

淺談現有氫能供給技術

侯仁義¹、周秉瀟²

摘要

氫氣因氣候變遷而在 1970 年代石油危機後重獲重視，並被認為是最可能使運輸與化工產業脫碳的可能物質，因此在淨零排放成為全球趨勢後，許多針對產氫技術的研究也正如火如荼的進行，我國也將氫能作為十二項關鍵戰略之第二項，企圖推動其發展。

本文旨在為讀者提供氫能供給技術之介紹，以及討論各項供給技術之發展狀況，同時，本文亦由技術發展狀態與國際組織對氫能發展之預測，對我國現有的氫能政策進行部分評析與提供部分淺見，建議我國氫能政策應著重於藍氫製造與電力以外部門如運輸、工業部門之應用。

一、前言

依照國際能源總署(IEA)於 2023 年出版的全球氫能回顧 2023(Global Hydrogen Review 2023)所述，2022 年約產出 9,500 萬噸氫氣，其中 83.5%為以化石原料產出且未使用任何減碳措施的灰氫(62%)、褐氫(21.5%)，16%為石化產業製程中產出的副產氫，相形之下，以化石燃料搭配碳捕集措施的藍氫目前僅占 0.6%，而以電力電解水產出氫氣則僅占 0.1%；全球共用氫 9,500 萬噸，以煉油產業與工業用氫為主。其中煉油產業用氫 4,100 萬噸，超越 2018 年的高點；工業用氫合計使用 5,300 萬噸，其中 60%用以產氫，30%用以生產甲醇，10%用於煉鐵工業生產直接還原鐵，IEA 預估若 2030 年符合碳中和願景的科技發展狀況，則當年度預期將使用 1.5 億噸氫氣且其中過半為低碳氫，

¹財團法人台灣綜合研究院 高級研究員

²財團法人台灣綜合研究院 高級助理研究員

同時有 40% 需求來自新興部門如發電業、運輸業，而未來氫能使用也將以工業(含煉製、石化工業)、發電、運輸為主。

然而，由於 2050 碳中和議程已為世界大多數國家接受，因此 IEA 預估 2030 年以綠電電解水產出之氫氣將占屆時氫能供給的 34%，而以化石能源搭配碳捕集措施生產的藍氫則占 18%，合計供給 9.47 億噸氫氣；2050 年以綠電電解水產出之氫氣將占屆時氫能供給的 73%，而以化石能源搭配碳捕集措施生產的藍氫則占 27%，合計供給 13.39 億噸氫氣。

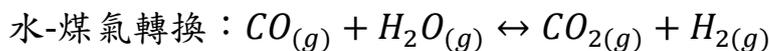
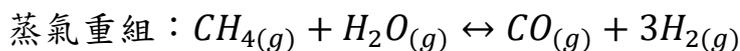
因此，目前大多數國家皆以天然氣經蒸氣重組反應產生之灰氫作為起點，以蒸氣重組反應加裝碳捕集設備產出的藍氫作為過渡期的氫能製程，再逐步改以綠電電解水產出綠氫，亦有部分國家則因其能源特性而有不同選項可供選擇，例如林業發達的加拿大與北歐利用處理木材產出的廢木屑與木片進行生質能產氫；英、美、法等核能發電占比較高國家以雖非再生能源但排碳量與再生能源發電相近的核電電解水產出氫氣；馬利、法國、澳洲等國則有氫氣以近似天然氣的形式封存於地層等待開採。

目前我國已初步盤點 2050 年的氫能需求大約有 378 萬噸，其中則有 105 萬噸將由自產氫支應(37 萬噸為綠氫、68 萬噸為藍氫)，273 萬噸則由進口氫能支應，鑑於氫能未來將做為工業部門減碳的重要技術，本文將對現有氫能生產、進口載體相關技術做簡單摘要，並加以評析。

二、氫能生產技術

(一) 蒸氣重組及碳捕集(SMR 的 TRL³=9，SMR+CCS 的 TRL=7~8)

蒸氣重組之主反應共分兩部分，其一是蒸氣重組，在此過程中被轉換為甲烷的進料會與水蒸氣作用轉變為一氧化碳與氫氣(重組，Reforming)，其二是水-煤氣轉換(Water-Gas Shift; WGS)，此過程中一氧化碳將在較低溫的狀況下與水蒸氣再度反應為二氧化碳與氫氣，反應式如下所述：



³ TRL 為技術完備等級。9 為「經成功系統運行驗證」，7~8 為「示範場建置完成且成功完成試運行」。

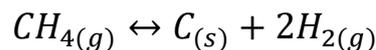
此法相對成熟，反應以高熱值(Higher Heating Value, HHV)計，能量效率為 76%，但過程中包含供應能量將造成大量溫室氣體排放，故以醇胺法對煙道氣進行碳捕集，此法目前可去除 90%的二氧化碳，但需額外過濾設施避免設備損壞，隨後這些二氧化碳將加熱蒸發，並被儲存於 110 bar 的鋼瓶內。加裝 CCS 後，能量效率下降至 68%(同樣以高熱值計)，下降的效率來自吸收劑循環利用所需投入的能量以及加壓二氧化碳。

在不考慮 CCS 的狀況下，生產每公斤以 30 bar 形式儲存的氫氣，需耗費 3.36 kg 的天然氣、0.31 度高壓電(將氫氣加壓所耗費的電力)以及 21.90 kg 的水，造成 9.26 kg 的溫室氣體排放；而若考慮 CCS，則生產每公斤以同樣條件儲存的氫氣需耗費 3.76 kg 天然氣、1.11 度高壓電(將氫氣與二氧化碳加壓、並將吸收劑回收所耗電力)與 23.70 kg 水，過程中無法被捕捉的二氧化碳為 1.03 kg。

平均而言，進行 CCS 時若以燃氣機組作為電力來源，每捕獲 1 kg 二氧化碳會額外排放 0.21 kg 二氧化碳，及額外造成 3.79 MJ(約 0.4 kg)天然氣消耗；而無論是否採用 CCS，皆可使用變壓吸附(PSA)將氫氣提純到 99.99%。以 2019 年幣值計，SMR 的平準化產氫成本(LCOH)為每公斤 1.35 美金，加入 CCS 後成本將提升至每公斤 2.01 美金。

(二)甲烷裂解(TRL=3~5)

顧名思義，甲烷裂解係以高熱或在觸媒存在下的高熱(有觸媒存在時，反應溫度可降低攝氏 200 至 300 度)在無氧環境下直接裂解甲烷，過程只會產生具商業價值的碳黑以及氫氣，反應式如下，我國亦有類似技術，是為中研院與台電公司共同研發之去碳燃氫技術，其去碳部分即甲烷熱裂解。

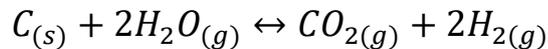


裝置成本因不必進行 CCS 等進階處理而可與 SMR 相匹敵，但因變動成本與製程、天然氣價、觸媒系統與碳黑時價高度相關，為求研究公正性，本文以熔融金屬觸媒反應槽作為主要討論對象，其 TRL 為 3 至 5，即實驗室環境下的示範已完成，但尚未完成實際運作。

若反應槽的熱源為燃氣鍋爐，則每公斤透過此法生產的氫氣，包含進料將耗用 4.86 kg 天然氣、8.08 kg 水，鍋爐則將排出 2.50 kg 二氧化碳，並產出 3 公斤碳黑。以 2019 年幣值計，此法的產氫成本為每公斤 1.87 美金。

(三)煤氣化及碳捕集(CG 的 TRL=9，CG+CCS 的 TRL⁴=6~7)

在此製程之中，煤在氧氣存在的高溫高壓(800-1300°C，30-70 bar)下而部分氧化成合成氣(一氧化碳、氫氣、二氧化碳、水蒸氣與尚未反應的甲烷共存的混合物)，而合成氣在此環境下，會因過程中不可避免的 WGS(因為反應系統內有水蒸氣與一氧化碳)形成更多氫氣，反應式如下：

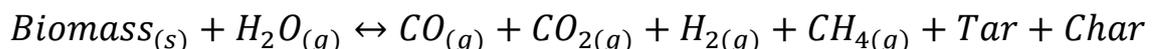


雖然此法能量效率僅 55%較蒸氣重組反應為低，但因其較高的進料容量使目前部分氫氣仍由此法產出，然而此法也與蒸氣重組一樣，面臨須進行 CCS 的壓力。

在不考慮 CCS 的狀況下，生產每公斤以 30 bar 形式儲存的氫氣，需耗費 8.51 kg 的褐煤、11.28 kg 的水，造成 22.00 kg 的二氧化碳、0.0266 公斤的甲烷、以及 0.00000697 公斤氧化亞氮排放，若過程中包含汽電共生則可產出 3.18 kWh 電力；而若考慮以醇胺法進行的 CCS，則生產每公斤以同樣條件儲存的氫氣需耗費 9.70 kg 褐煤、38.08 kg 的水、1.36 度高壓電，造成 4.13 kg 的二氧化碳、0.0322 公斤的甲烷、以及 0.0000187 公斤氧化亞氮排放，其中以汽電共生產出的電力已被應用於 CCS。以 2019 年幣值計，CG 的 LCOH 為每公斤 1.48 美金，加入 CCS 後成本將提升至每公斤 2.32 美金。

(四)生質能氣化及碳捕集⁵(BG 的 TRL=5~6，BG+CCS 的 TRL=3~5)

固態生質能可用於產氫，與煤相同，其氣化方式也為產出合成氣，且溫度大約落在 500 至 1400°C。反應式如下，其中 Tar 為焦油、Char 為焦炭：



⁴ TRL 6~7 為「實驗室環境下系統/次系統模型示範成功至開始試運行間階段」。

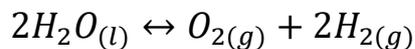
⁵ 此技術發展狀況大約為技術示範中，但尚未投入實場運用。由於其參考文獻為 2016 年，因此可預測此技術完備等級高於此數值。

此法能量效率因使用的生質能種類與反應溫度而異，本文將以人工種植並砍伐後剩餘的楊樹⁶木片製備成的生質能為主。由於考慮生質能收割前所進行的農業活動，因此也將改變土地用途等措施造成的溫室氣體排放、資源投入納入。然而，由於我國林業產量並不足以使用木料加工之廢品作為生質能，故並無相關技術之考慮。

在不考慮 CCS 的狀況下，生產每公斤以 30 bar 形式儲存的氫氣，需耗費 36.28 kg 的進料、47.48 kg 的水，運輸大約 2.90 噸公里，造成 32.84 kg 的二氧化碳、以及 0.01 公斤二氧化氮排放，若過程中包含發電則可產出 2.07 kWh 電力；而若考慮以醇胺法進行的 CCS，則生產每公斤以同樣條件儲存的氫氣需耗費 36.34 kg 褐煤、47.96 kg 的水、3.58 度高壓電，造成 16.77 kg 的二氧化碳以及 0.00774 公斤二氧化氮排放，其中以發電產出的電力已被應用於 CCS。以 2019 年幣值計，BG 的 LCOH 為每公斤 2.40 美金，加入 CCS 後成本將提升至每公斤 3.71 美金。

(五)電解(TRL=8)

在此製程之中，高純度的氫氣(幾乎為純氫)透過水的直接電解而產生，目前已知的技術包含鹼性電解(AEL)、質子交換膜(PEM)以及固態氧化物電解(SOEC)，其中 AEL 與 PEM 在攝氏 70 至 90 度可運作，而 SOEC 則需攝氏 650 至 850 度運作(IRENA, 2020)，我國目前則將技術能量投注於 PEM、鹼性膜電解(AEM，技術較為創新，各國皆在研發階段而尚無數據)與 SOEC，其反應式如下：



生產每公斤以 30 bar 形式儲存的氫氣，需耗費 10.00 kg 的水與 54.2 度電。以 2019 年幣值計，使用核電電解的 LCOH 為每公斤 1.48 美金，太陽光電電解的 LCOH 為每公斤 9.49 美金，風力發電電解的 LCOH 為每公斤 5.61 美金。

⁶ 楊樹可作為廉價木材使用。

三、氫能載體技術

(一)液態氫(TRL=7~8)

氫氣作為宇宙中最早形成的元素，其物理與化學性質與絕大多數物質都有一定差異，而由於其凝結點的極端低溫(-253°C)，部分牛頓物理學的內容將不再適用，其中之一即為氫分子的電子自旋會因溫度過低而從較為高能量的正氫(ortho，兩電子自旋方向同向，室溫下占 75%)變為低能量的仲氫(para，兩電子自旋方向相反，室溫下占 25%)，由於此轉向過程釋放的能量(525 kJ/mol)大於氫的汽化熱(448 kJ/mol)，因此若在短時間內降低液態氫的溫度，自旋轉向釋出的能量足以再度將液化的氫汽化。

因此，若需液化氫氣，則需透過熱力學膨脹進行，共分為三種方式，其一為 Linde-Hampson 循環，降溫時所需的內能僅依賴液化開始時的一次性增壓，此後便已進入低溫環境或進行焦耳-湯姆森膨脹(Joule-Thomson Expansion，後稱 J-T 膨脹)將氣體溫度降低至凝結點；由於 Linde-Hampson 循環每日僅可產出 2 公噸液態氫，故出現 Claude 循環，以前次液化過程回流的氫氣先將氣體冷卻至 80K，再透過數次等熵膨脹降溫至 30K 以下，最終將氣體經 J-T 膨脹至 0.1~0.2 MPa、20~23K 以收集液化的部分，然而其缺陷在於過程相當繁複。另亦有工廠將原先用於將天然氣液化的逆布雷頓循環(Reverse Brayton)⁷ 用於液化氫氣，此法運用其他冷媒如液氮、液氫、液氬、混合冷媒作為預冷工具，並利用一電動機向系統做功降溫。其缺陷在於若使用混合冷媒則可能有溫室氣體排放的疑慮。前述三種液化方式因自旋轉換速率極慢，皆須添加順磁性觸媒加速自旋方向轉換的過程。

現有的氫氣液化設備與廠家，對於液化氫氣所投注的能源大多落於 6~15 kWh/kg H₂，過程中無供熱需求(Al Ghafri et al., 2022)。同時，由於儲存方式與運輸所需條件相對極端，目前僅知須以圓柱體或球體儲槽進行儲存，且須進行防止氫脆的措施，此外，運輸部分僅知可使用卡車、低溫管線或混入天然氣管線進行陸運，海運部分則於 2022 年底確認可以裝設 1,250 m³ 儲槽的

⁷ 此法的熱力學過程與發電機使用的布雷頓循環走向相反，因此被稱為逆布雷頓循環。

運輸船進行，興建運輸船的川崎重工則宣稱 2023 年將船上儲槽容量升高至 160,000 m³。

(二) 氨(哈伯法製氨：TRL=9；氨裂解：TRL=6~7)

於純氫氣在運輸上的困難，自各國投入研發氫能技術以來已有不少研究指向應使用其他分子作為氫能載體進行運輸，其中，由於氨本身可做為燃料使用且具工業價值、合成氨僅需氮氣與氫氣且技術成熟，在高溫與觸媒作用下，氮氣與氫氣將合成氨。由於技術與製程皆已趨於成熟，因此除使用能源差別外，皆不予討論。

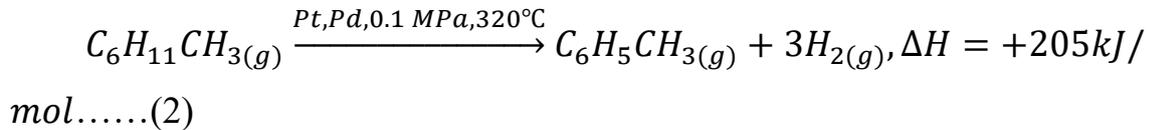
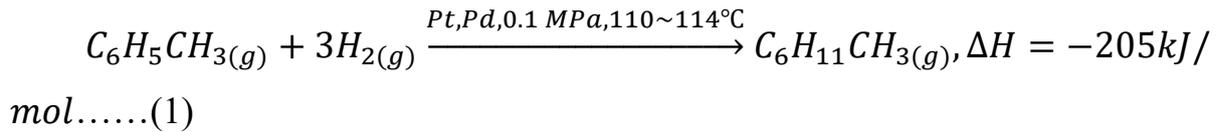
若利用氨作為氫能載體，較為明顯的疑慮有二，其一是氨本身會對環境造成損害，其二則是氨本身雖可作為燃料使用，但其低位熱值較氫低上許多，因此有是否將氫分離出來的爭議。若將氫氣分離，則仍需額外投入能量進行分解，目前最為合適的觸媒為鈦與鎳(Lucentini et al., 2021)，而本研究將同時評估將氨分解與否對於船運需求等數據表現的影響。

由於以鍋爐提供哈伯法製氨所需熱能造成的溫室氣體排放量極大，現有以電力產氨的做法，成功將產氨所需能量下降至 0.500~0.778 kWh/kg NH₃(Jain et al., 2022)，由於本研究目標為探究淨零情境下使用此載體是否有助達成目標，故將以電力產氨及其參數作為此項評估依據。

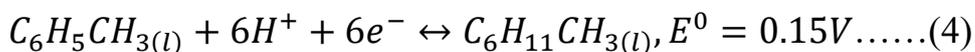
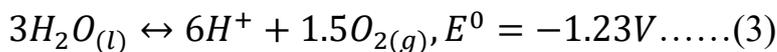
(三) 液態有機氫載體(LOHC，TRL=6~7)

由於液態氫難以保存、氫外洩時會有環境與人體的傷害，日本經產省下轄、推廣潔淨能源先導研究的組織 NEDO 資助 ENEOS 等石化產業以甲苯作為氫能載體，以一比三的比例與三分子的氫分子結合成揮發性較低、在室溫下為液態的甲基環己烷，運送至目的地後再將氫從甲基環己烷中分離，如下二式所示，加氫時的溫度可在工廠條件下輕易達成，包含事後儲存等製程，加氫時需投入的能量為 0.967 kWh/kg H₂，而脫氫時則須投入 9.7 至 11.2 kWh/kg H₂(Andersson & Grönkvist, 2019)，至 2020 年代則已有學者宣稱可將脫氫耗能降低至 6.27 kWh/kg H₂⁸。

⁸ First GPG Australia Hydrogen Economy scholar to study storage options | ANU Institute for Climate, Energy &



ENEOS 的工程師亦發展出直接從水與甲苯直接跳過氫氣生成甲基環己烷的直接電解法，其過程如下所示，正極將水電解後轉化為氧氣與氫離子，而負極部分則將通過質子交換膜抵達負極的氫離子、電路提供的電子以及甲苯三者合成為甲基環己烷(Nagatsuka et al., 2020)，是為 Direct-MCH 技術。



目前於技術方面，將甲苯與氫合成為甲基環己烷相對容易，即使不使用直接電解法，以慣行方法合成的甲基環己烷仍可僅使用鎳等非鉑族觸媒合成，然而，由於將甲基環己烷分解為氫與甲苯時，學界仍未發表鉑族元素以外的良好觸媒，因此成本仍然高昂，使此載體發展蒙上陰影。

ENEOS 已於 2022 年將甲基環己烷自汶萊運返，證實使用此載體進行大規模運輸可行，但由於甲基環己烷單位重量僅可儲存 6.16% 氫氣，成本是否可行仍需後續評估。

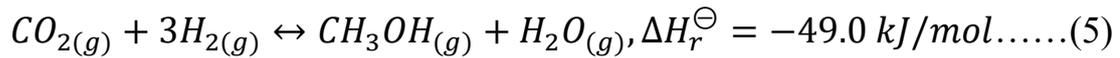
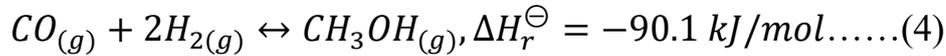
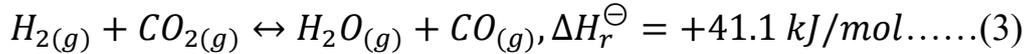
(四)可再生合成燃料：為二氧化碳捕獲再利用(CCU)之技術

1. 甲醇(TRL=7~8)

隨碳捕集與再利用以及氫能儲存的需求出現，將二氧化碳氫化成甲醇成為可行做法。目前利用二氧化碳氫化的製程通常包含碳捕集、生產氫氣以及將之反應等三個步驟，其中二氧化碳氫化的過程通常位於一個固定床觸媒反應器(觸媒壽命為四年，在設計良好的狀況下可長達八年)內，在攝氏 250 至 300 度、氣壓 50 至 100 bar 的環境下進行。

將氫氣與二氧化碳預先加熱後，通入以銅、鋅為主成分的絕熱觸媒反應器內，接著在攝氏 250 至 300 度、氣壓 50 至 100 bar 的環境下進行兩項反應，

其一為式 3 的逆水-氣轉換反應(Reverse water-gas shift, RWGS)，其二為式 4 的一氧化碳氫化，總反應則如式 5，總體而言為可自發進行的放熱反應，在較低溫度、較高壓力下反應效率較佳(Sollai et al., 2023)：



反應的最佳化學計量比例為 M=2，其中 M 的計算方式如下式 6：

$$M = \frac{[H_2]-[CO_2]}{[CO]+[CO_2]} \dots\dots(6)$$

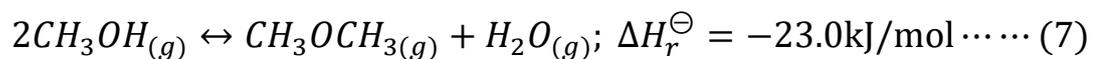
反應結束後，氣態的甲醇與水會再冷卻回液態，送入蒸餾塔中進行分離，而未反應的氫氣等氣體會被送返反應器重新反應，預熱的過程由前一輪反應中放出的熱支應。

產物冷卻回室溫並將冷凝回液體的甲醇與水分離送至蒸餾塔後，成分為氫氣與二氧化碳以及痕量的一氧化碳、甲醇、水蒸氣，之後減壓並將占產物總體積 1%的洩漏氣體燒盡以去除雜質，由於因此產生的溫室氣體排放相較於捕集而來總量相去甚遠，此過程的溫室氣體排放可被忽略(不到捕集總量的 5%)。

被分離出的甲醇與水之中仍包含痕量的二氧化碳，在經過蒸餾後二氧化碳會蒸發，甲醇可被分離，水會在底部被收集，由於反應的放熱可透過良好的熱交換方式被充分利用，因此除反應本身所需能量外，不必額外使用燃料維持反應進行。若計算範疇從產出氫氣後起算，產出甲醇的能源投入為 11.9~15.9 kWh/kg H₂；1.5~2.0 kWh/kg MeOH(Andersson & Grönkvist, 2019)。

2. 甲醚(TRL=6)

同前，若將前述製程中所獲合成氣直接進行脫水，即可獲得甲醚，反應式如下：

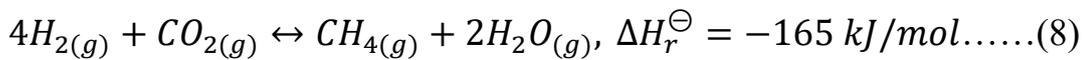


參考文獻顯示，利用甲醚作為燃料使用時，可與 LPG 摻配混燒，且其十六烷值大約落在 55 至 60，較燃油(40 至 55)更高，因此可更快速點燃且燃燒產物包含更低量氧化氮與氧化硫。

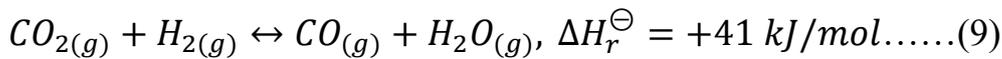
將碳捕集納入考慮後，產出甲醚的能源投入大約為 7.2 kWh/kg H₂，0.94 kWh/kg DME(Michailos et al., 2019)。

3.合成甲烷(TRL=6~7)

以二氧化碳與氫氣合成甲烷的過程，在化學上即以天然氣進行蒸氣重組反應(SMR)的逆反應，將二氧化碳與氫氣在高熱下合成甲烷與水蒸氣，並透過不斷將水蒸氣冷卻的方式促使整個反應向產物方向進行，如下式 8 所示，其最佳化學計量比例為 H₂:CO₂=4:1、反應器條件為 350°C與 20 bar、觸媒為 56.6%鎳、6%氧化錳、5%矽與 21%鋁所組成的複合體(Becker et al., 2018)。



其製程將三個類似的反應器串聯，並在每步驟加裝熱交換器以將水冷卻排出避免如下式 9 的逆反應發生，由於反應本身為放熱，過程中的餘熱亦可透過熱交換再度應用，最終以 PSA 將氫氣回收，以醇胺法重新捕獲殘餘二氧化碳。



通過此方法產生的合成天然氣(SNG)熱值可高達 13,000 kcal/kg，生產過程中消耗電力為 9.8 kWh/kg H₂，能源轉換效率為 83.2%(Perna et al., 2020)。

四、評析

氫能被設定為我國十二項淨零關鍵戰略之一，然而其戰略目標與氫能目前預估之用途具有明顯差異，此外因我國能源供給結構具獨特性，勢必在氫能供給上無法完全參照其他國家的發展進程。故本文參考各項技術之性質、我國能源相關政策後，將對處於起步階段的我國氫能就技術層面提供淺見。

(一)我國目前生產綠氫潛力有限，短期氫能供給技術發展應以藍氫為主要考量

我國因無油氣或地底氫資源，故與世界上多數國家相同，氫能生產策略規劃以電解產氫與中油公司現有之天然氣重組產氫為主。目前我國將電解裝置發展能量投注於質子交換膜(PEM)與固態氧化物電解(SOEC)上，雖與國際狀況相符，然而按照我國電力排碳係數(0.495 kgCO₂e/kWh)，若直接使用電網

電力作為電源，則不具減碳效果，故若以電解產氫產生氫能，僅能以再生能源電力或核能電力等低碳電力作為電源，方具減碳效益。

未來我國將高度電氣化且大量使用再生能源，再生能源電力也將扮演我國供電重要角色，較無提供每產 1 kg 氫氣就須使用超過 50 度電的電解裝置運作之餘裕；而以成本估計，生產綠氫之成本也尚未達到可與其他產氫方式競爭之水準，故氫能將暫時持續由現行天然氣轉氫氣的方式產生，並以碳捕集作為減碳手段。

若電解技術未有能源效率上之突破(目前每生產 1 kg 氫氣需要耗費約 50 kWh 電力，1 kg 氫氣本身熱值僅 33.3 kWh)，則綠氫生產成本無法下降，直至 2050 年，藍氫將可能仍為我國氫氣主要生產方式，因此與增加天然氣進口的大方向相同，建議我國應持續改善藍氫生產之效率，並預做未來將以藍氫為主要產氫方式之政策考量。

(二)將氫能用於發電與國際主流有所差異，對氫能之想像應更加多元

目前我國對於氫能使用之戰略主要為 2050 年時電力部門 9~12%熱值由氫能支應，故多數技術皆圍繞以氫能發電而生，例如中研院與台電公司合作以熱裂解產氫的「去碳燃氫」、混氫發電、混氫發電等，然而慮及目前氫能生產之能源投入方式、投入量以及台電公司預估 2040 年方有穩定再生能源餘電可供產氫之事實，將氫能應用於發電在技術與成本上皆有其難處⁹，於其他國家，氫能之應用也是從運輸與工業部門著手，故建議我國應探索於運輸、工業部門的其餘氫能高值化應用，使民間可輕易發現利基進而投入，促進氫能於我國之發展。

(三)氫與甲醇的使用應為未來十年之主軸，應積極發展相關技術

以前述盤點之各項技術考慮，氫與甲醇目前作為氫能使用之載體，是較有工業價值的選項，氫作為化工產品前驅物，可轉變為多種含氮元素的工業品與肥料，也為尼龍等塑膠之重要原料；甲醇除作為有機溶劑外，也可做為

⁹ 按照台電綜研所評估，氫能發電與燃氣發電均化發電成本(LCOE)由高至低依序為非餘電綠氫專燒(NT\$10.69/kWh)、藍綠氫專燒(去碳燃氫技術，NT\$8.13/kWh)、藍氫專燒(NT\$6.82/kWh)、燃氣發電+90%碳捕集(NT\$6.09/kWh)、餘電產綠氫專燒(NT\$3.36~5.76/kWh)。

燃料使用，本身即為汽油之添加品，也可轉變為醋酸等重要工業原料。考慮將氮重新轉變為氫氣所需耗能相對龐大，若可不再拘泥於產氫即為能源用途，投入研究直接進口低碳氮作為工業上的替代品、以 CCU 技術將產出之氫能轉為甲醇使用、半導體製程用氫以低碳氮替代等，或可為氫能發展帶來更大價值。

參考文獻

1. Al Ghafri, S. Z. S., Munro, S., Cardella, U., Funke, T., Notardonato, W., Trusler, J. P. M., Leachman, J., Span, R., Kamiya, S., Pearce, G., Swanger, A., Rodriguez, E. D., Bajada, P., Jiao, F., Peng, K., Siahvashi, A., Johns, M. L., & May, E. F. 2022. Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities [10.1039/D2EE00099G]. *Energy & Environmental Science*, 15(7), 2690-2731. <https://doi.org/10.1039/D2EE00099G>.
2. Andersson, J., & Grönkvist, S. 2019. Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 11901-11919. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>.
3. Becker, W. L., Penev, M., & Braun, R. J. 2018. Production of Synthetic Natural Gas From Carbon Dioxide and Renewably Generated Hydrogen: A Techno-Economic Analysis of a Power-to-Gas Strategy. *Journal of Energy Resources Technology*, 141(2). <https://doi.org/10.1115/1.4041381>.
4. IRENA. 2020. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal (I. R. E. Agency, Ed.). International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.
5. Jain, M., Muthalathu, R., & Wu, X.-Y. 2022. Electrified ammonia production as a commodity and energy storage medium to connect the food, energy, and trade sectors. *iScience*, 25(8), 104724. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.104724>.
6. Lucentini, I., Garcia, X., Vendrell, X., & Llorca, J. 2021. Review of the

- Decomposition of Ammonia to Generate Hydrogen. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 60(51), 18560-18611. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c00843>.
7. Michailos, S., McCord, S., Sick, V., Stokes, G., & Styring, P. 2019. Dimethyl ether synthesis via captured CO₂ hydrogenation within the power to liquids concept: A techno-economic assessment. *Energy Conversion and Management*, 184, 262-276. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.046>.
 8. Nagatsuka, T., Takamura, T., Misu, Y., Miyoshi, K., Matsuoka, K., & Sato, Y. 2020. A New Method for Producing Hydrogen Carrier Using Renewable Energy -Direct MCH-. ECS Meeting Abstracts, MA2020-02(37), 2389. <https://doi.org/10.1149/MA2020-02372389mtgabs>.
 9. Perna, A., Moretti, L., Ficco, G., Spazzafumo, G., Canale, L., & Dell'Isola, M. 2020. SNG Generation via Power to Gas Technology: Plant Design and Annual Performance Assessment. *Applied Sciences*, 10(23), 8443. <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/23/8443>.
 10. Sollai, S., Porcu, A., Tola, V., Ferrara, F., & Pettinau, A. 2023. Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: A techno-economic assessment. *Journal of CO₂ Utilization*, 68, 102345. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102345>.