

104 年度再生能源電能躉購費率審定會第 2 次會議紀錄

壹、時間：103 年 9 月 26 日（星期五）上午 9 時 30 分

貳、地點：經濟部第 1 會議室

參、主席：沈召集人榮津

記錄：陳技士柏儒

肆、出（列）席單位及人員：（詳如會議簽名冊）

伍、主席致詞：（略）

陸、綜合討論：（委員發言重點）

一、報告案：

（一）第 1 次審定會會議結論辦理情形（詳如附件 1）

決議：洽悉。

（二）各再生能源分組會議辦理情形（詳如附件 2）

決議：洽悉。

（三）104 年度再生能源電能躉購費率及其計算法聽證會作業規劃（詳如附件 3）

決議：洽悉。

二、討論案

（一）「104 年度再生能源電能躉購費率及其計算法」使用參數及重要相關議題（詳如附件 4）

委員發言重點

1. 太陽光電

（1）為反映市場實際成本狀況，太陽光電期初設置成本

估算原則及方式建議仍援用 103 年度方式，另參考國際主要機構預估之 104 年度設置成本降幅平均為 5.52%，惟變動幅度則有趨緩，為鼓勵業者提早完工，建議 104 年度上半年不予以反映成本降幅，下半年全額反映。

(2) 鑑於國內案例之設置年限較短、費用內涵不全及計算方式差異較大等因素後，建議 104 年度年運轉維護費仍以國外資料為主要參考依據，並考量物價上漲因素後，建議 104 年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例為 1.0%。

(3) 年售電量使用參數之估算原則及方式與 103 年度相同，經估算後與 103 年度差異不大，建議仍維持 1,250 度/瓩。

2. 風力發電

(1) 建議 104 年度陸域型 10 瓩以上風力發電之期初設置成本參數可同時採納近 3 年海關進口成本與國內近 3 年設置案之財報及決標資料。

(2) 經檢視國內 100 年以後開始商轉之陸域大型風場資料，平均年售電量尚無明顯降低之情形，惟基於鼓勵風力發電產業之發展，建議年售電量仍維持 2,400 度/瓩。

(3) 考量我國離岸風力係先由淺海區域推動，建議應將國外與我國目前發展條件相近之案例資料納入參採。

(4) 綜合考量離岸風力歲修期間較長、線損率較高，以

及發電量應優於審定會歷年參採澎湖「中屯風力發電示範系統」之單機容量 600 瓩發電系統，建議 104 年度離岸型年售電量可調整為 3,400 度/瓩。

3. 生質能及其他再生能源發電

- (1) 生質能及地熱發電推廣主要係以示範獎勵補助辦法協助推廣，未來仍將持續追蹤實際申設情形，據以檢討示範獎勵補助辦法之執行成效。
- (2) 部分能源別若無新設案例，依據參數資料參採原則，延續 103 年度決議之使用參數數值，且為鼓勵發展建議不依國際趨勢調降。
- (3) 川流式水力未來設置地點若條件較差，建議需考量增加誘因，地熱發電則可建議宜蘭縣政府參考民眾入股方式協助推廣並進行規劃。

4. 躉購費率相關議題

(1) 陸域 10 瓩以上風力發電目標達成獎勵機制

- A. 建議適用獎勵機制之業者應採購性能良好、功率高之風機。
- B. 有關技術要求部分，應與躉購費率分開處理，建議可透過修訂台電併聯技術要點相關規範較為妥適。

(2) 陸域 10 瓩以上風力發電「年售電量」使用參數考量次級風場

已針對「年售電量」設定上下限範圍，據以避免超額利潤的情況發生。

(3) 離岸風力躉購費率結構考量階梯式(前高後低)設計

A. 為確保風場於後低費率期間亦能維持營運，故已於制度設計時考量相關限制條件，且風場發電量係仰賴天候狀況，亦可避免產生道德風險。

B. 鑑於離岸風力之設置規模、總投資金額及其風險與其他再生能源略有不同，且國外針對離岸風力亦有階梯式躉購費率設計，故建議離岸風力於104年度簽約者，得採階梯式躉購費率。

決議：

1. 再生能源電能躉購費率計算公式使用參數，請依據審定會委員意見修正，並於103年10月9日聽證會中聽取各界意見後，再提送審定會討論。

2. 104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1 104年度各類別再生能源電能躉購費率計算公式使用參數表

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/瓩年)	躉購 期間 (年)			
太陽 光電 第一期 (上半年)	屋頂型	≥1~<10	93,300	1.0	1,250	20			
		≥10~<100	78,000						
		≥100~<500	72,900						
		≥500	70,600						
	地面型	無區分	66,400						
太陽 光電 第二期 (下半年)	屋頂型	≥1~<10	88,100				1.0	1,250	20
		≥10~<100	73,700						
		≥100~<500	68,900						
		≥500	66,700						
	地面型	無區分	62,800						
風力 發電	陸域	≥1~<10	160,000	1.0	1,750				
		≥10	59,800	2.52	2,400				

	離岸	無區分	169,200	3.34	3,400
川流式水力	無區分	無區分	68,000	6.60	4,200
地熱	無區分	無區分	241,200	4.89	6,400
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000	11.2	5,300
	有厭氧消化設備	無區分	232,700	2.99	7,700
廢棄物	無區分	無區分	79,000	17.9	7,300

3. 躉購費率相關議題

(1) 陸域 10 瓩以上風力發電目標達成獎勵機制

原則同意 104 年度延續 103 年度作法，陸域型 10 瓩以上風力發電於 104 年度簽約且於 107 年 12 月 31 日以前完工併聯運轉者，可於 107 年 12 月 31 日前適用躉購費率加成 3.6% 之獎勵機制。

(2) 陸域 10 瓩以上風力發電「年售電量」使用參數考量次級風場

原則同意陸域型 10 瓩以上風力發電於 104 年度簽約者，其風場營運自併聯日起，每 5 年為一期，並自第二期開始，各期躉購費率依據前一期實際平均「年售電量」計算，並以 2,400 度/瓩及 2,200 度/瓩為其上下限值，據以計算第二期躉購費率，第三期及第四期依此類推。

(3) 離岸風力躉購費率結構考量階梯式(前高後低)設計

原則同意離岸風力於 104 年度簽約者，可依意願與經營電力網之電業就「平均躉購費率」及「階梯式躉購費率」擇一簽訂購售電合約。

(二) 「平均資金成本率」使用參數建議(詳如附件 5)

委員發言重點

1. 原則同意 104 年度無風險利率及銀行融資信用風險加碼(α 風險)不區分再生能源類別，一致援用 103 年度計算方式僅更新年度資料；外借與自有資金比例及業者風險溢酬(β 風險)則區分一般再生能源與離岸風力兩類分別討論。
2. 根據陸域風力業者提供之 2011 年與 2012 年資產負債表計算，自有資金比例採用 30%應屬合理。
3. 針對離岸風力業者風險溢酬(β 風險)進行試算分析，經納入「風力發電離岸系統示範獎勵辦法」中示範風場獎勵與示範機組獎勵等 2 項補助及業者銀行保證函相關費用後，平均資金成本率(WACC)自 5.49%降低至 5.24%，故建議 104 年度離岸風力平均資金成本率(WACC)仍維持 5.25%。
4. 各類別再生能源電能躉購費率計算公式之相同平均資金成本率使用參數採 5.25%，並以單一費率躉購 20 年，請據此估算 104 年度再生能源電能躉購費率。
5. 建議參採資料中使用數據呈現方式應一致，以避免外界產生疑慮。

決議：原則同意各類別再生能源採相同平均資金成本率，經討論獲致共識採 5.25%。

柒、臨時動議：無

捌、散會：(上午 11 時 30 分)



104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3：104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4：104年度再生能源電能躉購費率及其計算公式使用參數及重要相關議題

附件5：「平均資金成本率」使用參數建議



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：103年7月22日上午9時30分

二、地點：經濟部第1會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部沈次長榮津

四、出席名單：

王委員運銘、汪委員宗煌、沈委員維正、柯委員美琴、張委員四立、洪委員德生、林委員良楓、林委員誠二、陳委員斌魁、林委員大惠、錢委員建嵩、宋委員聖榮、蔡委員政翰、胡委員耀祖、雷委員立芬、蔡委員宏明、陳委員偉聖

五、列席名單：經濟部能源局、台灣經濟研究院

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：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)每次會議之重要進展及決議事項，可以新聞稿或記者會等適當方式公開，讓外界瞭解。

後續辦理情形：依決議，已於會議結束後發布新聞稿。

(三)業者意見請納入分組討論，作為104年度再生能源躉購費率審定參考。

後續辦理情形：依決議，業已將業者意見納入各分組討論事項中。

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104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.分組會議業依決議分成「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由洪委員德生、張委員四立及王委員運銘擔任。
- 2.各分組業已辦理3場次分組會議，針對躉購費率之容量級距、計算公式使用參數及重要相關議題進行討論。
- 3.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，並依此審定躉購費率計算公式之使用參數。

(二)104年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持103年度計算公式不變。

後續辦理情形：遵照辦理。

(三)104年度再生能源電能躉購下限費率以99年至102年國內電業化石燃料4年發電平均成本為基礎，計算結果為2.6338元/度。

後續辦理情形：遵照辦理。

貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

二、討論案決議

(四)104年度再生能源電能躉購費率其他相關議題，說明如下：

1.議題一：離島費率獎勵機制之檢討

決議：104年度延續103年度離島費率獎勵機制費率加成之作法，且躉購費率加成部分自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網連結日起，即停止適用。

後續辦理情形：遵照辦理。

2.議題二：目標達成率是否納入費率計算公式

決議：104年度延續103年度陸域10瓩以上風力發電費率加成獎勵機制，惟費率加成比例及適用年限納入風力發電分組會議討論，做成共同意見續提交至審定會確認。

後續辦理情形：此議題業已於風力發電分組進行討論，討論結果將於討論案中提請確認。

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	8/8上午	8/8下午	8/4下午
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下午	8/18下午	8/20上午
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	9/4下午	9/4上午	9/3上午
出席人員	審定委員		
討論議題	「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數建議、再生能源電能躉購費率其他相關議題		

貳、共同意見歸納報告

一、共同意見歸納

(一)躉購費率分類與容量級距

104年度各類別再生能源電能躉購費率容量級距與103年度公告內容一致。

(二)計算公式使用參數

- 1.原則同意104年度參數資料參採原則。
- 2.參數資料參採以近3年為主要優先，並以可佐證之數據或市場實際成交價格為主。
- 3.年售電量使用參數應觀察長期資料而非單一年度資料。

二、有關各再生能源類別計算公式使用參數之參數資料參採說明，納入後續討論案中提請確認。

附件3：
104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

一、「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。」

二、「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、聽證會相關程序—預備聽證

關於聽證會相關程序，103年度審定會業已針對法源依據、行政程序及其必要性進行討論，建議104年度審定會維持103年度作法，亦即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：

依據「行政程序法」第58條之規定，行政機關**得**舉行預備聽證。

舉行「預備聽證」之必要性

一、「預備聽證」規定

(一)聽證之舉行：

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。」，故行政機關可以行政裁量是否舉行「預備聽證」。

(二)聽證之目的：

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」

二、「預備聽證」之重點

擬定聽證題目、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，故爭點已明確。

廣納意見、使業者具有提出有關文書及證據等公開陳述之機會

關於給予業者提出有關文書及證據，104年審定會已完成：

- 1.函詢相關公、協會意見：5月6日發函給業者請求就躉購費率、計算公式、成本資料與各項參數提供建議。
- 2.辦理分區業者座談會：6月19、20、23日召開「104年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數研討」北、中、南分區業者座談會，供業者分享寶貴的經驗與資訊。
- 3.審定委員現場勘查：7月31日、8月1日辦理審定委員現場勘查作業，除使審定委員了解國內各類再生能源的發展現況，並請系統設置者就目前營運情形進行簡報並進行Q&A，增加面對面之交流機會。
- 4.分組第1次會議：8月4日、8月8日邀請各類別再生能源業者出席參加第1次分組會議，並於會議上供業者提出資料及增加與委員直接面對面之溝通機會。

參、聽證會辦理程序說明

依據「行政程序法」第54條至66條及第155至156條之規定辦理

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。」

肆、聽證會作業規劃

聽證項目：104年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：103年10月9日 上午9：30

會議地點：臺大醫院國際會議中心-301室

上午場次

時間	min	議程
09：30～09：45	15	發言順序登記
09：45～09：50	5	主持人說明案由
09：50～10：10	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
10：10～11：30	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
11：30～12：00	30	聽證紀錄確認 聽證終結

肆、聽證會作業規劃

聽證項目：104年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：103年10月9日 下午1：30

會議地點：臺大醫院國際會議中心-301室

下午場次

時間	min	議程
13：30～13：45	15	發言順序登記
13：45～13：50	5	主持人說明案由
13：50～14：20	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
14：20～15：40	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
15：40～16：10	30	聽證紀錄確認 聽證終結

附件4：

「104年度再生能源電能躉購費率及其
計算公式」使用參數及重要相關議題

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)優先獎勵開發最佳資源場址，並得考量區域性再生能源發展淨效益，必要時得訂定差異化費率。
- (五)顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊。
- (六)分組會議之共同意見，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，作為費率計算基礎。
- (三)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%。
- (四)參數資料之參採以近3年為主要優先。
- (五)參數資料因缺乏近一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。

貳、太陽光電

一、期初設置成本

(一)103年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)104年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	103年度審定會使用 參數值		104年度分組會議 建議數值		成本變動幅度 (%)	
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期	第二期
屋頂型	1瓩以上未達10瓩	99,500	99,500	93,300	88,100	-6.23	-5.57
	10瓩以上未達100瓩	89,200	89,200	78,000	73,700	-12.56	-5.51
	100瓩以上未達500瓩	84,000	84,000	72,900	68,900	-13.21	-5.49
	500瓩以上	72,700	72,700	70,600	66,700	-2.89	-5.52
地面型	無區分級距	68,400	68,400	66,400	62,800	-2.92	-5.42

註：第一期成本變動幅度係為104年第一期成本與103年第二期成本之比較；第二期成本變動幅度係為104年第二期成本與104年第一期成本之比較。

貳、太陽光電

一、期初設置成本

(三)資料參採說明

- 1.為有效反映市場全部參與者實際成交價格且達到市場區隔之功能，決議參採103年第三期競標合格投標案件各級距案件剔除上下10%極端值之平均折扣率為計算基礎，若該裝置容量級距無競標案件時，則可考量設置經濟規模及國際費率訂定方式(如英國、德國屋頂型最大容量級距與地面型適用同一費率)，以參採相鄰級距之折扣率為準。
- 2.考量小容量級距設置案件(裝置容量為1~10kW)每瓩設置成本較不易受規模經濟及學習曲線影響，且設置者多以自有資金做為主要出資比例，另考量現行推廣政策仍以推動陽光屋頂百萬座計畫為主，因此，建議該級距之平均折扣率僅反映一半，即6.28%。
- 3.觀察國際主要機構針對太陽光電設置成本降幅之預估，2015年較2014年設置成本下降幅度介於3.44~7.30%，平均為5.52%。
- 4.觀察國際成本價格變動趨勢，2012年下半年至2014年上半年間，成本變動率雖呈下降趨勢，但是，變動幅度則有趨緩；另觀察Energy trend 7~8月模組價格變動不明顯，且為鼓勵業者提早完工，因此，建議上半年不予以反映國際降幅，下半年全額反映。
- 5.104年度參採之平均折扣率及國際預估未來成本降幅如下表所示。

類型	級距	第三期合格投標案件各級距剔除上下10%極端值後之平均折扣率(%)	國際預估未來成本降幅(%)
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	6.28	5.52
	10瓩以上不及100瓩	12.56	
	100瓩以上不及500瓩	13.24	
	500瓩以上	2.88	
地面型	無區分級距	2.88	

註：因計算參數採進到百位數，故各級距平均折扣率與成本降幅產生不一致之情形，會有些微差距。

貳、太陽光電

二、年運轉維護費

(一)103年度審定會使用參數值：占期初設置成本0.8%

(二)104年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1.0%

(三)資料參採說明

- 1.綜合國際EIA(2013、2014)、Lazard(2013)、BREE(2013)及DECC(2012)資料顯示，運轉維護費用介於393~1,112元/瓩之間，比例介於0.4~2.09%之間，平均為0.846%。
- 2.觀察國內業者所提案例，國內運轉維護費用平均介於399~1,258元/瓩之間，比例介於0.625~1.4%之間，平均為0.915%。
- 3.因國內設置案例運轉年限較短，多數設備尚在保固期限內，無法完整記錄實際發生之費用，蒐集之國內資料計算方式差異較大，且為業者之報價資料而非實際值，另考量國內運轉維護費用與國外相當，故本年度仍以國外資料為主要參考依據。
- 4.進一步考量物價上漲因素(年物價上漲率為2%)，20年均化後為1.0%，建議104年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例為1.0%。

貳、太陽光電

三、年售電量

(一)103年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

(二)104年度分組會議共同意見建議數值：1,250度/瓩

(三)資料參採說明

- 1.考量優先鼓勵開發優良場址，並引導發電效率較好之產品進入市場，為避免發電量參數波動過大，應觀察長期參數資料而非單一年度資料。
- 2.觀察台電、工研院100~102年及電能補貼101~102年資料，年發電量介於1,198~1,348度/瓩；全臺灣場址年發電量介於1,222~1,246度/瓩，平均為1,237度/瓩；台中以南場址年發電量介於1,240~1,299度/瓩，平均為1,277度/瓩。
- 3.太陽光電系統電池模組會隨使用時間而降低發電效率，100年度審定會即已將太陽光電設備效率遞減因素(20年約20%)納入考量，併同考量效率遞減因素亦受設備品質影響，故採1,250度/瓩尚屬合理。
- 4.綜上，因與103年度審定會所採之數值差異不大，故建議太陽光電104年度之年售電量仍維持1,250度/瓩。

資料 年度	全臺灣								
	台電			工研院			電能補貼		
	簡單平均 (度/瓩)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩)	參採 案件	裝置容量 (kW)
100年	1,198	6	3,257.43	1,271	8	43.366	--	--	--
101年	1,267	7	7,816.520	1,220	13	63.99	1,222	242	28,955.251
102年	1,267	10	9,968.93	1,248	20	198.92	1,222	1,536	138,352.170
平均	1,244	--	--	1,246	--	--	1,222	--	--
台中以南									
100年	1,208	5	2,729.43	1,315	6	36.226	--	--	--
101年	1,340	5	7,734.360	1,242	11	56.85	1,244	206	27,301.994
102年	1,348	7	8,747.61	1,286	16	85.98	1,236	1,411	135,458.2
平均	1,299	--	--	1,281	--	--	1,240	--	--

參、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(一)期初設置成本

1.103年度審定會使用參數值：16萬元/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：16萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)蒐集101-103年國內案例資料共6筆，並基於引導國內設置案提升經濟效益，剔除1筆不具經濟效益之樣本數據後，剩餘5筆資料，期初設置成本平均為16.02萬元/瓩，與103年度參採數值相近。
- (2)根據英國DECC(2011)預估，規模小於50瓩之陸域風力發電期初設置成本，其2015年較2010年成本降幅約為4.5%、年平均降幅約0.9%。
- (3)考量近一年實際設置案例未有明顯增加，建議不採納國外預估之成本降幅，建議104年度小型風機期初設置成本維持103年度參採數值，即16萬元/瓩。

參、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(二)年運轉維護費

1.103年度審定會使用參數值：占期初設置成本1%

2.104年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1%

3.資料參採說明

- (1)蒐集2009-2013年美國風能協會與美國能源部資料，年運轉維護費介於589~1,861元/瓩，平均為1,448元/瓩。
- (2)根據民營A公司提供資料，年運轉維護費為950元/瓩，略低於國外平均水準1,448元/瓩，惟考量此資料尚未包含零件更換所需之費用，故建議不予採用。
- (3)考量今年尚缺乏國內實際運維資料，依據參數資料參採原則，建議援用103年度審定會公告參數值，年運轉維護費為1,600元/瓩，即104年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為1%。

參、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(三)年售電量

1.103年度審定會使用參數值：1,800度/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：1,750度/瓩

3.資料參採說明

- (1)根據國內小型風力躉購案件之售電資料，計算平均年售電量為818度/瓩，實際發電效率大幅低於預期，惟考量目前政策方向、發展定位與經濟效益等因素，建議應以較高標準引導發電效率提升。
- (2)蒐集日本躉購費率所使用參數之設備利用率為20%(相當於1,752度/瓩年)，且根據英國資料顯示小風機容量因數可達20%，故建議採較高標準藉以引導發電效率較佳之設備進入市場，以提升經濟效益。
- (3)現階段國內小型風機之推廣應選擇合適地點設置，併同引導發電效率較高之設備進入市場，建議104年度小型風機年售電量調整為1,750度/瓩。

參、風力發電

二、陸域型10瓩以上

(一)期初設置成本

1.103年度審定會使用參數值：5.77萬元/瓩(無加裝LVRT者為5.67萬元/瓩)

2.104年度分組會議共同意見建議數值：5.98萬元/瓩

3.資料參採說明

(1)以海關進口資料計算之期初設置成本

A.海關進口成本資料具有指標性意涵，其資料可靠度高，海關資料推估之期初設置成本與國外陸域風力設置成本區間相符，顯示以海關資料所推估之期初設置成本做為參數標竿值應屬合適。

B.有關成本占比部分，以台電公司「風力發電第4期計畫」實際決標金額剔除合約含括之運轉維護相關費用後，計算風力機組占設置成本比例為53.27%。

C.依據103年度審定會參採原則，採近3年海關進口成本資料並以風力機組占設置成本53.27%估計期初設置成本，則104年度期初設置成本為5.76萬元/瓩。

參、風力發電

(2)以國內業者提供資料計算之期初設置成本

A.民營業者財報資料：A公司與B公司經會計師簽證的資產負債表，經剔除非屬期初設置成本之項目後，以「不動產與設備科目」之金額計算下，相當於63,874元/瓩與60,598元/瓩。

B.台電公司決標資料：台電公司「風力發電第4期計畫」的總裝置容量為7.2MW，經剔除決標金額內含之運維費用後，共有441,683,706元為期初設置成本，相當於61,345元/瓩。

C.若採用國內近3年設置案件資料估算，期初設置成本平均為6.19萬元/瓩。

(3)綜上，建議104年度期初設置成本參數可折衷將近3年海關進口成本推估之期初設置成本5.76萬元/瓩與國內近3年設置案之財報及決標資料6.19萬元/瓩進行平均，則104年度期初設置成本為5.98萬元/瓩。

(4)根據英國DECC(2013)預測，總裝置容量5MW以上陸域風力期初設置成本年平均降幅為0.5%，惟基於推廣國內海陸風力發電之設置，建議不採納國際成本降幅。

參、風力發電

二、陸域型10瓩以上

(二)年運轉維護費

1.103年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.76%(無LVRT者為2.81%)

2.104年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.52%

3.資料參採說明

- (1)基於引導國內設置案例營運效率提升之考量，剔除容量因數25%以下場址案例資料，另考量台電公司及民營業者與維修業者所簽訂之保修合約多已對設備可用率進行保證，故104年度不將「可用率」做為資料剔除標準，與103年度原則一致。
- (2)參採台電公司保修合約與民營業者100-101年運轉維護費資料設算運轉維護費為每度電0.5709元，20年均化運轉維護費為每度電0.6269元(已考量每年物價上漲率2%)，假設國內年售電量為2,400度/瓩，則年運轉維護費為1,505元/瓩。
- (3)建議104年度陸域型10瓩以上風力發電20年均化後之年運轉維護費為1,505元/瓩，若按期初設置成本59,800元/瓩計算，則占期初設置成本比例為2.52%。

註：發電狀況的差異將會影響風力機組零件的磨損情形，故國外許多研究報告均以風場相對應之發電量來評估風力發電的運轉維護費，據以計算每發一度電所需負擔之運轉維護費。

二、陸域型10瓩以上

(三)年售電量

1.103年度審定會使用參數值：2,400度/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：2,400度/瓩

3.資料參採說明

- (1)考量未來國內待開發之風場，其風況可能不及早期風場，故針對國內100年以後開始商轉之新風場資料進行整理，統計101年平均年發電量為2,680度/瓩，102年平均年發電量為2,634度/瓩，2年平均年發電量為2,657度/瓩。
- (2)根據美國能源部2014年最新報告，風力發電隨著時間推移產生技術進步，使風力發電的容量因數有逐年上升趨勢，且自2002年起風力發電的容量因數平均值均高於30%(相當於2,628度/瓩)。
- (3)根據國內100年以後開始商轉之新風場資料，近2年平均年發電量與美國能源部報告數值相當，惟考量我國推廣目標量達成狀況未如預期，基於鼓勵風力發電產業之發展，建議104年度風力發電陸域型10瓩以上年售電量仍維持2,400度/瓩。

三、離岸型

(一)期初設置成本

1.103年度審定會使用參數值：15.85萬元/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：16.92萬元/瓩

3.資料參採說明：

- (1)民營業者所提供之兩部4MW示範機組的報價約為22.16萬元/瓩，惟兩部示範機組因缺乏規模經濟，設置成本相對偏高，故建議不予納入參採。
- (2)參酌業者建議，考量丹麥的電網連接成本係由國家電網負擔，其設置成本不包含併網成本；德國的電網連接成本則由風場開發商負擔，其設置成本已包含併網成本，故建議可將德國風場的設置成本與英國風場考量併網後之成本資料一同納入參採。
- (3)蒐集2010-2014年德國離岸風力期初設置成本資料共4筆，剔除3筆離岸距離超過40公里之極端數據後，剩餘1筆資料，與英國考量併網後之10筆期初設置成本資料一同計算平均為16.77萬元/瓩(已包含併網成本)，加計103年度審定會採用之漁業補償成本0.15萬元/瓩後，共計16.92萬元/瓩。
- (4)根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2013)預測，英國第二期離岸風力期初設置成本年平均降幅為0.4%。基於鼓勵業者投資意願，且國外發展現況亦與臺灣有所差異，故建議104年度期初設置成本不依國際成本趨勢調整，則期初設置成本為16.92萬元/瓩。

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.103年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.48%

2.104年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3.34%

3.資料參採說明

- (1)蒐集2012~2014年國際運轉維護費資料共8筆，介於1,579元/瓩~9,587元/瓩，剔除極端值與評估報告數據後，共剩餘3筆資料(均屬均化後之費用)，年運轉維護費平均為5,463元/瓩。
- (2)根據國外2011年研究，除役成本約3,683元/瓩，以20年平均分攤方式計算，即每年每瓩分擔184元。
- (3)加計除役成本後為5,647元/瓩，依104年度建議之期初設置成本16.92萬元/瓩計算，建議104年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為3.34%。

三、離岸型

(三)年售電量

1.103年度審定會使用參數值：3,300度/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：3,400度/瓩

3.資料參採說明

(1)審定會歷年參採之澎湖「中屯風力發電示範系統」近12年平均年發電量約3,701度/瓩，近3年的平均年發電量為3,633度/瓩，近1年亦有3,413度/瓩。

(2)綜合考量離岸風力歲修期間較長、線損率較高，以及發電量應優於陸域單機容量600kW之澎湖風力下，建議104年度離岸型年售電量可調整為3,400度/瓩。

肆、生質能及其他再生能源發電

一、生質能

(一)無厭氧消化設備-期初設置成本

1.103年度審定會使用參數值：5.7萬/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：5.7萬元/瓩

3.資料參採說明

(1)本年度無新增案例，依據參數資料參採原則，建議104年度審定會援用103年度之水準，即5.7萬元/瓩。

(2)另依據DECC、IRENA及IEA的資料，預估生質能發電之期初設置成本持續下降、平均每年降幅在0.48-2.80%之間，考量我國尚無新增案例，故不依國際降幅調整。

肆、生質能及其他再生能源發電

一、生質能

(二)無厭氧消化設備-年運轉維護費

1.103年度審定會使用參數值：占期初設置成本11.2%

2.104年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本11.2%

3.資料參採說明

(1)本年度無新增案例，依據參數資料參採原則，建議104年度審定會援用103年度之水準，即為11.2%。

(2)依據IRENA及BNEF資料，年運轉維護費占期初設置成本比例介於3-18.7%之間，本年度數值介於國際區間當中。

肆、生質能及其他再生能源發電

一、生質能

(三)無厭氧消化設備-年售電量

1.103年度審定會使用參數值：5,300度/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：5,300度/瓩

3.資料參採說明

(1)本年度無新增案例，依據參數資料參採原則，建議104年度審定會援用103年度之數值，即5,300度/瓩。

(2)依據IRENA、BNEF及REN21之資料，年售電量介於4,380-7,884度/瓩之間，本年度數值介於國際區間當中。

肆、生質能及其他再生能源發電

一、生質能

(一)有厭氧消化設備-期初設置成本

1.103年度審定會使用參數值：22.48萬元/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：23.27萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度新增國內有厭氧消化設備案例資料2筆，與103年度審定會參採之3筆國內資料平均後，建議104年度審定會期初設置成本數值為23.27萬元/瓩。
- (2)依據DECC、IRENA及IEA預估生質能發電之期初設置成本持續下降，平均每年降幅在0.48-2.80%之間，為鼓勵發展，建議不依國際趨勢調降。

肆、生質能及其他再生能源發電

一、生質能

(二)有厭氧消化設備-年運轉維護費

1.103年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.23%

2.104年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.99%

3.資料參採說明

- (1)本年度參採3筆案例，平均後為5,731元/瓩；若考量物價上漲因素2%計算，20年均化後之年運轉維護費為6,962元/瓩，依104年度審定會建議之期初設置成本23.27萬元/瓩計算，占期初設置成本比例為2.99%。
- (2)依據IRENA及日本審定會資料，年運轉維護費占期初設置成本比例介於2.1-7%之間，本年度數值介於國際區間當中。

肆、生質能及其他再生能源發電

一、生質能

(三)有厭氧消化設備-年售電量

1.103年度審定會使用參數值：7,900度/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：7,700度/瓩

3.資料參採說明

(1)本年度新增國內A公司之案例，與現有資料合併計算取整數後仍為7,900度/瓩(扣除一年歲修時間，計算方式為330日/365日，按其比例再乘上8,760度/瓩)。

(2)惟發電機組全功率運轉仍有其限制，主要受到溫度影響，其效率約為全功率運轉之97%-98%，若以均值97.50%計算後，實際運轉時數為7,703度/瓩，建議104年度有厭氧消化設備之年售電量可取整數調整為7,700度/瓩。

(3)依據REN21及EPA之資料顯示，沼氣發電之容量因數約在20-95%之間，年運轉時數介於1,752-8,322度/瓩之間，本年度數值介於國際區間當中。

肆、生質能及其他再生能源發電

二、川流式水力

(一)期初設置成本

1.103年度審定會使用參數值：6.8萬元/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：6.8萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度新增國內1筆資料惟屬評估數據，其餘資料各因建造中評估數據、資料年度超過3年以上或屬未商轉等因素而皆不予參採，依據參數資料參採原則，建議104年度審定會援用103年度之水準，即為6.8萬元/瓩。
- (2)依據DECC、IRENA及IEA資料皆預估水力發電期初設置成本變化趨勢應屬持平。

肆、生質能及其他再生能源發電

二、川流式水力

(二)年運轉維護費

1.103年度審定會使用參數值：占期初設置成本6.6%

2.104年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本6.6%

3.資料蒐集及分析

(1)本年度蒐集台電公司100-102年度川流式水力年運轉維護費用資料，並按過去之樣本選取原則，剔除總裝置容量超過10MW場址資料後，求得單位之年運轉維護費為3,185元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之費用為3,869元/瓩，於104年度審定會審定之期初設置成本6.8萬元/瓩下，占期初設置成本比例5.7%，惟為鼓勵業者投資，建議104年度仍維持103年度之水準，即占期初設置成本比例為6.6%。

(2)依據BNEF、IEA、IRENA及日本審定會等國際資料，剔除裝置容量超過10MW資料後，年運轉維護費占期初設置成本比例0.4-8.6%之間，本年度數值介於國際區間當中。

肆、生質能及其他再生能源發電

二、川流式水力

(三)年售電量

1.103年度審定會使用參數值：4,200度/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：4,200度/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度蒐集100至102年之台電公司、B公司川流式水力發電量資料，並按過去之樣本選取原則，剔除總裝置容量超過10MW場址資料後，單位年運轉時數為4,335度/瓩，然目前國內尚未有新增商轉案例，故為鼓勵國內業者設置，建議104年度仍維持103年度之水準，即4,200度/瓩。
- (2)依據BNEF、IRENA、GlobalData等國際資料，年運轉時數介於1,752-8,322度/瓩之間，本年度數值介於國際區間當中。

肆、生質能及其他再生能源發電

三、地熱能

(一)期初設置成本

1.103年度審定會使用參數值：24.12萬元/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：24.12萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度未有新增案例，依據參數資料參採原則，建議104年度審定會援用103年度之數值，即24.12萬元/瓩。
- (2)依據DECC、IRENA、IEA與GEA，皆預估地熱發電之期初設置成本因技術發展成熟及再生能源普及而呈現小幅下降趨勢，惟考量國內尚無新設運轉案例、鼓勵業者設置之情形下，故不依國際降幅調降。
- (3)另關於業者反映初期探勘之不確定性，導致成本變動劇烈之情形，102年1月實施之『地熱能發電系統示範獎勵辦法』，針對地熱能探勘鑽鑿以專案補助，以每瓩5萬元、上限5,000萬為補助方式，且不需返還，應可降低業者探勘鑽鑿之風險，以鼓勵業者投資與推廣目標達成。

肆、生質能及其他再生能源發電

三、地熱能

(二)年運轉維護費

1.103年度審定會使用參數值：占期初設置成本4.89%

2.104年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本4.89%

3.資料參採說明

(1)本年度無新增案例，故仍以工研院報告評估數據為準，以該最新數據9,500元/瓩為準，考量物價上漲率2%計算，20年均化後之年運轉維護費用為11,541元/瓩。

(2)溫泉取用費本年度仍以宜蘭縣政府之「回注水量差額計費」方式求得242元/瓩(242元=9元/噸×0.1噸/度×4.2%×6,400度/瓩，且不隨物價調整)。水利署目前針對「溫泉取用費徵收費率及使用辦法」正研擬修法，將以回注水量是否達70%為區分，經試算費用介於64-320元/瓩，經換算占期初設置成本比例後與現行參採數值差異不大，故建議仍援用過去計算方式，待新法修正通過後再重新評估。

(3)綜上，本年度年運轉維護費共為11,783元/瓩，依104年度地熱發電期初設置成本24.12萬元/瓩計算，建議年運轉維護費占期初設置成本比例為4.89%；依據BNEF、GlobalData之國際資料，年運轉維護費占期初設置成本比例1-24.3%之間，本年度數值介於國際區間當中。

肆、生質能及其他再生能源發電

三、地熱能

(三)年售電量

1.103年度審定會使用參數值：6,400度/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：6,400度/瓩

3.資料參採說明

(1)本年度無新增案例，依據參數資料參採原則，建議104年度審定會援用103年度之數值，即6,400度/瓩。

(2)依據BNEF、GlobalData之國際資料，年運轉時數介於4,380-8,322度/瓩之間，本年度數值介於國際區間當中。

肆、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物

(一)期初設置成本

1.103年度審定會使用參數值：7.9萬元/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：7.9萬元/瓩

3.資料參採說明

(1)本年度無新增資料，依參數資料參採原則，建議104年度審定會援用103年度之數值，即7.9萬元/瓩。

(2)依據DECC與IEA資料趨勢一致，皆預估廢棄物發電期初設置成本將持續下降，惟為鼓勵國內業者設置，故不依國際趨勢調整。

肆、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物

(二)年運轉維護費

1.103年度審定會使用參數值：占期初設置成本17.9%

2.104年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本17.9%

3.資料蒐集及分析

(1)本年度無新增資料，依據參數資料參採原則，建議104年度審定會援用103年度之數值，即17.9%。

(2)依據BNEF、EIA、日本審定會等國際資料，年運轉維護費占期初設置成本比例1.2-7.1%之間，優於國際水準。

肆、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物

(三)年售電量

1.103年度審定會使用參數值：7,300度/瓩

2.104年度分組會議共同意見建議數值：7,300度/瓩

3.資料參採說明

(1)本年度無新增案例，依據參數資料參採原則，建議104年度審定會援用103年度之數值，即7,300度/瓩。

(2)依據REN21年運轉時數介於4,380-7,884度/瓩，本年度數值介於國際區間當中。

伍、躉購費率相關議題

議題一：陸域10瓩以上風力發電目標達成獎勵機制

一、緣起

- (一)103年業者提出「再生能源發展條例第9條第1項規定之目標達成應反應於躉購費率計算公式」之意見。
- (二)根據「再生能源發展條例」第9條規定及躉購費率審定原則，可視推廣目標達成情形，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (三)根據104年度第一次審定會決議，104年度延續103年度陸域10瓩以上風力發電費率加成獎勵機制，惟費率加成比例及適用年限納入風力發電分組會議討論，做成共同意見續提交至審定會確認。

二、103年度作法

- (一)業者必須於103年度簽約且於107年12月31日以前完工併聯運轉者才可適用費率獎勵機制。
- (二)以100年度費率高於103年度費率之百分比做為一固定加成數值，搭配有條件限制之前高費率做法，將未來20年每年提高之固定加成數值攤提至前5年(即103~107年)反映，做為獎勵比例，費率獎勵加成為3.6%。

伍、躉購費率相關議題

三、104年度建議作法

- (一)基於鼓勵業者在簽約後盡快完工併聯運轉，以達成政策目標，建議於104年度簽約者，維持107年12月31日以前完工併聯運轉者才可適用目標達成之費率獎勵機制。
- (二)考量103年度獎勵機制加成下，陸域10瓩以上風力發電躉購費率可加成3.6%，故建議104年度獎勵機制可維持躉購費率加成3.6%。

四、提請討論

伍、躉購費率相關議題

議題二：陸域10瓩以上風力發電「年售電量」使用參數考量次級風場

一、緣起

- (一)民營業者表示目前已有部分商轉之風場滿發時數不到2,000小時，建議年售電量參數必須考量次級風場的情況來訂定。
- (二)第1次分組會議中專家學者指出未來陸地風力開發將以風速較低的區域為主，建議可透過設置測風塔輔以國外認證，依不同風況給予差異費率。

二、國際案例

國家	類別	期間	制度說明	費率說明
德國	陸域風力	20年	前5年採高費率，並根據前5年實際產電狀況延長高費率之年限，當發電量低於法定標準越多者將可獲得越長久的高費率躉構期間。 ➤特色：依據風機型號與實際發電狀況調整前高費率期間。	➤ 前5年起始費率：8.9歐分/度。 ➤ 基礎費率：4.95歐分/度。 ➤ 根據個案前5年實際發電量較「參考產值」的130%減少的部分，每0.36%可延長1個月的起始費率期間，並且在實際發電量低於「參考產值」的100%時，每少0.48%則可再延長1個月的起始費率期間。
法國	陸域風力	15年	前10年採高費率，並根據前10年實際產電狀況調降後5年費率，當發電量高於法定標準越多者後5年將適用越低之費率。 ➤ 特色：依據實際發電狀況調降後5年費率水準。	➤前10年：8.2歐分/度。 ➤後5年：根據個案前10年平均 ■ 滿發時數≤2,400小時：8.2歐分/度。 ■ 滿發2,400~2,800小時：線性差補。 ■ 滿發時數2,800小時：6.8歐分/度。 ■ 滿發2,800~3,600小時：線性差補。 ■ 滿發時數3,600小時：2.8歐分/度。

德國範例說明：假設參考產值為2,400度，當實際發電量為2,200度時，則可延長100.7個月的起始費率期間。
$$(130\% - 100\%) / 0.36\% + [(2,400 - 2,200) / 2,400] / 0.48\% = 100.7$$

資料來源：

1. BMWi (2014), Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)

2. Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre

伍、躉購費率相關議題

三、104年度建議作法

風場營運自併聯日起，每5年為一期，第一期以年售電量2,400度/瓩計算躉購費率，第二期之年售電量則以第一期實際平均年售電量計算，並以2,400度/瓩及2,200度/瓩為其上下限值，據以計算第二期躉購費率，第三期及第四期依此類推，適用費率及費率調整公式如下：

前一期平均年售電量 (度/瓩)	費率及費率調整公式 (元/度)
≥ 2,400	2.6699
2,200~2,400	$\frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費}}{\text{前一期平均年售電量}}$ 註：以上公式係依104年度審定會參採參數值計算。 期初設置成本為5.98萬元，運維比例為2.52%。
≤ 2,200	2.9126

四、提請討論

伍、躉購費率相關議題

議題三：離岸風力躉購費率結構考量階梯式(前高後低)設計

一、緣起

- (一)我國離岸風電產業尚未成熟，國內銀行團對於離岸風電的態度亦相對保守，導致專案貸款年限相對較短(大約7~10年)。
- (二)離岸風力發電業者建議仿效德國採前高後低費率，解決風場營運前幾年現金流出遠高於現金流入導致營運困難之問題。
- (三)基於我國目前係以千架海陸風機設置為政策優先推動方向，故風力發電分組可就離岸風力費率採前高後低作法進行研析。

二、國際案例

- (一)德國自2000年通過「再生能源法」時，即針對風力發電躉購作階梯式費率設計，據以降低業者投資初期的融資還款壓力，並依據離岸距離及水深延長前高費率期間，藉以鼓勵風場開發。
- (二)德國制度簡介

類別	躉購期間	制度說明	費率說明
離岸風力	20年	➢ 一般模式：前12年採高費率，後8年採基礎費率。 ➢ 加速模式：前8年採加速模式高費率，後12年採基礎費率。(2019年以前可選擇加速模式) ➢ 根據離岸距離及水深深度延長前高費率期間。	➢ 高費率：15.4歐分/度。 ➢ 加速模式高費率：19.4歐分/度。 ➢ 基礎費率：3.9歐分/度。 ➢ 離岸距離超過12海里者，每多一海里延長0.5個月高費率、水深超過20公尺者，每多一公尺延長1.7個月高費率。

伍、躉購費率相關議題

三、制度設計

(一)目的

為減輕業者償還銀行貸款之負擔，確保風場正常營運，並同時顧及降低政府財政負擔、確保業者無超額利潤，以及避免產生道德風險與法律問題。

(二)目標式

104年目標量(15MW)全期基金支出補貼電業金額極小化(降低政府財政負擔)。

(三)限制式

- 1.階梯式費率與平均躉購費率的計畫淨現值相同(確保業者無超額利潤)。
- 2.銀行還款年限與前期躉購費率期限固定為7~10年(減輕業者償還銀行貸款之負擔)。
- 3.各年累計淨現金流入大於零(確保風場正常營運)。
- 4.各年往後剩餘總收入大於剩餘總支出(避免產生道德風險)。
- 5.後期躉購費率不低於104年度下限費率2.6338元/度(避免產生法律問題)。

(四)假設條件

- 1.假設平均躉購費率為5.7405元/度、期初設置成本為16.92萬元/瓩、運維比例為3.34%、年售電量為3,400度/瓩、平均資金成本率為5.25%(銀行融資比例70%，融資利率為3.38%)。
- 2.風力發電設備耐用年數為九年，設備折舊殘值占資產購價比10%。
- 3.2015年迴避成本為2.57元/度，且迴避成本年平均成長率為2%。

伍、躉購費率相關議題

四、試算結果

前期躉購費率期限為7~10年下之費率水準

階段式躉購費率					平均躉購費率
前期躉購費率期限	7年	8年	9年	10年	
前期躉購費率(元/度)	8.3908	7.8104	7.4197	7.1085	5.7405
後期躉購費率(元/度)	3.3908	3.4586	3.4586	3.4586	5.7405
20年基金總支出(億元)	21.13	21.55	21.98	22.41	26.71
前期平均每年基金支出(億元)	2.8874	2.5772	2.3636	2.1903	
後期平均每年基金支出(億元)	0.0702	0.0776	0.0639	0.0505	
全期平均每年基金支出(億元)	1.0563	1.0774	1.0988	1.1204	1.3355

- 階段式費率會使後期費率低於迴避成本，且基金提前支付亦會產生時間價值效果，故基金支出得以減少。
- 當前期躉購費率期限為7年時，20年基金總支出相對較少，但前期平均每年基金支出則會大幅提高。
- 為避免基金支出於短時間內遽增，決議前期躉購費率期限可採10年。
- 為確保風場於後低費率期間亦能維持營運，故已於制度設計時考量相關限制條件，且風場發電量係完全仰賴天候狀況，亦可避免產生道德風險。

五、104年度審定會決議

決議離岸風力於104年度簽約者，可依意願與經營電力網之電業就「平均躉購費率」及「階段式費率」擇一簽訂購售電合約。104年度離岸風力的「平均躉購費率」為5.7405元/度；「階段式躉購費率」為前10年7.1085元/度，後10年3.4586元/度。

附件5：
「平均資金成本率」使用參數建議

壹、平均資金成本率

一、103年度審定會使用參數：5.25%

二、104年度第2次審定會建議數值：5.25%

三、資料參採說明

(一)公式說明

- 1.平均資金成本率(Weighted Average Cost of Capital, WACC)係指依照各類資金占總資本比例，加權平均所得之平均成本。
- 2.資金分為外借及自有資金，故WACC為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均。
- 3.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，其計算公式如下：

$$\begin{aligned} WACC &= R_O \times W_O + R_I \times W_I \\ &= R_O \times W_O + (R_O + \beta) \times W_I \\ &= (R_f + \alpha) \times W_O + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I \end{aligned}$$

$$\text{且 } W_O + W_I = 1 \quad R_O = R_f + \alpha \quad R_I = R_f + \alpha + \beta$$

其中 W_O 為外借資金比例 W_I 為自有資金比例

R_O 為外借資金利率 R_I 為自有資金報酬

R_f 為無風險利率 β 為風險溢酬

α 為信用風險加碼

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(一)公式說明

4.參數說明

- (1) 無風險利率：屬於中性之參數，指該國資本市場風險最低之標的，因再生能源開發計畫屬於長期投資，故一般以10年期政府公債殖利率為標竿。
- (2) 外借資金及自有資金比例：外借及自有資金比例一般而言係根據融資金額、企業信用評等及還款能力進行評估。
- (3) 銀行融資信用風險加碼(α 風險)：指銀行對投資計畫的融資加碼， α 風險係根據企業的信用評等或投資計畫之風險議定進行評估。
- (4) 業者風險溢酬(β 風險)：指投資者主觀認為事業經營風險之高低，在市場上並無一定的數值標準，故須選擇與投資事業型態相似或風險程度相當的案例作為比較標竿進行評估。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(二)業者反映意見與處理

1.業者意見整理

參數	業者反映意見
無風險利率	各類再生能源業者皆對此參數無異議
外借與自有資金比例	太陽光電業者、離岸風力業者提出外借資金比例無法達到70%
銀行融資信用風險加碼 (α 風險)	太陽光電業者、離岸風力業者提出其 α 風險應高於目前適用之信用評等等級之加碼
業者風險溢酬 (β 風險)	太陽光電業者、離岸風力業者提出因各類再生能源之特性與營運方式不同應據其特性分別訂定風險溢酬，且目前所訂之風險溢酬值尚不足以完全反映風險

根據前述，104年度部分太陽光電及部分離岸風力業者皆對外借資金比例、 α 風險及 β 風險提出意見，然太陽光電業者僅提出數據建議，並未提供相關合理佐證資料或參考文獻；離岸風力業者則有提供相關參考文獻。故將針對外借資金比例、 α 風險及 β 風險等三項參數，是否區分為一般再生能源及離岸風力兩類別進行分析。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(二)業者反映意見與處理

2.處理作法

參數	回覆與處理
無風險利率	為該國資本市場風險最低標的，且各類再生能源業者皆對此參數無異議，故不區分能源別討論，並援用103年度計算方式僅更新年度資料。
外借與自有資金比例	此為銀行根據融資金額、企業信用評等及還款能力進行評估，且離岸風力業者提出調整建議，故將分為一般再生能源及離岸風力兩類，並參考國內外案例進行評估分析。
銀行融資信用風險加碼 (α 風險)	此為銀行根據企業的信用評等或投資計畫之風險議定對投資計畫的融資加碼，且離岸風力業者提出調整建議，然企業的信用評等屬開發商各自經營概況，不應以個案影響通案，而投資計畫之風險議定則具有各類再生能源皆受到躉購20年之保證，故此項目將不區分能源別討論，並援用103年度計算方式僅更新年度資料。
業者風險溢酬 (β 風險)	此為投資者主觀認為事業經營風險之高低，且離岸風力業者提出調整建議，根據103年第一次審定會決議離岸風力之風險確實高於其他再生能源，故將分為一般再生能源及離岸風力，參考國內外案例進行評估。

- 
1. 無風險利率、 α 風險將不區分能源別，並援用103年度計算方式，僅更新年度資料。
 2. 外借與自有資金比例、 β 風險分為一般再生能源及離岸風力兩類，參考國內外案例進行評估。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(三)參數資料蒐集說明

1.無風險利率

- (1) 基於躉購年限為期20年，應以長期穩定觀察及避免數值波動過大為原則。
- (2) 參採標準與過去審定會一致，計算過去三年之10年期政府公債殖利率平均值，即民國101年至103年(1-6)月三年平均值計算為1.38%。

104年度無風險利率建議數值，各類再生能源均設定為1.38%。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(三)參數資料蒐集說明

2.外借資金及自有資金比例

(1)一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)

A. 國外案例

(A)根據Fraunhofer ISE(2013)資料，德國太陽光電、陸域風力及生質能自有資金比例平均為26.7%。

(B)NREL(2010)對地熱發電設置案進行調查，自有資金比例約為30%。

(C)根據日本再生能源收購價格等估算委員會(2012)資料，太陽光電、陸域風力、地熱、生質能及小水力自有資金比例平均為32%。

B. 國內案例

參考國內各銀行對不同的政策性貸款，最高貸款成數約為80%。

(2)離岸風力

A. 國外案例

(A)根據Fraunhofer ISE(2013)資料，德國離岸風力之自有資金比例為40%。

(B)根據日本再生能源收購價格等估算委員會(2012)資料，離岸風力之自有資金比例為40%。

B. 國內案例

(A)參考國內典型大型專案投資計畫，以台灣高鐵為例，預算中自有資金比例為24.4%。

(B)國內離岸風力示範獎勵投標廠商所提供之財務規畫資料，各家廠商之自有資金比例介於20~30%。

綜合考量國內外案例，一般再生能源及離岸風力之自有資金比例平均皆接近30%，且由於國內投資貸款情勢今年並無多大變化，故建議104年度外借與自有資金比例建議數值，一般再生能源及離岸風力均設定為70%：30%。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(三)參數資料蒐集說明

3.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

- (1) 援用103年度以利息保障倍數分析 α 風險，再生能源開發案可視為銀行融資信用風險加碼中的新興投資計畫案，銀行會將新興投資計畫案之信用評等列於twBB至twBBB之程度，故 α 風險介於1.50%~2.00%之間。
- (2) 受到銀行資料限制無法蒐集銀行對新興投資計畫之 α 風險值，故蒐集國內資本市場公債及信用評等twBBB之公司債利率水準資料並加以分析，其101年、102年及103年(1-6月) α 風險三年平均為1.24%。
- (3) 基於鼓勵再生能源發展，建議104年度援用過去將 α 風險設定為2.00%，未來仍將持續蒐集各類再生能源實際融資資料後再視情況調整。

104年度 α 風險建議數值，各類再生能源皆為2.00%。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(三)參數資料蒐集說明

4.業者風險溢酬(β 風險)

(1)一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)

A. 國外案例

(A)參採案例係以發展環境及經驗較成熟之國家為主，下表國外案例以該國的自有資金報酬率減去該國當時的外借資金利率水準，推導出 β 風險。

標竿	德國2013年 陸域風力 ¹	德國2013年 PV ¹	德國2013年 生質能 ¹	中國 陸域風力 (下限) ²	中國 陸域風力 (上限) ²	中國 陸域風力 (中間值) ²	西班牙2011 PV電廠 ³	日本2012再生能 源能源收購價格 等估算委員會 ⁴
自有資金報酬率(%)	9	8	9	8	10	9	11.41	n/a
β 風險 (%)	4.5	4	4.5	4.71	6.71	5.71	5.365	5.3~6.3

註：日本再生能源收購價格等估算委員會表示，具中度風險的發電設施，最初三年 β 設定為7-8%，三年後追加措施取消調回5~6%，故5.3~6.3%做為本研究以躉購期間20年之平均水準。平成26年(2013年)日本資料並未更新此部分。

資料來源：1.Fraunhofer ISE(2013), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."

2.國家發展改革委能源研究所(2010), "可再生能源電力價格和費用分攤機制研究。"

3.Gerog Simon Ohm University of Applied sciences Nuremberg(2011), "Photovoltaic Solar Energy in Spain"

4.日本再生能源收購價格等估算委員會(2012), "2012年度收購價格及收購期間相關意見。"

(B)分析國際案例，德國PV、陸域風力及生質能介於4%~4.5%；中國大陸風力之中間值至上限範圍為5.71~6.71%；西班牙PV電廠為5.365%；日本再生能源能源收購價格等估算委員會所採用之 β 風險為5.3~6.3%，整體而言，與我國發展環境相近的亞洲國家其 β 風險大致介於5~7%之間。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(三)參數資料蒐集說明

4.業者風險溢酬(β 風險)

(1)一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)

B. 國內案例

(A)參考國內一般新興投資開發案作為案例分析如下表所示，以個案例評估之自有資金報酬率，減去個案當時之外借資金利率水準，進而推估 β 風險值。

	桃園航空客貨運園區 (興建年度民國87年平均銀行牌告 之基準放款利率7.9估算) ¹	宜蘭縣政府 清水地熱發電ROT案 ²	汙水下水道 BOT案例 ³
自有資金 報酬率(%)	13.68	10	10.00
β 風險(%)	5.78	6.267	6.710

資料來源：1.黃明聖(2010)，「交通建設BOT之財務融資與財務調整」。

2.宜蘭縣政府、Mott MacDonald(2011)，「宜蘭縣清水地熱發電 BOT案前置規劃計畫委託案」。

3.胡思聰(2007)，「污水下水道系統以BOT方式興建之研析」。

(B)再生能源投資雖受政府以躉購制度保障，但仍承擔其發電效益、建置、營運管理等風險，故參考國內一般新興開發案例應屬合理。參採前述3筆開發案例， β 風險介於5.78~6.71%，併同考量103年度審定會之 β 值6.234%，4筆資料取平均值約為6.248%。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(三)參數資料蒐集說明

4.業者風險溢酬(β 風險)

(1)一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)

C. 參採建議

(A) β 風險參數為反映企業經營投資風險，我國再生能源產業及躉購費率制度近年變化不大，政經環境尚稱穩定，同時參考國際經驗， $\beta=6.248\%$ 介於國際範圍5~7%，且屬中上水準。

(B)為鼓勵再生能源發展，建議104年度一般再生能源 β 風險為6.248%。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(三)參數資料蒐集說明

4.業者風險溢酬(β 風險)

(2)離岸風力

A. 案例分析

由於前述分析離岸風力風險高於一般再生能源，且國內離岸風力尚未商轉，故直接參考國際經驗，以各案例之自有資金報酬率，減去各案例之外借資金利率水準，104年度參考4筆離岸風力國際研究資料，如下表所述：

標竿	荷蘭2007年 Prinses Amalia ¹	德國2013年 離岸風力 ²	英國2011年離岸風力 PWC評估報告 ³	歐洲2008~2009年 離岸風力 ⁴
自有資金報酬率(%)	14	12	10.9	15
β 風險(%)	7	7	7.1	9

資料來源：

- 1.NREL Technical Report (2011),” IEA Wind Task 26 Multi-national Case Study of the Financial Cost of wind Energy ”
- 2.Fraunhofer ISE(2013), “Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies.”
- 3.PWC(2012), “Offshore wind cost reduction pathways study.”
- 4.Levitt, A.C et al.(2011), “ Pricing offshore wind power. Energy Policy.”

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(三)參數資料蒐集說明

4.業者風險溢酬(β 風險)

(2)離岸風力分析

B. 參採建議

- (A)荷蘭、德國與英國 β 風險值分別為7%、7%、7.1%，由於荷、德及英在風力發電領域發展甚早，在技術及資源上是相對領先國家，故我國現階段之 β 風險應高於7%。
- (B)歐洲2008~2009年離岸風力設置案例分析係以該期間之歐洲案例及國家經濟條件作為研究資料，然該期間正值全球金融風暴，結構性風險高，故該筆資料不予參採。
- (C)綜合上述，建議以荷蘭、德國及英國三案例之平均，即 $\beta=7.033\%$ 為離岸風力之 β 風險。
- (D)目前國內兩家離岸風力業者皆適用「風力發電離岸系統示範獎勵辦法」，預計將適用104年度躉購費率，惟該辦法已達降低業者風險之目的，故針對示範獎勵獲獎業者，應先將示範獎勵辦法之效果計入，以避免重複補貼。

104年度 β 風險建議數值，一般再生能源6.248%；離岸風力(尚未計算示範獎勵效果)7.033%。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(三)參數資料蒐集說明

5.參數參採彙總

參數別	參採數值		參採說明
自有資金比例	30%		國內外典型專案投資計畫
外借資金比例	70%		
無風險利率	1.38%		十年期政府公債殖利率101年至103年(1-6月)三年平均數值
α 風險	2.00%		以利息保障倍數2.5倍為採用數值
β 風險	一般再生能源	6.248%	以國內桃園航空貨櫃園區、宜蘭清水地熱ROT、汙水下水道BOT及103年度審定會等案例之 β 數據，計算平均數值
	離岸風力	7.033% 尚未計算示範獎勵效果	

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(四)資料參採說明彙整

1.平均資金成本率計算

(1)一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)

A.β風險為6.248%時，計算如下：

$$30\%*(1.38\%+2.00\%+6.248\%)+70%*(1.38\%+2\%) = 5.2544\%$$

B.本年度計算數值為5.254%與103年度電能躉購費率計算公式使用WACC參數 5.25%接近，考量我國再生能源產業及躉購費率制度近年變化不大，政經環境尚稱穩定，建議104年度一般再生能源別之WACC參數維持103年度相同水準，即為**5.25%**。

(2)離岸風力

A.β風險為7.033%時，計算如下：

$$30%*(1.38\%+2.00\%+7.033\%)+70%*(1.38\%+2\%) = 5.4899\%$$

B.考量示範補助金應從躉購電價扣除之效果，另示範機組之補助金仍具時間價值，且示範風場所得之補助亦不需返還，故仍有降低風險之效果；銀行履約保證的金額需與獎勵金額相同，且示範機組的保證額度係逐年遞減至零，並不得超過15年期限；示範風場的保證額度亦為逐年遞減至零，並不得超過5年。

C.離岸風力若加計示範獎勵補助效果(考量示範機組及風場獎勵、銀行保證函相關費用)，WACC相當於由5.49%降低至5.24%，顯示於考量示範獎勵下之WACC已可反映離岸風電之風險，故建議104年度離岸風力之WACC仍維持為5.25%。

2.綜上，建議104年度一般再生能源及離岸風力之WACC參數數值皆為5.25%。

壹、平均資金成本率

三、資料參採說明

(四)資料參採說明彙整

3.參數比較表

	103年度審定會			104年度建議數值		
	參採數值(%)	參採資料	計算方式	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	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)	1.29	十年期政府公債殖利率	100年至102年(1-6月)三年平均數值	1.38	十年期政府公債殖利率	101年至103年(1-6月)三年平均為準
信用風險加碼(α)	2.00	中華信評twBB至twBBB之國內資本市場、10年期公司債、標準普爾評等	100年至102年(1-6月)之10年期、公司債與無風險利率之利差	2.00	中華信評twBB至twBBB之國內資本市場、10年期公司債	101年至103年(1-6月)之10年期、公司債與無風險利率之利差
風險溢酬(β)	6.234	一般再生能源 國內BOT案例及德、中、日、西、英、歐洲各國案例研究	以國內風險似之BOT案例值，簡單平均，並參考日本能源收購價格等估算委員會之採用範圍	一般再生能源	6.248	國內BOT案例及德、中、日、西、英、歐洲各國案例研究
		離岸風力 德國、荷蘭、英國、歐洲之設置案例研究資料，並考量風力發電離岸系統示範獎勵辦法	以德國數值為下限，歐洲設置案例為上限，取中間值，並加計風力發電離岸系統示範獎勵效果	離岸風力		德國、荷蘭、英國之設置案例研究資料，並考量風力發電離岸系統示範獎勵辦法
WACC	5.25	根據上列四項參數計算	自有資金比例 $\times (R_f + \alpha)$ + 外借資金比例 $\times (R_f + \alpha + \beta)$	5.25	根據上列四項參數計算	自有資金比例 $\times (R_f + \alpha)$ + 外借資金比例 $\times (R_f + \alpha + \beta)$

四、提請討論

貳、104年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

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/瓩年)	躉購期間(年)	平均資金成本率(%)
			第一期	第二期				
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 10$	<u>93,300</u> (99,500)	<u>88,100</u> (99,500)	<u>1.0</u> (0.8)	1,250 (1,250)	20 (20)	5.25 (5.25)
		$\geq 10 \sim < 100$	<u>78,000</u> (89,200)	<u>73,700</u> (89,200)				
		$\geq 100 \sim < 500$	<u>72,900</u> (84,000)	<u>68,900</u> (84,000)				
		≥ 500	<u>70,600</u> (72,700)	<u>66,700</u> (72,700)				
	地面型	無區分	<u>66,400</u> (68,400)	<u>62,800</u> (68,400)				

註：()內數字為103年度實際數值。

貳、104年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

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)	平均資金成本率(%)
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 10$	160,000 (160,000)	1.0 (1.0)	<u>1,750</u> (1,800)	20 (20)	5.25 (5.25)
		≥ 10	<u>59,800</u> (57,700)*	<u>2.52</u> (2.76)*	2,400 (2,400)		
	離岸	無區分	<u>169,200</u> (158,500)	<u>3.34</u> (3.48)	<u>3,400</u> (3,300)		
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000 (57,000)	11.2 (11.2)	5,300 (5,300)		
	有厭氧消化設備	無區分	<u>232,700</u> (224,800)	<u>2.99</u> (3.23)	<u>7,700</u> (7,900)		
川流式水力	--	無區分	68,000 (68,000)	6.6 (6.6)	4,200 (4,200)		
地熱	--	無區分	241,200 (241,200)	4.89 (4.89)	6,400 (6,400)		
廢棄物	--	無區分	79,000 (79,000)	17.9 (17.9)	7,300 (7,300)		

註1：()內數字為103年度實際數值。

註2：*103年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.67萬元/瓩，運維比例為2.81%。

註3：根據「台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點」之規定，風力發電設備併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(LVRT)，並自民國100年1月1日起施行，故104年度審定會不再另訂無加裝LVRT者適用之參數及費率。

參、104年度再生能源電能躉購費率試算

一、太陽光電電能躉購費率

類型	級距 (kW)	104年第一期躉 購費率試算 (元/度)	與103年第二 期比較 (%)	104年第二期躉 購費率試算 (元/度)	與第104年第一 期比較 (%)
屋 頂 型	$\geq 1 \sim < 10$	<u>6.8633</u> (7.1602)	-4.15	<u>6.4808</u> (7.1602)	-5.57
	$\geq 10 \sim < 100$	<u>5.7378</u> (6.4190)	-10.61	<u>5.4215</u> (6.4190)	-5.51
	$\geq 100 \sim < 500$	<u>5.3627</u> (6.0448)	-11.28	<u>5.0684</u> (6.0448)	-5.49
	≥ 500	<u>5.1935</u> (5.2316)	-0.73	<u>4.9066</u> (5.2316)	-5.52
地 面 型	無區分	<u>4.8845</u> (4.9222)	-0.77	<u>4.6197</u> (4.9222)	-5.42

註1：()內數字為103年度實際數值。

註2：104年度下限費率為2.6338元/度。

參、104年度再生能源電能躉購費率試算

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)	104年度躉購費率試算 (元/度)	與上年度比較 (%)
風力	陸域	$\geq 1 \sim < 10$	<u>8.4071</u> (8.1735)	+2.86%
		≥ 10	<u>2.6699</u> (2.6338)*	+1.37%
	離岸	無區分	<u>5.7405</u> (5.6076)	+2.37%
生質能	無厭氧消化設備	無區分	<u>2.6338</u> (2.5053)	+5.13
	有厭氧消化設備	無區分	<u>3.3803</u> (3.2511)	+3.97
川流式水力	無	無區分	<u>2.6338</u> (2.5053)	+5.13
地熱	無	無區分	4.9315 (4.9315)	0
廢棄物	無	無區分	2.8240 (2.8240)	0

註1：()內數字為103年度實際數值。

註2：*103年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，躉購費率為2.6000元/度。

註3：根據「台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點」之規定，風力發電設備併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(LVRT)，並自民國100年1月1日起施行，故104年度審定會不再另訂無加裝LVRT者適用之參數及費率。

註4：104年度下限費率2.6338元/度。

國際匯率表

	2010全年平均	2011全年平均	2012全年平均	2013全年平均	2014/1/2~ 2014/6/30平均
USD(美元)	31.642	29.464	29.614	29.77	30.261
EUR(歐元)	41.908	40.959	38.05	39.527	41.507
GBP(英鎊)	48.922	47.248	46.947	46.537	50.536
CAD(加幣)	30.716	29.775	29.638	28.909	27.607
AUD(澳幣)	29.025	30.392	30.663	28.74	27.722
CNY(人民幣)	4.6737	4.5599	4.6914	4.8049	4.9049
MYR(馬來西亞幣)	9.825	9.6287	9.5875	9.448	9.2721
JPY(日圓)	0.3605	0.3692	0.3711	0.305	0.2953
KRW(韓圓)	0.0274	0.0266	0.0263	0.0272	0.0289
SEK(瑞典克朗)*	4.379				
NOK(挪威克朗)*		5.2518	5.09285	5.0681	5.0095
NZD(紐西蘭幣)*	22.8318				
CHF(瑞士法郎)*	30.41532				
DKK(丹麥克朗)*	5.6384			5.3022	

註：採用我國中央銀行公告之「臺灣時間當日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。

報告完畢

