

第二章 積極推展零碳電力

本章小節

2.1 前言	2.7 生質能
2.2 太陽光電	2.8 水力發電
2.3 風力發電	2.9 海洋能
2.4 地熱能	2.10 智慧電網
2.5 氫能	2.11 儲能
2.6 去碳燃氫	2.12 小結

2.1 前言

根據本建議書 1.2 節所述之我國溫室氣體排放概況，能源部門溫室氣體排放量在 2019 年約占全國總排放量 91%，而發電用途約占總排放量 48.6%，顯示能源，特別是電力部門，為我國減碳十分關鍵的部門；此外，隨著人類科技的發展，及國際減碳趨勢，目前大部分仰賴化石燃料燃燒供給的能源（熱能）將轉為電力供給，國際能源總署(IEA)估計 2050 年全球電力約占總能源消費的一半¹²，而我國因工商業發展程度高且冬季熱能需求少，故電力消費占比將可望更高（國際能源趨勢詳見附錄 2A；我國能源部門減碳挑戰詳見附錄 2B），這也代表著未來的電力需求將持續成長。大量電氣化的策略除了讓使用者更方便運用能源之外，碳排問題也集中於固定排放源，較易處理。但如此一來，一方面將減碳問題單純化——許多部門之減碳選項可能就是「電氣化、電動化」，另一方面卻也大幅增加電力部門的壓力和急迫性。故「如何創造足夠的零碳電力」將是淨零路徑中，挑戰最大的關鍵課題。

電力供應足夠與否取決於未來的電力需求，目前我國電力多用於工業、民生住宅用、商業，以及其他用途，未來的電力需求變動還包含幾個可能因素，例如：產業轉型降低工業用電、廠商擴廠增加工業用電需求、人口減少降低民生住宅用電需求、服務業更加發達便利增加商業用電需求、電氣化造成其他能源轉換為電力消費等等因素。前面幾項因素取決於我國未來社會經濟發展情境，估算這些電力需求增減幅度不確定性大，難有明確量化定論。此外，亦有學者主張我國應檢視整體需求，並予以調整控管，但是這個因素更是難以量化，因此，本建議書初步僅針對電氣化這個策略選項，進行電力需求之估算，其餘影響電力需求之社會經濟因素暫不納入考慮。

我國於 2019 年發電量為 2,741 億度，當年度電力排碳係數為 0.509 kg CO₂eq/kWh，故可以得到該年我國電力部門碳排量為 139.6 Mton CO₂eq，占總排放量

¹² IEA (2021) Net Zero by 2050 : a roadmap for the global energy sector.
https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf

48.6%。除發電之外，能源部門其他能源使用（直接燃燒）的碳排量則占總排放量 42.4%，此部分若能以零碳電力替代，將顯著減少我國碳排量。因此，若先假設總能源需求不變的狀況下，僅將 50%直接燃燒的部分電氣化，我國就約須增加發電量至 3,937 億度；而若將 90%直接燃燒的部分電氣化，我國則約須增加發電量至 4,893 億度¹³。這表示我國在維持現況能源需求（不增也不減）的情境下，僅就「電氣化」的燃料轉換，我國電力需求便有增加 43.6~78.5%的可能性，若再加上其他社會經濟發展因素可能增加的電力需求，我國未來電力需求甚至可能成長一倍。

欲更細部計算各部門電氣化對電力需求的變化，可從能源的供給及消費量來探討。根據經濟部能源局資料¹⁴，2019 年我國能源總供給達 1 億 4,840 萬公秉油當量(Kiloliter of Oil Equivalent, KLOE)，能源總消費達 8,491 萬公秉油當量，差值即為能源耗損（圖 2.1.1）。其中，化石燃料（石油、煤、天然氣）占能源總供給的 91%，這些化石燃料，除了製成化學品、塑膠、纖維、柏油外，其餘最終均經由燃燒而產生二氧化碳(CO₂)。

以個別化石燃料而言，石油產品為大宗，總供給 6,955 萬公秉油當量，其中超過三成用於「非能源消費」（2,412 萬公秉油當量），如潤滑油、柏油、溶劑油等非用於燃燒之石油產品、出口（2,178 萬公秉油當量）、運輸部門（1,340 萬公秉油當量），及少數工業部門的能源使用。煤炭主要用於發電，亦有部份直接提供工業部門做為能源使用。天然氣則主要用於發電，及少部份工業及住宅部門使用。

¹³ 因其他非發電之能源使用（直接燃燒）之燃料不一，排碳係數皆有所不同，本政策建議書假設其他非發電之能源使用（直接燃燒）之排碳係數與電力排碳係數相同，由其碳排量等比例粗估電力量，因此，50%直接燃燒的碳排部分即為總排放量 21.2%，使得電力碳排量增為總排放量 69.8%，再換算成電力，約為 3.937 億度；而 90%直接燃燒的碳排部分即為總排放量 38.2%，使得電力碳排量增為總排放量 86.8%，再換算成電力，約為 4.893 億度。

¹⁴ 經濟部能源局(2020) 108 年能源統計手冊。

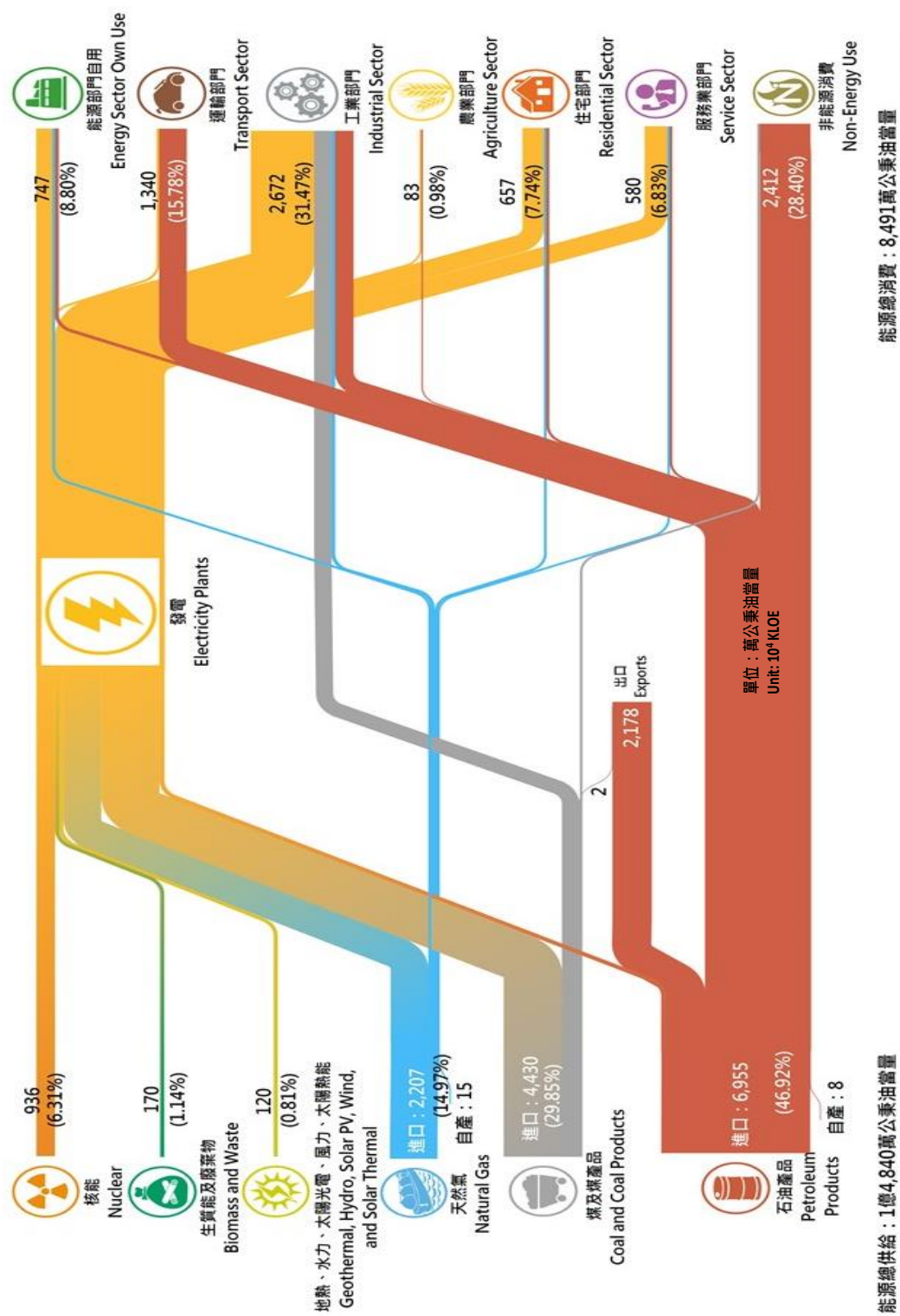


圖 2.1.1 我國 2019 年能源總供給與總消費圖

目前我國發電主要以煤及天然氣為燃料，綜合考量傳統機組與較新型技術機組，我國燃煤電廠的電力排放係數為 0.78~0.92 kg CO₂/度，而燃氣電廠則為 0.38~0.42 kg CO₂/度，因此，雖然燃氣並非是「完全無碳」之能源選項，但相較於「燃煤」、「燃油」，燃氣絕對是碳排相對低的燃料，故我國可依循國際趨勢，短期以天然氣取代煤先行減碳，但長期仍須以氫能發電、碳捕存利用技術(CCUS)等負碳技術作為減碳途徑(Box 2.1.1)。

Box 2.1.1 同樣都是化石燃料，為何燃氣發電可做為轉型過渡選項？

化石燃料燃燒會排放二氧化碳，但是產生之二氧化碳量多寡取決於燃料本身的碳含量，而燃燒產生之能源（熱含量，Heat Content）則取決於燃料本身的碳與氫含量。天然氣（主要為甲烷，CH₄）相較於其他燃料，擁有較高的能源含量，也因此，若使用不同化石燃料達到相同熱含量，天然氣所排放的二氧化碳較低。

若以燃燒百萬 Btu（英熱單位，British thermal unit）的燃料比較（表 2.1.1），燃氣會產生二氧化碳最少，雖然碳排將取決於不同機組之轉換效率，但是，燃氣的碳排約為燃煤的一半。若再以電力排放係數（每單位發電量所產生的二氧化碳當量）來檢視，燃氣的碳排亦為燃煤的碳排的 45.4%（表 2.1.2）。

這些數據代表著，若不論這些化石燃料開採、運輸等過程之碳排，燃氣雖然並非是「完全無碳」之能源選項，但相較於「燃煤」、「燃油」，燃氣絕對是碳排相對低的燃料，因此，以燃氣替代燃煤在短期內便可減少燃煤發電碳排放量的 40~60%，它也被視為一項過渡選項，以待 2030 年後新科技可銜接。如本建議書建議的開發「去碳燃氣」技術（詳述於 2.6 節），可將燃氣排碳進一步降低甚至消除。

表 2.1.1 不同燃料燃燒排放之二氧化碳量比較
(kg CO₂ emitted per million Btu)

無煙煤 Coal (anthracite)	103.7
煙煤 Coal (bituminous)	93.3
柴油 Diesel fuel and heating oil	73.2
石油 Gasoline (without ethanol)	71.3
丙烷 Propane	63.0
天然氣 Natural gas	53.1

資料來源：US Energy Information Administration；本建議書轉換重量單位

表 2.1.2 台灣電力公司火力機組之溫室氣體排放係數(kg CO₂eq/kWh)
(2016、2018 年資料)

台灣電力公司燃油	0.770
台灣電力公司傳統燃氣/新式複循環燃氣機組	0.417/ 0.383
台灣電力公司傳統燃煤/新式超超臨界燃煤機組	0.918/ 0.775

資料來源：台灣電力公司、鄭睿合與鄭翔勻(2019)、劉澤懷(2020)

我國住宅商業部門熱能需求不若其他高緯度國家那麼大，多數皆已電力方式使用，因此電氣化將著重於運輸部門及工業部門。目前世界各國加速進行的作為即是運輸部門的電氣化/運具電動化，已有多個先進國家宣佈新售燃油車的日落時程。運輸部門的零碳化，將大量減少運輸燃油的需求，僅餘航空、長程貨運等不易電氣化之運輸需求。另一方面，工業部門的能源使用亦非全然可電氣化，輕工業之製程可能可研發電氣化技術，但是，煉鋼、煉油，水泥產製等重工業製程需高溫度的熱能，此需求難以現有電氣化技術取代，僅能以零碳氫能、生質能替代化石燃料，或是以碳捕存利用技術(CCUS)彌補，因此，這些技術的研發與應用對產業達到能源供給穩定與淨零排放是十分重要的。

運輸部門電氣化的計算，若以能源直接轉換為電力進行初估，運輸部門消費 1,340 萬公秉油當量，若 60%電氣化，則須將 804 萬公秉油當量轉換為電力，再考量電動車能效，約需 168.2 億度電¹⁵。另一方法為以我國汽機車車輛總數及行駛里程數，估算若全面使用電動汽機車所需電能，每天約增加 4,011 萬度電，一年增加約 146.4 億度電¹⁶。

工業部門電氣化的計算，若以能源直接轉換為電力進行初估，工業部門消費約 2,682 萬公秉油當量，其中，煤及煤產品使用 556 萬公秉油當量、石油產品使用 163 萬公秉油當量、天然氣使用 318 萬公秉油當量。若 60%電氣化，則須將 622 萬公秉油當量轉換為電力，約需 651 億度電。2019 年我國發電量達 2,741 億度，若使用能源直接轉換法，合計運輸部門及工業部門 60%電氣化約需 819.2 億度電，這代表著發電量需增加約三成，達到 3,560 億度。反之，若不電氣化，則須大幅加速工業部門運用零碳氫能、生質能、及碳捕存技術的研發及布建，運輸部門亦須思考其他非燃油低碳運具研發與其基礎設施建置(如氫能車與加氫站)，這不僅是不小的挑戰，對基礎設施投資而言，更是截然不同的路徑。

¹⁵ 1 公秉油當量=0.9 公噸油當量；1 公噸油當量=1.163x10⁴ 度；運輸部門 804 萬公秉油當量=723.6 萬公噸油當量=8,415,468 萬度=841 億度；而因電車效率較油車約高五倍，因此約需 168.2 億度電。

¹⁶ 環境資訊中心(2018) 2040 電動車化供電受影響？台電估：全部電動車化也不怕。<https://e-info.org.tw/node/209501>

由此分析可知，我國要達到 2050 淨零排放的目標，各技術選項都應考慮。但以目前技術發展成熟度評估，儘可能電氣化、再全力發展零碳電力仍為較易達成淨零排放的主要途徑，再配合氫能、生質能、及碳捕存技術的布建。惟我國零碳電力仍有其限制，也因如此，當我國極力創造零碳電力的同時，亦必須極力發展各部門節電行為、提高能源效率、經濟轉型，社會溝通等可降低電力需求之策略，方能達到電力供給與需求之間的平衡。本章先就我國可能發展之零碳電力選項及發電潛能，詳述於下。

2.2 太陽光電

摘要

臺灣要達到 2050 淨零排放目標的首要任務即是「供應無碳電力」，其中，因我國位於亞熱帶地區，年日照時數多，深具發展潛力，故太陽能成為我國無碳電力良好選項之一，本政策建議書有下列幾點建議：

1. 我國地狹人稠、土地利用項目彼此競爭，要提高太陽光電裝置容量，必須提高民眾裝設意願並取得整體社會對於改變土地利用型態之共識與支持。因此，建議政府應加強社會溝通，使民眾了解太陽光電之優點及必要性，以促成全民共識之外，更應提供各式誘導配套措施以加速布建（如：營農型光電設施之行政程序簡化或補貼措施）。
2. 為緩解太陽光電對土地需求之壓力，建議政府應投入高轉化效率太陽能模組技術之研發（如：鈣鈦礦型太陽能電池），使單位土地面積之太陽光電裝置容量及發電量能有效提高，以科技換取土地，如此可大大降低因改變土地利用型態而產生之社會衝突問題。
3. 為解決太陽光電間歇性造成之供電不穩定問題，電力系統應有完善之基礎設施及管理調度機制，建議政府應盡速建置電網級（GW 等級）儲能設施，並搭配智慧電網之調控，正常時間時，可針對太陽能供電之「鴨子曲線」特性彈性升降載及「削峰填谷」作電力調控之用；並於緊急情況時，提供輔助服務以穩定電網電壓。此外，應整合氣候預報系統與太陽能發電裝置系統，提供較精準的太陽能發電量預測資訊，使電廠能及時排程調度電力。
4. 根據估計，我國於 2050 年太陽能裝置容量可能達到的目標為：地面型 31.95~42.6 GW、屋頂型 12.21~15.72 GW，合計可達 44.16~58.32 GW，總發電量約為 464.21~613.16 億度，平均值為 538.69 億度。若要再增加太陽光電裝置容量，則需要在增加裝置面積方面施行更強力的作為，但如此一來，不僅將可能對社會帶來更強的摩擦，更為電網穩定性帶來極大的壓力。

2.2.1 前言

臺灣要達到 2050 淨零排放目標的首要任務即是「供應無碳電力」，其中，太陽能具有「能源資源永續且豐富」、「能源轉換為電力的過程相對環保」、「可應用的區域相對較普遍」的特性，使得太陽光電是目前全世界發展迅速的無碳電力選項之一。但是，太陽能亦具有「能量密度低需要大量土地」、「能量來源間歇性及不穩定性」、「現況技術水準發電效率較低且成本較高」的本質，使得太陽光電的發展需要克服「擴大規模」及「穩定電力」的挑戰。

根據國際能源總署(IEA)對 2050 淨零排放情境下之電力供應各能源別比例之推估¹⁷，全球光電（不計 CSP）裝置容量預期達到 14,458 GW，約占全球電力總裝置容量 43.3%；發電量預期達到 234,690 億度，約占全球電力總發電量 33.0%，這表示光電在未來 30 年間將持續成長，並在無碳電力供給中扮演極大的角色，主要原因即是光電技術已相對成熟、已具商業化規模、成本已持續降低，故能夠在短期內大量布建。惟 IEA 最新針對太陽光電發展之追蹤報告指出雖然全球光電年裝置容量已創新高，但新增速度仍不及預期，這代表著若要達到 2050 年之目標，公私部門皆需要付出更多的努力¹⁸。

由此可見，「擴大光電裝置容量」是許多國家未來朝向淨零排放目標會採取的策略，目前累積裝置容量前十名國家分別為中國、美國、日本、德國、印度、義大利、澳洲、英國、韓國、法國等。除了良好光照條件之外，這些均是國土面積相對大的國家，舉例而言，目前全球最大的光電場—Bhadla Solar Park—位於印度，裝置容量達 2.25 GW，占地約 5.67 千公頃，相當於 218 座大安森林公園。這對國土面積相對小的國家而言，幾乎不可能達到，因此，許多新光電技術也開始蓬勃發展，例如：提高轉換效率的結構或材料研發，例如：新加坡國立大學研究團隊針對鈣鈦礦材料進行研發，成功將轉化效率提高到 23.6%¹⁹。

¹⁷ 同前揭註 12。

¹⁸ IEA (2021) Solar PV, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/solar-pv>

¹⁹ Wei Chen, et al. 2022. Monolithic perovskite/organic tandem solar cells with 23.6% efficiency enabled by reduced voltage losses and optimized interconnecting layer. Nature Energy; DOI: 10.1038/s41560-021-00966-8

此外，另一項技術趨勢便是系統整合，將有限的面積多功能應用，例如：建材一體型太陽光電系統(Building Integrated Photovoltaics, BIPV)將太陽光電模組替代建材，成為建物的一部分，多半應用在屋頂、帷幕牆、窗戶等處；浮動型太陽光電模組運用具有大表面面積的湖泊、水庫等水域，以及港灣、內海等較平靜之海域。

臺灣位於亞熱帶地區，單位面積的總輻射量雖然不及許多熱帶地區或沙漠地區國家²⁰，但中南部地區年日照時數多，仍具發展太陽能的潛力；此外，臺灣高科技產業及精密機械產業發展成熟並具國際競爭力，這也有利於太陽光電技術研發與產業發展。惟我國地狹人稠，若要使用大量土地發展太陽光電，將面臨不同土地利用項目競爭的問題。因此，太陽光電雖是我國有條件發展、並可降低溫室氣體排放量的無碳電力選項，但是，在有限的土地資源下，臺灣能發展多少太陽光電、裝置潛能或極限是多少、減碳效益是多少？這些問題取決於我國該如何善用土地資源、該如何發展高效光電板，達成「以科技換取土地」的目標。

2.2.2 我國發展太陽光電之現況問題分析

2017 年我國政府提出了 2025 年實現再生能源占比達 20%，天然氣 50%，燃煤 30% 的電力結構，在所有再生能源中，太陽光電的發展占比最高，規劃在 2025 年太陽光電裝置容量達到 20 GW 的目標。在此政策目標上，行政院修正相關法規（如：電業法、再生能源發展條例），並積極推動相關行動計畫（如：太陽能光電 2 年計畫、綠能屋頂全民參與計畫、109 年太陽光電 6.5 GW 達標計畫等），希望藉由健全法令、簡化行政程序、建立示範案例、綠能發展建設基金、推動營農型光電措施等策略，擴大太陽光電裝置容量。

透過這些政策引導，我國太陽光電裝置容量漸具規模，圖 2.2.1 呈現我國 2018 年起太陽光電的裝置容量（目標值與實際值），並預計在 2025 年達到 20 GW 的設置目標，其中，原始規劃屋頂型光電裝置容量 3 GW，而地面型光電裝置容量

²⁰ ESMAP (2020) Global Photovoltaic Power Potential by Country. Washington, DC: World Bank

17 GW；但此政策目標因地面型光電推動上遭遇到困難，行政院也因此二度修正 2025 年太陽光電目標，目前規劃屋頂型光電裝置容量上調至 8 GW，而地面型光電裝置容量則下修至 12 GW。然而，截至 2021 年底，我國太陽光電實際裝置容量僅達 7.7 GW，未能達到 2021 年目標值，若要達到 2025 年目標，勢必需要了解、並解決目前推動上之問題。

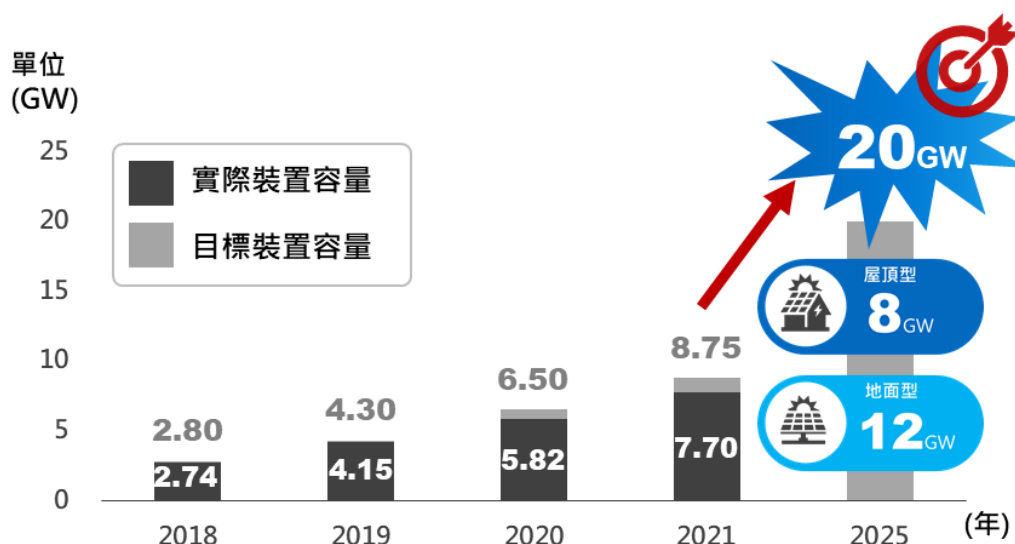


圖 2.2.1 我國太陽光電的裝置容量（目標值與實際值）

地面型太陽光電因單場裝置規模相對較屋頂型大，較具商業價值，原本為我國主要推動之光電項目，但近年地面型太陽光電因土地問題，遭受到社會許多反對聲浪，這些社會反對意見使得地面型太陽光電裝置推動上遇到阻礙。針對這些實務上推動問題，綜整分析如下：

- 1. 大規模土地取得不易：**太陽光電因能源密度低需要大量土地建置，但對地狹人稠的臺灣而言，土地利用型態固定（農地農用）、地權分散、未被利用之閒置土地有限，若要將土地做為光電用地，勢必需要與原有的土地利用項目競爭，因一旦建置，便是至少 20 年的使用時間，故必須變更土地利用類型，而目前的爭議多來自不同利害關係人對土地利用未取得共識，尤其是售電之效益可能遠大於原有土地利用之效益。例如：戶外型農地種電遭受許多農業界抗議（地主可能願意種電，但農業保護團體與農業主管機關主張保護農地）、人造

林地種電遭到環保團體抗議、養殖魚塭種電遭到漁業界抗議（水域型光電是否會影響漁獲）、土地變更與景觀變化的抗議聲音等²¹。

2. **相關法規與行政程序繁瑣：**申請與許可行政程序牽涉不同部會、不同層級（中央及地方）、不同區域（都市與非都市）之權責與規定辦法，一般民眾不易理解，影響布建。
3. **成本效益是否符合光電業者期待：**目前電力收購僅在開始發電售電後，前期建置投資成本高，再加上近幾年物價及原物料成本上漲，若是大型案場更需要價格競標，影響安裝意願。
4. **其他問題：**部分光電案場若位於較偏遠地區，更遭遇饋線不足的問題；另有環保團體對於太陽能製程之污染問題以及回收問題有疑慮。

2.2.3 我國發展太陽光電之潛能與限制評估

太陽光電會使用到大量土地資源，表 2.2.1 呈現目前屋頂型與地面型（含水域型）兩種太陽光電裝置設施可能包含的用地項目²²，若後續光電用地擴大其他用地項目或是土地項目有所變更，其面積將有所調整，裝置容量亦可能調整。

表 2.2.1 光電來源用地項目

類型	包含項目
屋頂型	中央公有屋頂、工業區工廠屋頂、農業設施、其他屋頂（地方政府、商用、民宅）
地面型 （含水域型）	鹽業用地、地下水管制區第一級管制區、掩埋場及以受污染土地、水域空間（水庫、滯洪池、埤塘、文蛤養殖、魚塭）、其他土地（閒置工業用地、國防部閒置營區、財政部國有財產署國有土地、其他閒置土地）

²¹ 部分問題討論摘錄自中央研究院經濟研究所張靜貞研究員與楊宗翰助研究員所執行本院永續科學研究計畫「台灣邁向 2050 低碳排目標下產業轉型與碳定價策略之研究」（2022~2024）。

²² 行政院(2017) 太陽光電 2 年推動計畫；經濟部 (2017) 產業穩定供電策略簡報。

1. 屋頂型光電

透過政府的開放數據可取得表 2.2.1 中屋頂型各項項目之面積²³，經估算可發現這些建物屋頂總面積為 109.46 千公頃，初步假設逃生設施、水塔、女兒牆、散熱裝置、通風設施、採光等必要設施約占屋頂面積之 50%，因此，屋頂型光電設施之可裝設面積約為 50%，農業設施為用地法規限制，也僅可裝設 50%，總計約有 54.73 千公頃。此外，考量鋼筋混凝土建築之平均使用年限為 50 年，且太陽光電之保固期限為 25 年，因此，若僅針對屋齡 20 年以內之建物做為分析對象並進行估算，則 20 年內屋齡建物屋頂可裝設面積則為 8.14 千公頃；而 15 年內屋齡建物屋頂可裝設面積則為 5.59 千公頃（表 2.2.2）。

表 2.2.2 屋頂型太陽光電可裝設屋頂面積與裝置容量估算

建物類型	可裝設面積 (千公頃)	可裝置容量 (GW)
公有屋頂	1.99	1.99
工業區屋頂	14.77	14.77
其他屋頂	35.26	35.26
農業設施	2.71	2.71
合計	54.73	54.73
20 年內屋齡建物屋頂	8.14	8.14
15 年內屋齡建物屋頂	5.59	5.59
2030 年至 2050 年 30%新建物屋頂	+2.34	+2.34
備註：裝置容量換算標準 1GW/千公頃		

此外，依據現今科技水準，商用單矽晶型光電裝置轉化率做為計算標準（約 20~22%），並以屋頂型裝置容量換算標準—1 GW/千公頃—來換算（附錄 2C），最終可估算出我國政策規劃用地屋頂型太陽光電潛在裝置量為 54.73 GW；20 年內屋齡屋頂面積之裝置容量則為 8.14 GW；15 年內屋齡屋頂面積之裝置容量則

²³ 黃孔良等(2018) 再生能源需要大量土地面積，臺灣是否適合發展再生能源；內政部營建署 94-104 年統計年報資料；經濟部工業局 105 年工業區開發管理年報；內政部國土測繪中心 102 年國土利用調查面積統計資訊。

為 5.59 GW。這也代表目前政府設定的屋頂型裝置容量目標(8 GW)已極力運用目前 20 年內屋齡建物之屋頂，未來若要增加屋頂型太陽光電裝置容量，可能必須由新建物屋頂裝置面積著手，甚至需要施行獎勵措施，或是調整建築法規等配套措施。

我國 2021 年核發建築物使用執照總樓地板面積約為 2.8 千公頃²⁴，而地面層面積約為 0.77 千公頃，假設地面層面積為每年新建物屋頂面積，因此可裝設太陽光電面積為 0.39 千公頃，若調整建築法規，並在 2030 年開始鼓勵新建物裝設太陽能板，假設有 30%新建物裝設太陽能板，後續 20 年間(2030 年至 2050 年)則約略有 2.34 千公頃新建物屋頂光電，裝置容量則可再增加 2.34 GW(表 2.2.2)。

2. 地面型光電

透過政府的開放數據可取得表 2.2.1 中地面型各項項目之面積²⁵，依據不同土地利用之法規，太陽光電裝設面積占比皆不一，水庫港口湖泊為 5%、埤塘為 50%、農業用地 20~40%、其他為 70%、閒置用地則假設為 100%，考量這些裝設面積規定後，可以估算這些可用地面總面積為 106.5 千公頃(表 2.2.3)。此外，地面型太陽光電裝置受限於不同土地使用限制，裝置容量換算標準較屋頂型小，每千公頃約可裝置 0.667 GW，故若完全將這些土地利用類型變更為太陽光電用，至多可達到 71.04 GW。

進一步分析比較我國與德國、日本、英國太陽光電裝置相關指標(表 2.2.4)，可以發現在 2020 年我國與其他國家的裝置容量土地密度(意即單位面積之裝置

²⁴ 內政部統計月報(2022) 核發建築物使用執照按使用分區別分。

²⁵ 黃孔良等(2018) 再生能源需要大量土地面積，臺灣是否適合發展再生能源。資料來源：鹽業用地資料、嚴重地層下陷地區內不利農業經營得設置綠能設施之農業用地範圍、行政院環境保護署廢棄物處理資料、行政院環境保護署土壤及地下水污染整治網—國內污染場址資料、太陽光電單一服務窗口—土地及電網資訊(水域空間-水庫、滯洪池)經濟部「產業穩定供電策略」簡報之桃園埤塘及閒置工業用地(崙尾東、西、台西工業區)、漁業署 104 年漁業統計年報(文蛤養殖區)、行政院農業委員會 104 年農業統計年報(農業長期休耕地、長期耕作地)、行政院農業委員會漁業署 104 年農業統計年報(魚塭、休養魚塭)、交通部統計查詢網(交通用地：國道、鐵路、高鐵)、經濟部水利署縣市統計之標分析—水庫資料、經濟部水利署—水庫與洩洪池水域型太陽能發電系統第 16 次推動會議記錄之滯洪池規劃容量、內政部國土測繪中心 102 年國土利用調查面積統計資料(埤塘、池、溜)、行政院公共工程委員會列管閒置設施一覽。

容量 MW/km^2) 的差異還不大，約略在 $0.15 \text{ MW}/\text{km}^2 \sim 0.2 \text{ MW}/\text{km}^2$ 之間，但在 2025 年的預估目標值中，我國裝置容量密度將大幅提升約五倍，達到 $0.56 \text{ MW}/\text{km}^2$ ，而同時期的德國則呈現微增至 $0.2 \text{ MW}/\text{km}^2$ 、日本增至 $0.25 \text{ MW}/\text{km}^2$ ，這代表著我國因國土面積小，太陽能裝置容量土地密度明顯高於他國甚多。

當太陽光電成為我國未來主要的能源選項時，大幅度的土地利用變更及高裝置密度將帶來極大的社會爭議與供電穩定之壓力。因此，本建議書保守估計若使用 30~40% 的可用面積，裝置面積約可使用 31.95~42.6 千公頃，裝置容量將可達到 21.3~28.41 GW，儘管如此，政府仍需大規模、長期的積極溝通，解決社會各方面疑慮，提供各式誘因，方可能達成此目標。至於可能帶來供電穩定之壓力，則須要建構足夠的儲能及有效之電網系統以為配合(詳見本章 2.10 節、2.11 節)。

表 2.2.3 地面型太陽光電可用地面面積與裝置容量估算

土地利用類型	可用面積 (千公頃)	可裝置容量 (GW)
鹽業用地	0.8	0.53
地下水一級管制區(嚴重地層下陷)	1.51	1.01
掩埋場與受污染土地	0.39	0.26
水域空間(水庫、滯洪池、埤塘、文蛤養殖、魚塭)	20.78	13.86
陸上盜濫採土石坑洞計畫列管農地	0.008	0.01
閒置工業用地(台西、崙尾東西)	1.61	1.08
財政部國有財產署國有土地	7.46	4.98
國防部閒置營地	0.13	0.09
土壤不容易貯水或水量不足只能栽培陸稻、雜糧及果樹類等之耕地(農業長期耕作地)	52.7	35.15
長期荒蕪，未種植作物之土地(農業長期休閒地)	19.87	13.25
交通用地(國道、高鐵、台鐵等幹道旁用地)	1.12	0.75
閒置交通用地(機場、港口)	0.13	0.09
合計	106.5	71.04
使用 30% 的可用面積	31.95	21.31
使用 40% 的可用面積	42.60	28.41
備註：裝置容量換算標準 $0.667 \text{ GW}/\text{千公頃}$		

表 2.2.4 各國太陽能發電相關指標比較

指標	臺灣		德國		日本		英國	
	2020	2025	2020	2025	2020	2025	2020	2023
太陽能裝置容量土地密度(MW/km ²)	0.16	0.56	0.15	0.2	0.18	0.25	0.056	0.07
總土地面積(km ²)	35,960		349,360		364,560		241,930	
太陽能裝置容量 2020 年(GW)	5.82		53.78		67.0		13.56	
太陽能裝置容量 2025 年(GW)	20		70		92		15.7 (2023 年)	

3. 太陽光電轉化效率

我國若欲增加太陽光電裝置容量，除了增加屋頂型及地面型裝置面積這個策略之外，另一可行的策略即為「提高太陽光電裝置轉化率」。目前太陽能電池材料以單晶矽為主流，結構採用 Passivated Emitter and Rear Cell (PERC)技術。PERC 結構之太陽能電池片轉換效率可達 23%，製作成商業化模組效率約 20~22%。業界認為 PERC 結構電池已接近最大效率值，不過在持續的最佳化精進下，PERC 結構電池大約還有 0.5%的效率提升空間。

為了繼續提升矽基型太陽能電池之轉換效率，目前可見的矽基電池技術將主要集中在 n 型 Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon)與 Heterojunction with Intrinsic Thin Layer (HJT)結構上。TOPCon 是在太陽能電池結構裡沉積載子選擇性鈍化材料，而此材料組合是由一非常薄的穿隧氧化層，再搭配主要為接觸功能摻雜的多晶矽堆疊而成，目前電池片轉換效率可達約 24%。HJT 則是在 P 型氫化非晶矽和 n 型氫化非晶矽與 n 型矽襯底之間增加一層非摻雜氫化非晶矽薄膜，目前電池片轉換效率可達約 25%。在 n 型 TOPCon 和 HJT 之間，效率提升與每度電成本降低的程度將決定何者是下一個主流技術。

矽基太陽能電池雖可藉由優化製程條件與改變結構提升電池片轉換效率，但最終矽基太陽能電池會面臨到 Shockley-Queisser limit 的理論上限(33.7%)，此外，

目前記錄極限值僅達 26.1%，難以將太陽能電池轉換效率推升到 30% 以上。因此，如果要得到轉換效率超過 30% 的元件就必須要改變結構（如：多接面型、堆疊型），或採用不同材料（如：鈣鈦礦型），方可能達成（Box 2.2.1、附錄 2D）。

Box 2.2.1 太陽光電技術

一般來說，目前太陽能光電裝置依照材料分為矽材料為主的單接合(Single Junction)太陽光電元件，以及以 III-V 族以及鈣鈦礦/矽基(Perovskite/ Si)為主的多接面堆疊型光電元件，另外還有非晶矽材料以及薄膜型光電元件，詳細說明請見（附錄 2D）。

表 2.2.5 太陽光電三種類型比較

類型	第一類	第二類	第三類
	結晶矽為主	薄膜技術與多接面型	非矽材料的使用
細部分類與轉化效率	• 多晶矽 23.3% • 單晶矽 26.1%~27.6% • 矽異質接面 26.7%	• 薄膜 29.1% • 多接面 39.2%	• 有機太陽能 17.5% • 量子點 16.6% • 鈣鈦礦 25.5%
優點	產量上已具備規模經濟，兼具成本與技術優勢	• 薄膜技術採用直接能隙半導體，具有優異吸光特性 • 多接面型（堆疊型）各太陽光譜波長中，皆可有最佳的光譜響應吸收	鈣鈦礦具有良好的光吸收率且光電轉換效率之增加速率高
挑戰	既有製程發展成熟下提升轉化效率空間有限	• 薄膜技術中砷化鎵元件對於製造時的雜質容許度低 • 多接面型仍需使用昂貴的材料和製造工序，有待降低製程設備與基板相關成本	• 鈣鈦礦的穩定性及耐候性仍有疑慮 • 現有高效鈣鈦礦太陽能電池仍含有相當比例的鉛元素而有環境危害風險

我國未來若發展多接面型/堆疊型太陽光電元件、鈣鈦礦型等太陽光電技術，若其轉化效率較現今矽晶型太陽光電提高 50%，便能在相同裝設面積的情形之下，增加 50% 的裝置容量及發電量，這對土地資源有限的我國而言，便是極關鍵的發展策略。因此，若 2050 年達到此科技水準，屋頂型太陽光電裝置容量可由 8.14~10.48 GW 成長至 12.21~15.72 GW（估算 20 年屋齡之建物屋頂及 30% 新建物屋頂）；地面型太陽光電則可由 21.3~28.41 GW 成長至 31.95~42.6 GW（估算 30~40% 使用面積）（圖 2.2.2、圖 2.2.3），合計屋頂型及地面型裝置容量目標為 44.16~58.32 GW。

因我國各地光照條件不一，使得全臺各地之太陽光電容量因數不一，範圍由9~15%之間²⁶，因此，使用平均值(12%)作為容量因數來進行估算，太陽光電裝置容量目標為44.16~58.32 GW，預計可達約464.21~613.16億度的發電量，平均值為538.69億度。

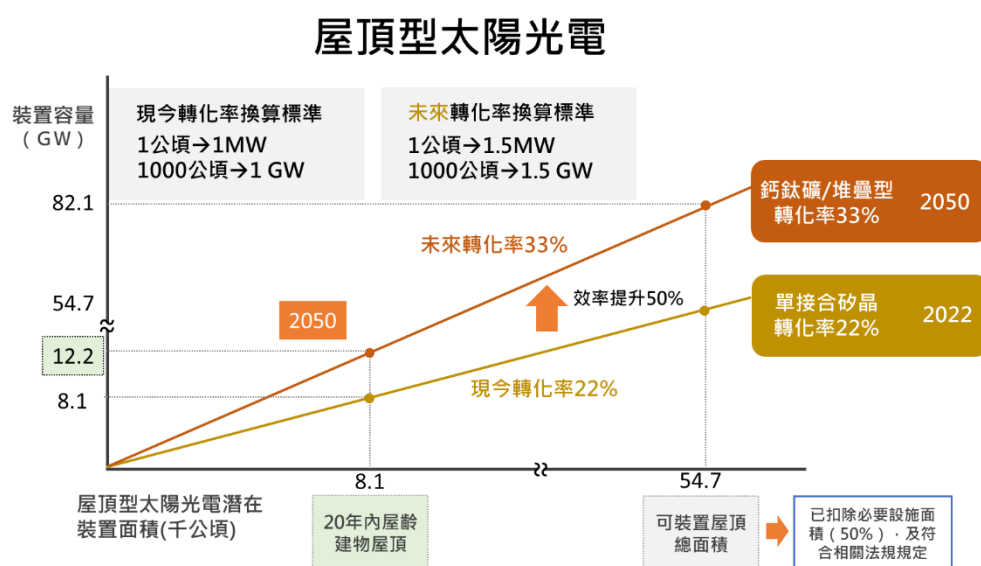


圖 2.2.2 屋頂型太陽光電預估裝置容量示意圖（註：以20年屋齡建物屋頂示意）

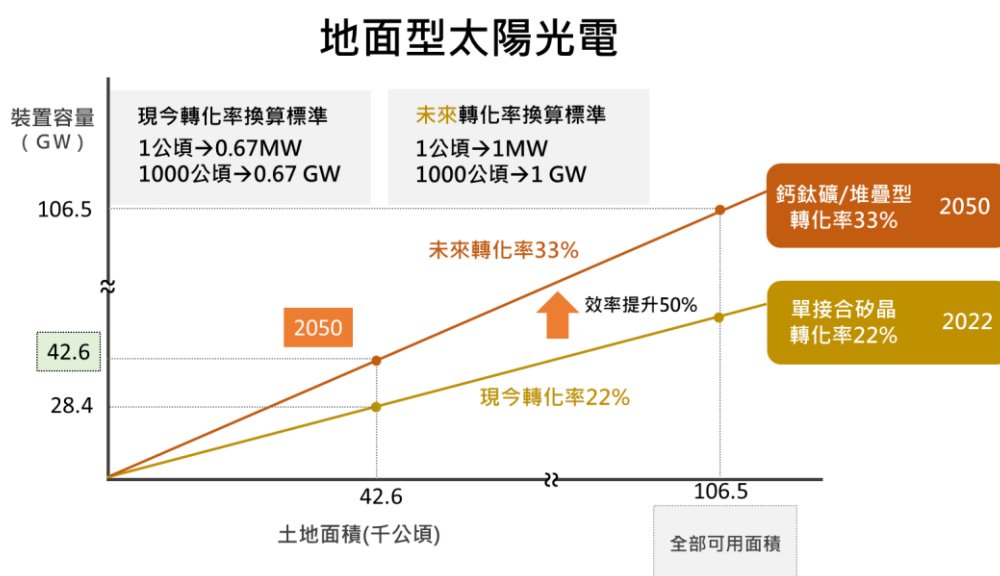


圖 2.2.3 地面型太陽光電預估裝置容量示意圖（註：以40%的可用面積示意）

²⁶ 台灣電力公司(2021) 購入電力概況：再生能源之各縣市太陽光電容量因數。

2.2.4 政策建議

太陽光電是目前所有無碳電力選項中，技術最成熟、成本相對低之再生能源，只要投入建置裝置容量及支援之電力系統設施，短期便可提高再生能電力供給，但仍需社會支持、技術研發，以及政策配套等整體規劃，方可能解決目前實務上之問題，加速裝置，以達長期減碳目標。本建議書有以下建議：

1. 取得我國社會對太陽光電用地之支持，以提高太陽光電裝置容量與發電量

由於太陽光電先天能源密度低的限制，導致需要大量的土地設置。為了提高太陽光電發電量，擴大裝設面積為最為直接的手段，但由於我國國土面積有限（尤其是適合發展太陽光電之西部平原），增加光電裝置面積將會排擠到其他土地利用的需求（如：農地），這也是為什麼雖然目前政府有許多發展太陽能的鼓勵措施（如：台灣電力公司躉購制度 FiT、補助自用自發太陽能、營農型農地種電措施等），但針對大規模地面型光電場的設置，仍然衍生各種反對的聲浪以及社會爭議，這代表著目前我國社會對於太陽光電用地之重要性與優先性，尚未取得共識與支持，因此，取得社會支持才有增加光電裝置容量與發電量的可能性，再輔以提供各式誘導配套措施以加速布建。本項建議如下：

- (1) 加強跨部會協調統合，針對淨零排放議題進行國土長期規劃（如：光電用地、能源作物用地、儲能電網等基礎設施用地等等），若要進行土地利用變更，則須要調整相關法規限制與行政規範，例如：不適耕作之農地（水量不足之陸稻雜糧果樹耕地、長期荒蕪，未種植作物之廢耕地）須申請地目變更、繳回土地回饋金或加徵土地增值稅等問題。
- (2) 加強社會溝通，使民眾了解太陽光電之優點、必要性，以及溝通釋疑，以促成全民共識，例如：淨零排放的必要性、各能源選項之比較與選擇、民眾對光電衝擊之科學實證與專業解答（如：光電裝置對土質之影響及土地長期利用的農業目標，對養殖收穫之影響、對生態環境衝擊之影響等）。
- (3) 檢討並調整目前綠電電力收購、交易與管理制度，因我國電價偏低，目前我

國是採用電力躉購制度(FiT)以增加誘因，雖有加速推廣之優勢，但長久以來將造成再生能源產業過於依賴問題，因此建議搭配再生能源配額制度(RPS)，如此才能合理控制預算，降低採購成本並增加經濟效益來促進競爭，鼓勵再生能源市場良性競爭(Box 2.2.2)。

- (4) 提供各式誘導配套措施，提高民眾裝設意願，針對農電共生、漁電共生(Box 2.2.3)、私人建物之屋頂型太陽能板等，如能簡化太陽能設置申請與許可程序、強化安裝補貼（降低初始設置成本）、培植專業團隊協助民眾或社區裝設、獎勵綠電投資等，將有助於促成民眾凝聚共識，提升裝置意願。雖然目前太陽能板設置成本仍高，太陽能（住宅用）均化能源成本約 147~221 USD/MWh、太陽能（商業用）均化能源成本約 67~180 USD/MWh；但未來政府若施行碳定價機制，傳統化石燃料發電之均化能源成本將會提高，以燃氣複循環發電機組為例，在碳定價 40 USD/tCO₂eq 的情形之下，均化能源成本將提高至 93~218 USD/MWh，這也代表著綠能將得以與傳統化石燃料競爭²⁷。

²⁷ LAZARD (2021) LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 15.0, Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Carbon Pricing, P5, <https://www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

Box 2.2.2 綠電 FiT 制度與 RPS 制度之比較

表 2.2.6 綠電 FiT 制度與 RPS 制度之比較

制度	再生能源躉購制度 (Feed in Tariffs, FiT)	再生能源配額制度 (Renewable Portfolio Standards, RPS)
內涵	依照再生能源種類、規模、品質、地點等不同屬性，由政府制定各類再生能源的電力收購費率與適用期間	政府以立法規範等方式要求電業或能源用戶需要達成之再生能源發電配比義務，業者可透過再生能源市場進行購買（包括權證）來滿足其義務
採用國家	113 國（2019 年） 德國、法國、芬蘭、臺灣等	34 國（2019 年） 南韓、挪威、瑞典等
優點	• 提供再生能源業者投資利潤保障，在形成市場之初期，可以達到預期之效果 • 形成成本有效的採購機制 • 確實鼓勵再生能源投資並具有單純性	• 由市場供需決定價格，價格水準具有彈性，政府不需扮演價格制定者角色 • 配比義務可以透過最低成本方式達成 • 會促進低成本的再生能源更快速發展 • 較易預測電力供應之規模

資料來源：REN21(2021)；再生能源資訊網(2021)；中華經濟研究院(2013)；能源知識庫(2015)

Box 2.2.3 營農型太陽光電案例—漁電共生²⁸

地面型太陽光電若涉及土地變更，其門檻、時間及成本均較高，因此，光電業者偏向於申請「營農型」計畫，有漁電共生、農電共生、畜電共生等類型。其中，漁電共生是透過養殖漁業結合太陽能發電系統並維持養殖漁業的「營農型」生產模式，因為被視為不損害農地、確保糧食安全、水資源保護、具有發電效益，被視為重要解決方案，目前政府已規劃 1 萬 4,480 公頃漁電共生區域，主要推廣地區在桃園埤塘及南部魚塭，但兩地除了有南北太陽輻射的差異之外，產權安排亦有差異，桃園地區漁民通常並非埤塘所有者，因此存有利益衝突；南部地區的魚塭大多由擁有產權的養殖業者經營。目前漁電共生的經營模式包含自行建置、廠商承包以及公民電廠等三個模式，其期初成本投入、維運成本、總收益皆不同，也各有優缺點，若能綜合評估經濟與社會層面問題，有助於與利害關係人溝通，提高裝設意願並弭平爭議（另詳見第七章）。

2. 投入更多研發經費於高轉化效率太陽能模組技術之研發，使單位土地面積之太陽光電裝置容量及發電量能有效提高

我國與其他擁有廣大土地的國家不同，與其一味的尋求大量土地並裝設光電

²⁸ 同前揭註 21。

設施以達成目標的方式，我國更應該思考投入研發高轉化效率太陽能模組技術（包含新穎技術以及製程開發），以科技換取土地的思維，以緩解太陽光電對土地需求之壓力。此外，未來幾年全球太陽能安裝量仍會持續上升，面對中國的低價競爭，臺灣一定要研發新材料及新製程設備，才能取得優勢，否則未來臺灣太陽能電池產業仍會經營得非常辛苦。本項建議如下：

- (1) 明訂高轉化效率太陽能模組技術之效能指標項目：全球太陽光電裝置容量於 2050 年時預期達到 14,458 GW 的目標值，顯示此技術需要非常大的商業化規模，因此，除了提高轉化效率的研發項目之外，更應包含可大規模量產、低成本等具商業價值之技術。例如：使用 III-V 族的多接面型光電元件在日光下可達 39.2% 的轉化效率，而在光源強度為 143 倍日光的狀況下，則可達 47.1%，雖然高效率，但因此類型材料在成本上過於昂貴，目前多半使用於特殊用途如軍事與航太科技，這也造成此技術可行性降低。此外，考量目前裝置的光電設施使用年限約 20 年，建議將未來科技水準目標設定為：「轉化效率較現今矽晶型太陽光電提高 50%、並可在 2040 年以前量產、具商業價值之技術或商業模式」，如此新技術可約於 2040 年切入市場，汰換現有技術。
- (2) 針對太陽光電新技術之缺口，明訂研發題目。以鈣鈦礦型太陽能電池為例，鈣鈦礦太陽能電池有著高轉化率(36%)且製程耗能低，可以大面積生產，加上低成本、製程簡單、質輕量薄等多重優勢，尤其近年來更是發展了解決其產品含鉛問題，這會對鈣鈦礦規模商業化更加有利，深具量產潛力。此外，鈣鈦礦太陽能電池具有可調能隙、高吸收係數與易加工性，所以最被看好與矽基太陽能電池搭配達成低成本與高效率疊層式太陽電池。目前矽/鈣鈦礦疊層式太陽能電池實驗室轉換效率可達到 29.5%，對業界是非常有吸引力的。但目前最關鍵的研發挑戰即為：因光譜吸收範圍因素，如要進一步提升電池效率，如何增加堆疊吸收層的層數？目前待解決的問題包括：
 - 降低透明電極電阻值（金屬網狀電極最佳化）

- 設計不同能隙的鈣鈦礦材料，以吸收各個波段的光，並對各層進行優化
- 因矽晶表面起伏大，需研發適合的沉積方式，將各層均勻的沉積
- 各層的光學設計須最佳化，使光損失降至最低
- 尋找適合的電荷再結合層（高導電度與高穿透率）
- 改善寬能隙鈣鈦礦太陽能電池的電壓損失
- 增加鈣鈦礦耐候性
- 延長鈣鈦礦太陽能電池之生命週期
- 提高環境友善度

(3) 整合我國研發至商業化之力量，建議學術界可持續針對關鍵技術之關鍵缺口投入研發高轉化效率太陽能電池，並邀請業界提供檢測設備與太陽能電池片壽命(Lifetime)的評估。其他研究單位或法人也可協助開發針對新電池材料的新製程設備(Box 2.2.4)。

Box 2.2.4 中央研究院之研發進程

中央研究院長期投入鈣鈦礦薄膜長晶技術研發，同時也以各種添加物填補晶界與鈍化鈣鈦礦薄膜缺陷，達到提升鈣鈦礦太陽能電池的轉換效率與改善其耐候性，我們的目標是製作出效率超過 30% 的矽鈣鈦礦疊層式太陽能電池。未來國內業界投產的電池片的面積大小將以邊長 188 mm 與 210 mm 規格為主，我們近期也在嘗試各種塗布技術用於製作大面積鈣鈦礦薄膜，待塗布技術確認與塗布條件最佳化後，我們可將鈣鈦礦太陽能技術無縫接軌的轉移給臺灣太陽能產業。

3. 建置完善電力系統之基礎設施及管理調度機制，以解決太陽光電間歇性造成之供電不穩定問題

太陽光電之間歇性造成能源來源不穩定，這是由於太陽光會受到日夜以及天候影響（如：雲、高溫），瞬間降低光照，導致無法穩定供電。本項建議如下：

- (1) 建議儘速建置電網級（GW 等級）儲能設施，並搭配智慧電網之調控，正常時間時，可針對太陽能之「鴨子曲線」特性彈性升降載及「削峰填谷」作電力調控之用；並於緊急情況時，提供輔助服務以穩定電網電壓（本建議可詳見本章 2.10 節、2.11 節）。
- (2) 提升天候預報能力（時間與空間尺度更細緻），並結合氣候預報系統與太陽能發電裝置系統，提供較精準的太陽能發電量預測資訊，使電廠能及時排程調度電力，意即在日照充足時多使用太陽光電，而日照低時則調配其他電力。

4. 其他建議：以新技術帶動產業，發展我國太陽光電產業

除了上述之政策建議之外，亦需要發展我國的太陽能光電產業，方能掌握新技術研發、大量生產、裝設設備、系統維運等。惟我國太陽能光電產業受到國際廠商大量加入競爭的衝擊，再加上各國貿易壁壘等問題，使得廠商的投入日趨保守。中國因近年大力發展太陽能中上游產業，挾帶著中國政府大量的補貼以及產量大的優勢，因此價格較低，甚至常削價競爭，導致我國許多廠商競爭失利甚至倒閉。這導致歐美國家許多太陽能產業先驅者因成本因素導致競爭失敗，因而黯然退出市場，因此歐洲開始採行對於國內太陽能產業的保護主義，另外，美國也推動反中國傾銷而對中國課徵高關稅，這連帶使得我國太陽能廠受到波及，所幸目前我國生產的太陽能電池技術仍受到國際認可，電池的轉換效率相較於中國高，若能再繼續深耕相關技術，配合政府對於高效率模組技術的未來需求，及早佈局下世代高於 30% 光電轉換效率之技術，將能有效的將市場做區隔，跳脫目前劣勢，提升產業的競爭力。

5. 其他建議：以妥善技術及配套措施降低太陽能板生產至廢棄之環境衝擊

標榜著乾淨能源的太陽光電，在生產製程當中產生由大量碳化矽粒子、矽屑、金屬與切削油形成的固體「矽泥」廢棄物，而目前大多採取掩埋法或是堆置法處理，這對環境會造成一定的影響，這一點也是許多團體反對太陽能的原因。因此在致力發展太陽能產業的同時，必須規劃以及投入相關廢棄物處理技術的研發，例如國立成功大學研究團隊所開發的「矽泥資源化分選技術」即可將其轉換為矽

鐵，並作為鋼鐵業的助燃燃料，以避免未來大量使用太陽能裝置帶來的廢棄物問題²⁹。

此外，由於目前在我國多數的裝設的太陽能板保固的發電效率為 25 年，因此還尚未進入太陽能模組的回收期，但在未來將會是不可避免的問題，這也意味著我國必須提前思考進入回收期後大量的廢棄太陽能模組處理問題。現今歐洲和日本國家因發展太陽能較早，目前即將進入回收期，因此已有相當多的單位及公司投入研究，目前 PV Cycle 太陽能板回收的比例已達到 97%，而在臺灣則是由經濟部能源局與行政院環境保護署攜手規劃並提出透過向業者提存經費以作為未來回收費用所需，輔導兩家合法處理機構處理廢太陽能板，並取得日本與德國收受處理意願，因此目前可以因應現階段太陽能板回收量，但在實務上，一旦未來我國邁入光電模組回收期，大量且多尺寸的太陽能板將增加回收的困難度，因此建議建立專職回收聯盟，並發展可針對多尺寸太陽能板自動化回收系統將會是必要的作為。

²⁹ 國立成功大學(2016) 成大把廢棄物變黃金「太陽能電池廢棄物—油泥資源循環技術」發表會。
<https://web.ncku.edu.tw/p/404-1000-156134.php?Lang=zh-tw>

2.3 風力發電

摘要

我國的地理位置受季風影響，風力資源相對豐富，再加上山脈地勢影響，造就臺灣西部及臺灣海峽擁有相對優良的風場環境。在邁向淨零排放目標的路徑上，風力發電絕對是我國除了太陽光電之外，不可或缺的無碳電力選項。為了加速拓展我國風力發電裝置容量，建議下列幾點：

1. 雖然陸域風電裝置成本較離岸風電低，但我國地狹人稠，土地取得不易再加上其噪音易遭社區民眾反對，使得陸域風電發展較受限。欲提高陸域風電裝置容量，必須取得鄰近社區居民之支持。因此，建議政府除了考量風速條件之外，應將居民人口因素放入陸域風電機選址考量評估，並加強社會溝通，或提供各式誘導配套措施提高社區居民支持度，例如：補助加裝隔音窗。
2. 未來風力發電將以發展離岸風電為主，目前政府雖已劃設適合發展風電之風場海域區域，但受未來風電技術發展之影響（如：大型化風機、深水區風機基座架設技術等），原有考量之限制條件可進行再檢討。因此，建議政府可重新檢視評估臺灣海峽風場區域，尋求發電最佳化之風場風機配置（單機裝置容量、風機數量、海域面積等），例如：深水區風場、漁場漁民溝通。
3. 目前離岸風電裝置能力受限於港口基地的工程吞吐量與海事工程的能力，為加速風力發電的布建，應同步建構相關基礎設施。欲提高此裝置能力至每年裝置 1.5 GW 或更高，須增加港口基地面積進行元件生產、儲存、組裝及維修等工程。因此，建議政府應針對我國港口碼頭之土地利用需求進行整體規劃與設計。
4. 雖然目前風力發電機組主要來自國際廠商，但因我國風力發電未來發展潛力大、商機大，除了引進國外技術之外（高發電效率與大型化風機），並於舊機組年限屆臨時汰換更新之外，更可投入開發適合我國國情之相關技術，以從建置到長期維運都達技術自主的目標。例如：浮動式風力發電技術、海事工程技

術、臺灣海峽風力發電系統管理（含精準風力預測與發電量預測資訊）、降噪音葉片設計等等。

5. 根據估計，我國於 2050 年風力發電裝置容量可能達到的目標為：陸域風電 1.2~3.8 GW、離岸風電 43.2~53.2 GW，總發電量約為 1,543.2~1,957.1 億度，平均值為 1,750.15 億度；若要再增加風力發電裝置容量，則須要在增加港口碼頭能量方面施行更強力的作為，方可能突破離岸風機裝置時間與空間的限制，以期在目標年期程內完成。

2.3.1 前言

除了前一節的太陽能之外，風能是目前「加速電力去碳化」的另一項關鍵再生能源。風能具有「能源資源永續且豐富」、「能源轉換為電力的過程相對環保」的特性，同時也是全世界發展迅速的無碳電力選項之一³⁰。但是，風能亦具有「能量密度低需要大量土地（陸上土地及海域面積）」、「能量來源間歇性及不穩定性」、「運轉時產生的噪音」、「需要有適當風場的地域性」、「初期基礎設施與設置成本較高」的缺點³¹，使得風力發電的發展，與太陽光電一樣，須要克服「擴大規模」及「穩定電力」的挑戰。

臺灣地理位置受季風影響，風力資源相對豐富，再加上山脈地勢影響，造就臺灣西部及臺灣海峽良好的風場，全臺灣前 10%風力最強的區域常年平均風速高達 8 m/s 以上，而平均風力密度則超過 700 W/m²；臺灣海峽平均風速高達 10 m/s 以上，而平均風力密度則超過 1,500 W/m²。此外，全球風力最佳的 20 處離岸風場，其中有 16 處位於臺灣海峽內，這也使得臺灣海峽擁有相對優良的風場環境，非常適合發展離岸風電³²。至於陸域風電方面，臺灣地狹人稠，陸域風電難以避免鄰近民眾居住地區，也常因社區反對聲音，使陸域風電的發展較為受限。

³⁰ Our world in data based on BP Statistical Review of World Energy & Ember. IEA (2020). Renewables 2020: Analysis and forecast to 2025.

³¹ 工業技術研究院(2011) 臺灣風能評估手冊。

³² Global wind atlas. <https://globalwindatlas.info/area/Taiwan>

雖然臺灣風力條件非常適合發展風力發電，風力發電也是臺灣可發展的無碳能源選項，可以有效降低臺灣的溫室氣體排放量，但是若要使用大量土地及海域面積發展風力發電（風場及基地場域），將面臨不同利用項目競爭土地的問題。因此，在有限的土地資源下，臺灣能發展多少風力發電、裝置潛能或極限是多少、減碳效益是多少？這是亟須分析的關鍵問題，有了這些答案方能進行後續的路徑研擬與相關布建分析。

2.3.2 我國發展風力發電之現況問題分析

我國自 2016 年開始將綠能科技列為「5+2」產業創新計畫之一，積極推動太陽光電及風力發電項目，希望能致力達成 2025 年再生能源發電占比達 20% 的目標，其中，風力發電是僅次太陽光電的再生能源項目。在此政策目標下，經濟部於 2017 年通過「風力發電 4 年推動計畫（106 至 109 年）」，積極優化設置環境，包括建立示範風場、完備離岸風電基礎建設、吸引國內外投資、簡化行政程序、本土產業升級等等，這些推動措施希望能長期帶動我國風力發電技術與產業。希望在 2025 年能完成設置 6.9 GW 的風力發電裝置容量（陸域 1.2 GW、離岸 5.7 GW），每年的預估發電量為 235 億度（陸域 28 億度、離岸 207 億度）³³。

截至 2020 年底，我國陸域風電已經在 31 個風場中裝設 361 架風機，裝置容量達 726 MW；離岸風電在示範風場共設置 22 架風機，裝置容量達 128 MW，兩者總計達 0.85 GW 的裝置容量³⁴，此數值尚不及目標裝置容量的一半，且距離 2025 年目標仍有不小的距離（圖 2.3.1）。此外，因離岸風機組件之長度、重量、寬度等特性使得離岸風機裝置須要廣大腹地之港口碼頭，作為儲存、組裝、水下基礎對接之用。因此，離岸風電裝置能力受限於港口基地的工程吞吐量，目前我國碼頭約可處理為每年 1 GW 的裝置容量，政府預定於 2026 年起釋放出 1.5 GW 的離岸風電裝置容量，以加速我國離岸風電發展。

³³ 經濟部能源局。風力發電 4 年推動計畫（106 至 109 年）。

³⁴ 綠能科技產業推動中心(2022) 能源月報。

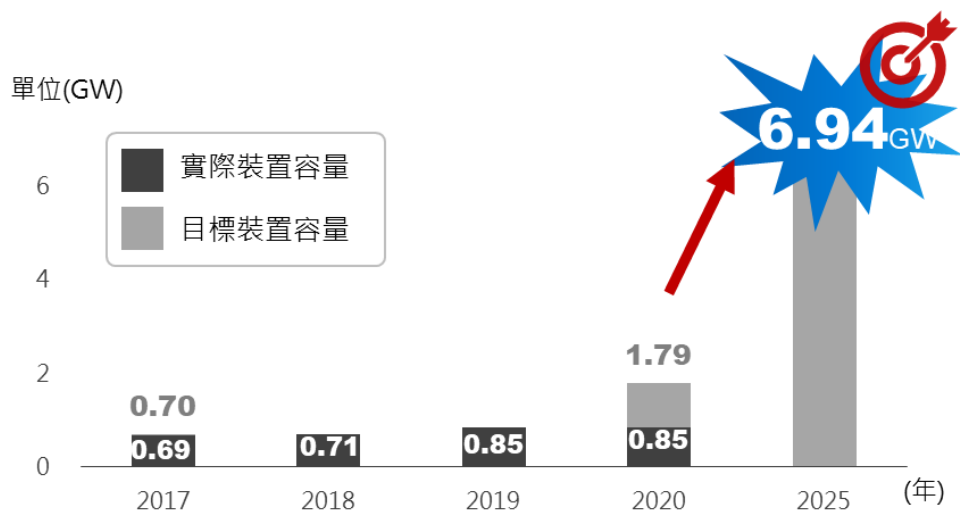


圖 2.3.1 我國歷年風力發電的裝置容量（目標值與實際值）

依據上述可知，政府即使已大力推動風力發電，在實際目標達成上仍存有一定落差，針對這些實務上推動問題，綜整分析如下：

1. **社會反對聲浪不斷：**風力發電雖被視為乾淨再生能源，但其設置仍會影響部分民眾，也因此引發我國社會一些反對意見，包括陸域風機之低頻噪音引起鄰近社區居民之抗議；離岸風電影響漁場及漁業權引發漁民團體抗議；離岸風電可能影響海洋生態（如鳥類、白海豚）引發環保團體反對；景觀變化的抗議聲音等等，這些社會反對意見使得風力發電推動上遇到阻礙，裝置進度不如預期³⁵。
2. **風力發電技術仰賴國外廠商引進：**我國離岸風電技術不足，尤其是海事工程的經驗須要仰賴國際廠商、國外供應商與工人，假設一支單機裝置容量 8~10 MW 的風機，要達到 2025 年離岸風電 5.7 GW 裝置目標，那需要超過 600 座風力發電機，因近幾年 COVID-19 疫情的關係，進口的設備設施與工人行動的限制，使得工程進度受到影響³⁶。雖然政府要求開發商要在地採購部分零組件，目前在地化政策雖有部分成果，然而離岸風電所需之系統零組件規格及認證要求高，國內供應鏈產業須要學習階段及時間，使得本地供應商無法在國際上

³⁵ 國家海洋研究院(2020) 離岸風電場生態保育環境監測研究：底棲環境改變對海洋生態之潛在影響案。

³⁶ 中技社(2021) 全面建構台灣離岸風電產業競爭力。

競爭，連帶使開發進度受到影響，整體策略未能發揮綜效。

3. **相關基礎設施不足**：我國風力發電的實際發電量主要落在 1~3 月與 10~12 月，約占整年度的 70%，而夏季(4~6 月)用電高峰卻是風力發電供電較少的季節，如同太陽光電一樣，此間接性特性無法穩定提供電源，必須透過超高壓電纜併網後方能持續提供。但我國離岸風場位於西南部外海，海底電纜若於彰化、雲林、嘉義等農業縣市上岸，原有農業用低壓電網將不敷使用，勢必須要重新建置輸配電電網、變電站變電所等基礎設施³⁷；此外港口碼頭工程吞吐量亦影響布建速度，目前雖然未完全將現有港口基地空間利用殆盡，但空間問題未來勢必影響工程排程與進度³⁸。

這代表著我國未來若欲達到、甚至超過目前設定的風力發電裝置容量目標，勢必須要克服不同社會意見的問題以及風電量能提升的種種挑戰。

2.3.3 我國發展風力發電之潛能與限制評估

為求每一座風機都能運用到最佳的風力，風機之間必須有合理的間距，通常越大裝置容量的風機，風機葉片越長、風機直徑也越長，機座之間所需間距也越長，所占土地面積也越大。換言之，同樣的土地或海域面積，若安裝大單座風機容量的風機（如 15~20 MW 風機），風機數目將不及小單座風機容量的風機（如 5~8 MW 風機），所以，該風場總發電量等於單座風機容量乘以風機數目。因此，風力發電的潛能與限制多以「風場面積」、「單座風機容量」、「風機數目」等因素進行綜合考量後，再予以估算其最佳化裝置容量。

1. 陸域風電

臺灣西部地區雖有良好風場，但因西部多為人口稠密之城鎮，因此，目前僅在西部沿海人口稀少的海邊適合設置，目前透過各縣市航照圖並考量風場開發的基礎條件（平均風速要 4 m/s 以上），可以得到可利用的土地面積約為 1,941 km²，

³⁷ 經濟部工業局(2018) 離岸風力發電產業政策。

³⁸ 交通部(2017) 臺中港離岸風電產業專區。

因陸域風機較適用於小單機風機容量之風機，故若使用每座風機裝置容量為 2 MW 進行估算，並以每平方公里 2 座風機的裝置容量密度(4 MW/km^2)作估算，陸域風電的潛能預估為 7.7 GW；若使用每座風機裝置容量為 3.6 MW 進行估算，並以每平方公里 2 座風機的裝置容量密度(7.2 MW/km^2)作估算，則陸域風電的潛能預估為 14 GW；若在合理的範圍調整風機間距—增加單位面積裝置容量密度，潛能可望再提高³⁹。

但是在實務上，我國因地狹人稠，即使已選擇人口稀少的沿海地區，仍難以避免風機位置鄰近社區，風機運轉的低頻噪音對民眾生活與健康產生衝擊；此外，早期風機裝置規劃設計階段民眾參與程度較低，導致過去風機抗爭事件頻傳，如：苗栗縣苑裡鎮沿海地區、彰濱工業區等地，這也造成陸域風電推動不易，發展受到阻礙⁴⁰。陸域風電裝置容量若要從目前的 726 MW，達到 2025 年目標(1.2 GW)，甚至達到潛能預估的 7.7 GW，政府勢必要再優化社會溝通配套措施，才有機會達到所設定之目標。

因陸域風電推動不易，故本建議書預估未來陸域發電裝置容量約 1.2~3.8 GW，因各地風力條件不一，使得全臺各地之陸域風電容量因數不一，過去五年範圍在 26~30%之間⁴¹，因此，使用平均值(28%)作為容量因數來進行估算，預計陸域發電可達約 29~93 億度的發電量。

2. 離岸風電

我國西部海域離岸風場優良，離岸風電具有相當大的潛力，首先將以西部海域 12 浬領海外界線內，且水深為 5-100 m 以內為初步評估區域⁴²，再選取符合風力條件之區域（海平面高 10 m 平均風速值為 8 m/s 以上），最後再扣除許多考量因素之海域空間，例如：航運安全、海底纜線、油氣管線、專用漁業權、火炮射擊區、地形陡峭區域等等，最後估算得到臺灣海峽之風能分布與可開發潛在

³⁹ 溫珮伶等(2014) 臺灣陸域風力發電之成本效益分析。

⁴⁰ 行政院原子能委員會(2013) 台灣發展風力發電之技術經濟分析與 3E 效益評估。

⁴¹ 台灣電力公司(2021) 本公司近 5 年風力發電營運情形。

⁴² 呂學德等(2015) 臺灣離岸風力潛能與優選離岸區塊場址研究。

區域，共有 36 處離岸風電潛力場址範圍，總面積約為 3,000 km²。

目前臺灣在西部外海所布建的離岸風機皆為固定型，水深在 50 公尺以內，裝置容量是以 8 MW 的風機為主，因此，若採用裝置容量 8 MW 的風機，並以 15.5 MW/km² 的裝置容量密度進行估算，總開發潛能預估可達 47 GW；而若採用裝置容量 10 MW 的風機，並以 24.7 MW/km² 的裝置容量密度進行估算，總開發潛能預估可達 74 GW；惟若採用未來科技之大型風機—裝置容量 20 MW 的風機，因風機直徑增加，單位面積風機數量減少，僅能以 17.8 MW/km² 的裝置容量密度進行估算，總開發潛能預估僅可達 53.4 GW。雖然使用大型風機並未能增加總裝置容量，但是，卻能減少風機的使用數量，進而降低裝置成本的優點(圖 2.3.2)。

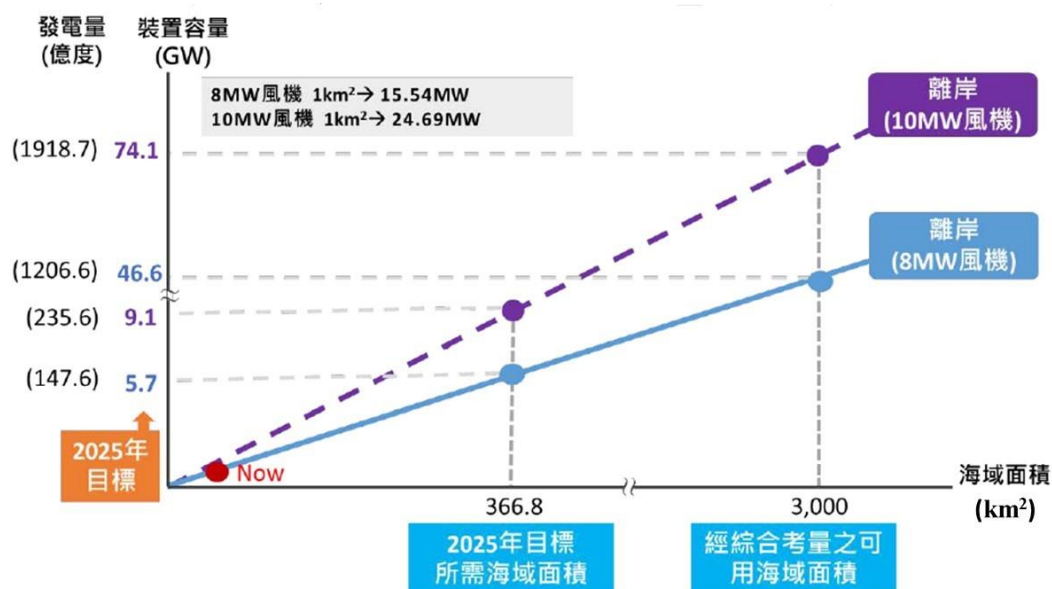


圖 2.3.2 離岸風電預估裝置容量

雖然離岸風電潛能評估可達裝置容量極大，但如前述，離岸風電發展潛能與布建速度受限於相關基礎設施之能量，離岸風場開發建置工程規劃包含泊靠港和陸上工作站，泊靠港主要提供工作船機進行海上施工作業期間所需裝載運輸及靠泊使用之施工碼頭；陸上工作站則作為水下基礎、塔架及風機各部元件製造、加工、組裝、儲放等作業之場地。目前我國以臺中港作為各風場開發商離岸風電機

組之生產、儲存、組裝及運輸之基地，占地約 60.5 公頃（#2、#5A、#5B 等碼頭），經由臺中港的統計，要每年建置 0.5 GW 的離岸風場，需要約 30 公頃的港口土地來進行零件存放與組裝⁴³，根據目前政府公佈 2026 年至 2035 年的「離岸風電區塊開發選商規則草案」，預定於 2026 年起釋放出每年 1.5 GW 的離岸風電裝置容量與併網容量⁴⁴，因此，臺中港須要擴大規劃至 90 公頃的港口興建。若未來離岸風機由單支 8 MW 提高至 14 MW 以上，港口的設計與載重更須要進行擴大規模興建，以容納更大型的風機零組件與大型的施工船舶的進駐。

因此，初步估計我國離岸風電之裝置容量目標，於 2026 至 2050 年的 25 年期間，可以新增 37.5 GW 的裝置容量，再加上 2025 年達到的 5.7 GW，預估 2050 年的離岸風電容量可達 43.2 GW。因離岸風電容量因數將較陸域風電大，但各海域容量因數變動範圍大，初步以較保守的數值(40%)進行估算，評估可每年預估發電量為 1,513.73 億度。

3. 未來風電科技

離岸風機技術正快速的發展中，其中發展迅速的風電技術為單機大裝置容量之風機，如 14 MW 以上風機；未來在固定型離岸風電的場域逐漸飽和的情況下，離岸風機的布建將逐漸往深水區（水深 50 公尺以上）移動(Box 2.3.1)。浮動式離岸風電將成為下一個階段風電技術開發的重點，浮動式的離岸風機是採用浮動式平台取代現有的固定式基樁，目前適用於離岸風機的平台技術有張力腿式、浮筒式與半潛式⁴⁵，這些技術具有抗風、抗浪與抗流的能力。其中，半潛式離岸風機是目前最適合臺灣發展的技術，其優勢在於浮動平台與風機皆可在岸邊進行組裝，僅須要由船隻拖往外海置放即可，可減少因海象因素影響施工時間。而臺灣的外海深水區的離岸風電潛能預估可達 90 GW⁴⁶。目前已規劃離岸風電浮動式風場示範計畫，目標在 2026 年完成總裝置容量 100 MW 浮動式離岸風機建置與併網，

⁴³ 交通部運輸研究所(2021) 離岸風電海下工程技術研發計畫。

⁴⁴ 經濟部能源局(2021) 離岸風電區塊開發選商機制規劃。

⁴⁵ IRENA (2020) Fostering a blue economy: Offshore renewable energy。

⁴⁶ 工業技術研究院綠能所(2011) 臺灣風能評估手冊。

預計在 2030 年可進行浮動式離岸風場的布建與商轉⁴⁷，若以每年 0.5 GW 的裝置容量為目標，到 2050 年將可達到 10 GW 的裝置容量，每年預估發電量為 350.4 億度（容量因子以 40% 來計算）。

Box 2.3.1 Hywind Tampen 浮動式離岸風場

挪威能源公司(Equinor)將在挪威北海建置一個裝置容量 88 MW 的浮動式離岸風場，目的在於提供海上油田作業所需要的電力，將由 11 台 8 MW 的風力機所組成，水深範圍在 260-300 公尺，這是目前全球最大的浮動式離岸風電場，預計 2022 年可以完工。

隨著風力發電成本逐年下降且風場開發規模逐年擴大，由於風場的可調度性較差，整體電力供需會常出現不平衡的狀態，未來可透過整合天氣/氣候預報系統與風能發電裝置系統，提供較精準的風能發電量預測資訊，使電廠能及時排程調度電力與規劃長期發電策略⁴⁸。若在電力調控管理無法即時達到平衡，將出現棄風的情況，因此，近期“Power to X”將電力轉換為其他能源儲存或燃料使用的概念越來越受到重視⁴⁹，目前最受重視則為離岸風電搭配電解製氫的模式，可紓緩部份季節或時間供電過剩的問題（可參閱 2.5 氫能章節）。此外，隨風場離岸距離增加，電網設置成本也將提高，可將部分電網投資費用轉用於建置氫能轉換及運輸的相關設備。丹麥開發商 Orsted 在 2021 年已完成 H2RES 示範計畫，為全球第一項正式運轉的離岸風電製氫計畫⁵⁰。

預估至 2025 年，我國離岸風機安裝組數將會快速增加至 600 多座離岸風機，預計在 2035 年時，我國海域將有約 1,000 座離岸風力機組⁵¹，整體離岸風機的維運時間長達 20 年，除定期基礎保養外，每當遭遇強烈颱風與地震後，勢必需要即時檢修。因此，建立在地化維運業者與零組件供應鏈是必要的，可大幅降低運

⁴⁷ 經濟部能源局(2021) 離岸風電浮動式風場示範規劃說明。

⁴⁸ 台灣電力公司(2018) 台電再生能源發電預測研究現況。

⁴⁹ Manuel Götz et al, (2016) Renewable Power to Gas: a technological and economic review. Renewable Energy 85, 1371-1390.

⁵⁰ 4C OFFSHORE (2021) Uniper and Ørsted forge offshore wind and hydrogen alliance

⁵¹ 國家海洋研究院(2020)，離岸風場運維現況與趨勢。

維的成本。在離岸風場維運技術的發展趨勢將從傳統單點控制走向整體面管理，運用大數據分析與先進的監控系統及感測器，可提早診斷設備與零件的健康狀況以進行維護或更換，並且可透過預測整體風場現況評估出最佳的保養排程與檢修策略⁵²。另外，無人化設備將作為風力機組及水下結構維修的發展重點，包含：無人機巡檢、自動攀爬機器人、水下無人載具等⁵³，並透過創新科技設備加速診斷時間以降低人員實際維修活動的危險性。

2.3.4 政策建議

為了維持我國能源自主性、降低環境污染與降低溫室氣體排放，臺灣須要發展無碳排又「在地的」再生能源，其中，風力發電因臺灣擁有優良風場，成為減碳的重要選項。依據前述針對我國推動風力發電之問題分析以及潛能與限制評估，可以知道風力發電是目前所有無碳電力選項中，技術最成熟之再生能源，只要投入建置裝置容量及支援之基礎設施，短期便可提高再生電力供給，但仍需社會支持、以及風電技術、產業、港埠空間等整體政策規劃，方可能解決目前實務上之問題，加速布建，以達長期減碳目標。本建議書有以下建議：

1. 全力提供離岸風電發展之各項支援措施，以提高離岸風電裝置容量與發電量

因我國離岸風電發展潛力高，未來風力發電將以發展離岸風電為主，目前政府雖已採取許多積極作為促進風力發電之發展，但因前述分析之問題，使得發展進度不如預期，因此，若要增加離岸風電之裝置容量，必須提供全面性的支援與配套措施，方可能加速設置與布建，本建議書提出以下推動建議：

- (1) 因離岸風電一旦設置，其水下基樁與電纜配置均須配合建設，開發商亦將投入大額經費，受未來風電技術發展之影響（如：大型化風機、深水區風機基座架設技術等），原有劃設風場區域之限制條件應可進行檢視，由淺水區移動至潛能更大的深水區，並尋求發電最佳化之風場風機配置（單機裝置容量、

⁵² 經濟部(2017)，離岸風場維運作業效能提升技術開發計畫。

⁵³ 資策會產業情報研究所(2020)，水下無人載具產業觀測－以離岸風電應用為例。

風機數量、海域面積等等)，並針對調整之風場與開發條件，施行配套措施，例如：深水區風場、漁場漁民溝通等。

- (2) 積極進行我國西部港口碼頭之土地利用需求整體規劃與設計，包括港口基地腹地之開發（目前臺中港腹地，甚至其他港口之開發）、饋線之建設（輸配電電網、變電站變電所等鄰避設施）；藉此提高裝置能量至每年裝置 1.5 GW 或更高，以加速布建。
- (3) 持續關注並引進國際上最新風電技術，並投入研發適合我國國情之相關技術，以從建置到長期維運都達技術自主的目標。例如：浮動式風力發電技術、海事工程技術、臺灣海峽風力發電系統管理（含精準風力預測與發電量預測資訊）、降噪音葉片設計等等。
- (4) 適時調整目前我國發展離岸風電之在地化政策，除了扶植我國本土風電產業鏈之發展、鼓勵國內廠商投入之外，更應將裝置進度納入考量，一方面使本土採購政策更具彈性（如維修項目），另一方面發展多元風電產業與在地化海事自主工程技術，並提升我國供應商國際競爭力，將船舶、人才與技術深耕留在臺灣，未來再擴展至亞太及國際市場。

2. 強化社會溝通與相關公民參與機制，以取得社會支持

因陸域風電易影響鄰近社區民眾，離岸風電風場設置易影響漁業活動，因此，目前風力發電常常引發社會反對聲浪，建議政府應妥善進行社會溝通，才能在各種挑戰下穩健發展，本建議書提出以下推動建議：

- (1) 加強公民參與機制與社會溝通，尤其在陸域風電風場規劃設計初期，以及離岸風電風場規劃設置時主動與鄰近社區民眾及漁民團體溝通。
- (2) 提供各式誘導配套措施提高陸域風電鄰近社區居民支持度以及受影響漁民支持度，例如：補助加裝隔音窗、漁獲影響補貼等等。
- (3) 進行離岸風電風場海域區域的生態追蹤調查，以了解可能的生態衝擊、漁場衝擊。

2.4 地熱能

摘要

地熱為我國少數可自產再生能源之一，且可作為基載電力，若能供電足夠比例，將可提升電網穩定性，因此，地熱資源是邁向 2050 淨零排放路徑上，不容忽視的零碳電力選項。我國有淺層地熱潛能 0.986 GW，深層地熱潛能 31.8 GW，地熱成功與否取決於精細探測(mapping)及探勘取熱(drilling)技術，此二技術近年皆有長足發展，必須加速投入研發與布建，盡快找出適合發展地熱之場址。策略上，全球淺層地熱發電行之有年，技術已經非常成熟，我國應加速開發；此外，深層地熱技術預計在 2030 年時更為成熟，我國更應積極擴展深層地熱之開發，使深層地熱成為我國地熱發電的主力。而且前期淺層地熱開發過程所累積的地質資料，將來可以應用在深層地熱的開發上。本政策建議書有下列幾點建議：

1. 加速推動我國淺層與深層地熱資源之精細探測及探勘取熱技術，深入了解我國地熱資源之分布，並緊盯全球最新深層鑽探取熱技術發展，適時引入最新技術。
2. 強化推動誘因，制定地熱專法、明文規範主管機關，以簡化開發行為審查，保護探勘權益，加速產業發展。
3. 以增加淺層地熱電廠裝置容量為短期目標，深層地熱電廠裝置容量為長期目標。預計 2050 年我國地熱裝置容量達到 8.13~12.88 GW，發電量 468.29~741.89 億度，平均發電量為 605.09 億度。

2.4.1 前言

隨著經濟發展及全面電氣化的影響，2050 年我國電力需求將大幅成長。地熱發電相對穩定，可做基載電力，如果可以充分利用，則可降低再生能源不穩定性的衝擊。臺灣深層地熱潛力大於 30 GW，若大幅提升深層地熱對我國發電量的貢獻，對 2050 淨零排放目標應有極大助益。地熱系統依據開採之型態可分為傳

統熱液型地熱系統(Hydrothermal System)及增強型地熱系統(Enhanced Geothermal System, 簡稱 EGS)。傳統地熱生產井之鑽鑿深度一般不超過 3,000 公尺,屬於淺層的地熱開發;EGS 開發深度通常大於 3000 公尺,又稱為深層地熱,目前技術與成本問題尚限制了 EGS 的發展。雖然全球淺層地熱技術已非常成熟,但臺灣的淺層地熱潛力不到 1 GW,對我國 2050 淨零排放目標幫助有限。但從現在到 2050 年還有近 30 年的時間,可預見 EGS 產業應可達到規模經濟,幫助臺灣達到 2050 淨零排放目標。

我國應該選擇發展地熱發電產業的原因,除了臺灣自產地熱資源豐富這項以外,地熱發電為基載電力也非常關鍵。依據台灣電力公司統計資料顯示,2020 年臺灣各地太陽能的容量因數(capacity factor)約在 9~15%之間,相當於一年有超過 85%的時間無法發電⁵⁴,2020 年陸域風電的容量因數約在 26~30%之間,離岸風電容量因數雖較高,但不同月份之間變化非常大⁵⁵;相反的,地熱不受天候影響,容量因數的世界平均值高於 80%,在某些獨立電廠甚至可高於 90%⁵⁶,可以作為基載電力,在未來淨零排放大趨勢下,具間歇性、非基載電力的風電與光電比例逐漸提高的趨勢下,地熱可以協助提供臺灣穩定的電力,來發揮其重要的影響力。

2.4.2 國際發展現況

目前全球商轉中的 EGS 電廠僅有德國的 Insheim 電廠(4.8 MW)⁵⁷與 Landau 電廠(3.8 MW)⁵⁸、美國內華達州的 Desert Peak 電廠(1.7 MW)⁵⁹、法國的 Soultz 電

⁵⁴ 台灣電力公司(2021) 109 年各縣市太陽光電容量因數。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=207&cid=165&cchk=a83cd635-a792-4660-9f02-f71d5d925911#b04>

⁵⁵ 台灣電力公司(2021) 再生能源發電概況—風力發電。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=204&cid=1581&cchk=82fb957e-2fe8-49b6-90a9-b750387de936>

⁵⁶ International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017) Geothermal Power - Technology Brief.

<https://www.irena.org/publications/2017/Aug/Geothermal-power-Technology-brief>

⁵⁷ BESTEC (2012) The Insheim Geothermal Project. <https://www.bestec-for-nature.com/index.php/en/projects-en/insheim-en>

⁵⁸ BESTEC (2007) The Landau Geothermal Power Plant. <https://www.bestec-for-nature.com/index.php/en/projects-en/landau-en>

⁵⁹ POWER (2013) U.S. EGS Project Adds 1.7 MW Grid-Connected Output.

廠(1.5 MW)⁶⁰等，全球應不超過十座，目前主要是技術與成本問題限制了 EGS 的發展，所以歐盟 EUGENE 協會結合了 35 個歐盟內外團隊，目標讓 EGS 的探勘成本、鑽井成本各下降 20%，熱電轉換效率提升 20%⁶¹。美國的能源部以地熱能研究前沿觀測站(Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy, FORGE)計畫專用於 EGS 的技術開發，並集結產官學研，補助 47~70%研究基金，目標是在 2030 年將 EGS 成本降至 0.06 美元/kWh (約新臺幣 1.8 元/kWh；目前地熱的均化能源成本落在新臺幣 1.68~2.79 元/kWh 之間)，在 2050 年達到全國 100 GW 的裝置容量。

加拿大薩斯喀徹溫省(Saskatchewan)是北美第六大的石油產地，經年累積了大量的當地地質資訊，如今這些地質資訊被應用在地熱能的發展上。加拿大自然資源部(Natural Resources Canada)首先在 2014 年投入 100 萬加幣進行先期研究，接著又加碼 52.5 萬加幣進行測試鑽探；該地熱開發由 DEEP Earth Energy Production 公司執行，總經費為 5,130 萬加幣。2019 年 1 月，加國政府進一步投入 2,560 萬加幣(約新臺幣 5.87 億元)建造裝置容量 5 MW 的電廠⁶²。依照 DEEP 公司的設計，裝置容量 20 MW 僅需 3.5 公里深的注水井 4 座、取水井 6 座⁶³，如此設計所需的水力壓裂(hydraulic fracturing)範圍小，不易引發人可感知的地震(例如韓國 Pohang 在 2017 年發生的 EGS 疑似相關事件⁶⁴)，也更適用於我國的地理環境。

2020 年全球地熱發電裝置容量最高的十個國家分別為美國(3.714 GW)、印尼(2.133 GW)、菲律賓(1.918 GW)、土耳其(1.688 GW)、紐西蘭(1.005 GW)、墨西哥

<https://www.powermag.com/u-s-egs-project-adds-1-7-mw-grid-connected-output/>

⁶⁰ Lu, S. M. (2018) A global review of enhanced geothermal system (EGS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2902-2921. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.097>

⁶¹ 李伯亨、柳志錫、劉力維、謝瑞青、郭泰融、王俊堯(2014 年 6 月)增強型地熱系統發展分析與探討。臺灣能源期刊。1(3)，325-348。

⁶² DEEP (2019) Prime Minister announces support for Canada's first geothermal power facility. <https://deepcorp.ca/prime-minister-announces-support-for-canadas-first-geothermal-power-facility/>

⁶³ DEEP (2021) Saskatchewan is Ready for Final Geothermal Power Feasibility Engineering – 53 Day Large Volume Production and Injection Test Successful – First in Canada. <https://deepcorp.ca/saskatchewan-is-ready-for-final-geothermal-power-feasibility-engineering-53-day-large-volume-production-and-injection-test-successful-first-in-canada/>

⁶⁴ Mark Zastrow (2019) South Korea accepts geothermal plant probably caused destructive quake. <https://www.nature.com/articles/d41586-019-00959-4>

(0.963 GW)、義大利(0.944 GW)、肯亞(0.861 GW)⁶⁵。2008 年至 2018 年間，新增裝置容量第 1 名的土耳其就增加了 1.317 GW，等於 10 年間成長了 44 倍；2008 年至 2018 年間新增裝置容量第 2 至第 5 名還包括了印尼(0.956 GW)、美國(0.599 GW)、肯亞(0.509 GW)，和紐西蘭(0.421 GW)⁶⁶。

臺灣發展地熱發電的經驗不足與鑽探的高成本，是遲遲未能推展的原因，裝置容量高達 861 MW 的肯亞經驗或許可成為借鏡。肯亞的人均 GDP 不到 2000 美金，只有臺灣的大約 6.3%，但至少超過 75% 的地熱發電廠，都是由肯亞本土的 Kenya Electricity Generating Company 所建設完成⁶⁷。2008 年至 2018 年間新增裝置容量第 1 名的土耳其也是一個典範，土耳其每度電的躉購（政府用特定的保證金額來收購綠電，Feed-in Tariff, FiT）費率只有 10.5 美分（大約為台灣電力公司電價），雖然保證躉購期只有十年，卻已足夠培植國產關鍵基礎設備，來支撐國家的地熱能發展⁶⁸。

2.4.3 我國發展地熱能之現況問題分析

我國 2020 年地熱發電裝置容量僅約 0.3 MW，發電量約 200 萬度，此發展現況對於位於火環帶的臺灣而言實在偏低，也應有長足成長空間。臺灣發展地熱發電較緩慢的主要原因在於早期失敗的經驗，早期清水地熱發電廠在 1981 年至 1993 年間，運轉僅十餘年即以失敗收場，讓我國政府在往後的二十餘年都對地熱發電技術的投資裹足不前，不甚成熟的技術往往因一次失敗而裹足不前，使技術的發展長期落入所謂「死亡之谷(Valley of Death)」，而忽視了其應有的潛能，

⁶⁵ Richter, A. (2021) ThinkGeoEnergy's Top 10 Geothermal Countries 2020 – installed power generation capacity (MWe) . <https://www.thinkgeoenergy.com/thinkgeoenergys-top-10-geothermal-countries-2020-installed-power-generation-capacity-mwe/>

⁶⁶ Richter, A. (2021) Global geothermal power generation capacity reaches 14,600 MW at year end 2018. <https://www.thinkgeoenergy.com/global-geothermal-power-generation-capacity-reaches-14600-mw-at-year-end-2018/>

⁶⁷ Macharia, M. W., Gachari, M. K., Kuria, D. N., & Mariita, N. O. (2017) Low cost geothermal energy indicators and exploration methods in Kenya. *Journal of Geography and Regional Planning*. 10 (9), 254-265. <https://academicjournals.org/journal/JGRP/article-abstract/4C7023B65573>

⁶⁸ 國立臺灣大學社會科學院風險社會與政策研究中心（2019 年 2 月 23 日）公投養綠：發展地熱能源的必要知識。 <https://rsprc.ntu.edu.tw/zh-tw/m01-3/en-trans/1112-green-nuclear-vote-necessary-knowledge.html>

也未能與國際發展同步，此點在未來淨零碳科技的研發上不可不慎。直到近期政府開始有示範獎勵以及法規放寬措施，2018 年後開發申請案件才逐漸增加，目前這些小型淺層地熱發電廠多位於我國東部地區，目前在 2023 年可商轉的地熱發電裝置容量預計可達 35 MW（附錄 2E）。目前我國發展地熱的問題包括：

1. **高精細地熱探勘工作發展落後，缺乏較新高解析度地質資料：**目前我國地熱潛能區域之評估源於早期能源科技國家型計畫之地熱資源資料，但近期探勘技術已逐漸發展成熟，若能取得高解析度地質資料技術，儘速啟動精細地熱探勘工作，同時與國際合作，獲得深層地熱潛在地區的位置，將可降低後續鑽探成本與風險。
2. **深層地熱取熱技術發展落後：**國際上已開始有深層地熱 EGS 電廠的案例，技術發展迅速，例如：水平鑽探(horizontal drilling)技術，我國地熱發電技術尚未布局整合。
3. **初期鑽探風險較高，缺乏廠商投入誘因：**全球約有 40%的地熱井鑽探會以失敗收場，而無法找到具商轉價值的熱源⁶⁹。廠商投資風險過高時，則須倚靠政府的政策獎勵措施加以協助。
4. **多部門法令政策限制，行政流程繁雜⁷⁰：**目前我國雖有「地熱能發電示範獎勵辦法」，但申請案獎勵金總額不得超過地熱能探勘費用之 50%，且以新臺幣一億元為上限；2018 年公佈的「開發行為應實施環境影響評估細目及範圍認定標準」，雖將地熱發電裝置容量免環評的門檻放寬到 10MW，但地熱裝置容量規模與開發範圍並無直接關係，這也影響廠商投入具商業規模、大裝置容量之開發案意願；其他法令政策方面，電業法第 18 條雖述及「輸配電業對於發電業或自用發電設備設置者要求與其電力網互聯時，不得拒絕；再生能源發電業

⁶⁹ Bill Gates (2021) How to Avoid a Climate Disaster.
<https://www.penguinrandomhouse.com/books/633968/how-to-avoid-a-climate-disaster-by-bill-gates/>

⁷⁰ 劉光瑩(2021)《獨家直擊》臺灣地小人稠的痛點，為何被比爾蓋茲、貝佐斯投資的公司看上？天下雜誌。<https://www.cw.com.tw/article/5114679>

應優先併網。」但實務上還須克服與台灣電力公司之間的協調合作問題。日本在 311 大地震引發的福島核災（2011 年）後，就曾大舉獎勵發展地熱發電⁷¹，表 2.4.1 是臺、日在地熱發電法令政策措施的比較。

表 2.4.1 臺、日地熱發電法令政策措施比較

政策/措施	日本	臺灣
投資增強型地熱系統技術研發	積極	相對不明顯
補助 50% 的地熱探勘鑽井費用	○	○*
100% 補助開發商公開說明會，以促成地熱電廠建造	○	×
躉購措施	電廠規模大於 15 MW 者每度電價為 27.3 日圓，小於 15 MW 者每度電價為 42 日圓	每度電新臺幣 5.1956 元**
修改法令以允許在國家公園內從事探勘建廠	○	***

*地熱能發電示範獎勵辦法；2022 年 5 月 20 日發布

**110 年度再生能源電能躉購費率

***開發行為應實施環境影響評估細目及範圍認定標準；地熱電廠 10 MW 以下免環評

2.4.4 我國發展地熱能之潛能與限制評估

根據早期地熱潛能評估，我國總蘊藏量約 159.6 GW，但可開發量約 20~22%，淺層地熱潛能預估僅約 0.986 GW（表 2.4.2），而臺灣 EGS 潛能可達 31.8 GW（表 2.4.3），故臺灣 2050 淨零排放目標有賴 EGS 產業的形成。在發展 EGS 技術的同時，臺灣應加速進行好景區地下的精細地熱探勘。越為仔細的探勘，開發時鑽井的風險就越低，且探勘資訊未來隨時可將用之於深層地熱評估以建立 EGS 電廠，如此才能在 2050 年前，使地熱發電逐年增加對總體發電量有的實質貢獻。例如前瞻基礎建設計畫中已核定「加速全面性地熱資源探查及資訊供應計畫」，於 2020 年、2021 年將分別投入至少新臺幣 7,000 萬元，執行地熱資源的探查，此一工作

⁷¹ 宋聖榮(2015) 臺灣地熱能源發展的現況、展望與困境。石油季刊，61-82。

似已起步，不過仍期盼有長期且穩定支持才能有立竿見影的效果。

表 2.4.2 臺灣淺層地熱潛能評估⁷²

地區	溫度範圍(°C)	儲集層體積(km ³)	發電潛能(MW)
大屯山	200~290	40.0	514
清水	180~220	6.0	61
土場	160~180	3.0	25
廬山	150~210	4.5	41
知本	140~200	3.0	25
金崙	140~180	6.0	48
瑞穗	140~180	2.0	16
紅葉	130~190	1.5	12
寶來	110~160	2.0	14
富源	80~160	1.5	9
霧鹿	150~210	2.0	18
東埔	120~180	2.0	16
樂樂	120~140	1.5	9
谷關	130~180	2.0	15
馬陵	130~170	1.5	11
紅香	130~170	1.5	11
四區	140~210	2.0	18
五區	150~210	2.0	18
臭乾	135~185	2.0	16
茂邊	170~210	2.0	19
烏來	150~200	1.5	13
關仔嶺	120~190	1.5	11
中崙	120~185	1.5	11
礁溪	100~160	1.5	9
桃林	150~210	1.5	14
比魯	130~190	1.5	12
合計			986

⁷² 環境與發展基金會(2013) 臺灣地熱發電潛能廠址研究計畫期末報告。

表 2.4.3 臺灣深層地熱潛能評估⁷³

地區	面積(km ²)	平均溫度(°C)	蘊藏熱能 (10 ¹⁸ J)	發電潛能 (GW)
大屯山	278	236	252	2.7
清水、土場	909	223	760	7.8
廬山	279	210	209	2.0
瑞穗、安通	467	195	297	2.6
霧鹿、紅葉	571	196	366	3.3
知本、金崙	701	214	545	5.4
寶來	476	205	336	3.1
關仔嶺	510	197	334	3.0
新竹、苗栗	343	192	209	1.8
合計	4,532	208	3,307	31.8

以近兩年的數據可略知目前我國淺層地熱開發能量一年可增加約 17 MW 淺層地熱，至 2025 年可能可達 51 MW，若能在 2026 年開始擴增開發能量至一年 25~35 MW，在淺層地熱方面，預計在 2050 年約可增加 625~875 MW 的裝置容量，整體約可達 676~926 MW；而在深層地熱方面，目標設定在 2035 年起每年開發 500MW-800MW，預計在 2050 年約可有 7.5~12 GW 的裝置容量；因此，在 2050 年地熱裝置容量約可達到 8.13~12.88 GW，以 80%容量因數及一年運轉天數約 300 天做計算，發電量約可達到 468.29~741.89 億度，平均發電量為 605.09 億度。

2.4.5 政策建議

陽光或風力資源，可以在地表上觀察得到，選址來建設發電機組似相較容易；相對之下，地熱資源在地底下，鑽井探勘具有技術門檻，失敗的風險因此也相對

⁷³ 經濟部能源局(2014) 2014 年能源產業技術白皮書。

高。2020 年臺灣太陽光電的容量因數平均只有 14.44%⁷⁴，風電也只有 29.56%⁷⁵，而地熱高於 80%。所以不受天候影響的地熱發電成為穩定電力供應的關鍵選項。本政策建議書提出以下政策建議：

1. 加速推動我國淺層與深層地熱資源之精細探測及探勘取熱技術，深入了解我國地熱資源之分布，並緊盯全球最新深層鑽探取熱技術發展，適時引入最新技術

鑽探風險使得地熱產業鏈的形成更需要政府的推動，應積極投資提升地質資訊解析度的技術（如大地電磁法、地震網速度構造逆推法），建立高解析度的地下地質資料庫。況且淺層地熱發電已是非常成熟的技術，如加州的 The Geysers 發電園區建廠時間早在 1960 年，整區的裝置容量超過 0.8 GW⁷⁶；而且酸蝕⁷⁷、結垢等技術問題都已有解決方案。臺灣有將近 1 GW⁷⁸的淺層地熱發電潛能，雖不若深層 EGS 來的豐富，但藉其推動建立產業鏈與培養人才，未來可以在淺層地熱的基礎上，再朝資源更為豐富的 EGS 邁進。人均 GDP 僅臺灣約 6%的肯亞都已經有 0.861 GW 的裝置容量⁷⁹，以臺灣的科技發展高度，開發的風險必然相對較低，應儘速提升臺灣淺層地熱發電之裝置容量。

地熱開發技術方面，可以石油鑽探產業作為借鏡，石油鑽探同樣存在著找不到油源的風險，但是一旦形成規模經濟，原油也可以變便宜。相信地熱發電產業也會依循類似的軌跡，隨著將來地熱發電廠數量的增加，開發商的成本也會大幅

⁷⁴ 台灣電力公司(2022) 110 年各縣市太陽光電容量因數。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=207&cid=165&cchk=a83cd635-a792-4660-9f02-f71d5d925911#b04>

⁷⁵ 台灣電力公司(2022) 台電風力發電裝置情形。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=204&cid=1581&cchk=82fb957e-2fe8-49b6-90a9-b750387de936>

⁷⁶ California Energy Commission (2021) California Geothermal Energy Statistics and Data. from

https://ww2.energy.ca.gov/almanac/renewables_data/geothermal/index_cms.php

⁷⁷ 彭筱涓(2021) 國際酸性地熱系統開發案例分析。

<https://km.twenergy.org.tw/ReadFile/?p=KLBase&n=20210609172327.pdf>

⁷⁸ 同前揭註 72。

⁷⁹ Alexander Richter (2021) Global geothermal power generation capacity stood at 15,608 MW at the year-end 2020. The current pandemic situation clearly slowed down development with limited growth reported. Turkey represents nearly all geothermal generation capacity added in 2020.

<https://www.thinkgeoenergy.com/thinkgeoenergys-top-10-geothermal-countries-2020-installed-power-generation-capacity-mwe/>

降低。在淨零排放的情境下，當油井鑽探受限，原來石油鑽探公司也會轉型，將鑽探技術轉而應用在地熱上，不論是傳統探測或水平鑽探(horizontal drilling)技術，都能對 EGS 發電的實現有很大的幫助。

2. 強化推動誘因，制定地熱專法、明文規範主管機關，以簡化開發行為審查，保護探勘權益，加速產業發展

法規配套改善方面，我國尚無地熱專法，沒有明文規範主管機關，作為單一窗口來保護探勘權益、簡化開發審查流程⁸⁰、協助產業界投入。這導致長期以來國內外企業投入探勘或開發的意願不高，主要推動的地熱開發工作只有公營事業執行被指派的任務。近期不論是前瞻基礎建設的投資、地熱能發電系統示範獎勵辦法（2020 年 12 月 31 日廢止）、地熱能發電示範獎勵辦法（2022 年 5 月 20 日發布）、或是在國家公園等保護區的開發限制放寬⁸¹等，對國際相關制度的仿效已有一些成果。但臺灣地熱資源豐富，與地熱發電裝置容量最高的十幾個國家比起來，發展速度確實過於緩慢，政府應加速地熱專法制定，積極協助廠商與在地居民溝通協調，創造在地就業機會，獎勵國外專業鑽探團隊來臺，才能儘早讓臺灣的地熱產業快速發展。

3. 以增加淺層地熱電廠裝置容量為短期目標，深層地熱電廠裝置容量為長期目標。預計 2050 年我國地熱裝置容量達到 8.13~12.88 GW，發電量 468.29~741.89 億度

目前淺層地熱技術已十分成熟，環太平洋「火環帶」的國家已有多國總裝置容量達到 1 GW 以上，我國應強化國際合作儘速投入探勘開發，儘速使我國與國際技術發展同步，其中精細地質探勘工作更應全面展開，來獲得我國地熱潛在地區高精度地下 3D 地質資訊，除極大化淺層地熱開發應用之外，也可用以探測深層地熱在地下深處的傳導形貌，為未來深層地熱開發做好準備。我國淺層地熱能

⁸⁰ 林瑞珠、管中微、沈政雄、朱丹丹(2019) 我國發展地熱發電之探勘階段法規調適研究。
https://km.twenergy.org.tw/Publication/thesis_down?id=220

⁸¹ 全國法規資料庫(2020) 開發行為應實施環境影響評估細目及範圍認定標準。
<https://law.moj.gov.tw/LawClass/LawAll.aspx?pcode=O0090012>

如果自 2025 年起每年可開發 25~35 MW，而深層地熱自 2035 年起每年可開發 500~800 MW，2050 年時我國地熱裝置容量可達 8.13~12.88 GW，若以 80%容量因數及每年運轉 300 天計算，發電量約可達到 468.29~741.89 億度。

2.5 氫能

摘要

氫能的產製，要以不增加碳排為原則。但目前價格最低的產氫製程—天然氣（甲烷）蒸汽重組亦釋放二氧化碳(CO₂)，因此若以天然氣蒸汽重組轉化製氫（藍氫），則必須搭配碳捕存利用(CCUS)技術；若直接由天然氣無氧裂解(pyrolysis)產氫（青綠氫），技術雖仍在開發中，但前景看好（技術內容詳述於 2.6 節「去碳燃氫」）。由本土綠電透過電解水製氫（綠氫），必須考量本土綠電的供需狀況，及長期儲能的需求。無法立即時使用之綠電，才考慮以電池，抽蓄水力、及電解水製氫來儲存。目前我國仍在拓展再生能源階段，綠電之供應尚無餘裕製造大量綠氫。未來若有儲能需求，則應比較各種可行之案之適切性。

氫能的使用，可以直接將氫氣混入天然氣用以燃燒發電，未來可以轉用純氫取代天然氣燃燒，或透過燃料電池發電。氫燃料電池亦可用於運具如長程貨運及巴士，但在小型車輛上的應用，則面臨電動車的強烈競爭及加氫站基礎建設的困難。此外，氫也有用於工業製程如煉鋼及加氫反應等其他用途。綜合我國各種狀況，本政策建議書提出以下建議：

1. 開發天然氣混氫燃燒發電相關技術。過往我國燃氣發電技術多半以整廠輸入為主，短期在天然氣混氫燃燒發電技術仍需借重國際大廠之研發經驗，但考量混氫或燃氫發電技術在未來數十年之重要性與日俱增，除透過引進混氫或燃氫發電設備外，亦可嘗試朝向自行開發小型混氫或燃氫鍋爐與發電設備以提升實力，並可提供工業製程應用。
2. 參考日本、澳洲合作模式進口綠氫，以取代部份天然氣發電。（估計至 2050 年可發電 575~1,084 億度，裝置容量為 8.2~15.5 GW，詳見附錄 2F）
3. 引進並開發進口氫能相關基礎建設技術，如氫接收站、儲氫材料等。
4. 有效利用不可調度（短期無法立即使用）之綠電產製本土綠氫、燃料電池優化及氫在鋼鐵石化業上相關技術開發。

2.5.1 前言

氫，是一種能量的載體(energy carrier)⁸²，其能量來源可為電、熱、或光。其最終應用則須轉換成電能，熱能，或化學能。

若氫從電分解水而來，最後再轉成電的形式利用，則氫可視為一種儲電能方式，其效益須與電池儲能（見第 2.11 節）競爭。電解水製氫，最佳能效為 0.8⁸³，再以氫發電，最佳能效為 0.6，整體能量轉換效率低於 0.5，低於鋰離子電池之效率(0.8~0.9)。然而，氫可長期儲能，鋰離子電池則不行。以方便性及能效而言，電池在小汽車及短期儲能較佔優勢。

不過氫比目前電池較易持久，以重量而言能量密度大【低熱值⁸⁴(Lower Heating Value, LHV)達 120 MJ/kg（對比鋰電池⁸⁵ 0.97 MJ/kg、汽油(gasoline)⁸⁶ 44 MJ/kg、乙醇(ethanol) 26.95 MJ/kg 與天然氣⁸⁷ 47.13 MJ/kg)】，但以體積而言則居劣勢。能量密度大的好處顯見於長途運輸，故氫能大貨車仍被看好。

氫與電池儲能（見第 2.11 節）相較，電池短期成本雖低，充放電容易，但壽命會遞減，運用於長期電力儲存成本較高；氫能則適合大量、長時間儲存情境⁸⁸，然而因氫氣可以進入許多金屬的晶格(lattice)中，形成「氫脆」(hydrogen embrittlement)現象，因此氫氣的儲存容器與管線需要使用特殊材料，並留意其安全性、穩定性，儲氫亦需高壓，因此又增加了能耗成本。我國由於綠電尚缺，是

⁸² 氫能具有零污染、零碳排放之特性，主要因為零碳排的特性乃因「氫」燃燒後的產物為水，不但無碳排，亦能反過來利用地球上豐富的水資源，所以是可被循環使用的清潔能源。

⁸³ 電解水產氫效率（低熱值）按照國際能源總署參數規劃，目前為 64%，2030 年預估為 69%，長期展望則可達 74%。請參見 IEA (2019) IEA G20 hydrogen report: Assumptions. https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex_CORR.pdf

⁸⁴ 燃料的低熱值（也稱為淨熱值）定義為透過定量下之燃燒（最初為 25°C）並將燃燒產物的溫度恢復到 150°C 所釋放的熱量。

⁸⁵ 鋰離子市售電池能量目前設計最高密度為 250~270 Wh/kg，約當 0.97 MJ/kg。請參見 ASME (2021) Advancing battery technology for modern innovations. <https://www.asme.org/topics-resources/content/advancing-battery-technology-for-modern-innovations>

⁸⁶ Shadidi, B., Najafi, G., & Yusaf, T. (2021) A review of hydrogen as a fuel in internal combustion engines. *energies*, 14(19), 6209. <http://dx.doi.org/10.3390/en14196209>

⁸⁷ 查詢自 H2 Tools. <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>

⁸⁸ 美國國家再生能源研究室 NREL 研究認為，到 2050 年，持續兩週的儲氫預計將具有成本效益。同時，氫氣也是季節性儲存的第一個可行選擇（2050 年最高 1.5 USD/kWh）。參見 pv magazine (2020) NREL study backs hydrogen for long-duration storage. <https://pv-magazine-usa.com/2020/07/03/nrel-study-backs-hydrogen-for-long-duration-storage/>

否有條件做長期儲能，初評結果似不樂觀。但若確有長期（> 1 週）儲能需求，則電解水製氫為可能選項。短期儲能（1~3 日）目前仍以電池效率較高、成本較低。

若自綠電充裕國家（如澳洲）進口綠氫，不失為一可行方案。電力系統若用燃氫取代化石燃料，則基載電力就可以維持相當的比例，不致因其他非基載再生能源成長，而使得輸電電網運作不穩定。

若氫的最後運用為產熱，如在化工業、鋼鐵業、水泥業等，則效能勝於電池；或作為化學還原劑，如煉鋼，化工加氫反應及半導體產業極紫外光微影技術(EUV)等，則氫有其特殊之必要性；至於直接以光催化分解水產氫，目前仍在早期研究中，須要進一步評估我國綠能是否足以支應需求(Box 2.5.1)。

Box 2.5.1 氫有多綠？

以綠電產出之氫稱為綠氫。以目前產氫的技術，以 1 度(kWh)的電製氫，可產 0.02kg 的氫。這些氫若以燃燒發電（60%效率），可發 0.48 度的電。目前我國每發 1 度電，平均排碳 0.5 kg 左右，0.48 度的電，就相當於 0.24kg 排碳。故以綠氫發電，可省 0.24 kg 的排碳。但若以綠電直接使用取代燃煤或燃氣發電，則可省 0.9 kg 或 0.4 kg 的二氧化碳。故綠電最佳效益之使用方式為直接使用，來取代燃煤或燃氣發電。

唯有在綠電過剩，無法馬上使用時，才以製氫的方式長期儲存。但短期的儲能，仍以電池效率最佳。以氫長期儲能，仍須考量儲氫的問題。綠氫除可發電之外，亦可用於工業製程，如煉鋼，化工加氫反應及半導體產業極紫外光微影技術(EUV)等。此外，氫可用於無法電氣化的運輸，如長程運輸。以目前技術而言，天然氣蒸汽重組為最便宜之製氫途徑，但此製程亦產二氧化碳，故非綠氫，因此須配以二氧化碳捕捉技術才可「綠化」。

2.5.2 國際發展現況

再生能源產氫的成本偏高，使氫能在減碳上的重要性未受重視。然 2019 年國際能源總署(IEA)公布的日本 G20 峰會報告指出，隨著再生能源的成本快速下

降，以及產氫規模的擴大，到 2030 年從再生能源生產氫氣的成本可能降低 30%⁸⁹；IEA 2021 年報告亦預估，2050 年淨零排放情境下，產氫將完全使用低碳技術，電解水產氫量將占全球的 60%，其他 40%來自天然氣產氫加上二氧化碳捕獲、再利用與封存技術⁹⁰；而 2020 年氫能委員會(Hydrogen Council)發布的氫能競爭力：成本視角(Path to Hydrogen Competitiveness -A Cost Perspective)報告則認為，如果透過擴大氫能生產、銷售、設備和零件的製造，2030 年氫能解決方案成本將可透過廣泛應用降低 50%，並預期 2050 年氫能將滿足全球約 18%的最終能源需求⁹¹；國際再生能源總署(International Renewable Energy Agency, IRENA)2019 年估算全球不同地區風能與太陽能之平均發電成本(Levelized Cost of Electricity, LCoE)，預測 2035 年可再生能源製氫成本將低於化石燃料製氫⁹²。由此趨勢發展可知，氫能將在未來 30 年的重要性逐漸攀升，若能預先提早佈局，以進口氫取代我國傳統化石燃料的部分能源使用，將可對於我國 2050 淨零排放的減碳目標有所助益。

許多國家已將氫能列為取代化石燃料使用，邁向淨零排放社會之電力轉型重點，例如歐盟在 2020 年 7 月公佈氫能策略(EU Hydrogen Strategy)⁹³，並於 2030 年之後，將綠氫應用於重工業等脫碳難度較高的產業，使氫能在整體能源使用的比例將從 3%擴大到 14%。美國能源部則是近期發佈氫能大型專案計畫 2020 (Hydrogen Program Plan 2020)，為美國氫能研究、開發和示範應用提供了支持策略，並致力於氫能全產業鏈的技術研發、示範和部署以達成規模化，此外，超過 20 家企業聯盟委託麥肯錫顧問公司於 2020 年發布的氫經濟路徑圖(Road Map to a US Hydrogen Economy)則預估美國到 2050 年氫能將占能源消費總量的 14%(強企圖情境)⁹⁴。日本方面，在 2014 年正式宣佈向氫經濟轉型後，除了積極針對

⁸⁹ IEA (2019) The future of hydrogen. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

⁹⁰ 同前揭註 12。

⁹¹ Hydrogen Council (2020) Path to hydrogen competitiveness : A cost perspective. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

⁹² 科技發展觀測平台(2020) 歐盟氫能之競爭優勢與全球氫能技術發展。 <https://outlook.stpi.narl.org.tw/index/focus-theme/detail?id=4b11410075b8452d0175d9e818381f39>

⁹³ EU (2020) EU hydrogen strategy. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296

⁹⁴ Fuel Cell and Hydrogen Energy Association (2020) Road map to a US hydrogen economy. <https://www.fchea.org/us-hydrogen-study>

2020 年東京奧運會準備各種氫能相關的示範，最後在 2021 年疫情影響下決定完成舉辦並實現當初規劃的部分氫能目標外⁹⁵，並在 2020 年發布 2050 淨零排放成長戰略（2050 碳中和綠色成長戰略）後，新設 2 兆日圓基金鼓勵民間投資氫能設備等⁹⁶，擬在 2030 年讓氫能安裝達 300 萬噸，2050 年時目標要擴大到 2,000 萬噸⁹⁷。

以日本為例，為達到 2050 淨零排放目標，日本最大的石油集團 JXTG 近期（2019 年）使用澳洲昆士蘭科技大學的太陽能設施為電力來源進行試驗，將水電解出氫後與甲苯經過電化學反應形成液態有機氫形式（甲基環己烷，Methyl Cyclohexane, MCH）加以儲存，並成功使用船運出口到日本後，再轉換回氫氣與甲苯，氫氣在日本當地使用，甲苯則是可運回澳洲再度進行電化學反應循環利用，為未來日本長期從澳洲大量進口綠氫進行研發測試^{98,99}（圖 2.5.1）。

⁹⁵ 原本氫能規劃在東京奧運會中作為選手村的能源使用、賽場運輸的燃料巴士與奧運聖火等，但因疫情影響，除燃料電池巴士數量與選手村氫能使用受到部分影響外，大致完成原本氫能應用目標。聖火台為利用來自福島的再生能源產氫，但聖火傳遞則是併用了丙烷跟氫。請參見 Chuang, D.(2021) 以「環保」為目標的 2020 東京奧運，有實現氫能社會嗎？
<https://technews.tw/2021/08/05/hydrogen-2020tokyo-olympics/>

⁹⁶ 經濟部國際合作處(2021) 日本為達成 2050 年淨零碳排之具體作為。駐日本代表處經濟組。
https://mnscdn.moea.gov.tw/MNS/ietc/bulletin/Bulletin.aspx?kind=54&html=1&menu_id=33779&bull_id=8838

⁹⁷ 日本內閣官房等(2021) 2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略。
<https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-3.pdf>

⁹⁸ pv magazine (2019) Queensland sends first green hydrogen shipment to Japan. <https://www.pv-magazine.com/2019/03/29/queensland-sends-first-green-hydrogen-shipment-to-japan/>

⁹⁹ QUT (2018) QUT leads new hydrogen pilot plant. <https://www.qut.edu.au/research/article?id=135488>

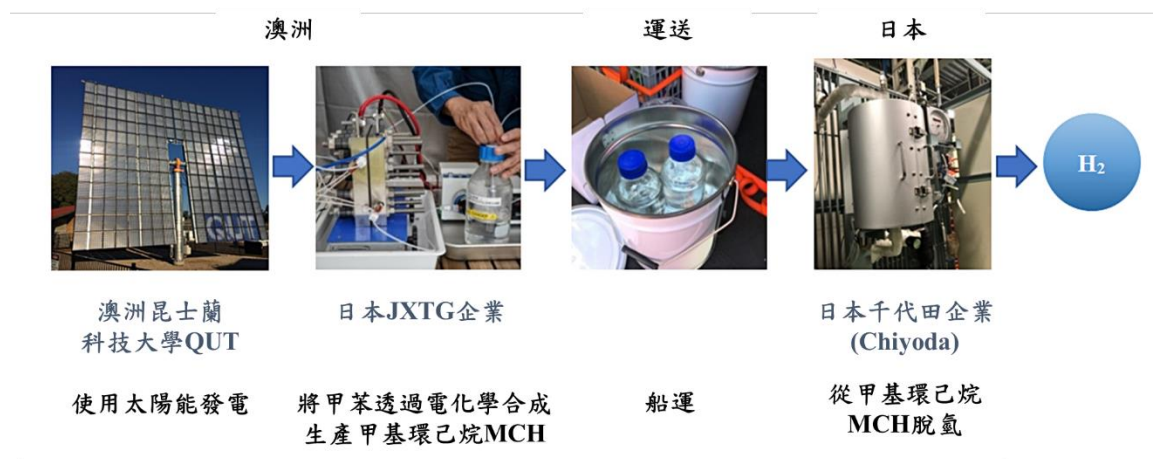


圖 2.5.1 日本與澳洲合作的太陽能產氫合作計畫¹⁰⁰

在此之前，日本亦有其他多項國際合作計畫正執行中。包括日本與澳洲合作液態氫計畫（氫能供應鏈計畫），測試日本能否穩定的從澳洲進口取得液態氫作為發電燃料，因此也澳洲維多利亞省利用水與褐煤汽化產氫並液化，另外希望透過澳洲“CarbonNet”計畫將捕獲的二氧化碳存在維多利亞省附近的海床下，目標為在 2030 達到商業化運作¹⁰¹。2017 年日本川崎重工與挪威 NeL 氫能公司共同進行一項再生能源電力製氫(power to gas)計畫，進行運用水力發電生產氫能，並希望進展到風力發電製氫，並透過液化氫方式輸送至日本¹⁰²。在氫氣運輸上，日本與汶萊也是合作以甲基環己烷為載體之氫運輸示範計畫，此外也和沙烏地阿拉伯進行以氨(ammonia)為載體運之氫運輸聯合示範計畫，以將沙國生產的氫氣運到日本¹⁰³，並於 2020 年秋季完成第一批氫氣（藍氫）運送至日本之試驗。

¹⁰⁰ 東京大学先端科学技術研究センター(2019) Succeeded in the world's first technical verification to produce "CO₂-free hydrogen" at low cost -Trial of hydrogen supply chain establishment and hydrogen based society. <https://www.rcast.u-tokyo.ac.jp/en/news/release/20190315.html>

¹⁰¹ 國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心科技產業資訊室(2020) 日澳政府合作氫能供應鏈計畫，投資 3.5 億美元。 <https://iknow.stpi.narl.org.tw/Post/Read.aspx?PostID=17195>

¹⁰² 能源界(2021) 日本的氫能發展戰略及啟示。 <http://www.nengyuanjie.net/article/45067.html>

¹⁰³ Hellenic Shipping News Worldwide (2021) Blue ammonia's role in the energy transition of Saudi Arabia and Japan. <https://www.hellenicshippingnews.com/blue-ammonias-role-in-the-energy-transition-of-saudi-arabia-and-japan/>

2.5.3 我國發展氫能之現況問題分析

我國要能順利轉型布建無碳的氫能，首要之務尚需完善氫能供應鏈之規劃與相關基礎設施之建置，而其中涉及氫能來源、儲存運輸與應用等諸多環節，且各環節仍有挑戰需加以解決。像是在技術面，我國仍需培養國內混氫/純氫燃燒技術能力，而既有安全儲、運氫技術（包括跨境輸儲）成本高、耗能高，故須強化基礎設施布建與輸儲相關技術之發展以能有所突破；政策面上，我國過去雖在第 1、2 期能源國家型計畫納入氫能與燃料電池研發規劃¹⁰⁴，讓國內已有不少研發機構及業者投入燃料電池技術開發，似具產業價值鏈分工雛形，然而我國於 2050 年氫能各種減碳應用如電力與產業減碳之長程通盤性規劃仍有不足，且氫能從生產、輸儲與應用皆有待規劃完整的法規配套。其他問題尚包括氫能的應用定位需要更為明確，以強化產業投入意願；民眾對於氫能使用安全性仍有疑慮，以及部分儲氫載體使用之化學物具有毒性而需要完善相關化學物質之處理規範與標準等。值得注意的是，利用我國再生能源產製綠氫，除少數應用外，效益不及直接使用再生能源所產綠電。短期無法立即使用之綠電，宜以電池或抽蓄水力等儲能¹⁰⁵。又因我國綠電不足，故仍須要考慮進口綠氫的選項，如目前日澳氫能合作模式。

2.5.4 我國發展氫能之潛能與限制評估

氫能的應用潛能的確認，主要須考量氫能整體供應鏈之各個環節完整串接之可能性與可行性。一般而言氫能供應鏈大致可以歸類為氫氣來源、儲氫、運氫與應用等階段（圖 2.5.2），各階段可以選擇不同替代選項進行組合，以確認至最終應用的可行性。特別是就基礎建設建置成本觀點而言，氫氣最好即產即用，如直接在火力電廠旁產氫，即產即用不需透過儲氫或是運氫階段，可省卻儲存及運輸

¹⁰⁴ 行政院國家科學委員會(2013) 第二期能源國家型科技計畫總體規劃報告書（核定版）。

¹⁰⁵ 除了單純儲能以外，國內亦有學者提出可透過系統性整合再生能源與水資源的方式，包括抽蓄水力、太陽能、風能、海水淡化廠與水庫等，達到解決再生能源間歇性與氣候變遷下水資源缺乏等綜效。參考 Tsai, Y. C., Chan, Y. K., Ko, F. K. & Yang, J. T. (2018). Integrated operation of renewable energy sources and water resources. *Energy Conversion and Management*. 160. 439-454. 10.1016/j.enconman.2018.01.062.

成本。以天然氣無氧裂解去碳產氫直接發電為可能的選項(詳見2.6節去碳燃氫)。

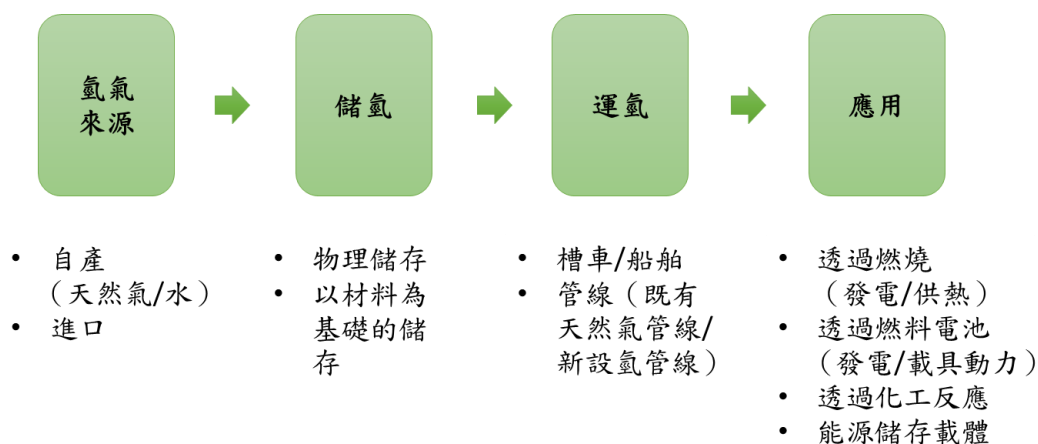


圖 2.5.2 氫能供應鏈各階段與其下各種替代選項

以下分就氫能應用潛能與氫能供應鏈各階段選項的限制進行研析與評估。

1. 氫能的應用與減碳潛能

氫能的應用共可歸類為六大類，如表 2.5.1 所示。(一)與(二)主要是將氫能直接燃燒或是混入天然氣燃燒後用作發電或是供熱用途(如終端消費使用)；(三)與(四)則是將氫能提供做為燃料電池燃料，作為分散式發電用途(如產業或防災用)，或是供作長程運輸(大貨車、船舶)等重型載具使用；(五)則是將氫透過化工反應應用於產業用途，例如石化產業或是資通訊產業等；(六)則是將氫能用做長時間放電之能源儲存載體用。

以上應用中，以(一)氫燃燒後應用於發電、(二)氫燃燒後應用於供熱，以及(四)氫作為燃料電池燃料應用於載具動力為對臺灣最具有減碳潛力的三大應用，且目前皆已具備基本可用技術。但我國先前在(一)與(二)並無進行有系統之研發。

表 2.5.1 氫能一般的應用

類別	直接應用途徑	終端應用
(一)	直接燃燒	發電
(二)	混入天然氣燃燒	供熱
(三)	燃料電池	分散式發電
(四)		長程運輸（大貨車、船舶 ¹⁰⁶ ）
(五)	化工反應	產業應用（石化、資通訊等）
(六)	能源儲存載體	

（一）與（二）的應用中，因純氫燃燒後的產物僅有水而不產生二氧化碳，故以燃燒方式應用於發電或供熱上可有助減碳。現今已商業化的燃氣渦輪機設計多已能處理含氫具有一定的比例之燃料，故 2030 年以前，將氫與傳統化石燃料（如天然氣）進行混燒（如<10~60%）具有可行性，主要因為燃燒全氫之渦輪機須要有特殊耐高溫材料，但目前各廠商都尚無大規模商業化能夠燃燒全氫的渦輪機¹⁰⁷，仍多處於運行測試階段，故目前僅能以混燒為主。而燃燒純氫的燃氣渦輪機預計在 2030 年左右可以達到商業化^{108,109,110,111}，故預期 2030 年以後將可逐步

¹⁰⁶ 日本 NEDO 在 2022 年 3 月提出重型載具(Heavy Duty Vehicle)用燃料電池路徑圖，其中針對需要長時間營運的沿海貨船與客船，訂出 2030 年主要規格。請參見 NEDO (2022) NEDO 燃料電池技術開發ロードマップ—HDV 用燃料電池ロードマップ（解説書）。
<https://www.nedo.go.jp/content/100944011.pdf>

¹⁰⁷ 部分廠商擁有可以改造為燃燒全氫的燃氣渦輪機機種，如 GE 的 F-class 燃燒系統，但目前仍有待進行進一步的運行測試，並未達到真正大規模商業化實施的階段。如 GE 在 2022 年 5 月獲得美國能源部的資助，便是希望加速開發和測試可改造的 F-class 燃燒系統，使該系統能夠結合微型混合器和軸向燃料分級技術，達成 100% 氫氣運行。請參見 GE (2022) GE, DOE accelerating the path towards 100% hydrogen combustion in gas turbines.
<https://www.ge.com/news/press-releases/ge-doe-accelerating-the-path-towards-100-hydrogen-combustion-in-gas-turbines>

¹⁰⁸ 歐盟的製造商聲稱，到了 2030 年渦輪機就能燃燒 100%的氫。請參考 Fairley, P. (2020) 再生能源有氫就輕鬆？科學人雜誌。<https://sa.ylib.com/MagArticle.aspx?id=4835>

¹⁰⁹ GE 計劃到 2030 年實現 100 % 氫燃料發電廠。請參見 Simon, F. (2021) GE eyes 100% hydrogen-fuelled power plants by 2030. <https://www.euractiv.com/section/energy/news/ge-eyes-100-hydrogen-fuelled-poer-plants-by-2030/>

¹¹⁰ 日本第十一次科學技術預測調查中德菲調查預估以 100%氫作為燃料基礎的燃氣渦輪機的 1GW 大型發電技術在 2030 年左右可達成技術實現。請參見 NISTEP (2020) 第 11 回科学技術予測調査 デルファイ調査。
https://nistep.repo.nii.ac.jp/?action=pages_view_main&active_action=repository_view_main_item_detail&item_id=6692&item_no=1&page_id=13&block_id=21

¹¹¹ 目前 New Fortress Energy (NFE) and GE 公司正與美國 Long Ridge Energy Terminal 合作開發可混燒 15~20%氫氣的 GE 7HA.02 combustion turbine，逐漸在未來十年轉換為可用純氫燃燒。請參見 NS Energy (2021) Gas turbines in the US are being prepped for a hydrogen-fuelled future.
<https://www.nsenergybusiness.com/features/gas-turbines-hydrogen-us/>

過渡最終可達到以純氫為燃料之發電或供熱應用(因須考量既有電廠生命週期長達 40 年較難一步替換到位)。有關燃氣與燃氫發電效率之說明則可見附錄 2G。

而電力部門若以氫燃燒應用於電力生產，或是高碳排產業如石化業及鋼鐵業改以氫燃燒作為供熱用途，便能減少原本化石燃料使用量來降低排碳。而國內純氫燃燒技術能力仍有待提升以能因應未來整體的需求。(四)的應用中，氫能可作為燃料電池燃料提供載具之動力來源，特別是使用於長里程、重載運輸的載具上，應用於小型載具上會面臨電動車的直接競爭，且目前燃料電池設置成本較高，於國內廣設高壓加氫站具有一定難度，但氫能可長時間儲能之特性較鋰電池儲能具有優勢，故在長途運輸或物流，如大貨櫃車、船舶等應用，應用氫能來替代傳統化石燃料為減碳為可行方向之一。

(三)的應用中，主要是將氫氣做為燃料電池燃料，在須要時提供發電用途(例如工業)，這部分功能與其他電池技術較為類似，較會產生技術上的競爭，但可朝向長時間儲電與放電的方向發展，以達到功能上的差異化。此外，固態氧化物燃料電池有機會進行熱整合(heat integration)，進而提高能源效率。(五)的應用，主要是將氫透過化工製程應用於產業上，包括將氫用於生產一般化學原料(如乙二醇)、產氫過程兼產高附加價值的醫藥品或化學品，或作為提供資通訊產業製程的還原劑使用，目前評估電子業跟鋼鐵業的需求較高，石化業可以循環利用副產氫，減碳僅為其部分目的。(六)的應用上，氫能因儲能特性較類似抽水蓄水力，相較其他儲能載體具有高能源密度且可長時間放電特性，故國際認為高占比再生能源之情境下(50%以上)，可協助再生能源儲存並達成能源損失較小的效益，且在大規模與長時間儲存下，其成本亦可較電池為低。但是此應用是以儲存剩餘再生能源提供電力削峰填谷功能為主要目的，所以在實質減碳方面幫助不大，但再生能源餘電產氫可直接用於滿足其他應用之需求，並取代部分氫之進口量。

2. 氫氣的來源與可能創新模式

氫的來源主要可分四類：(1)電解水(water electrolysis)；(2)天然氣（甲烷）蒸汽重組(natural gas steam reforming)；(3)製程副產物；與(4)國外進口氫能，皆為2030 以前可用之技術或商業模式。另有(5)天然氣無氧裂解（methane pyrolysis, methane cracking, 又簡稱去碳燃氫）的創新科技為可應用於減碳並同時產生氫氣之創新途徑。但應注意 2050 年使用的氫能須為綠氫，而非傳統之灰氫或藍氫¹¹²，且目前使用無法調度的綠電電解水產氫之效率仍有精進空間，未來須積極開發高效能產氫技術。

(1) 電解水

電解水產氫是透過電極通電將水電解成氫氣與氧氣的方式，優點是產氫時不會產生碳排。但因電解水的過程須要能源投入，若電力使用來源仍為傳統化石燃料則仍有碳排問題，因此須要搭配再生能源作電力來源。利用再生能源為電力來源進行水電解產氫是一種潔淨且安全的無碳能源選項，但相較傳統蒸汽重組技術，成本較高，特別是電解水的過程需要使用觸媒以及耗用大量電力¹¹³，因此利用再生能源進行電解的成本，會取決於再生能源的電力價格高低。此外，電解產氫的效率也有待提升，根據技術與負載因子(load factor)的不同，目前電解系統的效率約從 60%~81%不等。每產 1 kg H₂，約須 48~50 度電。估計為了替代目前專門從天然氣生產之氫能量(69 Mt H₂)（不包括製程副產物之氫）¹¹⁴，對於電力的需求會達到 3,600 TWh（36,000 億度），超過目前歐盟一年的發電量¹¹⁵。除了電解水

¹¹² 化石燃料（如天然氣）蒸汽重組產出的氫稱為灰氫(gray hydrogen)；灰氫再經由碳捕存技術避免二氧化碳排放到大氣而產出的氫氣則稱之為藍氫。

¹¹³ 甲烷無氧裂解技術相較水電解技術在能量使用上具有經濟性，以熱力學角度來看，生產 1 mole H₂ 只需要 37.5 kJ，而水電解需要 286 kJ/mol H₂。請參見 Sánchez-Bastardo, N., Schlögl, R. & Ruland, H. (2020), Methane Pyrolysis for CO₂-Free H₂ Production: A Green Process to Overcome Renewable Energies Unsteadiness. *Chemie Ingenieur Technik*, 92: 1596-1609. <https://doi.org/10.1002/cite.202000029>

¹¹⁴ US DOE (2020) Hydrogen strategy. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf

¹¹⁵ 根據該數值估算目前生產每 Mt 氫氣平均需要 52 TWh 電力(52 kWh/kg H₂)。請參見 IEA (2019) The future of hydrogen. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

產氫成本高昂以及轉氫的效率須要提升以外，美國能源部提到在電解水產氫須要克服的研究挑戰還包括降低水電解槽裝置的資本成本並取得系統的平衡，以及須要了解電解槽劣化過程，以制定減緩策略來延長使用年限¹¹⁶。

除了對電力的需求之外，電解產氫亦須要用到水為原料。生產 1 kg H₂ 大約需要用到 9 公升的水，並產生 8 公斤的氧氣副產品。假設我國要想要以電解水產氫之氫能發電 147 億度，相當於需要 662 萬立方公尺的水作為原料，以我國年用水約為 180 億立方公尺，約占整年用水之 0.04%，工業用水的 0.38%。因此，若電解水產氫發電量仍若想要再提升，就須要注意因此衍生之用水需求。目前亦有研究者嘗試以利用海水做為電解水之來源，但仍須克服海水可能造成的腐蝕損害以及會產生氯的問題。

雖然電解水產氫主要產氫價格目前雖仍較昂貴，預期 2030 年電解水技術預期達成大型化生產下，屆時將逐漸具有成本競爭力。但若希望以此方式產氫，仍須持續提升我國再生能源發電占比（如變動性再生能源大於 50%）方較適合應用於產氫。

(2) 天然氣（甲烷）蒸汽重組

是目前最成熟、廣泛運用且最有效率的產氫技術。主要是將化石燃料作為來源，在高溫下反應後形成二氧化碳與氫氣。但此技術的產氫過程仍會產生碳排放，須要進一步藉助如二氧化碳捕獲、再利用與封存技術(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)協助減碳，故非最適合的產氫方式。

(3) 製程副產物

過往在石化業、鋼鐵業、造紙業與氯鹼業等，工業製程過程中便會產生副產物餘氫，其中鋼鐵業的副產氫雖估計為 200 億立方米(1.8 Mt)，但不純物含量較

¹¹⁶ Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2021) Hydrogen production: electrolysis. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>

高，需要進一步純化處理¹¹⁷。

(4) 從國外進口氫氣的創新商業模式

考量未來臺灣綠電有限，以再生能源自產綠氫之量有限，僅可供電力調度時使用。故直接進口綠氫才能增加能源供給。進口氫氣則可以參考日、澳的商業合作模式，如透過參與澳洲與日本的合作，以氫氣從澳洲運送至日本的模式提供臺灣綠氫，並藉此替代原本從國外进口的部分天然氣，來達成減碳目的。此外若以進口氫氣方式，運輸上便須藉助船運與所需相關技術。

(5) 天然氣無氧裂解

又簡稱去碳燃氫，即是以天然氣無氧裂解技術(pyrolysis)，將天然氣在無氧條件下，分離產生氫氣和固體碳（純碳），並以氫氣直接燃燒發電。因反應不產生二氧化碳，而把碳在燃燒前以固體碳型式分離，無二氧化碳排放問題。這個技術十分有研發空間與減碳潛力，不過技術尚未達成商業化階段，其詳細內容詳見本章第 2.6 節去碳燃氫。

3. 儲氫/運氫之可能創新模式

(1) 儲氫方式

氫相較於其他燃料之單位質量下能量最高，但因在一般環境溫度下密度低，使其每單位體積下能量較低，因此須要具有高能量密度（高壓低溫）並具安全性的先進儲氫方式來降低儲運成本¹¹⁸。氫氣可以用氣體或液體的形式進行物理儲存，但氣體儲存通常須要高壓罐裝，若以液體氫形式儲存則須要低溫且耗能高。另外一類則是以材料為基礎(material-based)的儲氫技術，包括吸附劑、化學儲氫材料（如液態有機氫、化學氫）和金屬氫化物等。其中以液態有機氫如甲基環己烷形

¹¹⁷ 台灣經濟研究院(2016)「全國性氫能發展之整體規劃」期末報告書。

<https://ws.ndc.gov.tw/Download.ashx?u=LzAwMS9hZG1pbmlzdHJhdG9yLzEwL3JlbGZpbGUvNTY1Ny8yNzU1OC83NGEzZWVhYy0xNTgwLTQwYzktOGUxNy04Y2RiNzE0MDQ0OGMucGRm&n=5YWo5ZyL5oCn5rCr6IO955m85bGV5LmL5pW06auU6KaP5YqDLnBkZg%3D%3D&icon=..pdf>

¹¹⁸ Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2021) Hydrogen storage.
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

式，具有運輸方便與能耗低的優點，是可以考慮的方向，不過甲基環己烷有劇毒性，必須要備有充分的安全措施，另一種替代選項則是利用化學毒性較低的氫。

(2) 運氫方式—氫/天然氣共管輸送

目前國內少量氫氣運送多以高壓槽車的方式，若大規模氫氣運輸，則須要透過高壓管線，除須建置氣體運輸管路外，也須要對應進行氫氣儲存運輸材料之研究與示範。另國內因綠電有限，自產綠氫短期內應會偏向小規模，故較可行應用方式為在使用端附近製氫或就近打入天然氣管線，取代部分天然氣供鄰近工廠或消費者使用，故對應須布建相關基礎設施建設（加壓），與水電解廠至天然氣管線之管線。天然氣管線可承受約 25% 以下的氫氣^{119,120}。若超過此濃度則須改進管線材料。

(3) 燃料電池

臺灣目前在氫能燃料電池相關技術的發展概況，我國第 1、2 期能源國家型計畫燃料電池投資方向包括質子交換膜燃料電池(PEMFC)與固態氧化物燃料電池(SOFC)¹²¹，且國內產業的發展方向目前也以此兩種技術之產品/組件為主。PEMFC 廠商居多，所開發製品主為小型定置型系統為主，而我國 SOFC 零組件廠商則已成為美國中大型燃料電池製造商(Bloom Energy)的主要代工廠¹²²。但我國核心關鍵材料與組件（膜電極組、氣體擴散層/電極、質子交換膜等）因為受到

¹¹⁹ 美國 NREL 2013 年報告評估天然氣摻混不同濃度比率的氫氣下，在不同傳輸管線上可能發生的(風險=管道故障頻率×著火概率×火災後果)，25%的氫氣摻混比率與完全管線為天然氣之風險較為接近。請參見 Melaina, M. W., Antonia, O. & Penev, M. (2013) Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues. <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>

¹²⁰ 依照國際能源總署 IEA 的統計，在允許混合的歐盟成員國中，最高限值適用於德國(10%)，但前提是沒有壓縮天然氣加氣站接入網絡，否則限值為瑞士(2%)、法國(6%)、西班牙(5%)和奧地利(4%)。然而，許多司法管轄區尚未允許將氫氣混合到天然氣網絡中。請參見 IEA (2020) Current limits on hydrogen blending in natural gas networks and gas demand per capita in selected locations. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations>

¹²¹ 同前揭註 104。

¹²² 石蕙菱(2021) 2021 我國燃料電池產業產銷分析。IEK 產業情報網。
https://ieknet.iek.org.tw/iekrpt/rpt_more.aspx?actiontype=rpt&indu_idno=5&domain=28&rpt_idno=512088239

國外專利箝制，仍以進口為主¹²³，且在市場/產業面上仍面臨氫能燃料電池市場尚未完全形成，設備初期設置成本及燃料費用較高外，大規模產品推廣成本亦高。目前，適合用作集中式長期發電的 SOFC 零組件以供應國際為主，燃料電池車輛尚處於示範驗證階段，且缺乏相關基礎建設，且小型客車市場會面臨電動車的直接競爭等^{124,125}（詳見 2.11 儲能分析）。因此，我國在燃料電池的發展策略上，建議應優先以產業發展的角度，讓國內廠商與國際共同建立燃料電池產業供應鏈，進行全球市場的布局為主要推動方向。

2.5.5 政策建議

1. 開發天然氣混氫燃燒發電相關技術

在 2030 年以前技術發展方向，因現有燃氣渦輪機設計已能容忍混燒一定比例的氫氣(<10~60%)¹²⁶。燃燒純氫的燃氣渦輪機仍有待進一步開發並測試高濃度氫燃燒所需的關鍵元件，尚無法達成大規模化商業化燃燒純氫，因此我國須要規劃開發並測試天然氣混氫燃燒發電相關技術，如短期以 10%~20%氫氣混入天然氣進行發電，以協助提升電力生產過程之燃燒效率並降低碳排。過往我國燃氣發電技術多半以整廠輸入為主，在天然氣混氫燃燒發電技術仍須借重國際大廠之研發經驗，但考量混氫或燃氫發電技術在未來數十年之重要性日增，除透過引進混氫或燃氫發電設備外，亦可嘗試朝向自行開發小型混氫或燃氫發電設備以提升實力，並可提供工業製程應用。

2. 參考日本與澳洲合作模式進口綠氫，以取代部份天然氣發電

目前日本與澳洲已成功測試並示範將澳洲電解水產氫，以液態有機氫形式儲

¹²³ 藍兆禾、劉嘉楣、黃聖元、李耀榮(2013) 氫能與燃料電池產業發展現況與趨勢。能源知識庫。<https://km.twenergy.org.tw/ReadFile/?p=KLBase&n=20137309317.odt>

¹²⁴ 同前揭註 117。

¹²⁵ 中技社(2016) 國際與我國氫能運用發展與推動政策研析。
<https://www.ctci.org.tw/8838/publication/10798/15783/>

¹²⁶ Siemens (2020). Hydrogen power with Siemens gas turbines. Reliable carbon-free power with flexibility.

存並以船運運輸至日本，只待綠氫成本大幅下降後便可擴大實施。此外，日本亦為進口液態氫相關設施技術如接收站、輸送船舶之主要領先發展國家。我國在2030年以前透過再生能源餘電產氫之潛能有限，故為使用綠氫強化減碳效益，必須考量長期進口綠氫。臺灣位處日、澳中間區位，若能仿效日澳合作模式以跨國方式透過船運進口綠氫，會是較具經濟效益之合作模式。

3. 引進並開發進口氫能相關基礎建設技術，如氫接收站、儲氫材料等

要讓我國順利轉型布建無碳的氫能，並透過進口綠氫取代部分天然氣發電，首要之務尚須完善氫能供應鏈之規劃與相關基礎設施之建置，而其中涉及氫接收站、儲氫材料等諸多環節，皆為我國進口氫能所需之重要關鍵。但我國過往相關研發較為欠缺，故可透過國際合作引入進口氫能相關基礎建設技術，以有效協助我國在發電等領域之有效減碳。

4. 有效利用不可調度（短期無法立即使用）之綠電產製本土綠氫、燃料電池優化及氫在鋼鐵石化業上相關技術應用

我國現有氫氣製造，大多來自天然氣蒸汽重組之灰氫，為目前最低的產氫製程，但若要不增加碳排，則必須搭配碳捕存利用技術方能綠化。若從本土綠電透過電解水製成，則須考量綠電的供需狀況是否足以支撐大量綠氫製造所須之能量。因綠電以直接使用效率最高，無法即時使用之綠電，再以電池，抽蓄水力、及電解水製氫來儲存。雖然國內部分學研單位目前已規劃投入電解水產氫等綠氫產製相關技術，但仍偏向小型電解產氫系統，缺乏新型產氫系統整合至現有工業應用之經驗，且轉換效率仍有待提升，故須考量與國際大廠合作開發，以有效利用不可調度（短期無法立即使用）之綠電產製本土綠氫。

而氫能的應用中，將氫作為燃料電池燃料應用於載具動力，特別是長程運輸等重型載具使用，為對臺灣具有減碳潛力的應用之一，而將燃料電池作為分散式發電用途則是額外提供產業或是防災備用電力等其他效益。國內目前已有不少研發機構及業者投入燃料電池技術開發之基礎，故可提供產業發展效益。建議在技術研發上，強化上游關鍵元件與材料之技術研發，藉此深化我國燃料電池發

展的基礎能量；在產業推動上，對內整合我國燃料電池廠商的研發能量，對外則與國際共同建立燃料電池供應鏈，進行全球市場的布局做為主要推動方向。

此外，因氫亦可運用為化學還原劑或產熱，且在化工業、鋼鐵業、水泥業等的效能勝於電池。但燃氫鍋爐仍須另行設計開發。氫作為化學還原劑，如煉鋼，化工加氫反應等，則有其特殊之必要性，故亦應引進並開發氫在鋼鐵、石化業上的應用。

2.6 去碳燃氫

摘要

去碳燃氫，即是以無氧裂解技術(pyrolysis)技術，將天然氣在無氧條件下，分解產生氫氣和固體碳（純碳），並以氫氣直接發電。以此法產生之氫，亦被稱為青綠氫(Turquoise H₂)，因反應不產生二氧化碳(CO₂)，而把碳在燃燒前以固體碳形式分離，因此無二氧化碳排放問題。歐盟甫通過 2035 年之前低碳排天然氣發電(<270 g/kWh)可納入永續能源投資選項，去碳燃氫技術若能持續降低碳排，甚可能成為「準綠電」來源，有助解決目前綠電嚴重不足之問題。所產生之固態碳亦可在緊急時做為備用能源，紓緩我國儲備能源不足之窘境。雖然代價為依賴進口天然氣，且僅利用天然氣熱值的 55%，仍為極具開發價值之選項。須研發的技術項目包括天然氣無氧裂解、混氫發電技術、全氫發電技術，並同時發展固態碳利用技術。此項技術將能突破傳統先燃燒再捕二氧化碳的思維，開發更適合臺灣的零碳電力技術。

此技術十分有研發空間與減碳潛力，但尚未達成商業化階段，仍須完善技術細節，進行技術經濟評估(technoeconomic analysis)。故綜合我國各種狀況，建議推動下列作為：

1. 研發各式天然氣無氧裂解技術，將甲烷分解成氫和固態碳，並對各種應用模式進行技術經濟評估。
2. 研發混氫或燃氫發電設備，包括燃料電池。
3. 研發純碳之利用途徑，如各式材料應用、填海造陸、封存，或備用燃料以應緊急狀況。
4. 2035 年前研發天然氣無氧裂解技術(去碳產氫)替代天然氣發電量(2020 年)之 2~5%，進行混燒發電，並導入燃燒系統之重新設計以發展全氫燃燒發電，2050 年前全數轉型完成。

2.6.1 前言

天然氣無氧裂解技術在本建議書中稱為去碳燃氫技術，是本院及國際上正在研發的創新科技，可讓天然氣在無氧條件下，分離產生氫氣和固體碳（純碳），亦即雖然以天然氣為來源，但因反應後係產生固體碳而非氣態二氧化碳，故無二氧化碳排放問題，而且所製氫氣可直接混入或最終取代天然氣用以發電，目前實驗室規模的轉化率達到 95% 以上¹²⁷，甚至更高。裂解過程可產生非常純的碳副產品，可應用作為工業原料，例如碳黑、碳纖、耐高溫材料、彈性體、和電極等，並可開發製成大規模建材。另亦可加工成不同碳結構，如石墨、石墨烯、奈米碳管、鑽石等高級材料。大量產生之碳，可以填海造陸，或封存並做為緊急時期燃料。天然氣無氧裂解方式所生產的氫，也可以直接與天然氣混合，在現有的燃氣渦輪機中進行混燒（20%以下）¹²⁸，協助提升電力生產過程之燃燒效率並降低碳排（圖 2.6.1）。本技術雖尚未達成商業化，但商業化進展快速，十分有研發空間。例如 Pöyry Management Consulting (UK) (2019) 的研究便認為天然氣無氧裂解產氫技術，在未來極具成本效益並且容易進行規模擴大，並推估 2050 年歐盟所需氫能約 3,969 TWh（含電力、製程/非製程熱與運輸），其供應來源會以天然氣無氧裂解產氫為主，高達 55% (2,197 TWh)，傳統天然氣重組產氫與加上碳捕存技術占 30% (1,163 TWh)，而水電解產氫僅占 15% (609 TWh)。主要因為該研究認為，僅有在歐盟再生能源成本極低的區域像是伊比利半島或北歐，電解水產氫才會相較其他兩技術具有成本競爭力¹²⁹。

¹²⁷ 美國 UCSB 2017 年刊登在科學期刊(Science)的研究，利用催化性熔融金屬(catalytic molten metals)可以直接將甲烷轉化為氫與碳，運用 27% Ni~73% Bi 合金在 1,065°C 下可以達成 95% 之甲烷轉化率。請參見 Gao, Y., Wang, X., Corolla, N., Eldred, T., Bose, A., Gao, W. & Li, F. (2022) Alkali metal halide-coated perovskite redox catalysts for anaerobic oxidative dehydrogenation of n-butane, *Science Advances*, 8, 30. <https://www.science.org/doi/10.1126/science.aao5023>

¹²⁸ Mitsubishi Power (2018) The hydrogen gas turbine, successfully fired with a 30% fuel mix, is a major step towards a carbon-free society. https://power.mhi.com/special/hydrogen/article_1

¹²⁹ Pöyry Management Consulting (UK) (2019) Hydrogen from natural gas: The key to deep decarbonization. https://agnatural.pt/folder/documento/ficheiro/565_zukunft_erdgas_key_to_deep_decarbonisation.pdf



圖 2.6.1 天然氣無氧裂解產氫與碳，以及混燒應用

根據 Weger 等人(2017)建置之天然氣（甲烷）無氧裂解對氫經濟影響模型，當天然氣洩漏率低時，利用天然氣無氧裂解產氫並應用燃料電池（直接燃燒亦可），全球二氧化碳排放量可減少至多 27%¹³⁰。另根據 Sánchez-Bastardo 等人於 2021 年發表的文獻，目前配合實施 CCS 系統時，天然氣蒸汽重組、天然氣無氧裂解兩種技術已經可以達到轉換效率相近(60% vs. 58%)（表 2.6.1）¹³¹。然近期天然氣無氧裂進展快速。此外，CCS 在臺灣佈建亦有尚待克服之技術、經濟、及社會面向之困難。

¹³⁰ Weger, L., Abánades, A. & Butler, T. (2017) Methane cracking as a bridge technology to the hydrogen economy, *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(1), 720-731.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916333213>

¹³¹ Sánchez-Bastardo N., Schlögl, R. & Ruland, H. (2021) Methane pyrolysis for zero-emission hydrogen production: A potential bridge technology from fossil fuels to a renewable and sustainable hydrogen economy. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 60 (32), 11855-11881.
 DOI10.1021/acs.iecr.1c01679

表 2.6.1 天然氣無氧裂解與其他產氫技術之能源效率比較（右欄搭配 CCS）¹³²

technology	energy efficiency in transformation (%)	energy efficiency with CCS (%)
coal gasification	60	43
steam methane reforming	75	60
biomass gasification	35~50	
thermochemical water splitting	20~45	
water electrolysis	50~70	
methane pyrolysis	58	58

而若就產氫成本與產氫的生命週期碳足跡¹³³進行比較(利用現有電網電力)，天然氣無氧裂解單位產氫成本高於天然氣重組產氫，但是低於水電解產氫；而就產氫的碳足跡而言，天然氣無氧裂解則比天然氣重組產氫與水電解產氫為低(圖 2.6.2)。必須注意的是，天然氣成分中 90% 為甲烷(CH₄)，此為短周期，但暖化潛能高的溫室氣體，近年國際間對於甲烷排放量也越趨重視¹³⁴，尤其是天然氣生產鏈中上游及中游的逸散洩漏問題。因去碳燃氫仍仰賴天然氣作為原料，因此，未來須確保改善逸散洩漏問題，去碳燃氫技術之碳足跡方可能降低(Box 2.6.1)。此外，天然氣重組技術已臻成熟，電解水產氫亦已開發多時，而天然氣無氧裂解技術仍在發展階段，不過前途大有可為。若天然氣無氧裂解產生之氫發電可歸為綠電，則此途徑為產生綠電最佳模式。詳見 Box 2.6.2、Box 2.6.3 與 Box 2.6.4。

Box 2.6.1 國際間管控甲烷逸散洩漏排放之現況與趨勢

全球甲烷排放量主要排放源為天然溼地、人為農業等，能源相關甲烷排放約占 23%¹³⁵。因天然氣在許多國家能源轉型中扮演過渡能源的角色，能源部門甲烷排放量預期將隨之成長，天然氣生命週期中的甲烷排放主要發生在上游開採與處理階段(44%)，尤其是製程中的高壓排放(vented)需求，中游運輸則占 35%，下游的再氣化及輸送為 21%¹³⁶。惟過去對天然氣生產鏈中的甲烷排放及洩漏缺乏有效監測與管控機制，使能源部門的甲烷排放有被低估現象¹³⁷。也因此，國際間也逐漸重視，2021 年 11 月 COP26 大會中，逾百國（含前 30 大

甲烷排放國之半數、巴西等)響應美國與歐盟發起之「全球甲烷承諾」(Global Methane Pledge)倡議¹³⁸，共同推動減少天然氣開採、加工、儲存生產、製程及配送等造成甲烷逸散排放，部分推動做法如下：

- 2015 年美國環保署即制定甲烷排放標準，提供 3,000 萬美元用於開發低成本高靈敏度技術，檢測油氣系統中的甲烷排放，並要求企業調查儲罐、管道和開採井之甲烷洩漏，規範每月需在大型設施上執行¹³⁹。
- 歐盟成立歐洲氫能運作者網路(European Network of Network Operators for Hydrogen)，2050 年起將不再提供長期契約給未減碳的天然氣業者¹⁴⁰。
- IEA 及美國國家環境保護局(Environmental Protection Agency, EPA)等機構建議需發展洩漏檢測與修復(Leak Detection and Repair, LDAR)系統，建立天然氣管線設備的檢測與修復程序，並規範檢測頻率、範圍等；或訂定技術標準，規範天然氣業者設備技術的甲烷排放標準¹⁴¹。

¹³² 同前揭註 131。

¹³³ 碳足跡為一項活動或是產品整體生命週期產生的溫室氣體排放量，亦即涵蓋從原物料開採、製造、配送銷售、使用到廢棄或回收各階段。產品碳足跡資訊網(2022)碳足跡介紹－何謂碳足跡。<https://cfp-calculate.tw/cfpc/Carbon/WebPage/FLFootIntroduction.aspx>

¹³⁴ Tollefson, J. (2022) Scientists raise alarm over ‘dangerously fast’ growth in atmospheric methane. Nature. https://www.nature.com/articles/d41586-022-00312-2?utm_source=Nature+Briefing&utm_campaign=d6c58c6a9d-briefing-dy-20220208&utm_medium=email&utm_term=0_c9dfd39373-d6c58c6a9d-44990377

¹³⁵ IEA (2020) Methane Tracker 2020, <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020>

¹³⁶ IEA (2021) Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry. IEA, Paris.

¹³⁷ A.R. Brandt et al., (2014) Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. Science 343:6172.

¹³⁸ Global Methane Pledge. <https://www.globalmethanepledge.org/>

¹³⁹ 美國白宮 (2015) FACT SHEET: Administration Takes Steps Forward on Climate Action Plan by Announcing Actions to Cut Methane Emissions, <https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2015/01/14/fact-sheet-Administration-takes-steps-forward-climate-action-plan-anno-1>

¹⁴⁰ The EU Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package: Revising the governance and creating a hydrogen framework. <https://fsr.eui.eu/the-eu-hydrogen-and-decarbonised-gas-package-revising-the-governance-and-creating-a-hydrogen-framework/>

¹⁴¹ EPA (2007) Leak Detection and Repair: A Best Practices Guides.

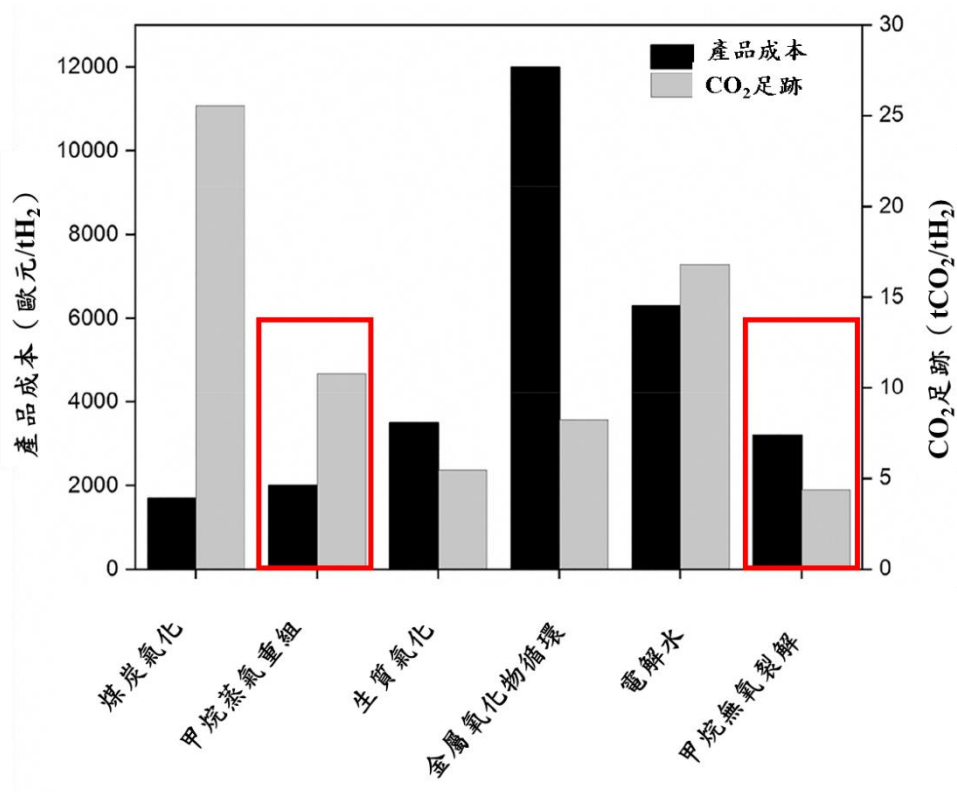


圖 2.6.2 天然氣無氧裂解與其他產氫技術之產氫成本與生命週期碳足跡比較^{142,143}

Box 2.6.2 一度綠電，如何使用最好？

若有一度(kWh)綠電，可以下列數種方式使用。(1)直接使用，取代排碳電力。(2)若無法馬上使用，以電池或其他儲能裝置儲能，再放電使用。(3)電解水產氫，再以氫發電。(4)電解水產氫，再以氫發熱。(5)無氧裂解天然氣成氫和固態碳，再以氫發電。(6)抽蓄水力儲能再發電。

若直接使用，取代燃氣或燃煤等排碳電力，相較燃氣或燃煤則可省 0.45 kg 與 0.9 kg 的二氧化碳¹⁴⁴。若無法馬上使用，以電池儲能，再放電使用。電池充放電效率約 90%，故一度電降為 0.9 度，相較燃氣或燃煤則可省 0.41 kg 及 0.81 kg 的二氧化碳。但電池儲能須考慮成本，且長期儲能不易。

若以一度綠電電解水產氫，以最高效率(80%)¹⁴⁵計算，可產 0.02 kg 的氫。再以氫發電，若最高效率為 60%，則可產生 0.48 度電，相較燃氣或燃煤則可省 0.21 kg 與 0.43 kg 的二氧化碳。故產氫能效低，且須考量儲氫運氫的問題。其好處為可長期儲能。若電解水產氫，再以氫燃燒發熱以取代天然氣發熱，則可省之二氧化碳僅為 0.16 kg¹⁴⁶。此乃以天然氣和氫燃燒發熱效率相同計算。

若以一度綠電裂解天然氣成氫和固態碳，則可將 0.6 kg (37.9 mole)的天然

氣分解成 0.151 kg (75.8 mole) 的氫和 0.455 kg (37.9 mole) 的固態碳。再以氫發電，以最高效率 60% 計，則可產出 3.6 度的零碳電力。若此零碳電力獲國際認證為綠電，則產生複利循環。所產生之固態碳則可為工業材料、建材或填海造陸，亦可做備用能源，解決天然氣儲量不足的問題。

若以一度綠電提供抽蓄水力儲能，作為後續發電使用，因抽蓄水力約須耗 1.25 度電抽水才能發 1 度電¹⁴⁷，故若投入 1 度綠電，對應可以得到 0.8 度綠電，若以此發電取代燃氣或燃煤等排碳電力，相較燃氣或燃煤則可省 0.36 kg 與 0.72 kg 的二氧化碳。

Box 2.6.3 如何產生綠電「複利」循環的效果？

以我國目前狀況，綠電從風、光發電而來，目前已有供不應求的狀況。若以一度綠電來裂解天然氣（主成份為甲烷， CH_4 ），理論上可把 47.3 摩爾(mole) 的甲烷分解成固態碳和氫。若以 80% 效率推估，則可分解 37.9 mole 的甲烷成 37.9 摩爾(mole) 的固態碳和 75.8 摩爾(mole) 氫。若以後者發電，效率可達 40~60%（渦輪機或燃料電池），而產生 2.4~3.6 度(kWh) 的電。由於以氫發電不排二氧化碳，此途徑產生之電可視為綠電。此可為綠電「增生」之有效途徑，而解決綠電不足之問題。代價為依賴進口天然氣，且僅利用天然氣熱值的 55%，勢必增加發電成本約二倍。但若考慮碳價則差異將減少。

¹⁴² 同前揭註 131。

¹⁴³ 水電解與金屬氧化物循環產氫之生命週期碳足跡主要來自既有電網電力生產的排碳；天然氣無氧裂解的排碳除了來自電網電力生產之排碳外，尚包括天然氣開採與運輸的排碳。雖然天然氣之甲烷洩漏，容易使天然氣無氧裂解在整個生命週期產生較高的碳足跡，但此種洩漏可透過完備基礎設施和有效的洩漏檢測和修復加以避免，故我國未來在天然氣採購上，可透過要求天然氣生產國證明並無甲烷逸散來避免相關碳足跡產生。

¹⁴⁴ 燃煤與燃氣一度電的排碳量係參考表 2.1.2 台灣電力公司火力機組之溫室氣體排放係數（2016 年資料），燃煤以 0.9 kg CO_2 /度電計算，燃氣的碳排則設定為燃煤的一半，以 0.45 kg CO_2 /度電計算。但隨技術演進排放係數將可進一步下降，如目前台灣電力公司於 2020 年購入的新型燃氣複循環發電機組發電效率已達 64%，將來技術創新後效率仍可望進一步提升，此外目前大林電廠採用的超超臨界燃煤機組的發電效率亦達 44.93%。

¹⁴⁵ 同前揭註 83。

¹⁴⁶ 1 度(kWh)綠電電解水產氫，以最高效率(80%)計算，可產 0.02 kg 的氫，氫熱值（高）為 142 MJ/kg，故理論可產生之熱量為 2.84 MJ。另我國天然氣（進口）排放係數依照經濟部能源局 109 年度我國燃料燃燒二氧化碳排放統計與分析報告顯示為 56,100 kg CO_2 /TJ（等同 0.056 kg CO_2 /MJ，100%燃燒下），若假設天然氣和氫燃燒發熱效率相同皆為 A，氫實際燃燒可發熱熱量為 $(2.84 \times A)$ MJ，天然氣燃燒發熱實際碳排需轉化為 $(0.056 \div A)$ kg CO_2 /MJ。故氫實際燃燒發熱熱量 $(2.84 \times A)$ MJ 可以節省的碳排為 $(2.84 \times A) \times (0.056 \div A)$ kg CO_2 = 0.16 kg CO_2 。

¹⁴⁷ 抽蓄水力約需耗 1.25 度的電抽水才能發 1 度電。請參見孫文臨(2021) 尖峰用電備援再添生力軍，德基水庫化身大型「儲能電池」，拚 2034 年啟用。https://e-info.org.tw/node/231418

Box 2.6.4 電解水，甲烷裂解（去碳燃氫），和甲烷蒸汽重組之比較

電解水產氫所得到氫的燃燒熱($2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$)理論上等於電解水所需之能量。即使原料成本為零且製程毫無損失也是無法加值。實際上電轉氫再轉電效率只有 50%.以下，好處是可以長期儲能。為一儲能途徑。但儲氫問題須解決。

甲烷裂解僅須水電解能量的 7.5 分之一，但須投入甲烷為原料，然其產生之氫所含之能量遠大於裂解甲烷所需投入之能量，故有淨增之可用零碳能源。此外，所生成之固態碳亦可作工業原料或儲備緊急用能源。惟仍依賴進口天然氣，且發電量較低。若天然氣成本比產出電能的價值低，則有淨利。此外、所產之電為綠電。若綠電價格為一般電價兩倍以上、則合成本考量。若天然氣價格飆高、綠電價格大幅下降、則甲烷裂解產氫再發電將無競爭力。

另一產氫方式為甲烷蒸汽重組，其能耗及能量淨增量約與甲烷裂解相似，但卻產生大量二氧化碳，若要淨零，仍須仰賴二氧化碳捕捉與封存。

	電（裂）解水	裂解甲烷、去碳燃氫	甲烷蒸汽重組
原料	H_2O	CH_4	$\text{CH}_4, \text{H}_2\text{O}$
需投入之能量*	$2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + 2\text{H}_2$ 572 kJ	$\text{CH}_4 \rightarrow \text{C}_{(\text{s})} + 2\text{H}_2$ 76 kJ	$\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$ 126 kJ (per 2 mole H_2)
氫燃燒產生之能量*	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ 572 kJ	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ 572 kJ	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ 572 kJ
能量淨利	$572-572= 0$ kJ	$572-76= 496$ kJ	$572-126= 446$ kJ
副產物	—	固態碳	二氧化碳
好處	產氫，長期儲能	產綠電，基載	產氫，技術成熟
缺點	無綠電淨利 須解決儲氫問題	依賴進口天然氣 技術待精進	依賴進口天然氣 仍須二氧化碳捕捉

*註：為理論值，以 2 mole H_2 為基準

2.6.2 國際發展現況

1. 天然氣無氧裂解技術途徑、案例、發展現況及挑戰

在去碳燃氫技術發展趨勢上，目前主要有三大途徑，包括熱能分解、電漿分解與催化劑分解技術（圖 2.6.3）。熱能分解案例主要是德國的 BASF 與 KIT/IASS 發展的技術，反應溫度大於攝氏 1,000 度；挪威 Kvaerner 與美國 Monolith materials 發展的電漿分解技術，通常溫度須要高於攝氏 2,000 度；美國佛羅里達太陽能中心與 Hazer Group 則是開發催化分解技術，可以透過催化劑的協助，將反應溫度降至攝氏 1,000 度以下。而在技術成熟度上，以電漿分解技術及熱能分解成熟度較高，約在先導工廠與生產工廠階段，催化劑分解技術則在比較上游，約為實驗室到先導工廠階段¹⁴⁸。

	原理	案例	發展現況 (TRL)
熱能分解	反應器壁熱量分解 (>1000 °C)	- BASF - 德國KIT/IASS	實驗室規模工廠/研發計畫擴大規模 (TRL3-4)
電漿分解	電漿炬產生局部能量密度和 2,000 °C 高溫	- 挪威Kvaerner - 美國Monolith materials	先導工廠/生產工廠 (TRL6-8)
催化劑分解	透過催化劑於遠低於1,000 °C 溫度下反應	- UOP, HYPRO process - 佛羅里達太陽能中心 - Hazer group	實驗室/先導工廠 (TRL3-4)

圖 2.6.3 去碳燃氫技術發展現況¹⁴⁹

2. 天然氣無氧裂解之能耗

去碳燃氫技術發展的挑戰，主要在於能源消耗。甲烷的燃燒熱為 889 kJ/mole，

¹⁴⁸ Schneider, S., Bajohr, S., Graf, F. & Kolb, T. (2020) State of the art of hydrogen production via pyrolysis of natural gas. ChemBioEng Reviews, 7: 150-158.
<https://doi.org/10.1002/cben.202000014>

¹⁴⁹ 同前揭註 148。

但理論上僅需 76 kJ 的熱能即可把一摩爾(16 g)的甲烷分解成二摩爾氫和一摩爾碳，其中二摩爾氫的燃燒熱為 572 kJ。故理論上天然氣無氧裂解發電之能效最高可達天然氣發電之 59%¹⁵⁰，但產出之電力為零碳電力。若可利用發電廠之熱整合，則能效可再提高。若以電漿裂解，則須提高電漿控制系統能效。實際上目前天然氣無氧裂解技術之能耗仍高於理論值，但有望在近年有重大進展。

天然氣無氧裂解技術，要以天然氣燃燒發電再捕碳做比較。倘若直接以天然氣發電(假設以發電效率約 45%左右計算)，每度約產 0.44 kg 左右二氧化碳¹⁵¹，再用傳統碳捕捉技術把碳捕捉，其耗能也相當可觀。以鈣迴路進行二氧化碳捕獲為例，一摩爾碳酸鈣(CaCO_3)分解出二氧化碳需 180 kJ，須回收熱能以提高效率。回收熱能雖可行、但設計複雜且增加設備投資成本，捕獲之二氧化碳須加壓至超臨界狀態才可儲存於地層，加壓亦消耗相當能量，且在臺灣並無足夠現成儲存場域。未儲存之二氧化碳雖可製成醋酸等化學品，但量不足以消耗臺灣所有產出之二氧化碳，其餘目前少有利用價值。

綜上，從能耗、儲存、再利用各角度而言，天然氣無氧裂解去碳，將比天然氣燃燒後再捕獲封存或利用二氧化碳有效率。惟天然氣無氧裂解去碳技術仍屬於發展早期，反應能效仍須提高。此外，要為產生的碳尋找合適的應用或去處。

3. 天然氣無氧裂解產碳之應用

天然氣無氧裂解產出之碳可直接儲存，是為重要優點，而不若一般 CCUS 捕捉下來之碳為氣態二氧化碳須加高壓至臨界狀態才能注入地層。對於天然氣無氧裂解產碳的可能應用，美國能源部能源先進研究計畫署(ARPA-E)研究不同類型碳應用之市場大小與價值性。其研析可應用於包括較高價的材料，如石墨烯(graphene)、鑽石(diamond)、碳奈米管(carbon nanotubes)以及碳纖維(carbon fiber)等，亦可以應用於價格較低但應用量較大的水泥業(cement)、鋼鐵業(steel)、鋁業

¹⁵⁰ Energy efficiency = $572 \div (889+76) = 59.2\%$

¹⁵¹ 我國天然氣(進口)排放係數為 56,100 kg CO_2 /TJ，1 TJ 相當於 277,778 kWh，故排放係數換算後為 0.2 kg CO_2 /kWh (100%燃燒下)，若發電效率為 45%，則每 kWh 之 CO_2 排放為 $0.2 \div 0.45 = 0.44$ kg。

(aluminum)、塑膠(plastic)、冶金焦(met coke)、碳黑(carbon black)、石墨(graphite)以及碳化矽(silicon carbide)等。以石墨烯(graphene)而言，每噸的價值很高，甚可達 1 億美元，但是全球市場不到 0.01 Mt。應用於鋼鐵業與塑膠的用量較大，全球約在 100~1,000 Mt 的範圍，價格約每噸 1,000 美元左右¹⁵²。用於水泥原料雖然每公噸價格僅在 100 美元左右，但量級會更高。目前像是 Monolith materials 公司在美國內布拉斯加州 Olive Creek 計畫，便規劃將天然氣無氧裂解獲得之碳，製作為碳黑，以使用於輪胎、工業橡膠或特用化學品中¹⁵³。美國 C-Zero 公司則是投入研發將天然氣無氧裂解產碳取代建築結構之技術，詳見後述創新案例 5 (1)。德國石化大廠 BASF 則是嘗試將碳使用於製鋼與製鋁並已獲得正向測試結果¹⁵⁴。

然而，天然氣無氧裂解產出大量的碳每年可達百萬公噸級以上，不可能完全被利用。將碳儲存或封存的方法可以包括填海造陸或是作為土壤改良/環境修復劑等。由於純碳相對穩定，填海造陸為一可能選項。我國已有多次填海造陸經驗，應可規劃評估。碳的密度約為水的兩倍，亦可沈於海底以為永久封存，惟對生態的影響亦須進一步評估。而向土壤添加碳質產品可以改善種子發芽、植物生長和作物產量，因此若天然氣無氧裂解獲得的碳也可利用於土壤改良，則對植物生長產生正面影響，但亦須要透過進一步的研究驗證其對土壤改良和環境淨化的適用性，並確保不會對既有土地與環境生態等產生負面影響¹⁵⁵。

此外，產出之碳亦可做為儲備能源，萬一遇有緊急狀況，可以燃碳發電。此技術層面問題應可參考燃煤發電。若要長期使用，則須以 CCUS 技術來搭配。綜上所述，有別於目前氣體二氧化碳轉為儲存的方法都有額外能耗，固態碳的利用或儲存確有市場價值，不失為正向的碳儲存方式。

¹⁵² ARPA-E (2021) Methane pyrolysis for hydrogen: Opportunities and challenges. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-09/h2-shot-summit-panel2-methane-pyrolysis.pdf>

¹⁵³ 同前揭註 152。

¹⁵⁴ ARPA-E (2021) Methane Pyrolysis – a potential new process for hydrogen production without CO₂ emission, BASF. ARPA-E Methane Pyrolysis Annual Program Review Virtual Meeting. <https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/2021-01/16%20OK%20-%20ARPA-E%20Meeting%20Bode%20Flick%20Methane%20Pyrolysis%20web.pdf>

¹⁵⁵ 同前揭註 131。

4. 實施天然氣無氧裂解技術的問題與挑戰

綜上所述，從能耗、儲存、再利用各角度而言，以天然氣無氧裂解去碳，將比天然氣燃燒後再捕獲封存或利用二氧化碳有效率，但天然氣無氧裂解技術的實施，仍須透過更詳細之評估研究，以確認該技術在政治、社會、經濟、技術與環境等面向之可行性。例如，天然氣無氧裂解技術雖不排碳，但仍須要使用天然氣作為原料，以相同發電度數，天然氣無氧裂解所需天然氣量較天然氣直接發電為高。以 2020 年天然氣發電燃料投入約為 1,426 萬公噸¹⁵⁶，燃氣發電度數為 998 億度¹⁵⁷，相當於每億度電須投入 1.43 萬公噸天然氣；而依照附錄 2H 以未來 2050 年淨零排放之長期觀點估算天然氣無氧裂解產氫發電潛力，若投入天然氣 3,888 萬公噸，燃氫發電度數約在 1,456~1,685 億度，相當於每億度電須投入 2.31~2.67 萬公噸天然氣，為傳統天然氣發電之 1.6~1.9 倍。因此，利用天然氣無氧裂解技術進行發電，可能增加我國對天然氣進口的依賴，較不利於達成能源消費結構多樣化等能源安全目的。此外，因產出相同發電量，天然氣無氧裂解技術所需天然氣投入量為傳統天然氣發電所需之 1.6~1.9 倍，代表原料成本（未計入副產品碳應用之收益以及實施天然氣無氧裂解所需新增之固定資產設備成本等）將同步增加，電價因此須要隨之調升。但未來若能搭配適當的碳定價與開發多元化之碳應用增加收益，天然氣無氧裂解技術仍有機會相較傳統天然氣發電具有競爭力。而在技術面上，因天然氣無氧裂解技術，大多須要透過攝氏 1,000 度以上的高溫操作溫度，故在裂解爐之設計與使用上，須注意高溫反應下對反應爐可能產生的腐蝕作用，並透過開發合適之材料以達成反應之安全性。而在環境可行性則如前述產碳之應用討論，開放式之碳儲存或封存應用須要完善生態環境影響之相關評估研究。

5. 天然氣無氧裂解之創新案例

(1) 美國 UCSB 催化性熔融金屬之天然氣無氧裂解技術

¹⁵⁶ 經濟部能源局能源統計專區(2022) 發電燃料投入。 <https://www.esist.org.tw/Database/Search?PageId=5>

¹⁵⁷ 經濟部能源局能源統計專區(2022) 發電量。 <https://www.esist.org.tw/Database/Search?PageId=3>

美國加州大學聖塔芭芭拉分校(UCSB)開發前述第三類的催化性熔融金屬之天然氣無氧裂解技術，主要利用催化性熔融金屬(catalytic molten metals) (27% Ni~73% Bi 合金) 在 1,065°C 下可以達成 95%之甲烷轉化率。該校新創公司 C-Zero 在 2021 年得到 Breakthrough Energy Ventures 等投資 1,150 萬美元¹⁵⁸。此外，美國 ARPA-E 資助了天然氣無氧裂解搭配碳再利用計畫，前述的 C-Zero 與 MIT、Stanford 等大學共同參與，並展示將裂解產碳（以多種形式）取代建築結構與熱電系統中的礦物與金屬，希望開發的碳屋可利用天然氣無氧裂解生產的奈米碳管(CNT)、線(threads)和片材(sheets)^{159,160}。

(2) BASF 天然氣無氧裂解產氫/碳

德國巴斯夫(BASF)天然氣無氧裂解產氫/碳則是利用前述第一類熱能分解技術，BASF 與合作夥伴參與德國聯邦教育和研究部(BMBF)的資助計畫，開發天然氣無氧裂解技術測試反應爐，並已在路德維希港建造與啟動^{161,162}。在進程規劃上，預計 2025 年啟動先導工廠，2030 年開始以大規模工廠量產。

(3) 美國 Monolith Material 電漿炬天然氣無氧裂解技術

美國 Monolith Material 電漿炬天然氣無氧裂解技術則是利用前述第二類電漿分解技術，使用 100%再生能源，運用電漿炬天然氣無氧裂解技術，將再生天然氣(RNG)或是生物沼氣(renewable biogas)轉換為碳跟氫，可達成淨負排放，預計 2024 年上線成為全球最大規模天然氣無氧裂解工廠¹⁶³。

¹⁵⁸ C-Zero (2021) Greentech Media: C-Zero Raises \$11.5M to Scale Up ‘Turquoise Hydrogen’. <https://www.czero.energy/post/greentech-media-c-zero-raises-11-5m-to-scale-up-turquoise-hydrogen>

¹⁵⁹ ARPA-E (2020) Massachusetts Institute of Technology (MIT)- CarbonHouse. <https://arpa-e.energy.gov/technologies/projects/carbonhouse>

¹⁶⁰ 同前揭註 152。

¹⁶¹ BASF (2020) Climate protection with carbon management. <https://report.basf.com/2020/en/managements-report/responsibility-along-the-value-chain/environmental-protection-health-and-safety/carbon-management.html>

¹⁶² BASF (2021) New technologies. <https://www.basf.com/hk/en/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy-and-climate-protection/carbon-management/innovations-for-a-climate-friendly-chemical-production.html>

¹⁶³ 同前揭註 152。

(4) 中央研究院天然氣無氧裂解產氫/碳

我國為減少燃煤發電產生的污染，天然氣發電比重已達 40%，惟天然氣燃燒 ($\text{CH}_4 + \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$) 仍釋放出二氧化碳溫室氣體，故中央研究院啟動的 Alpha 去碳計畫，即希望在燃燒前先將天然氣（甲烷）中的碳去除 ($\text{CH}_4 \rightarrow \text{C} + 2\text{H}_2$)，剩下潔淨的氫氣發電，達到淨零排放的目標。依前述去碳燃氫的技術途徑可分：熱能分解、電漿分解與催化劑分解技術三大類，各有優劣點與待克服的瓶頸問題。過去國外為製造高純度的氫氣，研究以上無氧裂解天然氣的方法已經有多年的歷史，也建立了一些基礎，惟尚未能達到真正大規模去碳的商業運轉。因此，Alpha 去碳計畫重點為發展最佳的去碳技術，過去一年多來已經測試了以上三類無氧裂解去碳技術，實際將天然氣無氧裂解出固態碳和氫氣，並累積了足夠的實驗數據（圖 2.6.4），已經進展到 TRL 3（實驗室的 R&D 研究計畫）的階段，下一步將進入 TRL 4 階段，亦即試行實驗室環境的原型測試與驗證。中央研究院在此項研究雖僅有一年多的歷史，但研究水準已經達到國際上的平均水準，並期待在與業界合作下，測試導入天然氣發電機組之最佳條件，盼能早日達到去碳燃氫（天然氣無氧裂解去碳技術）的商業運轉，協助國家在 2050 年達到淨零排放的目標。



圖 2.6.4 中央研究院以天然氣無氧裂解產碳成果¹⁶⁴

¹⁶⁴ 中央研究院 Alpha 去碳計畫研究團隊提供。

2.6.3 政策建議

1. 研發各式天然氣無氧裂解(pyrolysis)技術，將甲烷分解成氫和固態碳，並對各種應用模式進行技術經濟評估

因為天然氣無氧裂解技術途徑可分熱能分解、電漿分解與催化劑分解技術三大類，各有其優劣點與待克服的瓶頸，但無論以何類無氧裂解技術產氫，副產物皆僅有非常純的粉狀碳副產品，不會形成碳排，故應及早投入研發使技術能夠加速達到商業化。產氫可混入或最終取代天然氣用以發電，粉狀碳副產品則可做材料應用或封存。然而天然氣無氧裂解產氫與碳，須要能源的投入，才能再衍生後續多元應用途徑，故在相關的技術投資決策上，仍須先完善該等技術應用相關之技術經濟評估，包括能耗、減碳效益、各類應用之技術與經濟可行性等來選擇最適合我國天然氣無氧裂解技術發展的應用場域。

2. 引進或研發混氫或燃氫發電設備

因天然氣無氧裂解所生產的氫，可以直接與天然氣混合，在現有的燃氣渦輪機中進行混燒（<20~60%氫），短期內便可協助提升電力生產過程之燃燒效率並降低碳排，國際預估可供純氫燃燒的燃氫渦輪機將在 2030 年左右達到成熟，屆時將可利用純氫燃燒發電逐步取代傳統化石燃料發電大幅降低發電碳排，故投入研發各式天然氣無氧裂解技術時，須同步引進或研發混氫或純氫發電設備，以利於天然氣無氧裂解技術產氫後，可以充分利用來燃燒提供無碳電力。

此外，由於歐盟近期通過 2035 年前低碳排天然氣發電(< 270 g/kWh)可納入永續能源投資選項，去碳燃氫技術若能持續降低碳排，甚可能成為「準綠電」來源，有助解決目前綠電嚴重不足之問題。

3. 研發純碳之利用途徑，如各式材料應用、填海造陸、封存，或備用燃料以應緊急狀況

無氧裂解產出之粉狀碳副產品可直接儲存或應用，是為其主要優點，不若一般 CCUS 捕捉下來之碳為氣態二氧化碳須加高壓至臨界狀態才能注入地層。但

因無氧裂解產出之碳量每年可達百萬公噸級以上，因此規劃與研發純碳之利用途徑以順利進行轉化是一重要議題。由於純碳相對穩定，少則可做一般材料應用，如作為工業原料、高級材料與建材等，多則可考慮填海造陸、海底永久封存或是作為備用燃料。惟填海造陸、海底永久封存對生態的影響亦須評估。

4. 2030 年前研發天然氣無氧裂解技術（去碳產氫）替代部份天然氣發電量，進行混燒發電，並導入燃燒系統之重新設計以發展全氫燃燒發電，2050 年前全數轉型完成

因國際預估全氫燃燒的氫渦輪機預計在 2030 年左右達到成熟，為能促進 2050 淨零排放目標的達成，並考量創新科技去碳燃氫技術之成熟時程，因此建議在 2035 年前研發去碳燃氫技術替代 2%~5%天然氣發電量（2020 年為基準），以與天然氣進行混燒發電；待去碳燃氫技術更為成熟且成本大規模下降，並搭配發電裝置逐步替換為全氫燃燒之氫渦輪機下，則可逐步推動實現 2050 年全氫燃燒發電。

至於天然氣無氧裂解產氫發電潛力，因天然氣為此技術之原料，故本政策建議書以天然氣量來估算此技術發電潛能。2021 年天然氣進口 1,944 萬噸，初步假設在 2050 年使用 2021 年進口天然氣量之 2 倍在去碳燃氫發電上，則可供無氧裂解產氫的天然氣量為 3,888 萬噸。無氧裂解效率達 80%的情形下，3,888 萬噸天然氣可以得到得淨電力為 1,685 億度，若無氧裂解效率僅達 60%，3,888 萬噸天然氣可以得到得淨電力為 1,456 億度，估計 2050 年全氫發電可達 1,456~1,685 億度，再以發電廠容量因數(capacity factor)設定為 0.8 回推所需裝置容量，裝置容量約為 20.8~24.0 GW（詳見附錄 2H）。

2.7 生質能

摘要

生質能泛指將生質物(Biomass)直接利用或經轉換處理後所獲得之能源。因生質物來自大氣中以光合作用轉化之二氧化碳而生成的物質(如:木材、甘蔗等),即使將生質物直接燃燒作為熱能的過程中會產生二氧化碳,亦被視為碳中和(Carbon Neutral)之循環,這也是為何生質能被視為低碳能源選項,也是許多國家邁向淨零排放之一關鍵選項。我國欲發展生質能成為穩定的基載電力選項、運輸替代燃料,甚至碳匯來源,須以科技手段克服能源效率低及料源不足的挑戰,建議國內發展以下方向:

1. 開發新技術:

- (1) 以無氧裂解(Pyrolysis)技術將生質原料氣化成氫用以發電,以及固態碳用以封存,貢獻於碳匯。
- (2) 以生物技術增加光合作用及單碳碳源使用效率,以增加生物固碳、化學品及生質燃料(航空燃油)之生產效率。

2. 擴大生質原料取得:

- (1) 有效收集既有農林牧業剩餘生質資源及都市垃圾。
- (2) 於不適耕作土地上種植短期收成之生質作物(如狼尾草)。
- (3) 進口生質原料以應後續利用。

3. 完善法規及環境

- (1) 改進現有燃燒發電技術。
- (2) 去除法規障礙以利生質及廢棄物運送及處置。

4. 在汽機車全面電氣化之前,進口生質酒精混入汽油(10~85%)做為汽機車燃料以為過渡,此一作為可同時兼顧淨零轉型之社會公平性,惟長期而言應持續以汽機車電氣化為目標。

5. 根據估計，我國於 2050 年，生質能發電裝置容量可提升至 2.5~3 GW，發電量約可達到 122~194 億度。

2.7.1 前言

生質物係指直接或間接以光合作用產生之料源。遠古生物形成的石化原料理論上也是生質，但由於已被封存許久，故被定義為非生質可燃材料(Nonbiomass combustible materials)，亦稱為舊碳。而生質原料內之碳來自現今大氣中之二氧化碳，則稱為新碳。生質原料燃燒雖排放二氧化碳，但因植物/作物在生長過程中吸收二氧化碳，不新增大氣中二氧化碳。故生質原料不僅可視為直接大氣捕碳(Direct Air Capture)的一種有效產物，更可被視為碳中和之能源選項。若再妥善搭配碳儲存選項，甚至可為負碳技術。

既有生質原料來自能源作物（如用於產製酒精的玉米、甘蔗等；及用於產製棕櫚油的棕櫚樹等），亦可從農林牧業剩餘資源及都市垃圾中獲得¹⁶⁵，其中都市可燃廢棄物中有 60%~70%可被歸於生質的部分（如源自木材的廢紙等）¹⁶⁶。依我國「再生能源發展條例」規定，國內有機廢棄物直接利用或經處理所產生之能源屬生質能，故本節亦將都市廢棄物產生的能源計入生質能。其他創新性的生質原料則可由光合微生物直接作用形成，或開發新技術以微生物固碳形成，或以休耕地種植傳統認知中無用的雜草（如柳枝稷、狼尾草等），作為新興的生質作物。

生質原始狀態為固態，如甘蔗、稻稈、殘枝、都市廢棄物等。這些生質物可直接燃燒產生熱能或轉化為電能，或再經轉化為液態之燃油（如航空用油）；或轉化為氣態（如沼氣），進而發電或產熱。根據國際能源總署(IEA)對 2050 淨零排放情境下之各能源別供給之推估¹⁶⁷，因傳統生質能燃燒（如：燒柴炊煮、供暖）

¹⁶⁵ IEA 將「都市、食物、農業、產業」的有機廢棄物定義為有機廢棄物，與「林木業殘枝」兩者拆分開來

¹⁶⁶ 行政院環境保護署（2012 年）垃圾處理政策評估說明書第 I 部分 垃圾焚化廠轉型為生質能源中心。<https://www.epa.gov.tw/DisplayFile.aspx?FileID=8BD164AEA5EB0DEE&P=5ee25bf-b45f-4e05-ba0a-a201552ca66c>

¹⁶⁷ 同前揭註 12。

造成之空氣污染影響許多民眾之健康，故此應用在 2050 年已完全退場，取而代之的是現代生質能，現代固態生質能在未來約占全球能源供給的 14%、現代液態及氣態生質能則各占 3%，這也使得現代生質能(20%)成為一個能與太陽能(20%)、風能(16%)相提並論的能源選項。

因此，許多國家亦積極開展生質能，舉例而言，日本 2018 年訂定之「能源基本計畫」，其中希望在 2030 年以前提升生質能發電占比自 1.5% 提升至 3.7~4.6% 的目標，主要策略便是進口上千萬公噸的木質顆粒燃料(Wood pellet)，雖然戰略清楚，但因資源有限，也引發了與英國之間的生質燃料爭奪戰¹⁶⁸。

我國生質能目前雖然占比不高，但若能夠持續開發可用的生質來源，提升生質能裝置容量，對我國達成 2050 淨零排放的目標會有實質的助益，特別是生質能有基載能源的特點，在太陽光電及風力發電占總體裝置容量的比例升高後，維持一定比例的基載電力的供給，才能有一個安全而穩定的供電系統；此外，工業部門及運輸部門邁向淨零排放的藍圖中，生質能具有碳中和以及規模適用於中小型設備等特點，可部分或高比例替代現有燃料，如以生質料源替代燃煤進鍋爐、以生質航空燃油取化石化燃油之使用。因此，發展生質能有其重要性與必要性，但須要克服「穩定料源」、「能源效率」之挑戰。

2.7.2 我國發展生質能之現況問題分析

因我國冬季熱能需求低，且炊煮多以天然氣瓦斯為主要燃料，因此，我國生質能發展目前以發電為主，其中，2019 年，廢棄物裝置容量 632 MW（焚化爐），發電 36.3 億度，貢獻最多；生質物（含固態及氣態）裝置容量 77 MW，發電 1.7 億度，總計 709 MW，發電 38 億度¹⁶⁹。圖 2.7.1 為近十年我國與德國生質能裝置

¹⁶⁸ 經濟部臺北駐日經濟文化代表處經濟組(2019) 日英相互爭奪生質燃料。
<https://info.taiwantrade.com/biznews/日英相互爭奪生質燃料-1826030.html>

¹⁶⁹ 工業技術研究院綠能與環境研究所(2019) 再生能源統計資料。
https://www.re.org.tw/information/statistics_more.aspx?id=4093

容量的比較，德國是再生能源裝置容量占總裝置容量比例最高的國家¹⁷⁰，其生質能裝置容量從 2011 年的 5.8 GW 成長到 8.57 GW¹⁷¹，我國這十年則停滯在 0.72 GW¹⁷²，這也代表著當其他國家積極發展生質能的同時，我國便可能錯失良機，所幸，近年我國已開始設立多種生質能示範案例，未來可望擴大發展(Box 2.7.1)。

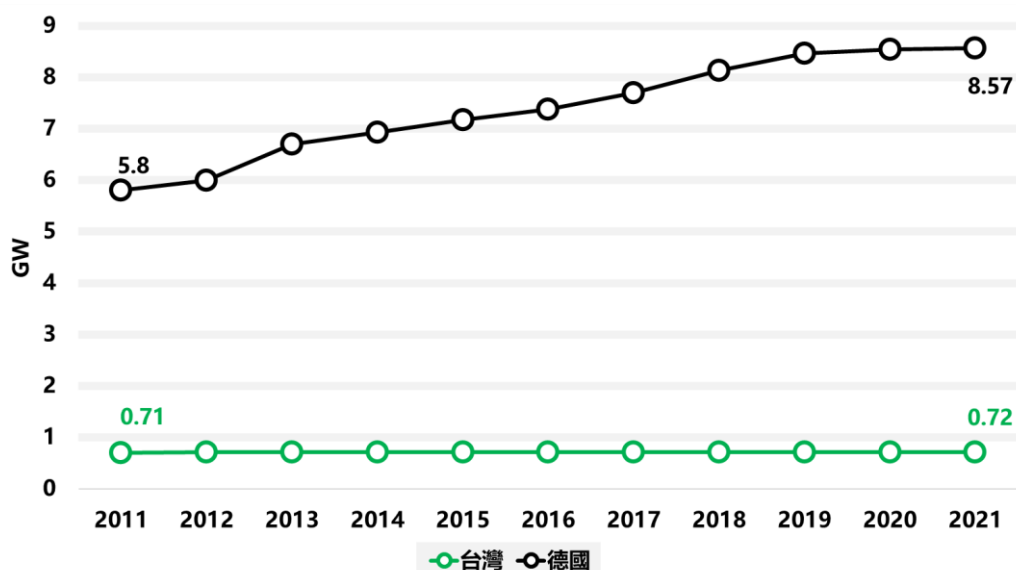


圖 2.7.1 我國與德國生質能裝置容量比較

Box 2.7.1 生質能示範案例

- 一、都市廚餘沼氣發電：臺中外埔生質能源廠回收廚餘、稻稈發電，每天處理 83 噸生廚餘，3 天水解酸化，30 天厭氧發酵，產生沼氣；全量運轉能發電 3,377 萬度，提供 9,670 家戶一年的用電量。
- 二、生質燃氣方面：花蓮璞石閣生質能源中心為臺灣第一個畜牧糞尿集中處理生質燃氣發電示範點，於 2021 年 6 月底起用，每年將發電 80 萬度。
- 三、農業廢棄物：高雄農改場的農業廢棄物焚化爐生物炭發電裝置容量為 0.1MW，處理木材枝條，並生產生物炭和木醋液等再利用資材，同時將製碳的熱源進行發電。

¹⁷⁰ Nhede, N (2020) Top ten countries with the highest proportion of renewable energy. Smart Energy International. <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-energy/top-ten-countries-with-the-highest-proportion-of-renewable-energy/>

¹⁷¹ Net installed electricity generation capacity in Germany in 2021 (2021) https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=en&c=DE&stacking=grouped

¹⁷² 經濟部能源局(2021) 再生能源裝置容量統計 110 年 6 月份月報。
https://www.re.org.tw/information/statistics_more.aspx?id=4093

我國生質能發展遲緩的原因，分析如下：

1. 臺灣生質總量少，且農林牧業剩餘資源收集不易

我國每年可燃固態垃圾約 646 萬公噸¹⁷³，多來自目前已運作良好之都市一般廢棄物集運體系，此數量成長幅度不大。其他尚可作為生質能的料源還包含農林廢棄物，臺灣一年固體農業廢棄物總量則將近 500 萬公噸¹⁷⁴，如稻稈、玉米穗軸、果菜廢棄物等，雖然數量不少，但實務上，農田、森林、牧場分散而面積寬廣，目前我國農業廢棄物尚沒有高效率的收集機制，也因如此，農林廢棄物不僅未能有效貢獻生質能，更常因不良的處理方式（如露天焚燒）而引發其他環境問題，如空氣污染、水污染等。

除了廢棄物之外，傳統生質料源還包含木材，臺灣森林覆蓋率大於 60%，但因森林保育意識的關係，整體社會對於樹木砍伐持反對意見，使得我國木材業發展一直以來都有所限制，致使目前木材（用於造紙、建材等）的自給率不到 2%，需求多以進口來滿足，然而進口木材碳足跡甚大，因此，若我國能重啟林業，一方面可有效利用木材作為生質能，另一方面亦可透過固碳於木材產品增加碳匯（可另見第三章）。

2. 能源效率、技術、成本、應用待突破

目前最主要的生質能能量轉化技術為固體生質原料焚化、廢棄物掩埋或禽畜糞尿厭氧發酵轉生質燃氣/沼氣、澱粉及油籽作物之提煉技術等。因焚化爐屬鄰避設施，故任何新建、改建等計畫均遭受民眾抗議，使得我國焚化爐設備多已老舊效能不佳，除了設備汰舊更新之外，更須要投入較高效率的新技術，如：無氧裂解(Pyrolysis)^{175,176,177}、氣化法(Gasification)、生物精煉(Biorefineries)、廢棄物衍

¹⁷³ 行政院環境保護署垃圾焚化廠管理系統(2021) 營運年報。

https://swims.epa.gov.tw/Statistics/Statistics_Year.aspx

¹⁷⁴ 中華民國統計資訊網(2020) 109 年綠色國民所得帳編製報告。

<https://www.stat.gov.tw/lp.asp?ctNode=4867&CtUnit=1352&BaseDSD=7&mp=4>

¹⁷⁵ Bakkenne, A., Nuttall, W., & Kazantzis, N. (2016) Sankey-Diagram-based insights into the hydrogen economy of today. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(19), 7744-7753.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.216>

¹⁷⁶ C. H. Bartholomew, R. J. Farrauto, *Fundamentals of Industrial Catalytic Processes* (Wiley, 2011)

¹⁷⁷ Upham, D. C., Agarwal, V., Khechfe, A., Snodgrass, Z. R., Gordon, M. J., Metiu, H., & McFarland,

生燃料(Refuse Derived Fuel, RDF)等(Box 2.7.2)。生質燃氣/沼氣的運用目前多以發電技術為主，但我國畜牧場規模不大，若要加裝厭氧發酵及沼氣發電設施，勢必須要建置收集系統以降低成本，或是思考其他應用方式，如：導入天然氣管線。

Box 2.7.2 固態生質重點新技術

生質能源的技術經多年研發，已有多向進展。由於各項科技的進步，結合生物，物理，化學等領域、可加速效利用生質能源。惟仍須投入研發。無氧裂解與氣化可視為垃圾焚化的技術改良，無氧裂解時，可燃物首先會在 300°C、缺氧的條件下分解，接著在 800°C 的惰性環境中形成液體或氣體生質能。氣化法則是在氧氣濃度精準控制下，在 700~900°C 將固體可燃物進行部分氧化(partial oxidation)，產生氫氣、一氧化碳、甲烷等。生物精煉技術還可產出加值性化學品。以下針對無氧裂解技術詳細說明：

無氧裂解技術(pyrolysis)

無氧裂解為在高溫無氧狀態下以催化劑、熔鹽、或其他物理化為方式將生質原料中之氫裂解出來。其剩餘固態物質廣義稱之為生物炭。此項技術已存在多年，然仍存在多項問題待解決：

1. 轉化率：為提高轉化率，須開發新催化劑或熱介質；此外亦須調整反應器設計及優化反應參數。
2. 能源效率：裂解程序須在高溫操作，故熱損失為一大問題。解決此項問題可由下列方向著手：以鍋爐廢熱做熱循環、以規模放大減少反應器表面積、及開發隔熱材料以減少熱損失。
3. 氫氣利用：氫氣可一部分用來加熱反應器，多餘部份可混入天然氣用以發電。故宜在無氧裂解廠建置小型天然氣發電機，可同時發電及做熱循環。初期以天然氣混氫 10~60%燃燒，未來純氫渦輪材料商業化後便可使用純氫發電。
4. 生物炭收集：反應剩餘物為固態生物炭，須有效與催化劑或熱介質分離後收集。
5. 生物炭利用或封存：生物炭可混入土壤以改善土質，然須視土壤性質而定。另一做法為掩埋封存。生物炭具有高穩定度，較二氧化碳封存容易尋址及操作。惟仍須測試實際場域條件後實施。

E. W. (2017) Catalytic molten metals for the direct conversion of methane to hydrogen and separable carbon. Science, 358(6365), 917-921. <https://doi.org/10.1126/science.aao5023>

過去我國發展生質酒精或生質柴油替代運輸燃料，但由於料源不足、技術未成熟、及減碳壓力未至等因素而成效不佳。目前陸上運具電動化已為時勢所趨，生質酒精或生質柴油已無大規模發展之必要。但可進口少量生質酒精或生質柴油做為運具完全電動化前之過渡，減少排碳並降低電氣化引發弱勢社群之衝擊。

然而，發展化學及生物技術進行生質轉化仍有其必要性，惟應以化學原料、航空燃油等為目標。除減少石油用量外，日後亦可技術輸出。

3. 產生生質能的土地利用效率

土地利用效率方面，每平方公尺能產生的瓦特數，生質能小於 1，相較之下，太陽光電是 5~20¹⁷⁸，似乎太陽光電在效率方面有優勢。但生質能仍有其他的優點，如可保持土壤的可耕性，必要時可轉為糧食生產。亦可吸收大氣中二氧化碳，取代石油做為化學品、航空燃油之原料。然而，不論是植物種植過程中使用肥料或燃料生產製程，都有額外的碳排放。此點為可以生物技術解決之問題，亦是未來研發之重點項目。

2.7.3 我國發展生質能之潛能與限制評估

因生質能料源與應用方式十分多元，本建議書先就生質能發電的貢獻進行潛能評估，再探討我國可發展的其他生質能應用，分述如下：

1. 都市及農業廢棄物焚化發電

臺灣處理都市廢棄物之焚化爐共有 24 座，裝置容量 632 MW¹⁷⁹，年發電量 36 億度¹⁸⁰。未來 10~15 年內，可透過提升燃燒效率、鍋爐效能、汽輪發電機效率等方式，同時將每座焚化爐都個別轉型為一座生質能源中心，將發電效率從~20%提升至~30%，意即提升約 50%，使 2050 年裝置容量提升至 0.948 GW（年

¹⁷⁸ 同前揭註 69。

¹⁷⁹ 同前揭註 169。

¹⁸⁰ 台灣電力公司(2021) 再生能源發展概況。<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=204>

發電量約 54 億度)。此外，根據行政院農業委員會統計¹⁸¹，2019 年固體農業廢棄物總量為 500 萬噸左右，若將 70% 農業廢棄物再循環利用，僅將未再循環利用的 150 萬噸進行發電，以發電效率~30%換算，初估具有約 0.234 GW 的裝置容量，11 億度¹⁸²發電潛能，合計都市廢棄物及農業廢棄物，我國 2050 年廢棄物焚化發電約可達到 1.18 GW 的裝置容量，約 65 億度電。

2. 畜牧糞尿與廚餘生質燃氣/沼氣發電

因我國不再新建垃圾掩埋場，掩埋場生質燃氣發電量逐年下降，因此生質燃氣的部分僅估算畜牧糞尿與廚餘的部份。初步考量我國全國養豬數 540 萬頭¹⁸³，所產糞尿充分利用每年可產生 2 億度電（裝置容量 72 MW）¹⁸⁴。若將含「碳」量高的農業廢棄物（如果菜廢棄物、稻稈、玉米穗軸等），與含氮量高的畜禽糞尿（或廢水污泥等）調配比例進行共消化(co-digestion)，調整生質燃氣的碳氮比至 20~30，可進一步將上述發電潛能提升至 10 億度（裝置容量 360 MW）¹⁸⁵。依「水污染防治措施及檢測申報管理辦法」第 70 條規定，畜牧糞尿經厭氧發酵後產生之沼液、沼渣，還可申請施灌於農地，再利用作為農地肥分¹⁸⁶。

另一個具有潛力的生質燃氣來源是廚餘，目前臺灣 5 座廚餘生質燃氣發電廠 2024 年將全數完工，每年發電量約 0.40 億度（裝置容量 14.4 MW）¹⁸⁷。合計畜牧糞尿與廚餘，我國 2050 年生質燃氣發電約可達到 0.37 GW 的裝置容量，約 10.4

¹⁸¹ 行政院主計總處(2020) 綠色國民所得帳編製報告。中華民國統計資訊網。

<https://www.stat.gov.tw/lp.asp?ctNode=4867&CtUnit=1352&BaseDSD=7&mp=4>

¹⁸² 以每年粗估固體農業廢棄物未再利用量 1.5 Mt、粗估熱值 9000 MJ/t、發電效率 30%換算： $1.5 \times 10^6 \text{ t} \times 9,000 \text{ MJ/t} \times 0.2778 \text{ kWh/MJ} \times 30\% = 1.13 \times 10^9 \text{ kWh}$ 。固體農業廢棄物數量參見 108 年綠色國民所得帳編製報告

<https://www.stat.gov.tw/lp.asp?ctNode=4867&CtUnit=1352&BaseDSD=7&mp=4>

¹⁸³ 中央畜產會(2022) 養豬頭數調查。

<https://www.naif.org.tw/infoExamineList.aspx?frontTitleMenuID=37&frontMenuID=47>

¹⁸⁴ 行政院農業委員會沼氣發電推動計畫辦公室(2019) 沼氣發電效益評估。

<https://www.biogas.com.tw/benefit/#>

¹⁸⁵ 周楚洋、劉安琪、張寧(2020) 厭氧消化與共消化 開啟農業循環經濟大門 化畜牧廢棄物為沼氣能源的綠能技術。<https://www.agriharvest.tw/archives/29786>

¹⁸⁶ 陳琦玲、林旻頌、廖崇億(2018) 畜牧廢水農地施肥要領。農業試驗所特刊第 206 號。行政院農業委員會農業試驗所。

https://www.biogas.com.tw/technology/technology_more?id=f951dc40f4cc4ba7a0f56c312e8e47fe

¹⁸⁷ 林芊妤（2020 年 8 月 12 日）堆肥、設生質能源廠 行政院環境保護署推廚餘多元處理。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/226231>

億度電。

3. 能源作物焚化發電

農業部門除了農林牧業剩餘資源可利用，亦可妥善利用休耕或廢耕土地種植高固碳效率作物移除二氧化碳，增加自然碳匯達到碳抵銷之效果。目前我國耕地約有 79 萬公頃，其中有約 22 萬公頃屬於短期休閒地，還有約 5 萬公頃屬於無耕作之長期休閒地¹⁸⁸。在不影響糧食生產安全及生態的前提下，未來可利用約一半面積的長期休閒地種植生長週期短且固碳能力較佳的草本植物（如：狼尾草）¹⁸⁹，狼尾草單位面積產量為 250 公噸/公頃/年，因此，2.48 萬公頃面積每年可生產 620.5 萬公噸，發電潛能 46.5 億度，可將之消化的發電裝置容量約須 0.97 GW（以發電效率 30%估算）¹⁹⁰。

4. 未來負碳技術—生質無氧裂解取氫固碳

未來更可進一步運用「生質無氧裂解取氫固碳」技術¹⁹¹，此為負碳技術—生物能源與碳捕獲和儲存技術(Bioenergy with Carbon Capture and Storage, BECCS)之範例。此技術將生物質氣化成氫及固態生物炭；氫可用於發電，貢獻於基載電力；固態生物炭可封存，貢獻於碳匯。因可燃廢棄物的氫含量約在 10 wt%以下¹⁹²，所以我國每年約 646 萬噸可燃廢棄物約含 60 萬公噸的氫，假設無氧裂解產生氫氣的效率是 60%¹⁹³，每年從我國可燃廢棄物可取得的氫量約 36 萬公噸；1 公噸氫的燃燒熱為 142,180 MJ（百萬焦耳），以氫動力渦輪約 60%發電效率¹⁹⁴換

¹⁸⁸ 行政院農業委員會（2021 年 7 月 30 日）農耕土地、林地及魚塭面積。農業統計要覽。
<https://agrstat.coa.gov.tw/sdweb/public/book/Book.aspx>

¹⁸⁹ 李姿蓉，李璟妤，林正斌(2018) 不倒翁狼尾草 台畜草 7 號栽培管理技術。
https://kmweb.coa.gov.tw/theme_data.php?theme=news&sub_theme=variety&id=55039

¹⁹⁰ 粗估熱值 9,000 MJ/t、發電效率 30%換算： $1.2409 \times 10^9 \text{ t} \div 2 \times 9,000 \text{ MJ/t} \times 0.2778 \text{ kWh/MJ} \times 30\% = 4.65 \times 10^9 \text{ kWh}$ 。以電廠一年有 200 天運轉換算： $4.65 \times 10^9 \text{ kWh} / 200 \text{ 天} / 24 \text{ h/天} = 0.97 \text{ GW}$

¹⁹¹ Zeng, B., & Shimizu, N. (2021) Hydrogen generation wood chip and biochar by combined continuous pyrolysis and hydrothermal gasification. *Energies*, 14 (13) 3793.

¹⁹² 臺北市政府(2020) 垃圾分析季報。臺北市環境品質資訊網。
https://www.tldep.gov.taipei/Public/Download/TR_Report.aspx

¹⁹³ 同前揭註 131。

¹⁹⁴ Pasquariello, R (2020) Gas turbine innovation, with or without hydrogen. *Turbomachinery Magazine*. <https://www.turbomachinerymag.com/view/gas-turbine-innovation-with-or-without-hydrogen>

算(未考慮無氧裂解所耗能量),最高約可產生 85 億度電¹⁹⁵,但實際值仍待驗證。參考焚化爐一年約 200 天可運轉估算,將垃圾焚化爐改為氫動力渦輪的裝置容量可達 2 GW¹⁹⁶。

草本植物的氫/碳原子比¹⁹⁷約 1.5 (氫含量約 11.2 重量%),甲烷的氫/碳原子比為 4 (氫含量約 25.1 重量%);同理換算下,臺灣都市可燃廢棄物、農業廢棄物(150 萬公噸)、休耕地能源作物(約 620.5 萬公噸)、畜牧或廚餘生質燃氣等加總起來,所能貢獻¹⁹⁸的氫動力渦輪發電量約 277 億度,若保守估計建廠達成率為 70%,則 2050 年可達到 194 億度。

5. 其他生質能源應用潛能

車輛可以電氣化,航空、海運則幾乎不可能,目前的電池技術無法支撐航空及海運等長程運輸的需求,因此若使用生質燃油來取代原本的航空燃油,對於達到 2050 淨零排放的目標,仍有可觀的助益。目前實務上也有混摻生質燃料航空燃油的客機陸續正式開始載運。因此,液態生質燃料未來發展主要仍是航空及海運之燃油需求為首要,目前因土地利用效率及生產成本高的原因,使得先進液態生質燃料價格居高不下,近期美國每加侖的航空燃油價格約 2.2 美元,生質航空燃油則約 5.4 美元,目前先進液態生質燃料相關技術尚不符成本效益,惟未來若全球碳定價開始運作,航空燃油成本升高時,生質航空燃油方的競爭力應該會升高。但仍須投入研發新型催化劑及轉化微生物¹⁹⁹、降低加氫反應時的氫氣使用效率、降低耗電微生物固碳時的用電量、產物分離技術最佳化、提升液態燃料的產率,及開發具經濟效益之量產化技術²⁰⁰。

除了發電之外,現代固態生質能可在高溫應用的工業部門取代煤炭。這對於

¹⁹⁵ $3.6 \times 10^5 \text{ t} \times 142180 \text{ MJ/t} \times 0.2778 \text{ kWh/MJ} \times 60\% \text{ (發電效率)} = 8.53 \times 10^9 \text{ kWh}$

¹⁹⁶ $8.53 \times 10^9 \text{ kWh} \times 1,000 \text{ Wh/kWh} / 200 \text{ 天} / 24 \text{ h/天} = 1.8 \text{ GW}$

¹⁹⁷ Adamovics, A., Platace, R., Gulbe, I., & Ivanovs, S. (2018) The content of carbon and hydrogen in grass biomass and its influence on heating value. *Eng. Rural Dev*, 23, 1277-1281.

¹⁹⁸ 注意此處未考慮無氧裂解能耗。

¹⁹⁹ Liao et al. (2016) Fueling the future: microbial engineering for the production of sustainable biofuels. *Nat Rev Microbiol*. 14, 288-304

²⁰⁰ Oh, Y. K., Hwang, K. R., Kim, C., Kim, J. R., & Lee, J. S. (2018) Recent developments and key barriers to advanced biofuels: a short review. *Bioresource Technology*, 257, 320-333.

本就備有鍋爐設備之產業而言，是相對便利之替代燃料選項，但固態生質的成本仍是產業轉型成功與否的主要考量因素。而生質燃氣純化後取得的生物甲烷除了可在高溫應用的工業部門取代部份燃氣，更可在住商部門中，混入天然氣管線，降低天然氣使用量，惟相關管線與注入口的建設規模相當大，成本投入的效能須要謹慎評估。此外，亦可研發新型轉化微生物將甲烷轉化成高附加價值之化學品。

總合上述未來生質能發電選項，臺灣一般焚化爐、農業廢棄物與休耕地能源作物焚化爐、畜牧生質燃氣、廚餘生質燃氣加總之發電裝置容量應可達 2.5 GW，年發電量約 122 億度；若未來結合無氧裂解取氫固碳技術，裝置容量可達 3 GW，發電量可達 194 億度。

2.7.4 政策建議

1. 開發新技術

目前生質能源效率有限，若要提升其總體技術，須要投入較高效率的新技術，主要包括以下創新技術：

- (1) 無氧裂解技術：無氧裂解技術可以讓傳統的固態生質利用方式，從碳中和進一步成為負碳，但轉化率、氫氣利用、能源效率、生物炭分離等細部技術都還不夠成熟，須再強化投入研發。
- (2) 以生物技術增加光合作用及單碳碳源使用效率，以增加生物固碳、化學品及生質燃料（航空燃油）之產量：未來國際將限制石化原料的開採，為了國家物資不虞匱乏與戰略考量，以生物技術生產化學原料亦是國家科技發展的重要方向。

2. 擴大生質原料取得，以穩定能源供給量

生質能有基載能源的特性，但是重要關鍵會在於生質原料的數量要夠大、來源要穩定。本建議書提出以下建議：

(1) 有效收集既有農林牧業剩餘生質資源及都市垃圾

臺灣目前並未有系統式的農業廢棄物收集機制，但因分散式處理恐增加成本，故未來可配合無氧裂解技術發展場域，設置收集站、並以發電效益及碳匯價格收購以創造誘因。以 500 萬公噸農業廢棄物為例，可產生 34 萬公噸的氫²⁰¹（可發 80 億度電²⁰²）及 266 萬公噸²⁰³生物炭用以封存為備用燃料或用以改善土質。此項技術亦可解決農民露天焚燒造成空污的問題。由於無氧裂解技術亦須投入能量，如何優化製程則須進一步研發。

(2) 於不適耕作土地上種植短期收成之生質作物（如狼尾草）

農業雖因其商業生產特性，在管理、採收運輸等過程中產生較高的碳排，但以作物栽培為主的農耕業同樣也具有生物固碳能力。因此農業部門除了提升管理技術減少溫室氣體排放，亦可妥善利用休耕或廢耕土地種植高固碳效率作物來移除大氣中的二氧化碳，增加自然碳匯達到碳抵銷之效果（詳見第三章）。根據行政院農業委員會 2021 年統計資料顯示，目前我國耕作地約有 79 萬公頃，其中有約 22 萬公頃屬於短期休閒地，還有約 5 萬公頃屬於無耕作之長期休閒地²⁰⁴。在不影響糧食生產安全及生態的前提下，可選擇種植生長週期快速，且固碳能力較佳，易收成處理的草本植物。以 C4 植物狼尾草 (*Pennisetum purpureum* Schumach) 為例，由於其生長快速，每年 1 公頃最多可收割五次，植體固碳量可達約每年每公頃 60 噸二氧化碳，同時也可增加土壤碳蓄積量。相較放任休耕農地雜草叢生，選擇高效固碳草種對於減碳更加有所助益，表 2.7.1 試估算若運用 10.5 萬公頃的休耕地（5 萬公頃長期休閒地 + 5.5 萬公頃短期休閒地）種植不同作物的可固碳量，其中較適合於農地種植的狼尾草每年可固碳為 6.3 百萬公噸二氧化碳。

²⁰¹ 草本植物的氫/碳原子比約 1.5，氫含量約 11.2 重量%，並假設氫產率為 0.6；見 Adamovics, A., Plate, R., Gulbe, I., & Ivanovs, S. (2018) The content of carbon and hydrogen in grass biomass and its influence on heating value. Eng. Rural Dev, 23, 1277-1281.

²⁰² $3.4 \times 10^5 \text{ t} \times 142180 \text{ MJ/t}$ （1 公噸氫的燃燒熱為 142,180 MJ） $\times 0.2778 \text{ kWh/MJ} \times 60\%$ （發電效率） $= 8.1 \times 10^9 \text{ kWh}$

²⁰³ 草本植物的氫/碳原子比約 1.5，碳含量約 88.8 重量%，並假設碳產率為 0.6。

²⁰⁴ 同前揭註 188。

狼尾草目前為臺灣主要牧草作物之一，因其適應性強、產量高、病蟲害少之特性，也是良好的田間覆蓋物或生質化學品之原料。上述幾項特性使狼尾草無論在固碳減緩溫室氣體排放上，或是在改善土壤品質上皆有相當應用價值。且狼尾草對於土壤選擇不嚴，可栽種於臺灣北、中、南及東部有水及有肥之地區，並均有良好的生長表現。狼尾草平均以 8–10 週的生長週期收割，每次收割留下基部 5~10 公分可讓植株持續再生。由於狼尾草具備芻料用途外的應用潛力，我國農業試驗機構(如畜產試驗所)針對其育種研究多年，選育出具備不同特性的品種，如具有較高生質量生成的狼尾草 4 號（產量為 306.1 公噸/公頃/年）及 7 號（產量為 240.8 公噸/公頃/年）²⁰⁵，全年每公頃被植體固定二氧化碳之含量粗估可提高至 87.8 及 76.2 噸二氧化碳，為有潛力之高效捕碳植物之一。但若欲種植狼尾草作為減碳作物，須注意在種植過程中減少氮肥施用，因氮肥施用仍會造成不容小覷的能源消耗及二氧化碳排放。目前已知可將狼尾草與綠肥作物田菁間植，有助於減少化學肥料的施用，再搭配合適的農耕條件，有望將植物捕碳之效益最大化。

表 2.7.1 農業閒置地可種植之固碳植物參考

作物種類	單位固碳能力 ton CO ₂ /ha/yr	5 萬公頃長期 地可固碳量 Mt CO ₂ /yr	5.5 萬公頃短期 地可固碳量 ^a Mt CO ₂ /yr	最大固碳量 (長期+短期) Mt CO ₂ /yr	占我國總排 放量之比例 ^b %	備註
竹子	150.0	7.50	8.25	15.75	5.49	臺灣孟 宗竹
狼尾草	60.0	3.00	3.30	6.30	2.20	一年收 割 5 次
玉米	50.0	2.50	2.75	5.25	1.83	一年收 割 2 次
小麥	17.6	0.88	0.97	1.85	0.64	
綠肥作物 (田菁、 太陽麻、 大豆)	30.0	1.50	1.65	3.15	1.10	一年收 割 5 次
^a 我國目前有約 22 萬公頃短期休閒地，本估算僅使用 1/4 短期休閒地，約 5.5 萬公頃。 ^b 我國 2019 年溫室氣體總排放量約為 287 Mt CO ₂ eq 本表資料由中央研究院農業生物科技研究中心提供，本政策建議書重製						

²⁰⁵ 同前揭註 189。

(3) 進口生質原料以應後續利用

未來若碳費或碳邊境稅升高，我國亦可考慮自國外進口生質原料。泰國、馬來西亞、印尼等地有豐富生質原料。除可產氫發電之外，亦可增加碳匯，然而不可忽視的是，能源作物的經濟價值還是會驅使人類對林地進行開墾，造成碳排放不減反增的疑慮。歐盟從 2019 年開始限制棕櫚油作為運輸用生質燃料，2030 年將完全禁用，其起因於印尼等棕櫚油出口國增加棕櫚種植面積造成林地破壞²⁰⁶。

3. 完善法規及環境

我國廢棄物發電是我國電力型式生質能的主要來源，瑞典甚至進口垃圾作為發電燃料²⁰⁷，但因我國地狹人稠，焚化爐為鄰避設施，因此，雖然進口垃圾在我國應該不可行，但是跨縣市垃圾處理卻是可能的途徑，惟目前有多重法規規範廢棄物處理權責單位及受認證之業者，並對跨縣市垃圾處理有諸多限制。譬如水泥廠有高溫焚化爐可以垃圾當能源，卻因多重法規限制而窒礙難行。故重新檢視法規，以因應目前及下世代能源需求為刻不容緩之要務。

產業鏈方面，垃圾的收集、運輸、分類處置，對很多國家都是很大的挑戰²⁰⁸，也是生質能利用的障礙；而臺灣一般廢棄物妥善處理率將近 95%，已有傲人的成就，但若要將農業廢棄物轉換為電力，政府應加強與人民溝通，擬定政策與建構相關產業生態系，如農業廢棄物的農戶自主收集獎勵，農業廢棄物收集車輛網路，及足以消化農業廢棄物收集總量的發電設備。有鑑於農業廢棄物的收集不易，廣設小型可併網發電設備，會是將來農業廢棄物轉換電力可嘗試的策略。

4. 在汽機車全面電氣化之前，進口生質酒精混入汽油（10~85%）做為汽機車燃料以為過渡，可同時兼顧淨零轉型之社會公平性

²⁰⁶ 經濟部能源局(2019) 歐盟通過 2030 年運輸用生質燃料不再使用棕櫚油。

<https://www.re.org.tw/knowledge/more.aspx?cid=201&id=2883>

²⁰⁷ Emma Bergman (2019) Why Does Sweden Import Waste from Other Countries?

<https://rionwatch.org/?p=54109#:~:text=According%20to%20the%20Swedish%20Environmental,been%20treated%20through%20energy%20recovery.>

²⁰⁸ Moya, D., Aldás, C., López, G., & Kaparaju, P. (2017) Municipal solid waste as a valuable renewable energy resource: a worldwide opportunity of energy recovery by using Waste-To-Energy Technologies. *Energy Procedia*, 134, 286-295.

以玉米或甘蔗提煉之醱發酵生產酒精作為燃料雖在過去半世紀不斷被提出，但一直無法與化石燃料競爭。由於生物科技進步及氣候變遷問題迫在眉睫，自本世紀開始美國、巴西等國大力投入研發，並已大量生產，廣泛使用。雖然過程中有食物與燃料(food vs. fuel)的辯論，且生質酒精製造過程的碳足跡亦須進一步改善，目前生質酒精已在多國摻入汽油中使用，而有 E10 (含 10%酒精)、E20、E85 等之分類。E10 已在各國廣泛使用並多已有效降低碳排放量。酒精汽油混合物有較好的 Octane Number，但 E10、E20 的熱含量分別約為汽油的 96.5%及 93%。另一爭議的點在於揮發性物質產生的空氣污染²⁰⁹，雖然氮氧化物(NO_x)排放量會隨著添加量比例而增加，但 CO 及總碳氫化合物卻減少，因此，汽油可以在混入酒精前經特殊處理得以避免空污問題產生。

然而，由於電動車的快速興起，纖維素酒精之發展並未如預期。一般期待小型車輛將在 2040 年左右全面電氣化。惟我國機動車中，有絕大比例在於機車，若要全面推動運具電動化，勢必將影響許多仰賴機車之弱勢族群之生活或生計。因此，在全面電動化之前，我國可考慮以進口低碳生質酒精來降低汽機車碳排，對部分弱勢族群而言，是兼顧社會公平性的權宜方法。由於運輸部門排碳占全國總量之 12%，若以 E10 (含 10%酒精) 及 E20 並用，可減碳 1~2%。由於 E10、E20 價格與汽油相差無幾，性能亦近，且已在國外廣泛使用，預期在國內亦可被接受。甚至可推廣 E85，以供未電氣化車輛之使用。雖然臺灣過去為蔗糖產地，但近年成本已無法與國際競爭²¹⁰，因此生質酒精宜以進口為主，作為過渡時期減少碳排的權宜辦法，長遠而言應向汽機車全面電動化邁進。至於此一技術領域的未來發展，則宜朝生產航空燃油、化學品方向研發。雖然生質酒精整體減碳效益仍有爭議，但多取決於種植、收成及製造技術，未來我國若進口生質酒精，可選擇生命週期中，碳足跡較化石燃料優之產品，並調整混合燃油成份，以降低逸散。

²⁰⁹ Koten, H., et al. (2020) Effect of different levels of ethanol addition on performance, emission, and combustion characteristics of a gasoline engine. *Advances in Mechanical Engineering* 12 (7), 1-13

²¹⁰ 溫祖康(2007) 生質能源發展現況與我國推動能源作物之探討。
<https://www.coa.gov.tw/ws.php?id=13518>

2.8 水力發電

摘要

我國雨量充足，河川坡地陡峻，可滿足水力開發所需的流量與水位差等條件，因此水力發電一直為我國重要的電力來源，也是低碳能源選項之一，包括慣常水力(conventional hydroelectricity)及抽蓄水力(pumped-storage hydroelectricity)二大類，不過未來氣候變遷下，我國降雨型態未來會走向乾溼極端化，因此在降雨量少的枯水時期水情是緊迫的，連帶也造成水力發電設施無法發揮原有的調節負載等功能。建議國內在水力發電的經營上可包含下述方向：

1. 慣常水力除定期進行攔河堰或調整池清淤，以確保發電機組正常運轉外，建議將各流域長期水文站實測流量資料配合氣候模式預先評估流量變化趨勢，以利參採調整運轉模式，進而提升水力設施的發電容量因數。
2. 抽蓄水力可協助穩定供電系統、強化緊急供電等需求，也可作為儲能備用電力，惟對河川生態恐有負面影響；建議以現有水庫地點為優先設置場址，不僅可節省水利工程經費與建造時間，整體而言可避免造成更多的環境生態衝擊。
3. 推動小水力發電(small hydropower)設施，須盤點適宜建置的水域類型，及釐清潛能區域的水權歸屬、土地取得等問題再行評估開發的優先順序。另外，亦須評估國內對關鍵技術的掌握度與產業發展的可行性，以確保相關設備的長期維運與使用。

2.8.1 前言

水力發電在我國發電系統中擔負重任，包括慣常水力(conventional hydroelectricity)及抽蓄水力(pumped-storage hydroelectricity)二大類，慣常水力依發電方式區分，有水庫式、調整池式及川流式。除此之外，在既有水力設施、灌溉渠道加設小水力機組的做法近來受到各界關注，小水力發電(small hydropower)是指利用圳路或其他水利設施（如堰壩水庫、水力電廠、灌溉渠道），來設置未

達 20 MW 之水力發電系統，其特色為可利用既有的設施再加裝發電設備，不僅減少環境衝擊，也有助於提升整體電力供應來源。

就水力發電的特性來看，其發電過程不會排碳，在生命週期的排放均值只有 24 gCO₂eq/kWh²¹¹，僅高於風能發電和核能發電。再者，臺灣的雨量及河川等具有符合水力開發所需的流量、水位差等條件，以及在河川水量充足季節時，水力發電機組可長時間穩定運轉且發電成本低，滿足基本用電需求。整體而言，為達成我國 2050 淨零排放的目標，水力將是不可或缺的低碳能源選項。

2.8.2 我國發展水力發電之現況問題分析

為了解現有水力發電量對我國總發電量的貢獻，綜整相關報告²¹²可知，至 2021 年，水力發電裝置容量約占臺灣電力系統的總裝置容量約 7.9%，發電量占比約為 2.3%；單就慣常水力而言²¹³，約占再生能源裝置容量的 18.0%，在發電量的占比為 20.1%，詳細的統計資訊請參見表 2.8.1 所示。此外，為配合能源轉型，小水力的開發也已納入台灣電力公司的中長期水力發電策略中，所以將分就慣常水力、抽蓄水力及小水力三部份，簡述臺灣水力發電的發展現況及問題分析如後。

²¹¹ Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, (2014) Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

²¹² 經濟部能源局(2022) 110 年度全國電力資源供需報告。

https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/ContentDesc.aspx?menu_id=20851

²¹³ 台灣電力公司(2022) 再生能源發展概況 (2022.06.27 更新)。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=204&cid=154&cchk=0a47a6ed-e663-447b-8c27-092472d6dc73>

表 2.8.1 2021 年我國水力發電統計資訊^{214,215}

項目		裝置容量 (GW)	發電量 (億度)	占臺灣電力比例 (%)		占再生能源比例 [*] (%)	
				裝置 容量	發電量	裝置 容量	發電量
水力 發電	慣常水力	2.09	35	3.52	1.20	18.03	20.08
	抽蓄水力	2.60	32	4.38	1.10	--	--
臺灣電力系統		59.38	2,909	--	--	--	--
臺灣再生能源		11.59	174	19.52	5.99	--	--

^{*} 我國再生能源範疇為非抽蓄式水力

1. 慣常水力

參採我國水力發電分布情形（如圖 2.8.1 所示）可知，現有慣常水力機組為 45 座，另開發及規劃中的慣常水力機組計有 3 座，該裝置容量總計為 119 MW。

由於慣常水力發電機組須要充足的水量發電，如 2021 年 4、5 月臺灣遭逢百年大旱時，兼具蓄水與發電功能的日月潭水庫，其水位低至發電需求水量的臨界值，水力機組因缺水而無法全速運作以支援供電²¹⁶，導致全臺用電吃緊險亮橘燈（即供電警戒，備轉容量率小於等於 6%）。換言之，在乾旱等水情不佳的情況下，水力發電機組停擺，進而可能造成缺電的危機。

就臺灣的氣候型態與自然環境來看，全年度降雨型態於時間及空間分布不均勻，歷年全臺豐水期降雨量占全年之 78%，形成了水量豐枯懸殊的現象²¹⁷。研究報告²¹⁸也指出全球暖化速度持續加快，雖然極端降雨事件的強度與頻率可能增加，但是農業與生態乾旱的頻率也會增加，即代表未來降雨型態可能朝向乾溼極端化

²¹⁴ 同前揭註 212。

²¹⁵ 同前揭註 213。

²¹⁶ 孫文臨(2021) 缺水如何影響供電？水力發電那些小而重要的事—全台最大儲能電池「日月潭」的乾涸危機。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/231256>

²¹⁷ 經濟部水利署(2020) 108 年臺灣水文環境情勢專刊。<https://www.wra.gov.tw/cl.aspx?n=6253>

²¹⁸ IPCC (2021) IPCC AR6 (final draft of WGI AR6) 《氣候變遷第六次評估報告(IPCC AR6)》

的趨勢。國內研究報告²¹⁹亦提出我國降雨型態與全球趨勢類似，未來「豐愈豐、枯愈枯」的降雨型態將可能更加顯著，再加上臺灣河川特色為坡陡而流急，且長度不長、流域面積亦小，在降雨量少的枯水時期，臺灣水情可能會十分緊迫，連帶也造成水力發電設施無法發揮原有的調節負載等功能。

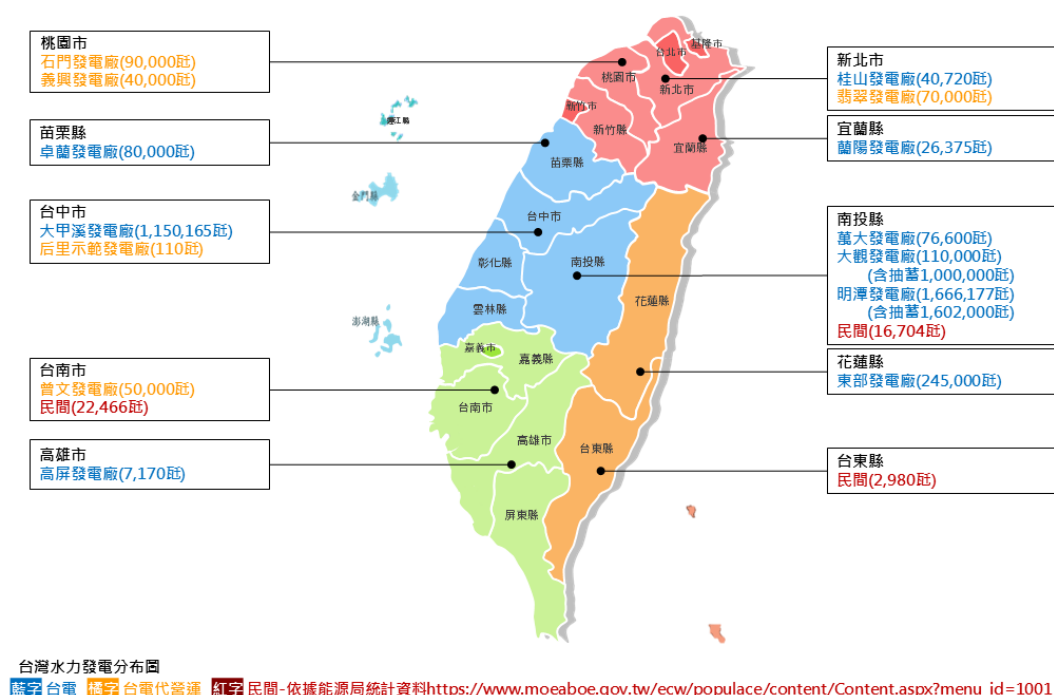


圖 2.8.1 臺灣水力發電分布圖²²⁰

2. 抽蓄水力

我國現有的抽蓄水力機組為 2 座^{221,222}，分別位於日月潭的明湖與明潭二座大型抽蓄水力發電廠，其中明潭抽蓄電廠於 1995 年完工且為國內最大，其裝置容量為 1.6 GW，之後我國多年來未再興建過抽蓄電廠（亦請參見圖 2.8.1 所示）。而目前推動中的「大甲溪光明抽蓄水力發電計畫」，預計 2030 年商轉，其規劃的

²¹⁹ 臺灣氣候變遷推估資訊與調適知識平台計畫(2017) 臺灣氣候變遷科學報告 2017（第一冊物理現象與機制）

²²⁰ 同前揭註 213。

²²¹ 台灣電力公司(2020) 日月潭抽蓄發電成典範 光輝歷史 風華再續。台電月刊 690 期。
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/article/3969>

²²² 林菁樺(2021) 第 3 座抽蓄水力電廠 台電擬砸 260 億重啟。自由時報。
<https://ec.ltn.com.tw/article/paper/1427614>

裝置容量為 350 MW（九二一大地震後，考慮到友善環境、生態工法等已縮減總裝置量）。

因應國內再生能源發電政策目標，為能穩定供電系統及符合緊急供電需求，台灣電力公司持續進行抽蓄水力計畫調查及可行性研究²²³，擬規劃以新建的抽蓄水力發電廠作為未來太陽能的儲能備用電廠。也就是利用白天再生能源（如太陽能）發電量充足時將水抽到上池，待夜間用電尖峰時段再放水發電。另外，在場址評估上，是將現有水庫地點作為潛在場址，以既有水壩為上池，只需再興建一個大壩為下池，即可有效節省經費與建設時間。

如前所述，由於抽蓄水力發電也是透過水位高低差的位能發電方式，因此得從河川中抽水蓄積再放流回河中，長久下來對河川生態恐有一定程度的影響。有鑑於此，國內環保團體擔憂此舉將破壞河川生態，已多次呼籲政府不要再開發抽蓄水力²²⁴。

3. 小水力

小水力發電是指利用圳路或其他水利設施（如堰壩水庫、水力電廠、灌溉渠道），來設置未達 20 MW 之水力發電系統，其特色為可利用既有的設施再加裝發電設備，不僅減少環境衝擊，也有助於提升整體電力供應來源。在小水力的開發規劃上，參採經濟部水利署於 2018 年在小水力發電推動說明會上所引用的資料²²⁵，國內小水力潛力場址合計 112 處（依經濟部水利署 97 年度全臺小水力評估報告，以及台灣電力公司及行政院農業委員會等 106 年研究資料等），其中天然河川因涉及環評事宜，因此適合優先推動者共計 65 處。另外，若以台灣電力公司資料²²⁶來估算國內小水力的可開發潛能，約有 43.26 MW，簡要說明如下：

²²³ 孫文臨(2021) 尖峰用電備援再添生力軍 德基水庫化身大型「儲能電池」 拚 2034 年啟用。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/231418v>

²²⁴ 林良齊(2021) 建抽蓄電廠 環團憂衝擊生態。中國時報。
<https://www.chinatimes.com/newspapers/20210124000377-260102?chdtv>

²²⁵ 經濟部水利署(2018) 小水力發電推動說明會簡報。

²²⁶ 王振勇(2017) 開發潔淨再生能源—微(小)水力發電產業發展。2017 水利產業發展策略研討會（臺灣水利產業發展促進協會舉辦，王振勇時任台灣電力公司專業總工程師）。

- (1) 全臺小水力發電計畫，暫擬 24 處廠址，裝置容量約 35.8 MW，商轉年自 2020 年至 2024 年；
- (2) 待開發的小水力（暫擬 10 處廠址，裝置容量約 3.94 MW），與微水力（微水力是指利用圳路或其他水利設施，設置未達 100 kW 之水力發電系統，暫擬 8 處廠址，裝置容量約 0.38 MW），以及尚未列入前述全臺小水力發電計畫；另外，依 2010 年行政院農業委員會「農田灌溉水路再生能源普查及潛勢分析評估」的小（微）水力（暫擬 63 處廠址，潛能約 3.14 MW）。

除了台灣電力公司的小水力發展計畫，國內民間團體亦相當關注小水力的發展，於 2021 年成立了「臺灣小水力綠能產業聯盟」（簡稱小水盟），依小水盟預估^{227,228,229}指出，3 年至 5 年內臺灣可開發的小水力潛能約有 2.6 GW 的發電裝置容量，此數值與台灣電力公司之估算有極大的差距，可能有待後續更深入的研究與評估。雖然單一小水力機組的裝置容量有限，但對環境影響小且可就近支援鄰近區域所需的民生用電，若能將併網或以微電網等技術妥善規劃配置，或可在平日支援小範圍的區域用電量以發揮削峰填谷之用，一旦遭遇天災導致大規模停電的緊急狀態時，也可提供部份地區的用電以維持民生需求。若小水力可在我國形成產業鏈並成為綠電供給來源之一時，相信對減少我國碳排量應有其助益。

2.8.3 我國發展水力發電之潛能與限制評估

基於前述對慣常水力、抽蓄水力與小水力發展現況的說明，根據估計，我國於 2050 年，水力發電裝置容量分別可達到：慣常水力與小水力合計約 2.26 GW，抽蓄水力約為 2.95 GW，總發電量約為：慣常水力與小水力合計 33.91 億度，抽蓄水力為 35.83 億度。若要再增加抽蓄水力裝置容量及發電量，曾進行過評估的海水水力發電廠具有裝置容量 1 GW 與發電量 12 億度的潛能（請參見附錄 2I）。

²²⁷ 洪正中(2021) 臺灣小水力綠能產業近程發展策略。 <https://cnews.com.tw/111210525a01/>

²²⁸ 陳谷汎(2021) 預估臺灣小水力發電短期開發潛能。 <http://cnews.com.tw/111210426a01/>

²²⁹ 陳逸格(2021) 挺綠能!小水力綠能產業聯盟 宣布最新策略。工商時報。
<https://ctee.com.tw/industrynews/technology/465636.html/>

就水力發電的發展限制而言，由於水力發電所需的水力設施（如：堰壩水庫、水力電廠等）在選址建造上相當不易，更可能對生態環境及人文社會造成相當程度的衝擊，故須分別就自然環境與社會需求等面向進行評估以獲得社會大眾的認同。再加上氣候變遷造成旱災發生頻率與規模恐將更勝過往，因此，掌握河川、水庫和灌溉渠道等季節性水量的變化趨勢，規劃更具彈性的水資源管理與水力電廠維運等策略，將有助於穩定供電及調節用電負載。例如在大旱期間，雖然無水可發電，但正是進行水庫陸挖清淤的時機；另外，也可在颱風天水大時開啟排砂孔道，利用水力將淤積的砂石沖積到下游，有效減少水庫的泥砂淤積並延長其壽命與效能²³⁰。長期而言，如欲提升水力設施發電容量因數²³¹，各流域長期水文站實測流量資料須將水文流量、洪水量等資料增補至最新，並加以分析壩址、廠址的天然流量、各洪水頻率對應的洪水量與最大可能洪水量，再配合氣候模式推估流量變化趨勢等，作為未來水力計畫下各項工程結構規劃設計的參採資訊。

另外，在加設小水力機組的發展上，如何盤點出適宜建置的水域類型，即具有足夠的水位高低落差及穩定的水源供應條件等，將是小水力開發的首要條件。現階段看來，「既有灌溉渠道加設」為民間業者最有意願推動的小水力設置類型，所以政府單位除獎勵設置小水力外，也可由行政院農業委員會合作輔導行政院農業委員會農田水利署，評估對用水、土地使用等可能造成的影響；此外，台灣電力公司也指出在設置小水力發電前²³²，宜一併規劃發電後擬採併網或作為微電網等配套措施。因此在推廣小水力及評估潛力場址時，發電、輸送與用電等各階段相關技術與設置宜進行整體性規劃，不僅有助於落實設置規範，也可檢視相關設置運作管理的合理性，並持續增進與農民、地主等利害關係人的溝通。

²³⁰ 台灣電力公司(2021) 氣候變遷調適新思維 水力發電的永續未來。台電月刊 706 期。
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/TPMM/2021/706/#p=1>

²³¹ 吳明竑、王振勇、吳清敏(2015) 水力發電開發現況、面臨環境與未來展望。土木水利第四十二卷第四期。

²³² 台灣電力公司(2021) 小水力 激盪綠電創意 電廠展現硬實力與巧工夫。台電月刊 693 期。
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/article/4151>

2.8.4 政策建議

水力發電雖對未來提升供電占比的成長幅度是有限度的，但其提供的電力可間接穩定基載電力與電網運作，且可作為其他再生能源的儲能設備，因此，發電量雖不大，但其在我國電力系統中擔負的協調角色是不可或缺的。再者，考量未來氣候變遷下，我國降雨型態將會走向乾溼極端化，如何落實我國中長期的水力發電策略，以協助我國達成 2050 淨零排放的目標，相關建議如下：

1. 慣常水力除定期進行攔河堰或調整池清淤，以確保發電機組正常運轉外，長期而言須因應氣候變遷帶來的河川流量豐枯變化進行水資源管理，以彈性調整水力電廠運維策略，故建議各流域長期水文站實測流量資料須配合氣候模式推估流量變化趨勢，以利參採調整運轉模式，評估提升水力設施發電容量因數的可能性。
2. 抽蓄水力可協助穩定供電系統、強化緊急供電等需求，也可作為儲能備用電力，惟對河川生態恐有負面影響；建議以現有水庫地點為優先設置場址，不僅可節省水利工程經費與建造時間，也可兼顧用電需求與避免造成更多的環境生態衝擊。整體而言，宜妥適評估開發的影響與衝擊，並將社會經濟發展趨勢及區域性開發思維等多元資訊納入評估，以達成與民眾的有效溝通。
3. 小水力發電技術已日趨成熟，現階段須盤點適宜建置的水域類型，及釐清潛能區域的水權歸屬、土地取得等問題，亦須評估國內對關鍵技術的掌握度與產業發展的可行性，以確保相關設備的長期維運與使用。若進一步綜合衡量小水力發電在環境友善、民生需求及災後應變等面向帶來的效益，其發展潛力值得關注。

2.9 海洋能

摘要

我國四面環海，蘊藏豐沛的海洋能源，東岸近岸即水深千米，其海床深度大使黑潮得以臨近海岸，加上流速強、穩定性高又是全球第二大洋流，可開發的海流能(marine current energy)潛能相當可觀，此外，臺灣島以東海域的表層與深層水溫，二者間全年水溫差可達 20~24℃，符合發展海洋溫差發電(ocean thermal energy conversion, OTEC)的天然條件，且現行採連通管原理汲取深層海水耗能很低，在發電過程中不須使用燃料、無廢棄物產生，且幾乎不排放任何溫室氣體，同時也不會造成空氣、水或噪音等污染，再加上全年各時段可發電，故可擔負基載電力。因此，為達 2050 淨零排放的目標，海流發電及海洋溫差發電可納入我國無碳能源選項，建議國內在海洋能發電的研發與推動上包含下述方向：

1. 儘速進行海洋能潛能區位的精細水文及地質調查與探勘：配合海流發電機組的設置，更精準的海象、水文與海域地貌等調查資料都為必需，故應展開潛能區位高精度的時空條件調查來掌握黑潮的物理、生地化等特性，妥適發電設備的部署規劃，提升整體系統的發電效能，並同時考量開發時減少對生態環境的衝擊影響。
2. 投入海洋能發電及電網併接技術研發：因電纜的鋪設須慎選路徑，同時須精進錨固技術以對抗潮流張力等環境挑戰。再者，電纜的上岸地點及如何與陸地上的高壓電纜並聯等亦須納入整合規劃設計，方能成功進入電網以增加供電來源。
3. 啟動試驗電廠計畫並引進國際技術：評估國內洋流能發電場址作為試驗電廠計畫的潛在場址，以展開營運模式設計與規劃，並進一步與國際接軌提升海洋能發電併網技術能量，再透過實地測試加速電網穩定技術研發，達成供電穩定安全之目標。
4. 推動基礎建設以提高誘因：因作業船舶須有港埠設施可供停泊，除了建造足夠

的研究與施工船舶的數量，亦須配合規劃足夠的碼頭吞吐空間等基礎建設。再者，相關設施選址宜位於發電場址鄰近區域，便於回應需求與提升效率。

2.9.1 前言

海洋能量的蘊藏來自於巨量海水吸收太陽熱能，造成局部密度不均而使海水流動，同時也形成表層海水與深層海水間的溫差；另外，大氣的動能會引起波浪，且星球引力變化會形成潮汐潮流。因此，海洋能發電技術依能量開採型式可概分為：海流能(marine current energy)、海洋溫差發電(ocean thermal energy conversion, OTEC)、波浪能(wave energy)、潮汐能(tidal current energy)及鹽差能(ocean salinity energy)等五大類。參採國際能源總署——海洋能源系統(IEA-OES)報告^{233,234}可知，前述各類海洋能源的理論年發電量，分別為：海流（包括潮流和洋流）發電 8,000 億度、海洋溫差發電 100,000 億度、波浪發電 80,000~800,000 億度、潮汐發電 3,000 億度及鹽差發電 20,000 億度。

臺灣四面環海，海岸線長達 1,448 公里，參採工業技術研究院研究報告^{235,236}對我國海洋能高潛能區的分析，臺灣海流能（含黑潮）、海洋溫差能與波浪能，有 GW 以上之開發潛能，惟潮汐能約為 MW 等級，較不具產業規模，至於鹽差發電在我國²³⁷則仍處於理論分析和實驗室機組測試階段。整體看來，我國海域確有豐富海洋能源以支持發展海洋能發電，若將其納入我國無碳能源技術選項之中，相信可成為推動臺灣邁向 2050 淨零排放目標的一大助力。

²³³ IEA-OES (2007) Annual Report 2007. <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-annual-reports/>

²³⁴ 何無忌、羅聖宗、呂威賢(2015) 臺灣海域能源臺灣海域能源。科學月刊（401 期）。
http://scitechreports.blogspot.com/2015/05/blog-post_26.html

²³⁵ 工業技術研究院(2018) 我國海洋能發電目標與策略（簡報）。

²³⁶ 工業技術研究院綠能與環境研究所(2018) 海洋能發展策略（簡報）。

²³⁷ 經濟部能源局(2019) 水力能與海洋能。再生能源資訊網。
<https://www.re.org.tw/knowledge/more.aspx?cid=202&id=681>

2.9.2 國際發展現況

就海洋能發電技術來看，國際再生能源機構(International Renewable Energy Agency, IRENA)指出現階段以潮汐發電及波浪發電等技術較受到關注²³⁸，且全球運作中的海洋能發電設備總裝置容量目前為 534.7 MW，其中潮汐發電的裝置容量高達 532.1 MW，包括潮汐堰壩發電(Tidal Barrage Power)為 521.5 MW 與潮汐發電(Tidal Stream)為 10.6 MW，其次為波浪發電為 2.31 MW、海洋溫差發電為 0.23 MW，以及鹽差發電為 0.05 MW。另參採歐洲海洋能源組織(Ocean Energy Europe, OEE) 研究報告²³⁹所述，歐盟在海洋能發電目標上，2020 年時波浪發電設備累積的裝置容量僅為 12 MW、潮汐發電設備累積的裝置容量僅為 27.9 MW；然而至 2021 年歐盟將增設波浪發電設備 3.1 MW、潮汐發電設備 2.9 MW。接下來幾年藉由政策的支持，期望於 2025 年可達總成裝置容量為 100 MW 的目標。

在發電量方面，國際能源總署(IEA)推估 2019 年全球海洋能發電技術總發電量約增加 13%²⁴⁰，但參考該署提出的永續發展情境(Sustainable Development Scenario, SDS)，對海洋能發電技術的目標設定為至 2030 年增長率須達 23%，二者之間仍有落差。另外，根據歐洲海洋能源組織(OEE)統計^{241,242}，2020 年歐洲潮汐能總發電量已達到 60 GWh，與 2018 年約 40 GWh 的發電量相比，其成長已有明顯提升。

由於現階段 10 kW~1 MW 的海洋能發電設備主在部署在英國、加拿大、澳洲和中國²⁴³，但這些示範專案與小型商業專案的發電成本昂貴，尚未達規模經濟。此外，至 2020 年全球計有 31 個國家投入海洋能源技術的研發²⁴⁴，其中歐洲國家如芬蘭、法國、愛爾蘭、義大利、葡萄牙、西班牙、瑞典和英國等在海洋能發展

²³⁸ IRENA (2020) Ocean Energy Technologies.

²³⁹ OEE (2021) Ocean Energy: Key trends and statistics 2020.

²⁴⁰ IEA (2021) Ocean Power. <https://www.iea.org/reports/ocean-power>

²⁴¹ 同前揭註 239。

²⁴² 台灣經濟研究院(2021) 海洋能一不可忽視且有待扶持之新興再生能源。
<https://www.tier.org.tw/comment/tiermon1000.aspx?GUID=26c61d2e-832f-480e-b8b7-3feda34d02f2>

²⁴³ 同前揭註 240。

²⁴⁴ 同前揭註 238。

上位居領導地位，但歐洲以外的國家如澳洲、加拿大、美國等，亦持續投入海洋能發電技術發展，同樣與前述歐洲各國在海洋能技術研發與設備製造等面向上扮演重要的角色。

2.9.3 我國發展海洋能之現況問題分析

近年我國在海洋能發電技術的研發上，以第二期能源國家型科技計畫(National Energy Program Phase II, NEP-II) 推動離岸風力與海洋能主軸計畫(2014年至2018年)為主要的研發投入，分析 NEP-II 在海洋能研發上的重點，則是以建立國內離岸海事工程施工能力及達成黑潮與波浪發電之先導示範為二大核心工作。另外，我國於2019年公布施行海洋基本法，統籌整合各機關涉海權責以共同推展海洋事務，並於2020年內提出《國家海洋政策白皮書》，擘劃我國海洋發展政策。綜觀世界各國已逐步推動海洋能源的開發，臺灣為海島國家且位處黑潮流經區域，在海洋能源開發上確有其利基，再加上過去的初步研究已確認在臺灣東南外海具海流能開發潛能，因此，海洋委員會延續 NEP-II 的研究方向投入相關經費²⁴⁵，期望加速研發以促進國家能源轉型。參採 NEP-II 項下離岸風力與海洋能主軸計畫(2014年至2018年)成果報告等國內相關研究報告內容²⁴⁶，依各海洋能發電技術類型分述我國發展現況問題分析如下：

1. 海流發電：臺灣作為開發海流發電應用的海流，以黑潮流經處為佳，不僅因其距離臺灣本島僅20多公里，且其洋流較穩定並具有可觀動能²⁴⁷。NEP-II 計畫在建立海流發電共通技術上，曾建立黑潮發電測試場，完成先導示範20 kW 黑潮洋流發電機組開發及海上效能測試。另在產學合作上，科技部(現為國家科學及技術委員會)支持的「旺級黑潮發電先導機組研發與實海域測試平台建置」計畫，是由國立中山大學團隊與民間企業萬機鋼鐵工業公司共同合作執行

²⁴⁵ 海洋委員會(2020) 2020 國家海洋政策白皮書。

²⁴⁶ 江茂雄(2019) 能源國家型科技計畫離岸風力及海洋能源主軸中心之推動及管理計畫(V)。科技部補助專題研究計畫成果報告期末報告。

²⁴⁷ 海洋產業及工程研究中心(2022) 海洋能發電專區。國家海洋研究院。
<https://www.namr.gov.tw/ch/home.jsp?id=111&parentpath=0,6>

海流發電系統的效能驗證。在研發團隊努力下，2020 年已將 50 kW 洋流發電機組提升至 400 kW，2021 年由國家海洋研究院持續測試，希望至 2025 年可逐步完成 2 MW 商轉機研發測試。同時，國家海洋研究院正進行國家級洋流能測試場的場址選定及相關規劃評估²⁴⁸，目前以臺東縣伽藍（富岡）和新港漁港為洋流發電基地港進行實地裝機測試²⁴⁹，未來將規劃發展成國際洋流發電機組測試海域，並進行國際合作來加速技術提升²⁵⁰。

2. 海洋溫差發電：臺灣東部黑潮經過，海域終年表層海水溫度達 24°C 以上，且東海岸大陸棚陡峭，因此，花蓮外海與臺東外海等部份區位 1,000 公尺等深線離岸僅約 3~5 公里，及該處深層海水溫度已降至約 4~5°C，與表層溫差可超過 20°C，經評估應具有發展溫差發電的潛能。再加上此處溫差的日夜與冬夏間變化量不大，故相較其他海洋能而言，海洋溫差發電相對穩定並可為基載電力。由於海洋溫差發電過程中不會排放二氧化碳(CO₂)，也不會對糧食、土地等重要資源造成競爭壓力，再加上 5~11 月正是海洋溫差發電峰值²⁵¹，對支援我國夏季用電高峰也將有所助益。參採國內進行中的「臺東深層海水試驗管工程」之實務經驗可知²⁵²，在汲取深層海水時可採連通管原理不須耗能，惟須配合地域特性進行佈放取深層海水所需冷水管之工法評估。以台灣水泥公司即將設置的和平海洋溫差發電廠為例²⁵³，除了與台灣中油公司合作，借重其鑽井技術外，同時也將與國內技術團隊合作²⁵⁴，採用高密度聚乙烯(HDPE)塑膠海管來降低海上施工成本與提升取水效率。整體而言，國內在佈管相關技術上已逐漸

²⁴⁸ 海洋科學及資訊研究中心(2020) 臺灣洋流能海域測試場規劃評估。國家海洋研究院。
https://www.namr.gov.tw/ch/home.jsp?id=50&parentpath=0,7&mcustomize=research_view.jsp&dataserno=202006010008

²⁴⁹ 李昱德(2022) 海島國家的綠能生力軍 海洋能是什麼？台灣技術下一步往哪走？環境資訊中心。
<https://e-info.org.tw/node/234462>

²⁵⁰ 洪定宏(2021) 洋流發電再突破！國家級測試場與基地港完成規劃。自由時報。
<https://news.ltn.com.tw/news/life/breakingnews/3410410>

²⁵¹ 林倩如(2016)「海洋能」崛起！產官學聚焦東海岸溫差發電潛力。環境資訊中心。
<https://e-info.org.tw/node/201963>

²⁵² 劉金源(2021) 深層海水取水技術及潛力場址可行性評估（國家海洋研究院委託計畫）。

²⁵³ 謝柏宏(2022) 台泥攜手中油 將擴大台東地熱發電鑽探計劃。聯合報。
<https://udn.com/news/story/7238/6328424>

²⁵⁴ 劉光瑩(2022) 幫台泥圓海洋能發電夢、吃下菲律賓 8 成電廠訂單，汐止小公司如何做
到？。天下雜誌。
<https://www.cw.com.tw/article/5120941?template=transformers>

成熟，但在施工的前、中、後有需要依場址的海域環境進行現場定位並定期監測，方能有效掌握管線狀況。

3. 波浪發電：依臺灣波浪模式資料來看²⁵⁵，東北部、東部外海及離島地區（澎湖西側海域）的波能相對較高，可達 15~20 kW/m，而東岸及西北沿海地區次之，約在 5~15 kW/m，西南及南部沿海地區則在 10 kW/m 以下。NEP-II 計畫在高自製率波浪發電系統的研發上，已建立波浪發電測試場，並完成先導示範 20 kW 波浪發電機組開發及海上效能測試，惟波浪發電機組後續將針對抗颱風技術進行研發，方有商業化發展的可能性。
4. 潮汐發電：由於臺灣西部海岸大都為平直沙岸，缺乏可供圍築潮池的優良地形，相對而言，離島的金門及馬祖因其潮差可達 5 公尺，較具有發展潮汐發電的天然條件，但就經濟性理想潮差來看仍有 6~8 公尺的差距，且發電潛能亦須要進一步評估²⁵⁶。

統整我國周圍海域發展條件及各類型海洋能發電技術的特性，並以 2050 年可達技術水準及其容量因素進行估算，如下表 2.9.1 所示，除潮汐發電的預估可開發量為 MW 等級外，其他如海流能、海洋溫差及波浪能的發電預估皆可達 GW 等級，此四者合計的可開發量為 9.6 GW（含黑潮發電）。此外，關於前述四項技術的發電潛力，除潮汐發電的發電量估計在 10 億度以下外，其他三項技術個別的發電量均可達 10~60 億度的潛能²⁵⁷，整體而言，對提升我國再生能源供電占比及加速減碳目標的達成，可說是具有相當的助益。另關於臺灣高潛能區的位置分布則請參見圖 2.9.1。

²⁵⁵ 呂錫民(2015) 波浪能發電來了！台灣可以嗎？科技大觀園。
<https://scitechvista.nat.gov.tw/Article/C000003/detail?ID=d11281e1-ce53-40d9-8bc1-96ald5942044>

²⁵⁶ 同前揭註 236。

²⁵⁷ 經濟部能源局、工業技術研究院(2021) 我國能源部門技術科學檢核程序及 5+1 領域技術初步盤點說明（簡報）。（資料未公開）

表 2.9.1 我國海洋能發電技術潛能評估^{258,259,260}

海洋能發電技術	預估可開發量 (GW)	發電潛力*	基載電力	潛在場址
海流發電	4 (黑潮) +0.2	中	否	東部黑潮 (以蘇澳外海、花蓮外海、綠島及蘭嶼此四個場址評估潛能) 富貴角、澎湖水道
海洋溫差發電	2.8	中	是	東部花蓮外海、臺東外海
波浪發電	2.4	中	否 (具季節與週期性變化, 但能量密度高)	東北角外海、富貴角、澎湖、雲彰隆起
潮汐發電	0.2	低	否	金門、馬祖

* 發電潛力以 2050 年可達技術水準及其容量因素估算其發電量：高 > 6 TWh、中 1~6 TWh、低 < 1 TWh

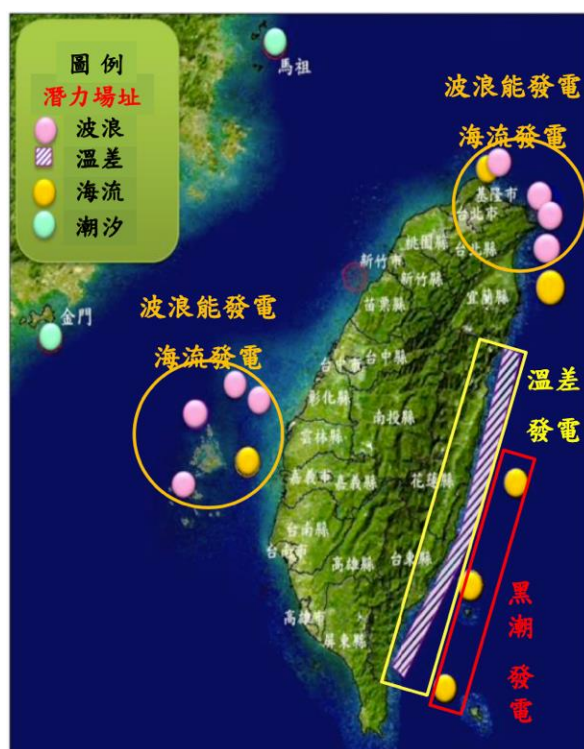


圖 2.9.1 我國海洋能高潛能區²⁶¹

²⁵⁸ 同前揭註 235。

²⁵⁹ 同前揭註 236。

²⁶⁰ 同前揭註 257。

²⁶¹ 同前揭註 235。

2.9.4 我國發展海洋能之潛能與限制評估

因海洋能發電技術尚屬於前瞻技術，故本建議書以 40~80%開發量作為假設，針對可開發量高、發電潛力高的三項海洋能發電技術進行潛能評估，初步估算裝置容量可達 3.8~7.5GW。此外，此三項技術容量因數差異頗大，海流發電與溫差發電之容量因數較高，波浪發電之容量因數較低²⁶²，因我國尚未有實際案場，故先以保守之參數進行估算，於 2050 年預估發電量約為 212~424 億度²⁶³。進一步分就各項海洋能技術的潛能與限制評估分述如下：

1. 海流發電具有能源供應充足、穩定性、大規模商業化與成本競爭力等優勢，再加上黑潮發電深具開發潛能，惟技術安全性及成本尚待評估，主要是因黑潮發電的潛能區位場址位於海底陡坡且水深超過 300 公尺處，所以大水深海事工程相關技術將會是影響發展進度的關鍵要素。
2. 海洋溫差發電具 24 小時穩定供電的特性，相較其他再生能源之間歇式發電的特性，不僅可作為基載電力，更是可達 GW 等級的無碳能源選項，我國合適的場址以臺灣東部沿海，如花蓮、臺東海域為主，除了得評估颱風與地震造成的影響，更須配合東部海域施工的期程來評估及採用適合的佈管工法，逐步克服深海大管徑(D>5 m)冷水管與浮台等海事工程相關問題。
3. 波浪發電的高潛能區如臺灣東北外海，近岸潛能約可達 13 kW/m 以上，離岸潛能推估應可更高，我國已有施工能力，但發電設備須強化抗颱風，也須要衡量對漁業與船舶航行造成的衝擊。
4. 潮汐發電則以金門、馬祖為合適的潛力地點且我國已有施工能力，但須要大面積的圍堰配合，可是開發量卻不大發電潛力亦不高，整體而言較不具經濟效益，

²⁶² 海流發電之容量因數約為 70~95%，溫差發電之容量因數約為 90~95%，波浪發電之容量因數約為 25~32%，資料取自 Minesto. Ocean Energy. <https://minesto.com/ocean-energy>，以及 IRENA 2014. Ocean Thermal Energy Conversion Technology Brief. Lavidas, G. 2020. Selection index for Wave Energy Deployments (SIWED): A near-deterministic index for wave energy converters. *Energy* 196 (1).

²⁶³ 若以 40%開發量而言，海流發電裝置容量為 1.68GW，發電量約為 103 億度（70%容量因數）；溫差發電裝置容量為 1.12GW，發電量約為 88 億度（90%容量因數）；波浪發電裝置容量為 0.96GW，發電量約為 21 億度（25%容量因數），發電量總計約為 212 億度。

惟考量離島發電的需求與成本，或可進一步作整體性評估。

2.9.5 政策建議

由於海洋覆蓋地球表面積達三分之二以上，其中潛藏的海洋能源總量十分可觀，故分就各類海洋能發電技術項的特性以及我國海域的海洋能高潛能區位來看，海流發電的可開發潛能量大且國內已有技術基礎，海洋溫差發電則可作為基載電力來穩定電力的供給，因此國內產學研各界應接軌國際進展並規劃跨國合作來加速研發。其他如波浪發電、潮汐發電等技術項，因其發電特性為非週期性、發電量有高低差，且潮汐發電可開發的潛能低，導致技術發展效益不如前二者。綜整各面向的評估可知，為達 2050 淨零排放的目標，海流發電及海洋溫差發電應可納入我國無碳能源的選項之中。

若進一步分析設置海洋能發電機組所需的各項條件，如海流發電、波浪發電等不同海洋能發電技術有不同特性，因此設置區位的選取將是相當關鍵的初始條件，必須要進行高精度的潛能區位調查研究與海洋資源探勘，以掌握海域的物理、基地海洋地質、生態特性等。此外，與建置實海域測試場址相關的基礎設施，如：環評、電力輸出設備、繫泊系統等，若可採統一規劃建置，未來海洋能機組於此驗證時，將有助於加速技術研發進展。同時，臺灣特殊地理環境所面臨的颱風與地震威脅也應一併納入研調，以提供發電機組設計參採，進而提高設備的耐用性。若以海流發電機組的設置而言，更須針對黑潮展開精細水文及地質調查與探勘，除妥適發電設備的部署規劃以提升系統發電效能外，更可預作規劃來降低對海洋生態環境的衝擊影響。

然而在擘劃海洋能發電機組的海上設置區域之際，建議應及早啟動電網併接及試驗電廠等布建計畫，並針對電廠的場址選擇、營運模式與發電系統整合等事項加以籌劃。此外，衡量國內在此方面的實務經驗有限，未來應可接軌國際技術，以配合試驗電廠在實地測試上的需求。建議透過評估發電機組的可用率、現場開發的安全性、發電成本的經濟性，以及對海洋生態的影響等問題，找出設廠布建

的關鍵瓶頸所在並對症下藥，以達成再生能源併網供電之穩定安全的目標。

最後，因布建海洋能發電機組會需要有足夠數量及噸位的海事工程專業施工船舶配合，且作業船舶也須要有港埠設施可供停泊，所以除了加速海洋能發電技術的研發外，同時也須要推動基礎建設以提高布建海洋能發電機組的誘因。在相關基礎設施選址上，除須規劃足夠的碼頭吞吐空間外，同時也宜位在發電場址鄰近區域，以便於回應海事工程的需求與提升機組布建的效率。

2.10 智慧電網

摘要

我國目前規劃 2025 年再生能源（主要為太陽光電與風力發電）發電占比要達 20%的目標，而我國若要達到 2050 淨零排放的目標，在現有能源架構下勢必還要再提高再生能源的發電占比。太陽光電與風力發電系統常常會受到天候、有效運轉時間、季節變化等影響，具有相當大的不確定性，這些大量的間歇性電力與現有的電力系統併網時，將會影響電力系統的穩定與安全性。為確保電網供電安全穩定積極布建全臺智慧電網是目前面臨重要的挑戰，建議國內發展以下方向：

1. 電力系統須要持續布建低壓智慧電表，來掌握全臺的用電資訊，並且結合資通訊、人工智慧、大數據分析等技術，提升電力系統運轉效率與電網的安全性與穩定度。
2. 環境氣候的變動會影響電力供應穩定度，須結合氣象預報模式導入人工智慧進行預測隔日發電量，以進行傳統機組發電排程。
3. 針對間歇性再生能源的電力補償，除了傳統抽蓄水力與民間電廠調度外，應持續建置 GW 級的儲能基礎設施以為配套。
4. 因應大量再生能源併網後的即時電力調度，讓用戶端參與需量反應規劃，讓電力系統可取得更多元的輔助服務。
5. 臺灣電力系統應逐漸轉型為分散式，透過智慧電網和虛擬電廠驅動低碳能源和再生能源的整合，打造先進配電管理系統以協助供電安全穩定及效能的提升。

2.10.1 前言

為達到 2050 淨零排放的目標，亞洲相關先進國家都規劃提高再生能源的發電占比，如韓國在 2020 年 10 月提出的碳中和計畫草案中提到，2050 年綠能發

電占比最高將可達 70%²⁶⁴；日本在 2020 年 12 月提出 2050 年碳中和的綠色增長戰略中提到再生能源發電占比在 2050 年須提高至 50~60%²⁶⁵。我國政府目前規劃 2025 年再生能源發電占比要達 20%的目標²⁶⁶，但要達到 2050 淨零排放目標推動能源轉型過程中，勢必要再提高再生能源的發電占比。

然而，太陽光電與風力發電系統常常會受到天候、有效運轉時間、季節變化等影響，具有相當大的不確定性，當有大量間歇性發電的再生能源與現有的電力系統進行併網時，將會對於電力系統安全性與穩定性造成危害。現有傳統電網的規模與性能是不足以承受未來持續成長再生能源發電併網的需求，在可預見的未來臺灣的電力系統將會面臨以下三大問題，第一、再生能源有不穩定性與間歇性的特性，當再生能源供電占比更高的時候，如何智慧化調度傳統基載發電機組與其他電力來源以達到供需平衡，讓電力系統可以穩定的供電；第二、大型發電設備的使用週期都在 20 年以上，未來若面臨機組設備須汰舊換新時，勢必須將極端氣候災害風險及能效與減碳效益納入考量，如何維持發電設備的正常運作以提升電網韌性與供電品質；第三、降低環境污染和減少碳排放是全民共識，要促進用戶端的參與節能及開發新興技術，以達到提升電力系統運轉效率。為維持電力供應的高效穩定性，並兼顧提高再生能源發電的占比的大方向，我國須要建置一套符合所需的智慧型電網系統。

智慧電網是利用資通訊技術收集電力生產端供電情況與用電端使用資訊，再進行優化調節電力分配，運用其數位化及自動化的功能提高能源使用效率。智慧電網依據供電流程可分為：(1)發電與智慧調度、(2)電網管理（輸電、配電與儲能）、(3)需求面管理（售電）²⁶⁷。其關鍵技術包含電力網絡的整合通訊技術、先進讀表系統(Advanced metering infrastructure, AMI)、配電自動化、系統控制與決策計畫等。美國能源部自 2010 年斥資 45 億美元進行建設智慧電網基礎設施，部

²⁶⁴ 韓國環境部(2021) 韓國 2021 年碳中和執行計畫。

²⁶⁵ 核能研究所(2022) 國際淨零目標之因應策略及全球情境評估。

²⁶⁶ 經濟部(2019) 再生能源發展條例。

²⁶⁷ 經濟部能源局(2020) 智慧電網總體規劃。

https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/Content.aspx?menu_id=9922

署超過 1,500 萬個智慧電表，從 2019 年開始投入多項智慧能源與電網計畫，推動人工智慧、大數據分析、機器學習等具前瞻性電網整合技術，都有助於電網更有效率且安全穩定的運作²⁶⁸。而我國在經歷過 513 和 517 大停電後²⁶⁹，民眾開始關注政府推廣的再生能源發電裝置容量目標與併網的影響，因此如何可以用智慧電網技術，來優化高效電力供應的安全穩定，是一個刻不容緩的課題。

2.10.2 國際發展現況

國際間積極的推動減碳而擴大再生能源的使用，因此，如何建構一個新型高效穩定運轉的能源系統是一大挑戰。歐洲能源轉型智慧網絡科技與創新平臺即提出欲加速能源轉型，必須運用整合性儲能與電力轉換，另外，更可以電力系統為核心整合多種能源，促成全能源系統的無碳化²⁷⁰。而再生能源與傳統電力系統有效整合須要仰賴強化需求面管理、再生能源搭配儲能系統、建置智慧電網，建立分散式智慧能源管理系統等策略²⁷¹。

根據國際能源總署(IEA)的報告指出，在淨零碳的路徑上，各部門快速電氣化，用電需求上升、再生能源的加入以及替換老舊電網，對電網的投資到 2040 年須要提升至 1 兆美元²⁷²。目前優先發展的智慧電網技術項目包括先進讀表系統(AMI)、分散式能源系統整合、資訊與通訊技術，以及協調輸電與配電運行之智慧網路管理²⁷³。

許多先進國家的電力設備已經超過 100 年以上，須要儘速投資在智慧電網的

²⁶⁸ DOE(2010) What The Smart Grid Means To Americans.

<https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprdoc/DocumentandMedia/ConsumerAdvocates.pdf>

²⁶⁹ 經濟部(2021) 513 及 517 停電事故檢討報告。

https://www.moea.gov.tw/MNS/populace/news/News.aspx?kind=1&menu_id=40&news_id=96815

²⁷⁰ European Technology & Innovation Platform of Smart Networks for Energy Transition (2018). Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment

²⁷¹ 林法正(2017) 系統整合創新技術發展 106~110 年藍圖規劃。智慧電網主軸中心。

[http://www.smart-grid.org.tw/userfiles/vip1/01_系統整合創新技術發展-智慧電網的佈局與應用106_-115_年藍圖規劃_\(更新\).pdf](http://www.smart-grid.org.tw/userfiles/vip1/01_系統整合創新技術發展-智慧電網的佈局與應用106_-115_年藍圖規劃_(更新).pdf)

²⁷² IEA (2021) Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector, 2021.

²⁷³ 同前揭註 267。

發展上以維持電力的品質與可靠度，依據美國電力創新研究所報告中指出，至 2020 年底美國電力公司已安裝 9,800 萬台智慧電表，評估到 2021 年底智慧電表的安裝數可達 1.15 億台，可覆蓋美國 75% 以上的家庭²⁷⁴。歐盟的能源效率法令目標，設定至 2020 年成員國的智慧電表普及率達到 80%，而在挪威、丹麥、西班牙等國評估在 2020 年智慧電網普及率即可達 100%²⁷⁵。在亞洲地區，日本推動重點在於大量納入再生能源並且保持電力穩定，以及家庭至城市的能源管理規劃，將在 2024 年全面導入智慧電表，布建 8,000 萬台裝置²⁷⁶，這樣的智慧電網高普及率，可透過能源物聯網快速取得電力資料並延伸應用。另南韓規劃在 2020 年前完成大都市的電網建置，2030 年完成全國性智慧電網的建置²⁷⁷。

2.10.3 我國發展智慧電網之現況問題分析

我國經濟部自 2012 年開始啟動「智慧電網總體規劃方案」，希望在 20 年期間（2011 年至 2030 年）以前期布建、推廣擴散、廣泛應用等三階段建設我國的智慧電網。方案執行迄今已推動如配電系統自動化、變電所智慧化及智慧電表布建等重要建設²⁷⁸。然而，因應政府推動能源轉型政策，在間歇性再生能源大幅增加下可能會影響整體供需平衡，因此衝擊傳統電力網路的調度，為達成 2025 年再生能源發電 27 GW 併網，及再生能源發電量占比達 20% 並可穩定供電目標，經濟部在 2020 年再次修訂相關目標，包括將結合先進技術如儲能系統、大數據分析等，來達成提升電力運轉穩定、強化電網韌性並讓用戶可參與節能等²⁷⁹，其中，2025 年之前規劃發展短時間功率型電池，而 2025 年之後規劃發展發展長時

²⁷⁴ IEA, Electric Company Smart Meter Deployments: Foundation for a Smart Grid (2021 Update), 2021/04.

²⁷⁵ European Commission (2011) Energy Efficiency Plan 2011. <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0109:FIN:EN:PDF>

²⁷⁶ 能源知識庫(2014) 日本智慧型電表系統市場發展概況。
https://km.twenergy.org.tw/Knowledge/knowledge_more?id=1132

²⁷⁷ 產業情報室，黃雅琪、江敏惟(2013) 韓國智慧電網示範計畫發展策略分析。
https://ieknet.iek.org.tw/iekrpt/rpt_more.aspx?rpt_idno=153751315

²⁷⁸ 經濟部(2020) 智慧電網總體規劃方案。
https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/Content.aspx?menu_id=9922

²⁷⁹ 同前揭註 278。

間能量型電池，協助再生能源削峰填谷，並利用需量反應及時間電價轉移用戶負載提升電力系統穩定運轉效率²⁸⁰。

2.10.4 我國發展智慧電網之具體作法與階段性目標

發電機組大型化與負載集中是我國大型集中式發電系統的特色²⁸¹，現有大型發電廠多集中設置且與用戶端有相當的距離，一般會在輸變電系統端會先提高電壓後以電力線進行傳輸，並在提供給用戶時才進行降壓，因此經常容易損耗大量能量。且都會區與科學工業園區因電力需求快速成長下負載集中，但變電所的鄰避設施特性，經常受到民眾抗爭而難以擴展興建，致使地區性容易出現供電瓶頸。而大電網系統之電力遠距離傳輸，亦有難以即時追蹤負載變化故障之挑戰，容易透過連鎖效應而造成電力系統的癱瘓，且複雜的大型電網和過度集中的發電設施易遭受到攻擊並引發國安問題。為一併考慮國家安全及能源問題，布建智慧型電網及建置分散式電力系統便成為我國的能源政策與發展方向（表 2.10.1）。微電網可以視為區域型的智慧電網，涵蓋分散式發電和市電，具有整合再生能源與節點的特性，運作模式分為一般模式與孤島模式，當市電突然斷電時，微電網可重新調整電壓與功率以維持穩定的區域供電，我國目前微電網的布建已在離島與偏遠部落等地區啟動。

表 2.10.1 傳統電網與智慧電網的比較²⁸²

項目	傳統電網	智慧電網
發電方式	少數大型發電廠	小型的電力供應商
地域性	集中式	分散式
電網規模	大型電網及電纜	小規模區域性
電力傳輸	單向傳輸	雙向傳輸

²⁸⁰ 經濟部(2020) 強化電網運轉彈性公共建設計畫。

https://www.moea.gov.tw/MNS/cord/content/ContentMenu.aspx?menu_id=25358

²⁸¹ 陳彥豪、盧思穎、陳俐妏、左峻德(2014) 台灣經濟研究月刊，台灣智慧電網產業發展現況與展望，第 37 卷第 9 期，13-24 頁。

²⁸² 中國工程師學會，張忠良 (2020) 智慧電網發展與再生能源監控實務，93 卷，01 期，39-49 頁。http://www.cie.org.tw/cms/JournalFiles/10903_chapter05.pdf

項目	傳統電網	智慧電網
用戶角色	僅為消費者	可積極參與電網系統
電錶特性	電子機械式、人工抄表	數位式、遠端讀表
設備檢修	手動檢查與測試	遠端執行檢查及測試
故障範圍	人工尋找故障點	自動維修，即時恢復
用電統計	較難預估	即時管理

政府為達到能源轉型的目標，電力系統須要逐年增加再生能源發電量占比並且實際併網供電，由於太陽光電與風力發電的電力供應大部分依賴天氣的狀況，若負載和再生能源發電預測誤差過大，對電力調度、供電穩定度與安全性將產生重大衝擊²⁸³，嚴重時將產生必須輪流分區限電的措施。

太陽光電在早上 7 點開始發電，而發電量到下午 2 點後開始快速下降，無法提供全天的電力負載，而造成所謂的鴨子曲線的現象(Box 2.10.1)。在電力系統中，燃煤與核能這類的基載較適合長時間的穩定運轉，而燃氣（油）、抽蓄水力則較適合因應負載快速變動即時啟動的發電機組。目前因應的做法可使用燃氣複循環發電機組在短時間內進行升載併聯與降載解聯的電力系統操作模式，以 2025 年的能源轉型之情境推估(20-30-50)，早上 9 點傳統機組開始以 3 GW/小時陸續降載解聯，而下午 3 點機組陸續以 2.5 GW/小時升載併聯²⁸⁴。若 2050 年的能源情境為再生能源占比提升至 50%以上，為解決再生能源無法滿足負載需求，須要再增加儲能設備與需量反應的容量，以維持電網的穩定。另外，也須考慮當再生能源發電量超過負載需求時，可將多餘的電能進行儲存或是轉換為其他能源載體，例如儲電系統、氫能、水力等，就不須要進行電力系統的降載解聯。

²⁸³ 中國工程師學會，吳進忠、鄭宇軒(2020) 大量再生能源併網的衝擊與電力調度因應策略，93 卷，01 期，77-88 頁。http://www.cie.org.tw/cms/JournalFiles/10903_chapter09.pdf

²⁸⁴ 台灣電力公司(2020) 智慧電網總體規劃方案推動辦理情形，行政院能源及減碳辦公室 109 年第 1 次委員會議。

Box 2.10.1 再生能源電力補償²⁸⁵

當電力系統中配置大量再生能源時，傳統電廠需調度整體負載，當正午時段太陽能發電量增加，讓基載負載降低（如：鴨肚子），而當日落時太陽能發電量減少，導致基載負載快速增加（如：鴨脖子），一日基載負載曲線呈現鴨子狀。故如何快速調整基載供電以因應日間大量太陽光電的產生為一大課題。

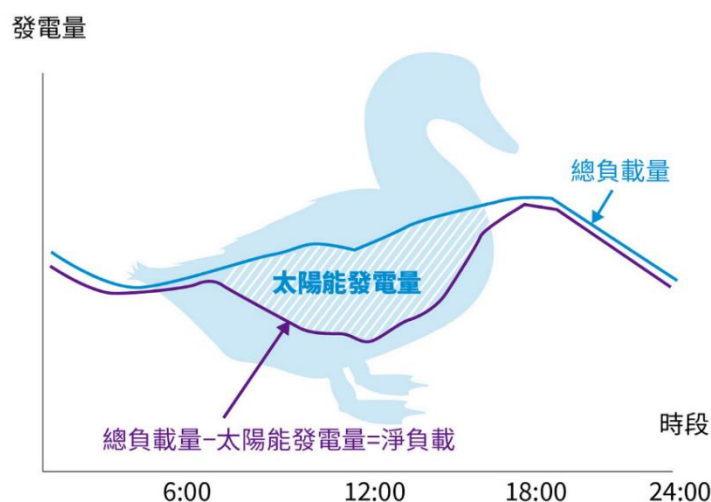


圖 2.10.1 鴨子曲線

我國的儲能技術發展須搭配無碳電力整體布建時程與規模進行規劃，透過建構足夠的儲能系統與電網整合，以達成電力供應削峰填谷，使整體電力系統透過更具有彈性與韌性的方式整合運用再生能源，並同時維持電網安全性與穩定性。

電網級儲能系統要考量多重因素，我國目前電網級儲能系統主要是以抽蓄水力為主，包含大觀二廠和明潭電廠，總裝置容量為 2.6 GW，主要功能為支撐尖峰負載用電、大型機組跳脫時的電力支援及間歇性再生能源的電力調控²⁸⁶（常用的儲能裝置詳見 2.11 儲能）。隨著再生能源快速增長，各式電池也陸續開發，包含鋰電池、液流電池等。而鋰離子電池除了已成熟技術用於 3C 產品之外，目前可應用於電動載具、再生能源發電所需儲能系統與智慧電網中儲能系統，鋰離子電池在能量密度與功率密度皆優於其他類型的蓄電池，在有限的建置儲能設備環境下具有一定的優勢，再加上鋰離子電池具有高循環壽命及高能量轉換率等優異

²⁸⁵ 台灣電力公司(2021)，迎戰夜尖峰 聰明用電大進擊，第 704 期封面故事。
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/article/4846>

²⁸⁶ 劉玉章、曾育貞、呂永方、沈錦昌、鍾人傑(2015) 電網級儲能技術研發現況與進展，第二卷，第二期，169-190 頁。