



113年度「再生能源電能躉購費率及其計算公式」聽證會

再生能源電能躉購費率 及其計算公式說明 (高雄場：太陽光電)

經濟部

113年1月22日

目錄

壹、113年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

一、電能躉購費率審定原則

二、113年度太陽光電電能躉購費率試算

三、躉購制度獎勵及配套措施

四、躉購分類與容量級距

五、113年度太陽光電使用參數

六、113年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

壹、113年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

一、公式說明

依113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：

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

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

$$\text{年運轉維護費} = \text{期初設置成本} \times \text{年運轉維護費占期初設置成本比例}$$

壹、113年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

二、公式意義與內涵

- (一)躉購合約期間，各年淨收入現值之和等於期初設置成本。
- (二)均化之躉購費率，公式中之參數皆為長期平均的概念。
- (三)平均資金成本率等於自有資金與外借資金的平均成本率。

三、公式特色

- (一)固定費率長期躉購，讓業者可掌握每期之現金流量，降低業者營運風險。
- (二)鼓勵經營效率較佳之業者優先進入市場。
- (三)投資風險溢酬反映於平均資金成本率。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

一、電能躉購費率審定原則

- (一) **技術成熟者優先**：為鼓勵再生能源發電設備設置，依再生能源發電技術進步情形**檢討再生能源之躉購類別、級距及躉購費率**，並以技術較成熟、具節能減碳、經濟及產業發展效益者優先推廣。
- (二) **具公信力之資料及數據**：審議各項參數應考量資料來源及參採數據之**公信力**、客觀性及適用於我國氣候及**資源條件**、用電需求等發展環境之特性。
- (三) **考量再生能源整體發展情形**：考量**再生能源技術進步、推廣目標**達成及**電力市場**發展，在兼顧環境保護、國土利用、調合電力市場交易、社會公平性或相關政策下，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (四) **優先鼓勵最佳資源場址**：優先**鼓勵開發最佳資源場址**外，但為兼顧再生能源**區域均衡發展效益**，必要時得制定獎勵機制與訂定差異化費率。
- (五) **共同決議**：其他經**分組**會議討論議題所做之**共同意見**，提請審定會予以確認參採。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

二、113年度太陽光電電能躉購費率試算 - 各期上限費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率 (元/度)	第二期上限費率 (元/度)
太陽 光電	屋頂型	1瓩以上不及10瓩	5.7848	5.7055
		10瓩以上不及20瓩	5.6535	5.5760
		20瓩以上不及50瓩	4.4081	4.3694
		50瓩以上不及100瓩	4.2320	4.1848
		100瓩以上不及500瓩	3.9565	3.9165
		500瓩以上	3.8856	3.8510
	地面型	1瓩以上	3.7635	3.7236
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.1567	4.1204

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

二、113年度太陽光電電能躉購費率試算-額外費率計算說明

- (一)所有分類級距模組回收費以每瓩1,000元計算額外費率。
- (二)屋頂型併網工程費、加強電力網依台電公告數值計算。
- (三)依各分類級距費率計算額外費率：高效能模組為6%、原住民地區或偏遠地區1%。
- (四)以地面型費率計算額外費率：漁業環境友善公積金為1%、以農業或漁業經營結合綠能設置為5%、高速公路服務區停車場土地設置為6%、學校光電運動場為10%，若有金屬浪板再加4%。

分類	裝置容量級距	模組回收費(元/度)	加強電力網(元/度)		屋頂型太陽光電發電設備併網工程費(元/度)			高效能模組(元/度)	原住民地區或偏遠地區(元/度)	漁業環境友善公積金(元/度)	一地兩用型態(元/度)			
			輸電級	配電級	低壓		高壓				以農業或漁業經營結合綠能設置	高速公路服務區停車場土地設置	學校光電運動場型態	學校光電運動場施作金屬浪板型態
					50瓩以上 不及100 瓩	100瓩 以上不 及500 瓩	50瓩以 上不及 2,000 瓩							
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	0.0656	0.0866	0.1356	0.0688	0.0964	0.0413	0.3423	0.0571	0.0372	0.1862	--	--	--
	10瓩以上不及20瓩							0.3346	0.0558					
	20瓩以上不及50瓩							0.2622	0.0437					
	50瓩以上不及100瓩							0.2511	0.0418					
	100瓩以上不及500瓩							0.2350	0.0392					
	500瓩以上							0.2311	0.0385					
地面型	1瓩以上	0.0656	0.0866	0.1356	0.0688	0.0964	0.0413	0.2234	0.0372	0.0372	0.1862	0.2234	0.3724	0.1489
水面型(浮力式)	1瓩以上							0.2472	0.0412			--	--	--

註1：根據「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」繳納輸電級或配電級均化併網單價費用者，參照前述計費方式之電壓等級、容量級距劃分及累進計算方式，依本表加計加強電力網額外費率；同時根據「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」與「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納配電級均化併網單價費用及併網工程費者，依所屬裝置容量乘以本表加強電力網額外費率後，再除以總裝置容量之平均值(以四捨五入取至小數點後第四位)，加計加強電力網額外費率。

註2：根據「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納併網工程費者，參照前述計費方式之電壓等級、容量級距及累進計算方式，依所屬裝置容量乘以本表屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率後，再除以總裝置容量之平均值(以四捨五入取至小數點後第四位)，加計屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率。

註3：學校光電運動場(含施作金屬浪板)型態之太陽光電發電設備，根據「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納併網工程費者，參照註2加計屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率。

太陽光電電能躉購費率計算方式，係先將各期上限費率乘以(1+加成比例)計算後，最後再加計本附表額外費率。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

二、113年度太陽光電電能躉購費率試算-額外費率計算說明

(五)113年度太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率

- 1.升壓站及輸電線路額外費率除GIS屋內型升壓站外，其他沿用112年度審定會公告數值，係參考台電公司、業者提供之案例資訊，計算不同電壓等級與設置型態之外加費率。
- 2.符合「共同升壓站及容量分配作業要點」之升壓站，維持112年度作法，額外費率適用對象為升壓站；符合作業要點第四點第四項之新設共同升壓站，額外費率依使用率計算。

分類	裝置容量級距	升壓站輸電線路 輸電線路長度公里數*額外費率 (元/度)		GIS升壓站 (元/度)		GIS以外升壓站 (元/度)	
		69kV	161kV以上	69kV	161kV以上	69kV	161kV以上
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	架空線：0.0260 地下電纜：0.0474	架空線：0.0084 地下電纜：0.0289	屋內型：0.5159 戶外型：0.4690	屋內型：0.4690 戶外型：0.3283	0.4690	0.3283
	10瓩以上不及20瓩						
	20瓩以上不及50瓩						
	50瓩以上不及100瓩						
	100瓩以上不及500瓩						
	500瓩以上						
地面型	1瓩以上						
水面型 (浮力式)	1瓩以上						

註1：併聯輸配電業特高壓供電線路，且有設置或共用升壓站，依本表分別加計不同態樣之輸電線路長度公里數(以四捨五入取至小數點後第三位)乘以輸電線路額外費率(加總後以四捨五入取至小數點後第四位)。輸電線路長度確認方式如下：

(1) 升壓站設置者：升壓站設置者於太陽光電發電設備竣工查驗時確認之輸電線路長度。

(2) 升壓站設置者以外：升壓站設置者於太陽光電發電設備竣工查驗時確認之輸電線路長度；若升壓站設置者之太陽光電發電設備尚未竣工查驗，則於升壓站設置者竣工查驗並確認輸電線路長度後，溯及反映輸電線路之額外費率。

註2：併聯輸配電業特高壓供電線路，且使用氣體絕緣開關設備(GIS)設置或共用升壓站者，依本表加計屋內型(GIS位於依建築法請領非屬該法第7條所稱雜項工作物之使用執照之建築物內)或戶外型GIS特高壓升壓站額外費率。

註3：根據「太陽光電發電業設置共同升壓站及容量分配作業要點」第四點第四項之新設共同升壓站，依其共同升壓站使用率加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率，調整之額外費率生效日係以新併聯太陽光電發電設備之完工日起算，並適用併聯至同一共同升壓站之全數太陽光電發電設備，前述使用率係以升壓站併網容量除以升壓站總容量計算(以四捨五入取至小數點後第四位)，升壓站有擴充容量之情形，使用率係以擴充部分升壓站併網容量除以擴充部分升壓站總容量計算：

(1) 共同升壓站運轉第一至二十年(以併聯至該共同升壓站之首件太陽光電發電設備完工日起算)且使用率不及70%者：依本表額外費率除以使用率後再乘以70%(以四捨五入取至小數點後第四位)，加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。

(2) 共同升壓站運轉第二十一年起，使用率30%以上且不及100%者：依本表額外費率除以使用率後再乘以30%，加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。

(3) 共同升壓站運轉第一至二十年且使用率70%以上，或共同升壓站運轉第二十一年起，使用率不及30%或100%以上者：依本表加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。

太陽光電電能躉購費率計算方式，係先將各期上限費率乘以(1+加成比例)計算後，最後再加計本附表額外費率。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

(一)重要調整機制—併聯特高壓供電線路

1. GIS屋內型升壓站設置型態判定方式調整，以更加明確化

避免費率適用疑慮並兼顧現行設置態樣的多元性，將**GIS屋內型升壓站**設置型態判定方式從現行「依建築法請領使用執照」，調整為「依建築法請領使用執照，**且非屬建築法第7條所稱雜項工作物**」^{註1}，另**GIS開關設備亦須位於建築物內**。

2. 為判斷輸電線路長度，調整升壓站申設身分區分方式

考量實務上業者投資升壓站的方式可能為數家業者**共同出資**之**共建方式**，故在計算輸電線路長度時，將升壓站**調整**區分身分從現行「設置者/租用者」，調整為「**設置者/設置者以外**」，以廣納各種申設態樣之升壓站。

3. 依蒐集資料結果，調整GIS屋內型升壓站額外費率

蒐集近三年資料可發現，69及161kV的**GIS屋內型成本皆下跌**，GIS戶外型成本則與112年度審定會參採數值約略相同，故**調整升壓站設置成本及額外費率**^{註2}如下。

	69kV設置成本(元/瓩)	161kV設置成本(元/瓩)
GIS屋內型	5,500	5,000
GIS戶外型	5,000	3,500

	GIS升壓站(元/度)		GIS以外升壓站(元/度)	
	69kV	161kV以上	69kV	161kV以上
屋內型	0.5159	0.4690	0.4690	0.3283
戶外型	0.4690	0.3283		

註1：建築法第7條規定，「本法所稱雜項工作物，為營業爐竈、水塔、瞭望臺、招牌廣告、樹立廣告、散裝倉、廣播塔、煙囪、圍牆、機械遊樂設施、游泳池、地下儲藏庫、建築所需駁坎、挖填土石方等工程及建築物興建完成後增設之中央系統空氣調節設備、昇降設備、機械停車設備、防空避難設備、污物處理設施等」。

註2：運維比例沿用112年度審定會使用數值3.53%。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

(二)獎勵機制及配套措施執行作法說明

1.113年度調整機制：

獎勵及配套措施	目的	措施起始年	113年度作法
併聯輸配電業特 高壓供電線路 1.升壓站 2.輸電線路	考量部分案場位於偏僻或饋線較不足地區需自設特高壓升壓站，並以GIS態樣為升壓站主要反映對象。另因升壓站線路成本會因個案有所不同，為解決台電引接點距離較遠使業者負擔較高輸電線路成本，故依實際長度反映輸電線路額外費率。	111年度	1.調整GIS屋內型升壓站設置型態判定方式。 2.為判斷輸電線路長度，調整升壓站申設身分區分方式。 3.調整GIS屋內型升壓站額外費率。 4.其餘維持112年度作法。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

(二)獎勵機制及配套措施執行作法說明

2.維持112年度機制：

獎勵及配套措施	目的	措施起始年	113年度作法
離島地區躉購費率加成機制	為 鼓勵離島地區 發展再生能源，替代當地用電。	103年度	維持112年度 機制： 劃分為與海底電纜聯結前、後 1.海底電纜與台灣本島 聯結前 ， 躉購費率 加成15% ； 2.於 聯結後 加成比例為 4% 。
綠能屋頂全民參與推動計畫獎勵	「 綠能屋頂全民參與 」 方案之目的為擴大全民 釋出屋頂設置案場、減 少對電網穩定度衝擊， 達成全民參與風潮。	107年度	維持112年度 機制： 參與綠能屋頂全民參與政策之 對象，躉購費率 加成3% 。
區域費率加成機制	為反映我國 電網特性 與 提升區域性設置量 。	105年度	維持112年度 機制： 於加成區域(含北北基桃竹苗及 宜花)者，躉購費率 加成15% 。
	以 政策因素 為主，且為 推廣台東地區設置再生 能源，促進發展目標之 達成 。	111年度	維持112年度 機制： 台東縣 躉購費率 加成8% 。
模組回收費	加速健全太陽光電模組 回收管理制度，以協助 未來太陽光電案場 除役 後之模組回收 處理。	108年度	維持112年度 機制： 模組回收費以 每瓦1,000元 計 算，以 費率外加 方式反映。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

(二)獎勵機制及配套措施執行作法說明

2.維持112年度機制

獎勵及配套措施	目的	措施起始年	113年度作法
高效能模組費率加成機制	為 鼓勵 國內設置者進行 產業升級 並增加單位面積設置容量。	106年度	維持112年度 機制： 採用高效能模組者，躉購費率 6%外加 。
原住民或偏遠地區加成獎勵	依108年5月1日總統公布「再生能源發展條例」修正條文第9條第2項及第3項之規定，躉購費率之訂定應 納入偏遠地區及原住民地區 之因素，進行綜合考量。	109年度	維持112年度 機制： 設置於原住民或偏遠地區之 太陽光電 ，躉購費率 1%外加 。
一地兩用設置型態	配合各 目的事業主管機關 推動土地結合太陽光電的多元化利用型態，透過獎勵機制帶動設置。	(1)學校光電運動場：109年度 (2)農漁電共生/高速公路服務區停車場：110年度	維持112年度 機制： 1.經中央或地方教育主管機關認定之 學校光電運動場 ，適用 地面型 費率並給予 地面型10%外加 ；若有施作 金屬浪板 ，躉購費率再外加 4% 。 2.經中央或地方農業主管機關認定之屋頂型與地面型 農漁電共生 設置型態，加計 地面型5%額外費率 。 3.經中央交通主管機關認定，符合其要求規範之 高速公路服務區停車場 土地設置太陽光電發電設備者，適用地面型費率，並給予 地面型6%外加 。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

(二)獎勵機制及配套措施執行作法說明

2.維持112年度機制

獎勵及配套措施	目的	措施起始年	113年度作法
屋頂型併網工程費	考量台電公司公告之屋頂型併網工程費計費方式為通案適用之費用，故躉購費率以外加費率作反映。	111年度	維持112年度機制： 依台電計費方式繳納工程費者，依電壓等級、容量級距及累進計算方式，依所屬裝置容量乘以屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率後，再除以總裝置容量之平均值，加計屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率。
加強電力網	台電公司修正公告加強電力網計費方式，採均化加強電力網收費，故躉購費率以外加費率方式反映成本。	111年度	維持112年度機制： 依台電加強電力網費用分攤原則繳納均化併網單價者，躉購費率針對輸電級與配電級分別計算外加費率0.0866元/度、0.1356元/度。
大型案場加速設置機制	大型案場為市場主要開發對象，為鼓勵大型案場加速設置，訂定相關獎勵機制，鼓勵業者加速設置、提前併網。	111年度	維持112年度機制： 裝置容量10MW以上、5-10MW併聯69kV以上之供電線路，且有設置或共用升壓站，於首次取得電業籌設許可(第一型)或同意備案(第二型)後，提前一定時間完工者，加計額外費率： 1.21個月內完工(提前3個月)，加計額外費率0.0541元/度； 2.18個月內完工(提前6個月)，加計額外費率0.1082元/度。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

(二)獎勵機制及配套措施執行作法說明

2.維持112年度機制

獎勵及配套措施	目的	措施起始年	113年度作法
漁業環境友善公積金	由於漁業經營結合綠能設置有產生環境影響及生態累積效應之虞，故業者應提撥一定金額，並由政府建立相關環境友善措施。	110年度	維持112年度機制： 所有分類之漁電共生案件給予地面型1%外加。
電力開發協助金	有關電力開發協助金部分依「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」公告提撥費率，外加於躉購費率上。	108年度	維持112年度機制： 依規定外加再生能源發電業電力開發協助金提撥費率，陸域風力每度0.012元、20MW以上太陽光電每度0.006元。
太陽光電結合儲能系統採遴選搭配競標機制	以儲能系統搭配太陽光電解決原饋線容量之有效利用及擴增裝置容量，解決夜間第二尖峰用電需求問題。	111年度	維持112年度機制： 於113年度公告維持相關條文。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

(二)獎勵機制及配套措施執行作法說明

2.維持112年度機制

獎勵及配套措施	目的	措施起始年	113年度作法																								
太陽光電躉購費率適用寬限期機制	考量各類型案場申設程序及建置升壓站等需求，以完工費率搭配合理費率適用寬限期限，使業者熟悉申設流程、妥善規劃並取得合理報酬。	106年度	維持112年度機制： <table><tr><th>類型</th><th>寬限期起算始點</th><th>裝置容量級距</th><th>建議寬限期限</th></tr><tr><td rowspan="3">第一型</td><td rowspan="3">籌設許可</td><td>2MW以下</td><td>•無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月</td></tr><tr><td>2MW-10MW</td><td>•無併聯升壓站：8個月 •併聯升壓站：24個月</td></tr><tr><td>10MW以上</td><td>•無論是否併聯升壓站，皆24個月</td></tr><tr><td rowspan="3">第二型</td><td rowspan="3">同意備案</td><td>2MW以下</td><td>•無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月</td></tr><tr><td>2MW-10MW</td><td>•無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月</td></tr><tr><td>10MW以上</td><td>•無論是否併聯升壓站，皆24個月</td></tr><tr><td>第三型</td><td>同意備案</td><td>2MW以下</td><td>•無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月</td></tr></table>	類型	寬限期起算始點	裝置容量級距	建議寬限期限	第一型	籌設許可	2MW以下	•無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月	2MW-10MW	•無併聯升壓站：8個月 •併聯升壓站：24個月	10MW以上	•無論是否併聯升壓站，皆24個月	第二型	同意備案	2MW以下	•無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月	2MW-10MW	•無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月	10MW以上	•無論是否併聯升壓站，皆24個月	第三型	同意備案	2MW以下	•無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月
類型	寬限期起算始點	裝置容量級距	建議寬限期限																								
第一型	籌設許可	2MW以下	•無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月																								
		2MW-10MW	•無併聯升壓站：8個月 •併聯升壓站：24個月																								
		10MW以上	•無論是否併聯升壓站，皆24個月																								
第二型	同意備案	2MW以下	•無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月																								
		2MW-10MW	•無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月																								
		10MW以上	•無論是否併聯升壓站，皆24個月																								
第三型	同意備案	2MW以下	•無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月																								

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

四、躉購分類與容量級距

躉購費率級距之訂定，係為反映市場設置現況及政策推動規劃，113年度審定會討論相關因素後，決定細拆屋頂型中小型級距，說明如下：

(一)屋頂型100瓩以下潛力量高但已設置比例最低

統計至112年6月止太陽光電設置量，屋頂型太陽光電累積設置約7GW，其中，100-500瓩以及500瓩以上設置量占比最高接近7成，100瓩以下設置量較低。若以建物大小推估設置潛力量，裝置容量100瓩以下的潛力量最高，但考量目前市場設置情況，建議針對屋頂型100瓩以下調整級距，以維持設置誘因。

(二)調整級距設定，鼓勵微型及中小型家戶屋頂設置

1.設置案件數有所差異，鼓勵微型及中小型家戶屋頂設置

觀察設置案件數，裝置容量10-20瓩及50-100瓩分別約為1-10瓩及20-50瓩的2倍；另為鼓勵公民電廠、集合式住宅等微型及中小型家戶屋頂持續推動設置分散式能源並舒緩國家整體用電情形，同時觀察公有及私有屋頂設置量成長幅度，私有屋頂則較不穩定，故規劃以私有屋頂作為提升家戶設置的優先推動對象。

2.設定不同級距，鼓勵不同類型屋頂設置

(1)依實務設置情況，1-10瓩較多為透天等獨棟住宅，10-20瓩則多為公寓大廈，相較之下透天住宅因較無產權複雜、溝通繁瑣等問題，故建議將10瓩額外區分，優先鼓勵透天屋頂等獨棟住宅設置。

(2)20-50及50-100瓩多為學校或公有屋頂案件，但20-50瓩有較多上述提到的公寓大廈類型，故建議將50瓩額外區分，以持續推動家戶屋頂設置。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

四、躉購分類與容量級距

(三) 113年度第三次審定會決議躉購分類及容量級距

再生能源類別	分類	裝置容量級距
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及10瓩
		10瓩以上不及20瓩
		20瓩以上不及50瓩
		50瓩以上不及100瓩
		100瓩以上不及500瓩
		500瓩以上
	地面型	1瓩以上
	水面型(浮力式)	1瓩以上

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

五、113年度太陽光電使用參數

(一)期初設置成本

1.113年度第三次審定會決議數值

分類	裝置容量級距	期初設置成本(元/瓩)	
		第一期	第二期
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	53,200	52,400
	10瓩以上不及20瓩	52,300	51,600
	20瓩以上不及50瓩	46,400	45,800
	50瓩以上不及100瓩	43,700	43,000
	100瓩以上不及500瓩	42,000	41,400
	500瓩以上	40,900	40,400
地面型	1瓩以上	42,400	41,800
水面型 (浮力式)	1瓩以上	48,400	47,800

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

五、113年度太陽光電使用參數

(一) 期初設置成本

2. 資料參採說明

(1) 蒐集實際案件資料，以統計方法訂定合理成本區間並剔除上下10%

蒐集111/1-112/6完工併網案件之設備登記發票及電業成本資料，扣除無發票、無法釐清個案成本案件並調整合併容量案件後，續依統計方法訂定合理成本區間再剔除上下10%極端值，計算**期初設置成本基準值**。

(2) 納入今年下半年成本預估，完善資料參採區間

考量審定會資料參採區間之限制，為提升資料區間之完整性並即時反映市場現況，參考營造工程物價指數(**CCI**)，計算今年下半年之物價波動對整體成本影響為**0.86%**，並計算**期初設置成本計算值**。另考量物價波動已逐漸趨緩，故**113年度預估物價波動持平**，但再持續觀察物價變動情形。

(3) 扣除通案成本，避免與費率外加重複計算

加強電力網費用及**屋頂型併網工程費**依個案繳納情形扣除，**高效能模組**通案扣除867元/瓩，再以額外費率返還。

(4) 反映國際技術進步趨勢

國際技術進步趨勢下之成本降幅為3.27%，考量上半年反映50%、下半年反映100%，且工程施作成本不反映，第一期降幅為**1.37%**、第二期降幅為**2.74%**。

(5) 水面型(浮力式)以地面型外加6,000元/瓩

水面型(浮力式)以地面型成本**外加6,000元/瓩**反映設置環境衍生成本差異。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

五、113年度太陽光電使用參數

(二)年運轉維護費

1. 113年度第三次審定會決議數值：

分類	裝置容量級距	113年度運轉維護比例 (%)	
		第一期	第二期
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	4.61	4.68
	10瓩以上不及20瓩	4.69	4.76
	20瓩以上不及50瓩	3.68	3.73
	50瓩以上不及100瓩	3.91	3.97
	100瓩以上不及500瓩	3.58	3.63
	500瓩以上	3.68	3.72
地面型	1瓩以上	2.90	2.94
水面型(浮力式)	1瓩以上	2.54	2.58

2. 資料參採說明

(1) 沿用112年度審定會使用數值

依業者所提供之運轉維護費用再考量設備更換及保險費用後，與審定會使用數值略有差異。為兼顧市場發展及為使業者能較具彈性調整其運維項目以維持案場的運轉，建議113年度年運轉維護費用沿用112年度審定會使用數值。

分類	容量級距	年運轉維護費用 (元/瓩)		
		112年度審定會數值	111年度併聯電業書圖	業者回函111年度資訊
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	2,454	--	1,338(1,373)*
	20瓩以上不及100瓩	1,707	1,011(1,046)*	1,227(1,262)*
	100瓩以上不及500瓩	1,504	1,097(1,132)*	1,269(1,304)*
	500以上	1,504	1,079(1,114)*	1,164(1,199)*
地面型	1以上	1,231	1,101(1,136)*	1,107(1,142)*
水面型(浮力式)	1以上	1,231	1,068(1,103)*	1,202(1,237)*

註：變流器以264元/瓩計算；(*)之數值為變流器以299元/瓩計算後之結果。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

五、113年度太陽光電使用參數

(二)年運轉維護費

2. 資料參採說明

(2)細分後級距之運轉維護費用參採原級距之數值

考量案場運維模式相似，建議中小型屋頂級距細分後之運轉維護費用參採原級距之運轉維護費用，未來若有相關成本資訊，再調整使用數值。

(3)113年度各類型級距數值，且運維比例依各期期初設置成本計算

		裝置容量級距	113年度期初設置成本 (元/瓩)	113年度運轉維護費用 (元/瓩)	運轉維護費用占比 (%)
第一期	屋頂型	1瓩以上不及10瓩	53,200	2,454	4.61
		10瓩以上不及20瓩	52,300	2,454	4.69
		20瓩以上不及50瓩	46,400	1,707	3.68
		50瓩以上不及100瓩	43,700	1,707	3.91
		100瓩以上不及500瓩	42,000	1,504	3.58
		500瓩以上	40,900	1,504	3.68
	地面型	1瓩以上	42,400	1,231	2.90
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	48,400	1,231	2.54
第二期	屋頂型	1瓩以上不及10瓩	52,400	2,454	4.68
		10瓩以上不及20瓩	51,600	2,454	4.76
		20瓩以上不及50瓩	45,800	1,707	3.73
		50瓩以上不及100瓩	43,000	1,707	3.97
		100瓩以上不及500瓩	41,400	1,504	3.63
		500瓩以上	40,400	1,504	3.72
	地面型	1瓩以上	41,800	1,231	2.94
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	47,800	1,231	2.58

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

五、113年度太陽光電使用參數

(三)年售電量

1.113年度第三次審定會決議數值：1,250度/瓩

2.資料參採說明

(1)全國標竿數值

發電量以**全國標竿數值為考量**，而非反映不同區域之日照條件；考量實際發電量資料為99年至111年之設置案場，故從**第11年起**開始**反映效率遞減**。

(2)引導提高產品品質及設備效率提升

觀察長期資料避免氣候因素使發電量波動過大；為**引導發電效率較好之產品**進入市場，鼓勵產業提高產品品質，**參考發電量前50%案場**之平均**發電量**數值，引導業者提升發電效率。

(3)近三年發電實績

觀察**109至111年躉購電量**資料，**考量效率遞減率**(第11年起每年遞減1%)後，**全台灣場址及台中以南場址**之估算結果為**1,219及1,238度/瓩**；若以發電量為**前50%**之設置案場，**全台灣場址及台中以南場址**之估算結果為**1,302及1,315度/瓩**。

	扣除異常及極端案場後之發電量		發電量為前50%的案場	
	平均發電量 (度/瓩)	考量效率遞減後 (度/瓩)	平均發電量 (度/瓩)	考量效率遞減後 (度/瓩)
全台場址	1,252	1,219	1,338	1,302
台中以南	1,272	1,238	1,351	1,315

(4)113年度建議參採數值

根據實際躉購案場之長期發電量資料計算結果，同步為引導資源有效利用，故**建議**太陽光電**113年度**之年售電量仍**維持1,250度/瓩**。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

五、113年度太陽光電使用參數

(四)平均資金成本率

1.113年度第三次審定會決議數值：5.25%

2.資料參採及計算結果說明

(1)公式說明

平均資金成本率(WACC)為借款利率與自有資金報酬率之加權平均數值，反映**業者開發**案件所需之整體投資**資金成本**。

$$WACC = R_0 \times W_0 + R_I \times W_I = (R_f + \alpha) \times W_0 + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$

參數	無風險利率 (R_f)	外借資金及自有資 金比例(W_0 、 W_I)	銀行信用風險加碼 (α)	業者風險溢酬 (β)	借款利率 ($R_f + \alpha$)	自有資金報酬率 ($R_f + \alpha + \beta$)
說明	投資於沒有風險投資項目可獲得之報酬	外借資金比例為業者開發案件所需資金中向銀行借款之比例	銀行評估其放款風險所要求之相對風險回報	為開發商對該投資案承受風險所要求之風險回報	借款利率由無風險利率與銀行信用風險加碼組成	自有資金報酬率由借款利率與業者風險溢酬組成

(2)訂定方式

- A. 維持區分一般再生能源、離岸風電2類訂定：**反映**離岸風電與其他再生能源之**風險差異**，協助開發商降低風險，並提高金融機構承貸意願。
- B. 無風險利率排除金融市場非理性波動：考量參數訂定應維持**長期穩定**，延續112年度審定會作法，將**疫情**對全球金融市場影響**最嚴重期間排除**，並考量自111年起，總體**經濟環境**逐步**回歸正常**，故採納**111年與112年**新資料，**取代疫情前**舊資料。
- C. 將疫情後升息變動狀況納入考量：無風險利率以**央行10年期公債殖利率**為參採標的，在**平均資金成本率**之**參數內涵**中包含**通膨與利率變動**因素，以反映我國金融市場情況。

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

五、113年度太陽光電使用參數

(四)平均資金成本率

1.113年度第三次審定會決議數值：5.25%

2.資料參採及計算結果說明

(3)計算結果說明

- A. **113年度平均資金成本計算方式與112年度相同**：費率計算公式應儘量維持**一致性**與**延續性**，使前後期設置者於相同費率計算基礎與考量因子下，有**一致**之費率水準。
- B. **參採央行10年期公債殖率及國內外融資實務數據訂定**：113年度平均資金成本率參考**中央銀行10年期公債殖利率**、**國內銀行融資實務數據**及**國外再生能源投資案例**，**訂定**一般再生能源別、離岸風電平均資金成本率合理數值。
- C. **建議113年度一般再生能源平均資金成本率5.25%**：一般再生能源計算數值為5.11%，建議**維持5.25%**，提高業者投資量能及意願，促進推廣目標量之達成。

參數		113年度計算數值
外借資金比例		70%
無風險利率(R_f)		1.21%
一般再生能源	信用風險加碼(α)	2.50%
	風險溢酬(β)	4.66%
	WACC(計算數值)	5.11%

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

六、113年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

(一)參數彙整

分類	裝置容量級距	期初設置成本 (元/瓩)		運維比例(%)		年售 電量 (度/瓩)	平均資 金成本 率(%)	躉購 期間 (年)
		第一期	第二期	第一期	第二期			
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	53,200	52,400	4.61	4.68	1,250	5.25	20
	10瓩以上不及20瓩	52,300	51,600	4.69	4.76			
	20瓩以上不及50瓩	46,400	45,800	3.68	3.73			
	50瓩以上不及100瓩	43,700	43,000	3.91	3.97			
	100瓩以上不及500瓩	42,000	41,400	3.58	3.63			
	500瓩以上	40,900	40,400	3.68	3.72			
地面型	1瓩以上	42,400	41,800	2.90	2.94	1,250	5.25	20
水面型 (浮力式)	1瓩以上	48,400	47,800	2.54	2.58			

貳、113年度太陽光電電能躉購費率草案

六、113年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

(二)小屋頂躉購費率調整

1. 外界意見

住宅類建物實際可施作空間小，多數業者在成本及費率考量下，直接捨棄微型屋頂。為使民眾親近再生能源，**建議增加10瓩以下屋頂型級距**，且應有**6元/度以上躉購費率**，以提供設置誘因及政策支持，亦能協助社區成立公民電廠。

2. 以政策性持續鼓勵分散式、小型屋頂設置，調整小屋頂費率降幅

(1)**國內外變動趨勢**：**CCI**於今年下半年仍**微幅上漲**、**台灣模組**於今年第4季**似有降幅逐漸平緩趨勢**；另根據VDMA及NREL，預估**全球**未來成本平均降**幅約3%**。

(2)**為兼顧國內外趨勢及持續鼓勵小屋頂推動，調整小屋頂費率降幅**

A. **減緩屋頂型20瓩以下第一期費率降幅**

(A)**屋頂型1-10瓩：維持112年度相同水準**

為持續鼓勵微型電廠設置並提升公民電廠推動實績，以提高能源教育普及效果及民眾對綠能接受度，故費率**維持112年度相同水準**。

(B)**屋頂型10-20瓩：調整為2.27%**

參酌其餘分類級距整體降幅程度，即為**2.27%**。

B. **第二期費率維持反映國際技術進步趨勢**

第二期費率仍應兼顧長期與國際技術進步趨勢接軌，故參考過往國際技術進步趨勢反映原則，第二期費率維持**反映50%國際技術進步趨勢**，即**1.37%**。

