



**Indagine conoscitiva sulla dinamica dei prezzi della filiera dei prodotti petroliferi e sulle ricadute dei costi dell'energia e del gas sui redditi delle famiglie e sulla competitività delle imprese**

Memoria per l'audizione presso la X<sup>a</sup> Commissione Industria, Commercio, Turismo del Senato

Roma, 10 dicembre 2008

## INDICE

1. La catena del valore nel settore dell'energia elettrica ed il ruolo di Acquirente Unico.....	4
2. Formazione del prezzo per i clienti del mercato tutelato .....	9
3. Fattori che influenzano la componente costi di generazione .....	12
4. Composizione portafoglio acquisti AU.....	15
5. Andamento dei prezzi dell'energia elettrica periodo 2004-2008.....	20

# 1. La catena del valore nel settore dell'energia elettrica ed il ruolo di Acquirente Unico

Sin dall'avvio del processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, in corso da un decennio a seguito di numerosi interventi normativi di carattere europeo e nazionale, sono stati definiti i diversi regimi di mercato per ciascun segmento della filiera dell'energia elettrica: la generazione (produzione ed importazione) con un assetto liberalizzato e con un regime di prezzo di mercato; la trasmissione e il dispacciamento con un assetto di monopolio nazionale ed un regime di prezzo regolato e definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG); la distribuzione con un assetto di monopolio locale ed un regime di prezzo regolato e definito dall'AEEG; infine la vendita con un assetto liberalizzato ed un regime di prezzo di mercato per i clienti del mercato libero ed un prezzo regolato dall'AEEG per i clienti del mercato tutelato.

Come previsto dalla direttiva europea CE/54/2003 dal 1° luglio 2007 tutti i clienti possono scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica. Il decreto legge n. 73 del 18 giugno 2007 ha pertanto impartito le direttive necessarie per la completa apertura del mercato ai clienti finali e predisposto gli strumenti per assicurare un sistema di tutele, in particolare alle famiglie ed ai piccoli consumatori. In questo contesto per i clienti che non scelgono un venditore sul mercato libero è comunque garantito un servizio a 'condizioni standard' e di mercato che assicura la continuità commerciale della fornitura. Gli esercenti tale servizio, le modalità di applicazione e le condizioni di prezzo del servizio stesso sono diversi a seconda della tipologia di clientela: il servizio di maggior tutela è rivolto ai clienti alimentati in bassa tensione per usi domestici e alle piccole imprese con meno di 50 dipendenti e al massimo 10 milioni di euro di fatturato annuo ed è garantito dalle imprese distributrici o da apposite società di vendita; il servizio di salvaguardia è invece rivolto a tutte le altre tipologie di fornitura ed è svolto da esercenti selezionati tramite aste competitive. *de AU*

Nell'assetto del mercato sviluppatosi in esito al processo di liberalizzazione opera l'Acquirente Unico S.p.A. (AU), società interamente a capitale pubblico.

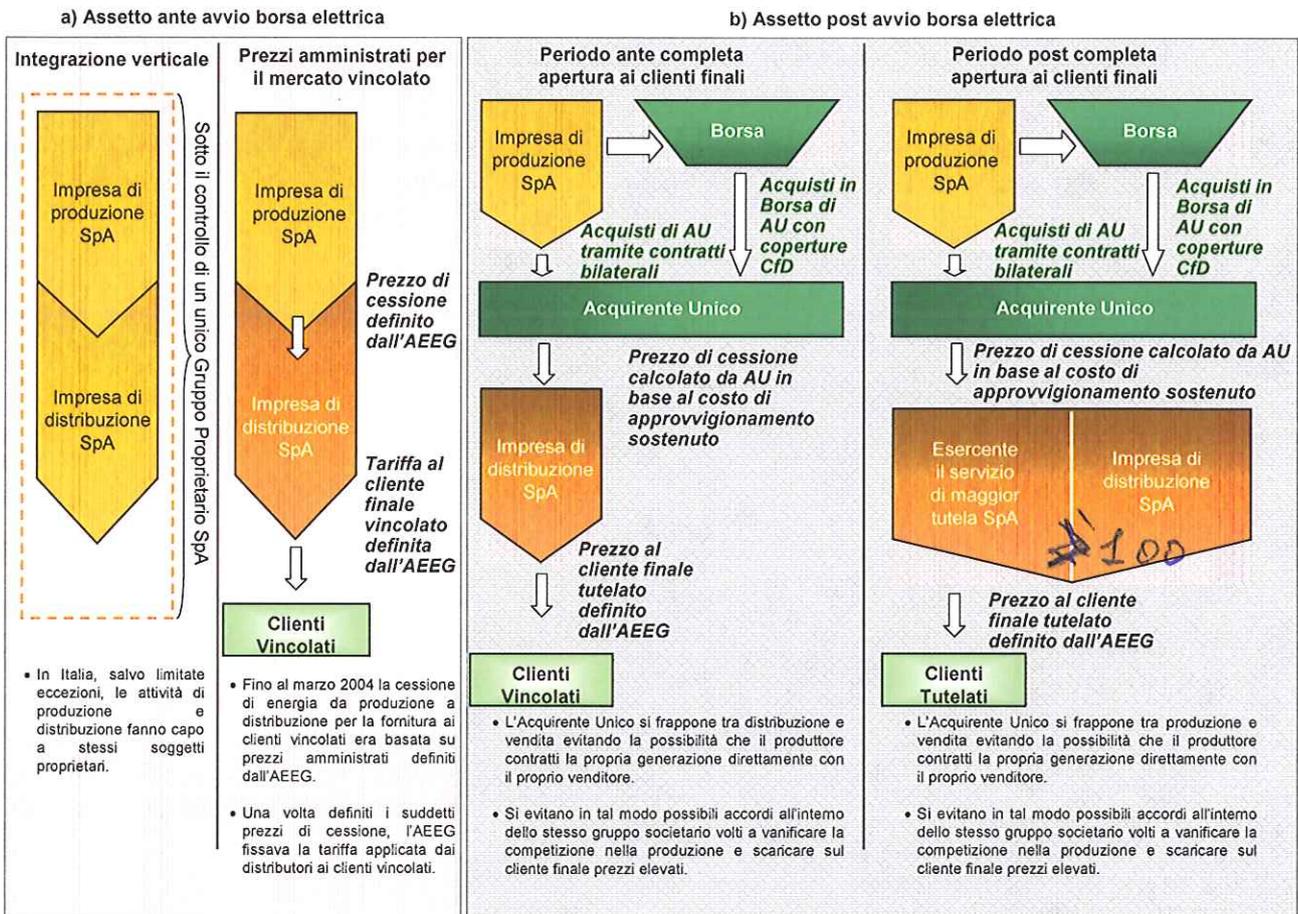
Compito dell'AU è di approvvigionarsi sul mercato dell'energia elettrica per soddisfare la domanda dei clienti della maggior tutela, domestici e piccole imprese che non hanno ancora scelto un fornitore sul mercato libero e clienti delle predette tipologie che, passati al mercato libero, abbiano necessità di tornare nella maggior tutela (ad esempio per il fallimento del fornitore).

I costi di approvvigionamento sostenuti da AU vengono trasferiti mensilmente, a pareggio di bilancio, agli esercenti il servizio di maggior tutela che svolgono la vendita diretta alla clientela presente sul territorio di loro competenza.

L'AU è oggi il più grande grossista di energia elettrica in Italia, posto che attualmente rappresenta il 30% del fabbisogno nazionale di energia ed opera con criteri di trasparenza e non discriminatorietà come dettato dalla normativa vigente.

Inoltre l'AU, in quanto soggetto indipendente dai soggetti operanti nelle attività di produzione e vendita, è stato designato dal Ministero per lo Sviluppo Economico, con la legge n° 125 del 3 agosto 2007, quale gestore delle procedure concorsuali per la selezione degli esercenti il servizio di salvaguardia, ovvero di quel servizio di ultima istanza riservato a clienti che, pur presenti sul mercato libero, dovessero trovarsi di fronte al rischio di interruzione della fornitura (ad esempio per il fallimento del venditore).

TAV 5



La nascita di AU ed il suo avvio in operatività sono conseguenti all'avvio del processo di liberalizzazione. Prima della liberalizzazione, salvo limitate eccezioni, le attività di produzione e distribuzione facevano capo agli stessi soggetti proprietari. Fino al marzo 2004 la cessione di energia elettrica dalla produzione alla distribuzione per la fornitura al mercato vincolato era basata su prezzi amministrati definiti dall'AEEG e basati su indici che rispecchiavano il costo medio di produzione del parco termoelettrico nazionale. Una volta definiti i suddetti prezzi di cessione l'AEEG definiva la tariffa applicata dai distributori ai clienti finali del mercato vincolato. Con l'avvio della liberalizzazione, infatti, a seguito della necessità di favorire l'avvio di una borsa dell'energia elettrica efficiente e di limitare l'integrazione verticale da parte del soggetto ex monopolista, AU si è inserito come un operatore di mercato frapposto tra la produzione e la vendita. Questo ha evitato che possibili accordi all'interno dello stesso gruppo societario vanificassero la competizione nella produzione e fossero scaricati attraverso prezzi elevati sul cliente finale. Parallelamente, la possibilità di operare direttamente sul mercato come operatore vero e proprio, ha consentito che il prezzo al cliente finale del mercato tutelato, fissato dall'AEEG, potesse essere definito in maniera coerente rispetto alle condizioni di mercato.

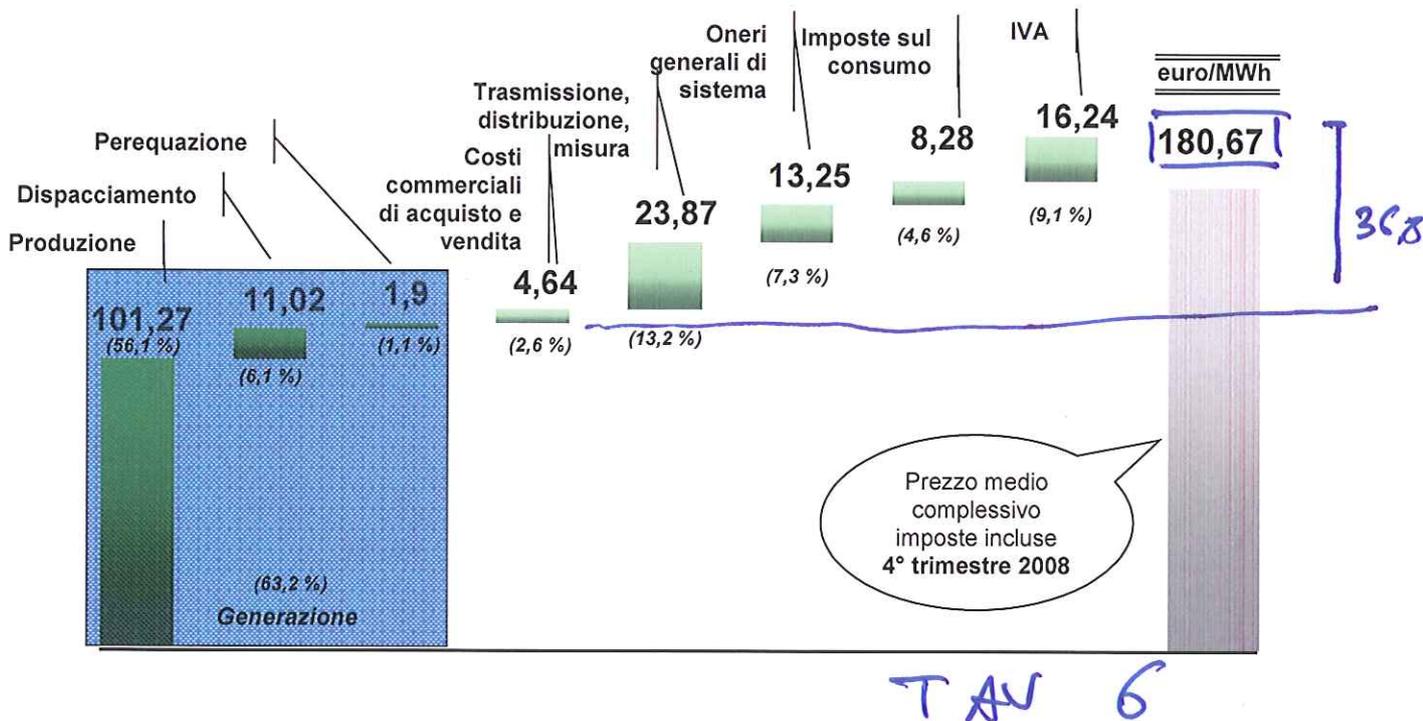
## 2. Formazione del prezzo per i clienti del mercato tutelato

Nel nuovo assetto di mercato, qualora il cliente domestico o una piccola impresa non abbia ancora scelto liberamente un proprio fornitore, la fornitura viene svolta dall' esercente il servizio di maggior tutela a prezzi definiti ed aggiornati trimestralmente dall' AEEG.

La suddetta definizione di prezzo per la maggior tutela operata dall' AEEG si basa sia sui costi consuntivi di approvvigionamento sostenuti dall' AU sia sulla previsione di detti costi .

L' efficienza dell' AU, ovvero la sua capacità di acquistare a prezzi competitivi, ha immediato rilievo, per la determinazione trimestrale dei prezzi dell' AEEG per i clienti del mercato di maggior tutela.

Le condizioni economiche di riferimento attuali per la fornitura di energia elettrica ovvero quelle relative al 4° trimestre 2008, implicano per la famiglia tipo (con consumi medi di 2.700 kilowattora all' anno e una potenza impegnata di 3 kW) un prezzo di 180,67 euro ogni 1000 kWh di energia consumata (euro/MWh).



La tariffa è composta dalle componenti: generazione (produzione, dispacciamento e perequazione) per circa il 63,2 %, costi commerciali di acquisto e vendita per circa il 2,6 %, trasmissione distribuzione e misura per il 13,2 %, oneri generali di sistema per l' 7,3 % e le imposte sul consumo per circa il 4,6 % e l' IVA per il 9,1 %.

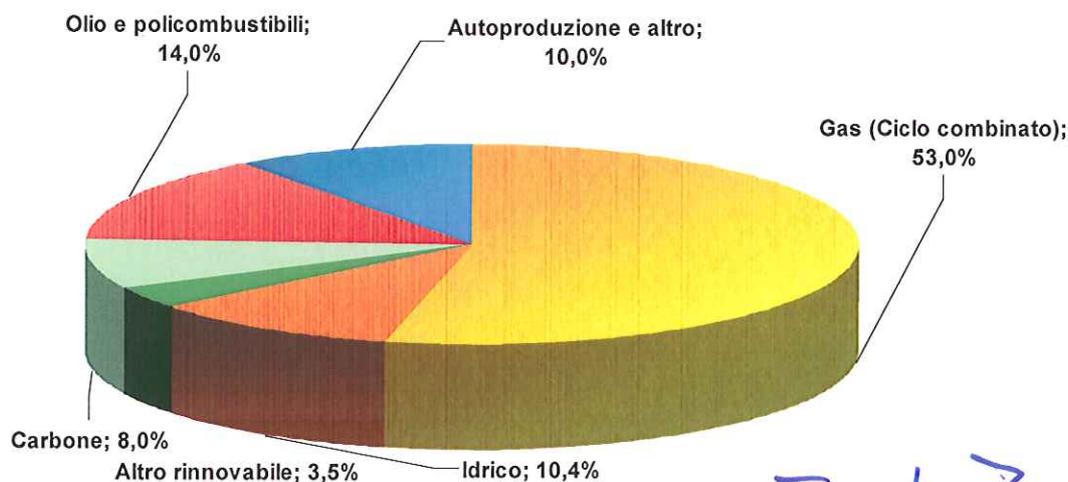
L' effetto degli acquisti di AU sulle condizioni economiche della fornitura di energia elettrica riguarda la sola componente *generazione* (ovvero a circa il 70 % del costo finale nel caso della famiglia tipo), le altre componenti sono regolamentate da parte dell' AEEG con criteri specifici. In particolare il servizio di trasmissione, distribuzione e misura è remunerato dall' AEEG tramite criteri di costi riconosciuti e di price-cap che nell' ambito di periodi regolatori di durata quadriennale incentivano l' efficienza a beneficio delle imprese e dei clienti. Gli oneri generali di sistema invece, che sono oneri pagati da tutti i clienti finali, sono fissati per legge e destinati alla copertura di voci diverse quali: incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 65,9% del

totale oneri), regimi tariffari speciali per aziende energivore (componente A4, pari a circa il 6,8% del totale oneri), oneri per il decommissioning nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 21,3% del totale oneri), compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari a 3,0% del totale oneri), sostegno alla ricerca di sistema (A5 pari a circa il 3% del totale oneri).

### 3. Fattori che influenzano la componente costi di generazione

Come precedentemente riportato l'azione di AU ha impatti esclusivamente sulla componente costi di generazione. Questa è influenzata dal portafoglio acquisti di AU il quale a sua volta risente sia della composizione del parco di produzione nazionale e quindi del suo costo sia del livello di concorrenza che si manifesta sul mercato elettrico.

Infatti il costo di produzione dipende dall'efficienza di trasformazione dell'energia termica in energia elettrica e dal mix di combustibili utilizzato dalle centrali. L'efficienza è stata incrementata significativamente rispetto ai periodo precedente alla liberalizzazione: il rendimento medio del parco termoelettrico è aumentato dal 39% del 2000 al 45,4% del 2007. Il mix di combustibili, prevalentemente idrocarburi con circa il 70% del totale della produzione, negli ultimi anni ha registrato un forte spostamento dall'olio combustibile al gas naturale.



Fonte: GME

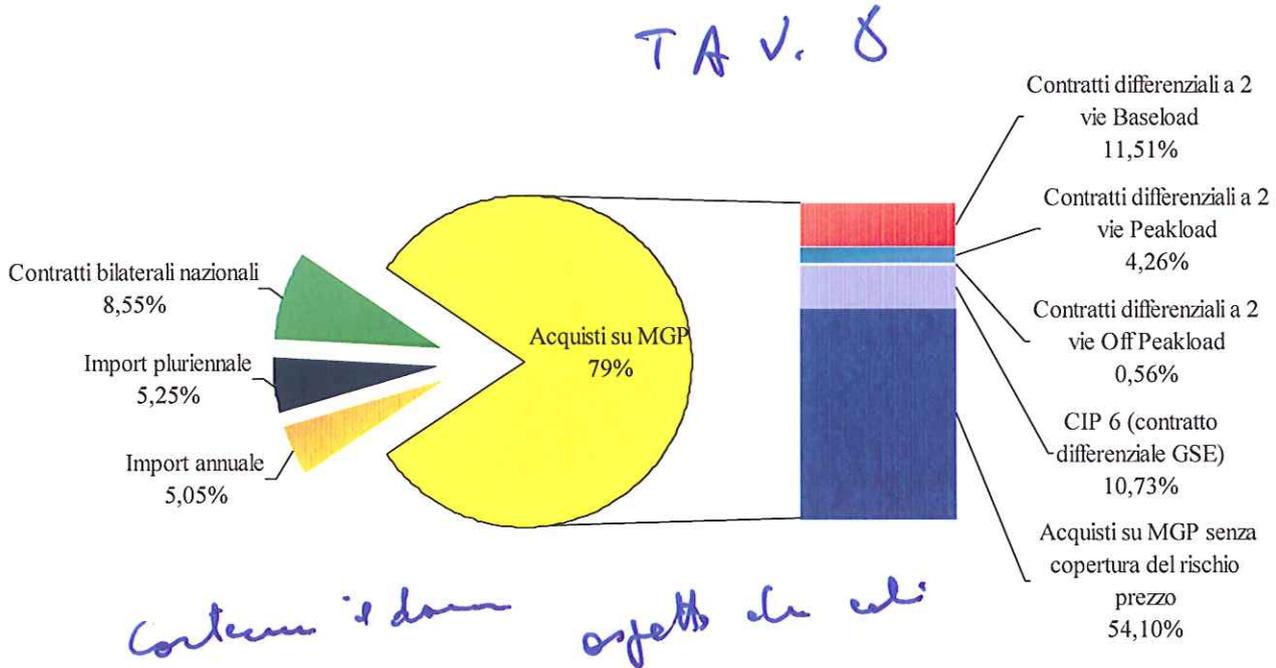
Ai fini quindi della determinazione del costo di produzione diventano rilevanti le modalità di approvvigionamento del gas naturale da parte di produttori. I contratti di approvvigionamento del gas sono in genere del tipo *take or pay* di lungo termine i cui prezzi, espressi in dollari USA, sono di norma composti per la maggior parte da una quota variabile indicizzata ad un paniere di combustibili che include, sia pure con formule diverse e con pesi variabili, riferimenti a prodotti petroliferi, come oli combustibili o gasoli, e ad alcune tipologie di petrolio; in molti casi i contratti prevedono inoltre uno sfasamento temporale fino a nove mesi rispetto alla formazione dei prezzi del paniere di riferimento.

In questo contesto, vista la stretta correlazione tra il prezzo del petrolio e quello del gas e dei prodotti raffinati, un aumento del prezzo del petrolio determina una serie di effetti a catena che si ripercuotono seppur con un qualche ritardo temporale sui costi di produzione del parco termico e, di conseguenza, sul prezzo unico nazionale (PUN) che si forma nella borsa elettrica in esito al mercato del giorno prima (MGP). Peraltro gli aumenti del petrolio sono in parte controbilanciati da un effetto positivo del cambio euro/dollaro (apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro) che contribuisce a limitare gli aumenti di costo.

NON SPECULATIVO

#### 4. Composizione portafoglio acquisti AU

Oltre alle variabili di sistema che impattano tutto il mercato elettrico, ai fini della determinazione della tariffa ai clienti finali del mercato tutelato, è rilevante la composizione del portafoglio acquisti di AU. Il portafoglio 2008 è composto come riportato nel grafico <sup>1</sup>:



Il portafoglio è composto da contratti di diverso tipo: bilaterali fisici nazionali e di importazione, contratti finanziari di copertura dal rischio prezzo e acquisti sul mercato del giorno prima.

Ai fini della stima dei costi è utile riclassificare gli acquisti di AU in base alle tipologie di indicizzazioni di prezzo a cui è sottoposto il portafoglio può essere diviso come segue:

1. Acquisti a prezzo fisso pari a 27,85 TWh (27,79 %)
2. Acquisti a prezzo indicizzato pari a 18,18 TWh (18,14 %)
3. Acquisti legati al prezzo del mercato del giorno prima pari a 54,26 TWh (54,10 %)

<sup>1</sup> Composizione portafoglio 2008 aggiornata al 10/12/08:

previsione di fabbisogno del mercato tutelato (100,30 TWh);

importazioni annuali e mensili (5,06 TWh)

importazioni pluriennali (600 MW per circa 5,27 TWh)

contratti bilaterali fisici nazionali baseload a prezzo fisso (947 MW per 8,31 TWh)

contratti bilaterali fisici nazionali baseload a prezzo indicizzato (30 MW per 0,26 TWh)

contratti differenziali a 2 vie baseload a prezzo fisso (circa 1.483 MW 8,72 TWh)

contratti differenziali a 2 vie baseload a prezzo indicizzato (circa 171 MW per 1,50 TWh)

contratti differenziali a 2 vie peakload a prezzo fisso (circa 1.698 MW per 3,57 TWh)

contratti differenziali a 2 vie peakload a prezzo indicizzato (circa 134 MW per 0,39 TWh)

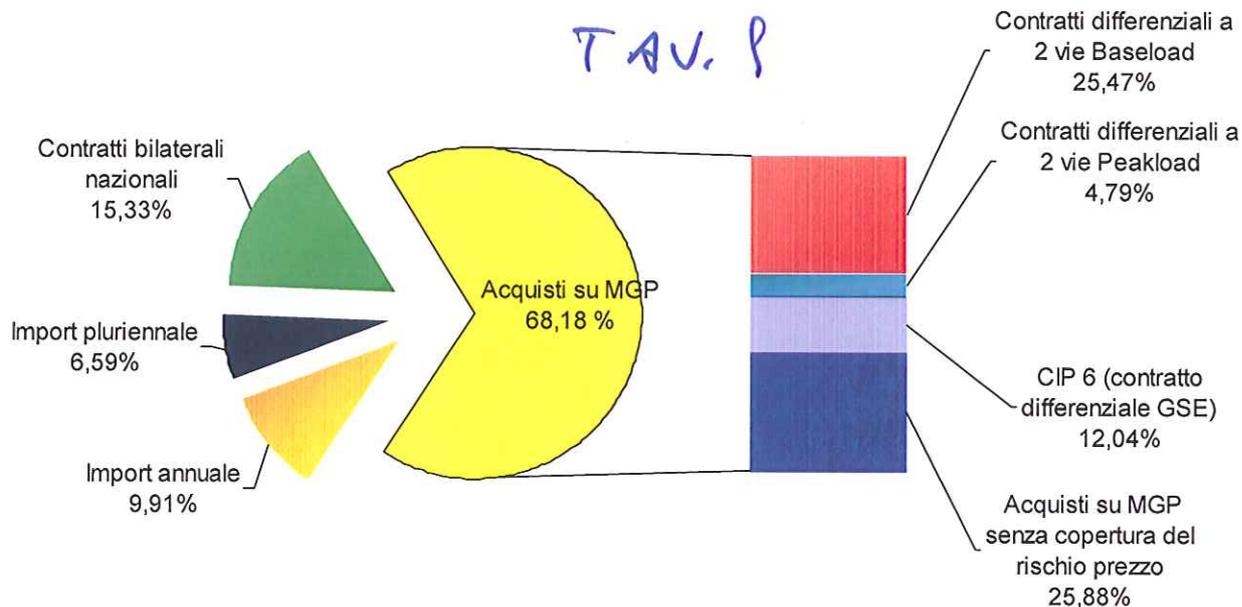
assegnazioni dei diritti CIP6 (1.225 MW baseload per circa 10,76 TWh).

contratti differenziali a 2 vie Virtual Power Plant (VPP) Baseload (150 MW per 1,32 TWh)

contratti differenziali a 2 vie Virtual Power Plant (VPP) Peak load (100 MW per 0,31 TWh)

contratti differenziali a 2 vie Virtual Power Plant (VPP) Off peak (100 MW per 0,56 TWh)

La composizione prevista per l'anno 2009 è riportata nel grafico<sup>2</sup>:



Ai fini della stima dei costi è utile riclassificare gli acquisti di AU in base alle tipologie di indicizzazioni di prezzo a cui è sottoposto il portafoglio può essere diviso come segue:

4. Acquisti a prezzo fisso pari a 41,23 TWh (51,52 %)
5. Acquisti a prezzo indicizzato pari a 18,10 TWh (22,61 %)
6. Acquisti legati al prezzo del mercato del giorno prima pari a 20,70 TWh (25,88 %)

La diversificazione del portafoglio acquisti fatta sia nel 2009 che nel corso degli anni precedenti ha consentito ad AU di mitigare i rischi di oscillazioni di prezzo delle materie prime consentendo un trasferimento di prezzo mediato ai clienti finali.

<sup>2</sup> Composizione portafoglio 2009 aggiornata al 10/12/08:  
 previsione di fabbisogno del mercato tutelato (80,0 TWh);  
 importazioni annuali e mensili (7,93 TWh)  
 importazioni pluriennali (600 MW per circa 5,27 TWh)  
 contratti bilaterali fisici nazionali baseload a prezzo fisso (11,40 TWh)  
 contratti bilaterali fisici nazionali baseload a prezzo indicizzato (0,87 TWh)  
 contratti differenziali a 2 vie baseload a prezzo fisso (18,05 TWh)  
 contratti differenziali a 2 vie baseload a prezzo indicizzato (0,96 TWh)  
 contratti differenziali a 2 vie peakload a prezzo fisso (3,83 TWh)  
 assegnazioni dei diritti CIP6 (1.100 MW baseload per circa 9,63 TWh).

## 5. Andamento dei prezzi dell'energia elettrica periodo 2004-2008

Al fine di dare una valutazione di massima dell'impatto sui redditi delle famiglie e sulla competitività delle imprese della dinamica dei prezzi dei prodotti petroliferi e della loro ricaduta sui prezzi dell'energia elettrica si può confrontare la media annua dei prezzi delle principali variabili di costo a partire dal 2004, ovvero dall'avvio del mercato elettrico.

Per operare questo confronto si può valutare il tasso medio di crescita annuo (Compound annual growth rate - CAGR) delle seguenti variabili principali di costo dell'energia:

- il prezzo del petrolio (attraverso le quotazioni del Brent dated) scontato dell'effetto del cambio euro/dollaro;
- il prezzo unico nazionale di vendita (PUN) che si forma sulla borsa elettrica in esito al mercato del giorno prima (MGP) ponderato per il profilo di consumo del perimetro del mercato tutelato servito dall'AU;
- la componente energia del prezzo di cessione praticato da AU agli esercenti il servizio di maggior tutela;
- la componente generazione della tariffa applicato alla famiglia tipo (con consumi medi di 2.700 kilowattora all'anno e una potenza impegnata di 3 kW) al netto delle perdite di trasporto dell'energia.
- la tariffa applicata alla famiglia tipo (con consumi medi di 2.700 kilowattora all'anno e una potenza impegnata di 3 kW).

I risultati sono riportati nella tabella sottostante.

Anno	Brent	PUN <i>Ufficiali AU</i>	Componente energia del prezzo di cessione	Componente generazione della tariffa	Tariffa
	€/bbl	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
2004	30,77	57,05	56,23	56,79	122,61
2005	44,75	65,26	66,88	63,43	129,00
2006	52,20	82,32	76,61	75,27	147,96
2007	53,95	78,80	73,77	79,71	156,42
2008 (Stima)	70,77	96,88	92,26	96,72	174,23
<b>CAGR</b>	<b>23,15%</b>	<b>14,15%</b>	<b>13,18%</b>	<b>14,24%</b>	<b>9,18%</b>

TAV 20

Fonte: Elaborazione AU

8  
- 27.

La componente energia del prezzo di cessione (si tratta dell'elemento del prezzo di cessione che risente degli approvvigionamenti di AU) mediamente è cresciuta ad un tasso inferiore di circa l'1% rispetto al caso ipotetico di acquisto esclusivo sul mercato MGP; questo ha comportato mediamente un minor costo che, per l'anno 2008, per i clienti della maggior tutela è stimabile in circa 90 mln €. Al netto dei costi di funzionamento di AU, pari a circa 8 mln €, il beneficio netto è quantificabile in 82 mln €.

Un'ulteriore aspetto da considerare, non evidenziato nella tabella sopra riportata, consiste nella riduzione del rischio di aumenti inattesi dei prezzi, operata da AU grazie al ricorso a contratti bilaterali, sia fisici che finanziari, di medio e lungo termine.

Con riferimento all'incidenza del prezzo dell'energia elettrica sul reddito delle famiglie, nella tabella seguente sono riportati i valori del Prodotto Interno Lordo (PIL), della spesa delle famiglie (impieghi quota parte del PIL), e spesa delle famiglie per l'energia elettrica, gas e altri combustibili per il periodo 2004 -2007.

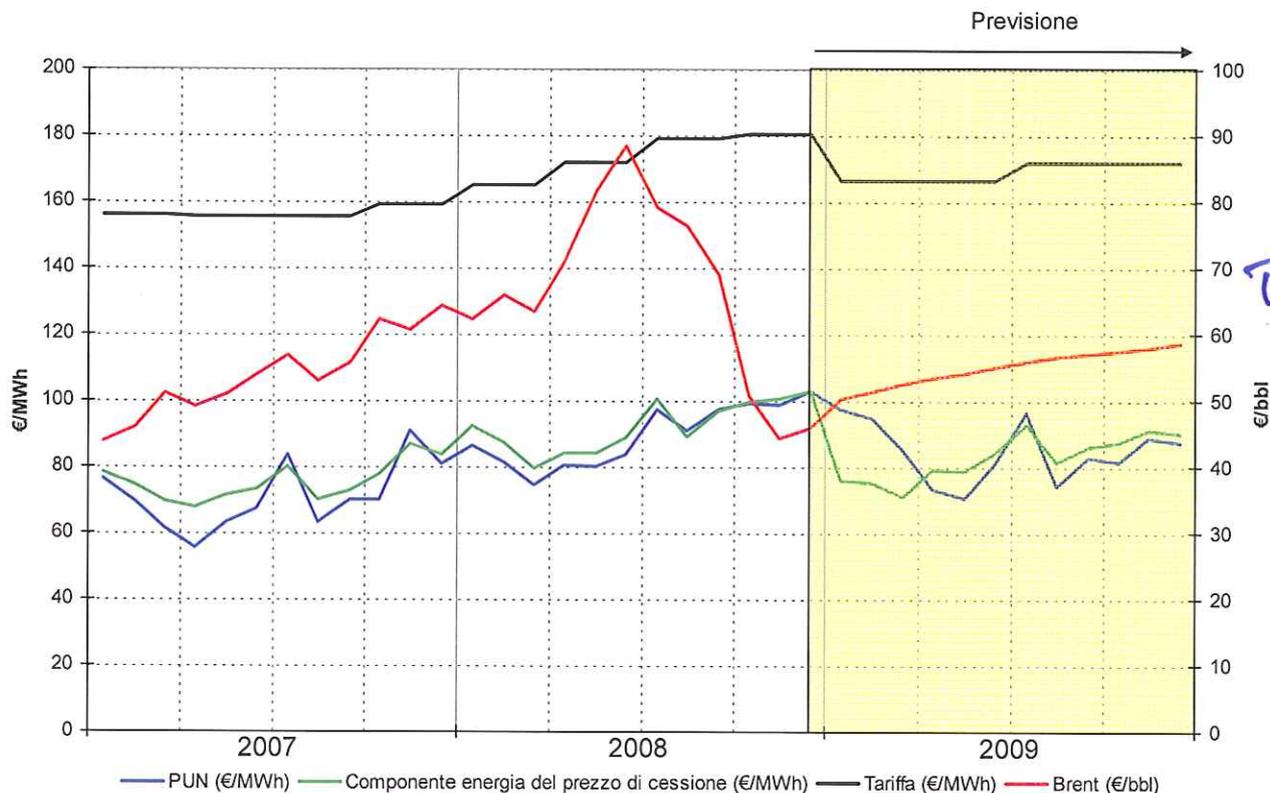
Anno	PIL	Spesa complessiva delle famiglie	Spesa delle famiglie per energia elettrica, gas ed altri combustibili
	MLD. €	MLD. €	MLD. €
2004	1.391,53	810,74	28,00
2005	1.428,38	836,77	31,20
2006	1.479,98	868,62	32,88
2007	1.535,54	900,28	31,75

TAU 11

Fonte: ISTAT

L'incidenza della spesa per energia elettrica, gas ed altri combustibili è dell'ordine del 2 % del PIL e dell'ordine del 3,5 % della spesa delle famiglie. La sola voce energia elettrica rappresenta circa il 35 % della voce energia, gas e combustibili. (1,22 % del PIL)

Nell'attuale congiuntura economica nazionale e internazionale risulta particolarmente arduo determinare una previsione sui prezzi dell'energia per il 2009. Tenuto conto che AU ha già avviato la stipula di contratti per la copertura del fabbisogno 2009, una valutazione può essere fatta valorizzando il portafoglio acquisti di AU in essere ad oggi e tenendo conto delle più recenti quotazioni a termine del Brent e del cambio. Per il 2009 viene assunto uno scenario prudenziale con un prezzo del petrolio medio annuo di 70 \$/bbl, a fronte dei 60 \$/bbl di novembre 2008, e in un apprezzamento del dollaro nei confronti dell'euro con un valore medio annuo di 1,27 €/\$. L'evoluzione della componente energia del prezzo di cessione segue l'andamento riportato nel grafico.



TAU 12

Si può quindi prevedere una progressiva diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato a seguito di:

1. crollo dei prezzi dei combustibili e della rinegoziazione da parte dei produttori delle forniture gas;
2. possibile domanda ristagnante a causa della recessione in atto con conseguente potenziale over capacity di produzione elettrica