

再生能源電能躉購費率 及其計算公式說明

(下午場次：風力、生質能及其他再生能源)

經濟部

104年10月23日

目錄

- 壹、105年度再生能源電能躉購費率計算公式
- 貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率
 - 一、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率試算
 - 二、躉購制度獎勵措施
 - 三、國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)
 - 四、風力發電使用參數
 - 五、生質能發電使用參數
 - 六、川流式水力發電使用參數
 - 七、地熱發電使用參數
 - 八、廢棄物發電使用參數
 - 九、平均資金成本率使用參數
 - 十、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率使用參數彙整

壹、105年再生能源電能躉購費率計算公式

一、公式說明

依105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：

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

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

$$\text{年運轉維護費} = \text{期初設置成本} \times \text{年運轉維護費占期初設置成本比例}$$

註：平均資金成本率(WACC)計算公式詳如本簡報第39頁。

2

壹、105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39頁)

3

壹、105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。

4

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

一、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率試算

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%。

5

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

二、躉購制度獎勵措施

獎勵機制	目的	措施起始年	105年度做法(已配合105年度級距調整)
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。	103年度	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。
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。	104年度	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。
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。	103年度	陸域20瓩以上風力發電於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%。
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。	104年度	陸域20瓩以上風力發電，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。	104年度	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，但選擇適用後即不得變更。

6

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

三、國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)

(一)法源依據

再生能源發展條例第9條第3項規定：「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。」

(二)作法沿革

1. 國內電業化石燃料發電平均成本係以台電及9家民營火力電廠之燃煤、燃油與燃氣發電機組發電量為權數，並以過去4年之加權平均計算。
2. 99年度、100年度、101年度、102年度、103年度及104年度的下限費率分別為2.0615元/度、2.1821元/度、2.3302元/度、2.4652元/度、2.5053元/度及2.6338元/度，下限費率隨化石燃料發電成本變化而有明顯上升趨勢。

7

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

三、國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)

(三)計算分析

1. 國內電業化石燃料發電平均成本係以台電及9家民營火力電廠之燃煤、燃油與燃氣發電機組發電量為權數加權平均計算之。
2. 為避免單一年度化石燃料成本波動過大，影響費率穩定性，故歷年均以過去4年平均值為計算基準。
3. 經函請台電及民營發電業者提供103年度化石燃料發電成本資料，彙整計算如下表：

表2-1 103年度國內電業化石燃料發電平均成本計算

電廠	發電總成本(千元) (A)	發電量(千度) (B)	103年度國內電業化石燃料發電平均成本(元/度)- (A)/(B)
台電	331,054,280	120,818,321	2.7401
9家民營火力電廠合計	106,221,593	38,501,918	2.7589
總計	437,275,873	159,320,239	2.7446

8

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

三、國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)

(四)105年度下限費率試算

國內電業化石燃料發電平均成本：2.7174元/度

表2-2 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	

表2-3 國內電業化石燃料發電4年平均值成本及變動率

年度	99	100	101	102	103	104	105
參採資料年度 (共計4年)	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

9

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達20瓩

1.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年度第二次審定會決議數值：15.27萬元/瓩

(3)資料參採說明

A.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，推估期初設置成本平均為146,914元/瓩。

B.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%。

C.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。

10

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達20瓩

2.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年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本1.00%

(3)資料參採說明

A.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。

B.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。

C.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。

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達20瓩

3.年售電量

(1)104年度審定會使用參數值：1,750度/瓩年

(2)105年度第二次審定會決議數值：1,650度/瓩年

(3)資料參採說明

A.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。

B.國外資料：

(A)蒐集日本躉購費率所使用之參數為設備利用率20%(相當於1,752度/瓩年)

(B)蒐集英國報告，小型風機容量因數約介於15~20%(平均為1,533度/瓩年)。

(C)蒐集美國小型風力認證委員會(Small Wind Certification Council, SWCC)的年發電量測試數據共8筆，在每秒5公尺風速下，年發電量平均為1,643度/瓩年。

C.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。

D.綜合考量各國資料，建議105年度小型風機年售電量可調整至1,650度/瓩年。

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.

資料來源3：<http://smallwindcertification.org/certified-small-turbines/>?

12

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(二)陸域型20瓩以上

1.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年度第二次審定會決議數值：6.10萬元/瓩(無加裝LVRT者為6.00萬元/瓩)

(3)資料參採說明

A.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。

B.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。

C.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%。

D.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)。

13

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-4 風力機組成本占期初設置成本比例彙整表

資料來源	National Renewable Energy Laboratory (NREL)		International Renewable Energy Agency (IRENA)	工研院產經中心	台灣電力公司
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.(2012)	全球風力發電政策動態與產業趨勢(2011)	蘆竹風力發電機組新建工程結算明細表(2015)
風力機組(含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	68%~84% (平均75%)	68%	64%~84%	75%	68.73%
風力機組(不含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	--	53%	47%~62% (平均54.5%)	55%	53.40%

表2-5 102-104年海關進口成本資料彙整

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)
2013	德國	ENERCON	1	2.3	73,862,853	32,114	59,471
2013	德國	ENERCON	1	2.3	79,026,210	34,359	63,628
2013	德國	ENERCON	1	2.3	73,862,853	32,114	59,471
2013	德國	ENERCON	1	2.3	73,862,853	32,114	59,471
2013	德國	ENERCON	6	2.3	448,994,163	32,536	60,251
2013	德國	ENERCON	1	2.3	69,323,040	30,140	55,816
2013	德國	ENERCON	1	2.3	78,965,280	34,333	63,579
2013	德國	ENERCON	1	2.3	69,323,040	30,140	55,816
2013	德國	ENERCON	1	2.3	73,805,904	32,090	59,425
2013	德國	ENERCON	2	2.3	147,611,808	32,090	59,425
2013	德國	ENERCON	3	2.3	221,417,712	32,090	59,425
2013	德國	ENERCON	2	2.3	147,611,808	32,090	59,425
2014	德國	ENERCON	1	2.3	69,323,040	30,140	55,816
2014	德國	ENERCON	2	2.3	147,611,808	32,090	59,425
2014	德國	ENERCON	1	2.3	73,805,904	32,090	59,425
2014	德國	ENERCON	8	0.9	154,518,324	21,461	39,742

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：設置成本係以風力機組占設置成本54%推算。
 註3：2015年截至5月14日止，國內尚無任何大型風力機組進口資料。

台電A風場機組的海關進口金額為21,461元/瓩，數字大幅低於民營業者，亦低於美國能源部報告2014年的風力機交易價格850美元~1,250美元/瓩，故將此筆資料視為極端值，予以剔除。

資料來源：U.S. Department of Energy (2015), "2014 Wind Technologies Market Report." 14

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(二)陸域型20瓩以上

2.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年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本2.86%(無LVRT者為2.91%)

(3)資料參採說明

- 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。
- 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。
- 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。
- 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%)。

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(二)陸域型20瓩以上

3.年售電量

(1)104年度審定會使用參數值：2,400度/瓩年

(2)105年度第二次審定會決議數值：2,400度/瓩年

(3)資料參採說明

A.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。

B.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。

C.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)。

D.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。

16

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-6 台電公司新風場101年、102、103年發電量資料

年度(年)	場址	商轉日期(年/月)	單機裝置容量(kW)	塔架高度(公尺)	葉片直徑(公尺)	總裝置容量(kW)	本年淨發電量(度)	平均年發電量(度/瓩年)	發電設備容量因數(%)
101	A	100.7	2,300	67	71	4,600	12,387,167	2,693	30.7
	B	100.7	2,000	78	80	6,000	21,511,079	3,585	40.8
	C	100.3	2,000	78	80	6,000	18,530,887	3,088	35.2
	D	100.3	2,300	67	71	23,000	69,764,700	3,033	34.5
102	E	100.7	2,300	67	71	4,600	12,382,421	2,692	30.7
	F	100.7	2,000	78	80	6,000	18,239,539	3,040	34.7
	G	100.3	2,000	78	80	6,000	18,843,329	3,141	35.9
	H	100.3	2,300	67	71	23,000	70,010,404	3,044	34.7
103	I	100.7	2,300	67	71	4,600	10,907,711	2,371	27.07
	J	100.7	2,000	78	80	6,000	19,718,241	3,286	37.52
	K	100.3	2,000	78	80	6,000	17,029,262	2,838	32.4
	L	100.3	2,300	67	71	23,000	61,939,008	2,693	30.7

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103年統計年報、台灣電力公司再生能源處。

17

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-7 民營公司新風場101年、102、103年發電量資料

年度(年)	場址	商轉日期(年/月)	抄表期間	單機裝置容量(kW)	塔架高度(公尺)	葉片直徑(公尺)	總裝置容量(kW)	平均年發電量(度/瓩年)	發電設備容量因數(%)
101	A	100.9	100.12.28-101.12.25	2,300	64	71	6,900	1,574	18.0
	B	100.12	100.12.29-101.12.26	2,300	64	71	4,600	2,516	28.7
	C	101.3	101.3.28-102.3.26	2,300	64	71	4,600	2,426	27.7
	D	101.3	101.3.28-102.3.26	2,300	64	71	6,900	2,521	28.8
102	E	100.9	101.12.26-102.12.11	2,300	64	71	6,900	1,576	18.0
	F	100.12	101.12.27-102.12.31	2,300	64	71	4,600	2,537	29.0
	G	101.3	101.12.26-102.12.31	2,300	64	71	4,600	2,597	29.6
	H	101.3	101.12.26-102.12.31	2,300	64	71	6,900	2,757	31.5
	I	102.4	102.4.26-103.4.30	2,300(14座) 900(2座)	64 45	71 44	34,000	2,324	26.5
103	J	100.9	102.12.12-103.12.10	2,300	64	71	6,900	1,585	18.1
	K	100.12	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	4,600	2,268	25.9
	L	101.3	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	4,600	2,324	26.5
	M	101.3	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	6,900	2,432	27.8
	N	102.4	103.01.01-103.12.31	2,300(14座) 900(2座)	64 45	71 44	34,000	2,170	24.8
	O	103.1	103.01.01-103.12.31	2,300(8座)	64	71	18,400	2,028	23.2

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。

18

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(三)離岸型

1.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年度第二次審定會決議數值：18.01萬元/瓩

(3)資料參採說明：

- 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(104年為0.15萬元/瓩)。
- 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。
- 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)。
- 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)。

19

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-8 2010-2015年英國及德國離岸風力發電期初設置成本資料(合併網成本)

編號	國別	場址	開發期別	商轉年度(年)	單機裝置容量(kW)	機組數量(組)	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	Round 1	2010	3,000	60	180,000	120,745	11.5	0	12
2	英國	Gunfleet Sands I + II	Round 1	2010	3,600	48	172,800	140,791	7.4	0	13
3	英國	Thanet	Round 1	2010	3,000	100	300,000	172,453	17.7	14	23
4	英國	Walney Phase 1	Round 1	2011	3,600	51	183,600	181,529	19.4	19	23
5	英國	Walney Phase 2	Round 1	2012	3,600	51	183,600	181,498	22.1	24	30
6	英國	Ormonde	Round 1	2012	5,075	30	152,250	169,993	12.3	17	21
7	英國	Sheringham Shoal	Round 1	2012	3,600	88	316,800	189,125	21.4	14	23
8	英國	Greater Gabbard	Round 1	2013	3,600	140	504,000	183,968	32.5	4	37
9	英國	London Array Phase 1	Round 2	2013	3,600	175	630,000	171,936	27.6	0	23
10	英國	Lincs	Round 2	2013	3,600	75	270,000	229,374	9.1	8	16
11	英國	Teesside	Round 1	2014	2,300	27	62,100	161,124	2.2	6	18
12	英國	West of Duddon Sands	Round 2	2014	3,600	108	388,800	243,994	20.1	17	21
13	英國	Gwynt y Môr	Round 2	2015	3,600	160	576,000	192,789	18	13	32
14	英國	Humber Gateway	Round 3	2015	3,000	73	219,000	197,912	10.1	10	18
15	英國	Westermost Rough	Round 3	2015	6,000	35	210,000	207,305	11.2	12	22
16	德國	Alpha Ventus	--	2010	5,000	12	60,000	174,617	56	28	30
17	德國	ENBW Baltic 1	--	2011	2,300	21	48,300	169,602	17.1	16	19
18	德國	BARD Offshore 1	--	2013	5,000	80	400,000	286,571	111.9	39	41
19	德國	Riffgat	--	2014	3,600	30	108,000	179,067	42.4	18	23
20	德國	Meerwind Ost/Sud	--	2014	3,600	80	288,000	167,875	54.4	24	27
21	德國	DanTysk	--	2015	3,600	80	288,000	121,229	74.3	21	29

註：英國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，故設置成本業已包含海纜成本。

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

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

20

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(三)離岸型

2.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年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本3.24%

(3)資料參採說明

- A. 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。
- B. 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。
- C. 加計除役成本後，年運轉維護費為5,844元/瓩(104年度為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%。

21

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-9 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	2013	USD	72.71	2,165		Energy Information Administration(2013), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2013".
2	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.
3	英國	2013	GBP	143	6,655	近岸的風場 - 國家電網蒐集數據	
4	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	
5	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	
6	歐盟	2013	USD	100-160	3,870		
7	美國	2013	USD	74	2,203		EIA(2014), Assumptions to the Annual Energy Outlook 2014.
8	英國	2013	GBP	49 - 115	4,636	以新臺幣表示之年運轉維護費已另行考量20年物價上漲(以物價上漲率2%計算)。	The Crown Estate(2013), A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance.
9	荷蘭	2014	USD	233	7,076	數據為2014年5月西門子在荷蘭的600MW服務合約，該合約為期15年內容包括專門的船舶和直升機。	Navigant Consulting (2014), Offshore Wind Market and Economic Analysis - 2014 Annual Market Assessment. P42

註1：編號1、7為評估報告數據；編號4、5為離岸距離大於50公里或水深超過45米之離岸風場數據。

註2：編號8的數據並非長期預估值，故另行考量20年物價上漲。

表2-10 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%。

22

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(三)離岸型

3.年售電量

(1)104年度審定會使用參數值：3,400度/瓩年

(2)105年度第二次審定會決議數值：3,700度/瓩年

(3)資料參採說明

- 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。
- 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。
- 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。

表2-11 澎湖風力示範系統歷年發電量

澎湖風場年發電量													
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	103年
年發電量(度/瓩年)	3,299	4,087	3,713	3,559	3,700	4,180	3,711	4,022	3,244	3,974	3,518	3,434	3,181

註：澎湖風場共設置8架600kW風機(中屯)與6架900kW風機(湖西)。

資料來源：風力資訊整合平台(2015)，<http://wind.itri.org.tw/>；台灣電力公司100-103年統計年報；台電公司再生能源處。

23

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

1.期初設置成本

(1)104年度審定參數值：5.70萬/瓩

(2)105年度第二次審定會決議數值：5.70萬元/瓩

(3)資料參採說明

A.本年度無新增案例，依據參數資料參採原則，決議105年度審定會援用104年度之水準，即5.70萬元/瓩。

B.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。

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

2.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年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本11.30%

(3)資料參採說明

本年度國內無新增案例，故以IRENA與REN21之國際資料進行估算，其年運轉維護費用，占期初設置成本比例為11.30%，因此決議105年度之年運轉維護費用占期初設置成本比例為11.30%。

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

3.年售電量

(1)104年度審定參數值：5,300度/瓩年

(2)105年度第二次審定會決議數值：5,300度/瓩年

(3)資料參採說明

A.本年度無新增案例，依據參數資料參採原則，決議105年度審定會援用104年度之數值，即5,300度/瓩年。

B.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。

26

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

1.期初設置成本

(1)104年度審定參數值：23.27萬元/瓩

(2)105年度第二次審定會決議數值：23.27萬元/瓩

(3)資料參採說明

A.本年度新增國內有厭氧消化設備案例資料4筆(編號4-7)，與104年度審定會參採之3筆國內資料(編號1-3)平均後，期初設置成本23.19萬/瓩。

B.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，為鼓勵發展故不依國際趨勢調降，且決議105年度審定會援用104年度之水準，即23.27萬元/瓩。

編號	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(元/瓩)	資料來源
1	102	30	167	147	412	56	--	260,667	A公司
2	103	260	1,448	852	4,080	285	10	256,731	B公司
3	103	30	167	39	433	32	26	232,262	C公司
4	104	195	1,086	401	2,100	435	10	206,769	D公司
5	104	195	1,086	617	2,710	471	103	255,744	E公司
6	104	800	4,456	1,387	4,196	5,553	1341	211,663	F公司
7	104	335	1,866	931	3,000	550	350	199,911	G公司

*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=5.97萬/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。

27

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

2.年運轉維護費

(1)104年度審定參數值：占期初設置成本2.99%

(2)105年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本3.60%

(3)資料參採說明

A.本年度新增國內有厭氧消化設備案例資料2筆(編號2-3)，與104年度審定會參採之1筆國內資料(編號1)，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%。

B.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%之間，本年度數值介於國際區間當中。

編號	年度	案例	裝置容量(瓩)	人事費(萬元)	大修攤提(萬元)	機組維修費(萬元)	脫硫費用(萬元)	單位年運轉維護費(元/瓩)
1	103	G公司	335	70		100		5,074
2	104	D公司	195	48	16	21.1	68.8	7,892
3	104	G公司	335	70	80	30	79.3	7,740
4	104	C公司	30	8.75	1.5	1.1	3.2	4,850
5	104	A公司	30	--	--	37.7	--	--
6	104	E公司	195	60	102.2	31.1	65.3	13,263

28

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

3.年售電量

(1)104年度審定參數值：7,700度/瓩年

(2)105年度第二次審定會決議數值：7,000度/瓩年

(3)資料參採說明

A.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，即年運轉時數至少須達6,570小時以上。

B.僅E公司實際案例資料符合上述標準，其年運轉時數為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。另為鼓勵國內業者設置，故建議105年度有厭氧消化設備之年售電量調整為7,000度/瓩年。

29

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、川流式水力發電使用參數

(一)期初設置成本

1.104年度審定參數值：6.80萬元/瓩

2.105年度第二次審定會決議數值：9.22萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度新增2筆案例後共有3筆資料，但均非最終實績數值，故上述案例均不予以參採。
- (2)根據DECC與IEA之預測，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、無敘明裝置容量、非川流式水力型態以及極端值資料後，計算平均期初設置成本，決議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。

30

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、川流式水力發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.104年度審定參數值：占期初設置成本6.60%

2.105年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本4.42%

3.資料參採說明

- (1)本年度蒐集台電公司101-103年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(104年度為3,869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。

年度	項目	101年度			102年度 ^{註1}			103年度			
		裝置容量(瓩)	總運維費用(元)	單位運維費用(元/瓩)	裝置容量(瓩)	總運維費用(元)	單位運維費用(元/瓩)	裝置容量(瓩)	總運維費用(元)	單位運維費用(元/瓩)	
廠址	台電公司	K機組 ^{註2}	220	615,476	2,798	220	688,542	3,130	220	857,579	3,898
		L機組	945	2,021,181	2,139	945	4,435,219	4,693	945	2,049,755	2,169
		M機組	950	2,275,049	2,395	950	5,706,984	6,007	950	2,816,834	2,965
		平均		2,444	平均		4,610	平均		3,011	
台電公司101-103年川流式水力年運轉維護費平均										3,355	

註1：102年因機組進行大修，故運維費用較高；L機組102/4/29-102/5/29進行大修；M機組102/2/18-102/3/15進行大修。

註2：因電廠運維費用包含4個機組，裝置容量合計為40,720瓩。

101年總運維費用為113,919,015元，單位運維費用為2,797.62元，故K機組運維費用為2,797.62×220=615,476元。

102年總運維費用為127,443,888元，單位運維費用為3,129.74元，故K機組運維費用為3,129.74×220=688,542元。

103年總運維費用為158,730,072元，單位運維費用為3,898.09元，故K機組運維費用為3,898.09×220=857,579元。

31

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、川流式水力發電使用參數

(三)年售電量

1.104年度審定參數值：4,200度/厝年

2.105年度第二次審定會決議數值：4,000度/厝年

3.資料參採說明

(1)蒐集101-103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/厝年、民營電廠為3,824度/厝年，兩者平均之單位年運轉時數為4,078度/厝年。

(2)根據WEC、IRENA等國際資料，年運轉時數介於2,520-5,256度/厝之間，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，因此為鼓勵國內業者設置，決議105年度川流式水力年售電量調整為4,000度/厝年。

年度		101年度			102年度 ^{註1}			103年度 ^{註2}			平均
廠址	項目	裝置容量(厝)	年淨發電量(度)	單位年運轉時數(度/厝年)	裝置容量(厝)	年淨發電量(度)	單位年運轉時數(度/厝年)	裝置容量(厝)	年淨發電量(度)	單位年運轉時數(度/厝年)	
台電公司	K機組	220	999,956	4,545	220	909,622	4,135	220	927,221	4,215	4,298
	L機組	945	3,240,669	3,429	945	2,531,094	2,678	945	2,938,539	3,110	3,072
	M機組	950	5,989,286	6,305	950	5,187,766	5,461	950	4,847,374	5,102	5,623
		101年度平均			102年度平均			103年度平均			4,331
年度		101年度			102年度			103年度			平均
廠址	項目	裝置容量(厝)	年淨發電量(度)	單位年運轉時數(度/厝年)	裝置容量(厝)	年淨發電量(度)	單位年運轉時數(度/厝年)	裝置容量(厝)	年淨發電量(度)	單位年運轉時數(度/厝年)	
民營電廠	N電廠	1,980	8,993,200	4,542	1,980	6,419,200	3,242	1,980	7,301,200	3,687	3,824
台電公司與民營電廠101-103年川流式水力單位年運轉時數平均											4,078

註1：L機組102/4/29-102/5/29進行大修；M機組102/2/18-102/3/15進行大修；其中M機組因為設有2台水輪機與2台發電機故不致影響整體的發電量，反之因L機組設置1台水輪機與1台發電機，其發電量影響較為明顯。

註2：各機組因近三年來年平均引水量逐年下降，進而影響整體發電量。

32

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

七、地熱發電使用參數

(一)期初設置成本

1.104年度審定參數值：24.12萬元/厝

2.105年度第二次審定會決議數值：24.12萬元/厝

3.料參採說明：

(1)本年度新增「O試驗性計畫」與「P籌建案例」2筆資料，但考量兩案均無井深、井數、裝置容量等資訊，無法直接計算期初設置成本，故僅採用P案例最新的實際鑽井成本2.1萬元/公尺，取代104年度審定會參採案例Q公司的鑽井成本評估資料。經試算後，期初設置成本為23.79萬元/厝(含發電設備成本10.67萬元/厝、鑽井成本11.90萬元/厝、產能探勘成本1.22萬元/厝)。

(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，且決議105年度審定會援用104年度之水準，即24.12萬元/厝。

33

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

七、地熱發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.104年度審定參數值：占期初設置成本4.89%

2.105年度第二次審定會決議數值：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，因此以工研院報告評估數據為準，即年運轉維護費為9,500元/瓩，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，故決議採用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(104年度為242元/瓩)，且不隨物價調整。 $(0.5\text{元}/\text{噸} \times 0.1\text{噸}/\text{度} \times 6,400\text{度}/\text{瓩} = 320\text{元}/\text{瓩})$
- (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。

34

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

七、地熱發電使用參數

(三)年售電量

1.104年度審定參數值：6,400度/瓩年

2.105年度第二次審定會決議數值：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，決議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。

35

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

八、廢棄物發電使用參數

(一)期初設置成本

1.104年度審定參數值：7.90萬元/瓩

2.105年度第二次審定會決議數值：8.02萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度國內無新增資料，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。

36

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

八、廢棄物發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.104年度審定參數值：占期初設置成本17.90%

2.105年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本17.50%

3.資料參採說明

- (1)本年度無新增資料，依據參數資料參採原則，維持104年度審定會決議數值，年運轉維護費為14,031元/瓩，於期初設置成本8.02萬元/瓩下，建議105年度之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。

37

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

八、廢棄物發電使用參數

(三)年售電量

1.104年度審定參數值：7,300度/年

2.105年度第二次審定會決議數值：7,000度/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/年)與104年審定會參採數值(7,300度/年)取平均作為參數參採基礎，建議105年度廢棄物發電年售電量為7,000度/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/年，本年度數值介於國際區間當中。

38

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、平均資金成本率使用參數

(一)104年度審定會使用參數：5.25%

(二)105年度第二次審定會決議數值：

1.一般再生能源 **5.25%** (陸域風力、生質能、川流式水力、地熱、廢棄物)

2.離岸風力 **5.65%**

(三)資料參採說明

1.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：

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

且 $W_o + W_f = 1$ $R_o = R_f + \alpha$ $R_f = R_f + \alpha + \beta$

其中 W_o 為外借資金比例 W_f 為自有資金比例

R_o 為外借資金利率 R_f 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。

39

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、平均資金成本率使用參數

(三)資料參採說明

1.公式說明

(3)參數處理作法

參數	討論內容	處理作法
無風險利率	<ul style="list-style-type: none">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	決議不區分能源別
外借與自有資金比例	<ul style="list-style-type: none">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)	<ul style="list-style-type: none">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)	<ul style="list-style-type: none">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。

40

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、平均資金成本率使用參數

(三)資料參採說明

2.參數資料蒐集說明

(1)無風險利率

A.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。

B.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年度無風險利率數值，各類再生能源均設定為1.53%。

41

九、平均資金成本率使用參數

(三)資料參採說明

2.參數資料蒐集說明

(2)外借資金及自有資金比例

A.一般再生能源

(A)國外案例

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

B.離岸風力

(A)國外案例

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

- 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%。
- 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明顯變化，故105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%。

42

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、平均資金成本率使用參數

(三)資料參採說明

2.參數資料蒐集說明

(3)銀行融資信用風險加碼(α 風險)

A.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，國內外銀行對新興投資計畫要求其利息保障倍數約當信用評等twBB至twBBB之公司，此時 α 風險介於1.5%至2.0%。

(B)以twBBB等級之公司債作為推估風險加碼的參考範圍，蒐集102-104年6月之twBBB公司債資料分析後得值為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%。

B.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 風險數值各類再生能源均為2%。

43

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、平均資金成本率使用參數

(三)資料參採說明

2.參數資料蒐集說明

(4)業者風險溢酬(β風險)——一般再生能源

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，其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 $(7.5\% \times 3 + 5.5\% \times 17) / 20 = 5.8\%$ 做為本研究以躉購期間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%。

105年度一般再生能源業者風險溢酬數值為**5.464%**。

44

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、平均資金成本率使用參數

(三)資料參採說明

2.參數資料蒐集說明

(4)業者風險溢酬(β風險)——離岸風力

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%。

105年度離岸風力業者風險溢酬數值為**7.050%**。

45

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、平均資金成本率使用參數

(三)資料參採說明

3.資料參採彙整說明

(1)平均資金成本率計算

A.一般再生能源

(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%。

B.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，不再扣除示範獎勵效果。

(2)綜上，105年度平均資金成本率，一般再生能源5.25%；離岸風力5.65%。

46

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、平均資金成本率使用參數

(三)資料參採說明

3.資料參採彙整說明

(3)參數比較表

參採值	自有資金比例 (W_D)	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)	
104年度	30%	70%	1.38%	2%	6.248%	
105年度	30%	70%	1.53%	2%	一般 再生能源	5.464%
					離岸風力	7.050%

47

附表、102年-104年6月公司債與政府公債

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
102年01月	1.17	1.47	1.61	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	1.27	1.47	1.60	1.85	2.59	0.19	0.32	0.57	1.31
102年04月	1.25	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	1.40	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01月	1.66	1.82	1.90	2.02	2.61	0.16	0.24	0.36	0.95
103年02月	1.60	1.81	1.90	2.01	2.60	0.21	0.30	0.41	1.00
103年03月	1.59	1.82	1.90	2.01	2.60	0.23	0.31	0.42	1.01
103年04月	1.57	1.82	1.90	2.01	2.59	0.25	0.33	0.44	1.02
103年05月	1.50	1.81	1.89	2.01	2.58	0.31	0.39	0.51	1.08
103年06月	1.56	1.81	1.88	2.00	2.57	0.25	0.32	0.44	1.01
103年07月	1.62	1.81	1.88	2.02	2.57	0.19	0.26	0.40	0.95
103年08月	1.58	1.82	1.88	2.03	2.57	0.24	0.30	0.45	0.99
103年09月	1.72	1.84	1.90	2.04	2.58	0.12	0.18	0.32	0.86
103年10月	1.63	1.85	1.92	2.06	2.59	0.22	0.29	0.43	0.96
103年11月	1.62	1.86	1.92	2.05	2.59	0.24	0.30	0.43	0.97
103年12月	1.60	1.89	1.94	2.06	2.59	0.29	0.34	0.46	0.99
104年01月	1.52	1.91	1.95	2.06	2.59	0.39	0.43	0.54	1.07
104年02月	1.54	1.90	1.95	2.06	2.59	0.36	0.41	0.52	1.05
104年03月	1.61	1.90	1.96	2.06	2.59	0.29	0.35	0.45	0.98
104年04月	1.54	1.91	1.96	2.06	2.59	0.37	0.42	0.52	1.05
104年05月	1.57	1.91	1.96	2.07	2.59	0.34	0.39	0.50	1.02
104年06月	1.52	1.90	1.95	2.06	2.59	0.38	0.43	0.54	1.07
102年平均	1.46	1.60	1.70	1.91	2.58	0.14	0.24	0.46	1.13
103年平均	1.60	1.83	1.90	2.03	2.59	0.23	0.30	0.42	0.98
104年1-6月平均	1.55	1.90	1.95	2.06	2.59	0.35	0.40	0.51	1.04
102-104年1-6月平均	1.53	1.75	1.83	1.99	2.59	0.22	0.30	0.45	1.05

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、匯豐(台灣)銀、日盛證券、中國信託銀、台新銀行、兆豐票券、中華票券、國際票券、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、凱基證券、元大寶來證券等18家之報價等18家之報價。

48

貳、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

十、105年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率使用參數彙整

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(%)	
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%。

49

報告完畢