

「115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

- 一、會議時間：114年12月16日(星期二)下午1時30分
- 二、會議地點：張榮發國際會議中心(810B 多功能區會議室)
- 三、會議主席：經濟部能源署陳副署長崇憲
- 四、會議紀錄：經濟部能源署
- 五、發言紀要：

(一)結元能源開發公司 洪向民 總經理

1. 建請於「115 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)」中，調整地熱發電容量級距設計、初期大容量案場費率、納入升壓站配套機制，並設立既有案場過渡適用新費率之規定，以加速我國地熱發電政策目標之達成。
2. 地熱發電具備高容量因子、穩定供電及低碳排放之特性，為我國能源轉型及淨零政策中不可或缺之基載型再生能源。惟其開發具有高前期資本投入、高技術門檻及長開發期等特性，躉購費率制度之設計，對於開發商投資意願、金融機構融資評估及整體政策推動成效，具關鍵影響。
3. 依目前「115 年度再生能源電能躉購費率草案」，地熱發電容量於 5,000 瓩以上即適用較低之躉購費率，然就實務而言，5,000 瓩至 10,000 瓩仍屬中小型規模，尚未形成規模經濟，過早調降費率，恐不利於一次性、大容量案場之推動，進而影響整體地熱發展速度。
4. 隨著地熱發電容量提升，自設升壓站及高壓併網已成為不可避免之必要設施，然現行制度中，地熱發電尚未如太陽光電般，針對升壓站設置提供明確之補助或額外費率配套，致使大容量案場之初期財務負擔偏高，影響融資可行性。

5. 此外，部分 5,000 瓩以下地熱開發案，已於 107 年至 114 年間取得籌設許可並完成與台電公司之購售電契約簽署，惟躉購費率多年未隨市場成本調整，在近年工程物價、人力及鑽井成本累計上升約 20%至 30%之情形下，已嚴重影響其進入建廠階段之可行性，若未妥善處理，恐導致已投入大量前期成本之案件停滯或退場。
6. 關於地熱發電容量級距，建議將現行 5,000 瓩之分界提高至至少 15,000 瓩，或增設 5,000 瓩至 15,000 瓩之過渡級距，以避免費率斷崖式下滑，並鼓勵中大型地熱案場加速投入開發。
7. 於我國地熱發電尚處發展初期階段，建議對達一定容量規模之大容量案場，維持現行費率或提供短期費率加成，待累積一定國內裝置容量後，再依市場成熟度與成本結構，逐步調整費率，以建立可預期之政策路徑，強化投資及融資信心。
8. 建議比照太陽光電相關規定，於地熱發電躉購費率制度中，納入升壓站設置之補助或額外費率機制，並得依併聯容量或使用比例合理分攤，以降低單一案場之初期資本支出負擔，提升專業財務可行性。
9. 針對已取得籌設許可、已與台電公司完成購售電契約簽署，惟尚未進入電廠實際興建階段之 5,000 瓩以下地熱發電案場，建議設立過渡條款，允許其申請適用 115 年度新公告之躉購費率，並可搭配一定期限內開工、一次性適用等條件，以兼顧制度公平性與政策實質效益。
10. 綜上所述，透過容量級距調整、初期費率穩定、升壓站配套措施及既有案場過渡機制之完善設計，將有助於提升我國地熱發電實際完工與併網之總量，並為未來更大容量地熱開發奠定穩固基礎，敬請貴署審慎參酌。

(二)東達電力 屬國欽 董事長

1. 針對地熱基本費率之建議：115 年再生能源躉購費率草案中，

將過去 2,000 瓩級距提高至 5,000 瓩，這顯示了政府鼓勵熱發展的用心，但根據國家能源轉型政策，2030 年地熱裝置量目標為 1.2GW，若僅鼓勵 5,000 瓩以下電廠對於達成政策目標是非常困難的。EGS/AGS 雖然也列入草案鼓勵範圍，但這兩項技術都太新，尚未成熟，對於成本及時程都不易掌握，在此建議對於傳統地熱，參考日本做法，將 5,000 瓩級距改為 15,000 瓩。

2. 針對地熱發電併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率之建議：

- (1) 地熱發電大型化是必然的趨勢，同時地熱電廠都位於荒郊野外，甚至在山區，施工成本也高。
- (2) 請比照太陽光電發電設備併聯輸配電特高壓供電線路額外費率，訂定地熱發電併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率，其計算方式可以地熱 CF 值(容量因數)與太陽光電 CF 值比較折算，採用地熱容量因數與光電容量因數作對照，及加計山區施工等因素，作為費率訂定基礎。

(三)進金生能源服務股份有限公司 廖聲榮 副總

1. 建設的不確定性與高昂成本

- (1) 台灣地質特殊，熱源伴隨著酸性地質，因為國內土地選擇不多，所以必須投入額外的時間與成本去克服這些挑戰。
- (2) 台灣本土地熱供應鏈尚未成熟，導致建置成本居高不下，台電與中油的過去經驗已經證明這一點。由於地熱不確定，設備取得不易，導致時程掌控不易，一旦專案時程延宕，會造成巨大的機會損失與額外的財務支出。

2. 穩定費率是加速地熱容量跨越門檻的唯一解，政府要鼓勵業者投入，建議不能在產業尚未展現規模效益之前，就取消最關鍵的財務支撐，建議地熱小型案場定義由 5,000 瓩提高至 15,000 瓩，維持去年費率，並且考慮升壓站與外線補助費率，與太陽光電一樣的規定。

3. 建議維持階梯式費率以應對產業現況。地熱產業目前仍處發展初期，近一年並無顯著併網新增。更嚴峻的是，我們面臨原物料通膨導致鑽探成本不降反升的現況，若取消階梯式費率，將嚴重衝擊工程和技术服務的穩定投入。
4. 建議比照光電提供自建升壓站費率補貼，為達成 1.2GW 目標，大型案場勢必面臨自建升壓站需求，由於地熱電廠多位於偏遠山區，建置成本較高，因此，除了建立額外費率機制外，也應適度提高補貼費率以反映實際成本。
5. 支持將級距分界上調至 15,000 瓩。這不僅與國際接軌(鄰近的日本)，更重要的是，依據國外多年開發實績驗證，15,000 瓩 在技術條件、成本回收結構與風險控管等關鍵面向，已被證明為最具經濟效益與合理性的中小型案場規模界線。提高級距才能獎勵業者積極投入具備規模經濟的中型案場建設。

(四)達和環保服務股份有限公司 廖昭明 協理

1. 對於一般事業廢棄物發電為都市廢棄物，是難能可貴的經濟循環。目前台灣有 26 處廢棄物發電廠，目前運轉中如可達到再生能源發電規定，建議都可適用躉購費率，不僅可以處理國內廢棄物問題，可以增加再生能源銷售。躉購費率 3.9482 元/度調降至 3.7263 元/度，廢棄物發電設施的建造費用，如爐床鍋爐蒸汽機等大多從國外進口，包含電器、變壓器、PLACS 等建材費用越來越高。營運方面，人力、化學藥品，空氣污染防治方面，做到比法規更嚴格，這些都是需要投資的，但簡報所提空氣污染防治制是被剔除的，尤其是飛灰的處理。費率調降令人不可思議，建議躉購費率應該調升，以反映設備及既有成本上升情況。
2. 經調查，110 年「臺南市城西垃圾焚化廠更新爐新建營運移轉案」之興建單位造價約為每公噸 800 萬元；113 年嘉義市「綠能永續循環中心興建營運移轉案」之興建單位造價則約為每公噸 1,220 萬元，顯示興建成本已有明顯上升趨勢。在營運方面，

受設備保養、更新、歲修、人事成本及通膨等因素影響，整體營運成本亦呈現增加狀況。換言之，無論是興建或營運成本，皆有上升趨勢。然而，「一般及一般事業廢棄物」之躉購費率卻由 3.9482 元/度調降為 3.7263 元/度。此一調降是否符合當前之環境與成本條件，建請貴部再行檢視參酌。

(五)榕曜綠能有限公司 高立 專案副理

1. 台灣作為亞太地區的離岸風電領導者，其發展主要仰賴採用固定式的方案。然而，這些適合淺水區的場址，預計將在 2030 年後用盡，針對未來更具潛力的深水區，台灣擁有絕佳的風能資源，但固定式技術無法適用，我們必須轉向浮動式離岸風電技術。
2. 原本計畫中的浮動式示範專案，至今尚未明確說明相關規則或關鍵的躉購費率，也缺乏明確的時間表。這種不確定性，導致許多具備經驗的浮動式開發商，正轉向規則更明確的日韓市場。這情況，恐將使台灣在下一波全球離岸風電競賽中處於非常被動的地位。
3. 儘管浮動式風電技術仍處於發展階段，但考量到深水區蘊含的龐大風能潛力及其帶來的能源安全價值，我們呼籲政府採取積極行動：
 - (1) 制定專屬於浮動式風場的躉購費率。FIT 不僅是開發商評估商業可行性的關鍵，更是影響全球能源技術研發的重要因子。
 - (2) 儘速明確示範案的推動時程與機制。示範專案雖然並非商業行為，但它對確保這項新技術能得到本土產業、基礎設施和人才的有效支持至關重要。
4. 透過建立合理的躉購費率機制，我們才能加速產業發展，強化能源安全，提供再生能源供應的穩定性，並為台灣在全球浮動式風電市場中錨定穩固的基礎。

(六)福廷綠能源公司 林威宇 協理

1. 浮式風電不管是專業媒體或台灣未來下一步綠能供應是關鍵時期，希望明年度可以修改成本調查表格，讓開發者可以適切提供成本參數，讓參數蒐集成果更清晰，更容易比較、收斂。
2. 有關縮減成本差異，建議政府可以先很快地研究什麼技術適合台灣的場址條件，以及其已經驗證的成果和成本，可有助於成本資訊的收斂。新技術百家爭鳴，成本差異很大，是優點，但不該是國家裹足不前的原因，建議政府可以先釐清適合台灣的發展技術，有助於成本收斂。

(七)社團法人台灣石虎保育協會 陳祺忠 棲地保育專員

1. 屋頂型光電躉購費率超過 20 瓦占的坪數大概 30-40 坪，價格大幅下降，呼籲大型家戶屋頂型光電也必須給予一定面積的獎勵，以利推動家戶屋頂型光電（將工業屋頂型光電區分出來）。
2. 應建立懲罰性躉購費率，針對盜用國有地、漁電共生不養魚、造成野生動物棲地破壞的地面型光電給予懲罰性費率。
3. 綠電儲能廠儲能都是合約制，一個案場一簽，收購電價大概 10 元上下，建議應該要用躉購電價去管控，才能夠確認儲能電廠是否符合我們要推動的方向，因為我比較支持台灣推動家戶型儲能設施而非大型儲能廠。
4. 以上比較是疑問，請解答。國家能源主管機關從上到下經常講台灣已有數十家企業加入 RE100，既然企業有綠電使用需求，為何不解除合約鬆綁早期的案場，讓業者產生綠電憑證直接讓企業購買符合 RE100 的綠電，促進綠電市場交易外，也降低台電虧損、增加綠電廠商收益。

(八)崑鼎綠能環保股份有限公司 楊育睿 經理

針對一般廢棄物躉購費率的意見跟達和環保廖協理意見一致，

不論是設置成本或操作維護費用，成本皆往上但 115 年躉購費率反而往下，故應是因為運維費用下降緣故，目前躉購費率是參考促參案，但後面又加入 SRF 的料源價格，SRF 料源並無過往促參案可以參考，SRF 料源是否可以納入年運轉維護費用的假設條件，建議加以說明。年運轉維護費用下調，但其包含的化藥跟人力費用都在往上調，建議可以說明 SRF 的案件與促參案如何一起參考，讓業者知道躉購費率的訂定方式，使其訂定更加完善。

(九)宇豐光電(ORMAT 駐台代表) 厲家豪 經理

1. ORMAT 作為全球唯一垂直整合的地熱公司，我們同時具備設備製造商與電廠投資者的雙重身分。過去數十年我們在全球累積了超過 3.4GW 的地熱建置經驗。我們看好台灣的地熱潛力，也願意提供自身的技術與經驗，協助政府達成 2050 淨零碳排目標。
2. 今天我們必須以國際廠商的視角，針對草案中，將 5,000 瓩以上費率，由 5.1956 元/度調降 5.2% 至 4.9242 元/度，提出兩點建議：

(1) 建議一：5,000 瓩以上費率暫不做調降

首先，我們肯定能源署調升 5,000 瓩以下費率的美意，但對於 5,000 瓩以上的調降，我們認為「時間點過早」。通常費率調降是發生在「市場規模已建立、供應鏈在地化完成、開發風險顯著降低」的成熟階段。但台灣目前已商轉電廠共計才約 7.5MW，大型案場才剛起步，在地鑽井服務、探勘數據庫都還未完善。再者，以台灣現階段的环境，開發 10,000 瓩以上的案場，面臨的是更困難的土地整合、更深層的鑽井風險，以及依然仰賴進口的技術服務。並沒有出現如光電或風電因規模化而帶來的成本下降紅利。此時調降費率，缺乏成本結構的支撐。因此我們建議將 5,000 瓩以上的費率維持在 114 年度 2,000 瓩以上級距的 5.1956 元/度。請給予台灣大型地熱案場至少 2-3 年的穩定期，待實際併網案例增加、成本結構透明後，再進行費率調降檢討。

(2) 建議二：設置費率緩衝機制/過渡期

地熱從探勘、鑽井到設廠，動輒需要 3 到 5 年的開發期。一個正在進行規劃、甚至已經投入初期探勘資金的案場，其財務模型一定是基於現行費率計算的，如果過程當中費率突然下修，對於高資本支出的地熱案來說，會直接導致 IRR（內部報酬率）跌破可投資門檻。這不是少賺的問題，而是案子會因為無法通過銀行融資而直接告吹。身為全球地熱設備與開發的領導者，我們必須指出，這種「年底公告、明年初實施」的費率變動，將對長週期開發案產生致命影響。因此我們建議在調整費率的同時也設立緩衝機制或過渡期，新費率公告後，正式實施前給予廠商 1 至 2 年的緩衝期，在此期間允許適用調整前的費率。這才符合法律信賴保護原則，開發商也不會因為政策的突然轉彎而血本無歸。

3. 最後，地熱是台灣極少數能提供 24 小時基載電力的再生能源，對於台灣具有國家能源安全的戰略意義，現在地熱的發展正處於關鍵的十字路口，我們需要的是政策的「可預測性」來對抗地質的「不確定性」，而穩定的政策也是像 Ormat 這樣的國際投資者評估投資時的重要依據。因此，懇請各位委員支持維持原費率以及設立緩衝機制，讓那些即將開花結果的大型地熱案，能順利落地。

(十)監督施政聯盟 許欣欣 執行長

1. 燒垃圾廢棄物和 SRF 發電不是再生能源，不是綠能，不該適用躉購費率。
2. 去年預告的再生能源發展條例修正草案強調砍廢棄物發電，不再適用綠電躉購、禁混入生質能，正面回應了民間長期以來的訴求。但對於「再生能源」的定義，仍包含廢棄物發電，這是 NGO 希望一起修正的。
3. 然而今年中立法院通過的修法版本只修了第 13 條，生質能的定義仍然荒謬的包含廢棄物，而適用躉購費率的「再生能源發電設備」條目也沒排除廢棄物發電！導致今天提出的躉購費率

草案中，仍然有廢棄物發電，表示各縣市焚化爐和燒 SRF 可適用躉購費率？讓焚化爐可以燒垃圾發電賺錢！獲利是建築在汙染環境和民眾健康上！

4. 而燒垃圾產生污染的發電方式的費率竟然比 30 瓩陸域風機還高！這是哪門子的鼓勵再生能源？想問 RE100 的廠商會想買廢棄物發電的假綠電嗎？
5. 轉廢為能是資源循環，不是再生能源，不該用再生能源發展條例，也不該適用躉購費率，應找環境部另訂獎勵辦法。
6. 近年光電、風機等綠能發展選址不當，造成環境、生態、水保、居民影響，應調降費率，降低誘因，避免利益取向的不當發展。這是經濟部 and 能源署搞爛再生能源！

(十一)三金礦業股份有限公司 李學龍 董事長

1. 過去幾年公司參訪了日本、歐洲、美國的地熱案場，綜觀日本與世界先進地熱發電國家的發展軌跡，普遍的共性是，單一案場發電規模少則 20,000~30,000 瓩，大者則達到百 MW 級，個位數 MW 規模，越來越少。政府責無旁貸應鼓勵大型地熱電廠之開發與投資，增加政策紅利。建議：傳統型地熱 FIT 分級將原 5,000 瓩提升至 15,000 瓩或以上，以鼓勵業者加速投入大型化地熱電廠投資與開發，讓台灣地熱產業始可快速發展，同時達到政府宣示 GW 的目標。
2. 現有躉購費率(包括:階梯式費率機制等)計算方式，不宜隨便調整，一則地熱商轉案例樣本數太少，若依照少數樣本的成本/容量因子推估大型地熱發電的成本結構，進而更改費率，參數的參考性、代表性遠遠不足；二則通常業者皆依照現行費率進行投資評估、財模計算，貿然更改將對財模產生負面影響(特別是：大型地熱開發)，造成已在進行中的專案走不下去。
3. 山區土地所有權非常零碎且取得不易，大型化地熱電廠將所發電力輸送到台電並接點，勢必須自設升壓站/開關廠，山區施工

不易、外線距離遠、施工道路之許可取得難度高(土地同意補償)。建議比照太陽能光電潛力，給予設立升壓站合理補貼。

(十二)彰化縣環境保護聯盟 林政翰 研究員

業界說焚化爐是 SRF 轉廢為能，對費率調低有一些意見，但廢棄物的費率本來就不應該存在。焚燒垃圾有處理費，為什麼還可以適用再生能源躉購費率。再生能源的 R 是 RENEWABLE，SRF 的 R 是 RECOVERED，中文一樣是再生，意義卻完全不同。之前要修正再生能源發展條例排除廢棄物發電，但因為立法院政黨因素，而使廢棄物還可以適用再生能源躉購費率。焚燒垃圾除了讓煙道檢測到高濃度的塑化劑，廢棄物當中氯含量高，燃燒不只產生戴奧辛也會產生苯環，這都會造成嚴重的空氣汙染，建議不應該為了減少垃圾，而讓廢棄物可適用再生能源躉購費率，呼籲經濟部修法將燃燒廢棄物從再生能源中排除。

(十三)永豐銀行 陳學毅 業務經理

階梯式費率有助於銀行評估業者是否取得融資，建議地熱費率維持前高後低之兩段式費率，有助於銀行債權回收跟降低風險。

六、業者書面意見：

(一)高雄市政府環境保護局 江政穎 技正

1. 本局推動之「高雄市 AI 智能高效焚化爐 BOT 案」已於 114 年 9 月完成簽約，該案投資內容包含興建廢棄物發電設備，並依據「中華民國一百十四年度再生能源電能躉購費率」中廢棄物發電設備躉購費率(3.9482 元/度)進行整體財務規劃及評估。
2. 雖前揭案件目前尚未向貴部提出再生能源發電設備設置申請，惟倘依本次草案內容調降廢棄物發電設備躉購費率至 3.7263 元/度，將導致廠商實際售電收入低於原簽約階段之財務假設。依契約風險分配及履約精神，相關售電收入減少所生之損失係轉由本局負擔(補償)，進而對本市財政及公共建設推動造成額外負擔，並影響案件整體財務可行性。

3. 基於法安定性原則及政府促進民間參與公共建設政策之一致性，建請貴部明定本次躉購費率計算公式之修正，不適用於已依「促進民間參與公共建設法」完成簽約之案件；或採專案認定方式，維持該等案件廢棄物發電設備之躉購費率為 3.9482 元/度，以減輕地方政府額外財政負擔，維護政策公信力。

(二)台灣地熱產業協會

1. 建請比照太陽光電研擬自建升壓站費率補貼：地熱發電若要逐步邁向規模化發展，大型地熱案場勢必面臨自建或共用升壓站需求。建議比照光電補貼機制，建立地熱發電併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率，並考量地熱電廠多位於偏遠山區，建置升壓站成本較高，須適度提高補貼費率以反映實際成本。
2. 建議階梯式前高後低費率延後到 2028 年再取消：目前已有幾個開發商陸續進行探勘或完整探勘，準備進入建廠階段，但這些廠商在前期規畫階段主要都是以前高後低費率方案進行財務試算及規劃，若立即取消前高後低費率，對這些已經投入探勘準備建廠的廠商將造成財務規劃管理的衝擊。建議給前高後低費率方案到 2028 年落日緩衝的時間。

七、主席說明：

- (一)關於業界陳述之意見，後續待審定會討論作出結論後，「115 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、計算說明及會議記錄將公開上網於本署「再生能源發展條例」專區。

-以下空白-