

# 「106 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」聽證會

## 聽證紀錄

壹、會議時間：105 年 9 月 20 日(星期二)下午 1 時 30 分

貳、會議地點：臺大醫院國際會議中心 301 室

參、會議主席：經濟部能源局林局長全能(李主任秘書君禮代)

肆、會議紀錄：經濟部能源局

伍、發言紀要：

一、台灣環境保護聯盟 王偉民學術委員

(一)離岸 62.1 公里與 0.2 公里之費率一樣，造成以遠岸(87.5%面積)大幅補貼近岸(12.5%面積)，結果遠岸費率過低，近岸卻有暴利，在近岸生態敏感海域設置後，遠岸乏人問津。

(二)經濟部資料第 17 頁，1-(3)-B 的英德資料係平均岸距 20 公里之成本，其 176,306 元/kW 與能源局所訂 17.92 萬/kW 相近。

(三)經濟部資料第 17 頁，1-(3)-A 的示範風場資料無規模優勢，不可採。

(四)關於費率與距離相關性的問題只有一句話”不可能”，這是極為荒唐的，離岸風機只可分為兩群，近岸群岸距平均 1.6 公里，遠岸群 2~30 公里，若再將遠岸以 30 公里為界，分為兩群其費率自然貼近事實不會扭曲價格分配，圖利近岸業者。

(五)示範風場一切作業俱不穩定，並無規模優勢，其作業成本應在規模作業之 2~3 倍，據此，規模作業時應在 9~12 萬元/kW 之間，才是近岸合理成本。

二、屏東縣政府綠能專案推動辦公室 陳明德專案經理

(一)屏東縣為農業大縣，農業作物所產生的廢棄物可以製成生質燃

料棒(RDF)替代煤炭，推廣 RDF 具有環保與能源的雙重效益。

- (二)聽證會簡報 P30，操作維護費係參考環保署「垃圾焚化廠轉型為生質能源中心」資料，本參考資料為大型設施的成本，而燃料成本係參考屏東縣 A 示範場 RDF 資料，本參考資料為小型設施的成本，兩者相加顯然不合理。
- (三)從業者提供廢棄物發電設備電能躉購費率之期初設置及運轉維護費的成本較高，為提高業者設置誘因，建議費率提高至 5 元/度以上。

### 三、蘭陽地熱資源股份有限公司 徐冰董事長特助

- (一)FIT 目的為獎勵投資人，在過去這麼長時間地熱都尚未能發出地熱能，最接近臺灣的日本躉購費率 42 日元/度、菲律賓 7 元/度、印尼 7 元/度，臺灣地熱躉購費率由 4.9428 元/度下調至 4.7896 元/度，降幅約 3.1%，政策目的為何？
- (二)地熱分深淺層，深層中鑽井費用為指數上升，且鑽井為地熱開發主要成本之一，約占 50% 成本，深淺層躉購費用計算不可能相同，盼上修深層為淺層兩倍。
- (三)鑽井費用：NEP II 鑽井成本 2,200 公尺為 1 億元、民間鑽井成本 1,300 公尺為 2,500 萬元，無法等同視之。
- (四)NEP II 用 4.9 億元探勘，目前發電潛能為零，風險建議與離岸等同。

### 四、中鋼風電業務處 周仕峯工程師

- (一)期初設置成本由 105 年度新台幣 180,100 元/瓩，調降成 106 年度新台幣 179,200 元/瓩，其中參考的國內民營示範業者以及國外 2010 至 2016 年英國及德國共 23 筆離岸風力計畫期初成本資料，雖已剔除上下極端值及考量加計臺灣特殊漁業補償及除役成本，但其主要分項成本項目並未揭露，各界無法從結論反推參數參採調整之依據。

(二)因此，俾利業者有效反應臺灣離岸風電開發之期初成本各分項項目，建請經濟部能源局提供其分項成本項目。

#### 五、海洋風力發電股份有限公司 蔡朝陽董事長

(一)我國離岸風電供應鏈，目前完全缺乏，相關海事工程尚未建置完成，許多基本配件甚難於亞洲取得。

(二)我國目前沒有專用的離岸風電港口，導致運維費用高昂。

(三)離岸風電的維修必須視天候與海象而定，維修相對困難。

#### 六、上緯新能源 林雍堯總經理

(一)離岸風力年售電量目前參考澎湖風場，優於目前開發中案場。

(二)澎湖龍門、講美及大赤崁風力新建工程決標文件之 3,867 度/kW 並非保證年發電量，僅為風力發電機輸出端之發電量，亦非實際售電量，未考慮線損與風機耗損，離岸風力實際風場年可用率僅約 94%。

(三)英國風場容量因數約 30~40%，英國與丹麥風場的平均年發電量均不足 3,600 度/kW，建議我國應為 3,500 度/kW 以下。

(四)海洋風場目前可統計的運維費用項目已為 25 項，推估金額約 7,000~8,000 元/kW。

(五)國內銀行提供沒有擔保專案融資的意願低，應將跨國融資與擔保成本納入考量，提高  $\alpha$  風險至 3%。

#### 七、行政院農業委員會 林淑惠秘書

(一)每年農業廢棄物產生是全台平均 460 萬噸至 500 萬噸，而畜牧糞占了 210 萬噸，足見國家亟需在無厭氧生質能做政策誘因的引導，以減少每年廢棄物處理成本(含環境外溢成本)，並利用製作生物炭來增加我國碳封存的績效及肥沃地力，且在能源供給規劃中，生質能才是再生能源發電中最為穩定的基載來源之一。

(二)今年，「循環經濟」已列為行政院與農委會重要的產業施政計畫，期待在考量節省環境成本發揮總體政策綜效之下，同步提高無厭氧及有厭氧生質能費率。

#### 八、行政院環境保護署 魏文宜專門委員

(一)案由：106 年度生質能（沼氣）電能躉購費率公式之期初設置成本與年運轉維護費用參採項目應從寬認定。

(二)意見：建議檢討修訂 106 年度生質能（沼氣）費率時，將廢水處理設施期初設置成本由無設施起算外，同時將畜牧糞尿原料收集成本、發電後剩餘沼渣沼液渣之運送成本，納入躉購費率之成本計算。

(三)理由：

1. 畜牧業廢水處理設施大都早在民國 83 年初設置若無更新維護即不堪使用，躉購費率期初設置成本並未考量畜牧業者處理設施之設置，惟如以增加產氣觀點而言，厭氧處理設施必須翻新並加以調整，因此其期初設置成本建議由無設施起算，以增加畜牧業推動誘因並解決目前實際的問題。

2. 鑒於畜牧糞尿為沼氣發電的原料，厭氧發酵後端產生之沼液沼渣尚須處理或運送至農地施灌，方能減少廢水處理設施操作維護費用及恢復河川清淨，故建議生質能（沼氣）費率計算納入原料（畜牧糞尿）收集(集運)成本、沼氣發電後剩餘沼液沼渣之運送成本，以符合循環經濟回收氮肥政策。

#### 九、李長榮實業股份有限公司 李國壽處長

(一)案由：反對調降地熱能躉購費率

(二)意見：建議維持 105 年度地熱能躉購費率。

(三)理由：期初設置成本上揚，但維運費用僅依工研院 105 年度數據得出費用降低結論，過度樂觀，建議維持原有電價。

(四)地熱發電投資風險高，融資比例不可能為 8 成。

(五)運維比例建議為 5.26%。

(六)請問清水地熱於宜蘭縣政府回饋金 14% 是否有納入期初設置成本計算。

#### 十、歲華能源股份有限公司 曾葳葳副總監

(一)今年費率更不利於次級風場(2,200 小時)的開發，實際上今年費率比去年下降 6.12%

(二)核一廠除役之前(108 年)所設置的風機，應適用 3.6% 獎勵機制 20 年。

(三)滿發時數 2,200 小時應調降為 2,000 小時。

(四)期初設置成本建議為 6.2 萬/kW。

(五)運維費用應計算 20 年均化成本，建議為 1,905 元/kW。

(六)綠電之友回饋地主方案可望有效解決民眾抗爭問題，建議給予費率獎勵，提升 0.02 元。

(七)建議第三次審定會再生能源業者全程列席參與。

#### 十一、英華威風力發電集團 王雲怡董事長

(一)參採原則須統一，且需以實績為基礎，不可以用推估的數據(特別是有實績的情況下，更不可採用推估數據)。

(二)簡報 P11，台電期初設置成本為 58,071 元/kW，若依 P12 的資料，則推估應為 45~49%，P11 中的 52% 推估不知有何實績可佐證。

(三)以台電年運轉維護費 0.6953 元/度，和國外(0.8345 元/度)平均之不當的做法，因為台電低於國際水準的維運成本(少了約 20%)，造成風機意外事故頻繁，因此壓低維運成本，恐將不利於風場正常營運。

- (四)台電的發電量高，很多是因為採用較高的塔筒及較長的葉片，因此若要參考該發電量，應該增加期初設置成本參數。
- (五)今年的費率其實較去年更不利，次級風場(2,200)的發展因為取消了 3.6%的加成機制，以及期初設置成本被調降，建議應恢復 3.6%獎勵機制，以及期初設置成本應至少採台電及民營實績的均化成本 $(58,071+62,240)/2=60,155$ 。

## 十二、宜蘭大學 藍婉綾執行助理

- (一)至 104 年起，離岸風電的躉購費率審議時即開始採用不同的 WACC 計算，離岸風電 105 年採用的 WACC 是 5.65%，106 年是 6.06%，這證明能源局開始了解與接受不同種類的再生能源所具備的資金市場也不同，是很好的進步。但是為何於此同時仍讓離岸風電以外的所有再生能源仍採用同一且多年不變的 WACC 參數?!請能源局秉公處理，各種類能源之 WACC 參數都應如離岸風電一般，依據其發展狀況與融資條件做調整。
- (二)計算離岸風電以外之 WACC 參數時，所用之參考資料當然也應該分類處理，比如從自有與外借資金比例一項來看，從 106 年度第 2 次會議的會議紀錄附件中看到能源局在訂定除離岸風電以外的能源項目時，其採用的全部的參考數據如下：
- 一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)
- 1.國內資料
  - 參考國內各銀行對不同的政策性貸款，最高貸款成數約為 80%。
  - 2.國外資料
  - (1)根據 Fraunhofer ISE(2013)資料，德國太陽光電、陸域風力及生質能自有資金比例平均為 26.7%。

(2)根據 DIA-CORE(2016)報告，歐盟國家陸域大型風力的自有資金比例平均為 31.2%。

(3)根據 IRENA(2015)報告，再生能源發電專案的借款比例約介於 50~80%。

國內資料只採用國內發展最成熟的太陽光電，沒有顧及其他各種能源在國內融資困難的實情，比如除了太陽光電，從沒有其他再生能源項目能在國內取得 8 成融資；再者國外資料比重過高，而且都來自成熟市場或是以其為主的平均費率，以德國數據為例，德國今年已宣布成階段目標故至 2017 年起要停止太陽能 FIT 政策了，請問臺灣的再生能源離政策目標的距離能與德國一樣嗎？即便是發展較早的太陽能都難望德國項背，更何況如地熱能、海洋能等至今尚未能開始發電，能源局怎能用上述資料來計算參數呢？

### (三)另一影響 WACC 的銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)

從能源局的資料可見國內資料竟是採用 twBB 至 twBBB 之信用評等的公司債利率，最後得值為 1.16%。這明顯是採用不當。一則採用中華信評投資級公司債的標準，水準之高，令人乍舌；二則無法反映國內金融機構對各種類再生能源放款的實況。脫離現實的參數或戕害立法政策的美意。而在此類數據的國外部分，能源局在離岸風力蒐集 8 筆資料，計算平均外借資金報酬率為 5.50%，其他再生能源則僅蒐集 4 筆資料，計算平均外借資金報酬率為 4.89%，(德國占 3 筆陸域風力、太陽、生質能，歐盟一筆陸域風力)，在此數據資料過少、未分類採用的弊病就更明顯了，就不再贅述。只是要特別指出， $\alpha$  風險是討論業者向銀行融資成本問題，臺灣的地熱、生質能、小水力等項目都因案場規模小、發展晚、缺乏世界級的專案計畫，因此目前沒有取得國外金融機構投資的機會，比起離岸風電的資金市場更為窘困嚴苛，這是大家都知道的事實，我們卻看到能源局認為這些再生能源項目適用的  $\alpha$  風險值 4.89% 竟低於離

岸風電的 5.50%，這就是參數失當的最好證明。

(四) $\beta$  風險是業者風險溢酬，屬於相對主觀之參數，但是能源局竟建議 106 年度  $\beta$  風險一般再生能源為 4.31%，離岸風力為 7.03%，如此明顯厚此薄彼的行為實令人不解，能源局說是採用資料如此，且看能源局收集的資料為何？僅在離岸風電一項能源局採用 12 筆數據的平均，而在離岸風電以外的全部能源總計只有 6 筆資料做平均，6 筆全數是發展成熟的市場(德國 3 筆、英國 2 筆、歐盟 1 筆)，6 筆能能源種類也是陸域風電 3 筆、太陽能 2 筆、德國生質能 1 筆，這樣的參數資料如何能幫助我國再生能源發展，如何能讓人心信服。

(五)蒐集數據的責任不能只讓業者承擔，從能源局的責任與資源而言，都應該更主動積極蒐集數據以訂定符合現實的參數，落實 FIT 躉購電價的立法精神。如果能源局只是被動等待業者提供數據，那就是間接等同設置財團門檻，不但不利小型業者參與，也掐滅社區組織設立公民電廠的機會，畢竟小型業者與社區組織如何能負擔數據蒐集與分析的費用，臺灣的生質能、地熱、小水力等目前已深受其害，請能源局明確做出改善參數訂定方法的承諾。

### 十三、新高能源科技股份有限公司 葉澤興經理

(一)小型風力維運費用占期初設置成本 1%與現實不同，未計入颱風險+火災險(約為 0.6%)。

(二)建議逆變器更換費用 12000 元/kW、風能控制器費用 9,000 元/kW。

### 十四、麗威風力發電公司 張嘉文總監

(一)第 18 頁德國風場#17~29 應未合併網成本，建議查明修正。

(二)從德國政府規定，輸電公司(如 TemeT)需負責離岸風場併網費用與工程，通常包含陸上變電站至海上集合站電纜，海上集合



站(offshore platform)及海上集合站至風場變電站電纜。

(三)相關費用建議向德國輸電公司(如 TemeT)洽詢，以上資料在能源局、工研院會議中已有討論過，請詳附件。(資料會後提供)

## 十五、新高能源科技股份有限公司 林耿寬處長

(一)針對小風機之參數資料說明之意見

- 1.國內案例 103 年至 105 年只有四筆資料，參考數據太少，可信度低，且選用風車可能皆無通過認證。
- 2.出口挑選共 19 筆(103 年至 105 年)，出口應無包含安裝費。
- 3.現有期初設置成本之參數，應無包含申請躉購程序與文件費用，譬如電機技師簽證費、雜項執照費用等。
- 4.以上申請之費用約在新台幣 6-8 萬元。

(二)故建議期初設置成本至少須為 20 萬元/kW。

(三)建議要通過標檢局認證的風車才能申請 FIT 補助，因為

- 1.此為國際共通的做法，確保風車品質之穩定性。
- 2.沒有其他廠商願意申請國家認證，因為任何公司任何風車皆可申請補助。

(四)不利已申請標檢局認證通過之風車，申請認證費用超過 100 萬，造成劣幣驅除良幣的問題。

陸、業者書面意見：

一、Oceanlinx 澳勝聯海新能源有限公司 莊國祥資深電控系統工程師

(一)Oceanlinx 目前在臺灣北部進行 1 MW Green Wave Project。

(二)由於海浪發電是離岸發電系統，但目前「再生能源電能躉購費率」中未明列 Wave Energy 的正確歸類及確定合理的費率，已

造成專案推行的很多困擾，期能加速合理定位新能源技術「海浪發電」在台生根。

(三)建議政府單位成立專案，加速新綠能技術——「海浪發電」在台成長。

## 二、荒野保護協會能源小組 林子淵

(一)地熱發電國內尚無商轉案例，為獎勵國內積極投入，應參考日本 FIT 價格 15MW 以下，42 日元/度，而不是用實驗案例和舊資料將躉售價格調降。

(二)地熱目前區分為深層和淺層型。深層的發展風險和成本均較淺層高出 2 倍多，有必要如離岸風力一般，將深層地熱項目獨立分出，並給予新的 FIT 價格。

(三)在此位置，所考慮不應只是單單數字的成本遊戲，而因以戰略角度思考。如果自主能源能提升，受國際情勢影響則能下降。再生能源的投入不應以成本視之，反映以投資自主能源來看待這部分的投資，錢是回到國人手上，而不是丟出去的成本。

## 三、屏東縣政府綠能專案推動辦公室 何紹康主任

(一)案由：提高廢棄物(固態衍生生質燃料)躉購費率

(二)意見：提高廢棄物(固態衍生生質燃料)躉購費率為 5.36 元/度

(三)理由：

1.本縣轄有以農業木質廢棄物作成之生質燃料汽電共生廠投資進駐，依現行躉購費率僅 2.9439 元/度偏低，缺乏設置誘因，業者設置意願不高。

2.以生質/燃煤的原料替換率 1：1.21 計算，則換算單位發電成本 1：2.689。依台電成本推估生質發電成本 1.14 元/度(煤)：3.065 元/度(生質燃料)以上。以中小型汽電廠而言，由於投資成本較高，則需再乘上 1.5~1.75 的倍率，亦即 4.59~5.36

元/度。

#### 四、新高能源科技股份有限公司 葉澤興業務經理

(一)小風電(<20kW)之每年運維費用：依 8/30 審定會會議紀錄第 7 頁，設定為期初設置成本 1%；但依實務經驗，應約為 2.4%。

(二)分析細項：

1.0.5%--年度維護保養(含除鏽、補防水油、補防水漆、機電設備檢查)

2.1.3%--機電設備之汰換(以 20 年內更換兩輪設備計算之)

3.0.6%--颱風險+火險

4.0.5%+1.3%+0.6%=2.4%

(三)審定會 8/30 否決，大風電 VS 小風電得分別計算容量，其理由為兩者有相互競爭關係。實務上，風機間應間隔 4~7 倍直徑，以避免相互干擾(Park Effect)，2MW 風機間距至少 300 公尺，中間的土地可做小風機發電，充分利用原有地區之風能。

#### 五、台灣中小型風力機發展協會 蔡國隆副會長

(一)簡報第六頁，躉購制度獎勵措施，未實際照顧小型風電機種。

(二)簡報第八頁，陸域<20kW 小風機

1.期初設置成本(15.3 萬/kW)，計算例以單純風機設備成本，無施之工程及申設流程規費及認證費用，明顯無法呈現國內小風機之期初設置成本(依 TSWA 統計，計之~20 萬/kW)。

2.年維護成本維護費用(~1.0%設備費用過低)

(1)以單場 10kW 維護費每年 1,527 元，連吊車費用都不足。

(2)市場逆變器小 kW 數風電專用機~1.5 萬/kW。(逆變器加電控器)~1.5 萬/kW，不符實際市場價格。

- (3)相同地，案例維護合約\$9,500/10kW，根本不足吊車費用及人力支出。
- (4)建議維護費用應至少達~3%。
- 3.年發電量參採 1,650 度/kW 鼓勵，深感感謝。符合國內發電量實際紀錄。
- 4.小風機 WACC 數值太低，銀行資金取得至今仍無案件融資案例，此數值無法有執行性。
- 5.聯網成本在小風機系統成本有相當比例，台電偏遠地區新設並沒有特別考慮進入期初設置成本。增強線路~1,250 元/m，以 100m 計，總計達 12.5 萬加上認證及簽證費用 6-8 萬就達 20 萬額外費用。
- 6.小風機認定為機件之容量<20kW(單機容量)，但能源局實際申設以單場裝置總容量計價分類，請明示分類處理，以利可執行率。

## 六、歲華能源股份有限公司 曾葳葳副總監

- (一)今年陸域風電制定電價的精神為「加速次級風場」開發，雖立意良善，但在取消 3.6% 獎勵加成機制及 2,200-2,400 小時調整費率的情況下，今年費率實際上是下降 6.12%，而非提升，因此更不利於次級風場開發。
- (二)滿發時數近三年實際數據為低於 2,000 小時，更不用說次級風場的狀況預期會更差，且工研院預估 567MW 的潛力是以「2,000 小時」為基礎推算出來的，而距離 2020 年 1,200MW 的目標，我們還剩多少時間可以慢慢調降滿發時數以開發次級風場？答案已經沒時間了，因為光是規劃到完工就至少要 3~5 年時間，因此今年就必須要調降滿發時數至 2,000 小時。
- (三)期初設置成本應納入龍威公司經簽證的財報資料，成本為 \$62,240/kW。

(四)維運成本是維持妥善率的關鍵，本集團的運維成本與國際成本相近為\$0.866/度，比台電都來得高，但近幾年的維運成本就相當良好，且無風機倒塌的情況，故應納入民間業者的維運成本。

(五)國外離岸風場能距岸較遠，是因水深仍在 40 公尺以內，而臺灣並無這樣的條件，且在國外超過水深 45 公尺就難已取得融資，因此不能相提並論。

#### 七、台經院研究一所 黃家思專案經理

(一)離岸風力發電期初設置成本 17.92 萬/kW，雖已有考量國內示範業者之數據，惟仍以歐洲風場之數據為主(樣本數多)，國內外平均後拉低期初設置成本，歐洲離岸風場開發已成熟，不適宜納入平均考量。(是否考量岸距、水深?)

(二)離岸風力發電平均資金成本率之參考數據，完全採用國外之資料，建議應比照期初設置成本，向示範業者蒐集財務數據(外借資金成本)，納入考量。

#### 柒、主持人說明：

一、106 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式是否進行調整，待審定會作出結論後，將依法報請經濟部正式公告實施。

二、本次聽證會會議簡報所述費率訂定引用之參數、資料來源及聽證紀錄將公開上網於本局再生能源發展條例專區。

-以下空白-