



Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese

Approvvigionamento di energia elettrica per il servizio di maggior tutela

Audizione di AU presso X Commissione Industria, Commercio, Turismo del Senato
25 giugno 2013

Sommario

- **Ruolo di Acquirente unico**
 - Sistema elettrico nel contesto liberalizzato
 - Superamento del prezzo amministrato
 - Servizio di maggior tutela
- **Modalità di approvvigionamento**
 - Previsioni
 - Acquisti energia
 - Copertura dei costi
- **Effetti sul cliente finale**
 - Componenti di prezzo per i clienti finali
 - Confronto prezzi maggior tutela vs offerte sul mercato libero

Sistema elettrico nel contesto liberalizzato

- ❑ Il ruolo principale di Acquirente Unico (AU) consiste nell'approvvigionare energia sul mercato consentendo un meccanismo di formazione dei prezzi per i clienti domestici e le piccole imprese compatibile col mercato. Al fine di descrivere detto ruolo di AU è utile riassumere le modifiche dell'assetto delle imprese elettriche e del relativo regime di prezzi prima e dopo l'avvio del mercato elettrico in Italia.

❑ Precedente sistema

- L'assetto dell'industria elettrica fino alla liberalizzazione avviata nel 1999 consisteva di imprese integrate verticalmente in monopolio territoriale concesso dallo Stato. Enel e le circa 150 imprese municipalizzate escluse dalla nazionalizzazione del 1962, detenevano ciascuna impianti e asset per gestire i vari segmenti del sistema elettrico. Unica eccezione era la trasmissione in mano esclusivamente ad Enel.
- I prezzi erano amministrati centralmente tramite le tariffe per i clienti finali. Le tariffe venivano stabilite in base a provvedimenti del CIP (fino al 1996) e da delibere AEEG (dal 1997 al 2003). I flussi di ricavo provenienti dai clienti finali venivano incamerati e divisi internamente a ciascuna impresa elettrica a remunerare i singoli segmenti.
- Inoltre, dato il principio della tariffa unica nazionale, era vigente un sistema di perequazione tramite CCSE dei costi di combustibile utilizzati nelle centrali per redistribuire le entrate tra le imprese in base al proprio specifico «onere termico»
- Sebbene il disegno di riforma del sistema elettrico risalga al 1999 (D.Lgs 79/99), dal 1999 al 2003 l'apertura del mercato è consistita nella vendita di centrali e reti di Enel e nell'accesso al mercato libero da parte dei grandi clienti industriali (clienti idonei). Pertanto l'AEEG ha continuato a calcolare le tariffe per i restanti clienti sulla base di costi riconosciuti per ciascun segmento del sistema fino al 2003.

❑ Nuovo assetto

- Il nuovo assetto del mercato elettrico ha determinato dal lato della domanda l'accesso libero per tutti i clienti e dal lato dell'offerta la liberalizzazione dei due segmenti Generazione e Vendita.
- L'assetto «industriale» delle imprese elettriche ha subito modificazioni per quanto riguarda la societizzazione e l'unbundling dei segmenti di ciascuna impresa ma - fatta salvo l'estrazione della trasmissione (precedentemente di proprietà di Enel) sotto la società pubblica Terna - le imprese elettriche possono continuare ad essere proprietarie contemporaneamente di generazione, distribuzione e vendita.
- Con il 2004 ha avuto attuazione il mercato organizzato con l'istituzione e operatività della borsa elettrica (GME) e dell'Acquirente unico a tutela dei clienti vincolati (2004-2007) e dal 2007 quale Acquirente per il servizio di maggior tutela.

Sistema elettrico nel contesto liberalizzato

Segmenti del sistema		Ante-liberalizzazione		Post-liberalizzazione	
		Assetto	Regime prezzi	Assetto	Regime prezzi
	Generazione (<i>produzione e importazione</i>)	Imprese verticalmente integrate in concessione di monopolio territoriale	- Prezzi amministrati centralmente tramite tariffa per il cliente finale (C.I.P. fino al 1996, AEEG dal 1997 al 2003) - Prezzi uniformi su tutto il territorio nazionale - Sistema di perequazione nazionale per il costo termoelettrico	libera	mercato
	Trasmissione e dispacciamento			riservata monopolio nazionale	amministrato da AEEG
	Distribuzione			monopoli locali	Regolato (<i>price-cap AEEG</i>)
	Vendita			libera	mercato

Superamento del prezzo amministrato

❑ Prezzi amministrati ante 2004

- In Italia, salvo limitate eccezioni, le attività di produzione e distribuzione fanno capo a stessi soggetti proprietari
- Fino al marzo 2004 la cessione di energia da produzione a distribuzione per la fornitura ai clienti vincolati era basata su prezzi amministrati definiti dall'AEEG. Una volta definiti suddetti prezzi di cessione, l'AEEG fissava la tariffa applicata dai distributori ai clienti vincolati

❑ Superamento del prezzo amministrato

- Con l'avvio nel 2004 del mercato organizzato il prezzo di cessione alle imprese esercenti/distributori è calcolato in base al mix dei costi sostenuti da AU
- L'impresa di distribuzione/esercente è neutra rispetto al mercato in quanto riceve una remunerazione per il solo servizio commerciale.
- Le eventuali differenze tra i costi di acquisto energia sostenuti dall'esercente e i ricavi conseguiti tramite il prezzo, relativo alla sola generazione, sono eliminate tramite il sistema di perequazione definito dall'AEEG
- L'Acquirente unico si frappone tra produzione ed esercente/distributore evitando la possibilità che il produttore ceda la propria produzione direttamente al proprio distributore/esercente definendo il prezzo
- Si evitano in tal modo possibili accordi all'interno dello stesso gruppo societario volti a vanificare la competizione nella produzione e scaricare sul cliente finale prezzi elevati

Superamento del prezzo amministrato

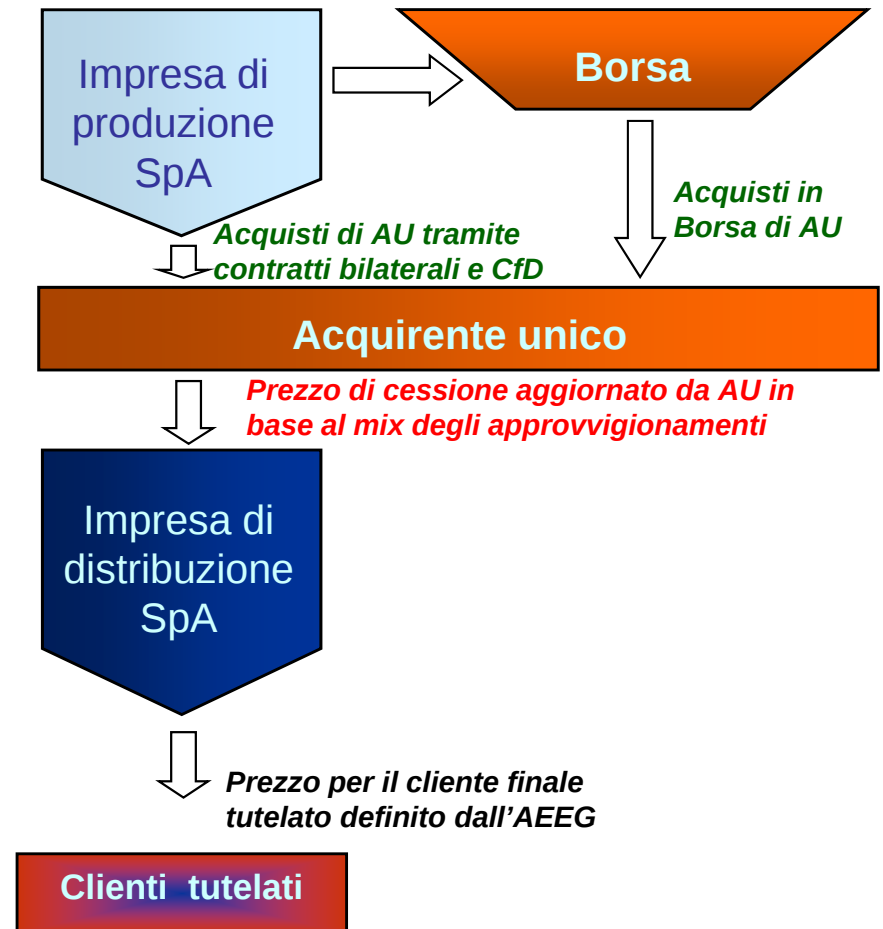
Assetto proprietario



Prezzi amministrati per il mercato vincolato



Superamento del prezzo amministrato con l'avvio della Borsa del mercato elettrico



Servizio di maggior tutela

❑ Dal luglio 2007 tutti i clienti finali possono accedere al libero mercato per scegliere il proprio fornitore (*decreto legge n. 73/07 convertito, in legge n. 125/07, in attuazione della direttiva 2003/54/CE*):

- I clienti domestici e le imprese connesse in bassa tensione, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro sono comprese nel regime di tutela
- Acquirente Unico svolge la funzione di approvvigionamento di energia elettrica per i clienti finali che usufruiscono del regime di tutela

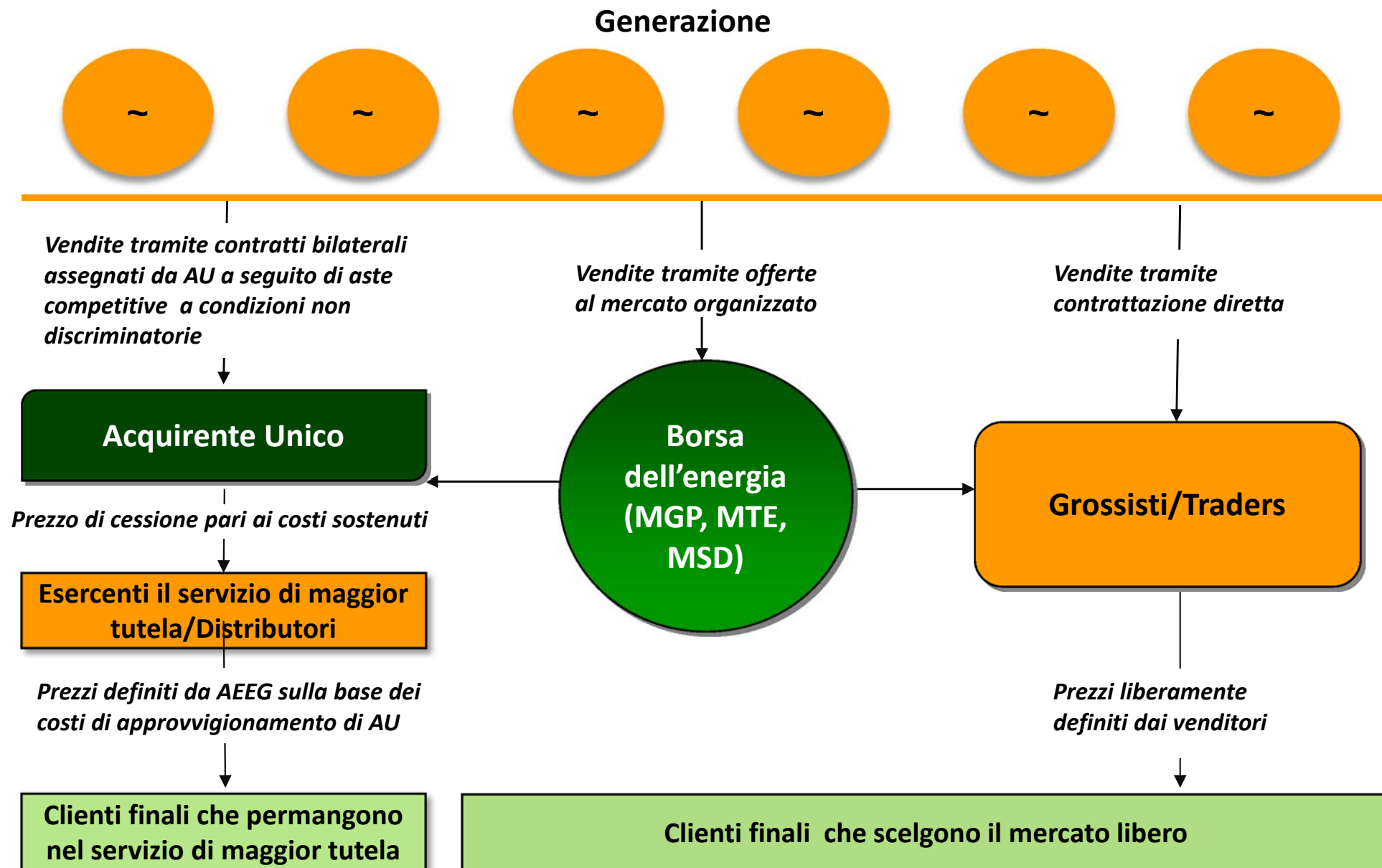
Il Decreto legislativo n. 93/11, che recepisce la direttiva elettricità del c.d. “Terzo Pacchetto Energia” (2009/72/CE), ha confermato il regime di tutela.

❑ L'AEEG elabora trimestralmente il prezzo di riferimento per la vendita ai clienti del servizio di maggior tutela sulla base dei costi di previsione elaborati da AU

❑ Gli esercenti il servizio di maggior tutela, organizzati in società separate se facenti parti di imprese di distribuzione con oltre 100.000 clienti finali, gestiscono il servizio di vendita alla maggior tutela applicando i prezzi di riferimento pubblicati da AEEG.

Servizio di maggior tutela

Posizionamento di AU nel mercato



Sommario

- **Ruolo di Acquirente unico**

- Sistema elettrico nel contesto liberalizzato
- Superamento del prezzo amministrato
- Servizio di maggior tutela

- **Modalità di approvvigionamento**

- Previsioni
- Acquisti energia
- Copertura dei costi

- **Effetti sul cliente finale**

- Componenti di prezzo per i clienti finali
- Confronto prezzi maggior tutela vs offerte sul mercato libero

Fabbisogno nazionale di energia elettrica

- ❑ Il fabbisogno (*) nazionale di energia elettrica rappresenta un indicatore sintetico dello stato del Paese, sia dal punto di vista strettamente elettrico sia da quello dell'economia in generale. I dati di fabbisogno sono elaborati e pubblicati da Terna con stime giornaliere e report mensili di consuntivo.
- ❑ Le tendenze del fabbisogno energia sono utili per delineare la cornice in cui ci si trova ad operare e per le aspettative sui prezzi di mercato
- ❑ I dati annuali riportati in tabella espressi in TWh (miliardi di chilowattora) sono affiancati dai dati storici del PIL per metterne in evidenza la stretta correlazione. Le previsioni del PIL fanno da guida per le previsioni della domanda nazionale che effettua AU.
 - Ad esempio per il corrente anno 2013, a fronte di una variazione negativa prevista per il dato annuo del PIL 2013/2012 del -1,6% (stima ISTAT 10 giugno 2013), AU prevede un fabbisogno nazionale 2013 in decrescita rispetto al 2012 del -1,4%
 - I dati di fabbisogno mensile a consuntivo per il periodo gennaio-maggio 2013 fanno registrare riduzioni di fabbisogno più elevate della previsione annua del -1,4%. Nel secondo semestre dovrebbero pertanto manifestarsi miglioramenti compensativi, salvo revisioni ulteriormente peggiorative del PIL

() Il fabbisogno nazionale di energia rappresenta l'energia prodotta e immesse in rete in un determinato periodo. Tale dato rappresenta quindi la domanda di energia ma non coincide con i consumi in quanto, come noto, il trasporto dell'energia implica perdite per dissipazione sulle reti tanto maggiori quanto la tensione di fornitura viene ridotta per la consegna in sicurezza nei punti di utilizzazione. Ad esempio per la consegna in bassa tensione (BT) le perdite medie sono circa l'11%. Pertanto per soddisfare la domanda di 1 kWh occorre produrre 1,11 kWh in centrale. Il mercato all'ingrosso esprime i prezzi «a sbarra di centrale» e quindi i costi da passare ai clienti finali sono differenziati in base alla tensione di consegna (AT,MT,BT)*

Fabbisogno nazionale di energia elettrica

Aggiornamento maggio 2013

Anno	Fabbisogno	Var y/y
	TWh	%
2007	339,9	0,7%
2008	339,5	-0,1%
2009	320,3	-5,7%
2010	330,5	3,2%
2011	334,6	1,3%
2012	325,3	-2,8%
2013 (*)	320,7	-1,4%
2014 (*)	323,9	1,0%

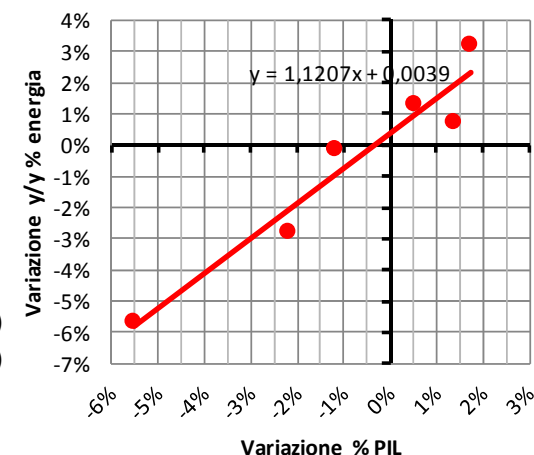
Fonte Terna

(*) Stime AU

(§) Variazioni del Prodotto interno lordo, valori corretti per effetto calendario e destagionalizzati, concatenati con anno di riferimento 2005

(#) ISTAT Comunicato stampa del 10 giugno 2013

Anno	PIL (§)				
	I	II	III	IV	y
2007	2,2%	1,7%	1,6%	0,1%	1,4% (°)
2008	0,5%	-0,2%	-1,9%	-3,0%	-1,2% (°)
2009	-6,9%	-6,6%	-5,0%	-3,5%	-5,5% (°)
2010	1,1%	1,8%	1,9%	2,2%	1,8% (°)
2011	1,3%	1,0%	0,4%	-0,5%	0,6% (°)
2012	-1,3%	-2,3%	-2,4%	-2,7%	-2,2% (°)
2013	-0,6%				-1,6% (#)
2014					0,7% (#)



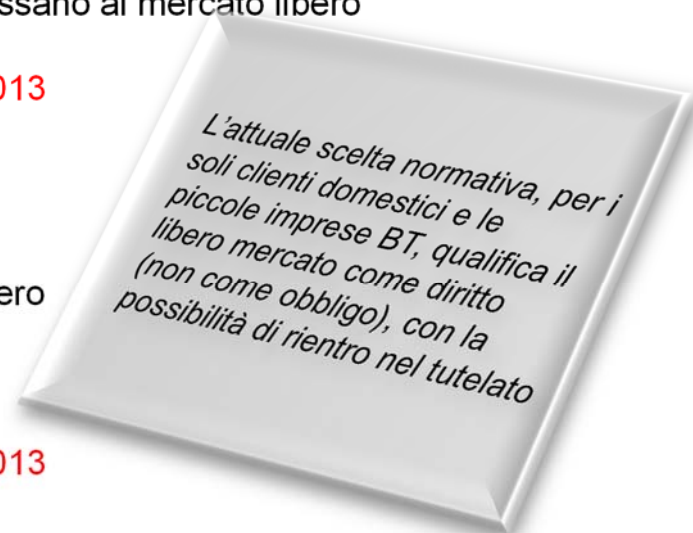
	2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013 (**)	
	GWh	var m/m 2007/06	GWh	var m/m 2008/07	GWh	var m/m 2009/08	GWh	var m/m 2010/09	GWh	var m/m 2011/10	GWh	var m/m 2012/11	GWh	var m/m 2013/12
Gennaio	29.235	-0,2%	29.814	2,0%	27.488	-7,8%	28.164	2,5%	28.589	1,5%	28.097	-1,7%	27.652	-1,6%
Febbraio	27.046	0,0%	28.422	5,1%	25.725	-9,5%	26.756	4,0%	26.902	0,5%	27.988	4,0%	25.791	-7,8%
Marzo	29.102	-1,0%	28.495	-2,1%	26.909	-5,6%	28.463	5,8%	28.828	1,3%	27.646	-4,1%	26.978	-2,4%
Aprile	26.073	1,5%	27.195	4,3%	24.338	-10,5%	25.650	5,4%	25.775	0,5%	24.736	-4,0%	24.299	-1,8%
Maggio	28.294	2,3%	27.696	-2,1%	25.990	-6,2%	26.502	2,0%	27.433	3,5%	26.146	-4,7%	25.260	-3,4%
Giugno	28.937	1,3%	28.629	-1,1%	26.447	-7,6%	27.244	3,0%	27.991	2,7%	27.461	-1,9%	26.969	-1,8%
Luglio	31.412	-0,1%	31.754	1,1%	29.845	-6,0%	31.489	5,5%	30.222	-4,0%	30.573	1,2%	29.991	-1,9%
Agosto	25.698	3,8%	26.041	1,3%	25.369	-2,6%	24.865	-2,0%	26.580	6,9%	26.669	0,3%	25.005	-6,2%
Settembre	27.978	-1,3%	28.841	3,1%	27.153	-5,9%	27.175	0,1%	29.206	7,5%	26.409	-9,6%	27.196	3,0%
Ottobre	29.090	1,4%	28.378	-2,4%	27.170	-4,3%	27.805	2,3%	27.823	0,1%	26.787	-3,7%	27.285	1,9%
Novembre	28.568	0,8%	27.271	-4,5%	26.780	-1,8%	27.612	3,1%	27.662	0,2%	26.120	-5,6%	26.976	3,3%
Dicembre	28.495	1,0%	26.945	-5,4%	27.054	0,4%	28.730	6,2%	27.629	-3,8%	26.627	-3,6%	27.293	2,5%
Totale	339.928	0,7%	339.481	-0,1%	320.268	-5,7%	330.455	3,2%	334.640	1,3%	325.259	-2,8%	320.695	-1,4%

Fonte Terna

(**) Stime AU giugno-dicembre 2013

Switching

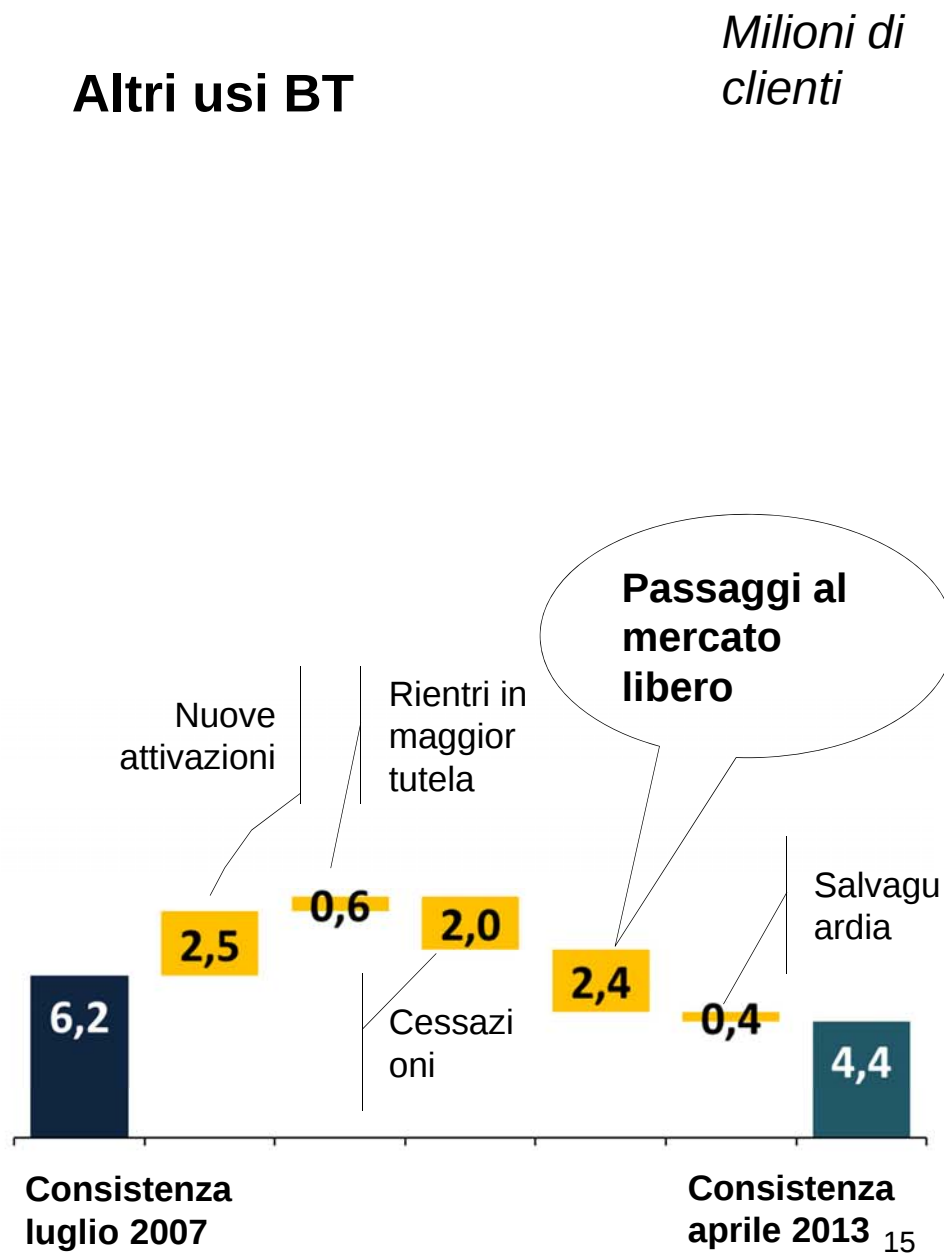
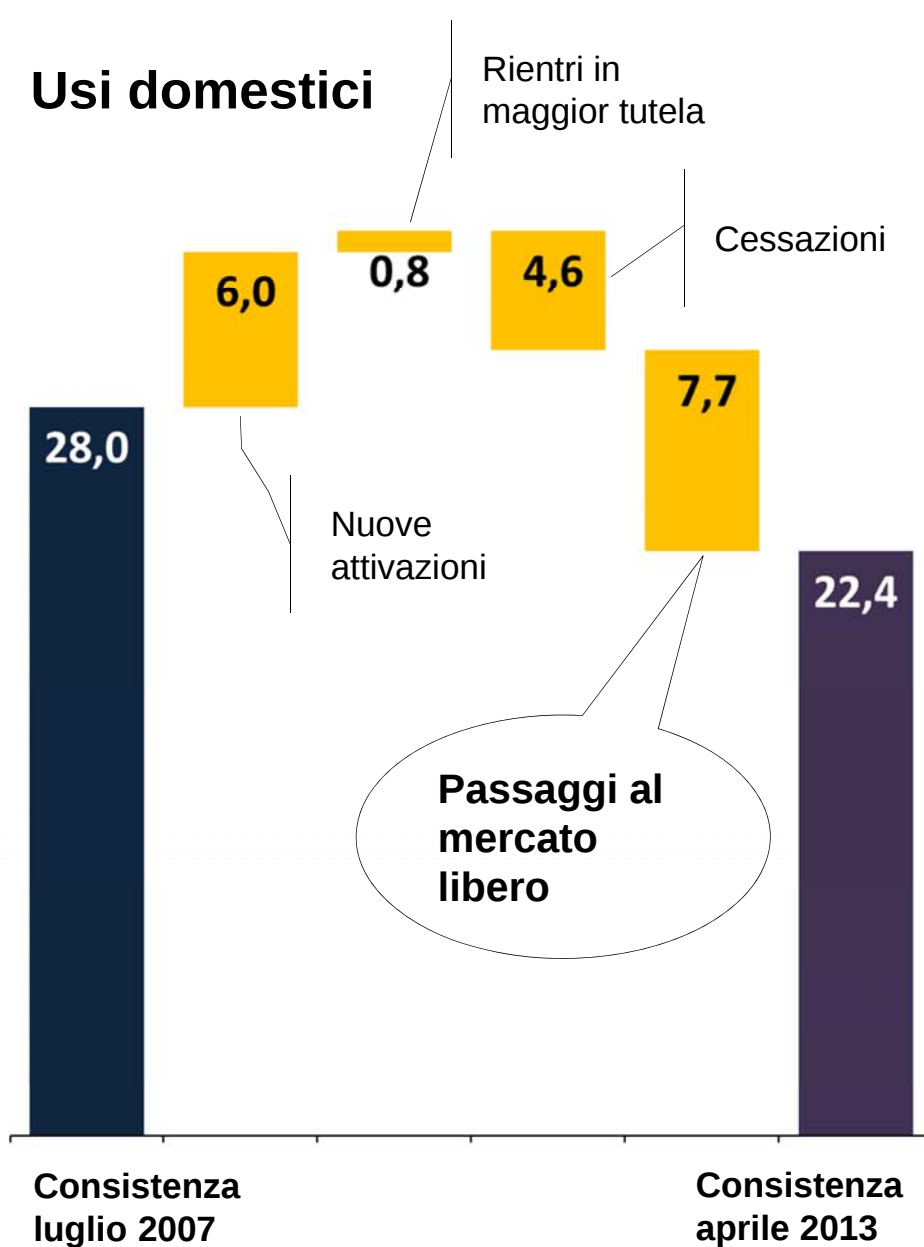
- ❑ Le previsioni a medio e lungo termine di fabbisogno energia per il servizio di maggior tutela sono elaborate tenendo conto oltre che dell'effetto generale della domanda, del tasso di switching, ovvero delle previsioni di passaggi dalla maggior tutela al mercato libero dei clienti domestici e degli altri usi BT.
- ❑ La consistenza dei clienti in maggior tutela è il risultato di diversi elementi quali le attivazioni di nuove forniture, le cessazioni, i passaggi al mercato libero e i rientri dal mercato libero al servizio di maggior tutela, fenomeno quest'ultimo che ha assunto una incidenza significativa in particolare per le piccole imprese
- ❑ I dati sono tratti dal monitoraggio del mercato retail condotto dall'AEEG con l'ausilio di AU (*)
 - **Usi domestici**
 - Circa **28 milioni di clienti domestici** a luglio 2007, data di completa apertura del mercato a tutti i clienti
 - **7,7 milioni di clienti (28%)** i clienti domestici passati al mercato libero nel periodo luglio-2007/aprile 2013, ovvero oltre **100.000 clienti/mese** passano al mercato libero
 - Circa **800.000 clienti domestici sono rientrati nella maggior tutela** dopo essere passati al mercato libero nel periodo luglio-2007/aprile 2013
 - **Altri usi in bassa tensione**
 - Circa **6,2 milioni di clienti altri usi** a luglio 2007
 - **2,4 milioni di clienti (39%)** i clienti per altri usi passati al mercato libero nel periodo luglio-2007/aprile 2013, ovvero circa **25.000 clienti/mese** passano al mercato libero
 - Circa **600.000 clienti per altri usi sono rientrati nella maggior tutela** dopo essere passati al mercato libero nel periodo luglio-2007/aprile 2013
- ❑ Il report annuale 2012 del CEER (Consiglio Europeo dei Regolatori di energia) riporta un confronto tra i paesi membri dei **tassi annuali di switching** per l'insieme dei domestici e delle piccole imprese aggiornato per l'anno 2011: Italia 7,0%, Francia 2,6%, Germania 7,8%, Spagna 10,6%



(*) La Delibera ARG COM 151/11, Testo Integrato Monitoraggio Retail, prevede lo svolgimento tramite l'avvalimento di Acquirente Unico da parte dell'AEEG, dell'attività di monitoraggio nell'ambito del settore elettrico e del gas

Switching

Dinamica dei clienti nel servizio di maggior tutela (lug. 2007 - apr. 2013)

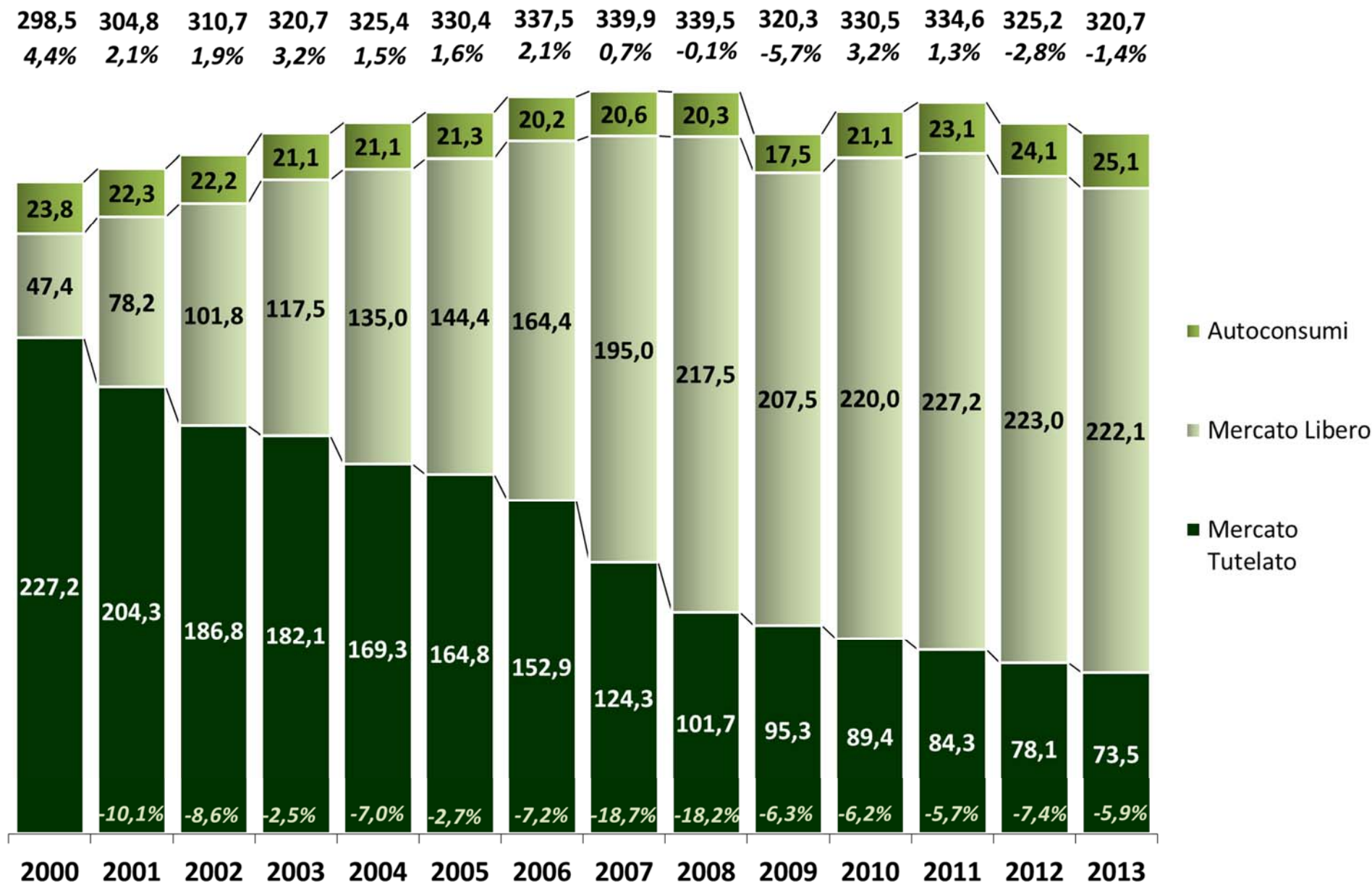


Mercato Italia 2000-2012 e previsione 2013

- ❑ La serie storica del fabbisogno annuale di energia dei clienti in maggior tutela (vincolati fino al luglio 2007) mostra un andamento decrescente dipendente dal progressivo passaggio dei clienti al mercato libero (switching).
- ❑ La **quota di mercato** sottratta da AU scende dal 76% del 2000 al 37% del 2007 per raggiungere il **23%** previsto per l'anno in corso 2013, pari a **73,5 TWh** su 320,7 TWh di domanda totale nazionale
- ❑ Sebbene il grado di apertura del mercato venga sovente misurato in termini di numero di passaggi al mercato libero, si deve evidenziare che la gran parte (**77%**) della domanda nazionale è soddisfatta tramite contratti di clienti finali (**circa 10 milioni di clienti**) che hanno scelto un fornitore sul libero mercato.
- ❑ In base alle disposizioni del D.Lgs 79/99 AU pubblica annualmente un report di previsione triennale sul fabbisogno di energia della maggior tutela

Mercato Italia 2000-2012 e previsione 2013

Energia in miliardi di chilowattora (TWh)



Fonte: stime AU della ripartizione del mercato su dati Terna dal 2000 al 2012. Previsioni AU per il 2013

Andamento del petrolio Brent dated

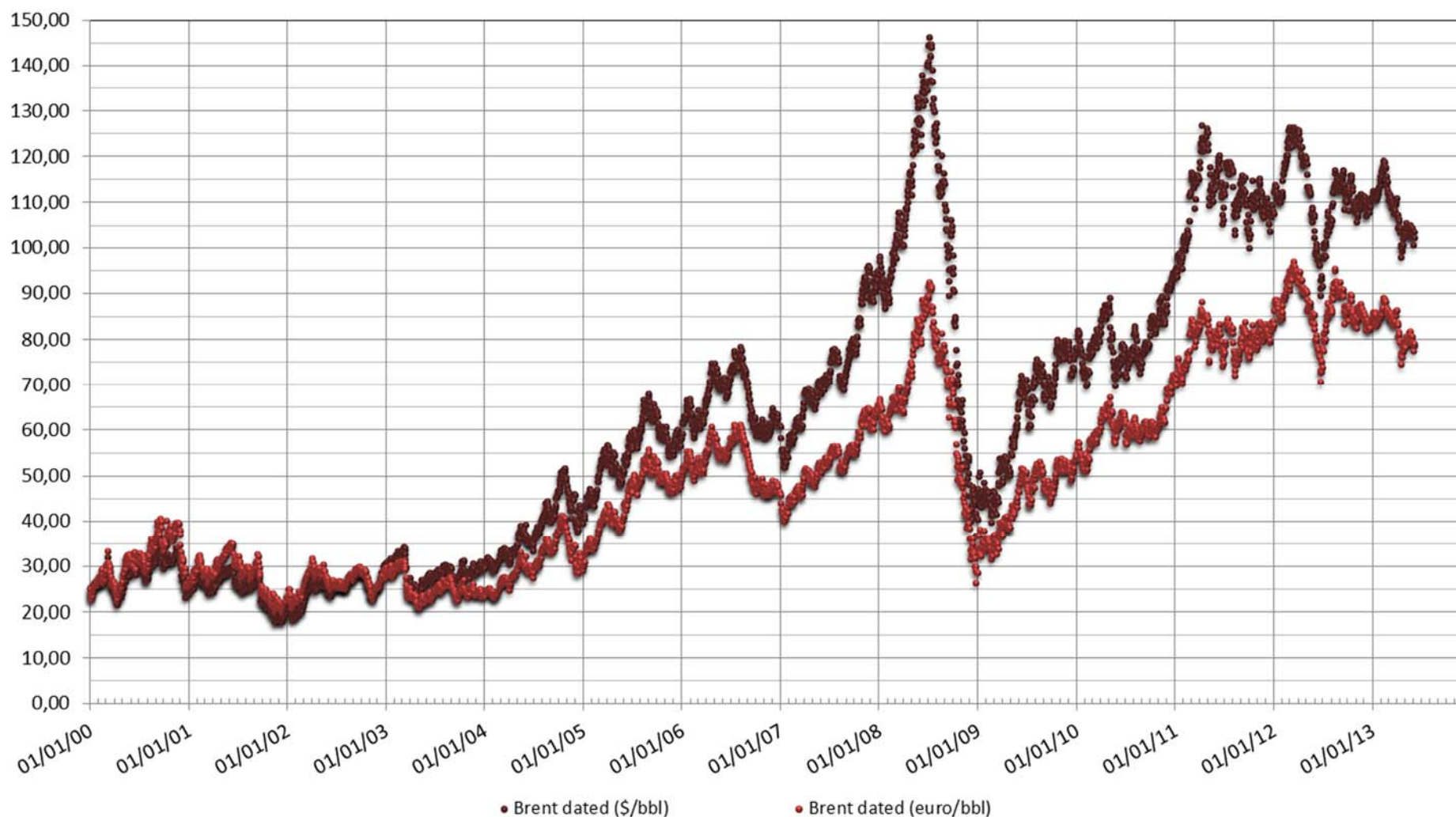
- ❑ Le quotazioni del petrolio Brent, di riferimento per il mercato italiano ed anche europeo, rappresentano un indicatore utilizzato dalle imprese elettriche per la caratteristica correlazione con i «costi variabili» della produzione di energia elettrica (gas naturale, olio combustibile, carbone) e conseguentemente delle tendenze di prezzo per la commodity energia elettrica.
- ❑ Le quotazioni del petrolio Brent, spot e forward, sono state ampiamente utilizzate dagli operatori di mercato anche a fini di indicizzazione dei contratti di vendita per copertura dei costi di fornitura.
- ❑ Essendo quotato in US\$/bbl, i prezzi del petrolio vengono anche espressi al netto dell'effetto del cambio euro/dollaro. Il cambio euro/\$ ha peraltro contribuito a ridurre il costo delle forniture grazie al rapporto favorevole storicamente riscontrato.

- ❖ Nel periodo dal **2000 al 2003** le quotazioni del petrolio hanno oscillato attorno alla media di **27 \$/bbl** tra un minimo di 18\$ e un massimo di 35 \$/bbl.
- ❖ **Dal 2004**, in coincidenza quindi con l'avvio del mercato organizzato in Italia, il petrolio ha iniziato una progressiva crescita delle quotazioni fino ai massimi del **luglio 2008** in prossimità dei **150 \$**.
- ❖ Dopo la successiva caduta del prezzo nel 2° semestre 2008 fino a una media di 43 \$ nel dicembre 2008, le quotazioni hanno recuperato la crescita per tutto l'anno 2009 e 2010 portandosi in prossimità dei **100 \$ da inizio 2011**
- ❖ **Nel triennio 2011-2013** si assiste ad una stabilizzazione duratura sui livelli di 110 \$/bbl con rari casi di chiusure sotto i 100 \$

- ❑ I suddetti andamenti hanno fortemente inciso sul prezzo dell'energia elettrica. In particolare gli effetti si esplicano con modalità differenziate tra mercato spot (MGP) e mercato a termine dell'energia (MTE e OTC):
 - Sul **mercato spot dell'energia (MGP)** gli effetti si riverberano in base alle quotazioni «**nel recente passato**» (fino a 9 mesi precedenti) del petrolio e, quindi, dei combustibili. In particolare le ore off-peak sono maggiormente espressive dei costi marginali di combustibile.
 - Sul **mercato a termine** le variazioni delle quotazioni forward (aspettative) si traducono in variazioni del prezzo dell'energia a termine, pressoché immediatamente nel giorno stesso di trading

Andamento del petrolio Brent dated

\$/bbl, euro/bbl



Andamento del PUN (prezzo spot)

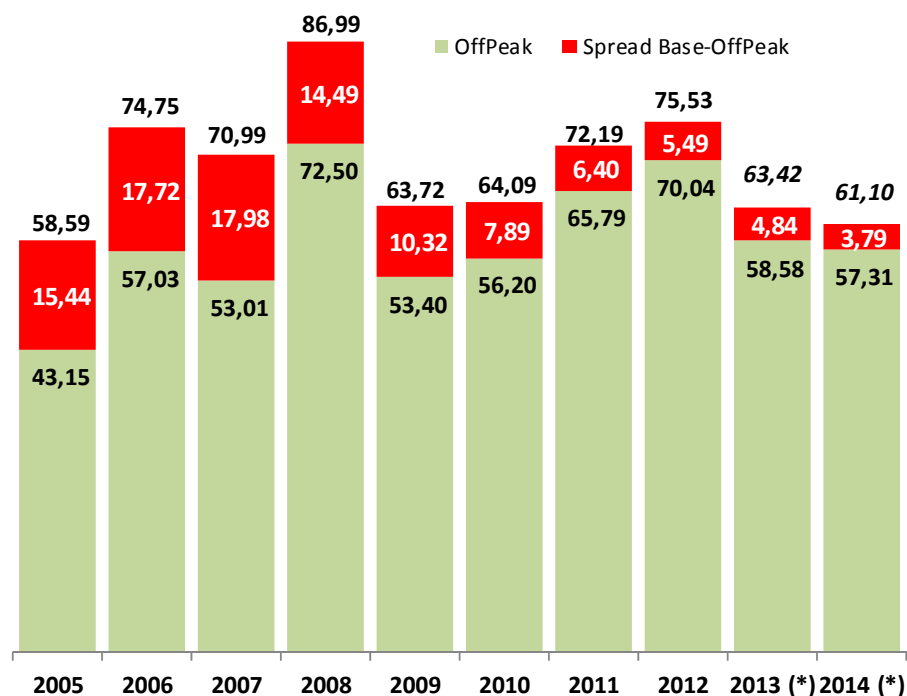
- ❑ I prezzi spot del Mercato del Giorno Prima riportati nelle tabella di pagina successiva dal 2005 a oggi, rappresentano le medie annuali (baseload), le medie annuali nelle ore Peakload (dalle 8.00 alle 20.00 dei giorni dal lunedì e venerdì) e le medie annuali delle ore Off-peak (dalle 20.00 alle 8.00 più tutte le ore del sabato e della domenica)
- ❑ Dall'osservazione dell'andamento dei prezzi medi nelle ore Off-peak – periodo di bassa domanda in cui i produttori che vendono al mercato tendono a recuperare almeno i costi variabili (combustibili) - si può trarre l'effetto della crescita delle quotazioni dei combustibili nel tempo fino al 2012. Diverse invece le ragioni delle previsioni del PUN per il 2013 e per il 2014 da collegarsi al perdurare della crisi della domanda.
- ❑ Da rilevare, circa l'effetto della domanda, l'andamento negli anni dello «spread» tra i PUN baseload e del PUN off-peak. Il prezzo PUN baseload incorpora la copertura di tutti i costi di produzione; il prezzo PUN off-peak, come detto, tende a rappresentare i costi variabili. Pertanto lo spread rappresenta la copertura dei costi fissi (capitale, esercizio e manutenzione) del segmento di generazione.
 - ❖ Fino al 2008 – anno in cui a partire dall'ultimo trimestre si è manifestata la crisi della domanda di energia in connessione con la crisi finanziaria dell'economia – lo spread si è mantenuto ad un livello «tipico» (**16 ~ 18 euro/MWh**) circa pari, peraltro, ai costi fissi riconosciuti nel periodo precedente la liberalizzazione in regime di prezzo amministrato.
 - ❖ Nel 2009 la riduzione della domanda è stata equivalente a oltre **2.000 MW (ovvero 20 TWh)** a seguito di crisi del settore delle attività produttive. Negli anni successivi, anche quando si è manifestata una ripresa della domanda (2010 e 2011) lo scatto in negativo dei 2000 MW non è stato recuperato, mostrando una ripartenza lenta da un livello inferiore. Nel 2012 e nel 2013 si hanno ancora riduzioni rispetto all'anno precedente con un livello della domanda 2013 pari a quella della massima crisi del 2009
 - ❖ Dal 2009 in poi si ha un continuo calo dello «Spread» fino ai **5,50 euro/MWh** del 2012 e ai probabili **5 euro/MWh** per il 2013. Contemporaneamente la crescita del costo dei combustibili va ad aumentare i prezzi Off-peak, e nell'insieme il **PUN medio aumenta dai circa 64 euro/MWh 2009 ai circa 76 euro/MWh del 2012**
 - ❖ Gli effetti di depressione dei margini di prezzo nelle ore Peak è stato anche accentuato dalla diffusione delle fonti rinnovabili soprattutto a partire dal 2011.
- ❑ A partire dall'ultimo trimestre 2012 si ha una nuova situazione: le alte quotazioni petrolifere non spiegano la riduzione generalizzata dei prezzi PUN. Il prezzo spot si riduce fino agli attuali **63 euro/MWh** in previsione annua.

Andamento del PUN

Prezzi euro/MWh

Anno	Base	Peak	Off Peak	Spread
	(a)	(b)	(c)	(a) - (c)
2005	58,59	86,50	43,15	15,44
2006	74,75	106,79	57,03	17,72
2007	70,99	103,29	53,01	17,98
2008	86,99	112,99	72,50	14,49
2009	63,72	82,27	53,40	10,32
2010	64,09	76,18	56,20	7,89
2011	72,19	82,22	65,79	6,40
2012	75,53	85,45	70,04	5,49
2013 (*)	63,42	72,14	58,58	4,84
2014 (*)	61,10	67,90	57,31	3,79

Andamento dello spread annuale (Base-OffPeak)



(*) Previsioni AU basate sulle quotazioni dei mercati OTC a termine

Fonte: Elaborazione AU su dati GME

Dati mensili a consuntivo

Mesi	Base	Peak	Offpeak	Spread
	(a)	(b)	(c)	(a) - (c)
2012				
Gen	79,85	94,10	72,02	7,84
Feb	89,04	112,94	75,48	13,57
Mar	75,33	87,97	68,37	6,96
Apr	72,72	76,68	70,58	2,14
Mag	69,96	75,64	66,61	3,35
Giu	77,88	86,59	73,19	4,69
Lug	82,20	88,69	78,63	3,57
Ago	85,64	86,36	85,21	0,43
Set	76,77	85,23	72,53	4,23
Ott	65,86	75,22	60,34	5,52
Nov	64,09	76,88	56,68	7,41
Dic	66,99	79,05	60,82	6,17
media	75,53	85,45	70,04	5,49

2013

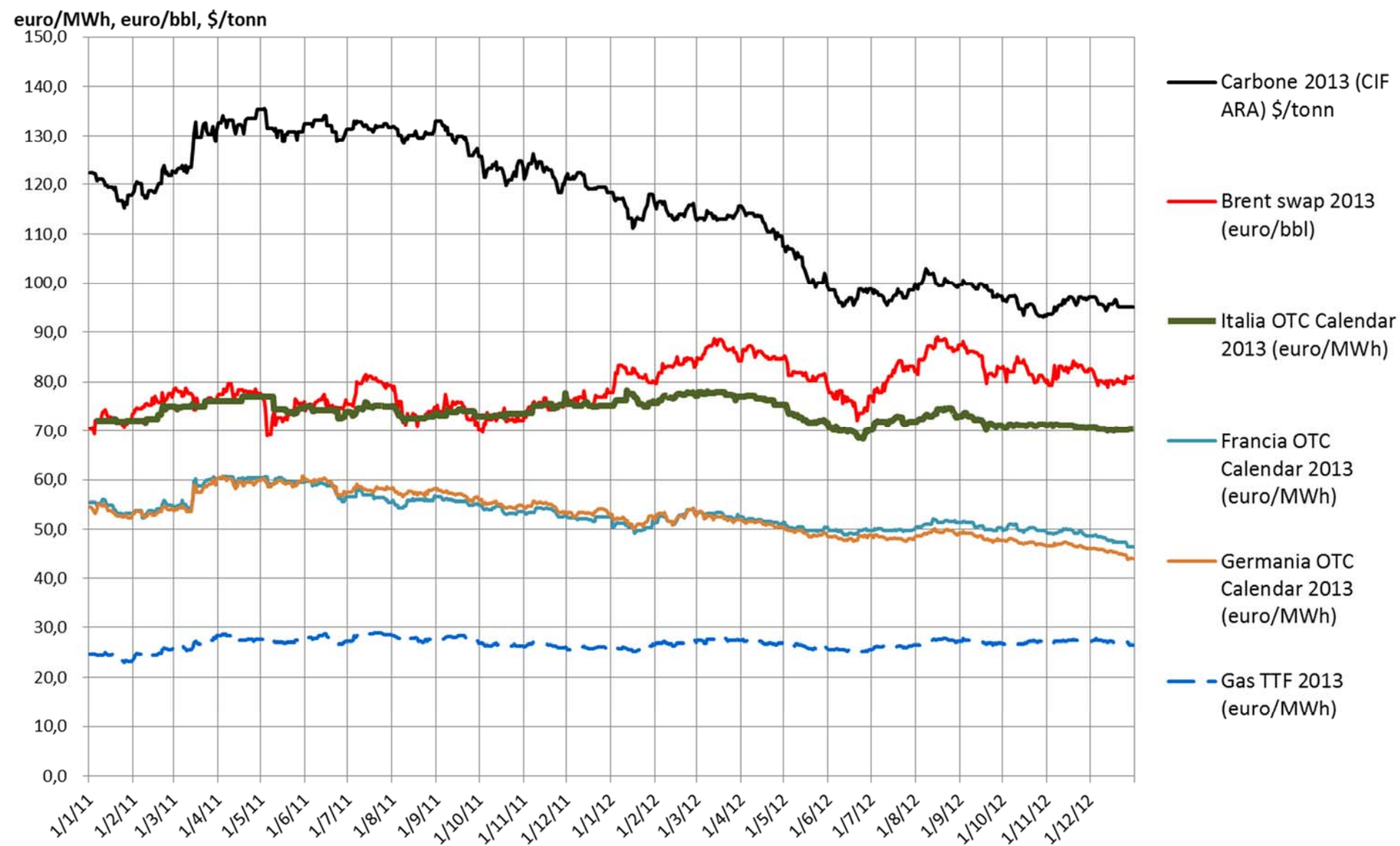
Gen	64,49	75,43	58,03	6,45
Feb	62,97	72,37	57,75	5,22
Mar	63,98	73,06	59,33	4,65
Apr	61,03	65,88	58,23	2,80
Mag	54,89	62,14	50,62	4,27

Andamento quotazioni a termine di prodotti 2013

- Il grafico di pagina successiva confronta i prezzi di contratti per consegna 2013 nel corso del biennio 2011 e 2012. Si tratta in particolare delle forniture baseload calendar 2013 Italia, Francia e Germania contrattate su piattaforme OTC, contratti swap sul petrolio (in \$/bbl e in euro/bbl) e contratti annuali 2013 del gas naturale TTF (Hub Olandese)
- ❖ **Carbone CIF ARA:** in calo dai 135 \$/tonn di maggio 2011 ai 95 \$ a fine anno 2012
 - ❖ **Petrolio:** processo sostanzialmente stazionario tra i 70 e 90 euro/bbl (105 \$/bbl con variabilità tra i 95 e 115 \$)
 - ❖ **Gas TTF europa:** stabile nell'intorno di 27 euro/MWh (*)
 - ❖ **OTC energia elettrica Italia 2013:** prezzi compresi **tra i 70 e 78 euro/MWh** con profilo di prezzo correlato al petrolio a termine ma, da fine 2011 il prezzo energia si porta sotto la quotazione in euro del petrolio, diversamente dal passato in cui il Brent in euro si collocava di norma come un «di cui» del prezzo dell'energia elettrica
 - ❖ **OTC energia Francia e Germania 2013:** prezzi decrescenti e allineati nei due paesi con andamento correlato al carbone e sostanzialmente non correlato con petrolio e gas. Spread con l'Italia tra i **17 e 24 euro/MWh**

(*) La quotazione non tiene conto del rendimento del Gas Naturale nelle centrali elettriche

Andamento quotazioni a termine di prodotti 2013

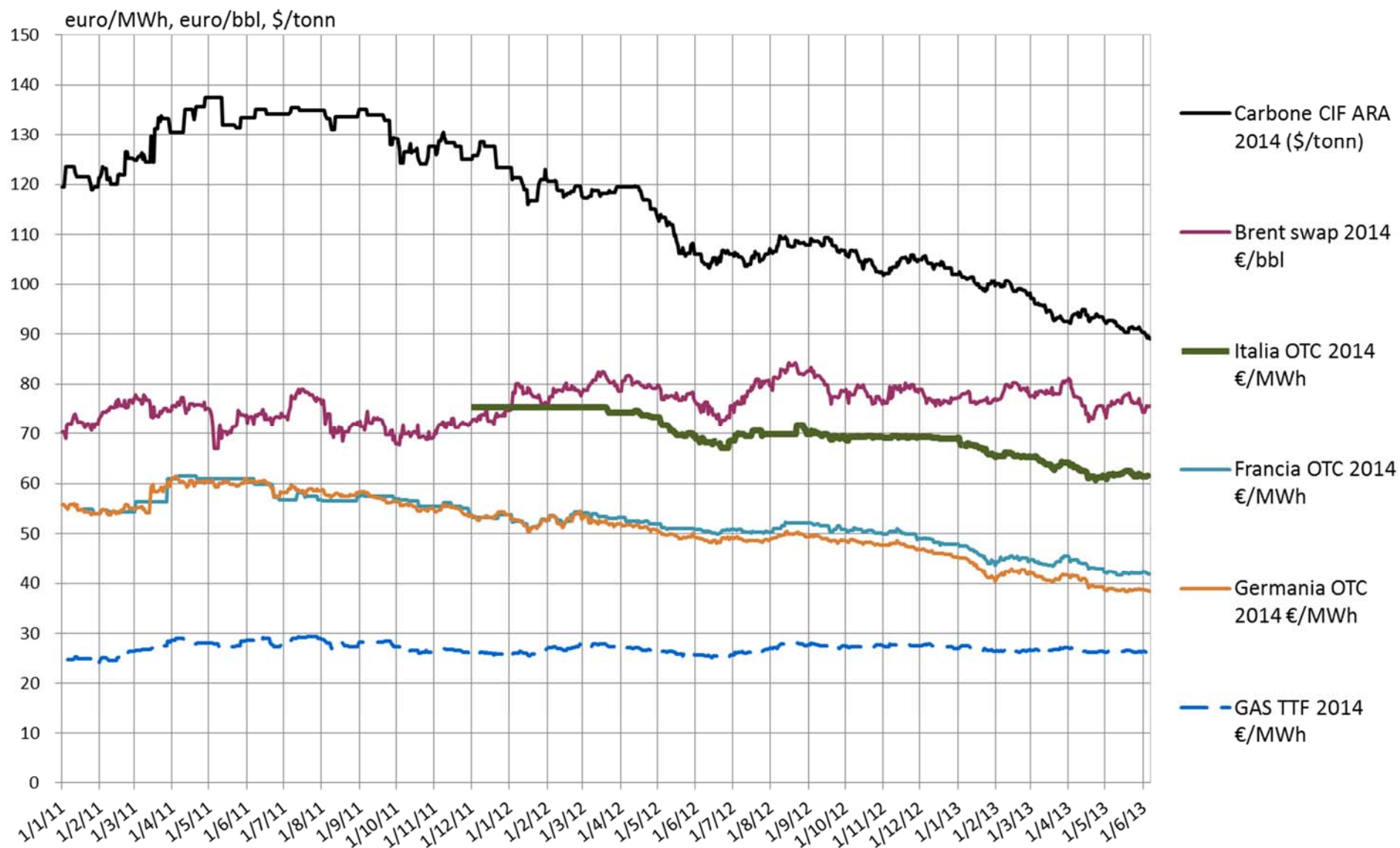


Andamento quotazioni a termine di prodotti 2014

- ❑ Il grafico di pagina successiva confronta i prezzi di contratti per consegna 2014 nel corso del 2011, 2012 e metà 2013. Si tratta in particolare delle forniture baseload calendar 2014 Italia, Francia e Germania contrattate su piattaforme OTC, contratti swap sul petrolio (in \$/bbl e in euro/bbl) e contratti annuali 2014 del gas naturale TTF (Hub Olandese)
- ❖ **Carbone CIF ARA:** in calo dai 138 \$/tonn di maggio 2011 a 89 \$ dei primi di giugno 2013
 - ❖ **Petrolio:** processo sostanzialmente stazionario nella fascia 70.80 euro/bbl (con media 101 \$/bbl con variabilità tra i 90 e 112 \$/bbl)
 - ❖ **Gas TTF europa:** stabile nell'intorno di 27 euro/MWh (*)
 - ❖ **OTC energia elettrica Italia 2014:** primi scambi significativi a partire da aprile 2012 con un prezzo di **75 euro/MWh** in calo – in linea con il petrolio – fino ai 68,5 euro/MWh dei primi di luglio 2012. Da luglio 2012 a fine 2013 il prezzo si mantiene stabile a circa **70 euro/MWh**. Da gennaio 2013 si ha un calo continuo dei prezzi a termine fino ai circa **60 euro/MWh** di maggio/giugno 2013, senza correlazione né con il petrolio né con il gas TTF.
 - ❖ **OTC energia Francia e Germania 2014:** prezzi decrescenti e allineati nei due paesi con andamento correlato al carbone e sostanzialmente non correlato con petrolio e gas. Spread con l'Italia tendente a **20 euro/MWh** a giugno 2013

(*) La quotazione non tiene conto del rendimento del Gas Naturale nelle centrali elettriche

Andamento quotazioni a termine di prodotti 2014



Linee di azione per gli approvvigionamenti di energia

❑ **Mix** tra contratti a termine e acquisti spot su MGP, con obiettivi di copertura a termine definiti e aggiornate nel tempo in base alle aspettative di mercato

❑ **Anticipazione temporale**: Durante l'anno corrente (anno y) si dà corso alle attività di approvvigionamento riguardanti sia l'anno in corso stesso sia l'anno successivo (y+1) sia l'anno y+2 in modo da costruire gradualmente nel tempo portafogli con mix ottimale di contratti a termine e contratti spot

Anno y

- Completamento coperture a termine tramite prodotti mensili e trimestrali
- Acquisti spot sul mercato MGP

Anno y+1

- Contratti a termine tramite aste e/o partecipazione su MTE
 - ✓ con target di norma tra il 40% e 60% del fabbisogno y+1 da conseguire entro l'anno y stesso

Anno y+2

- Contratti a termine tramite aste
 - ✓ con target di norma tra il 10% e 30% del fabbisogno y+2 da conseguire entro l'anno y stesso

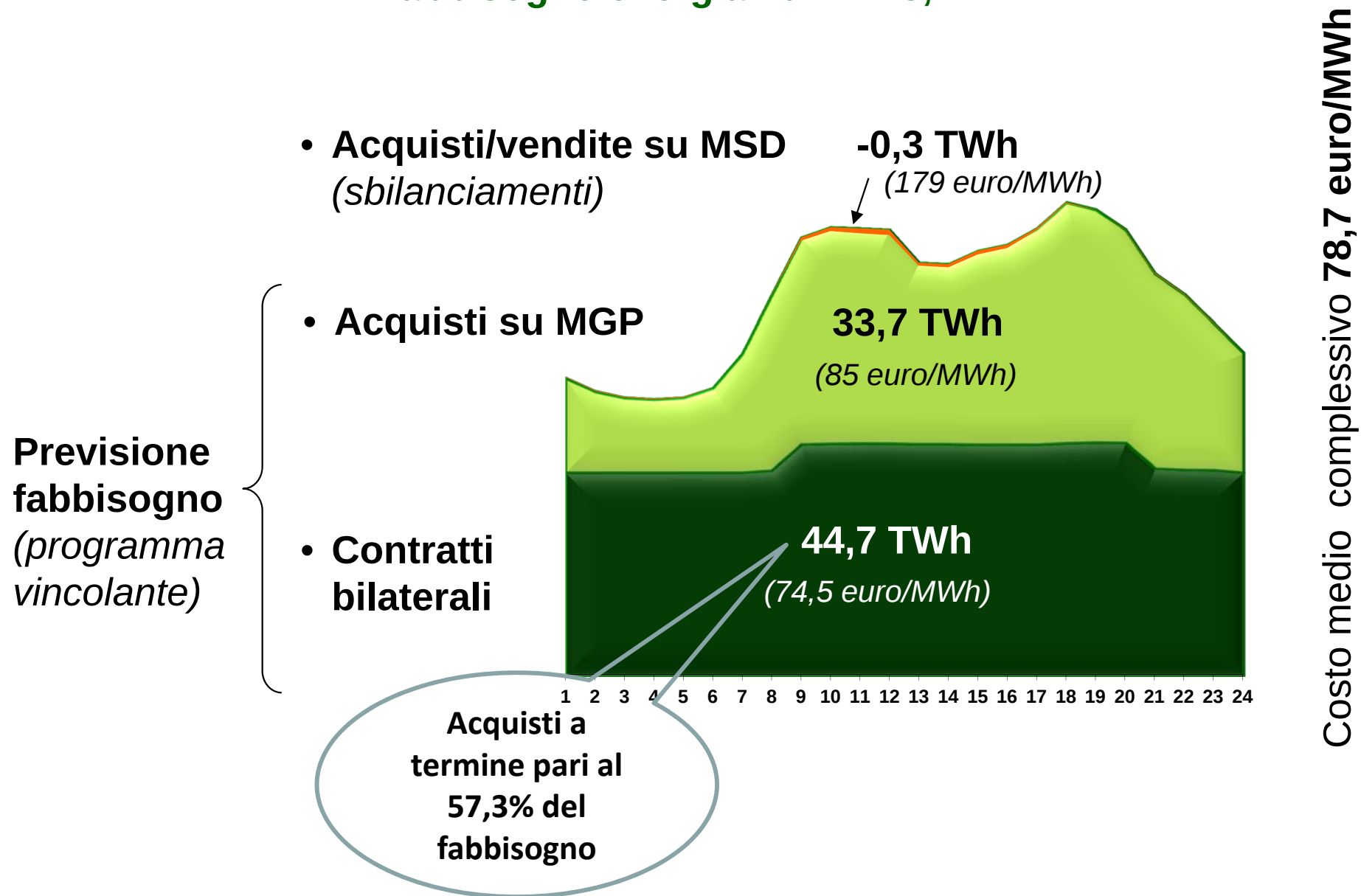
❑ **Il frazionamento** della domanda a termine lungo l'arco temporale prescelto consente:

- **cogliere le opportunità della volatilità del mercato** operando giorno per giorno con l'obiettivo di minimizzare il costo complessivo del portafoglio
- essere presenti sul mercato con una **domanda contenuta, simile a quella di altri operatori**, in modo da non perturbare il mercato con elevate quantità che, peraltro, sarebbe soddisfatte da un'offerta a prezzi crescenti

Approvvigionamento dell'energia

Consuntivo 2012

Fabbisogno energia 2012: 78,1 TWh



Portale aste energia

- ❑ AU adotta procedure trasparenti e non discriminatorie per i propri acquisti. I contratti bilaterali, pertanto, non vengono stipulati facendo ricorso ad accordi tra le parti, ma ricorrendo a selezione competitiva organizzata tramite aste pubbliche aperte a tutti gli operatori che intendono partecipare a dette aste.
- ❑ Le aste si svolgono tramite il **Portale Aste Energia** accessibile dal sito web di AU:
 - Aste a ribasso con prezzo di riserva e aggiudicazione «pay as bid»
 - Asta dinamica con aggiornamento continuo della graduatoria durante la sessione e ritorno di informazioni al partecipante in tempo reale tramite visualizzazione di colori per consentire modifiche e realizzare offerte più competitive fino alla graduatoria definitiva a fine asta
-  **Offerta fuori della graduatoria attuale** (prezzo superiore al prezzo di riserva o offerta «battuta» da altro partecipante)
-  **Offerta parzialmente aggiudicabile** (taglio della quantità entro la domanda di AU)
-  **Offerta aggiudicabile** in graduatoria
- Al termine dell'asta il sistema genera automaticamente la graduatoria finale, predispone e rende disponibile per il download il contratto individuale nell'area riservata al partecipante
- Il portale si interfaccia in automatico con il database aziendale che consente:
 - ✓ Gestione in automatico delle procedure operative verso GME
 - ✓ Gestione del backoffice per la liquidazione delle partite economiche ed emissione di benestare per la fatturazione passiva
 - ✓ Elaborazione della reportistica aziendale
 - ✓ Elaborazione di simulazioni sul portafoglio

Portale aste energia

Svolgimento asta on-line

AsteAttive

https://10.155.217.29/EROF x

https://10.155.217.29/EROfferteWeb/OfferteA.aspx?id_asta=1851

Aste



Italiano

leila.isolani@acquirenteunico.it / Logout

Asta: **Bilaterali Fisici Nazionali a Prezzo Fisso Baseload 2014 - 24/06/2013**

Tipo: **Fisico**

Fornitura dal: **01/01/2014** al: **31/12/2014**

Apertura: **24/06/2013 11:20**

Chiusura: **24/06/2013 11:50**

Refresh in Sec.

Pagina aggiornata alle: 24/06/2013 11:32:46

Mancano: 0 Ore 17 Min 14 Sec

Prodotti

Prodotto	Fornitura	Profilo	Punto di Consegna	Quantità Richiesta	UM Quantità	UM prezzo	#
BL-Y-2014	Energia	Base Load	MTE	*****	MW	Euro/MWh	Fai un'offerta

Offerte

Id Offerta	Ultimo Aggiornamento	Quantità Offerta	UM	Prezzo	UM	Operatore	Stato	#
88004	24/06/2013 11:31:45	40	MW	59.02	Euro/MWh	LEILA ISOLANI		Modifica Elimina
88003	24/06/2013 11:31:27	15	MW	59.25	Euro/MWh	LEILA ISOLANI		Modifica Elimina
88002	24/06/2013 11:30:59	5	MW	71.00	Euro/MWh	LEILA ISOLANI		Modifica Elimina

Referenti connessi dell' Operatore: OPERATORE TEST AU

Nome e Cognome	Data ultima attività	Data ultimo login effettuato
LEILA ISOLANI	24/06/2013 11:32:47	24/06/2013 11:31:46
MICHELA ANTONINO	24/06/2013 11:32:41	24/06/2013 11:28:16

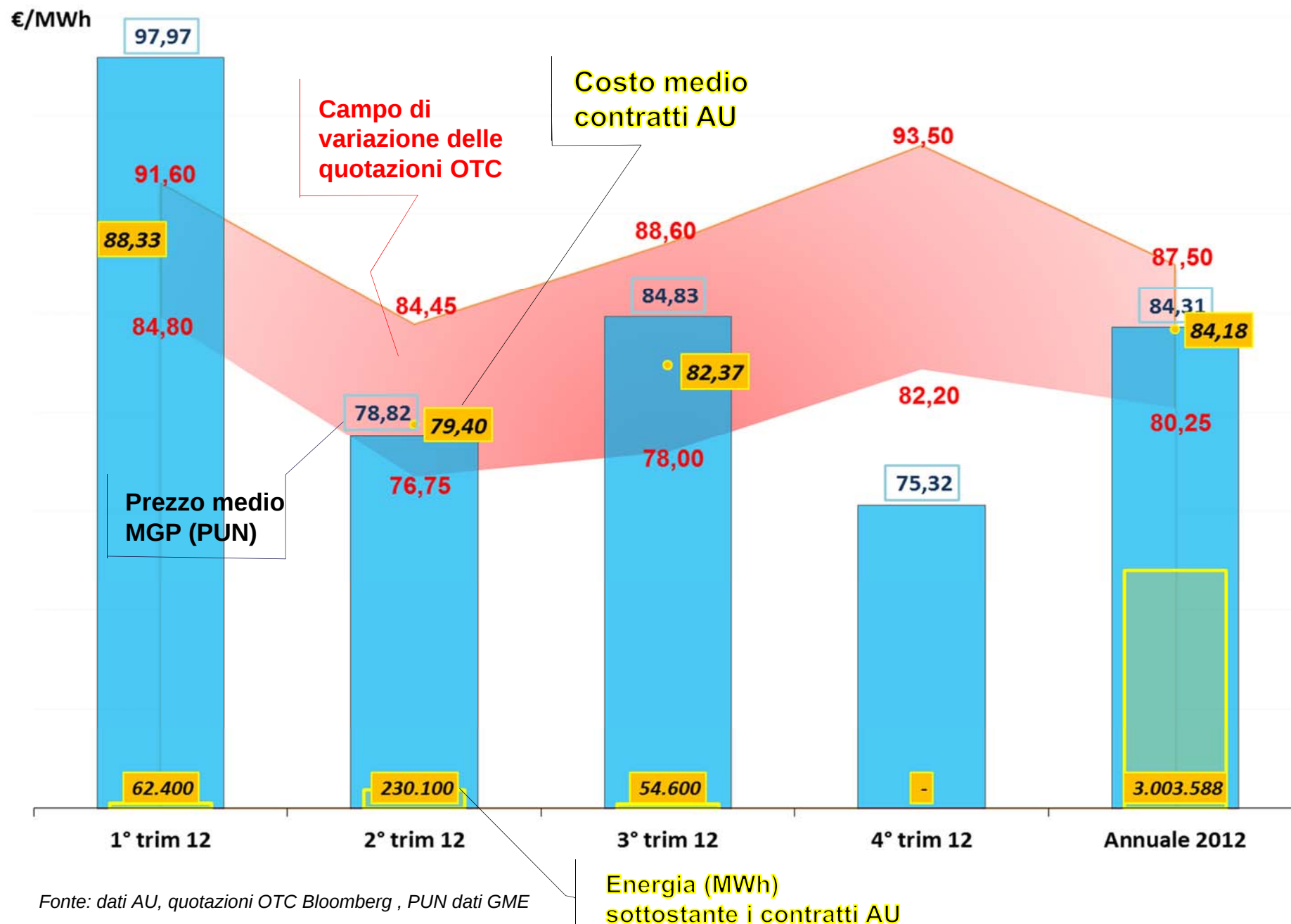
Confronto quotazioni di mercato vs acquisti AU

Prodotti Baseload trimestrali e annuali 2012

- ❑ Il grafico di pagina seguente riporta il confronto del prezzo dei contratti a termine trimestrali e annuali con profilo baseload per consegna nel 2012 :
 - **costo medio AU e quantità contrattualizzate**
 - quotazioni su piattaforme **OTC**: campo di variazione minimo-massimo di tutti i contratti formatisi nel tempo per il prodotto in esame
- ❑ I risultati mostrano una posizione di AU intermedia rispetto alle quotazioni OTC a termine
- ❑ Viene anche riportato il prezzo (spot) medio sul **Mercato del giorno prima (PUN)** nelle ore corrispondenti ai prodotti confrontati

Confronto quotazioni di mercato vs acquisti AU

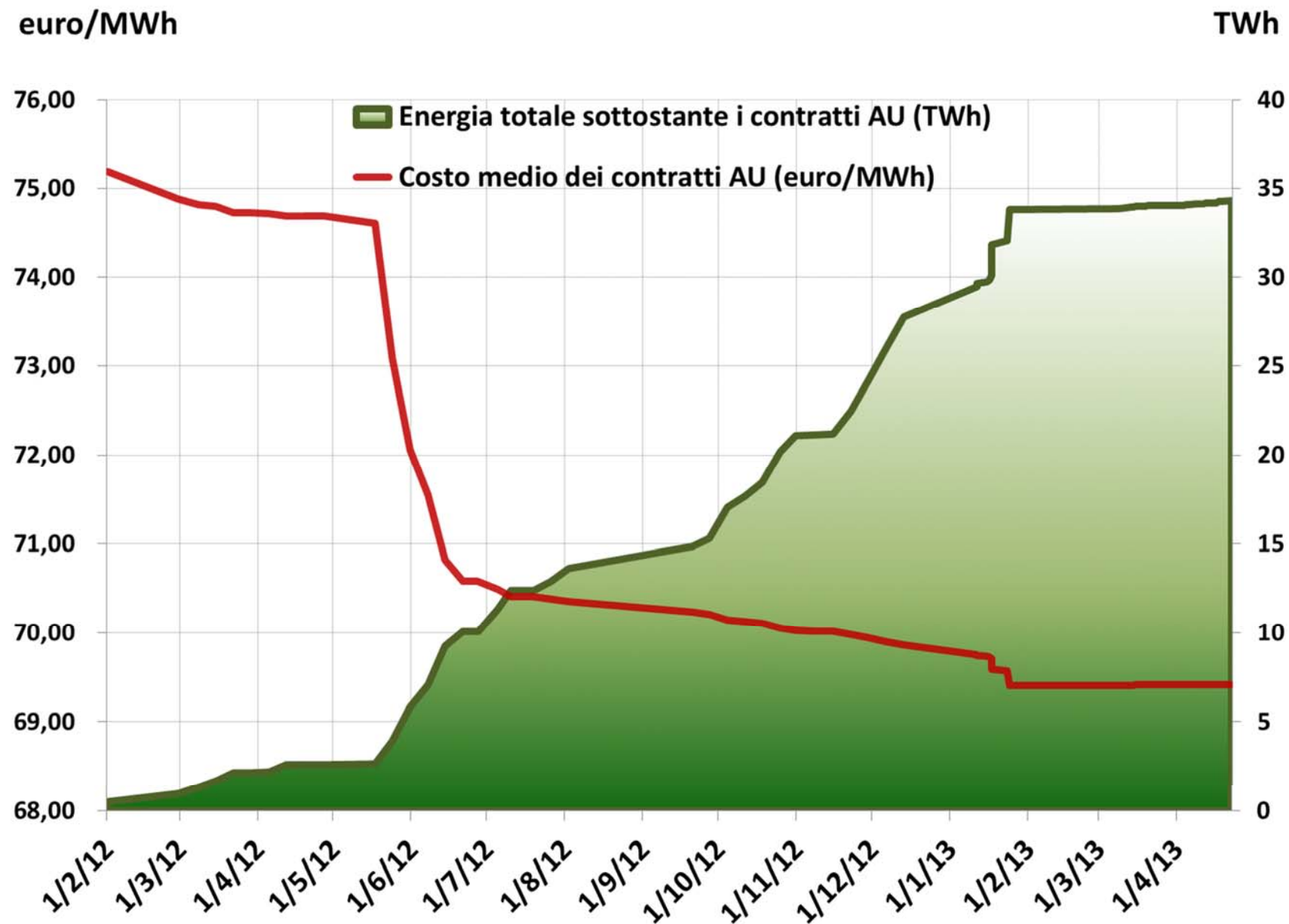
Prodotti Baseload trimestrali e annuali 2012



Portafoglio AU per forniture 2014

- ❑ Il grafico di pagina seguente riporta giorno per giorno - dal gennaio 2012 a giugno 2013 - lo sviluppo progressivo del portafoglio contratti AU per la copertura del fabbisogno dell'anno 2014 .
- ❑ Le due variabili indicate rappresentano:
 - Il **costo medio**, espresso in euro/MWh, dei contratti esistenti in portafoglio alla data considerata
 - L'**ammontare complessivo dell'energia**, espressa in miliardi di chilowattora (TWh), sottostante i contratti esistenti alla data considerata
- ❑ Si evidenzia la strategia di approvvigionamento tendente ad accelerare l'acquisizione di energia in corrispondenza di prezzi decrescenti in modo da ridurre il costo medio del portafoglio

Portafoglio AU per forniture 2014



Copertura dei costi di approvvigionamento

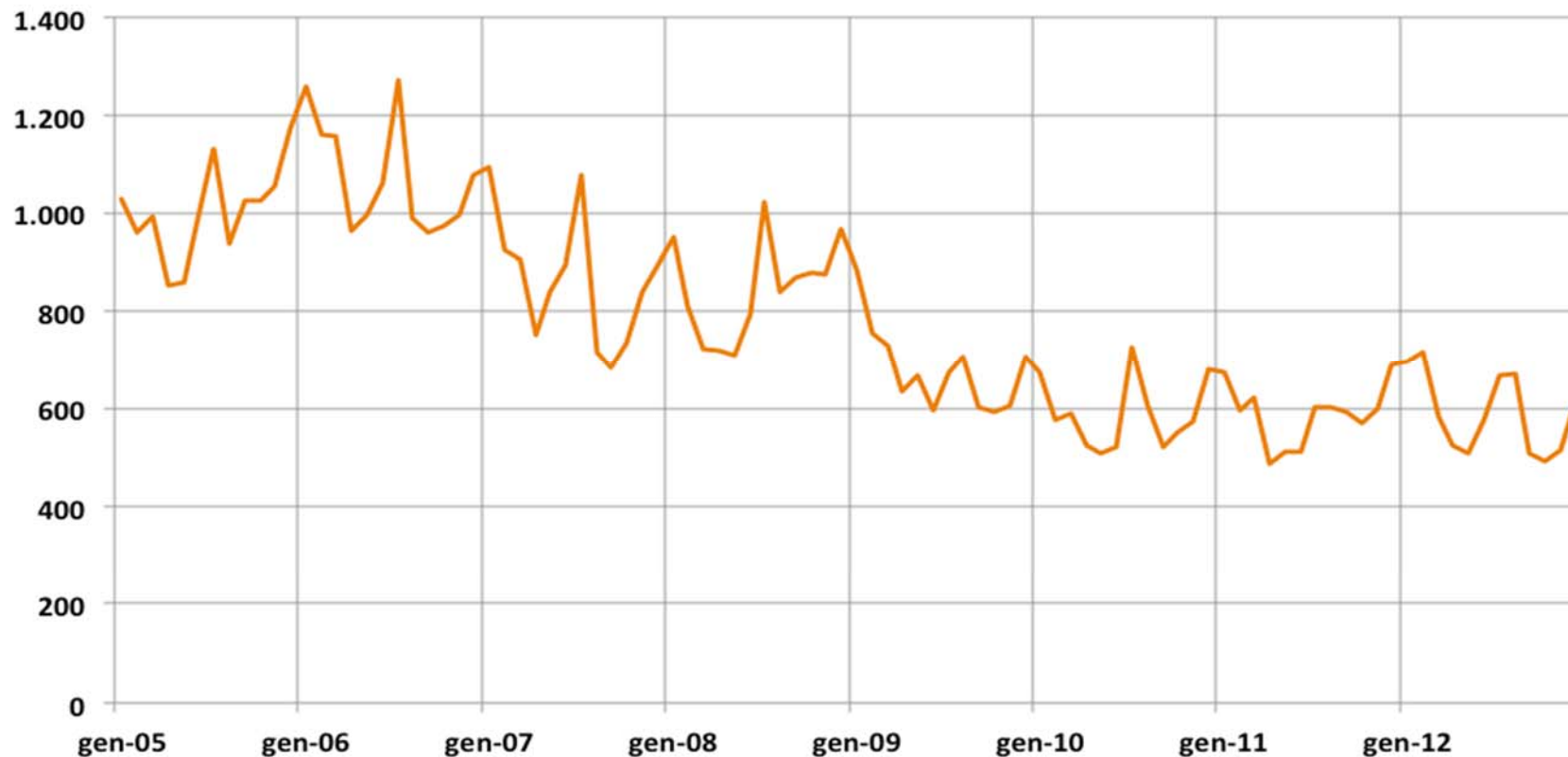
Prezzo di cessione

- ❑ Acquirente Unico cede agli esercenti la maggior tutela l'energia elettrica per la fornitura ai clienti del mercato tutelato, ad un **prezzo di cessione pari ai costi** di approvvigionamento sostenuti e nel rispetto dell'equilibrio di bilancio, conformemente a quanto disposto dall'articolo 4 comma 6 del citato Decreto Legislativo n. 79/99.
- ❑ Il prezzo di cessione praticato dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela, è pari alla media dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente Unico per:
 - a. **l'acquisto dell'energia elettrica**
 - nel mercato del giorno prima
 - attraverso contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
 - attraverso contratti differenziali o altre tipologie di contratto;
 - b. il costo unitario sostenuto dall'Acquirente Unico in qualità di utente del **dispacciamento**;
 - c. il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente Unico per le attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (**costi di funzionamento**).

Copertura dei costi di approvvigionamento

Prezzo di cessione

mln euro/mese



- ❑ Acquirente Unico fattura mensilmente l'energia di competenza di ciascuno dei circa 130 esercenti/distributori con **scadenza di pagamento al 15° giorno lavorativo del secondo mese successivo** a quello a cui si riferisce la cessione
- ❑ A seguito dei suddetti termini di pagamento, stabiliti ex regolamentazione AEEG, tutti i contratti di acquisto energia prevedono una scadenza di pagamento a favore del fornitore con effetto dal **16° giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello dell'avvenuta fornitura**

Sommario

- **Ruolo di Acquirente unico**
 - Sistema elettrico nel contesto liberalizzato
 - Superamento del prezzo amministrato
 - Servizio di maggior tutela
 - **Modalità di approvvigionamento**
 - Previsioni
 - Acquisti energia
 - Copertura dei costi
- **Effetti sul cliente finale**
 - Componenti di prezzo per i clienti finali
 - Confronto prezzi maggior tutela vs offerte sul mercato libero

Composizione della «bolletta»

Servizi di vendita

- PED (Energia e Dispacciamento)
 - PCV (Commercializzazione e Vendita)
 - PPE (Componenti di Perequazione)
 - DISP bt (Componenti di Dispacciamento)
-

Servizi di rete

- Distribuzione
 - Trasporto
 - Misura
-

Oneri generali

- Componenti A
 - Componenti UC
 - Componenti MCT
-

Imposte

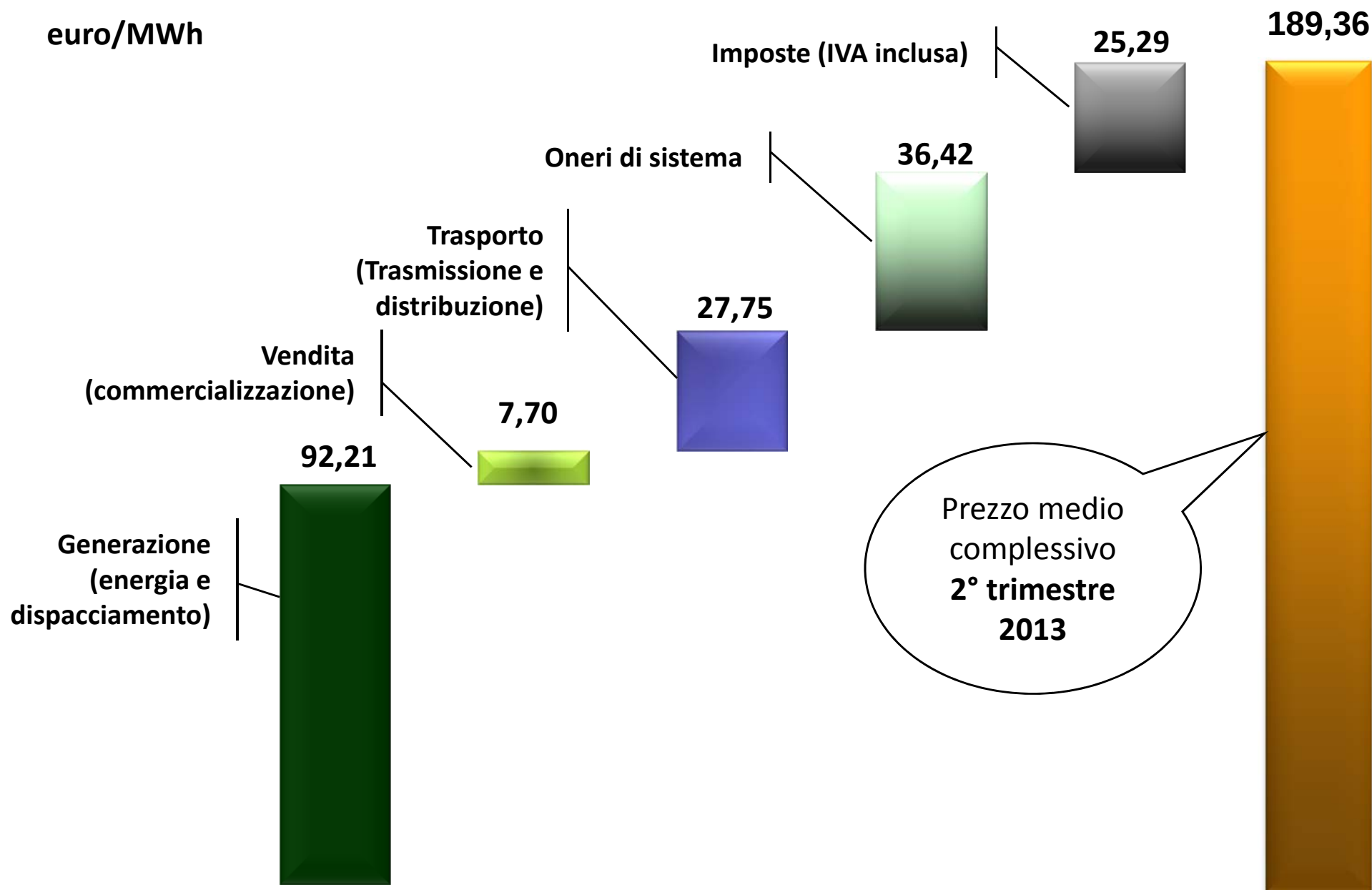
- Imposte erariali
 - IVA
-

- ☐ L'attività di approvvigionamento di Acquirente Unico incide sulla componente energia e dispacciamento PED dei Servizi di Vendita).
- ☐ Le altre componenti (Servizi di rete, Oneri generali e Imposte) sono identiche per il mercato libero e di maggior tutela.

Composizione della «bolletta»

Fornitura per usi domestici 3 kW residenti 2.700 kWh/anno II trimestre 2013

euro/MWh

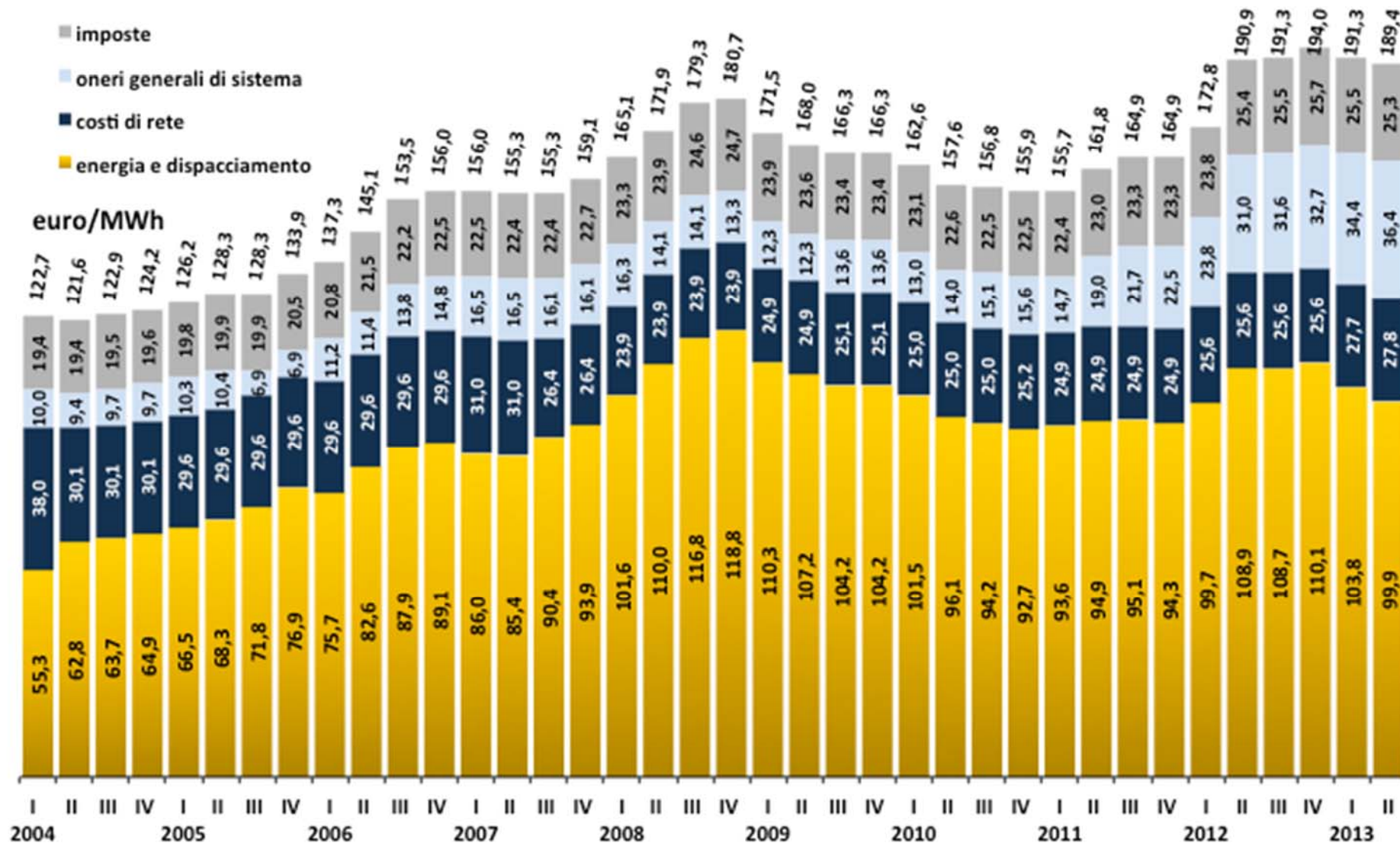


Andamento del prezzo per usi domestici

- ❑ Il grafico di pagina seguente riporta la serie storica trimestrale dal 2004 al 2013 del costo medio, espresso in euro/MWh, di una fornitura tipo per usi domestici residenti con 3 kW di potenza impegnata e 2,7 MWh annui di consumi (dati fonte sito web dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas)
 - La componente **energia e dispacciamento** (PED) ha subito un incremento significativo rispetto a inizio 2004, per effetto dell'aumento del costo variabile di produzione (combustibili). Negli ultimi due trimestri detta componente ha un andamento decrescente in linea con la tendenza del mercato nel corso del 2013.
 - La componente **costi di rete** (trasmissione e distribuzione) fa registrare una diminuzione, grazie alla regolamentazione posta dall'AEEG tramite il price-cap
 - La componente **oneri di sistema** è cresciuta costantemente con un forte incremento negli ultimi due anni per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili incentivate
 - Le **imposte** (accise ed IVA) presentano aumenti dipendenti dall'IVA
- ❑ Nel complesso il prezzo finale vigente nel 2° trimestre 2013 è aumentato del 54% rispetto al 1° trimestre 2004.

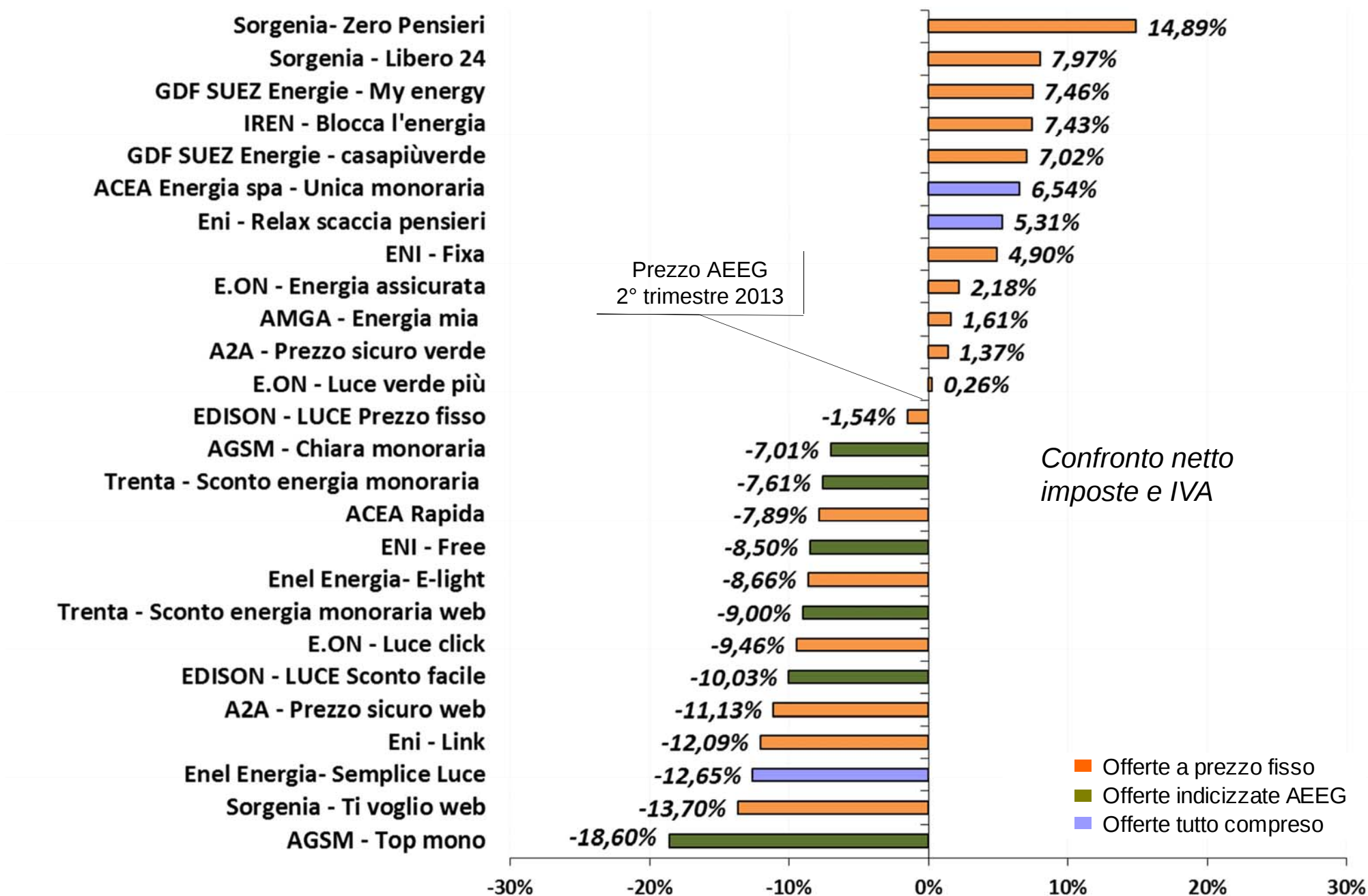
Andamento del prezzo per usi domestici

3 kW residenti 2.700 kWh/anno nel servizio di maggior tutela



Confronto prezzi: tutela vs offerte mercato libero

Analisi aggiornata al 2° trimestre 2013 per fornitura 3 kW usi domestici 2.700 kWh/anno



Sintesi

❑ Ruolo di Acquirente unico

- Il ruolo di AU consiste nell'approvvigionare energia per la copertura del fabbisogno dei clienti in maggior tutela
- AU trasferisce i costi agli esercenti la maggior tutela attraverso il prezzo di cessione per conseguire il pareggio del bilancio senza determinare utili
- Il prezzo di cessione è determinato dall'attività di approvvigionamento di AU sui mercati all'ingrosso senza sussidi a favore dei clienti tutelati
- Il prezzo per il cliente finale è fissato dall'AEEG con l'unico obiettivo di pareggiare i costi passati da AU agli esercenti

❑ Modalità di approvvigionamento

- Gli approvvigionamenti di AU si basano su previsioni di breve, medio e lungo termine legate ai fattori principali: intensità della domanda e effetto switching
- L'acquisizione dei contratti da parte di AU non è basata sulla contrattazione diretta ma su aste pubbliche trasparenti e non discriminatorie (AU dispone di proprio portale aste) e tramite la partecipazione al mercato a termine MTE
- La strategia di copertura è basata sul mix (acquisti spot e a termine), sull'anticipazione (3 anni), e sul frazionamento della domanda a termine (per cogliere le opportunità insite nella volatilità del mercato)
- AU pubblica mensilmente sul proprio sito i dati di costo consuntivo e di previsione del proprio portafoglio per l'anno in corso disaggregati per tutte le tipologie contrattuali (Testo Integrato Vendita dell'AEEG)

❑ Effetti sul cliente finale

- Il peso in bolletta della componente di prezzo destinata alla copertura dei costi di approvvigionamento e vendita di energia rappresentano circa il 50% del totale
- I prezzi di riferimento definiti dall'AEEG per la maggior tutela si collocano in una posizione mediana rispetto alle offerte presenti sul mercato