

全球氫能發展趨勢及我國氫能發展規畫

廖偉辰、陳治均、黃孔良

核能研究所-綜計組-研策室

2022/5

全球面對未來嚴峻的減碳目標，2050 年欲達到淨零排放目標只依賴既有的低碳能源恐已經不足，必須開發可應用更廣泛的新低碳能源。而氫能除了可以直接應用於發電及需求部門中難以去碳的技術之外，氫來源多元，可由電解及化石燃料重組等多種技術生產，並且可扮演能源載體角色，將再生能源發電所發出的多餘電力以電解水產氫，將能量以氫的型態大規模且長時間儲存，於需要時可即時提供電力，提高電網於間歇性發電占比高時的可靠度。國際報告已經有全球 2050 年達淨零排放目標所需的氫能規畫，我國經濟部等相關部會及國營事業亦有規劃我國氫能的研發與應用，國發會於 2022 年 3 月正式公布「台灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明」，提供至 2050 年淨零之軌跡與行動路徑，其中氫能就被規劃為「十二項關鍵戰略」之一。

壹、全球氫能發展趨勢

2019 年，在國際能源總署(IEA) 為 G20 發布報告「The Future of Hydrogen」[1]時，只有法國、日本和韓國制定氫的使用策略，而如今已有 17 國政府發布了氫能策略，20 多個政府公開宣布正在制定策略，眾多民間公司正在尋求發掘氫能商機。氫能生產技術多樣化，可以儲存和運輸，適合廣泛用在去碳行動中，可用於電力及運輸、工業、住商等需求部門，對於全球 2050 年達淨零排放目標是不可或缺的。

2021 年 IEA 發布的報告「Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector」[2]中，預估 2050 年全球達淨零排放目標下氫的產量及各部門用量，如表 1。全球產氫量逐年增長，2030 年 212Mt 為 2020 年的 2.4 倍，2050 年 528Mt 為

2030 年的 2.5 倍。目前氫有 90% 來自化石燃料(煤炭和天然氣)重組的非低碳氫，而由化石燃料重組搭配碳捕捉再利用及封存(CCUS)及電解產生的低碳氫占比從 2020 年的 10% 上升到 2030 年的 70%，到 2050 年已經接近 99%。2030 年全球的低碳氫中約有一半來自電解，而到 2050 年更多的氫產量來自電解槽電解產氫，占整體低碳氫的 62%，因此電解槽裝置量必須逐年增加，目前約只有 0.3GW，2030 年必須達 850GW，而到 2050 年為 3,600GW，才能達到淨零排放目標。

表 1 全球氫及氫基燃料生產及使用趨勢

	2020	2030	2050
氫產量(Mt)	87	212	528
低碳氫產量(Mt)及占比	9(10%)	150(70%)	520(99%)
化石燃料重組搭配 CCUS 占比	95%	46%	38%
電解產氫占比	5%	54%	62%
電解槽裝置量(GW)	0.3	850	3,600
氫使用量(Mt)	87	212	528
電力部門	0	52	102
氫	0	43	88
氫*	0	8	13
住商及農業部門	0	17	23
運輸部門	0	25	207
氫	0	11	106
氫*	0	80	44
合成燃料*	0	5	56
工業部門	87	118	195

資料來源：Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector(IEA,2021)[2]，本研究整理

*：氫基燃料，表中呈現為生產該氫基燃料所需氫的量

2030 年後不論在電力部門或工業等需求部門使用量均有明顯增加，到 2050 年，以運輸部門用量最大，氫提供了大約三分之一的卡車燃料使用量，氫基燃料(氫及合成燃料)也提供超過運輸燃料消耗總量的 60%。在電力部門，氫和氨(氫基燃料)提供了電力系統靈活性的主要低碳來源，主要是透過改造現有的燃氣電廠為與氫混燒。2050 年工業部門共占 37%，主要用於鋼鐵業直接還原技術、煉油業去硫等。

「Global Hydrogen Review 2021」[3]分析幾種不同產氫技術的均化成本於圖 1，包含天然氣與煤重組(含搭配及不搭配 CCUS)及再生能源電解，由於考慮碳價，因此結果顯示搭配 CCUS 之化石燃料重組技術(如圖 1 之 Nature gas w/CCUS 及 Coal w/CCUS)成本反而較低，尤其到 2030 年後碳價之影響明顯，而在高捕捉率(90%-95%)下，碳價格對使用 CCUS 的化石燃料製氫成本的影響可以大大降低。天然氣重組產氫技術已成熟，但 CCUS 尚有許多困難待突破，因此該技術之技術成熟度為 4，仍屬偏低。再生能源電解產氫是目前最昂貴的產氫技術，約為 USD 3-8/kg H₂，但隨著光電、風電等發電成本下降及電解槽技術的成熟可大幅下降，至 2050 年考下降至 USD 1-3.5/kg H₂。全球風能協會報告「Global Wind Report 2021」[4]亦有提到陸域風電成為 2020 年最便宜的新電力來源之一，而離岸風電在過去 8 年中的全球發電均化成本(LCOE)降低 67%以上，到 2030 年成本將再下降三分之一，也因此風電產氫正在興起，2021 年初，Siemens Gamesa 宣布與 Siemens Energy 聯合資助開發 14 MW 海上風力渦輪機中的電解系統製氫。目前全球主要電解產氫技術有四種，鹼性電解(AE)為目前主要產氫技術，質子交換膜電解(PEMEC)流程簡單效能佳，國際已有示範場域，固體氧化物電解(SOEC)與鹼性陰離子交換膜電解(AEM)目前技術成熟度較低，SOEC 成本最高，但具最佳電解效率，為未來具潛力之電解技術。上述各種產氫技術之電解槽效率及技術成熟度(TRL)列於表 2。

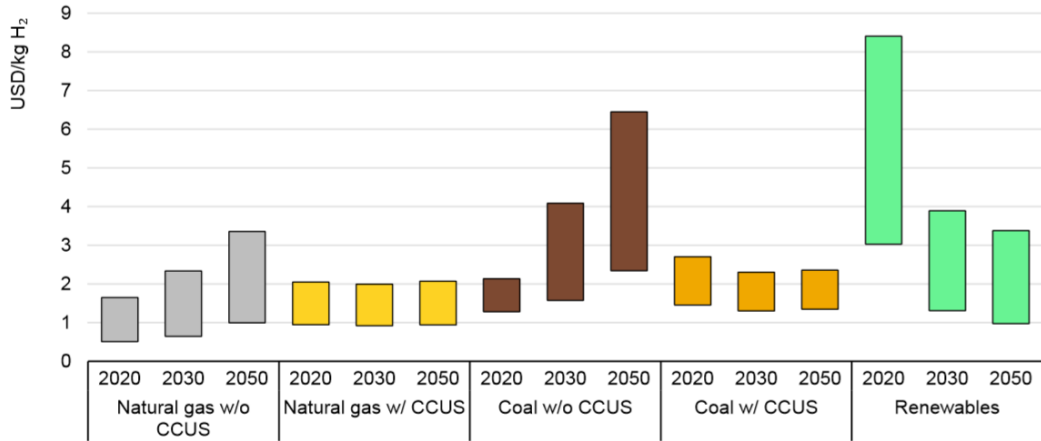


圖 1 各種產氫技術均化成本

資料來源：Global Hydrogen Review 2021(IEA, 2021)[3]

表 2 各種電解產氫技術之電解槽效率、成本與技術成熟度

技術名稱	電解槽效率及成本					TRL*[3]
	電解槽效率(% , LHV) [1]			電解槽效率 (kWh/kgH ₂) [5]		
	設置成本(USD/KWe) [1]					
	2019	2030	Long term	2020	2050	
AE	63-70	65-71	70-80	50-78	< 45	9
	500-1,400	400-850	200-700			
PEMEC	56-60	63-68	67-74	50-83	< 45	9
	1,100-1,800	650-1,500	200-900			
SOEC	74-81	77-84	77-90	45-55	< 40	7
	2,800-5,600	800-2,800	500-1,000			
AEM	-	-	-	57-69	< 45	4

資料來源：The Future of Hydrogen (IEA,2019)[1]、Global Hydrogen Review 2021(IEA,2021)[3]、Green Hydrogen Cost Reduction(IRENA, 2020) [5]

*：TRL 依據 Energy Technology Perspectives(IEA,2020)[6]之定義

而在氫的輸儲方面，主要技術為液氫、液態有機氫載體(LOHC)、氫混入天然氣管線、高壓運氫槽車、液氫。液態有機氫載體是將氫結合到大分子中運送，如：甲基環己烷(methylcyclohexane)、甲酸(formic acid)等，也包含氫(Ammonia)，必要時進一步提取出氫。各技術說明於表 3。圖 2 比較 2030 年純氫管線及船運之輸儲成本，結果顯示船運方面純氫運送(LH₂)較 LOHC 及氫(Ammonia)昂貴，主要是因為純氫液化需要將氫氣冷卻至低溫-253°C所耗成本太高所致。管線運送隨距離增加需較多加壓站，成本也因此提高，而較高的單日運送量(tpd)成本較低。

表 3 主要氫輸儲技術說明及之技術成熟度

輸儲技術項目	TRL*	說明
液氫	11(陸運) 7(海運)	海運目前技術成熟度低，對未來高度依賴進口氫的國家相當重要，值得投入研發
液態有機氫載體	11(陸運) 5(海運)	海運目前技術成熟度低，對未來高度依賴進口氫的國家相當重要，值得投入研發
氫混入天然氣管線	6	歐盟已於天然氣管線混摻氫氣測試，長期將發展純氫管線
高壓運氫槽車	11	高壓運氫槽車已大規模商業化，為目前主要陸地運氫技術
液氫	11	液氫技術成熟

資料來源：Global Hydrogen Review 2021(IEA,2021)[3]

*：TRL 依據 Energy Technology Perspectives(IEA,2020)[6]之定義

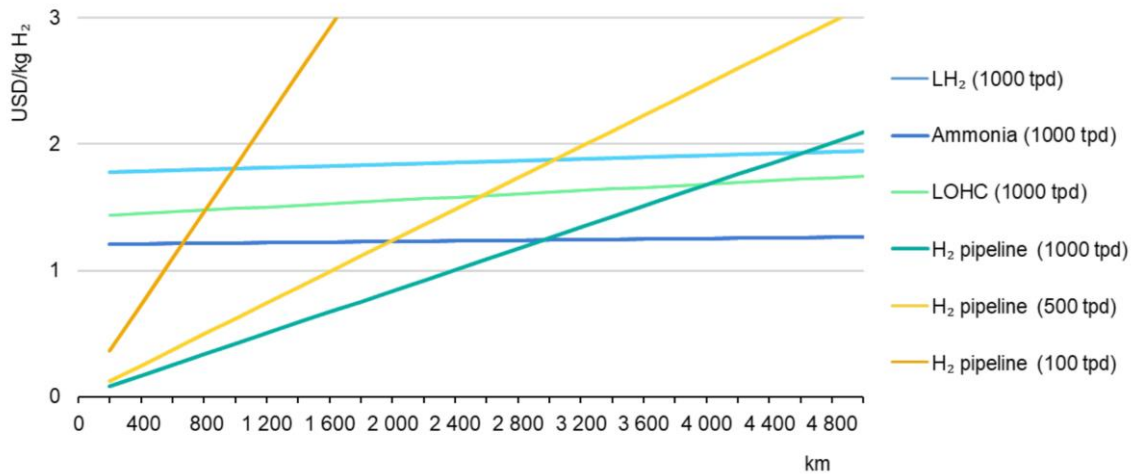


圖 2 2030 年純氫管線及液氫、氬、LOHC 船運之輸儲成本

資料來源：Global Hydrogen Review 2021(IEA,2021)[3]

貳、我國氫能發展規畫

氫能已經被視為 2050 年達全球淨零排放不可或缺的技术，台灣為與世界共同邁向淨零，相關部會及國營事業也必須因應此趨勢而有氫能的發展規畫，2022 年 3 月國發會公布「台灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明」，其中氫能被規劃為「十二項關鍵戰略」之一。蔡英文總統在 2022 年 4 月 22 日世界地球日當天的「2022 永續設計行動高峰會」中，更強調能源轉型下一階段將投入氫能的研發。

一、相關部會規畫之推動策略

經濟部主責推動「去碳能源」及「產業及能源效率」工作圈，對於中(2030)、長期(2050)技術及政策工具盤點都有提及氫能研發與應用[7]，簡述如下：(1)「去碳能源」工作圈：2025-2030 年以發展氫生產及發電技術為主，除此之外，至 2040 年亦持續訂定及完善氫能生產、運輸及進口法規，2040-2050 年以國內自產氫氣、發展氫輸配技術為主，2035 年將進行氫能發電的小型示範機組並進一步往可商轉廠邁進至 2050 年。(2)「產業及能源效率」工作圈：在燃料轉換及創新技術範疇，2025-2030 年以氫能應用評估及發展高爐氫能煉鋼的創新技術，2030-2040 年以氫混合天然氣及高爐氫能煉鋼示範階段為主，2040-2050 年以綠氫應用示範與普及高爐氫能煉鋼技術[8]。

依據經濟部「國際氫能發展與我國展望」[9]，我國氫能供應方面，來源主要有催化分解化石燃料、工業副產品回收、再生能源電解水(綠氫)。我國正積極發展再生能源，因此未來利用再生能源之餘電產氫極具潛力。

王美花部長於 110 年 7 月底經濟部辦理之「臺澳氫能貿易投資對話」[10]中表示，我國已積極規劃淨零排放的減碳路徑，氫能在未來減碳工具，扮演相當重要角色，經濟部已成立氫能推動聯盟，結合公私部門的資源，共同推動氫能技術的應用與發展。另能源局說明台灣在氫能應用上短中期以發電及產業應用為原則，而氫氣供給部分則朝進口國際藍氫(具碳封存之氫氣)及綠氫(再生能源產氫)，並配合相關基礎建設為原則。政府近期規畫亦包含氫自產，下一節會有相關說明。

依據能源局「我國氫能應用於能源領域之發展政策及未來規劃」[11]，因能源局主責再生能源及發電相關業務，考量氫氣來源、應用技術、國內產業能力以及國際發展現況，短期內將以發展定置型燃料電池發電系統為主。此外，氫能供應短期以在地料源(事業廢棄物及沼氣等)、中期以天然氣產氫(需具備碳封存之藍氫)、長期則隨著國內再生能源占比提高，以綠氫為主。應用端方面，短期以燃料電池發電技術、中期以工業熱需求或是氫氣發電運用為主、長期則朝向氫氣鍋爐、儲能及基礎電力供給。

氫能應用於發電系統方面，為達 2050 年淨零排放目標，台電公司已經開始「再生能源進行二氧化碳合成烷醇之可行性研究」計畫，以布局綠氫技術[9]。依據台電公司之「台電減碳策略與技術發展」[12]，對氫能的規畫朝向替代燃料及以氫儲能等兩目標布建，(1)替代燃料：將氫能用於火力機組混燒降低碳排放，目前已規劃進行火力機組混燒測試，預期在 2025 年前完成小規模試驗(混燒比例<5%)，2035 年前擴大實施至部份火力電廠，2050 年前進一步提升混燒比例並大規模實施至所有可布建的電廠。(2)以氫儲能：結合再生能源生產綠氫，並整合燃料電池建置分散式電網，因應未來再生能源大規模設置時之大量儲能需求，台電公司規劃建置氫氣儲能與發電利用網路，目前正積極引進相關系統，預定在 2025 年前

完成全台第一座 MW 級綠氫整合燃料電池，之後依據當時再生能源建置量逐步放大規模與實施。

氫能應用於工業方面，一貫作業煉鋼中傳統高爐煉鋼是以碳作為熱源及還原劑，如此造成高排碳量，近年國際上以氫氣取代碳作為熱源及還原劑，如此可大幅降低碳排量。但目前技術尚不成熟，且成本尚高，目前中鋼公司已有投入計畫進行高爐氫能煉鋼可行性評估[9]。

二、台灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明之氫能規畫

淨零碳排為國際趨勢，全球已有 136 個國家宣示淨零排放目標，2021 年 4 月蔡英文總統宣示我國 2050 年達淨零排放的目標，國發會於 2022 年 3 月 30 日公布「台灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明」[13]，主要架構為台灣總體「2050 淨零排放規劃」，以及達到此規劃所需的「四大策略(能源轉型、產業轉型、生活轉型、社會轉型)」、「兩大基礎(科技研發、氣候法制)」。

「2050 淨零排放規劃」中，氫在 2050 年電力部門去碳電力發電量占 9%-12%(其餘為再生能源 60%-70%、火力+CCUS 20%-27%、抽蓄水力 1%)，在需求端方面，氫能可用於煉鋼業綠氫直接還原鐵技術，如圖 3 所示。

在「能源轉型」的策略中，2030 年以前於興達、林口電廠進行小規模氫/氫混燒示範；成立「經濟部氫能推動小組」研議我國短中長期氫能供應推動策略，布局氫氣來源與規劃基礎設施，並與澳洲、日本、德國等展開氫能合作。2030 至 2050 年持續提高混燒比例，甚至可發展至專燒；在此期間也規劃由國外進口綠氫，並利用餘電產氫。

在「產業轉型」的策略中，2030 年以前建置高爐高溫反應模擬器與高爐噴吹氫氣噴嘴、啟動氫能冶煉技術研發計畫、建造連續式示範線。2030 至 2050 年以示範線結果評估選用技術，建立綠氫直接還原鐵技術。

在科技研發、氣候法制兩大基礎上，氫能與電網系統整合、儲能及其他前瞻

技術共同被規劃為「科技研發」中的永續能源，我國目前氫能技術尚在研發與示範階段，應規劃開發低成本、高性能產氫技術與儲氫材料，進一步發展高效能、長周期、可量產及穩定之產氫與儲氫技術，投入符合國內發展需求之應用技術，如：氫生產與氫/氨發電關鍵技術、氫能應用技術等。「氣候法制」中也提及配合氫能發展需要，訂定氫能管理專法推動氫能管理專法立法作業，針對氫能輸入、輸出、生產、銷售業務之經營許可申請、變更、撤銷與廢止程序、設施設置條件、安全要求及無碳燃料認證等事宜進行規範。

2050 淨零排放規劃

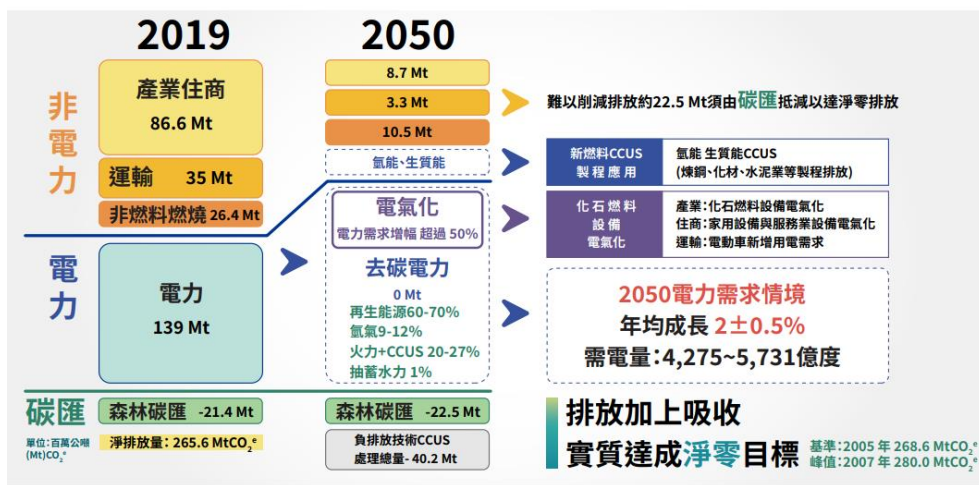


圖 3 2050 淨零排放規劃

資料來源：臺灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明(國發會，2022)[13]

參、總結

氫能為全球達 2050 年淨零排放目標的不可或缺的新能源，在各部門均有重要應用，如：氫/氨於燃氣/燃煤電廠之混燒、鋼鐵業直接還原技術、氫燃料電池車等。再生能源電解產氫及天然氣與煤重組搭配 CCUS 為未來主要產氫技術，而 SOEC 效率最高，是最具潛力之技術。在氫輸儲方面，液氫及液態有機氫載體海運目前技術成熟度低，對未來高度依賴進口氫的國家相當重要，台灣有規劃在 2030 年至 2050 年進口綠氫，因此應值得投入研發。我國於 2022 年 3 月正式公布「台灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明」，提供至 2050 年淨零之軌跡與行動路

徑，對於電力部門中的氫/氨混燒、綠氫直接還原鐵技術、產氫及儲氫技術研發、氫能法規制定等，均有提出詳細的時程規畫，亦將氫能規劃為台灣 2050 淨零轉型「十二項關鍵戰略」之一，可見氫能在台灣淨零排放行動中扮演相當重要的角色。

若比較我國 2050 年淨零排放氫能規畫與 IEA[2]之差異，IEA 規劃全球運輸部門使用量最高，其次是工業部門及電力部門，而我國則較著重於電力部門。依據 IEA 報告(附件一)，全球 2050 年核能發電發電量占比約 7.5%，其餘技術再生能源占 88%，而氫能發電約 2%，與我國 9%-12%有明顯差距。雖然核電仍被 IEA 視為重要低碳技術，但龔明鑫主委表示，各國條件不同，台灣地小人稠，核電廠設置地點有很大爭議，因此未將其納入選項。我國在非核的政策下，將氫能使用於發電部門提高去碳電力發電量，同時進行需求端電氣化，如提高電動車市占率、化石燃料設備與住商部門設備電氣化等，以求在供電充足下同時有效降低需求部門排放量。

參考文獻

1. IEA(2019), The Future of Hydrogen
2. IEA(2021), Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector
3. IEA(2021), Global Hydrogen Review 2021
4. GWEC(2021), Global Wind Report 2021
5. IRENA(2020), Green Hydrogen Cost Reduction
6. IEA(2020), Energy Technology Perspectives
7. 能源及減碳辦公室(110年6月), 110年第1次委員會議簡報
8. 環保署(110年8月), 淨零排碳路徑規劃簡報
9. 經濟部(109年11月), 國際氫能發展現況與我國展望
10. 行政院全球資訊網。 <https://nsdn.epa.gov.tw/archives/10184>
11. 能源局(110年4月), 我國氫能應用於能源領域之發展政策及未來規劃等說明
12. 台電(110年9月), 台電減碳策略與技術發展簡報
13. 國發會(111年3月), 台灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明

附件一 IEA 淨零排放情境電力結構

