



107年度「再生能源電能躉購費率及其計算公式」 聽證會

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

106年11月1日

目錄

- 壹、107年度再生能源電能躉購費率計算公式
- 貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率
 - 一、電能躉購費率審定原則
 - 二、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率試算
 - 三、躉購制度獎勵及配套措施
 - 四、躉購分類與容量級距
 - 五、風力發電使用參數
 - 六、生質能發電使用參數
 - 七、廢棄物發電使用參數
 - 八、川流式水力發電使用參數
 - 九、地熱發電使用參數
 - 十、平均資金成本率使用參數
 - 十一、107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、107年再生能源電能躉購費率計算公式

一、公式說明

依107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

壹、107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。

壹、107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。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

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)優先鼓勵開發最佳資源場址，並得考量再生能源區域均衡發展效益，必要時得制定獎勵機制與訂定差異化費率。
- (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。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

二、107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)	107年度躉購費率試算 (元/度) ¹		與上年度比較 (%)	
風力	陸域	≥1 ~ < 30	8.6685 (8.9716)		-3.38	
		≥ 30	有無安裝或具備LVRT者	2.7669 (2.8776)	-3.85	
			無安裝或具備LVRT者	2.7315 (2.8395)	-3.80	
	離岸	≥1	固定20年躉購費率 (上限費率)	5.8141 (6.0437)		-3.80
			階段式 躉購費率	前10年	7.0622 (7.4034)	-4.61
				後10年	3.5685 (3.5948)	-0.73
生質能	無厭氧消化設備	≥1	2.5765 (2.6000)		-0.91	
	有厭氧消化設備	≥1	5.0161 (5.0087)		+0.15	
廢棄物	無區分	≥1	3.8945 (3.9839)		-2.24	
川流式水力	無區分	≥1	2.7988 (2.9512)		-5.17	
地熱	無區分	≥1	固定20年躉購費率	5.1956 (4.9428)	+5.11	
			階段式 躉購費率	前10年	5.6447	--
				後10年	4.4465	--
其他	無區分	≥1	2.3226		-10.67	

註1：()內數字為106年度公告數值。

註2：107年度下限費率為2.3226元/度。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

三、躉購制度獎勵及配套措施

機制	目的	措施起始年	107年度做法
離島費率獎勵機制	為取代離島地區發電成本，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107年度躉購費率說明如下： 1.若離島地區之電力系統未以海底電纜與台灣本島電網聯結者，其躉購費率加成比例維持15%。 2.考量海底電纜與本島聯結後，再生能源開發商仍需定期前往離島地區進行設備維護以使設備有效維持運轉，故若離島地區之電力系統以海底電纜與台灣本島電網聯結者，其躉購費率加成比例則調整為4%。
離岸風電階梯式躉購費率機制	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	107年度仍沿用106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，且後10年費率不得更改為未來年度之下限費率。
地熱發電階梯式躉購費率機制	基於鼓勵地熱發電發展及減輕業者前期承擔之風險，故給予業者選擇適用階梯式躉購費率	107年度	107年度起新增，地熱發電得就固定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，且後10年費率不得更改為未來年度之下限費率。
離岸風電既有政策目標外其躉購費率結合市場競爭機制	為鼓勵離岸風力發電設備之設置，考量除參與現行政策目標下遴選作業機制者外，應就現行政策目標外所規劃增加之設置量，結合市場競爭機制，以適度調整躉購費率及平衡國家財政支出。	107年度	1.107年度起新增，針對離岸風力發電設備設置者，於「中華民國一百零七年度再生能源躉購費率及其計算法則」中訂定以費率作為競比條件者，電能躉購費率適用競比結果之費率；參與遴選機制者，電能躉購費率適用離岸型風力發電設備與電業簽訂購售電契約時之公告費率。 2.107年度起新增，於承諾完工之日後完工者，超過承諾完工之日起二十年內適用之費率，以簽訂購售電契約時當年度迴避成本或公告費率，取其較低者躉購。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、躉購分類與容量級距

106年度			107年度		
再生能源類別	分類	容量級距(瓩)	再生能源類別	分類	容量級距(瓩)
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 20$	風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 30$
		≥ 20			≥ 30
離岸	離岸	≥ 1	離岸	離岸	≥ 1
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	生質能	無厭氧消化設備	≥ 1
	有厭氧消化設備	≥ 1		有厭氧消化設備	≥ 1
川流式水力	未區分	≥ 1	川流式水力	未區分	≥ 1
地熱能	未區分	≥ 1	地熱能	未區分	≥ 1
廢棄物	未區分	≥ 1	廢棄物	未區分	≥ 1
其他(海洋能、氫能或其他經中央主管認定可永續利用之能源)	未區分	≥ 1	其他(海洋能、氫能或其他經中央主管認定可永續利用之能源)	未區分	≥ 1

◆ 陸域風電：

- 為避免再生能源發電設備設置者將土地過度分割，導致小型風機與陸域大型風機產生土地資源競合，宜維持現行合併容量計算之規定。
- 為有效利用風能資源，避免大小型風機產生土地資源競合，設置小型風機的點狀使用面積宜保持在400平方公尺內(註：400平方公尺約可裝設1座2,300瓩大型風機或9組3瓩小型風機)，爰酌予調整陸域風電的費率級距，藉以提升小型風機的規模經濟效益。

◆ 生質能：

- 考量現行法規限制、合格料源種類認定、混燒發電量計算、稽核方式與獎勵辦法等配套措施尚未完善，故決議不新增混燒分類。
- 考量目前國內實際商轉案例較少，且裝置容量多集中於190~800瓩，待未來有較多設置案例後，再行檢視較為妥適，故決議107年度不區分躉購容量級距。

- ◆ 地熱發電：考量國內目前尚無實際商轉案例，且我國地熱推廣策略「由淺入深」，短期仍集中開發淺層地熱，故決議不區分深淺層躉購分類。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達30瓩

1.期初設置成本

(1)106年度審定會使用參數值：15.30萬元/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：14.86萬元/瓩

(3)資料參採說明

- A.蒐集近3年(104-106年)國內案例資料共5筆，剔除上下極端值共2筆樣本後，期初設置成本平均為166,667元/瓩。
- B.考量國內案例資料數量較少，故另蒐集近3年(104-106年)海關資料，並配合水平軸小風機相對適合設置於空曠地面之特性，及依據107年度躉購費率考量經濟效益之審定原則，選取水平軸小型風機樣本共31筆，再根據進出口的商品內涵將樣本分為三類，分別剔除上下極端值後，依國內外水平軸小型風機的成本結構占比資料，推估期初設置成本，則三種樣態計算平均期初設置成本為130,487元/瓩。
- C.根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2011)預估，陸域風電規模小於50瓩者於2020年時，每瓩的期初設置成本會比2015年下降120英鎊，年平均降幅為0.68%。
- D.綜上，基於鼓勵設置，建議107年度不考量國際成本降幅，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14.86萬元/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達30瓩

2.年運轉維護費

(1)106年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.48%，即2,260元/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本1.43%，即2,122元/瓩

(3)資料參採說明

A.國內資料：

(A)經查證A場址103年提供資料，其9kW小型風機的20年維護合約費用為17.1萬元(未含零件更換)，相當於每年維護合約費用為950元/瓩。

(B)小風機變流器於20年期間大約需更換2次，故蒐集2014-2017年小風機變流器成本資料15筆，剔除上下極端值共4筆後，計算平均為11,225元/瓩，即平均每年設備更換費用為1,123元/瓩($11,225 \times 2 \div 20$)。

(C)根據業者105年提供產險報價單資料，若只考量火災險、颱風及洪水險，則每年保險費為842元/瓩。

(D)綜上，以A場址9kW小型風機的20年維護合約費用950元/瓩為基礎，考量年均設備汰換成本1,123元/瓩及保險費842元/瓩後，年運轉維護費為2,915元/瓩。

B.國外資料：蒐集2015-2017年美國能源部資料共4筆，計算小型風機的年運轉維護費平均為1,329元/瓩。

C.考量國內案例資料量較少，故將國內外資料平均，則年運轉維護費為2,122元/瓩，按期初設置成本建議數值14.86萬元/瓩計算，則占期初設置成本1.43%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達30瓩

3.年售電量

(1)106年度審定會使用參數值：1,650度/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：1,650度/瓩

(3)資料參採說明

- A.根據國內小型風力4筆躉購案件售電資料，計算103、104年及105年平均年售電量分別為690度/瓩、493度/瓩及103度/瓩，實際發電效率大幅低於預期，經查證主要係因設備受損等因素，導致年售電量不如正常運轉。
- B.考量國內樣本數較少，故建議參採國外資料，將日本及美國資料進行平均，做為參數參採基礎，則年發電量約為1,873度/瓩。
- C.建議以較高標準引導發電效率提升，若以國外資料計算，年售電量可調整為1,850度/瓩，惟基於鼓勵設置，建議107年度小型風機的年售電量維持1,650度/瓩。

資料來源1：http://www.meti.go.jp/committee/gizi_0000015.html。

資料來源2：Distributed Wind Energy Association(DWEA, 2016), SMART Wind Roadmap, P.26.

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

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、風力發電使用參數

(二)陸域型30瓩以上

1.期初設置成本

(1)106年度審定會使用參數值：5.67萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.57萬元/瓩)

(2)107年度第二次審定會決議數值：5.57萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.47萬元/瓩)

(3)資料參採說明

- A.蒐集近3年(104-106年)國內設置案例資料3筆，考量其中民營A場址新設置機組之成本可能未含前期開發及風場共用設施而予以剔除後，剩餘兩筆資料，分別為台電B風場的契約結算資料，及台電「C風場新建工程」的契約決標資料，經剔除備品及運轉維護相關費用後，2筆資料計算期初設置成本平均為58,071元/瓩。
- B.考量國內案例資料數量較少，故另蒐集近3年(104-106年)海關進口成本資料，並根據104年以前之國內外各項報告數據，風力機組成本占期初設置成本比例平均為52%，106年更新數據後平均則為51%，以風力機組占設置成本比例估計期初設置成本，則裝置容量加權平均成本為53,289元/瓩。
- C.根據國際能源總署(IEA, 2016)預測，陸域大型風電的期初設置成本年均降幅為0.69%；另根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2016)預測，期初設置成本年均降幅則為0.84%，將上述2筆預測資料平均，則成本降幅為0.77%。
- D.綜上，基於鼓勵設置，建議107年度不考量國際成本降幅，採近3年海關進口成本資料與國內設置案件資料平均為5.57萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.47萬元/瓩)。

貳、107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		International Renewable Energy Agency (IRENA)	工研院產經中心	台灣電力公司	
報告名稱	NREL(2017), 2015 Cost of Wind Energy Review (新)	NREL(2015), 2014 Cost of Wind Energy Review (舊)	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)	澎湖龍門、講美及大赤崁風力發電機組新建工程決標詳細價目表(2015)
風力機組(含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	71%	71%	64%~84%	75%	68.73%	47.65%
風力機組(不含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	55.1%	58%	47%~62% (平均54.5%)	55%	53.40%	37.32%

表2-5 104-106年海關進口成本資料彙整

105年台電公司澎湖新風場的海關設備進口金額18,990元/瓩相對偏低，另民營業者900kW機組的海關設備進口金額31,502元/瓩則相對偏高，爰建議將105年2筆資料視為極端值予以剔除。

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)
2015	德國	ENERCON	1	2.3	61,092,024	26,562	51,080
2015	德國	ENERCON	1	2.3	61,092,024	26,562	51,080
2015	德國	ENERCON	1	2.3	71,059,150	30,895	59,414
2015	德國	ENERCON	1	2.3	66,302,671	28,827	55,437
2015	德國	ENERCON	1	2.3	65,615,580	28,529	54,863
2015	德國	ENERCON	1	2.3	62,137,550	27,016	51,954
2015	德國	ENERCON	1	2.3	60,865,525	26,463	50,891
2016	德國	ENERCON	1	0.9	28,351,660	31,502	60,580
2016	德國	ENERCON	11	3	626,668,619	18,990	36,519
2017	德國	ENERCON	1	2.3	60,515,020	26,311	51,590

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：根據2015年以前之國內外各項報告數據，風力機組成本占期初設置成本比例平均為52%，2017年更新數據後平均則為51%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、風力發電使用參數

(二)陸域型30瓩以上

2.年運轉維護費

(1)106年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.97% (無安裝或具備LVRT者為3.02%)，即1,683元/瓩。

(2)107年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本3.23%(無安裝或具備LVRT者為3.29%)，即1,800元/瓩。

(3)資料參採說明

A.根據民營業者提供所屬子公司長期保修合約費用及104年運轉維護費相關財報資料，經調整全年平均運轉機組數，重新計算保修費用，並剔除未明確佐證之手寫數值及其他雜費(交際費、植栽、郵電費、稅捐、匯費)後，於考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計算)下，計算20年均化之運轉維護費為0.8321元/度，其中20年均化之土地租金與地方回饋金為0.0351元/度。

B.蒐集台電公司近3年(103-105年)有含括重件更換之保修合約資料共4筆，並利用105年發電量資料換算發電量加權平均保修費用為0.5748元/度，考量物價上漲率2%下，並加計民營業者104年運轉維護費資料估算之20年均化土地租金與地方回饋金後，年運轉維護費為0.7333元/度。

C.將台電與民營風場資料平均，則20年均化之運轉維護費為0.7827元/度，並基於引導廠商提高風機塔架高度及葉片長度，假設國內年售電量提高為2,300度/瓩，則年運轉維護費為1,800元/瓩，按107年度期初設置成本建議數值55,700元/瓩計算，則占期初設置成本比例為3.23%(無安裝或具備LVRT者為3.29%)。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、風力發電使用參數

(二)陸域型30瓩以上

3.年售電量

(1)106年度審定會使用參數值：2,200度/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：2,300度/瓩

(3)資料參採說明

A.根據國內100年以後商轉之風場資料，台電公司105年平均年發電量為2,524度/瓩，民營業者105年平均年發電量為2,124度/瓩，兩者平均為2,324度/瓩。

B.美國能源部(U.S. Department of Energy, 2016)報告指出近年藉由提高風機塔架高度及葉片長度，仍可使風力發電的容量因數持續增加。

資料來源：U.S. Department of Energy (2016), “2015 Wind Technologies Market Report.”

C.基於引導廠商提高風機塔架高度及葉片長度，建議107年度陸域大型風力發電的年售電量可調整為2,300度/瓩。

貳、107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100年以後商轉之風場103~105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(kWh)	平均年發電量(度/瓩)	發電設備容量因數(%)
103	A	100.7	2,300	67	71	4,600	10,907,711	2,371	27.07
	B	100.7	2,000	78	80	6,000	19,718,241	3,286	37.52
	C	100.3	2,000	78	80	6,000	17,029,262	2,838	32.4
	D	100.3	2,300	67	71	23,000	61,939,008	2,693	30.7
104	A	100.7	2,300	67	71	4,600	12,664,780	2,753	31.43
	B	100.7	2,000	78	80	6,000	21,695,634	3,616	41.28
	C	100.3	2,000	78	80	6,000	16,962,210	2,827	32.27
	D	100.3	2,300	67	71	23,000	63,205,377	2,748	31.37
105	A	100.7	2,300	67	71	4,600	11,182,079	2,431	27.67
	B	100.7	2,000	78	80	6,000	17,055,521	2,843	32.36
	C	100.3	2,000	78	80	6,000	13,427,930	2,238	25.48
	D	100.3	2,300	67	71	23,000	60,758,364	2,642	30.07
	E	104.6	900	45	44	7,200	17,746,417	2,465	28.06

資料來源：台灣電力公司統計年報、台灣電力公司再生能源處。

貳、107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100年以後商轉風場103~105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)	容量因數(%)
103	A	100.9	102.12.12-103.12.10	2,300	64	71	6,900	1,585	18.1
	B	100.12	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	4,600	2,268	25.9
	C	101.3	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	4,600	2,324	26.5
	D	101.3	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	6,900	2,432	27.8
	E	102.4	103.01.01-103.12.31	2,300(14座)	64	71	34,000	2,170	24.8
				900(2座)	45	44			
F	103.1	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	18,400	2,028	23.2	
104	A	100.9	103.12.11-104.11.30	2,300	64	71	6,900	1,591	18.2
	B	100.12	104.01.01-104.12.31	2,300	64	71	4,600	2,535	28.9
	C	101.3	104.01.01-104.12.31	2,300	64	71	4,600	2,686	30.7
	D	101.3	104.01.01-104.12.31	2,300	64	71	6,900	2,741	31.3
	E	102.4	104.01.01-104.12.31	2,300(15座)	64	71	(1/1~11/1 : 34000) (11/2~12/31 : 37200)	2,244	25.6
				900(3座)	45	44			
	F	103.1、103.6、103.11	104.01.01-104.12.31	2,300	64	71	(1/1~12/13 : 18400) (12/14~12/31 : 23000)	1,877	21.4
G	105.5	104.01.01-104.12.31	2,300	64	71	4,600	2,356	26.9	
105	A	100.9	105.01.01-105.12.31	2,300	64	71	6,900	1,597	18.2
	B	100.12	105.01.01-105.12.31	2,300	64	71	4,600	2,424	27.7
	C	101.3	105.01.01-105.12.31	2,300	64	71	4,600	2,233	25.5
	D	101.3	105.01.01-105.12.31	2,300	64	71	6,900	2,291	26.2
	E	102.4	105.01.01-105.12.31	2,300(15座)	64	71	37,200	2,113	24.1
				900(3座)	45	44			
	F	103.1、103.6、103.11	105.01.01-105.12.31	2,300	64	71	23,000	1,862	21.3
	G	105.5	105.01.01-105.12.31	2,300	64	71	4,600	2,409	27.5
H	105.5	104.12.30-105.12.31	2,300	64	71	2,300	2,065	23.6	

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、風力發電使用參數

(三)離岸型

1.期初設置成本

(1)106年度審定會使用參數值：18.16萬元/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：17.35萬元/瓩

(3)資料參採說明：

A.根據國內兩家示範業者提供之財務評估數據，計算期初設置成本平均約178,817元/瓩，惟考量佐證文件仍非實際發生之金額，建議107年度暫不納入參採。

B.考量國內資料量較少，故另蒐集近3年(104-106年)海關進口成本資料，105年進口2架4MW風機之成本為64,050元/瓩，另蒐集國際報告數據，離岸固定式風力機組成本(含塔架與其他機電設備)占期初設置成本比例平均約37.09%，配合海關資料推估期初設置成本約172,688元/瓩，數值與示範業者的財務評估數據相近。

C.蒐集2010-2017年英國離岸風力發電期初設置成本資料(含併網成本)共17筆，並剔除上下極端值共4筆樣本後，平均為175,324元/瓩，另加計新估算之漁業補償成本1,407元/瓩及除役成本4,000元/瓩後，期初設置成本為180,731元/瓩。

D.根據國際能源總署(IEA, 2016)預測之成本年均降幅為3.29%；英國能源與氣候變遷部(DECC, 2016)預測之成本年均降幅為1.30%；另歐盟新創公司(KIC InnoEnergy, 2016)預測之成本年均降幅為0.79%，3筆資料平均降幅為1.79%。

E.綜上，將海關資料推估之期初設置成本與國外資料平均，計算期初設置成本為17.67萬元/瓩，並考量未來離岸風電開發商多為國際具豐富經驗之廠商，爰建議107年度可考量國際成本降幅1.79%，採17.35萬元/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-8 離岸固定式風力機組成本占期初設置成本比例彙整表

資料來源	美國國家再生能源實驗室 National Renewable Energy Laboratory	國際能源總署 International Energy Agency	麥肯錫管理顧問公司 McKinsey & Company
報告名稱	NREL (2017), 2015 Cost of Wind Energy Review	NREL (2016), IEA Wind Task 26 - Offshore Wind Farm Baseline Documentation	McKinsey & Company (2016), Developing offshore wind power in Poland - Outlook and assessment of local economic impact 2016
風力機組(含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	31.8%	39.48% (1,496€/kW / 3,789€/kW)	40%

表2-9 2010-2017年英國離岸風力發電期初設置成本資料(含併網成本)

編碼	國別	場址	開發期別	商轉年度(年)	總裝置容量(kW)	單位期初設置成本(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	180,000	120,745	11.5	0	12
2	英國	Gunfleet Sands I + II	Round 1	2010	172,800	140,791	7.4	0	13
3	英國	Thanet	Round 1	2010	300,000	174,115	17.7	14	23
4	英國	Walney Phase 1	Round 1	2011	183,600	181,529	19.4	19	23
5	英國	Walney Phase 2	Round 1	2012	183,600	181,498	22.1	24	30
6	英國	Ormonde	Round 1	2012	152,250	169,993	12.3	17	21
7	英國	Sheringham Shoal	Round 1	2012	316,800	189,125	21.4	14	23
8	英國	Greater Gabbard	Round 1	2013	504,000	183,968	32.5	4	37
9	英國	London Array Phase 1	Round 2	2013	630,000	171,936	27.6	0	23
10	英國	Lincs	Round 2	2013	270,000	229,374	9.1	8	16
11	英國	Teesside	Round 1	2014	62,100	161,124	2.2	6	18
12	英國	West of Duddon Sands	Round 2	2014	388,800	195,090	20.1	17	21
13	英國	Gwynt y Môr	Round 2	2015	576,000	195,636	18	13	32
14	英國	Humber Gateway	Round 3	2015	219,000	202,501	10.1	10	18
15	英國	Westermot Rough	Round 2	2015	210,000	187,611	11.2	12	22
16	英國	Kentish Flats Extension	Round 2.5	2015	49,500	147,792	8.9	1	4
17	英國	burbo bank extension	Round 2.5	2017	256,000	160,104	11.5	3	14

註：1. 我國離岸風電尚處起步階段，在設置條件及環境上應與國外早期的離岸風場相近，故將國外2010年完工場址納入參採。

2. 英國 Teesside 風場及 Kentish Flats Extension 風場無另外設置海上變電站，設置成本已包含海纜成本。

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

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

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、風力發電使用參數

(三)離岸型

2.年運轉維護費

(1)106年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.22%，即5,844元/瓩。

(2)107年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本3.31%，即5,735元/瓩。

(3)資料參採說明

- A.國內示範案業者提供之年運轉維護費財務評估數據約介於5,470元/瓩~7,339元/瓩，惟考量佐證文件仍非實際發生之金額，建議107年度暫不納入參採，維持以國外資料做為參數計算基礎。
- B.蒐集近3年(2014~2016年)國外年運轉維護費資料共8筆，剔除上下極端值共2筆後，剩餘6筆資料(均屬均化後之費用)，計算年運轉維護費平均為5,735元/瓩。
- C.建議107年度年運轉維護費維持以國外資料做為參數計算基礎，採5,735元/瓩，按107年度期初設置成本建議數值17.35萬元/瓩計算，建議107年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為3.31%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-10 國外離岸型風力發電年運轉維護費資料

國別	資料年度 (年)	幣別	單位運維成本 (元/kW)	單位運維成本 (NTD/kW)	備註	資料來源
荷蘭	2014	USD	233	7,076	2014年5月西門子在荷蘭的600MW服務合約，該協議將持續15年，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
美國	2014	USD	138	5,091	另外考慮20年物價上漲。	NREL(2015), 2014 Cost of Wind Energy.
英國	2015	GBP	158.483	7,729	A公司提供之國外佐證報告。	Mahmood Shafiee, Feargal Brennan, Inés Armada Espinosa(2015), Whole Life-Cycle Costing of Large-Scale Offshore Wind Farms.
美國	2015	USD	179	6,937	固定式離岸風機，另外考慮20年物價上漲。	NREL(2017), 2015 Cost of Wind Energy Review.
美國	2015	USD	138	5,348	漂浮式離岸風機，另外考慮20年物價上漲。	
英國	2015	GBP	117	5,706	Offshore Wind Round Three 平均值	DECC(2016), Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions.
歐洲	2016	EUR	97.9	4,252	另外考慮20年物價上漲。	NREL(2016), IEA Wind Task 26 - Offshore Wind Farm Baseline Documentation.
美國	2016	USD	105	3,393	假設2023年完工	Willett Kempton, Stephanie McClellan & Deniz Ozkan (2016), Massachusetts Offshore Wind Future Cost Study, Special Initiative on Offshore Wind, University of Delaware.

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、風力發電使用參數

(三)離岸型

3.年售電量

(1)106年度審定會使用參數值：3,600度/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：3,600度/瓩

(3)資料參採說明

A.澎湖風場新建工程的保證年總發電量具有參考價值：

(A)澎湖風場新建工程之風機需進行「性能輸出」試驗，經空氣密度差異修正後，並以軟體計算年總發電量(發電機輸出端)，當數據比保證年總發電量的97%少時，須繳納設備性能違約金，每少1度扣繳新台幣50元。

(B)將澎湖風場新建工程的保證年發電量3,867度/瓩，另行考量電力線損比例2.859%後，概估年售電量約3,756度/瓩，與澎湖風場91~105年的平均年發電量3,553度/瓩平均後，估計年售電量約3,655度/瓩。

B.海氣象觀測塔測風資料：

目前國內3座海氣象觀測塔的測風期間尚短，資料代表性均不夠充足，爰建議107年度暫不將測風塔評估數據納入參採。

C.目前國內測風數據及售電資料的期間尚短，難以評估標竿數值，且年售電量的估計誤差有可能會使業者獲得超額報酬，故未來需導入調整費率機制以合理評估躉購期間之發電量。考量目前離岸風電前高後低費率機制難以同時結合費率調整機制，爰建議107年度離岸風電暫無須導入費率調整機制。

D.綜上，建議107年度年售電量參數可維持106年度數值採3,600度/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、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)106年度審定參數值：5.7萬/呔

(2)107年度第二次審定會決議數值：5.7萬元/呔

(3)資料參採說明

- A.本年度國內無新增無厭氧消化設備期初設置成本資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，援用106年度審定會參採數值。
- B.根據DECC(2016)報告預估生質能無厭氧消化設備期初設置成本變化趨勢為0%，故原則同意107年度期初設置成本援用106年度水準，即為5.7萬元/呔。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、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)106年度審定參數值：占期初設置成本15.76%，即8,984元/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本15.76%，即8,984元/瓩

(3)資料參採說明

- A.本年度國內無新增無厭氧消化設備運轉維護資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，援用106年度審定會參採數值。
- B.考量援用106年度審定會數值亦介於國際資料區間，故原則同意107年度生質能無厭氧消化設備年運轉維護費維持106年度水準，即7,395元/瓩，考量物價上漲因素2%計算，20年均化後之運轉維護費為8,984元/瓩，占107年度審定會建議之期初設置成本5.7萬元/瓩之比例為15.76%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

3.年售電量

(1)106年度審定參數值：5,300度/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：5,300度/瓩

(3)資料參採說明

- A.本年度國內無新增無厭氧消化設備年售電量資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，援用106年度審定會參採數值。
- B.考量援用106年度審定會數值亦介於國際資料區間，故原則同意107年度生質能無厭氧消化設備年售電量援用106年度水準，即為5,300度/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、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)106年度審定參數值：20.48萬元/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：20.83萬元/瓩

(3)資料參採說明

A.蒐集國內近三年期初設置成本資料共12筆，依據參數資料參採原則「應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主」，剔除未提供實際可佐證資訊5筆及佐證資訊無法釐清期初設置成本項目3筆案例後，參採其餘4筆實際發生之期初設置成本資料，計算平均單位期初設置成本為20.83萬元/瓩。

標號	資料提供年度	總裝置容量(瓩)	厭氧消化設備成本 ^{註1} (萬元)	純化系統費用(萬元)	發電機成本費用(萬元)	發電機相關費用(萬元)	其他費用(萬元)	資料來源
1	104	195	1,769	616	990	470	103	A場址
2	104	800	7,256	1,387	2,098	5,553	1,341	B場址
3	105	335	3,038	1,450	1,500	805	350	C場址
4	106	195	1,769	558	990	515	10	D場址
平均單位成本			9.07	3.02	4.31	3.60	0.82	

*上述計算之總合與細項和或有不符，係小數點以下採四捨五入進位所致。

註1：厭氧消化設備成本計算係採102年度審定會認定之厭氧消化設備改建費用，併參酌經濟部「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」示範補助申請案件領取之補助款計算，故106年度審定會參採案例係採9.07萬元/瓩(5.57萬元/瓩+3.05萬元/瓩)乘以裝置容量計算；107年度審定會參採案例則採9.59萬元/瓩(5.57萬元/瓩+4.02萬元/瓩)乘以裝置容量計算之。

B.根據歐盟聯合研究中心及IEA預估生質能有厭氧消化設備期初設置成本降幅介於0.40~2.80%。惟為鼓勵發展，建議不依國際趨勢調降，即107年度生質能有厭氧消化設備期初設置成本為20.83萬元/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、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)106年度審定參數值：占期初設置成本7.58%，即15,522元/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本7.34%，即15,283元/瓩

(3)資料參採說明

- A.蒐集國內近三年年運轉維護費資料共8筆，剔除因料源不足、設備故障頻繁及未提供實際可佐證資訊，致無法反映實際運轉狀況等資料後，參採其餘3筆實際發生之年運轉維護費資料。
- B.經試算，平均年運轉維護費為12,580元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之運轉維護費為15,283元/瓩，占107年度審定會建議之期初設置成本20.83萬元/瓩下之比例為7.34%。
- C.考量國際運轉維護費資料差異甚大，故原則同意以國內資料為主，即107年度生質能有厭氧消化設備年運轉維護費占期初設置成本比例為7.34%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

3.年售電量

(1)106年度審定參數值：6,450度/瓩

(2)107年度第二次審定會決議數值：6,450度/瓩

(3)資料參採說明

- A.本年度蒐集國內8筆實際運轉之沼氣發電廠實際年發電時數資料，惟考量因設備故障、料源或沼氣量不足，併或其他多元利用等因素致發電量過低，無法反映實際運轉情況，為引導高效率機組於市場使用，建議應參考經濟部「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」第四點規範月容量因數達75%(年運轉時數為6,570度/瓩)以上之要求作為標竿值。
- B.為鼓勵業者投資，提升國內生質能沼氣發電設置誘因，故原則同意107年度生質能有厭氧消化設備年售電量援用106年度水準，即為6,450度/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

七、廢棄物發電使用參數

(一)期初設置成本

1.106年度審定參數值：8.02萬元/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：8.02萬元/瓩

3.資料參採說明

- A.本年度國內無新增廢棄物發電期初設置成本資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，援用106年度審定會參採數值。
- B.根據歐盟聯合研究中心及DECC預估廢棄物發電期初設置成本介於0.29~1.09%。惟為鼓勵發展，分組委員建議不依國際趨勢調降，即107年度廢棄物發電期初設置成本援用106年度水準，即為8.02萬元/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

七、廢棄物發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.106年度審定參數值：占期初設置成本27.57%，即22,111元/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本26.77%，即21,468元/瓩

3.資料蒐集及分析

(1)年運轉維護費係由「操作維護費」與「燃料成本」組成，說明如下：

A.操作維護費係根據行政院環保署101年4月「垃圾處理政策評估說明書(定稿)」中，第一部份「垃圾焚化場轉型為生質能源中心」規劃之「政策方案三—RDF專燒發電案例」所計算，為5,499元/瓩。

B.燃料成本係根據本年度屏東縣A示範廠提供之固態衍生性生質燃料資料所計算，為12,172元/瓩。

C.綜上，將操作維護費與燃料成本加總後，總計為17,671元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費為21,468元/瓩，占107年度審定會建議之期初設置成本8.02萬元/瓩下之比例為26.77%。

(2)考量為反映國內實際發展現況，故原則同意以國內資料為主，即107年度廢棄物發電年運轉維護費占期初設置成本比例為26.77%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

七、廢棄物發電使用參數

(三)年售電量

1.106年度審定參數值：7,200度/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：7,200度/瓩

3.資料參採說明

本年度蒐集1筆國內案例，惟業者未提供可佐證之資訊，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，故原則同意107年度廢棄物發電年售電量援用106年度審定會參採數值，即為7,200度/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

八、川流式水力發電使用參數

(一)期初設置成本

1.106年度審定參數值：11.74萬元/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：10.38萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)蒐集近三年國內資料共3筆，其中A案尚在申請施工許可階段，B案業者表示目前正在與縣政府接洽中，故建議上述兩案均不予以參採，C案已進入併聯運轉，故參採其提供之數據為10.38萬元/瓩。
- (2)根據歐盟聯合研究中心、IEA與DECC報告之預測，未來水力發電期初設置成本呈現持平或小幅成長，平均每年漲幅介於0%~0.26%。
- (3)依據參數參採原則「應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主」，因此本年度以C案提供之數據為主，且考量該案為國內近年來唯一完工運轉之水力電廠，因此建議不依國際趨勢調整，故107年度川流式水力發電期初設置成本為10.38萬元/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

八、川流式水力發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.106年度審定參數值：占期初設置成本 1.86%，即2,181元/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本 2.59%，即2,689元/瓩

3.資料參採說明

- (1)考量水力發電機組運轉易受水量豐枯、含沙量、設備磨耗等因素影響，為避免參數波動過大，應觀察長期而非單一年度資料，因此建議依循106年度作法，同時考量3年的資料。
- (2)蒐集近3年台電公司裝置容量小於2MW之各機組產生之運轉維護費用之金額，包含一般定期維修及年度機組大修*，加總後求得單位年運轉維護費用為2,213元/瓩，若考量物價上漲率2%，20年均化後年運轉維護費用為2,689元/瓩。
- (3)蒐集近3年國外資料，年運轉維護費介於1,518~15,294元/瓩，占期初設置成本比例介於0.5-4.03%之間，惟考量各國水文、地理條件等差異，故建議以國內資料為主，即107年度年運轉維護費於期初設置成本10.38萬元/瓩下，占比為2.59%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

八、川流式水力發電使用參數

(三)年售電量

1.106年度審定參數值：4,000度/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：4,000度/瓩

3.資料參採說明

- (1)考量水力發電易受水量豐枯影響，導致部分機組年淨發電量銳減，為削減枯水年與機組大修等因素對發電量之影響，故建議應觀察長期(約3~5年)年淨發電量變化之資料較為妥適。
- (2)蒐集101-105年之台電公司與民營電廠資料，並剔除總裝置容量超過2MW資料後，觀察3~5年平均單位運轉時數之變化，其結果分別為3,781度/瓩、3,830度/瓩、3,994度/瓩，長期下平均單位年運轉時數變化略趨於穩定。
- (3)蒐集近年國外資料，其年運轉時數介於2,719~5,230度/瓩之間，惟考量各國水文、地理條件等差異，因此建議以國內資料為主，併同考量3~5年平均發電量估算結果，與106年度審定會參採數值相近，故107年度川流水力發電援用106年度之水準，即4,000度/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、地熱發電使用參數

(一)期初設置成本

1.106年度審定參數值：25.66萬元/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：27.86萬元/瓩

3.資料參採說明：

(1)本年度參採4筆評估案例，分別為工研院2筆評估案例(A案、B案)、台電公司C試驗計畫，以及D公司，計算方式說明如下：

A.產能探勘成本：以106年度審定會決議之B案為產能探勘成本乘上各評估案例之井數進行估算，平均為1.67萬元/瓩。

B.鑽井成本：以最新鑽井成本*乘上各評估案例之井深、井數進行估算，平均為12.50萬元/瓩。

C.發電機設備成本：依各評估案提供之數據，平均為13.69萬元/瓩。

D.綜上，期初設置成本為27.86萬元/瓩。

(2)根據歐盟聯合研究中心、IEA與DECC報告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，但考量國內尚無新設運轉案例，因此為鼓勵業者設置，決議不依國際趨勢調降，故107年度期初設置成本為27.86萬元/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、地熱發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.106年度審定參數值：占期初設置成本 4.22%，即10,431元/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本3.74%，即10,431元/瓩

3.資料參採說明

- (1)年運轉維護費用歷年均參採工研院評估資料，本年度亦同樣採用工研院105年度F案評估數據，即8,323元/瓩，若考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為10,111元/瓩。
- (2)溫泉取用費：爰用105年度審定會估算方式，係依據溫泉取用費徵收費率及使用辦法第三條 — 「回注至100公尺範圍內之原地層達90%」的溫泉取用費，且考量該費用屬於規費，因此不隨物價調整，經計算後為每瓩溫泉取用費為320元。 $(0.5\text{元/噸} \times 0.1\text{噸/度} \times 6,400\text{度/瓩} = 320\text{元/瓩})$
- (3)綜上，106年度年運轉維護費用加計溫泉取用費後共10,431元/瓩，併同考量國內外地質條件與開發潛力差異，故建議以國內最新評估資料為主，即107年度年運轉維護費用於期初成本27.86萬元/瓩下，占比為3.74%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、地熱發電使用參數

(三)年售電量

1.106年度審定參數值：6,400度/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：6,400度/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度無新增評估案例，105年度蒐集工研院B案、台電公司C試驗計畫，其容量因數皆為73.6%，年運轉時數為6,447度/瓩。
- (2)蒐集近3年國際資料，其年售電量介於5,782-8,000度/瓩(容量因數介於66%-91%之間)，平均為7,039度/瓩。
- (3)考量我國尚無實際運轉實績，且各國地質條件及開發潛力不同，建議以國內評估資料為主，且為鼓勵業者投資，故107年度年售電量援用106年度之水準，即6,400度/瓩。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

十、平均資金成本率使用參數

(一)106年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；離岸風力 6.06%

(二)107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 6.05%

(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：

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

$$\text{且 } W_o + W_I = 1 \quad R_o = R_f + \alpha \quad R_I = R_f + \alpha + \beta$$

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

(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。

註：自105年度開始，審定會討論認定離岸風力案場因設置於海域，所承受之財務、技術及經營風險均較其他陸域場址之再生能源高，故決議平均資金成本率應區分為一般再生能源與離岸風力兩類分別訂定。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

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.國內資料

根據106年發函國內金融機構的回函資料，國內投資太陽光電設施的貸款成數多半介於60~80%。

B.國外資料

(A)根據DIA-CORE(2016)報告，歐盟國家陸域大型風力的自有資金比例平均為31.2%。

(B)根據IRENA(2015)報告，再生能源發電專案的借款比例約介於50~80%。

(2)離岸風力

A.國內資料

(A)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%。

(B)根據106年發函國內金融機構的回函資料，國內投資離岸風電設施的貸款成數約70%。

B.國外資料

(A)根據Green Giraffe(2017)報告，近年離岸風力的外借資金及自有資金比例介於65：35~75：25。

(B)根據TKI Wind op Zee(2015)資料，目前荷蘭離岸風力外借資金及自有資金比例為70：30。

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%，建議107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%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

3.無風險利率

(1)國內資料

- 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104年至106年(1-6)月三年平均值計算為1.12%。

(2)國外資料

- A.蒐集歐洲央行歐元區10年期公債殖利率資料，計算2015年至2017年6月三年平均為2.33%。
- B.彙整近3年(2015-2017年)歐元區10年期公債殖利率平均數值如下：

時間	10年期公債殖利率(%)	資料來源
2015年平均	2.50	http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4F.G_N_C.SV_C_YM.IF_10Y&start=01-01-2015&end=30-06-2017&trans=N&submitOptions.x=0&submitOptions.y=0
2016年平均	2.04	
2017年1~6月平均	2.58	

考量無風險利率與各國經濟環境關係密切，屬該國資本市場風險最低標的，建議107年度無風險利率採國內數值，各類再生能源均設定為1.12%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

4.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(1) 國內資料

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，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104-106年6月之twBBB公司債平均扣掉104-106年6月無風險利率平均，得值為1.26%。

(C)本年度發函國內金融機構，其中太陽光電的融資利率介於1.88 - 3.67%，扣除無風險利率(1.12%)後信用風險加碼約介於0.76-2.55%；至於離岸風電的融資利率則為3.75%以上，扣除無風險利率(1.12%)後信用風險加碼為2.63%以上。

B.綜合上述，各類資訊顯示銀行融資風險加碼介於0.76-2.63%間，且離岸風電的信用風險加碼相對較高。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

4.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(2) 國外資料

A.一般再生能源：蒐集11筆資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均外借資金報酬率為4.97%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.33%後，推估銀行融資信用風險加碼約2.64%。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	太陽光電	4	TUNISIA: Derisking Renewable Energy Investment - UNDP(2015)
德國	太陽光電	4	Reid, Gerard; Wynn, Gerard. 2015. "The Future of Solar Power in the United Kingdom." Energies 8, no. 8: 7818-7832.
歐盟平均	陸域風力	6.55 (5.9 - 7.2)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. Energy & Environment (2016)Risk and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries
比利時	太陽光電	5.25 (5 - 5.5)	
奧地利	陸域風力	5 (4.5-5.5)	
比利時	陸域風力	5.25 (5-5.5)	
丹麥	陸域風力	5 (4.5-5.5)	
法國	陸域風力	5.7	
德國	陸域風力	2.5 (1.8-3.2)	
瑞典	陸域風力	5.25 (4.5-6)	
英國	陸域風力	5.25 (5-5.5)	

建議107年度一般再生能源的信用風險加碼可以2.64%作為最大值。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

4.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(2) 國外資料

B.離岸風力：蒐集8筆資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均外借資金報酬率為5.08%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.33%後，推估銀行融資信用風險加碼約**2.75%**。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
歐洲	離岸風力	5	Gemini(2014), Largest European Offshore Wind Financing To Date - Project Gemini Reaches Financial Close.
--	離岸風力	5.5 (5 - 6)	Navigant Consulting(2014), Offshore Wind Market and Economic Analysis.
紐約	離岸風力	5.5 (5 - 6)	New York State Energy Research and Development Authority(2015), “New York Offshore Wind Cost Reduction Study”
歐洲	離岸風力	4.5 (4 - 5)	Green Giraffe(2015), Financing offshore wind – the debt market.
歐洲	離岸風力	5 (4.5 - 5.5)	NREL(2015), 2014-2015 Offshore Wind Technologies Market Report.
比利時	離岸風力	6.5 (6 - 7)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
荷蘭	離岸風力	5 (4.5 - 5.5)	
歐洲	離岸風力	3 (< 3)	Green Giraffe(2017), Project finance for German offshore wind

建議107年度離岸風力的信用風險加碼可以**2.75%**作為最大值。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

5.業者風險溢酬(β 風險)

(1)一般再生能源：蒐集國外11筆自有資金報酬率資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均為9.69%，減去國外平均外借資金報酬率4.97%後，推估業者風險溢酬約4.72%。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
德國	太陽光電	8	TUNISIA: Derisking Renewable Energy Investment - UNDP(2015)
德國	太陽光電	6	Reid, Gerard; Wynn, Gerard. 2015. "The Future of Solar Power in the United Kingdom." Energies 8, no. 8: 7818-7832.
歐盟平均	陸域風力	13.2 (12.4-14)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. Energy & Environment (2016)Risk and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries
比利時	太陽光電	8.3 (7.8-8.8)	
奧地利	陸域風力	9 (8-10)	
比利時	陸域風力	10.8	
丹麥	陸域風力	10.6 (10-11.2)	
法國	陸域風力	11 (10.5-11.5)	
德國	陸域風力	7.5 (6-9)	
瑞典	陸域風力	11 (10-12)	
英國	陸域風力	11 (7-15)	

考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，建議107年度 β 風險採國外數值，一般再生能源為4.72%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

5.業者風險溢酬(β 風險)

(2)離岸風力：蒐集國外10筆自有資金報酬率資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均為12.35%，減去國外平均外借資金報酬率5.08%後，推估業者風險溢酬約**7.27%**。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率(%)	備註	資料來源
--	離岸風力	11.5 (8-15)		Navigant Consulting(2014), Offshore Wind Market and Economic Analysis.
美國	離岸風力	13 (11-15)		New York State Energy Research and Development Authority(2015), "New York Offshore Wind Cost Reduction Study"
英國	離岸風力	17.5 (15-20)	私募股權 (Private Equity)	UK Trade & Investment (2015), UK Offshore Wind : Opportunities for trade and investment.
英國	離岸風力	13.5 (12-15)	專案開發商 (Project developer)	
英國	離岸風力	13 (12-14)	獨立發電業者 (Independent Power Producer)	
英國	離岸風力	12 (10-14)	風機製造商 (Turbine manufacturers)	
英國	離岸風力	9 (8-10)	公用事業 (Utility)	
英國	離岸風力	9.5 (7-12)	養老保險基金 (Pension Fund)	
比利時	離岸風力	13.3 (12.8-13.8)		DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
荷蘭	離岸風力	13 (9-17)		

考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，建議107年度 β 風險採國外數值，離岸風力為**7.27%**。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

6.參數參採彙總

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	1.12%		十年期政府公債殖利率104年至106年(1-6月)三年平均數值
α 風險	一般再生能源	2.64%	以國內資料及國外(德國、英國、法國丹麥、比利時、奧地利、瑞典等9筆)資料為準
	離岸風力	2.75%	以國內資料及國外(歐洲、美國、荷蘭等6筆)資料為準
β 風險	一般再生能源	4.72%	以德國、英國、法國、丹麥、比利時奧地利、瑞典等9筆資料
	離岸風力	7.27%	以英國、美國、比利時、荷蘭等8筆資料

	無風險利率 + α 風險 (外借資金報酬率)	無風險利率 + α 風險 + β 風險 (自有資金報酬率)
一般再生能源	3.76%	8.48%
離岸風力	3.87%	11.14%

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

(四)資料參採說明彙整

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)

(1) α 風險為2.64%； β 風險為4.72%：

$$30\%*(1.12\%+2.64\%+4.72\%)+70\%*(1.12\%+2.64\%) = 5.17\%$$

(2) 107年度計算數值為5.17%，基於鼓勵設置並顧及業者投資評估之穩健性，建議107年度一般再生能源的WACC參數可援用106年度數值5.25%。

2. 離岸風力

(1) α 風險為2.75%； β 風險為7.27%：

$$30\%*(1.12\%+2.75\%+7.27\%)+70\%*(1.12\%+2.75\%) = 6.05\%$$

(2) 107年度計算數值為6.05%，建議107年度離岸風力的WACC參數可調整至6.05%。

貳、107年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

十一、107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)	躉購期間(年)
風力發電	陸域	≥1~<30	<u>148,600</u> (153,000)	<u>1.43</u> (1.48)	1,650 (1,650)	20 (20)
		≥30	<u>55,700</u> * (56,700)**	<u>3.23</u> * (2.97)**	<u>2,300</u> (2,200)	
	離岸	≥1	<u>173,500</u> (181,600)	<u>3.31</u> (3.22)	3,600 (3,600)	
生質能	無厭氧消化設備	≥1	57,000 (57,000)	15.76 (15.76)	5,300 (5,300)	
	有厭氧消化設備	≥1	<u>208,300</u> (204,800)	<u>7.34</u> (7.58)	6,450 (6,450)	
川流式水力	無區分	≥1	<u>103,800</u> (117,400)	<u>2.59</u> (1.86)	4,000 (4,000)	
地熱	無區分	≥1	<u>278,600</u> (256,600)	<u>3.74</u> (4.07)	6,400 (6,400)	
廢棄物	無區分	≥1	80,200 (80,200)	<u>26.77</u> (27.57)	7,200 (7,200)	

註1：()內數字為106年度參採數值。

註2：*107年度無安裝或具備低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.47萬元/瓩，運維比例為3.29%。

註3：**106年度無安裝或具備低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.57萬元/瓩，運維比例為3.02%。

報告完畢

