113年度再生能源電能躉購費率審定會
「太陽光電分組」第3次會議紀錄

一、 時間：112年9月20日(星期三)下午2時整

二、 地點：能源局13樓第一會議室

三、 主席：江委員兼分組召集人青瓚　　紀錄：王視察懷慶

四、 出(列)席單位及人員：(詳如會議簽名冊)

五、 主席致詞：(略)

六、 報告事項：第2次業者座談會意見彙整與處理

委員發言重點：

業者所提意見宜提供相關可佐證資訊，若無建議維持以目前成本資訊進行討論。

決定：洽悉。

七、 討論事項：

(一)討論案一：第2次分組會議「期初設置成本」使用參數確認

委員發言重點：

1. 為配合政策鼓勵分散式能源設置，故過往採不反映國際降幅等方式，提高小型屋頂(含公民電廠、NGO 等)設置誘因。今年期初設置成本之資料參採及計算方式原則上與去年相同，故建議分組會議維持針對使用參數上之實質討論，將其共同意見提交至審定會後，再討論是否須納入政策考量。

2. 業者會後若無提供相關可佐證資訊，建議維持目前資料參採與計算方式下之計算結果。

3. 基於「再生能源發展條例」修正後之未來新建物須裝設太陽光電，建議於下次會議呈現近年屋頂型1-20瓩設置量及二年度之成本數值，以利掌握目前設置狀況與成本差距之原因。此外，並建議屋頂型1-20瓩之規畫方案於審定會進行政策性

討論，以適度再提升屋頂型1-20瓩之設置誘因，兼顧與其他容量級距降幅之差異過大現象。

4. 決議：113年度太陽光電電能躉購費率「期初設置成本」計算使用參數，原則同意兩案併陳並建議採有反映國際技術進步趨勢之數值，並亦建議針對屋頂型1-20瓩於下次會議進行政策性方案討論：

(1) 有反映國際技術進步趨勢：

分類	容量級距	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	52,700	52,000
	20瓩以上不及100瓩	45,000	44,400
	100瓩以上不及500瓩	42,500	41,900
	500瓩以上	41,200	40,600
地面型	1瓩以上	42,800	42,200
水面型 (浮力式)	1瓩以上	48,800	48,200

(2) 無反映國際技術進步趨勢：

分類	容量級距	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	53,400	53,400
	20瓩以上不及100瓩	45,700	45,700
	100瓩以上不及500瓩	43,100	43,100
	500瓩以上	41,800	41,800
地面型	1瓩以上	43,400	43,400
水面型 (浮力式)	1瓩以上	49,400	49,400

(二)討論案二：「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數建議

委員發言重點：

1. 年運轉維護費用

(1) 考量年運轉維護費用與案場的設置環境、地理位置及維護方式相關，故建議以國內市場之費用資料為主要計算基準，並針對保險費用部分，因業者尚無提供相關資訊，基

於應針對設備進行保險投保以因應天災因素所導致設備受損問題，故建議保險費用沿用112年度審定會參採數值數值，即318元/瓩。

(2) 113年度蒐集太陽光電系統公會、台電公司、電業書圖及業者回函資料，依其所提供之運轉維護費用再考量設備(變流器)更換及保險費用後，較審定會使用數值略低，但為兼顧市場發展及使業者能較具彈性調整其運維項目以維持案場的運轉品質，建議113年度年運轉維護費用沿用112年度審定會使用數值。

(3) 為避免因期初設置成本不同而影響不同期數之運轉維護費用比例，建議113年度運轉維護費用比例維持依各期期初設置成本計算之做法。

2. 年售電量

(1) 太陽光電設置案場已達一定規模且以躉售為主，建議以台電公司實際躉購案場之發電量資料進行統計，藉以反映國內案場發電實績。

(2) 根據109至111年台電公司實際躉購案場之發電量資料，在考量效率遞減率(第11年起每年遞減1%)後，全台灣及台中以南之年發電量平均數值為1,219度/瓩、1,238度/瓩。另為鼓勵產業提高產品品質、引導業者提升發電效率，同步計算發電量前50%設置案場之平均發電量，在考量效率遞減後，全台灣及台中以南之年發電平均數值分別為1,302度/瓩及1,315度/瓩。

(3) 整體而言，113年度之發電量計算結果較112年度提高，顯現設備在有效的運轉維護下，應可逐步提高設備發電效能，為持續引導資源有效利用，建議113年度年售電量參數維持1,250度/瓩。

決議：113年度生質能及其他再生能源電能躉購費率「年運轉維護費」及「年售電量」計算使用參數，原則同意如下：

1. 113年度太陽光電電能躉購費率「年運轉維護費用」使用參數計算使用參數，原則同意如下：

期別	分類	裝置容量級距	113年度年運轉維護費用(元/瓩)	運轉維護費用占期初設置成本比例(%)
第一期	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	2,454	4.66
		20瓩以上不及100瓩	1,707	3.79
		100瓩以上不及500瓩	1,504	3.54
		500瓩以上	1,504	3.65
	地面型	1瓩以上	1,231	2.88
	水面型(浮力式)	1瓩以上	1,231	2.52
第二期	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	2,454	4.72
		20瓩以上不及100瓩	1,707	3.84
		100瓩以上不及500瓩	1,504	3.59
		500瓩以上	1,504	3.70
	地面型	1瓩以上	1,231	2.92
	水面型(浮力式)	1瓩以上	1,231	2.55

2. 113年度太陽光電電能躉購費率「年售電量」計算使用參數，原則同意1,250度/瓩。

(三) 討論案三：「平均資金成本率」使用參數建議

1. 113年度平均資金成本率計算數值，主要反映疫情後通貨膨脹與升息狀況，其升高幅度略高於銀行端對再生能源風險加碼之降幅，以及隨著開發與營運經驗的累積，業者面臨之開發風險隨經驗而下降之降幅，因此平均資金成本率計算結果為5.11%，較上年度計算數值微幅升高。

2. 考量參數訂定應以長期穩定及避免數值受短期利率波動過大影響，並能使業者維持在一定的設置誘因下，促進裝置目標之達成，於政策目標之綜合考量下，建議113年度一般再生能源維持5.25%。

決議：原則同意113年度一般再生能源之平均資金成本率維持5.25%。

(四)討論案四：躉購制度之獎勵機制相關議題

委員發言重點：

1. 建議調整之獎勵及配套機制—併聯特高壓供電線路

(1) 考量升壓站目前設置方式多元，於蒐集現行升壓站設置態樣及對比目前升壓站額外費率的成本內涵後，建議應將判定方式加以明確化，避免費率適用疑慮，並合理反映 GIS 屋內型升壓站建築物之土建成本。

(2) 目前費率公告規定之輸電線路長度確認方式無論為升壓站設置者/租用者，皆以設置者竣工時確認之長度為主。然實務上業者可能以共同出資、共同擁有之共建方式設置升壓站，非屬升壓站設置者及租用者，故為使費率適用對象與實務一致，建議於確認輸電線路長度時，調整區分方式為升壓站申設身分。

(3) 有關特高壓相關額外費率之費率適用時點判定方式，建議仍應以太陽光電整體案場為主，以鼓勵業者儘早將太陽光電案場設置完成。

(4) 實務上變壓器加入台電電網系統之情況會受太陽光電併網需求之影響，故以是否有額外的變壓器加入系統，作為判斷升壓站是否有擴充容量之情形。意即以升壓站首批(次)變壓器加入系統日其視為升壓站第一次完工，第二批(次)變壓器加入系統則視為第一次升壓站完工之擴充。

(5) 若其他再生能源類別與太陽光電共用升壓站情形，太陽光電特高壓相關額外費率目前皆以太陽光電發電設備為主體。

(6) 目前所蒐集之升壓站設置成本差異較大，建議升壓站運維比例維持112年度審定會使用數值，但再持續釐清成本差異原因，以利了解目前額外費率反映方式是否合宜。

(7) 特高壓相關額外費率公告文字應予以明確化，以符合目前實務運作，但同步可就是否於法律解釋上應保留空間，予以配合實際需求滾動檢討。

2. 建議延續之獎勵及配套機制

(1) 模組回收費

環境部刻正研擬模組回收費，但在主責機關尚未公布新年度之模組回收費用前，建議沿用112年度審定會使用數值，以1,000元/瓩計算額外費率。

(2) 加強電力網

建議維持112年度審定會做法，依台電公司計費方式繳納均化加強電力網單價者，參照台電公司計費方式之電壓等級、容量級距劃分及累進計算方式，依其所屬裝置容量加計加強電力網額外費率。

(3) 屋頂型併網工程費

建議維持112年度審定會做法，依台電公司計費方式繳納屋頂型併網工程費者，參照台電公司計費方式之電壓等級、容量級距劃分及累進計算方式，依其所屬裝置容量計算屋頂型併網工程費額外費率。

(4) 漁業環境友善公積金

基於漁業環境友善公積金之目的，建議維持112年度審定會做法，所有分類之漁電共生案件給予地面型1%外加費率。

(5) 綠能屋頂全民參與推動計畫獎勵

為提高綠能屋頂投資誘因達成全民參與目的，建議維持112年度審定會做法，參與綠能屋頂全民參與推動計畫，其躉購費率加成3%。

(6) 太陽光電結合儲能系統採遴選搭配競標機制

考量儲能系統成本未臻明確，建議太陽光電結合儲能系統，其經儲存後釋放之電能的躉購費率決定方式，建議維持112年度審定會做法，以市場競爭機制決定其適用費率，並於113年躉購費率公告條文內授權之。

(7) 電力開發協助金

建議維持112年度審定會做法，再生能源發電業依「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」公告提撥費率，外加於躉購費率上。

(8) 高效能模組費率加成機制

根據國內外機構價格資訊，以及國內設備登記業者提供之發票資料，計算一般與高效模組成本差異並反映至躉購費

率，費率差異介於1.14%~4.40%之間；基於目前使用高效能模組比例甚高，為持續鼓勵，建議113年度維持高效能模組費率加成機制，另太陽光電發電設備全數採用標準檢驗局規範之高效能模組者，躉購費率外加6%。

(9) 原住民及偏遠地區加成獎勵

根據設備登記發票資訊，計算設置成本差異後，躉購費率差異為-0.66%，為維持政策穩定及持續鼓勵原住民及偏遠地區設置再生能源發電設備，建議維持112年度審定會做法，於原住民及偏遠地區設置太陽光電設備者，躉購費率外加1%。

(10) 一地兩用獎勵機制

A. 學校光電運動場

針對業者所提評估成本及設備登記成本，請持續向業者釐清，若有提供相關可佐證資料，則再納入審定會討論。基於目前資訊，建議維持112年度審定會做法，以支架成本差異計算衍生成本，並以地面型費率外加10%計算額外費率；若有施作金屬浪板者，則再外加4%。

B. 農漁電共生

考量設置案例較少且已可持續帶動產業設置，建議維持112年度審定會做法，以屋頂/地面型費率加計地面型5%額外費率，反映衍生支架成本及建蔽率影響。

C. 高速公路服務區停車場

目前已有業者投入案場設置但尚未有完工案例，建議持續蒐集相關資料。基於目前資訊，建議維持112年度審定會做法，以地面型費率外加6%反映衍生支架成本。

(11) 離島地區加成獎勵機制

為持續鼓勵於離島設置，且現行機制已逐漸帶動設置量能，建議維持112年度審定會做法，離島地區未以海底電纜與台灣本島電網聯結者(反映設置成本差異)，費率加成

15%；以海底電纜與台灣本島電網聯結者(反映維護成本差異)，費率加成4%。

(12) 區域費率加成機制

綜合考量區域費率加成機制之目的與兼顧地域條件均衡發展，建議113年度加成區域與加成比例維持與112年度相同，即基隆市、臺北市、新北市、桃園市、新竹縣、新竹市、苗栗縣、宜蘭縣、花蓮縣等地區加成比例維持15%，而台東縣之加成比例維持8%。

3. 113年度躉購費率適用寬限期機制檢討

(1) 躉購費率寬限期起算始點與寬限期限

A. 112年度審定會考量市場商業模式及有效帶動案場設置，第一型電業之寬限期限調整以籌設許可作為起算始點，且搭配大型案場加速機制以提高設置誘因。

B. 第一型電業若改回以同意備案作為寬限期起算始點，可能因費率適用衍生延長設置案場的施作時間，且亦與大型案場加速機制失去目的效果，建議第一型電業仍維持以籌設許可作為起算始點，且維持搭配大型案場加速機制進行推動；另第二型自用發電設備，以及第三型發電設備，則維持112年度審定會做法，以取得同意備案之日為起算始點。

C. 不同設置態樣(如漁電共生、土地變更或土地容許案件)雖有不同行政程序，但應均可同時併行申請，統計設置案場取得籌設許可取得後，各相關行政程序所需時間及光電案場施工時間(即取得施工許可後至完工併聯)，多數案場皆可於自籌設許可起24個月寬限期限內完工。

D. 農地與太陽光電結合係以維持土地一地多用之整體效益為原則，且不違背農地仍應以農地農用為主要，雖土地分區變更較為費時，但考量複合式利用的推動政策及農地使用原則，建議無需針對土地分區變更案場提供額外時間。

E. 目前電業籌設許可相關行政程序可同步進行申請，此

外，提出籌設申請時應以完善案場各階段施工規畫(如管線開挖等)為推動方向，故應有充足時間可進行案場申設程序申請及案場建置。綜上，建議維持112年度審定會做法，以籌設許可日起算，而寬限期限維持24個月，並搭配大型案場加速設置之獎勵機制。

(2) 大型案場加速設置獎勵機制

A. 機制設計應以不產生效果競合為主，為持續鼓勵大型案場加速設置，基於前述相關機制討論之共同意見下，建議113年度維持大型案場加速設置機制，即裝置容量10MW 以上、5-10MW 併聯69kV 以上升壓站之第一型、第二型發電設備，於113年度首次取得籌設許可(第一型)或同意備案(第二型)後，提前3個月或6個月完工者，加計額外費率。

B. 基於機制及其數值之完整性，建議再確認其計算原則及外加費率數值後，於第二次審定會呈現後再決議。

決議：

(1) 原則同意沿用112年度額外費率、加成及相關機制，包含內容如下：

A. 額外費率：模組回收費、加強電力網均化費用、屋頂型併網工程費、漁業環境友善公積金、電力開發協助金、特高壓升壓站輸電線路、高效能模組、原住民及偏遠地區、一地兩用(學校光電運動場、農漁電共生、高速公路服務區停車場)；另若學校光電運動場之業者，後續有提出相關可佐證資料，則所加計之額外費率可納入第二次審定會中討論。

B. 費率加成：綠能屋頂全民參與推動計畫、離島地區、區域加成；

C. 其他：太陽光電結合儲能系統採競標機制。

(2) 原則同意 GIS 屋內型升壓站判定方式調整為「依建築法請領使用執照，且非屬建築法第7條所稱雜項工作物」，另 GIS 開關設備亦須位於建築物內；計算輸電線路長度時，將升壓站申設身分調整為「設置者」、「設置者以

外」；維持特高壓相關額外費率之費率適用時點判定方式；維持112年度特高壓升壓站年運維比例，但再持續釐清升壓站設置成本差異原因，以利了解目前額外費率反映方式是否合宜。

(3) 113年度之太陽光電寬限期起算點及寬限期限

(1) 原則同意第一型發電設備以取得籌設許可為寬限期起算點；寬限期限部分，原則同意如下：

A. 裝置容量不及2MW 之太陽光電發電設備，無併聯、設置或共用69kV 以上升壓站者，寬限期限為6個月，有併聯69kV 以上供電線路，且有設置或共用升壓站者，寬限期限為24個月。

B. 裝置容量2-10MW 之太陽光電發電設備，無併聯、設置或共用69kV 以上升壓站者，寬限期限為8個月，有併聯69kV 以上供電線路，且有設置或共用升壓站者，寬限期限為24個月。

C. 裝置容量10MW 以上，無論是否有併聯、建置或共用69kV 以上升壓站者，寬限期限為24個月。

(2) 原則同意第二型發電設備以取得同意備案為起算始點；寬限期限部分，原則同意如下：

A. 裝置容量不及2MW 之太陽光電發電設備，無併聯、設置或共用69kV 以上升壓站者，寬限期限為4個月，有併聯69kV 以上供電線路，且有設置或共用升壓站者，寬限期限為12個月。

B. 裝置容量2-10MW 之太陽光電發電設備，無併聯、建置或共用69kV 以上升壓站者，寬限期限為6個月，有併聯69kV 以上供電線路，且有設置或共用升壓站者，寬限期限為24個月。

C. 裝置容量10MW 以上，無論是否有併聯、建置或共用69kV 以上升壓站者，寬限期限為24個月。

(3) 原則同意第三型發電設備以取得同意備案為起算始點；寬限期限部分，原則同意無併聯、設置或共用69kV 以上

升壓站者，寬限期限為4個月，有併聯69kV 以上供電線路，且有設置或共用升壓站者，寬限期限為12個月。

(4) 原則同意併聯69kV 以上供電線路，且有設置或共用升壓站者之寬限期限，調整為第一型於首次取得籌設許可前、或第二、三型於首次取得同意備案前，其設置或共用之升壓站已完工者，則不適用。

(4) 大型案場加速設置獎勵機制

原則同意裝置容量10MW 以上、5-10MW 併聯69kV 以上之供電線路，且有設置或共用升壓站，於取得籌設許可(第一型)或同意備案(第二型)後21個月或18個月內完工者，得加計額外費率；另針對學校光電運動場之案場是否家計額外費率，後續如業者有提出相關可佐證之資料，則納入第二次審定會中討論。

八、 臨時動議：無。

九、 散會：下午3時40分。