

Corso di formazione ed aggiornamento professionale per
Energy Managers e per Esperti in Gestione dell'Energia

I MERCATI LIBERALIZZATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Docente: ing. Alessio Frigerio – Energy Saving Srl

1. Prerequisiti tecnici

2. La commodity

3. Analisi delle tariffe

4. Fiscalità forniture energia

5. Conclusioni

GRANDEZZE FISICHE ED UNITÀ DI MISURA



Grandezza	U.M.
-----------	------

- | | | | |
|------------|----|-----|----------------|
| ➤ Energia | => | kWh | (chilowattora) |
| ➤ Potenza | => | kW | (chilowatt) |
| ➤ Tensione | => | V | (volt) |

Leggi fisiche di riferimento:

$$\text{Legge di Ohm } (V = RI) \quad \Rightarrow \quad \text{Effetto Joule } (P = RI^2)$$

Le utenze elettriche vengono generalmente classificate in base alla Tensione di alimentazione (V) come segue:

- | | |
|-----------------------------|--|
| ➤ Altissima Tensione (AAT): | $V > 150 \text{ kV}$ (150.000 V) |
| ➤ Alta Tensione (AT): | $35 \text{ kV} < V < 150 \text{ kV}$ |
| ➤ Media Tensione (MT): | $1 \text{ kV} < V < 35 \text{ kV}$ |
| ➤ Bassa Tensione (BT): | $V < 1 \text{ kV}$ |

GRANDEZZE FISICHE ED UNITÀ DI MISURA



Grandezza U.M.

- Energia => MJ (megaJoule)
- Volume => m³ (metri cubi)
- Pressione => bar (bar)
- Temperatura => °C (gradi centigradi)
- Potere Calorifico => MJ/m³

Leggi fisiche di riferimento:

$$\text{Gas perfetti} \Rightarrow pV = kT$$

SCALE DIMENSIONALI – Multipli e Ordini di Grandezza

Al fine di evitare l'utilizzo di **valori numerici troppo elevati** rispetto al valore unitario dell'unità di misura, è introdotto a livello di *Sistema Internazionale di misura* un **prefisso identificativo** del multiplo della grandezza stessa, secondo potenze di 10, considerate per migliaia.

Simboli e prefissi:

- Un millesimo di unità di misura [10^{-3}]: “milli” - prefisso “m”
- Unità di misura [10^0]: nessun prefisso
- Mille unità di misura [10^3]: kilo - prefisso “k”
- Un milione di unità di misura [10^6]: Mega - prefisso “M”
- Un miliardo di unità di misura [10^9]: Giga – prefisso “G”
- Mille miliardi di unità di misura [10^{12}]: Tera – prefisso “T”

1. Prerequisiti tecnici

2. La commodity

3. Analisi delle tariffe

4. Fiscalità forniture energia

5. Conclusioni

ENERGIA ELETTRICA



LA COMMODITY ENERGIA ELETTRICA

L'elettricità possiede, nell'economia dei paesi industrializzati, le caratteristiche ideali per essere utilizzata come fonte energetica primaria nei processi produttivi. Essa infatti consente i seguenti vantaggi:

- Elevata trasportabilità;
- Elevata flessibilità (conversione in altre forme di energia);
- **Elevata standardizzazione** del prodotto (tensione).

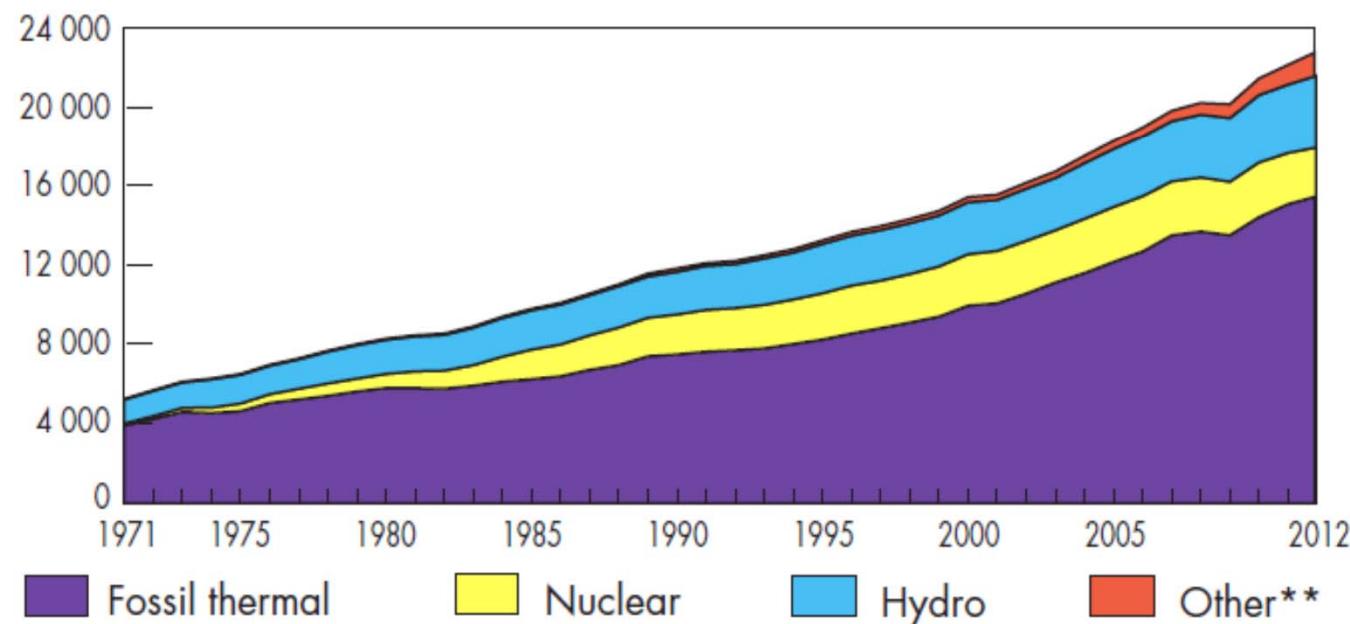
Di converso essa presenta alcune problematiche importanti da tenere presenti per valutare le caratteristiche dei mercati in cui viene scambiata:

- Elevato costo di produzione
- **Non è immagazzinabile**

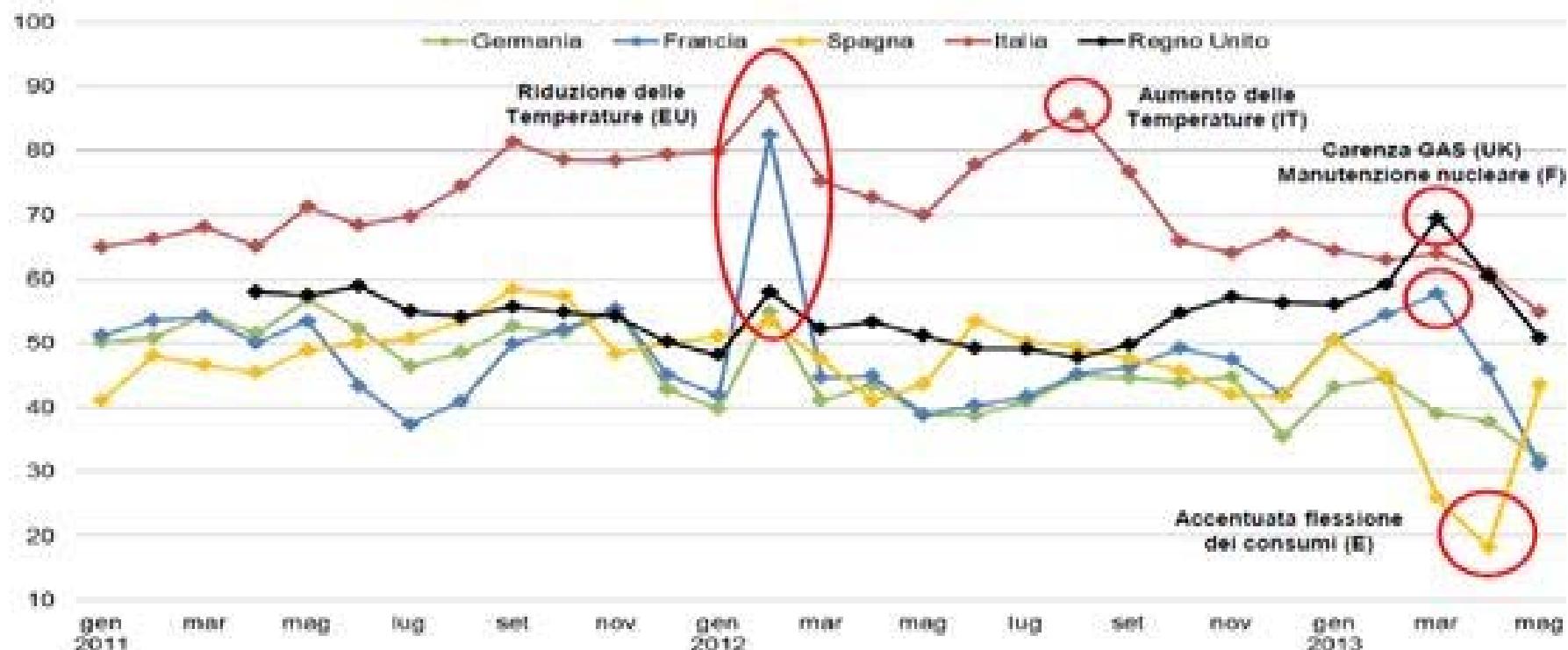
LA COMMODITY ENERGIA ELETTRICA

Electricity Generation by Fuel

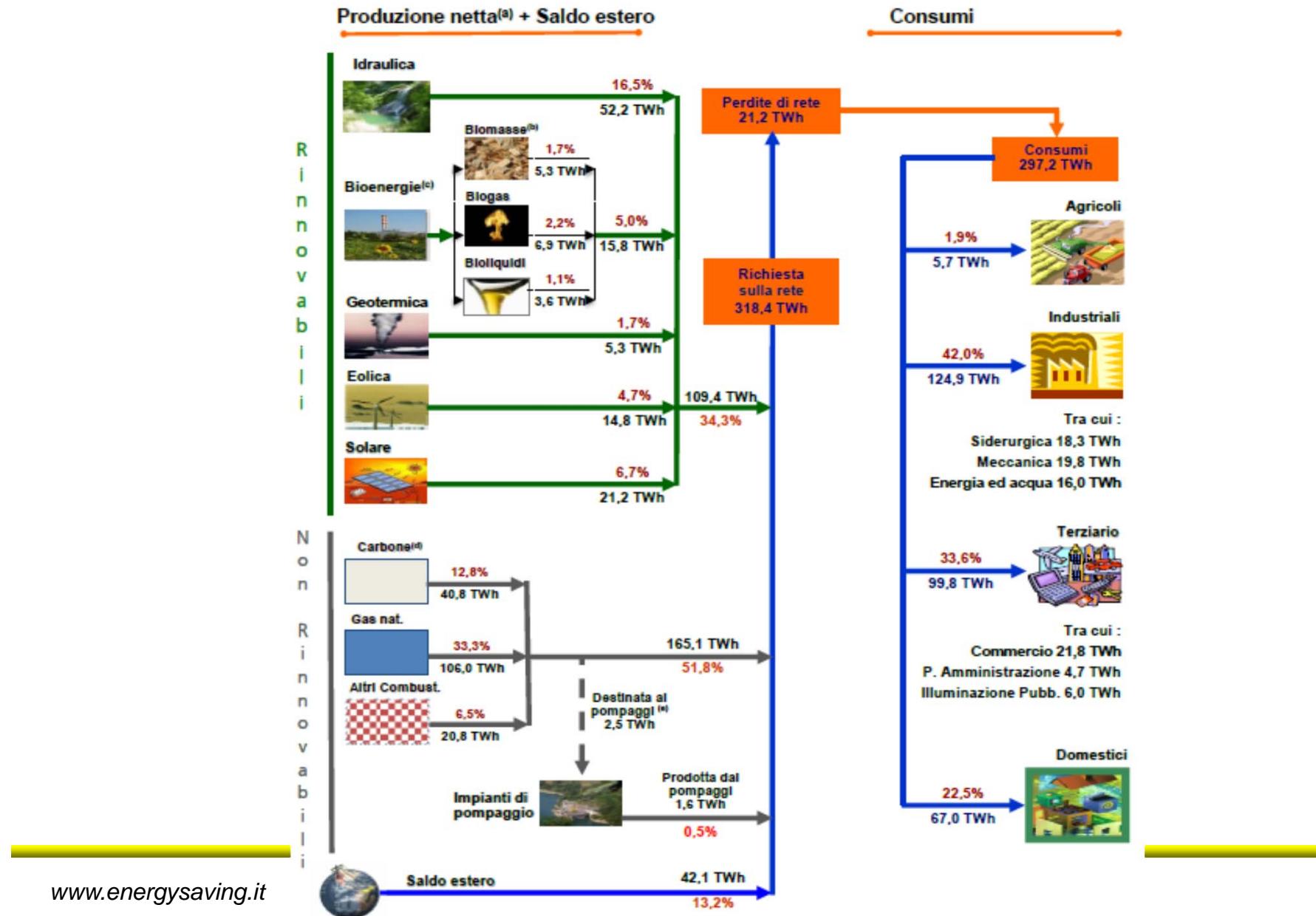
World electricity generation* from 1971 to 2012
by fuel (TWh)



LA COMMODITY ENERGIA ELETTRICA



BILANCIO ELETTRICO NAZIONALE 2013



GAS NATURALE



LA COMMODITY GAS NATURALE

Le caratteristiche che hanno consentito al gas naturale un notevole sviluppo nel contesto energetico mondiale sono le seguenti:

- **Maggiore efficienza energetica** e duttilità rispetto all'olio combustibile ne ha spinto a una progressiva diffusione nel riscaldamento domestico, nei cicli produttivi e nella produzione elettrica.
- **Prezzo inferiore** rispetto all'olio combustibile
- Gestione logistica **semplificata** per l'utente finale
- **Minor impatto ambientale** rispetto al petrolio ed al carbone.

Di converso, però, lo sviluppo della filiera del gas è più complesso e - a parità di energia trasportata - più costoso rispetto a quello della filiera petrolifera:

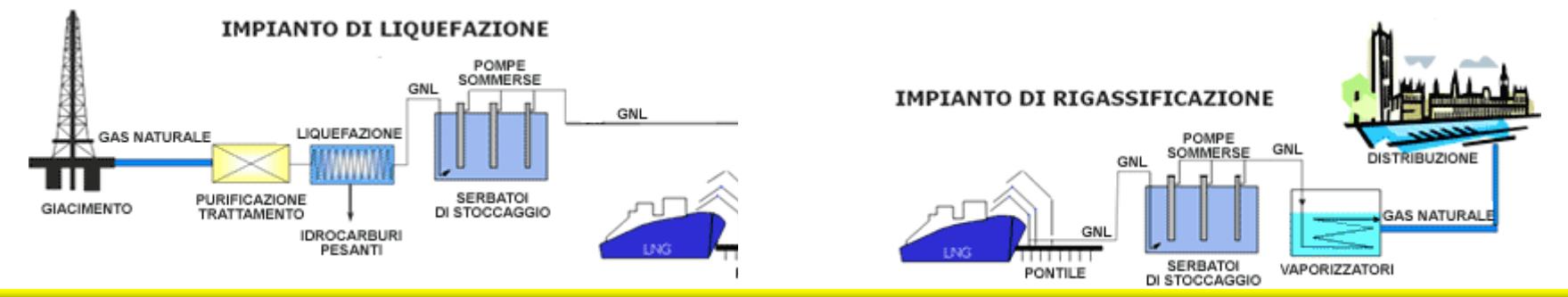
- Un gasdotto costa più di un oleodotto
- Il sistema degli stoccaggi è più costoso
- Una metaniera costa più di una petroliera

LA COMMODITY GAS NATURALE - GNL

Negli ultimi 20 anni, però, la tecnologia ha consentito di superare tali ostacoli mediante il processo di **liquefazione** (da cui l'acronimo GNL: gas naturale liquefatto) che consente di trasportare il gas in ogni angolo del globo mediante apposite imbarcazioni.

Il processo inizia nel paese esportatore, dove il metano viene portato allo stato liquido **raffreddandolo a -160°C a pressione atmosferica** e successivamente caricato su navi metaniere, che conservano il gas in tali condizioni.

Arrivato a destinazione il GNL viene scaricato nel terminale di importazione, dove viene riscaldato, riportato allo stato gassoso e immesso nella rete dei metanodotti.



LA COMMODITY GAS NATURALE – GNL

Nonostante la filiera del gas liquefatto necessiti di capitali molto ingenti, attualmente circa **un terzo del volume mondiale** di gas naturale commercializzato viene trasportato via mare come GNL.

Questo è possibile perché, sebbene una metaniera costi molto di più di un tanker petrolifero, la convenienza di trasformare in liquido il gas naturale sta nel fatto che il suo **volume si riduce di circa 600 volte**, facilitando e rendendo economico il trasporto via mare, in alternativa al trasporto tramite metanodotto, aprendo nuove rotte commerciali e nuovi mercati.



MERCATO GLOBALE DEL GAS

La tecnologia della liquefazione, ancorché complessa ed onerosa, ha consentito lo sviluppo e la conseguente apertura di un mercato altrimenti costretto a rimanere vincolato al rapporto bilaterale tra paese produttore e paese utilizzatore (fisicamente collegati dal sistema di piping).

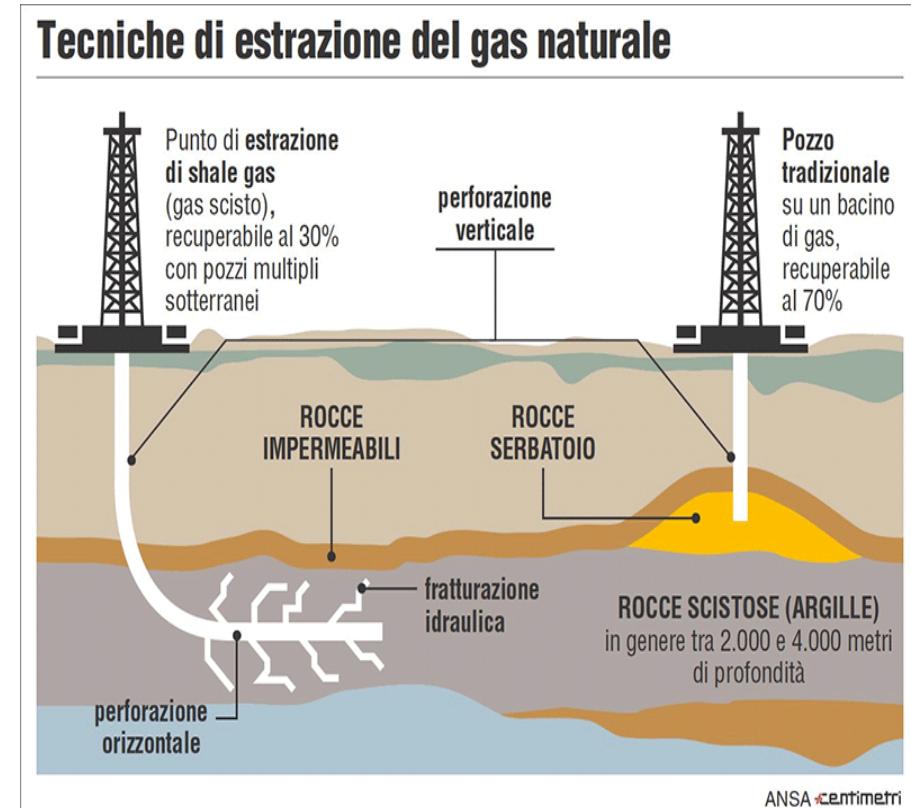
Negli ultimi 10 anni in Europa sono sorte diverse piattaforme di mercato (borse) per lo scambio di gas naturale che hanno consentito di svincolare in parte - quantomeno sul mercato all'ingrosso – il prezzo del gas da quello del petrolio. TTF (Olanda), Zebrugge (Belgio), NCG (Germania) sono le piattaforme di riferimento per il mercato europeo.

Dal mese di ottobre 2010 è partita la P-GAS - piattaforma di negoziazione per lo scambio di quantitativi di materia prima gestita dal GME – che si aggiunge al PSV (Punto di Scambio Virtuale) gestito da Snam Rete Gas.

SHALE GAS – GAS NON CONVENZIONALE

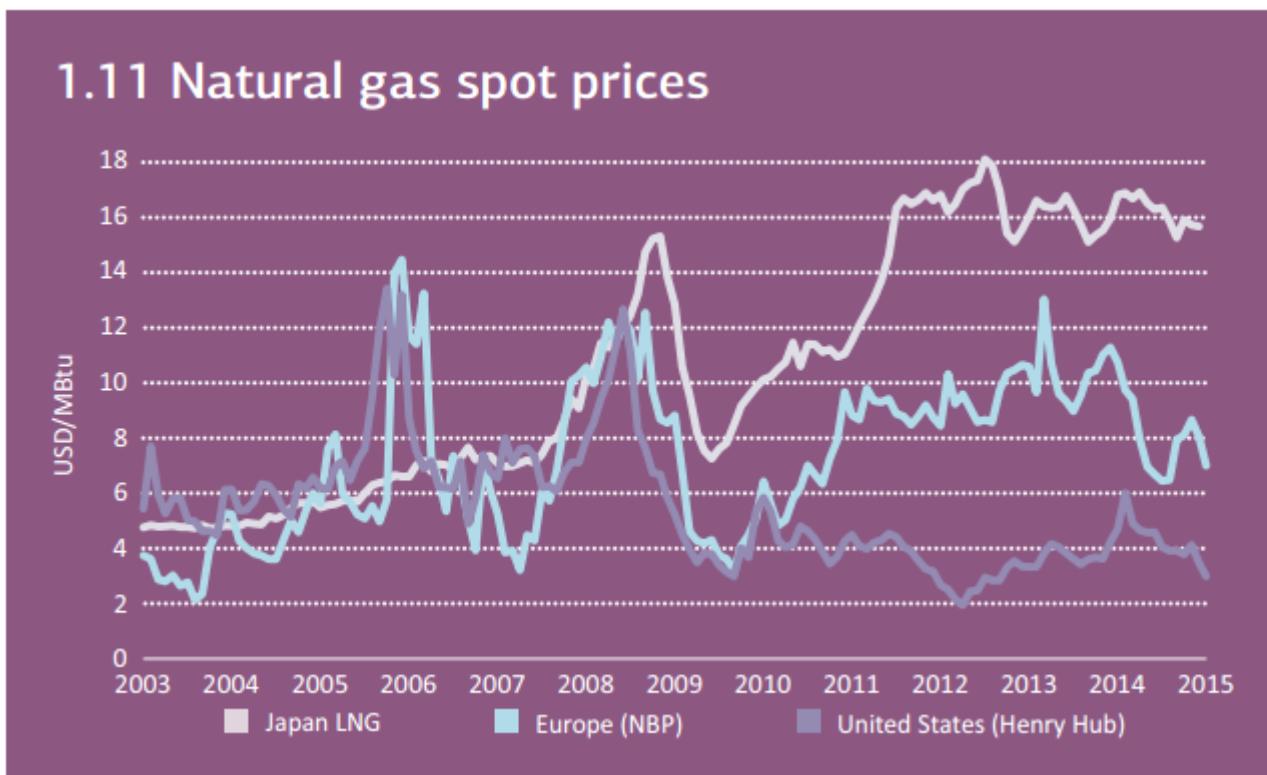
È il gas naturale ricavato da particolari rocce sedimentarie, perlopiù a base di argilla, che si sono formate in centinaia di milioni di anni in aree del pianeta coperte da acqua superficiale. Le rocce hanno imprigionato il gas e, fratturandole, si può estrarre.

La tecnica con cui viene estratto si chiama «hydraulic fracturing», o «fracking» e consiste nello sparare acqua ad alta pressione con alcuni additivi chimici, in modo da frammentare la roccia e far uscire il gas. Questa tecnologia è stata messa a punto negli ultimi anni ed ha aperto la strada allo sfruttamento di riserve che, solo poco tempo fa, erano giudicate non economiche.



SHALE GAS – PREZZI

Oggi il prezzo del gas sulle piattaforme statunitensi è circa 1/2 delle quotazioni sulle piattaforme europee.



Coal-to-gas or gas-to-coal?

Natural gas continues to struggle against cheap coal in the power sector

Divergent trends in coal-to-gas switching are continuing in different regional markets

SHALE GAS – PREZZI

Oggi il prezzo del gas sulle piattaforme statunitensi è circa 1/2 delle quotazioni sulle piattaforme europee.



1. Prerequisiti tecnici
2. La commodity
3. Analisi delle tariffe
4. Fiscalità forniture energia
5. Conclusioni

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO LIBERO

Impatto sull'utente finale

	Soglie d'idoneità					
	1999	2000	2002	01-mag-03	01-lug-05	01-lug-07
Soglia per singoli utenti e Aggregati	30 GWh/y	20 GWh/y	9 GWh/y	0,1 GWh/y	P.IVA	Domestico
Soglia per partecipare all'Aggregato	2 GWh/y	2 GWh/y	1 GWh/y	-	-	-
Energia Clienti Idonei	30%	35%	40%	60%	70%	100%
Numero Clienti Idonei	2.000	3.000	15.000	145.000*	330.000*	Tutti**

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

* Il numero degli utenti idonei dal 2003 non deriva da un conteggio analitico da parte dell'AEEG, ma si ricava dai dati forniti dai distributori

** Si fa ovviamente riferimento ai clienti potenzialmente idonei

ASSETTO DEFINITIVO DEI MERCATI

Allo stato attuale delle cose un utente può acquistare energia e gas secondo le seguenti modalità:

- **MERCATO LIBERO**: tutti gli utenti che **hanno esercitato la propria idoneità**
- **TARIFFA REGOLATA**: tutti gli utenti idonei (per il gas: solo utenti domestici) che **non hanno ancora esercitato la propria idoneità** e che, quindi, pur avendo la facoltà di negoziare il prezzo di fornitura, continuano a pagare una tariffa che non negoziano direttamente

COME ACCEDERE AL MERCATO LIBERO



In base ai requisiti fissati dalla direttiva europea precedentemente menzionati, ogni utente elettrico oggi può accedere al mercato libero in forma singola, indipendentemente dal suo livello di consumo.

Per accedere “fisicamente” al mercato libero, **basta stipulare un contratto di fornitura con un qualsiasi grossista** iscritto all’albo pubblicato sul sito dell’authority (AEEG).

In base a quanto disposto dalla delibera AEEG 144/07 (cfr. art. 5.2 dell’allegato A), sarà poi il nuovo fornitore ad adempiere a tutte le pratiche operative sia legate alla cessazione della fornitura da parte del vecchio operatore (recesso), sia inerenti l’avvio del rapporto con il nuovo esercente.

Solo in caso di cessazione della fornitura sarà il cliente finale a dover comunicare al fornitore la volontà di recedere dal contratto.

COME RECEDERE NEL MERCATO LIBERO



L'utente finale che non ha ancora esercitato la propria idoneità, ha diritto di recedere dal contratto in qualsiasi momento con un **preavviso di 1 mese**.

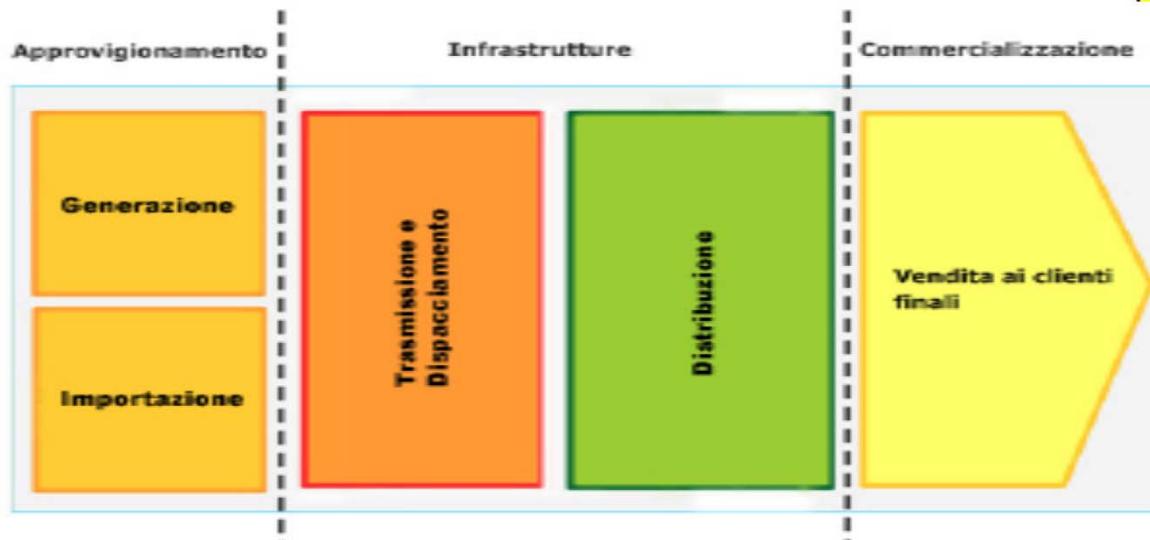
L'utente finale che ha già esercitato la propria idoneità ha diritto di recedere con un preavviso non superiore a:

- **1 mese**, per le **forniture domestiche**
- **3 mesi**, per le **forniture non domestiche** alimentate in BT o con consumo annuo inferiore a 200.000 m³/anno
(comunque 1 mese se al recesso non segue un cambio di esercente)

I SOGGETTI COINVOLTI

- Ministero Sviluppo Economico (MSE): determina la politica di indirizzo energetico del Paese, delineando le scelte di fondo e le regole di sistema
- Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI): emette la normativa di riferimento per i mercati energetici, ed effettua attività di controllo, ispettiva e sanzionatoria
- Terna/Snam Rete Gas: gestiscono le reti di trasporto primario, garantendo i fondamentali servizi di dispacciamento e l'equilibrio della rete stessa
- Gestore dei Mercati Energetici (GME): è l'organismo deputato alla gestione della borsa dell'energia.
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE): si concentra sulla gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica

LA FILIERA ELETTRICA



Fonte: AEEG

www.energsaving.it

LE TARIFFE

Gli operatori che erogano ognuno di questi servizi devono essere remunerati dagli utenti stessi per l'attività svolta, pertanto la tariffa elettrica deve essere composta da altrettante voci.

Ad esse, poi, si aggiungono anche una voce che remunera gli *oneri generali del sistema* e, naturalmente, le *imposte di consumo* (oltre all'IVA di legge).

Di seguito analizzeremo nel dettaglio le varie voci presenti in fattura.

COMPONENTI DELLA TARIFFA ELETTRICA



Prezzo di vendita dell'energia

al mercato libero è negoziato con il fornitore grossista sulla base dei suoi costi di approvvigionamento e della capacità negoziale delle parti

al mercato di tutela è applicato dal distributore in base a tariffe di vendita regolate emanate dell'AEEG.

al mercato di salvaguardia è applicato dal fornitore che si aggiudica l'asta indetta dall'Acquirente Unico alle condizioni d'asta.

Tariffa di trasporto

Remunera i servizi di Trasporto (AT), Misura e Distribuzione locale (MT, BT).

Tariffa di dispacciamento

è applicata in maniera diretta dal fornitore grossista che, a sua volta, lo riversa integralmente a Terna. (N.B. Per gli **utenti in tutela** è inclusa nel prezzo di vendita dell'energia).

Oneri di sistema (o Maggiorazioni A, UC, MCT)

sono applicati sia al mercato libero che al mercato regolato.

Accise

Sono le imposte di consumo, applicate sia al mercato libero che regolato.

COMPONENTI DELLA TARIFFA GAS

Prezzo di vendita del gas

Per gli utenti che hanno già esercitato la propria idoneità è negoziato con il fornitore, remunera il costo della materia prima ed il suo margine d'intermediazione.

Per gli utenti che non hanno ancora esercitato la propria idoneità è pari alla tariffa base applicata dal fornitore locale.

Tariffa di trasporto

Remunera i servizi di Trasporto (su rete nazionale e regionale), Misura e Stoccaggio

Tariffa di distribuzione

Remunera il servizio di distribuzione (trasporto su rete locale)

Oneri di sistema

sono applicati sia al mercato libero che al mercato regolato, anche se con modalità differenti

Accise

Sono le imposte di consumo, applicate sia al mercato libero che al mercato a tariffa amministrata

PREZZO DI VENDITA – MERCATO LIBERO

Il prezzo di vendita dell'energia elettrica agli utenti del **MERCATO LIBERO** è oggetto della libera trattativa tra le parti.

Generalmente il fornitore quota una terna di prezzi per fascia (o coppia, se adotta le fasce peak/off peak).

Questi valori possono essere **fissi** per tutta la durata del contratto o, più probabilmente, essere **indicizzati** ad un parametro che li lega all'andamento del **costo del petrolio** (da cui i costi di produzione dell'energia nelle centrali termoelettriche alimentate ad olio combustibile e a gas dipendono in maniera più o meno diretta) o ad un **prezzo di borsa**.

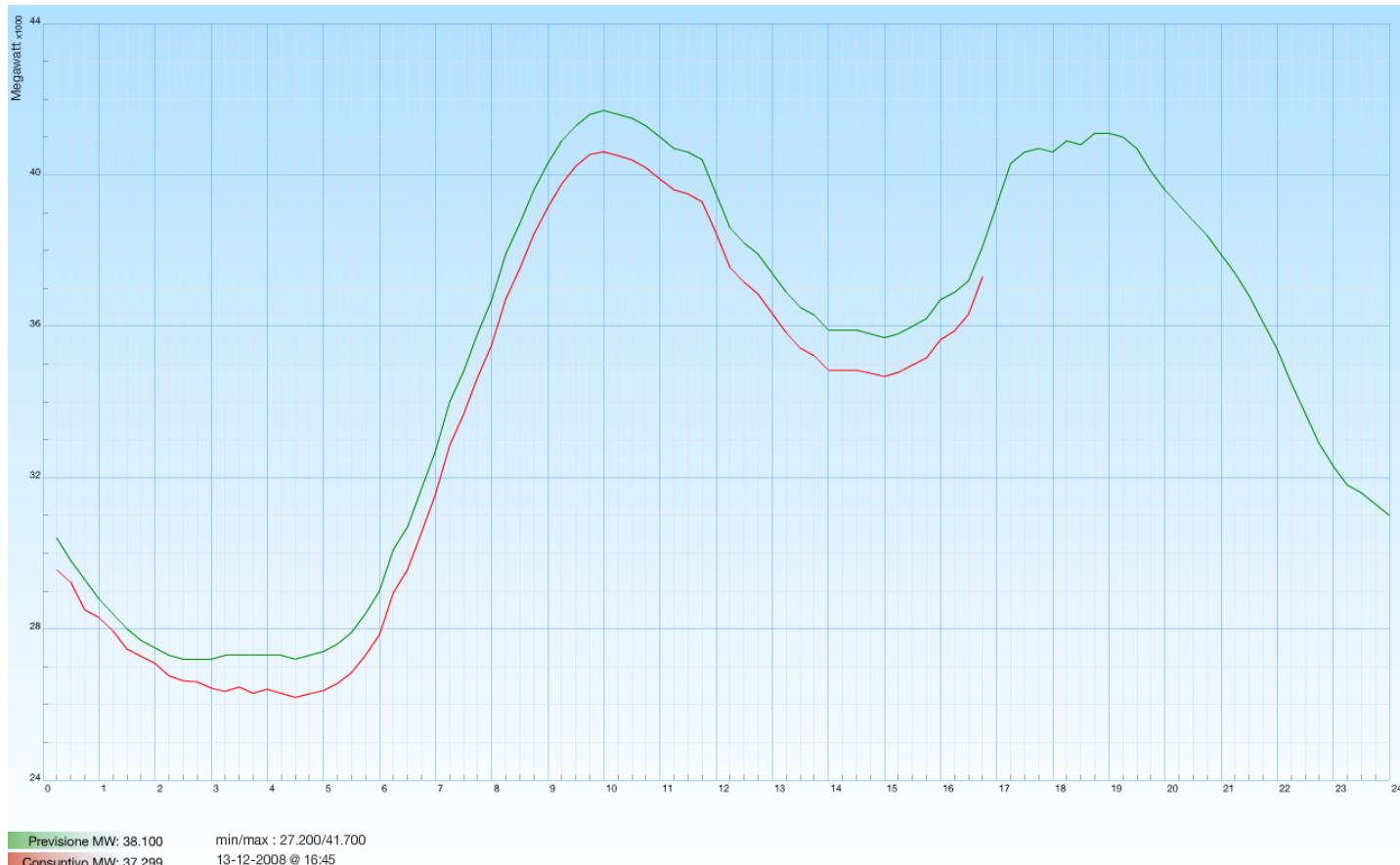
PREZZO DI VENDITA - FASCE ORARIE DI CONSUMO

Il sistema elettrico italiano è basato su una struttura di prezzo multioraria, che suddivide le 8.760 ore dell'anno in fasce orarie in funzione della richiesta di energia elettrica.

Tale suddivisione – che interessa principalmente le utenze industriali – è volta ad individuare diversi livelli di carico per il sistema elettrico a cui corrispondono valori di prezzo unitario dell'energia elettrica fortemente differenziati in base all'entità della domanda.

Negli ultimi anni gli operatori e gli utenti del mercato elettrico hanno assistito ad una serie di modifiche normative, che hanno sostanzialmente ridisegnato la struttura delle fasce orarie di consumo.

FASCE ORARIE DI CONSUMO



Fonte: Terna

SCHEMA A 3 FASCE ORARIE (AEEG 181/06)

L'AEEG ha modificato le fasce con decorrenza 1 gennaio 2007, attraverso la delibera 181/06.

Questa modifica è motivata da una attenta osservazione dell'andamento dei prezzi di borsa elettrica, che hanno un andamento molto differenziato tra il giorno e la notte, e tra giorni feriali, festivi e semifestivi.

www.EnergySaving.it

Ore:	FASCE ORARIE (DELIBERA AEEG 181/06)																							
	LUNEDI'-DOMENICA																							
Ore:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lunedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
martedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
mercoledì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
giovedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
venerdì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
sabato	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F3															
domenica	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

Ore:	FESTIVITA' INFRASETTIMANALI (*)																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1 gen - 31 dic	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

(*) 1 e 6 gennaio, lunedì dell'Angelo, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8, 25 e 26 dicembre



SCHEMA A 2 FASCE ORARIE (PEAK - OFF PEAK)

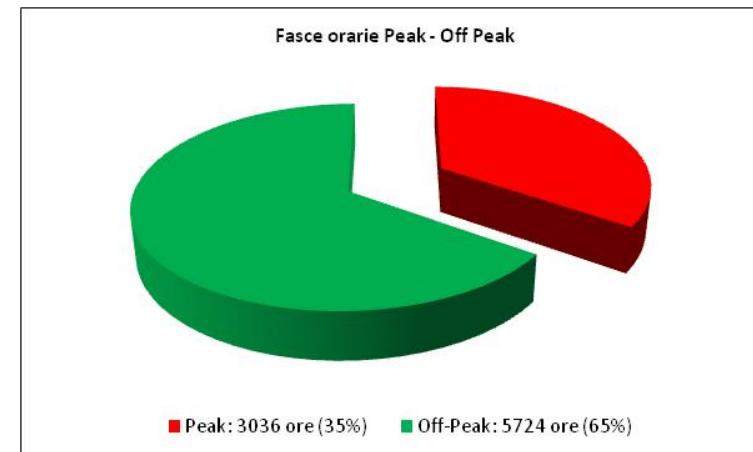
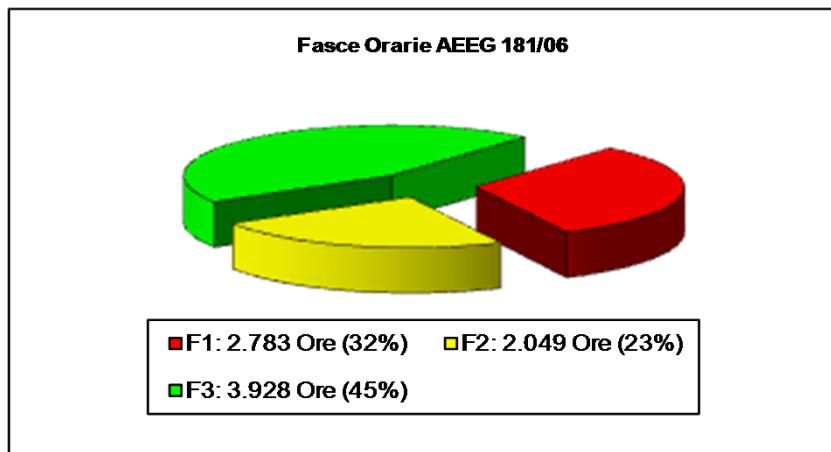
Parallelamente alle fasce orarie definite dall'AEEG, esiste una struttura alternativa comunemente definita Peak/Off Peak (introdotta da Enel Energia nel 2004 e sempre più affermata negli ultimi anni a livello commerciale, diventando quasi uno standard di mercato) basata su due sole fasce orarie così come rappresentato in figura:

www.EnergySaving.it

Ore:	FASCE ORARIE PEAK OFF-PEAK																								
	LUNEDI'-DOMENICA																								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
lunedì	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	PE	OP	OP	OP	OP												
martedì	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	PE	OP	OP	OP	OP												
mercoledì	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	PE	OP	OP	OP	OP												
giovedì	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	PE	OP	OP	OP	OP												
venerdì	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	PE	OP	OP	OP	OP												
sabato	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP
domenica	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP	OP

Fasce secondo Del. AEEG 181/06				
Mese/Fascia	F1 ore	F2 ore	F3 ore	Totale ore
Gennaio	242	158	344	744
Febbraio	220	164	288	672
Marzo	242	190	311	743
Aprile	209	159	352	720
Maggio	242	174	328	744
Giugno	231	169	320	720
Luglio	242	174	328	744
Agosto	242	174	328	744
Settembre	220	180	320	720
Ottobre	253	179	313	745
Novembre	231	169	320	720
Dicembre	209	159	376	744
Totale ore	2.783	2.049	3.928	8.760
%	32%	23%	45%	100%

Fasce Peak - Off Peak			
Mese/Fascia	PE	OP	Totale ore
Gennaio	264	480	744
Febbraio	240	432	672
Marzo	264	479	743
Aprile	228	492	720
Maggio	264	480	744
Giugno	252	468	720
Luglio	264	480	744
Agosto	264	480	744
Settembre	240	480	720
Ottobre	276	469	745
Novembre	252	468	720
Dicembre	228	516	744
Totale ore	3.036	5.724	8.760
%	35%	65%	100%



IL PROFILO DI PRELIEVO (LOAD PROFILE)



Una corretta analisi tariffaria di confronto tra offerte o contratti di fornitura parte da un attento esame del profilo di prelievo delle utenze in gioco, che si ricava dalla raccolta e tabulazione dei consumi mensili, suddivisi per fascia oraria (c.d. “*tabella mese-fascia*”):

Prelievo	Curva di Consumo Previsionale 2015					
	Totale	F1	F2	F3 - Mono	PEAK	OFF PEAK
Mese	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Gennaio	4.466.299	1.561.050	1.050.115	1.855.134	1.808.680	2.657.619
Febbraio	4.010.206	1.457.356	960.280	1.592.571	1.624.888	2.385.318
Marzo	4.311.555	1.491.619	1.039.725	1.780.211	1.648.159	2.663.396
Aprile	4.702.996	1.610.982	1.065.857	2.026.158	1.809.549	2.893.448
Maggio	5.252.492	1.986.891	1.260.079	2.005.522	2.107.621	3.144.871
Giugno	6.010.529	2.258.322	1.433.077	2.319.130	2.329.708	3.680.820
Luglio	6.755.263	2.223.002	1.555.613	2.976.648	2.563.284	4.191.980
Agosto	6.075.153	2.049.245	1.312.571	2.713.337	2.459.155	3.615.997
Settembre	5.470.907	1.760.020	1.291.170	2.419.718	1.984.706	3.486.201
Ottobre	5.014.040	1.595.190	1.217.517	2.201.332	1.783.274	3.230.765
Novembre	3.808.032	1.327.371	896.876	1.583.785	1.426.194	2.381.837
Dicembre	3.844.594	1.252.705	944.419	1.647.470	1.359.775	2.484.820
Totale Consuntivo	59.722.066	20.573.753	14.027.299	25.121.014	22.904.993	36.817.073
% Prelievo	100,0%	34,4%	23,5%	42,1%	38,4%	61,6%

IL PROFILO DI PRELIEVO (LOAD PROFILE)



Il profilo di prelievo di una utenza elettrica è definito dalle percentuali di consumo annuo in ciascuna fascia oraria, pertanto per l'utenza nell'esempio possiamo distinguere i seguenti profili:

3 FASCE: F1 = 32,3% ; F2 = 24,1% ; F3 = 43,6%

2 FASCE: PE = 37,3% ; OP = 62,7%

È importante costruire sempre il profilo sia con 2 che con 3 fasce, in modo da poter indistintamente confrontare offerte strutturate su entrambe le tipologie.

N.B. Una ipotetica utenza che prelevi sempre lo stesso quantitativo (es. 1 MW costante istante per istante) **di energia per tutte le ore dell'anno** avrebbe la seguente profilazione (in gergo detta “**BANDA PIATTA**”):

3 FASCE: F1 = 31,8% ; F2 = 23,4% ; F3 = 44,8%

2 FASCE: PE = 34,7% ; OP = 65,3%

IL PROFILO DI PRELIEVO (LOAD PROFILE)



Il profilo di prelievo di una utenza elettrica è molto importante, perché da esso dipende il **prezzo medio** pagato da quell'utenza (che sarà una sua caratteristica assolutamente univoca):

ESEMPIO

Prezzi contratto fornitura energia (€/MWh): PE = 60 ; OP = 50

Utenza 1 – Profilo: PE = 58% ; OP = 42%

Utenza 2 – Profilo: PE = 38% ; OP = 62%

=> Prezzo medio Utenza 1: $60 \times 0,58 + 50 \times 0,42 = 55,8$ €/MWh

=> Prezzo medio Utenza 2: $60 \times 0,38 + 50 \times 0,62 = 53,8$ €/MWh

IL PROFILO DI PRELIEVO (LOAD PROFILE)



È meglio la struttura a 3 fasce o quella *Peak – Off peak*? Ovviamente non è definibile a priori, dipende dai prezzi e dal profilo dell’utenza.

ESEMPIO

Prezzi offerta 1(€/MWh): PE = 70,6 ; OP = 57,6

Prezzi offerta 2(€/MWh): F1 = 68,2 ; F2 = 67,5 ; F3 = 54,3

Utenza 1

Profilo Pe-Op: PE = 61,6% ; OP = 38,4%

Profilo 3F: F1 = 57,9% ; F2 = 18,6% ; F3 = 23,5%

Utenza 2

Profilo Pe-Op: PE = 19,2% ; OP = 80,8%

Profilo 3F: F1 = 12,9% ; F2 = 44,1% ; F3 = 43,0%

IL PROFILO DI PRELIEVO (LOAD PROFILE)



È meglio la struttura a 3 fasce o quella *Peak – Off peak*? Ovviamente non è definibile a priori, dipende dai prezzi e dal profilo dell'utenza.

ESEMPIO

Prezzi offerta 1(€/MWh): PE = 70,6 ; OP = 57,6

Prezzi offerta 2(€/MWh): F1 = 68,2 ; F2 = 67,5 ; F3 = 54,3

Utenza 1

=>Pr. medio **O1**: $70,6 \times 0,616 + 57,6 \times 0,384 = 65,61$ €/MWh

=>Pr. M. **O2**: $68,2 \times 0,579 + 67,5 \times 0,186 + 54,3 \times 0,235 = 64,80$ €/MWh

Utenza 2

=> Pr. medio **O1**: $70,6 \times 0,192 + 57,6 \times 0,808 = 60,10$ €/MWh

=>Pr. M. **O2**: $68,2 \times 0,129 + 67,5 \times 0,441 + 54,3 \times 0,430 = 61,91$ €/MWh

PROFILO DI PRELIEVO GAS

I costi di stoccaggio incidono in maniera differente sul prezzo di fornitura degli utenti con profilo “termico” rispetto a quelli con profilo “piatto”.

La caratteristica del profilo di prelievo viene individuata mediante il calcolo del parametro α (alfa), che determina l’incidenza dei consumi invernali rispetto al volume totale:

$$\alpha = V_{\text{inv}} / V_{\text{tot}}$$

Dove V_{inv} è la somma dei volumi prelevati nei mesi che contraddistinguono la stagione di riscaldamento (per convenzione si considerano i da novembre a marzo compresi).

I COEFFICIENTI PCS E C

Chi utilizza il gas è interessato all'energia termica in esso contenuta e ricavabile mediante la sua combustione, ma – per ragioni tecniche legate al funzionamento dei misuratori – quando lo acquista lo paga in base al volume consumato. Però **“non tutti i metri cubi sono uguali”**. Un metro cubo di gas, infatti, può contenere:

1. Una maggiore o minore quantità di energia in relazione alla sua “qualità”
2. Una diversa quantità di gas in relazione alle condizioni di pressione e temperatura

IL COEFFICIENTE PCS

1. Una maggiore o minore quantità di energia in relazione alla sua “qualità” (Potere Calorifico Superiore, PCS).

Il contatore misura i metri cubi di gas e non l'energia in esso contenuta per questo è necessario “adeguare” il prezzo contrattuale di fornitura (solitamente riferito ad un gas con PCS standard, pari a 38,1 MJ/m³) al PCS reale del gas consumato.

Per poterlo fare il distributore ha l'obbligo di effettuare periodicamente la rilevazione del contenuto energetico del gas in rete, che dovrà comunicare al fornitore.

Esso procederà – in ogni singola fattura mensile – ad adeguare il prezzo contrattuale al PCS reale misurato dal distributore mediante una semplice proporzione:

$$Pc : 38,1 = Pm : PCSm$$

IL COEFFICIENTE C

2. Una diversa quantità di gas in relazione alle condizioni di pressione e temperatura.

Il volume occupato dal gas dipende dalle condizioni di temperatura e pressione, pertanto – in assenza di uno specifico dispositivo (detto **correttore**) in grado di rilevare puntualmente temperatura e pressione atmosferica e di “correggere” istantaneamente la misura di volume – è necessario “aggiustare” la misura rilevata moltiplicandola per un coefficiente che tiene conto delle condizioni climatiche e altimetriche della località di fornitura: $C = K_P * K_T$

La modalità di determinazione dei coefficienti K_P e K_T è indicata dalla delibera AEEG 159/08 (TUDG) – art. 38.

PREZZO FISSO

Il costo della commodity viene determinato univocamente in fase di negoziazione e del contratto e poi “blindato” per tutta la durata della fornitura (tipicamente annuale).

L'adesione ad una offerta a prezzo fisso può essere gradita al cliente finale, sostanzialmente per due ordini di motivi:

- Definizione a priori del budget di spesa
- Copertura dal rischio di salita dei prezzi

La quotazione del prezzo fisso è funzione dell'andamento delle curve forward delle indicizzazioni gas nel periodo di fornitura. Questo significa che la quotazione a prezzo fisso dipende dalle aspettative che il mercato ha OGGI circa l'andamento dei prezzi dei combustibili (e quindi degli indici energetici) nel periodo futuro di consegna.

PREZZO INDICIZZATO

L'indicizzazione di un contratto di fornitura è **ESTREMAMENTE IMPORTANTE**, diciamo che è l'elemento fondamentale da valutare (oltre ovviamente al prezzo), al fine di evitare di sottoscrivere proposte di fornitura solo apparentemente competitive.

Nel mercato esistono diverse tipologie di indici costituiti da panieri di combustibili caratterizzati da diversi periodi di osservazione. Gli operatori di mercato generalmente propongono indici basati su medie di combustibili su 12,9,6 e 3 mesi.

L'indicizzazione di una offerta viene contraddistinta da una codificazione a 3 cifre. Esempio: "Le proponiamo una offerta indicizzata con paniere AEEG 9.2.3". Ciò indica che, per l'aggiornamento dei prezzi al variare del cambio euro/dollaro e del costo del paniere di combustibili, si farà riferimento a:

- La profondità di calcolo della media è pari a 9 mesi di fornitura;
- Calcolata a partire dal 2° mese precedente al mese considerato;
- L'indice viene aggiornato ogni 3 mesi.

PREZZO INDICIZZATO

2. Prezzo di approvvigionamento dell'Energia

- 2.1 Per il periodo di validità indicato al paragrafo 1.2 che precede, il prezzo applicato all'energia elettrica fornita da [REDACTED] (di seguito "Prezzo" o "Prezzi"), determinato per ogni fascia oraria meglio individuata al paragrafo 2.2, è calcolato come:

$$\text{Prezzo} = P_0 + k * (\text{Brent 9.1.1}) \text{ [€/MWh]}$$

Dove:

P_0 = sono i prezzi riportati nella seguente tabella:

Tabella P_0 [€/MWh]

Fascia Oraria di consumo	F1	F2	F3	F0
Prezzi	8,67	3,80	-10,89	2,76

$k = 1$ [€/bbl]

Brent 9.1.1 = espresso in [€/bbl], è la media, riferita al periodo intercorrente tra il nono e il primo mese precedente il mese di prelievo, delle medie mensili dei valori giornalieri BRENT ICE. La media mensile di BRENT ICE è il valore, espresso in dollari per barile, della media aritmetica dei valori giornalieri del BRENT ICE relativi ai giorni di quotazione appartenenti al mese. Il valore giornaliero del BRENT ICE è pari, per tutti i giorni del mese diversi dall'ultimo giorno di quotazione (expiry date), al prezzo di chiusura giornaliero, espresso in dollari per barile, del contratto future denominato "First Line ICE Brent Crude Future" quotato all' Intercontinental Exchange (ICE) di Londra; per l'ultimo giorno di quotazione del mese (expiry date), il valore giornaliero del BRENT ICE è pari al prezzo di chiusura giornaliero, espresso in dollari per barile, del contratto future denominato "Second Line ICE Brent Crude Future" quotato all' Intercontinental Exchange (ICE) di Londra. La media mensile di BRENT ICE, espressa in dollari per barile, è trasformata in euro/barile considerando la media mensile dei valori giornalieri del cambio euro/dollaro rilevati dalla Banca Centrale Europea.

PREZZO INDICIZZATO



Prezzo gas = $P_o + K \times (I_t - I_o)$

Dove:
 P_o = prezzo di partenza del gas
 K = coefficiente moltiplicativo
 I_t = indice variabile
 I_o = indice di partenza

$$I_t = 0,49 * (GASOLIO_t / 21,914) + 0,38 * (BTZ_t / 14,107) + 0,13 * (REGGI_t / 18,479)$$

dove:

GASOLIO_t, BTZ_t sono pari alla media riferita al periodo intercorrente tra il decimo e il penultimo mese precedente il mese di prelievo, delle medie mensili delle quotazioni Cif Med Basis rispettivamente del Gasolio 0,2 e dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo pubblicate dal Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per tonnellata metrica e trasformate in centesimi di euro/kg considerando la media aritmetica mensile dei valori giornalieri del cambio dollaro/euro rilevati dalla Banca Centrale Europea e pubblicati da "Il Sole 24 ore".

REGGI_t è pari alla media riferita al periodo intercorrente tra il decimo e il penultimo mese precedente il mese di prelievo, delle quotazioni Fob breakeven basis Ara prices dei greggi Arabian Light, Iranian Light, Kirkuk, Kuwait, Merban, Saharan Blend, Zuetina e Brass Blend, pubblicate dal Platt's Oilgram Price Report, espresse in \$/bbl e trasformate in centesimi di euro/Kg considerando un fattore di conversione da bbl a tonnellata metrica pari a 7,4 e la media aritmetica mensile dei valori giornalieri del cambio \$/Euro rilevati dalla Banca Centrale Europea e pubblicati da "Il Sole 24 ore". Nel caso non sia disponibile la quotazione in dollari per barile di uno dei greggi sopra riportati verrà adottato, in sua sostituzione, il valore corrispondente ricavato applicando le seguenti formule:

Kirkuk = media * 1,035

Murban = media * 1,045

Saharan Blend = media * 1,112

Zuetina = media * 1,115

Brass Blend = media * 1,138

PREZZO INDICIZZATO

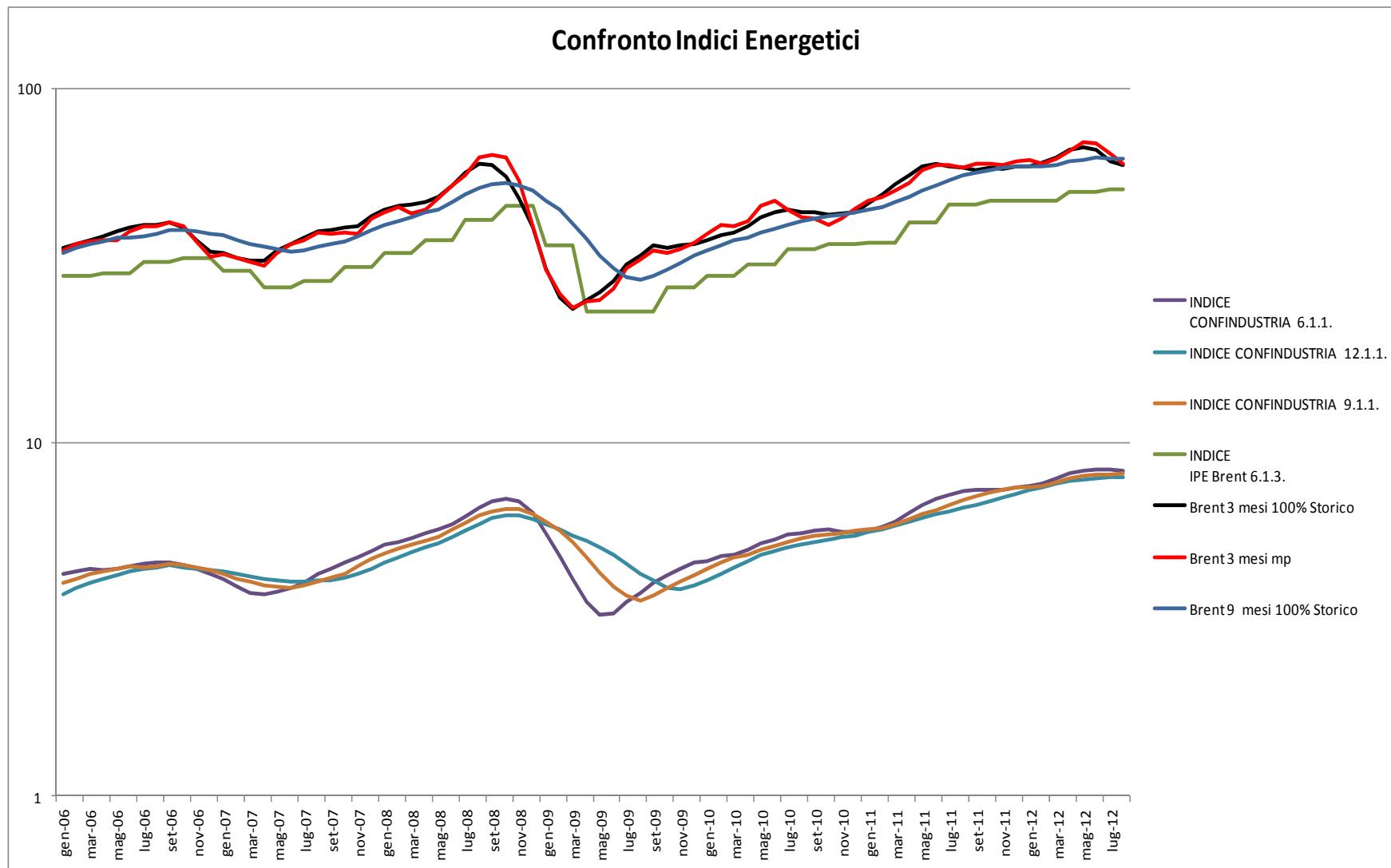


L'indice è un mix peculiare definito dal fornitore, che nella sostanza prende in considerazione alcuni tra i seguenti combustibili:

Cambio Euro/Dollaro	Gasolio CIF Genoa Lavera
Btz 0,2 % CIF - Genoa Lavera	Brent Dated
Atz 1% CIF-Genoa Lavera	Gasolio FOB - Med Basis
Btz 0,2 % FOB -Med Basis	Atz 1% FOB - Med Basis
Gasolio 0,2% FOB-Barges	Btz 0,2 % FOB - Barges
Brent Ipe	Gasolio Ipe
Carbone API2	Carbone API4
Btz 0,2 % FOB - NWE	Btz 0,2 % CIF - NWE

Il problema di fondo per l'utente finale è che questi valori non sono pubblicati o disponibili facilmente, non è pertanto agevole per l'utente verificare l'effettiva correttezza dell'indicizzazione proposta.

PREZZO INDICIZZATO



PREZZO BORSA + Spread

E' la tipologia di offerta più recente, ma sempre maggiormente diffusa.

PREGI:

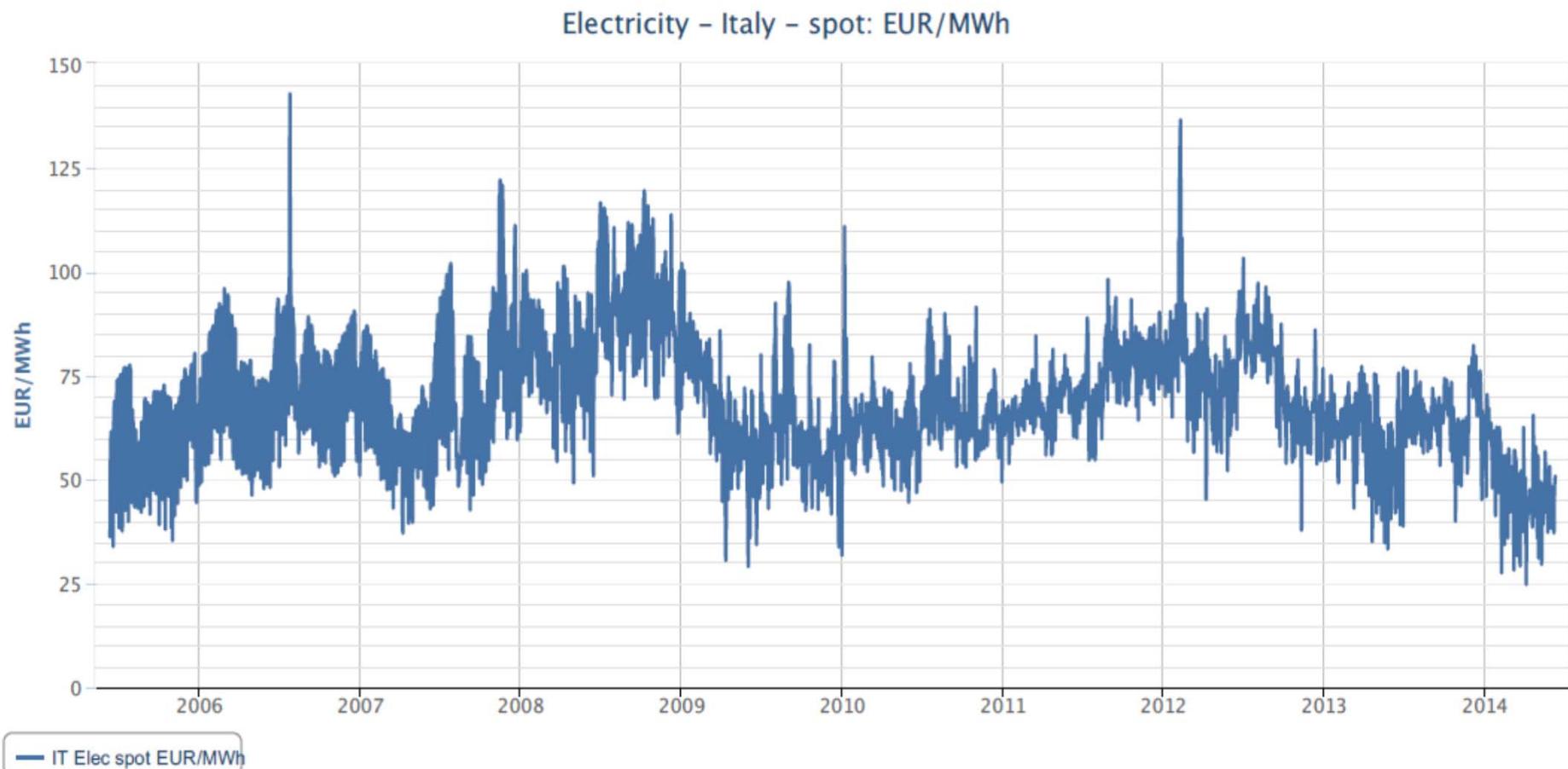
- La sua negoziazione si riduce di fatto a contrattare il valore dello spread, quindi è molto semplice
- Si presta all'acquisto di opzioni di copertura che consentono di fissare il prezzo (o parti di esso, anche solo per alcuni periodi dell'anno) anche nel corso della fornitura

DIFETTI:

- Estrema volatilità legata all'andamento del prezzo di borsa
- Attenzione al profilo di prelievo giornaliero in caso di prezzo orario (elettrico)
- Difficoltà a verificare il prezzo fatturato dal fornitore in caso di prezzo orario (elettrico) o giornaliero (gas)

PREZZO BORSA + Spread

Volatilità della Borsa Elettrica Italiana (IPEX)



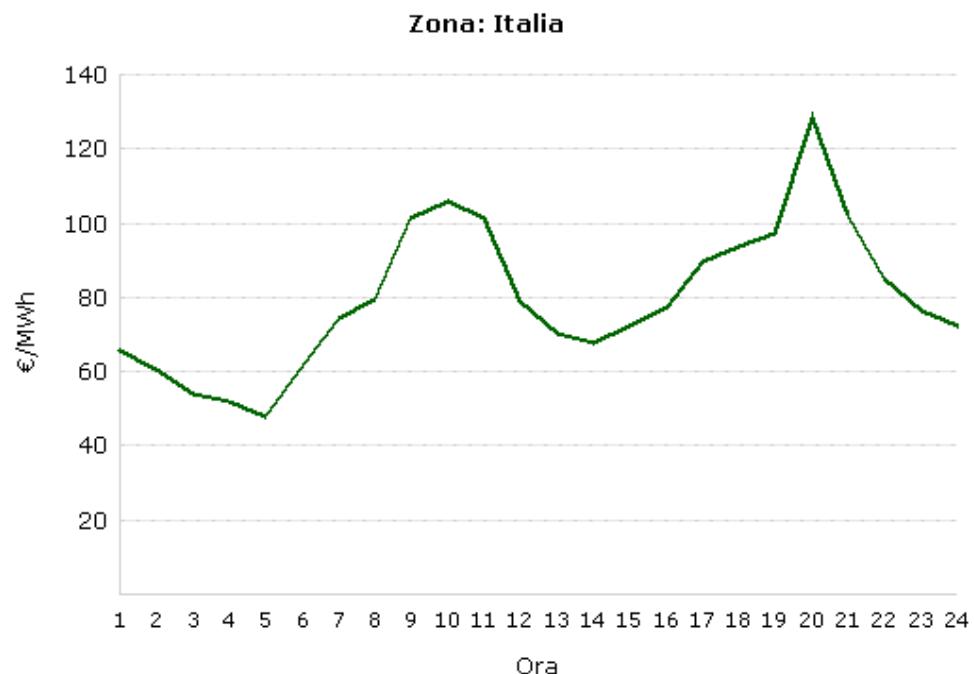
PREZZO BORSA ELETTRICA + spread

Il Prezzo Unico Nazionale (**PUN**) è pari alla **media dei prezzi zonali del Mercato del Giorno Prima (MGP)** – una delle diverse sessioni di mercato operate quotidianamente sulla piattaforma IPEX, che è la Borsa elettrica Italiana - **ponderata con gli acquisti totali al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere.**

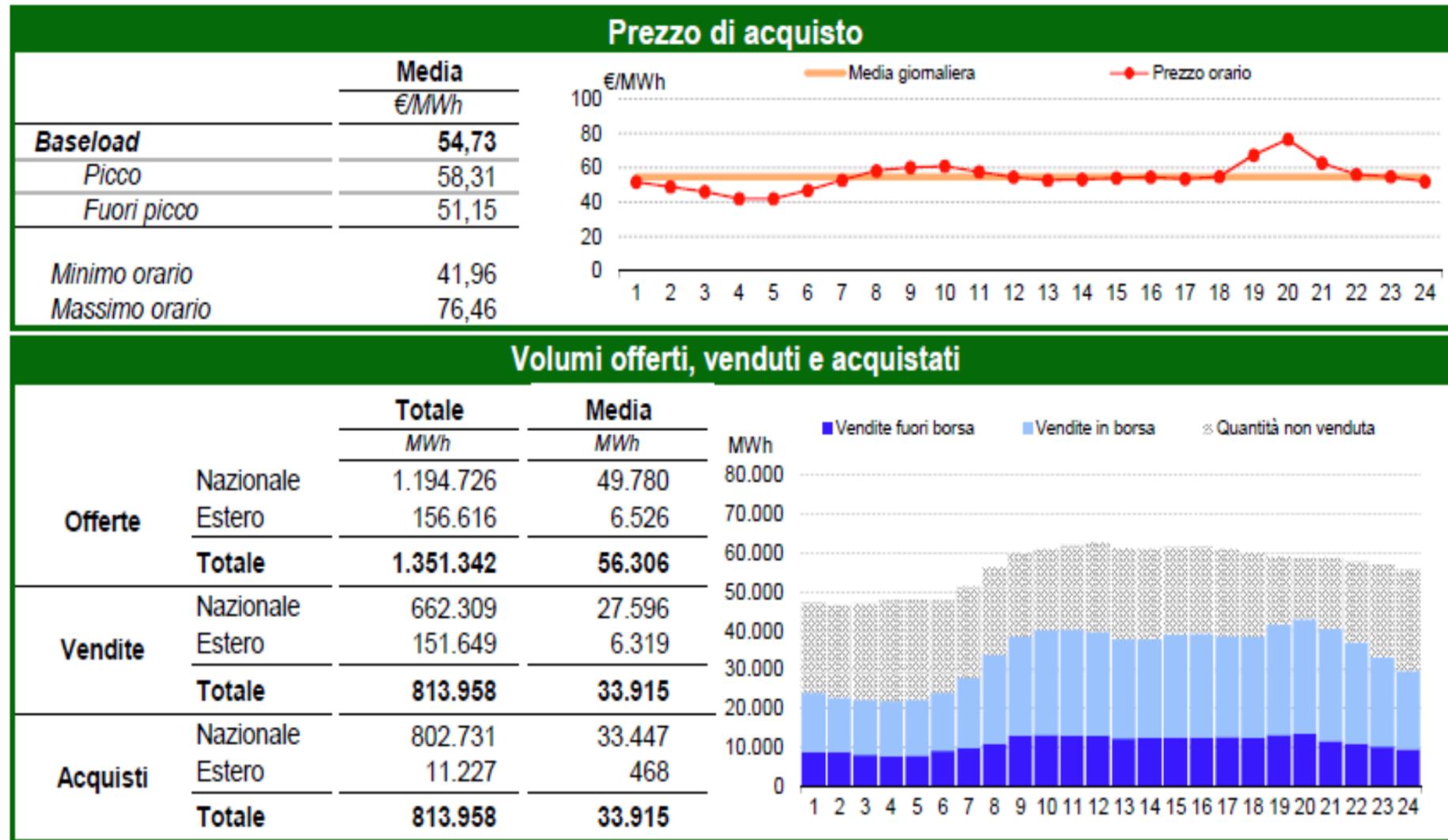
Esiste un valore PUN per ogni singola unità di tempo rilevante in cui avvengano transazioni (ora).

Abbiamo pertanto tre possibili configurazioni di prezzo per tale tipo di indicizzazione:

- PUN orario
- PUN per fascia
- Prezzo indicizzato a PUN



PREZZO BORSA ELETTRICA + spread



PREZZO BORSA GAS + spread

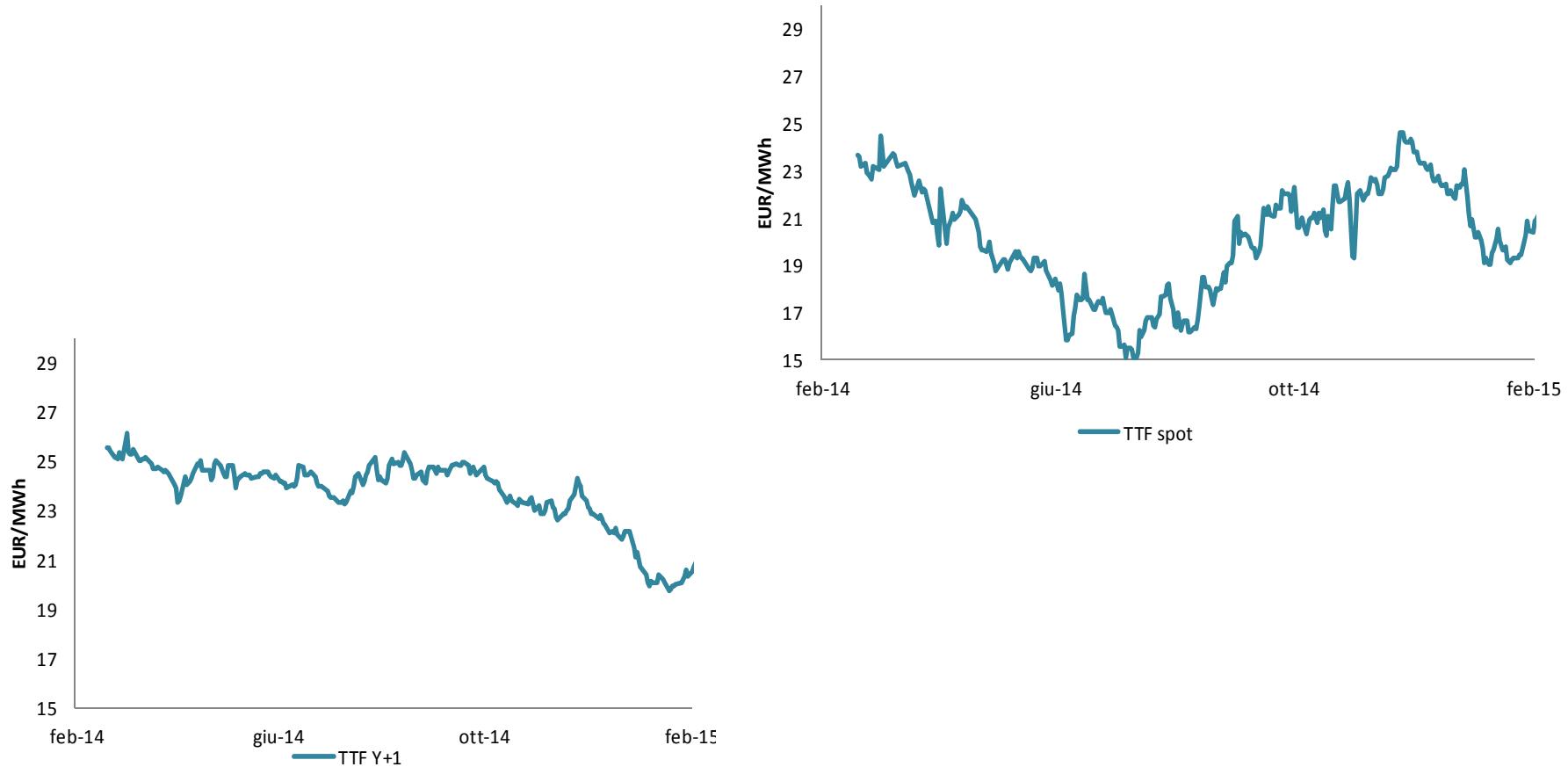
Dato che la piattaforma P-GAS gestita dal GME non è ancora sufficientemente liquida per costituire un riferimento di mercato adeguato, il mercato italiano tende a riferirsi – in linea con gli altri mercati europei – alla piattaforma TTF di Rotterdam, dove vengono quotidianamente negoziati i prezzi di vendita e acquisto di gas fra i maggiori player europei.

Per ogni singola giornata di trading (generalmente limitate ai soli giorni feriali) esistono due differenti quotazioni riferite al gas scambiato nel giorno successivo: bid (offerte di acquisto) e ask (offerte di vendita).

Abbiamo generalmente due possibili configurazioni di prezzo per tale tipo di indicizzazione:

- TTF DAY AHEAD (il prezzo per il mese di prelievo è pari alla media delle quotazioni bid e ask pubblicate giornalmente nel mese di prelievo per il giorno successivo)
- TTF MONTH AHEAD (il prezzo per il mese di prelievo è pari alla media delle quotazioni bid e ask pubblicate nel mese antecedente il prelievo per il mese di prelievo)

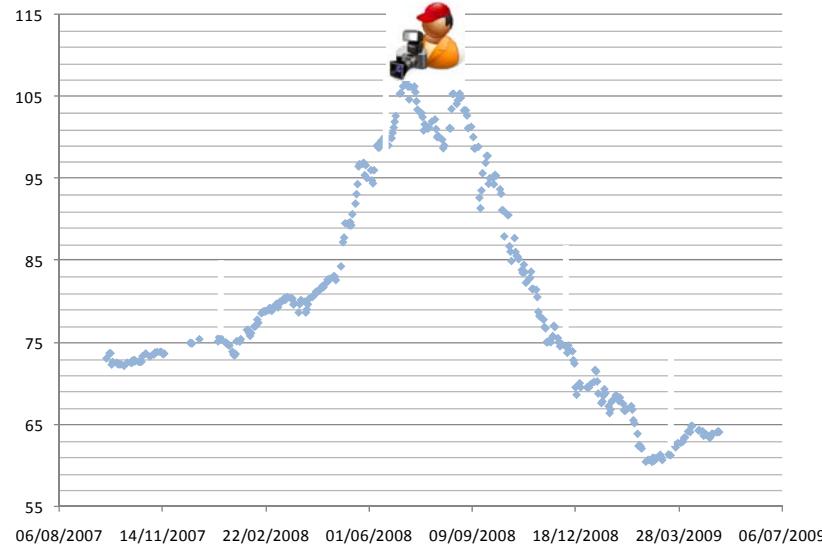
PREZZO BORSA GAS + spread



PORTFOLIO MANAGEMENT

Al di là della struttura di prezzo prescelta, però, una gara puntuale effettuata una volta all'anno in occasione della scadenza contrattuale (c.d. "approccio classico") può solo dirci qual è il fornitore che offre le migliori condizioni nell'istante in cui la "fotografia" viene scattata. Tutto o niente in un'unica decisione (che fino ad oggi è stata presa senza nemmeno la reale possibilità di scegliere il momento, che era imposto dal sistema).

E se le condizioni mutano repentinamente a posteriori?

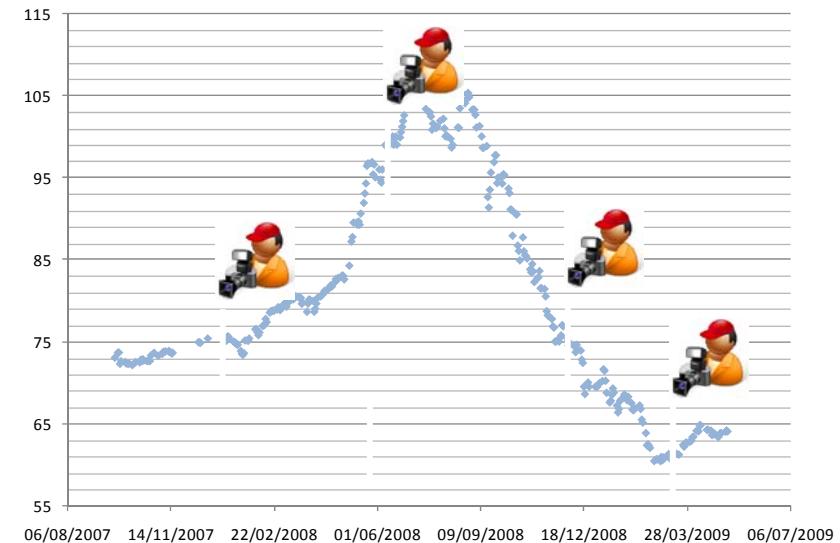


PORTFOLIO MANAGEMENT

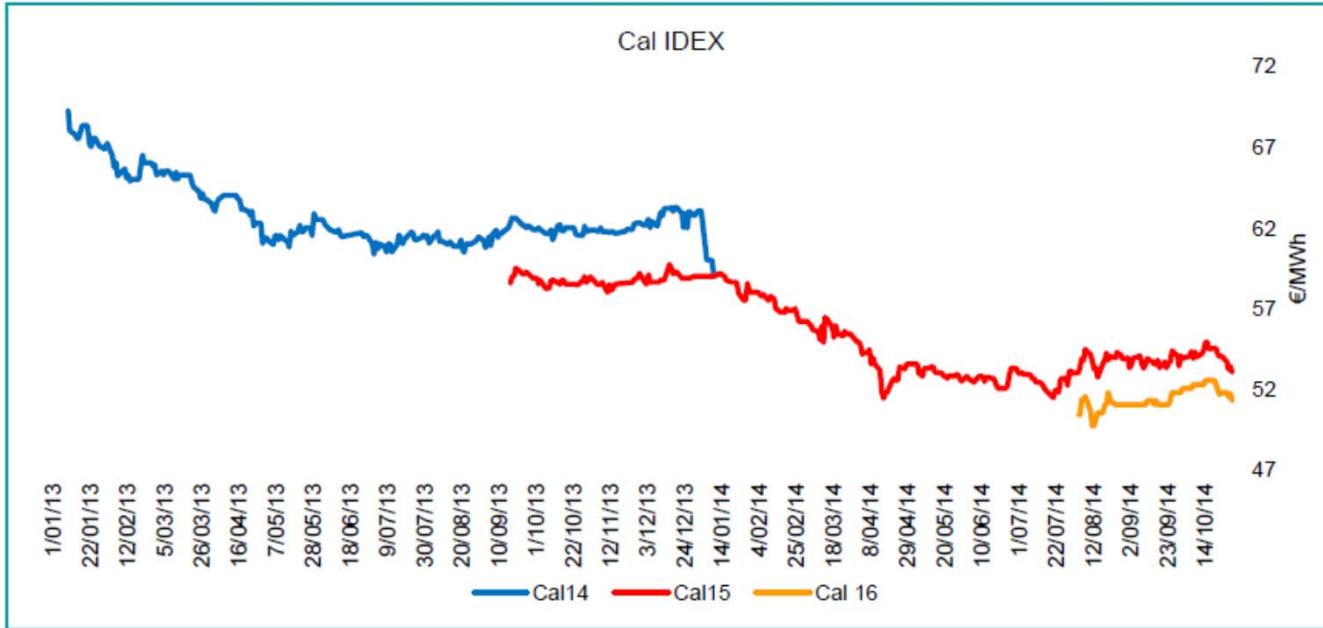
La struttura contrattuale “borsa + spread” consente in genere di opzionare una configurazione di tipo **MULTICLICK**, che permette di **fissare in momenti diversi** – sia prima dell’inizio della fornitura, che durante la fornitura stessa – **una porzione di fornitura**, chiudendo su apposite piattaforme derivate un prezzo “future” per un determinato quantitativo di energia.

Questo tipo di approccio – detto **“approccio dinamico”** - consente di prendere più decisioni nel corso di un “periodo di osservazione prolungato” (prima e durante la fornitura stessa), superando il limite di “fotografare” la situazione in un unico istante.

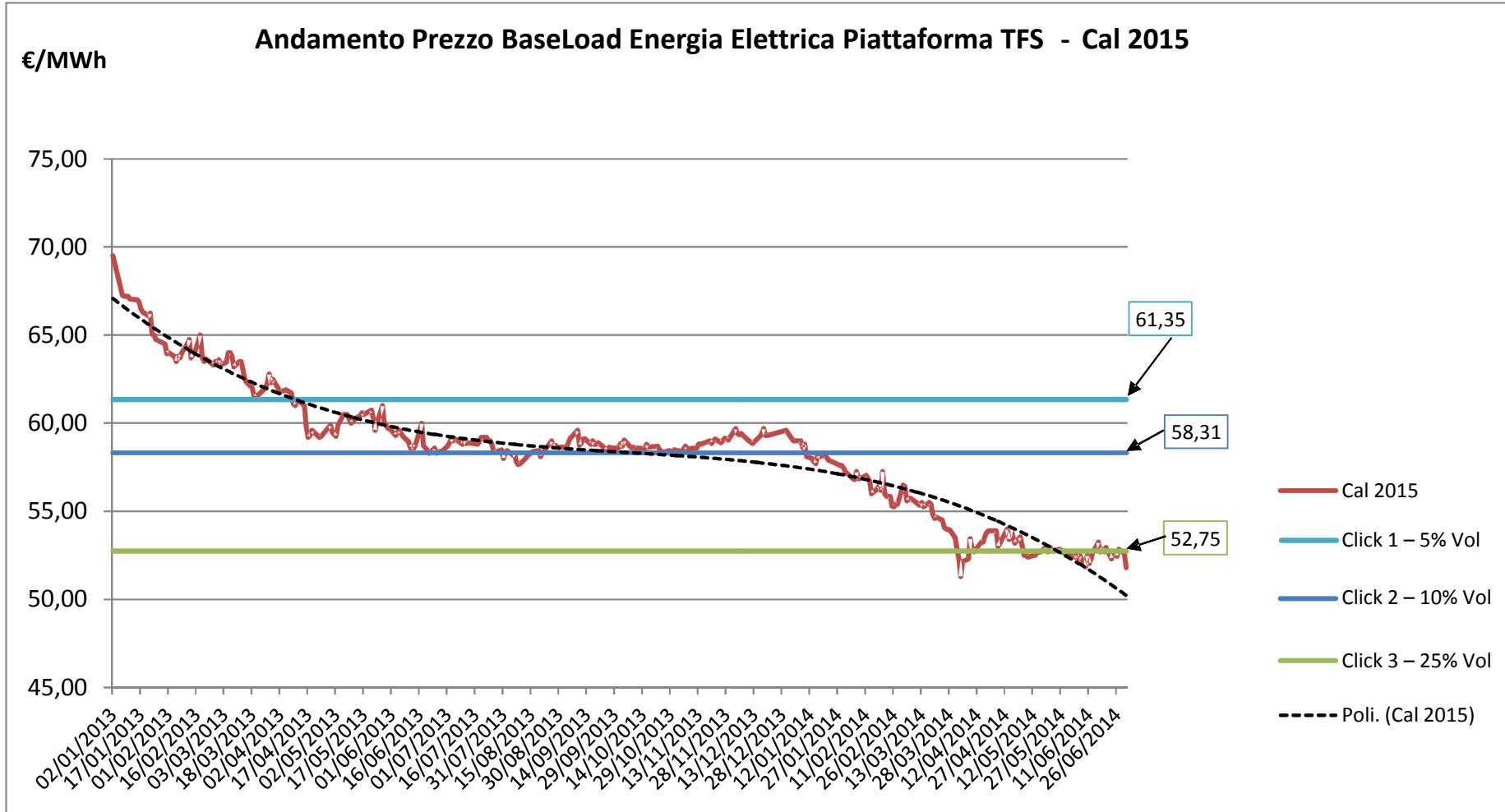
Ciò consente di **ridurre parecchio il rischio volatilità** andando a mediare il “fiume continuo e volatile” rappresentato dai mercati.



PORTFOLIO MANAGEMENT

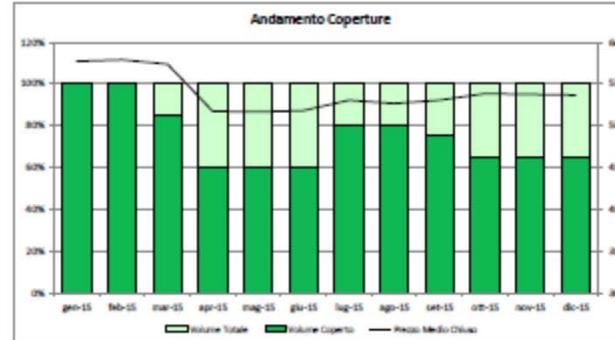


PORTFOLIO MANAGEMENT



PORTFOLIO MANAGEMENT

DATA	CURVA PREVISIONALE DI PRELEVO						
	F1 [MWh]	F2 [MWh]	F3 [MWh]	PEAK [MWh]	OFF PEAK [MWh]	TOTALE [MWh]	COPERTO [MWh]
gen-15	6.987	4.394	7.283	7.320	11.544	18.864	18.864
feb-15	7.293	4.307	7.034	7.253	11.340	18.393	18.593
mar-15	7.318	4.276	7.684	7.318	11.959	19.277	16.386
apr-15	6.563	3.572	6.527	6.563	10.099	16.662	9.997
mag-15	7.295	4.921	7.989	7.776	12.429	20.205	12.123
giu-15	7.844	4.583	7.256	7.983	11.701	19.683	11.810
lug-15	9.304	5.034	7.515	9.304	12.549	21.855	17.482
ago-15	4.605	3.009	5.509	4.605	8.518	13.123	10.498
set-15	7.653	4.460	6.824	7.653	11.284	18.937	14.203
ott-15	7.672	4.759	7.200	7.672	11.959	19.631	12.760
nov-15	7.644	4.463	7.622	7.644	12.265	19.929	12.954
dic-15	5.522	3.270	6.796	5.865	9.723	15.588	10.132
TOTALE	85.661	51.248	85.436	86.958	135.388	222.346	165.803
[%]	38,53%	23,05%	38,43%	39,11%	50,89%	100,00%	74,57%



ID	DATA	COPERTURA [%]	RIEPILOGO COPERTURE											
			gen-15	feb-15	mar-15	spr-15	mag-15	giu-15	lug-15	ago-15	set-15	ott-15	nov-15	dic-15
1	01/07/2014	BL [G/MWh]	52,30	52,30	52,30	52,30	52,30	52,30	52,30	52,30	52,30	52,30	52,30	52,30
		Peak [G/MWh]	60,30	60,30	60,30	60,30	60,30	60,30	60,30	60,30	60,30	60,30	60,30	60,30
		Off Peak [G/MWh]	50,88	50,88	50,88	50,88	50,88	50,88	50,88	50,88	50,88	50,88	50,88	50,88
2	04/11/2014	BL [%]	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
		BL [G/MWh]	58,00	58,00	58,00	48,10	48,10	48,10	48,10	48,10	48,10	48,10	48,10	48,10
		Peak [G/MWh]	70,85	70,85	70,85	53,05	53,05	53,05	53,05	53,05	53,05	53,05	53,05	53,05
3	11/12/2014	BL [%]	20%	20%	20%									
		BL [G/MWh]	56,10	56,10	56,10									
		Peak [G/MWh]	68,20	68,20	68,20									
4	11/12/2014	BL [%]	15%	15%	15%									
		BL [G/MWh]	56,60	57,65										
		Peak [G/MWh]	70,10	71,30										
5	12/12/2014	BL [%]	15%	15%	15%									
		BL [G/MWh]	54,90	54,90	54,90									
		Peak [G/MWh]	67,35	67,35	67,35									
6	14/01/2015	BL [%]				10%	10%	10%	20%	20%	20%	20%	20%	15%
		BL [G/MWh]				43,85	43,85	43,85	46,95	46,95	46,95	50,15	50,15	50,15
		Peak [G/MWh]				50,00	50,00	50,00	51,80	51,80	51,80	61,80	61,80	61,80
7	17/04/2015	BL [%]				43,47	43,47	43,47	47,28	47,28	47,28	46,67	46,67	46,67
		BL [G/MWh]							52,05	52,05	52,05			
		Peak [G/MWh]							56,35	56,35	56,35			
8	17/04/2015	BL [%]							52,69	52,69	52,69			
		BL [G/MWh]								52,38	52,38			
		Peak [G/MWh]										20%	20%	
9	26/04/2015	BL [%]										51,45	51,45	
		BL [G/MWh]										55,25	55,25	
		Peak [G/MWh]										52,38	52,38	
10	02/08/2015	BL [%]										51,90	51,90	
		BL [G/MWh]										59,50	59,50	
		Peak [G/MWh]										50,69	50,69	
		Off Peak [G/MWh]										20%	20%	20%
												51,35	51,35	51,35
												62,00	62,00	62,00

SALVAGUARDIA



Un particolare esempio di prezzo di borsa del tipo “PUN per fascia” + spread è il prezzo applicato alle aziende fornite in **REGIME DI SALVAGUARDIA**.

Il **SERVIZIO DI SALVAGUARDIA** viene erogato dagli operatori che – ogni 3 anni (2 anni dal 2013) – si aggiudicano l'apposita asta indetta dall'Acquirente Unico, in base a quanto disposto dalla Legge 125/07.

Il prezzo di vendita dell'energia elettrica fornita in regime di salvaguardia è dato dalla somma tra il valore del parametro offerto dall'esercente la salvaguardia nelle procedure concorsuali e il valore assunto dalla media aritmetica mensile dei prezzi di acquisto sul sistema delle offerte di cui al decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 (borsa elettrica), nelle ore appartenenti alla fascia oraria del mese, quindi:

$$P_{Fn} = PUN_{Fn} + \Omega$$

SALVAGUARDIA



Le condizioni economiche applicate dagli esercenti il servizio di salvaguardia devono essere:

- a) determinate da ciascun esercente il servizio in modo tale da riflettere i costi sostenuti per l'erogazione del servizio stesso
- b) comunicate a ciascun cliente del servizio, con indicazione dei criteri di aggiornamento dei corrispettivi unitari e, se determinabile in tale momento, il livello di tali corrispettivi
- c) offerta ai clienti finali in maniera trasparente e non discriminatoria

L'esercente la salvaguardia ha altresì l'obbligo di pubblicare mensilmente sul proprio sito internet (o su un quotidiano ad ampia diffusione nell'ambito territoriale di competenza) le condizioni economiche praticate nel mese successivo.

Hanno diritto al servizio di salvaguardia tutti i clienti finali che non rientrano fra gli aventi diritto al servizio di maggior tutela.

SALVAGUARDIA

A fianco si riporta la tabella che riassume i risultati dell'asta per l'aggiudicazione del Servizio di Salvaguardia per gli anni 2014-2015-2016, così come pubblicata sul sito dell'Acquirente Unico.

Area territoriale	Esercente il servizio di salvaguardia per gli anni 2014, 2015 e 2016	Valore del parametro omega Ω euro/MWh
1. Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige	Hera Comm Srl	19,69
2. Lombardia	Hera Comm Srl	16,48
3. Veneto, Emilia Romagna, Friuli-Venezia-Giulia	Enel Energia SpA	62,00
4. Toscana, Marche, Umbria	Hera Comm Srl	16,89
5. Sardegna	Enel Energia SpA	43,00
6. Lazio	Hera Comm Srl	32,89
7. Campania, Abruzzo	Enel Energia SpA	96,00
8. Puglia, Molise, Basilicata	Hera Comm Srl	37,18
9. Calabria	Enel Energia SpA	113,00
10. Sicilia	Enel Energia SpA	99,00

Fonte: Acquirente Unico

SERVIZIO DI TRASPORTO

Nella voce generica “trasporto” si includono generalmente le tariffe a remunerazione dei servizi di:

- Trasmissione + Stoccaggio (gas)
- Misura
- Distribuzione (gas solo per utenti c.d. INDIRETTI)

La tariffa di trasporto si compone della somma di due termini:

- Termine *capacity*: dipende dalla capacità impegnata (€/kW, €/mese o €/Sm³/gg)
- Termine *commodity*: proporzionale all’energia prelevata (€/kWh o €/Sm³)

Di fatto è il trasporto a determinare la **struttura binomia** (o trinomia) delle **tariffe energetiche**.

Trattasi di costi passanti basati su tariffe direttamente emanate da AEEG, ove non ci sono margini di ottimizzazione (eccetto eventualmente Cg, livello di tensione di fornitura e rifasamento).

TRASPORTO: LE PERDITE IN RETE



Sono sostanzialmente dissipazioni di energia dovute al surriscaldamento dei cavi causato dal passaggio della corrente elettrica (Effetto Joule).

Tali dispersioni si possono limitare, dimensionando i cavi in maniera adeguata, ma non eliminare, pertanto, per garantire alle utenze l'energia richiesta, ogni centrale dovrà produrre un quantitativo di energia leggermente superiore, che verrà dissipata in rete. L'entità di tale quantitativo è stato normalizzato dall'AEEG e dipende unicamente dal livello di tensione a cui l'utente è allacciato alla rete:

Altissima Tensione (> 220 kV):	0,7%
Altissima Tensione (da 150 a 220kV):	1,1%
Alta Tensione (AT):	1,8%
Media Tensione (MT):	4,0%
Bassa Tensione (BT):	10,4%

Il costo del servizio di trasporto è, quindi, indipendente dalla provenienza dell'energia (nazionale o estera) e dalla distanza tra punto di immissione e di prelievo

LE PERDITE IN RETE



Il fattore di perdita viene contabilizzato in fattura come addebito di un «consumo fittizio» (che si aggiunge ai volumi prelevati al contatore), valorizzato ai prezzi di fornitura.

Quota Energia Servizi di vendita

Costi di Generazione Peak	01/01/2014	31/01/2014	766.611	0,0708500 €/kWh	54.314,39
Costi di Generazione Off Peak	01/01/2014	31/01/2014	906.129	0,0596000 €/kWh	54.005,29
Corrispettivi per le perdite Peak	01/01/2014	31/01/2014	30.664	0,0708500 €/kWh	2.172,54
Corrispettivi per le perdite Off Peak	01/01/2014	31/01/2014	36.245	0,0596000 €/kWh	2.160,20

TARIFFE DI TRASPORTO (AT) E MISURA

Gli oneri relativi ai costi di trasporto sulla rete nazionale (AT) ed al servizio di misura sono direttamente emanati dall'AEEG, sulla base di opportune indicazioni del gestore della rete (TERNA):

AT

CORRISPETTIVI USO DELLA RETE E SERVIZIO DI MISURA		gen 2014	feb 2014
Descrizione	u.m.	1	2
Costo distribuzione			
MIS - corrispettivo per la misura fisso	€/mese	126,978458	126,978458
MIS - corrispettivo per la misura variabile	€/kWh	0,000000	0,000000
TRAS - corrispettivo per la trasmissione - Quota energia			
F1	€/kWh	0,001020	0,001020
F2	€/kWh	0,001020	0,001020
F3	€/kWh	0,001020	0,001020
TRAS_P - corrispettivo per la trasmissione - Quota potenza	€/(kWx mese)	1,370200	1,370200

SERVIZIO DI TRASPORTO: LA DISTRIBUZIONE

Le tariffe di distribuzione sono aggiornate al 1° gennaio 2014 e (come da delibera AEEG n. 348/07) e sono differenziate in funzione del livello di potenza disponibile e – in alcuni casi – del livello di tensione di allacciamento

Bassa Tensione	
Tariffa	Potenza impegnata (kW)
BTA1	fino a 1,5
BTA2	oltre 1,5 fino a 3
BTA3	oltre 3 fino a 6
BTA4	oltre 6 fino a 10
BTA5	oltre 10 fino a 16
BTA6	Oltre a 16

Media Tensione	
Tariffa	Potenza impegnata (kW)
MTA1	fino a 100 kW
MTA2	oltre 100 fino a 500
MTA3	oltre a 500

Alta e altissima Tensione	
Tariffa	Tensione (kV)
ALTA	fino a 220 kV
AATE1	Tra 220 e 380 kV
AATE2	Oltre 380 kV

Altre tariffe applicate:

- Illuminazione pubblica
- Forniture straordinarie (durata massima del contratto di 30 giorni, prorogabile fino alla durata complessiva di 60 giorni continuativi)

SERVIZIO DI TRASPORTO: LA DISTRIBUZIONE

Opzione distribuzione BTA6

CORRISPETTIVI USO DELLA RETE E SERVIZIO DI MISURA		gen 2014	feb 2014
Descrizione	u.m.	1	2
BTA6 - DISTRIBUZIONE - Quota energia	€/kWh	0,00063	0,00063
BTA6 - DISTRIBUZIONE - Quota fissa	€/mese	0,4019583	0,4019583
BTA6 - DISTRIBUZIONE - Quota potenza	€/(kW' mese)	2,6552167	2,6552167

Opzione distribuzione MTA3

CORRISPETTIVI USO DELLA RETE E SERVIZIO DI MISURA		gen 2014	feb 2014
Descrizione	u.m.	1	2
MTA3 - DISTRIBUZIONE - Quota energia	€/kWh	0,00048	0,00048
MTA3 - DISTRIBUZIONE - Quota fissa	€/mese	33,15505	33,15505
MTA3 - DISTRIBUZIONE - Quota potenza	€/(kW' mese)	2,3653417	2,3653417

Opzione distribuzione ALTA

CORRISPETTIVI USO DELLA RETE E SERVIZIO DI MISURA		gen 2014	feb 2014
Descrizione	u.m.	1	2
ALTA - DISTRIBUZIONE - Quota energia	€/kWh	0,00021	0,00021
ALTA - DISTRIBUZIONE - Quota fissa	€/mese	1676,8626	1676,8626
ALTA - DISTRIBUZIONE - Quota potenza	€/(kW' mese)	0	0

Opzione di trasporto MTA3 - Esempio di Calcolo

Un'utenza MT con potenza disponibile 600 kW la cui potenza massima assorbita è stata di 600 kW, ha prelevato mensilmente 1.200.000 kWh. Quale è la spesa per il servizio di trasporto?

Corrispettivi Trasporto e Misura:

Tras: $1.200.000 \times 0,005910 = 7,092$ Euro

Mis: 21,81 Euro

Totale Trasporto e Misura = 7.113,81 Euro

Tariffa Distribuzione

Quota fissa: 33,16 Euro

Corrispettivo di potenza: $600 \times 2,365342 = 1.419,21$ Euro

Corrispettivo per l'energia: $1.200.000 \times 0,00048 = 576$ Euro

Totale Distribuzione = 2.028,36 Euro

Totale Servizio di Trasporto = 7.113,81 + 2.028,36 = 9.142,17 Euro

Pari a $0,007619 \text{ €/kWh} = 0,7619 \text{ c€/kWh} = 7,619 \text{ €/MWh}$

CONTRIBUTO DI ALLACCIAIMENTO

L'allacciamento è la connessione dell'impianto di utenza alla rete di distribuzione dell'energia elettrica. E' realizzato dal distributore locale con la posa della presa (l'impianto che collega il contatore alla rete di distribuzione) e del contatore.

Per le utenze alimentate in bassa e in media tensione il contributo da versare è determinato in misura forfetaria:

contributo = quota distanza + quota potenza + quota fissa

Di seguito un esempio per le utenze in Media Tensione:

Tabella 2 Contributi in quota fissa a copertura di oneri amministrativi

	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014
Importo unitario dei contributi in quota fissa a copertura di oneri amministrativi [Euro]	27,00	27,14	27,28	26,98	27,52	27,59	27,59

CONTRIBUTO DI ALLACCIAIMENTO

Tabella 3 Contributi per la realizzazione di connessioni permanenti ordinarie in media tensione

	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014
a) Per distanza tra il punto di prelievo e la cabina di riferimento (quota distanza):							
- quota fissa [Euro]	464,24	466,70	469,05	463,93	460,21	461,43	461,43
- quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 1000 metri dalla cabina di riferimento [Euro]	46,42	46,67	46,91	46,40	46,03	46,15	46,15
b) Per ogni kW di potenza messo a disposizione (quota potenza) [Euro/kW]	55,4258	55,7198	56,0009	55,3902	54,95	55,10	55,10

Per i clienti alimentati in alta tensione il contributo è invece sempre determinato in relazione alla spesa effettivamente sostenuta dal distributore per realizzare i lavori.

CORRISPETTIVO TARIFFARIO SPECIFICO (CTS)

E' un "sovraprezzo" sul costo del trasporto dell'energia elettrica che viene addebitato annualmente ai clienti alimentati in MT che non effettuano le operazioni di adeguamento all'allegato A della delibera ARG/elt 198/11 e s.m.i., che stabilisce i criteri di allacciamento alla rete.

L'adeguamento alle regole tecniche è su base volontaria e dà diritto al riconoscimento degli indennizzi automatici previsti per le interruzioni del servizio elettrico senza preavviso che abbiano durata superiore ai limiti massimi stabiliti con provvedimento dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

L'intervento di adeguamento deve essere attestato tramite la "dichiarazione di adeguatezza" comprendente una relazione tecnica, gli schemi elettrici e la descrizione dettagliata dei componenti, sottoscritta da soggetti abilitati in possesso di specifiche competenze tecniche per gli impianti elettrici (art. 40.5 Allegato A delibera ARG/elt 198/11 e s.m.i.).

La dichiarazione di adeguatezza deve essere inviata al distributore locale.

CORRISPETTIVO TARIFFARIO SPECIFICO (CTS)

Il CTS a partire dal 1° gennaio 2012 si calcola secondo il seguente schema:

$$\text{CTS} \begin{cases} = 500 \text{ €} & \text{per: } \text{PD} \leq 400 \text{ kW} \\ = 500 + 750 * [(\text{PD}-400)/400]^{0,7} \text{ €} & \text{per: } 400 < \text{PD} \leq 3.000 \text{ kW} \\ = 3.280,36 \text{ €} & \text{per: } \text{PD} > 3.000 \text{ kW} \end{cases}$$

dove:

PD è il valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione valutate al 1° gennaio dell'anno cui il calcolo del CTS si riferisce.

Il CTS viene corrisposto all'impresa distributrice con il criterio del pro-quota giorno:

$$\text{CTS}_m = \text{CTS}/365 * \text{gg}_m$$

Dove:

CTS_m = CTS fatturato per il mese m

gg_m = numero giorni del mese m

ESEMPIO:

Il cliente ABC Spa è alimentato in media tensione con una potenza disponibile di 1.000 kW, allacciato alla rete di distribuzione per 365 giorni all'anno e non ha presentato la dichiarazione di adeguatezza.

Il corrispettivo CTS per ABC Spa sarà calcolato come segue:

$$\text{CTS} = 500 + 750 * [(1.000 - 400) / 400]^{0,7} = 1.496,15 \text{ €}$$

Il cliente ABC Spa, quindi, dovrà pagare un corrispettivo CTS di 1.496,15 Euro ogni anno fino a quando non avrà provveduto ad adeguare la sua cabina elettrica.

CTS MAGGIORATO (CTS_M)

CTS_M è il Corrispettivo Tariffario Specifico maggiorato, secondo quanto previsto dalle disposizioni della delibera 33/08. Il CTS_M si applica a partire dal 2009.

Il cliente in MT che ha richiesto la connessione prima del 16 novembre 2006 e non ha inviato la dichiarazione di adeguatezza paga il CTS_M in sostituzione del CTS in seguito ad aumenti di potenza disponibile oltre ad una certa soglia (ad esempio, nel caso più comune, ove il cliente richieda, a partire dal 1° settembre 2008, un qualunque aumento di potenza disponibile che determini il superamento dei 400 kW).

Il CTS_M è una maggiorazione della quota CTS, che dipende dagli anni di mancato adeguamento degli impianti secondo la formula:

$$\text{CTS}_M = \text{CTS} * (1 + n)$$

dove n vale 1 per il primo anno successivo al raggiungimento delle condizioni di maggiorazione del CTS.

PENALITÀ PER MANCATO RIFASAMENTO DEL CARICO

Per preservare la rete da eccessive perdite Terna addebita - a tutti gli utenti elettrici - delle penalità per prelievi di energia reattiva superiori al 50% del prelievo di energia attiva ($\cos \varphi < 0,894$).

I conteggi per mancato rifasamento, però, si applicano solo nelle fasce orarie diurne feriali (F1 ed F2).

ONERI PER ENERGIA REATTIVA		u.m.	BT	MT	AT
Descrizione					
Energia reattiva tra 50% e 75% energia attiva					
F1		kVARh	0,032300	0,015100	0,008600
F2		kVARh	0,032300	0,015100	0,008600
F3		kVARh	0,000000	0,000000	0,000000
Energia reattiva oltre 75% energia attiva					
F1		kVARh	0,042100	0,018900	0,011000
F2		kVARh	0,042100	0,018900	0,011000
F3		kVARh	0,000000	0,000000	0,000000

IL DISPACCIAMENTO (ELETTRICO)

Remunera l'attività di gestione e regolazione sulla rete effettuata da Terna (es. MSD, unità essenziali sicurezza sistema, interrompibilità, capacità produttiva, funzionamento Terna, regolazione impianti eolici)

Per i clienti “liberi” e per quelli in salvaguardia la delibera 168/03 e successive modifiche/integrazioni (in particolare la delibera 111/06) introduce le regole che disciplinano il costo dei servizi di dispacciamento e bilanciamento della rete. Tale disposizione prevede che il grossista esponga nella propria fattura (a valle dei costi dell’energia) i corrispettivi di seguito elencati.

A questi costi poi potrebbe aggiungersi il costo che il fornitore sostiene per lo SBILANCIAMENTO della programmazione.

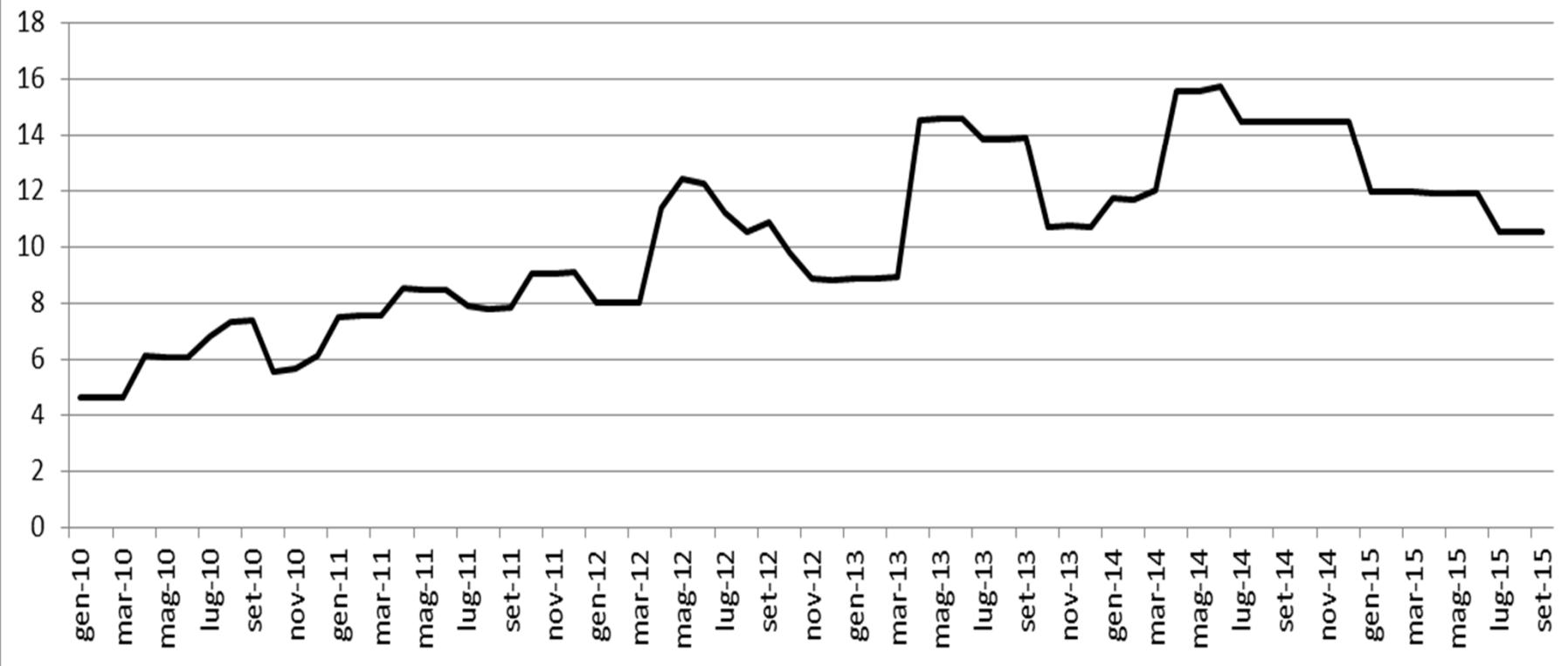
Componenti dispacciamento AEEG 111/06 :

CORRISPETTIVI DISPACCIAMENTO ESBALIAMENTO		I°T 2015	IV°T 2014
Corrispettivi per approvvigionamento risorse nel M.S.D. (art. 44.3 del.111/06)	€/kWh	0,006932	0,006932
Copertura costi unità essenziali sicurezza sistema (art. 45 del.111/06)	€/kWh	0,002328564	0,002328564
Costi per la capacità produttiva (art. 48 del.111/06)	€/kWh	0,000669	0,000777
Costi per remunerazione interrompibilità carico (art. 73 del.111/06)	€/kWh	0,001718	0,002115
Costi per il funzionamento di TERNA (art. 46 del.111/06)	€/kWh	0,0000439	0,000673
Costi per regolazione impianti eolici (art. 44 bis del.111/06)	€/kWh	0,000016788	0,000017
Costi copertura oneri salvaguardia (art. 25 bis del.107/09)	€/kWh	0,00045	0,00045
Costo per aggregazione misure CAPG (art. 15.1 del.107/09)	€/mese	0	0,000000
Costo per aggregazione misure CAPD - misuratore orario (art. 15.2 del.107/09)	€/mese	1,55	1,550000
Costo per aggregazione misure CAPD - misuratore non orario (art. 15.2 del.107/09)	€/mese	0,007	0,007

Il peso degli ONERI DI DISPACCIAMENTO



Andamento Oneri Dispacciamento [€/MWh]



ONERI DI SISTEMA ELETTRICO



Sono le componenti tariffarie “A”, “UC” ed “MCT”, a copertura degli oneri generali del sistema elettrico nazionale (es. smantellamento centrali nucleari, finanziamento rinnovabili, regimi tariffari speciali, finanziamento innovazione tecnologica, efficienza energetica, ...).

Vengono addebitate in proporzione al consumo effettivo al contatore.

Tali componenti hanno assunto nel tempo un peso sempre più rilevante sull'onere complessivo della bolletta (in particolar modo la “famigerata” componente A3, che finanzia le rinnovabili), e le pagano sia gli utenti del mercato libero che quelli dei mercati regolati (ad eccezione della componente PPE, applicata solo agli utenti in regime di tutela).

ONERI DI SISTEMA ELETTRICO



A2: copre i costi connessi allo smantellamento delle centrali nucleari ed allo smaltimento del combustibile;

A3: copre gli oneri per l'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili ed assimilate;

A4: copre la perequazione dei contributi sostitutivi di regimi tariffari speciali (es. tariffe illuminazione pubblica, ferrovie dello stato, ecc.);

A5: copre i costi relativi alla attività di ricerca finalizzata all'innovazione tecnologica afferente il sistema elettrico;

A6: per la reintegrazione alle imprese produttrici e distributrici dei costi sostenuti a seguito del passaggio da mercato vincolato a mercato libero;

As: corrispettivo copertura utenze disagiate

PPE: copre gli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato di tutela;

AE: corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dall'erogazione del bonus alle aziende energivore (addebitata solo agli utenti non energivori);

ONERI DI SISTEMA ELETTRICO

UC3: copre gli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasporto dell'energia sulle reti di trasmissione e distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione;

UC4: è la componente tariffaria, a copertura delle integrazioni tariffarie emesse dai singoli distributori;

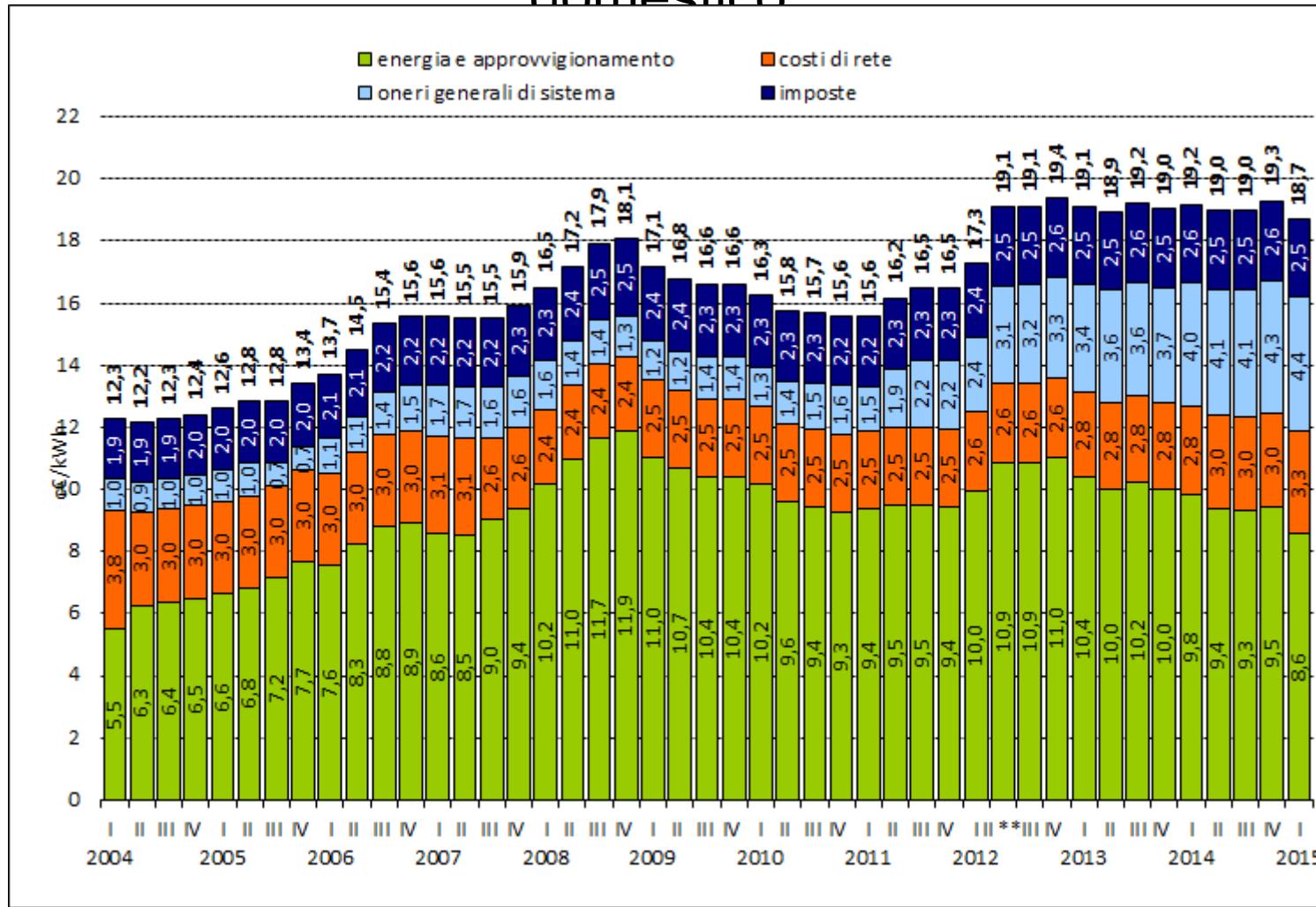
UC5: è la componente tariffaria a copertura dei costi a carico del Gestore della Rete connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite effettive perdite standard nelle reti.

UC6: copre i costi derivanti da recuperi di qualità del servizio.

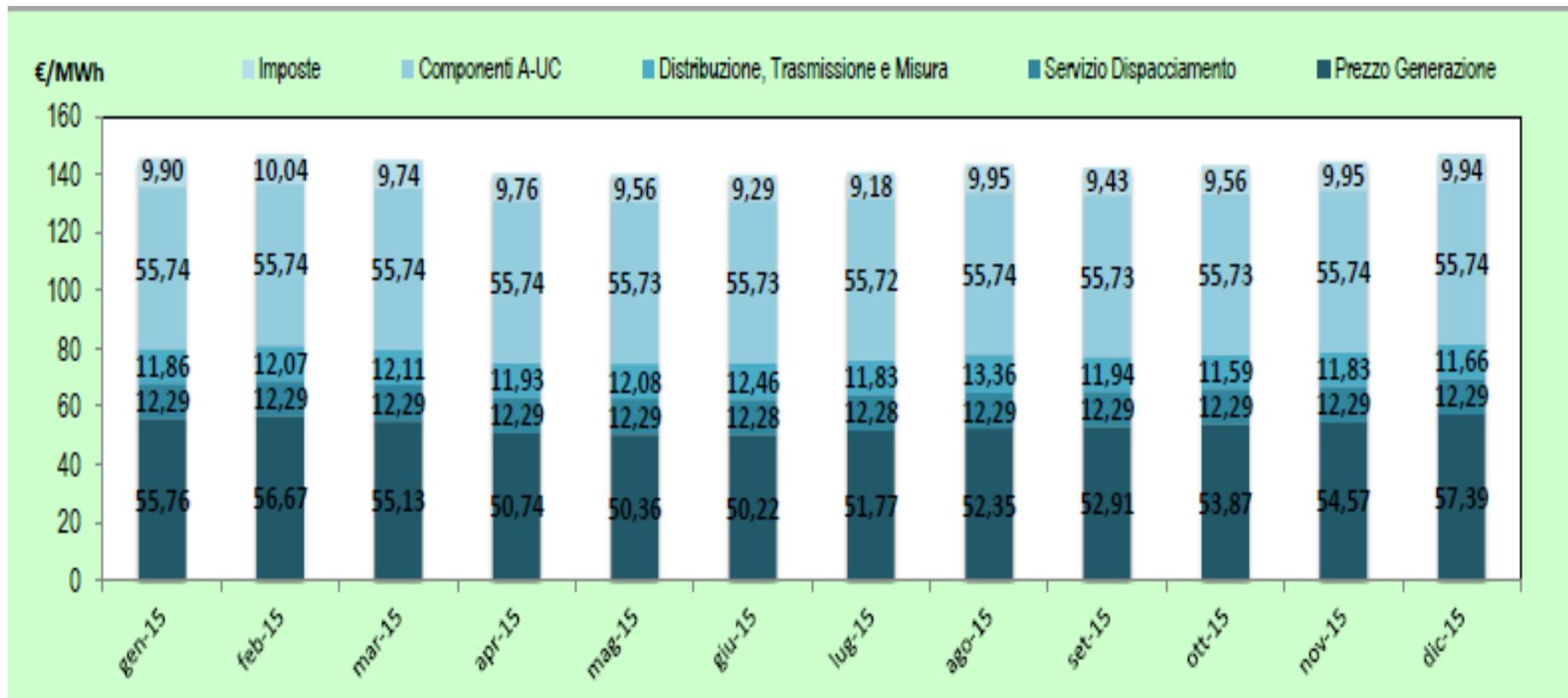
UC7: copre i costi derivanti dalla promozione dell'efficienza energetica

MCT: finanzia le misure di compensazione territoriale di cui all'art. 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03

Il peso della Componenti Tariffarie A, UC, MCT per l'utente domestico



Il peso della Componenti Tariffarie A, UC, MCT per l'utente industriale (MT):

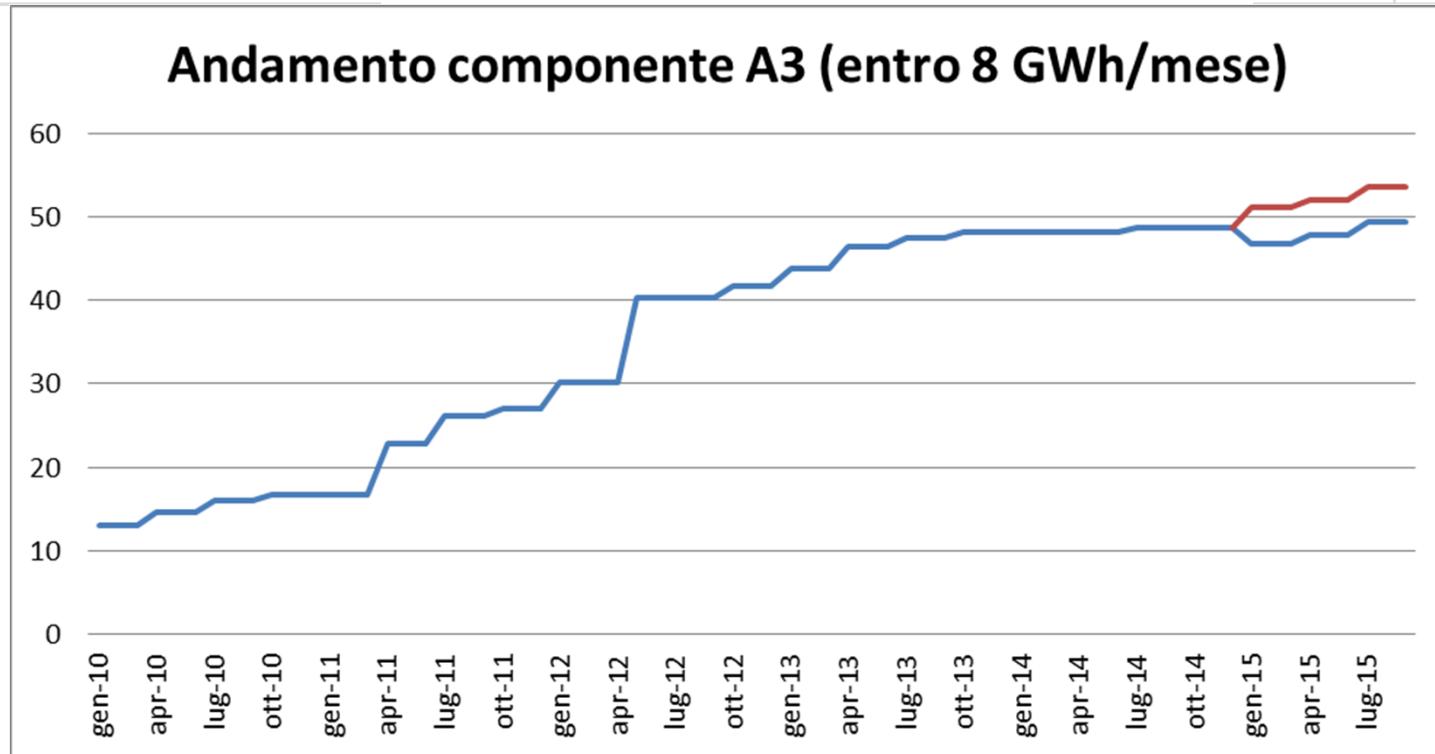


Il peso della Componente Tariffaria A3

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	
							NON FCE	FCE*
Valore Componente A3	€/MWh	15,05	23,14	38,11	46,50	48,52	48,00	52,25
Incremento da gen '10		16%	79%	195%	260%	275%	262%	304%
Prezzo medio energia (GME)	€/MWh	64,12	72,23	75,48	62,22	52,20	52,95	52,95
Incidenza A3 su comp. Energia		23%	32%	50%	75%	93%	91%	99%

Note: i valori in corsivo sono da intendersi come ipotesi previsionale

FCE = Energivori



ONERI DI SISTEMA ELETTRICO BONUS ENERGIVORI



Con il DL 5/4/2013 (c.d. *Decreto Passera*) è stato introdotto un meccanismo di bonus finalizzato a sgravare gli utenti a forte consumo di energia elettrica di una parte degli oneri di sistema.

In base a quanto definito dal Decreto, possono rientrare nella classificazione di utente energivoro le aziende:

- Manifatturiere (codice ATECO 2007 compreso fra 10.XX e 33.XX)
- Aventi siti alimentati in media, alta e altissima tensione
- Aventi consumo annuo complessivo superiore a 2,4 GWh
- Aventi indice di intensità elettroenergetica (IIE) non inferiore al 2% del fatturato

ONERI DI SISTEMA ELETTRICO BONUS ENERGIVORI



L'erogazione del bonus non spetta di diritto, ma è riservata solo a coloro che ne fanno richiesta iscrivendosi ad un apposito registro (elenco energivori).

La delibera AEEG 437/2013 stabilisce che il registro verrà tenuto da **Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE)** e che l'iscrizione delle aziende interessate avverrà mediante la compilazione di una apposita **dichiarazione online** sul sito di CCSE.

Tale dichiarazione **doveva essere inviata tassativamente entro il 30/11/2013** mentre il bonus verrà erogato con validità retroattiva a decorrere dai consumi di **competenza luglio 2013**.

Le informazioni richieste all'utente sono solo i consumi ed il fatturato, mentre **il calcolo del IIE verrà effettuato direttamente dal sistema che valorizza i volumi ad un prezzo standard**.

ONERI DI SISTEMA ELETTRICO

BONUS ENERGIVORI



La delibera AEEG 467/2013, infine, stabilisce l'entità dei bonus:

- IIE compreso tra 2% e 6%: bonus pari al 15% degli oneri
- IIE compreso tra 6% e 10%: bonus pari al 30% degli oneri
- IIE compreso tra 10% e 15%: bonus pari al 45% degli oneri
- IIE superiore al 15%: bonus previsto pari al 60% degli oneri

Il bonus si applica esclusivamente alla parte variabile delle componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e As, mentre al contempo viene istituita la nuova componente tariffaria AE (a carico di tutti gli utenti elettrici “non energivori”), che a partire dal 1° gennaio 2014 finanzierà detti bonus. Il valore della componente AE per un cliente in MT era pari a 3,89 €/MWh nel 2014, mentre ora è 2,97 €/MWh).

I bonus vengono erogati a partire dall’anno di competenza 2014 sulla base dei consumi 2013.

ONERI DI SISTEMA ELETTRICO DECRETO TAGLIA BOLLETTE



Con il provvedimento *tagliabollette* contenuto all'interno del DL 91/2014 (c.d. *Decreto Competitività*) il Governo ha dato mandato all'AEEGSI di rimodulare gli oneri di sistema con l'obiettivo di ridurre del 10% la «bolletta» delle PMI. L'operazione si è tradotta nella variazione delle aliquote di alcune delle componenti A-UC per le diverse classi di utenza:

CONFRONTO ONERI DI SISTEMA 2014 - 2015	I Trimestre 2015		IV Trimestre 2014		Variazione	
	Tot. A-UC fisse €/anno	Tot. A-UC variabili €/MWh	Tot. A-UC fisse €/anno	Tot. A-UC variabili €/MWh	Tot. A-UC fisse €/anno	Tot. A-UC variabili €/MWh
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	71,2	-	69,1	#DIV/0!	2,97%
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW	146	75,3	143	73,1	2,6%	2,97%
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	135	69,0	143	73,1	-5,4%	-5,55%
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	55,1	-	54,0	#DIV/0!	2,04%
Altre utenze in media tensione - NON ENERGIVORE	227	55,7	234	59,5	-2,7%	-6,47%
Altre utenze in media tensione - ENERGIVORE	237	56,9	234	55,7	1,3%	2,25%
Utenze in alta tensione	151	60,6	147	59,6	2,7%	1,66%
Utenze in altissima tensione, inferiore a 380 kV	151	60,6	147	59,6	2,7%	1,66%
Utenze in altissima tensione, uguale o superiore a 380 kV	151	60,6	147	59,6	2,7%	1,66%

ONERI DI SISTEMA - GAS

Sono componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas nazionale (es. regimi tariffari speciali, finanziamento risparmio energetico, qualità servizi gas ...).

Vengono addebitate in proporzione al consumo effettivo al contatore.

Tali componenti non hanno un peso significativo come le analoghe elettriche nonostante sia stata inserita, dal 1 Aprile 2014, la componente UG3t.

Al momento, la somma di UG3t, Ret e GsT si attesta a poco meno di 0,61 Eurocent/smc e tale valore negli ultimi 12 mesi si è sempre mantenuto omogeneo, riscontrando limitate differenze tra un trimestre e l'altro

ONERI DI SISTEMA - GAS

All'articolo 35 della delibera 159/08 (RTDG) vengono introdotti i seguenti corrispettivi, applicati a tutti gli utenti indiretti, e aggiornati trimestralmente dalla AEEG:

- GS, espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- RE, espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- RS, espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas

- UG_1 , espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
- UG_2 , espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, in euro per punto di riconsegna, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
- UG_3 , espressa in centesimi di euro/standard metro cubo, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione.

1. Prerequisiti tecnici
2. La commodity
3. Analisi delle tariffe
4. Fiscalità forniture energia
5. Conclusioni

ACCISE

Si dicono “accise” le imposte indirette sul consumo dei prodotti energetici (energia elettrica, combustibili, olii lubrificanti alcolici, fiammiferi, ecc.).

Per quanto riguarda energia elettrica e gas, il presupposto d'imposta è la fabbricazione o l'importazione del prodotto e l'esigibilità scatta all'atto dell'immissione in consumo, pertanto il **soggetto obbligato** – generalmente - è il soggetto che procede alla fatturazione ai clienti finali (cioè i fornitori). In alcuni casi particolari, però, può essere soggetto obbligato direttamente il cliente finale.

Tutta la normativa inherente le accise viene disciplinata dal **Testo Unico per le Accise** (T.U.A. - D.Lgs. n.504/1995 e successive modifiche e integrazioni)

ACCISE – ENERGIA ELETTRICA

Fino al 31 dicembre 2011 erano previste due differenti voci di imposta:

- Imposta erariale
- Addizionale provinciale

Dal 1/1/2012 i due decreti del Ministero dell'Economia e delle Finanze del 30/12/2011 (pubblicati sulla GU n. 304 del 31/12/2011) hanno soppresso le addizionali comunali e provinciali nelle regioni a statuto ordinario. L'aliquota dell'imposta erariale è stata di conseguenza rideterminata per mantenere la parità di gettito dalle accise.

ACCISA - Imposta erariale	c €/kWh
USI DOMESTICI	
Forniture per abitazione di residenza anagrafica ("prima casa")	
• Forniture fino a 3 kW*	
- Consumi fino a 150 kWh/mese	0
- Consumi oltre 150 kWh/mese	2,27
• Forniture oltre 3 kW	2,27
Forniture per non residenti ("seconde case")	2,27
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	
• Forniture con qualsiasi livello di consumo	1,21
ALTRI USI	
Forniture fino a 1.200.000 kWh/mese	1,21
- Consumi fino a 200.000 kWh/mese	1,21
- Consumi oltre 200.000 kWh/mese	1,21
Forniture oltre 1.200.000 kWh/mese	
- Consumi fino a 200.000 kWh/mese	0
- Consumi oltre 200.000 kWh/mese	0

ACCISE – ENERGIA ELETTRICA

A soli tre mesi dalla modifica sostanziale intervenuta a gennaio 2012, è stato approvato il D.L. 16/2012: *Disposizioni urgenti in materia di semplificazioni tributarie, di efficientamento e potenziamento delle procedure di accertamento.*

Il provvedimento è andato a modificare nuovamente l'aliquota di accisa sull'energia elettrica per qualsiasi uso in locali e luoghi diversi dalle abitazioni, calmierando da un lato l'incremento di costo intervenuto per le medie imprese con la modifica di gennaio, ma dall'altro aggravando i costi per le aziende energivore.

La tabella seguente riassume schematicamente le variazioni intervenute:

Utenze elettriche usi non residenziali		€/MWh	€/MWh	€/mese
Periodo applicazione	Accise elettriche in funzione dei MWh/mese	Primi 200 MWh/mese	Oltre 200 con tot<1.200 MWh/mese	Oltre 200 con tot>1.200 MWh/mese
Fino a 2011	Imposta erariale Addizionale provinciale (MI)	3,1 11,4	3,1 0	0 2.280
Gen-Mag 2012	Imposta erariale	12,10	12,10	0,00
Da Giu 2012	Imposta erariale	12,50	7,50	7.320

ACCISE – GAS NATURALE



Sul consumo di gas naturale previste due differenti voci di imposta:

- Imposta erariale (accisa)
- Addizionale regionale

Per entrambe le voci l'aliquota varia in funzione della tipologia di uso del prodotto energetico, che si suddivide in:

- Usi civili
- Usi industriali

Gli **usi industriali** comprendono "*...tutte le attività di produzione di beni e servizi e le attività artigianali e ed agricole...*" e godono di una aliquota agevolata molto inferiore a quella per gli usi civili.

Su ambedue le voci di imposta è previsto un abbattimento dell'aliquota per le utenze con volume annuo di prelievo superiore a 1.200.000 m³.

ACCISE – GAS NATURALE



IMPOSTE Fascia di consumo annuo	USI CIVILI			USI INDUSTRIALI		
	< 120 m³	120-480 m³	480-1.560 m³	> 1.560 m³	< 1,2 M(m³)	> 1,2 M(m³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE ^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	1,50000	2,60000	3,00000	3,00000	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	2,58200	0,62490	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	21	21	10 ^(C)	10 ^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. Hanno disapplicato l'addizionale anche la Regione Lombardia dal 2002 (L.R. 18/12/2001, n.27) e la Regione Basilicata dal 2008 (L.R. 28/12/2007, n. 28).

L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano inoltre ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti ed alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 21%.

TAV. 3.52

Imposte sul gas

1 gennaio - 31 dicembre 2012;
c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

USI FUORI DAL CAMPO DI APPLICAZIONE DELL'ACCISA

A seguito dell'armonizzazione della normativa fiscale nazionale con quella europea – a partire dal 1/6/2007 – è introdotta la possibilità di defiscalizzare i consumi di energia elettrica impiegati nei seguenti processi produttivi:

- RIDUZIONE CHIMICA
- PROCESSI ELETROLITICI
- PROCESSI METALLURGICI
- PROCESSI MINERALOGICI

ACCISE – ENERGIA ELETTRICA

USI FUORI DAL CAMPO DI APPLICAZIONE DELL'ACCISA

La defiscalizzazione viene concessa a seguito di presentazione - da parte del cliente finale - di apposita **istanza all’Ufficio delle Dogane competente**, in cui – mediante opportuna perizia firmata da tecnico abilitato – viene quantificata la percentuale dei consumi fuori campo accisa rispetto al totale.

In caso di accoglimento dell’istanza da parte dell’UDD, il cliente dovrà presentare apposita denuncia per l’apertura di *officina elettrica*.

Per utenze con potenza disponibile superiore a 200 kW l’UDD potrà richiedere al cliente l’installazione di appositi misuratori fiscali per la rilevazione dei consumi fuori campo accisa.

La defiscalizzazione decorre dalla data di presentazione dell’istanza.

ACCISE – GAS NATURALE

USI FUORI DAL CAMPO DI APPLICAZIONE DELL'ACCISA

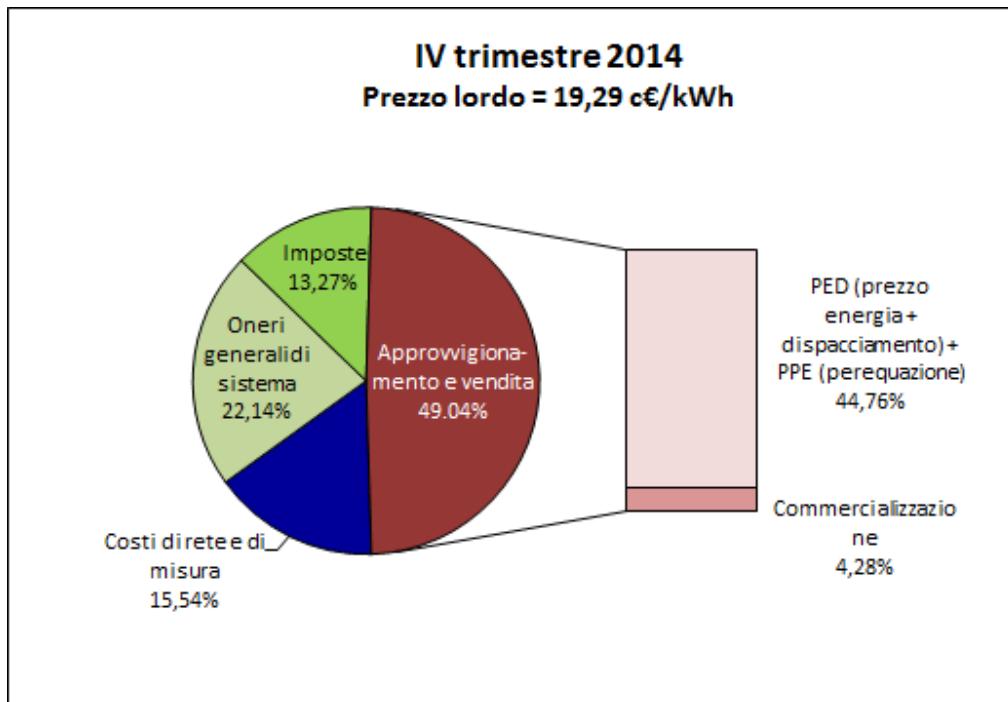
La defiscalizzazione viene concessa a seguito di presentazione - da parte del cliente finale - di apposita **istanza al fornitore**, in cui – mediante opportuna perizia firmata da tecnico abilitato – viene quantificata la percentuale dei consumi fuori campo accisa rispetto al totale.

Il fornitore – verificata la correttezza formale della richiesta – non applicherà più le accise sulla parte di consumo defiscalizzata e, contestualmente, inoltrerà la pratica all'UDD competente per gli opportuni accertamenti.

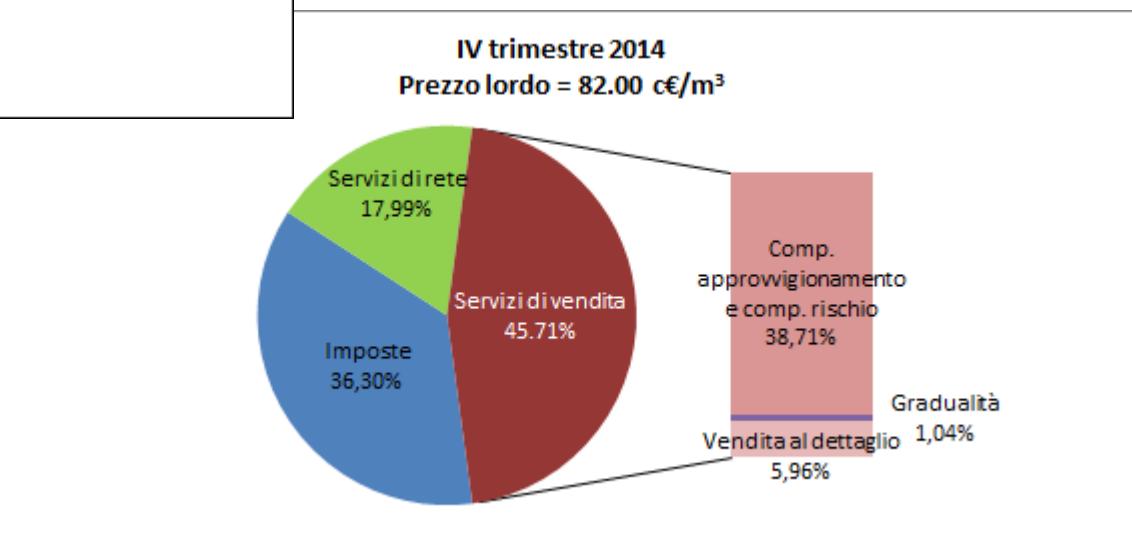
La defiscalizzazione decorre dalla data di presentazione dell'istanza.

1. Prerequisiti tecnici
2. La commodity
3. Analisi delle tariffe
4. Fiscalità forniture energia
5. Conclusioni

PESO COMPONENTI DELLA TARIFFA



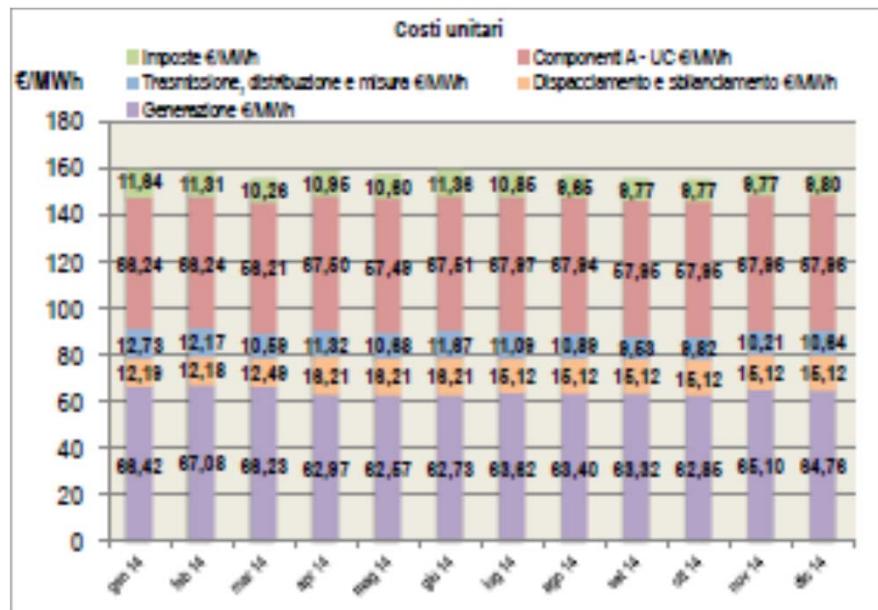
Tariffa ELETTRICA Cliente DOMESTICO



Tariffa GAS Cliente DOMESTICO

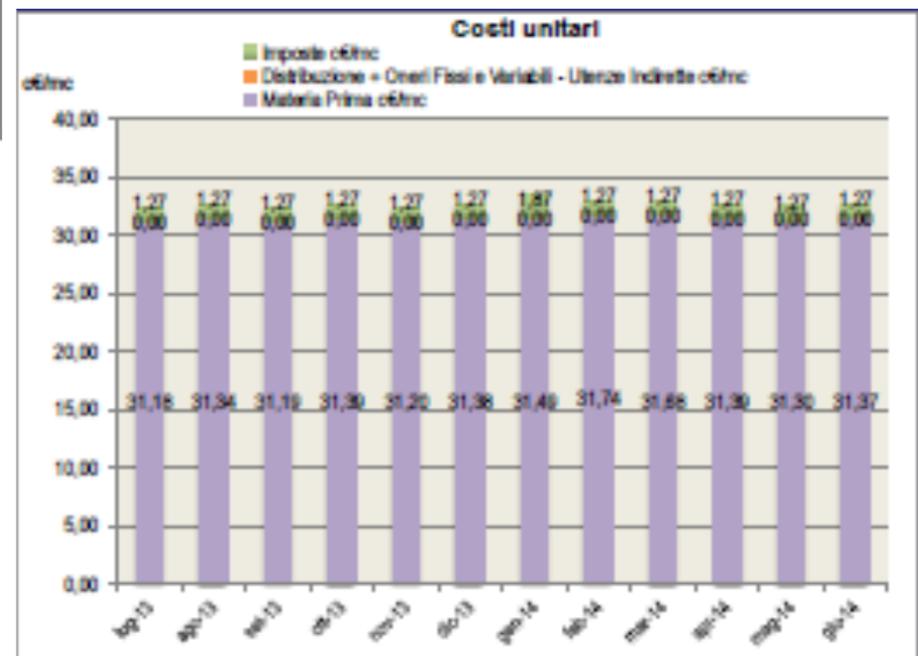
Fonte: AEEGSI

PESO COMPONENTI DELLA TARIFFA



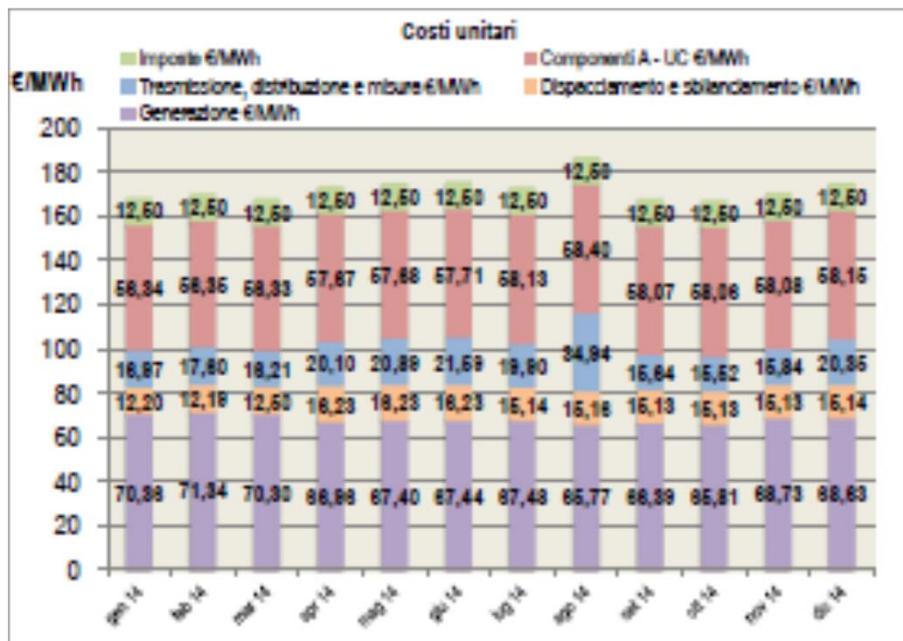
Tariffa GAS Cliente INDUSTRIALE (piatto)

Tariffa ELETTRICA Cliente INDUSTRIALE (piatto)



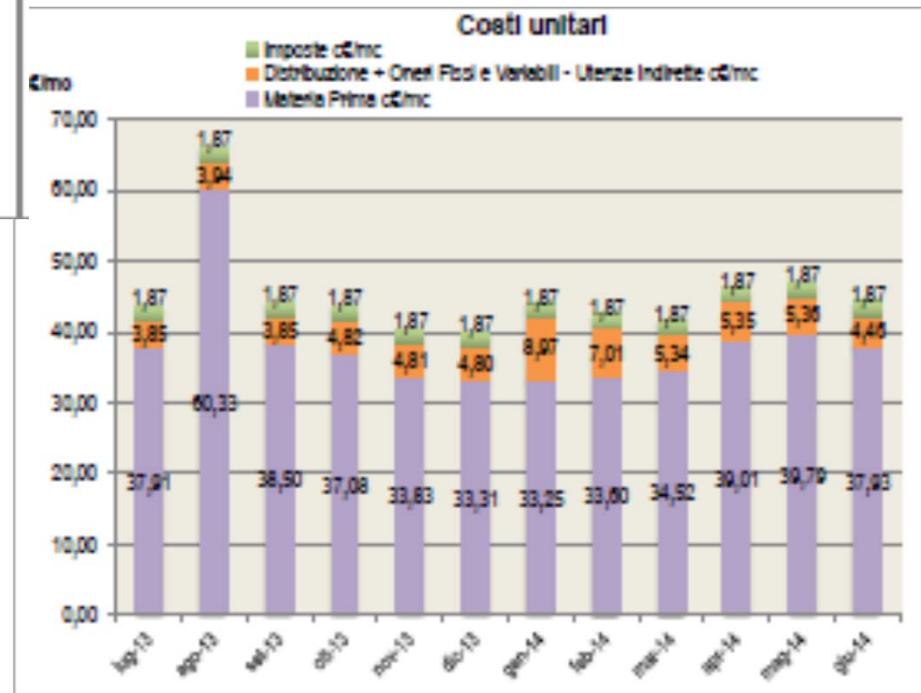
Fonte: ENERGY SAVING

PESO COMPONENTI DELLA TARIFFA



Tariffa GAS Cliente INDUSTRIALE (termico)

Tariffa ELETTRICA Cliente INDUSTRIALE (diurno)



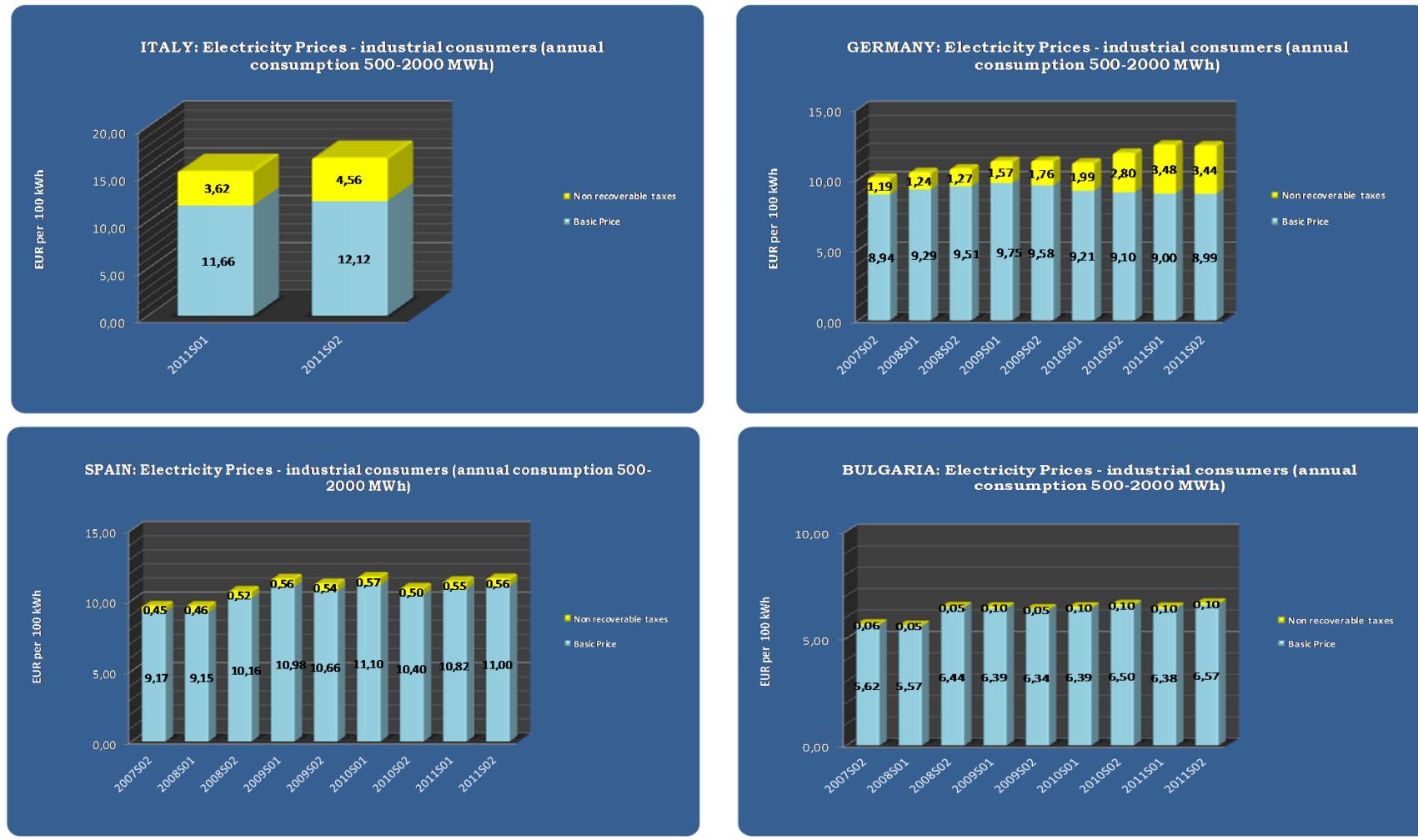
Fonte: ENERGY SAVING

SHALE GAS – PREZZI

Oggi il prezzo del gas sulle piattaforme statunitensi è circa 1/3 delle quotazioni sulle piattaforme europee.



CONFRONTO PREZZI “FINITI” ENERGIA ELETTRICA PAESI EU



Fonte: Energymarketprice.com

Perché il costo dell'energia elettrica in Italia è così elevato?

- Dipendenza della produzione dalla fonte idrocarburo/gas: mediamente il costo di produzione è superiore del 30% rispetto alla media europea (con punte del 50% rispetto a paesi limitrofi altamente nuclearizzati come la Francia) e soprattutto influenzato dalle forti oscillazioni del prezzo del petrolio sui mercati internazionali che caratterizza ancora contratti ToP;
- Inadeguatezza della rete a gestire e bilanciare elevato carico rinnovabili, con necessità di forte capacità termoelettrica di back-up;
- Oneri di sistema estremamente penalizzanti a causa delle molte forme di sussidio finanziate tramite il “prelievo in bolletta” (es. oneri di uscita dal nucleare, incentivazioni alle fonti energetiche rinnovabili e assimilate, ecc.);
- (Scarsa concorrenza produzione);
- Fiscalità specifica sul prodotto elettrico particolarmente onerosa per utenze civili e PMI

IMPORTANZA DELLA MISURA



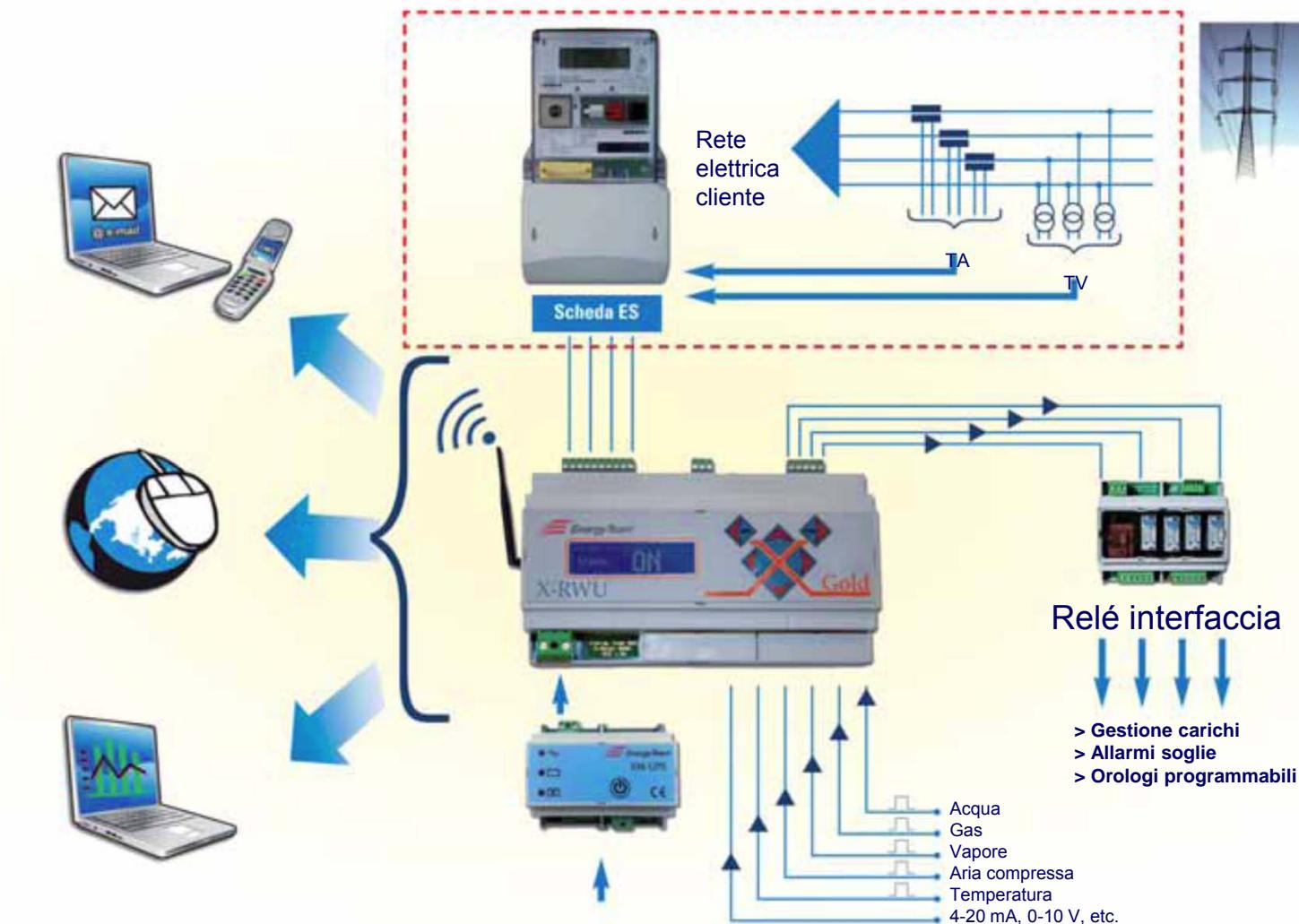
Per intervenire, bisogna **CONOSCERE**. E' quindi **NECESSARIO** mappare preliminarmente i consumi energetici uniformando i valori di prelievo energetico e di consumo ad un unico parametro energetico (tipicamente, il kWh o il tep).

Per ottenere tale dato, è indispensabile la **misura**, che coinvolge:

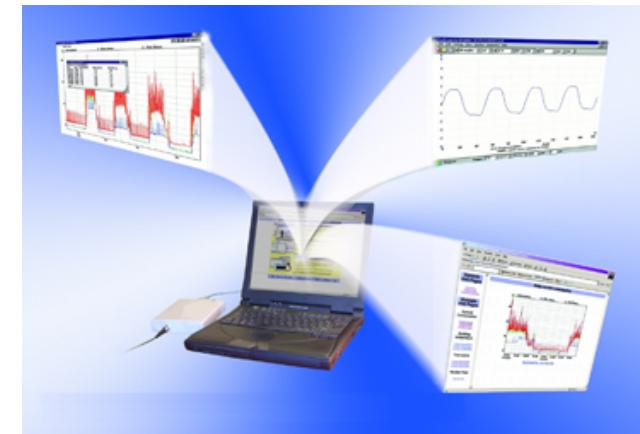
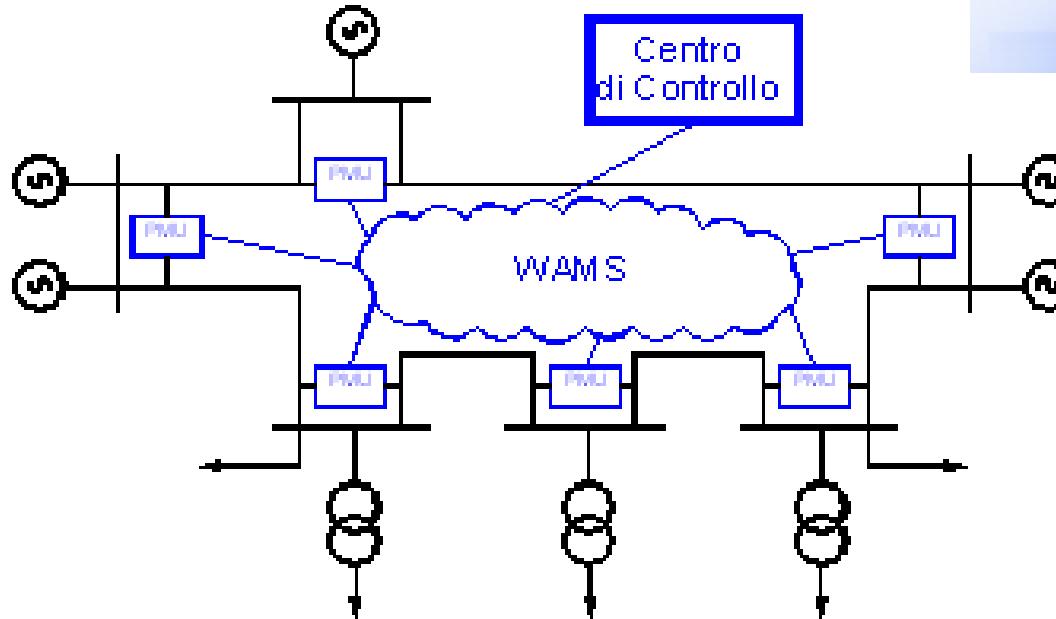
- Energia elettrica consumata (kWh)
- Combustibile utilizzato (Smc, kg/ora)
- Pressione dei fluidi di processo (bar)
- Temperatura dei fluidi di processo (°C)
- Illuminamento zone di lavoro (lux)

E' necessario disporre di tali informazioni nel tempo. I sistemi di telelettura facilitano enormemente la disponibilità di tali dati.

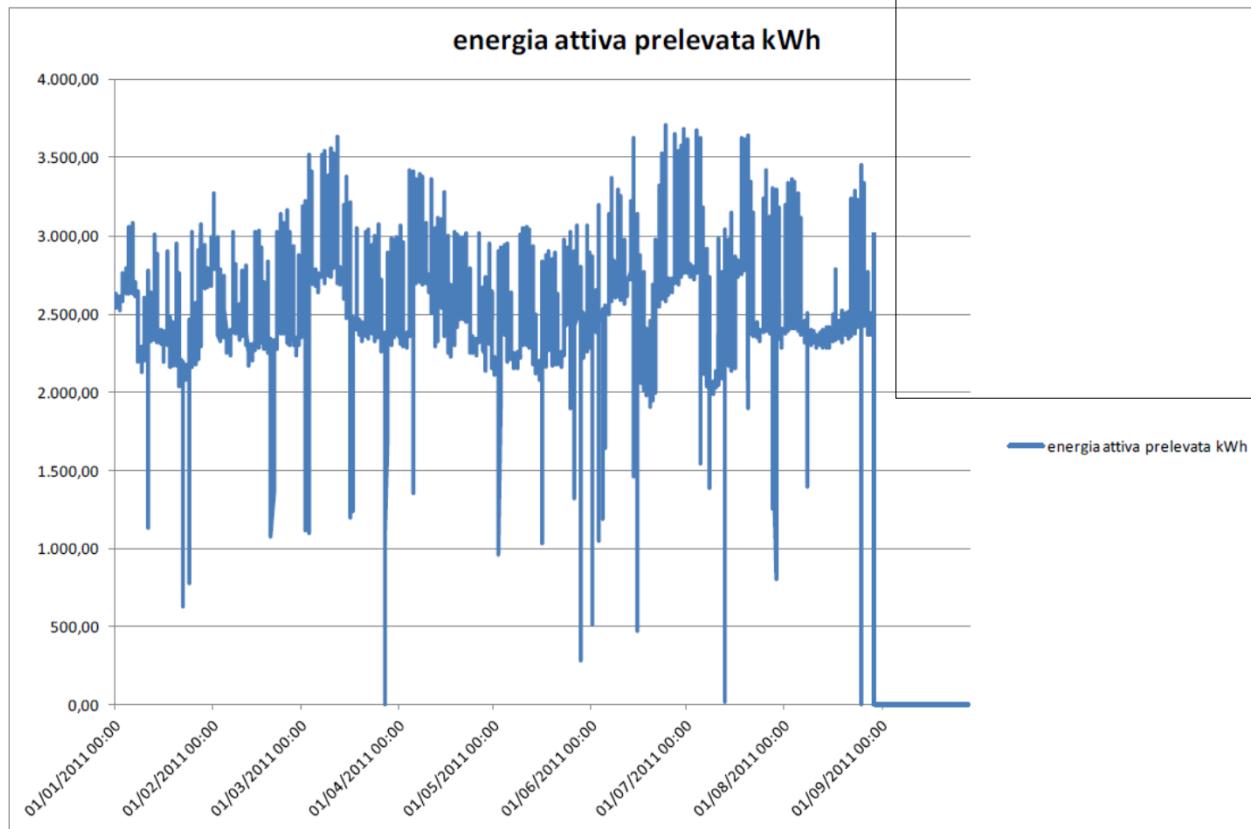
IMPORTANZA DELLA MISURA



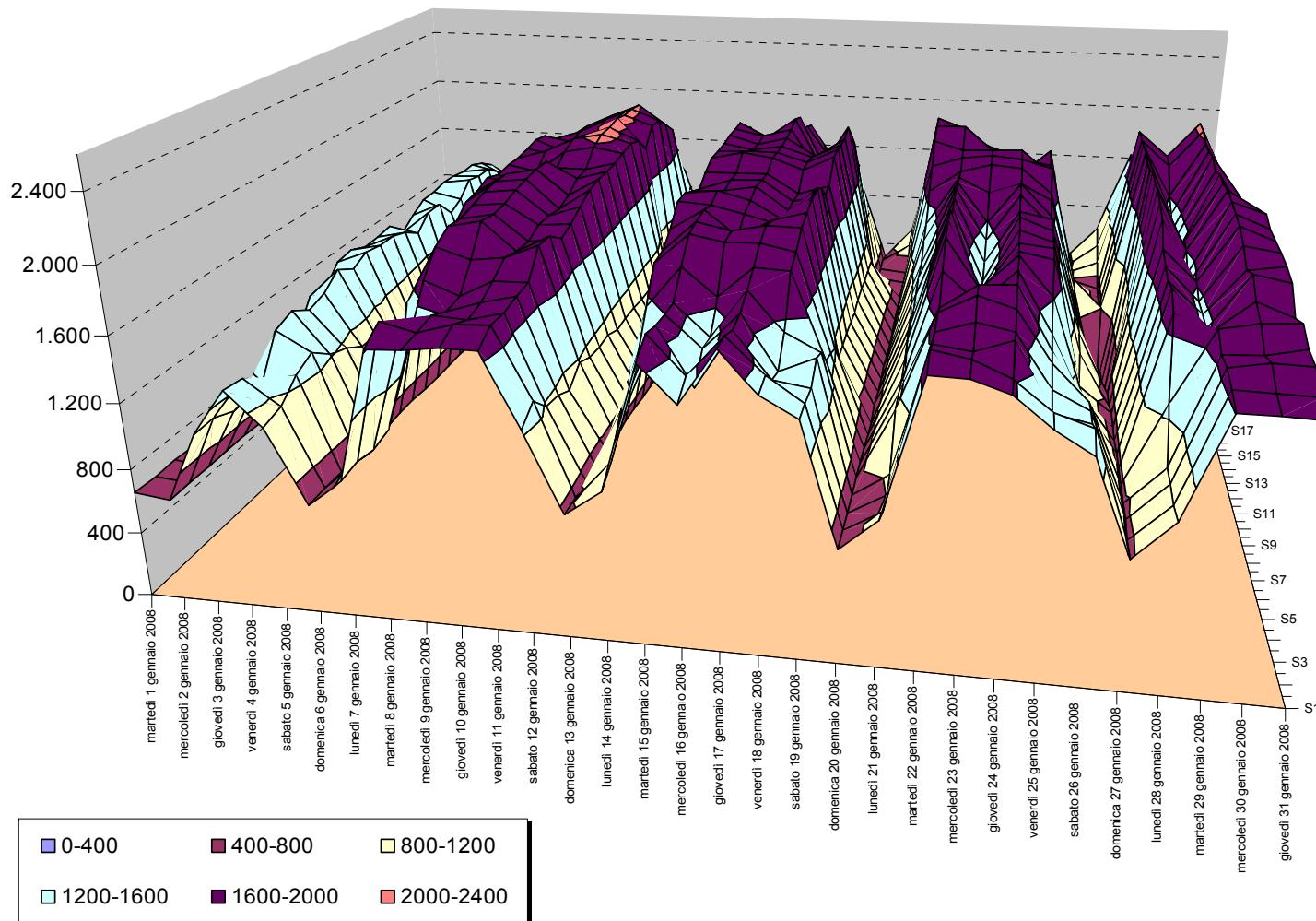
IMPORTANZA DELLA MISURA



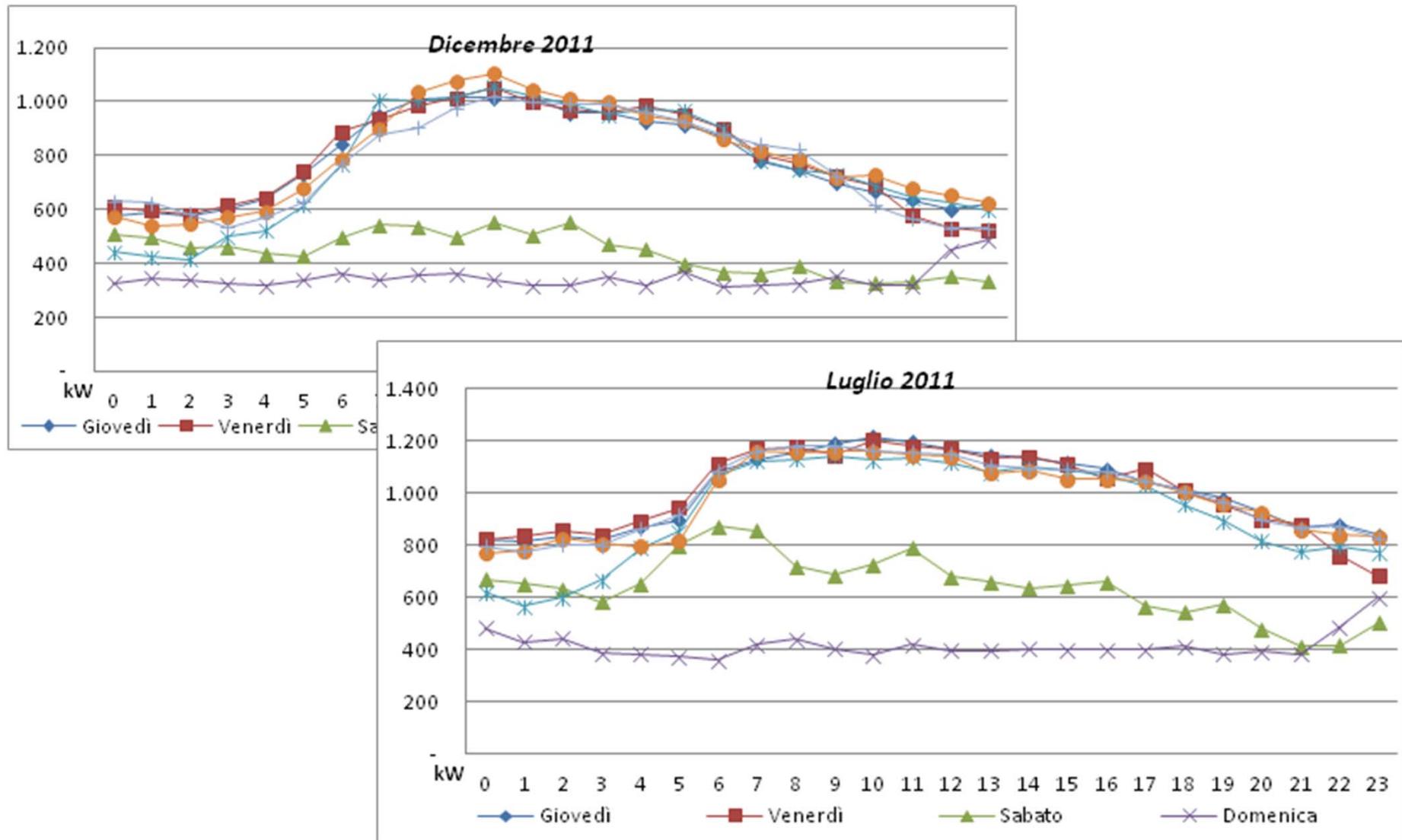
ANALISI CURVE DI CARICO



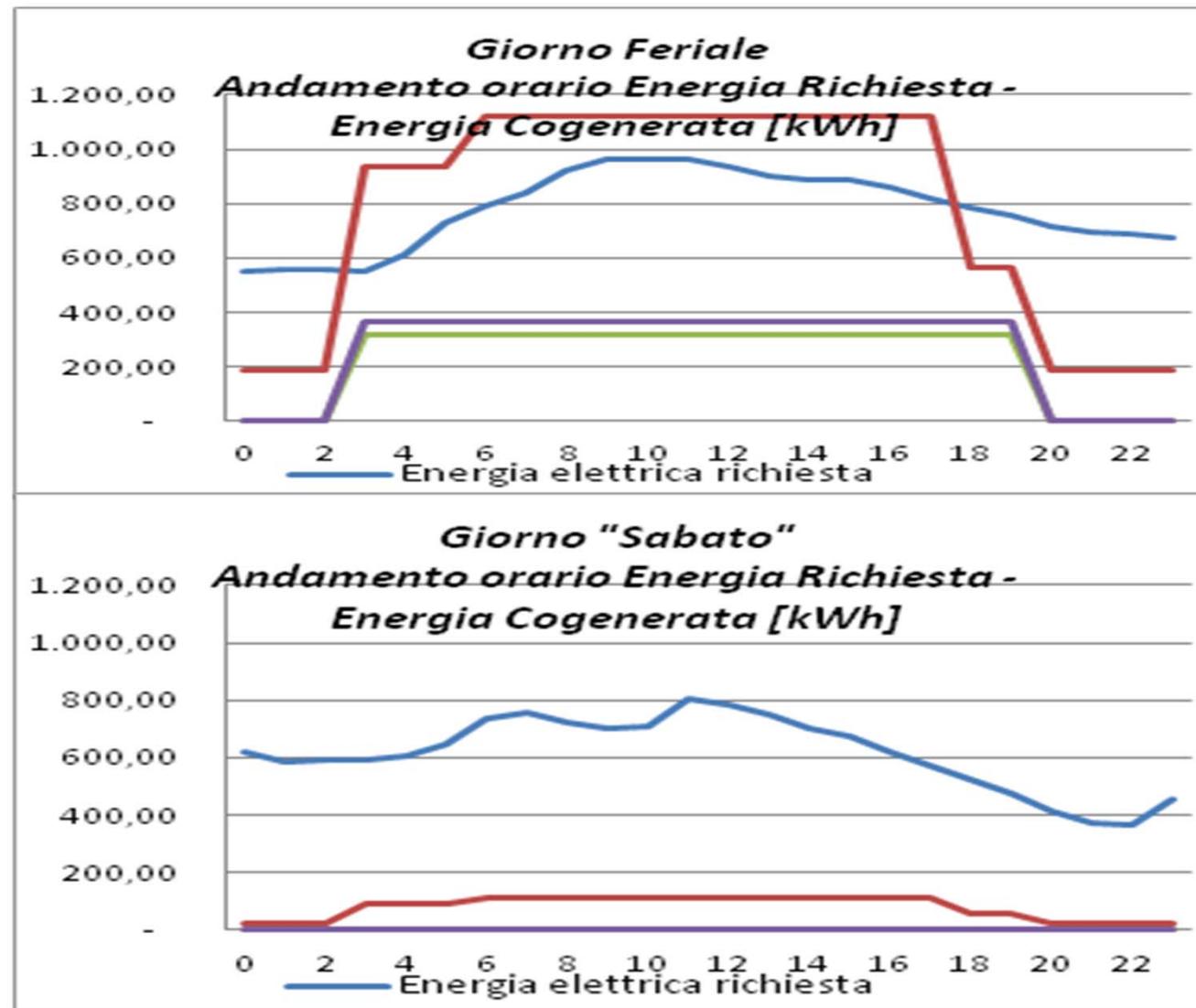
ANALISI CURVE DI CARICO



ANALISI CURVE DI CARICO



ANALISI CURVE DI CARICO





GRAZIE PER L'ATTENZIONE

Energy Saving S.r.l.

alessio.frigerio@energysaving.it