



Le attività del Gestore dei Servizi Elettrici

R a p p o r t o 2 0 0 7



Le attività del
Gestore dei Servizi Elettrici

R a p p o r t o 2 0 0 7

INDICE

INTRODUZIONE	pag. 5
---------------------------	--------

CAPITOLO 1

LO SCENARIO INTERNAZIONALE DELLE FONTI RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO

1. Le energie rinnovabili nel mondo	" 9
2. La generazione di energia elettrica rinnovabile nell'UE	" 15
3. La politica europea in materia di energie rinnovabili	" 22
4. Analisi comparativa dei meccanismi di sostegno per il raggiungimento degli obiettivi nazionali in alcuni paesi campione	" 25
5. Analisi comparativa delle barriere amministrative, infrastrutturali, sociali e finanziarie alla realizzazione degli investimenti.....	" 29
6. Regole e procedure per il rilascio della GO.....	" 32
7. Gli strumenti di certificazione volontaria e il sistema RECS	" 34

CAPITOLO 2

LO SCENARIO ITALIANO DELLE FONTI RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO

1. La generazione di energia elettrica in Italia	" 37
2. La produzione di energia elettrica da impianti rinnovabili	" 39
3. Gli obiettivi dell'Italia nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.....	" 47
4. Le politiche e gli strumenti di promozione: il ruolo del GSE	" 49
5. Le novità introdotte dalla legge 244/07 in materia di promozione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico	" 51
6. La componente A3 della tariffa elettrica	" 55
6.1. La sensibilità dei consumatori italiani verso l'energia verde	" 60

CAPITOLO 3

L'ENERGIA CEDUTA AL GSE E LE ATTIVITA' DI PARTECIPAZIONE AL MERCATO

1. Il quadro giuridico e regolamentare dell'energia ritirata ex comma 12, art. 3 D.Lgs. 79/99	" 65
2. Lo scenario economico della produzione CIP6 nel periodo 2001 – 2006	" 66
3. L'energia ritirata nel 2007 e le attività di partecipazione al mercato elettrico	" 70
4. Le previsioni sulle quantità e i prezzi dell'energia CIP6	" 77
5. L'assegnazione dell'energia CIP6 al mercato per l'anno 2008.....	" 80
6. Il nuovo regime di ritiro dedicato dell'energia	" 80

CAPITOLO 4

IL SISTEMA DI INCENTIVAZIONE DELL'ENERGIA FOTOVOLTAICA

1. I meccanismi per la promozione del solare fotovoltaico	" 85
2. Il primo conto energia e i risultati raggiunti al 31 dicembre 2007	" 87
3. Il nuovo conto energia	" 90
3.1 Tariffa per la produzione e premio per l'efficienza energetica	" 92
4. I risultati del nuovo conto energia al 31 dicembre 2007	" 94
5. Gestione dei rapporti commerciali con GSE per l'erogazione del contributo	" 96
5.1 Gestione commerciale degli impianti incentivati con il primo conto energia	" 97
5.2 Gestione commerciale degli impianti incentivati con il nuovo conto energia	" 98
6. Altre attività svolte dal GSE nell'ambito della promozione del solare fotovoltaico	" 99
7. Riepilogo risultati dei due conti energia	" 102

CAPITOLO 5

IL MECCANISMO DEI CERTIFICATI VERDI E LE ATTIVITA' DEL GSE

1. Le principali novità introdotte dal legislatore alla qualifica degli impianti	"	105
2. Le principali novità introdotte dal legislatore al meccanismo dei CV	"	108
3. Le attività di qualificazione degli impianti IAFR e IRGO	"	109
4. I risultati della qualificazione al 31 dicembre 2007	"	112
5. La qualificazione dell'energia soggetta all'obbligo	"	120
6. Le attività di emissione dei CV	"	123
7. Il prezzo di riferimento e il meccanismo di determinazione del prezzo dei CV nel mercato	"	127

CAPITOLO 6

LA PROMOZIONE DELLA COGENERAZIONE E LE ATTIVITA' DEL GSE

1. Definizione e vantaggi della cogenerazione	"	131
2. Le novità introdotte dal decreto legislativo n. 20/2007	"	133
3. Le competenze del GSE nell'ambito della promozione della cogenerazione.....	"	134
4. I risultati delle attività di riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento relativa alla produzione 2006..	"	136
5. Lo sviluppo della cogenerazione	"	141

INTRODUZIONE

Il 2007 è un anno particolarmente ricco di avvenimenti nell'ambito delle fonti energetiche rinnovabili. Il Consiglio europeo di primavera ha rafforzato le ambizioni in materia di energia e cambiamenti climatici con l'obiettivo di raggiungere un impegno unilaterale dell'UE a ridurre di almeno il 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990 entro il 2020 e di un obiettivo vincolante per l'UE del 20% di produzione rinnovabile a copertura del fabbisogno energetico entro il 2020. Sulla scia delle politiche europee, la politica nazionale di promozione delle fonti rinnovabili ha registrato numerose novità nel corso del 2007 e nei primi mesi del 2008. Nell'ambito delle azioni per la promozione delle rinnovabili nel settore elettrico, le principali novità hanno riguardato nell'ordine di tempo: il rafforzamento del sostegno allo sviluppo della tecnologia solare fotovoltaica; l'avvio di un programma specifico di promozione della piccola e media cogenerazione; la riforma della normativa di sostegno delle fonti rinnovabili eolica, idrica, da biomasse, geotermica e del moto ondoso. Alle tariffe di remunerazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici, già introdotte nel mese di febbraio con l'approvazione del nuovo conto energia, si aggiungono, con l'approvazione della finanziaria 2008, le tariffe di ritiro dedicato per gli impianti di piccole dimensioni alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dal sole. Il nuovo quadro delineato dalla legge finanziaria, inoltre, introduce numerosi cambiamenti nel meccanismo di promozione a quota fissa e scambio di certificati verdi per la produzione di energia elettrica rinnovabile da impianti di maggiori dimensioni (potenza nominale > 1 MW).

Parallelamente al maggiore peso delle politiche energetiche ed ambientali e ai cambiamenti introdotti dalle normative internazionali e nazionali, anche il mercato delle tecnologie rinnovabili registra un grande fermento nel 2007. Gli investimenti mondiali raggiungono nell'anno 2007 i 71 miliardi di \$ con un aumento del 30% rispetto al 2006. Le tecnologie trainanti sono state proprio quelle relative agli impianti per la produzione di energia elettrica, con grande peso della tecnologia eolica (47% degli investimenti mondiali realizzati nel 2007) e solare fotovoltaica (30%).

Le nuove tecnologie rinnovabili assumono un peso crescente nel prodotto della trasformazione industriale dei principali paesi, non solo industrializzati ma anche nelle economie emergenti. Gli investimenti in queste tecnologie iniziano ad interessare un numero sempre maggiore di aree geografiche mondiali; la tecnologia eolica, ad esempio, negli anni '90 presente in meno di dieci paesi, è oramai diffusa in 70 paesi. Dopo la crescita che ha caratterizzato i paesi dell'UE e gli Stati Uniti già a partire dagli anni '90, in anni più recenti Cina, India e Brasile hanno fatto registrare tassi di investimento molto elevati destinati alla realizzazione di impianti rinnovabili. Solo in parte ha giocato un ruolo l'interesse delle imprese europee stimolate ad investire in paesi in via di sviluppo per far fronte all'obbligo comunitario di riduzione delle emissioni di gas serra (utilizzo dei c.d. meccanismi flessibili di Clean Development e Joint Implementation nell'ambito della direttiva Kyoto). Uno stimolo decisivo agli investimenti in rinnovabili nei diversi paesi è, infatti, derivato dalla riduzione dei costi e dalla crescente competitività delle tecnologie rinnovabili rispetto a quelle convenzionali, fattore che ha ampliato le ricadute a livello industriale e occupazionale. A fronte di ciò, le aree geografiche emergenti, oltre a catturare ingenti flussi di investimento da parte di società estere per la costruzione di nuovi impianti, hanno

attratto rilevanti quote di capitale destinate alla realizzazione di stabilimenti di produzione e laboratori di R&S delle tecnologie rinnovabili.

In Europa, la Germania continua ad essere il paese con le migliori performance. Nel 2006 la Germania da sola ha investito 14 miliardi di \$ in tecnologie rinnovabili (20% degli investimenti mondiali), seguita dalla Spagna (circa 8 miliardi di \$). Il resto dell'UE raggiunge complessivamente i 9 miliardi di \$.

La capacità installata di impianti alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica nel mondo raggiunge i 770 GW (circa 15% del totale), con un peso via via crescente delle c.d. nuove rinnovabili (rinnovabili che escludono il grande idroelettrico). L'eolico, con 74 GW, e il mini-idro con 73 GW, rappresentano le fonti con maggiore crescita e peso. Nell'UE è installato il 15% della capacità mondiale rinnovabile e ben il 36% delle nuove rinnovabili.

Anche l'Italia ha visto crescere la dimensione del parco di generazione rinnovabile che nel 2006 raggiunge i 21 GW, di cui 7 GW nelle nuove rinnovabili. Buone performance di crescita ha registrato la tecnologia eolica on shore la cui potenza è cresciuta di 270 MW dal 2005 al 2006 e di 742 MW dal 2006 al 2007, collocando l'Italia al settimo posto nella classifica mondiale e al quarto posto in Europa.

La gran parte dei Governi mondiali promuove lo sviluppo di fonti energetiche rinnovabili attraverso programmi di investimento dedicati e strumenti economici di sostegno. Anche le campagne informative e formative in materia di energia, uso di rinnovabili e cambiamenti climatici stanno particolarmente a cuore ai Governi di tutto il mondo.

Gli obiettivi indicativi definiti in sede europea per l'aumento delle quote nazionali di energie rinnovabili a copertura dei consumi di energia elettrica, identificando delle responsabilità, stimolano l'intervento dei Governi e creano le condizioni per attrarre gli investimenti delle imprese.

In molti casi, tuttavia, emergono numerose barriere di natura amministrativa, infrastrutturale, sociale e finanziaria alla realizzazione degli investimenti. L'Italia presenta specifici elementi di criticità in tal senso, aggravati dalla mancanza di una visione condivisa e di una strategia coordinata tra governo centrale e enti locali, rivolta allo sviluppo delle rinnovabili. Innanzitutto andrebbero rimosse le barriere oggettive – derivanti dall'assenza di criteri autorizzativi certi e di chiare procedure per la realizzazione delle opere o dall'indisponibilità delle reti. In secondo luogo è necessario stabilire un rapporto migliore, anche attraverso una più attenta diffusione dell'informazione, con i cittadini e il territorio al fine di realizzare il corretto legame tra chi paga per l'acquisto dell'energia elettrica prodotta (il cittadino-consumatore) e le imprese. In generale le barriere andrebbero rimosse per creare le migliori condizioni per l'attrazione e la crescita degli investimenti, anche tenendo conto di una più che favorevole condizione economica di remunerazione dell'energia elettrica prodotta.

Il GSE svolge un ruolo di primo piano nel contesto nazionale delle energie rinnovabili, a motivo della sua finalità istituzionale rivolta a favorire le attività di promozione e di sviluppo delle rinnovabili intraprese dalla pluralità di soggetti istituzionali e di mercato. In questi pochi anni di attività il GSE, oltre a organizzare le proprie attività istituzionali e ad esercitare le competenze attribuitegli in misura crescente dalla nuova normativa in materia di promozione delle energie rinnovabili, ha destinato molte energie alla diffusione di informazioni e all'implementazione della conoscenza tecnica nelle tematiche di proprio interesse, costituendo un punto centrale di riferimento per il Paese in materia di rinnovabili.

Per il secondo anno consecutivo si è voluto realizzare un rapporto che evidenziasse le numerose attività svolte dal GSE in materia di fonti rinnovabili (a cui sono dedicati, in base all'area tematica, i capitoli 3, 4 5 e 6) e al tempo stesso fornisse un valido supporto informativo agli operatori del settore e al pubblico, arricchendo le tematiche specifiche con un quadro più generale delle politiche e dei mercati internazionale e nazionale delle energie rinnovabili (Capitoli 1 e 2).

CAP. 1

LO SCENARIO INTERNAZIONALE DELLE FONTI RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO

1. Le energie rinnovabili nel mondo

Le fonti rinnovabili continuano a registrare tassi positivi di sviluppo e ad avere un peso crescente nella copertura del fabbisogno energetico mondiale. Nel 2006 gli investimenti complessivi ammontano a 55 miliardi di \$ con una crescita del 38% rispetto all'anno precedente. Per il 2007 si stimano 71 miliardi di investimenti mondiali in tecnologie rinnovabili per la produzione di energia con un aumento del 30% rispetto al 2006. La crescita ha riguardato l'uso delle fonti rinnovabili nei diversi settori di utilizzo: l'elettricità, il calore e gli usi nei trasporti come illustrato nella Tabella 1.1.

Tabella 1.1 – Le rinnovabili negli usi energetici globali

Generazione di energia elettrica capacità installata GW	2006	2005	Variazione %
Idroelettrica > 10 MW	770	751	1,9%
Eolica	74	59	25,4%
Idroelettrica < 10 MW	73	66	10,6%
Biomasse	45	44	0,2%
Solare PV, grid-connected	5,1	3,5	45,7%
Solare PV, off grid	2,7	2,4	12,5%
Solare termoelettrico	0,4	0,3	33,3%
Geotermoelettrica	9,5	9,3	2,2%
Maree e moto ondoso	0,3	0,3	0
Acqua calda/riscaldamento/raffrescamento capacità installata GWth			
Calore da biomassa	235	225	6,8%
Collettori solari per ACS e calore	105	87	20,7%
Calore geotermico	33	28	17,9%
Biocombustibili produzione miliardi di litri			
Bioetanolo	39	34	14,7%
Biodiesel	6	3,9	53,9%

Fonte: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2007 (REN 21)

La capacità installata di impianti alimentati a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica è passata da 930 a 977 GW (+4,3%) dal 2005 al 2006. Se si esclude la potenza corrispondente ai grandi impianti idroelettrici (> 10 MW) la capacità complessiva è aumentata del 14% passando dai 182 GW del 2005 ai 207 GW del 2006, a dimostrazione dei maggiori potenziali di sviluppo delle c.d. "nuove rinnovabili". Sebbene il loro peso sul parco totale di generazione sia ancora marginale (4,8% nel 2006), le nuove fonti rinnovabili presentano dinamiche di crescita estremamente positive in tutte le principali aree mondiali.

Nel 2006 la capacità installata di impianti rinnovabili c.d. di nuova generazione rappresenta il 5% della potenza totale, mentre la produzione da questi impianti ha coperto il 3,4% del fabbisogno mondiale di elettricità. Includendo la produzione da grandi impianti idroelettrici (c.d. rinnovabili tradizionali), la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha coperto il 15% del fabbisogno mondiale.

I paesi leader in termini di capacità installata nel 2006 sono la Cina (52 GW in nuove rinnovabili), la Germania (27 GW), gli Stati Uniti (26 GW), la Spagna (14 GW), l'India (10 GW) e il Giappone (7 GW), come dettagliato nella successiva Tabella 1.2

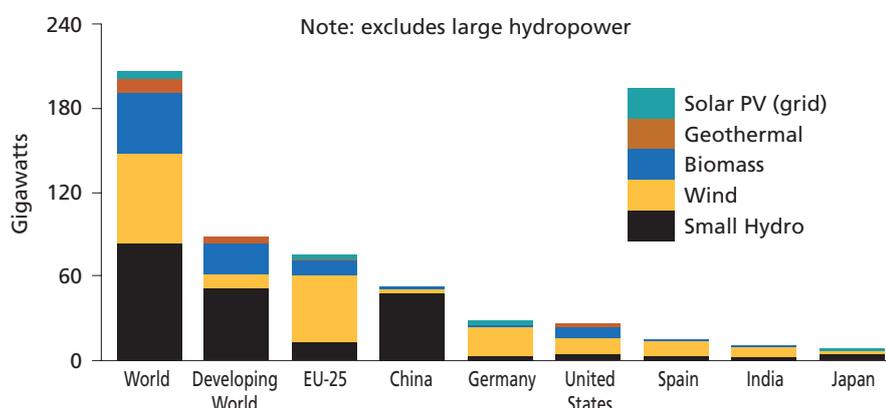
Tabella 1.2 – Distribuzione della capacità di generazione rinnovabile nel mondo (Anno 2006)

Tecnologia (Capacità in GW)	Mondo Totale	Paesi in via di sviluppo	EU-25	Cina	Germania	USA	Spagna	India	Giappone
Piccolo idro	73	51	12	47	1,7	3,0	1,8	1,9	3,5
Eolico	74	10,1	48,5	2,6	20,6	11,6	11,6	6,3	1,6
Biomasse	45	22	10	2,0	2,3	7,6	0,5	1,5	0,1
Geotermica	9,5	4,7	0,8	0,2	-	2,8	-	-	0,5
Solare PV connessa	5,1	~0	3,2	~0	2,8	0,3	0,1	~0	1,5
Solare termoelettrico	0,54	-	0,1	-	-	0,4	0,1	-	-
Maree e moto ondoso	0,3	-	0,3	-	-	-	-	-	-
Totale capacità rinnovabili (escluso grande idro)	207	88	75	52	27	26	14	10	7
Grande idro	770	355	115	100	7	95	17	35	45
Totale generazione elettrica	4.300	1.650	720	620	130	1.100	79	140	280

Fonte: Renewable Energy Policy Network for the 21th Century, 2007 (REN 21)

La Figura 1.1 illustra la potenza installata relativa agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nuove nelle diverse aree geografiche disaggregata per fonte.

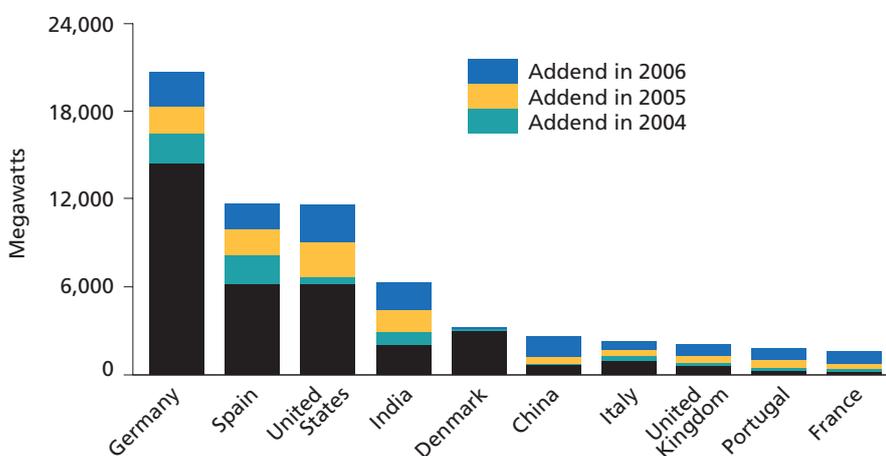
Figura 1.1 – Capacità di generazione rinnovabile installata nel mondo (Anno 2006. Fonte: REN21)



Il grande idroelettrico copre il 15% della produzione mondiale di energia elettrica nel 2006 ed è cresciuto ad un tasso medio annuo del 3% nel periodo 2002-2006 (tasso inferiore all'1% nei paesi industrializzati). I paesi leader in termini di potenza installata sono la Cina (14% della produzione idroelettrica da grandi impianti nel mondo), Canada e Brasile (con una quota individuale del 12% della produzione idroelettrica mondiale), gli Stati Uniti (10%) e la Russia (6%).

Nel 2006 la fonte eolica ha registrato per la prima volta tassi di crescita maggiori rispetto a tutte le altre fonti (in particolare quella idroelettrica). L'aumento di capacità dal 2005 al 2006 è pari a 21 GW con un incremento del 28%. La potenza installata raggiunge, infatti, i 74 GW nel 2006. L'eolico sta diventando una delle tecnologie rinnovabili più diffuse con una presenza in più di 70 paesi. Oltre i due terzi della nuova capacità installata nel 2006 (15 GW) si è concentrata in cinque paesi: gli Stati Uniti (2,5 GW), la Germania (2,2 GW), l'India (1,8), la Spagna (1,6 GW) e la Cina (1,4 GW). La Figura 1.2 mostra i paesi con maggiore volume di capacità eolica installata.

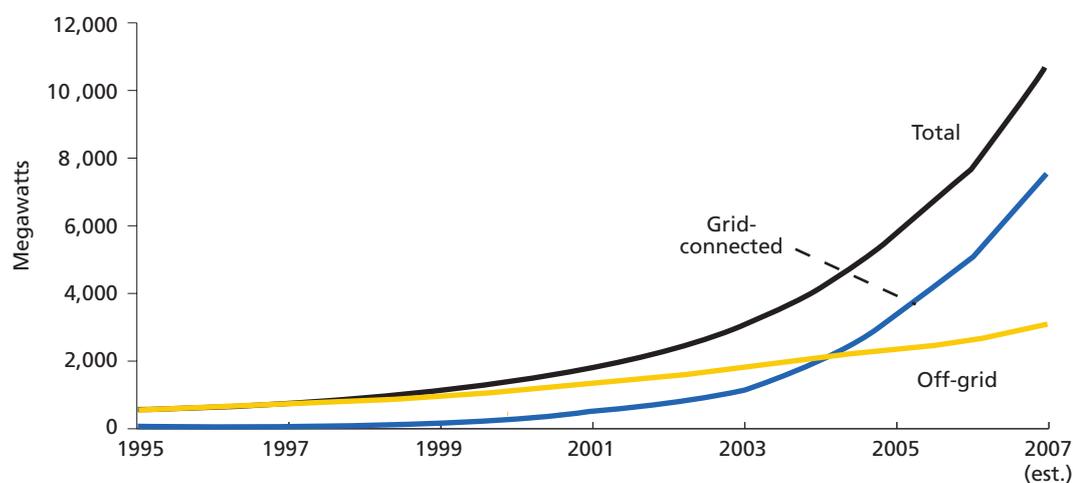
Figura 1.2 – Eolico: paesi leader mondiali per capacità installata (Anno 2006. Fonte: REN 21)



Nel 2006 le biomasse aumentano di 1 GW portando la capacità installata di impianti alimentati a biomassa a 45 GW. I paesi che presentano le migliori performance sono la Germania, l'Ungheria, i Paesi Bassi, la Polonia e la Spagna.

L'uso dei sistemi solari fotovoltaici continua a registrare ottime performance di sviluppo, confermando la tendenza iniziata negli anni '90, come illustrato in Figura 1.3, in cui si evidenzia la strepitosa crescita dei pannelli fotovoltaici connessi alle reti elettriche in anni recenti.

Figura 1.3 – Andamento della capacità installata mondiale di pannelli solari fotovoltaici (Periodo 1995-2007. Fonte: REN 21)



La Germania conta oltre la metà del mercato mondiale nel 2006 e continua a registrare le migliori performance di crescita, con circa 800 MW di nuove installazioni nel 2006, seguita dal Giappone (+300 MW) e dagli Stati Uniti (+100 MW). Comincia a farsi strada lo sviluppo di impianti solari termoelettrici di grandi dimensioni (> 10 MW) con nuovi progetti di investimento in Europa (Spagna) e negli Stati Uniti (in cui le prime sperimentazioni erano partite già negli anni '90, successivamente arrestate, ora in via di rilancio).

Gli investimenti in tecnologie rinnovabili, per un ammontare complessivo di circa 71 miliardi di \$ stimati nel 2007 sono stati destinati principalmente all'eolico (47%) e al solare fotovoltaico (30%). La rimanente quota ha riguardato la realizzazione di investimenti nel solare termico (9%), seguiti da investimenti nel mini-idro e nelle biomasse e geotermia per usi sia elettrici sia termici. I paesi che hanno investito in maggiore quantità sono la Germania (oltre 14 miliardi di \$), la Cina (12 miliardi di \$) e gli Stati Uniti (10 miliardi di \$), seguiti da Spagna e Giappone.

Gli investimenti in tecnologie rinnovabili nel settore elettrico sono fortemente condizionati dalle politiche pubbliche dei paesi, almeno per due ragioni:

- la determinazione di obiettivi quantitativi di sviluppo da raggiungere nell'ambito delle politiche sul mix di generazione elettrica;
- la presenza di meccanismi di sostegno economico agli investimenti.

Nel corso del 2005-2007 la maggior parte dei paesi ha rafforzato le politiche e gli strumenti di promozione delle rinnovabili nel settore elettrico.

Oltre a livello politico, anche a livello economico vi sono spinte favorevoli alle rinnovabili. In particolare l'aumento dei costi dei combustibili fossili (in particolare petrolio e gas naturale) e i maggiori costi derivanti dai vincoli del protocollo di Kyoto (costo delle emissioni), unitamente ad un trend decrescente dei costi delle tecnologie rinnovabili più mature, rendono più competitive le fonti rinnovabili rispetto al passato.

Un'analisi svolta dallo European Renewable Energy Council e da Greenpeace (Cfr. Rapporto "Future Investment. A Sustainable Investment Plan for the Power Sector", June 2007 in www.erec.org) dimostra come il costo di investimento in energie rinnovabili sul mercato mondiale sia dieci volte inferiore a quello stimato nello scenario "Business As Usual" (ovvero senza vincolo sulle emissioni di gas ad effetto serra) al 2030 dalla International Energy Agency. L'analisi stima il potenziale di investimenti in impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili al 2030 secondo uno scenario improntato ad una maggiore sostenibilità rispetto allo scenario di riferimento prospettato dall'IEA. Vengono, pertanto, ricostruiti e confrontati i due scenari:

- lo scenario c.d. di riferimento, calcolato in base all'assunzione di assenza di vincoli alla riduzione di gas ad effetto serra e ripreso dallo scenario al 2030 pubblicato dall'International Energy Agency nel 2004;
- uno scenario c.d. rivoluzionario, fondato sull'obiettivo di riduzione delle emissioni mondiali del 60% rispetto ai valori attuali entro il 2030.

In sostanza lo scenario energetico rivoluzionario descrive una traiettoria di sviluppo che trasforma la situazione attuale di offerta di energia, pesantemente condizionata dalle fonti fossili e dal nucleare, in una orientata alla sostenibilità, in cui si assume una riduzione tendenziale dei combustibili fossili e una progressiva dismissione della fonte nucleare per la produzione di energia elettrica.

In questo scenario sostenibile il settore elettrico è pioniere nell'utilizzo di fonti rinnovabili. Ciò dipende dai potenziali tecnici, dai costi attuali e dai potenziali di riduzione dei costi dovuti sia all'esperienza e agli effetti di scala, sia ad una maggiore competitività delle tecnologie più mature. Lo scenario sostenibile al 2030 determina un massiccio aumento degli investimenti in impianti rinnovabili nel periodo 2005-2030, fortemente stimolato da una generale riduzione dei costi medi unitari di produzione di energia elettrica delle diverse tecnologie di impianti rinnovabili per effetto dell'apprendimento tecnologico, dell'innovazione di prodotto e dell'aumento della scala di produzione.

Le seguenti tabelle illustrano le differenze tra lo scenario di riferimento (c.d. Business As Usual) e lo scenario rivoluzionario o di sostenibilità.

Tabella 1.3 – Incremento della capacità installata mondiale nello scenario di riferimento

	2005-2010 GW	2011-2020 GW	2021-2030 GW	Totale GW
Fossili	1.027	1.568	1.669	4.264
- lignite	24	27	29	80
- carbone	399	619	679	1.697
- olio	172	202	195	568
- gas	432	720	766	1.918
Nucleare	126	107	94	327
Rinnovabili	414	488	630	1.531
- solare PV	6	16	38	61
- eolico	89	126	249	464
- biomasse	16	18	28	61
- geotermico	11	8	17	36
- idrico	291	319	296	906
- moto ondoso	0	1	1	3
TOTALE	1.567	2.162	2.393	6.122

Fonte: EREC, 2007

Tabella 1.4 – Incremento della capacità installata mondiale nello scenario di sostenibilità

	2005-2010 GW	2011-2020 GW	2021-2030 GW	Totale GW
Fossili	608	720	623	1.950
- lignite	0	0	1	7
- carbone	196	163	62	420
- olio	39	41	50	130
- gas	367	516	511	1.394
Nucleare	17	0	0	17
Rinnovabili	475	1.344	1.914	3.734
- solare PV	22	176	551	750
- eolico	138	809	1.026	1.972
- biomasse	12	21	27	60
- geotermico	10	11	20	41
- idrico	289	316	274	879
- moto ondoso	2	11	16	30
TOTALE	1.099	2.074	2.538	5.711

Fonte: EREC, 2007

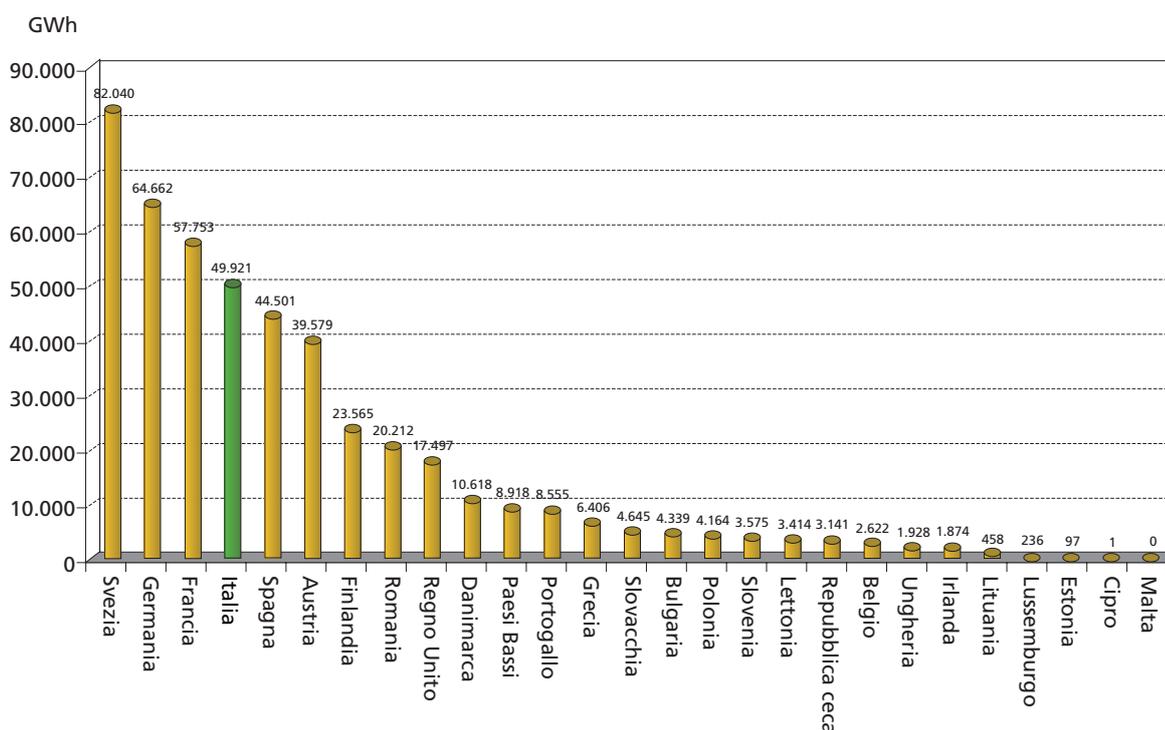
Nello scenario di sostenibilità sono previsti, al 2030, circa 2.000 GW di capacità aggiuntiva di generazione da fonti fossili contro i 4.300 GW stimati nello scenario di riferimento. Di converso le rinnovabili aumentano di circa 3.800 GW nello scenario sostenibile, contro uno sviluppo di soli 1.500 GW nello scenario BAU.

2. La generazione di energia elettrica rinnovabile nell'UE

Nel 2005 la produzione di energia elettrica copre il 14% del consumo interno lordo di elettricità dell'UE 27, percentuale che aumenta leggermente (14,5%) se si considera il consumo dell'UE 15.

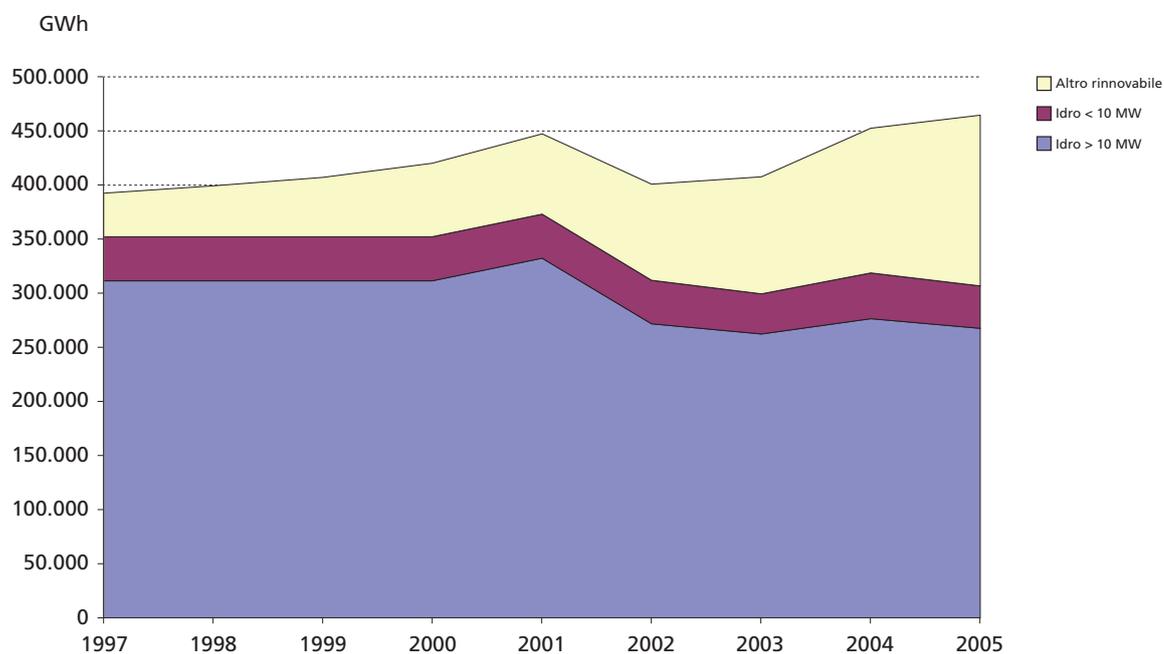
L'ammontare totale di produzione nell'UE 27 è nel 2005 pari a 464,6 TWh. La successiva figura illustra la ripartizione della produzione nei singoli stati.

Figura 1.4 – Ripartizione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili negli stati dell'UE 27 (Anno 2005. Fonte: Eurostat)



L'andamento degli ultimi decenni mostra un aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. L'energia idroelettrica evidenzia una certa discontinuità a fronte dei diversi livelli di piovosità nel periodo di tempo considerato. In ogni caso il grande idro ha esaurito in gran parte le proprie potenzialità di sviluppo che restano invece buone per il c.d. mini idro (produzione da impianti di potenza nominale ≤ 10 MW). La seguente figura mostra l'andamento degli ultimi anni della produzione di energia elettrica dalla fonte idroelettrica (suddivisa in grande e piccolo idro) e dalle c.d. nuove fonti rinnovabili, la cui tecnologia di produzione è di introduzione più recente rispetto a quella idroelettrica.

Figura 1.5 – Andamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'UE 27
(Anno 2005. Fonte: Eurostat)

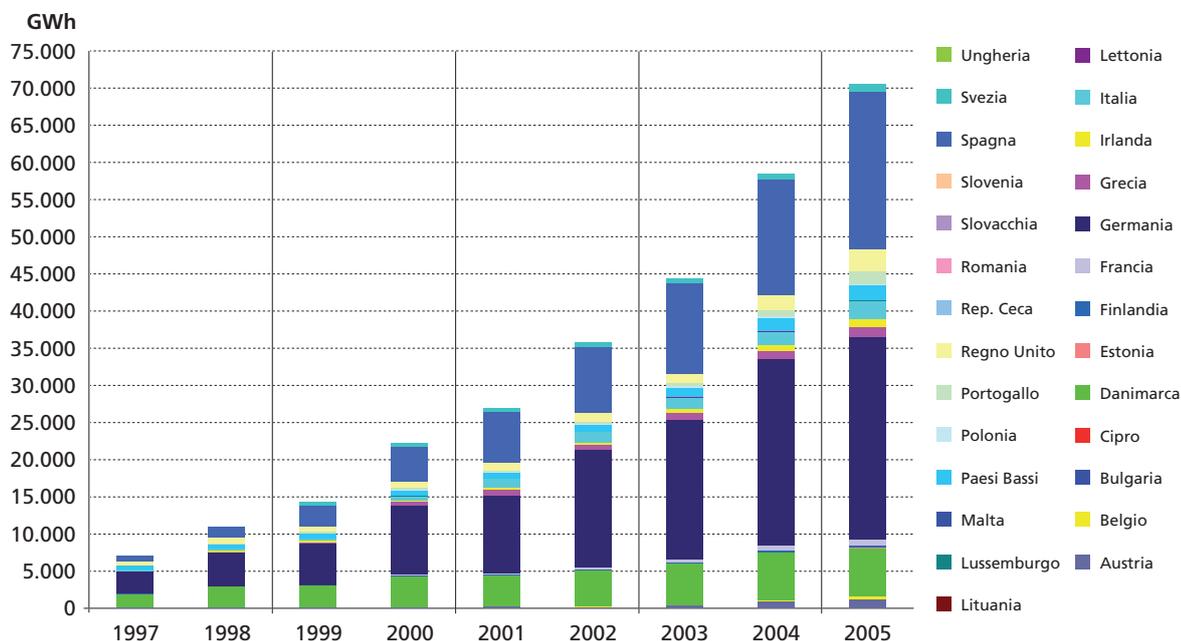


L'analisi dei dati sulla produzione rinnovabile per singolo stato nazionale e singola fonte negli anni ci consente di fare alcune brevi considerazioni.

La fonte con le migliori performance di crescita, escludendo il grande idroelettrico è quella eolica, la cui produzione è passata, nell'UE 27, da 3.494 GWh nel 1994 a 22.250 GWh nel 2000, fino ad arrivare a 70.420 GWh nel 2005.

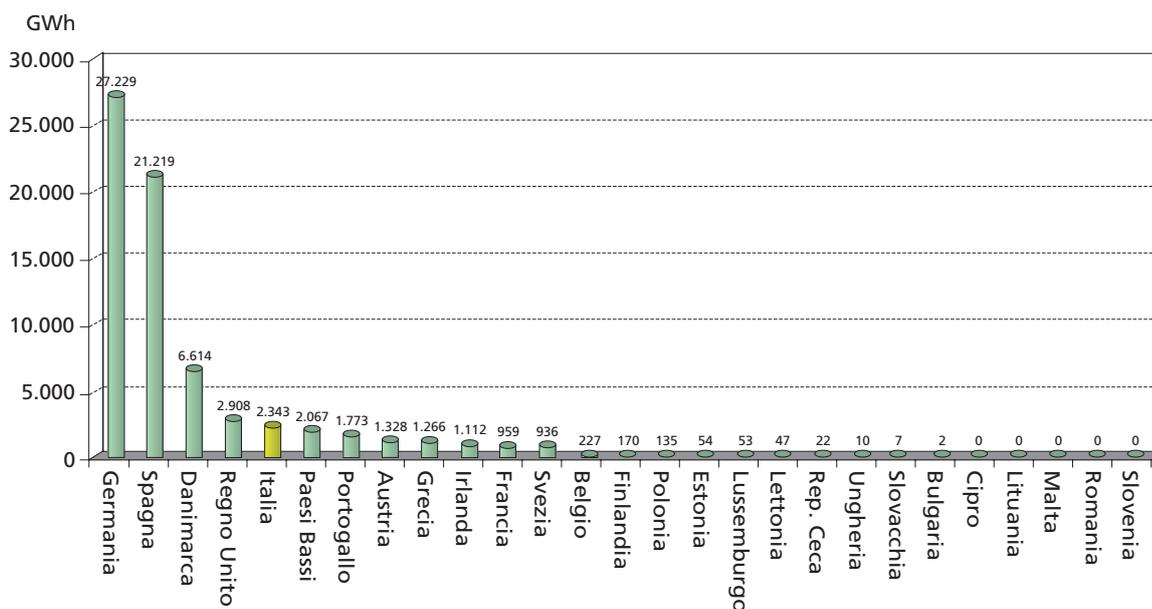
La ripartizione della produzione tra stati mostra una decisa leadership della Germania, seguita da Spagna e Danimarca. Regno Unito e Italia mostrano buoni tassi di crescita soprattutto a partire dal 2000.

Figura 1.6 – Andamento della produzione di energia elettrica da fonte eolica nell'UE 27
(Anno 2005. Fonte: Eurostat)



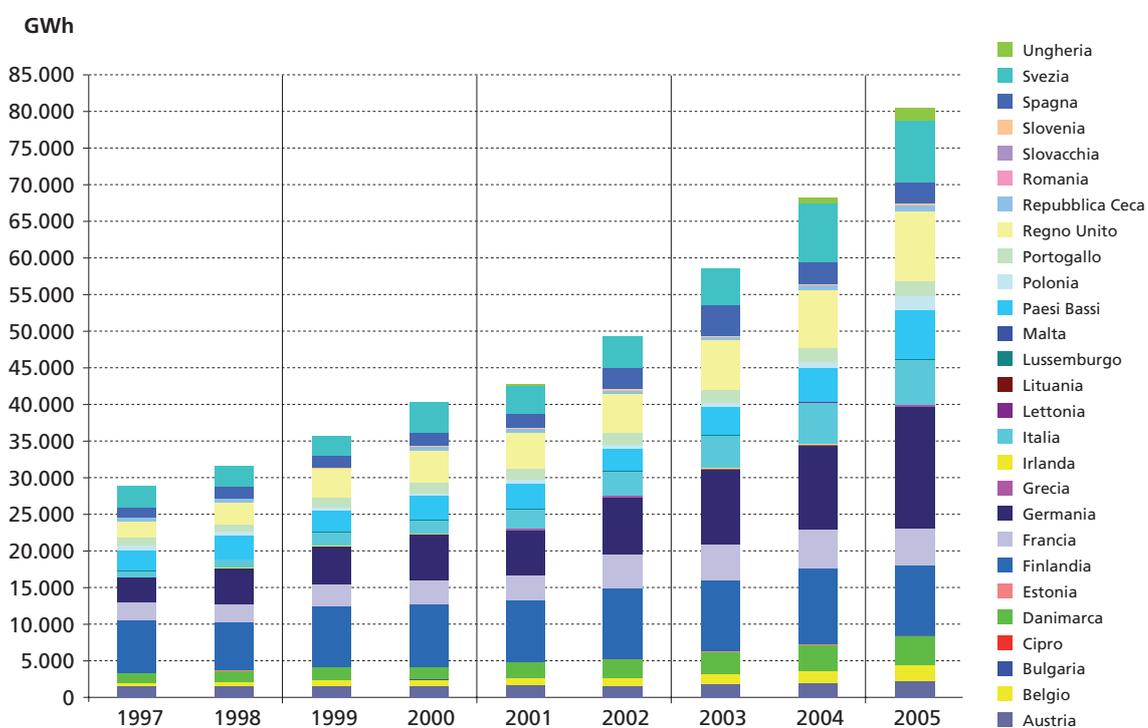
L'Italia si contende la quarta posizione con il Regno Unito, quest'ultimo è tuttavia fortemente impegnato nello sviluppo della tecnologia off shore non ancora sperimentata in Italia e con minori potenziali teorici di sfruttamento nel Sud rispetto ai mari del nord Europa.

Figura 1.7 – Posizione dell'Italia nella produzione eolica nell' UE 27
(Anno 2005. Fonte: Eurostat)



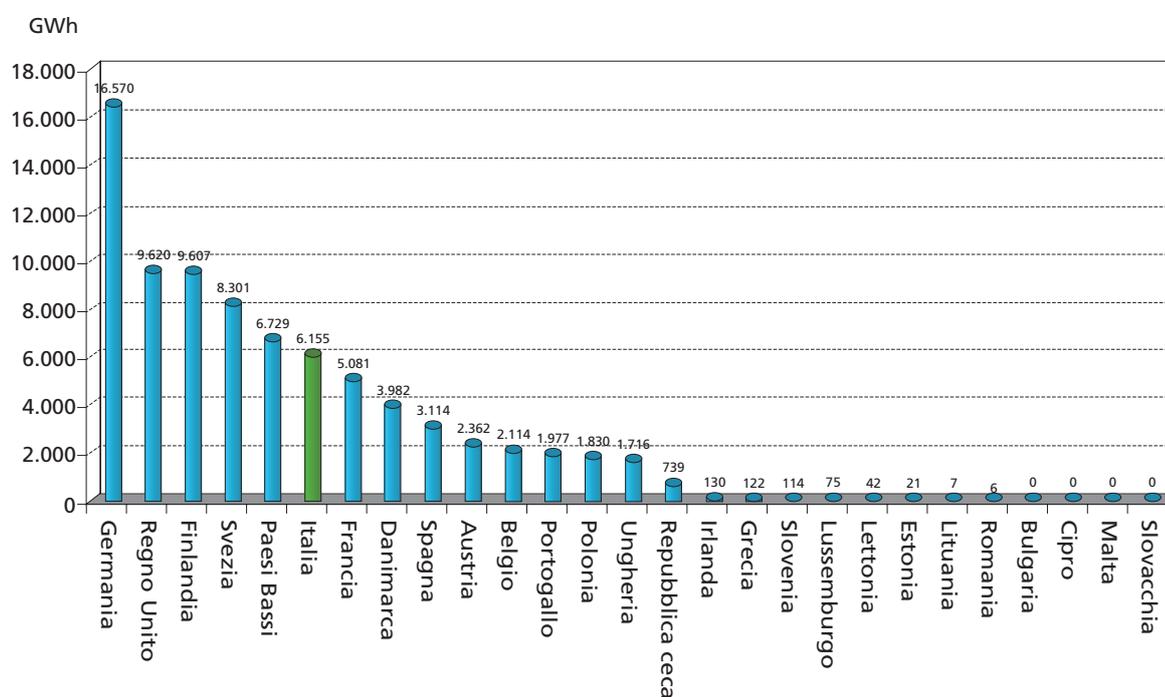
La seconda fonte è rappresentata dalla famiglia delle biomasse e biogas il cui livello di produzione di energia elettrica nell'UE 27 è pari nel 2005 a 78,2 TWh di cui 41,6 TWh provenienti da impianti a biomasse solide, 22,6 TWh da impianti alimentati a rifiuti e 14 TWh da impianti a biogas. La ripartizione della quota di produzione di energia elettrica da impianti alimentati a biomasse evidenzia di nuovo il primato della Germania quale paese con le migliori performance. Seguono Finlandia e Svezia, paesi caratterizzati da un tradizionale sfruttamento della biomassa legnosa a fini energetici. Regno Unito, Olanda e Austria mostrano buone performance di sviluppo.

Figura 1.8 – Andamento della produzione di energia elettrica da biomasse nell'UE 27
(Anno 2005. Fonte: Eurostat)



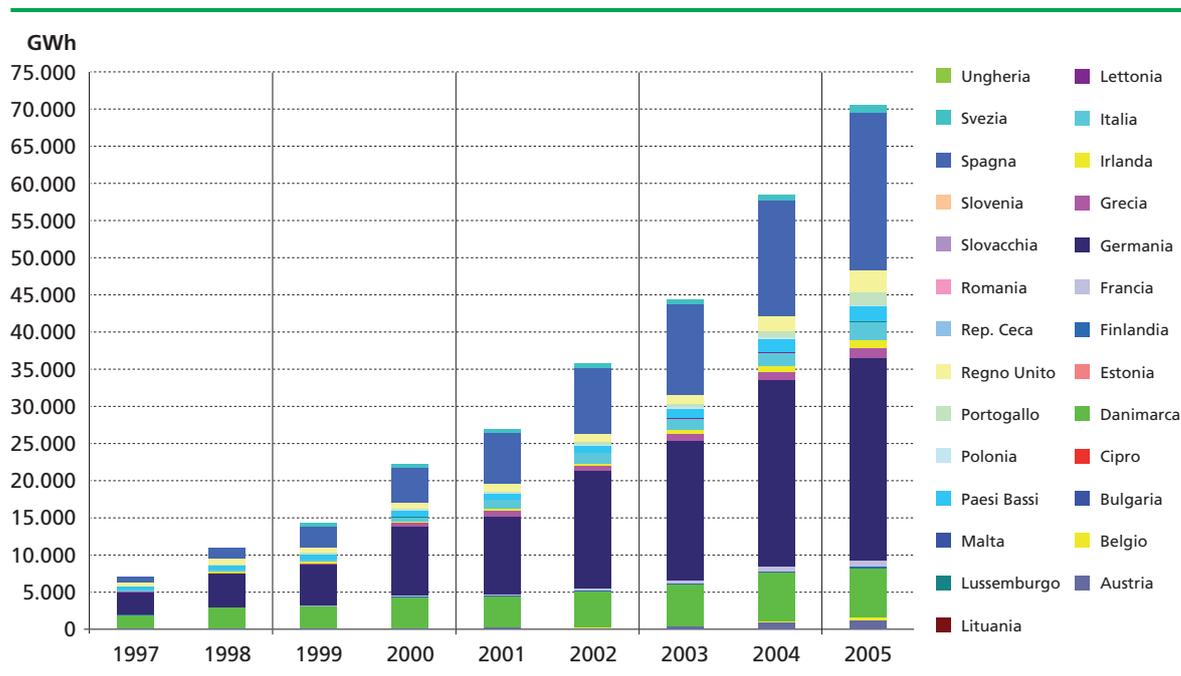
L'Italia si presenta in sesta posizione rispetto agli altri paesi dell'UE 27.

Figura 1.9 – Posizione dell'Italia nella produzione elettrica da biomasse nell' UE 27
(Anno 2005. Fonte: Eurostat)



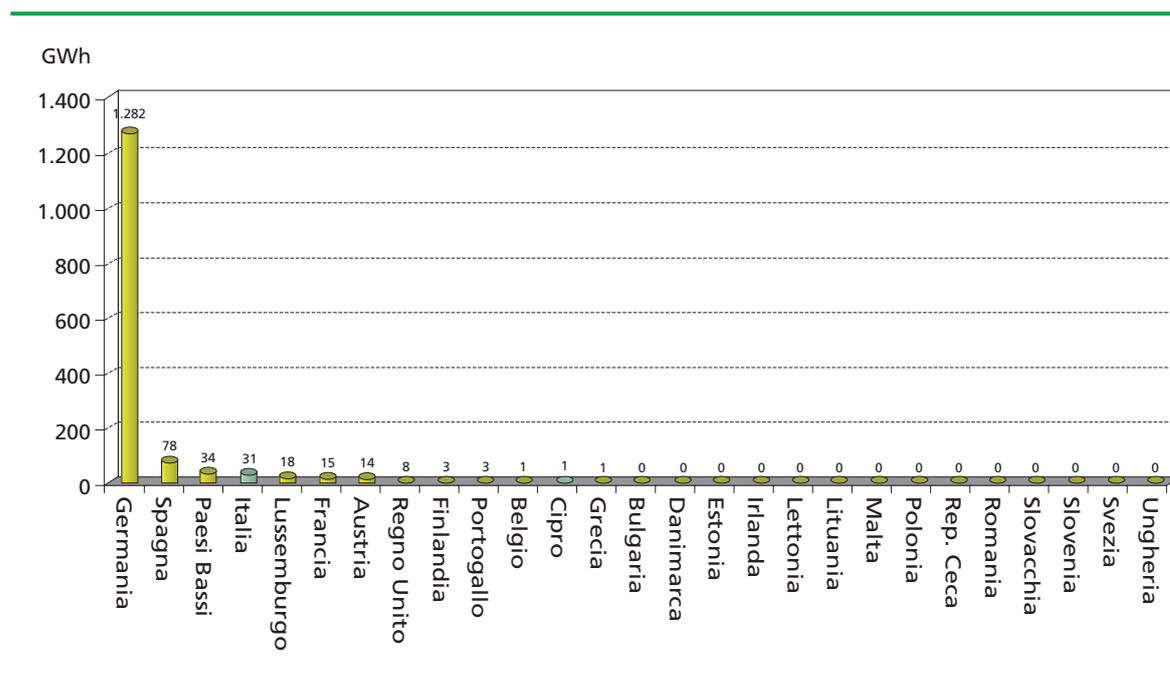
La tecnologia solare fotovoltaica connessa alla rete ha trovato un rilancio in anni recenti. Il suo ritmo di penetrazione, nei paesi che hanno sostenuto economicamente l'introduzione della tecnologia, è stato molto elevato a motivo della semplicità d'uso di tale tecnologia e a fronte della possibilità di rivendere l'energia non consumata al gestore di rete. Anche in Italia, come avvenuto in Germania e Spagna, ci si attende un certo potenziale di sviluppo dell'utilizzo del solare fotovoltaico in seguito all'introduzione dei recenti meccanismi di incentivazione in conto energia (Cfr. Capitolo 4) e degli obiettivi tendenziali delineati dal Governo nella comunicazione alla Commissione del settembre 2007 (Cfr. Capitolo 2).

Figura 1.10 – Andamento della produzione solare fotovoltaica nell'UE 27
(Anno 2005. Fonte: Eurostat)



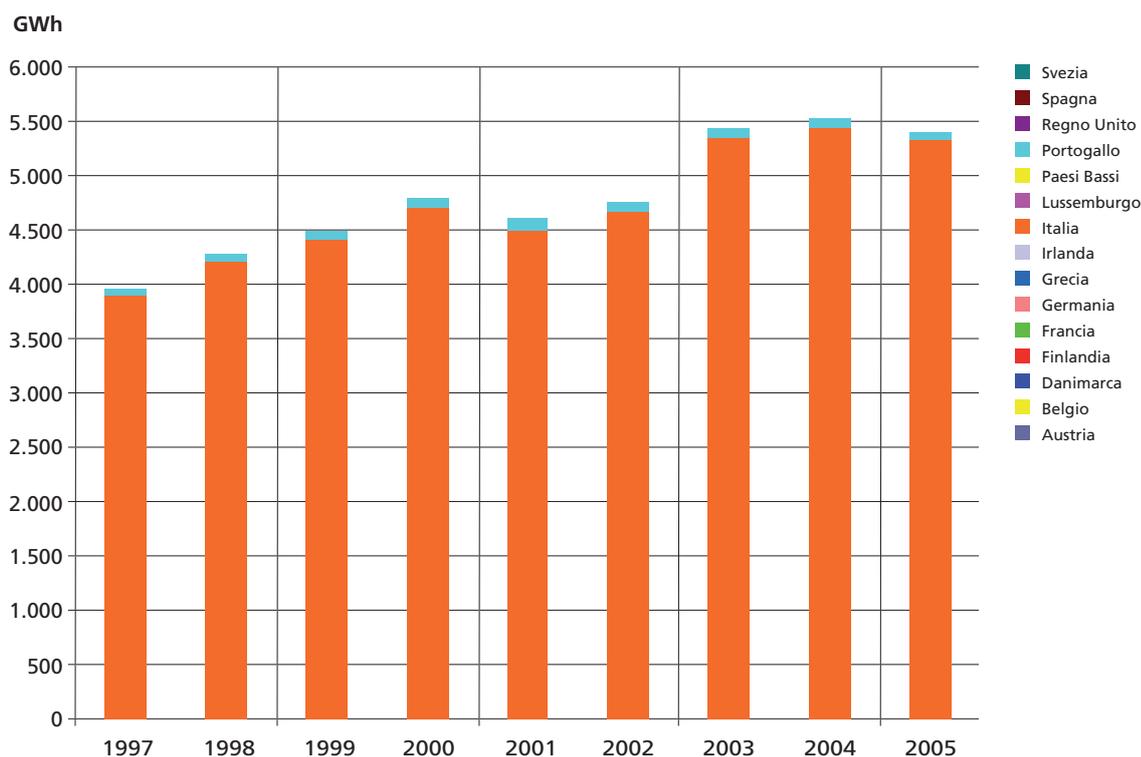
L'Italia registra il quarto posto come rappresentato in figura. Dalla stessa emerge il risultato raggiunto dalla Germania, di gran lunga superiore rispetto agli altri paesi europei.

Figura 1.11 – Posizione dell'Italia nella produzione solare fotovoltaica nell' UE 27
(Anno 2005. Fonte: Eurostat)



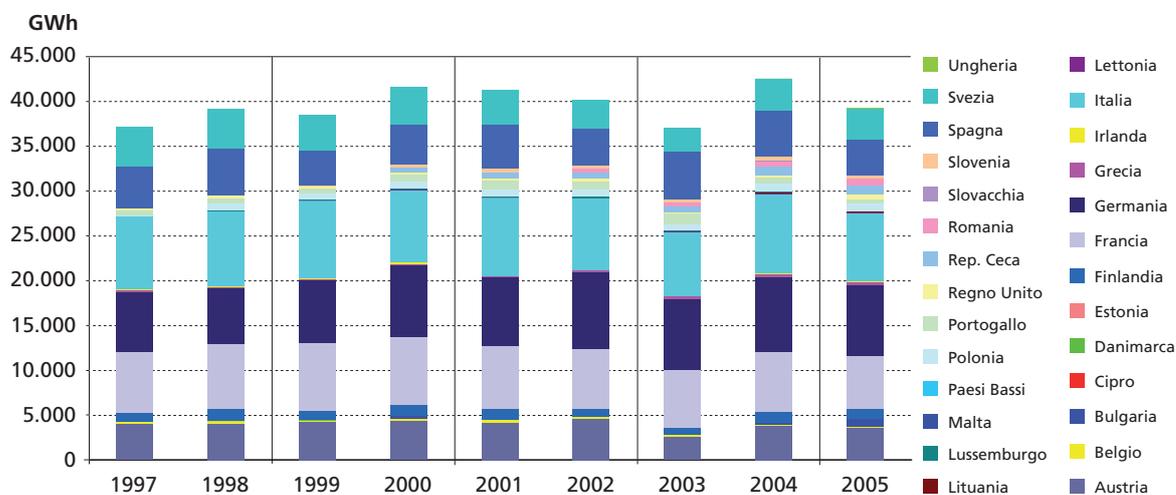
L'Italia ha il primato della produzione elettrica dalla fonte geotermica. In Europa il calore geotermico è sfruttato prevalentemente per uso calore, anche a fronte delle minori temperature utilizzate attraverso pozzi scavati a minore profondità. L'unico paese che ha avviato un piano di sviluppo della geotermia ad alta entalpia, oltre l'Italia, è il Portogallo.

Figura 1.12 – Andamento della produzione geotermoelettrica nell'UE 27
(Anno 2005. Fonte: Eurostat)



Anche la produzione idroelettrica da impianti ≤ 10 MW mostra un andamento piuttosto buono negli ultimi anni, nei principali paesi dell'UE. In questo caso l'Italia si presenta al secondo posto dopo la Germania e prima di Francia e Spagna.

Figura 1.13 – Andamento della produzione mini idroelettrica nell'UE 27
(Anno 2005. Fonte: Eurostat)



3. La politica europea in materia di energie rinnovabili

Il 2007 è un anno significativo per le politiche europee in materia di promozione della sostenibilità in campo energetico. E' infatti l'anno c.d. dell'integrazione tra politiche sul cambiamento climatico e politiche energetiche attraverso l'approvazione, da parte del Consiglio di Primavera (Cfr. decisione del Consiglio dell'8-9 marzo 2007), dei principi del nuovo approccio presentato dalla Commissione UE con il pacchetto integrato del gennaio 2007 (Cfr. "An Energy Policy for Europe COM(2007) 1 final e "Limiting Global of Climate Change. The Way Ahead For 2020 and Beyond COM(2007) 2 final). Il pacchetto integrato indicava un piano di azione per il raggiungimento di tre obiettivi in ambito europeo al 2020: a) la riduzione del 20% delle emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 1990; b) l'aumento al 20% della quota di energie rinnovabili a copertura del consumo interno lordo di energia; c) la riduzione dei consumi finali del 20% rispetto ai livelli tendenziali previsti al 2020. La decisione del Consiglio invitava la Commissione a formulare proposte concrete e azioni possibili per raggiungere in particolare:

- l'impegno a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra del 20%;
- l'obiettivo del raggiungimento della quota del 20% di energie rinnovabili a copertura dei consumi energetici complessivi.

Il 23 gennaio 2008 la Commissione ha presentato:

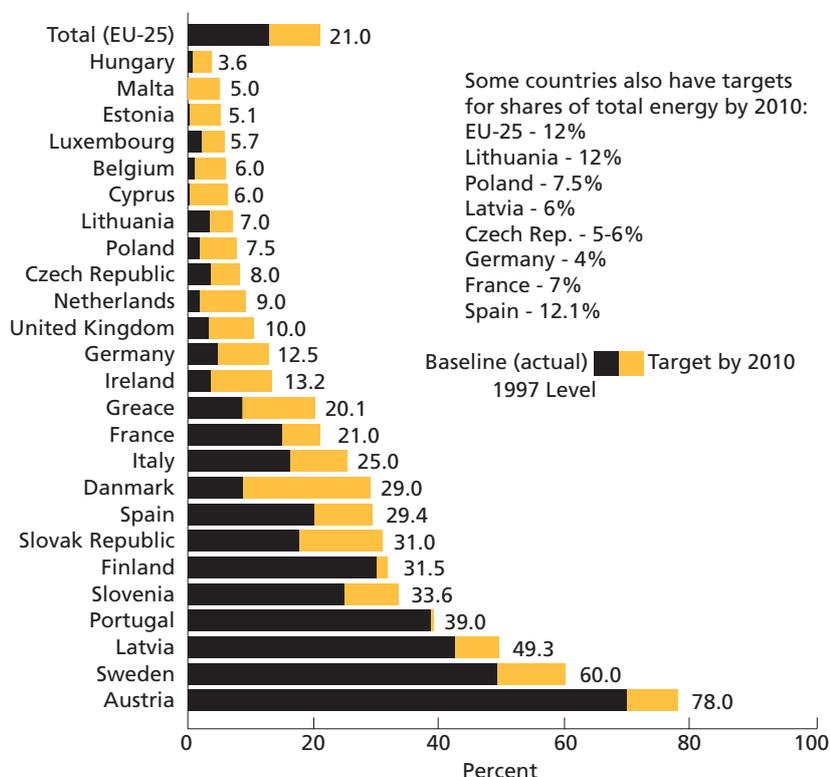
- una proposta di direttiva per la promozione di energie rinnovabili, COM(2008) 19;
- una proposta di modifica della direttiva emission trading (c.d. EU ETS);
- una proposta relativa alla ripartizione degli impegni per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra in settori non coperti dalla direttiva EU ETS (ad esempio trasporti, edifici, servizi, piccoli impianti industriali, agricoltura, rifiuti).

Con riferimento all'obiettivo dell'aumento della quota di energie rinnovabili, l'Europa prosegue nella linea

politica già intrapresa che prevedeva il raggiungimento della quota del 12% a copertura del consumo di energia primaria entro il 2010 e ad un obiettivo del 20% della quota rinnovabile a copertura del consumo finale lordo di energia nel 2020. La ragione è da ricercarsi innanzitutto nella necessità di non penalizzare le fonti rinnovabili rispetto a quelle convenzionali caratterizzate da un maggiore grado di assorbimento di energia nei processi di produzione e trasformazione. In base ad una modulazione degli impegni che ha tenuto conto dell'andamento del PIL nazionale congiuntamente ai risultati perseguiti negli ultimi anni in termini di sviluppo delle energie rinnovabili rispetto al potenziale tecnico del sistema paese, all'Italia è stato assegnato un obiettivo del 17% di energie rinnovabili a copertura del consumo finale di energia nel 2020, da conseguire attraverso l'introduzione del 10% di biocarburanti nel settore nei trasporti e il resto attraverso iniziative nel settore elettrico e degli usi termici.

Nello specifico caso del settore elettrico, l'obiettivo precedentemente indicato nella direttiva 2001/77/CE, prevedeva per l'UE 25 (l'ingresso di Romania e Bulgaria è successivo all'approvazione della direttiva, paesi a cui la direttiva è stata estesa, quindi in un secondo tempo) il raggiungimento di una quota di copertura del consumo lordo di elettricità pari al 21% entro il 2010. La figura successiva illustra la posizione dei singoli Stati nazionali al 2006 rispetto agli obiettivi 2010 previsti dalla direttiva.

Figura 1.14 – Quota di produzione rinnovabile a copertura del consumo interno lordo di energia elettrica. Obiettivi indicativi nazionali dichiarati ex direttiva 2001/77/CE



Per Italia obiettivo pari a 22% dato che il CIL ha superato quota 340 TWh - ex allegato alla direttiva

Nella proposta di nuova direttiva presentata nel gennaio 2008 si ribadisce la responsabilità dei singoli Stati nazionali nel raggiungimento degli obiettivi. Al tempo stesso, alla luce del generale principio di minimizzazione dei costi sottostante alla nuova proposta, la Commissione spinge verso la creazione di un mercato unico delle rinnovabili chiedendo agli Stati responsabili degli obiettivi di garantire maggiore flessibilità delle azioni di mercato attraverso la liberalizzazione e l'intensificazione degli scambi transfrontalieri. La visione integrata del mercato europeo delle rinnovabili rende necessarie procedure e regole che migliorino i sistemi di certificazione e controllo della c.d. Garanzia di Origine, azioni che facilitino l'introduzione del meccanismo di scambio e in prospettiva lo rendano armonizzato con l'obiettivo di creare un mercato della GO. L'armonizzazione del sistema della GO e lo scambio limitato ai confini degli Stati membri e alle imprese operanti nel mercato dell'UE, faciliterebbe gli scambi di energia rinnovabile tra paesi, renderebbe più trasparenti i costi di produzione e stimolerebbe i singoli paesi ad allocare risorse pubbliche in maniera più efficiente. La proposta di direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, COM (2008)19 definitivo, presentata dalla Commissione UE il 23 gennaio 2008, introduce rilevanti novità in tal senso. Gli articoli dal 6 al 10 sono, infatti, proprio dedicati al tema della garanzia di origine che è rilasciata non solo alla produzione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili ma anche a sistemi di riscaldamento e raffrescamento che utilizzano le medesime. Il titolo ottenuto dal produttore che ne fa richiesta dovrà avere la taglia di 1 MWh, un formato elettronico ed essere annullato a fronte del suo utilizzo. La gestione della certificazione richiederà, pertanto, una centralizzazione a livello nazionale e, quindi, sarà condotta da un unico organismo che dovrà costituire un'apposita banca dati capace di dialogare con quella disponibile negli altri paesi per favorire lo scambio delle GO. La garanzia di origine dovrà contenere una serie di informazioni identificative dell'impianto per la cui produzione è stata rilasciata. Tra queste: la fonte, il periodo di riferimento, la data di rilascio, la tipologia di produzione (elettrica/termica), eventuali incentivi ricevuti. Come anticipato la GO sarà annullata a fronte del suo utilizzo e rappresenta una alternativa all'erogazione di incentivi. Il produttore che vorrà ottenere i medesimi, siano essi feed-in o certificati verdi in presenza di meccanismi con quote obbligatorie, dovrà restituire la GO ottenuta. Altrimenti, in assenza di erogazione di incentivo, la GO potrà essere utilizzata a fini commerciali, ovvero da parte del fornitore di energia elettrica che potrà in questo modo attestare la quantità rinnovabile presente nel suo mix energetico.

Le garanzie di origine possono, inoltre, essere utilizzate ai fini del conseguimento dei target nazionali. Lo scambio transnazionale delle stesse può avvenire da parte sia di privati che da parte degli Stati. Mentre i primi saranno soggetti ad un meccanismo autorizzativo definito dal paese in cui le GO sono state rilasciate, nel caso dei paesi, questi potranno scambiare le GO annullate a fronte dell'avvenuta erogazione di incentivi e solo a condizione che la traiettoria intermedia di obiettivo sia stata conseguita.

Le GO scambiate saranno così aggiunte, nel conteggio complessivo, alla produzione nazionale rinnovabile del paese "importatore" di GO e contestualmente detratte da quelle del paese esportatore.

Si deve, in ogni caso, evidenziare che questa proposta non solo necessita di chiarimenti ma potrà anche essere oggetto di modifica durante l'iter legislativo comunitario (procedura di codecisione).

4. Analisi comparativa dei meccanismi di sostegno per il raggiungimento degli obiettivi nazionali in alcuni paesi campione

La proposta di direttiva del gennaio 2008 è stata accompagnata dal documento tecnico di valutazione delle politiche e degli strumenti di promozione delle rinnovabili nel settore elettrico all'interno degli Stati membri (Cfr. SEC(2008) 57). Il documento rappresenta un aggiornamento della relazione del dicembre 2005 (Cfr. COM(2007) 627) prevista all'art. 4 della direttiva 2001/77/CE. In tale documento emerge innanzitutto come tutti i paesi utilizzino meccanismi di sostegno economico agli investimenti in impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, riconoscendo un minore livello di competitività di questi impianti rispetto alle tecnologie convenzionali (impianti fossili e nucleari). Gli incentivi utilizzati sono di diverse tipologie e riguardano sia contributi in conto capitale (remunerazione dei kW di potenza installata) sia in conto esercizio (remunerazione della produzione di kWh). L'analisi mostra come la maggior parte dei paesi europei (18 paesi su 27) utilizzi il meccanismo c.d. feed in tariffs, ovvero prezzi fissi corrisposti per ogni kWh immesso in rete e obbligatoriamente ritirato dai gestori per un certo periodo di tempo (15-20 anni). Sette paesi utilizzano il meccanismo c.d. a quantità fissa che consiste nel determinare una quantità obbligata di energia elettrica rinnovabile da immettere nel sistema, il cui obbligo – in capo a produttori, trader o venditori - è soddisfatto attraverso lo scambio dei c.d. certificati verdi. Il documento mostra, inoltre, come tutti gli Stati membri abbiano raffinato il quadro regolamentare modificando nel tempo le distorsioni e i limiti dei meccanismi.

I meccanismi di sostegno nei paesi campione da noi già analizzati nel rapporto dello scorso anno (Germania, Francia, Italia, Regno Unito e Spagna) presentano le seguenti caratteristiche:

- utilizzo prevalente del meccanismo feed in tariffs in Germania e in Francia. Quest'ultima ha utilizzato anche il meccanismo delle gare per la realizzazione di nuovi impianti eolici e alimentati a biomasse;
- utilizzo prevalente del meccanismo a quantità fissa e scambio di certificati verdi (c.d. ROCs) nel Regno Unito;
- utilizzo di entrambi i meccanismi in Italia (in cui il contributo a tariffa fissa è specifico del solare fotovoltaico e dal 2008, su richiesta del produttore, degli impianti di potenza < 1 MW mentre il meccanismo a quota fissa è utilizzato negli altri casi);
- utilizzo di un meccanismo ibrido in Spagna in cui il venditore di energia elettrica può scegliere tra contributo a tariffa fissa e il prezzo di mercato più un premio fissato dalla regolazione.

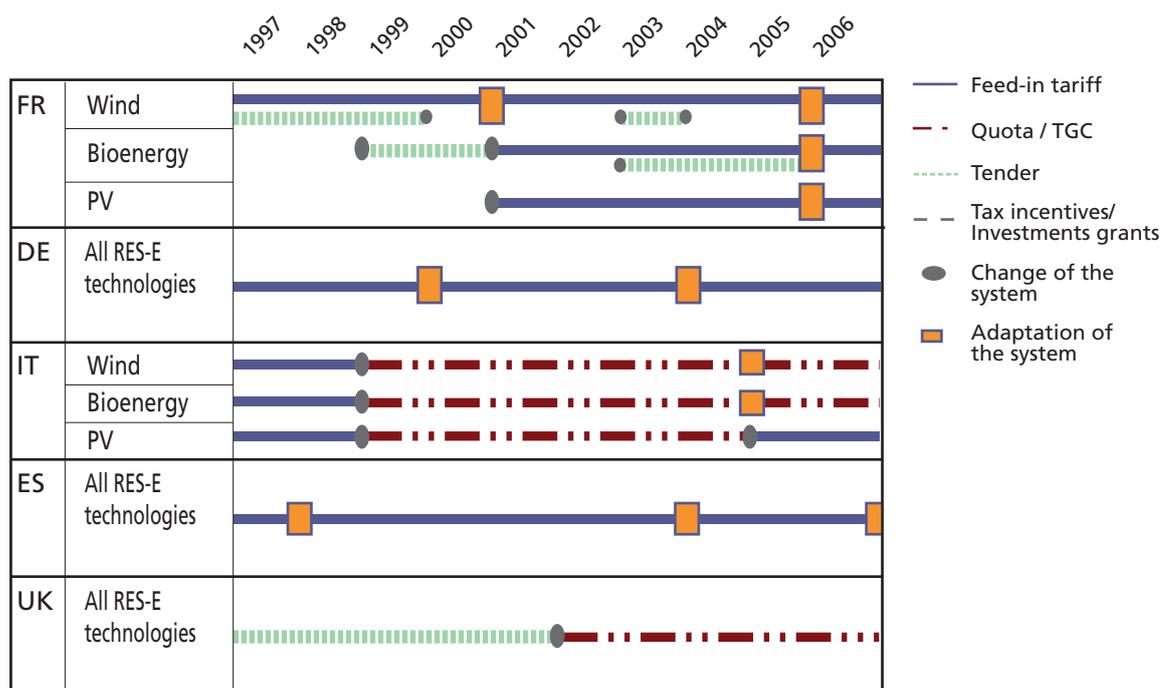
Come emerge dal rapporto della Commissione, infine, tutti i paesi hanno apportato delle modifiche o degli aggiornamenti ai meccanismi di sostegno utilizzati che hanno riguardato:

- cambiamenti dei valori tariffari, come per esempio quelli introdotti dalle leggi tedesche EEG del 2000 e del 2004 o i nuovi decreti tariffari differenziati per fonte introdotti in Francia nel 2006 o, infine, l'adeguamento del meccanismo del prezzo delle fonti speciali alla tariffa media regolata in Spagna;
- modifiche dell'intera struttura del meccanismo, come per esempio la riforma che sancisce il passaggio dal sistema a tariffa fissa a quello a quota fissa nel Regno Unito a partire dal 2002 o la riforma che introduce, in Italia, il feed in tariffs per il solare PV nel 2005 e per impianti < 1 MW nel 2008;
- modifiche o integrazioni di parti del meccanismo esistente, come per esempio le novità introdotte al

meccanismo dei ROCs nel Regno Unito dal recente Energy Bill del gennaio 2008 o quelle introdotte al meccanismo dei CV in Italia dalla legge 24 dicembre 2007 n. 244.

La figura successiva illustra le tappe delle principali modifiche introdotte nei nostri paesi campione.

Figura 1.15 – Strumenti di sostegno utilizzati ed evoluzione della normativa nei paesi campione

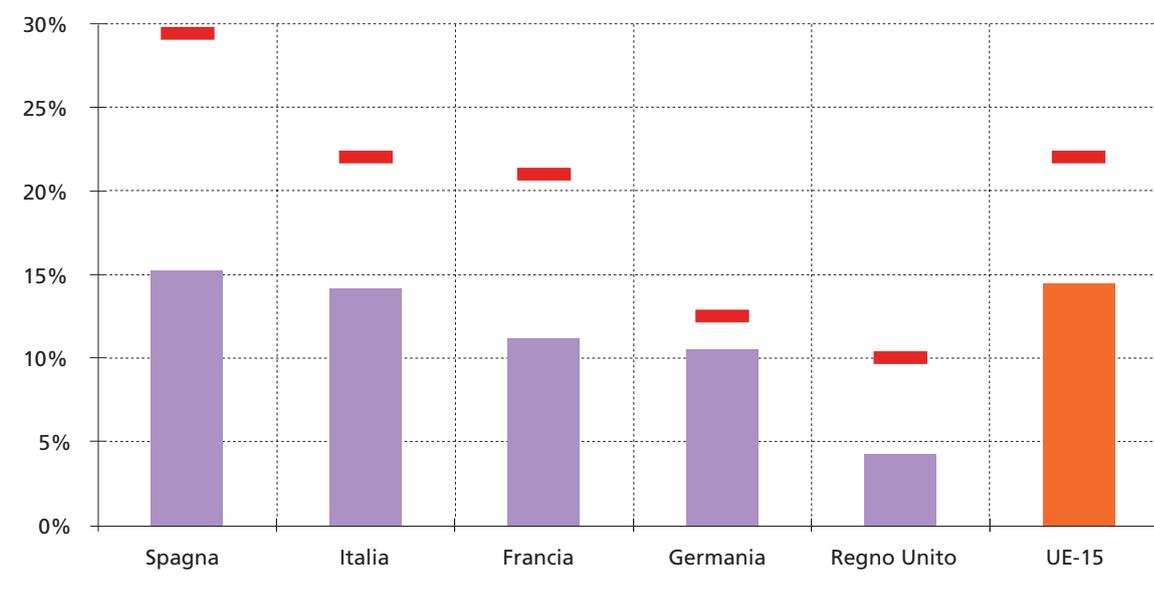


Fonte: Commissione Europea COM(2008) 19

Tenendo conto del livello dei costi delle rinnovabili, i prezzi di sostegno definiti dal regolatore sono fondamentali per determinare le decisioni di investimento e quindi per raggiungere gli obiettivi nazionali contenuti nella direttiva 2001/77/CE (calcolati quale peso dell'elettricità nell'obiettivo complessivo di rinnovabili nei consumi energetici del 12%) e che saranno ancora più impegnativi alla luce del nuovo obiettivo del 20%.

Nel 2005 la quota di produzione nazionale rinnovabile a copertura del consumo interno lordo di elettricità nei diversi paesi mostra una certa distanza dagli obiettivi previsti dalla direttiva, con la sola eccezione della Germania.

Figura 1.16 – Quota rinnovabili sul consumo interno lordo e obiettivi programmati nei paesi campione



Fonte: Eurostat

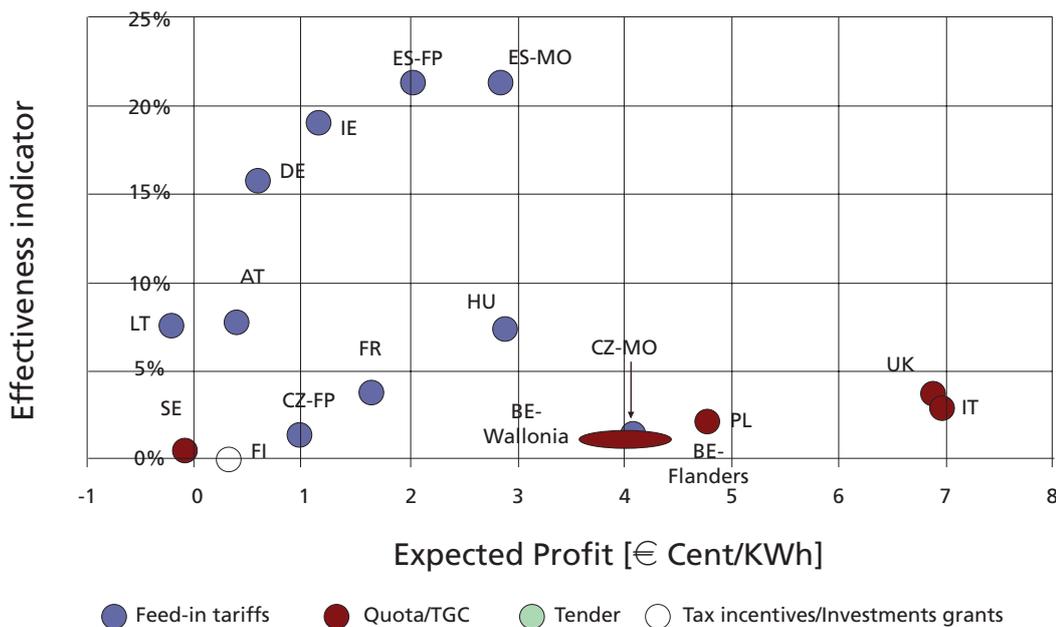
Dall'analisi dei dati sulla crescita del rapporto tra produzione rinnovabile e consumo di energia elettrica emerge come i paesi con una elevata presenza della produzione idroelettrica da impianti di grandi dimensioni (potenza nominale > 10 MW) risentano fortemente della riduzione idroelettrica per effetti legati alla minore piovosità più che proporzionale rispetto all'aumento della produzione da altre fonti. Significativi in tale direzione sono i casi della Francia in cui l'idroelettrico da impianti > 10 MW rappresenta il 79% della produzione rinnovabile totale, dell'Italia (57%) e della Spagna (32%). La riduzione della produzione del grande idroelettrico pesa in misura minore nel Regno Unito in cui il grande idro rappresenta il 26% della produzione rinnovabile totale e in Germania (18%). Se tuttavia si considera il solo dato relativo alle c.d. "nuove rinnovabili" e alla produzione da impianti mini-idro (≤ 10 MW) si nota come tutti i paesi registrino tassi di crescita positivi della relativa quota di copertura dei consumi. Infatti il tasso medio annuo di crescita nel periodo 2001-2006 della produzione da mini-idro e altre rinnovabili è pari al 42% in Spagna, al 34% in Germania e Regno Unito, al 14% in Italia e al 10% in Francia. Quest'ultima, pur rappresentando il fanalino di coda in termini di ritmo di crescita, mostra un'inversione di tendenza a partire dal 2006 per effetto dei nuovi strumenti di promozione introdotti e dell'impegno in materia ambientale intrapreso dal 2007 (conclusioni del rapporto de Grenelle).

E' interessante analizzare la relazione tra il grado di realizzazione degli obiettivi quantitativi (misurati dal tasso medio annuo di crescita dei MW realizzati e dei corrispondenti MWh prodotti) e il c.d. indice di attrazione degli investimenti, dato dal livello dei profitti attesi rispetto al kWh prodotto (ricavo medio annuo equivalente – costo medio annuo equivalente). Il confronto, tra l'efficacia di una certa politica di promozione delle rinnovabili (misurata dal livello di MWh prodotti rispetto all'obiettivo programmato) e i profitti attesi degli investimenti, mette in evidenza se alti incentivi per i finanziatori siano stati decisivi, o se altri aspetti (quali la stabilità, la certezza del quadro regolamentare, minori rischi finanziari, facilità di entrata nel mercato) abbiano assunto un ruolo condi-

zionante nella realizzazione degli investimenti.

La successiva figura mostra la correlazione tra l'indicatore di sviluppo delle tecnologie rinnovabili e l'indice di attrazione economica degli investimenti, misurati rispetto a valori 2006, con riferimento alla realizzazione di impianti eolici on shore.

Figura 1.17 - Indice di realizzazione e indice di attrazione degli investimenti in impianti eolici on shore nei paesi dell'UE



Fonte: COM (2008) 19

La figura mostra come per l'eolico, un sistema di sostegno a tariffa fissa stabilizzatosi negli anni sia più efficace in termini di promozione alla realizzazione degli investimenti, anche in presenza di più bassi livelli di profitto atteso. La Francia sembra essere un'eccezione, tuttavia, l'osservazione dei dati correnti mostra come dal 2006 si sia verificata una forte accelerazione delle realizzazioni per effetto di una maggiore stabilità e di un miglioramento del quadro regolamentare.

In Italia, a fronte di prezzi particolarmente favorevoli e in media più elevati degli altri paesi europei, si registra un minore livello di penetrazione degli investimenti in nuovi impianti rinnovabili.

La correlazione non stringente tra prezzi della produzione rinnovabile e realizzazione di nuovi investimenti, in realtà mette in luce l'importanza di altri fattori che incidono sul livello di realizzabilità degli investimenti.

Lo stesso documento tecnico della Commissione del gennaio 2008 rimette in evidenza, come già fatto nell'implementazione della direttiva 2001/77/CE e nei successivi rapporti di monitoraggio, la necessità di eliminare le barriere amministrative, fisiche, sociali e finanziarie alla realizzazione degli investimenti in nuovi impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

5. Analisi comparativa delle barriere amministrative, infrastrutturali sociali e finanziarie alla realizzazione degli investimenti

L'introduzione di meccanismi di incentivazione in ambito nazionale, non ha eliminato ogni barriera alla realizzazione di nuova generazione rinnovabile all'interno dell'Unione Europea.

Al fine di favorire la rimozione di ogni ostacolo in tal senso, la stessa direttiva comunitaria 2001/77/CE si è soffermata sui temi delle procedure autorizzative e della connessione alle reti di trasmissione e distribuzione. Con riferimento ai processi autorizzativi è bene, in ogni caso, ribadire il fatto che i medesimi sono in generale spesso poco chiari e piuttosto complessi e ciò a prescindere dalla fonte energetica impiegata dall'impianto di produzione. Tanto è vera questa affermazione che il testo legislativo comunitario approfondisce solo, prevedendo misure più stringenti, un tema già trattato da una precedente norma – quella della direttiva 96/92/CE relativa a norme comuni per il mercato interno – in cui è previsto il richiamo alle procedure autorizzative. In particolare la direttiva 2001/77/CE sancisce l'obbligo per gli Stati membri di minimizzare gli ostacoli normativi per l'aumento delle fonti energetiche rinnovabili, di razionalizzare e accelerare le procedure amministrative e di garantire modalità oggettive, trasparenti e non discriminatorie a fronte di condizioni, in generale, non favorevoli.

A testimonianza del persistere dei problemi autorizzativi, la nuova legislazione in materia di mercato interno dell'elettricità (direttiva 54 del 2003 che ha sostituito il testo del 1996) ha riconfermato le vecchie misure ribadendo l'esigenza di definire precisi criteri per il rilascio delle autorizzazioni e includendo tra questi la protezione dell'ambiente e la natura delle fonti primarie. Tali disposizioni lasciano, pertanto, intendere la presenza di un fenomeno complesso che richiede attente valutazioni e coordinamento degli interessi in gioco.

La presenza di grossi ostacoli alla realizzazione di nuova capacità di generazione rinnovabile ha spinto l'Unione europea a chiedere ai paesi membri di riportare alla Comunità, con cadenza biennale, dati circa l'efficacia delle azioni intraprese con riferimento specifico alle misure di coordinamento tra le istituzioni preposte sul territorio al rilascio delle autorizzazioni, all'adozione di possibili procedure più rapide per i produttori di elettricità che utilizzano fonti energetiche rinnovabili e alla avvenuta designazione di autorità con funzioni di mediazione nelle controversie tra istituzioni responsabili del rilascio delle autorizzazioni e richiedenti delle stesse.

Con riferimento all'altro ostacolo ancora presente, quello relativo alla difficoltà di accesso alle reti di trasporto, si evidenzia che le disposizioni della direttiva 2001/77/CE sono puntuali in proposito prevedendo una serie di indicazioni che dovrebbero portare gli Stati a superare tali limiti. Innanzi tutto si prevede un accesso prioritario all'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, anche se nel rispetto di condizioni di sicurezza del sistema elettrico nazionale. Alla luce delle difficoltà di carattere economico determinate dalla connessione dell'impianto, si prevede anche una precisa individuazione dei costi (tra questi quelli degli adattamenti tecnici e dei potenziamenti necessari a consentire l'integrazione dei nuovi produttori). Non è escluso, peraltro, che i gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione sopportino in tutto o solo in parte tali oneri, così come possano essere coinvolti nella ripartizione dei medesimi anche altri produttori che potrebbero beneficiare di eventuali interventi effettuati sulle reti.

La direttiva prevede, inoltre, che la tariffazione dei costi di trasmissione e distribuzione debba essere calcola-

ta in modo da non penalizzare la produzione rinnovabile, specie lì dove questa è localizzata in zone periferiche a bassa densità di popolazione.

Lo studio OPTRES (2006 e 2007) "Analysis of Barriers for the Development of Electricity Generation From Renewable Energy Source in the UE", realizzato per conto della Commissione UE, riassume i risultati svolti attraverso un'indagine diretta ad un campione rappresentativo di soggetti coinvolti a vario titolo nelle attività di sviluppo delle rinnovabili nel settore elettrico e finalizzata a verificare l'incidenza di barriere di varia natura alla realizzazione di investimenti in impianti rinnovabili.

Le barriere sono nello studio suddivise in:

- barriere di natura amministrativa, classificate in relazione ai seguenti aspetti: numero di autorizzazioni e permessi necessari alla realizzazione di nuovi impianti, mancanza di coordinamento tra le autorità coinvolte nei processi autorizzativi, tempo necessario all'ottenimento dei permessi, grado di considerazione delle energie rinnovabili nella programmazione territoriale, bassa percezione dei benefici delle energie rinnovabili da parte delle autorità regionali e locali;
- barriere di natura infrastrutturale, classificate in relazione a: insufficiente disponibilità delle infrastrutture di rete, mancanza di trasparenza nelle condizioni di accesso alle reti, non obiettività e indipendenza da parte dell'operatore di rete, costi di connessione, tempo necessario ad ottenere l'autorizzazione alla connessione;
- barriere di natura sociale, classificate in base a: livello di opposizione da parte delle comunità e delle autorità locali (c.d. sindrome NIMBY), bassa percezione dei benefici derivanti dalle energie rinnovabili, limitata conoscenza del costo totale (inclusi benefici socio-ambientale) dell'elettricità generata da fonti non rinnovabili;
- barriere di natura finanziaria, classificate in base a: assenza di cooperazione tra banche o investitori, bassa prevedibilità dei contributi agli investimenti e incertezza dei flussi di cassa attesi.

La percezione della rilevanza di queste barriere da parte degli intervistati è misurata attraverso l'assegnazione di punteggi da 0 (barriera non percepita) a 5 (barriera percepita in maniera molto evidente). I risultati dell'indagine, riferiti ai nostri paesi campione, mostrano i seguenti punteggi.

Tabella 1.5 – Percezione delle barriere alla realizzazione di impianti rinnovabili nei paesi campione

Paese	Barriere finanziarie		Amministrative	Infrastrutturali	Sociali	Valore medio
	Assenza di fondi	Mancanza di esperienza e di cooperazione tra istituti finanziari	Amministrative o giuridiche	Disponibilità rete, condizioni di connessione	Accettabilità sociale, desiderabilità	
Francia	2,8	2,7	4,3	3,2	1,9	3,0
Germania	2,5	3,5	3,0	3,4	2,8	3,0
Italia	3,6	3,8	2,9	2,4	1,9	2,9
Spagna	1,1	1,2	4,2	4,0	3,0	2,7
Regno Unito	3,3	3,1	2,8	3,4	3,1	3,1

Legenda:

	Livello di percezione della barriera	Scala
	Bassa	0 – 1,66
	Media	1,66 – 3,33
	Alta	3,33 – 5

Fonte: OPTRES, 2006

Tabella 1.6 – Percezione delle barriere rispetto alla tecnologia

Paese	Barriere finanziarie		Amministrative	Infrastrutturali	Sociali	Valore medio
	Assenza di fondi	Mancanza di esperienza e di cooperazione tra istituti finanziari	Amministrative o giuridiche	Disponibilità rete, condizioni di connessione	Accettabilità sociale, desiderabilità	
Grande idro	3,5	1,9	4,2	3,1	4,4	3,4
Piccolo idro	3,1	1,9	4,0	2,9	3,1	3,0
Eolico on shore	1,8	1,8	4,0	3,4	2,6	2,7
Eolico off shore	3,8	4,7	3,8	3,5	3,3	3,8
Biomasse	2,8	2,9	3,4	2,6	3,0	2,9
Rifiuti	1,0	0,0	1,0	4,0	0,0	1,2
Solare PV	4,4	4,0	3,8	3,0	1,5	3,3
Valore medio	2,8	2,3	3,8	3,0	2,9	

Legenda:

	Livello di percezione della barriera	Scala
	Bassa	0 – 1,66
	Media	1,66 – 3,33
	Alta	3,33 – 5

Fonte: OPTRES, 2006

Le barriere amministrative risultano elevate in tutti i paesi considerati e particolarmente in Francia e Spagna dove si registra la presenza di un gran numero di autorizzazioni e permessi e di altrettanto numerose autorità coinvolte. Entrambi i paesi hanno intrapreso recentemente iniziative orientate alla semplificazione delle procedure e dell'organizzazione amministrativa. In Italia sono particolarmente elevate le barriere di natura finanziaria dovute alla minore capacità organizzativa delle istituzioni finanziarie e alla minore presenza di fondi per il finanziamento dei progetti. La barriera correlata alle infrastrutture di rete è elevata in Germania, Spagna e Regno Unito, tuttavia è da rilevare che in tutti e tre i paesi il valore sconta i problemi di indisponibilità di rete e di alti costi di investimento richiesti dallo sviluppo di grandi parchi eolici on shore e dei più recenti impianti off shore.

6. Regole e procedure per il rilascio della GO

Le direttive comunitarie 2001/77 e 2003/54 introducono nell'ordinamento comunitario e, di conseguenza, in quelli nazionali due diverse tipologie di certificazione attribuite alla produzione di energia elettrica. Nel primo caso si tratta della Garanzia di Origine (GO) dell'elettricità realizzata con l'impiego delle fonti rinnovabili e nel secondo della disclosure (etichettatura), ovvero dell'indicazione dei combustibili impiegati per tutta la produzione, a prescindere da una specifica tipologia.

Se ci si sofferma sulla GO si può notare che la norma comunitaria pur affermando l'esigenza di introdurre sul mercato una tale attestazione, anche al fine di favorire gli scambi transfrontalieri di energia "verde", non ha esplicitato le modalità necessarie a tal fine. Si è assistito, pertanto, ad una variegata modalità di attuazione nei diversi Stati membri, unico fattore comune essendo il contenuto minimo che tale certificazione deve contenere. Mancano, ad esempio, chiare indicazioni su come possa avvenire il trasferimento di questo titolo, se congiuntamente o meno alla produzione sottostante certificata, e cosa succeda a fronte del suo impiego da parte del produttore o trader. Si è assistito poi, come del resto spesso accade, al tardivo processo di adozione della direttiva da parte di alcuni Stati che ha determinato non pochi problemi lì dove la presenza della GO estera, congiuntamente all'importazione di energia, ha interagito con strumenti di incentivazione nazionali delle fonti rinnovabili, come ad esempio è accaduto nel nostro paese.

Le esigenze dettate da un processo inesorabile di scambio transfrontaliero della GO, seppur solo accennato dalla direttiva 2001/77/CE, ha visto la ricerca di una soluzione concreta in ambiti operativi. Ciò è quanto è accaduto in seno all'AIB (Association of Issuing Bodies), associazione nata nel 2002 per unire tutti gli organismi preposti in ambito nazionale al rilascio della certificazione RECS (Renewable Energy Certificate System), che nel corso degli ultimi anni ha visto un allargamento di competenza dei suoi associati. Molti di questi, infatti, al medesimo tempo sono stati investiti anche del rilascio della GO per le fonti rinnovabili.

L'esperienza maturata nel contesto della certificazione RECS è stata trasferita nell'ambito del rilascio della GO portando un contributo rilevante in termini di standardizzazione del titolo, individuazione del momento di annullamento dello stesso (a fronte di un suo utilizzo da parte del produttore/trader), incompatibili-

tà del sistema di GO con altre forme di labelling, sicurezza delle transazioni relative ai titoli attraverso l'utilizzo di sistemi informatici ad accesso controllato. Si è venuta così ad ampliare la missione dell'AIB dando spazio anche ad adesioni di soggetti nominati a livello governativo per l'emissione della GO.

Analogo discorso può essere fatto per quanto riguarda la GO della produzione di elettricità da impianti cogenerativi ad alto rendimento introdotta dalla direttiva 2004/8/CE che ha visto un coinvolgimento attivo dei membri dell'AIB nella definizione delle modalità di rilascio della certificazione dando luogo ad un sistema standardizzato cui diversi paesi membri si stanno attenendo.

Con riferimento alla GO per le fonti rinnovabili, al 2007 hanno aderito al sistema AIB i seguenti paesi: Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Germania, Paesi Bassi, Slovenia e Svezia.

Al di là dell'adesione o meno alla piattaforma comune dell'AIB, è interessante un altro aspetto che riguarda la Garanzia di Origine, ovvero il possibile utilizzo che viene fatto della stessa. In alcuni paesi è, infatti, usata come strumento di disclosure. L'attestazione dell'impiego di fonti rinnovabili da parte del trader in tal caso avviene attraverso l'annullamento di un numero di GO corrispondente al volume di energia "verde" venduto.

Il tema della garanzia di origine per le fonti rinnovabili, proprio in considerazione dei limiti sopramenzionati, è stata oggetto di riflessione e di approfondimento specifico che trova spunti interessanti nel nuovo testo di direttiva per le fonti rinnovabili già citata nel precedente paragrafo 3.

Tornando, ora, al sistema della *disclosure*, è bene segnalare che ad oggi sono molti i paesi a non avere provveduto alla definizione di regole per la cosiddetta etichettatura del mix energetico impiegato. Una difficoltà - rilevata anche nell'ambito del progetto comunitario E- TRACK (A European Tracking System for Electricity, si veda il sito web <http://www.e-track-project.org>), cui il GSE ha preso parte, è la coesistenza degli strumenti di certificazione, oggi diffusi in tutti i paesi, (soprattutto in presenza di forniture rinnovabili che danno luogo al cd. *green pricing*), con un consistente volume di transazioni effettuato in borsa. Altro aspetto critico è rappresentato dalla possibilità di tracciare i dati associati all'energia elettrica scambiata su differenti frontiere. L'interazione di queste variabili non è semplice e richiede, pertanto, un monitoraggio continuo. La modalità più condivisa è quella che in ambito nazionale il trader (soggetto obbligato ai sensi della direttiva a certificare l'origine della propria fornitura) si veda attribuito un valore pari al mix energetico nazionale (rilevato dai dati statistici annuali) cui sono dedotte le quote attribuite attraverso certificati (in prevalenza la componente rinnovabile attestata dalla GO). Controversa, però, la questione relativa alla separazione o meno di tali titoli dalla produzione sottostante ovvero se l'acquisto del primo prescinda dal secondo.

7. Gli strumenti di certificazione volontaria e il sistema RECS

Come noto e già accennato, sul mercato europeo è presente ormai da alcuni anni una serie di certificazioni che si configurano come strumento di promozione per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e differenti dai tradizionali meccanismi di incentivazione.

Differenza che si sostanzia in un minore valore economico dei primi rispetto a quest'ultimi e nel regime di volontarietà degli stessi, nel senso che il titolo attribuito deve poi trovare una collocazione su di un mercato finale dell'energia in cui non esiste un obbligo di acquisto da parte dei clienti. Ciò determina, quindi, una maggiore aleatorietà del conseguimento del beneficio.

La vendita del valore verde dell'energia prodotta interamente o solo in percentuale da fonti rinnovabili è contrassegnata dal termine *green pricing*. A fronte del sovrapprezzo corrisposto dal cliente rispetto a quello di un'alternativa fornitura di elettricità da fonte convenzionale, l'utility si impegna nei suoi confronti ad investire gli extra ricavi in nuovi impianti rinnovabili e lì dove i numeri non lo rendono possibile, quanto meno alla predisposizione di campagne di promozione e di sensibilizzazione dell'opinione pubblica.

Diverse le modalità di certificazione diffuse sul territorio comunitario: ci si può trovare di fronte all'utilizzo di marchi rilasciati da enti terzi qualificati, che consentono all'associato di utilizzare i medesimi, o in alternativa a *label* sviluppati dall'azienda stessa e, pertanto, identificativi di una posizione esclusiva.

Alla luce di quanto riscontrato in più paesi è oggi possibile concludere che il processo di affermazione del *green pricing* è legato al fenomeno dell'apertura del mercato. La diretta conseguenza di ciò è infatti una maggiore competizione che si riflette in differenti politiche di prezzo e di prodotto. In quest'ultimo ambito un'offerta ulteriore è proprio rappresentata dalla fornitura rinnovabile.

Anche nel nostro paese si è assistito allo sviluppo di questo fenomeno con l'apertura del mercato dell'energia a tutti i clienti finali concretizzatasi il 1° luglio del 2007. Questa opportunità ha rappresentato uno stimolo per i fornitori di energia elettrica alla diversificazione della propria offerta commerciale anche attraverso la vendita di energia "verde", con compensazione dei consumi attestata dall'annullamento di un corrispondente numero di certificati di produzione rinnovabile.

Oltre ad un inaspettato accoglimento della proposta da parte del segmento domestico si è continuato ad assistere a richieste di forniture rinnovabili da parte dei grandi clienti, ovvero del settore industriale che a sua volta ha potuto beneficiare di un effetto positivo di immagine dando visibilità esterna agli impegni assunti a favore dell'ambiente.

Tra le certificazioni volontarie della produzione di elettricità da fonte rinnovabile con maggior diffusione in ambito europeo (al 2007 16 gli Stati aderenti) è sicuramente il RECS (Renewable Energy Certificate System). Il certificato - della taglia di 1 MWh e vendibile separatamente dall'energia elettrica prodotta - è rilasciato da un organismo nazionale (Issuing Body, cd. IB) nella maggior parte dei casi è il TSO (Transmission System Operator), in altri l'Autorità di regolazione oppure società deputata all'incentivazione delle energie rinnovabili e in altri ancora ente specializzato nell'ambito della consulenza ambientale. L'IB, naturalmente è responsabile prima ancora del rilascio del certificato della qualifica degli impianti di produzione. Al fine di una gestione armonizzata del sistema sul territorio europeo gli Issuing Bodies partecipano all'associazione AIB

(Association of Issuing Bodies) che detta le regole comportamentali e operative finalizzate al funzionamento del sistema e allo scambio transnazionale dei certificati. Per facilitare questa funzionalità sarà disponibile a partire dal 2008 una piattaforma centralizzata (HUB) che terrà traccia di tutte le transazioni effettuate.

Il crescente interesse per i certificati RECS è sicuramente da ricondurre alle caratteristiche del sistema. I titoli, infatti, sono riconosciuti in tutti i paesi a prescindere dalla loro provenienza, in tal modo rendendo ancora più dinamico il mercato.

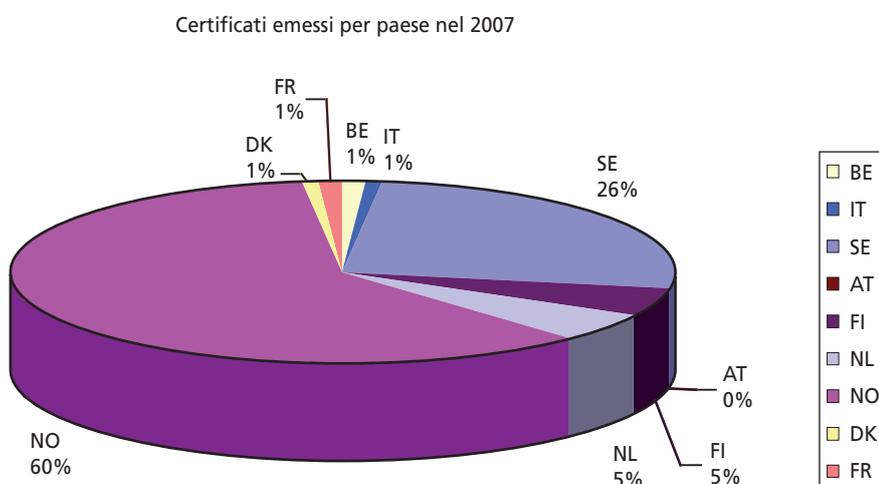
Vale la pena in questo contesto ribadire il fatto che in seno all'AIB oggi non sono emessi solo i certificati RECS ma è resa disponibile la possibilità, colta ormai da diversi membri, di emettere anche alcuni titoli previsti dalla normativa comunitaria del settore elettrico - ad es. la Garanzia di Origine per le fonti rinnovabili e per la cogenerazione e infine la disclosure - tanto che si parla dell'AIB come organismo di gestione di un sistema più ampio di certificazione identificato dall'acronimo EECS (European Energy Certificate System).

In Italia è il GSE l'organismo preposto al rilascio del certificato RECS che oltre ad essere membro dell'AIB ha un suo rappresentante all'interno del comitato direttivo della stessa. Ci interessa in questo contesto far emergere il dato positivo nazionale registrato nel corso del 2007. Dei 200 associati europei, tra produttori e trader, sono stati ben 20 quelli italiani che hanno operato sulla piattaforma del GSE e hanno richiesto la certificazione di oltre 1,5 TWh andando poi ad annullare buona parte degli stessi. Il titolo RECS, infatti, è valido (spendibile sul mercato) fino a tale momento, che coincide con il suo utilizzo da parte dell'acquirente finale. Nonostante l'accresciuta propensione degli operatori nazionali per l'utilizzo degli strumenti di certificazione, che coinvolgono i clienti per un consumo "verde", emerge, però, ancora lo scostamento del nostro paese rispetto al comportamento dei più virtuosi membri nordici della Comunità europea, già da parecchi anni attivi su questo fronte.

Anche attraverso l'esame di alcuni dati forniti dall'AIB, relativi al rilascio e annullamento dei certificati RECS, è possibile verificare non solo tale dato ma anche l'inversione di tendenza registrata da alcuni paesi. Tra questi un cambiamento significativo è stato quello di Francia e Germania che hanno visto una crescita esponenziale del volume di certificati annullati.

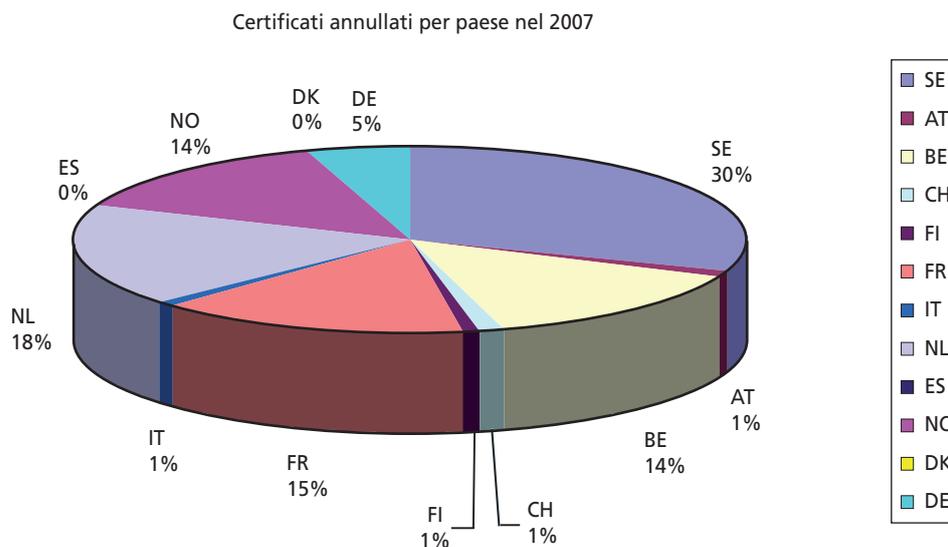
I dati dei grafici che seguono indicano le quote percentuali di certificati emessi e annullati per ciascun paese, nel corso del 2007, partendo da dati assoluti pari rispettivamente a oltre 100 e 63 TWh.

Figura 1.18 - Certificati emessi per paese nel 2007



Fonte: AIB, 2007

Figura 1.19 - Certificati annullati per paese nel 2007



Fonte: AIB, 2007

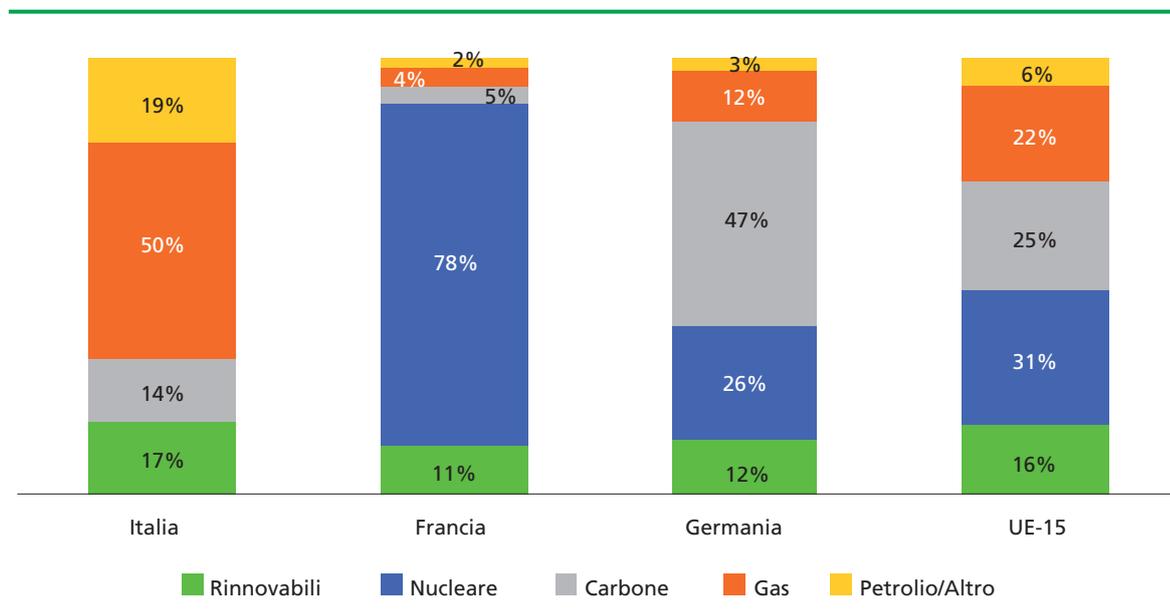
Per concludere questo excursus sulla certificazione volontaria RECS, vale la pena menzionare che sulla stessa non mancheranno di avere effetto gli sviluppi dei meccanismi di certificazione comunitaria, in particolare della GO per le fonti rinnovabili e della *disclosure*. È facile ipotizzare, infatti, che strumenti standardizzati, disciplinati da regole certe e riconosciuti dalle istituzioni UE potranno incidere sul posizionamento degli strumenti volontari ad oggi presenti sul mercato; ma per verificarne la consistenza si ritiene necessario aspettare soprattutto il nuovo testo di direttiva comunitaria per la promozione delle fonti rinnovabili.

LO SCENARIO ITALIANO DELLE FONTI RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO

1. La generazione di energia elettrica in Italia

Nel 2006 la quota di energia rinnovabile nel parco di generazione elettrica italiana è pari al 17% a fronte di una quota del 50% coperta dall'uso del gas naturale, del 19% dai combustibili liquidi (in gran parte olio) e del 14% dal carbone. Confrontata con il mix di generazione elettrica di alcuni paesi campione e dell'UE-15, l'Italia presenta una forte dipendenza dal gas, una quota relativamente alta dei derivati del petrolio e una minore o nulla incidenza delle altre fonti convenzionali (carbone e nucleare). La posizione delle rinnovabili, in termini di copertura del mix di generazione, si presenta sostanzialmente in linea con in resto dell'UE. La situazione è tuttavia sfavorevole se si tiene conto: del consistente apporto delle importazioni a copertura del fabbisogno elettrico nazionale e della minore crescita rispetto ad altri paesi europei delle fonti rinnovabili c.d. di nuova generazione (eolico, solare, mini-idro, biomasse e rifiuti rinnovabili).

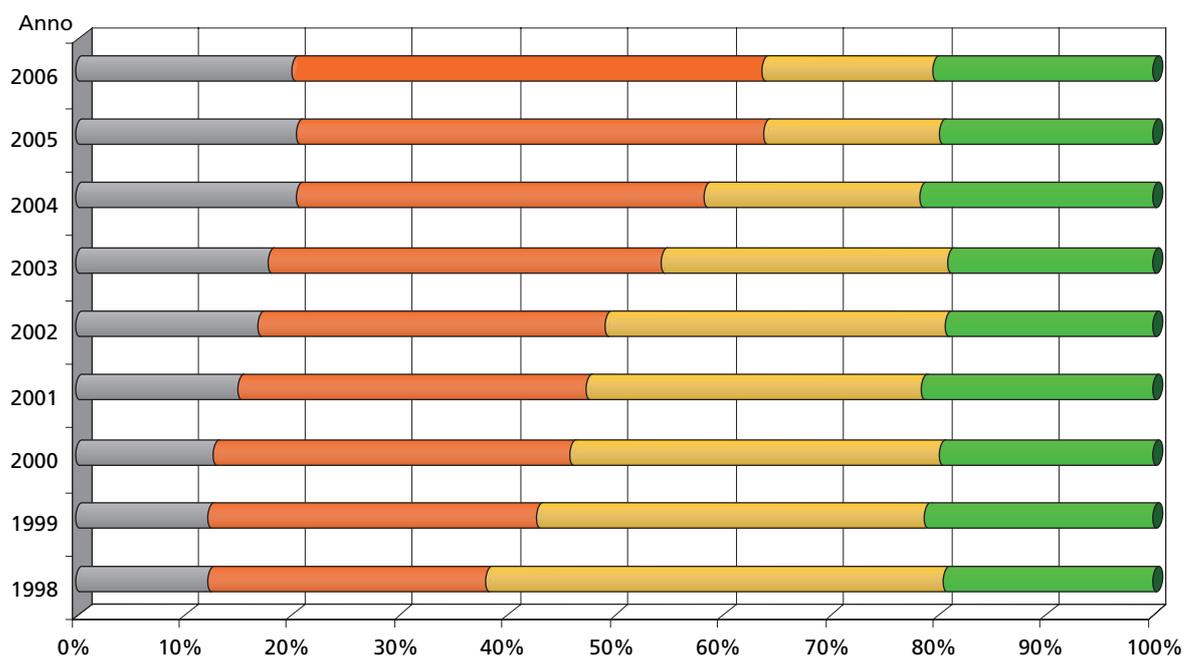
Figura 2.1 - Mix di generazione elettrica a confronto, anno 2006 (Fonte: Enel, 2007)



L'andamento del mercato elettrico degli ultimi anni evidenzia la forte crescita del gas naturale per usi termoelettrici (la cui percentuale è passata dal 26% nel 1998 al 44% del 2006); il leggero aumento dei combustibili solidi convenzionali (dal 12 al 20%); la forte riduzione dei prodotti petroliferi (dal 42% al 26%) e il contenimento dell'energia rinnovabile, la cui percentuale oscilla tra il 19 e il 20%.

Tabella 2.1 e Figura 2.2 Andamento mix generazione elettrica, anni 1998-2006

Fonte	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	%								
Solidi (carbone, altro)	12,3	12,1	12,7	15,0	16,8	17,9	20,4	20,4	20,0
Gas	25,7	30,8	33,2	32,4	32,5	36,4	37,8	43,5	43,6
Petrolio	42,5	36,0	34,2	31,0	31,4	26,8	20,1	16,2	15,9
Rinnovabili	19,5	21,2	19,9	21,6	19,4	18,9	21,6	19,9	20,5
Totale	100,0								



Fonte: Bilancio energetico nazionale, MSE

Il parco impianti termoelettrico nel 2006 consta di 1.072 impianti di cui 606 impianti nella titolarità di produttori e 466 di soggetti che consumano in tutto o in parte l'energia prodotta per utilizzi propri. La potenza nominale complessivamente installata è pari nel 2006 a 69.817 MW con un incremento del 5,6% rispetto al 2005. Nel 2006 sono entrati in esercizio 86 nuovi impianti (nuova realizzazione o potenziamento), mentre 40 impianti sono stati modificati o dismessi. La maggior parte dei nuovi impianti è stata realizzata nell'Italia settentrionale, prevalentemente in Lombardia (26) e Veneto (12) e ha riguardato l'entrata in esercizio di CCGT e impianti a combustione interna. Il combustibile prevalente è il gas naturale che continua ad aumentare il suo tasso di penetrazione nel mix di combustibili del parco termoelettrico. Si va via via riducendo l'uso di olio combustibile, mentre si assesta quello del carbone. All'interno degli impianti termoelettrici sono compresi gli impianti geotermoelettrici e gli impianti alimentati con combustibili rinnovabili, biomasse e biogas. Nel 2006 sono attivi 31 impianti geotermoelettrici per una potenza nominale di 711 MW, mentre gli impianti a combustibile rinnovabile sono 275 per una potenza di 1.195 MW.

2. La produzione di energia elettrica da impianti rinnovabili

Nel 2006 la potenza efficiente lorda complessiva degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ammonta a 21.333 MW (sostanzialmente stabile rispetto al 2005 con un aumento di soli 0,443 MW) per una produzione pari nell'anno a 52,3 TWh, cresciuta del 4,7% rispetto al 2005, valore che indica una migliore produttività degli impianti rispetto all'anno precedente.

La distribuzione della capacità installata nelle regioni italiane è indicata nella seguente tabella, in cui vengono evidenziati i dati relativi alla potenza e alla produzione annua da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Nelle ultime due colonne sono esposti, infine, i dati relativi alla produzione di energia elettrica complessiva (da impianti rinnovabili e da fonti convenzionali) e al consumo di energia elettrica regionale.

Tabella 2.2 - Bilancio della produzione e del consumo di energia elettrica nelle regioni italiane, anno 2006

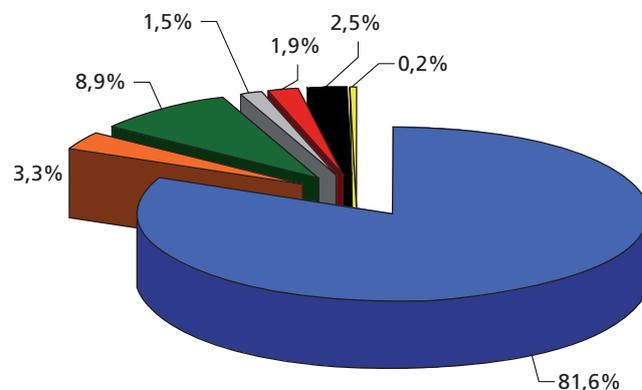
Regioni	MW	Quota %	GWh	Quota%	Produzione lorda totale (GWh)	Consumo Totale (GWh)
Piemonte	2.431,4	11,4	5.449,9	10,4	21.704,5	28.723,8
Valle d'Aosta	859,4	4,0	2.638,4	5,0	2.638,4	1.163,2
Lombardia	5.269,7	24,7	10.172,7	19,5	60.388,8	68.769,5
Trentino Alto Adige	3.051,9	14,3	7.428,7	14,2	8.050,3	6.656,3
Veneto	1.179,9	5,5	3.701,9	7,1	20.125,4	32.577,4
Friuli Venezia Giulia	492,2	2,3	1.515,8	2,9	10.467,7	10.402,2
Liguria	87,6	0,4	241,0	0,5	11.423,1	7.043,0
Emilia Romagna	487,3	2,3	1.832,8	3,5	25.094,9	29.173,2
Toscana	1.107,6	5,2	6.451,1	12,3	18.756,7	22.420,9
Umbria	532,8	2,5	1.713,1	3,3	6.088,5	6.114,2
Marche	235,0	1,1	525,6	1,0	3.960,9	8.339,8
Lazio	476,9	2,2	1.526,6	2,9	23.025,9	24.917,0
Abruzzi	1.161,8	5,4	2.125,1	4,1	5.230,6	7.236,7
Molise	179,8	0,8	282,4	0,5	3.016,0	1.624,7
Campania	762,9	3,6	1.329,3	2,5	5.692,4	18.612,7
Puglia	542,6	2,5	1.231,5	2,4	37.789,9	19.524,0
Basilicata	243,2	1,1	520,5	1,0	1.624,5	3.310,6
Calabria	836,6	3,9	1.925,7	3,7	9.022,7	6.565,7
Sicilia	527,0	2,5	642,7	1,2	24.862,2	21.548,6
Sardegna	822,4	3,9	982,4	1,9	15.126,9	12.735,2
ITALIA	21.332,9	100,0	52.272,1	100,0	314.090,3	337.458,7

Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna.

Il parco italiano degli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili vede, in termini di potenza installata, una netta prevalenza della fonte idrica (82%), a motivo dello sfruttamento storico della risorsa idroelettrica, seguita dalle fonti eolica (circa 9%), geotermica (3,3%), rifiuti (2,5%), biomasse (1,9%), biogas (1,5%) e solare fotovoltaica (0,2%).

Figura 2.3 - Potenza eff. lorda degli impianti di energia elettrica rinnovabile in Italia, anno 2006

Fonte	MW
Idrica	17.412,1
Geotermica	711,0
Eolica	1.908,3
Biogas	311,5
Biomasse	415,4
Rifiuti urbani	529,6
Solare	45,0
Totale	21.332,9

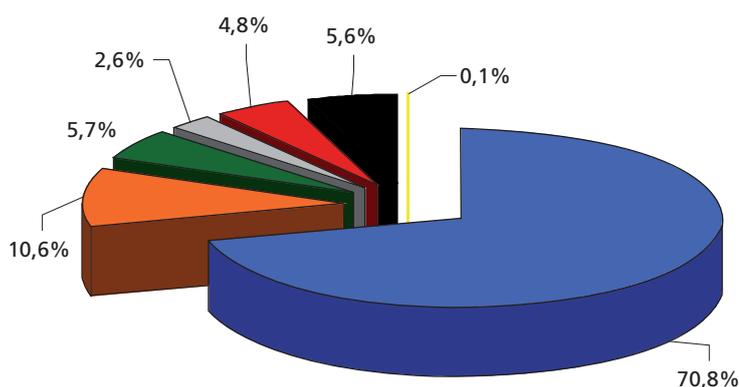


Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna - Enea.

La produzione lorda degli impianti di generazione rinnovabile, a fronte dei diversi livelli di produttività, mostra nel 2006 la ripartizione in Fig. 2.4. Gli impianti geotermoelettrici e gli impianti a combustione (rifiuti, biomasse e biogas) mostrano maggiori rendimenti annui e rappresentano rispettivamente il 10% e il 5,9% della produzione lorda rinnovabile.

Figura 2.4 - Produzione lorda di energia elettrica rinnovabile in Italia, anno 2006

Fonte	GWh
Idrica	36.994
Geotermica	5.527
Eolica	2.971
Biogas	1.336
Biomasse	2.492
Rifiuti urbani	2.917
Solare	35
Totale	52.272

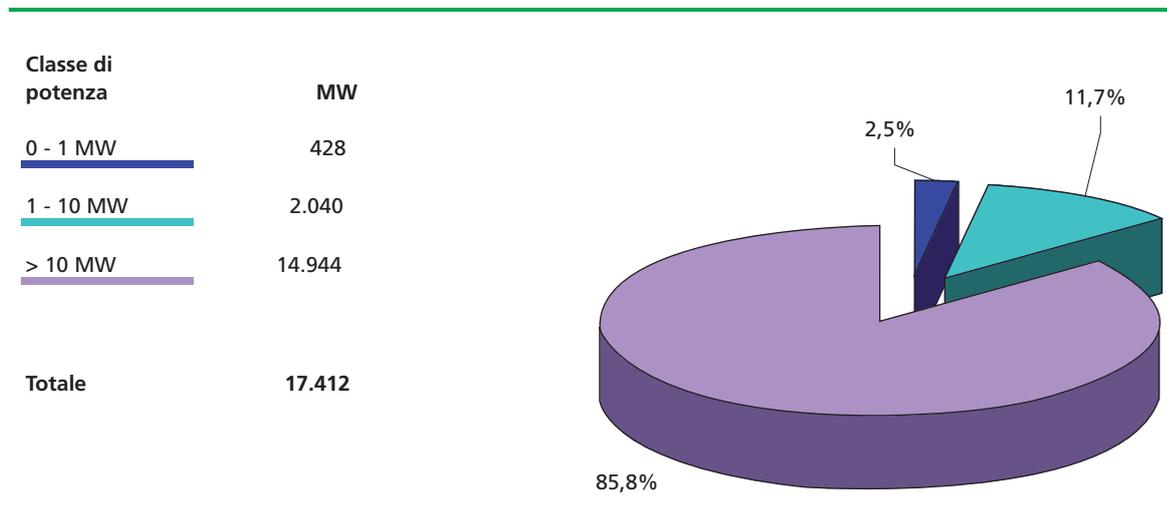


Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna - Enea.

Il parco di generazione rinnovabile mostra le seguenti caratteristiche per fonte.

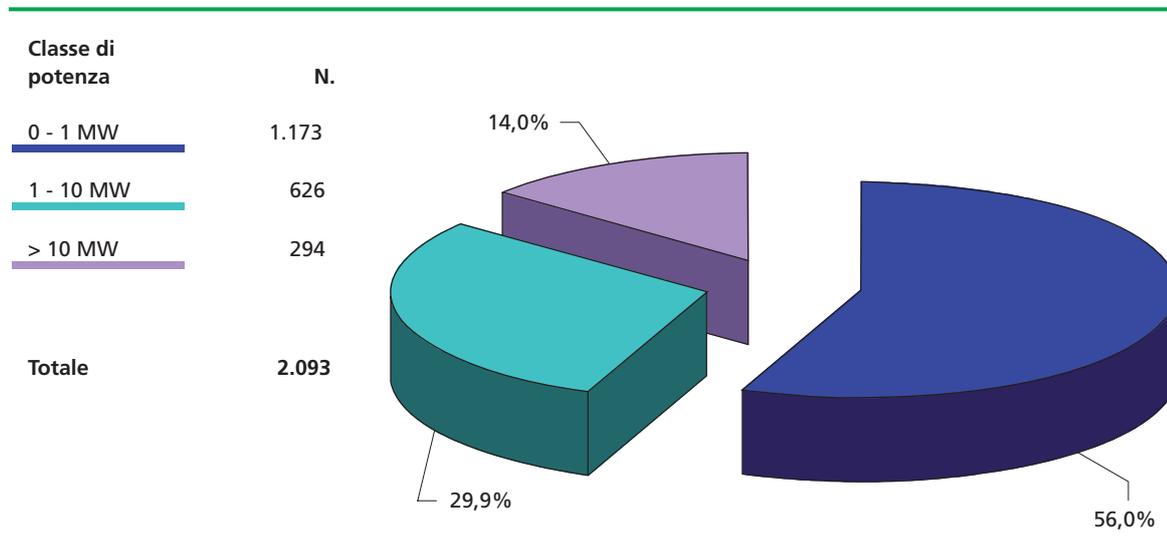
I grandi impianti idroelettrici, con potenza > 10 MW, rappresentano oltre l'85% dell'intero parco di generazione idroelettrica, a fronte del 15% degli impianti c.d. mini-idro (Fig. 2.5). Trattandosi di impianti di grandi dimensioni, in termini di numerosità rappresentano il solo 14% (Fig. 2.6)

Figura 2.5 - Potenza effettiva lorda degli impianti idroelettrici rinnovabili in Italia, anno 2006



Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna.

Figura 2.6 - Numero degli impianti idroelettrici rinnovabili in Italia, anno 2006



Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna.

La distribuzione degli impianti idroelettrici è condizionata dalla dotazione della risorsa idrica e vede, pertanto, una maggiore concentrazione nelle regioni dell'arco alpino e appenninico (Tab. 2.3).

Tabella 2.3 - Distribuzione della potenza idroelettrica nelle regioni italiane, anno 2006

Regioni	Potenza efficiente lorda impianti idroelettrici (MW)
Piemonte	2.379,2
Valle d'Aosta	858,6
Lombardia	4.905,3
Trentino Alto Adige	3.034,6
Veneto	1.088,0
Friuli Venezia Giulia	451,5
Liguria	72,6
Emilia Romagna	290,2
Toscana	320,7
Umbria	508,3
Marche	225,0
Lazio	398,5
Abruzzi	1.001,9
Molise	84,7
Campania	333,8
Puglia	0,0
Basilicata	128,0
Calabria	716,4
Sicilia	152,2
Sardegna	462,6
ITALIA	17.412,1

Fonte: Terna.

Gli impianti eolici presenti sul territorio italiano sono 148 per una potenza installata di 1.908,3 MW (Tabella 2.4) per una produzione lorda pari nel 2006 a 2.970,7 GWh. Le ore di utilizzazione degli impianti nel 2006 sono pari in media a circa 1.600 ore, valore che indica un fattore di rendimento del solo 18%, rispetto ad una media UE del 22%. La motivazione risiede innanzitutto nella dimensione degli impianti, caratterizzati in gran parte da parchi eolici di piccole dimensioni. In Italia sono presenti solo tre parchi di potenza superiore a 40 MW, mentre copiosa è la presenza di impianti di potenza < 2 MW spesso caratterizzati da monoturbinе. Anche la distribuzione degli impianti eolici dipende dalle caratteristiche territoriali e dalle condizioni anemometriche, anche se la distribuzione è stata condizionata anche da fattori amministrativi e dalla disponibilità della connessione alla rete. La maggiore concentrazione si ha nel Sud del paese e in particolare in Puglia, Campania e nelle isole.

Tabella 2.4 - Distribuzione della potenza eolica nelle regioni italiane, anno 2006

Regioni	Potenza efficiente lorda impianti eolici (MW)
Piemonte	-
Valle d'Aosta	-
Lombardia	-
Trentino Alto Adige	1,9
Veneto	0,1
Friuli Venezia Giulia	0,0
Liguria	4,8
Emilia Romagna	3,5
Toscana	1,8
Umbria	1,5
Marche	-
Lazio	9,0
Abruzzi	153,8
Molise	70,0
Campania	401,5
Puglia	458,9
Basilicata	109,6
Calabria	0,6
Sicilia	358,6
Sardegna	332,8
ITALIA	1.908,3

Fonte: Terna.

Il parco geotermoelettrico è rappresentato da 31 impianti per una potenza installata di 711 MW e una produzione lorda pari nel 2006 a 5.527,4 GWh. Le centrali geotermiche sono concentrate esclusivamente in Toscana e, in particolare, nelle province di Grosseto, Pisa e Siena (area Larderello e area Amiata).

Gli impianti termoelettrici alimentati da combustibili rinnovabili – biomasse, biogas e rifiuti - sono 303 per una potenza efficiente lorda di 1.257 MW e una produzione pari nel 2006 a 6.744,6 GWh. La distribuzione degli impianti sul territorio vede una maggiore concentrazione in Lombardia, Emilia Romagna e Calabria.

Tabella 2.5 - Distribuzione della potenza termoelettrica da combustibili rinnovabili nelle regioni, anno 2006

Regioni	Potenza efficiente lorda impianti biomasse e rifiuti (MW)
Piemonte	52,2
Valle d'Aosta	0,8
Lombardia	364,4
Trentino Alto Adige	15,5
Veneto	91,8
Friuli Venezia Giulia	40,7
Liguria	10,2
Emilia Romagna	193,6
Toscana	74,1
Umbria	23,0
Marche	10,0
Lazio	69,4
Abruzzi	6,1
Molise	25,1
Campania	27,6
Puglia	83,7
Basilicata	5,6
Calabria	119,6
Sicilia	16,2
Sardegna	27,0
ITALIA	1.256,6

Fonte: elaborazione GSE su dati Terna.

Gli impianti fotovoltaici registrano una crescita a partire dal 2005 anche per effetto dei nuovi strumenti di incentivazione. Il 2006 registra un aumento del 13% della produzione fotovoltaica rispetto al 2005 e un aumento del 30% della potenza installata (+11 MW).

Analizzando gli andamenti della generazione rinnovabile si evidenzia:

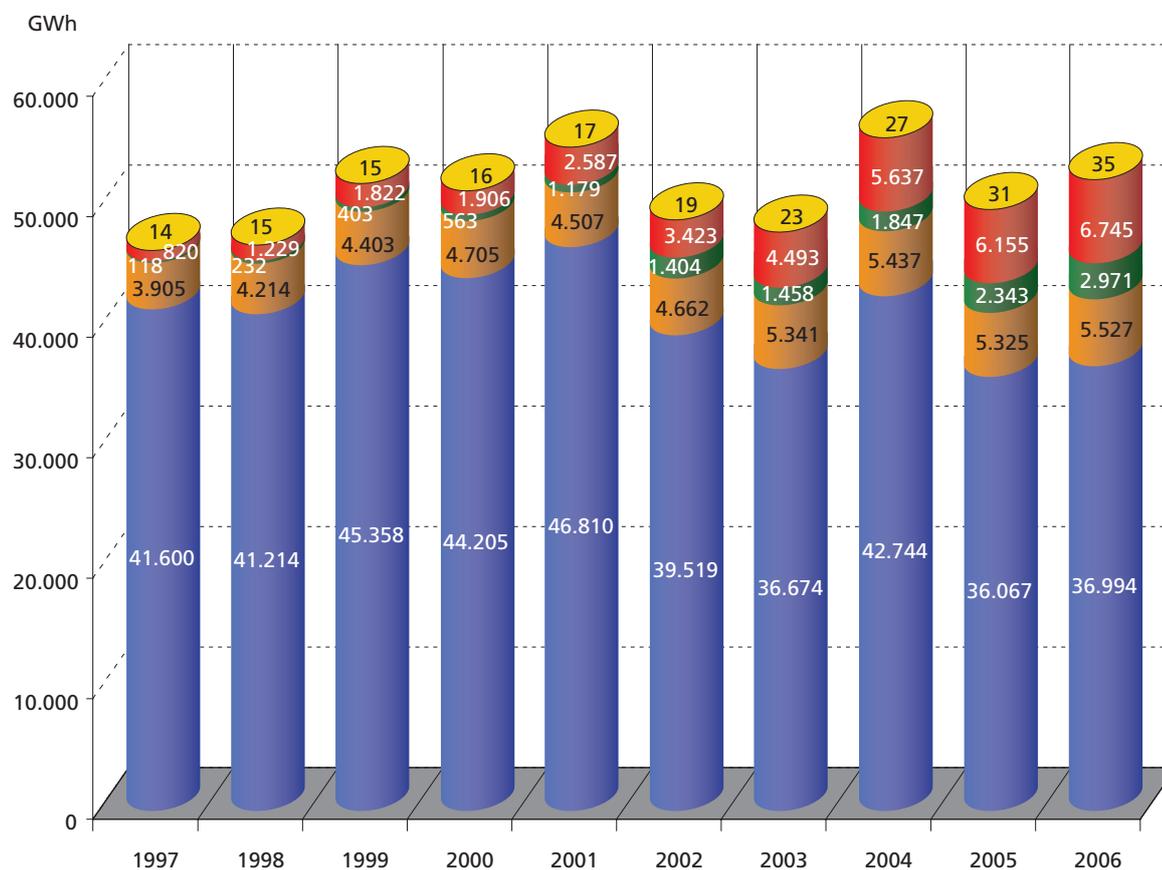
- una riduzione negli anni della produzione idroelettrica, nonostante i miglioramenti dei rendimenti degli impianti, dovuta essenzialmente alla minore piovosità (-4,2 TWh nel 2006 rispetto al 1998);
- una forte crescita della produzione eolica passata da 0,232 TWh del 1998 a 2,4 TWh nel 2006 e della produzione da combustibili rinnovabili (biomasse e rifiuti) la cui produzione passa da 1,23 a 6,75 TWh per effetto della realizzazione e entrata in esercizio di nuovi impianti di generazione;
- un aumento della produzione geotermoelettrica che passa da 4,21 a 5,53 TWh nel periodo 1998-2006 per effetto delle attività di potenziamento e riqualificazione degli impianti da parte di Enel.

Tabella 2.6 - Produzione lorda di energia elettrica rinnovabile in Italia

Fonte	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
GWh										
Idrica	41.599,8	41.213,6	45.358,0	44.204,9	46.810,3	39.519,4	36.674,3	42.744,4	36.066,7	36.994,3
Geotermica	3.905,2	4.213,7	4.402,7	4.705,2	4.506,6	4.662,3	5.340,5	5.437,3	5.324,5	5.527,4
Eolica	117,8	231,7	402,5	563,1	1.178,6	1.404,2	1.458,4	1.846,5	2.343,4	2.970,7
Biomasse e rifiuti	820,3	1.228,8	1.822,3	1.906,2	2.587,3	3.422,6	4.493,0	5.637,2	6.154,9	6.744,6
Solare	13,7	14,5	15,1	15,6	16,5	18,5	22,6	27,3	31,0	35,0
Totale	46.456,8	46.902,3	52.000,6	51.395,0	55.099,3	49.027,0	47.988,8	55.692,7	49.920,5	52.272,0

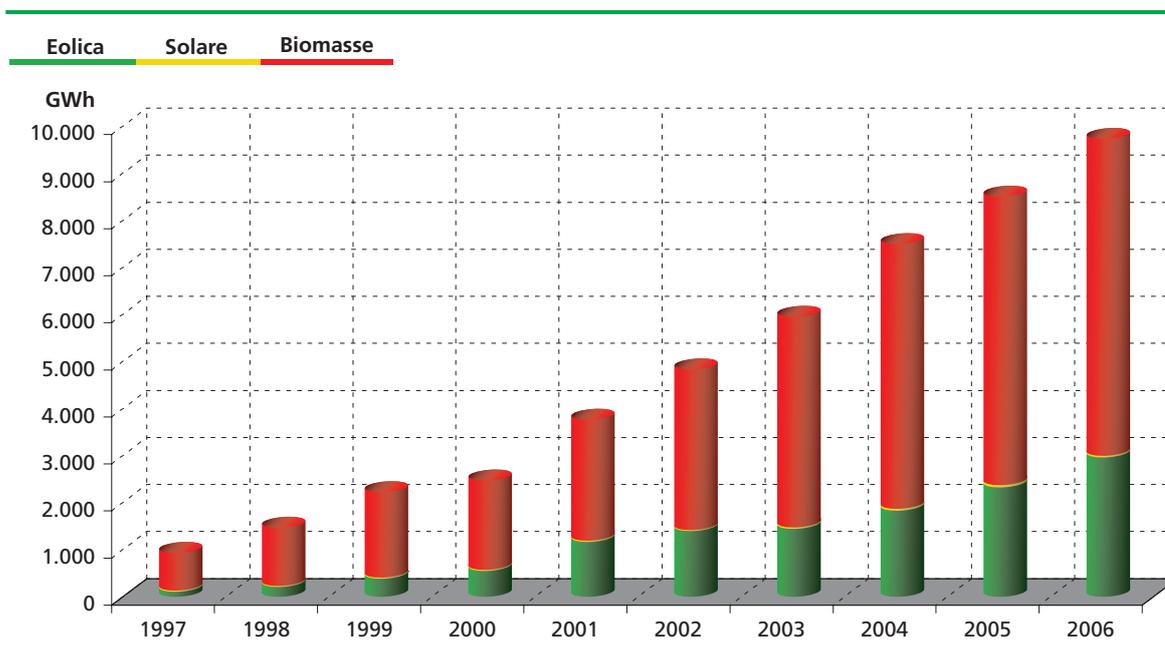
Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna - Enea.

Figura 2.7 – Andamento della produzione di energia elettrica 1997-2006



Le fonti che presentano il miglior andamento in termini di ritmo di crescita annua della produzione sono le biomasse, l'eolico e il solare.

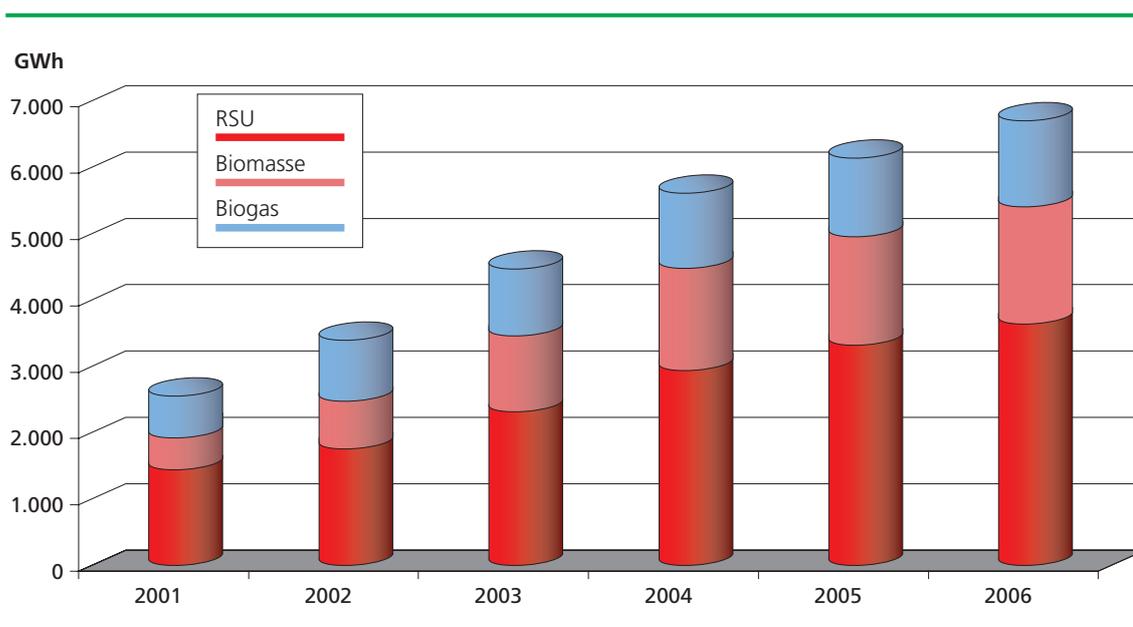
Figura 2.8 – Produzione lorda delle fonti con maggiore crescita negli ultimi anni



Fonte: GSE.

La capacità installata mostra un consistente aumento dei MW di potenza eolica e una ripresa della potenza solare fotovoltaica. La scomposizione della produzione lorda da combustibili rinnovabili (biomasse, rifiuti e biogas) presenta l'andamento illustrato nella successiva figura e riferito al periodo 2001-2006.

Figura 2.9 - Produzione lorda biomasse, rifiuti, biogas



Fonte: GSE.

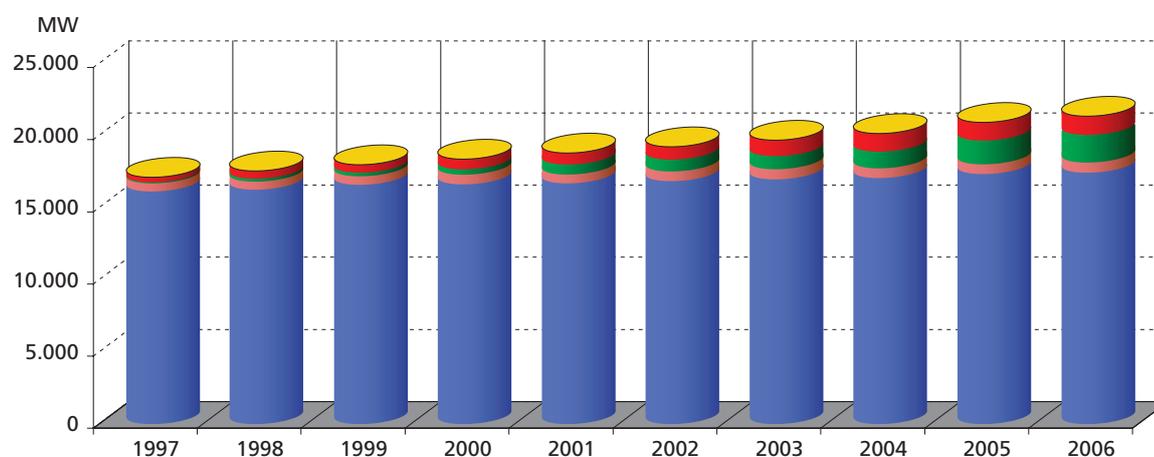
La potenza efficiente lorda degli impianti è cresciuta di circa 4.300 MW. La crescita più consistente ha riguardato la tecnologia eolica; gli impianti installati hanno tuttavia un fattore di utilizzo medio annuo pari a circa il 22% (circa 2000 ore) e questo spiega la loro minore incisività in termini di produzione annua di energia elettrica rispetto per esempio ai combustibili rinnovabili che hanno fattori di utilizzo medi del 40-45%.

Tabella 2.7 - Potenza efficiente lorda degli impianti a fonte rinnovabile in Italia

Fonte	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	MW									
Idrica	16.129	16.238	16.570	16.641	16.727	16.820	16.970	17.056	17.326	17.412
Geotermica	559	579	621	627	573	707	707	681	711	711
Eolica	119	164	232	363	664	780	874	1.131	1.639	1.908
Biomasse e rifiuti	272	445	489	685	740	892	1.087	1.192	1.200	1.257
Solare	16,7	17,7	18,5	19,0	20,0	22,0	26,0	31,0	34,0	45,0
Totale	17.095	17.444	17.931	18.335	18.724	19.221	19.663	20.091	20.910	21.333

Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna - Enea.

Figura 2.10 – Andamento potenza efficiente lorda impianti rinnovabili 1997-2006



3. Gli obiettivi dell'Italia nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

L'Italia aveva dichiarato, in attuazione della direttiva 2001/77/CE, l'obiettivo del raggiungimento della quota del 22% del proprio consumo interno lordo di elettricità con energia elettrica prodotta da impianti alimentati con fonti rinnovabili entro il 2010. Come visto nel Capitolo 1, la quota di fabbisogno elettrico coperta dalla produzione rinnovabile è pari nel 2006 al 14,6%.

A settembre 2007, il Governo italiano ha inviato alla Commissione UE il position paper in materia di rag-

giungimento degli obiettivi di energia rinnovabile a copertura dei consumi energetici nazionali nel 2020. Il documento indica, inoltre, il potenziale teorico dell'Italia al 2020 della generazione elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale potenziale è ripartito tra le varie fonti secondo i dati riportati in tabella.

Tabella 2.8 - Potenziale teorico di sviluppo delle rinnovabili nel settore elettrico in Italia

	2005		2020	
	MW	TWh	MW	TWh
Idrico	17.325	36,00	20.200	43,15
Eolico	1.718	2,35	12.000	22,60
Solare	34	0,04	9.500	13,20
Geotermico	711	5,32	1.300	9,73
Biomasse, biogas, rifiuti	1.201	6,16	2.415	14,50
Moto ondoso e forza maremotrice	0	0	800	1,0
Totale	20.989	49,87	46.215	104,18

Fonte: Presidenza Consiglio Ministri, Dipartimento Affari Comunitari, settembre 2007.

I potenziali più elevati sono stimati per la fonte eolica, la cui capacità installata dovrebbe infatti crescere di 10.000 MW in quindici anni. Si prevede, inoltre, una crescita molto sostenuta della tecnologia solare che dovrebbe raggiungere al 2020 i 9.500 MW di potenza nominale installata per effetto di:

- 7.500 MW derivanti dall'installazione di impianti sugli edifici (stimati prevedendo la possibile realizzazione del miglior trend registrato a livello mondiale);
- 1.000 MW dalla realizzazione di 500 centrali fotovoltaiche da 2 MW (stimate dalla possibile occupazione di 100 Km² di territorio e 10 Km² di pannelli);
- 1.000 MW dalla costruzione di 20 impianti da 50 MW nella tecnologia solare termodinamica realizzabili in alcune aree del Sud Italia.

Tenendo conto che la produzione rinnovabile nel 2006 è stata pari a 52,3 TWh e prevedendo (posizione intermedia tra i due scenari Terna c.d. di sviluppo e di saturazione) un fabbisogno elettrico pari nel 2020 a 470 TWh, nel 2020 è possibile evidenziare come:

- gli sforzi da compiere per perseguire gli obiettivi del position paper siano notevoli (+ 52 TWh di produzione elettrica rinnovabile in poco più di 10 anni);
- il raggiungimento della quota prevista dal Governo ci consentirebbe di coprire il 22% del consumo interno di energia elettrica nel 2020, percentuale che difficilmente, dato il peso delle rinnovabili a copertura dei consumi non elettrici (usi termici e carburanti per i trasporti che secondo i piani europei dovrebbe arrivare al 10%), ci consentirebbe di raggiungere, entro il 2020, il 17% di quota di energia rinnovabile a copertura del consumo energetico nazionale complessivo, come previsto dalle politiche dell'UE.

A prescindere dall'effettiva realizzazione dell'obiettivo quantitativo del 22% o oltre, l'impegno è senz'altro notevole e occorre che siano fatti tutti gli sforzi per stimolare la realizzazione di nuovi impianti alimentati a

fonti rinnovabili e la graduale sostituzione dei combustibili fossili con fonti sostenibili. Come del resto evidenziato nel Capitolo 1, diversi studi (EREC-Greenpeace da noi citato) evidenziano come le tendenze di costo delle rinnovabili rispetto a quelle delle fonti fossili, i cui costi operativi aumentano alla luce dei maggiori costi di combustibile e del costo delle emissioni al MWh, portino un innalzamento del grado di competitività delle rinnovabili rispetto alle fonti tradizionali.

A conferma della credibilità dell'impegno assunto, inoltre, sono stati ribaditi gli strumenti per la promozione delle rinnovabili e, soprattutto, è stato avviato un percorso per la rimozione delle barriere non economiche che hanno contribuito in parte a limitare la realizzazione degli impianti sul territorio. Le principali novità in questa direzione sono state introdotte con la legge 244/07 (Finanziaria 2008), illustrata di seguito.

4. Le politiche e gli strumenti di promozione: il ruolo del GSE

Le politiche di promozione delle rinnovabili nel settore elettrico sono separabili in due distinte fasi: precedente e successiva alla liberalizzazione del settore elettrico. Appartengono alla fase precedente i meccanismi di incentivazione c.d. CIP6 e in particolare il contributo alla produzione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili sottoposti a convenzione e ritiro amministrato da parte del GSE, ex art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99. Le convenzioni ancora in vita, relativamente ai soli impianti a fonti rinnovabili, sono nel 2007 pari a 329 per una potenza contrattuale di 2.360 MW e una produzione di circa 8.500 GWh. Le convenzioni relative a oltre il 60% della produzione rinnovabile che riceve il sostegno CIP6 scadranno nel 2010, le ultime convenzioni scadranno nel 2020, sebbene già dal 2015 non riceveranno il contributo ulteriore.

In seguito alla liberalizzazione del settore elettrico e all'evoluzione della normativa nazionale ed europea, le politiche di promozione delle rinnovabili nella generazione elettrica hanno trovato una nuova e più consistente collocazione nel quadro delle politiche energetiche, anche per effetto delle politiche di attuazione del protocollo di Kyoto. La revisione del quadro normativo nazionale si muove intorno a due norme base:

- l'art. 11 del decreto Bersani che ha istituito il sistema della quota annuale obbligatoria di produzione rinnovabile per i produttori e gli importatori di energia elettrica convenzionale e lo strumento di scambio dei CV;
- il D.Lgs. 387/03 di attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

Rispetto al meccanismo dei CV, il GSE è il soggetto che nell'ambito del meccanismo:

- a) verifica i dati inviati da produttori e importatori ai fini del calcolo della quota di energia soggetta ad obbligo;
- b) è titolare dei CV della produzione rinnovabile ritirata nell'ambito delle convenzioni CIP6 che vende al mercato in caso di richiesta;
- c) qualifica gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in base a criteri e procedure prestabiliti;
- d) emette i CV per la produzione corrispondente agli impianti qualificati in esercizio e in progetto;
- e) verifica l'annullamento dei CV corrispondenti nel conto titoli dei soggetti obbligati.

Le attività svolte da GSE in tale ambito e relative all'anno 2007 sono illustrate nel Capitolo 5.

Il decreto 387/03, oltre a disciplinare tutta una serie di aspetti relativi alla produzione elettrica da fonti rinnovabili, detta norme per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, integrative rispetto al meccanismo della quota obbligatoria e mercato del CV. In particolare il decreto prevede:

- la definizione di criteri specifici per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare (art. 7, comma 1, D.Lgs. 387/03);
- la possibilità di godere di un regime di ritiro amministrato a prezzi definiti dall'AEEG per alcune tipologie di impianti (art.13, commi 3 e 4, D.Lgs. 387/03).

La promozione del fotovoltaico, in attuazione di quanto previsto all'art. art. 7, comma 1 del D.Lgs. 387/03, ha visto l'introduzione di misure specifiche con il decreto 28 luglio 2005 (a cui è stato dato ampio risalto nel Rapporto annuale 2006) prima e del decreto 19 febbraio 2007 poi. Il nuovo decreto per la promozione del solare fotovoltaico e i risultati raggiunti nel territorio italiano sono illustrati nel Capitolo 4.

Dal 1° gennaio 2008 i produttori di energia elettrica dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica (quest'ultima limitatamente agli impianti ad acqua fluente), cioè dalle fonti rinnovabili non programmabili, e i produttori di energia elettrica prodotta da tutti gli impianti (rinnovabili e non) di taglia inferiore a 10 MVA, possono scegliere se: vendere direttamente l'energia elettrica prodotta nel mercato o cedere l'energia al GSE che la gestisce secondo i criteri e le procedure definite dalla delibera 280/07 dell'AEEG e descritte nel Capitolo 3. Al GSE è quindi assegnato il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori titolari di impianti che godono del prezzo minimo garantito e il sistema elettrico, cioè utente del dispacciamento in immissione e operatore di vendita sul mercato. La stessa delibera, inoltre, prevede l'aggiornamento dei prezzi minimi garantiti già definiti con la deliberazione 34/05.

Il 2007 ha inoltre visto l'attuazione della direttiva europea 2004/8/CE per la promozione della cogenerazione ad alto rendimento. La direttiva, adottata con il decreto legislativo n. 20 del 7 febbraio 2007, favorisce la produzione combinata di energia e calore attraverso l'introduzione di procedure di semplificazione del meccanismo di riconoscimento dei risparmi energetici e di assegnazione dei titoli di efficienza (Certificati Bianchi) e prevedendo l'estensione del regime di scambio sul posto all'elettricità prodotta dagli impianti con potenza nominale inferiore a 200 kW. Il decreto assegna ulteriori competenze al GSE in materia di cogenerazione, che vanno ad aggiungersi alle attività di verifica dei requisiti di impianto e del calcolo della quota di produzione in cogenerazione esonerata dall'obbligo di immissione di energia rinnovabile, ex art. 11 del decreto Bersani. Alle attività di GSE in materia di cogenerazione è dedicato il Capitolo 6.

Il riquadro successivo mostra il peso dei due principali sistemi di sostegno all'interno dell'intera produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Tabella 2.9 – Incidenza della produzione incentivata sul totale produzione rinnovabile, anno 2006

	Fonte (dati in GWh)						Totale
	idraulica	geotermica	biomasse	eolica	biogas	solare	
Energia lorda totale	36.994	5.527	5.408	2.971	1.336	35	52.275
Energia lorda al netto idro > 10 MW	7.875	5.527	5.408	2.971	1.336	35	23.156
Energia con emissione CV	2.123	845	447	1.745	439	1	5.602
Energia con tariffa CIP6	1.321	1.454	4.367	1.226	897	0	9.265
Incidenza energia con CV	5,7%	15,3%	8,3%	58,7%	32,9%	2,9%	10,7%
Incidenza energia CIP6	3,6%	26,3%	80,8%	41,3%	67,1%	0,0%	17,7%
Incidenza energia incentivata	9,3%	41,6%	89,0%	100,0%	100,0%	2,9%	28,4%
Incidenza energia incentivata su energia al netto dell'idro > 10 MW	44%	41,6%	89,0%	100,0%	100,0%	2,9%	64,2%

Fonte: GSE.

5. Le novità introdotte dalla legge 244/2007 in materia di promozione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico

A fine 2007, con l'approvazione della legge 24 dicembre 2007 n. 244 (Finanziaria 2008) sono state introdotte importanti novità nella normativa di promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica. Le novità principali possono essere raggruppate in tre tematiche:

- 1) determinazione dei nuovi incentivi e definizione di nuove norme per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili a partire dal 2008;
- 2) razionalizzazione delle norme al fine di facilitare la diffusione di fonti energetiche rinnovabili, con particolare riguardo alle autorizzazioni, alla connessione e alla cessione alla rete;
- 3) armonizzazione delle funzioni dello Stato e delle regioni al fine di favorire la realizzazione degli obiettivi programmatici in materia di realizzazione degli impianti sul territorio.

L'art. 2, comma 143, della legge 244/07 istituisce il nuovo regime di incentivazione per la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento.

Viene innanzitutto stabilito un differente regime di incentivazione:

- uno per la produzione di energia elettrica da impianti di potenza nominale ≤ 1 MW, per cui viene determinato un meccanismo di incentivazione a tariffa fissa e sulla base della richiesta del produttore (art. 2, comma 145);
- uno per la produzione di energia elettrica da impianti di potenza nominale > 1 MW, per cui viene conservato il meccanismo a quota fissa e scambio dei CV introducendo, tuttavia, importanti novità (art. 2, commi 144, 146, 147, 148 e 149).

Le tariffe per ogni kWh prodotto da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza ≤ 1 MW (con riferi-

mento alla sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW) hanno la durata di 15 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto e sono differenziate per fonte secondo i valori riportati in tabella.

Tabella 2.10 – Tariffe produzione energia elettrica da impianti ≤ 1 MW (ex allegato legge 244/07)

Fonte Tariffa	(c€/kWh)
Eolica (per impianti di taglia inferiore a 200 kW)	30
Solare	Provvedimenti attuativi dell'art. 7 del D.lgs. 387/03 Si veda il Capitolo 4 del presente Rapporto
Geotermica	20
Moto ondoso e maremotrice	34
Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	22
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	Così come definite all'art. 26 Legge 29 novembre 2007, n. 222 che ai commi 382 e 382-ter prevede che la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ivi inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 27 maggio 2005, n. 102, oppure di filiere corte, cioè ottenuti entro un raggio di 70 chilometri dall'impianto che li utilizza per produrre energia elettrica, autorizzata in data successiva al 31 dicembre 2007, è incentivata con una tariffa di 30
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	18

La tariffa può essere variata ogni tre anni con decreto del MSE, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

In merito alle modifiche apportate al meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti > 1 MW le principali novità prevedono:

- l'estensione del periodo di validità del CV a 15 anni;
- la determinazione dell'incremento della quota d'obbligo per gli anni 2007-2012 ad un livello annuo dello 0,75%;
- la modifica della taglia unitaria del CV che passa da 50 MWh a 1 MWh (modifica già introdotta dalla legge 222/07 con riferimento alle biomasse);
- la determinazione di coefficienti differenziati in base alla fonte di alimentazione dell'impianto da appli-

care alla produzione di energia elettrica per il rilascio di CV, secondo i valori riportati nella successiva tabella.

Tabella 2.11 – Coefficienti per il calcolo della quota di CV attribuita alla produzione di energia elettrica da impianti > 1 MW (ex allegato legge 244/07)

Fonte	Coefficiente
Eolica on shore (per impianti di taglia superiore a 200 kW)	1,00
Eolica off shore	1,10
Solare	Provvedimenti attuativi dell'art. 7 del D.lgs. 387/03
Geotermica	0,90
Moto ondoso e maremotrice	1,80
Idraulica diversa da quella del punto precedente	1,00
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,10
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	Così come definite all'art. 26 Legge 29 novembre 2007, n. 222 che ai commi 382 e 382-bis e 382-quater prevede che alla produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ivi inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 27 maggio 2005, n. 102, oppure di filiere corte, cioè ottenuti entro un raggio di 70 chilometri dall'impianto che li utilizza per produrre energia elettrica, autorizzata in data successiva al 31 dicembre 2007, sia applicato un coefficiente pari a 1,80
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

I coefficienti, così come il prezzo di riferimento di cui parleremo di seguito, possono essere aggiornati ogni tre anni con decreto del MSE, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

Inoltre, la legge 244/07 introduce importanti elementi di novità nei meccanismi di determinazione del prezzo dei CV a partire dal 2008.

Due aspetti assumono particolare rilevanza:

- il meccanismo di determinazione del prezzo di riferimento fissato annualmente da GSE ex art. 11, comma 3, del D.Lgs. 79/99;
- la determinazione del prezzo di vendita dei CV in scadenza nell'anno e ulteriori rispetto a quelli neces-

sari per assolvere l'obbligo della quota minima ex art. 11 del D.Lgs. 79/99. La cessione al GSE a tale prezzo stabilito dal regolatore è possibile fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo del 25% del consumo interno di energia elettrica.

Come noto il prezzo di riferimento rappresenta il prezzo massimo sul mercato dei CV in quanto è il prezzo di vendita dei CV da parte del GSE in caso in cui la domanda d'obbligo sia superiore all'offerta di certificati disponibile sul mercato. A partire dal 2008, e per tre anni, questo prezzo è pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione di energia elettrica definito dall'AEEG in attuazione dell'art. 13, comma 3, del D.Lgs. 387/03.

Il prezzo di vendita (ritiro del GSE su richiesta del produttore) dei CV in eccesso rispetto alla domanda obbligatoria è posto pari, a partire dal 2008, al prezzo medio riconosciuto ai certificati verdi registrato nell'anno precedente dal GME e trasmesso al GSE entro il 31 gennaio di ogni anno. Il prezzo di cessione al GSE rappresenta un incentivo ulteriore riconosciuto comunque alla produzione da fonti rinnovabili, a prescindere dallo scambio nel mercato della quota d'obbligo. Nel Capitolo 5 svolgeremo alcune valutazioni sulla relazione tra prezzi fissati dal legislatore e andamento del prezzo dei CV nel mercato.

La legge 244/07 introduce alcune norme di semplificazione e trasparenza con riferimento agli iter e alle procedure per il rilascio delle autorizzazioni alla realizzazione degli impianti. In particolare si semplificano le norme per gli impianti di piccolissime dimensioni a cui viene estesa la DIA; si prevede il rilascio dell'autorizzazione agli impianti eolici off shore in capo al Ministero dei trasporti; si prevede comunque un pronunciamento decisionale da parte della Giunta regionale competente anche in caso di dissenso di enti territoriali.

Con la legge 244/07, infine, si avvia il percorso per il coordinamento tra Stato e Regioni ai fini della ripartizione dell'obiettivo del 25% di fonti rinnovabili a copertura del consumo interno lordo di energia elettrica entro il 2012 (eventualmente esteso per ottemperare all'obiettivo del 17% di rinnovabili sugli interi consumi energetici entro il 2020). L'iter prevede:

- l'emanazione di un decreto del MSE che definisca la ripartizione fra le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano della quota minima di incremento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili necessaria al perseguimento dell'obiettivo del 25%;
- l'adeguamento da parte delle regioni e delle province autonome di Trento e Bolzano dei propri programmi in materia di promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica negli usi finali o, in assenza di tali piani, l'adozione di iniziative specifiche di propria competenza;
- la verifica da parte del MSE, ogni due anni, delle azioni intraprese e dei risultati raggiunti e la relativa comunicazione al Parlamento.

L'art. 2, comma 170, della legge 244/07 prevede, infine, un intervento di richiamo prima e sanzionato poi del Governo nei confronti delle Regioni nel caso di inadempienza.

6. La componente A3 della tariffa elettrica

Le barriere sociali possono essere un ostacolo importante allo sviluppo delle energie rinnovabili. Tra queste è inclusa l'accettabilità delle comunità locali alla localizzazione degli impianti e la percezione dei consumatori dei benefici derivanti dalla produzione rinnovabile. Il peso economico degli strumenti di sostegno alle rinnovabili ricade in qualche modo sui consumatori o direttamente attraverso una specifica componente della tariffa elettrica (come nel caso dei meccanismi a tariffa fissa) o indirettamente attraverso il trasferimento dei costi sui prezzi finali (come nel caso dei meccanismi a quota fissa con scambio dei CV). Spesso, tuttavia, i consumatori non conoscono effettivamente il loro apporto alle politiche di promozione delle rinnovabili così come non ne conoscono i benefici economici o ambientali.

La componente tariffaria c.d. A3, destinata a remunerare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, è presente nelle bollette degli italiani da diversi anni. Il suo gettito fornisce quindi una dimensione di quanto i consumatori hanno già speso per la promozione delle rinnovabili. Al tempo stesso, ai fini di valutare la disponibilità dei consumatori a sostenere economicamente l'obiettivo di aumento delle rinnovabili a copertura dei propri consumi, è interessante analizzare la relazione tra quanto hanno pagato e quanto sono disposti a pagare in base alla propria percezione dei benefici dell'energia pulita.

La componente A3 del prezzo dell'energia elettrica è stata introdotta con la delibera 70/97 del 26 giugno 1997 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, inglobando in tariffa alcune componenti precedentemente classificate come sovrapprezzi elettrici. La nuova componente, gravante sui consumi dei clienti finali, si componeva in prima attuazione:

- della quota di sovrapprezzo termico necessaria alla copertura del costo evitato di combustibile di cui al punto 2, Titolo II, del provvedimento CIP n. 6/92;
- del sovrapprezzo nuovi impianti di cui al Titolo VI, dello stesso provvedimento, relativo alla nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e assimilate.

Il gettito della componente A3, versato alla CCSE dalle imprese elettriche, veniva all'epoca impiegato per l'erogazione di contributi unitari forfetari, stabiliti dal provvedimento CIP n. 6/92 per le varie tipologie di produzione elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate. Tale energia era acquistata dall'Enel oppure direttamente immessa in rete dalle imprese produttrici-distributrici.

Con la definizione delle condizioni di vettoriamento, secondo la delibera AEEG n. 13/99 del 18 febbraio 1999, in linea con l'evoluzione normativa del settore elettrico che andava delineandosi, si manifestò il primo cambiamento della modalità di esazione della componente A3, prevedendo che gli utenti del vettoriamento, inizialmente aziende autoproduttrici, nell'ambito della regolazione del servizio di trasporto dell'energia, pagassero corrispettivi A3 da applicare sia alla potenza impegnata che ai prelievi di energia nel punto di riconsegna. Il D.Lgs. 79/99 del 31 marzo 1999, in attuazione della direttiva europea 96/92/CE di liberalizzazione del settore elettrico definì infatti il saldo di compravendita dei ritiri di energia del GRTN (subentrato a Enel) come onere di sistema da pagare mediante una maggiorazione del corrispettivo di trasmissione che, per i clienti del mercato libero, era incluso nei corrispettivi di vettoriamento.

A motivo della diversa regolazione dei mercati, all'avvio del 1° periodo regolatorio (2000-2003) le modalità

di esazione della maggiorazione A3 risultarono quindi differenziate per i clienti del mercato libero e del mercato vincolato, in quanto:

- per i clienti riforniti dal mercato libero, fu prevista l'esazione della componente A3 come maggiorazione dei corrispettivi di vettoriamento;
- per i clienti vincolati, fu prevista l'esazione della componente A3 come maggiorazione della tariffa di trasmissione.

A metà del periodo regolatorio 2000-2003, con le disposizioni della delibera AEEG n. 228/01, in vigore dal 1° gennaio 2002, in virtù dell'unificazione della disciplina del trasporto per i clienti liberi e vincolati, le modalità di esazione della maggiorazione A3 furono rese uniformi, prevedendo l'imposizione ai clienti finali di quote fisse mensili e corrispettivi applicati all'energia prelevata.

In virtù di disposizioni di legge, decreti ministeriali e delibere dell'AEEG, il conto della CCSE alimentato dalla maggiorazione A3 è stato utilizzato nel tempo anche per la copertura di oneri diversi dal puro saldo di compravendita GSE, anche se però tutti afferenti alla gestione dei meccanismi di sostegno della produzione da fonti alternative. Ad oggi, il gettito della maggiorazione A3 risulta destinato alle voci di costo indicate all'articolo 56 del Testo Integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica (TIT per il periodo 2008-2011) ossia :

- differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per l'acquisto di energia elettrica ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato e dalla vendita dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del medesimo decreto legislativo (Cfr. Capitolo 3).
- residue competenze, relative a periodi precedenti l'1 gennaio 2001, inerenti le quote del prezzo di cessione di cui al secondo e al terzo capoverso del punto A, Titolo IV del provvedimento CIP n. 6/92 nonché i contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui alla lettera B, Titolo IV del medesimo provvedimento;
- spese per il funzionamento dell'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili di cui all'articolo 16 del decreto legislativo n. 387/03;
- oneri sostenuti da CCSE per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione previste dalla deliberazione n. 60/04;
- differenza tra quanto riconosciuto dal GSE ai produttori per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui al comma 5.1 della deliberazione n. 280/07 e il prezzo di cessione al mercato;
- oneri conseguenti al riconoscimento delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici previste dal decreto ministeriale 28 luglio 2005 e dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 188/05;
- oneri per la copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete interessato alla connessione, in applicazione delle disposizioni di cui ai commi 13.1, 13.2, 13.3, 13.4 e 13.5 o eventualmente delle disposizioni di cui al comma 13.6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 281/05 (costi di connessione a reti con tensione oltre 1 kV);
- costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici in relazione ai rimborsi ai produttori degli oneri derivan-

- ti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02 e ceduta al Gestore dei servizi elettrici in forza del titolo II, punto 3, del provvedimento CIP n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 113/06;
- oneri conseguenti alle agevolazioni accordate per le richieste di connessione alle reti di distribuzione a tensione inferiore a 1 kV riguardanti impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi del comma 7.6, lettera b) dell'Allegato A alla deliberazione n. 89/07;
 - incentivazione della produzione dell'energia elettrica mediante impianti fotovoltaici prevista dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007 e gli oneri ad essa connessi, come specificati ai commi 12.1, 12.2 e 12.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 90/07;
 - gli oneri finanziari netti dovuti a squilibri temporali nei flussi finanziari connessi alla gestione delle partite di competenza del conto A3;
 - oneri tributari e fiscali legati alla compravendita di energia da parte del GSE;
 - costi di funzionamento GSE;
 - costi per la realizzazione di guide informative e di un contact center informativo in materia di sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione.

Nel successivo riquadro sono indicati i valori delle aliquote in vigore al 1° gennaio 2008 ex Delibera n. 353/07 dell'AEEG del 29 dicembre 2007.

Tabella 2.12 – Aliquote A3 per tipologia contrattuale

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2 del Testo integrato	A3				
	<i>centesimi di euro/punto di prelievo per anno</i>	<i>centesimi di euro/kWh</i>		<i>centesimi di euro/kWh</i>	
		<i>per consumi mensili nei limiti di 8 GWh</i>	<i>per consumi mensili in eccesso a 8 GWh</i>	<i>per consumi mensili nei limiti di 8 GWh</i>	<i>per consumi mensili in eccesso a 8 GWh</i>
	<i>Aliquota complessiva</i>			<i>Quota parte di cui al comma 47.3 del Testo integrato</i>	
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW per consumi annui fino a 1800 kWh per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh per consumi annui oltre 3540 kWh di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3kW e non residenti	– – – –	0,40 2,34 1,38 1,38		0,03 0,03 0,03 0,03	
lettera b) UtENZE in bassa tensione di illuminazione pubblica	–	2,35	1,35	0,03	0,03
lettera c) Altre utenze in bassa tensione di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	– 4.469,37	1,07 1,45	– 1,45	0,03 0,04	– 0,04
lettera d) UtENZE in media tensione di illuminazione pubblica	–	1,07	–	0,03	–
lettera e) Altre utenze in media tensione	3.718,79	1,19	–	0,03	–
lettera f) UtENZE in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	4.689,96	1,09	–	0,03	–
lettera g) UtENZE in altissima tensione, superiore a 220 kV	4.689,96	1,09	–	0,03	–

Nel 2007 il gettito A3 fatturato ai clienti finali è risultato quello indicato nella tabella seguente.

Tabella 2.13 – Stime componente A3 pagata dalle diverse classi di consumatori

	Clienti	Vendite GWh	Gettito A3 MEuro	Aliquota media cEuro/kWh
Energia Soggetta	BT - Domestici	61.160	630	1,03
	BT - Altri Usi	73.910	1.228	1,66
	MT	103.360	1.192	1,15
	AT	26.470	279	1,06
	Totale	264.900	3.328	1,26
Energia Esente		33.500	-	-
TOTALE		298.400	3.328	1,12

Fonte: GSE.

La maggiorazione A3 da oltre 10 anni risulta inserita tra le componenti del prezzo dell'energia elettrica e rappresenta, di gran lunga, la maggiore componente tra quelle definite dalla legge a copertura degli oneri di sistema.

Le aliquote A3 da applicare alle varie classi tariffarie sono state fissate periodicamente dall'AEEG tenendo conto della necessità di stabilizzare il più possibile il livello dei prezzi complessivi finali. Per tale motivo le maggiori necessità del Conto A3, in alcuni casi maturate istantaneamente, possono essere anche coperte in un arco temporale molto ampio.

Anche in osservanza di precise disposizioni di legge, sono state approntate nel tempo dall'AEEG strutture tariffarie della componente A3 tali da garantire – seppur in modo contenuto - la regressività dell'aliquota media al crescere dei consumi. Ciò non è valso però per i consumi del settore domestico, dove sono state sempre definite strutture tariffarie uniformi o progressive con il crescere dei consumi annuali.

Nella tabella che segue è riportata la media delle aliquote A3 pagate dal luglio 1997 al dicembre 2007 da alcune tipologie di clienti finali, da dove si evince comunque il modesto grado di variazione delle aliquote medie al variare della utilizzazione della potenza di fornitura.

La regressività dell'aliquota A3 risulta maggiormente accentuata per le forniture con altissimi consumi (non riportate nell'esempio, data l'esiguità dei casi esistenti) in quanto a partire dal gennaio 2001 e fino ad aprile 2008 lo scaglione di consumi oltre 8 GWh mensili è stato esentato dal pagamento.

Dalla tabella si nota che nei dieci anni trascorsi 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 19 Euro all'anno per maggiorazione A3, ossia poco più di 1,5 Euro al mese. Il valore è stato di circa 2 Euro al mese 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 1.200 ore di utilizzazione annuale, ha pagato mediamente circa 12 euro al mese per maggiorazione A3, a causa della presenza nella propria struttura tariffaria di una significativa quota fissa mensile.

Tabella 2.14 – Componente A3 in relazione a tipologia e quantità dei consumi

	U.M.	LIVELLO DI TENSIONE							
		BT				MT		AT	
		DOMESTICI		ALTRI USI					
Potenza	kW	3	3	10	100	500	1.000	3.000	10.000
Utilizzazione	ore/anno	880	1.167	1.200	1.500	2.000	2.500	2.500	3.500
Consumo annuale	MWh/anno	2,64	3,5	12	150	1.000	2.500	7.500	35.000
Aliquota media A3	cEuro/kWh	0,73	0,75	1,21	0,93	0,75	0,74	0,68	0,67
Spesa media mensile	Euro/mese	1,6	2,2	12	116	627	1.545	4.236	19.481

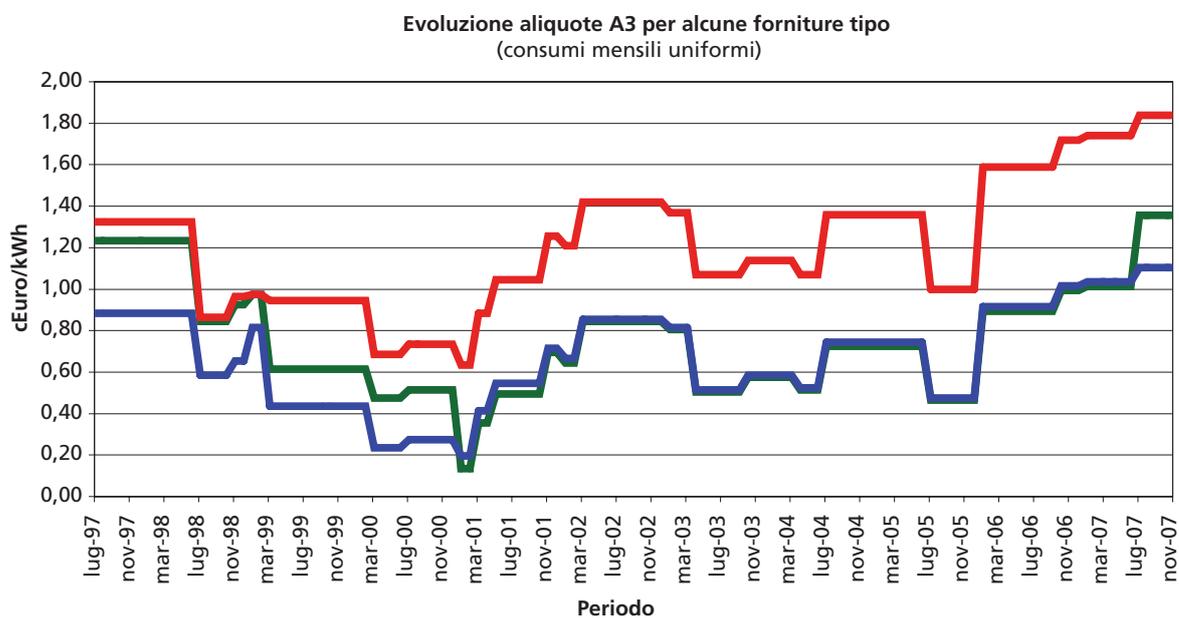
Per le forniture in media e alta tensione, come già anticipato, l'entità della quota fissa mensile prevista nella struttura tariffaria non determina una apprezzabile riduzione dell'aliquota media A3 al crescere dei consumi. Considerato il volume dei prelievi l'importo pagato mensilmente da un cliente in AT con capacità impegnata di 10 MW e 3.500 ore annue di utilizzazione è stato pari a circa 20.000 Euro.

A titolo di confronto, nel grafico seguente si riporta l'evoluzione nei 10 anni trascorsi delle aliquote medie A3 applicate :

- a un cliente in BT con 10 kW e 1.200 ore di utilizzazione (rosso);
- a un cliente in AT con 10 MW e 3.500 ore di utilizzazione (blu);
- a un cliente domestico con 3 kW e 3.500 kWh annui di funzionamento (verde)

Dal 1° luglio 2007, per effetto della rimodulazione degli scaglioni di consumi del settore domestico a cui imporre la maggiorazione A3, si osserva un incremento consistente della componente media A3 per i consumatori domestici con alto grado di prelievi (3.500 kWh/anno) ed una riduzione per i consumatori con prelievo annuale pari alla media nazionale considerata dall'AEEG media (2.640 kWh/anno).

Figura 2.11 – Evoluzione aliquota A3



Per precisa disposizione dell'AEEG nelle fatture dell'energia elettrica deve essere indicato l'importo destinato alla copertura degli oneri di sistema, distinto per tipologia di onere.

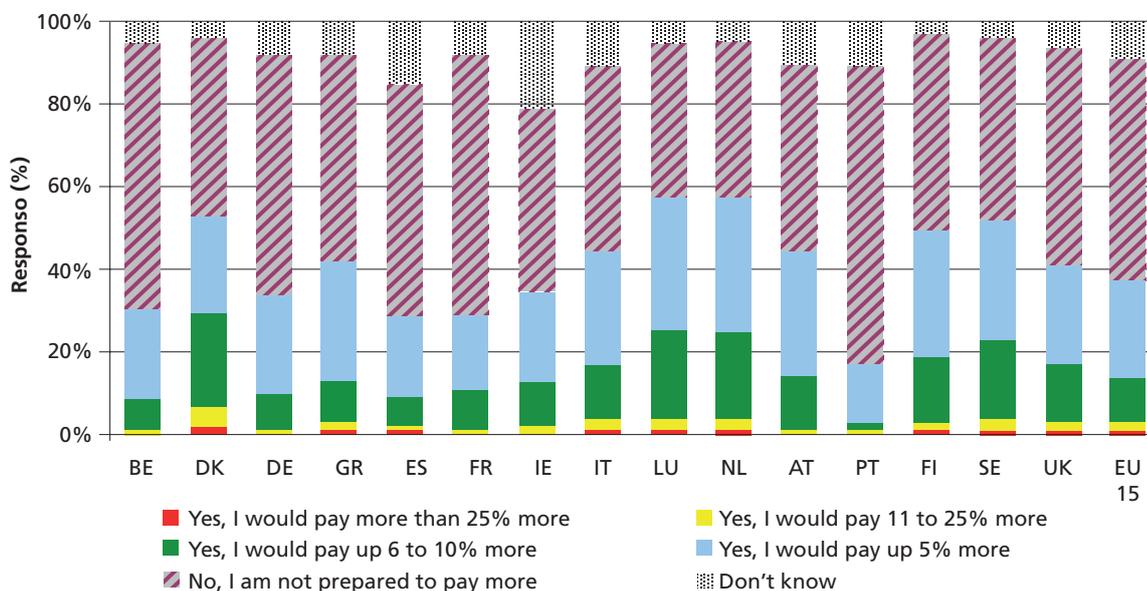
Per ragioni di sintesi la descrizione dell'onere coperto dalla maggiorazione A3, riportata sulle bollette, fa solo riferimento "alla costruzione di impianti a fonti rinnovabili", mentre la responsabilità alla formazione dell'onere dipende anche da altri fattori, come il sostegno alla produzione da impianti che utilizzano combustibili e tecniche di produzione alternative a quelle usualmente adottate nel parco elettrico nazionale (esempio uso di combustibili di processo e residui di lavorazioni industriali e ricorso alla produzione in cogenerazione con cicli combinati di nuova generazione). Tale situazione pertanto a volte genera il dubbio nella pubblica opinione che le risorse economiche raccolte con la maggiorazione A3 siano da destinarsi esclusivamente alle sole fonti rinnovabili.

6.1. La sensibilità dei consumatori italiani verso l'energia verde

La componente A3 incide per l'8-9% sul prezzo medio nazionale di vendita di energia elettrica al netto delle imposte. Tale valore è un indicatore di riferimento, utile per valutare il grado di sensibilità dei consumatori italiani a pagare per l'energia verde.

Una recente indagine svolta da OPTRES per la Commissione UE e rivolta ai consumatori dei paesi dell'UE a 15 (Cfr. OPTRES "Potential and Cost for Renewable Electricity in Europe", Febbraio 2006) ha messo in evidenza come l'energia elettrica verde sia percepita positivamente dai consumatori. In media, il 40% dei consumatori è disposto a pagare dal 5% al 25% in più per l'energia verde in sostituzione di quella fossile. L'Italia mostra un'alta elasticità al prezzo dell'elettricità verde, più elevata rispetto alla media UE.

Figura 2.12 – Risultati dell'indagine su disponibilità a pagare per elettricità verde nei paesi UE



Nel corso del 2006 il GSE ha commissionato due indagini finalizzate alla valutazione della percezione dei benefici e del valore dell'energia elettrica rinnovabile da parte dei consumatori domestici italiani.

Dalle indagini sembra evidenziarsi che percentuali elevate dei consumatori intervistati sono disposti a pagare cifre molto superiori a quelle che attualmente pagano come maggiorazione A3 (che tra l'altro copre anche il sostegno ad alcune forme di produzioni alternative ma non rinnovabili).

Il sondaggio effettuato dalla società Piepoli SpA si proponeva, tra gli obiettivi, anche quello di descrivere la disponibilità delle famiglie a sostenere un costo aggiuntivo nella bolletta di casa per favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili a copertura dei consumi.

Le interviste sono state effettuate telefonicamente dal 28 novembre al 4 dicembre 2006, somministrando un questionario strutturato a un campione di 1.601 italiani segmentato per:

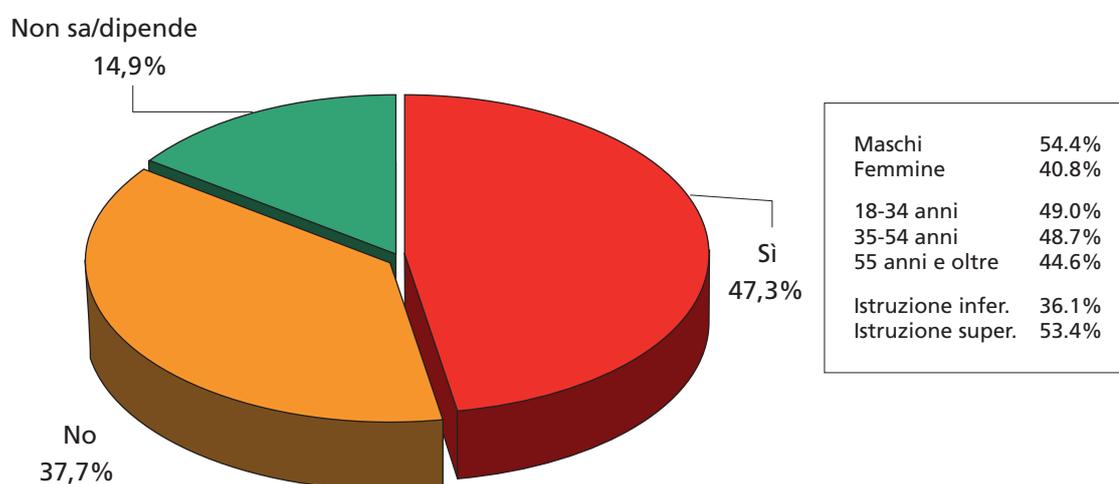
- Sesso
 - 48% maschile
 - 52% femminile
- Età
 - 29,2% da 18 a 34 anni
 - 34,7% da 35 a 54 anni
 - 36,1% oltre 55 anni
- Zona Italia
 - 45,9% nord
 - 19,7% centro

- 34,4% sud e isole
- Ampiezza centri abitati (in modo proporzionale all'universo di riferimento)
 - fino a 10.000 abitanti
 - da 10.000 a 30.000
 - da 30.000 a 100.000
 - oltre 100.000 abitanti

Nell'ambito dell'indagine è stato richiesto ad ogni componente del campione se fosse disposto a pagare nella bolletta del suo nucleo familiare, ogni bimestre, un po' di più per favorire gli investimenti nelle fonti rinnovabili.

La figura seguente riporta i risultati delle risposte del campione oggetto delle rilevazioni.

Figura 2.13 – Risultati indagine sensibilità alle rinnovabili dei consumatori italiani



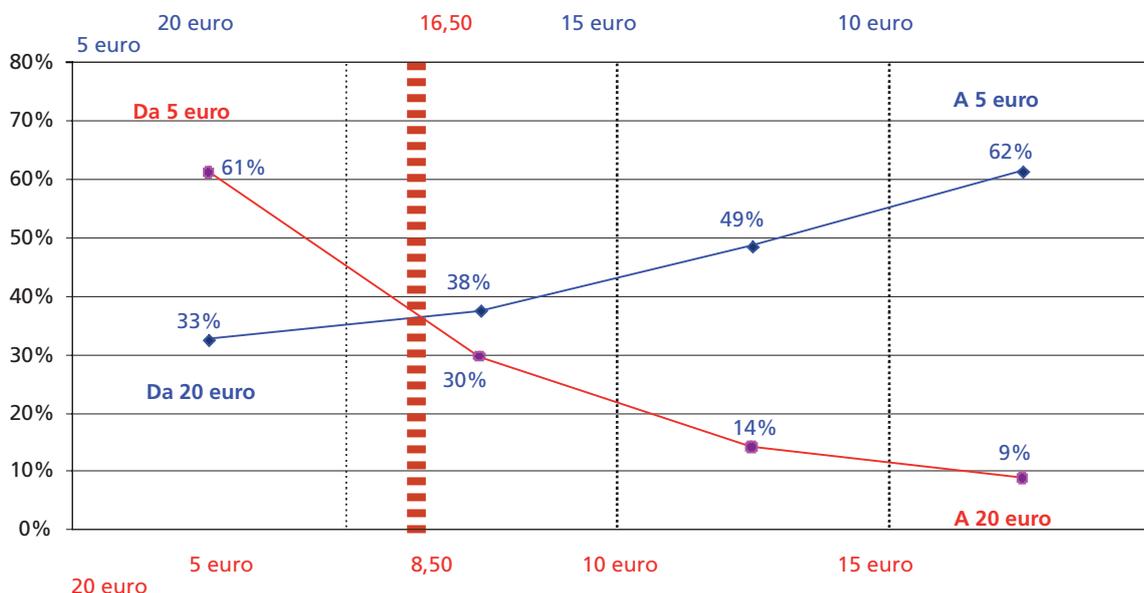
Un po' meno della metà (47%) ha quindi dichiarato di essere disposto a pagare qualcosa in più nella bolletta della propria famiglia per favorire l'utilizzo delle energie rinnovabili. Una parte (15%) non si è pronunciata con precisione ("non so/dipende") mentre i consumatori non disposti a pagare si collocano intorno al 38%.

Per quantificare l'entità della disponibilità del consumatore è stata richiesta la disponibilità a pagare cifre pari a 5, 10, 15, 20 Euro/bimestre. La domanda è stata posta in due diversi modi:

- ad una metà del campione (808 casi) secondo una progressione decrescente, cioè partendo da 20 Euro e, in caso di risposta negativa, scendendo progressivamente fino a 5 Euro;
- per la restante metà del campione (793 casi) secondo una progressione crescente, cioè partendo da 5 Euro e, in caso di risposta positiva o incerta, salendo progressivamente fino a 20 Euro.

I risultati sono evidenziati nel grafico seguente.

Figura 2.14 – Risultati indagine sensibilità alle rinnovabili dei consumatori italiani



La curva delle due diverse domande ha un punto di intersecazione che equivale a circa 8,50 Euro nel caso “crescente” e che equivale invece a circa 16,50 Euro nel caso “decescente”.

Considerando l’ipotesi intermedia e tenendo conto di coloro che hanno dichiarato di non essere disposti a pagare nulla (circa 30% del campione), si arriverebbe a un costo medio pari a 7,60 Euro/bimestre.

Utilizzando invece la media ponderata di entrambe le serie di domande (decescente e crescente), e sempre considerando l’influenza del 30% dei “non disposti a pagare nulla” si arriverebbe a 6,55 Euro/bimestre.

I risultati dell’indagine della società Piepoli sono confermate da una seconda indagine commissionata all’istituto Ricerche Economiche e Sociali (IRES) che ha interessato un campione di 1.000 individui, equamente distribuito in base a sesso, fascia di età, area geografica e grandezza del comune di residenza. Circa il 50% del campione ha dichiarato di essere disponibile a pagare di più in bolletta per incentivare la produzione da fonti rinnovabili e la propensione al pagamento è risultata:

- 19% disponibili a pagare da 1 a 10 Euro in più a bimestre;
- 16,9% disponibili a pagare da 11 a 50 Euro in più a bimestre;
- 2,2% disponibili a pagare oltre 50 Euro in più a bimestre.

CAP. 3

L'ENERGIA CEDUTA AL GSE E LE ATTIVITA' DI PARTECIPAZIONE AL MERCATO

1. Il quadro giuridico e regolamentare dell'energia ritirata ex comma 12, art. 3 D.Lgs. 79/99

L'energia ritirata dal GSE ex comma 12, art. 3 del D.Lgs. 79/99 viene comunemente chiamata "energia CIP6". In tale aggregato rientra l'energia elettrica prodotta dalle famiglie di impianti di cui agli artt. 20 e 22 della legge n. 9 del 9 gennaio 1991. Gli obiettivi di tale legge erano più ampi della promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, in quanto orientati a liberalizzare in parte la produzione di elettricità, ovvero a stimolare la produzione da parte di terzi in deroga alla riserva di legge in capo ad Enel anche al fine di trovare una soluzione al problema della carenza di generazione nei primi anni '90. La legge 9/91 prevedeva, infatti, un particolare regime giuridico per le eccedenze di energia elettrica immessa in rete rispetto agli autoconsumi e per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate. I principali elementi della disciplina riguardavano: a) la cessione all'Enel delle eccedenze o della produzione da impianti a fonti rinnovabili attraverso la stipula di convenzioni per la cessione, lo scambio, il vettoriamento e la produzione per conto di terzi; b) la determinazione da parte del CIP del prezzo di cessione delle eccedenze; c) la determinazione del prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili e assimilate, includendo un corrispettivo aggiuntivo a copertura dei maggiori costi delle tecnologie. Il provvedimento CIP n. 6/92 ha quindi disposto: i prezzi di cessione secondo il principio del costo evitato; i corrispettivi aggiuntivi per gli impianti a fonti rinnovabili e assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991 da erogare per un periodo di otto anni; i criteri per il riconoscimento degli impianti alimentati da fonte rinnovabile. Il decreto ministeriale 25 settembre 1992 approva, invece, la convenzione tipo in base alla quale i produttori terzi stipulano le convenzioni per la cessione, lo scambio, il vettoriamento e la produzione conto terzi con Enel. Successivamente il DM 24 gennaio 1997, data successiva all'entrata in vigore della legge 481/95, recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi energetici nonché istitutiva dell'AEEG, ha ridefinito gli impianti sottoposti a incentivazione. A partire da tale norma, il sostegno è riconosciuto agli impianti già realizzati, a quelli in corso di realizzazione e alle iniziative e alle proposte presentate all'Enel di cui al comma 7, art. 3 della legge 481/95 entro il 19 novembre 1995. Dal 1998 in poi, data la soppressione del CIP e il trasferimento delle sue funzioni all'AEEG, quest'ultima diventa competente in materia di determinazione delle tariffe incentivanti. L'Autorità ha emanato diversi provvedimenti in materia di determinazione dei prezzi e degli incentivi ex CIP6. Tra le più significative: la deliberazione n. 108/97 che modifica i prezzi di cessione delle eccedenze; le delibere 82/99 e 62/02 che determinano i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW; la delibera n. 81/99 di aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi di cui al provvedimento CIP n. 6/92 relativamente agli impianti

entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 1997 (ad esclusione dei c.d. “impianti prescelti”, ex art. 7, comma 3, 481/95). Con l’approvazione del D.Lgs. 79/99 e del successivo decreto MICA 21 novembre 2000, nel 2001 il GSE subentra all’Enel nella titolarità dei diritti e degli obblighi relativi all’acquisto di energia elettrica prodotta da altri produttori nazionali.

Le convenzioni già stipulate con Enel per la cessione dell’energia elettrica prodotta da impianti c.d. CIP6 passano quindi nella titolarità del GSE che le gestisce alla luce del nuovo quadro regolamentare e nel nuovo scenario del mercato elettrico. Sempre a partire dal 2001, il Ministero delle attività produttive ha stabilito anno per anno (vedi paragrafo successivo) le modalità di allocazione sul mercato, da parte del GSE, dell’energia ritirata. Dalle attività di allocazione derivavano, pertanto, le quantità e i prezzi di scambio dei relativi contratti bilaterali nel mercato libero o vincolato (attraverso l’AU), la cui energia è dispacciata in via prioritaria nel sistema elettrico e, quindi, esclusa dall’ordine di merito economico. La differenza tra i costi riconosciuti ai produttori per l’energia ritirata dal GSE (stabiliti sulla base dei prezzi riconosciuti e degli incentivi calcolati ex CIP6 e delibere dell’AEEG) e i ricavi derivanti dalla vendita di CV da energia CIP6 e dalle procedure di allocazione è coperta dalla componente A3 della tariffa elettrica.

2. Lo scenario economico della produzione CIP6 nel periodo 2001 - 2006

L’energia prodotta da impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate che gode di forme di remunerazione incentivata viene ritirata dal GSE ai sensi dell’art. 3, comma 12 del D.Lgs. 79/99 a partire dall’anno 2001. Il decreto del Ministero dell’industria, del commercio e dell’artigianato del 21 novembre 2000 ha infatti fissato al 1° gennaio 2001 la cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all’acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell’Enel al GSE.

In relazione al tipo di convenzione che regola la cessione dell’energia al GSE e alla corrispondente tariffa riconosciuta si individuano le seguenti tipologie di impianti incentivati:

- impianti titolari di convenzione di cessione c.d. “destinata” ai quali viene riconosciuta la tariffa CIP6 ovvero la tariffa prevista dalla delibera AEEG n. 81/99 per gli impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate delle imprese produttrici-distributrici soggetti al titolo IV lettera B del Provvedimento CIP n. 6/92;
- impianti titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali viene riconosciuta la tariffa prevista dalla deliberazione AEEG n. 108/97;
- impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 3 MW titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali viene riconosciuta la tariffa prevista dalla deliberazione AEEG n. 62/02 (provvedimento in vigore fino al 2004).

Si riporta di seguito l’ammontare dell’energia elettrica ritirata dal GSE nel periodo 2001 – 2006 suddivisa per tipologia di remunerazione.

Tabella 3.1 – Energia elettrica acquistata ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per tipologia di remunerazione

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	GWh					
CIP 6/92 e delibera 81/99	47.153	49.765	50.361	52.382	50.296	48.339
Delibera 108/97	2.603	1.347	1.140	1.218	966	691
Delibera 62/02	2.769	2.897	2.411	3.064	0	0
Totale	53.525	54.009	53.912	56.664	51.262	49.030

Come accennato, l'energia ritirata dal GSE deriva non solo dalla produzione di impianti a fonti rinnovabili (fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati da processi di depurazione e biogas, così come definite dalla direttiva 2001/77/CE e dal D.Lgs.. 387/03 di adozione della direttiva), ma anche da impianti a fonti c.d. assimilate (la cogenerazione, il calore recuperabile dai fumi di scarico e da impianti termici, elettrici o da processi industriali, impianti che usano gli scarti di lavorazione o di processi e che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati, così come definite dalla legge 9/91).

Nel periodo 2001-2004, la quota di energia ritirata da impianti alimentati da sole fonti rinnovabili varia da un minimo del 21,7% registrato nel 2002 ad un massimo del 23,5% registrato nel 2004; nel 2005, anno a partire dal quale il GSE non ritira più l'energia prodotta dagli impianti mini-idro (circa 3 TWh/anno) la quota di energia da fonti rinnovabili scende al 19,4%. Nel 2006 si registra una lievissima inversione di tendenza (+0,1%) dovuta all'incremento di impianti a biogas e rifiuti ammessi a regime CIP6 e la progressiva diminuzione del numero di impianti a fonte assimilata che arrivano a naturale scadenza della convenzione. Vengono di seguito rappresentati i volumi di energia ritirata dal GSE negli anni 2001 - 2006 ripartiti per tipologia di impianto.

In ragione della progressiva realizzazione degli impianti e dell'attivazione delle corrispondenti convenzioni, la tipologia che nel periodo considerato ha fatto registrare gli incrementi più significativi è stata quella relativa agli impianti alimentati a biomasse, biogas e rifiuti (+19,6% di incremento medio annuo).

Con riferimento ai costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia prodotta da impianti incentivati si consideri che nel 2001 il costo medio unitario è stato pari a 87,81 €/MWh per un onere complessivo di 4.700 Mn€. Nel corso degli anni il costo medio unitario di ritiro dell'energia è progressivamente cresciuto sia per effetto dell'aggiornamento delle componenti tariffarie (nel periodo dal 2001 al 2006 si è verificato un incremento pari a circa +11% per il costo evitato di impianto e per la componente incentivante e pari a circa +39% per il costo evitato di combustibile) che per la progressiva entrata in esercizio degli impianti (in particolare quelli alimentati a biomasse, biogas e rifiuti) a più elevato livello di remunerazione.

Nel 2006 il costo medio unitario di ritiro dell'energia è stato pari a 126,43 €/MWh per un onere complessivo di 6.199 Mn€.

Tabella 3.2 - Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per tipologia di impianto

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	GWh					
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.765	17.936	17.252	18.317	17.138	17.428
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	24.210	24.366	24.434	25.025	24.182	22.262
Fonti Assimilate	40.975	42.302	41.686	43.342	41.320	39.690
%	76,60%	78,30%	77,30%	76,50%	80,60%	80,95%
Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	3.184	1.614	1.523	1.468	1.196	1.085
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	3.601	4.001	2.929	3.533	350	360
Impianti geotermici	1.781	1.849	2.578	2.012	1.843	1.454
Impianti eolici	1.100	1.271	1.274	1.407	1.201	1.117
Solare	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	2.149	2.767	3.723	4.694	5.152	5.255
Impianti idroelettrici potenziati	735	205	199	234	200	70
Fonti Rinnovabili	12.550	11.707	12.226	13.348	9.943	9.340
%	23,40%	21,70%	22,70%	23,50%	19,40%	19,50%
Totale	53.525	54.009	53.912	56.690	51.262	49.030

Si rappresenta nella tabella che segue l'ammontare dei costi sostenuti dal GSE nel periodo 2001-2006 con la ripartizione tra fonti assimilate e fonti rinnovabili.

Per i motivi già evidenziati, connessi all'entrata in servizio dei nuovi impianti, il costo medio di ritiro dell'energia prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili è cresciuto significativamente nel periodo considerato (+93,2%) mentre quello relativo all'energia prodotta da fonti assimilate è cresciuto in misura inferiore (+31,8%) anche per effetto del raggiungimento, per diversi impianti, del termine del periodo previsto per il riconoscimento della componente incentivante.

Tabella 3.3 - Costi per acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per tipologia di fonte

	2001		2002		2003		2004		2005		2006	
	Mn€	€/MWh	Mn€	€/MWh								
Fonti Assimilate	3.468	84,64	3.380	79,89	3.429	82,26	3.696	85,27	4.044	97,87	4.428	111,55
Fonti Rinnovabili	1.232	98,16	1.289	110,13	1.538	125,75	1.740	130,3	1.722	173,15	1.771	189,66
Totale	4.700	87,81	4.669	86,45	4.967	92,12	5.436	95,88	5.766	112,47	6.199	126,43

Ai sensi di quanto previsto all'art. 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99 il GSE ha provveduto a collocare sul mercato l'energia ritirata dai produttori incentivati destinandola in parte agli operatori del mercato libero (grossisti, clienti idonei) e in parte al mercato vincolato (attraverso Enel Spa fino al 2003 e successivamente con l'Acquirente Unico) secondo modalità fissate di anno in anno con decreto del Ministro delle attività produttive.

Contribuiscono pertanto alla copertura dell'onere sostenuto dal GSE i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia al mercato e, a partire dal 2003, quelli derivanti dalla vendita dei Certificati Verdi di titolarità del GSE (certificati associati alla produzione di impianti CIP6 a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999). La parte residua dell'onere, secondo quanto stabilito dallo stesso art. 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99, viene inclusa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas tra gli oneri di sistema e posta a carico della componente tariffaria A3 che grava direttamente sui consumatori finali.

Viene di seguito evidenziata, anno per anno, la copertura dell'onere sostenuto dal GSE per tipologia di fonte e di ricavo. Si specifica a tale proposito:

- che le modalità di vendita dell'energia CIP6 al mercato non prevedono una differenziazione tra energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e energia prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate che, pertanto, vengono collocate allo stesso prezzo;
- che, ai fini della determinazione dell'esigenza di gettito A3 per singola tipologia di fonte, i ricavi derivanti dalla vendita dei Certificati Verdi vengono ripartiti tra fonti assimilate e fonti rinnovabili proporzionalmente all'energia ritirata dal GSE.

La quota di onere che deve essere coperta dal gettito della componente tariffaria A3 ha raggiunto nel 2006 il valore massimo sia in termini assoluti che in termini unitari (3.477 Mn€ corrispondenti a 70,9 €/MWh). Ha contribuito a tale risultato il fatto che al progressivo incremento del costo medio unitario di acquisto dell'energia (+14,0 €/MWh rispetto al 2005), determinato quasi esclusivamente dall'incremento del costo evitato di combustibile, non ha fatto seguito un pari incremento del ricavo medio unitario derivante dalla vendita dell'energia alle condizioni previste per l'anno 2006 (+5,5 €/MWh rispetto al 2005).

Anche la quota di ricavo derivante dalla vendita dei Certificati Verdi si è ridotta nel 2006 per effetto dell'entrata in servizio di nuovi impianti qualificati IAFR e del conseguente incremento dell'offerta di Certificati Verdi da parte di operatori privati.

Tabella 3.4 - Copertura onere acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99
per tipologia di fonte e di ricavo

	2001		2002		2003		2004		2005		2006	
	Mn□	□/MWh	Mn□	□/MWh	Mn□	□/MWh	Mn□	□/MWh	Mn□	□/MWh	Mn□	□/MWh
Fonti Assimilate	3.468	84,64	3.380	79,89	3.429	82,26	3.696	85,27	4.044	97,87	4.428	111,6
Vendita energia	2.298	56,09	2.124	50,21	2.301	55,21	2.202	50,8	2.165	49,95	2.200	55,4
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	152	3,64	125	2,89	82	1,89	3	0,1
Esigenza gettito A3	1.170	28,55	1.256	29,68	976	23,41	1.369	31,58	1.797	46,03	2.224	56,0
Fonti Rinnovabili	1.232	98,16	1.289	110,13	1.538	125,75	1.740	130,3	1.722	173,15	1.771	189,7
Vendita energia	704	56,09	588	50,21	675	55,21	678	50,8	395	49,95	518	55,4
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	45	3,64	39	2,89	15	1,89	1	0,1
Esigenza gettito A3	528	42,07	701	59,92	818	66,9	1.023	76,61	1.312	121,31	1.253	134,2
Totale	4.700	87,81	4.669	86,45	4.967	92,12	5.436	95,71	5.766	112,47	6.199	126,4
Vendita energia	3.002	56,09	2.712	50,21	2.976	55,21	2.880	50,8	2.560	49,95	2.718	55,4
Ricavi vendita CV	-	-	-	-	197	3,64	164	2,89	97	1,89	3	0,1
Esigenza gettito A3	1.698	31,72	1.957	36,24	1.794	33,28	2.392	42,19	3.109	60,63	3.477	70,9

3. L'energia ritirata nel 2007 e le attività di partecipazione al mercato elettrico

Nel 2007 il ritiro dell'energia da produttori incentivati è stato caratterizzato dai seguenti elementi. Rispetto all'andamento registrato negli anni passati diventa più sensibile nel 2007 la riduzione dell'energia ritirata dal GSE per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni di cessione destinata. Nel 2007 si prevede di ritirare un totale di circa 46.577 GWh e quindi -4.700 GWh rispetto al 2005 e -2.400 GWh rispetto al 2006. Si riporta di seguito il confronto tra l'ammontare della potenza contrattualizzata CIP6 afferente alle convenzioni valide al 31 dicembre 2007 e il corrispondente valore del 2006 con la suddivisione per tipologia di fonte.

Tabella 3.5 – Potenza contrattuale CIP6 e numero delle convenzioni
valide al 31 dicembre 2006 e 2007 per tipologia di fonte.

	31-dic-06		31-dic-07	
	Potenza contrattuale MW	Numero convenzioni N°	Potenza contrattuale MW	Numero convenzioni N°
Fonti Assimilate	5.443	57	5.278	46
Fonti Rinnovabili	2.785	391	2.363	328
Totale	8.228	448	7.641	374

L'ammontare delle eccedenze di energia elettrica ritirate da produttori titolari di convenzioni stipulate ai sensi della delibera 108/97, per effetto del raggiungimento da parte dei singoli impianti del termine degli 8 anni previsto per il riconoscimento della componente incentivante, si riduce ulteriormente a circa 115 GWh per tutto il 2007.

Si riporta nelle Tabelle 3.6 e 3.7 l'ammontare dell'energia ritirata dal GSE nel 2007 e la corrispondente valorizzazione per tipologia di remunerazione e per tipologia di impianto, con riferimento ai corrispettivi di acconto per l'anno considerato.

La valorizzazione dell'energia proposta tiene conto:

- degli effetti della delibera 249/06 che ha introdotto, a partire dal 2007, una nuova modalità per l'aggiornamento annuale del costo evitato di combustibile fissando per lo stesso anno un valore di acconto pari a 60,5 €/MWh (circa 13 €/MWh inferiore rispetto al valore definitivo 2006 calcolato ancora con il vecchio criterio di aggiornamento);
- della determinazione del valore definitivo per l'anno 2007 del costo evitato di combustibile per il quale si stima una riduzione del 1,8% rispetto al valore di acconto.

Tabella 3.6 - Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 per tipologia di remunerazione nel 2007

	GWh	Mn€	€/MWh
€ 6/92 (Delibera 81/99)	46.462,28	5.218,16	112,31
Delibera 108/97	114,63	11,51	100,45
Totale	46.576,92	5.229,67	112,28

Tabella 3.7 - Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs.. 79/99 nel 2007

	GWh	Mn€	€/MWh
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17.161,3	1.933,3	112,65
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	21.172,5	1.813,5	85,65
Fonti Assimilate	38.333,8	3.746,8	97,74
%	82,3	71,6	
Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	594,2	81,9	137,84
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	422,1	40,0	94,76
Impianti geotermici	1.236,7	0,0	0,00
Impianti eolici	982,8	323,4	329,06
Solare	0,0	0,0	0,00
Biomasse, biogas e rifiuti	4.994,4	1.036,3	207,49
Impianti idroelettrici potenziati	12,8	1,3	100,07
Fonti Rinnovabili	8.243,1	1.482,9	179,89
%	17,7	28,4	
Totale	46.576,9	5.229,7	112,28

L'effetto della delibera 249/06 è chiaramente visibile nel 2007 dove si registra un costo medio unitario di ritiro dell'energia pari a 112,28 €/MWh (-14,15 €/MWh rispetto 2006).

Il costo medio di acquisto dell'energia prodotta da fonti assimilate è pari a 97,94 €/MWh. Trascurando gli effetti della delibera 249/06 il costo delle assimilate è sostanzialmente in linea con gli ultimi anni e comunque destinato a diminuire: rientrano infatti in questa categoria gli impianti meno recenti, di maggiori dimensioni e caratterizzati da una durata delle convenzioni di 15-20 anni per i quali si sta registrando il progressivo raggiungimento del termine dei primi otto anni di esercizio per il riconoscimento dell'incentivo.

Il costo medio unitario dell'energia prodotta da fonti rinnovabili è pari a 179,89 €/MWh. Trascurando gli effetti della delibera 249/06 il costo delle rinnovabili CIP6 continua a crescere per il progressivo spostamento del mix a favore degli impianti a più elevata remunerazione (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.

Altro elemento di interesse è la collocazione geografica della produzione incentivata. Viene di seguito rappresentata, con riferimento al 2007, la ripartizione per regione e per tipologia di fonte dell'energia ritirata dal GSE.

Tabella 3.8 - Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per regione e tipologia di fonte nel 2007

	Fonti Assimilate		Fonti Rinnovabili	
	GWh	%	GWh	%
Piemonte	896,7	2,3	447,7	5,4
Valle D'Aosta	-	-	87,5	1,1
Liguria	136,9	0,4	19,1	0,2
Lombardia	1.549,8	4,0	1.926,1	23,4
Trentino Alto Adige	-	-	156,7	1,9
Veneto	4.378,8	11,4	214,5	2,6
Friuli	1.135,9	3,0	133,3	1,6
Emilia Romagna	1.889,0	4,9	615,9	7,5
Toscana	5.660,7	14,8	1.474,2	17,9
Marche	3.254,1	8,5	31,9	0,4
Umbria	307,6	0,8	120,4	1,5
Lazio	650,4	1,7	300,8	3,6
Abruzzo	2.089,5	5,5	232,4	2,8
Molise	666,9	1,7	126,0	1,5
Campania	1.642,5	4,3	468,4	5,7
Puglia	3.936,6	10,3	772,3	9,4
Basilicata	663,8	1,7	167,8	2,0
Calabria	-	-	703,2	8,5
Sicilia	5.056,8	13,2	55,5	0,7
Sardegna	4.417,8	11,5	189,5	2,3
ITALIA	38.333,8	100,0	8.243,1	100,0

Le regioni alle quali spetta il primato della produzione incentivata da fonti assimilate sono, la Toscana, la Sicilia, il Veneto, la Sardegna e la Puglia per effetto della concentrazione di impianti incentivati collocati rispettivamente nei poli produttivi di Piombino, Livorno, Priolo, Marghera, Sarroch e Taranto.

Per quanto concerne la produzione da fonti rinnovabili il primato spetta alla Lombardia per la presenza di termovalorizzatori di rilevanti dimensioni (nell'ambito del CIP6 la produzione di energia da combustione dei rifiuti è inclusa tra le fonti rinnovabili), seguita dalla Toscana per il notevole apporto della produzione da impianti geotermici e, in misura minore, dalla Puglia per la concentrazione di impianti eolici e dalla Calabria per la presenza di impianti a biomasse.

Nel 2007 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 14 dicembre 2006 che ha adottato il seguente schema per l'assegnazione dell'energia CIP6:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2007 è definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevede di acquisire sulla base dei contratti in essere con i produttori e su base statistica prudenziale per la produzione da fonti non programmabili (5.400 MW);
- la capacità è assegnata per il 35% (1.890 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato vincolato e per il 65% (3.510 MW) ai clienti idonei del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione dell'energia CIP6 è fissato a 64 €/MWh per il primo trimestre 2007 e viene quindi aggiornato nei trimestri successivi sulla base dell'andamento dei prezzi di mercato secondo le modalità previste dalla delibera 82/07;
- l'assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza e si impegna ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore [inferiore] al prezzo di assegnazione l'assegnatario riceve dal [riconosce al] GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata.

Entro il 31 dicembre 2006 il GSE ha provveduto all'espletamento della procedura di assegnazione dei diritti CIP6 per la quota 2007 destinata al mercato libero. La capacità disponibile è stata assegnata dal GSE ai soggetti richiedenti con un meccanismo di ripartizione pro-quota basato sui consumi medi annui dichiarati dagli stessi soggetti e certificati dalle imprese distributrici. Nel corso del 2007 il GSE ha pubblicato le regole per il trasferimento dei diritti CIP6 assegnati al mercato libero e all'Acquirente Unico, nel caso di passaggio dei clienti finali dal mercato vincolato al mercato libero. Queste dispongono che con cadenza bimestrale venga effettuato l'aggiornamento della ripartizione dei diritti in questione sulla base dell'evoluzione della potenza media complessiva dei clienti afferenti al mercato libero rispetto al valore risultante al 1° gennaio 2007.

Si riporta nella tabella che segue l'andamento del prezzo medio di mercato nel 2007 e gli importi corrispondenti alla regolazione dei contratti per differenza per il mercato libero e per il mercato vincolato.

Tabella 3.9 - Valorizzazione contratti per differenza – diritti CIP6 nel 2007

	Prezzo medio mercato [€/MWh]	Prezzo di assegnazione [€/MWh]	Mercato Libero [MW]	Mercato Libero [Mn€]	Mercato Vincolato [MW]	Mercato Vincolato [Mn€]	TOTALE [Mn€]
Gennaio	76,34	64,00	3.510	32,2	1.890	17,3	49,6
Febbraio	69,77	64,00	3.510	13,6	1.890	7,3	20,9
Marzo	61,47	64,00	3.596	-6,7	1.804	-3,4	-10,1
Aprile	55,50	59,94	3.596	-11,5	1.804	-5,8	-17,3
Maggio	63,03	59,94	3.671	8,4	1.729	4,0	12,4
Giugno	67,16	59,94	3.671	19,1	1.729	9,0	28,1
Luglio	83,83	53,64	3.711	83,4	1.689	37,9	121,3
Agosto	63,01	53,64	3.985	27,8	1.415	9,9	37,6
Settembre	69,84	53,64	4.109	47,9	1.291	15,1	63,0
Ottobre	69,86	62,60	4.117	22,3	1.283	6,9	29,2
Novembre	90,82	62,60	4.118	83,7	1.282	26,0	109,7
Dicembre	81,08	62,60	4.118	56,6	1.282	17,6	74,3
Totale	70,99	60,02		376,7		141,9	518,6

Nel periodo considerato il prezzo medio di mercato è stato superiore al prezzo medio di assegnazione di circa 11 €/MWh e il GSE ha provveduto a riconoscere ai soggetti assegnatari di diritti CIP6 un importo complessivo pari a 518,6 Mn€ di cui 376,7 al mercato libero e 141,9 al mercato vincolato.

Nel primo semestre del 2007 il progressivo ridimensionamento dei prezzi di mercato e il contestuale incremento a 64 €/MWh del prezzo di assegnazione disposto dal DM 14.12.2006 (poi ridotto per effetto del citato meccanismo di aggiornamento trimestrale) hanno determinato per il GSE un esborso contenuto a circa 83 Mn€; nel secondo semestre dell'anno, invece, il significativo rialzo dei prezzi di mercato ha fatto registrare un differenziale medio tra prezzo di mercato e prezzo di assegnazione pari a circa 18 €/MWh.

Si osserva pertanto che, nel nuovo contesto di mercato, la disponibilità del GSE per la copertura degli oneri derivanti dall'acquisto dell'energia dai produttori incentivati è determinata da:

- i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia "a programma" nel mercato del giorno prima da cui sono detratti gli oneri derivanti dalla valorizzazione degli sbilanciamenti (risultanti dalla differenza tra l'energia effettivamente consegnata e quella imputata a programma);
- la regolazione economica dei contratti per differenza relativi ai diritti CIP6;
- la vendita dei Certificati Verdi nella titolarità del GSE.

Nello specifico, relativamente ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sui mercati elettrici (mercato del giorno prima e mercato dell'aggiustamento) il GSE è utente del dispacciamento per le unità di produzione CIP6 e per le unità di produzione CIP6 miste, ovvero quelle la cui potenza complessiva è, ai sensi della deli-

bera n. 112/06, in parte destinata al GSE e in parte nella disponibilità del soggetto titolare della medesima unità, ivi comprese quelle che ad oggi cedono le eccedenze ai sensi dell'art. 3, comma 11 della delibera n. 34/05.

Inoltre, il titolo II, punto 7 bis, del provvedimento CIP n. 6/92 prevede che il prezzo di cessione definito dal medesimo provvedimento venga aggiornato a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi per i produttori. In tale ottica gli oneri derivanti dalla valorizzazione degli sbilanciamenti introdotti dall' AEEG con delibera n. 168/03 ed oggi disciplinati dalla delibera n. 111/06, sono da intendersi come costi aggiuntivi introdotti da modifiche normative, motivo per cui non sono posti a carico del produttore bensì esclusivamente a carico del GSE in qualità di utente del dispacciamento.

In definitiva il ruolo di utente del dispacciamento assegnato al GSE implica per il medesimo la gestione delle seguenti principali attività:

1. la presentazione giornaliera di offerte sui mercati elettrici con riferimento alla previsione di produzione di energia elettrica destinata al GSE ai sensi delle convenzioni CIP6 con conseguente remunerazione di tale energia a prezzo di mercato;
2. la corresponsione mensile nei confronti del gestore di rete a cui è connesso l'impianto degli oneri derivanti dalla valorizzazione degli sbilanciamenti ai sensi della delibera n. 111/06 e sue successive modifiche ed integrazioni;
3. con riferimento alle unità di produzione CIP6 miste, il ribaltamento mensile dei corrispettivi di sbilanciamento imputabili ad operatori di mercato differenti dal GSE e titolati a presentare offerte sul mercato elettrico o a presentare programmi di immissione in esecuzione dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte (contratti bilaterali) sulla potenza non destinabile al GSE .

La gestione delle suddette attività implica per il GSE la necessità di un continuo monitoraggio della produzione delle unità di produzione CIP6, in particolare quelle maggiormente e più frequentemente penalizzate dalla disciplina degli sbilanciamenti. Per questo motivo il GSE si è dotato di un sistema di "metering" realizzato tramite interrogazione ed acquisizione per via telematica delle misure rilevate dagli apparecchi di misura (AdM) "teleleggibili". Tale sistema consente al GSE di avere disponibili (in quanto effettua una interrogazione degli AdM "teleleggibili" tre volte al giorno e rende disponibili tutte le misure di energia elettrica prodotta ed immessa in rete sui punti virtuali di immissione), in concomitanza con le scadenze dei termini di presentazione di offerte sui mercati elettrici, i dati sulle produzioni giornaliere del 96% delle unità di produzione rilevanti, ovvero quelle con potenza nominale superiore a 10 MVA.

Il sistema di "metering" consente al GSE di effettuare una migliore stima della previsione di produzione di energia elettrica da offrire sui mercati elettrici e contestualmente permette una puntuale rilevazione di variazioni di disponibilità produttive (che può avvenire a titolo esemplificativo, in concomitanza con eventi quali avarie, manutenzioni occasionali, fermate di gruppi di produzione) di unità CIP6 occorse durante la giornata.

A partire da giugno 2007, in concomitanza con l'inaugurazione della sala trading CIP6, il GSE ha modificato la struttura organizzativa dell' Area "Attività di Mercato" introducendo un semiturno di lavoro. Ciò ha consentito la partecipazione del GSE al mercato dell'aggiustamento (MA) che permette di modificare gli

impegni presi sul mercato del giorno prima in concomitanza con variazioni di disponibilità produttive di unità CIP6 rilevate attraverso il sistema di "metering" o comunicate direttamente dai produttori.

Attraverso la partecipazione al MA il GSE ha la possibilità di ridurre il quantitativo di energia altrimenti oggetto di oneri di sbilanciamento.

Con riferimento all'anno 2007, la differenza tra gli oneri sostenuti dal GSE per l'acquisto dell'energia e i ricavi derivanti dalle suddette partite individua una esigenza di gettito della componente tariffaria A3 pari a circa 2.400 Mn€.

Andando a ripartire in modo proporzionale all'energia ritirata da fonti assimilate e da fonti rinnovabili i ricavi derivanti dalla vendita di energia e dalla vendita di Certificati Verdi di titolarità del GSE si ottiene l'esigenza di gettito A3 ripartita per tipologia di fonte: in linea con la tendenza individuata per gli anni precedenti e per i motivi sopra evidenziati cresce, in termini unitari, il divario tra l'esigenza relativa alla copertura dei costi di ritiro dell'energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto alle fonti assimilate. Nel periodo considerato il ritiro dell'energia prodotta da fonti rinnovabili richiede un contributo unitario di A3 di più di 3 volte superiore a quello richiesto per le fonti assimilate (119,12 €/MWh vs 36,97 €/MWh).

Altro elemento che influenza l'esigenza di A3 è la vendita di Certificati Verdi di titolarità del GSE: nel 2007 il GSE non ha venduto alcun Certificato Verde confermando quindi la riduzione già registrata nel 2006 (solo 641 i CV venduti dal GSE nel 2006 contro i 18.552 del 2005) per effetto della progressiva entrata in servizio degli impianti qualificati IAFR e del conseguente incremento dell'offerta di CV da parte degli operatori privati (Cfr. Capitolo 4).

Tabella 3.10 - Copertura onere acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per tipologia di fonte e di ricavo nel 2007

	GWh	Mn€	€/MWh
Fonti Assimilate	38.333,8	3.746,8	97,74
Vendita energia e Regolazione CFD	38.333,8	2.329,5	60,77
Ricavi vendita CV	-	-	-
Esigenza gettito A3	-	1.417,3	36,97
Fonti Rinnovabili	8.243,1	1.482,9	179,89
Vendita energia e Regolazione CFD	8.243,1	500,9	60,77
Ricavi vendita CV	-	-	-
Esigenza gettito A3	-	981,9	119,12
Totale	46.576,9	5.229,7	112,28
Vendita energia e Regolazione CFD	46.576,9	2.830,5	60,77
Ricavi vendita CV	-	-	-
Esigenza gettito A3	-	2.399,2	51,51

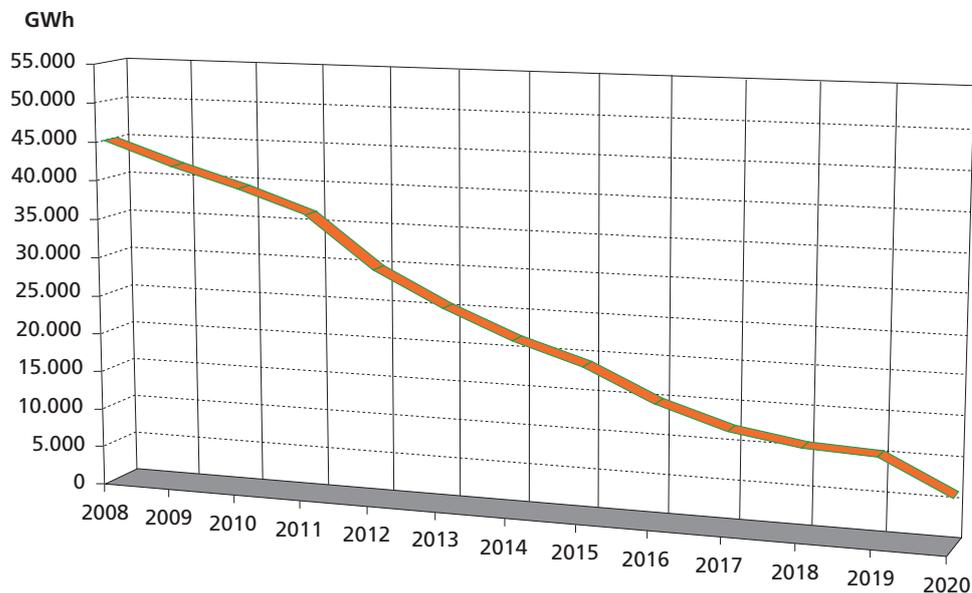
4. Le previsioni sulle quantità e i prezzi dell'energia CIP6

Il volume dell'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12 del D.Lgs. 79/99 varia in funzione del numero di impianti provvisti di convenzione di cessione destinata CIP6, della relativa potenza contrattualizzata e della durata delle convenzioni (che, fermo restando il riconoscimento della tariffa incentivata per i primi otto anni di esercizio dell'impianto, in alcuni casi arriva fino a 15 o 20 anni).

Prendendo a riferimento il numero delle convenzioni in essere alla fine del 2007 (374 convenzioni corrispondenti ad una potenza contrattualizzata complessiva di 7.641 MW), la produzione storica degli impianti e le date di scadenza delle rispettive convenzioni, si determina la produzione CIP6 attesa per gli anni futuri.

La Figura 3.1 illustra l'andamento della produzione attesa CIP6 per gli anni 2008 – 2020 (relativa al parco impianti in servizio, ovvero senza considerare gli effetti della futura realizzazione degli impianti già autorizzati in seguito alla c.d. "emergenza rifiuti" per i quali, peraltro, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2, commi 136 e 137 della Legge 24 dicembre 2007 n. 244, il diritto al riconoscimento degli incentivi CIP6 è decaduto e potrà essere ripristinato solo attraverso un provvedimento di deroga a cura del Ministro dello sviluppo economico).

Figura 3.1 – Produzione attesa CIP6 2008 - 2020



L'ammontare dei costi corrispondente a tale profilo di energia è a sua volta determinabile associando a ciascuna delle convenzioni sopra considerate la relativa tariffa (al netto della componente incentivante per gli eventuali periodi di convenzione eccedenti i primi 8 anni di esercizio).

La Figura 3.2 riporta le stime dei costi per acquisto di energia CIP6 relativi al periodo 2008 – 2020 calcolati con riferimento ai valori di acconto 2007 e suddivisi per tipologia di componente tariffaria (costo evitato di impianto, esercizio, manutenzione e spese generali connesse; costo evitato di combustibile; ulteriore componente incentivante).

Ai fini della rappresentazione dei costi per gli anni successivi al 2007 si ipotizza un incremento annuo costante del 2% per le componenti tariffarie (costo evitato di impianto e ulteriore componente) che vengono aggiornate secondo la variazione dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo.

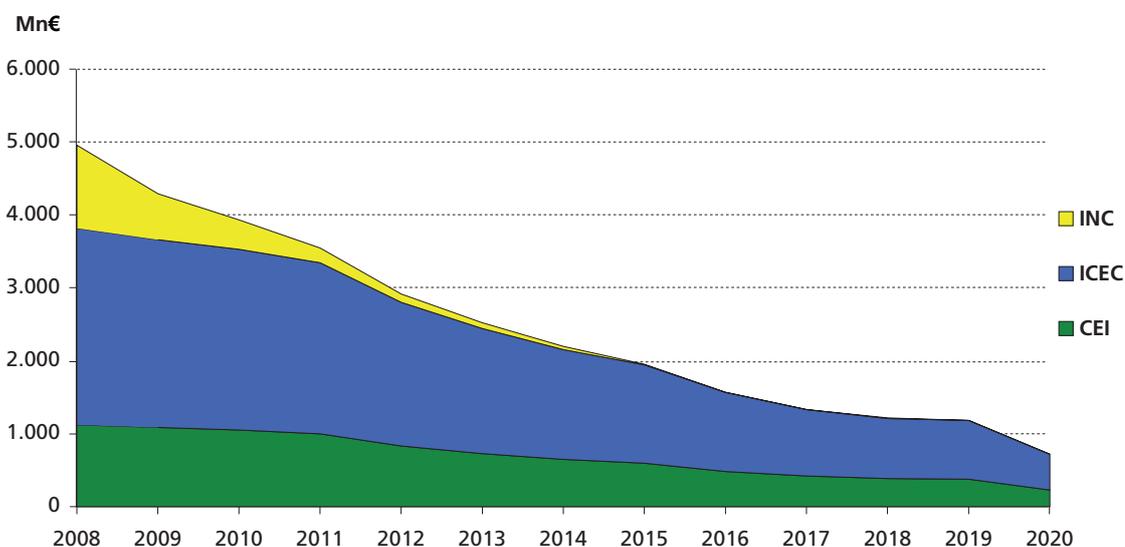
Il costo evitato di combustibile, il cui aggiornamento è funzione dell'andamento del costo del gas per forniture industriali, ha registrato negli ultimi anni tassi di variazione molto diversi e pertanto si ritiene opportuno ipotizzare 3 diversi scenari di evoluzione futura di questa componente:

SCENARIO BASE: il corrispettivo resta invariato in termini reali fino al 2020 a cui corrisponde una variazione nominale del 2% su base annua legata esclusivamente all'andamento atteso dell'inflazione;

SCENARIO ALTO: il corrispettivo cresce in termini reali ad un tasso del 2% annuo;

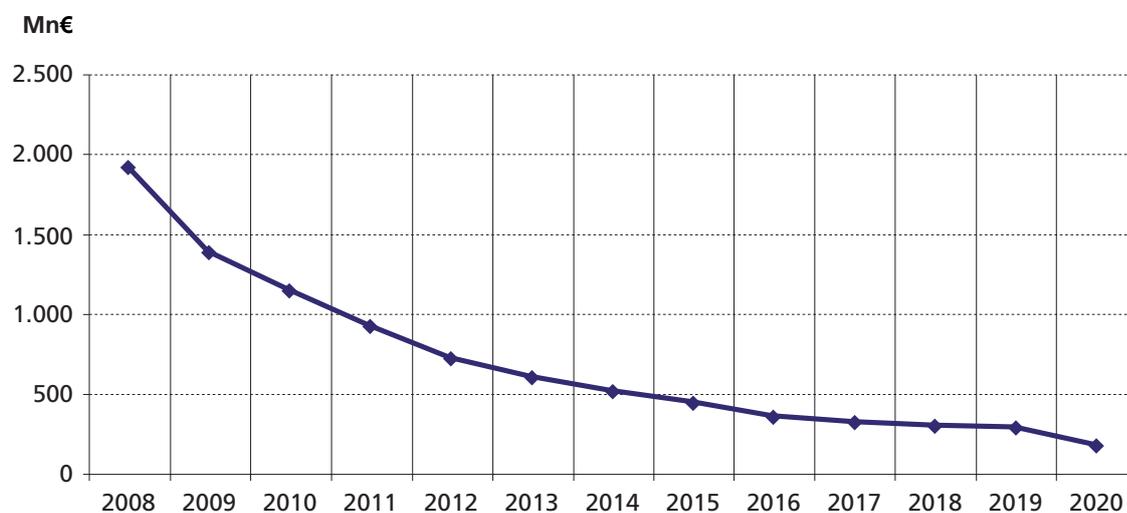
SCENARIO BASSO: il corrispettivo decresce in termini reali ad un tasso del 2% ovvero costante in termini nominali.

Figura 3.2 – Proiezione costi acquisto energia CIP6 2008 - 2020



Ipotizzando che nel periodo considerato il ricavo medio unitario per la vendita al mercato dell'energia CIP6 (pari a 68,00 €/MWh per il 2008) segua gli stessi scenari di evoluzione del costo evitato di combustibile, si determina il fabbisogno di A3 per la copertura dell'onere sostenuto dal GSE, la cui proiezione è illustrata nella Figura 3.3. Nella Figura 3.4 è, infine, rappresentata la curva del fabbisogno corrispondente allo scenario base di evoluzione del costo del combustibile.

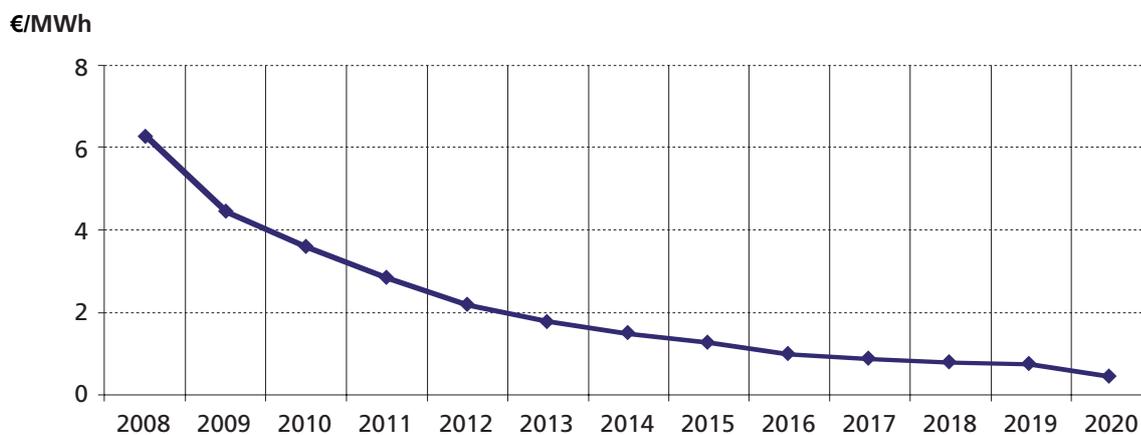
Figura 3.3 – Proiezione fabbisogno A3 2008 - 2020



L'evoluzione del fabbisogno di A3 riflette l'andamento decrescente del volume di energia CIP6 legato alla scadenza delle convenzioni, così come la progressiva riduzione del costo medio unitario di acquisto per effetto della scadenza del periodo incentivante nelle convenzioni con durata eccedente i primi otto anni di esercizio.

In termini unitari la riduzione nel tempo dell'aliquota della componente A3 è accentuata dalla crescita dei consumi finali; ipotizzando un volume di consumi finali pari a circa 306 TWh nel 2008 e un tasso annuo di crescita pari a 2% per gli anni successivi l'aliquota A3 passa da 6,3 €/MWh nel 2007, a 3,6 €/MWh nel 2010, a 1,3 €/MWh nel 2015 fino a 0,4 €/MWh nel 2020 (valori relativi allo scenario base).

Figura 3.4 – Proiezione aliquota media A3 2008 – 2020



5. L'assegnazione dell'energia CIP6 al mercato per l'anno 2008

Le modalità e le condizioni per l'assegnazione al mercato dell'energia CIP6 2008 sono state fissate dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 15 novembre 2007 che ha adottato lo stesso schema degli ultimi anni:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2008 è definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevede di acquisire sulla base dei contratti in essere con i produttori e su base statistica prudenziale per la produzione da fonti non programmabili (4.900 MW);
- la capacità è assegnata per il 25% (1.225 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato tutelato (ex vincolato) e per il 75% (3.675 MW) ai clienti idonei del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione dell'energia CIP6 è fissato a 68 €/MWh per il primo trimestre 2008 e viene quindi aggiornato nei trimestri successivi sulla base dell'andamento dei prezzi di mercato;
- l'assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza e si impegna ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore [inferiore] al prezzo di assegnazione l'assegnatario riceve dal [riconosce al] GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata.

Entro il 31 dicembre 2007 il GSE ha provveduto all'espletamento della procedura di assegnazione dei diritti CIP6 per la quota 2008 destinata al mercato libero: hanno partecipato alla procedura 68 soggetti tra grossisti e clienti idonei per una richiesta complessiva pari a 26.952 MW. La capacità disponibile, pari a 3.675 MW è stata assegnata dal GSE ai soggetti richiedenti con un meccanismo di ripartizione pro-quota basato sui consumi medi annui dichiarati dagli stessi soggetti e certificati dalle imprese distributrici. Nel corso del 2008 il GSE è tenuto a pubblicare le regole per il trasferimento bimestrale dei diritti CIP6 assegnati al mercato libero e all'Acquirente Unico che deve essere operato in funzione dell'evoluzione della potenza media complessiva dei clienti afferenti al mercato libero rispetto al valore risultante al 1° gennaio 2008.

6. Il nuovo regime di ritiro dedicato dell'energia elettrica

Il raggiungimento della completa liberalizzazione del mercato elettrico, unitamente al ruolo assegnato in tale ambito alle imprese distributrici dalla direttiva n. 2003/54/CE, hanno reso necessario procedere alla revisione del regime di ritiro dell'energia elettrica previsto dall'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e all'art. 1, comma 41 della legge n. 239/04 (ritiro dedicato).

Nel mese di luglio 2007 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato la consultazione per la ridefinizione delle modalità e condizioni economiche per il ritiro dedicato (precedentemente regolato dalla deliberazione AEEG n. 34/05) con l'obiettivo di renderlo coerente con l'evoluzione dell'assetto del mercato elettrico. Il processo di revisione si è concluso con la pubblicazione, nel mese di novembre 2007, della deliberazione AEEG n. 280/07, nuovo testo di riferimento per il ritiro dedicato a partire dal 2008.

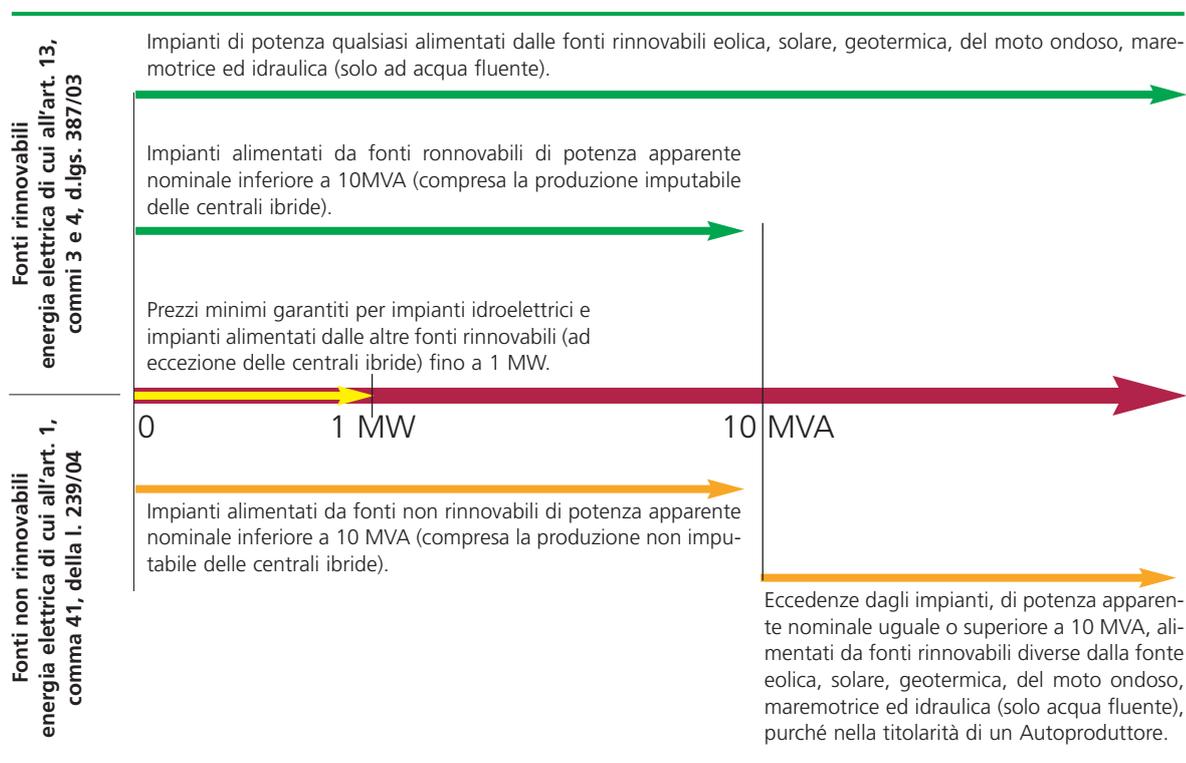
La nuova regolazione ha contestualmente favorito la semplificazione delle modalità di cessione dell'energia elettrica per i produttori, in particolare quelli più piccoli, valorizzando l'energia elettrica ritirata in coerenza con i valori espressi dal mercato e allocando efficientemente i costi per l'accesso al sistema elettrico.

Nell'ottica di tale semplificazione la principale novità consiste nella individuazione del GSE quale unica controparte del produttore per la regolazione dell'energia elettrica immessa in rete oltre che dei servizi di dispacciamento e di trasporto correlati.

Sono ammessi al regime di ritiro dedicato gli impianti alimentati da fonte rinnovabile o non rinnovabile:

1. con potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, ivi compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
2. di qualsiasi potenza che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili:
 - eolica;
 - solare;
 - geotermica;
 - del moto ondoso;
 - maremotrice;
 - idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente).
3. con potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, ivi compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;
4. con potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, purché nella titolarità di un autoproduttore (così come definito dall'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99).

Figura 3.5 – Impianti e fonti ammessi al ritiro dedicato



Il ritiro dedicato dell'energia elettrica è regolato da una convenzione sottoscritta dal produttore e dal GSE: la convenzione sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica immessa in rete e all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto, ma non gli adempimenti relativi alla connessione alla rete elettrica, alla conclusione del regolamento di esercizio elettrico dell'impianto e alla regolazione relativa all'energia elettrica prelevata dalla rete.

Per giungere alla stipula della convenzione il produttore deve presentare apposita istanza con la quale richiede al GSE l'accesso al ritiro dedicato e contestualmente comunica i dati anagrafici della società e i dati caratteristici dell'impianto. Per questa fase il GSE ha messo a disposizione dei produttori un apposito portale informatico per il caricamento dei dati.

Al mese di febbraio 2008, a fronte di circa 3.000 impianti che possiedono le caratteristiche per l'ammissione al ritiro dedicato, sono state presentate al GSE più di 2.300 istanze per una potenza complessiva pari a circa 3.000 MW (è del tutto trascurabile il numero delle istanze respinte dal GSE per il mancato rispetto dei requisiti di ammissione al regime di ritiro dedicato).

Con riferimento alle istanze già presentate, la Tabella 3.11 fornisce una rappresentazione più dettagliata delle diverse tipologie di impianto coinvolte e delle rispettive potenze.

Tabella 3.11 – Impianti che hanno richiesto il ritiro dedicato

Numero Impianti	Tipologia impianto	Fonte	Potenza (kW)
68	Eolico	Eolica	896.755
423	Fotovoltaico	Solare	39.764
1	Geotermoelettrico	Geotermica	75.408
1.368	Idroelettrico ad acqua fluente	Idraulica	1.216.908
84	Termoelettrico	Biogas	93.258
59	Termoelettrico	Gas di discarica	112.903
4	Termoelettrico	Gas residuati dai processi di depurazione	16.029
2.007		Tot. Potenza (kW):	2.451.025
2	Ibrido	Ibrido	1.441
26	Idroelettrico a bacino	Idraulica	71.980
30	Idroelettrico a serbatoio	Idraulica	86.971
25	Termoelettrico	Biomasse	35.651
180	Termoelettrico	Combustibili fossili	386.407
11	Termoelettrico	Rifiuti	41.981
274		Tot. Potenza (kW):	624.430
34	-	-	-
34	-	-	-
2.315		Tot. Potenza (kW):	3.075.455

Nell'ottica della semplificazione il GSE, consapevole dell'elevata numerosità delle controparti e delle relative caratteristiche e forte dell'esperienza già maturata per l'incentivazione degli impianti fotovoltaici, ha sviluppato un sistema che prevede una elevata informatizzazione e l'automazione dei processi per la gestione dei rapporti commerciali con i produttori ammessi al ritiro dedicato.

In tal senso una delle novità più interessanti riguarda l'introduzione della "fatturazione elettronica" al fine di incrementare significativamente, anche per i produttori, l'efficienza dei processi di valorizzazione delle partite economiche, di fatturazione e di pagamento.

La deliberazione AEEG n. 280/07, inoltre, nel riconsiderare la precedente normativa per aggiornarla alle attuali esigenze del mercato elettrico, introduce ulteriori regolamentazioni tendenti a stimolare l'efficienza del sistema elettrico nel suo complesso.

In primo luogo, infatti, i produttori titolari di impianti di potenza nominale elettrica superiore a 1 MW, alimentati da fonti programmabili, o di qualsiasi impianto di potenza apparente nominale non inferiore a 10 MVA, sono tenuti a comunicare al GSE, sempre tramite il portale informatico, il programma giornaliero di immissione relativo all'impianto. In caso di mancato rispetto del programma il produttore partecipa agli oneri di sbilanciamento sostenuti dal GSE.

In secondo luogo la normativa attribuisce al GSE il compito di sviluppare e perfezionare, in collaborazione con gli stessi produttori, strumenti idonei a supportare il miglioramento della capacità previsionale per gli impianti alimentati da fonti non programmabili – in particolare eolici e fotovoltaico. Se i risultati, ad oggi incoraggianti, dovessero confermare le aspettative, la migliore programmazione comporterà un'ulteriore riduzione degli oneri del sistema elettrico.



CAP. 4

IL SISTEMA DI INCENTIVAZIONE DELL'ENERGIA FOTOVOLTAICA

1. I meccanismi per la promozione del solare fotovoltaico

Dal 2005 è in vigore il sistema di incentivazione dell'energia solare fotovoltaica c.d. in conto energia. La persona o l'operatore che decide di installare pannelli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica in casa, nella propria azienda o nell'edilizia pubblica, non gode solo di detrazioni fiscali: ha anche a disposizione un sistema di incentivi statali legati alla messa in rete dell'energia generata ed erogati in "conto energia". Infatti, al proprietario di un impianto fotovoltaico che sia connesso alla rete elettrica nazionale e che abbia una potenza nominale non inferiore a 1 kW, viene corrisposta dal GSE una speciale tariffa agevolata commisurata all'energia prodotta. In questo modo il proprietario percepisce ogni mese e per 20 anni una retribuzione legata alla quantità di energia che riesce a generare.

La cessione dell'energia alla rete può avvenire attraverso due modalità: il proprietario dell'impianto fotovoltaico può autoconsumare l'energia prodotta e vendere tutta quella non utilizzata oppure optare per un regime di scambio sul posto (per i soli impianti fino a 20 kW), grazie al quale può cedere l'energia in surplus e riprenderla dalla rete (di notte, o nei momenti in cui c'è meno luce). In questo caso alla bolletta sarà applicato uno sconto pari al valore dell'energia ceduta.

Il meccanismo di incentivazione, previsto dal decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE, ex Ministero delle Attività Produttive) di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Il 19 febbraio 2007 i due Ministeri hanno emanato un nuovo decreto per rimuovere alcune criticità emerse nella prima fase, che avevano di fatto bloccato il meccanismo, e rinnovare l'impegno verso la promozione della tecnologia solare fotovoltaica.

Sul sito del GSE (www.gsel.it) è consultabile un contatore che indica il numero e la potenza, aggiornati in tempo reale, degli impianti entrati in esercizio nell'ambito del primo e del nuovo Conto Energia.

Per la localizzazione geografica degli impianti sul territorio (regione, provincia e comune) si rimanda all'applicazione "ATLASOLE", anch'essa disponibile sul sito GSE, che riporta, con aggiornamento mensile, la distribuzione degli impianti suddivisi per potenza.

Come descritto nel precedente Rapporto 2006, i decreti interministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006

avevano dettato i criteri per l'incentivazione della produzione di energia da fonte solare fissando:

- i requisiti dei soggetti aventi diritto a beneficiarne;
- i requisiti tecnici degli impianti;
- il limite massimo di potenza da incentivare;
- i criteri per la determinazione dell'entità della incentivazione.

Sulla base del decreto, con deliberazione 188/05, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha individuato il GSE quale "soggetto attuatore" ponendo in capo allo stesso le attività di ammissione agli incentivi, relativa valutazione delle domande e degli impianti, monitoraggio delle attività di realizzazione ed entrata in esercizio degli stessi, facoltà di effettuare verifiche in loco e revocare, eventualmente, gli incentivi riconosciuti.

In considerazione dell'elevatissimo numero di domande pervenute nel corso del 2005 al GSE, che hanno superato di gran lunga le iniziali previsioni, il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, tenuto anche conto dell'esperienza applicativa, ha emanato un nuovo decreto, il DM 19 febbraio 2007, con il quale la precedente disciplina è stata modificata in modo consistente.

Le novità più rilevanti di quello che chiameremo il nuovo conto energia rispetto al precedente decreto del 2005 (che chiameremo il primo conto energia) possono essere riassunte nei seguenti punti:

- la richiesta di incentivo può essere presentata al GSE, esclusivamente per impianti già realizzati ed entrati in esercizio. Da ciò deriva la soppressione di tutta la fase propedeutica, pre-entrata in esercizio, che comportava, in base al precedente regime, non pochi problemi tecnico-gestionali per il Gestore, chiamato a verificare l'ammissibilità dei progetti e a seguire l'iter di costruzione dell'impianto, con relativo monitoraggio degli adempimenti intra procedimentali;
- l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile;
- una maggiore varietà nella tipologia di tariffe nell'ottica di sostenere, in particolare, le applicazioni di piccola taglia, integrate architettonicamente;
- la previsione di un premio aggiuntivo da corrispondere, su richiesta del soggetto responsabile, a fronte di energia prodotta da impianti che godono del regime di scambio sul posto e che alimentano utenze di edifici o unità immobiliari in abbinamento ad un uso efficiente dell'energia, tale da comportare almeno una riduzione del 10% del fabbisogno di energia primaria.

Dal punto di vista strettamente tecnico, inoltre, il DM 19 febbraio 2007 abolisce il limite di 1.000 kW, quale potenza massima incentivabile per singolo impianto e le limitazioni all'utilizzo del film sottile nelle integrazioni architettoniche.

Da quanto detto emerge che il nuovo sistema di incentivi in "conto energia", il cui obiettivo è di ottenere l'installazione di almeno 1.200 MW di produzione fotovoltaica nel giro di pochi anni, ha l'intento di semplificare la procedura passata, che imponeva al GSE controlli stringenti, sin dalla fase di inizio dei lavori e fino alla concreta entrata in esercizio dell'impianto. L'ammissione alle tariffe dei soli impianti che hanno iniziato a produrre, infatti, elimina le difficoltà gestionali legate alla verifica dei progetti che, moltiplicate per un nume-

ro enorme e variegato di fattispecie, oltre che aggravate dalla scarsa esperienza della maggioranza dei soggetti di domanda, appesantivano notevolmente l'intero sistema.

In ogni caso la nuova disciplina contiene anche alcune norme di salvaguardia per le iniziative già ammesse in base ai precedenti decreti, ma in ritardo rispetto ai tempi attesi per l'effettiva entrata in esercizio, nonché norme a vantaggio di impianti entrati in esercizio in base al passato regime entro un definito lasso di tempo, che intendano beneficiare, però, delle tariffe fissate dal nuovo decreto.

In attuazione del Decreto, così sinteticamente illustrato, l'Autorità ha adottato la delibera 90/07 al fine di stabilire modalità, tempi e condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti e del premio abbinato ad un uso efficiente dell'energia, regole che hanno consentito l'avvio operativo del nuovo "conto energia".

In particolare, l'Autorità ha definito le regole che devono essere seguite per l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici e per l'ammissione al regime di incentivazione, fasi gestite operativamente dal GSE.

Sulla scorta di tali novità l'Autorità ha anche introdotto norme specifiche per la connessione e per la misura dell'energia prodotta.

Sul fronte della connessione la delibera 89/07, infatti, ha previsto:

- un sistema di indennizzi automatici, in caso di ritardi nella definizione del preventivo e nella realizzazione della connessione alle reti in bassa tensione;
- una riduzione del 50% dei corrispettivi di connessione, per gli impianti da fonte rinnovabile.

Sul fronte della misura, inoltre, la delibera n. 88/07 ha definito criteri puntuali per la misura dell'energia prodotta, indispensabile per potersi avvalere degli incentivi previsti per la produzione da fonte rinnovabile.

In sostanza il nuovo decreto ha modificato radicalmente le regole di incentivazione definite nel primo conto energia. Per tale ragione la ricognizione delle attività svolte da GSE è stata distinta con riferimento ai due meccanismi.

2. Il primo conto energia e i risultati raggiunti al 31 dicembre 2007

Il primo periodo di funzionamento del Conto Energia in Italia è stato caratterizzato dalla presenza di una fase preliminare di ammissione alle tariffe, dall'esistenza di limiti annuali sulla potenza incentivabile e dagli obblighi derivanti da una serie di adempimenti, successivi all'ammissione, che accompagnano l'entrata in esercizio degli impianti. Tale periodo si è esteso dal 19 settembre 2005 al 30 giugno 2006. A questa data, le criticità emerse hanno di fatto bloccato il meccanismo, rendendo inevitabile una revisione delle regole sfociata nella pubblicazione del nuovo Decreto del 19/02/07.

Agli impianti ammessi all'incentivazione e realizzati nell'ambito del primo Conto Energia sono riconosciute, per un periodo di venti anni, le tariffe incentivanti riportate nella seguente tabella.

Tabella 4.1 – Tariffe per tipologia d’impianto secondo il primo Conto Energia

Impianto FV	Potenza in kW	Tariffe incentivanti $\text{€} / \text{kWh}$
Classe 1	$1 \leq P \leq 20$	0,445 (scambio sul posto dell’energia) 0,460 (cessione in rete dell’energia)
Classe 2	$20 < P \leq 50$	0,460
Classe 3	$50 < P \leq 1.000$	soggetto a gara (valore massimo 0,490)

Completata la fase istruttoria di ammissione, l’attuale attività svolta dal GSE consiste nella gestione e nell’esame della documentazione inviata dai soggetti responsabili ammessi alle tariffe incentivanti, nel monitoraggio delle scadenze legate agli adempimenti previsti dalla normativa e nella gestione commerciale – amministrativa dell’energia prodotta dagli impianti che hanno stipulato la convenzione.

Analogamente alla fase istruttoria delle richieste di ammissione all’incentivo, è stata redatta una specifica procedura “post-ammissione” per la valutazione delle comunicazioni pervenute. Nella procedura sono definite le modalità adottate dal GSE per lo svolgimento delle seguenti attività:

- verifica dell’invio della cauzione definitiva (per impianti maggiori di 50 kWp);
- valutazione tecnica della documentazione relativa alle comunicazioni di:
 - inizio lavori;
 - conclusione lavori;
 - entrata in esercizio;
 - richieste di riesame dell’esito della fase istruttoria;
 - richieste di cambio di titolarità del beneficiario dell’incentivazione.

Nei casi in cui la documentazione è risultata incompleta, il GSE ha richiesto ulteriori documenti e/o chiarimenti tecnici.

Inoltre, al fine di gestire in modo integrato le richieste d’incentivazione e garantire la tracciabilità di tutti gli adempimenti previsti dalla normativa, è stato ulteriormente sviluppato il sistema informativo esistente per monitorare e valutare le scadenze degli eventi previsti ai sensi dei citati decreti.

Il GSE, a partire dalla primavera del 2006, ha iniziato a ricevere e valutare le comunicazioni inviate da parte dei soggetti responsabili relative agli adempimenti di “post-ammissione”. Lo stato di avanzamento dei lavori per iniziative in corso, aggiornato al 31 dicembre 2007, è riportato in Tabella 4.2.

Tabella 4.2 – Impianti incentivati con primo conto energia. Situazione al 31 dicembre 2007

Classe di potenza	Domande ammesse		Inizio lavori		di cui Fine lavori		Entrati in esercizio	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
$1 \leq P \leq 20$	7.176	51.400	4.961	33.580	3.958	24.670	3.659	22.180
$20 < P \leq 50$	5.105	237.200	2.789	130.600	415	17.620	315	13.520
$50 < P \leq 1000$	152	99.100	125	74.680	35	16.320	29	13.360
TOTALE	12.433	387.700	7.875	238.860	4.408	58.610	4.003	49.050

Al 31 dicembre 2007 è stato realizzato ed è entrato in esercizio circa il 32% degli impianti per una potenza installata pari a circa il 10% rispetto a quella ammessa agli incentivi.

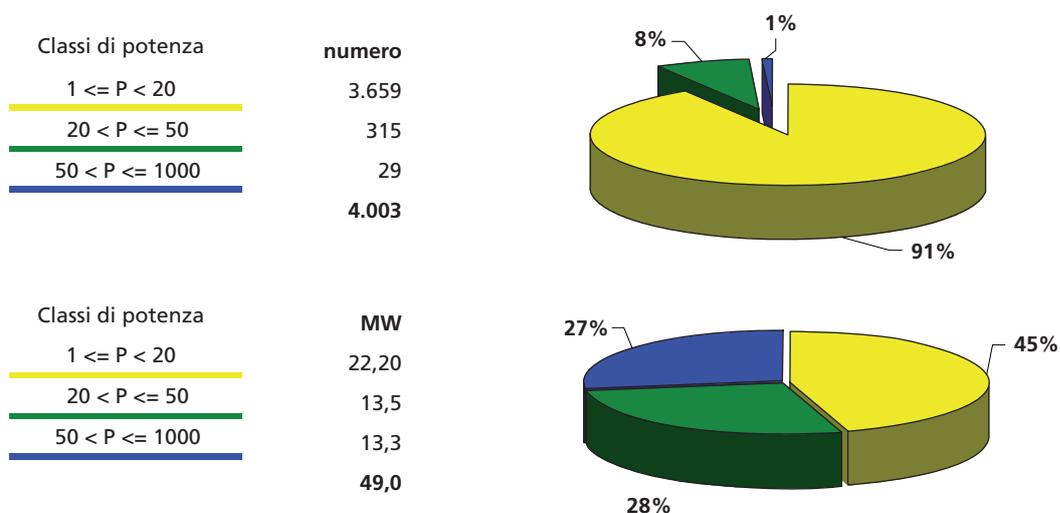
A fine 2007 risultano entrati in esercizio 4.003 impianti per una potenza installata di 49 MW. L'analisi degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2007 mostra una netta prevalenza degli impianti di piccolissima taglia che rappresentano in numerosità oltre il 90% del totale e in potenza il 45% delle installazioni.

La potenza media per tipologia di impianto è risultata la seguente:

$1 \text{ kW} \leq P \leq 20 \text{ kW}$	Potenza media: 6,1 kW
$20 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ kW}$	Potenza media: 42,9 kW
$50 \text{ kW} < P$	Potenza media: 458,6 kW

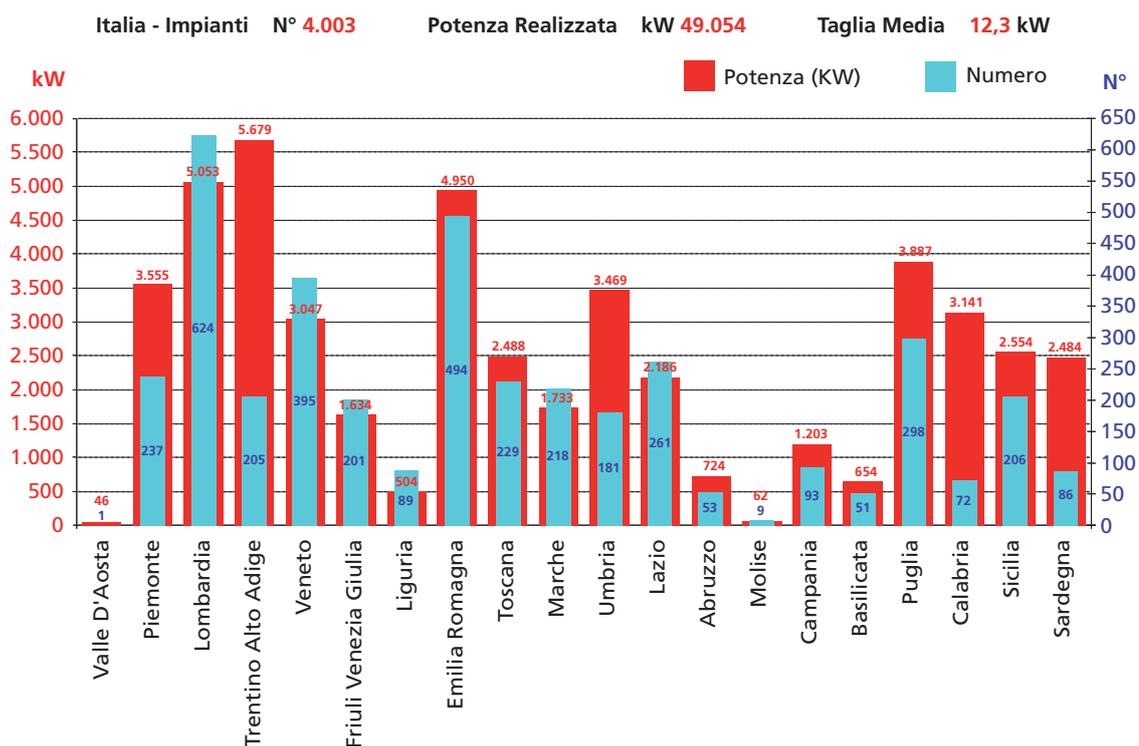
La distribuzione degli impianti per potenza è illustrata nella Figura 4.1.

Figura 4.1 – Impianti incentivati con il primo conto energia entrati in esercizio al 31 dicembre 2007



La distribuzione territoriale degli impianti mostra una limitata correlazione con il livello di irraggiamento medio annuo delle zone geografiche del Paese. Una gran quantità di impianti è stata installata nelle regioni del Nord (Lombardia, Emilia Romagna, Veneto, Trentino, Piemonte) caratterizzate da minori livelli di insolazione rispetto alle regioni meridionali e alle isole.

Figura 4.2 – Impianti incentivati con il primo conto energia in esercizio al 31 dicembre 2007



E', infine, da segnalare che solo il 5% degli impianti in esercizio ha chiesto ed ottenuto, fino ad ora, il riconoscimento della maggiorazione della tariffa per integrazione architettonica.

3. Il nuovo conto energia

Il DM 19 febbraio 2007 (G. U. del 23/02/2007) ha sostituito i precedenti decreti 28/07/2005 e 6/02/2006 relativi al primo conto energia per il solare fotovoltaico. Il nuovo decreto è diventato operativo in seguito alla determinazione delle regole di funzionamento delineate dalla 90/07 dell'AEEG.

Come già detto in premessa, le principali novità hanno riguardato:

- l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti prevedendo che la richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante sia inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;
- l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile pari a 1.200 MW;

- la differenziazione delle tariffe sulla base dell'integrazione architettonica oltre che della taglia dell'impianto;
- l'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia;
- l'abolizione del limite di 1.000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- nessuna limitazione all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile.

In base a quanto stabilito all'art. 6 del DM 19 febbraio 2007, gli impianti entrati in esercizio dopo il 13 aprile 2007 (data di pubblicazione della delibera 90/07) e prima del 31 dicembre 2008, hanno diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella seguente tabella.

Tabella 4.3 - Tariffe stabilite dal nuovo conto energia (€/kWh)

IMPIANTI FOTOVOLTAICI				
	Potenza nominale dell'impianto P (kW)	Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato
A	$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
B	$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
C	$20 < P$	0,36	0,40	0,44

Come di può notare la tariffa è differenziata non solo in base alla potenza dell'impianto, ma anche alle modalità di integrazione architettonica dell'impianto rispetto all'edificio in cui è installato. La tariffa, infatti, aumenta al crescere del livello di integrazione.

Il base alla definizione del DM 19/02/2007 le tre tipologie d'intervento riguardano:

1. impianto con integrazione architettonica (moduli che sostituiscono materiale da costruzione);
 2. impianto parzialmente integrato (moduli posizionati su edifici o su componentistica di arredo urbano);
 3. impianto non integrato (moduli ubicati al suolo o allocati con modalità diverse da quelle precedenti);
- il GSE ha realizzato e pubblicato sul proprio sito Internet una guida che illustra le caratteristiche tecniche per il riconoscimento del livello di integrazione.

Le tariffe indicate in Tabella 4.3 possono essere incrementate del 5% nei seguenti casi, tra loro non cumulabili:

- impianti ricadenti nelle righe B e C della prima colonna (impianti superiori ai 3 kW non integrati) della sopra riportata Tabella 4.3, il cui soggetto responsabile autoconsuma almeno il 70% dell'energia prodotta dall'impianto (autoproduttori ai sensi dell'art. 2 del Dlgs n. 79 del 16 marzo 1999);
- impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura sanitaria pubblica;
- impianti integrati in edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto; in questo caso la superficie dell'impianto fotovoltaico potrà essere uguale oppure minore della superficie della copertura di amianto bonificata;

- impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali con popolazione residente inferiore a 5.000 abitanti come risultante dall'ultimo censimento ISTAT.

La tariffa, non sottoposta a variazioni per l'intero periodo, è erogata per un periodo di venti anni. I valori tariffari in tabella riguardano gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2008. Infatti, l'art. 6, comma 2 del decreto 19/02/2007 prevede che, per gli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2008, le tariffe siano ridotte del 2% annuo a partire dal 1° gennaio 2009 e fino al 31 dicembre 2010. Le tariffe riconosciute agli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010 saranno invece stabilite, con cadenza biennale e a partire dal 2009, da successivi decreti ministeriali.

3.1 Tariffa per la produzione e premio per l'efficienza energetica

Il soggetto responsabile che intende accedere al nuovo conto energia deve far pervenire al GSE la richiesta dell'incentivo, completa di tutti i documenti previsti dalla delibera AEEG 90/07, entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico. Il mancato rispetto di tale termine comporta la non ammissibilità all'incentivazione.

Si sottolinea che la data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico è la prima data utile a decorrere dalla quale sono verificate tutte le seguenti condizioni:

- l'impianto è collegato in parallelo alla rete elettrica;
- risultano installati tutti i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia prodotta e ceduta o scambiata con la rete;
- risultano attivi i contratti di scambio o cessione dell'energia elettrica;
- risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti.

Il GSE, ricevuta la richiesta d'incentivazione, esamina la documentazione e comunica al soggetto responsabile la tariffa incentivante assegnata all'impianto, entro 60 giorni dalla ricezione della richiesta. Nel caso in cui la documentazione presentata risulti incompleta, il GSE richiede al soggetto responsabile le necessarie integrazioni che dovranno nuovamente pervenire entro 90 giorni, pena l'esclusione dalle tariffe incentivanti. Per richiedere la tariffa incentivante e l'eventuale premio abbinato all'uso efficiente dell'energia, il soggetto responsabile deve utilizzare l'apposito portale informativo (<https://fotovoltaico.gsel.it>), attraverso il quale dovrà essere compilata, stampata e sottoscritta la domanda d'incentivazione, insieme ad alcuni allegati previsti dalla delibera AEEG 90/07.

La procedura che il soggetto responsabile deve seguire è la seguente:

- si registra al portale, se non è già in possesso delle credenziali di accesso;
- a registrazione avvenuta, riceve sulla propria casella di posta elettronica la UserID e la Password necessarie ad accedere al sistema informativo e a predisporre la richiesta di incentivo.

Per preparare la richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante, il soggetto responsabile deve accedere alla sezione dedicata e compilare gli appositi moduli funzionali del portale:

1. il modulo "scheda tecnica" consente di inserire i dati caratteristici dell'impianto fotovoltaico (caratteristiche generali e della struttura di fissaggio, costo, tipologia del sito/impianto, caratteristiche di connes-

-
- sione alla rete di distribuzione, tipologia di installazione, caratteristiche dei moduli e dei convertitori, ecc.);
 2. il modulo "corrispondenza" consente di inserire i dati relativi alla corrispondenza del soggetto responsabile dell'impianto ed, eventualmente, del referente tecnico prescelto per seguire lo sviluppo del progetto e della richiesta di incentivazione (indirizzo, numero di telefono, e-mail, ecc.);
 3. il modulo "allegati elettronici" consente di inserire nel portale cinque distinte fotografie dell'impianto realizzato, l'elenco dei moduli fotovoltaici e dei convertitori installati con le relative matricole (questa operazione deve essere effettuata tramite il caricamento di un file excel il cui modello è scaricabile dal portale nella medesima sezione);
 4. il modulo "stampa allegati" consente di stampare i seguenti allegati:
 - richiesta di concessione della tariffa incentivante (Allegato A1 della Delibera AEEG n. 90/07);
 - scheda tecnica finale d'impianto (Allegato A2 della Delibera AEEG n. 90/07);
 - dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà (Allegato A4 della Delibera AEEG n. 90/07).
 5. il modulo "conferma operazione" consente di convalidare i dati inseriti. Una volta confermati, i dati caricati non potranno essere più variati.

Ad ogni richiesta di incentivo correttamente inserita nel portale, il sistema informativo assegna automaticamente un identificativo numerico. Il soggetto responsabile è tenuto a utilizzare questo numero per la richiesta dell'incentivo e per qualsiasi altra comunicazione inerente l'incentivazione.

Per richiedere l'incentivo il soggetto responsabile dell'impianto deve inviare o presentare direttamente al GSE tutta la documentazione prevista dalla Delibera AEEG n. 90/07.

La valutazione della documentazione pervenuta al GSE è eseguita in conformità ad una procedura, redatta con l'obiettivo di garantire a tutti i soggetti responsabili equità di trattamento, che costituisce il riferimento per la verifica dei requisiti di riconoscimento della tariffa incentivante.

Il decreto 19 febbraio 2007, all'art. 7, prevede che gli impianti fotovoltaici operanti in regime di scambio sul posto e destinati ad alimentare utenze ubicate in unità immobiliari o edifici, possano beneficiare di un premio aggiuntivo, correlato alla realizzazione di ulteriori interventi di miglioramento della prestazione energetica dell'edificio.

In particolare, il premio spetta agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW che operano in regime di scambio sul posto, se si effettuano interventi di efficienza energetica sull'edificio al quale l'impianto fotovoltaico è asservito, tali da comportare una riduzione di almeno il 10% del fabbisogno di energia primaria dell'edificio stesso.

La riduzione deve essere provata da due attestati di certificazione energetica/qualificazione energetica (ante e post interventi realizzati).

Il premio consiste in una maggiorazione della tariffa di base riconosciuta all'impianto, pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno primario di energia effettivamente conseguita dall'edificio (premio massimo previsto pari al 30%).

La procedura per il riconoscimento del premio è la seguente:

- a) il soggetto responsabile trasmette al GSE gli attestati di certificazione energetica/qualificazione energetica (ante e post intervento migliorativo);

- b) il GSE verifica la completezza della documentazione tecnica inviata dal soggetto responsabile e comunica il riconoscimento del premio;
- c) il premio decorre dall'anno solare successivo alla data di ricevimento della richiesta fino alla conclusione del periodo d'incentivazione.

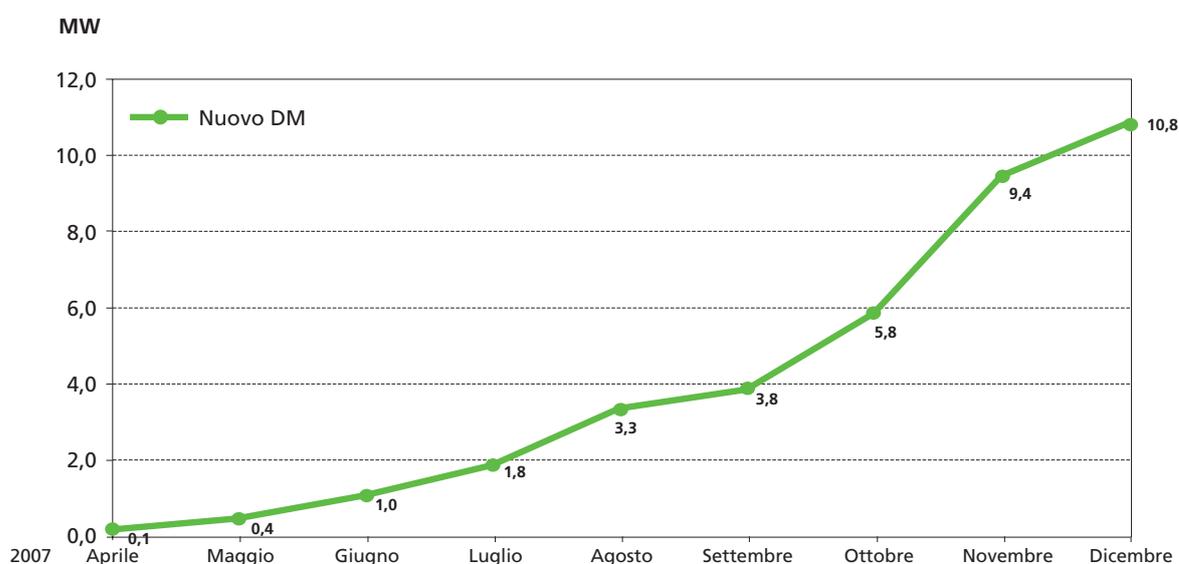
La realizzazione di nuovi interventi, che portano a una riduzione di almeno il 10% del fabbisogno energetico già ridotto, rinnovano il diritto al premio, sempre fino al limite massimo cumulato del 30% (il soggetto responsabile deve comunque ripresentare l'attestato di certificazione energetica/qualificazione energetica). Il premio compete, nella misura del 30% di maggiorazione della tariffa base, agli impianti che alimentano utenze di unità immobiliari o edifici e operano in regime di scambio sul posto, qualora tali unità immobiliari o edifici siano stati completati successivamente al 24/02/2007 e conseguano, come dimostrato da idoneo attestato di certificazione/qualificazione energetica, un indice di prestazione energetica inferiore di almeno il 50% rispetto ai valori riportati nell'allegato C, comma 1, Tabella 1, del D.Lgs 192/2005.

Anche per richiedere il premio abbinato all'uso efficiente dell'energia, il soggetto responsabile deve utilizzare l'apposito portale informativo (<https://fotovoltaico.gsel.it>).

4. I risultati del nuovo conto energia al 31 dicembre 2007

Il GSE, a partire da mese di aprile 2007, ha iniziato a ricevere e valutare le richieste di riconoscimento della tariffa incentivante ai sensi della nuova normativa. Le richieste sono progressivamente aumentate nel tempo, come illustrato in Figura 4.3, che mostra come queste aumentino in misura via via crescente con il passare dei mesi. Al 31 dicembre 2007 risultano in esercizio 2.054 impianti per una potenza installata di 11 MW.

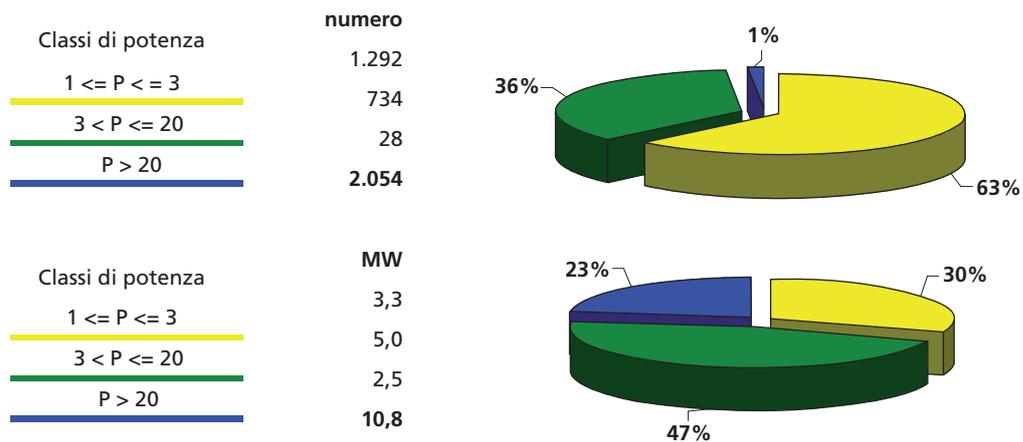
Figura 4.3 – Andamento temporale delle richieste di riconoscimento della tariffa del nuovo conto energia



La ripartizione degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2007 per classe di potenza è illustrata nella seguente Figura 4.4. Da questa risulta che gli impianti di piccola dimensione (1- 20 kW) rappresentano la

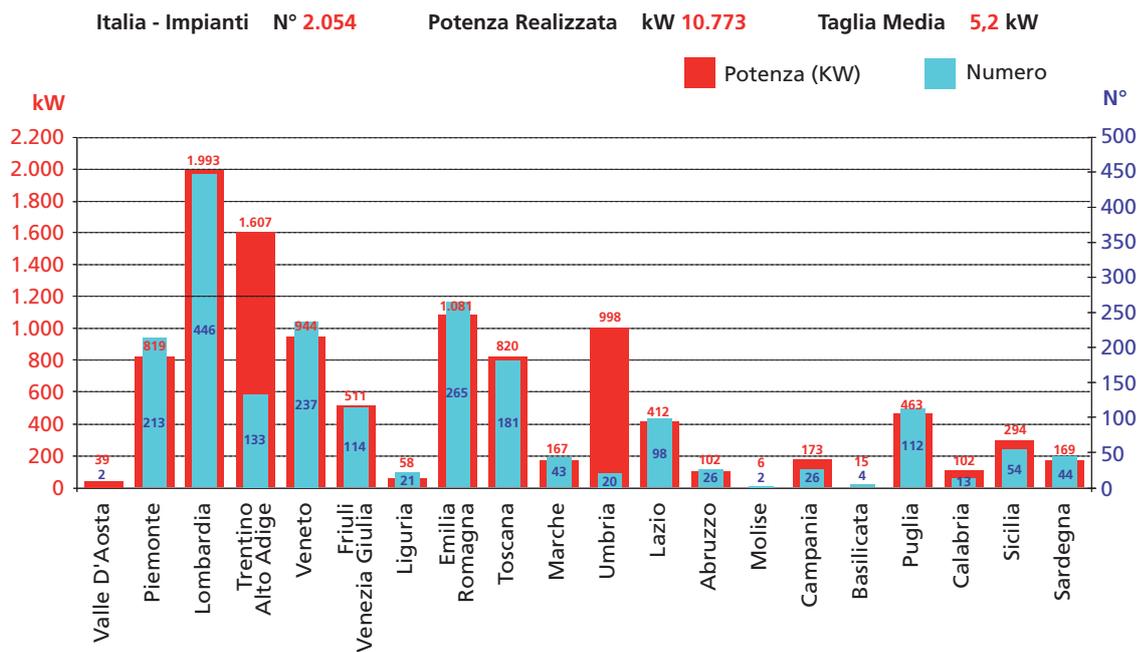
quasi totalità (99%) degli impianti realizzati. Le iniziative commerciali di media e grande taglia scontano una maggiore inerzia iniziale legata anche ad alcune incertezze del mercato della tecnologia fotovoltaica e in particolare alla possibile evoluzione dei prezzi e alle problematiche connesse alla fase di sviluppo degli impianti con riferimento alla disponibilità dell'infrastruttura di rete e al servizio di connessione, nonché alla tempistica per il rilascio dei permessi e delle autorizzazioni per la completa realizzazione dell'opera.

Figura 4.4 – Impianti incentivati con il nuovo conto energia entrati in esercizio al 31 dicembre 2007



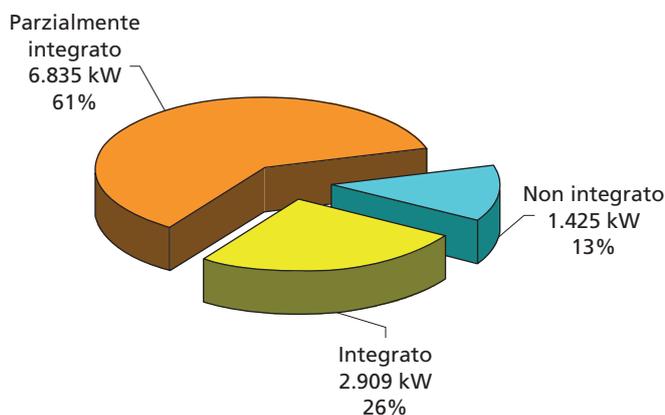
La distribuzione degli impianti sul territorio è illustrata in Figura 4.5. Il numero maggiore di realizzazioni si ha, anche in questo caso, nelle regioni settentrionali.

Figura 4.5 – Impianti incentivati con il nuovo conto energia in esercizio al 31 dicembre 2007



Rispetto al livello di integrazione architettonica negli edifici gli impianti realizzati al 31 dicembre 2007 presentano, infine, la ripartizione illustrata di seguito.

Figura 4.6 – Impianti incentivati con il nuovo conto energia al 31 dicembre 2007



La maggior parte degli impianti risulta parzialmente integrata o integrata. Il dato è chiaramente correlato all'alto numero di installazioni di impianti di piccola taglia, generalmente rivolti ad utenze residenziali e terziarie che soddisfano i propri fabbisogni energetici in edifici.

5. Gestione dei rapporti commerciali con GSE per l'erogazione del contributo

A seguito della valutazione della comunicazione di entrata in esercizio, il GSE invia al soggetto responsabile la comunicazione di avvio all'incentivazione, a cui segue la stipula della convenzione. La sottoscrizione della convenzione tra le parti è condizione necessaria per l'erogazione dell'incentivazione da parte del GSE al soggetto responsabile.

La stipula della convenzione è effettuata attraverso una procedura informatica: il soggetto responsabile, accede via web alla procedura in modo dedicato e, dopo la verifica dei dati caricati nella fase istruttoria, completa e stampa la convenzione per la firma da parte del GSE.

A questo punto si attiva il processo di inserimento e verifica delle misure nonché del calcolo degli importi da erogare nei confronti del soggetto responsabile.

Il responsabile dell'invio delle misure, soggetto responsabile o gestore di rete a secondo della tipologia e potenza dell'impianto, provvede a inviare al GSE le misure dell'energia incentivata tramite accesso dedicato alla procedura informatica del GSE. Successivamente alla ricezione delle misure, il GSE procede alla verifica della compatibilità delle stesse con i dati caratteristici dell'impianto (potenza e collocazione geografica) e procede alla convalida del bene di pagamento.

Il pagamento dell'incentivo avviene accreditando l'importo direttamente sul conto corrente bancario indicato dal soggetto responsabile con valuta dell'ultimo giorno lavorativo del mese successivo a quello di ricezio-

ne delle misure (“data di pagamento”). Nel caso in cui la data di pagamento ricada in un giorno festivo, il pagamento è disposto con valuta del giorno feriale immediatamente successivo.

5.1 Gestione commerciale degli impianti incentivati con il primo conto energia

Per gli impianti che operano in regime di scambio sul posto l’energia incentivata è l’energia prodotta e consumata dal soggetto responsabile a livello annuale (anno solare), per cui il gestore di rete, unico soggetto abilitato all’invio delle misure per questi impianti, invia al GSE la misura di energia incentivata a cadenza annuale, entro il 25 febbraio dell’anno successivo. Da parte sua il GSE provvede al pagamento con cadenza bimestrale di importi in acconto calcolati in base ad una stima di energia incentivata equivalente a un funzionamento alla piena potenza pari a 1100 ore l’anno. Non appena il gestore di rete comunica la misura annuale, il GSE, previa verifica della misura comunicata, calcola il conguaglio dei pagamenti effettuati.

Per gli impianti che operano in regime di cessione (totale o parziale) l’energia incentivata è pari all’energia prodotta misurata a valle dell’inverter. Per questi impianti le misure sono comunicate al GSE con cadenza mensile. Nei casi in cui il gestore di rete è responsabile dell’invio delle misure e ritardi nella comunicazione delle stesse, il GSE provvede al caricamento in acconto dei dati di produzione (calcolati in base alla potenza nominale dell’impianto e a dati medi statistici di insolazione per regione di installazione dello stesso) e all’erogazione del corrispondente incentivo. Non appena il gestore di rete comunica le misure mensili effettive, il GSE, previa verifica della misura comunicata, effettua il conguaglio (positivo o negativo) dei pagamenti.

Di seguito vengono presentati i dati relativi alla gestione commerciale degli impianti realizzati e convenzionati con il primo Conto Energia, distinti in base all’anno di entrata in esercizio e alla regione di appartenenza.

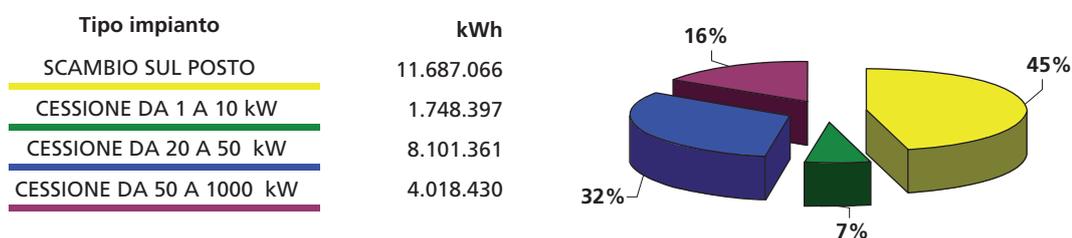
Gli impianti realizzati nell’ambito del primo conto energia, che hanno attivato la convenzione e che percepiscono il contributo tariffario ammontano, al 31 dicembre 2007, a circa 26 MW di potenza (53% del totale impianti entrati in esercizio).

Tabella 4.4 – Energia e corrispettivi riconosciuti agli impianti primo conto energia al 31 dicembre 2007

Tipo Impianto	kWh	%	€	%
Scambio sul posto	11.687.066	45,7%	5.344.586,42	44,5%
Cessione da 1 a 20 kW	1.748.397	6,8%	834.542,28	7,0%
Cessione da 20 a 50 kW	8.101.361	31,7%	3.861.101,88	32,2%
Cessione da 50 a 1000 kW	4.018.430	15,7%	1.964.087,41	16,4%
Totale	25.555.254	100%	12.004.317,99	100%

La distribuzione degli impianti a cui è già erogata la tariffa per classe di potenza mostra la relazione tra ammontare del contributo e produzione dell’impianto. Infatti, gli impianti di maggiore taglia, pur essendo pochissimi in termini di realizzazioni (9%), assorbono il 48% dei contributi.

Figura 4.7 – Impianti che percepiscono corrispettivo primo conto energia al 31 dicembre 2007



Il GSE, al 31 dicembre 2007, ha quindi corrisposto le tariffe a circa 25,5 GWh di energia elettrica prodotta per un ammontare totale di contributi erogati pari a circa 12 milioni di Euro.

5.2 Gestione commerciale degli impianti incentivati con il nuovo conto energia

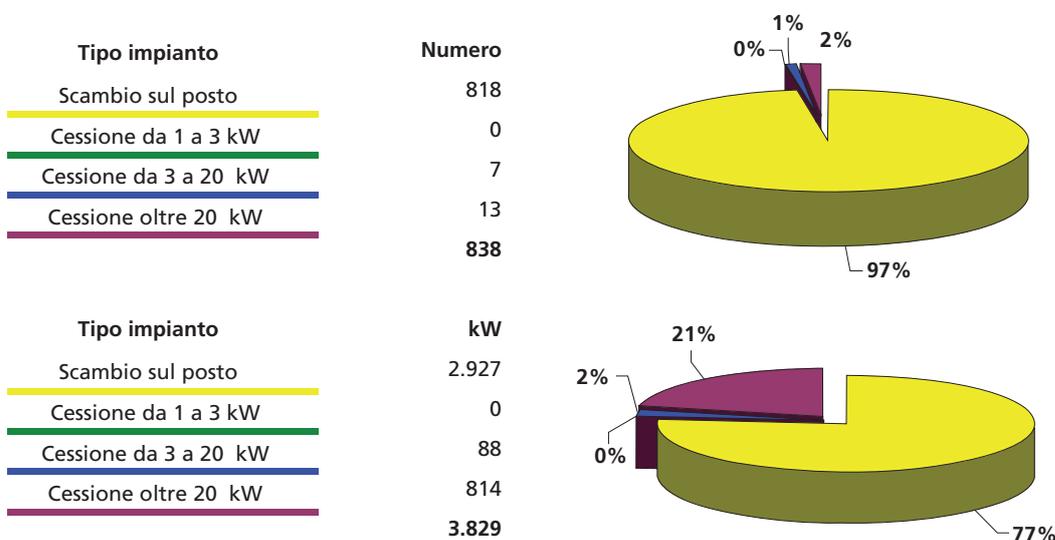
Per tutti gli impianti incentivati con il nuovo Conto Energia, l'energia incentivata è pari all'energia prodotta. Per tutti gli impianti le misure devono essere comunicate al GSE con cadenza mensile. Nel caso in cui il gestore di rete, responsabile dell'invio delle misure per impianti con $P \leq 20$ kW sempre o con $P > 20$ kW ove lo richieda il soggetto responsabile, ritardi nella comunicazione delle stesse, il GSE provvede al caricamento in acconto dei dati di produzione (calcolati in base alla potenza nominale dell'impianto e a dati medi statistici di insolazione per regione di installazione dello stesso) oltre a erogare il corrispondente incentivo. Quando il gestore di rete comunica le misure mensili effettive, il GSE, previa verifica della misura comunicata, effettua il conguaglio (positivo o negativo) dei pagamenti.

Al 31 dicembre 2007 risultano attive 838 convenzioni relative ad impianti a cui è erogata la tariffa del nuovo conto energia per un totale di 3,8 MW di potenza (36% del totale impianti entrati in esercizio). La produzione complessivamente ritirata a tariffa definita dal decreto è pari a 1.271 MWh per un ammontare di contributi complessivamente erogati di circa mezzo milione di Euro. Di seguito sono riportati i livelli di produzione e l'ammontare dei contributi erogati ai diversi impianti suddivisi per classe di potenza.

Tabella 4.5 – Energia e corrispettivi riconosciuti agli impianti nuovo conto energia al 31 dicembre 2007

Tipo Impianto	kWh	%	€	%
Scambio sul posto	977.417	76,9%	423.340,76	78,3%
Cessione da 1 a 3 kW	-	0,0%	-	0,0%
Cessione da 3 a 20 kW	32.890	2,6%	14.291,72	2,6%
Cessione oltre 20 kW	260.968	20,5%	103.267,72	19,1%
Totale	1.271.275	100%	540.900,20	100%

Figura 4.8 – Impianti che percepiscono corrispettivo nuovo conto energia al 31 dicembre 2007



Il pagamento dell'incentivo viene effettuato con cadenza mensile o bimestrale, tenuto conto del tipo di impianto, dell'energia elettrica generata e della tariffa incentivante riconosciuta a ciascuna tipologia.

Nell'ambito delle azioni tese a rendere più fruibile e tempestivo il servizio svolto a favore di coloro che hanno avviato un impianto fotovoltaico e tenendo presenti le istanze da più parti manifestate, il GSE ha avviato una nuova modalità per comunicare l'avvenuto pagamento delle tariffe incentivanti.

In particolare, il sistema informativo di cui il GSE è dotato consente, ad ogni soggetto responsabile beneficiario degli incentivi, di ricevere l'avviso di pagamento direttamente sulla propria casella di posta elettronica. Tale servizio permette di comunicare tempestivamente ed in modo economicamente efficiente con tutte le controparti.

Altresì, per facilitare il finanziamento degli impianti fotovoltaici afferenti sia al primo che al nuovo conto energia, il GSE consente al soggetto responsabile di cedere ad un istituto finanziatore i crediti derivanti dall'ammissione alle tariffe incentivanti.

Al riguardo il GSE ha proposto al mercato finanziario la sottoscrizione di un accordo quadro utile a semplificare le procedure di notifica degli atti di cessione del credito.

Il mercato finanziario, considerata l'importanza strategica del settore, ha apprezzato notevolmente l'iniziativa, firmando accordi o mostrandosi interessato in futuro ad accordi con GSE.

6. Altre attività svolte dal GSE nell'ambito della promozione del solare fotovoltaico

Il GSE, oltre alla gestione delle attività per l'erogazione dei contributi svolge una serie di altre attività sia di natura tecnica (quale la verifica degli impianti) sia di natura istituzionale (quali le campagne di formazione e di diffusione dell'informazione per la promozione del solare fotovoltaico).

Alla fine del 2006 è partita l'attività di accertamento sugli impianti, espressamente prevista dai decreti ministeriali, al fine di verificare, tramite ricognizione sul posto e riscontri di tipo documentale, l'effettiva esistenza dei requisiti per la concessione delle tariffe incentivanti. L'obiettivo è di effettuare, in un primo periodo, sopralluoghi sul 4 – 5 % degli impianti installati.

Al 31 dicembre 2007, tra primo e nuovo conto energia, sono entrati in esercizio oltre 6.000 impianti, mentre le verifiche effettuate sono state circa 240 (4% degli impianti in esercizio), secondo la distribuzione territoriale rappresentata nella seguente tabella.

Tabella 4.6 - Numero di verifiche al 31 dicembre 2007

REGIONE	CLASSE 1 : 1 kW ≤ P ≤ 20 kW	CLASSE 2 : 20 kW < P ≤ 50 kW	CLASSE 3 : P > 50 kW	TOTALE REGIONE
VALLE D'AOSTA	0	0	0	0
PIEMONTE	13	5	0	18
LOMBARDIA	51	9	1	61
TRENTINO ALTO ADIGE	9	0	0	9
VENETO	17	1	0	18
FRIULI VENEZIA GIULIA	14	0	1	15
LIGURIA	0	0	0	0
EMILIA ROMAGNA	29	4	3	36
TOSCANA	17	2	0	19
MARCHE	9	0	0	9
UMBRIA	0	2	1	3
LAZIO	2	1	0	3
ABRUZZO	1	0	0	1
MOLISE	0	0	0	0
CAMPANIA	7	0	0	7
BASILICATA	1	1	0	2
PUGLIA	20	1	1	22
CALABRIA	0	0	3	3
SICILIA	19	1	0	20
SARDEGNA	0	0	0	0
TOTALE ITALIA	209	27	10	246

Il criterio per l'individuazione degli impianti da ispezionare è basato su estrazione casuale o su specifiche segnalazioni. Nei fatti, la maggioranza dei sopralluoghi è stata effettuata nelle regioni del Nord Italia, dove al momento è concentrata la maggioranza degli impianti entrati in esercizio.

La maggior parte dei sopralluoghi ha avuto esito positivo. In alcuni casi, dove sono state riscontrate carenze documentali o difformità impiantistiche di non rilevante entità, il GSE ha richiesto le integrazioni necessarie, riservandosi di effettuare successivi controlli.

Il DM del 19/02/07 prevede che l'ENEA effettui un'attività di monitoraggio tecnologico al fine di individuare

le prestazioni delle tecnologie impiegate per la realizzazione degli impianti fotovoltaici realizzati nell'ambito del conto energia. Per lo svolgimento di queste attività, l'ENEA utilizzerà anche i dati tecnici ed economici disponibili sul sistema informativo del GSE.

Lo stesso decreto stabilisce che il GSE e l'ENEA organizzino un sistema di rilevazione dei dati tecnologici e di funzionamento su un campione significativo di impianti, di diversa tecnologia e applicazione, i cui soggetti responsabili sono soggetti pubblici.

Il rapporto di collaborazione tra GSE ed ENEA è regolato da una convenzione diventata operativa a fine 2007. Si prevede di individuare e monitorare 5 impianti nel corso del 2008.

Il GSE è impegnato in attività di divulgazione dei meccanismi e delle regole di accesso all'incentivazione, che hanno portato alla redazione di due guide.

La prima, dal titolo "Il nuovo conto energia", si propone di rappresentare un agevole e completo strumento di consultazione per tutti coloro che intendono realizzare un impianto fotovoltaico e richiedere i relativi incentivi. Il documento è stato elaborato in collaborazione con gli uffici tecnici dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, in particolare per quanto riguarda le indicazioni relative alla vendita dell'energia, alla connessione degli impianti alla rete elettrica e alla misura dell'energia prodotta.

La seconda, dal titolo "Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico" ha la finalità di agevolare l'interpretazione di quanto previsto del decreto ministeriale in merito al riconoscimento dell'incremento di tariffa concesso agli impianti integrati negli edifici o strutture. Il documento, attraverso l'utilizzo di immagini e definizioni, individua i requisiti minimi, funzionali ed architettonici, che una soluzione impiantistica deve possedere per l'attribuzione di ciascuna specifica tipologia d'intervento.

Il DM del 19/02/07 richiede, inoltre, al GSE di svolgere attività di informazione e divulgazione soprattutto nei confronti di soggetti pubblici. Al riguardo, il GSE ha intrapreso contatti con diverse Amministrazioni pubbliche allo scopo di offrire un supporto tecnico per facilitare la conoscenza delle procedure per accedere alle tariffe incentivanti. Tali contatti dovrebbero, quanto prima, concretizzarsi attraverso la stipula di specifici protocolli d'intesa.

Infine, il personale GSE è costantemente impegnato in incontri con operatori per fornire chiarimenti su aspetti tecnici, commerciali e amministrativi relativi al conto energia, partecipa attivamente a convegni e seminari e svolge attività di formazione in corsi specialistici sulla tecnologia e sull'incentivazione del fotovoltaico.

Per far fronte al consistente aumento della richiesta di informazioni, il GSE ha potenziato la capacità di risposta incrementando sia il numero degli operatori addetti al Contact Center sia la loro professionalità tramite ricorrenti e mirati interventi di formazione.

Il contact center fotovoltaico, in considerazione delle singolari caratteristiche della tecnologia fotovoltaica e della numerosità dei potenziali soggetti interessati all'accesso alle tariffe incentivanti, era stato attivato dopo la pubblicazione del DM 6 febbraio 2006 che aveva stabilito, per il soggetto attuatore, il compito di promuovere azioni e campagne informative finalizzate a favorire la corretta conoscenza del meccanismo di

incentivazione del solare fotovoltaico e le relative modalità d'accesso alle tariffe incentivanti.

L'interesse che gli operatori hanno manifestato per il servizio è cresciuto nel tempo anche in proporzione alla crescente rapidità di evasione delle pratiche sottoposte ed alla qualità del servizio fornito.

I volumi, registrati sui diversi canali informativi del contact center, sono correlabili sia al numero crescente dei soggetti che nel tempo hanno inoltrato la domanda e sono stati ammessi al primo conto energia, sia alla complessità determinata dall'introduzione degli innovativi contenuti nel nuovo conto energia.

Il trend registrato negli ultimi mesi su tutti i canali utilizzati, con incrementi superiori al 100% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, consente di presupporre che i suddetti valori possano ulteriormente aumentare nel prossimo futuro.

Per questo motivo il GSE ha allo studio lo sviluppo di più adeguati strumenti organizzativi e tecnologici per rendere più efficace la capacità di presidio del sistema informativo e quindi migliorare la qualità del servizio reso al pubblico. Questo ambizioso obiettivo, che certamente consentirà di ottemperare al meglio agli obblighi di legge, è ritenuto pienamente coerente con la missione e la vocazione aziendale maturata dal GSE.

7. Riepilogo risultati dei due conti energia

A distanza di due anni dalla partenza del conto energia per la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici, il quadro normativo in rapida e sostanziale modifica ha prodotto una discontinuità temporale che non permette un giudizio omogeneo sull'intero periodo.

Se si fa riferimento al "numero chiuso" degli impianti ammessi all'incentivazione nell'ambito del primo conto energia, i dati mettono in evidenza i seguenti aspetti:

- al 31 dicembre 2007 risulta installata solo una ridotta frazione degli impianti ammessi all'incentivazione;
- una parte delle iniziative è con alta probabilità destinata a cadere. Si stima che potrebbero essere effettivamente installati impianti per una potenza totale di circa 200-250 MW rispetto ai 387 MW ammessi all'incentivazione;
- i tempi di entrata in esercizio degli impianti, che in base alle scadenze previste dal DM del 28/07/05 avrebbero dovuto essere installati entro l'estate del 2008, potrebbero estendersi, per effetto delle proroghe, ai primi mesi del 2009.

Per quanto riguarda il nuovo conto energia, è estremamente difficile fare delle previsioni sulla potenza che sarà installata nel breve e medio termine, poiché il GSE viene a conoscenza degli impianti solo dopo che essi sono entrati in esercizio. Sulla base delle domande pervenute nei primi mesi di operatività è possibile affermare che:

- il tasso di crescita delle domande mensili aumenta più che proporzionalmente;
- in questa fase sono prevalentemente realizzati impianti di piccola taglia; le iniziative commerciali e soprattutto le grandi centrali multimegawatt necessitano di tempi lunghi di sviluppo e pertanto faranno sentire il loro peso, soprattutto in termini di potenza installata, solo a partire dal 2008.

In conclusione, la potenza fotovoltaica cumulativamente installata in Italia con entrambi i conti energia rag-

giunge al 31 dicembre 2007 i 64 MW. La successiva tabella riporta i dati della ripartizione degli impianti per classe di potenza nelle regioni italiane.

Tabella 4.7 – Totale impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2007

REGIONE	CLASSE 1: 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2: 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3: P > 20 kW		TOTALE	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
VALLE D'AOSTA	0	0,0	2	39,2	1	46,0	3	85,2
PIEMONTE	251	618,6	188	1.679,8	38	2.271,6	477	4.570,1
LOMBARDIA	584	1.435,4	484	3.629,5	50	2.317,9	1.118	7.382,8
TRENTINO ALTO ADIGE	101	249,1	190	1.574,3	59	5.793,1	350	7.616,5
VENETO	324	822,2	318	2.417,0	23	947,7	665	4.186,9
FRIULI VENEZIA GIULIA	135	346,4	192	1.197,7	4	656,6	331	2.200,8
LIGURIA	76	172,2	39	330,5	2	99,2	117	601,9
EMILIA ROMAGNA	416	1.035,9	315	2.427,0	58	2.825,7	789	6.288,6
TOSCANA	218	532,9	200	1.890,7	15	994,4	433	3.418,0
MARCHE	125	286,0	143	1.206,8	11	490,9	279	1.983,8
UMBRIA	46	112,0	114	1.080,2	46	3.317,1	206	4.509,3
LAZIO	176	435,0	184	1.519,8	18	801,1	378	2.755,9
ABRUZZO	36	85,2	44	429,8	9	635,2	89	1.150,2
MOLISE	7	17,8	7	71,4	0	0,0	14	89,3
CAMPANIA	40	101,7	71	780,8	12	551,7	123	1.434,3
BASILICATA	4	10,4	48	469,0	4	192,3	56	671,7
PUGLIA	192	451,2	212	1.635,2	29	3.421,7	433	5.508,0
CALABRIA	22	58,6	57	507,2	8	2.693,3	87	3.259,1
SICILIA	148	371,9	129	1.049,0	6	1.555,9	283	2.976,8
SARDEGNA	71	164,2	60	504,4	2	1.994,2	133	2.662,7
Totale ITALIA	2.972	7.306,9	2.997	24.439,4	395	31.605,5	6.364	63.351,9

Di seguito vengono, infine, riportati i dati relativi agli impianti complessivamente entrati in esercizio e che godono del regime di scambio sul posto.

Tabella 4.8 – Impianti che godono del regime di scambio sul posto al 31 dicembre 2007

REGIONE	CLASSE 1: 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2: 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3: P > 20 kW		TOTALE	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
VALLE D'AOSTA	0	0,0	2	39,2	0	0,0	2	39,2
PIEMONTE	252	621,6	169	1.363,7	0	0,0	421	1.985,3
LOMBARDIA	579	1.422,8	461	3.338,0	0	0,0	1.040	4.760,9
TRENTINO ALTO ADIGE	100	246,1	165	1.255,5	0	0,0	265	1.501,6
VENETO	322	816,5	294	2.059,7	0	0,0	616	2.876,2
FRIULI VENEZIA GIULIA	135	347,3	186	1.108,2	0	0,0	321	1.455,5
LIGURIA	76	172,2	31	239,2	0	0,0	107	411,3
EMILIA ROMAGNA	415	1.033,7	291	2.087,2	0	0,0	706	3.120,9
TOSCANA	216	527,1	187	1.702,8	0	0,0	403	2.230,0
MARCHE	127	290,6	124	950,2	0	0,0	251	1.240,8
UMBRIA	45	109,9	93	836,0	0	0,0	138	945,9
LAZIO	170	419,3	157	1.135,8	0	0,0	327	1.555,0
ABRUZZO	36	85,2	33	274,2	0	0,0	69	359,4
MOLISE	7	17,8	6	62,5	0	0,0	13	80,4
CAMPANIA	35	88,5	55	573,0	0	0,0	90	661,5
BASILICATA	4	10,4	41	382,6	0	0,0	45	393,0
PUGLIA	191	448,8	177	1.293,8	0	0,0	368	1.742,6
CALABRIA	19	49,8	39	308,9	0	0,0	58	358,7
SICILIA	142	359,4	119	911,6	0	0,0	261	1.270,9
SARDEGNA	73	170,1	54	430,6	0	0,0	127	600,7
Totale ITALIA	2.944	7.237,3	2.684	20.352,5	0	0,0	5.628	27.589,8

IL MECCANISMO DEI CERTIFICATI VERDI E LE ATTIVITA' DEL GSE

1. Le principali novità introdotte dal legislatore alla qualifica degli impianti

Il D.Lgs. 79/99 di liberalizzazione del settore elettrico ha introdotto il meccanismo dei certificati verdi per la promozione delle fonti rinnovabili. 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. La quota percentuale è calcolata sulla base della produzione e delle importazioni da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtate dell'elettricità prodotta in cogenerazione, dei servizi ausiliari di centrale e delle esportazioni, con una franchigia di 100 GWh per ciascun operatore. Tale quota, inizialmente fissata pari al 2%, è stata elevata prima dal D.Lgs. 387/03 che ha stabilito un progressivo incremento annuale di 0,35 punti percentuali nel triennio 2004-2006 e successivamente dalla legge 244/07 che ha previsto un incremento annuo dello 0,75% per il periodo 2007-2012.

Produttori e importatori possono adempiere all'obbligo immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili nella propria titolarità oppure acquistando da altri produttori titoli comprovanti la produzione dell'equivalente quota. Il titolo che attesta la quantità annua di produzione da fonte rinnovabile, chiamato Certificato Verde (da ora in poi anche CV), è vendibile separatamente rispetto all'energia elettrica prodotta. In particolare il CV spetta all'elettricità prodotta dagli impianti alimentati dalle fonti energetiche definite all'art. 2, comma 1, let. a) (fonti rinnovabili) del D.Lgs. 387/03 entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999. Ai fini del riconoscimento del titolo sottostante alla produzione dell'impianto quest'ultimo deve ottenere, previa domanda del titolare dell'impianto, la qualificazione c.d. IAFR dal GSE.

Dall'obbligo di immissione dei soggetti obbligati e dal diritto di vendita dei titolari di CV comprovanti la produzione da impianti qualificati (da ora in poi IAFR) deriva la nascita di un nuovo mercato per lo scambio dei certificati.

Nell'ultimo anno sono state introdotte alcune novità riguardanti le fonti di alimentazione degli impianti qualificabili IAFR ai fini del riconoscimento del CV alla loro produzione. Le novità hanno riguardato, in particolare, le fonti non ricomprese nella definizione di fonti rinnovabili dell'art. 2 del D.Lgs. 387/03 ma inserite nel quadro normativo italiano e cioè i rifiuti non biodegradabili e la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento.

L'art. 1 della Legge 27 dicembre 2006, n. 296 (Finanziaria 2007), ai commi da 1117 a 1120, introduce alcune novità in merito al riconoscimento dei CV alla produzione di energia da fonte rinnovabile.

In particolare la legge 296/06 ha modificato le precedenti disposizioni escludendo tutti i rifiuti non biodegradabili dal beneficio degli incentivi riservati alle fonti rinnovabili (abrogazione dell'art. 17 commi 1 e 3 del D.lgs 387/03). Il comma 1117 ha stabilito, infatti, che a partire dal 1° gennaio 2007 "i finanziamenti e gli incentivi pubblici di competenza statale finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica sono concedibili esclusivamente per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, così come definite dall'articolo 2 della direttiva 2001/77/CE [...]. Sono fatti salvi i finanziamenti e gli incentivi concessi, ai sensi della previgente normativa, ai soli impianti già autorizzati e di cui sia stata avviata concretamente la realizzazione anteriormente all'entrata in vigore della presente legge".

Per quanto riguarda i rifiuti dunque, a seguito dell'entrata in vigore della L. 296/06, fatti salvi i diritti acquisiti, possono godere dei certificati verdi solo quelli totalmente biodegradabili, che in quanto tali, indipendentemente dalla loro corretta classificazione secondo la disciplina dei rifiuti (parte quarta del D.Lgs 152/2006), dal punto di vista della Direttiva 2001/77/CE sono da includere tra le biomasse. Al riguardo, trattandosi di ambiti di applicazione differenti, occorre tenere presente che il termine "biomassa" ha un'estensione diversa a seconda che lo si usi dal punto di vista delle fonti rinnovabili incentivabili con i CV, ovvero dal punto di vista della disciplina sui combustibili (parte quinta del D.Lgs 152/2006).

I rifiuti che siano solo parzialmente biodegradabili possono godere dei certificati verdi solo limitatamente alla quota di energia elettrica prodotta dalla frazione biodegradabile. Nella procedura di qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili predisposta dal GSE ai sensi dell'art. 11 del D.M. 24/10/2005 ("Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79") e approvata con decreto del MSE il 21 dicembre 2007 (pubblicato nel Supplemento Ordinario n. 17 della G.U. n. 16 del 19 gennaio 2008), è indicato un metodo per la determinazione della quantità di energia prodotta imputabile alla frazione biodegradabile dei rifiuti. Tale metodo si basa su norme elaborate dal Comitato Europeo di Normazione su un mandato della Commissione Europea che prevedeva espressamente la predisposizione di standard anche per la "determinazione della frazione biodegradabile come definita nella Direttiva 2001/77/CE".

L'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239 ha disposto che "hanno diritto alla emissione dei certificati verdi previsti dall'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni, l'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno ovvero con celle a combustibile (H2) nonché l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento (CHP)". Il D.Lgs 152, all'art 267, comma 4, permette di utilizzare i CV emessi a tali impianti solo dopo l'annullamento per l'obbligo di tutti i CV maturati dai produttori da impianti di energia elettrica da fonte rinnovabile.

La finanziaria 2007 (legge 296/06), all'art. 1, comma 1120, dispone l'abrogazione dell'art. 1 comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239 e pertanto abroga i CV da idrogeno e da cogenerazione da teleriscaldamento. Il D.Lgs. 20/07, all'art. 14, comma 1, fa salvi i diritti acquisiti dagli impianti di CHP e H2 alle seguenti condizioni:

- che siano entrati in esercizio tra il 23 agosto 2004 ed il 31 dicembre 2006;
- che siano autorizzati prima del 31 dicembre 2006 e che entrino in esercizio prima del 31 dicembre 2008;
- che entrino in esercizio prima del 31 dicembre 2008, purchè i lavori siano concretamente iniziati prima del 31 dicembre 2006.

Il comma 3 del medesimo articolo, stabilisce che i CV da impianti CHP possono essere utilizzati da ciascun soggetto sottoposto all'obbligo, per coprire al massimo il 20% dell'obbligo di propria competenza.

Lo sviluppo della normativa porta pertanto alla istituzione di tre tipi diversi di certificato verde per i quali nel prossimo futuro saranno previste tre sedi separate di contrattazione in borsa:

- CV da impianti alimentati da fonte rinnovabile;
- CV da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento;
- CV da impianti che utilizzano idrogeno o celle a combustibile.

Coerentemente all'intenzione del legislatore di abolire dal 2007 in avanti gli incentivi alle fonti assimilate, fatti salvi i diritti acquisiti, discendono le previsioni di limitare il diritto ai CV ai soli impianti entrati in esercizio entro una certa data ex commi 1118 e 1120 della legge 296/06.

Il decreto del MSE del 21 dicembre 2007 (SO n. 17 della G.U. n. 16 del 19 gennaio 2008) specifica le condizioni per l'esercizio del diritto ai CV per tali tipologie di impianti. In particolare il decreto stabilisce che i CV rilasciati alle c.d. "altre produzioni" (definite all'art. 1, comma 71, della legge 239/04) realizzate nel periodo intercorrente tra il 28 settembre 2004 (data di entrata in vigore della legge 239/04) e il 31 dicembre 2007 (deroga di un anno rispetto al termine previsto dalla legge 296/06) possano essere utilizzati per ottemperare l'obbligo di quota rinnovabile ex art. 11 del D.lgs. 79/99 relativo anche agli anni 2008 e 2009.

Lo stesso decreto, infine, approva le procedure tecniche di qualificazione di tali impianti e di emissione dei CV corrispondenti alla produzione di energia elettrica o termica riconosciuta. Il legislatore ha inteso con tale norma:

- confermare il principio di erogare contributi alle sole fonti rinnovabili di cui all'art. 2 del D.Lgs. 387/03 e quindi di limitare il riconoscimento dei CV ai soli impianti già realizzati;
- riconoscere alle altre produzioni la possibilità di utilizzare i CV a copertura dell'obbligo anche negli anni 2008 e 2009, dato il congelamento dei CV corrispondenti alla produzione negli anni 2004-2007 (dovuto all'assenza delle procedure tecniche di qualificazione e calcolo dei CV, nonché al vincolo di utilizzo di tali titoli per ottemperare l'obbligo solo previo annullamento di tutti i CV rilasciati alle fonti rinnovabili);
- definire le condizioni tecniche di qualificazione ed emissione dei CV corrispondenti per sbloccare la situazione relativa alla produzione di tali impianti.

Con riferimento agli impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento, il decreto fornisce ulteriori chiarimenti, alla luce di quanto previsto all'art. 14 del D.lgs. 8 febbraio 2007, n. 20 (adozione della direttiva 2004/8/CE di promozione della cogenerazione). In particolare l'art. 3 del decreto 29 dicembre 2007 prevede che possano esse-

re utilizzati per ottemperare l'obbligo anche i CV rilasciati agli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento in possesso di almeno uno dei seguenti requisiti ex art. 14 del D.Lgs 20/07:

- siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della L. 23/08/2004 n. 239 e il 31/12/2006;
- siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della L. 23/08/2004 n. 239 e prima del 31/12/2006 ed entrino in esercizio entro il 31/12/2008;
- entrino in esercizio entro il 31/12/2008, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima del 31/12/2006.

In sostanza, rispetto a quanto già previsto all'art. 1, comma 1117 della Legge 296/06, per tali impianti si ha un'estensione del limite di entrata in esercizio al 31 dicembre 2008 condizionatamente all'avvio dei lavori precedente al 2007. Inoltre, il diritto ai CV agli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento di potenza superiore a 10 MW è subordinato all'ottenimento, entro due anni dall'entrata in esercizio (per quelli entrati in esercizio prima dell'entrata in vigore del decreto sulla cogenerazione, entro il 7 marzo 2009) della registrazione del sito secondo regolamento EMAS.

2. Le principali novità introdotte dal legislatore al meccanismo dei CV

I CV spettano all'elettricità prodotta dagli IAFR per un periodo che inizialmente era fissato in otto anni e che poi il D.Lgs. 152/06 ha elevato a dodici anni (con l'eccezione delle altre produzioni che, come visto, ottengono CV per un periodo di otto anni). I certificati verdi vengono emessi dal GSE su richiesta, previa qualificazione dell'impianto, cioè previo riconoscimento all'impianto del possesso dei requisiti stabiliti dalla normativa. La taglia dei certificati verdi, inizialmente fissata pari a 100 MWh, è stata ridotta prima a 50 MWh dalla Legge n. 239/04 e in un secondo tempo a 1 MWh dalla Legge n. 244 del 24 dicembre 2007 (Finanziaria 2008).

Oltre alla riduzione del valore unitario del CV, la legge 244/07 introduce numerosità novità relative al funzionamento e alla regolazione del meccanismo dei CV. Le novità possono essere distinte in due gruppi, classificabili in base all'incidenza della norma su:

- impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2008 (impianti nuovi);
- impianti IAFR entrati in esercizio dal 1° aprile 1999 al 31 dicembre 2007 (impianti esistenti).

Con riferimento agli impianti nuovi, le novità normative prevedono:

- la modifica della struttura di calcolo dei CV rilasciati alla produzione di impianti IAFR entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento e per impianti rinnovabili in co-combustione. In quest'ultimo caso è previsto un decreto del MSE sulle modalità di calcolo della quota rinnovabile (art. 2, comma 143, legge 244/07) e il diritto al rilascio di CV per un periodo di 15 anni (art. 2, comma 144);
- taglia unitaria del CV pari a 1 MWh (art. 2, comma 147);
- rilascio del CV per la produzione di energia elettrica da IAFR entrati in esercizio dal 1° gennaio 2008 incentivo differenziato per fonte in base a coefficienti riferiti alle diverse tipologie (art. 2, comma 147)

-
- e Tabella 2 allegata alla legge 244/07), come evidenziato nel Capitolo 2;
- non cumulabilità degli incentivi derivanti dal meccanismo dei CV con altri strumenti economici di sostegno pubblico di qualsiasi origine e tipologia (art. 2, comma 152). Limite che si applica agli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2008.

Per quanto riguarda gli impianti IAFR già esistenti, le novità riguardano:

- conferma del diritto al rilascio di CV per la produzione di energia elettrica da tutti gli IAFR per un periodo di 12 anni (art. 2, comma 144), con eccezione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento per cui il periodo resta fermo a 8 anni come già stabilito dalle precedenti norme (art. 2, comma 157);
- estensione della taglia unitaria del CV a 1 MW (art. 2, comma 155).

La Legge 244/07, infine, introduce ulteriori integrazioni al quadro regolamentare generale. In particolare:

- fissa le nuove quote di obbligo per il periodo 2007-2012 prevedendo un tasso annuo di crescita dello 0,75% (art. 2, comma 146)
- modifica il meccanismo di calcolo del prezzo di riferimento da parte del GSE a partire dal 2008 (art. 2, comma 149) secondo i criteri illustrati nel paragrafo 5;
- prevede il ritiro dei CV in scadenza nell'anno e ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere l'obbligo della quota minima ex art. 11 del D.Lgs. 79/99 (fino al raggiungimento della quota del 25% del consumo interno di energia elettrica coperto con fonti rinnovabili) e definisce il criterio di determinazione del prezzo di acquisto di tali eccedenze (art. 2, comma 149) così come meglio illustrato nel paragrafo 5.

3. Le attività di qualificazione degli impianti IAFR e IRGO

Il GSE rilascia qualificazione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili (c.d. IAFR) sulla base di specifiche procedure (consultabili sul sito www.gsel.it e aggiornate ex decreto ministeriale 21 dicembre 2007). Tale qualificazione, rilasciata agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° aprile 1999, è propedeutica all'ottenimento dei CV. La successiva tabella riassume la classificazione degli impianti IAFR in base alla fonte di alimentazione.

Tabella 5.1 – Impianti alimentati da fonti rinnovabili secondo fonte

Tipologia impianto	Sub-tipologia impianto	Fonte
Idroelettrico	- Acqua Fluente - A Serbatoio - A Bacino - Acquedotto	Idraulica
Marino		Maremotrice Moto ondoso
Eolico	- On – Shore - Off – Shore	Eolica
Solare	- Fotovoltaico - Fototermoelettrico	Solare
Geotermoelettrico		Geotermica
Termoelettrico	- A vapore - A combustione interna - A ciclo combinato - A gas - Altro	Biomasse Biogas
Ibrido	- Co-combustione - Altro	Fonte Rinnovabile + Fonte Convenzionale

Come già detto nel paragrafo 1, le fonti rinnovabili sono quelle definite dall'art. 2 della direttiva 2001/77/CE, così come recepita nell'ordinamento italiano all'art. 2 del D.Lgs 387/03 e cioè la fonte "eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani".

Biomasse e biogas includono molteplici sottofonti. La suddivisione utilizzata dal GSE ai fini della classificazione IAFR in sede di qualificazione degli impianti è la seguente:

- le biomasse sono suddivise in: biomasse combustibili (biomassa legnosa, biomassa erbacea, etc.), biocombustibili liquidi (oli vegetali, biodiesel, etc.), biomasse da rifiuti completamente biodegradabili (oli esausti, grassi e farine animali, etc.), biomasse da rifiuti parzialmente biodegradabili (RSU, RSAU, CDR, etc.);
- i biogas sono suddivisi in: gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione, altri biogas (otte-

nuti per fermentazione anaerobica di deiezioni animali, rifiuti organici agro-industriali, materiale vegetale, etc.).

Infine, sono inclusi tra gli impianti ammessi al rilascio dei certificati verdi anche quelli ibridi, ossia quelli definiti dall'art. 2 del D.Lgs 387/03 come "centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili".

Il GSE, oltre alla qualifica degli impianti e all'emissione dei CV per la produzione corrispondente rilascia anche la garanzia di origine agli operatori che ne fanno richiesta (c.d. qualifica IRGO).

Infatti, l'art. 11 del D.Lgs. 387/03, in attuazione dell'articolo 5 della direttiva 2001/77/CE, individua il GSE quale soggetto designato al rilascio della "garanzia di origine di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili" cui ha diritto, su richiesta del produttore, l'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e la produzione imputabile da impianti misti (non vi hanno invece diritto, ai sensi dell'articolo 17, i rifiuti).

Nella garanzia di origine sono indicati: ubicazione dell'impianto; fonte rinnovabile; tecnologia utilizzata; potenza nominale dell'impianto; produzione netta di energia ovvero, per le centrali ibride, produzione imputabile. Su richiesta del produttore viene indicato l'avvenuto ottenimento di CV o di altri titoli.

Il rilascio di GO, CV e altri titoli da parte del GSE è subordinata alla verifica di attendibilità dei dati forniti e alla conformità con i decreti legislativi 79/99 e 387/03.

L'operatore può richiedere la GO relativa all'elettricità prodotta annualmente da impianti in esercizio alimentati da fonti rinnovabili. Le fonti e le tipologie di impianti abilitati al rilascio della GO sono le stesse definite per la qualificazione degli impianti IAFR (ad esclusione dei rifiuti di cui all'art. 17 del D.lgs. 387/03, anche per gli impianti entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2008), sebbene venga rilasciata anche alla produzione degli impianti entrati in esercizio prima del 1° aprile 1999.

Le attività del GSE funzionali al rilascio della GO sono:

- identificazione dell'impianto alimentato da fonti rinnovabili per la garanzia d'origine (IRGO);
- rilascio della GO annuale sulla base della produzione annua comunicata dall'operatore richiedente.

Vista la similitudine del processo del rilascio della GO e dei CV, il GSE ha organizzato i due processi di riconoscimento con modalità tecniche e procedurali analoghe. Si precisa che la GO può essere rilasciata:

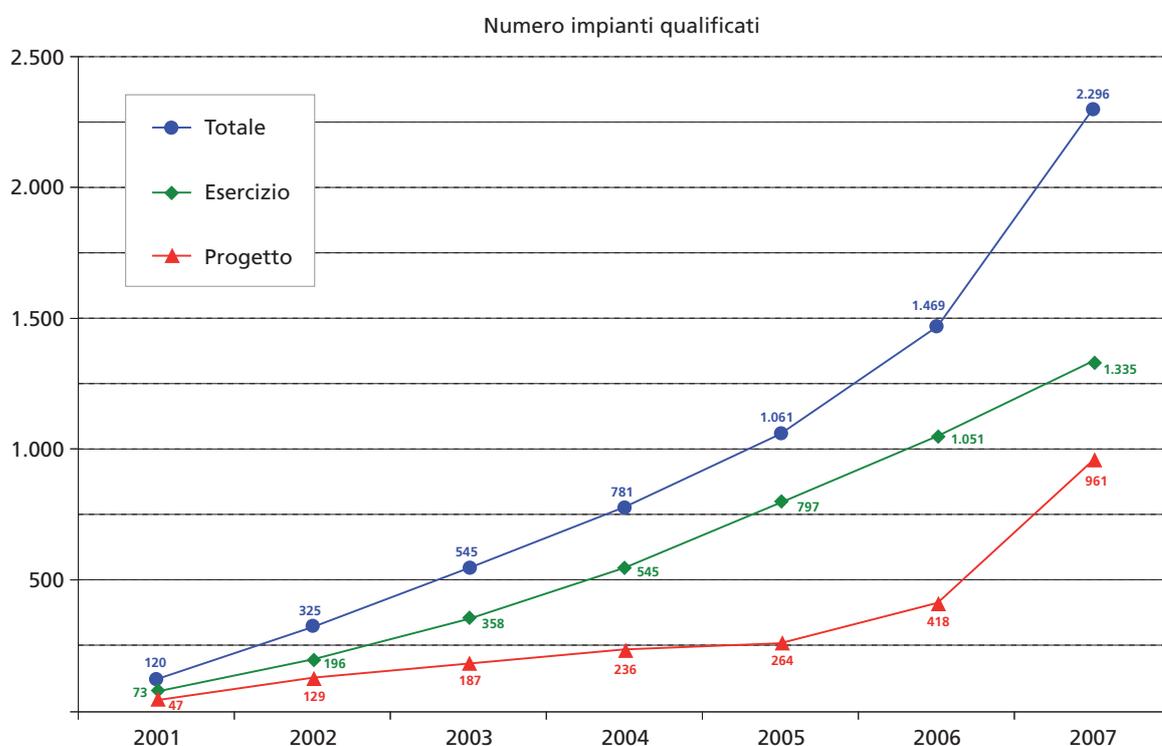
- su tutta l'energia elettrica prodotta annualmente negli impianti solari, eolici, idroelettrici, geotermoelettrici, termoelettrici alimentati da biomasse legnose, da biocombustibili e da biogas;
- sulla sola quota di energia elettrica prodotta annualmente imputabile alla parte biodegradabile dei rifiuti (industriali e urbani) utilizzati negli impianti termoelettrici;
- sulla sola quota di energia elettrica imputabile alla fonte rinnovabile negli impianti ibridi.

4. I risultati della qualificazione al 31 dicembre 2007

Dal 1° aprile 1999, (data di avvio del meccanismo dei certificati verdi), ad oggi l'impegno rappresentato dall'attività di qualificazione degli impianti è andato sensibilmente crescendo (esame delle domande, verifiche tecniche, ispezioni).

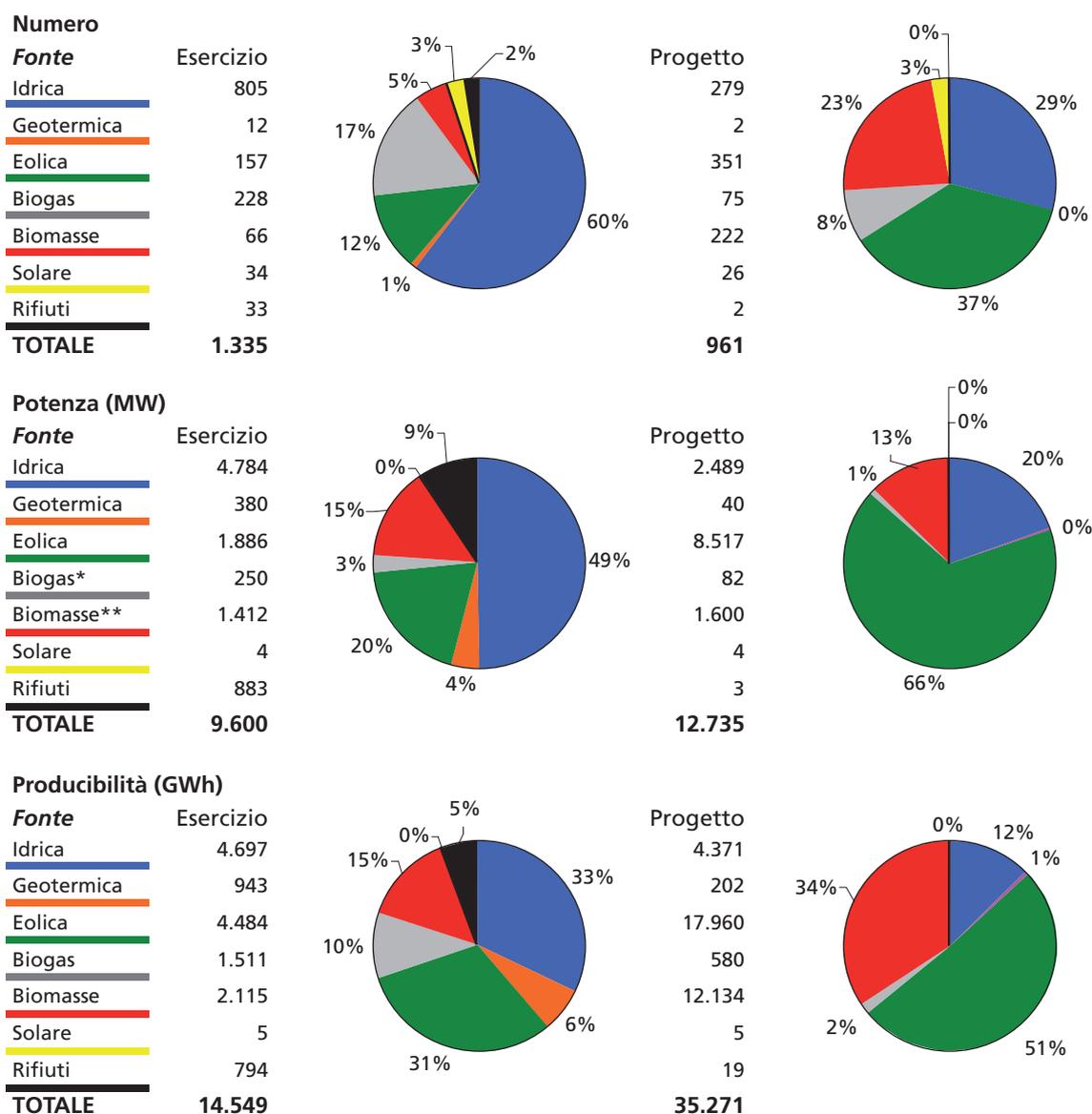
Al 31 dicembre 2007 risultano qualificati 2.296 impianti di cui 1.335 effettivamente entrati in esercizio (58% del totale) e 961 in progetto. Il 2007 registra un tasso di crescita delle qualificazioni degli impianti a progetto decisamente maggiore rispetto agli anni precedenti. La qualificazione di impianti entrati in esercizio, tuttavia, mostra una crescita costante nel tempo. Gli impianti entrati in esercizio sono aumentati del 32% nel periodo 2005-2006 e del 27% dal 2006 al 2007, come evidenziato in Figura 5.1.

Figura 5.1 – Progressione numero cumulado impianti qualificati



I 1.335 impianti qualificati in esercizio al 31 dicembre 2007 presentano la disaggregazione per fonte riportata in Figura 5.2

Figura 5.2 - Impianti qualificati al 31 dicembre 2007 (Secondo fonte energetica)



Note * La potenza degli impianti in esercizio è comprensiva di 9 MW di impianti ibridi

** La potenza degli impianti è comprensiva di 6 MW impianti ibridi in esercizio - 340 MW in progetto

Per quanto riguarda gli impianti in esercizio, il primato in termini di numerosità e potenza spetta agli impianti idroelettrici che rappresentano il 60% in termini di numerosità, seguiti dagli impianti a biogas, eolici e a biomasse. Il predominio degli idroelettrici è relativo a qualsiasi categoria di intervento (tranne ovviamente la categoria "E" delle co-combustioni), con una ripartizione al 50% tra nuovi impianti ed interventi su impianti esistenti (nell'ordine: rifacimenti parziali, potenziamenti, riattivazioni, rifacimenti totali).

Figura 5.3 - Impianti qualificati al 31 dicembre 2007 (secondo categoria di intervento)



I nuovi impianti idroelettrici sono prevalentemente piccoli: il 75% è di taglia inferiore ad 1 MW, il 90% di taglia inferiore ai 2,5 MW.

Per quanto riguarda i nuovi impianti eolici, la cui taglia media è poco superiore ai 10 MW, si osserva una ampia gamma di potenze, dai 20 kW ai 50 MW. La numerosità degli impianti eolici, associata ad una taglia media maggiore rispetto agli idroelettrici, comporta complessivamente una maggior potenza eolica qualificata rispetto a quella idroelettrica.

Il settore delle biomasse registra una prevalenza di quelle solide, con una taglia media dei nuovi impianti (ibridi esclusi) dell'ordine dei 5 MW: il 70% non supera i 10 MW. I nuovi impianti alimentati a biocombustibili liquidi sono di piccola taglia: il 90% ha una potenza inferiore ad 1 MW.

Anche gli impianti a biogas, prevalentemente biogas da discarica, sono di dimensioni contenute, sebbene mediamente di taglia maggiore di quelli alimentati a biocombustibili liquidi: il 70% è inferiore ad 1 MW, il 90% inferiore a 2 MW.

Relativamente agli impianti ibridi, se ne segnalano quattro di grandi dimensioni (per una potenza totale di 1.150 MW). Si tratta di quattro centrali termoelettriche a carbone entrate in esercizio prima dell'1/4/1999, qualificate dunque nella categoria "E". Due di esse operano in co-combustione con biomasse solide ed altre due con CDR. Per tutte le quattro centrali la quota di energia prodotta imputabile alla fonte non fossile, l'unica che dà diritto ai certificati verdi, è piccola, nell'ordine di pochi punti percentuali.

Per quanto attiene la localizzazione geografica degli impianti qualificati in esercizio, l'Italia settentrionale è la zona in cui è netta la prevalenza degli impianti idroelettrici, seguiti da biogas e biomasse, mentre nell'Italia meridionale e insulare è maggiore la diffusione degli impianti eolici.

Per quanto riguarda i 961 impianti qualificati a progetto, il primato spetta agli impianti eolici da tutti i punti di vista: numerosità (37% del totale degli interventi qualificati, 44% degli impianti nuovi), potenza (66% del totale degli interventi qualificati, 80% degli impianti nuovi), producibilità (51% del totale degli interventi qualificati, 56% degli impianti nuovi). La potenza degli impianti eolici varia dai 20 kW ai 200 MW; la taglia d'impianto più frequente è quella minima, 20 kW (25% del totale), ma il 60% degli impianti ha una potenza superiore ai 10 MW. Il sistema dei certificati verdi appare dunque attraente sia per i grandi che per i piccoli impianti eolici. L'alto numero di progetti da 20 kW è conseguenza dell'abbassamento della taglia dei certificati verdi a 50 MWh e del criterio dell'arrotondamento commerciale.

Considerando il complesso degli interventi, i progetti riguardanti gli impianti idroelettrici sono al secondo posto, ma si riferiscono più ad interventi su impianti esistenti, tra i quali prevalgono i rifacimenti parziali, che a nuove realizzazioni (37%). I nuovi impianti in progetto hanno prevalentemente piccole taglie, sebbene mediamente più grandi di quelle degli impianti idroelettrici in esercizio: il 60% non supera 1 MW di potenza, l'80% non supera i 2 MW.

Le biomasse sono la fonte per la quale si nota il maggior incremento potenziale tra nuovi impianti qualificati in esercizio ed in progetto; se tutti i progetti andassero in porto si registrerebbe una notevole crescita degli impianti in esercizio. Tra le biomasse predominano nettamente i biocombustibili liquidi: 179 progetti (81% dei progetti a biomasse qualificati) per una potenza di 1.115 MW ed una producibilità di 8,5 TWh. La taglia predominante tra gli impianti a biocombustibili liquidi è di 500 kW (progetti), il 70% non supera il MW, ma esistono anche progetti di taglia superiore ai 10 MW.

Relativamente agli impianti ibridi, se ne segnalano due di grandi dimensioni (per una potenza totale di 580 MW). Si tratta di due centrali termoelettriche a carbone entrate in esercizio una prima dell'1/4/1999 (categoria "E" di qualificazione) ed una dopo tale data (categoria "D"). Entrambe opereranno in co-combustione con biomasse solide, si prevede a partire dal 2008. Anche per questi impianti, così come per le analoghe centrali ibride qualificate in esercizio, la quota di energia prodotta imputabile alla fonte non fossile è nell'ordine di pochi punti percentuali.

Per quanto riguarda la localizzazione geografica dei progetti si osserva il primato dell'Italia meridionale e insu-

lare (Sicilia e Puglia in primis), dovuto sia agli impianti eolici che agli impianti a biomasse.

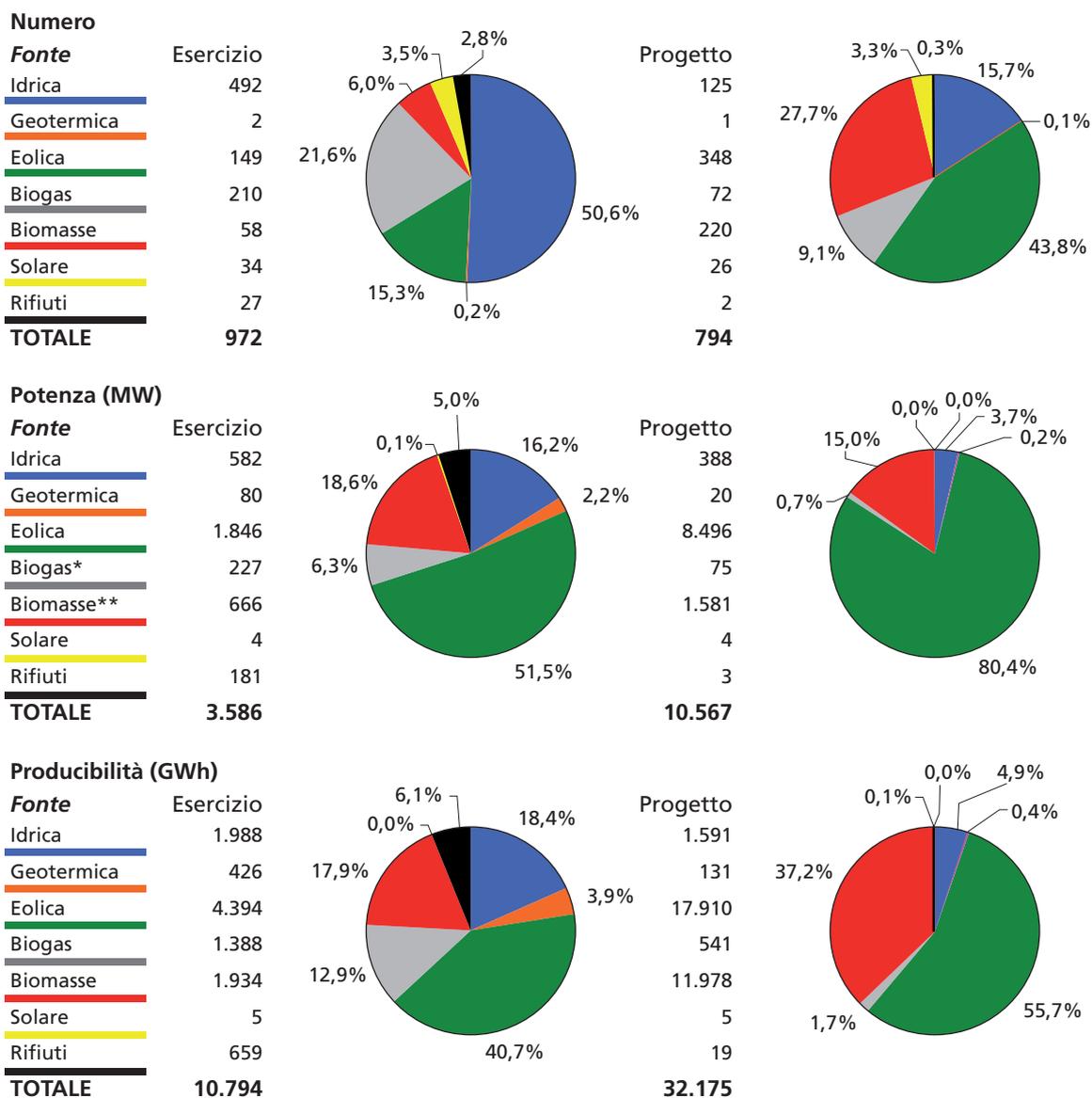
Data la varietà degli impianti a biomasse la figura successiva riporta lo spaccato degli impianti qualificati in esercizio e in progetto secondo la sub tipologia di fonti utilizzate da GSE nella classificazione.

Figura 5.4 - Impianti a biomasse qualificati al 31 dicembre 2007 (Secondo sub-fonte energetica)



La Figura 5.5, infine, riporta il dettaglio degli impianti nuovi in quanto da un lato forniscono un segnale dei nuovi investimenti in impianti rinnovabili, dall'altro rappresentano la quota maggiore degli impianti qualificati sia in esercizio sia in progetto.

Figura 5.5 - Impianti nuovi o rinnovati al 31 dicembre 2007 (Secondo fonte energetica)



Le verifiche che il GSE effettua sugli impianti sono volte principalmente ad accertare il rispetto dei requisiti tecnici previsti per le diverse categorie di intervento. I sopralluoghi possono essere condotti sia in fase di valutazione delle richieste di qualificazione, allo scopo di definirne l'esito, sia su impianti già qualificati, solitamente in seguito alla loro entrata in esercizio, per controllare la rispondenza degli interventi effettuati rispetto a quelli per i quali è stata rilasciata la qualificazione su base documentale.

La Tabella 5.2 illustra il quadro delle verifiche tecniche effettuate sugli impianti dal 2001 al 31 dicembre 2007, ponendole in relazione alle diverse categorie di intervento per le quali è stata presentata domanda di quali-

ficazione ai fini del successivo rilascio dei certificati verdi. Sono state effettuate in media 30 verifiche l'anno, di cui circa il 10% dopo la qualificazione degli impianti.

Tabella 5.2 – Richieste di qualificazione analizzate e verifiche tecniche effettuate dal 2001 al 30/06/2007

Categoria di intervento	n. richieste analizzate	n. verifiche effettuate	%
A – Potenziamento	178	14	7,87%
B – Rifacimento	170	52	30,59%
BP – Rifacimento parziale	346	82	23,70%
C – Riattivazione	143	2	1,40%
D – Nuova costruzione	1.969	52	2,64%
E – Cocombustione	8	6	75,00%
Totale	2.814	208	7,39%

Categoria di intervento	n. richieste relative a impianti in esercizio	n. verifiche effettuate su impianti in esercizio	%
A – Potenziamento	148	14	9,46%
B – Rifacimento	70	33	47,14%
BP – Rifacimento parziale	303	81	26,73%
C – Riattivazione	130	1	0,77%
D – Nuova costruzione	1.637	49	2,99%
E – Cocombustione	8	6	75,00%
Totale	2.296	184	8,01%

Categoria di intervento	n. impianti in esercizio qualificati	n. verifiche effettuate su impianti in esercizio qualificati	%
A – Potenziamento	145	14	9,66%
B – Rifacimento	51	24	47,06%
BP – Rifacimento parziale	159	74	46,54%
C – Riattivazione	104	1	0,96%
D – Nuova costruzione	868	39	4,49%
E – Cocombustione	8	5	62,50%
Totale	1.335	157	11,76%

Complessivamente i sopralluoghi hanno interessato il 7,4% del totale degli impianti per i quali sono state presentate richieste di qualificazione. Per ovvie ragioni le verifiche hanno riguardato in primo luogo gli impianti in esercizio, sui quali infatti l'incidenza registrata sale all'8%.

Le categorie di intervento maggiormente controllate sono state quelle più complesse: co-combustioni (75% delle richieste relative ad impianti in esercizio), rifacimenti totali (47%) e rifacimenti parziali (27%).

Per quanto riguarda le altre categorie di intervento (nuove costruzioni, potenziamenti, riattivazioni), i sopralluoghi hanno privilegiato i casi più delicati (impianti ibridi, concomitanza di diversi incentivi, utilizzo di parti-

colari combustibili quali i rifiuti, verifiche sui rendimenti di pompaggio, etc.).

Relativamente alle fonti, quella maggiormente oggetto di indagine è stata l'idraulica per le numerose richieste di rifacimento, seguita dal biogas. In rapporto alle richieste pervenute gli impianti più controllati sono stati quelli a rifiuti (il 37% degli impianti in esercizio).

I risultati delle verifiche mostrano che circa il 16% delle richieste soggette a sopralluogo non è stato accolto; il 72% di tali richieste non accolte è stato poi ripresentato, previa realizzazione delle opere mancanti oppure cambiando categoria di intervento.

Sulla base dei risultati ottenuti il GSE aggiorna annualmente il piano delle verifiche tecniche allo scopo di ottimizzare i controlli ed aumentare la percentuale di impianti sottoposti a sopralluogo.

Al 31 dicembre 2007, le attività per il rilascio della GO hanno generato i risultati riassunti nella Tabella 5.3. In particolare al 31 dicembre 2007 sono stati identificati dal GSE 82 impianti IRGO (+ 8% rispetto al 2006), in prevalenza idroelettrici (91%), per una potenza complessiva di 1.547 MW (+ 12% rispetto a 2006) e un'aproducibilità di 4,5 TWh (+ 9% rispetto all'anno precedente).

Tabella 5.3- Impianti identificati per il rilascio della Garanzia d'Origine

Risultati al 31 dicembre 2007				Risultati al 31 dicembre 2006		
Fonte	Numero	Potenza (MW)	Producibilità attesa (GWh)	Numero	Potenza (MW)	Producibilità attesa (GWh)
Idraulica	75	1.475	4.174	69	1.316	3.800
Biomasse	3	30	187	3	30	187
Eolica	2	40	85	2	40	85
Biogas	2	3	14	2	3	14
Totale	82	1.547	4.460	76	1.388	4.086

Come già accennato, infine, in seguito all'approvazione del decreto 21 dicembre 2007 (pubblicato in G.U. il 29 gennaio 2008) sono entrate in vigore le procedure per la qualificazione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

Le procedure per la qualificazione degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento sono state definite per rispondere ai dettati normativi derivanti dalla legge 239/04 e successivi provvedimenti (principalmente il D.M. 24/10/2205 e il D.Lgs 20/07), legge che estendeva il diritto alla emissione dei certificati verdi "all'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota dell'energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento".

La procedura (per maggiori dettagli consultabile sul sito del GSE www.gsel.it) rappresenta pertanto una guida tecnica per la elaborazione e la presentazione, da parte dei produttori, delle domande di qualifica.

La procedura contiene, tra l'altro:

- a) la classificazione degli impianti e le categorie di intervento ammesse alla qualificazione, al fine di defi-

- nire chiaramente quali sono le tipologie di intervento e tutte le altre condizioni necessarie affinché un produttore possa presentare la domanda di qualifica;
- b) il fac-simile della richiesta di qualificazione con i relativi allegati tecnici e documentali da produrre, al fine di fornire al GSE tutti gli elementi utili alla valutazione completa dell'intervento;
 - c) le modalità di calcolo da adottare per l'individuazione della producibilità (produzione), denominata di seguito come Ecv , che ha diritto al rilascio dei CV per il periodo previsto dalla normativa.

5. La quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo

In base a quanto previsto dalle direttive ministeriali (art. 3 del decreto 24 ottobre 2005, recante quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo), i produttori e gli importatori obbligati trasmettono al GSE le informazioni necessarie alla quantificazione dell'energia elettrica prodotta o importata non rinnovabile soggetta all'obbligo, nel rispetto della definizione dei sistemi di cogenerazione fissati dall'AEEG. I dati trasmessi e autocertificati dai soggetti obbligati si riferiscono all'anno precedente quello di immissione di produzione rinnovabile ed evidenziano separatamente l'energia importata e quella prodotta da ciascun impianto.

Il GSE provvede alla verifica annuale di adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 11 del D.Lgs. 79/99. A tale fine, entro il 31 marzo di ogni anno (n), i produttori e gli importatori di energia convenzionale trasmettono autocertificazione dei dati e delle informazioni necessarie al calcolo dell'energia soggetta all'obbligo e riferita a produzione e importazione non rinnovabile dell'anno n-1, nonché i certificati verdi corrispondenti derivanti da propria produzione o acquistati nel mercato, necessari a soddisfare l'obbligo dell'anno n-2.

Il risultato della verifica, comunicato dal GSE entro il 30 aprile, è positivo se i CV trasmessi eguagliano o superano il valore della quota di immissione di energia elettrica rinnovabile a cui i singoli richiedenti sono obbligati. In caso di esito negativo, il soggetto obbligato è tenuto a compensare, nel termine di 30 giorni, la differenza evidenziata dalla verifica del GSE, tramite l'acquisto sul mercato e l'invio al GSE dei CV corrispondenti alla quota mancante.

In caso di mancato rispetto dell'obbligo o di omessa trasmissione delle informazioni, previa comunicazione del GSE, l'AEEG diffiderà il soggetto inadempiente. Il decreto di approvazione delle regole del mercato elettrico prevede la limitazione della partecipazione dei soggetti inadempienti al medesimo mercato.

Il D.Lgs 387/03 rafforza il sistema sanzionatorio per i soggetti inadempienti prevedendo (art. 4, commi 2 e 3) che, a decorrere dal 2004, il GSE - a seguito della verifica - comunichi i nominativi degli inadempienti all'Autorità che applica le sanzioni ai sensi della legge 481/1995. Sono considerati inadempienti anche i soggetti che omettono di presentare l'autocertificazione, per la quantità di certificati correlata al totale di elettricità importata o prodotta nell'anno precedente dal soggetto.

Ai fini del calcolo dell'energia rinnovabile e dei CV corrispondenti il GSE, una volta verificati i dati autocertificati, procede a moltiplicare la produzione e l'importazione soggetta ad obbligo ed eccedente i 100 GWh per la quota percentuale obbligatoria dell'anno in corso. Il numero di certificati è calcolato tenendo conto

della taglia del CV, fissata a 50 MWh fino al 2007 e a 1 MWh a partire dal 2008.

La seguente tabella, prendendo ad esempio la produzione e importazione dell'anno 2006 ai fini del calcolo dell'obbligo, riassume il percorso per pervenire al calcolo dei CV corrispondenti alla quota d'obbligo.

Tabella 5.4 - Calcolo dell'energia elettrica soggetta all'obbligo nel 2006, dell'energia rinnovabile da immettere in rete e dei CV corrispondenti nel 2007

	Produttori		Importatori		Totale	
	GWh	N°	GWh	N°	GWh	N°
Prod.termica netta 2006 (1)	249.176					
Biomasse e rifiuti (1)	6.295					
Produzione non rinnovabile	242.881		Import Totale (2)	49.413	292.294	
Produzione > 100 GWh	233.876	57	Import.>100 GWh	45.793	279.669	105
Prod.esente da Cogeneraz.	42.763		Import.Esente	34.973	77.736	
Export	564		Export	2.980	3.544	
Franchigia	3.797		Franchigia	3.809	7.606	
Energia soggetta ad obbligo	186.752	38	Energia soggetta ad obbligo	4.031	190.783	63
% quota rinnovabile da immettere nel 2007	3,05%		% quota rinnovabile da immettere nel 2007	3,05%	5.819	
n° C.Verdi (taglia 50MWh)	113.920		n° C.Verdi (taglia 50 MWh)	2.459	116.379	

(1) Dati TERNA Statistiche
(2) Dati TERNA Commerciale

Gli operatori elettrici che hanno superato, nel 2006, la soglia dei 100 GWh annui di energia prodotta o importata e quindi soggetti ad autocertificazione sono stati 105. Gli operatori sono suddivisi in produttori e importatori, anche alla luce della differente documentazione da presentare. In accordo con la normativa vigente:

i dati relativi ai produttori si riferiscono alla produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili al netto degli autoconsumi di centrale e della quota di cogenerazione esente;

i dati relativi agli importatori si riferiscono alle importazioni di energia non rinnovabile, al netto delle importazioni di energia riconosciuta come rinnovabile.

Di seguito si riporta la sintesi del numero di produttori e importatori che hanno presentato autocertificazione entro marzo 2007 con riferimento ai dati relativi a energia soggetta ad obbligo del 2006.

Tabella 5.5 – Soggetti che hanno presentato autocertificazione nel 2007

	Unità		Energia	
	n.	%	GWh	%
Produttori	57	54,2	233,9	83,6
Importatori	48	47,7	45,8	16,4
Totale	105	100	279,7	100

Si osserva che quasi l'84% del totale di energia autocertificata è stata dichiarata dai produttori, mentre gli importatori, pur rappresentando il 48%, hanno complessivamente dichiarato - in energia - una quota pari a circa il 16% della quota di energia elettrica soggetta ad obbligo.

Per la determinazione dell'energia effettivamente soggetta all'obbligo, sui dati di autocertificazione presentati dagli operatori, il GSE opera la detrazione della produzione riconosciuta come cogenerazione ai sensi delle deliberazioni dell'AEEG, delle importazioni esenti in quanto riconosciute come produzione da fonte rinnovabile e della franchigia spettante a ciascun soggetto. Tale operazione ha comportato una riduzione dell'energia elettrica non rinnovabile soggetta all'obbligo da 279,7 a 190,8 TWh di cui 186,8 TWh a carico di 38 produttori nazionali da fonti convenzionali e 4,03 TWh a carico di 25 importatori. Dai dati emerge come, nel 2006, ben il 76% della quota di importazioni soggette ad obbligo sia stata esonerata a fronte del riconoscimento di 35 TWh di importazione rinnovabile attestata attraverso la Garanzia di Origine.

A partire dal 2005 la certificazione dell'energia importata da fonti rinnovabili avviene attraverso la garanzia di origine introdotta dal D.lgs. 387/03. Il decreto, nel recepire le indicazioni della direttiva 2001/77/CE, all'art. 20 prevede che gli importatori di energia elettrica soggetti all'obbligo possano richiederne l'esenzione per la parte di energia prodotta da fonti rinnovabili. La richiesta deve, tuttavia, essere corredata da copia conforme della garanzia di origine rilasciata ex art. 5 direttiva 2001/77/CE nel paese ove è ubicato l'impianto. In caso di paese terzo l'esenzione è subordinata alla stipula di un accordo tra MAP, oggi MSE, e MATTM con i competenti ministeri dello Stato di origine.

Applicando la percentuale obbligatoria stabilita dal legislatore e pari, per l'anno 2006, al 3,05% dell'energia soggetta all'obbligo (190,8 TWh) si determina la quantità di energia rinnovabile da immettere nel sistema elettrico nell'anno successivo e pari, quindi, per l'anno 2006 a 5,8 TWh, ovvero a 116.379 certificati verdi di taglia 50 MWh.

Per concludere, 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 2002-2006.

Tabella 5.6 – Energia rinnovabile immessa nel sistema elettrico nel periodo 2002-2007

Energia convenzionale prodotta o importata			Energia rinnovabile da immettere nel sistema elettrico				
Anno	Energia soggetta ad obbligo TWh	Quota obbligo %	Anno	Energia da immettere TWh	CV da IAFR TWh	CV di GSE TWh	CV inadempienti TWh
2001	161,62	2%	2002	3,23	0,89	2,34	-
2002	176,58	2%	2003	3,53	1,49	1,98	0,06
2003	195,19	2%	2004	3,90	2,89	0,93	0,08
2004	188,11	2,35%	2005	4,42	4,27	0,02	0,13
2005	219,10	2,70%	2006	5,92	5,82	-	0,10
2006	190,8	3,05%	2007*	5,8	-	-	-

* termine modalità di copertura dell'obbligo post 31 marzo 2008

6. Le attività di emissione dei CV

I produttori di energia da fonti rinnovabili titolari di impianti qualificati IAFR possono richiedere al GSE l'emissione di certificati verdi "a consuntivo" (in base all'energia effettivamente prodotta dall'impianto nell'anno precedente rispetto a quello di emissione) oppure a "preventivo" in base alla producibilità attesa dell'impianto. I certificati "a preventivo" possono essere richiesti per l'anno in corso o per l'anno successivo.

I produttori che hanno richiesto l'emissione di certificati verdi a preventivo devono successivamente inviare copia della dichiarazione presentata all'Ufficio tecnico di finanza attestante l'effettiva produzione di energia elettrica realizzata nell'anno cui si riferiscono i certificati verdi. Nel caso in cui l'impianto, per qualsiasi motivo, non produca effettivamente energia in quantità pari o superiore ai certificati emessi e il produttore non sia in grado di restituire i certificati in eccesso, il GSE compensa la differenza trattenendo certificati verdi di competenza del medesimo produttore relativi ad eventuali altri impianti per il medesimo anno. La compensazione, in mancanza di certificati per l'anno di riferimento, può essere fatta anche nei due anni successivi. Viceversa, nel caso in cui l'effettiva produzione dell'impianto sia stata superiore alla producibilità attesa, il GSE emette all'atto della compensazione il maggior numero di certificati spettanti.

Il GSE rilascia, entro trenta giorni dalla ricezione della richiesta, i certificati verdi spettanti, arrotondando la produzione di energia ai 50 MWh (dal 1° gennaio 2008 1 MWh) con criterio commerciale. Il GSE rilascia i certificati previa verifica dell'attendibilità dei dati forniti e può disporre controlli sugli impianti in esercizio o in costruzione.

Il periodo di riconoscimento dei CV è fissato in dodici anni per gli impianti IAFR entrati in esercizio prima del 1 gennaio 2008 e in 15 anni per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 2008. Come visto, la durata dei CV relativi alla produzione di impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento è, invece, di otto anni.

La produzione riconosciuta è calcolata al netto dei periodi in cui gli impianti sono fermi a causa di eventi calamitosi dichiarati tali dalle autorità competenti.

I CV rilasciati per la produzione di un anno possono essere usati anche per ottemperare all'obbligo relativo ai due anni successivi. Pertanto, per assolvere l'obbligo relativo, per esempio, alla quantità di energia elettrica da immettere in rete nel 2006 gli operatori obbligati possono aver utilizzato CV relativi agli anni 2004, 2005 e 2006. In realtà così è stato a partire dal 2004 in cui gli operatori hanno utilizzato parte dei CV relativi agli anni precedenti 2002 e 2003 per assolvere l'obbligo. La quota di CV degli anni precedenti utilizzati per assolvere l'obbligo dell'anno in corso è aumentata con gli anni. Nel 2006 dei 118.316 CV necessari ad assolvere l'obbligo: 778 CV (0,7%) erano relativi all'anno 2004; 6.504 CV (5,5%) erano relativi all'anno 2005 e 109.052 CV (92%) erano relativi all'anno corrispondente all'immissione nel sistema elettrico. La quota residuale, pari a 1.982 CV (1,8%) fa capo a CV non annullati da operatori inadempienti.

Sulla base degli stessi criteri, il GSE emette a proprio favore i CV relativi agli impianti CIP6 che ne hanno diritto, cioè gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999. Tali certificati vengono utilizzati da GSE solo nel caso in cui la quota di CV emessi a fronte della produzione degli impianti aventi diritto (c.d. IAFR) non sia in grado di soddisfare la domanda di CV necessaria ad assolvere l'obbligo di immissione di energia elettrica rinnovabile previsto nell'anno. Nel caso di eccesso di domanda rispetto all'effettiva disponibilità di offerta il GSE vende nel mercato dei CV i certificati necessari a coprire il limite di offerta.

Contestualmente alla prima emissione di certificati verdi il GSE attiva a favore del produttore un "conto proprietà" per il deposito dei certificati stessi. Il GSE mantiene traccia delle emissioni dei CV e delle relative transazioni servendosi di un sistema informatico dedicato attraverso cui i titolari del conto proprietà accedono, previa assegnazione di un codice identificativo da parte del GSE. Il conto proprietà viene attivato dal GSE non solo per i produttori che esercitano impianti IAFR, ma anche a favore dei produttori soggetti all'obbligo e dei soggetti che chiedono al GSE l'abilitazione a effettuare attività di trading di CV. Il titolare di un conto proprietà può accedere via internet, tramite la propria user e password, e consultare lo stato del proprio conto, inserire acquisizioni e/o cessioni di certificati verdi o verificare in maniera diretta e immediata le operazioni avvenute quali emissioni, o successive transazioni.

Nel periodo 2002-2006 il GSE ha emesso a favore di produttori privati l'ammontare di CV riportato nei seguenti riquadri, che mostrano il numero di CV emessi per fonte e per tipologia di investimento.

Tabella 5.7 – Numero CV emessi dal GSE al netto delle compensazioni negli anni 2002-2006 suddivisi per fonte di alimentazione dello IAFR (taglia 50 MWh)

	Itrica	Geotermica	Eolica	Biomasse e Rifiuti	Solare	TOTALE
2002	8.605	3.804	3.235	2.764	8	18.416
2003	12.172	9.588	3.581	5.161	16	30.518
2004	29.613	12.485	9.174	9.766	16	61.054
2005	33.858	12.599	25.668	15.284	21	87.430
2006	45.196	16.340	42.484	17.079	31	121.130

Tabella 5.8 – Numero CV emessi dal GSE al netto delle compensazioni negli anni 2002-2006 suddivisi per categoria di investimento (taglia 50 MWh)

	A	B	BP	C	D	E	TOTALE
2002	3.685	106	2.822	825	9.855	1.123	18.416
2003	2.439	114	6.710	1.366	17.841	2.048	30.518
2004	14.739	341	10.782	1.689	31.647	1.856	61.054
2005	5.796	689	21.035	1.980	54.893	3.037	87.430
2006	4.029	1.528	33.200	2.254	77.641	2.478	121.130

Legenda

A: Potenziamento/Ripotenziamento

BP: Rifacimento parziale di impianto geo e idro.

D: Nuova costruzione

B: Rifacimento

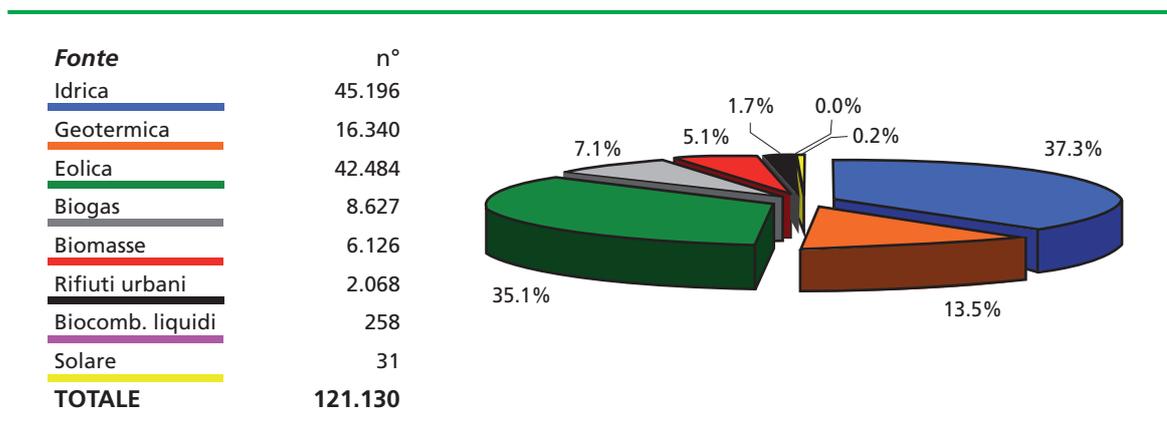
C: Riattivazione

E: Impianti termoelettrici che operano in co-combustione

Prendendo a riferimento l'anno 2006, si evince che gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di CV sono gli idroelettrici che rappresentano il 37,3% del totale, seguiti nell'ordine dagli eolici, dagli impianti termoelettrici a biomasse e rifiuti, dai geotermoelettrici e dalla produzione degli impianti fotovoltaici.

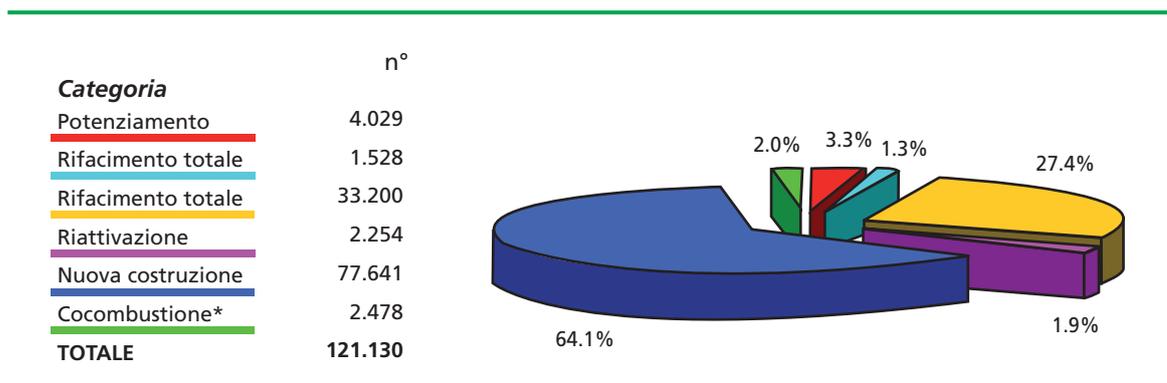
La ripartizione è illustrata nella successiva figura.

Figura 5.6 – Numero CV emessi nel 2006 secondo fonte



Rispetto invece alla tipologia di intervento, gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di certificati sono quelli di nuova costruzione (64%) e i rifacimenti di impianti (27%), come illustrato nella Figura 5.7. Il peso degli impianti di nuova costruzione è riconducibile principalmente alla diffusione di impianti eolici, mentre i rifacimenti riguardano prevalentemente gli impianti idroelettrici.

Figura 5.7 – Numero CV emessi nel 2006 secondo tipologia di investimento



Come visto, il GSE emette a proprio favore i CV riferiti alla produzione rinnovabile degli impianti CIP6 entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 nella misura necessaria a compensare, annualmente, il deficit tra offerta e domanda di certificati verdi corrispondenti alla copertura dell'obbligo imposto dalla normativa, secondo gli indirizzi ministeriali.

Nella tabella seguente sono indicati l'ammontare della produzione annuale da impianti CIP6 alimentati da fonti rinnovabili con diritto ai CV, ovvero riferita alla produzione di impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999, il numero di CV potenzialmente disponibili e i CV effettivamente venduti.

Tabella 5.9 – Impianti CIP6 e certificati verdi

Anno di emissione	Produzione CIP6 con diritto ai CV (TWh)	CV disponibili (unità pari a 50 MWh)	CV venduti (unità)
2002	5,3	106.000	46.758
2003	5,7	114.000	39.606
2004	6,8	136.000	18.552
2005	7,3	146.000	641
2006	7,6	152.000	0

7. Il prezzo di riferimento e il meccanismo di determinazione del prezzo dei CV nel mercato

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).

Nel mercato dei CV la domanda è formulata dai produttori ed importatori soggetti all'obbligo di immissione di energia rinnovabile. L'offerta è, invece, effettuata dai soggetti che producono elettricità attraverso impianti che hanno ottenuto la qualifica IAFR e da traders titolari di CV.

Ai fini della determinazione del prezzo di scambio dei CV occorre, innanzitutto, verificare la situazione del mercato nell'anno considerato e, in particolare, verificare se ci si trova in un anno di eccesso della domanda rispetto all'offerta o viceversa.

Nel primo caso, in cui la quota di CV relativi alla produzione IAFR disponibile nel mercato è superiore alla quota di CV necessari al raggiungimento della quota d'obbligo, il GSE venderà nel mercato dei CV relativi agli impianti CIP6 per un ammontare corrispondente alla quantità di offerta necessaria a raggiungere la domanda d'obbligo.

In questo caso il prezzo nel mercato dei CV nel mercato organizzato dal GME sarà pari al prezzo di riferimento calcolato da GSE e a cui quest'ultimo vende i propri CV.

Il GSE determina e pubblica annualmente il prezzo di vendita dei CV emessi in proprio favore seguendo i criteri indicati dalla normativa. Il GSE ha pubblicato nel mese di novembre 2007 il prezzo di offerta dei propri CV (prezzo di riferimento) per l'anno 2007.

Il valore, pari a 137,49 €/MWh, è calcolato come differenza tra:

- il costo medio unitario dell'energia CIP6 acquistata dal GSE nell'anno 2007, prodotta dai soli impianti a fonti rinnovabili che godono di incentivo, calcolato utilizzando i valori di acconto 2007 comunicati dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico a seguito dell'annullamento della delibera AEEG n. 249/06 (197,21. €/MWh) e
- il ricavo medio unitario derivante dalla cessione della stessa energia nell'anno 2007 alle condizioni previste dal decreto del MSE del 14 dicembre 2006 (59,72 €/MWh).

Rispetto al prezzo di riferimento per l'anno 2006 (125,28 €/MWh) si è registrato un incremento pari a 12,21 €/MWh riconducibile a:

- l'aggiornamento dei valori di acconto delle tariffe CIP6 tra il 2006 e il 2007 (per un effetto pari a +13,79 €/MWh sul costo medio annuo di ritiro dell'energia da fonti rinnovabili incentivate);
- l'incremento, nel mix delle fonti rinnovabili incentivate, della produzione da biomasse e rifiuti che è quella a più elevata remunerazione (nel 2007 il peso di tale produzione rappresenta il 62% delle fonti rinnovabili incentivate rispetto al 58% del 2006 per un effetto pari a +3,13 €/MWh sul costo medio);
- l'incremento del prezzo di vendita dell'energia CIP6 associato all'aumento del prezzo di assegnazione dell'energia CIP6 per l'anno 2007 rispetto al 2006 (+4,71 €/MWh sul ricavo medio di vendita dell'energia).

La determinazione del prezzo di riferimento è stata effettuata dal GSE nel mese di novembre 2007 e tiene conto pertanto degli effetti sul costo evitato di combustibile derivanti dall'annullamento, per effetto della sentenza del TAR, della delibera AEEG n. 249/06 (che prevedeva invece l'applicazione di un valore relativo al costo di combustibile di circa 13 €/MWh rispetto al valore corrente). Il successivo ripristino della delibera 249/06 per effetto della sentenza del Consiglio di Stato comporta una ridefinizione del prezzo di riferimento dei CV ed una sua riduzione al valore di 125,13 €/MWh.

E' da evidenziare che a partire dal 2006 si registra un eccesso di offerta sulla domanda di CV necessari a coprire l'obbligo. Nel 2006 l'offerta di CV emessi dal GSE a favore dei produttori qualificati IAFR ammonta a 121.130 unità a fronte di una richiesta necessaria alla copertura dell'obbligo di 118.316 CV. L'eccesso di offerta è stato, tuttavia, molto lieve e ha quindi generato un leggero effetto sul prezzo dei CV scambiati nella piattaforma GME (prezzo di scambio di 120,4 €/MWh contro i 125,3 €/MWh relativi al prezzo di riferimento GSE (-5,1 €/MWh).

Nel 2007 l'offerta di CV è stata di 146.000 unità a fronte di una richiesta di 116.379. Il significativo incremento dell'offerta ha determinato, nella seconda parte dell'anno, una consistente pressione al ribasso dei prezzi di mercato (parzialmente riscontrabile nella valorizzazione media delle transazioni registrate nel mercato organizzato dal GME nell'anno 2007 pari a 120,19 €/MWh).

In sostanza, fino al 2006, il prezzo di mercato è stato, a fronte di una scarsa competitività dell'offerta, molto vicino al prezzo di riferimento del GSE, prezzo che costituisce comunque un price cap per il l'intero mercato.

Occorre infine evidenziare che, in caso di eccesso di offerta, il GSE è comunque tenuto a ritirare dai produttori i CV giunti a scadenza nell'anno e rimasti invenduti.

La tabella successiva indica le quantità di CV richiesti e offerti nel mercato e i corrispondenti prezzi di scambio negli anni dal 2002 al 2007.

Tabella 5.10 – Domanda, offerta, prezzo di riferimento e prezzo di mercato dei CV

Anno di emissione	CV necessari a coprire l'obbligo (domanda)	Obbligo assolto	CV del GSE	CV di operatori privati esercenti IAFR	Prezzo CV del GSE (€/MWh)	Prezzo CV in borsa (€/MWh)
2002	64.648	64.648	46.758	17.890	84,2	-
2003	70.632	69.412	39.606	29.806	82,4	82,4
2004	78.076	76.356	18.552	57.804	97,3	97,7
2005	88.410	85.978	641	85.337	108,9	106,9
2006	118.316	116.334	0	116.334	125,3	120,6
2007	116.379	n.d.*	n.d.*	n.d.*	125,1**	120,19***

* chiusura termini per soddisfare obbligo 31 marzo 2008

** valore ricalcolato a seguito del ripristino della delibera AEEG n. 249/06

*** valore riferito a periodo 1° gennaio – 31 dicembre 2007. I prezzi per gli anni 2003-2006 si riferiscono invece al periodo 1° aprile anno n – 31 marzo anno n + 1.

La legge 244/07 (Finanziaria 2008), come accennato nel paragrafo 2, ha introdotto importanti novità relative al meccanismo di formazione del prezzo dei CV. Le novità principali riguardano:

- la determinazione del prezzo di riferimento, ovvero del prezzo dei CV relativi agli impianti CIP6, in base al quale GSE vende i propri certificati in caso di scarsità di offerta. A partire dal 2008 e per tre anni, il prezzo di riferimento è pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo dell'energia elettrica ceduta nell'anno precedente dagli impianti da fonte rinnovabile, calcolato dall'AEEG in base all'articolo 13, comma 3, del D.Lgs. 387/03. Con riferimento all'anno 2007 tale valore è pari a 67,12 €/MWh (Cfr. delibera dell'Autorità ARG/elt 24/08). Pertanto il prezzo di riferimento nel mercato dei CV per l'anno 2008 è pari a 112,88 €/MWh;
- il valore del prezzo di ritiro dei CV in scadenza nell'anno da parte del GSE, in caso di eccesso di offerta rispetto alla domanda. Il prezzo di ritiro, relativo all'acquisto di produzione di energia elettrica in eccesso rispetto alla domanda d'obbligo e fino alla copertura del 25% del consumo interno di elettricità da fonti rinnovabili, è pari al prezzo medio riconosciuto ai CV registrato nell'anno precedente in borsa e comunicato dal GME entro il 31 gennaio di ogni anno. Con riferimento all'anno 2007 tale prezzo è stato pari a 120,19 €/MWh e a tale valore saranno ritirati i CV in scadenza nel 2008.

I comportamenti degli operatori, rispetto al mercato dei CV, possono essere molteplici e dipenderanno dalle strategie perseguite a fronte delle regole del gioco. Infatti i produttori e gli importatori obbligati possono scegliere se autoprodurre la quota d'obbligo; acquistare importazioni rinnovabili con GO per ridurre la quota d'obbligo o, infine, se acquistare da soggetti terzi che detengono CV (attraverso accordi bilaterali o nel mercato organizzato dal GME) i certificati necessari all'assolvimento dell'obbligo. I terzi titolari di CV a loro volta possono scegliere se competere nel mercato dei CV per servire la domanda obbligata in un certo anno o aspettare di vendere ai soggetti obbligati (fino a quota di domanda obbligata) o al GSE (quota in eccesso

rispetto all'obbligo) nei due anni successivi, sulla base della possibilità di utilizzare il CV in un arco di tempo triennale come previsto dalla normativa.

L'andamento del mercato, a partire dalla data di avvio del mercato dei CV mostra come:

- a) dal 2002 al 2006 sia aumentata l'autoproduzione, passata da una quota del 3,6% dell'offerta complessiva nel 2002 ad una quota del 33,9% nel 2006 anche a fronte di un aumento della quota annuale d'obbligo (la quota di domanda obbligatoria è infatti aumentata dello 0,35% a partire dal 2004 rispetto al 2% del periodo 2001-2003) ad evidenza della strategia di ingresso dei produttori convenzionali nella produzione rinnovabile.
- b) nel 2006 il n° dei CV da CIP6 venduto sia risultato pari a 0 a fronte degli investimenti in impianti qualificati IAFR da parte degli operatori obbligati e non. La domanda è stata coperta da IAFR e da autoproduzione. Nel 2007 sembra ripresentarsi una situazione di eccesso di offerta (i risultati definitivi si conosceranno solo a valle della verifica dell'assolvimento dell'obbligo). E' difficile prevedere se si tratti di una situazione persistente (anche alla luce delle nuove quote d'obbligo in vigore dal 2007 che aumenteranno dello 0,75% l'anno per effetto della legge 244/07) o di una congiuntura determinata anche dalla corsa alla cessione dei CV in possesso di terzi per effetto dei nuovi prezzi definiti dalla Finanziaria 2008.
- c) a fronte dell'azzeramento dei CV da CIP6 e di una discreta crescita dell'autoproduzione dei soggetti obbligati, siano fortemente cresciuti i CV da IAFR, aumentati da 18.416 (CV emessi nel 2002) ai 121.130 del 2006. La quantità negoziata direttamente è molto più elevata di quella offerta in borsa ed è pari nel 2006 a 99.814 CV (86% del totale CV da IAFR) contro i 16.520 CV negoziati in borsa.

La tabella seguente illustra la ripartizione dei CV nel 2002 e nel 2006.

Tabella 5.11 – CV utilizzati per l'assolvimento dell'obbligo

	2002		2006	
	n. CV (taglia 50MW)	valore %	n. CV (taglia 50MW)	valore %
CV da autoproduzione	2336	3,6%	39394	33,9%
CV da CIP6	46758	72,3%	0	0%
CV da IAFR	15554	24,1%	76.940	66,1%
TOTALE (domanda)	64648	100,0%	116.334	100,0

CAP. 6

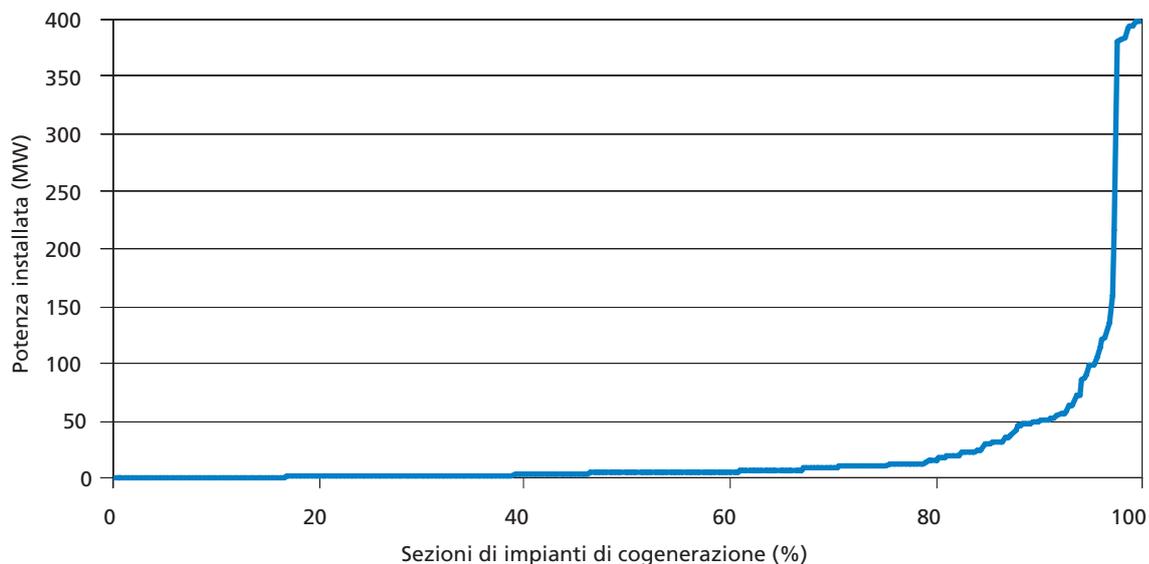
LA PROMOZIONE DELLA COGENERAZIONE E LE ATTIVITA' DEL GSE

1. Definizione e vantaggi della cogenerazione

La cogenerazione è la generazione simultanea, in un unico processo, di energia termica ed elettrica (ed eventualmente anche di energia meccanica). La produzione di energia in cogenerazione presenta numerosi vantaggi, in quanto:

- consente di risparmiare una certa quantità di energia primaria (pari mediamente al 20-30%) e quindi richiede un minore impiego di fonti convenzionali (gas, olio combustibile, carbone);
- comporta una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra a fronte del risparmio di energia primaria;
- in caso di impianti cogenerativi di piccola taglia si registra una riduzione delle perdite di energia data la minore distanza di trasporto sulle reti;
- favorisce la sostituzione di modalità di fornitura di calore più inquinanti con servizi calore migliori sotto il profilo della qualità ambientale.

Figura 6.1 – I vantaggi della cogenerazione



Le tipologie di impianto maggiormente diffuse sono:

- le turbine a vapore in cui parte del calore presente nel vapore viene utilizzato per scopi diversi dalla generazione di energia elettrica (ad es. teleriscaldamento, trazione industriale, ecc);
- i motori a combustione interna di cui i più comuni impiegano il gas metano o il gasolio come combustibile. Viene recuperato il calore contenuto nei fumi di scarico e nei fluidi di raffreddamento del motore;
- le turbine a gas in cui l'energia termica è recuperata dai fumi caldi tramite l'utilizzo di appositi scambiatori di calore;
- i cicli combinati in cui il calore dei fumi caldi in uscita da una turbina a gas alimenta una caldaia a recupero (GVR) che produce il vapore per una turbina tradizionale. Parte del calore presente nel vapore viene quindi utilizzato per scopi diversi dalla generazione di energia elettrica.

Gli impianti assumono dimensioni molto differenziate: agli impianti di grande taglia (che raggiungono anche i 400 MW), si affiancano impianti di piccola (unità di cogenerazione con capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe) e di piccolissima taglia (c.d. di microgenerazione < 50 kWe).

Un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore può essere considerato "cogenerativo" soltanto se soddisfa determinati requisiti qualitativi.

In particolare, sulla base delle condizioni fissate nella delibera 42/02 dell'AEEG, devono essere soddisfatti i due seguenti requisiti:

- il c.d. IRE - Indice di Risparmio Energetico - quantifica il risparmio di energia primaria conseguito da una sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia elettrica e termica deve essere > 10%;
- il c.d. LT - Limite Termico - quantifica la quota di energia termica utile prodotta annualmente rispetto alla totale produzione di energia elettrica e calore deve essere > 15%.

La normativa nazionale, a fronte dei vantaggi illustrati, ha inteso promuovere la diffusione della cogenerazione attraverso il riconoscimento di alcuni benefici e in particolare:

- l'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi;
- l'obbligo di utilizzazione prioritaria, da parte del TSO e a parità di prezzo offerto, dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediamente cogenerazione;
- la possibilità di godere del ritiro dedicato a prezzi amministrati definiti dall'AEEG, per gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA;
- il rilascio dei titoli di efficienza energetica (c.d. certificati bianchi) a fronte della riduzione certificata dei consumi di energia conseguiti mediante sistemi di cogenerazione.

L'impulso alla promozione della cogenerazione si è ulteriormente rafforzato a fronte dell'adozione della direttiva europea 2004/8/CE con il decreto legislativo n. 20 dell'8 febbraio 2007.

2. Le novità introdotte dal decreto legislativo n. 20/2007

Il D.Lgs. n. 20 dell'8 febbraio 2007 sulla promozione della cogenerazione individua ulteriori misure finalizzate a promuovere in modo diffuso sul territorio nazionale l'uso della cogenerazione ad alto rendimento, con la finalità di migliorare l'efficienza energetica e salvaguardare l'ambiente.

La definizione di cogenerazione ad alto rendimento contenuta nel decreto fa riferimento alla produzione combinata di energia elettrica e calore ed eventualmente meccanica che rispetti precisi limiti in termini di risparmio energetico e di produzione minima di energia termica. In particolare, fino al 2010, restano confermati i valori limite dell'IRE e dello LT stabiliti nella delibera 42/02 dell'AEEG.

Le novità principali introdotte dal D.Lgs 20/2007, con particolare riguardo alle competenze attribuite al GSE, prevedono:

- l'identificazione del GSE quale soggetto attuatore delle misure introdotte per la promozione della cogenerazione ad alto rendimento (art. 4 del D.Lgs. 20/2007);
- la conferma, come già anticipato, fino al 2010, dei criteri introdotti dalla delibera AEEG 42/02 per il riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento (indici IRE e LT) (art. 3 del D.Lgs. 20/2007);
- l'attribuzione al GSE della competenza in materia di rilascio della Garanzia di Origine all'elettricità prodotta da impianti che operano in cogenerazione ad alto rendimento (art. 4 del D.Lgs. 20/2007);
- l'obbligo di comunicazione al GSE dei dati relativi al proprio impianto da parte di tutti gli esercenti di officina elettrica (art. 10 del D.Lgs. 20/2007);
- l'abolizione della possibilità di emettere CV per gli impianti in cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, fatti salvi i diritti acquisiti definiti nell'art. 14 del decreto stesso (Cfr. Capitolo 5);
- la possibilità di operare in regime di scambio sul posto per gli impianti di potenza inferiore a 200 kW (art 6 del D.Lgs. 20/2007).

In decreto identifica una serie di compiti di raccolta di informazione e redazione di rapporti di analisi e relazioni di sintesi in capo a diversi soggetti, finalizzati a migliorare la conoscenza del mercato della cogenerazione per favorirne la diffusione. In particolare:

- il GSE è tenuto ad elaborare un rapporto contenente l'analisi del potenziale nazionale per la realizzazione della cogenerazione ad alto rendimento (art. 5);
- il MSE, di concerto con il MATTM, è tenuto a pubblicare una relazione sull'applicazione del decreto (art. 9);
- il MSE presenta alla Commissione Europea dati ed informazioni sulla produzione nazionale di elettricità e di calore mediante cogenerazione. Tali dati ed informazioni, trasmessi anche al MATTM, comprendono anche dati relativi alla capacità di cogenerazione e ai combustibili usati per la cogenerazione (art. 9);
- infine, le amministrazioni pubbliche che effettuano agevolazioni a sostegno della cogenerazione, trasmettono al GSE le informazioni relative agli impianti medesimi, alle modalità di sostegno e alla erogazione delle agevolazioni stesse (art 10).

Al fine di dare attuazione ai principi e alle condizioni generali definite dal decreto stesso, vengono inoltre stabilite le norme di regolazione che il legislatore e l'Autorità sono tenute ad emanare. Nello specifico:

- l'MSE stabilisce le modalità tecniche delle comunicazioni nei confronti del GSE dei dati di officina elettrica degli esercenti obbligati a farne denuncia, prevedendo modalità semplificate per gli impianti di piccola e micro-cogenerazione;
- lo stesso MSE, di concerto con il MATTM determina entro sei mesi dei criteri per l'incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento;
- l'AEEG definisce entro tre mesi le condizioni tecnico-economiche per la connessione delle unità di cogenerazione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi ed entro sei mesi le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione elettrica ad alto rendimento con potenza non superiore a 200 kW.

In merito alle competenze attribuite al GSE, le principali attività affidate dal D.Lgs. 20/2007 al GSE riguardano in sintesi:

- il rilascio della Garanzia di Origine di elettricità da cogenerazione ad alto rendimento (art. 4 comma 2);
- l'elaborazione delle procedure tecniche per il rilascio della Garanzia di Origine, da sottoporre all'MSE entro 3 mesi dalla data di entrata in vigore del D.lgs (art 4 comma 8);
- l'istituzione di un sistema informatico ad accesso controllato per la verifica dei dati contenuti nella Garanzia d'Origine (art. 4, comma 6);
- l'elaborazione di un rapporto contenente un'analisi del potenziale nazionale della cogenerazione ad alto rendimento, con riferimento ad ogni regione e provincia autonoma (art 5);
- la creazione di una banca dati sulla cogenerazione (art. 10);
- la verifica di attendibilità dei dati forniti da chi richiede la garanzia d'origine; verifica della conformità di tali dati alle disposizioni del decreto, nonché i controlli sugli impianti in esercizio sulla base di un programma annuale (art. 4, comma 7);
- la trasmissione a Terna di dati sulla cogenerazione da utilizzare a fini statistici.

3. Le competenze del GSE nell'ambito della promozione della cogenerazione

Come visto, il D.Lgs. 20/2007 ha individuato nel GSE il soggetto atto a rilasciare, su richiesta esplicita del produttore, la Garanzia di Origine, previa verifica dei dati forniti dai produttori stessi e previo accertamento del funzionamento degli impianti in cogenerazione ad alto rendimento (c.d. CAR) (articolo 4, comma 7 del D.Lgs. 20/2007). La Garanzia di Origine può essere utilizzata dai produttori per attestare la provenienza dell'energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento. Tale garanzia può essere rilasciata qualora l'elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento sia non inferiore a 50 MWh (con arrotondamento commerciale). Il GSE rilascia la GO previa verifica dei dati forniti dal richiedente e ha provveduto a istituire un sistema informatico ad accesso controllato anche al fine di consentire la verifica dei dati contenuti nella garanzia di origine (evoluzione del sistema informativo RICOGE).

A tale scopo, il GSE ha predisposto una procedura tecnica - inviata per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico – che definisce l’iter di richiesta della GO sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori. Inoltre, ai sensi del comma 6 del citato articolo 4, il GSE ha in corso di predisposizione un sistema informatico via web ad accesso controllato – che costituirà un ampliamento dell’applicativo RICOGE ad uso interno già esistente – il quale consentirà di richiedere il riconoscimento della CAR, il rilascio della GO nonché la verifica dei dati in essa contenuti. Peraltro, sempre al fine di verificare la fondatezza dei dati dichiarati dai produttori, il GSE ha il compito di disporre, sulla base di un programma annuale, controlli sugli impianti di cogenerazione in esercizio che richiedono la garanzia.

Occorre anche rilevare che il decreto ha introdotto l’obbligo, da parte degli esercenti di officina elettrica, di comunicare i dati relativi ai propri impianti al GSE. Rispetto ai dati già in possesso del GSE - provenienti in particolar modo dalla attività di riconoscimento della cogenerazione secondo la delibera 42/02 dell’AEEG - quanto definito all’articolo 10 comma 1 del decreto 20/07 costituisce una novità importante poiché impone a tutti gli esercenti di officina elettrica che effettuano la denuncia presso gli Uffici Tecnici di Finanza di darne opportuna comunicazione annuale al GSE. Quest’ultimo ha costituito un’apposita banca dati sulla cogenerazione in cui inserire progressivamente anche le informazioni relative alle modalità di sostegno ed all’eventuale erogazione di agevolazioni alla cogenerazione ad opera delle amministrazioni pubbliche.

Unitamente alle attività sopra citate, il GSE deve predisporre, entro 12 mesi dalla entrata in vigore del D.Lgs. 20/07, un rapporto contenente un’analisi del potenziale nazionale per la realizzazione della CAR, con un dettaglio specifico sulla piccola cogenerazione (inferiore a 1 MWe) e microcogenerazione (inferiore a 50 kWe). Tale rapporto, inviato al MSE e al MATTM, è funzionale all’elaborazione e aggiornamento di un rapporto annuale sulla diffusione della cogenerazione in Italia.

Il decreto legislativo ha delineato anche alcune linee guida per la predisposizione di tale rapporto, precisando in particolare che esso deve riportare:

- l’analisi del potenziale nazionale di cogenerazione, con particolare riferimento agli orizzonti degli anni 2010, 2015 e 2020;
- il tipo di produzione separata di elettricità e calore e di energia meccanica che la cogenerazione potrebbe sostituire;
- una stima della domanda di raffreddamento e riscaldamento utile che si presti all’applicazione della cogenerazione. Tale stima deve essere effettuata per ogni regione e provincia autonoma italiana;
- un’analisi del tipo di tecnologie e di combustibili che è possibile utilizzare per realizzare il potenziale di cogenerazione;
- la suddivisione del potenziale in ammodernamento della capacità esistente ed in costruzione di nuova capacità.

Il rapporto deve comprendere anche un’analisi costi/benefici, in termini di risparmio di energia primaria, relativi all’aumento della quota di cogenerazione ad alto rendimento nel mix energetico nazionale. Infine, debbono essere individuati gli ostacoli che impediscono la realizzazione del potenziale nazionale, con particolare riferimento a: prezzi e disponibilità dei combustibili; problemi riguardanti l’accesso alla rete elettrica; diffi-

coltà nelle procedure amministrative e mancata internalizzazione dei costi esterni ambientali nei prezzi dell'energia.

Nell'ottica di predisporre nel modo più completo possibile il rapporto richiesto all'articolo 5 del D.Lgs., il GSE ha proposto l'istituzione di un tavolo tecnico, coordinato operativamente dallo stesso GSE, con il coinvolgimento di:

- organismi istituzionali, quali il MSE, il MATTM e l'AEEG;
- organismi di rappresentanza di amministrazioni locali (regioni, province, comuni...), vista la necessità di procedere con un'analisi specifica per ogni regione e provincia autonoma;
- operatori preposti alla raccolta ed alla elaborazione di dati statistici, per garantire che i risultati del rapporto siano fondati sui migliori dati disponibili;
- enti di ricerca ed associazioni attive nel campo della termotecnica in genere, ed in particolare della cogenerazione e del teleriscaldamento, al fine di ottenere informazioni, anche di tipo economico, sulle tecnologie più diffuse e più promettenti;
- associazioni di imprese elettriche, al fine di reperire indicazioni sulla domanda di calore ed energia elettrica che può essere soddisfatta mediante cogenerazione.

4. I risultati delle attività di riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento relativa alla produzione 2006

Come visto, per ottenere il riconoscimento di cogenerazione ad alto rendimento è necessario che un impianto rispetti i criteri di efficienza energetica (IRE e LT) definiti dalla delibera 42/02 dell'AEEG.

I produttori che intendono ottenere il riconoscimento, propedeutico ai benefici delineati in precedenza, devono presentare annualmente una richiesta al GSE, dichiarando le quantità di energia elettrica e calore prodotte durante l'anno solare precedente, e la quantità di energia primaria (combustibile) consumata per produrle. Vanno inoltre fornite informazioni tecniche riguardanti l'impianto, quali: schema di funzionamento, taglie del macchinario, metodi di misura impiegati ed altre ancora. Prima di accogliere la richiesta, il GSE verifica che, per l'anno considerato, gli indici IRE e LT siano maggiori delle rispettive soglie minime.

I dati riportati nel seguito si basano sulle richieste accolte dal GSE, relativamente alla produzione 2006.

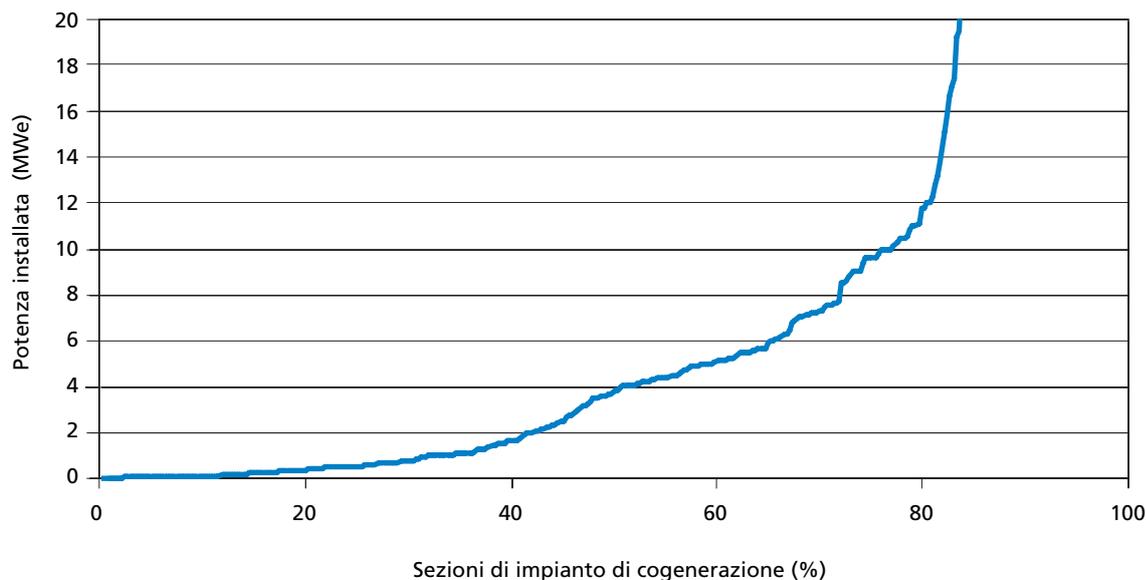
Il 31 dicembre 2007 è scaduto il termine per l'invio al GSE delle richieste di riconoscimento di produzione in cogenerazione relative alla produzione dell'anno 2006. A riguardo, sono pervenute al GSE richieste di riconoscimento per 430 sezioni di impianto (56 in più rispetto all'anno precedente), di cui 372 hanno ottenuto il riconoscimento in quanto hanno soddisfatto le condizioni fissate nella delibera 42/02 dell'AEEG.

Gli impianti riconosciuti di cogenerazione dal GSE per la produzione 2006 rappresentano una potenza installata totale di 8.600 MW elettrici, approssimativamente il 9% del parco totale di generazione italiano ed il 12% del solo parco termoelettrico. In Figura 6.2 è riportata la curva cumulata della potenza complessiva dei motori primi per le sole "sezioni di impianto" di cogenerazione. Come può osservarsi, si tratta in maggioranza di impianti di taglia piccola e media: in più dell'80% dei casi la potenza installata è inferiore a 20 MW. Un terzo degli impianti ha potenza inferiore ad 1 MW ("piccola cogenerazione"), mentre la "microcogene-

razione" (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta circa il 2,5% del totale.

Non mancano, infine, esempi di grandi impianti (fino a 300-400 MW), di solito ubicati all'interno di importanti siti industriali.

Figura 6.2 - Distribuzione delle potenze degli impianti di cogenerazione in Italia
(curva cumulata, anno 2006)



Analizzando i dati disaggregati si evince che oltre 80% dei casi riguarda impianti con una potenza installata inferiore a 20 MW. Un terzo degli impianti ha potenza inferiore ad 1 MW ("piccola cogenerazione"), mentre la "microcogenerazione" (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta circa il 2,5% del totale.

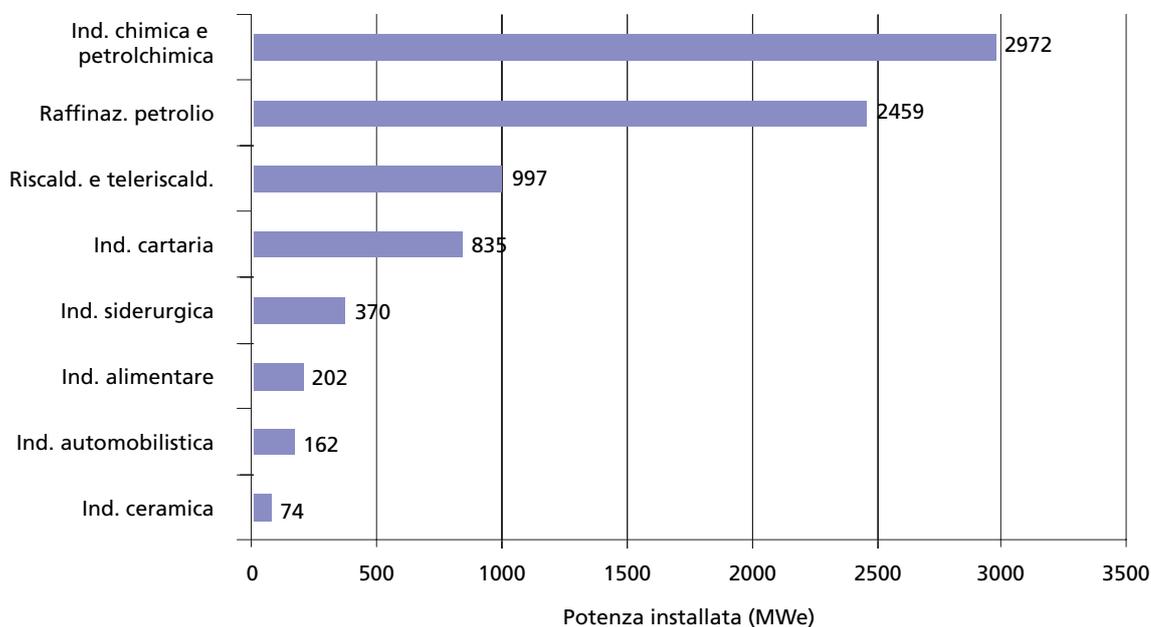
Non mancano, infine, esempi di grandi impianti (fino a 300-400 MW), di solito ubicati all'interno di importanti siti industriali. La seguente Tabella 6.1 riporta la potenza media delle sezioni di cogenerazione per quelle attività economiche, civili o industriali, in cui essa è maggiormente diffusa. Le potenze, si nota, sono estremamente variabili: da qualche centinaio di kW per attività di servizio (impianti sportivi, istruzione, commercio ecc.), fino alle centinaia di MW tipiche della grande industria.

Tabella 6.1 - Taglia media delle sezioni di cogenerazione per alcune categorie di attività economica (anno 2006)

Attività	Potenza installata media (MWe)	Attività	Potenza installata media (MWe)
Impianti sportivi	0,1	Ind. elettronica	9,0
Alberghi e ristoranti	0,1	Ind. alimentare	11,9
Commercio	0,5	Riscald. e teleriscald.	12,5
Ospedali	1,0	Ind. cartaria	16,7
Case di riposo e simili	1,5	Ind. automobilistica	23,1
Concerie	2,0	Trasporti aerei	30,5
Ind. tessile	3,0	Ind. chimica e petrolchimica	114,3
Articoli in gomma e mat. plastiche	3,2	Raffinaz. petrolio	136,6
Ind. ceramica	3,9	Ind. siderurgica	185,0

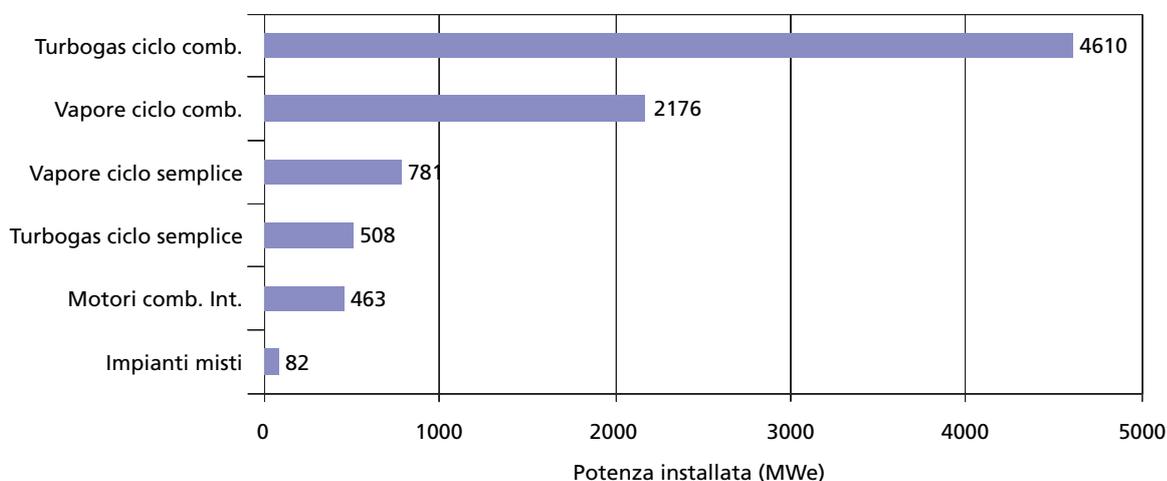
La Figura 6.3 mostra la potenza installata di cogenerazione per i principali settori di attività. In alcuni casi, l'impiego del calore all'interno di uno stesso sito può essere molteplice: per esempio, in uno stabilimento per la produzione di ceramiche, una parte del calore può essere impiegata per il processo produttivo, ed un'altra per riscaldare lo stabilimento stesso o edifici adiacenti.

Figura 6.3 - Potenza installata di cogenerazione per le principali attività economiche (anno 2006)



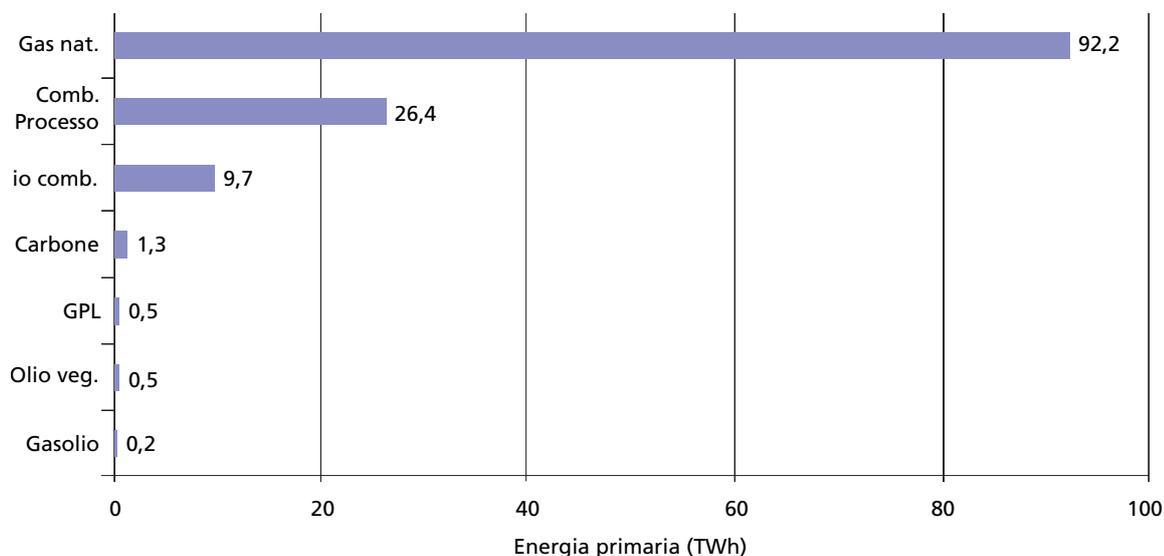
La Figura 6.4 riporta invece la potenza installata negli impianti di cogenerazione suddivisa in funzione del tipo di motore primo: turbina a vapore; turbina a gas; motori a combustione interna. Per ciascun tipo, viene precisato se si tratta di impiego singolo oppure associato ad un motore di altro tipo (ad esempio: ciclo combinato gas-vapore).

Figura 6.4 - Potenza installata in impianti di cogenerazione suddivisa in funzione del ciclo termico impiegato (anno 2006)



Nel corso del 2006, gli impianti di cogenerazione italiani hanno prodotto circa 49 TWh elettrici e 39 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 130 TWh. L'energia elettrica prodotta in cogenerazione è stata pari al 16% dell'intera produzione elettrica nazionale 2006, ed al 20% della produzione di origine termoelettrica. La successiva Figura 6.5 illustra infine il peso relativo dei principali combustibili impiegati. Il combustibile di più comune impiego è il gas naturale, seguito dai combustibili di processo e dall'olio combustibile. Come già accennato, gli impianti di cogenerazione sono spesso associati a stabilimenti industriali. In alcuni casi, lo stabilimento industriale produce, come residui di lavorazione, gas con un contenuto energetico significativo, i quali vengono ceduti all'impianto di cogenerazione, per essere utilizzati come combustibili. Ciò accade, ad esempio, negli impianti petrolchimici o siderurgici e nelle raffinerie.

Figura 6.5 - Principali tipi di combustibile impiegati per la cogenerazione nel 2006.



Oltre all'indice IRE, un altro parametro comunemente adottato per valutare l'efficienza energetica degli impianti di cogenerazione è il c.d. "rendimento di primo principio". Si tratta del rapporto tra la somma delle energie (elettrica e termica) rese all'utenza e l'energia fornita dal combustibile.

In Tabella 6.2 sono riportati, per le varie categorie di attività associate agli impianti di cogenerazione, i valori medi ponderali del rendimento di primo principio e dell'indice IRE, relativi alla produzione 2006. Si osserva che l'indice IRE ed il rendimento sono largamente indipendenti l'uno dall'altro: elevati rendimenti possono trovarsi associati ad indici IRE modesti. Ciò si spiega agevolmente considerando il diverso significato dei due indici.

Tabella 6.2 - Prestazioni degli impianti di cogenerazione nel 2006: rendimento di primo principio e indice IRE per le principali categorie di attività (anno 2006)

Attività	Rendimento medio %	IRE medio %
Ind. alimentare	80,7	22,1
Ind. ceramica	79,9	24,5
Impianti sportivi	78,8	29,9
Commercio	78,5	31,2
Ospedali	76,0	27,6
Ind. tessile	75,4	14,3
Articoli in gomma e mat. plastiche	74,9	22,7
Ind. cartaria	73,5	13,6
Case di riposo e simili	71,1	27,0
Ind. automobilistica	69,0	10,1
Concerie	68,9	24,8
Riscald e teleriscald	68,6	16,2
Ind. chimica e petrolchimica	68,5	8,6
Trasporti aerei	68,4	18,4
Alberghi e ristoranti	67,7	17,7
Raffinaz. petrolio	64,5	15,1
Ind. elettronica	62,9	18,0
Ind. siderurgica	50,1	5,7

Il rendimento dipende soltanto dalle quantità di energia prodotte e consumate, ed indica quindi in maniera diretta se l'impianto è gestito in modo efficiente (ad esempio, con un limitato numero di fermate ed avviamenti).

L'indice IRE considera invece, insieme con le modalità di esercizio dell'impianto, anche alcune sue caratteristiche strutturali (potenza, tensione di connessione alla rete elettrica, combustibili utilizzati ed altro ancora) e le prestazioni degli impianti convenzionali che esso sostituisce (rendimenti di riferimento).

Il principale beneficio che la collettività attende dalla cogenerazione è il risparmio nella quantità di combustibile impiegato per produrre energia. Tale risparmio si traduce in una minore emissione di inquinanti nel-

l'atmosfera ed in una maggiore disponibilità di combustibile primario.

Il risparmio di combustibile si può calcolare estendendo la definizione dell'indice IRE alle energie totali (rispettivamente elettrica e termica) prodotte da tutti gli impianti di cogenerazione, ed al combustibile complessivamente consumato da tali impianti.

In un rapporto pubblicato alcuni anni or sono, Eurostat assume un rendimento medio in Europa pari al 36% per la produzione di sola energia elettrica, ed all'85% per la produzione di sola energia termica. Con tali valori di rendimento, e con le quantità di energia prodotta e di combustibile consumato riportate in precedenza, l'indice IRE globale per il 2006 risulta pari al 28% circa, corrispondente ad un risparmio di combustibile per circa 51 TWh complessivi (circa 4,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio).

Varie ragioni inducono a ritenere che il risparmio di combustibile sia in realtà superiore al valore citato. Infatti, dal calcolo sono stati esclusi tutti gli impianti che, pur producendo energia elettrica e calore, non sono stati oggetto di comunicazioni al GSE (ad esempio perché l'IRE o l'LT sono inferiori ai valori minimi). Tali impianti hanno tuttavia contribuito, sia pure in misura modesta, al risparmio di combustibile primario.

5. Lo sviluppo della cogenerazione

La cogenerazione di energia elettrica e calore in Italia ha registrato un aumento considerevole della potenza installata più che raddoppiata tra il 2001 e il 2006 e arrivata a rappresentare, con i suoi 19.487 MW, il 28% del parco termoelettrico italiano. La tipologia d'impianto cresciuta con maggiore intensità è stata il ciclo combinato che ha raddoppiato la potenza efficiente lorda nel periodo considerato arrivando a rappresentare nel 2006 il 76% degli impianti in cogenerazione. Sono aumentati anche gli impianti a combustione interna e le turbine a gas, mentre una flessione si registra per gli impianti a vapore (sia a compressione sia a spillamento).

Tabella 6.3 – Potenza efficiente lorda degli impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore (dati in MW. Fonte: Terna)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Combustione interna (CIC)	434	475	511	574	633	704
Turbine a gas (TGC)	870	872	878	1.028	1.024	1.052
Cicli combinati (CCC)	6.767	6.831	7.314	9.437	12.555	13.915
Vapore a controcompressione (CPC)	2.006	2.014	1.958	1.969	1.888	1.765
Vapore a condensazione con spillamento (CSC)	2.320	2.331	2.448	2.236	2.196	2.051
TOTALE	12.398	12.524	13.019	15.245	18.296	19.487

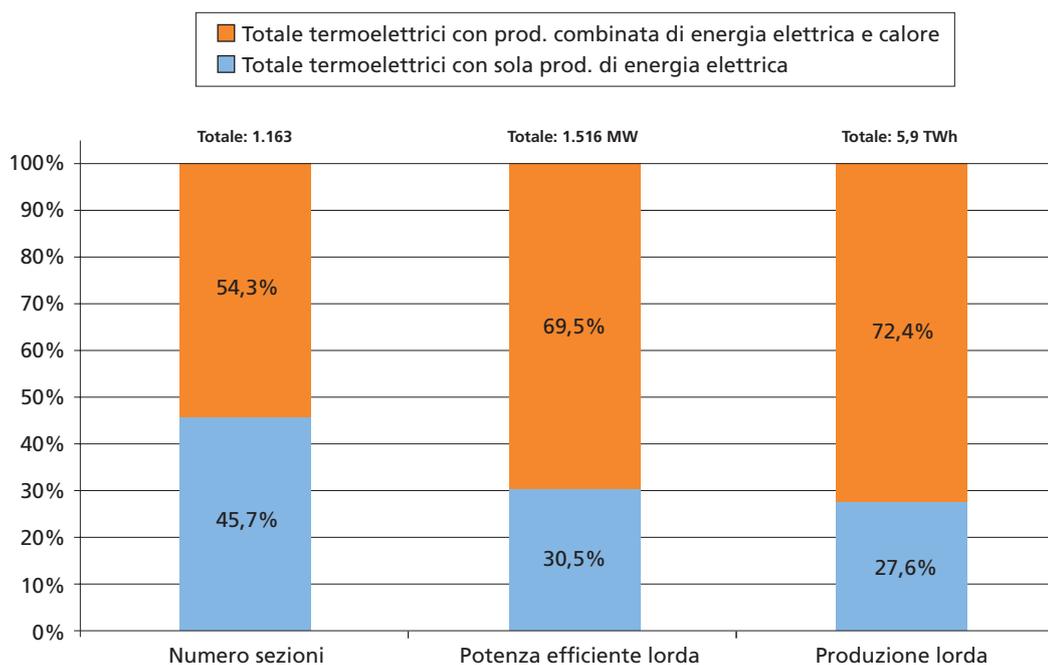
Analizzando i dati relativi alla produzione del parco cogenerativo si evince, coerentemente con l'aumento della potenza installata, un aumento della produzione lorda di energia elettrica passata da 65 TWh del 2001 ai 102 TWh del 2006. La produzione di calore risulta invece sostanzialmente stabile e passa dai 4,8 Mtep del 2001 ai 5,0 Mtep nel 2006. Questo dato evidenzia una criticità nell'uso del combustibile i cui livelli di efficienza, al contrario dell'efficienza elettrica degli impianti che cresce nel tempo, risulta essere decrescente, con

la conseguenza di una diminuzione dell'utilizzo dell'energia per calore. Una delle ragioni, è riconducibile alla presenza degli incentivi in conto esercizio secondo la deliberazione CIP6 che, prevedendo l'erogazione di tariffe sulla produzione di energia elettrica, ha fatto privilegiare la produzione di elettricità a scapito del calore, rendendo conveniente l'utilizzo di impianti di grosse dimensioni a rendimento elettrico elevato, ma con basso utilizzo del calore.

Se si analizzano i dati relativi ai soli impianti di minori dimensioni (c.d. generazione distribuita comprendente gli impianti < 10 MVA) si riscontrano caratteristiche e modalità di utilizzo estremamente differenti rispetto agli impianti di grandi dimensioni che hanno privilegiato la produzione di energia elettrica.

Innanzitutto occorre evidenziare che gli impianti di cogenerazione rappresentano la gran parte (ben il 70% della potenza e il 72% della produzione) del parco termoelettrico di impianti di generazione distribuita, come evidenziato in Figura 6.6.

Figura 6.6 - Impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della c.d. generazione distribuita in Italia (Fonte: AEEG, rapporto ex delibera 160/06)



In secondo luogo, a differenza degli impianti di cogenerazione di taglia più grande, sono prevalenti le tipologie impiantistiche per lo sfruttamento di calore, in particolare nel caso di impianti di dimensione più piccola (c.d. microgenerazione ≤ 1 MW) come evidenziato nelle successive Figure 6.7 e 6.8.

Figura 6.7 - Impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della c.d. generazione distribuita in Italia (Fonte: AEEG, rapporto ex delibera 160/06)

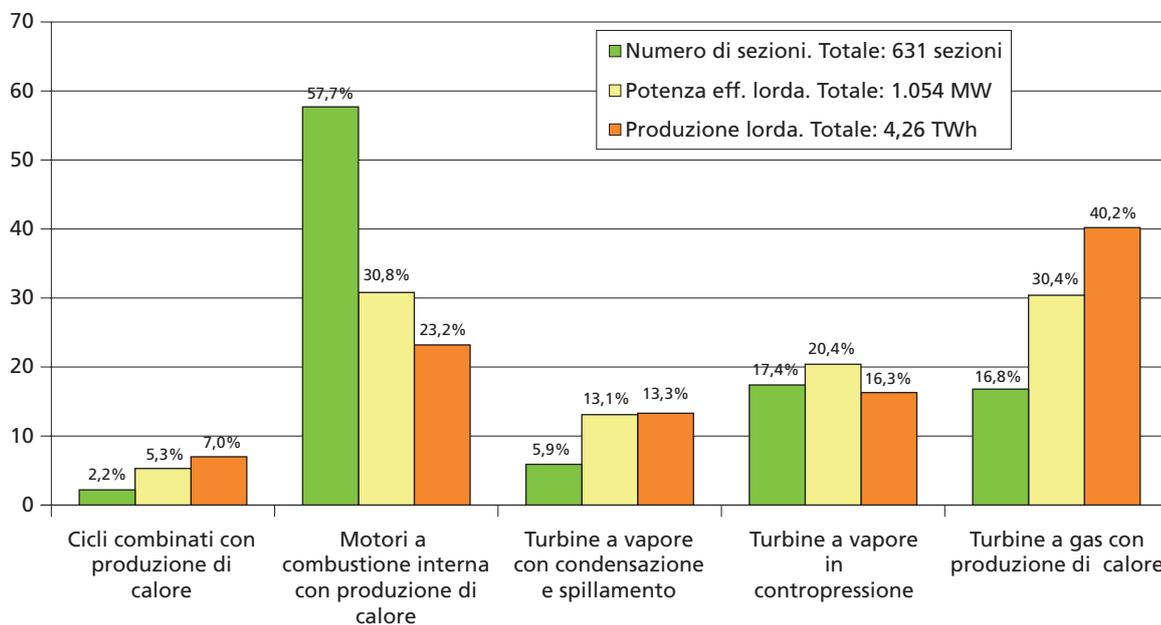
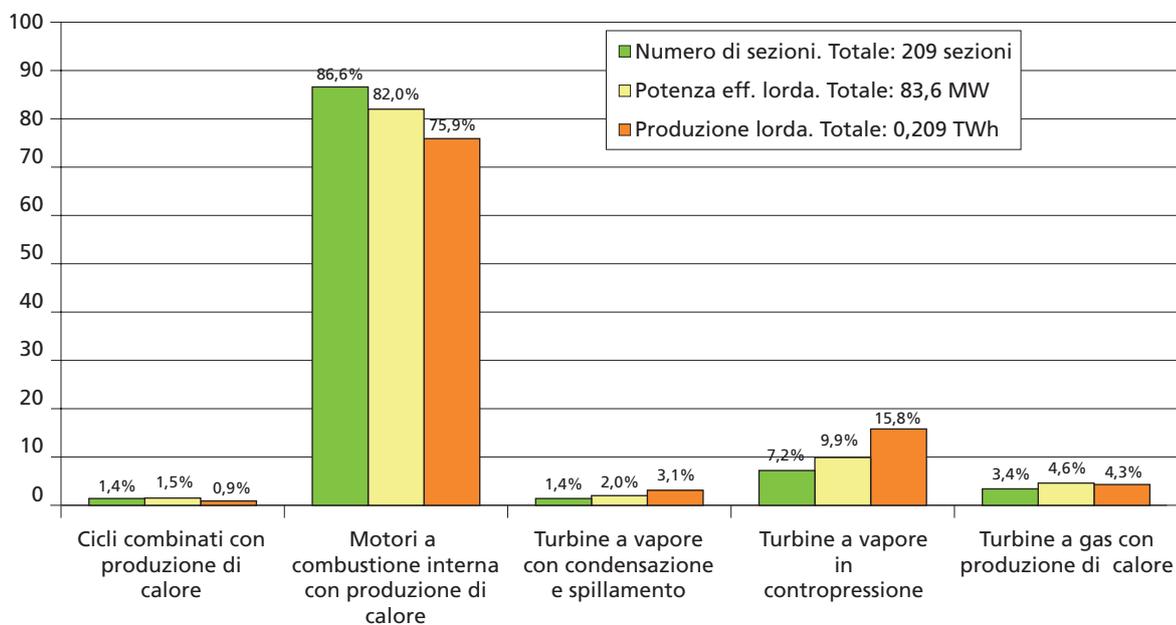


Figura 6.8 - Impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della c.d. microgenerazione distribuita in Italia (Fonte: AEEG, rapporto ex delibera 160/06)



Nel caso degli impianti di piccolissima taglia, il rapporto tra elettricità e calore può raggiungere quote molto basse, fino all'8% per impianti di minori dimensioni come evidenziato in Tabella 6.4, in quanto destinati principalmente a soddisfare utilizzi di calore.

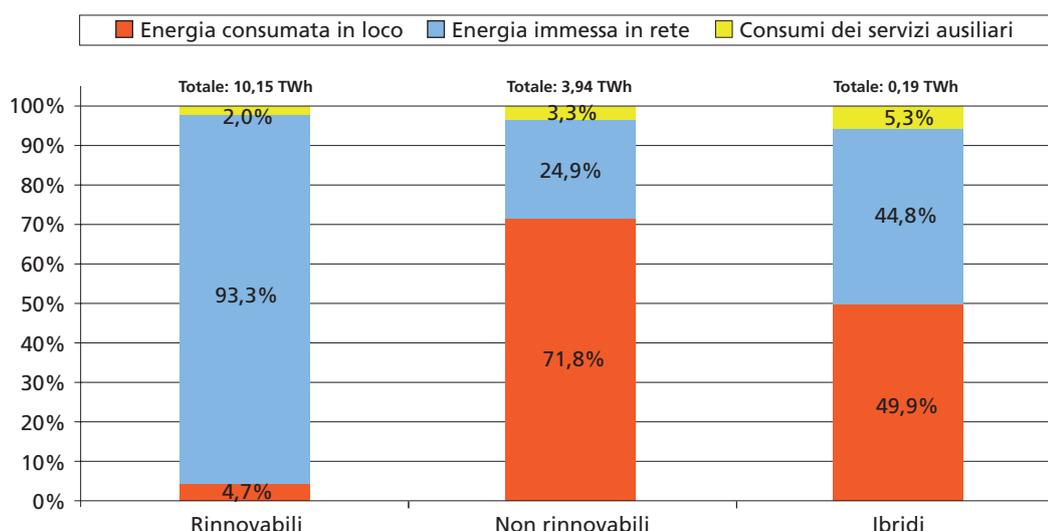
Tabella 6.4 - Impianti di microgenerazione disponibili sul mercato (Fonte: FIRE, 2007)

Tecnologia	Taglie disponibili kWe	Rendimento elettrico	Rapporto Elettricità/Calore	Costo €/kWe
Motori a combustione interna	1-50	20-28	1:1,5-1:3	1.200-6.000
Microturbine	30-50	25-28	1:1,5-1:3	1.000-1.200
Motori Stirling	0,5-50	12-30	1:3-1:8	2.500-3.000
Celle a combustibile	1-50	30-35	1:1-1:2,5	5.000-6.000
Ciclo Rankine	1-4,6	6-19	1:4,2-1:13	n.d.

Gli impianti di microgenerazione nascono, quindi, con la finalità di produrre calore in modo più efficiente rispetto al caso di utilizzo delle caldaie convenzionali e non hanno quale finalità principale quella di produrre elettricità come nel caso dei cicli combinati di grandi dimensioni.

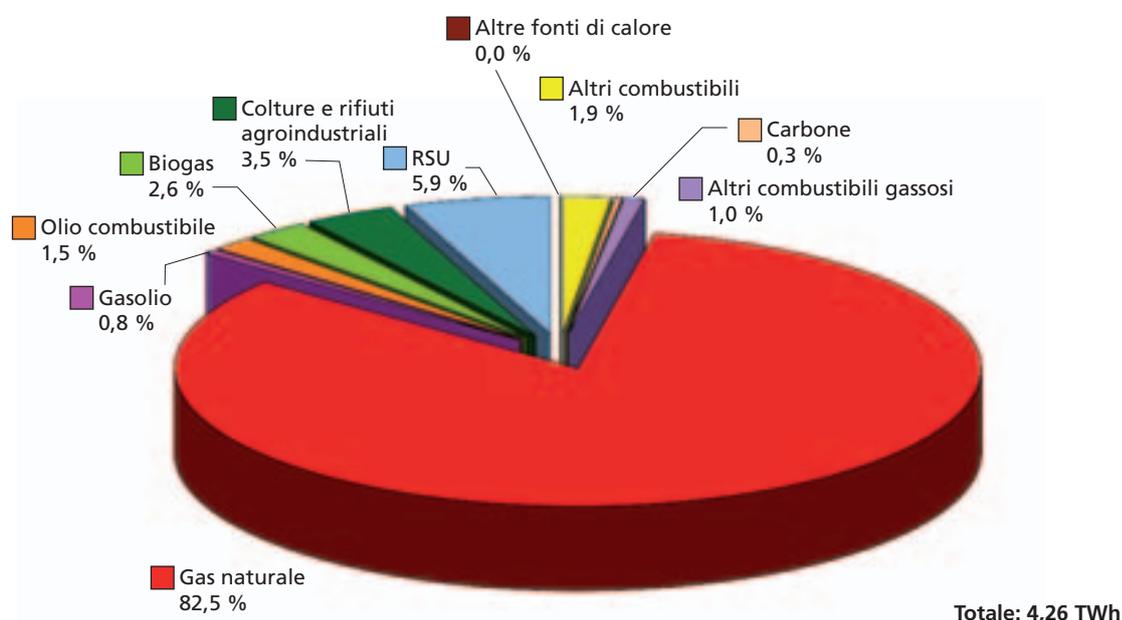
Una delle ragioni è legata alla tipologia di utilizzo dell'energia prodotta dagli impianti. Si tratta, infatti, in gran parte di energia utilizzata dagli stessi titolari degli impianti (autoproduzione) per soddisfare bisogni di elettricità e calore in siti di piccole dimensioni, come evidenziato in Figura 6.9. La cogenerazione è, infatti, utilizzata prevalentemente da piccole e medie imprese per proprie esigenze di consumo e in questi utilizzatori risiede il maggiore potenziale di sviluppo.

Figura 6.9 - Ripartizione tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata della produzione lorda da impianti di generazione distribuita rinnovabili e non (Fonte: AEEG, rapporto ex delibera 160/06)



Differenze sostanziali si riscontrano, infine, con riferimento alla generazione distribuita, nelle fonti di energia primaria utilizzate per alimentare gli impianti per la produzione di sola energia elettrica rispetto agli impianti di cogenerazione. Infatti, mentre nel caso di impianti per la sola produzione di energia elettrica le fonti rinnovabili rappresentano l'84% della produzione lorda totale, nel caso di impianti di piccola taglia per la produzione combinata di energia elettrica e calore la fonte di energia primaria prevalente è non rinnovabile. Questa rappresenta l'88% della produzione lorda con una netta prevalenza del gas naturale (83%) e una quota percentuale limitata di combustibili rinnovabili (12%) a copertura della produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione come illustrato in Figura 6.10.

Figura 6.10 – Fonti di alimentazione degli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della generazione distribuita (Fonte: AEEG, rapporto ex delibera 160/06)



La cogenerazione con un uso più efficiente del calore si è, infine, diffusa per alimentare utenze industriali e in misura minore civili, attraverso sistemi di teleriscaldamento. Secondo i dati dell'AIRU, a fine 2005, la potenzialità delle unità di produzione che alimentano reti di teleriscaldamento risulta quella riportata in Tabella 6.5. Dai dati in essa riportati si rileva che la tipologia prevalente è costituita da impianti di cogenerazione e da caldaie di integrazione e riserva alimentati da combustibili fossili.

Tabella 6.5 – Cogenerazione con teleriscaldamento urbano (Fonte: AIRU)

Tipologia impianto	Potenzialità installata	
	Elettrica MWe	Termica MWt
Unità di cogenerazione (1)	1.203	1.518
Impianto incenerimento RSU	134	235
Impianto a biomassa	26	158
Fonte geotermica	-	38
Recupero da processo industriale	-	20
Pompe di calore	-	3
Caldaie ausiliarie (1)	-	1.063
Caldaie di riserva (1)	-	1.279
Totale	1.363	4.313

(1) Impianti alimentati a combustibili fossili

L'approvazione del D.Lgs. 20/2007 potrà fornire un ulteriore contributo alla crescita della potenza installata e delle energie (elettrica e termica) prodotte in cogenerazione. E' probabile che tale incremento riguardi principalmente gli impianti di piccola cogenerazione (potenza inferiore ad 1 MW) e quelli di microcogenerazione (potenza minore di 50 kW), ai quali la normativa riconosce particolari facilitazioni.

E' inoltre da attendersi uno sviluppo di impianti di cogenerazione associati al teleriscaldamento. Per tali impianti, infatti, l'articolo 14 del D.Lgs. conferma i benefici previsti dalla legislazione precedente (rilascio di certificati verdi per la quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento), seppure soltanto al verificarsi di alcune precise condizioni temporali in merito all'autorizzazione e/o all'entrata in esercizio degli impianti (Cfr. Capitolo 5). Infine è prevedibile un ulteriore impulso allo sviluppo della cogenerazione in seguito alla prevista emanazione del decreto di cui all'articolo 6 del D.Lgs. n. 20/07 su criteri e modalità di incentivazione della CAR, definiti in base alle caratteristiche principali degli impianti produttivi.

ALCUNE CENTRALI ITALIANE A FONTI RINNOVABILI



Narni (Terni) • Centrale idroelettrica



Varese Ligure (La Spezia) • Parco eolico Valico della Cappelletta



Scanno (L'Aquila) • Centrale idroelettrica



Presenzano (Caserta) • Centrale idroelettrica Domenico Cimarosa, condotte forzate



Volturino (Foggia) • Parco eolico



Larderello (Pisa) • Centrale geotermoelettrica Larderello 3



Bagnore (Grosseto) • Centrale geotermica del Monte Amiata



Volturino (Foggia) • Parco eolico



Fossato di Vico (Perugia) • Parco eolico di Cima Mutali



Barcis (Pordenone) • Diga del Lago di Barcis



Nove (Vicenza) • Microcentrale idroelettrica



Brescia • Termoutilizzatore



Barcis (Pordenone) • Diga del Lago di Barcis

® GSE 2007 - Gestore dei Servizi Elettrici
Pubblicazione fuori commercio

Stampa: Arti Grafiche Tilligraf Srl - Roma

Finito di stampare: maggio 2008



Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.a.
Viale Maresciallo Pilsudski, 92 00197 Roma - Italy
Centralino: +39 06 8011 1 Fax: +39 06 8011 4392
e-mail: info@gsel.it www.gsel.it