



政策白皮書· 2026年10月

2026為臺灣未來充電： AI時代的能源自主與金融解方

Earth & Life Symbio與Island Resilience Institute (IRI) 共同撰寫

ORGANISATIONS FEATURED



Institute for Energy Economics
and Financial Analysis



關於 EARTH & LIFE SYMBIO

森百奧 (Earth & Life Symbio, 簡稱 E&L) 是一家總部位於新加坡、以影響力為導向的機構。E&L 深耕亞洲，致力於推動工業與能源轉型、可持續供應鏈，以及與自然向好的協同並進，共創繁榮並具氣候韌性的未來。

E&L 匯聚應對氣候變化與關注自然生態的各利益相關方，激發產業與資本活力，聯結政策、資本、產業、科學與社會力量，聚焦能源與工業轉型、負責任供應鏈和生物多樣性等領域，開展應用研究、企業參與、多方對話與國際交流，推動低碳市場需求與轉型投資增長，完善可持續治理機制，增強政策信心，將氣候目標與自然願景轉化為協同行動，在實體經濟中創造可規模化的持久影響。

出版資訊

作者：Yvonne Huang, Earth & Life Symbio

Milan Chen & Enriquí Yu-Ting Chen, Island Resilience Institute

出版日期：2026 年 10 月

出版者：Earth & Life Symbio

建議引用格式

Huang, Yvonne, Milan Chen and Enriquí Yu-Ting Chen. 2026. 《2026 為臺灣未來充電：AI 時代的能源自主與金融解方》 (Powering Taiwan's Future: Financing Energy Sovereignty in the AI Economy) 。Earth & Life Symbio 與 Island Resilience Institute。

免責聲明

本白皮書由 Earth & Life Symbio 與 Island Resilience Institute (IRI) 共同撰寫，內容取材自原創研究、公開資料，以及 2026 年 6 月 9 日於臺北舉辦之「2026 為臺灣未來充電：AI 時代的能源自主與金融解方」(Powering Taiwan's Future: Financing Energy Sovereignty in the AI Economy) 論壇中所提出的資料與論據。

本出版品僅供資訊與研究參考之用，不構成法律、財務、投資或其他專業建議。本報告撰寫過程雖已盡合理注意，Earth & Life Symbio 及作者對其中資訊之正確性、完整性或特定用途之適用性，不作任何陳述或保證。文中觀點僅代表作者本人，不必然代表任何關係機構之立場。讀者依本報告資訊採取行動前，應自行評估並尋求適當之專業意見。

© 2026 Earth & Life Symbio

目錄

摘要	1
第一章 AI 需求與綠電缺口	3
第二章 能源主權：脆弱性與機會	6
第三章 其他市場的做法，以及臺灣可借鏡之處	10
3.1 央行規則不動用公帑下引導銀行資金流向	10
3.2 主權信用本身就是融資工具	10
3.3 順序錯誤代價高昂	11
3.4 新工具可觸及綠色債券觸及不到的資金	11
第四章 全球基礎設施投資人為何對臺灣保持審慎	12
4.1 背景：市場規模已超越原有融資模式	12
4.2 障礙一：報酬門檻落差	13
4.3 障礙二：法規與收益不確定性	16
4.4 障礙三：市場結構與退場限制	17
4.5 綜合分析：單一根本原因——政策不確定性溢價	18
4.6 各機關建議摘要	19
政策建議	20
結語	21
參考資料	23

摘要

AI 與半導體熱潮正在重塑臺灣經濟：政府對 2026 年經濟成長率的官方預測為 11.05%，為 39 年來最快；2026 年上半年在 AI 晶片出口與創紀錄的半導體資本支出帶動下，成長率已達 14%。到 2030 年，光是台積電（TSMC）就可能占全國用電需求的 24%。晶圓廠與資料中心用電量大，對供電穩定度要求高，同時企業對綠電的需求極高。現行臺灣電網卻仍以進口化石燃料為主，燃煤與燃氣合計供應五分之四以上的電力，約 95% 的初級能源靠進口，燃料價格一有衝擊、地緣政治一有變化，AI 經濟都會直接受影響，而這些都不在臺灣能掌控的範圍內。另一方面，台積電等主力企業及其國際客戶設定了 RE100 類目標，企業所需的綠電與電網能可靠供應的電量，差距持續擴大。臺灣身為全球半導體與新興 AI 經濟的核心，支撐這個地位的能源基礎因此日益脆弱。

臺灣海峽擁有世界級的風力資源，其季節特性與太陽光電互補，這種季節性出力型態也有助於企業完成年度綠電媒合。截至 2026 年 9 月，臺灣離岸風電裝置容量已達 4.9 GW（1 GW 為一百萬瓩），排名全球第五。在本土現有資源中，唯有離岸風電能在 2030 年前以足夠規模填補這個缺口。半導體業也已開始採取行動，台積電分別與沃旭能源（Ørsted）、北陸電力（Northland Power）簽下長期的企業購售電契約（CPPA，企業直接向發電業者長期購電的契約），買下 920 MW 大彰化 2b 及 4 期專案及 1,022 MW 海龍專案的全部發電量；海龍 2027 年全面商轉後，台積電將成為其未來 30 年發電量的唯一買方。半導體龍頭正透過長期採購本土離岸風電，為 AI 經濟爭取能源自主。

近期各輪次規劃的離岸風電，約有 39% 的容量已經延宕或停滯，而約 5 GW 的裝置容量加上少數幾份指標性購售電契約，不足以支撐一個既要供應現有晶圓廠、又要承接下一代 AI 運算基礎設施的電網。風力資源並不缺乏，缺的是銀行願意放款的財務結構。技術與需求都已具備，決定哪些專案能建成的，是能否取得融資：政策訊號必須明確、融資條件必須具競爭力，才能達到投資人要求的報酬門檻，讓他們有信心長期投入資金。

臺灣已具備綠色金融與離岸風電的制度架構，要讓未來的 AI 經濟取得足夠電力，需要再向前延伸一步。具體而言，一是讓銀行與投資人在結構上有理由支持離岸風電及相關電網建設；二是給國際放款機構一套能據以核貸的永續分類標準；三是把具象徵意義的主權永續債券，改成定期發行、專門投入能源轉型資產的計畫。這三項工具還需要常設的政府與投資人對話機制，以及國內共同投資平台作為配套。這幾項金融與政策決策為數有限，方向也已明確，目的是讓資金、專案與企業買家能以 AI 經濟需要的速度彼此媒合。

表 1. 臺灣能源與 AI 展望——至 2030 年關鍵數字

約 0 (2023 年) → 約 22.2 TWh (2030 年) RE100 會員可簽約綠電缺口 (核心缺口) ——BNEF, 經中華經濟研究院 (中經院, CIER), 2026	約 10.2% (2025 年) → 約 24% (2030 年情境) 半導體占全國用電比重——台積電 ESG 資料; S&P Global, 《天下雜誌》; 台積電《2025 年永續報告書》
約 21.8 TWh AI 產業用電需求 經濟部, 《全國電力資源供需報告》, 2025	約 43.3 GW / +6.4 GW 2030 年夜間尖峰 / 2025–2030 年增幅 經濟部, 《全國電力資源供需報告》, 2026
約 2.5% / 年 2026–2035 年需求成長率 (官方, 已上修) 經濟部, 《全國電力資源供需報告》, 2026	約 328.7 TWh 2030 年總用電量 (以用電端計) 經濟部, 《全國電力資源供需報告》, 2026
目前約 5 GW; 每年約 1.5 GW; 2030 年前最高約 10.9 GW 離岸風電已併網 / 開發中容量 2026 年 7 月 14 日; 經濟部	約 95.4% 初級能源進口依存度 經濟部, 2025

第一章 AI 需求與綠電缺口

到 2030 年，臺灣 RE100 出口供應鏈實際能簽約取得的綠電，將比會員所需短少約 22.2 TWh（1 TWh 為十億度；BNEF，經中經院，2026）。總用電需求可以靠燃氣滿足，目前尚無法確保的，是足夠、經過認證、可以簽約的綠電，讓半導體與 AI 供應鏈符合國際要求。本報告所處理的關鍵限制在於這個數字，而非總發電量。

到 2030 年，臺灣 RE100 出口供應鏈實際能簽約取得的綠電，將比會員所需短少約 22.2 TWh。

臺灣經濟高度仰賴出口。蘋果要求直接供應商在 2030 年前，生產蘋果產品須 100%使用綠電；台積電的供應商協議則訂下 2030 年目標：在臺灣的生產使用 85%綠電，海外生產使用 100%綠電。微軟的「100/100/0」目標更進一步，要讓自身每個小時的用電都與無碳電力媒合，不過據報導這目標正在檢討中。對出口製造商而言，客戶的潔淨電力要求已是不容妥協的經營條件。截至 2026 年 9 月，臺灣已有 39 家本土企業加入 RE100，承諾達到 100%綠電。實際的考驗在於，供應商能否以符合買方要求的契約條件，取得足夠的合格綠電；若做不到，製造業投資可能從臺灣移往綠電更便宜、更容易取得的市場。

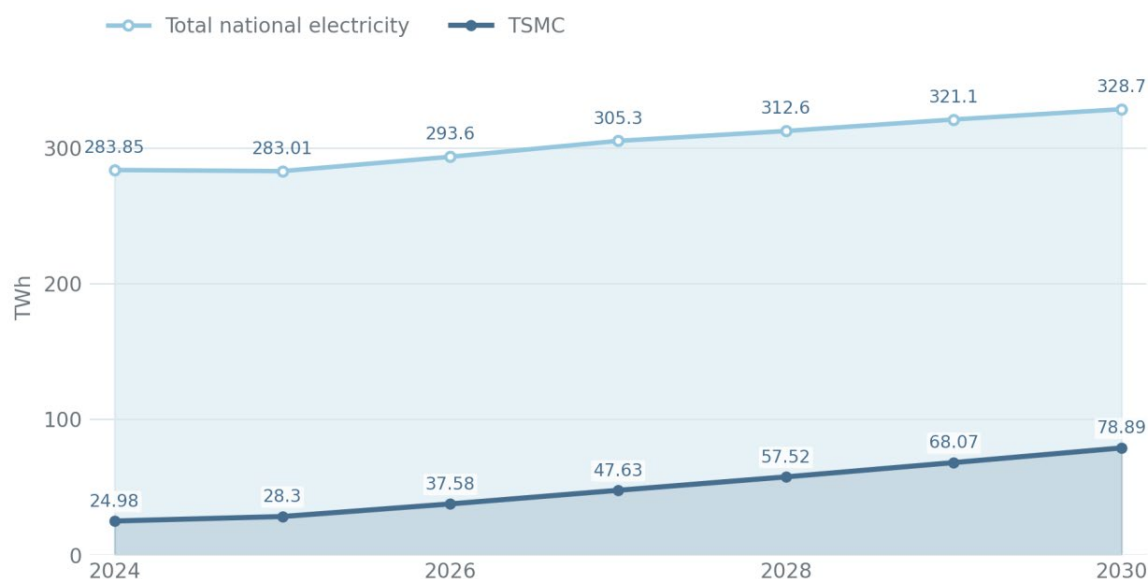
表 2. 企業綠電與無碳電力承諾

企業	要求之再生 / 無碳電力比例	適用對象	期限
蘋果 (Apple)	蘋果相關生產使用 100%綠電	為蘋果生產的製造供應商	2030
NVIDIA	NVIDIA 所控制之辦公室與資料中心用電 100%使用綠電	NVIDIA 自身營運（不含整條供應鏈）	已於 2025 會計年度達成
微軟 (Microsoft)	營運用電 100%於 100%時間內與零碳能源媒合（24/7，「100/100/0」）（檢討中）	微軟自身營運（資料中心、辦公室）	2030 年目標
台積電	臺灣生產 RE85；臺灣以外生產 RE100	台積電各生產據點，以及供應商為台積電進行之生產	2030
華碩 (ASUS)	主要供應商綠電使用率 RE40–RE65	華碩供應鏈中的「主要供應商」	2025

產業用電已占全國用電量的 55%以上（全球臺灣研究中心，2026；美國能源資訊署臺灣簡報，2026 年 4 月），且隨著半導體與 AI 持續擴建，比重仍在上升。經濟部能源署最新的規劃（經濟部，2026）預估，系統夜間尖峰負載將從 2025 年約 36.88 GW 增加到 2030 年約 43.3 GW，增幅約 6.4 GW。能源署也把 2026–2035 年的用電成長率上修到每年約 2.5%，2016–2025 年的平均只有約 1.24%（經濟部，《全國電力資源供需報告》，2026）。多數先進經濟體因為能源效率提升，預測用電持平甚至下降，相較之下，臺灣用電不降反升，官方預測也持續上修，在先進經濟體中相當少見（IEA，2024）。由於需求大量集中在半導體業，這個缺口有處理的著力點，但時程緊迫。

2023 年台積電用電約 24.8 TWh，約占全國的 9%；新竹、高雄與臺中的 2 奈米及埃米級晶圓廠陸續量產後，預估到 2030 年會占全國負載約 24%（台積電《2023 年永續報告書》；《天下雜誌》，2024），是這波需求成長中最主要的單一來源。晶圓廠之外，AI 基礎設施又帶來第二層需求，包括超大規模資料中心，以及鴻海、廣達、緯穎與英業達的 AI 伺服器組裝。就全球而言，IEA 估計資料中心用電量 2024 年約 415 TWh（占全球需求 1.5%），2030 年將增加至約 945 TWh（3.0%），成長近 2.9 倍（IEA，經中經院，2026）。

圖 1. 2030 年台積電用電量可能達臺灣總用電量約 25%



註：全國用電量單位為 TWh；中間年份為內插值，僅供參考。資料來源：台積電《2023 年永續報告書》；經濟部電力統計；作者計算。

總部在臺灣的 RE100 會員共 39 家，另有 100 多家 RE100 企業在臺設有據點，合計用電超過全國的 10%（RE100 臺灣，2026；中經院，2026）。但截至 2026 年初，再生能源只占臺灣電力結構約 15%，低於政府規劃自 2026 年 11 月起單月達到的 20%，也低於 2030 年 30%的目標（經濟部能源署，2025）。在臺營運的 RE100 會員，實際採購的綠電大多遠低於承諾，可簽約綠電的缺口已在當前的營運中浮現，尚未透過契約滿足的綠電需求仍相當龐大。臺灣 2030 年全國再生能源目標約 99 TWh，光是台積電 2030 年的預估用電量就可能接近這個數字，此估算尚未計入任何資料中心或其他 RE100 企業（S&P Global，2024；經濟部，2026）。這個缺口確實存在，反映的是企業的綠電承諾與買方採購要求，和市場實際能用契約供應的電量之間的差距，從 2023 年幾近於零，到 2030 年將擴大至約 22.2 TWh（BNEF，經中經院，2026）。

圖 2. 總部設於臺灣的 RE100 會員（依產業別）



資料來源：RE100 臺灣倡議；企業永續揭露；作者彙整。

經濟部的用電需求展望是往上修，燃氣機組也能供應足夠的總用電度數，但燃氣無法滿足這些企業的特定要求，也就是透過購售電契約或可交易憑證取得、經過認證、可以簽約的綠電。這個缺口衡量的，是後者，並非總用電量。只看總發電量，臺灣的發展看似充足；看企業實際能用長期契約簽到的綠電，則呈現結構性短缺。透過長期購售電契約預先鎖定這部分供給，除了是合規工具，也是穩定成本的做法。工業電價從 2025 年初起維持在每度新臺幣 4.27 元，BNEF 預估 2030 年將升至每度新臺幣 5.45–6.88 元。在 BNEF 的臺灣購售電契約調查中，每一位受訪者都把確保長期綠電供應列為首要動機。

從實際融資的角度看，縮小 RE100 可簽約綠電缺口，與降低臺灣受荷莫茲海峽這類價格衝擊影響的程度，實為同一筆投資。

第二章 能源主權：脆弱性與機會

2025 年，燃煤與燃氣合計約占臺灣發電量 83%（燃氣 47.7%、燃煤 35.3%），臺灣消費的初級能源約 95.4%仰賴進口（經濟部能源署，2026；EIA，2026；Enerdata，2026），電力高度仰賴進口化石燃料。即使依政府 2030 年規劃的電力結構（再生能源 30%、燃氣 50%、燃煤 20%），2030 年以前的電網仍將以化石燃料為主，且幾乎完全依賴進口，2030 年前並沒有實際可行且具規模的本土替代方案。

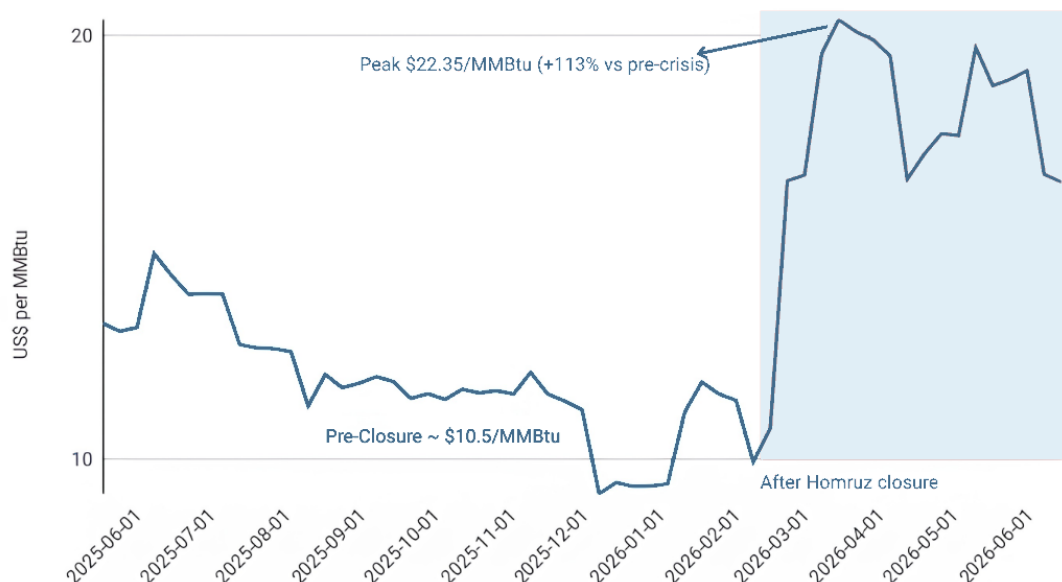
2024 年，臺灣約四分之三的液化天然氣（LNG）僅來自三個國家：澳洲（38%）、卡達（25%）與美國（約 10–12%）（臺灣中油，2025；LNG Prime，2025）。卡達及其他波斯灣貨源都必須通過荷莫茲海峽才能抵達臺灣，這條位於伊朗與阿曼之間的狹窄水道，承載全球約 20%的 LNG 貿易量。燃氣電廠供應臺灣約 47.7%的電力，荷莫茲海峽一旦中斷，將直接威脅臺灣近半數發電量的燃料來源，天然氣供應航線因此具備高度風險與不確定性。

2026 年 2 月 28 日，伊朗採取軍事行動後，荷莫茲海峽實質上對 LNG 運輸船封閉。波斯灣的供應量因此退出市場，其中包括臺灣最大供應來源之一：卡達 Ras Laffan 出口站的貨源（EIA，2026；CNBC，2026）。價格衝擊立即而劇烈。日韓指標價格（JKM）是東亞（含臺灣）LNG 到岸價格的基準，封閉前約為每百萬英熱單位（MMBtu）9.5–10.5 美元，2026 年 5 月中旬攀升至約 19.6 美元的高點；之後外交進展緩解了短期供應緊張，6 月下旬回落至約 16 美元（CME Group / Platts JKM，經 Trading Economics，2026 年 7 月）。換算下來，燃氣發電的燃料成本在高峰時幾乎翻倍。布蘭特原油同步走揚，從 2026 年初約 60 美元，至 5 月升破 100 美元後才回落（LNG Market War Room，2026 年 6 月）。臺灣以管制壓抑電價，不把燃料成本上漲轉嫁給消費者，這類價格衝擊因此直接轉為政府預算壓力。

從 2 月 28 日荷莫茲海峽封閉至 2026 年 9 月 6 日，國營的臺灣中油透過油價平穩機制，僅在汽油與柴油上就吸收了約新臺幣 187 億元（6 億美元），沒有轉嫁給消費者。9 月初美伊緊張情勢再起，每週吸收金額創下新高，累計數字仍在攀升（台灣中油，2026 年 9 月 5 日）。發電業者是中油最大的 LNG 客群，危機期間發電用天然氣價格三度調漲（4 月 41.6%、8 月 9.9%、9 月 5.83%），仍低於政府自訂的成本回收公式，差額同樣由中油吸收。若從 2020 年臺灣實施價格凍漲政策起算，中油所有油氣產品的累計未回收成本，截至 2026 年 3 月底已達約新臺幣 6,129 億元（194 億美元），累積虧損因而超過新臺幣 790 億元。政府隨後提出為期四年、新臺幣 3,500 億元的增資計畫，並搭配新臺幣 3,000 億元的緊急融資額度（經濟部，2026 年 4 月）。價格衝擊並未消失，只是從家庭能源帳單移到國營石油公司的資產負債表，再轉到國家預算。

只要燃氣在臺灣電力結構中仍居核心地位，這樣的財政負擔只會加重。下一節將說明，臺灣其他發電選項都無法在 2030 年前實質降低對燃氣的依賴。

圖 3. 荷莫茲海峽封閉後亞洲 LNG 基準價格飆升（2025–2026 年）



註：臺灣約 33% 的 LNG 經由荷莫茲海峽運送。資料來源：本報告引用之市場資料；作者繪製。

燃氣發電從液化、運輸到燃燒，整條供應鏈的排放約為每度電 0.5 公斤二氧化碳當量，實際強度視燃料來源、甲烷逸散與電廠效率而定。這個數字是離岸風電生命週期排放強度的數倍（美國能源部，2022；美國國家再生能源實驗室（NREL），發電技術生命週期排放係數）。每 1 TWh 的電力若由燃氣而非離岸風電供應，就同時增加價格波動與排放曝險。因此比較離岸風電與燃氣發電的成本時，應一併計入長期契約價格、進口燃料價格波動與全生命週期排放。

現有發電結構中的核能、燃煤、太陽光電與燃氣，各自都已觸及結構性限制，無法提供供應鏈所需的可簽約低碳電力，以下逐一說明。

核能最快約 2028 年才能恢復運轉。即使全數重啟，可重啟機組合計不到 4 GW，約為 2030 年預估夜間尖峰的 9%。此外，核能不屬於 RE100 認可的再生能源，無法協助半導體供應鏈達成 RE100 承諾（NucNet, 2025；FDD, 2026）。

燃煤依《臺灣 2050 淨零排放路徑》逐步減量，空污訴訟實際上已把出力上限鎖在 2023 年水準（國家發展委員會，2022），無法再增加出力來填補缺口。

政府原訂**太陽光電**在 2025 年底達到 20 GW（行政院，太陽光電推動政策）；依經濟部能源署統計，截至 2026 年 7 月的裝置容量為 16.103 GW，仍低於目標（經濟部能源署，2026）。光電容量集中在南部，負載成長卻集中在北部；短期內，土地取得與併網仍限制建置進度，媒體報導指出，相關限制已造成建置延宕（Eco-Business, 2025）。若要加速建置，需要在選址政策上做出調整，包括浮

動式光電、農電共生與褐地（Brownfields）再利用；也需要強化電網。**燃氣**如前所示，可以滿足總用電度數，但無法滿足企業背負的特定要求：經認證、可簽約的綠電。

臺灣已有約 5 GW **離岸風電**併網，按裝置容量計為全球前五大市場之一，第三階段開發案則以每年約 1.5 GW 的節奏推進至 2035 年（亞洲風能協會，2026 年 6 月；經濟部，2026）。臺灣海峽是全球風況最佳的離岸風電區域之一，平均風速每秒 10–12 公尺，容量因數可達 40–50%，全球平均約為 35%（4C Offshore; WindEurope, 2024）。臺灣海峽的風力資源與太陽光電呈季節互補，亦即發電高峰出現在 10 月至 3 月的東北季風期，正是太陽光電出力最低的時候。因此離岸風電能為臺灣電力系統提供大量且季節特性互補的電力。離岸風電的出力隨風況變化，無法依需求調度；但搭配儲能、需量彈性與電網強化，其可預測的季節出力型態，正符合 RE100 契約以年度計算的媒合方式。上述核能、燃煤、太陽光電與燃氣無論如何組合，都無法填補 22.2 TWh 的可簽約綠電缺口，到目前為止，只有離岸風電能做到。

2020 年，台積電與沃旭能源簽訂 20 年固定價格契約，買下 920 MW 大彰化 2b 及 4 期離岸風場 100% 的發電量，是當時全球規模最大的再生能源購售電契約（Ørsted / InfoLink, 2020；路透社，2024）。台積電與北陸電力在 2022 年的合作已涵蓋海龍 2B 與 3 號；2026 年 4 月，台積電進一步加碼，與北陸電力就 1,022 MW 海龍離岸風電專案全案簽訂新的 30 年購售電契約，再納入海龍 2A。全案涵蓋海龍 2A（294 MW）、2B（224 MW）與 3 號（504 MW），位於彰化外海約 45–70 公里處（Northland Power, 2026 年 4 月；Enerdata, 2026），2027 年全面商轉時，台積電將成為全案唯一買方（Ars Technica, 2026）。合計，台積電已在兩個專案、向兩家開發商簽約買下近 2 GW 的臺灣離岸風電容量。臺灣離岸風電能夠大規模吸引企業長期承諾，最清楚的證明就是台積電的採購紀錄，這些交易驗證了離岸風電作為一種資產類別的可行性，而主力買方正是台積電。對開發商、放款機構與出口信用機構而言，這是市場上最具體的需求訊號，也是評估專案可融資性（銀行願不願意放款）時的直接依據。

瓶頸在於市場基礎設施。

兩份協議都採長期固定價格，大彰化 20 年、海龍 30 年，價格高於原本的躉購費率（政府保證以固定價格收購再生能源電力的費率），既改善專案經濟性，也提供放款機構專案融資所需的收益確定性，顯示運作良好的企業購售電市場所能達成的成果。海龍協議簽署於荷莫茲危機期間，正值臺灣能源安全最脆弱之際，顯示臺灣最大的電力用戶正主動把自身承擔的能源安全風險轉為長期再生能源契約，不等待政策行動。

近期招標輪次中，約 39% 的離岸風電專案目前停滯（亞洲風能協會，2026 年 6 月），原因在於讓民間資金得以進入這些專案的市場規則、融資工具與契約框架尚未完全到位，工程本身並不困難。開發案能否按所需步調推進，關鍵不在資源或技術，而在於是否具備讓專案取得融資的法規與融資條件，

以及資金能否從指標性交易擴及整條供應鏈。台積電與海龍、大彰化的兩筆交易，顯示了需求、融資與契約確定性對齊時的成果；政策任務是建立條件，讓這樣的成果不只出現在兩個專案，而能在數十個專案中複製。瓶頸不在風，也不在工程，而在市場基礎設施。其他面臨同樣挑戰的市場，已用少數經過驗證的法規與融資機制解決這個問題。

表 3. 能源安全風險一覽

約 33% 臺灣經荷莫茲海峽運送的 LNG 比重 本報告引用之資料來源	約 83% 2025 年燃煤與燃氣發電占比 經濟部能源署，2026
約 96% 初級能源進口依存度 IFRI，2024	約 9.5–10.5 美元 → 約 19.6 美元 / MMBtu JKM LNG 價格：封閉前水準至 2026 年高點 CME / Platts JKM，經 Trading Economics，2026



第三章 其他市場的做法，以及臺灣可借鏡之處

臺灣擁有風力資源、企業需求與專案開發量能，尚未到位的，是讓民間資金能以所需規模與速度流入潔淨能源的具體金融規則、工具與市場結構。條件相近的經濟體已經解決過這些問題，而且沒有依賴新技術或無上限的公共資金。參與 6 月 9 日論壇的國際實務專家提出四項經驗，與臺灣的處境直接相關。

第一項經驗來自央行規則，說明如何不動用公帑改變銀行放款流向；第二項說明主權信用如何降低長期資金成本；第三項說明市場設計與建置的先後順序，為何決定投資能否站穩；第四項則介紹一種符合臺灣島嶼經濟與離岸風電組合的融資工具。這四項機制都已在其他市場成功引導民間資金投入潔淨能源轉型，各自對應臺灣現行制度中的一個具體缺口。

3.1 央行規則不動用公帑，也能引導銀行資金流向

2023 年 12 月，菲律賓中央銀行（Bangko Sentral ng Pilipinas, BSP）發布第 1185 號通函，發行合格綠色或永續債券的銀行，存款準備率從 3% 調降至 0%，合格再生能源放款的單一借款人授信限額則提高 15%（BSP，2023）。兩項措施都不需財政支出。銀行必須先公布合格的永續金融框架，才能取得這兩項誘因，誘因因此成了促使銀行建立自身制度的要求，不是平白得到的好處。菲律賓的經驗顯示，這類措施最好逐步推出，並與分類標準、資訊揭露及監理對話等更廣泛的市場建設同步進行。臺灣可借鏡之處不在照搬整套機制，而在思考審慎監理工具如何在不損及維護金融穩定這項核心目的的前提下，支持轉型目標。菲律賓永續金融規模兩年內成長逾四倍，從 2023 年的 26 億美元增至 2025 年的 109 億美元；由於參與仍在加速，BSP 於 2026 年 1 月延長這項試行措施（BSP 第 1227 號通函，2026）。這個案例說明，政府不必花公帑也能把銀行放款導向潔淨能源，最快的槓桿在於法規設計，無須仰賴補貼。

ING 經手的亞洲綠色金融交易中，有兩個與臺灣直接相關的實例。一是長榮海運 3 億美元綠色債券，為區域首檔無信用評等的綠色航運債券，憑藉可信、經獨立審查的框架吸引國際投資人；二是雲林縣兩座儲能專案共新臺幣 39 億元的綠色融資，證明儲能是能取得融資、也能證券化的資產類別（ING，2026 年 6 月論壇）。臺灣已有綠色放款的基礎設施，欠缺的是菲律賓模式所提供的法規推力。

3.2 主權信用本身就是融資工具

丹麥以具法律約束力的《氣候法》承諾 2030 年前減排 70%（丹麥《氣候法》，2020），並常態發行主權綠色債券，自 2022 年以來募集約 60 億歐元。最近一次發行是全球首檔依《歐盟綠色債券標準》發行的債券，超額認購近兩倍（丹麥財政部，2026）。目前丹麥 92% 的電力為低碳電力，其中約 56–60% 來自風電，可望在 2030 年前達到 13–14 GW 的離岸風電裝置容量（丹麥能源署，2026）。丹麥是這方面最清楚的標竿，投資人若相信政府會兌現潔淨能源承諾，就會以更低利率、更長期限提供資金，這項融資優勢會在數十年的基礎設施投資中持續累積。

丹麥的定價優勢來自三者的結合：具法律約束力的目標、經驗證的履約紀錄，以及可預測的常態發行計畫，讓退休基金、保險公司、主權財富基金等長期機構投資人得以據此規劃，債券標籤本身並非關

鍵。截至 2026 年初，已有 62 個國家政府發行永續債券，總額約 8,830 億美元，亞太地區的活躍主權發行人數量居首（EuroSIF，2026 年 6 月論壇；ICMA，2026）。臺灣於 2025 年啟動的主權永續債券計畫有條件循此模式發展，但能降低借貸成本的信用，不只來自法律形式。投資人評價的是執行的可信度、跨越選舉週期的政治與民意支持是否持久，以及能據以規劃的多年期發行承諾。全國再生能源目標若有循序漸進的執行路徑、跨黨派與民意的持續支持，以及可預測的發行時程，無論目標本身是否具法律約束力，都能發揮同樣的訊號作用。

3.3 順序錯誤代價高昂

越南的躉購費率引發太陽光電熱潮，單一年度新增 12 GW，但電網無法把南部的電力送到北部負載中心（IEEFA，2024），資產因此擱淺，投資人蒙受損失，該計畫也被迫進行代價高昂的重新設計。韓國刻意走另一條路，在推動太陽光電建置的同時規劃電網擴充，五年內裝設 7 GW，未出現類似的混亂（IEEFA，2024；亞洲風能協會，2026 年 6 月論壇）。兩者的差別不在建置速度，而在市場規則、併網與契約框架是否在建置之前就已建立。沒有市場設計就推動建置，投資會停滯，甚至完全擱淺。

區塊開發 3.1 期與 3.2 期的離岸風電專案約 39%目前停滯，活躍開發商也比 2018 年時少（亞洲風能協會，2026 年 6 月論壇），這是越南模式在臺灣出現的早期警訊。風力資源與技術都已具備，目前的限制在於法規確定性、併網時程，以及放款機構是否相信契約規則能維持 30 年。區塊開發 3.3 期修正後的框架（修訂評選標準、保障價底、提前完工誘因）方向正確。尚待確認的是，下一輪專案嘗試完成融資（financial close）之前，支撐競價設計的配套市場工具是否也已到位。

3.4 新工具可觸及綠色債券觸及不到的資金

綠色債券雖已相當成熟，仍無法觸及所有投資人與資產；藍色債券的募集資金則專用於海洋與水資源相關專案。臺灣是島嶼經濟體，擁有離岸風場、正在推動脫碳的主要商港，以及法定的海洋空間規劃義務，與這項工具直接相關。海洋雖是地球最大的碳匯，SDG 14（保育海洋生態）目前在全球貼標債券發行量中占比不到 1%。2023 年，沃旭能源發行全球首檔由離岸風電開發商發行的藍色債券，為 1 億歐元、五年期私募債，符合 ICMA 原則、IFC《藍色金融指引》（v2.0）及《歐盟永續分類標準》，資金用於海草床復育、海洋礁體重建及低噪音風機安裝技術（Ørsted，2023）。這檔債券吸引了以海洋為主題的影響力基金，以及與生物多樣性目標接軌的機構資金，一般綠色債券難以有系統地觸及這類資金。此後，韓國、日本與阿聯的港口營運商、航運公司與開發銀行相繼跟進（Blue Bond Accelerator，2026 年 6 月論壇）。

臺灣已有 2025 年《國家海洋政策白皮書》、前五大晶片製造商的 RE100 承諾，以及持續增加的離岸風電與港口基礎設施開發案。若要在兩到三年內完成發行，12–18 個月的準備期（永續分類標準接軌、合格類別定義、獨立第三方意見）需要現在啟動。

第四章 全球基礎設施投資人為何對臺灣保持審慎

臺灣是中國以外亞洲發展最成熟的離岸風電市場，截至 2026 年中裝置容量約 4.9GW，政府路徑圖目標為 2035 年達到 18.3–19.9 GW。然而過去兩輪競價中，願意投入新股權資金的機構投資人不增反減。本章綜整對機構投資人與產業參與者的結構化訪談，對象包括一家北美大型基金、在亞洲經營已久的一家歐洲大型退休基金、丹麥哥本哈根基礎建設基金（Copenhagen Infrastructure Partners, CIP）、丹麥沃旭能源（Ørsted）、澳洲麥格理集團（Macquarie）、美國貝萊德（BlackRock）、新加坡政府投資公司（GIC）與日本 JERA 的臺灣據點（JERA Taiwan），歸納出讓投資人卻步的三個共同因素。

臺灣離岸風電產業已從補貼型躉購費率制度，轉為以競價與購售電契約為主的模式。訪談結果指向同一個根本動態，並以三種形式呈現。第一，目前的預期報酬，低於多數全球基礎設施投資人投入新興、執行密集市場所要求的門檻。第二，法規與許可難以預測。第三，與可比較的西方市場相比，市場結構在風險分散、流動性與退場選擇上都較受限。後兩者加上報酬缺口，使問題更加複雜。

三個共同因素

- **障礙一——報酬門檻落差：**專案可達成的內部報酬率（IRR）低於自有資金投資人與槓桿投資人的最低要求報酬率（投資人願意出資的最低報酬門檻）。
- **障礙二——法規與收益不確定性：**從固定躉購費率快速轉向零補貼競價與購售電契約，投資人原本據以評估的可預測保底現金流因此消失。
- **障礙三——市場結構與退場限制：**交易機會少、次級市場淺，加上產業關聯（要求使用一定比例國內供應鏈的規定）與在地融資要求，以及匯率與利率風險，使這個市場難以納入全球資產配置者的投資組合。

以下逐一說明各項障礙，依據為具名與不具名的投資人訪談，並把可能的解決方案對應到最有能力處理的政府機關：金融監督管理委員會（金管會，FSC）、財政部（MOF）、國家發展委員會（國發會，NDC）與海洋委員會（海委會，OAC）。

4.1 背景：市場規模已超越原有融資模式

臺灣於 2018 年建立全球最積極的離岸風電躉購費率制度，目的是補償國際開發商進入新市場所承擔的先行者風險。這項策略奏效，催生了海洋風電（Formosa 1）與海能風電（Formosa 2）、由加拿大魁北克儲蓄投資集團（CDPQ）與沃旭能源支持的大彰化專案、德國允能（Skyborn Renewables）雲林風場，以及多家日本電力公司的共同投資。政府此後刻意轉向市場化採購。區塊開發 3.1 期與 3.2 期競價中，開發商把購售電價格壓低至每度新臺幣 0 元或 0.1 元，實質上等於零補貼，產業目前正轉向以購售電契約作為主要收益機制，最顯著的例子是台積電的長期購電承諾。

這項轉變旨在降低政府的補貼負擔，並反映產業的成熟度。從投資人的角度看，它卻拿掉了臺灣當初值得投資的關鍵條件，也就是長期、由政府支撐、參考通膨的保底現金流。取而代之的，是市場電價

與購售電契約的風險，而這個市場的電網容量仍在擴建，區塊開發 3.3 期分配機制仍在定案（2026 年 1 月公布草案，3.6 GW，2030–2031 年併網），十年的產業關聯政策也仍在消化。在全球資本眼中，這是早期階段的風險，卻沒有早期階段的報酬補償。

4.2 障礙一：報酬門檻落差

以臺灣的風險輪廓而言，專案可達成的經濟效益跨不過全球基礎設施投資人設定的最低要求報酬率。這是訪談中最清楚、也最一致被提出的障礙。

投資人觀點

北美大型基金

這家北美大型基金對新市場基礎設施股權投資的常設最低要求報酬率為兩位數。即使在該機構表示願意放寬的情境下，也就是對已降低風險、進入營運階段的資產把門檻壓到接近高個位數，臺灣目前可達成的 IRR 仍跨不過這道較低的門檻。這個缺口是定價問題，而非信心問題。該基金在越南與鴻海的合作，以長期購售電契約及其催化轉型基金（Catalytic Transition Fund）為架構，顯示只要報酬與購電結構成立，它願意在亞洲新興市場投入資金，而臺灣迄今尚未提出這樣的結構。

——北美大型基金訪談，並整合公開交易紀錄

歐洲大型退休基金

一家在亞洲經營已久的歐洲大型退休基金評估了一件臺灣離岸風電投資案，試算結果 IRR 低於 8%，隨即退出。該案在投資委員會層級即遭投資長否決，未進入最終核准。該基金隨後訂定內部「不投資臺灣基礎設施」政策，這不是個案審慎，而是常設的資產配置限制，比單一交易被拒更難扭轉，代表這個市場已被評估一次、完成定價，並在政策層級關閉，直到可達成報酬出現結構性改變為止。

——歐洲大型退休基金訪談

對照臺灣實際的報酬環境

針對臺灣躉購制度結束後離岸風電經濟效益的獨立研究，印證了兩家投資機構的評估。在現行以購售電契約為主的模式下，沒有躉購費率、沒有投資抵減，固定式基礎專案未來的成本回收機制也不明確；學術文獻蒐集的產業訪談指出，對仰賴外部融資的開發商而言，以現行條件，專案經濟效益「不可行」。

臺灣離岸風電沒有單一、公開揭露的整體 IRR 數字，這項計算存在於美國彭博新能源財經（BloombergNEF，BNEF）／中經院及銀行授信的專有模型中，並未公開。公開的是這項計算所需的全部定價參數，橫跨三個接續的收益制度：

收益制度	費率／機制	對報酬的意涵
原躉購費率（2019 年購售電契約）	固定費率每度新臺幣 5.516 元（20 年），或階梯式費率每度新臺幣 6.2795 元（第 1–10 年）+ 每度新臺幣 4.1422 元（第 11–20 年）	最高、由政府支撐的保底收入，新專案已不適用
區塊開發 3.1 / 3.2 期競價（零補貼）	競價壓縮至每度新臺幣 0 元；收益幾乎完全轉為仰賴購售電契約	競價價格不再有了下限；專案報酬現取決於購售電契約的品質
區塊開發 3.3 期（2026 年 4 月開放）	剩餘綠電保障收購價每度新臺幣 2.29 元，依台電平均迴避成本（台電若自行發電所需負擔的成本）訂定	僅作為後盾，並非收益主力，且只適用於剩餘電力；推出原因在於新臺幣 0 元競價加上完全承擔市場電價風險的結構，銀行不願放款

購售電契約層，包括 TSEE

第三階段的收益取決於專案能取得的購售電契約，企業購電市場因此才是可達成 IRR 的決定因素，而這個市場本身也需要政府介入才能運作。要與信用良好的企業簽下足量的長期固定價格購售電契約並不容易，這項困難迄今已大幅阻礙臺灣離岸風電的發展。為此，Taiwan Smart Electricity & Energy Co. (TSEE) 於 2024 年 10 月由公營相關企業與民間企業共同出資成立，專門透過集中採購串接再生能源供給與企業需求。TSEE 的成立即是障礙一的證據，顯示第三階段定價所仰賴的企業購售電市場無法自行成交。

在買方成本方面，受管制的轉嫁費用（轉供費用與備用容量費用）目前估計使企業綠電買方的成本比台電零售電價高出 50–70%，產業團體已要求政府釐清並設定上限，因為這些費用讓購售電契約的定價難以預測。在最艱困的一端，浮動式風電開發商提出的購售電契約報價落在每度新臺幣 6.9–12 元，這個水準被明確形容為遠超出本地市場所能接受，也直接顯示在此價格下，若無進一步補貼或風險分擔，IRR 無法達到銀行願意放款的水準。

推估 IRR 區間

將這些參數與投資人提出的全球最低要求報酬率基準（見下表）交叉比對，可得出以下推估。條件最好的是固定式基礎專案，搭配信用強、達台積電等級的購電企業，也就是海龍類型的結構。區塊開發 3.3 期的保障價底原本就是為了讓這一等級的專案能取得融資而設定，因此這類專案最可能落在高個位數。承擔較多市場電價風險、購售電契約覆蓋較薄、較接近新臺幣 0 元競價一端的專案，則較符合歐洲退休基金所拒絕交易的 8% 以下區間。浮動式風電在目前的購售電契約報價水準下，若無新的補貼，完全無法取得融資。

投資人類型 / 專案等級	一般要求或推估 IRR
自有資金之策略型 / 電力公司投資人（全球基準）	可接受 10%以下
仰賴外部融資之基礎設施基金，固定式離岸風電（全球基準）	12–15%
浮動式離岸風電（技術 / 財務風險較高，全球基準）	15%以上（比固定式高數個百分點）
北美大型基金常設門檻（新市場、未降低風險）	兩位數（10%以上）
北美大型基金調降後門檻（已降低風險、營運階段）	高個位數（約 8–9%）
歐洲退休基金拒絕之臺灣專案（實際評估 IRR）	低於 8%
臺灣固定式、強力購售電契約（海龍 / 台積電類型）——推估	高個位數（約 7–9%），依區塊開發 3.3 期保障價底設定
臺灣固定式、購售電契約較薄 / 承擔市場電價風險——推估	低於 8%，與歐洲退休基金所拒絕之交易一致
臺灣浮動式風電，依目前購售電契約報價水準	若無額外補貼或風險分擔，無法取得融資

臺灣目前可達成的報酬，落在即使最有彈性的全球投資人（北美基金的調降門檻情境）所能接受的下限或以下，也低於自有資金策略型投資人不靠融資槓桿推進所需的水準，所有資料點都指向同一個方向。歐洲退休基金的經驗最為鮮明，一筆真實、經過評估的交易，IRR 低於 8%而未過關，結果除了放棄該案，還在政策層級退出市場。即使是市場上現有最強的結構，也就是由台積電支撐的購售電契約，也只落在北美基金自身調降後門檻可接受範圍的低端，幾乎沒有餘裕再承擔執行風險（障礙二）或結構複雜度（障礙三）。

缺口為何存在

- 第三階段的競價把購售電價格壓到接近零補貼的水準。這項設計意在反映產業成熟度，但設定時並未同步降低專案執行風險（許可時程、併網排隊、颱風 / 地震設計成本、產業關聯溢價）。
- 產業關聯要求推高資本支出，卻沒有相應的收益抵銷；相較於國產化要求較寬鬆的歐洲或美國可比較專案，可達成的 IRR 因此受到壓縮。
- 購售電契約的價格仍未形成合理水準。近期標案中，浮動式風電的購售電契約報價高達每度新臺幣 6.9–12 元，遠高於國內市場所能吸收的水準，顯示企業購電市場尚未找到一個既能成交、又能跨過投資人最低要求報酬率的價格。

可能的解決方案

- **財政部 / 國發會：**針對區塊開發 3.3 期與浮動式風電配額，設計對象明確、設有期限的投資抵減或加速折舊機制，抵銷產業關聯造成的資本支出溢價，而無須重新引入完整的躉購費率。

- **金管會**：支持發展國內機構共同投資平台（壽險業 / 退休基金聯盟）。這類平台可接受低於外國基金的整體報酬，能為未達全球門檻、但以國內資金成本衡量仍屬可行的專案縮小股權缺口。
- **國發會**：委託並公布獨立、方法透明的臺灣離岸風電 IRR 基準（每年更新），取代目前對 BNEF / 中經院專有模型的依賴。歐洲退休基金與北美基金等投資人無法在做出投資決定前獨立驗證這些模型，而不透明本身就在推高投資人要求的風險溢價。

4.3 障礙二：法規與收益不確定性

投資人形容臺灣的法規路徑在時程與結構上都難以預測，在已偏薄的報酬上再加一層風險溢價，使障礙一更加惡化。這第二個共同因素屬於程序面，不單是財務問題。

從躉購費率到購售電契約的轉變

臺灣從保證 20 年的躉購費率，轉向競爭性、接近零補貼的競價，再轉向仰賴購售電契約的收益模式，是全球主要離岸風電市場中收益機制轉換最快的案例之一。投資人對這類資產通常以 20–25 年期間建立現金流模型，市場週期中途更換政策制度，本身就構成一次重新定價。新制度未必較差，但制度更替造成的結構性斷裂，讓投資人難以有把握地評估。

許可與競價時程風險

政府的區塊開發 3.3 期機制直到 2026 年 1 月才公布草案，配額 3.6 GW，預定 2030–2031 年併網，開發商及其資金夥伴只剩壓縮的時間窗口，要在仍在變動的規則下完成評估、融資與建造。過往專案加深了這項疑慮。大彰化 1 期與 2a 期因大規模建立在地供應鏈及強化陸上電網基礎設施，成本異常高昂；雲林 640 MW 專案則受疫情干擾、供應鏈短缺及單樁基礎安裝困難影響，比原訂時程晚了約四年才全面運轉。

臺灣迄今建成的主要離岸風電資產，幾乎每一個的許可、供應鏈在地化與併網時程都一再超出最初的專案時程，其中包括業界最成熟開發商支持的專案（沃旭能源、CDPQ、麥格理、Skyborn / 美國全球基礎設施夥伴 [Global Infrastructure Partners, GIP]）。投資人因此把這段歷史視為一種固定模式，而非個別事件。

迴避成本的模糊性

台電的迴避成本機制是離岸風電剩餘電力定價的基礎，採事後計算，依台電經查核的前一年度成本，在適用年度結束後才公布。今天評估專案的投資人，無從得知在購售電契約以外售出的電力將適用哪一種定價，這在購售電契約與市場電價之間的轉換之外，又多了一層收益不確定性。

可能的解決方案

- **海委會 / 經濟部（與國發會協調）**：公布區塊開發 3.3 期及後續輪次鎖定的多年期競價與許可時程表，並訂定環境與施工許可的最長審查期限，讓時程風險從沒有上限變成有上限。

- **金管會：**與台電合作，在適用年度開始前公布迴避成本計算方法與前瞻性參考區間，不只在審計成本確定後才公布，以降低購售電契約以外、依市場電價售電收益的定價不確定性。
- **國發會：**設立常設的政府與投資人諮商平台，讓法規變動配合投資人的評估週期排定時序，避免各自公布、與評估週期脫節。

4.4 障礙三：市場結構與退場限制

臺灣離岸風電市場雖然以區域標準而言規模不小，對許多全球基礎設施資產配置者而言，仍過於狹窄、流動性不足，難以建立分散且可退場的投資。這第三個共同因素屬於結構面，與前述報酬及法規問題無關。

交易機會有限

臺灣已營運及興建中的離岸風電容量，機構持有者名單很短，且幾乎在每個專案中重複出現：沃旭能源、CDPQ、國泰私募股權、麥格理 / 綠色投資集團（Green Investment Group, GIG）、哥本哈根基礎建設基金、Skyborn / GIP、JERA、法國道達爾能源（TotalEnergies），以及一小群日本電力公司共同投資人，包括雙日（Sojitz）、日本中國電力（Chugoku Electric）、中電工（Chudenko）、四國電力（Shikoku Electric）與 ENEOS。對規模如這幾家北美與歐洲機構的資產配置者而言，市場如此集中，若不實質買入同一小群既有聯盟，很難建立具規模的投資，交易來源與議價能力都因此受限。

匯率、利率與在地融資要求

融資結構愈來愈要求本地銀行與壽險業參與。例如 CDPQ 主導的大彰化控股公司層級融資，由 17 家國際及臺灣銀行與保險公司共同提供，並搭配加拿大出口發展公司（EDC）、丹麥出口信貸基金（EKF）、韓國貿易保險公社（K-SURE）、荷蘭 Atradius 及英國出口融資署（UK Export Finance）等出口信用機構的保證。這類要求加上新臺幣匯率風險，多了一層結構複雜度，全球基金必須逐一市場評估，無法直接套用在歐洲或北美使用的標準範本。

退場選擇有限

麥格理於 2025 年以 2.63 億美元處分一筆臺灣離岸風電股權，是市場上極少數公開揭露的次級交易之一，顯示這類股權的次級市場流動性仍然偏低。這筆交易證明退場可行，但可比較的交易稀少，潛在新進者難以評估價值或預期退場時點，而這兩者都直接影響投資評估時的 IRR。

可能的解決方案

- **金管會：**鼓勵發展營運階段再生能源基礎設施資產的次級交易或聯貸平台，讓國內外持有者有更清楚的部分退場途徑，也有助於形成合理價格。
- **財政部：**檢討在地融資參與要求，確保這些要求擴大而非縮小合格國際共同投資人與放款機構的範圍，特別是缺乏麥格理或 CDPQ 等級在地銀行往來關係的中型基金。

- **國發會 / 海委會：**積極爭取更多亞洲策略型投資人（以 JERA 為前例），與全球基金一同擔任共同投資夥伴，增加交易機會，而非仰賴同一群既有持有者之間的重複交易。
- **金管會 / 勞動部勞動基金運用局 / 壽險公會：**在開放市場的同時，搭配能力建構與法規調整，讓臺灣的退休基金與壽險業能直接參與離岸風電與電網建設。合適的標的是以新臺幣計價、期限長且有契約現金流的資產，例如以企業購售電契約支撐的專案股權與基礎設施債權。這類資產能配合這些機構的負債結構，也符合其自身的風險報酬要求。培養這群國內投資人，等於從內部強化第二章的能源安全論點：本土能源資產由臺灣人的退休儲蓄出資；國內市場更有深度，外國資本也更容易看懂臺灣、更願意投入。

4.5 綜合分析：單一根本原因——政策不確定性溢價

臺灣要求全球投資人承擔新興市場的執行風險（障礙二），提供的報酬卻較接近成熟、已降低風險的市場（障礙一），而且市場過於狹窄，難以有效分散這些風險（障礙三）。三項障礙因此並非各自獨立，而是同一個根本問題的不同表現。歐洲退休基金的「不投資臺灣基礎設施」政策，與北美基金未獲滿足的最低要求報酬率，是不同機構對同一組風險與報酬條件的回應。

在歐洲，歐洲央行（ECB）政策更加明確，加上市場預期企業獲利成長約 17%，支撐了投資人信心回溫。韓國是更貼近的區域案例，公司治理改革、投資誘因，以及把 AI 與半導體競爭力列為明確的國家重點，推升 KOSPI 指數在 2026 年 1 月上漲近 20%。韓國也吸引了一個 13 億美元的再生能源平台，規劃從 1.7 GW 營運容量擴展至 10 GW 的投資組合，供電給資料中心、半導體製造及其他策略性產業。這些成果不能全部歸功於政策，但顯示政府提供可信且一致的訊號時，市場可以迅速回應，政策確定性、產業策略與民間資本也能相互強化。

可靠的再生能源除了是氣候目標，也是 AI、半導體與先進製造的基礎設施，以及確保能源主權的支柱，臺灣需要在這個基礎上進一步強化產業競爭力。競價時程、收益框架、許可、併網與跨部會決策的確定性提高，並不能消除專案風險，但能降低投資人因政策造成的不確定性而額外要求的溢價，進而降低臺灣能源轉型的資金成本。

基準情境 IRR 若仍低於 8%，公布迴避成本計算方法也說服不了歐洲退休基金；許可時程若仍沒有上限，讓報酬提高 100–150 個基點的投資抵減也說服不了北美基金。單獨解決任何一項障礙，都不太可能讓機構資本回到談判桌。因此，透過本報告跨界對話接觸的機關，包括金管會、財政部、國發會與海委會，需要把這些措施當作連貫的整體方案，依序推動。

消除可避免的政策不確定性、讓民間資本重新流入市場，並確保臺灣在 AI 時代維持競爭力所需的潔淨能源基礎設施，是這些建議的策略目標。政策確定性不只是對投資人的讓步，也是對臺灣產業韌性、能源主權與長期經濟安全的投資。

有兩項機制橫跨全部三項障礙，在以下建議中值得特別強調。一是常設的政府與投資人諮商平台，把政策確定性從每年的期待轉為制度化的流程；二是國內機構共同投資平台，讓臺灣退休基金與壽險業的長期在地資金對應長期在地資產，既能縮小股權缺口，也向外國資本傳達國內的信心。

4.6 各機關建議摘要

機關	優先行動
金融監督管理委員會 (金管會)	設立國內共同投資平台以縮小股權缺口；與台電合作提供迴避成本前瞻指引；建立營運資產次級交易平台；推動能力建構與法規調整，讓臺灣的退休基金與壽險業投資以新臺幣計價的再生能源基礎設施
財政部	針對區塊開發 3.3 期與浮動式風電提供有明確對象的投資抵減 / 加速折舊；檢討在地融資參與規則，擴大放款機構 / 共同投資人範圍
國家發展委員會 (國發會)	建立獨立、透明的 IRR 基準，取代不透明的專有模型；設立常設的政府與投資人諮商平台；積極爭取更多亞洲策略型共同投資人
海洋委員會	針對區塊開發 3.3 期及後續輪次，訂定鎖定的多年期競價與許可時程表，並設定審查期限上限

這些建議為本研究所支持的跨界對話討論基礎，並有待透過與市場參與者的持續交流進一步檢驗。本分析的訪談對象列於參考資料的「投資人訪談系列」。若能納入 CDPQ、國泰私募股權、Skyborn / GIP 及其他在臺灣有直接營運經驗的投資人觀點，將有助於檢驗這些發現究竟代表全市場的共識，還是反映投資人光譜中較保守的一端。

本章資料來源為機構投資人訪談與公開交易紀錄，列於參考資料的「投資人訪談系列」。



第五章 政策建議

臺灣已有風力資源、主力需求，以及銀行願意放款的實績。尚未到位的是市場基礎設施，也就是讓民間資金能以供應鏈要求的速度與規模，找到待投資專案的法規與融資工具。以下五項建議針對這些缺少的融資環節，以及支撐它們所需的制度機制，並列出各項建議的主責機關。

建議一 讓綠色放款對銀行具財務誘因

主責機關：金管會

臺灣的綠色金融指引目前主要仰賴道德勸說與自願遵循。下一步是讓綠色放款在結構上更具吸引力，而不只是受到鼓勵。菲律賓央行 2023 年 12 月發布第 1183 號通函，對發行合格綠色與永續債券的銀行調降存款準備率，並提高合格再生能源放款的單一借款人授信限額；這項措施不需任何財政支出，就改變了銀行行為，證明此路可行。臺灣可以採取經過細緻設計、設有期限的審慎監理誘因，並以銀行建立可信的永續金融框架為前提，藉此獎勵先行者、建立機構能力、動員更多資金，同時保有金融穩定的防護措施。金管會應與中央銀行共同評估合適的設計，並與永續分類標準、資訊揭露及監理對話同步，逐步推出相關措施。

建議二 讓國際放款機構能採用永續分類標準

主責機關：金管會、國發會與經濟部

臺灣《永續經濟活動認定參考指引》第二版（2024 年 12 月）涵蓋再生能源，但以定性方式描述，國際專案融資的放款機構無法據以採用。缺的是離岸風電、電池儲能與太陽光電的量化績效門檻。金管會應增訂這些門檻並與《東協永續分類標準》第 4.0 版接軌，同時公布與 ICMA《綠色債券原則》的對照表，讓這套分類標準從國內指引，轉為國際資本可以直接依據的文件。

建議三 擴大主權永續債券計畫，投入再生能源

主責機關：財政部與國發會

臺灣於 2026 年 1 月發行首檔中央政府永續發展債券，金額新臺幣 40 億元，超額認購 15 倍，發行利率低於同期一般公債。綠色溢價已獲證實，機構投資人的需求也已明確顯現。目前不足的是規模與範圍，首檔債券的資金用於一棟大學宿舍。財政部應承諾定期、多年期的發行時程，並把能源轉型（離岸風電基礎設施、電網強化、策略性儲能）列為核心合格類別，讓長期機構投資人有可預期的投資機會，得以大規模投入資金。

建議四 啟動藍色債券準備期

主責機關：國發會、財政部與海委會；港務單位協同

多數規劃場址與海委會 2020 年為極度瀕危的中華白海豚劃設的 763 平方公里棲地重疊。在這片棲地內，打樁噪音與施工期間的漁業排除，都是有文獻記錄、已公開發表的風險，保育研究人員也已指出，臺灣針對這些場址的環境評估經費不足。臺灣的離岸風電建置有其環境成本，若視為零成本，既是生態風險，也是融資風險。一般的綠色分類標準涵蓋風機與儲能，不含礁體復育或鯨豚監測，藍色債券則涵蓋這兩項，沃旭能源 2023 年發行的藍色債券即是一例。國發會與海委會應會同財政部，把離岸風電的海洋減緩措施明訂為合格資金用途類別，規模隨新增裝置容量同步調整，而非一次性發行。

建議五 將政府與投資人對話及國內共同投資平台制度化

主責機關：國發會與金管會

若政策變動持續讓預期提供資金的投資人措手不及，上述四項工具的成效都會打折扣，因此應有兩項制度機制與之配套。

第一，設立常設的政府與投資人諮商平台，由國發會召集，金管會、財政部與海委會共同參與，讓競價設計、費率調整與法規變動更貼合投資人的投資評估與資本配置週期。

第二，與壽險業、勞工退休基金及勞工保險基金合作，設立國內共同投資平台，或淨零 / 低碳產業示範園區。這類機制可以提供有耐心的長期國內資金、以新臺幣支撐專案股權，或透過協調土地與基礎設施供應降低前期成本，藉此提高專案的可融資性，並帶動而非排擠外國資本。

目的很單純：讓投資人更清楚掌握政策走向，並有可信的國內資金與他們共同投入。

第六章 結語

晶圓廠與資料中心耗電量大，需要大量、可預測的低碳電力，臺灣作為半導體與 AI 樞紐的前景，取決於能否穩定供應這樣的電力。台積電等龍頭企業及其全球客戶已承諾在生產中採用高比例再生能源，但所倚賴的電網仍以進口燃煤與燃氣為主，產業產出與公共財政因此同時暴露在燃料價格波動與地緣政治風險之下。

臺灣需要一套融資架構，把本土能源及相關電網資產當作關鍵基礎設施與可重複投資的資產類別，視為能源主權的核心，而非例外的個案交易。

策略重點因此在於建立更潔淨、也更本土的能源系統，降低進口依賴、分散供應航線，並以能支撐晶圓廠與資料中心 24 小時用電需求的方式，擴大國內再生能源容量。離岸風電、太陽光電、儲能、需量彈性與針對性的電網投資各有角色，最重要的是政策與金融協力，把這些資源轉為 AI 經濟穩定、可簽約的能源基礎。臺灣需要一套融資架構，把本土能源及相關電網資產當作關鍵基礎設施與可重複投資的資產類別，視為能源安全的核心，而非例外的個案交易。



參考資料

臺灣政府與官方統計

- 經濟部能源署，《全國電力資源供需報告》，2025 年及 2026 年版。
- 經濟部能源署，《長期電源開發方案》及電力統計（發電結構、尖峰負載、再生能源目標）。
- 經濟部能源署，電力結構與再生能源占比資料，2024–2026 年。
- 經濟部能源署。再生能源發電占比自 2026 年 11 月起達 20%，官方澄清說明，2025 年 5 月 2 日。
https://www.moeaea.gov.tw/ECW/populace/news/News.aspx?kind=9&menu_id=4360&news_id=34076
- 行政院。太陽光電推動政策（原訂 2025 年達成 20 GW 目標）。
<https://www.ey.gov.tw/Page/5A8A0CB5B41DA11E/4413b416-5f1e-419b-9a39-5a02c8a3ba8c>
- 經濟部能源署。太陽光電單一服務窗口：截至 2026 年 7 月裝置容量 16,103 MW。
<https://ea03.moeaea.gov.tw/s0302/index.aspx>
- 經濟部 / 臺灣中油，2026 年 8 月 31 日。
- 國家發展委員會，《臺灣 2050 淨零排放路徑》。
- 臺灣中油，LNG 儲存容量與工作氣量天數，2024–2027 年。

國際能源與安全資料來源

- 國際能源總署（IEA）。先進經濟體用電需求展望，以及至 2030 年全球資料中心用電需求。
- 法國國際關係研究所（IFRI）。臺灣初級能源進口依存度與 LNG 儲存風險分析。
- 美國能源資訊署（EIA）。Taiwan Brief（工業用電占比、發電結構）。
- 美國國會研究處（CRS）。R45281: The Strait of Hormuz and Energy Security, 2026。
- 牛津能源研究所（Oxford Institute for Energy Studies）。2026 年中東危機期間的 LNG 與布蘭特油價動態。
- 美國能源部（U.S. Department of Energy）。Life Cycle of GHG Emissions，美國 LNG 發電之生命週期溫室氣體排放補充分析，2022 年。
<https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-07/26.%20Life%20Cycle%20of%20GHG%20emissions.pdf>
- 美國國家再生能源實驗室（NREL）。Life Cycle Emissions Factors for Electricity Generation Technologies。
<https://data.nrel.gov/submissions/171>

市場、LNG 與區域資料

- Middle East Economic Survey（MEES）。LNG 進口來源，以及對卡達與阿聯的曝險。
- LNG Prime。臺灣 LNG 進口航線與契約結構。
- Vortexa。LNG 船貨追蹤，以及航經荷莫茲海峽的曝險。
- Wood Mackenzie。亞洲 LNG 進口概況與咽喉點曝險。
- 台北市美國商會（AmCham Taiwan），Business TOPICS。日本、韓國與臺灣戰略性 LNG 儲存天數概覽。

再生能源、離岸風電與電力結構

- 亞洲風能協會（AWEA）。臺灣離岸風電開發案、競價輪次，以及截至 2026 年年中已併網的 5 GW 容量。
- Eco-Business。臺灣再生能源占比（2026 年約 15%）對照 20%與 30%政策目標的報導，以及太陽光電土地 / 併網限制。
- 經濟部能源署。2024 年及 2030 年規劃電力結構中的燃煤、燃氣、核能與再生能源占比。

企業用電需求與 AI 產業

- 台積電。《2025 年永續報告書》（2025 年用電 28.8 TWh，約占全國負載 10.2%，預估 2030 年約 24%）。
- S&P Global / 《天下雜誌》。台積電用電需求預估（2030 年約 79 TWh，僅供參考）及占全國負載比重。
- 全球臺灣研究中心（Global Taiwan Institute）。產業部門占全國用電比重估計（>55%）。
- IEA（經中經院）。全球資料中心用電量（2024 年 415 TWh，2030 年約 945 TWh）。
- 經濟部。AI 產業用電需求預估（2030 年 21.8 TWh；AI 資料中心負載約 1 GW）。

RE100、BNEF 與購售電契約市場

- 彭博新能源財經 (BNEF)，經中經院。臺灣 RE100 會員可簽約綠電缺口預估 (2030 年約 22.2 TWh)。
- BNEF，經中經院。臺灣購售電契約調查 (動機、價格預期、工業電價至 2030 年預估達每度新臺幣 5.45–6.88 元)。
- RE100 / 中經院。RE100 臺灣會員數 (臺灣總部企業及在臺設有據點之外國企業；平均「RE10」水準；占全國需求 >10%)。
- RE100 臺灣倡議。RE100 會員已簽約需求與採購缺口概覽。

能源安全、核能、燃煤與太陽光電限制

- 臺灣核能安全審查相關文件；NucNet。核二廠 (國聖) 與核三廠 (馬鞍山) 重啟時程與容量。
- 保衛民主基金會 (FDD)。臺灣核電重啟的政治與可行性分析。
- 國家發展委員會。《2050 淨零排放路徑》下的燃煤減量，以及中部地區環境訴訟限制。
- Eco-Business 及經濟部太陽光電統計。太陽光電土地上限約 15.2 GWac，20 GW 目標延後至 2025 年以後；南部電網壅塞。

金融市場、主權與轉型金融

- 金融監督管理委員會 (金管會)。綠色及永續金融行動方案 (綠色授信與永續債券規模、分類標準範圍)。
- 財政部。首檔中央政府永續發展債券及後續發行特性 (超額認購、定價) 相關文件。
- 施羅德 (Schroders) / Dong Xinxin。將能源韌性與進口依賴解讀為臺灣可投資的總體風險。

國際最佳實務與論壇講者

- ING (Diana Tang)。菲律賓央行對綠色債券與再生能源放款之審慎監理誘因案例 (調降存款準備率、提高授信限額)。
- EuroSIF (Cecilia Cisana)。丹麥案例：減排 70%立法、主權綠色債券計畫與定價優勢；朝《歐盟綠色債券標準》推進。
- ERM (Jovy Tam)。中小企業轉型金融缺口 (中小企業占供應鏈排放比重，相對於占永續金融比重；84%的中小企業從未獲得誘因；69%需要外部資金)。
- Blue Bond Accelerator (Juliette Macresy)。沃旭能源 2023 年藍色債券、海洋復育專案及藍色金融工具的投資人基礎。
- 亞洲風能協會 (Edgare Kerkwijk)。臺灣離岸風電專案延宕 (近期輪次約 39%容量停滯)，以及 2018 年以來開發商數量萎縮。
- Taiwan Smart Electricity and Energy (TSEE, Chiu Yu-tien)。購售電契約中介模式 (S&P A / Fitch A 評等；已簽約 600 MW；作為市場基礎設施的角色)。

投資人訪談系列——第四章資料來源

- 一手資料：訪談 8 家關注臺灣市場的基礎設施投資人。
- 二手資料：Norton Rose Fulbright, Global Offshore Wind — Taiwan (2026 年 5 月)；Clifford Chance 之 CDPQ 交易新聞稿；Windpower Monthly (麥格理、Skyborn)；MDPI, "The Fate of Floating Offshore Wind in Taiwan" (Wind, 2026)；EnergyOMNI 關於區塊開發 3.3 期與迴避成本之報導；Global Energy Monitor 臺灣海峽離岸風電開發資料庫；Enerdata 區塊開發 3.3 期競價公告 (2026 年 3 月)；BlackRidge Research 海龍專案簡介；TSEE 企業揭露資料；歐洲在台商務協會 (ECCT) "Lunch with TSEE on Taiwan's CPPA Market"；台北市美國商會《2025 年能源建言書》。

註：第 4.2 節的臺灣 IRR 數字，係以公開定價參數 (舊制躉購費率、第三階段競價結果、區塊開發 3.3 期保障價底，以及已揭露的購售電契約成本結構) 交叉推估而得，並非出自單一已發表的綜合 IRR 研究。目前沒有公開資料揭露任何單一臺灣離岸風電專案的 IRR；底層計算存在於 BNEF / 中經院及銀行授信的專有模型內。

企業氣候與綠電承諾

- 蘋果 (Apple)
 - o Apple. "Apple Commits to Be 100 Percent Carbon Neutral for Its Supply Chain and Products by 2030." Newsroom, 2020 年 7 月 20 日。
 - o Apple. Supplier Clean Energy Program – 2022 Program Update.

- o Apple. "Apple Ramps Up Investment in Clean Energy and Water Around the World." Newsroom, 2024 年 4 月 16 日。
- o Apple. "Apple Unveils iPhone 17 Pro and iPhone 17 Pro Max." Newsroom, 2025 年 9 月 9 日 (iPhone 17 Pro 製造用電 40%來自再生能源)。
- o Apple. iPhone 17 Pro and iPhone 17 Pro Max Product Environmental Report. 2025 年 9 月。

– 台積電 (TSMC)

- o T.I.-STIC. "TSMC Announces Carbon Peak by 2025 and SBTi Net-Zero Target by 2050." 2025 年 5 月 22 日 (2030 年前臺灣 RE85、海外 RE100)。
- o 台積電。《2023 年永續報告書》(營運排放、用電量、再生能源路徑圖)。

– 華碩 (ASUS)

- o ASUS. "Supply Chain Emission Reduction." 華碩 ESG 網站, Responsible Manufacturing (主要供應商 RE40–65 目標; 2025 年目標)。

– NVIDIA

- o NVIDIA. Sustainability Report Fiscal Year 2025 (營運控制下之辦公室與資料中心 100%使用綠電)。
- o "Nvidia Reaches 100 Percent Renewable Energy Target." DataCenterDynamics, 2026 年 6 月 30 日。

– 微軟 (Microsoft)

- o Microsoft. "Microsoft Outlines Its Vision for a Zero-Carbon Cloud Around the Globe." 公司部落格 / Azure 永續資料 (營運 100/100/0 24/7 零碳媒合目標)。
- o TechCrunch. "Microsoft's AI Data Center Push Is Colliding with Its Clean Power Goals." 2026 年 5 月 5 日。
- o Reccessary. "Microsoft May Drop 24/7 Clean Energy Target as AI Data Center Demand Surges." 2026 年 5 月 7 日。
- o GeekWire. "Microsoft Reconsiders 24/7 Carbon-Free Goal Amid AI Surge." 2026 年 5 月 6 日。



**A thriving, climate-resilient Asia where industrial growth
and environmental stewardship advance together.**

聯絡我們

網站: earthandlifesymbio.org

電子郵件: info@earthandlifesymbio.org

關注我們



LinkedIn

