

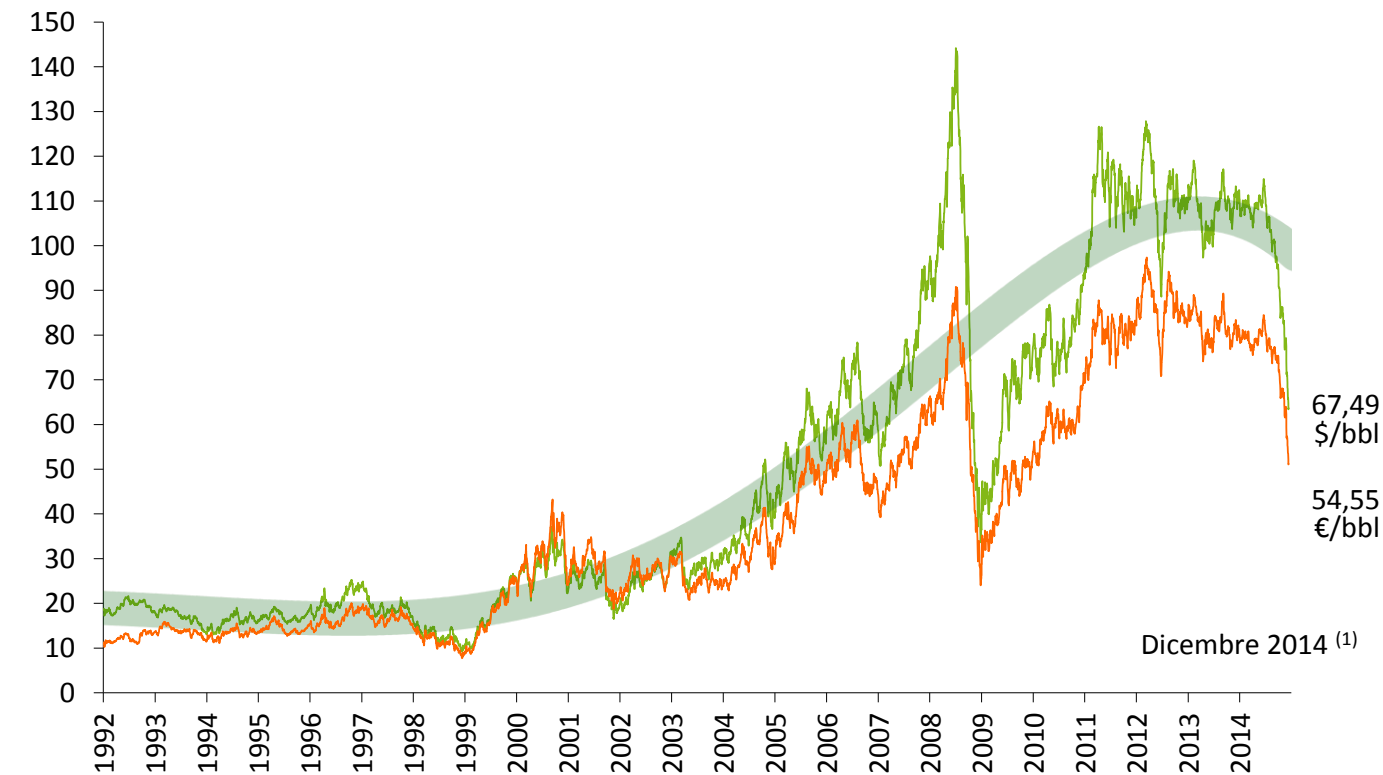


**Modelli e strategie di acquisto in uno scenario congiunturale difficile
L'AGGREGAZIONE COME OPPORTUNITÀ: I CONSORZI E I GRUPPI DI
ACQUISTO NELL'ATTUALE SCENARIO DI MERCATO”
15 Dicembre 2014 Assolombarda Milano**

**Rapporto di analisi dei
mercati dei combustibili**

Opportunità di acquisto

Brent Dated - daily prices in Euro e Dollari



⁽¹⁾ Media mensile provvisoria

Elaborazioni NE Nomisma Energia su Platts, ICE

Brent: Futures e Previsioni

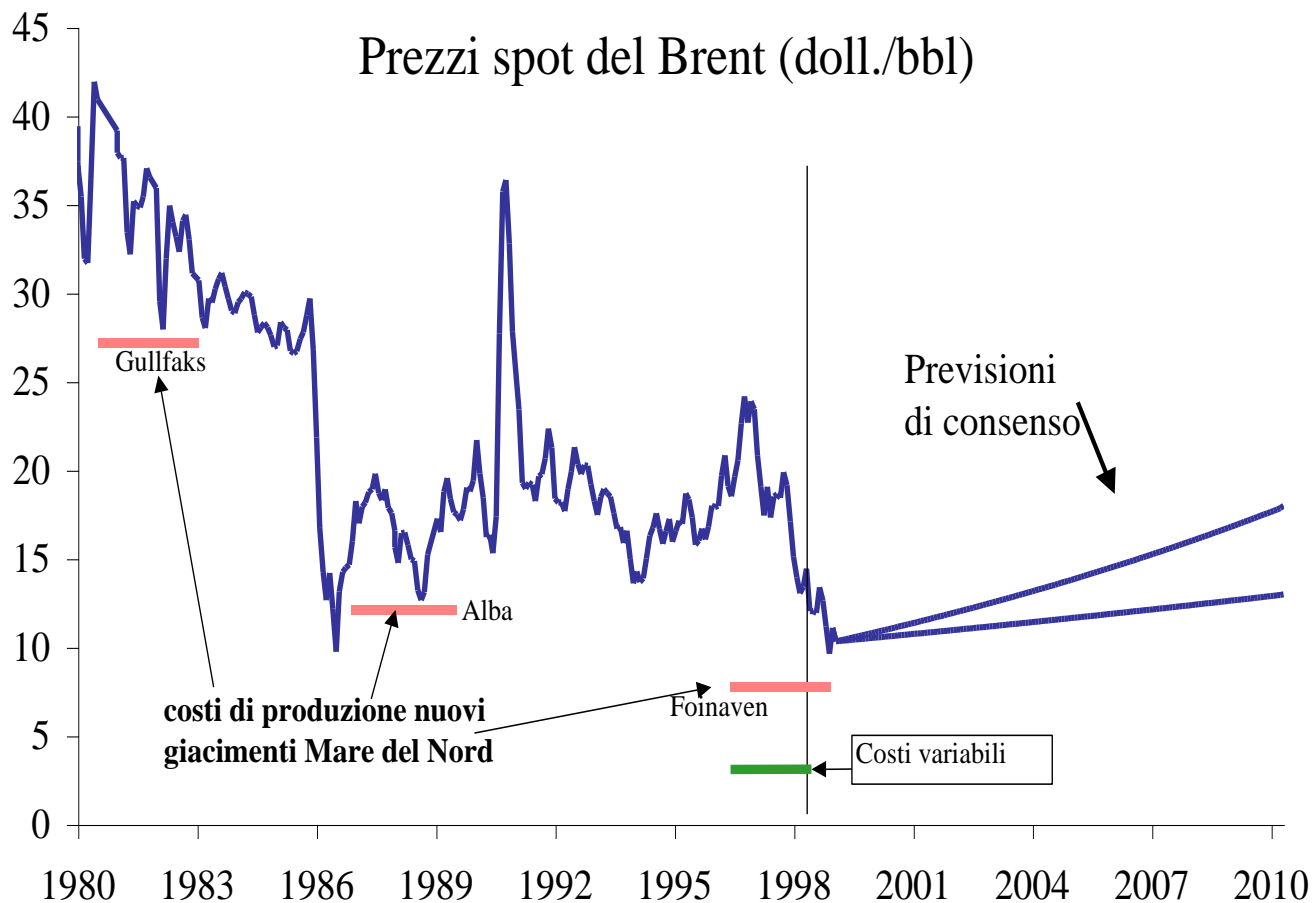
Brent Dated Prices, Forecasts and Futures

\$/bbl



Elaborazioni NE Nomisma Energia su Platts, ICE

Le previsioni nel marzo 1999

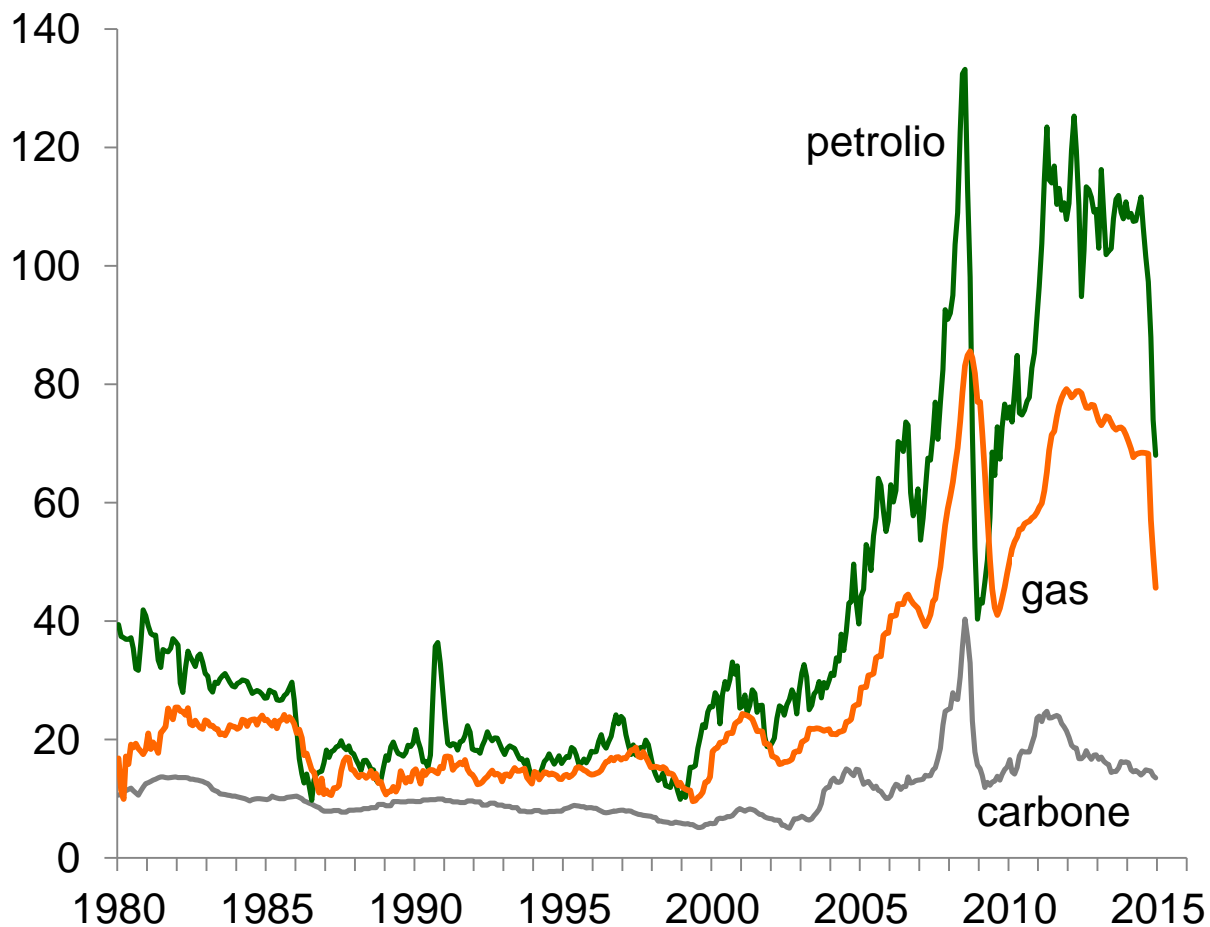


Pricing Forecasts For Brent and West Texas Intermediate Crude

Organization	Analyst	Brent				Nymex WTI			
		Q3'13	Q4'13	2013	2014	Q3'13	Q4'13	2013	2014
Barclays	Cooper	111.00	114.00	112.00	130.00	93.00	99.00	95.00	117.00
BNP Parisbas	Tchilinguirian	107.00	111.00	108.00	108.00	94.00	101.00	95.00	97.25
BoA	Blanche	110.00	112.00	110.00	112.00	89.00	92.00	90.00	92.00
CIBC	Spector	116.00	114.00	114.00	118.00	104.00	98.00	98.00	100.00
Citi	Morse	105.00	100.00	104.00	93.00	90.00	90.00	90.00	83.00
EIA	Kreil	107.00	104.00	108.00	101.00	94.00	93.00	94.00	92.00
Goldman Sachs	Currie	103.50	105.00	105.00	105.00	98.50	99.00	96.50	96.50
Nomisma Energia	Tabarelli	99.65	96.91	102.16	91.82	88.65	84.91	86.91	82.82
Oil Outlooks	Larry	105.00	114.00	108.00	116.00	94.00	96.00	93.50	104.00
Turner Mason	Auers	106.00	104.00	107.00	103.00	93.50	92.50	93.09	92.25
Average		107.02	107.49	107.82	107.78	93.87	94.54	93.20	95.68
Low		103.50	100.00	104.00	93.00	89.00	90.00	90.00	83.00
High		116.00	114.00	114.00	130.00	104.00	101.00	98.00	117.00

Crollano i prezzi dei fossili, ma carbone più conveniente

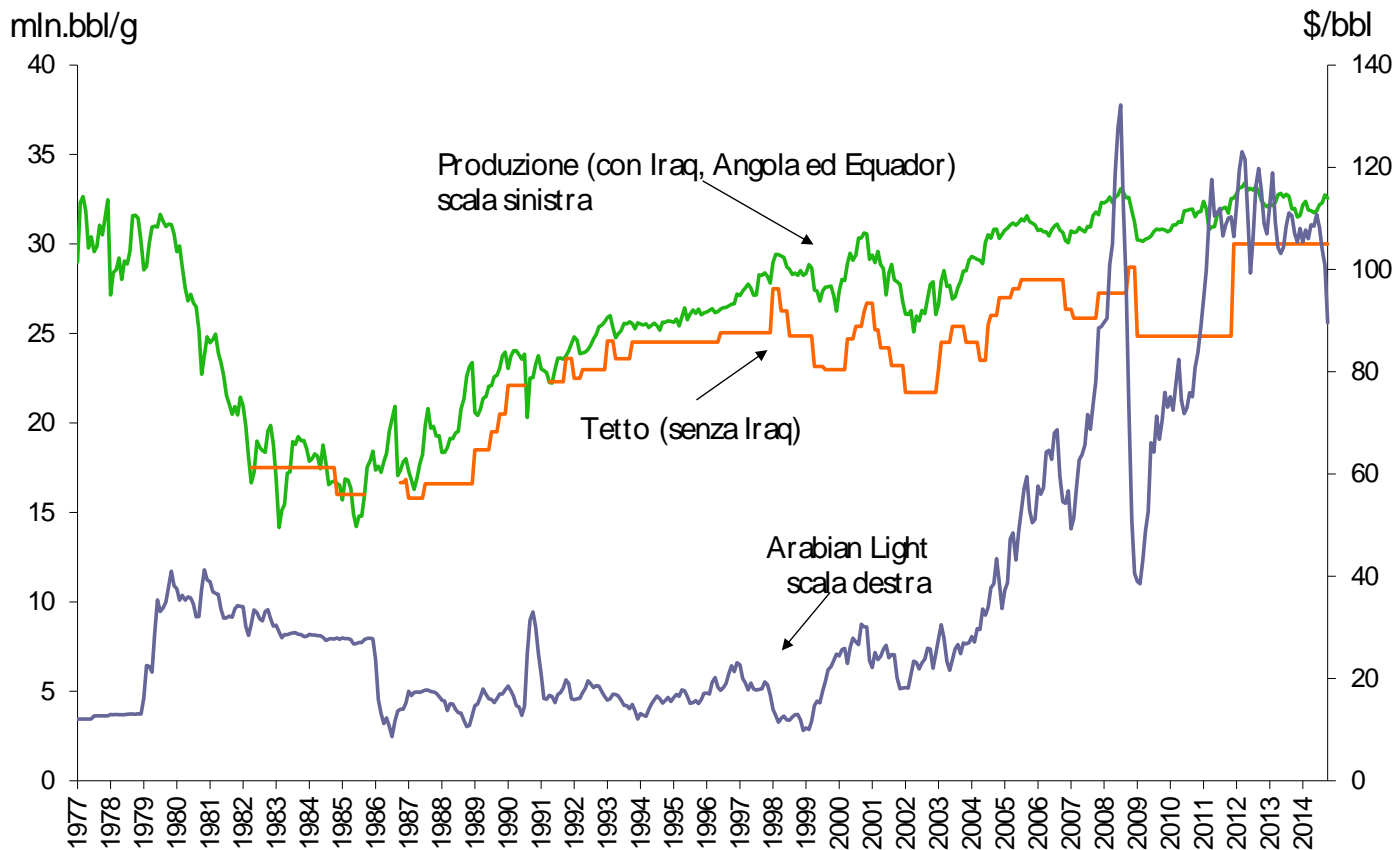
Prezzi delle fonti fossili a parità di potere calorifico
 (\$ correnti per barile di petrolio equivalente)



La Produzione OPEC (2)

Avanti tutta

Produzione, Tetto e Prezzi Opec



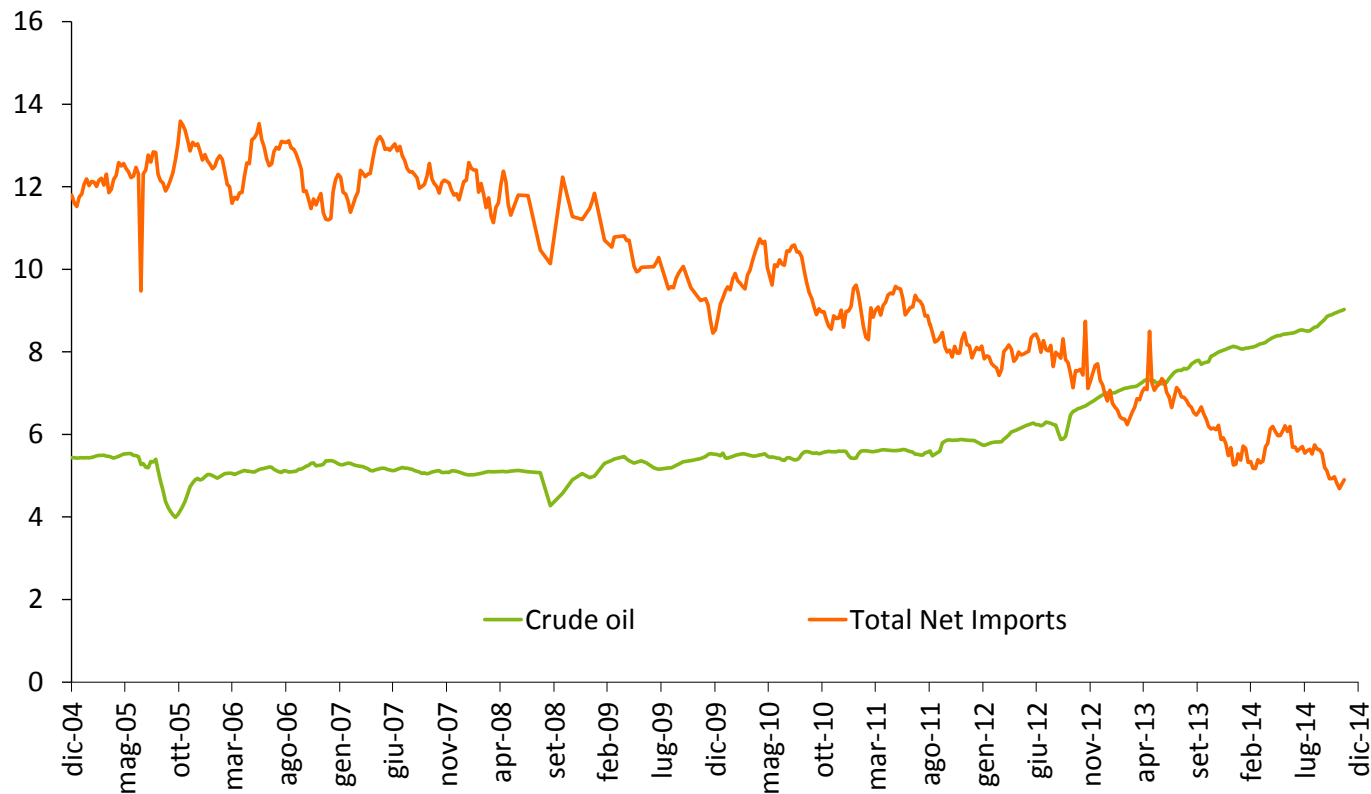
Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Oil Market Report

USA: Produzione e Import

Output a 9 mln.bbl/g

Domestic crude production and total net imports

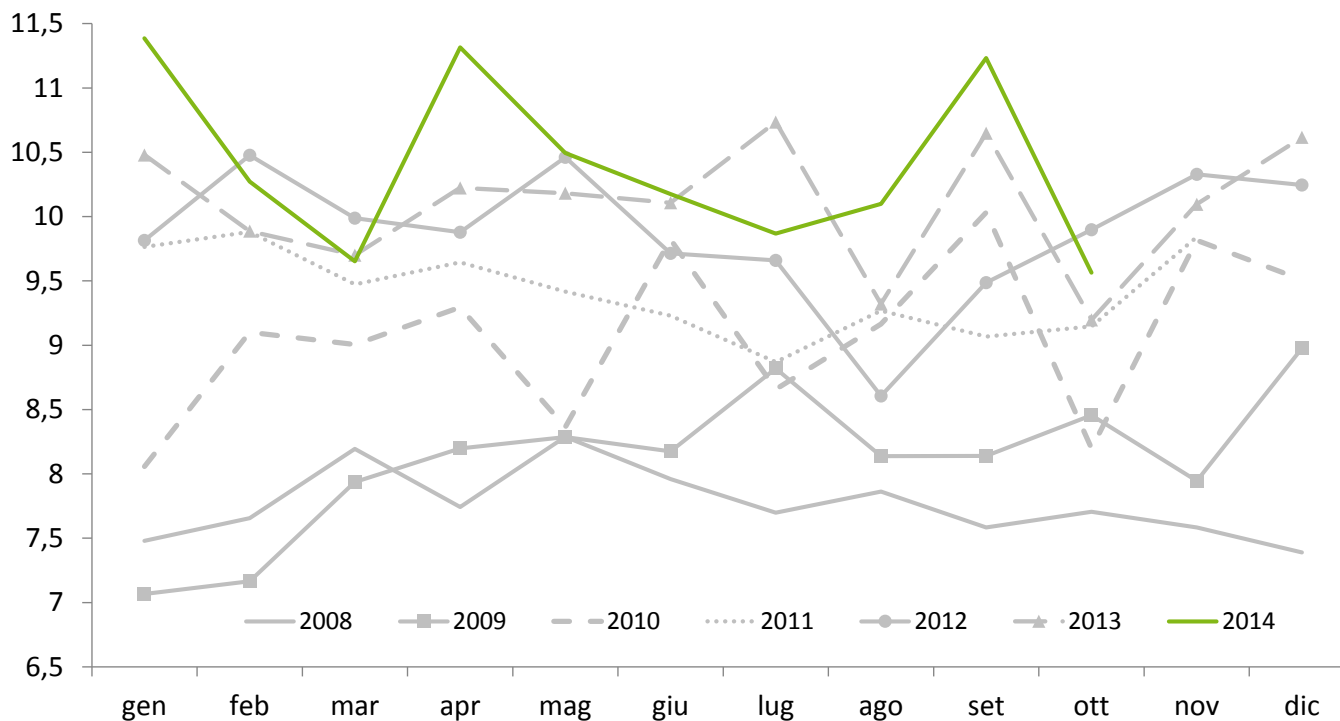
mln.bbl/g



Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati DOE

Cina: domanda apparente (somma di importazioni nette e produzione nazionale)

mln.bbl/g

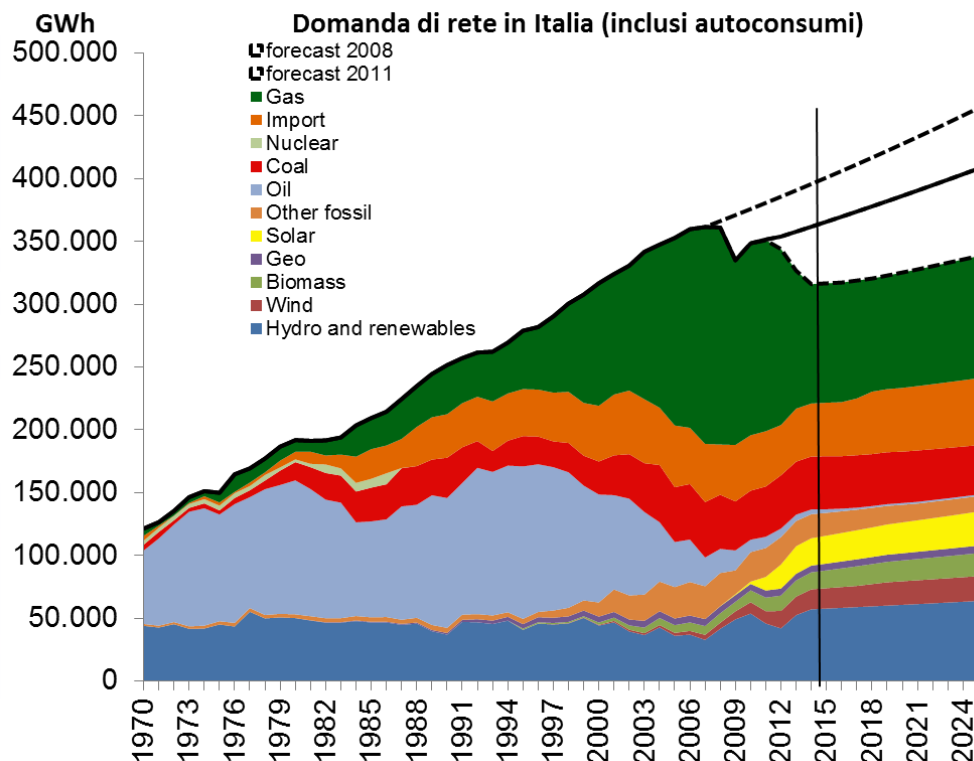


Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Argus Global Market e Platts

La decrescita infelice

La crescita del gas (e delle rinnovabili) prima della crisi

LE FONTI PRIMARIE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA



Elaborazioni NE

Gli anni precedenti al 2008 erano stati caratterizzati in Italia (ma anche in tutto il mondo occidentale) da una fortissima crescita della domanda di energia in particolare per la mobilità e per l'energia elettrica.

Nel grafico le fonti primarie alla base della produzione elettrica in Italia dal 1970 al 2014, e la previsione al 2025.

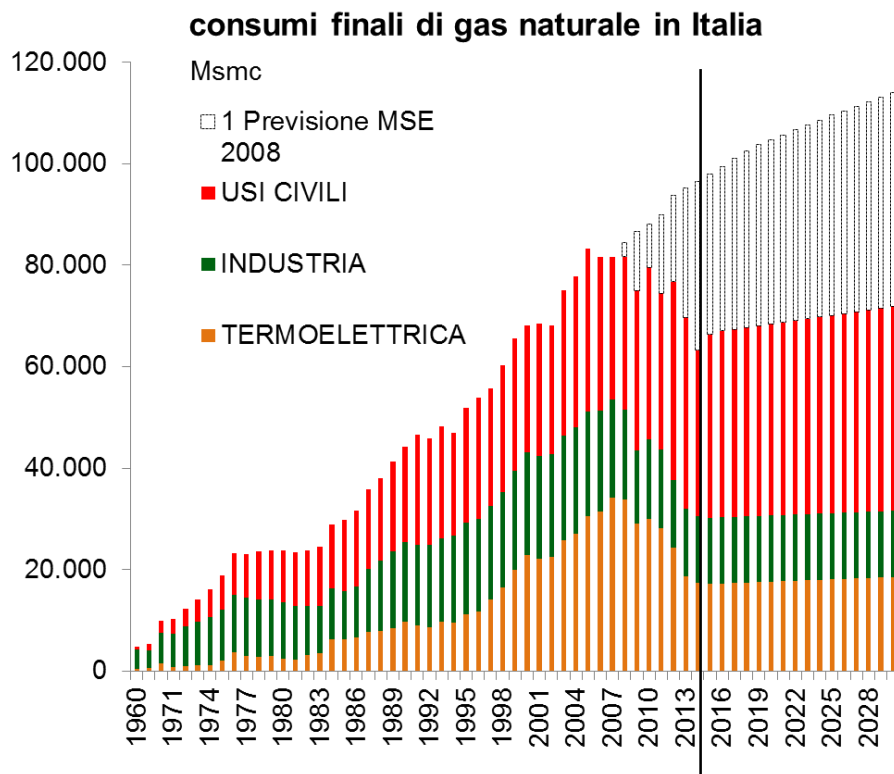
Da sottolineare che quello che manca è tutta energia a gas naturale.

Rispetto alle previsioni abbiamo «perso» 80 TWh ovvero hanno chiuso 16 GW di centrali a gas.

La regolazione di oggi è ancora basata sulle prospettive del 2008 e il peso dei costi fissi sui clienti finali aumenta del 20%.

Vi ricordate l'emergenza gas ?

Abbiamo perso 40 Gsmc rispetto alle previsioni



Elaborazioni NE

L'AD di Eni, Scaroni, nel 2006 annunciava un piano per incrementare le importazioni italiane di 40 miliardi di metri cubi nel 2012 poiché avremmo presto raggiunto i 100 Mld di domanda.

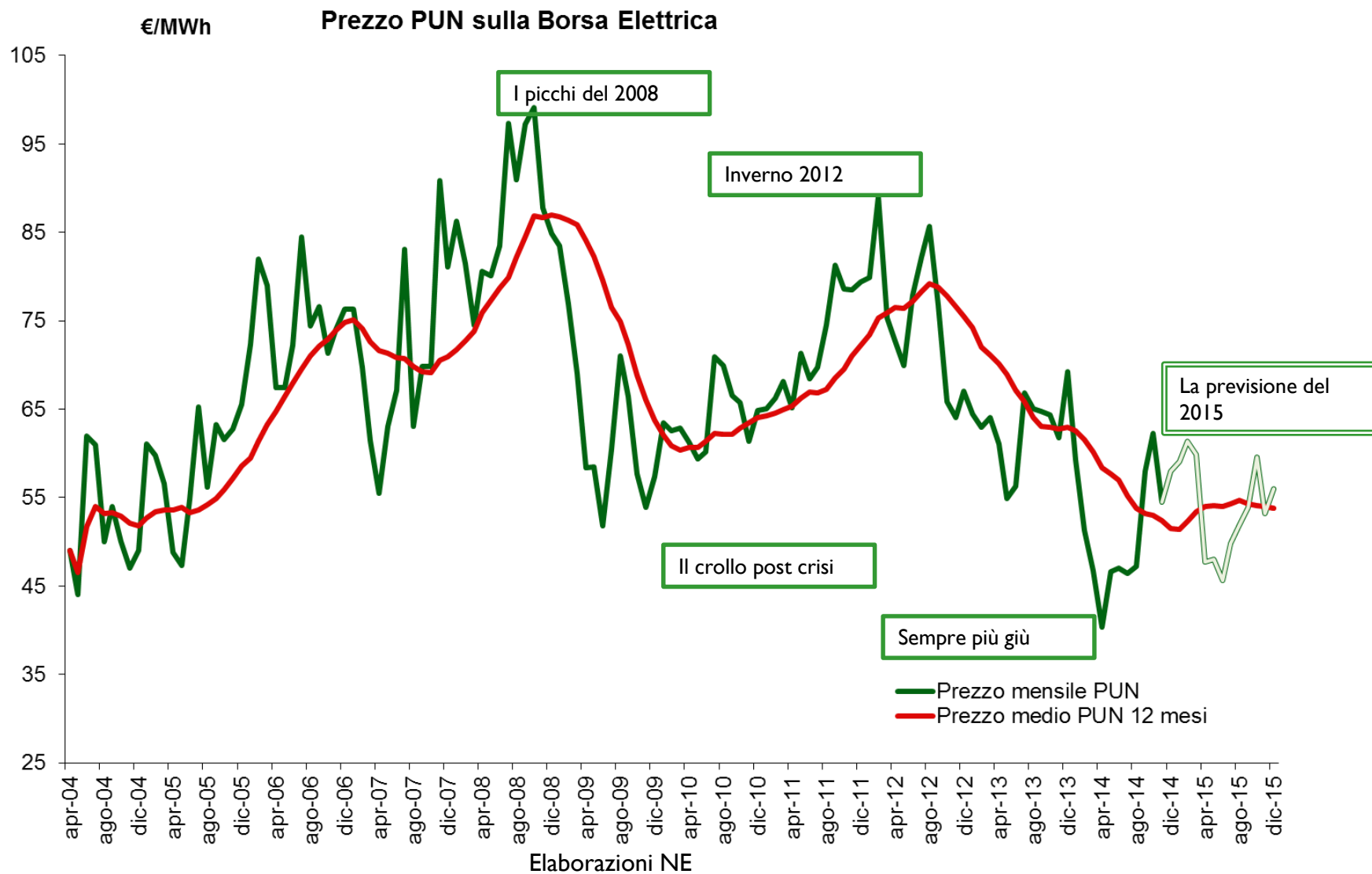
Ma dopo la crescita impetuosa della domanda italiana di gas, iniziata negli anni '60, la crisi ha fortemente compresso i mercati.

Sia il termoelettrico che l'industria hanno consumato molto meno del previsto e oggi, complici anche le alte temperature del 2014, la domanda gas è appena superiore ai 60 Mld. di smc, contro i 100 previsti.

Una forte perdita anche per l'erario infatti questi 40 Mld. di smc uniti agli 80 TWh elettrici valevano almeno 1 Miliardo di accise,

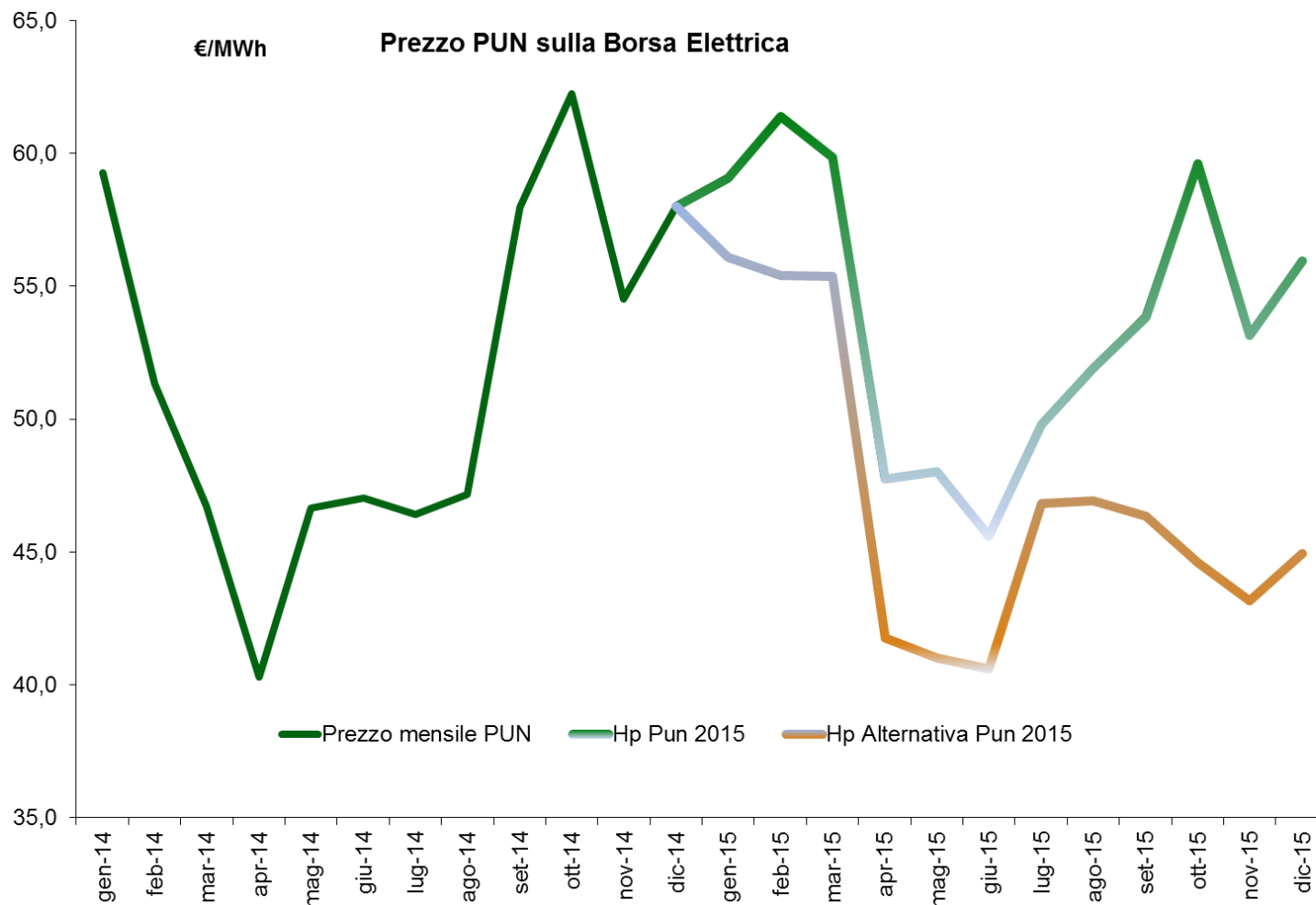
Altrettanto negativa la situazione dei consumatori che si vedono ribaltare tariffe di rete appesantite dall'assenza di domanda.

Il riferimento: Prezzo spot depresso



Il riferimento: Prezzo spot depresso

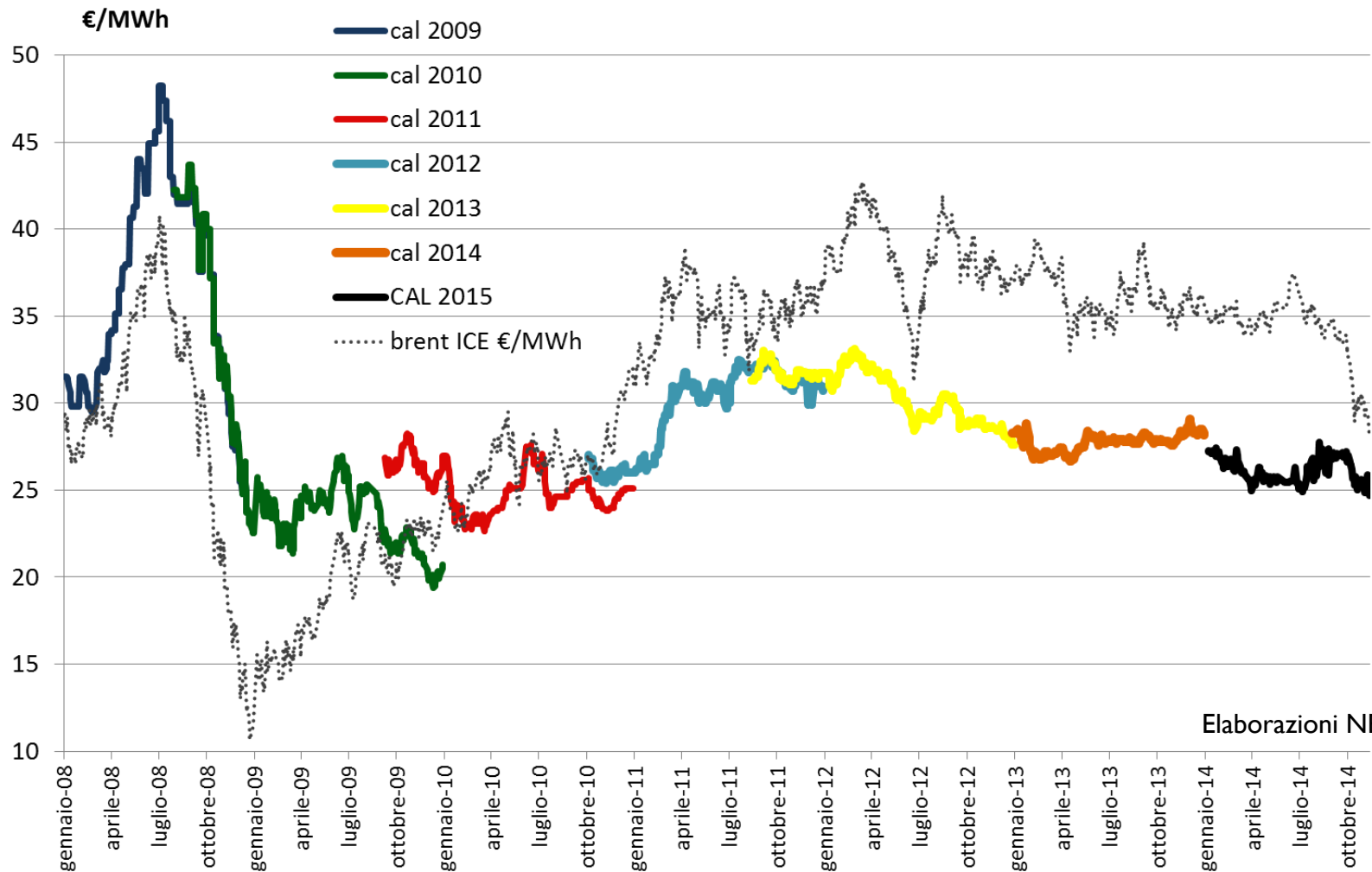
Potrebbe scendere ancora



Elaborazioni NE

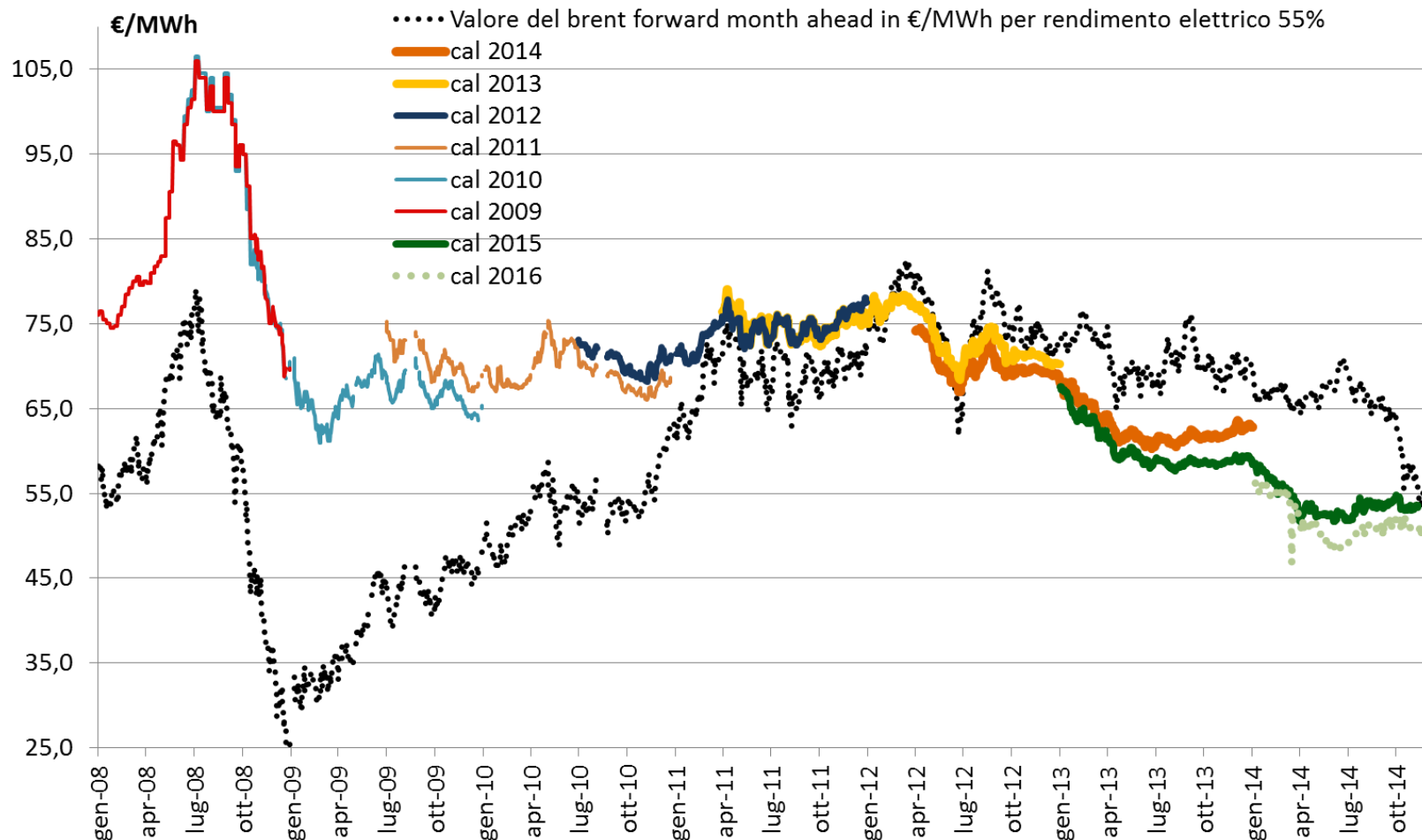
Gas: E' separazione di fatto

Prezzi Cal al PSV registrati nell'anno precedente la consegna Vs il Brent (in €/MWh)



Elaborazioni NE

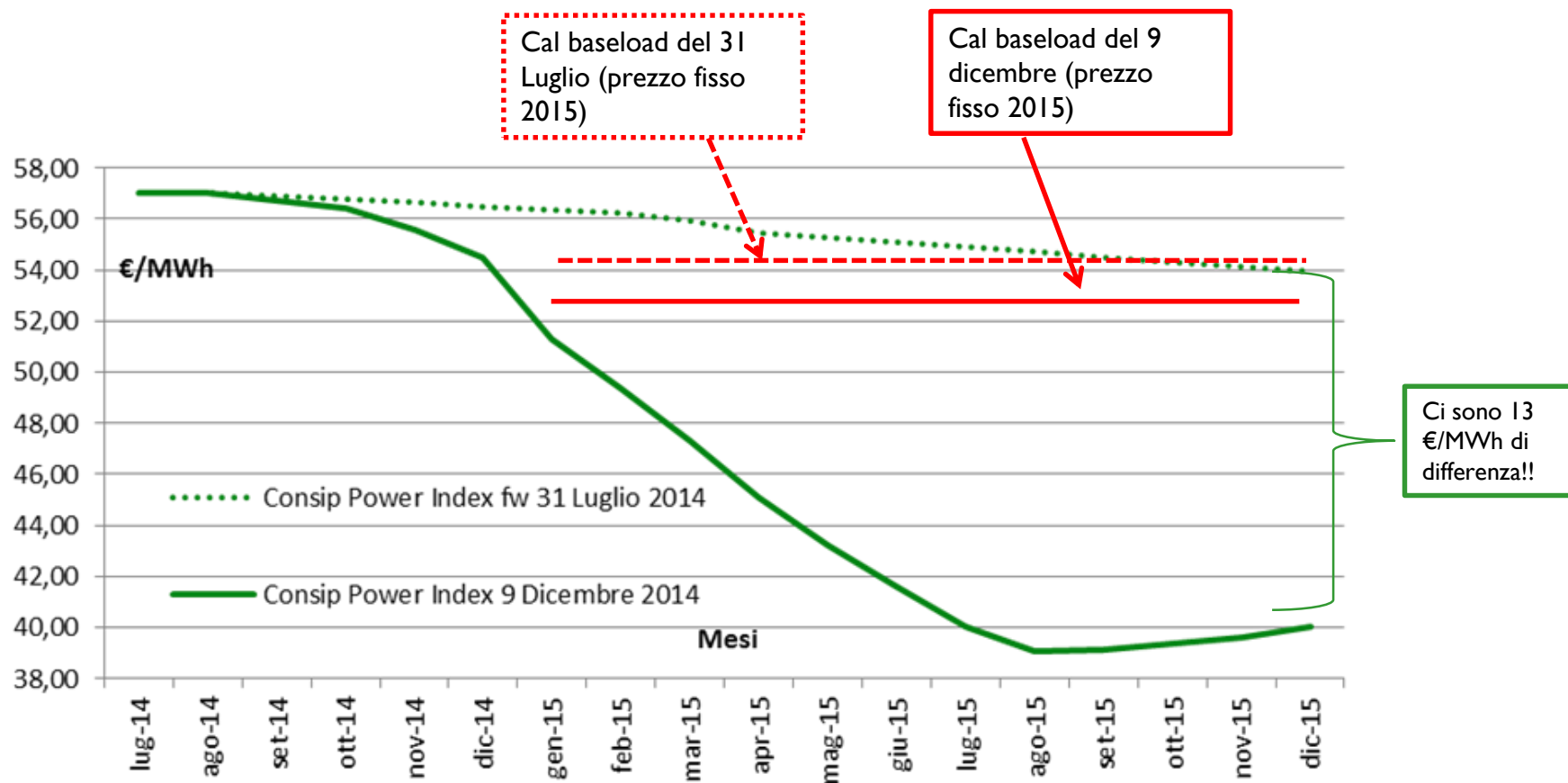
Prezzi Cal Baseload TFS registrati nell'anno precedente la consegna Vs il Brent (in €/MWh)



Elaborazioni NE

Il caso indici 2015

L'indice Consip Power index (in €/MWh) legato a Brent e gasolio vs il prezzo Power Italia del baseload (prezzi fissi) al 31 Luglio 2014 e al 9 Dicembre 2014



Modelli e strategie di acquisto 2015 - 2016

1 - i prezzi fissi

Rischi	Disallineamento rispetto al mercato
Opportunità	Cautela dal rischio.
Punti deboli	Difficile re ingegnerizzare il contratto in corso.
Punti forti	Gestione del contratto.

La chiave *Fondamentale decidere il “quando”: suddividere acquisti; analizzare i trend; attenzione a opportunità dei prezzi per Quarter*

2 - i prezzi a formula

Rischi	Rischio volatilità dei prodotti petroliferi più alto del mercato Power
Opportunità	Sul 2015 è stata la scelta migliore. In caso di discesa dei prodotti petroliferi: immediati i vantaggi.
Punti deboli	Niente budget “sicuro”, politica in medio oriente, banche di affari e volatilità del cambio incidono sul prezzo.
Punti forti	Possibile scegliere tra varie indicizzazioni, se avere un prezzo nervoso o meno se legarsi al cambio o meno. Possibile, ma costosa, re ingegnerizzazione del prezzo successiva al contratto.

La chiave *attenzione al cambio €/€; opzioni di Cap, Possibile lavorare con banche autonomamente per gli hedging*

3 - i prezzi spot

Rischi	Mercato “spot” volatile, e poco prevedibile (Vedi Agosto 2009 – Febbraio 12 – Estate 2012), Rischio temperatura e export
Opportunità	Negli ultimi anni («crisi») lo spot offre i prezzi migliori , mercato “lungo” ancora sul 2015 e 16.
Punti deboli	Incertezza sul budget, necessità di seguire il contratto molto più da vicino. il prezzo riflette anche politiche di pricing dei produttori
Punti forti	Si è sempre con un prezzo di mercato, Possibilità concreta di re ingegnerizzare contratto e gestire il prezzo. Non si è più legati al mercato petrolifero. Ottimizzazioni di gestione portafoglio.

La chiave *Mix tra fisso e spot, «portfolio management» in percentuale o per periodi con opzioni automatiche di copertura, possibile analizzare trend se sfruttare opportunità*

Dallo sconto sul vincolato alla gestione portafoglio:

La gestione degli acquisti di energia dopo 15 anni di libero mercato non è un processo semplice



La necessità di conoscere i mercati impone competenze e professionalità

Solo i grandissimi consumatori possono internalizzare tali competenze

Attenzione nella scelta dei fornitori

Alcuni si possono ritrovare in default o in Salvaguardia o cambiare «bandiera» in corso di anno: occorre analizzare anche i fornitori, alcuni non godono di ottima salute

DON'T PANIC,

Dalle fasce orarie al dato quartodorario su sito WEB

La gestione del dato sempre più complessa



Le aggregazioni di clienti finali possono essere la risposta per affrontare il mercato rimanendo competitivi e gestendo i rischi

ORGANISE!

Modelli e strategie di acquisto 2015 - 2016

QUALI SOLUZIONI?

		anno	2015
		STRATEGIA DI RISCHIO	
		QUANTO SPOT	50%
GRANDE INDUSTRIA	PORTFOLIO MANAGEMENT	INDEX E HEDGING	
		ACQUISTI QUARTER	25%
		TEMPI (PLURIENNALI)	25%
		CONSORZIO	Benchmark continuo e forza «politica»
		RISCHIO SPOT	(30% SE POSSO)
		INDEX	
MEDIA INDUSTRIA	STRATEGIA DI ACQUISTO	FISSO	X (70%)
		TEMPI (PLURIENNALI o BREVI)	SEI MESI, sfrutto le discese del mercato
		QUANDO ACQUISTO	Ottobre/Marzo
		CONSORZIO	Gestione degli acquisti differenziata per esigenza
		SOLO SPOT	(x)
		INDEX	
PMI	FIDUCIA	FISSO	X
		TEMPI (PLURIENNALI o BREVI)	
		QUANDO ACQUISTO	Ottobre/Marzo
		GDA	Assicurazione sul prezzo e sul rischio

Servizi di vendita				Totale € 38,71	
	quantità	u.m.	corrispettivo unitario	u.m.	imponibile
Quota Energia					
→ Energia a prezzo fisso	150	kWh	0,078500	€/kWh	11,78 €
→ Energia - quota variabile	150	kWh	0,085874	€/kWh	12,88 €
→ Perdite di sistema	18	kWh	0,078500	€/kWh	1,28 €
→ Perdite di sistema quota variabile	18	kWh	0,085874	€/kWh	1,37 €
→ Garanzia Miglior Prezzo	188	kWh	0,002000	€/kWh	0,33 €
→ Opzione Verde	150	kWh	0,003000	€/kWh	0,45 €
→ Dispacciamento	188	kWh	0,017108	€/kWh	2,84 €
→ Corrispettivo Gestione Fornitura	3,00	KW	0,790000	€/KW	2,37 €
Quota Fissa					
→ Restituzione differenziale attività commercializzazione	1	PdP	-0,377408	€/PdP	-0,38 €
→ Prezzo Commercializzazione e Vendita	1	PdP	5,801283	€/PdP	5,80 €
→ Dispacciamento	1	PdP	0,010000	€/PdP	0,01 €
Acconti bollette precedenti per le quote energia su kWh 0					0,00 €

ENERGIA FORNITA Totale € 7.577,82

	quantità	corrispettivo unitario	imponibile	IVA
Energia Attiva F1	33.603 kWh	0,076330 €/kWh	2.564,92 €	22
Energia Attiva F2	20.309 kWh	0,067830 €/kWh	1.377,56 €	22
Energia Attiva F3	15.036 kWh	0,050915 €/kWh	765,56 €	22
→ QV	1 PdP	2.781,510000 €/PdP	2.781,51 €	22
→ Perdita di rete F1	1.344 kWh	0,076330 €/kWh	102,59 €	22
→ Perdita di rete F2	812 kWh	0,067830 €/kWh	55,08 €	22
→ Perdita di rete F3	601 kWh	0,050915 €/kWh	30,60 €	22

GESTORE e DISPACCIAMENTO / TERNA Totale € 1.845,70

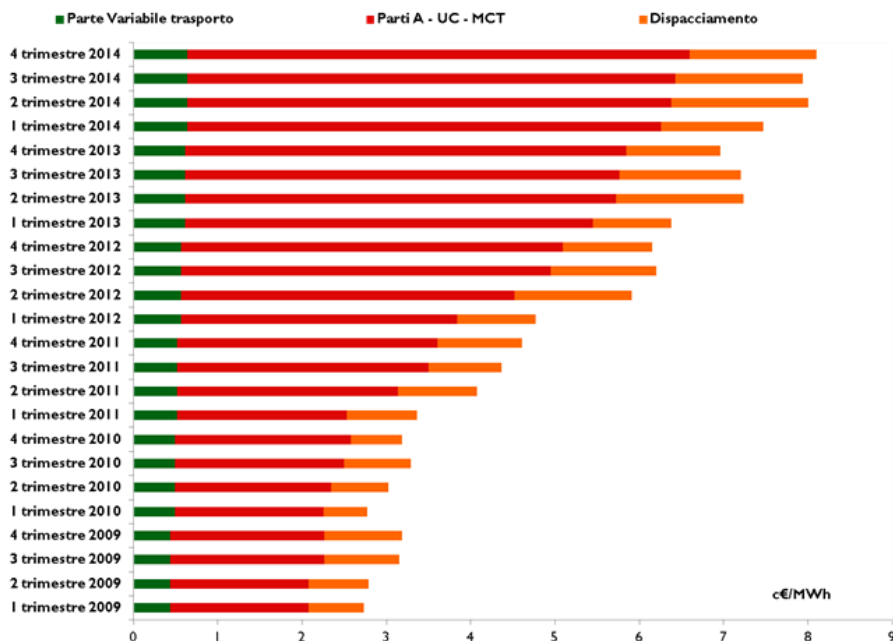
	quantità	corrispettivo unitario	imponibile	IVA
→ Dispacciamento TERNA (quote fisse)	1 PdP	0,020000 €/PdP	0,02 €	22
→ Dispacciamento TERNA (quote var.), Comm.ne e Sbil.to PCV	71.705 kWh	0,025654 €/kWh	1.839,53 €	22
	1 PdP	6,148900 €/PdP	6,15 €	22

ENERGIA FORNITA

€ 1.262,60

→ Energia Attiva MONOPOLARIA BT (v)	kWh	11.727	0,084800	994,45	22
→ Perdite di rete MONOPOLARIA BT	kWh	1.220	0,084800	103,46	22
→ Quota variabile	N.	1	362,310000	362,31	22
→ Sconto a Voi riservato	N.	1	-197,620000	-197,62	22

Il peso delle componenti Extra energia



Con delibera del 25 Settembre 2014 (delibera 458/2014/R/gas), l'Autorità ha aggiornato i valori, a decorrere dal 1 ottobre 2014, delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e di ulteriori componenti tariffarie relativamente ai settori dell'energia elettrica e del gas. Un significativo aumento si rileva nella componente A3 variabile, quella legata alla copertura degli incentivi per le rinnovabili, modificando il corrispettivo unitario precedentemente fissato a 4,875 c€/kWh (per le utenze in MT) e ora pari a 4,971 c€/kWh. Si segnala inoltre un deciso aumento della componente A2 che passa dai precedenti 0,098 c€/kWh a 0,166 c€/kWh.

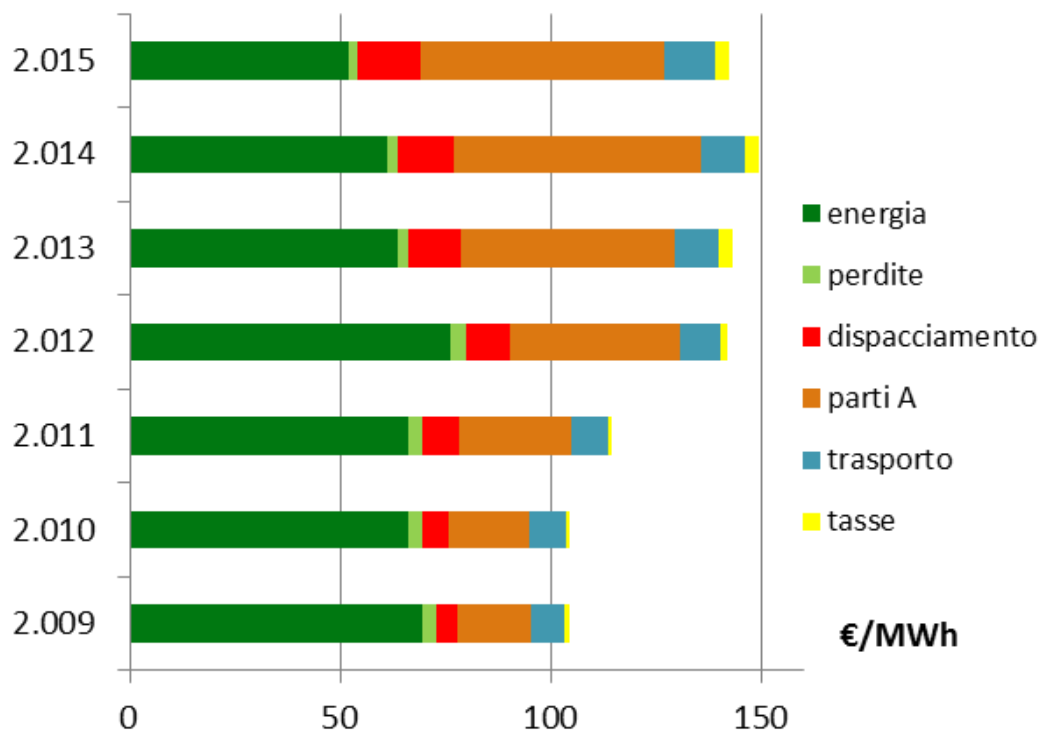
Elaborazioni NE

Funzionerà il taglia bollette?

Misura	Gettito Atteso (M€)	Beneficiari	Descrizione
Spalmatura obbligatoria FV	700-900	Pmi	Ridurre e prolungare gli incentivi FV
Spalmatura volontaria rinnovabili non FV	100-250	Pmi	Ridurre e prolungare gli incentivi alle rinnovabili non FV
Riduzione interrompibilità	100-150	Tutti	Ridurre il contingente di potenza e la base d'asta per interrompibilità
Sbilanciamento rinnovabili	100	Pmi	Oneri di sbilanciamento per la produzione da fonti non programmabili
Esenzione oneri interrompibili	100	Tutti	Eliminare l'esenzione dagli oneri di sistema concessa agli interrompibili
Abolizione delle macrozone Sicilia & Sardegna	(su MGP)	Tutti	Considerate risorse essenziali le unità di produzione Siciliane

Effetti sulla bolletta elettrica

Il prezzo finale all'industria



Nel 2015 i costi per una impresa potrebbero diminuire, in primo luogo per la materia prima che scende

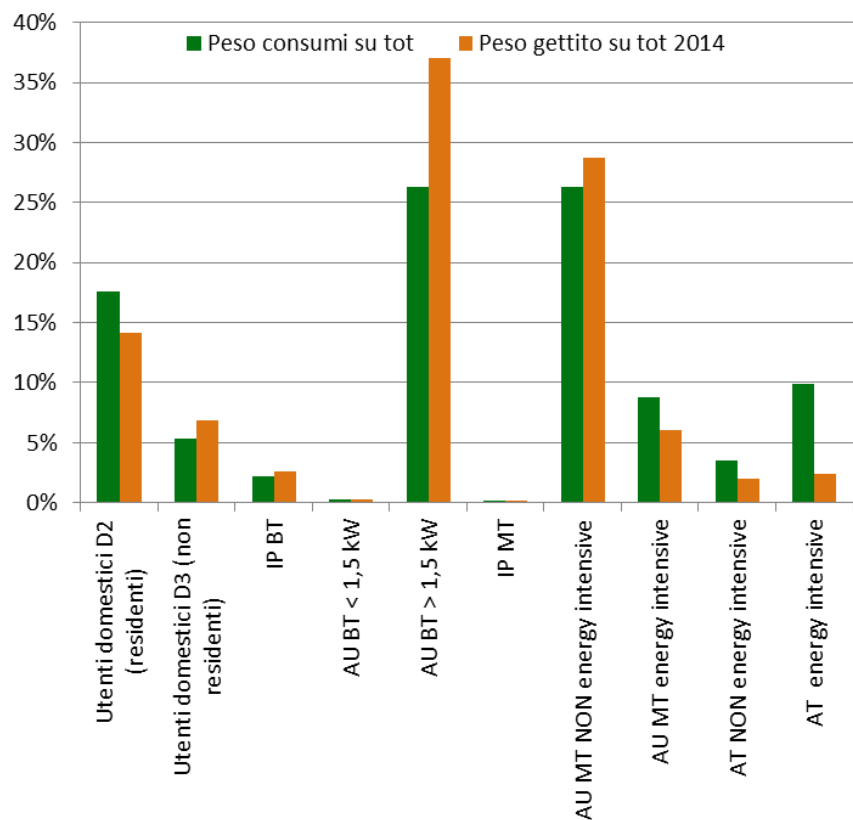
Mentre gli extracosti dovrebbero avere incrementi limitati, soprattutto per trasporto e dispacciamento, ma non dovrebbero avere ulteriori incrementi le parti A (anche se dipende dall'effetto reale del taglia bollette previsto dal DL competitività)

In figura le analisi di costo per una impresa da 30 GWh anno con contratti legati a Prezzo Pun e opzioni di prezzo fisso in corso di anno.

La riforma della tariffa elettrica

Forte sussidio incrociato, BT e MT AU e Non domestici pagano per energy intensive, Domestici e AT

Il peso sul consumatore finale della componente A UC MCT



Elaborazioni NE

L'Autorità ha avviato il procedimento per la revisione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto, e connessione, a decorrere dal 1° gennaio 2016. La delibera 483/2014 fissa i punti cardine dell'azione del Regolatore:

- estensione del periodo regolatorio oltre i quattro anni,
- maggior selettività degli incentivi, in modo da stimolare gli operatori verso l'efficienza del servizio
- extra-remunerazioni non più sul costo dell'investimento ma sull'effetto concreto sul mercato elettrico
- revisione dei meccanismi di garanzia dei ricavi; promozione verso l'utilizzo di contributi comunitari da parte degli operatori;

il regolatore ha inoltre avviato la discussione per la riforma tariffaria per i clienti domestici, tra i principali obiettivi della riforma sono riconducibili, da una parte, alla promozione dell'utilizzo razionale delle risorse, delle iniziative di efficienza energetica e dello sviluppo delle fonti rinnovabili, e dall'altra alla semplificazione della bolletta con superamento della forma a scaglioni della struttura tariffaria. → La riforma delle parti A coinvolgerà l'industria

Altra opportunità per le aggregazioni!

Il Decreto legislativo n. 102/2014 entrato in vigore il 19 luglio 2014 **prevede che le grandi imprese eseguano una diagnosi energetica**, condotta da società di servizi energetici, esperti in gestione dell'energia o auditor energetici, nei siti produttivi localizzati sul territorio nazionale entro il 5 dicembre 2015.

Tale obbligo non si applica alle grandi imprese che hanno adottato sistemi di gestione conformi EMAS e alle norme ISO 50001 o EN-ISO-14001, a condizione che il sistema di gestione in questione includa un audit energetico che abbia i seguenti requisiti:

- dati misurati e tracciabili;
- esame dettagliato del profilo di consumo energetico di edifici o di gruppi di edifici, di attività o impianti industriali, ivi compreso il trasporto;
- sia basato sull'analisi del costo del ciclo di vita, invece che su semplici periodi di ammortamento
- sia proporzionato e sufficientemente rappresentativo
- il fine è individuare le opportunità di miglioramento più significative;

Definizione di "grande impresa": imprese che occupano più di 250 persone, il cui fatturato annuo supera i 50 milioni di euro o il cui totale di bilancio annuo supera i 43 milioni di euro: Audit o ISO 50001?

In caso di inottemperanza è prevista una ammenda da 4.000 € a 40.000€ (minore del costo?)

Gli **energy intensive** devono effettuare un audit anche se sono PMI, potrebbero perdere i benefici sulle parti A.

Per realizzare un audit occorre almeno un mese di lavoro, Dicembre 2015 è alle porte, numerosi quesiti sono posti ad Enea sui **requisiti minimi** degli audit



NE Nomisma Energia Srl

Via Guglielmo Marconi, 3

40122 – Bologna (Italia)

Tel. +39 051 6564611

Fax. +39 051 6564680

