



relativamente ai clienti di piccole dimensioni, potrebbe essere notevolmente favorita se accompagnata da modifiche della normativa primaria volte a :

- a) definire i criteri per l'identificazione dei clienti non disalimentabili, in modo tale da limitare l'insieme dei soggetti che rientrano nella categoria dei clienti non disalimentabili, pur nel contesto di tutela della fornitura con riferimento a particolari categorie di utenze;
- b) limitare il periodo di tempo in cui un cliente finale può essere identificato come non disalimentabile;
- c) definire modalità alternative di copertura degli oneri relativi alla morosità dei clienti non disalimentabili, anche secondo quanto proposto per il settore dell'energia elettrica.

4. IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha raggiunto, nel 2010, il 25,5% della produzione lorda totale (Tabella 4), con un marcato incremento rispetto agli anni precedenti (Figura 1). Nell'anno 2011, i cui dati a consuntivo non sono ancora disponibili, si è assistito ad un ulteriore marcato incremento, con particolare riferimento alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici che, in un solo anno, è aumentata drammaticamente da 2 TWh del 2010 a circa 11 TWh.

Tabella 4

Produzione lorda di energia elettrica in Italia, nel 2010

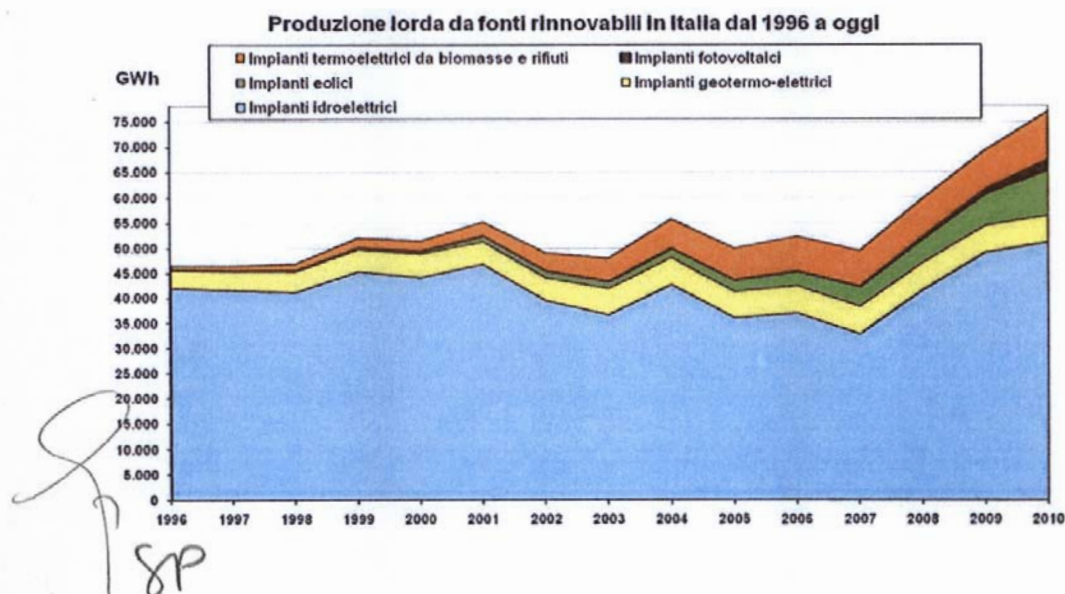
Impianti *	Produzione lorda di energia elettrica		Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili	
	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
Idrica	54.407	18,0%	51.117	66,4%
termica tradizionale	231.248	76,6%	9.440	12,3%
<i>combustibili solidi</i>	39.734	13,2%		
<i>gas naturale</i>	152.737	50,6%		
<i>gas derivati</i>	4.731	1,6%		
<i>prodotti petroliferi</i>	9.908	3,3%		
<i>altri combustibili</i>	14.698	4,9%		
<i>biomasse e rifiuti biod.</i>	9.440	3,1%		
geotermica	5.376	1,8%	5.376	7,0%
eolica	9.126	3,0%	9.126	11,9%
fotovoltaica	1.905	0,6%	1.905	2,5%
totale	302.062		76.964	
<i>di cui da fonti rinnovabili</i>	76.964	25,5%		

* La produzione idrica comprende la produzione da apporti da pompaggio che non fa parte delle fonti rinnovabili.

Nota: il totale della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non comprende la produzione derivante dalla parte non biodegradabile dei rifiuti. Tale produzione è stimata pari al 50% della produzione da rifiuti solidi urbani.

Fonte: "Dati statistici sugli impianti e la produzione di energia elettrica in Italia" Terna, 2011

Figura 1- grafico elaborato a partire dai dati di Terna



In generale, è possibile articolare il quadro normativo/regolatorio, eccetto le procedure autorizzative che occupa una tematica a parte, su tre differenti macro-livelli:

- il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come connessione alle reti elettriche, trasporto, dispacciamento e misura dell'energia elettrica);
- il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta;
- il terzo relativo ai regimi di incentivazione.

Riguardo le procedure autorizzative, ad oggi, i principali ostacoli al rapido sviluppo degli impianti di produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili sono da attribuire all'*iter* autorizzativo locale, che appare frammentato, molto diverso da una Regione all'altra, spesso burocratizzato e costoso (costi stimabili fino al 20 - 30% del valore complessivo degli incentivi attesi), con tempi piuttosto lunghi (anche di anni) rispetto ai novanta giorni indicati dal decreto legislativo n. 387/03 per l'*iter* autorizzativo unico, al netto dei tempi previsti per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale.

Occorre, quindi, prevedere strumenti, di carattere normativo e regolatorio, finalizzati a rendere più certe e più omogenee sul territorio nazionale le procedure autorizzative. Positiva sotto questo profilo l'approvazione delle linee guida interministeriali per la semplificazione delle autorizzazioni, rilasciate da Regioni o enti locali, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, oltre alle novità già introdotte dal decreto legislativo n. 28/11.

Inoltre, sarebbe opportuno prevedere strumenti finalizzati a responsabilizzare maggiormente le Regioni e le amministrazioni coinvolte nel procedimento autorizzativo, al fine di rendere più certe le tempistiche nel rispetto delle normative vigenti. Ciò consentirebbe anche di eliminare i problemi relativi alla saturazione delle reti e quelli di carattere speculativo.

4.1 REGOLAZIONE DELL'ACCESSO AI SERVIZI DI SISTEMA: CONNESSIONE ALLA RETE

La saturazione virtuale delle reti

In relazione alle connessioni alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica, più volte l'Autorità ha segnalato la necessità di un intervento urgente finalizzato a contenere i ben noti problemi di prenotazione della capacità di rete, in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione. Tale fenomeno costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta".

Al fine di risolvere tale problema, l'Autorità, nei limiti dei propri poteri e del proprio ambito di intervento, è intervenuta nuovamente, a seguito della sospensione delle relative parti della deliberazione ARG/elt 125/10, disposta dal Tar Lombardia in sede cautelare, prevedendo che il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione da connettere ad una linea critica o in un'area critica, versi al

SP

gestore di rete, all'atto dell'accettazione del preventivo, un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, il cui valore unitario è pari a 20,25 €/kW; tale corrispettivo ha la funzione di razionalizzare la prenotazione della capacità di trasporto della rete, al fine di evitare i suddetti fenomeni volti a realizzare la saturazione virtuale della rete.

La saturazione reale delle reti

Quello della saturazione non è un problema solo virtuale. Già oggi, infatti, esistono reti elettriche realmente sature e, pertanto, non in grado di evacuare tutta la produzione elettrica immessa nelle medesime. Il problema si è manifestato soprattutto lungo alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti (per lo più eolici) e di carichi limitati o nulli.



Per risolvere tale problema, occorre sviluppare le reti elettriche e, congiuntamente, valutare la realizzazione di sistemi di accumulo (quali i sistemi di pompaggio) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile. L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 199/11, ha previsto per il periodo regolatorio 2012 - 2015 la sovraremunerazione dei nuovi investimenti in progetti pilota, opportunamente selezionati, relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica per le reti di trasmissione e di distribuzione.

4.2 REGIMI DI RITIRO

Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato, vigente dall'1 gennaio 2008, può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di qualunque taglia. L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 103/11, ha definito la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti che si applicano dall'1 gennaio 2012; da tale data, i prezzi minimi garantiti sono differenziati per fonte e, nel caso delle sole fonti solare fotovoltaica e idrica, sono definiti per scaglioni progressivi di energia.

La Figura 2 rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato. In particolare, nel 2010, la quantità di energia elettrica ritirata è stata pari a circa 11,5 TWh, prodotta da 13.090 impianti per circa 9 GW. Tra questi, circa 12.000 impianti (prevalentemente mini-idro e solari fotovoltaici), per una potenza di 2,4 GW hanno usufruito dei prezzi minimi garantiti, comportando un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a poco più di 100 milioni di euro. Nel 2011 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 17,1 TWh, prodotta da 35.486 impianti, per una potenza complessiva di circa 17 GW. Tra questi, 33.657 impianti (prevalentemente mini-idro e solari fotovoltaici - Figura 3), per una potenza di 7 GW, hanno usufruito dei prezzi minimi garantiti, comportando un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 130 milioni di euro²⁴. Per il 2012 si stima che la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE

 
²⁴ Il marcato incremento degli impianti ammessi a beneficiare dei prezzi minimi garantiti nel 2011, rispetto al 2010, è quasi interamente attribuibile agli impianti fotovoltaici.

aumenti ulteriormente fino a superare 20 TWh, con un costo a carico della componente tariffaria A3 in riduzione per effetto della revisione dei prezzi minimi garantiti operata dall’Autorità.

Figura 2

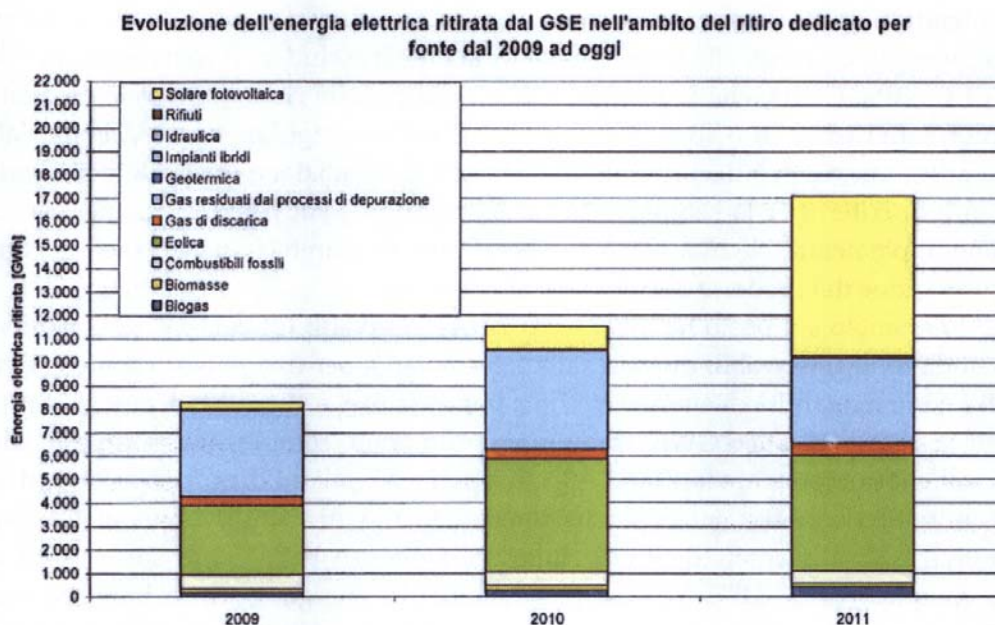
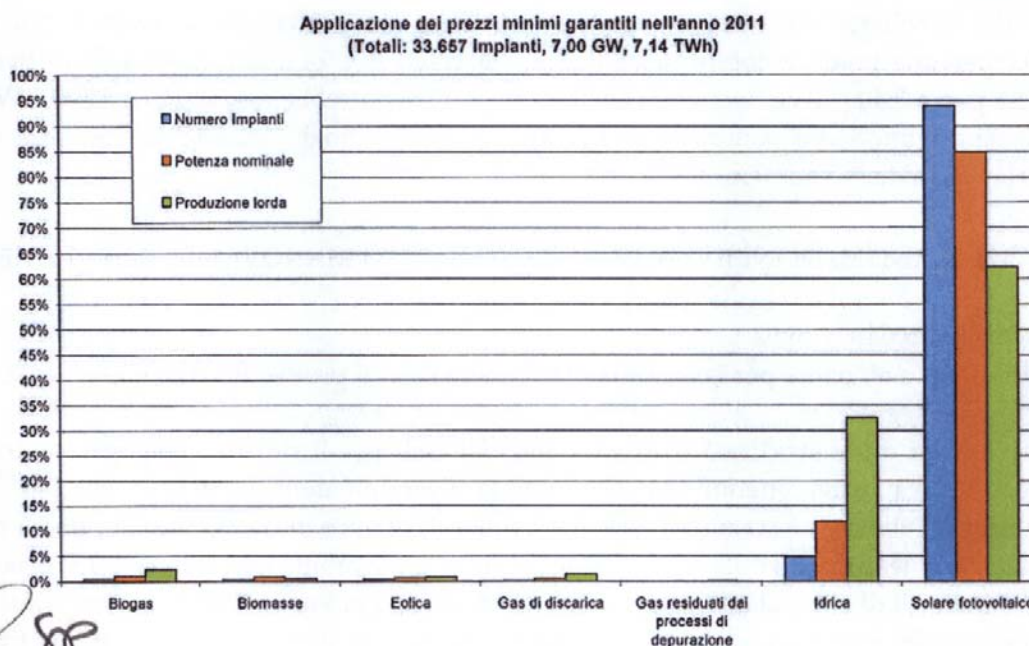


Figura 3



[Handwritten signature]

Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, vigente dall'1 gennaio 2009, può essere applicato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

L'Autorità, considerate le criticità operative emerse nell'attuazione dello scambio sul posto, intende modificare il meccanismo di scambio sul posto, prevedendo condizioni standard, non più correlate alle singole bollette, al fine di escludere il coinvolgimento delle società di vendita. Ciò poiché la maggior parte delle criticità riscontrate sono correlate ai flussi informativi tra GSE e società di vendita. Il decreto legislativo n. 28/11, tra l'altro, rimanda ad un successivo decreto interministeriale la definizione, da parte dei Ministeri competenti, di criteri per la semplificazione dello scambio sul posto: si ritiene, pertanto, opportuno implementare le modifiche al meccanismo di scambio sul posto solo a seguito dell'approvazione del predetto decreto interministeriale.

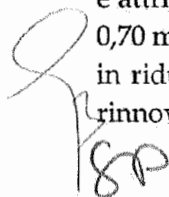
Nel 2010 lo scambio sul posto ha interessato 144.418 impianti (di cui 55 cogenerativi e 73 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di 1.079 MW ed una quantità di energia elettrica immessa pari a 604 GWh. L'energia elettrica scambiata è stata pari a 466 GWh, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, circa pari a 35 milioni di euro. Nel 2011 (dati di preconsuntivo) lo scambio sul posto ha interessato più di 292.454 impianti (di cui 72 cogenerativi e 82 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di 3.879 MW ed una quantità di energia elettrica immessa pari a 2.178 GWh. L'energia elettrica scambiata è stata pari a 1.762 GWh, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, atteso in circa 135 milioni di euro. Per l'anno 2012 ci si attende un ulteriore notevole aumento dell'utilizzo dello scambio sul posto e dei relativi oneri, per effetto dell'enorme sviluppo dei piccoli impianti fotovoltaici. Gli impianti che ne beneficeranno potrebbero arrivare a più di 360.000, per una potenza complessiva di 5.200 MW ed una quantità di energia elettrica immessa pari a 3.400 GWh. L'energia elettrica scambiata potrebbe essere pari a 2.800 GWh, comportando un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, in deciso aumento.

4.3 MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE

Provvedimento Cip n. 6/92

Con riferimento all'onere per i consumatori connesso con il provvedimento Cip n. 6/92, si rileva quanto segue:

- a) nel 2011 la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6/92 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato (Tabella 5) è stata pari a circa 1,2 miliardi di euro. Il costo netto per il sistema è attribuibile, per 0,52 miliardi di euro, alle fonti rinnovabili (4,8 TWh) e, per i restanti 0,70 miliardi di euro, alle fonti assimilate (21,9 TWh). Per l'anno 2012 tale costo è atteso in riduzione e pari a poco più di 1 miliardo di euro (430 milioni di euro per le fonti rinnovabili e 600 per le assimilate), per effetto della progressiva scadenza delle



convenzioni. Il costo netto è a carico della componente tariffaria A3 ed è quasi interamente attribuibile ai livelli dei prezzi di ritiro, maggiori rispetto ai prezzi di mercato. I dati qui riportati includono i benefici (in termini di minor quantità di energia ritirata dal GSE) ma non i costi derivanti dalla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92²⁵;

Tabella 5

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2011

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
		[%]		[%]		
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2011	[Numero]	121	88,3%	16	11,7%	137
Potenza convenzionata al 31 dic. 2011	[MW]	1.007	27,7%	2.631	72,3%	3.638
Energia elettrica ritirata	[TWh]	4,77	17,9%	21,9	82,1%	26,64
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,88	27,4%	2,33	72,6%	3,21
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,36	17,9%	1,63	82,1%	1,99
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Miliardi di euro]	0,52	42,8%	0,70	57,2%	1,22

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

I dati riportati escludono le convenzioni Cip 6 risolte anticipatamente ai sensi del decreto ministeriale 2 agosto 2010 e 8 ottobre 2010.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE all'Autorità

- b) gli oneri riconosciuti ai produttori da fonti assimilate, a copertura dei costi di acquisto dei CV (certificati verdi), per le produzioni dell'anno 2009, sono stimati in circa 50 milioni di euro;
- c) gli oneri riconosciuti ai produttori che devono acquistare i permessi di emissione, pari a circa 225 milioni di euro per l'anno 2009 e a 265 milioni di euro per l'anno 2010, sono stimabili in circa 200 milioni di euro per l'anno 2011. Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento.

²⁵ Al riguardo, a seguito dei Decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010, 8 ottobre 2010 e 23 giugno 2011, dieci impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento Cip n. 6/92 (nove con effetti dall'1 gennaio 2011 e uno con effetti dal 1 ottobre 2011). Secondo le più recenti stime del GSE, effettuate sulla base dei criteri indicati nei predetti decreti, le risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip 6 già confermate, a fronte di un costo complessivo stimato in circa 421 milioni di euro (aggiuntivo rispetto ai costi precedentemente evidenziati), dovrebbero comportare un risparmio complessivo per il sistema di circa 211 milioni di euro. L'effetto della risoluzione anticipata delle convenzioni Cip n. 6/92, in termini di minore quantità di energia elettrica ritirata dal GSE, appare evidente dalla figura 4. Ad oggi, per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip n. 6/92 confermate, sono già stati erogati circa 256 milioni di euro. Ad essi si potranno aggiungere ulteriori oneri in caso di nuove risoluzioni anticipate, con riferimento agli impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia.

Le Figure 4 e 5 evidenziano, rispettivamente, la quantità di energia elettrica e il costo complessivo (pari a circa 24 miliardi di euro), ripartiti per fonte, derivanti dal ritiro dell'energia elettrica, ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, dal 2001 al 2011.

Figura 4

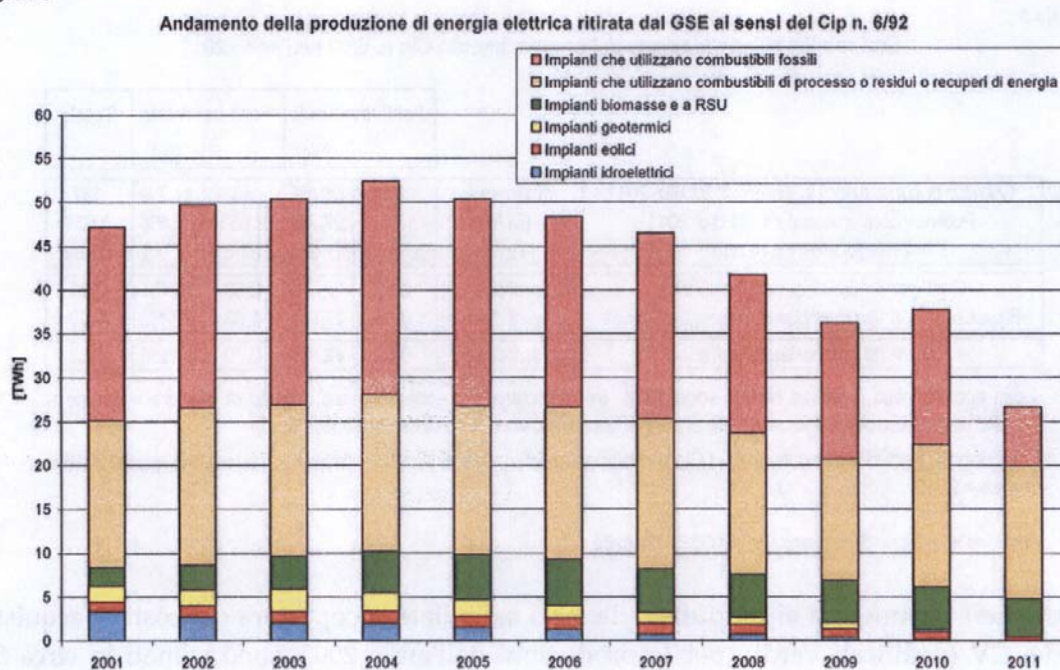


Figura 5

