

產氫與燃料電池技術

陳建彰 教授



國立台灣大學
應用力學研究所
重點科技研究學院
前瞻綠色材料高值化研究中心

*Environmental
& Energy Devices
Laboratory*

1

• 經歷

- 2022/8 迄今 國立台灣大學重點科技研究學院/教授
- 2018/2 迄今 國立台灣大學前瞻綠色材料高值化研究中心/教授
- 2016/8 迄今 國立台灣大學應用力學研究所/教授
- 2012/8-2016/7 國立台灣大學應用力學研究所/副教授
- 2007/8-2012/7 國立台灣大學應用力學研究所/助理教授
- 2007/2-2007/7 工研院太陽光電中心/研究員

• 學歷

- 2006 美國普林斯頓大學電機工程學博士
- 1998 國立臺灣大學材料科學與工程學研究所碩士
- 1996 國立臺灣大學機械工程學系學士

• 榮譽

- 2024 東元淨零碳排科技國際競賽 前瞻綠能產協零碳希望獎 (水電解技術獲獎)
- 2023 國科會未來科技獎 (水電解技術獲獎)
- 2022 國立台灣大學工學院學術勵進獎均華傑出學者
- 2020、2021、2023 國立台灣大學「教師優良教學獎」
- 2018.8 迄今 台大績優教授

• 研究專長

- 氫能技術：電解水產氫技術、低壓及常壓電漿材料技術、超級電容電池、太陽能電池、軟性電子元件



陳建彰教授
Prof. Jian-Zhang Chen
Email: jchen@ntu.edu.tw
jianchen@iam.ntu.edu.tw

產氫技術

3

氫氣生產途徑的碳排放強度(1/4)

- 目前全球氫氣生產主要來自於未減碳的化石燃料，導致超過 9 億噸的二氧化碳直接排放量。(水蒸氣甲烷重整steam methane reforming，SMR)、自熱重整autothermal reforming，ATR)
- 使用可再生能源電解槽生產氫氣，以及結合碳捕捉與儲存 CCS 技術使用化石燃料生產氫氣，僅佔全球產量的不到 1%。
- 目前低碳排放氫氣生產成本高於未減碳的化石燃料，是造成這種低比例的主要原因。
- 隨著各國努力實現其氣候承諾，未來這種情況可能會發生變化，導致低排放氫氣生產技術的部署更加廣泛，並降低氫氣的排放強度。
- 支持低碳排放氫氣應用的政策措施也將進一步降低低排放氫氣的成本，例如電解槽和可再生能源的成本降低。

4

氫氣生產途徑的碳排放強度(2/4)

- 氫氣生產的碳排放強度在不同生產途徑之間可能存在顯著差異，這取決於燃料、技術和 CCS 的應用程度。
- 例如，使用未減碳的化石燃料生產氫氣會導致高達 27 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣(kgCO₂eq/kgH₂)的排放量，具體取決於化石燃料上游和中游碳排放量。
- 相反地，使用生物質能搭配碳捕獲與封存技術生產氫氣，由於將捕獲的生物碳從自然碳循環中移除，可能會產生負碳排放。
- 2021 年全球氫氣生產的平均碳排放強度約為 12-13 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣。
- 在國際能源總署的 2050 年淨零排放情境中，平均碳排放強度在 2030 年達到 6-7 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣，並在 2050 年降至 1 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣以下。

kgCO₂eq/kgH₂中的“eq”代表“equivalent”（等效）。這表示二氧化碳當量（CO₂ equivalent），用來衡量不同溫室氣體對全球變暖的影響。不同的溫室氣體（如甲烷、氧化亞氮等）對全球變暖的影響不同，因此使用二氧化碳當量來統一衡量它們的影響。

氫氣生產途徑的碳排放強度(3/4)

- 使用電解生產的氫氣，其排放強度取決於所用電力的碳排放量。若有混和使用再生能源和市電，市電部分需計算碳排。
- 根據國際氫能與燃料電池經濟夥伴關係 (IPHE, (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy)) 制定的方法，可再生能源發電沒有相關排放，因此排放強度為 0 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣。
- 在電網電力方面，碳排放強度在峰值負載和基本負載時段之間差異很大，具體取決於用於滿足電解槽額外需求的技術。因此，為了減少碳排放，重要的是要確保電網連接的電解槽不會導致化石燃料發電量的增加。
- 碳捕獲與封存技術可以減少化石燃料氫氣生產的直接碳排放，但需要採取措施來減輕上游和中游的碳排放。

氫氣生產途徑的碳排放強度(4/4)

- 使用未減碳的天然氣生產氫氣，其碳排放強度約為 10-14 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣。
- 其中天然氣生產中的甲烷和二氧化碳上游和中游排放量佔 1-5 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣。
- 將現有資產改造成能夠捕獲原料相關天然氣使用的二氧化碳（捕獲率約為 60%），可以將排放強度降至 5-8 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣。
- 使用先進技術可以實現更高的捕獲率（超過 90%），將排放強度降至 0.8-6 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣，但目前尚無使用這些技術的工廠在運作。
- 在二氧化碳高捕獲率下，氫氣生產的排放強度主要來自上游和中游排放，佔 0.7-5 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣，這突顯了減少天然氣作業中甲烷排放的重要性。

7

產氫技術分類 (氫的「顏色」)

	生產原料	製程技術	碳足跡
灰氫 (Grey Hydrogen)	甲烷、天然氣 (化石燃料)	水蒸氣重組 (現今製氫主要方法，成本較低，高碳排)	高
褐氫 (Brown Hydrogen)	煤炭 (化石燃料)	煤汽化、熱裂解、水解 (二氧化碳排放量高)	高
藍氫 (Blue Hydrogen)	化石燃料	將「灰氫」或「褐氫」 配合二氧化碳捕捉，利用與封存(CCUS)技術， 減低碳排	低
藍綠氫 (Turquoise Hydrogen)	甲烷、天然氣 (化石燃料)	熱裂解 (產生氫氣與碳黑，無直接二氧化碳排放)	低
綠氫 (Green Hydrogen)	水	再生能源+電解水 (幾無碳排，成本高，能源利用率較低)	低
粉紅氫 (Pink Hydrogen)	水	核能+電解水	低

IEA 2023 氫氣生產碳排放強度評估(一)

- IEA 2023 提出進一步的氫氣生產碳排放強度評估分類。
- 評估生產氫氣的碳排放強度的常用方法是採用生命週期評估 (LCA, life cycle analysis) 方法，這是一種「從搖籃到墳墓」的評估方法，考慮了與產品整個生命週期相關的排放，涵蓋原材料提取、生產、使用和最終處置等階段。
- 國際能源總署 (IEA) 在其「基於排放強度界定氫能」報告中，使用國際氫能與燃料電池經濟夥伴關係 (IPHE) 開發的方法來評估不同氫氣生產途徑的碳排放強度。該方法考慮了範圍 1、範圍 2 和部分範圍 3 的排放，其中針對溫室氣體排放量僅計算生產路徑階段 (from well to gate)，即包含原料運輸及製造過程，但不包含後續產出氫氣的運輸、儲存及使用等。而針對不同的生產路徑 (如電解、SMR + CCU、氯鹼等)，亦規範不同的計算範圍。
 - 範圍 1 排放：直接排放，例如氫氣生產過程中的碳排放。
 - 範圍 2 排放：間接排放，例如用於生產過程中消耗的電力和熱能的碳排放。
 - 範圍 3 排放：其他間接排放，例如與燃料生產和運輸相關的排放，但通常不包括與技術和材料製造相關的碳排放。
- 不同的氫氣生產途徑具有不同的碳排放強度，這取決於所使用的技術和能源。

9

IEA 2023 氫氣生產碳排放強度評估(二)

- 未減排的化石燃料：目前氫氣幾乎完全由未減排的化石燃料生產，導致的碳排放強度為 12-13 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣。
- 化石燃料搭配碳捕獲、利用與封存 (CCUS)：使用 CCUS 技術可以顯著降低化石燃料生產氫氣的碳排放強度。捕獲率和上游與中游排放(化石燃料的製程及運輸洩漏的碳排)對最終碳排放強度的影響很大。高溫製程中加熱的能量需計入碳排放。
- 電解水：透過電解水生產氫氣的碳排放強度取決於用於發電的電力來源的碳排放強度。使用可再生能源發電可以實現接近零碳排放的氫氣生產。
- 生物能源：來自生物能源的氫氣生產在直接排放方面被認為是零碳排放，但上游的生物能源供應鏈可能會產生碳排放。
- 制定國際標準
 - 由於氫氣市場尚處於起步階段，因此目前尚無全球公認的框架或標準來界定氫氣生產的碳排放強度。但是，國際能源總署強調了制定國際排放核算框架的重要性，以促進氫氣的採用和規模化。
 - IPHE (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy) 方法：IPHE 開發的用於評估氫氣生產排放的方法，目前正被國際標準化組織 (ISO) 用於制定涵蓋生產、調節和運輸的三部分標準。

10

九種不同氫氣生產的碳排放強度之可能分級

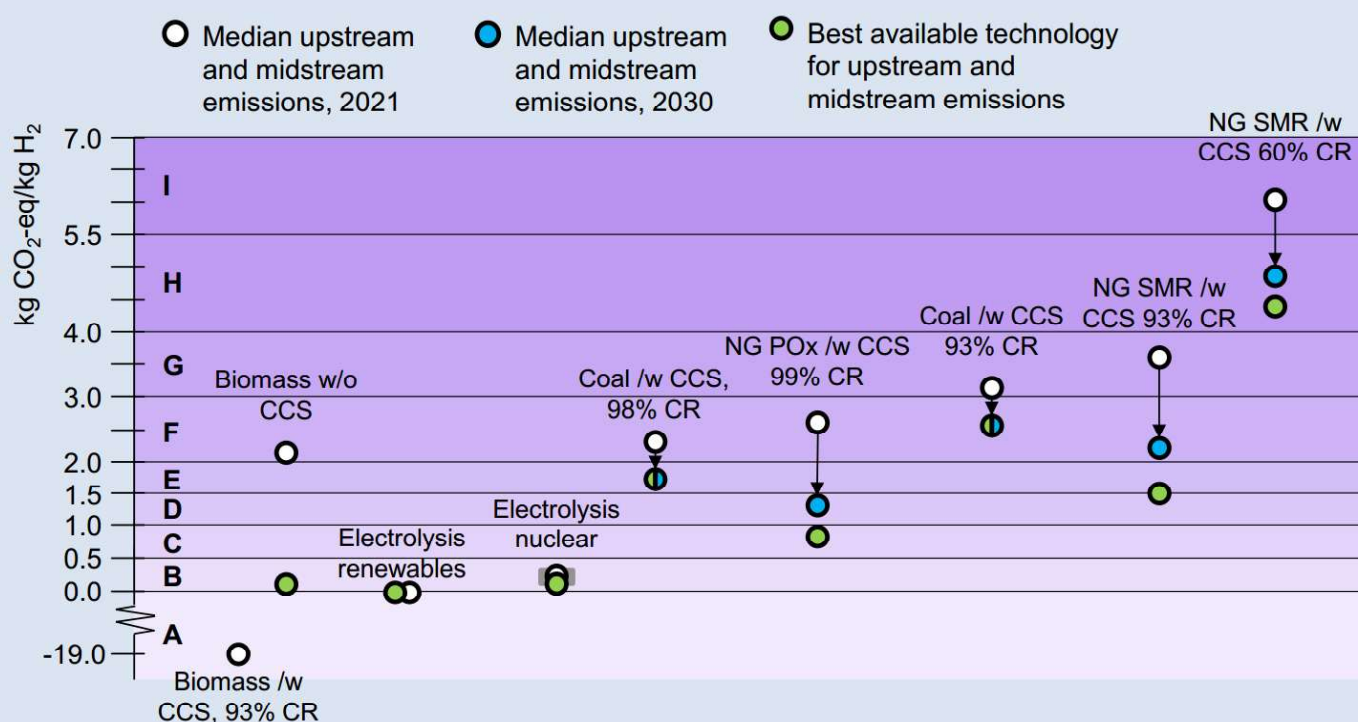
國際能源總署 (IEA) 在報告中提出了以氫氣生產過程中的碳排放強度來定義氫氣，並建議將碳排放強度分為九個不同的技術中性級別，範圍從低於零的排放強度 (級別「A」) 到 7 公斤二氧化碳當量/公斤氫氣的上限值 (級別「I」)。

以下列出九個不同氯氣生產的排放強度級別，以及相應的生產途徑：

級別	kgCO ₂ e/kgH ₂ 二氧化碳當量/公斤氫氣	可達成例子說明 (注意每一技術均有一個可能碳排範圍，此處只是舉可達成的例子)
A	< 0	碳排放強度為負排放，主要來自結合碳捕獲與封存技術 (CCS) 的生物質氣化製氫。
B	0-0.5	可以使用可再生能源發電的電解水制氫。可以使用核能發電的電解水制氫。
C	0.5-1	可以使用結合高碳捕獲率 (99%) 的天然氣部分氧化 (Partial oxidation) 搭配 CCS 技術來達成。
D	1-1.5	可以使用結合高碳捕獲率 (99%) 的天然氣部分氧化 (Partial oxidation) 搭配 CCS 技術來達成。
E	1.5-2	可以使用結合高碳捕獲率 (93%) 的天然氣蒸汽甲烷重整 (SMR) 搭配 CCS 技術來達成
F	2-3	可以採用最佳可行技術來控制上游和中游排放，不使用 CCS 技術的生物質氣化製氫來達成。可以使用結合高碳捕獲率 (98%) 的煤炭氣化搭配 CCS 技術來達成。
G	3-4	可以使用結合碳捕獲率 (93%) 的煤炭氣化搭配 CCS 技術來達成。
H	4-5.5	可以使用結合 CCS 技術 (捕獲率 60%) 的天然氣蒸汽甲烷重整 (SMR) 來達成。
I	5.5-7	可以使用結合 CCS 技術 (捕獲率 60%) 的天然氣蒸汽甲烷重整 (SMR) 來達成。

- 這些級別僅反映了氫氣生產階段的碳排放強度。若要全面評估氫氣供應鏈的碳排放，還需要考慮氫氣轉換、運輸和再轉換等階段的排放。
- 部分氧化 (POx) 是一種氫氣生產方法，通過將碳氫化合物與純氧在亞化學計量比(Substoichiometric，某一成分低於完全反應的化學比例)下反應，生成合成氣(syngas)（主要成分為氫氣和一氧化碳）。

Example of a potential quantitative system for emissions intensity levels of hydrogen production



低碳氫 (Low carbon hydrogen)

- EU sustainable finance taxonomy and the Fit-for-55 package definition of low carbon fuels. (歐盟永續金融分類法和「55 套案」中對低碳燃料的定義。)
- Low-carbon threshold refers to 「70% below fossil fuel comparator of 94 gCO₂/MJ」 = 28.2 gCO₂/MJ = 3.4 kgCO₂eq/kgH₂ (低熱值), 4.0 kgCO₂eq/kgH₂ (高熱值) as established in the decarbonized gas and hydrogen package.
(低70% · 也就是原值的30%)

- 在3.4 kgCO₂eq/kgH₂中的“eq”代表“equivalent”（等效）。這表示二氧化碳當量（CO₂ equivalent），用來衡量不同溫室氣體對全球變暖的影響。不同的溫室氣體（如甲烷、氧化亞氮等）對全球變暖的影響不同，因此使用二氧化碳當量來統一衡量它們的影響。
- 氫氣的低熱值（LHV）和高熱值（HHV）分別如下：
 - 低熱值（LHV）：約 120 MJ/kgH₂
 - 高熱值（HHV）：約 142 MJ/kgH₂

13

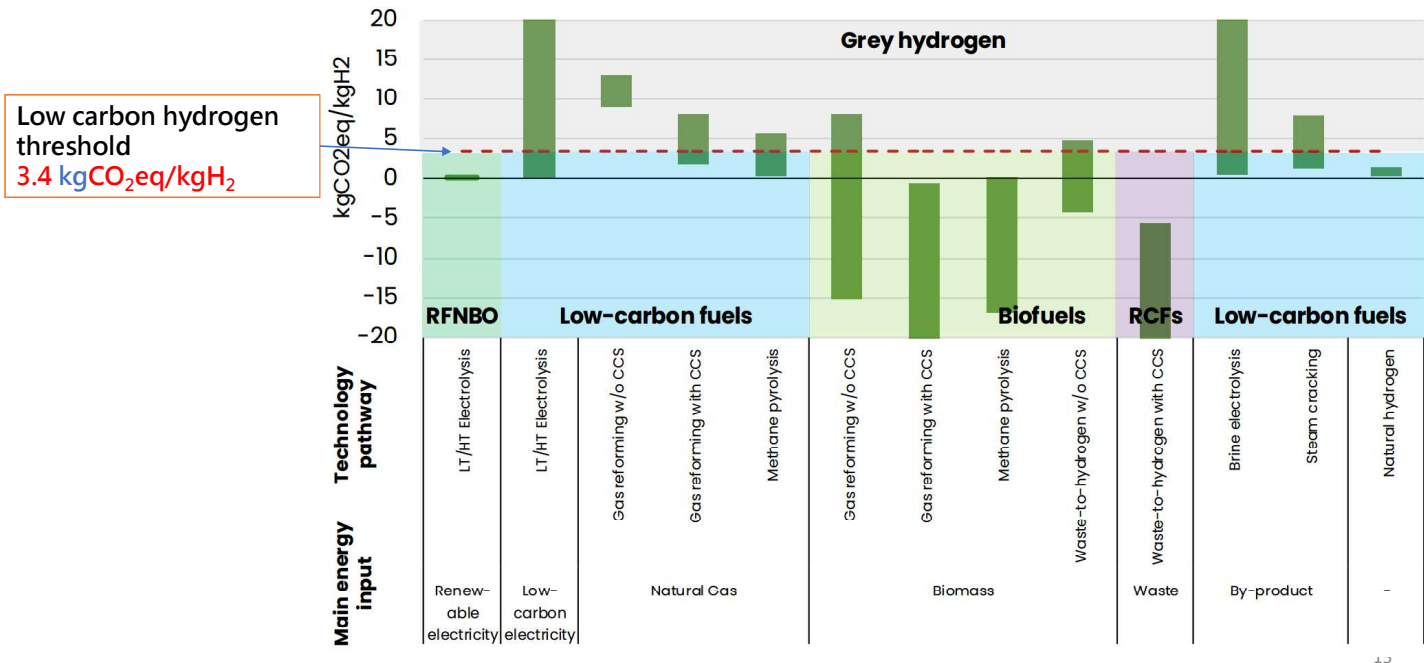
碳排計算簡介 (European Commission Document (2023))

- 循環碳燃料的溫室氣體減排量至少應達到 70%。
- 計算公式如下：
 - 減排量 = $(E_F - E) / E_F$
 - E 是使用循環碳燃料的總碳排放量。
 - E_F 是所有循環碳燃料的化石燃料比較值的總碳排放量，固定為 94 gCO₂eq/MJ。
- 總排放量 E 的計算方法（單位：gCO₂eq / MJ fuel）：
 - $E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$
 - e_i：輸入供應的碳排放量
 - e_p：加工過程的碳排放量
 - e_{td}：運輸和配送的碳排放量
 - e_u：最終用途燃燒燃料的碳排放量
 - e_{ccs}：碳捕獲與地質封存的碳減排量

14

不同產氫技術的碳排放強度

Figure 7.1: Emission intensity range for analysed technologies (kgCO2eq/kgH2)



Note: RFNBO ~ Renewable fuels of non-biological origin

低碳氫技術特點比較(1/2)

Figure B: Unique technology benefits of the five clean hydrogen production pathways included in the report

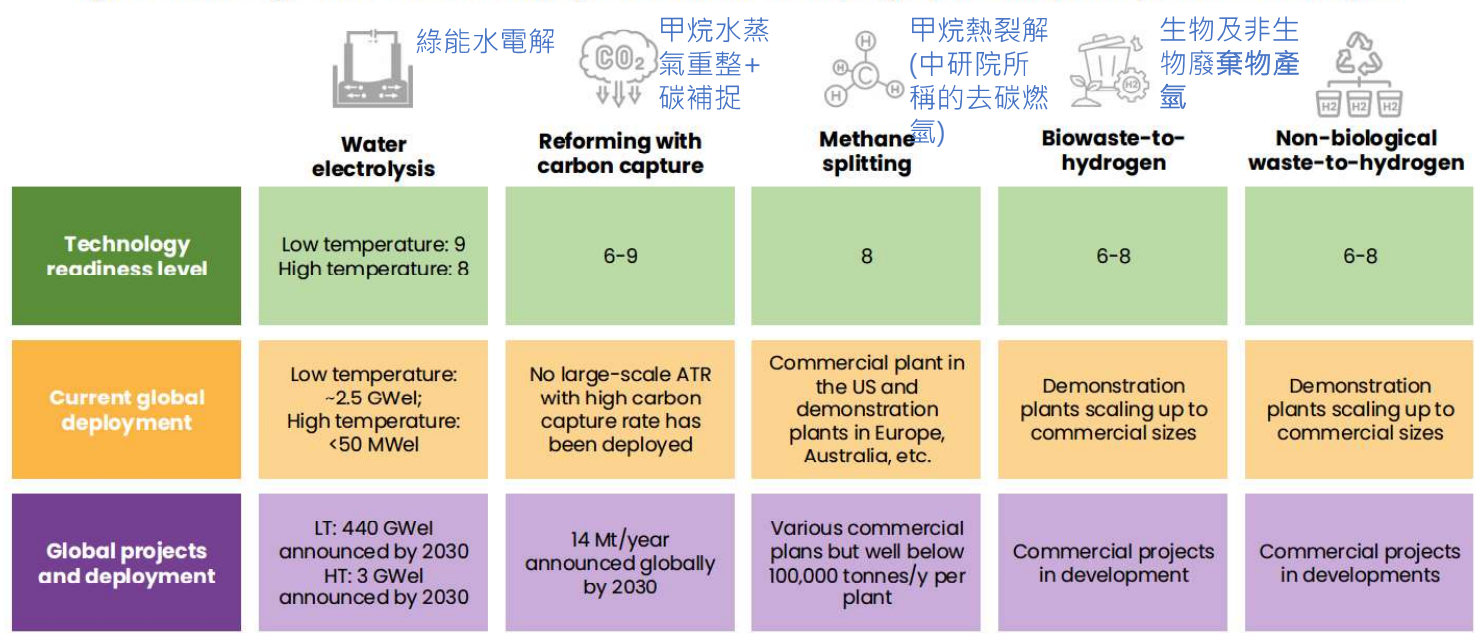
	綠能水電解 Water electrolysis	甲烷水蒸氣重整+碳捕捉 Reforming with carbon capture	甲烷熱裂解(中研院所稱的去碳燃氣) Methane splitting	生物及非生物廢棄物產氫 Biowaste-to-hydrogen	非生物廢棄物產氫 Non-biological waste-to-hydrogen
Main feedstock or energy input	Electricity	Natural gas	Natural gas	Biowaste	Non-biowaste
Technology	Water electrolysis	Reforming with carbon capture	Pyrolysis	Gasification/pyrolysis	Gasification/pyrolysis
Unique technology benefits	- Coupling electricity and gas sectors - Grid flexibility - Delivering renewable electricity to hard to electrify sectors - Unleashing stranded renewable energy and transport it between regions	- Large scale - Available feedstock supply - Mature technology allows rapid delivery of low-carbon hydrogen for decarbonisation	- Large scale potential; - Available feedstock supply - Zero direct emissions without need for additional infrastructure - Supply of solid carbon.	- Utilising available local biowaste feedstocks; - Abating otherwise unabated emissions; - Carbon removal potential; - Promoting locally based decarbonisation	- Availability of local non-recyclable waste; - Promoting locally based decarbonisation - Contribution to waste management

低碳氫技術特點比較(2/2)

	製程技術	特點
綠氫 (Green Hydrogen)	再生能源+電解水 (幾無碳排，成本高，能源利用率較低)	幾無碳排，成本較高，可調節間歇性綠電特性，保護電網，過多綠電可產氫儲能。綠氫再製成氨或甲醇，具長途運輸性，讓綠電(太陽能、風能、水力)具可國際運輸性及國際可交易性。綠電充沛國家可產綠氫(綠氨、綠色甲醇)，交易到其他國家。
藍氫 (Blue Hydrogen)	將天然氣與水蒸氣重整，配合二氧化碳捕捉，利用與封存(CCUS)技術，減低碳排	可大規模生產氫氣，成熟技術，可快速量產使用。但需要天然氣做為原料，成本較低和天然氣成本有關，加熱所用能源的碳排及、用天然氣的碳排係數及碳捕捉的比例會影響生成氫氣碳排。無調節再生能源發電間歇性質功能。
藍綠氫 (Turquoise Hydrogen)	甲烷熱裂解 (產生氫氣與碳黑，無直接二氧化碳排放)	有大規模生產潛力。產生氫氣與碳黑，無直接二氧化碳排放，產生碳黑具有經濟價值。成本較低，需有甲烷做為原料，成本和天然氣成本有關。加熱所用能源的碳排及使用天然氣的碳排係數會影響生成氫氣碳排，無調節再生能源發電間歇性質功能。
生物廢棄物產氫	氣化/熱裂解	使用區域生物廢棄物原料，具碳移除潛力，減少地區性碳排，產氫碳排可能為負。
非生物廢棄物產氫	氣化/熱裂解	使用區域非生物廢棄物不可回收原料，減少地區性碳排，地區廢棄物處理再利用，產氫碳排可能為負。

低碳氫技術技術成熟等級

Figure C: Technology readiness level and deployment of the five clean hydrogen production pathways included in the report



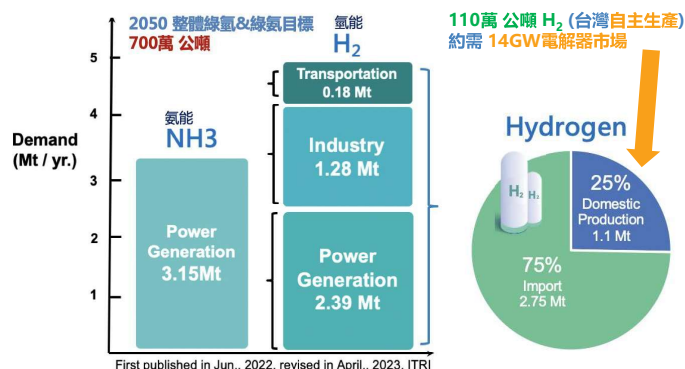
Technology readiness levels: TRL 6 – Pilot demonstration , TRL 7 – Full scale system demonstration in operational environment, TRL 8 – Experimented in deployment conditions and system complete, TRL 9 – Commercial

2050淨零目標下 台灣對於自產綠氫之需求量將達到 100萬公噸 以上!

在2050台灣淨零目標下，台灣每年需700萬公噸氫能及氫能達到淨零目標，氫能佔比 385萬公噸每年。

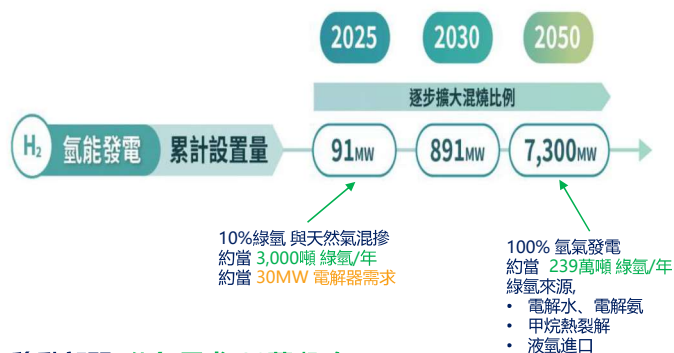
供給策略：110萬公噸自產，275萬公噸進口。

綠氫應用：電力部門 239萬公噸、工業部門 128萬公噸、移動部門 18萬公噸。

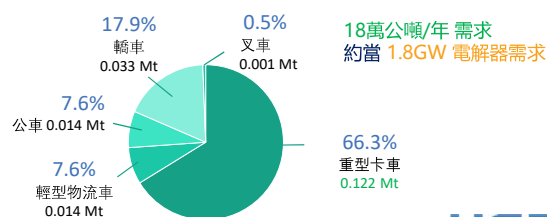


ITRI's Taiwan Hydrogen Application Development and Technology Roadmap 2050

電力部門 (綠氫需求 240萬噸/年)



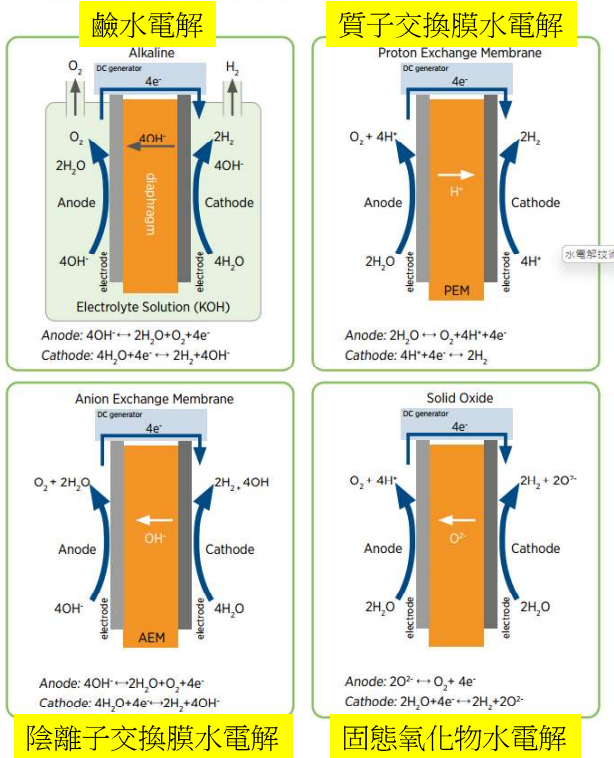
移動部門 (綠氫需求 18萬噸/年)



HEPHAS

低碳電力水電解技術簡介(綠氫)

水電解技術分類



高溫操作！效率較高！適合有較多工廠廢熱的狀況，加熱的能源或工廠廢熱可以利用。例如：製氨工廠、核電廠。

	接近常溫	TRL 9 Alkaline	TRL 9 PEM	AEM	TRL 8 Solid Oxide
Operating temperature		70-90 °C	50-80 °C	40-60 °C	700-850 °C
Operating pressure		1-30 bar	< 70 bar	< 35 bar	1 bar
Electrolyte		Potassium hydroxide (KOH) 5-7 molL ⁻¹	PFSA membranes	DVB polymer support with KOH or NaHCO ₃ 1molL ⁻¹	Yttria-stabilized Zirconia (YSZ)
Separator		ZrO ₂ stabilized with PPS mesh	Solid electrolyte (above)	Solid electrolyte (above)	Solid electrolyte (above)
Electrode / catalyst (oxygen side)		Nickel coated perforated stainless steel	Iridium oxide	High surface area Nickel or NiFeCo alloys	Perovskite-type (e.g. LSCF, LSM)
Electrode / catalyst (hydrogen side)		Nickel coated perforated stainless steel	Platinum nanoparticles on carbon black	High surface area nickel	Ni/YSZ
Porous transport layer anode		Nickel mesh (not always present)	Platinum coated sintered porous titanium	Nickel foam	Coarse Nickel-mesh or foam
Porous transport layer cathode		Nickel mesh	Sintered porous titanium or carbon cloth	Nickel foam or carbon cloth	None
Bipolar plate anode		Nickel-coated stainless steel	Platinum-coated titanium	Nickel-coated stainless steel	None
Bipolar plate cathode		Nickel-coated stainless steel	Gold-coated titanium	Nickel-coated stainless steel	Cobalt-coated stainless steel
Frames and sealing		PSU, PTFE, EPDM	PTFE, PSU, ETFE	PTFE, Silicon	Ceramic glass

Note: Coloured cells represent conditions or components with significant variation among different companies.
 PFSA = Perfluorosulfonic; PTFE = Polytetrafluoroethylene; ETFE = Ethylene Tetrafluoroethylene; PSF = poly (bisphenol-A sulfone); PSU = Polysulfone; YSZ = yttria-stabilized zirconia; DVB = divinylbenzene; PPS = Polyphenylene sulphide; LSCF = La_{0.88}Sr_{0.4}Co_{0.2}Fe_{0.8}O_{3-δ}; LSM = (La_{0.8}Sr_{0.2})_{1-x}MnO_{3-δ}; δ = Crofer22APU with co-containing protective coating.
 Based on IRENA analysis.

Cell (電解核心), Stack (堆疊), System (系統)

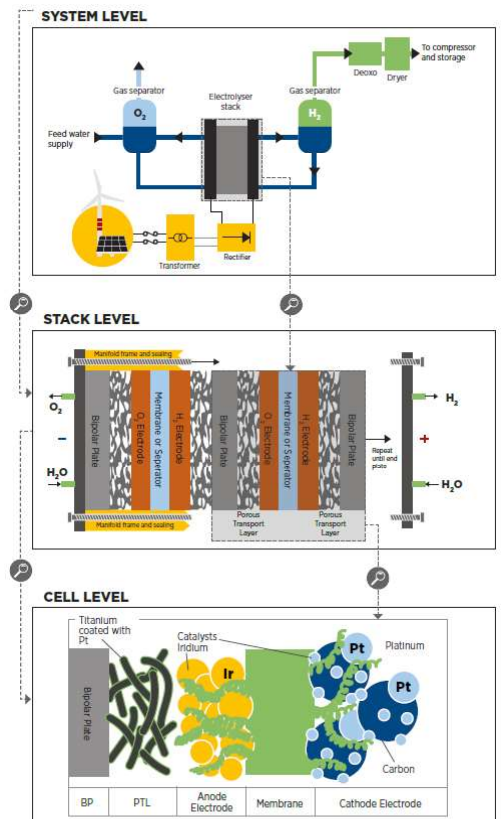
(1) System (系統): Balance and plant : 包括冷卻設備、氫氣純化設備、氫氣加壓設備、電力系統(包括變壓器、整流器)、水處理系統(例如：去離子設備)、氣體輸出系統(例如：氧氣)

(2) Stack (堆疊): 多個電解核心的串連、墊片(spacer)、密封(seal)、框架(frame)、邊板(end plate)

- 墊片絕緣兩個不同極性的電極
- 框架提供機械支撐
- 邊板避免漏液並傳輸電解液

(3) Cell (電解核心): 包括陰陽極、電解液、離子交換膜、氣體擴散層(Gas diffusion layer, GDL)或多孔傳輸層(Porous transport layer, PTL)、雙極板(bipolar plate)

- 氣體擴散層可傳輸反應物及生成物
- 雙極板提供機械支持及流體的傳輸分散



水電解系統大廠

- 鹼水電解 (Alkaline, ALK or AWE) 和 質子交換膜水電解 (PEM) 為成熟量產技術。
- 目前大廠多以鹼水電解技術(ALK)及質子交換膜水電解(PEM)技術為主。
- 目前大廠只有Enapter，以 陰離子交換膜水電解(AEM)為主要技術。

Table 11. A nonexhaustive list of key players involved in the manufacturing of water electrolyser systems.

COMPANY	MANUFACTURING SITE	ELECTROLYSER TYPE
AQUAHYDREX	AUSTRALIA, USA	ALKALINE
ASAHI KASEI	JAPAN	ALKALINE
AREVAH ₂	FRANCE, GERMANY	PEM
CARBOTECH	GERMANY	PEM
COCKERILL JINGLI	CHINA	ALKALINE
CUMMINS - HYDROGENICS	BELGIUM, CANADA, GERMANY	PEM AND ALKALINE
DENORA	ITALY, JAPAN, USA	PEM AND ALKALINE
ENAPTER	ITALY	AEM
GINER ELX	USA	PEM
GREEN HYDROGEN SYSTEMS	DENMARK	ALKALINE
HALDOR TOPSOE	DENMARK	SOLID OXIDE
HITACHI ZOSEN	JAPAN	ALKALINE AND PEM
HONDA	JAPAN	PEM
HYDROGENPRO	NORWAY	ALKALINE
IGAS	GERMANY	PEM
ITM	UK	PEM
KOBELCO	JAPAN	ALKALINE AND PEM
KUMATEC	GERMANY	ALKALINE
MCPHY	FRANCE, ITALY, GERMANY	ALKALINE
NEL Hydrogen	DENMARK, NORWAY, USA	PEM AND ALKALINE
PERIC	CHINA	ALKALINE
PLUG POWER	USA	PEM
SHANGHAI ZHIZHEN	CHINA	ALKALINE
SIEMENS ENERGY	GERMANY	PEM
SOLIDpower	ITALY, SWITZERLAND, GERMANY, AUSTRALIA	SOLID OXIDE
SUNFIRE	GERMANY	SOLID OXIDE
TIANJIN	CHINA	ALKALINE
TELEDYNE	USA	PEM
THYSSSENKRUPP UHDE	GERMANY	ALKALINE
TOSHIBA	JAPAN	SOLID OXIDE

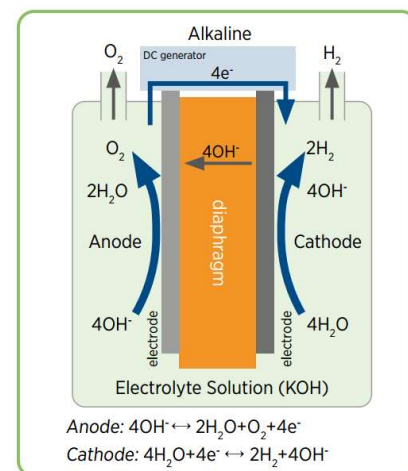
© 2020 IREDA & amadeus

鹼水電解(Alkaline water electrolysis, ALK, AWE)(1/2)

- 強鹼性環境。近室溫操作(70-90°C)。
- 電解槽的能耗通常在 4.5 到 5 kWh/Nm³ (50.4 ~56.0 kWh/kgH₂)之間。(NEL Hydrogen公司)

➤優點：

- 堆疊和系統設計簡單。製造相對容易。最低的安装成本。
- 電極面積可高達3平方公尺。
- 可使用非貴金屬催化劑(例如：鎳基電極催化劑)。
- 量產成熟的技術，具有大量的部署經驗。



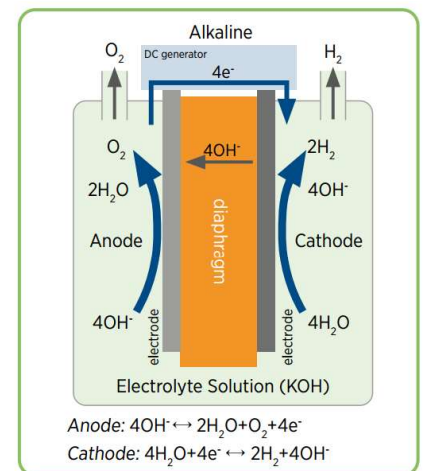
鹼水電解(Alkaline water electrolysis, ALK, AWE)(2/2)

➤ 缺點：

- 電流密度低於 PEM 電解槽。
- 能量效率較低。
- 體積較大。
- 產生的氫氣和氧氣在電解液中混合，限制了低功率運行範圍和高壓操作能力。
- 在差壓下運行更具挑戰性。
- 需要使用腐蝕性強(高濃度)的氫氧化鉀溶液。對水質敏感，雜質會影響效率和壽命。
- 啟動時間約為 10 分鐘，並且可以在 30 秒內達到最大產量(NEL Hydrogen 公司產品規格)。與PEM比，動態響應速度較慢。不太適合間歇性可再生能源(例如：太陽能、風能)。(實際案場有太陽能/風能結合ALK產氫)

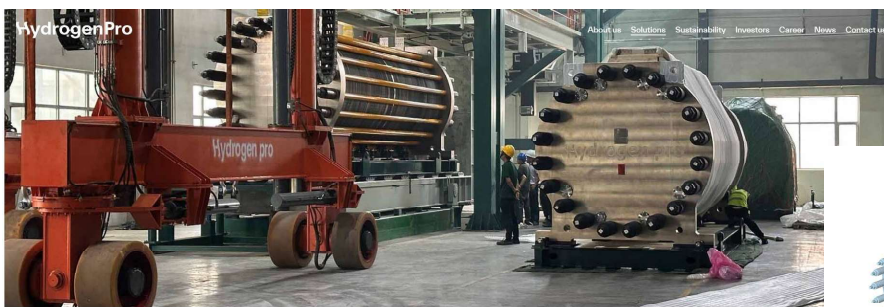
➤ 應用：

- 適合大規模生產氫氣。可能應用產業，煉油廠：氫氣在煉油過程中用於去除硫和其他雜質。氮生產：氮是肥料和許多其他化學品的重要成分，而氫氣是氮生產的主要原料。

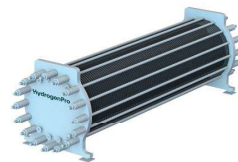


25

鹼水電解系統 (HydrogenPro)



鹼水電解槽系統一般較大(電極面積也較大)

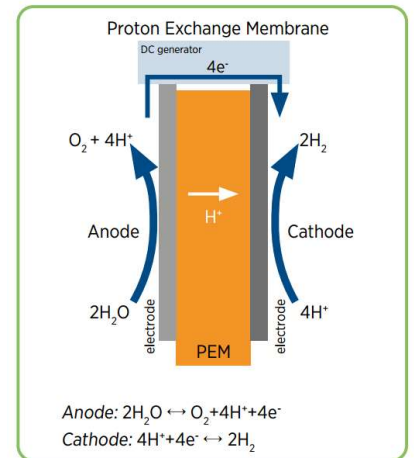


質子交換膜水電解(Proton exchange membrane water electrolysis, PEM) (1/2)

- 使用質子交換膜， H^+ 由陽極導向陰極。局部強酸性環境。近室溫操作（ $50-80^{\circ}C$ ）。
- PEM 電解槽的能耗通常在 4 到 4.5 kWh/Nm^3 ($44.8 \sim 50.4 \text{ kWh/kgH}_2$)之間。(NEL Hydrogen公司)

➤ 優點：

- 使用純水。
- 與鹼性電解槽相比，體積小，佔地面積小。
- 電流密度和輸出壓力更高。可在差壓下運行，降低系統複雜性和維護成本。
- 能量效率高於鹼性電解槽。
- 系統設計比鹼性電解槽更簡單。
- 量產成熟技術。
- 能夠快速啟動和關閉，使其具有靈活性。動態效應快，非常適合與間歇性可再生能源配合使用，例如太陽能和風能。將多餘的電力轉化為氫氣貯存。



27

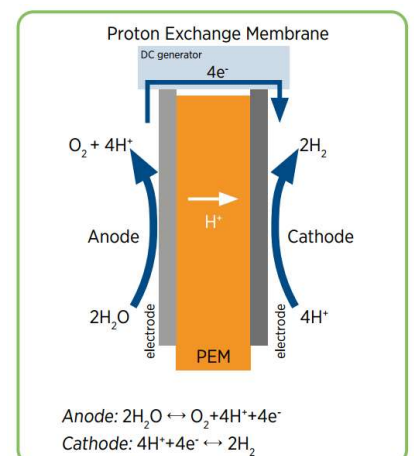
質子交換膜水電解(Proton exchange membrane water electrolysis, PEM)(2/2)

➤ 缺點：

- 使用稀有且昂貴的材料，例如鈱(陽極)和鉑(陰極)。
- 堆疊(電堆)(Stack)成本高於鹼性電解槽。
- 在低負載下效率較低。
- 對水質敏感，需使用高純度的水以避免損壞質子交換膜，雜質會影響性能。

➤ 應用：

- 加氫站：PEM 電解槽產生的氫氣純度高，適合用於燃料電池汽車。NEL Hydrogen公司提供適用於加氫站的小型 PEM 電解槽。
- 工業流程：PEM 電解槽產生的氫氣可用於各種工業流程，例如金屬加工和電子製造。



28

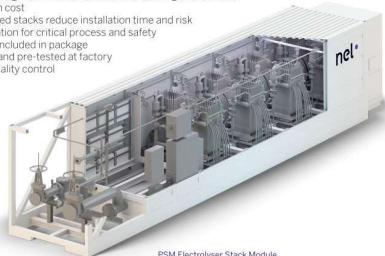
質子交換膜水電解系統 (NEL Hydrogen)

Modular Design

The PSM is a proton exchange membrane (PEM) based water electrolyser module that integrates eight 1.25 MW cell stacks to generate hydrogen from deionized (DI) water and four DC electrical power inputs. The unit includes the PEM cell stacks, associated piping, DC power connections, and related critical monitoring instrumentation.

Employing a modular approach to hydrogen production, the PSM is designed to offer guaranteed, repeatable performance per module to provide a cost-effective solution for hydrogen production at all scales, from MW to GW projects.

- Containerized electrolyser stack module for easy plant integration
- Site ready design eliminates the need for a building and reduces construction cost
- Pre-integrated stacks reduce installation time and risk
- Instrumentation for critical process and safety monitoring included in package
- Assembled and pre-tested at factory to assure quality control



PSM Electrolyser Stack Module

SPECIFICATIONS	PSM Module
Net Production Rate	2,020 Nm ³ /h 4,300 kg/24 h
Turndown Range	10 to 100%
Power Consumption at Stack at 100% Capacity ¹	4.5 kWh/Nm ³ 51.2 kWh/kg
Purity (concentration of impurities)	99%+ (saturated gas with liquid water, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable)
Operating Pressure	30 barg (435 psig)
Dimensions – W x D x H	13.4 m x 2.4 m x 2.9 m (44 ft x 7.9 ft x 9.5 ft), without vent stack
Ambient Temperature	-30 to 50°C (-22 to 122°F)
Electrolyte	Proton Exchange Membrane
Feed Water Consumption, electrolysis	0.9 l/Nm ³ (0.24 gal/Nm ³) of H ₂ 10 l/kg (2.64 gal/kg) of H ₂

Turnkey MW Solutions

The MC250 and MC500 electrolyzers deliver megawatt scale performance in a containerized form for easy outdoor installations. The units feature either one or two 1.25 MW stacks with a shared balance of plant, providing a reliable solution with minimal maintenance. Multiple units can be grouped together for larger hydrogen output needs. Typical applications include renewable energy storage, industrial process gas, and hydrogen fueling.



MC250/MC500 Hydrogen Generation System

SPECIFICATIONS	MC250 System	MC500 System
Net Production Rate	246 Nm ³ /h 531 kg/24 h	492 Nm ³ /h 1,061 kg/24 h
Turndown Range	10 to 100% (automatic)	10 to 100% (automatic)
Power Consumption at Stack at 100% Capacity ¹	4.5 kWh/Nm ³ 51.2 kWh/kg	4.5 kWh/Nm ³ 51.2 kWh/kg
Power Consumption by System at 100% Capacity ¹	5.0 kWh/Nm ³ 56.8 kWh/kg	4.9 kWh/Nm ³ 55.2 kWh/kg
Purity (concentration of impurities)	99.95% (H ₂ O < 500 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable)	99.95% (H ₂ O < 500 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable)
Purity (concentration of impurities with optional high purity dryer)	99.999+% (H ₂ O < 5 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable)	99.999+% (H ₂ O < 5 ppm, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable)
Delivery Pressure	30 barg (435 psig)	30 barg (435 psig)
Dimensions	Electrolyser Enclosure ² 12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)
W x D x H	Power Supply Enclosure 6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)	6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)
Ambient Temperature ³	-20 to 40°C (-4 to 104°F)	-20 to 40°C (-4 to 104°F)
Electrolyte	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane
Potable Water Consumption ⁴	1.5 l/Nm ³ (0.4 gal/Nm ³) of H ₂ 15.9 l/kg of H ₂ (4.2 gal/kg of H ₂)	1.5 l/Nm ³ (0.4 gal/Nm ³) of H ₂ 15.9 l/kg of H ₂ (4.2 gal/kg of H ₂)

29

陰離子交換膜(鹼膜)水電解 (Anion exchange membrane water electrolysis, AEM)

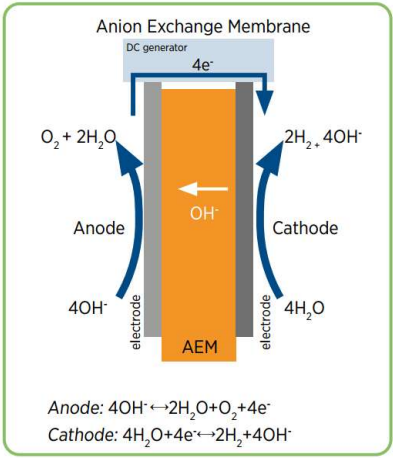
- 使用陰離子交換膜，OH⁻由陰極導向陽極。
- 鹼性或弱鹼環境
- 近室溫操作（40-60°C）。
- 能耗 4.8 kWh/Nm³H₂ (53.76 kWh/kgH₂) (Enapter EL4.1)

➤ 優點：

- 結合了鹼性電解槽的溫和環境和 PEM 電解槽的簡潔性和效率。
- 可使用非貴金屬催化劑和無鈦零組件。
- 與 PEM 電解槽一樣，可在差壓下運行。
- 比 PEM 電解槽更低的堆疊成本潛力。
- 動態效應快，適合與間歇性可再生能源配合使用，例如太陽能和風能。將多餘的電力轉化為氫氣貯存。

➤ 缺點：

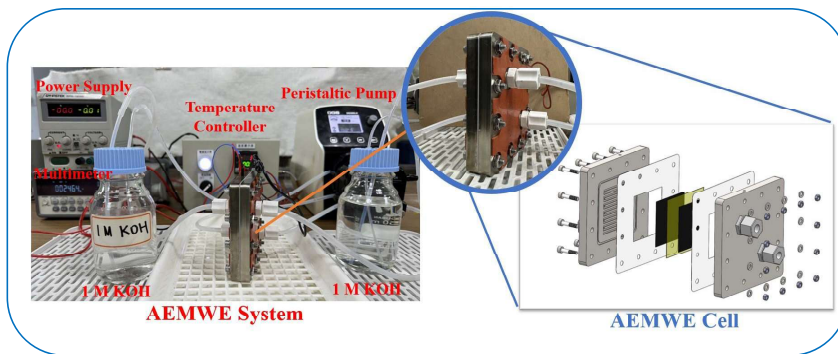
- 技術成熟度較低，部署有限。目前世界上大公司只有一家Enapter (總部在義大利，製造在德國)
- 陰離子交換膜存在化學和機械穩定性問題，導致壽命不穩定。Enapter公司宣稱 35,000小時壽命。
- 性能尚不如 PEM 電解槽。



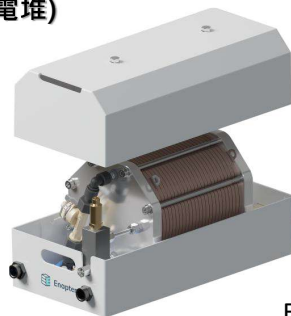
30

AEM單電解槽模組、堆疊(Stack)與系統

單電解槽

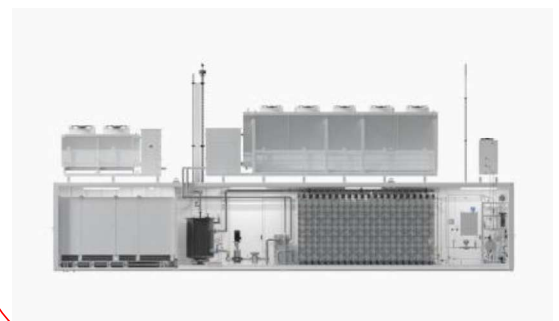


堆疊(電堆)



Enapter stack

系統



Enapter system

31

固態氧化物水電解(Solid oxide electrolysis cell, SOEC)

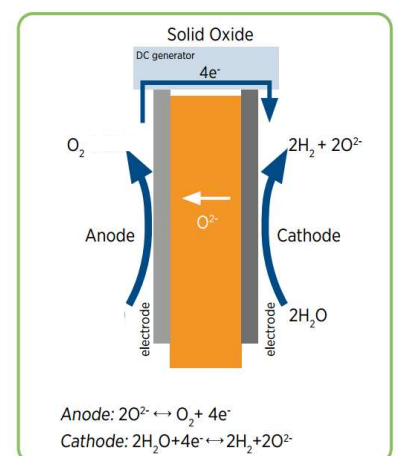
- 高溫水蒸氣環境 (700-850°C) 。為固態氧化物燃料電池之逆反應。升溫所使用能量可能有額外碳排放(使用工廠廢熱，碳排視為零)。
- 若有工廠廢熱或化學製程本身需高溫，可節省加熱能量及費用(例如：製氫工廠(哈柏法製氫需高熱)、核電廠)。但和電解水的電能相比，加熱所需成本遠低於電解水電力成本。

優點：

- 效率最高。
- 可與產生熱量的技術耦合，以提高系統效率。
- 使用相對便宜的鎳電極。
- 具有可逆性，可以作為燃料電池和電解槽運行。
- 可電解二氧化碳和水以產生合成氣。

缺點：

- 在高溫 (700-850°C) 下運行。
- 熱化學循環導致降解更快，壽命更短。
- 堆疊降解問題，例如密封、電極污染和來自管道、互連和密封的污染物。
- 目前僅在千瓦級部署，儘管一些示範項目已達到 1 兆瓦。

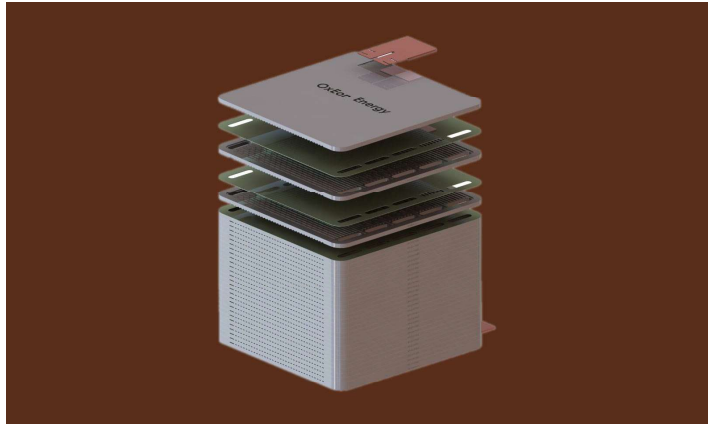


固態氧化物水電解(SOEC)電堆(Stack)與系統



- (1) Bloomenergy
(保來得出貨interconnector 給Bloomenergy)
- (2) 台達電與Ceres技術合作

SOEC Stack



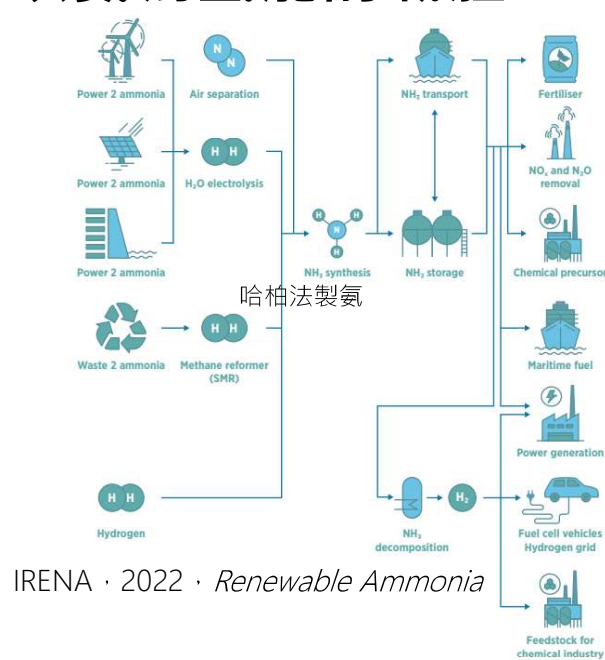
OxEon Energy

<https://oxeonenergy.com/projects/technology-acceleration-program-tap-initiative> - ³³

低碳電力電解水: 綠氫

- 使用低碳電力或再生能源(風電、太陽能、水力、地熱)進行電解水產氫，稱為綠氫。碳排幾乎為零。
- 使用核電進行電解水產氫，稱為粉紅氫，也被視為低碳氫。
- 為方便運送，綠氫可與氮再經哈柏法製成綠氨，氨為化肥原料。目前世界上製氨碳排放量約佔1~2%。氨可以混燒發電，或再裂解為氫和氮，氫可供燃料電池使用。
- 為方便運送，綠氫可與二氧化碳再製成綠色甲醇，甲醇為化學原料。甲醇可以和水重整成氫氣和二氧化碳，二氧化碳可再經碳補捉進一步降低碳排，氫氣可以提供燃料電池發電或混入天然氣燃燒。甲醇和水重整成氫氣和二氧化碳，其中二氧化碳中的碳為碳補捉而來，若直接排放，碳排仍為零(整個過程環境碳沒有增加)。

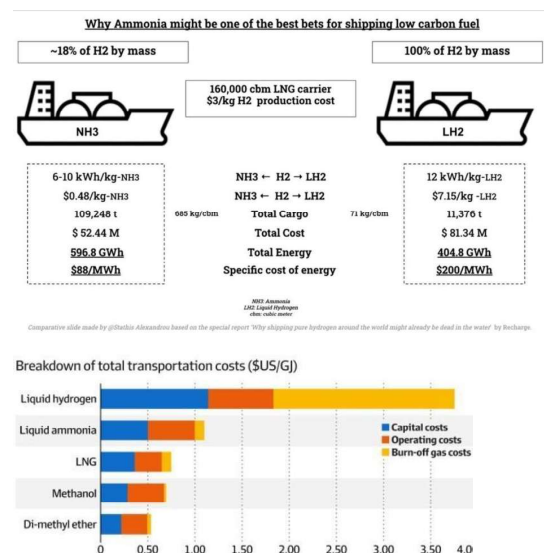
以氨為氫能的載體



IRENA · 2022 · Renewable Ammonia

- 再生能源製氨大部分能耗(90%)都用在製氫。
- 氨能直接用就直接用，氨裂解為氫和氮為吸熱反應，會耗損能量。

- 氨氣凝結溫度為-252.8℃，因此液態氨不易運輸和儲存。
- 金屬材料長期在含氫介質中使用，有氫脆的問題。
- 氨在常壓下可被輕易地液化，凝結溫度僅為-33.4℃，與液化石油氣主要成分丙烷的凝結溫度-42.1℃相近。
- 可使用經防腐蝕處理的液化石油氣設備來運輸液氨。
- 氨常溫下約10大氣壓可被液化。



再生能源的間歇性質 餘電產氫儲能

- 綠電充沛的國家，例如澳洲，生產氫氣，製成氨氣(綠氨)。運送至台灣使用。
- 氨氣可直接混燒發電。
- 氨可直接用於固態氧化物燃料電池(高溫操作)。
- 若一般燃料電池使用，氨需再裂解成氫氣使用。(目前大規模量產技術較不成熟)
- 儲氫材料的發展，有可能改變整個氫氣運送和使用的技術藍圖。(但重量和價格可能會是問題)



- 不論運送使用綠氫或綠氨，都需要產氫工業。



「台灣現在一度綠電約是5元，澳洲一度綠電平均約1元，還可能有負電價。負電價代表電力生產過多，電力公司要付錢請民眾用電。這時讓氫氣生產線全開，成本就能再下降。」

綠氫、綠氨製化肥



綠氨搶商機！是肥料也能做燃料

2024-02-28 17:03 台灣醒報／記者簡嘉佑／台北報導

氨氣能做為肥料或燃料使用，隨著淨零碳排趨勢，各國都試圖搶進「綠氨」產業！目前每生產一公噸的氨，就會排放約1.9公噸的二氧化碳，約佔世界碳排放量的1.8%，於是企業瞄準淨零趨勢，利用再生能源、空氣與水生產氨；也有企業盼能透過小規模、集散化生產，減少氨的運輸成本。

- 製化肥用氨，目前產量已經不小。目前採用灰氫製氨，估佔世界碳排放量1~2%。
- 使用綠氫可減碳，但目前綠氫價格仍然遠高於灰氫。

Carbon-free ammonia production Starfire Energy (AEM產綠氫製綠氨) Aurora, USA

Starfire Energy has developed a modular, flexible process to turn air, water, and clean electricity into ammonia – a hydrogen- and energy-dense liquid fuel with zero CO2 emissions when used in internal combustion or fuel cell applications.

Starfire initially incorporated two EL 2.0 Electrolysers into a prototype 10 kg/day ammonia production system, which takes nitrogen from the air and the green hydrogen, and turns them into pressurised liquid ammonia.

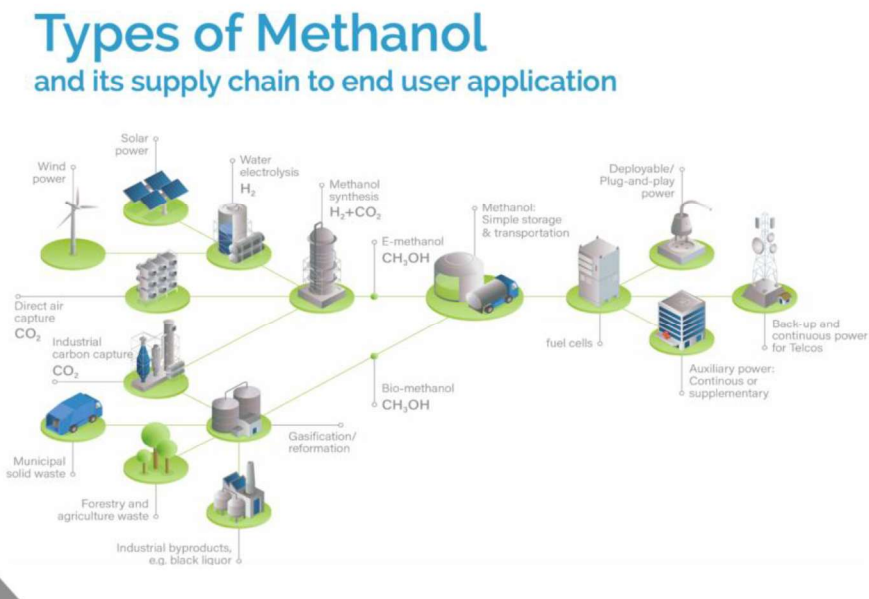
It is now scaling this technology up to a 0.1 tons/day system featuring 21 EL 2.1 Electrolysers, on its way to even larger commercial modular plants starting from 5 tons/day. This “Rapid Ramp” system has no need for hydrogen storage as it uses the gas from the electrolyser immediately to create ammonia, which is also easier and cheaper to store than hydrogen.

Electrolyser (AEM single-core)	21 x EL 2.1
Operational since	2021
Partner	Starfire Energy

Enapter

37

以甲醇為氫能的載體



- Green hydrogen + carbon captured CO₂
- (1) 3H₂+CO₂→CH₃OH+H₂O ;
(2) H₂+CO₂→CO+H₂O,
CO+2H₂→ CH₃OH

Methanol: Based on Natural Gas. 37-41% CO₂ reduction compared to a Diesel Generator

Reverse reaction

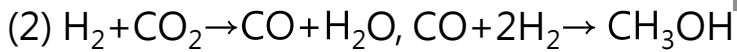
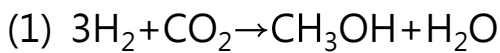
- CH₃OH+H₂O → 3H₂+CO₂

Bio-Methanol: Produced from sustainable Biomass. 83-93% CO₂ reduction compared to a Diesel Generator

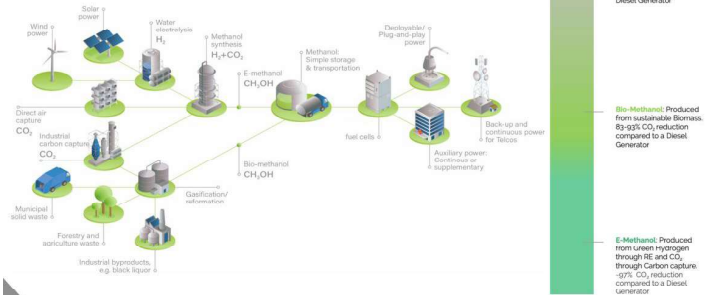
E-Methanol: Produced from Green Hydrogen through RE and CO₂ through Carbon capture. ~97% CO₂ reduction compared to a Diesel Generator

以甲醇為氫能的載體：過剩綠電產氫，再製成甲醇

- 綠電充沛便宜國家如澳洲生產綠氫製成綠色甲醇。
- 甲醇可用於直接甲醇燃料電池。
- 甲醇可用水蒸氣重整產生氫氣和二氧化碳。
- 從澳洲運甲醇來的船將產生的二氧化碳再運回澳洲。再製成甲醇



Types of Methanol
and its supply chain to end user application



綠氫案例一（工研院 沙崙）

Enapter AEM系統 (群翌公司) 工研院，台南沙崙



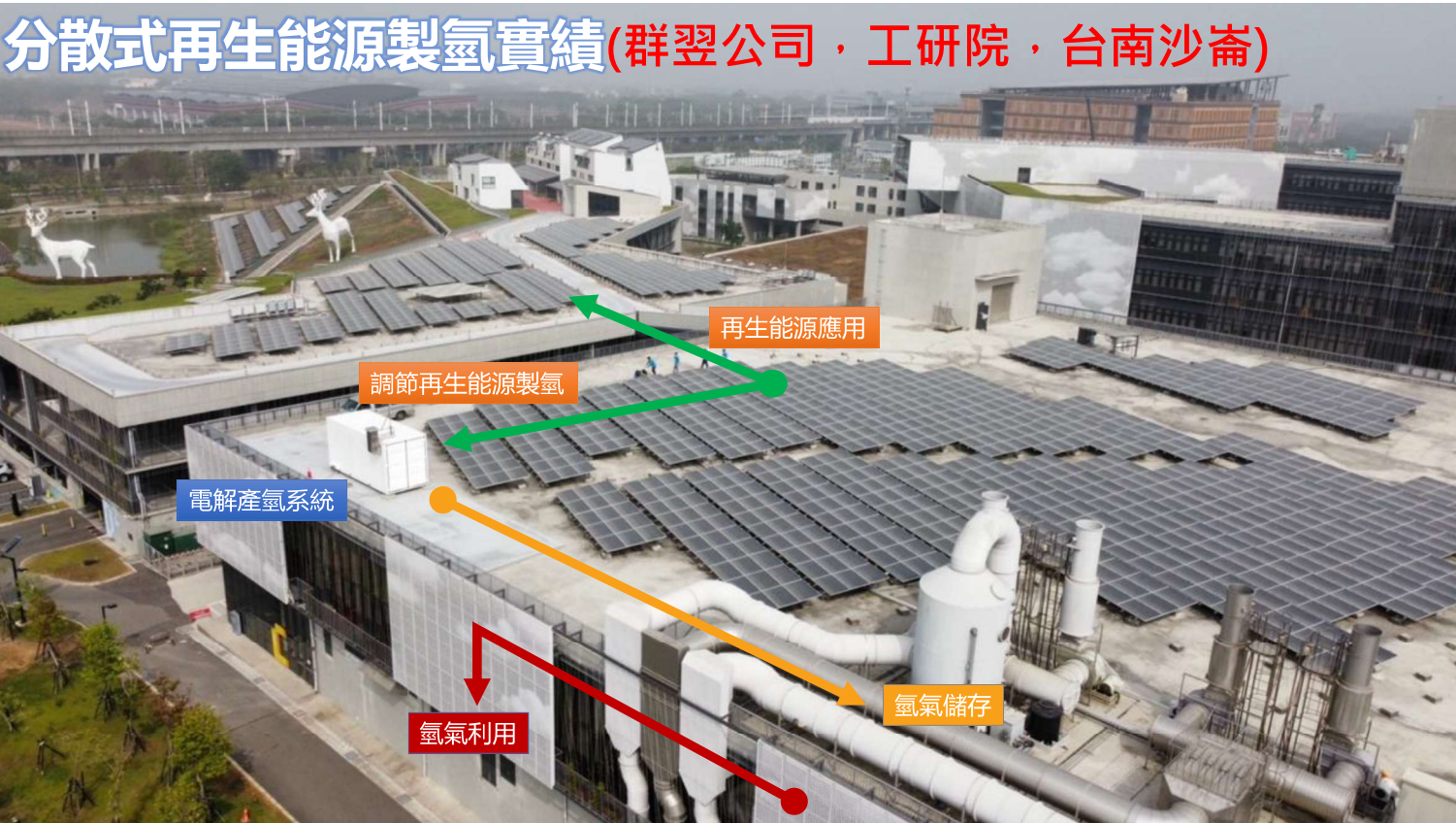
Tainan, Taiwan

Taiwan wants to become less dependent on fossil fuels and is therefore investing in the expansion of renewable energy. Located in Tainan, the Shalun Smart Green Energy Science City plays a key role in the country's ambitious plans. On a 7.44ha-sized site, they will provide clean energy supply, management, dispatch, and smart energy-saving systems and interfaces to build a demonstration site as a national green energy technology model. Within this facility, the Industrial Technology Research Institute (ITRI) has a research building with a 1MWp photovoltaic system. ITRI is dedicated to research and development in various interdisciplinary fields related to hydrogen energy production and application. Together with our local Taiwanese partner Hephas Energy, we have installed 20 AEM EL 4 electrolyzers with a capacity of 50kW. Powered by excess solar energy, ITRI produces onsite green hydrogen in a containerised solution.

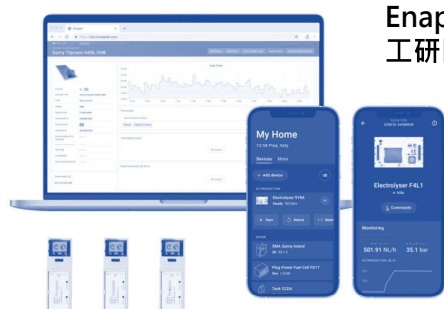
The H₂ is then stored at the electrolyser's output pressure of 35bar in their 500Nm³ storage tanks. Thanks to five of Enapter's dryers, ITRI uses the green hydrogen with 99.999% purity for research and development in fuel cell technology. Since one of the developmental goals is to implement a smart power dispatching system for the various clean energy components in the project, we're happy to contribute to this with our in-house energy management system (EMS) toolkit.

Electrolyser (AEM single-core)	20 x EL 4
H ₂ storage	500 Nm ³
Storage pressure	35 bar
Photovoltaic (PV)	1MWp
Dryer	5 x DRY 2.1
Water Tank	5 x WT 2.1
Operational since	2022
Partner	Hephas Energy

<https://www.enapter.com/application/a-contribution-to-taiwans-renewable-energy-goals/#50869>

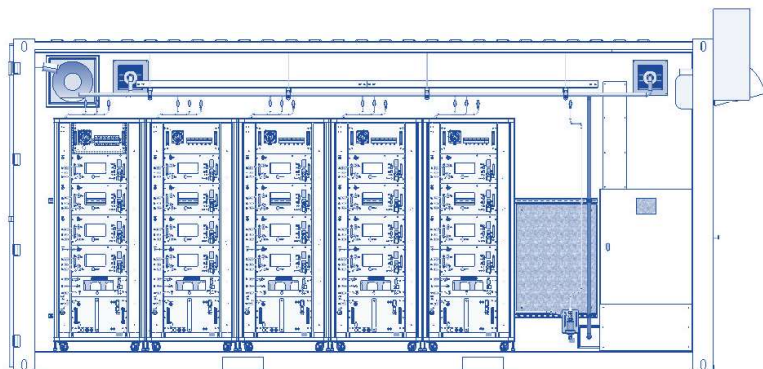


再生能源製氫工程解決方案 Renewable Power to Gas Solutions



Enapter AEM系統 (群翌公司)
工研院，台南沙崙

能量管理系統提供硬件和軟件工具，可以通過網站或手機連接輕鬆監控系統運行狀態。



產品優勢

- 模組化設計，可任意變動產氫數量
- 集成於20呎或40呎貨櫃，可快速進行安裝與維護
- 40呎貨櫃最大可產200M³/hr
- 電解水產氫方式，具備高氫氣純度
- 不需要大型氫氣槽車空間，不存在高壓安全疑慮

- 台南沙崙的案場，目前是1 MW太陽能，50 kW製氫 (AEM部分)。
- 這個案場因為是政府部門，無法售電給台電，所以在週末的時間會有多餘電力。
- 多餘電力用於產氫，氫氣或壓縮到案場鋼瓶，在週間就會給燃料電池的研發部門做研發使用。
- 後續加裝了NEL Hydrogen的PEM系統。尚未看到公開的資訊。

綠氫案例二

Starfire Energy, USA (AEM產綠氫製綠氨)

45

綠氫、綠氨製化肥

綠氨搶商機！是肥料也能做燃料

2024-02-28 17:03 台灣醒報／記者簡嘉佑／台北報導



氨氣能做為肥料或燃料使用，隨著淨零碳排趨勢，各國都試圖搶進「綠氨」產業！目前每生產一公噸的氨，就會排放約1.9公噸的二氧化碳，約佔世界碳排放量的1.8%，於是企業瞄準淨零趨勢，利用再生能源、空氣與水生產氨；也有企業盼能透過小規模、集散化生產，減少氨的運輸成本。

- 製化肥用氨，目前產量已經不小。目前採用灰氫製氨，估佔世界碳排放量1~2%。
- 使用綠氫可減碳，但目前綠氫價格仍然遠高於灰氫。

Carbon-free ammonia production

Starfire Energy (AEM產綠氫製綠氨)

Aurora, USA

Starfire Energy has developed a modular, flexible process to turn air, water, and clean electricity into ammonia – a hydrogen- and energy-dense liquid fuel with zero CO2 emissions when used in internal combustion or fuel cell applications.

Starfire initially incorporated two EL 2.0 Electrolysers into a prototype 10 kg/day ammonia production system, which takes nitrogen from the air and the green hydrogen, and turns them into pressurised liquid ammonia.

It is now scaling this technology up to a 0.1 tons/day system featuring 21 EL 2.1 Electrolysers, on its way to even larger commercial modular plants starting from 5 tons/day. This “Rapid Ramp” system has no need for hydrogen storage as it uses the gas from the electrolyser immediately to create ammonia, which is also easier and cheaper to store than hydrogen.

Electrolyser (AEM single-core)	21 x EL 2.1
Operational since	2021
Partner	Starfire Energy

Enapter

46

綠氫案例三

Topsoe, Skovgaard Energy, and Vesta, a green ammonia plant in Ramme, Northwest Jutland, Denmark.

(太陽能/風能+鹼水電解槽產綠氫製綠氨)

<https://nelhydrogen.com/articles/in-depth/worlds-first-dynamic-green-ammonia-plant-officially-opened/>

<https://www.topsoe.com/press-releases/worlds-first-of-its-kind-green-ammonia-plant-inaugurated-by-skovgaard-energy-vestas-and-topsoe>

47

Topsoe, Skovgaard Energy, and Vesta, a green ammonia plant in Ramme, Northwest Jutland, Denmark.

(太陽能/風能+鹼水電解槽(NEL Hydrogen Company)產綠氫製綠氨)

- The plant is a demonstration project, which have received funding from the Danish Energy Technology Development and Demonstration Program (EUDP)
- Location: Ramme near Lemvig, Northwest Jutland, Denmark.
- Output: 5,000 tons of green ammonia annually from renewable power. This production will prevent 8,200 tons of CO₂ from being emitted into the atmosphere every year.
- Power supplied from renewable sources: 50 MW new solar panels and 12 MW existing V80-2.0 MW Vestas wind turbines.

August 27, 2024



48

綠氫案例四 (Delta Green, France)

49

儲能系統的電力調度能力執行 削峰填谷 (Peak shaving)



Electrolyser (AEM single-core)	4 x EL 2.1
H2 storage	5 kg
Storage pressure	30 bar
Photovoltaic (PV)	50 kWp
Fuel cell	7.5 kW up to 30 kW
Operational since	2017
Partner	Powidian

<https://www.enapter.com/application/peak-shaving-with-hydrogen/#21334>



Peak shaving with hydrogen

Loire Aquitaine, France

Delta Green is the first energy-independent office building in France, with energy production exceeding user consumption. The aim of Delta Green is to showcase complete energy autonomy. The energy mix is made up of PV, geothermal and hydrogen storage; with Powidian integrating the hydrogen solution. Instead of using batteries, the tertiary building uses 2 Enapter electrolyzers to store hydrogen for peak shaving. This avoids spikes in electricity by converting hydrogen into electricity to fulfil demand, as well as saving on electricity costs which would have been more expensive. Additionally, the excess PV during summer is stored as hydrogen and used in the winter. The passive house building has a low CO2 footprint across lighting, heating, and cooling systems.

The innovative building was the winner of the Green Solutions Award 2018, which recognises architecture that is mindful of the environment and contributes to the fight against climate change. Enapter is proud to be involved in such a pioneering project for electricity storage.

- 微電網儲能
- 長時間的儲能
氫能較有優勢

- 太陽能產電過剩，電解產氫儲氫。
- 氫氣提供燃料電池供電使用。

50

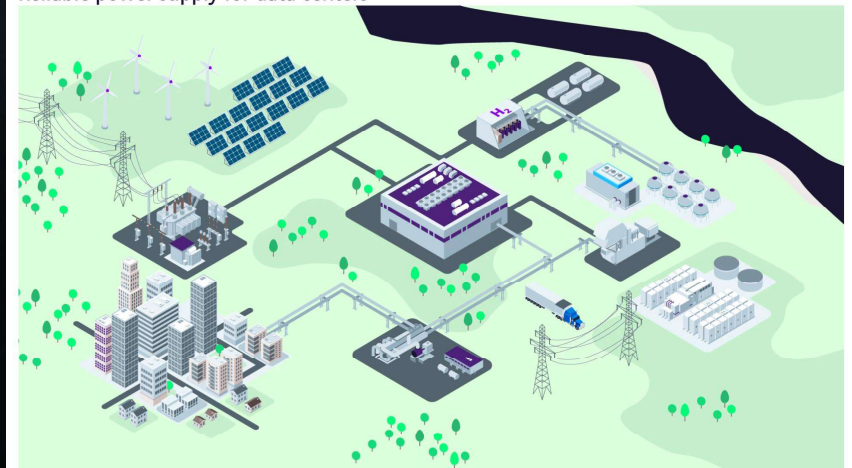
綠氫案例五： 新一代微電網設計含綠氫

51

西門子能源資料中心(Data Center)



Reliable power supply for data centers

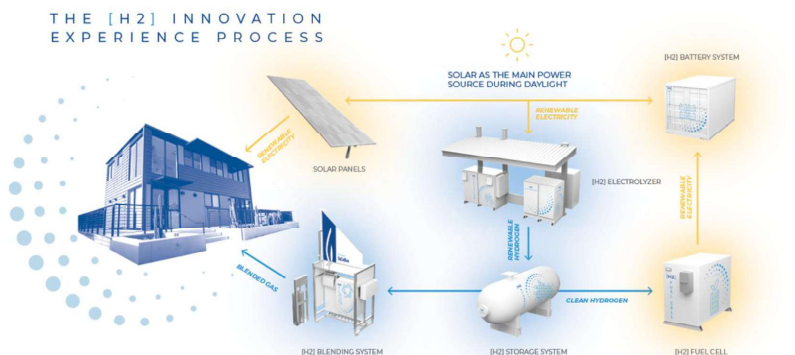


Our portfolio includes a range of cutting-edge technologies such as gas turbines, renewables, green hydrogen, heat pumps, power transmission solutions, and batteries (for storage). These solutions provide a stable grid connection, ensuring a reliable and uninterrupted power supply for the safe and efficient operation of your data center. With scalability, security, and sustainability at the forefront of our designs, our solutions are tailored to meet the growing electricity demand and align with the ambitious carbon emission reduction targets.

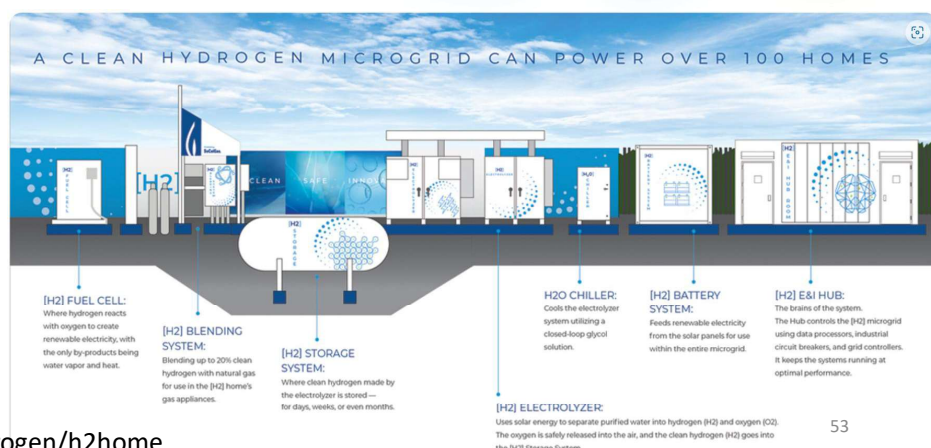
AI Data Center 能耗極高，西門子能源設計的Data Center 綠色供電系統含gas turbine、renewables、green hydrogen、heat pumps、power transmission solutions、batteries (for storage)。

<https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/solutions-industry/data-center.html>

52



微電網
再生能源 (太陽能、風能)
電解槽
儲氫
儲能電池
天然氣混氫供給系統



<https://www.socalgas.com/sustainability/hydrogen/h2home>

53

甲烷和二氧化碳的溫室效應

➤ 甲烷 (CH_4) 和二氧化碳 (CO_2) 都是重要的溫室氣體，但它們對地球氣候的影響有所不同。

1. 溫室效應強度：甲烷的溫室效應是二氧化碳的**84倍**，這意味著相同量的甲烷會比二氧化碳更強烈地吸收和保留熱量。
2. 大氣壽命：甲烷在大氣中的壽命約為**12年**，而二氧化碳可以在大氣中存在數百年。這意味著二氧化碳的長期影響更為顯著。
3. 來源：甲烷主要來自農業（如牛的反芻作用）、垃圾填埋場和天然氣開採。二氧化碳則主要來自化石燃料的燃燒、森林砍伐和工業活動。

氫製程類別

- 水蒸氣甲烷重整(Steam methane reforming, SMR)
- 自熱重整反應(Autothermal reforming, ATR)
- 部分氧化 (Partial oxidation, POx)

55

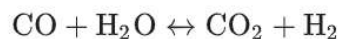
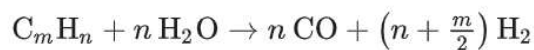
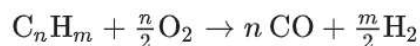
水蒸氣甲烷重整 (Steam methane reforming, SMR)

- 是一種廣泛使用的方法，用於從碳氫化合物（主要是天然氣）中生產氫氣和一氧化碳。
- 水蒸氣甲烷重整反應(Steam methane reforming)：甲烷（ CH_4 ）在高溫（ 700°C – $1,000^\circ\text{C}$ ）和催化劑（通常是鎳）的存在下與蒸汽（ H_2O ）反應，生成氫氣（ H_2 ）和一氧化碳（ CO ）： $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O (steam)} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$ $\Delta H_{298\text{K}} = + 206 \text{ kJ/mol}$ 吸熱反應
- 水煤氣轉化反應(Water gas shift reaction)：在第一步中生成的一氧化碳與更多的蒸汽反應，生成額外的氫氣和二氧化碳（ CO_2 ）： $\text{CO} + \text{H}_2\text{O (steam)} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ $\Delta H_{298\text{K}} = -41 \text{ kJ/mol}$ 放熱反應
- SMR 是一個吸熱過程，這意味著它需要大量的熱量才能進行。這是工業氫氣生產中最常見的方法，佔全球氫氣供應的很大一部分。
- 若不加碳補捉利用封存(Carbon capture utilization and storage, CCUS)，本反應的碳排放量很高。

56

自熱重整反應(Autothermal reforming, ATR)

- 是一種將傳統蒸汽重整（吸熱反應）與部分燃料的部分氧化（放熱反應）結合的技術，以降低外部能量輸入的自熱反應。
- 反應：甲烷（CH₄）與氧氣（O₂）和二氧化碳（CO₂）或蒸汽（H₂O）在單一反應室中反應，生成合成氣（氫氣和一氧化碳的混合物）。這個過程是部分氧化反應，因此是放熱的：
 - 使用二氧化碳(CO₂): $2\text{CH}_4 + \text{O}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow 3\text{H}_2 + 3\text{CO} + \text{H}_2\text{O}$
 - 使用水蒸氣(H₂O): $4\text{CH}_4 + \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 10\text{H}_2 + 4\text{CO}$
 - 反應可視為結合蒸汽甲烷重組 (SMR): $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ $\Delta H_{298\text{K}} = +206\text{ kJ/mol}$ 和 部分氧化 (POX): $\text{CH}_4 + 1/2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$ $\Delta H_{298\text{K}} = -36\text{ kJ/mol}$
 - 條件：合成氣的出口溫度通常在950°C到1100°C之間，出口壓力可高達100 bar。
- 進一步用水煤氣轉化反應，可產生更多氫氣，CO也成為CO₂。
- 其他烷類



(Encyclopedia of Electrochemical Power Sources 2009, Pages 238-248)

57

部分氧化 (Partial oxidation, POx)

- 部分氧化 (POx) 是一種將碳氫化合物原料（如天然氣）在高溫和氧氣存在下轉化為合成氣（主要包含氫氣和一氧化碳）的技術。POx 技術的一大優勢是它可以處理原料中的雜質，例如硫化合物，因此不需要進行原料預處理。
- 化學反應式： $\text{CH}_4 + 1/2\text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{CO}$ $\Delta H_{298\text{K}} = -36\text{ kJ/mol}$ (放熱反應)
- 反應溫度：POx 產氫的反應溫度非常高，通常在 1300-1500°C 之間。這個高溫是為了促進甲烷與氧氣的反應，並提高氫氣的產率。
- 碳排放：二氧化碳來自後續的水煤氣轉化反應(Water gas shift reaction)，在第一步中生成的一氧化碳與更多的蒸汽反應，生成額外的氫氣和二氧化碳（CO₂）： $\text{CO} + \text{H}_2\text{O (steam)} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ $\Delta H_{298\text{K}} = -41\text{ kJ/mol}$ 放熱反應。
- 碳捕捉技術的應用：
 - 由於 POX 產氫過程中不涉及燃燒，因此可以使用燃燒前碳捕獲技術來捕獲二氧化碳。這種方法通常比燃燒後碳捕獲技術更有效率，並且可以捕獲更高比例的二氧化碳。
 - 資料來源中介紹了Shell的藍氫生產工藝，該工藝結合了 POX 技術和燃燒前碳捕獲技術，以實現接近 100% 的碳捕獲率。該工藝使用胺基溶劑來吸收合成氣中的二氧化碳，然後將捕獲的二氧化碳進行壓縮、運輸和封存。
- IEAGHG 的報告也證實了。該報告發現，與 SMR 和 ATR 相比，POx 在減碳方面具有顯著優勢。
 - POx 技術在與傳統氫氣（灰色氫氣）（沒有 CCS 的 SMR）相比時，碳足跡最低。
 - POx 技術的氫氣均化成本 (LCOH) 最低，僅比參考的傳統氫氣生產案例高 10.2%。

58

化石燃料搭配碳捕獲、利用與封存 (CCUS)

- 使用 CCUS 技術可以顯著降低化石燃料生產氫氣的碳排放強度。
- 碳捕獲率和上游與中游排放(包括化石燃料製程及運輸過程的洩漏的碳排放)對最終碳排放強度的影響很大。
- 高溫製程中加熱的能量及碳補捉時的耗能需計入碳排放。
- 天然氣運輸的洩漏率通常在2%到3%之間。這些洩漏主要發生在天然氣的開採、運輸和燃燒過程中。雖然這個數字看似不高，但對全球暖化的影響卻非常大，因為甲烷的溫室效應是二氧化碳的84倍。這也是為什麼減少天然氣洩漏對於環境保護至關重要。
- 液化石油氣 (LPG) 的液化過程會產生一定的碳排放。這主要是因為在液化過程中需要將氣體冷卻到極低的溫度，這個過程非常耗能。根據一些研究，液化天然氣(LNG)的碳排放量比管道輸送的天然氣高出約十倍。雖然具體的數據可能會有所不同，但液化石油氣的液化過程也會有類似的高碳排放特性。

59

SMR, ATR, POx+ CCUS的特點

- 天然氣價格為關鍵成本因素。
- 二氧化碳儲存和運輸的成本也是一個關鍵因素，隨著更多二氧化碳儲存項目的部署，預計這部分成本將會下降。
- 天然氣的來源會顯著影響氫氣的碳排放強度。
 - 例如，使用從俄羅斯管道輸送到歐盟的天然氣，其上游排放量比使用從挪威管道輸送到德國的天然氣更高。
 - 液化天然氣 (liquefied natural gas, LNG) 的碳排放強度通常也高於管道天然氣。
 - 上游天然氣碳排放會影響氫氣的整體碳排放強度。使用碳排放密集的天然氣來源 (如液化天然氣) 可能會導致無法達到低碳門檻。
- 高溫製程中的加熱及碳補捉能耗需計入碳排放。
- 二氧化碳捕獲率是決定最終碳排放強度的關鍵因素。
 - 捕獲率越高，碳排放強度越低。
 - 報告指出，實現高捕獲率對於將碳排放強度降至低碳燃料標準以下至關重要。
 - 採用高效的碳捕獲技術 (至少 94%)，可以顯著降低碳排放強度，使其符合低碳燃料標準。

60

SMR, ATR, POx + CCUS的優缺點

• 優點：

- **利用現有基礎設施：** 可以利用現有的天然氣基礎設施來生產氫氣，這有助於快速擴大生產規模。
- **成熟的技術：** 天然氣重組技術相對成熟，可以快速交付低碳氫氣以實現脫碳目標。
- **原料供應充足：** 天然氣供應充足，可以滿足大規模生產氫氣的需求。
- **成本具競爭力：** 在分析的技術中，碳捕獲重組技術的成本相對較低。
- **成本可能進一步下降：** 隨著天然氣價格（主要成本驅動因素）可能從戰後高點回落，其成本可能會進一步下降。

• 缺點：

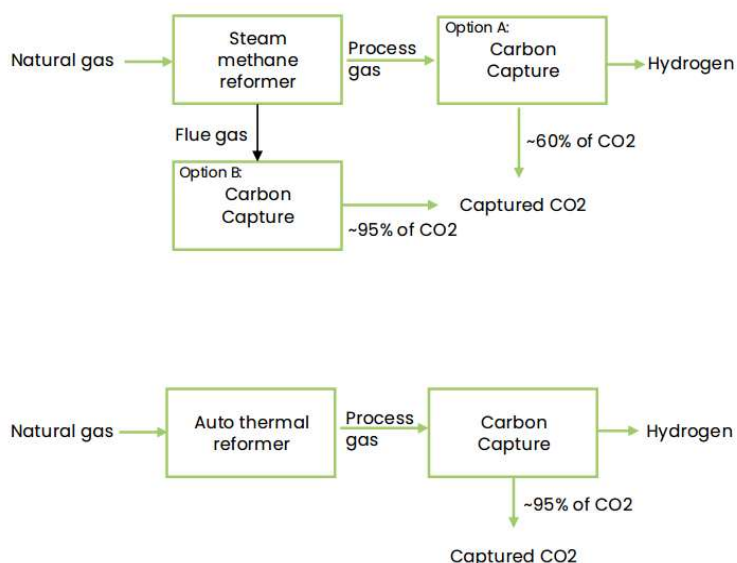
- **二氧化碳運輸和封存基礎設施的限制：** 二氧化碳運輸和封存基礎設施的可用性有限，這限制了該技術的擴展性，尤其是在內陸國家。
- **社會挑戰：** 可能導致社會繼續依賴化石燃料基礎設施，並鼓勵天然氣生產。
- **二氧化碳封存成本的不確定性：** 二氧化碳封存和運輸成本存在很大的不確定性。
- **資本支出下降空間有限：** 由於天然氣重組技術相對成熟，資本支出不太可能大幅下降。

61

ATR+CCUS與SMR+CCUS之比較

- 與SMR+CCUS相比，ATR+CCUS 在氫氣生產方面具有以下優勢：

- **簡化流程：** 在SMR中，碳捕捉設備必須安裝兩次（在過程氣體和煙道氣體上），以達到最高的二氧化碳捕捉率（約 90% 或更高）。然而，在自熱重整中，碳捕捉設備只需安裝一次，簡化了流程，提高了效率，並降低了成本。
- **更高的碳捕捉率：** ATR+CCUS 技術旨在實現至少 94% 的碳捕捉率，而現有SMR+CCUS後，捕捉率只能達到約 60%（煙道氣CO₂稀薄，一般捕捉成本很高，所以不捕捉）。
- **更緊湊的設計和更低的資本成本：** ATR以其緊湊的設計和較低的資本成本而聞名。
- 右圖說明了SMR和ATR整搭配CCUS的簡化比較，突出了ATR的簡化流程。
- 雖然ATR整搭配高捕捉率尚未具有顯著的商業運營經驗，但國際能源署 (IEA) 認為，由於用於自熱重整的反應器和碳捕捉技術已經成熟並獲得訂單，因此技術成熟度 (TRL) 並非限制因素。
- 大部分未來的碳捕捉重整產能將使用ATR，因為其具有更簡單的流程和優越的性能。然而，ATR也面臨一些挑戰，例如催化劑壽命和需要精確控制氧氣以優化氫氣產量。



62

歐洲 ATR 和 SMR 結合 CCUS 的建置狀況

- 雖然現有的 SMR 裝置可以加裝 CCUS 技術，但這樣會降低製氫效率並提高成本。對於未來新的低碳氫氣專案，多數開發商會選擇使用自熱重組 (ATR) 技術。ATR 結合了蒸汽甲烷重組和部分氧化技術，其優勢在於設計精簡、資本成本較低，但挑戰在於催化劑壽命和需要精確控制氧氣以優化產氫量。
- 目前 ATR 與高碳捕捉率的技術成熟度評級為 TRL 5-6，原因是缺乏商業經驗。然而，用於 ATR 的反應器和碳捕捉技術都已成熟並已收到訂單，因此技術成熟度並非限制因素。
- 根據國際能源署 (IEA) 的全球氫氣生產專案資料庫，目前有八個使用 SMR 結合碳捕捉技術的營運中專案。然而，只有一個專案專注於捕捉和封存二氧化碳，而其餘專案則將捕捉到的二氧化碳用於其他用途，例如提高石油採收率和商業銷售等。
- 歐洲已宣布將近 50 個利用天然氣重組並捕捉相關排放來生產氫氣的專案，其中大多數新專案都計畫使用 ATR 技術。如果這些專案都能上線，每年可生產高達 600 萬噸的低碳氫氣。然而，其中許多專案都依賴二氧化碳基礎設施的建設，而且只有少數專案已達成財務結算。
- 總體而言，歐洲的 ATR 和 SMR 結合 CCUS 的建置仍處於早期階段，但未來發展潛力巨大。

63

SMR+CCUS 案例一

64

- Edmonton, Canada附近的Shell公司：這是資料來源中唯一提到的利用 SMR 並永久儲存二氧化碳的運營項目。該項目於 2015 年開始運營，從三個 SMR 裝置中捕獲二氧化碳。約有一半的產生的二氧化碳被捕獲並通過管道輸送到基礎寒武紀砂岩深層鹽水地質構造中進行封存。
- 其他將捕獲的二氧化碳用於提高石油採收率 (EOR) 或其他工業目的的項目：資料來源中列出了八個利用 SMR 搭配碳捕獲技術的運營項目。然而，只有一個項目專注於捕獲和儲存捕獲的二氧化碳，而其餘項目則將捕獲的二氧化碳用於包括提高石油採收率、商業銷售等各種最終用途。由於二氧化碳沒有被儲存，因此這不是一種可持續的氫氣生產方式。然而，它顯示了在 SMR 上安裝和操作碳捕獲設備的技術經驗。
- 第一個此類工廠於 1982 年在Oklahoma的Enid Fertiliser投入運營。2013 年，Air Products公司在其位於Port Arthur, Texas的煉油廠的兩個現有 SMR 上改造了碳捕獲設備。這兩個項目捕獲的二氧化碳用於提高石油採收率。
- 2015 年，Air Liquide開始在Port Jerome, France的一家 SMR 上運行其碳捕獲技術，並將捕獲的二氧化碳銷售給工業應用。
- 2020 年，Alberta, Canada的肥料生產商 Nutrien 改造了其現有 SMR 裝置之一，採用碳捕獲技術，通過管道輸送並用於該省的提高石油採收率。
- 大多數未來的碳捕獲重整產能將使用 ATR 技術，因為其工藝流程更簡單，性能更優越。然而，來源確實強調了 SMR 搭配碳捕獲技術在氫氣生產中的歷史作用。

ATR+CCUS 案例一

再生能源 | Linde全面佈局：20億美元打造潔淨氫夢工廠



圖片來源：Linde 官網

2024年8月28日(優分析產業數據中心)

工業氣體巨頭Linde於本週二(8/27)宣布，將投資超過20億美元在加拿大阿爾伯塔（Alberta）省建設一個潔淨氫設施。

該設施將為Dow公司的Path2Zero生產綜合體提供氫氣，並計劃於2028年完工，預計將成為加拿大最大規模的潔淨氫生產基地。

Linde加大清氫領域的投入

這個新設施將使用先進的自熱重整技術（autothermal reforming）和Linde的HISORP®碳捕捉技術，為Dow的乙烯裂解裝置提供潔淨氫，同時也能從乙烯裂解過程中回收氫氣。

完工後，年產量預計達到一定規模，除了將為Dow提供氫氣，還會供應給其他客戶。

Linde通過這次投資，將能夠擴展其在氫氣市場的影響力，滿足不斷增長的潔淨燃料需求，並於每年捕獲超過200萬公噸的二氧化碳，進行封存，以減少碳排放，助力實現更環保的工業生產。

去年，Linde還宣布在美國投資18億美元建設另一個潔淨氫工廠，這反映了市場對潔淨燃料需求的增長以及在全球範圍內的布局。

Dow生產綜合體擴建

此外，Dow公司正在建設一個新的乙烯裂解裝置，這個設施每年將增加200萬公噸的聚乙烯產能，進一步增強了化學製造能力。這一擴展將使Dow能夠更有效地滿足市場對聚乙烯的需求，特別是應用在各種塑膠製品中。

ATR+CCUS 案例二

8 Rivers Hydrogen (8RH2)

Cormorant Clean Energy



'Cheaper and cleaner' | First giga-scale project using novel 'ultra-low-carbon' blue hydrogen tech announced

8 Rivers plans to build a billion-dollar ammonia complex in Texas, with more than 99% of CO₂ captured

9 January 2024 14:06 GMT UPDATED: 9 January 2024 15:34 GMT
By Polly Martin

Hydrogeninsight

Ammonia production annually
880,000 tonnes

CO₂ captured annually
~1.5 million tonnes

Permanent Jobs Created
95+

CO₂ capture rate
>99%

Location
Port Arthur, TX



Key Partners



8 RIVERS

69

8 Rivers in Texas: deploying 8RH₂ technology for carbon capture beyond 99%

By Kevin Rouwenhorst on May 23, 2024

In conventional hydrogen production, about two-thirds of the CO₂ from a steam methane reformer is easily captured from process gas. The last third of the CO₂ is produced from burning gas for heat generation, external to the SMR furnace. This dilute CO₂ (vented in flue gas) is currently not captured, due to the high cost.

Higher carbon capture rates are possible using autothermal reforming (ATR) technology, with carbon capture rates around 95%, according to IRENA. However, this still leaves around 5% of residual CO₂ emissions. As a potential solution to this, 8 Rivers has developed the 8RH₂ technology for hydrogen production, which aims at carbon capture rates beyond 99%.

70

Shell Blue Hydrogen Process

Shell gas partial oxidation (SGP)

71

This paper considers three technology options for greenfield blue hydrogen projects: SMR, autothermal reforming (ATR) and Shell gas partial oxidation (SGP) technology (Figure 2).

GOOD

SMR

- Catalytic
- Indirect heating
- Non-oxygen-based with steam
- Multitubular with external firing



Proven for grey hydrogen, but the alternatives may be better suited for blue hydrogen

BETTER

ATR

- Catalytic
- Direct heating
- Oxygen-based with steam
- Refractory-lined reactor with catalyst bed

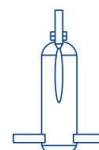


As an oxygen-based system, more cost-effective than SMR for blue hydrogen

BEST

SGP technology

- Noncatalytic
- Direct heating
- Oxygen-based without steam
- Refractory-lined reactor

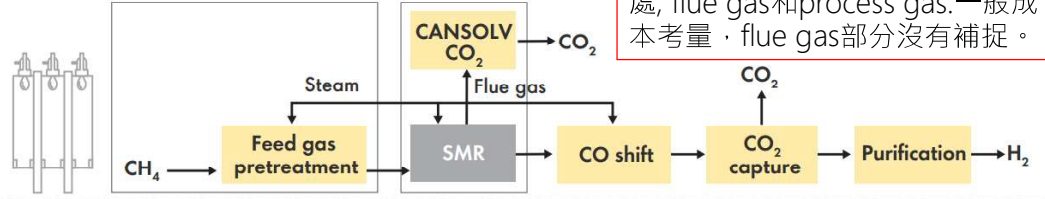


Offers key advantages over ATR, for example, for a 500-t/d hydrogen production unit:

- **\$30 million/y lower operating expenditure;**
- **35% less power import; and**
- **10–25% lower levelised cost of hydrogen**

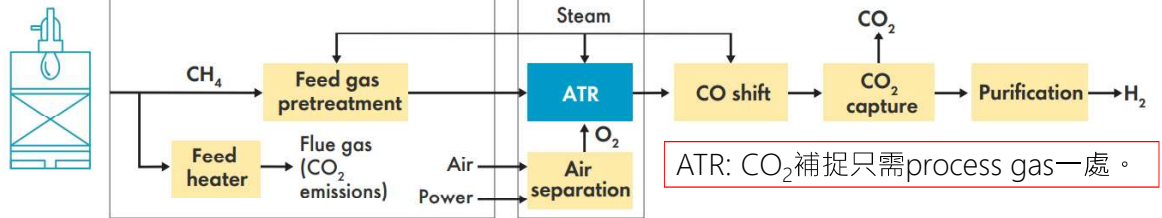
SMR

- Large reference base, but requires post-combustion CO₂ capture for >90% capture



ATR

- Feed pretreatment
- Steam for reaction
- Fired heater



SGP

- No or minimal feed pretreatment
- Steam production using waste heat
- No direct CO₂ emissions from process

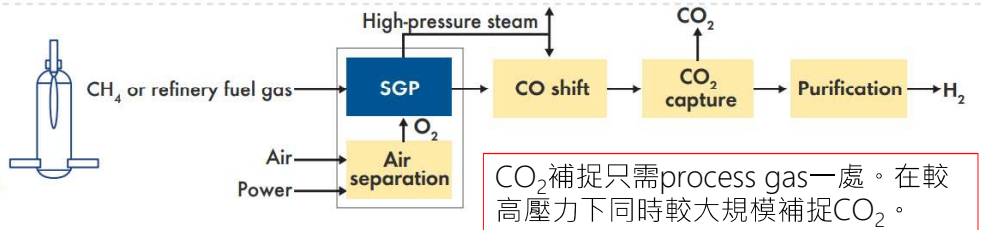


Figure 2. Blue hydrogen technologies and process line-ups.

Shell blue hydrogen process (SBHP), Shell gas partial oxidation (SGP)

- Shell 藍色氫氣製程 (SBHP) 是一種利用碳捕獲與封存技術 (CCUS)，從天然氣中生產低碳氫氣的方法。與傳統的灰色氫氣 (不含 CCUS 的蒸汽甲烷重整 (SMR)) 相比，SBHP 的碳足跡最低，且氫氣均化成本 (LCOH) 最低。
- 經濟效益：二氧化碳 (CO₂) 的成本已經使透過 SMR 生產的藍色氫氣相對於灰色氫氣具有競爭力，而 SBHP 透過整合技術，進一步提高了綠地專案中藍色氫氣的經濟效益。SBHP 能夠以較低的成本生產藍色氫氣，使其成為具有吸引力的投資選擇。
- 技術優勢：SBHP 整合了兩項成熟的技術：部分氧化 (POx) 和 ADIP ULTRA。與 SMR 和自熱重整 (ATR) 相比，SBHP 在更高的壓力和更大的規模下捕獲二氧化碳 (CO₂)。
 - POx：這是一種非催化系統，利用成熟的 POx 技術，這是一種在耐火襯裡反應器中直接燃燒的氧基系統。與 SMR 和 ATR 相比，POx 技術具有最低的碳足跡。
 - ADIP ULTRA：水煤氣變換反應後，使用 ADIP ULTRA (一種成熟的溶劑技術，用於從高壓工藝流中捕獲 CO₂) 去除 CO₂。
 - SBHP 是一個非催化系統，這意味著它對原料氣中的污染物 (如硫) 具有很強的耐受性，為煉油廠提供了更大的原料靈活性來脫碳煉油廠燃料氣。
- 碳足跡：與傳統產氫氣 (沒有 CCS 的 SMR) 相比，藍氫技術的碳足跡降低了 43-76%。在所有去碳氫氣 (藍色氫氣) 技術中，POx 技術生產的去碳氫氣 (藍色氫氣) 具有最低的碳足跡，比 SMR + CCS 低約 13%，比 ATR + CCS 低 25%。
- IEAGHG 的一份最新報告也證實了。該報告發現，與 SMR 和 ATR 相比，POx 在減碳方面具有顯著優勢。
 - POx 技術在與傳統氫氣 (灰色氫氣) (沒有 CCS 的 SMR) 相比時，碳足跡最低。
 - POx 技術的氫氣均化成本 (LCOH) 最低，僅比參考的傳統氫氣生產案例高 10.2%。

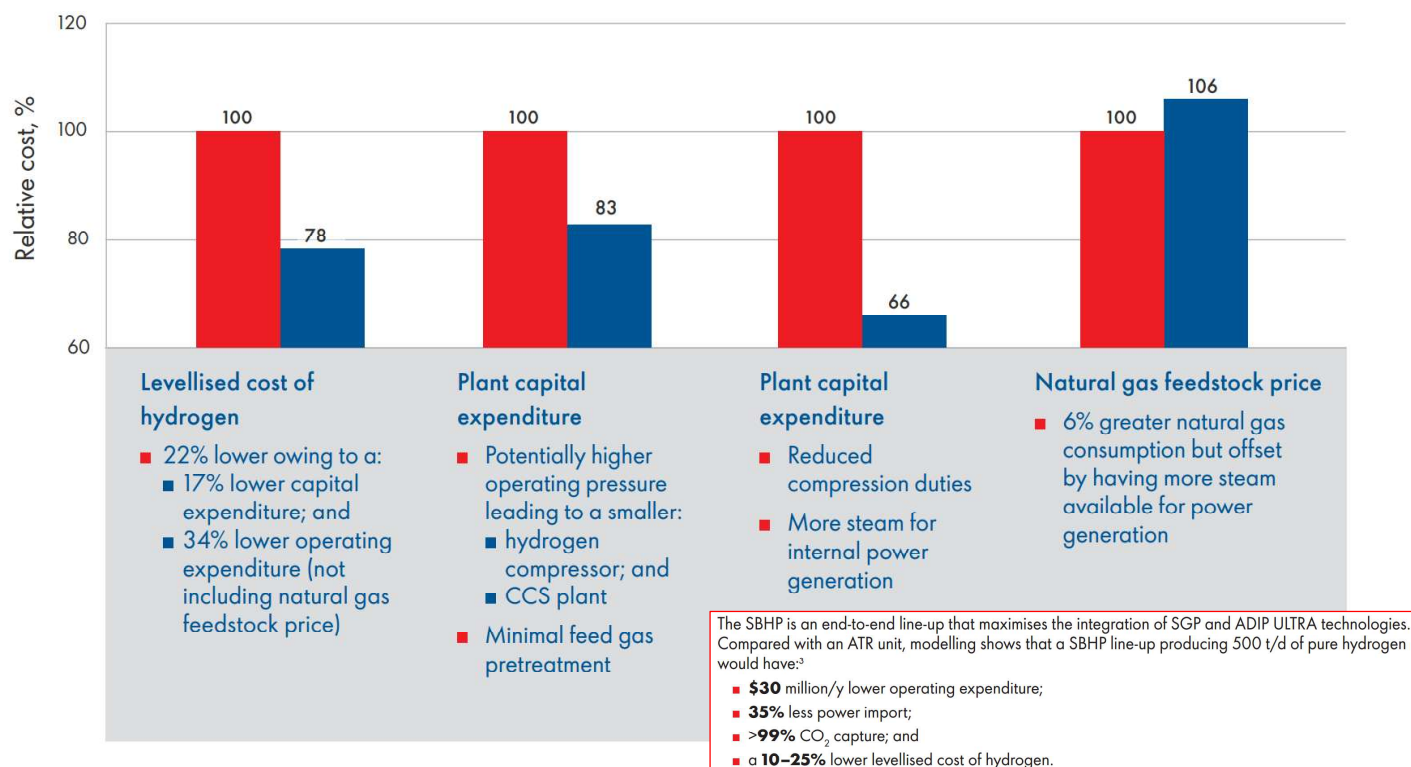


Figure 5: The cost of SGP technology relative to ATR.

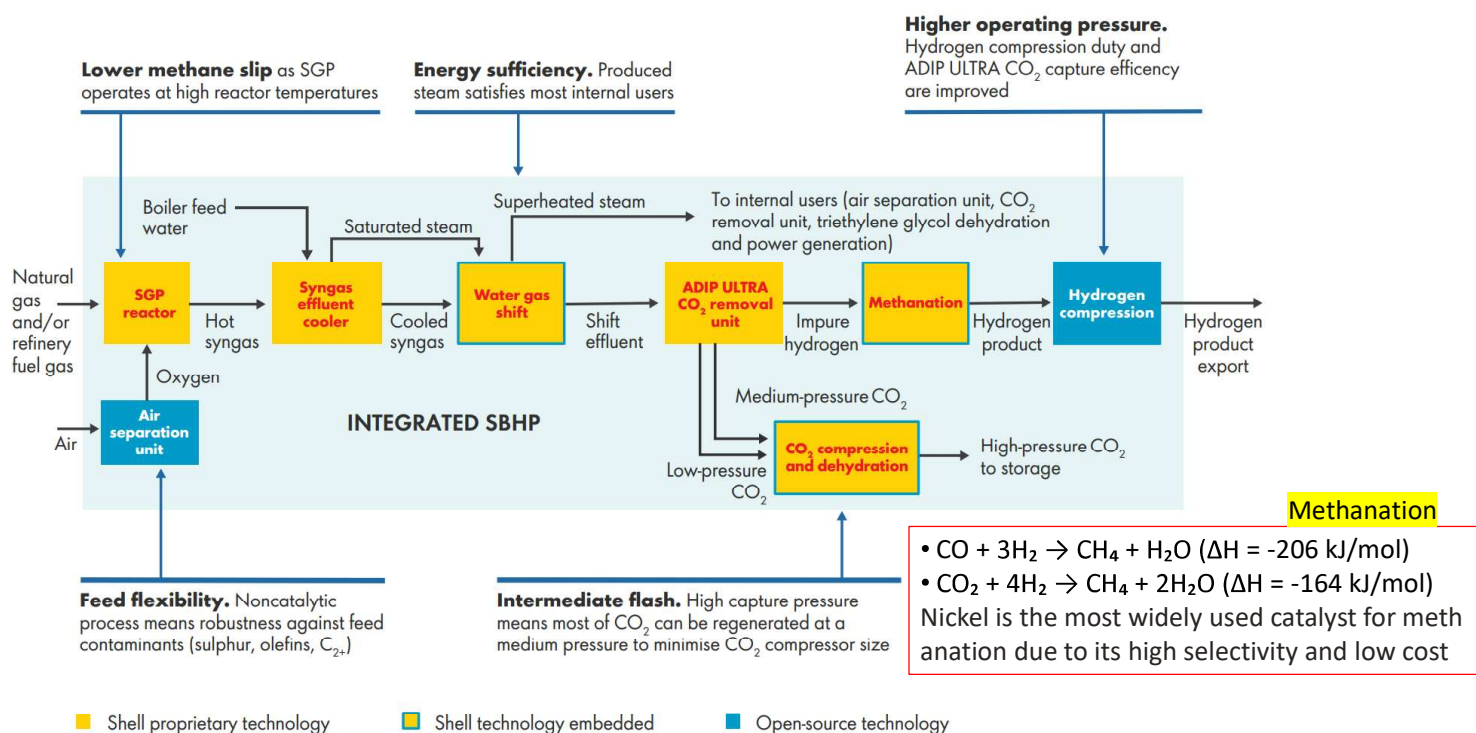


Figure 6: The advantages of integrating the SBHP with other technologies, with Shell as the master licensor.

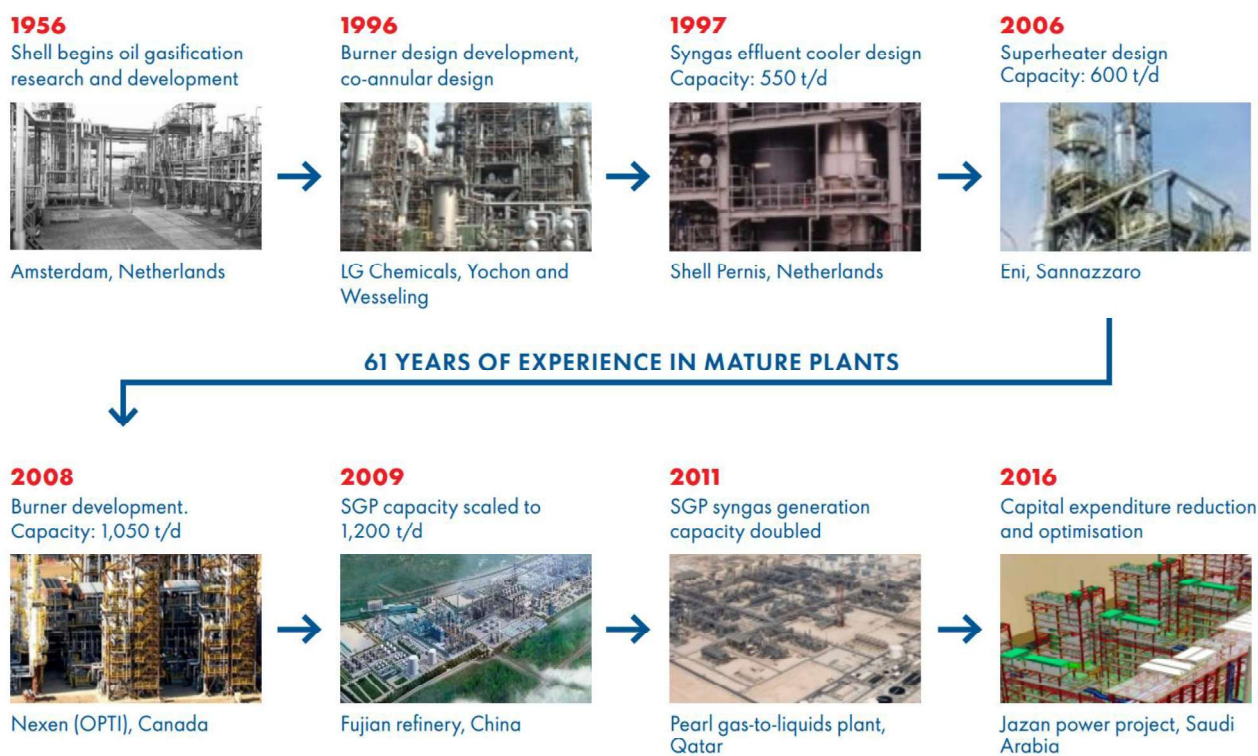


Figure 7: SGP development.

PROJECTS IN OPERATION



PROJECTS IN PLANNING



INVOLVEMENT THROUGH SHELL CANSOLV TECHNOLOGY – NO SHELL EQUITY



Figure 8: Shell CCUS experience.

For greenfield applications, SMR is an inefficient method of producing blue hydrogen owing to poor CO₂ recovery and scalability: oxygen-based systems offer better value (an independently backed conclusion).

The SBHP, which integrates Shell SGP and ADIP ULTRA technologies, offers key advantages over ATR, including a 10–25% lower levelised cost of hydrogen, a 20% lower capital expenditure, a 35% lower operating expenditure (excluding natural gas feedstock price), >99% CO₂ captured and overall process simplicity.

Shell has a long, proven record in blue hydrogen production with Shell SGP technology at the 500-t/d scale and is a market leader in developing full-scale CCUS projects. The SBHP is now available to third-party refiners.

79

甲烷裂解 (Methane splitting)產氫 (藍綠氫)

80

甲烷裂解 (Methane Splitting) 特點

- **碳運輸和封存更簡單**：與二氧化碳運輸和封存相比，碳的運輸和封存更便宜，且能源密集度更低。
- **甲烷的生產過程及運輸過程的洩漏的碳排需要計入**。
- 雖然甲烷裂解本身不產生二氧化碳，但該過程需要加熱能耗或電力。因此，加熱能耗電力來源的碳排放強度也會影響最終氫氣的碳排放強度。天然氣原料的碳排放強度也會影響最終氫氣的碳排放強度。
 - 要達到低碳標準，需要使用低碳電力和碳排放強度低的甲烷來源。例如，使用從美國進口的液化天然氣 (LNG) 只有在使用非常清潔的電網電力 (如瑞典) 的情況下，才能符合低碳門檻。
- **二氧化碳排放分配方法的不確定性**：如何在氫氣和固體碳副產品之間分配二氧化碳排放的方法尚不清楚。
- 優勢在於天然氣及其相關基礎設施的可用性，使其能夠擴展到工業應用所需的規模。缺點在於長期以來對天然氣及其相關基礎設施的依賴。

81

甲烷裂解 (Methane Splitting) / 甲烷熱解 (Methane Pyrolysis)

- 甲烷裂解 (Methane Splitting)，也稱為甲烷熱解 (Methane Pyrolysis)，是一種將甲烷 (CH_4) 分解為氫氣 (H_2) 和固體碳 (C) 的技術，這個過程不會產生二氧化碳 (CO_2)，因此被認為是一種低碳氫氣生產方法。
- **反應機制**
 - 甲烷裂解的化學反應方程式為： $\text{CH}_4 \rightarrow \text{C} + 2 \text{H}_2$
 - 這個反應需要高溫，通常在1000°C以上，才能有效進行。高溫有助於打破甲烷分子中的化學鍵，從而生成氫氣和固體碳。
- **催化劑**
 - 催化劑在甲烷裂解中起著至關重要的作用。常用的催化劑包括鎳 (Ni)、鐵 (Fe) 和鉑 (Pt) 等金屬。這些催化劑可以降低反應所需的溫度，並提高氫氣的產量。例如，Hycamite 公司開發了一系列專有的可回收催化劑，這些催化劑能在較低溫度下運行，並提高固體碳的質量。
- **能量需求**
 - 甲烷裂解的能量需求相對較高，但與電解水相比，仍具有一定的優勢。Hycamite 的技術需要的能量僅為電解水的13%，每公斤氫氣的能量需求約為6到10千瓦時 (kWh)，其中很大一部分可以來自廢熱。
- **工業應用**
 - 甲烷裂解技術已經在工業上得到應用。例如，Hycamite 公司在歐洲運營著最大的甲烷裂解氫氣生產廠，該技術能夠在不釋放溫室氣體的情況下分解大量甲烷。
- **環保效益**
 - 由於甲烷裂解不產生 CO_2 ，這種技術被認為是環保的氫氣生產方法。此外，生成的固體碳可以用於製造碳纖維和其他高價值材料，進一步提高了這項技術的經濟效益。

82

甲烷裂解 (Methane Splitting) 特點

- 原料 (天然氣) 價格約佔生產成本的 45% 。
- 資本支出成本較高： 甲烷裂解技術的資本支出成本相對較高。
- 電力消耗在某些甲烷裂解技術中扮演著重要角色，也會影響生產成本。
- 固體碳副產品的價格是影響生產成本的一個重要因素。固體碳價格越高，生產成本就越低，甚至可能獲得比生產氫氣更高的利潤。
- 碳運輸和封存更簡單： 與二氧化碳運輸和封存相比，碳的運輸和封存更便宜，且能源密集度更低。
- 雖然甲烷裂解本身不產生二氧化碳，但該過程需要電力。因此，電力來源的碳排放強度也會影響最終氫氣的碳排放強度。天然氣原料的碳排放強度也會影響最終氫氣的碳排放強度。
 - 要達到低碳標準，需要使用低碳電力和碳排放強度低的甲烷來源。例如，使用從美國進口的液化天然氣 (LNG) 只有在使用非常清潔的電網電力 (如瑞典) 的情況下，才能符合低碳門檻。
- 二氧化碳排放分配方法的不確定性： 如何在氫氣和固體碳副產品之間分配二氧化碳排放的方法尚不清楚。
- 優勢在於天然氣及其相關基礎設施的可用性，使其能夠擴展到工業應用所需的規模。缺點在於長期以來對天然氣及其相關基礎設施的依賴。
- 雖然甲烷裂解技術整體上不如低溫水電解成熟，但部分技術已達到商業化部署階段。資料來源指出，一些公司正在建造試驗工廠、示範工廠和商業化工廠。部分甲烷裂解技術已達到 TRL 8 級並接近 TRL 9 級。例如，挪威公司 Kvaerner (現為 Aker Solutions) 於 1999 年在加拿大 Karbomont 部署了商業規模的甲烷裂解設施，利用熱電漿技術生產炭黑和氫氣。美國的 Monolith Materials 和澳洲的 Hazer Group，它們已經在商業規模上部署或正在開發商業規模的甲烷裂解裝置。
- 不同技術的成本和排放差異很大： 不同的甲烷裂解技術在天然氣和電力消耗方面存在差異，這會導致成本和排放的顯著變化。

83

相關技術發展的公司及TRL

- Monolith Materials: 商業化工廠 (TRL 9)
- Hazer Group: 示範工廠 (TRL 7)
- C-Zero: 先導工廠 (TRL 6)
- Huntsman Nanocomp: 先導工廠 (TRL 6)
- H-Quest: 先導工廠 (TRL 6)
- Hycamite: 示範工廠 (TRL 7)
- Hiirc Hydrogen: 示範工廠 (TRL 7)
- Modern Hydrogen: 微型示範工廠 (TRL 6)
- Ekona Power: 先導工廠 (TRL 6)
- Levidian: 示範工廠 (TRL 7)
- Plenesys: 示範工廠 (TRL 7)
- Graforce: 示範工廠 (TRL 7)
- Sakowin: 小型示範裝置 (TRL 6)
- 需要注意的是，不同公司使用的甲烷裂解技術存在差異，其產生的氫氣成本和碳排放也可能會有很大差異。

Figure 3.3: Selection of companies with TRL 6-8 and projects pursuing various methane splitting technologies

Company	Status	Technology
 Monolith	Commercial plant (13 t/d) in Nebraska in 2020, expansion to 165 t/d in 2026.	High temperature electric heating - plasma
 Hazer Group	Demo plant (275 kg/d) in Perth in 2024, commercial plant (7 t/d) in Canada 2025.	Low temp fluid bed iron ore catalytic pyrolysis
 C-Zero	Pilot plant (400 kg/d) planned for 2024, commercial plant (6 t/d) 2025.	Bubble column molten metal / salt pyrolysis
 Huntsman Nanocomp	Bench scale (1 kg/d), pilot plant (25 kg/d) in Texas in 2023, commercial demo plant (1 t/d) in 2026.	Thermocatalytic pyrolysis
 H-Quest	Pilot plant (250 kg/d) in 2023, with commercial target of 1 t/d.	Microwave plasma pyrolysis
 Hycamite	Bench scale, pilot plant (5.5 t/d) planned for 2024 (Finland).	Thermocatalytic pyrolysis
 Hiirc Hydrogen	2 demo plants in operation (UK), pilot plant (400 kg/d) planned for 2024.	Vortex plasma torch and molten metal pyrolysis
 Modern Hydrogen	2 micro demo plants (5 kg/d) 2023, pilot plant (500 kg/d) in 2024.	High temp pyrolysis
 Ekona Power	Bench scale reactor (200 kg/d), pilot plant (1 t/d) in Alberta planned for 2025.	Thermal pulsed methane pyrolysis
 Levidian	Demo plants (27 kg/d) in Scotland and demo plant (55 kg/d) planned for 2025 in UAE.	LOOP - microwave plasma methane cracking
 Plenesys	Demo plant (150 kg/d) in Australia planned for 2024 with commercial target of 275 kg/d and 2.7 t/d units.	Hyplasma (AC plasma arc)
 Graforce	Demo plant in Austria in 2024.	Plasmalysis
 Sakowin	Small demo launched in 2022 in Switzerland (4 kg/d). Industrial demo planned for 2024 (72 kg/d).	Plasmalysis

84

甲烷裂解 (Methane splitting)產氫案例

85

甲烷裂解的專案範例

- **Monolith Materials** 是一家持續改進電漿技術的公司，已於 2020 年在美國內布拉斯加州部署了商業規模的甲烷裂解工廠。其主要目標仍然是生產炭黑，年產量為 14,000 噸，氫氣產量約為 4,600 噸/年。它已從美國能源部貸款項目辦公室獲得了 10 億美元的有條件貸款，用於擴建工廠，以生產 194,000 噸/年的炭黑和約 64,000 噸/年的氫氣。它被認為目前擁有技術成熟度 (TRL) 最高的技術。
- 澳大利亞的 **Hazer Group** 使用鐵礦石催化劑，並於 2024 年 1 月開始運營其工業規模的示範工廠，目前的氫氣產能約為 100 噸/年，石墨產能約為 380 噸/年。
- 芬蘭公司 **Hycamite** 開發了一種基於催化劑的熱催化分解技術，該技術降低了甲烷裂解所需的溫度，同時提高了所獲得固體碳的品質。它於 2024 年開始在芬蘭科科拉建造其第一座工業規模的示範工廠，目標是在 2024 年底前投入運營。該工廠的年產能將達到 2,000 噸清潔氫氣和 6,000 噸固體碳。
- 總部位於柏林的 **Graforce** 已經在奧地利建造了一座示範工廠，使用高頻電漿裂解甲烷或其他氣態碳氫化合物。
- 資料來源指出，甲烷裂解技術在過去幾十年中取得了顯著進展，但主要是由優化炭黑生產而非氫氣生產的工藝所驅動。隨著對清潔能源需求的增加，越來越多的公司開始關注甲烷裂解制氫技術的研發和應用。

86

Graforce Inc.

What are the main components of the system?

Assembly plasmalysis modules in container



Electrodes transport

electrode feed unit



- Automated feed within the operating time
- Tracking of combustion by means of software
- Electrical interface between power supply and plasma torch
- Operating time of 100h per electrode
- Burn-up rate of 0.22g/kWh for a Ø80mm electrode at 500kWh

Installation inside container: Valves, sensors, magnetic coil, electrode system



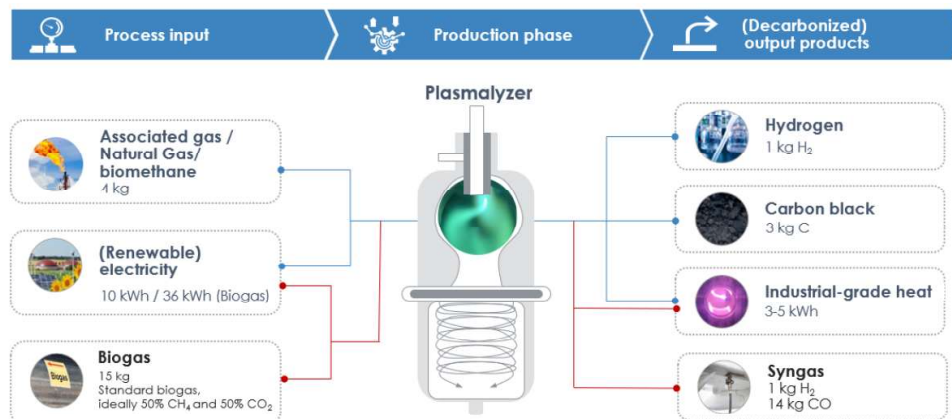
Construction and Commissioning

Installation inside container: Electrical cabinets, pumps and blowers

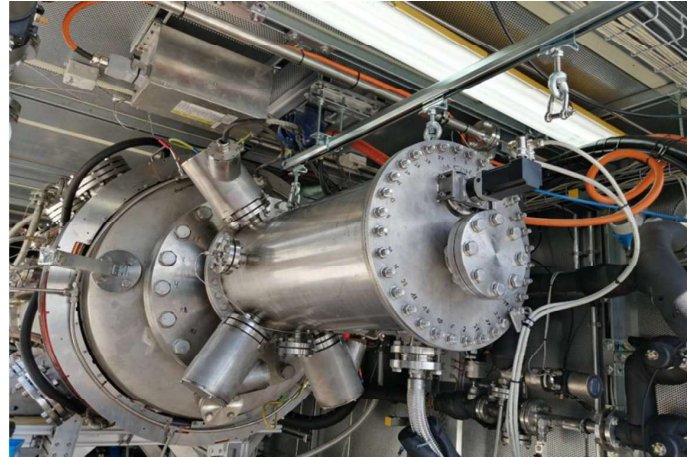
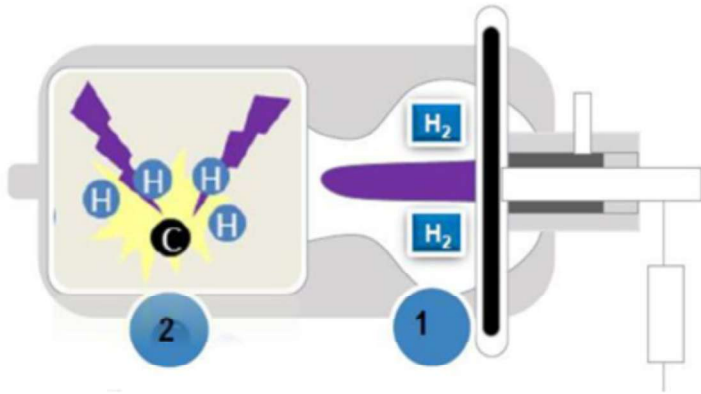


The Plasmalyzer® is an innovative technology for producing hydrogen through a process called methane-plasmalysis, which differs from pyrolysis in that it uses its plasma catalytic capabilities at high temperatures exceeding 1300°C, which is a key difference compared to pyrolysis. This technology is unique in its ability to decarbonize natural gas or biogas without CO2 emissions.

In the Plasmalyzer®, a high voltage plasma field is generated from solar or wind energy and methane is split into its molecular components hydrogen (H2) and carbon (C). 4 kg of methane and 10 kWh of electricity produces 1 kg of hydrogen and 3 kg of elemental carbon. The Industrial-grade heat amounts to between 3-5 kWh/kg h2. In order to make h2 production efficient, around 25% of the waste heat is reused to heat the input gases.



Plasma is created using two graphite electrodes in the plasma chamber (see 1). The feedstock used for the plasma is recycled hydrogen. Methane or natural gas is dissociated into hydrogen and solid carbon through heat and plasma electrochemical processes in a second separate chamber (see 2). It operates at temperatures between 1300°C and 1500°C. Approximately 98% of methane is converted within a short residence time of 200 ms to 500 ms.



The Plasmalyzer features two advanced electrode systems that enable automated feed during operation. The inner electrode gradually wears out over time. An electrical interface connects the power supply to the plasma torch, providing stable and reliable energy input. One electrode system has an inner electrode with an operating time of approximately 100 hours before needing replacement. The other electrode system contains 18 electrodes in a cassette system that allows for continuous operation.

89

The Plasmalyzer can be modularly integrated into containers. An example configuration consists of five functional units: two Plasmalysis reactors for the breakdown of natural gas into elemental carbon (C) and hydrogen (H₂), along with instrumentation and control (I&C) technology. A second container houses one Plasmalysis reactor, a blower to create the desired pressure in the system, and additional I&C technology. The produced hydrogen and solid carbon are separated by a Carbon Black separator, followed by carbon black compression using a screw compressor. The separated carbon black requires a receiving unit, vacuum transport system, loading, and filter system to be stored in a silo or silo truck. The Plasmalyzer produces hydrogen at atmospheric pressure. An additional container with a compressor, buffer storage, cooling water system, and heat exchanger is needed to supply hydrogen to a CHP (Combined Heat and Power) unit or a turbine.

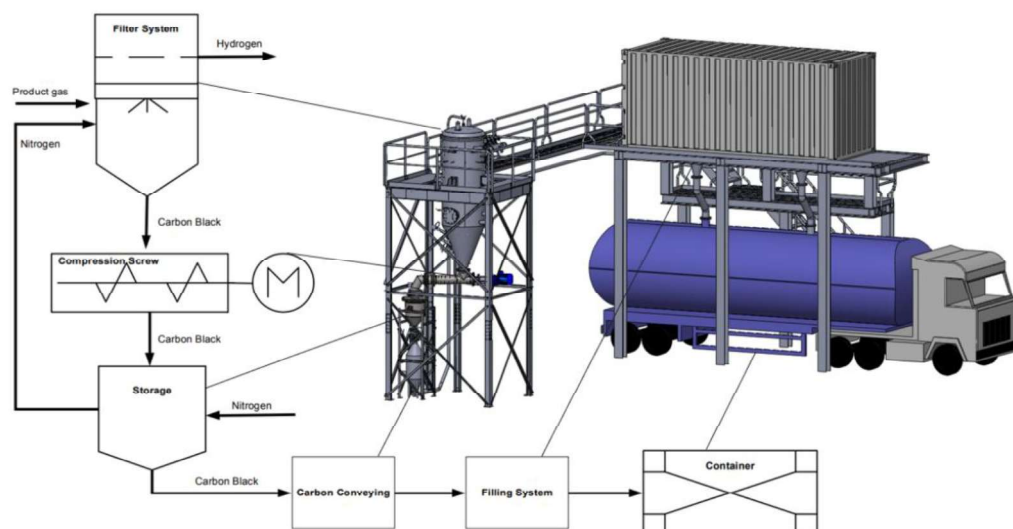
Layout plan of a 0,5 MW Plasmalysis system in containers



90

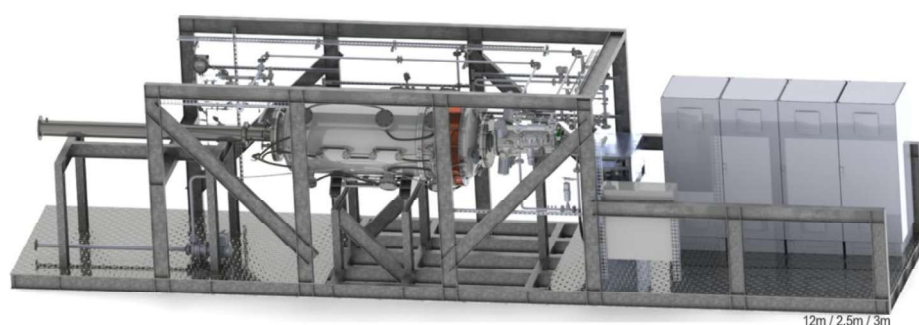
The hydrogen can be used directly in hydrogen CHP units, boilers or SOFC fuel cells for CO₂-free heat and power generation. This solution decarbonizes the energy industry. The solid carbon can be used as an industrial auxiliary material, for asphalt, concrete, cement or soil improvement, for example. This enables long-term removal of CO₂ from the cycle and is thus exempt from the CO₂ tax.

A carbon handling system is needed to make the carbon transportable. The system contains a filter system with a compression screw and a buffer storage. Outside the system boundaries there is also a pneumatic carbon conveying system a filling system and a container.



91

The Plasmalyzer can also be produced as a prefabricated unit mounted on a frame. This module is designed for direct on-site installation and commissioning without the need for extensive construction work. Typically, the module includes all necessary Plasmalyzer components such as the plasma module, magnet coil, electrode system, generators, pumps, sensors, valves, and hot gas piping. It allows for flexible scaling of the produced hydrogen and carbon quantities.

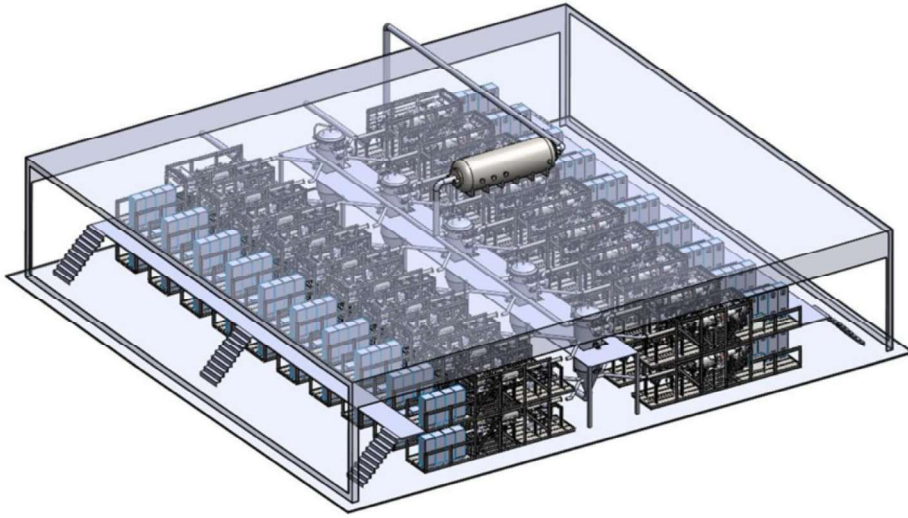


12m / 2.5m / 3m

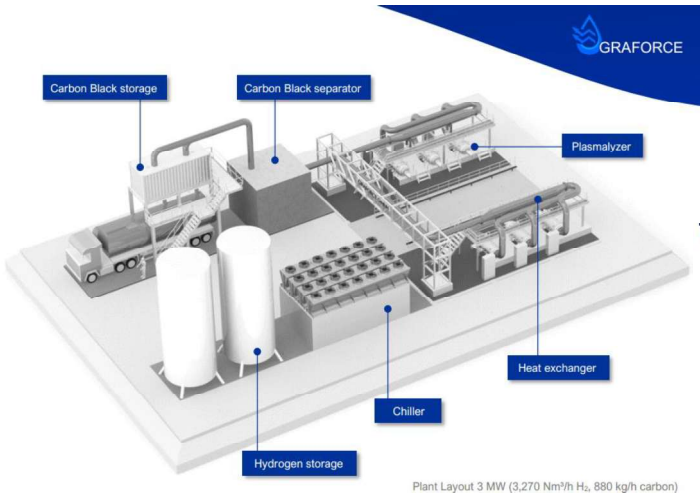
0.5MW skid module

Combining the modules illustrates the layout of a 20 MW methane plasmalysis plant consisting of 40 connected 0.5 MW Plasmalyzer modules. These modules are interconnected to form a system capable of producing 2 tons of hydrogen per hour and 6 tons of carbon per hour. At the center of the plant, there are five carbon separation filters which are crucial for purifying the output. The separated hydrogen is then directed to a heat recovery steam generator, facilitating the production of steam. This setup effectively demonstrates the integration of modular technology in a large-scale industrial application, optimizing both space and efficiency.

92



When biomethane is used, carbon dioxide is removed from the atmosphere through methane plasmalysis. Graforce thus offers the first marketable alternative to the controversial CCS storage of CO2 (Carbon Capture Storage).



Technical Specifications

Methane Plasmalysis - 3 MW (reference project)	
INPUT	
Feed	Natural gas, LNG, LPG, flare gas, biomethane
Feedgas (natural gas, 98 % Methane)	1,200 kg/h
Feedgas pressure	1.3 - 1.6 bar(a)
Power consumption Plasmalysis	3,000 kW
Power consumption periphery	1,200 kW
OUTPUT	
Hydrogen production capacity	up to 3,230 m³/h (290 kg/h)
Hydrogen purity	up to 98 %vol. (optionally 99.999 %vol. with purification)
Delivery pressure	1.3 - 25 bar(a) (additional compressor might be required)
Carbon black	up to 875 kg/h
Carbon black purity	98 % wt.
Carbon black density	250 - 650 kg/m³
Thermal energy	1,470 kWh (up to 300 °C; 8 bar)
TECHNICAL DETAILS	
Footprint (total plant system)	20 x 38 m
Start-up time (from cold)	approx. 30 min
Weight	approx. 100 t (excl. building structure, H ₂ compressor, storage containers)
Emissions	no direct emissions
Noise emission	max 95 dB, without hood (design of sound insulation depending on site)

Graforce datasheet (甲烷電漿裂解過程的主要輸入和輸出)

主要輸入 (INPUT) :

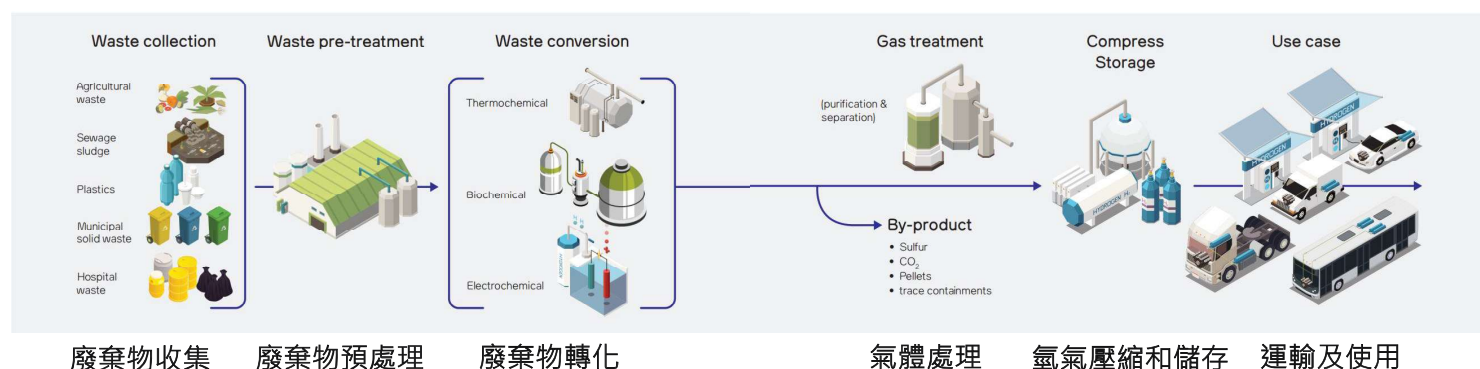
- **進料氣體 (Feed gas)** : 可以使用天然氣 (natural gas)、液化天然氣 (LNG)、液化石油氣 (LPG)、燃燒塔氣體 (flare gas) 或生質甲烷 (biomethane) 。
 - 在 3 MW 參考專案中，使用的進料氣體是天然氣 (98 % 甲烷)，進料量為 1,200 kg/h。
 - 進料氣體壓力為 1.3 - 1.6 bar(a) 。 (note: bar(a) 絕對壓力，相對於真空。 Bar(g) 錶壓，相對於週圍大氣壓)
- **電能** : 電漿裂解過程需要電力。在 3 MW 參考專案中，電漿裂解的電力消耗為 3,000 kW，周邊設備的電力消耗為 1,200 kW。電漿場是由再生電力產生的高頻電漿場。

主要輸出 (OUTPUT) :

- **氫氣 (Hydrogen)** : 用於零排放的熱能和發電，或用於化學工業。
 - 氫氣產能可達 3,230 m³/h (290 kg/h)。
 - 氫氣純度可達 98 %vol.，可選擇透過純化達到 99.999 %vol.。
 - 輸送壓力為 1.3 - 25 bar(a) (可能需要額外的壓縮機)。
 - **固體碳 (solid carbon)**，也被稱為碳黑 (carbon black)。
 - 高純度的碳是寶貴的工業原料 (例如鋼、混凝土、瀝青) 或用於土壤。
 - 碳黑產量可達 875 kg/h。
 - 碳黑純度為 98 % wt.。
 - 碳黑密度為 250 - 650 kg/m³。
 - **熱能 (Thermal energy)** : 可達 1,470 kWh (高達 300 °C; 8 bar)。
 - **零直接排放 (no direct emissions)**。
- 該技術使用電漿場將碳氫化合物分解為氫氣和固體碳。與水電解相比，電漿裂解產生相同量的氫氣只需要 20 % 的電能。這種脫碳技術被描述為一種可市場化的替代方案，取代了碳捕獲與儲存 (Carbon Capture and Storage)，並能長期從循環中移除二氧化碳。

廢棄物產氫 (Waste to hydrogen)

廢棄物產氫(waste to hydrogen, WtH)流程



1. 廢棄物收集

2. 廢棄物預處理

3. 廢棄物轉化

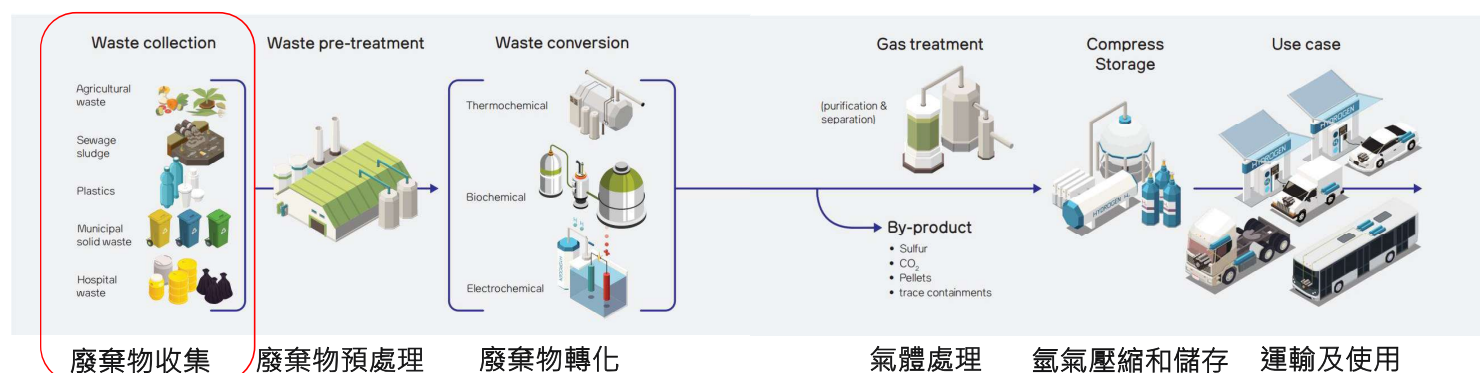
4. 氣體處理

5. 氫氣壓縮和儲存

6. 運輸及使用

97

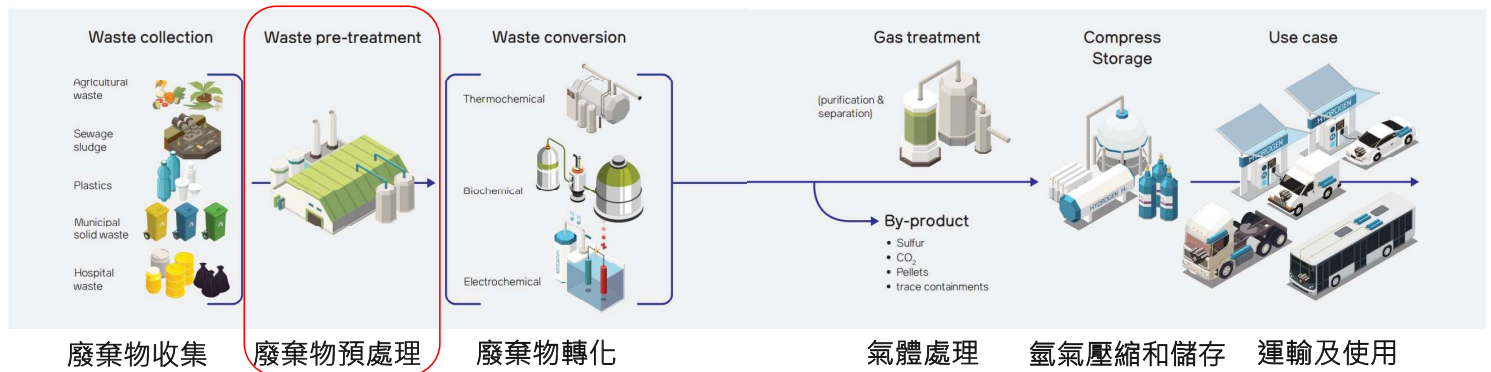
1. 廢棄物收集



- 不同類型的廢棄物，包括有機廢棄物、生物質、城市固體廢棄物或廢水污泥，都可以作為氫氣生產的原料。大多數國家都建立了濕垃圾、乾垃圾和其他垃圾分類的標準操作程序，由城市廢棄物收集設施和運營商負責將廢棄物運送到 WtH 工廠，在那裡根據需要進行進一步分類。

98

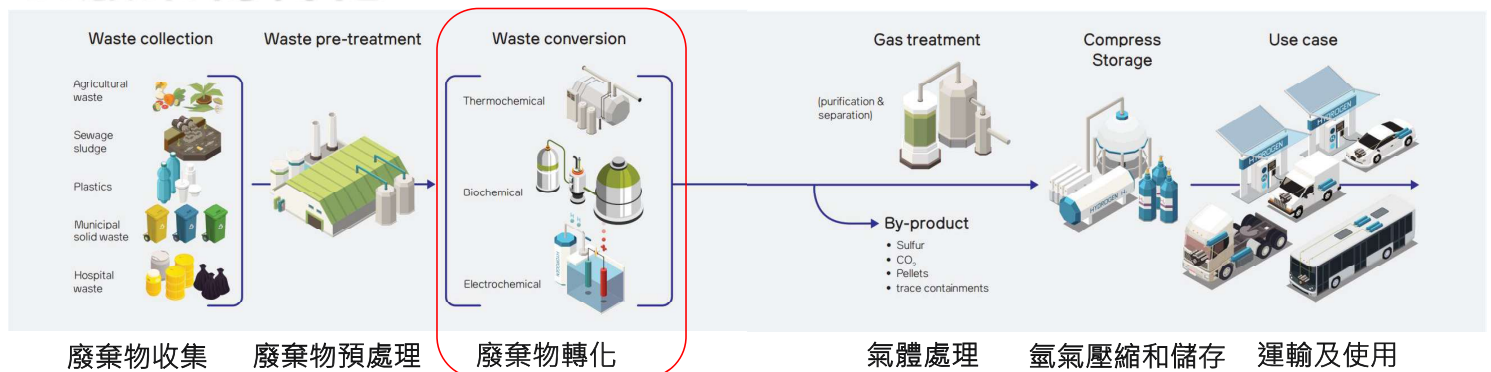
2.廢棄物預處理



- 收集和分類後，廢棄物需要進行預處理，去除污染物，如無機材料或有害物質。確保廢棄物原料清潔且不含任何可能干擾轉化過程的材料至關重要。

99

3.廢棄物轉化

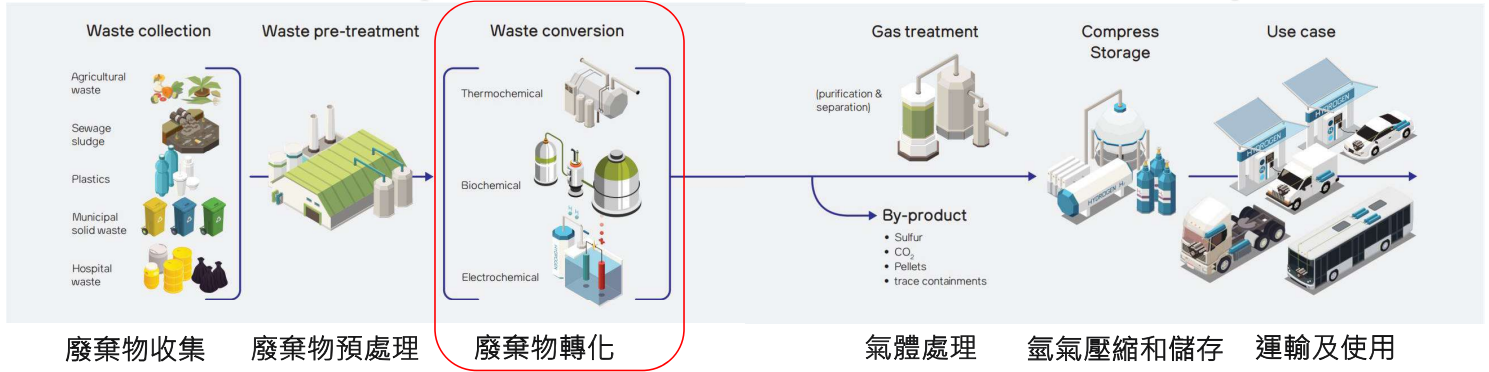


預處理後，廢棄物會經過特定的轉化過程以提取氫氣。廢轉氫轉化可採用多種技術，包括：

- 熱化學(thermochemical)轉化
- 生物化學(biochemical)轉化
- 電化學(electrochemical)轉化

100

3.1廢棄物轉化(熱化學thermochemical轉化)

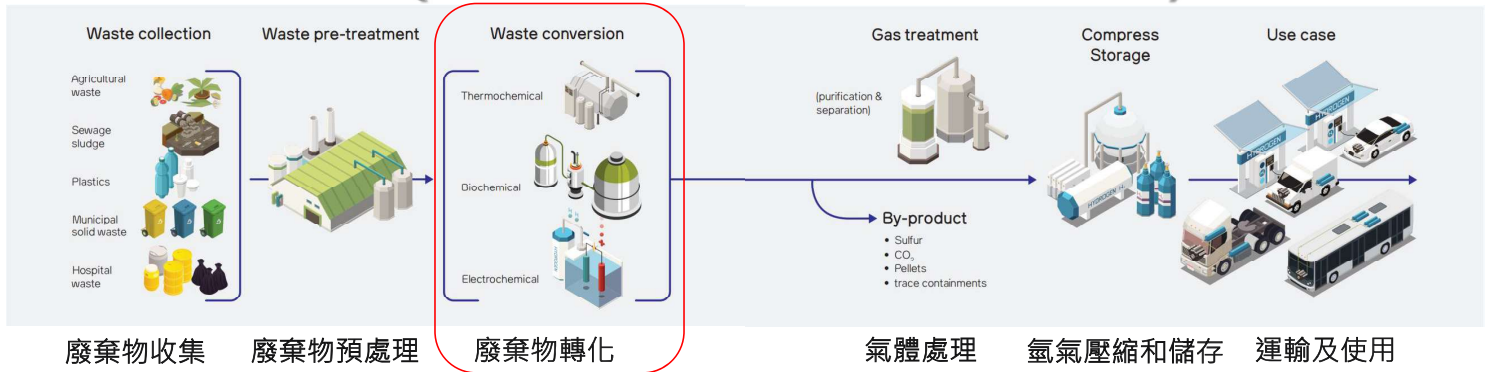


- **熱化學(thermochemical)轉化技術**：如沼氣蒸汽重組、氣化或熱解，利用高溫分解廢棄物中的有機成分。這些過程會產生**合成氣 (syngas)**，其中包含**氫氣、一氧化碳和其他氣體**。可以對合成氣進一步進行**水煤氣轉移反應**，這將增加氫氣含量並降低一氧化碳含量。水煤氣轉移反應涉及使合成氣與蒸汽在催化劑上反應以產生更多氫氣和二氧化碳。最終需要分離合成氣以回收和淨化氫氣

水煤氣轉化反應(Water gas shift reaction) : $\text{CO} + \text{H}_2\text{O (steam)} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$

101

3.2廢棄物轉化(生物化學biochemical轉化)

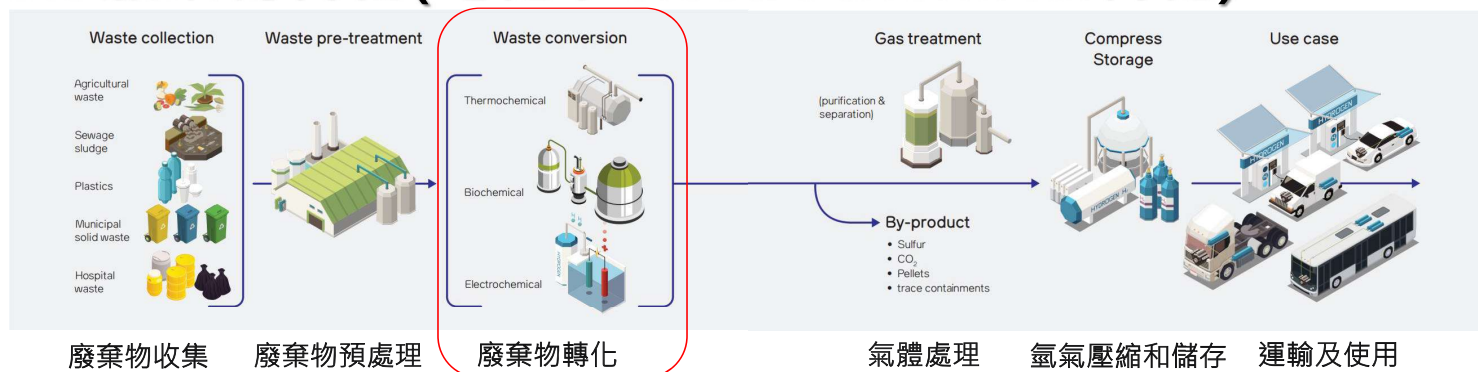


- **生物化學(biochemical)轉化**：涉及利用**微生物(microorganism)或酶(enzyme)**通過**發酵(fermentation)**或**厭氧消化分解(anaerobic digestion)**有機廢棄物，例如生物質或廢水污泥。這種生物活動會產生**沼氣 (biogas)**，沼氣主要由**甲烷和二氧化碳**組成。沼氣可以經過**重組過程**，例如**蒸汽重組或乾重組(dry reforming, also known as 二氧化碳重整carbon dioxide reforming)**，將甲烷轉化為富含氫氣的**合成氣 (syngas)**。

乾式重整，也稱為二氧化碳重整，是一種將二氧化碳 (CO₂) 和甲烷 (CH₄) 轉化為合成氣 (syngas) 的過程，合成氣是一種氫氣 (H₂) 和一氧化碳 (CO) 的混合物。這個反應通常需要高溫 (約800-850°C) 和金屬催化劑，如鎳 (Ni) 或鎳合金。乾式重整的化學反應方程式為： $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \rightarrow 2 \text{CO} + 2 \text{H}_2$

102

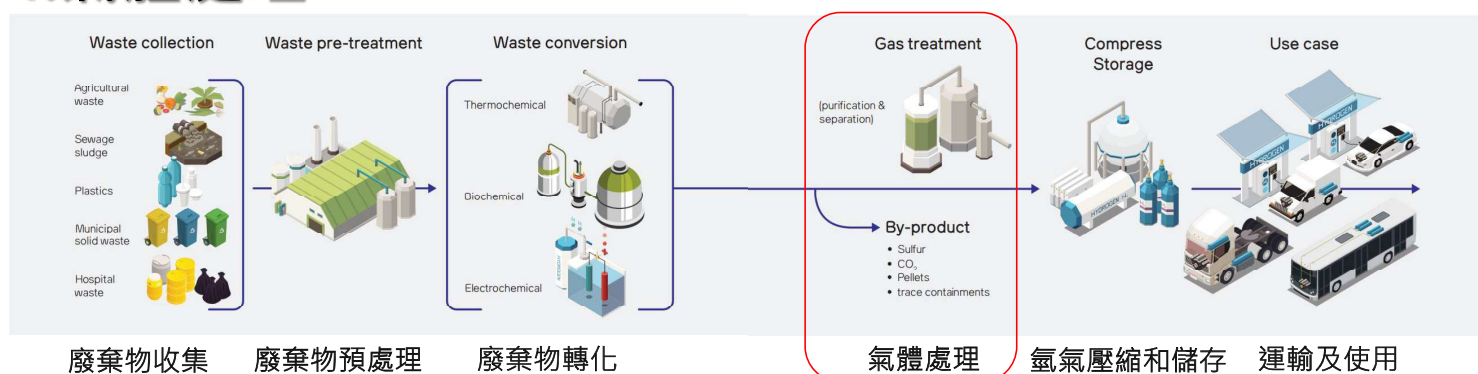
3.3 廢棄物轉化(電化學electrochemical轉化)



- **電化學(electrochemical)轉化**：特別是通過電解(electrolysis)等過程，利用電流將水分子分解成氫氣和氧氣。在這種情況下，廢棄物衍生的電力直接用於為電解過程提供動力，從而產生清潔的氫氣。

103

4. 氣體處理

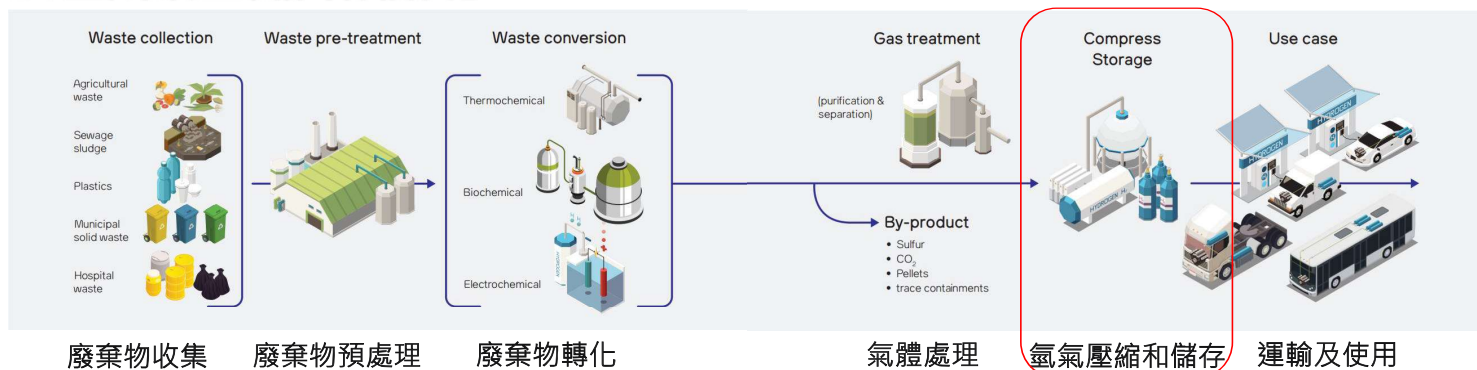


氣體處理：無論採用何種轉化技術，產生的合成氣或富氫氣流都需要淨化以去除雜質和污染物。在蒸汽重組的應用中，這是在合成氣生成之前使用沼氣完成的。氣體淨化過程可能涉及壓力擺動吸附 (Pressure swing adsorption, PSA)、膜分離或催化反應等方法，以消除硫化物(例如有毒的硫化氫)、一氧化碳或微量污染物等不需要的成分。

壓力變化吸附 (Pressure Swing Adsorption, PSA) 是一種用於從氣體混合物中分離特定氣體的技術。這個過程利用不同氣體在高壓下對吸附劑材料的親和力差異來實現分離。PSA 通常在接近室溫的條件下運行，並且與常用的低溫蒸餾方法有顯著不同。**吸附階段**：在高壓下，氣體混合物通過包含吸附劑 (如沸石、活性炭、矽膠或氧化鋁) 的容器。吸附劑會選擇性地吸附目標氣體。**解吸階段**：降低壓力，釋放已吸附的氣體，使吸附劑再生，準備進行下一個吸附周期。

104

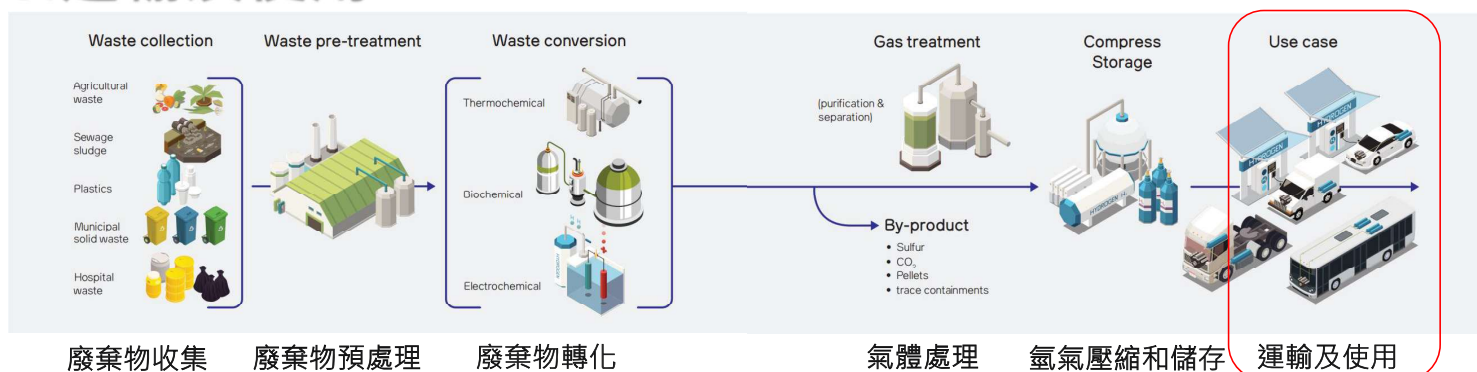
5. 氫氣壓縮和儲存



分離後，通常會壓縮氫氣以增加其密度，以便於高效儲存和運輸。採用活塞式壓縮機、隔膜式壓縮機或離心式壓縮機等壓縮方法來達到所需的壓力水平。壓縮後的氫氣可以氣態儲存，也可以通過低溫過程液化以獲得更高的儲存容量。最後，由此產生的氫氣可以用作各種應用中的能源。

105

6. 運輸及使用



氫氣運輸成本取決於運輸方式和距離。以下根據資料來源提供不同運輸方式的成本比較：

•**管道(pipeline)運輸：**對於長達 3,500 公里的長距離運輸，管道是最具成本效益的方式。在歐洲內部或到其鄰近地區，通過新建或改建管道運輸氫的成本估計約為每 1,000 公里 0.15 歐元/公斤。

•**船運：**氫是另一種有利的氫氣運輸方式。與液態氫相比，氫具有更高的能量密度（每立方米載體 121 公斤氫），並且轉化和運輸所需的能量更少。通過船舶運輸氫的成本約為每 1,000 公里 0.12 歐元/公斤，這還不包括轉化成本。但是，麥肯錫的一項研究表明，到 2030 年，將氫氣轉化為氨進行運輸，然後再轉化回氫氣，可能會導致每公斤氫氣的額外成本為 2.28 至 2.74 歐元。

•**卡車運輸：**使用卡車運輸氫氣（無論是氣態還是液態）的成本要高得多，約為每 1,000 公里 3.3 歐元/公斤。如果考慮到在使用點提取和淨化氫氣的額外成本，卡車運輸的總分配成本將增加到 1,000 公里行程約 8.5 歐元/公斤。

本地化生產可以通過在靠近使用地點生產氫氣來潛在繞過運輸成本。

資料來源還提到了氫氣分配成本，約為每公斤氫氣 1 到 1.5 歐元。

需要注意的是，這些成本估計僅供參考，實際成本可能會因具體項目和市場條件而異。

106

生物廢棄物製氫特點

- 使用的生物質廢棄物類型會影響碳排放強度。
 - 如果使用廢棄物原料(如污水污泥或濕糞便)，由於可避免甲烷排放，碳排放強度可以非常低，甚至為負值。
 - 但如果使用農作物原料，則碳排放強度可能會很高，除非生產過程中包含碳捕獲與封存技術。
- 由於這些技術會產生副產品（例如生物炭），因此如何將二氧化碳排放分配到氫氣和副產品之間會影響氫氣的碳排放強度。生物炭核算方法可以幫助改善排放足跡。生物炭是生物質廢棄物轉化為氫氣過程中的副產品，它是一種穩定的碳形式，可以封存土壤中，從而從大氣中去除二氧化碳。
 - 目前的法規尚未明確界定二氧化碳分配方法，這為投資者帶來了不確定性。
- 生物廢棄物製氫主要成本驅動因素：**資本支出 (CAPEX) 是生物廢棄物製氫的主要成本，占平準化氫氣生產成本的 60%。能源成本（主要是電力）和原料成本也很重要。
- 潛在的成本降低因素：**生物炭副產品的收入可以提高該技術方案的競爭力。隨著更多生物廢棄物製氫項目的部署，預計資本支出和能源成本也會下降。
- 非生物廢棄物製氫可以幫助解決歐洲過度填埋以及將廢棄物運往世界各地的問題。
- 生物廢棄物製氫技術利用氣化和熱解技術，將生物質廢棄物轉化為氫氣。報告強調了生物廢棄物製氫在實現淨零排放目標方面的作用，指出它可以幫助解決未減排的農業排放問題。
- 資料來源指出，一些用於生物氫生產的熱解和氣化技術已達到 TRL 8 級並進入早期商業化階段。例如，Fortum 於 2013 年在芬蘭部署了一座熱解工廠，旨在從生物質中生產生物油，用於鍋爐。BTG Bioliquids 於 2015 年在荷蘭啟動了其商業快速熱解工廠，用於生產液態生物油，並於 2021 年部署了額外的設施。

107

非生物廢棄物製氫特點

- 非生物廢棄物製氫與原本的廢棄物管理方式相比，**氫氣的碳排放強度可能會更低，甚至為負值。** (因為將原本廢棄會產生的甲烷減少或消除了)
 - 例如，如果將不可回收的塑膠廢棄物從垃圾填埋場轉移到氫氣生產過程中，則可以減少甲烷排放，並降低整體碳排放強度。
- 減少碳排放：**與焚燒處理相比，可以顯著減少碳排放，甚至可以實現負碳排放。
- 資本支出成本較高：**在早期商業化階段，資本支出成本較高。
- 非生物廢棄物製氫技術利用氣化和熱解技術，將不可回收的廢棄物（如塑膠）轉化為氫氣。報告指出，非生物廢棄物製氫可以幫助解決歐洲過度填埋以及將廢棄物運往世界各地的問題。
- 關注當地採購的不可回收塑膠廢棄物和當地生產和消費的氫氣，鼓勵當地部署脫碳解決方案，而不受氫氣基礎設施的影響。然而，其缺點在於可能與塑膠廢棄物使用者競爭，例如化學工業，這些使用者可能願意支付更高的價格。
- 熱回收潛力：**製造設施靠近城市地區，結合大量的熱回收潛力，可以與當地區域供熱應用產生協同效應。
- 資料來源指出，一些針對不可回收塑膠廢棄物、汽車粉碎殘渣、風力渦輪機葉片和其他廢棄物原料的氣化和熱解項目已達到商業化階段。一些技術已達到 TRL 8 級，甚至達到 9 級。例如，Enerkem 自 2016 年起在 Edmonton, Canada 運營其設施，直至 2024 年退役，該設施專注於將城市固體廢棄物氣化並生產生物燃料。
- 商業化進展：**報告列舉了 Enerkem、Plagazi 和 Boson Energy 等公司，這些公司已經運營或正在開發商業規模的非生物廢棄物氣化裝置，用於生產氫氣、生物燃料和其他產品。

108

生物廢棄物產氫案例

使用氣化和熱解技術處理生物廢棄物原料的公司和項目的案例

- Eqttec：自 2011 年起在西班牙和義大利建立了試點工廠，重點是發電。其它工廠也有產氫。
- Enerkem：位於Alberta, Canada的第一家工廠正在退役。計畫於 2025 年在加拿大建立 Varrenes Carbon Recycling木材廢棄物和不可回收廢棄物)。
- 西班牙的 Ecoplanta 正在開發中。
- BtX Energy：2020 年和 2022 年在德國建立了試點工廠。
- Haffner Energy Hynoca Industrial：2021 年在史特拉斯堡進行了 Hynoca 工業示範。
- Indeloop：試點工廠正在運營。位於Zagreb的大型工廠在 2023 年獲得了創新基金的資助。
- KEW：2021 年在英國建立了商業規模的示範工廠。正在英國開發其他工廠。
- WaysH2：2021 年在東京建立了試點工廠。
- Green Hydrogen Technology：2023 年在奧地利建立了試點工廠。
- Xylergy：之前的部署重點是熱電聯產。計畫於 2024 年在日本建立示範工廠。
- Catagen：2023 年獲得英國撥款，用於示範其反應器。
- Compact Syngas Solutions (CSS)：2023 年獲得英國撥款，用於建立試點工廠。

109

Figure 4.3: Selection of companies and projects using gasification and pyrolysis technologies with biowaste feedstock

Company	Status	Technology and feedstock
 Eqttec	Pilot plants from 2011 in Spain and Italy in 2023 focused on electricity generation. Other plants in development focusing also on hydrogen production besides electricity.	Gasification of biowaste (olive paste, agricultural, and forestry waste)
 Enerkem	First plant in Alberta being decommissioned. Varrenes Carbon Recycling planned for 2025 (wood waste and non-recyclable waste) in Canada. Ecoplanta in Spain in development.	Gasification of biowaste and non-recyclable solid waste
 BtX Energy	Pilot plants in 2020 and 2022 in Germany.	Gasification of pelletised biogenic residues and animal manure
 Haffner Energy	Hynoca Industrial demonstration in 2021. Working on additional client deployments.	Thermolysis - a two-step thermochemical process
 Indeloop	Pilot plant operational. Large scale plant in Zagreb received Innovation Fund funding in 2023.	Combination of gasification and pyrolysis of sewage sludge
 KEW	Commercial scale demonstration plant in UK in 2021. Additional plants under development in UK.	Gasification of woody or agricultural biowaste, sewage sludge, or municipal solid waste.
 WaysH2	Pilot plant in 2021 in Tokyo.	Gasification of dried wastewater sludge
 Green Hydrogen Technology	Pilot plant in Austria in 2023.	Gasification of biomass waste, sewage sludge, or other feedstocks
 Xylergy	Previous deployments focused on CHP. Demonstration plant in Japan planned for 2024.	Gasification of biowaste
 Catagen	Received UK grant in 2023 for a demonstration of their reactor.	Gasification of biowaste
 Compact Syngas Solutions (CSS)	Received UK grant in 2023 for a pilot plant.	Gasification of biowaste

110

非生物廢棄物產氫案例

使用氣化和熱解技術處理非生物廢棄物原料以生產氫氣或其他產品的公司和項目的案例

- Enerkem：自 2016 年起在Edmonton, Canada經營其設施，直到 2024 年退役。它專注於氣化城市固體廢棄物和生產生物燃料。
- Plagazi：使用電漿氣化技術處理不可回收的塑膠廢棄物、汽車粉碎殘渣、風力渦輪機葉片和其他廢棄物原料。自 2011 年以來，它一直在美國經營一個概念驗證工廠，目前正在瑞典開發一個商業項目。
- Boson Energy：使用電漿輔助氣化技術將不可回收的廢棄物和生物質轉化為清潔氫氣和工業級二氧化碳。該公司在以色列經營一家試點工廠，目前正在開發商業規模的裝置。
- Green Hydrogen Technology：於 2023 年在奧地利開始測試其試點氣流床反應器氣化技術。雖然仍處於早期階段，但它計畫使用不可回收的塑膠廢棄物或生物廢棄物來生產合成氣，然後生產氫氣。
- Powerhouse：正在Peel Plastic Park, UK開發一座商業工廠。
- SGH2：在美國進行試點，並正在美國開發商業工廠（3,800 噸氫氣/年）。
- Raven：正在美國開發一座商業工廠（2,400 噸氫氣/年）。
- FusionOne：技術示範項目正在美國進行中。

111

Figure 5.3: Selection of companies and projects using gasification and pyrolysis technologies of various mostly non-biological waste feedstocks for hydrogen or other products

	Company	Status	Technology and feedstock
	Plagazi	Pilot in US since 2011. Developing several projects including a commercial plant in Sweden (12,000 tH ₂ /y) by 2025.	Plasma gasification of various non-recycleable waste
	Enerkem	Operational plant in Canada 2016-2024.	MSW gasification for biofuels production
	Plasma Development	Deployed around the world and developing large scale commercial plants in US.	Gasification of MSW, biowaste, and others with plasma conversion to generate clean syngas
	Powerhouse	Developing a commercial plant at Peel Plastic Park in UK.	Gasification of non-recycleable plastic for hydrogen
	SGH2	Pilot in USA and developing commercial plant (3,800 tH ₂ /y) in USA.	Plasma enhanced gasification of various landfill waste
	Raven	Developing a commercial plant (2,400 tH ₂ /y) in USA.	Processing various waste products for hydrogen production for heavy duty
	Boson Energy	Operated a pilot plant in Israel	Plasma assisted gasification of non-recycleable waste and biowaste for clean hydrogen
	Green Hydrogen Technology	Pilot plant in Austria in 2023.	Gasification of non-recycleable plastic waste and biowaste for hydrogen
	FusionOne	Technical demonstration project in progress in USA.	Plastic waste decomposition

112

廢棄物產氫案例 韓國現代(Hyundai)公司

113

Hyundai E&C 及 Hyundai Engineering

- **廢棄物轉氫(Waste to hydrogen, W2H)**：利用有機廢棄物（如食物垃圾和污泥）通過厭氧消化產生生物甲烷，再進一步轉化為氫氣。
- **塑料轉氫(Plastic to hydrogen, P2H)**：將不可回收的塑料廢料通過熔化和氣化過程轉化為高純度氫氣。
- **綠氫生產(Green hydrogen production)**：通過水電解技術，利用可再生能源（如太陽能 and 風能）生產無碳排放的綠氫。

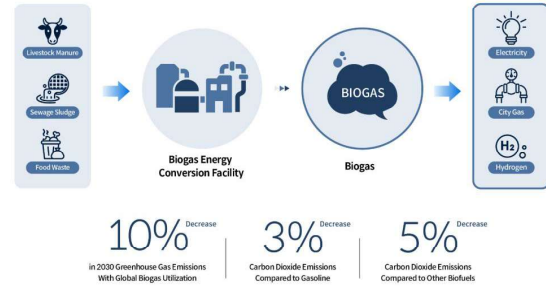
114

Organic Waste Volume



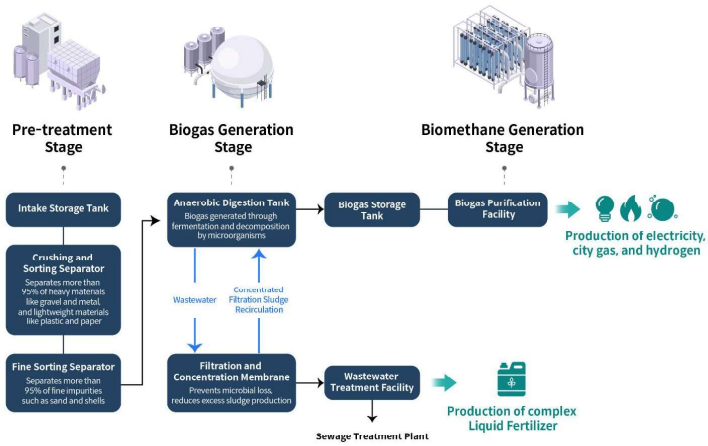
Source: Ministry of Environment, Livestock Environment Management Institute

Eco-friendly Impact of Biogas

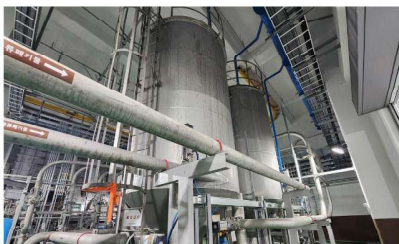
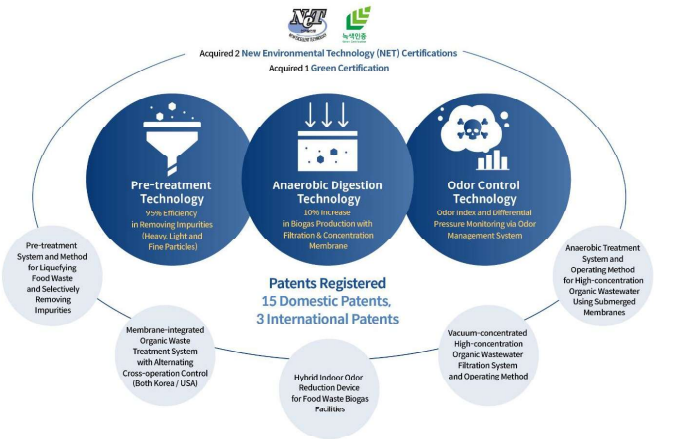


Source: Ministry of Environment, Livestock Environment Management Institute

Biogas Production Process



Hyundai E&C's Biogas Technology



豬糞產沼氣發電及冬季加熱

沼氣發電，翻轉30年養豬場 新合興牧場，新厭氧技術倍增產氣量-農傳媒

<https://www.agriharvest.tw/archives/29875>

117



脫硫設備，將沼氣中具有腐蝕性的硫化氫去除。



新合興牧場的兩階段厭氧槽分別建置前厭氧醱槽（氫氣）、主厭氧醱槽（甲烷），兩者相加的氫甲烷總能源回收效率更佳，再加上客製化設計的攪拌構造，可定時、定速、全方位攪拌，智能化管理。

- 台灣目前豬糞經由厭氧消化後產生沼氣，經除去有毒有腐蝕性的硫化氫後，就進行發電或燃燒產熱(冬天)。
- 過程氣體有部分氫氣。
- 甲烷可以經由水蒸氣重組或乾重組，產生更大量的氫氣。(目前沒看到台灣的案例)

118

亞氫動力案場

 **亞氫動力**
Pure Hydrogen Energy

Inspire Power Revolution. 啟動能源革命

開創氫能社會 邁向零碳未來

提供氫能全方位的解決方案：

- ★餘氫發電：
亞氫PEM燃料電池系統- (~200 KW)
- ★混氫發電：
HIMONISA 10%-30%混氫引擎系統。(~1MW)
- ★分散式能源系統：
亞氫SOFC 燃料電池系統 (~100 KW)
- ★沼氣發電：YANMAR 沼氣發電系統 (~1000KW)



台糖南靖100kw沼氣發電 分散式低碳電力 SOFC 系統 電站級燃料電池系統(義芳化學)

Core Business **SOFC** **Biogas** **PEMFC**

代理：日本YANMAR · HIMONISA 備位號碼 / 南港世貿展覽館二館 4F R0708



台糖南靖100kW沼氣發電

生質能(沼氣)發電運用。直接將沼氣脫硫作業後, 乾燥後 進入專用的沼氣發電機, 直接發電併網。(關於生質能發電的部分, 主要是推廣農業循環經濟市場需求。比較需要注意的是 沼氣脫硫作業 與沼氣儲存的部分 是整個專案最需要關注的部分。

比較需要注意的除生質廢棄物厭氧發酵生產沼氣及沼氣脫硫與儲存外, 沼氣用以發電, 發電產生之熱能回收至沼氣製程利用, 沼氣生產後沼渣作為有機肥料培養畜禽創造循環, 是整個專案與模式最需要關注的部分。(如台南八翁沼氣中心)



(目前沒有產氫, 沼氣進沼氣發電機直接發電)

電站級燃料電池系統(義芳化學)



電站級燃料電池系統(義芳化學)

PEMFC(燃料電池的一種)的運用, 氫氣(餘氫) 完全為義芳化學工廠 生產化學產品過程中, 所產生出來沒有使用到的餘氫, 經過匯集後處理, 直接進入 PEMFC 進行發電, 所發電力經內部電網饋回工廠製程使用。

121

台南八翁沼氣中心
西門子引擎334kW

綠電
污染防治
減碳

- ◆ 場址位置: 八老爺段八翁小段721地號(0.38公頃)
- ◆ 收集範圍: 21家畜牧場(3,630頭牛)
- ◆ 總處理量: 329.32CMD

AHE CONFIDENTIAL INFORMATION

Biogas主要由 CH_4 和 CO_2 組成, 維持 CH_4 的濃度穩定, 是進一步是否能規模化穩定製氫的關鍵。

122

化學製程氫氣回收純化

123

台灣綠氫獲全台第一張氫能發電綠電憑證， 母公司光宇應材

氫燃料電池發電技術

氫燃料電池利用氫作為燃料有著零碳排放的優點，並且啟動時間短、操作溫度及噪音低、效率高，相較於傳統石化燃料發電有著諸多的優勢。隨著技術的成熟，歐、美、日各國已在政府與民間大力推動下，氫燃料電池技術已開始運用於運輸與發電上，從而進一步推動以清潔能源取代石化燃料。

光宇應材在處理半導體與太陽能的廢砂漿的過程中會產出99.9%純度氫氣，透過純化系統將氫氣純度提高至99.999%後可將氫氣應用於工業用途或發電上，而光宇材料目前已將自產之綠氫用於氫燃料電池發電系統，並申請再生能源發電設備登記與綠電憑證中，屆時將成為全球第一間利用半導體與太陽能廢砂漿轉化為再生能源應用之公司。



- 光宇應材在處理半導體與太陽能的廢砂漿的過程中會產出99.9%純度氫氣，透過純化系統將氫氣純度提高至99.999%後可將氫氣應用於工業用途或發電上，而光宇材料目前已將自產之綠氫用於氫燃料電池發電系統，並申請再生能源發電設備登記與綠電憑證中，屆時將成為全球第一間利用半導體與太陽能廢砂漿轉化為再生能源應用之公司。

124

光宇應材與安葆電能合作

燃料電池往往需要高純度氫氣，另一個方法是「工業用廢氫或再生氫」直接以較不純的氫氣混燒發電



安葆電能氫氣發電專案

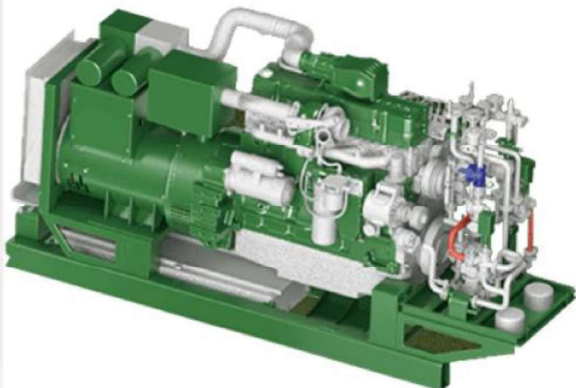
安葆新聞 / 2024-05-29



感謝德國EURO HEAT & POWER雜誌近期對安葆電能氫氣發電專案的報導，該雜誌記者專訪我們的專家與合作夥伴，詳細介紹安葆電能如何協助企業，將其製程副產氫轉為電力和熱能，而且該技術更具有應用於各個產業的潛力，可實踐循環經濟和可再生能源的概念。以下為該篇報導的重點整理。

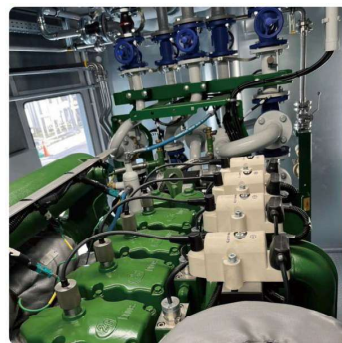
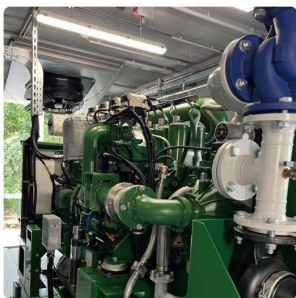
半導體已成為在當今社會中不可或缺的一部分，而台灣更是全球半導體產業的中心，近年市場占比已超過六成。但是台灣和各國的半導體產業正面臨相同的挑戰：如何促進永續發展與環境保護的同時也推升企業營收成長。因為隨著民眾對環保要求的提升以及應用有限自然資源的意識增強，回收再利用的需求和循環經濟的理念已在全球不斷擴散，「零廢棄」概念給所有企業都帶來壓力，如半導體產業的問題是如何將製程殘留廢料回收，在半導體生產中最主要的廢料成分為矽，割沖壓等製程產生的廢矽砂漿常直接焚燒處理，未再利用。

面對這個需求，光宇應材-循環經濟的實踐家 是世界上第一家成功回收剩餘矽廢棄物的公司，他們收集半導體廠的製程廢料，處理回收這些矽砂漿，再轉化為可用在其他產業的原料。在這個製程會產生氫氣，而光宇應用材料為了有效利用副產，嘗試使用燃料電池發電，供應自己的廠房。然而，由於該製程產生的氫氣純度不高，燃料電池在幾個月後的發電效率就會大幅下降，使得公司暫停氫能計畫。直到2021年與安葆國際實業股份有限公司合作，安葆電能提出使用燃氣引擎將氫轉為電和熱能的想法，利用製程副產氫發電的計畫才重啟。



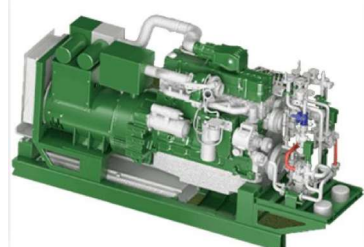
安葆電能與德國熱電聯產系統製造商2G Energy AG 合作，2G在2018年開始氫氣熱電聯產系統的量產，而且2G擁有將各種來源的不純氣體轉為電力和熱能的豐富經驗，還有他們也願意協助這個位於台灣的專案。2G氫氣熱電聯產系統與氫燃料電池相比，引擎能夠更處理較不純淨的氫氣，並且也不會像燃料電池中的膜污染而導致性能顯著下降。安葆電能與2G所提供的解決方案還有模組化的優點，熱電聯產系統安裝在標準貨櫃尺寸的隔音櫃體中，視客戶需求可增加供暖或其他功能套件，此模組化的安裝方式減少干擾企業營運並降低成本。

光宇應用材料的熱電聯產系統設計為全負載運轉，最高約兩成的發電量會直接在其廠區中使用，剩餘的電力可輸送到公用電網中，增加額外的經濟效益。此外，該系統還有回收氫氣發電產生的熱能，也在其原本生產加工的製程中再利用，提高能源利用效率。目前光宇應用材料的熱電聯產系統已運轉超過一年，表現仍然十分穩定且出色。此次專案展示氫氣熱電聯產系統有巨大的潛力，而安葆電能的下一個氫氣熱電聯產系統專案已在規劃建置中，亦將持續推廣至其他產業應用，作為循環經濟和可再生能源的解決方案，帶給市場正向影響。



光宇應材位於台南柳營的環保科技園區內，主要回收半導體製程及太陽能板的廢矽砂漿作為原料，處理並轉化為環氧樹脂和矽酸鈣板，可製作籃球和安全鞋等產品，形成矽的循環經濟。而在回收處理的過程中產生純度約98%的氫氣，為了不浪費副產氫，光宇應材就向安葆電能尋求協助，規劃氫氣發電的方案。

安葆電能提供光宇應材的氫氣發電機採用容量115kW的德國2G氫氣發電機，而此引擎發電機讓他們的副產氫氣不必像氫燃料電池需純化氫氣至99.9999%即可直接使用，甚至氫氣中若混有其他氣體，也還是可直接作為燃料。另外，一般氫燃料電池需要4小時以上才能滿載，引擎發電機只要2分鐘即可滿載。



此外，我們為光宇應材裝設的氫氣發電機具有熱電聯產功能，其產生餘熱可直接使用熱水、蒸氣或熱煤油，作為其他生產製程中乾燥或預熱等工法，還能搭配吸咐式冷卻機，擴充為空調或冷藏使用。故此發電機可降低光宇應材的契約容量，而且還能作為緊急供電系統，更可降低碳排放，並提升能源使用效率。

最後，光宇應材藉由成功利用廠內製程副產氫發電，順利取得再生能源憑證，成為台灣首個商轉氫氣發電的案例，也是安葆電能再生能源領域的重要實績。

EUV 氫氣回收再利用

愛德華以氫氣循環再生協助半導體產業減排節能 實踐永續製造

陳其聰 / 台北 2024/09/04 03:29

分享

分享



半導體產業高度重視永續製造，當中製程氫氣處理成為關注焦點。愛德華先進科技半導體事業部趙二孝副總經理指，愛德華透過EUV製程氫氣回收再生，助力產業實踐永續。DIGITIMES攝

- 氫氣是EUV機台運作所需要的載流氣體（Carrier gas），由於氫氣用量大，為了協助產業界做到EUV氫氣回收再利用，愛德華透過長期技術布局與策略，已經開發一系列減排與循環再生的解決辦法。
- 隨著EUV製程的增加，生產與運輸氫氣產生的碳排成為晶圓廠關注的重要議題，為減少對環境的衝擊，愛德華更進一步布局氫氣處理的第三代技術－循環再生（Hydrogen Recycling System；HRS），製程中使用過的廢氫可以直接在廠務端就純化再生成可再回到EUV製程的純氫，透過與晶圓廠的合作，已驗證70%的氫氣回收率，如氣量加大，我們更預計達到80%以上回收率，大幅減少氫氣總用量。
- HRS的原理是透過電化學的技術，去除廢氫內的不純物與雜質再進行純化，並將再生後的氫氣壓縮/加壓至足夠高的壓力，無需額外的淨化或壓縮即可回到EUV製程使用，兼顧安全。此外，氫氣再生除了不會影響製程效率與良率之外，整個Edwards氫氣處理系列方案也透過泵浦升級與處理效率的優化，能耗在5年內減少了49%，同步貢獻晶圓廠範疇2的減排目標。

<https://youtu.be/cnwQGYi5J0w?si=t6ia5qQHdml9ZkRL>

https://www.digitimes.com.tw/tech/dt/n/shwnws.asp?id=0000699886_XAV95EVE70UPPW7VPJZ13

氫氣的電化學純化方法

氫氣的電化學純化方法是一種高效且低能耗的技術，主要用於從混合氣體中分離和純化氫氣。這種方法利用電化學反應來達到分離和純化的效果。以下是一些關鍵步驟和原理：

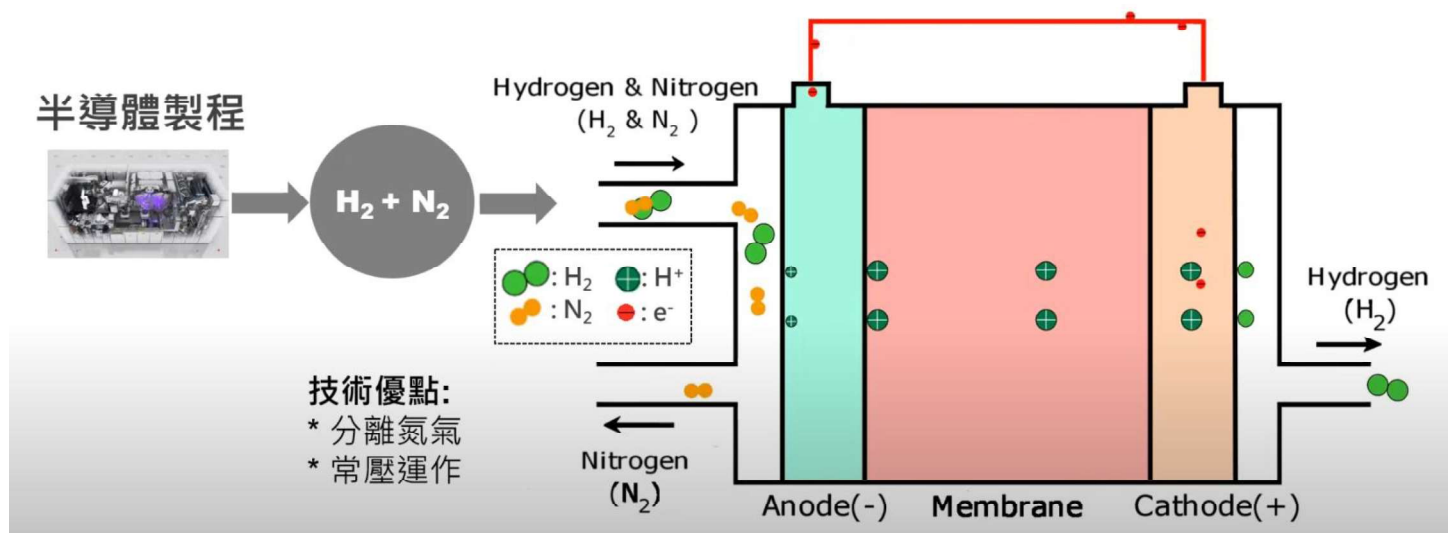
1. **電化學反應**：在電化學純化過程中，氫氣在陽極被氧化成氫離子（ H^+ ），然後通過電解質膜移動到陰極，在陰極被還原成氫氣。這個過程可以有效地分離氫氣和其他氣體。
2. **電解質膜**：電解質膜是電化學純化的核心組件，通常使用質子交換膜（PEM）。這些膜具有高選擇性，能夠有效地允許氫離子通過，同時阻擋其他氣體。
3. **操作條件**：電化學純化通常在常壓下進行，這與傳統的高壓純化技術相比具有顯著的優勢。這種方法不僅能夠在低能耗下實現高效的氫氣純化，還能夠處理含有高濃度氫氣的混合氣體。
4. **應用範圍**：電化學純化技術廣泛應用於半導體製程廢氫的純化處理、燃料電池發電以及其他需要高純度氫氣的工業應用中。

129

電化學反應：在電化學純化過程中，氫氣在陽極被氧化成氫離子（ H^+ ），然後通過電解質膜移動到陰極，在陰極被還原成氫氣。這個過程可以有效地分離氫氣和其他氣體。

鼎佳常壓氫氣純化回收HPR與低溫氫氣氧化LTHO介紹

電化學氫氣純化(ECHP)運作原理



https://youtu.be/oJiMe26wFBw?si=W59uSjGX_3oVKOas

鼎佳的氫氣純化回收(HPR)方案

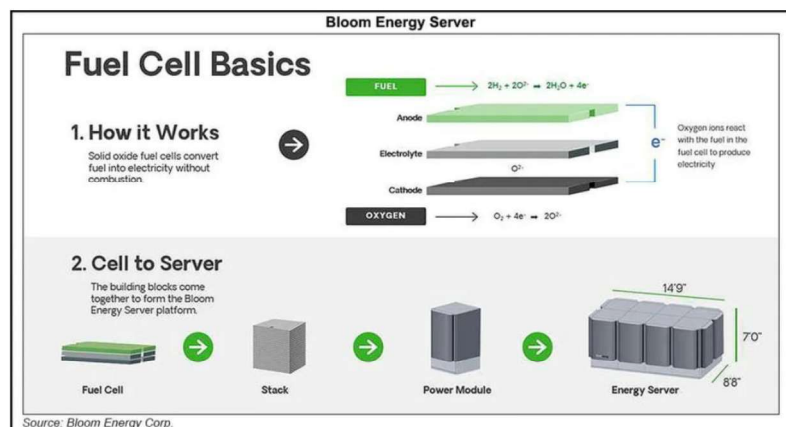
- 鼎佳的氫氣純化回收(HPR)方案包含有二種設備: 電化學氫氣純化器(ECHP) , 多孔陶瓷吸附純化器(PCAP)。
- ECHP用來分離氮氣, PCAP則是用來吸附氮氣以外的其他物質例如水、氧、氨、硫化物..等; 二者皆是在常壓下運作。
- 半導體製程排出的尾氣除了氫,氮之外 通常還混有其他的製程氣體、因此HPR通常會使用ECHP及PCAP, 最後可得到跟氣體廠供應的純度一樣的氫氣。
- 純化後的氫氣可依客戶選擇接到製程前端氫氣入口處供製程使用來減少向氣體廠購買氫氣, 或是接氫氣發電機來發電。
- 針對無法回收而將其燃燒導致工安顧慮以及溫室氣體排放的環保問題, 鼎佳的低溫氫氣氧化(LTHO)設備可將氫氣轉化為水、提供安全環保的除氫方式。
- 低溫氫氣氧化的運作原理是氫氣透過觸媒跟空氣中的氧反應成水, 整個過程是無火焰、低於攝氏100度安全運作、不會產生二氧化碳(CO₂)及氮氧化物(NO_x), 最後殘餘氫氣濃度低於4000ppm、符合安全標準。

https://youtu.be/oJiMe26wFBw?si=W59uSjGX_3oVKOas

燃料電池

簡介

燃料電池是一種零碳排的發電裝置，生成物只產生水，能透過電化學反應將化學能轉化為電能。與電池不同，燃料電池透過持續的外部燃料供應來產生電力，而非儲存能量。它們沒有移動部件，維護需求較低，並且比燃燒引擎在更廣泛的溫度範圍內運行。燃料電池主要根據電解質或燃料類型進行分類。



Bloom Energy o-type SOFC

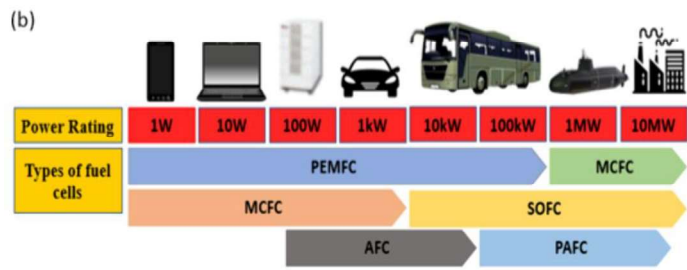
133

主要燃料電池型式

- 質子交換膜燃料電池
(Proton exchange membrane fuel cells, PEMFCs)
- 直接甲醇燃料電池
(Direct methanol fuel cells, DMFCs)
- 固體氧化物燃料電池
(Solid oxide fuel cells, SOFCs)
- 磷酸燃料電池
(Phosphoric acid fuel cells, PAFCs)
- 熔融碳酸鹽燃料電池
(Molten carbonate fuel cells, MCFCs)

134

燃料電池依功率分類

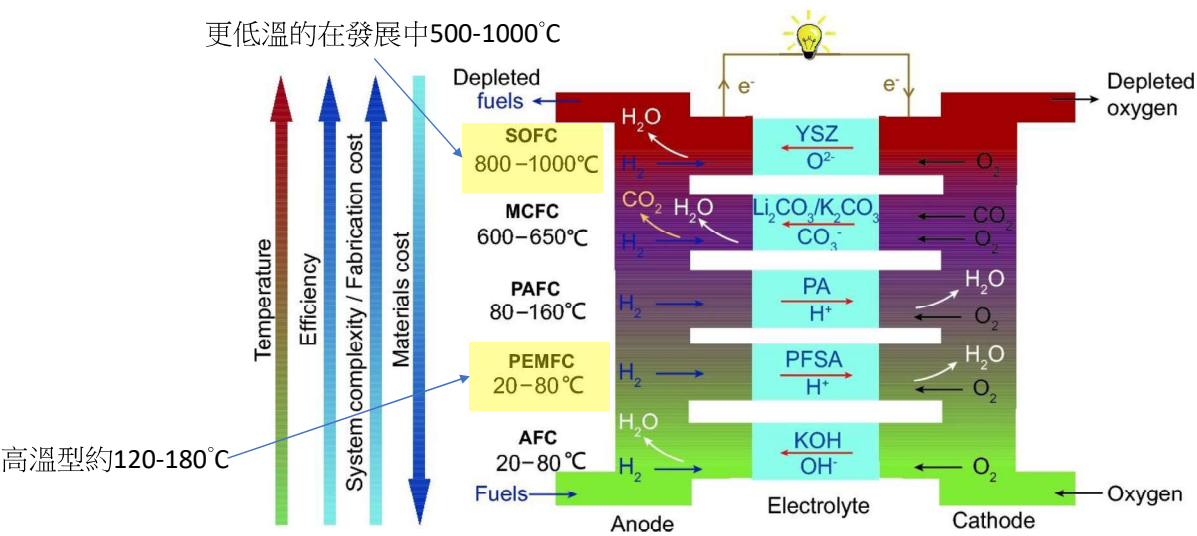


Fuel cells divided based on their power ratings and applications.

DOI: (10.1021/acs.energyfuels.4c05357)

燃料電池依大致操作溫度分類

Fuel cell types, showing the general trend in the relationship between the operation temperature, efficiency, ...



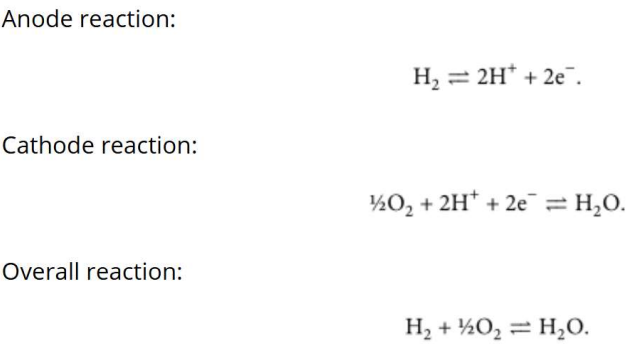
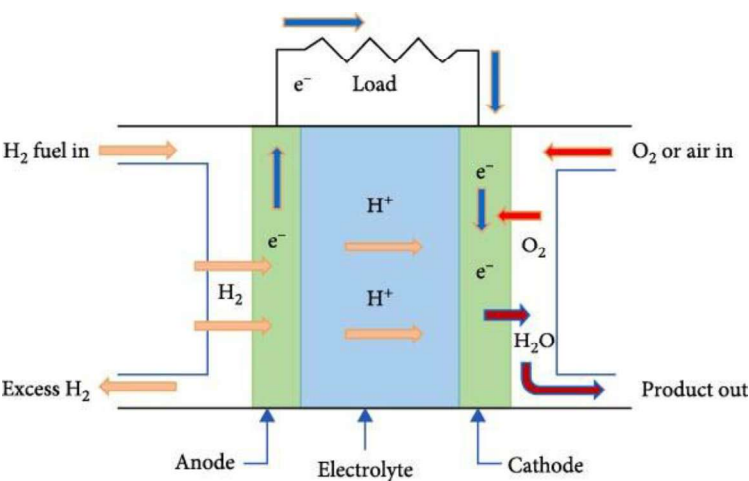
質子交換膜燃料電池

(Proton exchange membrane fuel cells, PEMFCs)

- 獨特特性：
 - 操作溫度：屬於低溫系統，通常在 60-110°C 之間運行。高溫質子交換膜燃料電池 (HT-PEMFCs) 則可達 120-160°C。
 - 效率：系統效率通常在 40-55% 之間，熱電聯產 (CHP) 效率可達 70-90%。
 - 燃料與電解質：通常使用 純氫 作為燃料，或 甲醇、乙醇、天然氣等含氫氣體混合物。電解質為 聚合物膜 (例如 Nafion)
 - 功率密度與能量密度：具有最高的質量功率密度，可達 1,000W/kg。燃料電池車 (FCVs) 的堆疊功率密度最高可達 4.4 kW/L (例如：第二代Mirai)。
 - 壽命與啟動時間：壽命約 2,000-3,000 小時，啟動時間快，通常小於 1 分鐘。
 - 優勢：結構簡單、輕量化、高效率、高質量功率密度、零排放 (僅產生水)、操作溫度和壓力較低。性能不受環境溫度影響。適合低溫應用，並能快速響應可再生能源輸出的波動。在小規模應用中仍能保持高效率。
 - 缺點：對低溫、濕度、鹽度和燃料雜質敏感，特別是低溫 PEMFCs 對一氧化碳 (CO) 污染敏感，需要非常高純度的氫氣。耐用性問題阻礙了其廣泛商業應用。需要更多研究來降低成本、提高耐用性和優化性能。鉑 (催化劑) 的成本是一個主要障礙。
- 應用場景：
 - 航空：航空推進系統的潛力引領者，無人飛行器 (UAVs)、民用飛機和飛機輔助動力裝置 (APUs)。
 - 交通運輸：燃料電池電動車 (FCVs)、公共汽車、卡車、火車。
 - 便攜式設備：便攜式電源產生器、筆記型電腦、手機和相機等消費電子產品。
 - 固定式發電：離網或備用電源、小型熱電聯產 (CHP) 系統、資料中心、工業場所和區域電網。

137

A Recent Comprehensive Review of Fuel Cells: History, Types, and Applications



高溫質子交換膜燃料電池 (HT-PEMFCs)

- **操作溫度範圍**：部分新型的PEMFCs可以在較高的溫度下運作，通常介於 **120至160°C** 之間，這類燃料電池被稱為高溫PEMFCs。
- **解決水管理問題**：相較於約80°C的低溫PEMFCs，高溫PEMFCs能有效處理**水管理**問題。由於它們不依賴水進行質子傳輸，因此可以在**乾燥條件下運行**，這使得設計更為簡化，例如可以移除加濕器等組件。
- **改善對CO污染的容忍度**：高操作溫度能**降低催化劑表面的一氧化碳 (CO) 中毒現象**。這意味著它們可以**簡化氣體淨化過程**，直接使用來自燃料處理器的重整燃料流，而無需額外的水氣轉化和優先氧化處理，以將CO含量降低到低溫Nafion膜PEMFCs所需的10ppm以下，從而避免了相關的氫氣和能量損失。
- **膜材料**：高溫PEMFCs的開發已採用**phosphoric acid-doped polybenzimidazole 膜**，以克服低溫PEMFCs的一些限制。

質子交換膜燃料電池催化劑

質子交換膜燃料電池 (PEMFCs) 所使用的催化劑主要是**鉑 (Platinum, Pt)**。

以下是關於PEMFC催化劑的特點：

- **主要催化劑**：
 - **鉑 (Pt)** 被廣泛用作燃料電池的主要催化劑，因為它具有高活性。早期的PEMFC單元就是使用鉑作為膜上的催化劑。
 - 催化劑層 (catalyst layer, CL) 對於PEMFC的性能至關重要，它會影響活性表面積、鉑負載量、質量傳輸動力學和水管理。
- **挑戰與替代方案**：
 - **成本問題**：鉑的成本是PEMFCs商業化的主要障礙。在燃料電池的總成本中，催化劑成本佔了很大一部分，例如可能佔總成本的**41%**。
 - **改善鉑的利用率**：研究致力於透過調整形態、支撐材料和合成方法來優化鉑的利用率。
 - **開發替代品**：
 - **鉑基合金**：許多研究探索了更便宜的替代品，包括用其他金屬改質的鉑基合金，例如表現出**高功率密度和活性的鉑-銦 (platinum-scandium) 和鉑-鉬 (platinum-molybdenum) 奈米顆粒**。
 - **非鉑族金屬 (PGM-free) 催化劑**：也正在探索非鉑選項，如過渡金屬/氮摻雜碳，以及包含原子分散**錳-氮位點或鐵-氮複合物的催化劑**，它們已顯示出與鉑相媲美的性能，儘管耐久性仍是挑戰。
 - **一氧化碳 (CO) 污染容忍度**：在高溫操作的PEMFCs (HT-PEMFCs) 中，較高的操作溫度有助於**降低催化劑表面的一氧化碳 (CO) 中毒現象**。這使得可以使用經燃料處理器重整後的燃料流，而無需額外進行水煤氣變換和優先氧化處理來將CO含量降低到低溫Nafion膜PEMFCs所需的10ppm以下，因而避免了相關的氫氣和能量損失。

質子交換膜燃料電池-從材料到商業化策略(一)

燃料電池（特別是質子交換膜燃料電池，PEMFC）要實現大規模商業化，最大的挑戰在於其**高成本**和**短壽命**，這兩者都與其核心部件**膜電極組件（MEA）**有著密切關係。為了平衡成本效益與效能，並克服這些障礙，需要多方面的進步與協同合作。

以下是如何平衡成本效益與效能，以實現燃料電池大規模商業化的關鍵策略：

- **材料創新與優化：**

- **鉑（Pt）催化劑的減量與性能提升：**

- 雖然PEMFC的鉑負載量已大幅降低（例如，豐田Mirai第一代燃料電池的總鉑負載量僅為 $0.365 \text{ mgPt cm}^{-2}$ ，遠低於早期燃料電池的 35 mgPt cm^{-2} ），但**陰極的鉑需求量仍遠高於陽極**，是導致成本增加的主要原因。

- 需要進一步開發**活性更高的Pt基催化劑**，例如透過合金化Pt與過渡金屬、構建核殼結構、奈米線、奈米片和奈米框架等策略，以降低Pt的使用量並提高催化效率。例如，Duan等人成功構建了鋸齒狀Pt奈米線，其質量活性達到超高的 13.6 A mgPt^{-1} 。

- **非鉑族金屬（PGM-free）催化劑的發展：**

- PGM-free催化劑是替代昂貴和稀有Pt催化劑的潛在替代品。Fe-N-C等過渡金屬-氮-碳（M-N-C）催化劑已展現出優越的活性。

- 然而，PGM-free催化劑在酸性介質（PEM燃料電池中）的**活性和穩定性仍不及Pt**，存在嚴重的降解問題，這仍然是其商業化應用的主要瓶頸。未來的研究需要提升其穩定性和本徵活性。

質子交換膜燃料電池-從材料到商業化策略(二)

- **膜和離子聚合物的進步：**

- 膜佔燃料電池總成本的很大一部分。當前的**全氟磺酸（PFSA）膜**（如Nafion系列）雖然導電性高、熱穩定性和機械穩定性好，但**操作溫度範圍受限**，且**薄膜化易導致氣體交叉滲透和加速降解**。

- **短側鏈（SSC）PFSA膜**（如Aquivion）在低濕度下表現更好，水含量更高，但開發不完善的疏水通道網絡會增加成本。

- 需要開發能在**更寬溫度範圍內**（特別是高溫）運行的先進膜材料，例如經改性的PFSA膜（調整酸基、構建多嵌段共聚物、填充多孔基材、摻雜親水添加劑）以及新型碳氫化合物基聚合物（如磷酸（PA）摻雜的PBI膜），這能簡化熱水管理，降低催化劑的CO中毒。

- **離子聚合物**除了質子傳導外，也影響氣體滲透。開發**高透氧離子聚合物（HOPIs）**可以顯著提高界面氧滲透和氧還原反應（ORR）活性。優化離子聚合物與催化劑的界面結構至關重要。

- **氣體擴散層（GDL）的優化：**

- GDL在MEA中扮演著導電、導熱和傳輸反應氣體的重要角色。它需要具備足夠的機械強度、耐腐蝕性、高導電/導熱性、適當的孔徑分佈和疏水/親水性，以有效地進行**水管理**。

- 透過優化微孔層（MPL）的厚度、孔隙率、親疏水性以及結構改造（如裂紋和穿孔），可以改善水去除效率，防止水淹陰極。

質子交換膜燃料電池-從材料到商業化策略(三)

- 製造工藝改進：

- 催化劑漿料的製備與穩定性：

- 漿料的分散品質直接影響最終電極結構和電池性能。需要優化漿料配方（催化劑/離子聚合物相互作用，溶劑分散），採用**高壓均質分散**等高效技術。

- **溶劑選擇**對漿料聚集尺寸、穩定性和MEA壽命有顯著影響。例如，非水性分散溶劑通常優於水性溶劑，並且增加離子聚合物溶液中的醇含量有助於延長MEA壽命。水富集催化劑漿料可以降低成本並減少環境風險。

- 催化劑漿料的**穩定性**對大規模生產至關重要，應控制其聚集、團聚和沉降。**長側鏈（LSC）離子聚合物**在漿料穩定性方面可能優於SSC離子聚合物。

- 需要全面的評估方法（如聚集尺寸、粒子尺寸分佈、zeta電位、流變特性）來監控漿料品質。

- 塗佈技術：

- **催化劑塗佈膜（CCM）**方法在工業生產中廣泛應用，因為它能提高催化劑利用率，降低接觸電阻。

- **卷對卷（R2R）塗佈技術**是滿足大規模生產需求的最先進技術，具有高產量和環境友好的優勢。其挑戰包括超薄柔性基材的精確傳輸和連續層壓，以及微張力控制。

- 塗佈過程中應**控制裂紋和孔隙**的形成，例如添加高沸點溶劑可以抑制裂紋。

- 乾燥步驟：

- 乾燥過程影響催化劑層的孔隙結構和均勻性。控制乾燥溫度、速率和濕度至關重要。

- **冷凍乾燥**技術能夠顯著增加催化劑層的孔隙率和孔隙分佈，從而提高Pt利用率和離子聚合物的均勻分佈，有利於質量傳輸。

質子交換膜燃料電池-從材料到商業化策略(四)

- 電池組裝與壓合：

- 組裝需要**高對準精度**，特別是七合一結構（包括兩層GDL、PEM、陽極和陰極催化劑層以及兩個密封框架）。

- **熱壓條件的優化**對MEA性能至關重要，需要在提供良好電接觸和避免GDL孔隙率過度降低之間取得平衡，以防止質量傳輸電阻增加和水管理問題。

- 結構工程與整合：

- **減少MEA內部性能損失**：儘管各關鍵材料的性能已顯著提升，但將其整合到MEA中通常會導致性能損失。例如，離子聚合物會覆蓋Pt活性位點並阻礙反應。

- 有序催化劑層工程：

- 傳統的漿料塗佈工藝導致催化劑和離子聚合物隨機分佈，可能阻礙氣體傳輸和質子遷移。

- 「**有序催化劑層**」的概念被提出，旨在提供獨立的通道，以提高質量傳輸和電化學反應速率的均勻性。這包括**對齊電解質框架**（如支柱結構膜、棱柱圖案膜、錐形Nafion陣列膜）和**對齊催化劑框架**（如奈米結構薄膜（NSTF）電極）。

- 這類「下一代MEA生產線」的研發可能需要相應的原型工藝。

- 多層/梯度催化劑層結構：

- 催化劑層不同部分的需求不同（靠近PEM需要足夠的離子導電性，靠近GDL需要充足的孔隙率以實現快速氣體傳輸）。

- 透過改變離子聚合物含量、Pt負載量或使用不同的催化劑載體，可以構建多層或梯度催化劑層，從而更精確地控制內部結構，提高三相邊界。

質子交換膜燃料電池-從材料到商業化策略(五)

- **品質保證與數據應用：**

- 在MEA製造的每個步驟中，都需要進行**線上品質檢測**（如紅外熱成像、X射線螢光光譜）以提供及時回饋。
- 建立**統計過程控制技術和過程控制策略**，以確保產品缺陷率極低（目標是每3萬個產品中不超過一個有缺陷的MEA）。
- **客戶回饋**對於MEA製造商和供應商來說至關重要，可以幫助改進產品以滿足實際應用條件。
- 利用**人工智慧（AI）**進行材料篩選、開發和分析大數據，有助於加速燃料電池的研發。

- **協同合作與政策支持：**

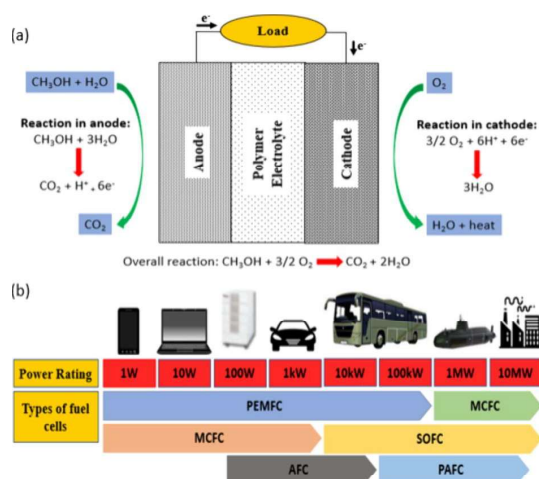
- 燃料電池的發展需要**企業、大學、研究機構、客戶和政府之間的密切合作**。
- 政府應引導**大規模的PEM燃料電池應用**，這可以建立圍繞「氫能」的新產業鏈，並提供大量運營數據以回饋給製造環節，進一步完善電池技術。

總而言之，實現燃料電池的大規模商業化需要一套全面的方法，從最基礎的材料科學創新（如降低Pt使用量、開發高性能PGM-free催化劑、改進膜和離子聚合物），到先進的製造工藝（如R2R塗佈、冷凍乾燥），再到MEAs的精準結構設計（如有序和梯度催化劑層），並輔以嚴格的品質控制、數據分析和跨領域的協同合作。

直接甲醇燃料電池 (Direct methanol fuel cells, DMFCs)

- **獨特特性：**

- **操作溫度：**屬於低溫系統，在 **70-130°C** 之間運行。
 - **效率：**整體效率為 **20-30%**，系統效率為 **40%**。熱電聯產 (CHP) 效率為 **80%**。
 - **燃料：**使用 **液態甲醇** 作為燃料。
 - **功率密度與能量密度：**堆疊功率密度為 **72W/kg**，系統功率密度為 **53.6W/kg**，遠低於 PEMFCs (**>800W/kg**)。但甲醇的**比能量高**（純甲醇可達 **6,000 Wh/kg**）。
 - **壽命與啟動時間：**壽命約 **1,000-4,500 小時**。低溫操作使其能夠快速啟動。
 - **優勢：**結構簡單、比能量高、效率高、排放低。**甲醇燃料成本低**，操作溫度和壓力較低。使用液態燃料，充電速度快。
 - **缺點：**陰極催化層中氧還原反應的動力學速度慢。MEA 成本高。甲醇氧化過程複雜，陽極反應比氫氣反應慢，導致功率密度較低。整體效率約為 PEMFCs 的一半。**甲醇毒性高且高度易燃**。存在甲醇交叉滲透問題。
- **應用場景：**便攜式電子設備、小型車輛、軍事應用。筆記型電腦電源、無人機電源、單兵電源、固定式發電廠。

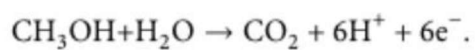


(a) Illustration of DMFC technology. (b) Fuel cells divided based on their power ratings and applications.

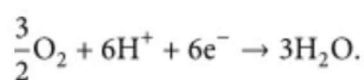
DOI: (10.1021/acs.energyfuels.4c05357)

直接甲醇燃料電池反應

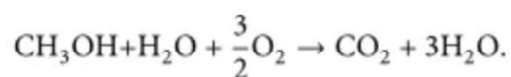
Anode reaction:



Cathode reaction:



Overall reaction:



直接甲醇燃料電池催化劑

直接甲醇燃料電池 (DMFCs) 所使用的催化劑主要是**鉑 (Platinum, Pt)**。

- **主要催化劑**：在典型的陰極催化劑層 (cathode catalyst layer) 中，**鉑 (Pt)** 被用作催化劑。
- **催化劑層組成**：陰極催化劑層通常由鉑 (作為催化劑)、碳黑 (作為電子導體) 和電解質 (作為質子導體) 所組成。
- **相關挑戰**：
 - **鉑顆粒團聚**：技術上的障礙之一是典型的陰極催化劑層中會形成**鉑顆粒團聚**。這種團聚現象會導致電化學表面積 (Electrochemical surface area, ECSA) 大量損失。
 - **鉑利用率低**：由於鉑的使用率低，催化劑團聚會導致電化學表面積 (ECSA) 大量損失。在典型的陰極催化劑層中，鉑的效率可能低至 **20%–35%**。
 - 雖然鉑因其高活性而被廣泛用作燃料電池的主要催化劑，但其**成本是一個主要障礙**。

149

直接甲醇燃料電池 DMFCs商業化的挑戰(一)

- **高昂的製造成本和商業可行性**：
 - DMFC系統的生產成本遠高於質子交換膜燃料電池 (PEMFCs) 和鋰離子電池。
 - 主要成本來源包括：需要相對較高負載量的昂貴鉑 (Pt) 和鉑鈦 (PtRu) 等催化材料，以及昂貴的Nafion型膜。
 - 儘管研究致力於降低鉑含量並開發非鉑催化劑，但高昂的原材料成本和有限的可擴展性仍是商業化的一大挑戰。
 - 處理反應副產物 (如一氧化碳) 所產生的額外殘留物處理成本也進一步增加了總體開支。
- **甲醇滲透 (Methanol Crossover)**：
 - 這是DMFC效率受到顯著影響的關鍵問題。
 - 甲醇分子會從陽極穿過電解質膜滲透到陰極，導致部分燃料未經氧化就流失。
 - 這種滲透會降低陰極活性，產生過多的熱量，並導致電池電位和整體性能下降。
 - 甲醇滲透還會使陰極的鉑催化劑中毒，產生一氧化碳 (CO)，進一步影響其性能。
 - 操作特性 (如流速、溫度和壓力) 會加劇甲醇滲透問題。儘管已探索多種方法來減輕此問題，但仍需要長期有效的解決方案。
- **耐久性和穩定性**：
 - DMFCs的長期耐久性和穩定性是其商業發展的主要顧慮。
 - 催化劑劣化是一個重要問題，例如陽極催化劑中的鈦 (Ru) 會隨著時間溶解並滲透到陰極，從而妨礙氧氣還原反應，降低陰極效率。
 - 催化劑顆粒的聚集和陽極電極表面被金屬氧化物飽和，也會減少催化劑的比表面積，進而降低燃料電池性能。
 - 陰極的疏水性特性可能隨時間惡化，影響水管理和氧氣流向陰極層的效率。
 - DMFC系統的壽命有限，許多系統在運行不到1000小時後性能會顯著下降，這是一個主要的實用問題。

150

直接甲醇燃料電池 DMFCs商業化的挑戰(二)

- **催化劑性能問題：**
 - 陽極甲醇氧化反應動力學緩慢，是DMFC面臨的具體挑戰之一。
 - 一氧化碳 (CO) 中毒會限制傳統鉑基催化劑的耐久性和效率。
 - **效率和功率密度不足：**
 - 儘管DMFC具有潛力，但在電壓和效率方面仍存在不足。
 - 與氫基燃料電池相比，DMFC在整體效率和功率密度方面仍有差距。
 - 化學能轉化為電能的效率也相對較低。
 - **燃料的化學安全和環境問題：**
 - 甲醇燃料本身高度易燃且有毒，直接攝入或吸入蒸汽可能導致不可逆的失明、中樞神經系統中毒，甚至死亡。
 - DMFC反應產生的一氧化碳 (CO) 副產物也具有危險性，會使陽極催化劑中毒，降低系統的整體活性和耐久性。
 - 生命週期評估 (LCAs) 指出，必須採用可持續的催化劑材料和回收策略，以減輕DMFC對環境的影響。
 - **缺乏全面的建模框架：**
 - 目前大多數模型無法將電化學動力學與實時性能整合，使得預測分析變得複雜。
 - 需要更強大的數值模型來準確預測DMFC在各種操作條件下的行為，以指導實驗研究和優化方案的制定。
- 總體而言，克服這些挑戰需要整合創新解決方案，包括改進膜電極組件 (MEA) 的生產方法、開發可擴展的系統設計，以及利用更具成本效益的替代催化劑，如非鉑基技術。

151

直接甲醇燃料電池的應用與展望(一)

直接甲醇燃料電池 (DMFCs) 作為一種有潛力的再生能源解決方案，在便攜式設備、交通和醫療等領域展現出顯著的應用潛力與優勢。

DMFCs在便攜式設備中的應用與優勢：

- **高能量密度與便利性：**DMFCs提供高能量密度 (最高可達 600 Wh kg^{-1})，能夠延長便攜式設備的運行時間，並且比鋰離子電池更容易充電。它們無需外部設備即可運作，設計緊湊，使其成為便攜式應用的理想選擇。這使得DMFCs在行動電子設備 (如筆記型電腦、手機和行動電源) 中具備高能量密度和快速充電能力。
- **與傳統電池的比較：**相較於需要充電的鋰電池，DMFCs具備較高的能量密度，能為便攜式設備提供更長的運行時間。雖然鋰離子電池廣泛應用於便攜式設備，但其功率輸出受限且無法長時間運行，而DMFCs則能克服這些缺點。
- **實際產品與製造商：**
 - 德國公司 Smart Fuel Cell AG 在2003年推出了首款筆記型電腦用的工業DMFC (Smart Fuel Cell C25)，重量僅1.1公斤，提供25瓦的恆定功率輸出。其M125燃料匣大小約為香菸盒，重150克，攜帶125立方公分甲醇，平均20瓦功率下可持續約7小時。該公司也提高了DMFC的便攜性，使其在25瓦功率下可運行4000小時，燃料匣大小為200毫升。
 - Panasonic、Fujitsu、NEC和Samsung Electronics 都是便攜式筆記型電腦DMFC的領先製造商。
 - DoCoMo 開發了一款使用30%甲醇、容量為5.4V、700mA的行動電話充電器，後來Fujitsu與DoCoMo合作，將甲醇濃度提高至90%以減少燃料體積，同時保持相同的能量輸出。
 - Toshiba 製造了 Dynario DMFC 行動電源，最大輸出功率為2瓦，用於數位設備。
 - Smart Fuel Cell Company 的便攜式DMFC (Jenny 600) 已用於軍事技術，提供比傳統電力系統輕80%的優勢，燃料匣容量為350毫升，功率效率為 350 W h^{-1} 。
 - Fujikura 開發了一款1瓦輸出的便攜式DMFC，透過高效的MEA與全面的被動燃料供給系統，實現了高系統效率、具競爭力的價格和出色的可靠性。

152

直接甲醇燃料電池的應用與展望(二)

- **環境效益與替代燃料：**甲醇作為一種基礎化學品，在燃燒方面具有巨大的潛力，是內燃機（ICEs）車輛的有吸引力燃料。與汽油相比，甲醇的辛烷值更高（100），可實現更高的燃料/空氣壓縮比，從而提高效率。此外，甲醇是一種更環保且危害較小的燃料，與汽油車輛相比，甲醇車輛的污染排放較少，包括更低的碳氫化合物、二氧化硫、氮氧化物和顆粒物。
- **混合動力系統：**德國 Jülich Forschungszentrum 開發了一款使用混合DMFC系統（100個單電池，功率輸出1.3千瓦）和鋰離子電池組的電動車，其中DMFC為電動機提供標準功率，而電池則在啟動或上坡加速時提供額外功率。
- **實例應用：**
 - Neah Power 和 EKO（印度）合作生產DMFC，為電動滑板車充電。
 - Smart Fuel Cell AG 開發了EFOY DMFC + 鋰離子混合系統，用於500公斤以下的電動車。這種設計透過監控和調節電池充電狀態，減少了不必要的運行模式，提高了整體效率。
 - Oorja Protonics 在2008年開發了Oorja Pack，這是首個用於叉車等物料搬運系統的DMFC車載充電平台。這種DMFC電池混合系統消除了對額外電池的需求，並減少了充電或更換電池所需的停機時間。
 - Smart Fuel Cell 在2013年將Jenny 600升級為Jenny 1200，新版發電效率提高一倍，體積更小、更輕，更易於管理。
 - SFC 的另一款產品是500 Emily DMFC發電機，可用於軍用車輛，相較於傳統電池或柴油系統，其在噪音降低、耐用性、維護成本和尺寸方面都具有顯著優勢。

153

直接甲醇燃料電池的應用與展望(三)

DMFCs在醫療領域中的應用與優勢：

- **緊急情況下的電力供應：**DMFCs在醫療行業中具有潛在應用，尤其是在電力供應受限或緊急情況下。它們可用於血壓計、血糖儀等醫療設備。
- **備用機制與行動輔助：**DMFCs在救護車中作為充電設備的電源，是一種重要的備用機制，可在緊急故障時保護醫療設備的正常運作。
- **助聽器應用：**由於DMFCs可以在環境溫度下運行，並依賴被動反應物流動，使其成為助聽器應用的最佳燃料電池技術。被動式設計有助於開發體積最佳化的系統。在丹麥，助聽器已使用DMFC，一個200毫升的燃料匣可運行24小時，壽命達6000小時。

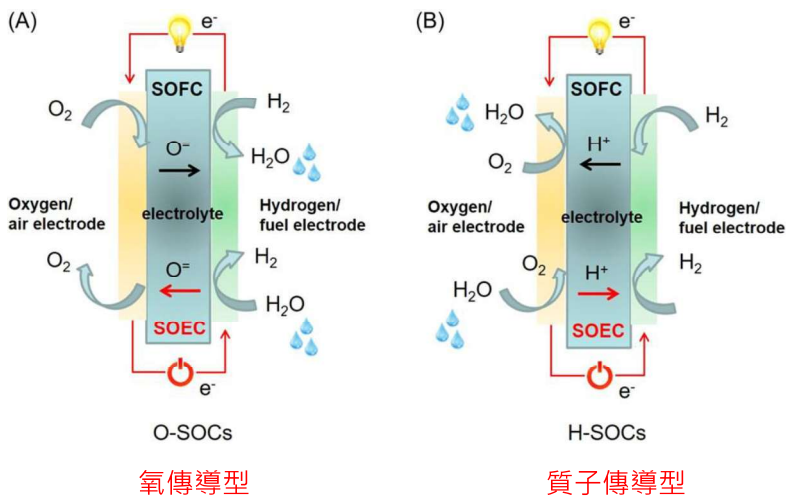
總體而言，DMFCs因其**高能量密度、易於儲存和運輸的液態甲醇燃料，以及環境友善**（只排放二氧化碳和水，不產生硫或氮氧化物）的特性，使其成為有前途的再生能源來源。儘管仍面臨諸如效率、功率密度不足以及相較於氫基燃料電池更高的成本等挑戰，但持續的研究努力正致力於解決這些問題，以實現DMFC技術的廣泛商業化應用。

154

固體氧化物燃料電池 (Solid oxide fuel cells, SOFCs)

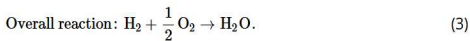
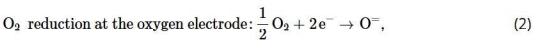
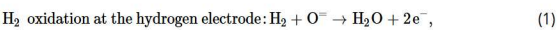
- 獨特特性：
 - 操作溫度：屬於高溫燃料電池，運行溫度介於 600-1,000°C 之間。質子傳導電解質的 SOFCs 則在 400-650°C 範圍內運行。
 - 效率：平均效率為 25-50%。在熱電聯產應用中，電效率約為 60%，熱電聯產系統效率可達 85-90%。與燃氣渦輪機結合的混合系統電效率可高達 70%。
 - 燃料與電解質：可使用碳氫化合物燃料，如丙烷、天然氣、沼氣、煤氣，也可使用氫氣。電解質為固體氧化物(如氧化釔穩定氧化鋯 (YSZ))。
 - 功率密度與壽命：質量功率密度通常低於 100W/kg。壽命超過 50,000 小時。
 - 啟動時間：啟動時間長，約 60 分鐘。
 - 優勢：高效率、燃料靈活性高(可直接使用碳氫化合物燃料而無需外部重整)。固體電解質使其具有魯棒性。適合熱電聯產 (CHP) 應用。可與蒸汽或燃氣渦輪機結合形成混合系統，進一步提升整體效率。適合高功率需求。
 - 缺點：高操作溫度、啟動時間長、關機次數有限。需要精密的熱管理。氧化物電解質操作溫度範圍窄，效率較低。
- 應用場景：高功率需求，大型固定式發電，熱電聯產系統，軍事應用，離網和偏遠地區能源需求，無人機 (UAVs)，飛機輔助動力裝置 (APUs)。

155

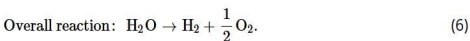
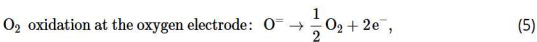
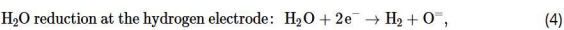


The reactions occur at the air and fuel electrodes under SOFC and SOEC operation modes in an O-SOC can be written as follows:

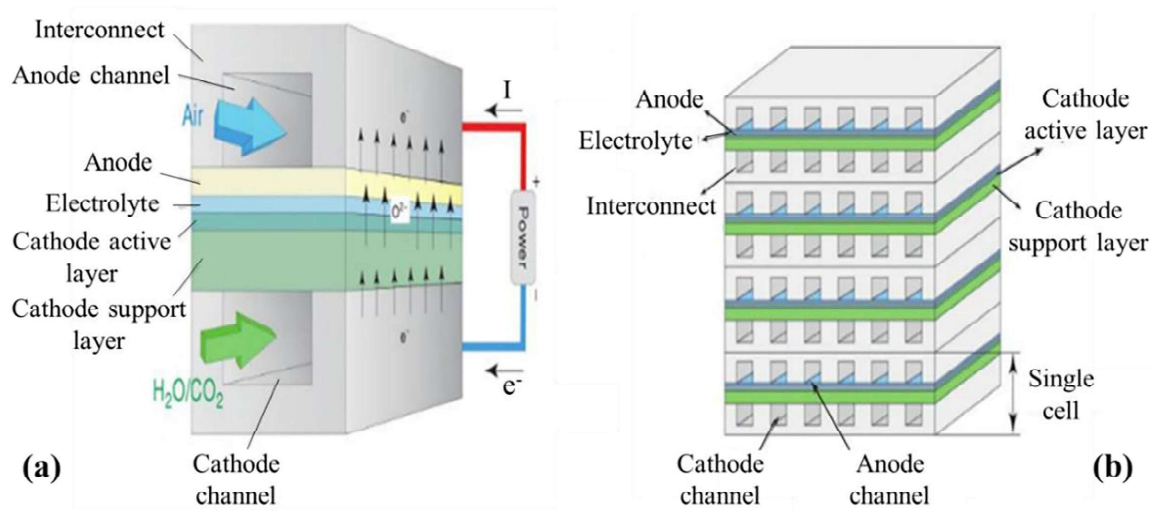
Under SOFC operation mode:



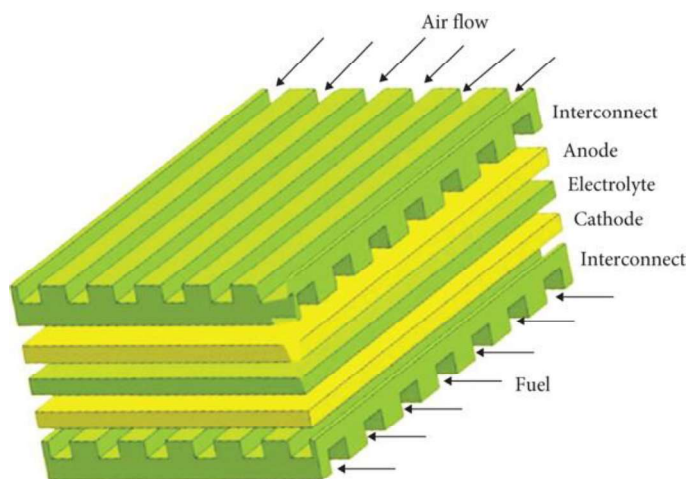
Under SOEC mode:

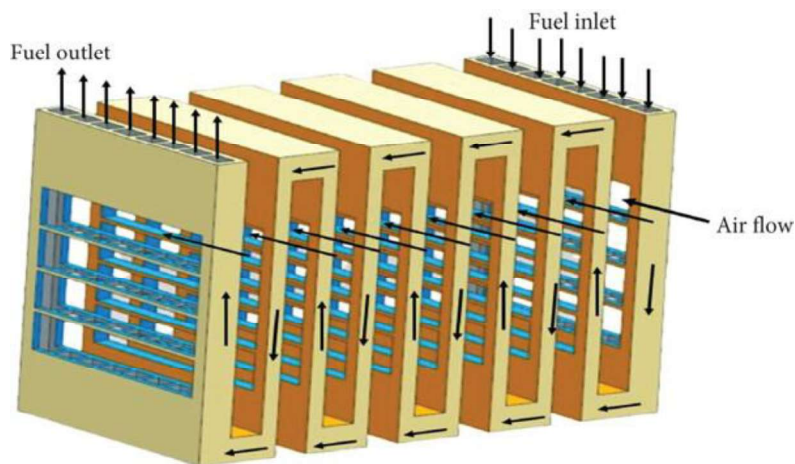


156



A Review on Solid Oxide Fuel Cell Technology: An Efficient Energy Conversion System





International Journal of Energy Research, Volume: 2024, Issue: 1, First published: 14 May 2024, DOI: (10.1155/2024/6443247)

Process for Fuel Cell Interconnect Plates

Manufacturing Process ▼

Interconnect plates also called interconnector, are core components of solid oxide fuel cells (SOFC) and solid oxide electrolysis cells (SOEC). A power stack, composed of multiple metal interconnect plates, is the fundamental power generation unit of a fuel cell. Through the chemical reactions between fuel and air within the stack, the fuel cell system can effectively generate electricity.

To produce interconnect plates, Porite Taiwan has developed a specialized process that includes traditional powder metallurgy compaction, sintering, and the final surface treatment - plasma spraying. Through these processes, Porite Taiwan continuously produces high-quality interconnect plates, supplying them to major energy companies for assembling fuel cells and electrolysis cells.

01 Compaction



Using a 1,600-ton compaction machine, the raw powder material is compressed into shape. The parts are then arranged by robotic arms and automatic alignment machines. Except for mold adjustments, the entire process is automated.

02 Sintering



Parts are stacked using a specially designed automatic loading machine and placed into high-temperature sintering boxes. They are then sent into a continuous sintering furnace for long-duration sintering to enhance the strength of the parts.

03 Plasma Spraying



Using specially developed materials from Taiwan's materials manufacturers, the raw material is sprayed onto the surface of the parts at high temperatures, forming a protective coating.

Porite (保來得) interconnector (連接板) for SOFC and SOEC

BloomEnergy SOFC

Figure 5:
Natural Gas Solid Oxide Fuel Cell

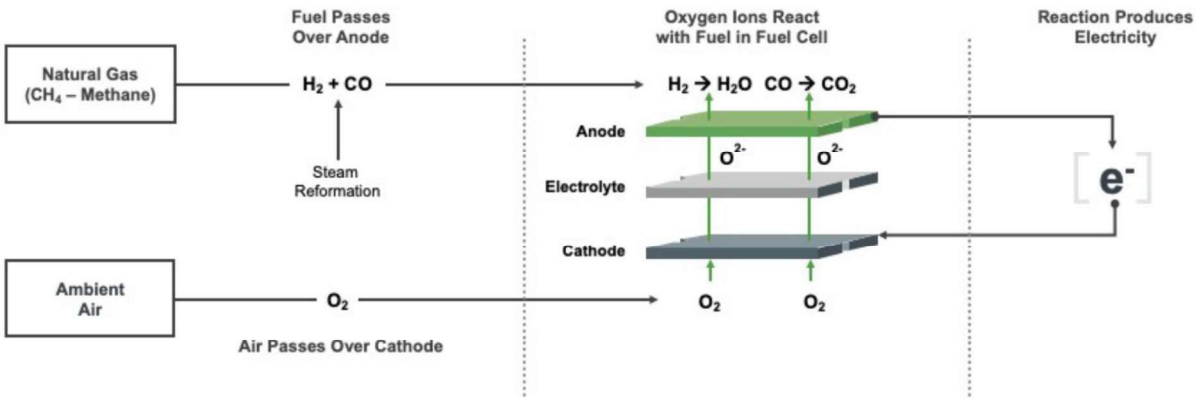


Figure 6:
Hydrogen Solid Oxide Fuel Cell

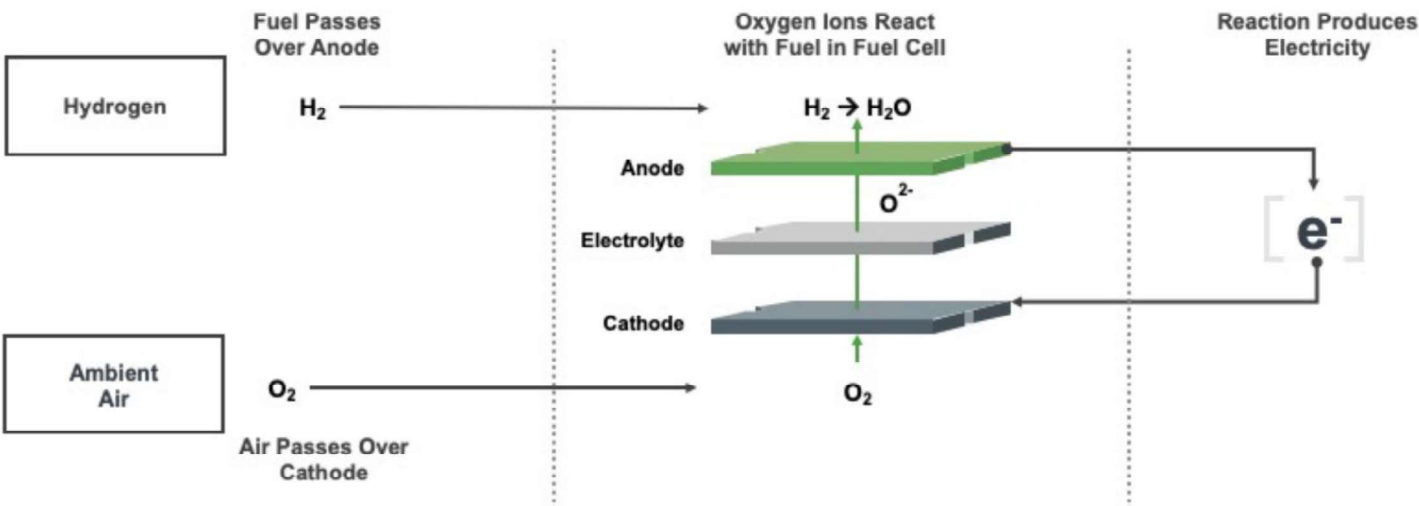
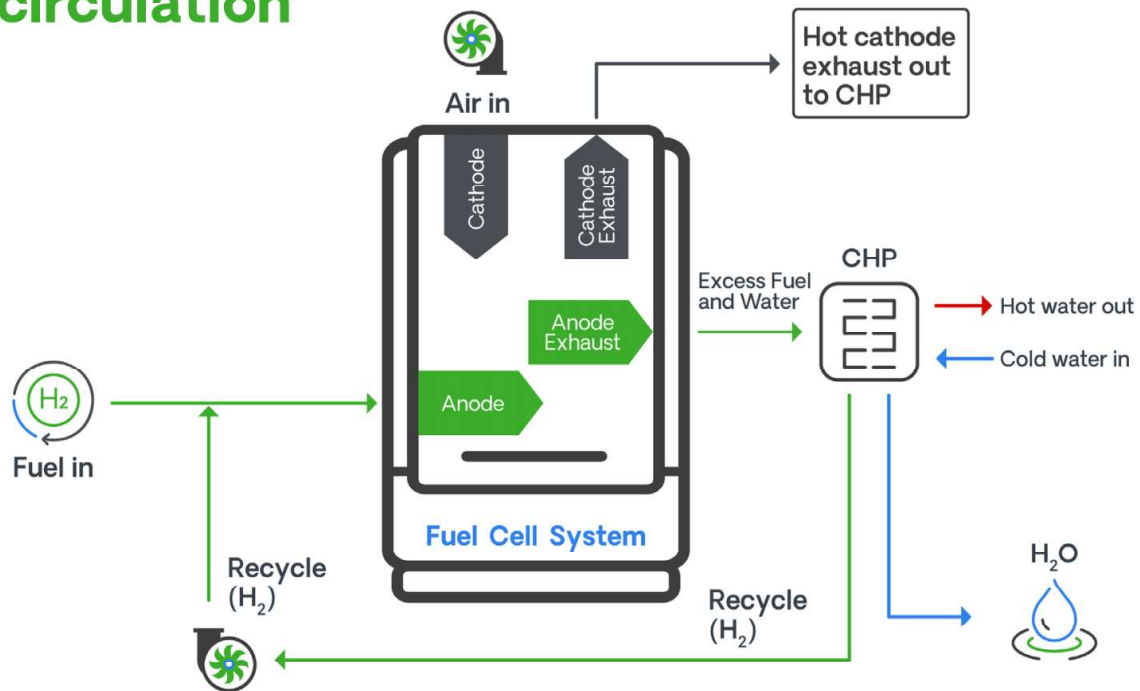


Figure 7:

Water and unreacted H_2 recirculation



BloomEnergy SOFC 熱電聯產效率

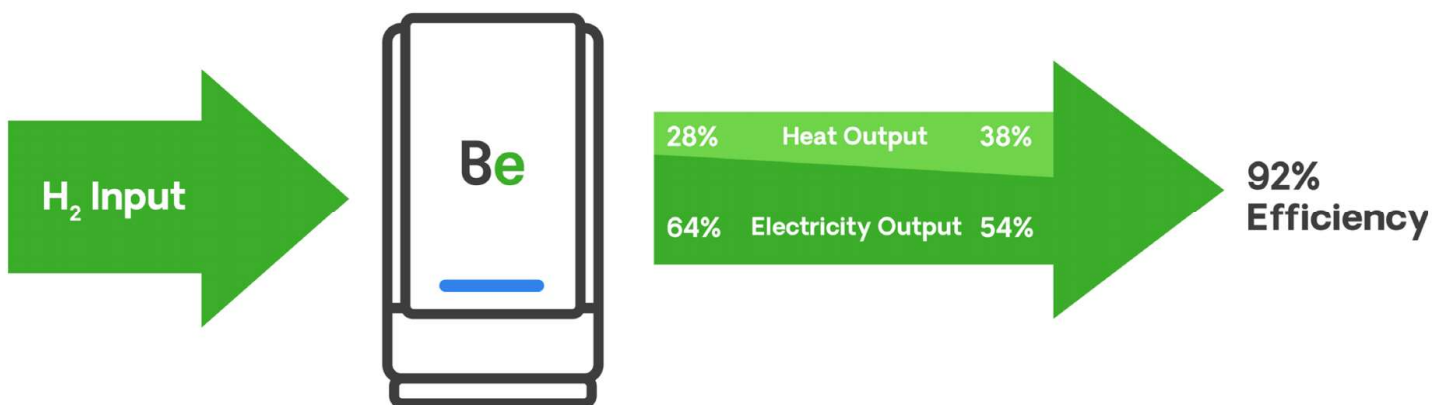


Figure 9:

Hydrogen fueled Bloom Energy Server efficiencies

固態氧化物燃料電池：現況、優缺點與展望(一)

現況 (Current Status)

- SOFC 已發展成為一種在小規模應用上具備商業可行性的電源。
- 全球對化石燃料的依賴日益增加，促使研究人員尋找高效率、成本效益高、環境影響低的替代發電來源，其中氫能因符合必要條件而受到廣泛關注。許多國家正致力於氫經濟，並已投入燃料電池研究。
- 各國正在努力降低 SOFC 的操作溫度，以期減少材料成本、提高可靠性、加快啟動和關閉速度，並減少極化損失。
- 關於 SOFC 混合系統的先進配置正在全球範圍內積極開發，以加速向氫經濟的轉變。
- **SOFC 的應用範圍廣泛**，包括便攜式發電機（250-500瓦電池充電器）、小型電源系統（1-5千瓦住宅電源及汽車、休閒車和重型卡車中的輔助動力單元）以及大型分散式發電廠（例如100-500千瓦系統）。
- 在**商業化方面**，瑞士的 Sulzer Hexis 公司正在開發1至5千瓦的平板式 SOFC 系統。在日本，尺寸約為1千瓦的商用 SOFC 組合熱電聯產（CHP）系統為住宅提供電力和熱水。澳洲的 Ceramic Fuel Cells Ltd. 和英國的 Ceres Power Ltd. 也生產類似的 CHP 系統。
- 在交通運輸領域，雖然質子交換膜燃料電池 (PEMFC) 通常更適用，但 SOFC 能處理含有一氧化碳 (CO) 的氫燃料，且不需要貴金屬催化劑，因此能降低電池成本。Delphi 公司正開發一款5千瓦的輔助動力單元 (APU)，使用陽極支撐的平板 SOFC，可使用汽油或柴油經部分催化氧化重整後運行。SOFC 整合的 APU 有望大幅減少重型卡車的怠速時間、噪音和排放，並顯著節省燃料。
- 2021年，SOFC 技術的先驅 Bloom Energy 在韓國安裝了一台由氫氣驅動的100千瓦 SOFC，用於發電。
- 日本、美國和歐洲等發達國家在 SOFC 技術的研究和投資方面處於領先地位。然而，由於 SOFC 複雜的操作和高昂的成本，模擬仍是該領域最受歡迎的研究方法。

165

固態氧化物燃料電池：現況、優缺點與展望(二)

優點 (Advantages)

- **高效率**：SOFC 直接將燃料的化學能通過單一步驟的電化學反應轉化為電能。它不受卡諾效率的限制，並擁有所有燃料電池中最高的電能轉換效率之一。甲烷-空氣燃料電池的理論最高效率可達82.1%，在空氣化學計量係數達到9.8時甚至可達100%。
- **低環境影響/低排放**：SOFC 排放極少，僅有微量的氮氧化物、一氧化碳、碳氫化合物和硫氧化物。
- **燃料多樣性**：SOFC 主要使用氫氣作為燃料，但也可以使用一氧化碳。它們能處理含有 CO 的氫燃料，並且通常不需要貴金屬催化劑，這有助於降低電池成本。
- **餘熱利用**：由於 SOFC 運行溫度較高，其排出的熱廢氣含有大量可用能量，非常適合大型發電單元 and 小型熱電聯產單元。在高溫下，未利用的氫氣和一氧化碳等殘餘燃料可送入後燃器燃燒，產生的熱量可用於預熱空氣和燃料，以及進行外部燃料重整，非常適合**熱電聯產 (CHP) 應用**。
- **內部重整能力**：SOFC 可以進行內部重整，將碳氫化合物燃料直接轉化為氫氣和一氧化碳，而無需外部重整器。這簡化了系統，提高了效率，並降低了工廠成本。內部重整還能利用本來會被浪費的熱量，為 SOFC 電堆提供額外冷卻。
- **混合系統的高效率**：SOFC 可以與燃氣輪機 (GT) 和蒸汽輪機 (ST) 等現有熱力發電廠整合，形成混合系統，顯著提高整體系統效率。直接混合 SOFC-GT 系統的电效率甚至可以達到50-70%或更高。
- **結構強度和密封性**：管狀設計的 SOFC 不需要高溫密封劑，提供更好的結構強度。
- **電解質特性**：質子傳導電解質在較低溫度範圍內提供更好的離子電導率，從而降低成本。電解質自由燃料電池 (Electrolyte-Free Fuel Cell) 的製造過程較不複雜，能降低製造成本並減少極化損失。

166

固態氧化物燃料電池：現況、優缺點與展望(三)

缺點與限制 (Disadvantages and Limitations)

- 操作溫度相關挑戰：

- 高溫操作：傳統 SOFC 操作溫度高（高於850°C），這需要使用昂貴的材料用於電極、電解質、連接件、絕緣材料和密封件。高溫操作也會縮短燃料電池壽命、降低安全性，並增加發電總成本。

- 低溫操作：低溫或中溫操作雖然能增加燃料電池耐久性並減少密封劑洩漏，但會導致較低的電池電壓和較高的歐姆電阻，降低功率密度。

- 材料與製造挑戰：

- 材料劣化：電解質和電極的性能損失是 SOFC 損耗的常見因素，原因包括中毒、材料微觀結構變化、化學和熱應力、相變及雜質等。例如，鎳基陽極會受到硫中毒和碳氫化合物焦化問題的影響。

- 熱膨脹不均：高溫 SOFC 平面設計面臨層間熱膨脹不均的問題。

- 電解質限制：厚電解質層雖然提供較好的機械強度，但導電性較低且歐姆電阻高。鈹氧化物電解質在陽極會還原成鈹，且機械強度低。鏷鎳酸鹽對陽極中的氧化鎳有反應性，且機械強度差。

- 系統複雜性與效率損耗：

- 極化損失：電子在 SOFC 內部和外部電路中移動時會發生電壓損失，這稱為極化或過電位，主要來源包括活化過電位、歐姆過電位和濃度過電位。活化極化在低溫和中溫 SOFC 中導致顯著的電壓下降。

- 密封問題：平板設計的密封較複雜，增加了洩漏風險並降低了抗熱應力能力。

- 內部重整限制：內部重整可能導致熱量需求與可用熱量不匹配，引起局部過冷和溫度分佈不均，增加 SOFC 機械故障風險。

- 混合系統整合複雜性：SOFC 燃料電池堆與燃氣輪機在複雜系統配置中的耦合存在困難。增壓型 SOFC-GT 系統設計和功能方面存在複雜性，包括系統佈局、陽極和陰極承受的顯著壓差以及 SOFC 和 GT 在增壓佈局中的對齊問題。

167

固態氧化物燃料電池：現況、優缺點與展望(四)

未來展望 (Future Outlook)

- 低溫化與耐久性提升：降低 SOFC 操作溫度以減少材料成本、提高可靠性、加快啟動和關閉速度，以及減少極化損失是重要的研究方向。使用薄膜電解質和改進的微觀結構可以縮短離子傳輸路徑，降低歐姆電阻，使得 SOFC 能夠在中溫下運行而不降低性能，並降低操作成本。

- 質子傳導燃料電池 (PCFC)：作為傳統 SOFC 的替代品，PCFC 因其在較低溫度下高效率運行以及回收未利用氫氣的固有能力而受到越來越多的關注。

- 先進材料與設計：研發新型材料和設計，例如陽極支撐的薄膜電解質電池，以實現低溫高功率密度運行。日本和美國正在開發簡化的陶瓷工藝來製造薄膜電解質。

- 混合系統優化：研究人員正積極開發 SOFC 混合系統的先進配置，以加速向氫經濟的轉變。先進的控制系統和管理策略有助於優化混合系統。

- 碳捕獲技術：針對使用化石燃料的混合系統仍會排放碳的問題，碳捕獲技術可以幫助控制碳排放。

- 可再生能源整合：生物質氣化與 SOFC 系統的結合為電力和熱能的熱電聯產提供了有前景且可行的前景。

- 經濟可行性：雖然 SOFC 部署成本較高，但規模經濟、批量生產和更長的 SOFC 壽命可以彌補這些高成本。

- 應用拓展：隨著改進的設計、新材料和控制系統的發展，以及各國為實現碳中和所做的努力，SOFC 的應用範圍可能會進一步擴大到車輛和太空應用。

- 持續研發：進一步的研究和開發工作對於克服 SOFC 技術的現有限制至關重要，這可以顯著增強其在交通運輸和固定電源供應中的應用。SOFC 有潛力在實現更清潔和可持續能源解決方案方面發揮關鍵作用。

168

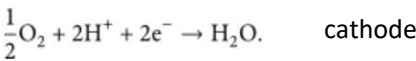
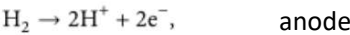
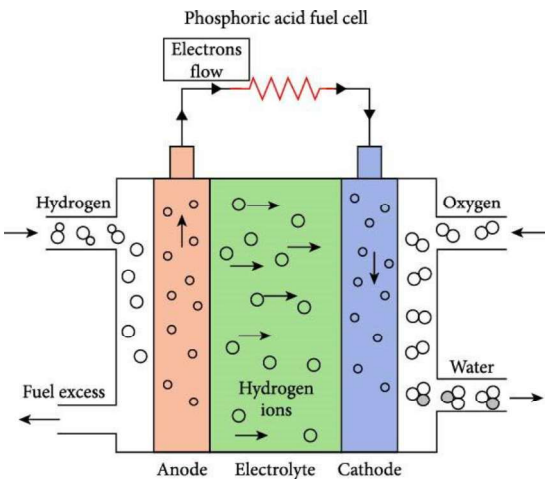
磷酸燃料電池

(Phosphoric acid fuel cells, PAFCs)

- 獨特特性：
 - 操作溫度：中溫系統，運行溫度範圍為 150-220°C。
 - 效率：淨電效率為 37%，熱電聯產 (CHP) 總效率可達 87%。系統效率為 40-50%。熱電聯產 (CHP) 效率可達 85% 以上。
 - 燃料與電解質：使用液態磷酸 (H3PO4) 作為電解質。燃料可為氫氣或甲醇。
 - 功率密度與壽命：功率密度較差。壽命超過 50,000 小時。
 - 啟動時間：啟動時間較長。
 - 優勢：適合熱電聯產 (CHP) 應用。對燃料雜質的容忍度較高。在固定式發電應用中，以可靠性和效率著稱。
 - 缺點：功率密度低，限制其廣泛應用。催化劑昂貴，對硫敏感。
- 應用場景：建築設施、公用事業、分佈式發電。固定式發電廠。

169

A Recent Comprehensive Review of Fuel Cells: History, Types, and Applications



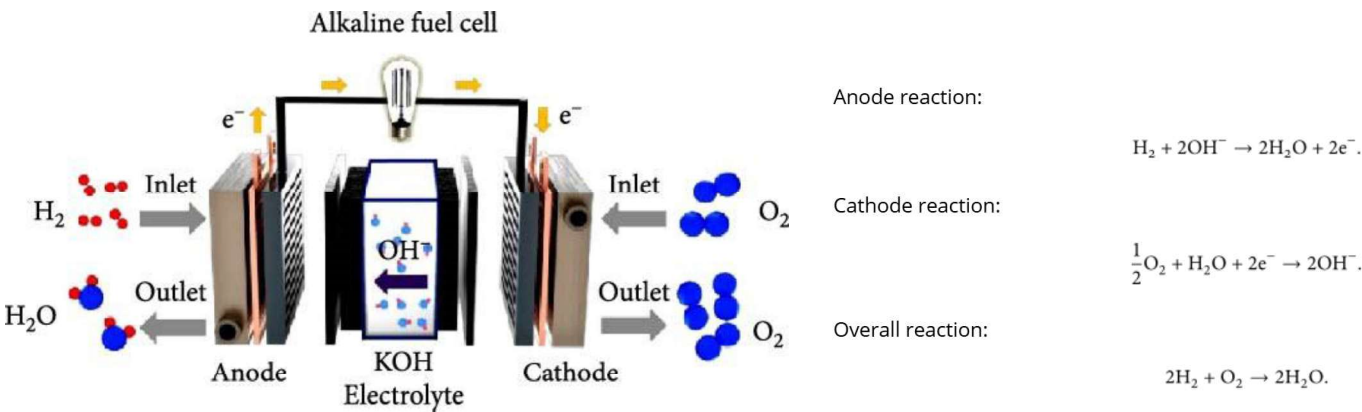
鹼性燃料電池

(Alkaline fuel cells, AFCs)

- 獨特性：
 - 操作溫度：屬於低溫系統，運行溫度介於 60-250°C 之間，現代設備通常在 70°C 左右。
 - 效率：效率相對較高，某些應用中可達 60%。在太空應用中，效率可超過 60%。系統效率為 60-70%。熱電聯產 (CHP) 效率可達 80% 以上。
 - 燃料與電解質：電解質為氫氧化鉀水溶液。燃料通常是氫氣，也可使用氨氣。
 - 功率輸出與壽命：可產生 5 至 150 kW 的電輸出。壽命約 8,000 小時。
 - 啟動時間：快速啟動。
 - 優勢：最早開發的燃料電池技術之一，曾被美國太空計畫廣泛用於太空飛行器上的電力和水的產生。由於可使用非貴金屬作為催化劑 (例如鎳)，組件成本較低。高效率和耐用性。適合低溫應用。
 - 缺點：對二氧化碳 (CO₂) 污染敏感，即使空氣中微量的 CO₂ 也會因碳酸鹽的產生而顯著影響性能和耐用性。由於使用液態電解質，膜的耐用性低於 PEMFCs。儘管資料指出可使用非貴金屬，但也有來源提及對貴金屬的依賴限制了其廣泛應用。
- 應用場景：美國太空計畫 (雙子座五號、阿波羅任務、天空實驗室)。固定式發電 (通常適用於比 PEMFCs 更高溫度和更大尺寸的應用)。鹼性電解、備用電源系統。交通、軍事、輔助動力裝置、離網電信。

171

A Recent Comprehensive Review of Fuel Cells: History, Types, and Applications



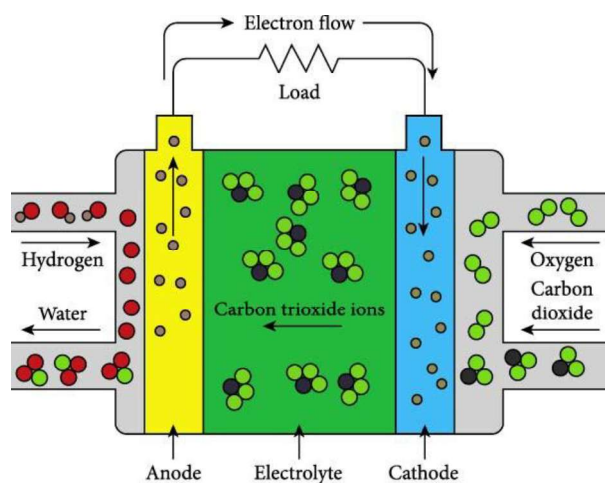
鹼性燃料電池 (AFCs) 觸媒

鹼性燃料電池 (AFCs) 的陽極和陰極可以使用多種**非貴金屬**作為觸媒。由於 AFCs 的低溫特性，**鎳 (Ni)** 常用作觸媒，而非傳統的鉑材料。由於 AFCs 能夠使用非貴金屬，因此其**觸媒成本較低**。

AFCs 的工作溫度範圍通常在 100 到 250°C 之間，而現代設備的工作溫度約為 70°C，因此 AFCs 被歸類為低溫系統。

熔融碳酸鹽燃料電池 (Molten carbonate fuel cells, MCFCs)

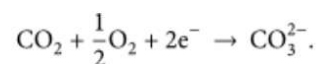
- **獨特特性：**
 - **操作溫度：** 屬於高溫系統，運行溫度介於 500-700°C 之間。
 - **效率：** 與渦輪機結合時效率可達 65%。回收廢熱後，總燃料效率可達 85% 以上。系統效率為 50-60%。
 - **燃料與電解質：** 電解質通常是**鋰和鉀碳酸鹽的熔融混合物**。燃料種類多樣，包括天然氣、沼氣、煤氣。
 - **功率密度與壽命：** 功率密度較低。壽命約 7,000-8,000 小時。
 - **啟動時間：** 約 10 分鐘。
 - **優勢：** 燃料多樣性高。高效率。已達到商業規模並具備兆瓦級的能力。有利於高功率輸出。適合高溫操作。
 - **缺點：** 氧還原過程相對緩慢。體積龐大。腐蝕問題。功率密度低。耐用性差、成本高。具有高度腐蝕性。
- **應用場景：** 固定式和分佈式發電應用。熱電聯產系統、工業應用。



Anode reaction:



Cathode reaction:



Overall reaction:



熔融碳酸鹽燃料電池陰陽極材料

- 陽極材料：MCFC的陽極使用 **Ni-Cr/Ni-Al** 合金。
- 陰極材料：MCFC的陰極材料是**鋰化NiO**。

不同燃料電池的性能比較表

TABLE 1: Quantitative and qualitative comparison among different types of fuel cells [23, 25, 138, 140, 147, 148].

Characteristics	PEMFCs	DMFCs	SOFCs	AFCs	PAFCs	MCFCs
Operating temperature (°C)	60–110	70–130	500–1000	60–250	150–210	500–700
System efficiency (%)	40–55	40	40–60	60–70	40–50	50–60
Combined heat and power efficiency (%)	70–90	80	<90	>80	>85	>80
Stack power (kW)	1–100	0.001–100	0.5–2,000	1–100	100–400	300–3,000,000
Energy density (kW hr/m ³)	112.2–770	29.9–274	172–462.09	—	—	25–40
Power density (kW/m ²)	3.8–6.5	~0.6	4.20–19.25	~1	0.8–1.9	1.5–2.6
Lifespan (hr)	2,000–3,000	1,000–4,500	1,000	8,000	>50,000	7,000–8,000
Cell voltage (V)	1.1	0.2–0.4	0.8–1.0	1.0	1.1	0.7–1.0
Nominal current density (A/cm ²)	0.5–1	0.15–0.3	—	0.1–0.3	0.15	0.14–0.16
Electrolyte	Polymer membrane	—	Yttria-stabilized zirconia (YSZ)	KOH	Phosphoric acid (H ₃ PO ₄)	Molten carbonate
Fuel type	Hydrogen	Methanol	Hydrogen, natural gas, biogas, coal gas	Hydrogen, ammonia	Hydrogen, methanol	Natural gas, biogas, coal gas
Startup time	<1 min	—	60 min	<1 min	—	10 min
Advantages	(1) Small size (2) Lightweight (3) Quick startup time and load response (4) Low temperature	(1) Low cost of fuel methanol, low operational temperature, and pressure (2) High power density	(1) High efficiency (2) Fuel flexibility. (3) Solid electrolyte (4) Suitable for CHP (5) Hybrid/gas turbine cycle	(1) A wider range of stable materials allows components to be priced lower (2) Low temperature (3) Quick startup	(1) Suitable for CHP (2) Increased tolerance to fuel impurities	(1) Fuel variety (2) High efficiency
Disadvantages	(1) Sensitivity to low temperature, humidity, salinity, and fuel impurities	(1) Low reaction kinetics (2) Methanol is very toxic and highly flammable	(1) High temperature (2) Long startup time (3) Limited number of shutdowns (4) Intensive heat	(1) Sensitive to CO ₂ in fuel and air (2) Electrolyte management (aqueous) (3) Electrolyte conductivity (polymer)	(1) Expensive catalysts (2) Long startup time (3) Sulfur sensitivity	(1) Slow response time (2) Highly corrosive (3) Low power density
Applications	(1) Transportation, portable power, unmanned aerial vehicles (UAVs)	(1) Transportation, portable power, unmanned aerial vehicles (UAVs)	(1) UAVs, transportation, power plant (2) Auxiliary power units	(1) Transport, military, auxiliary power units, aerospace (2) Off-grid telecom	(1) Building (2) Utilities (3) Distributed generation	(1) Distributed generation, Utilities

參考資料(1/3)

- Clean hydrogen production pathways report 2024, Hydrogen Europe.
- IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Waste to Hydrogen White Paper | Quantron AG & Partners
- IEA (2023) Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity
- IRENA (2022) Decarbonising End-use Sectors: Green Hydrogen Certification.
- European Commision Document (2023) 1086.
- 國際低碳氫來源証明制度發明現況，徐嘉玟(財團法人台灣經濟研究院)。
- IRENA and AEA (2022), Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn.
- Electrolyser technologies, PEM vs Alkaline electrolysis, NEL Hydrogen company.

參考資料(2/3)

- Be Electrolyzer White Paper, Bloom Energy.
- 中技社 · 2024-02-至2030年氫能技術發展
- 中技社 · 2023-13-石化業邁向2050淨零碳排技術發展與政策探討
- Global Status of CCS 2024 Collaborating for a Net-Zero Future, Global CCS Institute
- Shell Blue Hydrogen Process White Paper
- <https://www.shell.com/business-customers/catalysts-technologies/resources-library/shell-blue-hydrogen-process-cost-effective-technology-avoiding-CO2-emissions.html> (Mar. 21. 2024)
- IEAGHG Technical Report 2022-07 Low Carbon Hydrogen from Natural Gas Global Roadmap IEA Greenhouse gas RD program
- Hydrogen production from biomasses and wastes: A technological review, International Journal of Hydrogen Energy, vol. 46, p. 33756, 2021.

參考資料(3/3)

- A recent comprehensive review of fuel cells: history, types, and applications, International Journal of Energy Research, 2024, 7271748.
- Hydrogen Power Generation and the Significance of Efficiency, BloomEnergy.
- Review on Direct Methanol Fuel Cells: Bridging the gap between theory and application for sustainable energy solutions, Energy & Fuels, 2025, 39, 5651-5671.
- Recent Advances on PEM Fuel Cells: From Key Materials to Membrane Electrode Assembly, Electrochemical Energy Reviews, 2023, 6, 28.
- A Review on Solid Oxide Fuel Cell Technology: An Efficient Energy Conversion System, International Journal of Energy Research, 2024, 6443247.