

112年度再生能源電能躉購費率審定會

第2次會議紀錄

一、時間：111年11月4日（星期五）下午2時整

二、地點：經濟部第1會議室

三、主席：林常務次長兼召集人全能 紀錄：陳技正柏儒

四、出（列）席單位及人員：（詳如會議簽名冊）

五、主席致詞：（略）

六、報告事項：

（一）報告案一：第1次審定會會議結論辦理情形(如附件1)

委員發言重點：無。

決定：洽悉。

（二）報告案二：各再生能源分組會議辦理情形(如附件2)

委員發言重點：無。

決定：洽悉。

（三）報告案三：「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(如附件3)

委員發言重點：無。

決定：洽悉。

七、討論案：

（一）討論案一：「112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」
使用參數(如附件4)

委員發言重點：

1. 躉購分類與容量級距

（1）太陽光電

參考國際主要國家躉購費率之訂定型態，考量我國
太陽光電推動以擴大屋頂型設置、提高土地利用價

值及資源多元複合利用為主要推動政策，且目前國內太陽光電躉購分類及容量級距符合國內外之推動現況及趨勢，建議112年度太陽光電躉購分類及容量級距維持與111年度相同。

(2) 風力發電

浮動式離岸風電在國際上仍是很新的技術，目前國內外成本資訊亦相當有限，在技術發展尚存許多變異性與不確定下，建議持續蒐集國內外案例資訊。

(3) 生質能及其他再生能源

- A. 因應國內發展燃煤機組轉型為生質能專燒電廠規劃及其應用料源型態，建議於生質能項下新增「農林植物」類別。
- B. 因沼氣發電之設置型態差異，目前案例成本尚無反映規模大小與設置成本之變動相關性，且部分級距案例仍少，於未有一定案件數及成本資訊前，建議不區分級距。
- C. 小水力發電為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。
- D. 考量國內地熱發電目前尚無15MW 以上規模案例，暫無區分之必要，未來再視推動情形調整。
- E. 考量國內海洋能尚無實際案例，於目前成本資訊尚不足以區分類別與級距，未來視國內設置情況再行檢討。

2. 太陽光電

- (1) 為完善資料參採區間及反映時間落差產生之成本差異，建議在合理成本區間內，參考營造工程物價指數(CCI)變動幅度，並搭配整體成本結構，計算111年度下半年、112年度上半年、112年度下半年之成本預估漲幅。
- (2) 考量高效能模組、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，故建議應先扣除再外加，避免與費率外加重複計算。

- (3) 考量短期原物料價格波動對期初設置成本的影響已透過 CCI 反映，建議長期仍應兼顧產業技術進步與國際接軌之引導效果，配合一年兩期反映國際技術進步趨勢下之成本降幅。
- (4) 運轉維護費用與國內市場發展及運維執行模式有關，為避免個案影響通案及兼顧參數訂定之穩定性，建議112年度各分類級距之運轉維護費用維持與111年度相同。
- (5) 避免不同期數之運轉維護費用比例受期初設置成本波動影響，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。
- (6) 為避免年售電量參數波動過大，建議太陽光電年售電量參數以近三年發電實績進行計算，且考量未來模組技術進步及發電效率提升，同步統計發電量前50%之設置案場，並考量效率遞減(第11年起每年遞減1%)計算。
- (7) 太陽光電各項使用參數皆已於分組會議進行充分討論，建議依分組會議之共同意見提報。

3. 風力發電

浮動式離岸風電技術有許多不同類型的水下結構形式，其成本亦可能有許多差異，尚須考量風況、颱風、地震等因素，以釐清臺灣海況與地質條件適合採用之形式，建議暫緩區分浮動式離岸風電分類，待資訊更多時再予檢討是否區分浮動式離岸風電分類。

4. 生質能及其他再生能源

- (1) 生質能「農林植物」係本年度新增類別，國內無相關案例，故建議依參數參採原則，參考國際資訊進行費率參數之評估計算，未來再依實際設置案資訊進行滾動檢討。

- (2) 生質能有厭氧消化設備(沼氣發電)部分，除持續鼓勵國內畜牧場設置發電設備外，為兼顧畜牧場熱利用、及料源應用類別，並配合未來採共消化型態之沼氣發電案場增加，務實檢討費率參數後，計算躉購費率為7.0089元/度。
- (3) 考量2,000瓩以上不及20,000瓩之小水力案例較少，故建議躉購費率不依費率計算結果調降，參考去年審定會調整方式，以政策獎勵方式維持111年度費率水準，鼓勵業者投入。
- (4) 考量目前國內海洋能發電仍處研發測試階段，國內尚無實際案例，故建議依參數參採原則，維持111年度參考資訊進行費率參數之評估計算，未來視實際設置案資訊再行檢討。

5. 平均資金成本率

- (1) 有關外界誤解平均資金成本率為貸款利率一事，建議預先準備說明資料，以便對外說明平均資金成本率之內涵，避免誤解產生。
- (2) 離岸風電以無擔保品之專案融資籌資，在無擔保品之情況下，開發商需要國外出口信貸機構保證，而金融機構因風險考量會要求開發商支付借款利率以外之費用，包括銀行借款動撥作業手續費、帳戶管理費，以及利率避險成本等，致離岸風電開發之資金成本較一般再生能源高。
- (3) 無風險利率延續111年度審定會計算方式，排除新冠疫情對金融市場波動影響最大期間，並考量自111年起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年較久遠資料。
- (4) 112年度一般再生能源平均資金成本率計算數值為4.98%，為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，原則同意112年度維持5.25%。
- (5) 112年度離岸風電平均資金成本率計算數值為

5.62%，考量現階段離岸風電費率適用對象的設置條件相似，為兼顧財務評估條件一致性，致使費率適用對象能於相同條件下進行財務評估，原則同意112年度維持5.70%。

決議：

1. 112年度暫不區分浮動式離岸風電分類，未來應持續蒐集國內外案例資訊，視技術發展滾動檢討。
2. 原則同意生質能新增「農林植物」；小水力發電區分為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；其餘維持與111年度相同。
3. 112年度各類別再生能源電能躉購費率計算公式使用參數原則同意如表1、表2。
4. 112年度各類別再生能源電能躉購費率如表3、表4。

(二)討論案二：躉購費率獎勵機制(如附件5)

委員發言重點：

1. 模組回收費、加強電力網費、屋頂型併網工程費、漁業環境友善公積金、綠能屋頂全民參與推動計畫獎勵、太陽光電結合儲能系統採遴選搭配競標機制、高效能模組費率加成機制、原住民及偏遠地區加成獎勵、區域費率加成機制、一地兩用獎勵及配套機制(包含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、學校光電運動場及學校光電運動場施作金屬板型態)、離島地區躉購費率加成機制、太陽光電大型案場加速設置獎勵機制，以及電力開發協助金，可有效帶動太陽光電產業及區域發展、緩解用電需求，並促進再生能源發電設備設置，建議維持相關獎勵及配套機制。
2. 模組回收費、加強電力網費、屋頂型併網工程費、高效能模組費率加成機制、原住民與偏遠地區加成獎勵、漁業環境友善公積金、一地兩用獎勵及配套機制(包含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、學校光電運動場及學校光電運動

場施作金屬板型態)，以及併聯輸配電業特高壓供電線路等機制，考量加成比例不應產生疊加效果，故上述各類因衍生成本之加成獎勵機制，建議以費率外加方式反映。

3. 有關太陽光電特高壓升壓站及輸電線路額外費率，建議維持111年度作法，依電壓等級及設置型態反映不同額外費率，另考量成本分攤公平性，故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。
4. 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」(簡稱：作業要點)第四點第四項規定之共同升壓站，考量其升壓站大部分併網容量由輸配電業分配，故建議在總收益相同下，依使用率反映額外費率，提供前期使用率較低時，70%最低收入保障，減輕還款壓力。
5. 實務上符合作業要點之案件，太陽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太陽光電特高壓升壓站，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。
6. 為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，所有太陽光電設置案件模組回收費以每瓩1,000元之成本計算額外費率。
7. 有關各項獎勵機制之推動，建議可評估整體推動成效後，研擬機制未來退場之時點。
8. 現行加成比例已足以反映一般與高效模組之成本差異。另有關超級 VPC 部分，係由工業局產創平台或企業創新等科專計畫進行推動，協助產業技術升級。
9. 躉購費率適用寬限期機制
 - (1) 考量112年太陽光電第一型案場寬限期起算始點有所調整，可能會使111年度取得籌設許可但於

112年度取得同意備案之案場無躉購費率適用，建議針對此類案場訂定過渡機制。

(2) 考量整體施作時程，建議112年度1月1日前取得籌設許可但尚未取得同意備案之第一型太陽光電發電設備，全數以112年度1月1日為起算時點，且若於112年度規定之寬限期限內完工者，其電能躉購費率適用112年度第一期上限費率。

(3) 前述設置案件若於112年度1月1日前，其設置或共用之升壓站已完工者，則不適用前述寬限期規定。

10. 為儘早達成太陽光電推動目標，建議維持111年度大型案場加速設置獎勵機制，即大型案場於規定寬限期限內提前一定時間完工者，加計額外費率，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，建議維持以提前3或6個月作為加速機制之獎勵時點。

11. 台電公司加強電力網均化成本具有各類再生能源適用性，原則同意一致化予以反映外加費率。

12. 原民利益共享機制

為促進開發減少溝通障礙，參酌原基法第21條促進部落發展及利益共享意旨，建議維持111年度地熱及小水力原民利益共享機制。

13. 階梯式躉購費率機制

離岸風電、地熱發電建議維持111年度作法，採行固定20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。

決議：

1. 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」(簡稱：作業要點)之特高壓升壓站，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。

2. 針對符合前述作業要點第四點第四項之共同升壓站，其特高壓相關額外費率依使用率反映，升壓站運轉第

1-20年且使用率不及70%者，以原額外費率除以使用率後再乘以70%加計；升壓站運轉第21年起，使用率30%以上不及100%者，以原額外費率除以使用率後再乘以30%加計；升壓站運轉第1-20年且使用率70%以上或升壓站運轉第21年起，使用率不及30%或100%以上者，適用原額外費率。

3. 太陽光電躉購費率寬限期：

- (1) 為使設置案場有效推動，112年度起，屬電業之第一型發電設備，調整以取得籌設許可之日為寬限期起算始點，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，各類型裝置容量不及2MW 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111年度做法。
- (3) 訂定過渡機制，避免機制調整致部分案場無躉購費率適用之疑慮，針對112年度1月1日前取得籌設許可但未取得同意備案者，全數以112年度1月1日為起算時點，且若於112年度規定之寬限期限內完工者，其電能躉購費率適用112年度第一期上限費率。
- (4) 適用過渡機制之設置案件若於112年度1月1日前，其設置或共用之升壓站已完工者，則不適用過渡機制寬限期規定。

4. 大型案場加速設置獎勵機制

- (1) 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，於取得籌設許可或同意備案後21個月內完工者，加計額外費率0.0699元/度；或於18個月內完工者加計額外費率0.1397元/度。
- (2) 已完工之設置案場、設置或共用之升壓站已於取

得籌設許可前完工者，不適用加速設置獎勵機制之規定。

5. 各類再生能源根據「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，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。

6. 其餘111年度既有機制，112年度原則同意維持相同機制作法。

(三)討論案三：「112年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」草案(如附件6)

委員發言重點：

躉購費率公告草案之法制作業係將前述討論議題及機制進行文字化，另相關行政程序為行政部門權責範圍，請主管機關妥為處理後續法制作業。

決議：

請主管機關依行政程序流程辦理後續草案預告作業。

八、臨時動議：無

九、散會：下午4時整

表 1 112 年度太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數表

再生能源類別	分類	裝置容量級距	期初設置成本(元/瓩)	運維比例(%)	年售電量(度/瓩年)	平均資金成本率(%)	躉購期間(年)
太陽光電(第一期)	屋頂型	1 瓩以上不及 20 瓩	59,100	4.15	1,250	5.25	20
		20 瓩以上不及 100 瓩	46,000	3.71			
		100 瓩以上不及 500 瓩	42,000	3.58			
		500 瓩以上	42,700	3.52			
	地面型	1 瓩以上	44,900	2.74			
	水面型(浮力式)	1 瓩以上	50,900	2.42			
太陽光電(第二期)	屋頂型	1 瓩以上不及 20 瓩	57,500	4.27			
		20 瓩以上不及 100 瓩	44,800	3.81			
		100 瓩以上不及 500 瓩	40,900	3.68			
		500 瓩以上	41,600	3.62			
	地面型	1 瓩以上	43,700	2.82			
	水面型(浮力式)	1 瓩以上	49,700	2.48			

表 2 112 年度再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率計算公式使用參數表

再生能源類別	分類	裝置容量級距		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)
風力發電	陸域	1 瓩以上不及 30 瓩		136,300	1.32	1,750	5.25	20
		30 瓩以上	有安裝或具備 LVRT 者	38,800	5.52	2,500		
			無安裝或具備 LVRT 者	37,800	5.66			
	離岸	1 瓩以上		148,600	2.87	3,750	5.70	
生質能	無厭氧 消化設備	1 瓩以上		65,500	15.80	5,600	5.25	
	有厭氧 消化設備	1 瓩以上		213,000	10.89	5,800		
	農林植物	1 瓩以上		75,300	20.59	6,950		
廢棄物	一般及一般 事業廢棄物	1 瓩以上		80,200	27.25	7,200		
	農業廢棄物	1 瓩以上		108,000	18.46	5,600		
小水力	無區分	1 瓩以上不及 500 瓩		194,700	1.23	3,750		
		500 瓩以上不及 2,000 瓩		164,400	1.45	3,750		
		2,000 瓩以上不及 20,000 瓩		110,400	2.11	4,050		
地熱	無區分	1 瓩以上不及 2,000 瓩		336,600	3.10	6,400		
		2,000 瓩以上		278,600	3.74	6,400		
海洋能	無區分	1 瓩以上		267,100	7.70	5,800		

表 3 112 年度太陽光電電能躉購費率

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

註1：112年度依電業法提撥電力開發協助金之再生能源發電設備，其躉購費率加計「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。

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。

表 4 112 年度再生能源(太陽光電除外)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)		
風力發電	陸域	1 瓩以上未達 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		4.5085
			階段式躉購費率	前 10 年	5.1438
	後 10 年	3.4026			
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	無區分	1 瓩以上不及 2,000 瓩	固定 20 年躉購費率		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		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：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。					
註3：112年度依電業法提撥電力開發協助金之再生能源發電設備，其躉購費率加計「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。					
註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。					
註5：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。					

表5 112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	0.2311	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。												

表6 112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。

表7 112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 1：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。

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。