

108 年度再生能源電能躉購費率審定會風力發電分組

第 5 次會議紀錄

一、時間：108 年 1 月 19 日(星期六)上午 9 時整

二、地點：經濟部能源局 13 樓第 1 會議室

三、主席：胡委員耀祖

記錄：張專員群立

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：

報告案：「108 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式聽證會」業者意見歸納報告

委員發言重點：

- (一) 臺灣氣候條件即便會使海事工程可作業天數減少，但相對發電量也會增加，由於業者只提對其有利之意見，故審定會仍應平衡考量。
- (二) 有關離岸風電採階梯式(前高後低)費率機制及年售電量控管機制是否屬委員會權責部分，建請能源局法務釐清「再生能源發展條例」適法性，以釐清外界疑慮。
- (三) 依「再生能源發展條例」第 9 條授權委員會得制定躉購費率及其計算方式，而每年發電超過 3,600 小時之費率控管機制，在符合再生能源發展條例第 9 條第 3 項之下限費率情況下，相關費率控管機制內涵與其計算方式自得由委員會依法決定，倘涉及電業法等其他法律，則應依各該法令相關規定辦理。

(四) 躉購費率依法應每年檢討，不可能如業者建議間隔 3 至 5 年才檢討一次。

決議：洽悉，另針對躉購費率相關機制應依「再生能源發展條例」規定，向大眾說明清楚其法律精神。

七、討論事項：

討論案一：「躉購費率容量級距」修正案

委員發言重點：

(一) 若國內小型風機廠商已投入 25 至 29.8 瓩風力機研製及測試，並有提供佐證，則可考量容量級距維持 107 年度方式，未來再視設置情形滾動式檢討。

(二) 為避免小型風力發電設備群聚設置衍生爭議問題，目前已預告「再生能源發電設備設置管理辦法」部分條文修正草案，電能躉購費率適用合併後裝置容量之級距。

決議：同意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」。

討論案二：108 年度風力發電躉購費率計算公式使用參數

委員發言重點：

(一) 陸域型 1 瓩以上未達 30 瓩

1. 業者提供之佐證資料多有包含一定期間之保固，且部分佐證亦未完整，並有合約雙方公司負責人相同等金流關係複雜之情形，依資料參採原則，難以直接參採意見數值。

2. 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，剔除中國設備進口成本。

(二)陸域型 30 瓩以上

- 1.參考美國發展趨勢，近年陸域大型風電不僅成本下降且容量因數仍能提升。
- 2.業者提出之成本佐證均為超過 3 年之國內舊有案例資訊，未反映技術進步所帶來之成本下降及成本占比變化。
- 3.民營風場因塔架高度較低之緣故，導致年發電量低於台電風場，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。

(三)離岸型風力

- 1.業者提供資料指出歐洲海上工作天數以 294 天計算，是否可以查證？另可初步採納具可信度之中央氣象局資料計算國內海上工作天數。
- 2.成本參數相關計算除參考國外報告或案例資料外，建議可比對開發商於去年遴選或競價時所提交之計畫書內容，進行相關查證。
- 3.示範風場因缺乏經驗導致設置成本偏高，其成本資訊不適合完全納入參考。
- 4.歐洲通常以浪波高度作為海上施工條件之評判依據，其中最主要影響海上可工作天數的工作船是人員運輸船，惟國內尚無實際案例參考，故目前以波浪高度評估尚屬合理。
- 5.海上工作條件會影響船隻出港，惟目前離岸風場多位於彰

化外海，故以新竹海氣象資料評估並不妥適，建議根據彰化或台中外海氣象資訊，並多加查證實務上如何評估。

6. 歐洲北海與臺灣海峽地質有所差異，北海的海床岩盤穩固，基樁深度只要 20 公尺，但臺灣西部海床上層多屬砂質，沉積結構較為鬆軟，基樁深度需要 40 公尺，加上海底有移動沙波及未來風力機大型化因素，打樁深度會比歐洲北海深，雖然目前國內尚缺乏實際完工資訊，但引用歐洲北海的成本資料時，確實應考量這些狀況差異。
7. 建議統計波浪高度時可依不同時間長度進行精算，且移動沙波是在一定的流速下形成，計算上要仔細才會有說服力。
8. 年運轉維護費有關電力開發協助金部分，是否為不納入計算，其說明文字可更明確。
9. 根據 4MW 風機售電資訊計算年售電量為 3,600 度/瓩，但以 8MW 風機計算年售電量則為 3,750 度/瓩，此發電效率提升跟風機塔高及葉片長度增加有關，計算依據及考量因素應敘明清楚。
10. 草案預告提出滿發 3,600 小時控管機制，其立意為避免年售電量參數與實際售電量產生落差下，導致購電支出超過合理水準之風險，但若根據 8MW 風機的預估資訊將年售電量提高至 3,750 度/瓩，亦可達到原本設計機制之目的。
11. 關於實際年售電量超過 3,600 度/瓩部分，建議可考慮以躉購費率及迴避成本之平均價計算躉購費率，藉以兼顧鼓勵業者發電及控制政府預算。

- 12.建議維持控管機制作為剎車，並縮小前高後低費率價差，以分散風險，另應試算修正前後的現金流量變化，且應注意機制討論於修正前後有一致論述。
- 13.除財務面向外，也應考量實務上近海、外海風場的潛能條件差異，且控管機制亦可能增加實務操作或監管上的困難。
- 14.躉購費率制度是基於鼓勵發展，制定合理利潤之費率，故應避免業者獲取暴利，設定控管機制相當重要，不然成本轉嫁給消費者不會被外界所接受。
- 15.建議試算不同的控管方案，於下次審定會時更清楚討論控管機制的影響結果。
- 16.建議年售電量與控管機制的滿發時數上限脫鉤，且時數上限可參考遴選資料定在 4,000 度/瓩，超過上限後改為折價躉購，並於下次審定會時試算不同折價比例方案。

決議：

- (一) 108 年度風力發電躉購費率期初設置成本、年運轉維護費、年售電量計算使用參數，原則同意如下：

1. 期初設置成本：

- (1) 陸域型 1 瓩以上未達 30 瓩：13.39 萬元/瓩。
- (2) 陸域型 30 瓩以上：4.86 萬元/瓩。(無安裝或具備 LVRT 者為 4.76 萬元/瓩)
- (3) 離岸型風力：17.42 萬元/瓩，同意期初設置成本計算架

構，但海氣象成本差異需再釐清佐證資料，並提報審定會討論確認。

2.年運轉維護費占期初設置成本比例：

- (1) 陸域型 1 瓩以上未達 30 瓩：1.51%，即 2,016 元/瓩。
- (2) 陸域型 30 瓩以上：4.89%，即 2,378 元/瓩。(無安裝或具備 LVRT 者為 5.00%)
- (3) 離岸型風力：3.11%，即 5,410 元/瓩。

3.年售電量：

- (1) 陸域型 1 瓩以上未達 30 瓩：1,650 度/瓩。
- (2) 陸域型 30 瓩以上：2,500 度/瓩。
- (3) 離岸型風力：3,750 度/瓩。

(二) 有關電力開發協助金不納入年運轉維護費計算，其考量依據應說明清楚。

(三) 離岸風電的年售電量參數與控管機制的滿發時數上限脫鉤；另依財務整體規劃，試算不同滿發時數上限數值及折價比例方案，提報至審定會討論。

討論案三：離岸風力發電之階梯式費率機制議題

委員發言重點：

- (一) 適法性問題及作法調整的想法邏輯都應該要回應清楚，以減少外界誤解產生。
- (二) 離岸型風力發電躉購費率採固定 20 年或階梯式費率皆有優

點，如同外商借款時依授信條件或擔保品不同，銀行也會給予不同貸款利率。

(三) 考量國內金融機構參與聯貸之條件係以前高後低費率機制為基礎，為保持金融機構參與意願，建議此機制宜保留。

(四) 為避免前高後低費率價差過大可能產生開發商道德風險疑慮，建議縮小前高後低費率價差。

決議：建議 108 年度離岸型風力發電保留階梯式費率機制，且縮小前高後低費率價差。

八、散會(中午 12 時)。