



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

107年12月25日

目錄

- 壹、108年度再生能源電能躉購費率計算公式草案
- 貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案
 - 一、電能躉購費率審定原則
 - 二、108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、108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、108年再生能源電能躉購費率計算公式草案

一、公式說明

依108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：

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

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

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

壹、108年再生能源電能躉購費率計算公式草案

二、公式意義與內涵

- (一)躉購合約期間，各年淨收入現值之和等於期初設置成本。
- (二)均化之躉購費率，公式中之參數皆為長期平均的概念。
- (三)平均資金成本率等於自有資金與外借資金的平均報酬率。

三、公式特色

- (一)固定費率長期躉購，讓業者可掌握每期之現金流量，降低業者營運風險。
- (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。
- (三)反映資金成本及投資風險溢酬。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

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、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

二、108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)	108年度躉購費率試算 (元/度) ¹		與上年度比較 (%)	
風力	陸域	≥1 ~ < 20	6.7968 (8.6685)		-21.59	
		≥ 20	有安裝或具備LVRT者	2.5438 (2.7669)	-8.06	
			無安裝或具備LVRT者	2.5124 (2.7315)	-8.02	
	離岸	≥ 1	固定20年躉購費率 (上限費率)	5.1060 (5.8498)		-12.71
			階段式 躉購費率	前10年	-- (7.1177)	--
				後10年	-- (3.5685)	--
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	2.5765 (2.5765)		0.00	
	有厭氧消化設備	≥ 1	5.0874 (5.0161)		+1.42	
廢棄物	無區分	≥ 1	3.8945 (3.8945)		0.00	
川流式水力	無區分	≥ 1	2.8325 (2.7988)		+1.20	
地熱	無區分	≥ 1	5.1956 (5.1956)		0.00	
			階段式 躉購費率	前10年	6.1710 (6.1710)	0.00
				後10年	3.5685 (3.5685)	0.00

註1：()內數字為107年度公告數值。
註2：108年度下限費率為2.1107元/度。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

機制	目的	措施起始年	108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	<u>維持</u> 107年度機制： 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 <u>維持15%</u> 。 2.考量離島地區之電力系統以海底電纜與台灣本島電網聯結後，開發商需定期前往離島地區進行設備維護以有效維持運轉(108年度估算之費率差距為3.66%)，因此其躉購費率加成比例 <u>維持4%</u> 。
離岸風電既有政策目標外其躉購費率結合市場競爭機制	配合「離岸風力發電規劃場址容量分配作業要點」，就參與遴選或競價機制者，適度調整躉購費率及躉購期間適用規定。	107年度	<u>維持</u> 107年度機制： 1.以費率作為 <u>競比</u> 條件者，其電能躉購費率 <u>適用競比</u> 結果之 <u>費率</u> ；參與 <u>遴選</u> 機制者，適用該設備與電業 <u>簽訂購售電契約時</u> 之公告費率。 2.違反中央主管機關與設置者所簽定契約之承諾期間者扣除逾履約保證金總額所擔保期間之日數之次日起至實際完工日起二十年之日，適用該設備與電業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。
離岸風電年售電量管控機制	108年度年售電量參數維持107年度數值採3,600度/瓩，惟基於提供合理利潤的基礎上，訂定年售電量管控機制	108年度	考量未來發電效率因技術進步提升，基於提供合理利潤及躉購支出有效控管之基礎上，108年度 <u>新增</u> 離岸風電年售電量管控機制，即以 <u>簽約當年度審定會決議之年售電量為上限逐年躉購</u> ，就當年度發電設備實際躉售電量 <u>逾年售電量</u> 之再生能源電能，依 <u>簽約當年度之迴避成本躉購</u> 。
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	<u>維持</u> 107年度機制： 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。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

四、躉購分類與容量級距

107年度			108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	$\geq 1 \sim < 30$	風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 20$
		≥ 30			≥ 20
	離岸	≥ 1		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

◆陸域風力：

- 群聚設置大量小型風機已衍生土地資源競合問題，未來加嚴裝置容量合併計算之規定，雖可增加廠商規避法規之難度，但無法保證爭議案件不再發生。
- 配合調整級距分界，可讓業者分割土地的程序變得麻煩，並增加分割土地需要付出的時間及成本，達到自動減少爭議案件之效果，故調整費率級距分界至20瓩，藉以減少爭議案件之發生

◆生質能：

- 考量草木植物氣化發電可創造其他經濟效益，併同國內無實際運轉案例或評估報告，故決議現階段不新增躉購類別。
- 考量優先獎勵具經濟規模且有設置效益之場址，同時目前實際案例樣本並無明顯觀察出設置案件存在規模經濟之情況，決議108年度生質能發電維持原級距。

◆川流式水力：條例修正通過前，依參數參採原則，近年僅1筆實際設置案例，且本年度提供成本資料之潛力場址裝置容量較大，因此目前較缺乏實際案例或評估資料作為區分小(微型)級距之參考，故暫不區分躉購級距，待條例修正通過及各部會推動現況，再行調整。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、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)107年度審定會使用參數值：14.86萬元/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：11.22萬元/瓩

(3)資料參採說明

A.場址是否需負擔「特定整地(沙地)成本」、「線路補助費」、「加強電力網費」或「農業用地變更回饋金」，應自行評估其經濟效益，再決定是否開發投資，且無法通案計算，故建議不考量上述成本。

B.根據參數資料參採原則，國內近3年設置案例的成本資料均不適合做為標竿樣本(詳見表1)，故根據海關資料推估平均期初設置成本為112,228元/瓩。(詳見表2~表5)

C.近期綜觀國際各組織發布之報告，均無對小型風機的未來成本做出評估與展望，僅得知美國小型風力機的設置成本在2012-2015年期間呈下降趨勢，但成本在2016年已趨平穩。

資料來源：U.S. DOE(2017), 2016 Distributed Wind Market Report.

D.綜上，使用海關資料推估之平均期初設置成本，採11.22萬元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

■ 105-107年國內案例資料

編號	設置場所	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)	期初設置成本 (元/瓩)
1	桃園市觀音區	地面型垂直軸	2017	3	6	18	3,000	166,667
2	桃園市大園區	地面型水平軸	2017	4.8	4	19.2	1,796.267	46,778
3	桃園市大園區	地面型水平軸	2017	4.8	4	19.2	1,796.267	46,778

註：剔除1筆不具有經濟效益的地面型垂直軸樣本後，剩餘2筆資料由於合開相同發票，故將發票金額對半分，計算期初設置成本為46,778元/瓩，研判應該是發票檢附不全所致，故視為極端值予以剔除。

■ 105-107年水平軸小型風機進口資料

風機類型	品項內涵	單機裝置容量 (瓩)	數量 (組)	金額 (元/瓩)	總裝置容量 (瓩)
無法區分	風力發電機	1	2	10,421	2.0
		1	2	10,421	2.0
		1.2	1	9,978	1.2
		1.2	2	8,705	2.4
		1.2	3	10,326	3.6
		1.2	6	8,860	7.2
		1.5	1	16,422	1.5
		1.5	4	15,489	6.0
水平軸	風力發電機展覽品(包括逆變器)	1	1	13,889	1.0
風機類型	品項內涵	單機裝置容量 (瓩)	數量 (組)	金額 (元/瓩)	總裝置容量 (瓩)
水平軸	風力發電機(包含發電機、尾翼、葉片和配件)	3	12	35,180	36.0
		3.5	1	7,119	3.5
		3.5	6	31,440	21.0
		3.5	6	47,945	21.0
		3.5	18	55,296	63.0
風機類型	品項內涵	單機裝置容量 (瓩)	數量 (組)	金額 (元/瓩)	總裝置容量 (瓩)
水平軸	風力發電系統(包含發電機、控制器箱、整流器箱、卸荷器箱、逆變器箱、葉片、塔架、底座、液壓泵站、液壓缸)	1	1	139,332	1.0
		2	1	78,934	2.0

註1：考量進口設備均會成為國內實際設置案件，故海關資料取樣係以設備進口金額為主。

註2：考量未註明小風機類型者的進口金額比水平軸有含零組件的樣本更低，故假設此類型資料的進口金額為不含零組件之水平軸發電機。

註3：剔除上下極端值(黃底、橘底)。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

■ 海關小型風機品項分類

品項內涵	裝置容量加權平均金額 (元/瓩)	風機類型
風力發電機	11,367	水平軸
風力發電機(包含發電機、尾翼、葉片和配件)	37,610	水平軸
風力發電系統(包含發電機、控制器箱、整流器箱、卸荷器箱、逆變器箱、葉片、塔架、底座等)	99,066	水平軸

■ 資料分類下的成本佔比

品項內涵	3.5kW案例	9kW案例	美國10kW拉線塔	平均
風力發電機	18.77 %	24.44 %	25.64 %	22.95 %
風力發電機(包含發電機、尾翼、葉片和配件)	24.63 %	31.36 %	32.62 %	29.54 %
風力發電系統(包含發電機、控制器箱、整流器箱、卸荷器箱、逆變器箱、葉片、塔架、底座等)	59.82 %	58.79 %	67.33 %	61.98 %

資料來源：國內A案例(2011)&國內B案例(2014)& U.S. Department of Energy (2014), “2013 Distributed Wind Market Report & Data Tables”

■ 小風機期初設置成本推估

	品項內涵	平均金額 (元/瓩)	平均占比 (%)	期初設置成本 估計值 (元/瓩)
樣態一	風力發電機	11,367	22.95	49,529
樣態二	風力發電機(包含發電機、尾翼、葉片和配件)	37,610	29.54	127,319
樣態三	風力發電系統(包含發電機、控制器箱、整流器箱、卸荷器箱、逆變器箱、葉片、塔架、底座等)	99,066	61.98	159,835
	平均			112,228

- 根據進口的品項內涵將樣本分為三類，分別剔除上下極端值。
- 配合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，以上述三種樣態計算平均期初設置成本為112,228元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、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)107年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.43%，即2,122元/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：占期初設置成本1.80%，即2,016元/瓩

(3)資料參採說明

A.國內資料：

(A)經查證A案例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2018年小風機變流器成本資料8筆，剔除上下極端值共2筆後，計算平均為7,280元/瓩，即平均每年設備更換費用為728元/瓩(7,280×2÷20)。

(C)根據B業者105年提供產險報價單資料，6支3瓩風機(共18瓩)的1年保險費為21,862元(火災險1,613元+爆炸險77元+地震險6,627元+颱風及洪水險13,545元)，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案例9kW小型風機的20年維護合約費用950元/瓩為基礎，並考量平均每年設備汰換成本728元/瓩及保險費842元/瓩後，年運轉維護費為2,520元/瓩。

B.國外資料：蒐集2016-2018年美國資料共4筆，計算小型風機的年運轉維護費平均為1,511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2,016元/瓩，按期初設置成本建議數值11.22萬元/瓩計算，則占期初設置成本1.80%。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

■ 小風機變流器成本

小風機變流器品名	資料年度 (年)	額定容量 (瓩)	幣別	總成本 (元)	成本 (元/瓩)	成本 (NTD/瓩)	資料來源
SMA, SB 5.0-US, Non-Isolated String Inverter, 5000 Watts, 208/240 VAC, Three MPPT Circuits, SPS	2018	5	USD	1,798.98	360	10,633	
SMA, SB 7.7-US, Non-Isolated String Inverter, 7680 Watts, 208/240 VAC, Three MPPT Circuits, SPS	2018	7.68	USD	2,216.00	289	8,527	http://mwands.com/store/grid-tie-inverters
SMA, SB3800TL-US-22, Non-Isolated String Inverter, 3800 Watts, 208/240 VAC, Dual MPPT, SPS	2018	3.8	USD	1,639.39	431	12,750	
SMA, Sunny Tripower 2000TL-US-10, Non-Isolated String Inverter, 20KW, 480/277 VAC, 600VDC/1000VDC	2018	20	USD	3,969.73	198	5,866	
1000W Grid Tie Inverter, 20-50V DC to AC 220/230V Pure Sine Wave Inverter for 1000-1200W 24V, 30V, 36V PV module or Wind Turbine	2018	1	USD	105	105	3,103	https://www.aliexpress.com/wholesale?initiative_id=SB_20180810003629&site=glo&g=y&SearchText=Wind+Turbine+Inverter&needQuery=n&page=3
1000W Grid Tie Inverter 3phase AC22-60/45-90V wind turbine with dump load,MPPT Pure Sine Wave Converter 1000G-WAL	2018	1	USD	181.44	181	5,362	
wind grid tied inverter 1000w 3 phase grid tie inverter wind turbine 1kw with lcd display	2018	1	USD	256.68	257	7,586	
1500W Grid Tie Power Inverter for 3 Phase DC To AC 45V-90V Input Wind Turbine MPPT Pure Sine Wave Inverter Build In Rectifier	2018	1.5	USD	289.5	193	5,704	

■ 國外報告成本

國別	資料發生年度 (年)	幣別	單機裝置容量 (瓩)	年運轉維護費 (元/瓩)	年運轉維護費 (NTD/瓩)	資料來源
美國	2016	USD	<10	40	1,293	NREL(2016), Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs.
美國	2016	USD	< 5	70	2,262	U.S. DOE(2017), 2016 Distributed Wind Market Report, P37.
美國	2016	USD	5 ~ 10	44	1,422	U.S. DOE(2017), 2016 Distributed Wind Market Report, P37.
美國	2016	USD	11 ~ 100	22 ~ 44	1,066	U.S. DOE(2017), 2016 Distributed Wind Market Report, P37.

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、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)107年度審定會使用參數值：1,650度/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：1,650度/瓩

(3)資料參採說明

A.國內資料

蒐集104-106年國內小型風電躉購期間較完整案件共有7件，剔除3件數值過低之極端樣本後，共剩餘4件，計算平均年售電量約1,048度/瓩。

B.國外資料

(A)蒐集日本2016年躉購費率所使用之參數為設備利用率20%(相當於1,752度/瓩)，但日本於2018年4月以後將不再躉購陸域小型風電。

(B)根據美國分散式風能協會(DWEA)於2016年發布之報告，小型風機容量因數約介於15~35%(平均為2,190度/瓩)。

(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7筆，在每秒5公尺風速下，年發電量平均為1,645度/瓩。

(D)將國外資料平均，則年發電量約為1,862度/瓩。

C.設定標竿值引導發電效率提升

(A)根據國內小型風力躉購案件之售電資料，因其裝設地點、設備受損等因素，導致年售電量偏低，建議應以標桿值引導發電效率提升。

(B)綜合考量各國資料，年售電量可調整為1,850度/瓩，惟基於鼓勵設置，決議108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.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、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(二)陸域型20瓩以上

1.期初設置成本

(1)107年度審定會使用參數值：5.57萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.47萬元/瓩)

(2)108年度第四次審定會決議數值：4.86萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.76萬元/瓩)

(3)資料參採說明

A.國內近3年只有民營業者有設置案，目前尚未提供成本及佐證資料。

B.考量國內案例資料數量較少，故另蒐集近3年(105-107年)海關進口成本資料，並根據108年度第一次審定會決議之躉購費率審定原則，建議選取相對具有經濟效益之樣本，故剔除其中1筆進口1部900kW機組之樣本後，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50,714元/瓩。

C.根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測，陸域大型風場於2020年商轉之期初設置成本約46,879元/瓩，且2016~2020年的年均成本降幅約0.60%。

D.考量業者簽約至風場完工的時間通常相隔1~2年，故建議海關資料推估之成本50,714元/瓩，另根據國際成本降幅0.60%，估計2020年商轉之期初設置成本約50,410元/瓩。

E.綜上，將海關進口成本推估資料與國外預測2020年的成本資料一起平均，則期初設置成本為4.86萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.76萬元/瓩)。

註：自民國97年以後國內多半皆進口配備LVRT(低電壓持續運轉能力設備)功能之風力機組，且該配備之成本約0.1萬元/瓩，故自102年度起，陸域大型風電未安裝或具備LVRT者，期初設置成本將扣除相關成本0.1萬元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(二)陸域型20瓩以上

2.年運轉維護費

(1)107年度審定會使用參數值：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。

(2)108年度第四次審定會決議數值：占期初設置成本4.89%(無安裝或具備LVRT者為5.00%)，即2,378元/瓩。

(3)資料參採說明

- A.蒐集台電公司106年各風場的保修合約及自行負擔運轉維護費資料共20筆，剔除上下極端值共4筆後，以106年發電量資料換算發電量加權運轉維護費為0.9051元/度，於考量物價上漲因素2%下，計算20年均化後之運轉維護費為1.0995元/度。
- B.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(包含20年均化之地方回饋金0.0148元/度)。
- C.台電公司或民營電廠過去已有針對電廠周圍居民支付協助金或回饋金，考量電力開發協助金係其法制化之結果，故應避免重複計算類似費用。
- D.將台電公司與民營業者資料平均計算20年均化後之運轉維護費為0.9510元/度(已剔除地方回饋金0.0148元/度)，假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為2,378元/瓩，按108年度期初設置成本建議數值4.86萬元/瓩計算，建議108年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為4.89%(無安裝或具備LVRT者為5.00%)。

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

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(二)陸域型20瓩以上

3.年售電量

(1)107年度審定會使用參數值：2,300度/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：2,500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，104~106年台電公司平均年發電量為2,780度/瓩，民營業者平均年發電量為2,275度/瓩，兩者平均為2,527度/瓩。

B.民營風場因塔架高度較低的緣故，導致年發電量低於台電風場。

C.美國能源部(U.S. Department of Energy, 2017)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 (2017), “2016 Wind Technologies Market Report.”

D.建議108年度陸域大型風力發電的年售電量可調整為2,500度/瓩，藉由設定年售電量標竿值來引導廠商將設備及技術升級。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(三)離岸型

1.期初設置成本

(1)107年度審定會使用參數值：17.50萬元/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：15.52萬元/瓩

(3)資料參採說明：

A.國際案例成本校正

(A)共參採6筆國際成本資料

a.實際(預計)完工案例：資料來源：<http://www.4coffshore.com/windfarms/>

編號	國別	場址	基礎類型	商轉年度(年)	單機裝置容量(瓩)	總裝置容量(瓩)	原始成本(NTD/瓩)	離岸距離(公里)	水深下限(公尺)	水深上限(公尺)
1	英國	burbo bank extension	單樁	2017	8,000	256,000	122,529	11.5	3	14
2	德國	Borkum Riffgrund 2	36座單樁，20座管架	2019	8,000	448,000	103,842	56.9	25	29
3	丹麥	Horns Rev 3	單樁	2020	8,000	392,000	91,290	29.6	11	20
4	丹麥	Kriegers Flak	重力式基礎	2021	8,000	576,000	80,766	25.5	18	30

b.研究報告

編號	地區	資料年度(年)	商轉年度(年)	原始成本(NTD/瓩)	成本降幅(%)	資料來源	備註
5	歐盟	2018	2015	128,829	--	European Commission, Joint Research Centre Technical Report (2018), Cost development of low carbon energy technologies.	1. jacket, medium distance to shore (30 - 60 km from shore) 2. Baseline情境(根據目前全球設置量目標：2015年12GW；2020年30GW；2025年38GW；2030年47GW) 3. $1-(109,862/128,829)^{(1/5)} \approx 3.13\%$ 4. $1-(105,210/109,862)^{(1/10)} \approx 0.43\%$
			2020	109,862	3.13 (2016~2020年之年均降幅)		
			2030	105,210	0.43 (2021~2030年之年均降幅)		
6	歐盟	2017	2017	117,666 (8MW)	--	INN WIND.EU (2017), LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines.	1. 離岸距離：40公里 2. 水深：45公尺 3. 風速：9.7公尺/秒(100公尺高度) 4. 風場總裝置容量：500MW 5. 管架式基礎

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

(B)釐清國內外成本內涵差異

a.制度面差異比較

國家	台灣	德國	英國	丹麥	荷蘭
前期規劃調查 成本	開發商主導 個案環評/地質調查/量測與監測			政府主導 個案環評/地質調查/量測與監測	
併網成本	開發商負責		電網業者負責		

b.加計前期規劃調查成本

(a)丹麥及荷蘭政府分擔該國離岸風場的環評、各項調查及用地協商等成本。所以丹麥兩筆成本資料需加計前期規劃調查成本，才能符合我國狀況。

(b)蒐集3筆國際成本結構占比資料，計算前期規劃調查成本占期初設置成本比例平均為2.20%(詳見下表)，故參採之丹麥案例成本可加計2.20%。

資料來源	美國國家再生能源實驗室	國際能源總署	麥肯錫管理顧問公司
報告名稱	NREL (2017), 2016 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
研究背景資訊 (註：我國遴選場址的水深及離岸距離等條件均與上述報告的背景資訊相近)	風機額定容量：4.71MW 風場總容量：600MW 水深：30公尺 離岸距離：30公里 基樁類型：單樁	風機額定容量：4MW 風場總容量：400MW 水深：25公尺 離岸距離：40公里 基樁類型：單樁	此報告的假設條件係引用文獻：The Crown Estate (2010), A Guide to an Offshore Wind Farm. 風機額定容量：5MW 風場總容量：500MW 英國Round 3風場(原報告未說明水深、離岸距離及基礎類型資訊，故依審定會蒐集英國Round 3風場資訊，研判水深10~22公尺、離岸距離10.1~11.2公里、基樁類型為單樁。
前期規劃調查成本占設置成本(含併網成本)比例	<u>1.47%</u>	<u>3.14%</u>	<u>2.00%</u>
註：上表3份國際報告均未明確指出成本結構資訊中有考量漁業補償成本，且僅NREL(2017)報告中之占比有包括除役成本，故調整試算未含漁業補償成本及除役成本下，前期規劃調查成本占期初設置成本之比例。			

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

A.國際案例成本校正

(C)小結

資料說明	計算說明
<ul style="list-style-type: none"> ■ 國際案例成本：共<u>6</u>筆。 ■ 考量制度不同(成本內涵釐清)：2筆丹麥樣本未含前期規劃調查成本，故蒐集3筆國際報告資料(NREL 2017年、IEA 2016年及麥肯錫管理顧問公司2016年)，計算前期規劃調查成本占設置成本比例平均為2.20%，據以推算包含前期規劃調查之丹麥案例成本。 	<p>原始國際案例成本：</p> <ul style="list-style-type: none"> • 英國(2017年)：122,529元/瓩 • 德國(2019年)：103,842元/瓩 • 丹麥(2020年)：94,115元/瓩 = [(91,290 + 併網成本) / (1 - 2.20%) - 併網成本] • 丹麥(2021年)：83,355元/瓩 = [80,766 + 併網成本) / (1 - 2.20%) - 併網成本] • 歐盟聯合研究中心報告(2020年)：109,862元/瓩 • 歐盟專案計畫報告(2017年)：117,666元/瓩 <p>6筆樣本平均：<u>105,228元/瓩</u></p>

註1：丹麥樣本加計前期規劃調查成本方式為加計併網成本後，再除以(1-2.20%)計算之。

註2：英國2017~2018年平均併網成本為34,310元/瓩。

註3：丹麥Horns Rev 3風場與 Kriegers Flak風場分別加計前期規劃調查成本2,825元/瓩與2,589元/瓩。

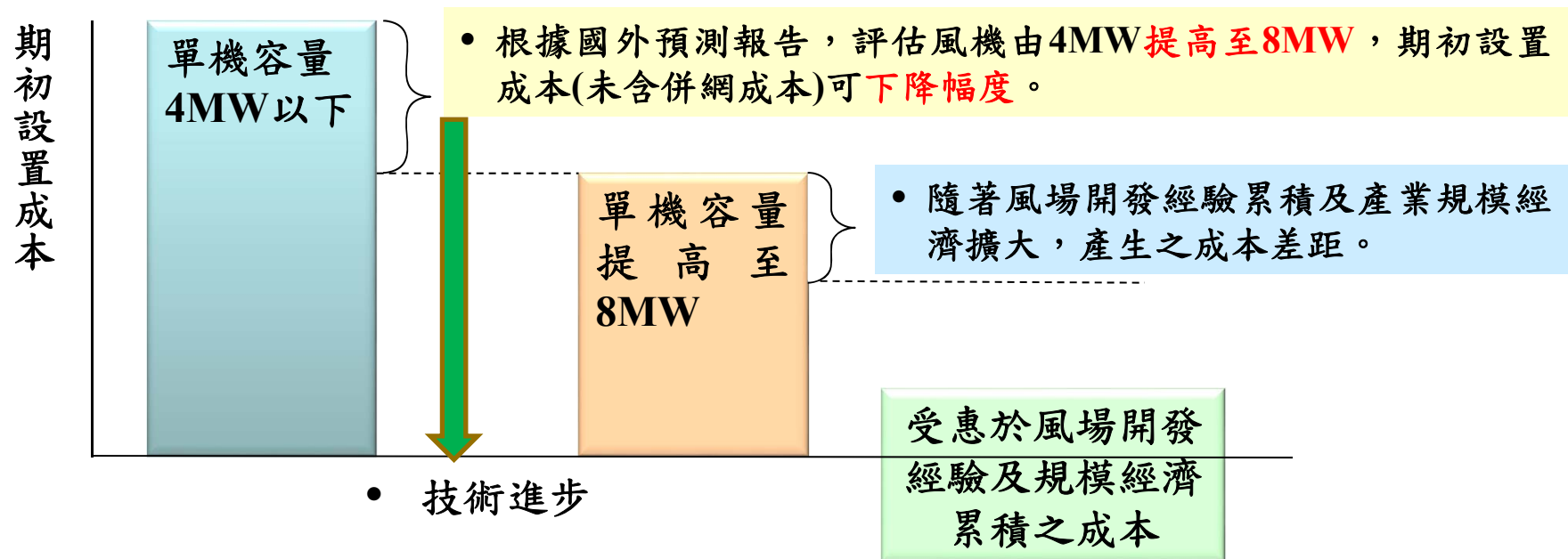
貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

B.國內外開發經驗差異之成本差距

我國離岸風電尚處**發展初期階段**，現階段尚**無法產生因開發規模所帶動之成本下降效益**，故需合理反應我國風場開發初期之實際成本。

(A)議題分析

a.成本差距因素：



貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

b. 研析風機由4MW提高至8MW之期初設置成本差異：

蒐集國外2筆成本分析報告，風機單機容量由**4MW提高至8MW**，期初設置成本(未含併網成本)可**下降5.81~6.30%**，平均為**6.06%**。

編號	地區	資料年度(年)	成本降幅(%)	資料來源	研究背景資訊
1	英國	2016	5.81 (單機容量4MW提高至8MW)	BVG Associates (2016), Future renewable energy costs: offshore wind, P88.	1. 離岸距離：40公里 2. 水深：25公尺 3. 風速：9公尺/秒 (100公尺高度) 4. 風場總裝置容量：500MW
2	歐盟	2017	6.30 (單機容量4MW提高至8MW)	INNWIND.EU (2017), LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines, P18.	1. 離岸距離：40公里 2. 水深：45公尺 3. 風速：9.7公尺/秒 (100公尺高度) 4. 風場總裝置容量：500MW

註：我國遴選場址的水深及離岸距離等條件均與上述報告的背景資訊相近。

編號	國別	場址	商轉年度(年)	單機裝置容量(kW)	總裝置容量(kW)	離岸距離(公里)	水深下限(公尺)	水深上限(公尺)	原始成本(未含併網成本)(元/瓩)	單機容量提高至8MW成本(元/瓩)
1	英國	Robin Rigg	2010	3,000	180,000	11.5	0	12	103,552	97,276
2	英國	Gunfleet Sands I + II	2010	3,600	172,800	7.4	0	13	127,269	119,556
3	英國	Thanet	2010	3,000	300,000	17.7	14	23	146,766	137,872
4	英國	Walney Phase 1	2011	3,600	183,600	19.4	19	23	154,405	145,048
5	英國	Walney Phase 2	2012	3,600	183,600	22.1	24	30	153,422	144,124
6	英國	Sheringham Shoal	2012	3,600	316,800	21.4	14	23	160,759	151,017
7	英國	Greater Gabbard	2013	3,600	504,000	32.5	4	37	154,698	145,323
8	英國	London Array Phase 1	2013	3,600	630,000	27.6	0	23	138,031	129,666
9	英國	Lincs	2013	3,600	270,000	9.1	8	16	129,269	121,436
10	英國	Teesside	2014	2,300	62,100	2.2	6	18	161,124	151,360
11	英國	West of Duddon Sands	2014	3,600	388,800	20.1	17	21	161,359	151,581
12	英國	Gwynt y Môr	2015	3,600	576,000	18	13	32	165,832	155,782
13	英國	Humber Gateway	2015	3,000	219,000	10.1	10	18	163,907	153,974
14	英國	Kentish Flats Extension	2015	3,300	49,500	8.9	1	4	147,792	138,836
平均									147,727	138,775

風機單機容量由**4MW提高至8MW**，成本由**147,727元/瓩**下降**6.06%**至**138,775元/瓩**。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

c. 評估國內外開發經驗差異之成本差距：

(a) 以學習率理論計算：

- 根據2筆國際報告資料(11%, JRC, 2018；14%, IRENA, 2018)，平均學習率為**12.5%**。

參考資料：European Commission, Joint Research Centre Technical Report (2018), Cost development of low carbon energy technologies; IRENA (2018), Renewable power generation costs in 2017.

- 以英國歷年案例推估單機容量提高至8MW之成本約為138,775元/瓩，在發生一次學習率效果的情況下，成本可以下降12.5%，意即學習率12.5%下的開發經驗累積及產業規模經濟差異可產生**成本差距約17,347元/瓩**(= 138,775元/瓩 × 12.5%)。

(b) 另可計算歐洲2017年已完工並採用8MW風機之風場平均成本約**120,098元/瓩**。

年度		2017
期初設置成本 (未合併網成本) (元/瓩)	英國：burbo bank extension 風場	122,529
	歐盟專案計畫(2017)預測報告 資料來源：INNWIND.EU (2017), LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines.	117,666
平均成本 (元/瓩)		120,098

(c) 以實際案例計算：

= 以英國歷年案例推估單機容量提高至8MW之成本 - 歐洲2017年已完工採用8MW風機之成本
 = 138,775元/瓩 - 120,098元/瓩 = **18,678元/瓩**
 ≈ 國內外開發經驗累積及產業規模經濟差異下之成本差距



以上述兩種方法計算成本差距分別為17,347元/瓩及18,678元/瓩，**平均18,013元/瓩**。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

B.國內外開發經驗差異之成本差距

(B)小結

資料說明	計算說明
<ul style="list-style-type: none">■ 考量風場開發經驗差距：相較歐洲開發逾10年之久，我國正處與大規模開發初期，尚無學習效果造成之成本下降效益，建議加計國內外開發經驗差異產生之成本差距。■ 計算方式：<ul style="list-style-type: none">● 以學習率理論計算：國際報告資料(11%, JRC, 2018；14%, IRENA, 2018)平均學習率為12.5%，計算成本差距17,347元/瓩。● 以實際案例計算：2017年風場開發經驗累積之成本差距18,678元/瓩。● 上述二種算法平均為18,013元/瓩。	<p>加計我國風場開發初期之學習成本</p> $\underline{105,228} + \underline{18,013} = \underline{123,241 \text{元/瓩}}$

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

C. 考量併網成本 (海上變電站至陸上變電站)

(A) 討論議題

- a. 歐洲由電網業者承擔海上變電站連接至陸上電網的併網成本。
- b. 參採歐洲案例的期初設置成本資料需加計併網成本，才能符合我國狀況。
- c. 應就水深及離岸距離等資訊分析，選取近似於我國遴選場址之案例。

(B) 議題分析

a. 資料年份

考量參採資料年度之選擇調整，以符合當前併網條件。

b. 場址條件

考量我國遴選場址的水深及離岸距離等條件(以群聚較多之彰化案場為例，水深35~50公尺及離岸距離10~50公里)與英國2017~2018年完工案件(編號18、19)較為相近，併同配合參採使用風機單機規模相近之8MW樣本條件(編號16)，即34,310元/瓩。

- c. 綜上，考量風場條件影響併網成本，參採與我國風場條件相似之案場較合宜，故採英國2017~2018年的併網成本資料計算平均，即34,310元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

d.英國離岸風場輸電系統競價資訊

編號	風場名稱	授予牌照年度 (年)	設施投資成本 (百萬英鎊)	設施投資成本 (百萬元新臺幣)	裝置容量 (MW)	單位投資成本 (元/瓩)	離岸距離 (公里)	水深下限 (公尺)	水深上限 (公尺)
1	Barrow	2011	33.6	1,587.5	90.0	17,639	--	--	--
2	Robin Rigg East and West	2011	65.5	3,094.7	180.0	17,193	11.5	0	12
3	Gunfleet Sands 1 and 2	2011	49.5	2,338.8	173.0	13,519	7.4	0	13
4	Thanet	2014	164	8,204.8	300.0	27,349	17.7	14	23
5	Walney 1	2011	105.4	4,979.9	184.0	27,065	19.4	19	23
6	Walney 2	2012	109.8	5,154.8	184.0	28,015	22.1	24	30
7	Ormonde	2012	103.9	4,877.8	150.0	32,519	12.3	17	21
8	Sheringham Shoal	2013	193.1	8,986.3	315.0	28,528	21.4	14	23
9	Greater Gabbard	2013	317	14,752.2	500.0	29,504	32.5	4	37
10	London Array	2013	459	21,360.5	630.0	33,906	27.6	0	23
11	Lincs	2014	307.7	15,393.9	270.0	57,015	9.1	8	16
12	West of Duddon Sands	2015	268.9	13,114.6	388.8	33,731	20.1	17	21
13	Gwynt y Môr	2015	352	17,167.5	576.0	29,805	18	13	32
14	Humber Gateway	2015	173.3	8,452.1	219.0	38,594**	10.1	10	18
15	Westermost Rough	2014	172.3	8,620.0	210.0	41,048**	11.2	12	22
16	Burbo Bank Extension	2018	193.9	7,887.8	256.0	30,812	11.5	3	14
17	Dudgeon	2016	377.2	16,524.0	402.0	41,105*	38.2	12	24
18	Race Bank	2018	500.9	20,376.5	573.3	35,542**	33.2	6	23
19	Galloper	2017	329.1	12,903.8	352.8	36,575*	37.3	4	50

註1：*Developer's initial transfer value open key term pop-up (開發者的初始轉移價格)

**Indicative transfer value (非最終價格)

註2：國外離岸風電顧問公司4C offshore 網頁尚無提供Barrow風場的離岸距離及水深資訊。

資料來源：

1. 成本資訊：<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission/offshore-transmission-tenders>
2. 離岸距離及水深資訊：<https://www.4coffshore.com/windfarms/windfarms.aspx?windfarmId=UK36>

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

C.考量併網成本(海上變電站至陸上變電站)

(C)小結

資料說明	計算說明
<p>■ 參採樣本： 考量我國遴選場址水深及離岸距離等條件與英國近兩年完工案件較相近，併同配合參採使用風機單機規模相近之8MW樣本條件，故以英國<u>近期</u>(106~107年)資料計算平均為<u>34,310元/瓩</u>。</p>	<p>加計併網成本： <u>123,241</u>+<u>34,310</u> = <u>157,551元/瓩</u></p>

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

D.未來成本降幅反應

(A)討論議題

我國離岸風電產業的經驗累積及學習時間較短，應探討分析是否有辦法在短時間內完全依照國外報告預測來反應未來成本下降幅度。

(B)議題分析

a.歐洲離岸風電期初設置成本變化趨勢：先增加後下降

(a)根據IRENA (2016)報告，離岸風電在2001~2015年期間，期初設置成本年均增長約2.27%；但其中海事工程(裝配及安裝成本)年均降幅1.84%；預期2015-2030年的期初設置成本年均降幅約1.63%；其中裝配及安裝成本年均降幅4.82%。

(b)歐洲離岸風電的裝配及安裝成本降幅由小至大。

(c)歐洲離岸風電的期初設置成本在2015年以後開始有下降趨勢。

b.現階段我國尚無法產生海事工程之學習效果

(a)在風力機組、水下基礎、電氣基礎設施、金融成本等成本項目部分，國外開發商可將其長期經驗與成果直接應用於我國開發案，故未來國內相關技術的學習效果與成本降幅應與國際趨勢一致。

(b)在海事工程(裝配及安裝成本)部分，台灣相較歐洲經驗，開發期程較短，至2025年僅有7年發展時間，但目前歐洲的學習效果為15年發展經驗累積之結果。

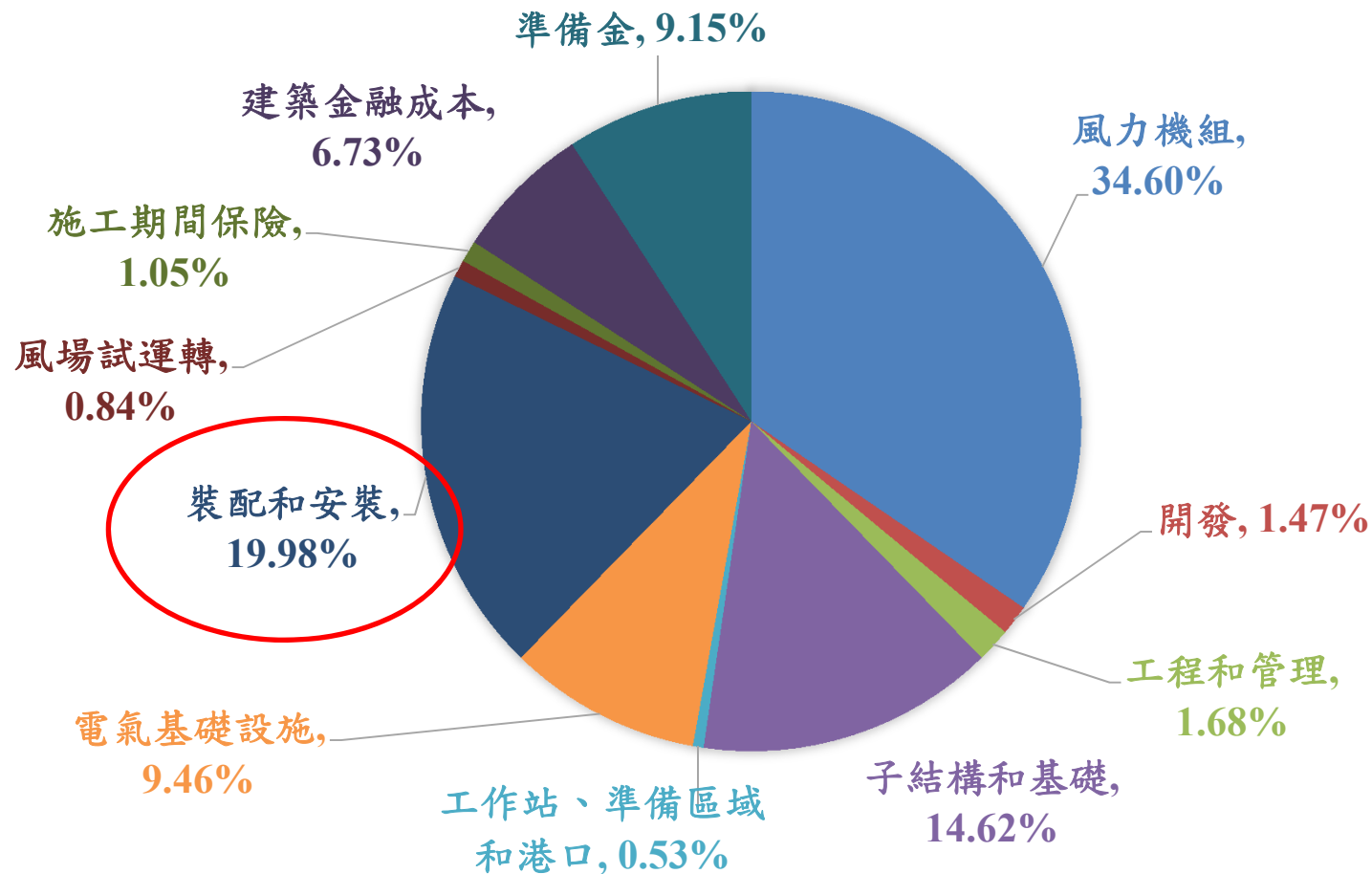
(c)海事工程之施工經驗部分，需要時間與設置實績來累積國內經驗，且國內海事工程產業鏈尚未完備，本國技術人員也需要時間慢慢培植，故即便外商具備豐富海事工程經驗，但短時間內此部分的學習效果所產生之成本降幅將不明顯。

相對於歐洲國家已累積許多風機安裝經驗，台灣尚缺海事工程施作經驗，且須面對較短開發期程與國產化要求，故現階段尚無法產生海事工程之學習效果。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

c.離岸風電成本結構：海事工程(裝配及安裝)占比19.98%

根據NREL(2017)研究報告，離岸風電發電成本結構中，裝配及安裝(海事工程)占總成本之19.98%。



貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

D.未來成本降幅反應

(C)小結

資料說明	計算說明
<p>■ 考量<u>國內外</u>海事工程<u>經驗差異</u>，降幅反應須有所調整：</p> <p>➤ 根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測：</p> <ul style="list-style-type: none">• 105~109年的年均成本降幅約3.13%• 109~119年的年均成本降幅約0.43% <p>➤ 考量<u>國內外</u>海事工程<u>經驗差異</u>，減少降幅反應：</p> <ul style="list-style-type: none">• 根據NREL(2017)報告，裝配與安裝占成本比重約19.98%故將歐盟報告預測之未來成本降幅反應減少19.98%。• 106~109年為<u>2.50%</u> ($3.13\% \times (1-19.98\%)$)• 109~113年為<u>0.34%</u> ($0.43\% \times (1-19.98\%)$)• 總降幅 = $1 - (1 - 2.50\%)^3 \times (1 - 0.34\%)^4 = 8.57\%$	<p>反應至2024年之成本降幅：</p> <p><u>157,551</u> × <u>(1-8.57%)</u> = <u>144,049元/瓩</u></p>

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

E.台灣開發商其他須負擔成本

(A)漁業補償成本：1,210元/瓩

根據「105年漁業署年報」沿岸漁業及海面養殖漁業年產值數據，並於單機容量8MW之風場面積條件下，計算躉購期間20年內風場影響之漁業補償成本，為1,210元/瓩。

(B)除役成本：4,000元/瓩

根據國產署107年5月公告之「重新核示海域土地提供離岸式風力發電系統使用之處理方式」，規定申請人於申請籌設許可時須繳納保證金(除役成本)，其保證金計算方式為4,000元/瓩。

(C)加強電力網成本：5,983元/瓩

能源局已核定並函復台電公司離岸風場分攤加強電力網之成本採598.25萬元/MW方案(即5,983元/瓩)，但目前台電公司尚未公告計費方式。

(D)加計台灣開發商其他尚需負擔成本

資料說明	計算說明
■ 漁業補償成本：1,210元/瓩； ■ 除役成本：4,000元/瓩； ■ 加強電力網成本：5,983元/瓩	加計台灣開發商其他尚需負擔成本 <u>144,049+1,210+4,000+5,983</u> = <u>155,242元/瓩</u>

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

期初設置成本	內涵說明		計算結果	與107年度比較
(一)國際案例成本校正	<ul style="list-style-type: none"> ■ 參採樣本：共6筆。 ■ 考量制度不同(成本內涵釐清)：2筆丹麥樣本未含前期規劃調查成本，故蒐集3筆國際報告資料，計算前期規劃調查成本占設置成本比例平均為2.20%，據以推算包含前期規劃調查之丹麥案例成本。 	<p style="text-align: center;">前期規劃調查成本</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2筆丹麥案例加計前期規劃調查成本(以占比2.20%調整)。 採用6筆樣本平均(皆為採用單機容量8MW) • 英國(2017)：122,529元/瓩 • 德國(2019)：103,842元/瓩 • 丹麥(2020)：94,115元/瓩 • 丹麥(2021)：83,355元/瓩 • 歐盟聯合研究中心報告(2020)：109,862元/瓩 • 歐盟專案計畫報告(2017)：117,666元/瓩 	<u>105,228元/瓩</u>	<ul style="list-style-type: none"> • 海關設備進口成本資料 • 英國2010~2017已完工商轉案例之成本 (採用單機容量4MW)
(二)國內外開發經驗差異之成本差距	<ul style="list-style-type: none"> ■ 考量風場開發經驗差距：我國正處與大規模開發初期，尚無歐洲學習效果產生之成本下降效益，建議加計國內外開發經驗差異產生之成本差距。 ■ 計算方式： <ul style="list-style-type: none"> • 以學習率理論計算：國際報告資料平均學習率為12.5%，計算成本差距17,347元/瓩。 • 以實際案例計算：2017年風場開發經驗累積之成本差距18,678元/瓩。 ■ 上述二種算法平均為<u>18,013元/瓩</u>。 		$\frac{105,228 + 18,013}{1} = \underline{123,241 \text{元/瓩}}$	<ul style="list-style-type: none"> • 參採樣本屬長期資訊，包含早期案例，無需加計成本差距
(三)併網成本(海上變電站至陸上變電站)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 參採樣本：考量我國遴選場址水深及離岸距離等條件，故以英國近期(106~107年)資料計算平均為<u>34,310元/瓩</u>。 		$\frac{123,241 + 34,310}{1} = \underline{157,551 \text{元/瓩}}$	<ul style="list-style-type: none"> • 海關資料回推期初設置成本已含併網成本 • 英國案例已含併網成本
(四)未來成本降幅反應	<ul style="list-style-type: none"> ■ 根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測： <ul style="list-style-type: none"> • 105~109年年均成本降幅約3.13% • 109~119年年均成本降幅約0.43% ■ 考量國內外海事工程經驗差異，減少降幅反應： <ul style="list-style-type: none"> • 根據NREL(2017)報告，裝配與安裝占成本約19.98%，故減少反應19.98%未來成本降幅 • 106~109年為<u>2.50%</u> (3.13%×(1-19.98%)) • 109~113年為<u>0.34%</u> (0.43%×(1-19.98%)) • 減少未來成本總降幅：$1 - (1 - 2.50\%)^3 \times (1 - 0.34\%)^4 = 8.57\%$ 		$\frac{157,551 * (1 - 8.57\%)}{1} = \underline{144,049 \text{元/瓩}}$	考量1個年度的國際成本降幅1.79%。
(五)台灣開發商其他須負擔成本	<ul style="list-style-type: none"> ■ 加計台灣開發商其他須負擔成本，包含漁業補償成本：1,210元/瓩；除役成本：4,000元/瓩；加強電力網成本：5,983元/瓩 		$\frac{144,049 + 1,210 + 4,000 + 5,983}{1} = \underline{155,242 \text{元/瓩}}$	加計國內案件須負擔之其他成本：漁業補償成本1,407元/瓩及除役成本4,000元/瓩

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(三)離岸型

2.年運轉維護費

(1)107年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.28%，即5,735元/瓩。

(2)108年度第四次審定會決議數值：占期初設置成本3.09%，即4,802元/瓩。

(3)資料參採說明

A.考量示範風場的風力機規格、設置規模及開發環境條件均與遴選場址存有顯著差異，且業者財務評估資料的佐證文件亦非實際發生金額，故建議108年度維持以國外資料做為參數計算基礎。

B.蒐集2015~2018年國外年運轉維護費資料共10筆，其中NREL報告數據已更新，故剔除2筆舊數據，另再剔除上下2筆極端值後，剩餘6筆資料，考量物價上漲率2%下，平均計算20年均化後之年運轉維護費為4,802元/瓩。

C.108年度年運轉維護費維持以國外資料做為參數計算基礎，採4,802元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

■ 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/瓩)	單位運維成本 (NTD/瓩)	備註	資料來源
英國	2015	GBP	158.483	7,729		Mahmood Shafiee, Feargal Brennan, Inés Armada Espinosa(2015), Whole Life-Cycle Costing of Large-Scale Offshore Wind Farms.
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.
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。	
美國	2016	USD	158	6,203	固定式離岸風機。	NREL(2017), 2016 Cost of Wind Energy Review.
歐洲	2016	EUR	97.9	4,252		NREL(2016), IEA Wind Task 26 - Offshore Wind Farm Baseline Documentation.
美國	2016	USD	105	4,123	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.
美國	2016	USD	100	3,926		Energy and Environmental Economics(2017), Review of Capital Costs for Generation Technologies.
歐盟	2017	USD	109~140	4,604		IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017, P109.
歐盟	2018	USD	79	2,836	預測2025年。	

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(三)離岸型

3.年售電量

(1)107年度審定會使用參數值：3,600度/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：3,600度/瓩

(3)資料參採說明

A.澎湖風場91~106年的平均年發電量約3,538度/瓩，且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，故年售電量參數不應低於3,600度/瓩。

B.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，故其保證年總發電量3,867度/瓩具有參考價值，若另行考量電力線損比例2.859%後，計算年售電量約3,756度/瓩。

C.以台電公司海氣象觀測塔的測風數據推估滿發小時數約3,836小時/年，另參考國內2架4MW示範機組於106年2月併聯至107年7月間的實際售電資料，年均發電量亦可達3,597度/瓩，故未來遴選場址的年售電量不應低於3,600度/瓩。

D.考量未來發電效率因技術進步提升，基於提供合理利潤及躉購支出有效控管之基礎上，訂定年售電量管控機制，即以每年3,600滿發小時作為預算管制量，每年售電量超過此一時數後，改以簽約當年度之迴避成本躉購。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

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)107年度審定參數值：5.7萬/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：5.7萬元/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107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108年度期初設置成本援用107年度水準，即為5.7萬元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

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)107年度審定參數值：占期初設置成本15.76%，即8,984元/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：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107年度審定會參採數值。

B.考量援用107年度審定會數值亦介於國際資料區間，故原則同意108年度生質能無厭氧消化設備年運轉維護費維持107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、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

六、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

3.年售電量

(1)107年度審定參數值：5,300度/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：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107年度審定會參採數值。
- B.考量援用107年度審定會數值亦介於國際資料區間，故原則同意108年度生質能無厭氧消化設備年售電量援用107年度水準，即為5,300度/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

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)107年度審定參數值：20.83萬元/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：22.17萬元/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」，剔除未提供成本資料且設備登記發票內涵不完整資料4筆及案場仍在建置中資料2筆案例後，參採其餘6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22.34萬元/瓩，如下表所示：

標號	資料提供年度	總裝置容量(瓩)	厭氧消化設備成本(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	105	335	3,038	1,450	1,500	805	350	A公司
2	106	195	1,769	558	990	515	10	B公司
3	106	65	623	489	374	88	10	C公司
4	106	65	623	367	374	88	10	C公司
5	107	65	623	295	374	138	9	C公司
6	107	130	276	160	1,989	487	208	D公司
平均單位成本			8.17	4.35	7.02	2.27	0.52	

註1：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2：標號1及標號2以9.07萬元/瓩乘以裝置容量計算厭氧消化設備成本；標號3、4、5以9.59萬元/瓩乘以裝置容量計算厭氧消化設備成本；標號6厭氧消化設備成本為業者實際提供之資料。

B.歐盟聯合研究中心及IEA預估生質能發電期初設置成本降幅介於0.40~1.12%間，平均降幅為0.76%。考量目前國內運轉實例逐年增加且市場規模逐漸擴大，基於引導技術進步，建議參考國際趨勢調降，即108年度生質能有厭氧消化設備期初設置成本為22.17萬元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

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)107年度審定參數值：占期初設置成本7.34%，即15,283元/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：占期初設置成本6.95%，即15,407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9筆，剔除觀摩性案場、設備故障頻繁、設備不相容及運轉未滿一年，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12,682元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之運轉維護費為15,407元/瓩，占108年度審定會建議之期初設置成本22.17萬元/瓩下之比例為6.95%。

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108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6.95%。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

六、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

3.年售電量

(1)107年度審定參數值：6,450度/瓩

(2)108年度第四次審定會決議數值：6,600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，惟考量因設備問題、料源或沼氣產量不足，併或其他多元利用(如製冷供熱)及運轉時數過低等因素致發電量過低，無法真實反映實際運轉情況。
- B.參考經濟部「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」之補助款領取條件，其中包含單月容量因數達75%，參考申請補助廠商B公司的發電資料，其在104年已達標，106年更達成各月份容量因數均75%以上且全年運轉時數達6,599度/瓩，顯示補助作業要點之作法，對於促使業者提高發電量確有成效。
- C.為持續引導高效率機組於市場上使用，提升國內案場沼氣發電效率，以6,600度/瓩為年售電量之標竿值，原則同意108年度生質能有厭氧消化設備之年售電量，即為6,600度/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

七、廢棄物發電使用參數

(一)期初設置成本

1.107年度審定參數值：8.02萬元/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：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107年度審定會參採數值。
- B.根據英國DECC預估，廢棄物發電期初設置成本年平均降幅約為0.29%。考量為鼓勵業者設置及推廣目標達成，決議不依國際趨勢調降，即108年度廢棄物發電期初設置成本援用107年度水準，即為8.02萬元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

七、廢棄物發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.107年度審定參數值：占期初設置成本27.57%，即22,111元/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：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107年度審定會中，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108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、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

七、廢棄物發電使用參數

(三)年售電量

1.107年度審定參數值：7,200度/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：7,200度/瓩

3.資料參採說明

本年度國內無新增案例，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108年度廢棄物發電年售電量援用107年度審定會參採數值，即為7,200度/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

八、川流式水力發電使用參數

(一)期初設置成本

1.107年度審定參數值：10.38萬元/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：10.38萬元/瓩

3.資料參採說明

(1)蒐集近三年國內資料：

A.民營業者提供之成本數據，含實驗經驗與估算值、後續會重新報價，以及業者表示目前正在施工，完工後再行提供成本資料，因此建議暫不參採；A案為國內目前唯一完工運轉之水力電廠，期初設置成本約為10.38萬元/瓩。

B.台電公司於可行性評估時，成本預估較為寬鬆且與決標金額有顯著差異，為避免高估期初設置成本，故建議暫不參採。

(2)根據歐盟聯合研究中心(2018)、IEA(2016)與DECC(2016)之預測，未來水力發電期初設置成本變化趨勢大致保持平穩或無變動。

(3)綜上，考量國際機構皆預估水力發電之期初設置成本變化趨勢應屬持平，且A案為我國近年實際設置案例，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」，故108年度期初設置成本為10.38萬元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

八、川流式水力發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.107年度審定參數值：占期初設置成本2.59%，即2,689元/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：占期初設置成本 2.72%，即2,825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107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2,325元/瓩，若考量物價上漲率2%，20年均化後年運轉維護費用為2,825元/瓩。
- (3)根據IRENA(2018)資料，水力發電年運轉維護費用占期初設置成本比例介於1~4%之間；蒐集近3年國外資料，年運轉維護費介於1,212~14,688元/瓩，占期初設置成本比例介於0.7~3.58%。
- (4)綜上，考量各國水文、地理條件等差異，故建議以國內資料為主，即108年度年運轉維護費於期初設置成本10.38萬元/瓩下，占比為2.72%。

*一般維修除定期更換/清潔零組件外，亦檢視各機組實際運作情況，排定機組大修時程。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

八、川流式水力發電使用參數

(三)年售電量

1.107年度審定參數值：4,000度/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：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)蒐集台電公司及民營電廠之川流式水力年發電量資料(裝置容量不及2MW場址之資料)，並觀察3~5年平均單位運轉時數之變化，其結果分別為3,942度/瓩、3,982度/瓩、4,051度/瓩，長期下平均單位年運轉時數變化略趨於穩定。
- (3)蒐集近三年國際2MW以下之水力發電量資料，其年運轉時數介於2,628-5,230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107年度審定會參採數值相近，故108年度川流水力發電援用107年度之水準，即4,000度/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

九、地熱發電使用參數

(一)期初設置成本

1.107年度審定參數值：27.86元/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：27.86萬元/瓩

3.資料參採說明：

(1)本年度無新增資料，依據參採原則「以近3年資料為主要優先」，剔除兩筆資料後，期初設置成本為27.23萬元/瓩，考量國內地熱電廠尚未設置完成，且計算結果與107年度審定會參採數值相近，基於鼓勵業者設置，建議本年度援用107年度之水準，其計算方式說明如下：

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，但考量國內尚無運轉案例，因此建議不依國際趨勢調降，故108年度期初設置成本援用107年度之水準為27.86萬元/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

九、地熱發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.107年度審定參數值：占期初設置成本 3.74%，即10,431元/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：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107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元/噸×0.1噸/度×6,400度/瓩=320元/瓩)

(3)綜上，108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108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、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

九、地熱發電使用參數

(三)年售電量

1.107年度審定參數值：6,400度/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：6,400度/瓩

3.資料參採說明

- (1)蒐集近三年(105-107)評估案例，其中本年度新增A案，於107年3月2日完成併聯，惟目前尚無完整年度發電資料；D公司提供之案件則無年發電量評估資料，因此建議上述案例暫不參採；另工研院D案，容量因數為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5,782-8,295度/瓩(容量因數介於66%-94.7%之間)，平均為7,359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108年度年售電量援用107年度之水準，即6,400度/瓩。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

(一)107年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；離岸風力 6.05%

(二)108年度第四次審定會決議數值：

- 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)平均資金成本率 (WACC) 係為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均，用以反映業者開發案件所需之整體投資資金。

(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，計算公式如下：

$$WACC = R_0 \times W_0 + R_I \times W_I = (R_f + \alpha) \times W_0 + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$

其中， $W_0 + W_I = 1$ ； W_0 為外借資金比例； W_I 為自有資金比例； R_0 為外借資金利率($R_0 = R_f + \alpha$)； R_I 為自有資金報酬率($R_I = R_f + \alpha + \beta$)； R_f 為無風險利率； α 為銀行信用風險加碼； β 為風險溢酬

- (1)無風險利率：係以該國資本市場風險最低之標的為主，為一項沒有風險的投資可得到之投資報酬率。
- (2)外借資金及自有資金比例：根據企業融資金額、信用評等，以及還款能力進行評估。
- (3)銀行信用風險加碼：根據企業信用評等及利息保障倍數或投資計畫之風險高低等進行評估。
- (4)風險溢酬：風險溢酬的高低與事業經營風險關係密切，惟數值高低為投資者主觀看法，市場上無一定標準，故與所投資事業經營型態之相似案例為比較基礎，據以評估風險溢酬。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

2. 參數資料蒐集說明

(1) 無風險利率

A. 國內資料

- (A) 無風險利率變動趨勢與各國經濟環境關係密切，考量躉購年限為20年，建議以長期穩定及避免數值波動過大之中長期利率指標 中央銀行10年期政府公債殖利率 為參採標的，併考量早年度政經情況與現況差異過大，為適時反映我國當前經濟情勢，建議以 近三年 數值估算較為合宜。
- (B) 企業對外投資多會面臨匯率及利率波動等市場風險，而金融市場亦發展出多項金融避險工具，協助企業向銀行貸款時，利用避險工具規避利率與匯率波動風險。
- (C) 綜上，中央銀行10年期政府公債已反映中長期利率表現，且企業向銀行貸款取得資金時多會加購避險工具規避市場風險，因此建議無風險利率之參採標準與過去審定會一致，以 近三年中央銀行10年期政府公債殖利率平均值 作為無風險利率之參採數值，即民國105年至107年(1-6)月平均值 0.97%。

B. 國外資料

蒐集近三年歐元區10年期公債殖利率資料，計算2016年至2018年6月公債殖利率平均數值為 2.29%。

時間	10年期公債殖利率(%)	資料來源
2016年平均	2.04	http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4F.G_N_C.SV_C_YM.IF_10Y
2017年平均	2.53	
2018年1~6月平均	2.33	
2016年~2018年6月平均	2.29	

考量無風險利率與各國經濟環境關係密切，且中央銀行10年期政府公債已反映中長期之經濟情勢，決議 108年度無風險利率採國內數值，各類再生能源均設定為0.97%。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

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(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107年度國內金融機構回函資料顯示，國內投資太陽光電設施的貸款成數多介於70%~80%間；川流式水力貸款成數約70%。

(B)國外資料

a.根據Bloomberg(2017)報告，OECD國家投資太陽光電、陸域風力之外借資金比例介於75%~80%之間。

b.根據Fraunhofer ISE(2018)報告，德國投資太陽光電、陸域風力、生質能(沼氣)之外借資金比例約在80%。

B.離岸風力


(A)國內資料

根據107年國內金融機構回函資料及離岸風力遴選廠商財務規劃資料顯示，投資離岸風電設施的貸款成數介於65%~75%之間。

(B)國外資料

a. 根據Bloomberg(2017)、Fraunhofer ISE(2018)報告，英國、德國投資離岸風力之外借資金及自有資金比例為70%：30%。

b. Green Giraffe(2018)針對歷年投資歐洲離岸風電之融資比例進行統計，顯示離岸風電之貸款成數已從65%(2009~2011年)提高至75%(2016~2017年)

 **綜合國內外案例，一般再生能源及離岸風力之外借資金比例接近70%，決議108年度一般再生能源及離岸風力之外借與自有資金比例設定為70%：30%。**

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

2.參數資料蒐集說明

(3)銀行融資信用風險加碼(α 風險)

A.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，評估方式說明如下：

a. 利息保障倍數：利息保障倍數為銀行融資加碼之重要財務指標之一，國內外銀行對新興投資計畫會要求利息保障倍數須在2.5倍，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. 公司債與政府公債利差：以twBBB等級之公司債扣掉政府公債(無風險利率)之利差可作為風險加碼的參考範圍，故以105-107年1-6月twBBB公司債利率平均值扣掉105-107年1-6月無風險利率平均值，得風險加碼為1.27%。

c. 國內金融機構與業者回函資料：

(a)銀行提供部分太陽光電融資案之信用風險加碼介於1.00-2.50%之間

(b)根據銀行及業者回函太陽光電、川流式水力之融資利率介於1.60-3.50%，扣除無風險利率(0.97%)後，推估信用風險加碼介於0.63-2.53%。

(c)銀行回函離岸風電融資利率為3.75%以上，扣除無風險利率(0.97%)後，推估離岸風電信用風險加碼至少大於2.78%。

(B)綜合國內資料，一般再生能源銀行融資信用風險加碼介於0.63-2.53%；離岸風電信用風險加碼又較一般再生能源高。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

2.參數資料蒐集說明

(3)銀行融資信用風險加碼(α 風險)

B.國外資料

(A)一般再生能源：蒐集國外10筆外借資金報酬率資料，剔除上下各1筆極端值後，計算平均外借資金報酬率為5.04%，減去近3年歐元區10年期公債殖利率平均值2.29%後，推估銀行融資信用風險加碼約**2.75%**。

國家	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	4.50	Fraunhofer ISE(2016), Electricity cost from renewable energy technologies in Egypt.
比利時	陸域風力	5.90	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
芬蘭	陸域風力	5.60	
丹麥	陸域風力	5.60	
西班牙	陸域風力	8.30 (7.90-8.30)	DIA-CORE(2016),The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
英國	陸域風力	4.00	Glasgow(2017),Onshore wind conference and exhibition.
歐洲	太陽光電	8.00	Lazard(2017),Levelized cost of energy.
英國	太陽光電	2.90	Bloomberg(2017),Global renewables investment.
英國	生質能	3.20	Bloomberg(2017),Global renewables investment.
德國	太陽光電	3.50	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.

決議108年度一般再生能源的信用風險加碼為**2.75%**。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

2.參數資料蒐集說明

(3)銀行融資信用風險加碼(α 風險)

B.國外資料

(B)離岸風力：蒐集國外10筆外借資金報酬率資料，剔除上下極端值各1筆後，計算平均外借資金報酬率為5.16%，減去近3年歐元區10年期公債殖利率平均值2.29%後，推估銀行融資信用風險加碼約2.87%。

國家	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
荷蘭	離岸風力	6.80	DIA-CORE(2016),The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
-	離岸風力	5.00	IEA(2016),Wind Task 26.
歐洲	離岸風力	5.00	NREL(2016/17),Cost of wind energy reviews.
德國	離岸風力	3.00	Green Giraffe(2017),Project finance for German offshore wind.
歐洲	離岸風力	6.00	Green Giraffe(2017),Financing offshore wind.
西班牙	離岸風力	6.00	OMAE(2017),Evaluation of an offshore floating wind power project on the Galician coast.
英國	離岸風力	9.00	Malardalens(2017),Economic modelling of floating offshore wind power
歐洲	離岸風力	4.00	NREL(2016/17),Cost of wind energy reviews.
荷蘭	離岸風力	2.50	TKI Wind op Zee(2017),Offshore wind cost reduction progress assessment
德國	離岸風力	5.50	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.



決議108年度離岸風力的信用風險加碼為2.87%。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

2.參數資料蒐集說明

(4)業者風險溢酬(β 風險)

A.一般再生能源：

蒐集國外10筆自有資金報酬率資料，剔除上下極端值各1筆後，計算平均自有資金報酬率為9.80%，減去國外平均外借資金報酬率5.04%後，推估業者風險溢酬為**4.76%**。

國家	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	9.00	Fraunhofer ISE(2016),Electricity cost from renewable energy technologies in Egypt.
英國	陸域風力	10.40	DIA-CORE(2016),The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
比利時	陸域風力	10.80	
芬蘭	陸域風力	11.00	
丹麥	陸域風力	11.20	
美國	太陽光電	13.40	SERIS(2017),Economic and financial feasibility of PV projects.
英國	太陽光電	12.00 (10.00-14.00)	Glasgow(2017),Onshore wind conference and exhibition.
德國	太陽光電	7.00	UNDP(2017),Derisking Renewable Energy Investment.
德國	太陽光電	6.50	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.
德國	陸域風力	7.00	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.



考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，參考國外相似案例，決議108年度一般再生能源之 β 風險採國外數值為**4.76%**。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

2.參數資料蒐集說明

(4)業者風險溢酬(β 風險)

B.離岸風力：

蒐集國外10筆自有資金報酬率資料，剔除上下極端值各1筆後，計算平均自有資金報酬率為12.36%，減去國外平均外借資金報酬率5.16%後，推估業者風險溢酬為7.20%。

國家	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
比利時	離岸風力	13.30 (12.80-13.80)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
英國	離岸風力	13 (9.00-17.00)	
-	離岸風力	15.00	IEA (2016), Wind Task 26
歐洲	離岸風力	12.00	NREL(2016), Cost of wind energy reviews
歐洲	離岸風力	13.00	NREL(2016), Annual Technology baseline(ATB)
西班牙	離岸風力	10.80	OMAE(2017)Evaluation of an offshore floating wind power project on the Galician coast.
英國	離岸風力	10.90	PwC(2017), Estimating the cost of capital for H7.
英國	離岸風力	11.20	Malardalens(2017), Economic modelling of floating offshore wind power.
英國	離岸風力	14.70	TRIC(2018),Annual Results Presentation.
德國	離岸風力	6.00	BCG(2018),Will your offshore wind strategy sink or swim.



考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，參考國外相似案例，決議108年度離岸風力 β 風險數值為7.20%。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

3.參數參採彙總

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	0.97%		十年期政府公債殖利率105年至107年(1-6月)三年平均數值
α風險	一般再生能源	2.75%	參採國內資料及國外(德國、比利時、英國、丹麥、芬蘭歐洲)等8筆
	離岸風力	2.87%	參採國內資料及國外(荷蘭、歐洲、西班牙、德國)等8筆
β風險	一般再生能源	4.76%	參採德國、比利時、芬蘭、英國、丹麥等8筆資料
	離岸風力	7.20%	參採歐洲、比利時、西班牙、英國等8筆資料
外借資金報酬率 ^註	一般再生能源	3.72%	
	離岸風力	3.84%	
自有資金報酬率 ^註	一般再生能源	8.48%	
	離岸風力	11.04%	

註：外借資金報酬率=無風險利率+α風險、自有資金報酬率=無風險利率+α風險+β風險

(四)計算結果說明

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)

$$30\%*(0.97\%+2.75\%+4.76\%)+70%*(0.97\%+2.75\%)= 5.15\%$$

2.離岸風力： $30\%*(0.97\%+2.87\%+7.20\%)+70%*(0.97\%+2.87\%)= 6.00\%$

3.108年度一般再生能源WACC計算數值為5.15%；離岸風力為6.00%，然基於政策穩定性與業者投資評估穩健性，決議**108年度**WACC參數**維持**107年度數值，即一般再生能源為**5.25%**；離岸風力為**6.05%**。

貳、108年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十一、108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	$\geq 1 \sim < 20$	<u>112,200</u> (148,600)	<u>1.80</u> (1.43)	1,650 (1,650)	20 (20)	
		≥ 20	有安裝或具備LVRT者	<u>48,600</u> (55,700)	<u>4.89</u> (3.23)		<u>2,500</u> (2,300)
			無安裝或具備LVRT者	<u>47,600</u> (54,700)	<u>5.00</u> (3.29)		
	離岸	≥ 1	<u>155,200</u> (175,000)	<u>3.09</u> (3.28)	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>221,700</u> (208,300)	<u>6.95</u> (7.34)	<u>6,600</u> (6,450)		
川流式水力	無區分	≥ 1	103,800 (103,800)	<u>2.72</u> (2.59)	4,000 (4,000)		
地熱	無區分	≥ 1	278,600 (278,600)	3.74 (3.74)	6,400 (6,400)		
廢棄物	無區分	≥ 1	80,200 (80,200)	26.77 (26.77)	7,200 (7,200)		

註1：()內數字為107年度實際數值。

註2：107年度陸域風電的費率級距區分為1瓩以上不及30瓩與30瓩以上。

報告完畢

