



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

Memoria per l'audizione presso la
10^a Commissione Permanente Industria, Commercio e Turismo
del Senato della Repubblica

Roma, 10 dicembre 2008

Indice

- La società Gestore dei Servizi Elettrici Spa
- I costi del sostegno alle produzioni alternative
- La gestione dell'energia da parte del GSE
- I certificati verdi per le fonti rinnovabili
- Il conto energia per la produzione fotovoltaica;
- Incidenza sulla tariffa elettrica delle attività del GSE

La Società Gestore dei Servizi Elettrici.

La società Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) è una società completamente pubblica le cui azioni sono possedute dal Ministero dell'Economia e della Finanze, che esercita i diritti di azionista d'intesa col Ministero dello Sviluppo Economico.

La società oggi opera nella veste giuridica conseguente all'attuazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell' 11 maggio 2004, che ha previsto il trasferimento alla società Terna, a partire dal 1° novembre 2005, delle attività di gestione della rete di trasmissione nazionale e del dispacciamento, precedentemente svolte dal GSE con la denominazione Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) .

Proprio per marcare il cambio di missione assegnata, a valle del trasferimento delle attività a Terna, la denominazione della società è mutata in Gestore dei Servizi Elettrici S.p.a.

Attività del GSE

Il GSE opera nel sistema energetico nazionale svolgendo numerose attività, correlate tra loro, che attengono all'attuazione dei meccanismi di promozione dello sviluppo economico sostenibile. Le attività svolte possono essere suddivise, per grandi linee, in :

- attività tecniche per la qualificazione di impianti e di produzioni energetiche (istruttorie, verifiche sugli impianti);
- erogazione degli incentivi in conto esercizio riservati alle produzioni elettriche;
- gestione dell'energia elettrica ceduta.

Il GSE è soggetto ad un forte controllo degli organi regolatori e svolge i suoi compiti :

- per espressa indicazione di legge;
- in base a direttive del Ministro dello Sviluppo Economico (MSE), a volte d'intesa con il Ministero dell'Ambiente;
- su indicazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG),

In parallelo il GSE svolge anche una intensa attività informativa che contribuisce alla diffusione presso i cittadini e le imprese dell'uso consapevole e responsabile dell'energia.

Le attività del GSE, come stabilite dal citato DPCM 11 maggio 2004, consistono :

- nello svolgimento delle attività ben, rapporti giuridici e personale afferenti alle funzioni di compravendita dell'energia CIP 6 e di emissione e verifica del meccanismo dei certificati verdi;
- nello svolgimento della attività correlate all'attuazione della Direttiva Europea 2001/77/CE in tema di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- nella gestione delle partecipazioni detenute nelle società Gestore del Mercato Elettrico S.p.a. ed Acquirente Unico S.p.a..

Data la specificità della società, pubblica e terza rispetto agli altri operatori del mercato, dopo la data del 1° novembre 2005, sono stati affidati al GSE ulteriori compiti per :

- incentivare la produzione elettrica derivante da energia solare, sia essa da conversione fotovoltaica che da solare termodinamico;
- qualificare gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento e la produzione elettrica realizzata;
- facilitare la generazione elettrica distribuita sul territorio mediante lo svolgimento dei servizi di ritiro di energia e di scambio di energia;
- supportare l'autorità nazionale di gestione del sistema di scambio di quote CO2.

In virtù di tali scelte, il ruolo del GSE negli ultimi anni è radicalmente cambiato, passando :

- da soggetto orientato prevalentemente a garantire gli incentivi economici ai produttori di energia elettrica, in genere di rilevanti dimensioni;
- ad operatore che mette a disposizione vari strumenti di agevolazione per il piccolo consumatore, favorendo sul territorio il ricorso alla microgenerazione con uso di fonti energetiche sostenibili.

Nel settore della produzione fotovoltaica, che rappresenta oggi l'esempio di maggior sviluppo della microgenerazione diffusa, il GSE è presente come:

- soggetto che svolge il procedimento tecnico di ammissione all'incentivazione;
- erogatore dell'incentivazione in Conto Energia;
- acquirente dell'energia ceduta dagli impianti al mercato;
- regolatore economico dei saldi energetici scambiati con la rete nell'ambito del servizio dello scambio sul (dal 1° gennaio 2009)

Proprio per effetto del cambio del proprio mercato di riferimento la società GSE ha ritenuto utile in questi anni stabilire anche un consolidato rapporto di collaborazione con le associazioni dei consumatori e con le associazioni territoriali degli enti locali.

Struttura del GSE

Il GSE svolge i compiti ad esso affidati dalla sede di Roma con un organico composto, alla data del 1° novembre 2008, da 249 unità. L'organico è suddiviso in :

- 18 dirigenti (7%);
- 70 quadri (28%)
- 165 impiegati (65%)

L'età media del personale GSE è di circa 42 anni

Il personale laureato è il 46% del totale, con prevalenza delle discipline ingegneristico-scientifiche.

Nella tabella di seguito è indicata l'evoluzione negli ultimi tre anni di alcuni indicatori rappresentativi della gestione del GSE. Si evidenzia la forte espansione delle attività sul fotovoltaico e le innovazioni del ritiro dedicato e dello scambio sul posto.

			2006	2007	2008*
Impianti CIP 6/92	convenzioni	n°	446	374	327
	produzione	TWh	48	47	44
Impianti IAFR	qualifiche	n°	1.350	2.160	2.650
Certificati Verdi	emissione	TWh	5,6	7,7	9,5
Impianti fotovoltaici	in esercizio	n°	1.400	7.700	25.000
	potenza	MW	9	79	280
	incentivi	MIn€	1	19	90
Ritiro Dedicato	impianti	n°	-	-	3.500
	produzione	TWh	-	-	7
Scambio sul Posto			a partire dal 1° gennaio 2009		

* preconsuntivo

I costi del sostegno alle produzioni alternative.

Il GSE opera per assicurare il sostegno alle produzioni elettriche che hanno una valenza positiva per la collettività, ma hanno ancora costi di produzione elevati per poter competere con le produzioni tradizionali

Il sostegno può realizzarsi :

- mediante l'incentivazione economica diretta;
- fornendo servizi a condizioni di vantaggio.

Il corretto livello di sostegno deve garantire un vantaggio economico pari al differenziale di costo esistente tra le fonti alternative e le fonti tradizionali. Tale obiettivo è però – in genere – difficile da centrare pienamente, soprattutto se gli incentivi devono essere stabiliti con largo anticipo, quando non sono note le evoluzioni del sistema energetico e dei costi di produzione.

Oggi nel settore elettrico sono ancora in vigore meccanismi di incentivazione delle fonti alternative stabiliti nei primi anni '90 (CIP 6/92) in condizioni di mercato e di costi completamente diversi. Per tener conto delle variazioni dei costi furono fissati, all'epoca, meccanismi di adeguamento automatici, che, alla luce dei fatti, si sono rilevati troppo rigidi e poco rappresentativi, oltre che pesanti in termini di impatto sul prezzo dei clienti finali.

A valle della liberalizzazione del 1999 con l'introduzione dei certificati verdi furono introdotti allora meccanismi di incentivazione più flessibili e vicini al mercato, in modo che l'entità della incentivazione si formasse in base alla libera contrattazione tra le parti. Anche in questo caso però sono stati previsti meccanismi di tutela e di stabilizzazione dei ricavi dei produttori da fonti rinnovabili, per superare i periodi in cui l'offerta di certificati verdi è maggiore della domanda.

Per gli impianti di limitate dimensioni negli ultimi anni si è assistito infine ad un ritorno verso meccanismi di incentivazione economica basati su valori prefissati (Conto Energia e tariffa omnicomprensiva alternativa ai certificati verdi) che offrono maggiori garanzie per i produttori ma che – a volte – possono rappresentare un segnale poco efficace per l'industria.

Fino agli inizi degli anni '90 gli incentivi per le fonti alternative erano stabiliti per la realizzazione degli investimenti ed erano rappresentati da contributi, in conto capitale o in conto interessi, posti a carico del bilancio dello Stato. Ciò, in genere, limitava l'efficacia di tali strumenti poiché :

- vi era difficoltà nel reperire le risorse all'interno del bilancio dello Stato;
- i procedimenti di accesso all'incentivazione risultavano complessi e con più interlocutori;
- non vi era garanzia che l'incentivo erogato per la costruzione dell'impianto si traducesse automaticamente in incremento di apporto energetico;

Con l'avvio dell'incentivazione in conto esercizio, quindi mediante maggiorazione della valorizzazione economica dell'energia prodotta, sono state superate le criticità presenti ed è stato possibile avviare una intensa azione di finanziamento delle iniziative, che ancora oggi continua.

La forza del meccanismo in conto esercizio nel settore elettrico è rappresentato dal fatto che gli incentivi economici per le fonti alternative sono finanziati all'interno dello stesso sistema energetico, con imposizioni applicate ai consumatori elettrici e ai produttori con fonti tradizionali.

Oltre alle risorse per l'incentivazione derivanti da imposizioni sono presenti nel sistema anche meccanismi ad adesione volontaria che vedono protagonisti soggetti che vogliono rendere visibile un proprio ruolo verso lo sviluppo sostenibile. Sono esempi di tali modalità:

- i sistemi basati sulle garanzie di origine;
- i "prezzi verdi" dell'energia elettrica rivolti a clienti sensibili alle tematiche dell'ambiente;
- i certificati commerciabili (come di RECS – Renewable Energy Certificate System).

I regimi di sostegno assicurati alle produzioni alternative, in definitiva, gravano però sempre sul cliente finale, in quanto i produttori trasferiscono implicitamente nel prezzo finale il valore delle incentivazioni pagate.

E' questo il caso ad esempio degli oneri che vengono pagati dai produttori elettrici utilizzando fonti convenzionali, soggetti a produrre obbligatoriamente un assegnato quantitativo minimo da fonti rinnovabili o ad acquistare i corrispondenti titoli di produzione (certificati verdi).

Tra l'altro il funzionamento attuale del mercato elettrico italiano, basato sulla corresponsione ad ogni produttore del prezzo marginale realizzato, potrebbe generare un effetto di trascinamento che determina maggiori oneri a carico degli acquirenti finali, qualora il prezzo dell'ultima offerta accettata sul mercato contenesse la quota di onere sostenuto dal produttore per soddisfacimento dell'obbligo di produzione da fonti rinnovabili.

Nei prezzi pagati dal consumatore elettrico italiano è presente, da molti anni, la maggiorazione tariffaria A3 utilizzata per trasferire ai clienti finali, in modo esplicito, gli oneri di incentivazione delle fonti alternative.

Tutti gli oneri sostenuti da GSE nell'assicurare i servizi per il sostegno ai produttori sono finanziate dal gettito della componente tariffaria A3.

La maggiorazione A3 del prezzo finale.

L'aliquota A3 della tariffa elettrica è stata introdotta con tale denominazione a partire dal 1° luglio 1997 dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella fase di razionalizzazione della tariffa elettrica ed accorpamento di alcune voci del sovrapprezzo termico.

La sua struttura è stata spesso modificata, come pure è variata la modalità di corresponsione. Dal 2002 la modalità di esazione è stata unificata, risultando applicata in modo identico tra il mercato libero ed il mercato vincolato (ora tutelato).

L'aliquota A3 è la più rilevante tra le maggiorazioni presenti nelle tariffe elettriche.

Nella tabella seguente è riportata la media delle aliquote A3 pagate dal luglio 1997 al dicembre 2008, da alcune tipologie di clienti finali.

Voci	U.M.	LIVELLO DI TENSIONE							
		Bassa Tensione				Media Tensione		Alta Tensione	
		Domestici		Altri Usi					
Potenza	kW	3	3	10	100	500	1.000	3.000	10.000
Consumo annuale	kWh/anno	2.640	3.500	12.000	150.000	1.000.000	2.500.000	7.500.000	35.000.000
Aliquota media A3	cEuro/kWh	0,74	0,79	1,24	0,96	0,78	0,77	0,70	0,69
Spesa media mensile	Euro/mese	1,6	2,3	12	120	649	1.600	4.393	20.236
Spesa media annuale	Euro/anno	20	28	149	1.443	7.783	19.206	52.711	242.837

Dalla tabella si nota che nel periodo 1997-2008 un cliente domestico medio (3 kW con consumo di 2.640 kWh/anno pari ossia al valore di riferimento considerato dall'AEEG) ha pagato circa 1,6 Euro/mese per maggiorazione A3 (20 Euro all'anno).

Il valore è stato di circa 2,3 Euro/mese (28 Euro all'anno) nel caso di cliente domestico con 3.500 kWh di consumo annuale (valore tipico utilizzato dall'Eurostat nelle statistiche comparative tra Paesi UE).

Nello stesso periodo un piccolo cliente non domestico in BT, con 10 kW di potenza e 12.000 kWh di consumo annuo, ha pagato mediamente circa 12 Euro al mese per maggiorazione A3 per una spesa annua di 149 Euro.

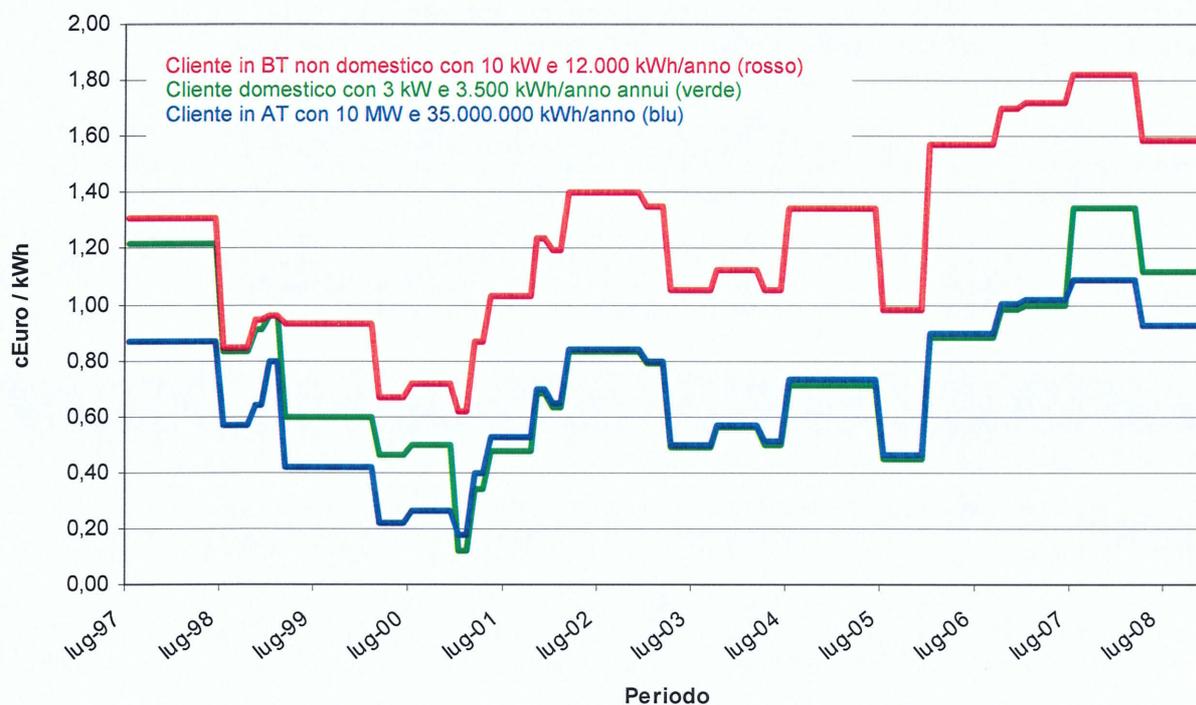
Salendo con i consumi gli importi annuali pagati dei singoli utenti crescono di dimensione, anche se per clienti di entità molto elevata sono stati approntati meccanismi per ridurre l'onere della maggiorazione A3

Salvo per le utenze in bassa tensione per usi diversi da abitazione, per le utenze tipo indicate, l'aliquota media nel periodo 1997-2008 si è posta tra 0,70 e 0,80 centesimi di Euro/kWh.

Nel grafico seguente si riporta l'evoluzione temporale delle aliquote medie A3 applicate a tre tipologie di utenti:

- a un cliente domestico con 3 kW e 3.500 kWh/anno di consumo (verde)
- a un cliente in BT non domestico con 10 kW e 12.000 kWh/anno di consumo (rosso);
- a un cliente in AT con 10 MW e 35.000.000 kWh/anno di consumo (blu).

Evoluzione aliquote A3 per utenze tipo



Nel paragrafo seguente si analizzano le principali attività dal GSE che determinano oneri a carico della maggiorazione A3 e si stimano gli impatti sull'utenza per gli anni fino al 2014.

Le stime sono da intendersi di massima e sono realizzate sulla base dei dati ricavabili dagli attuali impegni sottoscritti dal GSE (convenzioni CIP 6/92 ed ammissione impianti fotovoltaici ad incentivazione) e sulla base del quadro normativo in atto.

La gestione dell'energia da parte del GSE

L'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili e assimilate che usufruiscono di forme di remunerazione incentivata previste dal Provvedimento CIP 6/92 e successive modificazioni viene comunemente chiamata "**energia CIP6**".

Dall'anno 2001 l'energia elettrica immessa in rete da tali impianti viene ritirata dal GSE in virtù del decreto del 21 novembre 2000 del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (oggi Ministero dello Sviluppo Economico).

Dal 1° gennaio 2008 – su indicazione dell'AEEG (delibera 280/07 del 6 novembre 2007) il GSE ritira anche l'energia da piccoli impianti o da impianti a fonti rinnovabili non programmabili che decidono volontariamente di accedere al mercato in modo indiretto.

A fronte del pagamento dei servizi di rete al GSE, i produttori che utilizzano tale modalità (in gergo **ritiro dedicato**) vedono remunerata la propria produzione elettrica allo stesso prezzo che ricaverebbero operando direttamente sulla Borsa dell'energia.

Per i piccoli impianti a fonti rinnovabili di potenza inferiore a 1 MW, che scelgono il meccanismo del ritiro dedicato da parte del GSE, esiste inoltre la salvaguardia di ricavare un prezzo non inferiore ad un assegnato valore stabilito dall'AEEG.

Al GSE, prevedibilmente, in futuro sarà assegnata anche la funzione di ritiro dell'energia da impianti a fonti rinnovabili ammessi ad usufruire alle **tariffe omnicomprensive della legge 244/07** (Finanziaria 2008).

Tali tariffe, alternative ai certificati verdi, sono riservate ad impianti di potenza fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici)

Oltre al ritiro dell'energia i produttori-consumatori possono scambiare i quantitativi di energia eccedentari i propri consumi istantanei con i prelievi effettuati dalla rete elettrica, mediante un meccanismo di **scambio sul posto**. Attualmente il meccanismo è stabilito :

- per gli impianti a fonti rinnovabili fino a 20 kW (da estendere a 200 kW in base alla finanziaria 2008);
- per gli impianti di cogenerazione fino 200 kW

e sarà gestito dal 1° gennaio 2009 da parte del GSE, che subentra ai distributori.

Ritiro energia CIP 6

Nel periodo dal 2001 al 2007 il GSE ha ritirato dai produttori circa 365 miliardi di kWh, in massima parte da impianti a fonti assimilate (79%), spendendo circa **37 miliardi di Euro**

Come stabilito dalla legge il GSE ha provveduto a collocare sul mercato l'energia ritirata dagli impianti incentivati, secondo modalità fissate di anno in anno con decreto del Ministero delle Attività Produttive (ora MSE), ricavandone circa **20 miliardi di Euro**

Oltre ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato, hanno contribuito alla copertura parziale dell'onere per acquisto energia sostenuto dal GSE i proventi, scarsi, derivanti dalla vendita dei Certificati Verdi di titolarità del GSE (certificati associati alla produzione di impianti CIP 6 a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999)

La parte residua dell'onere, circa **17 miliardi di Euro** sempre a norma di legge, è stata inclusa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas tra gli oneri di sistema ed è stata posta a carico della componente tariffaria A3, gravando direttamente sui consumatori finali.

Nella tabella di seguito sono riportati sinteticamente i valori caratteristici degli acquisti di energia CIP6 nel periodo dal 2001 al 2007

	U.M.	ANNI							Totale 2001-2007
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Energia	TWh	53,5	54,0	53,9	56,7	51,2	49,0	46,5	365,0
Fonti Rinnovabili	TWh	12,6	11,7	12,2	13,4	9,9	9,3	8,2	77,4
Fonti Assimilate	TWh	40,9	42,3	41,7	43,3	41,3	39,7	38,3	287,6
Costo Acquisto	MEuro	4.700	4.669	4.967	5.436	5.766	6.199	5.230	36.967
Ricavo Vendita	MEuro	-3.002	-2.712	-2.976	-2.880	-2.560	-2.718	-2.830	-19.678
Ricavo Vendita CV	MEuro			-197	-167	-97	-3		-464
Differenza su A3	MEuro	1.698	1.957	1.794	2.389	3.109	3.478	2.400	16.825

Il quantitativo di energia CIP6 ritirato dal GSE, (ogni anno circa il 16% del fabbisogno nazionale), negli anni è stato allocato nel mercato tenendo conto delle oggettive condizioni concorrenziali esistenti tra i fornitori. Dopo meccanismi di allocazione basati sull'assegnazione di bande di capacità, negli ultimi 3 anni la modalità di vendita dell'energia CIP6 da parte del GSE ha previsto la collocazione in borsa, anche attraverso la sottoscrizione di contratti alle differenze (CFD) tra GSE e :

- Acquirente Unico;
- fornitori del mercato libero

basati su:

- quantitativi pari ad una quota dell'energia CIP6, assegnata agli operatori in modo proporzionale alla loro presenza sul mercato (pro-quota);
- prezzo di riferimento prestabilito dal MSE (strike price), aggiornato trimestralmente secondo la variazione del prezzo unico nazionale che si forma in borsa (PUN)

In base ai contratti CFD, se il prezzo di acquisto in borsa da parte degli operatori è superiore (inferiore) al prezzo di riferimento l'assegnatario riceve dal (riconosce al) GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata.

Per l'anno 2008, si conferma il quadro che vede, a parità di condizioni, due tendenze contrapposte

- la riduzione degli importi erogati per gli impianti a fonti assimilate, per i quali mediamente si sta registrando il progressivo raggiungimento del termine dei primi otto anni di esercizio per il riconoscimento della componente incentivo prevista nel prezzo di cessione;
- la crescita del prezzo medio di acquisto degli impianti a fonti rinnovabili per il progressivo spostamento del mix a favore degli impianti a più elevata incentivazione (biomasse e rifiuti) e per il fatto che in questa categoria si concentrano gli impianti di taglia più piccola, di più recente realizzazione e caratterizzati generalmente da una durata delle convenzioni di 8 anni per i quali la scadenza del periodo incentivante coincide con la scadenza della convenzione.

Nella tabella seguente si riporta una stima dei i valori relativi all'energia CIP6 per gli anni dal 2008 a 2014, tenendo conto, per ogni anno, dell'effetto dei conguagli del costo evitato di combustibile.

ENERGIA CIP6	U.M.	ANNO							
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Energia ritirata	TWh	43,6	39,3	40,0	37,1	30,6	26,3	22,9	
Onere acquisto	MEuro	4.304	5.477	5.138	4.740	4.023	3.578	3.242	
Ricavo vendita	MEuro	3.164	2.709	2.818	2.672	2.255	1.980	1.769	
Onere a carico A3	MEuro	1.140	2.767	2.319	2.067	1.768	1.599	1.473	
Consumi elettrici	TWh	300	306	312	318	325	331	338	
Incidenza su tariffa elettrica	cEuro / kWh	0,380	0,904	0,743	0,650	0,545	0,483	0,436	

Nella tabella, a partire dal conguaglio per l'anno 2009 (quindi nell'anno 2010), per motivi di semplicità, si è ipotizzata la costanza in termini reali del costo evitato di combustibile (ovvero una crescita annuale pari al 2%).

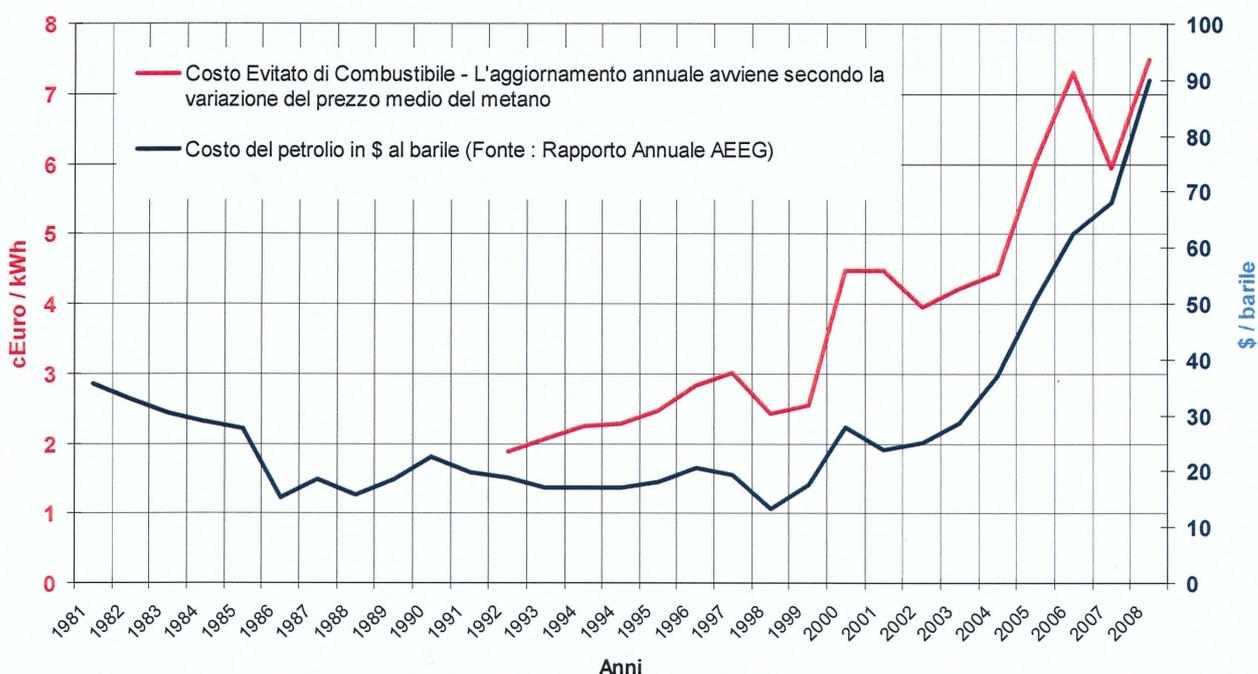
In realtà nell'anno 2009, dopo la forte fase rialzista del 2008, sulla base delle previsioni di numerosi analisti, è da attendersi un valore del costo evitato di combustibile in riduzione e in linea con quello definitivo per l'anno 2007. Mancano però al momento valutazioni più attendibili.

L'impatto sulle tariffe della componente costo evitato di combustibile si è accentuato negli ultimi anni per effetto dell'incremento dei prezzi dei combustibili, tanto da attrarre l'attenzione dei soggetti regolatori e del Parlamento.

Modalità di aggiornamento del costo evitato di combustibile

Come detto un forte impulso alla crescita degli oneri posti a carico dei clienti finali tramite la maggiorazione A3 deriva dalla notevole incremento registrato in questi anni dal valore del costo evitato di combustibile CIP 6/92

Tale valore, stabilito nell'anno 1992 pari a 1,88 cEuro/kWh, è cresciuto negli anni, fino a raggiungere il valore 2008 pari a 5,95 cEuro/kWh (provvisorio), con un incremento del +216%, pur avendo l'AEEG con la delibera n. 249/06 ridotto il valore di circa 1,3 cEuro/kWh a partire dall'anno 2007, come si evidenzia nel grafico di seguito riportato

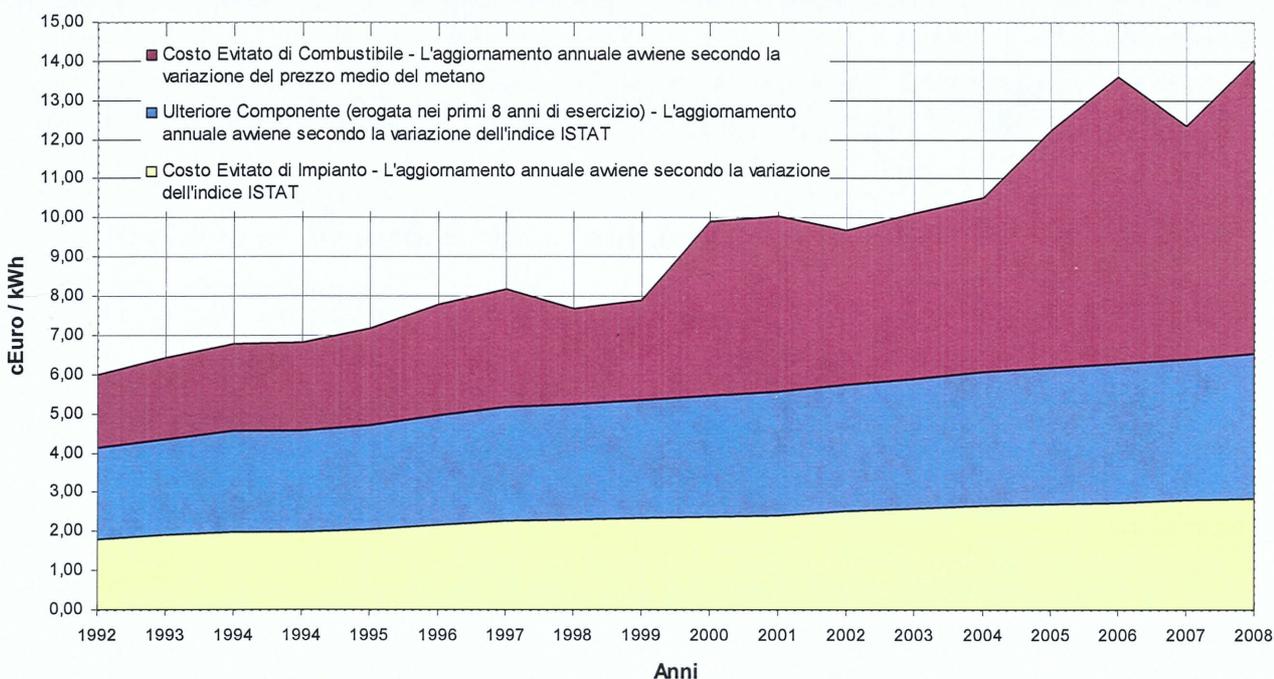


Da prime stime ad aprile 2009 la fissazione definitiva del costo evitato di combustibile porterà il valore a circa 7,6 cEuro/kWh (+28%) determinando un incremento, istantaneo, del fabbisogno del gettito A3, necessario per i conguaglio prezzi 2008, pari a 735 milioni di Euro.

La crescita del costo evitato di combustibile ha modificato notevolmente la struttura dei prezzi di cessione CIP6, che furono stabiliti tenendo conto dei costi delle tipologie costruttive dei primi anni '90, ed ha generato situazioni differenziate in termini di remunerazione degli investimenti (ipotizzati inizialmente al valore standard del 7% reale per tutte le tipologie).

Mentre infatti per gli impianti i cui costi di esercizio sono cresciuti dello stesso valore dell'incremento del costo evitato di combustibile (esempio impianti di cogenerazione funzionanti a gas naturale) si è avuto una compensazione tra costi e ricavi, per alcune tipologie di impianti (come ad esempio gli impianti eolici e gli impianti assimilati che utilizzano residui di lavorazione e combustibili di processo) potrebbero essersi verificati differenziali tra costi e ricavi, anche di notevole entità.

A riguardo, nel grafico seguente viene mostrata l'evoluzione delle varie componenti del prezzo CIP6 per un impianto utilizzante residui di lavorazione o combustibili di processo, da cui si evince la notevole influenza sul prezzo finale rappresentato dalla crescita del costo evitato di combustibile.



Con il DDL in materia di energia, tuttora all'esame del Senato (AS 1195), è previsto che il Ministero dello Sviluppo Economico, su indicazione dell'AEEG possa introdurre modalità differenziate di aggiornamento della componente del costo evitato di combustibile al fine :

- di ridurre l'onere per i clienti finali;
- di salvaguardare la redditività degli investimenti.

Come ulteriore elemento di flessibilità lo stesso DDL prevede la possibilità di cessazione su base volontaria del produttore della convenzione di cessione di energia al GSE, a condizioni, però, vantaggiose per il sistema elettrico.

In altri termini a fronte di un minor ricavo CIP6 rispetto alle attese, i produttori – se ritenuto conveniente – avrebbero la possibilità di operare direttamente e pienamente sui mercati

organizzati, incluso il mercato dei servizi di dispacciamento, ricavandone una adeguata remunerazione.

Servizi GSE per la microgenerazione

Agli effetti sulla componente A3 dell'energia ritirata del GSE in regime CIP6, si devono sommare – con impatto notevolmente minore - gli effetti derivanti dalla gestione da parte del GSE di alte partite di energia, quali quelle relative

- al ritiro (dedicato) di energia;
- alla regolazione dei saldi derivanti dallo scambio sul posto;
- all'erogazione della tariffa omnicomprensiva ex lege 244/07.

Gli effetti sugli oneri di sistema degli ulteriori servizi del GSE a partire dell'anno 2008 sono riassunti nella tabella seguente, ipotizzando retroattiva l'erogazione delle tariffe omnicomprensive al 1° gennaio 2008

ALTRI SERVIZI GSE		2008	2009	2010	ANNO			
					2011	2012	2013	2014
Ritiro Dedicato	MEuro	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Scambio Sul Posto	MEuro	14,2	28,3	39,1	54,6	75,1	102,2	134,3
Tariffa Omnicomprensiva	MEuro	56,3	121,2	131,6	142,8	154,9	167,9	182,0
Onere a carico A3	MEuro	86	165	186	212	245	285	331
Consumi elettrici	TWh	300	306	312	318	325	331	338
Incidenza su tariffa elettrica	cEuro / kWh	0,029	0,054	0,059	0,067	0,075	0,086	0,098

Il meccanismo dei certificati verdi

Il meccanismo si basa sull'obbligo, a carico dei produttori ed importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il primo aprile 1999.

Tale quota, inizialmente fissata nel 2% è stata elevata:

- dal D.lgs. 387/03 che ha stabilito un progressivo incremento annuale di 0,35% punti percentuali nel triennio 2004-2006;
- dalla legge n. 244/07 (Finanziaria 2008), che ha previsto un incremento annuo dello 0,75% per il periodo 2007-2012.

I produttori e importatori possono adempiere all'obbligo immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili nella propria titolarità oppure acquistando da altri produttori i Certificati Verdi (CV). I costi dell'incentivazione sono quindi sostenuti dai produttori e importatori da fonti non rinnovabili su cui ricade l'obbligo di acquisizione dei CV.

Non esiste pertanto un onere diretto per i clienti finali derivante dalla incentivazione delle fonti rinnovabili attraverso il meccanismo dei certificati verdi. I produttori e gli importatori obbligati, nella determinazione del prezzo di vendita o di offerta in borsa tengono però conto implicitamente del loro costo di approvvigionamento dei CV necessari.

Non si tratta di un elemento di poco conto se si considera che per un produttore a fonti tradizionali l'approvvigionamento di CV utili a soddisfare l'obbligo da energia rinnovabile . può incidere unitariamente in modo significativo sui propri costi di produzione. Con la percentuale d'obbligo al 3,8% ed il costo dei CV pari a 80 Euro/MWh l'onere unitario per il produttore da fonti tradizionali risulterebbe pari a circa 3 Euro/MWh.

Causa l'attuale meccanismo di funzionamento del mercato elettrico ciò potrebbe determinare la traslazione del sovra onere di produzione su tutta l'energia scambiata

Si riporta un quadro riepilogativo dell'energia soggetta ad obbligo e della quota rinnovabile immessa nel sistema elettrico nel periodo 2002-2006 sulla base dei dati di produzione e importazione soggette ad obbligo relative agli anni 2002-2007.

N	ANNI						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Energia soggetta (TWh)	161,6	180,6	201,1	193,8	222,2	189,9	190,0
Percentuale di obbligo	2%	2%	2%	2,35%	2,70%	3,05%	3,80%
Energia rinnovabile (TWh)		3,23	3,61	4,02	4,55	6,00	5,84

Il periodo di riconoscimento dei CV è fissato:

- in dodici anni per gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007;
- in 15 anni per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 2008;
- in 8 anni per gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento ammessi al meccanismo

I CV sono commercializzati in un mercato parallelo separato da quello dell'elettricità, attraverso la piattaforma di negoziazione dei CV organizzata dal GME, oppure vengono scambiati attraverso negoziazione diretta (contratti bilaterali).

La finanziaria 2008 ha introdotto l'obbligo per il GSE di ritirare – ad un prezzo prefissato - i CV eccedentari in scadenza nell'anno, fino al raggiungimento della quota del 25% del consumo interno di energia elettrica coperto con fonti rinnovabili.

Al fine di garantire la graduale transizione dal vecchio al nuovo meccanismo d'incentivazione dei CV, nel triennio 2009-2011, entro il mese di giugno, il GSE ritirerà, su richiesta dei detentori, i CV rilasciati per le produzioni, riferite agli anni 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, con esclusione degli impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento.

Nel 2009 il GSE ritirerà i CV degli anni 2006, 2007 e 2008 al prezzo medio di mercato del triennio precedente (2006, 2007 e 2008), prezzo comunicato dal GME entro il 31 gennaio del 2009 .

Per l'anno 2009 il GSE stima di ritirare dal mercato 6.934.000 CV riferiti alle produzioni del 2006, 2007 e 2008 ad un prezzo unitario al netto dell'IVA di circa 102 €, per un onere a carico della componente A3 di 707 milioni di euro.

I corrispondenti oneri per il GSE saranno posti a carico della componente A3

Per gli anni dal 2009 al 2011 si stimano i seguenti costi di ritiro dei CV in scadenza

RITIRO CV IN SCADENZA		ANNO		
		2009	2010	2011
Certificati da ritirare (1 CV=1MWh)	Numero	6.934.000	2.361.440	2.067.972
Onere a carico A3	MEuro	707	241	211
Consumi elettrici	TWh	306	312	318
Incidenza su tariffa elettrica	cEuro / kWh	0,231	0,077	0,066

Il Conto Energia per la produzione fotovoltaica

Il meccanismo di incentivazione degli impianti fotovoltaici denominato Conto Energia, è stato introdotto in Italia dal decreto interministeriale del 28 Luglio 2005 (Primo Conto Energia) ed è attualmente regolato dal decreto interministeriale del 19 febbraio 2007 (Nuovo Conto Energia).

Il Conto Energia remunera, con apposite tariffe incentivanti, l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni e vede il GSE come soggetto attuatore ed erogatore dell'incentivo.

Gli oneri per incentivazione degli impianti fotovoltaici sono finanziati con la maggiorazione A3 pagata dai clienti finali.

Al 31 dicembre 2008 si prevede saranno complessivamente circa 25.000 gli impianti ammessi all'incentivazione del Conto Energia e risulteranno erogati complessivamente circa 90 milioni di Euro.

La previsione della evoluzione della incentivazione tramite il Conto Energia nel periodo 2008-2014 è mostrata nella tabella di seguito riportata

		ANNO						
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Impianti in esercizio	MW	240	450	690	890	1.160	1.500	1.500
Incentivo annuale da erogare	MEuro	75	180	280	400	510	670	730
Consumi elettrici	TWh	300	306	312	318	325	331	338
Incidenza su tariffa elettrica	cEuro / kWh	0,025	0,059	0,090	0,126	0,157	0,202	0,216

Incidenza sulla tariffa elettrica delle attività del GSE

La previsione degli oneri a carico della maggiorazione A3 per effetto delle attività del GSE sopradette è riepilogata nella tabella seguente

TOTALE GSE	U.M.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ritiro Energia CIP6	MEuro	1.140	2.767	2.319	2.067	1.768	1.599	1.473
Altri servizi GSE	MEuro	86	165	186	212	245	285	331
Ritiro CV in scadenza	MEuro		707	241	211			
Conto Energia	MEuro	75	180	280	400	510	670	730
Totale esigenza A3	MEuro	1.300	3.819	3.026	2.890	2.523	2.554	2.534
Consumi elettrici	TWh	300	306	312	318	325	331	338
Incidenza su tariffa elettrica	cEuro / kWh	0,433	1,248	0,970	0,908	0,777	0,771	0,750

Quanto agli oneri da trasferire sui clienti la situazione nell'anno 2008 è stata favorevole, poiché

- si è verificato un conguaglio negativo del CEC per 633 milioni di Euro, causa la variazione della struttura di aggiornamento stabilita dell'AEEG;
- non si sono manifestati ancora in modo consistente gli effetti degli interventi per il fotovoltaico e per il sostegno agli altri servizi alla microgenerazione;

Per l'anno 2009 è previsto il picco degli oneri da trasferire alla componente tariffaria A3, per il verificarsi dell'effetto combinato :

- dell'incremento del costo evitato di combustibile CIP 6/92 (+735 milioni di Euro per l'anno 2008 e +660 milioni di Euro per l'anno 2009);
- del riacquisto dei certificati verdi in scadenza da parte del GSE (+707 milioni di Euro per certificati 2006, 2007 e 2008).

Il picco dell'anno 2009 potrebbe indurre difficoltà del GSE nel reperire il finanziamento delle risorse necessarie, stante anche le attuali difficoltà presenti nel mercato creditizio.

La crescita delle incentivazioni riservate alla fotovoltaico ed alla microgenerazione sarà compensata dalla discesa degli oneri per CIP 6/92.

La componente tariffaria A3 nei prossimi anni continuerà ad essere la maggiore componente a copertura dei oneri di sistema del settore elettrico.