



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：「112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：「112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：「112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1次審定會辦理情形

一、時間：111年7月29日下午2時整

二、地點：經濟部第1會議室

三、主席：經濟部林常務次長全能

四、出席名單：

游委員振偉(李副局長君禮代理)、鄭委員永銘、陳委員佩利、周委員文玲、蔡委員玲儀(王高級環境技術師俊勝代理)、張委員四立、錢委員玉蘭、王委員嘉緯、陳委員映竹、江委員青瓚、陳委員在相、王委員漢英、楊委員鏡堂、許委員泰文、黃委員柏壽、陳委員雅萍、陳委員鴻文、林委員資生

五、列席名單：經濟部能源局

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112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112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：

1.112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：

(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、王委員漢英及游委員振偉。

(2)各分組會議增設副召集人分別為陳委員在相、楊委員鏡堂及陳委員佩利擔任。

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。

(二)112年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持111年度計算公式不變。另使用參數、加成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。

附錄、112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	林全能	經濟部	常務次長
	委員	游振偉	經濟部能源局	局長
	委員	鄭永銘	行政院國家發展委員會	簡任技正
	委員	陳佩利	經濟部工業局	副局長
	委員	周文玲	行政院農業委員會	科長
	委員	蔡玲儀	行政院環境保護署	處長
能源經濟	委員	張四立	國立臺北大學自然資源與環境管理研究所	教授
	委員	錢玉蘭	國立臺北大學自然資源與環境管理研究所	助理教授
	委員	王嘉緯	台灣金融研訓院	首席研究員
財務會計	委員	柯瓊鳳	東吳大學會計學系	副教授

附錄、112年度費率審定會委員名單

類別		姓名	單 位	職稱
法律 行政	委員	蔡岳勳	雲林科技大學科技法律研究所	教授
能源 技術 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	陳映竹	國立臺北科技大學土木工程系	副教授
	委員	楊鏡堂	臺灣大學機械工程學系	教授
	委員	王漢英	工業技術研究院綠能與環境研究所	所長
	委員	陳在相	臺灣科技大學電機工程系	教授
	委員	許泰文	臺灣海洋大學河海工程研究所	教授兼校長
	委員	黃柏壽	中央研究院地球科學研究所	教授
團體 代表	委員	陳雅萍	中華民國消費者文教基金會	董事
	委員	陳鴻文	中華民國全國工業總會業務處	處長
	委員	林資生	中華民國銀行商業同業公會全國聯合會 授信業務委員會	幹事

附表：第1、第2次業者座談會辦理情形

組別	太陽光電場次	風力發電、生質能及其他再生能源場次
第1次 座談會時間	7/7下午3時	5/30下午2時
辦理方式	Microsoft Teams線上會議	
出席人次	58人次	99人次
討論議題	(一) 112年度審定作業期程規劃之建議 (二) 112年度電能躉購費率計算公式及其使用參數之建議 (三) 112年度重要議題之相關建議	
組別	太陽光電場次	風力發電、生質能及其他再生能源場次
第2次 座談會時間	9/26上午10時	9/16上午10時
辦理方式	Microsoft Teams線上會議	
出席人次	70人次	114人次
討論議題	太陽光電期初設置成本參數之建議	風力發電、生質能及其他再生能源分組期初設置成本參數之建議

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	風力發電	生質能及其他再生能源
第1次會議時間		8/17上午10時整	8/18下午2時整	8/26下午2時整
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65位 ● 發言單位共5間(台灣太陽光電產業協會、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、中華民國全國商業總會、聯合再生能源股份有限公司、友達光電股份有限公司)	● 線上出席業者共41位 ● 發言單位共6間(萊茵再生能源股份有限公司、達德能源集團、森崙能源股份有限公司、台灣電力公司、台灣風能協會、玉山能源股份有限公司)	● 線上出席業者共72位 ● 發言單位共17間(海洋委員會、台灣綠能協會、環保署環境督察總隊、小水力綠能產業聯盟、八方電力股份有限公司、經一綠能股份有限公司、同德綠能股份有限公司、楷玖國際實業有限公司、宇陽能源科技股份有限公司、盈松環保股份有限公司、東糖能源、全陽地熱股份有限公司、結元能源開發股份有限公司、倍速羅得股份有限公司、海可納新能源公司、宇陽能源科技股份有限公司、亞氫動力股份有限公司)
	審定委員	江委員青瓚、周委員文玲、楊委員鏡堂、王委員嘉緯、蔡委員岳勳、陳委員映竹、柯委員瓊鳳、錢委員玉蘭、林委員資生、陳委員鴻文、陳委員雅萍	王委員漢英、陳委員映竹、王委員嘉緯、蔡委員岳勳、錢委員玉蘭、陳委員鴻文、陳委員雅萍	游委員振偉、周委員文玲、黃委員柏壽、柯委員瓊鳳、王委員嘉緯、陳委員映竹、錢委員玉蘭、許委員泰文、楊委員鏡堂、蔡委員岳勳、陳委員鴻文、陳委員雅萍
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	風力發電	生質能及其他再生能源發電
第2次會議時間	9/5上午10時整	8/30下午2時整	9/5下午4時整
會議地點	能源局13樓第1會議室	能源局13樓第1會議室	能源局13樓第1會議室
出席人員	江委員青瓚、周委員文玲、蔡委員岳勳、柯委員瓊鳳、林委員資生、楊委員鏡堂、錢委員玉蘭、陳委員鴻文、陳委員雅萍、陳委員映竹	王委員漢英、楊委員鏡堂、鄭委員永銘、張委員四立、王委員嘉緯、錢委員玉蘭、陳委員鴻文、柯委員瓊鳳、陳委員映竹	游委員振偉、陳委員映竹、許委員泰文、黃委員柏壽、陳委員雅萍、錢委員玉蘭、陳委員鴻文、蔡委員岳勳、柯委員瓊鳳
討論議題	躉購容量級距之檢討、期初設置成本使用參數建議		
第3次會議時間	10/17上午10時整	10/11下午2時整	10/19下午2時整
會議地點	能源局13樓第1會議室	能源局14樓B棟會議室	能源局14樓B棟會議室
出席人員	江委員青瓚、陳委員在相、周委員文玲(吳技士婕代理)、柯委員瓊鳳、楊委員鏡堂、錢委員玉蘭、王委員嘉緯、陳委員鴻文、陳委員雅萍、陳委員映竹	王委員漢英、楊委員鏡堂、鄭委員永銘、王委員嘉緯、陳委員鴻文、陳委員在相、陳委員映竹	游委員振偉(李副局長君禮代理)、蔡委員玲儀(吳高級環境技術師孟兒代理)、陳委員映竹、黃委員柏壽、陳委員雅萍、楊委員鏡堂、錢委員玉蘭、陳委員在相、柯委員瓊鳳
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111年11月進行草案預告作業及辦理聽證會，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111年12月底前公告相關費率。

附件3：

「112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：112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)-兩場次

會議時間：規劃於111年11月28日至12月2日擇日辦理

會議地點：暫定如下

- 臺北場(風力發電、生質能及其他再生能源場次)-張榮發國際會議中心803室
- 高雄場(太陽光電場次)-蓮潭國際會館R102會議室

台北場時間	高雄場時間	min	議程
10：00~10：15	14：00~14：15	15	發言順序登記
10：15~10：20	14：15~14：20	5	主持人說明案由
10：20~10：50	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： ➤ 台北場：風力發電、生質能及其他再生能源發電場次 ➤ 高雄場：太陽光電場次
10：50~12：10	14：50~16：10	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
12：10~12：40	16：10~16：40	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：100人



會議廳全景



座位區往講台方向

附圖：聽證會場地示意圖

蓮潭國際會館R102會議室

容納人數：80人



講台往座位區方向



座位區往講台方向

附件、聽證會相關程序—預備聽證

關於聽證相關程序，112年度審定會維持111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)，112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	112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：111年3月、4月分別函詢各相關公協會對於審定作業相關意見，截至111年6月底，已收到44個單位回函 ➤ 辦理業者座談會：第1次業者座談會於5月30日(風力發電、生質能及其他再生能源發電場次)、7月7日(太陽光電場次)召開共2場次；第2次業者座談會於9月16日(風力發電、生質能及其他再生能源發電場次)、9月26日(太陽光電場次)召開共2場次 ➤ 分組第1次會議：8月17日、8月18日及8月26日邀請各類別再生能源業者出席參加各分組第1次會議並提出意見
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：

「112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

躉購分類與容量級距彙整表

111年度			112年度		
再生能源類別	分類	容量級距	再生能源類別	分類	容量級距
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩
		20瓩以上不及100瓩			20瓩以上不及100瓩
		100瓩以上不及500瓩			100瓩以上不及500瓩
		500瓩以上			500瓩以上
	地面型	1瓩以上		地面型	1瓩以上
	水面型(浮力式)	1瓩以上		水面型(浮力式)	1瓩以上
風力發電	陸域	1瓩以上不及30瓩	風力發電	陸域	1瓩以上不及30瓩
		30瓩以上			30瓩以上
	離岸	1瓩以上		離岸	1瓩以上
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上
	有厭氧消化設備	1瓩以上		有厭氧消化設備	1瓩以上
				農林植物	1瓩以上
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上
	農業廢棄物	1瓩以上		農業廢棄物	1瓩以上
小水力發電	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	小水力發電	無區分	1瓩以上不及500瓩
		2,000瓩以上不及20,000瓩			500瓩以上不及2,000瓩
					2,000瓩以上不及20,000瓩
地熱能	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	地熱能	無區分	1瓩以上不及2,000瓩
		2,000瓩以上			2,000瓩以上
海洋能	無區分	1瓩以上	海洋能	無區分	1瓩以上

貳、躉購分類與容量級距

一、太陽光電分組

(一)業者意見

無。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意太陽光電112年度躉購分類區分屋頂型、地面型及水面型(浮力式)，而裝置容量級距維持屋頂型區分4個級距，地面型、水面型(浮力式)不區分。

2.討論說明如下

(1)躉購分類

A.國際躉購費率以屋頂型及地面型為主要型態

觀察國際主要國家，太陽光電躉購費率主要區分為屋頂型與地面型兩類，或者無訂定躉購分類，而是以裝置容量級距進行躉購費率訂定。

B.我國躉購分類以擴大屋頂型設置、提高土地利用價值，並考量資源多元複合利用等推動政策，推動各類太陽光電設置

我國太陽光電除了加速屋頂型(如公有屋頂、工廠屋頂、農業設施及其他)擴大設置外，且透過一地多用之方式推動地面型案場設置，使土地資源得以充分利用，並視市場發展及考量資源多元利用，區分水面型(浮力式)分類。因此，目前躉購分類皆符合國內外之推動現況及趨勢，故112年度躉購分類維持與111年度相同。

(2)躉購級距

A.國內屋頂型容量級距有其主要推動對象，地面型及水面型(浮力式)容量無明顯集中

國內設置案件裝置容量均勻分布，並無特殊集中在某個特定容量上，顯現政府政策規劃下的主要推動對象，在目前容量級距下，皆有適用的容量級距費率；而地面型及水面型(浮力式)設置案件在裝置容量上較無明顯差異。

B.考量我國未來推動政策，以及為使各級距之設置穩定成長，故112年度各分類之躉購容量級距維持與111年度相同，以推動各類案件設置。

貳、躉購分類與容量級距

二、風力發電分組

(一)業者意見

- 1.建議小風機不合併計算裝置容量：建議小風機以單機裝置容量定義躉售費率與條件，相鄰土地、申請人為同一時，設備裝置容量不予合併計算。
- 2.詢問是否研訂浮動式離岸風電費率：詢問今年審定會是否將一併討論浮動式離岸風電費率，或是有其他方式進行討論，以利業者後續提供相關資料進行說明。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意陸域型區分為1瓩以上不及30瓩、30瓩以上，共2個容量級距；離岸型新增浮動式離岸風電分類，區分為固定式及浮動式。

2.討論說明如下

(1)陸域風電：

- A.現行級距係根據土地容許點狀660平方米容許使用：根據電能躉購費率審定原則及相關法規，考量國內小型風機的裝置容量多介於3~10瓩，在現行30瓩的級距規定下，已可讓個別案件裝設3~10架小風機。
- B.考量分布集中程度：小風機群聚設置在地方可能有不同意見，故宜維持現行躉購容量級距以及裝置容量合併計算之規定。

(2)離岸風電：

考量浮動式離岸風電技術逐步發展，國內刻正研擬相關設置規劃，故原則同意區分浮動式分類。

(三)第二次審定會議共同意見

- 1.112年度暫不區分浮動式離岸風電分類：目前國內外浮動式離岸風電成本資訊有限，考量相關技術發展尚存許多變異性，建議持續蒐集國內外案例資訊，視技術發展滾動檢討。
- 2.審定會滾動檢討機制：建議依資訊蒐集完備程度，於未來年度審定會或臨時會滾動檢討。

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. 生質能：

(1) 建議新增生質能類別，以提升國內外生物質料源之發電應用。

(2) 建議區分沼氣發電躉購級距，如0-30瓩、30-60瓩、60-100瓩及100瓩以上。

2. 廢棄物：建議研議將銀合歡、海漂木等清理回收再利用後，可納入農業廢棄物之範圍，並適用於最新躉售費率。

3. 小水力：建議細分4個級距(如50瓩以下、50-200瓩、200~2,000瓩、2,000-20,000瓩)。

4. 地熱能：建議參考日本以15MW為分界。

5. 海洋能：建議依海洋能各類型態區分躉購類別與容量級距。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意生質能新增「農林植物」分類；小水力區分1瓩以上不及500瓩、500瓩以上不及2,000瓩、2,000瓩以上不及20,000瓩，其餘維持111年度公告之躉購分類與躉購容量級距。

2.討論說明如下

(1)生質能：

A. 因應國內發展生質能專燒電廠規劃及其應用料源型態，建議新增「農林植物」類別。

B. 因沼氣發電之設置型態差異，目前案例成本尚無法反映規模大小與設置成本之變動相關性，且部份級距案例仍少，於未有一定案件數及成本資訊前，建議不區分級距。

(2)廢棄物：「農業廢棄物」類別適用料源範疇可參閱111年度再生能源電能躉購費率公告*，係以農業或環保主管機關認定為準。

(3)小水力：因應國內實際推動情況及反映成本差異，新增1瓩以上不及500瓩之級距，引導小規模案場設置，增加資料蒐集可行性。

(4)地熱能：目前國內尚無15MW以上案例，故無區分必要，未來再視推動情形調整。

(5)海洋能：目前國內海洋能尚無實際案例，成本資料尚不充分，建議維持不區分躉購類別與容量級距，未來視國內實際設置情況再行討論。

註：*再生能源發電設備利用符合「農業廢棄物共同清除處理機構管理辦法」定義之農業廢棄物為料源，或利用經農業主管機關或環保主管機關認定之行道路樹、木棧板等木質廢棄物為料源者，得適用農業廢棄物之躉購費率。

參、112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	期初設置成本(元/瓩)		運維比例(%)		年售電量 (度/瓩)	平均資金 成本率 (%)	躉購 期間 (年)
		第一期	第二期	第一期	第二期			
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	<u>59,100</u> (60,200)	<u>57,500</u> (57,400)	4.15 (4.08)	4.27 (4.28)	1,250 (1,250)	5.25 (5.25)	20 (20)
	20瓩以上不及100瓩	<u>46,000</u> (47,400)	<u>44,800</u> (45,200)	3.71 (3.60)	3.81 (3.78)			
	100瓩以上不及500瓩	<u>42,000</u> (43,300)	<u>40,900</u> (41,300)	3.58 (3.47)	3.68 (3.64)			
	500瓩以上	<u>42,700</u> (43,500)	<u>41,600</u> (41,400)	3.52 (3.46)	3.62 (3.63)			
地面型	1瓩以上	<u>44,900</u> (45,200)	<u>43,700</u> (43,100)	2.74 (2.72)	2.82 (2.86)			
水面型 (浮力式)	1瓩以上	<u>50,900</u> (51,200)	<u>49,700</u> (49,100)	2.42 (2.40)	2.48 (2.51)			

註1：()內數字為111年度公告數值，111/7/12修正公告，適用111年度第2期上限費率之設置案場得適用111年度第1期上限費率。

註2：112年度年運轉維護費用絕對數值與111年度相同，考量為避免期初設置成本波動影響不同期數之運轉維護費用比例，建議112年度運轉維護費用比例維持111年度作法，依各期期初設置成本計算。

參、112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、風力發電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)	平均資金 成本率 (%)	躉購 期間 (年)
風力發電	陸域	≥ 1~<30		136,300 (136,300)	1.32 (1.32)	1,750 (1,750)	5.25 (5.25)	20 (20)
		≥ 30	有安裝或具備LVRT者	<u>38,800</u> (38,600)	<u>5.52</u> (5.55)	2,500 (2,500)		
			無安裝或具備LVRT者	<u>37,800</u> (37,600)	<u>5.66</u> (5.69)			
	離岸	≥ 1		<u>148,600</u> (148,400)	2.87 (2.87)	3,750 (3,750)	5.70 (5.70)	

註：()內數字為111年度公告數值

參、112年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

三、生質能及其他再生能源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)	平均資金成本率(%)	躉購期間 (年)
生質能	無厭氧消化設備	≥1	65,500 (65,500)	15.80 (15.80)	5,600 (5,600)	5.25 (5.25)	20 (20)
	有厭氧消化設備	≥1	<u>213,000</u> (211,400)	<u>10.89</u> (7.99)	<u>5,800</u> (6,600)		
	<u>農林植物</u>	≥1	<u>75,300</u>	<u>20.59</u>	<u>6,950</u>		
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	≥1	80,200 (80,200)	27.25 (27.25)	7,200 (7,200)		
	農業廢棄物	≥1	108,000 (108,000)	18.46 (18.46)	5,600 (5,600)		
小水力	無區分	<u>≥1~<500</u>	<u>194,700</u>	<u>1.23</u>	<u>3,750</u>		
		≥500~<2,000	<u>164,400</u> (161,000)	<u>1.45</u> (1.48)	3,750 (3,750)		
		≥2,000~<20,000	110,400 (110,400)	2.11 (2.11)	<u>4,050</u> (4,100)		
地熱	無區分	≥1~<2,000	<u>336,600</u> (323,700)	<u>3.10</u> (3.22)	6,400 (6,400)		
		≥2,000	278,600 (278,600)	3.74 (3.74)	6,400 (6,400)		
海洋能	無區分	≥1	267,100 (267,100)	7.70 (7.70)	5,800 (5,800)		

註：()內數字為111年度公告數值

肆、太陽光電

一、期初設置成本

(一)111年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)112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)	111年度審定會使用參數值		112年度分組會議建議數值	
		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瓩以上不及20瓩	60,200	57,400	<u>59,100</u> (-1.83)*	<u>57,500</u> (-2.71)**
	20瓩以上不及100瓩	47,400	45,200	<u>46,000</u> (-2.95)*	<u>44,800</u> (-2.61)**
	100瓩以上不及500瓩	43,300	41,300	<u>42,000</u> (-3.00)*	<u>40,900</u> (-2.62)**
	500瓩以上	43,500	41,400	<u>42,700</u> (-1.84)*	<u>41,600</u> (-2.58)**
地面型	1瓩以上	45,200	43,100	<u>44,900</u> (-0.66)*	<u>43,700</u> (-2.67)**
水面型 (浮力式)	1瓩以上	51,200	49,100	<u>50,900</u> (-0.59)*	<u>49,700</u> (-2.36)**

註1：根據111/7/12修正公告，適用111年度第二期上限費率之設置案場得適用111年度第一期上限費率。

註2：()*為112年度期初設置成本與111年度第一期期初設置成本相比之降幅百分比；()**為112年度第二期期初設置成本與112年度第一期期初設置成本相比之降幅百分比。

一、 期初設置成本

肆、太陽光電

(三)計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	蒐集 110/1-111/6 完工併網案件之 設備登記發票 及 電業成本 資料	
選取合理性	設備登記檢附之發票為案場設置 實際發生成本 ，續進行成本校驗(無發票資料及無法釐清個案成本案件不納入、合併容量設置案件成本校正)並剔除極端樣本	
成本架構	說明	計算數值
1.國內案例成本校正	(1)成本初始值：以統計方法訂定合理成本區間，再剔除上下10%極端樣本後計算 A.區間上限：透過箱型圖，找出各分類級距之離群值樣本加以剔除，所剩樣本資料最高成本為區間上限。 B.區間下限：以國際最低成本30,000元/瓩，引導國內設備優於國際。 C.剔除上下10%：合理成本區間內之樣本剔除上下10%。 (2)成本基礎值：納入111年度下半年成本預估，完善資料參採區間參採業者意見，以營造工程物價指數(CCI)變動幅度，搭配整體成本之82.70%(排除其他項目17.30%)，計算111年度下半年物價波動對整體成本的影響。 (3)成本計算值：納入112年度上下半年成本預估，反映時間落差產生之成本差異 A.一年兩期費率公告：延續111年度製造端與系統端之共識，維持一年兩期費率公告方式，使業者分批進入市場。 B.112年度上下半年分別以CCI4.66%、3.76%調整：計算111/1-6及111/7-12之CCI，相較審定會參採資料區間(110/1-111/6)之變動幅度，搭配整體成本之82.70%，計算112年度上半年以CCI4.66%調整；下半年以CCI3.76%調整。 (4)扣除通案成本，避免與費率外加重複計算 高效能模組、模組回收費、加強電力網費用、屋頂型併網工程費為市場通案或法規規定衍生之成本，建議應先扣除再外加。	第一期：60,178元/瓩 第二期：59,641元/瓩 (以屋頂型1-20瓩為例)
2.反映國際技術進步趨勢	上半年反映50%、下半年反映100%，且工程施作成本不反映成本降幅，計算 第一期降幅為1.76% 、 第二期降幅為3.52% 。	第一期：59,100元/瓩 第二期：57,500元/瓩
3.其他成本	水面型(浮力式) 期初設置成本為 地面型成本 外加 6,000元/瓩 。	--

肆、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

1.以統計方法訂定合理成本區間，再剔除上下10%極端樣本後計算

蒐集110/1-111/6完工併網案件之設備登記發票及電業成本資料(6,878筆)，扣除無發票、無法釐清個案成本案件並調整合併容量案件後，續依統計方法訂定合理成本區間再剔除上下10%極端值(2,331筆)，並依各分類級距分別計算**期初設置成本初始值**。

2.納入111年度下半年成本預估，完善資料參採區間

考量審定會資料參採區間之限制，為提升資料區間之完整性並即時反映市場現況，參考營造工程物價指數(CCI)並搭配整體成本之82.70%(排除其他項目17.30%)，計算審定會資料參採區間(110/1-111/6)及111年度下半年之物價波動對整體成本影響為**4.66%**，並以期數加權方式計算**期初設置成本基礎值**。

3.納入112年度上下半年成本預估，反映時間落差產生之成本差異

(1)一年兩期：為鼓勵業者儘早進入市場並使製造業維持全年產業動能，故延續111年度製造端與系統端之共識，以**一年兩期**費率公告方式，使業者分批進入市場。

(2)納入112年度上下半年成本預估：在完工費率機制下，考量近期原物料價格持續波動，衍生成本發生時點與費率適用時點因時間落差產生成本差異，故以審定會資料參採區間為基準，計算111/1-6及111/7-12之CCI相較基期變動幅度，再搭配整體成本之82.70%，112年度上半年以CCI **4.66%**、下半年以CCI **3.76%**計算**期初設置成本計算值**。

4.扣除通案成本，避免與費率外加重複計算

高效能模組通案扣除841元/瓩、**加強電力網費用**於地面及水面型(浮力式)扣除791元/瓩、**屋頂型併網工程費**於屋頂型扣除594元/瓩、**模組回收費**通案扣除1,000元/瓩。

5.反映國際技術進步趨勢

國際技術進步趨勢下之成本降幅為4.32%，考量上半年反映50%、下半年反映100%，且工程施作成本不反映，第一期降幅為**1.76%**、第二期降幅為**3.52%**。

6.水面型(浮力式)：以地面型成本**外加6,000元/瓩**反映設置環境衍生成本差異。

肆、太陽光電

二、年運轉維護費

(一)111年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)112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	111年度審定會使用參數值		112年度分組會議建議數值	
		第一期(%)	第二期(%)	第一期(%)	第二期(%)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	4.08	4.28	4.15	4.27
	20瓩以上不及100瓩	3.60	3.78	3.71	3.81
	100瓩以上不及500瓩	3.47	3.64	3.58	3.68
	500瓩以上	3.46	3.63	3.52	3.62
地面型	1瓩以上	2.72	2.86	2.74	2.82
水面型	1瓩以上	2.40	2.51	2.42	2.48

(三)計算簡要說明

	說明
資料蒐集	以太陽光電系統公會及台電公司為主要資料蒐集對象。
選取原則	以近3年資訊作為資料參採。
計算方式	1.屋頂型1-20瓩、20-100瓩、100-500瓩之運轉維護費用採公會資訊，屋頂型500瓩以上沿用111年度審定會使用數值。 2.考量台電案例較少，為避免個案影響通案並兼顧參數訂定之穩定性，建議地面型沿用111年度審定會參採數值。 3.水面型(浮力式)維持111年度審定會作法，參採地面型運轉維護費用。 4.額外加計保險費用：本年度業者無提供相關資料，故沿用111年度審定會參採數值318元/瓩。 5.112年度年運轉維護費絕對數值，屋頂型各級距分別為2,454、1,707、1,504及1,504元/瓩、地面型及水面型(浮力式)皆為1,231元/瓩。 6.避免期初設置成本波動影響不同期數之運維比例，建議112年度運維比例依各期期初設置成本計算。
112年度草案建議	112年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例 <u>第一期</u>：屋頂型各級距分別為4.15、3.71、3.58及3.52%、地面型為2.74%及水面型(浮力式)為2.42%。 <u>第二期</u>：屋頂型各級距分別為4.27、3.81、3.68及3.62%、地面型為2.82%及水面型(浮力式)為2.48%。

肆、太陽光電

二、年運轉維護費

(四)參數內涵說明

1.屋頂型

公會提供之維護合約資料為目前運轉維護市場上主要的執行模式，**考量國內市場發展現況，且為有效反映目前運維市場的執行模式，建議屋頂型1-20瓩、20-100瓩、100-500瓩級距以公會提供之數值為主要計算基準**；台電屋頂型500瓩以上之運轉維護費用**略低於**審定會參採數值，考量政策推動並**維持業者投資開發之穩定**，建議**沿用111年度審定會使用數值**。

2.地面型

根據**台電公司資料**進行計算，該分類之運轉維護費用較審定會參採數值略高，但考量近年台電案例資料**筆數少**，為**避免個案影響通案並兼顧參數訂定之穩定性**，建議**沿用111年度審定會參採數值913元/瓩**。

3.水面型(浮力式)

考量目前相關實質佐證資訊較為缺乏，根據參數資料參採原則，建議延續111年度審定會作法，**以地面型運轉維護費用進行計算**，以維持推動誘因。

4.依據上述並加計保險費318元/瓩後，各分類級距之運轉維護費用彙整如下

分類	裝置容量級距	112年度運轉維護費用(元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	2,454
	20瓩以上不及100瓩	1,707
	100瓩以上不及500瓩	1,504
	500瓩以上	1,504
地面型	1瓩以上	1,231
水面型(浮力式)	1瓩以上	1,231

5.運維比例依各期期初設置成本計算：為**避免**期初設置**成本波動影響**不同期數之**運轉維護費用比例**，建議**112年度運轉維護費用比例維持111年度作法**，依各期期初設置**成本計算**。

肆、太陽光電

三、年售電量

(一)111年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

(二)112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	台電公司實際躉購案場發電量資料。																						
選取原則	國內近三年(108、109、110年)之發電量資料，挑選完整併聯一年之案例，且發電量介於600度/瓩~2,000度/瓩之設置案件進行統計。																						
計算方式	1. 以108、109及110年台電公司實際躉購案場之發電量資料進行估算。 2. 實際躉購案場之發電量資料：108、109及110年實際躉購案場發電量資料分別計21,648、29,727、36,162筆，以發電完整一年之案例為主，並依上述選取原則選取樣本(108、109及110年分別剩餘21,213、29,213及35,386筆)，再依參數資料參採原則，剔除上下至少10%極端值(108、109及110年分別剩餘16,947、23,340及28,286筆)。 3. 依據上述，台電108、109及110年躉購發電量資料，扣除異常案場及極端樣本，計算全國及前50%設置案場之平均發電量，並考量效率遞減率(第11年起每年遞減1%)後，結果彙整如下。 <table><tr><th rowspan="2"></th><th colspan="2">扣除異常及上下10%極端案場後之發電量</th><th colspan="2">發電量為前50%的案場</th></tr><tr><th>平均發電量(度/瓩)</th><th>考量效率遞減後(度/瓩)</th><th>平均發電量(度/瓩)</th><th>考量效率遞減後(度/瓩)</th></tr><tr><td>全台場址</td><td>1,237</td><td>1,204</td><td>1,321</td><td>1,286</td></tr><tr><td>台中以南</td><td>1,252</td><td>1,219</td><td>1,331</td><td>1,295</td></tr></table>					扣除異常及上下10%極端案場後之發電量		發電量為前50%的案場		平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)	全台場址	1,237	1,204	1,321	1,286	台中以南	1,252	1,219	1,331	1,295
	扣除異常及上下10%極端案場後之發電量		發電量為前50%的案場																				
	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)																			
全台場址	1,237	1,204	1,321	1,286																			
台中以南	1,252	1,219	1,331	1,295																			
比較分析	依照目前分析結果，為持續引導業者提高發電效率並有效利用案場資源，建議維持111年度年售電量使用參數。																						
112年度草案建議	1,250度/瓩																						

三、年售電量

(四)參數內涵說明

1.全國標竿數值

發電量之訂定係以訂定標竿值為考量，而非反映單一區域之日照條件，故以**108至110年**設置案場之發電量資料為計算基準。另考量參採之案例資訊已反映部分效率遞減率，故從**第11年起**開始反映尚屬合理。

2.引導效率提升

為引導發電效率較好之產品進入市場，鼓勵產業可以提高產品品質，並避免市場上出現劣幣驅逐良幣之現象，參考發電量**前50%案場**之平均發電量數值，作為參數訂定之參考，引導業者提升發電效率。

3.近三年發電實績

觀察**108至110年**電能費用補貼資料，考量效率遞減率(第11年起每年遞減1%)後，**全台灣**場址及**台中以南**場址之估算結果為**1,204**及**1,219度/瓩**；若以發電量為**前50%**之設置案場，其考量效率遞減後，**全台灣**場址及**台中以南**場址之估算結果為**1,286**及**1,295度/瓩**。

	扣除異常及極端案場後之發電量		發電量前50%案場	
	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)
全台場址	1,237	1,204	1,321	1,286
台中以南	1,252	1,219	1,331	1,295

4.建議112年度參採數值

根據實際躉購案場之長期發電量資料計算結果，為持續引導業者提高發電效率並有效利用案場資源，考量計算結果與111年度審定會參採數值1,250度/瓩差異不大，建議太陽光電112年度之年售電量參數維持**1,250度/瓩**。

伍、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(一)期初設置成本

1.111年度審定會使用參數值：13.63萬元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：13.63萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	■ 考量<u>國內實際案例</u>相對具備代表性，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。 ■ 考量近3年(109-111年)未有任何案例完成設備登記，故依參數資料參採原則，沿用108年案例資料共計13筆，參採設備登記檢附之發票資料。	
選取合理性	依據參數參採原則，參採 <u>設備登記資料</u> 。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
(1)國內案例 成本校正	依參數資料 <u>參採原則</u> ， <u>沿用108年案例</u> 資料共計13筆，平均期初設置成本為136,301元/瓩。	13.63 (13.63)
(2)其他成本	■ 通案性成本以設備登記檢附合約發票之統包成本予以考量。 ■ 併網成本：以案件統包成本予以考量。 ■ <u>加強電力網費</u>：參照太陽光電作法<u>外加</u>額外<u>費率</u>。	13.63 (13.63)
(3)未來成本 降幅反應	<u>0%</u>	<u>13.63</u> (13.63)

伍、風力發電

4.參數內涵說明

- (1)主要參採設備登記檢附之發票：考量國內實際案例相對具備代表性，故依審定原則採國內實際案例資料計算成本，參採設備登記檢附之發票資料。
- (2)國內案例平均為13.63萬元/瓩：考量近3年(109-111年)未有任何案例完成設備登記，故依參數資料參採原則，沿用108年案例資料共計13筆，平均期初設置成本為136,301元/瓩。
- (3)建議112年度參採數值：根據國內案例平均，為13.63萬元/瓩。

伍、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.32%，即1,802元/瓩。

2.112年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1.32%，即1,802元/瓩。

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1.國內資料：由於近年案件資料稀少，故保留111年度審定會討論資訊，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。 (2)汰換設備：蒐集變流器成本資料共2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：蒐集2筆產險資料，計算保險費平均。 2.國外資料：蒐集2019~2021年資料共2筆，於考量物價上漲率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2,269元/瓩。 2.國外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1,335元/瓩。 3.考量國內案例資料數量較少，建議沿用111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>1,802元/瓩</u>。 4.按112年度期初設置成本建議數值13.63萬元/瓩計算，占期初設置成本比例為<u>1.32%</u>。
比較分析	沿用111年度計算方式。
112年度 草案建議	年運轉維護費占期初設置成本之比例為 <u>1.32%</u> ，即 <u>1,802元/瓩</u> 。

伍、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公司9kW案例20年維護合約費用為17.1萬元，均攤後每年維護合約費用為950元/瓩。(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)

B. 汰換設備

(A) 參數計算已考量保修合約費用，概括考量例行保養所需之各項花費，故設備汰換品項維持以變流器為主要考量。

(B) 市面上變流器原廠皆提供5年以上產品保固，且設計壽命通常可達20年，故建議汰換頻率可維持以往審定會考量方式，採20年更換2次來計算。

(C) 蒐集小風機業者提供變流器成本發票共2筆，計算平均為4,613元/瓩，則每年設備更換費用平均為461元/瓩 ($4,613 \times 2 \div 20$)。

C. 保險：平均為858元/瓩

(A) B公司提供產險報價單，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) C公司提供保險合約，其中財物損失保險之內容為風機遭受天災之理賠，每年保險費為874元/瓩。

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2,269元/瓩。

E. 租金係案件選址時因為不同選擇所產生之機會成本，於自有地或自有建物上設置小風機則無此花費，且納入成本參數計算所產生之錨定效果亦可能助漲土地租金行情，故不宜將租金納入考量。

(2) 國外資料：蒐集近3年(2019-2021年)資料共2筆，於考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費平均為1,335元/瓩。

(3) 建議112年度參採數值：考量國內案例資料數量較少，建議沿用111年度計算方式，將國內外資料平均，年運轉維護費為1,802元/瓩，占期初設置成本1.32%。

伍、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：1,750度/瓩

2.112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(108~110年)台電公司抄表資料，躉購期間較完整共34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：參考小型風力認證委員會(SWCC)年發電量測試數據，使用近三年(2019~2021年)資料共3筆，在每秒5公尺風速下，平均年發電量。
選取原則	持續以較高標準引導發電效率提升。
計算方式	1.國內資料：躉購<u>案件</u>的年售電量有<u>明顯差距</u>，年售電量介於<u>10~1,942度/瓩</u>。 2.國外資料：平均年發電量約<u>1,774度/瓩</u>。 (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1,796度/瓩。 3.國內小型風力躉購案件的年售電量有明顯差距，建議<u>持續</u>以較高標準<u>引導</u>發電<u>效率提升</u>。
比較分析	資料更新，沿用111年度計算方式。
112年度草案建議	為持續引導發電量提升，建議年售電量維持 <u>1,750度/瓩</u> 。

伍、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：

蒐集近3年(108~110年)台電公司抄表資料，國內小型風電躉購案件共34件，發現各案件的年售電量有明顯差距，年售電量介於10~1,942度/瓩。

(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(2019~2021年)資料共3筆，在每秒5公尺風速下，年發電量平均為1,796度/瓩。

C. 日本及美國資料平均：1,774度/瓩。

(3) 建議112年度參採數值：國內小型風力躉購案件的年售電量有明顯差距，建議持續以較高標準引導發電效率提升，即年售電量維持1,750度/瓩。

伍、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(一)期初設置成本

1.111年度審定會使用參數值：3.86萬元/瓩(無LVRT功能者為3.76萬元/瓩)

2.112年度分組會議共同意見建議數值：3.88萬元/瓩(無LVRT功能者為3.78萬元/瓩)

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1.國內案例資料：近三年(109-111年)海關進口成本資料。 2.成本占比結構：美國NREL長期發布之報告。 3.規模成本差距：美國能源部(2021)報告。 4.成本趨勢預測：國際能源署(IEA, 2021)預測報告。	
選取合理性	民營業者無法提供成本及佐證資料，故根據近三年 <u>海關進口成本</u> 進行計算。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
(1)國內案例 成本校正	■ 採海關進口成本資料及NREL報告的成本占比資訊進行評估，並考量 <u>國內外</u> 設置 <u>規模不同</u> 之成本差距，進行 <u>成本校正</u> 。 ■ 裝置容量加權平均方式計算期初設置成本為 <u>39,002元/瓩</u> 。	3.90 (3.88)
(2)其他成本	■ <u>加強電力網費</u> ：參照太陽光電作法 <u>外加</u> 額外 <u>費率</u> 。	3.90 (3.88)
(3)未來成本 降幅反應	根據國際能源署(IEA, 2021)預測，年均成本降幅為 <u>0.57%</u> ，考量國際成本降幅下，成本約 <u>38,780元/瓩</u> 。	<u>3.88</u> (3.86)

註1：()內數字為111年度審定會公告數值。

註2：自民國97年以後國內多半皆進口配備LVRT(低電壓持續運轉能力設備)功能之風力機組，且該配備之成本約0.1萬元/瓩，故自102年度起，審定會決議陸域大型風電未安裝或具備LVRT者，期初設置成本將扣除相關成本0.1萬元/瓩。

伍、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：

A. 台電案例：最新案例成本的發生時間距今已超過3年。

B. 民營案例：由於民營業者未提供成本資料，故民營案例採近3年(109-111年)海關設備進口成本資料及NREL報告的成本占比資訊進行評估。

(A) 成本占比維持採54%：國內近年設備進口案例較少，導致案例成本可能與近期物價趨勢不同，建議成本占比維持採54%計算成本，讓成本參數能夠符合現況物價方向。

(B) 考量國內外設置規模不同之成本差距：美國案件規模以分布在200MW以上的案例數量為最多。因此，在引用美國成本結構占比進行成本參數估算時，考量國內外設置規模不同，參考美國能源部(2021)報告20~50MW案例與200MW以上案例之成本差距11.20%，進行成本校正。

C. 以裝置容量加權平均計算成本：39,002元/瓩。

(2) 國外資料：根據國際能源署(IEA, 2021)預測，年均成本降幅為0.57%。

(3) 反應未來成本趨勢：國內資料考量國際成本降幅下，期初設置成本為38,780元/瓩(無安裝或具備LVRT者為37,780元/瓩)。

(4) 建議112年度參採數值：根據近三年(109-111年)海關進口成本資料，考量國內外設置規模不同之成本差距與國際成本降幅下，期初設置成本為3.88萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為3.78萬元/瓩)。

註：自民國97年以後國內多半皆進口配備LVRT(低電壓持續運轉能力設備)功能之風力機組，且該配備之成本約0.1萬元/瓩，故自102年度起，審定會決議陸域大型風電未安裝或具備LVRT者，期初設置成本將扣除相關成本0.1萬元/瓩。

伍、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：占期初設置成本5.55%(無安裝或具備LVRT者為5.69%)，即2,141元/瓩。

2.112年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本5.52%(無安裝或具備LVRT者為5.66%)，即2,141元/瓩。

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1. 國內資料：民營成本資料超過3年且民營業者今年對函詢無任何回覆，故<u>使用台電近三年</u>(108~110年)案例資料進行平均。 2. 國外資料：蒐集2019~2021年<u>國外</u>年運轉維護費資料共4筆，其中NREL報告數據以該單位最新資料納入計算，共參採<u>3筆</u>資料。
選取原則	為避免國內數據波動影響，將 <u>國內外資料一併參採</u> 。
計算方式	1. 國內：考量物價上漲率2%後，計算20年均化後之運轉維護費為<u>0.9936元/度</u>。 2. 國外：考量物價上漲因素2%後，計算20年均化之運轉維護費為<u>0.6921元/度</u>。 3. 為避免國內數據波動影響，<u>平均</u>計算<u>國內外</u>資料，則年運轉維護費為<u>0.8429元/度</u>，假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為<u>2,107元/瓩</u>，<u>考量</u>近期<u>物價趨勢</u>下，建議112年度不調降年運轉維護費，數值<u>維持2,141元/瓩</u>。 4. 在期初設置成本3.88萬元/瓩(有LVRT)與3.78萬元/瓩(無LVRT)下，運維比例各為<u>5.52%</u>和<u>5.66%</u>。
比較分析	考量近期物價趨勢下，建議112年度不調降年運轉維護費，沿用111年度數值。
112年度 草案建議	112年度年運轉維護費為 <u>2,141元/瓩</u> ，按112年度期初設置成本建議數值3.88萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為 <u>5.52%</u> (無安裝或具備LVRT者為5.66%)。

伍、風力發電

4.參數內涵說明

- (1)國內資料：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，因此僅參採台電公司的風場運轉維護費資料。以台電風場近3年(108~110年)資料平均，考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之運轉維護費為0.9936元/度。
- (2)國外資料：蒐集近3年(2019-2021年)國外年運轉維護費資料，於考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之運轉維護費為0.6921元/度。
- (3)避免國內數據波動影響：平均計算國內外資料，則年運轉維護費為0.8429元/度，假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為2,107元/瓩。
- (4)考量近期物價趨勢：建議112年度不調降年運轉維護費，數值維持2,141元/瓩。
- (5)建議112年度參採數值：年運轉維護費為2,141元/瓩，按112年度期初設置成本建議數值3.88萬元/瓩計算，建議112年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為5.52%(無安裝或具備LVRT者為5.66%)。

伍、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：2,500度/瓩

2.112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，後者年發電量較高。
選取原則	以較新風場為優先參採，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，108~110年台電公司平均年發電量為2,568度/瓩，民營業者平均年發電量為2,284度/瓩，兩者平均為2,426度/瓩
比較分析	資料更新，沿用111年度計算方式。
112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112年度年售電量維持 <u>2,500度/瓩</u> 。

伍、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108~110年平均年發電量達2,568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高，且108~110年平均年發電量僅2,284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。
- D.雖然110年風況相對不佳，但在風機大型化趨勢下，年售電量仍應維持目前水準。

(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：根據美國能源部(U.S. Department of Energy, 2021)的研究資訊，指出美國近年藉由增加風機塔架高度、葉片長度及裝置容量，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)建議112年度參採數值：根據國內100年以後商轉之風場資料，108~110年台電公司平均年發電量為2,568度/瓩，民營業者平均年發電量為2,284度/瓩，兩者平均為2,426度/瓩，基於持續引導民營風場提高發電效率，建議112年度陸域大型風電的年售電量維持2,500度/瓩。

伍、風力發電

三、離岸型

(一)期初設置成本

1.111年度審定會使用參數值：14.84萬元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：14.86萬元/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>水深範圍</u> 與 <u>風機容量</u> ， <u>蒐集國外類似</u> 案例 <u>13筆</u> 資料。	
選取合理性	國外成本資料 <u>剔除上下共2筆極端值</u> 後， <u>採11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	<u>1. 調整</u> 計算案例 <u>不含併網</u> 之成本 <u>2. 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% 3. 成本考量 <u>一致化完工時點</u> ：推算至 <u>2020年</u> 完工之成本 4. 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：714元/瓩	104,413 (106,547)
(2)國內外開發經驗差異之成本差距	<u>13,878元/瓩</u> 。	118,291 (120,425)
(3)併網成本	採英國實際案例平均，併網成本為 <u>30,463元/瓩</u> 。	148,754 (148,534)
(4)未來成本降幅反應	完整反應2020年~2023年國際成本降幅 <u>7.54%</u> 。	137,538 (137,335)
(5)台灣開發商其他須負擔成本	漁業補償成本： <u>1073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>148,594</u> (148,370)

註：()內數字為111年度審定會公告數值。

伍、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(109年漁業統計年報)，重新估算漁業補償成本為1,073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13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2筆極端值樣本，最終參採11筆樣本計算平均成本為104,413元/瓩。
 - C. 國內外開發經驗差異之成本差距：以學習率理論推估成本差距，並考量在短時間內環境條件相似下，建議成本差距維持111年度決議數值為13,878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，以近3年(2020~2022年)資料計算平均併網成本為30,463元/瓩。
 - E. 未來成本降幅反應：根據美國國家再生能源實驗室(NREL, 2020)預測，從2019年起至2030年，裝置容量加權平均設置成本(CapEx)將下降約25%，換算年均成本降幅為2.58%，以年均成本降幅2.58%計算2020年~2023年成本總降幅為7.54%。
- (3) 建議112年度參採數值：維持以5項成本組成構面進行資訊更新，建議期初設置成本調整為14.86萬元/瓩。

註：年均成本降幅為 $2.58\% = 1 - (75/100)^{(1/11)}$ ，以年均成本降幅2.58%計算2020年~2023年成本總降幅為 $7.54\% = 1 - (1 - 2.58\%)^3$

伍、風力發電

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.87%，即4,255元/瓩。

2.112年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.87%，即4,270元/瓩。

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集 <u>國外</u> 近3年(<u>2019~2021年</u>)的年運轉維護費資料共 <u>4筆</u> 。
選取原則	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112年度維持以 <u>國外資料</u> 做為參數 <u>計算基礎</u> 。
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>4,270元/瓩</u>
比較分析	資料更新，沿用111年度計算方式。
112年度草案建議	年運轉維護費為 <u>4,270元/瓩</u> ，按112年度期初設置成本建議數值14.86萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為 <u>2.87%</u> 。

伍、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112年度維持以國外資料做為參數計算基礎。
- (2) 國外資料：蒐集2019~2021年國外年運轉維護費資料共4筆，計算平均為3,515元/瓩，於考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費為4,270元/瓩。
- (3) 建議112年度參採數值：根據新蒐集資訊計算年運轉維護費為4,270元/瓩，按112年度期初設置成本建議數值14.86萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例分別為2.87%。

伍、風力發電

三、離岸型

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：3,750度/瓩

2.112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. 蒐集國內2架4MW<u>示範機組</u>於106年併聯至108年5月31日的實際售電資料年均發電量<u>最高</u>為<u>3,594度/瓩</u>。 2. 國內民營120MW示範風場於108年6月至12月期間進行施工併聯，連帶影響2架4MW示範機組運轉發電，導致該期間的發電量資訊不具備參考性 3. 蒐集國內<u>128MW示範案</u>於<u>109年</u>、<u>110年</u>的年發電量，計算2年<u>平均</u>為<u>3,728度/瓩</u>。 4. 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	目前國內示範案只有兩個年度的實際發電資訊，且單一個案的代表性可能相對不足，故以 <u>遴選及競價</u> 獲選廠商評估8MW風機的年發電量 <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 <u>遴選及競價</u> 案資料，計算容量加權 <u>平均</u> 之年發電量約 <u>3,731度/瓩</u> 。
比較分析	資料更新，沿用111年度計算方式。
112年度草案建議	年售電量採 <u>3,750度/瓩</u> ，並 <u>搭配</u> 財務支出 <u>控管機制</u> 。

伍、風力發電

4. 參數內涵說明

- (1) 示範機組實際售電資料：蒐集國內2架4MW示範機組於106年併聯至108年5月31日的實際售電資料，其中28號機組因為進行性能調整，故年均發電量最高為3,594度/瓩。
- (2) 示範風場實際售電資料：
- A. 國內民營120MW示範風場於108年6月至12月期間進行施工併聯，連帶影響2架4MW示範機組運轉發電，導致該期間的發電量資訊不具備參考性。
 - B. 蒐集國內128MW示範案(2*4MW+120MW)於109年、110年的年發電量，計算2年平均為3,728度/瓩。
- (3) 未以示範案數據評估年售電量：目前國內示範案只有兩個年度的實際發電資訊，且單一個案的代表性可能相對不足，故維持以遴選及競價獲選廠商評估8MW風機的年發電量計算。
- (4) 以遴選及競價獲選廠商評估8MW風機的年發電量計算：14筆資料剔除上下10%極端值後，參採12筆資料，計算容量加權平均之年發電量約3,731度/瓩。
- (5) 建議112年度參採數值：維持111年度計算方式，年售電量採3,750度/瓩，並搭配財務支出控管機制。

陸、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

1.111年度審定會使用參數值：6.55萬/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：6.55萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1. 本年度 <u>無新增</u> 生質能無厭氧掩埋沼氣 <u>案例</u> 2. 蒐集 <u>近三年</u> 國內無厭氧掩埋沼氣設置案例之 <u>設備登記</u> 及 <u>回函資料</u>	
選取 合理性	案例名稱	處理方式
	1. 近兩年度 <u>無新增</u> 掩埋沼氣案例，故以 <u>110年度</u> 審定會 <u>參採案例</u> 進行說明。 2. <u>110年度</u> 費率參數計算 <u>已納入</u> 近年掩埋場沼氣發電設置成本，並於 <u>111年度沿用</u> 。	1. 檢視匯整案例 <u>設備登記</u> 之發票單據 2. 檢視 <u>發票單據</u> 與驗收證明書 <u>項目</u> 及 <u>金額</u> 是否相符
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)
1.國內案例 成本校正	考量本年度 <u>無新增</u> 生質能無厭氧掩埋沼氣 <u>案例</u> 且國際成本趨勢變動為 <u>0%</u> ， <u>建議</u> 依參數資料參採原則， <u>沿用111年度</u> 公告成本 <u>參數</u> (6.55萬元/瓩)。	6.55
2.其他成本	無	6.55
3.未來成本 降幅反應	國際年平均 <u>降幅</u> 為 <u>0%</u> ，故 <u>不予調整</u>	<u>6.55</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 本年度無新增生質能無厭氧掩埋沼氣案例：

考量本年度無新增生質能無厭氧掩埋沼氣案例，建議依參數資料參採原則，沿用111年度公告成本參數，即6.55萬元/瓩。

(2) 國際趨勢無變動，建議維持111年度參數(6.55萬元/瓩)：

基於國際趨勢未有變動(年降幅為0)，建議不調整期初設置成本，即112年度生質能無厭氧消化設備期初設置成本為6.55萬元/瓩。

陸、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

1.111年度審定會使用參數值：占期初設置成本 15.80 %，即10,346元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本15.80%，即10,346元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>蒐集國內已運轉滿一年</u> 之案例資料
選取原則	1. 本年度 <u>運轉滿一年</u> 之案例資料，皆隸屬於 <u>同一操作維護發包計畫</u> 2. 其110年之運轉項目項目已亦確實區分、載明並支用完成。
計算方式	經 <u>剔除不屬發電系統操作維護</u> 之項目、以及既有 <u>應負環保責任</u> 費用後，計算案例單位年運轉維費為 <u>8,516元/瓩</u> 。
比較分析	於物價上漲因素以2%下，20年均化後數值為 <u>10,346元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>6.55萬元/瓩</u> 下，占比為 <u>15.80%</u> ，數值與 <u>111年度</u> 參數 <u>相同</u> 、案場運轉維護費用穩定，故建議參採。
112年度草案建議	生質能 <u>無厭氧</u> 運轉維護成本： <u>10,346元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>6.55萬元/瓩</u> 下，占比為 <u>15.80%</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1)建議以國內資料為主：

鑑於國際運轉維護費易因設置型態及發電系統組成不同有顯著差異，故建議以國內資料為主。

(2)建議參採本年度已運轉滿一年之案場資料：

其維護項目費用亦確實區分、載明及支用完成，具資料可佐證性，故建議參採；另因皆隸屬於同一操作維護發包計畫，故視為1案例計算。

(3)檢視並計算案例運維費用：

經剔除不屬發電系統操作維護之項目(如滲出水抽取系統耗材、抽水用空壓機房耗材費用等)、以及既有應負環保責任費用(如固定污染源空氣污染物排放檢測)，案例年運轉維費為8,516元/瓩。

(4) 20年均化後運維費為10,346元/瓩，占比為15.80%：

於物價上漲因素以2%下，20年均化後數值為10,346元/瓩，占期初設置成本(6.55萬元/瓩)之15.80%。

陸、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

1.111年度審定會使用參數值：5,600度/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：5,600度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集本年度運轉 <u>滿一年</u> 之案場計2案
選取原則	匯整上述案場110年度台電抄表資料，並確認其運轉發電狀況
計算方式	1. 彙整上述2案場之110年實際 <u>發電量</u> (台電抄表資料) 2. 2案場之110年度 <u>售電量</u> 數值具 <u>一定差異</u>
比較分析	因年售電量數值易因 <u>停機維修</u> 等因素 <u>明顯變動</u> ，並考量無厭氧 <u>案例較少</u> 、110年售電量數值具 <u>一定差異下</u> ，建議不宜參採單一年度之數值，以 <u>維持躉購參數及費率穩定性</u> 。
112年度 草案建議	1. 建議沿用111年度數值 <u>5,600度/瓩</u> ，待未來 <u>案例較多</u> 後再依參數資訊行 <u>檢討</u> 調整。 2. 生質能 <u>無厭氧</u> 年售電量： <u>5,600度/瓩</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 因年售電量數值易因停機維修等因素明顯變動，並考量無厭氧案例較少、110年數值具一定差異下，建議不宜參採單一年度之數值，以維持躉購參數及費率穩定性。
- (2) 建議沿用111年度數值5,600度/瓩，未來待案例較多後再依參數資訊檢討調整。

註：*單位年售電量換算方式： $[(\text{案場總發電量}/\text{發電日數}) \times 365] / \text{裝置容量}$ 。

**容量因數 $= (\text{單位年售電量}/8,760) \times 100\%$ 。

陸、生質能及其他再生能源發電

二、生質能-有厭氧消化設備

(一)期初設置成本

1.111年度審定會使用參數值：21.14萬元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：21.30萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	<u>近三年</u> 國內設置案例設備登記及回函資料	
選取 合理性	考量 <u>設備登記</u> 檢附之 <u>發票</u> 為 <u>實際</u> 發生 <u>費用</u> ，故將近三年檢附單據之案例 <u>全數納入</u> 檢視 <u>評估</u> ，後續再行 <u>校正補全</u> 成本缺漏資訊	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例 成本校正	- 蒐集<u>近三年</u>設置案，並以完成設備登記、且<u>檢附發票</u>之<u>新案例</u>全數<u>納入評估</u>。 - 經檢視無成本資訊、111年度決議不參採之案例後，將剩餘案例納入評估。 - 就剩餘案例中之<u>缺漏</u>發電設備<u>項目</u>進行<u>成本校正補充</u> - 以<u>裝置容量加權平均</u>方式計算期初設置成本，即 <u>21.30萬元/瓩</u>。	21.30
2.其他成本	無	21.30
3.未來成本 降幅反應	根據歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA預估，期初設置成本小幅下降(0.26%)，然基於 <u>配合</u> 國內沼氣發電 <u>政策推動</u> 、 <u>提升</u> 生質能 <u>設置量</u> ，故建議 <u>不隨國際年降幅</u> (0.26%)調整即 <u>21.30萬元/瓩</u> 。	<u>21.30</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 蒐集近三年完成設備登記案例資料：

包含本年度新增案例，考量設備登記檢附之發票為實際發生費用，故將完成設備登記、且檢附發票之新案例全數納入評估。

(2) 剔除“無成本資訊、111年度決議不參採”之案例：

經剔除後，剩餘案例納入後續成本評估。

(3) 就剩餘案例中缺漏發電設備項目進行成本校正補充：

如就「純化系統」、「其他費用」等項目進行校正補充。

(4) 以裝置容量加權平均方式計算期初設置成本：

計算本年度30案之裝置容量加權平均數值，即21.30萬元/瓩

(5) 建議不依國際趨勢調整，即期初設置成本為21.30萬元/瓩：

A. 歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA預估生質能發電期初設置成本降幅介於0.14~0.28%間，平均降幅為0.26%。

B. 基於配合國內沼氣發電政策推動、提升生質能設置量，故建議不隨國際年降幅(0.26 %)調整，即21.30萬元/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

二、生質能-有厭氧消化設備

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：占期初設置成本 7.99%，即16,888元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本10.89%，即23,205 元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集生質能 <u>有厭氧消化設備</u> 近三年(108-110)運轉資料
選取原則	1. <u>剔除</u> 因 <u>停機檢修/停止發電/未規律運轉</u> (示範案場)等案場： (1)例如因水權問題已停止畜牧場運作及沼氣發電 (2)例如因脫硫設備故障頻繁問題，無法提供運維費用 (3)例如因停機檢修，無運維及發電資料 (4)例如屬於示範案場，視沼氣量每隔數日進行運轉，無規律運轉時間者 2. 檢視後 <u>參採剩餘</u> 案例，後續 <u>計算</u> 其年運轉維護費用
計算方式	1.運維成本內涵包含人事費、大修攤提、機組維修、脫硫費用等五大類 2.參採案例中如屬未全時運轉、但 <u>發電時間規律</u> 案場，其運維費計算如下： ➢ 依每日運轉 <u>時數</u> 、每週運轉 <u>天數</u> ， <u>換算全年全時運轉維護費用</u> 3.計算參採案例之平均數值，20年均化後之年運轉維護費為 <u>23,205元/瓩</u> ，占比為 <u>10.89%</u>
比較分析	更新案例資料，並 <u>納入</u> 未全時運轉但 <u>發電時間規律</u> 案場資訊
112年度 草案建議	生質能 <u>有厭氧</u> 運轉維護成本： <u>23,205元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>21.30萬元/瓩下</u> ，占比為 <u>10.89%</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1) 建議以國內資料為主：

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。

(2) 蒐整後參採國內近三年資料。

蒐集國內近三年年運轉維護費資料，並剔除停機檢修/停止發電/未規律運轉(示範案場)者，參採剩餘案例資料。

(3) 納入運作時間規律案例：

除更新案例運維資料外，並考量部份案場雖非全日全時運轉，但其設備運作時間規律，故依每日運轉時數、每週運轉天數，換算全年全時運轉維護費用。

(3) 20年均化後運維費為23,205元/瓩，占比為10.89 %：

計算參採案例之平均單位年運轉維護費，並考量物價上漲因素2%，20年均化後之運轉維護費為23,205元/瓩，占期初設置成本(21.30萬元/瓩)之10.89 %。

陸、生質能及其他再生能源發電

二、生質能-有厭氧消化設備

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：6,600度/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：5,800度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集生質能有厭氧消化設備近三年(108-110)設置案之去年度(110)售電量 ➢以台電110年度發電量抄表記錄資訊為主
選取原則	1. 本年度案例絕大多數無法真實反應沼氣發電設備運轉現況，緣由匯整如下： (1) 發電機組整合或故障維修頻繁 (2) 無法反應一般電廠運轉狀況(如沼氣多元運用、示範案場) (3) 年度間曾中斷發電(曾經月發電量為0) (4) 系統不穩定、月發電量起伏過大 (5) 設置未滿一年 2. 生質能有厭氧案場於110年期間，多數因沼氣多元運用、設備整合/故障維修等因素導致發電量較低，顯示整體沼氣發電之穩定性仍受諸多因素影響。
計算方式	參考國際研究報告，生質能沼氣發電之平均年售電量為5,800度/瓩
比較分析	為兼顧沼氣發電、畜牧場熱利用、及料源類別之多元應用面向，故建議依參數參採原則，參考國際資訊進行調整，即參採國際沼氣發電年售電量平均值5,800度/瓩。
112年度 草案建議	生質能有厭氧年售電量：5,800度/瓩

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 本年度於費率參數研討座談會中，與會先進建議於我國厭氧發酵及操作維運技術成熟之前，應予以調減年售電量，增加設置沼氣發電之誘因；另檢視本年度案例發電狀況，多數因沼氣多元運用、設備整合/維修等因素導致年發電量較低，顯示整體沼氣發電之穩定性仍受諸多因素影響。
- (2) 併同考量於我國沼氣發電案場多以畜牧場為主，本業的傳統沼氣熱利用(仔豬保溫燈、沼氣加熱爐等)亦具一定能源利用效率，屬循環經濟的一環。
- (3) 此外，配合國內集中型案場之推動，沼氣發電之料源類別趨於多樣化(如納入生/熟廚餘)，為反映熱值及沼氣量之變動可能，故有調整年售電量需求。
- (4) 爰此，為兼顧沼氣發電、畜牧場熱利用、及料源類別之多元應用面向，故建議依參數參採原則，參考國際資訊進行調整，即參採國際沼氣發電年售電量平均值5,800度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

三、生質能 - 農林植物

(一)期初設置成本

1.111年度審定會使用參數值：無此類別

2.112年度分組會議共同意見建議數值：7.53萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1. 「農林植物」為本年度規劃 <u>新增類別</u> ，尚 <u>無設置案例</u> 2. 蒐集 <u>國際資訊</u> 採「農林植物」料源之發電設備單位設置成本，計算各國/區域平均值為 <u>7.53 萬元/瓩</u> 。	
選取合理性	案例名稱	處理方式
	蒐整包括國際區域/國家之發電設備設置成本資訊	檢視資訊之 <u>應用料源</u> ，是否屬「 <u>農林植物</u> 」。
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例 成本校正	(1) 「農林植物」係本年度 <u>新增類別</u> ，故 <u>國內無設置案例</u> 。 (2) 因國內無商轉案例，故依參數參採原則，參考國際資訊調整。 (3) 匯整計算國際採「農林植物」料源之發電設備單位期初設置成本後，各國/區域之 <u>平均</u> 期初 <u>設置成本</u> 為 <u>7.53 萬元/瓩</u> 。 (4) 在 <u>國內尚無設置案例</u> 及成本資訊前，建議依參數參採原則，參考 <u>國際</u> 平均值 <u>7.53萬元/瓩</u> ，後續再依實際設置案成本滾動檢討。	7.53
2.其他成本	無	7.53
3.未來成本 降幅反應	歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA報告預估， <u>年平均降幅</u> 為 <u>0.30%</u> ，然鑑於「農林植物」係本年度新增類別，基於 <u>鼓勵業界發展</u> 投入，建議 <u>不依國際趨勢調整</u> 。	<u>7.53</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 「農林植物」為本年度審定會新增類別，尚無新增設置完成案例：建議依參數參採原則，參考國際資訊進行調整。
- (2) 匯整計算各國/區域「農林植物」發電設備之平均期初設置成本為7.53萬元/瓩。
- (3) 在國內尚無設置案例及成本資訊前，建議採國際平均值7.53萬元/瓩，後續再依未來之實際設置案成本進行滾動檢討。

陸、生質能及其他再生能源發電

三、生質能 - 農林植物

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：無此類別

2.112年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本 20.59%，即15,502元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>農林植物</u> 為本年度規劃新增類別、未有完成案場，故蒐匯國內外相關 <u>評估資料</u> 及農林植物 <u>燃料成本/熱值</u> 資訊。
選取原則	以國際研究報告、及國內政府機關執行計畫等資訊為主
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：參考並計算<u>國際</u>平均<u>操作維護費用</u>占比後，數值為設置成本之<u>3.22%</u>，即設置成本(75,300元/瓩)×3.22%=<u>2,425 元/瓩</u>。 2.<u>燃料</u>成本：依行政院農委會<u>林業試驗所</u>、<u>林務局</u>、經濟部<u>工業局</u>報告、<u>台糖公司</u>、及<u>台中市</u>、<u>嘉義縣政府</u>公開資訊計算後，農林植物平均單位熱值為<u>1,004.78KJ/kg</u>(即<u>4,207 kcal/kg</u>)、單位成本為<u>2,182元/公噸</u>。依熱值及單位成本計算燃料費用後，年燃料成本為<u>10,335元/瓩</u>。 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12,760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>15,502元/瓩</u>，占比<u>20.59%</u>。
比較分析	燃料成本依 <u>國內外</u> 農林植物之 <u>熱值/成本</u> 進行計算
112年度 草案建議	農林植物運轉維護成本： <u>15,502元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>7.53萬元/瓩下</u> ，占比為 <u>20.59%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 「農林植物」為本次審定會規劃新增類別，目前國內尚無案例可參採，故建議依參數資料參採原則，參考國內外運維費用、料源資訊。
- (2) 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：蒐集國際能源署(IEA)、美國國家再生能源實驗室(NREL)、美國能源資訊局(EIA)、及印度中央電力監管委員會等單位之研究報告，匯整計算後，數值為設置成本之3.22%，即設置成本(75,300元/瓩) × 3.22% = 2,425元/瓩。
- B. 燃料成本：匯整農委會林業試驗所、林務局、經濟部工業局報告、台糖公司、及台中市、嘉義縣政府公開資訊計算後，農林植物平均單位熱值為1,004.78KJ/kg(即4,207 kcal/kg)、單位成本為2,182元/公噸。依熱值及單位成本計算燃料費用後，年燃料成本為10,335元/瓩。
- (2) 20年均化後運維費為15,502元/瓩，占比為20.59 %：
- 將操作維護費與燃料成本加總後，總計為12,760元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費15,502元/瓩，占期初期設置成本(7.53萬元/瓩)之20.59 %。

陸、生質能及其他再生能源發電

三、生質能 - 農林植物

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：無此類別

2.112年度分組會議共同意見建議數值：6,950度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	「農林植物」為本次審定會規劃 <u>新增類別</u> ，國內 <u>無商轉案例</u> ，故 <u>未有年售電量</u> 資料 <u>可參採</u> 。
選取原則	彙整 <u>國際</u> 農林植物料源之發電設備 <u>年售電量數值</u> 以進行評估
計算方式	1. 「農林植物」為 <u>本次</u> 審定會規劃 <u>新增類別</u> ，預計於 <u>明年度</u> 開始 <u>適用</u> ，目前國內尚 <u>無案例可參採</u> 。 2. 依據國際報告資料，計算國際「農林植物」發電設備之年 <u>平均售電量</u> 為 <u>6,950度/瓩</u> 。
比較分析	1. 新增「農林植物」類別之緣由，係反映業界發電 <u>設備規模化</u> 之 <u>料源應用</u> 、具 <u>技術成熟</u> 性。 2. 爰此，建議 <u>年售電量</u> 參數採 <u>國家/區域之平均值</u> ，即 <u>6,950度/瓩</u> ，後續再視實際案例之售電量及國際趨勢滾動檢討調整。
112年度 草案建議	農林植物年售電量： <u>6,950度/瓩</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 本年度國內尚無農林植物商轉案例及年售電量資料，故建議依據參數資料參採原則，參考包含國際年售電量資訊。。
- (2) 建議112年度生質能「農林植物」類別之年售電量採國際售電量平均值，即6,950度/瓩，後續再視實際案例之售電量及國際資訊滾動檢討調整。

陸、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物 - 一般及一般事業廢棄物

(一)期初設置成本

1.111年度審定會使用參數值：8.02萬元/瓩

2.112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	1. 蒐集近三年「廢棄物發電設備」類別中料源採「一般及一般事業廢棄物」案例 2. 本年度計1件新增商轉案例，其餘案場則仍於設置中	
選取合理性	案例名稱	處理方式
	蒐集近三年已商轉或完成同意備案個案	1. 篩選可提供設置成本資訊及內涵者 2. 就申請案參採合宜性進行分析
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	(1) 本年度完成設置案計1件：該案場因型態差異、及後續成本變動可能，不宜參採單一參數。 (2) 已申請備案之設置案多於規劃或設置中：除尚未完工外，其中可提供成本資訊者屬生質能中心，設置型態與一般案場有所差異，設置成本應與後續運維費、發電量一併考量，不宜參採單一參數。 (3) 建議依參數資料參採原則，沿用111年度成本參數(8.02萬元/瓩)。 (4) 後續將依案例進度持續追蹤其成本項目內涵、運維費用及售電量，評估於未來「一般及一般事業廢棄物」費率參數的參採合宜性。	8.02
2.其他成本	無	8.02
3.未來成本降幅反應	歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA報告預估，年平均降幅為0.26%，然鑑於國內商轉案例仍少，為利持續推動，建議不依國際趨勢調整。	8.02

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 本年度計1件新增商轉案例：

因型態差異、案場後續單位設置成本下降可能，建議不宜參採單一成本參數。

(2) 其餘設置中案例：

尚未設置完成、成本資訊不明確，且型態特性不宜僅參採單一成本參數，建議不參採。

(3) 建議不依國際趨勢調降：

歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA報告預估，年平均降幅為0.26%，然鑑於國內商轉案例仍少，為利持續推動，建議不依國際趨勢調整。

(4) 建議沿用111年度公告成本參數：

- ✓ 考量本年度設置完成案例、及設置中個案因型態差異，其設置成本應與後續運維費、發電量一併考量，故建議依參數資料參採原則，沿用111年度「一般及一般事業廢棄物發電」公告成本參數(8.02萬元/瓩)。

陸、生質能及其他再生能源發電

三、廢棄物 - 一般及一般事業廢棄物

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：占期初設置成本27.25%，即21,857元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本27.25%，即21,857元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	「一般及一般事業廢棄物」本年度 <u>新增1案</u> 設置完成案例，但 <u>尚未運轉滿一年</u> 、無確切之年度 <u>運維費</u> 資訊。
選取原則	本年度國內未有案例之年運轉費用資訊，故建議沿用111年度方式，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>參採之行政院環境保護署101年4月「垃圾處理政策評估說明書(定稿)」，為<u>5,499元/瓩</u>。 2.<u>燃料</u>成本：依<u>工業局</u>107年度「生質能暨環保產業推動計畫(2/4)」執行報告中之<u>實廠盤查數據</u>，RDF成本為3,000元/噸、RDF熱值為1,184.14KJ/kg (即4,958 kcal/kg)。依熱值及單位成本計算燃料費用後，年燃料成本為<u>12,492元/瓩</u>。 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	沿用111年度評估方式，即為 <u>21,857元/瓩</u> 。
112年度 草案建議	一般及一般事業廢棄物運轉維護成本： <u>21,857元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>8.02萬元/瓩下</u> ，占比為 <u>27.25%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 國內迄今有1案商轉、數案設置中，但未有運轉滿一年案例之運維費用可參採。
- 1件新增商轉案例：該案110年12月完成設置，運轉尚未滿一年，無確切之年度運維資訊。
 - 其餘於設置中案例：8案未設置完成，尚無年運轉維護費用資訊。
- (2) 建議依參數資料參採原則，沿用111年度方式，以國內評估資料及RDF燃料成本資訊為主，並考量物價上漲因素2%，20年均化後費用為21,857元/瓩，占期初期設置成本(8.02萬元/瓩)之27.25 %。

陸、生質能及其他再生能源發電

三、廢棄物 - 一般及一般事業廢棄物

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：7,200度/瓩

2.112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	「一般及一般事業廢棄物」本年度 <u>新增1案</u> 設置案例，但 <u>尚未運轉滿一年</u> 、無確切之年度 <u>售電量</u> 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	1. 本年度國內之 <u>無新增</u> 設置案例資料。 2. 依據國際報告資料，廢棄物發電設備之年運轉時數介於 <u>6,421-7,621</u> 度/瓩
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112年度之年售電量 <u>維持111年度</u> 數值，即為 <u>7,200度/瓩</u> 。
112年度 草案建議	一般及一般事業廢棄物年售電量： <u>7,200度/瓩</u> 。

註：*111年度審定會因國內無新增廢棄物發電設備之年售電量資料，依據參數資料參採原則，為反映國內實際發展現況，因此決議年售電量維持110年度數值，即為7,200度/瓩(係依據屏東縣巨大廢棄物回收再利用廠所規劃之第二階段3MW區域生質能汽電共生廠，預估年發電量為7,200度/瓩。)

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- 國內無新增商轉滿一年之案例及年售電量，建議沿用111年度參數7,200度/瓩：
 - ✓ 本年度國內無新增商轉滿一年案例，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112年度廢棄物發電年售電量沿用111年度審定會參採數值，即為7,200度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

五、廢棄物 - 農業廢棄物

(一) 期初設置成本

1. 111年度審定會使用參數值：10.80萬元/瓩

2. 112年度分組會議共同意見建議數值：10.80萬元/瓩

3. 計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1. 「農業廢棄物」為111年度 <u>新增類別</u> ，目前尚 <u>無申請設置案例</u> 2. 蒐集近三年「廢棄物發電設備」 <u>完成同意備案</u> 個案，料源採「農業廢棄物」案例者，合計 <u>1筆</u> 。	
選取合理性	案例名稱	處理方式
	完成「廢棄物發電設備」 <u>同意備案</u> ，且料源採「農業廢棄物」者	檢視案例規劃 <u>應用料源</u> ，是否屬 <u>百分之百</u> 「農業廢棄物」。
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	(1) 「農業廢棄物」係111年度 <u>新增類別</u> ，尚 <u>無</u> 申請設置 <u>案例</u> 。 (2) 迄今 <u>僅1筆</u> 「廢棄物發電」類別中之申請案 <u>應用料源</u> 初步判定屬「 <u>農業廢棄物</u> 」，但尚未設置完成，缺乏成本資訊。 (3) 蒐整政府資訊中， <u>科技部</u> 補助之 <u>示範案場</u> 為實際設置之案例，料源採農業廢棄物，並已達業界 <u>推廣洽談</u> 階段，具 <u>商轉發電可行性</u> 故 <u>111年度審定會</u> 參採其設置成本，即 <u>10.80萬元/瓩</u> 。 (4) 在尚未有「農業廢棄物」設置案成本前，建議依參數參採原則， <u>沿用111年期初設置成本參數</u> ，即 <u>10.80萬元/瓩</u> 。	10.80
2.其他成本	無	10.80
3.未來成本降幅反應	<u>歐盟聯合研究中心</u> (JRC)及 <u>IEA</u> 報告預估，年平均降幅為 <u>0.30%</u> ，然鑑於「農業廢棄物」尚無申請設置案例， <u>為持續鼓勵</u> 業界投入，建議 <u>不依國際趨勢調整</u> 。	<u>10.80</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (一) 「農業廢棄物」為111年度新增類別，目前尚無新增設置之「農業廢棄物」案例
- (二) 112年度建議參採數值：10.80萬元/瓩
1. 111年度審定會以科技部補助之產學合作計畫案例成本，做為期初設置成本參數，即10.80萬元/瓩。
 2. 考量前開科技部補助之示範案場為實際設置之案例，料源採農業廢棄物，並經實際測試運作、已達推廣應用階段，具商轉發電可行性，故111年度參採其期初設置成本。
- (三) 因本年度無新增案例，故建議依參數參採原則，沿用111年度成本數值，即10.80萬元/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物 - 農業廢棄物

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：占期初設置成本 18.46%，即19,940元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本 18.46%，即19,940元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	「農業廢棄物」尚未有申設案場，故蒐匯國內相關 <u>評估資料</u> 及農業廢棄物 <u>燃料成本/熱值</u> 資訊。
選取原則	以政府機關資訊及相關執行計畫等公開資訊為主
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>參採之行政院環境保護署101年4月「垃圾處理政策評估說明書(定稿)」，為<u>5,499元/瓩</u>。 2.<u>燃料</u>成本：依行政院農委會<u>林業試驗所</u>、<u>林務局</u>、經濟部<u>工業局</u>、<u>工研院</u>報告及<u>台中市政府</u>公開資訊計算後，農業廢棄物平均單位熱值為1,031.53KJ/kg (即4,319 kcal/kg)、單位成本為2,937元/公噸。依熱值及單位成本計算燃料費用後，年燃料成本為<u>10,914元/瓩</u>。 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16,413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>19,940元/瓩</u>，占比<u>18.46%</u>。
比較分析	燃料成本依國內農業廢棄物之熱值/成本進行計算
112年度 草案建議	農業廢棄物運轉維護成本： <u>19,940元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>10.80萬元/瓩下</u> ，占比為 <u>18.46%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 「農業廢棄物」係111年度新增類別，迄今尚無申設案例。
- (2) 目前既有「廢棄物發電」類別中，僅1件申請案之料源採農業廢棄物，但尚未商轉、無運轉維護費用資訊，故建議不納入參採。
- (3) 建議建議依參數參採原則，沿用111年度數值，以國內相關評估資料及農業廢棄物燃料成本/熱值資訊為主，並考量物價上漲因素2%，20年均化後費用為19,940元/瓩，占期初期設置成本(10.80萬元/瓩)之18.46%。

陸、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物- 農業廢棄物

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：5,600度/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：5,600度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>農業廢棄物</u> 近年 <u>無新增</u> 設置案例及年售電量資訊。
選取原則	彙整 <u>國際</u> 採農廢料源之發電設備 <u>年售電量數值</u> 以進行評估
計算方式	1. 本年度 <u>國內無新增</u> 設置案例資料，故去年度(111年度)審定會依參數參採原則，參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算。 2. 依據國際報告資料，農業廢棄物年運轉時數介於 <u>5,615-7,271</u> 度/瓩。
比較分析	1.考量「農業廢棄物」為新增類別，111年度審定會建議初期之 <u>年售電量數值</u> 採 <u>從優</u> 方式以促進新案例設置。 2.故建議 <u>沿用111年度</u> 數值，即採 <u>國際</u> 區間 <u>下限值5,600度/瓩</u> ，後續再視案例實際售電量及國際趨勢滾動檢討調整。
112年度 草案建議	農業廢棄物年售電量： <u>5,600度/瓩</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- 國內無新增商轉滿一年之案例及年售電量，建議沿用111年度參數5,600度/瓩：
- ✓ 本年度國內無新增商轉滿一年案例及年售電量，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112年度廢棄物發電年售電量沿用111年度審定會參採數值，即為5,600度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

六、小水力發電

(一)期初設置成本

1.111年度審定會使用參數值

1瓩以上不及2,000瓩：16.10萬元/瓩；2,000瓩以上不及20,000瓩：11.04萬元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：

1瓩以上不及500瓩：19.47萬元/瓩；500瓩以上不及2,000瓩：16.44萬元/瓩；

2,000瓩以上不及20,000瓩：11.04萬元/瓩

3.計算簡要說明

說明				
資料蒐集	蒐集近3年資料，包括實際設置案、決標資料、設備登記與回函資料。			
選取合理性	以業者提供決標資料、設備登記與回函資料，並剔除建置規劃中、發票不全、實驗性質、示範案或無意願提供之案例。			
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)		
		1瓩以上不及500瓩	500瓩以上不及2,000瓩	2,000瓩以上不及20,000瓩
1.國內案例成本校正	1.成本變化係以申請同意備案之總裝置容量取代可行性研究報告。 2.考量工程布建差異僅改變成本結構，不影響總成本，故依個案成本平均進行試算：1瓩以上不及500瓩： <u>19.47萬元/瓩</u> ；500瓩以上不及2,000瓩： <u>16.44萬元/瓩</u> ；2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>沿用111年度數值，即11.04萬元/瓩</u> 。	19.47	16.44	11.04
2.其他成本	無。	19.47	16.44	11.04
3.未來成本降幅反應	每年降幅介於0~0.03%之間，平均0.15%，考量國內案例尚在建置，故不依國際趨勢調降。	19.47	16.44	11.04
4.額外考量因素	無。	<u>19.47</u>	<u>16.44</u>	<u>11.04</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 新增1瓩以上不及500瓩之級距：因應國內實際推動情況及反映成本差異，112年度小水力發電再細分躉購容量級距。
- (2) 蒐集近三年國內設置案例：包括實際設置案、決標、設備登記與回函資料，並剔除未提供、無佐證、發票不全、實驗性質與示範案。
- (3) 國際資料預估未來成本保持平穩或小幅下降：根據歐盟聯合研究中心與IEA預測，未來水力發電期初設置成本每年降幅介於0~0.03%之間，平均0.15%。
- (4) 以申請同意備案總裝置容量取代先期評估資料：本年度期初設置成本變化係因部分案例所提之可行性研究報告與申請同意備案之裝置容量不同，因而進行調整所致。
- (5) 112年度建議參採數值：
 - A. 1瓩以上不及500瓩：19.47萬元/瓩。
 - B. 500瓩以上不及2,000瓩：16.44萬元/瓩。
 - C. 2,000瓩以上不及20,000瓩：沿用111年度參採數值，即11.04萬元/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

五、小水力發電

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：

- (1) 1瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本1.48%，即2,375元/瓩
- (2) 2,000瓩以上不及20,000瓩：占期初設置成本2.11%，即2,328元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：

- (1) 1瓩以上不及500瓩：占期初設置成本1.23%，即2,387元/瓩
- (2) 500瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本1.45%，即2,387元/瓩
- (3) 2,000瓩以上不及20,000瓩：占期初設置成本2.11%，即2,328元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	本年度無新增案例，蒐集近三年國內各單位與民營業者資料，包括實際設置案例、可行性研究報告與回函資料。
選取原則	1. 實際設置案： <u>發票單據</u> 與所提金額是否相符； <u>剔除建置中</u> 、 <u>無佐證與未提供</u> 。 2. 可行性報告： <u>依報告評估數據</u> ，裝置容量以申請同意備案數值取代可行性研究報告。
計算方式	依 <u>個案所提運維費用取平均</u> ，再考量物價上漲率2%，平均計算20年均化後之年運轉維護費：1瓩以上不及500瓩：無實際設置案， <u>參考500瓩以上不及2,000瓩</u> 數值，即 <u>2,387元度/瓩</u> ；500瓩以上不及2,000瓩： <u>2,387元度/瓩</u> ；2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>2,328元/瓩</u> 。
比較分析	工程布建差異僅改變成本結構，不影響總成本，本年度依個案成本取平均進行試算。
112年度 草案建議	• 1瓩以上不及500瓩：2,387元/瓩，於期初設置成本19.47萬元/瓩下，占比為<u>1.23%</u>。 • 500瓩以上不及2,000瓩：2,387元/瓩，於期初設置成本16.44萬元/瓩下，占比為<u>1.45%</u>。 • 2,000瓩以上不及20,000瓩：2,328元/瓩，於期初設置成本11.04萬元/瓩下，占比為<u>2.11%</u>。

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)個案運維頻率、費用略有不同：因管理模式、設置地點的水質條件(含沙量)、天災(如乾旱、颱風)等，皆會影響運維頻率。
- (2)蒐集近三年國內設置案例：包括實際設置案例、可行性研究報告與回函資料，剔除未提供與無佐證等案例後，以各評估案所提之提運維費用取平均，再考量物價上漲率2%，平均計算20年均化後之年運轉維護費。
- (3)112年度建議參採數值：
 - A. 1瓩以上不及500瓩：本年度無實際設置案，建議參考500瓩以上不及2,000瓩之數值，即2,387元/瓩，於期初設置成本19.47萬元/瓩下，占比為1.23%。
 - B. 1瓩以上不及2,000瓩：2,387元/瓩，於期初設置成本16.44萬元/瓩下，占比為1.45%。
 - C. 2,000瓩以上不及20,000瓩：2,328元/瓩，於期初設置成本11.04萬元/瓩下，占比為2.11%。

陸、生質能及其他再生能源發電

五、小水力發電

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：

- (1) 1瓩以上不及2,000瓩：3,750度/瓩
- (2) 2,000瓩以上不及20,000瓩：4,100度/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：

- (1) 1瓩以上不及500瓩：3,750度/瓩
- (2) 500瓩以上不及2,000瓩：3,750度/瓩
- (3) 2,000瓩以上不及20,000瓩：4,050度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集近三年國內各單位與民營業者資料，包括台電回函與抄表與回函資料。
選取原則	1. 實際設置案： <u>依台電抄表</u> ，剔除預估與實際容量不同、運轉未滿一年、建置中等案例。 2. 可行性報告：依報告評估數據，裝置容量以申請同意備案數值取代可行性研究報告。
計算方式	考量國內 <u>評估案例較難完整反映外在因素及枯豐水期</u> 影響，故 <u>維持111年度決議以近十年的台電與民營電廠實際發電量</u> 進行估算：1瓩以上不及500瓩：因運轉未滿一年，本年度無實際設置案，建議 <u>參考500瓩以上不及2,000瓩之數值</u> ，即 <u>3,750度/瓩</u> ；500瓩以上不及2,000瓩： <u>3,750度/瓩</u> ；2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>4,050度/瓩</u> 。
比較分析	沿用111年度計算方式。
112年度草案建議	1瓩以上不及500瓩： <u>3,750度/瓩</u> 。 500瓩以上不及2,000瓩： <u>3,750度/瓩</u> 。 2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>4,050度/瓩</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1)蒐集近三年國內設置案例：剔除運轉未滿一年案例，並考量國內評估案例較難完整反映外在因素及枯豐水期影響，故維持111年度決議以近十年的台電與民營電廠實際發電量進行估算。

(2)112年度建議參採數值：

- A. 1瓩以上不及500瓩：因運轉未滿一年，故本年度無實際設置案，建議參考500瓩以上不及2,000瓩之數值，即3,750度/瓩。
- B. 500瓩以上不及2,000瓩：3,750度/瓩。
- C. 2,000瓩以上不及20,000瓩：4,050度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

六、地熱能

(一)期初設置成本

1.111年度審定會使用參數值：

1瓩以上不及2,000瓩：32.37萬元/瓩； 2,000瓩以上：27.86萬元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：

1瓩以上不及2,000瓩：33.66萬元/瓩； 2,000瓩以上：27.86萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明		
資料蒐集	蒐集近3年國內實際設置案、決標資料、示範獎勵申請案、籌設計畫書與鑽井資訊評估資料。		
選取合理性	實際設置案依 <u>回函</u> 、 <u>發票單據</u> 為主；示範獎勵案、籌設計畫以 <u>計畫書</u> 中 <u>評估</u> 之 <u>建廠成本</u> ；建置中依 <u>回函</u> 、 <u>決標資料</u> 所提之 <u>數據</u> 為主，並 <u>剔除未提供</u> 資料。		
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)	
		1瓩以上不及2,000瓩	2,000瓩以上
1.國內案例成本校正	依 <u>實際設置案/評估案提供之成本數據</u> ，並依成本內涵(產能探勘、鑽井、電廠建造(含併聯))，進行估算： • 1瓩以上不及2,000瓩： <u>33.66萬元/瓩</u> 。(產能探勘1.08萬元/瓩、鑽井21.14萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯)11.44萬元/瓩) • 2,000瓩以上： <u>22.58萬元/瓩</u> 。(產能探勘0.48萬元/瓩、鑽井12.77萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯)9.33萬元/瓩)	33.66	22.58
2.其他成本	無	33.66	22.58
3.未來成本降幅反應	每年降幅為0.27~0.52%，平均為0.40%，考量國內目前尚在開發建置，近年僅少數案場完工，故 <u>不依國際趨勢調降</u> 。	33.66	22.58
4.額外考量因素	≥2,000瓩：考量A案所提之產能探勘與鑽井成本皆為生產井，未有回注井，故不採計該案所提之產能探勘與鑽井成本；而其他 <u>案場尚在籌設</u> ， <u>未來會根據實際設置情況調整設置成本</u> ，因此 <u>為避免低估開發所需成本</u> ，建議 <u>維持111年度參採數值</u> ，即 <u>27.86萬元/瓩</u> 。(產能探勘1.67萬元/瓩、鑽井成本12.50萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯) 13.69萬元/瓩)	<u>33.66</u>	<u>27.86</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 蒐集近三年國內設置案例：本年度新增包括國內實際設置案、決標資料、示範獎勵申請案、籌設計畫書與鑽井資訊等評估資料，剔除無佐證、無提供成本之案例，依成本結構內涵(產能探勘、鑽井、電廠建造(含併聯))進行試算。
- (2) 鑽井風險：現有「地熱能發電示範獎勵辦法」，協助分攤前期開發風險。
- (3) 112年度建議參採數值：
- A. 1瓩以上不及2,000瓩：以實際設置案、示範獎勵申請案、台電開發案，與國內實際鑽井成本估算，成本為33.66萬元/瓩。(產能探勘1.08萬元/瓩、鑽井21.14萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯)11.44萬元/瓩)
- B. 2,000瓩以上：考量A案所提之產能探勘與鑽井成本皆為生產井，未提供回注井，故不採計該案所提之產能探勘與鑽井成本；而其他案場尚在籌設，未來會根據實際設置情況調整設置成本，因此為避免低估開發所需成本(計算結果22.58萬元/瓩)，建議維持111年度參採數值，即27.86萬元/瓩。(產能探勘1.67萬元/瓩、鑽井成本12.50萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯) 13.69萬元/瓩)，但應持續觀察個案實際開發情況，滾動調整，以反映市場實際情況。

陸、生質能及其他再生能源發電

六、地熱能

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本 3.22%，即10,431元/瓩

(2) 2,000瓩以上：占期初設置成本 3.74%，即10,431元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本 3.10%，即10,431元/瓩

(2) 2,000瓩以上：占期初設置成本 3.74%，即10,431元/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案例、示範獎勵申請案與籌設計畫書等資料。
選取原則	檢視各評估案所提之運維，有無更新資料，若 <u>無</u> 新資料者 <u>依報告</u> 所提之 <u>評估數據</u> ； <u>有</u> 新資料者檢視 <u>佐證資料</u> 與所提金額是否相符。
計算方式	1.考量國內僅2筆實際運轉案例， <u>業者自提運維雖無佐證</u> ，但 <u>相當於111年度參採數值</u> ，故 <u>建議大小規模級距沿用111年度數值8,323元/瓩</u> ，再考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為 <u>10,111元/瓩</u> ，後續待 <u>有較多運維資料</u> ， <u>再行調整</u> 。 2.溫泉取用費：依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%」，經計算後 <u>溫泉取用費為320元/瓩</u> ，且不隨物價調整。 3.112年度大小規模級距為 <u>10,431元/瓩</u> 。(10,111元/瓩+320元/瓩)
比較分析	沿用111年度計算方式。
112年度草案建議	• 1瓩以上不及2,000瓩：10,431元/瓩，於期初設置成本33.66萬元/瓩下，占比為 <u>3.10%</u> 。 • 2,000瓩以上：10,431元/瓩，於期初設置成本27.86萬元/瓩下，占比為 <u>3.74%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 考量國內僅2筆實際案例，建議沿用111年度參採數值：業者自提運維雖無佐證，但相當於111年度參採數值，故建議大小規模級距沿用111年度數值8,323元/瓩，再考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為10,111元/瓩，後續待有較多地熱運維資料，再行調整。
- (2) 溫泉取用費：依「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%」，考量該費用屬於規費，因此不隨物價調整，經計算後溫泉取用費為320元/瓩。
- (3) 112年度建議參採數值：大小規模級距皆為10,431元/瓩。(10,111元/瓩+320元/瓩)
- A. 1瓩以上不及2,000瓩：年運轉維護費為10,431元/瓩，於期初設置成本33.66萬元/瓩下，占比為3.10%。
- B. 2,000瓩以上：年運轉維護費為10,431元/瓩，於期初設置成本27.86萬元/瓩下，占比為3.74%。

陸、生質能及其他再生能源發電

六、地熱能

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：6,400度/瓩

(2) 2,000瓩以上：6,400度/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：6,400度/瓩

(2) 2,000瓩以上：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案、決標資料、示範獎勵申請案、籌設計畫書與回函資料。
選取原則	1.實際設置案： <u>依台電抄表</u> ，並剔除停止運轉、設備調校等案例。 2.示範獎勵申請案、可行性報告、籌設計畫書：依 <u>報告評估數據</u>
計算方式	國內各評估案預估之年售電量雖然高於審定會公告數值，考量國內 <u>實際運轉案與111年度數值差異不大</u> ，故建議112年度年售電量 <u>大小規模級距維持111年度水準</u> ，即 <u>6,400度/瓩</u> ，待 <u>有較多資料</u> ， <u>再行調整</u> 較為妥適。
比較分析	沿用111年度計算方式。
112年度草案建議	• 1瓩以上不及2,000瓩：年售電量為<u>6,400度/瓩</u>。 • 2,000瓩以上：年售電量為<u>6,400度/瓩</u>。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 機組運轉效率除機組本身外，亦受外在環境因素影響：轉換效率變化較大是因為系統設計、設備造成熱損、設置地點與環境溫度的季節性變化極大的影響。
- (2) 蒐集近三年實際運轉與評估資料：以國內實際運轉案例、示範獎勵申請案與籌設計畫書所提之評估資料估算。
- A. 1瓩以上不及2,000瓩：年售電量介於5,576~8,059度/瓩，平均為6,642度/瓩。
- B. 2,000瓩以上：年售電量介於6,900~7,253度/瓩，平均為7,077度/瓩。
- (3) 112年度建議參採數值：國內各評估案預估之年售電量雖然高於審定會公告數值，但考量國內實際運轉案例之年售電量與111年度參採數值，差異不大，故建議大小規模級距年售電量沿用111年度數值，即6,400度/瓩，待有較多地熱發電量資料，再行調整，較為妥適。
- A. 1瓩以上不及2,000瓩：年售電量為6,400度/瓩。
- B. 2,000瓩以上：年售電量為6,400度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

七、海洋能

(一)期初設置成本

1.111年度審定會使用參數值：26.71萬元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：26.71萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	蒐集 近三年 成本評估資料，評估資料來自國內外成本評估研究報告，及各界提供之成本評估資訊。	
選取合理性	以 海委會洋流能 研究報告的資訊較為多元，且成本參數 完整性 較高，故以海委會洋流能評估報告中 30MW 之評估資料，作為 參數試算基礎 ，並進行 成本參數之調整及校正 。	
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	1.參數調整及校正：不參採辦公室建置工程、碼頭及場地租用成本及調查及專案費用，並參考離岸風力 除役成本 跟 漁業補償 費用進行成本 校正 。 2.建議以海委會之「洋流能基地港建置研究報告」案例評估成本，作為期初設置成本參數，計算其平均單位設置成本，即 26.71萬元/瓩 。	<u>26.71</u>
2.其他成本	無	26.71
3.未來成本降幅反應	無	26.71

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 建議以國內較具完整性之評估資料為主：

考量國內外海洋能仍處於研發及測試階段，多數為成本評估資訊，且因其設置型態繁多，其成本結構及內涵差異甚鉅，併同考量國內應用實益及資料有限性，建議以國內評估資料為主。

(2) 參數調整及校正：

評估案例應同時考量所有參數，海委會評估案包含整體洋流能基地港建置，為強化期初設置成本使用參數合宜性，建議剔除不適宜成本項目(如碼頭及場地租用成本、辦公室建置工程及調查及專案管理費用等)，並參考離岸風力除役成本及漁業補償費用，進行成本校正。

(3) 112年度建議參採數值：26.71萬元/瓩。

於進行成本調整及校正後，試算期初設置成本為26.71萬元/瓩，並考量國內海洋能尚處於研發階段，本年度無新增實際案例，依參數資料參採原則，建議112年度沿用上年度公告期初設置成本參數，即26.71萬元/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

七、海洋能

(二)年運轉維護費

1.111年度審定會使用參數值：占期初設置成本7.70%，即 20,576元/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本7.70%，即 20,577元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	本年度海洋能 <u>未</u> 有新增案例，故蒐集 <u>國內外</u> 年運轉維護費 <u>評估</u> 資訊。
選取原則	考量國內外報告及業者所提資訊皆為預估比例，基於 <u>設置型態差異</u> 及參數計算上之 <u>一致性</u> ，建議參採 <u>海委會洋流能</u> 評估資料，進行試算。
計算方式	1.以報告中 <u>30MW</u> 裝置容量之評估資料為計算基礎，並進行 <u>年運轉維護費用之調整與校正</u> 後，預估年運轉維護費用約為5.08億元/年，經計算後總計為 <u>16,938元/瓩</u> 。 2.考量物價上漲因素2%下，20年均化後之年運轉維護費為 <u>20,577元/瓩</u> 。
比較分析	沿用111年度計算方式。
112年度草案建議	海洋能年運轉運轉維護費為 <u>20,577元/瓩</u> ，於112年度期初設置成本建議數值 <u>26,71萬元/瓩</u> 計算，占比為 <u>7.70%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 考量設置型態及兼顧參數計算一致性，建議以國內評估資料為主：
考量國內外海洋能發展現況及運轉實績，多以期初設置成本之一定比例進行年運維費用預估，且亦須考量機組運轉條件、氣候及海域環境等因素，併同考量國內應用實益及資料有限性，建議以國內評估資料為主，進行試算。
- (2) 以海委會洋流能報告中30MW裝置容量之評估資料作為參數試算基礎，並進行年運轉維護費用之調整與校正後，預估年運轉維護費用約為5.08億元/年，經計算後總計為16,938元/瓩。
- (3) 20年均化後年運轉維護費為20,577元/瓩，占比為7.70%：
於物價上漲因素以2%下，20年均化後數值為20,577元/瓩，於期初設置成本26.71萬元/瓩下，占比為7.70%。

陸、生質能及其他再生能源發電

七、海洋能

(三)年售電量

1.111年度審定會使用參數值：5,800度/瓩

2.112年度分組會議共同意見建議數值：5,800度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>海洋能</u> 發電設備近年 <u>無新增</u> 設置案例及發電量資訊，故蒐集 <u>國內外</u> 海洋能年發電量各項參數 <u>預估</u> 數值資訊。
選取原則	考量計算參數之 <u>一致性</u> 及國內 <u>應用實益</u> ，故參酌 <u>海委會洋流能</u> 預估資訊，輔以 <u>國際</u> 評估資訊進行年售電量試算。
計算方式	1.參考 <u>國際</u> 評估資訊及海委會 <u>洋流能</u> 營運成本評估報告。 2.以國內外洋流能評估資訊進行調整計算，以 <u>海委會</u> 評估設備可利用率80%為計算基準；並參考 <u>瑞典</u> 開發商之預估容量因數平均值82.5%，進行試算。 3.考量國內 <u>應用實益</u> 及躉購制度之核心 <u>精神</u> ，以整體洋流能發展 <u>達成熟商轉</u> 階段且具 <u>一定規模</u> 為假設情境，輔以國際預估容量因數為使用參數，計算結果為 <u>5,800度/瓩</u> 。
比較分析	沿用111年度計算方式。
112年度草案建議	1.建議以 <u>成熟商轉</u> 且具 <u>一定規模</u> 型態試算年發電量，以維持使用參數之 <u>合宜性</u> 。 2.海洋能年售電量： <u>5,800度/瓩</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 海洋能年售電量影響因素：

海洋能年發電量受設備可利用率及容量因數影響，需考量機組自身運轉效率及條件、設置海域環境及氣候因素等因素，而致各類型海洋能預估年發電量差異甚鉅。

(2) 考量設置型態及兼顧參數計算一致性，建議以國內洋流能評估資料為主：

國內外海洋能仍於發展階段，年發電量仍具高度不確定性，且因國內無設置案例，考量計算參數之一致性及國內應用實益，故參酌海委會洋流能預估資訊，輔以國際評估資訊進行年售電量試算。

(3) 考量國內無設置實績，故以國內外洋流能評估資訊進行調整計算，以海委會評估設備可利用率80%、瑞典開發商預估容量因數區間之平均值82.5%為計算基準，進行年售電量試算。

(4) 考量躉購制度之核心精神，建議以達成熟商轉階段且具一定規模之發電機組預估數值為參採對象，依據上述建議數值，計算結果為5,800度/瓩，避免全民負擔過高電價同時促進國內海洋能發展。

柒、平均資金成本率

◆ 今年業界關注議題：

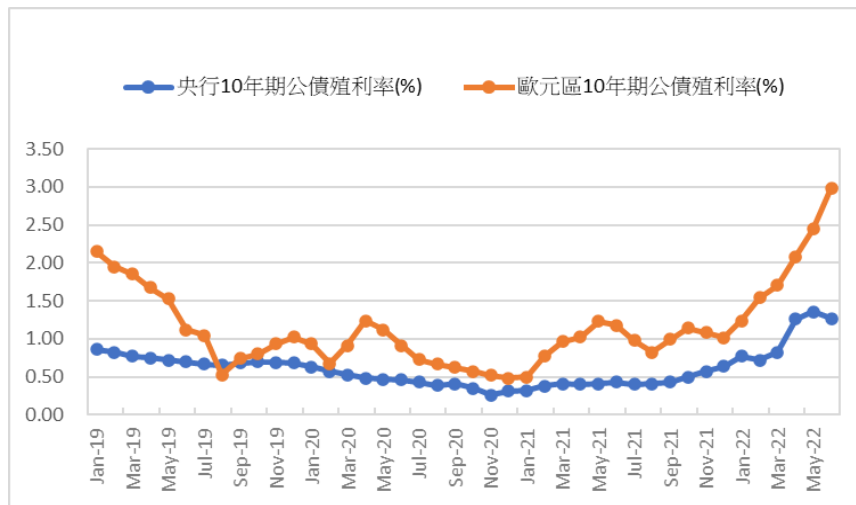
近期央行升息，應將通貨膨脹率納入考量

今年受**通貨膨脹**影響，各國央行紛採**升息**之貨幣緊縮政策因應，**公債殖利率**亦連帶**走高**。業界建議應將**通貨膨脹率**納入**平均資金成本率**之計算公式中，以符合**實務市場狀況**。

◆ 規劃處理方式

現行公式內涵，已包含通膨影響因素

在**平均資金成本率**計算參數中，**無風險利率**以**央行10年期公債殖利率**為參採標的，亦即審定會在平均資金成本率之**參數內涵**中，**已包含通膨**影響因素，以**反映我國金融市場情況**。



資料來源：

1. 中央銀行：

<http://www.cbc.gov.tw/ct.asp?xItem=995&ctNode=523&mp=1>

2. 歐元區10年期公債殖利率：

http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4F.G_N_C.SV_C_YM.IF_10Y

柒、平均資金成本率

一、111年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；離岸風力5.70%

二、112年度分組會議共同意見建議數值：

分組	共同意見數值
太陽光電	5.25%
風力發電	陸域風電5.25%、離岸風電5.70%
生質能及其他再生能源	5.25%

三、資料參採說明

(一)公式說明

- 1.平均資金成本率(WACC)為自有資金報酬率與外借資金報酬率之加權平均數值，反映業者開發案件所需之整體投資資金成本。
- 2.WACC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：

$$WACC = R_0 \times W_0 + R_I \times W_I = (R_f + \alpha) \times W_0 + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$
$$W_0 + W_I = 1$$

參數	無風險利率 (R_f)	外借資金及自有資金比例(W_0 、 W_I)	銀行信用風險加碼(α)	業者風險溢酬 (β)	外借資金報酬率 ($R_f + \alpha$)	自有資金報酬 ($R_f + \alpha + \beta$)
說明	投資於沒有風險之投資項目可獲得之報酬	根據企業融資金額、信用評等，以及還款能力進行評估	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	風險溢酬高低與事業經營風險有關，為投資者主觀看法	為無風險利率與銀行信用風險加碼之加總	為無風險利率、銀行信用風險加碼，以及業者風險溢酬之加總

柒、平均資金成本率

三、資料參採說明

- (一)維持差異化平均資金成本率：104~111年審定會考量離岸風電開發與維運風險較陸域再生能源高，融資金額相對龐大，參考國外各類再生能源風險反映方式，決議區分一般再生能源、離岸風電兩類。
- (二)銀行信用風險加碼參數維持不區分：根據國內銀行融資實際數據，隨再生能源發展愈趨成熟與綠色金融帶動，銀行端對各類再生能源信用風險加碼逐步趨近，延續111年度審定會作法，銀行信用風險加碼參數不區分能源別訂定。
- (三)調整無風險利率參數計算期間，數值較上年度略降：因採納111年新資料，取代106年舊資料，故計算數值較上年度微幅下降，即0.90%。

1.參採標的：考量各國利率水準值高低，受資本市場開放程度、通膨壓力與預期等有所差異，為反映各國金融市場情況，建議112年度無風險利率維持以央行10年期公債殖利率為參採標的。

2.排除受疫情影響最大期間：110年度與111年度審定會考量參數應維持長期穩定，未參採109~110年利率資料，將疫情對全球金融市場影響最嚴重期間排除，且未依計算結果調降平均資金成本率。

3.納入111年資料：考量自111年起，美國結束貨幣寬鬆政策，總體經濟環境逐步回歸正常，故納入111年利率資料，並取代106年之較久遠資料。

4.112年度無風險利率參採建議：建議112年度無風險利率計算期間調整為107~108年及111年1~6月平均值，即0.90%。

年度	央行10年期公債殖利率平均數值
106	1.06%
107	0.94%
108	0.72%
109	0.44%
110	0.44%
111/1~111/6	1.03%
106~108	0.91% (110、111年度審定會參採數值)
107~108 & 111/1~111/6	0.90% (112年度建議參採數值)

註：0.64% (109~111/6)

柒、平均資金成本率

四、參數計算結果說明

- (一)費率計算公式應儘量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與考量因子下，有一致之費率水準，建議112年度平均資金成本率之計算方式與111年度相同。
- (二)112年度平均資金成本率區分一般再生能源別、離岸風電兩類訂定，係參考中央銀行10年期公債殖利率、國內銀行融資數據及國外再生能源風險反映數值，訂定一般再生能源別、離岸風電平均資金成本率之合理數值。
- (三)112年度平均資金成本率計算數值，主要反映銀行端對再生能源之風險加碼(α)逐步下降，以及隨著開發與營運經驗的累積，業者開發風險隨經驗下降，致平均資金成本率較上年度計算數值微幅降低。
- (四)各項參數彙整及計算

參數		112年度計算數值	111年度審定會
外借資金比例		70%	70%
無風險利率(R_f)		0.90%	0.91%
信用風險加碼(α)		<u>2.67%</u>	2.71%
風險溢酬(β)	一般再生能源	<u>4.69%</u>	4.70%
	離岸風力	<u>6.82%</u>	6.89%
WACC (計算數值)	一般再生能源	<u>4.98%</u>	5.03%(公告：5.25%)
	離岸風力	<u>5.62%</u>	5.69%(公告：5.70%)

柒、平均資金成本率

五、112年度平均資金成本參採建議

(一)一般再生能源(太陽光電、陸域風電、生質能、廢棄物、小水力、地熱、海洋能)

- 1.112年度平均資金成本率計算數值為4.98%，無風險利率延續111年度審定會決議，排除新冠疫情對全球金融市場影響最大之期間，並將今年資料納入計算，其餘各項參數相較111年度無明顯差異。
- 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112年度一般再生能源維持5.25%。

(二)離岸風電

- 1.112年度平均資金成本率計算數值為5.62%，無風險利率延續111年度審定會決議，排除新冠疫情對全球金融市場影響最大之期間，並將今年資料納入計算。
- 2.基於現階段離岸風電費率適用對象設置條件相似，為兼顧財務評估條件一致性，致使費率適用對象之業者能於相同條件下進行財務評估，建議112年度離岸風電維持5.70%。

(三)112年度審定會參採建議

再生能源類別	平均資金成本率(%)
一般再生能源	5.25 (5.25)
離岸風力	5.70 (5.70)

註：()內數字為111年度公告數值

柒、平均資金成本率

※資料參採彙整表

參數		111年度計算數值	112年度計算數值		
		參採數值(%)	參採數值(%)	參數內涵說明	計算方式
外借資金比例		70	70	業者開發案件所需資金中，向銀行借款的比例	
外借資金報酬率 (借款利率)		3.62	3.57	借款利率由基準利率、銀行信用風險加碼、其他(銀行借款動撥作業手續費、帳戶管理費以及利率避險等)組成	基準利率(無風險利率0.90%)+銀行信用風險加碼2.67%=3.57%
自有資金報酬率	一般再生能源	8.32	8.26	■ 為開發商對該投資案承受風險所要求的風險回報(風險溢酬)。 ■ 自有資金報酬率=借款利率+業者風險溢酬	借款利率3.57%+業者風險溢酬(一般再生能源4.69%、離岸風電6.82%)
	離岸風電	10.51	10.39		
平均資金成本率	一般再生能源	5.03	4.98		外借資金比例×借款利率+(1-外借資金比例)×自有資金報酬率
	離岸風電	5.69	5.62		

112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

	分類	容量級距	躉購費率(元/度)	與上年度比較(%)
第一期	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	<u>5.8368</u> (5.8952)	-0.99
		20瓩以上不及100瓩	<u>4.3811</u> (4.5549)	-3.82
		100瓩以上不及500瓩	<u>3.9565</u> (4.0970)	-3.43
		500瓩以上	<u>4.0019</u> (4.1122)	-2.68
	地面型	1瓩以上	<u>3.9279</u> (4.0031)	-1.88
	水面型(浮力式)	1瓩以上	<u>4.3225</u> (4.3960)	-1.67
第二期	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	<u>5.7340</u> (5.7848)	-1.76*
		20瓩以上不及100瓩	<u>4.3027</u> (4.4538)	-1.79*
		100瓩以上不及500瓩	<u>3.8856</u> (3.9666)	-1.79*
		500瓩以上	<u>3.9321</u> (3.9727)	-1.74*
	地面型	1瓩以上	<u>3.8509</u> (3.8680)	-1.96*
	水面型(浮力式)	1瓩以上	<u>4.2445</u> (4.2612)	-1.81*

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，最後再加計額外費率。

註1：()內數字為111年度公告數值，根據111/7/12修正公告，適用111年度第二期上限費率之設置案場得適用111年度第一期上限費率。註2：*為112年度第二期上限費率與第一期相比之降幅百分比。

二、風力發電電能躉購費率

分類	容量級距	躉購費率 (元/度)		與上年度比較 (%)
陸域	1瓩以上不及30瓩	7.4110 (7.4110)		0.00
	30瓩以上	有安裝或具備LVRT者	<u>2.1286</u> (2.1223)	<u>0.30</u>
		無安裝或具備LVRT者	<u>2.0949</u> (2.0883)	<u>0.32</u>
離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		<u>4.5085</u> (4.5024) <u>0.13</u>
		階段式躉購費率	前10年	<u>5.1438</u> (5.1356) <u>0.16</u>
			後10年	<u>3.4026</u> (3.4001) <u>0.07</u>

註：()內數字為111年度公告數值。

三、生質能及其他再生能源電能躉購費率

再生能源類別	分類	容量級距	躉購費率 (元/度)			與上年度比較(%)
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	2.8066 (2.8066)			0.00
	有厭氧消化設備	1瓩以上	7.0089 (5.1842)			+ 35.20
	農林植物	1瓩以上	3.1187			--
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	3.9482 (3.9482)			0.00
	農業廢棄物	1瓩以上	5.1407 (5.1407)			0.00
小水力	無區分	1瓩以上不及500瓩	4.8936			--
		500瓩以上不及2,000瓩	4.2285 (4.1539)			+1.80
		2,000瓩以上不及20,000瓩	2.8599 ^{註3} (2.8599) ^{註2}			0.00
地熱	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	5.9406 (5.7736)			+2.89
			階段式躉購費率	前10年	7.3188 (7.0731)	+3.47
				後10年	3.6416 (3.6012)	+1.12
		2,000瓩以上	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
海洋能	無區分	1瓩以上	7.3200 (7.3200)			0.00

註1：()內數字為111年度審定會審定之數值。
註2：111年度2MW以上小水力發電躉購費率不依費率計算結果調降(原2.7749元/度)，維持110年度費率水準。
註3：依目前參數計算結果為2.8091元/度，考量2,000瓩以上設置案例較少，故建議費率不依計算結果調降，參考去年度審定會調整方式，以政策獎勵方式維持111年度費率水準，即2.8599元/度，鼓勵業者投入。

附件5： 躉購費率獎勵機制

壹、112年度重要機制新增(調整)建議

一、特高壓升壓站及輸電線路

(一)課題緣起

符合「太陽光電發電業設置共同升壓站及容量分配作業要點^註」(簡稱:作業要點)第4點第4項之共同升壓站，建議額外費率**納入使用率**，**減輕還款壓力**。

(二)機制說明

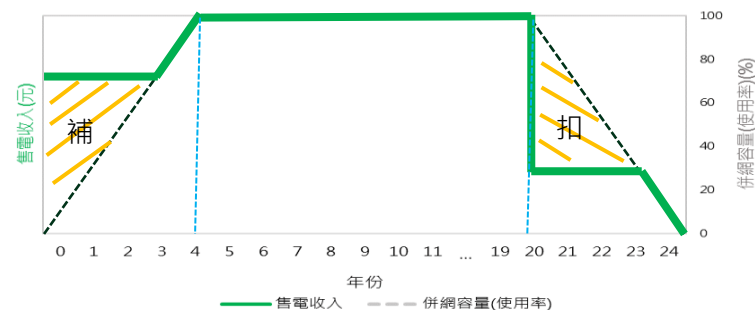
- 1.符合上述規定，得以低於規定之電業籌設許可容量申請新設共同升壓站，其升壓站大部分併網容量由輸配電業分配。
- 2.依使用率反映額外費率，減輕業者還款壓力但維持相同總收益
 - (1)維持總收益相同下，納入使用率：原機制設計為第1年即滿載，而上述之升壓站有逐年併網、運轉超過20年之情形，故將使用率納入，但維持總收益相同。
 - (2)前期使用率較低時保障70%收入，以利還款：以WACC外借資金比例70%設計，前期使用率較低時，提供70%最低收入保障以利優先還款；後期反映剩下30%。
 - (3)前期使用率較高時已有還款能力，維持原費率：使用率前期70%以上或後期不及30%時，考量業者已有一定還款能力，維持原額外費率。

(三)分組會議共同意見

原則同意符合作業要點第4點第4項，額外費率依升壓站使用率反映。

(四)機制建議

	使用率	額外費率(元/度)
升壓站運轉第1-20年	使用率不及70%	原費率÷使用率×70%
	使用率70%以上	原費率
升壓站運轉超過20年以後	使用率30%以上	原費率÷使用率×30%
	使用率不及30%	原費率



使用率反映方式示意圖

註：目前實務上光電業者係依作業要點規定支付升壓站租金予升壓站設置者，為簡政便民並避免售電收入撥付爭議，建議符合作業要點之特高壓升壓站，將特高壓相關額外費率適用對象調整為特高壓升壓站，後續作業要點亦將同步檢討，避免法規適用疑義。

壹、112年度重要機制新增(調整)建議

二、太陽光電躉購費率寬限期起算始點及寬限期限(1/2)

(一)躉購費率寬限期起算始點及寬限期限

1.課題緣起

考量各類型案場申設程序及建置升壓站等需求，以完工費率搭配合理費率適用寬限期，使業者熟悉申設流程、妥善規劃並取得合理報酬。

2.分組會議共同意見

- (1)為使設置案場有效推動，原則同意屬電業之第一型發電設備，調整以取得籌設許可之日為起算始點，第二、三型發電設備維持以取得同意備案之日為起算始點。
- (2)考量設置時程與設備類型較無關聯，原則同意各類型裝置容量2MW以下案場寬限期皆為4個月，併聯69kV以上升壓站者，寬限期為12個月；裝置容量2-10MW、或10MW以上案場，寬限期維持現行做法。

3.機制建議

- (1)為解決112年度以前取得籌設許可但未曾取得同意備案之第一型太陽光電發電設備躉購費率適用疑慮，建議全數以112年1月1日作為同意備案日，且依112年度規範之寬限期限完工者，適用同意備案時之上限費率。
- (2)112年度各類型寬限期起算始點及寬限期限彙整如下，

類型	寬限期起算始點	裝置容量	躉購費率寬限期限
第一型	籌設許可	2MW以下	無併聯升壓站：4個月；併聯升壓站：12個月
		2-10MW	無併聯升壓站：6個月；併聯升壓站：24個月
		10MW以上	無論有無併聯升壓站：24個月
第二型	同意備案	2MW以下	無併聯升壓站：4個月；併聯升壓站：12個月
		2-10MW	無併聯升壓站：6個月；併聯升壓站：24個月
		10MW以上	無論有無併聯升壓站：24個月
第三型	同意備案	2MW以下	無併聯升壓站：4個月；併聯升壓站：12個月

壹、112年度重要機制新增(調整)建議

二、太陽光電躉購費率寬限期起算始點及寬限期限(2/2)

(二)大型案場加速設置獎勵機制

1.課題緣起

鼓勵大型案場加速設置，訂定大型案場加速機制，期儘早達成推動目標。

2.機制說明

大型案場於規定**寬限期**內**提前**一定時間**完工者**，**額外加計**一定**費率**。

3.分組會議共同意見

(1)原則同意**112年度**以裝置容量**10MW以上**、**5-10MW併聯69kV以上**升壓站之**第一、二型案場**為**適用**對象。

(2)考量機制執行時間，且為維持政策穩定且讓設置業者能依其規劃進行案場設置，建議仍以**提前3或6個月**作為**加速**機制之獎勵**時點**。

(3)延長工時及平均薪資增幅角度，計算**人力成本漲幅**對整體成本影響約**1,500元/瓩**，並搭配運維比例3.45%，計算額外費率為**0.1397元/度**。

4.機制建議

完工時點	適用額外費率(元/度)
提早 6個月 完工 (第一型於首次取得 籌設許可 、或第二型於首次取得 同意備案後 ， 18個月 內完工)	$0.1397 * 100\% = 0.1397$
提早 3個月 完工 (第一型於首次取得 籌設許可 、或第二型於首次取得 同意備案後 ， 21個月 內完工)	$0.1396 * 50\% = 0.0699$

壹、112年度重要機制新增(調整)建議

三、加強電力網費反映機制

(一)背景說明

台電公司於110年9月23日修正公告「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」，除離岸風電另有計費方式、太陽光電配電級屋頂型另有屋頂型併網工程費計費方式外，其他各類再生能源皆為均化加強電力網收費對象，故建議其他各類再生能源皆增訂加強電力網費反映機制。

(二)分組會議共同意見

其他各類再生能源皆參照太陽光電作法，於躉購費率上外加額外費率，以台電公告數值輸電級1,352元/瓩、配電級2,068元/瓩，分別計算外加費率。

再生能源別	分類	裝置容量級距	加強電力網(元/度)	
			輸電級	配電級
風力	陸域型	1瓩以上不及30瓩	0.0633	0.0968
		30瓩以上	0.0443	0.0678
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	0.0198	0.0303
	有厭氧消化設備	1瓩以上	0.0191	0.0292
	農林植物	1瓩以上	0.0159	0.0244
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	0.0154	0.0235
	農業廢棄物	1瓩以上	0.0198	0.0303
小水力	無區分	1瓩以上不及500瓩	0.0295	0.0452
		500瓩以上不及2,000瓩	0.0295	0.0452
		2,000瓩以上不及20,000瓩	0.0274	0.0418
地熱	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	0.0173	0.0265
		2,000瓩以上	0.0173	0.0265
海洋能	無區分	1瓩以上	0.0191	0.0292

貳、112年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用 能源類別	111年度機制目的與作法	112年度 機制草案建議
模組回收費	太陽光電	目的：加速健全太陽光電模組回收管理制度，以協助未來太陽光電案場除役後之模組回收處理。 作法：所有設置案件以 <u>每瓦1,000元</u> 計算外加費率。	建議 <u>維持111年度</u> 機制作法
屋頂型併網工程費		目的：台電公司公告 <u>111年度屋頂型併網工程費</u> 計費方式，考量其為 <u>通案適用</u> 之費用，故躉購費率以外加費率作反映。 作法：依計費方式繳納工程費者，依電壓等級、容量級距及累進計算方式，依所屬裝置容量乘以屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率後再除以總裝置容量之平均值，加計屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率。	建議 <u>維持111年度</u> 機制作法
漁業環境友善公積金		目的：由於 <u>漁業經營結合</u> 綠能設置有產生 <u>環境影響</u> 及生態累積效應之虞，故業者應提撥一定金額，並由政府建立相關環境友善措施。 作法：所有分類之 <u>漁電共生</u> 案件給予 <u>地面型1%</u> 外加。	建議 <u>維持111年度</u> 機制作法
綠能屋頂全民參與推動計畫獎勵		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之對象，躉購費率 <u>加成3%</u> 。	建議 <u>維持111年度</u> 機制作法
太陽光電結合儲能系統採遴選搭配競標機制		目的：考量 <u>國內經濟發展之用電需求</u> ，及太陽光電大量設置後之 <u>饋線有效利用</u> ， <u>規劃以儲能系統搭配太陽光電</u> 之作法予以推動；惟 <u>經儲存後釋放之電能以競標費率進行躉購</u> ，將與現行躉購費率之適用發生競合，故 <u>擬定相關條文</u> 以解決費率適用之問題。 作法： <u>於111年度躉購費率公告中新增條文，以利費率適用。</u>	建議 <u>維持111年度</u> 作法，於112年度公告維持相關條文

貳、112年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用 能源類別	111年度機制目的與作法	112年度 機制草案建議
高效能模組費率 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>外加6%</u> 。	建議 <u>維持111年度</u> 機制作法
原住民及偏遠地 區加成獎勵		目的：配合再生能源發展條例修正，躉購費率之訂定應納入偏遠地區及原住民地區之因素，進行綜合考量。 作法：設置於原住民及偏遠地區之太陽光電，躉購費率 <u>外加1%</u> 。	建議 <u>維持111年度</u> 機制作法
區域費率加成機 制		目的：為反映我國電網特性與提升區域性設置量。 作法：1.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> 。 2.台東縣，躉購費率 <u>加成8%</u> 。	建議 <u>維持111年度</u> 機制作法
一地兩用獎勵及 配套機制		目的：配合各目的事業主管機關推動土地結合太陽光電的多元化利用型態，透過獎勵機制帶動設置。 作法： 1.經中央或地方教育主管機關認定之 <u>學校光電運動場</u> ，適用 <u>地面型費率</u> 並給予 <u>地面型10%</u> 外加；若有施作 <u>金屬浪板</u> ，躉購費率再外加 <u>4%</u> 。 2.經中央或地方農業主管機關認定之屋頂型與地面型 <u>農漁電共生</u> 設置型態，加計 <u>地面型5%額外費率</u> 。 3.經中央交通主管機關認定，符合其要求規範之 <u>高速公路服務區停車場</u> 土地設置太陽光電發電設備者，適用地面型費率，並給予 <u>地面型6%</u> 外加。	建議 <u>維持111年度</u> 機制作法

貳、112年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	111年度機制目的與作法	112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111年度</u> 機制作法
電力開發協助金	太 陽 光 電、風力、生質能及其他再生能源別	目的：有關電力開發協助金部分，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，<u>外加</u>於躉購費率上。 作法：再生能源發電業電力開發協助金提撥費率 1.離岸風力：0.018元/度 2.陸域風力：0.012元/度 3.20MW以上太陽光電：0.006元/度	建議 <u>維持111年度</u> 機制作法

貳、112年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	111年度機制目的與作法	112年度機制草案建議
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 111 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 111 年度</u> 機制作法
原民利益共享機制	小水力、地熱	目的：地熱與小水力資源潛能多位於<u>原住民族地區</u>，為擴大再生能源設置量，<u>強化原住民認同</u>，<u>減少</u>溝通及申設<u>障礙</u>，故規劃訂定原住民地區躉購費率加成機制。 作法：<u>位於原住民地區之地熱與小水力</u>加成<u>1%</u>。	建議 <u>維持 111 年度</u> 機制作法

參、112年度增訂(調整)機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	111年度機制目的與作法	112年度機制草案建議
特高壓升壓站額外費率	太陽光電	目的：考量設置規模較大之案場，多位於偏僻或饋線較不足地區需自設特高壓升壓站，躉購費率以GIS態樣為升壓站主要反映對象。 作法：1.依電壓等級(69或161kV)及設置型態(GIS、GIS以外、屋內、戶外)分別反映不同特高壓升壓站額外費率。 2.考量成本分攤公平性，有共用或擴充之情形，適用首件或擴充後首件併聯之額外費率。	1.建議維持111年度機制作法。 2.另針對符合「太陽光電發電業設置共同升壓站及容量分配作業要點」第4點第4項規定，額外費率調整依使用率反映。
特高壓升壓站輸電線路額外費率		目的：考量升壓站線路成本會因個案有所不同，為解決台電引接點距離較遠使業者負擔較高輸電線路成本，故計算線路單位成本，並以費率外加反映。 作法：1.依不同電壓等級(69或161kV)及線路設置型態(架空線或地下電纜)反映不同輸電線路額外費率。 2.考量成本分攤公平性，有共用或擴充之情形，適用首件或擴充後首件併聯之額外費率。	

參、112年度增訂(調整)機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	111年度機制目的與作法	112年度機制草案建議
費率適用寬限期機制	太陽光電	目的：太陽光電採行完工費率為原則並搭配費率適用寬限期，讓設置者妥善規劃並促進目標量穩健達成。 作法： - 無併聯、設置或共用69kV以上之供電線路 - 第一、二型：自取得同意備案之日起6個月完工。 - 第三型：自取得同意備案之日起4個月完工。 10MW以上或併聯69kV以上之供電線路，且有設置或共用升壓站 - 取得同意備案之日起24個月內完工。 - 第三型發電設備自取得同意備案之日起12個月內完工	- 第一型發電設備調整籌設許可為寬限期起算時點。 第一型或第二型，且裝置容量不及2MW之發電設備，無/有併聯69kV以上供電線路之寬限期限，調整為4個月、12個月。 - 其餘維持111年度作法。
大型案場加速設置機制		目的：大型案場為市場主要開發對象，為鼓勵大型案場加速設置，訂定相關獎勵機制，鼓勵業者加速設置、提前併網。 作法：110-111年度，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，取得籌設許可後： 21個月內完工(提早3個月)，加計額外費率0.0538元/度 18個月內完工(提早6個月)，加計額外費率0.1075元/度。	112年度，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，於首次取得籌設許可(第一型)或同意備案(第二型)後，提前一定時間完工者，加計額外費率： 21個月內完工(提前3個月)，加計額外費率0.0699元/度； 18個月內完工(提前6個月)，加計額外費率0.1397元/度。

參、112年度增訂(調整)機制草案建議

獎勵與相關 機制	適用 能源類別	111年度機制目的與作法	112年度 機制草案建議
加強電力網	太陽光電、 風力、 生質能及 其他再生 能源別	目的：台電公司修正公告加強電力網計費方式，採均化加強電力網收費，故躉購費率以外加費率方式反映成本。 作法：太陽光電發電設備依台電加強電力網費用分攤原則繳納均化併網單價者，躉購費率針對輸電級與配電級分別計算外加費率。	各類再生能源皆參照太陽光電作法，依輸電級與配電級均化併網單價費用，分別計算外加費率。

附件6：
112年度再生能源電能躉購費率
公告草案

112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」（以下簡稱本條例）第九條第六項規定，其設備未運轉者，自中華民國一百十二年一月一日起至一百十二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，符合本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，且於一百十二年一月一日起至一百十二年六月三十日止完工運轉併網提供電能（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，且於一百十二年七月二日起至一百十二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。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- (三)太陽光電發電設備裝置容量不及二千瓩，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型再生能源發電設備，且於中華民國一百一十二年度首次取得電業籌設許可之日起四個月內完工者，其電能躉購費率適用電業籌設許可時之上限費率；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第二型、第三型再生能源發電設備，且於一百一十二年度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。
- (四)太陽光電發電設備裝置容量二千瓩以上不及一萬瓩，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型再生能源發電設備，且於中華民國一百一十二年度首次取得電業籌設許可之日起六個月內完工者，其電能躉購費率適用電業籌設許可時之上限費率；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第二型再生能源發電設備，且於一百一十二年度首次取得同意備案之日起六個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
- (五)太陽光電發電設備裝置容量一萬瓩以上，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型再生能源發電設備，且於中華民國一百一十二年度首次取得電業籌設許可之日起二十四個月內完工者，其電能躉購費率適用電業籌設許可時之上限費率；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第二型再生能源發電設備，且於一百一十二年度首次取得同意備案之日起二十四個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

(六)除適用前款規定者外，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.太陽光電發電設備裝置容量不及二千瓩，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型再生能源發電設備，且於中華民國一百一十二年首次取得電業籌設許可之日起十二個月內完工者，其電能躉購費率適用電業籌設許可時之上限費率；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第二型、第三型再生能源發電設備，且於一百一十二年首次取得同意備案之日起十二個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
- 2.太陽光電發電設備裝置容量二千瓩以上，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型再生能源發電設備，且於中華民國一百一十二年首次取得電業籌設許可之日起二十四個月內完工者，其電能躉購費率適用電業籌設許可時之上限費率；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第二型再生能源發電設備，且於一百一十二年首次取得同意備案之日起二十四個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
- 3.依本款規定之太陽光電發電設備，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，不適用本款之規定。

(七)中華民國一百一十二年一月一日前取得籌設許可但未曾取得同意備案之第一型太陽光電發電設備，依下列規定辦理：

- 1.全數以中華民國一百一十二年一月一日作為同意備案日，並依本點第三款至第六款規定之寬限期限內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
- 2.依本款規定之太陽光電發電設備，於首次取得同意備案前，其設置或共用之升壓站已完工者，不適用前款之規定。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- (八)** 中華民國一百零五年度以前屬競標適用對象，非適用中華民國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，且於一百十二年一月一日起至一百十二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）。
- (九)** 太陽光電發電設備設置於國有土地或政府規劃區域，且參與中華民國一百十二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。參與土地管理機關或國營事業辦理之作業機制者，亦同。
- (十)** 太陽光電發電設備結合儲能系統，且參與中華民國一百十二年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，經儲存後釋放之電能，其電能躉購費率依競比結果適用之。

112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一百十二年度再生能源電能躉購費率及其計算公式第二點或第三點規定者：

(一)倘其設置符合下列情形，其電能躉購費率應分別按下列各目規定加成計算（1+加成比例），以四捨五入取小數點至第四位計算之：

- 1、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。
- 2、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。
- 3、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；設置於臺東縣者，其加成比例為百分之八。
- 4、地熱能及小水力發電設備設置於符合「原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」所定義之原住民地區者，其加成比例為百分之一。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

(二)依附表二、附表三或前款規定計算之電能躉購費率，應依下列情形再加計額外費率：

- 1、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。
- 2、太陽光電發電設備符合「再生能源發電設備設置管理辦法」繳納模組回收費用之規定者，依附表四加計額外費率。

3、除適用第四款規定者外，太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路（以下簡稱特高壓供電線路），且有設置或共用特高壓升壓站者，依附表五加計額外費率；**如**符合下列情形者，依下列規定適用額外費率：

- (1)數件太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站者，適用首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路之額外費率；首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路，如係適用中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式之規定者，其額外費率依一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式之附表三有併聯特高壓供電線路及無併聯特高壓供電線路之電能躉購費率差額計算之。
- (2)數件太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站，且該特高壓升壓站有擴充容量之情形者，併聯擴充容量部分之太陽光電發電設備，適用擴充後首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路之額外費率。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 4、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」中華民國一百十二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，依附表四加計額外費率。
- 5、太陽光電發電設備設置於符合「原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」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」所定義之原住民地區或偏遠地區者，依附表四加計額外費率。但同時符合原住民地區及偏遠地區者，不累積加計額外費率。
- 6、經相關目的事業主管機關認定，結合土地使用目的，非附屬於既有建築物或設施，依相關法規免請領雜項執照或於中華民國一百十一年度起依建築法領得使用執照，且符合以下情形之屋頂型或地面型太陽光電發電設備，依附表四加計額外費率：
 - (1)經中央或地方農業主管機關認定，符合「申請農業用地作農業設施容許使用審查辦法」規定，以農業或漁業經營結合綠能設置太陽光電發電設備，適用附表三之費率加計一地兩用型態及其他依附表四之額外費率。
 - (2)經中央交通主管機關認定，符合其要求規範於高速公路服務區停車場土地設置太陽光電發電設備者，適用附表三之地面型費率加計一地兩用型態及其他地面型之額外費率。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- (3)經中央或地方教育主管機關認定，符合「學校設置太陽能光電運動場作業參考手冊」規範之「一般戶外運動場增建太陽能光電運動場」或「空地設置太陽能光電運動場」施作類型，於學校設置光電運動場者，適用附表三之地面型費率加計學校光電運動場型態及其他地面型之額外費率；學校光電運動場符合前開規定並施作金屬浪板者，再加計金屬浪板額外費率。
- 7、經中央或地方農業主管機關認定，符合「申請農業用地作農業設施容許使用審查辦法」規定，以漁業經營結合綠能設置太陽光電發電設備者，依附表四加計漁業環境友善公積金額外費率。
- 8、再生能源發電設備依「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」繳納均化併網單價費用者，依附表六加計額外費率。
- 9、太陽光電發電設備依「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納併網工程費者，依附表四加計額外費率。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

(三)依附表三或第一款規定計算之電能躉購費率，應依下列情形再加計額外費率：

- 1.太陽光電發電設備裝置容量一萬瓩以上，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型再生能源發電設備，於中華民國一百一十二年度首次取得電業籌設許可之日起十八個月內完工者；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第二型再生能源發電設備，於中華民國一百一十二年度首次取得同意備案之日起十八個月內完工者，其電能躉購費率加計額外費率每度新臺幣零點一三九七元；或二十一個月內完工者，加計額外費率每度新臺幣零點零六九九元。
- 2.太陽光電發電設備裝置容量五千瓩以上不及一萬瓩，併聯六十九千伏以上之供電線路，且有設置或共用升壓站，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型再生能源發電設備，於中華民國一百一十二年度首次取得電業籌設許可之日起十八個月內完工者；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第二型再生能源發電設備，於中華民國一百一十二年度首次取得同意備案之日起十八個月內完工者，其電能躉購費率加計額外費率每度新臺幣零點一三九七元；或二十一個月內完工者，加計額外費率每度新臺幣零點零六九九元。
- 3.本款條文生效日前已完工之太陽光電發電設備，或依前目規定之太陽光電發電設備，其設置或共用之升壓站於首次取得籌設許可或同意備案前已完工者，不適用本款之規定。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

(四)符合「太陽光電發電業設置共同升壓站及容量分配作業要點」之特高壓升壓站，適用附表五額外費率；如符合下列情形者，特高壓升壓站部分依下列規定適用額外費率：

1. 數件太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站者，適用首件太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路之額外費率。
2. 數件太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站，且該特高壓升壓站有擴充容量之情形者，擴充容量部分之特高壓升壓站適用擴充後首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路之額外費率。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 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」第六條規定，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、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。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 八、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。
- 九、中華民國一百十二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。
- 十、依「電業法」直供或轉供之再生能源電能，如改依本條例躉售，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。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 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，且選擇適用後於躉購期間不得變更。但選擇適用階梯式躉購費率者，如終止契約改依電業法直供或轉供者，須依已躉購期間實際發電量計算固定二十年躉購費率與階梯式躉購費率之電能躉購成本差額，返還予公用售電業。公用售電業應反映於中央主管機關依電業法第四十九條第一項所定電價及各種收費費率之計算公式。如再改依本條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，依首次提供電能時之固定二十年躉購費率躉售。
- 十二、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網日起計算之。
 - (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網日起計算之。
 - (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。
- 十三、已完工之再生能源發電設備，經主管機關核准遷移設置場址並於核准期限內完成併網者，除適用第十五點規定者外，其電能躉購費率適用前點之規定。

112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 十四、未依前二點規定期限申請同意備案或完成併網者，其電能躉購費率以前二點規定費率或重新併網時當年度公告費率，取其較低者躉購。
- 十五、已完工之再生能源發電設備，經主管機關變更其分類，或核准遷移設置場址前後所在地區適用之電能躉購費率加成或再加計不同者，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。
- 十六、本「中華民國一百十二年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」第三點第三款至第六款、第四點第一款第一目、第四點第三款、第五點至第八點及第十二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」第四十八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」第四十八條第三項規定，以起算日相當日之前一日為期間之末日。如以月或年定期間，而於最後之月無相當日者，以其月之末日為期間之末日。
- (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」第四十八條第四項規定，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。
- 十七、本「中華民國一百十二年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」依本條例第九條第一項規定，經濟部得視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正之。

中華民國112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112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	7.4110		
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者	2.1286	
			無安裝或具備LVRT者	2.0949	
	離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		4.5085
			階段式 躉購費率	前10年	5.1438
				後10年	3.4026

註1：離岸風力發電設備適用本表之躉購費率者，於躉購期間當年度發電設備實際發電量每瓩4,200度以上且不及每瓩4,500度之再生能源電能，依固定20年躉購費率之百分之七十五躉購，躉購費率為3.3814元/度；躉購期間當年度發電設備實際發電量每瓩4,500度以上之再生能源電能，依固定20年躉購費率之百分之五十躉購，躉購費率為2.2543元/度。

註2：固定20年躉購費率與階段式躉購費率係擇一適用，擇定適用之後不得變更。倘終止契約改依電業法直供或轉供者，須依已躉購期間實際發電量計算並返還固定20年躉購費率與階段式躉購費率之電能躉購成本差額。

中華民國112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)		
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	2.8066		
	有厭氧消化設備	1瓩以上	7.0089		
	農林植物	1瓩以上	3.1187		
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	3.9482		
	農業廢棄物	1瓩以上	5.1407		
小水力	無區分	1瓩以上不及500瓩	4.8936		
		500瓩以上不及2,000瓩	4.2285		
		2,000瓩以上不及20,000瓩	2.8599		
地熱能	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	固定20年躉購費率(上限費率)		5.9406
			階段式躉購費率	前10年	7.3188
				後10年	3.6416
		2,000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
海洋能	無區分	1瓩以上	7.3200		

註1：固定20年躉購費率與階段式躉購費率係擇一適用，擇定適用之後不得變更。倘終止契約改依電業法直供或轉供者，須依已躉購期間實際發電量計算並返還固定20年躉購費率與階段式躉購費率之電能躉購成本差額。

註2：地熱能及小水力發電設備設置於符合「原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」所定義之原住民地區者，其加成比例為百分之一。

中華民國112年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表三 112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)
太陽 光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	5.8368	5.7340
		20瓩以上不及100瓩	4.3811	4.3027
		100瓩以上不及500瓩	3.9565	3.8856
		500瓩以上	4.0019	3.9321
	地面型	1瓩以上	3.9279	3.8509
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.3225	4.2445

中華民國112年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表四 112年度太陽光電發電設備額外費率

分類	裝置容量級距	模組回收費 (元/度)	屋頂型太陽光電發電設備併網工程費(元/度)			高效能模組 (元/度)	原住民地區或偏遠地區 (元/度)	漁業環境友善公積金 (元/度)	一地兩用型態(元/度)			
			低壓		高壓				以農業或漁業經營結合綠能設置	高速公路服務區停車場土地設置	學校光電運動場型態	學校光電運動場施作金屬浪板型態
			50瓩以上不及100瓩	100瓩以上不及500瓩	50瓩以上不及2,000瓩							
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	0.0656	0.0688	0.0964	0.0413	0.3440	0.0573	0.0385	0.1925	--	--	--
	20瓩以上不及100瓩					0.2582	0.0430					
	100瓩以上不及500瓩					0.2331	0.0389					
	500瓩以上					0.2359	0.0393					
地面型	1瓩以上	0.0656	--			0.2311	0.0385	0.0385	0.1925	0.2311	0.3851	0.1540
水面型(浮力式)	1瓩以上		--			0.2547	0.0424			--	--	--

註1：根據「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納併網工程費者，參照前述計費方式之電壓等級、容量級距及累進計算方式，依所屬裝置容量乘以本表屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率後，再除以總裝置容量之平均值(以四捨五入取至小數點後第四位)，加計屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率。

註2：經濟部得視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112年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表五 112年度太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率

分類	裝置容量級距	特高壓升壓站輸電線路 輸電線路長度公里數*額外費率 (元/度)		GIS特高壓升壓站 (元/度)		GIS以外特高壓升壓站 (元/度)	
		69kV	161kV以上	69kV	161kV以上	69kV	161kV以上
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	架空線： 0.0260 地下電纜： 0.0474	架空線： 0.0084 地下電纜： 0.0289	屋內型： 0.6566 戶外型： 0.4690	屋內型： 0.5159 戶外型： 0.3283	0.4690	0.3283
	20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						

註1：併聯輸配電業特高壓供電線路，且有設置或共用升壓站，依本表分別加計不同態樣之輸電線路長度公里數(以四捨五入取至小數點後第三位)乘以輸電線路額外費率(以四捨五入取至小數點後第四位)。輸電線路長度確認方式如下：

(1) 升壓站設置者：升壓站設置者於太陽光電發電設備竣工查驗時確認之輸電線路長度。

(2) 升壓站租用者：升壓站設置者於太陽光電發電設備竣工查驗時確認之輸電線路長度；若升壓站設置者之太陽光電發電設備尚未竣工查驗，則於升壓站設置者竣工查驗並確認輸電線路長度後，溯及反映輸電線路之額外費率。

註2：併聯輸配電業特高壓供電線路，且使用氣體絕緣開關設備(GIS)設置或共用升壓站者，依本表加計屋內型(依建築法請領建造執照)或戶外型GIS特高壓升壓站額外費率。

註3：根據「太陽光電發電業設置共同升壓站及容量分配作業要點」第四點第四項之新設共同升壓站，依其共同升壓站使用率加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率，調整之額外費率生效日係以新併聯太陽光電發電設備之完工日起算，並適用併聯至同一共同升壓站之全數太陽光電發電設備，前述使用率係以特高壓升壓站併網容量除以特高壓升壓站總容量計算(以四捨五入取至小數點後第四位)，特高壓升壓站有擴充容量之情形，使用率係以擴充部分特高壓升壓站併網容量除以擴充部分特高壓升壓站總容量計算：

(1) 共同升壓站運轉第一至二十年(以併聯至該共同升壓站之首件太陽光電發電設備完工日起算)且使用率不及70%者：依本表額外費率除以使用率後再乘以70%(以四捨五入取至小數點後第四位)，加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。

(2) 共同升壓站運轉第二十一年起，使用率30%以上且不及100%者：依本表額外費率除以使用率後再乘以30%，加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。

(3) 共同升壓站運轉第一至二十年且使用率70%以上或共同升壓站運轉第二十一年起，使用率不及30%或100%以上者：依本表加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。

註4：經濟部得視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112年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表六 112年度各類再生能源加強電力網額外費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	加強電力網	
			輸電級(元/度)	配電級(元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	0.0866	0.1356
		20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		
風力	陸域	1瓩以上不及30瓩	0.0633	0.0968
		30瓩以上	0.0443	0.0678
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	0.0198	0.0303
	有厭氧消化設備	1瓩以上	0.0191	0.0292
	農林植物	1瓩以上	0.0159	0.0244
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	0.0154	0.0235
	農業廢棄物	1瓩以上	0.0198	0.0303
小水力	無區分	1瓩以上不及500瓩	0.0295	0.0452
		500瓩以上不及2,000瓩	0.0295	0.0452
		2,000瓩以上不及20,000瓩	0.0274	0.0418
地熱	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	0.0173	0.0265
		2,000瓩以上	0.0173	0.0265
海洋能	無區分	1瓩以上	0.0191	0.0292

註：根據「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」繳納輸電級或配電級均化併網單價費用者，參照前述計費方式之電壓等級、容量級距劃分及累進計算方式，依本表加計加強電力網額外費率；同時根據「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」與「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納配電級均化併網單價費用及併網工程費者，依所屬裝置容量乘以本表加強電力網額外費率後，再除以總裝置容量之平均值(以四捨五入取至小數點後第四位)，加計加強電力網額外費率。

報告完畢

