

Analisi statistica e novità dal mercato

Nonostante la domanda elettrica sia in leggera crescita, il PUN scende a settembre, trainato dalla discesa dei prezzi del gas e dal regime amministrato in Sicilia. Il calo dei prezzi elettrici in Italia, in controtendenza rispetto a Francia e Germania, riduce il premio del mercato italiano rispetto al resto d'Europa, che il mese scorso è sceso sotto i 10 €/MWh. Tale diminuzione dei prezzi non sembra essere destinata a fermarsi: si registrano ribassi per le quotazioni a termine in tutta Europa, in particolare per le consegne nel I trimestre 2016.

In lieve aumento la domanda elettrica supportata dai fondamentali

In settembre la domanda di energia elettrica in Italia ha registrato un lieve aumento (+1%) sullo stesso periodo del 2014, non dovuto però, al contrario di quanto accaduto nei mesi precedenti, a effetti temperatura o calendario¹. Questo risultato positivo invece sembra essere spiegabile con la ripresa dell'industria nazionale e della domanda interna in atto dall'inizio del 2015. Questo miglioramento macroeconomico, insieme al caldo record di luglio, ha sostenuto il *trend* positivo registrato da inizio anno: la variazione tendenziale della domanda elettrica cumulata nei primi 9 mesi del 2015 è infatti superiore del 2% rispetto allo stesso periodo del 2014. Tuttavia, i segnali di ripresa non hanno interessato l'intero territorio nazionale: l'aumento tendenziale di settembre è stato sostenuto nelle zone centrali (+4%) e meridionali (+5.2%), mentre la richiesta è scesa al Nord (-1.7%) e nelle Isole (-1.1%).

Eolico e termoelettrico compensano la forte riduzione dell'idroelettrico

Il clima decisamente meno piovoso e più caldo registrato a settembre 2015, rispetto a 12 mesi prima, ha determinato un forte calo della produzione idroelettrica rispetto a settembre 2014 (-483 GWh).

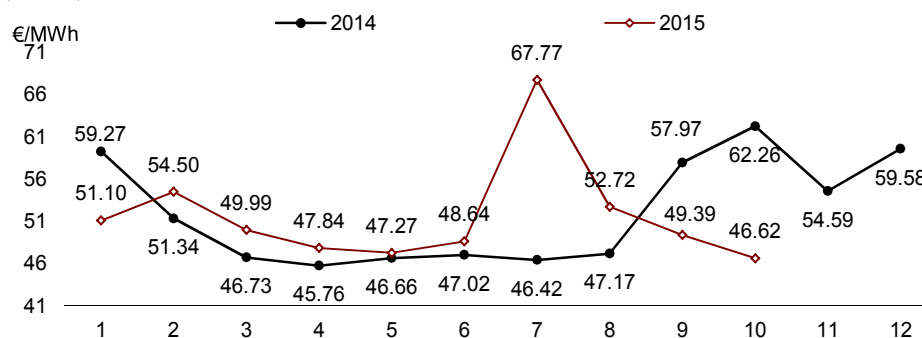
A compensare il minor apporto dell'idroelettrico non sono state le importazioni (in calo di quasi il 2% rispetto a settembre 2014), ma la produzione termoelettrica (+378 GWh) e quella eolica (+264 GWh), che confermano il *trend* di crescita rispetto ai livelli del 2014 (rispettivamente +8.5% e +2.5% nei primi 9 mesi del 2015 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

PUN ritorna vicino ai livelli precedenti al picco estivo

Il PUN medio di settembre (pari a 49.39 €/MWh) è sceso del 15% rispetto allo stesso periodo del 2014, per effetto principalmente della discesa del costo gas (-12%). Si ritorna quindi vicini ai livelli di prezzo registrati prima del picco estivo.

Figura 1. Confronto del PUN mensile tra 2014 e 2015

(€/MWh) Media aritmetica oraria



Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: GME

Al contrario di quanto accaduto per la domanda, gli andamenti del prezzo elettrico sono coerenti a livello territoriale: tutte le zone hanno contribuito all'abbassamento del PUN, anche se ha inciso più di tutte la Sicilia (-35%), dove il calo è dovuto all'introduzione del regime amministrato a inizio anno, seguita dal Centro Nord (-13%) e dal Nord (-14%), dove invece a guidare il calo è l'andamento del costo gas.

¹ Il dato depurato dagli effetti temperatura e calendario risulta uguale a quello grezzo a causa del medesimo numero di giorni lavorativi e temperature simili.

Nelle prime settimane di ottobre il calo del PUN si è rafforzato, il valore medio di 46.6 €/MWh è in riduzione -25% sullo stesso periodo del 2014; nonostante la Sicilia abbia contribuito per la maggior parte (-42%), tutte le altre zone di mercato presentano un livello di calo intorno al 22%. Si conferma quindi il trend di flessione che ha seguito picco di luglio (Previsivo 36).

Il differenziale di prezzi tra borse estere e PUN si contrae

Continua la riduzione del differenziale di prezzo tra le principali borse europee e il PUN: dopo il picco di luglio il premio del mercato italiano è passato da 30 €/MWh (media di luglio) a 8 €/MWh (primi 20 giorni di ottobre), per effetto sia del calo del prezzo Italiano (-21 €/MWh in tre mesi) sia dell'aumento dei prezzi in Francia e Germania (in media +4 €/MWh nei tre mesi passati).

In particolare, il prezzo tedesco, rimasto su una media di 30 €/MWh nel periodo estivo, a ottobre ha registrato un aumento di più di 6 €/MWh. In Francia il prezzo ha subito un andamento simile, salendo da una media estiva di 34 €/MWh a oltre 43 €/MWh a ottobre.

A seguito della contrazione del differenziale di prezzo Francia-PUN, la percentuale di saturazione della capacità di importazione al confine franco-italiano è calata nettamente (interessando solo il 45% delle ore a ottobre 2015, contro l'85% del mese precedente) e sono anche cresciute le opportunità di export verso la Francia (dal 1% delle ore in settembre al 9% delle ore in ottobre).

Mercati a lungo termine in calo per tutti i paesi europei

Le quotazioni a termine per il mercato italiano sono in calo su tutte le scadenze, ma le riduzioni sono più accentuate nella parte più vicina della curva: il *forward* del I trimestre 2016 scende del 4% rispetto al mese scorso, mentre tutte le altre quotazioni hanno registrato riduzioni del 2%.

Le riduzioni sono analoghe per Francia e Germania. In Francia i *forward* trimestrali si attestano intorno a 42 €/MWh per il I trimestre del 2016, mentre sono al di sotto dei 32 €/MWh per quello successivo. In Germania il prezzo scambiato per il I trimestre 2016 è sceso a 30 €/MWh e il mercato si attende anche una riduzione marcata rispetto a questo valore nel II trimestre 2016, scambiato mediamente intorno ai 27 €/MWh nei primi 22 giorni di ottobre 2015.

Il *future* italiano, con consegna nel 2016, viene scambiato a 46.5 €/MWh, con un premio rispetto ai *Cal'16* francese e tedesco, scambiati rispettivamente 37 €/MWh e 29 €/MWh, superiore a quello implicito nei prezzi di settembre.

Domanda e offerta

Tabella 1. Domanda e offerta di energia elettrica
(GWh e variazioni tendenziali)

	set-15	set-14	Var. %
Domanda	26 449	26 178	1.0%
- Nord	11 999	12 202	-1.7%
- Centro	8 024	7 719	4.0%
- Sud	3 975	3 779	5.2%
- Isole	2 451	2 478	-1.1%
Produzione netta	23 195	22 842	1.5%
- Idroelettrico	3 573	4 056	-11.9%
- Termoelettrico	15 753	15 375	2.5%
- Geotermoelettrico	486	461	5.4%
- Eolico	1 209	945	27.9%
- Fotovoltaico	2 174	2 005	8.4%
Saldo estero	3 374	3 435	-1.8%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Tabella 2. Domanda e offerta di energia elettrica cumulata
(GWh e variazioni tendenziali)

	2015*	2014*	Var. %
Domanda	237 392	233 031	1.9%
- Nord	108 085	108 251	-0.2%
- Centro	71 271	68 696	3.7%
- Sud	35 952	34 191	5.2%
- Isole	22 084	21 893	0.9%
Produzione netta	205 799	204 033	0.9%
- Idroelettrico	36 257	47 130	-23.1%
- Termoelettrico	133 115	122 714	8.5%
- Geotermoelettrico	4 330	4 150	4.3%
- Eolico	11 715	11 425	2.5%
- Fotovoltaico	20 382	18 614	9.5%
Saldo estero	32 899	30 798	6.8%

* Gennaio-Settembre

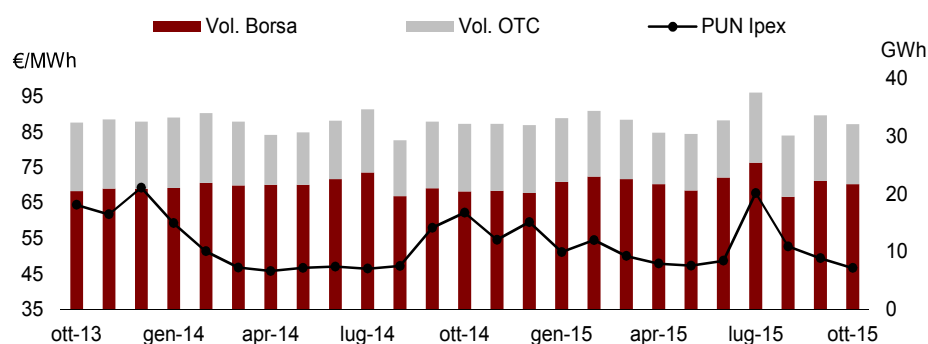
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

Prezzi Italia

Mensili orari

Figura 2. MGP: prezzi e fabbisogno orari mensili

(€/MWh e GWh) Media aritmetica oraria



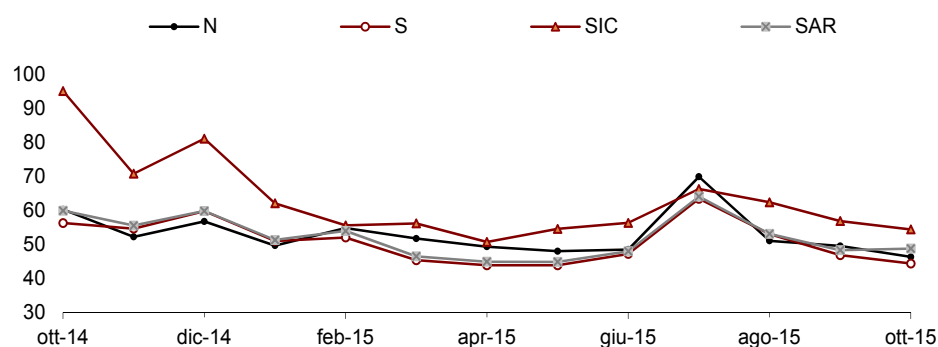
Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: GME

Baseload zonale

Figura 3. MGP: prezzi baseload zonali

(€/MWh) Media aritmetica

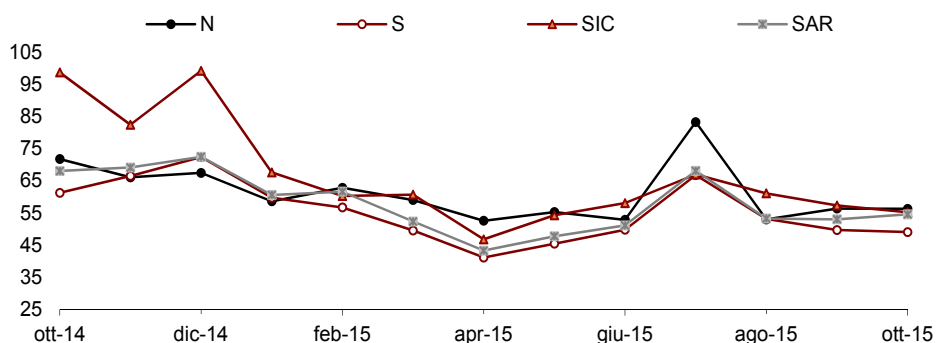


Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: GME

Peakload zonale

Figura 4. MGP: prezzi peakload zonali
(€/MWh) Media aritmetica

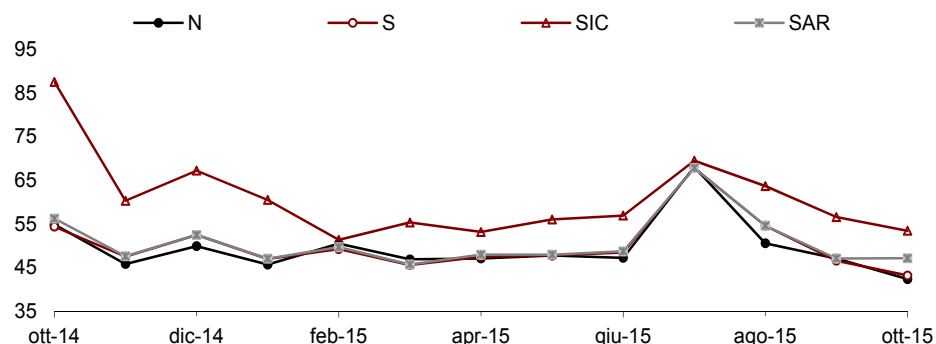


Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: GME

Off-peak zonale

Figura 5. MGP: prezzi off-peak zonali
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: GME

Market Coupling

Tabella 3. Principali statistiche sui flussi con l'Austria attraverso il Market Coupling

	Austria -> Italia				Italia -> Austria			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	176	176	100%	100%	247	0	0%	0%
mar-15	200	200	100%	100%	186	0	0%	0%
apr-15	210	210	93%	93%	141	1	1%	0%
mag-15	171	170	100%	100%	111	0	0%	0%
giu-15	137	136	99%	99%	122	1	1%	1%
lug-15	176	176	100%	100%	166	0	0%	0%
ago-15	138	135	98%	97%	109	2	2%	1%
set-15	198	198	100%	100%	138	0	0%	0%
ott-15	245	231	96%	93%	169	3	1%	2%

Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 4. Principali statistiche sui flussi con la Francia attraverso il Market Coupling

	Francia -> Italia				Italia -> Francia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	2 118	1 939	100%	77%	2 031	0	0%	0%
mar-15	2 285	2 037	99%	70%	1 448	2	1%	0%
apr-15	2 003	1 601	90%	61%	1 376	22	5%	0%
mag-15	1 471	1 468	100%	98%	1 358	2	0%	0%
giu-15	1 638	1 611	99%	95%	1 372	3	1%	0%
lug-15	1 706	1 678	100%	96%	1 328	5	0%	0%
ago-15	1 093	1 085	100%	98%	1 230	0	0%	0%
set-15	1 938	1 797	99%	85%	1 491	9	1%	0%
ott-15	2 567	1 727	85%	45%	1 453	128	9%	5%

Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Tabella 5. Principali statistiche sui flussi con la Slovenia attraverso il Market Coupling

	Slovenia -> Italia				Italia -> Slovenia			
	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione	Limite Medio (MWh)	Flusso Medio (MWh)	% ore flusso	% ore saturazione
feb-15	665	616	99%	98%	681	1	1%	0%
mar-15	600	573	100%	96%	663	0	0%	0%
apr-15	514	479	93%	95%	675	0	1%	0%
mag-15	357	345	98%	95%	637	1	2%	0%
giu-15	395	372	98%	93%	637	6	2%	0%
lug-15	446	385	97%	86%	639	3	3%	0%
ago-15	303	201	80%	66%	550	43	20%	3%
set-15	471	272	82%	58%	640	35	18%	0%
ott-15	639	363	84%	59%	## 688	28	9%	0%

Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

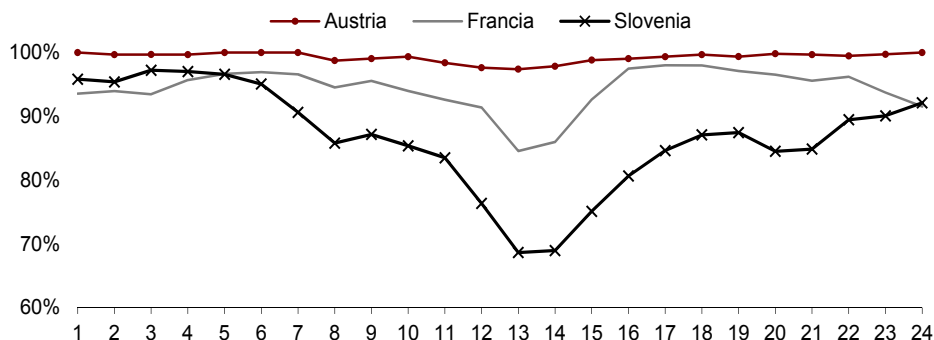
Tabella 6. Differenziale tra zona Nord e paesi confinanti nelle ore con interconnessione satura (€/MWh)

	Aus->Ita	Ita->Aus	Fra->Ita	Ita->Fra	Slo->Ita	Ita->Slo
feb-15	16		7		17	
mar-15	20		11		19	
apr-15	20	-1	15	-5	18	
mag-15	23		22		21	
giu-15	19	-2	17		17	
lug-15	35		33	-5	25	
ago-15	20	-2	19		17	-15
set-15	18	0	14		12	-4
ott-15	9	-1	7	-4	9	-13

Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Figura 6. Profilo orario dello sfruttamento dei limiti di interconnessione in import
(%) Media aritmetica

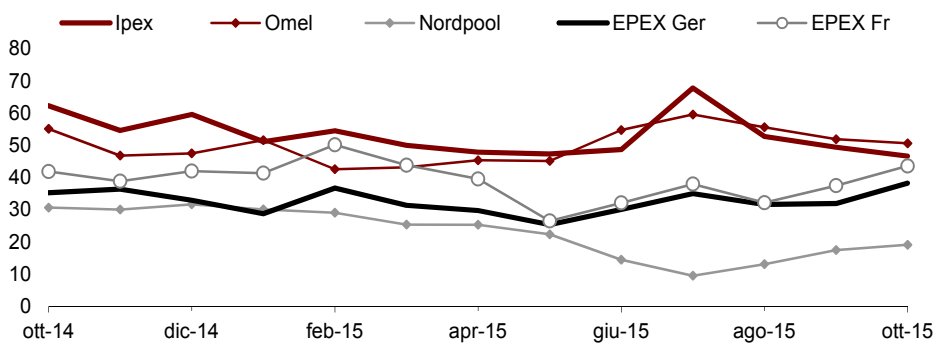


Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME

Prezzi Europa

Figura 7. Borse europee: prezzi baseload
(€/MWh) Media aritmetica

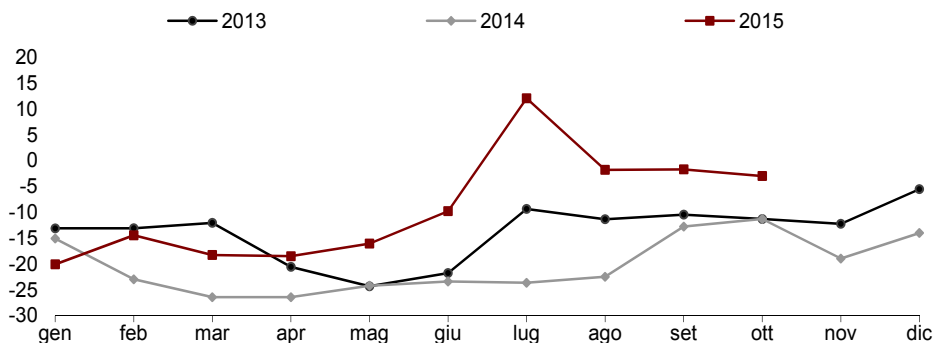


Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: Borse Europee

Spark spread

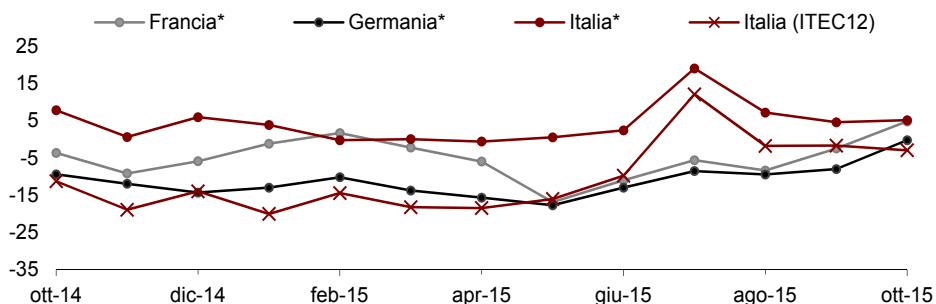
Figura 8. MGP: spark spread in Italia, calcolato su costo gas REF-E
(€/MWh) Media aritmetica



Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Figura 9. MGP: *spark spread* sui prezzi *spot* del gas naturale in Europa
(€/MWh) Media aritmetica



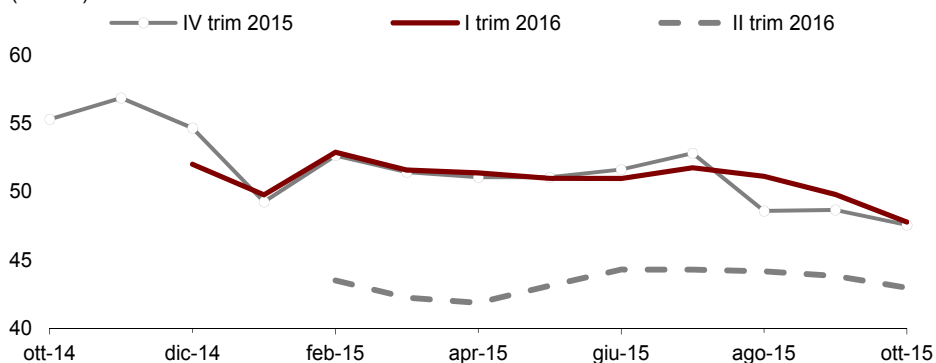
* Prezzi *spot* gas nell'area di mercato (PEG, Gaspool e PSV).

Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: elaborazioni REF-E

Mercati a termine

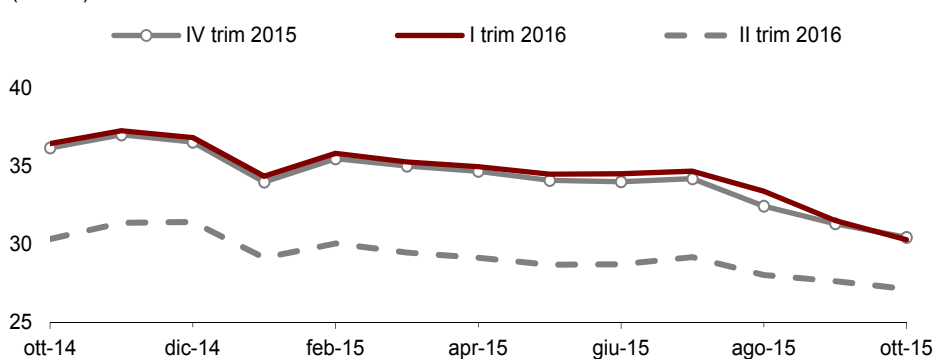
Figura 10. EEX ITA Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 22/10/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

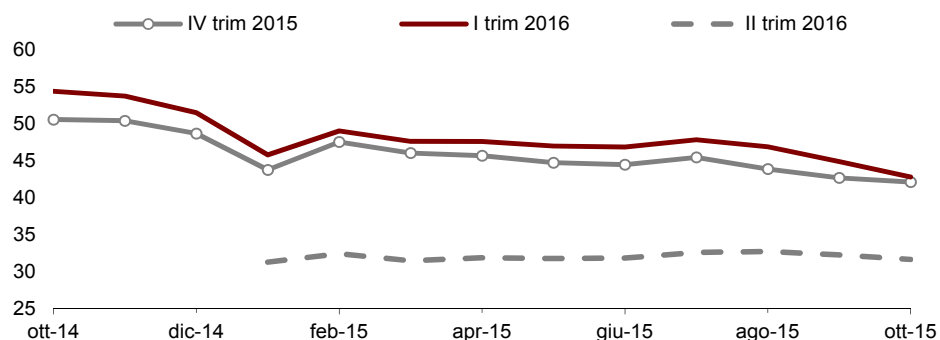
Figura 11. EEX GER Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 22/10/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

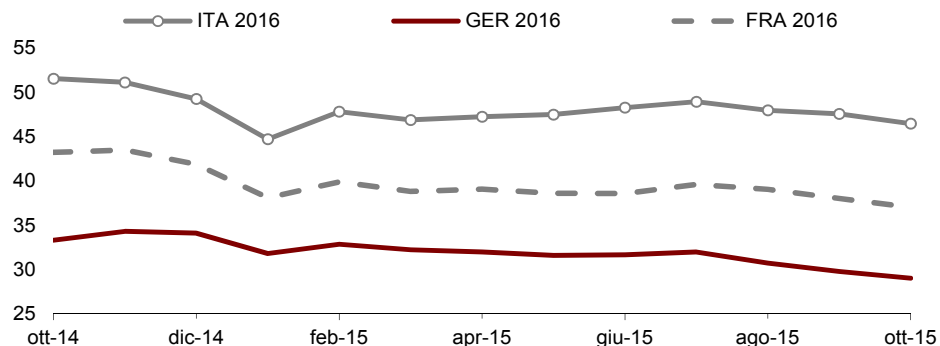
Figura 12. EEX FR Future trimestrali
(€/MWh) Media mensile



Ultimo dato 22/10/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Figura 13. Future annuali
(€/MWh) Media mensile

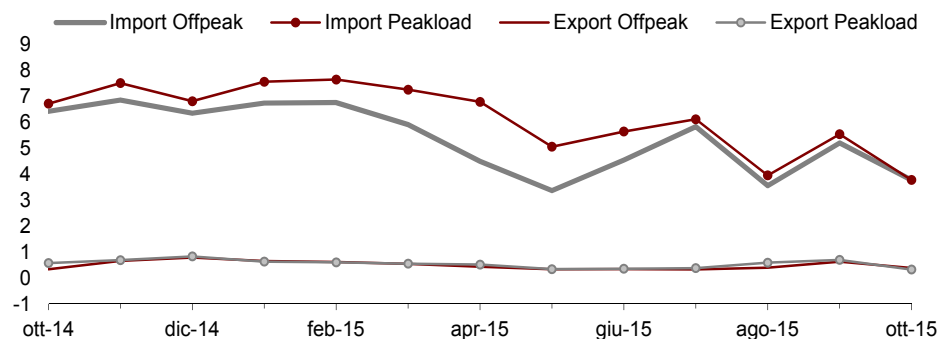


Ultimo dato 22/10/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

Import-export

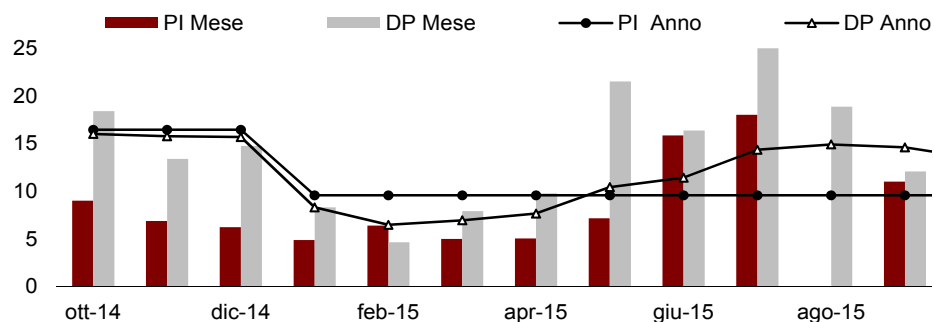
Figura 14. Volumi di import ed export
(GW) Media aritmetica



Ultimo dato 18/10/2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Figura 15. Confronto tra prezzo della capacità di interconnessione (PI) con la Francia e delta prezzo (DP) zona Nord/EPEX Francia (€/MWh)



* Nel mese di agosto 2015 non è stata allocata capacità baseload

Ultimo dato 18/10/2015

Fonte:elaborazioni REF-E su dati GME e CASC