

再生能源電能躉購費率
及其計算公式說明
(上午場次：太陽光電)

經濟部

105年09月20日

目錄

- 壹、106年度再生能源電能躉購費率計算公式
- 貳、106年度太陽光電電能躉購費率
 - 一、106年度太陽光電電能躉購費率試算
 - 二、躉購制度獎勵措施
 - 三、躉購分類與容量級距
 - 四、106年度太陽光電使用參數
 - 五、平均資金成本率使用參數
 - 六、106年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

壹、106年度再生能源電能躉購費率計算公式

一、公式說明

依106年度再生能源電能躉購費率審定會會議結論，電能躉購費率計算公式如下：

$$\text{躉購費率} = \frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費}}{\text{年售電量}}$$

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{平均資金成本率} \times (1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}} - 1}$$

年運轉維護費 = 期初設置成本 × 年運轉維護費占期初設置成本比例

2

壹、106年度再生能源電能躉購費率計算公式

二、公式意義與內涵

- (一) 利用躉購合約期間內，再生能源發電業者各年期的淨收入(電費收入減運維費用)以平均資金成本率折現之後，令其各年淨收入現值之和等於期初設置成本。
- (二) 公式中的各項參數除期初設置成本之外，在計算公式中皆加以均化處理，以得到均化的躉購費率，因此，公式中之參數皆為長期平均的概念。
- (三) 各項參數以長期平均化後，各年之淨收入將成為以平均資金成本率為變數的等比級數，故可以將各年的加總值簡化為平均資金成本率與年數的關係式，稱之為「資本還原因子」。
- (四) 資本還原因子中之平均資金成本率並不是指業者的投資報酬率，而是指計畫投入全部資金的報酬率，所以平均資金成本率會等於自有資金與外借資金的平均報酬率。

3

壹、106年度再生能源電能躉購費率計算公式

三、公式特色

- (一)以固定費率長期躉購方式，讓業者可掌握每期之現金流量，降低業者營運風險，符合國際饋網電價(Feed-in Tariff)之精神。
- (二)鼓勵再生能源資源較優之區域及經營效率較佳之業者優先進入市場，並給予業者提高發電量之誘因，以提昇再生能源之經濟效益。
- (三)反映資金成本及投資風險溢酬，有助於費率水準可以維持業者合理利潤之訂定目的。

4

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

一、106年度太陽光電電能躉購費率試算

類型	級距 (kW)	106年第一期躉購費率試算 (元/度)	與105年第二期比較 (%)	106年第二期躉購費率試算 (元/度)	與第106年第一期比較 (%)
屋頂型	≥1 ~ <20	<u>6.0281</u> (6.4813)	-6.99	<u>6.0281</u> (6.4813)	0.00
	≥ 20 ~ < 100	<u>4.9226</u> (5.2127)	-5.56	<u>4.9226</u> (5.2127)	0.00
	≥ 100 ~ < 500	<u>4.4822</u> (4.8061)	-6.74	<u>4.4822</u> (4.8061)	0.00
	≥ 500	<u>4.3526</u> (4.6679)	-6.75	<u>4.3526</u> (4.6679)	0.00
地面型	無區分	<u>4.4838</u> (4.6679)	-3.94	<u>4.4838</u> (4.6679)	0.00
水面型	無區分	<u>4.8723</u>	--	<u>4.8723</u>	--

註1：()內數字為105年度公告數值。

註2：106年度下限費率為2.6000元/度。

5

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

二、躉購制度獎勵措施

106年度第二次審定會決議採取以下5項獎勵機制，藉以提升再生能源設置誘因。

獎勵機制	目的	措施起始年	106年度做法
離島費率獎勵機制	為節省離島地區發電成本，故以費率加成獎勵鼓勵離島地區設置再生能源。	103年度	各類再生能源發電設備設置於離島地區所適用之106年度躉購費率按實際公告費率加成 15% 。但其電能躉購費率加成部分自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網連結日起，即停止適用。
第四季得標業者費率適用時點權益保障方式之延用	考量第四季得標者之實務作業期程與業者投資誘因，故放寬於每年9月之後得標業者之上限費率適用時點。	104年度	若太陽光電競標機制依舊執行，則延續105年度的作法，即放寬每年9月至12月競標得標者的費率適用時點。若太陽光電躉購費率適用性與競標機制搭配之作法於106年退場，則該獎勵機制於106年度則不適用。
躉購費率與區域費率討論之連結	為解決北部尖峰用電需求及反映北部地區最佳優良場址日照資源，躉購費率以加比例方式，提高北部地區設置誘因。	105年度	考量北部地區與審定會使用參數(13%)及實際發電量(17%)差距之平均，北部地區(含北北基、桃竹苗及宜花) 106年度電能躉購費率按實際公告之躉購費率加成 15% 。

6

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

二、躉購制度獎勵措施

106年度第二次審定會決議採取以下5項獎勵機制，藉以提升再生能源設置誘因。

獎勵機制	目的	措施起始年	106年度做法
太陽光電高效能模組躉購費率加成機制	為鼓勵太陽光電模組能持續朝高效率及高性能系統發展，考量國內屋頂與土地面積有限，期在有限的面積創造出最大的設置容量，引導高規格產品進入市場進行區分產品差異及促進產業升級，提升國內太陽光電產品水準。	106	採用經濟部公告之106年度太陽光電高性能模組，且其躉購費率適用106年度完工上限費率者，其106年躉購費率可依公告上限費率加成 5% 。
放寬地面型太陽光電費率適用時點	考量擴大太陽光電推廣目標量且未來將以地面型為主要推廣對象另土地資源多坐落於農業區或空曠區域，電網強度較不足；因此為了吸引業者設置，將需要進行電網布建，進而會影響設置者投資規劃期程及其適用之躉購費率故放寬地面型太陽光電費率適用時點。	106	考量併聯規範、規劃時程及未來推廣政策，針對裝置容量為 10MW以上之地面型及水面型太陽光電設備 ，可放寬延長 6個月完工期限 ，即於 次年6月30日前完工者 ，其躉購費率仍適用前一年當年度公告之完工上限費率。

7

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

三、躉購分類與容量級距

105年度			106年度		
再生能源類別	分類	容量級距(瓩)	再生能源類別	分類	容量級距(瓩)
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$
		$\geq 20 \sim < 100$			$\geq 20 \sim < 100$
		$\geq 100 \sim < 500$			$\geq 100 \sim < 500$
		≥ 500			≥ 500
	地面型	無區分		地面型	無區分
--	--	水面型	無區分		

- ◆ 新增水面型躉購類別：透過政策工具以鼓勵開發陸域以外其他區域設置太陽光電。
 ◆ 不區分地面型躉購級距：地面型未來係以大規模區域進行開發，且為使資源有效利用。

8

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

四、106年度太陽光電使用參數

(一) 期初設置成本

1.105年度審定會使用參數值：如下表所述

2.106年度第二次審定會決議數值：如下表所述

類型	級距	105年度審定會使用參數值		106年度審定會決議數值	
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	79,700	79,700	69,800	69,800
	20瓩以上未達100瓩	64,100	64,100	57,000	57,000
	100瓩以上未達500瓩	59,100	59,100	51,900	51,900
	500瓩以上	57,400	57,400	50,400	50,400
地面型	無區分級距	57,400	57,400	53,200	53,200
水面型	無區分級距	--	--	59,100	59,100

9

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

四、106年度太陽光電使用參數

3.資料參採說明

(1)反映市場實際成本現況

- A.為有效反映市場實際成本現況，建議同時考量最新一期(第五期)各級距合格投標案件剔除上下10%極端值之平均折扣率所推估之期初設置成本及設備認定發票資料進行估算。
- B.考量104年度與105年度設置態樣有所差異，為能反映市場實際發展現況，則將折扣率推估之期初設置成本與104年及105年1月至5月設備認定發票資料之設置成本加以平均。

類型	級距	105年第五期競標折扣率反推之期初設置成本(元/瓩)	104年設備登記發票資料(元/瓩)	105年設備登記發票資料(元/瓩)	初始期初設置成本(元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	79,700	65,661	67,512	70,958
	20瓩以上不及100瓩	64,100	55,188	54,520	57,936
	100瓩以上不及500瓩	59,100	49,224	50,060	52,795

(2)成本結構調整

- A.該級距無設置案件者，則參考105年度該級距與鄰近級距之期初設置成本差異進行調整。
- B.屋頂型500瓩以上之設置成本則參考100瓩以上不及500瓩之設置成本，以2.88%進行調整，為51,275元/瓩。

(3)地面型加計土地整理與地質鑽探費用

- A.參考屋頂型500瓩以上：104及105年度未有地面型發票資料，考量地面型之設置條件、設置方式及規模與設置屋頂型大規模案場相似，因此，參考屋頂型500瓩以上期初設置成本；另考量地面型於施工前須針對設置地點進行土地整理與地質鑽探，使土地資源有效使用及完善規畫施工方式，故將上述兩項費用共2,949元/瓩納入考量，合計為54,224元/瓩。
- B.工研院調查資料：針對地面型(裝置容量500瓩)之設置案件進行市場調查，設置成本約54,000元/瓩(已包含整地費用、地質鑽探費及併網費用)。
- C.考量上述資料，106年地面型太陽光電期初設置成本為54,112元/瓩。

10

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

四、106年度太陽光電使用參數

3.資料參採說明

(4)水面型(浮力式)太陽光電以地面型設置成本為準，再加計6,000元/瓩

- A.因設置於水上，其所衍生之成本項目包含浮台及其上方之支撐架(需認屬不汙染水質材質)、浮力基座、水面上方維修走道設施、錨定、纜繩設施等。
- B.考量水面型與地面型設置方式類似，參考地層下陷區地面型設置成本與水面型浮力式系統成本進行比較，以地面型設置成本為準，再加計其衍生之相關設備造成的成本6,000元/瓩，為60,112元/瓩。

(5)反映50%國際預估未來成本發展趨勢

- A.觀察Bloomberg及Joint Research Centre of the European Commission等針對未來設置成本發展趨勢之預估資料，2017年較2016年設置成本下降幅度介於2.87~4.38%，平均為3.47%；考量模組價格係以美金報價，故將匯率變動幅度反應至未來國際降幅，國際預估未來成本發展趨勢以平均降幅3.40%進行計算。
- B.觀察國內外2016年上半年設備成本報價趨勢，受中國6月底前搶裝潮影響或國際政治情勢影響(英國脫歐)，另考量國內太陽光電推廣目標量逐步擴大，故為鼓勵業者進入市場，決定106年度國際預估之成本降幅以50%，即1.70%進行調整。

(6)106年度期初設置成本估算

類型	容量級距(瓩)	105年期初設置成本(元/瓩)	106年度審定會決議數值		
			國際降幅(%)	期初設置成本(元/瓩)	降幅(%)
屋頂型	≥1~<20	79,700	1.70	69,800	-12.42
	≥20~<100	64,100		57,000	-11.08
	≥100~<500	59,100		51,900	-12.18
	≥500	57,400		50,400	-12.20
地面型	≥1	57,400		53,200	-7.32
水面型	≥1	--		59,100	--

11

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

四、106年度太陽光電使用參數

(二)年運轉維護費

1.105年度審定會使用參數值：如下表所述

2.106年度第二次審定會決議數值：如下表所述

類型	容量級距 (瓩)	105年度審定會使用參數值 (%)	106年度審定會決議數值 (%)
屋頂型	≥1~<20	1.97	2.60
	≥20~<100		
	≥100~<500		
	≥500		
地面型	≥1	--	2.34
水面型	≥1	--	2.11

3.資料參採說明

- (1)考量屋頂型及地面型設置方式與維護方式有所差異，故106年度屋頂型及地面型之運轉維護費用比例分開估算；另水面型現階段設有維修走道及平台，其維修方式與地面型類似，且現階段水面型未有實際運轉維護實績產生，故採用地面型之運轉維護費用。
- (2)所蒐集的國內資料(台電公司及太陽光電系統公會)為實際發生之數據及市場目前實際執行的模式，故以國內資料進行估算。
- (3)近年天災颱風導致設備受損嚴重而產生額外的保險費用，故蒐集保險費用資料(含電子設備及公共意外責任險)，採約300元/瓩進行估算。

12

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

四、106年度太陽光電使用參數

(二)年運轉維護費

- (4)106年度運轉維護費用金額採台電公司與太陽光電系統公會所提資料並加計保險費用進行估算，進行估算後之屋頂型比例為2.60%、地面型為2.34%及水面型為2.11%，故建議106年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例屋頂型為2.60%、地面型為2.34%及水面型為2.11%。

類型	容量級距 (瓩)	106年期初設置成本 (元/瓩)	運轉維護費用 (元/瓩)	佔比 (%)	參採數值 (%)
屋頂型	≥1~<20	69,800	2,286	3.28	2.60
	≥20~<100	57,000	1,488	2.61	
	≥100~<500	51,900	1,412	2.72	
	≥500	50,400	899	1.78	
地面型	≥1	53,200	1,247	2.34	2.34
水面型	≥1	59,100	1,247	2.11	2.11

13

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

四、106年度太陽光電使用參數

(三)年售電量

1.105年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：1,250度/瓩

3.資料參採說明

- (1)考量優先鼓勵開發優良場址，並引導發電效率較好之產品進入市場，為避免發電量參數波動過大，應觀察長期參數資料而非單一年度資料。
- (2)觀察台電、工研院及電能補貼102至104年資料，全臺灣場址年發電量介於1,218~1,303度/瓩，平均為1,256度/瓩(考量效率遞減率後平均為1,222度/瓩)；台中以南場址年發電量介於1,238~1,348度/瓩，平均為1,292度/瓩(考量效率遞減率後平均為1,258度/瓩)。(詳如表1)
- (3)依據上述計算結果，因與105年度審定會所採之數值差異不大，故建議太陽光電106年度之年售電量仍維持1,250度/瓩。

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

表1 102-104年國內太陽光電年售電量資料

資料年度	全臺灣								
	台電			工研院			電能補貼		
	簡單平均 (度/瓩)	參採 案件	裝置容量 (瓩)	簡單平均 (度/瓩)	參採 案件	裝置容量 (瓩)	簡單平均 (度/瓩)	參採 案件	裝置容量 (瓩)
102年	1,267	10	9,968.93	1,248	20	198.92	1,222	1,536	138,352.17
103年	1,281	21	15,516.825	1,218	23	252.433	1,249	2,349	207,982.04
104年	1,303	22	18,237.165	1,233	22	260.088	1,281	5,721	443,822.66
平均	1,284	--	--	1,233	--	--	1,251	--	--
台中以南									
102年	1,348	6	7,537.97	1,286	16	56.37	1,238	1,404	1356,365.277
103年	1,304	18	14,783.255	1,269	18	62.58	1,256	2,238	205,573.36
104年	1,321	19	17,503.60	1,314	14	50.4	1,291	5,380	431,707.32
平均	1,324	--	--	1,290	--	--	1,262	--	--

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

五、平均資金成本率使用參數

- (一)105年度審定會使用參數：5.25%
- (二)106年度第二次審定會決議數值：5.25%
- (三)資料參採說明

1.公式說明

(1)資金分為外借及自有資金，故平均資金成本率(Weighted Average Cost of Capital, WACC)係指依照各類資金占總資本比例，加權平均所得之平均成本。

(2)WACC受四項參數影響，即無風險利率、外借資金及自有資金比例、銀行融資信用風險加碼以及業者風險溢酬，其計算公式如下：

$$\begin{aligned}WACC &= R_o \times W_o + R_I \times W_I \\ &= R_o \times W_o + (R_o + \beta) \times W_I \\ &= (R_f + \alpha) \times W_o + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I\end{aligned}$$

$$\text{且 } W_o + W_I = 1 \quad R_o = R_f + \alpha \quad R_I = R_f + \alpha + \beta$$

其中 W_o 為外借資金比例 W_I 為自有資金比例

R_o 為外借資金利率 R_I 為自有資金報酬

R_f 為無風險利率 β 為風險溢酬

α 為信用風險加碼

(1)無風險利率：屬於中性之參數，指該國資本市場風險最低之標的。

(2)外借資金及自有資金比例：根據融資金額、企業信用評等及還款能力進行評估。

(3)信用風險加碼：根據企業的信用評等或投資計畫之風險議定進行評估。

(4)風險溢酬：指投資者主觀認為事業經營風險之高低。

16

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

2.外借資金及自有資金比例

(1)國內資料

參考國內各銀行對不同的政策性貸款，最高貸款成數約為80%。

(2)國外資料

A.根據Fraunhofer ISE(2013)資料，德國太陽光電、陸域風力及生質能自有資金比例平均為26.7%。

B.根據DIA-CORE(2016)報告，歐盟國家陸域大型風力的自有資金比例平均為31.2%。

C.根據IRENA(2015)報告，再生能源發電專案的借款比例約介於50~80%。

綜合考量國內外案例，自有資金比例平均皆接近30%，且由於國內投資貸款情勢今年並無多大變化，故決議106年度外借與自有資金比例為70%：30%。

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

3.無風險利率

(1)國內資料

- A.基於躉購年限為期20年，應以長期穩定及避免數值波動過大為原則。
- B.參採標準與過去審定會一致，計算過去三年之10年期政府公債殖利率平均值，即民國103年至105年(1-6)月三年平均值計算為1.37%。

(2)國外資料

- A.蒐集歐洲央行歐元區10年期公債殖利率資料，計算2014年至2016年6月三年平均為2.92%。
- B.彙整近3年(2014-2016年)歐元區10年期公債殖利率平均數值如下：

時間	10年期公債殖利率(%)	資料來源
2014年平均	3.68	http://www.ecb.europa.eu/stats/money/yc/html/index.en.html/statistics@ecb.int
2015年平均	2.50	
2016年1~6月平均	2.24	

考量無風險利率與各國經濟環境關係密切，屬該國資本市場風險最低標的，決議106年度無風險利率採國內數值，各類再生能源均設定為1.37%。

18

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

4.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(1)國內資料

- A.銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 α 風險， α 風險高低係考量企業的信用評等或是投資計畫之風險議定，評估方式說明如下：
- (A)以利息保障倍數分析，利息保障倍數為銀行融資加碼之重要財務指標之一，為控制風險，國內外銀行對新興投資計畫會要求其利息保障倍數須在2.5倍，其約當信用評等twBB至twBBB之公司，此時 α 風險介於1.5%至2.0%。
- (B)以twBBB等級之公司債扣掉政府公債(無風險利率)之利差亦可作為風險加碼的參考範圍，故以103-105年6月之twBBB公司債平均扣掉103-105年6月無風險利率平均，得值為1.16%。
- (C)本年度發函國內公民營銀行，根據銀行提供太陽光電融資資料，融資利率介於1.68-3.73%，扣除無風險利率(1.37%)後風險加碼約介於0.31-2.36%。
- B.綜合上述，各類資訊顯示銀行融資風險加碼介於0.31-2.36%間，故現行採用2%為合理數值。

(2)國外資料

蒐集4筆資料，計算平均外借資金報酬率為4.89%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.92%後，推估銀行融資信用風險加碼約1.97%。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	4.5	Fraunhofer ISE(2013), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
德國	太陽光電	4	
德國	生質能	4.5	
歐盟平均	陸域風力	6.55 (5.9 - 7.2)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.

106年度 α 風險數值為2%。

19

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

5.業者風險溢酬(β風險)

蒐集國外6筆自有資金報酬率資料，計算平均為9.20%，減去國外平均外借資金報酬率4.89%後，推估業者風險溢酬約4.31%。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率 (%)	資料來源
德國	陸域風力	9	Fraunhofer ISE(2013), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies.
德國	太陽光電	8	
德國	生質能	9	
英國	太陽光電	7	NERA, DECC(2013), "Changes in Hurdle Rates for Low Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime"
英國	陸域風力	9	
歐盟平均	陸域風力	13.2 (12.4-14)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.

考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，決議106年度β風險採國外數值4.31%。

20

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

6.參數參採彙總

參數別	參採數值	參採說明
自有資金比例	30%	國內外典型專案、再生能源投資計畫
外借資金比例	70%	
無風險利率	1.37%	十年期政府公債殖利率103年至105年(1-6月)三年平均數值
α風險	2.00%	以國內資料及國外(以德國、歐盟等4筆)資料為準
β風險	4.31%	以德國、英國、歐盟等6筆資料

無風險利率 + α風險 (外借資金報酬率)	無風險利率 + α風險 + β風險 (自有資金報酬率)
3.37%	7.68%

(四)資料參採說明彙整

1. WACC=自有資金比例*(無風險利率+α+β)+外借資金比例*(無風險利率+α)：

$$30%*(1.37%+2%+4.31%)+70%*(1.37%+2%) = 4.66%$$

2.106年度計算數值為4.66%，惟基於鼓勵設置並顧及業者投資評估之穩健性，決議沿用105年度數值5.25%。

21

貳、106年度太陽光電電能躉購費率

六、106年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)		運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	躉購 期間 (年)	平均資金成 本率 (%)
			第一期	第二期				
太陽光電	屋頂型	≥1~<20	<u>69,800</u> (79,700)	<u>69,800</u> (79,700)	2.60 (1.97)	1,250 (1,250)	20 (20)	5.25 (5.25)
		≥20~<100	<u>57,000</u> (64,100)	<u>57,000</u> (64,100)				
		≥100~<500	<u>51,900</u> (59,100)	<u>51,900</u> (59,100)				
		≥500	<u>50,400</u> (57,400)	<u>50,400</u> (57,400)				
	地面型	無區分	<u>53,200</u> (57,400)	<u>53,200</u> (57,400)	2.34 (1.97)			
	水面型	無區分	<u>59,100</u>	<u>59,100</u>	2.11			

註：()內數字為105年度實際數值。

報告完畢

