

111年度再生能源電能躉購費率審定會

第2次會議紀錄

一、時間：110年12月27日（星期一）下午2時整

二、地點：經濟部簡報會議室

三、主席：曾政務次長兼召集人文生 紀錄：唐管理師唯譯

四、出（列）席單位及人員：（詳如會議簽名冊）

五、主席致詞：（略）

六、報告事項：

（一）報告案一：第1次審定會會議結論辦理情形(如附件1)

委員發言重點：無。

決定：洽悉。

（二）報告案二：各再生能源分組會議辦理情形(如附件2)

委員發言重點：無。

決定：洽悉。

（三）報告案三：「111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」
聽證會作業規劃(如附件3)

委員發言重點：

針對聽證會採線上會或實體方式辦理，請就聽證程序及其效力進行適法性確認後，再行辦理。

決定：洽悉。

七、討論案：

（一）討論案一：「111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」
使用參數(如附件4)

委員發言重點：

1. 躉購分類與容量級距：

（1）太陽光電

- A. 考量追日型設置種類、發電效益及土地面積使用效率等有所差異，另目前規劃藉由搭配與農業經營相互結合進行推動，惟主責機關尚無開放農地設置太陽光電(地面型)，因此可用於評估成本資訊之設置案例較少，故111年度太陽光電不增訂追日型躉購類別。
- B. 觀察目前屋頂型各容量級距之散佈圖，並無明顯集中趨勢，顯現目前分類皆有設置容量；另現行級距劃分亦可明確區分成本差異現象。因此，併同考量相關合宜性、必要性及未來推動政策，原則同意111年度屋頂型級距維持與110年度相同。

(2) 風力發電

考量現行陸域風電級距規定下，已可滿足設置25瓩小型風機，建議維持現行躉購容量級距。

(3) 生質能及其他再生能源

- A. 「生質能無厭氧消化設備」與本年度新增之「農業廢棄物」之料源、發電效率要求有所差異，建議於後續相關申設規定中予以說明，避免業者混淆。
- B. 農業廢棄物與一般/一般事業廢棄物之特性不同，本年度增訂「農業廢棄物」類別，以適切反應業界需求並鼓勵農林剩餘資材之燃料化。
- C. 小水力發電與地熱初期設置規模較小，透過區分小規模躉購級距，可鼓勵業者投入。
- D. 2MW 以下之小水力發電成本資料相對較少，且考量於現行躉購級距下已有潛在案例持續投入，故建議維持以2MW 為分界，未來持續追蹤實際設置情形，進行討論與調整。
- E. 依國內現有案例設置規模與資料完整性，併同考量業者建議後，建議111年度地熱發電躉購級距以2MW 為分界，適度反映不同規模成本合理性。

F. 為鼓勵國內海洋能研發及提高設置誘因，適切反映業界需求，建議先訂定海洋能躉購費率，並採較保守數值為費率擬定方向，後續衡酌海洋能各發電型態，逐步完備訂定躉購費率之合宜性。

G. 為鼓勵國內海洋能進展，建議訂定海洋能躉購費率，作為推動措施，後續區分其技術類型，細緻化各項參數滾動檢討審議。

2. 太陽光電

- (1) 為強化實際建置發票資料之完整性，並因應短期原物料價格波動急遽，於目前資料參採區間下，納入110年度下半年原物料價格漲幅及111年度全年原物料預估漲幅，以作為期初設置成本基礎資料之校正完善及精進改善之用。
- (2) 為使期初設置成本趨於合宜並避免產生疊加之疑慮，建議扣除高效能模組及過往加強電力網費用等市場通案使用或法規通案規定之設置成本。
- (3) 考量長期物料價格呈逐漸下跌趨勢，故建議躉購費率仍須將未來成本走向納入考量，以符合整體國際發展及產業趨勢，故以反映國際降幅計算111年度期初設置成本。
- (4) 近期原物料短期波動雖顯著，但預計於111年度下半年趨於穩定，因此，透過於上半年設計兩期差異化費率，下半年維持單一費率之方式，以一年三期進行公告，以鼓勵業者儘早進入市場，以達成推動政策與目標。其中，三期費率適用月份分別為1月至3月、4月至6月及7月至12月完工者。
- (5) 考量運轉維護費用通常係以定期合約方式約定，為避免近期顯著之成本波動影響不同期數之運轉維護費用比例，故建議111年度運轉維護費用比例依各期期初設置成本計算。
- (6) 避免發電量參數波動過大，太陽光電發電量資料以近三年發電實績進行計算，且考量未來模組技術進

步及發電效率提升，同步統計發電量前50%之案場資料，並考量效率遞減(第11年起每年遞減1%)計算。

3. 風力發電

- (1) 陸域風電技術已成熟，未來預期主要會以轉供方式銷售電能，且離岸風電也將朝此方向發展，藉以滿足國內產業對綠電之需求，故未來風電躉購費率之功能將以餘電躉購為主。
- (2) 目前國內離岸風電示範風場案只有一個年度的實際發電資訊，且單一個案的代表性可能相對不足，故維持遴選案相同的年售電量計算基礎。
- (3) 離岸風電第3階段區塊開發規劃採競比方式，故111年度離岸風電躉購費率僅適用於遴選案未簽約容量之備選者。

4. 生質能及其他再生能源

- (1) 地熱電廠因廠內用電使用部分較高，因此導致年售電量低於6,400度/瓩，建議未來應衡酌考量廠內用電問題。
- (2) 考量小水力發電2MW 以上設置案例較少，建議以政策獎勵方式鼓勵業者投入，故111年度躉購費率不依費率計算結果調降，維持110年度費率水準，即2.8599元/度。
- (3) 國內洋流能具發展潛能，目前學界亦有研發成果，技術成熟度約達 TRL5-6，考量國內洋流能技術於國際位處領先地位，基於鼓勵性質，建議訂定海洋能躉購費率，以加速國內海洋能推動。
- (4) 考量現行國內技術含量、機組穩定性及發展情形，建議得以推廣波浪能為優先，洋流能次之，並建議後續持續蒐集相關資料，釐清成本參數內涵。
- (5) 海洋能發電類型眾多，建議得先訂定躉購費率，於次年逐步檢討各發電類型之相關成本參數（如波

浪、洋流等)，並將法規面、海域環境、氣候（如颱風侵襲）及海事工程耐久性等因素納入考量並分析，以強化成本內涵之合宜性。

- (6) 以政策鼓勵性質增訂海洋能躉購費率，有助於投融資機構評估，導引市場資金進入，建議持續蒐集各項成本參數，強化費率訂定之妥適性。

5. 平均資金成本率

- (1) 平均資金成本率性質不同於金融市場銀行借款報價利率，開發商向銀行融資，除了借款利率外，銀行尚另行收取動撥作業手續費、帳戶管理費用等，建議於簡報中補充說明，以利外界瞭解。
- (2) 離岸風電以無擔保品之專案融資籌資，在沒有擔保品的情況下，開發商需要國外出口信貸機構保證，而金融機構因風險考量會要求開發商支付借款利率以外之費用，包括銀行借款動撥作業手續費、帳戶管理費，以及利率避險成本等，致離岸風電開發之資金成本較一般再生能源來得高。
- (3) 111年度一般再生能源平均資金成本率計算數值為5.03%，無風險利率延續110年度審定會決議，排除新冠肺炎疫情對金融市場波動影響期間，其餘各項參數相較110年度無明顯差異。為提高業者投資量能及意願，促進推廣目標量之達成，在考量前後期參與者有相同之合理報酬基礎下，原則同意111年度維持5.25%。
- (4) 111年度離岸風電平均資金成本率計算數值為5.69%，無風險利率延續110年度審定會決議，排除新冠肺炎疫情對金融市場波動之影響期間，並反映離岸風電在開發營運經驗累積，面臨之設置風險降低，風險溢酬相對逐步遞減，原則同意採用5.70%。

決議：

1. 原則同意廢棄物發電區分為「一般及一般事業廢棄物」與「農業廢棄物」；地熱區分1瓩以上不及2,000瓩與

2,000瓩以上；其餘維持與110年度相同。

2. 原則同意111年度增訂海洋能躉購費率類別及躉購費率，並建議持續蒐集海洋能各類型相關成本參數，強化躉購費率之合宜性。
3. 111年度各類別再生能源電能躉購費率計算公式使用參數原則同意如表1、表2。
4. 111年度各類別再生能源電能躉購費率如表3、表4。

(二)討論案二：躉購費率獎勵機制(如附件5)

委員發言重點：

1. 綠能屋頂全民參與獎勵機制、模組回收費、原住民族或偏遠地區加成獎勵、高效能模組加成機制、漁業環境友善公積金、離島地區加成機制、電力開發協助金及費率適用寬限期機制，可有效帶動太陽光電產業及區域發展、緩解用電需求，並促進再生能源發電設備設置，建議維持相關獎勵機制。
2. 模組回收費、加強電力網、高效能模組躉購費率加成、原住民族與偏遠地區加成獎勵、一地兩用設置型態(包含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、風雨球場及風雨球場施作金屬浪板型態)、漁業環境友善公積金及併聯輸配電業特高壓供電線路加成機制等機制，考量加成比例不應產生疊加效果，故上述各類因衍生成本之加成獎勵機制，建議以費率外加方式反映。
3. 為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，所有太陽光電設置案件模組回收費以每瓩1,000元之成本計算額外費率。
4. 考量儲能技術持續進步，且其市場成本尚不明確，原則同意111年以遴選搭配競標之模式進行推動；目前以提高饋線容量利用率及擴增裝置容量為推動方向，但儲能系統成本相對較高，建議未來可思考將需量反應或儲能自動頻率控制(AFC)之調頻備轉輔助服務之對

象納入鼓勵。

5. 區域費率加成機制

(1) 考量近年台東地區設置量少且地方政府積極提出相關意見，故為配合擴大再生能源推動，促進發展目標之達成，建議以政策因素將台東地區納入區域加成獎勵對象。

(2) 躉購費率計算參數包含期初設置成本、年運轉維護費用及年售電量，建議於其餘參數皆固定之條件下，評估發電量之差異是否等比例對應躉購費率之差異。

(3) 關於台東地區之加成比例，建議以總售電收入之角度評估，以有效提升設置誘因。

6. 一地兩用型態加成機制建議維持加成比例，但為使寬限期機制與實務作法配合，故建議公告文字仍維持以110年度起取得使用執照；另有關農漁電共生，為避免法規適用疑義並保留適用彈性，故將認定單位調整為中央或地方農業主管機關。

7. 考量111年度加強電力網為太陽光電通案費用，故建議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(屋頂型+地面型+水面型)與配電級(地面型+水面型)分別計算額外費率。

8. 建議太陽光電特高壓升壓站以 GIS 態樣為主要加成對象，並依電壓等級(69kV 或161kV)及設置型態(以建造執照區分屋內型或戶外型)區分額外費率；GIS 以外之特高壓升壓站則適用該電壓等級下之額外費率取低值。

9. 建議太陽光電特高壓升壓站輸電線路費用以1.5公里為費率反映起始點，並依電壓等級及線路設置型態反映總線路長度與1.5公里相差線路長度之成本。自建升壓站以竣工查驗時確認之線路長度為基準；共用升壓站則以原升壓站竣工確認之長度為基準，若原升壓站尚未竣工查驗，則在原升壓站案件竣工且可證明線路

長度後，再予以追溯反映。

10. 考量目前於實務設置情形下，小規模案場亦可能須共用特高壓升壓站，故建議將特高壓升壓站及輸電線路額外費率加成適用對象調整為所有自建/共用特高壓升壓站之太陽光電發電設備；另考量升壓站單位成本較不會因光電案場規模大小而有所差異，故建議以原太陽光電發電設備下之平均運維比例，計算不分類別級距之特高壓升壓站額外費率。
11. 考量升壓站成本分攤公平性及一致性，並兼顧共用升壓站或分年併網等情形，故建議太陽光電案件無論是否於寬限期內完工，皆適用同意備案時之併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。另建議併聯至同一特高壓升壓站之所有太陽光電案件，一致適用首案特高壓升壓站及輸電線路額外費率；若升壓站有擴充之情形，則擴充後併聯之案件適用擴充後首案特高壓升壓站及輸電線路額外費率。
12. 考量併聯電業特高壓供電線路之電業係指輸配電業，故建議於公告條文中加以明確。
13. 避免訂定過高或過低的租金產生錨定效應，且租金多為業者以一定售電收入之比例回饋予場地提供者，為與場地提供者利潤共享的概念，故宜由開發商考量從案場開發至完工所涉及之風險後，且綜合考量各項因素下，決定分潤給場地提供者之租金或回饋金，故雖無明確納入期初設置成本或運轉維護費用之內涵，但現行平均資金成本率使用參數數值已對太陽光電採偏優角度進行考量，相對已可涵括相關費用，於現行費率水準已可支付租金或回饋金之結果，故建議不再納入租金。
14. 有關超高效模組加成機制，建議超級 VPC 產業技術升級可尋求工業局產創平台或企業創新等科專計畫協助產業升級，避免再藉由躉售電價制度加成協助，以免引請躉售制度混亂與推動困難。
15. 躉購費率適用寬限期機制

- (1) 針對費率適用時點，建議仍維持現行機制，即完工費率搭配寬限期做法。
 - (2) 建議維持現行寬限期機制，現行寬限期機制給予大型案場24個月寬限期，已包含取得同意備案後至取得施工許可前的行政程序時間(如：土地變更、出流管制等)及取得施工許可後至完工併聯的施工期間(含建置升壓站)，並觀察已完工之大型設置案場均得自取得同意備案之日起24個月內或12個月內完工，已反映足夠之建置期程。
 - (3) 另基於持續受疫情影響及政策適用對象一致性，建議109年度併聯69kV 以上，且有設置或共用升壓站者之發電設備及110年度之太陽光電發電設備，亦增訂相關寬限期展延機制。
 - (4) 針對疫情等情勢變遷因素，建議111年度不需事先訂立預防性之展延期限規定，而採滾動檢討之彈性作法。
16. 依「再生能源發展條例」規定每年組成審定會，綜合考量各類別再生能源相關因素逐年檢討訂定躉購費率，太陽光電在現行寬限期機制已針對不同設置型態提供不同寬限期限，有關大型設置案件，設置業者可於開發前期依公告之躉購費率及其適用之寬限期限進行妥善規劃；故111年度太陽光電躉購費率維持現行審議機制及公告作法，即不訂定及公告多年費率。

16. 原民利益共享機制

- (1) 為促進開發之溝通，參酌原住民族基本法第 21 條促進部落發展及利益共享意旨，針對位於原住民地區之地熱與小水力開發案增訂原民利益共享機制，加成比例為 1%。
- (2) 考量原民利益共享機制執行面涉及原民會權責事項及台電公司配合事項，建議儘速與原住民族委員會及台電公司確認執行細項。

17. 階梯式躉購費率機制

離岸風電、地熱發電建議維持 110 年度作法，採行固定 20 年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，且選擇適用後即不得變更。

決議：

1. 新增地熱及小水力原民利益共享機制，設置於原住民族地區之地熱與小水力，躉購費率加成比例為1%，後續執行細節應儘速與原住民族委員會和台電公司確認。
2. 躉購費率公告新增條文：太陽光電發電設備結合儲能系統，且參與中華民國一百十一年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，經儲存後釋放之電能，其電能躉購費率依競比結果適用之。
3. 模組回收費、加強電力網、高效能模組躉購費率加成、原住民族與偏遠地區加成獎勵、一地兩用設置型態(包含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、風雨球場及風雨球場施作金屬浪板型態)、漁業環境友善公積金及併聯輸配電業特高壓供電線路加成機制等機制，其加成獎勵機制以費率外加方式反映(如表五、表六)。
4. 離島地區躉購費率加成機制維持110年度作法，海底電纜未與本島聯結時，躉購費率加成比例為15%；海底電纜與本島聯結時，躉購費率加成比例為4%。
5. 模組回收費維持110年度作法，所有太陽光電設置案件加計額外費率0.0656元/度。
6. 原住民族或偏遠地區加成機制與對象維持110年度作法，太陽光電發電設備設置於原住民族或偏遠地區者，其電能躉購費率加計額外費率1%。
7. 綠能屋頂全民參與獎勵機制與對象維持110年度作法，其電能躉購費率加成比例為3%。
8. 區域費率加成機制維持110年度作法，設置於北北基、桃竹苗及宜花之太陽光電發電設備，其電能躉購費率加成比例為15%。另為配合擴大再生能源推動，111年度以政策因素將台東地區納入區域加成對象，且其躉

購費率加成比例為8%。

9. 太陽光電高效能模組躉購費率加成機制維持110年度作法，其電能躉購費率加計額外費率6%。
10. 風雨球場加成機制維持110年度作法，符合教育部作業參考模式之一般球場增建太陽能光電風雨球場或於空地設置太陽能光電風雨球場者，經中央或地方教育主管機關認定，適用地面型費率，並以地面型費率加計額外費率10%；若有裝設金屬浪板，躉購費率再加計額外費率4%。
11. 屋頂型與地面型農漁電共生設置型態加成機制維持110年度作法，躉購費率適用原基礎型態費率，並以地面型費率加計額外費率5%；其認定單位修正為經中央或地方農業主管機關認定，而建築使用執照維持以110年度起取得使用執照。
12. 漁業環境友善公積金維持110年度作法，所有類別之漁電共生案件以地面型費率加計額外費率1%。
13. 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，並以地面型費率加計額外費率6%。
14. 111年度太陽光電發電設備依「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」繳納均化併網單價費用者，躉購費率依輸電級與配電級分別計算額外費率，輸電級加計額外費率0.0811元/度、配電級加計額外費率0.1240元/度。
15. 新增特高壓升壓站輸電線路費用加成機制，加成適用對象為有自建/共用特高壓升壓站之不分類別級距太陽光電發電設備，並依電壓等級(69kV 或161kV)與線路設置型態(架空線或地下電纜)分別計算單位長度額外費率，並以1.5公里作為費率反映起始點，反映總線路長度與1.5公里相差線路長度之成本。有關長度確認方式，自建升壓站以竣工查驗時確認之實際線路長度為基準；共用升壓站以原升壓站設置案件於竣工查驗時確認之實際長度為基準，若原升壓站尚未竣工查

驗，則在原升壓站設置案件完成竣工查驗並可證明線路長度後，再予以追溯反映額外費率。

16. 111年度特高壓升壓站加成適用對象為有自建/共用特高壓升壓站之不分類別級距太陽光電發電設備，並將特高壓升壓站加成機制依電壓等級(69kV 或161kV)與設置型態(以是否取得建造執照區分GIS屋內型或GIS戶外型)區分不同額外費率，且相同電壓等級與設置型態下之特高壓升壓站以原太陽光電發電設備之平均運維比例計算相同額外費率。而GIS以外之特高壓升壓站則適用該電壓等級下之額外費率取低值。
17. 太陽光電發電設備案件無論是否於寬限期內完工，皆適用同意備案時之併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。針對併聯至同一特高壓升壓站之所有太陽光電案件，一致適用首案特高壓升壓站及輸電線路額外費率；若升壓站有擴充之情形，則擴充後併聯之案件適用擴充後首案特高壓升壓站及輸電線路額外費率。
18. 太陽光電租金/回饋金費用不再外加計算。
19. 太陽光電躉購費率寬限期
 - (1) 111年度躉購費率適用寬限期維持110年度作法，以取得同意備案為起算時點，各型寬限期限說明如下：
 - A. 無併聯、建置或共用69kV 以上升壓站：
 - (A) 第一型、第二型費率適用寬限期6個月。
 - (B) 第三型費率適用寬限期4個月。
 - B. 10MW 以上或併聯69kV 以上且有建置或共用升壓站者，費率適用寬限期24個月；第三型發電設備需併聯69kV 以上且有建置或共用升壓站者，費率適用寬限期12個月。
 - (2) 因應 COVID-19之寬限期展延規定，109年度併聯69kV 以上，且有設置或共用升壓站者及110年度各類型太陽光電案場皆通案展延寬限期三個月。

(3) 111年度寬限期機制不訂定預防性之展延期限規定。

20. 離岸風電、地熱發電維持110年度作法，採行固定20年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，且選擇適用後於躉購期間不得變更。

21. 離岸風電考量財務支出控管機制，沿用110年度作法採二階段，第一階段為年售電量達到每瓩4,200度以上時，躉購費率打75折；第二階段為年售電量達到每瓩4,500度以上時，躉購費率打5折。

(三) 討論案三：「111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」草案(如附件6)

委員發言重點：

躉購費率公告草案之法制作業係將前述討論議題及機制進行文字化，另相關行政程序為行政部門權責範圍，請主管機關妥為處理後續法制作業。

決議：

洽悉，請主管機關依行政程序流程辦理後續草案預告作業。

八、臨時動議：無

九、散會。(下午3時40分)

表 1 111 年度太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數表

再生能源類別	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/瓩年)	平均資金成本率(%)	躉購期間(年)
太陽光電第一期(1-3月)	屋頂型	1 瓩以上不及 20 瓩	59,500	4.12	1,250	5.25	20
		20 瓩以上不及 100 瓩	47,300	3.61			
		100 瓩以上不及 500 瓩	43,300	3.47			
		500 瓩以上	43,300	3.47			
	地面型	1 瓩以上	45,100	2.73			
	水面型(浮力式)	1 瓩以上	51,100	2.41			
太陽光電	屋頂型	1 瓩以上不及 20 瓩	58,400	4.20			
		20 瓩以上不及 100 瓩	46,400	3.68			

第二期 (4-6月)		100 瓩以上不及 500 瓩	42,500	3.54			
		500 瓩以上	42,400	3.55			
	地面型	1 瓩以上	44,300	2.78			
	水面型 (浮力式)	1 瓩以上	50,300	2.45			
太陽 光電 第三期 (7-12月)	屋頂型	1 瓩以上不及 20 瓩	55,600	4.41			
		20 瓩以上不及 100 瓩	44,100	3.87			
		100 瓩以上不及 500 瓩	40,400	3.72			
		500 瓩以上	40,400	3.72			
	地面型	1 瓩以上	42,100	2.92			
	水面型 (浮力式)	1 瓩以上	48,100	2.56			

表 2 111 年度再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率計算公式使用參數表

再生能源類別	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/瓩年)	平均資 金成本 率(%)	躉購期間 (年)	
風力 發電	陸域	1 瓩以上不及 30 瓩	136,300	1.32	1,750	5.25	20	
		30 瓩以上	有安裝或具 備 LVRT 者	38,600	5.55			2,500
			無安裝或具 備 LVRT 者	37,600	5.69			
離岸	1 瓩以上	148,400	2.87	3,750	5.70			
生質能	無厭氧 消化設備	1 瓩以上	65,500	15.80	5,600	5.25		
	有厭氧 消化設備	1 瓩以上	211,400	7.99	6,600			
廢棄物	一般及一 般事業廢 棄物	1 瓩以上	80,200	27.25	7,200	5.25		
	農業廢棄 物	1 瓩以上	108,000	18.46	5,600			
小水力	無區分	1 瓩以上不及 2,000 瓩	161,000	1.48	4,000	5.25		
		2,000 瓩以上不及 20,000 瓩	110,400	2.11	4,000			
地熱	無區分	1 瓩以上不及 2,000 瓩	323,700	3.22	6,400	5.25		
		2,000 瓩以上	278,600	3.74	6,400			
海洋能	無區分	1 瓩以上	267,100	7.7	5,800	5.25		

表 3 111 年度太陽光電電能躉購費率

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)	第三期 上限費率(元/度)
太陽光電	屋頂型	1 瓩以上不及 20 瓩	5.8620	5.7911	5.6068
		20 瓩以上不及 100 瓩	4.4671	4.4081	4.2566
		100 瓩以上不及 500 瓩	4.0408	3.9900	3.8510
		500 瓩以上	4.0408	3.9840	3.8510

	地面型	1瓩以上	3.9418	3.8896	3.7436
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.3354	4.2836	4.1386

註1：111年度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。

表 4 111 年度再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	躉購費率(元/度)		
風力發電	陸域	1瓩以上未達30瓩	7.4110		
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者	2.1223	
	離岸	1瓩以上	無安裝或具備LVRT者		2.0883
			固定20年躉購費率		4.5024
			階段式躉購費率	前10年	5.1356
後10年	3.4001				
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	2.8066		
	有厭氧消化設備	1瓩以上	5.1842		
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	3.9482		
	農業廢棄物	1瓩以上	5.1407		
小水力	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	3.8943		
		2,000瓩以上不及20,000瓩	2.8599		
地熱	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	固定20年躉購費率		5.7736
			階段式躉購費率	前10年	7.0731
				後10年	3.6012
		2,000瓩以上	固定20年躉購費率		5.1956
			階段式躉購費率	前10年	6.1710
後10年	3.5685				
海洋能	無區分	1瓩以上	7.3200		

註1：離岸風力發電設備適用本表之躉購費率者，於躉購期間當年度發電設備實際發電量每瓩4,200度以上且不及每瓩4,500度之再生能源電能，依固定20年躉購費率之百分之七十五躉購，躉購費率為3.3768元/度；躉購期間當年度發電設備實際發電量每瓩4,500度以上之再生能源電能，依固定20年躉購費率之百分之五十躉購，躉購費率為2.2512元/度。

註2：固定20年躉購費率與階段式躉購費率係擇一適用，擇定適用之後不得變更。倘終止契約改依電業法直供或轉供者，須依已躉購期間實際發電量計算並返還固定二十年躉購費率與階段式躉購費率之差額。

註3：111年度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。

表5 111年度太陽光電發電設備額外費率

分類	裝置容量級距	模組回收費(元/度)	加強電力網(元/度)		高效能模組(元/度)	原住民族地區或偏遠地區(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				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	風雨球場型態	風雨球場施作金屬浪板型態
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	0.0656	0.0811	--	0.3364	0.0561	0.0374	0.1872	--	--	--
	20瓩以上不及100瓩				0.2554	0.0426					
	100瓩以上不及500瓩				0.2311	0.0385					
	500瓩以上				0.2311	0.0385					
地面型	1瓩以上				0.2246	0.0374		0.2246	0.3744	0.1497	
水面型(浮力式)	1瓩以上			0.1240	0.2483	0.0414		--	--	--	--

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」，依輸電級或配電級繳納均化全國併網費用者，依本表加計加強電力網額外費率。

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。

表6 111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

分類	裝置容量級距	併聯輸配電業特高壓供電線路					
		特高壓升壓站輸電線路 [輸電線路長度(公里)*元/(度*公里)]		GIS 特高壓升壓站 (元/度)		GIS 以外特高壓升壓站 (元/度)	
		69kV	161kV	69kV	161kV	69kV	161kV
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並於竣工查驗時確認實際輸電線路長度大於1.5公里者，依本表加計特高壓升壓站輸電線路額外費率。特高壓升壓站輸電線路長度係指實際輸電線路長度與1.5公里相差之長度，實際輸電線路長度確認方式如下：
 (1)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，且使用瓦斯絕緣開關設備(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)與戶外型 GIS 特高壓升壓站額外費率。

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。