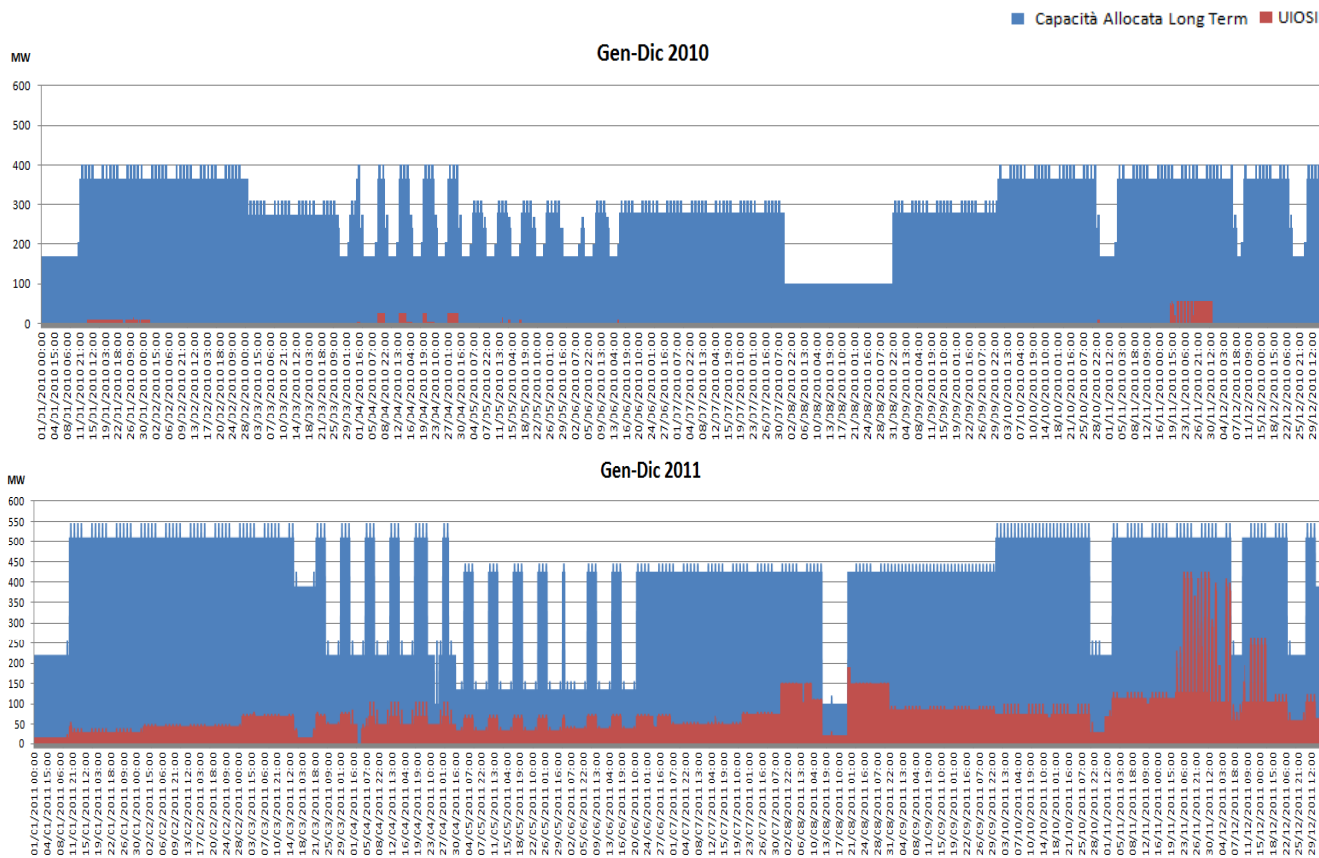
A partire dal 1 gennaio 2011 la capacità di trasporto sull'interconnessione Italia-Slovenia resa disponibile dai TSO è assegnata come segue:

- una parte viene assegnata tramite aste esplicite annuali e mensili a cui è applicata una clausola di tipo Use-it-or-sell-it (UIOSI);
- la restante parte viene allocata su base oraria attraverso aste implicite (cd. *market coupling*);
- alla parte della capacità assegnata tramite aste esplicite annuali e mensili non nominata viene applicata la clausola di UIOSI e riallocata attraverso il meccanismo di *market coupling*.

La Figura 27 sottostante mostra un sensibile aumento, nel 2011 rispetto al 2010, della capacità oraria contrattualizzata annualmente e mensilmente tramite aste esplicite che, non essendo nominata, è stata riallocata per effetto della clausola di UIOSI vigente.

Nell'anno 2010 solo 13,2 MW medi orari sono stati riallocati tramite aste esplicite a breve termine, mentre nel 2011 la capacità di interconnessione riallocata su base giornaliera, attraverso il meccanismo di *market coupling* appena introdotto, è salita ad una media oraria di 81,3 MW.

Figura 27: Capacità allocata tramite contratti di lungo termine e Use-it-or-sell-it (UIOSI) - (2010 vs 2011)

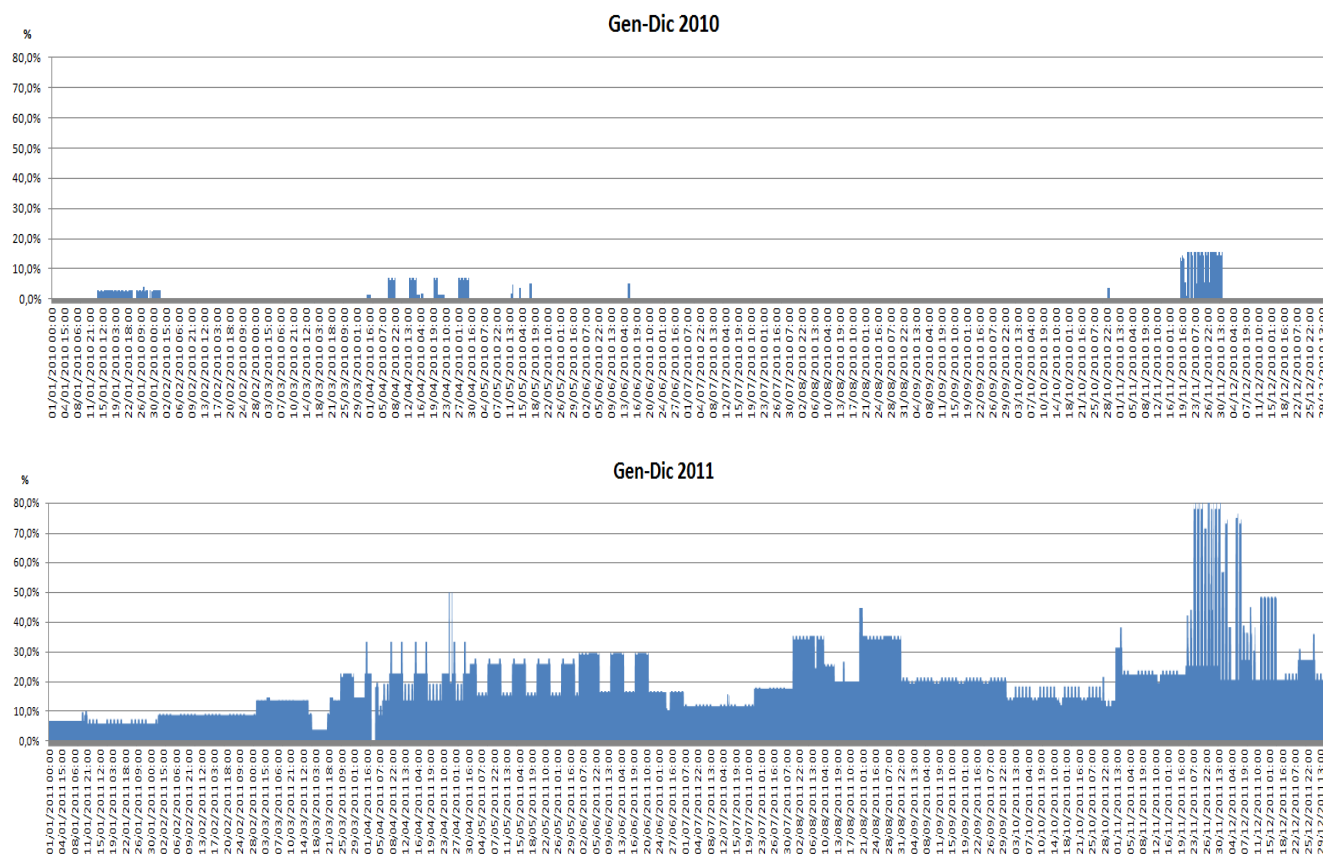


L'incremento della capacità di interconnessione assegnata a breve termine nel 2011 è dovuto principalmente all'introduzione del meccanismo di *market coupling* che, a differenza delle aste esplicite giornaliere previste negli anni precedenti, favorisce la formazione di un più corretto segnale di prezzo delle congestioni. La Figura 28 sottostante mostra come in alcune ore del 2011 la percentuale di capacità di interconnessione riassegnata tramite asta implicita si è avvicinata all'80 per cento della capacità allocata con diritti a lungo termine, in netto aumento rispetto ai valori massimi registrati l'anno precedente (pari al 16 per cento circa). A ciò va aggiunto che, in media, nel corso del

2011 circa il 20 per cento della capacità transfrontaliera contrattualizzata a lungo termine è stata riallocata tramite asta implicita, in netto aumento rispetto allo 0,6 per cento del 2010.

Per i prossimi anni si prevede un progressivo aumento della quota parte di capacità assegnata con contratti a lungo termine a cui sarà applicata la clausola UIOSI. Di fatto, la coesistenza di diritti fisici sulla capacità di trasporto a lungo termine (*Physical Transmission Rights*) con clausola UIOSI e del *market coupling* utilizzato per l'allocazione della capacità nel breve termine, produce sugli operatori gli stessi incentivi economici che si avrebbero con l'introduzione di diritti finanziari sulla capacità di trasporto (*Financial Transmission Rights*). Gli operatori, infatti, non esercitando i propri *Physical Transmission Rights*, ricevono dai TSO - per effetto della clausola UIOSI - il differenziale di prezzo orario - se positivo - tra le due zone di mercato. Questo meccanismo, al pari dei *Financial Transmission Rights*, garantisce agli operatori piena copertura rispetto ai costi di congestione, consentendo loro di operare in modo più flessibile, direttamente sulle borse elettriche dei due paesi.

Figura 28: Percentuale di capacità riassegnata per effetto della clausola di UIOSI sul totale della capacità contrattualizzata annualmente e mensilmente - (2010 vs 2011)

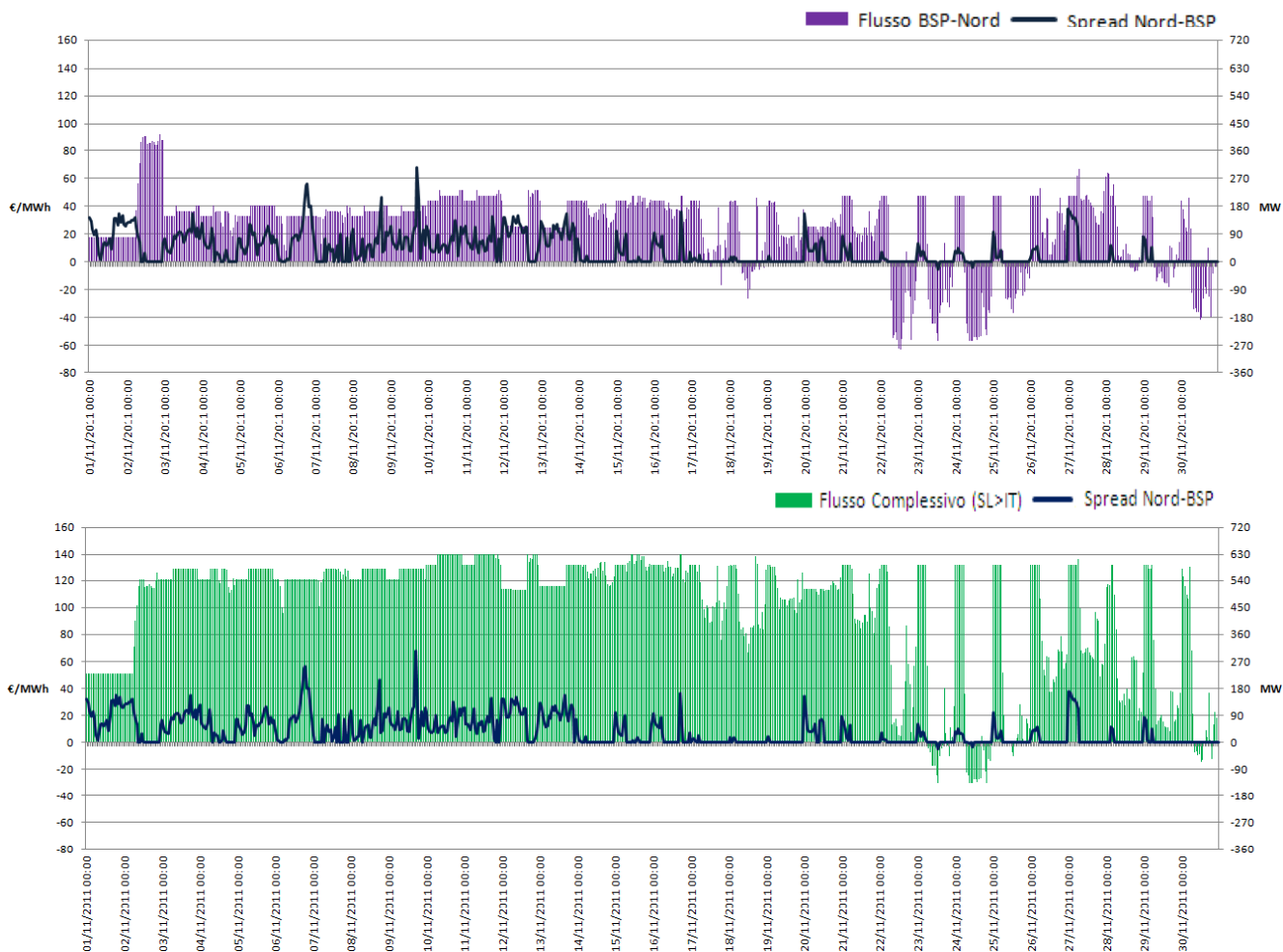


Nel 2011 il numero di ore in cui i mercati del giorno prima italiano (Zona Nord) e sloveno (BSP) hanno presentato gli stessi prezzi - ovvero le ore dell'anno in cui la congestione sulla rete di interconnessione è stata nulla - è stata pari al 20 per cento. A eccezione di sole tre ore con prezzi italiani inferiori a quelli sloveni, nella maggior parte del 2011 si è registrata congestione in import verso l'Italia. Nel 2011 il differenziale medio dei prezzi tra la Zona Nord e BSP è stato di circa 13 €/MWh. Coerentemente con i differenziali di prezzo tra le due frontiere, il *market coupling* ha determinato il flusso di energia nel 96,7% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 3,3% in export verso la Slovenia.

Come si evince dalla Figura 29 sottostante, il *market coupling*, a differenza delle aste esplicite a lungo termine, garantisce un uso più efficiente della capacità di interconnessione. La parte superiore della figura mostra come la capacità assegnata tramite *market coupling* sia stata utilizzata sia in import verso l'Italia - nelle ore in cui differenziale di prezzo tra la Zona Nord e BSP è stato positivo o nullo - che in export verso la Slovenia - nelle ore in cui il differenziale di prezzo tra la Zona Nord e BSP è stato negativo o nullo. Al contrario, la capacità di interconnessione allocata in asta esplicita è

risultata impiegata interamente in import verso l'Italia. Questo, come si nota osservando la parte inferiore della Figura 29 ha determinato un utilizzo potenzialmente inefficiente della capacità di interconnessione. Ad esempio, nelle tre ore in cui il prezzo sulla borsa italiana è stato inferiore a quello sloveno, il flusso di energia in export verso la Slovenia, risultante dall'applicazione del meccanismo di *market coupling* (255 MW) è risultato quasi doppio rispetto al flusso effettivo (135 MW), per effetto dell'utilizzo di capacità di interconnessione in import verso l'Italia assegnata a lungo termine.

Figura 29: Flusso di energia Slovenia-Italia e BSP-NORD e andamento del differenziale di prezzo Zona Nord – BSP (Spread Nord-BSP) nel mese di novembre 2011.



11. CONCLUSIONI

L'anno 2011 è stato un anno di transizione nell'arco del quale la composizione tecnologica del parco elettrico è progressivamente e sensibilmente mutata principalmente per effetto della crescita eccezionale della generazione fotovoltaica. Gli effetti sul sistema elettrico dell'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili si sono manifestati gradualmente nell'arco dell'anno divenendo evidenti e incisivi, anche da un punto di vista quantitativo, soprattutto nell'ultimo quadrimestre del 2011. Questo rapporto è stato quindi redatto in modo da fornire tempestivamente una descrizione quanto più accurata possibile dei mutamenti in atto.

L'integrazione della generazione fotovoltaica ha provocato anzitutto una accentuata variazione del profilo di consumo residuo orario nell'arco della giornata (ossia la differenza tra i valori a consuntivo dei prelievi totali e i valori a consuntivo delle immissioni totali da impianti eolici e fotovoltaici rilevanti e da generazione distribuita) che ha originato sia nei giorni festivi che nei giorni feriali una rampa di presa di carico pre-serale quasi altrettanto ripida di quella mattutina dei giorni feriali nonché una forte riduzione dei consumi residui nelle ore diurne specialmente dei giorni festivi.

Ciò ha avuto degli evidenti riverberi sia su MGP che su MSD.

Su MGP si è realizzato un forte incremento relativo dei prezzi delle ore pre-serali (17-21) e delle ore notturne (22-7) rispetto alle ore diurne (8-16).

Su MSD si è osservato un maggiore utilizzo di riserva secondaria e riserva pronta. L'esame delle quantità accettate su MSD nonché dei profili dei programmi orari di produzione o consumo in esito a MB degli impianti di produzione e pompaggio testimonia il differente e maggiore utilizzo di tali impianti rispetto al 2010 per bilanciare gli effetti delle immissioni da impianti eolici e fotovoltaici: in particolare, per sostenere la domanda nelle ore diurne dei giorni festivi e per inseguire la ripida rampa di presa di carico pre-serale. Peraltro, l'effetto dell'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili risulta sottostimato dal fatto che Terna sta progressivamente affinando le metodologie di calcolo dei fabbisogni di riserva secondaria, di riserva pronta e di riserva di sostituzione per tenere adeguatamente conto delle maggiori esigenze di tali servizi causate dal peso crescente delle suddette fonti. E' quindi probabile che parte dell'incremento dei prezzi a salire registrati su MSD, unitamente all'ampliamento dei differenziali fra prezzi a salire e prezzi a scendere, sia stato originato in parte dall'incremento dei costi di produzione e in parte dal maggiore utilizzo di servizi di riserva rapida.

Sotto il profilo della concorrenza, per effetto dell'incremento delle immissioni degli impianti fotovoltaici e del loro caratteristico profilo, si è coerentemente assistito a una concentrazione della pivotalità (potere di mercato unilaterale) dei principali operatori sul fabbisogno di potenza rispetto al fabbisogno di energia e nelle ore pre-serali rispetto alle restanti ore. Geograficamente la situazione delle Isole appare migliorata per due differenti motivi: in Sardegna a causa dell'entrata in piena operatività del SAPEI che ha ridotto significativamente la pivotalità dei due principali operatori dell'isola (ENEL ed EON); in Sicilia per effetto dell'estesa applicazione della disciplina degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema che ha sterilizzato in larga misura l'incentivo all'esercizio del potere di mercato dei due principali operatori (ENEL ed EDIPOWER).

Il 2012 sarà un anno fondamentale per le analisi di monitoraggio in quanto, accanto ai costi già pienamente intelligibili indotti dall'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico nazionale, dovranno esserne valutati gli eventuali benefici.