

再生能源電能躉購費率 計算公式及使用參數說明

(下午場次：風力、生質能及其他再生能源)

經濟部

103年10月9日

目錄

- 壹、104年度再生能源電能躉購費率計算公式
- 貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 參、生質能發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 肆、川流式水力發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 伍、地熱發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 陸、廢棄物發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 柒、平均資金成本率使用參數
- 捌、躉購制度獎勵措施
- 玖、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
- 拾、104年度各類再生能源電能躉購費率試算

業者意見歸納

一、風力發電

	意見摘要	處理說明
期初設置成本	1.陸域10瓩以上：(1)應以實際資料而非海關資料為主。(2)風力機占設置成本比例應以國內實際資料計算。	1.由於國內設置成本案例資料均出於自國內業者之申報數據，為避免期初設置成本參數資料參採受到個別業者營運差異之影響，審定會決議依據海關實際進口成本資料推估期初設置成本。 2.104年度審定會風力分組已針對業者所提意見進行充分討論，資料參採說明請詳見本簡報第15頁。
	2.離岸：(1)期初設置成本為何僅採英國資料？(2)對於尚在起步階段的臺灣市場，期初設置成本似乎有低估之嫌。	104年度審定會風力分組已針對業者所提意見進行充分討論，資料參採說明請詳見本簡報第20頁。
年運轉維護費	1.陸域10瓩以上：(1)陸域10瓩以上：台電合約並未包括變電站等相關費用，且非公式中所強調的「20年均化成本」。(2)計算年運轉維護費應剔除可利用率低而非容量因數低的場址。	1.104年度審定會已針對台電公司的保修合約費用另外考量每年物價上漲率2%，以反映長期均化之概念，且保修期間所有的營運支出及維護支出(包含風力機、機電設備、變電站等)均由承包廠商負責。 2.資料參採說明請詳見本簡報第17頁。
	2.離岸：臺灣離岸風力才剛起步，各項成本均比歐洲成熟市場高。	104年度審定會風力分組已針對業者所提意見進行充分討論，資料參採說明請詳見本簡報第22頁。

2

業者意見歸納

一、風力發電

	意見摘要	處理說明
年售電量	陸域10瓩以上：臺灣優良風場土地趨緊，次級風場經濟誘因不足，年售電量參數必須考量次級風場的情況來訂定。	1.104年度審定會風力分組已針對業者所提意見進行充分討論，資料參採說明請詳見本簡報第18頁。 2.有關次級風場獎勵措施之說明請詳見本簡報第55頁。
平均資金成本率	離岸：建置離岸風場之風險與其他再生能源類別不同，WACC參數不應齊頭式平等。	104年度審定會風力分組已針對業者所提意見進行充分討論，資料參採說明請詳見本簡報第40頁。
躉購費率	1.陸域10瓩以上：目標達成率(實際設置量)應為制定躉購費率的重要依據。 2.離岸：躉購費率應與政策目標連動。	1.根據104年度第二次審定會決議，104年度延續103年度陸域10瓩以上風力發電目標達成獎勵機制。 2.有關目標達成獎勵措施之說明請詳見本簡報第53頁。
其他	1.陸域1瓩以上未達10瓩：建議費率級距調整為1-30瓩陸域風力。	104年度審定會風力分組已針對業者所提意見進行充分討論，建議目前先以示範獎勵辦法進行小型風力推廣，並予以放寬適用1-10瓩陸域風力之費率，故 104年度容量級距維持不變 。
	2.陸域10瓩以上：(1)建議業者能列席審定會。(2)委員組成應有公民團體、社會發展領域、城鄉發展等協會。	1.為確保審定會委員於後續會議中可依法公正行使職權， 原則不開放業者與會 。 2.審定會組成係依「再生能源發展條例」第9條第1項規定辦理。

3

業者意見歸納

二、生質能及其他再生能源發電

	意見摘要	處理說明
期初設置成本	1. 生質能渦輪發電機依評估僅能使用9年，之後再購買物價已經上漲，故建議可縮短躉購期間並提高費率。	發電機成本費用，自100年度審定會均決議採乘以2倍計算，即已將沼氣發電機組耐用年限問題納入期初設置成本估算，又因其未來成本漲跌並不確定，且業者亦可較早取得資金，係屬較為有利；又發電機使用年限，與躉購年限概念不同，不可混為一談。
	2. 躉購費率期初設置成本應納入禽畜糞液前處理設備等費用。	沼氣發電之料源本即應符合三段式放流水標準等環保規範，進行沼氣發電前之有機物處理(如糞液處理等前處理費用)係為符合環保法規下所應進行之處理程序。另業者所提水解流程，係為厭氧消化過程之必經過程，其可以專門機器為前處理增加效率，或發生於厭氧發酵過程中之不同階段(調勻池、厭氧消化槽、水解槽或酸化槽)，係按個案採取之不同處理程序而有不同的發生作用流程，原認列之厭氧消化設備費用中即已包括相關成本。
	3. 因水解產生之氣體多寡與發電量呈正相關，請評估對其補貼或電能躉購之可行性。	
年運轉維護費	1. 建議設置集中式有機廢棄物處理中心，並納入運輸成本。	若採行集中式沼氣處理場，無相關發電設備的小型畜殖場雖須負擔運輸費用，但亦可節省其為了符合放流水標準所需的處理費用，此效益亦需要考慮；又經洽詢行政院農委會動植物防疫檢疫局，該局表示集中處理動物糞尿運送會造成防疫及環境問題，故配套措施未擬妥前，躉購費率計算上暫不加計運輸等相關成本。
	2. 建議將物價上漲納入考量，如已納入請調整表示方式。	有關物價上漲因素，業於年運轉維護費中加以考量(以物價上漲率2%計算)，並以估算20年均化後數值呈現，故業者建議業已納入考量。

4

業者意見歸納

二、生質能及其他再生能源發電

	意見摘要	處理說明
年售電量	1. 沼氣費率計算公式中「年發電量」參數之時數計算係以效率90%來計算，屬過高之要求。	104年度審定會生質能及其他再生能源分組已針對業者所提意見進行充分討論，資料參採說明請詳見本簡報第30頁。
	2. 川流式水力發電運轉率容易受氣候影響。	川流式水力營運率受水量豐枯影響甚巨，本年度除台電外，亦納入民營公司之數據，為避免參數波動過大，並仍採3年度之平均數值，資料參採說明請詳見本簡報第33頁。
躉購費率	1. 生質能之費率需調整到4.5862元/度才具有投資效益。	審定會參數參採係以具有公信力及客觀性之數據為主，期使費率水準可以維持業者之合理利潤。有關生質能成本內涵及費率之說明請詳見本簡報第28-30。
	2. 地熱項目應區分淺層及深層地熱。	1. 我國地熱政策目標係擬定「由淺入深」策略，短、中期(114年以前)以開發淺層地熱為主，長期(119年)開發深層地熱發電。 2. 就淺層地熱開發而言，除躉購費率之外，目前此部分目前業已採「地熱能發電系統示範獎勵辦法」予以協助，且現行躉購費率之計算係以1~2MW之小型機組為計算基礎，其成本較高，故不予區分級距對欲申設大規模電廠者係屬較佳之保護；而深層地熱之推廣，因國際上甫出現商轉案例，故目前以科技部「能源國家型科技計畫地熱能源主軸中心」作為前導發展之主要推廣手段。 3. 因目前尚無實際商轉之地熱電廠、個案情形差異亦大、深層地熱之發展尚不成熟，且推廣政策亦不同，故暫時無須再就深淺層地熱為之區分。

5

業者意見歸納

二、生質能及其他再生能源發電

	意見摘要	處理說明
	1.目前生質能躉售費率規定須燃燒100%生質能，但國內生質燃料料源供應不穩定，是否可用混燒比例權重計算躉購費率。	此項議題業已納入105年度審定會中進行專題研究。
	2.沼氣發電可否放寬電業法500瓩之限制。	已將相關意見轉呈至主管機關參酌。
其他	3.民間業已投入海洋能技術研發，然卻面臨對國際推廣時遭質疑技術品質可靠度與穩定度，建議能增設海洋能類別躉購費率，並釐清國內土地取得、與漁民溝通等相關開發流程問題。	1.海洋能按照目前再生能源躉購類別歸類於「其他」能源別，我國再生能源之推廣原則係以技術成熟之能源別為優先推廣對象，如前導技術(如海洋能)係規畫以示範獎勵辦法另行鼓勵。 2.國際上目前皆無商業化機組商轉，而我國海洋能仍在初期研發與測試階段，未來機組之發電效益、發電成本與可用率仍無法驗證，不確定性仍高。綜上，基於國內外商轉案例有限，難以取得客觀之實際運轉參數，建議暫待主客觀環境更成熟後再單獨訂定之。 3.建請業者可先與海洋大學設置之海洋能測試場聯繫進行合作測試，取得先期設置經驗後，待技術成熟後再進行跨部會行政協調，以解決開發流程等相關問題。

6

壹、104年再生能源電能躉購費率計算公式

一、公式說明

依104年度再生能源電能躉購費率審定會會議結論，電能躉購費率計算公式如下：

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

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

年運轉維護費 = 期初設置成本 × 年運轉維護費占期初設置成本比例

註：平均資金成本率(WACC)計算公式詳如本簡報第40頁。

7

壹、104年再生能源電能躉購費率計算公式

二、公式意義與內涵

- (一)利用躉購合約期間內，再生能源發電業者各年期的淨收入(電費收入減運維費用)以平均資金成本率折現之後，令其各年淨收入現值之和等於期初設置成本。
- (二)公式中的各項參數除期初設置成本之外，在計算公式中皆加以均化處理，以得到均化的躉購費率，因此，公式中之參數皆為長期平均的概念。
- (三)各項參數以長期平均化後，各年之淨收入將成為以平均資金成本率為變數的等比級數，故可以將各年的加總值簡化為平均資金成本率與年數的關係式，稱之為「資本還原因子」。
- (四)資本還原因子中之平均資金成本率並不是指業者的投資報酬率，而是指計畫投入全部資金的報酬率，所以平均資金成本率會等於自有資金與外借資金的平均報酬率。(註：平均資金成本率(WACC)計算公式詳如本簡報第40頁)

8

壹、104年再生能源電能躉購費率計算公式

三、公式特色

- (一)以固定費率長期躉購方式，讓業者可掌握每期之現金流量，降低業者營運風險，符合國際饋網電價(Feed-in Tariff)之精神。
- (二)鼓勵再生能源資源較優之區域及經營效率較佳之業者優先進入市場，並給予業者提高發電量之誘因，以提昇再生能源之經濟效益。
- (三)反映資金成本及投資風險溢酬，有助於費率水準可以維持業者合理利潤之訂定目的。

9

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(一)期初設置成本

1.103年度審定參數值：16萬元/瓩

2.104年度審定會決議數值：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。(詳見表2-1)
- (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，決議不採納國外預估之成本降幅，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。

10

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

表2-1 101-103年國內小型風力期初設置成本資料

編號	設置場址	類型	資料發生年度(年)	單機裝置容量(瓩)	機組數量(組)	總裝置容量(瓩)	期初設置成本(千元)	單位期初設置成本(元/瓩)	備註
1	A	地面型水平軸	2012	3.5	2	7	1,900	271,429	-
2	B	屋頂型水平軸	2012	3.5	1	3.5	680	194,286	
3	C	屋頂型水平軸	2012	3	3	9	928.67	122,883	已剔除7.68kW太陽光電概估之設置成本
4	D	屋頂型水平軸	2013	3	1	3	510	170,000	政府決標資料
5	E	地面型水平軸	2014	-	-	9	968	107,556	政府決標資料
6	F	地面型水平軸	2014	3	3	9	1,858.535	206,504	已提供佐證資料

11

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(二)年運轉維護費

1.103年度審定參數值：占期初設置成本1%

2.104年度審定會決議數值：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。(詳見表2-2)
- (2)根據民營A公司提供資料，相當於年運轉維護費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，決議不予採用。
- (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，決議援用103年度審定會公告參數值，即104年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為1%。

12

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

表2-2 2009-2013年國外小型風力發電年運轉維護費

資料來源	年運轉維護費	說明
美國風能協會 (AWEA, 2009)	年運轉維護費約新臺幣990元~1,980元/瓩，平均為 <u>1,485元/瓩</u> 。	根據AWEA(2009)報告，以小型風力機平均設置成本約為3,000~6,000美元/瓩之間，年運轉維護費約為設置成本之 <u>1%</u> 。
美國風能協會 (AWEA, 2010)	每度電運轉維護費約新臺幣0.589~1.473元，若以每瓩年滿發時數1,800小時計算，則相當於年運轉維護費介於1,060~2,651元/瓩，平均為 <u>1,856元/瓩</u> 。	在AWEA(2010)市場調查指出，開發商估計每度電營運維護費約介於0.02~0.05美元之間。
美國風能協會 (AWEA, 2011)	年運轉維護費約為新臺幣 <u>589元/瓩</u> 。	AWEA(2011)市場調查指出，小型風力機之年運轉維護費平均約為20美元/瓩。
美國能源部 (U.S. DOE, 2013)	2.4kW以下小型風機：1,786~1,935元/瓩，平均為 <u>1,861元/瓩</u> 。	根據美國能源部(2013)報告，2.4kW以下小型風機之年運轉維護費約介於60~65美元/瓩。

資料來源: 1.AWEA(2009), "AWEA Small Wind Turbine Global Market Study."
 2.AWEA(2010), "2010 U.S. Small Wind Turbine Market Report."
 3.AWEA(2011), "2011 U.S. Small Wind Turbine Market Report."
 4.U.S. DOE(2013), 2012 Market Report on U.S. Wind Technologies in Distributed Applications.

- 蒐集美國風能協會2009~2011年報告，發現各年報告中對年運轉維護費的探討角度均不相同，2009年的報告係呈現年運轉維護費占期初設置成本比例，2010年為開發商估計每度電營運維護費用，而2011年則為每瓩年運轉維護費，故導致各年數據有所差異。
- 103年度審定會根據AWEA(2009)報告，沿用年運轉維護費占期初設置成本之比例為1%。

13

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(三)年售電量

1.103年度審定參數值：1,800度/瓩

2.104年度審定會決議數值：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，故未予以參採。
- (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，決議104年度小型風機年售電量調整為1,750度/瓩。

資料來源1：<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/index.html>。

資料來源2：Carbon Trust (2008), Small-scale Wind Energy Policy insights and practical guidance CTC738.

14

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、陸域型10瓩以上

(一)期初設置成本

1.103年度審定參數值：5.77萬元/瓩(無加裝LVRT者為5.67萬元/瓩)

2.104年度審定會決議數值：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.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%。(詳見表2-3)
- B.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，則期初設置成本為5.76萬元/瓩。(詳見表2-4)

(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：根據民營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，相當於63,874元/瓩與60,598元/瓩。
- B.台電公司決標資料：根據台電公司「風力發電第4期計畫」決標金額，經剔除內含之運維費用後，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)決議104年度陸域型10瓩以上風力發電期初設置成本參數採近3年海關進口成本推估之期初設置成本與國內近3年設置案之財報及決標資料取平均，即為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，決議不採納國際成本降幅。

註：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。

15

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

表2-3 風力機組成本占期初設置成本比例彙整表

資料來源	NREL		IRENA(2012)	工研院產經中心(2011)	台電公司(2013)
報告名稱	NREL(2011), IEA Wind Task 26	NREL(2012), 2010 Cost of Wind Energy Review	RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES - Volume 1: Power Sector Issue 5/5 - Wind Power.	全球風力發電政策動態與產業趨勢	風力發電第4期計畫實際決採資料
風力機組(含塔架與其他機電設備)占期初設置成本比例	68%-84% (平均75%)	68%	64%-84%	75%	68.57%
風力機組(不含塔架與其他機電設備)占期初設置成本比例	-	53%	47%-62%	55%	53.27%

表2-4 2012~2014年海關設備進口資料

資料年度	進口國別	廠牌	機組數	裝置容量(MW)	完稅價格(元)	單位價格(元/瓩)	設置成本推估(元/瓩)
2012	德國	ENERCON	3	2.3	212,729,730	30,830	57,876
2012	德國	ENERCON	2	2.3	141,819,820	30,830	57,876
2012	德國	ENERCON	1	2.3	72,580,250	31,557	59,239
2012	德國	ENERCON	1	2.3	72,580,250	31,557	59,239
2012	德國	ENERCON	1	2.3	72,580,250	31,557	59,239
2012	德國	ENERCON	1	2.3	72,580,250	31,557	59,239
2012	德國	ENERCON	1	2.3	72,580,250	31,557	59,239
2012	德國	ENERCON	7	2.3	468,411,930	29,094	54,616
2012	德國	ENERCON	1	2.3	66,915,990	29,094	54,616
2012	德國	ENERCON	2	0.9	61,424,075	34,124	64,059
2012	德國	ENERCON	2	2.3	89,875,841	19,538	36,678
2012	德國	ENERCON	1	2.3	65,632,230	28,536	53,568
2012	德國	ENERCON	1	2.3	65,632,230	28,536	53,568
2012	德國	ENERCON	1	2.3	65,632,230	28,536	53,568
2013	德國	ENERCON	1	2.3	73,862,853	32,114	60,286
2013	德國	ENERCON	1	2.3	79,026,210	34,359	64,500
2013	德國	ENERCON	1	2.3	73,862,853	32,114	60,286
2013	德國	ENERCON	1	2.3	73,862,853	32,114	60,286
2013	德國	ENERCON	6	2.3	448,994,163	32,536	61,077
2013	德國	ENERCON	1	2.3	69,323,040	30,140	56,581
2013	德國	ENERCON	1	2.3	78,965,280	34,333	64,450
2013	德國	ENERCON	1	2.3	69,323,040	30,140	56,581
2013	德國	ENERCON	1	2.3	73,805,904	32,090	60,239
2013	德國	ENERCON	2	2.3	147,611,808	32,090	60,239
2013	德國	ENERCON	3	2.3	221,417,712	32,090	60,239
2013	德國	ENERCON	2	2.3	147,611,808	32,090	60,239

註1：風力發電機組設備包含葉片、輪殼、發電機、機艙上部、機艙下部與特殊訂製模組。
 註2：期初設置成本係以風力機組占期初設置成本53.27%推算。
 註3：2014年截至5月5日止，國內尚無任何大型風力機組進口資料。

16

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、陸域型10瓩以上

(二)年運轉維護費

1.103年度審定參數值：占期初設置成本2.76%(無加裝LVRT者為2.81%)

2.104年度審定會決議數值：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)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。
- (3)參採**台電公司保修合約與民營業者100-101年運轉維護費**資料估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**。
- (4)決議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，依104年度決議之期初設置成本**59,800元/瓩**估算，則占期初設置成本比例為**2.52%**。

17

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、陸域型10瓩以上

(三)年售電量

1.103年度審定參數值：2,400度/瓩

2.104年度審定會決議數值：2,400度/瓩

3.資料參採說明

- (1)考量未來國內待開發風場，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。(參見表2-5、表2-6)
- (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，決議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。

18

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

表2-5 台電公司新風場101年、102年發電量資料

場址	資料發生年度 (年)	商轉日期 (年/月)	平均裝置容量 (kW)	本年淨發電量 (kWh)	平均年發電量 (度/瓩)	發電設備容量因數 (%)
A	101	100.7	4,600	12,387,167	2,693	30.7
B	101	100.7	6,000	21,511,079	3,585	40.8
C	101	100.3	6,000	18,530,887	3,088	35.2
D	101	100.3	23,000	69,764,700	3,033	34.5
E	102	100.7	4,600	12,382,421	2,692	30.7
F	102	100.7	6,000	18,239,539	3,040	34.7
G	102	100.3	6,000	18,843,329	3,141	35.9
H	102	100.3	23,000	70,010,404	3,044	34.7

資料來源：台灣電力公司101年統計年報、台灣電力公司102年統計年報、台灣電力公司再生能源處。

表2-6 民營公司新風場101年、102年發電量資料

場址	資料發生年度 (年)	商轉日期 (年/月)	抄表期間	平均裝置容量 (kW)	平均年發電量 (度/瓩)	發電設備容量因數 (%)
A	101	100.9	100.12.28-101.12.25	6,900	1,574	18.0
B	101	100.12	100.12.29-101.12.26	4,600	2,516	28.7
C	101	101.3	101.3.28-102.3.26	4,600	2,426	27.7
D	101	101.3	101.3.28-102.3.26	6,900	2,521	28.8
E	102	100.9	101.12.26-102.12.11	6,900	1,576	18.0
F	102	100.12	101.12.27-102.12.31	4,600	2,537	29.0
G	102	101.3	101.12.26-102.12.31	4,600	2,597	29.6
H	102	101.3	101.12.26-102.12.31	6,900	2,757	31.5
I	102	102.4	102.4.26-103.4.30	34,000	2,324	26.5

註：根據民營業者表示，民營風場與國外廠商簽訂之保修合約，係保證設備可用率達97%以上。
資料來源：台灣電力公司再生能源處。

19

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

三、離岸型

(一) 期初設置成本

1. 103年度審定參數值：15.85萬元/瓩

2. 104年度審定會決議數值：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，決議不予納入參採。
- (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，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，設置成本已包含併網成本，故決議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。(參見表2-7)
- (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，且考量國內外發展環境應有所差異，決議104年度期初設置成本不依國際成本趨勢調整，即為16.92萬元/瓩。

20

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

表2-7 2010-2014年英國與德國離岸風力發電期初設置成本

編號	國別	場址	商轉年度 (年)	總裝置容量 (kW)	單位期初設置成本 (包含併網成本) (NTD/kW)	離岸距離 (公里)	水深下限 (公尺)	水深上限 (公尺)
1	英國	Robin Rigg	2010	180,000	120,745	11.5	0	12
2	英國	Gunfleet Sands I + II	2010	172,800	140,791	7.4	0	13
3	英國	Thanet	2010	300,000	172,453	17.7	14	23
4	英國	Walney Phase 1	2011	183,600	181,529	19.4	19	23
5	英國	Walney Phase 2	2012	183,600	181,498	22.1	24	30
6	英國	Ormonde	2012	152,250	169,993	12.3	17	21
7	英國	Sheringham Shoal	2012	316,800	189,125	21.4	14	23
8	英國	Greater Gabbard	2013	504,000	183,968	32.5	4	37
9	英國	London Array Phase 1	2013	630,000	171,936	27.6	0	23
10	英國	Teesside	2014	62,100	162,757	2.2	6	18
11	德國	Alpha Ventus	2010	60,000	174,617	56	28	30
12	德國	ENBW Baltic 1	2011	48,300	169,602	17.1	16	19
13	德國	BARD Offshore 1	2013	400,000	286,571	111.9	39	41
14	德國	Riffgat	2014	108,000	184,476	42.4	18	23

註1：Teesside風場無設置海上變電站，其電纜係直接連結至陸上變電站，無須參與離岸傳輸牌照競標，故期初設置成本業已包含海纜成本。

註2：編號1、2、4、5、6、8之場址因網頁數據更新，故以更新後之成本數據呈現。

註3：編號9之場址因改以全年平均匯率換算，故以台幣表示之單位期初設置成本稍有變動。

資料來源：1. <http://www.4coffshore.com/windfarms/>

2. <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission/offshore-transmission-tenders>

21

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.103年度審定參數值：占期初設置成本3.48%

2.104年度審定會決議數值：占期初設置成本3.34%

3.資料參採說明

- (1)考量我國並無離岸設置經驗，故以國外案例為主，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。(參見表2-8)
- (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。(參見表2-9)
- (3)加計除役成本後為5,647元/瓩，依104年度決議之期初設置成本16.92萬元/瓩估算，決議104年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為3.34%。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

表2-8 國外離岸型風力發電年運轉維護費資料

編號	國別	資料年度(年)	幣別	年運轉維護費(元/kW)	年運轉維護費(NTD/kW)	備註	資料來源
1	美國	2012	USD	53.33	1,579		Energy Information Administration(2012), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2012".
2	美國	2013	USD	72.71	2,165		Energy Information Administration(2013), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2013".
3	英國	2013	GBP	126	5,864	近岸的風場 - RO機制數據	TNEI(2013), Offshore Wind Generation Cost Variations Review.
4	英國	2013	GBP	143	6,655	近岸的風場 - 國家電網蒐集數據	
5	英國	2013	GBP	165	7,679	離岸距離大於50公里或超過45米深度之離岸風場 - RO機制數據	
6	英國	2013	GBP	206	9,587	離岸距離大於50公里或超過45米深度之離岸風場 - 國家電網蒐集數據	
7	歐盟	2013	USD	100-160	3,870		World Energy Council(2013), World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies.
8	美國	2013	USD	74	2,203		EIA(2014), Assumptions to the Annual Energy Outlook 2014.

註：編號1、2、8為評估報告數據；編號5、6為離岸距離大於50公里或水深超過45米之離岸風場數據。

表2-9 國外離岸風力除役成本研究報告

資料來源	除役成本	說明
Mark J. Kaiser, Brian Snyder (2011), Modeling the decommissioning cost of offshore wind development on the U.S. Outer Continental Shelf., Marine Policy, Volume 36, Issue 1, January 2012, Pages 153-164.	3,388~3,978元/瓩 (平均3,683元/瓩)	除役成本約115,000~135,000美元/MW，接近設置成本的3-4%。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

三、離岸型

(三)年售電量

1.103年度審定參數值：3,300度/瓩

2.104年度審定會決議數值：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。(參見表2-10)
- (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，決議104年度離岸型年售電量可調整為3,400度/瓩。

表2-10 澎湖風力示範系統歷年發電量

91年~102年中屯風力發電示範系統運轉統計												
運轉記錄	91年	92年	93年	94年	95年	96年	97年	98年	99年	100年	101年	102年
平均風速(m/s)	8.9	9.8	9.3	9.7	10	9.8	9.8	9.7	8.7	10.7	9.6	9.1
年發電量(萬度)	792	981	891	854	888	1003	891	965	779	1,045	751	819
年發電量(度/瓩)	3,299	4,087	3,713	3,559	3,700	4,180	3,711	4,022	3,244	4,355	3,130	3,413

資料來源：風力資訊整合平台(2014)，<http://wind.itri.org.tw/>

24

參、生質能發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、無厭氧消化設備

(一)期初設置成本

1.103年度審定參數值：5.7萬/瓩

2.104年度審定會決議數值：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，決議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。

25

參、生質能發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、無厭氧消化設備

(二)年運轉維護費

1.103年度審定參數值：占期初設置成本11.2%

2.104年度審定會決議數值：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，決議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。

參、生質能發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、無厭氧消化設備

(三)年售電量

1.103年度審定參數值：5,300度/瓩

2.104年度審定會決議數值：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，決議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。

參、生質能發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、有厭氧消化設備

(一)期初設置成本

- 1.103年度審定參數值：22.48萬元/瓩
 - 2.104年度審定會決議數值：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(編號4-5)，與103年度審定會參採之3筆國內資料(編號1-3)平均後，決議104年度審定會期初設置成本數值為23.27萬/瓩。(參見表3-1)
- (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，決議不依國際趨勢調降。

表3-1 生質能(有厭氧消化設備)期初設置成本計算

標號	年度	總裝置容量(kW)	厭氧消化設備費用*(A)(萬元)	純化系統費用(B)(萬元)	發電機成本費用(2倍計算後)**(C)(萬元)	發電機相關費用(D)(萬元)	其他費用(E)(萬元)	調整後單位期初設置成本(萬元/瓩)	資料來源
1	102	30	167	147	412	56	--	26.07	C公司
2	102	195	1,086	473	2,040	465	40	21.05	B公司
3	102	195	1,086	330	2,100	435	10	20.31	A公司
4	103	260	1,448	852	4,080	285	10	25.67	C公司
5	103	30	167	39	433	32	26	23.23	D公司
平均								23.27萬元/瓩	

*厭氧消化槽之認定以原為符合排放水標準所設立設備的改建成本差額為準，若為新設或是原即存在之設備，厭氧消化槽之費用即以102年度審定會所審定的改建費用1,169萬/195瓩=5.57萬/瓩按比例計算之，並已包括水解設備之相關費用。

**發電機耐用年限為10年，故單位發電成本需以2倍計算。

28

參、生質能發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、有厭氧消化設備

(二)年運轉維護費

- 1.103年度審定參數值：占期初設置成本3.23%
- 2.104年度審定會決議數值：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，即F公司與101-102年B公司之資料，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年度決議之期初設置成本23.27萬元/瓩估算，占期初設置成本比例為2.99%。(參見表3-2)
- (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。

表3-2 生質能(有厭氧消化設備)年運轉維護費計算

編號	年度	裝置容量(kW)	人事費用(元)	大修攤提(元)	機組維修費用(元)	純化系統電費(元)	單位年運轉維護費(元/瓩)	資料來源	
1	101	120	240,000	100,000	109,000	219,000	5,567	B公司	
2	102	120	240,000	125,000	166,000	246,000	6,475	B公司	
3	102	120+30	744,000					4,960	C公司
4	102	195							B公司
5	102	195	350,000	--	--	--	--	A公司	
6	102	30	--	247,500		--	--	E公司	
		65	--	371,300		--	--		
7	103	330	700,000	100,000			5,152	F公司	
8	103	30	600,000	123,088			24,103	D公司	
9	103	260							C公司

29

參、生質能發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、有厭氧消化設備

(三)年售電量

1.103年度審定參數值：7,900度/瓩

2.104年度審定會決議數值：7,700度/瓩

3.資料參採說明

(1)本年度新增C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）。（參見表3-3）

(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97.5%計算後，實際運轉時數為7,703度/瓩，決議104年度有厭氧消化設備之年售電量取整數調整為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。

表3-3 生質能(有厭氧消化設備)年售電量

編號	年度	總裝置容量(kW)	年運轉時數(度/瓩)	資料來源
1	102	195	7,920	B公司
2	102	195	7,920	A公司
3	103	260	7,920	C公司

註：關於廠商實際運轉情形，C公司(102年7月試運轉、103年才逐漸穩定)以及A公司(102年12月)皆已運轉，B公司亦準備運轉(103年9月)，經洽詢業者表示運轉情形尚稱良好，惟因運轉期間未滿一年，故尚無法反映實際運轉情形；又A公司表示運轉情形與發電機業者承諾運轉效率差異不大，故決議104年度暫不納入參採仍以申請書中容量因數90%估算年發電時數。

30

肆、川流式水力發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、期初設置成本

(一)103年度審定參數值：6.8萬元/瓩

(二)104年度審定會決議數值：6.8萬元/瓩

(三)資料參採說明

1.本年度新增G公司案例資料屬評估數據，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，決議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。

31

肆、川流式水力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、年運轉維護費

(一)103年度審定參數值：占期初設置成本6.6%

(二)104年度審定會決議數值：占期初設置成本6.6%

(三)資料參採說明

- 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。
- 2.上述金額，依104年度決議之期初設置成本6.8萬元/瓩估算，占期初設置成本比例5.7%，惟為鼓勵業者投資，決議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%。(參見表4-1)
- 3.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。

表4-1 國內川流式水力運轉維護費用案例彙整表

年度	總裝置容量(瓩)	總運轉維護費用(千元)	單位運轉維護費用(元/瓩)
100	24,692	89,347	3,618
101	24,692	59,942	2,428
102	24,692	86,680	3,510
參採資料平均			3,185

32

肆、川流式水力發電電能躉購費率計算公式使用參數

三、年售電量

(一)103年度審定參數值：4,200度/瓩

(二)104年度審定會決議數值：4,200度/瓩

(三)資料參採說明

- 1.本年度蒐集100至102年之台電公司、H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，為鼓勵國內業者設置，決議104年度仍維持103年度之水準，即4,200度/瓩。(參見表4-2)
- 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。

表4-2 國內川流式水力年售電量案例彙整表

年度	總裝置容量(瓩)		總年發電量(千度)		單位年運轉時數(度/瓩)	
	台電	H公司	台電	H公司	台電	H公司
100	24,692	8,750	104,571	35,280	4,235	4,032
101	24,692	8,750	103,804	38,490	4,204	4,399
102	38,892	8,750	183,170	38,729	4,710	4,426
參採資料平均					4,383	4,286

33

伍、地熱發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、期初設置成本

(一)103年度審定參數值：24.12萬元/瓩

(二)104年度審定會決議數值：24.12萬元/瓩

(三)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，決議104年度審定會援用103年度之數值，即24.12萬元/瓩。(參見表5-1)
- 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.而業者反映初期探勘鑽鑿不確定性所產生之風險，102年1月實施之『地熱能發電系統示範獎勵辦法』，係以專案補助每瓩5萬元、上限5,000萬，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。

表5-1 地熱發電期初設置成本計算

成本項目	工研院「地熱能源永續利用極深層地熱發電技術開發計畫(100)」 裝置容量：3,000瓩		I公司ROT案 裝置容量：1,000瓩		J公司評估資料 裝置容量：1,320瓩		成本項目 加總平均 (萬元/瓩)
	期初設置成本 (萬元)	單位成本 (萬元/瓩)	期初設置成本 (萬元)	單位成本 (萬元/瓩)	期初設置成本 (萬元)	單位成本 (萬元/瓩)	
	發電設備	33,400	11.1	15,530	15.5	13,473	
鑽井	35,600	11.9	-	-	12,375	9.4	10.65
產能探勘	2,800	0.9	-	-	2,000	1.5	1.20
總計	38,400	23.9	-	-	27,848	21.1	24.12

34

伍、地熱發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、年運轉維護費

(一)103年度審定參數值：占期初設置成本4.89%

(二)104年度審定會決議數值：占期初設置成本4.89%

(三)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，決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.溫泉取用費部分，決議仍援用103年度計算方式，說明如下：
 - (1)103年度係以宜蘭縣政府之「回注水量差額計費」方式，估算溫泉取用費為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)。
 - (2)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。
 - (3)經換算占期初設置成本比例後與現行參採數值差異不大，故決議仍援用103年度計算方式，待新法修正通過後再重新評估。
- 3.綜上，經加計溫泉取用費後，年運轉維護費共為11,783元/瓩，依104年度決議之期初設置成本24.12萬元/瓩計算，決議年運轉維護費占期初設置成本比例為4.89%。
- 4.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。

35

伍、地熱發電電能躉購費率計算公式使用參數

三、年售電量

(一)103年度審定參數值：6,400度/瓩

(二)104年度審定會決議數值：6,400度/瓩

(三)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，決議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。

陸、廢棄物發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、期初設置成本

(一)103年度審定參數值：7.9萬元/瓩

(二)104年度審定會決議數值：7.9萬元/瓩

(三)資料參採說明

- 1.本年度無新增資料，依參數資料參採原則，決議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。

陸、廢棄物發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、運轉維護費用

(一)103年度審定參數值：占期初設置成本17.9%

(二)104年度審定會決議數值：占期初設置成本17.9%

(三)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，決議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。

陸、廢棄物發電電能躉購費率計算公式使用參數

三、年淨售電量

(一)103年度審定參數值：7,300度/瓩

(二)104年度分組會議共同意見建議數值：7,300度/瓩

(三)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，決議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。

柒、平均資金成本率使用參數

一、103年度審定參數值：5.25%

二、104年度審定會決議數值：5.25%

三、資料參採說明

(一)內涵說明

- 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受四項變數影響，即外借資金及自有資金比例、無風險利率、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

40

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(一)內涵說明

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。

41

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(一)內涵說明

5.參數處理作法

參數	處理作法
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。

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。
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。

42

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(二)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%。(詳見附表1)

104年度無風險利率決議各類再生能源均設定為1.38%。

43

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(二)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(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，決議104年度外借與自有資金比例數值，各類再生能源均設定為70%：30%。

44

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(二)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1.5%~2%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，決議104年度援用過去將 α 風險設定為2%，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 風險決議各類再生能源皆為2%。

45

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(二)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(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，其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。

46

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(二)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(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	汗水下水道 BOT案 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%。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，同時參考國際經驗介於國際範圍5~7%，且屬中上水準，故決議104年度一般再生能源β風險為6.248%。

47

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(二)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."

48

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(二)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 風險決議數值，一般再生能源6.248%；離岸風力(尚未計算示範獎勵效果)7.033%。

49

柒、平均資金成本率使用參數

三、資料參採說明

(三)資料參採說明彙整

1.平均資金成本率計算

$$WACC = \text{自有資金比例} * (\text{無風險利率} + \alpha + \beta) + \text{外借資金比例} * (\text{無風險利率} + \alpha)$$

(1)一般再生能源(陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)

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

經計算，一般再生能源平均資金成本率數值為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，決議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

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

經計算，離岸風力平均資金成本率數值為5.489%，然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，故決議104年度離岸風力之WACC仍維持為5.25%。

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

3.參數比較表

參採值	自有資金比例 (W_f)	外借資金比例 (W_o)	無風險利率 (R_f)	信用風險加碼 (α)	風險溢酬 (β)
103年度	30%	70%	1.29%	2%	6.234%
104年度	30%	70%	1.38%	2%	6.248%

50

附表1、101-103年十年期政府公債殖利率與公司債利率

民國 年月	政府公債 10年期殖利率(%)	公司債市場參考利率					利率-公司債利率-公債殖利率		
		twAAA	twAA	twA	twBBB	twAAA	twAA	twA	twBBB
101年01月	1.29	1.65	1.83	2.08	2.78	0.36	0.54	0.79	1.49
101年02月	1.27	1.61	1.80	2.06	2.78	0.34	0.53	0.79	1.51
101年03月	1.27	1.60	1.78	2.04	2.74	0.33	0.51	0.77	1.47
101年04月	1.28	1.57	1.76	2.02	2.70	0.29	0.48	0.74	1.42
101年05月	1.23	1.57	1.76	2.03	2.74	0.34	0.53	0.80	1.51
101年06月	1.20	1.54	1.72	2.01	2.71	0.34	0.52	0.81	1.51
101年07月	1.17	1.52	1.70	1.98	2.63	0.35	0.53	0.81	1.46
101年08月	1.18	1.50	1.67	1.96	2.63	0.32	0.49	0.78	1.45
101年09月	1.18	1.49	1.66	1.93	2.62	0.31	0.48	0.75	1.44
101年10月	1.14	1.49	1.65	1.93	2.65	0.35	0.51	0.79	1.51
101年11月	1.13	1.48	1.64	1.92	2.61	0.35	0.51	0.79	1.48
101年12月	1.15	1.48	1.64	1.91	2.61	0.33	0.49	0.76	1.46
102年01月	1.17	1.47	1.64	1.89	2.59	0.30	0.44	0.72	1.42
102年02月	1.21	1.47	1.60	1.87	2.59	0.26	0.39	0.66	1.38
102年03月	1.28	1.47	1.60	1.85	2.59	0.19	0.32	0.57	1.31
102年04月	1.26	1.48	1.60	1.86	2.58	0.22	0.34	0.60	1.32
102年05月	1.25	1.49	1.60	1.86	2.55	0.24	0.35	0.61	1.30
102年06月	1.37	1.50	1.59	1.85	2.53	0.13	0.22	0.48	1.16
102年07月	1.49	1.56	1.63	1.86	2.54	0.07	0.14	0.37	1.05
102年08月	1.68	1.61	1.68	1.89	2.57	-0.07	0.00	0.21	0.89
102年09月	1.72	1.73	1.81	1.97	2.62	0.01	0.09	0.25	0.90
102年10月	1.65	1.79	1.87	2.02	2.62	0.14	0.22	0.37	0.97
102年11月	1.70	1.79	1.87	2.01	2.59	0.09	0.17	0.31	0.89
102年12月	1.69	1.80	1.88	2.01	2.60	0.11	0.19	0.32	0.91
103年1月	1.66	1.82	1.90	2.02	2.61	0.16	0.24	0.36	0.95
103年2月	1.60	1.81	1.90	2.01	2.60	0.21	0.30	0.41	1.00
103年3月	1.59	1.82	1.90	2.01	2.60	0.23	0.31	0.42	1.01
103年4月	1.57	1.82	1.90	2.01	2.59	0.25	0.33	0.44	1.02
103年5月	1.50	1.81	1.89	2.01	2.58	0.31	0.39	0.51	1.08
103年6月	1.56	1.81	1.88	2.00	2.57	0.25	0.32	0.44	1.01
101年平均	1.21	1.54	1.72	1.99	2.68	0.33	0.51	0.78	1.48
102年平均	1.46	1.60	1.70	1.91	2.58	0.14	0.24	0.46	1.13
103年1-6月平均	1.58	1.82	1.90	2.01	2.59	0.24	0.32	0.43	1.01
101-103年1-6月平均	1.38	1.62	1.74	1.96	2.62	0.24	0.36	0.58	1.24

1.政府公債10年期殖利率：中央銀行網站統計資料之金融統計「重要金融指標之歷史檔案」。

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

2.公司債市場參考利率：證券櫃檯買賣中心網站(債券交易資訊>公司債/金融債/受益證券/外國債券/分割債券>公司債參考利率)

網址：http://www.gretai.org.tw/ch/bond_trading_info/division_bond/COCurve/DivBondCurveDaily.php

公司債參考利率為花旗銀行、澳盛銀行、台北富邦銀行、匯豐(台灣)銀行、日盛證券、中國信託銀行、台新銀行、兆豐證券、中華證券、國際證券、永豐金證券、大華證券、統一證券、元富證券、兆豐證券、群益金鼎證券、凱基證券、元大寶來證券等18家之報價等18家之報價。

51

捌、躉購制度獎勵措施

議題一：離島費率獎勵機制

一、緣起

業者於座談會與第一次分組會議中皆建議104年度仍維持離島費率獎勵機制，本議題業於104年度第1次審定會討論並形成決議。

二、103年度作法

考量成本替代效益及鼓勵離島地區設置再生能源，各類再生能源發電設備設置於離島地區，且電力系統未有以海底電纜與本島電網聯結者，所適用之103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。

三、104年度審定會決議

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，所適用之104年度躉購費率按實際公告費率加成15%，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。

52

捌、躉購制度獎勵措施

議題二：陸域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%。

53

捌、躉購制度獎勵措施

三、104年度審定會決議

- (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，決議於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%，決議104年度獎勵機制可維持躉購費率加成3.6%。

54

捌、躉購制度獎勵措施

議題三：陸域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購期間。 >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 <ul style="list-style-type: none"> ■ 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

55

捌、躉購制度獎勵措施

三、104年度審定會決議

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	$\frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費}}{\text{前一期平均年售電量}}$ <p>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%。</p>
≤ 2,200	2.9126

56

捌、躉購制度獎勵措施

議題四：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。
- (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	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 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。

資料來源：BMW (2014), Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)

57

捌、躉購制度獎勵措施

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%。

58

捌、躉購制度獎勵措施

四、試算結果

階梯式躉購費率		平均躉購費率
前期躉購費率期限	10年	
前期躉購費率(元/度)	7.1085	5.7405
後期躉購費率(元/度)	3.4586	5.7405
20年基金總支出(億元)	22.41	26.71
前期平均每年基金支出(億元)	2.1903	
後期平均每年基金支出(億元)	0.0505	
全期平均每年基金支出(億元)	1.1204	1.3355

- 階梯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20年基金總支出得以減少，但前期平均每年基金支出則會因此提高。
- 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「階梯式費率」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；「階梯式躉購費率」為前10年7.1085元/度，後10年3.4586元/度。

59

玖、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	≥1~<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。

60

拾、104年度再生能源電能躉購費率試算

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	≥1~<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。

61

報告完畢



請勿引用