116年度再生能源電能躉購費率審定會「地熱、生質能及小水力分組」第3次會議紀錄

壹、會議時間：115年10月21日（星期三）上午10時30分

貳、會議地點：經濟部能源署13樓第2會議室

參、會議主席：許委員暨分組召集人泰文　　紀錄：黃管理師靖涵

肆、出（列）席單位及人員：（詳如會議簽名冊）

伍、主席致詞：（略）

陸、報告事項：洽悉。

柒、 討論事項及會議結論：（委員發言紀要請參考附件）

一、討論案一：第2次分組會議「期初設置成本」使用參數確認

116年度地熱、生質能及小水力分組期初設置成本使用參數，原則同意如下：

再生能源類別	分類	裝置容量級距	期初設置成本（元/瓩）
生質能	沼氣（有厭氧消化設備）	1瓩以上	200,900
	固態生質燃料及國內農業剩餘資源	1瓩以上	132,700
	其他	1瓩以上	65,500
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	116,600
小水力	無區分	1瓩以上不及100瓩	211,400
		100瓩以上不及500瓩	194,700
		500瓩以上不及20,000瓩	164,400
地熱能	傳統型	1瓩以上不及5,000瓩	317,600
		5,000瓩以上	240,900
	次世代	1瓩以上	600,000

二、討論案二：「年運轉維護費用」及「年售電量」使用參數建議

116年度地熱、生質能及小水力分組躉購費率「年運轉維護費」及「年售電量」計算使用參數，原則同意如下：

再生能源類別	分類	裝置容量級距	年運轉維護費（元/瓩）	運維比例（%）	年售電量（度/瓩

					）
生質能	沼氣 （有厭氧消化設備）	1瓩以上	24,241	12.07	5,800
	固態生質燃料及 國內農業剩餘資源	1瓩以上	24,642	18.57	6,850
	其他	1瓩以上	10,317	15.75	5,600
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	17,516	15.02	7,200
小水力	無區分	1瓩以上不及100瓩	2,488	1.18	4,000
		100瓩以上不及500瓩	2,488	1.28	4,000
		500瓩以上不及20,000瓩	2,387	1.45	4,000
地熱能	傳統型	1瓩以上不及5,000瓩	13,243	4.17	6,700
		5,000瓩以上	13,243	5.50	6,700
	次世代	1瓩以上	13,273	2.21	7,300

三、討論案三：「平均資金成本率」使用參數建議

116年度「平均資金成本率」使用參數原則同意與115年度數值相同，即5.25%。

四、討論案四：生質能發電設備結合其他固態非生質燃料適用費率建議

原則同意生質能發電設備結合其他固態非生質燃料之適用費率，採台電公司公告近3年迴避成本之平均值3.0533元/度，並於費率公告條文中明定適用費率及相關規範，不另增列於再生能源發電設備電能躉購費率表中。

五、 討論案五：躉購制度之獎勵機制相關議題

(一) 原則同意116年度不新增地熱特高壓升壓站額外費率。

(二) 原則同意116年度離島地區躉購費率加成機制、地熱及小水力原民利益共享機制，以及傳統型地熱階梯式躉購費率機制等維持115年度做法，另傳統型地熱階梯式躉購費率機制後續視產業發展及去風險措施推動情形，適時檢討其續行必要性。

(三) 原則同意116年度加強電力網額外費率維持115年度審定會做法，俟台電公司陳報之修正案核定公告後，配合費率審定期程，提送審定會討論額外費率反映數值。

(四) 原則同意生質能發電設備結合其他固態非生質燃料案場，如依台電公司公告之「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計

費方式」繳納加強電力網費用，其額外費率比照生質能「固態生質燃料及國內農業剩餘資源」分類之計算方式辦理。

捌、臨時動議：無。

玖、散會：下午 12 時 15 分。

附件、委員發言紀要

一、 討論案一：第2次分組會議「期初設置成本」使用參數確認

(一) 生質能

1. 生質能「沼氣（有厭氧消化設備）」近三年完工案場數據量較多，加權平均後之代表性足以參考，故原則同意期初設置成本為20.09萬/瓩，後續得持續蒐整國際相關推動配套，以供未來審定會參考評估。
2. 生質能「固態生質燃料及國內農業剩餘資源」之期初設置成本，係採實際完工案例平均成本與前一年度審定參數之平均值13.27萬/瓩，兼顧實際成本變化與參數調整之平穩性，惟建議進一步補充說明採行此計算方式之考量及依據，並評估是否納入估價成本變動參數。

(二) 廢棄物發電

1. 原則同意廢棄物期初設置成本參採近3年完工併網案例1筆，以及3筆與地方政府簽約之促參案，計算後期初設置成本為11.66萬元/瓩。另建議蒐整國內其他早期設置之廢棄物發電廠相關成本資料，作為比對參考。
2. 原則同意本業相關之環保設施成本不宜納入廢棄物「一般及一般事業廢棄物」費率參數內涵。

(三) 小水力發電

河川型小水力發電建置成本通常高於圳路型，建議蒐集國際資訊，瞭解各國躉購費率是否依發電規模分級訂定，或透過其他獎勵機制予以協助推動。

(四) 地熱能

1. 深層地熱探勘與開採難度較高，惟目前國內仍無完成開發實例，目前次世代地熱成本以參考國營單位規劃推動為主尚屬合理，後續費率調整應依開發情況，滾動檢討，並加速相關作業，即時回應產業需求。

2. 本年度地熱發電尚無新增案例，同意維持現行標準。惟目前已有多項探勘及開發案件進行中，後續應依各案提供之新數據，適時檢討並加速相關作業，即時回應產業需求。
3. 建議說明次世代地熱定義，以減少業者疑慮。
4. 建議確認1瓩以上不及5,000瓩與5,000瓩以上傳統型地熱鑽井成本估算依據，以提升成本分析之合理性。
5. 考量目前已有裝置容量大於5MW 案場投入發電，為鼓勵大型案場開發，建議未來可適度提高傳統型地熱規模門檻。

二、 討論案二：「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數建議

(一) 生質能

1. 生質能「沼氣（有厭氧消化設備）」

(1) 年運轉維護費用

A. 考量沼氣發電之運轉維護費易受設置場址、人力配置及維護成本，以及厭氧消化與脫硫設備差異等因素影響，故原則同意以國內資料為主要參採依據。

B. 蒐集國內近三年規律運轉滿一年案例，考量物價上漲因素，計算20年均化後之運轉維護費用為24,241元/瓩，占期初設置成本20.09元/瓩比例為12.07%。

(2) 年售電量

A. 原則同意沼氣發電因操作運維穩定度不足，故維持115年度審定會之售電量參數，建議後續應持續與國內推動沼氣發電技術團隊合作，蒐集更多相關數據，並得就不同操作情境評估、併同蒐整參考國際發展制度經驗，作為未來參數調整之參考依據。

B. 蒐集近3年完工案場之114年度台電公司抄表資料，惟部分案場因沼氣供應不穩定、設備維護及暫停運轉等因素，致年售電量偏低，未能充分反映正常運轉下之發電情形，爰參考近期招商案規劃年售電量及日本審定參數，建議116年度維持

5,800度/瓩，作為適切維護及持續運轉條件下之年售電量基準。後續得配合相關推動計畫，協助業者強化沼氣製程及操作維護，提升運轉穩定性與發電效能，並持續追蹤改善成效及新增案場實績，滾動檢討參數調整之必要性。

2. 生質能「固態生質燃料及國內農業剩餘資源」

(1) 年運轉維護費用

原則同意維持115年度審定會評估方式，以設置案場之正式認定文件中，具操作維護項目費用、燃料採購合約單價、及料源使用量等案場資訊進行評估，其中料源主要包含木質廢棄物及木質顆粒等燃料樣態。經計算操作維護費用及燃料成本個別為10,805元/瓩、9,479元/瓩，合計年運轉維護費用為20,284元/瓩，考量物價上漲因素，20年均化後為24,642元/瓩，占期初設置成本（13.27萬元/瓩）比例為18.57%。年售電量

A. 彙整114年度台電公司抄表資料，考量目前每月實際運轉案場偏少，爰進一步蒐整國際生質能氣化發電機組資料，於供料穩定條件下，年發電時數可達7,600～8,500小時，區間平均值為8,050小時，相當於8,050度/瓩。另考量國內運轉維護經驗及料源供應狀況，建議採國際參考數值與前一年度審定參數5,600度/瓩之平均值，訂定年售電量參數為6,850度/瓩，以逐步引導業者提升運轉效率及發電穩定性，並俟後續實際運轉案場及發電量資料較為充足後，滾動檢討參數調整之必要性。

B. 原則同意本年度年售電量參數由5,600度/瓩提高至6,850度/瓩，並建議補充說明年售電量提升之可能原因，包括運轉時數增加、發電效率改善或廠內用電量降低等因素。

3. 生質能「其他」

(1) 年運轉維護費用

A. 本年度運轉滿一年之掩埋沼氣案場計2筆，因採相同操作維護計畫，故視為單一案例評估。經剔除非屬發電系統運維範疇及設置者本業應負擔之環保費用後，114年度運維費用仍較前一年度大幅增加，主要係因部分發電設備更換及整修所致。

B. 考量設置案例有限，為避免單一年度設備維修費用增加影響參數訂定，建議維持115年度參數8,492元/瓩，考量物價上漲因素後，20年均化值為10,317元/瓩，占期初設置成本（6.55萬元/瓩）之15.75%，後續將持續蒐集正常運轉案場資料，滾動檢討參數調整之必要性。

(2) 年售電量

去年度運轉滿一年之掩埋沼氣發電案場計2筆，因設備更換整修及沼氣濃度變動等因素，致年售電量偏低。考量適用案例有限，為避免單一年度發電量偏低影響參數訂定，建議維持115年度參數5,600度/瓩，後續持續蒐集案場正常運轉之發電實績，滾動檢討參數調整之必要性。

(二) 廢棄物：

1. 年運轉維護費用

(1) SRF 為近年的新興料源，價格波動較大，建議未來應持續更新市場價格，以利費率參數之審議評估。

(2) 原則同意延續115年度年運轉維護費用之評估方式，參採3筆促參案財務評估報告及其更新資料，據以估算年運轉維護費用。

(3) 廢棄物發電設備之年運轉維護費除包含操作維護費用外，考量使用 SRF 燃料、發電為本業之產業型態推動，另納入燃料成本。惟參採之促參案例係以廢棄物處理為本業，收取處理費且無外購燃料成本，爰依案例年度廢棄物處理量，參考環境部114年度「固體再生燃料（SRF）白皮書」相關料源成本估算燃料費用。經計算年運轉維護費為14,418元/瓩，考量物

價上漲因素後，20年均化值為17,516元/瓩，占期初設置成本（11.66萬元/瓩）約15.02%。

2. 年售電量

現行年售電量參數係以扣除廠內電量後之售電量為參考基礎，故彙整完工滿一年之114年度台電抄表資料，目前全時運轉滿一年度之案場年售電量資訊仍少；併同考量「一般及一般事業廢棄物」之年售電量與其設置型態、料源應用等因素有關，不宜僅參採單一案場及設置型態的年度資訊，原則同意維持115年度參採數值7,200度/瓩，待未來年售電量案例資訊較充足後，再行依參數資訊檢討調整。

(三) 小水力發電：

1. 年運轉維護費用

(1) 針對「直轉供」或「自發自用」之案場，建議持續與業者聯繫取得維運及操作費用，使資訊更加完整。

(2) 小水力與地熱因數據及佐證資訊不足，因此維持115年度數據，建議後續可參酌國外案例及合理化本土應用相關成本，作為內部自行參考及成本確認依據。

(3) 運維費用項目若涉及既有渠道或水庫之共用設施，需區分原有供水、灌溉維護責任與發電所增加之工項，以釐清成本歸屬，並兼顧成本完整性，避免重複補貼。

(4) 考量本年度各級距皆無新增案例，依參數資料參採原則，原則同意維持115年度參採數值：

A. 1瓩以上不及100瓩：沿用115年度數值，即2,488元/瓩，占期初設置成本21.14萬元/瓩比例為1.18%。

B. 100瓩以上不及500瓩：沿用115年度數值，即2,488元/瓩，占期初設置成本19.47萬元/瓩比例為1.28%。

C. 500瓩以上不及20,000瓩：沿用115年度數值，即2,387元/瓩，占期初設置成本16.44萬元/瓩比例為1.45%。

2. 年售電量

(1) 有關近十年台電案場年售電量差異較大部分，建議可進一步瞭解變化的原因。

(2) 採多年資料估算年售電量之方向合理，但不同案場受水文、灌溉及供水調度影響，建議可考量納入近期及枯水影響分析，以確認4,000度/瓩之代表性。

(3) 原則同意參考近十年台電與民營電廠實際發電量資料估算，年售電量各年度雖有所差異，但長期趨勢相對穩定，建議維持115年度參採數值，即4,000度/瓩。

(四) 地熱能：

1. 年運轉維護費用

(1) 考量次世代地熱以「取熱不取水」為發展方向，惟國內尚無實際案例，現階段暫納入溫泉取用費估算，後續將依實際開發情形及法規適用情況，滾動檢討加計溫泉取用費之適用性。

(2) 本年度傳統型地熱與次世代地熱皆無新增案例，然考量115年度已依實際運轉維護標案之決標金額估算，故建議沿用115年度參採數值，即10,625元/瓩，並依物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為12,908元/瓩。

(3) 傳統型地熱年運轉維護費用為12,908元/瓩，再加計溫泉取用費335元/瓩後，總計13,243/瓩；於1瓩以上不及5,000瓩級距下，占期初設置成本31.76萬元/瓩例為4.17%；5,000瓩以上，占期初設置成本24.09萬元/瓩比例為5.50%。

(4) 次世代地熱年運轉維護費用為12,908元/瓩，加計溫泉取用費365元/瓩後，總計13,273/瓩，占期初設置成本60.00萬元/瓩比例為2.21%。

2. 年售電量

(1) 傳統型地熱1瓩以上不及5,000瓩：以台電抄表所提之實際發

電量，並參酌國外地熱發電水準，考量計算結果與115年度參採數值差異不大，建議維持115年度參採數值，即6,700度/瓩，持續引導設置案提升發電效能。

(2) 傳統型地熱5,000瓩以上：本年度無新增實際運轉案例，依參數參採原則，建議維持115年度參採數值，即6,700度/瓩。

(3) 次世代地熱：目前國際尚無次世代實際發電數據可供參考，參酌國際報告預估之容量因數平均約83%與115年度參採數值差異不大，故建議維持115年度參採數值，即7,300度/瓩。

三、 討論案三：「平均資金成本率」使用參數建議

(一) 經過資料蒐集分析參考國內外變動計算，同意116年度「平均資金成本率」參數5.25 %。

(二) 原則支持考量融資規劃與政策穩定，維持平均資金成本率5.25%。惟建議補充各能源及不同開發階段的實際融資條件，揭露樣本數、成本分布、資本結構及擔保條件，並提高國際資料在幣別、期間與風險條件上的可比較性。另應分列模型計算值與政策採用值，透過歷史回測及費率敏感度分析，建立資料期間、調整門檻與定期檢討規則，使費率穩定具有明確依據，並能適時反映持續性的資金成本變化。

(三) 平均資金成本率之設定及調整宜以長期穩健方式評估，避免因短期市場波動而頻繁調整，為維持在一定設置誘因下，促進裝置目標達成，原則同意116年度平均資金成本率與115年度相同，即5.25%。

四、 討論案四：生質能發電設備結合其他固態非生質燃料適用費率建議

(一) 生物質替代燃料之發電應用已是國際再生能源發展的趨勢，基於長期發展需要，原則同意本次提出之適用費率；惟因目前數據資訊尚不足，建議應明確於公告上說明、並持續蒐集國外相關數據，作為未來評估分析的參考。

(二) 建議未來於申設案場成本佐證資訊較充足後、併同蒐整參考國際

生物質替代燃料之發電應用趨勢，滾動檢討納入機組改建及維運費用之合宜性。

(三)未來於評估生質能發電設備結合其他固態非生質燃料之整改成本時，建議考量燃料物理型態，如顆粒或散料之差異。

(四)考量生質能發電設備結合其他固態非生質燃料，係推動既有發電廠（如燃煤機組）逐步提高生質料源使用、朝專燒方向調整，主要為既有機組輔以料源變動，建議以近3年台電公司公告之迴避成本作為計算基準，即3.0533元/度。

(五)有關納入設備機組改建及維運相關成本資料部分，有鑑於目前僅有少數個案評估資訊，其成本內涵及細項尚無法釐清，爰不宜就特定規劃案場及型態之成本數值進行評估，並於未來滾動檢討納入相關費用的適切性。

五、 討論案五：躉購制度之獎勵機制相關議題

(一)考量台電已規劃透過電網強化及配電設備擴充容量，且潛在資源能否開發與實際併網規模，仍具高度不確定性，在缺乏建立通案額外費率所需之成本案例基礎下，建議116年度不新增地熱特高壓升壓站額外費率。

(二)維持既有獎勵機制，對政策穩定及投資規畫具正面作用，原則支持，惟建議補強獎勵機制與實際成本、受益對象及政策成效之連結。

(三)原則同意116年度地熱及小水力原民利益共享機制加成比例維持1%，離島地區躉購費率加成比例維持15%。另建議持續追蹤原民利益共享機制之實際撥付及受益情形，以提升獎勵機制之透明度及合理性。

(四)原則同意116年度維持傳統型地熱階梯式躉購費率機制，後續視產業發展及去風險措施推動情形，檢討機制之必要性及後續調整方向。

(五)有關離島地區躉購費率加成機制部分，考量離島地區因觀光旅遊

的影響，相對需電量較高，建議未來可考量提高加成獎勵、或區分差異費率，促使離島地區使用再生能源以增加能源自給率、達到能源自主目的。

(六)有鑑於目前此分組能源類別之離島地區案例有限，建議於未來實際完工案場資訊較充足後，併同考量發電設備及技術差異，滾動檢討離島地區加成費率調整或差異化之適切性。