



108年度「再生能源電能躉購費率審定會」第3次會議

會議紀錄附件

目錄

附件1：「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」
使用參數

附件2：「離岸風力」使用參數再確認

附件3：108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」
草案

附件一：

「108年度再生能源電能躉購費率及其
計算公式」使用參數

壹、第二次審定會辦理情形

一、時間：107年10月1日上午9時

二、地點：經濟部第一會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部曾政務次長文生

四、出席名單：

林委員全能(李副局長君禮代理)、林委員華宇、黃委員新達、鄭委員永銘、江委員青瓚、胡委員耀祖、蔡委員岳勳、楊委員鏡堂、林委員良楓、許委員泰文、陳委員鴻文、張委員安順、宋委員聖榮、張委員添晉、黃委員柏壽、王委員亞男

五、列席名單：經濟部能源局

貳、第二次審定會會議重點確認

一、躉購類別及級距

(一)小型風機級距調整

容量級距調整為1-20瓩，配合再生能源發電設備設置管理辦法，期達到減少爭議案件之效果。

(二)其餘再生能源維持與107年度相同。

後續辦理情形：遵照辦理。

二、太陽光電

(一)108年度不區分上下二期費率設計及1-20kW不反映國際成本降幅。

(二)地面型升壓站成本考量大型案場規模經濟現象予以反映適當成本，以期初設成本7.1%估算。

(三)參考國際資料暫定模組回收費用1,000元/kW，若未來有相關主責部會明訂回收成本或費率，則以相關規定辦理。

後續辦理情形：遵照辦理。

貳、第二次審定會會議重點確認

三、風力發電

(一)陸域大型風電

調升年售電量標竿值至2,500度/瓩，引導廠商將設備及技術升級。

(二)離岸風力

- 1.考量現行參採案例較少、期初設置成本及其競標價格內涵尚未完全釐清，建議可多蒐集資料並就成本及收入面向再深入探討，故決議擇期再審。
- 2.年售電量加入控管機制，惟機制內涵之估算區間及年售電量計算原則，同樣併入下次會議再審。

後續辦理情形：遵照辦理，並於本次討論案說明分析結果。

貳、第二次審定會會議重點確認

四、生質能及其他再生能源

(一)沼氣發電

透過調升年售電量標竿值至6,600度/瓩，提升國內案場沼氣發電效率。

(二)地熱發電

考量政策方向無改變且顧及業者觀感，決議期初設置成本沿用107年度水準值，躉購費率亦維持107年度水準。

(三)水力發電

參採最近運維費用，適度調升費率。

(四)廢棄物發電

廢棄物無新增案例，故維持107年度水準。

後續辦理情形：遵照辦理。

貳、第二次審定會會議重點確認

五、平均資金成本率

為顧及業者投資穩健性，108年度WACC參數維持107年度數值；一般再生能源5.25%，離岸風力6.05%。

後續辦理情形：遵照辦理。

六、躉購費率獎勵機制

(一)取消離岸風電階梯式費率機制

- 1.遴選廠商預期我國未來離岸風場年售電量比目前示範機組發電量高，但基於審定原則及考量投資誘因，故維持107年度參數值3,600度/瓩，另設年售電量控管機制。
- 2.目前我國正處於初期大規模開發階段，故平均資金成本率亦基於顧及業者投資穩健性，維持107年度水準。
- 3.上述參數已相對給予較優之水準，且為避免年售電量控管機制失去管理效果，故108年度離岸風電取消階梯式費率機制。

(二)其餘獎勵機制均維持與107年度相同

後續辦理情形：遵照辦理。

貳、第二次審定會會議重點確認

七、聽證會辦理

除按規劃辦理外，並注意聽證會議應以審定委員可多數出席之日舉辦。

後續辦理情形：遵照辦理。

八、草案條文

配合離岸風力使用參數及年售電量管控機制尚未決議，相關條文以數案併呈之方式擇期再審。

後續辦理情形：遵照辦理，並於本次討論案說明分析結果。

貳、第二次審定會會議重點確認

九、第二次審定會決議數值

(一)太陽光電

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)
				第一期	第二期			
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$		<u>58,700</u>	<u>58,700</u>	<u>3.69</u> (3.41)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>20</u> (20)
		$\geq 20 \sim < 100$		<u>44,400</u> (51,600)	<u>44,400</u> (50,500)			
		$\geq 100 \sim < 500$		<u>42,700</u> (48,000)	<u>42,700</u> (47,000)			
		≥ 500		<u>41,500</u> (46,600)	<u>41,500</u> (45,700)			
	地面型	≥ 1	無建置特高壓系統者	<u>42,200</u> (52,000)	<u>42,200</u> (51,000)	<u>2.98</u> (2.33)		
			有建置特高壓系統者	<u>45,200</u>	<u>45,200</u>	<u>2.78</u>		
	水面型	≥ 1		<u>48,200</u> (58,000)	<u>48,200</u> (57,000)	<u>2.61</u> (2.09)		

註：1. ()內數字為107年度參採數值。

2.107年度1-20瓩之躉購費率考量綠能屋頂推動政策後，以相鄰級距費率差距進行調整躉購費率。

貳、第二次審定會會議重點確認

九、第二次審定會決議數值

(二)太陽光電、離岸風力除外之再生能源

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~< <u>20</u>		<u>112,200</u> (148,600)	<u>1.80</u> (1.43)	1,650 (1,650)	20 (20)
		≥ <u>20</u>	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		本次會議討論案進行討論			
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。

附件二：
「離岸風力」使用參數再確認
1.使用參數討論

一、第二次審定會討論數值說明

◆ 審定會風力發電分組會議建議：4.6341元/度

期初設置成本：13.57萬元/瓩

✓ 國際案例成本

- 採樣考量因素：透過遴選機制掌握業者設置資訊，參採使用風機單機規模相近之樣本及預測報告。
- 參採樣本：共5筆(1筆英國2017年完工案件、1筆德國預計2019年完工案件、2筆丹麥預計於2020及2021年完工案件、1筆歐盟聯合研究中心報告預測2020年完工成本。

一. 原始國際案例成本：

- 英國(2017年)：153,341元/瓩(已合併網成本)
- 德國(2019年)：103,842元/瓩
- 丹麥(2020年)：91,290元/瓩
- 丹麥(2021年)：80,766元/瓩
- 歐盟聯合研究中心報告(2020年)：109,862元/瓩

✓ 併網成本(海上變電站至陸上變電站)

- 考量國內外併網權責差異：歐洲開發案的併網成本由電網業者負擔，但我國由開發商負擔，故針對歐洲的風場設置成本另外加計併網成本。
- 採樣考量因素：考量成本資訊的公信力，參考英國政府公布歷年各風場的併網成本。
- 參採樣本：除1筆英國設置案例以本身的併網成本計算外，其他則以英國長期(2011~2018年)資料平均計算為28,005元/瓩。

二. 加計併網成本：

- 英國(2017年)：153,341元/瓩
- 德國(2019年)：131,847元/瓩(103,842+28,005)
- 丹麥(2020年)：119,295元/瓩(91,290+28,005)
- 丹麥(2021年)：108,771元/瓩(80,766+28,005)
- 歐盟聯合研究中心報告(2020年)：137,867元/瓩(109,862+28,005)

✓ 年均成本降幅預測：

- 考量遴選案均在未來完工：遴選案的完工時間介於2020~2024年，故考量未來技術進步，納入國際報告之成本預測，推算成本至2024年。
- 參採樣本：近年離岸風電成本下降快速，故根據歐盟聯合研究中心於2018年發布之最新報告預測。
 - 2017~2020年為3.13%
 - 2021~2024年為0.43%

三. 反映至2024年之成本降幅：

- 英國：137,006元/瓩
- 德國：125,538元/瓩
- 丹麥：117,256元/瓩
- 丹麥：107,374元/瓩
- 歐盟報告：135,511元/瓩
- 5筆數值平均124,537元/瓩

✓ 加計項目：

- 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

四. 加計台灣開發商其他須負擔成本

- 124,537+1,210+4,000+5,983
= 13.57萬元/瓩

一、第二次審定會討論數值說明

■ 年運轉維護費

108年度第二次審定會討論數值：4,802元/瓩

蒐集2015~2018年國外年運轉維護費資料共10筆，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。

■ 年售電量

108年度第二次審定會討論數值：3,600度/瓩

1. 參考國內2架4MW 示範機組 21號機組實際售電資料，年均發電量約3,597度/瓩，未來遴選場址的年售電量不應低於3,600度/瓩。
2. 考量技術進步有助於提高未來的發電效率，基於提供合理利潤的基礎上，建議108年度年售電量參數可維持107年度數值採3,600度/瓩，但須以3,600度/瓩計算20年總售電量，當實際售電超過總售電量後，則改以108年度迴避成本躉購。

■ 平均資金成本率

108年度第二次審定會討論數值：6.05%

計算結果為6.00%，惟考量國際升息可能使業者融資成本提高，故建議維持107年度數值6.05%。

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	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	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	3.84%	
自有資金報酬率	11.04%	

二、各國離岸風電開發成本差異

離岸風力發電之前期規劃於德國、丹麥、荷蘭與英國，由主要主導者可分為下述兩種前期規劃模式：

■ 政府主導

集中模型(centralized model)：由政府主導前期規劃，政府分擔大部分前期財務風險，並在競標之前進行場域識別、調查、同意和電網許可。

■ 開發商主導

分散模型(decentralized model)：由開發商主導前期規劃，開發商承擔大部分前期財務風險。開發商率先進行風場調查，取得併網電網許可，以及設計及建造電力系統基礎設施。

二、各國離岸風電開發成本差異

■ 發展背景與環境比較

國家	台灣	德國	英國	丹麥	荷蘭
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			

■ 成本面差異

1. 前期規劃調查成本

- 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。
- 丹、荷兩國的成本資料需加計前期規劃調查成本，才能符合我國狀況。

2. 併網成本

- 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。
- 歐洲的期初設置成本資料需加計併網成本，才能符合我國狀況。

■ 建議處理方式

1. 研析發電成本內涵結構項目，針對上述二項額外成本進行估算。
2. 配合我國開發環境及設置條件，選取與我國條件相近之成本資訊進行估算。

三、其他可能衍生之額外成本

■ 可能衍生額外成本項目

1. 遴選機制之**產業關聯性**項目。
2. 相較歐洲，**我國設置及施工環境條件**下衍生之額外成本，例如颱風或季風影響施工工期及船隻租賃。
3. 產業及綠色金融成熟度影響**開發商融資**衍生之額外成本。
4. 我國正處於發展初期，尚無法全額反映**技術進步及規模經濟現象**。

■ 建議處理方式

1. **我國**正處初期大規模開發階段，相關海事工程施工經驗、產業鏈成熟度及規模經濟等**學習效果等現象尚未完備**，若全數引用歐洲資訊，恐**無法實質反映當我國開發環境**。
2. 針對上述反映我國開發環境可能衍生之成本項目，**目前尚無完整數據可供估算**，建議應再蒐集實際發生成本或國際報告評估數據。
3. 待強化數據之蒐集及分析後，**建議可於分組會議中進行討論**，取得衍生成本應加計數值之**共同意見**。

四、提請討論

■ 因應國內外制度及環境面差異，可再估算之衍生成本

- 1.前期規劃調查成本。
- 2.併網成本。
- 3.因應我國設置及施工條件下衍生之額外成本。
- 4.海事工程經驗差異之成本降幅調整。
- 5.有無產業規模效應之成本差異。

■ 因應我國當前開發環境，可再估算之衍生成本

- 1.產業關聯性項目之額外成本。
- 2.產業及綠色金融成熟度影響開發商融資衍生之額外成本。

■ 處理原則及建議

- 1.依據審定原則，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，故各項數值引用仍將依審定原則處理。
- 2.針對上述項目建議可於分組會議中討論是否有足夠可資佐證之數據進行估算，並於分組會議中取得共同意見。

附件二：

「離岸風力」使用參數再確認
2.年售電量控管機制

一、年售電量控管機制說明

■ 機制目的

108年度分組會議共同意見建議108年度**年售電量參數**可維持107年度**數值採3,600度/瓩**，惟考量技術進步、提高誘因及發電效率、規劃完整度及程序簡便等因素，故基於提供合理利潤的基礎上，訂定年售電量管控機制。

■ 不同方案及建議條文

➤ 方案一

以每年**3,600滿發小時計算20年的預算管制量**為72,000小時，當累計售電量**超過**此一時數後，改以108年度**迴避成本躉購**。

✓ 建議條文

自中華民國一百零八年起，符合第十三點規定之離岸型風力發電設備，依簽約當年度審定會決議之**年售電量為計算單位**，**計算躉購二十年之總售電量**，就發電設備實際躉售電量**逾總售電量之再生能源電能**，依簽約當年度**迴避成本躉購**。

參考再生能源發展條例第9條第6項發電設備運轉超過20年及107年度費率公告第13點躉購費率適用之規定，係以**迴避成本為適用及比較對象**，另參考再生能源發展條例修正(草案)中**刪除下限費率**之規定，**避免將來躉購費率適用上之歧異**，故以**迴避成本**作為管控機制費率適用之**基準**。

一、年售電量控管機制說明

➤ 方案二

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**108年度**迴避成本**躉購。

✓ 建議條文

自中華民國一百零八年起，符合第十三點規定之離岸型風力發電設備，依簽約當年度審定會決議之**年售電量為上限逐年躉購**，就**當年度**發電設備**實際躉售電量**逾年售電量之再生能源電能，依簽約當年度**迴避成本躉購**。

➤ 方案三

原則與方案二相同，但風場實際**滿發小時不足3,600小時情況下**，差額部分可由下一年度補足。

✓ 建議條文

自中華民國一百零八年起，符合第十三點規定之離岸型風力發電設備，依簽約當年度審定會決議之年售電量為上限逐年躉購，就當年度發電設備**實際躉售電量**逾年售電量之再生能源電能，依簽約當年度**迴避成本躉購**。但**當年度實際躉售電量未達年售電量之差額**，得**申請**年售電量差額**認可**，據以進行**保留至次年度躉購**。

(參考固定污染源空氣污染物削減量差額認可保留抵換及交易辦法條文)

一、年售電量控管機制說明

■ 方案比較分析

	機制方式	管控強度	誘因	交易規劃	運轉維護	行政程序
方案一	總量控管 ：就總躉購之年售電量進行管制。	管控較弱 ：僅管制總量，無時程上管制。	較有誘因 ：總躉購量內提升當年度售電量仍維持以相同費率收購，可促進業者提升標竿年售電量。	長期評估 ：除非有優於躉購之市場誘因，否則應於總躉購量發滿後，才會至自由市場進行交易。	風險低 ：業者廢場、轉移經營權等風險經預估發生於躉購最後2年。	較簡便 ：僅需計算總躉購量。
方案二	分年控管 ：逐年以年售電量標竿數值為躉購基準進行管制。	管控強 ：逐年管控，管控較為及時。	較無誘因 ：年售電量高於標竿數值時以迴避成本收購，較無誘因提升標竿年售電量(多不給、少不補)。	短期評估 ：可逐年評估超過年售電量的電能，以迴避成本或自由市場交易。	風險低 ：可促使業者於運轉年限內就發電設備之運轉維護負責。	明確清楚 ：逐年計算結清。
方案三	分年控管搭配差額保留 ：方案二搭配滿發小時不足差額保留。	管控強帶彈性 ：相較於方案二較有彈性。	分擔風險 ：跨年度就低於標竿數值之售電量以原費率收購，較有誘因維持達成標竿年售電量(多不給、少補)。	同方案二，但需考慮於跨年度補足發電量使用或自由市場交易之誘因。	同方案二。	最繁複 ：需研議年售電量差額部分之計量及跨年度適用。

■ 提請討論

附件1 英國離岸風場輸電系統競價資訊

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)
Barrow	2011	33.6	1,587.5	90.0	17,639	--	--	--
Robin Rigg East and West	2011	65.5	3,094.7	180.0	17,193	11.5	0	12
Gunfleet Sands 1 and 2	2011	49.5	2,338.8	173.0	13,519	7.4	0	13
Thanet	2014	164	8,204.8	300.0	27,349	17.7	14	23
Walney 1	2011	105.4	4,979.9	184.0	27,065	19.4	19	23
Walney 2	2012	109.8	5,154.8	184.0	28,015	22.1	24	30
Ormonde	2012	103.9	4,877.8	150.0	32,519	12.3	17	21
Sheringham Shoal	2013	193.1	8,986.3	315.0	28,528	21.4	14	23
Greater Gabbard	2013	317	14,752.2	500.0	29,504	32.5	4	37
London Array	2013	459	21,360.5	630.0	33,906	27.6	0	23
Lincs	2014	307.7	15,393.9	270.0	57,015	9.1	8	16
West of Duddon Sands	2015	268.9	13,114.6	388.8	33,731	20.1	17	21
Gwynt y Môr	2015	352	17,167.5	576.0	29,805	18	13	32
Humber Gateway	2015	173.3	8,452.1	219.0	38,594**	10.1	10	18
Westermest Rough	2014	172.3	8,620.0	210.0	41,048**	11.2	12	22
Burbo Bank Extension	2018	193.9	7,887.8	256.0	30,812	11.5	3	14
Dudgeon	2016	377.2	16,524.0	402.0	41,105*	38.2	12	24
Race Bank	2018	500.9	20,376.5	573.3	35,542**	33.2	6	23
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)

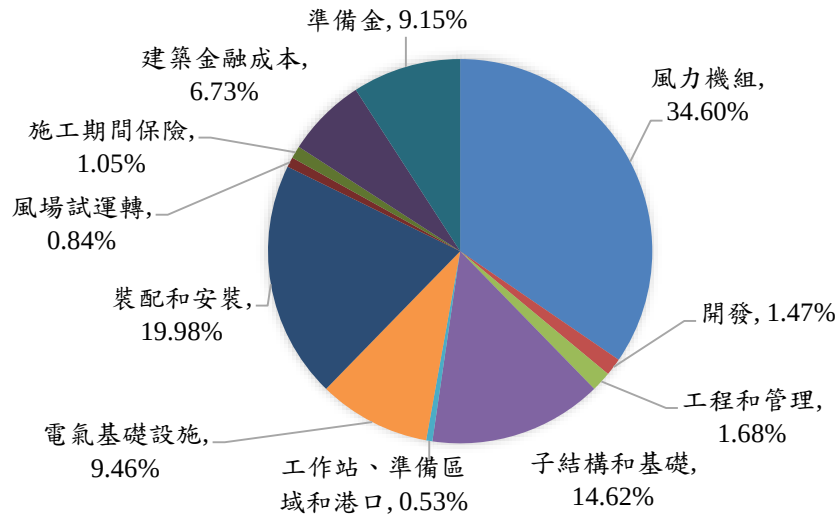
**Indicative transfer value (非最終價格)

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。

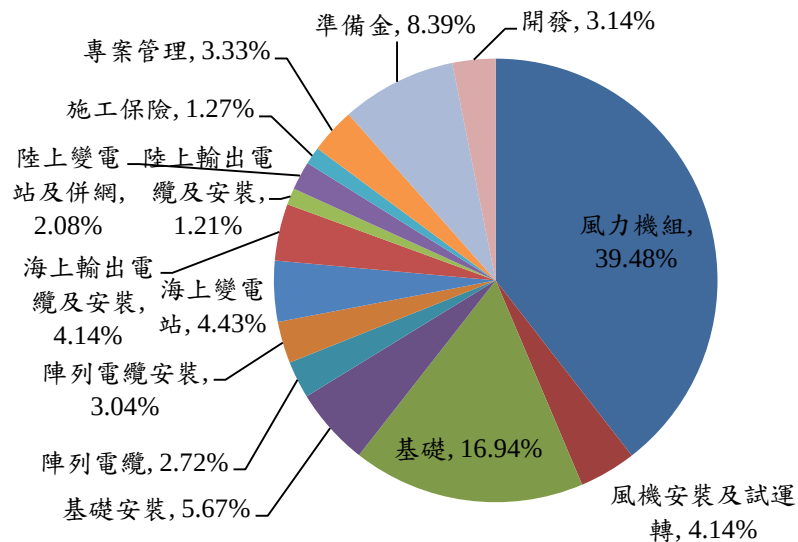
資料來源：

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>

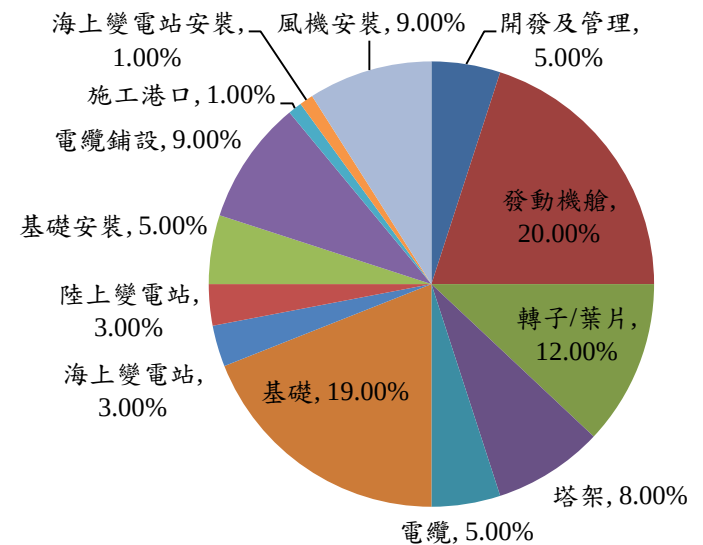
附件2 國內外成本結構



資料來源：NREL (2017), 2016 Cost of Wind Energy Review.



資料來源：NREL (2016), IEA Wind Task 26 - Offshore Wind Farm Baseline Documentation.



註：報告指出環境研究和海底調查占5%開發及管理支出中的40%，經換算約2%。

資料來源：McKinsey & Company (2016), Developing offshore wind power in Poland - Outlook and assessment of local economic impact 2016.

附件三：

「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」草案

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 一、再生能源電能躉購費率計算公式如附表一。
- 二、再生能源（太陽光電除外）發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，自中華民國一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約，其電能按附表二費率躉購二十年。
- 三、太陽光電發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年：
 - (一)自中華民國一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約，其設備曾取得經濟部能源局提供全額設備補助者，電能躉購費率為每度新臺幣二點一零七元。
 - (二)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零八年度之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百零八年一月一日起至一百零八年六月三十日止完工運轉併聯提供電能（以下簡稱完工）者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率。
 - (三)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零八年度之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百零八年七月一日起至一百零八年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。
 - (四)自中華民國一百零六年起，屋頂型及不及一萬瓩之地面型與水面型（浮力式）太陽光電發電設備，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型或第二型發電設備，且於首次取得同意備案之日起六個月內完工者；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第三型發電設備，且於首次取得同意備案之日起四個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
 - (五)自中華民國一百零七年起，當年度首次取得同意備案之裝置容量一萬瓩以上之地面型及水面型（浮力式）太陽光電發電設備，於次年一月一日至九月三十日止完工者，其躉購費率適用同意備案時之上限費率。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- (六)太陽光電發電設備全數採用取得經濟部標準檢驗局「太陽光電系統結晶矽、薄膜模組實施自願性產品驗證」證書（符合「台灣高效能太陽光電模組技術規範」中華民國一百零八年度以後之試驗要求），並於該證書有效期間內出廠之太陽光電模組，且躉購費率適用一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三之第一期或第二期上限費率加成百分之六（如附表四）。
- (七)參與經濟部「綠能屋頂全民參與推動計畫」設置之太陽光電發電設備，且躉購費率適用一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三之第一期或第二期上限費率加成百分之三（如附表五）。
- (八)中華民國一百零五年度以前屬競標適用對象，非適用一百零五年度再生能源電能躉購費率及其計算公式第三點第五款，且於一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三或附表四之第一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。
- 四、再生能源發電設備依「再生能源發電設備設置管理辦法」之規定申請暫停電能躉購並停止運轉者，暫停電能躉購期間不計入已躉購期間，躉購期間自暫停期間末日之次日起計算之，其躉購期間應扣除已躉購之期間。
- 五、依「再生能源發電設備設置管理辦法」第四條規定，申請再生能源發電設備同意備案，裝置容量應與其他設置案合併計算者，自處分生效日起，其電能躉購費率適用合併後裝置容量之級距。
- 六、已完工之再生能源發電設備，於同意備案失效之日起一年內重新申請同意備案者，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
- (一)再生能源（太陽光電除外）發電設備，適用該設備首次完工前最近一次與電業簽訂購售電契約時之公告費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- (二)太陽光電發電設備，適用該設備首次完工時之電能躉購費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- (三)於前二款情形，該設備曾完成設備登記者，其躉購期間應扣除已躉購之期間。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 七、已完工之再生能源發電設備，經主管機關核准遷移並於核准期限內完成併聯者，除適用第九點規定者外，其電能躉購費率適用前點之規定。
- 八、未依前二點規定期限申請同意備案或完成併聯者，其電能躉購費率以前二點規定費率或重新併聯時當年度公告費率，取其較低者躉購。
- 九、已完工之再生能源發電設備，經主管機關變更其分類，或核准遷移前後所在地區適用之電能躉購費率加成不同者，其適用之電能躉購費率，以變更前或變更後取其較低者躉購。
- 十、符合第二點或第三點規定之再生能源發電設備設置於離島地區，且該離島地區電力系統未以海底電纜與臺灣本島電網聯結者，其電能躉購費率依其情形分別按第二點或第三點規定費率加成百分之十五。但自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網聯結日起，其電能躉購費率依其情形分別按第二點或第三點規定費率加成百分之四。
- 十一、符合第三點規定之太陽光電發電設備設置於基隆市、臺北市、新北市、桃園市、新竹縣、新竹市、苗栗縣、宜蘭縣及花蓮縣等區域，且躉購費率適用中華民國一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率按第三點規定費率加成百分之十五。
- 十二、符合第二點規定之地熱能發電設備，其電能躉購費率得就附表二固定二十年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，且選擇適用後即不得變更。
- 十三、自中華民國一百零七年起，參與中央主管機關遴選或容量分配作業機制之離岸型風力發電設備，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
 - (一)參與之作業機制以費率作為競比條件者，其電能躉購費率適用競比結果之費率，並依實際完工之日起躉購二十年
 - (二)除適用前款規定者外，其電能躉購費率適用該設備與電業簽訂購售電契約時之公告費率，並依實際完工之日起躉購二十年。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

十四、離岸型風力發電設備設置者參與前點作業機制，如違反中央主管機關與設置者所簽定契約之承諾期間者，其所生電能之躉購費率依下列規定辦理：

(一)自該設備實際完工日起之二十年期間，扣除逾履約保證金總額所擔保期間之日數，適用前點之費率。

(二)自前款規定期間末日之次日起，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。

十五、自中華民國一百零八年起，離岸型風力發電設備按附表二費率躉購者，依簽約當年度審定會決議之年售電量為上限逐年躉購，就當年度發電設備實際躉售電量逾年售電量之再生能源電能，依簽約當年度迴避成本躉購。

十六、太陽光電發電設備設置於國有土地或政府規劃區域，且參與中華民國一百零八年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，其電能躉購費率以公告費率為上限，並依競比結果適用之。

十七、依電業法直供或轉供之再生能源電能，如改依再生能源發展條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，適用再生能源發電設備首次取得電業執照時之公告費率。

十八、本「中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」第三點第四款、第五點、第十點、第十三點及第十四點期日期間之計算方式，依下列規定辦理：

(一)期間之始日，依「行政程序法」第四十八條第二項但書之規定自即日起算；期間之末日，依「行政程序法」第四十八條第三項規定，以起算日相當日之前一日為期間之末日。

(二)期間之末日為星期日、國定假日或其他休息日者，依「行政程序法」第四十八條第四項規定，以該日之次日為期間之末日，期間之末日為星期六者，以其次星期一為期間之末日。。

十九、本「中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」依「再生能源發展條例」第九條第一項規定，經濟部得視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修正之。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表一 再生能源電能躉購費率計算公式

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

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

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

報告完畢

