

# 108年度再生能源電能躉購費率審定會第5次會議紀錄

壹、時間：108年1月30日（星期三）上午9時整

貳、地點：經濟部第1會議室

參、主席：曾召集人文生                      記錄：張專員群立

肆、出（列）席單位及人員：（詳如會議簽名冊）

伍、主席致詞：（略）

陸、綜合討論：（委員發言重點）

## 一、報告案：

（一）報告案一：第4次審定會會議結論辦理情形

決定：洽悉。

（二）報告案二：「108年度再生能源躉購費率及其計算公式聽證會」

1.業者意見歸納報告：略

決定：洽悉。

2.業者意見補充陳述：

（1）太陽光電

A. 建議108年躉購費率應維持上下半年費率，除帶動內需市場，可避免過度集中期末搶建與模組生產尖峰期集中在期末期間。

B. 針對期初設置成本及其未來降幅預估部分，應再檢視其合理性，例如樣本參採合宜性、各類型級距合理成本區間、國際降幅不應足額反應4.25%等，建議

參採業界提供實際案場發電數據。

- C. 期初設置成本建議納入租金、土地變更回饋金、地面型超高壓線路施工成本等項目。
- D. 升壓站加成不應限制地面型，而應各型（包含屋頂、水面及地面）均適用。且應不為第一次建置方得適用加成，業者均以設置升壓站整體容量費用作為計算基準。
- E. 適用費率認定時間：除原規定  $n+4/+6$  外，地面型專案（需建置升壓站者）併網費率應採  $n+24$  個月認定。
- F. 撤銷農業容許使用之太陽光電設置案，部分案件重新取得容許及土地變更的時間長達1年以上，故建議放寬農業容許廢止案例重新申請同意備案之期限為「2年內」。
- G. 建議將108年度再生能源電能躉購費率第6條規定，「...經主管機管變更其分類...」，修改為「...因遷移或其他原因須重新申請同意備案且其發電設備與原設備登記相同者...」。
- H. 台電公司延誤併網問題:因台電公司導致無法如期併網（如:外線沒時間施作，沒發包，缺電表...），應列入例外狀況，此類案件近期增多，建議應以台電公司受理報竣日加固定日視為此類案件的完工併聯。
- I. 宜花東等區域因日照及建置成本較高，區域加成應從15%增加至18%。

- J. 高效模組補貼希望能從原本高效認證加6個百分點 (VPC)，再加碼3個百分點，等同 VPC 加碼9個百分點，以能更有效支持台灣在地高效電池暨模組。

## (2)風力發電

- A. 建議小型風機級距設計維持107年度1-30呎方式，以利已投入研發及設備之廠商持續進行。
- B. 小型風機廠商已提供許多成本發票資訊，建請委員參考並納入期初設置成本參採案例。
- C. 期許陸域風電提升發電量，應同步考慮相對應增加的成本，且次級風場即便設備及技術升級，年售電量也不可能提高至2,500度/呎。
- D. 國內陸域風電已有實際成本數據，不應納入國外預測值做平均，且不應考量國際成本降幅，另建議公告費率應配合「再生能源發展條例」預告修正草案調整電能直供、轉供相關文字。
- E. 離岸風電的培養及成熟需長期投入，並非一蹴可及，由英國離岸風電發展及躉購費率趨勢可明顯看出，英國在 2000年建置第 1座風場，到了2015年才改為競價。
- F. 躉購費率大幅調降會讓本土化責任最高的開發商受創最重。
- G. 108年離岸風電躉購費率的期初設置成本，應考量四項主要差異，包括因應台灣海床條件，台灣風場需使用不同於歐洲風場的水下基礎、缺乏本土產業鏈投資、台灣風場的開發成本為歐洲風場的兩倍以

上、成本降幅無法全額反應。

- H. 期初設置成本內涵，未列入台灣特殊成本，包括颱風地震、適合海上作業天數少、移動沙波、安裝船隻、保險費用。
- I. 桃園僅能使用4MW 風機，水下基礎須配合國產化且地盤堅硬，每瓩成本比國外案例高出近1倍，再加上台灣須負擔歐洲沒有的成本，包括碼頭費用、漁業補償金、地方協助金、電網加強費用、併網成本等。
- J. 台灣特殊性、運轉維護船機、合格人員的培訓均會提高成本，故建議運轉維護費應維持107年度占比水準。
- K. 維持階梯式費率機制，可以縮短曝險期間，對專案融資極為重要，亦可提升銀行對於綠色金融授信意願；售電量管控機制有違信賴保護原則，不僅無法將風場發電效率最大化，且會打消開發商採用先進技術之動機，建議取消，以利業者引進最新技術，若需控管下，財務條件下可接受之上限約介於4,400~4,500小時。
- L. 平均資金成本率亦須考量國外出口信貸提供國內銀行融資保障及針對長天期利率避險所需承擔之成本。

## 二、討論案：

- (一)討論案一：108年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

委員發言重點：

## 1. 太陽光電

- (1) 審定會權責外之議題由能源主管機關處理，本次會議聚焦於躉購費率相關議題，建議未來可就發票背後隱含的內涵結構有更具系統性分析。
- (2) 本次審定會審議資料已依太陽光電第4次分組會議決議，將篩選樣本方式以二案併陳方式供審定會討論。方案一：透過平均數加減二倍標準差內；方案二：以107年度下半年各級距平均成本（51,350元/瓩）各加減平均成本之50%（模組與逆變器成本占總成本之比例）。
- (3) 高效能模組或 VPC 模組之認定方式未來仍需進一步做詳細定義，涉及國際通用標準及我國特有標準。
- (4) 太陽光電目前已有較多之實際設置案例，可就樣本分布態樣做進一步分析，尤其低成本之樣本數量過高時建議釐清其原因。
- (5) 依照現有設備登記與業者所提資料，樣本數已經足夠，以模組與逆變器成本為基礎做為篩選樣本的方式，應當合宜。建議能源局未來於設備登記程序時，除應要求業者提供設置案例的完整發票外，應有其檢核項目，以利業者就自提之發票成本資料負起責任。
- (6) 期初設置成本之選樣區間為26,000元/瓩至77,000元/瓩，造成成本波動之原因建議於未來可細探。

- (7) 考量未來電業設置案件，皆有併聯特高壓系統之可能，為能反映市場實際設置現況，故建議屬屋頂型、地面型及水面型電業需併聯特高壓系統，皆適用升壓站躉購費率。
- (8) 配合台電公司實務作法，修正草案文字「有無建置特高壓系統者」為「有無併聯電業特高壓供電線路者」。
- (9) 考量太陽光電推動目標量逐年擴大，為提高設置業者盡早進入市場之投資誘因，且使製造業維持全年之產業動能及永續發展，修正為一年兩期躉購費率之公告方式。
- (10) 為避免資源取得成本波動，在未有標竿租金作為計算基礎時，不估算該費用。
- (11) 108年度屋頂型各級距之運維比例以各級距之實際運維費用估算運維比例。
- (12) 考量特高壓系統亦需要進行固定檢修與維護，因此，為適度反映特高壓系統之運轉維護費用，以運維比例計算之。
- (13) 為能有效反映市場發展現況，以台電公司106年實際發生成本為基準，並考量20年均化後計算年運轉維護費。
- (14) 考量保險費為雙方協議且在無出險時，保費變動不大，惟資料為106年度提供，故為能使成本更能符合市場現況，針對該項費用進行兩年物價上漲因素校正。

- (15) 考量國內外資訊模組價格差異導致費率產生差距之平均為6.0525%，計算結果與107年度差異不大，且為提高我國產業全球競爭力，建議高效能模組加成比例維持6%，以進行區分產品差異及促進產業升級。
- (16) 北部區域躉購費率加成比例部分，係為考量解決北部用電需求較其他地區高，為提高其尖峰時段的電力供應彈性，藉由躉購費率加成，吸引設置業者投資。故建議108年度加成區域與107年度相同，即北部地區(含北北基、桃竹苗及宜花)，而電能躉購費率按實際公告之費率加成15%。
- (17) 考量大面積地面型案場整體建置時程較長，在台電公司近年外線工程建置及梅雨颱風等氣候因素影響，以及未來模組價格變動難以精確掌控等因素，在107年獎勵機制延續下，研擬再適度延長完工期限至次年12月底，給予從取得同意備案起12-24個月之完工期限。
- (18) 考量放寬農業容許廢止案例重新申請同意備案期限可能會使外界認為替違法案例解套，建議在無法釐清所有個案情況下，針對該對象不予以放寬。

決議：

- (1) 考量大型地面型案場設置存在規模經濟效益，併同參考現階段市場參與程度，108年度躉購費率類別及級距維持與107年度相同。
- (2) 期初設置成本以設備登記檢附之發票資訊為計算

基礎，並將草案預告截止(108/1/29)前業者所提供具發票佐證案例納入原始樣本中。

- (3) 以107年度下半年各級距平均成本(51,350元/瓩)加減平均成本之50%(模組與變流器成本佔總成本之比例)，以26,000元/瓩及77,000元/瓩為選樣區間。
- (4) 基於鼓勵自有屋頂設置太陽光電發電設備，針對1-20瓩屋頂級距部分，國際降幅不予以反應。
- (5) 考量從業人員需有一定安裝專業技術，故工程施工成本(14.41%)不予以反應國際降幅；以國際預估未來成本降幅4.25%為基準，配合一年兩期躉購費率公告方式，第一期與第二期期初設置成本降幅分別為1.82%與3.64%。
- (6) 水面型設備維持第2次審定會決議，以地面型成本加計衍生之相關設備造成之成本差距6,000元/瓩進行計算。
- (7) 模組回收費用維持第2次審定會決議，採1,000元/瓩進行計算。
- (8) 為避免以加成方式反映特高壓系統成本受成本調整而影響其絕對金額，故特高壓系統成本以固定金額5,000元/瓩進行計算；並修正草案文字「有無建置特高壓系統者」為「有無併聯電業特高壓供電線路者」。
- (9) 108年度屋頂型各級距之運維比例以各級距之實際運維費用估算運維比例。
- (10) 為適度反映特高壓系統之運轉維護費用，以運維



比例計算之。

- (11) 年運轉維護費用部分，以台電106年實際發生成本為基準，並考量20年均化後計算年運轉維護費。
- (12) 年發電量同第4次審定會決議，採用數值為1,250度/瓩。
- (13) 設置於北部地區(含北北基、桃竹苗及宜花)之太陽光電發設備，108年度電能躉購費率按公告上限費率加成15%。
- (14) 太陽光電發電設備全數採用經濟部標準檢驗局規範之高效能太陽光電模組，且其躉購費率適用108年度完工上限費率者，108年度電能躉購費率按公告上限費率加成6%。
- (15) 其餘獎勵機制維持與107年度相同，包含再生能源設置於離島地區者，躉購費率加成15%(若離島電網與台灣本島連結者，躉購費率加成4%)；參與綠能屋頂推動政策者，躉購費率加成3%。
- (16) 以裝置容量10MW 作為一致性屋頂型、地面型及水面型(浮力式)延長完工期限獎勵機制之基準，給予延長完工期限至次年12月底。
- (17) 避免產生法律爭議，待釐清農業容許廢止案例重新申請同意備案期限之所有個案因素後，再行研擬相關機制。

## 2. 風力發電

委員發言重點：

- (1) 國內小型風機開發商已投入25~29.8瓩風力機研製及測試，並有提供佐證，考量投入相關設備研製及測試需要時間回收，故建議級距先維持107年度方式，陸域風電區分為 $\geq 1$ 瓩 $\sim < 30$ 瓩與 $\geq 30$ 瓩，未來再視設置情形滾動式檢討。
- (2) 小型風電建議採海關進口資料推估期初設置成本，並基於鼓勵本國品質較佳設備，剔除中國大陸設備進口成本。
- (3) 參考美國發展趨勢，近年陸域大型風電不僅成本下降且容量因數仍能提升。
- (4) 陸域大型風電業者提出之成本佐證均為超過3年的國內舊有案例資訊，未反映技術進步所帶來之成本下降及成本占比變化。
- (5) 民營陸域大型風場因塔架高度較低的緣故，導致年發電量低於台電公司風場，應藉由設定年售電量標竿值來引導廠商將設備及技術升級。
- (6) 考量我國離岸風電需採套筒式水下基礎成本較高，加計成本差距12.7%，並剔除1筆重力式基礎樣本，以校正國際案例。
- (7) 我國離岸風電遴選案在110 ~ 113年完工的國產化責任會逐年增加，故國際成本降幅調整反應至110年，尚屬合理，未來成本總降幅為7.63%。
- (8) 離岸風電期初設置成本考量臺灣海峽與歐洲海氣象條件不同，其中歐洲與臺灣海氣象主要差異影響期間為10月~2月，惟考量國內外海氣象資料觀

測期間不一致及實際狀況可能存在差異，故以全年平均天數差異3.56天估算10月~2月可施工天數差異，據以反映海氣象差異衍生之成本約1,830元/瓩。

- (9) 考量我國離岸風電尚處初期，船隻在地化要求、維運設施建造、本地人員訓練均會提高成本，並基於資料參採一致性，建議選取歐洲資料，採納標準與期初設置成本參採案例一致，計算20年均化後之年運轉維護費。
- (10) 財務支出控管機制立意為避免年售電量參數與實際售電量產生落差下，導致政府購電支出超過合理水準，建議還是要有財務支出控管機制。
- (11) 為兼顧鼓勵技術進步、充分運用風資源與避免開發商暴利，仍可適度設定年售電量控管機制，但控管上限值應與年售電量參數脫鉤，且控管上限值宜在不會限制我國風資源運用的原則下，以較高標準分二階段設定。
- (12) 離岸風電設計財務支出控管機制與階梯式躉購費率係通案性躉購制度20年內之費率適用機制，屬審定委員依「再生能源發展條例」第9條得於費率公告中訂定事項，但依法躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本，因此於通案性躉購費率之訂定不得違反此下限費率之規定。
- (13) 設計財務支出控管機制的理由要說清楚，國際上也有許多採躉購制度的國家因財務預算因素，設計支出控管機制。

- (14) 根據離岸風電遴選及競價獲選場址的預估年發電量計算，剔除上下10%極端值後，計算平均約3,731度/瓩，故可據以將年售電量由3,600度/瓩提高至3,750度/瓩，以反應對未來風機大型化提升發電效率之預期。
- (15) 固定式及階梯式費率在年售電量超過控管上限後宜維持相同報酬水準，故調整後費率應設定一致費率水準。
- (16) 根據遴選及競價獲選風場評估之年發電量，其中數值最高的前兩名平均約4,140度/瓩，比起3,750度/瓩高出約10.4%，故可將第一階段控管上限值取整數設定在4,200度/瓩，達到4,200度/瓩以上時，躉購費率打75折。
- (17) 蒐集歐洲各國官方預測，其中丹麥能源署有公開模擬技術進步預期下，年發電量目標為4,500度/瓩，故可將第二階段控管上限值設定在4,500度/瓩，達到4,500度/瓩以上時，躉購費率打5折。
- (18) 第二階段控管後之費率已接近下限費率，且考量迴避成本未來可能上升，故折價後費率尚屬合理。
- (19) 為避免違反母法下限費率規定，財務支出控管機制中可加註但書，倘第二階段折價費率低於下限費率，則以下限費率躉購。
- (20) 離岸風電草案預告以滿發3,600小時作為控管上限，其依據是否為環評報告書資料，請再補充說明。
- (21) 台電公司與民營電廠(IPP)也有簽約，但缺電時必

須以更高價格購電，概念雖與再生能源躉購不同，但政府同樣應善盡財務支出控管責任，故以二階段規劃財務支出控管機制，尚屬合理。

- (22) 為鼓勵開發商發電以躉購費率給予合理利潤，但並非給予暴利，應將財務支出控管機制所提費率、條件、折價方式等相關論述對外說明清楚。
- (23) 我國吸取國際經驗提早進行競標作業，其費率適用時間與遴選案不同，開發商可藉遴選價格支持完成國內產業環境建構，讓風場擴張開發的邊際成本下降，並最後反應至競標價格，如英國2000年開始發展離岸風電，直至2015年累積5.1GW 設置量，改採競標機制後價格約5.5~5.8元/度(2019~2020年完工)，2017年才降至2.3~3.0元/度(2022~2023年完工)，依國際發展經驗，若無第一階段穩定費率建立市場規模經濟及累積產業能量，不可能有第二階段競標降價的空間。
- (24) 國外平均需發展10年以上才達到市場經濟規模，若開發商提出之法國案例屬實，其建置成本尚高達18.1萬元/瓩，仍比我國高出許多，故臺灣縮短時間降低費率且容量可達3.5GW，是得來不易之成就，應對外論述清楚，避免反向引起爭議。
- (25) 國內外海底地質條件差異對於成本之影響較不易評估，故比較歐洲與我國離岸風電採不同水下基礎類型的成本差異是依據水深條件進行計算。
- (26) 德國離岸風電也有階梯式費率設計，以提高金融機構授信意願，故可維持過去政策立意保留階梯

式費率，但考量降低政府承擔之風險，應避免高低費率價差過大，建議價差可由過去7：3縮小為6：4。

(27) 前高後低費率有鼓勵金融圈投入投資，但銀行放貸意願係依開發商還款條件進行協議，建議修正前高後低有利降低風險之用詞。

決議：

- (1) 陸域型風力發電級距區分為「1瓩以上未達30瓩」與「30瓩以上」。
- (2) 小型風電海關資料剔除1筆中國大陸設備進口成本，期初設置成本13.39萬元/瓩。
- (3) 離岸風電修正國內外水下基礎成本差異，並剔除1筆重力式基礎樣本，校正歐洲成本資料為符合我國設置環境之成本。
- (4) 離岸風電考量臺灣海峽與歐洲的海氣象條件差異，加計全年可施工天期縮短衍生之成本1,830元/瓩。
- (5) 離岸風電未來成本降幅反映至110年，期初設置成本校正為17.45萬元/瓩。
- (6) 離岸風電的年售電量參數由3,600度/瓩提高至3,750度/瓩，反映對未來風機大型化提升發電效率之因素。
- (7) 調整財務支出控管機制為二階段，第一階段為年售電量達到4,200度/瓩以上時，躉購費率打75折至4.1370元/度；第二階段為年售電量達到4,500度/瓩

以上時，躉購費率打5折至2.7580元/度。

- (8) 離岸風電維持階梯式費率機制，並將前高後低費率價差由7：3修正為6：4，並依據相關使用參數計算躉購費率。

### 3. 生質能與其他再生能源

委員發言重點：

- (1) 躉購費率之訂定應依循具公信力之參數，因國內現無生質能(無厭氧消化設備)運轉案例或評估報告，建議業者應朝向先行設置小規模示範性案廠，以實際運作案例累積設置經驗，並有助於參數資料蒐集。
- (2) 因目前水力發電設置案例較少，可供參採樣本不足以判別水利建造物使用費、水源保育與回饋費等對各案例之影響，建議待有較多樣本再行考量。
- (3) 考量國內地熱發電尚在發展階段，現有「地熱能發電系統示範獎勵辦法」予以補助，分攤業者風險，另因我國目前尚無正式開發完成案例，現階段仍以鼓勵開發為原則，且期初設置成本計算結果與107年度審定會參採數值相近，故建議108年度沿用107年度數值。

決議：

- (1) 108年度生質能、川流式水力、地熱及廢棄物發電躉購容量級距維持與107年度相同。
- (2) 生質能、川流式水力、地熱及廢棄物等再生能源

發電設備之期初設置成本、年運轉維護費用及年售電量，均維持108年度聽證會對外說明之參數值。

#### 4. 平均資金成本率

委員發言重點：

- (1) 平均資金成本率之設計基礎，係以事前角度訂定業者投資計畫之合理報酬，考量各企業適用之稅率基礎不同，以及各類再生能源躉購費率計算公式之各項參數計算基礎應一致，建議借款利率不扣除營利事業所得稅率。
- (2) 外借與自有資金比例參數，應以期初設置成本之資金來源占比作為評估依據，建議外借與自有資金比例仍維持70%：30%。
- (3) 無風險利率、銀行信用風險加碼、業者風險溢酬等參數，民間提出須考量美國升息因素，惟美中貿易爭端、中國大陸經濟成長趨緩，乃至於美國聯邦政府持續停擺，聯準會短期內升息機率並不高，且國內太陽光電業者融資管道多為本國行庫，建議維持現有參數設定數值。
- (4) 企業對外投資多會面臨匯率及利率波動等市場風險，企業向銀行貸款取得資金時多會加購避險工具，考量平均資金成本率之外借資金報酬率參數係已概括考量外借資金成本內涵，建議不額外加計。

決議：108年度平均資金成本率使用參數維持108年度聽證會對外說明之參數值。

#### 5. 108年度各類別再生能源電能躉購費率計算公式及其



## 使用參數

決議：108年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數原則同意如表一與表二。表一所示為太陽光電再生能源使用參數，表二所示為太陽光電除外之再生能源使用參數。

表一 108年度太陽光電再生能源電能躉購費率使用參數彙整

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				
屋頂型	1瓩以上不及20瓩		60,400	60,400	3.80	1,250	20	5.25
	20瓩以上不及100瓩		49,100	48,200	3.50			
	100瓩以上不及500瓩		47,400	46,500	3.19			
	500瓩 以上	無併聯電業 特高壓供電線路者	46,100	45,300	3.28			
		有併聯電業 特高壓供電線路者	51,100	50,300				
地面型	1瓩 以上	無併聯電業 特高壓供電線路者	46,000	45,200	2.97			
		有併聯電業 特高壓供電線路者	51,000	50,200				
水面型	1瓩 以上	無併聯電業 特高壓供電線路者	52,000	51,200	2.63			
		有併聯電業 特高壓供電線路者	57,000	56,200				

表二 108年度再生能源（太陽光電除外）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)	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	133,900	1.51	1,650	5.25	20	
		30瓩 以上	有安裝或具 備 LVRT 者	48,600	4.89			2,500
			無安裝或具 備 LVRT 者	47,600	5.00			
	離岸	1瓩以上	174,500	3.10	3,750	6.05		
川流式水力	無區分	1瓩以上	103,800	2.72	4,000	5.25		
地熱	無區分	1瓩以上	278,600	3.74	6,400			
廢棄物	無區分	1瓩以上	80,200	26.77	7,200			
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	57,000	15.76	5,300			
	有厭氧消化設備	1瓩以上	221,700	6.95	6,600			

## (二)討論案二：108年度再生能源電能躉購費率試算

委員發言重點：無

決議：108年度再生能源電能躉購費率原則同意如表三與表四。表三所示為太陽光電除外發電設備電能躉購費率，表四所示為太陽光電發電設備電能躉購費率。

表三 108年度再生能源（太陽光電除外）發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	躉購費率(元/度)		
風力	陸域	1瓩以上不及30瓩	7.8759		
		30瓩以上	有安裝或具備 LVRT 者	2.5438	
	離岸 <sup>註4</sup>	1瓩以上	固定20年躉購費率 <sup>註1</sup> (上限費率) <sup>註2</sup>		5.5160
			階梯式躉購費率 <sup>註3</sup>	前10年	6.2795
				後10年	4.1422
川流式水力	無區分	1瓩以上	2.8325		
地熱能	無區分	1瓩以上	固定20年躉購費率 <sup>註5</sup>		5.1956
			階梯式躉購費率 <sup>註6</sup>	前10年	6.1710
				後10年	3.5685
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	2.5765		
	有厭氧消化設備		5.0874		
廢棄物	無區分	1瓩以上	3.8945		
其他(海洋能、氫能或其他經中央主管認定可永續利用之能源)	無區分	1瓩以上	2.1107		

註1：屬離岸型風力發電設備，選擇適用固定20年躉購費率者，躉購費率為5.5160元/度。  
 註2：屬離岸型風力發電設備競標適用對象者，其上限費率為5.5160元/度。  
 註3：屬離岸型風力發電設備，選擇適用階梯式躉購費率者，前10年適用費率為6.2795元/度，後10年起適用費率為4.1422元/度。  
 註4：除競標適用對象者外，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4.1370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2.7580元/度。  
 註5：屬地熱能發電設備，選擇適用固定20年躉購費率者，躉購費率為5.1956元/度。  
 註6：屬地熱能發電設備，選擇適用階梯式躉購費率者，前10年適用費率為6.1710元/度，後10年起適用費率為3.5685元/度。

表四 108年度太陽光電發電設備電能躉購費率

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)
--------	----	--------	------------------	------------------

太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩		5.7983	5.7983
		20瓩以上不及100瓩		4.5925	4.5083
		100瓩以上不及500瓩		4.3175	4.2355
		500瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.2313	4.1579
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.6902	4.6168
	地面型	1瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.1094	4.0379
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.5560	4.4846
		1瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.5016	4.4324
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.9345	4.8652
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.5016	4.4324
有併聯電業特 高壓供電線路			4.9345	4.8652	

### (三) 討論案三：108年度再生能源電能躉購費率公告草案

委員發言重點：

請依決定及相關行政程序辦理後續公告相關事宜。

決議：洽悉。

柒、臨時動議：無

捌、散會：(下午1時整)