

2017綠色金融暨綠色產業發展之前瞻與風險 國際研討會

我國離岸風力發電推動策略 與躉購機制

 台灣經濟研究院

研究五所 楊豐碩所長

106年11月14日



簡報大綱

壹、前言

貳、國際再生能源推動經驗

參、我國離岸風電之推動策略

肆、我國離岸風電之躉購機制

伍、結語

壹、前言

一、離岸風電於能源轉型之角色

- 2025 年非核家園願景之落實達成，需要**推動能源轉型**，導入**低碳能源組合**，而**離岸風力發電**是最佳選擇之一。



- 英國自2000年發展至今已設置 **5.17 GW**
- 德國自2009年發展至今已設置 **4.11 GW**
- 荷蘭自1994年發展至今已設置 **1.12 GW**

資料來源:GWEC(2016)

- 平均年發電時數可達**3,600**小時

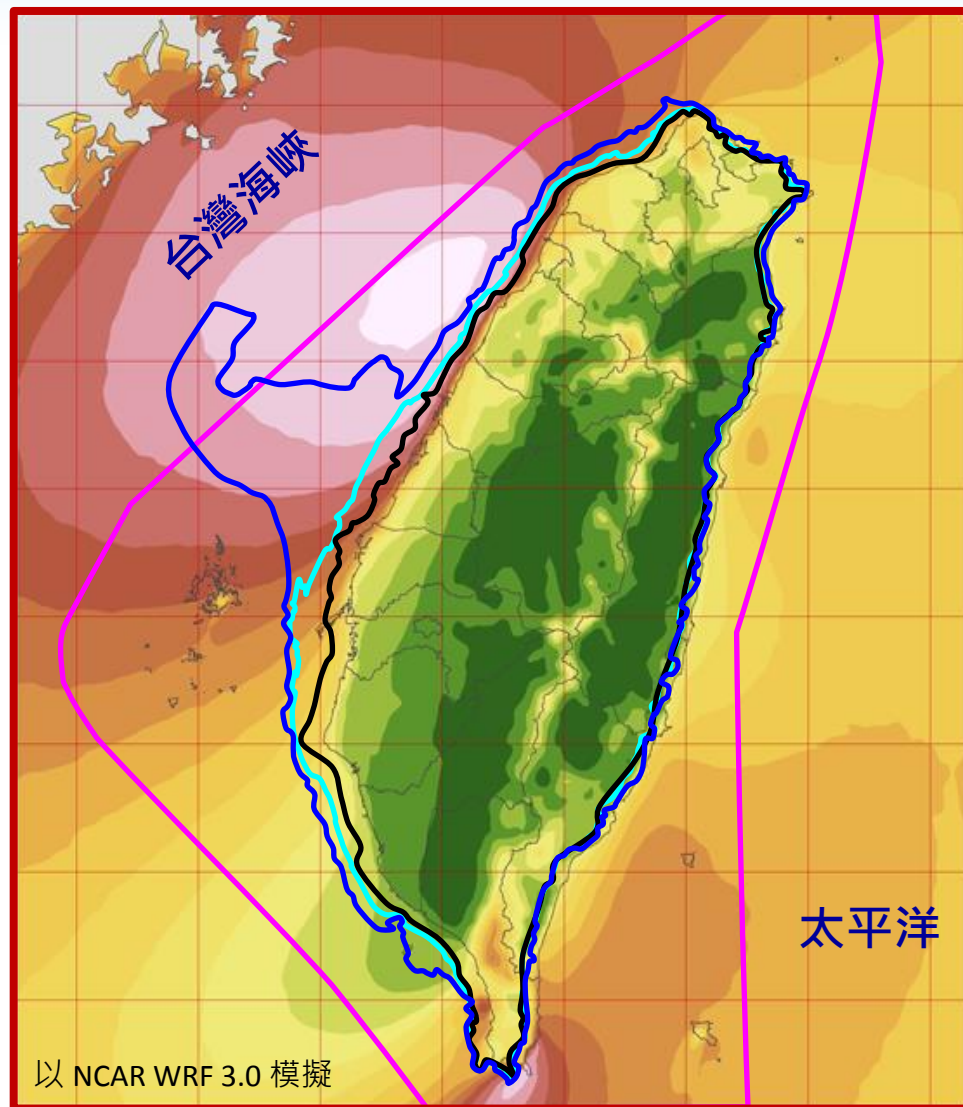
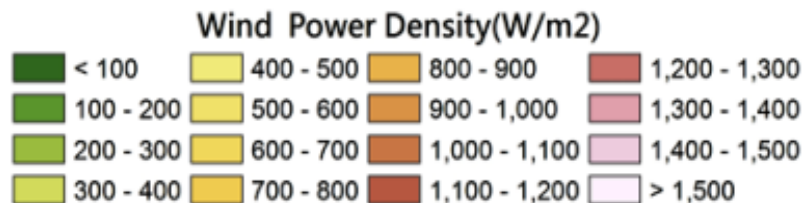
- 至2025年將帶動投資**5,400**億元

資料來源：經濟部能源局，2017年。

二、我國離岸風電資源潛力豐富

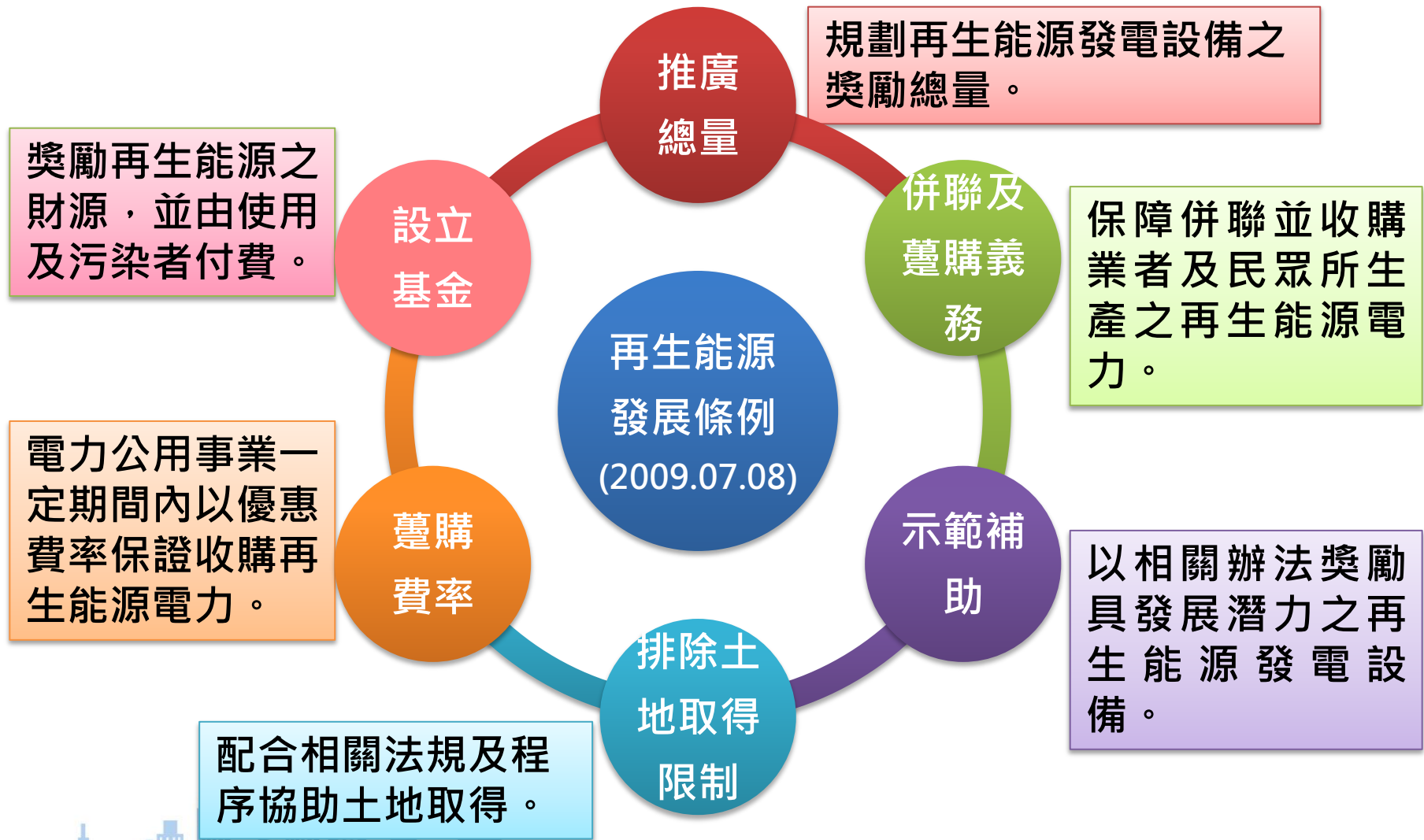
根據國際 4C Offshore 機構統計，全球前 20 處離岸風能最佳場址多數位於台灣海峽。

- **淺海區** 水深 5 ~ 20 m
 - 面積：1,779.2 km²
 - 潛能：9 GW、可開發 1.2 GW
- **深海區** 水深 20 ~ 50 m
 - 面積：6,547 km²
 - 潛能：48 GW、可開發 10 GW
- **極深區** 水深 50 m ~ 領海邊界
 - 潛能：90 GW
 - 可開發：> 10 GW



資料來源：臺灣風能評估手冊，工研院綠能所，2011年。

三、以再生能源發展條例為推動依歸



四、我國再生能源推動規劃目標

經濟部於2015年擴大2030年再生能源推廣目標為17,250MW^{註1}，而後更於2016年檢討推廣目標量，規劃2025年發電量占比達20%為政策目標；其中，太陽光電裝置容量達20GW、離岸風力發電裝置容量達3GW。

單位：MW

類別 \ 年度		2015年	2016年	2020年	2025年
太陽光電		842	1,342	8,776	20,000
風力發電	陸域	647	747	1,200	1,200
	離岸	0	15	520	3,000
地熱能		0	1	150	200
生質能 ^{註2}		741	742	768	813
水力		2,089	2,089	2,100	2,150
氫能及燃料電池		0	0	22.5	60
總計		4,319	4,936	13,537	27,423

註：1. 行政院於2015年7月27日召開綠能低碳推動委員會，核定再生能源目標，至119年總裝置容量為17,250MW。

2. 生質能含蔗渣、稻殼、薪材、黑液、沼氣、廢棄物等發電設備之總裝置容量。

3. 本表總計與細項總和或有不符，係小數點以下採四捨五入進位所致。

資料來源：經濟部能源局，2016年。

貳、國際再生能源推動經驗

一、全球再生能源發展之誘因措施(1/2)

綜觀全球再生能源發展政策，依屬性可分為「非貨幣(Non-Monetary)」措施(例如：技術協助或綠色標章)，與「財務誘因(Financial Incentive)」措施兩類。其中，財務誘因又可分為：

一、NON-MARKET-BASED：係指與政府預算相關的措施。

二、MARKET-BASED：例如與溫室氣體排放定價相關之活動。(REN21, 2016; IRENA, 2014; IRENA, 2012)

NON-MARKET-BASED

Fiscal Incentives

- 1) 補助
- 2) 能源生產支付
- 3) 投資或生產抵扣稅額
- 4) 加速折舊
- 5) 退稅
- 6) 減稅/免稅

Public Finance

- 1) 投資
- 2) 保證
- 3) 貸款
- 4) 政府採購

Regulations

- 1) 配額義務或要求
- 2) 招標/競標
- 3) 固定FIT
- 4) 差額FIT

適用於「需求端/用戶端」

MARKET-BASED

Regulations

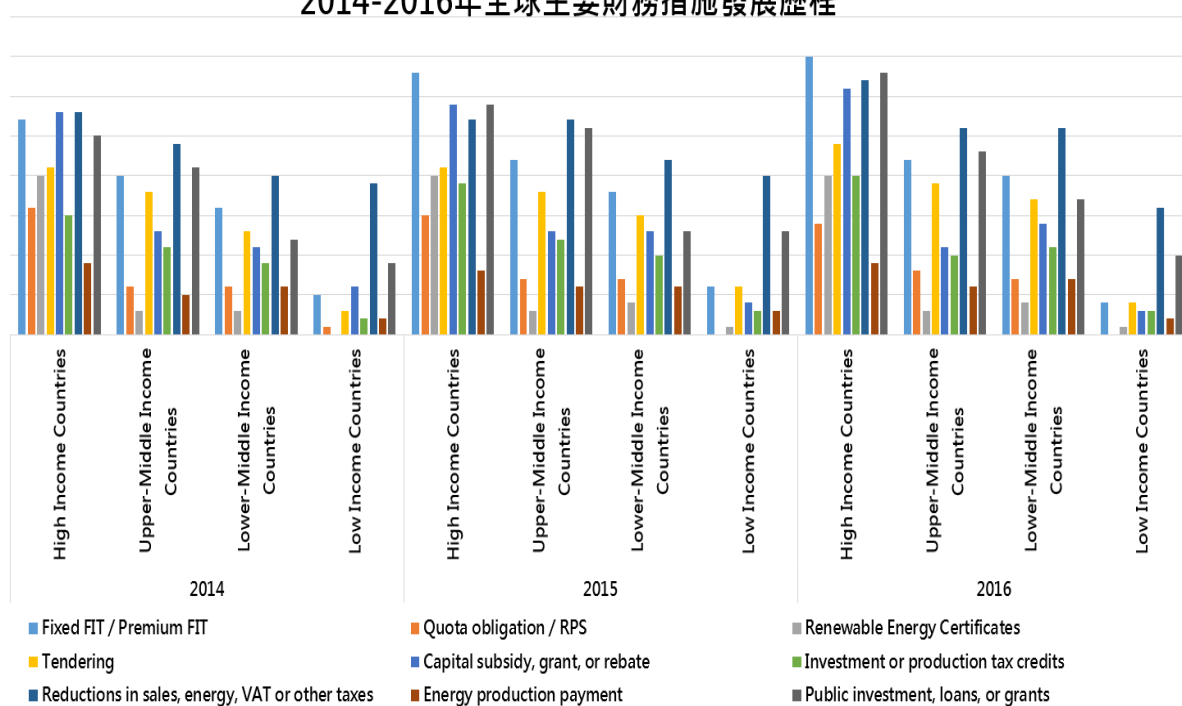
- 1) 再生能源權證
- 2) 碳交易
- 3) 碳抵換

需求端/用戶端案例

1. Personal Tax Credit
(State / Incentive Amount)
 - ✓ Massachusetts:30%
 - ✓ North Carolina:35%
 - ✓ Idaho:40% in the first year; 20% per year for next three years.
2. Feed-in Tariff
 - ✓ Washington:
\$0.12/kWh-\$1.08/kWh

一、全球再生能源發展誘因措施(2/2)

2014-2016年全球主要財務措施發展歷程



註：

1. Low Income Countries: GNI per capita < \$1,026
2. Lower-Middle Income Countries \$1,026 < GNI per capita < \$4,035
3. Upper-Middle Income Countries: \$4,036 < GNI per capita < \$12,475
4. High Income Countries: GNI per capita \geq \$12,476

資料來源：整理自REN21(2016 - 2014); World Bank

各區間主要採取之財務誘因措施：

➤ 全球觀察：

「FIT制度」 > 「公開投資、貸款、補助」 > 「銷售、能源、CO₂增值稅或其他稅款之扣除」。

➤ 高收入國家：

「FIT制度」 > 「銷售、能源、CO₂增值稅或其他稅款之扣除」 > 「資金補貼或退稅」。

➤ 中高收入與低收入國家：

「銷售、能源、CO₂增值稅或其他稅款之扣除」 > 「公開投資、貸款、補助」 > 「FIT制度」。

➤ 中低收入國家：

「銷售、能源、CO₂增值稅或其他稅款之扣除」 > 「FIT制度」 > 「公開投資、貸款、補助」。



二、各國再生能源政策及制度比較(1/5)

(一)主要國家推廣制度

	措施	主要做法	列舉國家
推廣政策	FIT 躉購機制	採 固定費率 ，政府 保證一定期間內收購 再生能源電能	德國、法國、瑞士、加拿大、日本、中國、 臺灣 等
	FIP (Feed-in Premium) 差額補助	再生能源電能於自由電力市場中標售，但政府訂有一 再生能源電能收購價格 ，若 市場標售價格低於收購價格 ，其 差額由政府補貼	德國、西班牙、法國、英國、荷蘭等
	RPS (Renewable Portfolio Standard) 配比義務	以法規強制 電業所產生之電力，其 一定比例 來自 再生能源	英國、丹麥、韓國、美國(32個州)等
	再生能源憑證 REC	政府授予 再生能源電能產出憑證 ，業者可進行 憑證交易	美國部分州(如華盛頓特區、加州、德州等)、英國、義大利、澳洲、英國、韓國、 臺灣 等
	競標制度	透過市場公開招標競爭， 實際反映 再生能源 設置成本及市場行情 ，可 降低收購價格 ，減少財政支出	德國、巴西、智利、約旦、法國、加拿大、 臺灣 等
投資獎勵	租稅鼓勵	進口、研發或投資 再生能源設備設置 可獲 所得稅、關稅等之減免或優惠	美國、英國、加拿大、法國、澳洲、荷蘭、智利、印度、日本、韓國、中國、 臺灣 等
	資金支援	提供 資金補助 、 融資優惠 等措施，鼓勵民間投入 再生能源設置	美國、加拿大、英國、德國、日本、中國、印度、 臺灣 等

二、各國再生能源政策及制度比較(2/5)

(二)主要國家躉購制度

比較項目		臺灣	美國	加拿大	德國	英國	西班牙	法國	日本	韓國	中國	澳洲	
制度	費率適用基準日	簽約日	●							●			
		完工日	●		●	●	●	●					
	推廣制度	FIT	●			●		●	●			●	
		RPS									●*		
		混合型		●	●		●						●
	饋電制度	Fixed FIT	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●
		Premium FIT						●	●		●	●	●
競標機制		●		●	●				●**				
費率	檢討週期	固定時間作為檢討週期	●			●	●	●		●	●		
		以達成目標量時間為檢討時點	●			●		●					
	階梯式費率	裝置容量類型											
		裝置地點類型				●		●					
		發電類型	●			●			●				
	饋電價格遞減				●	●		●					
公式	成本選定	發電成本	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
		被排除成本		●									
目標	推廣目標	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
	裝置容量上限	調整費率				●	●	●					
		不再躉購	●				●	●			●		
財源	電價調整				●	●	●	●	●		●		
	再生能源基金	附加電費	●	●	●	●		●	●		●	●	
		政府編列預算	●								●	●	
	政府編列預算			●			●						

註*：韓國於2012年起實施RPS制度，原FIT已執行部分仍持續收購。
 註**：日本於2017年針對太陽光電採行競標機制。

二、各國再生能源政策及制度比較(3/5)

(三)主要國家躉購制度配套設計

配套措施設計	措施內涵	國家
競標制度	透過政府設定設置量並對再生能源業者公開招標，由價低者先得標直到目標量競標完成，藉此達到量價控制及反應市場現況	德國 法國
綠色交易權證	透過與RPS搭配	英國
投資補助	由政府進行再生能源設備、研發等補助	德國
財政措施	以稅賦抵免為主，如所得稅、增值稅或英國抵扣氣候變遷稅	荷蘭
融資鼓勵	以低利貸款或允許業者提供股權擔保等方式，使投資者能較易達到足夠融資條件進而增加投資	德國
遞減機制	特定期間內躉購費率，隨時間過程或依容量演變而持續遞減，作為加速完工、技術進步與降低成本的激勵機制	德國 英國
成長迴廊及上限	有鑑於支持再生能源發展可能產生成本管制失控，部分國家會設定設置量上限限制，成長迴廊則是指費率的連續自動調整	西班牙 德國
階梯式費率	為避免超額利潤，根據業者個別資源條件來訂定差別費率；或以前期較高後期較低(全期平均不變)來降低業者初期資金壓力	德國 法國

二、各國再生能源政策及制度比較(4/5)

(四)國際離岸風力競標制度彙整(1/2)

項目	丹麥	法國	中國
競標標的	由丹麥能源局公告特定離岸風力發電計畫之具體規模(例如招標200 MW)，並且 <u>劃定在一個明確定義的地理區域</u> 。	由 <u>法國主管機關公告特定範圍之地理區</u> ，並註明裝置容量限制與併聯相關資訊。	區域位置係由 <u>風場開發商向國家能源主管部門與國家海洋行政主管部門申請核准</u> 。
競標方式	<ol style="list-style-type: none"> 1.參與競標之投標者必須提交一份資格預審調查表，<u>填報項目包括基本資料、經濟和財務狀況，以及技術和專業能力三大構面的資訊</u>。 2.符合資格條件者，在一定數量的發電時數或發電量之下，<u>躉購電價最低者得標</u>。 	<ol style="list-style-type: none"> 1.採最有利標，<u>評分結構中40%為風力發電價格、40%為工業部件、20%為現有活動和環境，總共100分</u>。 2.符合資格條件下，<u>評分最高者得標</u>。 	<ol style="list-style-type: none"> 1.<u>開發投資企業為中資企業或中資控股(50%以上股權)的中外合資企業</u>。 2.符合資格條件下，<u>出價最接近平均者(排除最低和最高競價後，計算出的平均值)，其價格的得分最高</u>。 3.<u>價格占分數的55%，而技術設計、投標者的經驗及項目財務數據則分別占25%、15%和5%，總分最高者得標</u>。
產業現況	<u>擁有世界上最大的風力發電機產業</u> ，約有90%的全國產量外銷出口。	歐洲風資源潛能第二多的國家，但 <u>過去風力發電機多半仰賴進口，相關產業鏈較為薄弱</u> 。	2011年全國風力發電累計裝置容量達62.36GW，為全球風電裝置容量最多的國家，並且 <u>擁有相當完整的產業鏈</u> 。
發展成果	在2008年離岸風力導入競標制度之前，國內已設置近500MW的離岸風電設施，至 <u>2012年離岸風力的總裝置容量已達922MW</u> 。	雖然2012年4月已公布了4個專案的招標結果，但離岸風場開發所需時間相對較長，故 <u>迄今未有實績成果</u> 。	2010年公告「海上風電開發建設管理暫行辦法」，開始實施離岸風電競標，截至2011年年底， <u>全國離岸風電共完成吊裝容量242.5MW</u> 。
執行裝況	執行中	執行中	2014年6月公布躉購費率取代以往特許權競標制度

二、各國再生能源政策及制度比較(5/5)

(四)國際離岸風力競標制度彙整(2/2)

項目	德國
競標標的	<p>1.以風力發電(陸域、離岸)、太陽光電、生質能發電為標的，分別設定每年競標容量；至於水力發電、地熱發電、沼氣發電則因缺乏競爭力，而排除於競標制度之外。</p> <p>2.離岸風電之競標內容： (1)競標容量：2015~2025年共計3.1GW；2026~2030年共計4.2GW (2)推動時程：2017~2018年先就既有案件進行兩次競標，競標最高限價12歐分/度；2021~2026年新案件開始適用競標</p>
競標方式	<p>1.從2017年開始，每年將有三到四個回合競標作業，投標者必須遞交保證金，且投標是按照能源類別分開進行，競標最高價格會提前公布，並由最低出價者優先取得20年併聯售電的補助資格。</p> <p>2.離岸風電以外須參與競標之再生能源，每回競標直至競標容量額滿為止，成功得標者將可按最高的得標饋網電價售出電力，而非以自己可能出價較低的價格出售電力。</p> <p>3.至於離岸風電則是競標補貼費率，得標場址可於電力市場出售電能，並額外獲得投標之補貼費率。</p> <p>4.其餘小容量等免競標對象則繼續適用再生能源法所規定的固定費率，並獲取市場電價差額補貼</p>

參、我國離岸風電之推動策略

一、我國離岸風電推動目標及路徑

離岸風電
推動策略

先示範+潛力
/ 淺海

後區塊開發
/ 深海

現有成果
2016

短期目標
2020

中長期目標
2025

離岸

示範獎勵(DIP)
2 架示範機組
8 MW

示範風場 +
潛力場址(ZAP)
520 MW

潛力場址 +
區塊開發(ZD)
3,000 MW
(預定增至5.5GW · 2025
年以後預估10~17GW)

註：中長期目標將視產業競爭發展的空間及考量未來電力需求成長，滾動檢討調整。

DIP: Demonstration Incentive Program; ZAP: Zone Application for Planning; ZD: Zonal Development

資料來源：經濟部能源局，2017年。

二、離岸風電推動三階段策略(1/2)

示範獎勵(DIP)
提供補助、引導投入

潛力場址(ZAP)
公告場址、開放申請

區塊開發(ZD)
政府主導、建立產業

- **[Phase 1] 風力發電離岸系統**示範獎勵辦法 (2012/7/3 公告)
 - 預定2017年完成 4 架示範機組, 2020 年完成 3 座示範風場
 - 藉示範獎勵案確認我國設置離岸風電於法規面、技術面及財務面之可行性
 - 已於2017年4月於苗栗外海設置完成2架8MW離岸風電機，完備示範階段任務
- **[Phase 2] 離岸風力發電規劃**場址申請作業要點 (2015/7/2 公告)
 - 公開 36 處潛力場址供業界進行規劃，提前讓業者展開規劃作業
 - 業者須於 2017年底前通過環評、2019 年底前取得籌設許可，俾與區塊開發接軌
 - 階段任務為藉由市場規模來逐步建構我國離岸風電基礎設施
- **[Phase 3] 離岸風電**區塊開發 (2015/12/30提出政策環評，2017/5/1完成備查)
 - 規劃藉由政策環評程序進行跨部會協調，確認區塊範圍並建立友善開發環境
 - 預定於2017年底公告區塊開發辦法，無縫銜接第2階段，並以競標方式選擇優良業者投入經濟規模開發，降低國內整體躉購價格

二、離岸風電推動三階段策略(2/2)

示範獎勵(DIP)
提供補助、引導投入

潛力場址(ZAP)
公告場址、開放申請

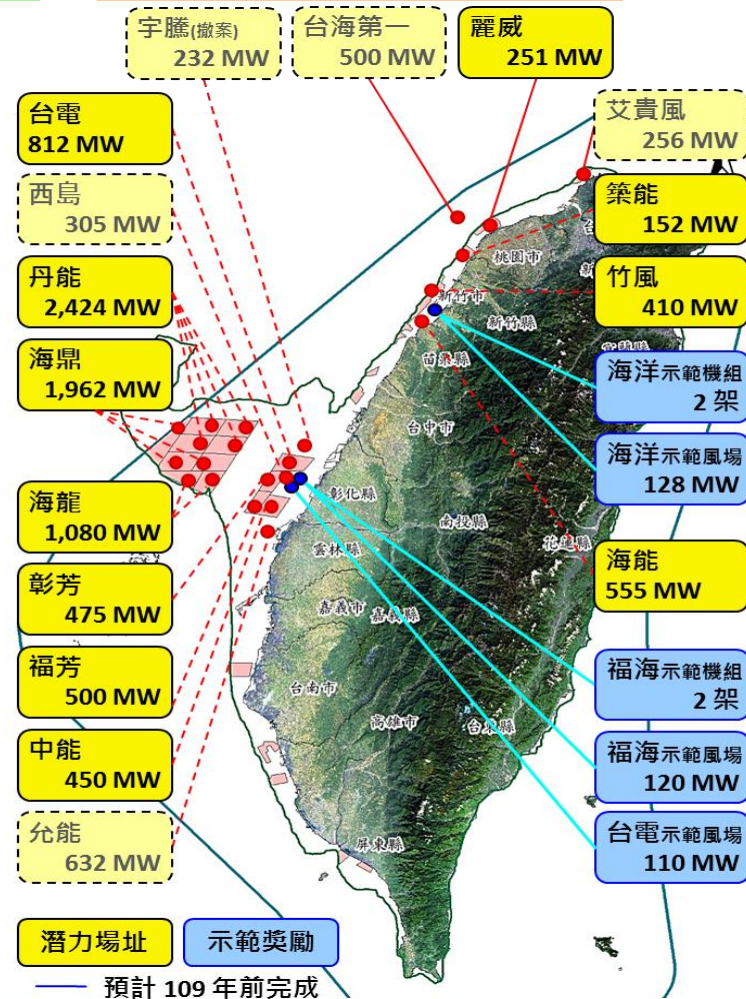
區塊開發(ZD)
政府主導、建立產業

離岸風電推動目標及進展

- 2017年 / 示範機組 **8 MW**
(海洋完成2架4MW併聯商轉)
- 2020年 / 示範風場 + 潛力場址 **520 MW**
- 2025年 / 潛力場址 + 區塊開發 **3,000 MW**

潛在離岸廠商及案場

- 示範風場共 **3座** **358 MW**
(海洋128MW、福海120MW、台電108-110MW)
- 潛力場址已備查 **24案** **10,996 MW**
(彰化區域規劃量達8,240MW；已扣除重疊場址共1GW)
(目前**1案**經環評大會通過，**3案**專案小組初審建議通過，
保守估計**2020年**應可達成**520 MW**目標)



三、離岸風電區塊開發政策環評

■ 完成政策環評程序

- 經濟部已於 2017 年 5 月 1 日完成「政策環評」程序；後續視業者投入潛力場址開發情形，參酌「政策環評」徵詢意見，規劃以「**區塊開發**」方式，逐步擴展至深海區域。

■ 政策環評徵詢意見可納入個案環評參考

- 第 3 階段區塊開發政策環評徵詢意見，為離岸風電開發之**共通性環境議題及因應對策**，可納入後續開發行為規劃及環境影響評估之參考。

■ 兼顧環境生態及離岸風電發展下，讓航道內外風場皆可推動

- 開發前：依政策環評程序加強實施各項**生態環境保護策略**，由環保署就環境生態相關議題予以**審查把關**，經濟部則以**目的事業主管機關立場監督**。
 - 施工中：訂定風場**海洋生態調查監測作業規範**與長期監督管理機制；藉**示範風場實證**，以公正、公開、嚴謹方式訂定**生態共榮執行標準作業規範**。
 - 營運期：結合運用風場回饋金，推動**綠能和海洋生態的永續漁業**。
- 全民共同守護，讓**航道內外風場**均可成為海洋生物**共生共榮**的永久庇護所。

四、離岸風電潛力場址申設及環評

■ 潛力場址申設情形及環評近況

- 已備查 **24** 案，規劃容量達 **10,996 MW** (已扣除 1 GW 重複申請量)。
(彰化區域規劃量達 8,240 MW，場址重疊量共 1 GW；彰化區域外規劃量約達 2,756 MW)

場址	籌備處	開發商	規劃量(MW)	環評現況
1	艾貴風能壹	新加坡Equis	256	意見陳述及現勘 (106/10/12)
2	麗威	德國WPD達德能源	251	環評大會有條件通過 (106/9/27)
3	築能	德國WPD達德能源	151.8-159.3	第一次初審會議 (106/9/13)
4	竹風	遠東集團(亞泥)	410	第二次初審會議 (106/10/16) 建議通過
5 & 6	海能	上緯新能源	555.45-736	第二次初審會議 (106/10/13) 建議通過
11	海鼎一	上緯新能源及麥格理	648-736	第二次初審會議 (106/9/11)
12	大彰化西北	丹麥沃旭能源(丹能風力)	598	第二次初審會議 (106/9/11)
13	大彰化東北		570	第二次初審會議 (106/9/11)
14	大彰化西南		642.5	第二次初審會議 (106/9/11)
15	大彰化東南		613	第二次初審會議 (106/9/11)
16	海鼎二		上緯新能源及麥格理	666-760
17	海鼎三		648-760	第二次初審會議 (106/9/11)
18	海龍三號	新加坡玉山能源及加拿大	468-512	第二次初審會議 (106/9/11) 建議通過
19	海龍二號	NPI	612-696	第二次初審會議 (106/9/11) 建議通過
26	台電	台電公司	812	第一次初審會議 (106/9/15)
27	彰芳	丹麥CIP	475	第二次初審會議 (106/10/17) 建議通過
27	海峽	力麗	500	第二次初審會議 (106/10/17) 建議通過
28	海峽		500	第二次初審會議 (106/10/17) 建議通過
28	福芳	丹麥CIP	500	第二次初審會議 (106/10/17) 建議通過
29	中能	中鋼、CI III及三菱DGA	450	第二次初審會議 (106/9/29) 建議通過
非潛力場址	宇騰		232-239.7	自行撤案 (106/7/31)
非潛力場址	允能		632-707.8	第一次初審會議 (106/7/27)
非潛力場址	西島	丹麥CIP	305	第二次初審會議 (106/10/17) 建議通過
非潛力場址	臺海第一		500	已提出申請

五、離岸風電基礎設施建置規劃

單位：MW

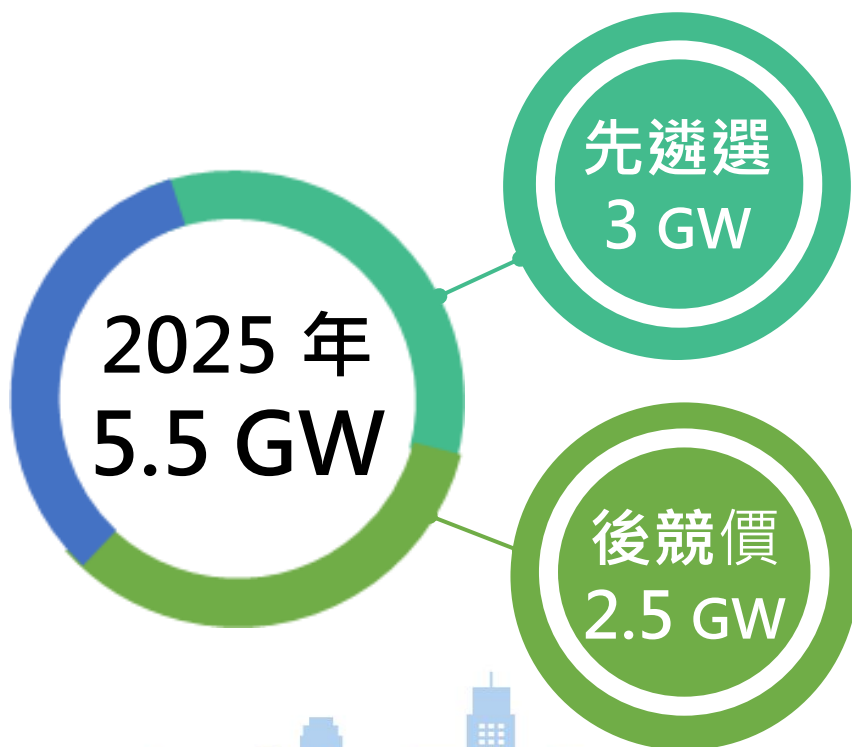
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
可併聯 容量	2,910				3,910		4,410	5,410	10,050
	台電公司各區併聯容量				新增彰化 1,000 MW		新增 彰化 500 MW	新增 彰化 1,000 MW	新增彰化 4,000MW 新增桃園 640 MW
風機組裝 碼頭可處 理容量 (註1)	125	125	250	375	700	700	700	700	700
	使用既有台中港 2 號碼頭		新增 5A 碼頭	新增 5B 碼頭	於 38、39、40、41 號碼頭中 配合發展需求建置 2 ~ 3 座重件碼頭				
水下基礎 碼頭產業 (註2)	250	250	250	375	700	700	700	700	700
	初期以進口為主，參考國際業 者能量，每年約 250 MW			興達港2020年7月起量產；台北港2020年1月起量產， 俟產線運轉穩定後，各港區年產能約可達 250 MW					
船隊 施工能量	250	250	370	370	700	700	700	700	700
	初期國外船隊約可 安裝 250 MW/年		台船公司規劃2019年Q2第1船隊成軍，初期因技術能量尚不成熟，初 估可完成之設置量約 120 MW/年，後續可逐步趕上國外船隊。						

註1: 每座碼頭約可處理 25 架/年 (125 MW/年)。

註2: 初期每年進口 250 MW；興達港2020年7月起生產 jacket 水下基礎約 250 MW/年；台北港 2018年5月起生產 monopile 水下基礎、2020年1月起生產 jacket 水下基礎約 250 MW/年。搭配進口約 200 ~ 250 MW/年，合計年產能約 700 MW。

六、離岸風電潛力場址二階段分配機制

- 培育**本土化產業供應鏈**，以**市場**為建立產業鏈**本土化實績**
- 配合國內**基礎設施建置期程**，穩健有序推動離岸風電發展
- 明確施工及完成期程，俾有效開發與管理
- 採**先遴選後競價**方式，擇優辦理



1. 以**本土自主化產業建立、技術能量、環境融合及財務能力**等項目進行遴選
 2. **核配**併網容量及保障基礎設施容量
-
1. 「**價格**」為主要獲得開發權之考量因素
 2. **要求規範相對具彈性**（如**不要求本土自主化產業**等）

註：分配規劃係以 3 GW 進行遴選並將國產化列為為重要考量因素，後 2.5 GW 以競標方式辦理(不考量評選要素)，避免過度衝擊電價，俾確保每年約 800 MW 之設置量，以配合基礎設期程施穩健設置。

七、離岸風電潛力場址—遴選3GW(1/2)

1. 申請資格

取得備查且未失效之業者

1. 於 2017 年 12 月 31 日取得環評初審小組建議通過或有條件通過之審查結論之潛力場址申請備查業者。
2. 同一場址內，先取得環評大會通過或有條件通過審查結論。

2. 應備文件

1. 繳交評選計畫書、電源引接線同意書
2. 勾選 2020 至 2025 年可併聯商轉年度及區塊分割意願

3. 遴選排序

1. 以本土產業關聯性、技術能量、財務能力及環境融合等4項目，進行遴選排序
不分區域進行評分，總分最高者，為第一順位；次高者，為第二順位。同順位者，以產業關聯性項目分數較高者，為優先
2. 評選序位在先者，優先依申請書勾選年度核配併網容量
3. 承諾 2020 年完成併網商轉，得不分序位優先核配併網容量
4. 評選序位在後者，若勾選年度併網容量不足分配全部容量，不足部分分割至次一併網容量提供年度。但分割容量小於 100 MW 時，不在此限

七、離岸風電潛力場址—遴選3GW(2/2)

評選項目	評選細項	配分	審查重點
產業關聯 效益 (40%)	風力機製造	15	<u>工業局規劃中</u> <u>配合地方政府進行運維產業合作，促進在地經濟繁榮及就業 考量開發商及合作團隊經驗與能力，及風場規劃之完整性、 可行性及適宜性</u>
	海事工程	10	
	水下基礎	8	
	地方產業發展	7	
技術能力 (30%)	建造能力	12	<ul style="list-style-type: none"> 工作團隊組成與執行能力 (含投資、規劃設計、施工與建造、運轉維護團隊組成與實績等) 工程設計與採購規劃 (含場址調查規劃與資料、工程設計、第三方認證、採購策略等) 施工與建造規劃 (含施工構想、施工期程、施工方式、船隻與機具、安全管理等) 運轉與維護規劃 (含運維構想、人力組織架構、維護計畫與安全管理計畫等)
	工程設計	8	
	運轉與維護規劃	10	
社會環境 融合 (15%)	生態環境融合措施	10	<u>考量業者執行EIA承諾規劃之完整性、可行性及適宜性</u> <ul style="list-style-type: none"> 生態環境影響減輕、避免或復育措施 (含環境議題、調查資料、減輕避免或復育措施、監測計畫等) 地方發展與融合策略、計畫與措施 (含發展構想、合作項目與策略等)
	廠商企業社會責任	5	
財務能力 (15%)	財務健全性	8	<u>考量開發商財務健全性及與國內金融機構合作規劃完整性、 可行性及適宜性</u> <ul style="list-style-type: none"> 財務計畫與國內金融機構參與計畫 (含總投資費用、資金籌措來源、發電量預測、財務可行性等) 風險管理與保險計畫
	國內金融機構 關聯性	7	

八、離岸風電潛力場址—競價2.5GW

1. 申請資格

未於遴選階段獲選之業者，得申請參加競價作業

1. 參與 3 GW 遴選階段而未獲選之業者
2. 遴選階段得標之業者，不得參與 2.5 GW 競標

2. 應備文件

1. 繳交標單及遴選階段未得標之通知文件
2. 勾選 2021 至 2025 年可併聯商轉年度及區塊分割意願

3. 競價排序

1. 以 3 GW 遴選後之剩餘併網容量辦理分配
若該區域 3 GW 遴選併網分配後，當年度無剩餘容量時，則不再分配
2. 考量躉購費率價格，進行排序
不分區域進行競價，價格最低者，為第一順位；次低者，為第二順位。同順位者，以抽籤定之
3. 競價序位在先者，優先依申請書勾選年度併網
以勾選年度最前者為得標可併網年度，勾選年度後者不再進行分配
4. 競價序位在後者，若勾選年度併網容量不足分配全部容量，不足部分分割至次一併網容量提供年度。但分割容量小於 100 MW 時，不在此限

肆、我國離岸風電之躉購機制

一、再生能源電能躉購制度(1/5)

(一)費率公式

依「再生能源發展條例」第九條第二項規定：由中央主管機關綜合考量各類別再生能源發電設備之平均裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量及相關因素，依再生能源類別分別訂定。

費率公式

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

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

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

一、再生能源電能躉購制度(2/5)

(二) 費率計算參數考量重點



一、再生能源電能躉購制度(3/5)

(三)各再生能源類別風險分析(1/3)

各再生能源類別可根據技術成熟度、電力產出風險、原料供應風險及政策風險分析：

- 1.技術成熟度：該項能源技術之發展程度。
- 2.電力產出風險：設備故障時，維修的難易程度將影響售電損失多寡。
- 3.原料供應風險：在此並非指基載與間歇供應之料源，而是指在選定場址開始設置後，各能源別如日照時數、風況或其他料源的預測性可掌握程度。
- 4.政策風險：政府政策支持的穩定程度，如躉購制度保證收購20年。

由於原料供應風險與政策風險兩類於各能源別間的差異不大，因此僅需針對技術成熟度及電力產出風險進行討論。

風險類型	太陽光電	陸域風力	離岸風力	生質能	廢棄物	川流式水力	地熱
技術成熟度	高	高	低	高	高	高	高
電力產出風險	低	低	高	低	低	低	低

1. 一般國際上對風險的認定，涵蓋範圍應自設置開始至營運結束，並未包含設置前段的評估試驗階段，而我國針對此部分，亦在許多能源類別如離岸風力、沼氣及地熱等以示範獎勵之方式鼓勵其發展，此為國際間主流之作法。
2. 陸地上之能源類別維修難度相對較低，離岸風力受到海、氣象之限制，維修難度高受限多，因此電力產出風險明顯高於其他能源別，應予分開討論之。

註：根據英國Green Rhino Energy研究 <http://www.greenrhinoenergy.com/renewable/context/economics.php>

一、再生能源電能躉購制度(4/5)

(三)各再生能源類別風險分析(2/3)

風險發生情形	太陽光電	生質能	陸域風力	離岸風力	地熱	海洋能
發生規模	小	小	小	大	小	大
發生機率	低	高	低	高	低	高

註：風險發生規模等級區分二類，區分為規模相對較小之風險及規模相對較大之風險；風險發生機率等級區分二類；區分為機率相對較低之風險及機率相對較高之風險。

風險發生機率 風險發生規模	機率低	機率高
規模小	<ol style="list-style-type: none"> 符合風險特性能源類別：太陽光電、陸域風力、地熱 技術與風險特性：技術與財務風險程度上應較低 風險反映方式：風險溢酬應足夠反映其風險 	<ol style="list-style-type: none"> 符合風險特性能源類別：生質能 技術與風險特性：多為原料供應不足或品質不穩定，故技術風險較高 風險反映方式：以運轉維護費用參數反映
規模大	-	<ol style="list-style-type: none"> 符合風險特性能源類別：離岸風力、海洋能 技術與風險特性：投資規模大且技術較複雜，因此技術與財務風險均較高 風險反映方式：除可透過期初設置成本反映保險費用外，恐需進一步探討是否再透過風險溢酬之調整來達到足夠風險貼水。

資料來源：參考IEA委託ALTRAN和Arthur D. Little公司就各類再生能源技術特性及其風險發生原因之具體分析報告，及聯合國環境規劃署出版之再生能源財務風險管理報告，以歸納各類再生能源發生風險之來源、風險發生規模及風險發生機率之對應關係。

一、再生能源電能躉購制度(5/5)

(三)各再生能源類別風險分析(3/3)

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

且 $W_o + W_I = 1$ $R_o = R_f + \alpha$ $R_I = R_f + \alpha + \beta$

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

參數別	參採數值	
自有資金比例	30%	
外借資金比例	70%	
無風險利率	1.12%	
α 用風險加碼	一般再生能源	2.64%
	離岸風力	2.75%
β 風險溢酬	一般再生能源	4.72%
	離岸風力	7.27%

	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)	平均資金成本率 (WACC)
一般再生能源	3.76%	8.48%	5.17%(5.25%)
離岸風力	3.87%	11.14%	6.05%

二、近三年(離岸)風力發電躉購費率

階梯式費率

減輕初期融資及貸款壓力

費率逐年上升

獎勵機制

離島加成15%

單位：元/度

再生能源類別	分類	裝置容量級距	2015		2016		2017				
風力	陸域	1瓩以上 不及20 瓩	8.4071		8.5098		8.9716				
		20瓩以上	加裝LVRT者	2.7229	加裝LVRT者	2.8099	加裝LVRT者	2.8776			
	未加裝LVRT者		2.6900	未加裝LVRT者	2.7763	未加裝LVRT者	2.8395				
	離岸	無區分	20年固定費率		5.7405	20年固定費率		5.7405	20年固定費率		6.0437
			階梯式 費率	前10年	7.1085	階梯式 費率	前10年	7.1085	階梯式 費率	前10年	7.4034
				後10年	3.4586		後10年	3.4586		後10年	3.5948

但隨著技術進步及成本下降，裝置容量逐年增加趨勢，躉購費率或將緩步下跌。

三、再生能源電能躉購制度配套(1/2)

FIT配套機制彙整

1. 於再生能源推廣上，我國係以電能躉購制度為主，並輔以相關調整機制。
2. 考量技術進步、市場行為、資源條件、投資風險及發展現況下，衍生出相關配套機制或獎勵措施，進而改良電能躉購制度，以及鼓勵技術尚未成熟或推廣不力之再生能源。
3. 此外亦針對重點能源別類，設立示範獎勵專案推動計畫。

類別	因應項目	執行策略
電能躉購制度	技術進步及市場行為	完工日費率
		一年兩期公告費率
		太陽光電競標機制
		競標及費率級距調整
	資源差異及市場條件	離島費率獎勵機制
		目標達成獎勵機制
其他配套措施	初期投資之風險門檻	示範獎勵
		租稅減免
		銀行融資
	法源鬆綁及強化溝通	雜照放寬
		申設流程簡化
		專案辦公室
		溝通平台
	產業推動計畫	綠能產業旭升方案
		陽光屋頂百萬座
		千架海陸風力機
綠能產業躍升計畫		

三、再生能源電能躉購制度配套(2/2)

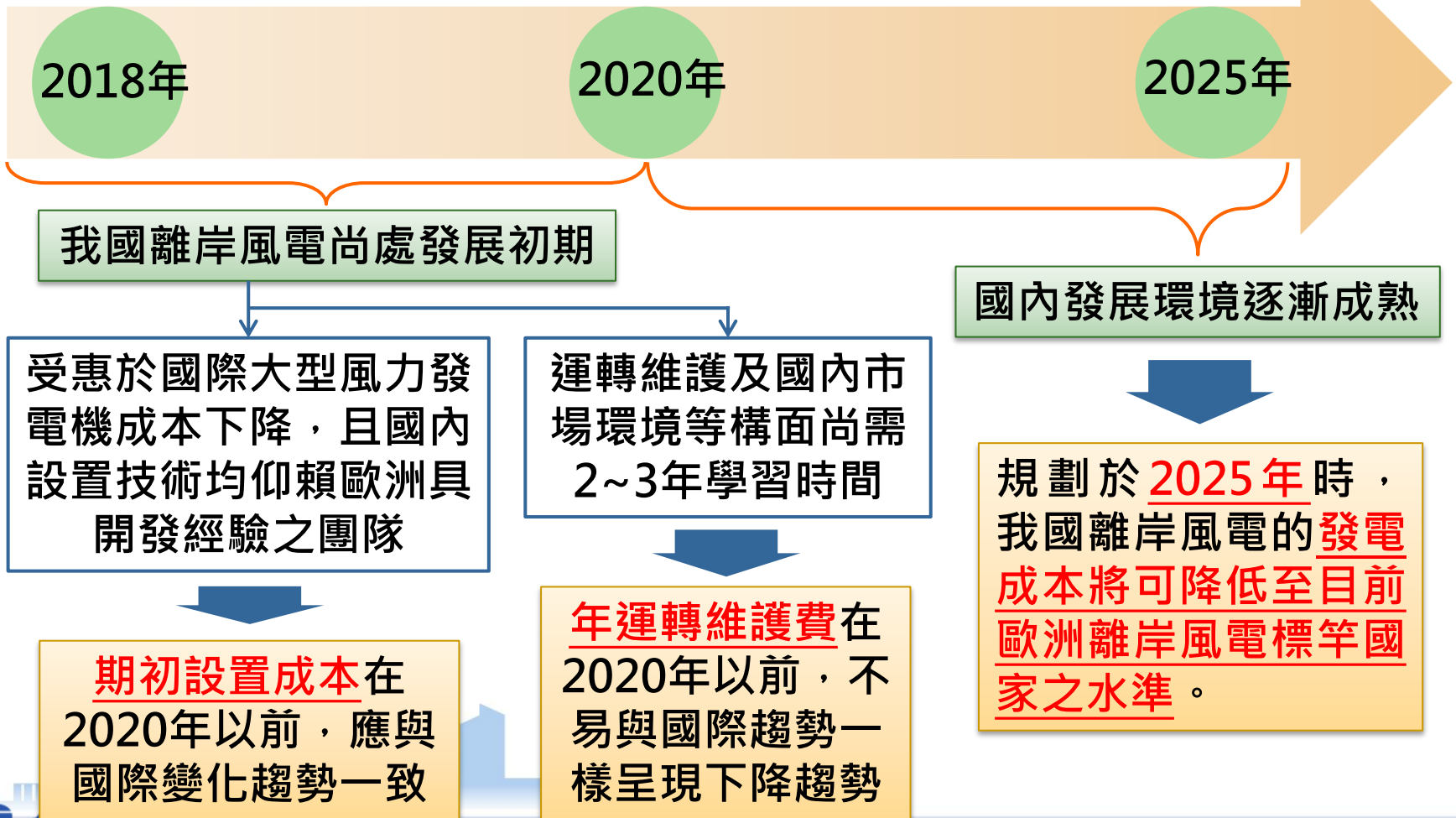
■ 離岸風電躉購制度配套措施

機制	目的	措施起始年	作法內涵
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。	2015年度	2018年仍沿用過往年度作法，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。
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。	2018年度	<ol style="list-style-type: none">2018年起新增，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公式」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。2018年起新增，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。

四、我國離岸風電躉購費率適切性分析(1/3)

(一) 費率長期趨勢預測—發電成本將逐步與國際一致

隨著技術進步
期初設置成本及年運轉維護費將逐步降低



四、我國離岸風電躉購費率適切性分析(2/3)

(二)現行費率反映我國發展環境及條件

■我國與歐洲國家躉購費率差異說明

- 我國2017年躉購費率符合國際價格區間

106年度	我國	德國	英國	日本
費率 (元/度)	6.0437	5.1156 前12年	5.7246 平均履約價	9.8316

- 國內無設置經驗，亦無完整產業鏈，發展環境未臻成熟
- 颱風、地震為亞洲特殊環境。
- 開發商負有國產化任務

■歐洲離岸風電躉購費率較低之原因

- 開發經驗豐富且達規模經濟：北海地區離岸風電市場已有15年開發經驗，設置容量超過10 GW。
- 發展體系已成熟：碼頭基礎設施及施工船隊發完備、具世界級產業供應鏈，且綠色金融體制完備。
- 採競標機制之國家，其政府負擔部分投資風險：預先完成如環評、海底地質調查、聯外電網等項目，大幅降低開發商之投資風險與成本。

四、我國離岸風電躉購費率適切性分析(3/3)

(三)未來趨勢

- 離岸風電2025年政策目標3GW，將透過**遴選機制促使國產化**，以將相關技術深植國內，帶動國內產業發展，惟此項要求也將**增加風場開發商的成本**。
- 潛力場址開發案，依期程規劃採**先遴選3.0GW、後競價2.5GW**等分配機制辦理，據以**加速建置離岸風電**，並**降低民眾電價負擔**。
- 根據目前費率趨勢預測，依實際可能申設情形預估，設置5.5GW離岸風電的裝置容量加權**平均躉購費率約為4.44元/度**。
- 歐洲離岸風電先進國家發展時間已超過15年，反觀我國自2012年發展至今僅5年時間，我國離岸風電預計發展至2025年，**基礎建設與產業鏈應可建置完成**，可大幅降低開發商之投資風險與成本，故屆時躉購**費率應可與國際水準相當**。

伍、結語

肆、結論與展望(1/2)

我國離岸風電推廣的主要3項財務措施

Feed-in Tariffs 政策

- 保障再生能源投資
- 每年檢討或修正躉購費率及其計算公式

政府授予
投資保證



再生能源融資

- 成立專案辦公室，提供諮詢服務
- 輔導銀行參與，建置融資環境與資訊平台

逐步健全
融資環境



示範獎勵措施

- 獎勵投資先驅，提供財務支援
- 排除法規障礙，簡便申設時程

降低投資
門檻

肆、結論與展望(2/2)

借鏡太陽光電融資經驗，發展至其他再生能源類別



報告完畢 敬請指教

