

Determinazione del valore V_m riconosciuto per ogni certificato verde per l'obbligo dell'anno 2009

1. Introduzione

Il valore V_m riconosciuto per ogni certificato verde viene determinato applicando i medesimi criteri di cui alla deliberazione n. 113/06. Pertanto, tale valore 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 GSE;
- b) P_{GSE} è il prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi nella titolarità dei produttori da impianti IAFR;
- 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 di generazione 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 2009, i termini Q_{GSE} e Q_{IAFR} risultano rispettivamente pari a 0,1% e 99,9%.

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 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 (2009) e il 31 marzo dell'anno successivo (2010). Tale prezzo è quindi pari al prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi.

Sono stati considerati anche i certificati verdi associati ad impianti di teleriscaldamento mentre sono stati esclusi i prezzi di vendita dei certificati verdi collocati dal GSE nelle sezioni speciali del mese di aprile 2009, poiché tali prezzi non derivano da negoziazioni.

Con tali ipotesi, per l'obbligo dell'anno 2009, sulla base dei dati pubblicati dal GME, il valore del prezzo P_{GSE} risulta pari a 86,96 €/MWh.

4. Quantificazione del termine P_{IAFR}

I certificati verdi relativi agli impianti IAFR sono stati valorizzati al costo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi vivi sostenuti 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 con riferimento alla remunerazione degli investimenti diretti da parte dei produttori Cip 6 soggetti all'obbligo e ammessi al riconoscimento degli oneri ai sensi della deliberazione n. 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, ivi inclusa la remunerazione dei costi vivi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- 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 sono stati determinati a partire dai dati contenuti nel rapporto del Politecnico di Milano, riportato in Allegato A al DCO 8/11 (di seguito: Rapporto del Politecnico). In particolare il rapporto riporta i dati medi 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 , per ogni fonte, sono stati utilizzati i dati relativi ad un impianto, scelto come riferimento, con taglia superiore ad 1 MW poiché per gli altri appare più conveniente usufruire delle tariffe onnicomprensive, anziché dei certificati verdi. Nei casi in cui per una data fonte (biogas e bioliquidi) lo studio non riporta impianti di taglia superiore a 1 MW sono stati utilizzati come riferimento i dati di costo relativi all'impianto di taglia più prossima a 1 MW.

Inoltre, per definire i costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili inclusivi di un'adeguata remunerazione del capitale, è stato utilizzato un tasso di attualizzazione pari al *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) che caratterizza gli investimenti nelle fonti rinnovabili.

In particolare, è stata utilizzata 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%;
- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio posta pari al 34%.

Per quanto riguarda la ripartizione percentuale tra capitale di debito e capitale di rischio ai fini del finanziamento dell'investimento, si è considerato un apporto medio di capitale di debito (D) pari al 70% e, conseguentemente, un apporto medio di capitale di rischio (E) pari al 30%. Tali valori appaiono congruenti con i valori medi di un paniere di società operanti nel settore delle fonti rinnovabili (*fonte Thompson Reuters*).

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

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

in cui:

- 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 luglio 2010 – giugno 2011, il valore di R_f è pari a 4,419%;
- il parametro *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 nell'individuazione del WACC per la remunerazione degli investimenti nelle infrastrutture energetiche);
- il parametro β , infine, è un indicatore della rischiosità sistematica 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. Il parametro β *levered* è stato posto pari a 1,4: ciò, tenendo conto della ripartizione percentuale tra capitale di debito e capitale di rischio, determina un β *unlevered* pari a 0,52, prossimo a quello mediamente riferibile agli investimenti nell'attività di rigassificazione che si ritiene presenti un analogo livello di rischio.

Il 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, 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 4,419%;
- *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 1 evidenzia i parametri impiegati per il calcolo del valore del WACC.

t_c	T	D	E	R_f	β	ERP	K_D	K_E	K_D PRE TAX	K_E PRE TAX	WACC
a	b	c	d	e	f	g	h	$i = e + f \cdot g$	$l = h \cdot (1 - a) / (1 - b)$	$m = i / (1 - b)$	$n = l \cdot c + m \cdot d$
27,50%	34%	70%	30%	4,419%	1,4	4%	4,87%	10,02%	5,35%	15,18%	8,30%

– tabella 1 –

La tabella 2 evidenzia, per ogni fonte, i costi medi ottenuti per ciascun impianto scelto come riferimento 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 3 evidenzia, per ogni fonte, i costi medi ottenuti per ciascun impianto scelto come riferimento 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 dei valori del WACC riportati in tabella 1.

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	63	89		18	19	88
	Basso salto	5 MW	70	102		18	22	98
Geotermica		20 MW	53	73		16	14	75
Eolica		2 MW	92	111		24	16	119
Biogas	Digestione materia vegetale	1,25 MW	155	54	82	41	8	169
	Da discarica	1,01 MW	39	23	0	26	3	46
Biomassa	Solida cippato	18,5 MW	156	79	74	35	10	178
	Liquida oli vegetali	0,999 MW	182	16	139	33	2	186
Solare	FV	1 MW	251	370		38	52	356

- tabella 2 -

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	62	79		18	11	86
	Basso salto	5 MW	68	90		18	12	96
Geotermica		20 MW	51	64		16	8	72
Eolica		2 MW	89	98		24	7	115
Biogas	Digestione materia vegetale	1,25 MW	154	48	82	41	3	168
	Da discarica	1,01 MW	45	23	0	30	2	51
Biomassa	Solida cippato	18,5 MW	154	70	74	35	4	175
	Liquida oli vegetali	0,999 MW	181	14	139	33	1	185
Solare	FV	1 MW	244	326		38	23	341

- tabella 3 -

4.2 Definizione del mix di fonti

Ai fini della definizione del mix di fonti, si è fatto riferimento alla produzione annuale effettiva di energia elettrica da impianti IAFR, differenziata per fonte, per cui sono stati emessi i certificati verdi. Inoltre, la produzione annuale effettiva di energia elettrica da impianti IAFR, è anche stata 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 sono riassunti nella tabella 4.

Produzione di energia elettrica dell'anno 2009 incentivata con i certificati verdi

Fonte	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	6.957.915	5.486.641	1.471.274
Geotermica	Geotermoelettrico	928.815	884.935	43.880
Eolica	Eolico	5.536.325	3.243.954	2.292.371
Solare	Fotovoltaico	4.311	3.131	1.180
Biomasse e rifiuti	Biogas da discarica	755.085	672.292	82.793
	Altri biogas	450.131	247.375	202.756
	Biomasse combustibili	388.423	270.585	117.838
	Bioliquidi	1.939.238	22.566	1.916.672
	Biomasse da rifiuti	73.324	72.246	1.078
	Rifiuti	305.610	305.610	0
Totale		17.339.177	11.209.335	6.129.842

Dati GSE aggiornati al 24 gennaio 2010.

- tabella 4 -

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, è posto pari alla media delle medie aritmetiche zonali dei prezzi orari, ponderata sulla quantità di energia elettrica incentivata con i certificati verdi in ogni zona di mercato. Per l'anno 2009, il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato così calcolato è risultato pari a 63,06 €/MWh (tabella 5).

Zona di mercato	Produzione [MWh]	Prezzo medio aritmetico [€/MWh]
	a	b
CENTRO NORD	1.692.993	62,26
CENTRO SUD	1.465.394	62,40
NORD	10.609.520	60,82
SARDEGNA	580.988	82,01
SICILIA	900.963	88,09
SUD	2.089.320	59,49
Totale	17.339.177	
Prezzo medio energia A = (SOMMA (a*b)) / SOMMA (a)		
63,06 €/MWh		

- tabella 5 -

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 6 evidenzia i dettagli del calcolo.

Valore del termine P_{IAFR} per l'anno 2009

Fonte:	Produzione 2009 da impianti entrati in esercizio prima dell'1 gennaio 2008 e incentivata con i certificati verdi (*) GWh <i>a</i>	Costo medio di produzione da fonti rinnovabili con remunerazione del capitale di rischio (periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 12 anni) €/MWh <i>b</i>	Produzione 2009 da impianti entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 2008 e incentivata con i certificati verdi (*) GWh <i>c</i>	Costo medio di produzione da fonti rinnovabili con remunerazione del capitale di rischio (periodo di attualizzazione ipotizzato pari a 15 anni) €/MWh <i>d</i>	Produzione 2009 totale incentivata con i certificati verdi (*) GWh <i>e = a + c</i>
Idrica (**)	5.486,641	93,0	1.471,274	91,0	6.957,915
Geotermica	884,935	75,0	43,880	72,0	928,815
Eolica	3.243,954	119,0	2.292,371	115,0	5.536,325
Biogas da discarica	672,292	46,0	82,793	51,0	755,085
Altri biogas	247,375	169,0	202,756	168,0	450,131
Biomasse combustibili	270,585	178,0	117,838	175,0	388,423
Biocombustibili liquidi	22,566	186,0	1.916,672	185,0	1.939,238
Biomasse da rifiuti e rifiuti (***)	377,856	144,8	1,078	135,1	378,934
Solare fotovoltaica	3,131	356,0	1,180	341,0	4,311
Totale	11.209,335		6.129,842		17.339,177
A	Prezzo medio di produzione: A = (SOMMA (a*b) + SOMMA (c*d) / SOMMA (e)			€/MWh	112,94
B	Prezzo indicativo di vendita dell'en. elettrica (media ponderata 2009)			€/MWh	63,06
C	P_{IAFR}: C = A - B			€/MWh	49,88

(*) Dati trasmessi all'Autorità dal GSE

(**) Il costo medio di produzione di energia elettrica da fonte idrica è posto pari alla media aritmetica dei costi medi attribuibili all'impianto a bacino e all'impianto ad acqua fluente di cui alle tabelle 2 e 3.

(***) Il costo medio di produzione di energia elettrica da biomasse da rifiuti e rifiuti è calcolato a partire dai medesimi dati utilizzati per gli anni precedenti al 2009, tratti dal rapporto IEFÉ allegato al documento per la ricognizione 29 dicembre 2008, ed utilizzando il medesimo valore del WACC proposto nel presente documento (pari a 8,30%, vds. tabella 1). In particolare, i costi operativi sono pari a 61,4 €/MWh, i costi di combustibile sono nulli e i costi di investimento sono pari a 83,4 €/MWh (ipotizzando un periodo di attualizzazione pari a 12 anni) o pari a 73,7 €/MWh (ipotizzando un periodo di attualizzazione pari a 15 anni).

- tabella 6 -

5. Quantificazione del valore V_m per l'obbligo dell'anno 2009

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 **0,1%** del totale – *paragrafo 2*;
- P_{GSE} è pari a **86,96 €/MWh** – *paragrafo 3*;
- Q_{IAFR} è pari al **99,9%** del totale – *paragrafo 2*;
- P_{IAFR} è pari a **49,88 €/MWh** – *paragrafo 4*.

Quindi $V_m = 49,92 \text{ €/MWh}$.