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

111年12月12日

目錄

壹、112年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

貳、112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、112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、112年度太陽光電使用參數

六、112年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

壹、112年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

一、公式說明

依112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

壹、112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、112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、112年度太陽光電電能躉購費率草案

二、112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20瓩	5.8368	5.7340
		20瓩以上不及100瓩	4.3811	4.3027
		100瓩以上不及500瓩	3.9565	3.8856
		500瓩以上	4.0019	3.9321
	地面型	1瓩以上	3.9279	3.8509
	水面型(浮力式)	1瓩以上	4.3225	4.2445

註1：112年度起依電業法提撥電力開發協助金之再生能源發電設備，其躉購費率加計「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」規定之提撥費率。

註2：經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修訂之。

貳、112年度太陽光電電能躉購費率草案

二、112年度太陽光電電能躉購費率試算-額外費率計算說明

(一)所有分類級距以模組回收費每瓩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%。

<table>
<tr><th rowspan="3">分類</th><th rowspan="3">裝置容量級距</th><th rowspan="3">模組回收費(元/度)</th><th colspan="2">加強電力網</th><th colspan="3">屋頂型太陽光電發電設備併網工程費(元/度)</th><th rowspan="3">高效能模組(元/度)</th><th rowspan="3">原住民地區或偏遠地區(元/度)</th><th rowspan="3">漁業環境友善公積金(元/度)</th><th colspan="4">一地兩用型態(元/度)</th></tr>
<tr><th rowspan="2">輸電級</th><th rowspan="2">配電級</th><th colspan="2">低壓</th><th>高壓</th><th rowspan="2">以農業或漁業經營結合綠能設置</th><th rowspan="2">高速公路服務區停車場土地設置</th><th rowspan="2">學校光電運動場型態</th><th rowspan="2">學校光電運動場施作金屬浪板型態</th></tr>
<tr><th>50瓩以上不及100瓩</th><th>100瓩以上不及500瓩</th><th>50瓩以上不及2,000瓩</th></tr>
<tr><td rowspan="4">屋頂型</td><td>1瓩以上不及20瓩</td><td rowspan="6">0.0656</td><td rowspan="6">0.0866</td><td rowspan="6">0.1356</td><td rowspan="4">0.0688</td><td rowspan="4">0.0964</td><td rowspan="4">0.0413</td><td>0.3440</td><td>0.0573</td><td rowspan="6">0.0385</td><td rowspan="5">0.1925</td><td rowspan="4">--</td><td rowspan="4">--</td><td rowspan="4">--</td></tr>
<tr><td>20瓩以上不及100瓩</td><td>0.2582</td><td>0.0430</td></tr>
<tr><td>100瓩以上不及500瓩</td><td>0.2331</td><td>0.0389</td></tr>
<tr><td>500瓩以上</td><td>0.2359</td><td>0.0393</td></tr>
<tr><td>地面型</td><td>1瓩以上</td><td colspan="3" rowspan="2">--</td><td>0.2311</td><td>0.0385</td><td>0.2311</td><td>0.3851</td><td>0.1540</td></tr>
<tr><td>水面型(浮力式)</td><td>1瓩以上</td><td>0.2547</td><td>0.0424</td><td>--</td><td>--</td><td>--</td><td>--</td></tr>
</table>

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：經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修訂之。

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、112年度太陽光電電能躉購費率草案

二、112年度太陽光電電能躉購費率試算-額外費率計算說明

(五)112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. 特高壓升壓站及輸電線路額外費率沿用111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」之特高壓升壓站，額外費率適用對象調整為特高壓升壓站，另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	特高壓升壓站輸電線路 輸電線路長度公里數*額外費率 (元/度)		GIS特高壓升壓站 (元/度)		GIS以外特高壓升壓站 (元/度)	
		69kV	161kV以上	69kV	161kV以上	69kV	161kV以上
屋頂型	1瓩以上不及20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： 0.6566 戶外型： 0.4690	屋內型： 0.5159 戶外型： 0.3283	0.4690	0.3283
	20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(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) 升壓站租用者：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；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(依建築法請領建造執照)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，前述使用率係以特高壓升壓站併網容量除以特高壓升壓站總容量計算(以四捨五入取至小數點後第四位)，特高壓升壓站有擴充容量之情形，使用率係以擴充部分特高壓升壓站併網容量除以擴充部分特高壓升壓站總容量計算：

(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。

註4：經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修訂之。

太陽光電電能躉購費率之計算方式，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、112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

1.特高壓升壓站及輸電線路額外費率[註1]

(1)課題說明

符合「太陽光電發電業設置共同升壓站及容量分配作業要點」(簡稱:作業要點)第4點第4項之共同升壓站，升壓站大部分併網容量由輸配電業分配，額外費率納入使用率，減輕還款壓力。

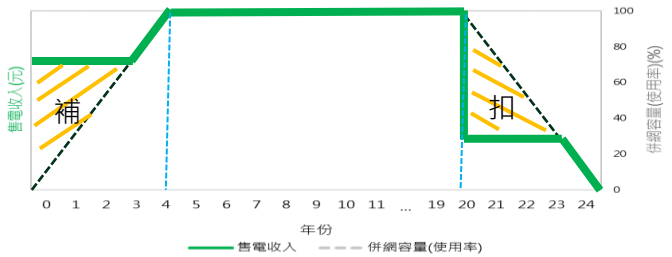
(2)調整方式

A. 維持總收益相同下，依使用率反映額外費率：原機制設計為第1年即滿載，上述升壓站有逐年併網、運轉超過20年情形，故將使用率納入，但維持總收益相同，減輕業者還款壓力。

B. 前期使用率較低時保障70%收入以利還款：以WACC外借資金比例70%設計，前期使用率較低時，提供70%最低收入保障以利優先還款；後期反映剩下30%。

C. 前期使用率較高時已有還款能力，維持原費率：使用率前期70%以上或後期不及30%時，考量業者已有一定還款能力，維持原額外費率。

	使用率	額外費率(元/度)
升壓站運轉第1-20年	使用率不及70%	原費率[註2]÷使用率×70%
	使用率70%以上	原費率
升壓站運轉第21年起	使用率30%以上	原費率÷使用率×30%
	使用率不及30%	原費率



使用率反映方式示意圖

D. 符合作業要點之升壓站直接適用升壓站相關費率：為簡政便民並避免售電收入撥付爭議，符合作業要點之特高壓升壓站，特高壓相關額外費率適用對象調整為特高壓升壓站，後續作業要點亦將同步檢討，避免法規適用疑義。

註1：特高壓相關額外費率適用竣工查驗時之費率。註2：以69kVGIS屋內型升壓站，輸電線路1公里(架空線)為例，原費率為0.6826元/度(0.6566元/度+0.0260元/度)。

貳、112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

2.躉購費率寬限期起算始點及寬限期限

(1)課題說明

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。

(2)調整方式

A. 為加速設置案場有效推動，112年度寬限期起算始點及寬限期限調整如下：

(A)電業之第一型發電設備，調整以取得電業籌設許可之日為起算始點，第二、三型發電設備維持以取得同意備案之日為起算始點。

(B)考量設置時程與設備類型較無關聯，各類型裝置容量不及2MW案場，寬限期限皆為4個月，併聯69kV以上升壓站者，寬限期限為12個月；裝置容量2-10MW、或10MW以上案場，寬限期限維持111年度做法。

B. 過渡機制：

112年度以前取得電業籌設許可但未曾取得同意備案之第一型太陽光電發電設備，全數以112年1月1日作為起算始點，且依112年度規範之寬限期限完工者，適用112年度第一期上限費率。

類型	寬限期限起算始點	裝置容量	躉購費率寬限期限
第一型	籌設許可	2MW以下	無併聯升壓站：4個月；併聯升壓站：12個月
		2-10MW	無併聯升壓站：6個月；併聯升壓站：24個月
		10MW以上	無論有無併聯升壓站：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
		2-10MW	無併聯升壓站：6個月；併聯升壓站：24個月
		10MW以上	無論有無併聯升壓站：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、112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.躉購費率加成機制計算說明

考量加成機制不因發電設備不同產生不同加成效果，故模組回收費、高效能模組加成、原住民與偏遠區域加成、一地兩用設置型態加成、漁業環境友善公積金、加強電力網、屋頂型併網工程費、特高壓升壓站及併聯輸配電業特高壓供電線路等，加成費率以費率外加方式反映；另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。

2.112年度調整機制：

獎勵及配套措施	目的	措施起始年	112年度作法
符合作業要點之特高壓升壓站及輸電線路額外費率適用	1. 符合作業要點第4點第4項之共同升壓站大部分併網容量由輸配電業分配，為減輕業者還款壓力，額外費率納入使用率。 2. 為避免售電收入撥付爭議，故調整符合作業要點之特高壓費率適用對象。	112年度	1. 符合作業要點第4點第4項之共同升壓站，特高壓相關額外費率依使用率計算。 A.升壓站運轉第1-20年 ■ 使用率不及70%：原費率÷使用率x70%。 ■ 使用率70%以上：原費率。 B.升壓站運轉第21年起 ■ 使用率30%以上：原費率÷使用率x30%。 ■ 使用率不及30%：原費率。 2. 符合作業要點之共同升壓站，特高壓升壓站適用特高壓相關額外費率。
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	1. 第一型發電設備調整電業籌設許可為寬限期限起算始點。 2. 第一型或第二型，且裝置容量不及2MW之發電設備，無/有併聯69kV以上供電線路之寬限期限，調整為4個月、12個月。 3. 其餘維持111年度作法。

貳、112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

3.維持111年度機制：

獎勵與相關機制	目的	措施起始年	112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111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111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111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111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111年度機制： 模組回收費以每瓩1,000元計算，以費率外加方式反映。

貳、112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

3.維持111年度機制

獎勵與相關機制	目的	措施起始年	112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111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111年度機制： 設置於原住民或偏遠地區之太陽光電，躉購費率外加1%。
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111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、112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

3.維持111年度機制

獎勵與相關機制	目的	措施起始年	112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111年度機制： 依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111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111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0.0699元/度； 2.18個月內完工(提前6個月)，加計額外費率0.1397元/度。

貳、112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

3.維持111年度機制

獎勵與相關機制	目的	措施起始年	112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111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111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111年度機制： 於112年度公告維持相關條文。

貳、112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不同規模之成本差異，考量現行躉購分類及容量級距符合國內發展現況及未來推動政策，為使各級距之設置穩定成長，112年度太陽光電躉購分類及容量級距仍維持與111年度相同，說明如下：

112年度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20瓩
		20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、112年度太陽光電電能躉購費率草案

五、112年度太陽光電使用參數

(一)期初設置成本

1.112年度第二次審定會決議數值

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20瓩	**59,100**	**57,500**
	20瓩以上不及100瓩	**46,000**	**44,800**
	100瓩以上不及500瓩	**42,000**	**40,900**
	500瓩以上	**42,700**	**41,600**
地面型	1瓩以上	**44,900**	**43,700**
水面型(浮力式)	1瓩以上	**50,900**	**49,700**

貳、112年度太陽光電電能躉購費率草案

五、112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)以統計方法訂定合理成本區間，再剔除上下10%極端樣本後計算

蒐集110/1-111/6完工併網案件之設備登記發票及電業成本資料(6,878筆)，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(2,331筆)，並依各分類級距分別計算**期初設置成本初始值**。

(2)納入111年度下半年成本預估，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)並搭配整體成本之82.70%(排除其他項目17.30%)，計算審定會資料參採區間(110/1-111/6)及111年度下半年之物價波動對整體成本影響為**4.66%**，並以期數加權方式計算**期初設置成本基礎值**。

(3)納入112年度上下半年成本預估，反映時間落差產生之成本差異

- **一年兩期**：為鼓勵業者儘早進入市場並使製造業維持全年產業動能，故延續111年度製造端與系統端之共識，以**一年兩期**費率公告方式，使業者分批進入市場。
- **納入112年度上下半年成本預估**：在完工費率機制下，考量近期原物料價格持續波動，衍生成本發生時點與費率適用時點因時間落差產生成本差異，故以審定會資料參採區間為基準，計算111/1-6及111/7-12之CCI相較基期變動幅度，再搭配整體成本之82.70%，112年度上半年以CCI **4.66%**、下半年以CCI **3.76%**計算**期初設置成本計算值**。

(4)扣除通案成本，避免與費率外加重複計算

高效能模組通案扣除841元/瓩、**加強電力網費用**於地面及水面型(浮力式)扣除791元/瓩、**屋頂型併網工程費**於屋頂型扣除594元/瓩、**模組回收費**通案扣除1,000元/瓩。

(5)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4.32%，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**1.76%**、第二期降幅為**3.52%**。

(6)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、112年度太陽光電電能躉購費率草案

五、112年度太陽光電使用參數

(二)年運轉維護費

1. 112年度第二次審定會決議數值：

分類	裝置容量級距	112年度運轉維護比例 (%)	
		第一期(%)	第二期(%)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	**4.15**	**4.27**
	20瓩以上不及100瓩	**3.71**	**3.81**
	100瓩以上不及500瓩	**3.58**	**3.68**
	500瓩以上	**3.52**	**3.62**
地面型	1瓩以上	**2.74**	**2.82**
水面型	1瓩以上	**2.42**	**2.48**

2.資料參採說明

(1)屋頂型

考量國內市場發展**現況**，且為有效**反映**目前**運維市場**的**執行模式**，**屋頂型1-20瓩**、**20-100瓩**、**100-500瓩**級距以**公會提供**之**數值為主**要計算基準；台電**屋頂型500瓩以上**之運轉維護費用略低於審定會參採數值，考量政策推動並維持業者投資開發之穩定，建議**沿用111年度**審定會使用數值。

(2)地面型

根據**台電**公司**資料**進行計算，該分類之運轉維護費用較審定會參採數值略高，但考量近年台電案例資料**筆數少**，為**避免個案影響通案**並**兼顧**參數訂定之**穩定性**，建議**沿用111年度**審定會**參採數值913元/瓩**。

(3)水面型(浮力式)

考量目前相關實質佐證資訊較為缺乏，根據參數資料參採原則，建議延續111年度審定會作法，**以地面型運轉維護費用進行計算**，以維持推動誘因。

貳、111年度太陽光電電能躉購費率草案

五、112年度太陽光電使用參數

(二)年運轉維護費

2.資料參採說明

(4)運維比例依各期期初設置成本計算

為如實反應各級距之運維比例，故建議112年度運轉維護費用比例依各期期初設置成本計算。

		裝置容量級距	112年度期初設置成本(元/瓩)	112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20瓩	59,100	2,454	4.15
		20瓩以上不及100瓩	46,000	1,707	3.71
		100瓩以上不及500瓩	42,000	1,504	3.58
		500瓩以上	42,700	1,504	3.52
	地面型	1瓩以上	44,900	1,231	2.74
	水面型(浮力式)	1瓩以上	50,900	1,231	2.42
第二期	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	57,500	2,454	4.27
		20瓩以上不及100瓩	44,800	1,707	3.81
		100瓩以上不及500瓩	40,900	1,504	3.68
		500瓩以上	41,600	1,504	3.62
	地面型	1瓩以上	43,700	1,231	2.82
	水面型(浮力式)	1瓩以上	49,700	1,231	2.48

貳、112年度太陽光電電能躉購費率草案

五、112年度太陽光電使用參數

(三)年售電量

1.112年度第二次審定會決議數值：1,250度/瓩

2.資料參採說明

(1)為**引導**發電**效率較好**之產品**進入市場**，且避免發電量參數波動過大，建議觀察**長期資料**而非單一年度資料；此外，發電量係以**訂定標竿值**為考量，而**非反映單一區域**之**日照條件**。

(2)為**避免**市場上出現**劣幣驅逐良幣**之**現象**，參考發電量前50%案場之平均發電量數值，作為參數訂定之參考，引導業者提升發電效率。

(3)觀察108至110年實際躉購案件資料，考量未來模組**技術進步**及發電**效率提升**，故以**發電量**為**前50%**之設置**案場**，**並**考量**效率遞減**(第11年起每年遞減1%)計算後，全台灣場址及台中以南場址之估算結果**1,286**及**1,295度/瓩**。

	扣除異常及極端案場後之發電量		發電量前50%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	1,237	1,204	1,321	1,286
台中以南	1,252	1,219	1,331	1,295

(4)根據實際躉購案場之長期發電量資料計算結果，**與111年度審定會**所採之**1,250度/瓩差異不大**，為持續引導業者提高發電效率並有效利用案場資源，故**建議112年度**之**年售電量**參數仍維持**1,250度/瓩**。

貳、112年度太陽光電電能躉購費率草案

五、112年度太陽光電使用參數

(四)平均資金成本率

1.112年度第二次審定會決議數值：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。

$$WACC = R_0 \times W_0 + R_I \times W_I = \underbrace{(R_f + \alpha)}_{\text{借款利率}} \times W_0 + \underbrace{(R_f + \alpha + \beta)}_{\text{自有資金報酬率}} \times W_I$$

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	投資於沒有風險之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，向銀行借款的比例	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的風險回報	借款利率由基準利率(R_f)、銀行信用風險加碼(α)、其他組成	自有資金報酬率=借款利率+業者風險溢酬

(2)訂定方式

A. 維持區分一般再生能源、離岸風電2類訂定：反映離岸風電與陸域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. 銀行信用風險加碼不區分：根據國內銀行融資實際數據，銀行對各類再生能源信用風險加碼趨於一致，延續111年度審定會作法，銀行信用風險加碼不區分訂定。

C. 無風險利率排除金融市場非理性波動，並納入111年資料：考量參數訂定應維持長期穩定，延續111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，故納入111年資料取代106年較久遠資料，即以107~108年及111年1~6月央行10年期公債殖利率平均值計算。

貳、112年度太陽光電電能躉購費率草案

五、112年度太陽光電使用參數

(四)平均資金成本率

1.112年度第二次審定會決議數值：5.25%

2.資料參採及計算結果說明

(3)計算結果說明

A.112年度平均資金成本計算方式與111年度相同：費率計算公式應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：112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112年度一般再生能源平均資金成本率5.25%：計算數值為4.98%，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		112年度計算數值
外借資金比例		70%
無風險利率(R_f)		0.90%
一般再生能源	信用風險加碼(α)	2.67%
	風險溢酬(β)	4.69%
	WACC(計算數值)	4.98%

貳、112年度太陽光電電能躉購費率草案

六、112年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

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20瓩	59,100	57,500	4.15	4.27	1,250	5.25	20
	20瓩以上不及100瓩	46,000	44,800	3.71	3.81			
	100瓩以上不及500瓩	42,000	40,900	3.58	3.68			
	500瓩以上	42,700	41,600	3.52	3.62			
地面型	1瓩以上	44,900	43,700	2.74	2.82			
水面型(浮力式)	1瓩以上	50,900	49,700	2.42	2.48			

報告完畢