

115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：114年11月5日（星期三）下午2時整

二、地點：經濟部第一會議室

三、主席：賴常務次長兼召集人建信 紀錄：黃管理師靖涵

四、出（列）席單位及人員：（略）

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：「115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：

1.草案預告後至辦理聽證會期間，應預留充分時間供外界了解草案內容。另審定會期間已召開多次利害關係人會議，相關意見均已充分蒐集與說明，後續將依程序辦理聽證會。

2.建議聽證會議作業規劃，應全程錄音錄影，並確認陳述意見者對會議紀錄無異議後，始宣告聽證終結，以確保法定程序完備。

決定：洽悉。

七、討論案：

（一）討論案一：躉購費率小數點位數調整（如附件4）

委員發言重點：

- 1.即使躉購費率調整為以小數點後 2 位呈現，惟電協金仍維持以小數點後 3 位呈現，兩者相加後之最終費率仍可能產生小數點後 3 位之數值，恐將造成整體費率位數呈現方式不一致，顯得紊亂。建議維持費率以小數點後 4 位呈現，以確保一致性與穩定性，惟須對外明確說明其進位方式。
- 2.第一次審定會決議係為使躉購費率與現行電價之位數呈現一致，將費率調整為小數點後 2 位數呈現。惟經後續研議，考量躉購制度已運行多年，目前正值全面檢討階段，為使整體規範更具周延性與穩定性，建議將位數調整議題列入未來整體制度調整方案中，再一併進行檢討。
- 3.鑒於再生能源（以太陽光電為例）投資案，投資規模動輒近千億元，投資者與開發商於專案開發前，均建立財務模型進行試算。躉購費率小數點位數的調整，將對業者之財務預期與計算造成困擾。因此，為維持制度之穩定性與延續性，建議躉購費率應維持小數點後 4 位之呈現方式，並以四捨五入原則計算。

決議：同意115年度躉購費率小數點位數維持以4位數呈現。

(二) 討論案二：「115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5）

委員發言重點：

1.躉購分類與容量級距：

(1)太陽光電分組

- A. 太陽光電屋頂型之期初設置成本隨裝置容量擴大具規模經濟效果，建議未來持續檢討地面型及水面型（浮力式）是否有劃分級距之必要。
- B. 地面型及水面型（浮力式）躉購費率級距之設定是以推動較具設置規模及經濟效益之案場為目標，若未來

開發模式有改變調整，將同步進行檢討。

(2)地熱、生質能及小水力分組

- A. 考量河川小水力尚於發展階段，成本資料有限，尚無法完整反映於參數中。然三種態樣（河川、管路及農圳）設置成本差異顯著，建議未來除依容量級距區分外，亦可依河川、管路及農圳區分分類。
- B. 建議說明次世代地熱相較於傳統型地熱之技術特性、優缺點及開發潛力，作為以較高費率予以鼓勵發展之合理性論述。
- C. 小水力發電設置態樣因環境條件差異而有所不同。考量躉購費率訂定後適用期限長達20年，建議持續蒐集相關設置與成本資料，待數據充足後再行研議，以確保費率訂定之合理性與合宜性。
- D. 現階段以鼓勵方式推動次世代地熱，併同考量費率訂定後適用期限長達20年，為精準引導次世代地熱技術投入，增加適用條件之限制。
- E. 考量國際上已朝向增強型地熱系統和先進型地熱系統發展，併同參考地礦中心預估國內深層地熱潛能達40GW，規劃透過費率鼓勵並增加適用條件之限制，以加速推動對環境影響較小且較不受地域限制之次世代地熱開發。

(3)風力及海洋能分組

- A. 浮動風機在國際案例成本、浮台及錨定等技術資訊尚存明顯差異，建議持續蒐整相關成本資訊，以確保政策周延。
- B. 考量國內外海洋能技術發展尚於初期階段，不同發電類型之成本數據與規模大小資料有限，應視資訊完整度後再行討論資料合宜性，建議維持與114年度相同。

2.太陽光電分組

- (1)期初設置成本計算時，因樣本篩選與剔除筆數較多，建議補充相關原因與處理原則。

- (2) 各類再生能源參數參採及計算建立一致原則，並對外說明清楚。另為維持整體呈現一致性，簡報之格式與體例宜再行檢視與調整。
- (3) 建議躉購費率計算時，應將美國關稅對台灣產業之影響、國內勞動市場條件，以及設置環境造成成本增加等因素納入考量，以反映實際成本。
- (4) 國內近期推動設置趨緩，惟費率仍持續調降，建議檢視其與持續鼓勵屋頂型設置之政策推動方向是否相符，以確保政策一致性。
- (5) 審定會以近3年資料作為參採原則，並參考國際報告預估及國內物價水準波動等因素，納入成本計算考量。惟光電技術發展已趨成熟、設置案例亦較多，故以近1年半資料作為主要參採期間，更能合理反映市場設置成本。另工程施作成本主要受國內勞動市場條件影響，與技術發展關聯較低，已於成本計算中納入相關因素，以維持人工成本之穩定。
- (6) 考量光電實際完工案件檢附之發票資料，可能因時間落差及大量設備攤提方式等因素，致使發票金額與實際成本存在差異。經與外界溝通討論後，鑑於部分案場成本低於通案所須之必要設備（如：模組、變流器、機電設備等）成本，另有部分案場因特殊景觀設計等因素使成本高於市場行情，故於資料處理時，依參數資料參採原則予以剔除，並續剔除上下10%極端值，以利計算合理設置成本。
- (7) 針對屋頂型1瓩以上不及10瓩、10瓩以上不及20瓩之躉購費率，建議維持114年度審定會作法，即第一期1瓩以上不及10瓩維持114年度第二期水準、10瓩以上不及20瓩僅反映原降幅（6.28%）的1/3（即2.09%），第二期則反映應有50%國際技術進步趨勢1.67%，持續鼓勵家戶屋頂設置。
- (8) 目前小型屋頂型太陽光電除躉購費率推動外，亦透過「家戶屋頂設置太陽光電加速計畫」推動，提供每瓩3,000元之補助，以減輕民眾初期投資負擔，鼓勵持續參

與小型屋頂設置，此類補助及獎勵措施有助於推動分散式能源發展。

- (9) 目前太陽光電屋頂型50瓩以上之躉購費率每度皆低於4元，而 T-REC 每度約2-3元，建議未來持續關注不同市場間之競合關係及發展情形，作為整體政策研議之參考。
- (10) 太陽光電期初設置成本係蒐集113年1月至114年6月完工併網案件之發票資料，共計8,340筆。經剔除成本資訊不齊全之案例後，剩餘6,736筆。考量樣本呈右偏分布、非屬常態分配，若直接剔除上下10%資料將無法有效排除離散值，故依參數資料參採原則設定合理數據區間後，再剔除上下10%極端值，最終剩餘4,020筆案例資料。
- (11) 太陽光電期初設置成本資料依參數資料參採原則進行進行篩選與剔除。建議後續對外說明時，應清楚闡述篩選與剔除之依據與原則，以消弭外界誤解。
- (12) 再生能源躉購費率適用期限為20年，為謹慎審議及訂定躉購費率，係以近3年既有資料作為資料參採區間，以確保費率設定之合理性與穩定性。另若業者違反相關法規（如水土保持等）規定，則依相關規定暫停該案場之躉購。

3.地熱、生質能及小水力分組

- (1) 建議說明以《地熱減碳旗艦行動計畫（草案）》中預估之投入經費作為次世代地熱設置成本參考依據之合理性；另補充說明傳統型與次世代地熱運轉維護費用採用相同案例資料之適切性，以強化參數說明之完整。
- (2) 近年國內已有地熱完工案場，設置成本以實際案例資料進行試算，作為參數設定依據實屬合理。
- (3) 考量國內尚無次世代地熱實際案例，且國外深層地熱案例數量有限、差異性亦大，現階段計算參數係參考中油公司評估計畫及國際報告預估數值，整體尚屬合理。未來將視實際開發情況與技術進展，滾動調整相關參數。

- (4)設置案例較少之再生能源類別，資料參採原則上以近3年國內實際設置案例資料計算。惟若因缺乏近年實際案例或資料不充分，則依參數資料參採原則，得以前期公告費率並參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算。相關費率參數均已於各能源別分組會議中評估討論。為避免僅採單一個案數據而產生不確定性與公平性疑慮，部分再生能源類別將沿用114年度參採數值。
- (5)生質能「沼氣（有厭氧消化設備）」及「其他」分類之躉購費率，依費率參數計算結果較上年度微幅下降，惟115年度審定會初步決議維持114年度費率水準。建議補充說明沿用114年度費率水準之考量因素，並統一修訂相關說明之敘述格式。
- (6)廢棄物之「一般及一般事業廢棄物」分類之期初設置成本為11.39萬元/瓩，較上年度8.02萬元/瓩上漲，建議補充說明其參採內涵及差異、完善參數調整之適切性。
- (7)生質能「其他」分類的利用料源須符合再生能源發展條例定義之生質能料源（農林植物、沼氣及國內有機廢棄物），建議未來可依實際申設案例進一步明確相關料源認定單位。
- (8)生質能「其他」分類係依114年度審定會決議，以成本及運轉維護費用資料較為充足之掩埋沼氣發電案場為參採標的。惟近3年未有新增案例，建議本年度續沿用114年度之參數數值及費率水準，以維持制度穩定與參數合理性。
- (9)各項參數之參採，分組會議均依據審定原則及參數資料參採原則進行充分討論，原則上以發電裝置容量、設置成本及近3年營運案例之發票資料為主要依據，並兼顧資料公信力、經濟變動、技術改良及環境影響等因素進行綜合評估，整體可兼顧開發商投資誘因與政策推動需求，評估方式尚屬合理。

4.風力及海洋能分組

- (1)陸域小型風電費率數值維持，而陸域大型風電費率微幅調升部分，建議備妥對外論述說明，以利社會大眾理解

原因。

- (2)陸域小型風電及海洋能發電均缺乏新的設置案例成本，故依參數資料參採原則，維持114年度費率水準。
- (3)陸域大型風電之風機設備係以進口為主，並以具公信力之海關設備進口成本資料為計算基礎，今年成本計算呈現微幅上升。
- (4)關於缺乏案例而維持費率之情況，應補充說明是否反映國內實際現況，以及符合資料參採之一致性。
- (5)關於115年度再生能源電能躉購費率及其計算公式的各項使用參數，原則同意討論案提出的參數數據。

5.平均資金成本率

- (1)各類再生能源類別採相同之外借資金與自有資金比例（70%：30%）之作法，建議補充說明比例設定之考量及依據。
- (2)躉購費率之資料參採區間以近3年（111年至113年）為主，惟現行市場條件與該期間有所差異，例如部分地方政府不核准案場籌設，導致開發條件受限，而躉購費率仍持續下降。另各類再生能源之申設條件與資金結構不同，平均資金成本率一致採5.25%是否足以反映不同再生能源參數訂定之合理性。
- (3)躉購費率以平均資金成本率反映合理報酬，按通案方式，以外借資金占7成、自有資金占3成進行計算。其中，外借資金報酬率包含無風險利率與銀行融資信用風險加碼；自有資金報酬率則包含無風險利率、銀行融資信用風險加碼及業者風險溢酬。綜合考量經濟情勢與市場環境變化，訂定115年度平均資金成本率為5.25%。

決議：請依各委員意見進行補充說明後，留待下次會議再行討論確認。

(三) 討論案三：躉購費率獎勵及配套機制（如附件6）

委員發言重點：

- 1.建議未來於研議新增獎勵機制時，可將對台電公司購電支出及對生態之影響納入整體考量。另針對延續性獎勵機制（如：高效模組加成獎勵機制、區域加成獎勵機制等），補充說明其設置目的及目前執行成效，以利後續檢討與政策精進。
- 2.地熱發電階梯式費率機制旨在減輕前期投資風險與鑽井成本，惟考量近年地熱能示範獎勵補助案已見成效，鑑於後續規劃由國營事業帶頭開發，並透過地礦中心公開探勘資料以降低初期風險，建議取消地熱發電階梯式費率機制。
- 3.目前躉購費率鼓勵的對象為所有再生能源業者，建議未來可思考或針對業者對環境維護的程度，採取差別費率，鼓勵業者加強場址之環境維護及保育。
- 4.離島加成為既有機制，過往針對離島地區以海底電纜與本島聯結後，考量用電成本與本島無異，故將加成比例由 15% 調至 4%。然考量離島因鹽害、強風、交通不便等因素，無論有無電纜聯結，皆使設置成本較高；併同配合符合一定條件新建物強制設置太陽光電、促使地方政府儘可能發揮再生能源設置效益等政策推動方向，故建議無論是否有海底電纜聯結，加成比例一致維持 15%。另考量已完成設置之案件係在已知費率水準下評估效益後建置，建議不宜溯及既往，自 115 年度費率公告起向後適用。
- 5.離島發電成本較高，透過加成機制調整可提高離島區域用電自給率，亦可作為災害時之緊急用電。

決議：請能源署針對委員意見進行補充說明後，留待下次會議再行討論確認。

(四) 討論案四：「115年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」

草案

委員發言重點：無。

決議：本案擬留待下次會議再行討論。

八、臨時動議：無。

九、散會：下午4時整。