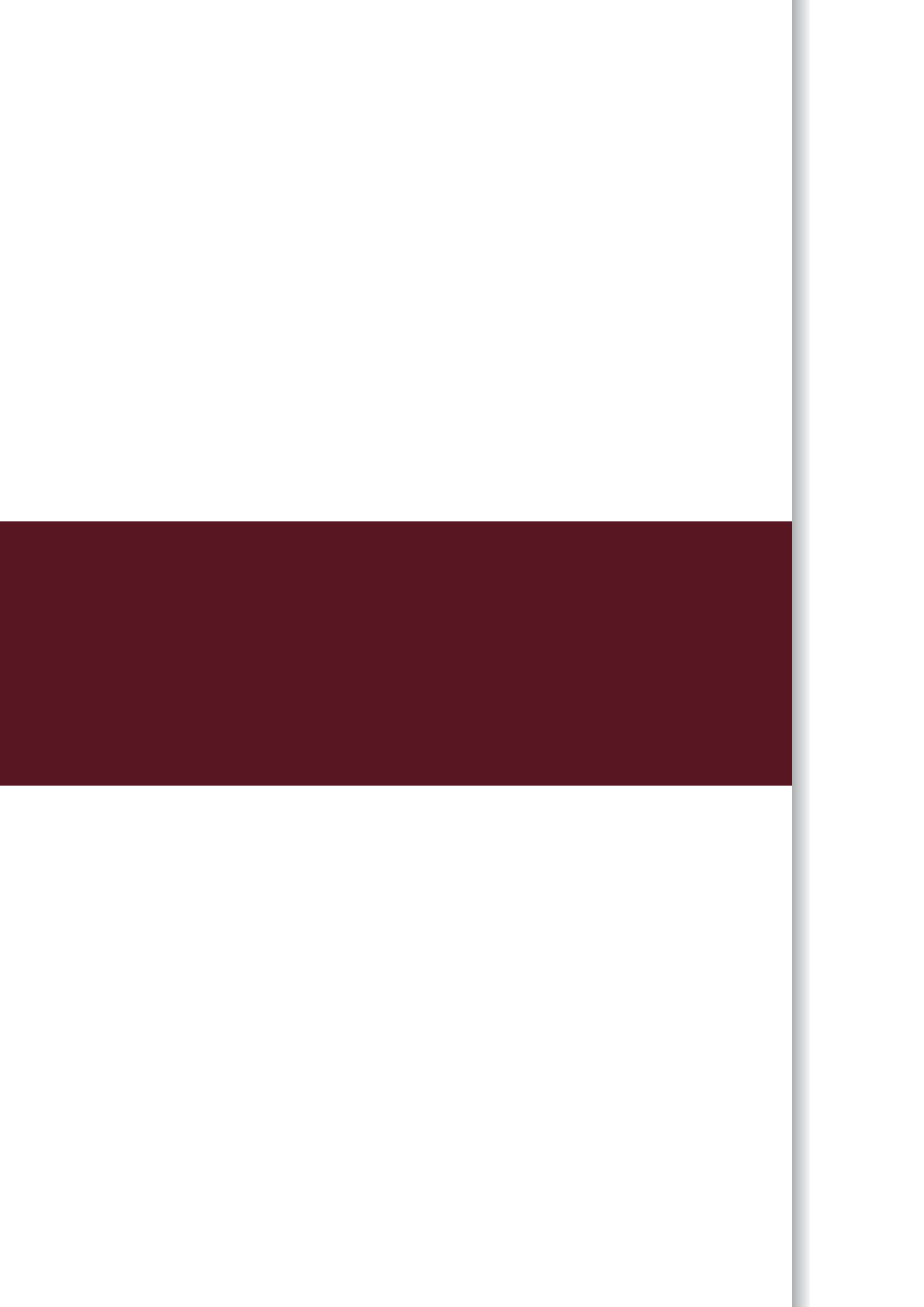


2012

**Rapporto
Attività**





2012

**Rapporto
Attività**



Efficiienza

Dal punto di vista energetico,
economico e gestionale,
l'efficienza è la parola chiave
per fronteggiare le sfide del futuro.



Servizio

Lo spirito di servizio, nell'interesse generale del sistema Italia, è il tratto distintivo con cui GSE ha sempre risposto ai compiti che gli sono stati assegnati.

Risultati



I volumi e l'evoluzione delle attività gestite da GSE testimoniano l'attenzione sempre più diffusa per l'energia come fattore cruciale per la crescita sostenibile del Paese.

Indice

RAPPORTO IN SINTESI	12
---------------------	----

Contesto nazionale e internazionale	15
--	-----------

Dal Piano di Azione Nazionale alla Strategia Energetica Nazionale	16
Verso l'adozione di strategie energetiche europee di lungo termine	21

Incentivazione e ritiro dell'energia elettrica	25
---	-----------

Introduzione	26
Il CIP 6/92	30
Risultati nel periodo 2001-2011	31
Energia CIP 6 ritirata nel 2012 e assegnazione di capacità ai clienti finali	34
Le previsioni sulle quantità e i prezzi dell'energia CIP 6	35
Il Conto Energia	37
Conto Energia per gli impianti fotovoltaici	37
Il contatore fotovoltaico	53
Conto Energia per gli impianti solari termodinamici	53
I Certificati Verdi e le Tariffe Onnicomprehensive	56
Qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili	56
Qualifica degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento	61
Certificati Verdi	64
Tariffe Onnicomprehensive	75
Gli incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012	82
I nuovi meccanismi di incentivazione	82
Il primo bando per i registri e le aste	82
Il contatore delle fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico	84
I servizi di ritiro dell'energia	86
Ritiro Dedicato	86
Scambio sul Posto	89

Gestione dell'energia **91**

Partecipazione al mercato elettrico	92
I mercati elettrici in cui opera il GSE	92
Ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato	93
Gli oneri di sbilanciamento	94
Andamento del Costo Evitato di Combustibile (CEC) e del Prezzo Unico Nazionale (PUN)	94
Servizi di supporto per l'acquisto di energia elettrica sul mercato	95
Previsione della produzione elettrica e Mancata Produzione Eolica	95
Previsione della produzione elettrica	95
Progetto <i>Metering</i> Satellitare	96
Mancata Produzione Eolica	98
Gestione delle misure dell'energia elettrica	100
Le attività relative alla gestione delle misure	100
La gestione delle misure nel 2012	100

Oneri di incentivazione **103**

Costi per l'acquisto e l'incentivazione dell'energia elettrica	104
Ricavi dalla vendita dell'energia elettrica	105
Fabbisogno economico e gettito della componente A3	105

Certificazione degli impianti e dell'energia **109**

Il riconoscimento della cogenerazione e i Certificati Bianchi	110
La Garanzia di Origine da fonti rinnovabili	113
La <i>Fuel Mix Disclosure</i>	116
I Certificati RECS	121

Controlli e verifiche sugli impianti 123

Controlli sugli impianti alimentati a fonti rinnovabili	126
Controlli sugli impianti fotovoltaici incentivati con il Conto Energia	128
Controlli sugli impianti RECS	129
Controlli sugli impianti MPE	129
Controlli sugli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento	129
Controlli sugli impianti CIP 6/92 e sugli impianti di cogenerazione	131

Stoccaggio Virtuale del gas 133

Introduzione	134
Soggetti coinvolti, selezione e abbinamenti	134
Tariffa	136
Cessione al mercato	136
Attività di monitoraggio	136

Emissioni di gas serra 139

Emissioni di gas serra, il ruolo del GSE	140
EU ETS, collocamento all'asta delle quote di emissione italiane	141
Segreteria tecnica del Comitato ETS: piccoli emettitori	143
Monitoraggio delle politiche per il clima	145

Studi, statistiche, monitoraggio e servizi specialistici 147

Elaborazione di studi e rapporti specialistici	148
Le statistiche sulle energie rinnovabili	150
Il monitoraggio dati	153
I servizi specialistici per la Pubblica Amministrazione	153

Attività internazionali	157
Collaborazioni nell'ambito di iniziative e organizzazioni	158
Partecipazione a progetti	161
Sostegno alla filiera delle rinnovabili	163
Il progetto Corrente	164
Attività informative	169
Il <i>Contact Center</i> del GSE	170
Le attività di informazione	175
Nuovi compiti del GSE	177
Il Conto Termico	178
I Certificati Bianchi	179
Il sistema di immissione in consumo dei biocarburanti	181

Rapporto in sintesi

Il ruolo del Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. a servizio del sistema energetico nazionale è diventato, nel corso degli ultimi anni, sempre più rilevante. Principale *mission* del GSE è la promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili, cui recentemente si è affiancata anche la gestione dell'incentivazione dell'efficienza energetica. Obiettivo del presente rapporto è esporre le attività svolte nel corso dell'anno 2012, illustrando compiutamente i principali dati relativi ai servizi erogati dalla società, anche in termini di costi e ricavi collegati al rilascio dei vari meccanismi di incentivazione affidati al GSE.

476.904

IMPIANTI FOTOVOLTAICI
INCENTIVATI A FINE 2012

Nel solo 2012 il GSE ha ricevuto oltre 145.000 richieste di incentivazione per l'entrata in esercizio di nuovi impianti fotovoltaici. Complessivamente, in Italia, a fine 2012, risultano in esercizio quasi 477.000 impianti fotovoltaici, per una potenza di circa 16.350 MW. L'incentivo totale erogato per la produzione di energia nel 2012, a favore degli oltre 18 TWh prodotti da fotovoltaico, si è attestato su un valore pari a circa 6 miliardi di euro.

Il 2012 ha segnato un incremento interessante anche per gli altri impianti di generazione elettrica alimentati a fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico: a fine anno ne risultano in esercizio, qualificati dal GSE per il rilascio degli

incentivi (Certificati Verdi o Tariffe Onnicomprehensive), oltre 4.500, di cui circa 3.500 di nuova costruzione e i restanti soggetti a interventi di rifacimento, potenziamento o riattivazione. Il maggior numero di impianti si riferisce alla fonte idraulica, seguita nell'ordine dagli impianti a biogas, eolici e a bioliquidi. Al momento della pubblicazione di questo rapporto risultano emessi dal GSE quasi 17 milioni di Certificati Verdi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili del 2012. Oltre 1.700 impianti hanno invece avuto accesso al sistema delle Tariffe Onnicomprehensive, con una remunerazione percepita nel corso dell'anno pari a circa un miliardo di euro, a fronte di una produzione totale di circa 4 TWh. Per quanto riguarda gli impianti che ancora usufruiscono del meccanismo incentivante CIP 6, alimentati sia da fonti rinnovabili sia da fonti assimilate, si è registrata a fine 2012 una diminuzione nel numero delle convenzioni e della potenza incentivata in quanto alcuni operatori hanno usufruito del meccanismo della risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6. La produzione degli impianti CIP

6 nel 2012 è risultata pari a 22,4 TWh, cui è corrisposta una remunerazione complessiva, erogata dal GSE, pari a circa 2,9 miliardi di euro.

A luglio 2012, con il D.M. 6 luglio 2012, sono stati introdotti i nuovi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili diverse da quella solare. A fine anno le richieste pervenute al GSE per l'iscrizione degli impianti ai registri e alle aste per l'accesso ai nuovi incentivi sono state 999, per una potenza complessiva pari a quasi 1.300 MW.

Riguardo al meccanismo del Ritiro Dedicato il GSE, nel corso del 2012, ha gestito circa 25 TWh di energia, per un controvalore totale che, alla chiusura dei consuntivi, si stima raggiungerà il valore di circa 2 miliardi di euro.

A fine 2012 risultano sottoscritte circa 373.500 convenzioni per lo Scambio sul Posto, per una potenza nominale totale pari a circa 3,5 GW.

Complessivamente, nel 2012 il GSE ha sostenuto costi per il rilascio degli incentivi e la gestione dei servizi energetici per un ammontare pari a circa 14 miliardi di euro. I ricavi in totale si sono aggirati sui 4 miliardi di euro, di cui circa 3,8 miliardi di euro provenienti dalla vendita dell'energia offerta sul Mercato del Giorno

5.322

IMPIANTI A ENERGIA
RINNOVABILE
QUALIFICATI IAFR
A FINE 2012
IN ESERCIZIO
E A PROGETTO

57.780

CONTRATTI DI RITIRO
DEDICATO DELL'ENERGIA
A FINE 2012

Prima e sul Mercato Infragiornaliero. Conseguentemente, il fabbisogno economico netto del GSE nel 2012 è stato di poco inferiore ai 10 miliardi di euro.

Oltre alla gestione diretta dei meccanismi economici di incentivazione e promozione, il Gestore dei Servizi Energetici è attivo anche nella certificazione degli impianti e dell'energia prodotta per il riconoscimento della Cogenerazione ad Alto Rendimento, per il rilascio delle Garanzie di Origine, per la determinazione del *mix* energetico nazionale (*Fuel Mix Disclosure*) nonché per il rilascio dei certificati RECS.

Al fine di appurare la sussistenza dei requisiti previsti per le varie forme di incentivazione, è proseguita nel 2012 l'attività di verifica e controllo del GSE sugli impianti in esercizio e in costruzione. I sopralluoghi, improntati a criteri di trasparenza, affidabilità e non discriminazione sono stati oltre 1.700 per una potenza totale di quasi 6.500 MW.

Nel 2012 il GSE ha consolidato il proprio ruolo nel settore del mercato del gas, organizzando le procedure di asta competitiva per la cessione al mercato dei servizi di stoccaggio. L'azione del GSE in tale settore è di fondamentale importanza al fine di garantire una maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale.

Nell'ambito del sistema europeo dell'*Emission Trading*, nel 2012 è stato formalizzato il ruolo del GSE come *Auctioneer* per l'Italia. Durante le sessioni di asta tenutesi nel corso dell'anno, il GSE ha collocato per l'Italia, sulla piattaforma d'asta comune, oltre 11 milioni di quote di emissione valevoli per il periodo 2013-2020, con un ricavo totale pari a circa 76 milioni di euro.

Secondo quanto stabilito dal D.Lgs. 28/11, il GSE svolge attività di supporto al Ministero dello Sviluppo Economico, conduce studi ed è responsabile del monitoraggio statistico, tecnico, economico e ambientale dello sviluppo delle energie rinnovabili. Inoltre, il GSE svolge anche attività di supporto specialistico in ambito energetico a sostegno delle Pubbliche Amministrazioni.

A livello internazionale, nell'ultimo anno il GSE ha interpretato un ruolo attivo in seno all'OME (*Observatoire Méditerranéen de l'Énergie*), all'IEA (*International Energy Agency*), all'AIB (*Association of Issuing Bodies*), a IRENA (*International Renewable Energy Agency*) e ha partecipato ai tavoli tecnici istituiti dalla Commissione Europea per l'implementazione della Direttiva 2009/28/CE.

Sempre nel 2012, il GSE, con il progetto Corrente, ha proseguito il suo impegno a sostegno della filiera nazionale delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica promuovendo la valorizzazione e internazionalizzazione delle aziende italiane.

Il GSE gestisce le richieste di informazioni dei produttori e dei cittadini sui diversi meccanismi incentivanti con un servizio di *Contact Center* che, nel corso del 2012, ha registrato oltre 1 milione di contatti.

In sintesi, il presente rapporto testimonia il continuo incremento dei volumi delle attività gestite dal GSE. A partire dal 2013, peraltro, il GSE è anche responsabile della gestione dei meccanismi dei Certificati Bianchi e del Conto Termico, dedicati alla promozione dell'efficienza energetica e delle rinnovabili termiche, nonché del sistema dell'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti. Il GSE rappresenta sempre più il fulcro su cui sono incentrati la promozione e il monitoraggio dello sviluppo equilibrato e sostenibile del sistema energetico nazionale.



373.470

CONVENZIONI
DI SCAMBIO SUL POSTO
DELL'ENERGIA
A FINE 2012



1.718

CONTROLLI SUGLI
IMPIANTI NEL 2012



1.081.524

DI RICHIESTE
DI INFORMAZIONI
AL *CONTACT CENTER*
NEL 2012





**Contesto nazionale
e internazionale**

Contesto nazionale e internazionale

Dal Piano di Azione Nazionale alla Strategia Energetica Nazionale

La Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili ha previsto l'innalzamento della quota di energie rinnovabili sul consumo interno finale lordo europeo al 20% entro il 2020. L'obiettivo globale individuato per l'Unione Europea è stato declinato in obiettivi specifici per ciascun Paese; i singoli *target* sono stati definiti dalla Commissione Europea in funzione dei punti di partenza di ogni Stato membro e della valutazione dei rispettivi potenziali disponibili.

La strada scelta dalla Commissione per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario è stata quella di lasciare in capo ai singoli Stati membri la facoltà di definire le strategie più opportune per conseguire l'incremento previsto di copertura dei consumi energetici mediante l'impiego di fonti rinnovabili. La Direttiva 28 ha però assegnato agli Stati membri il compito di definire chiaramente la propria strategia per il raggiungimento dei *target* attraverso la predisposizione, nel 2010, di Piani di Azione Nazionali (PAN) contenenti indicazioni circa l'individuazione degli obiettivi settoriali e le misure previste per raggiungerli.

I 27 Piani di Azione hanno fornito proiezioni sul consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili nel periodo 2010-2020, secondo due scenari di riferimento nominati *Reference Scenario* e *Additional Energy Efficiency Scenario*. Il primo, definito anche "Scenario BAU" (*Business As Usual*), è basato sull'ipotesi che non vengano messe in atto nuove politiche tese a un maggior contenimento dei consumi energetici; il secondo scenario, invece, ipotizza che il conseguimento dell'obiettivo passi attraverso l'adozione di misure aggiuntive per la riduzione dei consumi energetici.

TABELLA 1
QUOTA COMPLESSIVA DI ENERGIA RINNOVABILE
NEI 27 STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA

Settore	Reference Scenario				Additional Efficiency Scenario			
	2005 %	2010 %	2015 %	2020 %	2005 %	2010 %	2015 %	2020 %
Elettricità	15,3	19,3	24,9	31,3	15,3	19,4	26,0	34,0
Riscaldamento/ Raffrescamento	9,9	12,2	14,9	19,2	9,9	12,5	15,9	21,4
Trasporto ¹	1,4	4,9	6,8	10,1	1,4	5,0	7,2	11,3
Totale	8,5	11,3	14,4	18,7	8,5	11,6	15,3	20,7

Fonte: PAN dei 27 Stati membri.

1. La quota di energia rinnovabile nel settore dei trasporti è conteggiata secondo le regole individuate dalla Direttiva 28 per il raggiungimento del target settoriale del 10% al 2020.

A dicembre 2011, così come previsto dalla Direttiva 28, gli Stati membri hanno presentato alla Commissione Europea la prima relazione biennale sui progressi compiuti per il raggiungimento degli obiettivi (*Progress Report*) con informazioni aggiornate al 31 dicembre 2010. La Commissione ha reso noti i risultati dell'analisi comparativa dei documenti pervenuti nella Comunicazione *Renewable energy progress report* del 27 marzo 2013. Dai dati resi noti mediante tale comunicazione emerge che, nel 2010, quasi tutti gli Stati membri hanno raggiunto o superato gli obiettivi intermedi previsti nei Piani di Azione Nazionali; solo Malta e la Lettonia si sono discostate in maniera significativa dalle traiettorie individuate nei rispettivi PAN.

L'obiettivo di copertura dei consumi finali mediante fonti rinnovabili che l'Italia deve raggiungere entro il 2020 è pari al 17%. Al 31 dicembre 2010 la percentuale di energie rinnovabili sul consumo interno finale lordo comunicata nel *Progress Report* per il nostro Paese ha raggiunto un valore del 10,4%, ampiamente al di sopra della traiettoria individuata nel Piano di Azione Nazionale per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti. Eurostat, lo scorso 26 aprile 2013, ha pubblicato un aggiornamento dei dati percentuali delle energie rinnovabili sul consumo interno finale lordo per gli Stati membri al 31 dicembre 2011.

In tale occasione, essendo state recentemente riviste alcune metodologie di calcolo, Eurostat ha provveduto a riconteggiare i valori percentuali delle FER sul consumo interno finale lordo per tutti gli Stati membri anche relativi agli anni precedenti. Per tale motivo i dati indicati da Eurostat e riportati in tabella 2 non necessariamente coincidono con quelli della Comunicazione della Commissione *Renewable energy progress report*.

Per l'Italia, al 31 dicembre 2011, si è raggiunto un valore dell'11,5% delle energie rinnovabili sul consumo interno finale lordo, ben al di sopra della traiettoria individuata nel Piano di Azione Nazionale per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti.

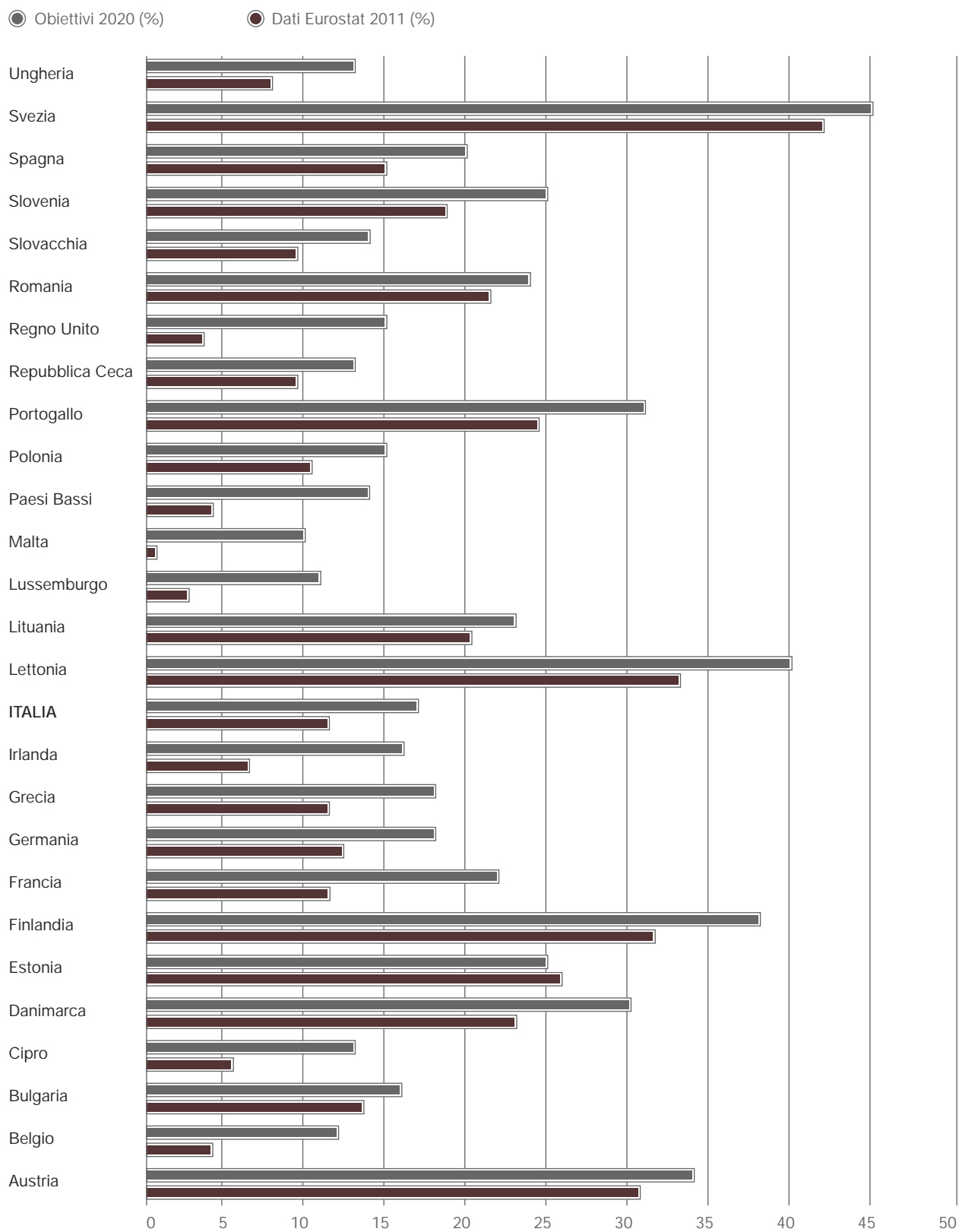
TABELLA 2

QUOTA COMPLESSIVA DI ENERGIA RINNOVABILE NEI 27 STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA

Stato membro	2004 %	2006 %	2008 %	2010 %	2011 %	2020 %
Austria	22,8	22,8	26,9	30,4	30,9	34,0
Belgio	1,9	2,6	3,0	4,0	4,1	13,0
Bulgaria	9,2	9,3	9,5	13,4	13,8	16,0
Cipro	2,7	2,8	3,7	4,6	5,4	13,0
Danimarca	14,9	16,4	18,6	22,0	23,1	30,0
Estonia	18,4	16,1	18,9	24,6	25,9	25,0
Finlandia	29,0	29,8	30,5	31,0	31,8	38,0
Francia	9,1	9,1	9,9	11,4	11,5	23,0
Germania	4,8	5,5	7,3	10,7	12,3	18,0
Grecia	7,1	7,2	8,0	9,2	11,6	18,0
Irlanda	2,4	3,1	3,6	5,6	6,7	16,0
ITALIA	4,9	5,4	6,3	9,8	11,5	17,0
Lettonia	32,8	31,1	29,8	32,5	33,1	40,0
Lituania	17,2	16,6	16,9	19,8	20,3	23,0
Lussemburgo	0,9	1,5	1,8	2,9	2,9	11,0
Malta	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	10,0
Paesi Bassi	1,8	2,2	2,7	3,3	4,3	14,0
Polonia	7,0	6,9	7,2	9,3	10,4	15,0
Portogallo	19,3	20,6	22,3	22,7	24,9	31,0
Repubblica Ceca	5,9	6,4	7,2	8,4	9,4	13,0
Regno Unito	1,1	1,4	1,9	3,3	3,8	15,0
Romania	17,0	17,1	20,1	22,9	21,4	24,0
Slovacchia	6,7	6,5	7,5	8,5	9,7	14,0
Slovenia	16,1	15,5	14,6	19,6	18,8	25,0
Spagna	8,1	9,0	10,1	13,8	15,1	20,0
Svezia	38,3	41,7	43,9	47,9	46,8	49,0
Ungheria	4,4	5,0	5,6	7,6	8,1	13,0

Fonte: Eurostat.

FIGURA 1
**PROGRESS REPORT, DATI DI CONFRONTO DELLE QUOTE COMPLESSIVE
 DI ENERGIA RINNOVABILE NEI 27 STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA
 NEL 2011 E DEI RISPETTIVI OBIETTIVI AL 2020**



Come si evince dai dati di consuntivo, appare chiaro che, rispetto alle previsioni del PAN, l'Italia si sta assestando su valori superiori a quelli della traiettoria delineata per il raggiungimento del *target* al 2020. Di tale informazione si è tenuto conto per la predisposizione, nel secondo semestre del 2012, della Strategia Energetica Nazionale (SEN). Tale documento, approvato nella sua versione definitiva nel marzo 2013 con un Decreto Interministeriale Sviluppo Economico-Ambiente (D.M. 8 marzo 2013), è stato il frutto di un ampio processo di consultazione pubblica e rappresenta un nodo cruciale per la crescita sostenibile del Paese e la modernizzazione del settore energetico nazionale.

In linea con le prospettive delineate a livello europeo nell'*Energy Roadmap* al 2050, la Strategia Energetica Nazionale contempla un doppio orizzonte temporale: 2020 e 2050. La realizzazione della SEN consentirà un'evoluzione graduale e il superamento degli obiettivi europei previsti dal "Pacchetto 20-20-20". Questi i risultati attesi al 2020:

- a) **Riduzione dei costi energetici e progressivo allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei.** È infatti possibile un risparmio di circa 9 miliardi di euro l'anno sulla bolletta nazionale di elettricità e gas (pari oggi a circa 70 miliardi di euro) come differenza tra 13,5 miliardi di euro di risparmi (in cui sono inclusi sia le riduzioni dei prezzi e degli oneri impropri che oggi pesano sui prezzi sia una riduzione dei volumi rispetto a uno scenario di riferimento inerziale) e circa 4-5 miliardi di euro di costi aggiuntivi rispetto al 2012 (legati a incentivi a rinnovabili/efficienza energetica e a nuove infrastrutture).
- b) **Superamento di tutti gli obiettivi ambientali europei al 2020.** Sono incluse: la riduzione delle emissioni di gas serra del 21% rispetto al 2005 (obiettivo europeo 18%), la riduzione del 24% dei consumi primari rispetto all'andamento inerziale (obiettivo europeo 20%) e il raggiungimento del 19-20% di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali lordi (obiettivo europeo 17%). Ci si attende, inoltre, che le rinnovabili diventino la prima fonte nel settore elettrico al pari del gas con un'incidenza del 35-38%.
- c) **Maggiore sicurezza, minore dipendenza di approvvigionamento e maggiore flessibilità del sistema.** È prevista una riduzione della fattura energetica estera di circa 14 miliardi di euro l'anno (rispetto ai 62 miliardi di euro attuali e 19 miliardi di euro rispetto alle importazioni tendenziali 2020), con la riduzione dall'84% al 67% della dipendenza dall'estero. Ciò equivale a circa l'1% di PIL addizionale e, ai valori attuali, è sufficiente a riportare in attivo la bilancia dei pagamenti.
- d) **Impatto positivo sulla crescita economica grazie ai circa 170-180 miliardi di euro di investimenti da qui al 2020, sia nella *green* e *white economy* (rinnovabili ed efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (reti elettriche e gas, rigassificatori, stoccaggi, sviluppo idrocarburi).** Si tratta di investimenti privati, solo in parte supportati da incentivi, e con notevole impatto in termini di competitività e sostenibilità del sistema.

Per il raggiungimento di questi obiettivi la strategia si articola in sette priorità con specifiche misure:

1. promozione dell'efficienza energetica;
2. promozione di un mercato del gas competitivo, integrato con l'Europa con prezzi a essa allineati, con l'opportunità di diventare il principale *hub* sud-europeo;
3. sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili, per le quali si intende superare gli obiettivi europei contenendo al contempo l'onere in bolletta;
4. sviluppo di un mercato elettrico pienamente integrato con quello europeo, efficiente, con prezzi competitivi con l'Europa e in cui sia gradualmente integrata la produzione rinnovabile;
5. ristrutturazione del settore della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti, verso un assetto più sostenibile e con livelli europei di competitività e qualità del servizio;
6. sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi, con importanti benefici economici e di occupazione e nel rispetto dei più elevati *standard* internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale;
7. modernizzazione del sistema di *governance* del settore, con l'obiettivo di rendere più efficaci e più efficienti i processi decisionali.

In aggiunta alle priorità descritte, in un'ottica di più lungo periodo, la Strategia Energetica Nazionale propone e accentua l'importanza di azioni d'intervento a sostegno delle attività di ricerca e sviluppo tecnologico, funzionali in particolare all'incremento dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili e all'uso sostenibile di combustibili fossili.

La Strategia Energetica Nazionale così delineata mira, in linea con il contesto e gli obiettivi europei, a cambiare profondamente il paradigma energetico nazionale attuale, investendo in un'economia "decarbonizzata" in grado di trasformare i fattori economici di svantaggio competitivo in punti di forza per lo sviluppo del Paese.

FIGURA 2
SVILUPPO RINNOVABILI: INCIDENZA SUI CONSUMI FINALI [%]

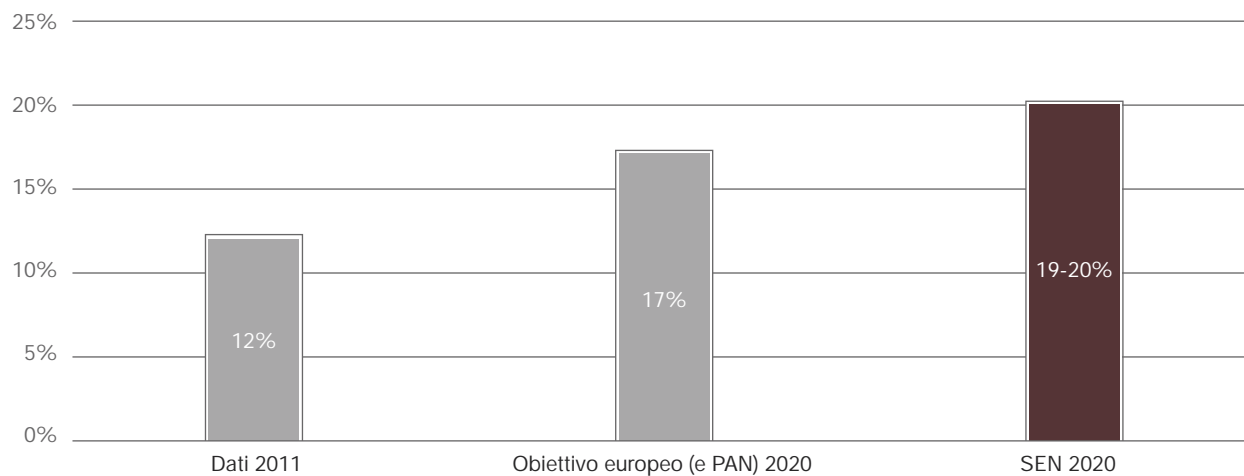
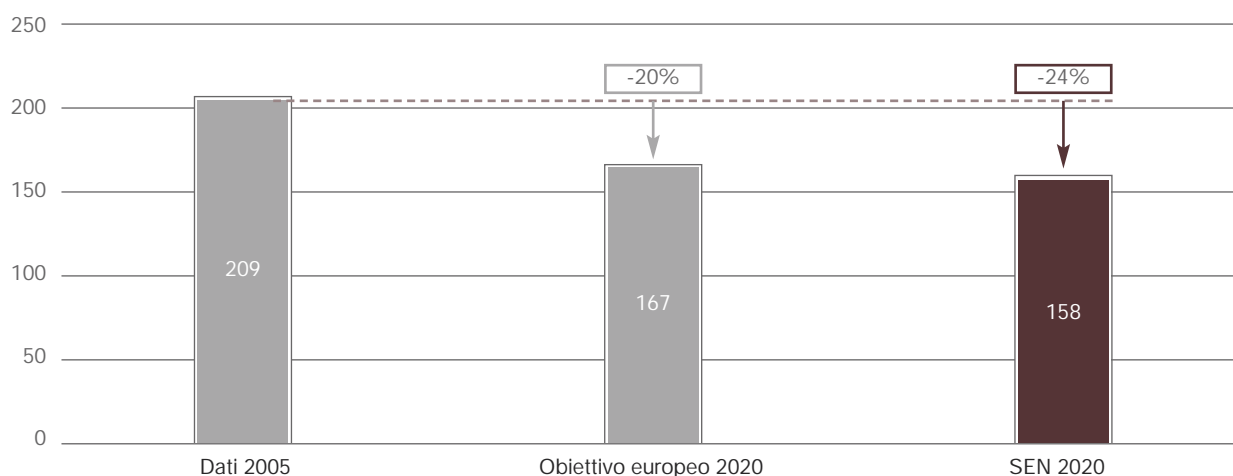
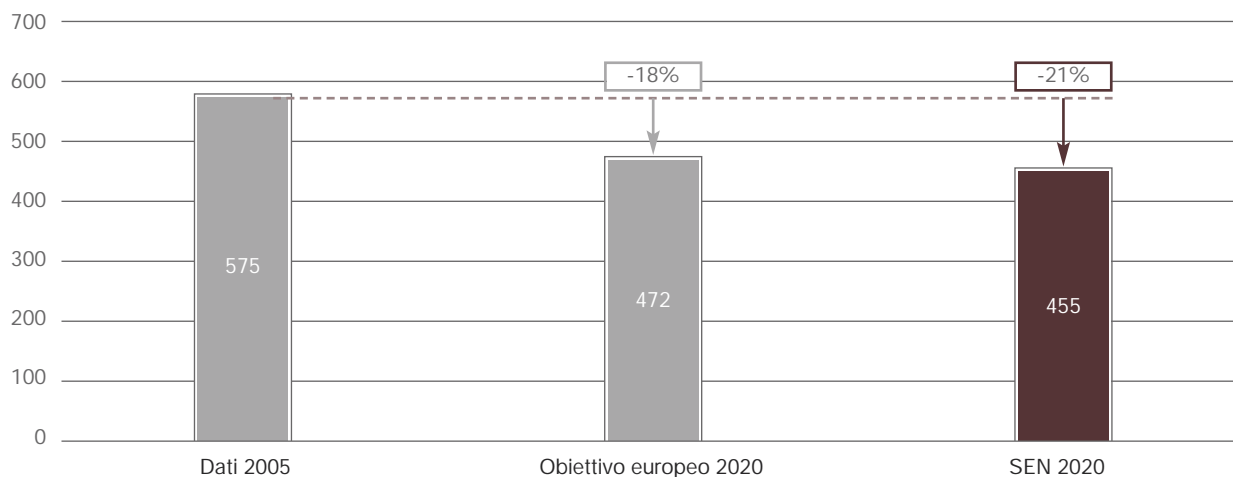


FIGURA 3
EFFICIENZA ENERGETICA: CONSUMO DI ENERGIA PRIMARIA [MTep¹]



1. In termini di consumo finale lordo, invece, l'obiettivo della SEN al 2020 è pari a 126 MTep mentre quello individuato nel PAN per il 2020 è di 133 MTep e il dato consuntivo per il 2011 è di 126,2 MTep.

FIGURA 4
RIDUZIONE GAS SERRA IN MILIONI DI TONNELLATE DI CO₂/ANNO



Verso l'adozione di strategie energetiche europee di lungo termine

Per il mercato energetico europeo, il 2012 ha segnato un passaggio d'importanza cruciale, funzionale a discutere le scelte che a breve dovranno essere prese dalle istituzioni comunitarie per fronteggiare la sfida posta dal cambiamento climatico, garantendo la competitività del sistema produttivo. La risposta europea non potrà che essere orientata verso soluzioni capaci di salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti e garantire la stabilità dello scenario di riferimento, riducendone l'impatto sul costo degli investimenti.

È su queste premesse e in continuità con le indicazioni contenute nell'*Energy Roadmap* al 2050 pubblicata nel 2011 che, a giugno del 2012, la Commissione Europea ha adottato la Comunicazione *Renewable Energy: a major player in the European energy market* e avviato il processo di definizione della strategia energetica europea post 2020. L'Europa ha così anticipato, di fatto, le indicazioni della Direttiva 2009/28/CE in cui l'elaborazione della tabella di marcia inerente il periodo successivo al 2020 era annunciata per il 2018.

La Comunicazione menzionata si fonda sulla consapevolezza che le fonti energetiche rinnovabili (FER) rivestono un ruolo centrale nel mercato energetico: esse contribuiscono, infatti, ad aumentare la competitività in Europa mediante la creazione di poli industriali e di nuova occupazione, favoriscono le opportunità di *export* per le imprese e riducono al contempo le emissioni dei gas climalteranti.

La crescita delle FER dipende, in primo luogo, dagli investimenti provenienti dal settore privato. Il documento della Commissione ha, pertanto, ribadito l'esigenza di dare continuità e stabilità al quadro politico e normativo poiché solo assicurando certezze agli investitori è possibile garantire lo sviluppo costante delle FER e consentire la maturazione di quelle tecnologie che a oggi si presentano più onerose.

Il documento citato ha, inoltre, messo in luce il significativo avanzamento delle FER sul fronte tecnologico, sottolineando il *trend* del calo dei costi di generazione caratteristico di alcune tecnologie. La Comunicazione ha affermato che l'andamento dei costi deve necessariamente procedere in parallelo con sistemi incentivanti flessibili, capaci di adattarsi agli abbassamenti dei costi delle tecnologie e garantire così la sostenibilità economica dei meccanismi di sostegno.

Su questo tema, così come su quello dei meccanismi di cooperazione previsti dalla Direttiva 2009/28/CE, è stato istituito dalla Commissione Europea un tavolo di lavoro che vede il coinvolgimento degli Stati membri. Obiettivo di tale tavolo è quello di collaborare per l'adozione di linee guida volte a favorire il miglioramento dei regimi di sostegno nazionali e identificare barriere e soluzioni all'operatività dei meccanismi di cooperazione. Tuttavia, nonostante i meccanismi di cooperazione siano considerati dalla Commissione veri e propri meccanismi di *trading*, ovvero meccanismi che permettono ai Paesi di poter raggiungere il proprio *target* in maniera *cost-efficient*, essi hanno trovato scarsa applicazione.

La Comunicazione ha, infine, evidenziato come l'integrazione delle rinnovabili nel mercato interno sia elemento indispensabile per lo sviluppo del mercato europeo delle energie rinnovabili. Esigenza imprescindibile per la crescita delle rinnovabili è, pertanto, lo sviluppo della rete infrastrutturale.

Significativa in tal senso è stata, nel 2012, l'approvazione del "Pacchetto Infrastrutture" volto a promuovere lo sviluppo di investimenti infrastrutturali e "Progetti di Interesse Comune" (PIC) in materia energetica. Il Pacchetto ha stabilito procedure autorizzative agevolate, regole di allocazione dei costi e la possibilità di accedere allo strumento di finanziamento *Connecting Europe Facilities* per i cosiddetti PIC; ha identificato inoltre 12 corridoi strategici da realizzare.

Un altro tassello importante volto a dare indicazioni di stabilità al mercato circa gli impegni assunti con il "Pacchetto Clima Energia" del 2008 è stata, dopo la Direttiva 2009/28/CE sulle Fonti Rinnovabili, l'adozione della più recente Direttiva 2012/27/UE sull'Efficienza Energetica (EE).

La Direttiva 27 ha stabilito un quadro normativo comune per tutti gli Stati membri per il raggiungimento dell'obiettivo complessivo di risparmio di energia primaria pari al 20% entro il 2020 rispetto alle proiezioni, obiettivo compatibile con un consumo di energia dell'Unione non superiore a 1.474 MTep di energia primaria o 1.078 MTep di energia finale. Per conseguire l'obiettivo del 20% si chiede a ogni Stato membro di adottare un *target* nazionale indicativo di efficienza energetica, espresso in termini di valore assoluto di consumo di energia primaria o di energia finale. A partire dalla fine del 2013 i Paesi comunitari sono chiamati a comunicare alla Commissione Europea una serie di informazioni inerenti, in prima istanza, le misure che saranno adottate entro giugno 2014 con atti legislativi o amministrativi al fine di conseguire gli obiettivi assegnati.

Un'altra tappa particolarmente significativa del 2012 è stata l'adozione, da parte del Consiglio dell'Unione Europea, delle comunicazioni sull'energia rinnovabile della Commissione Europea concernenti il periodo post 2020. Proprio nelle conclusioni, il Consiglio ha invitato la Commissione a presentare, dopo un'approfondita analisi d'impatto, la revisione di taluni aspetti della Direttiva 2009/28/CE per definire un quadro solido ed efficace sulle FER per il periodo successivo al 2020; tale quadro dovrebbe tener conto, tra l'altro, dell'esperienza acquisita dagli Stati membri e dell'interazione tra i diversi obiettivi e strumenti da essi adottati anche in termini di rapporto costo-efficacia e sostenibilità dei meccanismi incentivanti.

Nel documento citato il Consiglio dell'Unione ha, ancora una volta, ribadito che il completamento dello IEM (*Internal Energy Market*) è elemento imprescindibile per l'integrazione del mercato energetico europeo attesa per il 2014. Infatti, grazie al previsto perfezionamento del mercato interno, sarà possibile la partecipazione di nuovi e più numerosi operatori al mercato e, tra essi, di un numero crescente di piccole e medie imprese produttrici di energie rinnovabili: più sono aperti, trasparenti, interconnessi e integrati i mercati, più facile sarà l'accesso per le FER.

Pur riconoscendo la necessità di incentivare adeguatamente le rinnovabili per raggiungere gli obiettivi del 2020, il Consiglio ha ribadito, in coerenza con la Comunicazione della Commissione di giugno, che i regimi di sostegno tradizionali devono lasciare il passo a soluzioni più coerenti con il mercato. Allo stesso modo le reti di trasmissione e distribuzione devono essere sviluppate e integrate in modo da essere in grado di gestire le novità presentate dalla nuova generazione, *in primis* capillarità e non programmabilità.

Attenzione particolare dovrà essere posta al superamento delle barriere non economiche che ostacolano lo sviluppo di nuova generazione rinnovabile, andando per esempio verso una semplificazione dei regimi amministrativi. Il Consiglio ha inoltre posto l'accento nuovamente sull'opportunità di far ricorso alla cooperazione tra gli Stati, a vantaggio dell'efficienza economica, in particolare all'interno dell'UE. Quanto al ricorso a progetti che vedono la partecipazione di Paesi terzi, essenziale per sfruttare al meglio il potenziale delle energie rinnovabili, sia a livello comunitario sia nell'ambito dell'Unione per il Mediterraneo¹ è emersa chiaramente la necessità di un rafforzamento prioritario delle infrastrutture per le interconnessioni, cui seguirà inevitabilmente il mercato energetico con i relativi scambi.

A chiudere il 2012 l'anticipazione dell'adozione, poi avvenuta nel marzo del 2013, di un documento di consultazione pubblica con il coinvolgimento diretto dei Paesi membri, istituzioni e *stakeholder*: il "Libro verde in materia di politica energetica e climatica al 2030", passo concreto e necessario della Commissione Europea verso l'identificazione di un quadro strategico di riferimento per il periodo successivo al 2020.

Nota 1

I lavori del tavolo dell'Unione per il Mediterraneo sono focalizzati prioritariamente sulla stesura del Masterplan per l'identificazione degli aspetti più significativi da mettere in campo per la realizzazione del "Piano Solare Mediterraneo".







**Incentivazione
e ritiro dell'energia
elettrica**

Incentivazione e ritiro dell'energia elettrica

Introduzione

I meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica gestiti dal GSE nel corso del 2012 sono stati molteplici. In questo paragrafo introduttivo, al fine di fornire uno sguardo d'insieme, essi vengono descritti sinteticamente. Nei successivi paragrafi a ogni meccanismo è dedicata un'ampia trattazione, contenente anche i risultati più significativi delle attività a essi correlate.

Meccanismi di incentivazione

CIP 6/92

È un meccanismo di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e da fonti assimilate alle rinnovabili, consistente in una forma di remunerazione amministrata dell'energia attraverso una tariffa incentivante il cui valore è aggiornato nel tempo. Concettualmente si può inquadrare come una tipologia di Tariffa Onnicomprensiva poiché la remunerazione riconosciuta include implicitamente sia una componente incentivante sia una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Attualmente non è più possibile accedere a questo meccanismo. Esso continua, tuttavia, ad avere effetti nei confronti di quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione durante la vigenza del provvedimento.

Conto Energia (CE)

È il meccanismo di incentivazione dedicato agli impianti solari fotovoltaici e solari termodinamici. Per entrambe le tipologie di impianti il meccanismo consisteva originariamente in un premio incentivante fisso, erogato sulla base dell'energia prodotta, cui il produttore poteva associare una seconda voce di ricavo derivante dalla valorizzazione dell'energia. Nel caso degli impianti fotovoltaici questo schema è stato rivisto dall'ultimo provvedimento di incentivazione, il Quinto Conto Energia (D.M. 5 luglio 2012), in virtù del quale l'incentivo è corrisposto sulla quota di energia prodotta autoconsumata (premio incentivante) e sulla quota di energia prodotta immessa in rete (su tale quota l'incentivo assume la forma di una Tariffa Onnicomprensiva per impianti fino a 1 MW di potenza ed è invece pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario nel caso di impianti sopra il MW).

Certificati Verdi (CV)

I Certificati Verdi sono titoli attribuiti in misura proporzionale all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e da impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 ai sensi di quanto previsto dal D.Lgs. 28/11. Il numero di CV attribuito è differente a seconda del tipo di fonte e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, riattivazione). I produttori da fonti rinnovabili possono vendere i Certificati Verdi acquisiti, realizzando così un introito aggiuntivo a quello dato dalla remunerazione dell'energia elettrica prodotta. La domanda sul mercato dei CV si basa sull'obbligo, posto in capo a soggetti produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali, di immettere nel sistema elettrico una determinata quota di produzione di energia da fonti rinnovabili. I soggetti obbligati assolvono a tale obbligo dimostrando di essere in possesso del corrispondente numero di CV.

Tariffe Onnicomprensive (TO)

Si tratta di tariffe fisse di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete il cui valore include sia la componente incentivante sia la componente di vendita dell'energia elettrica immessa in rete. Fino all'emanazione degli ultimi provvedimenti di incentivazione del fotovoltaico (D.M. 5 luglio 2012) e delle altre fonti rinnovabili (D.M. 6 luglio 2012), che hanno previsto delle TO per gli impianti di piccole dimensioni, parlando di Tariffe Onnicomprensive ci si riferiva essenzialmente a quelle introdotte dalla Legge 244/07 e regolate dal D.M. 18 dicembre 2008, riservate agli impianti con potenza fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici) entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

Incentivi D.M. 6 luglio 2012

Il D.M. 6 luglio 2012 ha stabilito le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella fotovoltaica, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013. Gli impianti sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 1 MW con delle Tariffe Onnicomprensive; quelli oltre il MW con un incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. A seconda delle potenze degli impianti, l'accesso agli incentivi è libero, e soggetto all'iscrizione a registri o alla partecipazione ad aste competitive.

Servizi di ritiro dell'energia elettrica

Ritiro Dedicato (RID)

Il Ritiro Dedicato rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete. Essa consiste nella cessione al GSE, e nella conseguente remunerazione, dell'energia elettrica immessa in rete e dei relativi corrispettivi per l'utilizzo della rete. Sono ammessi al regime di Ritiro Dedicato gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, geotermica, idraulica limitatamente alle unità ad acqua fluente o da altre fonti rinnovabili se nelle titolarità di un autoproduttore. L'accesso al RID è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei D.M. 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012.

Scambio sul Posto (SSP)

Lo SSP fornisce all'utente, che abbia un impianto di produzione di energia elettrica, un ristoro della spesa per l'acquisto dell'energia elettrica consumata in base al valore dell'energia prodotta e immessa in rete dall'impianto. Possono accedere allo SSP gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e di Cogenerazione ad Alto Rendimento di potenza fino a 200 kW. L'accesso a tale meccanismo è però alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei D.M. 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012.

Tutti i meccanismi descritti sono sinteticamente illustrati nelle due tabelle seguenti.

TABELLA 3
**REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI INCENTIVABILI
 AI SENSI DELLA NORMATIVA PREVIGENTE AL D.M. 5 LUGLIO 2012
 (QUINTO CONTO ENERGIA) E AL D.M. 6 LUGLIO 2012 (NUOVO DECRETO FER ELETTRICHE)**

Tipo di impianto	Meccanismo di incentivazione	Periodo di incentivazione	Incentivo	Valorizzazione energia
Impianti FER (no fonte solare)	CV	15 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta	Autoconsumo o libero mercato
				Ritiro Dedicato ¹
				Scambio sul Posto ²
	TO Impianti di piccola taglia ³	15 anni	Tariffe Onnicomprensive di ritiro dell'energia immessa in rete	
Impianti solari	Conto Energia Impianti fotovoltaici	20 anni	Tariffe del Conto Energia attribuite all'energia prodotta	Autoconsumo o mercato libero
	Conto Energia Impianti solari termodinamici	25 anni	Tariffe del Conto Energia attribuite all'energia prodotta esclusivamente per la parte solare	Ritiro Dedicato
				Scambio sul Posto

1. Impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.

2. Impianti di potenza fino a 200 kW.

3. Impianti di potenza non superiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici).

TABELLA 4
**REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI INCENTIVABILI
 AI SENSI DEL D.M. 5 LUGLIO 2012 (QUINTO CONTO ENERGIA) E D.M. 6 LUGLIO 2012
 (NUOVO DECRETO FER ELETTRICHE)**

Tipo di impianto	Meccanismo di incentivazione	Periodo di incentivazione	Incentivo	Valorizzazione energia
Impianti FER (no fonte solare)	TO Impianti fino a 1 MW	Vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto	Tariffe Onnicomprensive di ritiro dell'energia immessa in rete	
	Incentivo D.M. 6 luglio 2012 Impianti oltre 1 MW		Tariffa di riferimento - prezzo zonale orario sull'energia immessa in rete	Mercato libero
Impianti solari fotovoltaici	TO Impianti fino a 1 MW	20 anni	Tariffe Onnicomprensive di ritiro dell'energia immessa in rete	
	Incentivo D.M. 5 luglio 2012 Impianti oltre 1 MW		Tariffa di riferimento - prezzo zonale orario sull'energia immessa in rete	Mercato libero
Impianti solari termodinamici	Conto Energia	25 anni	Tariffe attribuite all'energia prodotta esclusivamente per la parte solare	Autoconsumo o mercato libero
				Ritiro Dedicato
				Scambio sul Posto



II CIP 6/92

Ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del D.Lgs. 79/99, dal 2001 il GSE ritira l'energia immessa in rete da diverse tipologie di impianti. In relazione al tipo di convenzione, che regola la cessione dell'energia al GSE e la corrispondente tariffa riconosciuta, si individuano le seguenti tipologie di impianti incentivati:

- impianti titolari di convenzione di cessione c.d. "destinata" ai quali è riconosciuta la tariffa CIP 6/92 ovvero la tariffa prevista dalla Deliberazione AEEG 81/99 per gli impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate delle imprese produttrici-distributrici soggetti al titolo IV, lettera B, del provvedimento CIP 6/92;
- impianti titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Deliberazione AEEG 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 è riconosciuta la tariffa prevista dalla Deliberazione AEEG 62/02 - ex 82/99 (provvedimento in vigore fino al 2004).

Nella categoria delle fonti definite assimilate (Legge 9/91) ricadono la cogenerazione, il calore recuperabile dai fumi di scarico e da impianti termici, elettrici o da processi industriali, da impianti che usano gli scarti di lavorazione o di processi e che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati.

TABELLA 5

ENERGIA ELETTRICA RITIRATA, EX ARTICOLO 3, COMMA 12, D.LGS. 79/99, NEL PERIODO 2001-2011 [GWh]

Anni	2001	2002	2003	2004
CIP 6/92 e Delibera 81/99	47.153	49.765	50.361	52.382
Delibera 108/97	2.603	1.347	1.140	1.218
Delibera 62/02	2.769	2.897	2.411	3.064
Totale	53.525	54.009	53.912	56.664

TABELLA 6

ENERGIA ELETTRICA RITIRATA, EX ARTICOLO 3, COMMA 12, D.LGS. 79/99, NEL PERIODO 2001-2011, PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO [GWh]

	2001	2002	2003	2004
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.765	17.936	17.252	18.317
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	24.210	24.366	24.434	25.025
Totale Fonti Assimilate	40.975	42.302	41.686	43.342
	76,60%	78,30%	77,30%	76,50%
Impianti idroelettrici	7.520	5.820	4.651	5.235
Impianti geotermici	1.781	1.849	2.578	2.012
Impianti eolici	1.100	1.271	1.274	1.407
Impianti solari	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	2.149	2.767	3.723	4.694
Totale Fonti Rinnovabili	12.550	11.707	12.226	13.348
	-23,40%	-21,70%	-22,70%	-23,50%
Totale	53.525	54.009	53.912	56.690

TABELLA 7

COSTO DI RITIRO DELL'ENERGIA, EX ARTICOLO 3, COMMA 12, D.LGS. 79/99, NEL PERIODO 2001-2011, PER TIPOLOGIA DI FONTE

	2001		2002		2003		2004	
	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]
Fonti Assimilate	3.468	84,6	3.380	79,9	3.429	82,3	3.696	85,3
Fonti Rinnovabili	1.232	98,1	1.289	110,1	1.538	125,7	1.740	130,3
Totale	4.700	87,8	4.669	86,4	4.967	92,1	5.436	95,9

Risultati nel periodo 2001-2011

Nel periodo compreso tra il 2001 e il 2011 il GSE ha ritirato un volume complessivo di energia pari a oltre 507 TWh per un controvalore cumulato di circa 53,5 miliardi di euro (ossia una remunerazione media pari a circa 105 €/MWh).

Tra il 2001 e il 2004, la quota di energia ritirata da impianti alimentati da sole fonti rinnovabili è variata da un minimo del 21,7% registrato nel 2002 a un massimo del 23,5% registrato nel 2004. A partire dal 2005 il GSE non ritira più l'energia prodotta dagli impianti mini-idro (circa 3 TWh/anno) e la quota di energia da fonti rinnovabili è scesa al di sotto del 20%.

Nel 2001 il costo medio unitario è stato pari a 87,81 €/MWh per un onere complessivo di 4.700 milioni di euro. Nel corso degli anni il costo medio unitario di ritiro dell'energia è progressivamente cresciuto sia per effetto dell'aggiornamento delle componenti tariffarie che per la progressiva entrata in esercizio degli impianti a più elevato livello di remunerazione (in particolare quelli alimentati a biomasse, biogas e rifiuti).

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
50.296	48.339	46.462	41.653	36.207	37.705	26.686
966	691	117	54	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
51.262	49.030	46.579	41.707	36.207	37.705	26.686

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
17.138	17.428	17.161	16.236	13.845	16.197	15.071
24.182	22.262	21.173	18.043	15.518	15.363	6.736
41.320	39.690	38.334	34.278	29.363	31.560	21.807
80,60%	81,00%	82,30%	82,20%	81,10%	83,70%	81,70%
1.746	1.514	703	679	455	175	7
1.843	1.454	1.237	813	764	283	0
1.201	1.117	1.281	1.153	880	816	465
0	0	0	0	0	0	0
5.152	5.255	5.025	4.784	4.745	4.871	4.406
9.943	9.340	8.245	7.429	6.844	6.145	4.879
-19,40%	-19,00%	-17,70%	-17,80%	-18,90%	-16,30%	-18,30%
51.262	49.030	46.579	41.707	36.207	37.705	26.686

2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011	
[Mln €]	€/MWh	[Mln €]	€/MWh	[Mln €]	€/MWh	[Mln €]	€/MWh	[Mln €]	€/MWh	[Mln €]	€/MWh	[Mln €]	€/MWh
4.044	97,9	4.428	111,5	3.750	97,8	3.892	113,5	2.871	97,8	2.806	88,9	2.279	104,5
1.722	173,1	1.771	189,7	1.484	179,9	1.481	199,3	1.256	183,5	1.092	177,8	882	180,7
5.766	112,5	6.199	126,4	5.234	112,4	5.373	128,8	4.127	114,0	3.898	103,4	3.161	118,4

Ai sensi di quanto previsto all'articolo 3, comma 13, del D.Lgs. 79/99 il GSE provvede 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 S.p.A. fino al 2003 e successivamente con l'Acquirente Unico), secondo modalità fissate, di anno in anno, con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico.

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 CIP 6 a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e riconosciuti per i primi 8 anni di esercizio).

La parte residua dell'onere, secondo quanto stabilito dallo stesso articolo 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 quanto segue:

TABELLA 8

COPERTURA DELL'ONERE DI RITIRO DELL'ENERGIA, EX ARTICOLO 3, COMMA 12, D.LGS. 79/99, PERIODO 2001-2011, PER TIPOLOGIA DI FONTE E DI RICAVO

	2001		2002		2003		2004	
	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]
Fonti Assimilate								
Costo di ritiro energia	3.468	84,6	3.380	79,9	3.429	82,3	3.696	85,3
Vendita energia	2.298	56,1	2.124	50,2	2.301	55,2	2.202	50,8
Ricavi vendita CV					152	3,6	125	2,9
Esigenza gettito A3	1.170	28,6	1.256	29,7	976	23,4	1.369	31,6
Fonti Rinnovabili								
Costo di ritiro energia	1.232	98,2	1.289	110,1	1.538	125,8	1.740	130,3
Vendita energia	704	56,1	588	50,2	675	55,2	678	50,8
Ricavi vendita CV					45	3,6	39	2,9
Esigenza gettito A3	528	42,1	701	59,9	818	66,9	1.023	76,6
Totale								
Costo di ritiro energia	4.700	87,8	4.669	86,5	4.967	92,1	5.436	95,7
Vendita energia	3.002	56,1	2.712	50,2	2.976	55,2	2.880	50,8
Ricavi vendita CV					197	3,6	164	2,9
Esigenza gettito A3	1.698	31,7	1.957	36,2	1.794	33,3	2.392	42,2

- le modalità di vendita dell'energia CIP 6 al mercato non prevedono una differenziazione tra energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed energia prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate che, pertanto, vengono collocate allo stesso prezzo;
- ai fini della determinazione dell'esigenza di gettito A3 per singola tipologia di fonte, i ricavi derivanti dalla vendita dei Certificati Verdi sono 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 (3.477 milioni di euro), picco derivante dalla progressiva crescita della componente di Costo Evitato di Combustibile (CEC), che ha incrementato il valore del costo unitario fino a 70,9 €/MWh, al quale non ha fatto seguito un pari incremento del ricavo medio unitario derivante dalla vendita dell'energia. Negli anni successivi si è registrato invece un ridimensionamento del differenziale tra prezzo medio di acquisto e prezzo medio di vendita dell'energia CIP 6, che ha determinato un riassetto del fabbisogno A3 per il CIP 6.

Si rileva, inoltre, che a partire dall'anno 2006 la quota di ricavo derivante dalla vendita di Certificati Verdi nella titolarità del GSE si è ridotta significativamente 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.

2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011	
[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]	[Mln €]	[€/MWh]
4.044	97,9	4.428	111,6	3.750	97,8	3.892	113,5	2.871	97,8	2.806	88,9	2.279	104,5
2.165	50,0	2.200	55,4	2.333	60,9	2.508	73,2	1.998	63,3	2.037	64,6	1.613	74,0
82	1,9	3	0,1										
1.797	46,0	2.224	56,0	1.417	37,0	1.384	40,4	873	34,4	769	24,4	666	30,5
1.722	173,2	1.771	189,7	1.484	179,9	1.481	199,3	1.256	183,5	1.092	177,8	882	180,7
395	50,0	518	55,4	502	60,9	544	73,2	433	63,3	369	64,6	361	74,0
15	1,9	1	0,1										
1.312	121,3	1.253	134,2	982	119,1	937,42	126,2	822	120,2	696	113,2	521	106,8
5.766	112,5	6.199	126,4	5.234	112,4	5.373	128,8	4.127	114,0	3.898	103,4	3.161	118,4
2.560	50,0	2.718	55,4	2.835	60,9	3.051	73,2	2.293	63,3	2.434	64,6	1.974	74,0
97	1,9	3	0,1										
3.109	60,6	3.477	70,9	2.399	51,5	2.322	55,7	1.833	50,6	1.464	38,8	1.187	44,4

Energia CIP 6 ritirata nel 2012 e assegnazione di capacità ai clienti finali

Nel 2012 il GSE ha ritirato dai produttori CIP 6 un volume di energia pari a 22,4 TWh, circa 4 TWh in meno rispetto al 2011. A questo risultato hanno contribuito la naturale riduzione di energia associata alla progressiva scadenza delle convenzioni. Esse, infatti, sono passate da 136, con una potenza pari a 3.629 MW alla fine del 2011, a 104, con una potenza pari a 3.018 MW alla fine del 2012. Complessivamente la riduzione della potenza convenzionata è stata pari a 611 MW.

Si riporta nella tabella seguente il confronto tra l'ammontare della potenza CIP 6 afferente alle convenzioni valide al 31 dicembre 2012 e il corrispondente valore del 2011 con la suddivisione per tipologia di fonte.

TABELLA 9
POTENZA CONTRATTUALE CIP 6 E NUMERO DELLE CONVENZIONI VALIDE A FINE 2011 E A FINE 2012 PER TIPOLOGIA DI FONTE

Fonte	2011		2012	
	Potenza contrattuale [MW]	Numero convenzioni [n.]	Potenza contrattuale [MW]	Numero convenzioni [n.]
Fonti Assimilate	2.621	16	2.233	11
Fonti Rinnovabili	1.007	120	785	93
Totale	3.629	136	3.018	104

Nella tabella successiva è riportato l'ammontare dell'energia ritirata dal GSE nel 2012 e la corrispondente valorizzazione per tipologia di impianto (comprensiva anche della stima del conguaglio derivante dall'aggiornamento del valore per il 2012 del Costo Evitato di Combustibile).

TABELLA 10
ACQUISTO DI ENERGIA EX ARTICOLO 3, COMMA 12, D.LGS. 79/99 NEL 2012

Tipologia di impianto	Energia incentivata [GWh]	Costo di incentivazione [Mln €]	Costo specifico di incentivazione [€/MWh]
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	12.564	1.492,30	118,8
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	5.776	674,6	116,8
Totale Fonti Assimilate	18.340 (81,7%)	2.166,9 (74,4%)	118,2
Impianti idroelettrici	0	0	0
Impianti geotermici	0	0	0
Impianti eolici	325	37,6	115,9
Impianti solari	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	3.771	709,5	188,1
Totale Fonti Rinnovabili	4.096 (18,3%)	747,2 (25,6%)	182,4
Totale	22.436 (100%)	2.914,1 (100%)	129,9

Nel 2012 tutta l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato dell'energia elettrica. Diversamente da quanto attuato nel periodo 2005-2010, anche per il 2012 non è stata prevista dal Ministero dello Sviluppo Economico l'assegnazione della capacità CIP 6, tramite contratti per differenza, ai clienti idonei del mercato libero e all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato tutelato.

La disponibilità del GSE per la copertura degli oneri derivanti dall'acquisto dell'energia dai produttori incentivati è quindi determinata dai 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 imputata a programma e quella effettivamente consegnata).

Con riferimento all'anno 2012, 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 1.148 milioni di euro. 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 è cresciuto, 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.

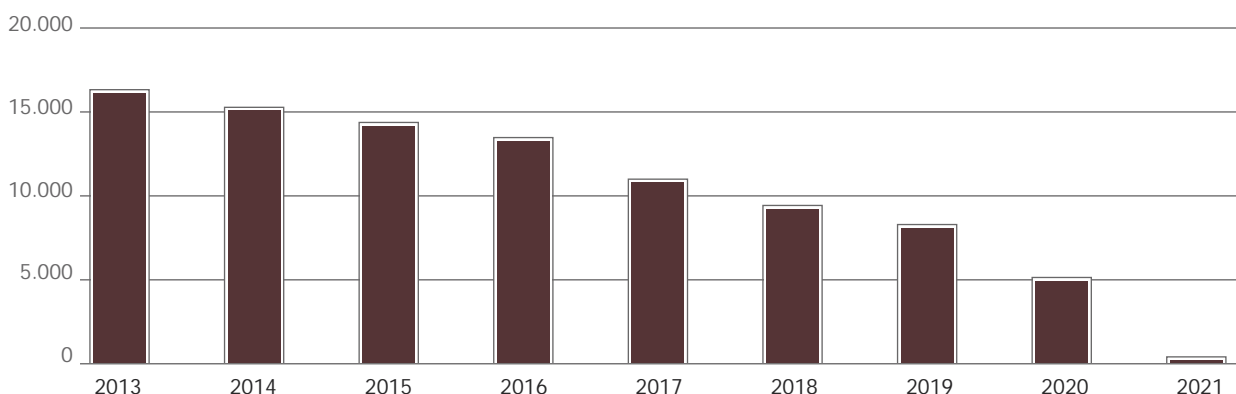
Il ritiro dell'energia prodotta da fonti rinnovabili ha richiesto un contributo unitario di A3 significativamente superiore a quello richiesto per le fonti assimilate (103,7 €/MWh contro 39,5 €/MWh).

Le previsioni sulle quantità e i prezzi dell'energia CIP 6

Il volume dell'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del D.Lgs. 79/99 varia in funzione del numero di impianti provvisti di convenzione di cessione destinata CIP 6/92, 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 2012 (104 convenzioni corrispondenti a una potenza contrattualizzata complessiva di 3.018 MW), la produzione storica degli impianti e le date di scadenza delle rispettive convenzioni, si determina la produzione CIP 6 attesa per gli anni futuri. La figura seguente illustra la previsione della produzione attesa CIP 6 per gli anni 2013-2021.

FIGURA 5
PRODUZIONE ATTESA CIP 6 PER GLI ANNI 2013-2021 [GWh]



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 otto anni di esercizio).

La figura 6 riporta le stime dei costi per l'acquisto di energia CIP 6 relativi al periodo 2013-2021 calcolati con riferimento ai valori definitivi 2012.

Ipotizzando che nel periodo considerato il ricavo medio unitario per la vendita sul mercato dell'energia CIP 6 si attesti sui 75 €/MWh, si determina il fabbisogno di A3 per la copertura dell'onere sostenuto dal GSE, la cui proiezione è illustrata nella figura 7.

L'evoluzione del fabbisogno A3 riflette l'andamento decrescente del volume di energia CIP 6 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.

Si consideri, inoltre, che lo scenario di evoluzione del CIP 6 sopra rappresentato tiene conto anche degli effetti derivanti dalla risoluzione anticipata delle convenzioni prevista dalla Legge 99/09 e dal D.M. 2 dicembre 2009. Nel corso del 2010, a seguito dell'emanazione dei Decreti Ministeriali del 2 agosto 2010 e dell'8 ottobre 2010, il GSE ha attuato la procedura che ha consentito a 9 impianti alimentati a combustibili fossili, per una potenza complessiva pari a circa 1.000 MW, di presentare istanza di risoluzione.

A seguito della valutazione positiva della condizione di convenienza economica per il sistema, ai sensi di quanto previsto dalla Legge 99/09 e dai successivi decreti attuativi, il GSE ha accolto tutte le istanze e ha sottoscritto con i produttori i relativi accordi per la risoluzione anticipata della convenzione a decorrere dal 1° gennaio 2011.

Con D.M. del 23 giugno 2011 è stata invece definita la procedura per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 relative a impianti alimentati a combustibili di processo e residui o recuperi di energia. A oggi hanno aderito alla procedura di risoluzione anticipata della convenzione CIP 6 cinque impianti alimentati a combustibili di processo per una potenza complessiva pari a circa 900 MW.

FIGURA 6
PROIEZIONE COSTI ACQUISTO ENERGIA CIP 6 PER GLI ANNI 2013-2021 [MILIONI DI EURO]

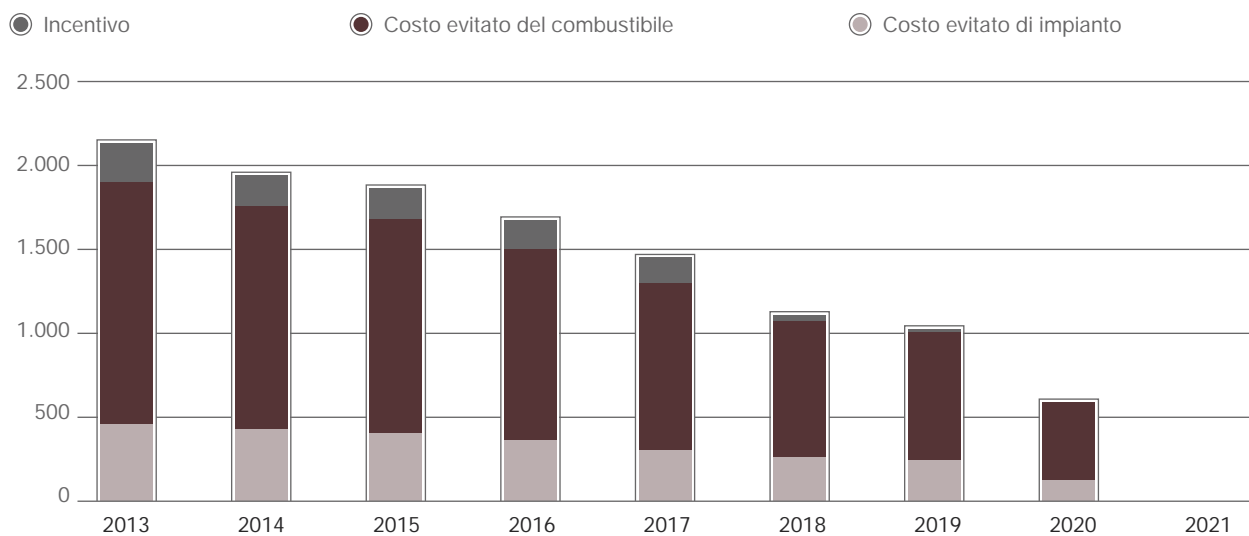
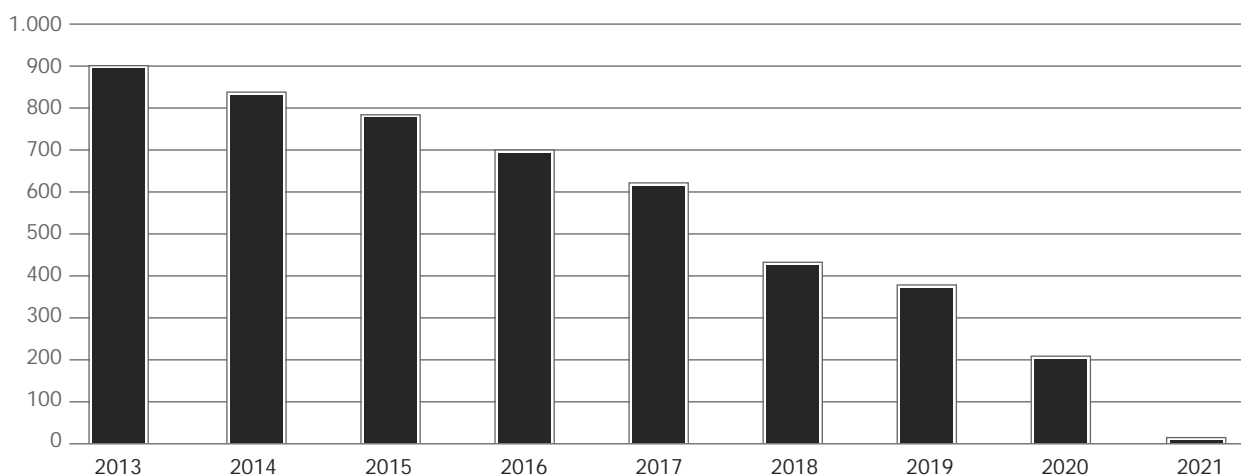


FIGURA 7
PROIEZIONE FABBISOGNO A3, RELATIVO AL MECCANISMO CIP 6, PER GLI ANNI 2013-2021 [MILIONI DI EURO]



Il Conto Energia

Per gli impianti che generano elettricità dal sole (impianti solari fotovoltaici e impianti solari termodinamici) è previsto un sistema d'incentivazione specifico denominato Conto Energia.

Nei seguenti paragrafi è sinteticamente descritta l'evoluzione normativa del Conto Energia e vengono illustrati i principali risultati dell'incentivazione dell'energia solare nel 2012.

Conto Energia per gli impianti fotovoltaici

Quadro normativo

Il Conto Energia premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di venti anni. Questo meccanismo, già previsto dal D.Lgs. 387/03, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (**Primo Conto Energia**), emanati dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM).

Il Primo Conto Energia è stato caratterizzato dalla presenza di una fase preliminare di ammissione alle tariffe, dall'esistenza di limiti annuali sulla potenza incentivabile e da obblighi, a carico del titolare dell'impianto ammesso all'incentivazione (soggetto responsabile), derivanti da una serie di adempimenti successivi all'ammissione.

L'attività svolta dal GSE è consistita nella gestione e nell'esame della documentazione inviata dai soggetti responsabili, nel monitoraggio delle scadenze legate agli adempimenti previsti dalla normativa e nella gestione commerciale/amministrativa dell'energia prodotta dagli impianti.

Con l'emanazione del D.M. 19 febbraio 2007 è entrato in vigore il **Secondo Conto Energia**. Rispetto alla precedente normativa, sono state introdotte importanti novità, quali:

- l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti, sostituita dall'obbligo di far pervenire al GSE la richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico;
- 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 del tipo di 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.

Le tre tipologie d'intervento, ai fini del riconoscimento delle tariffe incentivanti, definite dal D.M. 19 febbraio 2007, erano:

- impianto con integrazione architettonica (moduli che sostituiscono materiale da costruzione);
- impianto parzialmente integrato (moduli posizionati su edifici o su componentistica di arredo urbano);
- impianto non integrato (moduli ubicati al suolo o allocati con modalità diverse da quelle precedenti).

Le tariffe più elevate previste erano quelle riconosciute ai piccoli impianti domestici integrati architettonicamente, mentre le più basse quelle relative ai grandi impianti non integrati.

Il 24 agosto 2010 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010 che ha dato avvio al **Terzo Conto Energia**, da applicarsi agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 (con l'eccezione degli impianti fotovoltaici a concentrazione, in precedenza non incentivabili, per i quali le tariffe incentivanti previste erano applicabili dalla data di entrata in vigore del provvedimento).

Gli impianti che potevano usufruire degli incentivi si collocano in quattro specifiche categorie:

- impianti fotovoltaici (suddivisi in impianti "sugli edifici" o "altri impianti fotovoltaici");
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti fotovoltaici a concentrazione;
- impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

La Legge 129/10 (cosiddetta "Legge salva Alcoa") ha stabilito che le tariffe incentivanti previste per l'anno 2010 dal Secondo Conto Energia fossero riconosciute a tutti i soggetti che avessero concluso l'installazione dell'impianto fotovoltaico entro il 31 dicembre 2010 e che fossero entrati in esercizio entro il 30 giugno 2011. La pubblicazione della Legge 129/10 ha dunque di fatto prorogato al 30 giugno 2011 il periodo di operatività del Secondo Conto Energia, inizialmente destinato a esaurirsi alla fine del 2010 per effetto dell'entrata in vigore del Terzo Conto Energia.

Per accedere ai benefici della Legge 129/10, i soggetti che avevano concluso l'installazione degli impianti dovevano trasmettere entro il 31 dicembre 2010 all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE, la comunicazione asseverata di conclusione dei lavori e di esecuzione degli stessi nel rispetto delle pertinenti normative.





Dopo l'emanazione del D.Lgs. 28/11, in data 12 maggio 2011, è stato pubblicato il D.M. 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia) con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro. Hanno potuto usufruire degli incentivi definiti in questo provvedimento tutti gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 a seguito di interventi di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento, appartenenti alle seguenti categorie:

- gli impianti solari fotovoltaici, suddivisi in "piccoli impianti" e "grandi impianti", con tariffe differenziate tra impianti "sugli edifici" e "altro impianto";
- gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- gli impianti a concentrazione.

Con l'avvicinarsi al limite di costo individuato, è stato pubblicato l'ulteriore D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia), a valle del quale l'AEEG², con propria Delibera del 12 luglio 2012, ha determinato il raggiungimento del valore annuale del costo cumulato annuo degli incentivi di 6 miliardi di euro e ha fissato il 27 agosto 2012 quale data di decorrenza delle nuove modalità di incentivazione disciplinate dal nuovo Decreto.

Il Quinto Conto Energia ha confermato in parte disposizioni già introdotte con il Quarto Conto Energia e introdotto nuove regole.

In particolare, non c'è più un premio incentivante fisso erogato sulla base dell'energia elettrica prodotta, ma l'incentivo stesso si compone di due aliquote (su due quote diverse dell'energia prodotta):

- per quanto riguarda la quota di energia prodotta autoconsumata, è prevista una tariffa premio;
- per quanto riguarda, invece, la quota di produzione netta immessa in rete:
 - per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, è prevista una Tariffa Onnicomprensiva, determinata sulla base della potenza e della tipologia di impianto;
 - per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, è riconosciuta la differenza fra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario (la valorizzazione dell'energia elettrica è nella responsabilità del produttore).

Nelle tabelle seguenti si riportano le tariffe previste per l'anno 2012, differenziate per decreto e tecnologia.

TABELLA 11

QUARTO CONTO ENERGIA TARIFFE INCENTIVANTI BASE IN VIGORE NEL 2012

Intervallo di potenza [kW]	I semestre 2012		II semestre 2012	
	Impianti sugli edifici [€/kWh]	Altri impianti fotovoltaici [€/kWh]	Impianti sugli edifici [€/kWh]	Altri impianti fotovoltaici [€/kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,274	0,240	0,252	0,221
3 < P ≤ 20	0,247	0,219	0,227	0,202
20 < P ≤ 200	0,233	0,206	0,214	0,189
200 < P ≤ 1.000	0,224	0,172	0,202	0,155
1.000 < P ≤ 5.000	0,182	0,156	0,164	0,140
P > 5.000	0,171	0,148	0,154	0,133

TABELLA 12

QUINTO CONTO ENERGIA TARIFFE INCENTIVANTI BASE IN VIGORE NEL 2012

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa Onnicomprensiva [€/kWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/kWh]	Tariffa Onnicomprensiva [€/kWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,208	0,126	0,201	0,119
3 < P ≤ 20	0,196	0,114	0,189	0,107
20 < P ≤ 200	0,175	0,093	0,168	0,086
200 < P ≤ 1.000	0,142	0,060	0,135	0,053
1.000 < P ≤ 5.000	0,126	0,044	0,120	0,038
P > 5.000	0,119	0,037	0,113	0,031

Nota 2

AEEG, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

L'applicazione del Quinto Conto Energia è stata prevista cessare decorsi trenta giorni dalla data di raggiungimento di un costo cumulato annuo degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro. Con la Deliberazione 250/2013/R/efr, l'AEEG ha individuato il 6 giugno 2013 quale data di raggiungimento di tale costo. Il 6 luglio 2013, pertanto, hanno cessato di applicarsi il Quinto Conto Energia e anche le previsioni di cui ai precedenti Decreti di incentivazione della fonte fotovoltaica³.

Sul sito internet del GSE, nella sezione "Conto Energia" possono essere reperite informazioni di maggior dettaglio su ognuno dei decreti ministeriali citati, sulle tariffe previste e sulle relative modalità applicative.

Impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2012 con il Conto Energia

Il meccanismo d'incentivazione in Conto Energia, operativo in Italia dalla fine del 2005, ha garantito una crescita rilevante del settore soprattutto negli ultimi due anni.

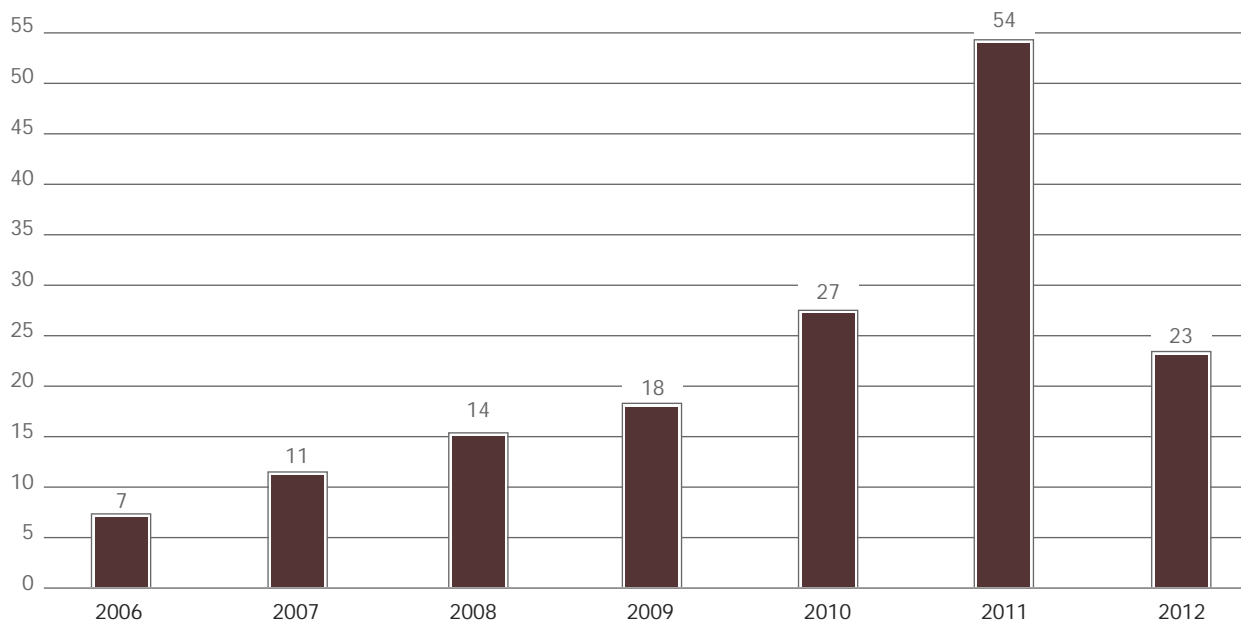
Nel 2012 il mercato italiano del fotovoltaico si è collocato al secondo posto nel mondo, dopo la Germania (circa 7.600 MW installati) e prima della Francia (circa 1.200 MW installati) con una quota complessiva che supera l'11% sui circa 30.000 MW del mercato mondiale. Sulla base dei dati disponibili alla data di redazione del presente rapporto, risultano entrati in esercizio al 31 dicembre 2012 complessivamente 476.904 impianti per una potenza totale di circa 16.350 MW, di cui:

- 5.725 con il Primo Conto Energia, per una potenza installata di 163 MW;
- 203.785 con il Secondo Conto Energia, per una potenza di 6.801 MW;
- 38.595 con il Terzo Conto Energia, per una potenza installata di 1.566 MW;
- 200.565 con il Quarto Conto Energia, per una potenza installata di 7.371 MW;
- 28.234 con il Quinto Conto Energia per una potenza installata di 448 MW.

In particolare, nel 2012 sono pervenute circa 145.000 richieste di incentivazione. Il maggior numero di impianti in esercizio (56%) appartiene alla fascia di potenza 3-20 kW, mentre il 32,3% alla fascia 1-3 kW. Gli impianti fotovoltaici a concentrazione in esercizio risultano essere 61 per una potenza cumulata di 21 MW. Gli impianti integrati con caratteristiche innovative sono invece 10.297 per una potenza totale pari a 172 MW. A seguire si riportano tabelle e grafici relativi ai risultati del Conto Energia. Ulteriori informazioni, di maggior dettaglio e costantemente aggiornate, sono pubblicate sul sito internet del GSE.

FIGURA 8

POTENZA MEDIA DEGLI IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO CON IL CONTO ENERGIA [VALORI ANNUALI, kW/IMPIANTO]



Nota 3

Manterranno invece il diritto a essere valutate le richieste di riconoscimento degli incentivi inviate al GSE anche oltre il suddetto termine, relative a:

- gli impianti iscritti in posizione utile nei registri, non decaduti;
- gli impianti fotovoltaici per i quali trova applicazione la Legge 1° agosto 2012 n. 122 di conversione, con modificazioni, del Decreto Legge 6 giugno 2012, n. 74, recante interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici che hanno interessato il territorio delle province di Bologna, Modena, Ferrara, Mantova, Reggio Emilia e Rovigo, il 20 e il 29 maggio 2012;
- gli impianti fotovoltaici i cui Soggetti Responsabili siano gli enti locali della Provincia dell'Aquila che, alla data di entrata in vigore del Decreto Legge 29 dicembre 2010, n. 225, convertito con Legge 26 febbraio 2011, n. 10, abbiano ottenuto il preventivo di connessione o la soluzione tecnica minima generale.

FIGURA 9
**NUMERO CUMULATO DEGLI IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO CON IL CONTO ENERGIA,
 PERIODO 2009-2012**

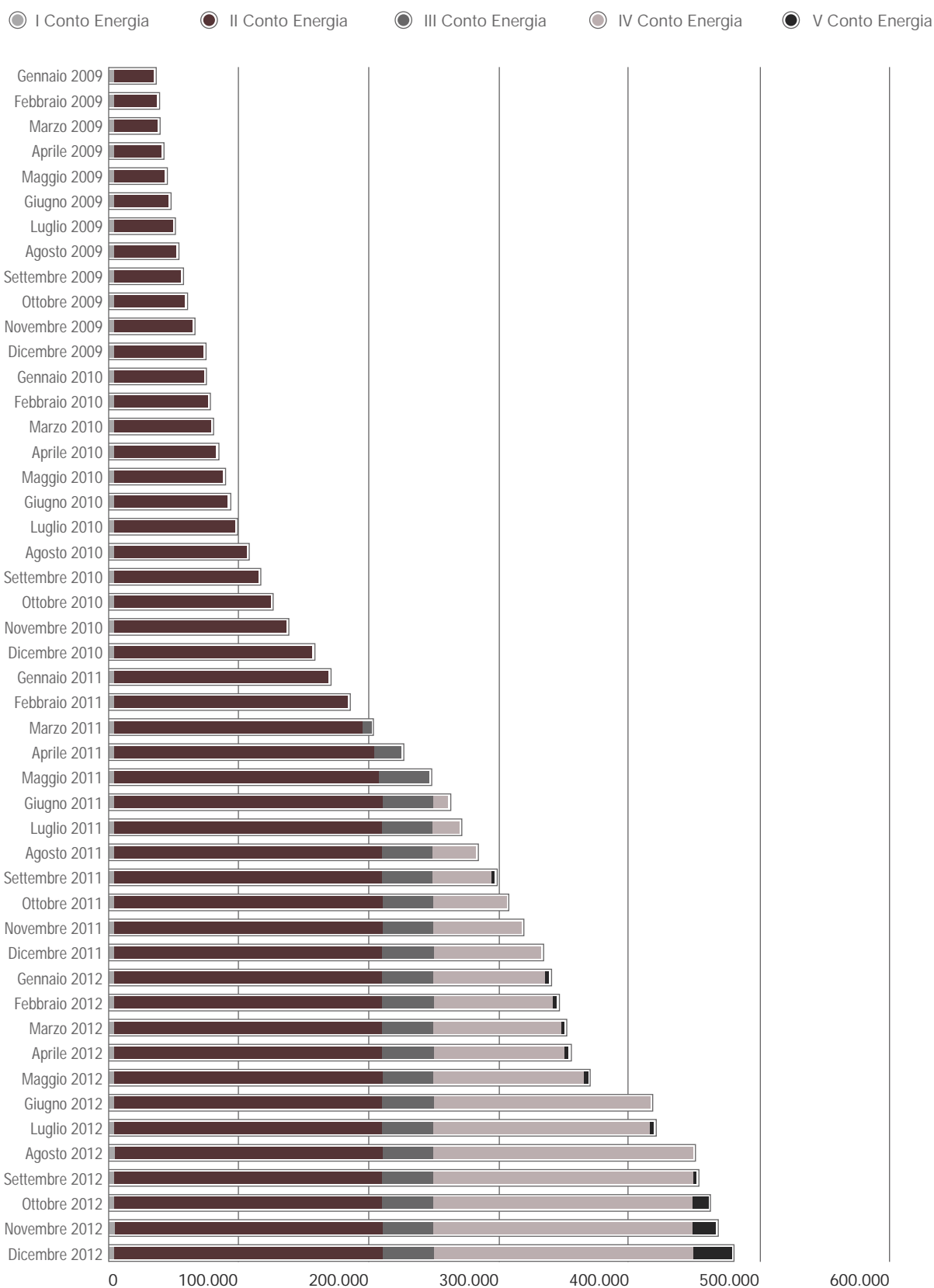


FIGURA 10
**POTENZA CUMULATA DEGLI IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO CON IL CONTO ENERGIA,
 PERIODO 2009-2012 [MW]**

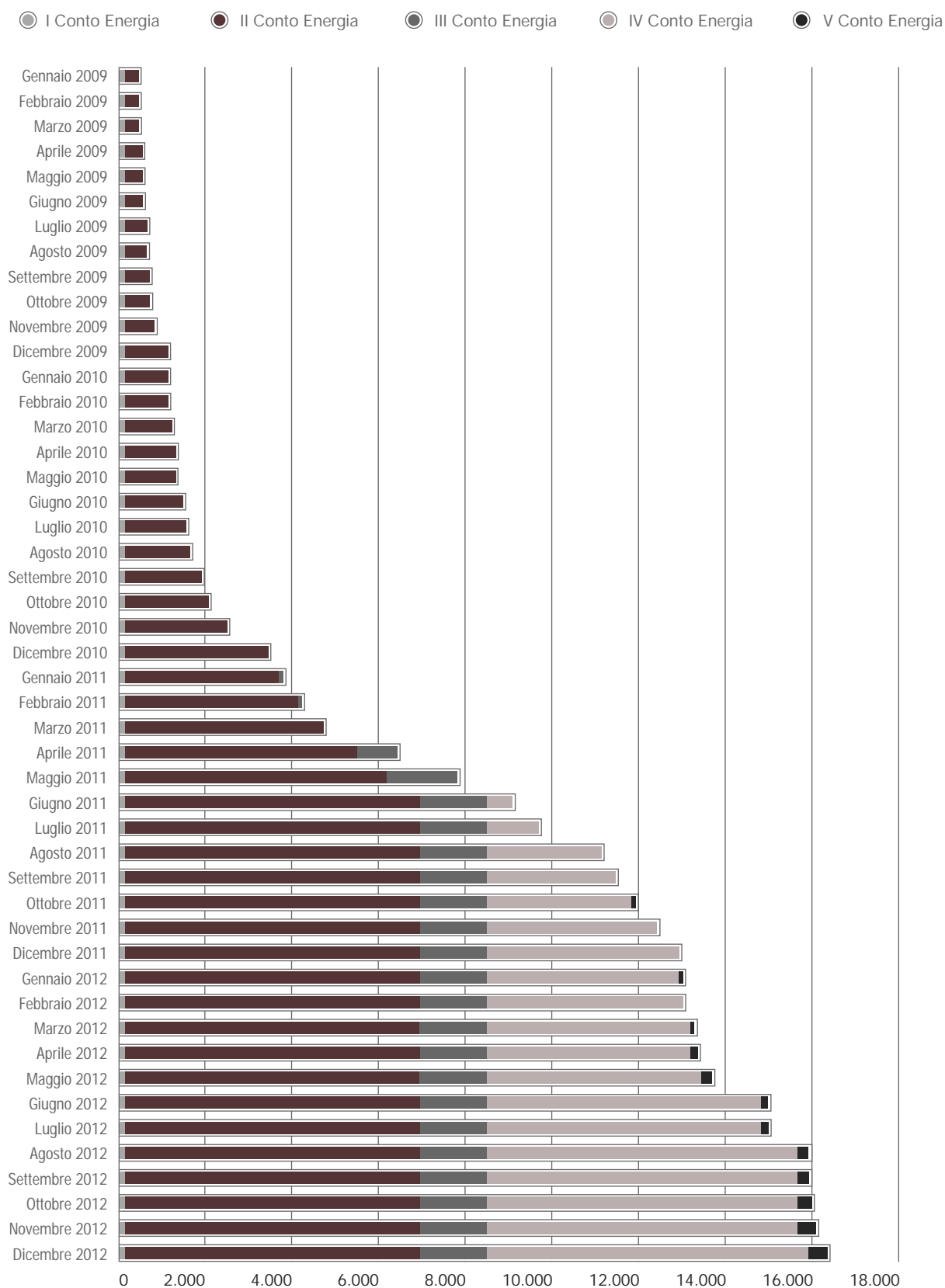


TABELLA 13
**IMPIANTI INCENTIVATI CON IL CONTO ENERGIA IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2012,
 SUDDIVISI PER REGIONI E CLASSI DI POTENZA**

Regione	Classe 1 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		Classe 2 3 kW < P ≤ 20 kW		Classe 3 20 kW < P ≤ 200 kW	
	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]
Puglia	10.109	28.347	18.937	144.978	2.538	183.990
Lombardia	24.409	67.565	34.302	267.756	8.249	660.630
Emilia Romagna	16.419	43.420	21.911	181.616	5.352	427.808
Veneto	18.713	51.994	39.799	282.365	5.470	441.687
Piemonte	10.791	29.999	17.877	158.429	4.208	339.859
Sicilia	9.443	26.729	19.854	152.459	1.920	148.497
Lazio	9.451	25.604	15.310	111.186	1.388	111.758
Marche	5.752	15.743	8.261	69.594	2.152	177.852
Toscana	9.127	24.790	12.876	106.189	2.260	180.696
Abruzzo	2.727	7.680	7.557	62.565	1.123	93.701
Sardegna	7.553	21.363	13.623	97.816	810	64.727
Campania	4.406	12.489	10.497	79.519	1.113	89.766
Umbria	4.065	11.317	5.707	46.827	1.281	91.095
Friuli Venezia Giulia	5.810	16.318	14.790	105.762	1.637	124.931
Calabria	3.881	11.082	9.374	75.807	860	64.418
Trentino Alto Adige	7.249	20.589	8.526	88.406	2.349	165.222
Basilicata	1.481	4.227	2.924	27.613	811	48.383
Molise	483	1.373	1.727	14.915	247	18.462
Liguria	1.844	4.872	2.183	16.786	273	21.526
Valle d'Aosta	501	1.383	937	8.204	89	6.846
Totale	154.214	426.886	266.972	2.098.791	44.130	3.461.854

	Classe 4 200 kW < P ≤ 1.000 kW		Classe 5 1.000 kW < P ≤ 5.000 kW		Classe 6 P > 5.000 kW		Totale	
	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]	Numero	Potenza [kW]
	1.799	1.552.435	57	177.286	36	357.584	33.476	2.444.620
	1.273	690.990	61	110.209	3	17.992	68.297	1.815.141
	1.027	639.971	144	264.359	4	48.656	44.857	1.605.830
	857	490.113	38	58.272	13	154.859	64.890	1.479.291
	1.052	617.116	89	195.902	4	25.730	34.021	1.367.036
	508	369.858	81	228.538	22	186.650	31.828	1.112.731
	381	241.565	99	272.241	34	300.021	26.663	1.062.374
	916	581.819	50	110.803	3	20.890	17.134	976.701
	397	241.977	31	53.486	4	33.585	24.695	640.723
	446	316.338	53	114.638	2	11.851	11.908	606.774
	215	130.892	58	141.081	13	101.510	22.272	557.389
	292	178.803	44	111.906	8	68.832	16.360	541.314
	332	221.962	20	43.203	-	-	11.405	414.404
	159	95.515	16	39.658	3	21.728	22.415	403.912
	198	110.907	25	49.202	7	65.765	14.345	377.182
	202	90.998	2	3.490	-	-	18.328	368.705
	339	237.314	3	4.828	1	5.216	5.559	327.581
	98	75.634	13	40.618	1	6.500	2.569	157.501
	50	25.985	3	4.167	-	-	4.353	73.337
	2	1.440	-	-	-	-	1.529	17.873
	10.543	6.911.632	887	2.023.886	158	1.427.368	476.904	16.350.419

FIGURA 11
**NUMERO DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO CON IL CONTO ENERGIA
 SUDDIVISI PER REGIONI E CLASSI DI POTENZA**

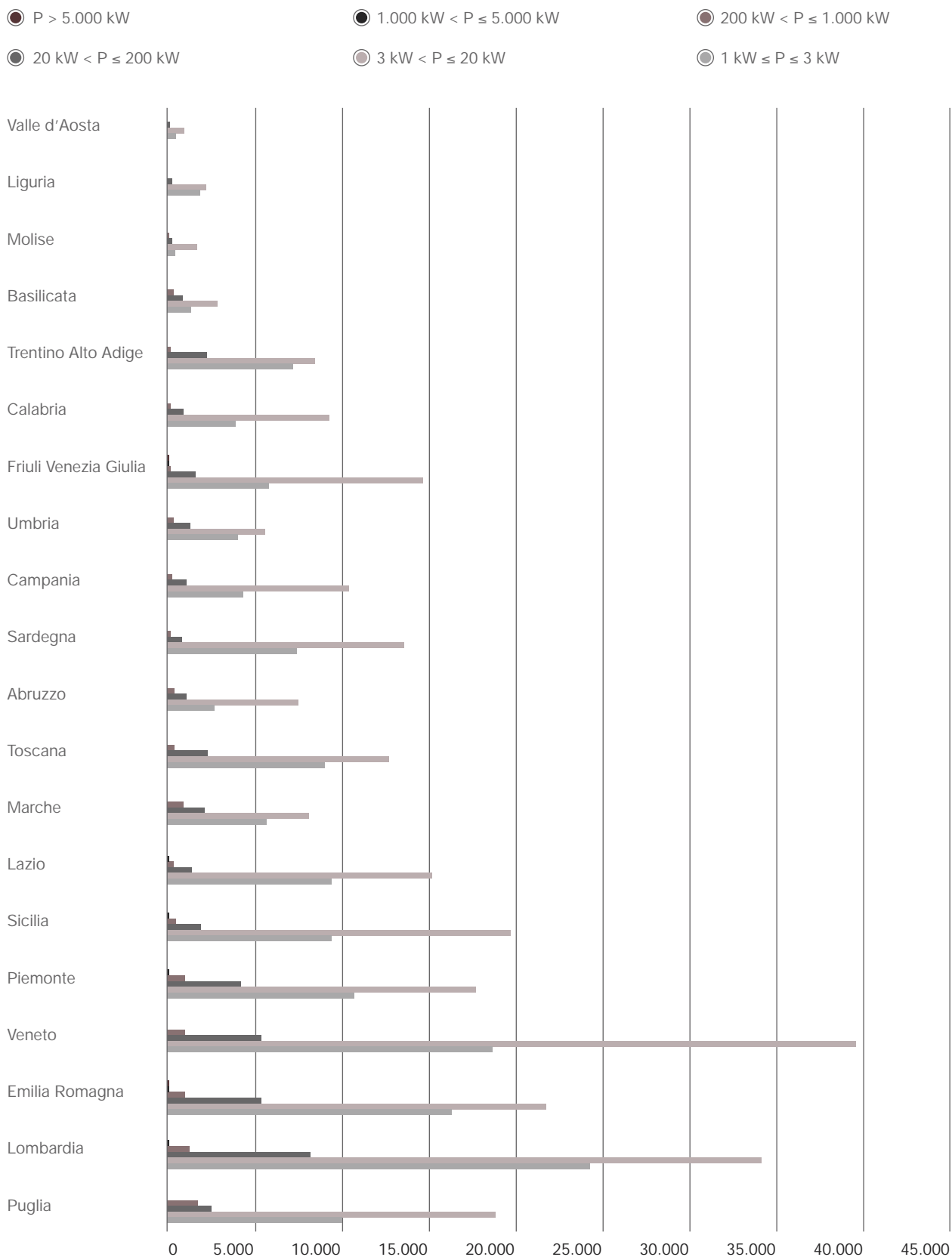


FIGURA 12
**POTENZA DEGLI IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO CON IL CONTO ENERGIA
 SUDDIVISI PER REGIONI E CLASSI DI POTENZA [kW]**

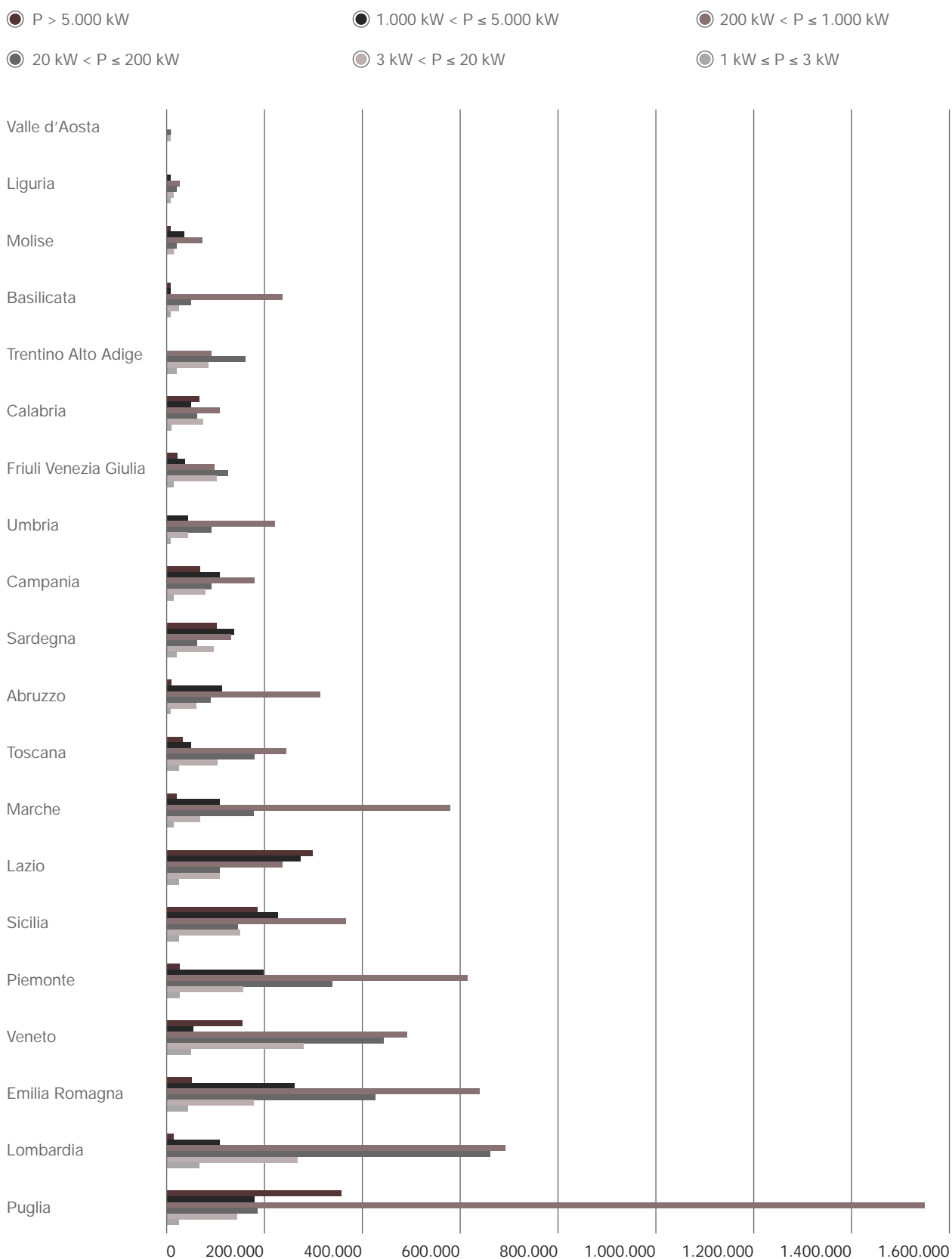
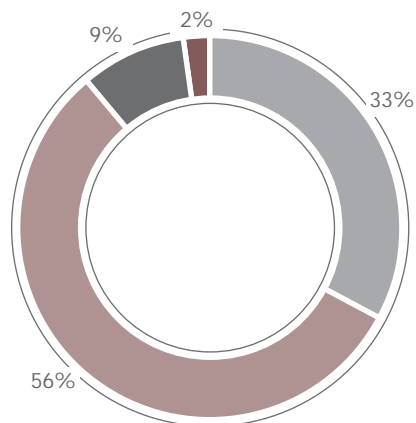
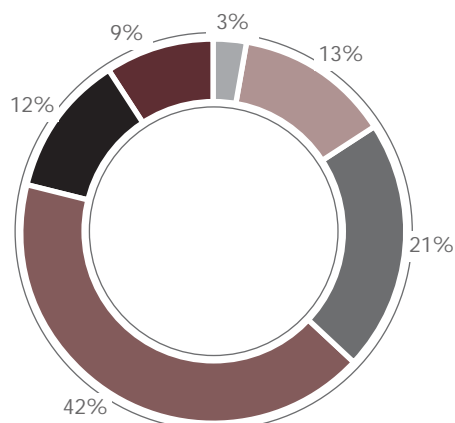


FIGURA 13
 SUDDIVISIONE PERCENTUALE DEL
 NUMERO TOTALE (I, II, III, IV E V CONTO
 ENERGIA) DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
 AL 31 DICEMBRE 2012 [476.904 IMPIANTI]



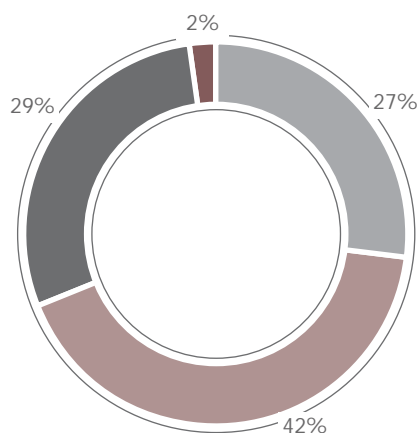
● $1 \leq P \leq 3$ ● $3 < P \leq 20$ ● $20 < P \leq 200$

FIGURA 14
 SUDDIVISIONE PERCENTUALE DELLA
 POTENZA TOTALE (I, II, III, IV E V CONTO
 ENERGIA) DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
 AL 31 DICEMBRE 2012 [16.350 MW]



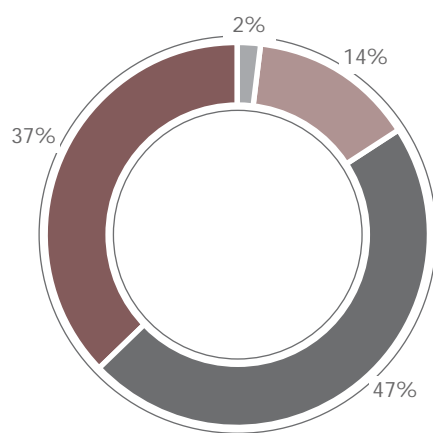
● $200 < P \leq 1.000$ ● $1.000 < P \leq 5.000$ ● $P > 5.000$

FIGURA 15
 PRIMO CONTO ENERGIA: SUDDIVISIONE
 PERCENTUALE DEL NUMERO
 DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
 AL 31 DICEMBRE 2012 [5.725 IMPIANTI]



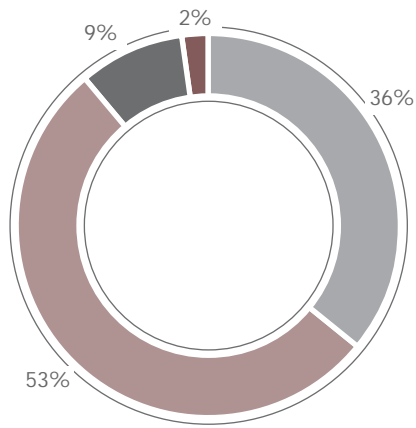
● $1 \leq P \leq 3$ ● $3 < P \leq 20$ ● $20 < P \leq 200$

FIGURA 16
 PRIMO CONTO ENERGIA: SUDDIVISIONE
 PERCENTUALE DELLA POTENZA
 DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
 AL 31 DICEMBRE 2012 [163 MW]



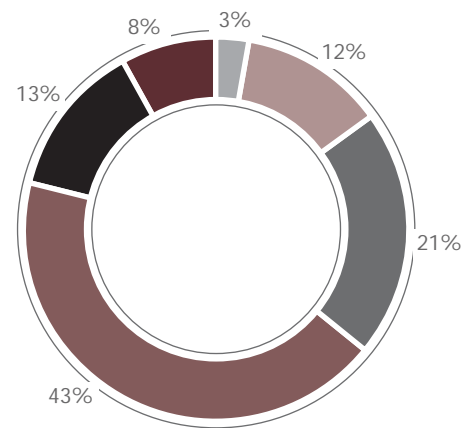
● $200 < P \leq 1.000$ ● $1.000 < P \leq 5.000$ ● $P > 5.000$

FIGURA 17
SECONDO CONTO ENERGIA:
SUDDIVISIONE PERCENTUALE
DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
AL 31 DICEMBRE 2012 [203.785 IMPIANTI]



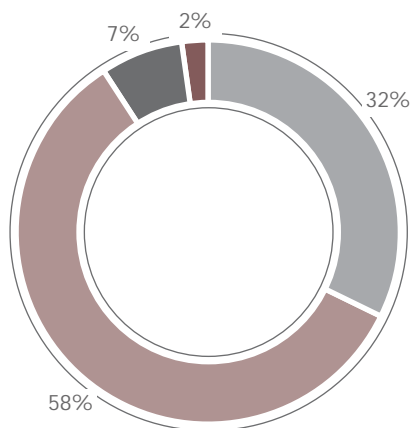
● $1 \leq P \leq 3$ ● $3 < P \leq 20$ ● $20 < P \leq 200$

FIGURA 18
SECONDO CONTO ENERGIA:
SUDDIVISIONE PERCENTUALE DELLA
POTENZA DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
AL 31 DICEMBRE 2012 [6.801 MW]



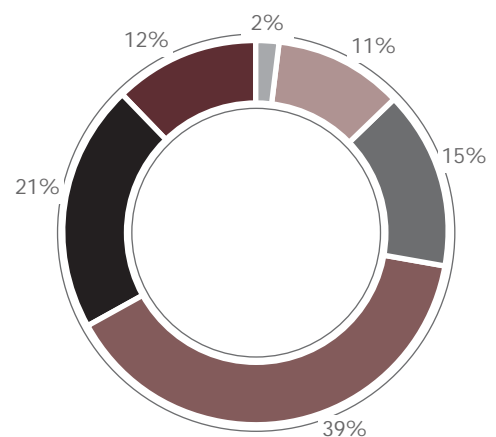
● $200 < P \leq 1.000$ ● $1.000 < P \leq 5.000$ ● $P > 5.000$

FIGURA 19
TERZO CONTO ENERGIA: SUDDIVISIONE
PERCENTUALE DEL NUMERO
DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
AL 31 DICEMBRE 2012 [38.595 IMPIANTI]



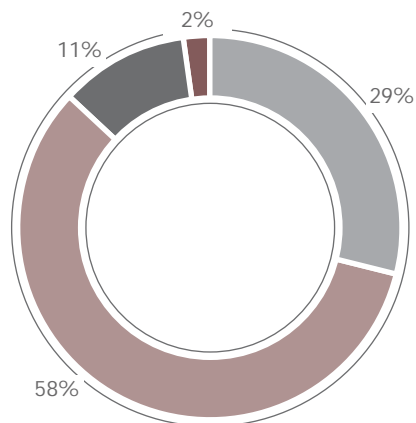
● $1 \leq P \leq 3$ ● $3 < P \leq 20$ ● $20 < P \leq 200$

FIGURA 20
TERZO CONTO ENERGIA: SUDDIVISIONE
PERCENTUALE DELLA POTENZA
DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
AL 31 DICEMBRE 2012 [1.566 MW]



● $200 < P \leq 1.000$ ● $1.000 < P \leq 5.000$ ● $P > 5.000$

FIGURA 21
 QUARTO CONTO ENERGIA: SUDDIVISIONE
 PERCENTUALE DEL NUMERO
 DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
 AL 31 DICEMBRE 2012 [200.565 IMPIANTI]



● $1 \leq P \leq 3$ ● $3 < P \leq 20$ ● $20 < P \leq 200$ ● $200 < P \leq 1.000$ ● $1.000 < P \leq 5.000$ ● $P > 5.000$

FIGURA 22
 QUARTO CONTO ENERGIA: SUDDIVISIONE
 PERCENTUALE DELLA POTENZA
 DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
 AL 31 DICEMBRE 2012 [7.371 MW]

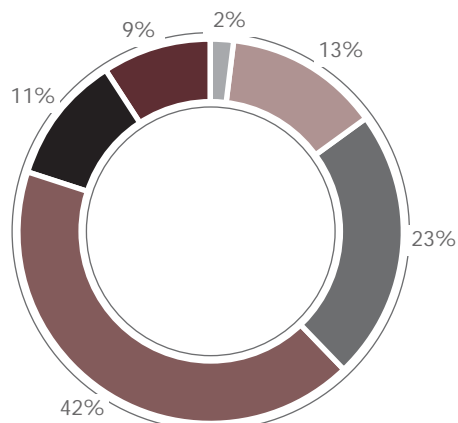
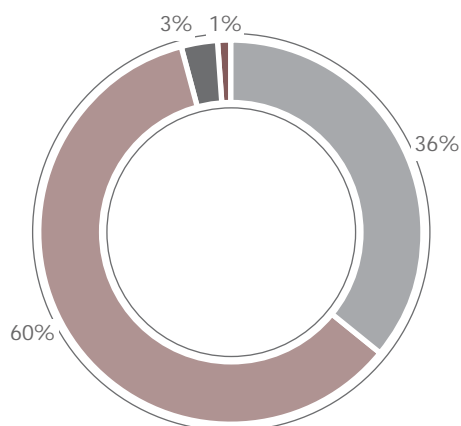
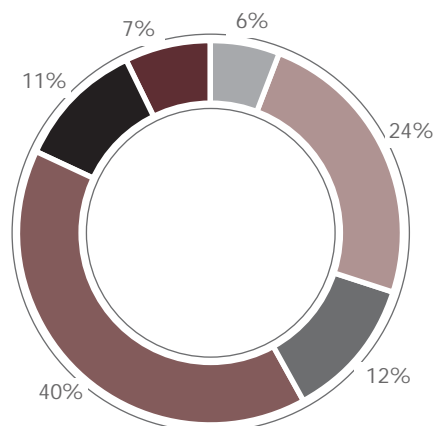


FIGURA 23
 QUINTO CONTO ENERGIA: SUDDIVISIONE
 PERCENTUALE DEL NUMERO
 DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
 AL 31 DICEMBRE 2012 [28.234 IMPIANTI]



● $1 \leq P \leq 3$ ● $3 < P \leq 20$ ● $20 < P \leq 200$ ● $200 < P \leq 1.000$ ● $1.000 < P \leq 5.000$ ● $P > 5.000$

FIGURA 24
 QUINTO CONTO ENERGIA: SUDDIVISIONE
 PERCENTUALE DELLA POTENZA
 DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
 AL 31 DICEMBRE 2012 [448 MW]





Registro grandi impianti

Nel corso dell'anno 2012 il GSE ha gestito le richieste di iscrizione al registro previsto dal D.M. 5 luglio 2012. Per quanto concerne i risultati della graduatoria relativa al registro rimasto aperto nel periodo compreso tra il 20 agosto e il 18 settembre 2012, sono stati ammessi 3.620 impianti per una potenza di 967 MW, di cui 636 in esercizio e i restanti 2.984 non in esercizio. L'accesso alle tariffe incentivanti per questi ultimi è vincolato al rispetto dei termini temporali previsti dal Quinto Conto Energia (entrata in esercizio entro un anno dalla pubblicazione della graduatoria).

Riconoscimento del premio per impianti abbinati a un uso efficiente dell'energia

Il D.M. 19 febbraio 2007 (Secondo Conto Energia) ha introdotto la possibilità di ottenere maggiorazioni delle tariffe incentivanti, fino a un massimo del 30%, nel caso di impianti, asserviti a edifici o unità immobiliari e operanti in regime di Scambio sul Posto, abbinati a un uso efficiente dell'energia. Il premio è riconosciuto a fronte di interventi di riqualificazione energetica dell'edificio o unità immobiliare e per nuovi edifici particolarmente efficienti da un punto di vista energetico.

Il D.M. 6 agosto 2010 (Terzo Conto Energia) e il D.M. 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia) hanno confermato il diritto al premio, introducendo nuove regole per il suo riconoscimento, che hanno in parte avuto impatto anche sugli impianti incentivati ai sensi del D.M. 19 febbraio 2007.

Per impianti fotovoltaici installati su edifici di nuova costruzione, che hanno avuto accesso alle tariffe previste dal Terzo e Quarto Conto Energia, è previsto un premio aggiuntivo nella misura del 30% della tariffa incentivante riconosciuta, qualora i predetti edifici conseguano una prestazione energetica per il raffrescamento estivo dell'involucro di almeno il 50% inferiore ai valori minimi di cui all'articolo 4, comma 3, del DPR 59/2009, nonché una prestazione energetica per la climatizzazione invernale di almeno il 50% inferiore ai valori minimi indicati nel DPR 59/2009.

I dati relativi alle richieste di accesso al premio pervenute al GSE nel periodo intercorrente tra il 24 febbraio 2007 e il 31 dicembre 2011 evidenziano criticità dovute alla continua evoluzione della normativa relativa alla certificazione energetica degli edifici in ambito nazionale e regionale e delle specifiche tecniche di riferimento. Circa il 70% delle domande di ammissione al premio è risultato incompleto o con inesattezze tecniche o regolamentari. Tali domande sono state oggetto di richieste di integrazioni documentali.

Le richieste totali pervenute al 31 dicembre 2012 sono state 2.919. Nel solo 2012 sono state presentate 450 domande. La suddivisione delle domande, tra edifici esistenti oggetto di interventi di riqualificazione energetica ed edifici di nuova costruzione particolarmente performanti, è indicata nella tabella seguente.

TABELLA 14

DOMANDE DI AMMISSIONE AL PREMIO PER L'EFFICIENZA ENERGETICA PERVENUTE AL GSE ENTRO IL 31 DICEMBRE 2012

	Domande pervenute		Domande ammesse al premio	
	Anno 2012	Totale cumulato	Anno 2012	Totale cumulato
Edifici esistenti	172	1.823	105	1.028
Nuovi edifici	278	1.096	137	428
Totale	450	2.919	242	1.456

Risultati dell'incentivazione al 31 dicembre 2012

La procedura per il riconoscimento delle tariffe incentivanti del Conto Energia prevede che, a seguito della valutazione positiva della documentazione presentata per la richiesta di incentivazione, venga sottoscritta una convenzione tra il GSE e il soggetto responsabile. In seguito alla sottoscrizione della convenzione si attiva il processo di inserimento e verifica delle misure dell'energia prodotta, a cui segue il calcolo degli importi da erogare nei confronti del soggetto responsabile. Dopo la ricezione delle misure, il GSE, previa verifica della compatibilità delle stesse con i dati caratteristici dell'impianto (potenza e collocazione geografica), procede alla convalida del benessere al pagamento.

Alla data di redazione del presente rapporto, relativamente agli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, risultano aver sottoscritto la convenzione con il GSE 438.415 impianti per una potenza complessiva di 15.407 MW, cui corrisponde un'energia incentivata di 17,5 TWh. Si stima che il consuntivo finale per l'anno 2012 supererà i 18 TWh, per un corrispettivo di incentivazione pari a oltre 6 miliardi di euro.

Il contatore fotovoltaico

Il "contatore fotovoltaico" è lo strumento operativo che serve a visualizzare, sul sito internet del GSE, il "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi" riconosciuti agli impianti alimentati da fonte fotovoltaica, come definito e secondo quanto previsto dall'articolo 24 del D.M. 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia). Tale costo rappresenta una stima dell'onere annuo potenziale, già impegnato anche se non ancora interamente sostenuto, degli incentivi riconosciuti agli impianti fotovoltaici, in attuazione dei vari provvedimenti statali di incentivazione che si sono succeduti in questo settore.

Il contatore non esprime quindi l'onere sostenuto nell'ultimo anno solare o negli ultimi dodici mesi. Inoltre, a meno di non aver raggiunto il limite incentivabile, esso non rappresenta nemmeno una previsione dell'onere da sostenere nel successivo anno solare o nei successivi dodici mesi, poiché questo dipende anche dagli impianti che devono ancora richiedere l'accesso agli incentivi e che, quindi, non sono conosciuti.

L'articolo 20 del D.M. 5 luglio 2012 stabilisce che le disposizioni dei precedenti decreti, qualora comportino un incremento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi, cessino di applicarsi alla stessa data in cui termina di applicarsi anche il D.M. 5 luglio 2012 e cioè dopo trenta giorni solari dalla data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro.

Il "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi", per tutti gli impianti incentivati ai sensi dei decreti precedenti al D.M. 5 luglio 2012, è pari alla sommatoria dei prodotti della componente incentivante riconosciuta per la producibilità annua di ciascun impianto, calcolata sulla base dell'insolazione media del sito in cui è ubicato l'impianto e della tipologia di installazione.

Ai fini della determinazione dell'ulteriore costo generato dal D.M. 5 luglio 2012 viene considerata:

- la Tariffa Onnicomprensiva per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, determinata sulla base della potenza e della tipologia di impianto;
- la differenza, se positiva, fra la Tariffa Onnicomprensiva e il prezzo zonale orario dell'anno precedente rispetto a quello in corso per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW;
- la tariffa premio in riferimento alla quota della produzione netta consumata in sito.

Inoltre sempre ai fini della determinazione del costo generato dal D.M. 5 luglio 2012:

- viene incluso il costo degli impianti ammessi a registro in posizione utile. A tali impianti, fino all'entrata in esercizio, è attribuito un incentivo pari alla differenza fra la tariffa incentivante spettante alla data di entrata in esercizio dichiarata dal produttore e il prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di richiesta di iscrizione;
- la producibilità annua netta incentivabile è convenzionalmente fissata in 1.200 kWh/kW.

Il "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi" riportato nel contatore fotovoltaico viene calcolato e pubblicato sul sito internet del GSE con cadenza giornaliera.

All'attivazione del contatore, avvenuta il 19 ottobre 2011, a fronte di un numero di impianti in esercizio pari a circa 288.000, corrispondenti a una potenza installata di poco superiore a 11.100 MW, il costo indicativo cumulato annuo complessivo risultava pari a circa 4,9 miliardi di euro. A fine 2011 tale valore era già arrivato a circa 5,5 miliardi di euro. Il 12 luglio 2012 sono stati raggiunti i 6 miliardi di euro. Al 31 dicembre 2012 il costo indicativo cumulato annuo complessivo risultava pari a circa 6,5 miliardi di euro. Il 6 giugno 2013 è stato raggiunto il valore di 6,7 miliardi di euro e di conseguenza il 6 luglio 2013, come previsto dalla normativa, hanno cessato di applicarsi il Quinto Conto Energia e anche le previsioni di cui ai precedenti decreti di incentivazione della fonte fotovoltaica.

Conto Energia per gli impianti solari termodinamici

Quadro normativo

Il meccanismo di incentivazione in Conto Energia per gli impianti solari termodinamici è stato introdotto con il D.M. 11 aprile 2008 e successivamente modificato dal D.M. 6 luglio 2012. Esso remunera, con apposite tariffe, l'energia elettrica imputabile alla fonte solare prodotta da un impianto termodinamico, anche ibrido, per un periodo di 25 anni. Le tariffe restano costanti per l'intero periodo di incentivazione.

Possono accedere al Conto Energia gli impianti di nuova costruzione entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008 (data di emanazione della Delibera attuativa AEEG 95/08) che rispettano i seguenti requisiti:

- gli impianti devono essere collegati alla rete elettrica (o a piccole reti isolate) e ogni singolo impianto deve essere caratterizzato da un unico punto di connessione;
- non devono essere utilizzati, come fluido termovettore o come mezzo di accumulo, sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle Direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e loro successive modifiche e integrazioni (se l'impianto è ubicato in area industriale non è applicato il vincolo suddetto);
- sono dotati di un sistema di accumulo termico con capacità nominale superiore a 1,5 kWh/mq e di una superficie captante maggiore di 2.500 mq per impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012;
- per gli impianti che entrano in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2012 la capacità nominale di accumulo varia in base alla superficie captante, come riportato nella tabella seguente.

TABELLA 15
**CAPACITÀ NOMINALE DI ACCUMULO PER IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO
 DOPO IL 31 DICEMBRE 2012**

Superficie captante [mq]	Capacità nominale di accumulo per ogni mq di superficie captante [kWh/mq]
$S \leq 10.000$	Non previsto
$10.000 < S \leq 50.000$	> 0,4
$S > 50.000$	> 1,5

Il Decreto citato fissa un limite massimo alla potenza elettrica cumulativa di tutti gli impianti che possono ottenere le tariffe incentivanti⁴: tale limite corrisponde a 2.500.000 mq di superficie captante.

Le tariffe sono differenziate in base alla frazione d'integrazione della produzione non attribuibile alla fonte solare, mentre a partire dal 31 dicembre 2012 sono legate al valore della superficie di captazione (soglia di 2.500 mq).

Nel caso di impianti ibridi, alimentati sia dalla fonte solare sia da altre fonti, la quantità di energia elettrica prodotta, incentivabile con il Conto Energia, è soltanto quella imputabile alla fonte solare. A tal proposito valgono le seguenti definizioni:

- "frazione di integrazione (F_{int}) di un impianto solare termodinamico": la quota di produzione netta non attribuibile alla fonte solare, espressa dalla relazione $F_{int} = 1 - P_s/P_{ne}$;
- "produzione solare imputabile (P_s) di un impianto solare termodinamico, anche ibrido": la produzione netta di energia elettrica imputabile alla fonte solare, anche in presenza dell'accumulo termico, calcolata sottraendo alla produzione netta totale (P_{ne}) la parte ascrivibile alle altre fonti di energia nelle condizioni effettive di esercizio dell'impianto, qualora quest'ultima sia superiore al 15% del totale.

L'incentivo viene erogato a titolo di acconto dal GSE, salvo conguaglio, al termine di ciascun anno solare sulla base della frazione solare effettivamente conseguita nel medesimo anno.

La seguente tabella mostra la variazione delle tariffe in funzione della frazione solare degli impianti in esercizio entro il 2012.

TABELLA 16
**TARIFFE PER GLI IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI IN ESERCIZIO
 ENTRO IL 31 DICEMBRE 2012**

Frazione di integrazione $F_{int} = 1 - P_s/P_{ne}$	Tariffa [€/kWh]
$F_{int} \leq 0,15$	0,28
$0,15 < F_{int} \leq 0,50$	0,25
$F_{int} > 0,50$	0,22

Nota 4

In ogni caso, gli impianti solari termodinamici concorrono al raggiungimento del costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo degli impianti a fonte rinnovabile, con esclusione di quelli fotovoltaici, che non può superare i 5,8 miliardi di euro annui, imposti dal D.M. 6 luglio 2012.

Risultati al 31 dicembre 2012

Il D.M. 11 aprile 2008 prevede che, su richiesta del soggetto responsabile, il GSE effettui una verifica preventiva del progetto dell'impianto solare termodinamico in conformità alle disposizioni del Decreto menzionato, dandone comunicazione all'interessato entro 90 giorni dalla richiesta.

Le richieste di verifica preventiva sono riportate nella tabella seguente. Nel corso dell'anno 2012 sono pervenute al GSE 7 richieste di verifica preventiva.

A oggi nessun impianto solare termodinamico ha richiesto l'accesso al sistema di incentivazione.

TABELLA 17

RICHIESTE DI VERIFICA PREVENTIVA PER IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI PERVENUTE DAL 2009 AL 2012

Anno richiesta	Potenza elettrica [MWe]	Regione	Tipologia	Superficie di captazione [mq]	Fluido	Tipologia captatori
2009	50	Sicilia	Solare	316.562	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
2009	40	Sicilia	Solare	454.637	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
2009	1,25	Abruzzo	Solare	2.500	Acqua	Specchi circolari parabolici
2009	760	Sicilia	Ibrido	30.587	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
2009	55	Sardegna	Solare	490.500	Sali fusi/ Olio diatermico	Specchi lineari parabolici
2010	1	Sicilia	Solare	13.300	Olio diatermico	Specchi fresnel
2012	0,1	Sicilia	Solare	910	Acqua	Collettori solari
2012	15	Calabria	Ibrido	9.780	Olio diatermico	Specchi piani orientabili/fresnel
2012	50	Sardegna	Solare	748.800	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
2012	30	Sardegna	Solare	662.000	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
2012	0,24	Toscana	Solare	1.766	Elio	Dischi parabolici (<i>dish</i>)
2012	50	Sardegna	Solare	658.800	Sali fusi	Specchi lineari parabolici
2012	0,999	Lombardia	Ibrido	7.872	Olio diatermico	Specchi lineari parabolici

I Certificati Verdi e le Tariffe Onnicomprensive

In questo paragrafo sono descritti i risultati delle attività inerenti l'incentivazione delle rinnovabili elettriche, diverse dal fotovoltaico, in virtù della normativa previgente il D.M. 6 luglio 2012, ovvero mediante i Certificati Verdi o le Tariffe Onnicomprensive.

Qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Per accedere al meccanismo dei Certificati Verdi o delle Tariffe Onnicomprensive è necessario che gli impianti ottengano la qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili ("Qualifica IAFR") da parte del GSE.

Gli interventi ammessi alla qualifica secondo l'allegato A del D.M. 18 dicembre 2008 sono i seguenti:

- nuova costruzione;
- riattivazione;
- potenziamento;
- rifacimento totale;
- rifacimento parziale.

A ogni categoria di intervento dell'impianto corrisponde un diverso algoritmo che lega l'energia incentivabile (Ei) all'energia netta prodotta (per esempio, nel caso di interventi di nuova costruzione tutta l'energia netta prodotta è incentivabile, mentre nel caso dei potenziamenti non idroelettrici è incentivabile solo l'incremento di produzione).

Possono inoltre essere qualificati anche impianti ibridi, cioè impianti alimentati sia da fonti rinnovabili sia da fonti fossili oppure da combustibili parzialmente rinnovabili quali i rifiuti urbani. Nel caso degli impianti ibridi è incentivabile la sola energia imputabile alla fonte rinnovabile (nel caso dei rifiuti, la sola energia imputabile alla frazione biodegradabile in essi contenuta).

La richiesta di qualifica può riguardare:

- impianti/interventi ancora in progetto, purché già autorizzati;
- impianti in esercizio al momento della richiesta.

Al 31 dicembre 2012, risultano qualificati IAFR 5.322 impianti di produzione di energia elettrica, su un numero totale di richieste pervenute pari a 7.750.

Impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2012

Complessivamente gli impianti in esercizio che hanno ottenuto la qualifica IAFR al 31 dicembre 2012 risultano essere 4.587 (+1.383 rispetto al 31 dicembre 2011), per una potenza totale di 21,6 GW (+4,8 GW rispetto al 31 dicembre 2011) e una corrispondente energia incentivabile annua pari a circa 36 TWh (+3 TWh rispetto al 31 dicembre 2011).

In termini di numerosità, il primato spetta ai 1.762 impianti idroelettrici, seguiti da 989 termoelettrici a biogas e 870 eolici. La prevalenza degli idroelettrici si riscontra per qualsiasi categoria di intervento (esclusa evidentemente la categoria "E" delle co-combustioni), interessando per circa il 50% nuove costruzioni e per l'altro 50% interventi su impianti esistenti (nell'ordine: rifacimenti parziali, riattivazioni, potenziamenti, rifacimenti totali). In quanto a potenza installata, primeggiano gli impianti eolici, subito seguiti dagli idroelettrici: 7.714 MW eolici e 7.640 MW idroelettrici. Lo stesso discorso vale per l'energia incentivabile annua: 12.509 GWh per gli eolici e 10.679 GWh per gli idroelettrici. Nel settore delle bioenergie si rilevano 989 impianti a biogas, seguiti da 414 a bioliquidi, 223 a gas di discarica e 192 a biomasse solide. In termini di potenza, escludendo gli impianti ibridi, si registrano in esercizio 1.087 MW a biomasse solide, 1.006 MW a bioliquidi e 757 MW a biogas. A questi impianti corrisponde un'energia incentivabile pari a 4.083 GWh per i biogas, 3.558 GWh per i bioliquidi e 2.314 GWh per le biomasse solide.

Per quanto attiene alla localizzazione geografica degli impianti qualificati in esercizio, l'Italia settentrionale è la zona in cui netta è la prevalenza degli impianti idroelettrici, seguiti dagli impianti a biogas e a bioliquidi, mentre nell'Italia meridionale e insulare è maggiore la diffusione degli impianti eolici. In Toscana si concentra l'intera capacità produttiva nazionale da geotermia, con 680 MW di impianti geotermoelettrici qualificati e in esercizio.

Impianti qualificati a progetto al 31 dicembre 2012

Al 31 dicembre 2012 risultano essere 735 gli impianti qualificati a progetto e non ancora entrati in esercizio (682 in meno rispetto al 31 dicembre 2011), a cui corrispondono 3 GW di potenza (-5,4 GW rispetto al 31 dicembre 2011) e 6,6 TWh di energia incentivabile annua (-23 TWh rispetto al 31 dicembre 2011).

In relazione alle categorie di intervento, sono 232 i progetti qualificati di impianti eolici, seguiti da 192 termoelettrici a bioliquidi e 135 idroelettrici. Dal punto di vista della potenza, prevalgono gli impianti eolici con 1.003 MW, seguiti dagli impianti a bioliquidi con 825 MW e dagli idroelettrici con 607 MW.

Osservando i risultati relativi ai progetti qualificati, per quanto riguarda l'energia incentivabile annua si distinguono i 2.370 GWh che sarebbero producibili dagli impianti a bioliquidi, seguiti dai 1.574 GWh degli impianti eolici e dai 1.323 GWh prodotti da impianti a biomasse solide.

TABELLA 18

IMPIANTI QUALIFICATI AL 31 DICEMBRE 2012 SUDDIVISI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO

Tipologia di impianto	In esercizio			A progetto		
	Numero	Potenza [MW]	Energia Ei [GWh]	Numero	Potenza [MW]	Energia Ei [GWh]
Idroelettrici a serbatoio	34	1.921	1.277	2	293	11
Idroelettrici a bacino	53	2.124	1.797	4	164	138
Idroelettrici ad acqua fluente	1.523	3.529	7.341	124	150	516
Idroelettrici su acquedotto	152	67	264	5	0	1
Eolici	870	7.714	12.509	232	1.003	1.574
Solari	71	7	5	2	1	1
Marini	1	0	0	-	-	-
Geotermoelettrici	21	680	1.538	-	-	-
Biomasse solide	192	2.476	2.463	97	317	1.324
Bioliquidi	414	1.015	3.560	192	825	2.370
Biogas	989	770	4.083	60	48	249
Gas di discarica	223	298	1.012	8	13	54
Rifiuti	44	1.048	206	9	221	437
Totale	4.587	21.647	36.057	735	3.035	6.674

TABELLA 19

IMPIANTI QUALIFICATI AL 31 DICEMBRE 2012 SUDDIVISI PER CATEGORIA DI INTERVENTO

Categoria di intervento	In esercizio			A progetto		
	Numero	Potenza [MW]	Energia Ei [GWh]	Numero	Potenza [MW]	Energia Ei [GWh]
A - Potenziamento	146	3.175	1.272	3	119	128
B - Rifacimento	152	790	1.790	26	152	434
BP - Rifacimento Parziale	544	4.009	6.924	49	541	409
C - Riattivazione	184	207	695	14	5	19
D - Nuova Costruzione	3.549	11.396	25.206	643	2.219	5.684
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	12	2.070	170	-	-	-
Totale	4.587	21.647	36.057	735	3.035	6.674

FIGURA 25
**IMPIANTI QUALIFICATI E IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2012
 SUDDIVISI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO**

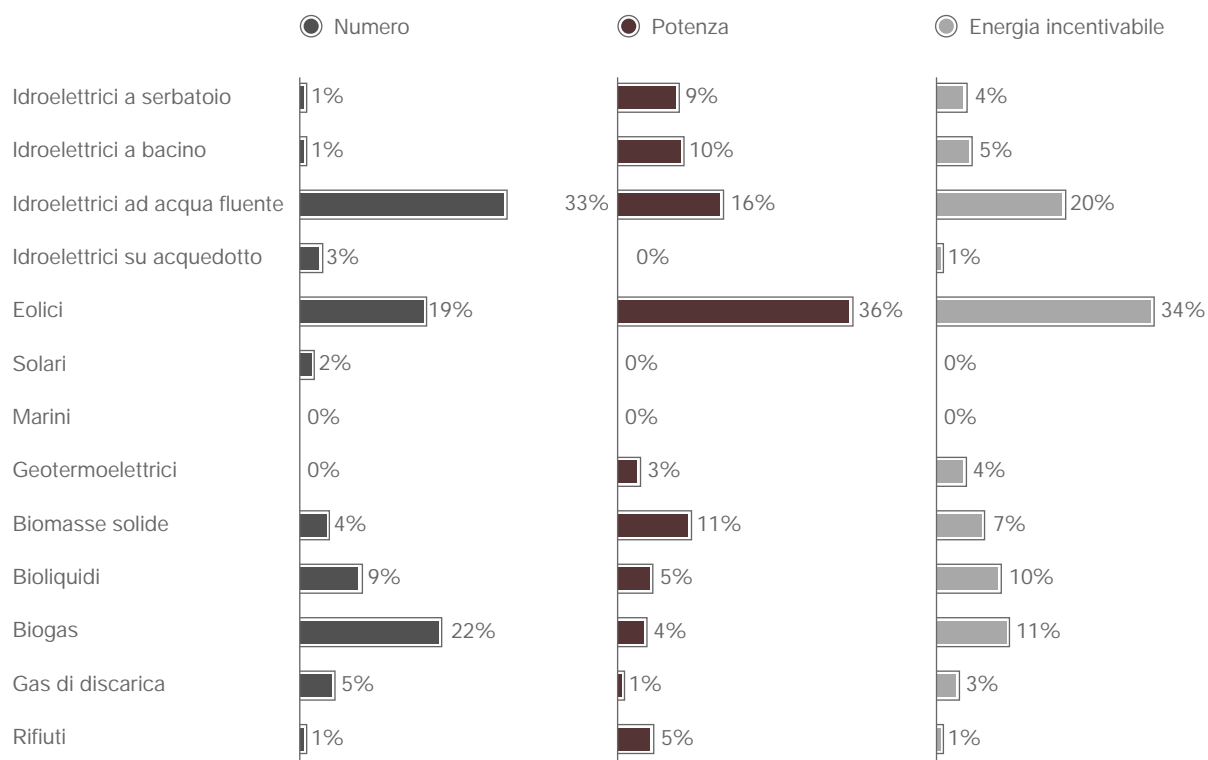


FIGURA 26
**IMPIANTI QUALIFICATI E IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2012
 SUDDIVISI PER CATEGORIA DI INTERVENTO**

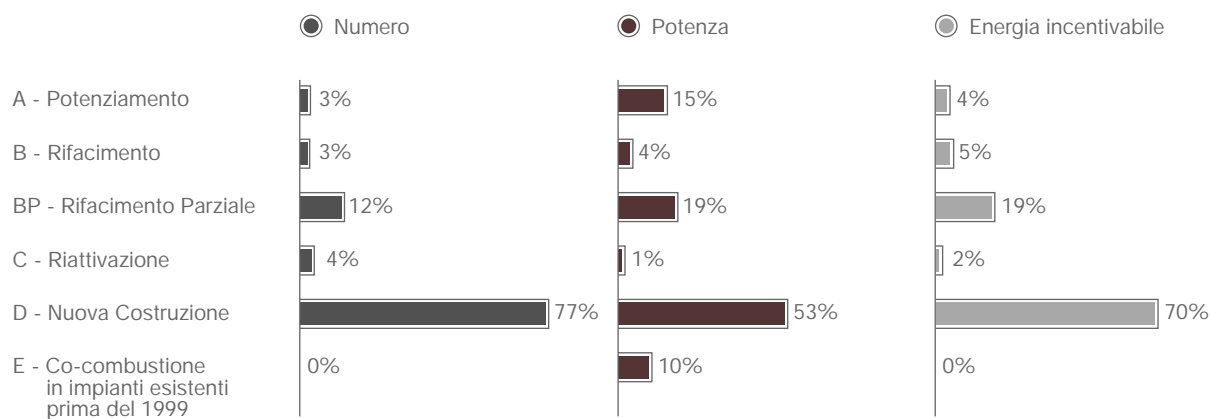


FIGURA 27
IMPIANTI QUALIFICATI A PROGETTO AL 31 DICEMBRE 2012
SUDDIVISI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO

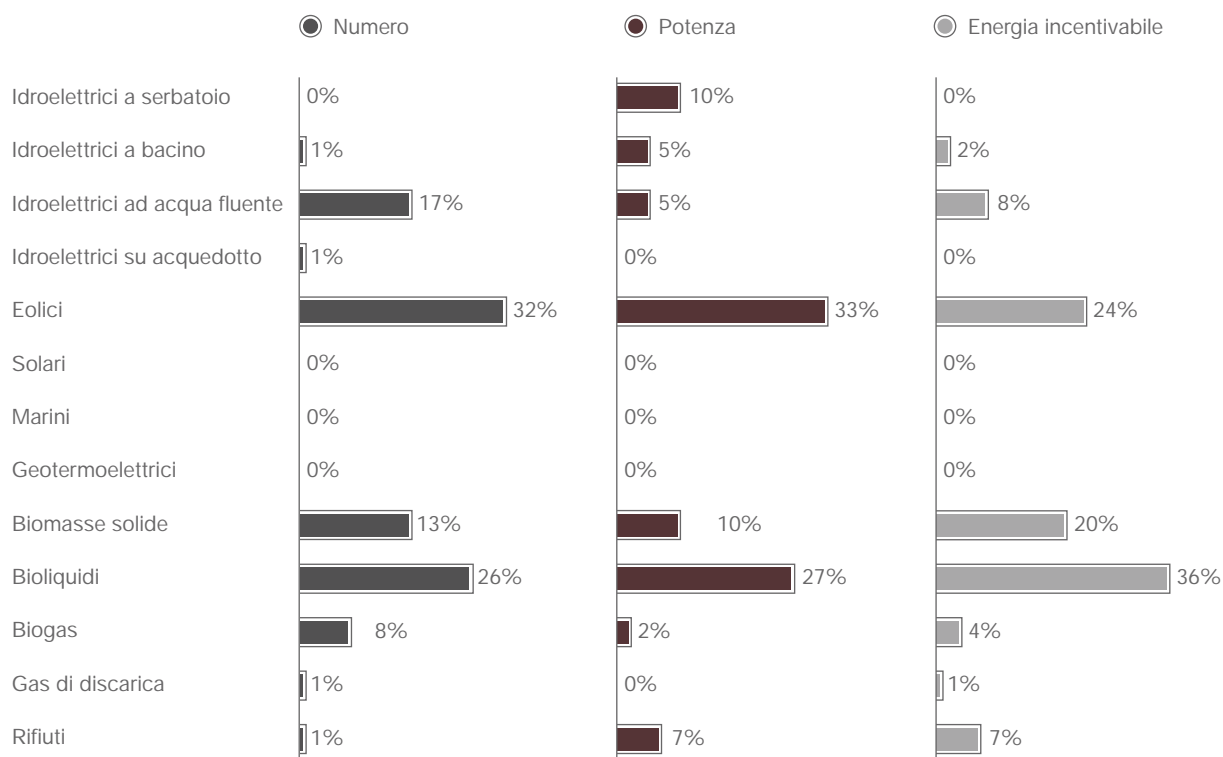
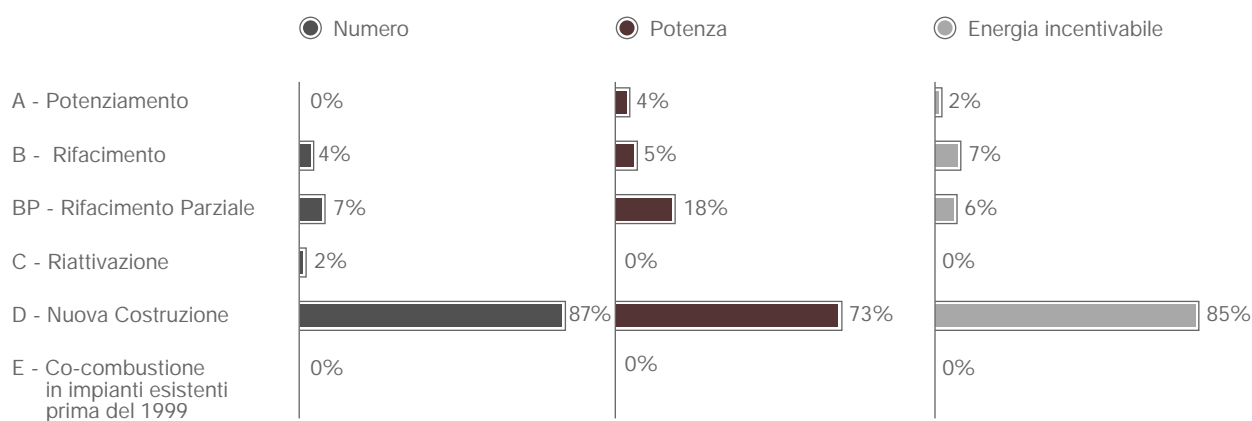


FIGURA 28
IMPIANTI QUALIFICATI A PROGETTO AL 31 DICEMBRE 2012
SUDDIVISI PER CATEGORIA DI INTERVENTO



Impianti qualificati nel corso del 2012

Nel corso del 2012 gli impianti che hanno ottenuto la qualifica IAFR sono stati 957. Tra questi, 741 impianti risultano entrati in esercizio per una potenza di 1.882 MW e una corrispondente energia incentivabile di circa 4 TWh. Il maggior numero di impianti in esercizio qualificati nel 2012 si riferisce agli impianti a biogas (316), seguiti dagli impianti eolici (145), idroelettrici ad acqua fluente (138) e a bioliquidi (62). Agli impianti eolici spetta il primato in termini di potenza installata (764 MW), seguiti dagli impianti a biomasse solide (452 MW), biogas (272 MW), idroelettrici ad acqua fluente (146 MW) e a bioliquidi (91 MW). Risultano qualificati a progetto e non entrati in esercizio nel corso del 2012, un totale di 216 impianti per una potenza di 306 MW e circa 0,68 TWh di energia incentivabile.

Tra le qualifiche a progetto gli impianti eolici sono i più numerosi (96), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (46), dagli impianti a biogas (35), a bioliquidi (20) e a biomasse solide (17).

In termini di potenza, i progetti che complessivamente sviluppano la maggior potenza sono quelli eolici (210 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (28 MW), dagli impianti a biogas (27 MW) e dagli impianti a biomasse solide (25 MW).

TABELLA 20

IMPIANTI QUALIFICATI NEL CORSO DEL 2012 SUDDIVISI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO

Tipologia di impianto	In esercizio			A progetto		
	Numero	Potenza [MW]	Energia Ei [GWh]	Numero	Potenza [MW]	Energia Ei [GWh]
Idroelettrici a bacino	7	60	84	0	0	0
Idroelettrici a serbatoio	3	70	53	0	0	0
Idroelettrici ad acqua fluente	138	146	488	46	28	92
Idroelettrici su acquedotto	6	-0	2	1	-0	-0
Eolici	145	764	1.215	96	210	323
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0	0
Biomasse solide	48	452	447	17	25	90
Bioliquidi	62	91	308	20	15	41
Biogas	316	272	1.318	35	27	133
Gas di discarica	15	15	64	1	2	7
Rifiuti	1	13	23	0	0	0
Totale	741	1.882	4.001	216	306	686

TABELLA 21

IMPIANTI QUALIFICATI NEL CORSO DEL 2012 SUDDIVISI PER CATEGORIA DI INTERVENTO

Categoria di intervento	In esercizio			A progetto		
	Numero	Potenza [MW]	Energia Ei [GWh]	Numero	Potenza [MW]	Energia Ei [GWh]
A - Potenziamento	1	-0	-0	2	1	5
B - Rifacimento	7	11	33	0	0	0
BP - Rifacimento Parziale	66	187	344	8	8	18
C - Riattivazione	12	33	64	3	1	5
D - Nuova Costruzione	652	1.315	3.497	203	294	657
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	3	335	64	0	0	0
Totale	741	1.882	4.001	216	306	686

Qualifica degli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento

Con la Legge 239/04 anche gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CHP-TLR) hanno avuto la possibilità di accedere, a determinate condizioni, al rilascio dei Certificati Verdi (denominati in questo caso CV-TLR). Un impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento è un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, costituito da una o più sezioni funzionanti in cogenerazione, associato a una rete di teleriscaldamento per il trasporto e la distribuzione del calore alle utenze per utilizzazioni esclusivamente di tipo civile, quali la climatizzazione, il riscaldamento, il raffrescamento e il condizionamento di ambienti a destinazione residenziale, commerciale, industriale e agricola.

Gli impianti CHP-TLR che possono essere qualificati sono quelli entrati in esercizio in data successiva alla data di entrata in vigore della Legge 239/04 e soddisfacenti le condizioni individuate dall'articolo 14 del D.Lgs. 20/07, aggiornate dall'articolo 30, comma 12, della Legge 99/09. Ai sensi della Legge 102/09, inoltre, possono ottenere i CV-TLR anche gli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento connessi ad ambienti agricoli. Al 31 dicembre 2012 risultano qualificati 103 impianti CHP-TLR cui corrisponde una potenza di 2.468 MW.

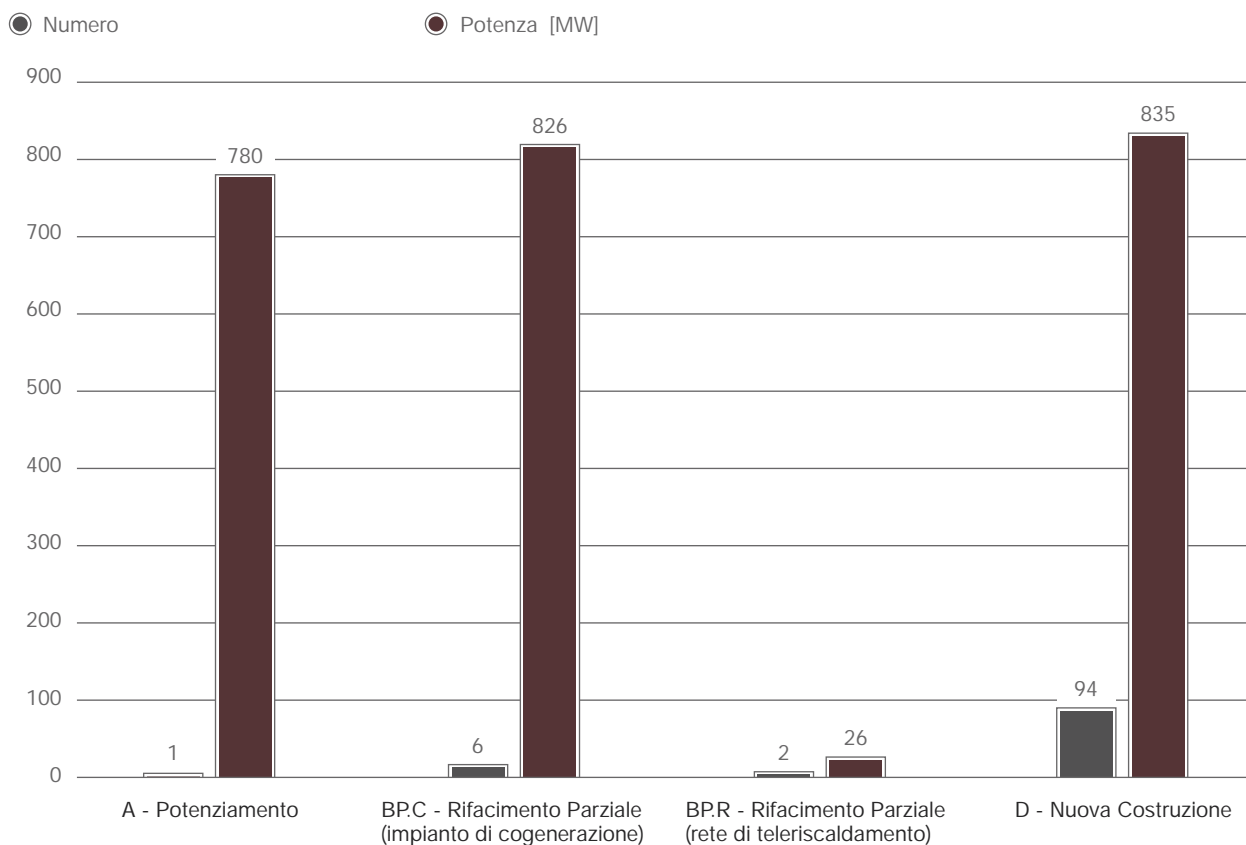
TABELLA 22

IMPIANTI CHP-TLR QUALIFICATI AL 31 DICEMBRE 2012

Categoria di intervento	Numero	Potenza [MW]
A - Potenziamento	1	780
B.P.C - Rifacimento Parziale (impianto di cogenerazione)	6	826
B.P.R - Rifacimento Parziale (rete di teleriscaldamento)	2	26
D - Nuova Costruzione	94	835
Totale	103	2.468

FIGURA 29

IMPIANTI CHP-TLR QUALIFICATI AL 31 DICEMBRE 2012







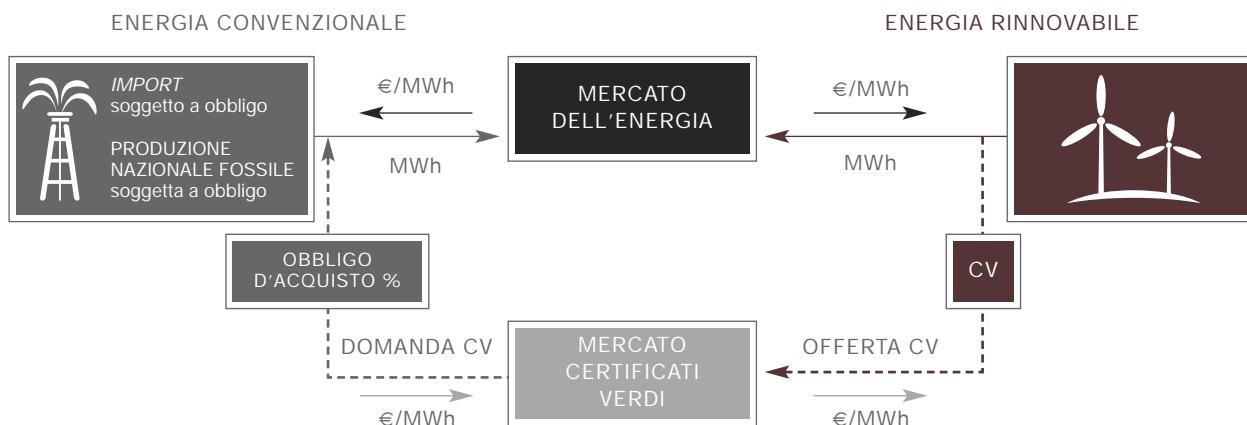
Certificati Verdi

Il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi, introdotto dal D.Lgs. 79/99, si basa sull'obbligo, posto dalla normativa in capo ai soggetti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. La quota percentuale è calcolata sulla base delle produzioni e delle importazioni da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtate dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, con una franchigia di 100 GWh per ciascun operatore. La quota d'obbligo varia annualmente con un incremento annuo dello 0,75% per il periodo 2007-2012. L'obbligo relativo alle produzioni/importazioni del 2012 è pari al 7,55%.

Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento dell'obbligo: ogni Certificato Verde attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. I Certificati Verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi due anni. L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde".

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012⁵ ai sensi di quanto previsto dal D.Lgs. 28/11, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento). Il produttore può richiedere l'emissione dei Certificati Verdi a valle dell'esito positivo della procedura di "qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili" (qualifica IAFR).

FIGURA 30
SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DEL MECCANISMO DEI CERTIFICATI VERDI



I CV relativi a produzioni antecedenti al 2013 sono rilasciati a consuntivo o, nel caso siano stati ottenuti precedentemente CV a preventivo, i certificati sono emessi a compensazione. Il GSE dopo aver verificato l'attendibilità dei dati forniti dai produttori, emette i Certificati Verdi spettanti.

I produttori che hanno richiesto l'emissione di Certificati Verdi a preventivo sono sempre tenuti, successivamente, a compensare l'emissione e a inviare copia della dichiarazione annuale di consumo presentata all'Agenzia delle Dogane, attestante l'effettiva produzione di energia elettrica realizzata nell'anno cui si riferiscono i Certificati Verdi.

Il D.M. 6 luglio 2012 prevede che l'emissione dei Certificati Verdi avvenga a partire dalle misure trasmesse mensilmente da parte dei gestori di rete. A partire dal 2013, pertanto non sono più previste le modalità di emissione dei CV a preventivo sulla base di garanzia sulla producibilità attesa o sulla base di garanzia fideiussoria. I CV, a partire dal 2013, verranno emessi su base mensile, compatibilmente con l'ottenimento da parte dei gestori di rete delle misure della produzione lorda e dell'energia immessa in rete, relativamente agli impianti qualificati IAFR. I CV vengono quindi classificati, oltre che per anno, anche in base al mese di riferimento ai fini della corretta individuazione del trimestre di riferimento per il successivo ritiro.

I Certificati Verdi vengono rilasciati in funzione dell'energia netta prodotta dall'impianto E_a , che è l'energia lorda misurata ai morsetti dei gruppi di generazione, diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, delle perdite dei trasformatori e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia elettrica alla rete con l'obbligo di connessione di terzi. L'energia netta prodotta, tuttavia, non costituisce sempre direttamente il termine di riferimento per il calcolo del numero dei Certificati Verdi spettanti. Esistono diversi tipi di interventi impiantistici (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento, rifacimento totale o parziale)

Nota 5

Fatto salvo quanto previsto dall'articolo 30 del D.M. 6 luglio 2012 per il periodo transitorio.

che danno diritto a ottenere l'incentivazione di tutta o parte dell'energia elettrica netta prodotta come specificato dal D.M. 18 dicembre 2008.

Per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 il GSE rilascia i Certificati Verdi per 15 anni, moltiplicando l'energia netta E_i riconosciuta all'intervento effettuato per le costanti, differenziate per fonte, della tabella 1 della Legge Finanziaria 2008 (aggiornata dalla Legge 99/09).

TABELLA 23
COEFFICIENTI MOLTIPLICATIVI PER IL CALCOLO DEI CERTIFICATI VERDI

Numerazione	Fonte	Coefficiente K
Legge 244/07		
1	Eolica <i>on-shore</i>	1
1-bis	Eolica <i>off-shore</i>	1,5
3	Geotermica	0,9
4	Moto ondoso e maremotrice	1,8
5	Idraulica	1
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,3
7	Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro o filiere corte	1,8
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,8

Certificati Verdi emessi a favore di impianti qualificati IAFR

Nel corso del 2012 risultano emessi dal GSE quasi 17 milioni di CV IAFR relativi a produzioni 2012 ripartiti fra le diverse tipologie di impianto come segue: impianti eolici (52%), idroelettrici (31%), impianti a bioenergie (16%) e geotermoelettrici (1%). Tale dato va considerato non definitivo in quanto si riferisce ai CV emessi a preventivo nel corso dell'anno e non include i certificati emessi a consuntivo o quelli risultanti dalle compensazioni.

Nel 2012 inoltre è stata effettuata l'attività di consuntivazione dei CV IAFR relativi a produzioni 2011, per un totale pari a circa 23 milioni di CV emessi dal GSE. Gli impianti IAFR per i quali è stato emesso il maggior numero di CV sono gli eolici (40%), seguiti nell'ordine dagli idroelettrici (30%), dagli impianti a bioenergie (24%) e dai geotermoelettrici (6%). Una quota marginale è infine da ascrivere alla produzione degli impianti fotovoltaici che hanno richiesto e ottenuto la qualifica IAFR⁶.

Nelle tabelle successive sono riportati i dati, aggiornati a dicembre 2012, relativi ai CV emessi dal GSE.

TABELLA 24
NUMERO CV IAFR EMESSI DAL GSE AL NETTO
DELLE COMPENSAZIONI SUDDIVISI PER FONTE [TAGLIA CV = 1 MWh]

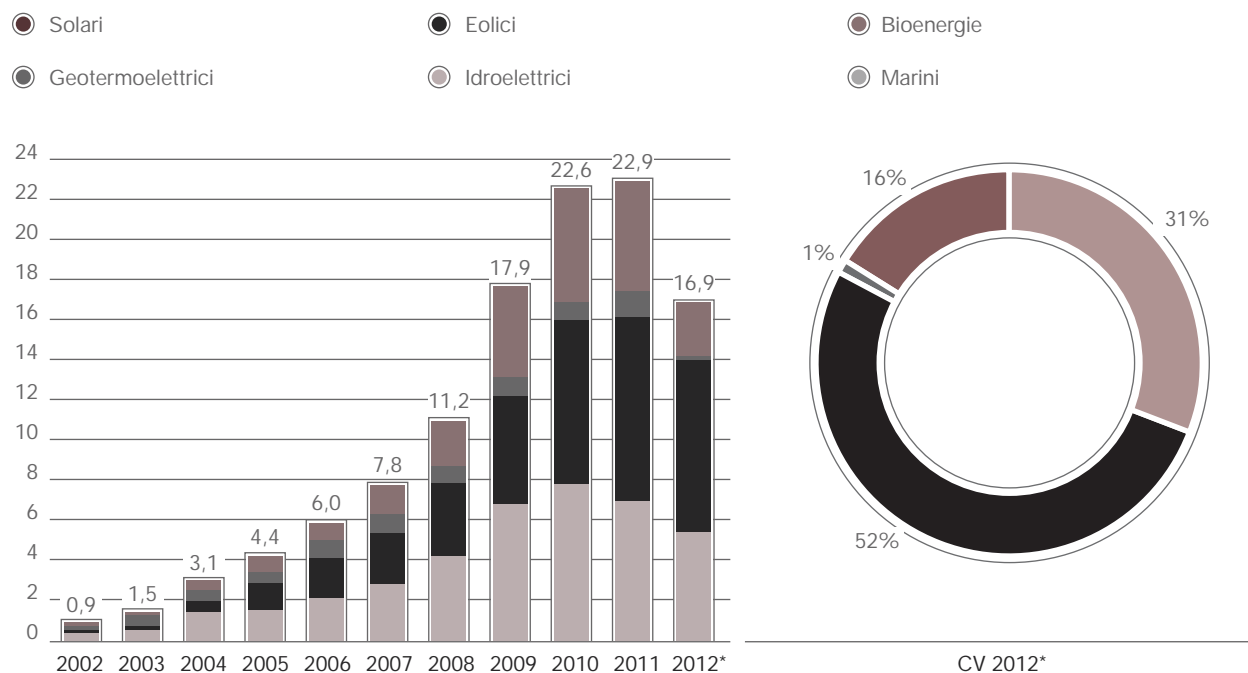
Anno	Idroelettrici	Eolici	Solari	Marini	Geotermoelet.	Bioenergie	Totale
2002	452.750	148.000	400	-	187.100	138.352	926.602
2003	596.100	181.200	800	-	482.500	270.444	1.531.044
2004	1.501.050	464.000	800	-	606.900	509.820	3.082.570
2005	1.692.900	1.281.550	1.100	-	629.950	772.889	4.378.389
2006	2.164.799	2.002.000	2.226	-	844.850	955.532	5.969.407
2007	2.921.494	2.653.229	3.096	-	865.644	1.324.515	7.767.978
2008	4.337.734	3.670.598	4.367	-	947.336	2.274.420	11.234.455
2009	6.930.801	5.541.178	4.756	4	936.341	4.476.012	17.889.092
2010	7.768.567	8.170.881	4.105	-	988.650	5.649.244	22.581.447
2011	6.876.378	9.224.454	3.695	-	1.308.575	5.442.618	22.855.720
2012*	5.303.746	8.724.268	-	-	131.494	2.751.227	16.910.735

* Dato preliminare.

Nota 6

Fino alla data di entrata in vigore della Legge Finanziaria 2008, gli impianti fotovoltaici che non aderivano al Conto Energia erano ammessi a ricevere i CV. L'articolo 15, comma 2, del D.M. 18 dicembre 2008 ha esteso tale facoltà agli impianti, non incentivati con il Conto Energia, che abbiano inoltrato la domanda di autorizzazione unica prima del 2008.

FIGURA 31
CV IAFR, SUDDIVISI PER FONTE, EMESSI DAL GSE
AL NETTO DELLE COMPENSAZIONI DAL 2002 AL 2012 [MILIONI DI CV]



* Dati non definitivi.

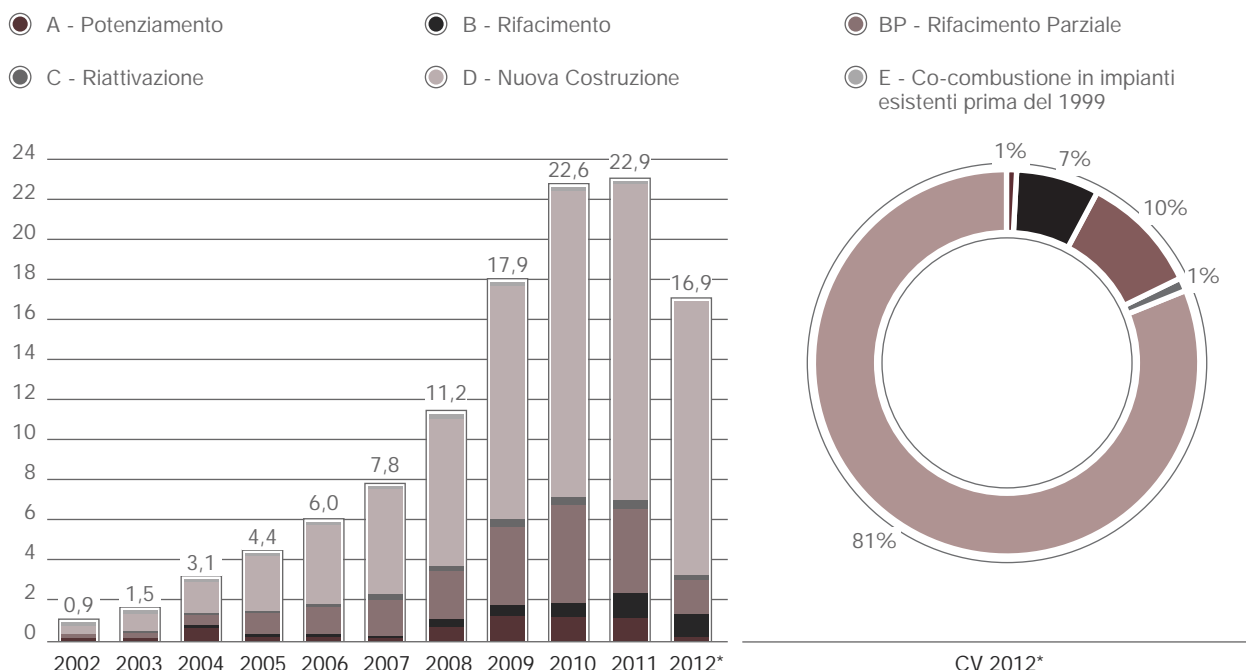
TABELLA 25
NUMERO CV IAFR EMESSI DAL GSE AL NETTO DELLE COMPENSAZIONI,
SUDDIVISI PER CATEGORIA DI INTERVENTO

Anno	A	B	BP	C	D	E	Totale
2002	179.900	10.900	135.300	41.200	503.202	56.100	926.602
2003	115.600	10.800	330.050	68.300	903.994	102.300	1.531.044
2004	726.400	24.050	528.900	87.450	1.623.620	92.150	3.082.570
2005	284.750	40.550	1.025.500	119.100	2.756.639	151.850	4.378.389
2006	212.820	83.150	1.441.005	225.052	3.844.580	162.800	5.969.407
2007	166.256	204.482	1.770.744	234.135	5.204.449	187.912	7.767.978
2008	712.926	419.332	2.362.362	284.896	7.378.231	76.708	11.234.455
2009	1.251.988	555.043	3.900.464	342.245	11.726.177	113.175	17.889.092
2010	1.175.135	777.823	4.827.985	411.094	15.291.785	97.625	22.581.447
2011*	1.114.182	1.271.560	4.262.506	397.828	15.758.543	51.101	22.855.720
2012*	176.155	1.221.380	1.659.272	239.216	13.614.712	0	16.910.735

A: Potenziamento; B: Rifacimento; BP: Rifacimento Parziale; C: Riattivazione; D: Nuova Costruzione; E: Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999.

* Dato preliminare.

FIGURA 32
CV IAFR, SUDDIVISI PER CATEGORIA DI INTERVENTO,
EMESSI DAL GSE AL NETTO DELLE COMPENSAZIONI DAL 2002 AL 2012 [MILIONI DI CV]



* Dati non definitivi.

Certificati Verdi emessi a favore di impianti qualificati CHP-TLR

Relativamente alla produzione di energia elettrica del 2011, risultano emessi dal GSE quasi 1,7 milioni di CV-TLR 2011 a favore di 83 operatori. Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica del 2010, risultano complessivamente emessi dal GSE circa 2,2 milioni di CV-TLR 2010 a favore di 82 operatori.

FIGURA 33
CV-TLR EMESSI SUDDIVISI PER ANNO DI EMISSIONE

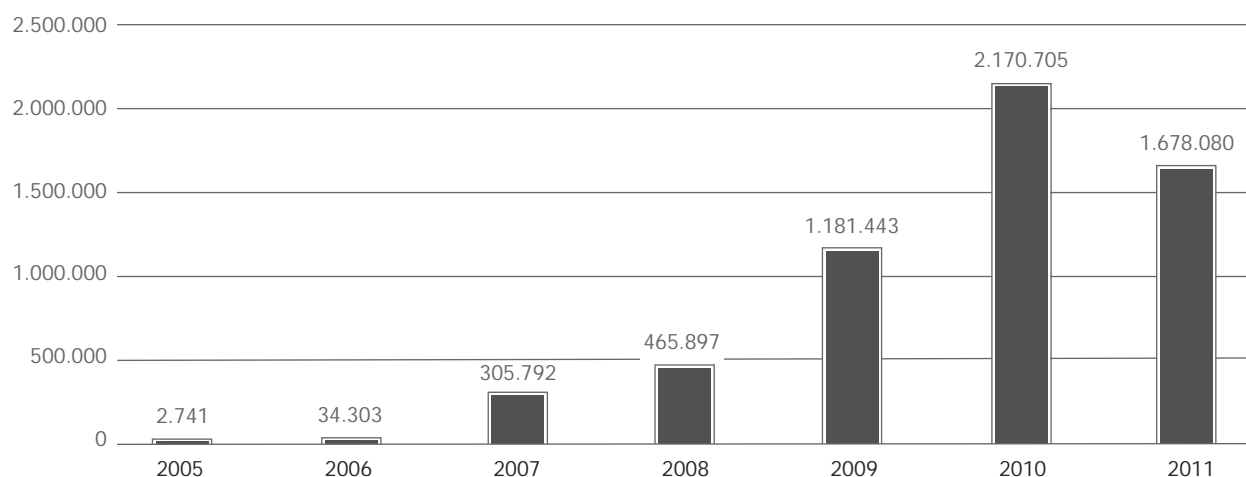


TABELLA 26
CV-TLR EMESSI E NUMERO DI OPERATORI SUDDIVISI PER ANNO DI EMISSIONE

CV CHP-TLR	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
N. CV-TLR Emessi	2.741	34.303	305.792	465.897	1.181.443	2.170.705	1.678.080
N. Operatori	3	10	31	50	71	82	83

* Dato preliminare.

I prezzi di riferimento nel mercato dei CV

Fino all'entrata in vigore del D.Lgs. 28/11 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, i prezzi presi a riferimento dal mercato dei CV sono stati quello di offerta e quello di ritiro dei CV da parte del GSE.

L'articolo 2, comma 148, della Legge 244/07 (Finanziaria 2008) ha stabilito che il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE venga calcolato, con cadenza annuale, come differenza tra:

- 180 €/MWh (valore di riferimento fissato dall'articolo 2, comma 148, della Legge 244/07) e
- il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del D.Lgs. 387/03 registrato nell'anno precedente, definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con propria Deliberazione⁷.

Per il ritiro dei CV effettuato dal GSE, fino all'entrata in vigore del D.Lgs. 28/11, sono esistiti due distinti riferimenti, uno a regime e uno transitorio.

L'articolo 2, comma 149, della Legge 244/07 prevedeva che, a partire dal 2008, entro giugno di ciascun anno, il GSE, su richiesta del produttore, ritirasse i CV in scadenza nell'anno ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere l'obbligo. A tal fine il prezzo medio annuale è quello relativo alle contrattazioni di tutti i CV, indipendentemente dall'anno di riferimento, scambiati l'anno precedente sulla borsa del GME o con contratti bilaterali.

Per far fronte al sensibile eccesso di offerta registratosi negli ultimi anni, il D.M. 18 dicembre 2008 aveva inoltre introdotto una norma transitoria (articolo 15, comma 1) disponendo che, entro il mese di giugno di ogni anno, il GSE ritirasse, su richiesta dei detentori, i CV rilasciati per le produzioni relative agli anni fino al 2010. Da tale possibilità erano esclusi gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Il prezzo di ritiro era pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente.

In termini generali si può sostenere che i prezzi di offerta e di ritiro del GSE abbiano rappresentato rispettivamente i valori di riferimento massimo e minimo per il mercato. Poiché le condizioni di mercato degli ultimi anni sono state caratterizzate da un'offerta che ha notevolmente superato la domanda, le contrattazioni di mercato dei CV si sono tendenzialmente attestate sul valore di riferimento minimo.

Per quanto riguarda il mercato dei CV relativo al 2010 (ritiro 2011):

- il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE è stato pari a 113,10 €/MWh, calcolato come differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2010, pari a 66,90 €/MWh, così come definito dalla Delibera AEEG ARG/elt 5/11;
- i prezzi medi delle contrattazioni dei CV registrate nel periodo 2008-2010 e nel 2010 sono stati pari rispettivamente a 87,38 €/MWh e 86,17 €/MWh. Il prezzo di ritiro riconosciuto dal GSE per il 2011, in base alla norma transitoria, è stato dunque pari a 87,38 €/MWh (mentre il valore di 86,17 €/MWh è stato preso a riferimento per la valorizzazione delle fidejussioni da presentare ai fini del riconoscimento di CV a preventivo).

Il D.Lgs. 28/11 ha abrogato il comma 149 della Legge 244/07, prevedendo che il GSE ritiri annualmente i CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili degli anni dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d'obbligo, a un prezzo fissato pari al 78% del prezzo di offerta dei propri CV, calcolato secondo il comma 148 della stessa legge⁸.

Per quanto riguarda il mercato dei CV relativo al 2011 (ritiro 2012):

- il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE è pari a 105,28 €/MWh, calcolato come differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2010, pari a 74,72 €/MWh, così come definito dalla Delibera AEEG 11/2012/R/efr;
- il prezzo di ritiro calcolato in base all'articolo 25, comma 4, del D.Lgs. 28/11, pari al 78% del prezzo di offerta, risulta pari a 82,12 €/MWh.

Per quanto riguarda il mercato dei CV relativo al 2012 (ritiro 2013):

- il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE è pari a 103,00 €/MWh, calcolato come differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2010, pari a 77,00 €/MWh, così come definito dalla Delibera AEEG 17/2013/R/efr;
- il prezzo di ritiro calcolato in base all'articolo 25, comma 4, del D.Lgs. 28/11, pari al 78% del prezzo di offerta, risulta pari a 80,34 €/MWh.

Il D.Lgs. 28/11 ha anche previsto che il GSE ritiri i CV-TLR, rilasciati sempre per le produzioni dal 2011 al 2015, relativi agli impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento. Il prezzo di ritiro è in questo caso pari al prezzo medio di mercato dei CV-TLR registrato nel 2010, pari a 84,34 €/MWh.

Nota 7

L'articolo 20 del D.M. 6 luglio 2012 ha cambiato questa disposizione, prevedendo che, dal 2013 al 2016 il GSE offra ai soggetti obbligati i Certificati Verdi ritirati a un prezzo pari a quello di ritiro.

Nota 8

L'articolo 20 del D.M. 6 luglio 2012 ha dettagliato le modalità di ritiro per i Certificati Verdi relativi alle produzioni dal 2011 al 2015.



Energia soggetta all'obbligo: quantificazione e assolvimento

Come già detto, il sistema dei Certificati Verdi si basa sull'obbligo, posto in capo a produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico una determinata quota di nuova produzione di energia da fonti rinnovabili.

Ai fini della quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo, il GSE verifica le quantità di energia convenzionale prodotta o importata e controlla l'annullamento dei CV sul conto proprietà di ciascun soggetto obbligato.

Il processo che va dalla quantificazione dell'energia soggetta all'obbligo alla verifica dell'adempimento è articolato su due anni:

- entro il 31 marzo dell'anno (n+1), i produttori e importatori di energia trasmettono l'autocertificazione dei dati relativi alla produzione e importazione non rinnovabile dell'anno (n) e le ulteriori informazioni necessarie al calcolo dell'energia soggetta all'obbligo, in particolare le richieste di esenzione relative agli impianti di cogenerazione, i volumi di energia esportata e le importazioni di energia rinnovabile corredate delle Garanzie di Origine (e dei documenti attestanti i transiti dal Paese di produzione alla frontiera di importazione italiana, nel caso il Paese di origine non sia confinante con l'Italia)⁹;
- nel corso dell'anno (n+1) il GSE, a seguito della valutazione delle autocertificazioni e dei documenti correlati, comunica a produttori e importatori l'ammontare dell'energia soggetta all'obbligo;
- entro il 31 marzo dell'anno (n+2), i soggetti obbligati provvedono a rendere disponibili sul proprio conto proprietà i CV da annullare ai fini dell'adempimento all'obbligo. Per l'annullamento possono essere utilizzati CV relativi a produzione rinnovabile degli anni (n+1), (n), (n-1) e, per una quota non superiore al 20% dell'obbligo, anche CV rilasciati a impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento;
- al raggiungimento del termine del 31 marzo dell'anno (n+2), il GSE procede alla verifica dell'adempimento per ciascun soggetto obbligato: in caso di esito positivo, il GSE invia al soggetto la comunicazione di avvenuto adempimento; in caso di esito negativo, il GSE invia al soggetto una comunicazione di sollecito concedendo ulteriori 30 giorni per provvedere all'adempimento;
- a conclusione del processo di verifica, il GSE comunica l'elenco dei soggetti inadempienti all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas che applica le sanzioni ai sensi della Legge 481/95. Sono considerati inadempienti, per la quantità di certificati correlata al totale di elettricità importata o prodotta nell'anno precedente, anche i soggetti che omettono di presentare l'autocertificazione.

Alla data di redazione del presente rapporto non sono disponibili i dati definitivi relativi all'obbligo 2012, in quanto risultano ancora in corso alcune verifiche e accertamenti inerenti le produzioni 2011. L'obbligo 2011, ripartito tra 55 operatori, è stato pari a 8.944.323 Certificati Verdi. Di seguito se ne forniscono i dettagli.

Gli operatori elettrici, suddivisi tra produttori e importatori, che nel 2010 hanno superato la soglia dei 100 GWh annui di energia prodotta o importata e quindi soggetti ad autocertificazione, sono 125: a essi è associata una produzione soggetta ad autocertificazione pari a 245 TWh, di cui l'83% imputabile alla produzione nazionale e il 17% imputabile all'importazione.

Per la determinazione dell'energia effettivamente soggetta all'obbligo, sui dati di autocertificazione presentati dagli operatori il GSE ha operato la detrazione della produzione riconosciuta come cogenerazione ai sensi delle Deliberazioni AEEG, delle esportazioni, delle importazioni esenti in quanto riconosciute come produzioni da fonte rinnovabile e della franchigia spettante a ciascun soggetto. Tale operazione ha comportato una riduzione dell'energia soggetta a obbligo di acquisto di CV da 245 a 148 TWh.

Per quanto riguarda l'*import* va notato che dei circa 48 TWh importati solo 0,6 TWh sono assoggettabili all'obbligo poiché risultano esenti: l'energia certificata come rinnovabile attraverso il sistema europeo delle Garanzie di Origine, l'energia esentata in virtù della franchigia riconosciuta a ciascun soggetto importatore sui primi 100 GWh importati, l'energia esportata dai medesimi soggetti importatori.

In definitiva, considerando sia la produzione nazionale sia l'importazione, dei 125 operatori elettrici soggetti all'autocertificazione, solo 55 risultano vincolati all'obbligo di annullamento di CV.

Applicando la quota percentuale stabilita dal legislatore per l'anno di adempimento dell'obbligo 2011, pari al 6,05% dell'energia soggetta a obbligo, si è determinato quindi un obbligo complessivo pari a 8.944 GWh, corrispondente a 8.944.323 Certificati Verdi.

Nota 9

Al fine di rendere il controllo sulle Garanzie di Origine estere sempre più stringente, il GSE ha stipulato convenzioni per lo scambio telematico delle Garanzie con cinque organizzazioni estere, incaricate dai rispettivi governi di controllare le GO.

TABELLA 27

**RICOSTRUZIONE DELL'OBBLIGO 2011
RELATIVO ALL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA E IMPORTATA NEL 2010**

Produttori			Importatori			Totale	
	[GWh]	[operatori]		[GWh]	[operatori]	[GWh]	[operatori]
Produzione non rinnovabile	221.338		Importazioni	48.330		269.668	
Produzione > 100 GWh	203.174	74	Import. > 100 GWh	42.239	51	245.413	125
Energia esente (CHP)	49.651		Import esente (GO)	32.998		82.649	
Export	371		Export	3.968		4.340	
Franchigia	5.923		Franchigia	4.661		10.584	
Energia soggetta a obbligo	147.229	43	Energia soggetta a obbligo	611	12	147.840	55
Energia calcolata (6,05%)	8.907		Energia calcolata (6,05%)	37		8.944	
N. CV	8.912.690	43	N. CV	36.968	12	8.944.323	55

TABELLA 28

ENERGIA SOGGETTA ALL'OBBLIGO NEL PERIODO 2002-2011

Anno produzione	Energia soggetta obbligo [TWh]	Obbligo [%]	Anno obbligo	Milioni di CV da annullare [taglia 1 MWh]
2002	180,91	2,00	2003	3,62
2003	203,15	2,00	2004	4,06
2004	193,75	2,35	2005	4,55
2005	202,65	2,70	2006	5,46
2006	189,94	3,05	2007	5,79
2007	186,73	3,80	2008	7,10
2008	186,91	4,55	2009	8,50
2009	153,04	5,30	2010	8,11
2010	147,80	6,05	2011	8,94
2011	n.d.	6,80	2012	n.d.

Con riferimento all'obbligo 2011, alla data di redazione del presente rapporto, risulta che i soggetti obbligati hanno provveduto ad annullare complessivamente 8.849.834 CV. Gli operatori che non hanno adempiuto l'obbligo di annullamento risultano cinque, ai quali è associato un numero di CV pari a 94.488.

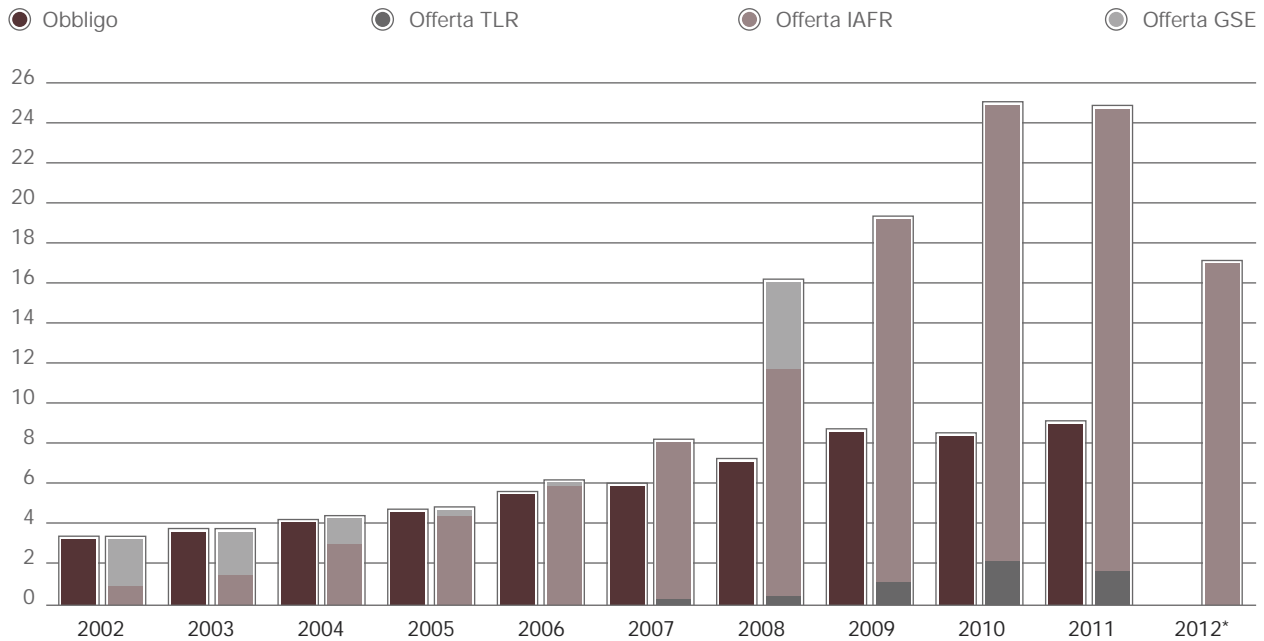
TABELLA 29
EVOLUZIONE DELL'OBBLIGO E SUA COPERTURA [1 CV = 1 MWh]

Anno [n]	Obbligo				CV utilizzati	CV operatori	CV GSE	
	Energia	Quota obbligo	Anno [n+1]	Obbligo CV				
2001	161,62	2%	2002	3.232.400	3.232.400	894.500	2.337.900	
2002	180,91	2%	2003	3.618.100	3.618.100	1.499.500	2.118.600	
2003	203,15	2%	2004	4.062.900	4.054.900	2.823.100	1.231.800	
2004	193,75	2,35%	2005	4.553.073	4.543.923	4.266.900	277.023	
2005	202,65	2,70%	2006	5.461.737	5.399.187	5.306.337	92.850	
2006	189,94	3,05%	2007	5.793.300	5.791.900	5.778.500	13.400	
2007	186,73	3,80%	2008	7.095.633	7.072.518	2.778.827	4.293.691	
2008	186,91	4,55%	2009	8.504.302	8.377.428	8.368.666	8.762	
2009	153,04	5,30%	2010	8.105.701	8.016.574	8.006.942	9.632	
2010	147,84	6,05%	2011	8.944.322	8.849.834	8.840.414	9.420	



Consuntivo assolvimento dell'obbligo						
	Obbligo assolto				Operatori inadempienti	
	CV utilizzati	CV GSE	CV IAFR	CV TLR	N.	CV
	CV 2002	3.232.400			0	0
	CV 2003	3.618.100			0	0
	CV 2002	3.400			1	8.000
	CV 2003	32.100				
	CV 2004	4.019.400				
	CV 2003	16.700			1	9.150
	CV 2004	219.150				
	CV 2005	4.308.073				
	CV 2004	33.800			5	62.550
	CV 2005	317.100				
	CV 2006	5.048.287				
	CV 2005	7.200			1	1.400
	CV 2006	282.563				
	CV 2007	5.502.137				
	CV 2006	74.735			1	23.115
	CV 2007	880.685				
	CV 2008	6.117.098				
	CV 2005	2.174		2.174	2	126.874
	CV 2006	8.822		8.822		
	CV 2007	122.722		2.758		
	CV 2008	538.422		108.902		
	CV 2009	7.705.288	8.762	7.154.994		
	CV 2007	1.605		1.605	3	89.127
	CV 2008	17.916		1.994		
	CV 2009	1.011.511		382.135		
	CV 2010	6.985.542	9.632	6.828.550		
	CV 2009	12.298		286	5	94.488
	CV 2010	1.495.398		38.931		
	CV 2011	7.342.137	9.420	7.307.717		

FIGURA 34
EVOLUZIONE DEL MERCATO DEI CV DAL 2002 AL 2012 [MILIONI DI CV]



* Valore preliminare.

Il grafico precedente mostra l'evoluzione del mercato dei CV in termini di domanda e di offerta evidenziando, per quest'ultima, il dettaglio delle differenti componenti che la costituiscono: CV da impianti IAFR, CV-TLR e CV immessi sul mercato da parte del GSE.

Si può osservare come nei primi 3 anni di mercato l'offerta di CV dei produttori IAFR, inferiore alla domanda, sia stata integrata dai certificati venduti dal GSE.

Negli anni successivi l'offerta dei produttori IAFR ha ecceduto la domanda e quindi l'offerta del GSE ha assunto un ruolo marginale. In questo contesto fa eccezione il mercato dei CV 2008 nel quale, nonostante l'eccesso di offerta di CV IAFR, i soggetti obbligati hanno fatto ricorso per una quota consistente ai CV del GSE. Tale anomalia è stata causata dal fatto che per l'anno 2008 il prezzo di ritiro dei CV da parte del GSE è risultato maggiore del prezzo di offerta dei CV del GSE (valore di riferimento del mercato). La suddetta circostanza non si è ripetuta per gli anni successivi in quanto il prezzo di offerta dei CV del GSE è tornato a essere superiore a quello di ritiro.

Tariffe Onnicomprensive

Prima dell'entrata in vigore del D.M. 6 luglio 2012, la Tariffa Onnicomprensiva (TO) costituiva il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, riservato agli impianti qualificati IAFR di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW o 0,2 MW per gli impianti eolici.

La TO è riconosciuta per un periodo di 15 anni, durante il quale resta fissa, in funzione della quota di energia immessa in rete, per tutti gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

La tariffa è detta "onnicomprensiva" in quanto il suo valore include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

Sino al termine del periodo di incentivazione la tariffa costituisce l'unica fonte di remunerazione.

TABELLA 30

TARIFFE ONNICOMPENSIVE

Numerazione	Fonte	V _{TO} [€/MWh]
Legge 244/07		
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	300
3	Geotermica	200
4	Moto ondoso e maremotrice	340
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	220
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ¹ a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili ² attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal Regolamento 2009/73/CE del Consiglio	280
	Alcol etilico di origine agricola proveniente dalla distillazione dei sottoprodotti della vinificazione	
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal Regolamento del Consiglio 2009/73/CE	180

1. L'articolo 25, comma 5, del D.Lgs. 28/11 ha stabilito che, ai fini del riconoscimento della TO da 180 €/MWh, i residui di macellazione, nonché i sottoprodotti delle attività agricole, agroalimentari e forestali, non sono considerati liquidi anche qualora subiscano, nel sito di produzione dei medesimi residui e sottoprodotti o dell'impianto di conversione in energia elettrica, un trattamento di liquefazione o estrazione meccanica.

2. Il sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri è chiarito dalle circolari MIPAAF del 31 marzo 2010 ("Circolare esplicativa del sistema di tracciabilità degli oli vegetali puri per la produzione di energia elettrica al fine dell'erogazione della Tariffa Onnicomprensiva di 0,28 euro a kWh prevista dalla Legge 99/09") e del 21 giugno 2010 ("Oli vegetali puri. Sistema di tracciabilità per la produzione di energia elettrica soggetta al riconoscimento della Tariffa Onnicomprensiva ai sensi della Legge 99/09. Disposizioni attuative").

La tariffa si applica a una quota parte o a tutta l'energia immessa in rete a seconda della tipologia di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, rifacimento e potenziamento). Per gli impianti entrati in esercizio a seguito di interventi diversi dalla nuova costruzione (potenziamento, riattivazione, rifacimento), a seconda degli interventi, può essere incentivata solo una determinata quota dell'energia immessa in rete. Le formule che individuano la quota di energia incentivata a seconda dell'intervento impiantistico realizzato sono contenute nel D.M. 18 dicembre 2008.

Numero e potenza degli impianti

Al 31 dicembre 2012, 1.728 impianti risultano aver avuto accesso alle Tariffe Onnicomprehensive per una potenza complessiva di 958 MW.

TABELLA 31
NUMERO DEGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO

Tipologia di impianto	2008	2009	2010	2011	2012
Idroelettrici a serbatoio	-	3	3	1	2
Idroelettrici a bacino	-	3	3	4	6
Idroelettrici ad acqua fluente				394	507
Idroelettrici su acquedotto	95	218	334	44	51
Eolici	3	39	95	164	221
Biomasse solide	5	12	33	52	68
Bioliquidi	8	36	76	141	197
Biogas	30	93	212	398	622
Gas di discarica	12	25	41	48	54
Totale	153	429	797	1.246	1.728

TABELLA 32
POTENZA DEGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO [MW]

Tipologia di impianto	2008	2009	2010	2011	2012
Idroelettrici a serbatoio	-	0,3	0,3	0,3	2,3
Idroelettrici a bacino	-	1,8	1,8	2,2	3,3
Idroelettrici ad acqua fluente				207,9	274,7
Idroelettrici su acquedotto	44	103	153,8	7	7,1
Eolici	0,2	1,5	3,5	7,2	13
Biomasse solide	2,9	7,5	20,1	29,2	41,3
Bioliquidi	5	21,4	42,3	81	115,4
Biogas	16,6	56	152,3	286,6	460,4
Gas di discarica	8,2	17	28,6	35	40,1
Totale	77	208	402	656	958

FIGURA 35
NUMERO DEGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO

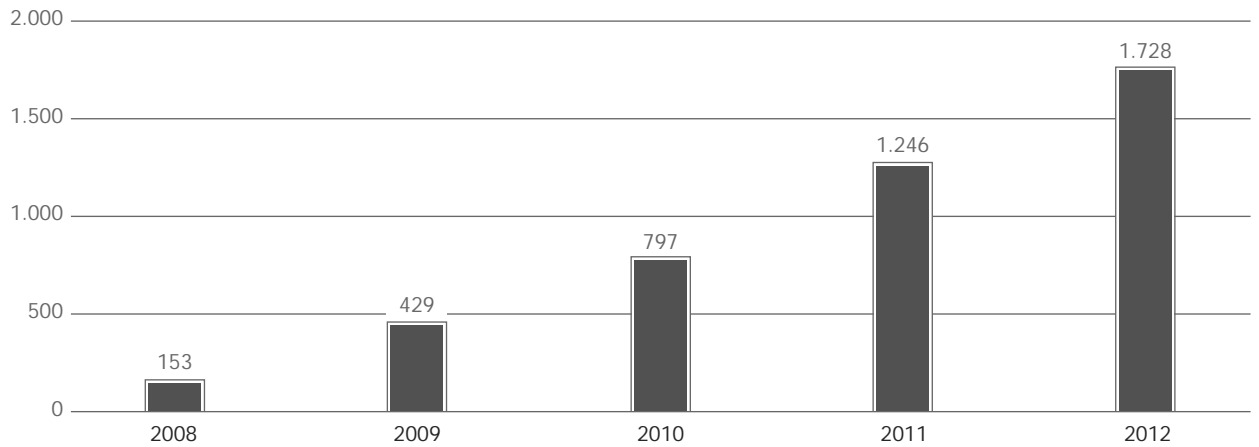
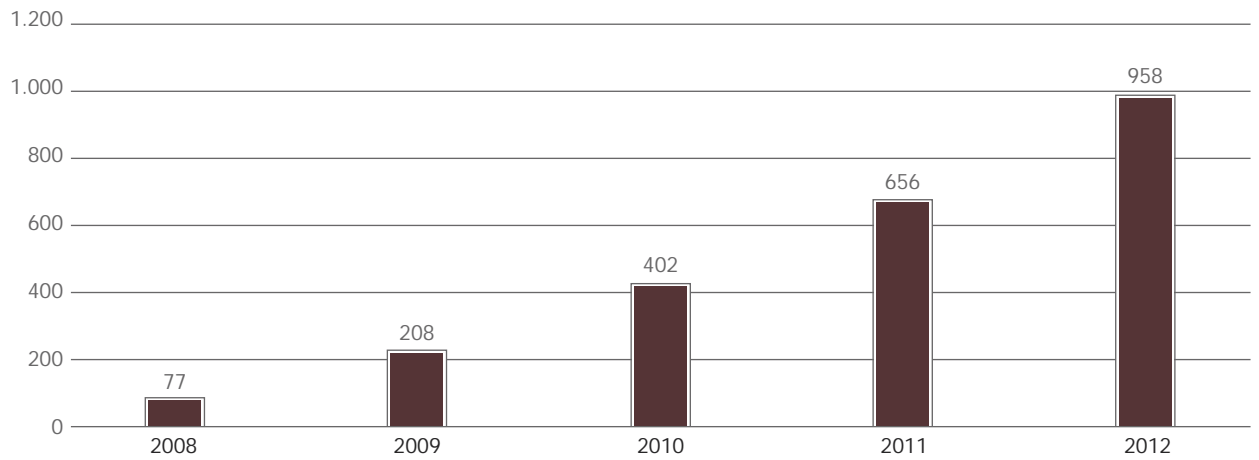


FIGURA 36
POTENZA DEGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO [MW]



Energia ritirata e corrispettivi erogati

Nel 2012 è stato ritirato un quantitativo di energia convenzionata in regime di Tariffa Onnicomprensiva pari a 4.070 GWh, per un corrispettivo economico erogato dal GSE di 1.056 milioni di euro.

FIGURA 37

ENERGIA RITIRATA RELATIVA AGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO [GWh]

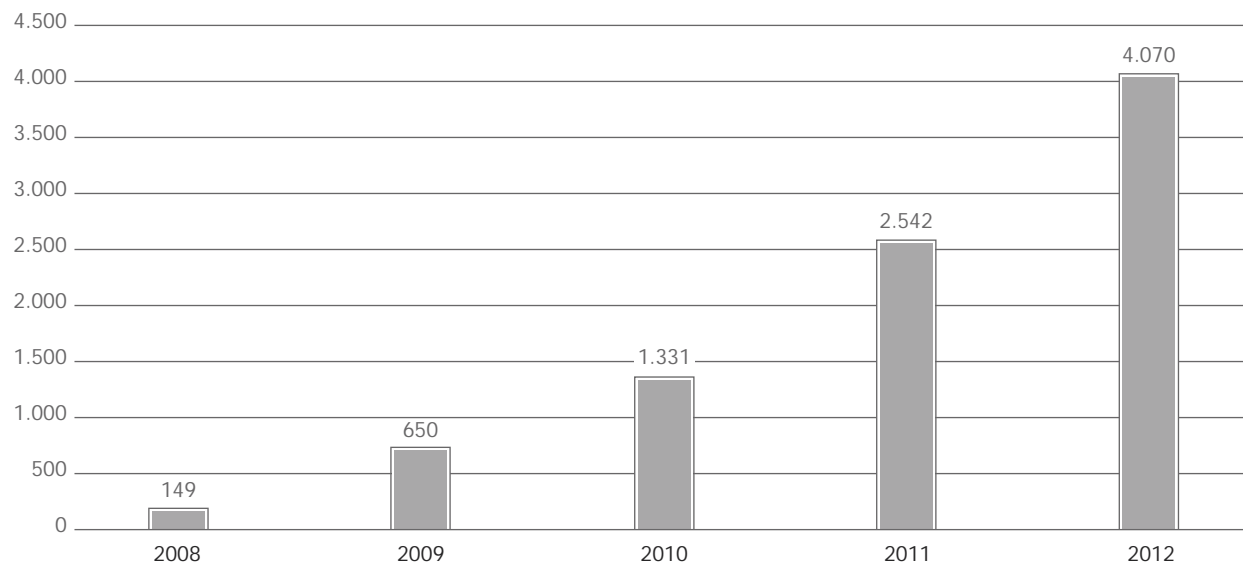


TABELLA 33

ENERGIA RITIRATA RELATIVA AGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO [GWh]

Tipologia di impianto	2008	2009	2010	2011	2012
Idroelettrici a serbatoio	-	0,4	0,9	0,5	1,0
Idroelettrici a bacino	-	5,6	7,5	6,3	8,2
Idroelettrici ad acqua fluente	76,4	272,8	504,4	626,2	808,9
Idroelettrici su acquedotto				31	33,0
Eolici	0,0	0,3	1,8	4,4	12,3
Biomasse solide	1,0	20,4	41,8	93,5	160,4
Bioliquidi	6,0	44,9	95,8	121,4	194,2
Biogas	50,1	251,7	556,1	1.491,2	2.647,4
Gas di discarica	15,3	54,3	123,7	167,5	204,5
Totale	149	650	1.331	2.542	4.070

FIGURA 38
CORRISPETTIVI EROGATI RELATIVI AGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO [MILIONI DI EURO]

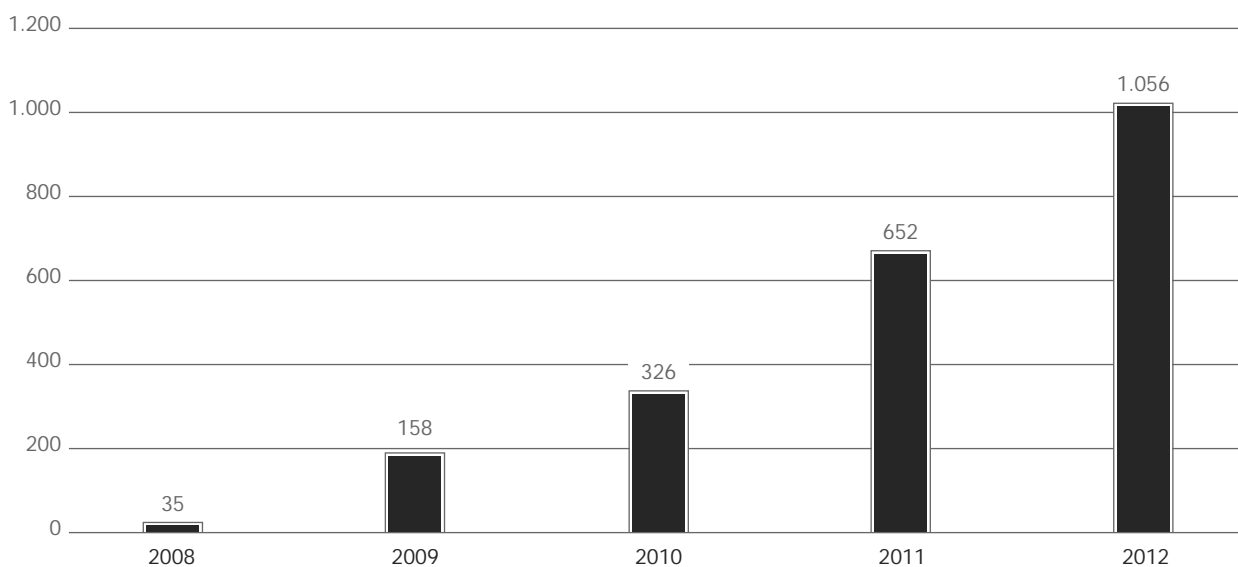


TABELLA 34
CORRISPETTIVI EROGATI RELATIVI AGLI IMPIANTI IN REGIME DI TO [MILIONI DI EURO]

Tipologia di impianto	2008	2009	2010	2011	2012
Idroelettrici a serbatoio	-	0,1	0,2	0,1	0,2
Idroelettrici a bacino	-	1,2	1,6	1,4	1,8
Idroelettrici ad acqua fluente				137,8	178,0
Idroelettrici su acquedotto	16,8	60,0	111,0	7	7,3
Eolici	0,0	0,1	0,5	1,3	3,7
Biomasse solide	0,3	5,7	11,7	26,2	44,8
Bioliquidi	1,4	10,3	23,9	30,4	42,2
Biogas	14,0	70,5	155,3	417,4	741,1
Gas di discarica	2,7	9,8	22,3	30,2	36,8
Totale	35	158	326	652	1.056





Gli incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012

I nuovi meccanismi di incentivazione

L'11 luglio 2012 è entrato in vigore il D.M. 6 luglio 2012 che stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW, che entrino in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013. Lo stesso Decreto, all'articolo 30, prevede delle modalità e condizioni di transizione dai precedenti meccanismi di incentivazione (regolati dal D.M. 18 dicembre 2008) al nuovo sistema.

Il Decreto 6 luglio 2012 prevede che l'incentivazione sia riconosciuta in riferimento all'energia netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e immessa in rete, ovvero al minor valore fra la produzione netta e l'energia effettivamente immessa in rete.

In particolare sono previste due tipologie di incentivi:

- una tariffa incentivante onnicomprensiva (T_o), per gli impianti di potenza non superiore a 1 MW calcolata secondo la seguente formula:

$$T_o = T_b + P_r$$

(T_b : tariffa incentivante base; P_r : ammontare totale degli eventuali premi);

- un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza non superiore a 1 MW che non optino per la Tariffa Onnicomprensiva, calcolato come differenza tra un valore fissato (ricavo complessivo) e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto):

$$I = T_b + P_r - P_z$$

(P_z : prezzo zonale orario).

Nel caso di Tariffa Onnicomprensiva, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE; nel caso di incentivo, l'energia resta invece nella disponibilità del produttore.

Il D.M. 6 luglio 2012 definisce quattro diverse modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione, a seconda della taglia di potenza e della categoria di intervento:

- accesso diretto, nel caso di impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento o potenziamento con potenza non superiore a un determinato valore (per i potenziamenti non deve essere superiore a tale limite l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati od oggetto di potenziamento, se la relativa potenza è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto, ma non superiore a un determinato valore soglia (per i potenziamenti non deve essere superiore a tale valore soglia l'incremento di potenza);
- aggiudicazione degli incentivi a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati od oggetto di potenziamento se la relativa potenza è superiore a un determinato valore soglia (per i potenziamenti deve essere superiore a tale valore soglia l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto.

Il primo bando per i registri e le aste

Il bando relativo ai primi registri e alle prime aste è stato pubblicato l'8 settembre 2012 e dopo 30 giorni è stato attivato un nuovo portale telematico per l'invio delle richieste di iscrizione ai registri e alle aste da parte degli Operatori. Le richieste pervenute nell'ambito di tali registri e aste sono state 999; il dettaglio, nelle tabelle che seguono.

TABELLA 35
RICHIESTE DI ISCRIZIONE ALLE PRIME PROCEDURE D'ASTA

Tipologia di impianto	Contingente	Istanze inviate		
	Potenza [MW]	Numero	Potenza complessiva [MW]	% contingente
Eolico <i>on-shore</i>	500	18	442,00	88,4
Eolico <i>off-shore</i>	650	1	30,00	4,6
Idroelettrico	50	0	0	0
Geotermoelettrico	40	1	39,60	99,0
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettere a), b) e d), biogas, gas di depurazione e gas di discarica e bioliquidi sostenibili	120	1	13,00	10,8
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettera c)	350	2	32,91	9,4
Totale	1.710	23	557,51	32,6

TABELLA 36
RICHIESTE DI ISCRIZIONE AI PRIMI REGISTRI
(DIVERSI DA QUELLI DEDICATI AI RIFACIMENTI)

Tipologia di impianto	Contingente	Istanze inviate		
	Potenza [MW]	Numero	Potenza complessiva [MW]	% contingente
Eolico <i>on-shore</i>	60	461	191,71	319,5
Idroelettrico	70	248	162,83	232,6
Geotermoelettrico	35	1	17,10	48,9
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettere a), b) e d), biogas, gas di depurazione e gas di discarica e bioliquidi sostenibili	170	239	220,65	129,8
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettera c)	30	1	2,40	8,0
Oceanico	3	0	0	0
Totale	368	950	594,69	161,6

TABELLA 37
RICHIESTE DI ISCRIZIONE AI PRIMI REGISTRI PER GLI INTERVENTI DI RIFACIMENTO

Tipologia di impianto	Contingente	Istanze inviate		
	Potenza [MW]	Numero	Potenza complessiva [MW]	% contingente
Eolico <i>on-shore</i>	150	0	0	0
Idroelettrico	300	23	70,88	23,6
Geotermoelettrico	40	2	39,60	99,0
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettere a), b) e d), biogas, gas di depurazione e gas di discarica e bioliquidi sostenibili	65	0	0	0
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettera c)	70	1	13,60	19,4
Totale	625	26	124,08	19,9

A decorrere dal 2013, il GSE pubblica, entro il 31 marzo di ogni anno e 30 giorni prima dell'apertura dei registri e delle aste, i bandi recanti i termini, i criteri e le modalità per la presentazione delle richieste di iscrizione, nonché l'indicazione dei contingenti di potenza da assegnare.

Il contatore delle fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico

Il “contatore degli oneri delle fonti rinnovabili non fotovoltaiche” (contatore FER elettriche), è lo strumento operativo che serve a visualizzare, sul sito internet del GSE, il “costo indicativo cumulato annuo degli incentivi” riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici, definito all’articolo 2 del D.M. 6 luglio 2012.

Tale costo rappresenta una stima dell’onere annuo potenziale, già impegnato anche se non ancora interamente sostenuto, degli incentivi riconosciuti agli impianti a fonti rinnovabili non fotovoltaici, in attuazione dei vari provvedimenti di incentivazione statali che si sono succeduti in questo settore. Il contatore non esprime quindi l’onere sostenuto nell’ultimo anno solare o negli ultimi dodici mesi né tantomeno rappresenta una previsione dell’onere da sostenere nel successivo anno solare o nei successivi dodici mesi. In base all’articolo 3 del D.M. 6 luglio 2012, il “costo indicativo cumulato annuo degli incentivi” non potrà superare i 5,8 miliardi di euro annui.

Concorrono al calcolo del contatore solo gli oneri derivanti dall’incentivazione dell’energia elettrica prodotta dalle fonti rinnovabili individuate dall’articolo 2 del D.Lgs. 28/11, con esclusione degli impianti fotovoltaici. Non sono pertanto inclusi nel contatore gli impianti alimentati a fonti assimilate alle rinnovabili.

Nel caso di impianti ibridi, vengono considerati nel contatore solo gli oneri attribuibili alla fonte rinnovabile, indipendentemente dall’inquadramento giuridico della fonte non rinnovabile al momento dell’entrata in esercizio dell’impianto e dunque indipendentemente dall’eventuale incentivo a essa riconosciuto.

In particolare, nel caso degli impianti alimentati a rifiuti, anche se essi hanno avuto accesso all’incentivazione sul totale dell’energia prodotta, nel contatore vengono inclusi solo gli oneri attribuibili all’incentivazione della frazione biodegradabile. A tal proposito, ai soli fini del contatore, nei casi di impianti per cui non si disponga di una valutazione dell’energia imputabile alla frazione biodegradabile dei rifiuti utilizzati, si assume che la quota della producibilità imputabile alla frazione biodegradabile sia pari al 51%.

Per il calcolo del “costo indicativo cumulato annuo degli incentivi” si fa riferimento al perimetro degli interventi impiantistici ammessi agli incentivi (nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, rifacimento totale o parziale, potenziamento e impianti ibridi) riconducibili alle seguenti fattispecie:

- interventi ammessi agli incentivi che hanno comunicato al GSE l’entrata in esercizio fisico, siano essi già in esercizio commerciale o meno;
- interventi, non ancora entrati in esercizio, ammessi ai registri in posizione utile o risultati vincitori delle procedure di asta al ribasso, secondo quanto previsto dal D.M. 6 luglio 2012.

In conformità alle regole stabilite dall’articolo 2 del D.M. 6 luglio 2012, il “costo indicativo cumulato annuo degli incentivi” è calcolato come sommatoria del prodotto tra l’incentivo specifico riconosciuto all’intervento e l’energia incentivabile annua, per tutti gli interventi incentivati relativi agli impianti a fonti rinnovabili non fotovoltaici. Esso viene calcolato e pubblicato sul sito internet del GSE con cadenza mensile.

Al 31 dicembre 2012, il contatore FER elettriche si è attestato sul valore di 3.755 milioni di euro, ripartiti come segue tra i diversi meccanismi di incentivazione: 2.533 milioni di euro per i Certificati Verdi; 1.001 milioni di euro per la Tariffa Onnicomprensiva; 221 milioni di euro per il CIP 6.

TABELLA 38
CONTATORE DELLE FER ELETTRICHE AL 31/12/2012 [MILIONI DI EURO]

Fonte	CV	TO	CIP 6	Totale
Idraulica	742,5	189,1	0	931,6
Eolica	998,5	2,7	6,3	1.007,5
Moto ondoso	0	0		0
Geotermica	116,3	0		116,3
Biomasse	237,8	47,6	199,1	484,6
Bioliquidi	325,3	50,1		375,4
Biogas	112,5	711,3	16	839,7
Totale	2.532,9	1.000,7	221,4	3.755,1

Nel corso del 2013, il contatore FER elettriche è incrementato fino a raggiungere a fine maggio 2013¹⁰ il valore di 4.284 milioni di euro, ripartiti come segue tra i diversi meccanismi di incentivazione: 2.602 milioni di euro per i Certificati Verdi; 1.248 milioni di euro per la Tariffa Onnicomprensiva; 213 milioni di euro per il CIP 6; 219 milioni di euro per i registri e le aste previste dal D.M. 6 luglio 2012; 3 milioni di euro per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 6 luglio 2012.

TABELLA 39
CONTATORE DELLE FER ELETTRICHE AL 31/5/2013 [MILIONI DI EURO]

Fonte	CV	TO	CIP 6	D.M. 6/7/2012 Registri e Aste	D.M. 6/7/2012 In esercizio	Totale
Idraulica	732,3	207,0	-	42,1	2,6	984,1
Eolica	1.045,3	3,8	6,0	46,7	0,2	1.102,0
Moto ondoso	0,0	-		-	-	0,0
Geotermica	119,2	-		11,7	-	130,9
Biomasse	262,9	55,2	194,8	71,9	0,1	584,9
Bioliquidi	334,5	59,9		0,7	-	395,1
Biogas	107,7	921,7	11,8	46,1	-	1.087,2
Totale	2.601,8	1.247,7	212,6	219,2	2,9	4.284,2

Nota 10

Ultimo aggiornamento disponibile al momento della redazione del presente rapporto.

I servizi di ritiro dell'energia

Ritiro Dedicato

Quadro normativo

Il Ritiro Dedicato (RID) rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete, alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa.

Sono ammessi al regime di Ritiro Dedicato gli impianti citati dall'articolo 13, commi 3 e 4, del D.Lgs. 387/03 e dall'articolo 1, comma 41, della Legge 239/04. Si tratta degli impianti:

- di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da qualunque fonte;
- di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili programmabili purché nella titolarità di un autoproduttore (così come definito dall'articolo 2, comma 2, del D.Lgs. 79/99).

Per questi impianti il GSE assume il ruolo di utente del dispacciamento, ritirando e collocando sul mercato l'energia elettrica immessa in rete, alle condizioni definite dalla Delibera AEEG ARG/elt 280/07 e s.m.i.

La determinazione degli importi relativi all'energia elettrica immessa in rete è definita sulla base delle misure in immissione comunicate mensilmente al GSE dal gestore di rete al quale l'impianto è connesso. L'energia elettrica è valorizzata al prezzo orario zonale corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto. A vantaggio dei produttori di piccola taglia (impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW) sono riconosciuti dei prezzi minimi garantiti (PMG) aggiornati annualmente dall'AEEG.

Il produttore che intenda aderire al regime di Ritiro Dedicato deve presentare un'apposita istanza e sottoscrivere una convenzione con il GSE.

L'accesso al meccanismo del Ritiro Dedicato è alternativo all'accesso agli incentivi regolati dai Decreti del 5 e 6 luglio 2012.

Risultati al 31 dicembre 2012

Sulla base dei dati disponibili alla data di redazione del presente rapporto, a fine 2012 risultano 53.309 impianti in regime di Ritiro Dedicato per una potenza complessiva di 18.308 MW; si stima però che il dato di consuntivo finale relativo al 2012 possa superare le 57.000 convenzioni RID, corrispondenti a una potenza di oltre 19.000 MW e a un'energia ritirata di quasi 26 TWh, per un costo di circa 2 miliardi di euro.

TABELLA 40
NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI IN CONVENZIONE RID (ANNO 2012)

Tipologia di impianto	Numero		Potenza [MW]	
	Preconsuntivo	Stima finale	Preconsuntivo	Stima finale
Biocombustibili liquidi	131	154	76	93
Biogas	412	538	316	406
Biomasse	138	194	129	180
Combustibili fossili	257	299	409	444
Eolica	428	480	4.259	4.574
Gas di discarica	149	173	179	206
Gas residuati dai processi di depurazione	10	13	11	12
Geotermica	0	1	0	0
Ibrido	1	1	1	1
Idraulica	1.677	1.751	1.218	1.268
Oli vegetali puri	3	4	2	4
Rifiuti	18	19	60	61
Solare	50.085	54.153	11.648	12.115
Totale	53.309	57.780	18.308	19.364

TABELLA 41
ENERGIA RITIRATA E COSTO DI RITIRO DA PARTE DEL GSE PER GLI IMPIANTI IN CONVENZIONE RID (ANNO 2012)

Tipologia di impianto	Energia ritirata [GWh]		Costo di ritiro [Mln €]	
	Preconsuntivo	Stima finale	Preconsuntivo	Stima finale
Biocombustibili liquidi	17,23	21,44	1,33	1,66
Biogas	341,24	371,47	27,80	30,86
Biomasse	161,66	246,35	12,71	20,69
Combustibili fossili	404,89	443,54	30,65	33,90
Eolica	7.329,27	7.422,14	540,36	547,37
Gas di discarica	507,65	569,70	38,06	43,10
Gas residuati dai processi di depurazione	31,91	34,76	2,97	3,19
Geotermica	0	1,35	0	0,11
Ibrido	0,44	0,44	0,03	0,03
Idraulica	3.139,79	3.197,88	266,84	271,78
Oli vegetali puri	0,99	0,99	0,11	0,11
Rifiuti	94,59	96,41	6,91	7,07
Solare	13.138,07	13.418,55	1.023,56	1.046,17
Totale	25.167,72	25.825,02	1.951,33	2.006,03

Prezzi di ritiro

Il prezzo orario zonale formatosi sul mercato elettrico, applicato nel regime di Ritiro Dedicato, è corrisposto in relazione al profilo orario di immissione del singolo produttore ed è determinato dal gestore di rete sulla base di quanto disposto dalla Delibera ARG/elt 178/08. Per gli impianti a fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW sono riconosciuti dei prezzi minimi garantiti aggiornati annualmente dall'AEEG. In particolare, la Deliberazione ARG/elt 103/11 ha modificato la Deliberazione 280/07 definendo, a decorrere dal gennaio 2012, dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte e definiti, nel caso delle fonti solare fotovoltaica e idraulica, per scaglioni progressivi di energia.

TABELLA 42

PREZZI MINIMI GARANTITI PER L'ANNO 2012 [€/MWh]

Tipologia di impianto	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito per l'anno 2012 [€/MWh]
Biogas	fino a 2.000.000 kWh annui	116,1
Biomasse		
Oli vegetali puri		
Gas di discarica	fino a 2.000.000 kWh annui	78,3
Gas residuati dai processi di depurazione		
Biocombustibili liquidi		
Eolica	fino a 2.000.000 kWh annui	78,3
Geotermica	fino a 2.000.000 kWh annui	78,3
Solare	fino a 3.750 kWh	102,7
	oltre 3.750 kWh fino a 25.000 kWh	92,4
	oltre 25.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui	78,3
Idraulica	fino a 250.000 kWh	154,1
	oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui	97,6
	oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui	84,2
	oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui	78,3
Altre fonti rinnovabili	fino a 500.000 kWh	106,2
	oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui	89,6
	oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui	78,3

I prezzi minimi garantiti consentono ai produttori di piccola taglia di ricevere una remunerazione stabile per i primi 2 milioni di kWh annui immessi in rete, senza pregiudicare tuttavia la possibilità di ricevere di più nel caso in cui la remunerazione a prezzi orari zonali dovesse risultare più vantaggiosa. A conclusione di ciascun anno, infatti, il GSE è tenuto a riconoscere un conguaglio a favore degli impianti per i quali il ricavo medio unitario associato ai prezzi orari zonali risulti più elevato di quello risultante dall'applicazione a prezzi minimi garantiti.

Scambio sul Posto

Quadro normativo

Il meccanismo dello Scambio sul Posto (SSP) consente al soggetto responsabile di un impianto la compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Possono accedere allo Scambio sul Posto gli impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW (se entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007);
- di Cogenerazione ad Alto Rendimento di potenza fino a 200 kW.

L'accesso al meccanismo dello Scambio sul Posto è alternativo all'accesso agli incentivi regolati dai Decreti del 5 e 6 luglio 2012.

La Deliberazione ARG/elt 74/08 (TISP)¹¹ prevede il riconoscimento di un contributo, a favore dell'utente dello scambio, che si configura come ristoro di una parte degli oneri sostenuti per il prelievo di energia elettrica dalla rete.

In particolare il contributo erogato dal GSE all'utente dello scambio, prevede:

- il ristoro dell'onere sostenuto per la componente servizi, limitatamente all'energia scambiata con la rete (valore minimo tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla rete);
- il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in euro dell'energia elettrica immessa in rete.

Nel caso in cui il controvalore dell'energia immessa in rete risulti superiore all'onere energia sostenuto dall'utente dello scambio, il saldo relativo, su richiesta dell'interessato, può essere liquidato economicamente, ovvero registrato a credito e utilizzato per compensare l'onere energia degli anni successivi.

Si evidenzia che nel corso del 2012 l'Autorità, con la Delibera 570/2012/R/efr, ha definito la nuova regolazione dello Scambio sul Posto, al fine di rivedere le modalità di restituzione degli oneri generali di sistema e di semplificarne la fruizione anche per gli impianti già entrati in esercizio, dando attuazione alle disposizioni previste dal Decreto Interministeriale 6 luglio 2012. La nuova regolazione trova applicazione dall'anno 2013.

Risultati al 31 dicembre 2012

Alla data del 31 dicembre 2012, gli impianti per i quali è stata attivata una convenzione di Scambio sul Posto sono stati 373.470 per una potenza complessiva pari a 3,5 GW.

TABELLA 43

IMPIANTI IN CONVENZIONE SSP AL 31/12/2012

Anno	Numero impianti in convenzione	Potenza totale Impianti [GW]
2011	224.376	1,9
2012	373.470	3,5

Nota 11

Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo Scambio sul Posto.





**Gestione
dell'energia**

Gestione dell'energia

La gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica genera dei costi che sono tuttavia compensati dai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia ritirata dal GSE, riducendo così in parte l'onere in capo agli utenti finali.

I costi sostenuti dal GSE per l'incentivazione e il ritiro dell'energia sono già stati descritti nel capitolo 2. In questo capitolo, invece, vengono delineate le principali attività finalizzate alla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata dal GSE dai titolari di unità di produzione che hanno stipulato una convenzione CIP 6/92, Tariffa Onnicomprensiva (TO), Ritiro Dedicato (RID) o Scambio sul Posto (SSP).

Partecipazione al mercato elettrico

L'attività di partecipazione al mercato elettrico ottimizza le vendite di energia elettrica immessa in rete dagli operatori e affidata al GSE.

Le principali attività svolte dal GSE, in ambito di *Energy Management*, possono essere identificate in attività di *front office* in semiturno e attività di *back office*.

Le principali attività di *front office* sono:

- programmazione e vendita sul Mercato del Giorno Prima (MGP) dell'energia immessa in rete da impianti CIP 6, Ritiro Dedicato e Scambio sul Posto;
- vendita/acquisto energia CIP 6 sul Mercato Infragiornaliero (MI);
- monitoraggio della produzione e verifica degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna;
- gestione del contratto di dispacciamento (manutenzioni annuali, aggiornamento anagrafiche unità CIP 6 miste, ecc.);
- supporto alla Rete Ferroviaria Italiana (RFI), per la presentazione delle offerte di acquisto sul MGP.

Le principali attività di *back office*, invece, sono:

- definizione delle strategie e delle attività di *pricing*, attraverso algoritmi di previsione dei prezzi che si formano sul Mercato del Giorno Prima (MGP), sul Mercato Infragiornaliero (MI) e sui Mercati dei Servizi del Dispacciamento (MSD) e stima del segno dello sbilanciamento degli aggregati zionali di Terna;
- definizione delle strategie e delle attività di *bidding* sui mercati di riferimento (MGP e MI), con lo scopo di minimizzare lo sbilanciamento fisico delle unità di produzione inserite nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE;
- *settlement* attraverso il controllo delle partite energetiche verso il GME per l'energia venduta/acquistata sui mercati dell'energia e verso Terna per i corrispettivi dello sbilanciamento, attraverso la valutazione e la verifica degli importi comunicati da Terna, con segnalazione delle eventuali incongruenze riscontrate;
- nuovo *settlement* relativo al trasferimento ai produttori RID/TFO della quota residua dei corrispettivi dello sbilanciamento calcolati da Terna, e del controvalore di partecipazione alle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero;
- allineamento delle anagrafiche con Terna ai fini del nuovo *settlement*;
- reportistica contenente i dati di anagrafica delle unità di produzione inserite nel contratto di dispacciamento del GSE, i risultati delle azioni di mercato effettuate sui mercati elettrici (MGP e MI), nonché le quote residue in capo ai diversi regimi commerciali;
- supporto a RFI per la verifica tecnico-economica della fatturazione da parte di Terna.

I paragrafi che seguono delineano le principali attività del GSE nell'ambito della partecipazione al mercato elettrico.

I mercati elettrici in cui opera il GSE

Il GSE vende sul mercato elettrico l'energia ritirata dai produttori a fronte dei diversi meccanismi (CIP 6 + TO + RID + SSP), attraverso la partecipazione al Mercato del Giorno Prima (MGP) e al Mercato Infragiornaliero (MI, articolato su quattro sessioni MI1, MI2, MI3 e MI4), compresi nell'ambito del Mercato Elettrico a Pronti (MPE).

Il GSE non partecipa invece al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

TABELLA 44
MERCATO ELETTRICO A PRONTI

	Mercato del Giorno Prima (MGP)	Mercato Infragiornaliero (MI)	Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)	
Risorsa	Energia	Variazioni di energia rispetto al MGP e alla sessione precedente del MI	Energia per la risoluzione delle congestioni e per i margini di riserva	Energia per il bilanciamento in tempo reale e per la ricostruzione dei margini di riserva
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di Mercato	Operatori di Mercato	Utenti di dispacciamento	Utenti di dispacciamento
Prezzo	Prezzo di equilibrio	Prezzo di equilibrio	Prezzo offerto	Prezzo offerto

Mercato del Giorno Prima

L'energia (CIP 6 + TO + RID + SSP) offerta dal GSE sul Mercato del Giorno Prima è risultata pari al 17,1% dell'energia totale transitata in borsa nel 2012 (sulla piattaforma IPEX¹² del GME). I dati connessi all'attività di previsione e ottimizzazione della produzione eolica, fotovoltaica e idroelettrica ad acqua fluente, sono utilizzati dalla sala *trading* del GSE al fine di quantificare le offerte in borsa.

Il Mercato Infragiornaliero

La partecipazione al Mercato Infragiornaliero per le unità di produzione CIP 6 è effettuata nell'ottica di modificare le offerte presentate sul Mercato del Giorno Prima, per tener conto delle indisponibilità subentrate dopo la chiusura di quest'ultimo.

Nel corso del 2012, i risultati delle azioni svolte dal GSE sui Mercati Infragiornalieri sono state complessivamente pari a:

- numero azioni: 12.169;
- quota penale: riduzione di 2,1 milioni di euro;
- energia di sbilanciamento: riduzione di circa 218 GWh.

Ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato

Come già accennato in precedenza, i costi sostenuti dal GSE, dovuti ai meccanismi di supporto gestiti, sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita dell'energia sul mercato. Nel 2012 il GSE, come operatore di mercato, ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere nel Mercato del Giorno Prima e Mercati Infragiornalieri, 51,1 TWh di energia elettrica. I ricavi complessivi sono stati pari a circa 3,8 miliardi di euro.

TABELLA 45
ENERGIA COLLOCATA DAL GSE SU MGP E MI E RICAVI NETTI NEL 2012

	Energia 2012 su MGP e MI [GWh]	Ricavi netti 2012 su MGP e MI [Mln €]
CIP 6/92	22.356	1.759
Ritiro Dedicato e Tariffa Onnicomprensiva	24.826	1.797
Scambio sul Posto	3.885	287
Totale	51.067	3.844

Nota 12

Gli oneri di sbilanciamento

L'“energia di sbilanciamento” è la differenza oraria tra l'energia offerta sui mercati e l'effettiva produzione immessa in rete. Gli sbilanciamenti comportano degli oneri a carico del GSE (c.d. “oneri di sbilanciamento”), attribuiti da Terna, che sostiene i costi per bilanciare la rete. L'energia di sbilanciamento è valorizzata al prezzo di sbilanciamento, pari al prezzo di Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), secondo la casistica riportata nella Delibera AEEG 111/06. Esiste una quota penale associata a tali oneri, che è data dalla differenza tra la valorizzazione dello sbilanciamento a prezzo MSD e quella a prezzo MGP.

L'impegno del GSE è teso a ridurre gli oneri di sbilanciamento, per alleggerire la componente A3 della bolletta del consumatore finale. Per ridurre gli sbilanciamenti, il GSE, oltre che utilizzare uno specifico sistema di monitoraggio, provvede anche a contattare direttamente gli operatori. Gli oneri di sbilanciamento a carico del GSE per il 2012 si possono suddividere in oneri relativi a impianti CIP 6/92 e oneri relativi a impianti che usufruiscono del Ritiro Dedicato o della Tariffa Onnicomprensiva.

Oneri di sbilanciamento per impianti CIP 6/92

Le principali cause di sbilanciamento per gli impianti CIP 6 sono riconducibili a:

- indisponibilità accidentali;
- rientri anticipati, mancati o ritardati;
- avarie di breve durata.

L'andamento degli oneri di sbilanciamento delle sole unità rilevanti, nel periodo compreso tra gennaio e dicembre 2012, è così riassumibile:

- oneri di sbilanciamento totale pari a circa 15,7 milioni di euro (importo attivo per il GSE);
- quota penale degli oneri di sbilanciamento pari a circa 5,6 milioni di euro.

L'andamento degli oneri di sbilanciamento di tutte le unità, nel periodo compreso tra gennaio e dicembre 2012, si compone di:

- oneri di sbilanciamento totale, pari a circa 12,9 milioni di euro (importo attivo per il GSE);
- quota penale oneri di sbilanciamento pari a circa 5,3 milioni di euro.

Oneri di sbilanciamento per impianti programmabili a Ritiro Dedicato e a Tariffa Onnicomprensiva

Il GSE ripartisce la quota penale dei corrispettivi di sbilanciamento, imputati da Terna, tra tutti gli impianti alimentati da fonte programmabile secondo le modalità previste dalla Delibera AEEG 280/07. Per gli impianti in Ritiro Dedicato (RID), tale quota penale è trasferita ai produttori, mentre per gli impianti che accedono alla Tariffa Onnicomprensiva (TO) la quota resta in capo al GSE.

Dal punto di vista economico, per l'anno 2012 i dati sono stati i seguenti:

- valorizzazione totale degli sbilanciamenti pari a 50,94 milioni di euro (importo attivo per il GSE), di cui 2,99 milioni di euro di quota onerosa;
- energia totale di sbilanciamento pari a 730 GWh, imputabili a 738 GWh di sbilanciamento positivo e 8 GWh di sbilanciamento negativo.

Andamento del Costo Evitato di Combustibile (CEC) e del Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Il GSE effettua, inoltre, le previsioni mensili dei valori del CEC (Costo Evitato di Combustibile) e del PUN (Prezzo Unico Nazionale dell'energia elettrica). Il CEC rappresenta la componente di costo variabile della tariffa CIP 6 ed è legato al livello di produzione dell'impianto. Per questo motivo, la previsione del CEC è utilizzata anche per valutare l'eventuale convenienza economica derivante dalla modulazione degli impianti CIP 6. Le previsioni dei valori medi mensili per il PUN si basano su due caratteristiche fondamentali del prezzo dell'energia elettrica: la sua forte correlazione con il prezzo del greggio e il suo marcato profilo stagionale, orientato in base a quello che è l'andamento annuale dei consumi.

Oltre che per uso interno aziendale, la previsione del PUN è utile anche per le analisi di convenienza economica per la fornitura di servizi a terzi.

Per il 2012, il PUN è stato pari a 75,48 €/MWh. L'incremento per il 2012 dei prezzi dell'IPEX (+4,5% rispetto al 2011) è in linea con le turbolenze dei mercati finanziari e con l'aumento dei prezzi delle materie prime, che contrastano con la flessione della domanda di energia elettrica.

Servizi di supporto per l'acquisto di energia elettrica sul mercato

Il GSE svolge per conto di Rete Ferroviaria Italiana (RFI) un servizio remunerato di supporto operativo alla presentazione delle offerte di acquisto sul mercato elettrico e a tutte le attività a essa connesse.

Le attività espletate dal GSE consistono nella:

- presentazione delle offerte di acquisto sul mercato elettrico;
- verifica tecnico-economica della fatturazione di Terna a RFI, per il servizio di dispacciamento;
- verifica delle quantità acquistate sul Mercato del Giorno Prima, valorizzate al Prezzo Unico Nazionale;
- verifica dei relativi corrispettivi per l'accesso al mercato elettrico.

La potenza media di prelievo 2012 è stata pari a 578 MW, mentre l'energia acquistata sul Mercato del Giorno Prima è stata pari a circa 5 TWh, per un controvalore di circa 391 milioni di euro.

Previsione della produzione elettrica e Mancata Produzione Eolica

Previsione della produzione elettrica

L'attività di previsione della produzione elettrica è fondamentale per poter quantificare le offerte di energia sul mercato elettrico. Buone previsioni si traducono, infatti, in un buon risultato di vendita sul mercato dell'energia. La Deliberazione dell'AEEG 280/07 (Ritiro Dedicato), così come modificata dalla Delibera ARG/elt 5/10, ha affidato al GSE le attività di miglioramento delle previsioni delle immissioni in rete da parte degli impianti a fonte rinnovabile non programmabili aventi una potenza installata inferiore ai 10 MVA. La Delibera 281/2012/R/efr ha modificato la Delibera 280/07 al fine di responsabilizzare gli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, in relazione alla previsione e programmazione dell'energia elettrica immessa in rete. Ciò ha comportato, per quanto riguarda le previsioni del GSE, due principali effetti: il primo riguarda il ripristino della propria programmazione in borsa per le unità rilevanti a Ritiro Dedicato (precedentemente, infatti, nel caso di impianti rilevanti la programmazione era in capo allo stesso produttore), mentre il secondo riguarda l'avvio del meccanismo di ribaltamento dei costi dovuti agli sbilanciamenti di energia in rete, dai consumatori ai produttori (a partire dal 1° gennaio 2013). Di conseguenza anche il GSE, come Utente del Dispacciamento, ha attuato azioni tecniche e procedurali al fine di migliorare le proprie previsioni di energia immessa in rete, sia per le unità di produzione a fonte rinnovabile non programmabile non rilevanti sia per quelle rilevanti.

Il GSE, che gestisce anche il ritiro e l'allocazione in borsa dell'energia elettrica prodotta dagli impianti regolati dal provvedimento CIP 6/92, ha avviato già a partire dal 2007 una sperimentazione sui meccanismi di previsione delle immissioni, al fine di poter contribuire positivamente alla riduzione degli oneri di sbilanciamento. Il sistema di previsione (in esercizio da febbraio 2008 per gli impianti eolici rilevanti CIP 6 e a Ritiro Dedicato, mentre da settembre 2008 per gli impianti fotovoltaici a Ritiro Dedicato e da aprile 2009 per quanto riguarda la previsione idroelettrica) opera due volte al giorno (alle 7:00 e alle 18:00), per ciascun impianto rilevante e per gli impianti aggregati per zona di mercato. L'*output* prodotto sono curve orarie che, a intervalli di tre giorni, descrivono l'andamento registrato presso ciascun impianto o presso l'aggregato di zona di riferimento. Giornalmente il GSE utilizza le curve di produzione previste alle ore 7:00 (con previsione in anticipo di 24h), al fine di ottimizzare al meglio le offerte di vendita di energia per il Mercato del Giorno Prima.

La consistenza numerica delle previsioni è all'incirca la seguente:

- 625 impianti eolici, per un totale di circa 3.900 MW;
- 477.000 impianti fotovoltaici, per un totale di circa 15.800 MW;
- 3.000 impianti idroelettrici fluenti, per un totale di circa 2.900 MW;
- 1.500 impianti alimentati con altre fonti rinnovabili non programmabili, per circa 1.200 MW.

Al fine di migliorare l'attendibilità del sistema di previsione, viene effettuato giornalmente il monitoraggio delle previsioni fornite a supporto dell'offerta in borsa dell'energia. Tale monitoraggio mira a evidenziare in modo aggregato e in modo puntuale per ciascun impianto rilevante (e in modo aggregato zonale, nel caso di unità non rilevanti), lo scostamento orario tra la previsione e il consuntivo della misura, nonché altri indici rappresentativi della qualità previsionale. In questo modo è possibile individuare i casi che necessitano di un approfondimento, al fine di migliorare i modelli di previsione.

A eccezione del sistema di previsione idroelettrica ad acqua fluente, sviluppato da un'azienda tedesca su specifiche del GSE, gli altri algoritmi per la previsione eolica e fotovoltaica sono stati concettualmente elaborati dal GSE e sviluppati con il supporto di una società esperta del settore delle previsioni meteorologiche, che offre anche il relativo servizio meteo. Per ottimizzare le previsioni di immissione degli impianti fotovoltaici non rilevanti con cessione parziale dell'energia prodotta, il GSE effettua anche la previsione dell'autoconsumo su un perimetro di circa 380.000 impianti di potenza inferiore a 200 kW, per una potenza complessiva di 3.600 MW.

Ai sensi di quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 5/10, per ottimizzare l'acquisizione delle risorse di dispacciamento, a partire dal luglio 2011 il GSE invia a Terna due volte al giorno e per un arco temporale di 72 ore in avanti, la previsione delle immissioni di tutti gli impianti non rilevanti a fonte rinnovabile non programmabile.

L'ottimizzazione delle previsioni

L'ottimizzazione delle previsioni è necessaria al fine di correggere le curve in uscita dai modelli previsionali rispetto a errori sistematici riscontrati con l'evidenza delle misure a consuntivo e rispetto a particolari condizioni meteo non prevedibili dai modelli stessi. Come meglio specificato nel paragrafo successivo, il GSE ha avviato un processo di acquisizione dei dati relativi ai singoli impianti non rilevanti mediante un canale satellitare che consente di ottenere delle rilevazioni "quasi in tempo reale" anche da impianti remoti e non facilmente raggiungibili con mezzi trasmissivi tradizionali. Le grandezze che vengono tele-lettte sono tipicamente produzione e fonte primaria (irraggiamento, velocità del vento, ecc.) e vanno ad alimentare la grande base dati del sistema di Monitoraggio degli Impianti a Fonte Rinnovabile (MIFR) del GSE. I dati del "Metering Satellitare" vengono utilizzati al fine di:

- stimare il consuntivo dell'energia immessa dagli impianti non rilevanti;
 - verificare l'effettiva producibilità degli impianti durante particolari condizioni meteo;
 - verificare eventuali errori sistematici nelle previsioni e calcolare dei coefficienti di ottimizzazione delle stesse.
- Al fine di migliorare la previsione di immissione di energia elettrica effettuata dal GSE, viene compiuta un'analisi della situazione meteo prevista per l'orizzonte temporale delle previsioni al fine di evidenziare potenziali criticità. A seguito dell'evidenza di fenomeni ritenuti potenzialmente critici per la produzione energetica (per esempio, *icing* degli anemometri per le unità eoliche, neve o nebbia per quelle fotovoltaiche, ecc.), vengono effettuati degli approfondimenti attraverso l'analisi degli andamenti della produzione su impianti campione e definite, se necessario, opportune azioni per l'ottimizzazione delle previsioni.

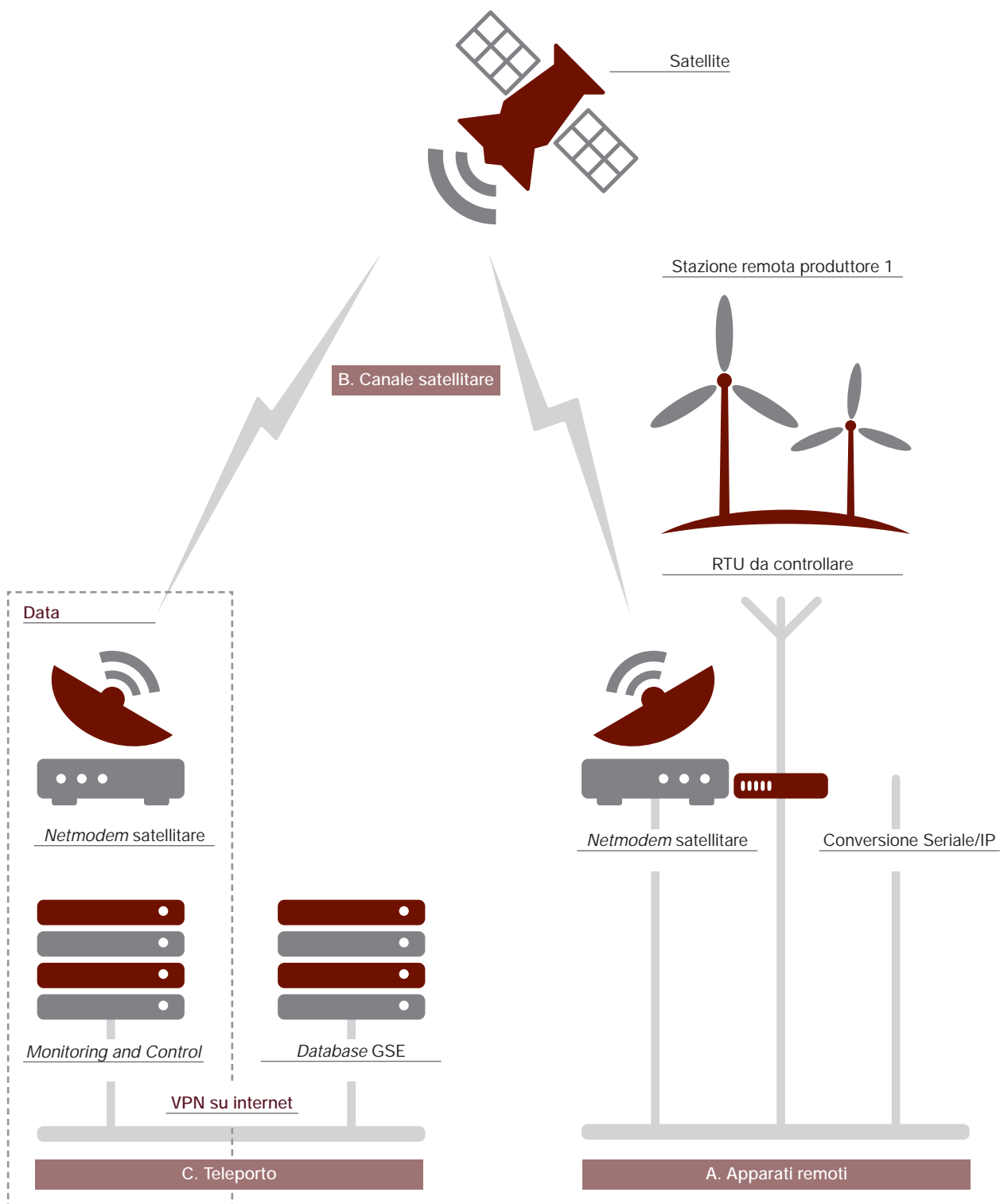
Progetto Metering Satellitare

Il progetto di *Metering Satellitare*, avviato dal GSE nel corso del 2010 sulla base di quanto previsto nella Deliberazione ARG/elt 4/10, ha come obiettivo il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da tutte le unità di produzione non rilevanti (cioè di potenza inferiore a 10 MVA), alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, incluse anche quelle per cui il GSE non è utente del dispacciamento. Una migliore precisione degli algoritmi di previsione consente di effettuare una più efficace attività di mercato, minimizzando la differenza tra il programma offerto e quanto effettivamente prodotto, nonché di supportare in modo più accurato le funzioni che si occupano di approvvigionamento e di dispacciamento. Un altro aspetto di rilievo consiste nel servizio offerto dal *Metering Satellitare* al fine di effettuare un monitoraggio continuo degli impianti a fonte rinnovabile per individuare rendimenti, possibili anomalie della produzione o della fonte primaria, sia a livello di zona geografica sia di rilevamento specifico. Il progetto di realizzazione della rete di *Metering Satellitare* del GSE è oggi in piena fase di realizzazione. La rete di raccolta dati si fonda su un'infrastruttura di telecomunicazione satellitare e un servizio di connettività, realizzato *ad hoc* da un importante operatore satellitare in ambito internazionale. I flussi di dati provenienti dagli impianti di produzione e gestiti attraverso un unico nodo centrale di raccolta sono sincronizzati costantemente con un sistema corrispondente, già in dotazione al GSE, che provvede a sua volta all'alimentazione del sistema MIFR del GSE. Il prelievo dei dati presso gli impianti è consentito da terminali remoti intelligenti sviluppati specificamente per questo progetto e che hanno la capacità di interfacciarsi a livello elettrico e di protocollo applicativo con un numero sempre crescente di dispositivi esistenti sul campo. Al momento le famiglie di terminali disponibili sono due:

- SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) Gateway, per l'interfacciamento di dispositivi evoluti di registrazione dei dati presenti sugli impianti (tipicamente SCADA, *Datalogger*, PLC o contatori evoluti con a bordo schede di comunicazione su protocolli *standard*, per esempio IEC-104, Modbus, ecc.);
- *Meter Gateway*, per l'interfacciamento dei contatori di produzione a livello di impulsi su interfaccia ottica o elettrica.

Ciascuna delle due famiglie sopra elencate ha al proprio interno una serie di varianti specifiche per l'implementazione degli opportuni protocolli fisici/logici di comunicazione.

FIGURA 39
SCHEMA DEL *METERING* SATELLITARE



Nel corso del 2011 e del 2012 le attività del progetto sono state focalizzate sull'incremento dei volumi di integrazione degli impianti e sul superamento delle difficoltà legate principalmente all'eterogeneità delle caratteristiche tecnologiche degli impianti (soprattutto per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici). In particolare, si è proceduto a integrare nel progetto di *Metering* Satellitare 361 impianti idroelettrici ad acqua fluente (566 MW), 2.023 fotovoltaici (1.536 MW), 23 eolici (518 MW) e 4 a biogas (2,2 MW) per un totale di 2.411 unità. Per quanto riguarda i misuratori di fonte primaria, si sono integrati 480 tra piranometri e solarimetri, 344 tra anemometri di campo e di navicella, 423 misuratori di portata e 276 sensori di temperatura. Dal punto di vista della localizzazione degli impianti idroelettrici integrati e dei misuratori di portata, sono state coperte 66 province (circa il 60% del totale), principalmente situate nel nord Italia e nel centro nord. La provincia in cui si è integrato il maggior numero di misuratori di portata è Verbano-Cusio-Ossola, seguita da Cuneo e Torino che rappresentano anche le province con il maggior numero di MW idroelettrici tele-letti.

Gli impianti fotovoltaici integrati sono invece molto dispersi su tutto il territorio italiano, pur essendoci una prevalenza di impianti tele-letti nel nord (sia in termini di numero di impianti sia di potenza installata). Delle 103 province con almeno un impianto integrato, quella di Cuneo conta il maggior numero di installazioni (82), mentre si registra una media di circa 20 impianti fotovoltaici integrati per provincia. Anche per quanto riguarda la localizzazione dei misuratori di irraggiamento (anch'essi distribuiti abbastanza uniformemente su tutta la penisola), c'è una leggera prevalenza del nord Italia con le province di Macerata, Perugia e Ravenna che rappresentano le province con più sensori integrati.

Per le unità eoliche, sono state coperte 12 province, avendo integrato stazioni anemometriche (anche al fine di supportare maggiormente il calcolo della Mancata Produzione Eolica) e impianti di produzione situati principalmente nel sud Italia e in Sicilia. Difatti, la provincia in cui si è integrato il maggior numero di impianti è Palermo, mentre le province con il maggior numero di MW tele-letti sono Sassari e Foggia.

Per il biogas infine, nel corso del 2012, si è proceduto all'integrazione di 4 unità tutte localizzate al nord Italia e in particolare nelle province di Torino, Pavia e Cremona.

Mancata Produzione Eolica

Nel rispetto della priorità di dispacciamento accordata alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, Terna si riserva di adottare eventuali azioni di variazione delle immissioni di energia in rete (riduzioni e azzeramenti, programmati o impartiti in tempo reale), al fine di garantire la sicurezza della rete elettrica nazionale. La "Mancata Produzione Eolica" (MPE) è la quantità di energia elettrica non prodotta da un impianto eolico, per ciascuna ora, per effetto dell'attuazione degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna. La mancata produzione è quantificata in termini energetici dal GSE. Secondo quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 5/10, gli utenti del dispacciamento di una o più unità di produzione di energia elettrica da fonte eolica, la cui produzione di energia elettrica abbia subito riduzioni per effetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, possono presentare al GSE un'istanza per l'ottenimento della remunerazione della Mancata Produzione Eolica.

Calcolo energetico consuntivo 2012

In questo paragrafo vengono riportati i risultati del calcolo energetico della MPE, fatto per il consuntivo 2012. Tale calcolo è stato effettuato sulla base dell'ultima versione degli Ordini di Dispacciamento e l'ultima versione di anagrafica inviati da Terna, che comunica i valori di franchigia per l'anno 2012, rettificati al termine della ricognizione degli impianti. I dati che sono riportati di seguito fanno riferimento alle 142 unità considerate (quelle che, entro gennaio 2013, hanno inviato istanza di convenzione al GSE), rispetto alle 173 limitate da Terna nel corso dell'anno. Si precisa, infine, che delle 142 unità che hanno presentato istanza, 9 non sono mai state limitate da Terna nel 2012.

Il calcolo della Mancata Produzione Eolica ha come dati variabili d'ingresso le serie storiche, per ciascun mese, delle seguenti grandezze:

- misure di produzione, provenienti dal gestore di rete;
- ordini di dispacciamento, forniti da Terna;
- indisponibilità, fornite dagli operatori elettrici;
- dati del vento, forniti dagli operatori o tele-letti dal GSE.

A queste grandezze si aggiungono le configurazioni delle anagrafiche delle unità di produzione, fornite da Terna su base mensile, per tutte le unità.

A seguire è mostrato il dettaglio del valore energetico MPE, relativamente al regime commerciale delle unità di produzione dispacciate da Terna. Come si può vedere, la parte preponderante della MPE (circa 99 GWh, pari al 67%), è in capo a unità di produzione a convenzione RID.

TABELLA 46

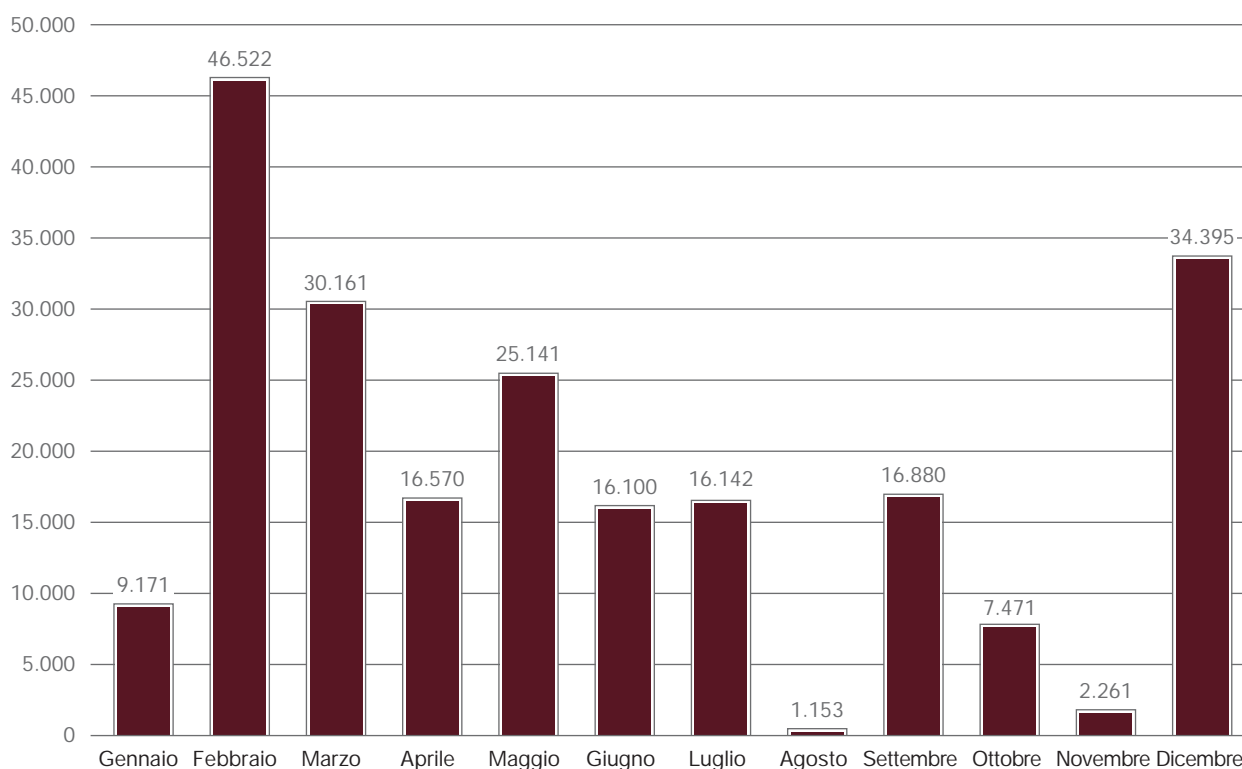
**VALORE ENERGETICO MPE RISPETTO AL REGIME COMMERCIALE
DELLE UNITÀ DI PRODUZIONE [MWh]**

Regime commerciale	MPE
RID	99.409
Mercato libero	41.288
CIP 6	3.450
A RID *	3.217
Totale	147.364

* Unità che nel corso del 2012 sono passate da convenzione CIP 6 a RID.

Analizzando, invece, il dettaglio mensile delle valutazioni effettuate, il primo aspetto che si evidenzia è che, a fronte dei 147 GWh di MPE del 2012, circa il 60% è maturato nel corso dei primi quattro mesi dell'anno. Le province più coinvolte dal fenomeno sono Foggia, Benevento e Avellino.

FIGURA 40

**VALORE ENERGETICO MENSILE DELL'ENERGIA
RELATIVA ALLA MANCATA PRODUZIONE EOLICA NEL 2012 [MWh]**


Il GSE ha posto in essere un flusso informativo *ad hoc* per il recepimento della valorizzazione economica della Mancata Produzione Eolica operata da Terna e la conseguente regolazione dei pagamenti relativi alle unità di produzione sul proprio contratto di dispacciamento. In particolare, per le unità per cui risulta attiva una convenzione per il Ritiro Dedicato dell'energia, è stata predisposta un'integrazione, con il portale del RID, per l'acquisizione degli assensi alla fatturazione da parte dei produttori e la conseguente visualizzazione e predisposizione delle fatture passive (attive per i produttori). L'importo fatturabile a Terna dal GSE, relativo alla valorizzazione economica delle partite energetiche MPE, riferite alle unità convenzionate RID e CIP 6, si attesta per il 2012 a circa 9,2 milioni di euro.

Gestione delle misure dell'energia elettrica

Le attività relative alla gestione delle misure

Le attività principali svolte dal GSE nel 2012 nell'ambito della gestione delle misure e della correlata valorizzazione economica dell'energia elettrica sono state le seguenti:

- gestione dei processi e dei flussi informativi connessi all'acquisizione e alla validazione dei dati di misura, provenienti dal canale diretto (*metering*) e indiretto (invio da parte dei gestori di rete), finalizzati all'attuazione dei meccanismi d'incentivazione e di ritiro dell'energia in capo al GSE;
- gestione dei processi e dei flussi informativi, connessi all'acquisizione dei dati di misura provenienti dal canale diretto, finalizzati alle attività di monitoraggio della produzione degli impianti CIP 6;
- gestione dei processi e dei flussi informativi, connessi all'acquisizione dei dati di fornitura, inviati dalle imprese di vendita e finalizzati alla determinazione delle partite commerciali nell'ambito del meccanismo dello Scambio sul Posto;
- gestione dei rapporti con i gestori di rete, con le imprese di vendita e ove necessario con i produttori;
- gestione di tutti i processi aziendali *core*, connessi all'attuazione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia, finalizzati alla determinazione delle partite energetiche e dei corrispettivi economici (*settlement* passivo) connessi a tutti i rapporti contrattuali attivi in capo al GSE (Ritiro Dedicato, CIP 6, Scambio sul Posto, Conto Energia, CO-FER, Tariffa Onnicomprensiva, Mancata Produzione Eolica), oltre che ai corrispettivi economici di trasporto e di dispacciamento dell'energia immessa in rete;
- analisi per implementare e adeguare i nuovi processi operativi e i sistemi informativi per la gestione delle misure e dei corrispettivi in attuazione delle nuove disposizioni regolatorie e di nuovi meccanismi d'incentivazione.

Inoltre, al fine di migliorare il servizio verso i soggetti responsabili titolari di convenzioni RID, TO, FTV, SSP, CIP 6, CO-FER, sono state sviluppate una serie di funzionalità che permettono ai vari soggetti coinvolti nei processi gestiti, come i gestori di rete e le imprese di vendita, di monitorare le attività di propria competenza e di segnalare in maniera efficiente e tempestiva eventuali criticità sui flussi informativi previsti.

La gestione delle misure nel 2012

Nel corso del 2012 i processi d'incentivazione e di ritiro dell'energia sono stati contraddistinti da una crescita esponenziale in termini di dati acquisiti, di misure gestite e delle relative partite economiche.

Nel corso dell'anno 2012 sono stati gestiti:

- oltre 800.000 rapporti contrattuali;
- circa 14.000.000 di dati mensili di misure dell'energia immessa, prodotta e prelevata dalla rete, aventi un dettaglio ai 15'/orario/per fasce/mensile, trasmessi dai gestori di rete per tutti gli impianti convenzionati (senza considerare le varie misure di rettifica che risultano essere state trasmesse dai gestori di rete a correzione di quelle precedentemente inviate);
- oltre 900 milioni di dati puntuali, trasmessi da parte dei gestori di rete e delle imprese di vendita, che sono stati processati per la determinazione delle partite energetiche e commerciali d'incentivazione e di ritiro dell'energia.

Si è inoltre proceduto alla determinazione di oltre 7.000.000 di partite energetiche e di corrispettivi per un controvalore economico annuo di circa 10 miliardi di euro.

TABELLA 47

QUADRO DI RIEPILOGO INDICATIVO DELLE ATTIVITÀ INERENTI LE MISURE GESTITE NEL CORSO DEL 2012

		CIP 6	TO	CO-FER	FTV	SSP	RID	MPE	2012*
Rapporti contrattuali attivi	N.	135	1.500	1.400	400.000	400.000	50.000	100	853.135
Misure attese dal GdR	N.	1.200	18.000	17.000	3.600.000	9.600.000	600.000	1.200	13.837.400
Numero di dati di misura e fornitura processati	Millioni	13	12	0	72	375	442	1	915
Partite economiche determinate	N.	1.200	18.000	17.000	3.600.000	1.600.000	1.800.000	1.200	7.037.400
Energia contrattualizzata	[TWh]	20	3	40	14	2	21	0	100
Determinazione corrispettivi	[Mln €]	2.400	900	0	6.300	300	2.000	10	9.910

* Dati qualitativi.

Nel corso del 2012, inoltre, è stata svolta un'analisi per implementare tutti i nuovi processi operativi e i sistemi informativi finalizzati alla gestione delle misure e dei corrispettivi, in attuazione dei nuovi meccanismi d'incentivazione previsti dai Decreti Ministeriali del 5 e 6 luglio 2012.







**Oneri
di incentivazione**

Oneri di incentivazione

La gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica genera costi, essenzialmente legati agli incentivi erogati e all'acquisto dell'energia e dei Certificati Verdi, e ricavi, derivanti in massima parte dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato.

Le risorse economiche necessarie per il finanziamento dei meccanismi gestiti dal GSE, cioè per la copertura degli oneri derivanti dalla differenza tra costi e ricavi, sono prelevate dal "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate", istituito presso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CCSE).

Il conto è alimentato dalla componente tariffaria A3, applicata alla generalità delle bollette dei clienti finali per l'acquisto di energia elettrica.

Il GSE, in condivisione con la Cassa Conguaglio, valuta su base annua il fabbisogno economico della componente tariffaria A3.

In funzione del fabbisogno l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) determina il gettito necessario per alimentare il "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate" e provvede all'aggiornamento trimestrale dei valori della componente tariffaria A3, pagata nelle bollette elettriche dai consumatori.

Costi per l'acquisto e l'incentivazione dell'energia elettrica

I costi sostenuti dal GSE nella gestione dei meccanismi dedicati alle fonti rinnovabili e assimilate, sono imputabili principalmente a:

- l'acquisto dell'energia elettrica dai produttori che hanno una convenzione con il GSE, nell'ambito di uno dei meccanismi di incentivazione o ritiro dell'energia elettrica (CIP 6, Tariffa Onnicomprensiva, Ritiro Dedicato, Scambio sul Posto);
- l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici (Conto Energia);
- il ritiro dei Certificati Verdi.

Per l'anno 2012, i costi sostenuti dal GSE ammontano a un valore di circa 14 miliardi di euro.

Di seguito vengono descritte le principali voci di costo per ciascuna partita energetica.

CIP 6

L'energia CIP 6 ritirata nell'anno 2012 è stata pari a 22,4 TWh, con un costo complessivo di circa 2,9 miliardi di euro.

Il suddetto valore di costo è calcolato considerando anche il pagamento della componente legata al Costo Evitato di acquisto del Combustibile (CEC), per un valore totale di quasi 2 miliardi di euro, di cui 343 milioni di euro relativi alla stima del conguaglio della revisione prezzi. Il resto è dovuto al riconoscimento delle componenti CEI (Costo Evitato Impianto) e INC (Incentivo) per un totale di 934 milioni di euro. Nei prossimi anni il costo relativo al ritiro dell'energia CIP 6 si ridurrà, non solo per la progressiva scadenza del periodo incentivante delle convenzioni, ma anche per effetto dei decreti ministeriali che hanno consentito la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 da combustibili fossili (D.M. 2 dicembre 2009, D.M. 2 agosto 2010, D.M. 8 ottobre 2010).

L'onere totale di competenza 2012 relativo alla risoluzione anticipata di 12 convenzioni CIP 6 (circa 1,5 GW di potenza convenzionata) è pari a 71 milioni di euro: il pagamento delle rate di competenza 2012 ha comportato un onere pari a 53 milioni di euro mentre la restante parte, pari a 18 milioni di euro, è originata dal riconoscimento del corrispettivo di disponibilità di capacità previsto dal D.M. 2 agosto 2010.

Certificati Verdi

Come visto nel capitolo dedicato ai Certificati Verdi, il D.Lgs. 28/11 ha previsto che il GSE ritiri annualmente i CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili degli anni dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d'obbligo, a un prezzo fissato pari al 78% del prezzo di offerta dei propri CV, calcolato secondo il comma 148 della Legge 244/07.

Tale disposizione, relativamente ai CV ritirati dal GSE nel corso del 2012 (riferiti alla produzione di energia da FER degli anni precedenti) ha comportato un onere di 1.392 milioni di euro, corrispondente al ritiro di 16,9 milioni di Certificati Verdi.

Conto Energia

Nel 2012 la revisione degli incentivi operata con D.M. 5 luglio 2012 ha determinato un rallentamento del trend di crescita dei nuovi impianti in esercizio. L'onere per l'incentivazione degli impianti fotovoltaici in esercizio ha comunque registrato un notevole incremento rispetto all'anno precedente, dovuto principalmente all'entrata a regime degli impianti convenzionati nel corso del 2011 e alla crescita degli impianti convenzionati secondo il Quarto Conto Energia nel corso del 2012.

Il costo complessivo per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti che hanno avuto accesso agli incentivi previsti dal Primo, Secondo, Terzo e Quarto Conto Energia nel 2012 (oltre 18 TWh) è stato di circa 6 miliardi di euro, mentre il costo per l'energia immessa dagli impianti incentivati secondo il Quinto Conto Energia (75 GWh) è stato di 9 milioni di euro, al netto dei ricavi relativi all'energia immessa dagli impianti di potenza inferiore a 1 MWe. Il costo unitario del Conto Energia nel 2012 si aggira dunque sui 333 €/MWh.

Ritiro Dedicato

All'acquisto dell'energia tramite il meccanismo del Ritiro Dedicato, relativo nel 2012 a poco meno di 26 TWh, corrisponde un costo di circa 2 miliardi di euro. Tale costo è connesso al pagamento dell'energia immessa in rete, valorizzata al prezzo zonale orario di mercato o ai prezzi minimi garantiti (questi ultimi nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, per i primi 2 GWh).

Il costo medio unitario dell'energia ritirata dal GSE mediante RID nel 2012 si aggira attorno ai 79,6 €/MWh, valore superiore ai prezzi medi di vendita registrati sulla borsa elettrica pari a circa 75,5 €/MWh (PUN).

Tariffa Onnicomprensiva

Nel 2012 il GSE ha ritirato circa 4 TWh di energia in Tariffa Onnicomprensiva. Il costo corrispondente è stato di circa 1 miliardo di euro, con un costo unitario medio che si aggira sui 260 €/MWh.

Scambio sul Posto

Il consuntivo dell'energia immessa in rete nel 2012 in virtù dello Scambio sul Posto si stima si aggiri intorno ai 2,2 TWh. Il costo corrispondente è di circa 256 milioni di euro.

Ricavi dalla vendita dell'energia elettrica

Come detto in precedenza, i costi sostenuti dal GSE sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata.

Nel 2012 i ricavi, al lordo dei corrispettivi di borsa e della valorizzazione degli sbilanciamenti, sono stati di circa 4.129 milioni di euro, di cui:

- 1.767 milioni di euro dovuti alla valorizzazione dell'energia CIP 6;
- 1.898 milioni di euro per l'energia gestita in virtù del Ritiro Dedicato;
- 285 milioni di euro relativi all'energia ritirata in Tariffa Onnicomprensiva;
- 179 milioni di euro riferiti all'energia gestita nell'ambito dello Scambio sul Posto.

Fabbisogno economico e gettito della componente A3

Per il 2012, la differenza tra costi (14,05 miliardi di euro) e ricavi (4,13 miliardi di euro) ha determinato un onere, e dunque un fabbisogno economico della componente A3, pari a circa 9,92 miliardi di euro. Il gettito A3 raccolto da parte dei distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2012 è stato invece di circa 10,2 miliardi di euro. Ne consegue un avanzo economico di circa 280 milioni di euro.

FIGURA 41
FABBISOGNO ECONOMICO 2012 [MILIARDI DI EURO]

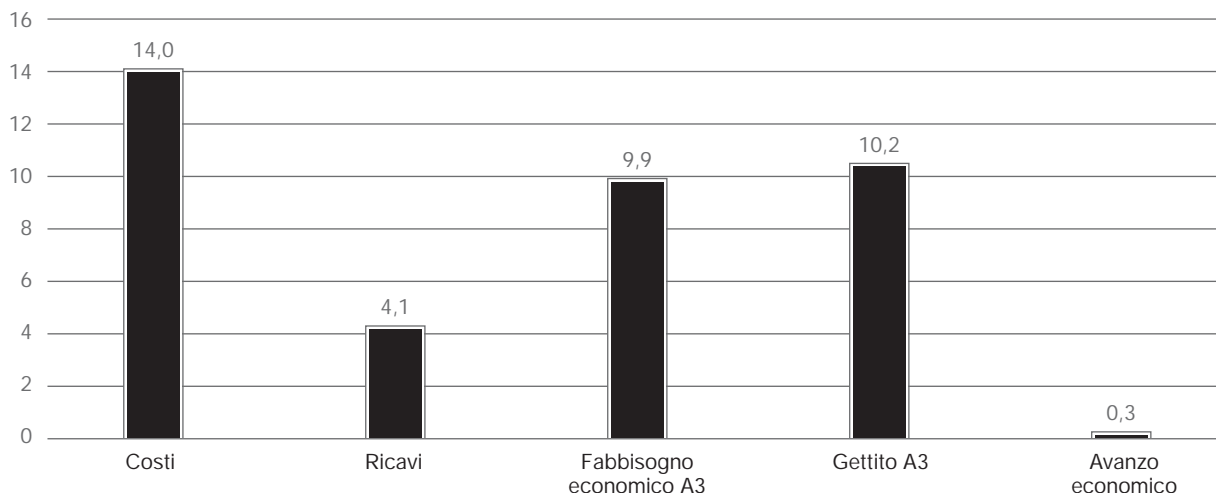


TABELLA 48
RIPARTIZIONE DEL FABBISOGNO ECONOMICO 2012
PER FONTE E MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE [MILIONI DI EURO]

Fonte	Conto Energia	Ritiro dei CV	TO	CIP 6/92	RID e SSP	Totale
Fotovoltaico	6.293	-	-	-	173	6.465
Idraulica	-	404	112	-	51	567
Eolica	-	513	3	12	1	528
Geotermica	-	73	-	-	-	73
Bioenergie e rifiuti	-	308	611	445	8	1.371
Totale fonti rinnovabili	6.293	1.297	726	457	233	9.004
Totale fonti non rinnovabili	-	95	-	773	2	869
Totale complessivo	6.293	1.392	726	1.229	234	9.874

Ipotizzando di utilizzare le aliquote stabilite attraverso la Delibera 581/2012/R/com, che aggiorna la componente tariffaria A3 per l'ultimo trimestre 2012, la spesa annua per la maggiorazione A3 può essere ridistribuita su una platea di clienti tipo secondo quanto indicato nella tabella 49.

TABELLA 49
ONERE A CARICO DEGLI UTENTI FINALI

Cliente tipo	€/anno
Domestico residente con 3 kW di potenza e consumi per 2.640 kWh/anno	80
Domestico residente con 3 kW di potenza e consumi per 3.500 kWh/anno	130
In bassa tensione con 10 kW di potenza e consumi per 15.000 kWh/anno	920
In media tensione con 500 kW e 2.000 ore/anno di utilizzazione	43.920
In alta tensione con 3 MW di potenza e 2.500 ore/anno di utilizzazione	331.170







**Certificazione
degli impianti
e dell'energia**

Certificazione degli impianti e dell'energia

Il riconoscimento della cogenerazione e i Certificati Bianchi

Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica. Per produrre la sola energia elettrica si utilizzano generalmente centrali termoelettriche che disperdono parte dell'energia nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico essendo a bassa temperatura. Per produrre la sola energia termica si usano tradizionalmente delle caldaie che convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico.

Se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia elettrica dalla rete, si può realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti, cedendo il calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche. L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile: a ciò consegue un minor consumo di combustibile e un minor impatto ambientale.

Il D.Lgs. 20/07 attua la Direttiva 2004/8/CE prevedendo che, fino al 31 dicembre 2010, la condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) corrisponda a quanto definito all'articolo 2, comma 8, del D.Lgs. 79/99 cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con la Deliberazione 42/02.

A decorrere dal 1° gennaio 2011, la Cogenerazione ad Alto Rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dalla Direttiva 2004/8/CE, ripresi dal D.Lgs. 20/07 come integrato dal D.M. 4 agosto 2011. Il D.Lgs. 20/07, per definire la CAR, utilizza un criterio basato sull'indice PES (*Primary Energy Saving*) che rappresenta il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica ed energia termica.

Con il D.Lgs. 20/07 è introdotto anche il concetto di Garanzia di Origine per l'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in CAR (GOc).

La GOc è la certificazione rilasciata all'energia elettrica prodotta da CAR, utilizzabile dai produttori al fine di dimostrare che l'energia elettrica da essi venduta è effettivamente prodotta da CAR.

Il D.M. 5 settembre 2011 istituisce, attraverso il riconoscimento dei Certificati Bianchi (CB), il nuovo regime di sostegno per la CAR prevedendo che i benefici debbano essere riconosciuti sulla base del risparmio di energia primaria ottenuto.

Gli impianti riconosciuti CAR godono, inoltre, di agevolazioni dal punto di vista delle condizioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica, ai sensi della Deliberazione ARG/elt 99/08.

Per gli impianti con potenza nominale inferiore a 200 kW è prevista la possibilità di accedere al servizio di Scambio sul Posto ai sensi della Deliberazione dell'Autorità ARG/elt 74/08.

Esistono infine ulteriori vantaggi di cui la CAR può godere, quali:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto di Certificati Verdi previsto per produttori e importatori di energia da fonti non rinnovabili per quantità maggiori di 100 GWh;
- la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta in CAR.

Le attività di riconoscimento della CAR

Il GSE è il soggetto istituzionale incaricato di riconoscere gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento, attribuire i Certificati Bianchi (CB) per gli impianti di cogenerazione, rilasciare la Garanzia di Origine (GOc) e qualificare gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento per il rilascio dei Certificati Verdi.

Nell'anno 2012 sono pervenute al GSE, relativamente alla produzione 2011, richieste di riconoscimento per 713 unità di impianto. Delle totali pervenute, circa 200 sono anche richieste di accesso al regime di sostegno, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011.

Circa un terzo degli impianti ha una potenza inferiore a 1 MW ("piccola cogenerazione"), mentre la "microcogenerazione" (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta il 10% del totale. Non mancano, infine, esempi di grandi impianti (fino a 300-400 MW), di solito ubicati all'interno di importanti siti industriali.

Nel 74% delle unità di cogenerazione si adotta la tecnologia dei motori a combustione interna.

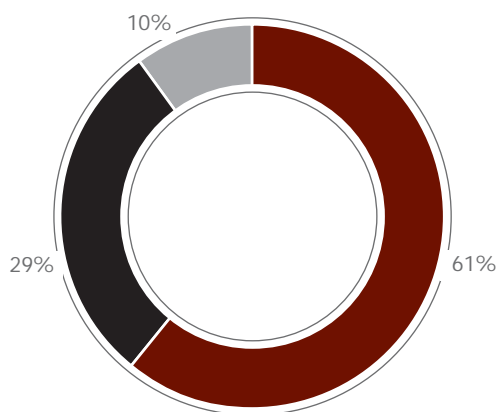
Gli impianti di cogenerazione italiani hanno prodotto, nel corso del 2011, circa 76 TWh elettrici e 38 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 180 TWh.

La distribuzione regionale della potenza elettrica installata mostra una maggiore concentrazione in Lombardia, Piemonte ed Emilia Romagna.

Nel corso dell'anno 2012, inoltre, sono pervenute circa 190 richieste di accesso al regime di sostegno, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011, per le produzioni degli anni 2008, 2009 e 2010.

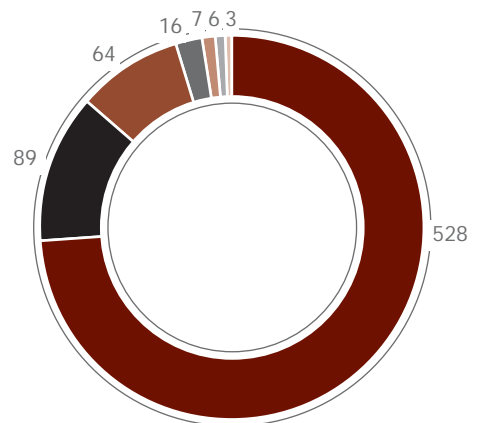
Sono state presentate, nel corso del 2012, circa 40 valutazioni preliminari del funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento.

FIGURA 42
SUDDIVISIONE DELLE UNITÀ
DI COGENERAZIONE
IN BASE ALLA POTENZA
(ANNO 2011)



- Capacità di generazione superiore a 1 MW
- Capacità di generazione compresa fra 50 kW e 1 MW
- Capacità di generazione inferiore a 50 kW

FIGURA 43
SUDDIVISIONE DELLE UNITÀ
DI COGENERAZIONE
IN BASE ALLA TECNOLOGIA
(ANNO 2011)



- Motore a combustione interna
- Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
- Turbina a gas con recupero di calore
- Microturbine
- Turbina a vapore a contropressione
- Turbina di condensazione a estrazione di vapore
- Altro

FIGURA 44

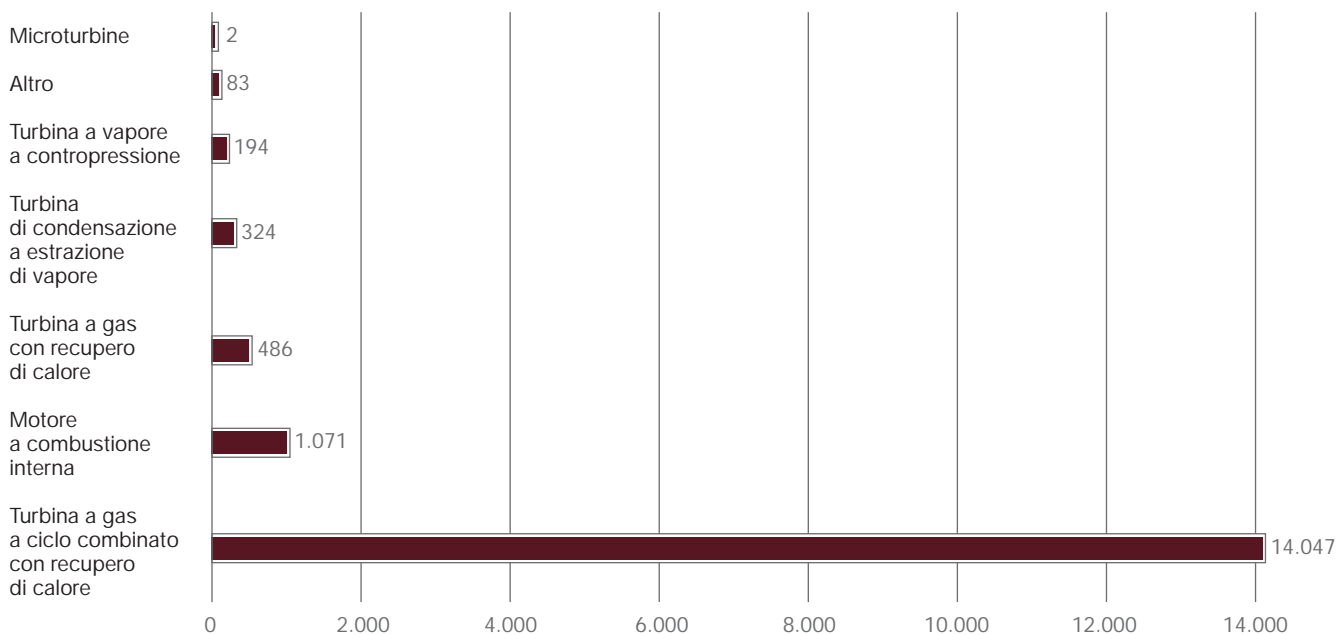
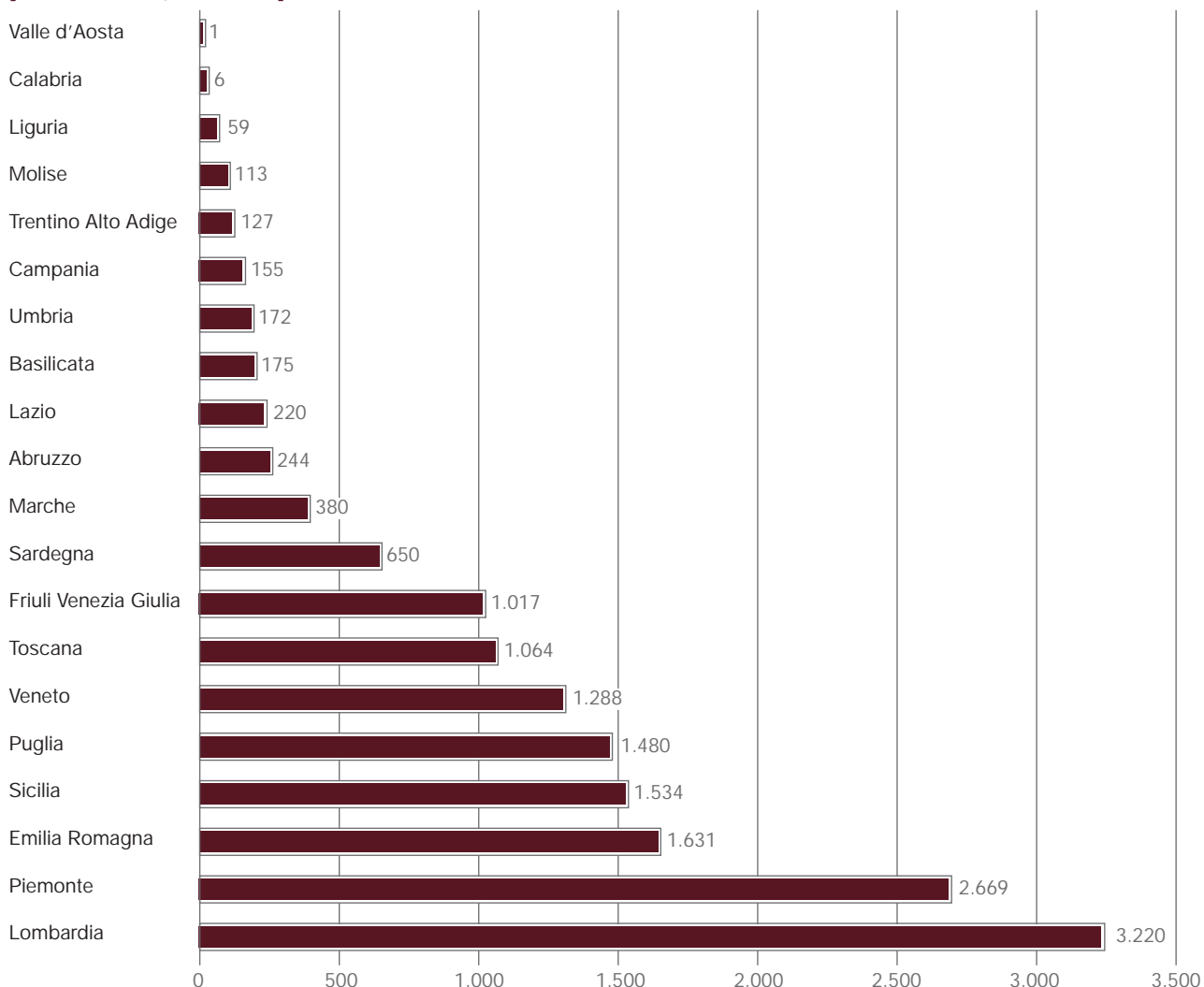
**POTENZA INSTALLATA IN UNITÀ DI COGENERAZIONE
IN FUNZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIANTISTICA [ANNO 2011, IN MWe]**


FIGURA 45

**POTENZA INSTALLATA IN UNITÀ DI COGENERAZIONE NELLE REGIONI ITALIANE
[ANNO 2011, IN MWe]**


La Garanzia di Origine da fonti rinnovabili

Prima dell'emanazione della Direttiva 2009/28/CE, la Direttiva 2001/77/CE ha previsto l'introduzione negli Stati membri di un sistema di Garanzia di Origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili al fine di promuovere gli scambi comunitari di elettricità "verde" e aumentare la trasparenza, per facilitare la scelta dei consumatori.

Il D.Lgs. 387/03, che ha recepito la Direttiva 2001/77/CE, ha stabilito che l'elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e la produzione imputabile a fonti rinnovabili degli impianti ibridi abbia diritto al rilascio della "Garanzia di Origine di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili" (GO). Questo strumento ha sostituito la "certificazione di provenienza da fonti rinnovabili" che era stata introdotta con il D.M. 11 novembre 1999.

Può essere richiesta la GO dell'elettricità prodotta annualmente da fonti rinnovabili, per produzioni non inferiori a 100 MWh, solo per impianti già in esercizio e previa identificazione tecnica degli impianti sulla base di una apposita procedura predisposta dal GSE. Le tipologie degli impianti a fonti rinnovabili idonee al rilascio della Garanzia di Origine sono le medesime definite per la qualificazione degli impianti IAFR.

Le attività principali del GSE per la gestione della Garanzia di Origine sono dunque:

- l'identificazione di "Impianto alimentato da fonti Rinnovabili per la Garanzia di Origine" (IRGO);
- il rilascio della GO annuale su comunicazione della produzione rinnovabile a cura dell'operatore.

La Garanzia di Origine può essere rilasciata:

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

Per la produzione di energia dell'anno 2012 sono state emesse Garanzie di Origine per complessivi 577 GWh relativi a 10 impianti.

TABELLA 50
IMPIANTI IDENTIFICATI IRGO AL 31 DICEMBRE 2012

Fonte	Numero	Potenza [MW]
Idraulica	85	1.500
Eolica	10	222
Solare	1	1
Moto ondoso	-	-
Geotermica	-	-
Biomasse solide	2	29
Bioliquidi	2	1
Biogas	5	7
Gas di discarica	-	-
Rifiuti	-	-
Totale	105	1.760

TABELLA 51
PRODUZIONE DI ENERGIA DELL'ANNO 2012 CERTIFICATA GO

Fonte	Numero	Potenza [MW]	Energia prodotta [GWh]
Idraulica	8	228	464
Biomasse solide	2	27	113
Totale	10	255	577

TABELLA 52
PRODUZIONE DI ENERGIA DELL'ANNO 2011 CERTIFICATA GO

Fonte	Numero	Potenza [MW]	Energia prodotta [GWh]
Eolica	3	78	153
Idraulica	4	2	10
Biomasse solide	2	27	176
Biogas	2	2	12
Totale	11	109	351





A livello comunitario, prima della Direttiva 2009/28/CE, la Garanzia di Origine ha svolto un ruolo importante per certificare la provenienza da fonti rinnovabili dell'energia elettrica commercializzata, non solo per fornire un'informazione trasparente e garantita ai consumatori, ma anche per promuovere gli scambi di elettricità "verde" tra Stati membri. Nel caso dell'Italia, particolare importanza ha avuto quest'ultima funzione della GO, in quanto l'energia elettrica importata munita di GO è esentata dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi.

La Direttiva 2009/28/CE ha introdotto una nuova definizione di Garanzia di Origine: "*documento elettronico che serve esclusivamente a provare a un cliente finale che una determinata quota o un determinato quantitativo di energia sono stati prodotti da fonti rinnovabili*".

Con il Decreto di recepimento della Direttiva 2009/28/CE in Italia (D.Lgs. 28/11), il ruolo della Garanzia di Origine viene circoscritto alla sola funzione informativa nei confronti dei consumatori e, a partire dall'1° gennaio 2012, l'energia importata e certificata da GO non è più esentata dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi.

L'articolo 34 del D.Lgs. 28/11 ha previsto l'aggiornamento delle modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo della GO e, in attuazione di tale articolo, il Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 ha richiesto al GSE di aggiornare e proporre al Ministero dello Sviluppo Economico la procedura per la certificazione della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili di cui all'articolo 5, comma 6, del Decreto *Fuel Mix*. Il Ministero dello Sviluppo Economico, sentita l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, ha approvato la suddetta procedura proposta dal GSE, che troverà applicazione a partire dall'anno di produzione 2013.

La Fuel Mix Disclosure

Con l'entrata in vigore del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 31 luglio 2009 (di seguito Decreto *Fuel Mix*) le imprese che operano nel comparto della vendita dell'energia elettrica sono tenute a fornire informazioni ai clienti finali circa la composizione del *mix* energetico relativo all'energia elettrica immessa in rete e circa l'impatto ambientale della produzione stessa. Questa forma di tutela informativa del cliente finale è stata introdotta a livello comunitario dalla Direttiva 2009/72/CE.

In particolare, le imprese di vendita devono fornire, con riferimento ai due anni precedenti, le informazioni necessarie a tracciare il *mix* energetico di riferimento, riportando tale informazione nei documenti di fatturazione (con frequenza almeno quadrimestrale), nei propri siti internet, nel materiale promozionale dato al cliente nella trattativa pre-contrattuale, secondo lo schema (riportato nella seguente tabella) indicato dal Decreto *Fuel Mix*.

TABELLA 53

SCHEMA PER LA COMPOSIZIONE DEL MIX ENERGETICO [LETTERA A, ALLEGATO 1, DEL DECRETO FUEL MIX]

Fonti primarie utilizzate	Composizione del <i>mix</i> energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa nei due anni precedenti		Composizione del <i>mix</i> medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nei due anni precedenti	
	Anno (n-1) [%]	Anno (n-2) [%]	Anno (n-1) [%]	Anno (n-2) [%]
Fonti rinnovabili				
Carbone				
Gas naturale				
Prodotti petroliferi				
Nucleare				
Altre fonti				

Il cliente finale ha in questo modo la possibilità di confrontare il *mix* energetico della propria impresa di vendita con la composizione del *mix* energetico medio utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale, cui contribuisce anche l'eventuale quota di energia importata. Al fine di assicurare la corretta determinazione del *mix* energetico delle imprese di vendita e del *mix* energetico nazionale, il citato Decreto ha fissato dei criteri cui devono attenersi imprese di vendita, produttori, importatori e *trader* che operano nel mercato elettrico italiano.

Il Decreto ha assegnato al GSE un ruolo chiave nell'intero processo di determinazione del *mix* energetico ("processo *disclosure*"). I principali compiti che il Decreto ha posto in capo al GSE sono i seguenti:

- definire una procedura di certificazione di origine da fonte rinnovabile dell'energia elettrica immessa in rete, che garantisca la trasferibilità dai produttori alle imprese di vendita, la tracciabilità informatica e l'unicità della titolarità della suddetta certificazione;
- determinare una procedura di certificazione di origine da Cogenerazione ad Alto Rendimento dell'energia elettrica immessa in rete, che garantisca la trasferibilità dai produttori alle imprese di vendita, la tracciabilità informatica e l'unicità della titolarità della suddetta certificazione;
- individuare le procedure tecniche ai fini del calcolo del *mix* energetico dei soggetti coinvolti nel processo *disclosure* (dal produttore all'impresa di vendita);
- specificare e pubblicare i *mix* energetici dei soggetti inclusi nel processo *disclosure*, nonché il *mix* energetico complementare nazionale;
- effettuare verifiche di congruenza, in collaborazione con Terna, sulle determinazioni relative al *mix* energetico dei soggetti coinvolti nel processo *disclosure*;
- redigere rapporti annuali di carattere informativo;
- supportare il Ministero dello Sviluppo Economico nelle azioni informative relative all'impatto ambientale della generazione elettrica e sul risparmio energetico.

Il GSE, come previsto dall'articolo 31 del Decreto Interministeriale 6 luglio 2012, ha aggiornato la procedura per la certificazione di origine da fonte rinnovabile dell'energia elettrica immessa in rete (GO), che ha ora esclusivamente lo scopo di provare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel *mix* energetico. La suddetta procedura proposta dal GSE troverà applicazione a partire dall'anno di produzione 2013.

Procedura di qualifica ICO-FER ed emissione dei titoli CO-FER

Il GSE ha pubblicato la "Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle certificazioni di origine per i suddetti impianti" ai sensi di quanto disposto all'articolo 5, comma 6, del Decreto *Fuel Mix*.

L'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (ICO-FER), ai fini del rilascio di Certificazioni di Origine per impianti alimentati da fonti rinnovabili (titoli CO-FER), può essere richiesta dai produttori che hanno la disponibilità di impianti alimentati da fonti rinnovabili a esclusione di quelli afferenti al provvedimento CIP 6/92 e alla disciplina dello Scambio sul Posto.

Per l'anno di competenza 2012, dall'8 maggio al 30 settembre 2012 i titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili, fatta eccezione per gli impianti in regime di Scambio sul Posto e CIP 6/92, hanno potuto presentare, tramite portale informatico, le richieste di qualifica ICO-FER per i propri impianti. Per gli impianti entrati in esercizio nel periodo compreso tra il 1° ottobre e il 31 dicembre 2012 la richiesta di qualifica ICO-FER poteva essere presentata fino al 20 gennaio 2013.

La qualifica ICO-FER ha durata illimitata se non intervengono modifiche significative sull'impianto qualificato e/o nell'ambito della normativa vigente. Qualora intervengano variazioni significative sull'impianto (quali, per esempio, cambio di titolarità, modifiche di potenza o di combustibili utilizzati, variazione della tipologia impiantistica, ecc.), il produttore è tenuto a darne comunicazione al GSE e ad aggiornare i dati anagrafici dell'impianto, censiti nell'ambito dell'archivio anagrafico unico gestito da Terna. Il GSE valuta le modifiche al fine di verificare la sussistenza dei requisiti per il mantenimento della qualifica ICO-FER.

Con riferimento all'anno di competenza 2012, il GSE ha rilasciato 254 qualifiche ICO-FER, per circa 1,5 GW di potenza. Il dettaglio è riportato nella tabella sottostante. Complessivamente dal 2010, le qualifiche ICO-FER rilasciate sono 1.477 per una potenza complessiva di circa 23 GW.

TABELLA 54
QUALIFICHE ICO-FER DAL 2010 AL 2012

Tipologia di impianto	Anno 2010		Anno 2011		Anno 2012		Totale	
	Numero Qualifiche ICO-FER	Potenza [MW]	Numero Qualifiche ICO-FER	Potenza [MW]	Numero Qualifiche ICO-FER	Potenza [MW]	Numero Qualifiche ICO-FER	Potenza [MW]
Eolico	74	1.981	58	880	51	912	183	3.773
Geotermoelettrico	27	780	4	70	2	40	33	890
Idroelettrico	493	14.355	379	2.413	69	140	941	16.908
Solare	32	70	71	129	108	356	211	555
Termoelettrico	46	806	39	124	24	122	109	1.052
Totale	672	17.992	551	3.616	254	1.570	1.477	23.178

I titoli CO-FER, pari a 1 MWh, sono rilasciati sull'energia elettrica immessa in rete e hanno validità fino al 31 marzo dell'anno successivo a quello della produzione di riferimento. Dopo tale data i titoli CO-FER ancora nella disponibilità degli operatori non possono essere conteggiati ai fini della determinazione dei *mix* energetici. I titoli CO-FER per l'anno di competenza 2012 sono stati negoziati sul mercato organizzato (M-CO-FER) e sulla piattaforma dei bilaterali (PB-CO-FER), entrambi gestiti dal GME, e sono stati oggetto di assegnazione tramite le procedure concorrenziali gestite dal GSE. I titoli CO-FER possono essere annullati dalle imprese di vendita per rettificare il proprio *mix* di approvvigionamento¹³ e, a partire dal 2012, ai sensi di quanto disposto dall'Autorità con la Deliberazione ARG/elt 104/11, devono essere utilizzati dalle medesime imprese per comprovare l'origine rinnovabile dell'energia elettrica venduta ai clienti finali nell'ambito dei contratti di vendita di energia rinnovabile.

La seguente tabella mostra il dettaglio dei titoli CO-FER complessivamente pubblicati, emessi, annullati e scaduti per gli anni di competenza dal 2010 al 2012.

TABELLA 55

TITOLI CO-FER

Anno	Pubblicati	Emessi	Annullati	Scaduti
2010	45.053.347	28.106.005	24.824.821	3.281.184
2011	51.678.532	21.572.943	16.781.105	4.785.103
2012	52.112.933	24.119.843	24.021.028	1.516.047

Procedure concorrenziali e attività di controllo sulle offerte verdi

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, con la Deliberazione ARG/elt 104/11, ha definito i requisiti che devono presentare i contratti di vendita di energia rinnovabile per garantire la tutela del consumatore e assicurare che la stessa energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita. Ciascun contratto di vendita di energia rinnovabile deve essere comprovato da una quantità di CO-FER pari alla quantità di energia elettrica venduta come rinnovabile nell'ambito del medesimo contratto.

A partire dal 2013, il GSE effettua i controlli di congruità tra i CO-FER annullati dalle imprese di vendita e i dati di energia elettrica venduta da quest'ultime nell'ambito delle "offerte verdi".

La suddetta Delibera prevede inoltre che il GSE organizzi procedure concorrenziali per l'assegnazione dei CO-FER nella propria disponibilità, secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione.

Le procedure concorrenziali hanno a oggetto l'assegnazione dei CO-FER nella titolarità del GSE attraverso l'organizzazione di cinque aste annuali. Per ciascun anno solare i CO-FER oggetto delle procedure sono quelli relativi agli impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile in regime di Scambio sul Posto e in regime CIP 6/92, nonché quelli relativi agli impianti in regime di Ritiro Dedicato, Tariffa Onnicomprensiva e afferenti al regime dei Certificati Verdi, che non abbiano presentato richiesta di qualifica ICO-FER entro le tempistiche prestabilite.

Nota 13

Come descritto nella "Procedura per la determinazione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa di vendita" disponibile sul sito web del GSE.

TABELLA 56

RISULTATI PROCEDURE CONCORRENZIALI PER L'ASSEGNAZIONE DEI CO-FER DEL GSE

Sessione d'asta	Offerta GSE			Quantità assegnate	Prezzo di assegnazione [€/CO-FER]		
	Tipologia di impianto	Numero	Prezzo a base d'asta [€/CO-FER]		media ponderata	min	max
20/06/2012	Eolico	88.081	0,03	44.000	0,04	0,04	0,07
	Altro	5.999.397	0,03	507.000	0,06	0,03	0,10
20/09/2012	Solare	431.501	0,10	431.501	0,12	0,10	0,14
	Eolico	156.953	0,10	156.953	0,12	0,10	0,14
20/12/2012	Eolico	46.527	0,11	3.000	0,11	0,11	0,11
	Idroelettrico	509	0,11	0	0	0	0
	Solare	372.378	0,11	91.000	0,11	0,13	0,12
	Altro	1.406.891	0,11	184.000	0,13	0,12	0,12
21/01/2013	Geotermoelettrico	1.359	0,11	0	0	0	0
	Eolico	2.945.477	0,11	0	0	0	0
	Idroelettrico	1.829.565	0,11	0	0	0	0
	Solare	10.233.421	0,11	1.000	0,12	0,12	0,12
	Altro	2.924.821	0,11	0	0	0	0
20/03/2013	Geotermoelettrico	1.359	0,06	0	0	0	0
	Eolico	4.516.186	0,06	0	0	0	0
	Idroelettrico	2.607.842	0,06	0	0	0	0
	Solare	12.692.193	0,06	0	0	0	0
	Altro	5.974.404	0,06	0	0	0	0

Determinazione dei *mix* energetici

Il Decreto *Fuel Mix* prevede la determinazione del *mix* energetico complementare del produttore, del *mix* di approvvigionamento dell'impresa di vendita, nonché la determinazione del *mix* energetico nazionale.

A tal fine, i produttori sono tenuti a comunicare i dati di anagrafica dei propri impianti e del *mix* energetico iniziale, su base annuale, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello di competenza. Con la medesima tempistica le imprese di vendita devono comunicare i dati di energia venduta ai clienti finali, specificando i quantitativi di energia venduta nell'ambito delle offerte verdi¹⁴, e l'eventuale quota di energia importata.

Sulla base delle informazioni ricevute e in proprio possesso, il GSE ha calcolato e pubblicato il 3 giugno 2013 le seguenti informazioni per gli anni 2011 (dato di consuntivo) e 2012 (dato di pre-consuntivo):

- il *mix* energetico complementare di ogni produttore, dato dal *mix* energetico iniziale al netto dei titoli CO-FER emessi e trasferiti;
- il *mix* energetico iniziale degli impianti in regime di CIP 6/92;
- il *mix* energetico iniziale nazionale, costituito dal totale dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale, inclusa l'energia di importazione (per la determinazione del *mix* energetico nazionale, associato all'energia prodotta e immessa da impianti di produzione localizzati in Italia, si fa riferimento ai dati comunicati dai produttori);
- il *mix* energetico complementare nazionale, dato dal *mix* energetico iniziale nazionale al netto dei titoli CO-FER e GO estere annullate dalle imprese di vendita;
- il *mix* energetico di approvvigionamento delle imprese di vendita con l'algoritmo di calcolo specificato nella "Procedura per la determinazione del *mix* energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa di vendita".

Nota 14

Come previsto dalla "Procedura tecnica di cui all'articolo 6, comma 1, lettera a) della Deliberazione ARG/elt 104/11".

Nello specifico, i *mix* medi energetici nazionali 2011 e 2012 sono stati calcolati sulla base dei dati:

- trasmessi dai produttori al GSE;
- a disposizione del GSE relativi agli impianti di produzione convenzionati CIP 6/92 (*mix* energetico iniziale CIP 6/92) e in regime di Scambio sul Posto;
- relativi all'energia di importazione.

Per l'energia elettrica importata, il GSE, sulla base della normativa vigente, ha attribuito alle fonti rinnovabili la quota di energia associata alle GO estere rilasciate nei Paesi di produzione dagli organismi preposti (circa 34,5 TWh su un'importazione netta complessiva pari a circa 45 TWh per il 2011) e l'attribuzione della quota residua (circa 10 TWh) alle fonti diverse dalle rinnovabili secondo il *mix* energetico dell'Europa dei 15 dell'anno 2011 (fonte Eurostat). Per l'anno 2012 il *mix* di importazione è stato determinato considerando esclusivamente il *mix* energetico dell'Europa dei 15 dell'anno 2011 in quanto non sono state presentate GO estere dagli operatori.

Per quanto riguarda il dato di pre-consuntivo dell'anno 2012 relativo alla fonte rinnovabile, si specifica che la diminuzione percentuale nel *mix* energetico rispetto al 2011 è dovuta, principalmente, al mancato contributo di Garanzie di Origine estere, afferenti a energia elettrica importata, nonostante la produzione nazionale di energia elettrica immessa in rete da fonte rinnovabile abbia registrato nel corso del 2012 un incremento rispetto al 2011 di circa il 2%.

TABELLA 57
COMPOSIZIONE DEL *MIX* MEDIO NAZIONALE UTILIZZATO PER LA PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA NEL SISTEMA ELETTRICO NEL 2011 E NEL 2012

Fonti primarie utilizzate	Anno 2011 [%]	Anno 2012 [%]
Fonti rinnovabili	35,2	29,8
Carbone	14,9	18,5
Gas naturale	40,6	39,8
Prodotti petroliferi	1,3	1,3
Nucleare	1,9	4,8
Altre fonti	6,1	5,8

FIGURA 46
COMPOSIZIONE DEL *MIX* MEDIO NAZIONALE UTILIZZATO PER LA PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA NEL SISTEMA ELETTRICO NEL 2011

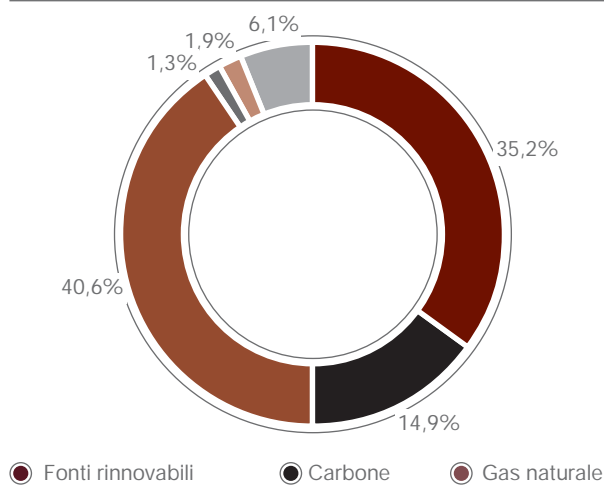
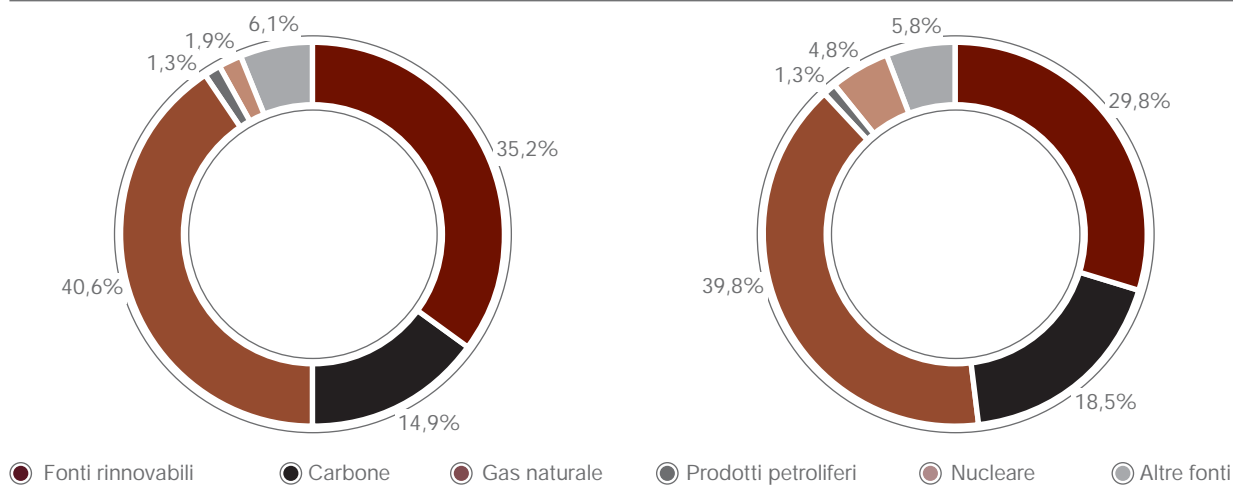


FIGURA 47
COMPOSIZIONE DEL *MIX* MEDIO NAZIONALE UTILIZZATO PER LA PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA NEL SISTEMA ELETTRICO NEL 2012



I Certificati RECS

Il sistema RECS - *Renewable Energy Certificate System* - costituisce un sistema volontario di certificazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, rilasciato e riconosciuto nell'ambito del sistema *standard* di certificazione denominato EECS - *European Energy Certificate System* e gestito dall'*Association of Issuing Bodies* (AIB). Il GSE è membro dell'AIB fin dalla sua costituzione (2001) e ha contribuito alla definizione dell'attuale quadro regolatorio che ne governa le attività e definisce gli orientamenti strategici.

Tale *standard* ha l'obiettivo di garantire innanzitutto che i sistemi utilizzati per qualificare gli impianti di generazione e il relativo impiego delle fonti rinnovabili, nonché i sistemi di rilevazione delle misure adottati dai Paesi associati, rispondano a un elevato e condiviso livello qualitativo. La rispondenza ai criteri associativi comporta la possibilità di trasferire i certificati rilasciati, a fronte della produzione di energia elettrica ottenuta attraverso la piattaforma di scambio (*hub*), messa a disposizione dalla stessa AIB.

Negli ultimi anni le regole di definizione dello *standard* EECS sono state oggetto di revisione anche in relazione al contesto normativo europeo, con riferimento particolare alle disposizioni prescritte in materia di Garanzia di Origine dall'articolo 15 della Direttiva 2009/28/CE per la promozione delle fonti rinnovabili. Il GSE rilascia le Garanzie di Origine dall'estate del 2013 consentendo agli operatori di avere contestualmente l'attestazione RECS, dove questa rappresenterà solo un elemento aggiuntivo rispetto alle informazioni contenute nel titolo di GO. Questa scelta nazionale risponde all'orientamento condiviso sul tavolo internazionale. Per il 2012, anno in cui è stata adottata una soluzione di alternatività tra la CO-FER e RECS è stata registrata una forte flessione in termini di emissioni di certificati RECS passando da circa 24 milioni di certificati del 2011 a 750.000 del 2012. Quanto agli annullamenti, invece, si registra un'attività non particolarmente discordante rispetto al *trend* registrato negli anni scorsi a dimostrazione, da una parte, del rinnovato interesse dei consumatori verso un consumo sostenibile di energia e, dall'altra, dell'interesse degli operatori a collocare sul mercato i certificati ancora disponibili. Il posizionamento dell'Italia rispetto agli altri paesi del nord Europa indica ancora un orientamento dei consumatori poco sensibile verso scelte commerciali verdi. Inoltre è da osservare che, così come per il dato delle emissioni, una quota della riduzione degli annullamenti è stata dettata dalle scelte nazionali che hanno visto, in parte, una competizione con i meccanismi di CO-FER.

Gli operatori che hanno aderito al sistema RECS in Italia sono stati 44 per il 2012.

TABELLA 58

COMPARAZIONE TRA PRODUZIONE RINNOVABILE NAZIONALE E CERTIFICATI RECS EMESSI

Paesi	RECS emessi nel 2012* [TWh]	Produzione da FER 2011** [TWh]	RECS emessi/Produzione da FER [%]
Norvegia	133,0	122,5	109
Svizzera	30,4	n.d.	n.d.
Svezia	15,6	84,1	19
Finlandia	12,9	24,2	53
Paesi Bassi	10,0	12,3	81
Danimarca	7,9	14,2	56
Belgio	4,3	8,4	51
Austria	2,7	40,8	7
Spagna	2,4	86,2	3
ITALIA	0,8	83,0	1

* Fonte AIB.

** Fonte Eurostat.

TABELLA 59

IMPATTO DELL'UTILIZZO DEI CERTIFICATI RECS SUI CONSUMI FINALI DI ELETTRICITÀ

Paesi	RECS annullati* nel 2012 [TWh]	Consumo finale di elettricità anno 2011** [TWh]	RECS annullati/Consumo finale di elettricità [%]
Germania	43,1	536,5	8,0
Paesi Bassi	34,9	113,5	30,7
Belgio	29,2	83,4	35,0
Svezia	22,4	129,0	17,4
Norvegia	22,4	112,4	19,9
Svizzera	17,0	n.d.	n.d.
Finlandia	14,7	81,7	18,0
ITALIA	12,8	313,8	4,1
Austria	9,4	62,9	14,9
Francia	3,5	445,1	0,8

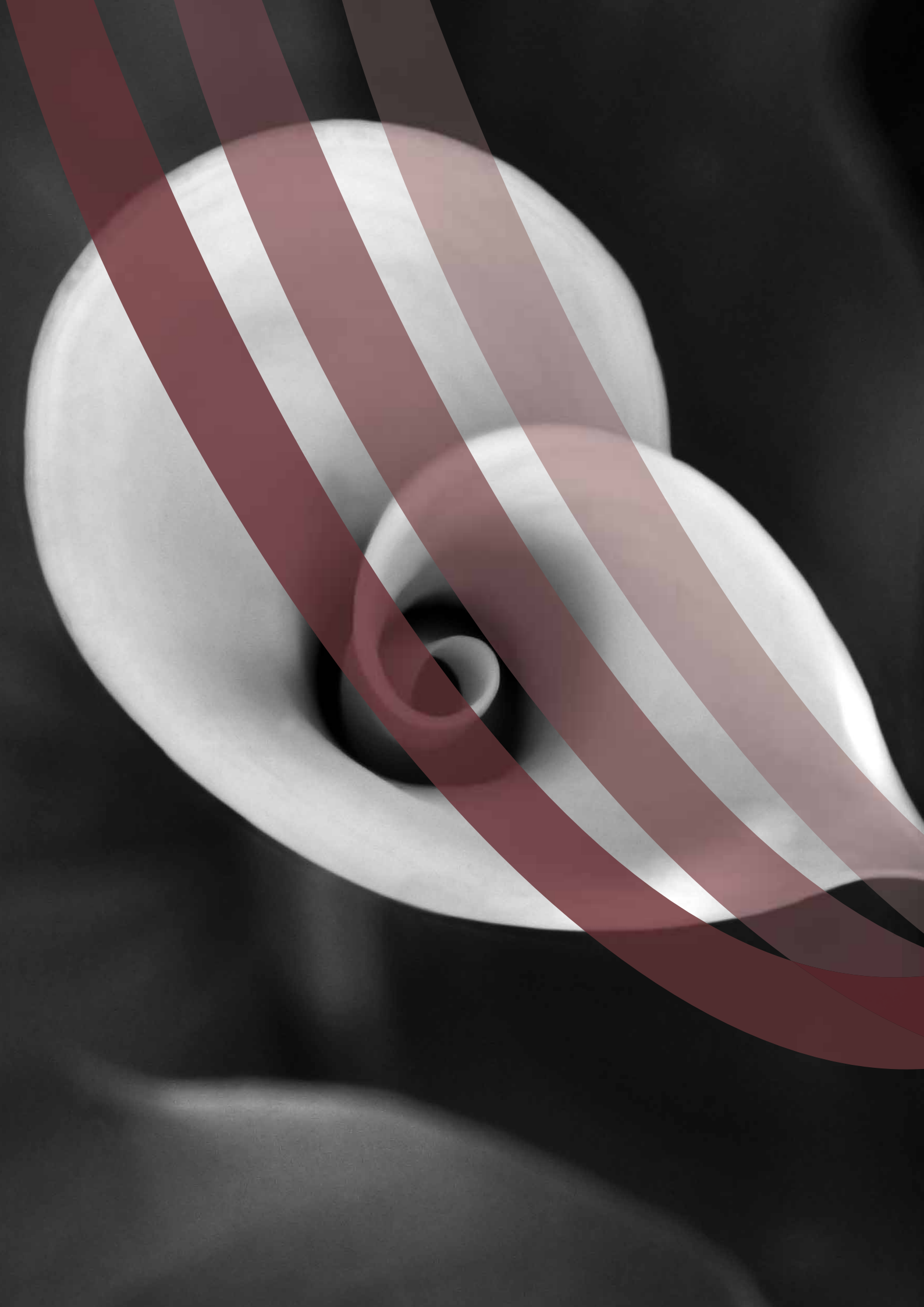
* Fonte AIB.

** Fonte Eurostat.





**Controlli e verifiche
sugli impianti**



Controlli e verifiche sugli impianti

Il GSE effettua controlli sugli impianti in esercizio e in costruzione, al fine di verificare la sussistenza dei requisiti previsti per le varie forme di incentivazione, secondo criteri di trasparenza, affidabilità e non discriminazione.

Di seguito sono elencate le attività di controllo svolte dal GSE nell'anno 2012 e i principali riferimenti normativi in vigore:

- verifiche sugli impianti fotovoltaici ai sensi dei D.M. 28 luglio 2005, D.M. 6 febbraio 2006, D.M. 19 febbraio 2007, D.M. 6 agosto 2010, Legge 129/10, D.M. 5 maggio 2011 e D.M. 5 luglio 2012;
- verifiche sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008 e delle "Procedure per la qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", approvate con D.M. 21 dicembre 2007;
- verifiche sugli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento (CHP+TLR), ai sensi del D.M. 24 ottobre 2005 e della "Procedura di Qualificazione GSE degli impianti alimentati a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento", approvata con D.M. 21 dicembre 2007;
- verifiche sugli impianti eolici che hanno chiesto la remunerazione della Mancata Produzione Eolica (MPE), ai sensi della Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ARG/elt 5/10;
- verifiche sugli impianti ai quali sono stati riconosciuti i certificati RECS in base ai *Principles and Rules of Operation of the European Energy Certificate System (EECS)*, ai sensi dell'articolo 5 della "Convenzione tra GSE e gli Operatori di Mercato per la regolazione dell'attività di certificazione RECS svolta dal GSE S.p.A. in qualità di *Issuing Body*" in conseguenza della partecipazione del GSE all'AIB;
- verifiche sugli impianti a fonti rinnovabili qualificati ICO-FER, ai sensi del D.M. 31 luglio 2009 e della procedura del 26 aprile 2010 per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle certificazioni d'origine, di cui all'articolo 5, comma 6, del suddetto Decreto, approvata con lettera del Ministero dello Sviluppo Economico, sentita l'Autorità.

Il GSE inoltre, operando in avvalimento per conto dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, a partire dal 1° luglio 2010 coordina i controlli sugli impianti che accedono ai benefici previsti dal provvedimento CIP 6/92 e di cogenerazione (CHP), svolti ai sensi delle Delibere dell'Autorità GOP 42/09, 71/09 e 43/10.

Nel corso del 2012, escludendo gli impianti fotovoltaici, circa il 26% dei controlli ha avuto esito negativo. Nel caso degli impianti fotovoltaici, i controlli GSE con esito negativo sono risultati circa il 34%. L'esito negativo delle attività di controllo ha comportato in alcuni casi la decadenza dal diritto agli incentivi e in altri il recupero parziale o totale degli incentivi già erogati. Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, in alcuni casi l'esito negativo dell'attività di controllo ha comportato la decadenza dal diritto ai benefici di cui alla Legge 129/10 o riduzioni della tariffa incentivante; nei casi più gravi il GSE ha applicato le sanzioni previste dagli articoli 23 e 43 del D.Lgs. 28/11.

È di seguito riportata in sintesi, al fine di meglio evidenziare l'evoluzione temporale dei controlli effettuati dal GSE, l'attività svolta nel periodo 2001-2010, nel 2011 e nel 2012.

TABELLA 60

NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI CONTROLLATI DAL 2001 AL 2012

Tipologia	2001-2010		2011		2012	
	Numero di verifiche	Numero di verifiche	Potenza [MW]	Numero di verifiche	Potenza [MW]	
Fotovoltaico (GSE)	299	687	911	582	400	
Fotovoltaico (terzi)	1.465	1.627	123	519	21	
Fotovoltaico (gestori di rete)	-	211	139	445	463	
IAFR	407	46	635	97	2.216	
RECS	14	5	196	10	401	
MPE	0	21	438	12	287	
ICO-FER	-	-	-	16	863	
CHP + TLR	43	2	26	2	31	
CIP 6/92 + CHP	14	31	3.135	35	1.793	
Totale	2.242	2.630	5.602	1.718	6.475	

Controlli sugli impianti alimentati a fonti rinnovabili

Nell'anno 2012 il GSE ha effettuato, con proprio personale, 97 controlli su impianti IAFR su tutto il territorio italiano. Considerando anche i controlli effettuati su impianti RECS, per Mancata Produzione Eolica (MPE) e impianti qualificati ICO-FER, il numero totale dei sopralluoghi è stato pari a 135. Nelle tabelle successive sono riportati i dati suddivisi per tipologia impiantistica e categoria d'intervento. Come si può notare, l'attività di controllo si è maggiormente concentrata sugli impianti eolici e in misura minore sugli impianti termoelettrici alimentati a biogas e biomasse e sugli impianti idroelettrici.

FIGURA 48
NUMERO DEGLI IMPIANTI IAFR, RECS, MPE E ICO-FER
CONTROLLATI NEL 2012 PER FONTE

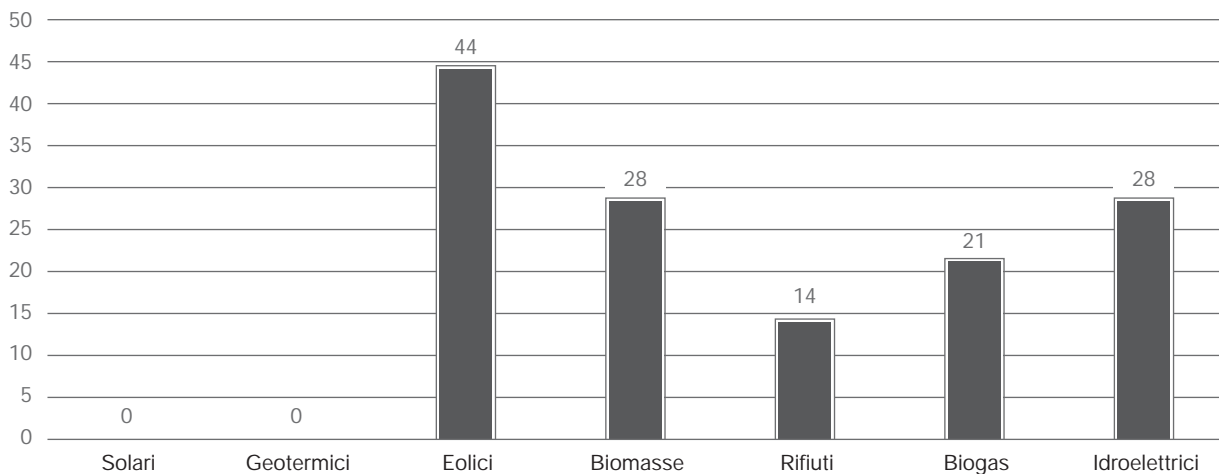
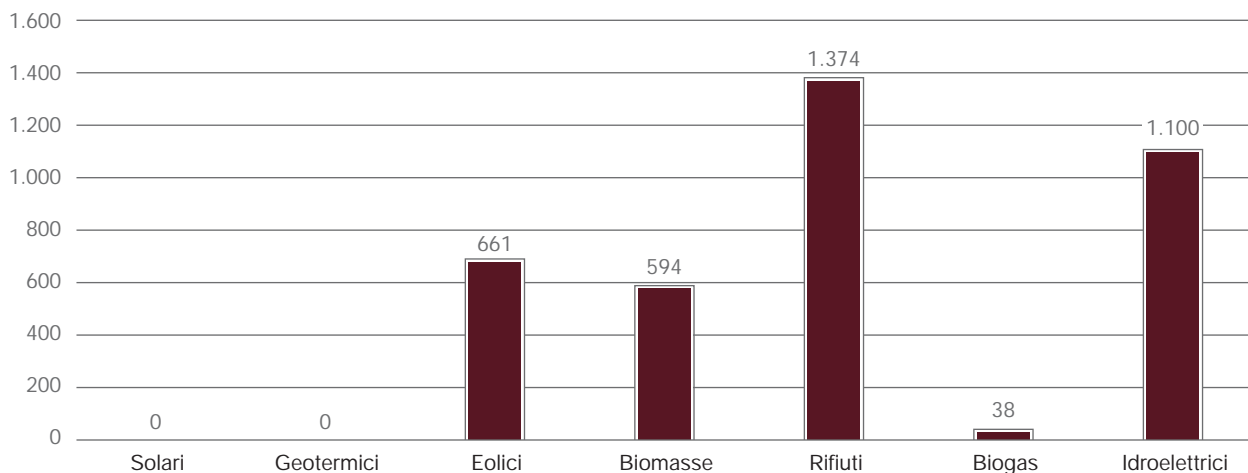


FIGURA 49
POTENZA DEGLI IMPIANTI IAFR, RECS, MPE E ICO-FER
CONTROLLATI NEL 2012 PER FONTE [MW]



La maggiore incidenza in termini di potenza degli impianti oggetto di verifica è in questo caso data dagli impianti termoelettrici e a seguire degli impianti idroelettrici. La categoria degli interventi di nuova costruzione è quella per la quale è stato effettuato il maggior numero di verifiche alla luce dell'alto numero di richieste di qualifica pervenute.

L'attività di controllo ha comunque interessato in maniera consistente, in termini di potenza controllata, le categorie impiantistiche di maggiore complessità, quali gli impianti ibridi in co-combustione.

FIGURA 50

PERCENTUALE DEGLI IMPIANTI IAFR, RECS, MPE E ICO-FER CONTROLLATI NEL 2012 PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO

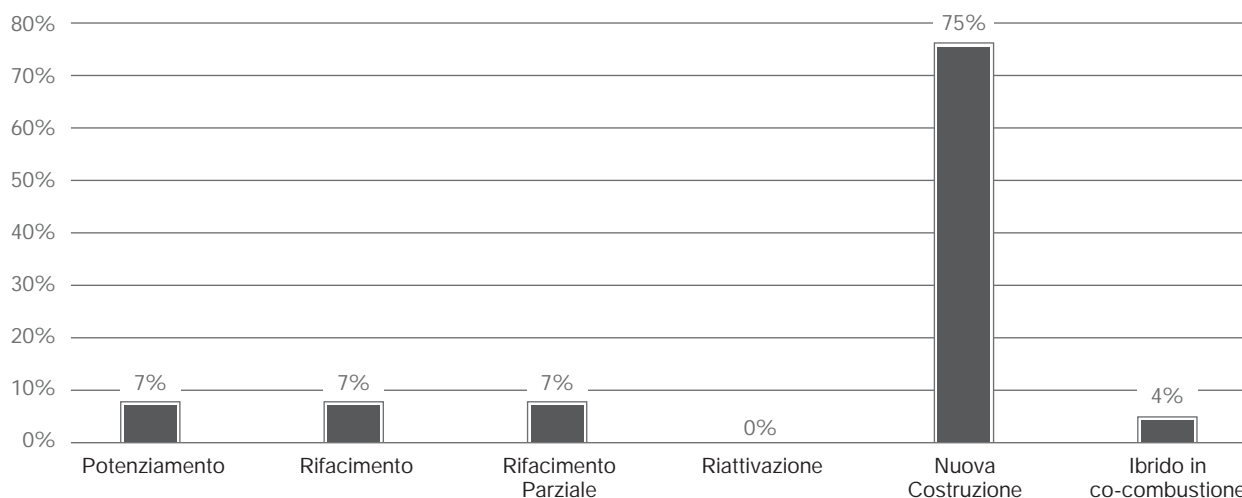
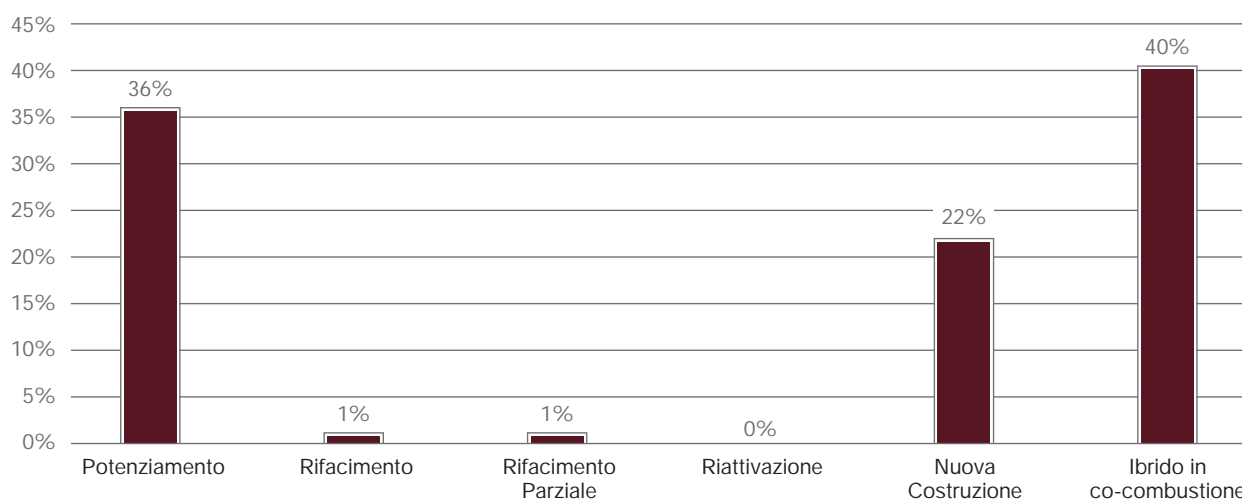


FIGURA 51

PERCENTUALE POTENZA DEGLI IMPIANTI IAFR, RECS, MPE E ICO-FER CONTROLLATI NEL 2012 PER TIPOLOGIA DI INTERVENTO



Controlli sugli impianti fotovoltaici incentivati con il Conto Energia

Nell'anno 2012 sono stati effettuati 1.546 controlli sugli impianti fotovoltaici ammessi ai meccanismi di incentivazione in Conto Energia. Per tale attività, effettuata su tutto il territorio nazionale, il GSE si è avvalso anche di società terze al fine di incrementare significativamente il numero di controlli.

Di seguito sono riportate due figure riassuntive dell'attività svolta, indicanti sia il numero di controlli eseguiti dal GSE e dalle società terze, sia la potenza associata a tali controlli. Dal confronto tra le figure è possibile vedere come alle società terze siano stati affidati più controlli, anche se su impianti di media/piccola potenza, mentre il GSE ha concentrato le proprie risorse sugli impianti di media/grande potenza (nel 2012 la potenza media degli impianti fotovoltaici oggetto di controllo da parte del GSE è stata pari a 0,7 MW).

Nell'87% dei casi le verifiche hanno comportato dei sopralluoghi sugli impianti: nel 34,5% dei casi la verifica ha riguardato impianti fotovoltaici incentivati con il Secondo Conto Energia, nel 3% impianti fotovoltaici incentivati con il Terzo Conto Energia, nel 44% impianti fotovoltaici incentivati con il Quarto Conto Energia, nel 5,5% impianti incentivati con il Quinto Conto Energia.

FIGURA 52
NUMERO DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI CONTROLLATI NEL 2012

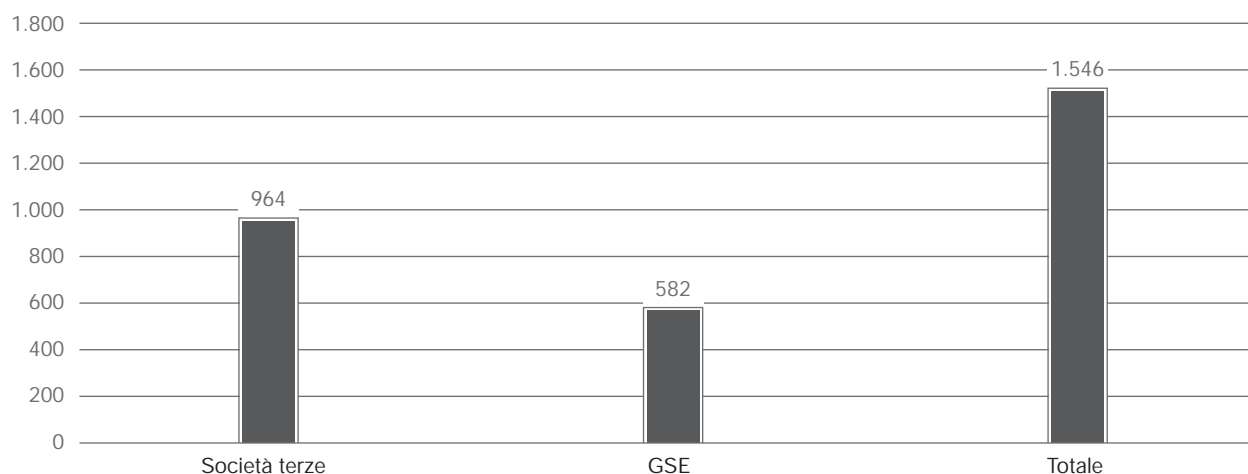
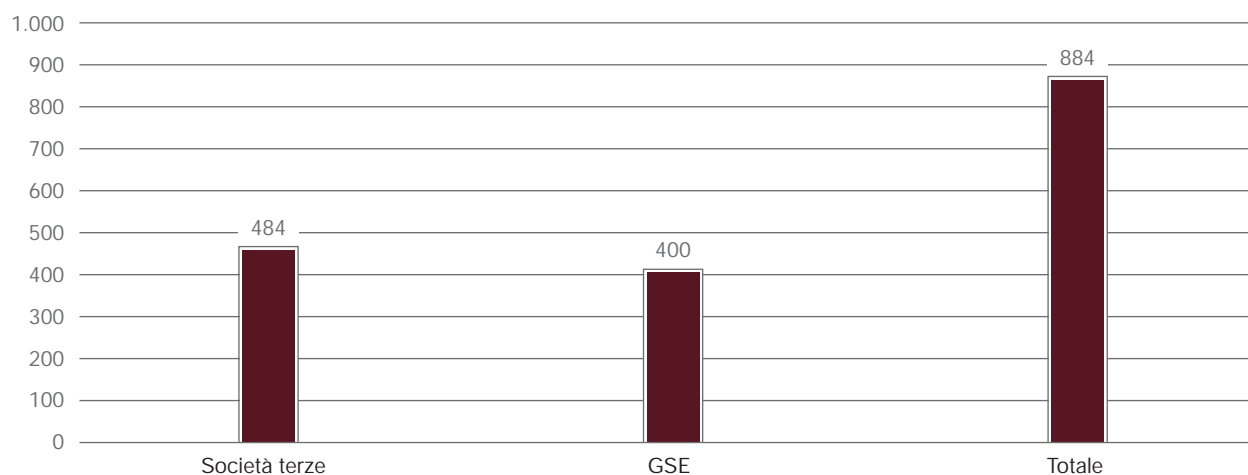


FIGURA 53
POTENZA DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI CONTROLLATI NEL 2012 [MW]



Controlli sugli impianti RECS

Il GSE ha effettuato nel 2012, con proprio personale, 10 controlli su impianti, di cui 8 a fonte idraulica, che beneficiano del sistema dei certificati RECS.

Controlli sugli impianti MPE

Nell'anno 2012 il GSE ha effettuato, con proprio personale, 12 controlli su impianti eolici oggetto di determinazione della Mancata Produzione Eolica (MPE). Tutti gli impianti verificati avevano conseguito anche la qualifica IAFR per cui le attività di controllo sono state svolte anche ai fini dell'accertamento dei requisiti per la sussistenza della suddetta qualifica.

Controlli sugli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento

L'attività di controllo su questi impianti ha avuto inizio a metà dell'anno 2008, in quanto solo da quell'anno è stata avviata tale tipologia di incentivazione.

Nel periodo 2008-2012 sono stati oggetto di controllo 47 impianti di cui 2 nell'anno 2012. Come si evince dalla tabella seguente, il numero maggiore di sopralluoghi è stato eseguito sugli impianti di nuova costruzione, anche a fronte del numero maggiore di richieste di qualifica pervenute per tale categoria di intervento.

TABELLA 61

NUMERO DI RICHIESTE E CONTROLLI

A IMPIANTI COGENERATIVI ABBINATI AL TELERISCALDAMENTO

Categorie di intervento	Anni 2008-2011		2012		Totale		
	Richieste di qualifica pervenute	N. controlli	Richieste di qualifica pervenute	N. controlli	Richieste di qualifica pervenute	N. controlli	% dei controlli sul numero di richieste di qualifica
A.2 - Potenziamento	6	1	1	0	7	1	14%
B.2 - Rifacimento	3	0	0	0	3	0	0%
1.BP.C - Rifacimento Parziale (centrale di cogenerazione)	9	2	1	0	10	2	20%
2.BP.R - Rifacimento Parziale (rete di teleriscaldamento)	2	0	0	0	2	0	0%
D.2 - Nuova Costruzione	144	42	4	2	148	44	30%
Totale	164	45	6	2	170	47	28%



Controlli sugli impianti CIP 6/92 e sugli impianti di cogenerazione

A partire dal 1° luglio 2010 in base alla Delibera dell'Autorità GOP 71/09, il GSE ha sostituito la Cassa Conguaglio (CCSE) per le verifiche, svolte in avvalimento per conto dell'AEEG, sugli impianti di produzione di energia elettrica ai sensi della Delibera 60/04.

Con la Delibera GOP 43/10, l'Autorità ha disposto sia la costituzione presso il GSE di un Comitato di esperti, composto da un massimo di sette componenti scelti tra autorevoli professionisti delle Università e di qualificati organismi tecnici, sia il trasferimento al GSE dell'Albo dei componenti dei Nuclei Ispettivi istituito presso la CCSE.

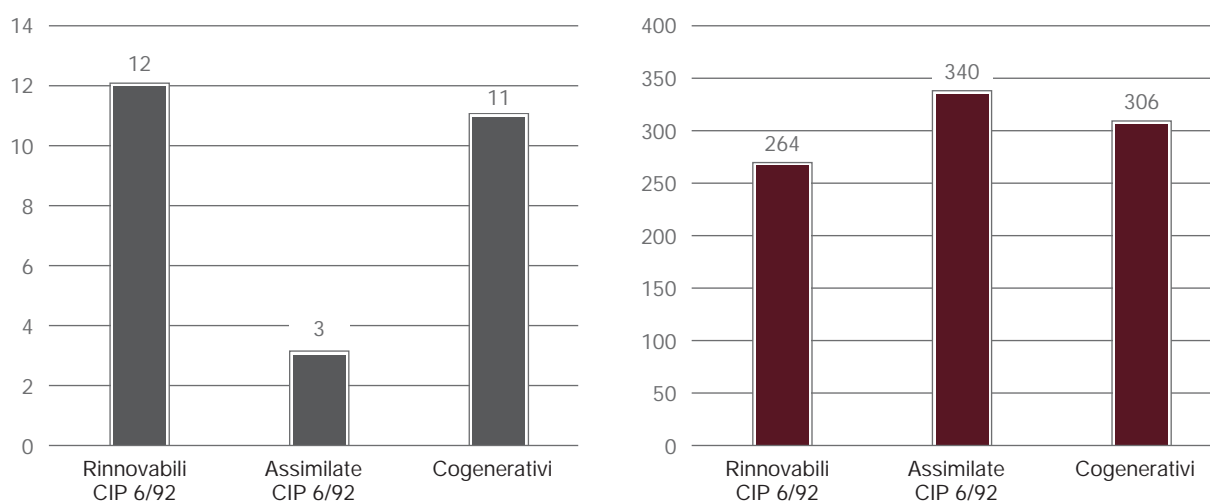
Nel corso dell'anno 2012, il GSE ha provveduto a effettuare, incaricando gli esperti iscritti all'Albo, 35 attività di verifica e sopralluogo, sia su impianti ammessi ai benefici previsti dal provvedimento CIP 6/92 (rinnovabili e assimilate) sia su impianti di cogenerazione (CHP).

In 17 casi su 35, tali attività hanno riguardato la verifica dei requisiti per il riconoscimento dei benefici previsti dal provvedimento CIP 6/92; in 18 casi le attività hanno riguardato l'accertamento della veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi al GSE ai fini del riconoscimento della cogenerazione ai sensi della Delibera 42/02 e s.m.i. (tra questi ultimi, due impianti di cogenerazione che usufruivano anche dei benefici derivanti dal provvedimento CIP 6/92).

La potenza installata complessivamente controllata ammonta a 1.793 MW.

FIGURA 54

NUMERO E POTENZA [MW] DEGLI IMPIANTI CONTROLLATI NEL 2012







**Stoccaggio Virtuale
del gas**

Stoccaggio Virtuale del gas

Introduzione

Il D.Lgs. 130/10 ha introdotto specifiche misure per incentivare la realizzazione in Italia di 4 miliardi di metri cubi di capacità di stoccaggio addizionale, di cui 3 miliardi destinati a consumatori industriali e 1 miliardo destinato ai produttori termoelettrici, attribuendo al GSE un ruolo primario nell'ambito dei servizi di stoccaggio del gas. La realizzazione delle nuove infrastrutture o il potenziamento di quelle esistenti, entro e non oltre il 31 marzo 2015, è stata affidata al principale operatore del mercato, ENI S.p.A.

L'obiettivo del Decreto Legislativo citato è quello di aumentare la concorrenzialità nel mercato del gas naturale attraverso l'accesso dei clienti industriali, anche in forma consortile, ai servizi di stoccaggio, trasmettendo i benefici di questa apertura ai consumatori finali.

Allo scopo di stimolare la partecipazione di soggetti privati alla realizzazione di questa ulteriore capacità di stoccaggio, è stato predisposto un insieme di strumenti che permettono di anticipare i benefici ottenibili dal possesso di una quota di un sito di stoccaggio gas operativo, cioè poter acquistare il gas al prezzo più basso, stoccarlo e riutilizzarlo nel momento in cui il prezzo sui mercati organizzati è maggiore.

Il Legislatore ha conferito al GSE un ruolo centrale nella gestione dei meccanismi per l'anticipo di tali benefici. Le norme di maggior interesse pubblicate nel corso dell'anno 2012 sono riportate di seguito.

TABELLA 62

PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI IN MERITO ALLO STOCCAGGIO VIRTUALE DEL GAS

Delibera AEEG	Titolo
20/2012/R/gas	Nuove disposizioni in merito alle misure transitorie fisiche
54/2012/R/gas	Approvazione regolamento del GSE per la cessione a mercato dei servizi di stoccaggio
67/2012/R/gas	Approvazione proposta operativa del GSE per le modalità di offerta in vendita del gas
115/2012/R/com	Aggiornamento della componente tariffaria CVos per il secondo trimestre 2012
313/2012/R/gas	Approvazione dei corrispettivi per il servizio di stoccaggio 2013
268/2012/R/com	Aggiornamento della componente tariffaria CVos per il terzo trimestre 2012

Nel corso dell'anno 2012, il GSE ha utilizzato cinque applicativi informatici predisposti per la gestione dei meccanismi istituiti con il D.Lgs. 130/10. In particolare, due portali informativi per gli operatori (soggetti investitori e Stoccatore Virtuali), un portale per la gestione delle aste telematiche per la selezione degli Stoccatore Virtuali e due applicativi interni per la gestione operativa e amministrativa dei contratti stipulati con gli operatori.

Soggetti coinvolti, selezione e abbinamenti

I soggetti coinvolti nel meccanismo sono gli investitori industriali che contribuiscono a finanziare la capacità di stoccaggio e che beneficiano delle misure transitorie finanziarie e fisiche e gli Stoccatore Virtuali che forniscono il servizio di Stoccaggio Virtuale.

Soggetti investitori

I soggetti investitori industriali in possesso degli idonei requisiti di consumo di gas, selezionati da Stogit con apposita procedura concorsuale, hanno presentato al GSE una richiesta di partecipazione al meccanismo di Stoccaggio Virtuale che prevede, per tali soggetti, di beneficiare immediatamente delle nuove capacità di stoccaggio, nelle stesse condizioni che si avrebbero con l'effettiva realizzazione di tali opere (misure transitorie). I soggetti selezionati sono stati 34.

La capacità fisica realizzata da ENI aumenta nel corso degli anni; viceversa, diminuisce la capacità virtuale non ancora realizzata e sulla quale vengono applicate le misure transitorie. Si riporta di seguito la valorizzazione delle suddette capacità.

TABELLA 63

CAPACITÀ FISICA E CAPACITÀ VIRTUALE (ANNI 2011-2012 E 2012-2013)

Capacità	Anno 2011-2012	Anno 2012-2013
Capacità fisica [mld mc]	1,7	2,4
Capacità virtuale [mld mc]	1,3	0,6

Il GSE eroga a favore di tali soggetti il servizio di Stoccaggio Virtuale, articolato in misure transitorie finanziarie e misure transitorie fisiche.

Misure transitorie finanziarie

Per gli anni di stoccaggio 2010-2011 e 2011-2012, il GSE ha erogato dei corrispettivi pari alla differenza di prezzo delle quotazioni del gas naturale nel periodo invernale e quelle nel periodo estivo del medesimo anno termico, applicati sulla quota di capacità di stoccaggio assegnata e non ancora entrata in esercizio.

L'anticipo dei benefici attraverso le misure transitorie finanziarie comporta la corresponsione, da parte del GSE verso i soggetti investitori aderenti, del corrispettivo D_0^{fin} al netto dei corrispettivi per il servizio (CVS e K_0).

TABELLA 64

FORMULA DI DETERMINAZIONE DEL CORRISPETTIVO EROGATO DAL GSE (ANNI 2010-2011 E 2011-2012)

$FIN_0 = CA_0 * (D_0^{fin} - CVS * 2 - K_0 * C_{vrt})$		
CA ₀ , capacità di stoccaggio oggetto delle misure transitorie comunicata dai soggetti investitori al momento della richiesta dell'istanza		
	2010-2011	2011- 2012
D_0^{fin} , definito dalla Del. ARG/gas 40/11	2,47 €/MWh	3,10 €/MWh
CVS, definito dalla Del. ARG/gas 106/11	0,304776 €/MWh	0,304794 €/MWh
K_0 , definito dalla Del. ARG/gas 40/11	0,5	0,75
C_{vrt} , definito dalla Del. ARG/gas 106/11	1,0664028 €/MWh	1,1393496 €/MWh

Le misure transitorie finanziarie hanno determinato la corresponsione ai soggetti investitori, da parte del GSE, di corrispettivi per 44 milioni di euro relativi al 2010-2011 e per 23 milioni di euro relativi al 2011-2012.

Misure transitorie fisiche

A partire dall'anno di stoccaggio 2012-2013, i soggetti investitori industriali possono consegnare il gas in estate e ritirarlo nell'inverno successivo, a fronte di un corrispettivo regolato dall'AEEG, scontato rispetto alle tariffe di stoccaggio. In questo modo, è quindi possibile accedere al gas acquistandolo nei periodi di maggiore disponibilità e a minor prezzo (prezzo estivo) per poi utilizzarlo nella stagione invernale quando il prezzo è più elevato. In particolare, le modalità di funzionamento del servizio di Stoccaggio Virtuale di cui il soggetto investitore industriale si può avvalere, sia sul mercato italiano sia su alcuni mercati esteri, si distinguono in:

- consegna fisica del gas al Punto di Scambio Virtuale (PSV) in estate e ritiro del gas al PSV nell'inverno successivo (PSVq-PSVq);
- consegna fisica del gas in estate presso l'*hub* fisico di Zeebrugge (ZEE) o presso l'*hub* virtuale di *Title Transfer Facility* (TTF) e ritiro del gas al PSV nell'inverno successivo (ZEEq-PSVq ovvero TTFq-PSVq);
- riconoscimento di un corrispettivo per un valore equivalente al valore di gas non consegnato fisicamente in uno dei due mercati esteri nel periodo estivo e ritiro del gas al PSV nell'inverno successivo (ZEEeuro-PSVq ovvero TTFeuro-PSVq).

Per l'applicazione delle misure transitorie fisiche i soggetti investitori aderenti riconoscono al GSE un corrispettivo pari alla somma delle seguenti componenti:

- corrispettivo di accesso;
- corrispettivo di utilizzo;
- corrispettivo di trasporto, solo per le modalità che prevedono la consegna su un mercato estero (TTFq-PSVq e ZEEq-PSVq);
- corrispettivo di valorizzazione economica, solo per le modalità che non prevedono la consegna del gas (TTFeuro-PSVq e ZEEeuro-PSVq).

Con riferimento all'anno di stoccaggio 2012-2013, i soggetti investitori industriali hanno richiesto di usufruire delle misure transitorie fisiche per una quantità complessiva pari a circa 6.129 GWh, riconoscendo al GSE un corrispettivo pari a 165,1 milioni di euro.

Stoccatore Virtuali e abbinamenti

Per l'erogazione delle misure transitorie fisiche ai soggetti investitori industriali il GSE, con cadenza annuale, si avvale di Stoccatore Virtuali, ovvero soggetti abilitati a operare sui mercati europei del gas e a ritirare il gas in estate per riconsegnarlo nel periodo invernale. Il GSE aggrega le richieste dei soggetti investitori industriali aderenti e organizza le procedure concorrenziali per la selezione degli Stoccatore Virtuali e per la fornitura del servizio di Stoccaggio Virtuale ai soggetti richiedenti a prezzi più competitivi.

A valle della selezione degli Stoccatore Virtuali, il GSE provvede, di anno in anno, ad abbinare questi ultimi con i rispettivi soggetti investitori industriali e a stipulare un contratto di natura annuale con gli Stoccatore Virtuali. L'abbinamento avviene sulla base delle preferenze espresse da parte dei soggetti investitori industriali, minimizzando il numero di combinazioni possibili.

Con riferimento all'anno di stoccaggio 2012-2013, la quantità complessiva da approvvigionare per ogni singola modalità del servizio di Stoccaggio Virtuale offerto è specificata nella tabella seguente.

Sono stati selezionati 8 Stoccatore Virtuali ai fini della fornitura del servizio e sono previsti esborsi per il GSE pari a circa 188,6 milioni di euro.

TABELLA 65

QUANTITÀ DA APPROVVIGIONARE PER L'ANNO DI STOCCAGGIO 2012-2013

Prodotto	Quantità [GWh]	Corrispettivo [Mln €]
TTFq-PSVq	590	6,8
TTFeuro-PSVq	5.396	176,6
ZEEeuro-PSVq	143	5,2
Totale	6.129	188,6

Tariffa

Il fabbisogno del GSE, derivante dalla differenza tra i corrispettivi versati agli Stoccatore Virtuali e quelli ottenuti dagli investitori industriali, è risultato pari a 23,5 milioni di euro. Tale fabbisogno, a copertura dei benefici per le misure transitorie, viene coperto dalla componente gas CVos definita dalla Delibera AEEG 201/11, a valere sulle maggiori imprese di trasporto del gas, che alimenta il "conto oneri stoccaggio" introdotto dalla Delibera dell'Autorità ARG/gas 29/11 e istituito presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico. Il valore della componente tariffaria CVos per il 2012-2013 è stato pari a 0,0717 centesimi di euro/standard metro cubo.

Cessione al mercato

A partire dall'anno di stoccaggio 2012-2013 e con cadenza annuale, il GSE gestisce e garantisce la cessione al mercato dei servizi e delle prestazioni relative alla capacità di stoccaggio già entrata in esercizio attraverso un'apposita procedura a mercato. Relativamente alla competenza 2012-2013 la capacità offerta è stata di 6,1 milioni di GJ, quella richiesta è stata pari a 18 GJ e quella assegnata è stata di 3,6 GJ.

Attività di monitoraggio

A partire dall'anno di stoccaggio 2012-2013 e con cadenza annuale il GSE verifica, attraverso un'apposita attività di monitoraggio, il rispetto dell'obbligo di offerta in vendita di gas sul mercato in capo ai soggetti investitori industriali attraverso l'accesso, nel periodo invernale, alla piattaforma di negoziazione P-GAS e/o al mercato MGP-GAS, entrambi gestiti dal GME. Inoltre il GSE si coordina con Snam Rete Gas al fine di verificare lo scambio giornaliero di gas tra soggetti investitori industriali e stoccatore virtuali abbinati al Punto di Scambio Virtuale (PSV). Il GSE ha stipulato tre apposite Convenzioni con le parti interessate: Stogit, GME e Snam Rete Gas.







**Emissioni
di gas serra**

Emissioni di gas serra

Emissioni di gas serra, il ruolo del GSE

Il GSE svolge un'attività di monitoraggio sulle politiche europee e internazionali per il controllo delle emissioni di gas a effetto serra fin dal 2007, quando, con il lancio dell'ambizioso obiettivo del "20-20-20 al 2020", il Consiglio Europeo ha di fatto cancellato i confini tra le politiche energetiche e climatiche evidenziando la stretta correlazione tra le azioni finalizzate alla riduzione dei gas climalteranti e lo sviluppo di fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Già nel 2008, il GSE fu coinvolto operativamente nella gestione nazionale del principale strumento regolatorio, speculare al Protocollo di Kyoto, di cui l'Unione Europea si è dotata per raggiungere i propri obiettivi di riduzione delle emissioni: il Sistema Europeo per lo scambio di quote di emissione (cosiddetto EU ETS), che indirettamente costituisce un meccanismo di incentivo alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica. In parallelo, fu avviata un'attività di supporto tecnico al Ministero dello Sviluppo Economico nei percorsi negoziali nazionali ed europei volti a definire alcuni aspetti attuativi dell'EU ETS lasciati indeterminati dalla Direttiva europea di riferimento, in particolare il sistema delle aste di quote in vigore dal 2013 e le regole semplificate per i piccoli emettitori.

L'apprezzamento riguardo l'attività svolta in quest'ambito ha portato nel 2011 alla nomina del GSE a responsabile del collocamento delle quote italiane di emissione nel sistema di aste dell'EU ETS (*Auctioneer*), introdotto con il Pacchetto Clima-Energia per creare ulteriore sinergia tra obiettivi europei in ambito di rinnovabili, efficienza e lotta ai cambiamenti climatici. Questa nuova competenza, divenuta pienamente operativa nel 2012, si aggiunge al *curriculum* ormai significativo del GSE sul piano internazionale e costituisce la prima vera esperienza della società come protagonista sui mercati europei collegati all'energia. Il conferimento dell'incarico di *Auctioneer* ha consentito al GSE di ampliare il proprio perimetro d'azione acquisendo un ruolo nell'attuazione degli strumenti regolatori per il controllo delle emissioni di gas serra, in un ambito che potrebbe avere significativi sviluppi in un orizzonte temporale di medio lungo termine.

Le aste sono, infatti, un meccanismo per l'allocazione delle quote agli operatori vincolati dal sistema ETS destinato a espandersi nel post 2020. Nella Comunicazione del 6 giugno 2012 COM(2012) 271 *final*, la Commissione Europea ha riconosciuto tale strumento quale uno dei possibili meccanismi da utilizzare per la promozione della ricerca in innovazione tecnologica nel settore energetico, in particolare quale strumento per il sostegno delle tecnologie da fonte rinnovabile non giunte a sufficiente grado di maturità. Inoltre, secondo la Commissione, qualora anche grazie al sistema delle aste il mercato europeo del carbonio fosse in grado di generare un prezzo per le quote di emissione stabile e sufficiente a stimolare investimenti in efficienza energetica e tecnologia a basso contenuto di carbonio, a partire dalle rinnovabili, la revisione degli obiettivi del Pacchetto Clima-Energia per il post 2020 potrebbe prevedere un solo obiettivo vincolante per Paese, quantificato in termini di emissioni.

Grazie alla tempestività nel completamento della procedura di accreditamento presso la piattaforma comune europea, il GSE ha permesso all'Italia di essere insieme a Bulgaria, Spagna, Francia, Lettonia, Austria, Romania, Slovenia, Slovacchia, Finlandia e Svezia, nel gruppo degli undici Stati membri che hanno partecipato alle aste nei tempi previsti e garantiti agli operatori.



EU ETS, collocamento all'asta delle quote di emissione italiane

Il Sistema europeo di scambio di quote di emissione (*European Union Emissions Trading Scheme* - EU ETS) è la principale misura dell'Unione Europea in attuazione del Protocollo di Kyoto per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori energivori, ovvero nei settori industriali caratterizzati da maggiori emissioni. Il Sistema, istituito dalla Direttiva 2003/87/CE e successive modificazioni (Direttiva ETS), trasferisce in Europa a livello di impianti industriali il meccanismo di *cap&trade* introdotto a livello internazionale dal Protocollo di Kyoto.

Il Sistema coinvolge attualmente a livello europeo circa 16.000 operatori, tra impianti termoelettrici, industriali nel campo della produzione di energia e della produzione manifatturiera (attività energetiche, produzione e trasformazione dei metalli, cemento, ceramica e laterizi, vetro, carta) e operatori aerei. Dal 2012, il Sistema è stato ampliato a circa 4.000 operatori del settore aereo e, dal 2013, è esteso ulteriormente alle attività di produzione di alluminio, calce viva, acido nitrico, idrogeno, carbonato e bicarbonato di sodio e agli impianti che si occupano della cattura e dello stoccaggio di CO₂. A oggi, sono oltre 1.370 gli impianti italiani coinvolti, di cui circa il 71% nel settore manifatturiero.

La Direttiva ETS prevede che dal primo gennaio 2005 gli impianti dell'Unione Europea con elevati volumi di emissioni non possano operare senza un'autorizzazione a emettere gas a effetto serra. Ogni impianto autorizzato deve monitorare annualmente le proprie emissioni e compensarle con quote di emissione europee che possono essere comprate e vendute (*European Union Allowances* - EUA e *European Union Aviation Allowances* - EUA A, corrispondenti a 1 tonnellata di CO₂eq).

Dal 2013, come criterio generale, gli Stati membri dell'UE assegnano le quote agli operatori a titolo oneroso attraverso aste pubbliche europee. Le quote sono conservate nel Registro Unico dell'Unione Europea. Oltre a censire tutti i passaggi di proprietà delle quote, il Registro è lo strumento attraverso il quale gli operatori compensano annualmente le proprie emissioni restituendo le quote assegnategli a livello europeo.

Le aste si svolgono su una piattaforma centralizzata a livello europeo che raccoglie le quote di proprietà di 25 su 27 Stati membri, inclusa l'Italia, più Islanda, Norvegia e Liechtenstein. Il 10 settembre 2012 è stata nominata la *European Energy Exchange* - EEX. Le quote di proprietà di Germania e Regno Unito sono collocate attraverso due piattaforme nazionali, rispettivamente gestite dalla borsa tedesca EEX e dalla borsa britannica ICE *Future Europe*. L'offerta delle quote origina dagli Stati, mentre la richiesta dei permessi di emissione proviene dai produttori di energia elettrica e dagli impianti che si occupano della cattura, del trasporto e dello stoccaggio della CO₂ (CCS); questi ultimi dovranno altresì approvvigionarsi di quote all'asta per coprire il proprio fabbisogno di emissioni. I settori manifatturieri e l'aviazione riceveranno, invece, parte delle quote a titolo gratuito e ricorreranno alle aste per la parte rimanente.

Il sistema delle aste prevede che per ogni asta i partecipanti presentino le proprie offerte (quantità di quote richieste e prezzo offerto), durante il periodo d'asta indicato dalle piattaforme nel calendario e senza conoscere le offerte presentate da altri soggetti. Ciascuna asta ha un unico prezzo di aggiudicazione (*clearing price*), determinato dalla piattaforma che ha bandito l'asta, a prescindere dai prezzi offerti dai singoli offerenti. Per mettere all'asta le proprie quote, gli Stati membri nominano un responsabile nazionale del collocamento (c.d. *Auctioneer*). Come già anticipato nel paragrafo precedente, il GSE è formalmente stato designato *Auctioneer* per conto del Governo italiano sulla piattaforma comune europea, tramite il D.Lgs. 13/13, in vigore dal 5 aprile 2013, che recepisce la Direttiva 2009/29/CE di modifica del Sistema ETS.

Nel corso delle 11 sessioni d'asta tenutesi nel 2012, il GSE ha collocato per l'Italia sulla Piattaforma d'Asta Comune transitoria (t-CAP), gestita da EEX AG, oltre 11 milioni di quote EUA (11.324.000) valevoli per il periodo 2013-2020. Tale quantitativo corrisponde alla percentuale italiana (9,437%) dei 120 milioni di quote, da collocarsi attraverso aste anticipate ai sensi di quanto previsto dal Regolamento, che disciplina l'assegnazione delle quote di emissione a titolo oneroso tramite asta agli impianti ricadenti nel campo di applicazione della Direttiva ETS (Regolamento 1031/2010 della Commissione del 12 novembre 2010 e successive modificazioni). Complessivamente, l'Italia ha ricavato circa 76,5 milioni di euro pari al 21,16% del ricavo totale sulla t-CAP e al 12,68% del totale ricavato dagli Stati membri su tutte le piattaforme.

TABELLA 66

SUDDIVISIONE DEI RICAVI D'ASTA 2012 TRA STATI MEMBRI

Paese	Totale Ricavi	
	[€]	[%]
Bulgaria	22.137.930	3,7
Danimarca	1.067.475	0,2
Grecia	14.836.120	2,5
Spagna	68.533.170	11,4
Francia	43.464.900	7,2
ITALIA	76.497.240	12,7
Cipro	1.582.900	0,3
Lettonia	2.129.190	0,4
Lituania	3.285.775	0,5
Lussemburgo	736.365	0,1
Ungheria	3.988.450	0,7
Malta	272.290	0,0
Paesi Bassi	25.610.425	4,2
Austria	11.052.840	1,8
Portogallo	10.652.000	1,8
Romania	39.707.340	6,6
Slovenia	3.511.920	0,6
Slovacchia	12.193.290	2,0
Finlandia	13.275.690	2,2
Svezia	7.065.900	1,2
Germania	166.178.670	27,5
Regno Unito	75.735.440	12,5
Totale	603.515.320	100,0

Nel 2013, tali proventi sono rimasti sotto la temporanea custodia del GSE al fine del loro trasferimento al Bilancio dello Stato, che sarà attuato in conformità alle norme e agli indirizzi dei Ministri competenti ai sensi del D.Lgs. 13/13, in vigore dal 5 aprile 2013, che recepisce la Direttiva 2009/29/CE di modifica del Sistema ETS.

TABELLA 67

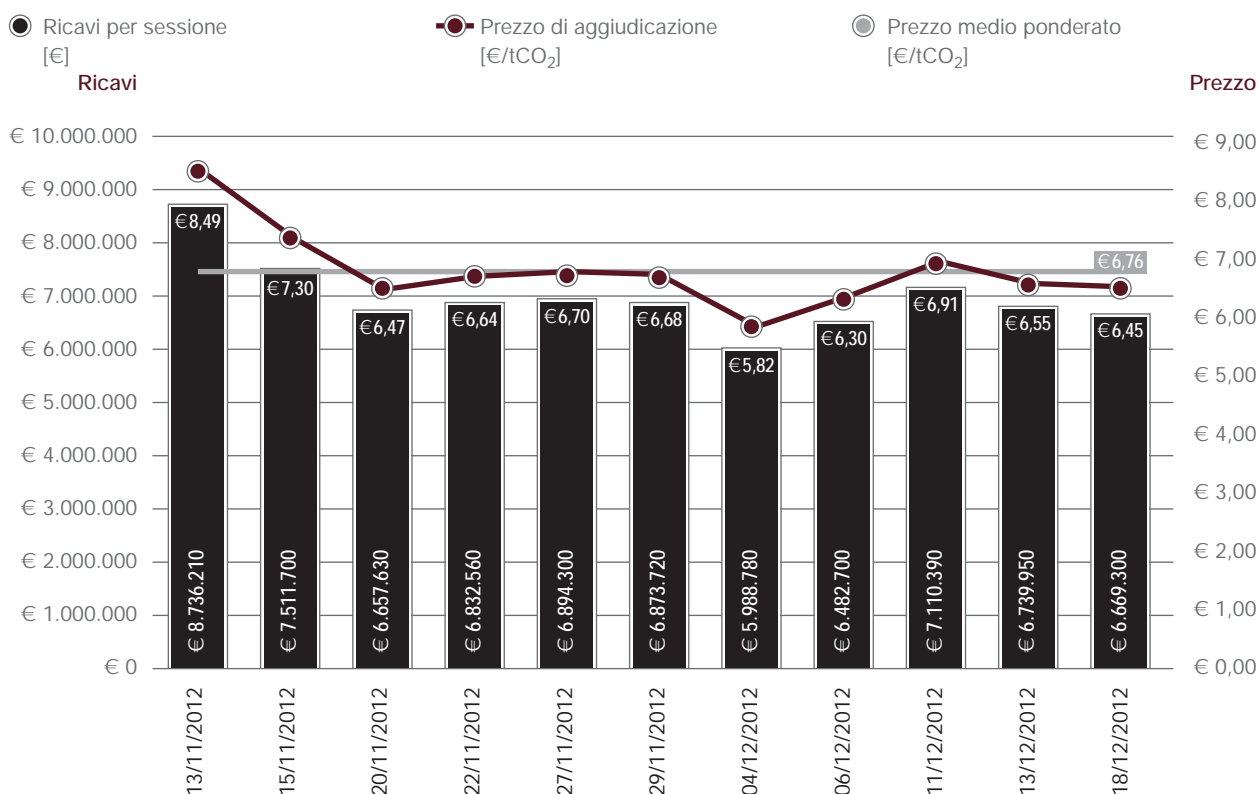
RIEPILOGO DEI RICAVI DELLE QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE MESSE ALL'ASTA NEL 2012 PRESSO LA t-CAP

Data asta T ₀	Quantitativo quote asta EUA [n.]	Prezzo di aggiudicazione* [€/tCO ₂]	Ricavi per sessione [€]
13/11/2012	1.029.000	8,49	8.736.210
15/11/2012	1.029.000	7,30	7.511.700
20/11/2012	1.029.000	6,47	6.657.630
22/11/2012	1.029.000	6,64	6.832.560
27/11/2012	1.029.000	6,70	6.894.300
29/11/2012	1.029.000	6,68	6.873.720
04/12/2012	1.029.000	5,82	5.988.780
06/12/2012	1.029.000	6,30	6.482.700
11/12/2012	1.029.000	6,91	7.110.390
13/12/2012	1.029.000	6,55	6.739.950
18/12/2012	1.034.000	6,45	6.669.300
Totale	11.324.000	6,76	76.497.240

* Il valore totale indica il prezzo medio di aggiudicazione ponderato sul quantitativo di quote messe all'asta nel periodo.

Le quote italiane sono state messe all'asta nel 2012 a un prezzo medio ponderato di 6,76 euro, con un picco massimo di 8,49 registrato nel corso della prima asta e un picco minimo di 5,82 registrato il 4 dicembre.

FIGURA 55
ANDAMENTO DEI RICAVI DELLE QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE PRESSO LA t-CAP



Con finalità divulgative e di informazione mirata agli operatori italiani ricadenti nel campo di applicazione della Direttiva ETS, è stata pubblicata all'interno del portale del GSE una sezione *web* dedicata alle aste. Al fine di informare sulle modalità operative del processo d'asta e del Sistema ETS, nel corso del 2012 il GSE ha preso parte a una serie di seminari specialistici (*Confindustria, Roma 19 novembre 2012, Aste: meccanismo cardine per l'assegnazione di quote di emissione nell'EU ETS fase 3; Assocarta, Milano 12 Dicembre 2012, Aste di quote di emissione nell'EU ETS: tempi e meccanismi di funzionamento*).

L'attività informativa svolta dal GSE sulle aste comprende informazioni sul quadro normativo a livello europeo e nazionale, notizie sulle procedure di accesso alle aste, documenti analitici di supporto, *report* periodici sui risultati d'asta e di riepilogo sull'andamento generale del sistema d'aste. La documentazione include anche un calendario consolidato che riporta date e informazioni sulle aste svolte su tutte le piattaforme attive (t-CAP, piattaforma tedesca e piattaforma britannica). Ciò per consentire agli operatori di orientarsi più facilmente nel sistema e ricordare che gli operatori italiani hanno uguale diritto di accesso a tutte le piattaforme. A tal fine, è stato inoltre attivato un indirizzo *e-mail* al quale rivolgere eventuali quesiti.

A consuntivo dell'attività svolta nel 2012 in qualità di *Auctioneer*, è stato reso pubblico un rapporto analitico che esamina l'andamento delle aste di quote di emissione italiane in relazione alle aste di quote degli altri paesi dell'Unione Europea e al mercato secondario delle quote di emissione.

Segreteria tecnica del Comitato ETS: piccoli emettitori

Sin dal 2008, il GSE è parte della Segreteria tecnica del Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del Protocollo di Kyoto (Comitato ETS). Il Comitato ETS è l'organo interministeriale che assolve alla funzione di autorità nazionale competente per la gestione della Direttiva ETS in Italia. Nel 2012, l'attività svolta dal GSE nell'ambito della Segreteria tecnica è stata concentrata in particolare sui cosiddetti "piccoli emettitori". L'articolo 27 della Direttiva ETS permette infatti agli Stati membri, previa apposita richiesta alla Commissione, di esentare dal Sistema ETS i cosiddetti impianti "piccoli emettitori". Per "piccoli emettitori" si intendono gli impianti che, nel periodo 2008-2010, hanno presentato emissioni annue inferiori a 25.000 tCO₂eq e, per gli impianti che svolgono attività di combustione, potenza termica nominale inferiore a 35 MW, nonché gli ospedali, indipendentemente dai requisiti previsti per le altre due tipologie di impianti fissi. L'Italia, in particolare su stimolo del Ministero dello Sviluppo Economico, ha riconosciuto nell'articolo 27 della Direttiva ETS un'importante opportunità per ridurre



gli oneri amministrativi delle piccole imprese. Nel rispetto dell'integrità ambientale del sistema ETS, ha perciò avanzato alla Commissione Europea specifica richiesta di esenzione per i "piccoli emettitori" nazionali, inviata alla Commissione nel giugno 2012. Ciò in quanto, per le ridotte dimensioni delle fonti e i limitati volumi di emissione, nella maggior parte dei casi, la partecipazione di tali impianti al Sistema ETS costituisce un onere per le imprese, ma non un incentivo efficace per l'adozione di tecnologie e processi produttivi più efficienti. Il GSE ha supportato il Comitato ETS nell'elaborazione della proposta di esclusione dei piccoli emettitori dall'ambito della Direttiva. In particolare, è stato condotto uno studio analitico volto a dimostrare che i piccoli emettitori italiani non beneficiano di sufficienti economie di scala per poter trarre dal sistema ETS un incentivo all'efficientamento dei processi e la riduzione delle emissioni; al contrario, i costi amministrativi di gestione del sistema, nella maggior parte dei casi, eccedono qualunque beneficio economico potenziale derivante dalla gestione efficiente delle quote di emissione. Il GSE ha inoltre contribuito concretamente all'azione di diffusione delle informazioni rispetto alla possibilità di esclusione dal sistema ETS verso gli operatori italiani aventi diritto. Ciò è stato fatto, da un lato, partecipando alla presentazione della proposta italiana per l'applicazione dell'articolo 27 della Direttiva 2003/87/CE organizzata da Confindustria in supporto al Comitato ETS; dall'altro, espletando, nell'ambito della Segreteria tecnica del Comitato, le procedure per l'esclusione dei singoli impianti, dalla predisposizione delle procedure di richiesta alle istruttorie sulle richieste di esclusione e alla predisposizione dell'elenco degli aventi diritto. La Commissione, anche sulla base delle evidenze fornite, ha accettato la proposta italiana e, successivamente, il 12 dicembre 2012 ha notificato di non sollevare obiezioni circa la lista degli impianti italiani che hanno fatto richiesta di essere esclusi dall'ETS.

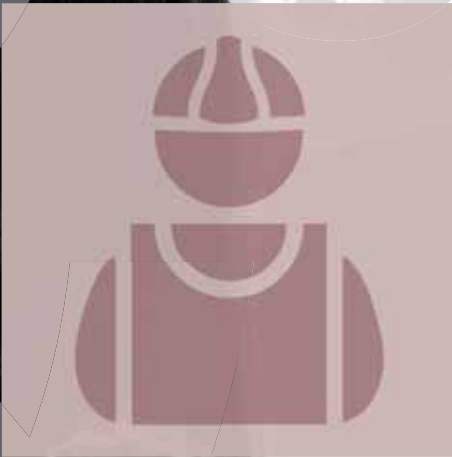
Tale percorso ha consentito a 166 impianti italiani di uscire dal campo di applicazione della Direttiva ETS e di essere sollevati dagli obblighi di rispettarne le prescrizioni. Di tali impianti, oltre il 56% appartenente al settore della ceramica e dei laterizi, su un totale di circa 1.370 impianti italiani ricadenti nel campo di applicazione della Direttiva ETS. Rientrano nel complesso anche centrali a cogenerazione, termoelettrici, ospedali, centrali per il teleriscaldamento e raffinerie. A tali impianti sono applicate disposizioni nazionali in base alle quali essi non dovranno superare i livelli di emissioni quantificati in modo da rispettare l'integrità ambientale della Direttiva ETS (calcolati sulla base del criterio del *benchmark* applicato agli impianti che ricadono nel campo di applicazione della Direttiva ETS o come riduzione delle emissioni al 2020 del -21% rispetto ai livelli del 2005). In caso di mancato rispetto di tali obblighi, per ciascuna tonnellata di CO₂eq in eccesso rispetto alle emissioni consentite, l'impianto "piccolo emettitore" potrà scegliere se restituire un corrispondente numero di quote EUA o corrispondere all'erario un ristoro economico valorizzato sulla base del prezzo delle quote EUA dell'anno precedente. Nel caso in cui l'impianto escluso dovesse emettere più di 25.000 tCO₂eq in uno degli anni del periodo 2013-2020, esso rientrerà automaticamente nel Sistema ETS e in futuro non potrà essere oggetto di ulteriore esclusione dal campo di applicazione della Direttiva ETS.

Monitoraggio delle politiche per il clima

In coerenza con le attività svolte a livello nazionale dal GSE in materia di controllo delle emissioni di gas serra, il GSE supporta i Ministeri competenti nel monitoraggio e nella partecipazione a processi negoziali, conferenze e incontri in contesti internazionali in materia di cambiamenti climatici e *low carbon economy*, con impatto sugli scenari energetici globali e in particolare sullo sviluppo di rinnovabili ed efficienza energetica. Tali attività sono svolte in particolare in supporto alla Direzione Generale per la Mondializzazione e i Temi Globali del Ministero degli Affari Esteri e di concerto con il Dipartimento Energia del Ministero dello Sviluppo Economico. Tra i *fora* sui quali il GSE fornisce supporto per l'analisi dei contenuti, anche collaborando alla definizione tecnica dei contributi italiani al dialogo internazionale, nel 2012 si ricordano in particolare:

- 18° Conferenza delle Parti della Convenzione ONU sui Cambiamenti Climatici, tenutasi a Doha nel dicembre 2012;
- 3° *Clean Energy Ministerial*, tenutosi a Londra nell'aprile 2012, con un *focus* particolare sugli strumenti finanziari pubblici e privati necessari a stimolare la trasformazione della matrice energetica globale verso un modello sostenibile e compatibile con le sfide climatiche;
- 14° *Major Economies Forum on Energy and Climate*, tenutosi a New York nel settembre 2012;
- sessioni 2012 del *Climate Change Expert Group* presso OCSE/AIE, *ad hoc working group* convocato congiuntamente dall'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico e dall'Agenzia Internazionale per l'Energia, al fine di sostenere i Paesi membri nei loro sforzi tesi a costruire una solida ed efficiente politica internazionale sui cambiamenti climatici (l'attività GSE è consistita nella partecipazione ai due appuntamenti annuali del gruppo in rappresentanza del Ministero degli Esteri);
- Rio+20 - Conferenza internazionale sullo sviluppo sostenibile (*United Nations Conference on Sustainable Development*), svoltasi nel mese di giugno 2012 a 20 anni di distanza dell'*Earth Summit* di Rio del 1992;
- 3° e 4° Assemblea della *Partnership for Market Readiness*, iniziativa di Banca Mondiale finalizzata a stimolare lo sviluppo di sistemi di scambio di quote di emissione in economie emergenti.





**Studi, statistiche,
monitoraggio
e servizi specialistici**

Studi, statistiche, monitoraggio e servizi specialistici

Elaborazione di studi e rapporti specialistici

Negli ultimi anni il GSE ha dedicato un impegno crescente all'approfondimento di studi e analisi inerenti le energie rinnovabili e l'efficienza energetica. Tale attività è svolta *in primis* a supporto del Ministero dello Sviluppo Economico, nonché con finalità informative e divulgative, in ottemperanza a quanto stabilito dal D.Lgs. 28/11 e ribadito più di recente dal D.M. 6 luglio 2012.

Nel corso del 2012 il GSE ha ulteriormente rafforzato le attività avviate negli anni precedenti, con particolare riferimento alle seguenti tematiche:

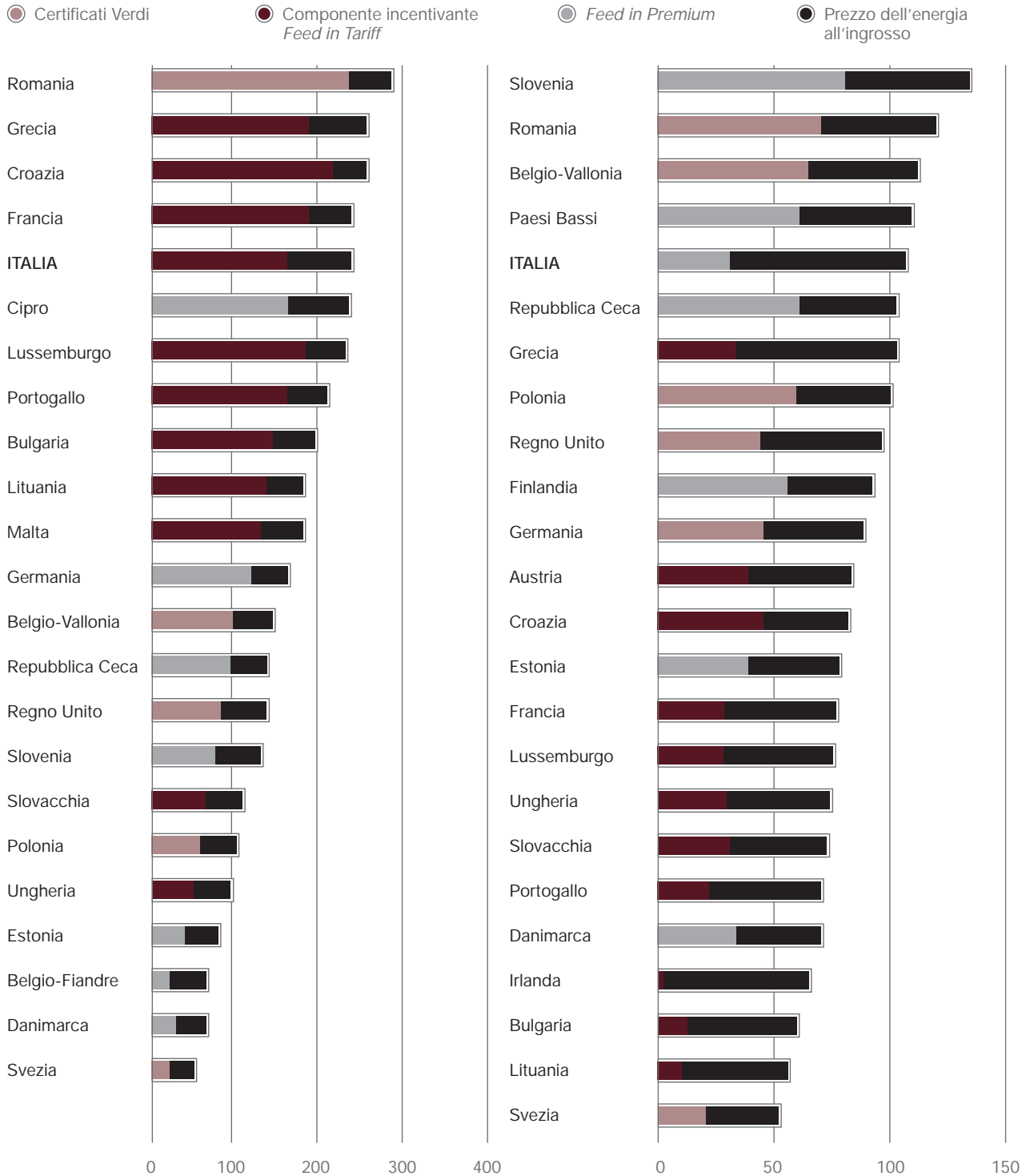
- definizione di scenari di sviluppo delle rinnovabili e di evoluzione degli oneri di incentivazione a medio e lungo termine;
- analisi e confronto delle politiche incentivanti per le rinnovabili (settore elettrico, termico, trasporti, cogenerazione) a livello internazionale, funzionale non solo a individuare *best practice* da imitare, ma anche a mettere in luce le opportunità di investimento all'estero per le imprese italiane;
- rilevazione dei costi di produzione dell'energia da fonti rinnovabili, in Italia e all'estero e analisi di redditività degli investimenti tipo;
- valutazione degli impatti economici, industriali e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica;
- elaborazione di un modello per il monitoraggio delle ricadute ambientali dello sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica (valutazione delle emissioni evitate, ecc.);
- ricognizione dei sistemi di certificazione delle filiere delle biomasse e della sostenibilità dei bioliquidi/biocarburanti a livello internazionale;
- monitoraggio dei procedimenti autorizzativi nazionali e regionali.

Tra le attività menzionate una delle aree di studio particolarmente presidiate, anche attraverso la partecipazione a gruppi di lavoro internazionali, è quella relativa all'analisi dei meccanismi di promozione delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e della cogenerazione a livello internazionale. I risultati ottenuti da questo osservatorio consentono l'elaborazione di rapporti specialistici di approfondimento e confronto, utili per individuare e mettere in luce *best practice and lesson learnt*, funzionali alle valutazioni propedeutiche alla revisione delle politiche energetiche e della normativa. Inoltre, l'analisi delle politiche energetiche a livello internazionale, che si traduce anche nell'elaborazione di *country report* specifici, risulta utile anche per mettere in luce opportunità di investimento interessanti per potenziali investitori italiani pronti a cogliere occasioni di *business* sui mercati mondiali.

Un altro tema strategico è la predisposizione di un sistema di valutazione delle ricadute economiche, industriali e occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell'efficienza energetica sul territorio nazionale, in grado di adempiere in modo efficace e ottimale ai compiti assegnati al GSE dal D.Lgs. 28/11. Ciò ha richiesto l'elaborazione di un'apposita metodologia, per la cui elaborazione sono stati analizzati tutti i migliori studi internazionali, con proficue attività di confronto con importanti centri di ricerca e *stakeholder* del settore, anch'essi impegnati nell'approfondimento del perimetro della cosiddetta *green economy*. Il monitoraggio delle ricadute ambientali connesse allo sviluppo delle fonti rinnovabili ha comportato, in primo luogo, la definizione di un modello per il calcolo degli impatti ambientali sia in termini di emissioni evitate (utilizzando l'approccio del ciclo di vita), sia in termini di effetti sul territorio. In particolare, in base a quanto disposto dal D.Lgs. 28/11, è stata stimata, per gli anni 2009, 2010 e 2011 la riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili nei settori dell'elettricità, del calore e dei trasporti.

Di particolare rilievo è anche l'attività svolta nell'ambito dello studio e del monitoraggio dei sistemi di certificazione delle filiere delle biomasse e della sostenibilità dei bioliquidi e dei biocarburanti a livello internazionale, tema sul quale il GSE è coinvolto in un *implementing agreement* in ambito IEA (*International Energy Agency*). Infatti, dal 2012, i bioliquidi e i biocarburanti possono essere incentivati a livello comunitario solo se rispettano i criteri di sostenibilità stabiliti a livello europeo dalla Direttiva 2009/28/CE e dalla Direttiva 2009/30/CE, recepite in Italia rispettivamente con il D.Lgs. 28/11 e il D.Lgs. 55/11.

FIGURA 56
ESEMPIO DI ANALISI COMPARATIVA DEI MECCANISMI DI SOSTEGNO
ALLE FER ELETTRICHE IN EUROPA: REMUNERAZIONE TOTALE MEDIA [€/MWh]
DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI SU EDIFICI DI TAGLIA PARI A 3 kW [SX] E DI IMPIANTI EOLICI
ON-SHORE DI TAGLIA PARI A 10 MW [DX] (VALORI RELATIVI AL 30 GIUGNO 2013)



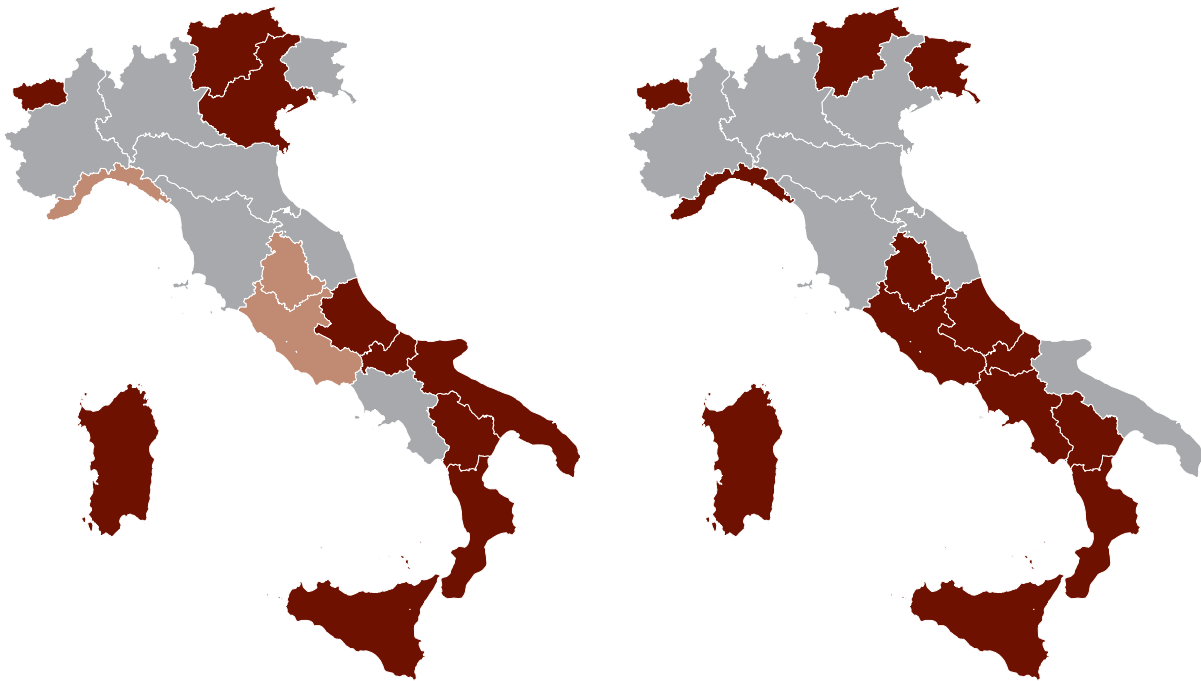
Infine, data la rilevanza delle barriere non economiche allo sviluppo delle rinnovabili in Italia, di rilevante interesse è la ricognizione e la comparazione dei procedimenti autorizzativi a livello regionale. È stato peraltro implementato un sistema di monitoraggio della normativa che, partendo dal livello nazionale, arriva fino al dettaglio provinciale e permette un aggiornamento continuo in materia.

Il lavoro di analisi e di continuo aggiornamento contribuisce al costante impegno del GSE nell'elaborazione di pubblicazioni, articoli, note su svariati argomenti inerenti tematiche energetico-ambientali, nonché nelle attività di formazione e informazione rivolte sia agli addetti ai lavori ma anche e soprattutto a un pubblico più ampio. In parallelo alle attività già descritte, ulteriori progetti sono stati avviati e sviluppati nel corso del 2012. Completa il quadro descritto la partecipazione a gruppi di lavoro tecnico-scientifici o di *policy*, a livello nazionale e internazionale.

FIGURA 57

ESEMPIO DI ANALISI DEI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI A LIVELLO REGIONALE IN ITALIA: RIPARTIZIONE DELLE COMPETENZE PER L'AUTORIZZAZIONE UNICA [SX] E LA VIA [DX]

● Competenze regionali ● Competenze regionali e provinciali ● Competenze provinciali



Le statistiche sulle energie rinnovabili

Il GSE partecipa con Terna alla rilevazione TER00001 "Statistica annuale della produzione e del consumo dell'energia elettrica", riguardante l'evoluzione del settore elettrico italiano sia dal lato dell'offerta (caratteristiche degli impianti di generazione e produzione) sia dal lato della domanda (consumi di elettricità per settore finale di utilizzo). Il GSE contribuisce fornendo i dati di tutti gli impianti fotovoltaici e degli impianti fino a 200 kW di potenza, alimentati dalle rimanenti fonti rinnovabili e non rinnovabili. La compartecipazione è volta al miglioramento qualitativo e quantitativo dei dati statistici consentito dall'utilizzo dei registri amministrativi creati dal GSE per compiti istituzionali.

Nel corso dell'anno 2012, sono stati pubblicati il "Rapporto Statistico 2011 - Impianti a fonti rinnovabili" e il "Rapporto Statistico 2011 - Solare fotovoltaico". Il primo documento, pubblicato anche in lingua inglese, riguarda l'insieme degli impianti di generazione elettrica a fonti rinnovabili nel nostro Paese, mentre il secondo è una monografia specifica per la fonte solare. È stato inoltre elaborato un "Rapporto Statistico UE 27 - Settore elettrico" al 2010, ultimo anno disponibile.

Nel 2012 sono entrati in esercizio numerosi impianti eolici e alimentati con bioenergie, ma sono soprattutto gli impianti fotovoltaici a caratterizzare la crescita del parco di generazione nell'anno. La potenza degli impianti fotovoltaici, pari a 16,4 GW a fine 2012 si è incrementata di circa 3,6 GW rispetto all'anno

precedente. Dal 2001 a oggi il parco di generazione nazionale si è trasformato: oltre alla crescita della potenza installata che è passata da 18,7 GW del 2001 a 47,1 GW del 2012, è cambiata la composizione del parco che fino ai primi anni del 2000 era formato quasi esclusivamente da impianti a fonte idraulica. Successivamente, grazie ai meccanismi di incentivazione, sono stati installati molti nuovi impianti in particolare alimentati da fonte solare, eolica e da bioenergie rendendo il parco piuttosto variegato. Inoltre, grazie alla crescita nel numero dei piccoli impianti, la generazione distribuita è divenuta un tratto caratteristico del sistema elettrico nazionale.

FIGURA 58
EVOLUZIONE DELLA POTENZA DA FONTI RINNOVABILI
INSTALLATA IN ITALIA DAL 2001 AL 2012 [MW]

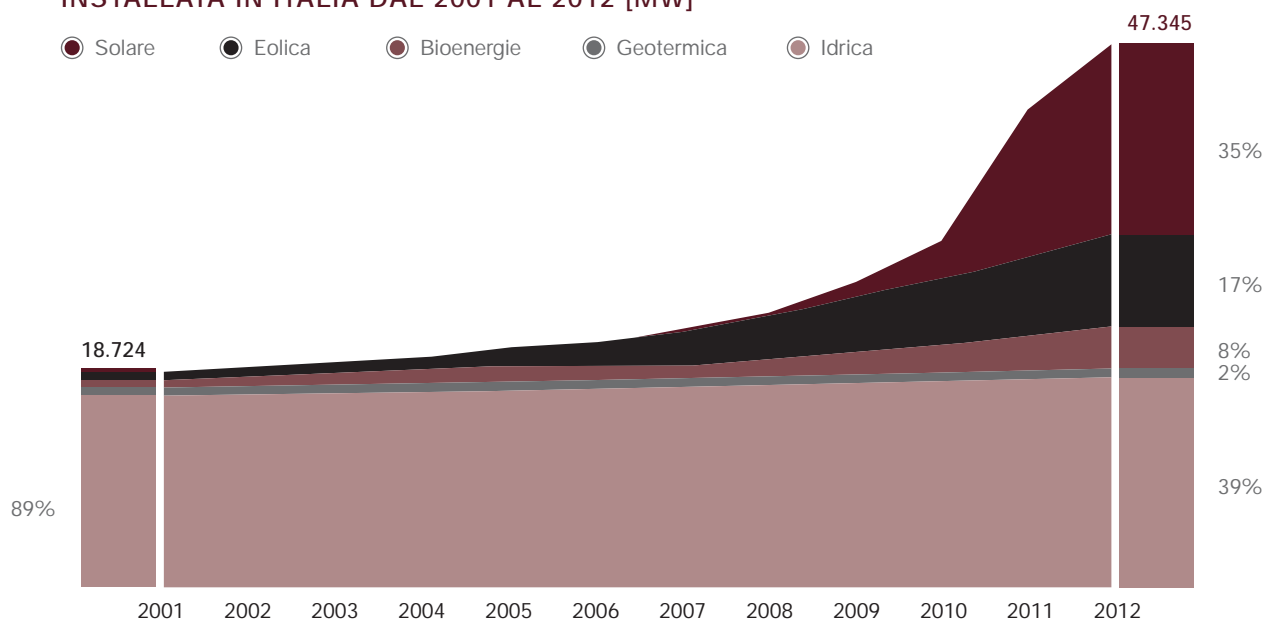
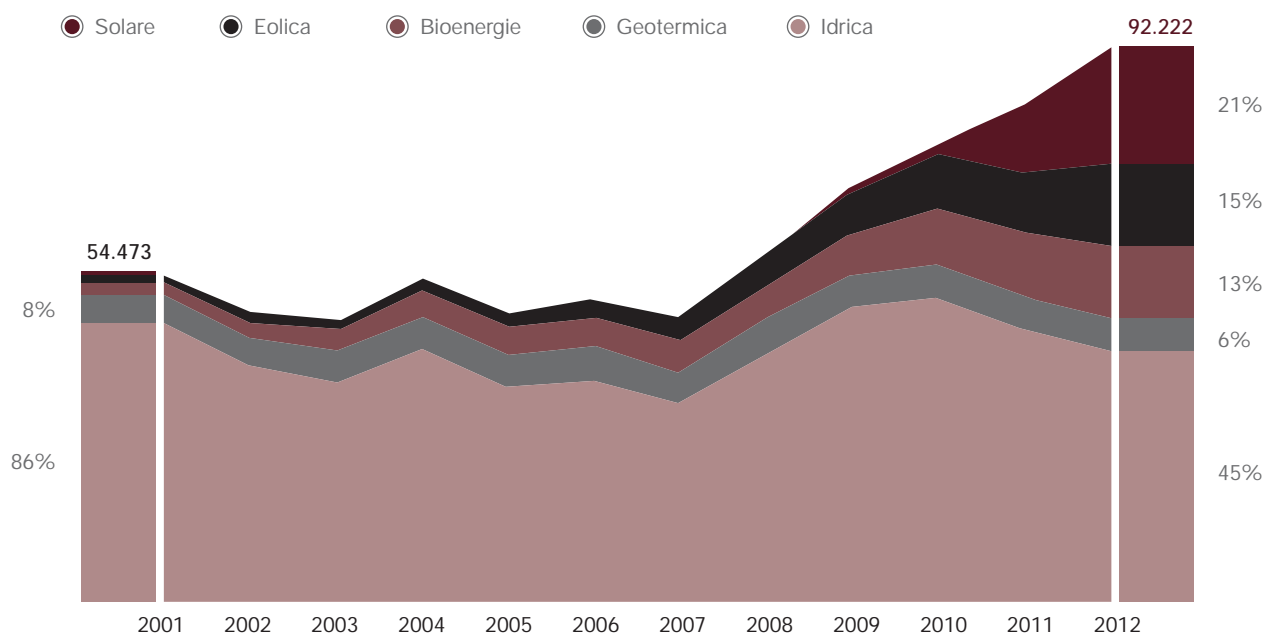


FIGURA 59
EVOLUZIONE DELLA PRODUZIONE DEGLI IMPIANTI
A FONTI RINNOVABILI IN ITALIA DAL 2001 AL 2012 [MW]



Nel 2012 la produzione da fonti rinnovabili è giunta a coprire il 27% del consumo interno lordo nazionale, rispetto al 24% dello scorso anno.

TABELLA 68

EVOLUZIONE DELLA PRODUZIONE DA FONTE RINNOVABILE [GWh]

	2008	2009	2010	2011	2012
Idraulica	41.623	49.137	51.117	45.823	41.875
Eolica	4.861	6.543	9.126	9.856	13.407
Solare	193	676	1.906	10.796	18.862
Geotermica	5.520	5.342	5.376	5.654	5.592
Bioenergie	5.966	7.557	9.440	10.832	12.487
Totale FER	58.164	69.255	76.964	82.961	92.222
CIL [GWh]	353.560	333.296	342.933	346.368	340.400
FER/CIL [%]	16	21	22	24	27

Nel corso del 2012 è stato arricchito di contenuti, curato il *restyling* e sono state migliorate le prestazioni del portale "Atlasole", che già dal 2007 rappresenta dinamicamente la diffusione degli impianti fotovoltaici incentivati con il Conto Energia, affiancato dal portale "Atlavento", l'atlante degli impianti eolici in esercizio in Italia e nel mondo.

Il GSE ha partecipato a tavoli di lavoro internazionali organizzati da Eurostat e dalla Commissione Europea, al fine di aggiornare le metodologie di calcolo previste dalla Direttiva 2009/28/CE e dal Regolamento CE 1099/2008, e ai Circoli di qualità del Sistan per le tematiche afferenti alle energie rinnovabili, ai fini della redazione del prossimo Piano Statistico Nazionale, proponendo anche l'introduzione di nuovi temi.

Attraverso una casella di posta dedicata, nel 2012 sono state soddisfatte più di 300 richieste informative sui dati delle rinnovabili giunte da Università, Enti locali, operatori di settore, studiosi e consulenti.

In occasione della giornata italiana della statistica, tenutasi il 23 ottobre 2012, il GSE ha aderito alla richiesta dell'ISTAT di contribuire alle celebrazioni con iniziative mirate, ponendo attenzione al mondo delle scuole, dalla primaria alla superiore. In tale circostanza il GSE ha distribuito a scuole della città di Roma i Rapporti Statistici e i poster sulle rinnovabili. A ciò si aggiungono incontri, tenuti nel corso dell'anno con alunni e studenti, che hanno contribuito a rafforzare nelle nuove generazioni una cultura statistica che aiuti a comprendere il ruolo delle rinnovabili. L'unità Statistiche, responsabile dell'autocertificazione dell'obbligo da parte di produttori e importatori di energia elettrica da fonte convenzionale, nel corso del 2012 ha proseguito nell'attività di raccolta e verifica delle certificazioni presentate dai soggetti obbligati.

Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI)

Il monitoraggio statistico dei consumi di FER e, più in generale, del grado di raggiungimento degli obiettivi individuati dalla Direttiva 2009/28/CE e dal PAN (intermedi e al 2020, complessivi e settoriali, nazionali e regionali) risulta di fondamentale importanza. Il D.Lgs. 28/11, che recepisce la Direttiva 2009/28/CE, attribuisce al GSE la responsabilità tecnica di queste attività. È, infatti, il GSE che, nell'ambito del suo tradizionale ruolo di supporto al MISE, deve concretamente organizzare e gestire "un sistema nazionale per il monitoraggio statistico dello stato di sviluppo delle fonti rinnovabili".

Il sistema messo a punto dal GSE da inizio 2011 per il monitoraggio delle energie rinnovabili è denominato SIMERI - Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili. SIMERI è una piattaforma statistica e informatica funzionale al controllo dello stato di raggiungimento degli obiettivi vincolanti fissati dalla Direttiva 2009/28/CE. Si tratta di un complesso di metodi e strumenti informativi per rilevare, con la dovuta affidabilità e continuità, i dati statistici utili per verificare l'evoluzione delle fonti rinnovabili di energia in Italia. Come richiesto dalla normativa, il sistema è sviluppato in piena coerenza con le metodologie e le norme stabilite in ambito UE/Eurostat e armonizzato con l'attuale sistema statistico in materia di energia, operando in continuità e coerenza con esso.

In termini operativi, in Italia il sistema di monitoraggio statistico della produzione elettrica, sviluppato tradizionalmente da Terna con il supporto diretto del GSE per le fonti rinnovabili, è oggi ampiamente consolidato; le attività sviluppate dal GSE nel corso del 2012, pertanto, si sono concentrate soprattutto sul settore termico e su quello dei trasporti, applicando le metodologie sviluppate dallo stesso GSE e recepite nel Decreto MISE del 14 gennaio 2012. Sono state altresì sviluppate le proposte per l'individuazione delle

metodologie di monitoraggio degli obiettivi regionali in materia di consumi finali lordi di energia elettrica, termica e nei trasporti definiti dal Decreto MISE del 15 marzo 2012 (Decreto *Burden Sharing*).

Tutti i dati di monitoraggio sono elaborati e gestiti nell'ambito del Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI), il portale continuamente aggiornato dal GSE ai sensi del D.Lgs. 28/11.

Dal punto di vista della diffusione *on-line* dei dati statistici sulle energie rinnovabili, infine, il GSE ha sviluppato una piattaforma informativa - il portale del sistema SIMERI - aperto a tutti e consultabile attraverso la *homepage* del sito istituzionale, contenente dati statistici per l'intero settore energetico declinati nei settori elettrico, termico e trasporti. Dal portale è possibile scaricare cruscotti dinamici per navigare nei dati o semplici tabelle *Excel*, nonché tutti i riferimenti normativi che regolano il monitoraggio dei dati statistici per l'intero settore energetico. Inoltre, il portale ha un'area riservata dedicata alle Regioni che permette loro l'accesso a dati disaggregati a livello provinciale.

La tabella seguente riporta l'andamento dei principali dati statistici ricavati dal sistema SIMERI.

TABELLA 69

CONSUMO FINALE LORDO TOTALE E PER SETTORE [MTep]

Settore di consumo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
FER - Elettricità [MTep]	4,85	4,83	4,86	5,06	5,39	5,92	7,01
FER - Termico [MTep]	2,02	2,53	2,31	3,31	4,28	5,26	6,07
FER - Trasporti [MTep]	0,18	0,16	0,14	0,75	1,17	1,45	1,40
Consumi Finali Lordi [MTep]	137,57	135,64	132,72	131,98	124,87	128,51	126,23
Quota FER/Consumi Finali Lordi [%]	5,12	5,54	5,51	6,91	8,68	9,83	11,47

Il monitoraggio dati

La Delibera ARG/elt 115/08 ("Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento") e le sue successive modifiche hanno definito le modalità e i criteri per lo svolgimento da parte del GSE delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico. L'obiettivo perseguito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas è quello di promuovere la concorrenza e di tutelare gli interessi di utenti e consumatori.

Il GSE gestisce quindi la banca dati (*data warehouse*) necessaria alle funzioni di monitoraggio dotandosi altresì di uno strumento di *business intelligence* e di reportistica, nonché di uno strumento per l'interrogazione e l'accesso, da remoto, verso la medesima banca dati, sia da parte del GSE sia da parte dell'Autorità. Sono conseguentemente stati sviluppati più di 20 *report* in merito alle seguenti macro-categorie di *business* aziendale:

- Qualifiche IAFR, IAFR per il Teleriscaldamento e IRGO;
- riconoscimenti GO;
- Certificati Verdi e relativi adempimenti all'obbligo di cui all'articolo 11 del Decreto 79/99;
- Conto Energia;
- cessioni energia;
- energia ritirata e convenzionata con il GSE;
- anagrafiche impianti;
- indicatori chiave di prestazione (KPI) relativi agli impatti in tariffa (componente A3).

Nel 2012 sono stati ulteriormente sviluppati gli strumenti di reportistica per l'elaborazione e l'analisi dei dati del *business* aziendale, anche a seguito di sessioni di collaudo della banca dati congiunte con l'AEEG.

I servizi specialistici per la Pubblica Amministrazione

La Legge 99/09 stabilisce che le Pubbliche Amministrazioni possano rivolgersi al GSE per la fornitura di servizi specialistici in campo energetico. Con apposito atto di indirizzo del 29 ottobre 2009, il Ministro dello Sviluppo Economico ha definito le modalità con cui il GSE può fornire tali servizi:

- per le Amministrazioni centrali dello Stato e gli organi costituzionali, il supporto si può concretizzare in consulenza per applicazioni specifiche e interventi presso le loro sedi istituzionali, riguardanti l'efficienza energetica (EE) e le fonti energetiche rinnovabili (FER);

- per le Regioni e le Province autonome, la consulenza può riguardare gli aspetti informativi dello sviluppo territoriale delle fonti rinnovabili e delle relative forme di incentivazione;
- per i Comuni, i servizi possono essere forniti di norma in affiancamento all'ANCI, in conformità a un Protocollo d'intesa.

I servizi specialistici in campo energetico possono riguardare i seguenti argomenti:

- promozione, diffusione e sviluppo delle fonti rinnovabili e della cogenerazione;
- meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da impianti cogenerativi, incluse le modalità e le condizioni di accesso agli stessi;
- efficienza energetica, in particolare tramite il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili.

L'azione di supporto del GSE alla PA si articola in attività specialistiche di ingegneria energetica, definite da protocolli d'intesa e convenzioni, e in azioni informative e formative volte a diffondere una cultura dell'energia compatibile con le esigenze dell'ambiente e a trasmettere conoscenze specifiche sui meccanismi di incentivazione, sulle tecnologie di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e di Cogenerazione ad Alto Rendimento.

Supporto alla PA centrale

È stata fornita consulenza sui temi della produzione di energia elettrica e termica da rinnovabili, della cogenerazione e dell'efficienza energetica, anche per l'individuazione delle migliori soluzioni tecnico-economiche e contrattuali, e per la redazione di avvisi pubblici riguardanti la realizzazione di interventi e impianti. In particolare:

- con la convenzione stipulata tra il GSE e il Senato della Repubblica Italiana, è stato fornito supporto all'Amministrazione per la definizione delle esigenze specifiche in merito alla realizzazione, su immobili di proprietà, di interventi di EE e di impianti alimentati a FER, principalmente utilizzando la tecnologia fotovoltaica, compresa l'analisi tecnico-commerciale e il supporto nella fase di predisposizione della documentazione di gara e contrattuale; sono stati inoltre definiti i contenuti per la predisposizione di documentazione informativa, per uso interno all'Amministrazione, in tema di efficienza e sostenibilità energetica negli edifici pubblici di proprietà;
- nell'ambito del Programma Operativo Interregionale "Energie rinnovabili e risparmio energetico" 2007-2013 (POI Energia), è stato supportato il Ministero dello Sviluppo Economico attraverso la partecipazione a commissioni tecniche per la valutazione delle istanze presentate ai sensi degli avvisi pubblici per il finanziamento di progetti per la produzione di energia da fonti rinnovabili su edifici pubblici (bando maggio 2010, bando "Progetti esemplari", bando "Progetto JUSTICE"). Il POI Energia è un programma di sostegno, finanziato da fondi comunitari e nazionali, per le Regioni italiane Obiettivo "Convergenza", concertato tra il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), il Ministero dell'Ambiente (MATTM), le Regioni Obiettivo "Convergenza" e un nutrito partenariato economico e sociale. L'obiettivo del programma è quello di aumentare la quota di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica, promuovendo le opportunità di sviluppo locale, integrando il sistema di incentivi messo a disposizione dalla politica ordinaria, valorizzando i collegamenti tra produzione di energie rinnovabili, efficientamento e tessuto sociale ed economico dei territori in cui esse si realizzano;
- con la convenzione stipulata tra il GSE e il Ministero degli Affari Esteri, è stato fornito supporto specialistico per l'analisi preliminare di alcune opportunità per la realizzazione, presso sedi estere (Ambasciate e Consolati), di interventi di efficienza energetica e di produzione di energia elettrica da FER; sono stati inoltre definiti i contenuti per la predisposizione di documentazione informativa, in tema di efficienza e sostenibilità energetica negli edifici sede dell'Amministrazione.

Supporto alle altre PA

È stata fornita consulenza in merito alla realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili, principalmente fotovoltaici, supportando le Amministrazioni nell'analisi dei consumi energetici dei propri edifici, nell'identificazione delle criticità sotto il profilo energetico e nella valutazione tecnico-economica preliminare degli interventi. Alle Pubbliche Amministrazioni territoriali (Regioni e Province autonome e grandi Comuni) sono stati inoltre erogati corsi di formazione sui temi dello sviluppo delle energie rinnovabili, della cogenerazione e dell'efficienza energetica, in base alle modalità definite dall'atto di indirizzo del MISE del 29 ottobre 2009 e dal D.Lgs. 28/11. Oltre a fornire le necessarie informazioni, anche di dettaglio, sulle fonti rinnovabili e sui relativi meccanismi di incentivazione, le giornate hanno consentito la presentazione di tutte le attività svolte dal GSE, con particolare riferimento a quelle definite dal D.Lgs. 28/11, che promuove tra l'altro le collaborazioni tra amministrazioni finalizzate allo scambio di informazioni, dati e buone pratiche per l'attuazione delle politiche nazionali in tema di rinnovabili ed efficienza energetica.







**Attività
internazionali**

Attività internazionali

Se il 2012 può essere considerato un anno particolarmente significativo per il dibattito sulle politiche energetiche europee, come illustrato nel capitolo primo del presente rapporto, lo è stato di conseguenza anche per le attività internazionali condotte dal GSE, declinate principalmente nella partecipazione a organizzazioni e iniziative multilaterali e nel lavoro svolto nell'ambito di progetti finanziati a livello comunitario. Naturalmente la presenza attorno ai tavoli internazionali è stata accompagnata dal costante monitoraggio della legislazione dell'Unione Europea di settore (in particolare mercato interno dell'energia, fonti rinnovabili, efficienza energetica), che si è tradotta nella tempestiva segnalazione delle novità di interesse, anche sotto il profilo interpretativo, con potenziale impatto sulle attività aziendali.

Collaborazioni nell'ambito di iniziative e organizzazioni

La partecipazione ad associazioni internazionali ha visto, oltre alla consolidata presenza del GSE all'interno dell'IEA (*International Energy Agency*), dell'OME (*Observatoire Méditerranéen de l'Energie*) e dell'AIB (*Association of Issuing Bodies*), anche l'adesione alla neo costituita RES4MED (*Renewable Energy Solutions for the Mediterranean*). Per quanto riguarda l'Agenzia Internazionale dell'Energia, il GSE rappresenta l'Italia oramai dal 2007 nel *Working Party on Renewable Energy Technology* (c.d. REWP), piattaforma di scambio e di dialogo tra i governi dei Paesi membri dell'Agenzia su aspetti rilevanti per lo sviluppo delle FER e la loro integrazione nel mercato energetico, in particolare facendo riferimento alle prospettive tecnologiche condotte nell'ambito degli *Implementing Agreement* (IA) di riferimento. In particolare, il GSE ha aderito, quale *Contracting Party* su delega dell'Italia, a due degli IA di settore (*Bioenergy* e *Ocean Energy Systems*). Focus del 2012 le scelte di intervento sulle politiche energetiche nazionali, condotte da diversi Paesi, per far fronte all'accresciuta competitività delle fonti rinnovabili dovuta a un *trend* di significativa riduzione dei costi di generazione. Dal dialogo all'interno del REWP è maturata una più attenta capacità di analisi delle *policy* per le fonti rinnovabili con attenzione particolare ai meccanismi di incentivazione, processi autorizzativi, accesso alle infrastrutture e a finanziamenti. Questo gruppo di lavoro si interfaccia in modo diretto con la Divisione Rinnovabili dell'IEA, interlocutore privilegiato anche di diverse organizzazioni e *network* internazionali di più recente istituzione, tra cui IRENA (*International Renewable Energy Agency*), organizzazione intergovernativa il cui obiettivo principale è la promozione e diffusione delle energie da fonti rinnovabili nei Paesi in via di sviluppo. Il contributo ai tavoli di lavoro di IRENA si è concretizzato nello specifico nella revisione nazionale del *Progress Report* sull'utilizzo a livello globale delle rinnovabili elaborato nell'ambito dell'iniziativa *Global Renewable Energy Roadmap* (REMAP 2030): il documento approvato costituisce la pietra miliare a partire dalla quale è attualmente in corso di sviluppo una *roadmap*, incardinata nel quadro dell'iniziativa *Sustainable Energy for All* (SE4ALL) del Segretariato Generale ONU, il cui obiettivo è quello di definire le azioni che gli Stati possono condurre per contribuire a raddoppiare l'attuale quota di rinnovabili nel *mix* energetico globale in una prospettiva temporale al 2030 rispetto ai livelli del 2010.

L'OME, associazione che promuove la cooperazione interregionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, facendo dell'energia un elemento di integrazione regionale, vede il coinvolgimento del GSE nel *Renewable Energy and Sustainable Development Committee* (RESDC), all'interno del quale condivide la propria esperienza nel campo della promozione della generazione elettrica da FER. Per il 2012, la presenza all'interno dell'associazione ha consentito al GSE di condividere con gli altri *partner* internazionali, la posizione italiana condotta all'interno del CIACE (Comitato Interministeriale per gli Affari Europei) e funzionale alla stesura del *Masterplan* del "Piano Solare Mediterraneo", adottato nel 2008 dall'Unione del Mediterraneo. Il tema dell'integrazione del mercato energetico europeo con quello dell'area MENA (*Middle East and North Africa*) è stato nel 2012 particolarmente significativo e oggetto di ampio dibattito in sede europea, anche attorno al tavolo che ha visto controparti gli Stati membri (per l'Italia il GSE) e la Commissione stessa proprio sui Meccanismi di Cooperazione identificati dalla Direttiva 2009/28/CE e che prevedono la possibilità di conseguire gli obiettivi nazionali attraverso progetti comuni realizzati dai Paesi UE con uno o più Paesi terzi, a condizione che l'energia elettrica in questione sia consumata all'interno dell'Unione. Tali meccanismi sono oggetto, così come gli schemi di incentivazione, di linee guida volte a favorirne l'utilizzo e che saranno adottate entro il 2013. Sempre guardando al Mediterraneo e al contempo rispondendo alle esigenze di crescita sostenibile dell'area, il GSE è tra i soci fondatori di RES4MED - *Renewable Energy Solutions for the Mediterranean*, associazione nata con l'obiettivo di promuovere le energie rinnovabili, le infrastrutture elettriche necessarie al loro trasporto e misure di efficienza energetica e in tale ambito sta conducendo approfondimenti di carattere regolatorio nei Paesi MENA, al fine di verificarne le opportunità di accesso agli investitori istituzionali. Il lavoro condotto dall'associazione è in linea con gli obiettivi del GSE lì dove la prospettiva è di gestire programmi di formazione sulle tematiche energetiche, rivolti non solo agli associati ma anche ai Paesi della sponda sud del Mediterraneo, attraverso finanziamenti internazionali.





Sempre nel 2012 e in questo raggio di azione, il GSE ha condotto, su richiesta dell'ANME (*Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie*), agenzia energetica tunisina, uno studio relativo all'applicazione dell'articolo 9 della Direttiva 28.

Il GSE ha continuato a essere attivamente presente anche sul fronte dell'AIB (*Association of Issuing Bodies*), associazione internazionale *no-profit*, che promuove l'utilizzo del sistema *standard* di certificazione dell'energia EECS - *European Energy Certificate System*. L'associazione vede la partecipazione di 18 membri rappresentativi di 13 Paesi comunitari, oltre a Norvegia, Svizzera e Islanda. Fanno parte dell'AIB per lo più regolatori e gestori di rete, responsabili a livello nazionale del rilascio delle Garanzie di Origine, e Associazioni non governative. Nell'ambito della struttura associativa, il GSE è stato particolarmente attivo con una presenza sia nel *General Meeting* sia nel *Board*, l'organismo di gestione che definisce le linee strategiche associative, e nei diversi gruppi di lavoro: *Internal Affairs* (WGIA), *External Affairs* (WGEA), *Systems* (WGS). Il 2012 ha visto l'accesso di molti degli associati al sistema di Garanzie di Origine - GO (previste dall'articolo 15 della Direttiva 2009/28/CE) gestito dall'AIB che, attraverso il proprio *hub*, consente lo scambio internazionale dei titoli medesimi. Il GSE, che fino al 2012 ha operato in tale ambito con il rilascio dei certificati RECS, a luglio del 2013 ha aderito anche per lo schema di GO, adempiendo all'esigenza che tali certificazioni siano commercializzate a livello internazionale e consentendo così agli operatori nazionali di accedere al mercato europeo.

La presenza in AIB di un numero rappresentativo di Stati membri dell'Unione Europea e la conformità delle EECS *Rules* alle disposizioni della Direttiva 28 pone l'associazione in una posizione di primo piano nel contesto europeo tanto che la medesima è stata identificata anche nell'ambito CA-RES (cfr. paragrafo successivo) come opportunità per tutti i paesi comunitari di soddisfare le richieste dettate dalla legislazione europea.

L'attività internazionale si svolge in costante dialogo con il MISE in particolare sul fronte dell'IEA e del Partenariato Internazionale per la Cooperazione nell'Efficienza Energetica IPEEC (*International Partnership for Energy Efficiency Cooperation*), iniziativa che promuove l'adozione di misure di efficienza energetica. In particolare, il GSE è membro della *task force* IPEEC-WEACT, che vede come capofila il MISE e che promuove attività di *training* rivolto ad alti funzionari preposti all'attuazione delle politiche di efficienza energetica nei Paesi emergenti, attraverso l'organizzazione di seminari regionali internazionali e il successivo supporto attraverso meccanismi di condivisione via *web*.

Un'ulteriore collaborazione con il MISE è quella legata alla presenza del GSE nel gruppo di lavoro sulle rinnovabili nell'ambito dell'*Energy Community Treaty*. Nel corso del 2011 il tema centrale discusso presso la *task force* è stata l'individuazione di *target* vincolanti per i Paesi balcanici. Il 2012 ha visto la chiusura del negoziato con l'adozione a ottobre della Decisione che ha reso vincolanti tali obiettivi. Nel 2012 è stata attiva la presenza del GSE nell'ambito della *task force* strategica legata all'identificazione dei progetti di interesse comune (lato generazione e infrastrutture) per l'area del sud est europeo, processo che si chiuderà nel corso del 2013.

Partecipazione a progetti

L'impegno del GSE in ambito internazionale si traduce anche nell'adesione a diversi progetti volti all'approfondimento, allo studio e alla condivisione di esperienze in materia di fonti rinnovabili, efficienza energetica e certificazione del *mix* energetico. Il progetto comunitario *Concerted Action on the implementation of the RES directive* (CA-RES), finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito dell'IEE - *Intelligent Energy Europe*, si propone come obiettivo quello di definire, innanzitutto, lo stato dell'arte nell'ambito dell'Unione Europea in materia di fonti rinnovabili, di ciascuno degli aspetti affrontati dai diversi articoli nei quali la Direttiva 2009/28/CE si declina. In tal modo il progetto riesce poi a definire un dialogo tra Paesi volto a identificare *best practice* in merito a ciascuno dei diversi temi regolati dalla norma. Il progetto, della durata di 3 anni, si è concluso a luglio 2013, mese in cui è partita una seconda edizione del progetto che vede sempre il GSE nominato dal MISE in qualità di *partner* italiano, assieme ai rappresentanti degli altri Paesi europei. La prima edizione del progetto è stata articolata su 10 gruppi di lavoro, di cui uno presieduto dal GSE, quello relativo alle procedure amministrative degli impianti rinnovabili e delle infrastrutture, richiamate all'articolo 13 della stessa Direttiva. Il GSE ha continuato nel corso del 2012 a svolgere le attività previste nell'ambito del progetto internazionale "PV Parity", finanziato anch'esso dall'IEE, che vuole fornire supporto ai *policy maker* per la definizione del percorso regolatorio volto a traghettare la tecnologia del solare fotovoltaico verso la piena competitività rispetto alle fonti convenzionali. In relazione ai temi legati all'applicazione del D.M. 31 luglio 2009 sulla certificazione del *mix* energetico, il GSE ha ulteriormente rafforzato il proprio impegno in ambito internazionale attraverso la partecipazione al progetto RE-DISS (*Reliable Disclosure*), finanziato dalla Commissione Europea. Sempre con riferimento a tale ambito di attività, la società è membro del gruppo di lavoro tecnico del CEN/CENELEC "Garanzie di Origine e certificazioni energetiche", volto all'analisi degli strumenti di certificazione dell'energia e alla standardizzazione delle GO: un lavoro che, se non si identificheranno nuovi obiettivi, si chiuderà nel corso del 2013.





**Sostegno alla filiera
delle rinnovabili**

Sostegno alla filiera delle rinnovabili

Il progetto Corrente

Corrente è l'iniziativa del GSE che promuove, aggrega e valorizza la filiera italiana delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica. Creato nel 2010, con il patrocinio del Ministero dello Sviluppo Economico, Corrente, oltre a essere un portale *web* dedicato alla filiera *green* italiana (<http://corrente.gse.it>), è un progetto ad adesione gratuita e volontaria aperto a tutte le imprese italiane e ai centri di ricerca che desiderano sviluppare e rafforzare la propria competitività tecnologica e commerciale.

Il GSE, con il progetto Corrente, contribuisce alla creazione di un "Sistema Paese Italia" delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica grazie alla sinergia con numerosi *partner* istituzionali. Obiettivo del progetto è quello di favorire lo sviluppo di una rete tra imprese, enti di ricerca e istituzioni capace di sostenere uno sviluppo innovativo e virtuoso delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Nel 2012 Corrente ha visto crescere notevolmente le proprie iniziative e gli iscritti, passando dai circa 1.400 aderenti di dicembre 2010 ai 1.720 di fine 2012. Alla base di questo significativo *trend* di crescita vi sono i servizi e le attività che sono state proposte ai suoi aderenti nel corso dell'anno. Tutte le imprese aderenti hanno beneficiato di una serie di iniziative strategiche volte alla loro valorizzazione e promozione quali: eventi di formazione, iniziative di B2B e *matchmaking*, *info-day*, eventi fieristici, pubblicazione dei principali bandi di gara settoriali e informazioni sulle opportunità offerte dai mercati nazionali e internazionali.

Gli aderenti

Le aziende iscritte a Corrente rappresentano un fatturato annuo complessivo di oltre 25 miliardi di euro e sono attive in tutte le filiere energetiche di settore: energia solare, eolica, idrica, bioenergie, geotermia, sistemi di accumulo, *smart grid* e mobilità sostenibile. La maggior parte di queste sono localizzate nel Nord Italia (50%), seguono il Sud-Isole (30%) e il Centro (20%).

Le imprese di Corrente sono inoltre caratterizzate da differenti dimensioni in termini di fatturato, con un sostanziale equilibrio di rappresentatività fra le piccole e le medie imprese. Si segnala anche l'adesione di un cospicuo numero di grandi imprese che hanno consolidato la propria posizione nel settore negli ultimi anni e che a oggi costituiscono alcuni dei maggiori attori industriali a livello nazionale.

La dimensione economica degli aderenti è piuttosto eterogenea: il 59% degli operatori riporta un fatturato annuo inferiore a 2 milioni di euro, il 22% è composto da medie realtà industriali con una classe di fatturato che varia dai 2 ai 10 milioni di euro, il 12% da grandi imprese con un fatturato da 10 a 50 milioni di euro, il restante 7% è composto dai maggiori attori industriali del settore che presentano un fatturato superiore ai 50 milioni di euro.

Le piccole e medie imprese con meno di 25 dipendenti costituiscono l'85% del totale degli aderenti. Il restante 15% è composto da circa 160 società con una classe di dipendenti da 25 a 100 unità e da circa 80 imprese con oltre 100 addetti. Si segnala infine un'alta presenza di società di recente costituzione, a conferma del recente sviluppo della *green economy* a livello nazionale. Il 35% delle imprese aderenti è stata costituita tra il 2009-2012, il 34% tra il 2005 e il 2008, il 13% tra il 2000-2004, mentre il 18% attivo dai decenni precedenti ha avviato un processo di sviluppo industriale nel settore delle rinnovabili.

FIGURA 60
ANDAMENTO DELLE ADESIONI A CORRENTE

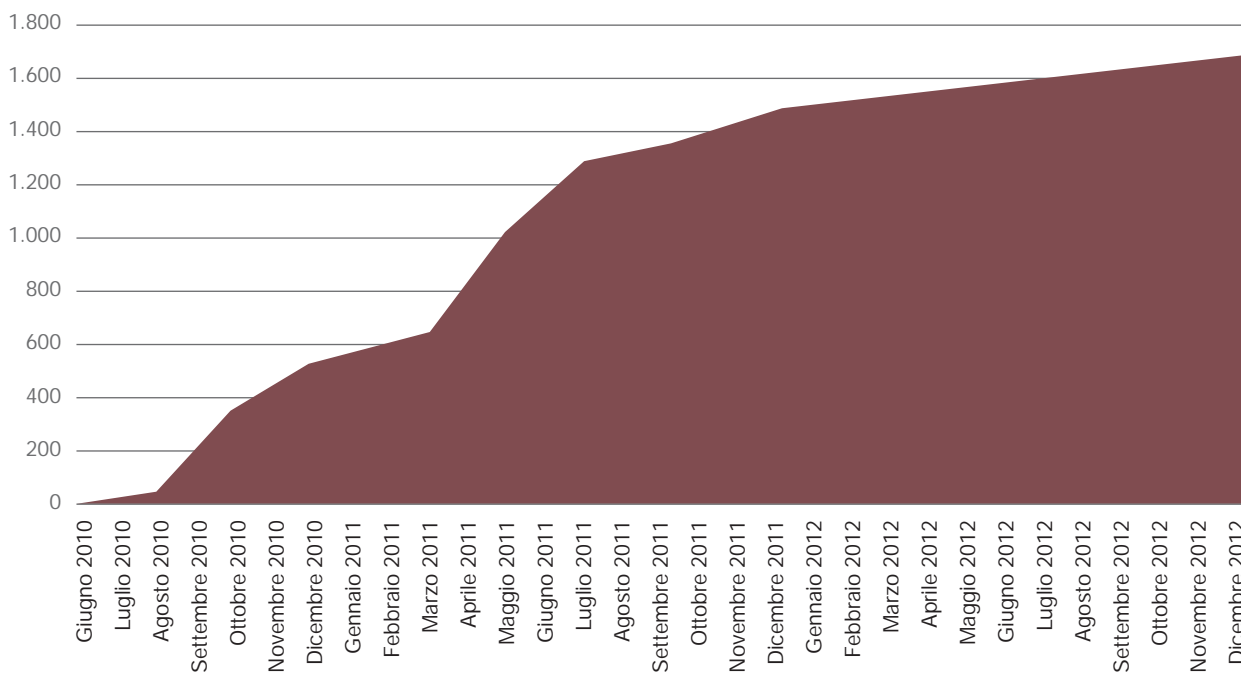
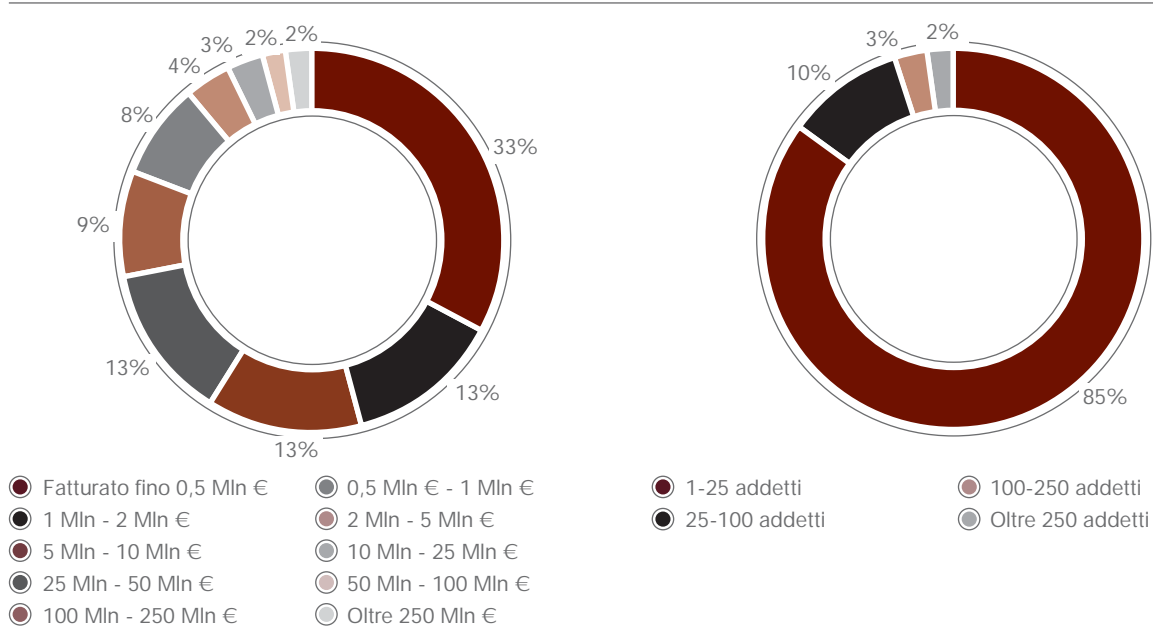


FIGURA 61
IMPRESE ADERENTI A CORRENTE PER FATTURATO E PER ADDETTI



Le attività

I servizi e le attività sviluppate nel corso del 2012 hanno contribuito anche all'incremento del numero delle aziende aderenti, che a dicembre 2012 hanno raggiunto le 1.720 unità, con una crescita del 15% rispetto ai valori del 2011.

Nel 2012 Corrente ha veicolato informazioni, presentato mercati e favorito la collaborazione tra PMI e centri di ricerca, creando opportunità e facilitando i contatti per contribuire alla crescita dell'industria italiana delle energie rinnovabili in Italia e nel mondo.

Corrente – grazie alla collaborazione con oltre 20 enti nazionali e internazionali – ha contribuito a promuovere la filiera italiana a livello nazionale e internazionale realizzando nel corso dell'anno oltre 25 iniziative dedicate, svolgendo oltre 1.000 incontri bilaterali settoriali, partecipando a sei missioni internazionali di sistema e dieci eventi settoriali nazionali, supportando gli enti italiani promotori con la partecipazione delle imprese aderenti a Corrente. Le iniziative svolte nel corso dell'anno sono state suddivise per area geografica di riferimento o settore di interesse.

Area Europa e finanziamenti comunitari

Realizzazione di tre iniziative settoriali volte a informare le imprese italiane della *green economy* circa le opportunità offerte dal contesto comunitario. Dai bandi di gara alle *call for proposals* europee fino alle opportunità di finanziamenti dedicate alla ricerca e all'innovazione nel settore energetico:

- *Info-day* nazionale *Intelligent Energy Europe 2012* – MISE e APRE;
- *Info-day* nazionale "Presentazione dei nuovi bandi 2013 Energia e Euratom del 7° Programma Quadro" – MISE e APRE;
- Seminario informativo "I finanziamenti della Regione Lazio per l'innovazione e la ricerca di interesse per la *green economy*" – FILAS.

Green Economy, finanza & ricerca

Promozione di tre iniziative settoriali volte a informare le imprese italiane della *green economy*, circa le opportunità offerte dal contesto finanziario e dalla ricerca di sistema:

- RSE Progetti per CORRENTE: Corrente incontra la ricerca di sistema;
- *Matchmaking* Corrente, i B2B della *green economy*;
- *Cleantech* IPO Forum con Borsa Italiana.

Corrente per il Sud America

Una serie di iniziative dedicate a favorire le opportunità di collaborazione commerciale e industriale tra le imprese italiane delle energie rinnovabili e le controparti sudamericane tra cui:

- Ciclo di Conferenze IILA "America Latina Protagonista del XXI secolo: incontri e opportunità";
- Conferenza *Hacia un centro de economía verde*;
- Rio+20, *Green Industry Platform Launch*.

Corrente per l'Africa

Iniziative per favorire le opportunità di collaborazione e cooperazione tra le imprese italiane delle energie rinnovabili e numerose delegazioni provenienti dal continente africano:

- Il Marocco incontra le eccellenze italiane dell'energia solare con UNIDO;
- Le eccellenze italiane incontrano le delegazioni imprenditoriali UNIDO ITPO Italy;
- Missione del Ministero della Cooperazione Internazionale in Burkina Faso;
- Iniziativa di incontri bilaterali tra i delegati UNIDO e le imprese di Corrente.

Call for USA & North America

Iniziative volte a favorire gli investimenti italiani in USA e lo sviluppo di collaborazioni commerciali con il Nord America:

- *Italy-USA green economy day: when Italian excellences meet U.S. business opportunities* con MAE e ICE;

- *Canadian Smart Grid Mission To Europe - The Italian Excellences;*
- Seminario sulle opportunità di investimento, offerte dalla Provincia canadese dell'Alberta con MAE e NCTM;
- *Webinar con ICE: Smart Grids in Italy - Technological Innovation and Investment Opportunities.*

Medio Oriente & Cina

Iniziative dedicate a favorire le opportunità di collaborazione tra le imprese italiane delle energie rinnovabili e le controparti provenienti dall'area del Medio Oriente e dalla Cina:

- *World Future Energy Summit 2012* con ICE e Ambasciata italiana EAU;
- *Sino - Italian Exchange Event SIEE 2012* con Fondazione IDIS.

Focus Romania e Giappone

Visto l'alto interesse delle imprese aderenti verso lo sviluppo delle rinnovabili in Romania e Giappone, Corrente ha realizzato - in sinergia con il sistema camerale italiano all'estero e l'ICE - quattro iniziative seminariali dedicate a illustrare i relativi sistemi di incentivazione alle aziende italiane interessate a investire in loco.

I servizi

Il portale di Corrente (<http://corrente.gse.it>) è uno strumento di aggregazione delle realtà imprenditoriali e industriali presenti sul territorio italiano; è una piattaforma a disposizione degli aderenti ai quali offre diversi servizi, tra cui la ricerca avanzata di prodotti e imprese, la pubblicazione di *news*, eventi di interesse e la divulgazione di studi di settore. Corrente inoltre offre a tutte le imprese aderenti:

Monitoraggio di bandi nazionali e internazionali

Pubblicazione con cadenza quindicinale dei bandi emanati dagli enti locali italiani e comunitari di interesse per la filiera italiana delle rinnovabili. I bandi riguardano gare per importi superiori ai 200.000 euro indette principalmente in Italia, Europa e bacino del Mediterraneo. Dal 2011 al 2012 Corrente ha selezionato e pubblicato circa 2.000 bandi di gara.

Newsletter

La *Newsletter* propone una selezione delle principali *news* su tematiche di interesse relative al mondo delle rinnovabili, le opportunità di internazionalizzazione e le attività sviluppate da Corrente. Le notizie e le informazioni pubblicate attraverso la *Newsletter* sono state oltre 400.

News

Il portale è aggiornato con notizie, informazioni ed eventi inseriti direttamente, sia dalle imprese aderenti sia dallo *staff* di Corrente. Le notizie pubblicate nel corso del 2012 sono state oltre 200.

Ricerca *partner* tecnologici, finanziari e commerciali

Per favorire l'aggregazione e la promozione della filiera italiana presso soggetti settoriali terzi, Corrente supporta gli aderenti nella ricerca di potenziali *partner* tecnologici, finanziari e commerciali sia direttamente sia attraverso il coinvolgimento dei suoi *partner* istituzionali. Si segnalano, tra le altre, le iniziative in ambito comunitario con il sistema *European Enterprise Network* e quelle fieristiche attraverso la realizzazione di agende bilaterali dedicate. Il servizio ha messo così in relazione: fondi di investimento stranieri con le piccole e medie realtà italiane che offrono prodotti ad alto contenuto tecnologico, operatori italiani con controparti comunitarie per realizzare *partnership* europee, oltre che imprese nazionali interessate a nuove opportunità in mercati internazionali.





**Attività
informative**

Attività informative

Il *Contact Center* del GSE

Il *Contact Center* del GSE, operativo dal 2005, interpreta un ruolo d'interfaccia qualificato e professionale a garanzia delle informazioni e dell'assistenza verso gli operatori di settore, per i quali fornisce servizi relativi ai differenti meccanismi incentivanti previsti dalla normativa, supportando gli interlocutori lungo tutto il processo gestito dal GSE. Le richieste riguardano le tematiche di seguito riportate.

- Meccanismi di incentivazione dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili, riconoscimento della Cogenerazione ad Alto Rendimento, nonché modalità di integrazione dei nuovi impianti nel sistema elettrico – servizio FER-CAR (Delibera AEEG 312/07). Il servizio si sostanzia nel fornire supporto nell'interpretazione applicativa della normativa sulle fonti di energia rinnovabili e sui meccanismi per la qualificazione degli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento.
- Meccanismi di incentivazione dell'energia solare fotovoltaica – servizio FTV: il servizio consiste nel fornire assistenza e supporto nell'espletamento degli adempimenti tecnico-procedurali, propedeutici all'accesso agli incentivi per l'energia fotovoltaica prodotta.
- Ritiro Dedicato dell'energia prodotta da fonti rinnovabili – servizio RID: il servizio garantisce assistenza ai clienti per l'accesso al regime di Ritiro Dedicato dell'energia.
- Meccanismi di accesso al regime di Scambio sul Posto – servizio SSP: il servizio informativo interessa i titolari di impianti che intendono compensare il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete con il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.
- Assistenza all'utilizzo del nuovo portale per l'accesso agli applicativi informatici, reso disponibile sul sito aziendale per la gestione, da parte dei clienti, dei propri rapporti commerciali con il GSE – servizio AP.
- Servizio *inbound* e *outbound* per il *Metering* Satellitare – servizio *Metering* Satellitare (Delibera ARG/elt 4/10): il servizio offre supporto ai titolari di alcune tipologie di impianti per l'inserimento di informazioni preliminari su un portale predisposto *ad hoc*.

Nel corso del 2012 ha avuto particolare impatto sul *Contact Center* la pubblicazione del D.M. 5 luglio 2012 relativo al Quinto Conto Energia e la relativa apertura del portale e del registro grandi impianti, la pubblicazione del D.M. 6 luglio 2012 relativo alle c.d. FER elettriche e del relativo portale e registro; tali attività hanno reso necessario effettuare rilevanti interventi di formazione degli operatori. Durante l'anno, inoltre, sono stati avviati importanti gruppi di lavoro per la progettazione di nuove attività relative alla gestione dell'efficienza energetica per le quali il legislatore intende avvalersi del supporto di GSE (c.d. FER Termiche e Certificati Bianchi) ed è stato attivato il servizio *outbound* per circa 300 clienti dello Scambio sul Posto al fine di sollecitare l'attivazione della convenzione da loro sottoscritta.

Per gestire in modo più efficiente le richieste del cliente, il *Contact Center* ha potenziato il sistema di *Customer Relationship Management* (CRM) che permette il corretto tracciamento dei contatti intercorsi con la clientela. Nel 2012, inoltre, è stato effettuato un importante processo di revisione nella gestione dell'*escalation* dei quesiti dei clienti pervenuti al *Contact Center* e inoltrati alle strutture aziendali competenti. L'estensione dell'uso dello strumento di CRM alle altre unità aziendali ha comportato una ridefinizione, da parte di ciascuna di esse, delle modalità operative di gestione.

In questa occasione sono emerse nuove fattispecie di quesiti ai quali il *Contact Center* può fornire direttamente la risposta senza inoltrare il quesito e svolgendo autonomamente le verifiche necessarie: richieste di rettifica dati, re-inoltro di lettere di incentivo e di informazione sul dettaglio dei pagamenti e dei contratti (cessione del credito, fatture).

Per l'erogazione del servizio del *Contact Center*, oltre al canale telefonico, della posta elettronica e del *fax*, sono stati predisposti ulteriori canali di contatto, quali:

- portale *web*: è possibile inoltrare *e-mail* al *Contact Center* attraverso il *form* presente sul "Portale applicativo" del GSE, nelle apposite distinte sezioni (APA, FTV, SSP e RID);
- sito internet: è possibile inoltrare richieste attraverso il *form* presente nella sezione del sito internet dedicata al *Contact Center*, con riguardo ai diversi servizi erogati;
- appuntamenti: su richiesta dei clienti è possibile ottenere un incontro in sede con i responsabili del *Contact Center*;
- fiere: *stand* informativi nelle fiere dedicate alle energie rinnovabili in diverse città d'Italia;
- canali dedicati: è stato attivato, a dicembre 2010, uno sportello telematico che consente, agli affiliati di

Confindustria, di raggiungere direttamente il *Contact Center* del GSE, utilizzando un *form* di richiesta informazioni disponibile sul sito internet di Confindustria, mentre nel 2012 è stato attivato un ulteriore canale con le medesime caratteristiche per gli affiliati APER.

Dal 2010 il GSE, per far fronte al crescente volume di richieste, ha adottato un modello evoluto di organizzazione del proprio servizio di *Contact Center* mediante il ricorso a un fornitore *co-sourcer* prevalentemente per il presidio del canale telefonico e di posta elettronica.

L'adeguamento del numero di operatori ha comportato tempi lunghi per la formazione delle risorse su una materia vasta e complessa come la normativa del settore delle energie rinnovabili.

Il *Contact Center* è composto da 105 operatori con una presenza femminile pari al 73%, con un'età media complessiva pari a 31 anni e con una percentuale di laureati pari all'87%.

L'introduzione di nuove risorse ha reso necessaria l'introduzione di Istruzioni Operative e Procedure Aziendali che regolano lo svolgimento del servizio e delle attività volte a garantire:

- la correttezza e la tempestività delle informazioni necessarie all'evasione dei quesiti;
- l'omogeneità della gestione delle singole fattispecie di quesiti;
- lo sviluppo di un patrimonio comune di conoscenze e competenze.

Sulle infrastrutture informatiche sono stati effettuati interventi di:

- predisposizione di canali dedicati alla cura del rapporto con i clienti, attraverso la gestione dei reclami e della *customer satisfaction*;
- avviamento della registrazione delle telefonate gestite dal *Contact Center*.

Il servizio reclami è attivo per garantire agli utenti la possibilità di inviare segnalazioni relative al servizio ricevuto dal *Contact Center*. Inviando una *e-mail* alla casella di posta elettronica dedicata è possibile segnalare le difficoltà riscontrate nella fruizione del servizio di *Contact Center*. In relazione al numero di contatti in entrata, il numero di reclami pervenuti risulta non rilevante, attestandosi sullo 0,03%.

L'attività di rilevazione della *customer satisfaction* condotta nel 2012 è svolta nell'ottica di migliorare costantemente la qualità dei servizi offerti. I canali utilizzati per la raccolta delle valutazioni da parte dei clienti sono stati il canale telefonico e la posta elettronica. Per quanto riguarda il canale telefonico, ogni cliente ha la possibilità di esprimere un giudizio "a caldo" sulla qualità del servizio erogato; alla fine della telefonata, infatti, può rispondere a una breve intervista telefonica registrata sul sistema IVR. Il 68% degli intervistati si dice molto soddisfatto della qualità del servizio erogato.

Con riferimento al canale di posta elettronica, coerentemente a quanto richiesto dalla Norma UNI 11200, si segnalano i seguenti risultati:

- il 93% dei rispondenti ha percepito cortesia da parte dell'operatore;
- il 76% ha giudicato le risposte dell'operatore chiare e complete;
- il 76% ha dichiarato di essere complessivamente soddisfatto dalla risposta dell'operatore.

Durante l'anno è stata avviata la registrazione delle telefonate gestite dal *Contact Center* dettata dall'esigenza di:

- effettuare il controllo della qualità del servizio in conformità al prescritto della Norma UNI 11200:2010 "Servizi di relazione con il cliente, con il consumatore e con il cittadino, effettuati attraverso centri di contatto", in base alla quale a dicembre 2011 sono stati certificati i servizi informativi erogati dal *Contact Center* del GSE. Peraltro la facoltà di GSE di attivare sistemi di controllo della qualità era già prevista nel documento di specifica funzionale, allegato al bando di gara per il reperimento di servizi di *Contact Center* in *co-sourcing*;
- garantire l'affidabilità del servizio informativo erogato in ragione della rilevanza pubblica della *mission* del GSE.

Gli interventi di miglioramento effettuati per la promozione della qualità del servizio

Al fine di aderire a una "cultura di servizio" e di fornire al cliente un accesso all'azienda semplice e personalizzato, mediante un *Contact Center* di alto profilo tecnico il GSE ha scelto di verificare costantemente la qualità dei servizi erogati adottando, su base volontaria, il modello organizzativo previsto dalla Delibera AEEG 139/07 e dalla Norma UNI 11200:2010.

A dicembre 2012, il GSE ha conseguito la certificazione del proprio *Contact Center* ai sensi della normativa UNI 11200 ed EN 15838 del 2010, che definisce i requisiti dei centri di contatto e si propone di indicare le "migliori pratiche" focalizzate sul cliente per promuovere lo sviluppo di servizi di alta qualità, che siano efficaci nel rispondere alle aspettative del cliente.

Il GSE, nell'adottare il modello organizzativo previsto dalla norma, ha progettato e realizzato le attività del proprio *Contact Center*, gestito in *co-sourcing* con un fornitore esterno di servizi di contatto, in considerazione degli elementi di riferimento forniti dalla normativa UNI.

In applicazione delle indicazioni della normativa è stato adeguato il modello organizzativo dell'intero centro di contatto al fine di garantire il rispetto dei tempi prescritti per l'evasione dei quesiti dei clienti.

Il modello organizzativo adottato prevede la misurazione della qualità del servizio, attraverso il calcolo di indicatori di *performance* volti a verificare l'aderenza al dettato normativo dell'assetto scelto dal GSE.

La Certificazione ha riguardato tutti i servizi erogati:

- **Servizi multicanale:**
 - *Rinnovabili (FERCAR - Fonti Energia Rinnovabile e Cogenerazione ad Alto Rendimento)*: informazioni sulle modalità di accesso ai meccanismi incentivanti previsti per l'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili, aggiornati in base al D.M. 6 luglio 2012, e Cogenerazione ad Alto Rendimento;
 - *Conto Energia (FTV - fotovoltaico)*: assistenza nell'avvio degli adempimenti tecnico-procedurali propedeutici all'accesso agli incentivi e di supporto al cliente nel perdurare della convenzione;
 - *Ritiro Dedicato (RID)*: assistenza ai produttori per l'accesso al regime di Ritiro Dedicato e supporto amministrativo e commerciale, per l'intera durata della convenzione;
 - *Scambio sul Posto (SSP)*: assistenza ai produttori nella fase di accesso al regime di Scambio sul Posto e supporto amministrativo e commerciale, per l'intera durata della convenzione;
 - *Assistenza al portale applicativo (APA)*: assistenza ai clienti nell'utilizzo degli applicativi informatici necessari alla gestione dei rapporti commerciali con il GSE;
 - *Metering Satellitare*: ausilio ai titolari di alcune tipologie di impianti a fonti rinnovabili nell'inserimento, su un portale dedicato, dei dati richiesti dalla Delibera 04/10.
- **Clienti in Convenzione**: servizio erogato a clienti associati in convenzione al GSE, attraverso un canale di posta elettronica dedicato, che fornisce informazioni sulle modalità di accesso agli incentivi per gli impianti a fonte rinnovabile e assistenza ai contratti commerciali previsti.
- **Clienti qualificati**: servizio erogato a clienti qualificati, attraverso un canale di posta elettronica dedicato, che fornisce informazioni sulle modalità di accesso agli incentivi per gli impianti a fonte rinnovabile e assistenza ai contratti commerciali previsti dal GSE.
- **Reclami**: servizio di posta elettronica dedicato alla gestione tempestiva e accurata dei reclami formulati dai clienti sul servizio erogato dal *Contact Center*.

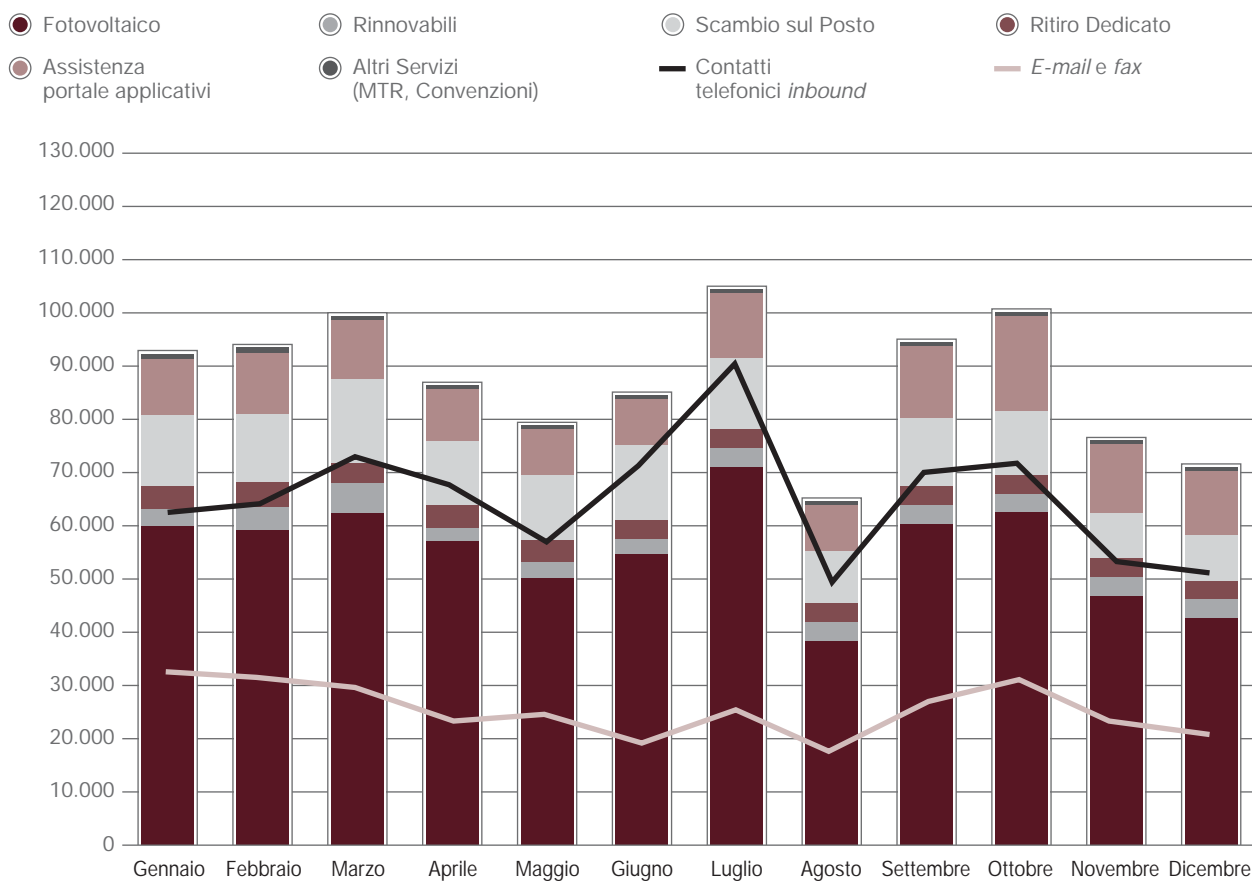
Nell'ambito di un'attività che richiede un rilevante impegno organizzativo, quale è quella del *Contact Center*, s'inserisce un sistema di reportistica mensile, che verifica la coerenza e il consolidamento dei dati, la funzionalità delle infrastrutture informatiche, la velocità nell'accesso alle informazioni, offrendo supporto per la valutazione dell'efficacia organizzativa.

Mediante la reportistica mensile viene costantemente monitorato il rispetto degli indicatori per la certificazione e vengono tempestivamente segnalate le anomalie agli interlocutori aziendali coinvolti nel sistema di gestione della certificazione. Si monitorano, inoltre, i volumi gestiti e i quesiti posti portando all'attenzione delle funzioni aziendali i temi più rilevanti, oltre alla normale gestione dell'*escalation* effettuata in base alle competenze delle diverse funzioni.

Durante l'anno 2012 il *Contact Center* del GSE ha registrato 1.081.524 contatti, articolati in 780.683 telefonate, 280.230 *e-mail*, 20.601 *fax* e alcuni incontri in sede.

La rilevante evoluzione della normativa di settore, che ha caratterizzato l'anno 2012, ha reso sfidante la "missione" del *Contact Center* di garantire un servizio di qualità su servizi già consolidati e di fornire tempestivamente informazioni sulle novità normative.

FIGURA 62
**ANDAMENTO DEI CONTATTI IN ENTRATA PER L'ANNO 2012
 CON DETTAGLIO PER SERVIZIO E PER CANALE**







Le attività di informazione

Il GSE svolge una costante attività di informazione e formazione, in particolare per promuovere la conoscenza dei diversi meccanismi di sostegno alle energie rinnovabili.

Al fine di diffondere una corretta informazione sulle tematiche in cui è chiamato a fornire i propri servizi, il GSE ha lavorato per valorizzare le attività e assicurare il massimo grado di trasparenza, chiarezza e tempestività delle informazioni veicolate, anche a sostegno dei nuovi ambiti di responsabilità attribuiti alla società dalla normativa.

Oltre al *Contact Center*, tra i principali strumenti messi in atto dalla Società, ci sono le attività di: ufficio stampa, partecipazione a convegni, seminari e fiere tematiche, lezioni di approfondimento in scuole e università, pubblicazioni informative e progetti speciali nel "terzo settore".

Dal 2011 l'attività di informazione e formazione riguarda anche funzionari pubblici regionali e provinciali e oltre 300 sono state le fiere, gli eventi in sede e fuori sede, i convegni, a cui il GSE ha partecipato.

Su indicazione dell'AEEG il GSE cura, inoltre, il rapporto con gli *stakeholder* mediante incontri periodici svolti all'interno del Gruppo di Lavoro "Clienti e Consumatori" (C&C), nato nel 2008 per rispondere alle aspettative dei clienti finali che alimentano finanziariamente il sistema di incentivazione delle FER. Il gruppo di lavoro è costituito, oltre che dal GSE, dal Ministero dello Sviluppo Economico, dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e dalle principali associazioni dei consumatori. Nell'arco del 2012 sono stati organizzati cinque incontri che hanno avuto come principale oggetto: il ruolo del GSE nella gestione dello stoccaggio del gas; il monitoraggio satellitare degli impianti a fonte rinnovabile; il progetto Corrente; il Conto Energia (stato dell'arte, possibili scenari futuri e ruolo degli *stakeholder*); il ciclo dell'acqua.

Nel corso del 2012 sono stati inoltre avviati i primi progetti nati nell'ambito del progetto "GSE. Energie per il sociale", iniziativa promossa in collaborazione con le imprese del settore energetico, per promuovere e facilitare, presso realtà che operano nel sociale, la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili di alta qualità e di interventi di efficientamento energetico, di mobilità sostenibile e di illuminazione intelligente.

L'iniziativa, che ha visto l'importante partecipazione delle aziende aderenti a Corrente, ha permesso la realizzazione dei primi progetti grazie anche al generoso contributo di Enel Distribuzione ed Enel Green Power per la Comunità di San Patrignano, di Kinexia per l'Associazione Gruppo Betania *Onlus* di Milano, di E.On per l'Istituto penale di Nisida, di F2i per l'Istituto Giannina Gaslini di Genova.

Per quanto concerne le pubblicazioni, il GSE cura un ampio ventaglio di documenti scaricabili dal sito *web* tra i quali l'annuale Rapporto delle Attività, il semestrale Bollettino relativo all'incentivazione delle fonti rinnovabili, l'annuale Rapporto sul fotovoltaico, i periodici Rapporti sui dati statistici, il Bilancio d'esercizio e il Bilancio di sostenibilità e tutta la serie di guide e studi sviluppati in ottemperanza alle previsioni normative.





**Nuovi compiti
del GSE**

Nuovi compiti del GSE

Il Conto Termico

Il "Conto Termico" è il regime di sostegno per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni. È rivolto principalmente al settore civile (residenziale e terziario) e, limitatamente, al comparto dell'agricoltura in serra e della produzione di calore di processo.

Quadro normativo

Il "Conto Termico" è stato introdotto con il Decreto Interministeriale del 28 dicembre 2012 (di seguito "Decreto"), in attuazione dell'articolo 28 del D.Lgs. 28/11. Tale Decreto Legislativo, come noto, attua la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

I criteri generali per l'incentivazione degli interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di efficienza energetica di piccole dimensioni sono definiti dall'articolo 28 del D.Lgs. 28/11; la relativa disciplina, al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi specifici previsti dal Piano di Azione per le energie rinnovabili (PAN) e dal Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE), è affidata al "Conto Termico". Il "Conto Termico" è, infatti, una delle misure promosse dall'Italia per il raggiungimento dell'obiettivo, vincolante al 2020, di coprire il 17% dei consumi lordi nazionali con energia prodotta da fonti rinnovabili. Il meccanismo agisce doppiamente ai fini dell'obiettivo, sia attraverso l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili sia con la riduzione dei consumi finali di energia, attraverso l'incremento dell'efficienza energetica degli edifici esistenti e dei generatori di calore.

Soggetti ammessi al meccanismo

Possono accedere al sistema di incentivazione gli interventi realizzati dai seguenti soggetti:

- le Pubbliche Amministrazioni, relativamente alla realizzazione di interventi di cui all'articolo 4, comma 1 (interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti - categoria 1) e comma 2 (interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza - categoria 2) del Decreto;
- i soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario, relativamente alla realizzazione di interventi di cui all'articolo 4, comma 2 (interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza - categoria 2) del Decreto.

I soggetti ammessi possono avvalersi del supporto di una ESCO (*Energy Service Company*) per la realizzazione degli interventi.

Il ruolo affidato al GSE

L'articolo 8 del Decreto ha assegnato al GSE il ruolo di soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del sistema di incentivazione.

Il GSE provvede all'assegnazione, all'erogazione e alla revoca degli incentivi secondo le modalità e i criteri specificati nelle Regole applicative, la cui prima edizione è stata pubblicata dal GSE il 9 aprile 2013.

L'assegnazione e l'erogazione degli incentivi ai soggetti beneficiari è effettuata dal GSE nei limiti di spesa annua cumulata di 200 milioni di euro per gli interventi realizzati o da realizzare da parte delle Pubbliche Amministrazioni e di 700 milioni di euro per gli interventi realizzati dai soggetti privati.

Gli incentivi sono calcolati dal GSE, previa verifica del rispetto dei requisiti di ammissibilità previsti dalla normativa, come percentuale dell'investimento sostenuto o come valorizzazione dell'energia termica prodotta, ed erogati con rate annuali costanti aventi durata fino a cinque anni, a seconda della tipologia di intervento. Per gli interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti (categoria 1), l'incentivo è calcolato fino al 40% delle spese ammissibili sostenute, nel rispetto di specifici limiti unitari di costo e di incentivo complessivo erogato. L'incentivo è ripartito in cinque rate annuali costanti.

Per gli interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza (categoria 2), l'incentivo è calcolato in base alla producibilità presunta di energia termica, in

funzione della tecnologia, della taglia e della zona climatica, e valorizzando l'energia prodotta attraverso coefficienti dipendenti dalla tecnologia e dalla taglia. Sono previsti coefficienti premianti in relazione a valori bassi di emissioni di particolato per i generatori di calore a biomassa. L'incentivo è ripartito in due o cinque rate annuali costanti, in funzione della tipologia di intervento e della taglia.

Al GSE è anche affidata l'effettuazione dei controlli sugli interventi incentivati tramite verifiche documentali e sopralluoghi. L'esecuzione di tali controlli può essere effettuata con il supporto di ENEA, di soggetti concessionari di pubblico servizio e di altri organi specializzati.

Il GSE dovrà inoltre predisporre, in collaborazione con il CTI e le Regioni, le linee guida per l'installazione di contatori termici per la contabilizzazione e la trasmissione telematica dei dati relativi all'energia termica prodotta e, con il supporto di ENEA, effettuare il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di efficienza energetica e predisporre la relazione annuale sul funzionamento del sistema incentivante.

I Certificati Bianchi

I Certificati Bianchi, anche noti come "Titoli di Efficienza Energetica" (TEE), sono titoli negoziabili che attestano il conseguimento dei risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Un certificato equivale al risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio (Tep).

Quadro normativo

Il sistema dei Certificati Bianchi è stato introdotto nella legislazione italiana dai Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004 e s.m.i., che hanno previsto che i distributori di energia elettrica e gas naturale debbano raggiungere annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, attraverso:

- la realizzazione di progetti di efficienza energetica che diano diritto a Certificati Bianchi;
- l'acquisto dei Certificati Bianchi da altri soggetti operanti sul mercato dei TEE.

Il Decreto 28 dicembre 2012 ha modificato, potenziato e ampliato il meccanismo dei Certificati Bianchi, disponendo, in primo luogo, il passaggio dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas al GSE delle attività di gestione del meccanismo dei Certificati Bianchi. Tale passaggio di gestione è stato finalizzato con uno specifico accordo operativo tra il GSE e la stessa Autorità siglato nel mese di gennaio 2013, con effetti a partire dal 3 febbraio 2013; a partire da tale data, e nel rispetto delle tempistiche stringenti imposte dalla normativa, il GSE è diventato responsabile dell'attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica.

Lo stesso Decreto 28 dicembre 2012 ha altresì definito gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico, crescenti nel tempo, che dovranno essere perseguiti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas nel quadriennio dal 2013 al 2016 e ha stabilito i criteri, le condizioni e le modalità per realizzare interventi di efficienza energetica negli usi finali, incentivati mediante l'emissione di Certificati Bianchi.

FIGURA 63

OBBLIGHI DI INCREMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA 2013-2016

<p>Per adempiere agli obblighi ciascun distributore di energia elettrica è tenuto, nel periodo 2013-2016, a realizzare misure e interventi (progetti) che comportino una riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi, secondo le seguenti cadenze annuali:</p>	<p>I distributori di gas naturale sono tenuti, invece, a realizzare misure e interventi in grado di ridurre i consumi di energia primaria, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:</p>
<ul style="list-style-type: none"> • 3,03 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2013; • 3,71 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2014; • 4,26 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2015; • 5,23 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2016. 	<ul style="list-style-type: none"> • 2,48 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2013; • 3,04 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2014; • 3,49 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2015; • 4,28 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2016.

Soggetti ammessi al meccanismo

Possono presentare progetti per il rilascio dei Certificati Bianchi, oltre alle imprese distributrici di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali ("soggetti obbligati"), le società controllate da tali imprese, i distributori di energia elettrica e gas non obbligati, le società operanti nel settore dei servizi energetici, le imprese e gli enti che si dotino di un *energy manager* o di un sistema di gestione dell'energia in conformità alla ISO 50001.

Il ruolo affidato al GSE

Ai sensi dell'articolo 5, comma 1, del Decreto 28 dicembre 2012, a partire dal 3 febbraio 2013, è trasferita dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas al GSE l'attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica condotti nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi.

Nell'espletamento dell'attività di valutazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguita dai progetti sulla base degli interventi ammessi, il GSE si avvale del supporto di ENEA e di RSE. Il Decreto 28 dicembre 2012 ha affidato al GSE anche il ruolo di effettuazione dell'istruttoria tecnico-economica relativa alla verifica preliminare di conformità di progetti alle disposizioni del Decreto e alle linee guida operative per la verifica e certificazione dei risparmi nonché ai "grandi progetti", rappresentati da interventi infrastrutturali, anche asserviti a sistemi di risparmio energetico, trasporti e processi industriali, che comportino un risparmio stimato annuo superiore a 35.000 Tep e che abbiano una vita tecnica superiore a 20 anni.

Tale istruttoria economica, che nel caso dei grandi progetti è svolta dal GSE con il supporto di ENEA e RSE, è preliminare all'esecuzione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico della verifica di conformità dei progetti ovvero a uno specifico atto interministeriale che definisca, previo parere della Regione territorialmente interessata, le modalità di accesso al meccanismo, le modalità di misurazione dei risparmi prodotti e di quantificazione dei certificati.

Il Decreto prevede, inoltre, l'accesso a premi, espressi in termini di coefficienti moltiplicativi dei certificati rilasciabili, nel caso di grandi progetti che comportino rilevanti innovazioni tecnologiche e anche consistenti riduzioni delle emissioni in atmosfera oppure nel caso che siano realizzati nelle aree metropolitane e generino ingenti risparmi di energia.

Al GSE è attribuito altresì il compito, a partire dal 2014 ed entro il 31 maggio di ciascun anno, di verificare che ciascun soggetto posseda un numero di certificati corrispondenti all'obbligo annuo assegnatogli, sulla base della comunicazione dei Certificati Bianchi relativi all'anno precedente.

A tal fine, con il supporto di ENEA, il GSE verifica la corretta esecuzione tecnica e amministrativa dei progetti che hanno ottenuto Certificati Bianchi attraverso verifiche a campione sulla regolare esecuzione delle iniziative e sulla loro conformità al progetto approvato.

Possono essere eseguiti, inoltre, sopralluoghi in corso d'opera e ispezioni nel sito di realizzazione del progetto, durante la realizzazione dello stesso o nel corso della sua vita utile, al fine di verificare il corretto adempimento degli obblighi derivanti dal riconoscimento dei certificati.

Primi dati numerici

Nel corso dei primi due mesi di gestione del meccanismo, il GSE ha ricevuto 3.012 richieste di certificazione e/o progetti, per un ammontare di risparmi correlati a progetti di efficienza energetica potenzialmente certificabile pari a circa 1,6 milioni di TEE.

Nel 2013 il GSE sarà impegnato nell'implementazione di alcune evoluzioni del sistema informatico per l'efficienza energetica, rivolte a consentire ai soggetti proponenti di presentare richieste relative alle nuove schede tecniche approvate dal Decreto 28 dicembre 2012, nonché a introdurre migliorie all'attuale processo di gestione (tra cui la dematerializzazione del processo di invio della lettera di conferma inviata dagli operatori proponenti, l'introduzione di controlli bloccanti per la trasmissione telematica delle proposte/richieste, ecc.). Inoltre, il GSE, sulla base dell'esperienza che sta maturando nell'ambito della gestione del meccanismo dei Certificati Bianchi, supporterà il Ministero dello Sviluppo Economico nell'adeguamento delle linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Certificati Bianchi a decorrere dal 1° gennaio 2014.



Il sistema di immissione in consumo dei biocarburanti

In linea con le direttive europee, anche in Italia è stato introdotto l'obbligo per i fornitori di benzina e gasolio di immettere in consumo una quota minima di biocarburanti, al fine di svilupparne la filiera, aumentarne l'utilizzo e limitare l'immissione di CO₂ in atmosfera.

Il quantitativo minimo annuo di biocarburanti che i fornitori (detti soggetti obbligati) devono immettere in consumo è calcolato sulla base del contenuto energetico di benzina e gasolio forniti nell'anno precedente – espresso in Gigacalorie (Gcal) – ponderato secondo percentuali definite dalla normativa vigente.

Nel 2012 l'obbligo è stato pari al 4,5%: ciò significa che i soggetti obbligati avevano l'obbligo di immettere in consumo una quantità di biocarburante il cui contenuto energetico fosse almeno il 4,5% del contenuto energetico della benzina e del gasolio immessi in consumo nel 2011.

Per monitorare e verificare l'assolvimento dell'obbligo, il Decreto del Ministro delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali n. 110, del 29 aprile 2008, ha istituito i "Certificati di Immissione in Consumo" dei biocarburanti: l'immissione in consumo di un quantitativo di biocarburanti pari a 10 Gcal dà diritto alla ricezione di 1 Certificato.

Tale sistema fa sì che i soggetti obbligati che non ottemperano, in tutto o in parte, al proprio obbligo, possano acquistare i certificati necessari dai soggetti che ne hanno in eccesso, in quanto hanno immesso in consumo quantità di biocarburanti maggiori rispetto al proprio obbligo annuale.

Il Decreto Legge 83 del 22 giugno 2012, convertito con modificazioni con la Legge 134 del 7 agosto 2012, ha trasferito le competenze operative e gestionali del sistema di immissione in consumo dei biocarburanti dal Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali al Ministero dello Sviluppo Economico, che si avvale per l'esercizio delle proprie competenze del GSE.

Per la gestione dell'intero sistema di immissione in consumo dei biocarburanti – ricezione delle autodichiarazioni annuali dei soggetti obbligati in merito all'immissione in consumo dei carburanti e biocarburanti, emissione dei certificati suddivisi per tipologia, gestione dello scambio dei certificati, verifica dell'assolvimento dell'obbligo e accreditamento dei produttori – il GSE è chiamato a realizzare appositi portali informatici e a gestire tutte le istanze degli operatori del settore.

Per particolari tipologie di biocarburanti sono previste specifiche "maggiorazioni" in termini di certificati ottenibili, a parità di biocarburante sostenibile immesso in consumo:

- ai biocarburanti cosiddetti "premiali", ossia quelli prodotti in stabilimenti ubicati in Stati dell'Unione Europea e che utilizzano materia prima proveniente da coltivazioni effettuate nel territorio dei medesimi Stati, nonché a quelli miscelati in percentuale pari al 25% a benzina e gasolio e immessi in consumo al di fuori della rete di distribuzione, è rilasciato un Certificato ogni 8 Gcal;
- ai biocarburanti cosiddetti "di seconda generazione", vale a dire prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti, materie di origine non alimentare (incluse le materie cellulosiche e le materie ligueo-cellulosiche) e da alghe, è rilasciato un Certificato ogni 5 Gcal.

Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 14 febbraio 2013, emanato ai sensi dell'articolo 33, comma 7, del Decreto Legislativo 28 del 3 marzo 2011, ha disciplinato le modalità di riconoscimento delle maggiorazioni.

In particolare, i soggetti obbligati che immettono in consumo i suddetti biocarburanti hanno diritto a ricevere le maggiorazioni purché gli stessi biocarburanti, oltre a rispettare i requisiti di sostenibilità introdotti dalla normativa europea, provengano da impianti di produzione appositamente accreditati dal GSE, tramite un apposito registro informatico.

A partire dal 1° gennaio 2012 ai biocarburanti sono riconosciuti i Certificati solo se rispettano i criteri di sostenibilità stabiliti a livello europeo. Per verificare il rispetto di questi criteri tutti i soggetti coinvolti nella filiera di produzione del biocarburante devono aderire al Sistema Nazionale di Certificazione, istituito e disciplinato dal Decreto del Ministro dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare del 23 gennaio 2012, o a un sistema volontario approvato dalla Commissione Europea, oppure devono conformarsi ad accordi bilaterali o multilaterali specifici conclusi tra l'UE e Paesi terzi.

Per il corretto esercizio delle competenze in materia di biocarburanti, il già citato Decreto Legge 83/12, ha previsto l'istituzione di un apposito Comitato tecnico-consulativo, presieduto dal Ministero dello Sviluppo Economico. Oltre che da quest'ultimo e dal GSE, il comitato è costituito dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze e dal Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali.







Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.

Socio Unico Ministero dell'Economia e delle Finanze D.Lgs. 79/99

Sede legale in Roma, Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197

Capitale sociale 26.000.000,00 Euro (i.v.)

R.E.A. di Roma n. 918934

Registro Imprese di Roma, C.F. e P.IVA n. 05754381001

A cura di GSE S.p.A.
Divisione Operativa
Unità Studi

Si ringraziano tutti i colleghi che hanno collaborato
alla realizzazione del presente volume

Progetto editoriale
Interno Otto, Roma

Revisione testi
postScriptum, Roma

Fotografie
Tutte le immagini provengono dagli archivi GSE

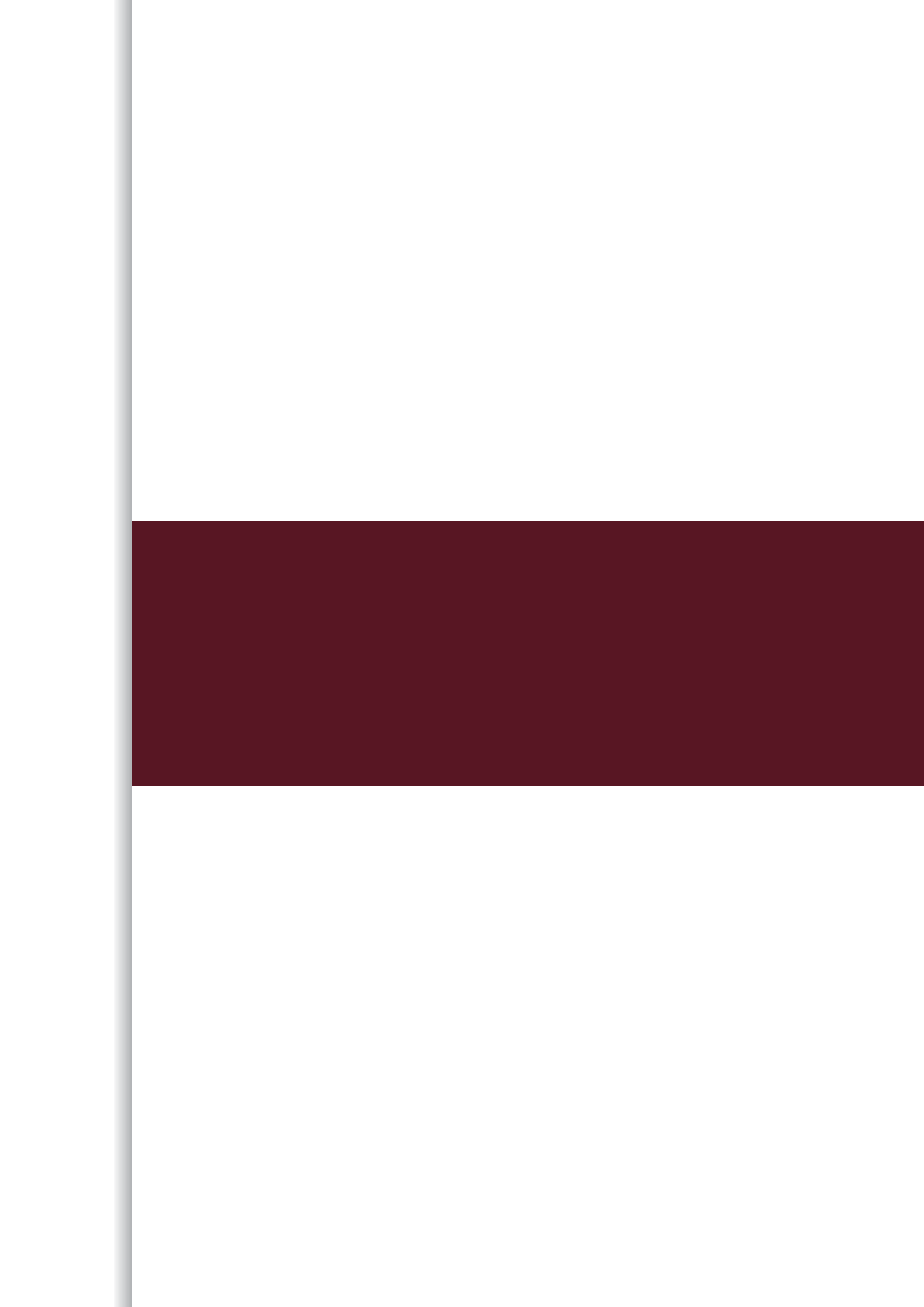
Stampa
Tipografia Arti Grafiche Tilligraf, Roma



Questa pubblicazione è stata realizzata utilizzando
carta proveniente da foreste responsabilmente gestite,
stampa e inchiostro a basso impatto ambientale.

Finito di stampare nel mese di ottobre 2013
su carta ecologica completamente
biodegradabile e riciclabile
Fedrigoni Arcoprint

Pubblicazione fuori commercio



www.gse.it
800.16.16.16