

會議紀錄附件

0

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3：105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4：105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6：105年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)

附件1： 第1次審定會會議結論辦理情形

2

壹、第一次審定會辦理情形

一、時間：104年7月14日上午9時30分

二、地點：經濟部簡報室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部沈次長榮津

四、出席名單：

林委員全能(吳副局長玉珍代理)、汪委員宗煌、沈委員維正、張委員羽伶、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、蔡委員政翰、蔡委員宏明、陳委員偉聖、江委員青瓚、張委員添晉、顧委員洋

五、列席名單：經濟部能源局、台灣經濟研究院

3

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，可以新聞稿或會議紀錄等適當方式公開，讓外界瞭解。

後續辦理情形：依決議，已於會議結束後發布會議紀錄。

(三)業者意見請納入分組討論，作為105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，包含：

1.太陽光電：

(1)太陽光電期初設置成本除採競標折扣率以外之評估方式

(2)是否訂定區域性差異化費率

2.風力發電：

(1)陸域10瓩以上風力發電：目標達成獎勵機制檢討

(2)離岸風力：是否訂定差異化平均資金成本率

3.生質能及其他再生能源：如何提升生質能及廢棄物之設置量

4

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105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江委員青瓚、胡委員耀祖及林委員全能擔任。

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)105年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持104年度計算公式不變。

後續辦理情形：遵照辦理。

(三)105年度再生能源電能躉購下限費率之訂定，納入第二次審定會進行討論。

後續辦理情形：遵照辦理。

附件2： 各再生能源分組會議辦理情形

6

壹、第1、第2及第3次分組會議辦理情形

組別		太陽光電	風力發電	生質能及其他 再生能源發電
第一次 會議時間		7/31下午	7/30下午	7/31上午
出席人員		審定委員、專家學者、產業代表		
討論議題		業界意見陳述並與專家及委員討論交流		
第二次 會議時間		8/11上午	8/13下午	8/12下午
出席人員		審定委員		
討論議題		躉購分類與容量級距檢討、「期初設置成本」使用參數建議		
第三次 會議時間		8/27上午	8/27下午	8/26下午
出席人員		審定委員		
討論 議題	共同 議題	「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數建議		
	各類 議題	1.逆變器納入「年運轉維護費」 2.區域費率之討論 3.9月競標得標業者上限費率權益保障之方式	1.躉購制度之獎勵機制討論 2.大型陸域風力下限費率適用之討論 3.離岸風力平均資金成本率討論	提升生質能與廢棄物發電設置量—混燒是否納入躉購對象之分析

7

貳、議題確認方式

一、原則性議題

關於躉購制度、審定費率之計算原則、審定原則、計算公式、下限費率等原則性議題將由審定會時共同討論，並作出決議。

二、各類再生能源之參數數值、級距與獎勵機制訂定等議題

關於各分組針對各類再生能源之參數數值、級距與獎勵機制訂定等議題之共同意見，納入後續討論案中提請確認。

8

附件3：

105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。」

10

貳、聽證會相關程序—預備聽證

關於聽證相關程序，104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105年度審定會維持104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：

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。

11

貳、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)	歷年爭議內容與 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。	

12

貳、聽證會相關程序—預備聽證

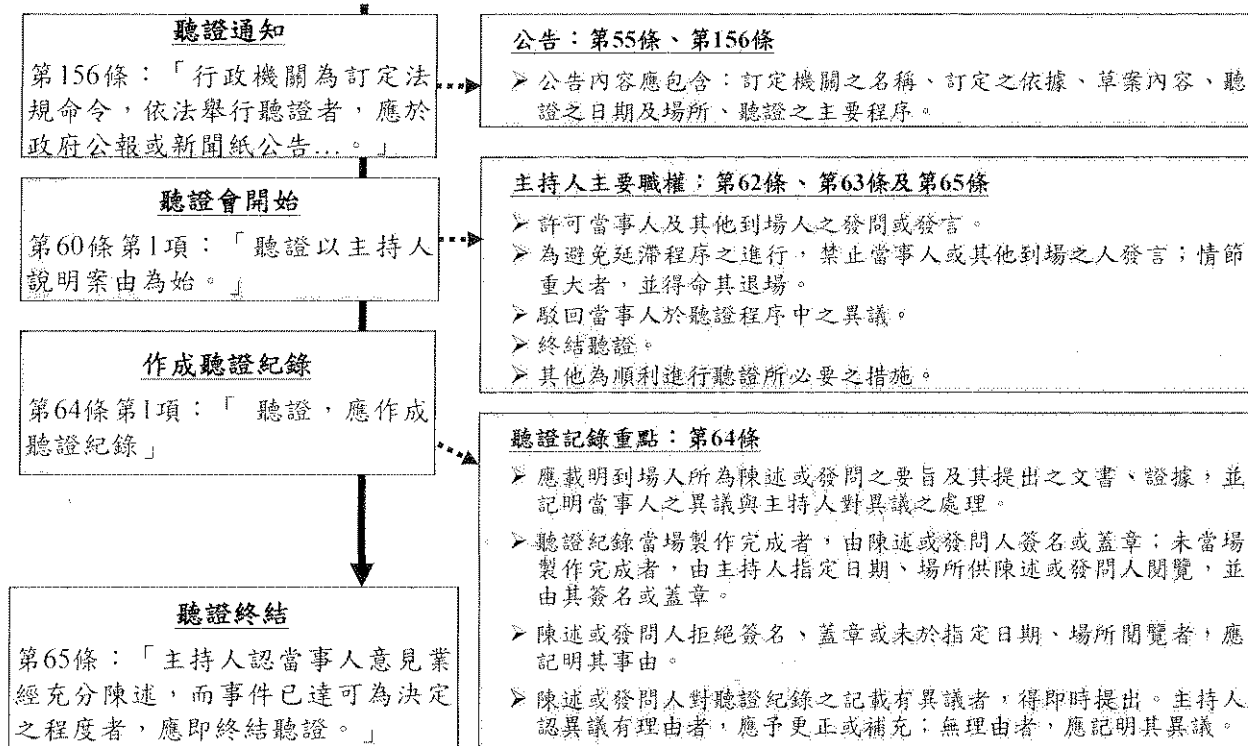
二、衡酌下列因素，尚無召開預備聽證之必要

預備聽證之目的 (行政程序法 §58 II)	歷年爭議內容與 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。
提出相關文書及證據	105年度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：已於6月2日函詢相關公、協會蒐集意見 ➢ 辦理分區業者座談會：已於6月23、24、25日召開北、中、南分區業者座談會 ➢ 審定委員現場勘查：7月22日、7月23日辦理審定委員現場勘查作業 ➢ 分組第1次會議：：7月30日、7月31日邀請各類別再生能源業者出席參加第1次分組會議
變更聽證之期日、 場所與主持人	目前無變更聽證期日、場所或主持人之必要

13

參、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



14

肆、聽證會作業規劃

聽證項目：105年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：(暫定) 104年10月23日(星期五) 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：105年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)
會議時間：(暫定) 104年10月23日(星期五) 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

16

附件4：

「105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)分組會議討論議題所做之共同意見，提請審定會予以確認參採。

18

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。

19

貳、躉購分類與容量級距

一、業者意見

(一)風力發電分組：建議陸域小型風電裝置容量調整為1-50kW，或至少比照日本採20kW，以提升經濟效益。

(二)生質能及其他再生能源分組：建議川流式水力發電區分費率級距，以鼓勵裝設。

二、躉購分類與容量級距檢討

(一)太陽光電分組：105年度分類與容量級距維持104年度相同方式。

(二)風力發電分組：考量英國、日本與德國陸域風力最小費率級距均高於我國，其中日本與我國風土民情較為相近，故建議比照日本級距分類，原則同意105年度陸域型區分為1kW以上不及20kW與20kW以上，離岸型則不區分。

(三)生質能及其他再生能源分組：

1.考量現行法規、技術規範與相關配套措施等問題，決議105年度不將混燒中生質能所發電能納入躉購對象中。

2.考量川流式水力發電區分級距可能造成部分級距無實際案例可茲參採，故原則同意105年度分類與容量級距維持104年度相同方式，但考量我國近三年潛在案例裝置容量皆不及2MW，故後續參數資料蒐集將以2MW作為篩選標準。

三、躉購分類與容量級距彙整表：

再生能源類別	104年度		105年度	
	分類	容量級距(瓩)	分類	容量級距(瓩)
太陽光電	屋頂型	≥1~<20	屋頂型	≥1~<20
		≥20~<100		≥20~<100
		≥100~<500		≥100~<500
		≥500		≥500
	地面型	無區分	地面型	無區分
風力發電	陸域	≥1~<10	陸域	≥1~<20
		≥10		≥20
	離岸	無區分	離岸	無區分
生質能	無厭氧消化設備	無區分	無厭氧消化設備	無區分
	有厭氧消化設備	無區分	有厭氧消化設備	無區分
川流式水力	--	無區分	--	無區分
地熱	--	無區分	--	無區分
廢棄物	--	無區分	--	無區分

20

參、太陽光電

一、期初設置成本

(一)104年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)105年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	104年度審定會使用參數值		105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20瓩	93,300	90,700	76,100	74,600	-16.10	-1.97
	20瓩以上未達100瓩	78,000	75,800	61,200	60,000	-19.26	-1.96
	100瓩以上未達500瓩	72,900	70,900	56,500	55,400	-20.31	-1.95
	500瓩以上	70,600	68,700	54,800	53,700	-20.23	-2.01
地面型	無區分級距	66,400	64,600	54,800	53,700	-15.17	-2.01

註：第一期成本變動幅度係為105年第一期成本與104年第二期成本之比較；第二期成本變動幅度係為105年第二期成本與105年第一期成本之比較。

參、太陽光電

一、期初設置成本

(三)資料參採說明

1.反映市場實際成本現況

- (1)105年度為合理反映成本結構，故將逆變器(inverter)於運轉期間(20年)需更換2次之費用自從期初設置成本扣除並計入運轉維護費用之中。此外，為反映市場實際成本現況，105年度除採競標折扣率外，亦同時考量其他市場實際成交價格資料。
- (2)建議104年第三期競標各級距合格投標案件剔除上下10%極端值之平均折扣率所推估之期初設置成本及103年設備登記發票資料同時納入考量。

2.期初設置成本結構調整

- (1)若該級距無設置案件者，則參考104年度該級距期初設置成本與鄰近級距之差異進行調整，即屋頂型500瓩以上之設置成本則參考100瓩以上不及500瓩之設置成本，以3%進行調整。
- (2)考量屋頂型500瓩以上及地面型之設置規模、設置條件及設置方式相似，因此，屋頂型500瓩以上及地面型採相同期初設置成本。

- 3.觀察國際主要機構針對太陽光電設置成本降幅之預估，2016年較2015年設置成本下降幅度介於2.41~4.86%，平均為3.785%。另考量國際模組價格變動趨勢及未來市場供需變化情形，因此，建議國際降幅第一期(上半年)反映50%，第二期(下半年)全額反映。

- 4.105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(%)	103年設備登記發票資料(元/瓩)	國際預估未來成本降幅(%)	
				第一期	第二期
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	13.76	76,830	1.89	3.785
	20瓩以上不及100瓩	13.76	59,380		
	100瓩以上不及500瓩	14.33	54,363		

註：

- 1.因1瓩以上不及20瓩者無需進行競標，故參採20瓩以上不及100瓩之平均折扣率進行估算。
- 2.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。

22

參、太陽光電

二、年運轉維護費

- (一)104年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.00%

- (二)105年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.08%

(三)資料參採說明

- 1.配合期初設置成本合理反映成本結構以使運轉維護費參數更為符合市場實際現況，故105年度將逆變器(inverter)更換2次之費用從期初設置成本扣除並計入運轉維護費用之中，以合理反映運轉維護費用占比。
- 2.觀察業者所提資料及設備認定發票資料，估算逆變器之平均價格約為5,000元/瓩，考量設備20年運轉期間需更換2次逆變器，則平均每年設備更換費用為500元/瓩。
- 3.考量蒐集案例係為報價資訊並非實際發生金額，故建議不予以採計，105年度參採104年度審定會估算之運轉維護費用金額(已考量物價上漲因素)，再加計更換逆變器之每年平均費用(屬機電設備，故不考量物價上漲因素)，進行估算後之比例為2.084%，故建議105年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例為2.08%。

參、太陽光電

三、年售電量

(一)104年度審定會使用參數值：1,250度/瓩年

(二)105年度分組會議共同意見建議數值：1,250度/瓩年

(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.觀察台電設置案例、工研院及實際躉購案件101至103年資料，全臺灣場址年發電量介於1,218~1,281度/瓩年，平均為1,244度/瓩年；台中以南場址年發電量介於1,236~1,348度/瓩年，平均為1,283度/瓩年。
- 3.考量太陽光電系統電池模組會隨使用時間而降低發電效率下，建議太陽光電105年度之年售電量仍維持1,250度/瓩年。

全臺灣									
資料 年度	台電設置案例			工研院			實際躉購案件		
	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)
101年	1,267	7	7,817	1,220	13	64	1,222	242	28,955
102年	1,267	10	9,969	1,248	20	199	1,222	1,536	138,352
103年	1,281	21	15,517	1,218	23	252	1,249	2,349	207,982
平均	1,272	--	--	1,229	--	--	1,231	--	--
台中以南									
101年	1,340	5	7,734	1,242	11	57	1,244	206	27,302
102年	1,348	7	8,748	1,286	16	86	1,236	1,411	135,458
103年	1,310	17	14,255	1,278	17	60	1,260	2,181	201,466
平均	1,333	--	--	1,269	--	--	1,247	--	--

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達20瓩

(一)期初設置成本

1.104年度審定會使用參數值：16.00萬元/瓩

2.105年度分組會議共同意見建議數值：15.27萬元/瓩

3.資料參採說明

(1)基於擴大資料參採之廣度，除延續歷年審定會作法蒐集國內案例資料外，亦新增海關資料，成本計算說明如下：

A.蒐集102-104年國內案例資料共3筆，設置成本平均為161,353元/瓩。

B.蒐集103-104年海關資料，挑選海關出口總裝置容量為1瓩以上未達20瓩之水平軸發電機樣本共13筆，剔除2筆極端值後，剩餘11筆資料，根據國內外水平軸小型風機的成本結構資料(註*)，推估期初設置成本平均為146,914元/瓩。

(2)根據英國DECC(2011)預估，小於50瓩規模之陸域風力發電設置成本，2015年較2010成本降幅約4.5%，年平均降幅約0.9%。

(3)綜上，採國內案例之期初設置成本與海關出口資料推估期初設置成本之平均，即15.41萬元/瓩，若考量國際成本降幅0.9%，則期初設置成本為15.27萬元/瓩。

註*：依不同出口品項內涵分為3種樣態，出口成本占期初設置成本比例分別為22.95%、26.24%及29.54%，平均計算3種樣態之成本即為146,914元/瓩。

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達20瓩

(二)年運轉維護費

1.104年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.00%

2.105年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1.00%

3.資料參採說明

- (1)蒐集2013-2015年美國能源部資料，小型風力機年運轉維護費介於607~2,733元/瓩，平均為1,471元/瓩。
- (2)考量設備20年運轉期間需更換2次逆變器，且逆變器價格以5,000元/瓩估算下，則平均每年設備更換費用為500元/瓩，另加計國內9kW小型風機設置案的每年維護合約費用950元/瓩(未含零件更換)後，年運轉維護費為1,450元/瓩，約占期初設置成本15.27萬元/瓩之比例為0.95%，與歷年審定會參採數值1.00%差異不大。
- (3)考量缺乏國內完整運維資料，建議援用104年度審定會公告參數值，年運轉維護費占期初設置成本之比例為1.00%，即1,527元/瓩。

註：104年度審定會考量近一年實際設置案例未有明顯增加，故援用103年度公告參數值(計算方式係根據AWEA(2009)報告，小型風力機期初設置成本約介於3,000~6,000美元/瓩，年運轉維護費約為期初設置成本之1%)。

26

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達20瓩

(三)年售電量

1.104年度審定會使用參數值：1,750度/瓩年

2.105年度分組會議共同意見建議數值：1,650度/瓩年

3.資料參採說明

- (1)根據國內小型風力躉購案件3筆售電資料，計算平均年售電量為754度/瓩年，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)考量國內樣本數較少，故建議參採國外資料，將日本、英國及美國資料進行平均，做為參數參採基礎，則年發電量約為1,643度/瓩年。
- (3)綜合考量各國資料，建議105年度小型風力機年售電量可調整至1,650度/瓩年。

27

肆、風力發電

二、陸域型20瓩以上

(一)期初設置成本

1.104年度審定會使用參數值：6.02萬元/瓩(無加裝LVRT者為5.92萬元/瓩)

2.105年度分組會議共同意見建議數值：6.10萬元/瓩(無加裝LVRT者為6.00萬元/瓩)

3.資料參採說明

- (1)蒐集近3年(102-104年)國內設置案件資料共2筆，其中，台電A風場的契約結算金額約為61,204元/瓩，民營B公司的期初設置成本(以「不動產與設備科目」及「累計折舊」之金額計算)約為65,003元/瓩，計算平均為63,104元/瓩。
- (2)海關進口成本資料具有指標性意涵，其資料可靠度高，故建議105年度維持採用，蒐集近3年(102-104年)海關進口成本資料共16筆，剔除極端值1筆後並以風力機組占設置成本54%(國內外各項報告數據平均)估計期初設置成本，加權平均成本為59,530元/瓩。
- (3)根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2013)預測，裝置容量5MW以上陸域風力於2019年每度電負擔設置成本會比2013年下降0.002元英鎊，年平均降幅為0.5%。
- (4)考量國內近期風場開發案的案件規模、風機尺寸及設置地點均無明顯變化，建議期初設置成本可維持104年度計算方式，採近3年海關進口成本資料與國內設置案件資料平均為6.13萬元/瓩，若考量國際成本降幅0.5%，則期初設置成本為6.10萬元/瓩(無加裝LVRT者為6.00萬元/瓩)。

28

肆、風力發電

二、陸域型20瓩以上

(二)年運轉維護費

1.104年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.66%(無LVRT者為2.71%)

2.105年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.86%(無LVRT者為2.91%)

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105年度不將「可用率」做為資料剔除標準，與104年度原則一致。
- (2)參數估算方式建議維持104年度作法，即根據台電公司有含括重件更換之保修合約，加計民營業者20年均化之土地租金與地方回饋金後為0.6851元/度，並與民營業者20年均化運轉維護費0.7708元/度計算平均為0.7280元/度。
- (3)假設國內年售電量為2,400度/瓩年，則年運轉維護費為1,747元/瓩。
- (4)建議105年度陸域型20瓩以上風力發電20年均化後之年運轉維護費為1,747元/瓩，若按期初設置成本61,000元/瓩計算，則占期初設置成本比例為2.86%(無LVRT者為2.91%)。

肆、風力發電

二、陸域型20瓩以上

(三)年售電量

1.104年度審定會使用參數值：2,400度/瓩年

2.105年度分組會議共同意見建議數值：2,400度/瓩年

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，103年平均發電量為2,466度/瓩年，近3年平均年發電量為2,605度/瓩年，若剔除容量因數25%以下場址，近3年平均年發電量為2,710度/瓩年。
- (2)民營業者新建風場近3年平均年發電量為2,251度/瓩年，故業者主張年售電量應採2,200度/瓩年，但若剔除容量因數25%以下場址，則平均年發電量為2,461度/瓩年。
- (3)根據美國能源部報告，2011~2012年風力發電設置案的風力資源比1998~1999年開發的早期風場差了約15%，但容量因數並未減少，係因為政策引導設置高效能機組，報告中同時說明，塔架增高、葉片增長，均可提升容量因數，故美國近年新建風場的平均容量因數仍可保持在32~35%(2,803~3,066度/瓩年)。
- (4)考量國內新建風場103年平均發電量仍可達2,466度/瓩年，故建議105年度風力發電陸域型20瓩以上年售電量維持2,400度/瓩年。

30

肆、風力發電

三、離岸型

(一)期初設置成本

1.104年度審定會使用參數值：16.92萬元/瓩

2.105年度分組會議共同意見建議數值：18.01萬元/瓩

3.資料參採說明：

- (1)根據漁業署103年出版之102年漁業統計年報數據，重估漁業補償成本為0.16萬元/瓩。
- (2)國外離岸風力逐漸往離岸距離遠與水深較深的海域發展，使新場址的海事工程造價升高，考量我國係規劃由離岸距離近且水深較淺的海域開始設置，故將國外2010年以後完工(與我國目前發展條件較相近)場址納入參採。
- (3)蒐集2010-2015年英國及德國離岸風力發電期初設置成本資料(含併網成本)共21筆，並依序剔除5筆離岸距離超過40公里數據，以及5筆極端值後，共剩餘11筆資料，平均為179,266元/瓩(含併網成本)。
- (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%。期初設置成本若考量國際成本降幅0.4%，則為178,549元/瓩，加計新估算之漁業補償成本0.16萬元/瓩後，採18.01萬元/瓩(含併網成本及漁業補償成本)。

31

肆、風力發電

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.104年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.34%

2.105年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3.24%

3.資料參採說明

- (1)蒐集2013~2015年運轉維護費共9筆，剔除極端值與評估報告數據後，共剩餘5筆資料(均屬均化後之費用)，年運轉維護費介於3,870元/瓩~7,076元/瓩，平均為5,620元/瓩。
- (2)根據國外期刊文獻，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，於考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計算)下，計算20年均化數值為224元。
- (3)加計除役成本後，年運轉維護費為5,844元/瓩(104年為5,647元/瓩)，依105年度建議之期初設置成本18.01萬元/瓩計算，建議105年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為3.24%。

32

肆、風力發電

三、離岸型

(三)年售電量

1.104年度審定會使用參數值：3,400度/瓩年

2.105年度分組會議共同意見建議數值：3,700度/瓩年

3.資料參採說明

- (1)依據澎湖風場91~103年的平均年發電量約3,663度/瓩年，且理論上離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW的澎湖風場。
- (2)根據台電公司104年澎湖A風場新建工程的特訂條款，得標廠商承諾的保證年總發電量合計為127,620,500度，依該案總裝置容量33MW計算下，年發電量約為3,867度/瓩年，顯示新型機組的發電效率應優於澎湖風場的舊式發電機。
- (3)綜合考量離岸風力歲修期間較長、線損率較高，以及新機組發電效率應優於澎湖風場下，建議以3,663度/瓩年與3,867度/瓩年進行平均做為參數計算基礎，則年售電量為3765度/瓩年，故建議105年度離岸型年售電量調整為3,700度/瓩年。

33

伍、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

1.104年度審定參數值：5.70萬/瓩

2.105年度分組會議共同意見建議數值：5.70萬元/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105年度審定會援用104年度之水準，即5.70萬元/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0.32-0.48%之間，惟考量本年度尚無新增案例，故不依國際降幅調整。

34

伍、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

1.104年度審定參數值：占期初設置成本11.20%

2.105年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本11.30%

3.資料參採說明

(1)本年度無新增案例，故以IRENA與REN21之國際資料進行估算，其運轉維護費用約為5,315元/瓩，若考量物價上漲因素2%計算，20年均化後之運轉維護費用為6,457元/瓩，占105年度審定會決議之期初設置成本5.70萬元/瓩之比例為11.30%，故建議105年度之年運轉維護費用占期初設置成本比例為11.30%。

(2)依據IRENA、BNEF及REN21的資料，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。

35

伍、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

1.104年度審定會使用參數值：5,300度/瓩年

2.105年度分組會議共同意見建議數值：5,300度/瓩年

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105年度審定會援用104年度之數值，即5,300度/瓩年。

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

36

伍、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

1.104年度審定會使用參數值：23.27萬元/瓩

2.105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4筆，與104年度審定會參採之3筆國內資料平均後，期初設置成本數值為23.19萬/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0.32-0.48%之間，為鼓勵發展，建議不依國際趨勢調降，且建議105年度審定會援用104年度之水準，即23.27萬元/瓩。

37

伍、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

1.104年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.99%

2.105年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3.60%

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104年度審定會參採之1筆國內資料，三筆資料平均後為6,902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8,385元/瓩，依105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3.60%。

(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2.3-7.0%之間，本年度數值介於國際區間當中。

38

伍、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

1.104年度審定會使用參數值：7,700度/瓩年

2.105年度分組會議共同意見建議數值：7,000度/瓩年

3.資料參採說明

(1)本年度蒐集實際運轉之有厭氧消化設備電廠的實際年發電時數資料共5筆，考量料源不足、機組故障率、電能自用、沼氣轉作他用等因素後，為引導較有效率之機組進入市場，依據經濟部「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」第四點的要求，以沼氣發電機月容量因數須達75%以上之規定，即年運轉時數需達至少6,570小時，作為參採數值之下限值。

(2)在上述標準下，僅參採E公司實際案例資料，年運轉時數為7,089度/瓩年，且該數值亦介於REN21、美國環境保護署(EPA)等國際資料區間當中。為鼓勵國內業者設置，建議105年度有厭氧消化設備之年售電量調整為7,000度/瓩年。

39

伍、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

- 1.104年度審定會使用參數值：6.80萬元/瓩
- 2.105年度分組會議共同意見建議數值：9.22萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度新增2筆案例惟屬評估數據，H公司進入申請施工許可階段、I公司屬實驗階段，另J公司雖然提供工程合約，但因為尚未完工商轉，所提成本非最終期初設置成本，故上述案例均不予以參採。
- (2)根據DECC與IEA之預測，預估未來水力發電期初設置成本變化趨勢將呈現持平或小幅成長，惟我國目前未有新增商轉案例，因此為鼓勵國內業者設置，故不依國際降幅調整。
- (3)考量我國技術及發展環境因素，併同參酌業者建議，認為過往參採數值過於久遠不符現況，依據資料參採原則，建議以國外川流式水力(剔除裝置容量超過2MW¹)實際設置案例期初設置成本之平均值為參採對象，建議105年度川流式水力期初設置成本為9.22萬元/瓩。

註1：我國近三年潛在設置案例裝置容量皆不及2MW，因此以2MW作為篩選標準。

伍、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

- 1.104年度審定會使用參數值：占期初設置成本6.60%
- 2.105年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本4.42%

3.資料蒐集及分析

- (1)本年度蒐集台電公司101-103年度川流式水力年運轉維護費，並剔除總裝置容量超過2MW場址之資料後，平均單位年運轉維護費用為3,355元/瓩，若考量物價上漲因素2%，20年均化後之費用為4,076元/瓩，在期初設置成本9.22萬元/瓩下，占比為4.42%。
- (2)依據WEC、IRENA、日本審定會等國際資料，剔除裝置容量超過2MW資料後，年運轉維護費占期初設置成本比例介於0.5-8.63之間，本年度參採數值介於國際區間當中。

伍、生質能及其他再生能源發電

二、川流式水力

(三)年售電量

1.104年度審定會使用參數值：4,200度/瓩年

2.105年度分組會議共同意見建議數值：4,000度/瓩年

3.資料參採說明

- (1)蒐集101至103年之台電公司與民營電廠川流式水力發電量資料，並剔除總裝置容量2MW以上之機組後，台電公司近3年單位年運轉時數為4,331度/瓩年、民營電廠為3,824度/瓩年，兩者平均之單位年運轉時數為4,078度/瓩年。
- (2)根據WEC、IRENA等國際資料，年運轉時數介於2,520-5,256度/瓩之間，惟考量各國水文、地理條件等差異，且我國目前未有新增商轉案例之情況，為鼓勵國內業者設置，建議105年度川流式水力年售電量調整為4,000度/瓩年。

42

伍、生質能及其他再生能源發電

三、地熱能

(一)期初設置成本

1.104年度審定會使用參數值：24.12萬元/瓩

2.105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)本年度新增2筆評估資料，分別為「O試驗性計畫」與「P籌建案例」，其中P案例今年度預計鑽鑿一口600公尺地熱井，初期評估該區鑽井成本平均1公尺約2.1萬元。但考量兩案無井深、井數、裝置容量等資訊，無法計算期初設置成本中的每瓩單位鑽井成本，因此暫不參採，但建議採用最新的實際鑽井成本2.1萬元/公尺，取代之前O公司的評估資料。經試算後，期初設置成本為23.79萬元/瓩(含發電設備成本10.67萬元/瓩、鑽井成本11.90萬元/瓩、產能探勘成本1.22萬元/瓩)。
- (2)依據DECC、IRENA、IEA與GEA等皆預估地熱發電期初設置成本因技術發展成熟，未來將呈現小幅下降趨勢，惟考量國內尚無新設運轉案例，因此為鼓勵業者設置，建議不依國際趨勢調降，且建議105年度審定會援用104年度之水準，即24.12萬元/瓩。

43

伍、生質能及其他再生能源發電

三、地熱能

(二)年運轉維護費

- 1.104年度審定會使用參數值：占期初設置成本 4.89%
- 2.105年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本4.92%
- 3.資料參採說明

- (1)本年度新增2筆評估資料，但尚屬初期評估階段，故無實際年運轉維護費數據，因此建議仍參採工研院報告評估數據，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：依104年度1月30日水利署修正並通過溫泉取用費徵收費率及使用辦法第三條之規定，並考量參採案例皆位於宜蘭地區，且發電尾水未再進行發電以外用途的情況下，其回注至100公尺範圍內之原地層可達90%以上，故建議採用90%以上回注率應可鼓勵業者盡量回注用水，以維持地表下環境的穩定。經計算後，溫泉取用費每瓩為320元，且不隨物價調整。 $(0.5\text{元/噸} \times 0.1\text{噸/度} \times 6,400\text{度/瓩} = 320\text{元/瓩})$
- (3)綜上，本年度年運轉維護費用加計溫泉取用費後共11,861元/瓩，依105年度決議之期初設置成本24.12萬元/瓩下，占比為4.92%；另根據WEC、BNEF、EIA之國際資料，年運轉維護費用占期初設置成本比例介於1.03-24.26%之間，本年度數值亦介於國際區間當中。

44

伍、生質能及其他再生能源發電

三、地熱能

(三)年售電量

- 1.104年度審定會使用參數值：6,400度/瓩年
- 2.105年度分組會議共同意見建議數值：6,400度/瓩年
- 3.資料參採說明

- (1)本年度新增2筆評估資料，惟尚屬初期評估階段，故無實際發電數據，因此，依據資料參採原則，建議105年度審定會援用104年度公告參數值6,400度/瓩年。
- (2)根據WEC、BNEF、REN21之國際資料，年售電量介於4,380-8,322度/瓩年，本年度數值介於國際區間當中。

伍、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物

(一)期初設置成本

1.104年度審定會使用參數值：7.90萬元/瓩

2.105年度分組會議共同意見建議數值：8.02萬元/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，建議改以2015年REN21國際資料之期初設置成本平均值做為參採依據，即105年度廢棄物發電期初設置成本建議提升為8.02萬元/瓩。

(2)依據DECC與IEA等國際資料，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。

46

伍、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物

(二)年運轉維護費

1.104年度審定會使用參數值：占期初設置成本17.90%

2.105年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本17.50%

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，過去審定會審定之期初設置成本係由「燃料成本」與「操作維護費用」組成，為11,549元/瓩，若考量物價上漲因素2%計算，20年均化後之費用為14,031元/瓩，於期初設置成本8.02萬元/瓩下，建議105年度年運轉維護費占期初設置成本比例為17.50%。

(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。

47

伍、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物

(三)年售電量

1.104年度審定會使用參數值：7,300度/厝年

2.105年度分組會議共同意見建議數值：7,000度/厝年

3.資料參採說明

(1)考量國內目前尚無商業電廠運轉實績，為鼓勵業者投資，且兼顧國內外狀況，故建議將國際資料之平均值(3筆資料平均取整數後約6,600度/厝年)與104年審定會參採數值(7,300度/厝年)先取平均後再取整數後，建議105年度廢棄物發電年售電量為7,000度/厝年。

(2)依據REN21、SAEW(Southern Alberta Energy-From-Waste Alliance)、NGSA(Natural Gas Supply Association)等國際資料，年運轉時數介於5,256-7,884度/厝年，本年度數值介於國際區間當中。

48

陸、躉購費率相關議題

議題一：太陽光電差異化費率之討論

一、緣起

各地再生能源資源稟賦不同，為廣泛均衡發展及同時鼓勵目前設置案件較少之區域以盡早達成推廣目標，故有業者提出應考量資源開發與設置條件等不同影響因素，進而進行差異化費率之訂定，以提升設置案件較少區域之投資誘因。

二、議題分析

(一)觀察全臺灣及不同區域平均發電量發現，不同區域會有不同的日照資源；若以競標區域畫分，北區(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、宜蘭及花蓮)年發電量介於993~1,172度/厝年，平均為1,056度/厝年，其中，北區場址最佳資源發電量為1,172度/厝年，若與全臺平均發電量1,250度/厝年相比，差距約6.2%。(詳如表1)

(二)臺灣若各區域(北區、中區及南區)內發電不足以供應用電需求時，必須透過跨區輸電幹線輸送電力支援，以103年北部地區為例，電源供給占全系統35%，用電量卻占40%，因此在機組運轉情況及經濟調度考量下，仍需中南部部分電力南電北送因應。

(三)考量我國目前北部用電尖峰時須由中南部輸送電力至北部，惟若是於北部區域設置太陽光電，將可減少電力輸送過程中所產生的線路損失比例，近10年平均線路損失比率約為4.6%；以下彙整近10年的線路損失比例：

年度	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103
線損率(%)	4.76	4.85	4.75	4.58	4.86	4.66	4.76	4.42	4.25	4.09

資料來源：http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-a52.aspx?LinkID=5

陸、躉購費率相關議題

議題一：太陽光電差異化費率之討論

三、建議作法

目前推廣制度以優先獎勵開發最佳資源場址為主，惟考量太陽光電推廣目標量提高，同步鼓勵目前設置案件較少之區域提高設置誘因，且北部地區尖峰用電時出現電力短缺現象，故為解決北部尖峰用電需求及反映北區場址實際日照資源，建議北部地區躉購費率可綜合參考南電北送線路損失比率以及北區最佳場址發電量，取5%進行費率加成，以提高北部地區設置誘因。

四、提請討論

50

陸、躉購費率相關議題

議題一：太陽光電差異化費率之討論

表1 北區場址發電量

資料年度	北區(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、宜蘭及花蓮)								
	台電			工研院			電能補貼		
	簡單平均 (度/瓩年)	多採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	多採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	多採 案件	裝置容量 (kW)
101年	1,044	1	40.25	1,037	1	2.84	--	--	--
102年	1,110	1	651.42	993	2	5.44	--	--	--
103年	1,172	2	691.67	996	5	13.64	1,049	141	4,140.34
平均	1,109	--	--	1,009	--	--	1,049	--	--

表2 北中南區發電、用電及輸電情形

	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103
北區發電實績	8,765	9,652	11,004	9,751	10,738	12,362	11,979	11,476	11,864	13,016
北區用電需求	12,875	13,560	14,079	13,255	13,177	13,840	13,952	13,700	13,928	14,358
中區發電實績	9,871	10,214	10,018	9,483	9,430	9,626	9,640	10,257	10,693	9,933
中區用電需求	7,282	9,063	9,027	8,660	8,607	10,097	9,493	9,279	9,713	9,491
南區發電實績	12,307	12,195	11,769	12,086	10,843	11,035	12,168	11,348	11,401	11,873
南區用電需求	10,786	9,438	9,685	9,405	9,227	9,086	10,342	10,102	10,317	10,973
南送中輸送實績	1,521	2,757	2,084	2,681	1,616	1,949	1,826	1,246	1,084	900
中送北輸送實績	4,110	3,908	3,075	3,504	2,439	1,478	1,973	2,224	2,064	1,342

陸、躉購費率相關議題

議題二、太陽光電9月競標得標業者上限費率權益保障之方式

一、緣起

- (一)為協助我國太陽光電產業持續發展，提升我國太陽能產業國際競爭力，行政院綠能低碳推動會於104年7月27日決議，將104年全年度太陽光電推廣目標總量自270MW提升至500MW，105年亦為500MW。
- (二)104年新增太陽光電競標容量170MW，預計於9月至10月間進行3次開標作業，考量年底競標得標者之作業時程將會影響其適用之年度上限費率，故進行探討年底得標者之費率權益。

二、議題分析

- (一)考量104年目標量於下半年擴大且於9至10月進行競標作業，考量得標後之實務作業期程(台電系銜、設備認定、備料及施工預估)將會影響得標者上限費率使用之權益，上限費率會影響投資者的投資誘因，並進一步影響年度推廣目標量之達成率。
- (二)在整體設置作業時程下，若是與過往一樣，於8月前完成當年度競標作業，則可於當年度年底前完工；而若於9月得標並開始施工設置者，大部分案件將於年底進行併聯試運轉及設備登記，致使設置案件過多並因行政作業期程而影響適用之上限費率。
- (三)綜上所述，在考量太陽光電擴大每年目標量及競標作業時程規劃下，建議可考量放寬於年底得標業者之上限費率適用時點。

三、執行方式

- (一)對象：太陽光電每年9月之後開標的競標得標者。

(二)作法：

- 1.考量9月得標且開始進行施工設置，其設置成本於當年度發生，另於年底參與競標之競標折扣率將更能反映市場實際設置成本，因此，應適用得標時點之上限費率。
- 2.考量實務施工情形，在核發同意備案之日起四個月內完工者，其上限費率則適用得標時點之上限費率。

四、提請討論

52

陸、躉購費率相關議題

議題三、躉購制度之獎勵機制相關議題

一、背景說明

104年度審定會決議採取以下5項獎勵機制，藉以提升再生能源設置誘因。

獎勵機制	目的	104年度做法
離島費率獎勵機制	為節省離島地區柴油發電成本，故以費率加成獎勵鼓勵離島地區設置再生能源。	離島地區各類再生能源電能躉購費率按公告費率加成15%，但費率加成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。
小型風力示範案件之躉購費率不受合併容量限制	考量示範案件的總裝置容量可能超過10瓩，故放寬適用陸域型1瓩以上不及10瓩級距之躉購費率。	依「小型風力機發電系統示範獎勵辦法」規定申請獎勵者，其電能躉購費率適用陸域型1瓩以上不及10瓩級距之躉購費率。
陸域10瓩以上風力發電之目標達成獎勵機制	改善我國陸域10瓩以上風力發電的目標達成率，並鼓勵業者在簽約後儘快完工併聯運轉。	電能躉購費率自完工日起至108年12月31日前，躉購費率加成3.6%。
陸域10瓩以上風力發電之年售電量檢討機制	考量未來陸域風力將逐漸往以開發風速較低的區域為主，故針對年售電量參數採取檢討機制。	風場營運自完工日起，以五年為一期調整年售電量，重新計算電能躉購費率，並以2,400度及2,200度為上下限值。
離岸風力發電之階梯式費率機制	基於解決離岸風力發電的融資困難問題，故給予業者選擇適用階梯式躉購費率之機會。	離岸型風力發電得就固定20年躉購費率或階梯式躉購費率(前10年高費率)擇一適用。

53

陸、躉購費率相關議題

議題三、躉購制度之獎勵機制相關議題

二、業者意見

建議目標達成獎勵機制可調整為109年之前簽定購售電契約且併聯運轉者，20年均適用3.6%費率加成。

三、機制檢討

- 獎勵機制均有其特定目的，機制反復將不利於政策推行。
- 獎勵機制推行至今僅1至2年，短期內難以評估執行效益。
- 政策推行須保持一致性和穩定性，考量陸域風力因抗爭等因素未能達成推廣目標，且目前發展環境尚無重大變化，故建議105年度應無需針對獎勵機制是否延續進行討論。

54

陸、躉購費率相關議題

議題三、躉購制度之獎勵機制相關議題

四、105年度修訂建議

(一)離島費率獎勵機制

建議105年度仍沿用104年度之作法，各類再生能源發電設備設置於離島地區，所適用之105年度躉購費率按實際公告費率加成15%。但其電能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。

(二)小型風力示範案件之躉購費率不受合併容量限制

建議105年度仍沿用104年度之作法，依「小型風力機發電系統示範獎勵辦法」規定申請獎勵者，其電能躉購費率適用陸域型1瓩以上不及20瓩級距之躉購費率。

(三)陸域20瓩以上風力發電之目標達成獎勵機制

建議105年度仍沿用104年度之作法，於105年度簽約者，其電能躉購費率自完工日起至109年12月31日前，躉購費率加成3.6%。

(四)陸域20瓩以上風力發電之年售電量檢討機制

建議105年度仍沿用104年度作法，採每五年為一期，調整計算電能躉購費率，並以2,400度/瓩年及2,200度/瓩年為其上下限值，躉購費率將介於2.8099 ~ 3.0653元/度。

(五)離岸風力發電之階梯式費率機制

建議105年度仍沿用104年度作法，離岸型風力發電得就固定20年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，但選擇適用後即不得變更。

五、提請討論

55

附件5： 「平均資金成本率」使用參數建議

56

壹、平均資金成本率

一、104年度審定會使用參數：5.25%

二、105年度第2次審定會建議數值：

一般能源別 5.25%；離岸風力 5.65%

三、資料參採說明

(一)公式說明

1. 資金分為外借及自有資金，故平均資金成本率(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. 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：

$$\begin{aligned}WACC &= R_o \times W_o + R_l \times W_l \\&= R_o \times W_o + (R_o + \beta) \times W_l \\&= (R_f + \alpha) \times W_o + (R_f + \alpha + \beta) \times W_l\end{aligned}$$

且 $W_o + W_l = 1$ $R_o = R_f + \alpha$ $R_l = R_f + \alpha + \beta$

其中 W_o 為外借資金比例 W_l 為自有資金比例

R_o 為外借資金利率 R_l 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

- (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。

(2) 外借資金及自有資金比例：根據融資金額、企業信用評等及還款能力進行評估。

(3) 信用風險加碼：根據企業的信用評等或投資計畫之風險議定進行評估。

(4) 風險溢酬：指投資者主觀認為事業經營風險之高低。

57

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

離岸風力業者提出因各類再生能源特性不同，應分別訂定平均資金成本率方能合理反映風險。

2.處理作法

參數	討論內容	處理作法
無風險利率	- 該國資本市場風險最低標的，屬中性參數 - 各類再生能源業者皆對此參數無異議	不區分能源別
外借與自有資金比例	- 屬於授信者立場參數，根據融資規模、企業信評等評估 - 離岸風力業者提出建議數據	蒐集國內外資料分析後，決議不區分能源別
銀行融資信用風險加碼 (α 風險)	- 屬於授信者立場參數，根據企業及投資案財務風險評估 - 離岸風力業者提出建議數據	評估條件受投資者本身背景條件及投資案現金流影響，前者可視為投資者進入篩選門檻，後者受20年固定躉購保障，決議不區分能源別
業者風險溢酬 (β 風險)	- 屬於業者主觀認定的投資案技術風險與經營風險之報酬要求 - 離岸風力業者提出建議數據	此參數與再生能源特性有關，決議分為一般再生能源與離岸風力兩類



- 1.無風險利率、外借與自有資金比例、 α 風險將不區分能源別。
2. 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討論。

58

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102年至104年(1-6)月三年平均值計算為1.53%。



105年度無風險利率建議數值，各類再生能源均設定為1.53%。

59

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%。

(C)根據Wind Energy Finance in Practice Forum (2013)，近年離岸風力融資趨勢已從過去自有資金40%轉變為30%。

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105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%。

60

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)銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 α 風險， α 風險高低係考量企業的信用評等或是投資計畫之風險議定，評估方式說明如下：

A. 以利息保障倍數分析，利息保障倍數為銀行融資加碼之重要財務指標之一，為控制風險，國內外銀行對新興投資計畫會要求其利息保障倍數須在2.5倍，其約當信用評等twBB至twBBB之公司，此時 α 風險介於1.5%至2.0%。

B. 以twBBB等級之公司債扣掉政府公債(無風險利率)之利差亦可作為風險加碼的參考範圍，故以102-104年6月之twBBB公司債平均扣掉102-104年6月無風險利率平均，得值為1.05%。

C. 本年度發函國內公民營銀行，根據銀行提供太陽光電融資資料，融資利率介於2-4%，扣除無風險利率(1.53%)後風險加碼約介於0.5-2.5%。

(2)綜合上述，各類資訊顯示銀行融資風險加碼介於0.5-2.5%間，故現行採用2%為合理數值。

105年度 α 風險建議數值，各類再生能源皆為2%。

61

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) 再生能源投資計畫會根據不同再生能源特性而影響其技術風險與經營風險，根據IEA¹(2011)、UNEP²(2011)等資料分析，離岸風力之技術風險與經營風險大於其他再生能源，故業者風險溢酬應分為一般程度風險(一般再生能源)與高程度風險(離岸風力)兩類。
- (2) 將此參數分為兩類後，資料蒐集之參採作法則分為一般能源別及離岸風力兩類分別蒐集國內外再生能源投資案之財務資訊數據計算之³。

註1：International Energy Agency, IEA 國際能源總署

註2：United Nations Environment Programme, UNEP 聯合國環境規畫署

註3：過去作法為一般再生能源部分係蒐集國外再生能源投資案之相關財務資料(自有資金報酬率、融資利率、無風險利率等)推出其 β 值作為風險值之參考區間，再以國內新興投資案(桃園航空城、宜蘭縣政府清水地熱及汙下水水道)之財務資料推估風險值，進而採用其平均作為審定會參採數值；離岸風力則蒐集國際上離岸風力投資案之財務資料並推出其 β 值作為審定會參採數值。今年度考量再生能源已推動多年，部分能源別已相當成熟，且顧及資料參採一致性，故今年建議一般再生能源與離岸風力兩類 β 值皆使用國(內)外再生能源投資案資料。

62

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)——一般再生能源參採數值

標竿	德國 陸域風力 ¹	德國 太陽光電 ¹	德國 生質能 ¹	中國 陸域風力 (平均值) ²	日本再生 能源收購價格 等估算委 員會 ³	歐盟 (基準值) ⁴	歐盟 陸域風力 ⁴	歐盟 生質能 ⁴	NERA 太陽光電 ⁵	NERA 陸域風力 ⁵	宜蘭清水 地熱 ⁶
自有資金 報酬率(%)	9	8	9	9	--	--	9.5	12.5	7 (CoE)	9 (CoE)	10
β 風險 (%)	4.5	4.0	4.5	5.71	5.8	5.0	6.2	9.2	5.0	7.0	6.267

註1：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%(中間值為7.5%)，三年後追加措施取消調回5-6%(中間值為5.5%)，故以 $(7.5\% \times 3 + 5.5\% \times 17) / 20 = 5.8\%$ 做為本研究以蒐購期間20年之平均水準。平成28年(2015年)日本資料並未更新此部分。

註2：自有資金報酬率(RoE)為融資利率+業者風險溢酬；股本成本率(CoE)為無風險利率+業者風險溢酬；上述資料為蒐集RoE或CoE進而推得其業者風險溢酬。

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. 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。"

4. The 5th framework programme of the European Commission(2004), "Modelling Risks of Renewable Energy Investment"

5. NERA, DECC(2013), "Changes in Hurdle Rates for Low Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime"

6. 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」。

蒐集國內外共計11筆案例，根據各報告中提供之財務相關數據推得業者風險溢酬值，又宜蘭縣清水地熱發電案已解約，故予以刪除，並考量資料參採原則剔除上下10%極端值，剔除2筆(德國太陽光電、歐盟生質能)，剩餘8筆平均得5.464%。

63

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)—離岸風力參採數值

標竿	荷蘭 ¹	德國 ²	英國 ³	歐盟 ⁴	NERA ⁵	紐約 ⁶
自有資金報酬率(%)	14	12	10.9	14	14 (COE)	13
β 風險(%)	7	7	7.1	10.7	12	7.5

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. The 5th framework programme of the European Commission(2004), "Modelling Risks of Renewable Energy Investment"

5. NERA, DECC(2013), "Changes in Hurdle Rates for Low Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime"

6. New York State Energy Research and Development Authority(2015), "New York Offshore Wind Cost Reduction Study"

蒐集國外共計6筆案例，然各國政府對離岸風力之政策內涵與推廣制度有較多變化，此將影響各國業者風險認定差異大，而英國、德國其內涵與我國較為相似，且為配合離岸風力成本資料的參採一致性，故以英國、德國之2筆財務相關數據推得業者風險溢酬值，平均得7.050%。

業者風險溢酬分為兩類，一般再生能源為5.464%及離岸風力為7.050%。

64

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、再生能源投資計畫
外借資金比例	70%		
無風險利率	1.53%		十年期政府公債殖利率102年至104年(1-6月)三年平均數值
α 風險	2%		以利息保障倍數、twBBB等級公司債與政府公債利差及發函國內銀行取得實際融資資訊共同推得
β 風險	一般再生能源	5.464%	以德國、中國、日本、歐盟、英國等8筆資料之 β 值平均值
	離岸風力	7.050%	以德國、英國等2筆資料之 β 值平均值

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5.464%：

$$30\%*(1.53\%+2\%+5.464\%)+70\%*(1.53\%+2\%) = 5.17\%$$

B.本年度計算數值為5.17%與104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，且為鼓勵設置並基於業者投資評估之穩健性，建議沿用過去作法調整至5.25%。

(2)離岸風力

A.β風險為7.050%：

$$30\%*(1.53\%+2\%+7.050\%)+70\%*(1.53\%+2\%) = 5.65\%$$

B.104年度審定會因考量示範獎勵本意為透過補助金降低業者在先期開發的財務與經營風險，故適用離岸風力之參數在計算平均資金成本率時，須同時加計示範獎勵補助效果。今年度業者出現進度延遲的情況，其承擔風險已高於示範獎勵金補助程度，考量初期發展業者承受高風險、成本資料不被採用，又後續已無示範獎勵計畫且示範機組費率已簽約的情況下，建議不再扣除示範獎勵效果。

2.綜上，建議105年度一般再生能源平均資金成本率5.25%；離岸風力5.65%。

四、提請討論

66

附件6： 105年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)

壹、背景說明

一、法源依據與歷年作法

- 再生能源發展條例第9條第3項：
為鼓勵與推廣無污染之綠色能源，提升再生能源設置者投資意願，躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本。
- 歷年作法：法條未明文規定發電平均成本之計算期間；基於費率穩定性，歷年皆以費率適用年度前已公告之最近四年國內電業化石燃料發電平均成本作為當年度之下限費率。
- 下限費率制度適用於各類別再生能源，其變動亦將對所有再生能源別產生影響。

68

壹、背景說明

二、爭議事項

立法院經濟委員會審議104年度中央政府總預算案與附屬單位預算時，作成決議：

- 建請經濟部能源局針對再生能源躉購費率應重新檢討訂定新的方案，以獎勵國內再生能源產業的發展，並依照再生能源發展條例第9條第3項規定，自104年起應落實再生能源發電設備所生電能之躉購費率均不得低於最近一年公告國內電業化石燃料發電平均成本，以落實法律規定。(104.01.19)
- 建請台灣電力股份有限公司依照「再生能源發展條例」第9條第3項的立法精神，重新檢討與再生能源業者之售電合約；自104年度起，台灣電力股份有限公司收購再生能源發電設備所生電能之躉購費率均不得低於國內化石燃料發電平均成本，以落實「再生能源發展條例」之規定。(104.06.15)
- 爰建請台灣電力股份有限公司必須重新檢討、修訂與再生能源業者已簽定之電能購售電合約；自104年度起，每年台灣電力股份有限公司收購再生能源發電設備所生電能的躉購費率均不得低於最近一年公告國內化石燃料發電平均成本，以落實「再生能源發展條例」第9條第3項之規定。(104.06.15)

上述決議可簡化如下：

- 下限費率計算期間應由四年改為單年平均
- 躉購契約存續期間，每年應以簽約時之躉購費率與各年度下限費率相較，兩者取其高；則躉購制度即由固定費率改為浮動費率
- 前二項內容應溯及適用於100至104年間已簽定之躉購契約

69

壹、背景說明

三、辦理經過

- 第一次審定會(104.7.14)
 - 提請審定委員討論
 - 於初步了解爭議內容後，決定由風力分組會議先行討論
 - 決議於第二次審定會再就爭議事項決議
- 幕僚單位處理經過
 - 諮詢能源局法務室律師
 - 諮詢台經院法律顧問
- 第三次風力分組會議(104.8.27)
 - 風力分組委員討論
 - 審定會法律專長委員林誠二教授共同參與
 - 能源局法務室律師共同參與

70

貳、分組會議討論結果

一、就本案立法院決議之處理辦法

- 立法院審查中央政府總預算案時所作決議，若其內容係關於預算執行所附加的條件或期限即為主決議，否則為附帶決議。
- 預算法第52條規定：「(第1項)法定預算附加條件或期限者，從其所定。但該條件或期限為法律所不許者，不在此限。(第2項)立法院就預算案所為之附帶決議，應由各該機關單位參照法令辦理。」
- 法務部99年法律字第0999012992號函釋引行政院函：「立法院審議預算時以『條件』或『期限』以外之『負擔』形式課予行政機關義務，並非繫於將來成就與否客觀上不確定之事實，非屬上開預算法第52條第1項所定之附加條件或期限，其決議內容如逾越預算法第52條第1項所定決議之範圍，則屬『法定外決議』，對本[行政]院原則上不生法律拘束力，僅具建議性質，惟仍不能否定其可能具有事實上或政治上之拘束力。」
- 本案決議屬「附帶決議」而無法律上拘束力。惟基於行政權對立法權之尊重，宜就其建議內容進行討論。

71

貳、分組會議討論結果

二、檢討分析(1)：下限費率平均期間

■ 審定會有審定權責

條例第9條第1項已授權審定會就躉購費率及其計算公式作成決定，因下限費率為躉購費率之配套措施，依體系解釋，審定會應有審定權責。

■ 審定時應遵守之法律原則

- 立法精神：條例第9條第3項之立法目的，係為鼓勵綠色能源，提升再生能源設置者投資意願。

下限費率計算方式		4年平均(穩健型)	單年平均(機動型)
比較項目	費率變動	較平緩	較劇烈
	對業者影響		
	初期投資規劃	有利	不利
	簽約當年價格上漲時	獲得較少超額利潤	獲得較多超額利潤
	價格長期走升時		
	簽約當年價格下跌時	利潤相對高且穩定	利潤相對低
	價格長期走跌時		
鼓勵發展		因變動較小，鼓勵業者穩定開發設置	業者較可能因預期因素延後開發設置

- 公益原則：若以國內電業化石燃料發電單年平均成本為下限費率，其波動較大，不利常年適用下限費率之能源別發展。

→近年因油價波動大，基於費率穩定性之考量，過去審定會皆以四年期間平均計算下限費率，經風力分組委員討論，建議仍維持下限費率以四年期間平均計算。

72

貳、分組會議討論結果

二、檢討分析(2)：浮動費率

■ 審定會有審定權責

條例第9條第1項已授權審定會就躉購費率及其計算公式作成決定，因躉購制度實質涉及躉購費率之認定，依體系解釋，審定會應有審定權責。

■ 審定時應遵守之法律原則

- 立法精神→浮動費率有違躉購制度之立法精神：

浮動費率將使業者之收益逐年變動，就初期投資規劃與融資皆有不利影響。

- 公益原則→浮動式費率有違公益原則：

- 難以反應真實投資成本。特定能源別恐超額獲利，有公平性疑慮。
- 浮動式費率將導致量出為入之再生能源發展基金難以預估所需支出，造成執行上的困難。
- 導致業者每年營收變動，不利銀行業評估開發案的核貸條件。

→國際上躉購制度的原始精神，係以躉購期間固定費率方式提供穩定收益，並兼顧公益原則，故經風力分組委員討論，建議我國不宜採波動較大之浮動費率。

73

貳、分組會議討論結果

二、檢討分析(3)：是否溯及已簽定契約

- 附帶決議之內容：前二項內容應溯及適用於100至104年間已簽定之躉購契約。
- 審定會之審定權限：主管機關無裁量權
法律保留原則：本案對產業發展與民生消費有重大影響，此為涉及公共利益之重大事項，依司法院大法官釋字第443號解釋理由書，應有法律規定或授權始得為之；法律並無授權主管機關為此決議，故主管機關就此建議無裁量權。

→主管機關就此事項無裁量權，審定會無須決議。

74

貳、分組會議討論結果

三、小結

- 本案立法院之附帶決議，審定會風力分組已進行討論。
- 審定會依法對於下限費率平均期間與躉購之制度設計有審定權責。惟針對台電與業者間已簽定之躉購契約變更內容，法律並未授予主管機關裁量權。
- 經風力分組委員充分考量躉購制度鼓勵再生能源發展之目的，以及各利害關係人的利益，建議維持現行下限費率以四年為平均期間計算之方式與固定躉購費率之制度。

75

參、105年度下限費率試算結果

- 1.穩健型，採過去4年國內電業化石燃料發電平均成本：2.7174元/度
- 2.機動型，採過去1年國內電業化石燃料發電平均成本：2.7446元/度

國內電業化石燃料發電各年度成本

年度	93	94	95	96	97	98
成本(元/度)	1.5498	1.6867	1.8134	2.0370	2.6685	2.1977
年度	99	100	101	102	103	
成本(元/度)	2.4042	2.5659	2.8064	2.7516	2.7446	

國內電業化石燃料發電4年平均價值成本及變動率

年度	99	100	101	102	103	104	105
參採資料年度	94-97 (共計4年)	95-98 (共計4年)	96-99 (共計4年)	97-100 (共計4年)	98-101 (共計4年)	99-102 (共計4年)	100-103 (共計4年)
國內電業化石 燃料發電4年 平均值成本 (元/度)	2.0615	2.1821	2.3302	2.4652	2.5053	2.6338	2.7174
變動率(%)	--	+5.85	+6.79	+5.79	+1.63	+5.13	+3.17

76

肆、討論事項

105年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)，提請討論：

1. 下限費率計算期間應以四年平均或單年平均？
2. 躉購契約存續期間，契約費率應採固定費率或浮動費率？

壹、105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

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	≥1~<20	76,100 (93,300)	74,600 (90,700)	2.08 (1.00)	1,250 (1,250)	20 (20)	5.25 (5.25)
		≥20~<100	61,200 (78,000)	60,000 (75,800)				
		≥100~<500	56,500 (72,900)	55,400 (70,900)				
		≥500	54,800 (70,600)	53,700 (68,700)				
	地面型	無區分	54,800 (66,400)	53,700 (64,600)				

註：()內數字為104年度參採數值。

78

壹、105年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

二、再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率計算公式使用參數

再生能源類別	分類	容量級距(瓩)	期初設置成本(元/瓩)	運維比例(%)	年售電量(度/瓩年)	躉購期間(年)	平均資金成本率(%)
風力發電	陸域	≥1~<20	152,700 (160,000)	1.00 (1.00)	1,650 (1,750)	20 (20)	5.25 (5.25)
		≥20	61,000 * (60,200)**	2.86 * (2.66)**	2,400 (2,400)		
	離岸	無區分	180,100 (169,200)	3.24 (3.34)	3,700 (3,400)		5.65 (5.25)
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000 (57,000)	11.30 (11.20)	5,300 (5,300)	20 (20)	5.25 (5.25)
	有厭氧消化設備	無區分	232,700 (232,700)	3.60 (2.99)	7,000 (7,700)		
川流式水力	--	無區分	92,200 (68,000)	4.42 (6.60)	4,000 (4,200)		
地熱	--	無區分	241,200 (241,200)	4.92 (4.89)	6,400 (6,400)		
廢棄物	--	無區分	80,200 (79,000)	17.50 (17.90)	7,000 (7,300)		

註1：()內數字為104年度參採數值。

註2：*105年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為6.00萬元/瓩，運維比例為2.91%。

註3：**104年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.92萬元/瓩，運維比例為2.71%。

79

貳、105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)	105年第一期躉 購費率試算 (元/度)	與104年第二 期比較 (%)	105年第二期躉 購費率試算 (元/度)	與第105年第一 期比較 (%)
屋 頂 型	≥1~<20	6.2556 (6.8633)	-6.24	6.1323 (6.6721)	-1.97
	≥20~<100	5.0308 (5.7378)	-9.78	4.9321 (5.5760)	-1.96
	≥100~<500	4.6444 (5.3627)	-10.95	4.5540 (5.2155)	-1.95
	≥500	4.5047 (5.1935)	-10.86	4.4142 (5.0537)	-2.01
地 面 型	無區分	4.5047 (4.8845)	-5.21	4.4142 (4.7521)	-2.01

註1：()內數字為104年度公告數值。

註2：105年度下限費率暫設為2.7174元/度。

80

貳、105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)	105年度躉購費率試算 (元/度) ¹		與上年度比較 (%)
風力	陸域	≥1~<20	8.5098 (8.4071)		+1.22
		≥20	加裝LVRT者	2.8099 (2.7229)	+3.20
			未加裝LVRT者	2.7763 (2.6900)	+3.21
	離岸	無區分	5.7011 (5.7405)		-0.69
			階梯式躉 購費率	前10年 7.0035 (7.1085)	-1.48
				後10年 3.4446 (3.4586)	-0.40
生質能	無厭氧消化設備	無區分	2.7174 (2.6338)		+3.17
	有厭氧消化設備	無區分	3.9211 (3.3803)		+16.00
川流式水力	無	無區分	2.9078 (2.6338)		+10.40
地熱	無	無區分	4.9428 (4.9315)		+0.23
廢棄物	無	無區分	2.9439 (2.8240)		+4.25

註1：()內數字為104年度公告數值。

註2：105年度下限費率暫設為2.7174元/度。

註3：上述各能源別中，僅生質能有厭氧消化設備以及川流式水力年增超過10%，其原因分別為：

1.今年度生質能有厭氧消化設備之年運轉維護費以及年售電量皆採國內實際商轉案例之資料，此乃費率提升之主因。

2.考量我國川流式水力潛在案例裝置容量皆未達2MW，故今年度以2MW為標準，期初設置成本採國外近三年實際設置案例之平均值，運轉維護費用與年售電量則以我國未達2MW之川流式水力實際數據計算，因此造成費率較前一年上漲超過10%。

81

國際匯率表

	2012全年平均	2013全年平均	2014全年平均	2015/1~2015/6平均
USD(美元)	29.614	29.770	30.368	31.290
EUR(歐元)	38.050	39.527	40.290	34.914
GBP(英鎊)	46.947	46.537	50.029	47.666
CAD(加幣)	29.638	28.909	27.455	25.320
AUD(澳幣)	30.663	28.740	27.374	24.471
CNY(人民幣)	4.6914	4.8049	4.9431	5.0930
MYR(馬來西亞幣)	9.5875	9.4480	9.2787	8.5977
JPY(日圓)	0.3711	0.3050	0.2866	0.2603
KRW(韓國)	0.0263	0.0272	0.0288	0.0285
NOK(挪威克朗)*	5.09285	5.0681		

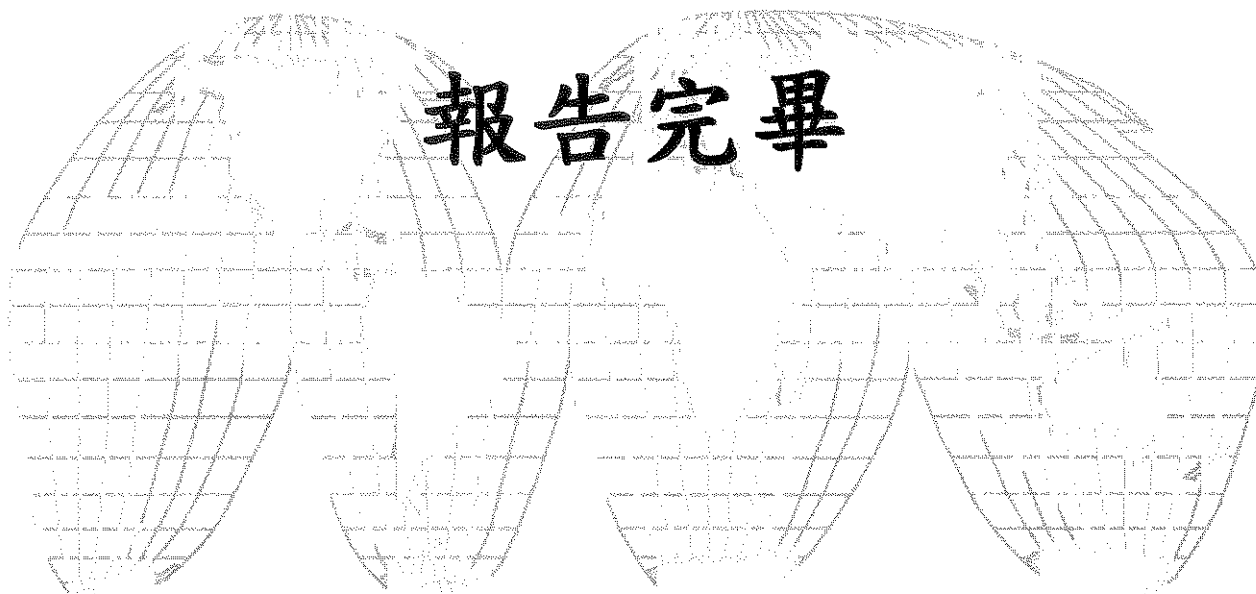
註：採用我國中央銀行公告之「台灣時間當日16:00各通貨當地或全球外匯市場銀行間即期交易的即時匯率」。

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

*特殊幣別根據下列出處：<http://www.x-rates.com/>

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

82



83