

「108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：107年12月25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：經濟部曾次長文生

肆、會議紀錄：經濟部能源局

伍、發言紀要：

一、國際通商法律事務所 黃台芬 資深合夥律師

- (一) 費率草案係依據再生能源發展條例第9條規定辦理，所為之決定應依授權範圍及指示，否則即有逾越條例第9條之違法。因此，費率之調整應檢視所考慮之各個因素是否符合條例第9條第1項所列「每年依類別技術、成本變動等相關因素檢討修正之」，並同條第2項之規定定之。此機制類似物價調整機制，調整前後年間之成本或技術差異之變動，而非對費率做超出條例第9條授權以外之重大計算基礎之變更。
- (二) 同上，取消階梯式費率選擇權，已超出條例第9條相關規定，適法性有疑義，應需要再檢視。
- (三) 此外，階梯式費率已訂入遴選之行政合約中，具有法律約束力，無故取消有違約之嫌，亦不符行政程序法之信賴保護原則。
- (四) 年售電量設定上限及超出部分適用避免成本費率的規定，超出條例第9條之授權範圍，亦違反條例第8條之「所產電能應予以躉購，非有正當理由不得拒絕」之相關規定，且若針對發電超過的部分限制，針對發電不足發電的部分應同樣納入考量，始有一致性，而非只擷取對自己有利之部分。

二、晶元綠能股份有限公司 侯明源 總經理

- (一) 再生能源發展條例已執行10年，但小風機設置案僅6件，可觀察出費率雖高但產業仍未成熟。
- (二) 目前小風機參採樣本僅採3件案例，部分參考案例之期初設置成本僅為46,000元/kW 係不合理。
- (三) 108年度陸域風電級距變更為20kW，將使廠商先前投資的設備及研發等成本無法回收，此外級距變動也將影響發電效率。

三、達德能源 王雲怡 董事長

- (一) 陸域風電僅期許發電量提升，卻未考慮相對應增加的成本，業務單位應說明及納入葉片長度增加導致成本增加的幅度，建議年售電量參數訂為2400度/kW。
- (二) 海關進口成本僅占總成本的40~46%，應用此比例推估才符合實情。
- (三) 技術進步確實可提升陸域風電發電效率，但必須考量採用較高技術所增加的期初設置成本。
- (四) 容量因數增加的前提是「塔架增高且葉片加長」而此前提將會導致期初設置成本的增加。
- (五) 台灣優良風場（指滿發小時為2,400度/kW）已經設立完畢，因此目前的風場滿發小時多為2,200至2,300度，也已為前兩年審定會採用。
- (六) 次級風場的年發電量再怎麼技術提升也不可能至2,500度，以本集團竹南風場為例，年發電量僅有1,600至1,800度，不可能技術提升至2,500度。因此今年度年售電量不應高於2,400度，且2,400度已是技術提升後的容量因數，因此期初設置成本需較去年為高。
- (七) 每年陸域風電皆未達到政策目標，因此費率不應再下降。
- (八) 今年期初設置成本下降了約13%，與審定會所蒐集的國際年平均降幅約為0.6%有很大的差距（20倍以上），可見此次下降幅度的確過大。
- (九) 審定會提供的期初設置成本數據來於之一是「推估」海關進口成本占總成本的比例後再來計算期初設置成本。可是台電及民營業者的政府決算資料及會計師簽證資料都顯示實際占比為40至46%，但審定會卻採用「推估」的50%以上，實有違審定會本身的參採原則，應不得採用。
- (十) 審定會所參採的數據來源之一是「預測」在2020年的數據，也非實際數據，應不可參採。
- (十一) 基於鼓勵設置且帶動技術提升，108成本不但不應考慮降幅，反而應予以提升，低於5.57萬元/kW的期初成本絕不合理。

四、麗威風力發電股份有限公司 張雅淳 經理

- (一) 期初設置成本參採數值並未考慮國內外情況差異的合理性。

- (二) 以滿發時數3,600小時作為年售電量上限，違背鼓勵採用更佳技術的宗旨，亦恐有違信賴保護原則。
- (三) 若刪除階梯式費率的選項，亦恐有違信賴保護原則之虞，應予以恢復以利國內綠色金融推動。
- (四) 離岸風電期初設置成本需考量4MW的情形，依據本公司所提供實際發生的數據，前期規劃成本為NTD3,000~14,000/kW，非審定會所推估NTD2,589~2,825/kW之間。
- (五) 法國同樣要求國產化，但給予的費率達新台幣\$5.3~7.2元/度，反觀台灣一方面要求國產化（成本比歐洲還高），另一方面降低費率，雙重夾擊下無法提供合理誘因開發台灣風場。
- (六) 審定會認為期初成本的降幅需計算至2024年，但有許多案件在2021年就會完工併聯，為何成本降幅要計算至2024年？此外，即便2021年完工併聯風場，也須在2019年決定大部分的期初成本，然而台灣能量仍尚未建置完畢，因此不應反映降幅。
- (七) 政府應鼓勵業者採行最佳技術，並優化風場配置以達到最高發電效益，然預告版本以3,600小時為上限進行躉購，超過部分以迴避成本躉購（106年迴避成本僅新台幣1.96元/度!!），形同變相不鼓勵業者選擇最佳技術。
- (八) 各開發商在與經濟部簽署行政契約前，並未規定收購電力上限，卻在簽署行政契約後對風場設定收購電力上限，等於變相降低風場收入，有違信賴保護原則，若非得採取收購上限，也應以總量管制20年72,000小時為基礎，亦即，在72,000小時內均以躉購費率收購，超過72,000小時則以當年度台電平均用戶電價扣除上網費用收購。
- (九) 本土銀行尚未熟悉離岸風電專案融資、目前均以前高後低之費率進行內部風險分析及評估；若有規則變動，將使銀行業更為怯步。

五、 第一金控 張清芳

- (一) 財務部要求公股金控投入綠能產業。
- (二) 目前生質能(無厭氧消化設備)躉購費率低於廢棄物躉購費率，同時並沒有相關設置案例，故可推論現行的躉購費率誘因不足，是否未考量燃料採購成本。

(三) 參考國外案例，生質能(無厭氧消化設備)之設置成本比生質能(有厭氧消化設備)還高。

(四) 建議聽證會的辦理期程可提前於10月份辦理，以利業者整體投資規劃。

六、台灣綠色電力股份有限公司 陳柏維 副理

採書面意見陳述。

七、喬集偉思特股份有限公司 謝智宏 顧問

(一)陸域小風機的類別及級距，為提升小型風機的規模經濟效益，才於107年度審定會將上限自20kW提升設定為30kW，但108年度審定會又限縮為20kW，政策變動過於頻繁將不利產業發展。

(二)依照業者實務經驗，陸域小風機進口成本應為20~22萬/kW，與草案預告內容有差異，建議參考實務案例成本。

(三)建議回饋金、電力饋線線路補償費等費用應納入期初設置成本費率計算考量。

(四)陸域小風機的年運轉維護費竟然低於大風機並不合理。

(五)躉購費率的制度應考量長期性。

(六)建議中央和地方共同制定標準開發程序，成立再生能源申設案代辦委員會。

八、大彰化東南離岸風電籌備處 林致真 協理

(一)離岸風電因歐洲多年的發展，產生出規模經濟效應，但台灣還沒有，因為台灣的離岸風電發展幾乎是零。

(二)歐洲的新建風場可以與既有風場連結，節省基礎建設且壓低風險成本，但台灣不能，因為還沒有風場可做連結。

(三)參考德國及英國離岸風電設置及價格趨勢，皆於累積裝置容量較少時仍維持高價，於建置前5至6GW成本都是在每度6元以上，直到產業和裝置量提升後價格才逐漸下跌。再者，英、德在建置初期並無從得知在多年後成本會降低如此的多。

(四)沃旭公司在沒有5.8元/度的躉購價格下，係無法支撐競價的低價水準。台灣離岸風電成本降幅的規模與速度已經遠遠超過歐洲國家，所省下的成本也是非常可觀。

(五)以丹麥的能源政策與產業結構作為借鏡，相信台灣也能夠成功發展離岸風電。

九、星能股份有限公司 鄭鉉 副總經理

- (一) 星能公司為台汽電子公司，為配合政府綠能政策全力發展離岸風力發電相關統包工程及運維工作服務，積極與國外開發商爭取相關工作，其中最大開發商沃旭能源並已直接與我們簽訂陸域輸變電工程合約，目前相關規劃設計工作亦與國內大型顧問公司全力展開中。
- (二) 如今政府在離岸風力躉購的不合理調降幅度，開發商已面臨玩不下去而須撤資的情形，我們在地廠商頃全力投入的人力、物力及未來長久的工作機會也將化為烏有。(開發商已在跟我們討論終止合約)
- (三) 星能公司在此強烈表達政府要本於誠信的推動綠能，顧及我們在地廠商近千人的工作生存機會，請務必維持原費率，以利已投入大量人物力的開發商及國內廠商為台灣綠能的建設貢獻。
- (四) 註：
 1. 目前成本計算並未考量大量綠能需求下，國產設備應付國際標準需求之擴廠及後續大量保固運維增加之成本。
 2. 場址條件僅考量歐洲類似水深及距離，並未考量地震、地質及颱風條件，不合理。

十、 兆映丰企業有限公司 卓家旺 負責人

- (一) 台灣每年約產生近500萬噸農業廢棄物，約有30%就地掩埋、燃燒，各級政府應該面對如何妥善運用台灣農業廢棄物的課題。
- (二) 發展生物質氣化發電技術有助於應用農業廢棄物。
- (三) 無厭氧消化設備及有厭氧消化設備的分類是對沼氣相對的概念，木竹生質能氣化設備與沼氣設備其料源完全不同，沼氣料源不用購買，不應屬同類別。
- (四) 農業資材是乾淨的生質能料源，不應歸屬為廢棄物，木材生質能料源需要農民人力搬運，再由運輸車輛運送、機械破碎、氣化設備等。
- (五) 業者若先行設置氣化發電設備，並符合「再生能源發展條例」及「再生能源發電設備設置管理辦法」，成本需5元，建議躉購費率應在5元以上。
- (六) 生質能有無厭氧的類別無法應用至生質物氣化發電，相關的投入成本更高，政府應補助。

十一、 丹麥商務辦事處 楊松樾 商務顧問

- (一) 建議政府可參考丹麥促進綠能轉型之成功經驗。
- (二) 丹麥的離風電投/招標模式可創造前期低風險的投資環境。
- (三) 輸電調度單位TSO為前期風場場址開發者，進行環評、海氣象資料以及地質探勘調查等，藉此免除開發商許多前期開發的風險，同時也資助業者(開發商)拼接電網的費用。
- (四) 丹麥政府一站式的服務概念，提供業者單一且唯一的窗口(Danish Energy Agency)申請各種不同的許可函，做到真正的一站式概念，此作法也大大提升行政效率。臺灣目前的做法是開發商必須單打獨鬥面對各個不同的部會，申請不同的許可函，這些都是時間，而時間就是建造初期的風險之一。
- (五) 丹麥發展離岸風電過程中，政府並未要求本土化。任何本土化或國產化，都會反映在初期投資成本，其實目前臺灣所推動的本土化要求在國際上非常嚴格，甚至幾乎僅次於中國大陸，用這樣背景來當作躉購電價的計算依循，或許需再詳加考慮，因為反觀丹麥其做法並非如此。

十二、新高能源科技股份有限公司 陳震良 總經理

- (一) 國內小型風機為100%國產產業，目前草案預告內容中的參考案例並未參考國內實際設置案例。
- (二) 目前引用之小風機進口資料，單機裝置容量皆小於5kW，與實際情況不符合。
- (三) 海關資料中，中國大陸資料建議不應納入。
- (四) 建議小型風機之期初設置成本訂為15萬元/kw。
- (五) 依目前108年度草案預告，小風機級距調整為20kw，考量產業的投資規劃與營運是長期的，政策不應年年變動。
- (六) 經產業建議合理調整取樣後的小風機期初設置成本為159,724元/kW。期初設置成本應忠實遵循原制定的參採原則；躉售電價參數資料參採當必須是符合躉售電價辦法產品，明顯未有VPC認證的產品或國家禁止進口國家的產品自不應納入參採；而國內外市場價格參採原則，審定會引用美國資料指出建置成本走勢，但亦提及美國市場2016年小風機的裝設平均單價9,777美元/kW，2017年為10,117美元/kW。
- (七) 在其他建置費用上，由於地方政府對於小型風第躉售電場申辦法規理解並不正確，申辦問題很多、手續很繁雜、不

當甚至不合規定的費用常發生為現況的事實。小風機躉售電價電廠申請2017年才是剛開始的第一年作業，應再多給時間讓各級政府與業者熟悉申設辦法。

十三、立委吳玉琴國會辦公室 洪裕程 法案助理

- (一) 建議生質能費率應針對高效率的生質能發電技術予以獎勵。
- (二) 草案預告內容因今年度無設置案例故無變動，建議可參考桃園生質能案場之相關數據資料。
- (三) 生質能需考量燃料採購成本。
- (四) 廢棄物25%的轉換效率，計算上應考量處理程序前期的耗能比例。
- (五) 桃園生質能營運中心案場是否符合廢棄物費率之適用對象，應再確認。
- (六) 建議廢棄物費率考量不同能源轉換率而訂定不同價格。
- (七) 針對廢棄物發電設備之認定，建議建立預審機制，以利於業者投資評估。
- (八) 設備發電效率應正名為整廠能源轉換效率。
- (九) 廠商投資前向主管機關申請預審認定是否符合廢棄物能類別。

十四、MHI Vestas offshore wind 孫格偉 行銷總監

- (一) 本公司肯定政府推動離岸風電的相關政策，本公司亦以達成建置本土供應鏈的目標前進，但目前政策的不確定性，造成上下游相關投資規劃躊躇不前。
- (二) 年售電量的滿發限制不利於離岸風電新技術的推動。

十五、西門子歌美颯再生能源 周怡彤 資深業務發展總監

- (一) 年售電量的上限政策，有違整體產業發展的原則及方向，限制了提升發電效率。
- (二) 政府應該更善用台灣得天獨厚的天然風力資源，並為台灣爭取最高發電效率，而非樹立不必要的屏障，方符合風電科技發展的未來趨勢，以國際期瞻技術提升台灣在風電領域的競爭力。
- (三) 本公司希望政府能慎重考慮解除每年3,600滿發小時之發電上限。

十六、台灣中小型風力機產業展協會 許中駿 秘書長

- (一) 大小風機高度及規格不同，所需的風資源及設置區位、條件也不同，沒有土地競合問題，並可解決目前台灣西岸大

風機下方，在保持一定距離下多餘未能利用的空間及防風林的空餘地，使這些無法再設置大型風機及進行任何用途的空地再活化利用，國外已有很多這樣的案例，因此建議小風機不應有單一地號裝置容量合併計算的限制。

- (二) 業者已經投入相關機組研發，於108年度貿然修正小風機級距，會造成相關成本無法回收。
- (三) 針對合併容量計算的規定，若是為了避免業者群聚大量設置並躉購售電取得高費率的補助，而採取合併容量計算來限制，則建議可以劃定小風機設置專區之模式或小風機級距費率區分來替代合併容量計算的限制。
- (四) 業者面臨地方申設上的諸多問題，建議先有穩定的政策及技術成熟，才思考補助退場機制。產業發展非一蹴可及，需要時間醞釀。
- (五) 海關資料的參考樣本源應詳加檢視，1.5瓩以下的風機一般不參與躉購，因此不應採用其相關海關成本資料，以風機設備佔期初設置成本的佔比反推整體期初設置成本，將欠缺實際「施工安裝」成本的考量。
- (六) 建請108年度至少維持與107年度相同的費率級距條件(8.6685 元/度、費率級距30 瓩)，並建議改3至5年一個躉售電費率變動探討週期，減少廠商投入付之一炬的風險。

十七、美菲德股份有限公司 鍾勝紘 副總

- (一) 108年度草案預告中，相較於地熱、生質能及廢棄物參考案例較少費率而無大幅變動，小風機參考案例亦少但躉購價格卻大幅下降。
- (二) 108年度小風機認定成本，為中國設備進口貨，台灣本身並不可使用中國能源設備，為何採用中國的價格？
- (三) 本公司選用歐洲高品質的設備，成本和中國相比是一倍以上。
- (四) 僅設備進口價已將近20萬/kW，還無包含施工成本和其他費用；大幅度的砍FIT，只會造成產業公司面臨巨大的營運風險，及長年無法改善的失業率。
- (五) 小風機的申設程序繁鎖，業者沒有統一的申設流程，建議可設置統一辦理的窗口，節省時間、人力成本。

十八、利愛電氣股份有限公司 陳吳曜榮 董事長

- (一) 本公司於107年度級距提升至30kw時，已投入大量投資，但108年度預計限縮至20kw，相關的投入成本無法回收，建議維持30kw級距，以利於和國際接軌。
- (二) 建議108年度小風機費率維持107年度水準。
- (三) 獎勵業界投資應緩慢調降5%為8.227元。

十九、怡安風險管理顧問集團 饒芯怡 副總

- (一) 保險公司考慮風險時是審酌天災、運輸航程及海事工程能量，若依20年躉購期間估算，興建、運維期間的保險成本上將大幅提高，高於歐洲約16億元。
- (二) 台灣特有成本(包含天災、安裝船租金成本、運輸、人才短缺、證照申請、國產化、兩岸關係等)，應於訂定費率時加以考量。

二十、漢能綠電股份有限公司 陳文輝 董事

- (一) 建議提升生質能(無厭氧消化設備)之費率或整合有無厭氧消化設備類別，改為單一費率。
- (二) 台灣有足夠的休耕農地可以種植生質能氣化發電之料源。
- (三) 生質能氣化發電對環境較為友善，可促進循環經濟，具零碳、分散、基載、自產等優質電力特性。
- (四) 參考本公司的效益推估，生質能氣化發電對社會農業政策、能源及環境有很大的效益。

二十一、大地生質能股份有限公司 邱彪 顧問

- (一) 政府應審慎思考再生能源推動政策，尤其在生質能部分，錯誤的政策將對我國能源整體發展不利。
- (二) 建議多收集國外生質能案例數據。
- (三) 生質能係再生能源中唯一可為基載電力之能源別。
- (四) 目前國內生質能發電量仍然偏低。

二十二、鹽寮反核自救會 楊木火 總幹事

- (一) 近日我聽學術界人士說核一、核二中間的山腳斷層約八、九百年前錯動過，核三廠內之恆春斷層一千三百八十年前錯動過。核能運轉若發生事故，需付出相當大的代價，若台灣發生像日本的核災事故，清除輻射污染須要花多少成本，國家都未對此風險進行評估，此消息於本(107)年11月24日公投前，人民皆不知情。

- (二) 核四汽機廠房正下方有一S斷層，103年張家祝部長在立法院之書面說S斷層位於核四汽機廠房附近，至今台電公司一再隱藏有關核電廠不安全之資料。
- (三) 建議不要打擊離岸風電的發展（另付書面意見），我支持外商以扶持國內產業鏈建置。

二十三、 八方能源科技股份有限公司 張明富 執行長

- (一) 目前地熱躉購費率仍有部分成本被低估，建議應調整以符合實務發展。
- (二) 目前地熱發電鑽井成本是參考工研院、台電試驗電廠或中油nepii試驗井的數值，上述參數係不切實際。
- (三) 建議108年度地熱躉購費率訂為7.7877元/度，期初設置成本為41.76萬元/kw。
- (四) 建議在國際案例鑽井成本，可參考除土耳其、冰島因已全力推廣地熱鑽井費用稍低外，其他地熱發達國家之地熱設置案例鑽井成本。
- (五) 目前併聯成本估算過低，建議參考台電公司評估加強電力網與本公司自設升壓站及電源線之總經費約3.5億元。
- (六) 建議地熱發電之平均資金成本率提升為10%(100%自有資金)，若按上述建議數值試算，躉購費率應提升為13.0595元/度。
- (七) 日本與德國的地熱躉購費率約9~12元/度，故建議我國躉購費率之訂定應參考日本與德國。
- (八) 台灣地熱發電技術滯後，必須引進國外新技術，不能再閉門造車。
- (九) 躉購價未考慮或低估的成本計算因子應加入以符合現況。
- (十) 目前地熱發電躉購價的鑽井成本嚴重低估地熱電廠商轉的實際成本。
- (十一) 目前躉購價的併聯成本參數太低。
- (十二) 目前地熱能幾乎無金融機構承攬，幾乎須全數以自有資金籌措，平均資金成本率為10%，不是5.25%。若以(十)項的期初設置成本(41.76萬元/瓩)計算，地熱能躉購費率為 13.0595元/度。
- (十三) 建議地熱能躉購費率應介於7.7877 元/度 ~ 13.0595元/度之間，以符實際。

(十四) 前項躉購費率與日本相當 (<15MW: 40日圓/度; 換算成台幣約 12元/度)。

(十五) 德國地熱能躉購費率為0.252EUR; 換算成台幣 9.072元/度。

二十四、 南驛大地 黃澤熹 負責人

轉讓予八方能源科技股份有限公司

二十五、 蘭陽地熱 林子淵 技術總監

轉讓予八方能源科技股份有限公司

二十六、 北陸能源 張耕維 公共政策總監

(一) 躉購費率與競標價格之差異主要有以下3點，首先競標價格沒有國產化義務，其次已有2025年前的產業基礎，最後可以資源共享。

(二) 躉購費率主要不是給開發商，是給台灣在地供應鏈，考量目前台灣離岸風電產業近乎為零，直接適用競標價格並不可能。

(三) 若108年躉購費率下降，將使108年度競標價格相對增加。

(四) 躉購是產業鏈在地化的保障，同時為競價成功的基石，有穩定的躉購費率才有穩定的離岸風電發展。

二十七、 大彰化西南離岸風電籌備處 詹愷苓 資深商務經理

(一) 年售電量控管機制意味同一風場發電愈多，平均每度電收入下降愈多，影響離岸風電的投資條件，不利台灣綠能永續經營及產業發展。

(二) 年售電量控管機制違反再生能源條例鼓勵設置再生能源的基本精神。

(三) 參與遴選機制後，基於信賴政府政策穩定，開發商已投入相關在地化的成本。

(四) 離岸風電目前參考的國際案例基礎設施均較我國完善，應考量此差異之成本，另交貨延遲將產生連鎖效應，應增加工期延長成本。

二十八、 大彰化西北離岸風電籌備處 柏森文 董事長

轉讓予大彰化西南離岸風電籌備處。

二十九、 結元能源開發股份有限公司 吳泰慶 機電工程師

(一) 每個地熱開發子的鑽井成本建議應公開。

(二) 台電探勘的實際案例應納入考量。

(三) 應考量實質進入開發建廠時的土建成本。

- (四) 因水土保持面積範圍所增加的興建成本建議應予以考量。
- (五) 針對地熱鑽井的成本計算方式應建立規範以供依循。

三十、玉山能源 MONICA LIU General Manager Engineering

- (一) 期初設置成本未列入台灣特殊成本(颱風、地震、工作天數、移動沙波、安裝船隻、保險費用)，整體成本增加超過14.7%。
- (二) 期初設置成本未來成本降幅反應效益應移除，2021的建案沒有時間導入學習機制，2023~2024的建案，在地化要求年年增加，同樣無法透過學習降低成本。
- (三) 3600小時上限應取消，滿發時數的限制將降低離岸風場的效益，降低開發商針對風機技術更新、優化及維運效益的投資，同樣限制台灣風資源的應用。
- (四) 恢復階梯式費率機制，因階梯式費率機對專案融資極為重要，取消階梯式費率對還款期限及平均攤還年限均大幅延長。

三十一、 台西村綠能促進會 許震唐 總幹事

- (一) 躉購費率應具備社會責任，社區型的電廠不是只有太陽光電，不應該浪費風資源。
- (二) 小風機級距的調整，反而抑制小風機產業的發展。
- (三) 希望躉購費率不應一味精進的計算成本，應適度考量外部效應。

三十二、 CIP哥本哈根風能開發股份有限公司 許乃文 台灣區計畫總監

- (一) 2019年躉購費率計算應納入台灣特有條件(套管式基礎)，及加回成本降幅。
- (二) 台灣水下基礎與安裝成本，每MW比歐洲高1370萬元。
- (三) 套管式水下基的安裝比單樁式水下基耗時2倍。
- (四) 台灣施工天期僅為德國veja mate風場的一半，甚至更短。
- (五) 本土離岸風電供應鏈初期投資成本預計超過320億元，僅由3.1GW支撐(1030萬元/MW)，對本土化責任最高的開發商造成很大的影響。

三十三、 彰芳風力發電股份有限公司籌備處 徐正穎 財務長

- (一) 取消階梯式費率並增設3600滿發小時費率上限，已違反信賴保護原則，有違約、違法、違憲之嫌。

- (二) 應考量國內綠色金融尚在建置階段，建議應恢復階梯式費率機制。
- (三) 建議提高國外參考案例中套管式風場的比例，使計算基準更符合國內實際開發狀況。
- (四) 期初設置成本：建議貴局將工業局針對不同併網年度之本土化要求所增加之期初成本納入。
- (五) 期初設置成本：建議將前期規劃調查成本提高。
- (六) 期初設置成本：於未來成本降幅反應部分，建議取消以113年為基準、7年共計8.57%的成本總降幅。
- (七) 取消離岸風電階梯式躉購費率機制將阻礙國內綠色金融發展，且違反信賴保護原則，建議維持階梯式費率。
- (八) 增訂每年3600小時躉售電量上限亦有違法之虞，建議取消。
- (九) 平均資金成本：躉購電價公式中之”無風險利率”採用十年期政府公債殖利率近三年平均值，未考慮利率波動風險而低估開發商實際資金成本。
- (十) 保險費用：建議提高期初設置成本及運維成本內之保險費用比例。

三十四、 三井物產 黃昭凱 副理

轉讓予玉山能源。

三十五、 常在國際法律事務所 林嘉慧 律師

- (一) 我國政府對綠色金融並未提供保證，離岸風電開發商對台灣的投資必須相對帶入國外出口信貸機構之保證，提高國內銀行參貸的意願，國外出口信貸機構是否提供保證的考量因素之一，是我國能源法令之可預測性及是否依法行政。
- (二) 離岸風電年售電量控管機制之適法性有待考量，沒有法源依據。
- (三) 再生能源發展條例第九條第一項授權組成審定會審定費率，並沒有針對年售電量控管機制授權審定會，同條第二項亦無授權審定會可以考量躉購支出這個因素來審定費率。
- (四) 只有在再生能源發展條例第九條第六項的狀況下才可用迴避成本收購，目前的狀況不符合，由於不在母法授權範圍，建議108年度躉購費率及其計算公式不應納入年售電量

控管機制（即每年3,600滿發小時做為上限超過者以迴避成本躉購）此機制。

三十六、 台灣智慧綠能產業聯盟 郭程元 副理事長

- (一) 水力發電期初設置成本應加計水利建造物使用費：水利建造物使用費按當期公告土地現值百分之四至百分之六乘二十以一次或分年計收，因水利會要求20年一次收取，因此應納入期初設置成本。
- (二) 微水力或小水力發電主要設置於圳溝等水利設施，因此依農田水利會費用徵收辦法規定應繳交水利建造物使用費與水利會，此為系統設置時應繳交之法定費用，目前並未被納入期初設置成本中，因此建議納入。
- (三) 水力發電年運轉維護費應加計水源保育與回饋費：水源保育與回饋費應依發電收入比例計收，並納入躉購費率的年運轉維護費中計之。依自來水法訂定之水源保育與回饋費辦法規定，水質水量保護區內取用地面水或地下水之水權人或臨時使用權人皆須繳交，其水力用水為每立方公尺0.0009元。
- (四) 微水力及小水力因單一機組功率小，單一水路需設置多台機組才能達到系統規劃總功率，若依目前水利署要求每台機組皆需重複計收，其費用將成數十倍成長，導致水力發電不具財務可行性。微水力或小水力發電因單一機組發電功率小，需水量大但發電量相對小，該筆費用占運轉成本比例極高；且各地水力流速流量差異極大，發電收益變異大，建議應依發電收益比例計收，方能使水力發電之財務具可行性。
- (五) 水力發電年運轉維護費應加計民眾參與費用：建議運轉維護費中增加地方帶動民眾參與費用，並依發電收益的3%計之。發展偏鄉地區平衡城鄉差距的核心在經濟，而水力發電多位於偏鄉地區，可提供20年穩定收益，是帶動地方創生創造在地就業的極佳工具，且小水力及微水力發電功率小，適合社區使用，可與社區發展結合，而社區民眾若能參與至水力發電，更可減少地方抗爭，提升發電系統維護品質，因此建議在運轉維護費中納入該筆費用。

三十七、 台灣再生能源推動聯盟 高茹萍 理事長

採書面意見陳述。

三十八、 台灣地熱資源發展協會 李昭興 理事長

- (一) 台灣地熱發展尚未成熟，阻礙地熱發展之關鍵因素為躉購費率太低，應提高至7~13元/度，才能與國際上發展地熱的業者並駕齊驅。
- (二) 法令上的限制及環境不容許，致地熱開發一直拖延。
- (三) 地熱為基載能源，在台灣有很大的開發潛能，只是沒有好好利用，建議針對躉購價格多加考量。
- (四) 清水地熱發電並未完全成功，造成人材和技術中斷。
- (五) 若現在改變FIT價格是不是在欺騙相關投資人，對台灣的綠能發展失去意義。
- (六) 建議聽證會的期程應提前辦理。
- (七) 地熱發電是基載電源，而且無碳、無污染和潛力龐大的綠色再生能源。我國目前欠缺的就是：提昇躉購費率，吸引外資和引進新技術，以便充實我國在太平洋火圈位置的絕佳環境，進而提高我國再生能源的比率。

陸、 業者書面意見：

一、 台灣綠色電力(股)公司 吳曉玲 經理

陸域風機小型風機躉購電價由@8.6685元調降至@6.7965元，高達21.59%，且容量級距從30kW下降到20kW以下，造成產業推行窒礙。

二、 台灣再生能源推動聯盟 高茹萍 理事長

(一) 目前台灣的能源轉型的成功與否，需要一個值得信賴的綠能政策。公投後有700萬以上的人希望每年減少1%的火力發電，要回應人民的需要加速離岸風力的進程，才可能達標。政府有不容易透過招商對海外一流的離岸風力廠商，是再生能源20% 2025仍在申設的前期，而無視於需要承擔原本在德國、丹麥由政府負責的基礎設施開發、社會溝通的成本。躉購費率不宜在再生能源電力占比達20%前輕易降低，降低不但會導致台灣政府的綠能政策受到國際綠能界的高度疑慮，也將迫使台灣透過綠能達到綠能產業升級。

(二) 躉售電價應加強多元的再生能源發展，目前生質能、廢棄物、小水力、及地熱發展環境仍非常不足，應有更友善、穩定的電價政策予以支持。

三、 鹽寮反核自救會 楊木火 總幹事

- (一) 依照「再生能源發展條例」第9條內容，為鼓勵與推光綠色能源，前述法條也規定躉購費率以20年為期限，馬英九總統任內通過之「再生能源發展條例」只規定躉購費率，並無規定要競價，經濟部今年可以只按照躉購。
- (二) 一開始規劃時傳聞經濟部次長要求以競價方式進行規劃，了解傳統公務行政之經濟部主辦官員建議次長不要採競價方式招商，但經濟部長官還是堅持採競價方式招商，最後競價讓離岸風電價格降低。近日一直被反對黨及擁核人士質疑何不一開始就採行競價；此為公務員多做多錯非常經典的案例，這種情形會讓公務員產生多做多錯、少做少錯之想法，如果這種想法存在多數公務員心中，那絕非百姓之福。
- (三) 過去國民黨執政時期離岸風電多年都沒有廠商來投標，104年度國民黨執政之經濟部為鼓勵廠商投資，開始採階梯式躉購費率，或固定20年躉購費率，最後還是沒有任何廠商來投標。所以107年度才稍微提高到每度5.8498元，加上外國廠商信任民進黨政府有推動綠能的決心，才有人來投標。
- (四) 臺灣並沒有離岸風電相關產業，要發展離岸風電從規劃、風機、基礎工程、海纜工程、風機組裝、施工管理、營運維修等都要從頭來，才能建立起本土化產業鏈。
- (五) 競標得標之二家廠商，在第一階段躉購費率都有取得開發案，需承擔國產化義務，在臺灣建立期產業鏈後，讓他們成本降低才能以每度2.5元再得標。

四、一帆能源股份有限公司李恩豪 專案經理

- (一) 建議108 年度陸域風電類別級距恢復為107 年度風力發電躉購容量級距，修正為陸域型區分為 1 瓩以上不及 30 瓩與 30 瓩以上。
- (二) 建議採用合理的期初設置成本或至少維持107 年148,600(元/瓩)做為計算基礎。
- (三) 建議採用合理的期初設置成本或至少維持107 年148,600(元/瓩)做為計算年運轉維護費基礎。
- (四) 建議108年躉購費率至少比照107年躉購費率8.6685 (元/度) 及容量級距 $\geq 1 \sim < 30$ KW，俾利小型風電發展。
- (五) 建議躉購費率制定應考慮長期穩定發展策略，讓大家能有信心參與發展再生能源。

(六) 小型風機屬點狀設置，佔地面積小，可與現有的農業與漁業生產共存，不影響土地利用，更可促進農業與漁業收入，提升競爭力，建議小型風力發電設施可歸屬於農漁共生附屬設備，有助於小型風力與農漁業發展。

(七) 中央與地方政府對法規解讀不同調，(例如回饋金之收取、土地使用許可解讀)，使投資商面臨與地方政府辦理申請作業面臨困境，建請能源局儘速召集中央與地方相關單位，就小型風力及其他再生能源業訂定標準的開發程續(SOP)，卑供開發業者遵循，亦可加速申請開發核准時程。

五、 法商法國興業銀行 涂秀招 營運總監

從銀行端的角度來看，離岸風電階梯式費率機制是加速還款，降低融資風險的重要貸款強化機制，建議恢復。

六、 國立臺灣海洋大學 李昭興 資深教授

我國目前僅有二支海上風車，其技術與未來操作，完全還要仰賴國外技術及投資。如果驟然下修躉購費率，會有讓國外及國內投資者，感覺被「欺騙」，而且喪失投資海上風力發電的意願與動機，進而遲緩我國綠色能源既定之目標。

七、 中國信託商業銀行 張正瑜 經理

(一) 原前高後低之電價費率，因專案前期能提供充足現金流量使得融資機構能透過融資前期較高的還款比率設計(較快的還本速度)以縮短償債期間，提高銀行授信誘因；而反觀躉購電價大幅降低且整體無前後期差異時，將使專案融資的還本速度變慢，償債期間拉長，將影響銀行參與融資意願。

(二) 在電價總收入降低而專案成本不變的前提下，逐年可償債現金流量將降低，使得償債比率(DSCR)亦降低，加上躉購電量有3600度上限，將使專案的超額現金減少，能夠彌補專案突發風險之緩衝資金與空間更少，預期將增加銀行內部風險評估挑戰。

(三) 考慮開發商實際之財務規劃，將對融資額度之利率波動作避險，加計利率避險成本後之無風險資金成本應該較公債殖利率高。

八、 星展(台灣)商業銀行 葉美華 資深副總裁

就專業融資銀行的角度而言，計劃的現金流量是主要的還款來源，整體本金攤還機制係依照現金流量狀況設計，離岸風電的階梯式費率前高後低的機制可讓專業融資有加速還款

的效果，以降低融資風險，是本行參與台灣離岸風電專案融資就授信架構上的重要考量之一，鑑於離岸風電產業在台灣仍是非常新的事業，故建議階梯式費率機制的選項應維持。

九、 風電葉片產業聯盟 徐傑輝 秘書長

台灣離岸風電葉片本土產業已於市場有其佔比，故躉購費率亦須因應本土產業之佔比，反映加成於其上。如此相應之調整請於制定及計算躉購費率時納入考量，方以落實推動台灣本土產業鏈。

十、 法商東方滙理銀行 胡曉銘 執行董事

從銀行專案融資的角度，建議保留此二段式階梯式費率機制，此機制有效加速還款，並降低融資風險，有利於銀行承做離岸風電。

柒、 主持人說明：

- 一、 108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-