

「109 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」(草案)聽證會 聽證紀錄

壹、會議時間：108 年 12 月 12 日(星期四)下午 2 時整

貳、會議地點：張榮發國際會議中心 803 室

參、會議主席：經濟部能源局李副局長君禮

肆、會議紀錄：經濟部能源局

伍、發言紀要：

一、麗威風力發電股份有限公司(籌備處) 王雲怡 董事長

(一)經濟部公告 2020 年離岸風電躉購費率草案由今年每度 5.5160 元降到 5.0946 元，降幅達 7.6%，然依據經濟部遴選結果，目前尚未簽訂躉購費率的業者需於 2021 年起併網，與其他已簽訂躉購費率業者的併網年度並無差異，甚至為相對早期的開發，故認為 2025 年前風場實質開發成本並未改變，費率應無任何調整的理由，還望經濟部基於實際情況維持與去年相同的費率。

(二)今年初公布的離岸風電躉購費率草案，由於其不合理的降幅、取消階梯式費率以及新增收購上限，於今年初引起離岸風電開發商及產業鏈的反彈，一度危及台灣好不容易建立起來的離岸風電市場，甚至引起國際間對台灣風電發展政策的疑慮。所幸其後在各界提供具體數據、進行更充分討論後，躉購費率委員會最終決定調整降幅、保留階梯式費率，新增的收購上限機制亦有放寬。

(三)今年一月份的費率紛爭，證明收購機制的穩定，對於市場及產業草創時期的重要性。而在政府決定收購機制維持相對穩定、大力支持產業在地化，並進一步訂出 2026~2035 年新增 10GW 的新政策目標，更是對產業打下強心針。

(四)雖多數離岸風場已與台電公司簽訂購售電合約而不受費率調整影響，然而 2020 年費率草案的降幅，並未能反映未來 3~5 年間風場實質建置成本，恐為市場帶來錯誤訊號。

(五)在此需強調，2025 年前風場實質開發成本並未改變，故費率無任何調整的理由，主要原因有三：

1. 目前台灣僅完成建置 0.1GW 離岸風場，開發及建置 5.6GW 離岸風場的相關基礎建設多仍在建設當中。
2. 2025 年前要開發的風場，大多需於 2019 年完成合約談判，

其成本已為固定。

3. 地方政府、在地社區及漁民團體對於回饋金額，遠高於預期。

(六)台灣 2025 年前的離岸風場開發有其階段性規範，並非隨時可進場申請，故 2025 年前的費率調整若僅參考國際市場價格變化，不僅與現實落差太大，更將使社會大眾對離岸風電政策產生不必要的誤解，敬請躉購費率委員會三思。

二、 達德能源股份有限公司 張雅惇 經理(轉讓發言時間於麗威風力發電股份有限公司 王雲怡 董事長)

(一)離岸風電：109 年應維持與 108 年相同費率，依據經濟部遴選結果，目前 尚未簽訂躉購費率的業者需於 2021 年起併網，與其他已簽訂躉購費率業者的併網年度並無差異，甚至為相對早期的開發，故 2025 年前風場實質開發成本並未改變，費率應無任何調整的理由。

(二)陸域風電：每kW 期初設置成本約為\$55,138~58,381 元。

1. 永能及凌威公司每 kW 平均期初設置成本約為\$55,138~58,381 元，遠高於幕僚單位僅參考過去資料所推算的\$43,400 元(依據 2019.11.22 風電分組第 3 次會議紀錄)。

2. 從經濟部近年核發的施工許可就清楚可知開發業者所選機型有大型化趨勢，但幕僚單位卻僅以過時的資料推估未來的成本，完全未考慮每年在 訂定的是未來的費率，實為便宜行事的作法，罔顧業者未來開發的權益，且製造不友善的綠能投資環境!

(三)本集團已商轉的竹南風場為例，年發電量僅有 1,600~1,800 度，不論怎麼「升級設備及技術」，都不可能提高年發電量至 2,500 度。

(四)部分次級風場即使升級設備及技術，最多也只能提高至 2,400 度，即使為了引導設備及技術提升，年發電量也不應高於 2,400 度。

三、 鹽寮反核自救會 楊木火 總幹事

(一)小水力為何不區分級距，造成無法均衡發展。

(二)108 年海洋能躉購費率為 2.1107 元/度，不知審定方式為何？

(三)能源轉型白皮書並未說明為何需要能源轉型，核災所造成的損失應該公開，並且與再生能源相比，讓全民知道。

四、 中華民國太陽能發電系統同業公會 許俊吉 理事

- (一)小水力發展不如預期，造成沒有很多可用的數據，應參考發展實況，例如年發電量下修至 3500 度/kW，費率約每度 4 元。
- (二)鼓勵小水力發電有助於發展區域分散式能源。
- (三)運維費用至少要提高 2 倍。

五、 八方能源科技股份有限公司 張明富 執行長

- (一)太陽光電從 99 年每度 12~13 元至 109 年每度 4 元，地熱 99 年 5.1838 元至
- (二)109 年度每度 5.1956 元，2025 年如何達到政策目標 200MW，現在的設置量不足 0.5MW，主因為投資誘因不足。
- (三)初期的鑽井成功率 20~40%，地熱躉購費率並未估算鑽井風險與成功/失敗率。
- (四)我國設備尚且需要借重國外技術的設備，這些成本尚未估算。
- (五)在政策目標 200MW 達成前，建議躉購費率提高一倍。
- (六)示範獎勵辦法並無實質意義，無法降低業者風險。

六、 劉百清

- (一)全世界到目前為止都尚未有大規模商業化運轉的海浪發電機組，然而歐洲許多國家為了鼓勵業者投入開發，還是可以按照一些示範機組得到的參數，訂出了一些優惠的躉購費率，大家可參考國立台灣海洋大學陳建宏教授，在「離岸再生能源與躉購電價」中的建議。
- (二)美國的作法：有鑑於全球海浪能的潛力驚人，美國能源部 DOE 這幾年接二連三地推出一系列的激勵措施，例如：獎金 225 萬美元的 wave energy prize，今年初推出一個獎金 250 萬美元的競賽，Waves to Water Prize；最近美國 DOE 又跟 NOAA(國家海洋與大氣管理局)推出一個 300 萬美元的競賽，希望為海洋觀測平台提供源源不絕的海浪能源，企圖心超強！
- (三)躉購費率的建議：重賞之下必有勇夫，尤其全世界的風力大咖目前都齊聚在台灣，更是千載良機，不宜錯過！建請政府採用雙軌制：一、沒有拿到示範獎勵的經費補助，則設定一個 range(例如：5MW 或 50MW)，每度 20 元的政策激勵電價(可參考上緯公司的前例)！二、有拿到示範獎勵的經費補助，則比照一些歐洲國家的躉購費率(義大利、西班牙都是 0.34 歐元，約為新台幣 11.48 元)，每度 12 元，先吸引部分較積極的業者投

入，每年再作滾動式的檢討即可，不但效果立竿見影，而且對電價的影響可說微乎其微，何樂不為！

七、 韋峰能源 李學龍 總經理

- (一)小水力發電目前期初設置成本 10 萬元/kW，採用資料上，建議應採用國外成本案例，合理成本會增加 50%。
- (二)建議提高運維費用，現在比例不夠，現在比例 2.55% 應該是成熟的技術及產品。
- (三)平均資金成本率部分，銀行貸款成數還是要看業者投資是否能夠賺錢。
- (四)借鏡日本經驗，台灣應該有潛力成為水力發展大國。

八、 珊嘉杉開發股份有限公司陳志光能源部主管

- (一)政府鼓勵小水力發展，但目前民間設置案都是失敗，如要鼓勵業者應有因應對策。
- (二)開發初期需要龐大的投入成本，若無最終導向失敗。
- (三)目前的期初設置成本與實際其況相差甚遠。

九、 漢能綠電 蘇元良 董事長

- (一)本公司投入速生草發電，已獲農委會大力推薦，也可活用休耕地，若運用於再生能源發電，可節省休耕地補助款。
- (二)氣化發電屬基載電力，只要料源穩定並無發電間斷的疑慮，未來適合國家分散式發電使用。
- (三)目前無相關的鼓勵誘因所以本公司並無法提供實際設置成本資訊，這是屬於雞生蛋蛋生雞的問題。
- (四)建議新增速生草發電類別，且躉購費率為 4.5 元/度以上，以此為誘因鼓勵 廠商投入，就可以有相關的設置成本資訊，進而檢討未來的躉購費率。

十、 懷浩(企管顧問)有限公司 王文博 董事長

- (一)政府推動再生能源應以上位的角度來推動，以日本小水力為例，設置於山間、鄉間，應該是為了鼓勵社區及公民電廠來發電，屬於分散式能源，降低台電輸配電成本，供當地使用。
- (二)前瞻部分屬技術部分由技術部門來協助開發，以戰術的部分取代戰鬥的角度。

十一、 新高能源科技股份有限公司 陳紹泰 經理

- (一)本年度未說明參數參採來源，是否沒有本公司提供的資訊。
- (二)現行躉購費率是否有參採中國案例，不合宜的成本資料應該要

剔除。

- (三)要參與躉購的設備都要經過 VPC 驗證，現行參採的案例是否有經 VPC 認證，相關費用是否有納入計算。
- (四)農地回饋金、線補費、加強電力網費用是否有估算，相關成本比例不低，不應被忽略。
- (五)運維費用應考量變流器的替換，建議5年更換一次。

十二、泓德能源 林千仁 協理

- (一)本年度聽證會辦理方式可能會造成業者參與上的困難。
- (二)建議躉購費率公告針對大型開發案兩年公告一次。
- (三)太陽光電目前的躉購費率公告方式容易造成業者的誤解，是外加還是扣減，建議檢討表達方式更清楚。

十三、同達綠能股份有限公司 賴融毅 總經理

同達玉里小水力設置案已提供至能源局，惟目前未完成設備登記，因而無法參採，11/29 已請農業工程中心和台電研究所完成測試，裝置容量達 80kW，建議參採本案。

十四、綠能電力公司 邱彪 先生

- (一)業者每年提出的意見都一致，但能源局都說無實際案例，為何太陽光、風力和小水力可以參考國外如丹麥資料，而部分能源類別卻說無資料，既然有提供公文書就是法律文件，不應忽視。
- (二)各項參數資料納入計算與否都應該予以說明。
- (三)中國生質能占比都較風能大，美國占60%，都推動得很好。

十五、鹽寮反核自救會 楊木火 總幹事(第二次發言)

- (一)核能設置地點很有問題，若產生核災，大家都成為災民，最後向國家求償成本絕對很高，建議應儘速發展再生能源，把核電停掉。
- (二)政府有責任告訴人民核災成本是多少，國民黨政府都把斷層資訊隱藏，發生核災應該怎麼辦。
- (三)政府委託相關智庫單位，應提醒保持中立立場，以理性發展再生能源。
- (四)核電重啟背後有多少利益，發展再生能源卻錙銖必較。

十六、珊嘉杉開發股份有限公司 陳志光 能源部主管(第二次發言)

- (一)全世界小水力分為微型、迷你型、小型(1MW~30MW)，費率超過台幣每度 10 元，1kW 沒有超過三十萬做不起來。

(二)建議參考花蓮玉里設置案，因有國家補助所以建置費用較高，但若是對成本有疑慮，可以委託民間單位重新估算。

(三)每 kW 10.38 萬元不足以滿足小水力發電設置成本所需。

十七、台灣智慧綠能產業聯盟 劉百清 監事(第二次發言)

根據台灣海大陳教授研究之國外海洋能費率；葡萄牙每度 0.23 歐元、義大利 0.34 歐元、法國 0.15 歐元、愛爾蘭 0.26 歐元、西班牙 0.34 歐元，都可以參考。

十八、中小風力機協會 蔡國隆 監事

(一)小型風機發展十多年，從 20 幾家廠商到現在只剩兩三家，目前面臨的問題如下：

1. 運維比例偏低，本公司在台中港設置 44 支小風機，資料可以提供。
2. 小風機一年裝不到 500kW，但費率一直變化下，廠商難以進行投資規劃，建議費率保持 2~3 年穩定。

(二)建議各縣市審核開發案件應建立完善的 SOP。

(三)偏遠地區線補費、場勘成本很高，未納入計算對廠商並不公平。

(四)新版再生能源有提到容量合併計算問題，小風機在一個村莊至多只能裝 30kW，請政府協助解決。

(五)土地容許問題現在到地方政府，年底還未通過，但費率 1/1 就已經簽約。

十九、中華民國太陽能發電系統同業公會 許俊吉 理事(第二次發言)

小水力發電躉購費率不具投資誘因，導致業者不願投入，建議幕僚單位在資料蒐證上應多方考量。

二十、懷浩(企管顧問)有限公司 王文博 董事長(第二次發言)

建議提高會議效率，適度回應業者訴求，業者資訊都需要再帶回去研究，效率不佳。

陸、業者書面意見：

一、同達綠能股份有限公司 賴融毅 總經理

(一)本公司辦理能專計畫(107 年度)「川渠水輪機開發暨示範驗證計畫」已結案，於花蓮玉里鎮太平渠已興建一座 80kW 級小水力電廠，目前已興建完成且已併聯台電系統，並經農業工程中心及台電測試機組容量及效率，測試結果機組容量確定為

80kW 無誤。

(二) 上述電廠期初建置成本已函送能源局，包括單據、合約等證明文件(並已刪除研究費用)。

(三) 上述資料請納入參採。

二、 泓德能源 林千仁 協理

(一) 太陽光電模組回收 0.0656 元/度可以加入 FIT 計算或是扣除元/度。

(二) 併聯特高壓費率是否加入或扣除元/度。

(三) 大型案件開發 50MW 以上需至少 2 年時間，建議可簽約時固定費率或是同備案加 2 年

(四) 地面型偏遠地區或原住民加成是否有、及如何定義。

三、 珊嘉杉開發股份有限公司 陳志光 能源部主管

(一) 小水力躉購電價提升 2-3 倍。

(二) 小水力分級，皮、微、迷你、小等 4 級，按級訂躉購費率。

(三) 國外如日本已有分類及 FIT 可參考。

(四) 國內的后里小水力發電廠可參考，委託重估成本。

(五) 建置費用不可一種 10.38 萬/kW，而應照皮、微、迷你、small 去估計建置費。

四、 懷浩行銷有限公司 王文博 董事長

(一) planning affect organization :

1. 再生能源政策為國家既定政策 而小水力發電是利用台灣多山水流/水利的資源(包括海洋資源)等。

2. 要有長期(列入前瞻)計劃，才會提升「能源局」的位階高度在戰略/戰術(技術投資)發揮作用。註：現在是停在業者與能源局爭論(戰鬥階)躉購和業者為國家投入再生能源卻要負自身身減之風險。

(二) 「道先於術」的認知：無中生有的再生能源成本，尤其小水利/海洋等發電，得先有「營運概念」的論述，然後分成「開發和 R/D」成本，分散式/社區電廠營運供社區使用等分擔降低台電輸配電成本等綜合考量才能誘導電業化和人才投入助就業及技術進化等(AIoT, 微電網分散式管理等)。註。在日本的小水利，是發電供電地社區使用。

五、 新高能源科技股份有限公司 陳紹泰 經理

(一) 參採成本未公佈，恐造成誤解，以去年來說，有發生未參採國

內實際案例，採納非法進口大陸機種...的例子，經提供給審定會後又不見回應，只公佈了數字而未見參引援。

(二) 農業回饋金、線路補助費、加強電網均未納入成本，應計入期初設置成本，因已發生的事實、實際成本應納入計算。

(三) 年運轉維護費之計算、保險費刪除地震、水災、風災、極不恰當!另變流器使用年限為 5 年，20 年換三次已是產品極限，參採費用也有很大的參採問題，費用太低，實際上根本做不到。

(四) 請公佈參採引源。

六、 台灣中小風力機發展協會 蔡國隆 理監事

七、 八方能源公司 張明富 執行長

(一) 地熱能發電躉購費率應”政策性”提高一倍至 2025 年的政策目標 200MW/300MW 發電量：目前地熱能躉購價對開發投資人的誘因不足!請納入國內產業未成型前高成本與高風險因素。

1. 地熱能開發初期風險極高，鑽井成本率只有 20-40%。

2. 國內尚無較具規模商轉案例，產業未成型均需由國外引進相關鑽井與發電設備的技術，開發成本極高。

3. 相較於太陽光電，在 99 年度躉購價介於 12-13 元/度，吸引相關投資環境，至 109 年預告價已降至 4 元/度，而地熱發電於 99 年躉購價為 5.1838 元/度，108 年躉購價為 5.1956 元/度，而至 108 年度發電量仍為零，表示誘因不足

4. 能源局推動的「地熱能發電系統示範獎勵」象徵性意義大於開發業者的實值意義。

柒、 主持人說明：

一、 109 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-