

105 年度再生能源電能躉購費率審定會

生質能及其他再生能源發電分組第 3 次會議紀錄

一、時間：104 年 8 月 26 日(星期三)下午 2 時

二、地點：經濟部能源局 12 樓第 1 會議室

三、主席：曾副組長增材代

記錄：陳技士柏儒

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：第 2 次分組會議「期初設置成本」使用參數再確認

委員發言重點：

再生能源發電設備之折舊成本均已納入期初設置成本中計算。

決議：105 年度生質能及其他再生能源發電電能躉購費率「期初設置成本」計算使用參數，原則同意如下：

(一) 生質能：

1. 無厭氧消化設備：5.7 萬元/瓩。

2. 有厭氧消化設備：23.27 萬元/瓩。

(二) 川流式水力：9.22 萬元/瓩。

(三) 地熱能：24.12 萬元/瓩。

(四) 廢棄物：8.02 萬元/瓩。

七、討論事項：

討論案一：提升生質能與廢棄物發電設置量—混燒是否納入躉購對象之分析

委員發言重點：

- (一) 生質能發電除法規面問題外，過去研發及試量產未能實廠化之原因為生質能混入廢棄物所製成的 RDF 在試燒時衍生過量戴奧辛之技術層面問題，未來建議蒐集國際資料時應注意其混燒所用之生質物的來源及定義。
- (二) 南部有許多廢木材與農業廢棄物可進入再生能源發電系統，建議可參考國際上實行混燒的國家如何認定及其相應的配套措施。
- (三) 生質能或廢棄物混燒應參考國際發展經驗，針對相關技術及規劃方式進行考量，包括發電量之計算及既存或新建設施之考量等進行規劃。
- (四) 建議未來結合智庫單位，就混燒相關配套措施進行研究，參考國外發展經驗，包括定價、稽核及設備認定等。

決議：考量現行法規、技術規範與相關配套措施等問題，決議 105 年度不將混燒中生質能所發電能納入躉購對象中，另請相關智庫單位針對混燒之執行面相關配套措施進行研擬，於 106 年度審定會再次討論。

討論案二：「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數檢討

委員發言重點：

- (一) 參數資料參採原則

原則同意 105 年度參數資料參採原則。

- (二) 生質能

1. 無厭氧消化設備

(1) 年運轉維護費

考量 104 年國內資料無新增案例，依參數參採原則參採國際資料，原則同意 105 年度生質能無厭氧消化設備年運轉維護費占期初設置成本比例為 11.3%。

(2) 年售電量

考量 104 年國內資料無新增案例，又 104 年度審定會使用參數介於國際資料區間中，依據參數資料參採原則，原則同意 105 年度生質能無厭氧消化設備年售電量維持 5,300 度/瓩。

2. 有厭氧消化設備

(1) 年運轉維護費

除 104 年度審定會參採案例 1 筆外，新增參採 5 筆國內畜牧場之年運轉維護費，依參數參採原則剔除極端值上下各一筆，平均後之單位年運轉維護費為 6,645 元/瓩，考量物價上漲因素(以物價上漲率 2% 計)，20 年均化後之年運轉維護費為 8,073 元/瓩，占期初設置成本比例 3.47%，介於國際資料區間內，故原則同意生質能有厭氧消化設備年運轉維護費占期初設置成本之比例調整為 3.47%。

(2) 年售電量

A. 目前國內畜牧業者所裝設之沼氣發電設備大多為自用，另因冬天氣溫低而影響沼氣生產量，或將沼氣轉作為保暖用，以致發電用之沼氣量減少，因此產生年運轉時數偏低的情形。

B. 根據經濟部「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」第 4 點的規定，沼氣發電機容量因數須達 75% 以上，爰為引導較有效率之機組進入市場，建議年運轉時數須達至少 6,570 小時；依此標準參採漢寶畜牧場之年運轉時數 7,089 度/瓩，且基於鼓勵投資，原則同意 105 年度有厭氧消化設備之年售電量為 7,000 度/瓩。

(三) 川流式水力

1. 年運轉維護費

(1) 本年度參採 101 年至 103 年台電公司裝置容量小於 2MW 之川流式水力年運轉維護費資料，求得平均每單位之年運轉維護費為 3,355 元/瓩，若考量物價上漲率 2% 計算，20 年均化後之「年運轉維護費」為 4,076 元/瓩，於期初設置成本 9.22 萬元/瓩下，占期初設置成本比例 4.42%。

(2) 考量目前國內尚無實際躉購申設案例，且基於各國水文、地理條件之差距，原則同意以國內實際資料為主，即 105 年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為 4.42%。

2. 年售電量

本年度參採 101 年至 103 年台電公司及民營卑南電廠之川流式水力發電年發電量資料，剔除總裝置容量超過 2MW 場址資料後，3 年度平均年發電量為 4,078 度/瓩，惟考量目前民間尚無申設案，為鼓勵業者投資，故原則同意 105 年度川流式水力「年淨售電量」調整為 4,000

度/瓩。

(四) 地熱發電

1. 年運轉維護費

- (1) 溫泉取用費收取部分，水利署於 104 年 1 月 30 日修正溫泉取用費徵收費率及使用辦法第 3 條，原則同意以「回注至 100 公尺範圍內之原地層達 90%」進行計算，其費用為 320 元/瓩。
- (2) 地熱發電年運轉維護費歷年皆參採工研院評估報告，其運轉維護費用報告自 100 年後至今未有更新，故維持以 9,500 元/瓩為準，考量物價上漲率以 2% 計算，20 年均化後之年運轉維護費為 11,541 元/瓩，加計溫泉取用費 320 元/瓩後為 11,861 元/瓩。
- (3) 基於國內外地質條件與開發潛力差異，且成本內涵認列與獎勵方式不同，並考量我國參採數值尚介於國際資料範圍之內，在期初設置成本為 24.12 萬元/瓩下，原則同意 105 年度年運轉維護費占期初設置成本比例為 4.92%。

2. 年售電量

考量我國尚無實際運轉實績，且我國參數評估資料尚介於國際資料範圍之內，惟國際資料差異甚大，而各國地質條件及開發潛力不同，故以國內資料為主；為鼓勵業者投資，原則同意 105 年度年售電量援用 104 年度之水準，即 6,400 度/瓩。

(五) 廢棄物發電

1. 年運轉維護費

- (1) 過去審定會審定之期初設置成本係由燃料成本與操作維護費用組成，共為 11,549 元/瓩，考量物價上漲率 2% 後，20 年均化後之費用為 14,031 元/瓩，占當時期初設置成本比例經計算後為 17.9%。
- (2) 考量 104 年國內無新增案例且國際間人力成本差異大，故仍以國內資料為主。根據參數資料參採原則，於期初設置成本 8.02 萬元/瓩下，原則同意 105 年度之年運轉維護費占期初設置成本比例為 17.5%。

2. 年售電量

考量 104 年國內無新增案例，為鼓勵業者投資，建議以國際資料之平均值(取整數約 6,600 度/瓩)與過往審定會參採值(7,300 度/瓩)之平均，故原則同意 105 年度廢棄物發電之每瓩年運轉時數為 7,000 度/瓩。

決議：

105 年度生質能及其他再生能源發電電能躉購費率「年運轉維護費」及「年售電量」計算使用參數，原則同意如下：

1. 年運轉維護費占期初設置成本比例：

(1) 生質能：

A. 無厭氧消化設備：11.30%。

B. 有厭氧消化設備：3.47%。

(2) 川流式水力：4.42%。

(3) 地熱能：4.92%。

(4) 廢棄物：17.5%。

2. 年售電量：

(1) 生質能：

A. 無厭氧消化設備：5,300 度/瓩。

B. 有厭氧消化設備：7,000 度/瓩。

(2) 川流式水力：4,000 度/瓩。

(3) 地熱能：6,400 度/瓩。

(4) 廢棄物：7,000 度/瓩。

八、散會（下午 4 時 40 分）。

105 年度再生能源電能躉購費率審定會太陽光電分組

第 3 次會議紀錄

一、時間：104 年 8 月 27 日(星期四)上午 10 時

二、地點：經濟部能源局 13 樓第 1 會議室

三、主席：江委員青瓚

記錄：陳技士柏儒

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：第 2 次分組會議「期初設置成本」使用參數再確認

委員發言重點：

(一)105 年度原則同意參採 104 年第三期競標合格投標案件各級距案件剔除上下 10%極端值之平均折扣率所推估之期初設置成本及設備登記發票資料作為計算基礎。

(二)考量屋頂型 500 瓩以上及地面型之設置規模、條件及方式相似，因此，屋頂型 500 瓩以上及地面型採相同期初設置成本。

(三)考量成本價格變動趨勢及市場供需變化情形，原則同意上半年反映一半國際預估成本降幅，下半年則全額反映。

決議：105 年度太陽光電電能躉購費率「期初設置成本」計算使用參數，同意原則如下：

(一)屋頂型：

1. 1 瓩以上未達 20 瓩：第一期為 7.61 萬元/瓩。

第二期為 7.46 萬元/瓩。

2. 20 瓩以上未達 100 瓩：第一期為 6.12 萬元/瓩。

第二期為 6.00 萬元/瓩。

3. 100 瓩以上未達 500 瓩：第一期為 5.65 萬元/瓩。

第二期為 5.54 萬元/瓩。

4. 500 瓩以上：第一期為 5.48 萬元/瓩。

第二期為 5.37 萬元/瓩。

(二)地面型：第一期為 5.48 萬元/瓩。

第二期為 5.37 萬元/瓩。

七、討論事項：

討論案一：「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數檢討

委員發言重點：

(一)參數資料參採原則

原則同意 105 年度參數資料參採原則。

(二)年運轉維護費

1. 參採國際資料時，建議應考量國際案例之裝置容量。

2. 為使 105 年度各項成本及費用參數更符合市場實際現況，故將逆變器更換 2 次之費用計入運轉維護費中，以合理反映運轉維護費之占比。

3. 運轉維護費用之國際數值，不論屋頂型或地面型，皆與我國差異甚大，建議應說明其差異。

4. 105 年度參採 104 年度審定會估算之運轉維護費用金額

(已考量物價上漲因素)，再加計更換逆變器之每年平均費用(屬機電設備，故不考量物價上漲因素)，進行估算後之比例為 2.084%，原則同意 105 年度年運轉維護費占期初設置成本比例由 1.00%調整為 2.08%。

(三)年售電量

1. 觀察 101 至 103 年台電公司設置場址平均年發電量、101 至 103 年工研院即時監測發電量及 101 至 103 年電能補貼資料，全臺灣場址年發電量介於 1,218~1,281 度/瓩，平均為 1,244 度/瓩；台中以南場址年發電量介於 1,236~1,348 度/瓩，平均為 1,283 度/瓩。
2. 以優先鼓勵開發最佳資源場址為原則，同步考量發電設備之效率衰減情形後，各委員同意年售電量仍維持 1,250 度/瓩年。

決議：

(一)105 年度太陽光電電能躉購費率「年運轉維護費」及「年售電量」計算使用參數，原則同意如下：

1. 年運轉維護費占期初設置成本比例：2.08%。
2. 年售電量：1,250 度/瓩。

討論案二：躉購費率與區域費率討論之連結

委員發言重點：

(一)目前太陽光電之推廣方式仍應以優先獎勵開發最佳資源場址為準，惟考量北部地區尖峰用電須仰賴南電北送支援，基於能源政策及從能源供需角度考量，各委員同意北部地區躉購費率可參考台電公司近 10 年線路損失比率 5% 進行

加成，以提高北部地區設置誘因。

(二)建議未來可針對 100kW 以下免競標之分區獎勵機制進行討論。

決議：105 年太陽光電於北區設置者，其電能躉購費率自完工日起躉購費率加成 5%。

討論案三：業者要求對第四季得標業者費率適用時點權益保障之方式

委員發言重點：

基於太陽光電擴大目標量及競標作業時程規劃，並考量業者於得標後之施工作業期程，各委員原則同意每年 9 月後得標之案件，如於核發同意備案之日起 4 個月內完工，其躉購費率適用得標時點之躉購費率。

決議：

(一)每年 9 月後之太陽光電得標案件，如於核發同意備案之日起 4 個月內完工，其躉購費率適用得標時點之躉購費率。

(二)105 年度太陽光電電能躉購費率之適用，原則同意如下：

1. 屬競標得標者，且於 105 年 1 月 1 日起至 105 年 12 月 31 日止完工者，其各級距電能躉購費率適用各級距第一期上限費率乘以(1-得標折扣率)。
2. 屬免競標得標者，且於 105 年 1 月 1 日起至 105 年 6 月 30 日止完工運轉併聯者，其各級距電能躉購費率適用各級距第一期上限費率。
3. 屬免競標得標者，且於 105 年 7 月 1 日起至 105 年 12

月 31 日止完工運轉併聯者，其各級距電能躉購費率適用各級距第二期上限費率。

八、散會(中午 12 時 25 分)。

105 年度再生能源電能躉購費率審定會風力發電分組

第 3 次會議紀錄

一、時間：104 年 8 月 27 日(星期四)下午 2 時

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：陳技士柏儒

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：第 2 次分組會議「期初設置成本」使用參數再確認

委員發言重點：

(一) 陸域型 1 瓩以上未達 20 瓩

配合級距調整，參採海關出口總裝置容量為 1 瓩以上未達 20 瓩之水平軸風機樣本，並以國內案例之期初設置成本與海關出口資料推估之期初設置成本計算平均為 15.41 萬元/瓩，於考量國際成本降幅 0.9% 下，期初設置成本為 15.27 萬元/瓩。

(二) 陸域型 20 瓩以上

1. 風力發電設備依規定併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(LVRT)，故陸域型 20 瓩以上之躉購費率亦應針對有加裝 LVRT 者訂定。
2. 建議 106 年度可針對不同「功率因素」之機型考量是否訂定差別費率，藉以引導業者使用性能較佳之設備。

3. 原則同意 105 年度陸域型 20 瓩以上風力發電之期初設置成本參數採近 3 年海關進口成本與國內設置案資料，並考量國際成本降幅 0.5%，則 105 年度期初設置成本為 6.10 萬元/瓩(無加裝 LVRT 者為 6.00 萬元/瓩)。

(三) 離岸型風力

參採英國與德國資料，考量國際成本降幅 0.4%，並加計新估算之漁業補償成本 0.16 萬元/瓩後，原則同意 105 年度離岸型風力發電之期初設置成本為 18.01 萬元/瓩。

決議：104 年度風力發電電能躉購費率「期初設置成本」計算使用參數，原則同意如下：

- (一) 陸域型 1 瓩以上未達 20 瓩：15.27 萬元/瓩。
- (二) 陸域型 20 瓩以上：6.10 萬元/瓩(無加裝 LVRT 者為 6.00 萬元/瓩)。
- (三) 離岸型風力：18.01 萬元/瓩。

七、討論事項：

討論案一：「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數檢討

委員發言重點：

(一) 參數資料參採原則

原則同意 105 年度參數資料參採原則。

(二) 陸域型 1 瓩以上未達 20 瓩

1. 年運轉維護費

考量缺乏國內完整運維資料，原則同意援用 104 年度審定會公告參數值，年運轉維護費占期初設置成本之比例為 1.00%，即 1,527 元/瓩。

2. 年售電量

考量國內樣本數較少，且實際發電效率大幅低於預期，故建議參採國外資料，藉以引導發電效率提升，原則同意 105 年度年售電量採 1,650 度/瓩。

(三) 陸域型 20 瓩以上

1. 年運轉維護費

- (1) 原則同意採台電公司含重件更換之保修合約，並加計民營業者 20 年均化之土地租金與地方回饋金後，與民營業者 20 年均化運轉維護費計算平均為 0.7280 元/度，配合年售電量 2,400 度/瓩計算年運轉維護費為 1,747 元/瓩，占期初設置成本 6.10 萬元/瓩之比例為 2.86%(無加裝 LVRT 者為 2.91%)。
- (2) 建議蒐集本次颱風期間台電公司風機傾倒之原因，研究其與民營業者間保修合約之差異。

2. 年售電量

- (1) 根據國內 100 年以後開始商轉之新風場資料，近 3 年平均年發電量為 2,605 度/瓩，其中台電風場的年發電量與美國能源部報告數值相當，但民營風場的年發電量則相對偏低。
- (2) 美國能源部報告指出即使新建風場的風力資源變

差，但透過增加塔高與葉片長度，容量因數仍可保持在 32~35%，故建議 105 年度年售電量維持 2,400 度/瓩。

(四) 離岸型風力

1. 年運轉維護費

蒐集 102~104 年國外「年運轉維護費」資料共 9 筆，剔除極端值與評估報告數據後，計算平均為 5,620 元/瓩，另加計 20 年均化之除役成本 224 元/瓩後，年運轉維護費為 5,844 元/瓩，占期初設置成本之比例為 3.24%。

2. 年售電量

(1) 台電公司 104 年「澎湖龍門、講美及大赤崁風力發電機組新建工程」的保證年發電量約為 3,867 度/瓩年，已高於澎湖風場 91~103 年的平均年發電量 3,663 度/瓩年。

(2) 綜合考量離岸風力歲修期間較長、線損率較高，以及新機組發電效率應優於澎湖風場下，建議以 3,663 度/瓩年與 3,867 度/瓩年進行平均做為參數計算基礎，105 年度離岸型年售電量調整為 3,700 度/瓩年。

決議：105 年度風力發電電能躉購費率「年運轉維護費」及「年售電量」計算使用參數，原則同意如下：

(一) 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 20 瓩：1.00%。
2. 陸域型 20 瓩以上：2.86%。(無加裝 LVRT 者為 2.91%)

3. 離岸型風力：3.24%。

(二) 年售電量：

1. 陸域型 1 瓩以上未達 20 瓩：1,650 度/瓩年。

2. 陸域型 20 瓩以上：2,400 度/瓩年。

3. 離岸型風力：3,700 度/瓩年。

討論案二：離岸風力是否訂定差異化平均資金成本率

委員發言重點：

(一) 離岸風力的業者風險溢酬(β)參採英國與德國資料應屬合理，建議強化參採資料之正當性與合理性論述。

(二) 應補充說明我國自有資金報酬率與國外略有差異的背景原因。

決議：

(一) 原則同意離岸風力的業者風險溢酬(β)參數以英國與德國資料推估，計算平均為 7.05%。

(二) 考量初期發展階段業者承受較高風險，故針對後續示範風場部分，原則同意平均資金成本率不再扣除示範獎勵效果。

(三) 原則同意 105 年度平均資金成本率區分為一般再生能源與離岸風力，且離岸風力調整為 5.65%。

討論案三：105 年度國內電業化石燃料發電平均成本計算方式(下限費率)

委員發言重點：

- (一) 近年因油價波動大，基於費率穩定性之考量，建議維持下限費率以 4 年期間平均計算。
- (二) 國際上躉購制度的原始精神係以躉購期間固定費率方式提供穩定收益，進而帶動再生能源產業蓬勃發展，故我國不宜改採波動較大之浮動費率。
- (三) 法律並未授權審定會與主管機關變更躉購費率制度並溯及適用於已簽訂契約之權限。

決議：

- (一) 建議 105 年度維持以過去 4 年國內電業化石燃料發電平均成本做為固定的下限費率，另台電公司與再生能源業者間已簽訂之購售電契約部分，行政機關無權溯及變更。
- (二) 跨組委員之意見請列入本次會議紀錄，但分組會議之結論仍為該分組委員之共同決議。

討論案四：躉購制度之獎勵機制相關議題

委員發言重點：

- (一) 各項獎勵機制之延續應考量機制目的、執行成效、政策一致性與穩定性。
- (二) 陸域 20 瓩以上風力發電之目標達成獎勵機制係基於政策推動的一致性而予維持，若目標達成則應停止。
- (三) 建議未來應針對風力機的性能標準制定規範，以政策引導業者使用較佳設備。

決議：

(一) 小型風力示範案件之躉購費率不受合併容量限制

105 年度沿用 104 年度之作法，依「小型風力機發電系統示範獎勵辦法」規定申請獎勵者，其電能躉購費率適用陸域型 1 呎以上不及 20 呎級距之躉購費率。

(二) 陸域 20 呎以上風力發電之目標達成獎勵機制

105 年度沿用 104 年度作法，於 105 年度簽約者，其電能躉購費率自完工日起至 109 年 12 月 31 日前，躉購費率加成 3.6%。

(三) 陸域 20 呎以上風力發電之年售電量檢討機制

105 年度沿用 104 年度作法，採每 5 年為一期，調整計算電能躉購費率，並以 2,400 度/呎年及 2,200 度/呎年為其上下限值。

(四) 離岸風力發電之階梯式費率機制

105 年度沿用 104 年度作法，離岸型風力發電得就固定 20 年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，但選擇適用後即不得變更。

八、散會(下午 5 時)。