



109年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次會議

會議紀錄附件

目錄

附件1：第1次審定會會議結論辦理情形

附件2：各再生能源分組會議辦理情形

附件3：「109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

附件4：「109年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」
使用參數

附件5：躉購費率獎勵機制

附件6：「109年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」
草案

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：108年7月3日上午10時00分

二、地點：經濟部第一會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部曾政務次長文生

四、出席名單：

游委員振偉（李副局長君禮代理）、林委員良楓、胡委員耀祖、江委員青瓚、陳委員在相、張委員安順、黃委員新達、林委員華宇、吳委員榮華、許委員泰文、陳委員鴻文、王委員嘉緯、楊委員鏡堂、黃委員柏壽、曹委員添旺

五、列席名單：經濟部能源局

貳、第一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：遵照決議辦理，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)應強化國際再生能源電能躉購費率發展趨勢報告案之背景資訊及比較基準，以利強化各國費率比較分析之完整性。

後續辦理情形：遵照決議辦理。

(三)業者意見請納入分組討論，作為109年度再生能源躉購費率審定參考。

後續辦理情形：遵照決議辦理，業將業者意見納入各分組討論事項。

貳、第一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109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：

- 1.109年度審定作業期程，原則同意依規劃辦理，並增開業者座談會。
- 2.分組會議及召集人：
 - (1)業依決議分成「太陽光電」、「風力發電」、「生質能及其他再生能源」等3個分組，各分組會議召集人分別為江委員青瓚、胡委員耀祖及游委員振偉。
 - (2)各分組會議增設副召集人分別為陳委員在相、楊委員鏡堂及林委員華宇擔任。
- 3.109年度委員名單原則對外公開。
- 4.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。

(二)109年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持108年度計算公式不變。另針對平均資金成本率參數，提前於分組會議中進行討論，取得共同意見後，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。

貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

二、討論案決議

(三)109年度其他類別再生能源電能躉購費率適用基準部分，採用擬定程序動態訂定費率之方案，即基於適法性及合理性，建議由中央主管機關擬定可永續利用能源之認定程序，逐年受理並依實際申設情況動態召開審定會訂定其所適用之費率。

後續辦理情形：遵照辦理，並於109年度費率公告附表刪除其他再生能源類別之躉購費率。

附錄、109年度費率審定會委員名單

類別		姓名	單 位	職稱
部會代表	召集人兼委員	曾文生	經濟部	政務次長
	委員	游振偉	經濟部能源局	局長
	委員	鄭永銘	國家發展委員會	簡任技正
	委員	林華宇	經濟部工業局	組長
	委員	黃新達	行政院農業委員會	專門委員
能源經濟	委員	吳榮華	成功大學資源工程學系	教授
	委員	王嘉緯	台灣金融研訓院	所長
財務會計	委員	林良楓	政治大學會計系	副教授
法律行政	委員	蔡岳勳	雲林科技大學科技法律研究所	教授兼所長

附錄、109年度費率審定會委員名單(續)

類別		姓名	單 位	職稱
能源技術與環境資源	委員	江青瓚	健行科技大學電機工程系	副教授
	委員	宋聖榮	台灣大學地質科學系暨研究所	教授
	委員	楊鏡堂	台灣大學機械系	教授
	委員	胡耀祖	工業技術研究院綠能與環境研究所	所長
	委員	鄧人豪	中山大學電機系	教授
	委員	陳在相	台灣科技大學電機工程系	教授
	委員	許泰文	台灣海洋大學河海工程研究所	教授
	委員	黃柏壽	中央研究院地球科學研究所	教授
	委員	林國慶	台灣大學農業經濟系	教授
團體代表	委員	曹添旺	中華民國消費者文教基金會	委員
	委員	陳鴻文	中華民國全國工業總會	處長
	委員	張安順	中華民國銀行商業同業公會全國聯合會	幹事

附表：第1、第2次業者座談會辦理情形

組別	北區	中區	南區
第一次 座談會時間	6/13上午	6/11上午	6/11下午
出席人次	54人次	16人次	22人次
會議地點	集思台大會議中心- 米開朗基羅廳	集思台中新烏日會議中心 -302會議室	外貿協會台南辦事處- 第一會議室
討論議題	(一)109年度審定作業期程規劃之建議 (二)109年度電能躉購費率計算公式及其使用參數之建議 1. 各類再生能源費率參數參採原則 2. 各類再生能源設置成本、運維費用、年售電量 3. 實際設置及運轉後之衍生成本與運維費用 (三)其他有關費率審定之相關建議		
組別	北區		
第二次 座談會時間	11/1上午+下午		
出席人次	93人次		
會議地點	張榮發國際會議中心-803會議室		
討論議題	再生能源期初設置成本使用參數參採		

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	風力發電	生質能及其他再生能源發電
第一次 會議時間	7/24下午	7/23下午	7/25上午
出席人員	審定委員、專家學者、產業代表		
討論議題	業界意見陳述並與專家及委員討論交流		
第二次 會議時間	8/19上午	8/14上午	8/14下午
出席人員	審定委員		
討論議題	躉購容量級距檢討、「期初設置成本」使用參數建議		
第三次 會議時間	11/21上午	11/22下午	11/22上午
出席人員	審定委員		
討論議題	「年運轉維護費」、「年售電量」及「平均資金成本率」使用參數建議、再生能源電能躉購費率其他相關議題		

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，將不予納入討論。

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，於後續討論案中提請確認。
- 2.業已規劃於12月初同時進行聽證及草案預告作業，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，12月底前公告相關費率。

附件3：

「109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

聽證通知

第156條：「行政機關為訂定法規命令，依法舉行聽證者，應於政府公報或新聞紙公告...。」

公告：第55條、第156條

- 公告內容應包含：訂定機關之名稱、訂定之依據、草案內容、聽證之日期及場所、聽證之主要程序。

聽證會開始

第60條第1項：「聽證以主持人說明案由為始。」

主持人主要職權：第62條、第63條及第65條

- 許可當事人及其他到場人之發問或發言。
- 為避免延滯程序之進行，禁止當事人或其他到場之人發言；情節重大者，並得命其退場。
- 駁回當事人於聽證程序中之異議。
- 終結聽證。
- 其他為順利進行聽證所必要之措施。

作成聽證紀錄

第64條第1項：「聽證，應作成聽證紀錄」

聽證記錄重點：第64條

- 應載明到場人所為陳述或發問之要旨及其提出之文書、證據，並記明當事人之異議與主持人對異議之處理。
- 聽證紀錄當場製作完成者，由陳述或發問人簽名或蓋章；未當場製作完成者，由主持人指定日期、場所供陳述或發問人閱覽，並由其簽名或蓋章。
- 陳述或發問人拒絕簽名、蓋章或未於指定日期、場所閱覽者，應記明其事由。
- 陳述或發問人對聽證紀錄之記載有異議者，得即時提出。主持人認異議有理由者，應予更正或補充；無理由者，應記明其異議。

聽證終結

第65條：「主持人認當事人意見業經充分陳述，而事件已達可為決定之程度者，應即終結聽證。」

參、聽證會作業規劃

聽證項目：109年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)-臺北場

會議時間：108年12月12日(四) 下午02:00

會議地點：張榮發基金會國際會議中心803室

臺北場次-風力發電、生質能及其他再生能源發電

時間	min	議程
02：00～02：15	15	發言順序登記
02：15～02：20	5	主持人說明案由
02：20～02：50	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： ➤ 風力發電 ➤ 生質能及其他再生能源發電
02：50～04：10	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
04：10～04：40	30	聽證紀錄確認 聽證終結

參、聽證會作業規劃

聽證項目：109年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)-臺南場

會議時間：108年12月12日(四) 下午04:00

會議地點：外貿協會台南辦事處會議室(一+二)

臺南場次-太陽光電

時間	min	議程
04：00～04：15	15	發言順序登記
04：15～04：20	5	主持人說明案由
04：20～04：40	20	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： ➤ 太陽光電
04：40～06：00	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
06：00～06：30	30	聽證紀錄確認 聽證終結

附圖：聽證會場地示意圖

張榮發國際會議中心-803室

容納人數：140人



會議廳全景



座位區往講台方向

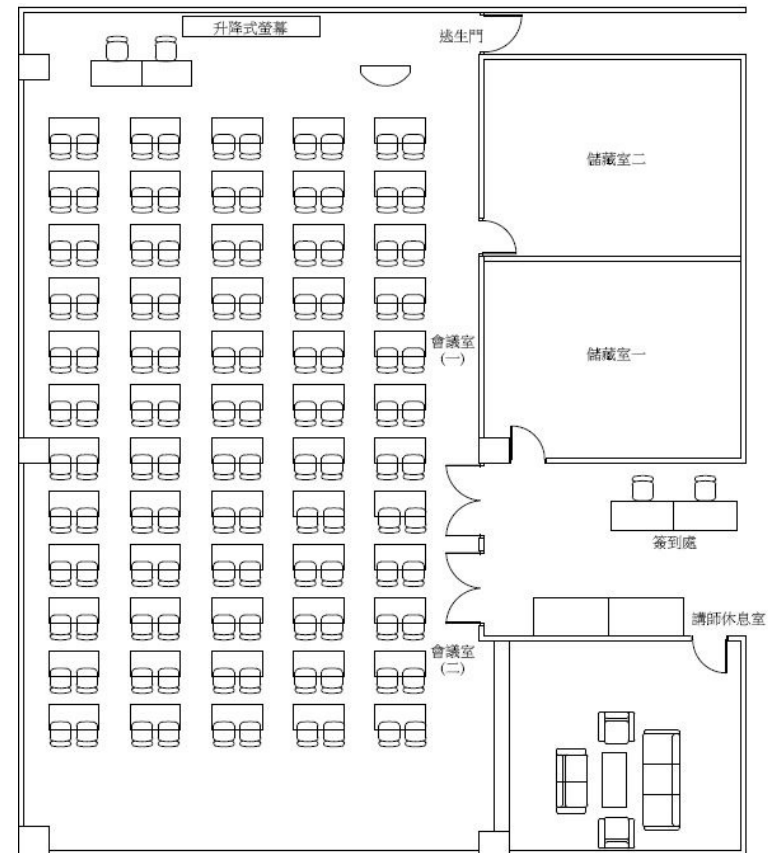
附圖：聽證會場地示意圖

外貿協會台南辦事處會議室(一+二)

容納人數：120~140人



會議廳全景



會議室配置圖

附件、聽證會相關程序—預備聽證

關於聽證相關程序，109年度審定會維持108年度作法，行政機關裁量不舉行預備聽證而直接辦理正式聽證會議，相關分析說明如下：

- 參照行政程序法第156條及第58條之規定，就108年度審定會相關聽證會和預備聽證，係由行政機關(經濟部)行使裁量權決定相關程序、期程和次數，依法提前通知並公布於行政院公報及經濟部能源局網站，讓業者有充分陳述意見之機會。
- 審酌預備聽證之目的(詳見附件)，109年度審定會無於聽證會期日前舉行預備聽證之必要性，因此逕行辦理正式聽證會議，並於聽證會業者發言結束後，由政府機關與相關學者進行回應。

附件、聽證會相關程序—預備聽證

一、預備聽證之裁量與目的

■ 行政程序法第58條第1項：

行政機關為使聽證順利進行，認為**必要時**，得於聽證期日前，舉行預備聽證。

■ 行政程序法第58條第2項：

預備聽證**得**為下列事項：一、議定聽證程序之進行；二、釐清爭點；三、提出有關文書及證據；四、變更聽證之期日、場所與主持人。

■ 綜上所述，行政機關依行政程序法第58條第1項本**有裁量權**衡酌預備聽證之必要性，並依同法第58條第2項預備聽證舉行之目的，作為裁量是否舉行預備聽證之準則，因此在無裁量瑕疵之情況下，行政機關得本於職權作出是否舉行預備聽證之決定。

附件、聽證會相關程序—預備聽證

二、衡酌下列因素，尚無召開預備聽證之必要

預備聽證之目的(行政程序法§58 II)	裁量內容與處理方式	
議定聽證程序之進行	應由公正第三人擔任主持人	1. 依行政程序法§57規定，聽證主持人應由行政機關首長或其指定人員擔任。 2. 聽證主持人依行政程序法§60~§63主持聽證，依法已可確保其公正性。 3. 陳述意見之時間限制係為會議之順利進行，其異議之准駁亦為聽證主持人之權限。 4. 陳述意見之人得於會中確認其發言紀錄，會後亦得以書面補充意見，已可確保意見表達之完整性。
	應召開預備聽證會	依行政程序法§58 I，行政機關於必要時得召開預備聽證會，若無此必要得不召開。
	公告時間過短	行政程序法並無明文規定預留特定公告期間，得由舉行機關視事件之性質及公告之方式決定之。
	審定委員出席人數過少	1. 主管機關歷年皆已邀請審定委員參與聽證會。 2. 各分組主要負責委員皆實際參與聽證會。
	綜上所述，聽證程序之進行皆係依法行政，並無疑義。建請委員出席聽證會議，俾利增加與業者面對面討論之機會。	

附件、聽證會相關程序—預備聽證

二、衡酌下列因素，尚無召開預備聽證之必要

預備聽證之目的 (行政程序法 §58 II)	裁量內容與處理方式
釐清爭點	再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案) 聽證會自99年開始召開以來，爭議重點皆為公式、參數及費率， 爭點已明確無釐清之必要
提出相關文書及證據	109年度審定會 已廣徵再生能源相關協會與業者之意見 ： ➤ 函詢相關公、協會蒐集意見：108年5月15日函詢各相關公、協會對於審定作業相關意見，截至108年6月30日，已收到49 個單位回函 ➤ 辦理業者座談會：第1次業者座談會於6月11、13日召開北、中南共3場次分區座談會；第2次業者座談會於11月1日召開共2場次各能源別座談會 ➤ 分組第1次會議：7月23日、7月24日及7月25日邀請各類別再生能源業者出席參加第1次分組會議並提出意見
變更聽證之期日、場所與主持人	聽證之期日、場所係依審定會作業時程進行，無變更之必要；主持人亦已衡酌相關專業領域為適切之選任，因此亦無變更之必要。

附件4：
「109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)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躉購類別及級距，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)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及推廣目標達成情形，並兼顧我國環境保護、國土利用或相關政策，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (四)優先鼓勵開發最佳資源場址，並得考量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)顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊。
- (六)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)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)參數資料之參採選定原則，應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主，示範獎勵之發電系統數據為輔，並多元考量具公信力之資訊來源及評估數值，作為費率計算基礎。
- (三)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)各項參數之援用，依前項參採原則選定之數據，若有極端值，則剔除上下至少10%。
- (五)參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌成本變化及費率結構進行調整計算。
- (六)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

一、太陽光電分組

(一)業者意見

- 1.建議將一地兩用(如農電共生、漁電共生、高速公路休息站停車場等)或追日型設置態樣之躉購費率或加成獎勵，提升投資意願。
- 2.考量技術進步導致模組瓦數提高(105年為250-265W、目前為315-355瓦)，發電量亦提高30%，建議應配合場址空間調整躉購費率級距。

(二)分組會議共同意見

- 1.分組會議討論結果：**太陽光電109年度躉購類別及容量級距維持與108年度相同。**
- 2.業者意見分析討論說明如下：
 - (1)**因應設置態樣差異設計躉購類別反應其衍生成本**：各種設置態樣皆有其必要及不同衍生之成本費用，故躉購費率考量不同設置型態之成本後，分別設計不同躉購類別及估算其躉購費率。
 - (2)有關**一地兩用**(含營農型、漁電共生、風雨球場、高速公路休息站停車場設置太陽光電等)及**追日型**設置型態，說明如下：
 - A.營農型及漁電共生型：目前為示範階段，且該設置態樣為與農業或養殖漁業相配合之綠能設備，另相關部會目前正訂定相關推動計畫，建議未來有明確設置標準及相關成本資訊後，再納入審定會討論。
 - B.風雨球場：以教育部訂定之設置規範為基準，進行研議該設置態樣下所衍生之成本差異，並於後續獎勵機制進行討論。
 - C.高速公路休息站停車場設置太陽光電：目前該設置態樣未有明確設置規範，因而無法估算其衍生之成本差異及躉購費率，建議未來有明確設置標準及可評估衍生成本資訊後，再納入審定會討論。
 - D.追日型：雖追日型發電設備成本較一般太陽光電設備高，但其發電效率亦相對較高，故建議業者應針對衍生成本和發電效益同步進行考量。

貳、躉購分類與容量級距

一、太陽光電分組

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果：太陽光電109年度躉購類別及容量級距維持與108年度相同。

2.業者意見分析討論說明如下：

(3)有關容量級距調整意見，說明如下：

A.級距訂定之目的：容量級距之訂定係考量不同設置態樣中，一定區間之設置規模衍生的設置成本，並與其他區間有其設置成本產生差異較大之情形，換言之，即是反映不同容量級距中之成本費用。

B.觀察我國目前屋頂型各級距呈均勻分布，且各級距皆有其存在之必要，以鼓勵家戶屋頂、工廠屋頂或公有屋頂等各設置對象，且業者未針對所提建議提出佐證資訊，故建議屋頂型級距維持第二次分組會議決議。

貳、躉購分類與容量級距

二、風力發電分組

(一)業者意見

- 1.陸域小型風電的級距維持30瓩。
- 2.提高陸域小型風電的級距至50瓩或100瓩，並細分成3個級距。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意將陸域型維持區分為1瓩以上不及30瓩與30瓩以上，共2個容量級距；離岸型則不區分。

2.討論說明如下

(1)陸域風電：

- A.107~108年度以30瓩作為分界：考量設置1座2,300瓩陸域大型風機點狀使用面積至少約400平方公尺，故建議設置小型風機的點狀使用面積宜保持在400平方公尺以內，相當於可裝設9組3瓩小型風機。
- B.國內小風機廠商已投入25~29.8瓩風力機研製及測試：為顧及本土業者發展，躉購容量級距宜先保持穩定，未來再視設置情形滾動式檢討。
- C.109年度維持級距穩定尚屬合宜：級距以30瓩作為分界已可讓小型風機獲得規模經濟效益，未來應視整體風資源有效利用、生態環境等影響滾動式檢討。

(2)離岸風電：

- A.國際無區分容量級距：離岸風電不區分躉購容量級距係符合國際趨勢。
- B.計算基礎維持延續性及合理性：目前離岸風電正處於潛力場址開發階段，遴選案之費率計算基礎與考量因子宜維持延續性及合理性。

貳、躉購分類與容量級距

三、生質能及其他再生能源分組

(一)業者意見

- 1.建議新增草木植物氣化、植物油燃燒發電於生質能躉購類別；為鼓勵小規模案場就地在設置沼氣發電，建議區分躉購級距；應考慮廢棄物混燒效率及穩定性，開放混燒。
- 2.條例通過後擴大水力發電，建議應考量成本合理性訂定，區分躉購級距。
- 3.建議將地熱發電規模經濟納入考量(如電廠規模與廠用電占比)，區分躉購級距。
- 4.建議將推動海洋能納為前瞻計畫，並獨立出海洋能、浪能發電的躉購費率類別。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

生質能及其他再生能源109年度躉購類別與容量級距維持108年度相同方式。

2.討論說明如下

(1)生質能

- A.考量草木植物氣化等發電類別可創造其他經濟效益，且國內無實際運轉案例或評估報告，建議不新增躉購類別。
- B.混燒屬熱利用，非屬本審定會所討論之電能躉購議題。
- C.目前農委會推廣政策傾向補助一定規模以上案場，小規模案場有政府相關集運處理補助計畫；考量目前參採案例皆具一定規模，且無足夠小規模案場及成本資訊，故建議不區分躉購級距。

(2)小水力發電：目前政策鼓勵小水力發電，惟仍缺乏實際成本資料，建議不區分躉購級距，但應持續關注實際發展情況，以作為後續級距調整參考。

(3)地熱：地底資源分布未能充分確認，先藉由小規模地熱電廠來確認成本資訊，故建議不區分躉購級距。

(4)海洋能：海洋能發展涉及潛能條件及技術發展，國內透過業界能專計畫予以協助技術研發，故建議不新增海洋能類別。

貳、躉購分類與容量級距

三、躉購分類與容量級距彙整表：

108年度			109年度		
再生能源類別	分類	容量級距(瓩)	再生能源類別	分類	容量級距(瓩)
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$
		$\geq 20 \sim < 100$			$\geq 20 \sim < 100$
		$\geq 100 \sim < 500$			$\geq 100 \sim < 500$
		≥ 500			≥ 500
	地面型	≥ 1		地面型	≥ 1
	水面型(浮力式)	≥ 1		水面型(浮力式)	≥ 1
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 30$	風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 30$
		≥ 30			≥ 30
	離岸	≥ 1		離岸	≥ 1
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	生質能	無厭氧消化設備	≥ 1
	有厭氧消化設備	≥ 1		有厭氧消化設備	≥ 1
川流式水力	無區分	≥ 1	小水力發電 ^{註1}	無區分	≥ 1
地熱能	無區分	≥ 1	地熱能	無區分	≥ 1
廢棄物	無區分	≥ 1	廢棄物	無區分	≥ 1
其他 (海洋能、氫能 或其他經中央 主管認定可永 續利用之能源)	無區分	≥ 1	--	--	--

註1：再生能源發展條例自108年5月1日修正通過，擴大獎勵對象從「川流式水力」修改為「小水力發電」。

註2：第1次審定會決議，基於適法性及合理性，建議由中央主管機關擬定可永續利用能源之認定程序，逐年受理並依實際申設情況動態召開審定會訂定其所適用之費率。

參、太陽光電

一、 期初設置成本

(一)108年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)109年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

分類	裝置容量級距(瓩)		108年度審定會 使用參數值		109年度分組會議 建議數值		變動 幅度 (%)
			第一期成本 (元/瓩)	第二期成本 (元/瓩)	第一期成本 (元/瓩)	第二期成本 (元/瓩)	
屋頂型	≥1 ~ <20		60,400	60,400	58,200	58,200	-3.64
	≥ 20 ~ < 100		49,100	48,200	47,700	47,000	-2.49
	≥ 100 ~ < 500		47,400	46,500	45,600	44,900	-3.44
	≥ 500	無併聯電業特高壓 供電線路者	46,100	45,300	44,400	43,700	-3.53
		有併聯電業特高壓 供電線路者	51,100	50,300	49,400	48,700	-3.18
地面型	≥1	無併聯電業特高壓 供電線路者	46,000	45,200	44,700	44,000	-2.65
		有併聯電業特高壓 供電線路者	51,000	50,200	49,700	49,000	-2.39
水面型 (浮力式)	≥1	無併聯電業特高壓 供電線路者	52,000	51,200	50,700	50,000	-2.34
		有併聯電業特高壓 供電線路者	57,000	56,200	55,700	55,000	-2.14

註1：變動幅度為109年度第二期期初設置成本與108年度第二期期初設置成本相比之降幅。

註2：模組回收、升壓站成本反映方式：考覈購費率加成機制不應造成發電設備不同下，產生不同加成效果，故針對模組回收(1,000元/瓩)及特高壓設備(5,000元/瓩)等衍生成本，共同意見為採費率外加方式反映，即不納入期初設置成本內涵。

註3：一年發布2期上限費率，各期上限費率適用區間為6個月，第一期費率適用月份分別為1月至6月完工者，第二期費率適用月份為7月至12月完工者。

參、太陽光電

一、期初設置成本

(三)計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	併聯日期在107年1月1日至108年5月31日止之案件。	
選取合理性	蒐集國內實際設置案例，參採申請設備登記檢附之發票資料。	
成本架構	說明	計算數值(元/瓩)
(1)國內案例 成本校正	1. 成本合理區間設定：透過 <u>統計</u> 方法，設定上下限合理數值併同考量國際成本，以做為案例成本之合理區間。 2. 剔除極端值： <u>剔除</u> 上下10% <u>極端值</u> 。	47,457 (以屋頂型20-100瓩為例進行說明)
(2)未來成本 降幅	1. 鼓勵家戶屋頂設置太陽光電，屋頂型 <u>1-20瓩</u> 級距 <u>不反映未來成本降幅</u> 。 2. 其餘屋頂型級距及類型，不反映成本結構中之施作成本未來降幅(占14.41%)，並分上下半年兩期反映未來成本趨勢，第一期反映 <u>1.55%</u> ；第二期反映 <u>3.09%</u> 。	第一期：46,721 第二期：45,991
(3)其他須負擔成本	• <u>模組回收</u> 成本：1,000元/瓩，並以費率外加方式反映。 • <u>升壓站</u> 成本：5,000元/瓩，並以費率外加方式反映。 •水面型(浮力式)，以地面型成本外加6,000元/瓩。	第一期：47,721 第二期：46,991

一、 期初設置成本(三)計算簡要說明

從107年1月1日至108年5月31日，設備登記發票資料

選取原始資料中之發票資料。(材料或工程款發票合開及金額註記未滿100%金額之設置案件則不納入參採。)

合理成本區間調整

透過統計方法選取成本合理區間，

1. 低成本選取：同步考量百分位統計方法及國際報告(歐盟聯合研究中心(2018))預估成本最低數值做為成本數值選取最低標準，約為新台幣29,000元/瓩。
2. 高成本選取：透過百分位數統計方法，並參考參數資料參採原則剔除極端值之比例，為72,000元/瓩。

分層抽樣統計方法(163筆)

1. 抽樣163筆，回函32筆。
2. 將設備登記資料及回函資料比對後，進行期初設置成本重新估算、校正及調整。

依類型及容量級距分類，並剔除上下10%極端值

以案件為權數，估算發票資料之原始期初設置成本，後考量國際機構預估未來一年之成本降幅。

參採之期初設置成本

參、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

1.以發票資料之平均設置成本進行估算，反映市場實際現況

依據參數資料參採選定原則，以可佐證之數據或市場實際成交價格為主，為有效反映市場實際成本現況，建議參考107年1月至108年5月止之設備認定發票資料，剔除合理區間外之樣本，並於合理區間內進行樣本抽樣調查及校正，續依參數參採原則，剔除上下10%極端值之設置成本並加以估算，各級距說明如下：

(1)屋頂型：

A.1~20瓩、20~100瓩及100~500瓩：設備認定發票資料皆為業者所提之市場實際成交價格，依據參數資料參採原則，皆納入資料參採對象，因此，容量級距1~20瓩、20~100瓩及100~500瓩之第一期期初設置成本皆採納設備認定發票資料。

B.500瓩以上：本年度未有新增案例，考量屋頂型500瓩以上與100~500瓩之設置條件、設置方式與規模相似，建議援用108年度審定會估算方式，以前一年度與100~500瓩之成本差距2.74%進行調整。

			原始資料		剔除極端值	
	類型	容量級距	案件	平均值 (元/瓩)	案件	平均值 (元/瓩)
107年	屋頂型	1-20瓩	677	56,192	541	57,246
		20-100瓩	286	47,684	228	47,684
		100-500瓩	348	45,365	278	45,282
	地面型	無區分級距	68	48,137	54	48,397
	水面型	無區分級距	12	35,636	10	34,440
108.01-05	屋頂型	1-20瓩	110	55,504	88	56,567
		20-100瓩	39	45,680	31	45,787
		100-500瓩	65	45,524	51	45,564
	地面型	無區分級距	16	44,740	12	43,147

參、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

(2)地面型：

- A.以地面型大規模設置案件為推動政策：為達國內再生能源推動目標，後續發展以地面型太陽光電為主。
- B.引導市場土地資源有效整合運用：考量地面型未來導向以大規模案場為主要開發對象，且為使開發者能有效整合零星土地及優化運用，遂進行成本資料校正，即以目前成本資訊反映未來大規模設置案場之開發成本的變動幅度。
- C.參考NREL(2018)資料，且考量國內實際設置現況，以500kW作為基準，並同時比較1MW、5MW及10MW之成本變動幅度後，其成本變動幅度平均為6.53%。
- D.反映大案場開發成本的變動幅度：考量我國未來推動政策及有效達成我國推動目標，建議參考NREL成本變動比例，先反映大規模案場之開發成本的變動幅度6.53%後，續考量未來一年國際預估的成本變動幅度。

(3)水面型(浮力式)：

109年度設備認定發票資料中，資料相對完整之案例僅單一廠商；基於樣本資料較少，且避免個案影響通案的情況下，建議援用108年度審定會決議估算方式，以地面型之設置成本為基準，加計因設置環境所衍生之成本6,000元/瓩。

參、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

(4)其他成本費用

A.法令規定且通案適用之固定成本費用，予以反映：

其他成本費用若屬法令規定、通案適用且不受地理位置或環境因素影響之固定成本費用，則予以反映該成本費用。

B.租金、農業回饋金

(A)考量租金係於業者在開發設置太陽光電設備時，**會依協商方式而依個案產生不同的租金費用**，且租金成本差異過大，不宜用來作為共通性成本數值進行估算，**故建議不考量個案租金**。

(B)有關農業回饋金部分係指農業用地進行地目變更，依據農業用地變更回饋金撥繳及分配利用辦法，考量**該項費用並非所有設置案件皆會發生且每個區域的土地現值皆有所差異**，故難以估算標準合理數值，**故建議不考量農業回饋金**。

C.模組回收及升壓站成本

(A)**模組回收費用**為未來環保署模組回收之用所課予設置者繳交之費用，故在主責機關尚未公布新年度之費用時，建議援用108年度決議成本，即**1,000元/瓩**。

(B)升壓站費用：未來以大規模電業為推動主軸，考量設置案場區域與饋線容量，且業者所提台電資訊僅為內部初步評估結果，故在廠商未提出相關佐證資料前，依據參數資料參採原則，建議援用108年度決議成本，即**5,000元/瓩**。

參、太陽光電

2.國際預估未來成本發展趨勢

- (1)國際未來成本趨勢預測：蒐集JRC(2018)、IEA(2018)及ITRP(2019)等針對未來設置成本發展趨勢之預估資料，國際預估未來成本發展趨勢以平均**降幅3.61%**進行計算。
- (2)屋頂型1-20瓩不反映國際降幅：為鼓勵家庭屋頂設置，針對屋頂型**1-20瓩**級距，建議**國際降幅不予以反映**。
- (3)鼓勵業者盡早進入市場，及推動產業永續發展：考量太陽光電推動**目標量逐年擴大**，為提高設置業者**盡早進入市場**之投資誘因，並使**製造業**維持全年之**產業動能及永續發展**，故建議維持**一年兩期躉購費率**之公告方式。
- (4)不反映工程施作之未來成本降幅：考量從業人員需有一定安裝專業技術，故援用108年度考量方式，國際降幅不予以反映工程施作成本比例14.41%；因此，在參採國際預估之未來成本降幅中，建議**此部分不須反映在我國未來成本下降趨勢**。
- (5)綜上，配合上下二期，**上半年反應50%，下半年反應100%**，其中成本降幅3.61%結構中，**不反應工程施作成本14.41%**，一年二期反映成本降幅如下：

第一期	第二期
$1.81\% \times 85.59\% = \underline{1.55\%}$	$3.61\% \times 85.59\% = \underline{3.09\%}$

3.模組回收、升壓站成本反映方式

考量躉購費率加成機制不應因發電設備不同下，產生不同加成效果，故針對模組回收(1,000元/瓩)及升壓站設備(5,000元/瓩)等衍生成本，**建議以費率外加方式反映，即不納入期初設置成本內涵**。

資料來源：

1. Joint Research Centre of the European Commission (2018), "Cost development of low carbon energy technologies."
2. IEA(2018), World Energy Outlook 2018 - Power Generation Assumptions.
3. International Technology Roadmap for Photovoltaic 2019.

參、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

4.109年度期初設置成本估算

依據107年至108年5月底之設備登記發票資料並納入業者補充成本進行校正及調整，另依據國際降幅進行估算後，結果如下：

分類	裝置容量級距(瓩)		108年度第二期之 期初設置成本 (元/瓩)	109年度第一期之期 初設置成本 (元/瓩)	109年度第二期之 期初設置成本 (元/瓩)	模組回收費 (元/瓩)	併聯電業特 高壓費用 (元/瓩)	變動幅度 (%)
屋頂型	≥1 ~ <20		60,400	57,200	57,200	1,000	--	-3.64
	≥ 20 ~ < 100		48,200	46,700	46,000		--	-2.49
	≥ 100 ~ < 500		46,500	44,600	43,900		--	-3.44
	≥ 500	無併聯電業特高 壓供電線路者	45,300	43,400	42,700		--	-3.53
		有併聯電業特高 壓供電線路者	50,300				5,000	-3.18
地面型	≥1	無併聯電業特高 壓供電線路者	45,200	43,700	43,000		--	-2.65
		有併聯電業特高 壓供電線路者	50,200				5,000	-2.39
水面型 (浮力式)	≥1	無併聯電業特高 壓供電線路者	51,200	49,700	49,000		--	-2.34
		有併聯電業特高 壓供電線路者	56,200				5,000	-2.14

註1：變動幅度為109年度第二期期初設置成本(已加入模組回收費用及併聯電業特高壓費用)與108年度第二期期初設置成本相比之降幅。

註2：模組回收、升壓站成本反映方式：考覈購費率加成機制不應造成發電設備不同下，產生不同加成效果，故針對模組回收(1,000元/瓩)及特高壓設備(5,000元/瓩)等衍生成本，共同意見為採費率外加方式反映，即不納入期初設置成本內涵。

註3：一年發布2期上限費率，各期上限費率適用區間為6個月，第一期費率適用月份分別為1月至6月完工者，第二期費率適用月份為7月至12月完工者。

二、年運轉維護費

參、太陽光電

(一)108年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)109年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	108年度審定會使用參數值(%)	第三次分組共同意見數值(%)	本次審定會建議調整(%)
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	3.80	4.03	4.29
	20瓩以上未達100瓩	3.50	3.68	3.68
	100瓩以上未達500瓩	3.19	3.40	3.40
	500瓩以上	3.28	3.49	3.49
地面型	1瓩以上	2.97	3.07	3.07
水面型	1瓩以上	2.63	2.70	2.70

(三)計算簡要說明

	說明		
資料蒐集	以系統公會及台電公司為資料為主。		
選取原則	以目前市場上實際執行及實際發生之成本資訊作為資料參採。		
計算方式	1.系統公會：		
	(1)其為目前市場上主要之執行模式，且於108年10月15日針對太陽光電運轉維護方式及成本資訊回函表示近年太陽光電運轉維護成本變動差異甚微，故以108年度運轉維護成本資料進行估算；另屋頂型500瓩以上及地面型則以100-500瓩之資料進行估算。		
	(2)鼓勵家戶屋頂提升分散式案場維護品質及發電效率，調整1-20kW運轉維護費用。		
	1. 台電公司：參採台電公司101年以後完工者之資料，即參採地面型案例進行估算。		
	2. 水面型：維持108年度作法，以地面型之運轉維護費用進行估算。		
	3. 額外加計保險費用：以106年度資訊進行物價上漲率校正，以符合市場現況，調整後之費用為318元。		
	4. 有併聯電業特高壓系統者之運維比例採無併聯電業特高壓系統之運維比例進行估算。		
	5. 依據上述並加計保險費後，彙整如表：		
	類型	裝置容量級距(瓩)	運轉維護費用(元/瓩)
	屋頂型	≥ 1 ~ < 20	2,454
		≥ 20 ~ < 100	1,707
		≥ 100 ~ < 500	1,504
		≥ 500	1,504
	地面型	≥ 1	1,331
	水面型(浮力式)	≥ 1	1,331
比較分析	依照目前分析結果，運轉維護費用近年變化不大。		
109年度草案建議	109年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例屋頂型各級距分別為4.29、3.68、3.40及3.49%、地面型為3.07%及水面型為2.70%。(註：有併聯特高壓系統者之運維比例採無特高壓系統之運維比例進行估算。)		

參、太陽光電

二、年運轉維護費

(四)參數內涵說明

1.太陽光電系統公會：

(1)考量太陽光電系統公會所提維護合約資料為目前運轉維護市場上主要的執行模式(標準作業程序之運轉維護項目)，且公會回函表示近年費用差異甚微，依據參數資料參採原則，建議以108年度審定會所採數值進行估算，另屋頂型500瓩以上及地面型則以100-500瓩之資料進行估算。

(2)鼓勵家戶屋頂提升維護頻率及誘因

A.維護合約保養內涵與頻率

檢視系統公會所提維護合約之保養項目內涵，分為月、季、半年、一年、五年等有不同維護項目及次數。

B.提升分散式案場維護品質及發電效率

(A)太陽光電1至20瓩容量級距之年運轉維護費用部分，考量家戶屋頂設置案場多元化，且屬分散式設置，若在相同維護及檢修次數下，裝置容量規模越小，每瓩所需攤提之費用越高。

(B)基於提升小型案場長期維護誘因，以維持案場發電效率，本年度經檢視過往年度提供之運維保修合約內涵，建議可適度調升年運轉維護費用，使屋頂型1-20瓩之設置案場能妥善維護，以提高其發電效率。

參、太陽光電

二、年運轉維護費

(四)參數內涵說明

2. **台電資料**：觀察過往蒐集台電設置案場資料，完工時間介於98-103年間，考量近年太陽光電設備技術進步，設備使用效能與市場運維模式的發展與改變，且為能使運維模式與目前市場發展狀況相符，建議參採**台電公司101年以後完工者**之資料，即參採**地面型**案例進行估算。
3. 考量因天災導致設備受損而產生額外的保險費用，另保險費為兩造雙方協議且於合約期間價格不變，因本年度業者並無提供相關資料，故該項費用已106年度資訊進行物價上漲率校正，以符合市場現況，調整後之費用為318元。
4. **水面型**：考量實際設置業者未有提供相關統計資料或可佐證之資料，故建議維持108年度做法，即以**水面型之運轉維護費用**進行估算。
5. 考量特高壓系統亦需進行維護，故有併聯電業特高壓系統者之運維比例建議維持108年度做法，採無併聯電業特高壓系統之運維比例進行估算。
6. 依據前述各項分析及建議參採之運轉維護費用，估算各類型之運轉維護費用占比，彙整如下：

類型	裝置容量級距 (瓩)	109年度平均期初設 置成本(元/瓩)	運轉維護費用 (元/瓩)	占比 (%)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	57,200	2,454	4.29
	$\geq 20 \sim < 100$	46,350	1,707	3.68
	$\geq 100 \sim < 500$	44,250	1,504	3.40
	≥ 500	43,050	1,504	3.49
地面型	≥ 1	43,250	1,331	3.07
水面型(浮力式)	≥ 1	49,250	1,331	2.70

〔註〕以7年進行攤提。

三、年售電量

參、太陽光電

(一)108年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

(二)109年度分組會議共同意見建議數值：1,250度/瓩

(三)計算簡要說明

	說明
資料蒐集	以台電公司、工研院及電能補貼發電量資訊。
選取原則	以國內實際躉購案例且106年12月31日以前完成併聯之案例進行統計，後剔除發電量為0及申報時被認為異常者。
計算方式	1. 以長期(3年)發電量進行估算。 2. 台電公司：共22筆，剔除發電效率異常1筆。 3. 電能補貼申報發電量資訊：以發滿完整一年之案例為主，並依上述選取原則選取樣本(剩餘17,444筆)後，在依參數資料參採原則，剔除上下至少10%極端值(剩餘13,956筆)。 4. 工研院：建議不參採，理由如下： (1)已不更新：太陽光電即時監測發電量資料為輔導學校設置之監測資訊，因各校輔導期限到期後即可不需再回報發電量，故不再更新工研院太陽光電即時監測發電量資料。 (2)部分設備過於老舊，且為條例前已設置：設置案場有些為98年再生能源發展條例通過前之設置案件，且主要為設備補助申請案，因而其設備品質或發電效能與以躉購為主之設置案件有所差異。 5. 依據上述，觀察台電及電能補貼105與107年資料，扣除異常案場及極端樣本，考量效率遞減率(第11年起每年遞減1%)後，分別觀察全台灣場址及台中以南場址之估算結果。
比較分析	依照目前分析結果，年發電量近年變化不大。
109年度草案建議	1,250度/瓩

參、太陽光電

三、年售電量

(四)參數內涵說明

- 1.為引導發電效率較好之產品進入市場，且避免發電量參數波動過大，建議觀察長期參數資料。
- 2.工研院監測資訊：建議**不參採**，理由如下：
 - (1)**已不更新**：太陽光電即時監測發電量資料為輔導學校設置之監測資訊，因各校輔導期限到期後即可不需再回報發電量，故不再更新太陽光電即時監測發電量資料。
 - (2)部分**設備過於老舊**，且為**條例前已設置**：設置案場有些為98年再生能源發展條例通過前之設置案件，且主要為設備補助申請案，因而其設備品質或發電效能與以躉購為主之設置案件有所差異。
- 3.觀察台電及電能補貼105與107年資料，扣除異常案場(補貼金額為0及申報時容量因數判斷為跨期累計，故認列為異常值)及極端樣本，及考量**效率遞減率**(第11年起每年遞減1%)後進行估算。
- 4.觀察全台灣場址及台中以南場址估算結果，及每年實際躉購發電量資料，與108年度審定會所採之**1,250度/瓩**差異不大，為引導資源有效利用，故建議太陽光電109年度之年售電量仍維持**1,250度/瓩**。

全臺灣		
資料年度	台電 簡單平均 (度/瓩年)	電能補貼 簡單平均 (度/瓩年)
105年	1,186	1,197
106年	1,222	1,232
107年	1,211	1,244
平均	1,206	1,224
台中以南		
105年	1,199	1,206
106年	1,240	1,243
107年	1,229	1,253
平均	1,223	1,234

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(一)期初設置成本

1.108年度審定會使用參數值：13.39萬元/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：14.27萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1.蒐集近3年(106-108年)國內設置案例，參採設備登記檢附之發票資料。 2.業者提供案場成本佐證資訊，並以檢具佐證之成本將發票內涵補全。	
選取合理性	依據參數參採原則，參採 <u>設備登記資料</u> 和 <u>業者回函佐證</u> 之實際案例資料	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
(1)國內案例 成本校正	設備登記資料和業者回函佐證 <u>交叉比對</u> 。	14.27
(2)其他成本	1.業者建議納入土地容許使用、回饋金、加強電網等成本。 2.個案產生之其他成本，應釐清其所涵蓋之利潤與交易模式 且應以通案性情形並以不影響市場行情為考量原則。	14.27
(3)未來成本 降幅反應	<u>0%</u>	<u>14.27</u>

肆、風力發電

4.參數內涵說明

- (1)不採中國風機設備成本：經檢視法規，風力發電機組依法不准由中國輸入，能夠放行進入國內的中國風機設備為專案核準，非屬通案性質，建議不予參採，以避免個案影響通案。
- (2)主要參採設備登記檢附之發票：今年實際案例比往年增加許多，故依審定原則採國內實際案例資料計算成本，主要參採設備登記檢附之發票資料，並以業者回函佐證作為補充資訊。
- (3)國內案例平均為14.27萬元/瓩：蒐集近3年(106-108年)國內案例設登資料共28筆，剔除使用中國設備、上下極端值樣本後，參採15筆資料，以業者回函檢具佐證之成本將設備登記發票補全，計算案例平均期初設置成本為14.27萬元/瓩。
- (4)不考量特定額外成本：
 - A.其他成本費用若屬法令規定、通案適用且不受地理位置或環境因素影響之固定成本費用，則予以反映該成本費用。
 - B.針對特定額外成本(例如：土地容許使用、回饋金、加強電網)會依個案條件不同而有差異，故難以核定標準金額，此外，設備登記檢附之發票，應已含括案場開發之整體成本，故不納入考量。

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(二)年運轉維護費

1.108年度審定會使用參數值：2,016元/瓩，占期初設置成本比例1.51%

2.109年度分組會議共同意見建議數值：1,946元/瓩，占期初設置成本比例1.36%

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1.國內資料：年運轉維護費主要內涵為<u>保修合約</u>、<u>汰換設備</u>和<u>保險</u>。 (1)保修合約：蒐集9kW設置案場20年維護合約，雖此資料於103年提供，但在保修年限內故可參採。 (2)汰換設備：蒐集107年小風機業者提供的變流器成本資料共3筆，以小風機變流器於20年期間需更換2次平均計算。 (3)保險：將業者108年提供105年產險報價單中的火災險、颱風及洪水險加總。 2.國外資料：蒐集2016-2018年美國資料共6筆，剔除4筆舊數據，考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費。
選取原則	考量國內案例資料量較少，故 <u>國內外資料一併參採</u> 。
計算方式	1.國內保修合約、汰換設備和保險加總計算後年運轉維護費為2,428元/瓩。 2.國外2筆最新案例於考量物價上漲率且20年均化後年運轉維護費為1,463元/瓩。 3.考量國內案例資料數量較少，建議沿用108年度計算方式，將<u>國內外資料平均</u>，國內年運轉維護費為<u>1,946元/瓩</u>。 4.按109年度期初設置成本建議數值14.27萬元/瓩計算，占期初設置成本比例為<u>1.36%</u>。
比較分析	與去年相比，今年運維比例降低，主因是期初設置成本增加。
109年度 草案建議	年運轉維護費占期初設置成本之比例為 <u>1.36%</u> ，即 <u>1,946元/瓩</u> 。

肆、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：年運轉維護費的主要內涵為保修合約、汰換設備和保險。

A. 保修合約

(A) 蒐集9kW案例20年維護合約費用為17.1萬元(未含零件更換)，均攤後每年維護合約費用為950元/瓩，此資料於103年提供，在保修年限內均可參採。

註：維護合約費用平攤至每一年，故無需額外考量物價上漲因素，且該合約目前仍具效力且為實際發生數值。

(B) 有關A公司提供的設備維護合約(新北市個案於105年簽訂之1年期合約)，考量簽約之案件尚未取得設備登記，建議待完成設備登記後，交叉比對設置及其檢附之發票資訊後，再予以討論。

B. 汰換設備

(A) 小風機變流器於20年期間需更換2次，蒐集107年小風機業者提供的變流器成本資料共3筆，計算平均為6,361元/瓩，則每年設備更換費用平均為636元/瓩 ($6,361 \times 2 \div 20$)。

(B) A公司提供的電控器和控制箱發票均應屬於期初設置成本內涵，且考量業者發票對應之案例(彰化個案於108年之發票)尚未取得設備登記，建議待完成設備登記後，交叉比對設置及其檢附之發票資訊後，再予以討論。

C. 保險

(A) A公司108年提供105年產險報價單，保險標的物為6支3瓩風機，若只考量火災險、颱風及洪水險，則每年保險費為842元/瓩。

(B) B公司提供的108年產物機械保險要保書內容不全(未填列保險標的物等資訊)，建議不予參採。

D. 綜上，保修合約、汰換設備和保險三者相加之年運轉維護費為2,428元/瓩。

(2) 國外資料：蒐集2016-2018年報告，更新數據並考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費平均為1,463元/瓩。

(3) 考量國內案例資料數量較少，建議沿用108年度計算方式，將國內外資料平均，年運轉維護費為1,946元/瓩，占期初設置成本1.36%。

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(三)年售電量

1.108年度審定會使用參數值：1,650度/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：1,750度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1.國內資料：蒐集近三年(105~107年)台電公司抄表資料，躉購期間較完整共8件案例。 2.國外資料： (1)日本：2016年躉購費率所使用之參數為設備利用率20%，但自2018年4月1日起，取消陸域小型風電費率級距，改與陸域大型風電使用相同費率。 (2)美國：小型風力認證委員會(SWCC)年發電量測試數據共7筆，使用近三年(2017~2019年)資料共5筆，在每秒5公尺風速下，平均年發電量。
選取原則	考量國內躉購案件風機發電設備未充分利用，年售電量偏低，故 <u>參採國外資料</u> ，將日本及美國資料進行平均，以較高標準引導發電效率提升。
計算方式	1.國內資料：平均年售電量828度/瓩(近4成案例發生機組故障與運轉異常問題)。 2.國外資料： (1)日本：設備利用率20%相當於1,752度/瓩。 (2)美國：年發電量平均為1,836度/瓩。 3.<u>國內樣本數較少</u>且發電設備未充分利用，建議<u>以國外較高標準引導發電效率提升</u>，將日本及美國資料進行平均，年發電量約為1,794度/瓩。
比較分析	因應小型風機規模逐步擴大，適度提升年售電量。
109年度草案建議	考量風機容量與技術提升，建議調整年售電量以介於國際標準(1,794度/瓩)和108年度小型風機年售電量(1,650度/瓩)之間，即 <u>1,750度/瓩</u> 。

肆、風力發電

4.參數內涵說明

(1)國內資料：

- A.蒐集近三年(105~107年)台電公司抄表資料：國內小型風電躉購期間較完整案件共8件，計算平均年售電量約828度/瓩。
- B.建議以國外較高標準引導發電效率提升：國內目前實際案場運轉案例較少，且因設備未充分利用導致年售電量偏低(例如根據設備查核紀錄，近4成案例發生機組故障與運轉異常問題)。

(2)國外資料：

- A.蒐集日本2016年躉購費率使用參數：設備利用率20%(相當於1,752度/瓩)，但自2018年4月1日起，陸域小型風電改與陸域大型風電使用相同費率。
 - B.蒐集美國小型風力認證委員會(SWCC)測試數據：採用近三年(2017~2019年)資料共5筆，在每秒5公尺風速下，年發電量平均為1,836度/瓩。
 - C.將日本及美國資料平均作為參採基礎：1,794度/瓩。
- (3)配合小型風機容量擴大，適度提升年售電量：109年度期初設置成本參採案例之單機裝置容量已提高至3~25瓩，以鼓勵設置發電效率較佳之小型風機，且107年躉購級距調整至30瓩後，小型風機容量已逐步擴大。
- (4)考量成本案例容量提高與引導發電量提升，建議調整年售電量介於國際數值(1,794度/瓩)和108年度審定會使用參數值(1,650度/瓩)之間，即1,750度/瓩。

肆、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(一)期初設置成本

1.108年度審定會使用參數值：4.86萬元/瓩(無LVRT功能者為4.76萬元/瓩)

2.109年度分組會議共同意見建議數值：4.34萬元/瓩(無LVRT功能者為4.24萬元/瓩)

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1.國內案例資料：蒐集近3年(106-108年)海關進口成本資料。 2.國際成本資訊：歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)與國際能源署(IEA, 2019)預測的國際成本降幅與2020年商轉之期初設置成本。	
選取合理性	近3年台電公司未有新設置案，民營業者僅有規劃零星設置案，無法提供成本及佐證資料，故使用 <u>海關進口成本風機占比推估方式</u> 。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
(1)國內案例 成本校正	1.海關進口成本及國內外報告之風機占比推估：40,269元/瓩。 2.海關資料推估成本根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)與國際能源署(IEA, 2019)預測 <u>降幅</u> 平均 <u>0.48%</u> 做校正： <u>40,076元/瓩</u> 。 3.歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)預測2020年成本約 <u>46,629元/瓩</u> 。 4.校正後海關推估成本與歐盟預測2020年成本平均： <u>4.34萬元/瓩</u> 。	<u>4.34</u>
(2)其他成本	1.業者建議考量國有土地與私有土地之租金成本。 2.個案產生之其他成本，應釐清其所涵蓋之利潤與交易模式，且應以通案性情形並以不影響市場行情為考量原則。	<u>4.34</u>
(3)未來成本 降幅反應	<u>0.48%</u> ，已在國內案例成本校正時納入考量。	<u>4.34(無LVRT功能者為4.24)</u>

肆、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：

- A. 使用海關進口成本：考量近3年台電公司未有新設置案，且民營業者僅有規劃零星設置案，亦無法提供成本及佐證資料，故參採進口成本進行推估。
- B. 更新成本結構占比資料：根據104年以前之國內外報告數據，陸域大型風力機組成本占期初設置成本比例平均為52%；106年更新為51%，不含葉片、塔架與其他機電設備的風力機成本占比為42.8%，108年更新為48%。
- C. 蒐集近3年(106-108年)海關進口成本資料：以風力機組占設置成本比例估計期初設置成本，則裝置容量加權平均成本為40,269元/瓩。
- D. 考量國際成本降幅：根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)與國際能源署(IEA, 2019)預測，年成本降幅平均為0.48%，校正後的海關資料推估成本為40,076元/瓩。

(2) 國外資料：根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)報告，預測2020年商轉之期初設置成本約46,629元/瓩。

(3) 反應未來成本趨勢：建議將「校正後的海關資料推估成本」與「國外預測2020年成本」一起平均，則期初設置成本為4.34萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.24萬元/瓩)。

(4) 不宜由審定會決定土地成本：個案土地成本應以通案性且不影響市場行情為考量原則。

肆、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(二)年運轉維護費

1.108年度審定會使用參數值：2,378元/瓩，占期初設置成本比例4.89%(無安裝或具備LVRT者為5.00%)。

2.109年度分組會議共同意見建議數值：2,246元/瓩，占期初設置成本比例5.18%(無安裝或具備LVRT者為5.30%)。

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	民營成本資料超過三年且民營業者今年對函詢無任何回覆，故 <u>僅使用台電資料</u> 。
選取原則	台電提供106年運轉維護費資料完整包含風場保修合約費及台電自付費用，可參採之樣本數相較105年大幅增加，且 <u>107年延續106年資料完整性並持續更新</u> ，故使用106-107年資料，可提升計算資料完整性。
計算方式	1.計算台電107年平均運維費為0.5737元/度，106年為0.9051元/度，將 <u>兩年平均為0.7394元/度</u> ，考量物價上漲率2%， <u>20年均化後0.8983元/度</u> 。 2.在售電量2500小時下，年運轉維護費為 <u>2,246元/瓩</u> 。 3.在期初設置成本43,400元/瓩(有LVRT)與42,400(無LVRT)下，運維比例各為 <u>5.18%</u> 和 <u>5.30%</u> 。
比較分析	蒐集2016-2018年 <u>國外</u> 年運轉維護費資料，考量物價上漲因素2%後計算20年均化後之運轉維護費數值0.8350元/度與 <u>國內</u> 資料計算結果 <u>相近</u> ，因此以國內資料為主。
109年度 草案建議	年運轉維護費為 <u>2,246元/瓩</u> ，按109年度期初設置成本建議數值4.34萬元/瓩計算，年運轉維護費占期初設置成本之比例為 <u>5.18%</u> (無安裝或具備LVRT者為5.30%)。

肆、風力發電

4.參數內涵說明

(1)國內資料：

A.僅參採台電公司的風場運轉維護費資料：民營業者提供之運維費用會計佐證資料已超過3年，且今年函詢業者提供資訊，截至開會前業者尚未提供。

B.提升計算資料完整性：台電提供106年運轉維護費資料完整包含風場保修合約費及台電自付費用，可參採之樣本數相較105年大幅增加，且107年延續106年資料完整性並持續更新，故使用106、107年資料。

C.考量物價上漲率：將台電公司106年與107年資料平均，考量物價上漲率2%後，計算20年均化後之運轉維護費為0.8983元/度。

(2)國外資料：蒐集2016-2018年國外年運轉維護費資料，考量物價上漲因素2%後，計算20年均化之運轉維護費為0.8350元/度，數值與國內資料計算結果相近，因此以國內資料為主。

(3)電力開發協助金外加於躉購費率：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。

(4)以年售電量2,500度/瓩換算年運轉維護費：根據國內資料計算20年均化後之運轉維護費為0.8983元/度，假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為2,246元/瓩，按109年度期初設置成本建議數值4.34萬元/瓩計算，建議109年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為5.18%(無安裝或具備LVRT者為5.30%)。

肆、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(三)年售電量

1.108年度審定會使用參數值：2,500度/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：2,500度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1.台電風場：依商轉時間分為99年以前及100年以後商轉兩類，後者年發電量較高。 2.民營風場：依商轉時間分為99年以前及100年以後商轉兩類，後者年發電量較低。
選取原則	以較新風場為優先參採故使用100年以後商轉風場。
計算方式	同去年方式使用3年資料平均，國內100年以後商轉之風場，105~107年台電公司平均年發電量為2,685度/瓩，民營業者平均年發電量為2,256度/瓩，兩者平均為2,471度/瓩
比較分析	根據美國能源部(2019)報告，提高風機塔架高度及葉片長度可使容量因數增加，此外，民營風場塔架高度較低導致年發電量低於台電風場。
109年度 草案建議	1.建議藉由設定年售電量來引導廠商設備及技術升級。 2.持續引導民營風場提高發電效率，建議109年度年售電量維持 <u>2,500度/瓩</u> 。

肆、風力發電

4.參數內涵說明

(1)國內資料：

- A.台電風場：依商轉時間分為99年以前商轉及100年以後商轉兩類，可發現100年以後商轉之風場其年發電量相對較高，且105~107年平均年發電量達2,685度/瓩，其中107年平均發電量則為2,703度/瓩。
- B.民營風場：依商轉時間分為99年以前商轉及100年以後商轉兩類，可發現100年以後商轉之風場其年發電量相對較低，且105~107年平均年發電量僅2,256度/瓩，其中107年平均發電量則為2,234度/瓩。
- C.民營風場因塔架高度較低的緣故，導致年發電量低於台電風場。

(2)國外資料：

- A.容量因數持續增加且期初設置成本同時呈現下降：美國能源部報告(2019)指出近年風資源品質下降，但藉由提高風機塔架高度及葉片長度，仍可使風力發電的容量因數持續增加，且期初設置成本同時呈現下降趨勢。
- B.我國持續引導民營風場提高發電效率，符合國際發展趨勢。

- (3)持續引導民營風場提高發電效率：根據國內100年以後商轉之風場資料，105~107年台電公司平均年發電量為2,685度/瓩，民營業者平均年發電量為2,256度/瓩，兩者平均為2,471度/瓩，建議109年度陸域大型風電的年售電量維持2,500度/瓩。

肆、風力發電

三、離岸型

(一)期初設置成本

1.108年度審定會使用參數值：17.45萬元/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：16.45萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	根據我國 <u>遴選場址</u> 的離岸 <u>距離</u> 、 <u>水深</u> 範圍與 <u>風機容量</u> ， <u>蒐集國外類似案例</u> ，資料含括 <u>近3年案例</u> 、未來 <u>預計完工案例</u> 及 <u>報告預測</u> 資訊，綜整共計 <u>14筆</u> 資料。	
選取合理性	1. 遴選案將使用單機容量8MW以上風機，故未以國內4MW示範機組的成本計算。 2. 依遴選場址條件選取國外成本資料， <u>剔除上下共4筆極端值</u> 後， <u>採10筆</u> 樣本計算平均。	
成本架構	說明	計算數值 (元/瓩)
(1)國際案例成本校正	1. 根據我國 <u>遴選場址</u> 條件， <u>蒐集國外類似案例</u> ，參採 <u>10筆樣本</u> 計算平均。 2. <u>調整</u> 計算案例 <u>不含併網</u> 之成本 3. <u>水下基礎</u> 態樣 <u>校正</u> ：單樁式基樁案例校正成套筒式加計成本差距12.7% 4. 成本考量 <u>一致化完工時點</u> ：推算至2017年完工之成本 5. 以全年平均可工作天數差異反映國內外 <u>海氣象差異</u> 成本：538元/瓩	116,217
(2)國內外開發經驗差異之成本差距	<u>18,013元/瓩</u>	134,230
(3)併網成本	<u>33,995元/瓩</u>	168,225
(4)未來成本降幅反應	<u>8.90%</u>	153,253
(5)台灣開發商其他須負擔成本	漁業補償成本： <u>1,277元/瓩</u> 除役成本： <u>4,000元/瓩</u> 加強電力網成本： <u>5,983元/瓩</u>	<u>164,513</u>

肆、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：

- A. 不參採示範案的成本資料：我國示範風場的風機容量、設置規模及開發環境均與遴選場址存有顯著差異，故以國外類似條件的成本資料作為參數估算基礎。
- B. 更新漁業補償成本：根據漁業署最新年報數據(106年漁業統計年報)，重新估算漁業補償成本為1,277元/瓩。
- C. 除役成本：根據國產署107年5月公告之「重新核示海域土地提供離岸式風力發電系統使用之處理方式」，保證金(除役成本)為4,000元/瓩。
- D. 加強電力網成本：核定成本為598.25萬元/MW(即5,983元/瓩)。

(2) 國外資料：

- A. 根據我國遴選場址條件蒐集國外類似案例：蒐集離岸距離(0.2~50.1公里)、水深範圍(1~53公尺)及風力機規格(8MW以上)資料共計14筆資料。
- B. 依國內設置環境進行國際案例成本校正：資料校正後，剔除上下共4筆極端值樣本，最終參採10筆樣本計算平均成本為116,217元/瓩。
- C. 國內外開發經驗差異之成本差距：引用108年度審定會討論資訊，參考歐盟學習率理論及英國實際案例，計算成本差距約18,013元/瓩。
- D. 併網成本(海上變電站至陸上變電站)：蒐集英國電力市場監管機關(Ofgem)公布的離岸風場輸電系統競價資訊，以2017~2019年資料計算平均為33,995元/瓩。
- E. 未來成本降幅反應：

- 根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測：

- 105~109年年均成本降幅約3.13%；110~119年年均成本降幅約0.43%

- 考量國內外海事工程經驗差異，減少降幅反應：

- 根據NREL(2018)報告，裝配與安裝占成本約6.36%，故減少反應6.36%未來成本降幅
- 106~109年為2.93% ($3.13\% \times (1-6.36\%)$)；110~113年為0.40% ($0.43\% \times (1-6.36\%)$)

- 反應成本降幅至110年：

- 遴選案在110~113年完工的國產化責任會逐年增加，故國際成本降幅調整反應至110年。
- 未來成本總降幅：8.90% $= 1 - (1 - 2.93\%)^3 \times (1 - 0.40\%)$

肆、風力發電

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.108年度審定會使用參數值：5,410元/瓩，占期初設置成本比例3.10%。

2.109年度分組會議共同意見建議數值：4,712元/瓩，占期初設置成本比例2.86%

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集 <u>2016~2018年國外</u> 年運轉維護費資料共 <u>8筆</u> 。
選取原則	基於資料參採一致性，建議 <u>選取歐洲資料</u> ，標準與期初設置成本參採案例一致，剩餘 <u>4筆</u> 資料。
計算方式	考量物價上漲率2%下，平均 <u>計算20年均化</u> 後之年運轉維護費為 <u>4,712元/瓩</u>
比較分析	費用下降主因是納入1筆2025年預測值。
109年度 草案建議	<u>維持108年度計算方式</u> ，進行 <u>資訊更新</u> ，年運轉維護費為 <u>4,712元/瓩</u> 。若期初設置成本數值採16.45萬元/瓩，則年運轉維護費占期初設置成本比例為 <u>2.86%</u> 。

肆、風力發電

4.參數內涵說明

- (1)國內資料：考量示範風場的風機容量、設置規模及開發環境條件均與遴選場址存有顯著差異，且財務評估資料的佐證文件亦非實際發生金額，故建議109年度維持以國外資料做為參數計算基礎。
- (2)國外資料：
- A.根據歐洲資料：蒐集2016~2018年國外年運轉維護費資料共8筆，基於資料參採一致性，建議選取歐洲資料，標準與期初設置成本參採案例一致，剩餘4筆資料，考量物價上漲率2%下，平均計算20年均化後之年運轉維護費為4,712元/瓩。
- B.避免成本重複計算：由於國外之風場運維成本應已包含保險費用、土地租金、稅務雜支及規費，基於避免成本重複計算，故國外成本資料不再加計國產署公告之土地償金及上述成本項目。
- (3)電力開發協助金外加於躉購費率：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。
- (4)維持108年度計算方式進行資訊更新：年運轉維護費為4,712元/瓩，若109年度期初設置成本建議數值採16.45萬元/瓩計算，則年運轉維護費占期初設置成本之比例為2.86%。

肆、風力發電

三、離岸型

(三)年售電量

1.108年度審定會使用參數值：3,750度/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：3,750度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1. 蒐集陸域<u>澎湖</u>風場<u>91~107年</u>的平均年發電量約<u>3,524度/瓩</u>。 2. 蒐集國內<u>2架4MW</u>示範機組於106年2月併聯至108年3月間的實際售電資料，其中<u>21號機組</u>的發電狀況較穩定，但<u>28號機組</u>仍在進行性能調整。 3. 蒐集<u>遴選及競價</u>獲選廠商<u>評估8MW</u>風機的年發電量共<u>14筆</u>資料。
選取原則	1. 離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW的澎湖風場。 2. 遴選案將使用單機容量8MW以上風機，故未以示範機組數據評估發電量 3. <u>以遴選及競價</u>獲選廠商評估8MW風機之年發電量<u>計算</u>，<u>剔除上下10%極端值</u>後，參採<u>12筆</u>資料。
計算方式	根據遴選及競價案資料，計算 <u>平均</u> 約 <u>3,731度/瓩</u> 。
比較分析	與108年度相同。
109年度 草案建議	<u>維持108年度計算方式</u> ，年售電量採 <u>3,750度/瓩</u> ，反應對未來風機大型化提升發電效率之預期。

肆、風力發電

4. 參數內涵說明

- (1) 年售電量參數不應低於3,600度/瓩：澎湖風場91~107年之平均年發電量約3,524度/瓩，且離岸風力之年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW之澎湖風場。
- (2) 未以示範機組數據評估年售電量：遴選案將使用單機容量8MW以上風機，與示範機組之單機容量4MW有顯著差異。
- (3) 維持108年度考量方式：以遴選及競價獲選廠商評估8MW風機的年發電量計算，維持年售電量3,750度/瓩，反應對未來風機大型化提升發電效率之預期。

伍、生質能及其他再生能源發電

一、生質能-無厭氧消化設備

(一) 期初設置成本

1.108年度審定會使用參數值：5.7萬/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：5.7萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	生質能 <u>無厭氧</u> 近年無新增設置完成之案例。	
選取合理性	1.依據參數參採原則「 <u>應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主</u> 」。 2.考量案場仍設置中之案例，建議待相關資訊確定後，於會中進行討論。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	1. 本年度國內 <u>無</u> 可參採之 <u>新增設置完成</u> 案例資料 2. 依據參數資料 <u>參採原則</u> 「參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足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」	--
2.其它成本	1. 業者建議使用其他料源(如棕櫚油)及氣化發電等成本納入估算。 2. 審定會考量應就 <u>料源穩定、技術成熟度、衍生經濟效益等</u> ，進行綜合判斷，以適合我國開發環境之運用料源或發電技術為原則。	--
3.未來成本降幅反應	生質能 <u>無厭氧</u> ：根據英國能源與氣候變遷部(DECC)報告預估，生質能 <u>無厭氧</u> 期初設置成本持平。	--
4.額外考量因素	生質能 <u>無厭氧</u> 設置成本：因近年國內無新增設置案例、且國際成本無變動趨勢，建議 <u>不</u> 依近年國際成本趨勢 <u>調整</u> 。	<u>5.7</u>

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)本年度國內無新增無厭氧消化設備期初設置成本資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足者，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」，援用108年度審定會參採數值。
- (2)根據英國能源與氣候變遷部(DECC)報告預估生質能無厭氧消化設備期初設置成本變化趨勢為0%，且在國內近年無設置案情況下，為反應國內實際狀、提昇業者設置意願，故不採國際成本下限值，建議109年度期初設置成本援用108年度數值，即為5.7萬元/瓩。

伍、生質能及其他再生能源發電

一、生質能-無厭氧消化設備

(二) 年運轉維護費

1.108年度審定會使用參數值：8,984元/瓩，占期初設置成本比例15.76%

2.109年度分組會議共同意見建議數值：9,568元/瓩，占期初設置成本比例16.79%

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	近年無新增設置案例及轉維成本資訊。
選取原則	近年無新增設置案例及轉維成本資訊。
計算方式	1. 採用<u>前期</u>公告數值(7,395元/瓩)與<u>國際</u>運維費用 (8,357元/瓩)之<u>平均值</u>，即7,876元/瓩。 2. 於物價上漲因素以2%下，20年均化後之運轉維護費用為<u>9,568元/瓩</u>，占比為<u>16.79%</u>。
比較分析	1. 考量國內目前尚無商業電廠運轉實績，為鼓勵業者投資、增加設置誘因，故<u>建議參酌國際</u>運轉維護費用<u>調整</u>。 2. 於物價上漲因素以2%下20年均化後之運轉維護費用為<u>9,568元/瓩</u>略高於108年度審定會數值(8,984元/瓩)。
109年度 草案建議	生質能 <u>無厭氧</u> 運轉維護成本： <u>9,568元/瓩</u> ，占比為 <u>16.79%</u> ； <u>參酌國際</u> 運維費用 <u>調整</u> 以增加設置誘因。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)本年度國內無新增無厭氧發電設備之運轉維護費資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足者，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」。
- (2)因國內近年無新設置案例，為鼓勵國內業者投資、增加設置誘因及促進目標量之達成，在參酌國際運轉維護費用後，因目前數值低於國際平均，建議採用前期公告數值(7,395元/瓩)與國際運維費用(8,357元/瓩)之平均值，即7,876元/瓩。
- (3)於物價上漲因素以2%下，20年均化後之運轉維護費用為9,568元/瓩，於期初設置成本為5.7萬元/瓩下，占比為16.79%。

伍、生質能及其他再生能源發電

一、生質能-無厭氧消化設備

(三)年售電量

1.108年度審定會使用參數值：5,300度/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：5,300度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	近年無新增設置案例及發電量資訊。
選取原則	近年無新增設置案例及發電量資訊。
計算方式	本年度國內 <u>無新增</u> 無厭氧消化設備之年售電量資料，依據參數資料 <u>參採原則</u> 「參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足者，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」。
比較分析	考量年售電量會因場址規模、深度、沼氣收集井數量與類型及發電技術的不同而造成差異，建議仍以 <u>國內案例</u> 資料 <u>為主</u> ，且為鼓勵業者投資，故建議 <u>109年度</u> 生質能無厭氧消化設備之年售電量 <u>維持</u> 108年度數值，即為 <u>5,300度/瓩</u> 。
109年度 草案建議	生質能 <u>無厭氧</u> 發電量： <u>5,300度/瓩</u> 。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)本年度國內無新增無厭氧消化設備年售電量資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足者，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」，援用108年度審定會之參採數值。
- (2)為反映國內實際發展現況，故建議109年度生質能無厭氧消化設備年售電量援用108年度數值，即為5,300度/瓩。

伍、生質能及其他再生能源發電

一、生質能-有厭氧消化設備

(一)有厭氧消化設備-期初設置成本

1.108年度審定會使用參數值：22.17萬元/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：22.42萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1.蒐集近三年(106-108)案例：包含回函資料、設備登記資料、第一次分組會議後提供資料。 2.依業者提供回函之案場成本佐證資料，補全設備登記發票資訊。	
選取合理性	1.依據參數參採原則「 <u>應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主</u> 」。 2.考量未提供成本資訊、成本內涵無佐證資料、案場仍在設置中、與108年度審定會決議不參採案例，建議待相關資訊確定後，於會中進行討論。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	■ 以設備登記資料和業者回函佐證資訊交叉比對，依生質能有厭氧成本內涵分為五大類進行估算： 1.厭氧消化設備：產生沼氣之必要設備。 2.純化系統：提升沼氣濃度、增加發電效率之系統。 3.發電機成本：將沼氣轉化為電能之必要設施費用。 4.發電機相關費用：發電機以外之相關配電盤、供電控制系統及併網等費用。 5.其他費用：規劃設計、顧問等費用。	22.56
2.其它成本	■ 業者建議廢水處理設施及料源/沼渣沼液集運等項目應納入。 ■ 審定會考量本業須負擔之環保費用、沼渣沼液具多元經濟效益、其他部會亦有補助等因素，以不重覆補貼為原則。	22.56
3.未來成本降幅反應	根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)及IEA(2018)預估生質能有厭氧消化設備之期初設置成本持續小幅下降，年平均降幅平均降幅為 <u>0.63%</u> 。	<u>22.42</u>

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)蒐集國內近三年(106年~108年)業者提供之資料、沼氣發電系統推廣計畫書及設備登記成本發票等資訊。
- (2)剔除蒐集案例中無法提供成本資訊、無佐證資料以釐清內涵，尚處設置階段、成本費用尚待評估者。參採其餘實際已商轉案例之成本資料，平均單位期初設置成本為22.56萬元/瓩。
- (3)歐盟聯合研究中心及IEA預估生質能發電期初設置成本降幅介於0.14~1.12%間，平均降幅為0.63%。考量目前國內運轉實例逐年增加且市場規模逐漸擴大，基於引導技術進步，建議參考國際趨勢調降，即109年度生質能有厭氧消化設備期初設置成本為22.42萬元/瓩。

伍、生質能及其他再生能源發電

一、生質能-有厭氧消化設備

(二)有厭氧消化設備-年運轉維護費

1.108年度審定會使用參數值：15,407元/瓩，占期初設置成本比例6.95%

2.109年度分組會議共同意見建議數值：15,407元/瓩，占期初設置成本6.87%

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集生質能 <u>有厭氧</u> 近三年案例之回函資料。
選取原則	1.生質能有厭氧 <u>案例剔除</u> 之說明如下： (1) <u>未提供運維成本資訊</u> ：業者未能提供運維成本資訊。 (2) <u>無法反應一般商業電廠運轉狀況</u> ：業者非每日全時運轉，無法反應運維狀況。 2.經剔除上項案例後，參採剩餘案例以計算本年度生質能有厭氧案例運維成本。
計算方式	1.運維成本內涵包含人事費、大修攤提、機組維修、脫硫及純化等費用。 2.經計算後，20年均化後之年運轉維護費為15,406元/瓩，占比為6.87%，略低於108年度審定會數值(15,407元/瓩)。考量計算數值雖低於108年度年運轉維護費，但差距甚小，故為鼓勵業者投資，建議 <u>援用108年度數值</u> ，即 <u>15,407元/瓩</u>
比較分析	援用108年度數值，即 <u>15,407 元/瓩</u>
109年度 草案建議	生質能 <u>有厭氧</u> 運轉維護成本： <u>15,407元/瓩</u> ，占比為 <u>6.87%</u> 。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1) 由於國際運轉維護費用易因設置場址、發電系統組成不同之影響，建議以國內資料為主。蒐集國內近三年年運轉維護費資料後，剔除未提供運維成本資訊、無法反應一般商業電廠運轉狀況者，參採國內近三年已商轉一年之案例資料。
- (2) 平均單位年運轉維護費在考量物價上漲因素2%，20年均化後之運轉維護費為15,406元/瓩。
- (3) 考量計算數值雖低於108年度年運轉維護費，但差距甚小，故為鼓勵業者投資及推廣目標之達成，建議援用108年度數值，即15,407元/瓩，於期初設置成本22.42萬元/瓩下，運轉維護費占比為6.87%。

伍、生質能及其他再生能源發電

一、生質能-有厭氧消化設備

(三) 年售電量

1.108年度審定會使用參數值：6,600度/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：6,600度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	生質能 <u>有厭氧(沼氣)</u> 蒐集近三年案例，並以台電發電量抄表記錄資訊為主。
選取原則	1.生質能有厭氧(沼氣)<u>剔除案例之原因</u>說明如下： (1)<u>無法真實反映實際運轉情況</u>：案場因<u>設備問題</u>、<u>料源</u>或其他<u>多元利用</u>(如供熱保溫)、未全時運轉等因素致發電量過低，無法真實反映實際運轉情況。 (2)<u>設置完成未滿一年</u> (3)<u>因故暫停發電</u> 2.因案例未能反應真實運轉情況，故本年度生質能有厭氧<u>未參採</u>案例資訊。
計算方式	生質能 <u>有厭氧</u> ：參考沼氣發電系統推廣計畫 <u>補助作業要點</u> ，補助條件包括「 <u>月容量因數達百分之七十五</u> 以上」，目前已有數家申請補助廠商達到標準。
比較分析	生質能 <u>有厭氧</u> ：為持續引導高效率機組於市場上使用，以提升國內案場沼氣發電效率，故建議 <u>109年度</u> 生質能有厭氧消化設備之年售電量， <u>維持</u> 108年度數值，即為 <u>6,600度/瓩</u> 。
109年度 草案建議	生質能 <u>有厭氧</u> 發電量： <u>6,600度/瓩</u> 。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)本年度蒐集設置完成運轉滿一年之沼氣發電廠案例資訊，然實際運轉之沼氣發電廠年發電時數，係因設備故障、料源或沼氣產量不足，或其他多元利用(如製冷供熱)等因素致發電量過低，無法真實反映實際運轉情況。
- (2)考量沼氣發電推廣補助作業要點之補助款領取條件包含單月容量因數達75%(年發電量6,570度/瓩)，並參考數家申請補助廠商的107年發電資料，單月容量因數已達75%以上，顯示補助作業辦法中，將容量因數納入補助款領取條件之作法，可促使業者於一定期間內持續提升發電量。
- (3)為持續引導高效率機組於市場上使用，以提升國內案場沼氣發電效率，故建議109年度生質能有厭氧消化設備之年售電量，維持108年度數值，即為6,600度/瓩。

伍、生質能及其他再生能源發電

二、廢棄物

(一)期初設置成本

1.108年度審定會使用參數值：8.02萬元/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：8.02萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	<u>廢棄物</u> 近年無新增設置完成之案例。 註：廢棄物蒐集案例：包含回函資料、第一次分組會議後提供資料等。	
選取合理性	1. 依據參數參採原則「 <u>應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主</u> 」。 2. 考量案場仍設置中之案例，建議待相關資訊確定後，於會中進行討論。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	1. 本年度國內 <u>無</u> 可參採之 <u>新增設置完成</u> 案例資料 2. 依據參數資料 <u>參採原則</u> 「參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足者，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」	--
2.其它成本	1. 業者建議使用其他料源(如棕櫚油)及氣化發電等成本納入估算。 2. 審定會考量應就 <u>料源穩定</u> 、 <u>技術成熟度</u> 、 <u>衍生經濟效益等</u> ，進行綜合判斷，以適合我國開發環境之運用料源或發電技術為原則。	--
3.未來成本降幅反應	根據澳洲聯邦科學與工業研究組織(CSIRO)報告預估，廢棄物發電期初設置成本年平均 <u>降幅</u> 為 <u>0.16%</u> ，國際趨勢呈 <u>微幅下降</u> 走勢。	--
4.額外考量因素	<u>廢棄物</u> 期初設置成本：為鼓勵業者設置及推廣目標達成，建議 <u>不</u> 依近年國際成本趨勢 <u>調整</u> 。	<u>8.02</u>

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)本年度國內無新增廢棄物發電期初設置成本資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足者，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」，援用108年度審定會參採數值。
- (2)澳洲聯邦科學與工業研究組織(CSIRO)報告預估，廢棄物發電期初設置成本年平均降幅為0.16%，國際趨勢呈微幅下降走勢。考量國內近年無新設置案例，為反應國內現況及鼓勵業者設置，建議不依國際趨勢調降，即109年度廢棄物發電期初設置成本援用108年度數值，即為8.02萬元/瓩。

伍、生質能及其他再生能源發電

二、廢棄物

(二)年運轉維護費

1.108年度審定會使用參數值：21,468元/瓩，占期初設置成本比例26.77%

2.109年度分組會議共同意見建議數值：21,857元/瓩，占期初設置成本比例27.25%

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	■ <u>廢棄物</u> 發電設備近年 <u>無新增</u> 設置案例及轉維成本資訊。
選取原則	本年度國內無新增設置案例資料，故建議參採國內 <u>環保署</u> 、 <u>工業局</u> 計畫報告。
計算方式	■ <u>運轉維護費用</u> 由「 <u>操作維護費用</u> 」與「 <u>燃料成本</u> 」組成： 1. <u>操作維護</u> 費用：依 <u>過往審定會</u> 參採之行政院 <u>環境保護署</u> 101年4月「垃圾處理政策評估說明書(定稿)」，為5,499元/瓩。 2. <u>燃料</u> 成本：依 <u>工業局107</u> 年度「生質能暨環保產業推動計畫(2/4)」執行報告中之實廠盤查數據，計算後燃料成本為12,492元/瓩。 3. <u>年運轉維護費</u> ：單位操作維護費與燃料成本加總後，總計為17,991元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費為 <u>21,857元/瓩</u> ，占比 <u>27.25%</u> 。
比較分析	為反映國內實際發展現況，依據參數資料參採原則，建議以 <u>國內評估資料</u> 及 <u>RDF燃料成本</u> 資訊為主，20年均化後之年運轉維護費用為 <u>21,857元/瓩</u> ，略高於108年度審定會數值(21,468元/瓩)。
109年度 草案建議	廢棄物運轉維護成本： <u>21,857元/瓩</u> ，占比為 <u>27.25%</u> 。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1)年運轉維護費係由「操作維護費」與「燃料成本」組成，說明如下：

A.操作維護費係根據行政院環保署101年4月「垃圾處理政策評估說明書(定稿)」中，第一部份「垃圾焚化場轉型為生質能源中心」規劃之「政策方案三—RDF專燒發電案例」所計算，為5,499元/瓩。

B.燃料成本係根據工業局107年度「生質能暨環保產業推動計畫(2/4)」執行報告中之實廠盤查數據資料計算，為12,492元/瓩。

C.綜上，將操作維護費與燃料成本加總後，總計為17,671元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費21,857元/瓩，占期初期設置成本(8.02萬元/瓩)之27.25%。

D.國際資料之年運轉維護費占期初設置成本比例介於5.5-6.32%，然其數值計算未納入「燃料費用」，與我國運轉維護費組成(包含「操作維護費用」與「燃料成本」)不同。

(2)為反映國內實際發展現況，故建議以國內資料為主，即109年度廢棄物發電年運轉維護費占期初設置成本比例為27.25%。

伍、生質能及其他再生能源發電

二、廢棄物

(三)年售電量

1.108年度審定會使用參數值：7,200度/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：7,200度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>廢棄物</u> 發電設備近年 <u>無新增</u> 設置案例及發電量資訊。
選取原則	近年 <u>無新增</u> 設置案例及發電量資訊。
計算方式	■ 本年度國內之 <u>無新增</u> 設置案例資料 ■ 依據國際報告資料，廢棄物發電設備之年運轉時數介於 <u>6,421-8,322度/瓩</u> 。
比較分析	依據參數資料參採原則，為反映國內實際發展現況，建議109年度廢棄物發電設備之年售電量維持108年度數值，即為 <u>7,200度/瓩</u> 。
109年度 草案建議	廢棄物發電量： <u>7,200度/瓩</u> 。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

本年度國內無新增案例，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足者，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」，故建議109年度廢棄物發電年售電量援用108年度審定會參採數值，即為7,200度/瓩。

伍、生質能及其他再生能源發電

三、小水力發電

(一)期初設置成本

1.108年度審定會使用參數值：10.38萬元/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：10.38萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1.條例於108年5月1日通過後，放寬獎勵對象為小水力發電，故各項參數蒐集應朝向小水力設置案，惟目前尚無實際案例，故以既有設置案進行估算，待有實際小水力設置案，再予以討論。 2.蒐集近三年(106-108)國內設置案例(台電與民營回函資料)	
選取合理性	1.依據參數採原則「 <u>應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主</u> 」。 2.本年度回函資料因 <u>正在施工、初步詢價、屬實驗經驗與估算值</u> ，及評估報告對 <u>成本預估較為寬鬆</u> ，與 <u>不符資料參數參採原則(近三年)</u> ，建議待相關資訊確定後，於會中進行討論。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	現階段國內實際設置案例，參採業者回函提供 <u>發票單據與工程結算表</u> 中核定之總價。	10.38
2.其他成本	1.業者建議回饋金應納入估算。 2.個案產生之其他成本，應釐清其所涵蓋之利潤與交易模式，且應以通案性情形並不影響市場行情為考量原則。	10.38
3.未來成本降幅反應	每年降幅介於 <u>0~0.03%之間</u> ，考量 <u>國內</u> 近年設置 <u>案例較少</u> ，故 <u>不依國際趨勢調降</u> 。	<u>10.38</u>

伍、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 條例於108年5月1日通過後，放寬獎勵對象為小水力發電，故各項參數蒐集應朝向小水力設置案，惟目前尚無實際設置案，因此以既有設置案進行估算，待有實際小水力設置案，再予以討論。

(2) 蒐集近三年(106-108)國內案例，說明如下：

A. 本年度蒐集資料因正在施工、初步詢價、屬實驗經驗與估算值，及評估報告對成本預估較為寬鬆、不願提供成本與不符資料參數參採原則(近三年)，故建議不予以參採。

B. A案因尚未完成設備登記，且其提供資料是否僅為設廠所需費用或涵蓋產品研發費用，尚需釐清成本內涵，故今年度建議不予以參採。

C. B案為國內目前唯一完工運轉之水力電廠，提供發票單據與工程結算表中核定之總價，成本內涵包括電儀與機械工程、土建工程、併聯費用、設計監工及其他等，期初設置成本為10.38萬元/瓩。

D. 回饋金屬雙方協議價格，個案都有不同，故於第2次分組會議決議不予以考量。

(3) 根據歐盟聯合研究中心(2018)與IEA(2018)預測，未來水力發電期初設置成本變化保持平穩或小幅下降，每年降幅介於0~0.03%之間。

(4) 綜上，考量國內近年僅1實際設置案例，故不依國際趨勢調整降幅，另依據參數採原則「應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主」，故建議109年度小水力發電期初設置成本為10.38萬元/瓩。

伍、生質能及其他再生能源發電

三、小水力發電

(二)年運轉維護費

1.108年度審定會使用參數值：2,825元/瓩，占期初設置成本比例 2.72%

2.109年度分組會議共同意見建議數值：2,644元/瓩，占期初設置成本比例2.55%

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	■ 蒐集近三年裝置容量不及2MW國內設置案例(台電與民營回函資料)。
選取原則	■ 水力發電運轉易受 <u>水量豐枯</u> 、 <u>含沙量</u> 、 <u>設備磨耗</u> 等因素影響，為 <u>避免參數波動過大</u> ，應觀察長期資料而非單一年度資料，因此建議 <u>依循108年度作法</u> ，同時 <u>考量三年的資料</u> 。 ■ 民營業者所提數據因 <u>無檢附佐證資料</u> 、屬於 <u>實驗階段</u> 或 <u>評估資料</u> ，建議 <u>不參採</u> 。
計算方式	運轉維護費用，含 <u>一般定期維修</u> 及年度 <u>機組大修</u> ，依台電實際設置案例，平均單位年運轉維護費用2,176元/瓩(1,708元/瓩+468元/瓩)，若考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為 <u>2,644元/瓩</u> 。
比較分析	本年度 <u>計算方式與108年度</u> 審定會 <u>相同</u> ，惟因 <u>資料更新</u> 而 <u>略有下降</u> 。
109年度 草案建議	109年度年運轉維護費占期初設置成本10.38萬元/瓩之比例為 <u>2.55%</u> 。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)考量水力發電機組運轉易受水量豐枯、含沙量、設備磨耗等因素影響，為避免參數波動過大，應觀察長期而非單一年度資料，因此建議依循108年度作法，同時考量3年的資料。
- (2)蒐集近三年裝置容量不及2MW台電公司與民營業者年運轉維護費用，其中民營業者所提數據因無佐證資料、屬實驗階段或評估資料，建議不參採。以台電公司實際運轉案例，平均單位年運轉維護費用為2,176元/瓩(1,708元/瓩+468元/瓩)，考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為2,644元/瓩。
- (3)根據IRENA(2019)資料，水力發電年運轉維護費用占期初設置成本比例介於1~3%之間；蒐集近3年國外資料，年運轉維護費占期初設置成本比例介於1.98~3.32%。
- (4)綜上，考量各國水文、地理條件之差異，決議以國內實際資料為主，即109年度年運轉維護費2,644元/瓩於期初設置成本10.38萬元/瓩下，占比為2.55%。

伍、生質能及其他再生能源發電

三、小水力發電

(三)年售電量

1.108年度審定會使用參數值：4,000度/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：3,900度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	■ 蒐集近三年裝置容量不及2MW國內設置案例(台電與民營回函資料)。
選取原則	■ 考量發電量易受<u>水量豐枯</u>影響，導致部分機組年淨發電量銳減，<u>為削減豐枯水年與機組大修</u>等因素對發電量之影響，且<u>避免參數波動過大</u>，故建議應<u>觀察長期</u>(約3~5年)的<u>發電量</u>變化資料較為妥適。 ■ A機組因106年6月因土石流導致取水頭受損，無法取水，約有8~9月無法發電，因此106年度台電公司僅取2筆資料平均。
計算方式	■ 台電公司3~5年平均年發電量變化為4,025度/瓩、3,778度/瓩、3,851度/瓩。 ■ 民營電廠3~5年平均年發電量變化為3,765度/瓩、3,773度/瓩、3,727度/瓩。 ■ 依據台電公司與民營業者設置案例3~5年平均年發電量變化，試算結果分別為<u>3,895度/瓩</u>、<u>3,776度/瓩</u>、<u>3,789度/瓩</u>。
比較分析	考量民營電廠發電量低於台電公司，配合業者建議， <u>調整年售電量參數</u> 。
109年度 草案建議	109年度年售電量為 <u>3,900度/瓩</u> 。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)考量水力發電易受水量豐枯影響，導致部分機組年淨發電量銳減，為削減枯水年與機組大修等因素對發電量之影響，故建議應觀察長期(約3~5年)的發電量變化資料較為妥適。
- (2)蒐集近三年不及2MW台電公司與民營電廠裝置容量資料，並剔除1筆數值過低之極端樣本後，觀察3~5年平均年發電量之變化，其結果分別為3,895度/瓩、3,776度/瓩、3,789度/瓩。
- (3)蒐集近三年國際不及2MW水力發電量資料，年運轉時數介於3,613-5,230度/瓩之間。
- (4)綜上，考量各國水文、地理條件等差異，建議仍以國內資料為主，併同考量台電公司與民營電廠發電之差異，建議109年度年售電量調整為3,900度/瓩。

伍、生質能及其他再生能源發電

四、地熱能

(一)期初設置成本

1.108年度審定會使用參數值：27.86萬元/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：27.86萬元/瓩

考量前期開發風險較大，成功後可作為基載能源，為鼓勵業者能於穩定的能源政策下持續投入開發，且目前參採案例多屬評估資訊，建議發展初期維持108年度參採數值，待引導實際設置案例產生後，再行滾動檢討。

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	■ 蒐集近三年(106-108)國內案例實際設置案例與評估資料	
選取合理性	1. 依參數採原則，應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主，示範獎勵之發電系統數據為輔。 2. 本年度回函資料因部分尚無佐證資料、發票資料不全、不符參數參採原則等情形，現皆已發函業者補充佐證資訊，建議補充相關資訊後，納入審定會進行討論。	
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	■ 蒐集實際設置案例與評估資料，依地熱發電成本內涵分為產能探勘成本、鑽井成本與發電機設備/工程成本進行估算： 1.產能探勘：考量示範獎勵案件多位於資源明顯區，為避免不符實際開發情況，建議依各評估案提供數據為主。 2.鑽井成本：國內實際鑽井成本乘上評估案例井深、井數估算。 3.發電機設備/工程成本：依各評估案提供之數據。	26.91
2.其他成本	■ 業者建議道路用地及道路開闢、併聯饋線費用(加強電力網費用攤提)、井下泵浦、鑽井失敗率等項目應納入估算。 ■ 開發及併網相關費用，屬通案項目，皆已納入；井下泵浦設備，待有相關成本數據，將於會中討論。 ■ 鑽井失敗率透過示範獎勵辦法申請補助，辦法規定針對完成地熱探勘，經評估無地熱發電系統開發效益，得請領獎勵費用。	26.91
3.未來成本降幅反應	■ 每年降幅介於0.27~0.52%，考量國內近年僅2筆設置案例，故不依國際趨勢調降。	26.91
4.額外考量因素	■ 考量地熱前期開發風險較大，成功開發後可作為基載能源，故為鼓勵業者能於穩定的能源政策下，持續投入開發，且目前參採案例多屬評估資訊，建議發展初期維持108年度參採數值27.86萬元/瓩。(產能探勘1.67萬元/瓩、鑽井成本12.5萬元/瓩、發電機設備/工程成本13.69萬元/瓩)	27.86

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1)期初設置成本經更新資料，剔除3筆不符近三年案例，及新增5筆示範獎勵申請案後，剩餘6筆評估案，試算結果為26.91萬元/瓩。考量地熱前期開發風險較大，成功開發後可作為基載能源，為鼓勵業者能於穩定的能源政策下，持續投入開發，建議維持108年度參採數值，其計算方式說明如下：

A.產能探勘成本¹：以106年度審定會決議之四礮子坪評估案為產能探勘成本乘上評估案之井數，平均為1.67萬元/瓩。

B.鑽井成本：國內實際鑽井成本²乘上評估案之井深、井數，平均12.50萬元/瓩。

C.發電機設備/工程成本：依各評估案提供之數據，平均為13.69萬元/瓩。

D.綜上，期初設置成本為27.86萬元/瓩³。

(2)業者建議道路用地及道路開闢、併聯饋線費用(加強電力網費用攤提)、井下泵浦、氣冷式機組、鑽井失敗率等項目應納入估算。

A.開發及併網相關費用，屬通案項目皆已納入；井下泵浦設備，待有相關成本數據，將於會中討論。

B.鑽井失敗率透過示範獎勵辦法申請補助，辦法規定針對完成地熱探勘，經評估無地熱發電系統開發效益，得請領獎勵費用。

(3)根據歐盟聯合研究中心與IEA報告皆預估地熱發電期初設置成本因技術發展成熟，未來將呈現小幅下降趨勢，但考量國內目前僅2筆設置案，因此建議不依國際趨勢調降，故109年度期初設置成本援用108年度數值，即27.86萬元/瓩。(產能探勘1.67萬元/瓩、鑽井成本12.50萬元/瓩、發電機設備/工程成本13.69萬元/瓩)

註1：106年度審定會決議以A案最大開發潛能的10MW方案為當年度產能探勘成本，即每口井產能探勘成本為625萬元。

註2：鑽井成本：1-600公尺平均2.10萬元/公尺；600-1,300公尺平均2.43萬元/公尺；1,300-2,500公尺平均5.37萬元/公尺。其中1-600公尺與600-1,300公尺鑽井成本為A案實際鑽井成本；2,500公尺鑽井成本為B計畫報價資訊。

註3：4筆評估案例分別為工研院2筆評估案例(A案、B案)、台電公司C試驗性計畫，以及D公司

伍、生質能及其他再生能源發電

四、地熱能

(二)年運轉維護費

1.108年度審定會使用參數值：10,431元/瓩，占期初設置成本比例3.74%

2.109年度分組會議共同意見建議數值：10,431元/瓩，占期初設置成本比例3.74%

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	■蒐集近三年國內實際設置與評估案例。
選取原則	■本年度 <u>未提供</u> 或 <u>更新資料</u> 之 <u>評估案</u> 、107年度 <u>所提數據非為完整年度資料</u> 且 <u>本年度未提供</u> ，建議 <u>維持108年度審定會決議不參採</u> 。 ■評估資料尚有 <u>部分項目未估算</u> 或 <u>提供細部資訊</u> ，為 <u>避免低估運維費用</u> ， <u>建議不參採</u> 。
計算方式	■考量目前尚無實際運維費用，109年度採用B案評估數據，單位年運轉維護費用為8,323元/瓩，考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為 <u>10,111元/瓩</u> 。 ■依據溫泉取用費徵收費率及使用辦法第三條，估算溫泉取用費，考量該費用屬規費因此不隨物價調整，經計算後為 <u>溫泉取用費為320元/瓩</u> 。(0.5元/噸×0.1噸/度×6,400度/瓩=320元/瓩) ■綜上，109年度運轉維護費用為 <u>10,431元/瓩</u> 。(10,111元/瓩+320元/瓩)。
比較分析	本年度建議數值與108年度審定會相同。
109年度 草案建議	109年度年運轉維護費占期初設置成本比例為： <u>3.74%</u> 。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)考量目前尚無實際運維費用，109年度採用B案評估數據，即8,323元/瓩，考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為10,111元/瓩。
- (2)溫泉取用費：援用108年度審定會估算方式，依據溫泉取用費徵收費率及使用辦法第三條—「回注至100公尺範圍內之原地層達90%」的溫泉取用費，且考量該費用屬於規費，因此不隨物價調整，經計算後，為每瓩溫泉取用費為320元。 $(0.5\text{元/噸} \times 0.1\text{噸/度} \times 6,400\text{度/瓩} = 320\text{元/瓩})$
- (3)考量國內外地質條件與開發潛力差異，建議以國內評估資料為主，故109年度年運轉維護費用加計溫泉取用費後為10,431元/瓩，於期初設置成本27.86萬元/瓩下，占比為3.74%。

伍、生質能及其他再生能源發電

四、地熱能

(三)年售電量

1.108年度審定會使用參數值：6,400度/瓩

2.109年度分組會議共同意見建議數值：6,400度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	■蒐集近三年國內實際設置與評估案例。
選取原則	■本年度 <u>無完整年度</u> 與 <u>未提供年發電量評估資料</u> ，及 <u>產能評估後再行調整之案例</u> 建議 <u>不參採</u> 。 1. A案107年8月後因 <u>設備異常無法輸出</u> ， <u>暫無發電資料</u> 。 2. B案 <u>107年11月底併聯</u> ，暫無完整年度發電量。 3. C評估資料相關參數假設與成本將待地熱井產能評估後進行調整。
計算方式	■考量2筆實際設置案例皆 <u>無完整年度的發電資料</u> ，因此建議 <u>上述2案皆不參採</u> 。另剔除評估案例中，無提供年發電量及產能評估後會變動之案例後，剩餘6筆評估資料年售電量介於 <u>6,447~7,008度/瓩</u> ， <u>平均為6,833度/瓩</u> 。
比較分析	1.業者提出小規模案場用電占比較高，目前我國有 <u>2筆小規模商轉案例</u> ，尚無完整年度發電資料，且若有 <u>實際年發電量資料</u> 則依 <u>台電抄表</u> 資料為主，故 <u>應已扣除場用電</u> 部分。 2.考量國內外地質條件及開發潛力不同，建議仍以國內評估資料為主，且因地熱前期開發風險較大，成功開發後可作為基載能源，故為鼓勵業者能於穩定能源政策下持續投入開發，且目前參採案例多屬評估資訊，建議發展初期維持108年度數值，即 <u>6,400度/瓩</u> 。
109年度 草案建議	109年度年售電量為 <u>6,400度/瓩</u> 。

伍、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)蒐集近三年實際設置與評估案例，A案107年8月因設備異常，無法輸出；B案107年11月底併聯，考量上述2筆設置案例皆無完整年度的發電資料，因此建議上述2案皆不參採。另剔除評估案例中，無提供年發電量及產能評估後會變動之案例後，年售電量介於6,447~7,008度/瓩，平均為6,833度/瓩。
- (2)業者提出小規模案場用電占比較高，目前我國有2筆小規模商轉案例，尚無完整年度發電資料，且若有實際年發電量資料則依台電抄表資料為主，故應已扣除場用電部分。
- (3)蒐集近三年國際資料，其年售電量介於6,482-8,041度/瓩(容量因數介於74%-91.7%之間)，平均為7,276度/瓩。
- (4)考量各國地質條件及開發潛力不同，建議仍以國內評估資料為主，且因地熱前期開發風險較大，成功開發後可作為基載能源，為鼓勵業者能於穩定的能源政策下，持續投入開發，且目前參採案例多屬評估資訊，建議發展初期維持108年度數值，即6,400度/瓩。

陸、平均資金成本率

一、108年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；離岸風力 6.05%

二、109年度分組會議共同意見建議數值：一般能源別 5.25%；離岸風力 6.05%

考量政策推動之持續穩定，並鼓勵業者參與再生能源設置，建議109年度WACC參數援用108年度數值，即一般再生能源為5.25%；離岸風力為6.05%。

三、計算簡要說明

(一)公式及參數彙整

平均資金成本率(WACC)為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均，用以反映業者開發案件所需之整體投資資金，其受四項參數影響，即無風險利率、外借資金及自有資金比例、銀行融資信用風險加碼以及業者風險溢酬，計算公式如下：

$$WACC = R_0 \times W_0 + R_I \times W_I = (R_f + \alpha) \times W_0 + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$

參數別	目前參數數值		參採說明
自有資金比例 (W_I)	30%		國內外典型專案、再生能源投資計畫
外借資金比例 (W_0)	70%		
無風險利率 (R_f)	0.96%		十年期政府公債殖利率106年至108年(1-6月)三年平均數值
銀行信用風險加碼 (α)	一般再生能源	2.74%	參採國內及國外(德國、英國、荷蘭、歐洲)資料
	離岸風力	2.90%	參採國內及國外(英國、德國、比利時、丹麥、歐洲)資料
風險溢酬 (β)	一般再生能源	4.72%	參採國外資料(歐洲、德國、英國、荷蘭)
	離岸風力	7.03%	參採國外資料(英國、荷蘭、比利時、丹麥)

陸、平均資金成本率

三、計算簡要說明

(二) 計算結果

1.一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、小水力、地熱)

$$30\%*(0.96\%+2.74\%+4.72\%)+70%*(0.96\%+2.74\%)= 5.12\%$$

2.離岸風力

$$30%*(0.96\%+2.90\%+7.03\%)+70%*(0.96\%+2.90\%)= 5.97\%$$

3.109年度一般再生能源WACC計算數值為5.12%；離岸風力為5.97%，考量政策推動之持續穩定，並鼓勵業者參與再生能源設置，建議109年度WACC參數援用108年度數值，即一般再生能源為5.25%；離岸風力為6.05%。

四、參數內涵說明

(一)平均資金成本率區分兩類訂定：考量費率計算公式應維持一致性與延續性，使前後期設置者於相同費率計算基礎，建議109年度平均資金成本率與108年度相同，區分一般再生能源別、離岸風電兩類訂定。

(二)參採國內外案例訂定稅前合理數值：109年度平均資金成本率計算方式與過去審定會一致，參考中央銀行10年期公債殖利率、國內銀行融資實務，以及國外再生能源投資財務資料，訂定稅前平均資金成本率合理數值：

1.外借資金及自有資金比例：一般再生能源及離岸風力之外借資金皆接近70%，建議一般再生能源及離岸風力之外借與自有資金比例設定為70%：30%。

2.銀行融資信用風險加碼(α)：一般再生能源介於0.31~2.74%；離岸風電介於1.74~2.90%，考量 α 風險受企業信用評等、還款能力，以及債權保障條件不同而有差異，建議採最大值計算，即一般再生能源2.74%、離岸風電2.90%。

3.風險溢酬(β)：蒐集國外投資財務資料，剔除上下極端值各1筆後，推估一般再生能源及離岸風電之風險溢酬分別為4.72%、7.03%。

陸、平均資金成本率

※資料參採彙整表

參數	108年度參採數值		109度計算數值			
	參採數值(%)	參採資料	參採數值(%)	參採資料	計算方式	
自有資金比例	30	參考國內外典型專案投資計畫案例	30	參考國內外典型專案投資計畫案例	參考國內外典型專案投資計畫案例	
無風險利率(R _f)	0.97 ^{註1}	央行十年期政府公債殖利率	0.96 ^{註2}	央行十年期政府公債殖利率	註1：105年至107年(1-6月)平均 註2：106年至108年(1-6月)平均	
信用風險加碼(α)	一般再生能源	2.75	參採國內資料及國外(德國、英國、荷蘭、丹麥芬蘭)等報告資料	2.74	參採國內資料及國外(德國、英國、荷蘭、歐洲歐洲)等報告資料	以國內銀行融資實務及國外再生能源投資財務資料推估計算
	離岸風力	2.87	參採國內資料及國外(歐洲、荷蘭、德國)等報告資料	2.90	參採國內資料及國外(英國、德國、比利時、丹麥、歐洲)等報告資料	以國內銀行融資實務及國外再生能源投資財務資料推估計算
風險溢酬(β)	一般再生能源	4.76	參採德國、荷蘭、芬蘭英國、丹麥等報告資料	4.72	參採歐洲、德國、英國荷蘭等報告資料	以國際案例之財務資訊推估計算
	離岸風力	7.20	參採歐洲、荷蘭、英國等報告資料	7.03	參採英國、荷蘭、比利時、丹麥、德國等報告資料	以國際案例之財務資訊推估計算
WACC	一般再生能源	5.15	依上述參數值計算	5.12	依上述參數值計算	自有資金比例*(R _f + α)+外借資金比例*(R _f + α + β)
	離岸風力	6.00		5.97		

柒、109年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

一、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

分類	容量級距 (瓩)		期初設置成本 (元/瓩)		以費率外加之成本費用		運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	躉購期間 (年)
			第一期	第二期	模組回收費 (元/瓩)	併聯電業特高 壓費用 (元/瓩)			
屋頂型	≥ 1~< 20		<u>57,200</u> (60,400)	<u>57,200</u> (60,400)	1,000	--	<u>4.29</u> (3.80)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>20</u> (20)
	≥ 20~< 100		<u>46,700</u> (49,100)	<u>46,000</u> (48,200)		--	<u>3.68</u> (3.50)		
	≥ 100~< 500		<u>44,600</u> (47,400)	<u>43,900</u> (46,500)		--	<u>3.40</u> (3.19)		
	≥ 500	無併聯電業特高 壓供電線路者	<u>43,400</u> (46,100)	<u>42,700</u> (45,300)		--	<u>3.49</u> (3.28)		
		有併聯電業特高 壓供電線路者	-- (51,100)	-- (50,300)		5,000			
	地面型	≥ 1	無併聯電業特高 壓供電線路者	<u>43,700</u> (46,000)		<u>43,000</u> (45,200)	--		
有併聯電業特高 壓供電線路者			-- (51,000)	-- (50,200)		5,000			
水面型		≥ 1	無併聯電業特高 壓供電線路者	<u>49,700</u> (52,000)		<u>49,000</u> (51,200)	--		
	有併聯電業特高 壓供電線路者		-- (57,000)	-- (56,200)		5,000			

註1：()內數字為108年度實際數值。

註2：模組回收、升壓站成本反映方式：惟考躉購費率加成機制不應造成發電設備不同下，產生不同加成果效，故針對模組回收(1,000元/瓩)及特高壓設備(5,000元/瓩)等衍生成本，共同意見為採費率外加方式反映，即不納入期初設置成本內涵。

柒、109年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

二、再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率計算公式使用參數

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)		期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	躉購期間 (年)
風力發電	陸域	≥1~<30		<u>142,700</u> (133,900)	<u>1.36</u> (1.51)	<u>1,750</u> (1,650)	20 (20)
		≥30	有安裝或具備 LVRT者	<u>43,400</u> (48,600)	<u>5.18</u> (4.89)	2,500 (2,500)	
			無安裝或具備 LVRT者	<u>42,400</u> (47,600)	<u>5.30</u> (5.00)		
	離岸	≥1		<u>164,500</u> (174,500)	<u>2.86</u> (3.10)	3,750 (3,750)	
生質能	無厭氧消 化設備	≥1		57,000 (57,000)	<u>16.79</u> (15.76)	5,300 (5,300)	
	有厭氧消 化設備	≥1		<u>224,200</u> (221,700)	<u>6.87</u> (6.95)	6,600 (6,600)	
廢棄物	無區分	≥1		80,200 (80,200)	<u>27.25</u> (26.77)	7,200 (7,200)	
小水力發電	無區分	≥1		103,800 (103,800)	<u>2.55</u> (2.72)	<u>3,900</u> (4,000)	
地熱	無區分	≥1		278,600 (278,600)	3.74 (3.74)	6,400 (6,400)	

註：()內數字為108年度實際數值。

109年度各類再生能源電能躉購費率彙整

一、太陽光電電能躉購費率-公告附表

再生能源類別	分類	裝置容量級距		第一期上限 費率(元/度)	第二期上限 費率(元/度)	模組回收費 (元/度)	併聯電業特高 壓供電線路費 (元/度)
太陽 光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩		5.7132	5.7132	0.0656	--
		20瓩以上不及100瓩		4.4366	4.3701		--
		100瓩以上不及500瓩		4.1372	4.0722		--
		500瓩 以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.0571	3.9917		--
			有併聯電業特 高壓供電線路				0.4674
	地面型	1瓩 以上	無併聯電業特 高壓供電線路	3.9383	3.8752		--
			有併聯電業特 高壓供電線路				0.4506
	水面型 (浮力式)	1瓩 以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.3319	4.2709		--
			有併聯電業特 高壓供電線路				0.4358

太陽光電電能躉購費率之計算方式，係先將各期上限費率乘以(1+加成比例)計算後，最後再加計模組回收費及併聯電業特高壓供電線路費。

一、太陽光電電能躉購費率-與108年度比較說明

類型	級距 (kW)		108年第一期躉購費率(元/度)	108年第二期躉購費率(元/度)	109年第一期躉購費率試算(元/度)	109年第二期躉購費率試算(元/度)	109第一期與108第二期比較(%)	109年第二期與第一期比較(%)
屋頂型	≥1 ~ <20		5.7983	5.7983	5.7788	5.7788	-0.34	0.00
	≥ 20 ~ < 100		4.5925	4.5083	4.5022	4.4357	-0.14	-1.48
	≥ 100 ~ < 500		4.3175	4.2355	4.2028	4.1378	-0.77	-1.55
	≥ 500	無併聯電業特高壓供電線路者	4.2313	4.1579	4.1227	4.0573	-0.85	-1.59
		有併聯電業特高壓供電線路者	4.6902	4.6168	4.5901	4.5247	-0.58	-1.42
地面型	≥ 1	無併聯電業特高壓供電線路者	4.1094	4.0379	4.0039	3.9408	-0.84	-1.58
		有併聯電業特高壓供電線路者	4.5560	4.4846	4.4545	4.3914	-0.67	-1.42
水面型 (浮力式)	≥ 1	無併聯電業特高壓供電線路者	4.5016	4.4324	4.3975	4.3365	-0.79	-1.39
		有併聯電業特高壓供電線路者	4.9345	4.8652	4.8333	4.7723	-0.66	-1.26

註1：上述躉購費率已包含，(1)模組回收1,000元/瓩者，躉購費率外加0.0656元/度(2)屋頂型500瓩以上、地面型及水面型併聯電業特高壓供電線路者(5,000元/瓩)，躉購費率分別外加0.4674、0.4506、及0.4358元/度。

註2：以109年度平均資金成本率(WACC)5.25%試算。

二、再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

再生能源類別	分類	級距 (kW)	109年度躉購費率試算 (元/度)			與上年度比較 (%)
風力	陸域	$\geq 1 \sim < 30$	<u>7.7916</u> (7.8759)			-1.07
		≥ 30	有安裝或具備LVRT者		<u>2.3219</u> (2.5438)	-8.72
			無安裝或具備LVRT者		<u>2.2888</u> (2.5124)	-8.90
	離岸	≥ 1	固定20年躉購費率 (上限費率)		<u>5.0946</u> (5.5160)	-7.64
			階段式 躉購費率	前10年	<u>5.8015</u> (6.2795)	-7.61
				後10年	<u>3.8227</u> (4.1422)	-7.71
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	<u>2.6871</u> (2.5765)			+4.29
	有厭氧消化設備	≥ 1	<u>5.1176</u> (5.0874)			+0.59
廢棄物	無區分	≥ 1	<u>3.9482</u> (3.8945)			+1.38
小水力發電	無區分	≥ 1	<u>2.8599</u> (2.8325)			+0.97
地熱	無區分	≥ 1	5.1956 (5.1956)			0.00
			階段式 躉購費率	前10年	6.1710 (6.1710)	0.00
				後10年	3.5685 (3.5685)	0.00

註：()內數字為108年度公告數值。

附件5： 躉購費率獎勵機制

躉購費率加成獎勵與相關機制概要

一、108年度獎勵及相關機制概要與109年度機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	108年度機制目的與作法	109年度機制草案建議
離島地區躉購費率加成機制	太陽光電、風力、生質能及其他再生能源別	目的：為鼓勵離島地區發展再生能源，以降低當地用電成本。 作法：劃分為與海底電纜聯結前、後： 1.海底電纜與台灣本島<u>聯結前</u>，躉購費率<u>加成15%</u>； 2.於<u>聯結後</u>加成比例為<u>4%</u>。	建議 <u>維持 108 年度</u> 機制作法
階梯式躉購費率機制	離岸風電及地熱	目的：基於解決離岸風力發電的融資困難以及減輕地熱業者之前期承擔分險。 作法：固定20年躉購費率或<u>階梯式躉購費率</u>(前10年高費率、後10年低費率)擇一適用，但選擇適用後即不得變更。	建議 <u>維持 108 年度</u> 機制作法
離岸風電財務支出控管機制	離岸風電	目的：為避免年售電量參數與實際售電量產生落差，導致政府購電支出超過合理數值。 作法：採<u>二階段控管</u>機制， 1.第一階段：年售電量達4,200度/瓩以上，費率打75折； 2.第二階段：年售電量達4,500度/瓩以上，費率打5折。	建議 <u>維持 108 年度</u> 機制作法
高效能模組躉購費率加成機制	太陽光電	目的：為鼓勵國內設置者進行產業升級並增加單位面積設置容量。 作法：採用高效能模組者，躉購費率<u>加成6%</u>。	建議 <u>維持 108 年度</u> 機制作法
綠能屋頂全民參與政策獎勵對象	太陽光電	目的：「綠能屋頂全民參與」方案之目的為擴大全民釋出屋頂設置案場、減少對電網穩定度衝擊，達成全民參與風潮。 作法：參與綠能屋頂全民參與政策之對象，躉購費率<u>加成3%</u>。	建議 <u>維持 108 年度</u> 獎勵作法

躉購費率加成獎勵與相關機制概要

一、108年度獎勵及相關機制概要與109年度機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	108年度機制目的與作法	109年度機制草案建議	差異說明
區域費率加成機制	太陽光電	目的：為反映我國電網特性與提升區域性設置量。 作法：於加成區域(含北北基桃竹苗及宜花)者，躉購費率<u>加成15%</u>。	建議 <u>維持108年度</u> 機制作法；但台東是否納入加成區域，尚需討論。。	1. 考量區域加成機制之目的係基於反映電網特性，為兼顧台東與宜花等地區之<u>地理位置特性</u>，皆屬<u>東部颱風迎風面</u>，為使區域加成機制更符合設置實務需求，可討論將台東地區納入區域加成獎勵對象。 2. 考量台東地區之發電量僅略低於全國平均值，建議109年度加成區域維持與108年度相同，而針對台東地區是否納入及其加成比例數值，納入<u>110年度審定會討論議題</u>。
放寬地面型太陽光電費率適用時點	太陽光電	目的：於完工費率機制下，透過延長完工期限獎勵措施，使業者熟悉相關流程。 作法：當年度取得同意備案且符合規定之<u>10MW以上</u>太陽光電發電設備，於<u>次年12月31日前完工者，其躉購費率適用同意備案時之上限費率</u>。	修正為以<u>設備型別及有無建置升壓站</u>作為費率適用寬限期之區分標準： 1. 第三型：費率用寬限期<u>4個月</u>； 2. 第一、二型(無建置69kV升壓站)：費率用寬限期<u>6個月</u>； 3. 有建置69kV升壓站：費率用寬限期至次年12月底，但自取得同意備案至完工之期程未滿18個月者，寬限期<u>最多為18個月</u>。	1. 考量未來政策推動方向、開發實務、保障開發業者適當施工期及確保開發業者施工品質，109年度太陽光電各設置類型躉購費率寬限期判斷標準由<u>裝置容量修正為併聯電壓等級及是否建置升壓站</u>。 2. <u>升壓站建造工程</u>，包含土木工程與機電工程時間約<u>12個月</u>；另升壓站主要設備GIS (Gas Insulated Switchgear)氣體絕緣金屬封閉開關設備與特高壓變壓器交貨期約為<u>9個月</u>。 3. 另調查裝置容量大於20MW之地面型且於108年度取得同意備案之設置案件，其預估完工期程介於13至22個月，故建議109年度需併聯升壓站者，自取得同意備案後，<u>最多寬限至18個月</u>。

躉購費率加成獎勵與相關機制概要

二、109年度規劃之獎勵機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	109年度機制目的	109年度機制草案建議	數值說明
風雨球場設置太陽光電	太陽光電	配合 <u>教育部</u> 推動學校設置太陽能光電 <u>風雨球場計畫</u> ，以提供太陽光電風雨球場設置誘因。	屬教育部規範之風雨球場者，躉購費率 <u>加成6%</u> 。	1. 受限校園腹地，校園案場 <u>無法反映</u> 一般地面型隨案場規模擴大帶來之 <u>成本下降效果(6.53%)</u> ； 2. 因此返還6.53%成本下降幅度，相當於3,000元/瓩，較一般地面型之躉購費率約 <u>多6%</u> 。
太陽光電支架驗證	太陽光電	為提升我國太陽光電系統設置品質，標準檢驗局正研擬「 <u>太陽光電系統驗證</u> 」方案，包含支架驗證、系統耐風設計規範。	在相關規範尚未訂定前，無法估算相關衍生成本，建議 <u>不訂定</u> 加成獎勵機制。	--
太陽光電超級VPC模組加成獎勵	太陽光電	產業協會建議政府推出 <u>超級VPC</u> ，以領先現行VPC至少4年的產品為目標，並針對超級VPC產給予躉購費率額外3%加成獎勵。	目前業界針對規格尚未有共識，且在相關規範尚未訂定前，無法估算相關衍生成本，建議 <u>不訂定</u> 加成獎勵機制。	--

躉購費率加成獎勵與相關機制概要

二、109年度規劃之獎勵機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	109年度機制目的	109年度機制草案建議	數值說明
原住民與偏遠區域加成獎勵	太陽光電	依108年5月1日總統公布「再生能源發展條例」修正條文第9條第2項及第3項之規定，躉購費率之訂定應納入偏遠地區及原住民族地區之因素，進行綜合考量。	考量政策推動初期，且目前設置多以太陽光電屋頂型案件居多，經過成本試算，建議109年度以太陽光電屋頂型為加成對象，其躉購費率 <u>加成1%</u> 。	1. 非偏遠原住民族地區與偏遠原住民族地區之平均成本差異為945元/瓩； 2. 將上述成本費用反映至躉購費率上，對費率影響之平均值約為1%。
	風力		國內風電設置案例集中在本島西部、澎湖、金門沿海及其外海，一般不會位於原住民族及偏遠地區，建議待國內有相關案例成本後，再進行討論，因此建議 <u>不訂定</u> 風力能源類別之加成獎勵機制。	--
	生質能及其他再生能源		目前2筆地熱實際設置案件皆位於原住民與偏遠地區，然無法分辨與非原住民及偏遠地區之成本差異，為避免可能無法反映真實狀況，建議待國內有比較案例後，再進行討論，因此建議 <u>不訂定</u> 生質能及其他再生能源之加成獎勵機制。	--

躉購費率加成獎勵與相關機制概要

二、109年度規劃之獎勵機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	109年度機制目的	109年度機制草案建議
地熱自主化設備或技術額外獎勵	地熱	業者建議參考國外案例，針對自主化設備或技術給予額外獎勵。	躉購費率是給予 <u>技術較成熟</u> 之再生能源別，長期(20年)合理誘因，維持電廠穩定營運，對於研發自主化設備或技術，在初期可由國內現有 <u>業界能專計畫協助技術研發</u> ，因此建議 <u>不訂定</u> 此項獎勵機制。
公民電廠給予費率加成	太陽光電、風力、生質能及其他再生能源別	業者建議將公民電廠納入給予費率加成，以利政策推動。	費率加成應以 <u>成本基礎</u> 進行評估，考量目前仍 <u>缺少</u> 公民電廠成本資訊，建議待業者提供成本資訊後，再進行討論，因此建議 <u>不訂定</u> 此項獎勵機制。
群眾溝通與能源教育納入費率計算公式		業者建議將群眾溝通與能源教育納入費率計算公式，以利政策推動。	目前政府已有辦理 <u>相關政策宣導</u> 與金融人才培訓，且 <u>能源教育</u> 也已投入推動多年，故無納入費率計算公式之必要，因此建議 <u>不訂定</u> 此項獎勵機制。

附件6：
「109年度再生能源電能躉購費率
及其計算公式」草案

中華民國109年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 一、再生能源電能躉購費率計算公式如附表一。
- 二、再生能源（太陽光電除外）發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第六項規定，其設備未運轉者，自中華民國一百零九年一月一日起至一百零九年十二月三十一日止，與公用售電業簽訂購售電契約，其電能按附表二費率躉購二十年。
- 三、太陽光電發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第六項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年：
 - (一)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百零九年一月一日起至一百零九年六月三十日止完工運轉併聯提供電能（以下簡稱完工）者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率。
 - (二)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百零九年七月一日起至一百零九年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。
 - (三)自中華民國一百零九年起，太陽光電發電設備屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型或第二型再生能源發電設備，且於首次取得同意備案之日起六個月內完工者；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第三型再生能源發電設備，且於首次取得同意備案之日起四個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。

中華民國109年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

接續上頁第三點

(四)自中華民國一百零九年起，太陽光電發電設備併聯六十九千伏以上之供電線路，且有設置或共用升壓站者，依下列規定辦理：

1、於當年度首次取得同意備案之日起至次年十二月三十一日前完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。

2、自當年度首次取得同意備案之日起至次年十二月三十一日止未滿十八個月，且於當年度首次取得同意備案之日起十八個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。

3、設置或共用之升壓站已於一百零九年一月一日前完工者，不適用本款之規定。

(五)中華民國一百零五年度以前屬競標適用對象，非適用一百零五年度再生能源電能躉購費率及其計算公式第三點第五款，且於一百零九年一月一日起至一百零九年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。

中華民國109年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

四、再生能源發電設備適用中華民國一百零九年度費率，且符合下列條件者，其電能躉購費率按第二點或第三點規定費率依序乘以 $(1 + \text{加成比例})$ 乘積，再加計額外費率後，以四捨五入取小數點至第四位計算之：

- (一)參與經濟部「綠能屋頂全民參與推動計畫」設置之太陽光電發電設備，其加成比例為百分之三。
- (二)太陽光電發電設備全數採用取得經濟部標準檢驗局「太陽光電系統結晶矽、薄膜模組實施自願性產品驗證」證書（符合「台灣高效能太陽光電模組技術規範」中華民國一百零九年度以後之試驗要求），並於該證書有效期間內出廠之太陽光電模組，其加成比例為百分之六。
- (三)太陽光電發電設備取得教育部認可，屬「學校設置太陽能光電風雨球場作業參考模式」規範「一般戶外球場增建太陽能光電風雨球場」或「空地設置太陽能光電風雨球場」施作類型者，其加成比例為百分之六。
- (四)屋頂型太陽光電發電設備設置於臺灣本島，且符合「原住民地區參與再生能源設置補助作業要點」或「推動民間團體於偏遠地區設置綠能發電設備示範補助作業要點」所定義之原住民族地區或偏遠地區者，其加成比例為百分之一。但同時符合原住民族地區及偏遠地區者，其加成比例以百分之一為限。
- (五)太陽光電發電設備設置於基隆市、臺北市、新北市、桃園市、新竹縣、新竹市、苗栗縣、宜蘭縣及花蓮縣等區域，其加成比例為百分之十五。
- (六)再生能源發電設備設置於離島地區，且該離島地區電力系統未以海底電纜與臺灣本島電網聯結者，其加成比例為百分之十五。但自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網聯結日起，其加成比例為百分之四。

第四點接續下頁

中華民國109年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

接續上頁第四點

(七)再生能源發電設備應依下列情形加計額外費率：

- 1、太陽光電發電設備依「再生能源發電設備設置管理辦法」繳納模組回收費用者，其額外費率為新臺幣零點零六五六元。
- 2、太陽光電發電設備併聯電業特高壓供電線路者，裝置容量五百瓩以上屋頂型額外費率為每度新臺幣零點四六七四元；地面型額外費率為每度新臺幣零點四五零六元；水面型(浮力式)額外費率為每度新臺幣零點四三五八元。
- 3、再生能源發電設備依電業法提撥電力開發協助金者，其額外費率依「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」規定之提撥費率。

五、再生能源發電設備依「再生能源發電設備設置管理辦法」之規定申請暫停電能躉購並停止運轉者，暫停電能躉購期間不計入已躉購期間，躉購期間自暫停期間末日之次日起計算之，其躉購期間應扣除已躉購之期間。

六、依「再生能源發電設備設置管理辦法」第四條規定，申請再生能源發電設備同意備案，裝置容量應與其他設置案合併計算者，自處分生效日起，其電能躉購費率適用合併後裝置容量之級距。

七、已完工之再生能源發電設備，於同意備案失效之日起一年內重新申請同意備案者，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：

- (一)再生能源(太陽光電除外)發電設備，適用該設備首次完工前最近一次與公用售電業簽訂購售電契約時之公告費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- (二)太陽光電發電設備，適用該設備首次完工時之電能躉購費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- (三)於前二款情形，該設備曾完成設備登記者，其躉購期間應扣除已躉購之期間。

中華民國109年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 八、已完工之再生能源發電設備，經主管機關核准遷移並於核准期限內完成併聯者，除適用第九點規定者外，其電能躉購費率適用前點之規定。
- 九、未依前二點規定期限申請同意備案或完成併聯者，其電能躉購費率以前二點規定費率或重新併聯時當年度公告費率，取其較低者躉購。
- 十、已完工之再生能源發電設備，經主管機關變更其分類，或核准遷移前後所在地區適用之電能躉購費率加成不同者，其適用之電能躉購費率，以變更前或變更後取其較低者躉購。
- 十一、符合第二點規定之離岸風力及地熱能發電設備，其電能躉購費率得就附表二固定二十年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，且選擇適用後即不得變更。
- 十二、自中華民國一百零七年起，參與中央主管機關遴選或容量分配作業機制之離岸風力發電設備，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
 - (一)參與之作業機制以費率作為競比條件者，其電能躉購費率適用競比結果之費率，並依實際完工之日起躉購二十年。
 - (二)除適用前款規定者外，其電能躉購費率適用該設備與公用售電業簽訂購售電契約時之公告費率，並依實際完工之日起躉購二十年。
- 十三、離岸風力發電設備設置者參與前點作業機制，如違反中央主管機關與設置者所簽定契約之承諾期間者，其所生電能之躉購費率依所簽定契約規定辦理。
- 十四、中華民國一百零九年度離岸風力發電設備按附表二費率躉購者，躉購期間當年度發電設備之實際發電量，依下列規定躉購：
 - (一)實際發電量不及每瓩四千二百度之再生能源電能，依附表二費率躉購。
 - (二)實際發電量每瓩四千二百度以上且不及每瓩四千五百度之再生能源電能，依附表二固定二十年躉購費率之百分之七十五躉購。
 - (三)實際發電量每瓩四千五百度以上之再生能源電能，依附表二固定二十年躉購費率之百分之五十躉購。

中華民國109年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 十五、太陽光電發電設備設置於國有土地或政府規劃區域，且參與中華民國一百零九年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，其電能躉購費率以公告費率為上限，並依競比結果適用之。
- 十六、依電業法直供或轉供之再生能源電能，如改依再生能源發展條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，適用再生能源發電設備首次提供電能時之公告費率。
- 十七、本「中華民國一百零九年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」第三點第三款、第三點第四款第二目、第四點第六款、第五點、第六點、第七點、第十二點及第十三點期日期間之計算方式，依下列規定辦理：
- (一)期間之始日，依「行政程序法」第四十九條第二項但書之規定自即日起算；期間之末日，依「行政程序法」第四十九條第三項規定，以起算日相當日之前一日為期間之末日。
 - (二)期間之末日為星期日、國定假日或其他休息日者，依「行政程序法」第四十九條第四項規定，以該日之次日為期間之末日，期間之末日為星期六者，以其次星期一為期間之末日。
- 十八、本「中華民國一百零九年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」依「再生能源發展條例」第九條第一項規定，經濟部得視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修訂之。

中華民國109年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表一 再生能源電能躉購費率計算公式

$$\text{躉購費率} = \frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費}}{\text{年售電量}}$$

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{平均資金成本率} \times (1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}} - 1}$$

$$\text{年運轉維護費} = \text{期初設置成本} \times \text{年運轉維護費占期初設置成本比例}$$

中華民國109年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表二 再生能源（太陽光電除外）發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量 級距	躉購費率(元/度)		
風力	陸域	1瓩以上不及 30瓩	7.7916		
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者	2.3219	
			無安裝或具備LVRT者	2.2888	
	離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		5.0946
			階段式 躉購費率	前10年	5.8015
				後10年	3.8227
生質能	無厭氧 消化設備	1瓩以上	2.6871		
	有厭氧 消化設備	1瓩以上	5.1176		
廢棄物	無區分	1瓩以上	3.9482		
小水力發電	無區分	1瓩以上	2.8599		
地熱能	無區分	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		5.1956
			階段式 躉購費率	前10年	6.1710
				後10年	3.5685

中華民國109年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表三 109年度太陽光電發電設備電能躉購費率

再生 能源 類別	分類	裝置容量級距		第一期上限 費率(元/度)	第二期上限 費率(元/度)	模組回收費 (元/度)	併聯電業特高 壓供電線路費 (元/度)
太陽 光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩		5.7132	5.7132	0.0656	--
		20瓩以上不及100瓩		4.4366	4.3701		--
		100瓩以上不及500瓩		4.1372	4.0722		--
		500瓩 以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.0571	3.9917		--
			有併聯電業特 高壓供電線路				0.4674
	地面型	1瓩 以上	無併聯電業特 高壓供電線路	3.9383	3.8752		--
			有併聯電業特 高壓供電線路				0.4506
	水面型 (浮力式)	1瓩 以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.3319	4.2709		--
			有併聯電業特 高壓供電線路				0.4358

報告完畢



附表、國際匯率表

	2016全年平均	2017全年平均	2018全年平均
USD(美元)	32.3180	30.4420	30.156
EUR(歐元)	35.7485	34.3751	35.595
GBP(英鎊)	43.8071	39.2093	40.230
CAD(加幣)	24.3835	23.4602	23.273
AUD(澳幣)	24.0244	23.3429	22.531
CNY(人民幣)	4.8639	4.5043	4.5580
MYR(馬來西亞幣)	7.7906	7.0787	7.4732
JPY(日圓)	0.2971	0.2714	0.2731
KRW(韓圓)	0.0278	0.0269	0.0274
NZD(紐元)*	22.4438	21.6300	
INR(印度盧比)*			

註：採用我國中央銀行公告之「台灣時間當日16:00各通貨當地或全球外匯市場銀行間即期交易的即時匯率」。

<http://www.cbc.gov.tw/content.asp?mp=1&CuItem=36599>

*特殊幣別根據下列出處：<http://www.x-rates.com/>

**歐元區國家含德國、法國、西班牙、奧地利、比利時、芬蘭、愛爾蘭、義大利、盧森堡、荷蘭、葡萄牙、希臘、斯洛維尼亞、馬爾他、塞普勒斯、斯洛伐克。