

「113年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」(草案) 聽證會(臺北場-風力發電、生質能及其他再生能源發電)

聽證紀錄

- 一、會議時間：113年1月25日(星期四)上午10時整
- 二、會議地點：張榮發國際會議中心602室
- 三、會議主席：經濟部能源署李副署長君禮
- 四、會議紀錄：經濟部能源署
- 五、發言紀要：

(一)社團法人台灣小水力綠能產業聯盟 洪正中 理事長

1. 小水力定義分為水道、圳路、管渠或其他水力用水以外用途之水利建造物之原有水量及落差等，從水利署去年委託中興工程顧問公司的報告顯示，47處潛力點開發成本過高，其成本/效益(CP值)太低。
2. 小水力發電躉購費率，2至20MW的層級案例較少，費率一直都維持2.8599元/度，希望能建議提升至4.0元/度。去年開始，水利署已公布47處河川小水力發電的潛力點，小水力發電業者也開始投入潛力點開發，普遍反映現在費率的誘因不足。另目前水利署已有「河川小水力發電開發參考手冊」，手冊內有許多相關資訊可予以參考。
3. 開發的行政作業費用高，從水利署申請作業過程，及環評、水保、生態漫長，保育、原住民族基本法等都需投入經費成本。

(二)社團法人台灣海洋能發展協會 莊閔傑 理事長

1. 目前已有多家海洋能業者投入申設，但國內海洋能開發申請現況以2,000瓩以下為主，建議躉購費率分級化，透過區分躉購級距，可鼓勵業者投入，建議分級方式：2,000瓩以下、

2,000 瓩以上不及 30,000 瓩、30,000 瓩以上。

2. 增加 2MW 以下級距之海洋能開發並不會造成全民負擔過高電價，目前費率制定係根據 111 年度「再生能源電能躉購費率及其計算公式」聽證會簡報內容，「考量躉購制度係以併網售電為運作模式，故以併網評估資料為參採對象，且衡量躉購制度之核心精神及避免全民負擔過高電價，故以發展達商轉階段且規模較大者(30MW)之評估數值為參數參採對象」，然根據台電公司去年虧損原因分析，再生能源購電支出僅占整體成本的約 6%，2MW 規模大約只占總體電力裝置容量不到五萬分之一，約占整體成本百萬分之一，對電價影響微乎其微，但增加級距可鼓勵更多業者投入。
3. 建議期初設置成本計算應納入：設備成本規模(不同規模成本差異大)，電網連接成本(含船隻費用)、申設成本、海底地形調查成本、海象資料收集成本、生態調查成本、物價上漲成本、及其他(颱風風險成本與保險成本、地方索取回饋之費用、在岸升壓站費用、海底電纜及饋線費用等)。其中設備成本之規模差異可參考台灣經濟研究院 104 年之研究報告，其中概分為兩個情境，可見不同規模之平均成本不同。
4. 躉購費率分級後將有更多業者投入示範案場之建置，可獲取更多成本參數與建置經驗、維運經驗等。
5. 淨零減碳應積極推動，COP28 後全球已宣示再生能源提高三成。在海洋能未分級前，根據目前政府規劃，2036 年後才會發展到 30MW 規模，因此目前費率是不合理的，分級後可超前達成淨零十二項關鍵戰略所制定之海洋能發展目標。

(三)豐光綠能實業有限公司 錢雲山 高級顧問

1. 建議再生能源躉購費率生質能項下之農林植物子項，可以依經濟部標準檢驗局「固態生質燃料國家標準」，進一步細分

為林業植物及農業植物，並依電廠規模分別審議合乎市場行情之躉購費率，以利生質綠能產業之發展。目前國際上以木質燃料為主，後續將再提供相關成本資料供參考。

2. 經濟部能源署「再生能源發電設備設置管理辦法」第三條第十一項(113年1月4日公告)定義生質能發電設備：指百分之百利用農林植物、沼氣或經處理之國內有機廢棄物作為料源，轉換為電能之發電設備。茲因農林植物範圍廣泛，其作為生質燃料之成分標準、單位熱值、國內外供應鏈之產量及生產與運銷成本均不同。
3. 建議一：經濟部標準局固態生質燃料-燃料規範與等級國家標準(CNS 17225-2分級木質顆粒及CNS 17225-6分級非木質顆粒)，依分級(林業)木質顆粒及(農業)分級非木質顆粒，分別審議合乎市場行情之躉購費率，以利農林植物生質綠能之發展並可與環境部修訂中「公私場所固定污染源燃料混燒比例及成分標準」增訂之等級一循環資源燃料(指農林植物、木材及其殘留物未經化學處理、膠合或表面塗裝程序作為燃料使用者，且非屬廢棄物再利用燃料者)相接軌。
4. 建議二：固態生質能電廠之發電容量因子達 85-90%，高於國內太陽光電之約 15%及離岸風電之約 40%。國際上單一固態生質能電廠之經濟規模約為 50MW-100MW，所需土地面積約為 4~8 公頃，年發電量可達 3.5-7.0 億度綠電。建議躉購費率針對該電廠規模區間蒐集相關建廠及所需燃料成本，並審議具合理利潤之躉購費率，並區分級距以鼓勵綠能業者投資興建，有效增加國內綠電之供給。

(四)以科國際海洋能源 李鈺婷 專案經理

目前本公司從事波浪能發電產業，海洋能為台灣前瞻能源之一，惟尚未有業者投入開發，在波浪能裝置容量較小情況下，加上建置相關工程屬於海事工程，成本相對陸域工程

高，建議直接調整躉購費率提高至 10~12 元/度，或若相關設備有落實國內製則在保持原有 7.32 費率外，採可再額外加成 3~5 元/度。

(五)全球創能科技股份有限公司 黃介平 執行長

1. 本公司為瑞典代理商，具創新生質能綠色轉型解決方案技術，目前已在柳營科技園區進行生質能技術之可行性評估，亦為國內第一個試點區域，如將生質汙泥含水量從30%降到15%之廢轉能，取代傳統之厭氧發酵技術，後續並可產生再生柴油，目前已與國內石化及航空公司洽談合作。
2. 生質能對台灣很重要，台灣2.55小時可飛至亞洲鄰近國家，故可結合高雄海洋運籌中心，運用該中心運籌轉運能量，整合料源的運集，有效發揮生質能的發展。
3. 以台灣目前國內24座焚化爐每年約有3千萬噸垃圾現況，本公司引進之技術可於6分鐘即轉換為能源，但以目前7.0192元/度的費率誘因仍有所不足。且生質能對台灣十分重要，不應侷限於台灣3.6萬平方公里的角度思考應用，可進一步考慮遠洋巨藻轉換為生質能(如航空、貨運燃油)對運輸燃油的供應鏈有極大幫助。

(六)鑫豐綠能股份有限公司 張召逸 總經理

1. 本公司從事河川小水力開發，本人之前於世豐能源服務，政府說無成本數據可以訂定躉購費率，但每條河川開發難易度與成本皆不同，一直要業者提供成本資料有其困難，建議從台電蒐集的資料中，台電屬國家單位有完整造價，不像單一業者設置要花五年，碧海電廠費時15年，年發電量兩億三千多萬度，造價約165億元。
2. 建請提高2~20MW 級距之躉購費率，彌補河川小水力開發時程過久的利息及時間成本損失，應於躉購費率之期初設置成

本參數中包含開發時間成本。

3. 河川小水力的裝置容量雖然高，但開發時程久，且更需要專業的評估設計及建造，但目前現行電價的考量基礎點仍是以國營台電的過往經驗來決定收購電價，這已經與現況差異極大且也不符合投資市場的標準。目前評估以現行小水力躉購電價計算，若單一電廠裝置容量15-20MW 的電廠取得建造前所花的時間需超過3年，也已經不大具有投資效益。

(七)台灣御風能源 謝建賢 電力顧問

1. 113年度再生能源躉購費率計算公式草案第11點，依電業法直供或轉供之再生能源電能，如改依本條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，適用再生能源發電設備首次提供電能時之公告費率。離岸風力是競價取得開發業者，建議明確說明「首次提供電能時」之定義。
2. 根據草案第8點與第11點顯然有矛盾，若競價是以0元/度取得開發權，首次提供電能時之費率是以0元/度躉售，致第11點沒有解套空間。

(八)富泰智能動力公司 樂以媛 執行董事

1. 本公司是以地熱發電為主體的研發公司，過去四年針對淺層地熱轉化為電能進行研發，並以超臨界二氧化碳(sCO₂)動力循環，混合能源進行發電研究，結合台灣西岸供應鏈體系，目前有18家關鍵供應鏈業者及學術單位的合作夥伴。
2. 本公司發展二氧化碳+地熱的機械電機設備都是自有技術，由於地熱發電必須設置在山坡地，有饋線、水權、土地等問題，會增加業者投資風險。
3. 目前再生能源發展條例中的地熱專章刪除第四條，且內政部非都市土地使用管制規則，特定目的事業用地第九條，建蔽率60%，容積率180%，但仍然無法使業者明確認知法規依

據，致使難以對土地投資及建廠執行相關規畫，且有關土地管制規則建蔽率、容積率等相關規範，未有配套規定，建議地熱專章修法維持原規劃增修第四條規範。

4. 依據功率密度(power density)觀點，在最小土地面積建構技術工法，係能用1,968坪土地面積，興建6,000坪的368MW 供電中心，來滿足當前企業對綠電及再生地熱發電裝置容量的政策落實。
5. 希望有機會針對特殊發電技術及電廠建置技術，對能源署長官進行會報。

(九)拆核四促進會 楊木火 總幹事

1. 海洋能躉購費率每度7.32元，至今尚無業者投入，是否代表費率有很大的問題，還是因為審定會沒有海洋能專家。台灣沿海有許多海洋能可以發展，但目前費率無法吸引業者投入，是否為恢復核四做準備，建議海洋能分級距、鼓勵一定容量，並提供優渥的費率如20~30元/度，並滾動修正。
2. 費率制度忘記做一件事，若台灣發生核災對國家整體經濟損失是多少，有做這樣的分析，大家就會知道再生能源有多便宜，法國在311之後就有做萬一發生福島核災會造成多少損失，有6,000多億美金。
3. 核二廠發生核災對汐止區域，國家最多只賠40多億，能源署應算出核災之影響金額，能源署應釐清各能源的成本，不能讓台電去算。
4. 核廢料處理議題是否可掩埋在地下？但至今仍未建地下實驗室，無法證明核廢料可掩埋至地底下，最後希望海洋能區分0-150呎級距，並給予優惠的費率。

六、業者書面意見：

(一)台灣小水力綠能產業聯盟 洪正中 理事長

1. 小水力發電躉購費率，2至20 MW 的層級，費率一直都維持 2.8599元/度，建議提升至4.0元/度。
2. 去年開始，水利署已公布47處河川小水力發電的潛力點，小水力發電業者也開始投入潛力點開發，普遍反映現在費率的誘因不足。
3. 從水利署去年委託中興工程顧問公司的報告顯示，47處潛力點開發成本過高，其成本/效益（CP值）太低。
4. 開發的行政作業費用高，從水利署申請作業過程，及環評、水保、生態漫長，保育、原住民族基本法等都需投入經費成本。
5. 開發程序作業繁雜，時間漫長，相對地成本增加。此項必須納入成本項目。

(二)同德綠能股份有限公司 賴融毅 顧問

全國小水力的潛能依水力普查可達11.7GW，其中河川小水力潛能占最大宗，水利署近年來推動河川小水力不遺餘力，公開招標委託中興工程顧問公司針對全台49處河川小水力發電潛能點檢討，其中14處開發條件較優的廠址，單位造價介於27.82萬元/瓩至155萬元/瓩之間，高於小水力躉購費率評估所採計之期初設置成本，為能大力發展河川小水力，建議提高躉購費率至4.0元/度。

(三)鑫豐綠能股份有限公司 張召逸 總經理

1. 建請提高2~20 MW 級距之躉購費率，彌補河川小水力開發時程過久的利息及時間成本損失。
2. 河川小水力的裝置容量雖然高，但開發時程久，且更需要專業的評估設計及建造，但目前現行電價的考量基礎點仍是以

國營台電的過往經驗來決定收購電價，這已經與現況差異極大且也不符合投資市場的標準。目前評估以現行小水力躉購電價計算，若單一電廠裝置容量15-20 MW 的電廠取得建造前所花的時間需超過3年，也已經不大具有投資效益。

(四)恆水創電股份有限公司 鄒飛遠 執行長

1. 增設200kW 以下之級距6.0元/度，以反映多數案場裝置容量為200kW 以下之事實；級距200-500kW 也適度調漲。
2. 現由農水署釋放出的小水力發電，雖逐漸排除土地取得相關問題，但相對發電的潛能也限縮甚多，多為200kW 以下或是不到100kW，而裝置容量雖小，但要進行的行政作業依舊繁多，例如開發規模達到水利建造物，也須向地方政府申請建照。此等作業程序曠日廢時，增加業者開發成本，進而建議適度調整200kW 以下級距之躉購費率。
3. 200kW 以下級距之躉購費率制定，建議參採安農萬富小水力發電廠之實際建造成本作為期初設置成本參數。

(五)豐光綠能實業有限公司

1. 建議再生能源躉購費率生質能項下之農林植物子項，依經濟部標準檢驗局「固態生質燃料國家標準」，進一步細分為林業植物及農業植物，並依電廠規模分別審議合乎市場行情之躉購費率，以利生質綠能產業之發展。
2. 經濟部標準局固態生質燃料-燃料規範與等級國家標準(CNS 17225-2分級木質顆粒及 CNS 17225-6分級非木質顆粒)，依分級(林業)木質顆粒及(農業)分級非木質顆粒，分別審議合乎市場行情之躉購費率，以利農林植務生質綠能之發展並可與環境部修訂中「公私場所固定污染源燃料混燒比例及成分標準」增訂之等級一循環資源燃料(指農林植物、木材及其殘留物未經化學處理、膠合或表面塗裝程序作為燃料使用

者，且非屬廢棄物再利用燃料者)相接軌。

3. 固態生質能電廠之發電容量因子達85-90%，高於國內太陽光電之約15%及離岸風電之約40%。國際上單一固態生質能電廠之經濟規模約為50 MW-100 MW，所需土地面積約為4~8公頃，年發電量可達3.5-7.0億度綠電。建議躉購費率針對該電廠規模區間蒐集相關建廠及所需燃料成本，並審議具合理利潤之躉購費率，以鼓勵綠能業者投資興建，有效增加國內綠電之供給。

(六)社團法人台灣海洋能發展協會 莊閔傑 理事長

1. 目前國內海洋能開發申請現況皆以2,000瓩以下為主，建議躉購費率分級化，透過區分躉購級距，可鼓勵業者投入。建議分級方式：2,000瓩以下；2,000瓩以上不及30,000瓩；30,000瓩以上。
2. 說明1：2MW 以下之開發並不會造成全民負擔過高電價。
 - (1) 111年度「再生能源電能躉購費率及其計算公式」聽證會簡報：「考量躉購制度係以併網售電為運作模式，故以併網評估資料為參採對象，且衡量躉購制度之核心精神及避免全民負擔過高電價，故以發展達商轉階段且規模較大者(30MW)之評估數值為參數參採對象。」
 - (2) 根據台電公司對於去年虧損原因分析，再生能源購電支出僅占整體成本的約6%。(參考資料：經濟部網站)
 - (3) 2MW 的規模大約只占總體電力裝置容量不到五萬分之一，約占整體成本百萬分之一，對電價影響微乎其微，但是卻能鼓勵更多業者投入。
3. 說明2：期初設置成本計算應納入。
 - (1) 設備成本規模差異：台灣為製造王國，具有豐沛製造經

驗，設備製造成本皆為以量制價，應考量不同規模之差異性。

- (2) 電網連接成本(含船隻費用)：不論開發規模大小，電纜鋪設、連接設備皆有基本費用。
- (3) 申設成本：海洋能開發樣態眾多，用地單位對海岸用地及海域用地之要求不同，造成申請程序冗長，往往超過2年以上，增加前期開發成本。
- (4) 海底地形調查成本：不論開發規模大小，這些調查之基本費用皆高達百萬元以上。
- (5) 海象資料收集成本：不論開發規模大小，這些調查之基本費用皆高達百萬元以上。
- (6) 生態調查成本：不論開發規模大小，這些調查之基本費用皆高達百萬元以上。
- (7) 物價上漲成本：綜合考量基本工資上漲(近兩年為4~5%以上)、鋼價上漲等成本。
- (8) 其他：颱風風險成本與保險成本、地方索取回饋之費用、在岸升壓站費用、海底電纜及饋線費用等。

4. 設備成本規模差異。

- (1) 根據台灣經濟研究院104年所做研究報告分成兩個情境，可見不同規模之平均成本不同。
- (2) 情境一：在2,000kW時，在15%折現率的計算下，黑潮發電之小規模示範機組開發之發電均化成本為每度電23.83元。
- (3) 情境二：30,000kW，在15%折現率的計算下，黑潮發電之小規模示範機組開發之發電均化成本為每度電8.47元。

5. 分級化之效益。

- (1) 分級後將有更多業者投入示範案場之建置，可獲取更多成本參數與建置經驗、維運經驗等。
- (2) 淨零減碳不能等，COP28後全球已宣示再生能源提高三成。
- (3) 未分級前，2036年後才會發展到30MW 規模，分級後可超前達成淨零十二項關鍵戰略所制定之海洋能發展目標。

(七)高雄市環境工程技師公會 張瀚尹 特助

1. 生質能類別下的農林植物(3.1187元/度)及廢棄物類別下的農業廢棄物(5.1407元/度)，皆是完全碳中和的零碳排再生能源，對環境高度友善，建議提高躉購費率。
2. 農林植物及農業廢棄物國內料源不穩定，是否允許以進口棕櫚殼作為輔助料源？適用何種費率？

(八)台灣智慧風能發展協會

1. 建請經濟部考量旨揭草案第2條依現行物價指數予以上調。
2. 小型風機金屬類(銅/鐵)部件、塔架基樁成本增加約50%。
3. 高空作業機電人力工資大漲(人力工資增加約100%)，高空作業人員2022-2023年薪資行情一天約\$7,000/人左右，但2024年已上漲至一天\$14,000/人。
4. 提高工安要求：土木基樁與工安人力薪資投入(工程建製成本增加約50%)。土木基樁結構強度增強，原物料使用成本增加；工安人力需求，人事成本增加。
5. 小風機系統各項認證費用昂貴(各單一機種>300萬)。
6. 小風機產品開發營銷/FIT 電廠投入費用增加(偏遠地區饋線

費用高，小風電無優惠線補費機制)，太陽光電有補助，風電卻無補助。

7. 小風機電廠相同具環保陳抗壓力，小風機電廠建設以來便爭議不斷，無列敦親睦鄰協商成本。

七、主持人說明：

- (一)關於業界陳述之意見，後續待審定會討論作出結論後，「113年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」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、計算說明及聽證紀錄將公開上網於本署「再生能源發展條例」專區。

-以下空白-