

# Servizi di flessibilità

## Sommario

1	Premessa .....	3
1.1	Contesto .....	3
1.2	Obiettivo del documento .....	4
1.3	Struttura del documento .....	4
2	Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico.....	4
2.1	Andamento della capacità installata da FRNP.....	4
2.2	Andamento della richiesta di energia elettrica .....	7
3	Utilizzazione servizi di dispacciamento .....	10
3.1	Energia approvvigionata.....	10
3.2	Impatto sullo stato di “commitment” delle unità di produzione termoelettriche .....	11
3.2.1	Produzione delle UP termoelettriche in esito a MSD ex-ante.....	11
3.2.2	Avviamenti delle UP termoelettriche in esito a MSD ex-ante.....	12
3.2.3	Spegnimenti delle UP termoelettriche in esito a MSD ex-ante.....	15
3.3	Utilizzo e approvvigionamento del servizio di riserva secondaria .....	19
3.4	Utilizzo del servizio di riserva terziaria .....	20
3.4.1	Quantità selezionate in MB .....	20
3.4.2	Quantità selezionate in MB sulle UP idroelettriche di produzione e pompaggio .....	23
3.4.3	Margini di riserva disponibili in tempo reale.....	24
4	Scenari Futuri.....	26
4.1	Scenari analizzati .....	26
4.2	Andamento della domanda di energia elettrica al netto della produzione da FRNP.....	27
4.2.1	Descrizione dell’andamento .....	27
4.2.2	Scenario di breve termine: andamento del fabbisogno residuo.....	29
4.2.3	Scenario di lungo termine: andamento del fabbisogno residuo .....	30
4.3	Approvvigionamento e utilizzo delle risorse di dispacciamento.....	32
4.3.1	Riserva Secondaria.....	32
4.3.2	Riserva Terziaria.....	33
4.3.3	Approvvigionamento della riserva .....	35
5	Servizi di flessibilità.....	41
5.1	Esigenze funzionali .....	41

5.2	Dati tecnici rilevanti delle unità di produzione .....	42
5.2.1	Tempo di avviamento .....	42
5.2.2	Tempo di permanenza in servizio.....	43
5.2.3	Gradiente di presa e rilascio di carico .....	46
5.3	Proposte .....	48
5.3.1	Prestazione di pronto avviamento .....	48
5.3.2	Riduzione del tempo di permanenza in servizio.....	48
5.3.3	Rapidità di presa e rilascio di carico delle UP rotanti .....	49
5.3.4	Abilitazione a MSD di UP FRNP.....	50
5.3.5	Verifica di conformità al DCO 508/12.....	50
5.4	Ulteriori proposte .....	52

# 1 Premessa

## 1.1 Contesto

Negli ultimi anni si è instaurato un trend di rapido aumento di produzione interna da fonte rinnovabile non programmabile (FRNP) e di diminuzione della richiesta di energia elettrica, che incide sulla sicurezza del sistema in quanto concorre sia alla **riduzione della stabilità** del sistema che alla **riduzione di capacità regolanti** di frequenza e di tensione. Infatti entrambe tali caratteristiche sono legate alla presenza in servizio di unità di produzione “tradizionali” abilitate alla fornitura dei servizi di rete. Peraltro i problemi che il sistema elettrico nazionale sta sperimentando sono comuni ad altri Paesi della Regione Continentale Europea.

Per quanto attiene alla riduzione di stabilità, la generazione statica tipica della fonte fotovoltaica sostituisce la generazione rotante delle unità di produzione “tradizionali” diminuendo l’inerzia del sistema che è la prima contromisura a squilibri accidentali tra produzione e fabbisogno. L’effetto dannoso è duplice in quanto le conseguenti maggiori escursioni di frequenza provocherebbero la perdita della generazione distribuita già a 49.7 Hz in quantità tali da rendere inefficaci i piani di difesa progettati per intervenire a 49 Hz e per separazioni di rete. In merito a tale punto Terna ha adottato l’allegato A.70 al Codice di rete “Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita” che definisce requisiti e prescrizioni per gli impianti di produzione connessi alle reti MT e BT. La delibera dell’Autorità 84/2012/R/eel , nell’approvare l’allegato A.70, ha definito le tempistiche per la sua implementazione distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti, per questi ultimi (di potenza superiore a 50 kW connessi in media tensione) prevedendo un programma di “retrofit”.

Per quanto attiene alla capacità regolante in tensione, la ridotta presenza in servizio di unità di produzione in grado di regolare la tensione nelle reti di Trasmissione esalta i regimi di alta tensione, in particolare nei periodi di basso carico, causando in ultima analisi stress agli impianti e problemi agli utenti della rete oltre che incontrollabili evoluzioni in caso di perdita accidentale di generazione.

Per quanto attiene invece a fenomeni di congestione, occorre notare che la forte penetrazione degli impianti di produzione da FRNP comporta spesso fenomeni di risalita di energia dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione nei periodi di elevata produzione e basso fabbisogno locale. Tali fenomeni contribuiscono a produrre, come prima conseguenza, un possibile aumento delle congestioni locali, in particolare sulle porzioni di rete AT caratterizzate da elevata densità di produzione distribuita rispetto all’entità del carico elettrico locale e scarsa magliatura di rete. Si è inoltre registrato un progressivo aumento delle congestioni anche sul sistema di trasporto primario in AAT, maggiormente evidenti e critiche nell’area centromeridionale del Paese dove si concentra la gran parte delle installazioni di impianti da FRNP e dove la rete presenta un minor livello di magliatura e una più limitata capacità di trasporto

Per quanto concerne infine la carenza di regolazione in frequenza, che si sovrappone ai problemi di stabilità sopra citati, occorre osservare che la produzione da FRNP è caratterizzata dalla impossibilità di rimodulare se non attraverso azioni di riduzione il profilo di immissione, da una assai maggiore aleatorietà rispetto alla produzione da impianti tradizionali ed inoltre, per quanto riguarda in particolare gli impianti fotovoltaici, dalla esclusiva concentrazione nelle ore diurne. Ciò da un lato implica un incremento nelle risorse da predisporre e utilizzare ai fini del bilanciamento, sia a salire che a scendere, e dall’altro una riduzione della disponibilità in rete delle unità di produzione disponibili a fornire i margini di regolazione richiesti.

## 1.2 Obiettivo del documento

Il DL 83/2012, all'articolo 34 comma 7bis, richiede che Terna definisca i fabbisogni del sistema elettrico con riferimento ai servizi di flessibilità necessari a contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili. Inoltre tali servizi di flessibilità sono stati definiti dall'Autorità nel DCO 508/12 come tutti i servizi di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere).

Coerentemente con tale obiettivo e con tale definizione dei servizi di flessibilità, nel presente documento sono analizzate le necessità del sistema elettrico nazionale limitatamente ai servizi legati alla regolazione di frequenza e potenza, senza includere le problematiche legate alle congestioni di rete che, pur essendo significative, come indicato al precedente paragrafo, non inducono fenomeni qualitativamente diversi per quanto riguarda i servizi di flessibilità. Nel presente documento inoltre le analisi sono limitate ai servizi, erogati in regime di mercato, di riserva secondaria e terziaria e di bilanciamento.

## 1.3 Struttura del documento

Il presente documento è così strutturato:

- a) Nella Sezione 2 sono riportate le principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico, nei termini di penetrazione degli impianti di generazione da FRNP e di andamento della richiesta di energia elettrica.
- b) Nella Sezione 3 sono riportate le principali evidenze circa l'utilizzazione nell'ultimo triennio 2010-2012 dei servizi di dispacciamento, con riferimento particolare a quelli oggetto del presente documento, ovvero di bilanciamento, riserva secondaria e terziaria.
- c) Nella Sezione 4 si analizza l'impatto atteso dell'ulteriore sviluppo delle FRNP sull'approvvigionamento e l'utilizzo dei servizi di dispacciamento, limitatamente a quelli già indicati al paragrafo 1.2., negli scenari di breve e lungo termine, valutando l'evoluzione dei fabbisogni di riserva secondaria e terziaria e le criticità legate al loro approvvigionamento.
- d) Nella Sezione 5 si discute, sulla base delle analisi condotte nel corso del presente documento la possibilità di introdurre, attraverso una adeguata articolazione delle offerte, prestazioni di flessibilità degli impianti di generazione.

## 2 Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico

### 2.1 Andamento della capacità installata da FRNP

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati da uno sviluppo rapido ed imponente e da una diffusione sempre più estesa e capillare degli impianti di generazione elettrica da FRNP. La progressiva crescita di capacità installata ha riguardato la fonte eolica nel corso dell'ultimo decennio e soprattutto la generazione fotovoltaica nell'ultimo quinquennio (Figura 2.1.1).

Anche nel corso del 2012 è proseguita la crescita della generazione da fonti rinnovabili con circa 1 GW di potenza eolica installata (+196% negli ultimi 5 anni) e oltre 3 GW di potenza fotovoltaica (+374% negli ultimi 2 anni). L'attuale capacità installata fotovoltaica rappresenta un incremento di +93% rispetto agli obiettivi fissati dal PAN per l'anno 2020.

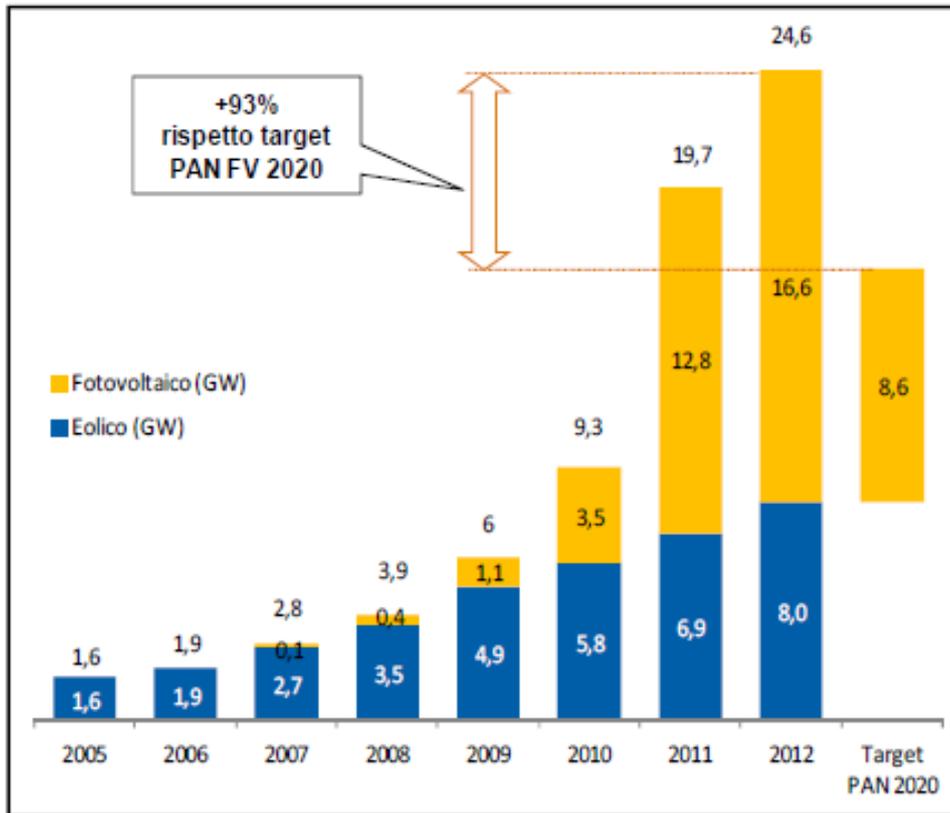


Figura 2.1.1

La produzione eolica ha contribuito a soddisfare la richiesta di energia elettrica italiana per circa il 4.4% nel 2012, con una produzione massima di 4.9 GW nel corso dello stesso anno (Figura 2.1.2).

Gli impianti di produzione eolica sono per lo più installati sulla rete di trasmissione a livello AT nell'Italia insulare e meridionale (~80%, Figura 2.1.3), in cui hanno contribuito a coprire la richiesta di energia elettrica per circa il 15% nel corso del 2012.

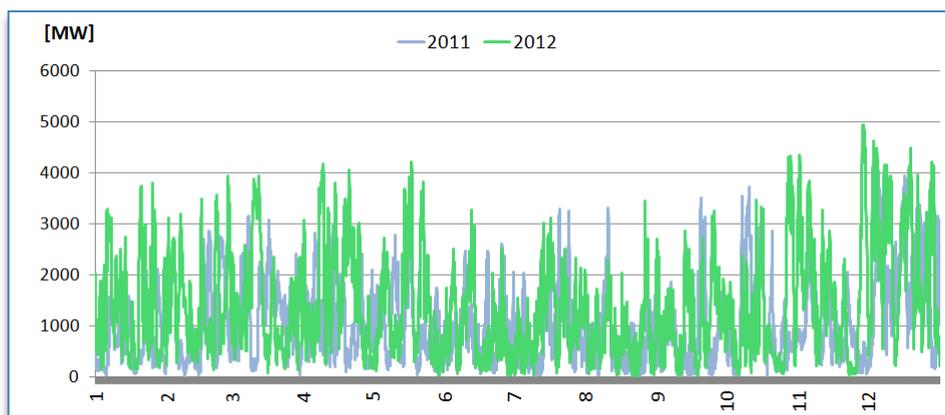


Figura 2.1.2

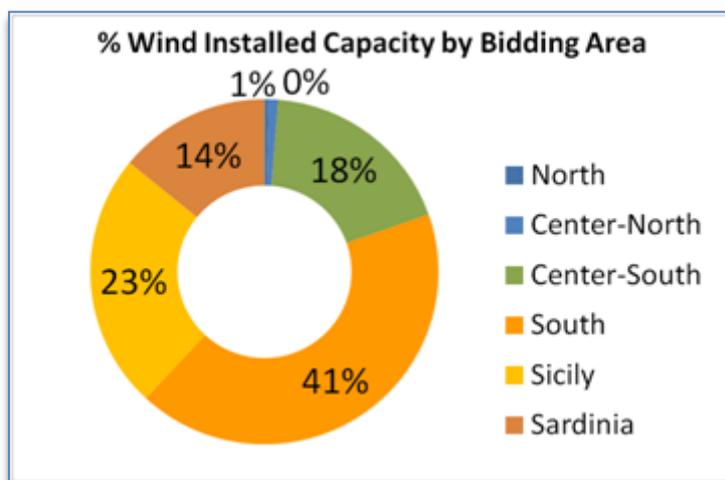


Figura 2.1.3

La produzione fotovoltaica ha contribuito a soddisfare la richiesta di energia elettrica italiana per circa il 5.6% nel 2012, con una produzione massima di 9.2 GW nel corso dello stesso anno (Figura 2.1.4).

Gli impianti di produzione fotovoltaica sono per lo più installati, per oltre il 95%, sulla rete di distribuzione a livello MT e BT, con una distribuzione geografica assai più uniforme della produzione eolica (per circa il 43% nella zona Nord ed il 46% nella rimanente parte dell'Italia peninsulare, Figura 2.1.5) <sup>1</sup>.

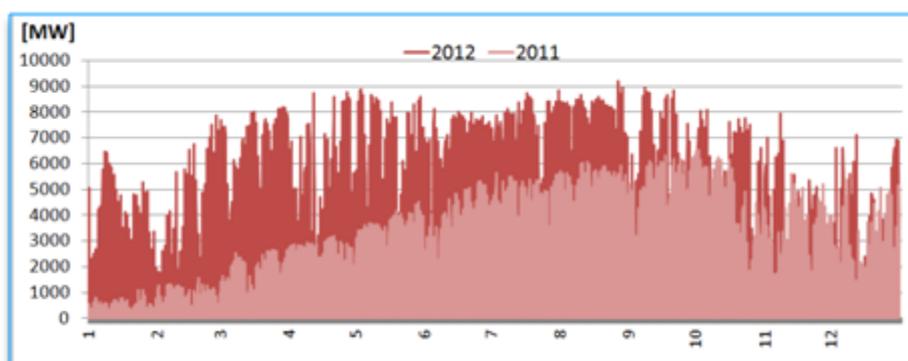


Figura 2.1.4

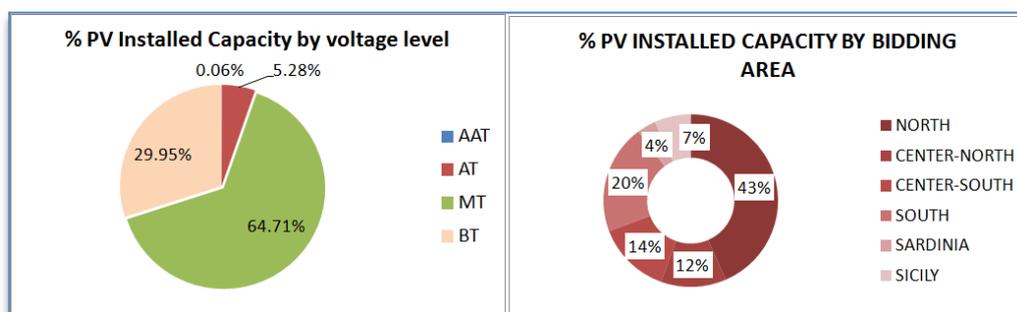


Figura 2.1.5

<sup>1</sup> Dati al 31/12/2012

Negli anni successivi, in un orizzonte di breve e medio termine, è atteso un ulteriore aumento, sia pure con un tasso inferiore di crescita, della capacità installata sia fotovoltaica che eolica (vedi Figura 2.1.6). L'aspettativa di crescita della capacità installata è di circa ulteriori 3 GW e 1 GW nel prossimo biennio, rispettivamente per fotovoltaico ed eolico, mentre nel lungo termine la capacità installata è prevista a circa 27.2 GW per il fotovoltaico e 14.5 GW per l'eolico<sup>2</sup>.

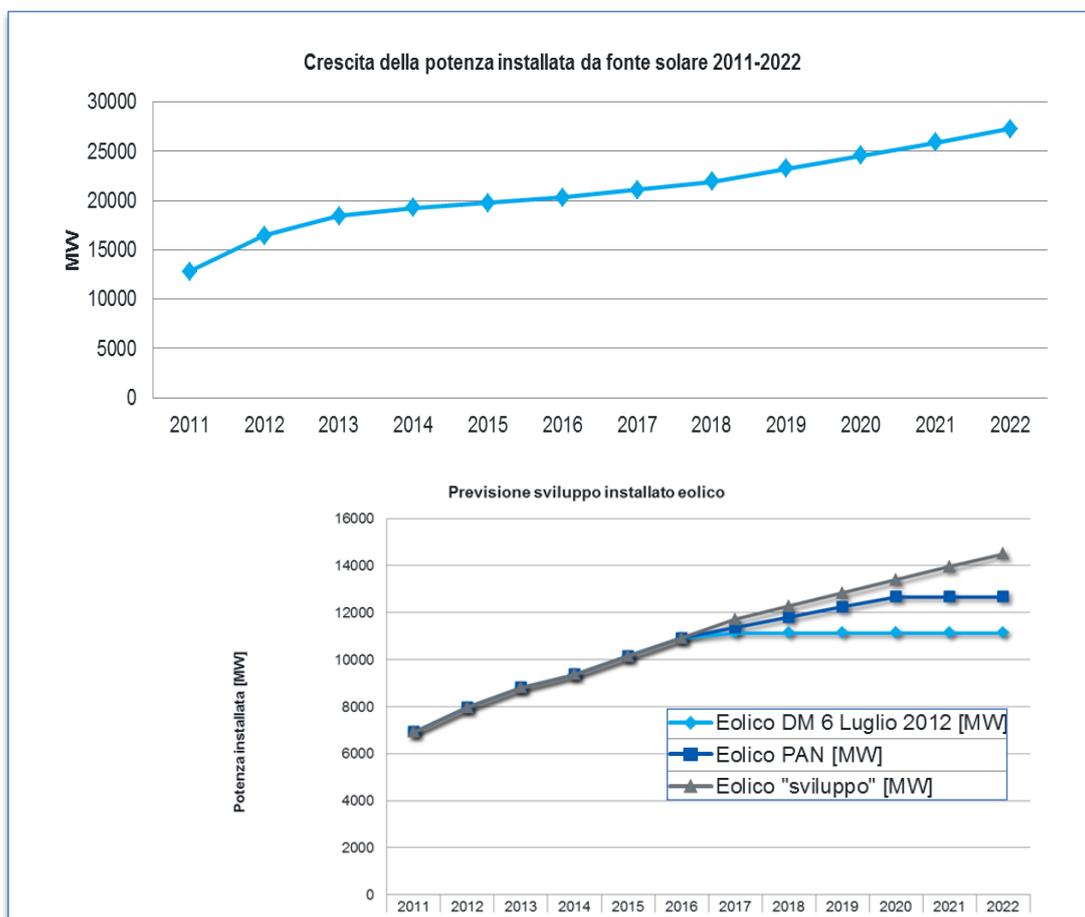


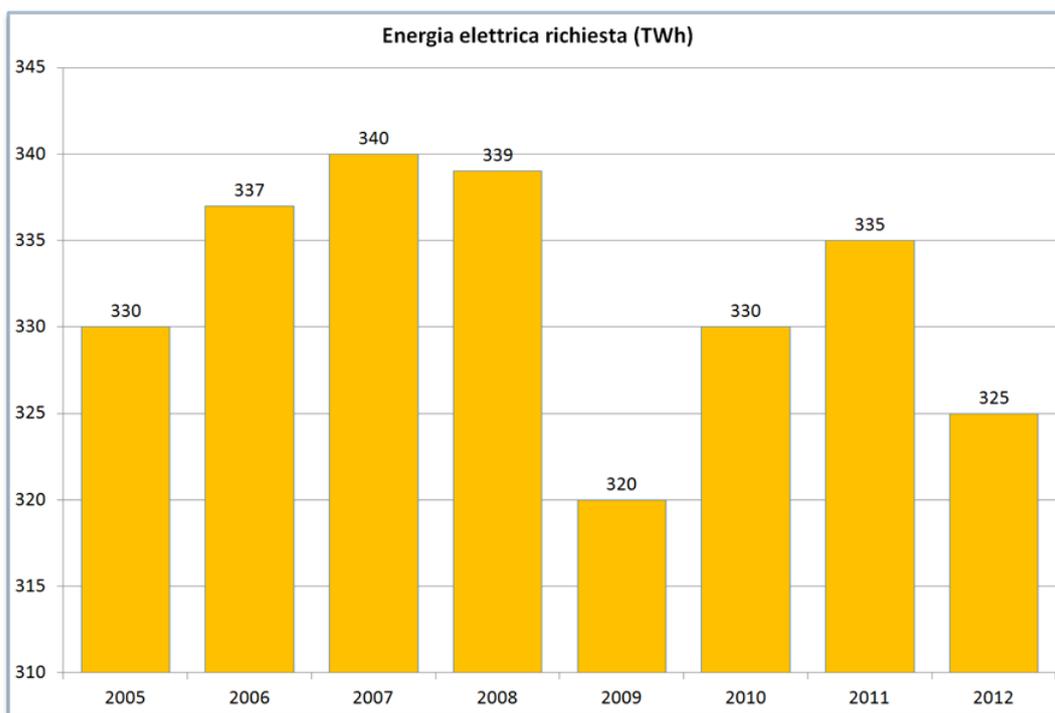
Figura 2.1.6

## 2.2 Andamento della richiesta di energia elettrica

Il cospicuo incremento della produzione da FRNP negli ultimi anni si è accompagnato al contemporaneo decremento della richiesta di energia elettrica successivamente alla crisi finanziaria ed economica del 2008, rendendo ancora più significativa la frazione della richiesta servita dalle FRNP ed aggravando i problemi legati al bilanciamento del sistema nei periodi di bassa richiesta, più frequenti ed accentuati.

La successiva Figura 2.2.1 illustra come l'energia elettrica richiesta su base annua nel 2012 sia tuttora inferiore al valore registrato nel 2008 di oltre il 4% e che, dopo la crescita occorsa tra gli anni 2009 e 2011, la richiesta di energia elettrica nel 2012 sia stata inferiore di circa il 3% a quella del 2011.

<sup>2</sup> Piano di Sviluppo 2013, Paragrafo 2.5.



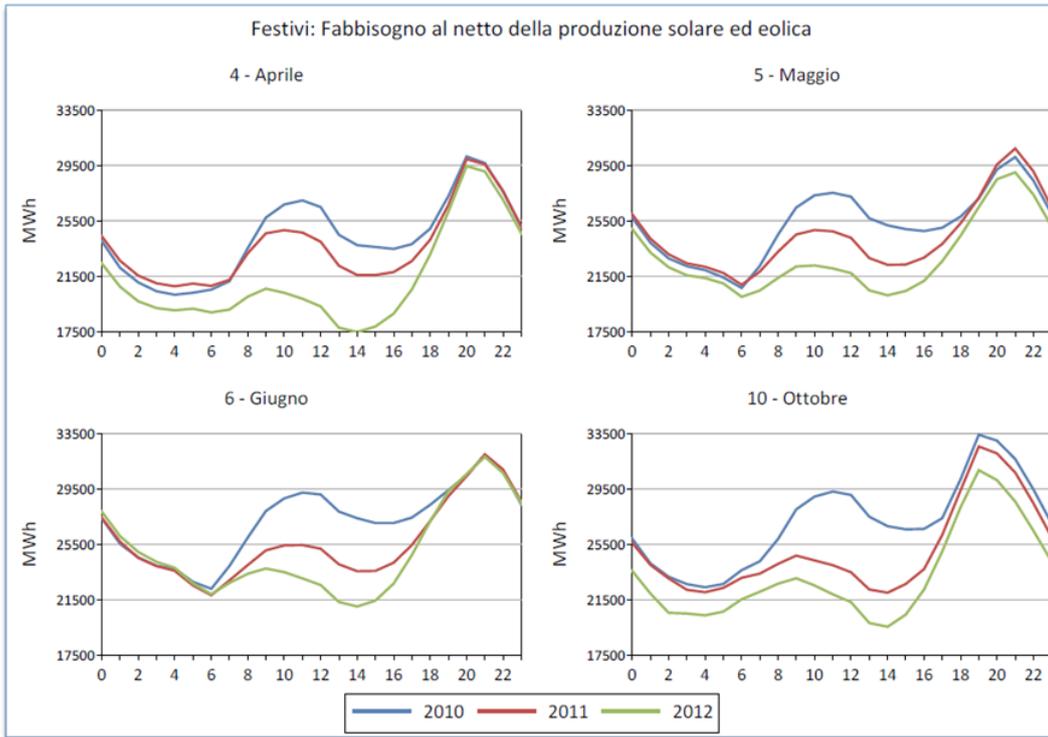
*Figura 2.2.1*

Le successive Figure da 2.2.2 a 2.2.4 illustrano l'andamento della domanda di energia elettrica, al netto della immissione da FRNP eolica e solare, aggregata per ora omonima, suddivisa per giorni festivi, prefestivi e feriali per alcuni mesi rappresentativi degli ultimi tre anni (2010, 2011 e 2012) ("fabbisogno residuo").

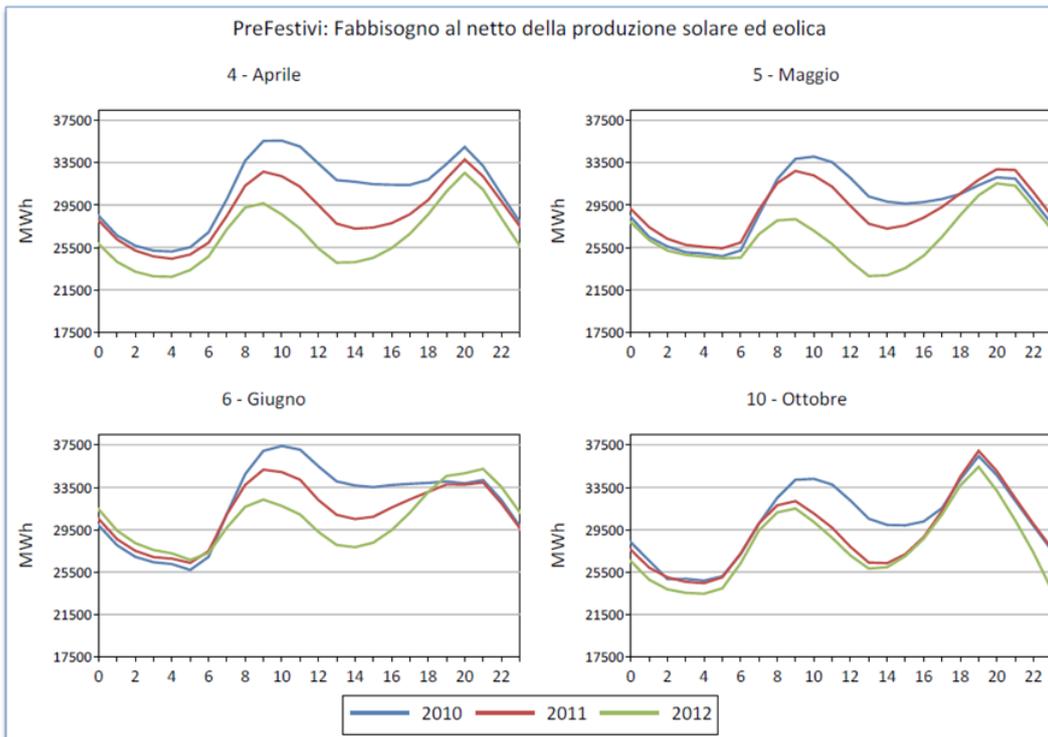
Dall'esame delle curve si evidenzia la diminuzione della domanda di energia elettrica tra 2011 e 2012, già citata in precedenza.

Il brusco incremento della capacità installata fotovoltaica provoca l'effetto di depressione nelle ore centrali della giornata della curva del fabbisogno residuo. Nel 2011, anno in cui la capacità installata fotovoltaica è passata da 3.5 a 12.7 GW, l'effetto è via via più marcato con il progredire dell'anno.

L'effetto risulta inoltre particolarmente evidente nei giorni festivi, in cui la domanda di energia elettrica è di per sé più bassa, in cui il fabbisogno residuo nelle prime ore del pomeriggio può essere significativamente più basso dei valori notturni. In particolare negli stessi giorni, si osserva nelle prime ore serali una ripida salita del fabbisogno residuo, assai più accentuata che nel passato, poiché alla normale crescita dei consumi per illuminazione si somma la simultanea diminuzione della immissione fotovoltaica.



*Figura 2.2.2*



*Figura 2.2.3*

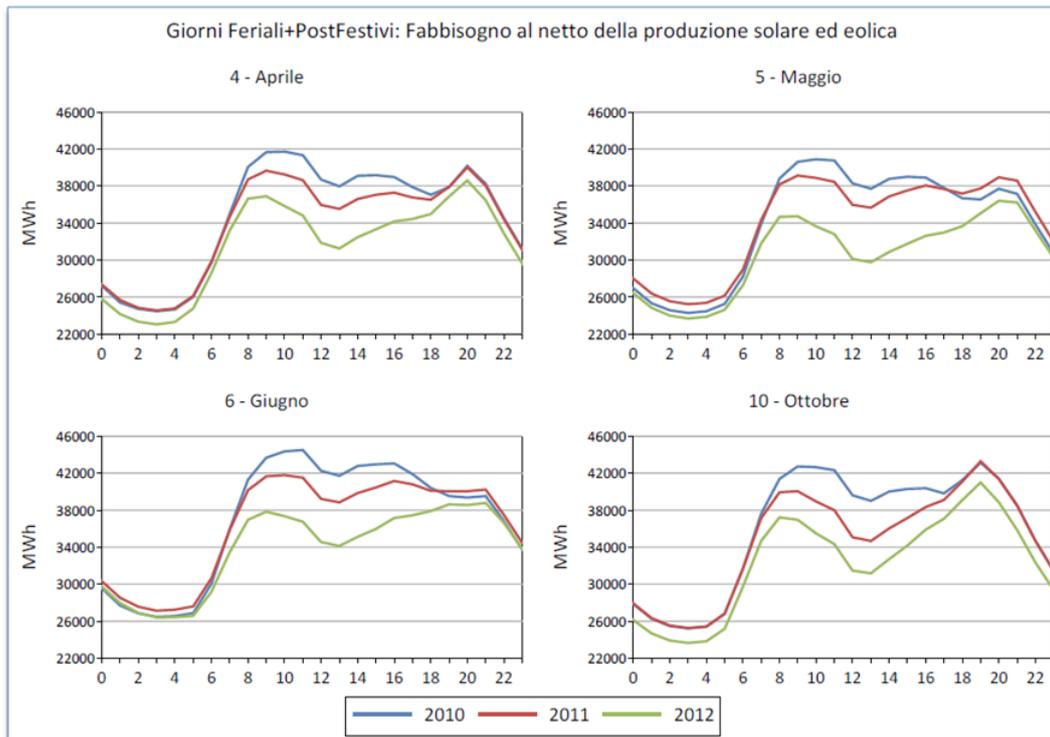


Figura 2.2.4

### 3 Utilizzazione servizi di dispacciamento

#### 3.1 Energia approvvigionata

Nell'ambito di MSD, Terna provvede ad acquistare o vendere energia al fine di approvvigionare risorse di dispacciamento ed assicurare l'equilibrio istantaneo tra prelievi ed immissioni. In particolare il saldo dell'energia acquistata e/o venduta in ciascun periodo rilevante sul mercato dei servizi di dispacciamento compensa gli sbilanciamenti delle posizioni effettive degli operatori in tempo reale, in termini di prelievi e immissioni, rispetto alle posizioni programmate dagli stessi sul Mercato dell'energia.

Nella successiva figura 3.1.1 sono rappresentati, aggregati per ora omonima:

- il valore medio
- il valore medio incrementato di una deviazione standard
- il valore medio decrementato di una deviazione standard

dell'energia approvvigionata su MSD nell'intero sistema elettrico italiano, per ciascuno degli anni dal 2010 al 2012.

I risultati riportati evidenziano comportamenti assai differenti durante i tre anni esaminati:

- nel corso del 2010, le azioni effettuate da Terna sono state prevalentemente in vendita, per  $\approx 1000$  MWh in ciascuna ora con una deviazione standard di  $\approx 1500-2000$  MWh. Tali azioni sono coerenti con un mercato dell'energia prevalentemente "lungo";
- nel 2011 si assiste allo sviluppo della produzione da fonte fotovoltaica, che cresce di circa +260% in corso d'anno. Mentre le azioni di acquisto e vendita di energia condotte nel corso delle ore notturne sono di entità alquanto inferiore a quelle effettuate nel corso del 2010, nelle ore diurne si verificano

vendite per quantità estremamente rilevanti, al picco per  $\approx 2000$  MWh in media e per  $\approx 3500$  MWh entro una deviazione standard. Il profilo “a campana” delle vendite consente di attribuire la causa degli sbilanciamenti alla ridotta offerta sul Mercato dell’energia della produzione degli impianti fotovoltaici rispetto all’impresso in rete.

- Nel corso del 2012, il valore medio degli acquisti e vendite, comunque prevalentemente in vendita, si riduce in maniera assai significativa rispetto agli anni precedenti, a indicazione del fatto che mediamente le posizioni degli operatori sul mercato dell’energia sono più prossime a quelle che si registreranno in tempo reale. Viceversa, la volatilità resta confrontabile a quella degli anni precedenti ( $\approx 1500$  MWh).

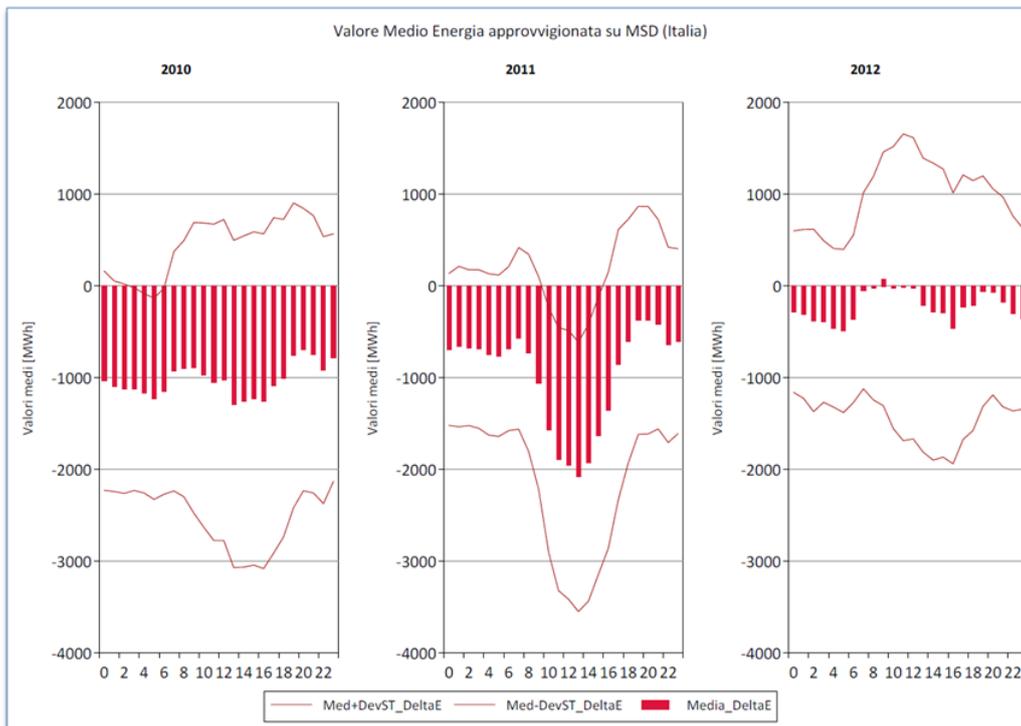


Figura 3.1.1

## 3.2 Impatto sullo stato di “commitment” delle unità di produzione termoelettriche

### 3.2.1 Produzione delle UP termoelettriche in esito a MSD ex-ante

Nella successiva figura 3.2.1 sono rappresentati, aggregati per ora omonima, il valore medio della produzione delle UP termoelettriche abilitate in esito al Mercato dell’energia ed alla fase di programmazione di MSD<sup>3</sup>, per ciascuno degli anni dal 2010 al 2012. Si può osservare quanto segue:

- Nel corso del 2010, il valore medio dei programmi di immissione a seguito di MSD ex-ante è significativamente inferiore rispetto agli esiti del Mercato dell’energia per  $\approx 1000$  MWh. Tale

<sup>3</sup> Sono presentati in questo paragrafo i cosiddetti “programmi fisici”, ovvero gli esiti della fase di programmazione, comprensiva dell’aspettativa di Terna delle movimentazione delle UP in tempo reale

andamento è coerente con le condizioni di mercato “lungo” presenti nel corso dell’anno, discusse nel precedente paragrafo.

- Nel corso del 2011, il decremento dei programmi in esito a MSD ex-ante si fa particolarmente marcato ( $\approx 2000$  MWh) nelle ore centrali della giornata, coerentemente con la necessità di compensare la mancata offerta sul Mercato dell’energia della produzione degli impianti fotovoltaici.
- Nel corso del 2012, i programmi in esito al Mercato dell’energia e a MSD ex-ante sono mediamente assai più simili rispetto agli anni precedenti. Si fa tuttavia sempre più marcata la fase di presa di carico serale, con una distanza tra il massimo valore serale e il minimo valore diurno di  $\approx 3500$  MWh, contro l’analogo valore di  $\approx 1000$  MWh presente nel 2010.

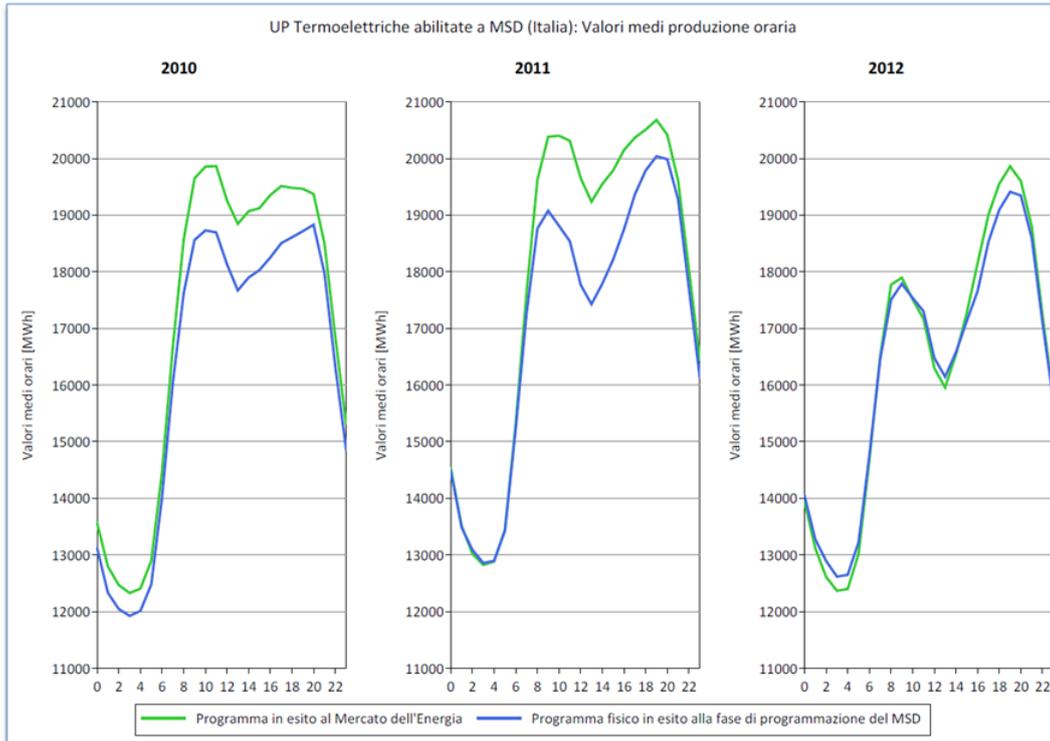


Figura 3.2.1

### 3.2.2 Avviamenti delle UP termoelettriche in esito a MSD ex-ante

Nella successiva Figura 3.2.2 è illustrato, aggregato per ora omonima e per ciascuno degli anni 2010-2012, il totale per l’intero sistema elettrico nazionale delle offerte di Minimo accettate nella fase di programmazione, suddivise tra quelle accettate per la costituzione dei margini di riserva e quelle accettate per motivazioni diverse, quali il soddisfacimento dei vincoli di rete.

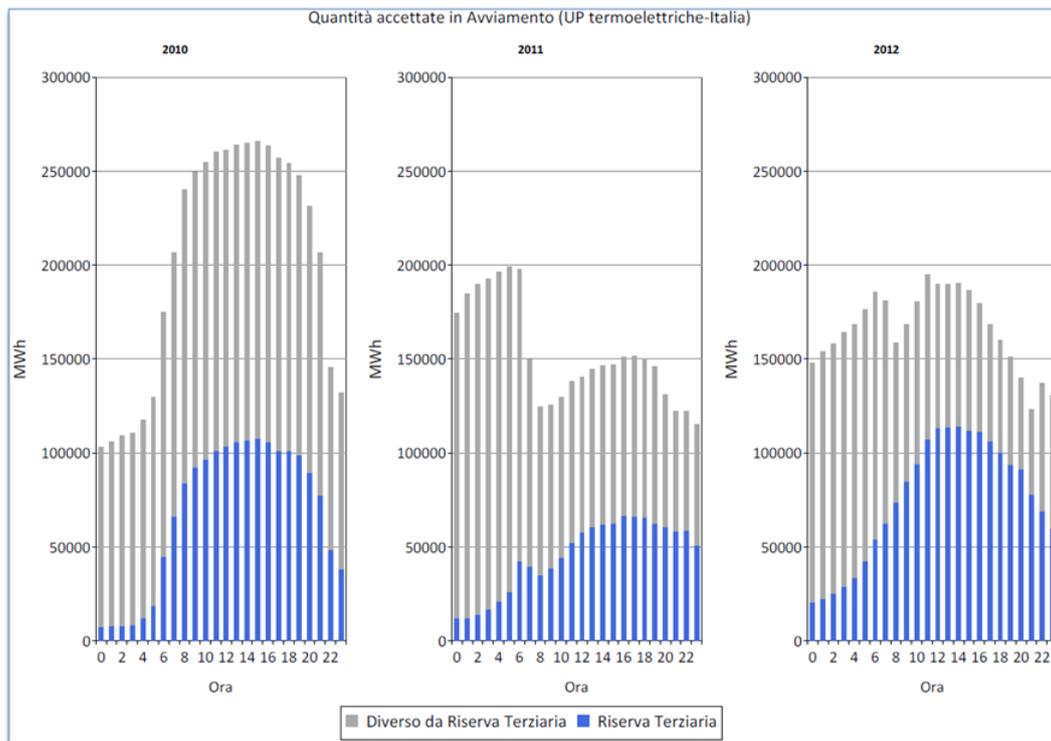


Figura 3.2.2

Nella successiva Figura 3.2.3 il medesimo totale per ora omonima è disaggregato invece per tipologia di giorno (prefestivo, festivo, post-festivo, feriale).

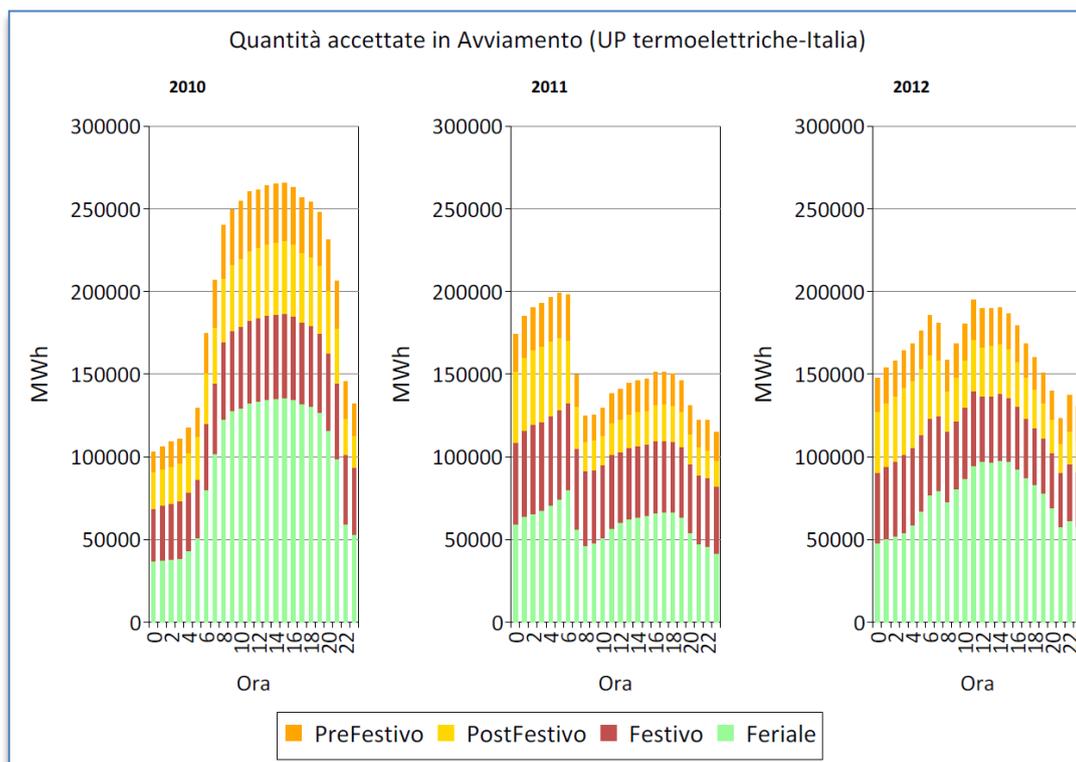


Figura 3.2.3

A proposito di tali andamenti, si può osservare quanto segue:

- Nel 2010 le UP termoelettriche sono state avviate prevalentemente per motivi diversi dall'approvvigionamento di riserva (i.e. soddisfacimento di vincoli di rete), in particolare nelle ore notturne e nei giorni festivi e prefestivi
- Nel 2011 si osserva una riduzione degli avviamenti effettuati nelle ore centrali della giornata rispetto al 2010, in particolare per l'approvvigionamento di riserva, a causa delle condizioni di mercato esistenti. Risultano viceversa in forte incremento gli avviamenti in ore notturne per motivi diversi dall'approvvigionamento della riserva.
- Nel 2012, pure a fronte di una riduzione complessiva degli avviamenti rispetto al 2010, si registra il valore più alto del triennio degli avviamenti effettuati per riserva, in particolare nelle ore notturne e in quelle centrali della giornata, in cui le posizioni complessive degli operatori di mercato risultano meno sbilanciate rispetto al 2010 e al 2011.

La successiva Figura 3.2.4 illustra, sempre aggregato per ora omonima e per ciascuno degli anni 2010-2012, il numero di avviamenti effettuati di UP termoelettriche nella fase di programmazione di MSD, in funzione della prima ora cui l'avviamento si riferisce e del numero di ore per le quali l'unità di produzione è stata trattenuta in servizio. In particolare, la prima ora di avviamento è indicata dalla posizione di ciascuna barra dell'istogramma sull'asse dei tempi mentre la durata della permanenza in servizio (suddivisa nelle classi di ore 21-24, 17-20, 13-16, 9-12, 5-8, 1-4) è indicata dal colore del segmento di ciascuna barra dell'istogramma.

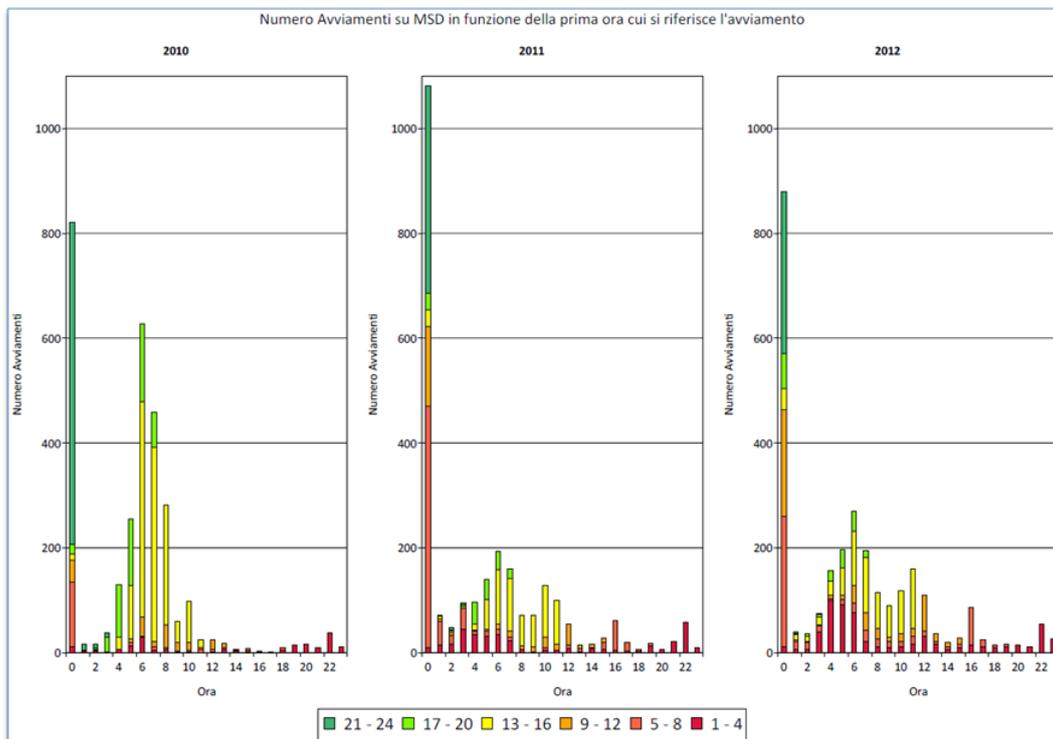


Figura 3.2.4

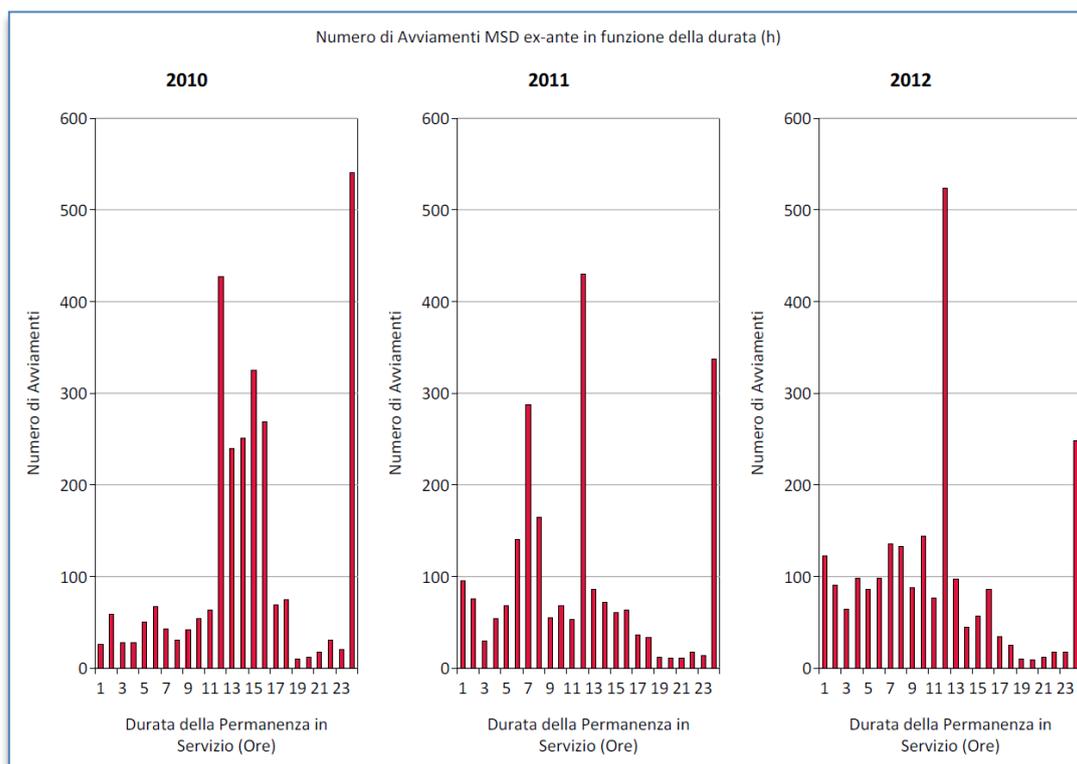


Figura 3.2.5

La Figura 3.2.5 illustra, sempre aggregato per ora omonima e per ciascuno degli anni 2010-2012, il tempo di permanenza in servizio degli avviamenti effettuati in MSD ex-ante, a prescindere dall'ora in cui l'avviamento è stato effettuato.

A proposito di tali andamenti si può osservare quanto segue:

- Nel 2010 si riscontra che gli avviamenti di UP termoelettriche sono effettuati prevalentemente nel primo periodo orario (in tal caso con permanenza in servizio prevalentemente di 24 ore), per vincoli di rete, o nelle prime ore della mattina (in tal caso con permanenza in servizio prevalentemente per 12-16 ore).
- Nel corso del 2011 e, ancor più del 2012, la distribuzione degli avviamenti (a parte quelli effettuati nel primo periodo orario prevalentemente per vincoli di rete) si concentra non più solamente nella mattina, ma anche al centro della giornata. La frazione degli avviamenti con tempo di permanenza in servizio inferiore a 12 ore inizia a divenire significativa, mentre si riduce il numero di avviamenti effettuati per l'intera giornata. Occorre ricordare a tale proposito che, a partire dai primi mesi del 2011, gli Utenti del Dispacciamento hanno facoltà di ridurre al di sotto delle 12 ore il minimo tempo di permanenza in servizio richiesto su MSD.

### 3.2.3 Spegnimenti delle UP termoelettriche in esito a MSD ex-ante

Nella successiva Figura 3.2.6 è illustrato, aggregato per ora omonima e per ciascuno degli anni 2010-2012, il totale per l'intero sistema elettrico nazionale delle offerte accettate nella fase di programmazione al fine di ottenere lo spegnimento nella fase di programmazione di MSD di UP termoelettriche, suddivise per tipologia di impianto (UP "tradizionali, corrispondenti a impianti a carbone e ad olio, e UP a ciclo

combinato). La medesima quantità complessiva è disaggregata per tipo di giorno (prefestivi, festivi, post-festivi, feriali) nella successiva Figura 3.2.7.

La successiva Figura 3.2.8 mostra invece il numero di ore per ciascuno degli anni 2010-2012 interessate da spegnimenti di UP termoelettriche nella fase di programmazione di MSD, disaggregate per la quantità di offerte in acquisto accettate al fine di ottenere lo spegnimento della UP.

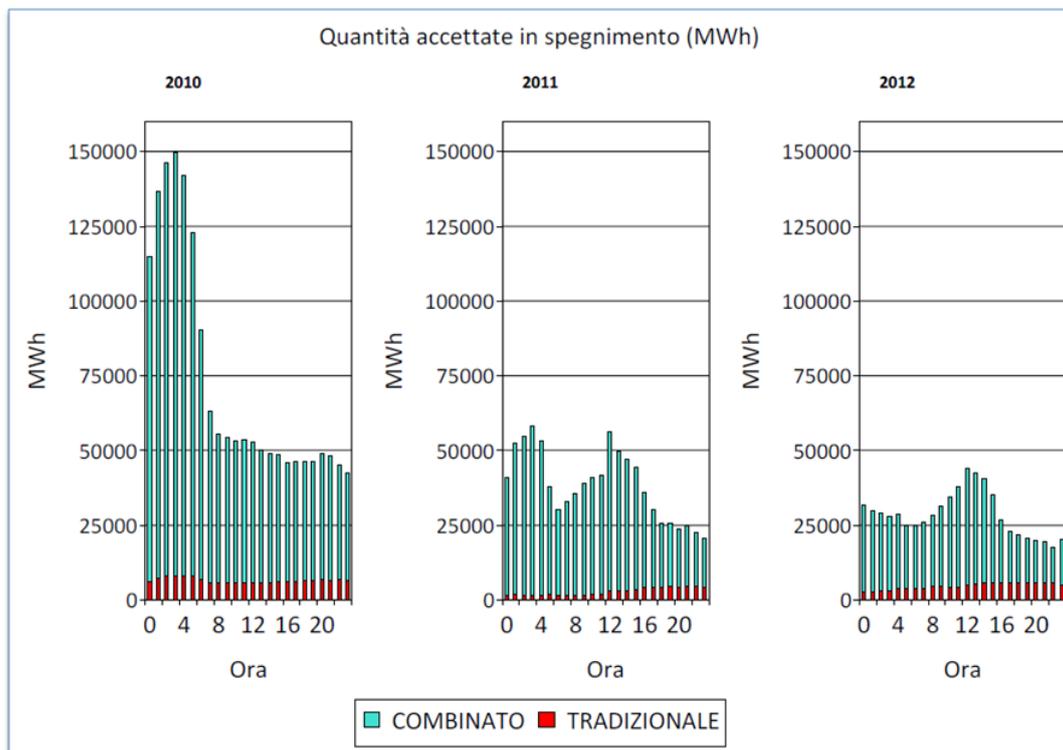
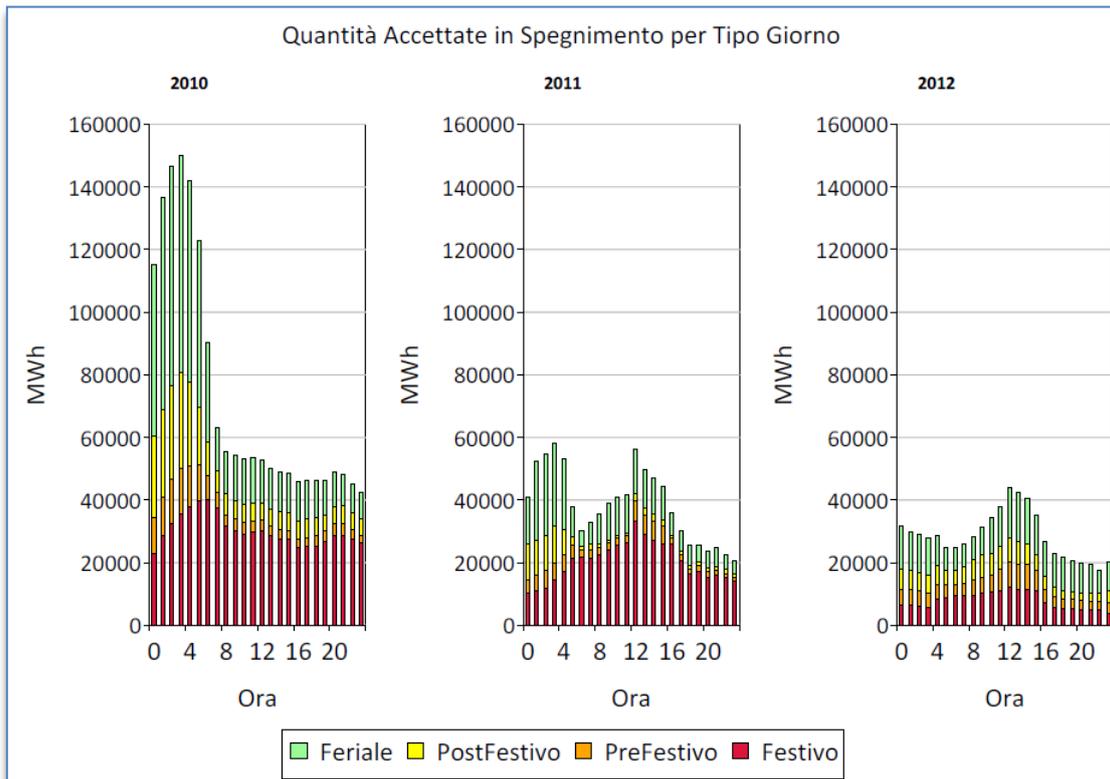
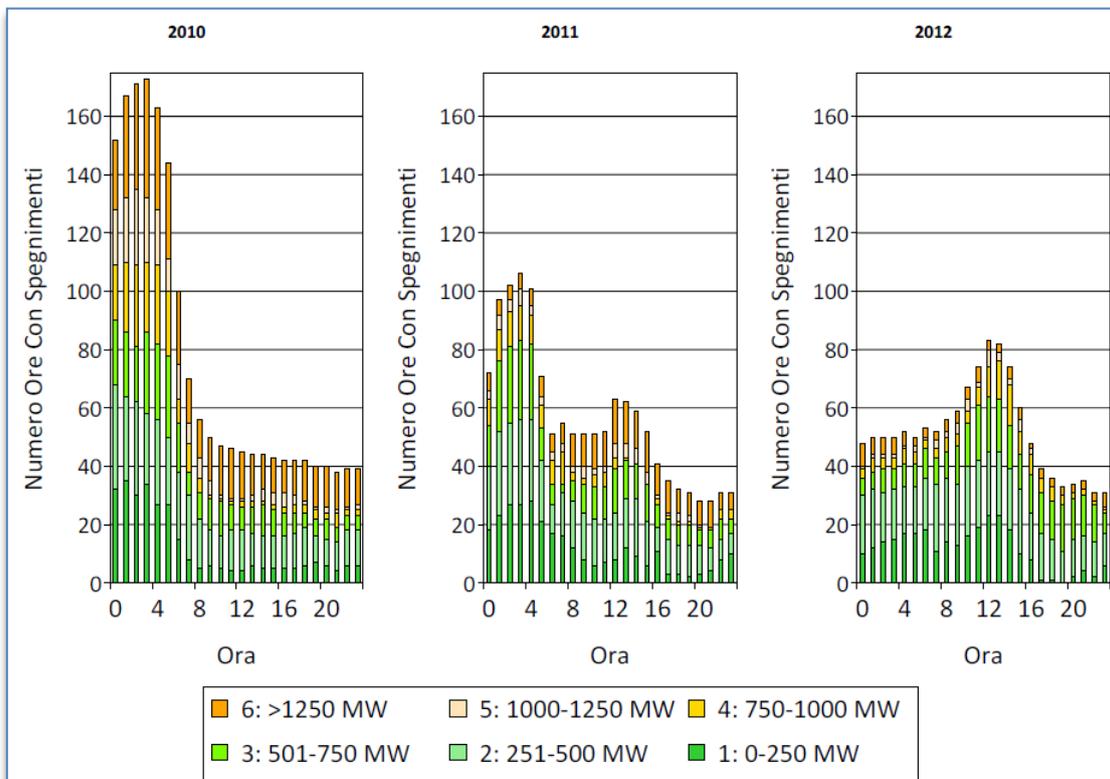


Figura 3.2.6



*Figura 3.2.7*



*Figura 3.2.8*

A proposito di tali andamenti si può osservare quanto segue:

- Dal 2010 al 2012 le quantità accettate in spegnimento su MSD ex-ante decresce costantemente a causa della riduzione complessiva dello sbilanciamento delle posizioni degli operatori evidenziata al paragrafo 3.1.
- In tutti gli anni lo spegnimento delle UP termoelettriche è concentrato prevalentemente nei giorni festivi, prefestivi e nelle notti dei giorni post-festivi e riguarda soprattutto i cicli combinati;
- Nel 2010 gli spegnimenti sono effettuati prevalentemente nelle ore notturne, per un fattore di circa 3:1 rispetto alle ore diurne, mentre nel 2011 e soprattutto nel 2012 le UP termoelettriche risultano spente in esito a MSD ex-ante soprattutto nelle ore centrali della giornata a massima produzione fotovoltaica;
- Sebbene la quantità accettata in spegnimento decresca negli anni, il numero di ore in cui è necessario spegnere UP termoelettriche, sia pure per una quantità di MW inferiori rispetto al passato, raggiunge il massimo nel 2012: con riferimento alle ore 12 sono state spente UP termoelettriche in 80 giorni del 2012, a fronte dei 60 del 2011 e dei 40 del 2010. L'incremento degli spegnimenti nelle ore centrali della giornata, è dovuta sia all'esigenza di controllare il bilancio complessivo del sistema che a quella di fronteggiare congestioni di rete.

La successiva Figura 3.2.9 illustra, sempre aggregato per ora omonima e per ciascuno degli anni 2010-2012, il numero di spegnimenti effettuati di UP termoelettriche nella fase di programmazione di MSD, in funzione della prima ora cui lo spegnimento si riferisce e del numero di ore per le quali l'unità di produzione è stata spenta. In particolare, la prima ora di spegnimento è indicata dalla posizione di ciascuna barra dell'istogramma sull'asse dei tempi mentre la durata della permanenza fuori servizio (suddivisa nelle classi di ore 21-24, 17-20, 13-16, 9-12, 5-8, 1-4) è indicata dal colore del segmento di ciascuna barra dell'istogramma. Si noti il cambiamento di scala tra gli anni 2010 e 2011,2012.

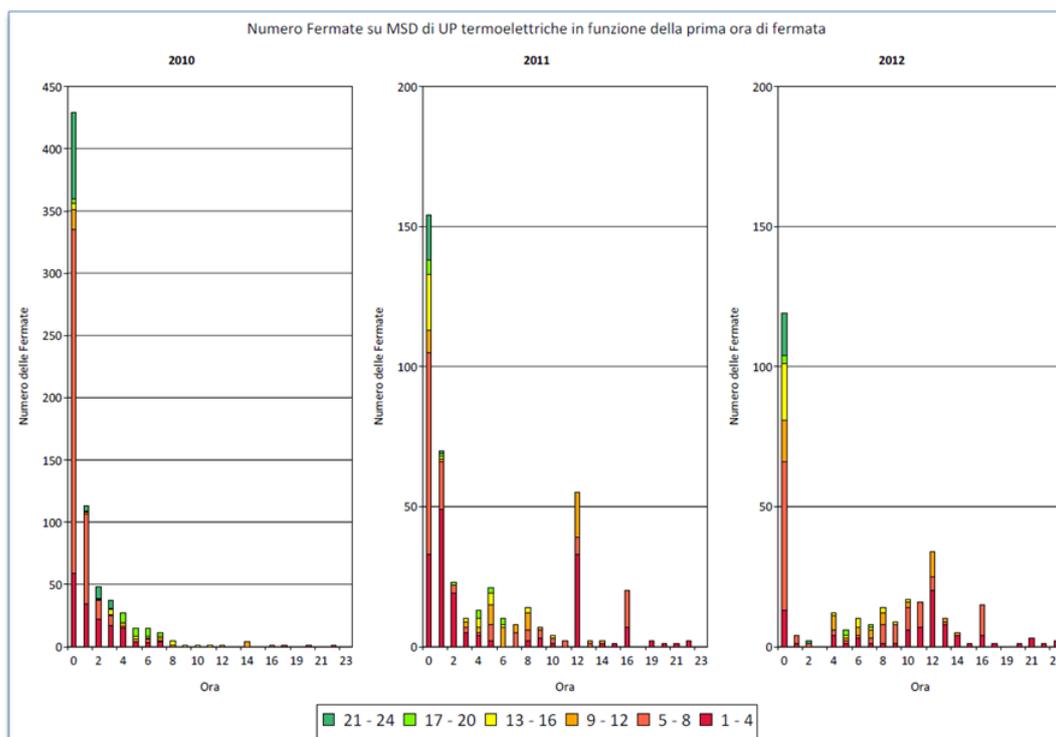


Figura 3.2.9

A proposito di tali andamenti si può osservare quanto segue:

- Nel 2010 si riscontra che gli spegnimenti di UP termoelettriche sono effettuati prevalentemente nel primo periodo orario, in corrispondenza soprattutto di giorni festivi caratterizzati da problemi di minimo tecnico.
- Nel 2011, in aggiunta a fermate di impianto per l'intera giornata (fenomeno comunque meno marcato che nel corso del 2010) è evidente il "picco" negli spegnimenti iniziati attorno alle ore 12 con periodi fuori servizio brevi (prevalentemente 4 ore), in corrispondenza con il massimo della produzione fotovoltaica.
- La necessità di spegnimenti brevi diurni di UP termoelettriche si mantiene anche nel corso del 2012, sia pure distribuito su un maggior numero di ore al centro della giornata.

### 3.3 Utilizzo e approvvigionamento del servizio di riserva secondaria

Nella successiva Figura 3.3.1 sono rappresentate, aggregate per ora omonima e per ciascuno degli anni 2010-2012, le seguenti grandezze relative all'utilizzo in tempo reale della riserva secondaria per l'aggregato Continente<sup>4</sup>:

- il valore medio
- il 99° percentile<sup>5</sup>

Tali grandezze sono state determinate a partire dai valori medi di utilizzo in ciascun quarto d'ora dell'anno; ai fini della determinazione dei precedenti parametri aggregati per ciascun quarto d'ora è stato utilizzato il maggior valore tra l'utilizzazione a salire (livello del regolatore centralizzato superiore al livello neutro, o di "centro banda", del 50%) e quella a scendere (livello del regolatore centralizzato minore del livello di "centro banda").

Nella medesima figura è inoltre riportato, sempre aggregato per ora omonima e per ciascuno degli anni di interesse, il valore medio del fabbisogno di riserva secondaria approvvigionato in MSD.

---

<sup>4</sup> La riserva secondaria è approvvigionata per aggregati di zone (Continente, Sicilia e Sardegna); l'aggregato Continente costituisce l'aggregato più significativo ai fini del servizio di riserva secondaria.

<sup>5</sup> Il 99° percentile è stato determinato nell'ipotesi di distribuzione normale dei valori di utilizzo.

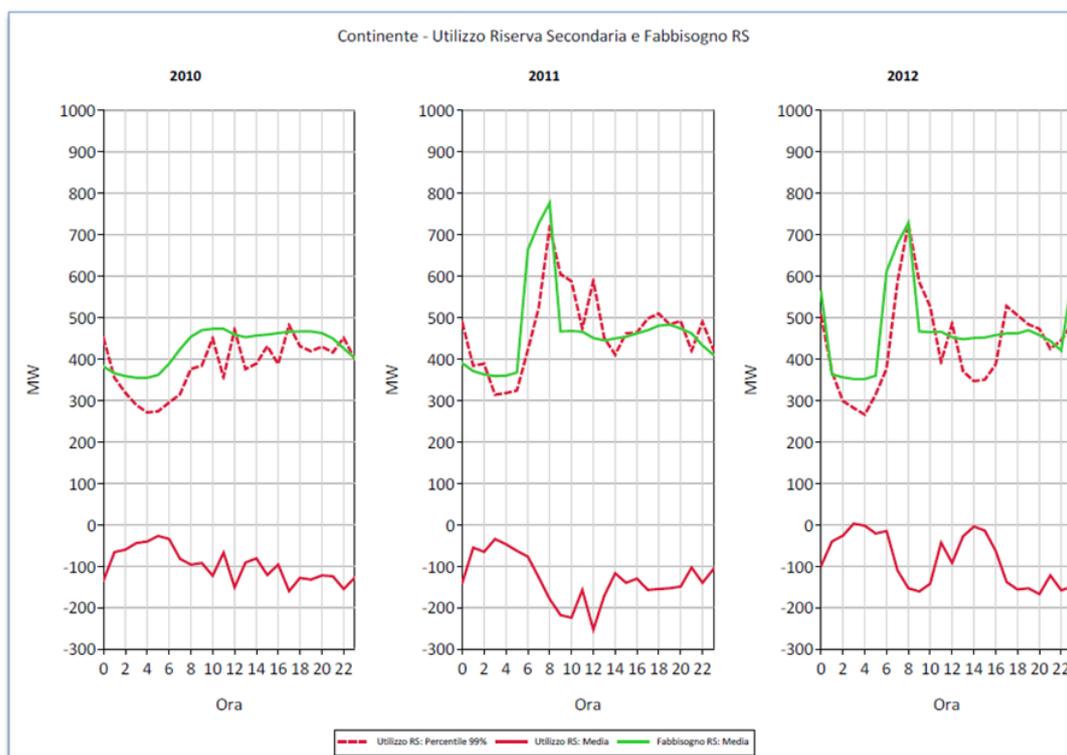


Figura 3.3.1

A proposito di tali andamenti si può osservare quanto segue:

- Nel 2010 il fabbisogno di riserva secondaria è stato calcolato secondo la policy entso-e. L'utilizzazione al 99° percentile del servizio si mantiene al di sotto del fabbisogno di riserva secondaria mediamente approvvigionato. Si tenga conto che, nel caso della riserva secondaria, l'approvvigionamento è ovviamente sempre superiore all'utilizzo.
- Nel 2011, il fabbisogno di riserva secondaria è stato incrementato nelle ore della rampa mattutina, al fine di ridurre l'errore di rete in tale fascia oraria. In queste ore si osserva infatti un significativo "mismatch" tra l'andamento continuo, quasi-lineare e in rapida crescita (con gradienti dell'ordine di diversi GW/ora) del fabbisogno di energia elettrica e l'andamento discontinuo, in corrispondenza dei cambi di ora, dell'immissione in rete delle unità di produzione.
- Nel 2012, l'approvvigionamento di riserva secondaria viene incrementato rispetto alla policy entso-e in corrispondenza del primo ed ultimo periodo orario di ciascuna giornata. In tali periodi orari si generano infatti significativi errori di rete a causa del brusco cambio di programma di molte unità di produzione in corrispondenza del cambio giorno. Inoltre l'introduzione a inizio anno delle nuove modalità di calcolo dei programmi vincolanti, che mitigano il "mismatch" precedentemente citato tra l'andamento del fabbisogno e quello della produzione, consente di ottimizzare l'approvvigionamento di riserva secondaria nella fase della rampa mattutina.

### 3.4 Utilizzo del servizio di riserva terziaria

#### 3.4.1 Quantità selezionate in MB

Nella successiva figura 3.4.1 sono rappresentati, aggregati per ora omonima e per ciascuno degli anni 2010-2012, con riferimento alle UP abilitate dell'aggregato Continente, il valore medio e la deviazione standard

della distribuzione delle risorse attivate in tempo reale per l'equilibrio istantaneo tra immissioni e prelievi. L'ammontare di tali risorse è valutato quale saldo, in ciascun periodo rilevante, delle quantità selezionate sul MB in bilanciamento o per utilizzo della riserva secondaria sulle unità di produzione abilitate.

Nel 2011, a seguito della eliminazione della disciplina delle revocche introdotta con la delibera AEEG 165/06, sono state modificate le prassi operative di MSD, con il trasferimento di parte delle selezioni dalla fase di programmazione al tempo reale, compatibilmente con i tempi necessari a intraprendere le medesime azioni. L'aspettativa nella fase di selezione delle offerte in MSD ex-ante delle selezioni che possono essere rinviate al tempo reale e che dovranno essere successivamente effettuate in MB è rappresentata dal cosiddetto "bilanciamento atteso"<sup>6</sup>, il cui valore medio è riportato anch'esso nella medesima figura.

Nelle figure 3.4.2 sono rappresentate, con la medesima aggregazione temporale e per lo stesso aggregato geografico, le medesime grandezze, relativamente però alle sole UP abilitate differenti dalle UP idroelettriche di produzione e pompaggio.

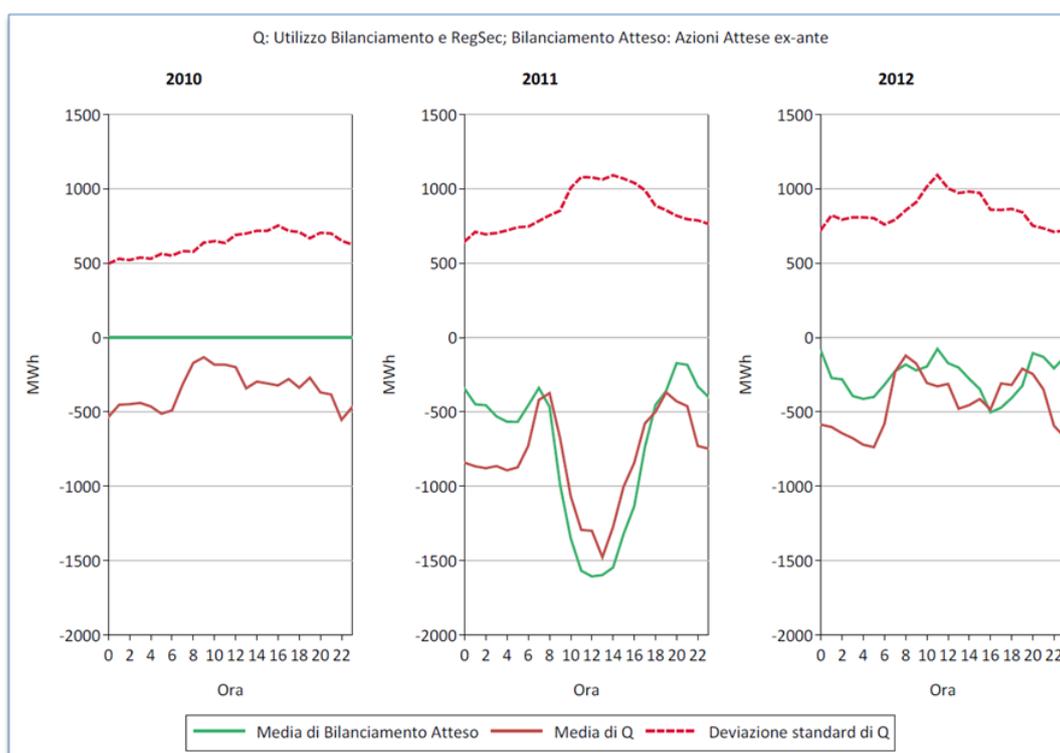


Figura 3.4.1

<sup>6</sup> Il "bilanciamento atteso" è stato perciò nullo sino al 2011.

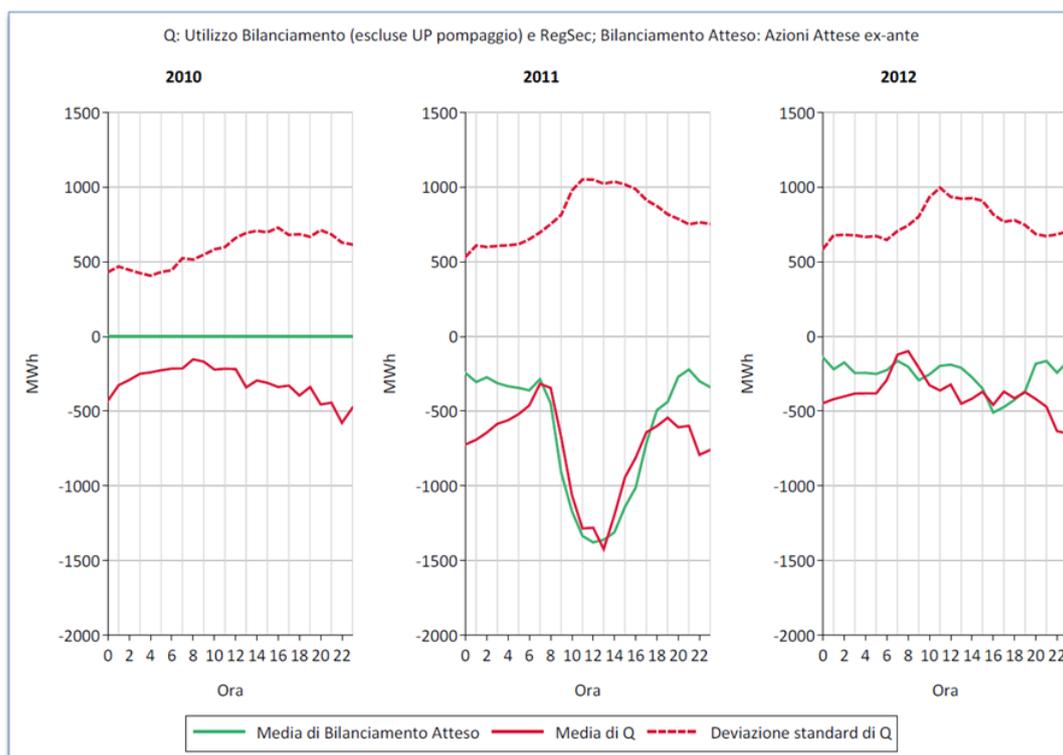


Figura 3.4.2

A proposito di tali andamenti si può osservare quanto segue:

- Nel 2010, si osserva che il saldo delle azioni di bilanciamento effettuate in tempo reale è prevalentemente a scendere, coerentemente con quanto già osservato al paragrafo 3.1.
- Nel corso del 2011 si è assistito alla rapida penetrazione della fonte fotovoltaica. Come già evidenziato al paragrafo 3.1, l’offerta della corrispondente produzione è stata tendenzialmente “corta” nel corso dell’anno. Conseguentemente le azioni di bilanciamento a scendere mediamente condotte per compensare la produzione non offerta sul mercato dell’energia ma immessa in rete sono state estremamente significative (circa 1500 MWh in media, nelle ore centrali della giornata). L’andamento del “bilanciamento atteso” è abbastanza simile, mediamente, a quanto poi si è effettivamente verificato in tempo reale, contribuendo quindi a indicare la corretta valutazione del fenomeno da parte di Terna nell’ambito delle valutazioni di sicurezza di MSD.

La volatilità delle azioni di bilanciamento condotte in MB cresce significativamente dal 2010 al 2011. Tale crescita è dovuta sia al trasferimento precedentemente menzionato delle selezioni da MSD ex-ante a MB che a una maggiore aleatorietà, indotta dalla maggiore penetrazione delle FRNP. Nelle ore centrali della giornata, presumibilmente a causa dell’effetto indotto dalla produzione fotovoltaica, la deviazione standard dell’utilizzo delle risorse di bilanciamento è passato da circa 500 MW nel 2010 a circa 1000 MW nel 2012.

- Nel 2012, si riducono in maniera significativa le azioni di modulazione a scendere da condurre, in media, al fine di assicurare il bilanciamento del sistema e si riduce in modo corrispondente il “bilanciamento atteso”. Viceversa, si riduce solo lievemente rispetto all’anno precedente la volatilità delle azioni di bilanciamento.

### 3.4.2 Quantità selezionate in MB sulle UP idroelettriche di produzione e pompaggio

Nella successiva figura 3.4.3 sono rappresentati, aggregati per ora omonima:

- il valore medio,
- il valore medio incrementato o decrementato di una deviazione standard,

delle quantità selezionate su MB sulle UP idroelettriche di produzione e pompaggio del Continente, per ciascuno degli anni 2010-2012. Il comportamento è coerente con quanto rilevato al precedente paragrafo 3.1. In particolare si osserva che:

- Il massimo delle quantità selezionate in acquisto (incremento del pompaggio/ riduzione della produzione) si osserva intorno alle ore 4-5 ed è confrontabile nel corso dei tre anni ( $\approx 400$  MWh in media e  $\approx 800$  MWh al livello di una deviazione standard negativa).
- Mentre nel 2010 l'acquisto di energia dalle UP idroelettriche di produzione e pompaggio nelle ore diurne è (in media) sostanzialmente assente, esso è stato significativamente presente nelle ore centrali della giornata nel corso del 2011 ( $\approx 200$  MWh in media e  $\approx 700$  MWh al livello di una deviazione standard negativa) per la compensazione della produzione fotovoltaica non offerta sul Mercato dell'energia ed immessa in rete. Il fenomeno è ancora presente nel corso del 2012, seppur notevolmente attenuato rispetto all'anno precedente, in linea con quanto osservato al precedente paragrafo 3.1.
- Notevolmente accresciuto, di circa un fattore 3 in media, rispetto al 2010 è anche la selezione delle offerte in vendita (maggiore produzione/ minore pompaggio) nella punta serale, sia nel corso del 2011 che del 2012 ( $\approx 300$  MWh in media e  $\approx 700$  MWh al livello di una deviazione standard positiva) per consentire l'inseguimento della presa di carico in contemporaneo alla decrescita dell'immissione fotovoltaica.

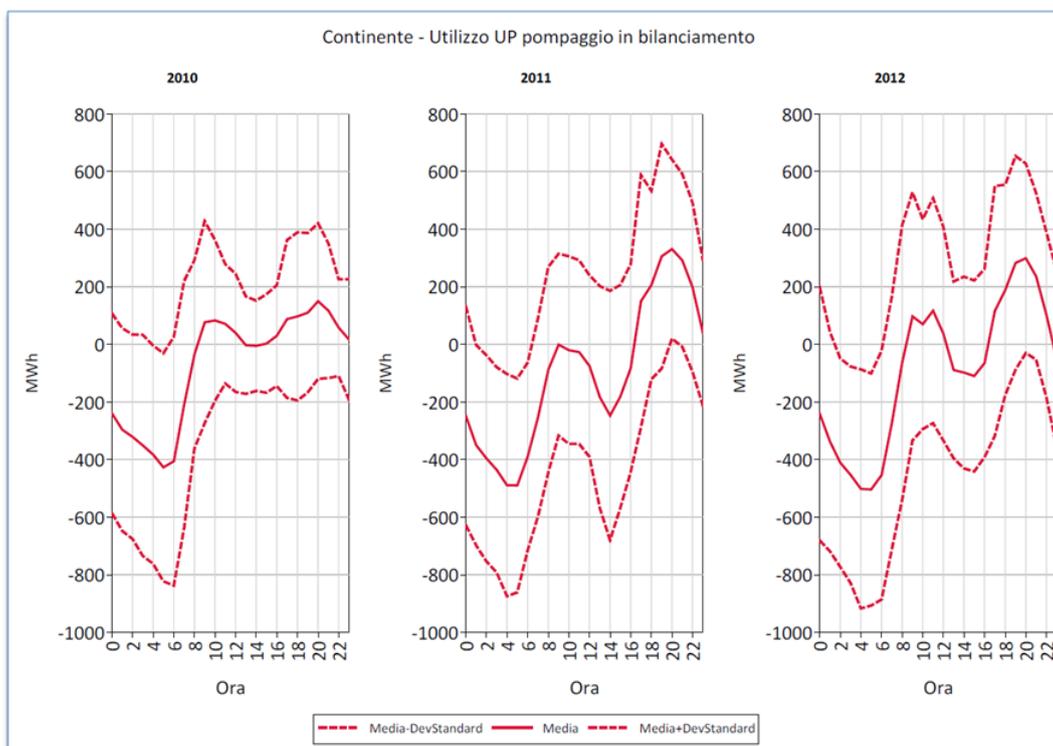


Figura 3.4.3

### 3.4.3 Margini di riserva disponibili in tempo reale

Nelle successive Figure 3.4.4 e Figure 3.4.5 e sono rappresentati, aggregati per ora omonima e per ciascuno degli anni 2010-2012, con riferimento alle UP abilitate dell'aggregato Continente<sup>7</sup>, vari percentili (50%,80%,90%,95%,99%) della distribuzione del margine su UP termoelettriche in servizio, ancora disponibile dopo le azioni condotte in tempo reale per il bilanciamento del sistema rispettivamente a salire e a scendere.

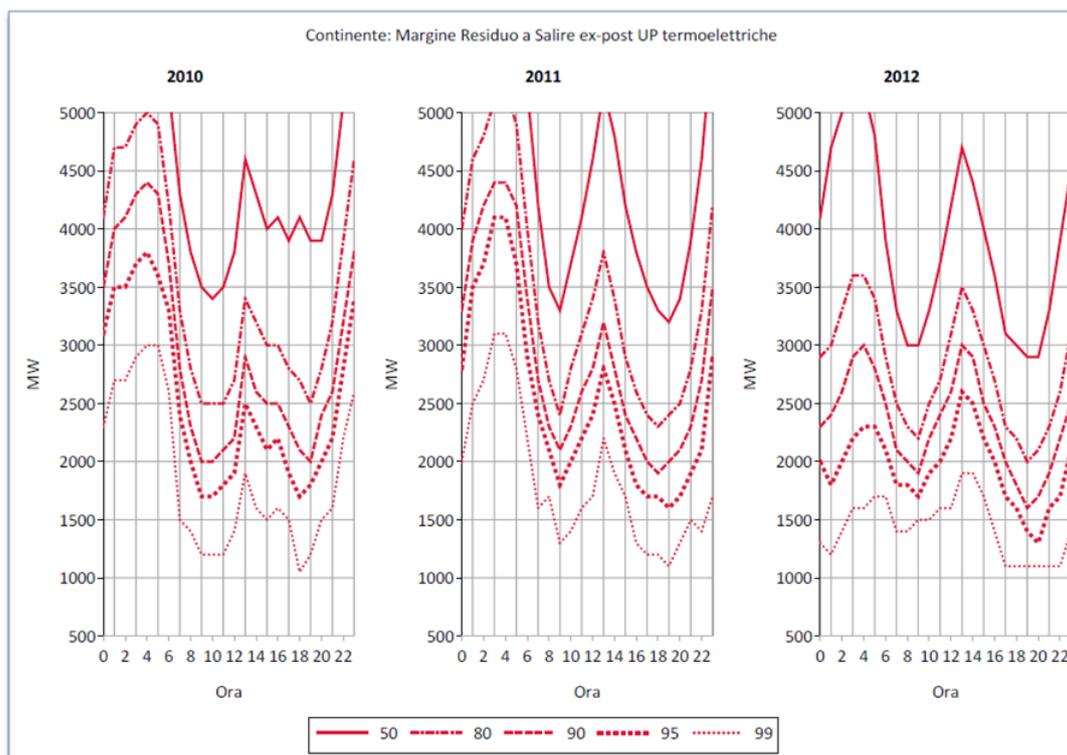
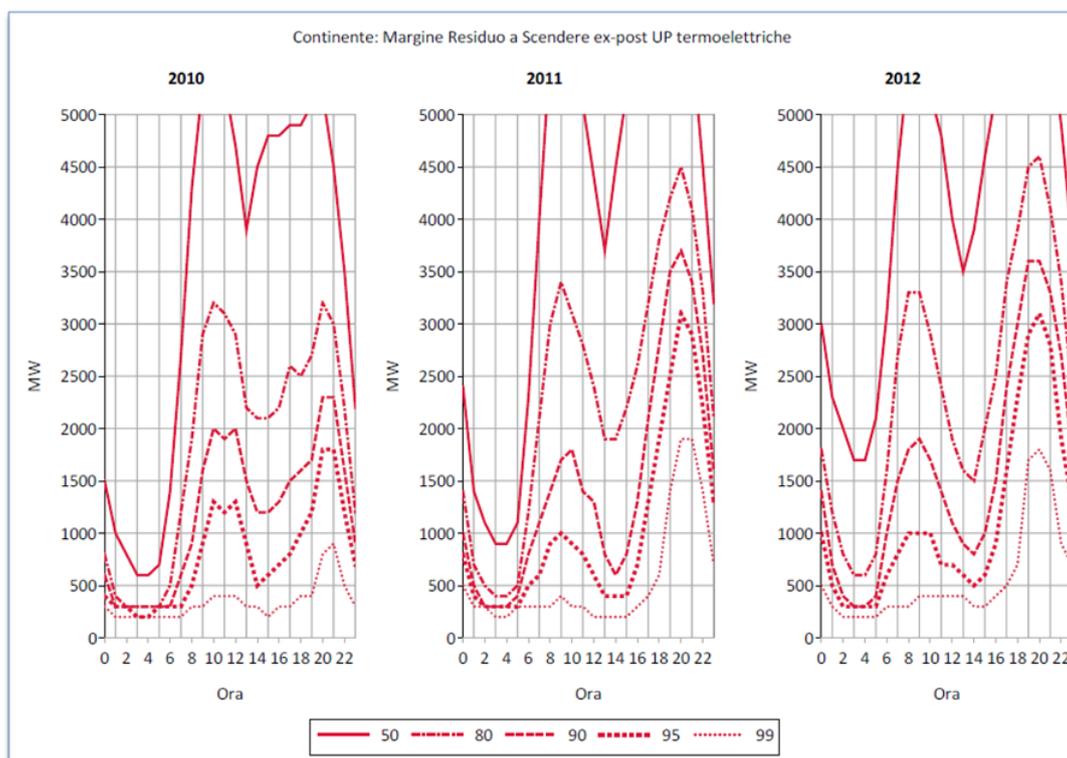


Figura 3.4.4

<sup>7</sup> L'aggregato Continente è il più significativo ai fini delle valutazioni sulla disponibilità di riserva terziaria



*Figura 3.4.5*

Per quanto riguarda i margini a salire, si può osservare quanto segue:

- Sebbene la volatilità dell'utilizzo delle risorse di bilanciamento sia massima nelle ore centrali della giornata, proprio in tali ore si riscontrano i valori più elevati, nelle ore diurne, del margine a salire, disponibile poiché in tali ore si osserva sia la massima produzione fotovoltaica, che i valori minimi in ore diurne della richiesta di energia elettrica.
- Passando dal 2010 al 2011, alle ore 12 si osserva in effetti un netto incremento del margine a salire disponibile, pari a circa 500 MW al percentile 50%. Tale valore torna tuttavia ad essere, nel corso del 2012, abbastanza simile a quello osservato nel 2010. Viceversa, occorre anche osservare la riduzione dei margini residui a salire disponibili nelle ore notturne. Questo trend è coerente con la maggiore propensione delle UP termoelettriche ad effettuare fermate notturne, come già rilevato al paragrafo 3.2.3.

Per quanto riguarda invece i margini a scendere, occorre osservare che la penetrazione delle FRNP ha condotto negli ultimi anni al manifestarsi di situazioni critiche legate al loro controllo, specialmente nei periodi di basso carico. Tale trend di peggioramento dei margini a scendere negli anni è abbastanza evidente nella precedente figura:

- Si osserva infatti, nelle ore diurne, una significativa riduzione del margine a scendere disponibile per i percentili inferiori: ad esempio il margine a scendere disponibile (80° percentile) alle ore 13 si riduce di circa 700 MW dal 2010 al 2012.
- Con gli anni, si riducono viceversa i problemi di controllo dei minimi tecnici nelle ore notturne. Al percentile 50%, si osserva ad esempio che il margine a scendere disponibile cresce da circa 600 a circa 1700 MW, passando dal 2010 al 2012, coerentemente con i trend precedentemente discussi.

- I problemi di minimo diurno mostrano una componente stagionale notevole, essendo caratteristici dei periodi di basso carico in particolare primaverile ed autunnale, come illustrato nella Figura 3.4.6, in cui la distribuzione del margine a scendere al minimo diurno (ore 12-15) è rappresentata separatamente per mese e tipo di giorno (feriale, festivo, prefestivo).
- Nel corso dei tre anni di osservazione, nonostante la crescita complessiva dei problemi di controllo dei minimi tecnici, il margine a scendere disponibile dopo le azioni condotte in tempo reale al 99° percentile della curva di distribuzione resta comunque su valori sostanzialmente simili, di circa 400 MW nelle ore centrali della giornata, essendo tale valore dettato dal soddisfacimento del requisito di riserva secondaria.

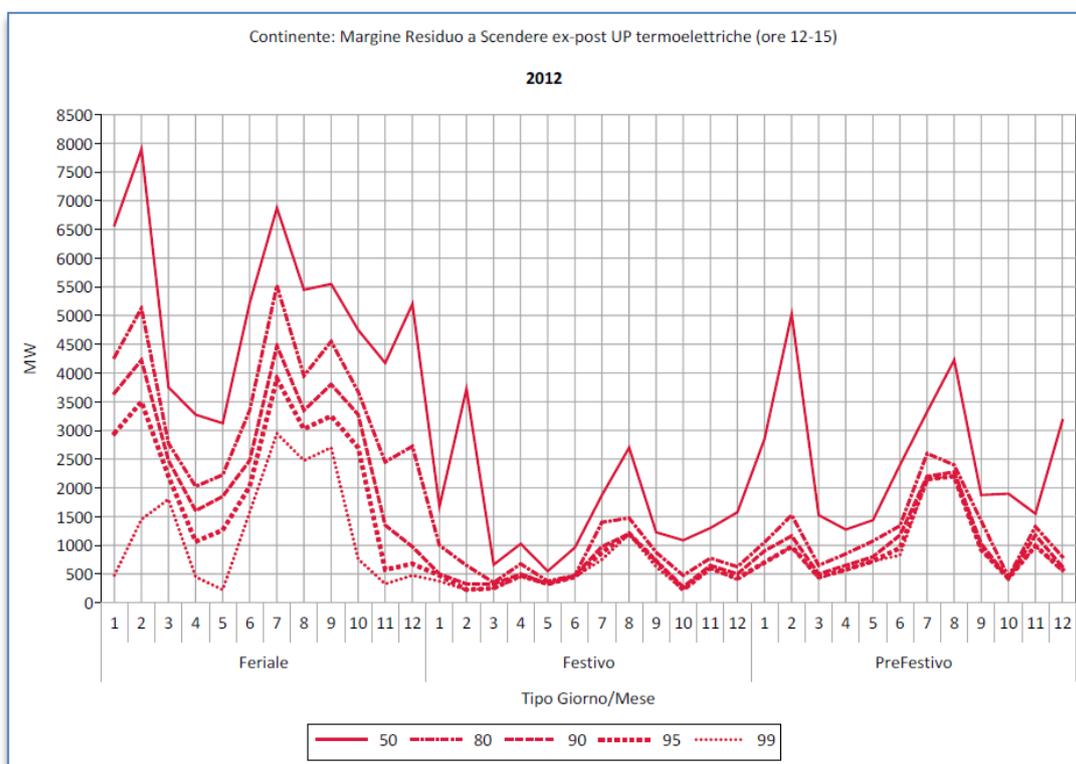


Figura 3.4.6

## 4 Scenari Futuri

### 4.1 Scenari analizzati

In questa Sezione è analizzato l'impatto atteso dell'ulteriore sviluppo delle FRNP sull'approvvigionamento e l'utilizzo dei servizi di dispacciamento, limitatamente ai servizi legati alla regolazione di frequenza e potenza

erogati in regime di mercato secondo quanto già discusso al paragrafo 1.2., negli scenari di breve e lungo termine<sup>8</sup>, caratterizzati per gli scopi di questo documento dai seguenti valori di riferimento:

	Breve Termine	Lungo Termine
Incremento della Domanda (%)	0	+6.7% <sup>9</sup>
Capacità Eolica Installata (GW)	9	14.5
Capacità Fotovoltaica Installata (GW)	18	27.2

Con riferimento agli andamenti illustrati al Paragrafo 2.1, questi valori corrispondono a quanto atteso rispettivamente al termine degli anni 2013 e 2022.

Nelle successive analisi si è inoltre assunto che la produzione eolica e fotovoltaica coincida, opportunamente scalata per l'incremento di capacità di ciascuno scenario analizzato, con la produzione media osservata per ora omonima in ciascun mese dell'anno 2012.

Per quanto riguarda la produzione delle UP:

- idroelettriche,
- geotermiche,
- termoelettriche non abilitate a MSD,
- auto produttori,
- non rilevanti

si è assunto che questa coincida con la produzione dell'anno 2012. Si è infine assunta la presenza in servizio alla potenza minima delle UP termoelettriche necessarie per vincoli di impianto, a causa del legame funzionale con cicli produttivi, o per vincoli di rete, considerando in quest'ultimo caso la riduzione dei vincoli apportata dagli sviluppi di rete.

## 4.2 Andamento della domanda di energia elettrica al netto della produzione da FRNP

### 4.2.1 Descrizione dell'andamento

Nel paragrafo 2.2 è stato illustrato l'andamento della domanda di energia elettrica, al netto della produzione eolica e fotovoltaica, nel triennio 2010-2012. Le successive Figure illustrano gli analoghi andamenti nei due scenari di breve e lungo termine, mostrando l'andamento della domanda di energia elettrica al netto della produzione eolica e fotovoltaica ("fabbisogno residuo"), mediata per ore omonime su tutti i mesi dell'anno, nonché per un mese rappresentativo delle condizioni di basso carico (Aprile) ed uno di alto carico (Luglio). Le curve mostrano anche la variabilità della produzione FRNP, per mezzo della

<sup>8</sup> La capacità installata fotovoltaica ed eolica è coerente con quanto previsto dal Piano di Sviluppo 2013, per lo scenario di lungo termine (Paragrafo 2.5).

<sup>9</sup> Corrispondente ad una energia su base annua di 347 TWh, corrispondente allo "scenario base" indicato nel Piano di Sviluppo 2013 (Paragrafo 2.4).

deviazione standard corrispondente e la produzione cumulata delle fonti “inflexibili” (produzione idroelettrica, geotermica, da unità di produzione non rilevanti, da autoproduzione, termoelettrica non abilitata a MSD oppure con vincoli di impianto o di rete).

Le caratteristiche generali degli andamenti sono quelle già evidenziate a proposito del triennio 2010-2012, seppure notevolmente esasperate per la ulteriore crescita attesa della capacità installata FRNP.

La presa di carico della mattina, a partire all'incirca dalle ore 8 in avanti, viene essenzialmente soddisfatta dalla simultanea presa di carico della produzione fotovoltaica. Nello scenario di lungo termine, nella mattina dei giorni feriali il fabbisogno residuo si mantiene al di sopra dei valori notturni per non più di 5-6 ore. Nei giorni festivi, il fabbisogno residuo decresce costantemente nel corso della mattina, in particolare nei mesi con maggiore produzione fotovoltaica.

Nelle ore centrali della giornata si osserva una ulteriore marcata riduzione del fabbisogno residuo, che raggiunge nei giorni festivi, in dipendenza anche dalle condizioni meteorologiche di maggiore o minore insolazione, valori inferiori ai valori notturni. Nello scenario di lungo termine questa condizione si verifica anche nei giorni prefestivi e nei giorni feriali di basso carico. Nei mesi di basso carico nello scenario di breve termine, il fabbisogno residuo è inferiore alla produzione delle fonti “inflexibili” nelle condizioni meteorologiche più favorevoli alla produzione FRNP; nello scenario di lungo termine questa condizione è largamente verificata anche nella condizione di produzione FRNP media.

La rampa di presa di carico nelle ore serali, in particolare nei giorni di basso carico, diviene sempre più accentuata e ripida, nettamente più pronunciata di quella osservata in corrispondenza delle ore mattutine.

La presa di carico serale si interrompe in corrispondenza della naturale decrescita notturna nella richiesta di energia elettrica: la differenza tra la punta massima serale ed il minimo diurno raggiunge nello scenario di lungo termine valori dell'ordine di 12-15 GW, a seconda del tipo di giorno e del periodo dell'anno. La durata per la quale il fabbisogno residuo resta al di sopra dei valori notturni non supera le 6-8 ore.

## 4.2.2 Scenario di breve termine: andamento del fabbisogno residuo

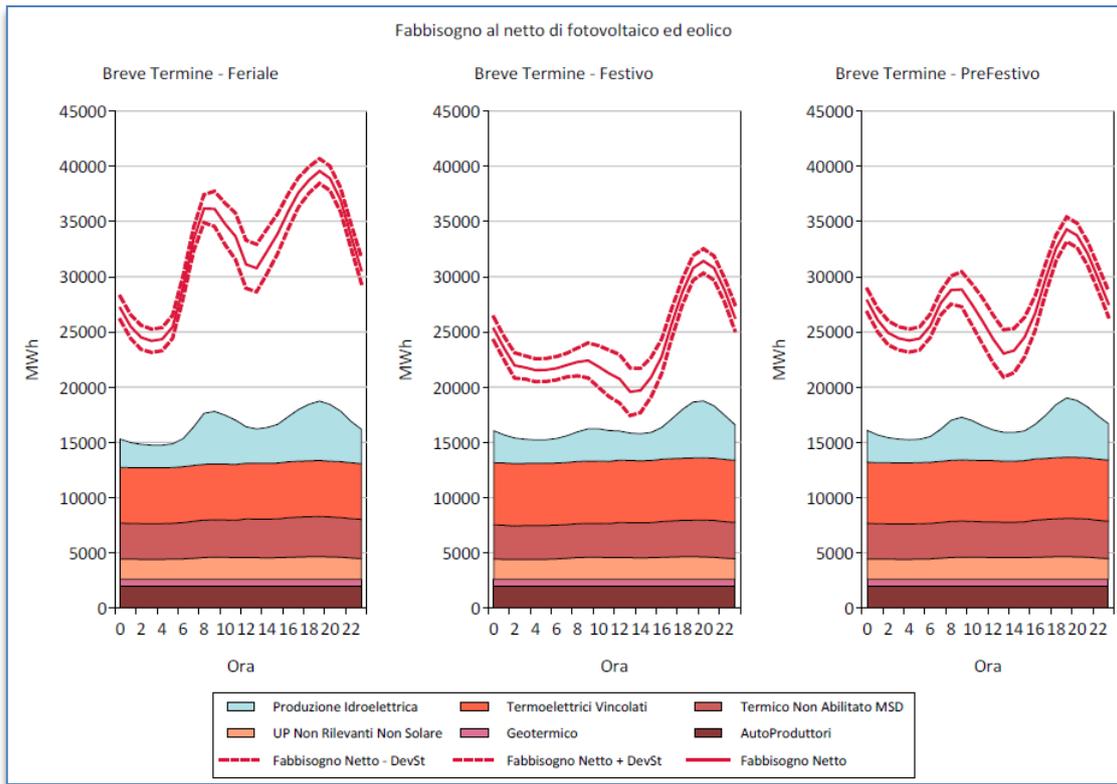


Figura 4.2.1

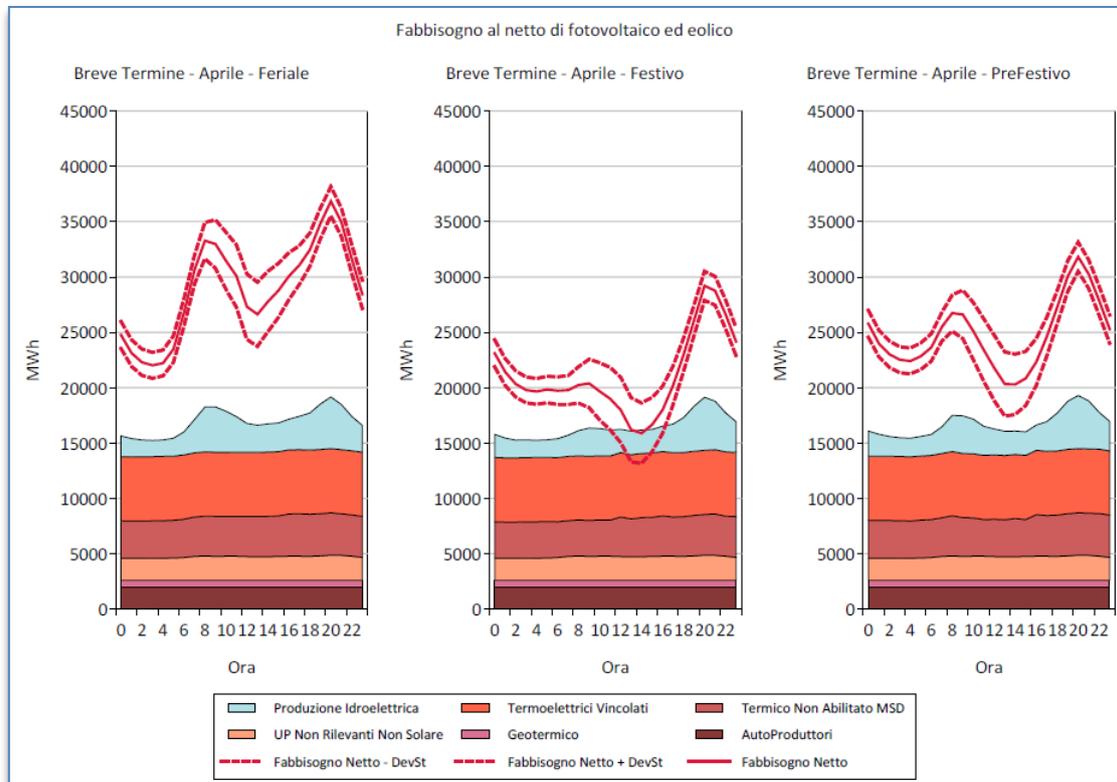


Figura 4.2.2

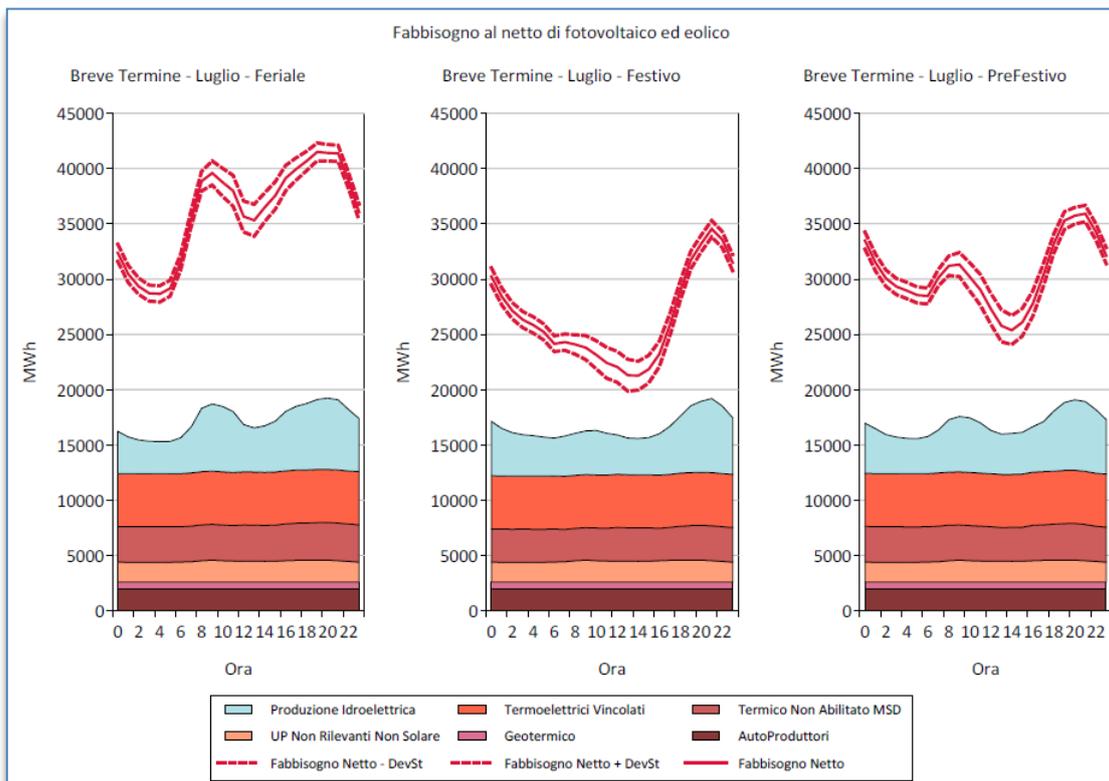


Figura 4.2.3

#### 4.2.3 Scenario di lungo termine: andamento del fabbisogno residuo

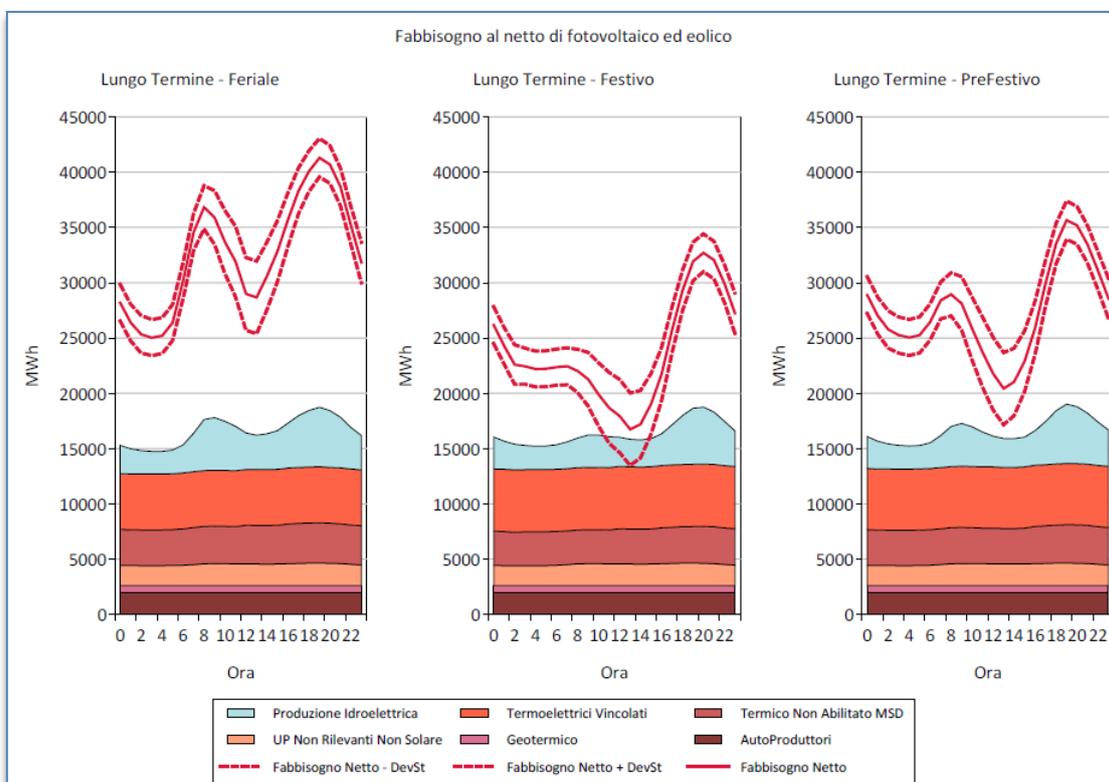
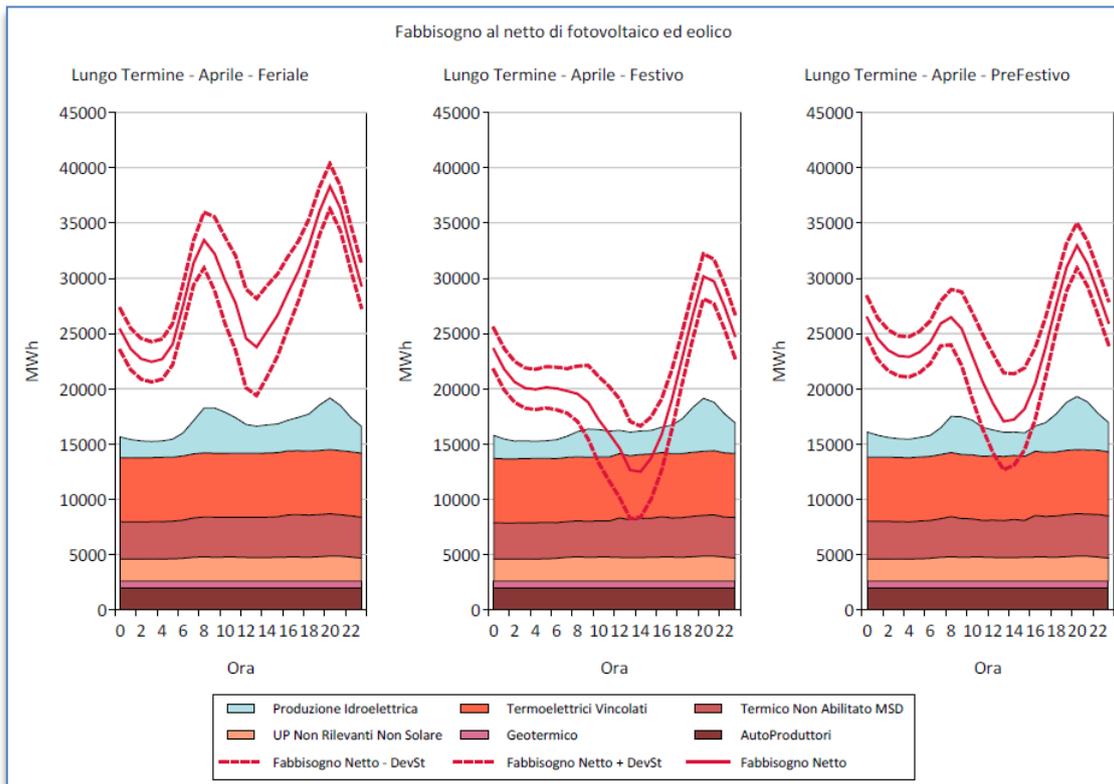
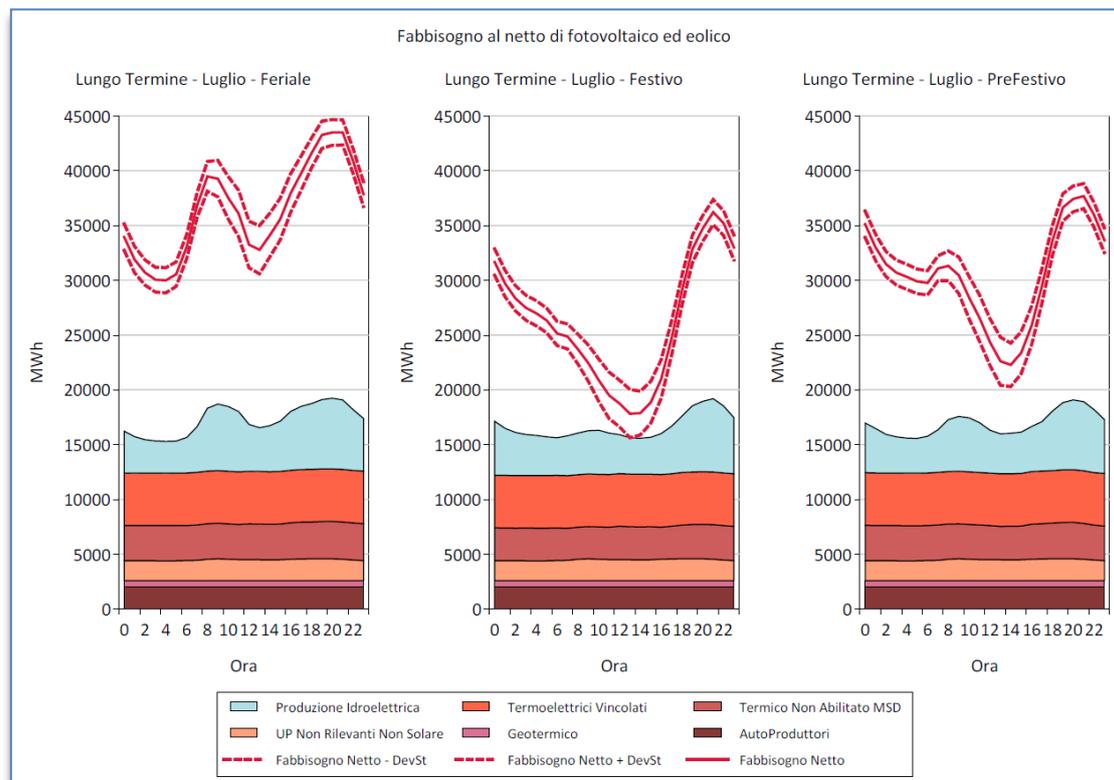


Figura 4.2.4



*Figura 4.2.5*



*Figura 4.2.6*

### 4.3 Approvvigionamento e utilizzo delle risorse di dispacciamento

Come è stato discusso nella Sezione 3, a fronte dell'incremento della potenza FRNP installata, caratterizzata da maggiore aleatorietà rispetto alle fonti tradizionali, risulta necessario approvvigionare maggiori quantitativi di riserva per assicurare in tempo reale l'equilibrio del sistema a fronte di variazioni rispetto ai profili di produzione e carico previsti. Tale esigenza sarà ulteriormente accentuata nei prossimi anni a fronte dell'ulteriore penetrazione della produzione da FRNP prevista nei prossimi anni in linea con gli scenari di breve e lungo periodo.

#### 4.3.1 Riserva Secondaria

Il fabbisogno di riserva secondaria <sup>10</sup> è definito per aggregati di zone geografiche (Continente, Sicilia e Sardegna), sulla base delle Policy entso-e <sup>11</sup>, che a sua volta definisce il minimo valore richiesto di riserva secondaria come funzione della previsione della domanda di energia elettrica in un'area di controllo. In continuità con quanto implementato nel 2011 e 2012 l'aspettativa, illustrata per l'aggregato Continente alla Figura 4.3.1, è che in futuro sia necessario provvedere ad incrementare ulteriormente il fabbisogno di riserva secondaria, soprattutto in corrispondenza delle prese di carico mattutine e serali, in quanto caratterizzate da rampe del fabbisogno residuo sempre più marcate.



Figura 4.3.1

<sup>10</sup> Allegato A22 del Codice di Rete: "Procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione del MSD"

<sup>11</sup> ENTSOE: "Operation Handbook: Policy P-1 Load-frequency control and performance"

## 4.3.2 Riserva Terziaria

### 4.3.2.1 Riserva terziaria di sostituzione

Il fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione<sup>12</sup> di un aggregato di zone ovvero di zona è dimensionato per fronteggiare i seguenti eventi, di cui si assume un'opportuna combinazione:

- indisponibilità non programmata di unità di produzione termoelettriche, in quantità almeno pari alla potenza massima della UP di massima taglia in servizio nell'aggregato ovvero nella zona;
- mancata produzione della unità di produzione termoelettriche in collaudo;
- errore di previsione della domanda di energia elettrica e della produzione da FRNP.

La condizione a), la quale assicura che sia comunque assicurato il criterio N-1 rispetto allo scatto della unità di produzione di massima taglia, risulta dimensionante, in particolare, negli aggregati Sicilia e Sardegna. La condizione c) risulta dimensionante, in particolare, per l'aggregato Continente. L'errore di previsione tenderà negli anni futuri a divenire, con l'ulteriore penetrazione delle FRNP, sempre più significativo con la conseguente crescita del fabbisogno della riserva terziaria di sostituzione.

Sulla base dell'esperienza acquisita nella previsione della produzione eolica e, negli ultimi due anni, della produzione fotovoltaica è possibile stimare l'andamento descritto nella successiva Figura 4.3.2 per alcuni mesi rappresentativi degli scenari di breve e lungo termine.

Il trend osservato nelle ore centrali della giornata è dovuto principalmente al contributo indotto dall'incertezza della previsione di produzione fotovoltaica.

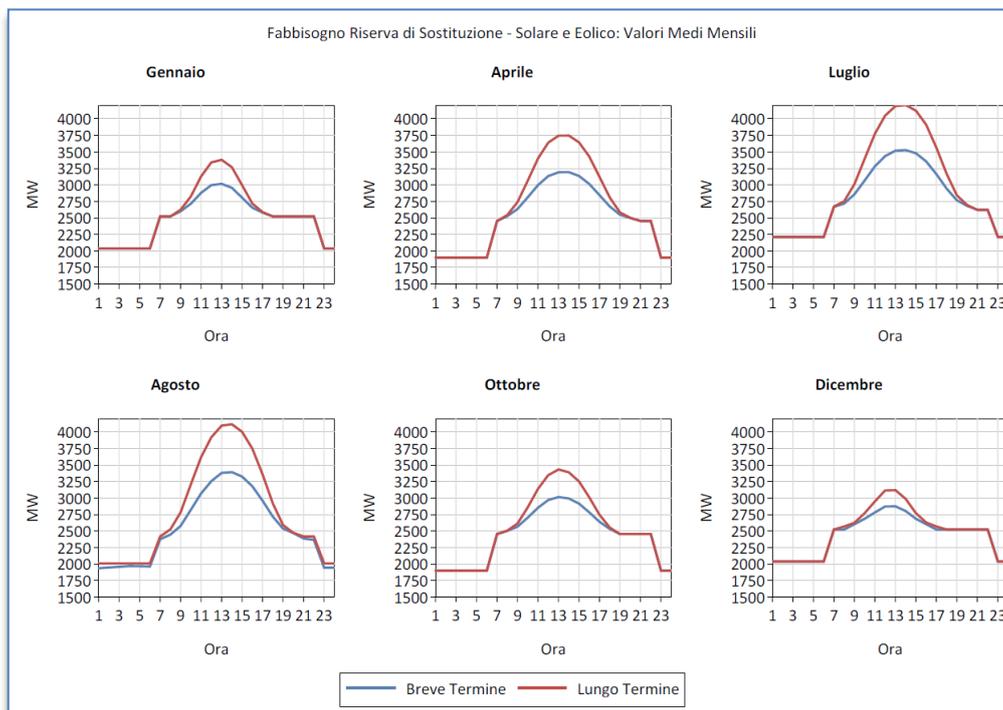


Figura 4.3.2

<sup>12</sup> Allegato A22 del Codice di Rete: "Procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione del MSD"

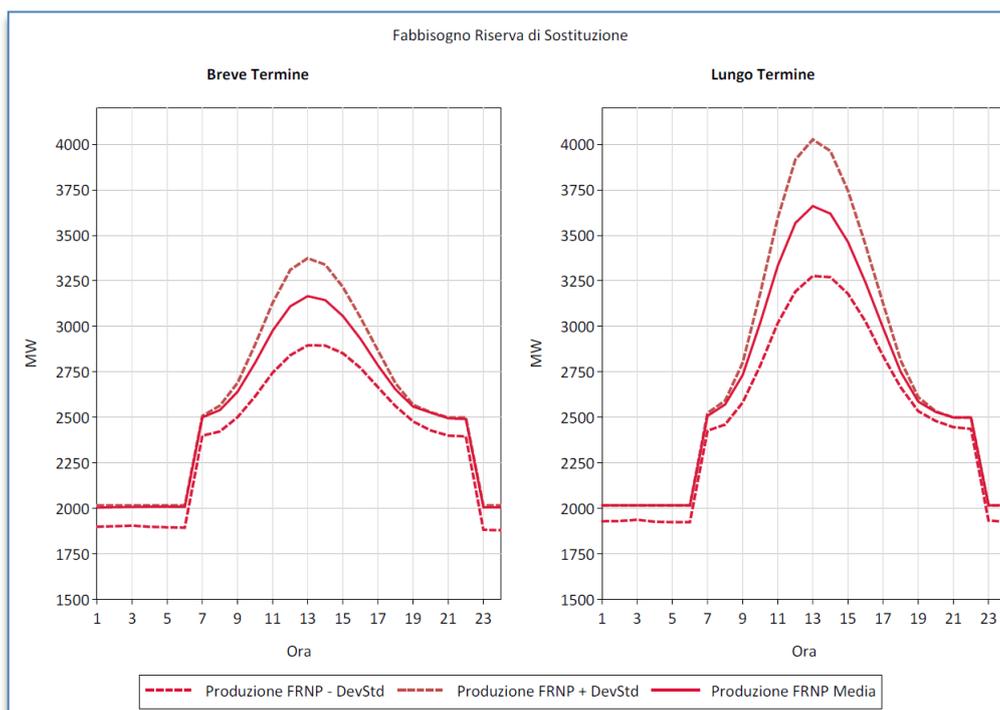


Figura 4.3.3

La variabilità della produzione FRNP a parità di condizioni calendariali (periodo dell'anno, tipo di giorno, ora) si riflette in una elevata volatilità della richiesta di riserva terziaria, anche tra giorni consecutivi della stessa tipologia: questo effetto è illustrato nella Figura 4.3.3, in cui è mostrato l'effetto della variabilità della produzione FRNP<sup>13</sup> sul fabbisogno della riserva terziaria di sostituzione.

#### 4.3.2.2 Riserva terziaria totale a salire

Il fabbisogno di riserva terziaria totale a salire<sup>14</sup> è costituito dalla somma del fabbisogno di riserva di sostituzione, precedentemente discusso, e del fabbisogno di riserva pronta a salire. Per ciascun periodo orario, quest'ultimo fabbisogno è dimensionato per fronteggiare:

- a) Il ripristino completo del fabbisogno di riserva secondaria dell'aggregato.
- b) Il ritardo/anticipo della domanda di energia elettrica rispetto alla previsione della stessa domanda, in particolare durante le rampe/derampe di carico al netto dell'immissione da impianti fotovoltaici.

L'andamento della riserva terziaria totale a salire, illustrato nella successiva Figura 4.3.4 per alcuni mesi rappresentativi degli scenari di breve e lungo termine, è qualitativamente del tutto simile a quello della riserva terziaria di sostituzione ed è influenzato dagli stessi fenomeni citati al precedente paragrafo 4.3.2.1.

<sup>13</sup> Entro una deviazione standard in più o in meno della produzione fotovoltaica ed eolica.

<sup>14</sup> Allegato A22 del Codice di Rete: "Procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione del MSD"

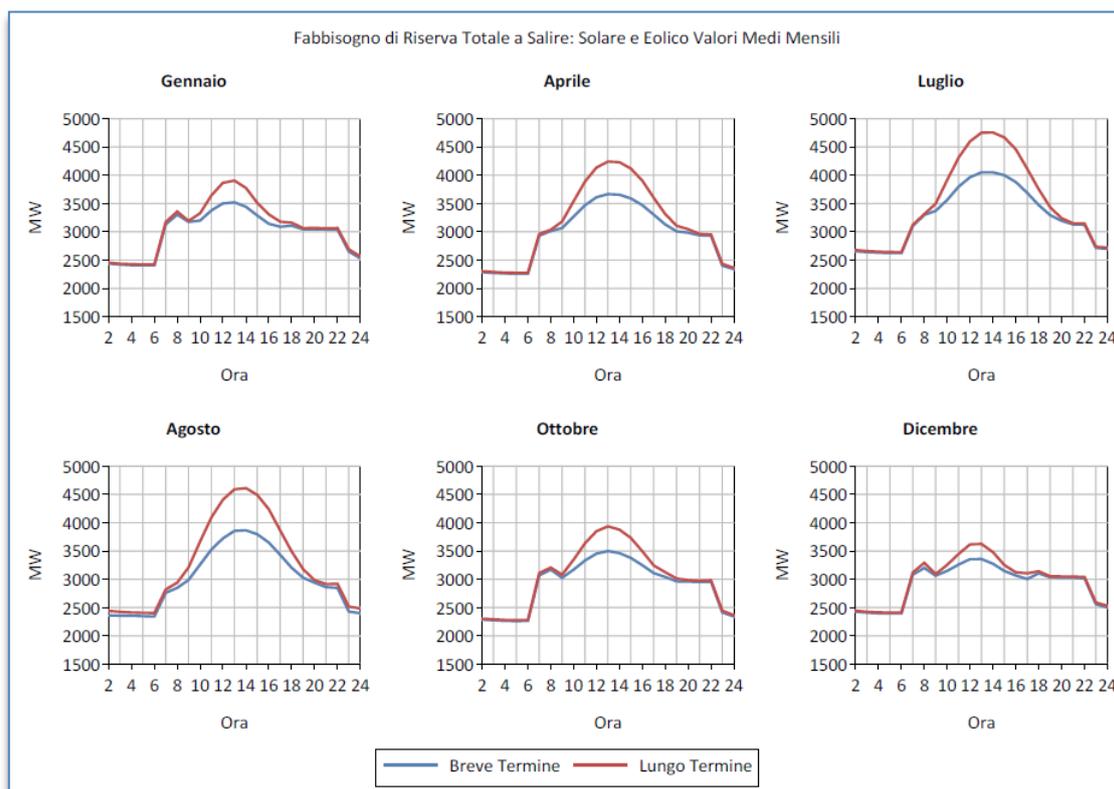


Figura 4.3.4

#### 4.3.2.3 Riserva terziaria totale a scendere

Il fabbisogno di riserva terziaria totale a scendere<sup>15</sup> di un aggregato di zone, ovvero di una zona, è dimensionato per fronteggiare i seguenti eventi, di cui si assume un’opportuna combinazione:

- a) Indisponibilità non programmata, in quantità almeno pari all’assorbimento dell’unità idroelettrica di produzione e pompaggio con massima capacità in servizio nell’aggregato ovvero nella zona.
- b) errore di previsione della domanda di energia elettrica e della produzione da FRNP.

La condizione b) risulta dimensionante, in particolare, per l’aggregato Continente. Come per la riserva di sostituzione, l’errore di previsione tenderà negli anni futuri a divenire, con l’ulteriore penetrazione delle FRNP, sempre più significativo con la conseguente crescita del fabbisogno della riserva terziaria totale a scendere. Ai fini del presente documento, l’andamento della riserva totale a scendere può essere pertanto considerato analogo a quello della riserva terziaria di sostituzione, rappresentato nelle Figure 4.3.2 e 4.3.3.

### 4.3.3 Approvvigionamento della riserva

#### 4.3.3.1 Margini a salire

In questo paragrafo sono svolte alcune considerazioni in merito all’approvvigionamento della riserva terziaria a salire, per alcune situazioni rappresentative degli scenari di breve e lungo termine. L’obiettivo è quello di fornire una schematizzazione delle situazioni attese, di individuare qualitativamente i fenomeni coinvolti e di indicarne l’ordine di grandezza.

<sup>15</sup> Allegato A22 del Codice di Rete: “Procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione del MSD”

Per ciascuna situazione è rappresentato, aggregato per ora omonima, l'andamento:

- Della produzione da sostenere al di sopra delle produzioni "inflexibili" rappresentate al paragrafo 4.2, al fine di soddisfare il fabbisogno residuo;
- Del "free headroom", cioè dei margini di riserva a salire disponibili sulle UP termoelettriche che comunque debbono essere in servizio, almeno alla potenza minima, per vincoli di impianto, a causa del legame funzionale con cicli produttivi, o per vincoli di rete.
- Della quantità di riserva che deve essere approvvigionata, tenuto conto del "free headroom" disponibile, per il soddisfacimento del fabbisogno di riserva di sostituzione.

La prima situazione illustrata (Figura 4.3.6) corrisponde ad un giorno feriale in un mese di basso carico (Aprile). Con particolare riferimento alla situazione di lungo termine, si può vedere come il fabbisogno residuo nelle ore centrali della giornata è sostanzialmente soddisfatto dalle sole produzioni "inflexibili". Poiché in queste ore le unità di produzione termoelettriche sono schiacciate al minimo tecnico, il solo "free headroom" disponibile sulle unità di produzione "inflexibili" è in condizione di soddisfare il fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione. Sia nelle ore della mattina che del pomeriggio è necessario produrre per soddisfare il fabbisogno residuo in eccesso rispetto al livello delle produzioni "inflexibili". Parte della punta di fabbisogno, in particolare serale, sarà coperto dalla produzione, per una quota che può essere stimata di circa 2000 MW, delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio, utilizzate nel pomeriggio per assicurare il bilancio del sistema, e che debbono reintegrare i propri invasi in vista del ciclo di pompaggio del giorno successivo. La rimanente produzione, circa 8000 MW alla punta serale nell'esempio considerato, deve essere fornita da unità di produzione termoelettriche, che potranno restare in servizio per circa 4-8 ore. Considerazioni analoghe, sia pure con minori valori di produzione, possono essere svolte alla punta del mattino. Le unità termoelettriche avviate non possono essere portate a potenza massima, in quanto debbono garantire la copertura del fabbisogno di riserva di sostituzione per un ammontare, sia alla punta della mattina che del pomeriggio, di circa 2500 MW. E' da notare infine che se le unità idroelettriche di produzione e pompaggio fossero sostanzialmente impegnate alla produzione massima potrebbe verificarsi una situazione di scarsità per quanto riguarda la disponibilità di riserva pronta.

La seconda situazione illustrata (Figura 4.3.7) corrisponde ad un giorno feriale in un mese di alto carico (Luglio). Con particolare riferimento alla situazione di lungo termine, si può vedere come le produzioni "inflexibili" sono al massimo nelle ore centrali della giornata (come si evidenzia poiché il "free headroom" allocato su di esse è sostanzialmente nullo); nella situazione illustrata circa 2500 MW di produzione termoelettrica potrebbero restare in servizio per un numero considerevole di ore nel corso della giornata. Tali unità dovrebbero restare tuttavia a carico parziale poiché nelle stesse ore è necessario fornire circa 4000 MW di riserva di sostituzione. Le unità in servizio dovrebbero essere quindi caratterizzate da un basso rapporto tra potenza minima e potenza massima, oppure la riserva terziaria dovrebbe essere fornita da unità in grado di sincronizzarsi alla rete e raggiungere la potenza massima in tempi contenuti. Le punte di carico mattutina e serale debbono essere coperte, anche nella situazione di alto carico, con l'avviamento di unità termoelettriche per un ammontare complessivo abbastanza simile a quello della situazione di basso carico (circa 5000 MW e 8000 MW rispettivamente alla punta della mattina e della sera). La durata della presenza in servizio per le unità "peaker" è limitata anche in questo caso a 4-8 ore.

Nei giorni festivi di alto carico (Figura 4.3.8) la situazione è qualitativamente simile a quella descritta per i giorni feriali di basso carico. Le produzioni "inflexibili" coprono il fabbisogno residuo per larga parte della giornata e la riserva di sostituzione è soddisfatta dal solo "free headroom". Nella punta serale risulta tuttavia necessario avviare unità termoelettriche, in questo caso per una durata di 4-6 ore. In punta serale

l'approvvigionamento di riserva di sostituzione è comunque significativo, circa 2500 MW, sia pure per un ristretto numero di ore.

Nei giorni festivi di basso carico (Figura 4.3.9) infine, le produzioni "inflexibili" coprono il fabbisogno residuo per quasi tutta la giornata, ad eccezione della punta serale. In queste condizioni le unità idroelettriche di produzione e pompaggio saranno utilizzate in modo molto esteso nel corso della giornata e la punta serale del fabbisogno potrà essere utilizzata per ripristinare il livello degli invasi. Sebbene la riserva di sostituzione sia sostanzialmente coperta dal "free headroom", potrebbe verificarsi una situazione di scarsità per quanto riguarda la disponibilità di riserva pronta in punta serale, qualora le unità idroelettriche di produzione e pompaggio siano impegnate sostanzialmente alla potenza massima.

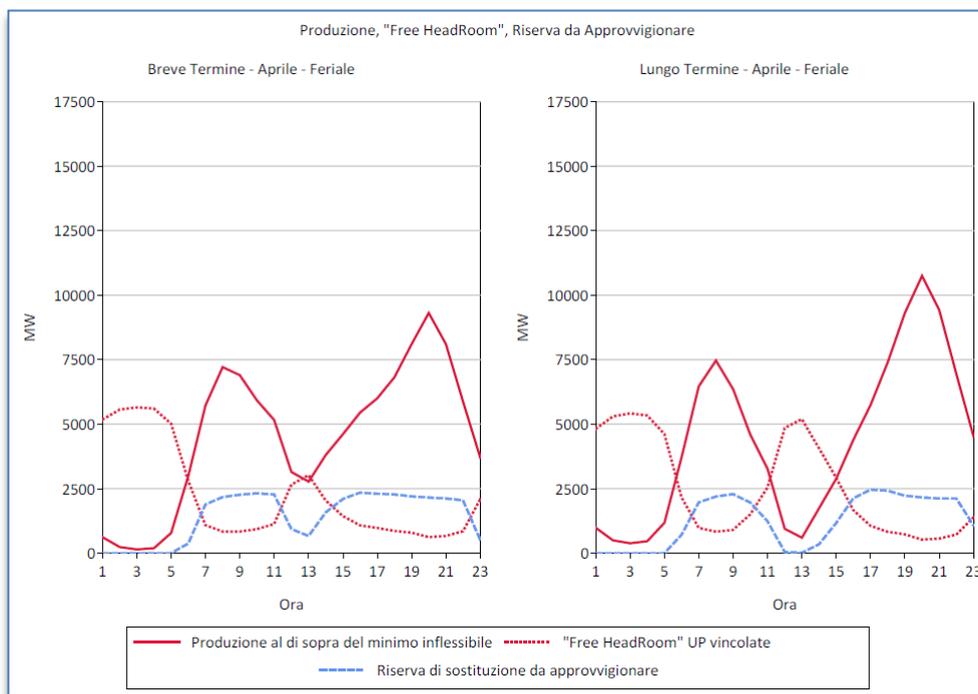


Figura 4.3.6

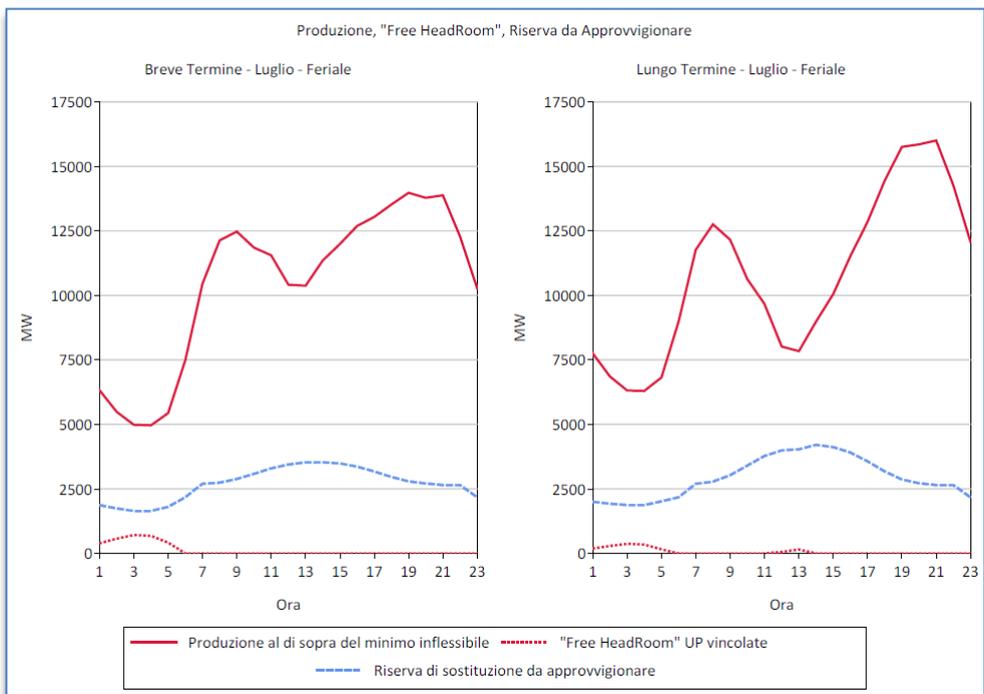


Figura 4.3.7

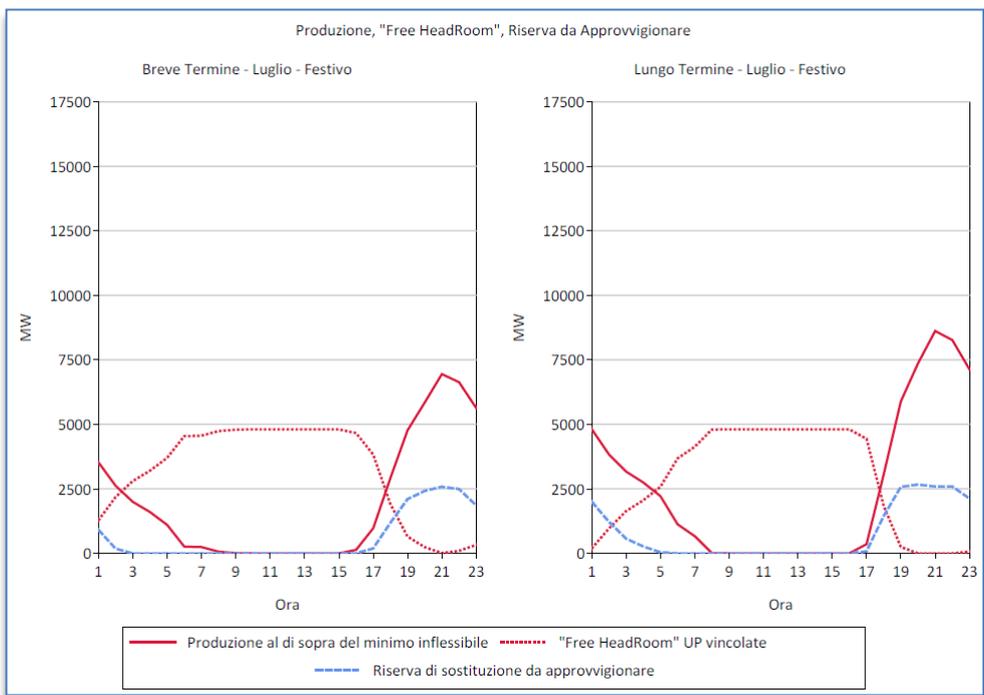


Figura 4.3.8

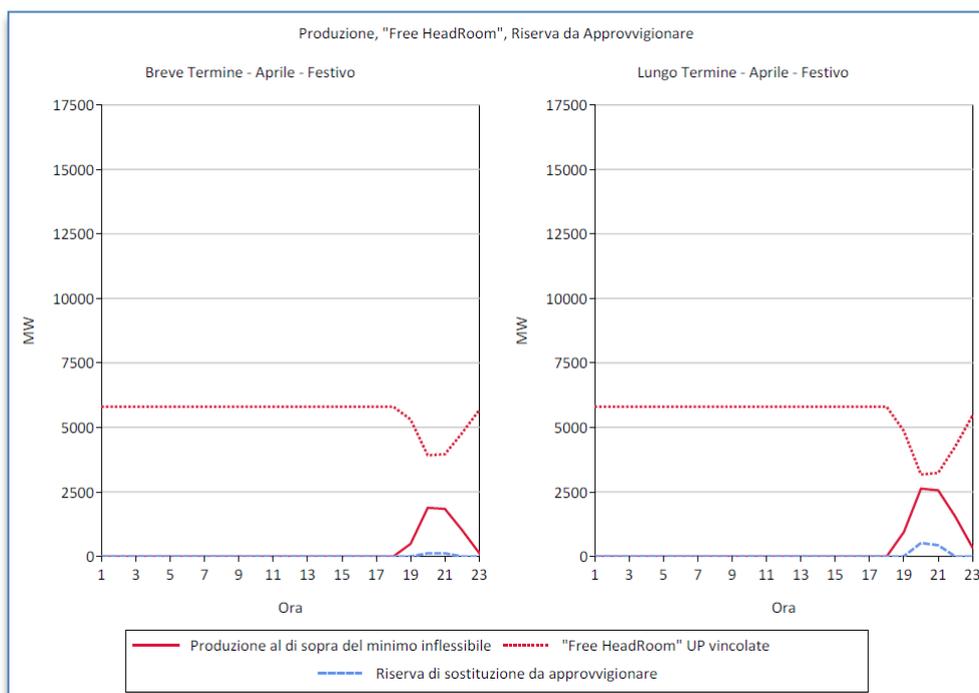


Figura 4.3.9

#### 4.3.3.2 Margini a scendere

Come peraltro già evidente da quanto discusso al paragrafo 4.2, in cui per alcuni periodi dell'anno il fabbisogno residuo risulta addirittura inferiore alla somma delle produzioni inflessibili, l'approvvigionamento dei margini a scendere sulle unità di produzione attualmente abilitate a MSD presenta criticità progressivamente maggiori con la crescente penetrazione delle FRNP.

Nella successiva Figura 4.3.10 il numero dei giorni dell'anno appartenenti ai periodi dell'anno di cui sopra, in ciascuno dei due scenari di breve e lungo termine è stato classificato, per ciascuna ora omonima, secondo le seguenti categorie:

- Categoria A: Esportazione Elevata, Margini Inadeguati

Ricadono in questa categoria le ore, non incluse nelle categorie precedenti, in cui il margine a scendere è inferiore a 1000 MW, pur con valori elevati di pompaggio (2000 MW) ed esportazione (1000 MW).

In questa condizione i margini a scendere non sono adeguati poiché è possibile soddisfare il fabbisogno di riserva secondaria, dell'ordine di 500 MW nelle ore centrali della giornata, ma non totalmente il fabbisogno di riserva terziaria totale a scendere. Sebbene sul Continente sia possibile realizzare anche valori più elevati di pompaggio, questi sono difficili da sostenere per il numero di ore necessarie nella giornata.

- Categoria B: Esportazione Necessaria, Margini Inadeguati

Ricadono in questa categoria le ore, non incluse nelle categorie precedenti, in cui il margine a scendere è inferiore a 1000 MW, pur con valori elevati di pompaggio e senza importazioni.

- Categoria C: Margini Scarsi

Ricadono in questa categoria le ore, non incluse nelle categorie precedenti, in cui non è possibile soddisfare completamente il fabbisogno totale di riserva a scendere, pur con valori elevati di pompaggio e senza importazioni.

- Categoria D: Attenzione

Ricadono in questa categoria le ore, non incluse nelle categorie precedenti, in cui è possibile soddisfare completamente il fabbisogno totale di riserva a scendere, ma con valori elevati di pompaggio e con importazioni non superiori a 3500 MW.

Nella Figura 4.3.11 la medesima informazione appare aggregata come totale delle ore in ciascuna categoria per mese omonimo.

Le precedenti figure indicano un progressivo peggioramento negli anni della possibilità di fornire gli adeguati margini a scendere. Come è chiaro dall'andamento del fabbisogno residuo discusso al paragrafo 4.2, le maggiori difficoltà si riscontrano nelle ore centrali della giornata dei mesi di basso carico.

E' opportuno rammentare che la precedente discussione ha considerato esclusivamente la possibilità di garantire l'equilibrio del sistema nazionale nel suo complesso, rispetto a produzione, carico e scambi con l'estero. Problematiche simili possono tuttavia verificarsi anche a livello zonale, su porzioni del sistema elettrico i cui collegamenti con le aree limitrofe sono soggetti a vincoli di trasporto in corrispondenza delle sezioni critiche.

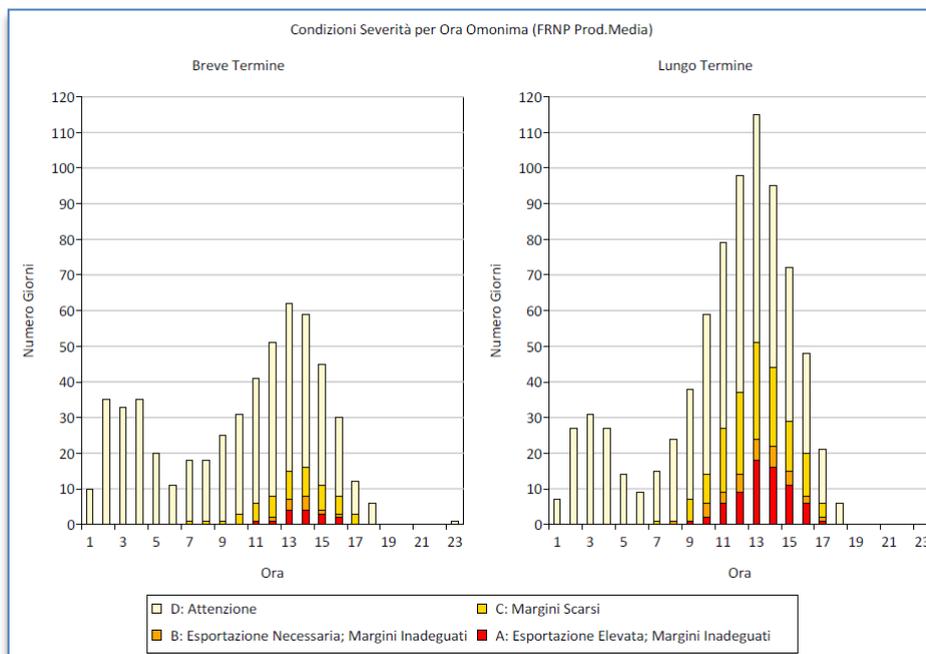


Figura 4.3.10

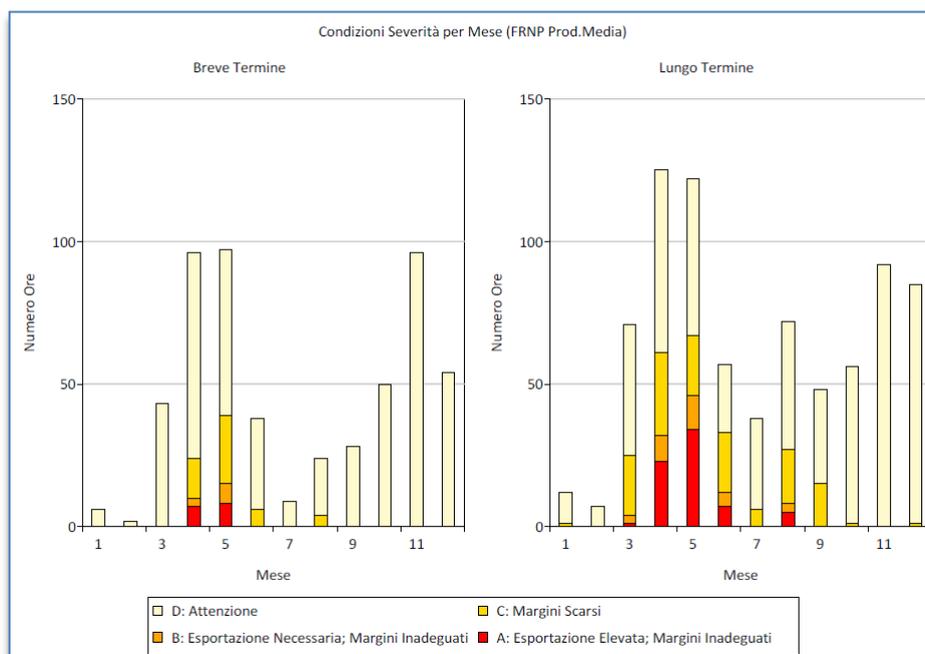


Figura 4.3.11

## 5 Servizi di flessibilità

### 5.1 Esigenze funzionali

L'esame dell'utilizzo dei servizi di dispacciamento nell'ultimo triennio, condotto alla Sezione 3, e la valutazione delle aspettative negli scenari di breve e lungo termine, illustrata alla Sezione 4, hanno individuato, al fine di gestire adeguatamente la continua penetrazione della produzione da FRNP, le seguenti esigenze funzionali:

- Necessità di attivare la riserva terziaria di sostituzione, almeno per una quota parte significativa, a ridosso del tempo reale a causa delle incertezze associate alla previsione delle FRNP, che possono modificare significativamente sia l'ammontare di riserva necessaria che il momento in cui la riserva stessa deve essere attivata;
- Necessità di mantenere in servizio le unità di produzione termoelettriche per tempi significativamente più brevi di quelli oggi tipici, a causa del profilo di fabbisogno residuo, caratterizzato, in particolare nei periodi di basso carico, da intervalli con valori estremamente bassi seguiti da periodi con fabbisogno residuo elevato, della durata di poche ore;
- Necessità di inseguimento delle rampe congiunte di fabbisogno e produzione da FRNP, anche al fine di disporre di adeguati margini di riserva pronta;
- Necessità di estendere le risorse di dispacciamento in condizioni di ridurre, a seguito di un opportuno ordine di dispacciamento, la propria produzione, in modo da contribuire a garantire i necessari margini di riserva a scendere.

Al fine di soddisfare tali esigenze è necessario perseguire:

- Per il raggiungimento dell'obiettivo a), la riduzione dei tempi per l'avviamento delle unità di produzione termoelettriche. La riduzione dei tempi di avviamento va infatti incontro alla gestione a ridosso del

tempo reale in quanto nella fase di programmazione di MSD, Terna potrebbe allocare la riserva di sostituzione su unità non in servizio, senza tuttavia disporre anche l'ingresso in parallelo che sarebbe viceversa richiesto solamente in tempo reale, in caso di necessità.

- Per il raggiungimento degli obiettivi a) e b), la riduzione dei tempi di permanenza in servizio e fuori servizio delle unità di produzione termoelettriche. La riduzione di tali tempi, consentendo di "adattare" la presenza dell'unità all'effettivo profilo del fabbisogno residuo, permette anche di non ridurre i margini a scendere disponibili, alleviando quindi le risorse necessarie a soddisfare l'obiettivo d).
- Per il raggiungimento dell'obiettivo c), l'incremento della rapidità di presa e rilascio di carico delle unità di produzione termoelettriche rotanti;
- Per il raggiungimento dell'obiettivo d), estendere l'abilitazione della partecipazione a MSD a unità ad oggi non abilitate.

## 5.2 Dati tecnici rilevanti delle unità di produzione

In questo paragrafo sono esaminati i dati tecnici delle unità di produzione termoelettriche più rilevanti ai fini della possibilità di incrementare la flessibilità di fornitura del servizio di riserva terziaria, ovvero:

- a) il tempo di avviamento;
- b) il tempo di permanenza in servizio;
- c) il gradiente di presa e rilascio carico.

### 5.2.1 Tempo di avviamento

Le successive figure 5.2.1 e 5.2.2 illustrano, rispettivamente, per le UP termoelettriche tradizionali (unità a carbone o ad olio combustibile) o a ciclo combinato, la curva cumulata della distribuzione delle dichiarazioni effettuate in MSD ex-ante del Tempo di avviamento (TAVA, il tempo necessario per portare l'UP alla potenza minima dal momento della richiesta di avviamento). Ciascuna serie rappresenta, per un dato valore, la percentuale di dichiarazioni inferiori al valore indicato, relativamente alle dichiarazioni di Gennaio 2012, Gennaio 2013, Marzo 2013.

Si osserva naturalmente una notevole differenza nei valori dichiarati per il parametro TAVA tra le due tipologie di unità. Il valore mediano di TAVA è infatti di circa 16 ore per le UP termoelettriche tradizionali e di circa 5 ore per le unità CCGT. Per queste ultime, nel 20% dei casi sono comunque necessarie più di 8 ore per completare l'avviamento.

La distribuzione dei valori dichiarati, per entrambe le tipologie di UP, sono sostanzialmente simili per i differenti periodi di osservazione e non sembrano dunque indicare una evoluzione nel tempo di questa caratteristica tecnica degli impianti.

E' da notare che i tempi di avviamento da freddo dichiarati per la maggior parte delle unità di produzione a ciclo combinato non sono ancora tali da permettere la gestione "just in time" della riserva di sostituzione.<sup>16</sup>

---

<sup>16</sup> Il Codice di Rete al Capitolo 4, prevede attualmente come requisito per la fornitura del servizio di riserva di sostituzione un tempo massimo di attivazione pari a 2 ore

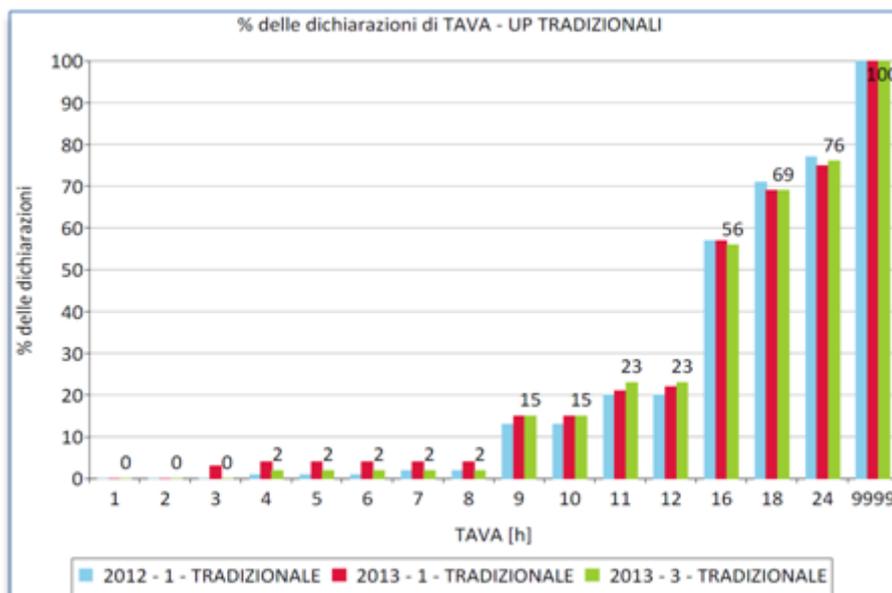


Figura 5.2.1

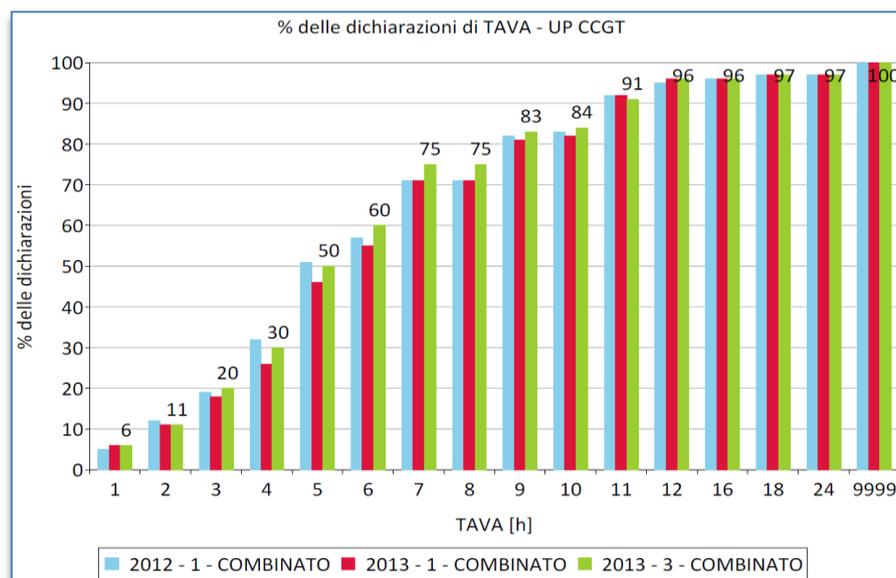


Figura 5.2.2

## 5.2.2 Tempo di permanenza in servizio

La successiva figura 5.2.3 illustra l'andamento da gennaio 2012 a marzo 2013 della percentuale di valori dichiarati, ai fini della fase di programmazione di MSD, per il Tempo di Permanenza in Servizio (TPS) pari al massimo valore possibile (12 ore), separatamente per le UP termoelettriche di tipologia tradizionale o a ciclo combinato.

Mentre la quasi totalità delle UP termoelettriche tradizionali dichiara un TPS pari a 12 ore, si riscontra una positiva evoluzione nei valori dichiarati di TPS per i CCGT: le UP che dichiarano un valore di TPS inferiore al massimo sono passate da circa 15% a Marzo 2012, al 25% tra Maggio 2012 e Gennaio 2013 al 39% riscontrato a Marzo 2013 (pari a circa 35 unità su 90).

La figura 5.2.4 mostra la curva cumulata della distribuzione delle dichiarazioni di TPS ai fini di MSD ex-ante nel mese di Marzo 2013. La serie rappresenta, per un dato valore, la percentuale di dichiarazioni inferiori al valore indicato. Il 14% delle dichiarazioni è non superiore a 4 ore, con il 7% delle dichiarazioni pari 4 ore, mentre il 36% delle dichiarazioni è non superiore a 8 ore, con il 18% pari a 8 ore.

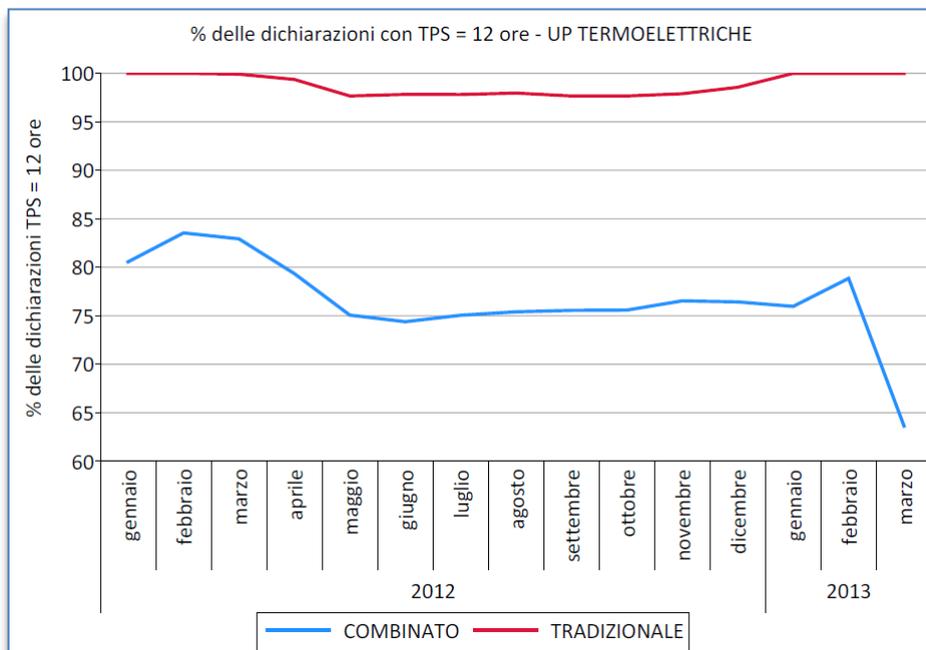


Figura 5.2.3

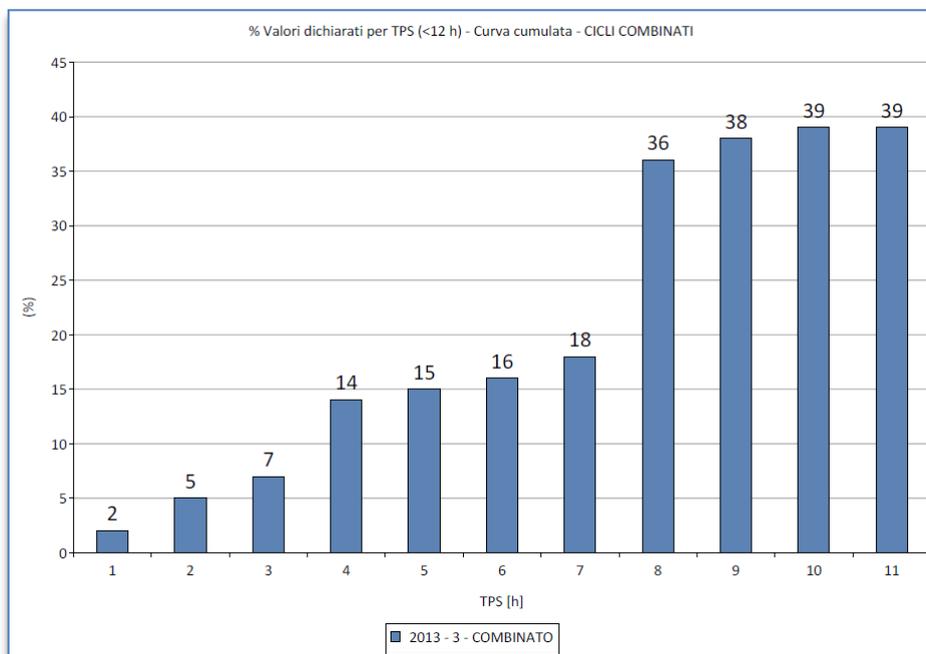


Figura 5.2.4

La progressiva riduzione osservata mediamente per il tempo di permanenza in servizio è tuttavia il risultato di un equilibrio tra unità che riducono il proprio TPS ed altre che lo incrementano. Con riferimento

all'ultimo giorno feriale dei mesi di Febbraio e Marzo, ad esempio, si verifica che 6 CCGT hanno aumentato il proprio TPS da 8 a 12 ore, mentre 17 lo hanno ridotto.

Le tabelle nella figura 5.2.5 illustrano la distribuzione congiunta dell'offerta di accensione, espressa come frazione del cap di accensione relativo a ciascuna unità, e del tempo di permanenza in servizio. I dati sono relativi alle offerte presentate per la fase di programmazione di MSD, relativamente all'ultimo giorno feriale dei mesi di Febbraio e Marzo 2013.

L'esame delle tabelle non evidenzia relazioni sistematiche tra l'offerta di accensione ed il tempo di permanenza in servizio. L'offerta di accensione tende ad essere polarizzata o a valori molto bassi (non superiore al 10% del cap, 37 unità su 82 a fine marzo) o a valori molto alti (superiore al 90% del cap, 26 unità su 82). Le unità che hanno ridotto il proprio tempo di permanenza in servizio tra febbraio e marzo 2013 non hanno sostanzialmente variato la propria offerta di accensione (solamente una, nei giorni qui esaminati, ha aumentato significativamente l'offerta passando dal 50% al 100% del valore di cap). Per contro, si osservano variazioni significative dell'offerta di accensione, anche senza variazioni del TPS offerto; sempre nell'esempio qui esaminato, le due unità con TPS pari a 3 hanno portato la propria offerta di accensione da un valore inferiore al 10% ad un valore superiore al 100% del cap passando da febbraio a marzo.

Numero UP	% CAP OFFERTA DI ACCENSIONE											Dati 28/02/2013
TPS (Ore)	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	Totale complessivo
<b>COMBINATO</b>	<b>24</b>	<b>12</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>18</b>	<b>81</b>
1	1										1	2
2											2	2
3	2											2
4	3											3
7			1									1
8	7	1										8
9		1										1
10		2										2
12	11	8	3	2	2	3	4	6	5	1	15	60
<b>TRADIZIONALE</b>	<b>44</b>		<b>4</b>						<b>2</b>		<b>3</b>	<b>53</b>
8									1			1
12	44		4						1		3	52
<b>Totale complessivo</b>	<b>68</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>21</b>	<b>134</b>

*Offerte di UP non soggette ad obblighi regolatori*

Numero UP	% CAP OFFERTA DI ACCENSIONE											Dati 29/03/2013
TPS (Ore)	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	Totale complessivo
<b>COMBINATO</b>	<b>22</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>26</b>	<b>82</b>
1	1										1	2
2											2	2
3											2	2
4	3	3		2	1				1	1	2	13
7			1									1
8	5	3										8
9		1										1
10		2										2
12	13	6	1	1	1	1		5	4		19	51
<b>TRADIZIONALE</b>	<b>33</b>		<b>7</b>		<b>8</b>				<b>2</b>		<b>3</b>	<b>53</b>
12	33		7		8				2		3	53
<b>Totale complessivo</b>	<b>55</b>	<b>15</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>29</b>	<b>135</b>

*Offerte di UP non soggette ad obblighi regolatori*

Figura 5.2.5

In conclusione, sebbene siano stati molto recentemente registrati notevoli progressi per quanto riguarda la riduzione del tempo di permanenza in servizio, occorre innanzitutto verificare che tali progressi restino stabili nel tempo ed occorre inoltre che si estendano in modo ancora considerevole, visto che alla data

ancora oltre il 60% delle unità dichiara un valore di TPS (12 ore), che non sembra compatibile con l'evoluzione attesa per le FRNP.

### 5.2.3 Gradiente di presa e rilascio di carico

La successiva figura 5.2.6 illustra la curva cumulata della distribuzione delle dichiarazioni effettuate, ai fini della fase di programmazione di MSD, del gradiente (minimo tra gradiente di presa e rilascio di carico), nel mese di Gennaio 2013. Ciascuna curva indica la percentuale dei valori dichiarati inferiori al valore in ascissa separatamente per le UP termoelettriche di tipologia tradizionale, a ciclo combinato, o turbogas a ciclo aperto.

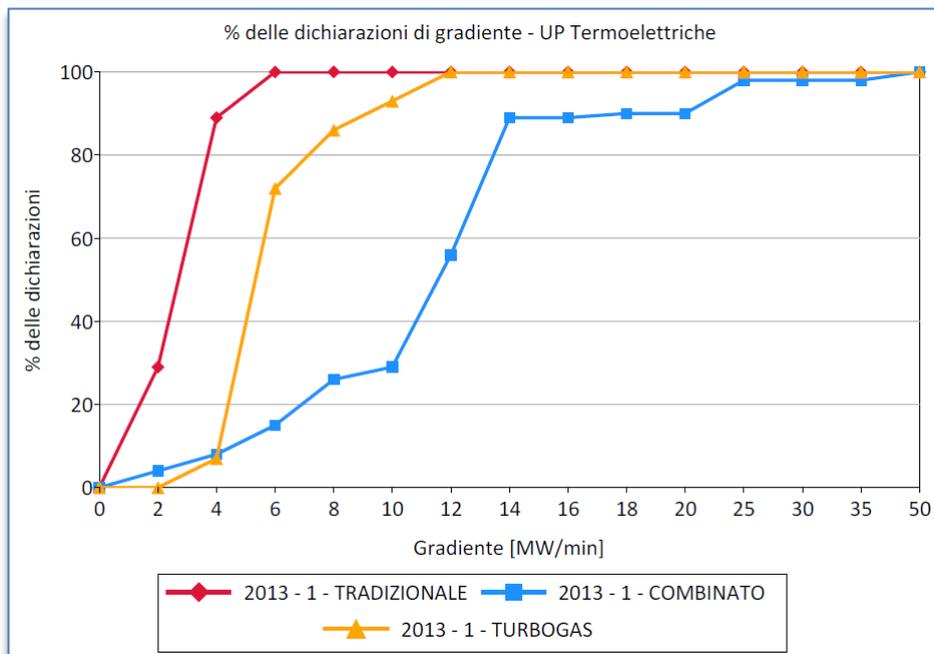


Figura 5.2.6

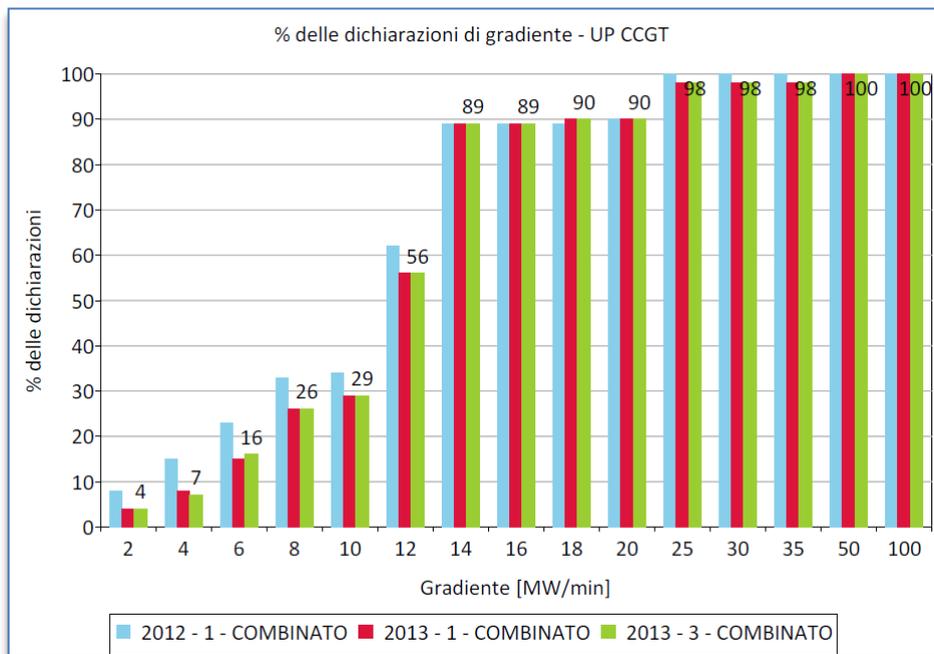


Figura 5.2.7

Si osservano naturalmente differenze molto forti tra le diverse tecnologie d'impianto, con le seguenti mediane:

- UP Termoelettriche Tradizionali:  $\approx 3$  MW/min
- Turbogas a ciclo aperto :  $\approx 5$  MW/min
- Cicli combinati:  $\approx 12$  MW/min

La Figura 5.2.7 illustra gli stessi dati per le unità a ciclo combinato con i dati relativi a Gennaio 2012, Gennaio 2013 e Marzo 2013: si nota un miglioramento della performance nel corso del 2012, con una diminuzione della frequenza con cui sono dichiarati i valori di gradiente più bassi.

La Figura 5.2.8 rappresenta i dati dichiarati, ai fini della fase di programmazione di MSD, dalle unità a ciclo combinato per ciascuno dei propri assetti di funzionamento: sull'asse delle ascisse è rappresentata la potenza massima dell'assetto mentre sull'asse delle ordinate è rappresentato il gradiente dell'unità.

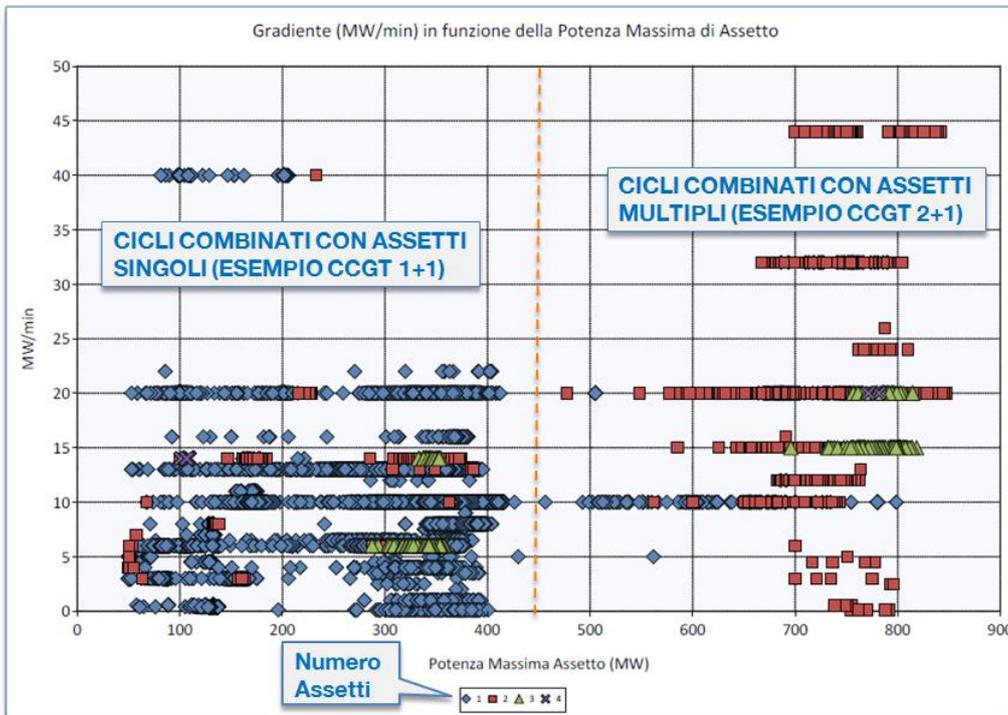


Figura 5.2.8

La figura rende evidente che mentre i valori più elevati di gradiente si osservano per le unità multi assetto (CCGT con un turbo vapore e due turbogas), vi sono significative differenze tra gli impianti e si registrano valori molto elevati di gradiente, dell'ordine di 40 MW/min, anche con unità in singolo assetto.

Occorre infine notare che, sebbene il dato di gradiente per le unità a ciclo combinato sia certamente assai più elevato che per altre tecnologie, i valori presenti sono, per la maggior parte delle unità, ancora lontani dalla prestazione ad oggi richiesta per la fornitura di riserva pronta (50 MW/min).<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Codice di Rete: Capitolo 4, Paragrafo 4.4.4.2

## 5.3 Proposte

Al fine di soddisfare le esigenze funzionali descritte al paragrafo 5.1, non sembra emergere la necessità di introdurre servizi aggiuntivi caratterizzati da specifici fabbisogni, quanto piuttosto la possibilità di valorizzare, attraverso adeguata articolazione delle offerte, opportune prestazioni di flessibilità delle unità di produzione. Tali prestazioni assolvono a servizi contemplati dall'attuale Codice di Rete, quali la riserva di sostituzione o il bilanciamento, e si ritiene che la loro introduzione determini nel breve periodo un incremento di efficienza nell'approvvigionamento ed utilizzo delle risorse su MSD. E' tuttavia necessario che la selezione delle offerte relative a tali prestazioni di flessibilità avvenga, in competizione con le offerte ordinarie, nel rispetto dell'ordine di merito economico.

### 5.3.1 Prestazione di pronto avviamento

La prestazione di "pronto avviamento" da parte di una UP consiste in una modalità di fornitura del servizio di riserva terziaria di sostituzione e si configura come la disponibilità dell'Utente del dispacciamento:

- A pre-definire, entro i tempi di formulazione delle offerte per MSD ex-ante in D-1, una finestra temporale nel giorno D all'interno della quale, se richiesto in tempo reale, la stessa UP è in condizioni di sincronizzarsi alla rete e raggiungere il minimo tecnico non oltre 120 minuti dall'ordine di dispacciamento;
- A richiedere un Tempo di Permanenza in Servizio non superiore a 4 ore;
- A ricevere un corrispettivo, ad esempio a titolo di opzione, definito dallo stesso Utente del dispacciamento e che remunera la disponibilità a prestare il servizio nei termini di cui sopra.

Qualora si intende istituire tale prestazione è necessario:

- Modificare l'attuale struttura d'offerta, al fine di introdurre il prezzo di opzione per la prestazione;
- Modificare gli algoritmi di selezione delle offerte della fase di programmazione in modo tale da confrontare il costo dell'opzione più il costo atteso<sup>18</sup> dell'avviamento e dell'energia con il costo certo dell'avviamento;
- Modificare gli algoritmi di settlement per la remunerazione dell'opzione di pronto avviamento, nonché il corrispettivo necessario a penalizzare l'Utente del dispacciamento nel caso l'unità non effettui l'avviamento previsto, oltre al consueto corrispettivo di sbilanciamento.

### 5.3.2 Riduzione del tempo di permanenza in servizio

Fermo restando l'attuale limite massimo, con riferimento alla riduzione del tempo di permanenza in servizio si può, ad esempio, articolare l'attuale offerta di accensione in funzione dei tempi di permanenza in servizio in modo tale da consentire all'Utente del dispacciamento di esprimere valori più elevati di offerta in corrispondenza di tempi di permanenza in servizio più ristretti.<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup> Cioè valutato con una data probabilità di utilizzo

<sup>19</sup> Ad esempio, l'offerta di accensione potrebbe essere costituita da due coppie (offerta di accensione, tempo di permanenza in servizio):

L'unità di produzione sarebbe remunerata, come accade attualmente, in base agli esiti del Mercato di Bilanciamento, in base all'offerta presentata ed al numero di ore in cui l'UP è effettivamente rimasta in servizio.

Al fine di introdurre tale possibilità è necessario:

- Modificare l'attuale struttura d'offerta, al fine di gestire il menu di offerta di accensione.
- Modificare gli algoritmi di selezione delle offerte della fase di programmazione e della fase di bilanciamento;
- Modificare gli algoritmi di settlement per la remunerazione dell'offerta di accensione. Tale modifica sarebbe particolarmente complessa in quanto, a differenza di ora, l'offerta di accensione non sarebbe più unica nel corso della giornata. Sarebbero infatti possibili più avviamenti della stessa UP con differente tempo di permanenza in servizio cui corrisponderebbe una differente remunerazione.

### 5.3.3 Rapidità di presa e rilascio di carico delle UP rotanti

La prestazione di "bilanciamento rapido" da parte di una UP consiste nella fornitura, in tempo reale, del servizio di bilanciamento, in aumento o in diminuzione, con gradiente superiore ad una soglia minima, da predefinire in funzione della taglia e della tecnologia dell'unità, al netto della quantità fornita per l'utilizzo del servizio di riserva secondaria.<sup>20</sup>

$$\left\{ \begin{array}{l} G (\text{€}), TPS \\ G^* (\text{€}), TPS^* \\ TPS^* > TPS \\ G^* < G \end{array} \right.$$

L'offerta di accensione potrebbe essere valorizzata in base agli esiti di MB secondo l'effettiva presenza in servizio T dell'unità secondo la regola:

$$\left\{ \begin{array}{l} TPS \leq T \leq TPS^* \rightarrow G_T(T) = G \\ TPS^* < T \rightarrow G_T(T) = G^* \end{array} \right.$$

<sup>20</sup> Le componenti di "bilanciamento rapido" in aumento o in diminuzione potrebbero ad esempio essere definite rispettivamente come:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Quantità Bilanciamento Rapido in aumento: } [Q_{FAST}^+ - \text{Soglia}]^+ \\ \text{Quantità Bilanciamento Rapido in diminuzione: } [Q_{FAST}^- - \text{Soglia}]^- \\ x^+: \text{ parte positiva di } x \\ x^-: \text{ parte negativa di } x \\ Q_{FAST} = Q_{MB}(q) - \frac{1}{2} \cdot (Q_{MB}(q-1) + Q_{MB}(q-2)) \\ q: \text{ periodo rilevante} \\ Q_{MB}: \text{ integrale della quantità PVM} - PV_{TC} \end{array} \right.$$

La remunerazione della prestazione potrebbe avvenire tramite una remunerazione aggiuntiva, a premio rispetto a quella delle offerte per “Altri Servizi”.<sup>21</sup> A tal fine sarebbero introdotte nuove componenti di offerta, separatamente in vendita e in acquisto, concettualmente simili alle offerte ad oggi presentate per l'utilizzazione della Riserva secondaria.

Al fine di istituire tale prestazione è necessario:

- Modificare l'attuale struttura d'offerta, al fine di introdurre le componenti di offerta corrispondenti;
- Modificare gli algoritmi di selezione delle offerte del tempo reale in modo tale da confrontare il costo delle offerte di bilanciamento rapido con le consuete offerte per “Altri Servizi” al fine di ottenere una determinata quantità di bilanciamento nel tempo dato;
- Modificare gli algoritmi di settlement per la remunerazione del bilanciamento rapido. In caso di mancata fornitura del servizio, la penalizzazione corrispondente avverrebbe tramite il consueto meccanismo degli sbilanciamenti.

#### 5.3.4 Abilitazione a MSD di UP FRNP

Anche in considerazione delle modifiche alla disciplina degli sbilanciamenti introdotte con la deliberazione 281/2012/R/EFR, a decorrere dal 1 gennaio 2013, si ritiene sia opportuno valutare la possibilità di abilitare, eventualmente su base volontaria, le unità di produzione rilevanti FRNP alla fornitura di determinati servizi approvvigionati nel MSD, quali in particolare la risoluzione delle congestioni e il bilanciamento a scendere.

Qualora abilitate al MSD, le unità rilevanti FRNP potrebbero essere utilizzate per la fornitura di servizi di dispacciamento, che oggi vengono approvvigionati nel rispetto del criterio di priorità di dispacciamento in assenza di risorse attivabili in alternativa.

Il ri-dispacciamento delle unità FRNP sembra l'unica possibilità praticabile per ottenere le risorse necessarie per la fornitura di margini a scendere, in particolare nei periodi di basso carico. Inoltre l'abilitazione delle unità FRNP potrebbe migliorare l'efficienza di MSD in quanto il ri-dispacciamento potrebbe avvenire immediatamente a ridosso del tempo reale, senza vincoli di permanenza in servizio o fuori servizio, graduando strettamente le quantità selezionate alle necessità.

Naturalmente in caso di abilitazione delle UP eoliche rilevanti al MSD, sarebbe necessario coordinare tale partecipazione con le attuali modalità di remunerazione legate al MPE.

#### 5.3.5 Verifica di conformità al DCO 508/12

Il documento per consultazione DCO 508/12 “Mercato dell'energia elettrica – Revisione delle regole per il dispacciamento - Orientamenti” pone quattro criteri che devono essere rispettati per l'introduzione di nuovi servizi di flessibilità affinché si determini un incremento dell'efficienza dell'approvvigionamento sul MSD:

---

<sup>21</sup> La remunerazione per la prestazione di “bilanciamento rapido” potrebbe ad esempio essere definita come:

$$\begin{cases} \text{Remunerazione} = \text{Prezzo}^+ \cdot (\text{Quantità Bilanciamento Rapido in Aumento}) - \text{Prezzo}^- \cdot (\text{Quantità Bilanciamento Rapido in Diminuzione}) \\ \text{Prezzo}^+, \text{Prezzo}^-: \text{componenti di offerta aggiuntive } (\geq 0) \end{cases}$$

- a) i requisiti minimi per l'abilitazione a ciascun servizio di flessibilità siano fissati in maniera tale da massimizzare il numero di UP idonee a offrire il servizio, senza peraltro pregiudicare l'efficacia del servizio stesso;
- b) gli operatori possano formulare offerte che riflettano il più fedelmente possibile la struttura dei costi di fornitura di ciascun servizio di flessibilità necessario a Terna;
- c) Terna possa selezionare le offerte per i differenti servizi di flessibilità quanto più possibile in prossimità del tempo reale al fine di minimizzare le incertezze legate agli errori di previsione del reale fabbisogno di detti servizi e, conseguentemente, l'ammontare approvvigionato, così da ridurre l'onere netto;
- d) gli operatori possano ricevere segnali di prezzo trasparenti sul valore marginale di ciascun servizio di flessibilità fornito a Terna.

Per quanto riguarda la prestazione di pronto avviamento, si ritiene che questa sia in linea:

- con il criterio a), in quanto non pone limiti di partecipazione alle unità ammesse alla prestazione, al di là dei limiti di massimo tempo di avviamento e permanenza in servizio necessari a non pregiudicare l'efficacia della prestazione;
- con il criterio b), in quanto si permette all'Utente del dispacciamento di esprimere un prezzo specifico per la prestazione offerta;
- con il criterio c), in quanto riduce i volumi da attivare ex-ante ed estende le risorse attivabili direttamente a ridosso del tempo reale per la fornitura del servizio di bilanciamento;
- con il criterio d), in quanto sarebbe possibile identificare esplicitamente il valore marginale delle offerte selezionate per la prestazione specifica.

Per quanto riguarda l'introduzione di un menu di offerte di accensione finalizzato alla riduzione del tempo di permanenza in servizio, si ritiene che questo sia in linea:

- con il criterio a), in quanto non pone limiti di partecipazione alle unità ammesse alla prestazione, al di là dei limiti di massimo tempo di avviamento e permanenza in servizio necessari a non pregiudicare l'efficacia della prestazione;
- con il criterio b), in quanto si permette all'Utente del dispacciamento di esprimere un prezzo specifico per la prestazione offerta;
- con il criterio d), in quanto sarebbe possibile identificare esplicitamente il valore marginale delle offerte selezionate per la prestazione specifica.

Non si ritiene applicabile in questo caso il criterio c).

Per quanto riguarda l'introduzione della prestazione di "bilanciamento rapido", si ritiene che questo sia in linea:

- con il criterio a), pur di definire opportunamente la soglia minima di accesso alla prestazione;
- con il criterio b), in quanto si permette all'Utente del dispacciamento di esprimere un prezzo specifico per la prestazione offerta;
- con il criterio c), in quanto la prestazione è attivata direttamente in tempo reale, senza necessità di specifica predisposizione;
- con il criterio d), in quanto sarebbe possibile identificare esplicitamente il valore marginale delle offerte selezionate per la prestazione specifica.

Per quanto riguarda l'estensione dell'abilitazione MSD alle unità FRNP, si ritiene che questa sia in linea:

- con il criterio a), per definizione, dato che la proposta mira ad estendere la partecipazione a MSD;
- con il criterio c), in quanto mira ad estendere il volume delle azioni direttamente attivabili in tempo reale, riducendo il volume delle azioni che richiedono una predisposizione ex-ante;
- con il criterio d), in quanto risultano direttamente identificabili le UP FRNP attivate su MSD.

Non si ritiene applicabile in questo caso il criterio b).

## 5.4 Ulteriori proposte

In aggiunta alle proposte descritte al precedente paragrafo 5.3, si ritiene opportuno approfondire le seguenti tematiche:

- a) Partecipazione della domanda al MSD
- b) Sviluppo del mercato di bilanciamento “cross border” tramite meccanismi TSO-TSO.

Con riferimento alla partecipazione delle unità di consumo al MSD, considerato che anche la domanda potrebbe offrire, eventualmente su base volontaria, la flessibilità del proprio carico in aumento o in riduzione si ritiene utile valutarne la fattibilità tecnica (ad esempio attraverso l'introduzione di funzioni di aggregatore della domanda in capo a soggetti esistenti o nuovi soggetti). Sarebbe in particolar modo utile, ai fini della soluzione dei problemi di riserva a scendere discussi in precedenza, verificare la fattibilità e le modalità di un servizio in cui le unità di consumo incrementino il proprio prelievo su richiesta di Terna.

In tal modo oltre ad aumentare la disponibilità di risorse flessibile per la gestione del sistema del sistema elettrico, si darebbe una opportunità ai consumatori di “vendere” la modifica del proprio carico.

Con riferimento allo sviluppo di mercati di bilanciamento cross border si ritiene che tali meccanismi di scambio di risorse di bilanciamento tra TSOs possano essere utili nell'ambito del contesto descritto nel presente documento. Un mercato di bilanciamento cross border consentirebbe, infatti, di aumentare la disponibilità di risorse e, mediando le necessità provenienti da aree geograficamente più estese e caratterizzate da diverse tecnologie prevalenti (eolico, fotovoltaico, idroelettrico), e di ridurre la variabilità relativa della produzione rinnovabile. Da un punto di vista economico si aumenterebbe inoltre la competitività nel soddisfacimento delle necessità interne consentendo altresì al parco di generazione italiano di “esportare servizi” nei paesi confinanti.

Terna, in cooperazione con i gestori di rete confinanti, sta valutando la fattibilità tecnico-economica di meccanismi di scambio di riserva secondaria e terziaria alla frontiera.