

附件1：
第1次審定會會議結論辦理情形

壹、第一次審定會辦理情形

一、時間：114年7月21日下午2時30分

二、地點：經濟部簡報會議室

三、主席：經濟部賴常務次長建信(吳副署長志偉代理)

四、出席名單：

鄭委員永銘(劉專員穎潔代理)、顏委員旭明(蔡組長蓬培代理)、陳委員佩利(林技正育萱代理)、阮委員香蘭、江委員青瓚、許委員泰文、劉委員志文、楊委員鏡堂、陳委員映竹、錢委員玉蘭、范委員秋芳、陳委員鴻文、徐委員斐瑜、蘇委員銘千

五、列席名單：經濟部能源署

貳、第1次審定會會議結論與後續辦理情形

一、報告案決議

(一)委員應遵守利益迴避原則及保密協定。

後續辦理情形：依決議，委員業已簽署利益迴避同意書及相關保密原則業已於會議紀錄中載明。

(二)依「再生能源發展條例」規定，持續積極擴大推廣再生能源設置。

後續辦理情形：依決議，業將遵循法規規定，積極擴大推廣再生能源設置。

(三)業者意見請納入分組討論，作為115年度再生能源躉購費率審定參考。

後續辦理情形：依決議，業將意見納入各分組討論事項。

貳、第1次審定會會議結論與後續辦理情形

二、討論案決議

(一)本次會議確認115年度再生能源電能躉購費率審定作業期程與審定原則。

後續辦理情形：

1.115年度審定作業期程，原則同意依規劃辦理。

2.分組會議及召集人：業依決議分成「太陽光電」、「地熱、生質能及小水力」、「風力及海洋能」等3個分組。

(1)太陽光電分組：召集人-江委員青瓚、副召集人-蔡委員岳勳。

(2)地熱、生質能及小水力分組：召集人-許委員泰文、副召集人-黃委員柏壽、陳委員映竹。

(3)風力及海洋能分組：召集人-劉委員志文、副召集人-楊委員鏡堂。

3.躉購費率審定原則經委員討論後原則同意，但各分組可依能源特性建立適合該能源別之審定原則，取得共同意見後於審定會決議。

貳、第1次審定會會議結論與後續辦理情形

二、討論案決議

(二)115年度再生能源電能躉購費率計算公式維持114年度；惟小數點位數原則同意參照現行公告電價方式，採四捨五入至小數點第2位。對業者收益之影響，將依費率審議結果，具體說明影響程度。另使用參數、獎勵機制及配套措施，於分組會議中進行討論，取得共同意見，續於審定會討論並決議。

後續辦理情形：

- 1.遵照辦理。
- 2.躉購費率使用參數(含平均資金成本率)、各項加成獎勵機制及配套措施等，皆已於分組會議中進行討論，取得共同意見後於審定會決議。

附件2： 各再生能源分組會議辦理情形

壹、第1、第2及第3次分組會議辦理情形

組別		太陽光電	風力及海洋能	地熱、生質能及小水力
第1次會議時間		114/7/29上午10時	114/8/4下午2時	114/7/31上午10時
會議地點		Microsoft Teams線上會議		
出席人員	產業代表	● 線上出席業者共50位 ● 發言單位共6間(誠新綠能股份有限公司、和潤電能股份有限公司、盛齊綠能股份有限公司、中華民國全國商業總會、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、陽光伏特家)	● 線上出席業者共25位 ● 發言單位共3間(福廷綠能源股份有限公司、靖維顧問有限公司、社團法人台灣海洋能發展協會)	● 線上出席業者共39位 ● 發言單位共7間(台灣地熱資源發展協會、台灣化學纖維股份有限公司、經濟部水利署、結元能源開發股份有限公司、禾山林綠能股份有限公司、中華紙漿股份有限公司花蓮廠、社團法人台灣小水力綠能產業聯盟)
	審定委員	江委員青瓚、蔡委員岳勳、范委員秋芳、徐委員斐瑜、周委員麗芳、李委員叢禎、陳委員映竹、蘇委員銘千、楊委員鏡堂、陳委員鴻文	楊委員鏡堂、鄭委員永銘、陳委員佩利(盧副組長文燦代理)、陳委員鴻文、錢委員玉蘭、蘇委員銘千、陳委員映竹、范委員秋芳	許委員泰文、黃委員柏壽、陳委員映竹、顏委員旭明(蔡組長蓬培代理)、蘇委員銘千、李委員君禮(廖組長士煒代理)、闕委員雅文、阮委員香蘭、楊委員鏡堂、陳委員鴻文
討論議題		業界意見陳述並與委員討論交流		

壹、第1、第2及第3次分組會議辦理情形

組別	太陽光電	風力及海洋能	地熱、生質能及小水力
第2次 會議時間	114/8/11上午10時	114/8/20上午10時30分	114/8/7下午2時
會議地點	能源署13樓第一會議室	能源署13樓第3會議室	能源署14樓B棟會議室
出席人員	江委員青瓚、周委員麗芳、李委員叢禎、范委員秋芳、徐委員斐瑜、楊委員鏡堂、陳委員鴻文	劉委員志文、楊委員鏡堂、鄭委員永銘、陳委員佩利(盧副組長文燦代理)、陳委員鴻文、錢委員玉蘭、陳委員映竹	許委員泰文、黃委員柏壽、陳委員映竹、李委員君禮(張專委群立代理)、顏委員旭明(蔡組長蓬培代理)、阮委員香蘭(李正工程司嘉文代理)、闕委員雅文、陳委員鴻文
討論議題	躉購分類及容量級距之檢討、期初設置成本使用參數建議		
第3次 會議時間	114/9/15上午10時	114/9/24上午10時30分	114/9/16上午10時
會議地點	能源署13樓第1會議室	能源署13樓第3會議室	能源署13樓第1會議室
出席人員	江委員青瓚、周委員麗芳、李委員叢禎、范委員秋芳、徐委員斐瑜、楊委員鏡堂、陳委員鴻文	劉委員志文、楊委員鏡堂、鄭委員永銘、陳委員佩利(盧副組長文燦代理)、錢委員玉蘭、陳委員鴻文	許委員泰文、黃委員柏壽、陳委員映竹、顏委員旭明(蔡組長蓬培代理)、阮委員香蘭、闕委員雅文、陳委員鴻文
討論議題	(一)第2次分組會議「期初設置成本」使用參數確認 (二)「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數建議 (三)「平均資金成本率」使用參數建議 (四)躉購制度之獎勵機制相關議題		

貳、處理原則及議題確認

一、處理原則

基於審定原則應以具公信力且可佐證之資訊進行實質討論，故所提意見若無法提出佐證資訊，則以目前蒐集之成本資訊進行討論。

二、議題確認

(一)政策制度意見

後續將轉由相關單位另案研議。

(二)審議機制與作業原則等意見

本年度無意見。

(三)參數數值、級距與獎勵機制訂定等意見

- 1.業已於分組會議形成共同意見，後續討論案中提請確認。
- 2.規劃於114年11月下旬至12月上旬進行草案預告作業，11月下旬辦理聽證會，就審定初步結果廣納社會意見後，續辦理第3次審定會議完成審定作業，規劃114年12月底前公告相關費率。

附件3：
**「115年度再生能源電能躉購費率及
其計算公式」聽證會作業規劃**

壹、聽證會法源依據

■ 行政程序法第155條

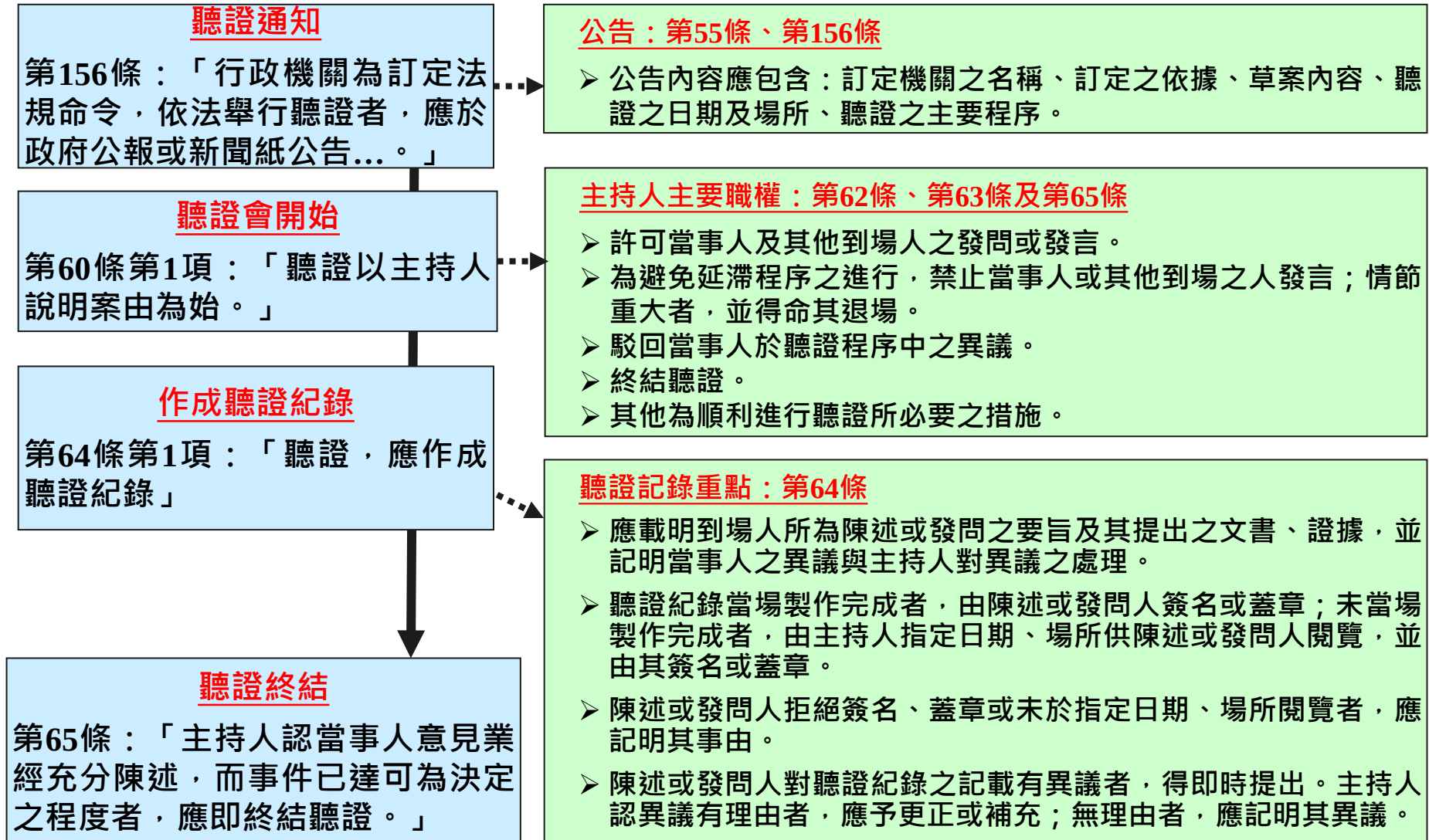
「行政機關訂定法規命令，得依職權舉行聽證。」

■ 再生能源發展條例第9條第1項

「中央主管機關應邀集相關各部會、學者專家、團體組成委員會，審定再生能源發電設備生產電能之躉購費率及其計算公式，必要時得依行政程序法舉辦聽證會後公告之。」

貳、聽證會辦理程序說明

依行政程序法第54條至第66條及第156條規定辦理



參、聽證會作業規劃

聽證項目：115年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

主辦單位：經濟部能源局

會議時間：規劃於114年11月17日至11月21日擇半日辦理

會議地點：張榮發國際會議中心803室(暫訂)

時間		min	議程
9：30～09：45	14：00~14：15	15	發言順序登記
9：45～09：50	14：15~14：20	5	主持人說明案由
9：50～10：20	14：20~14：50	30	主持人或其指定之人說明事件之內容要旨 再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數說明
10：20～11：40	14：50~16：10	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
11：40～12：10	16：10~16：40	30	聽證紀錄確認 聽證終結

附件4： 躉購費率小數點位數調整

115年度躉購費率小數點位數調整

一、第一次審定會決議

- 考量台電購電支出最終反映至民生電價上，原則同意**參考電價**審議會之電價公告，**躉購費率小數點位數**由4位**調整**為**2位**。惟針對此調整對台電購電支出(及業者收益)可能造成**影響**，建議**以115年度費率審議結果**進行**影響評估試算**。
- 涉及其他**法規所規範**之費率(如：電協金)，應**依**相關**規定辦理**。

以太陽光電為例，其電協金為每度0.006元，故當躉購費率(小數點位數2位)加計電協金(小數點位數3位)數值後，整體費率呈現為小數點位數3位。

二、業者意見

費率由小數點位數調整，將對業者售電收入造成影響，建議說明影響程度，以降低外界疑慮。(台灣化學纖維股份有限公司)

三、意見分析

- 依第一次**審定會決議**，並參酌**業者意見**，以太陽光電及115年度躉購費率審議結果進行**影響評估試算**。

115年度躉購費率小數點位數調整

三、意見分析

- 小數點位數調整對大型案場影響財務最為顯著，可能增加或減少業者收益(台電公司購電成本)，整體影響不具一致性，視實際費率組合與四捨五入差異而定。
- 現行躉購費率以小數點後4位呈現已逾10年，業界對計算方式與格式均相當熟悉。考量再生能源具長期回收特性，計算方式或格式調整皆影響業者財務評估與判斷。

案場類型		地面型100MW案場 (適用115年度下半年費率)	屋頂型1MW案場 (適用115年度上半年費率)	屋頂型450瓩案場 (適用115年度上半年費率)
費率 (元/度)	4位	4.3554 ^{註1}	4.0435 ^{註2}	3.8750 ^{註3}
	2位	4.366	4.04	3.88
20年總收益 (元)	4位	10,888,500,000	101,087,500	43,593,750
	2位	10,915,000,000	101,000,000	43,650,000
位數調整對業者20年總收益影響(元)		+26,500,000	-87,500	+56,250

註1：基礎3.3388+模組回收0.0656+高效模組0.2003+69kV升壓站GIS屋內輸電線路地下3公里0.6581+加強電力網0.0866元/度+電協金0.006元/度

註2：基礎3.4506+屋頂型併網工程(高壓)0.0413+模組回收0.0656+加強電力網(配電)0.1356元/度+一地兩用光電運動場0.3504元/度

註3：基礎3.5960+模組回收0.0656+高效模組0.2134元/度

四、建議作法

考量近期外界關注再生能源法規與政策變動頻繁，為維持制度穩定與政策連續性，建議通盤檢討躉購制度轉型前，費率呈現方式維持現行小數點後4位。現行4位數作法已行之多年並形成慣例，位數調整對各類再生能源及不同規模案場影響不一，維持現行作法(4位)可確保制度穩定。

五、提請討論

附件5：
**「115年度再生能源電能躉購費率及其
計算公式」使用參數**

壹、再生能源電能躉購費率審定原則

一、電能躉購費率審定原則

- (一)技術成熟者優先：為鼓勵再生能源發電設備設置，依再生能源發電技術進步情形**檢討再生能源之躉購類別、級距及躉購費率**，並以技術較成熟、具節能減碳、經濟及產業發展效益者優先推廣。
- (二)具公信力之資料及數據：審議各項參數應考量資料來源及參採數據之**公信力**、客觀性及適用於我國氣候及**資源條件**、用電需求等發展環境之特性。
- (三)考量再生能源整體發展情形：考量**再生能源技術進步、推廣目標**達成及**電力市場**發展，在兼顧環境保護、國土利用、調合電力市場交易、社會公平性或相關政策下，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (四)優先鼓勵最佳資源場址：優先**鼓勵開發最佳資源場址**外，但為兼顧再生能源**區域均衡發展效益**，必要時得制定獎勵機制與訂定差異化費率。
- (五)共同決議：其他經**分組**會議討論議題所做之**共同意見**，提請審定會予以確認參採。

壹、再生能源電能躉購費率審定原則

二、參數資料參採原則

(一)按規模計算

各類再生能源躉購費率依不同**裝置容量級距**之**設置成本**分別計算之。

(二)計算基礎為可佐證之數據

參數資料之參採選定原則，應以**可佐證**之數據、市場實際成交價格及示範獎勵之發電系統數據為主，並參酌**多元具公信力**之**資訊**來源及評估數值，作為**費率計算基礎**。

(三)長期資料區間

參數資料之參採以**近3年**為主要優先，並得視資料數量動態調整參採年份區間。

(四)數據合理範圍設定

各項參數數據之選用，依前述參採原則選定之數據為準，若因樣本**數據離散**程度過大，並得以**剔除上下10%**樣本為原則，亦得**設定**數據**合理範圍區間**。

(五)缺乏案例資料處理

參數資料因**缺乏**近年**實際案例**或**資訊不充分**者，以**前期公告費率**參酌國際**成本變化**及費率結構進行調整計算。

(六)共同決議

其他經**分組**會議討論議題所做之**共同意見**，提請審定會予以確認參採。

貳、躉購分類與容量級距

類別	分類	115年度裝置容量級距
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及10瓩
		10瓩以上不及20瓩
		20瓩以上不及50瓩
		50瓩以上不及100瓩
		100瓩以上不及500瓩
	500 瓩以上	
	地面型	1 瓩以上
	水面型(浮力式)	1 瓩以上
生質能	沼氣(有厭氧消化設備)	1瓩以上
	固態生質燃料 及國內農業剩餘資源	1瓩以上
	其他	1瓩以上
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上
小水力	無區分	1瓩以上不及100瓩
		100瓩以上不及500瓩
		500瓩以上不及20,000瓩
地熱能	傳統型	1瓩以上不及5,000瓩
		5,000瓩以上
	次世代	1瓩以上
風力	陸域型	1瓩以上不及30瓩
		30瓩以上
海洋能	無區分	1瓩以上

◆太陽光電：依實務需求及資源複合多元利用，訂定符合推動現況及趨勢之分類；屋頂型級距依不同屋頂面積對應合適之容量級距費率，地面型與水面型(浮力式)以不影響土地及水域空間規劃維持不區分級距，整體維持114年度躉購分類及容量級距進行推動。

◆生質能/廢棄物：整體維持114年度躉購分類及容量級距，視案例成本資訊完整度及市場變動滾動檢討。

◆小水力：配合水利署推動策略，整併容量級距為500-20,000瓩，後續視招標及參數資料蒐集情況，滾動檢討。

◆地熱：為加速傳統地熱開發，擴大資源探勘，布局先進地熱技術，調整容量級距至5MW，並新增「次世代」分類，其適用條件為經中央主管機關於開發許可審查認定鑽井深度超過3,000公尺，且使用次世代地熱技術(例如：EGS、AGS等)者。
增強型地熱系統Enhanced Geothermal Systems, EGS
 先進型地熱系統Advanced Geothermal Systems, AGS

◆風力：離岸風電躉購費率採競比，毋須重複公告；浮動風機成本差異部分將持續蒐集資訊。

◆海洋能：視完整性與一致性之佐證資料檢討。

參、太陽光電分組

一、分組委員共同意見建議數值

再生能源類別	分類	裝置容量級距(瓩)	期初設置成本(元/瓩)		運維比例(%)		年售電量(度/瓩)
			第一期	第二期	第一期	第二期	
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及10瓩	50,200 (51,400)	49,400 (50,700)	4.89 (4.77)	4.97 (4.84)	1,250 (1,250)
		10瓩以上不及20瓩	47,000 (49,600)	46,200 (48,900)	5.22 (4.95)	5.31 (5.02)	
		20瓩以上不及50瓩	42,000 (44,600)	41,300 (44,000)	4.06 (3.83)	4.13 (3.88)	
		50瓩以上不及100瓩	38,800 (41,500)	38,100 (40,900)	4.40 (4.11)	4.48 (4.17)	
		100瓩以上不及500瓩	36,500 (38,900)	35,900 (38,300)	4.12 (3.87)	4.19 (3.93)	
		500瓩以上	34,900 (37,500)	34,300 (36,900)	4.31 (4.01)	4.38 (4.08)	
	地面型	1瓩以上	36,600 (38,900)	35,900 (38,400)	3.36 (3.16)	3.43 (3.21)	
	水面型(浮力式)	1瓩以上	42,600 (44,900)	41,900 (44,400)	2.89 (2.74)	2.94 (2.77)	

註：()內數字為114年度審定會審定之數值

參、太陽光電分組

二、參數內涵說明

分類	屋頂型						地面型	水面型 (浮力式)
容量級距 參數	1-10瓩	10-20瓩	20-50瓩	50-100瓩	100-500瓩	500瓩以上	1瓩以上	1瓩以上
期初設置 成本	1. 以 設備登記發票 (113年1月至114年6月)及 電業成本 資訊為計算基礎(8,340筆)， 扣除通案成本 (台電併網及高效能模組金額， 避免與獎勵配套機制重複計算)，續 設定合理計算樣本源、剔除上下10% (4,020筆)。 2. 以 營造工程物價指數(CCI) 變動幅度，將114年度下半年成本 預估漲幅0.12%納入 。 3. 維持 一年兩期費率公告方式 ，參考國際技術進步趨勢及國內設置環境等因素， 工程施工成本14.17%不反映 國際技術進步趨勢之成本 降幅 下，計算 第一期降幅為1.67%、第二期降幅為3.32% 。							地面型成本外加 6,000元/瓩
年運轉維 護費用	因應極端氣候，除鼓勵設置業者 採用性能較佳之設備 外，亦透過 妥善案場運維 ，以 維持發電設備可靠度 並提高發電效益。為 兼顧市場發展 ，並使業者能較具 彈性調整 其運維項目維持案場運轉，建議 沿用114年度審定會參採數值 。							
年售電量	1. 以 台電公司111至113年完整發電一年之躉購案場發電量資料 為計算樣本。 2. 近年 技術進步，模組效率提高及遞減比例逐漸減少 ，另以 運轉維護費用維持設備穩定運轉及引導發電效率較好之產品 進入市場， 參考發電量前50%案場 之平均 發電量數值 ，作為參數訂定基準。 3. 雖技術進步使發電量微幅提高，考量現行仍以躉購費率作為主要推動作法， 建議年售電量維持1,250度/瓩 。							

肆、地熱、生質能及小水力分組

一、分組委員共同意見建議數值

再生能源類別	分類	裝置容量級距(瓩)	期初設置成本(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	201,200 (205,400)	11.99 (11.54)	5,800 (5,800)
	固態生質燃料及 國內農業剩餘資源	1瓩以上	108,000 (108,000)	18.55 (18.46)	5,600 (5,600)
	其他	1瓩以上	65,500 (65,500)	15.75 (15.75)	5,600 (5,600)
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	113,900 (80,200)	15.36 (27.25)	7,200 (7,200)
小水力	無區分	1瓩以上不及100瓩	211,400 (211,400)	1.18 (1.18)	4,000 (4,000)
		100瓩以上不及500瓩	194,700 (194,700)	1.28 (1.28)	4,000 (4,000)
		500瓩以上不及20,000瓩	164,400	1.45	4,000
地熱	傳統型	1瓩以上不及5,000瓩	317,600	4.17	6,700
		5,000瓩以上	240,900	5.50	6,700
	次世代	1瓩以上	600,000	2.21	7,300

註：()內數字為114年度審定會審定之數值

肆、地熱、生質能及小水力分組

二、參數內涵說明

(一)生質能、廢棄物

第3次分組會議主席裁示，針對廢棄物「一般及一般事業廢棄物」之操作維護費用與環境部所提案例之差異，以及SRF料源單價等議題，請於會後提供分析說明，提請委員確認。前述分析結果已於9月18日分送分組委員並取得共同意見，原則同意提送第2次審定會議確認。

類別	生質能			廢棄物
分類 容量級距 參數	沼氣(有厭氧消化設備)	固態生質燃料及 國內農業剩餘資源	其他	一般及一般事業廢棄物
	1瓩以上	1瓩以上	1瓩以上	1瓩以上
期初設置 成本	- 以23筆近三年完工案場設備登記發票及佐證案例計算。 - 成本內涵不納入本業環保處理設備項目及費用，並以裝置容量加權平均計算，即20.12萬元/瓩。	目前國內設置案場少(近三年完工3案)，且個案成本差異較大，建議沿用114年度數值，即10.80萬元/瓩。	- 依114年度審定會決議，以成本資訊較完整之掩埋沼氣案場評估。 - 本年度無新增掩埋沼氣案例，建議沿用114年度數值，即6.55萬元/瓩。	參採近期3筆具成本、運維資訊之政府促參案，以其先期報告及簽約金額進行評估，於剔除本業營運設備、需自負環保設備費用後，計算其期初設置成本為11.39萬/瓩。
年運轉 維護費用	參採近三年運轉滿一年之7筆案例計算，20年均化後之運維費用為24,116元/瓩。	以認定程序之正式備案文件中，具操作維護項目費用、燃料採購合約單價、及料源使用量資訊者進行評估，20年均化後之運維費用為20,032元/瓩。	掩埋沼氣2案場因發電設備損壞、去年度費用顯著增加，考量目前案例少，為避免單一年度費用大幅變動影響，建議沿用114年度數值，即10,317元/瓩。	參採前開3筆促參案之操作維護費用、及SRF料源價格，20年均化後之運維費用為17,500元/瓩。
年售電量	因沼氣穩定度不足、設備維修及暫停運轉等因素，無法反映實際運轉發電情況，建議沿用114年度數值，即5,800度/瓩。	考量具完整年度發電量案場仍少，不宜僅參採單一案場資訊，建議沿用114年度數值，即年售電量參數5,600度/瓩	運轉滿一年之案場因設備損壞更換、沼氣濃度變動等因素，致發電效率不佳，建議沿用114年度參採數值5,600度/瓩。	去年度持續運轉案場僅1筆，且發電量與料源供應處理、歲修期間等因素相關，不宜僅參採單一案場年度資訊，建議沿用114年度參採數值7,200度/瓩。

肆、地熱、生質能及小水力分組

二、參數內涵說明

(二)小水力、地熱

類別	小水力			地熱		
分類 容量級距 參數	不區分			傳統型		次世代
	1-100瓩	100-500瓩	500-20,000瓩	1-5,000瓩	5,000瓩以上	1瓩以上
期初設置 成本	考量 案例有限 ，為 避免參採資料過度集中於特定業者所屬案場 ，影響參數代表性，或試算結果與114年度數值 差異不大 ，建議各級距皆沿用114年度參採數值。			近年國內已有案場陸續完工，為反映實際設置現況，本年度以實際完工案例為主，續依成本內涵(產能探勘、鑽井、電廠建造(含併聯)，進行 試算 。		參考地熱減碳 旗艦行動計畫(草案) ，預估投入之經費，成本 60.00萬元/瓩 。
年運轉維護 費用	本年度各級距皆 無新增案例 ，依參數資料參採原則，各級距皆 沿用114年度參採數值 。			以 實際標案之決標金額 估算，單位運維費用為10,625元/瓩，考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為12,908元/瓩，再加計 溫泉取用費 後，傳統型運轉維護費用 13,243元/瓩 ；次世代運轉維護費用 13,273元/瓩 。		
年售電量	考量容量因數差異較大是因場址特性、水資源調度和營運策略所致，為減緩上述因素影響與豐枯期之影響，歷年皆以 近十年的台電與民營電廠實際發電量 進行估算各級距年售電量，平均 4,000度/瓩 。			以台電抄表所提之 實際發電量 取代評估數值，同時參酌 國外地熱發電水準 ，建議 大小規模年售電量 酌以提高至 6,700度/瓩 藉以引導設置案 提升發電效能		國際上尚無次世代實際發電量可供參考，建議參酌 國際報告預估之容量因數平均 ，計算年電量為 7,300度/瓩 。

伍、風力及海洋能分組

一、分組委員共同意見建議數值

再生能源類別	分類	裝置容量級距(瓩)	期初設置成本(元/瓩)	運維比例(%)	年售電量(度/瓩)
風力	陸域型	1瓩以上不及30瓩	136,300 (136,300)	1.32 (1.32)	1,750 (1,750)
		30瓩以上 有具備LVRT及HVRT功能者	40,600 (39,100)	4.92 (5.69)	2,500 (2,500)
		30瓩以上 無具備LVRT及HVRT功能者	39,600 (38,100)	5.05 (5.84)	
海洋能	無區分	1瓩以上	267,100 (267,100)	7.70 (7.70)	5,800 (5,800)

註：()內數字為114年度審定會審定之數值

伍、風力及海洋能分組

二、參數內涵說明

類別	風力		海洋能
參數	陸域型		1瓩以上
	1瓩以上不及30瓩	30瓩以上	
期初設置成本	依參數資料參採原則， 沿用114年度 審定會參採資料： - 基於國內設置及發展現況，優先參採國內實際售電案例設備登記檢附之發票資料。 - 同時考量技術進步及物價變動之正反因素影響。	維持114年度計算方式進行資料更新， 參數微幅提高 ： - 參採近3年國內海關設備進口成本。 - 國外報告成本占比資訊按國內外設置規模差距進行成本校正。 - 考量技術進步帶動成本降幅。	依參數資料參採原則， 沿用114年度 審定會參採資料： - 參採海委會報告資料。 - 持續追蹤國內案例情況，待有實際成本後納入討論。
年運轉維護費	參數與114年度參採數值相近， 維持114年度數值 ： - 國內資料內涵為保修合約、設備汰換與保險。 - 國內案例資料較少，故將國內外資料平均。	維持114年度計算方式進行資料更新， 參數微幅降低 ： - 參採近3年台電風場資料，並依國外報告資訊校正計算。 - 納入國外報告數據以兼顧國際最新情況，平均計算國內外資料。	維持114年度 計算方式及數值： - 參採海委會報告資料。 - 持續追蹤國內案例情況，待有實際成本後納入討論。
年售電量	為引導提升發電效率， 維持114年度數值 ；同時 參酌國內外 資料。	為引導提升發電效率， 維持114年度數值 ；以國內近3年風場平均年發電量計算。	維持114年度 計算方式及數值參採 海委會報告 資料，輔以 國際 評估資訊進行計算。

陸、平均資金成本率

一、分組委員共同意見建議數值

分組	平均資金成本率
太陽光電	5.25%
地熱、生質能及小水力	5.25%
風力及海洋能	5.25%

二、公式說明

平均資金成本率 (WACC)	說明
公式意涵	平均資金成本率反映業者開發案件所需之整體投資資金成本，為貸款利率和自有資金成本率的加權平均數值。
計算參數	受四項參數影響，包括外借資金(W_0)及自有資金比例(W_1)、無風險利率(R_f)、銀行融資信用風險加碼(α)以及業者風險溢酬(β)
計算公式	$WACC = W_0 \times R_0 + W_1 \times R_1 = W_0 \times (R_f + \alpha) + W_1 \times (R_f + \alpha + \beta)$ $W_0 + W_1 = 1$

陸、平均資金成本率

三、參數內涵說明

參數	參數說明	參採數值(%)	參採資料
外借資金(W_0)及自有資金比例(W_I)	銀行根據開發商的融資金額、信用評等，以及還款能力進行評估貸款比例	70 : 30	參採國內金融機構回函資料與國外再生能源案例資料
無風險利率(R_f)	投資於沒有風險之投資項目可獲得之報酬	1.44	央行十年期政府公債殖利率
銀行融資信用風險加碼(α)	銀行根據企業信用評等、資金用途、還款來源、投資計畫風險高低等，評估其放款風險及相對之報酬	2.38	參採國內金融機構回函資料與國外再生能源案例債務成本資料
業者風險溢酬(β)	風險溢酬高低與事業經營風險有關，為投資者主觀看法	4.71	參採國外再生能源案例資料
WACC 計算數值	加權平均數值	5.23	依上述參數值計算

陸、平均資金成本率

四、115年度平均資金成本參採建議

(一)115年度平均資金成本率計算數值為**5.23%**，基於計算數值與114年度公告數值相當^註，為**維持**在一定的**設置誘因**下，促進**裝置目標**達成，建議115年度平均資金成本率與114年度相同，即**5.25%**。

(二)115年度審定會參採建議

115年度	建議數值
平均資金成本率	5.25%

附件6： 躉購費率獎勵及配套機制

壹、115年度重要機制新增(調整)建議

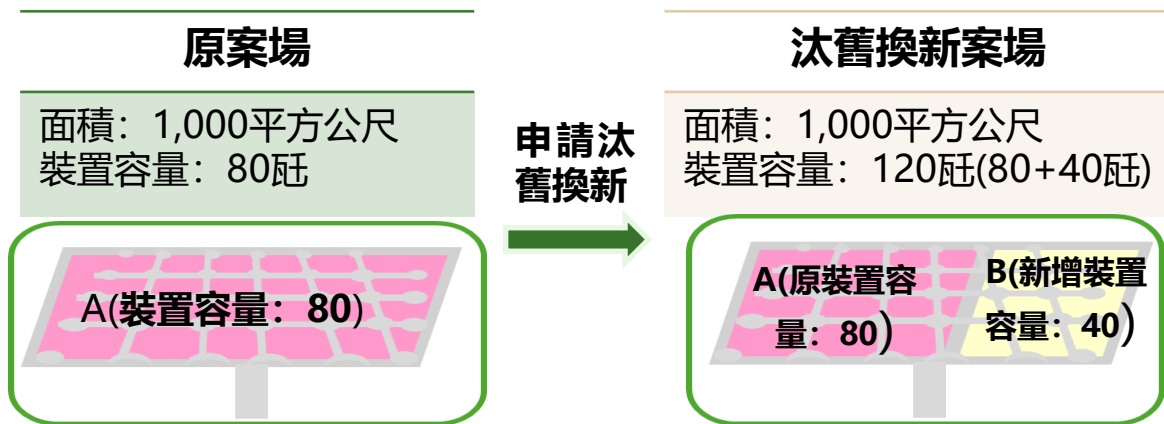
一、太陽光電汰舊換新機制

(一)背景說明

1. 引導業者採用高效率產品進行設備汰舊換新，研擬具經濟效益之鼓勵機制，以提升汰舊換新意願與推動成效，進而擴大裝置容量並提升發電效率。
2. 有關高效率產品，為確保品質、發電效率及耐候性之可靠性，建議以取得 VPC 認證之產品進行更換。

(二)經濟誘因機制說明

1. 可增加裝置容量：汰舊換新後，評估相同面積最多可增加50%太陽光電裝置容量
2. 躉購費率提供汰舊換新經濟誘因
 - (1) 原容量(A)在原契約剩餘躉購年限(如5年)：適用原費率，確保原容量可以適用相同費率躉購20年。
 - (2) 新增容量(B)：適用最新公告躉購費率及規定



➤ 汰舊換新案場躉購費率適用說明

以原費率躉售15年案場(即99年完工案場)為例		
躉購期間	5年	15年
A(原容量)	適用原費率 (12.9722元/度)	115年度第一期完工費率 (3.5960元/度)
B(新增容量)	115年度第一期完工費率(3.5960元/度)	

壹、115年度重要機制新增(調整)建議

一、太陽光電汰舊換新機制

(三)執行作法

1.聽證會議蒐集外界意見

後續辦理聽證會議蒐集外界意見，並於115年度躉購費率公告後適用。

2.相關法規配合修正

(1)為建立標準行政程序，後續將續推動《再生能源發電設備設置管理辦法》之修正，以建立汰舊換新申請機制。

(2)汰舊換新機制將使模組提早排出，為與環境部模組回收機制銜接，並考量模組回收費分期付款年限(10年)及模組生命週期因素，處理規劃說明如下：

A.運轉達10年以上：屬最終除役，適用環境部回收機制，可委託該機制之廠商清運及處理。

B.運轉未滿10年：屬非最終除役，由業者評估相關效益，並自行負擔模組回收相關費用。

3.前述設置管理辦法修正，已規劃將台灣高效模組納入適用對象。經濟部標準局訂定之效率標準，已引導產業朝最新製程(如：TOPCon)技術發展。未來對於新的技術(如：鈣鈦礦)亦會持續掌握國內產品研發、規格、商業化時程，協助相關產業永續發展與推動。

(四)提請討論

壹、115年度重要機制新增(調整)建議

二、離島加成機制

(一)背景說明

過往因離島用電成本高、供電條件有限，透過加成機制鼓勵再生能源發展，降低當地用電成本。惟因應政策推動方向並考量設置成本差異，檢討離島加成機制。

(二)議題分析

1.海底電纜無論是否與本島聯結，設置成本皆有差異

- (1)過往以用電成本角度，考量離島地區海底電纜與本島聯結後，用電成本與本島無異，故將加成比例由15%調至4%。
- (2)離島地區因受鹽害、強風、交通不便等條件影響，設置成本高；以強化區域能源自給與電網韌性角度，無論有無海底電纜聯結，設置成本與本島設置皆有其差異。

2.配合政策推動方向，維持加成比例一致15%，並自115年度起向後適用而不溯及既往

- (1)鼓勵各縣市於日照條件較佳之地點設置，並規劃推動符合一定條件之新建物強制設置太陽光電，促使地方政府儘可能發揮再生能源設置效益，不論是否聯結海底電纜，加成比例一致維持15%。
- (2)考量過往已完成設置之案件，係在已知費率水準下評估效益後建置，建議不宜溯及既往，自115年度費率公告起向後適用。

(三)建議作法

考量現階段離島地區再生能源設置以太陽光電為主，為鼓勵離島地區再生能源之開發，建議各類再生能源發電設備設置於離島地區者，其躉購費率加成比例一致15%，並自115年度費率公告起向後適用，不溯及既往。

(四)提請討論

壹、115年度重要機制新增(調整)建議

三、地熱-階梯式費率機制

(一)背景說明

「階梯式費率機制」旨在減輕前期投資風險與鑽井成本(探勘鑽井階段)，然隨著全球技術進步和開發規模擴大，併同國內相關法規、資金挹注及其推動計畫展開，國內開發環境已逐漸完善，建議重新檢討機制，期更有效促進地熱發展和利用。

(二)議題分析

1. 國營事業帶頭開發推動規模化地熱發展：

- 能源署：地熱能發電示範獎勵辦法，協助分攤業者前期探勘風險(最高獎勵探勘成本50%，最高金額1億元)。
- 地礦中心：設立探勘資訊平台，規劃大規模探勘，掌握地底資訊，並公開探勘資料，降低探勘風險。
- 台電：設立地熱開發合作平台，結合民間力量，提高銀行融資意願，解決資金、饋線、營運問題。
- 中油、台電：引進國外鑽井設備及國際技術團隊，擴大鑽井量能、技術驗證增加案場

2. 石油與天然氣產業技術與知識轉移，未來成本大幅下降：美國能源部與IEA指出，2030年全國EGS平均發電成本60-70美元/MWh；2035年達45-50美元/MWh，未來有望成為便宜、可調度之低碳電力。

3. 國際科技大廠布局亞洲地熱，加速次世代地熱技術發展：114年Google與Baseload簽署首張地熱購電協議以及股權投資，支持規模化發展，供應低碳電力；並透過AI 技術協助最具潛力開發地點。

(三)建議作法

隨著國營事業投入，公開探勘資料降低風險，伴隨著開發模式的轉變以及市場對低碳電力需求提升、鑽井成本大幅下降，建議115年度取消「地熱發電之階梯式費率機制」，活絡綠電市場交易。

(四)提請討論

貳、115年度延續性機制草案建議

一、鼓勵區域均衡發展

- 特定區域 ➡ ① 北北基桃竹苗宜花 15%
② 台東 8%
- 原住民及偏遠地區 ➡ 1%

二、促進空間有效利用

- 高效能模組加成機制 ➡ 6%
 - ① 學校光電運動場 10%(金屬浪板 4%)
- 一地兩用 ➡ ② 農漁電共生 5%
③ 高速公路服務區停車場 6%
- 漁業環境友善公積金 ➡ 漁電共生 1%

三、反映併網成本

- 屋頂型併網工程費 ➡ 按台電公布工程費用表，計算額外費率
- 併聯特高壓供電線路 ➡ 依不同電壓等級、升壓站及線路設置方式，計算額外費率

四、促進案場及早完工

- 費率適用寬限期 ➡ 一定期間內完工，適用取得籌設或同意備案時之公告費率
- 大型(適用24個月寬限期)案 ➡ ① 21個月內完工 0.0424元/度
② 18個月內完工 0.0848元/度

五、其他配套機制

- 太陽光電結合儲能系統 ➡ 採遴選搭配競標機制競比結果
- 綠能屋頂全民參與推動計畫獎勵 ➡ 3%
- 模組回收費 ➡ 以1,000元/瓦計算額外費率

地熱
小水力

- 地熱及小水力原民利益共享機制 ➡ 1%

各類
再生
能源

- 加強電力網費 ➡ 按台電公布加強電力網費用表，分別提供各類再生能源額外費率
- 電力開發協助金 ➡ 依「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」公告發電設施提撥費率附表提供額外費率