

Determinazione del valore V_m riconosciuto per ogni certificato verde per l'obbligo dell'anno 2012

1. Introduzione

Il valore V_m riconosciuto per ogni certificato verde viene determinato, anno per anno, applicando, come previsto dalla deliberazione 113/06, la medesima formula di cui alle deliberazioni 8/04 e 101/05. Pertanto, tale valore, anno per anno, è pari a:

$$V_m = Q_{GSE} \cdot P_{GSE} + Q_{IAFR} \cdot P_{IAFR}$$

dove:

- a) Q_{GSE} è la quota di certificati verdi nella titolarità del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE);
- b) P_{GSE} è il prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi nella titolarità dei produttori da impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR)¹;
- c) Q_{IAFR} è la quota di certificati verdi relativi alla produzione di impianti qualificati dal GSE come impianti IAFR;
- d) P_{IAFR} è il prezzo medio che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

2. Quantificazione dei termini Q_{GSE} e Q_{IAFR}

I termini Q_{GSE} e Q_{IAFR} vengono determinati annualmente sulla base dei dati forniti dal GSE e sono riferiti all'anno dell'obbligo.

Per l'obbligo dell'anno 2012, i termini Q_{GSE} e Q_{IAFR} risultano rispettivamente pari a 5,2% e 94,8%.

3. Quantificazione del termine P_{GSE}

Il prezzo P_{GSE} viene convenzionalmente assunto pari alla media dei prezzi medi al netto dell'IVA, registrati in ciascuna sessione di negoziazione presso la sede del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME), ponderata per le quantità, espresse in MWh, dei certificati verdi scambiati in ogni sessione del periodo compreso tra l'1 aprile dell'anno a cui l'obbligo è riferito e il 31 marzo dell'anno successivo, ivi inclusi i certificati verdi associati ad impianti di teleriscaldamento. Tale prezzo è quindi pari al prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi.

Per l'obbligo dell'anno 2012, sulla base dei dati pubblicati dal GME, il valore del prezzo P_{GSE} risulta pari a 79,60 €/MWh.

¹ Il prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi di proprietà dei titolari di impianti IAFR, fino all'obbligo dell'anno 2004, è stato calcolato a seguito di una istruttoria svolta presso i titolari di impianti IAFR, escludendo i prezzi relativi alla vendita di certificati verdi tra società appartenenti al medesimo gruppo, al fine di sostenere lo sviluppo di un effettivo mercato dei certificati verdi, anche tramite la sede di negoziazione organizzata dal GME. In particolare, il prezzo medio di negoziazione P_{GSE} è stato determinato tramite una media dei prezzi di negoziazione pervenuti nel corso dell'istruttoria, pesata sulle quantità di certificati verdi vendute dai singoli produttori IAFR. A partire dall'obbligo dell'anno 2005, il prezzo P_{GSE} è stato convenzionalmente assunto pari alla media dei prezzi medi al netto dell'IVA, registrati in ciascuna sessione di negoziazione presso la sede del GME, ponderata per le quantità, espresse in MWh, dei certificati verdi scambiati in ogni sessione del periodo compreso tra l'1 aprile dell'anno a cui l'obbligo è riferito e il 31 marzo dell'anno successivo.

4. Quantificazione del termine P_{IAFR}

Come già evidenziato nelle relazioni tecniche alle deliberazioni 8/04 e 101/05, i certificati verdi relativi agli impianti IAFR sono stati valorizzati al costo medio di generazione comprensivo di un'adeguata remunerazione del capitale investito per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, al fine di promuovere lo sviluppo di nuovi impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili che danno diritto ai certificati verdi, anche attraverso investimenti diretti da parte dei produttori e importatori soggetti all'obbligo. Pertanto il valore del termine P_{IAFR} deve essere determinato in modo tale da garantire la remunerazione degli investimenti diretti da parte dei produttori che accedono ai meccanismi incentivanti previsti dal provvedimento Cip 6/92 soggetti all'obbligo e ammessi al riconoscimento degli oneri ai sensi della deliberazione 113/06.

La quantificazione del termine P_{IAFR} viene effettuata, per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, tenendo conto:

- a) dei costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili comprensivi di un'adeguata remunerazione del capitale investito;
- b) del mix di fonti rinnovabili che alimentano gli impianti IAFR ammessi a beneficiare dei certificati verdi;
- c) del prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato.

4.1 Definizione dei costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

I costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, per le sole finalità del presente documento, sono stati determinati a partire dai dati contenuti nel Rapporto del Politecnico di Milano, riportato in Allegato A al DCO 487/2013/R/eel (di seguito: Rapporto 2013 del Politecnico). In particolare il Rapporto 2013 del Politecnico riporta i dati indicativi di costo differenziati per fonte e per taglia. Tra essi, ai fini del calcolo dei costi medi di produzione da utilizzare per la determinazione del valore V_m , vengono utilizzati i dati relativi agli impianti di nuova realizzazione (la formula di calcolo del valore V_m attualmente vigente ha infatti avuto la finalità di promuovere la realizzazione in proprio di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili) con taglie superiori ad 1 MW poiché per gli altri appare più conveniente usufruire delle tariffe onnicomprensive, anziché dei certificati verdi.

Nei casi in cui il Rapporto 2013 del Politecnico evidenzia costi minimi e massimi (cioè il caso degli impianti eolici e degli impianti alimentati da biogas da discarica), sono stati assunti come riferimento i costi minimi perché, come indicato nel medesimo Rapporto, rappresentano un campione rappresentativo nel panorama italiano e appaiono effettivamente conseguibili a livello generalizzato. Ciò appare ancora più ragionevole tenendo conto dell'attuale eccesso di offerta dei certificati verdi, il che dovrebbe aver indotto alla realizzazione in proprio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili meno costosi per ogni tipologia di fonte.

In più, in relazione agli impianti eolici, i dati riportati nel Rapporto 2013 del Politecnico sono riferiti ai singoli aereogeneratori. La realizzazione di interi campi eolici dovrebbe comportare un costo di investimento complessivo minore della somma dei costi dei singoli aereogeneratori: ciò rafforza ulteriormente l'utilizzo, per le finalità del presente documento, dei costi minimi evidenziati nel Rapporto.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici sono stati utilizzati i medesimi costi medi di produzione già adottati nella deliberazione ARG/elt 102/11, desunti dal Rapporto del Politecnico allegato al documento per la consultazione DCO 8/11 (che ha preceduto la medesima deliberazione ARG/elt 102/11), aggiornando esclusivamente i relativi costi operativi annui secondo i criteri

indicati nella deliberazione ARG/elt 102/11². Tale scelta, seppur comporti l'utilizzo di dati di costi medi di produzione meno recenti ed evidentemente più elevati rispetto a quelli relativi a impianti fotovoltaici di più recente realizzazione, è giustificata dal fatto che, da diversi anni, gli impianti fotovoltaici non possono accedere ai certificati verdi: pertanto l'utilizzo di dati di costi medi di produzione relativi a impianti fotovoltaici di più recente realizzazione sarebbe poco rappresentativo ai fini del presente documento. Infine, poiché a partire dall'anno 2013 non è più possibile beneficiare dei certificati verdi per impianti di nuova realizzazione³, i dati di costo assunti come riferimento per le finalità del presente documento non saranno oggetto di ulteriore revisione per i prossimi anni.

Nelle tabelle 1 e 2, per ogni fonte, sono riportate le tipologie di impianto e le relative taglie scelte come riferimento, nonché i puri costi di produzione, calcolati dal Politecnico in assenza della remunerazione del capitale di rischio e nell'ipotesi che il tasso di attualizzazione sia pari al costo del capitale preso a prestito (si veda a tal fine il Rapporto 2013 del Politecnico).

**Costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili
(periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 12 anni)**

Fonte	Taglia	Costo del capitale annuo equivalente	Costo del combustibile	Costi operativi annui equivalenti	Valore residuo	Costo medio base (*)	
		[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	
		<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e = a+b+c-d</i>	
Idrica	5 MW	105		17	16	106	
Geotermica	20 MW	71		17	11	77	
Eolica	2 MW	91		8	15	84	
Biogas	Digestione materia vegetale	1,55 MW	144	-60	26	23	87
	Da discarica	1,01 MW	21	0	36	1	56
Biomassa	Solida cippato	18,5 MW	77	101	36	12	202
	Liquida oli vegetali	1,25 MW	27	226	25	4	274
Rifiuti	10 MW	80	-68	50	12	50	
Solare	FV	1 MW	285		41	72	254

I dati di costo relativi alle taglie impiantistiche considerate, sono tratti dal Rapporto del Politecnico di Milano (ad eccezione di quelli relativi alla fonte solare per i quali si è fatto riferimento ai dati della deliberazione ARG/elt 102/11 aggiornati al 2012 secondo i criteri ivi indicati), facendo riferimento ai dati di costo medi ove disponibili. Nei casi in cui il Rapporto del Politecnico presenta valori minimi e massimi, sono stati utilizzati i costi minimi. Per effetto di arrotondamenti, in alcuni casi, può capitare che il costo base medio differisca lievemente dalla somma algebrica delle singole componenti di costo.

(*) Il costo medio base di produzione non tiene conto dell'adeguata remunerazione del capitale.

- tabella 1 -

² L'aggiornamento dei costi operativi annui equivalenti è stato effettuato applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat nel periodo compreso tra gli anni 2010 (anno a cui si riferiscono i valori dei costi indicati nel documento per la consultazione DCO 8/11) e 2012 (ultimo anno per il quale è disponibile il valore del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati).

³ Fatte salve le eccezioni consentite dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 6 luglio 2012, relativo ai nuovi strumenti incentivanti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare fotovoltaica.

**Costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili
(periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 15 anni)**

Fonte	Taglia	Costo del capitale annuo equivalente	Costo del combustibile	Costi operativi annui equivalenti	Valore residuo	Costo medio base (*)	
		[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	
		a	b	c	d	e = a+b+c-d	
Idrica	5 MW	92		17	7	102	
Geotermica	20 MW	62		17	5	74	
Eolica	2 MW	79		8	7	80	
Biogas	Digestione materia vegetale	1,55 MW	126	-60	26	10	82
	Da discarica	1,01 MW	19	0	39	2	56
Biomassa	Solida cippato	18,5 MW	67	101	36	5	199
	Liquida oli vegetali	1,25 MW	24	226	25	2	273
Rifiuti	10 MW	69	-68	50	5	46	
Solare	FV	1 MW	240		41	34	247

I dati di costo relativi alle taglie impiantistiche considerate, sono tratti dal Rapporto del Politecnico di Milano (ad eccezione di quelli relativi alla fonte solare per i quali si è fatto riferimento ai dati della deliberazione ARG/elt 102/11 aggiornati al 2012 secondo i criteri ivi indicati), facendo riferimento ai dati di costo medi ove disponibili. Nei casi in cui il Rapporto del Politecnico presenta valori minimi e massimi, sono stati utilizzati i costi minimi. Per effetto di arrotondamenti, in alcuni casi, può capitare che il costo base medio differisca lievemente dalla somma algebrica delle singole componenti di costo.

(*) Il costo medio base di produzione non tiene conto dell'adeguata remunerazione del capitale.

- tabella 2 -

A partire dai dati sopra riportati, occorre definire i costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili inclusivi di un'adeguata remunerazione del capitale. Al riguardo, è stato utilizzato, al fine di calcolare il costo medio attualizzato di produzione (LCOE), un tasso di attualizzazione pari al *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) che caratterizza gli investimenti nelle fonti rinnovabili.

In particolare, è stata utilizzata una formula del WACC che tenga conto dell'incidenza della tassazione sulla valutazione dei rendimenti degli investimenti, in particolare la formula generale del WACC nominale pre-tasse:

$$WACC_{pre_tax} = K_D \cdot \frac{1-t_c}{1-T} \cdot \frac{D}{D+E} + K_E \cdot \frac{1}{1-T} \cdot \frac{E}{D+E}$$

dove:

- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_E è il tasso di rendimento del capitale di rischio (costo dell'equity);
- K_D è il tasso di rendimento sull'indebitamento (costo degli interessi);
- $D+E$ è l'intero ammontare di capitale investito.

- t_c è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari e posta pari al 27,5%⁴;
- T è la quota annuale di imposte sul reddito mediamente versata dalle società e posta pari al 35,7%⁴.

Ai fini del presente provvedimento, si definisce un unico valore del WACC non differenziato tra le diverse fonti rinnovabili, facendo quindi riferimento alla capacità di investimento e alla propensione al rischio da parte di società che investono o possono investire in una pluralità di impianti alimentati da diverse fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda la ripartizione percentuale tra capitale di debito e capitale di rischio ai fini del finanziamento dell'investimento, si considera un apporto medio di capitale di rischio (E) pari al 30% e, conseguentemente, un apporto medio di capitale di debito (D) pari al 70%, confermando di fatto, a fini cautelativi, quanto già indicato nella deliberazione ARG/elt 102/11. Ciò appare coerente con le considerazioni riportate nel Rapporto del Politecnico.

Per quanto riguarda la stima del costo del capitale di rischio (equity) si utilizza il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), secondo la formula:

$$K_E = R_f + \beta \cdot ERP$$

dove:

- R_f è il rendimento di attività prive di rischio. Ai fini della sua quantificazione è stata utilizzata la media valutata su 12 mesi dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. In relazione al periodo novembre 2012 – ottobre 2013, il valore di R_f è pari a 4,41%⁵;
- β è un indicatore del rischio sistematico dell'impresa o dell'attività finanziata. In sostanza indica la misura in cui, in media, i rendimenti di un titolo azionario variano al variare dei rendimenti di mercato, cioè rappresenta il coefficiente di correlazione tra il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario. A fini cautelativi, si conferma un valore di β pari a 1,4 (pur piuttosto elevato)⁶, come già previsto dalla deliberazione ARG/elt 102/11: ciò al fine di ottenere un β *unlevered* superiore a quello mediamente riferibile a investimenti nelle reti energetiche che rappresentano un livello di rischiosità inferiore rispetto a quello relativo a investimenti in impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Pertanto il valore indicato per il parametro β è anche correlato alla ripartizione percentuale tra capitale di debito e capitale di rischio;
- ERP rappresenta il premio mediamente richiesto dagli investitori per la diversificazione del portafoglio, cioè il premio di rischio per aver scelto il mercato rispetto ad attività sicure. Pertanto ERP rappresenta lo scarto tra il rendimento atteso sul mercato azionario e il rendimento di attività prive di rischio. Il premio per il rischio di mercato è, in altre parole, il sovra-rendimento atteso richiesto da un investitore razionale per accettare di investire in un'attività rischiosa in equilibrio di mercato. Tale parametro è stato posto pari al 4% (tale valore è coerente con le assunzioni fatte dall'Autorità

⁴ Per i valori di t_c e T si rimanda alle considerazioni espone nei paragrafi da 21.25 e 21.30 della Relazione A.I.R. relativa alla deliberazione ARG/elt 199/11 di definizione delle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

⁵ La media valutata su 12 mesi dei rendimenti lordi del *BTP* decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia è stata utilizzata già in passato dall'Autorità al fine di determinare il tasso di rendimento delle attività prive di rischio R_f . A tal proposito si richiamano in particolare i paragrafi 21.7 e 21.8 della Relazione A.I.R. relativa alla deliberazione ARG/elt 199/11 di definizione delle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

⁶ A titolo d'esempio, il termine β è stato posto pari a 0,575 per l'attività di trasmissione dell'energia elettrica e a 0,610 per le attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, congiuntamente a un rapporto D/E pari a 0,8.

nell'individuazione del WACC per la remunerazione degli investimenti nelle infrastrutture energetiche⁷).

Per il calcolo del costo del capitale di debito (K_D), cioè del tasso di interesse lordo tasse di lungo termine che l'impresa dovrebbe pagare per ottenere dal mercato un nuovo finanziamento a titolo di debito, ci si è basati sulle medesime considerazioni fatte dall'Autorità nei paragrafi da 21.19 a 21.23 della Relazione A.I.R. relativa alla deliberazione ARG/elt 199/11 di definizione delle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015. In particolare K_D , è calcolato secondo la formula:

$$K_D = R_f + DRP$$

in cui:

- R_f è il tasso di rendimento delle attività prive di rischio già utilizzato ai fini della definizione del costo del capitale di rischio K_E e pari a 4,41%;
- DRP (*Debt Risk Premium*) è pari alla differenza tra il tasso di rendimento delle attività prive di rischio e il costo medio dell'indebitamento delle società del settore/attività ed è stato assunto pari a 0,45%.

La tabella 3 evidenzia i parametri impiegati per il calcolo del valore del WACC.

Valori dei parametri per il calcolo del WACC per gli investimenti nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

t_c	T	D	E	R_f	β	DRP	ERP	K_D	K_E	K_D PRE TAX	K_E PRE TAX	WACC
a	b	c	d	e	f	g	h	$i = e+g$	$l = e+f*h$	$m = i*(1-a)/(1-b)$	$n = l/(1-b)$	$o = m*c+n*d$
27,5%	35,7%	70%	30%	4,41%	1,4	0,45%	4%	4,86%	10,01%	5,48%	15,57%	8,51%

- tabella 3 -

La tabella 4 evidenzia, per ogni fonte, i costi medi ottenuti ipotizzando una durata del periodo di ammortamento pari a 12 anni, coerentemente con la durata delle incentivazioni, tramite i certificati verdi, per gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007.

La tabella 5 evidenzia, per ogni fonte, i costi medi ottenuti ipotizzando una durata del periodo di ammortamento pari a 15 anni, coerentemente con la durata delle incentivazioni, tramite i certificati verdi, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

In particolare, nella colonna a sfondo giallo sono riportati i dati contenuti nel Rapporto del Politecnico (costi di produzione puri al netto della remunerazione del capitale di rischio), mentre nella colonna con lo sfondo azzurro sono riportati i costi di produzione con remunerazione del capitale di rischio calcolati tenendo conto del valore del WACC riportato in tabella 3.

⁷ Si vedano in particolare le considerazioni espone nei paragrafi da 21.13 a 21.18 nella Relazione A.I.R. relativa alla deliberazione ARG/elt 199/11 di definizione delle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

**Costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili
(periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 12 anni)**

Fonte	Taglia	Costo medio base in assenza di capitale di rischio [€/MWh]	Costo medio di produzione con remunerazione del capitale di rischio				
			Costo del capitale annuo equivalente [€/MWh]	Costo del combustibile [€/MWh]	Costi operativi annui equivalenti [€/MWh]	Valore residuo [€/MWh]	Totale [€/MWh]
Idrica	Alto salto 5 MW	106	116		17	14	119
Geotermica	20 MW	77	78		17	10	85
Eolica	2 MW	84	98		8	14	92
Biogas	Digestione materia vegetale 1,55 MW	87	157	-60	26	20	103
	Da discarica 1,01 MW	56	24	0	36	3	57
Biomassa	Solida cippato 18,5 MW	202	85	101	36	10	212
	Liquida oli vegetali 1,25 MW	274	30	226	25	4	277
Rifiuti	10 MW	50	87	-68	50	11	58
Solare	FV 1 MW	254	373		41	38	377

- tabella 4 -

**Costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili
(periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 15 anni)**

Fonte	Taglia	Costo medio base in assenza di capitale di rischio [€/MWh]	Costo medio di produzione con remunerazione del capitale di rischio				
			Costo del capitale annuo equivalente [€/MWh]	Costo del combustibile [€/MWh]	Costi operativi annui equivalenti [€/MWh]	Valore residuo [€/MWh]	Totale [€/MWh]
Idrica	Alto salto 5 MW	102	102		17	6	113
Geotermica	20 MW	74	69		17	4	82
Eolica	2 MW	80	87		8	6	89
Biogas	Digestione materia vegetale 1,55 MW	82	139	-60	26	9	96
	Da discarica 1,01 MW	56	23	0	39	2	60
Biomassa	Solida cippato 18,5 MW	199	75	101	36	4	208
	Liquida oli vegetali 1,25 MW	273	26	226	25	2	275
Rifiuti	10 MW	46	77	-68	50	5	54
Solare	FV 1 MW	247	330		41	22	350

- tabella 5 -

4.2 Definizione del mix di fonti

Ai fini della definizione del mix di fonti, si fa riferimento alla produzione annuale effettiva di energia elettrica da impianti IAFR, differenziata per fonte, per cui sono stati emessi i certificati verdi. La produzione annuale effettiva di energia elettrica da impianti IAFR, viene anche distinta tra

produzione di energia elettrica da impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 e produzione di energia elettrica da impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

Tali dati, riassunti nella tabella 6, vengono utilizzati nel calcolo della media ponderata che verrà meglio esplicitata nel seguito.

Produzione di energia elettrica dell'anno 2012 incentivata con i certificati verdi

FORNITORE	TIPOLOGIA	ENERGIA INCENTIVATA TOTALE (MWh)	ENERGIA INCENTIVATA PER IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO FINO AL 31.12.2007 (MWh)	ENERGIA INCENTIVATA PER IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO DAL 01.01.2008 (MWh)
Idrica	Idrica	6.601.154	3.927.441	2.673.713
Geotermica	Geotermoelettrico	1.495.837	836.198	659.639
Eolica	Eolico on shore	12.457.123	3.741.170	8.715.953
Solare	Fotovoltaico	2.272	1.511	761
Biomasse e rifiuti	Biogas da discarica	597.210	518.671	78.539
	Altri biogas	397.648	119.104	278.544
	Biomasse combustibili	1.439.094	235.429	1.203.665
	Bioliquidi	2.245.209	3.171	2.242.038
	Biomasse da rifiuti	218.238	2.167	216.071
	Rifiuti	179.492	171.912	7.580
Totale		25.633.277	9.556.774	16.076.503

Dati GSE aggiornati al 16 settembre 2013.

- tabella 6 -

4.3 Definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato

Il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato, per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, come già attualmente previsto dalla deliberazione ARG/elt 102/11, viene posto pari alla media delle medie aritmetiche zionali dei prezzi orari, ponderata sulla quantità di energia elettrica incentivata con i certificati verdi in ogni zona di mercato. Per l'anno 2012, il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato così calcolato è risultato pari a 75,96 €/MWh (tabella 7).

Zona di mercato	Produzione (*) [MWh]	Prezzo medio aritmetico [€/MWh]
	a	b
CENTRO NORD	2.348.746	73,87
CENTRO SUD	3.487.621	73,16
NORD	7.813.023	74,05
SARDEGNA	1.934.637	81,67
SICILIA	3.010.826	95,28
SUD	7.038.425	70,34
Totale	25.633.277	

Prezzo medio energia A = (SOMMA (a*b)) / SOMMA (a)
75,96 €/MWh

(*) Dati trasmessi all'Autorità dal GSE. I dati qui riportati escludono, per le finalità del presente provvedimento, la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento incentivata con i certificati verdi.

- tabella 7 -

4.4 Quantificazione del prezzo P_{IAFR}

Il prezzo P_{IAFR} è pari alla differenza tra:

- la media dei costi medi di produzione (con remunerazione del capitale) dell'energia elettrica da fonti rinnovabili ponderata per la produzione annuale effettiva di energia elettrica degli impianti incentivati con i certificati verdi, differenziata per fonte e per anno di entrata in esercizio dell'impianto, per cui sono stati emessi i certificati verdi nell'anno a cui l'obbligo è riferito;
- il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato, per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, calcolato come indicato nel paragrafo 4.3.

La tabella 8 evidenzia i dettagli del calcolo per l'anno d'obbligo 2012.

Valore del termine P_{IAFR} per l'anno 2012

Fonte:	Produzione 2012 da impianti entrati in esercizio prima dell'1 gennaio 2008 e incentivata con i certificati verdi (*) <i>MWh</i> a	Costo medio di produzione da fonti rinnovabili con remunerazione del capitale di rischio (periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 12 anni) <i>€/MWh</i> b	Produzione 2012 da impianti entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 2008 e incentivata con i certificati verdi (*) <i>GWh</i> c	Costo medio di produzione da fonti rinnovabili con remunerazione del capitale di rischio (periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 15 anni) <i>€/MWh</i> d	Produzione 2012 totale incentivata con i certificati verdi (*) <i>GWh</i> e = a + c
	3.927.441	119,0	2.673.713	113,0	6.601.154
Idrica	836.198	85,0	659.639	82,0	1.495.837
Geotermica	3.741.170	92,0	8.715.953	89,0	12.457.123
Eolica	518.671	57,0	78.539	60,0	597.210
Bioqas da discarica	119.104	103,0	278.544	96,0	397.648
Altri bioqas	235.429	212,0	1.203.665	208,0	1.439.094
Biomasse combustibili	3.171	277,0	2.242.038	275,0	2.245.209
Biocombustibili liquidi	174.079	58,0	223.651	54,0	397.730
Biomasse da rifiuti e Rifiuti	1.511	377,0	761	350,0	2.272
Solare fotovoltaica	9.556.774		16.076.503		25.633.277
Totale					
A	Prezzo medio di produzione: $A = (SOMMA(a \cdot b) + SOMMA(c \cdot d)) / SOMMA(e)$			€/MWh	118,15
B	Prezzo indicativo di vendita dell'energia elettrica (media ponderata 2012)			€/MWh	75,96
C	$P_{IAFR}: C = A - B$			€/MWh	42,19

(*) Dati trasmessi all'Autorità dal GSE. I dati qui riportati escludono, per le finalità del presente provvedimento, la produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento incentivata con i certificati verdi.

- tabella 8 -

5. Quantificazione del valore V_m per l'obbligo dell'anno 2012

Il valore V_m riconosciuto per ogni certificato verde è pari a:

$$V_m = Q_{GSE} \cdot P_{GSE} + Q_{IAFR} \cdot P_{IAFR}$$

dove:

- Q_{GSE} è pari allo **5,2%** del totale – *paragrafo 2*;
- P_{GSE} è pari a **79,60 €/MWh** – *paragrafo 3*;
- Q_{IAFR} è pari al **94,8%** del totale – *paragrafo 2*;
- P_{IAFR} è pari a **42,19 €/MWh** – *paragrafo 4.4*.

Quindi **$V_m = 44,14 \text{ €/MWh}$** .