



# L'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico italiano: un'analisi economica e regolatoria

Simona Benedettini, *Consultant*

*Lear – Laboratorio di economia, antitrust, regolamentazione*

[www.learlab.com](http://www.learlab.com)

14 novembre 2014

Collegio degli Ingegneri della Provincia di Venezia



## Outline

- **La normativa europea**
- **La normativa italiana**
- **Le FR nella regolazione italiana**
  - I meccanismi di incentivazione
  - Le FR nella bolletta elettrica
- **L'impatto delle FR intermittenti su MGP**
- **L'impatto delle FR intermittenti su MSD**
- **Le risposte dei recenti sviluppi regolatori all'impatto delle FR intermittenti sul mercato elettrico**



## La normativa europea

Il pacchetto clima ed energia



## **Pacchetto clima energia 2020 (Direttiva 2009/29/CE)**

- Riduzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990
- 20% di efficienza energetica al 2020
- 20% del consumo finale di energia prodotta da fonti rinnovabili al 2020

## **Framework clima energia 2030**

- Riduzione del 40% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990
- 27% di efficienza energetica al 2020
- 27% del consume finale di energia prodotta da fonti rinnovabili al 2020



## **Pacchetto clima energia 2020 (Direttiva 2009/29/CE)**

### **Gli strumenti per il raggiungimento dei target**

- EU – ETS (Direttiva 2003/87/CE)
- **Target nazionali su consumo da rinnovabili (Direttiva 2009/28/CE)**
- Carbon capture and storage (Direttiva 2009/31/CE)
- Efficienza energetica (Direttiva 2012/37/CE)



## Pacchetto clima energia 2020 (Direttiva 2009/29/CE)

### La Direttiva 2009/28/CE

- Obiettivi *nazionali vincolanti*
- *Traiettoria* indicativa con punto di partenza al 2005
- Piani di Azione Nazionale con obiettivi settoriali
- Contributo delle misure di efficienza energetica
- Cooperazione *facoltativa* tra Stati Membri
- Regimi di sostegno nazionali



## **La normativa italiana**

Il recepimento della normativa europea



## Il D.Lgs. 28/2011

- Quota di energia da FR sul consumo finale lordo: 17% nel 2020
- Perseguimento dell'obiettivo coerente con il PAN
- Regimi autorizzativi
- **Meccanismi di incentivazione - DM 6/7/2012**



## **Le FR nella regolazione italiana**

I meccanismi di incentivazione delle FR non FV



## Certificati Verdi (DM 79/1999)

- Aboliti con D.Lgs. 28/2011 per gli impianti entrati in esercizio dopo 31/12/2012
- Obbligo di produzione rinnovabile pari al 2% della produzione lorda
- Obbligo per impianti fossili con produzione > 100 GWh/anno
- Titoli scambiati sui Mercati per l'Ambiente (GME)

## Tariffa omnicomprensiva (FIT) – DM 6/7/2012

- Impianti di capacità < 1 MW esclusi impianti FV
- Tariffa Omnicomprensiva (€/MWh) = Tariffa incentivante base + Premio
- Fissa per 15 anni
- Tib differenziata per fonte e per classe di potenza
- Onere per il sistema = prezzo ritiro GSE – prezzo rivendita quantità ritirate



## Feed-in premium – DM 6/7/2012

- Impianti di capacità > 1 MW o capacità < 1MW che non hanno scelto FIT
- Incentivo (€/MWh) = Tariffa incentivante base + Premio – Prezzo zonale
- Tib differenziata per fonte e per classe di potenza
- FIP commisurato alla vita utile media dell'impianto (diversa per fonte)

## Modalità di accesso agli incentivi (FIT e FIP)

- Accesso diretto (Capacità < 1kW p.e. eolico on.s. e idro)
- Iscrizione a Registri (Capacità > 50 kW p.e. eolico on.s. e idro, ma < 5MW)
- Aste al ribasso (Capacità > 5 MW per Idroelettrico > 10 MW)



## Aste per attribuzione FIP

- Contingenti di potenza (p.e. 60 MW per eolico on shore)
- Aste al ribasso, offerte simultanee in busta chiusa
- Riduzioni di prezzo offerte pari almeno al 2% del valore base d'asta
- Valore base d'asta: Tib vigente per l'ultimo scaglione di potenza alla data di entrata in esercizio dell'impianto
- Applicazione di un *floor* al premio riconosciuto (i.e. valore minimo riconosciuto per l'incentivo)



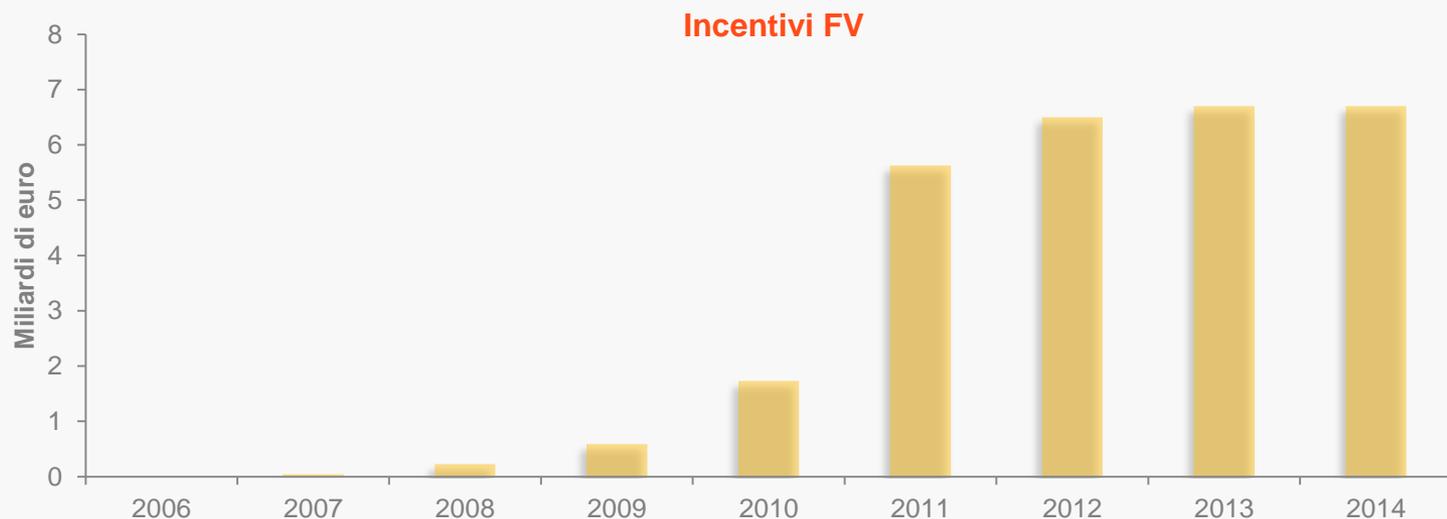
## **Le FR nella regolazione italiana**

I meccanismi di incentivazione della  
generazione FV



## Conto Energia (V CE - DM 6/7/2012)

- Accesso diretto o Iscrizione a registro
- Tariffa omnicomprensiva per l'energia immessa in rete
- Per impianti con capacità < 1MW: TO – prezzo zonale
- Premio per l'energia consumata in sito
- A giugno 2013 già raggiunto il limite di 6,7 miliardi stanziati per il V CE





## Lo spalma incentivi (DL 91/2014, Decreto Competitività)

- Impianti con capacità > 200 kW
- **Alt. 1:** Erogazione per 24 anni della tariffa, ricalcolata secondo percentuali di riduzione stabilite nell' All. 2 al DL Competitività
  - Periodo residuo 12 – 19 anni: da 25% a 18% di riduzione
  - Periodo residuo oltre 19 anni: da 18% di riduzione
- **Alt. 2:** tariffa rimodulata prevedendo un primo periodo di fruizione di un incentivo ridotto rispetto all'attuale e un secondo periodo di fruizione di un incentivo incrementato in ugual misura (**20 anni**)
  - GSE ha pubblicato tabelle di rimodulazione  
[http://www.gse.it/it/salastampa/GSE\\_Documenti/Tabelle\\_DEF.pdf](http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Tabelle_DEF.pdf)
- **Alt. 3:** tariffa erogata **in 20 anni e ridotta**, per il periodo residuo di incentivazione, di una percentuale proporzionale alla potenza dell'impianto.

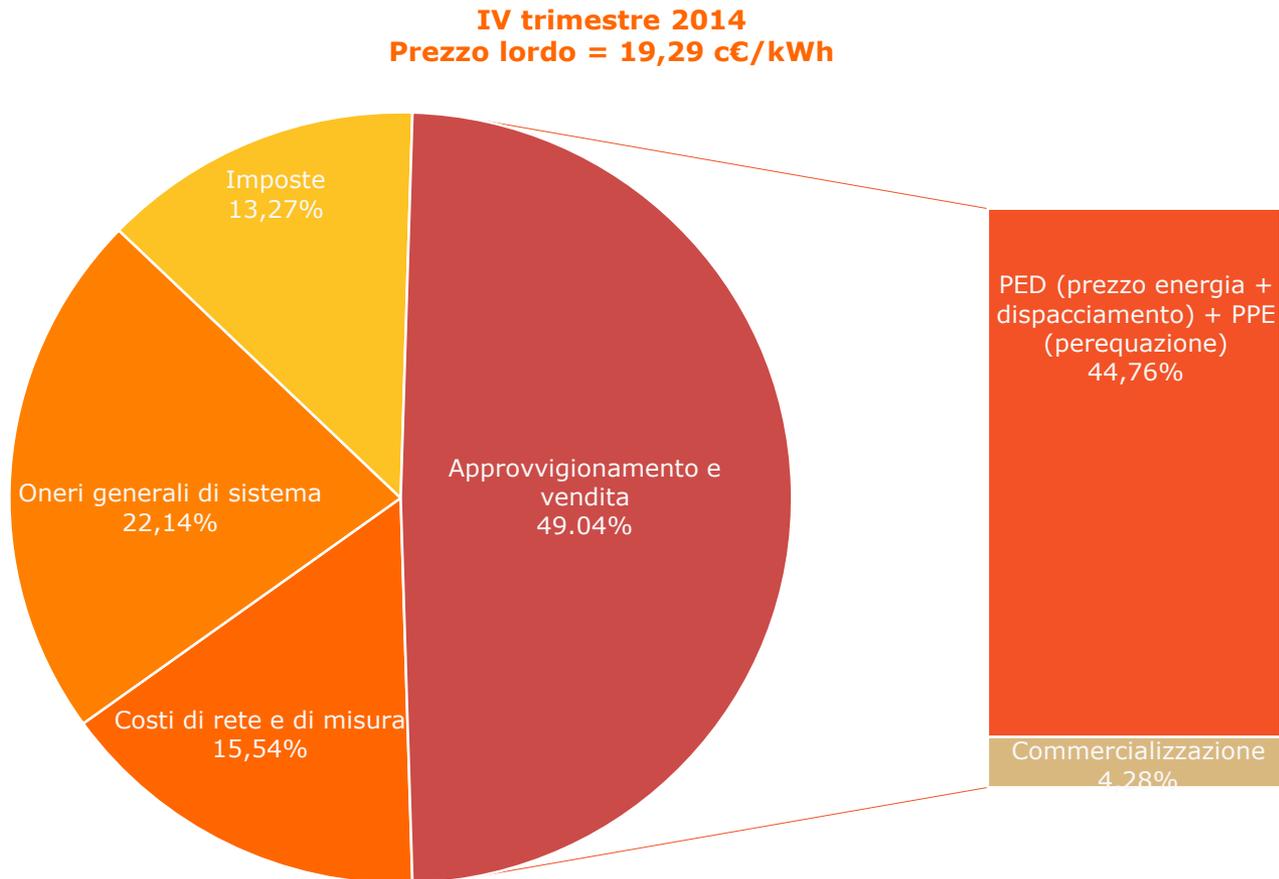


## **Le FER nella regolazione italiana**

Le FER nella bolletta elettrica

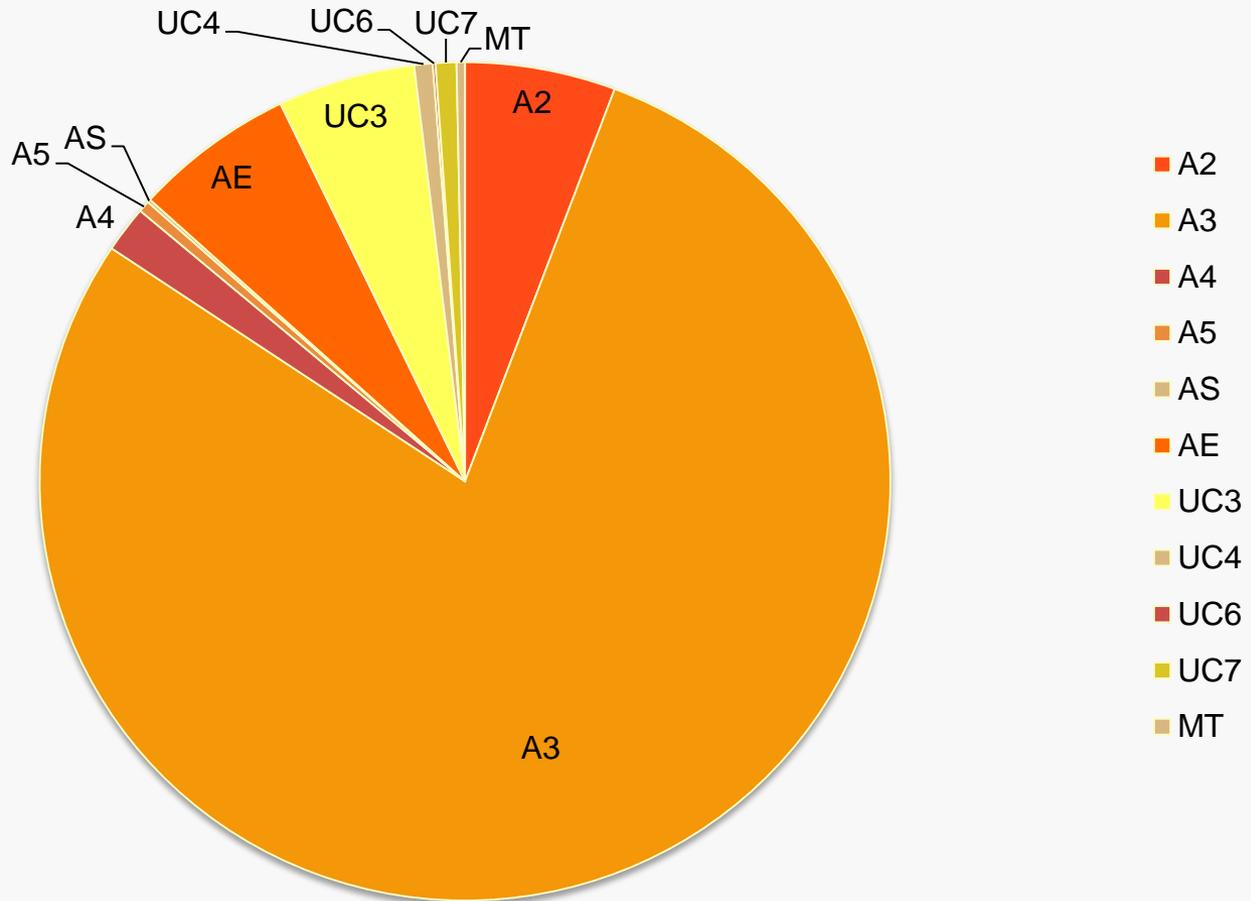


## Composizione percentuale del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo (3kW, 2.700 kWh/a)



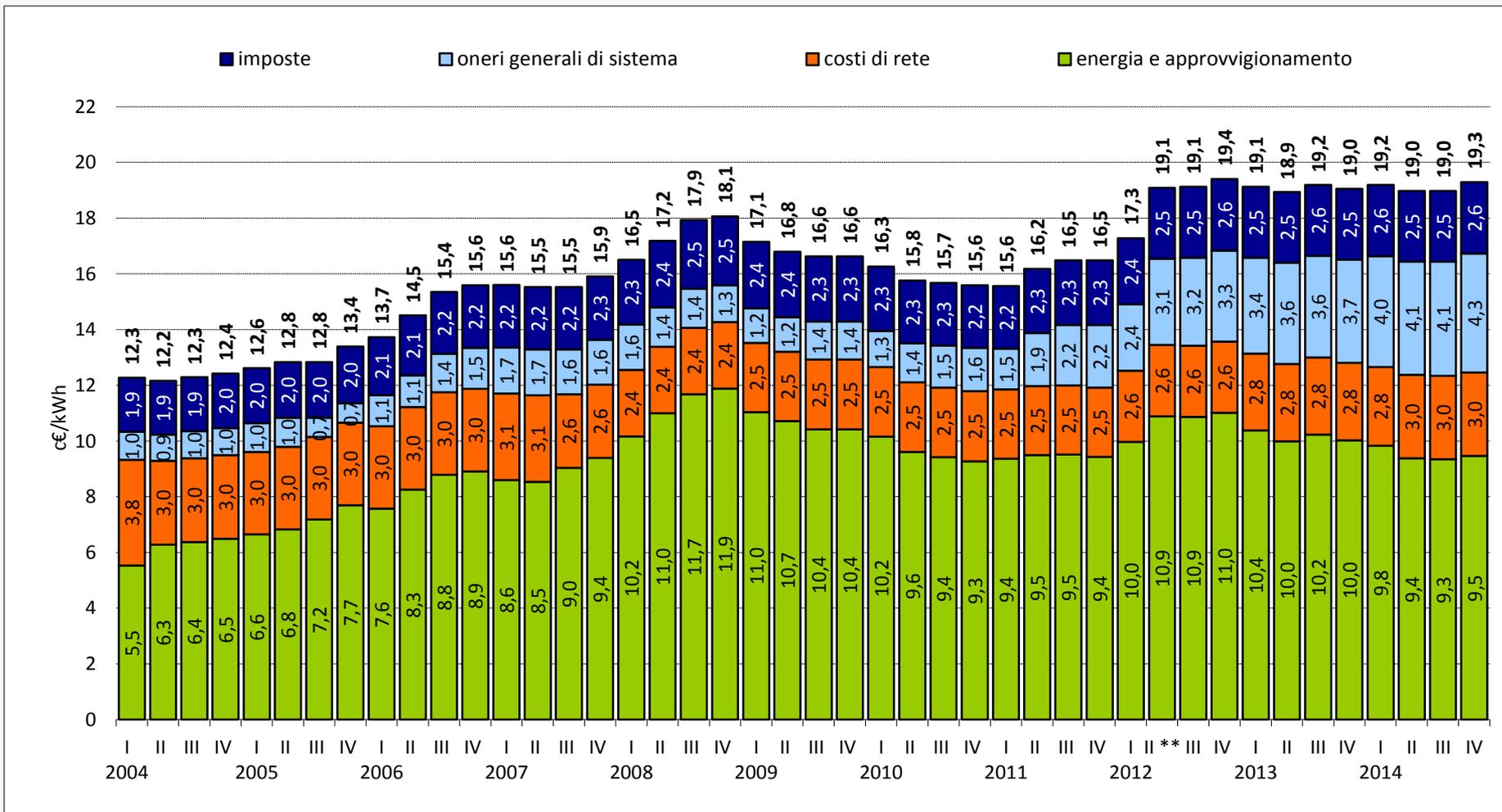


Composizione percentuale degli oneri generali di sistema per consumi domestici in BT (3kW, 1.800 - 2640 kWh/a)





## Prezzo energia elettrica per un consumatore domestico tipo (3kW, 2.700 kWh/a)





# **Le FR *intermittenti* nel sistema elettrico italiano**

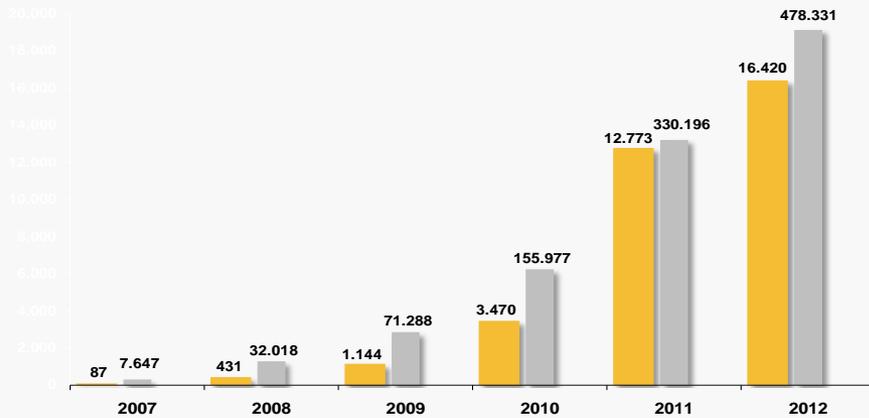
Capacità installata e produzione



## Capacità di generazione rinnovabile intermittente installata (2013)

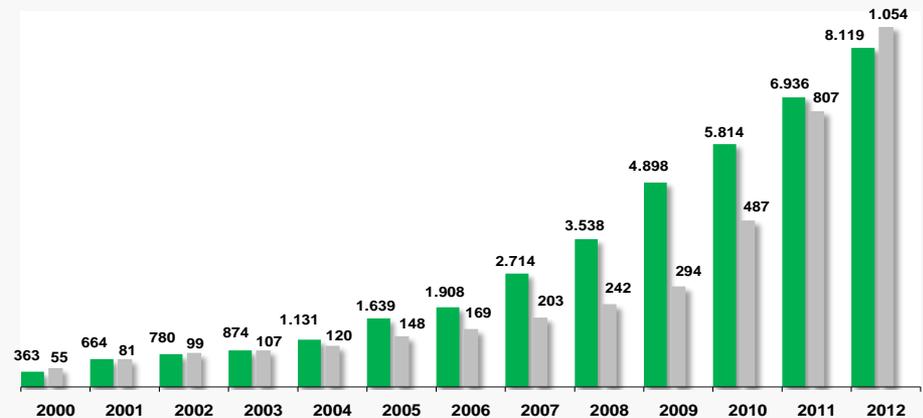
### Solare FV

■ Potenza Installata (MW)   ■ Numero Impianti



### Eolico

■ Potenza Eff. Lorda (MW)   ■ Numero Impianti



### Nel 2013:

+ 0,736 GW (UPR) + 17,2 GW (UPNR)

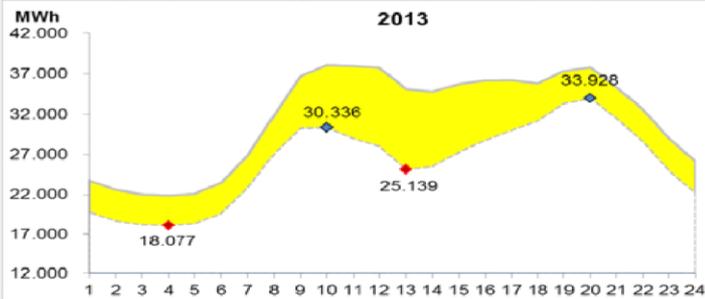
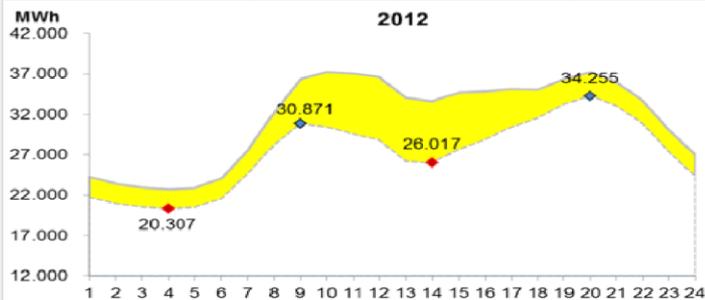
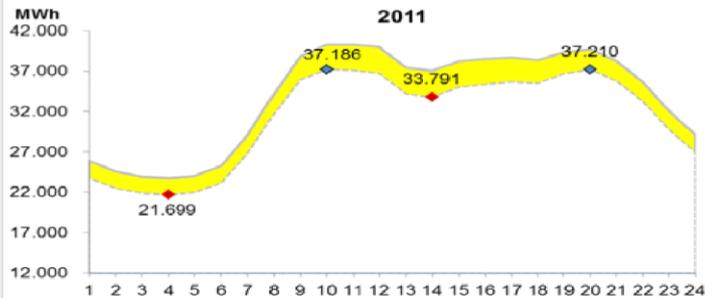
+7,896 GW (UPR) + 0,5 GW (UPNR)



# L'impatto delle FR intermittenti su MGP



## Cambiamento nel profilo della domanda residuale e difficoltà di previsione



Abbassamento domanda residuale nella parte centrale

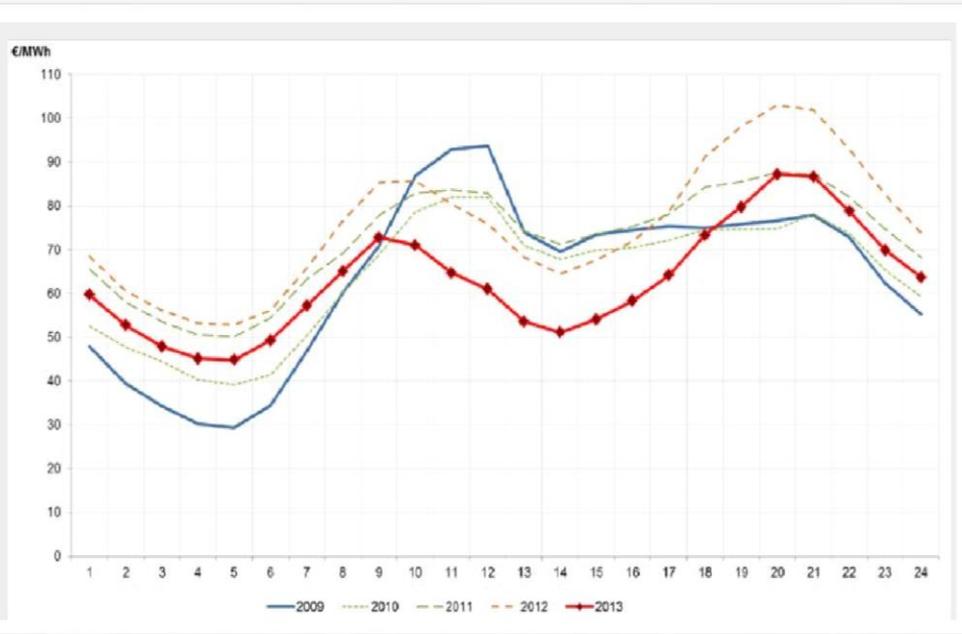
Aumento rampa mattutina

Aumento rampa serale

Scostamenti tra esiti MGP ed effettivi



## Profilo del prezzo medio orario giornaliero su MGP



H10 – H18: - 23% rispetto al 2009

H1 – H9: + 26% rispetto al 2009

H19 – H24: + 11% rispetto al 2009

Inadeguatezza tariffa bi-oraria



## Il clean spark spread (1)

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

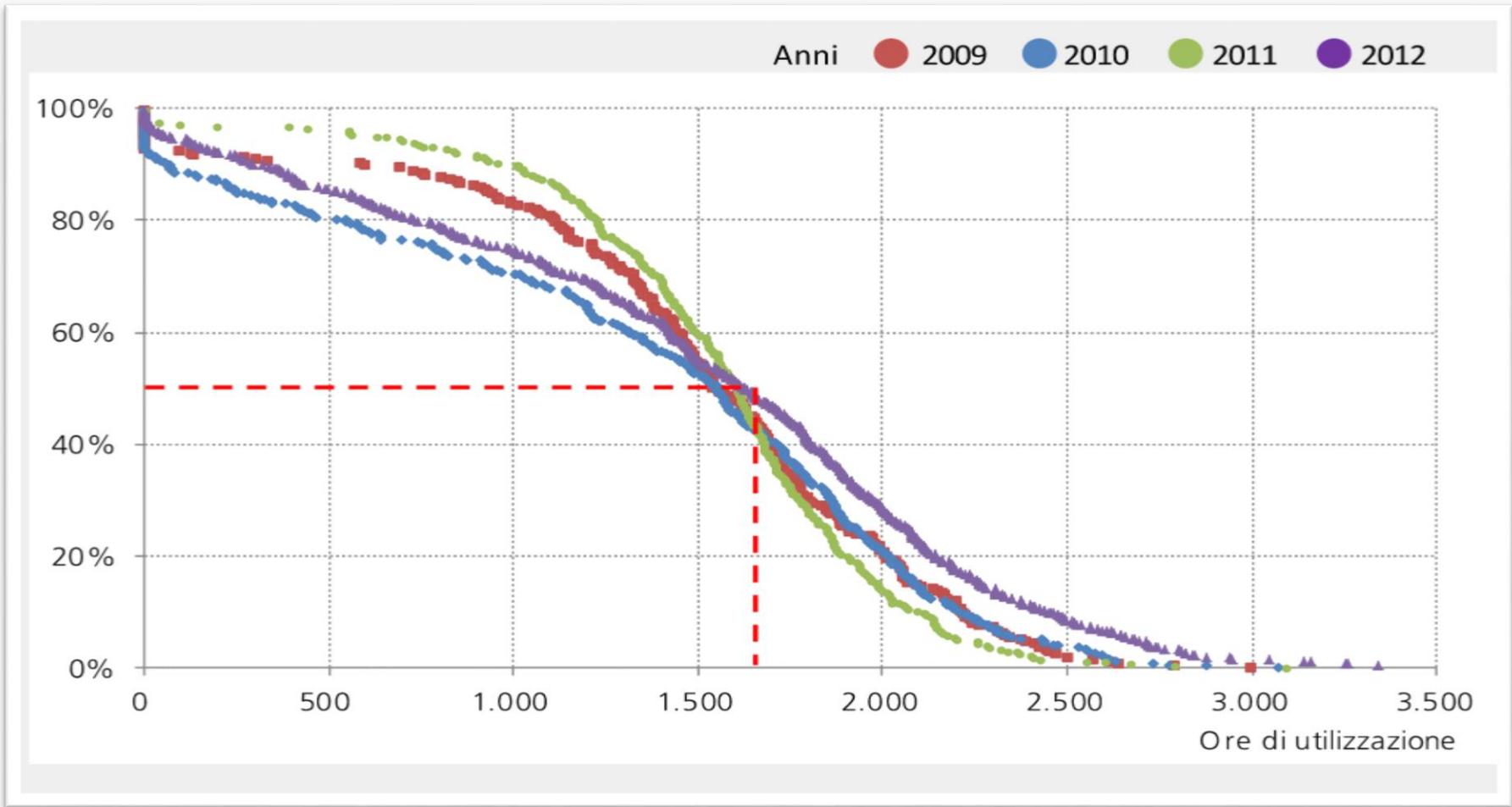
	Volumi totali TWh								
	2011	Var 2011/10	Quota	2012	Var 2012/11	Quota	2013	Var 2013/12	Quota
<b>Fonti tradizionali Totale</b>	<b>198,0</b>	<b>-3%</b>	<b>75,7%</b>	<b>175,1</b>	<b>-11,8%</b>	<b>69,5%</b>	<b>147,9</b>	<b>-15,3%</b>	<b>61,0%</b>
Gas di cui	138,6	-7%	53,0%	113,9	-18,0%	45,2%	92,5	-18,5%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

Aumento della quota di energia rinnovabile accettata su totale quantità accettata

Riduzione della quota di energia termoelettrica accettata su totale quantità accettata

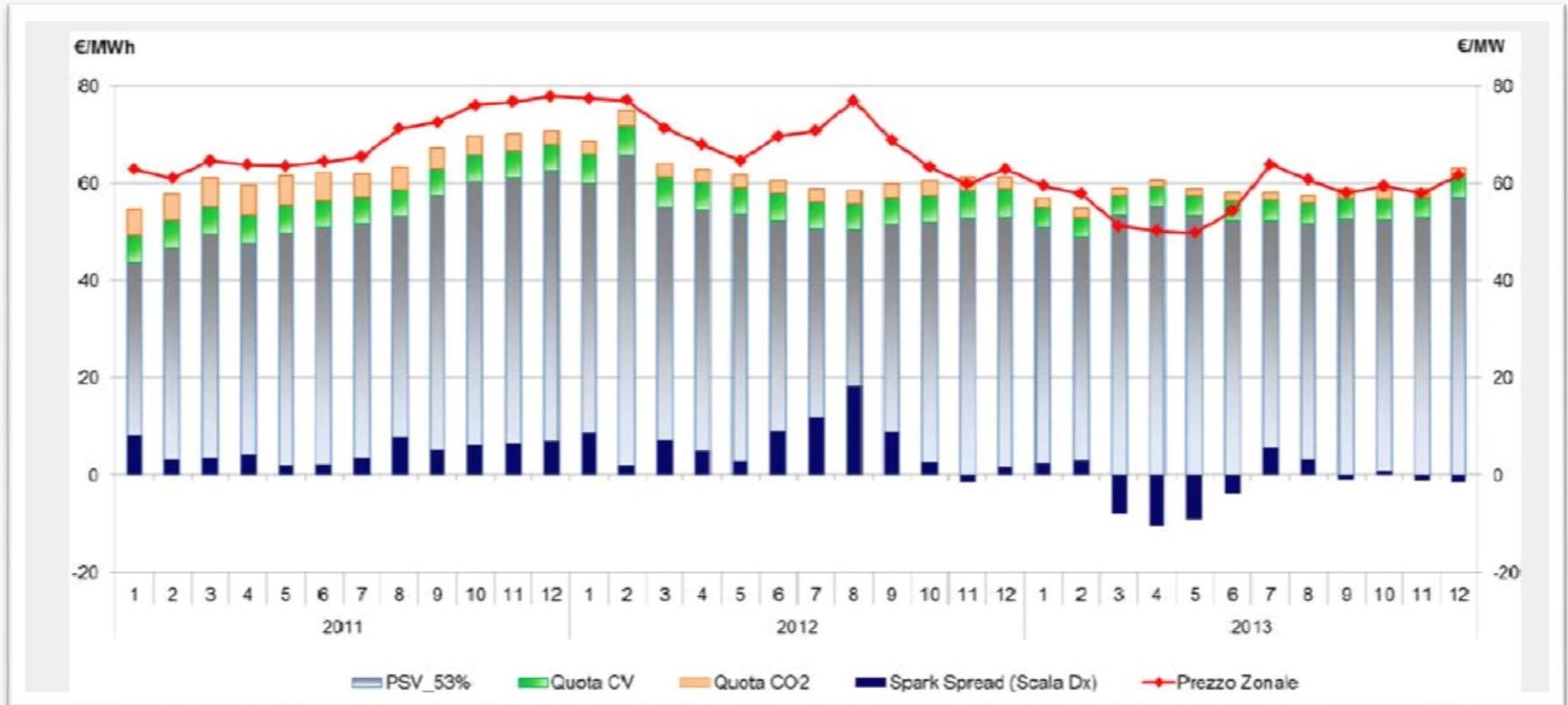


## Il clean spark spread (2)





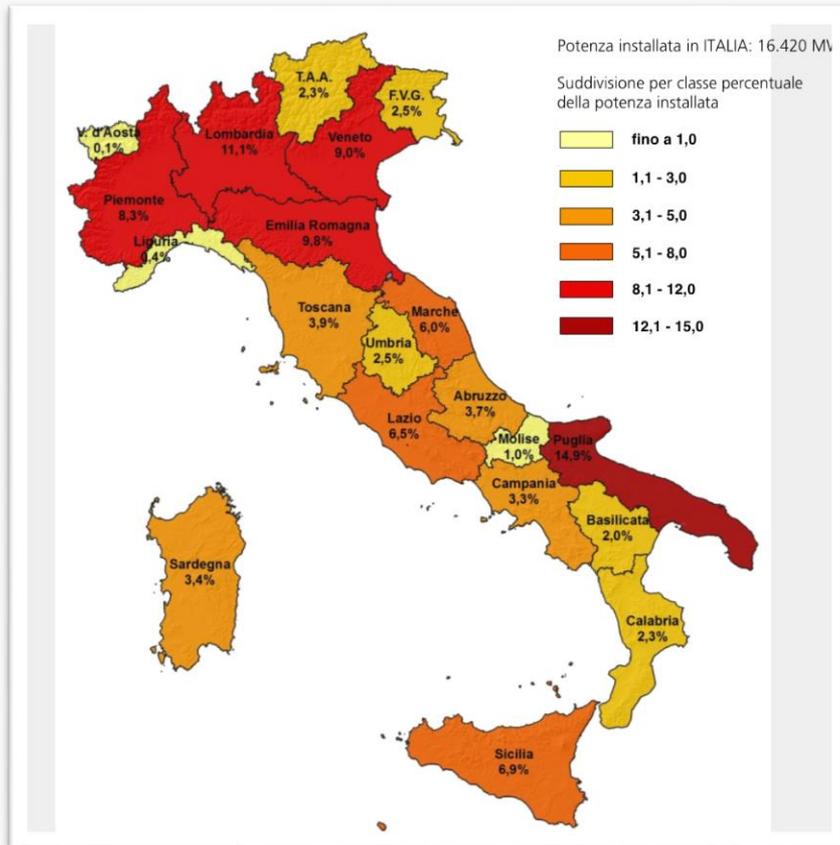
## Il clean spark spread (3)



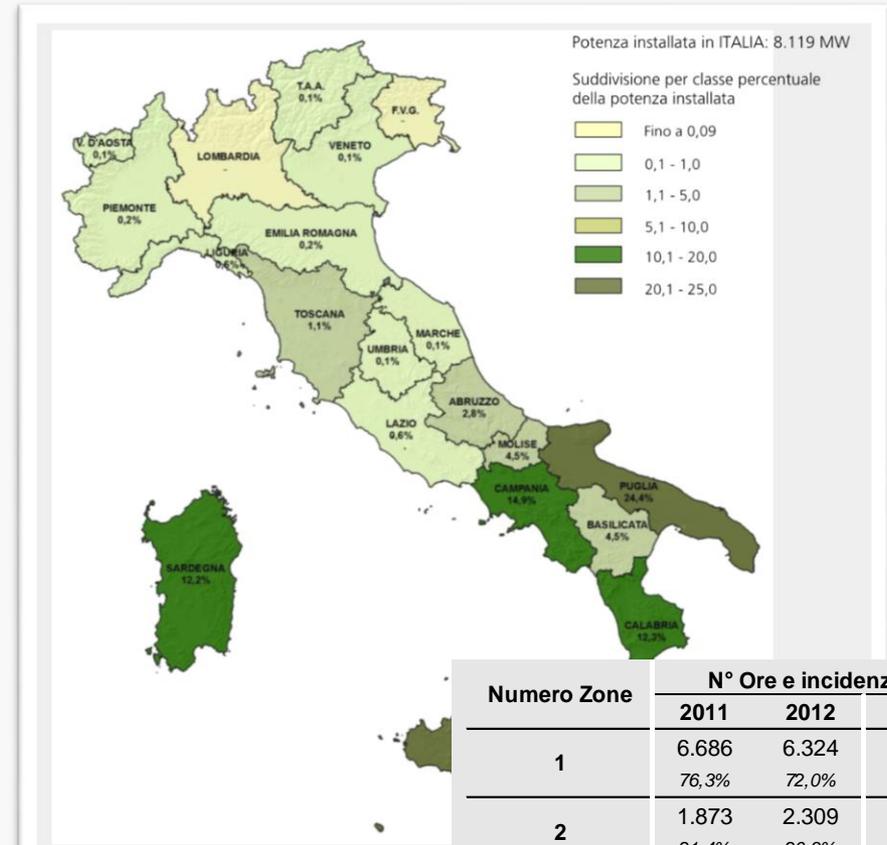


## Congestioni di rete e separazione in zone

### Solare FV



### Eolico



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

Fonte: GSE. Rapporto statistico 2012. AEEGSI. Rapporto 428/2014//eel.

Fonte: AEEGSI. Rapporto 428/2014//eel.



## **L'impatto delle FR intermittenti su MSD**



## Effetti principali

- Aumento del fabbisogno di riserva a salire per gestire in sicurezza la volatilità della produzione rinnovabile non programmabile in tempo reale
- In particolare aumenta necessità di riserva rapida per le sue caratteristiche di flessibilità (TAVA, TPS, GRAD)



- Aumento oneri per il sistema



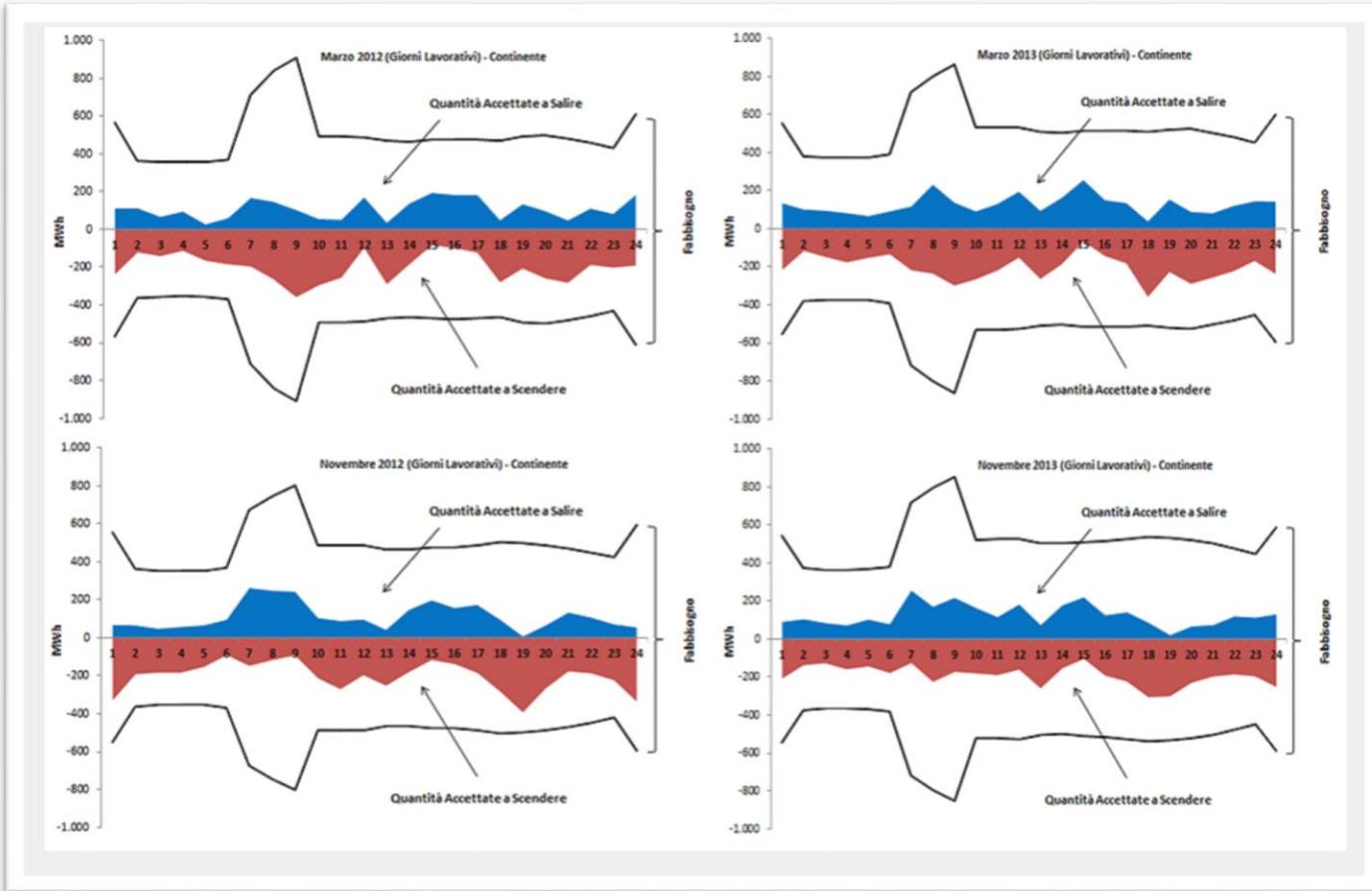
## Aumento fabbisogno riserva terziaria a scendere

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

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



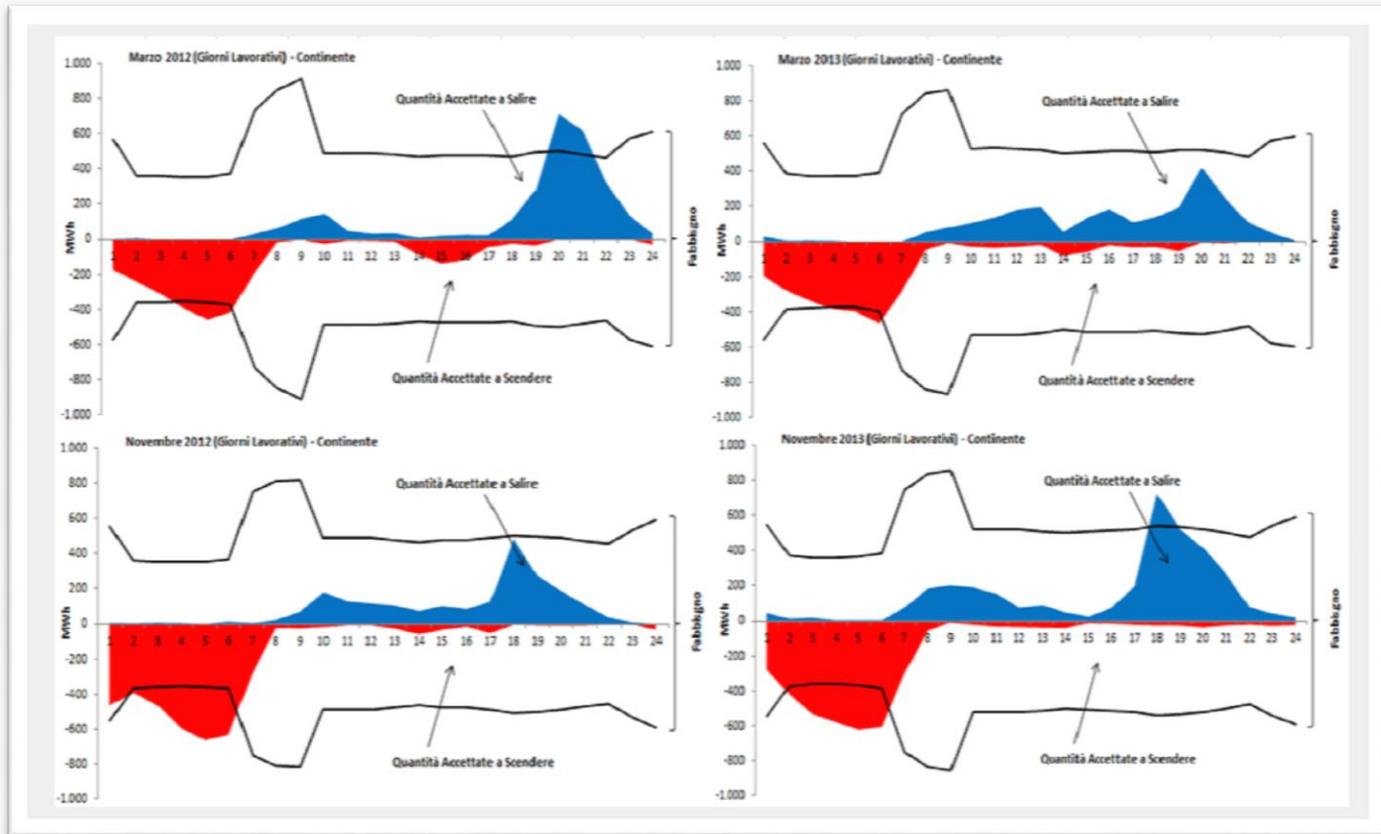
## Aumento del fabbisogno giornaliero di riserva secondaria



Aumento concentrato nelle ore centrali della giornata e nelle ore di rampa



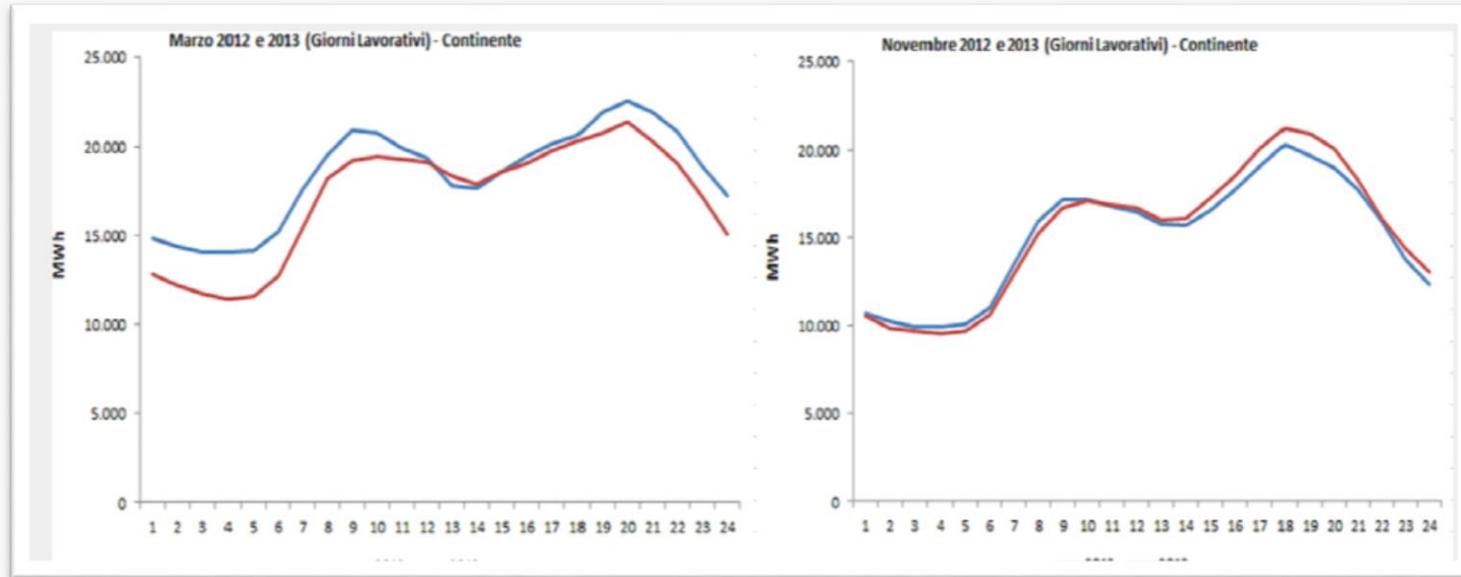
## Aumento del fabbisogno giornaliero di riserva terziaria pronta



Aumento concentrato nelle ore centrali della giornata e nelle ore di rampa  
Uso maggiore dei pompaggi per caratteristiche di flessibilità



## Aumento del fabbisogno giornaliero di riserva terziaria di sostituzione



Curva del profilo orario trasla verso il basso dal 2013 al 2012

Aumento della rampa mattutina: (4h – 10h) da 6,8 GWh (2012) a 8 GWh (2013)



## Oneri per il sistema

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

Oneri complessivo (+ 32,64%)

Oneri per approvvigionamento servizi (+25,79%)

Oneri componente energia (+24,13%)

Contratti (+34,86%)

Gettone d'avviamento (+136,86%)

Aumento onere per “*approvvigionamento servizi*” è il frutto dell’aumento delle movimentazioni a “salire” nella fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante).

Aumento dell’onere per la componente “energia” è imputabile a un peggioramento del saldo economico tra sbilanciamento del sistema e l’energia necessaria alla sua copertura (+24% rispetto al 2012), nonostante il calo, registrato nel corso del 2013, dello sbilanciamento complessivo del sistema (-77% ).



# **Le recenti risposte regolatorie all'impatto delle FR intermittenti sul mercato elettrico**



## **L'impatto delle FR intermittenti su MGP**



## Dal capacity payment al capacity market

Mercato della capacità di lungo periodo (orizzonte pianificazione e consegna distinti)

Meccanismo basato su aste discendenti

Prodotto scambiato: *reliability options* che definiscono diritti e obblighi generatori

Finalità: assicurare adeguatezza capacità di generazione coprendo generatori dal rischio di mercato

Terna gestore del meccanismo

**Delibera ARG/elt 98/2011**

**DCO 234/2014**

**Delibera 6/2014/R/eel**

**Decreto MISE 30/6/2014**



## **L'impatto delle FR intermittenti su MSD**



## Interventi regolatori su MSD (1)

**DCO 557/2013/R/eel:** selezione e remunerazione servizi di flessibilità

Partecipazione a MSD delle FRNP (1-10 MVA di potenza)

Offerta di *warning*

Spostamento *gate closure* e opzioni su bande di potenza

Proposta a Mise 320/2014/R/eel

**Delibera 231/2013/R/eel:** misurazione e valorizzazione riserva primaria

Rilevazione puntuale del valore locale di frequenza e del contributo alla regolazione primaria di frequenza di ciascuna unità di produzione

Prezzo per offerte di riserva primaria

Meccanismo transitorio sino al 1° novembre 2014

Finalità: sterilizzare oneri bilanciamento dovuti a utilizzo riserva primaria



## **Interventi regolatori su MSD (2) – Riforma degli sbilanciamenti**

**Delibera 197/2013/R/eel:** riforma sbilanciamenti

Indagine conoscitiva in Sardegna

Esclusione dal prezzo di sbilanciamento degli acquisti su MSD di RS

**Delibera 285/2013/R/eel**

Esclusione dal calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale delle movimentazioni su MSD ex-ante (Sicilia e Sardegna)

**DCO 368/2013**

Prezzi degli sbilanciamenti su base nodale

**DCO 302/2014**

Oneri sbilanciamento per le rinnovabili

Delibera 522/2014 (TAR e Consiglio di Stato)



## **Sistemi di accumulo**

### **Delibera ARG/elt 199/2011**

Remunerazione progetti pilota di DSOs e TSOs in sistemi di storage

### **DCO 613/2013**

*Storage* unità di produzione?

### **Progetti pilota Terna**

Progetto Energy Intensive (34,8 MW)

Progetto Power Intensive (40 MW)

### **Progetti Enel Distribuzione**

3 nuove unità di storage nel Sud Italia (Puglia, Calabria, Sicilia)

Batteria agli ioni di litio (0,7 MW) presso Isernia