

風雨中 踏浪 前行

柴山多杯孔珊瑚是 2012 年被發表的世界新種
2017 年大潭藻礁發現了它的身影
但學術界對它認識不多……

中油出錢出力監測調查柴山多杯孔珊瑚

2018 年，三接動工前
中油調查發現 75 個群體



調查人員紀錄柴山多杯孔
珊瑚生長狀況

2020 年，三接動工後
中油調查發現 100 個群體以上

沒有調查 就沒有保護

76年10月創刊 112年元月出版

瓦斯季刊 Fuel Gas Quarterly

戰爭、疫情、極端氣候、火災引發全球天然氣供應動盪

天然氣--有助脫離能源困境、達成淨零碳排目標
扮演能源轉型要角、實現可持續性發展

沼氣變身生物甲烷成不可再生能源替代品

日本--全球氫能技術先鋒邁向能源自主

142期

欣然氣體燃料事業研究服務社 發行

10年換表

首選

微電腦瓦斯表

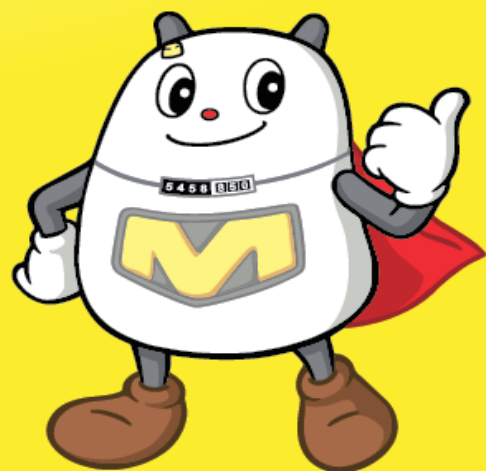
你們家的瓦斯表幾歲了？

一天只多1.3元，加買家人的安全

3

漏氣 超時 地震

大安全遮斷功能



經濟部能源局 關心您 廣告



微電腦瓦斯表

智慧換表金安全

3大安全遮斷功能



漏氣
遮斷



超時
遮斷



地震
遮斷



宣導大使
郭靜婷



經濟部能源局 廣告

目錄



封面說明：
沼氣發電廠設施

資料來源：
漫談可再生天然氣-沼氣與生物甲烷

發行人：許績陵

編輯委員：（以姓氏筆劃為序）

王文一 李正明 林登章

蔡三郎 盧東岳 謝俊雄

執行編輯：唐惠英

發行所：欣然氣體燃料事業研究服務社

地址：台北市松山區南京東路四段100號12樓

電話：(02)2579-1137

E-mail: sjgrtw@gmail.com

印刷所：鼎順印刷有限公司

地址：新北市中和區景平路703巷2弄1號

電話：(02)2309-1319

E-mail: a638177@yahoo.com.tw

本刊收編印費每本新台幣140元

全年四期收編印費新台幣480元

匯款欣然研究社: 華南商業銀行東台北分行

帳號124-10-005376-8

中華郵政台北雜字第1633號執照登記為雜誌交寄

本刊電子網頁 facebook.com/sjgrtw/

國際瞭望

2 國際面對天然氣價格飆漲之應對措施

臺灣經濟研究院助理研究員/廖翊君小姐、文軍強 先生

11 2022年全球主要天然氣市場回顧

作者/卓 群 先生

能源探討

27 論天然氣持續扮演關鍵之角色

資深石化人/謝俊雄 先生

37 漫談可再生天然氣-沼氣與生物甲烷

臺灣中油公司探採研究所前所長暨中國文化大學地質系
兼任副教授/翁榮南 先生

58 日本致力提高天然氣自給率-期望邁向 能源自主

作家/高永謀 先生

國際面對天然氣價格飆漲之應對措施

臺灣經濟研究院 / 助理研究員廖翊君、文軍強

一、前言：

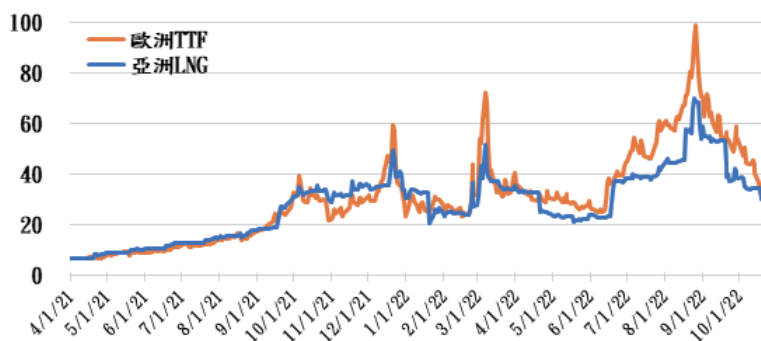
2022 年起受俄烏戰爭、疫情、極端氣候及美國 LNG 液化廠火災等影響，全球天然氣供應動盪不安，造成價格飛漲，而創下歷史紀錄。由於天然氣低碳特性被視為淨零轉型中關鍵燃料，近幾年在各國追求淨零排放目標下，需求大幅增加，以致 2022 年天然氣價格出現異常波動，嚴重衝擊各國能源供應與產業發展，同時亦對能源轉型之規劃產生影響。

面對天然氣價格大幅調漲，歐洲與亞洲天然氣主要進口國紛紛研擬多項價格補貼、管制及調整稅務等，本文將闡述 2022 年影響天然氣市場變化之重大事件，並彙整各國面對價格飆漲之因應政策，以比對我國當前實施作法。

二、國際天然氣價格變化情勢

2022 年初歐洲氣溫高於預期，天然氣需求下降，使亞洲現貨價格 (JKM) 下跌，約維持 20 美元 /mmBtu，至 2 月底俄烏戰爭爆發後，造成歐洲天然氣市場動盪，現貨價格 (TTF) 飆漲，連帶 JKM 上漲接近 60 美元 /mmBtu，雖 4 月後氣溫回暖，LNG 需求量下降，但 6 月初美國 Freeport 液化廠發生火災致全球供應緊縮，國際氣價呈現上漲走勢，使得歐洲國家儲備冬季存量之目標雪上加霜，8 月 TTF 甚至一度逼近 100 美元 /mmBtu。國際現貨氣價情形如圖 1 所示：

圖 1 國際現貨氣價情形



資料來源：Reuters，本文繪製。

（一）俄烏戰爭影響

俄羅斯係全球主要之能源生產大國，每年出口大量石油與天然氣，透過管線天然氣 (PNG) 出口至歐洲，約占市場需求 4 成；2022 年 2 月 24 日俄羅斯對烏克蘭展開軍事行動遭多國譴責，並面臨諸多制裁。歐洲對俄羅斯天然氣供應依賴度高，自戰事爆發後，各國開始擔心俄羅斯以中斷天然氣作為反制措施。

自 2022 年 5 月俄羅斯天然氣供應商 (Gazprom) 藉未遵守盧幣支付，停止供應部分歐盟成員國，荷蘭、保加利亞及芬蘭等國陸續被切斷供應。2022 年 6 月更以維修北溪一號 (Nord Stream 1) 為由，逐步減少供應數量，至 7 月底供應量已減少 8 成，並於 9 月初完全停止供應。

由於俄羅斯快速削減對歐洲之天然氣供應，衝擊全球市場。歐洲各國為維持天然氣供應穩定，被迫大幅提升 LNG 進口量，以彌補管線天然氣減少之缺口，導致與亞洲爭相搶購，現貨價格隨之上漲。

（二）美國 Freeport LNG 液化廠火災

Freeport LNG 液化廠位於美國德州墨西哥灣，自 2010 年始出口天然氣，並從 2012 年起因應市場需求，持續拓展產能，至今係為美國第 2 大出口廠，液化能力約達 20 億立方英尺 / 日，出口量占全美出口能力 16%。

2022 年 6 月 8 日 Freeport LNG 傳出火警，肇因為輸氣管線壓力過高導致破裂，進而引發爆炸，所幸設備未遭破壞，最初評估需停工 3 週即可修復完成，惟美國管線與危險品安全管理局 (PHMSA) 表示復工作業需待完整評估，方能減少事故再發生風險，又調整為 90 天恢復局部運作。由於停工期間正值夏季發電高峰期及歐洲國家積極儲備冬季天然氣庫存，已遭俄羅斯減少天然氣供應的歐洲，又喪失一可靠供氣來源，無疑雪上加霜。

（三）極端氣候

2022 年夏季全球各地出現多起極端高溫事件，歐洲亦好幾處氣溫超過攝氏 40 度，英國更首次發布異常高溫紅色警戒；北美則連

續遭遇熱浪侵襲，氣溫持續刷新歷史紀錄；亞洲地區如日韓兩國除面臨梅雨季節提早結束外，東京更連續 7 日發布攝氏 35 度以上之「猛暑日」。

由於全球異常酷暑造成冷氣空調需求增加，能源需求提高，惟在極端氣候影響下，再生能源發電能力亦受衝擊，如歐洲風電裝置容量占比雖逐年增加，2022 年夏季高溫時，風力發電量反而低於往常。此外，全球各地高溫引發之乾旱，導致河川水位下降，直接影響水力發電量，並間接影響核電廠用以降溫反應爐的需水量，如法國被迫臨時關閉多座核電廠發電站。

在能源需求提高的情況下，再生能源與核電卻受極端氣候影響，導致電力部門必須仰賴傳統火力發電，促使夏季天然氣價格再被推高。

三、各國因應對策與管制作法

截至 2022 年 10 月 JKM 均價約 35.33 美元 /MMBtu，較去年 17.96 美元 /MMBtu，漲幅達 97%；TTF 均價約 41.97 美元 /MMBtu，較去年 16.33 美元 /MMBtu，漲幅達 157%。面對國際天然氣價格飆漲的情況下，首當其衝為歐洲發電業，由於進口燃料成本增加，迫使電價飆漲，如德國及法國電價合約分別上漲 540%、790%。高電價除增加家庭用戶能源支出外，更造成工廠大規模減產或停工，如歐洲鋼鐵廠、煉鋁廠及服裝紡織業等能源需求量較高之行業，均面臨歇業困境。

另外，甲烷亦是製造肥料重要原料，當天然氣成本大幅增加，化肥生產商產量隨之銳減，進一步影響歐洲農業運作，為應對高昂之價格，各國紛紛提出相關政策，以減輕家庭與工廠之負擔，本研究彙整德國、荷蘭，韓國及新加坡等國之因應對策，陳述如后：

(一) 德國

德國近年積極推動能源轉型，降低核能與燃煤發電量，自 2011 年起訂定 2022 年全面非核規劃，惟受俄烏戰事影響，天然氣進口主要來源北溪 1 號管線停供，為此研擬多項能源補貼及因應對策，其中包含天然氣供應管制、能源價格補貼與調整賦稅政策等，如表 1 所示：

表 1 德國因應能源價格高漲對策

措施類別	作法與投入資源
供應管制	2017 年 10 月 25 日德國明定之「天然氣供應緊急應變規範」(Regulation EU 2017/1938)，分 3 階段管制。自 2022 年 3 月 30 日起政府宣布天然氣供應進入「預警階段」，隨著國際天然氣價格飆升，並於 6 月 23 日進入「警戒階段」，後於 9 月 6 日公告「緊急階段」受保護對象清單。
能源補貼	2022 年 9 月 4 日政府針對家庭與企業提出宣布「第 3 波經濟救助計畫」，規劃 650 億歐元預算，包含一次性能源補貼、企業投資獎勵與失業救濟金等。
調整賦稅	至 2024 年 3 月底天然氣稅率從 19% 調降至 7%，並延後調漲二氧化碳稅，為民眾的交通成本與供暖費用減輕負擔。
其他政策	重啟已封存的燃煤電廠，將持續發電至 2023 年 4 月。 制定建物節能之能源節約法案。 將最大的天然氣公司 Uniper 國有化。

資料來源：bruegel，本文彙整。

(二) 荷蘭

荷蘭自 2022 年 6 月 1 日起遭俄羅斯以拒絕盧布支付天然氣費用為由停止供氣，但該國政府已提早於 2022 年初開始規劃消除對俄羅斯天然氣依賴，改從其他國家進口替代能源，並研擬相關因應對策，以避免能源價格受到影響，如表 2 所示：

表 2 荷蘭因應能源價格高漲對策

措施類別	作法與投入資源
能源補貼	2022 年 3 月 21 日提高低收入戶一次性能源補貼，由 200 歐元提高至 800 歐元。
調整賦稅	2022 年 9 月 22 日宣佈將最低工資提高 10%，以應對通貨膨脹，並對能源公司徵收暴利稅。
價格上限	自 2023 年 1 月起施行電價上限，若電力與天然氣用量分別未超過 2,900 度與 1,200 立方公尺時，則電價與氣價將分別不得超過 0.40 歐元 / 度及 1.45 歐元 / 立方公尺。

資料來源：bruegel，本文彙整。

(三) 韓國

韓國天然氣需求仰賴 LNG 進口，其供應結構由國營企業 KOGAS 寡占上游進口業務（少數進口自用業者），與我國天然氣產業相似，由於 2022 年能源進口成本大漲，為減輕營運壓力，該國政府於 7 月起提出稅賦政策、節約獎勵及補貼方案等，如表 3 所示：

表 3 韓國因應能源價格高漲對策

措施類別	作法與投入資源
調整賦稅	2022 年 7 月起調降燃料稅 37%、LPG 銷售稅 30%，並延長 LNG 免關稅期間至年底。
節約獎勵	2022 年 9 月 22 日宣佈針對能源消耗量較大之廠商，若消耗量比去年同期減少一定數量者，能獲得獎金。 住宅用戶（約 1,600 萬戶）若消耗量比去年同期減少一定數量者，能獲得獎金，實施時間自 2022 年 12 月至 2023 年 3 月。
其它	節約能源：針對政府機關與部門規劃減少 10% 之能源使用量。 增加燃煤發電：將於冬季增加燃煤發電量，以減少燃氣發電，預計減少 1,280 億度之天然氣發電量，相當於韓國 8% 天然氣使用量。

資料來源：bruegel，本文彙整。

(四) 新加坡

新加坡燃氣發電占比近 9 成，天然氣供應仰賴印尼及馬來西亞管線進口，為確保能源穩定供應，亦建造多座 LNG 接收站，然而 2022 年受天然氣價格大漲之影響，隨即提出多項政策，以減緩能源價格上漲衝擊，如表 4 所示：

表 4 新加坡因應能源價格高漲對策

措施類別	作法與投入資源
能源補貼	組屋居民水電及天然氣補助：預算 7.2 億星元，對象為居住在政府組屋的新加坡籍民眾約 95 萬戶，補貼期間分 4 次，2022 年 4 月、7 月、10 月及 2023 年 1 月。 提供每戶 100 星幣之額外水電及天然氣補助金：新加坡公民上網登錄可取得電子消費 (CDC Voucher)，此為一次性措施，使用期限至 2022 年底。
弱勢補助	2022 年 10 月 14 日推出 15 億星幣的援助方案，補貼民眾生活及交通費，包括 300 至 500 星幣的生活補助金，及 30 元星幣公共交通補助券等，協助家庭應對物價上漲。

資料來源：bruegel，本文彙整。

(五) 歐洲各國相關因應措施

歐洲各國應對能源價格高漲之政令繁多，不勝枚舉。本文簡化歸納如表 5 所示，俾更全面瞭解諸國政策動態；綜觀類型中以減稅、幫助扶持弱勢團體、給予企業商業支持等為最多國家所執行。

表 5 歐洲各國因應能源價格高漲對策

國家 (C)	能源 價格上限	減稅	零售 價規範	批發 價規範	弱勢 團體	授權 國營 事業	暴利稅	商業 支持	其他
奧地利	★ *	★ *	★ *		★ *			★ *	★ *
比利時		★ *	★ *		★ *		▲	★ *	★ *
保加利亞		★ *	★ *		★ *		★ *	★ *	
克羅地亞	★ *	★ *			★ *			★ *	▲
塞浦路斯	★ *	★ *			★ *	★ *			
捷克共和國	★ *	★ *	★ *		★ *	▲	▲	★ *	★ *
丹麥	★ *	★ *	★ *		★ *				▲
愛沙尼亞	★ *	★ *	★ *		★ *			★ *	
芬蘭		★ *			★ *			★ *	★ *
法國	★ *	★ *	★ *	★ *	★ *	★ *		★ *	★ *
德國		★ *	★ *		★ *		▲	★ *	▲
希臘	★ *	★ *			★ *	★ *	▲	★ *	
匈牙利	★ *	★ *	★ *				★ *	★ *	
愛爾蘭		★ *			★ *			★ *	★ *
義大利		★ *			★ *		★ *	★ *	
拉脫維亞	★ *	★ *			★ *			★ *	
立陶宛	★ *		▲		★ *			★ *	★ *
盧森堡	★ *	★ *	★ *		★ *			★ *	
馬爾他				★ *		★ *			
荷蘭	★ *	★ *	★ *		★ *		▲		
挪威	★ *	★ *			★ *			★ *	
波蘭	★ *	★ *	★ *		★ *		★ *		
葡萄牙	★ *	★ *		★ *	★ *	★ *	▲	★ *	
羅馬尼亞	★ *	★ *	★ *		★ *		*	★ *	
斯洛伐克	★ *	★ *	★ *		★ *	★ *			
斯洛文尼亞	★ *	★ *			★ *			★ *	
西班牙	★ *	★ *	★ *	★ *	★ *		★ *	★ *	
瑞典		★ *			★ *				★ *
英國	★ *	★ *	★ *		★ *		★ *	★ *	★ *

註：★ * 已頒布 (Enacted) 或執行 (implemented)；討論中 (discussed)；▲提議 (proposed)

四、因應對策分析

綜觀各國提出之應對政策，大致歸納為稅務調整、補貼、價格管制、供應管制及獎勵措施等 5 大類別，分析如后：

（一）稅務調整

政府通過調整徵稅額度，如降低燃料稅、銷售稅等，減輕消費者及大部分企業之負擔，與此同時，針對在天然氣高漲期間獲得不合理營利之廠商課徵暴利稅，並將該筆稅金使用於維護消費者的合理能源支出。

（二）補貼

解決天然氣價格高漲的問題，最直接方式係補貼，區分為單價及支出補貼兩種方式，其中單價補貼即在消費者購買商品後，以其他方式給予現金，藉此達到商品價格回歸正常水準，如韓國家庭補助作法；支出補貼僅針對消費者現階段面臨的額外能源費用，給予資金補償，透過增加消費者的可支配所得，達到貼補能源價格的目的，如新加坡給予民眾電子消費。

（三）價格管制

價格管制屬於相關因應政策中最強硬之手段，藉由法律之強制性，設定目標價格以限制天然氣之定價方式，雖能快速解決能源價格高漲問題，惟法定價格可能產生市場供需扭曲之風險，若供應方利潤不符合預期，而無法支應成本，恐中斷供給；需求者也缺乏誘因調整用量，能源短缺的問題將持續擴張。

除此外，如欲長期執行價格管制政策，需政府大力協助能源供應商執行，如德國將能源公司國有化，或能源企業本身已屬於國營企業較容易施行。歐洲因天然氣管網相互連通，各國間之溝通與協調，亦是價格管制中需要考慮之重要因素。

（四）供應管制

2022 年全球天然氣市場動盪之主因係供不應求，因此供應管制政策係針對需求面進行限制，通常政府會以國內高耗能產業為施行

對象，藉由妥善規劃全國天然氣儲存、分配與消耗，避免少數能源大用量廠商消耗量過多，影響家庭及與民生相關行業之使用。

惟工廠在能源使用受到限制之情況下，將直接導致產能下滑及經濟損失，若無良好之企業體質，可能面臨暫停歇業，甚至倒閉之狀況，所以提前通知廠商並給予緩衝期，及研擬適宜之管制對象，係採取供應管制之執行關鍵，如德國採取 3 階段之供應管制政策，並提前擬訂保障供氣名單。

（五）獎勵政策

不論補貼或價格管制皆力求立刻改善當前天然氣價格過高與數量匱乏之問題，惟強行干預市場，僅限於短期成效，若要達到解決能源供應之根本議題，需從總體供應與消費結構改變。

為引導能源供應商與用戶改變既有營運方式，獎勵政策係較佳作法，如家庭方面可提供節能獎勵之誘因，引導民眾降低能源需求；產業方面可輔導業者轉型或汰換老舊設備，使往低耗能轉型或減少消耗等，惟由於獎勵政策屬於中長期規劃，成果無法立竿見影，需提早規劃與實施，方能因應國際天然氣價格突然飆漲之影響。

五、我國因應國際能源價格上漲對策

我國缺乏自然資源，能源仰賴國外進口，因此原本就具備成熟之供應與價格調控機制，面對緊急情況亦有相當完整之行政處理流程應對。就油、氣與電之既有規範與因應對策，闡述如后：

（一）汽柴油價

汽柴油價格已有油價平穩機制確保穩定性，依價格區分 3 階段：當 95 無鉛汽油每公升零售價達 30 元門檻時，上漲超過門檻部分由中油公司吸收 25%；零售價達 32.5 元時，中油公司吸收 50%；零售價達 35 元時，上漲超過門檻部分由政府與中油公司共同吸收 75%。

另外，中油公司訂有以「亞鄰競爭國當週稅前價之最低價」，作為浮動油價調整上限。

(二) 天然氣價格

中油公司每月檢討進口 LNG 成本，若單月氣價調整超過 3% 或 3 個月內調幅超過 6%，則須陳報經濟部核定，另外，依據〈天然氣供應及價格管制實施辦法〉：進口平均價格月上漲幅度超過 50%，或連續 3 個月累積上漲幅度超過 50%，主管機關得下令暫不調整或部分調整其售價，以維持價格穩定，為配合政府照顧民生及持續穩定物價政策，民生用戶氣價自 2021 年 6 月起凍漲至今。

(三) 電價

2022 年 7 月臺電公司因應國際能源價格大漲，為使電價反映燃料成本，已調漲電價；同年 10 月國際燃料價格雖仍處高檔，但考量 7 月方調漲電價 8.4%，並顧及國內通膨壓力，為穩定物價，決議不再調整。另外政府編列 1,500 億元增資臺電公司，以維持穩健經營。

未來將持續追蹤國際燃料價格以適時反映成本，並透過電價公式及電價審議機制，每半年檢討電價，並審議電價各項成本，以此兼顧穩定物價，減少用戶壓力。

六、結論與建議

2022 年全球皆受俄烏戰爭影響，歐洲各國更是面臨空前能源危機。我國因進口多元化，且以中長約為主，LNG 進口來源自 2015 年 11 國增至 2021 年 14 國，並以澳洲、卡達及巴布亞紐幾內亞為主，有效分散進口來源，降低風險，加上完善氣價調整制度，可穩定國內售價，惟未來國際供應仍具不確定性，且歐洲國家進入冬季後天然氣供暖需求提升，中油公司應持續追蹤監測國際市場供需與價格走勢，並適時進行現貨採購，確保供應與價格穩定。

參考文獻

- 一、GIIGNL(2021), “The LNG industry GIIGNL Annual Report 2021” .
- 二、IGU(2021), “World LNG Report 2021” .
- 三、Bruegel(2022), “ An assessment of Europe’ s options for addressing the crisis in energy markets” .

2022 年全球主要天然氣市場回顧

作者 卓群

2019 年底新冠疫情爆發，全球運轉彷彿被按下暫停鍵，各國紛紛緊鎖國門防堵病毒，然而接踵而至的人力短缺、原料不足、物流雍堵、供應斷鏈、糧食危機及通貨膨脹等結構性問題，瞬間衍生為數十年來最大的經濟危機，一發不可收拾。另一方面，氣候變遷的步調未曾稍歇，甚至開啟快轉，酷寒、溽暑、暴雨、熱浪、颶風、森林大火、洪澇、乾旱等各種自然災害此起彼落，頻率不斷升高，人類文明進程也輸入倒退鍵。

2022 年 2 月 24 日俄烏戰爭爆發，全球能源供應的壓力鍋達到臨界值，各國不斷祭出對俄羅斯的制裁手段，而能源更被當作王牌。歐盟約 90% 天然氣靠進口，2021 年 45% 來自俄羅斯，雖然各國依存度不同（如法國及西班牙占比未達 8%），但歐盟最大的經濟體德國，卻超過 50%，奧地利及波蘭更高達 80% 以上，由此可見立即斷除對俄羅斯能源的依賴確實不容易。

在上述背景環境下，本文將回顧 2022 年全球主要天然氣市場發展近況及因應氣候變遷採取的策略，敘述如后：

● 東南亞

過去數十年間，東南亞地區得利於經濟起飛，天然氣產業迅速發展，預期相關產業將持續蔓延，然而在全球天然氣市場出現新的不確定性及淨零目標的氛圍下，如何使能源安全 (Energy Security)、能源公平 (Energy Equitability) 及環境永續 (Environmental Sustainability) 三者之間達到平衡，已成為脫離能源困境必需優先解決的難事。居住於此之國家勢必改善能源安全的方式，應對當前危機，努力推動緩解氣候變化的可持續性，進而以務實的能源政策，規劃未來能源結構，才是實現區域能源安全與永續的關鍵要素。

2022 年 7 月標普全球 (S&P Global) 發布的研究報告顯示，東南亞新興經濟體在過去 10 年 GDP 年均成長率約為 5%，經濟成長帶動龐大電力需求，年均成長率高達 5.7%，是全球平均水準 2.5% 的 2 倍多，預期後續成長將趨緩，預估 2031 年達 4.5% 左右。由於新興經濟

體的電力供應約 75% 依賴化石燃料，其中煤炭占總發電量 55%，為在可再生能源及替代燃煤發電的基礎上增加更多的發電能量，天然氣可謂至關重要，礙於開發中國家的基礎建設普遍不足，仍以供應發電為主，民生僅占極小部分。

● 馬來西亞

馬來西亞作為全球天然氣產量排名第 11，出口量占第 10 大的能源國，數十年來天然氣是推動該國社會經濟發展的最大支柱，GDP 與其成長幾乎同步，2019 年占比達 42%，是所有單一占比最高的能源。

2022 年 9 月 21 日沙巴 (Sabah)、砂勞越 (Sarawak) 間的管道遭受土石流衝擊，發生洩漏事件，馬來西亞國家石油公司 (Petronas) 宣布：「液化天然氣出口設施出現不可抗力之因素，不得不暫停供貨」。日本首當其衝，受影響還包括韓國等國家在內。

2022 年 9 月 22 日政府啟動長期 (2022-2040 年) 全面性國家能源政策，為解決能源安全、能源公平及環境永續的困境，天然氣是朝向能源轉型，實現可持續發展及淨零碳排之要角。

● 緬甸

緬甸 2022 年 4 至 7 月間共出口 7,789 萬公秉天然氣予中國及泰國，氣源大部分來自 Yadana、Yedagun、Shwe 及 Zawtika 之海上鑽井平臺，出口收入較 2021 年增加 6,070 萬美元。

● 泰國

泰國 2022 年 3 月國家石油探勘與生產公司 (PTT Exploration and Production, PTTEP) 和「緬甸石油與天然氣公司 (Myanmar Oil and Gas Enterprise, MOGE) 啟動 Zawtika 天然氣田的合作項目，可就近出口，減少營運成本；PTTEP 同時宣佈在 Arthit 海上氣田投資 3 億美金開發首座碳捕捉及封存 (CCS) 設施，藉以支持 2021 年宣佈之淨零碳排目標，預計 2026 年商業運轉。

泰國天然氣需求 70% 自產，16% 經管道自緬甸進口，另 14% 由馬來西亞進口液化天然氣。

● 新加坡

新加坡自 2000 年始逐步從燃油發電轉為燃氣發電，目前約 95% 電力來自天然氣；另太陽能發電預計 2030 年達總發電量 3% 左右。

2022 年 9 月新加坡基礎建設集團吉寶 (Keppel) 於裕廊島 Sakra 地區斥資 5.4 億美元興建 600 兆瓦 (MW) 的汽電共生燃氣發電廠，採用氫就緒 (Hydrogen-Ready) 技術，為全面燃燒氫氣作準備，預計 2026 年 6 月啟用，初期仍維持燃燒天然氣，最後將 100% 使用氫氣；2030 年中期計畫興建首座氫氣接收站，2040 年逐步投入運轉，預計 2050 年供應約 50% 發電，希望成為未來最主要電力來源。

● 菲律賓

菲律賓雖天然資源豐富，然而缺乏適當開採及投資規劃，燃料主要依賴進口，其電價之高，僅次日本。國內最大天然氣井「馬拉帕亞 (Malampaya)」預估 2027 年枯竭，面對能源危機，菲國將重啟與中國有主權爭議之南海海域聯合開發能源談判，然而兩國共同開發油氣資源，尚需突破主權及法律方面的問題。2022 年菲律賓第一電力公司 (First Gen, FGEN) 全資子公司第一電力液化天然氣公司 (FGEN LNG Corporation) 委由紐西蘭 McConnell Dowell 公司於八打雁灣 (Batangas Bay) 興建每年 5 百萬噸的浮動式液化天然氣接收站 (FSRU)，預計 2023 年營運。另香港能源世界公司 (Energy World Corporation) 於呂宋島塔亞巴斯灣北岸的帕比勞格蘭德島 (Pagbilao Grande Island) 投資建造每年 3 百萬噸陸上液化天然氣接收站，預計 2024 年完工啟用。

菲律賓電力以年均 4.6% 比率增長，然而受液化天然氣基礎設施不足及可再生能源發展遲滯，仍以煤炭為主，至 2029 年電力結構比重將從 2019 年的 54.6% 上升至 60.2%。

● 澳洲

澳洲 2021 年液化天然氣出口量創 8,900 萬噸的歷史新高，較疫情前 7,700 萬噸大增 15.58%，已超越卡達，成為全球最大出口國。

2022 年出口 8,150 萬噸，在國際天然氣價格強勁驅動下，估計全年營收約 510 億美元，較 2021 年增加 130%，主要出口國有中國、日本及南韓等 3 個國家，占總出口量 85%，其中日本占 39.1%。

天然氣產地主要位於西部海岸及北領地 (2022 年占總產量 71%)，最大天然氣市場及人口絕大部分聚居東南岸，雖多次評估以管道將西氣東輸，但因距離遙遠，加上需求分散，經商業行為考量無法

獲利，目前仍以液化天然氣為主。

澳洲天然氣出口量幾乎是國內需求的 5 倍，因俄烏戰爭致使歐洲發生“搶氣”事件，原規劃於東南部興建 5 座天然氣接收站，解除用氣困境，卻被德國搶先一步訂購，幸而該國天然氣法律定：天然氣產量中 15% 必須售予國內市場，此法不但解決無氣可用危機，並有效抑制氣價，2022 年 9 月氣價是「經濟合作暨發展組織 (OECD)」成員國中最低。

● 中華民國

我國進口的天然氣中，99% 均為液化天然氣型態，2021 年自 14 個國家總共進口 1,943 萬噸，在全球液化天然氣進口國中排名第 5 (僅次中國、日本、南韓及印度)。現有高雄永安和臺中港等 2 座液化天然氣接收站，計畫成長至 5 座。第 3 座液化天然氣接收站規劃興建於桃園觀塘工業區 (港)，第 4 座規劃由臺電公司基隆協和電廠更新改建，第 5 座規劃於臺中港，由臺電公司自建。

2022 年我國天然氣發電占比為 38%，預計 2025 年達 50%，屆時液化天然氣需求量將達 2,950 萬噸，依據政府的能源轉型政策：可再生能源將由 2022 年 7.88% 成長至 20%，燃煤由目前 35.5% 降至 30%，核二、核三陸續除役，核四不重啟，預估 2025 年核電產生 660 萬瓩供電缺口，可再生能源也僅達 15.2%，因此政府積極推展多項離岸風電及太陽能種電計畫，重新檢討能源政策及規劃最適當的能源發電結構。

我國液化天然氣最大進口國為澳洲，占 32%，其次卡達，約 25%，俄羅斯排名第 3，約 10%。

2018 年 8 月 11 日臺灣中油公司與美國液化天然氣最大出口商 Cheniere 公司簽署「液化天然氣買賣契約」，自 2021 年起每年採購 200 萬噸，為期 25 年。

2021 年臺灣中油公司與全球最大液化天然氣供應商「卡達能源公司 (Qatar Energy)」簽署「液化天然氣買賣契約」，為期 15 年、每年 125 萬噸。

目前全球已超過 30 個國家地區發布國家氫能戰略，我國亦開始佈局氫能發電與產業應用，做為達成能源淨零排放目標的核心。其中，

臺灣中油公司預計在 2023 年底打造首座移動式加氫站，未來煉油廠將轉型以電解水製氫的方式，提供綠氫。臺電天然氣燃氣機組亦會逐漸改為燃燒氫氣及氨氣，預估 2023 年混燒 5%，2030 年達 20% 之目標，藉燃燒技術的成長，冀望 2050 年達全面燃燒氫氣或氨氣，達到碳淨零排放的目標。

● 日本

日本自然資源較匱乏，97.7% 的天然氣從海外進口，其中 80% 以上的液化天然氣是以石油指數 (Oil Indexed) 為基準的長期合約。

2021 年進口 7,430 萬噸液化天然氣，其中 35% 做為城市燃氣，氯化成 400 億立方米的天然氣提供 2,700 萬用戶。

2022 年 8 月進口液化天然氣均價為每噸 139,380 日元《每百萬英熱單位 (mmBtu) 20 美元》，同比增長 140%。天然氣氣價是以前 3 個月液化天然氣進口平均價格做調整，公用天然氣事業公司在此基準下設定最高價格限制機制，避免氣價大幅上漲，鑑於不斷推升的氣價，將迫使公用事業公司提高門檻。

依 2021 年 10 月「經濟產業省 (Ministry of Economy、Trade and Industry, METI)」公佈第六版能源基本計畫，2030 年電力組合的願景：可再生能源占比由 22% 提升至 40%、天然氣由 28% 降至 20%、煤炭由 27.6% 降至 19%，燃燒不會排放溫室氣體的氫氣、氨氣發電占比目標為 1%，核能比例仍維持 20-22% 之間，即 2030 年整體發電量中約 6 成，將是不會排放二氧化碳的「減碳電源」。

2020 年 11 月公用天然氣事業公告：透過使用低碳 / 脫碳氣體、氫氣、沼氣及可再生能源發電所生產的綠色甲烷 (e-methane) 替代天然氣，目標在 2050 年實現淨零碳排。

綠色甲烷最大優點為原有的天然氣基礎設施仍能使用，可減少天然氣價值鏈轉型所需的大量投資，日本計畫自海外進口 e-methane，並將相關設備建造於現存的液化廠附近，相關潛在供應國可行性研究及先導項目已陸續進行，首艘裝載 e-methane 的液化天然氣船預計 2030 年抵達。

● 韓國

韓國是僅次中國及日本之全球第 3 大液化天然氣進口國，93% 能

源從國外進口。約 80% 液化天然氣以長約採購，2021 年總進口量為 4,690 萬噸，受現貨市場價格飆升的影響並不大，鑑於天然氣價格昂貴，政府以摻配方式，增加液化石油氣在城市燃氣的使用量做因應，工業用戶一體適用執行轉換作業，2022 年 7 至 9 月間成長 41%。

2021 年 10 月宣佈 2050 年實現碳中和，燃煤約占發電量 40%，但可再生能源占比不到 6%。

韓國石油公社 (KOGAS) 是唯一國營液化天然氣進口商，計劃 2026 年以 20% 氫氣摻配天然氣，降低溫室氣體排放，但需 107 萬噸氫氣方能達成，預估減少 750 萬噸的二氧化碳排放。2050 年需 2,790 萬噸氫氣以滿足 60% 需求，其中 80% 約 2,290 萬噸自國外進口，餘由國內生產 300 萬噸綠氫及 200 萬噸藍氫。

● 中國

中國自 2006 年進口液化天然氣後，進口量逐年成長，2017 年為解決空污問題推出「煤改氣」政策，大幅增加採購量。2021 年全年進口 12,135.6 萬噸，較前一年同比增加 19.9%，超越日本，成為全球最大的液化天然氣進口國，進口來源共有 27 個國家^{註釋 1}，其中澳洲居首，占 39%，美國第 2，占 11%，再依次為卡達、馬來西亞、印尼及俄羅斯等，另管道氣有 5 個進口國，分別為土庫曼 (56%)、俄羅斯 (18%)、哈薩克 (11%)、烏茲別克 (8%) 及緬甸 (7%)。2022 年由於天然氣價格暴漲、經濟放緩及 COVID 19 疫情封控等因素，預估進口量減少 19%，約 1,500 萬噸。2021 年 11 月 6 日中國石油化工集團 (中石化) 與美國維吉全球液化天然氣公司 (Venture Global LNG) 簽署為期 20 年，每年 400 萬噸的長期購銷協議，議定每噸價格 235 美元，美國生恐未來天然氣若降價，中國會反悔，協議簽訂巨額違約條款，未料俄烏戰爭爆發後，液化天然氣價格飆升至 1 噸 2,500 美元，為合約價 10.6 倍，中國將「低價」購入之天然氣轉售歐洲，除緩解歐洲冬季的天然氣荒，亦賺入超過百億美元價差，更重要的是，放緩液化天然氣需求，使在現貨市場搶購的競爭者 (如日本、韓國等) 鬆一口氣。

2021 年 10 月提交「國家自主貢獻 (Nationally Determined Contribution, NDCs)」予《聯合國氣候變化框架公約 (UNFCCC)》，承諾透過長期低水平的溫室氣體排放發展戰略，力爭 2030 年前達成二

氧化碳排放峰值，2060 年前實現碳中和。

2022 年 3 月公佈 2021 至 2035 年間氫能產業中長期計畫，以符合對碳中和承諾，目前已是世界最大氫氣生產國，年產 3,300 萬噸，大部份做為煉製廠及化學廠原料。中國氫能聯盟表示：氫氣需求 2030 年將達 3,500 萬噸（占能源總量 5%），2050 年達 6,000 萬噸（占能源總量 10%），預計 2025 年每年以可再生能源生產達 10-20 萬噸，所減少 1-2 百萬噸二氧化碳的排放，用於氫能汽車及各工業部門。

● 印度

印度是第 4 大液化天然氣進口國，2021 年進口 2,400 萬噸液化天然氣，天然氣消耗量 639 億立方米。

印度期望成為以天然氣為能源基礎的經濟體，2030 年能源結構占比從 6.3%提高至 15%。

俄烏戰爭後，印度向俄羅斯購買大量低價石油及煤炭，因合約由印度國營天然氣公司 (GAIL) 與俄羅斯天然氣 (Gazprom) 新加坡營銷部門簽訂 (2018 年開始 20 年的合約)，新加坡營銷部門隸屬「俄羅斯天然氣公司德國分公司 (Gazprom Germania)」，2022 年 Gazprom Germania 收歸國有，更名「歐洲能源確保公司 (Securing Energy for Europe)」，政策修訂供給歐洲為優先，在無法對印度履約下支付罰款，致使因天然氣連動受影響約 10-15%，為彌補此一缺口，免於停電及停產，GAIL 購買 3 批液化天然氣，價格超過每百萬英熱 40 美元，是 2021 年同期 2 倍多，為史上購買最貴的液化天然氣之一。

● 卡達

卡達位於中東的沙漠小國，雖靠石油和天然氣出口致富，自 2005 年成立「卡達投資局」精準投資，方有舉辦史上最奢華 2022 世界盃足球賽的底氣。2022 年人均 GDP 達 84,514 美元，排名全球第 4，能源是經濟支柱，其天然氣蘊藏量 24.68 兆立方米 (tcm)，占全球 12.5%，排名全球第 3，僅次俄羅斯及伊朗，2021 年液化天然氣總出口 7,700 萬噸。

● 紐西蘭

紐西蘭政府 2019 年頒布《應對氣候變化 (零碳) 修正案【the Climate Change Response (Zero Carbon) Amendment Act】》，

目標 2050 年實現二氧化碳淨零碳排，甲烷排放減量自 24% 提升至 47%。該法為紐西蘭制定遵守《巴黎氣候協定》框架，溫度升高限制於工業革命水準 1.5°C 以內。紐西蘭最新「國家自主貢獻 (NDC)」中，以 2005 年為準，淨排放量至 2030 年達減少 50% 目標。

紐西蘭擁有豐富的化石燃料資源，煤炭可供出口，石油大都依賴進口，主要原因為避免開採破壞生態。2021 年 3 月紐西蘭石油和天然氣公司 (New Zealand Oil & Gas) 宣佈放棄南島南岸的探勘許可證，除塔拉納基盆地 (Taranaki Basin) 外，再無其他油氣探勘開發計畫。紐西蘭天然氣自給自足，近年產量成長，使用量在工業部門增加，發電則呈現下降趨勢。

紐西蘭最大天然氣管網公司「第一天然氣 (Firstgas)」於 2021 年 3 月宣佈：2030 年起氫氣摻入天然氣網，至 2050 年轉化 100%。氫氣由分佈各地的電解槽生產及管網配送。自 2035 年逐步轉換為 100% 氫氣，連接管網的所有燃氣設備將全部汰換為可燃燒氫氣器具。預計氫氣將成為無法以電氣化取代化石燃料以致“難以減排”之行業，提供新型態的燃料選擇。

● 阿根廷

阿根廷雖擁有全球天然氣儲量第 2 大的頁岩油氣田 - 「死牛油田 (Vaca Muerta)」，但缺乏相關基礎建設，天然氣無法運出，每年仍須向玻利維亞大量進口，平均每日約 1,400 萬立方呎 (14 mcmd)，特別是液化天然氣，峰值更達每日 3,600 百萬立方呎 (36 mcmd)，最高紀錄的平均成本達每百萬英熱單位 40 美元 (國產價格約為 4 美元)，對經濟造成沉重的負擔。2018 年政府提出 Vaca Muerta 計畫，分 2 階段完成，管道總長 1,040 公里，可將天然氣輸送至布宜諾斯艾利斯及其周邊地區的主要人口中心；第 1 階段自西部「內烏肯省 (Neuquén)」 - 「死牛油田 (Vaca Muerta)」興建 570 公里 36 吋管線 (The Nestor Kirchner Gas Pipeline) 直達東部布宜諾斯艾利斯省，預計 2023 年 6 月 20 日前達每日輸送 1,100 萬立方呎 (11 mcmd)，另 2 座壓縮站 2023 年底完工啟用，輸送量達 2,200 百萬立方呎 (22 mcmd)；第 2 階段全長 470 公里，從 Saliquel 延伸到布宜諾斯艾利斯省北部聖尼古拉斯德洛斯阿羅約斯市附近之 TGN 交通系統，預計 2024 年完成，輸

送量達每日 141,300 萬立方呎 (1,413 MMcf/d)，規模為 40 年來之最，預計足夠使用 200 年。

● 巴西

巴西 2022 年上半年天然氣平均日產量為 13,440 萬立方米 (134.4 mcmd)，同比 2021 年每日 13,260 萬立方米 (132.6 mcmd)，成長 1.36%。

巴西生產的天然氣中不到 15% 與石油無關，即 85% 以上均為開採石油的副產品，2022 年約 86% 天然氣產自離岸伴生氣 (Associated Gas)^{註釋 2}，由於伴生天然氣，缺乏天然氣管道輸送，業者或將回注地層，助於保持油井壓力、提高原油產量，或直接排放、燃燒（約產量一半之天然氣被回注油井中），2022 年 8 月份回注創單日 6,960 萬立方米紀錄，與每日用量相去不遠。

2021 年底受全球暖化影響，各地極端氣候現象日趨頻繁，出現 91 年來最嚴重乾旱，因水力發電占總發電量 18%，造成電力嚴重不足，引起燃油和燃氣供給失衡。總統波索納洛 (Jair Bolsonaro) 呼籲民眾「關掉家裡的電燈」以節約能源，再者電價上漲 7%，2022 年 1 至 6 月每日平均用氣量 6,980 萬立方米 (69.8 mcmd)，較 2021 年 10 月單日 10,600 萬立方米之峰值，下降 48.49%。

為平衡國內供應不足和市場需求，除通過管道從玻利維亞及國際供應商進口天然氣，更與玻利維亞修訂合約，要求每日進口上限 2,000 萬立方米 (20 mcmd)；液化天然氣進口因燃氣發電廠的間歇性調度而有所不同，2021 年進口 135 億立方米 (13.5 bcm)，主要來自美國，支出總額 35 億美元。2022 年上半年進口量達 33 億立方米 (3.3 bcm)，約 25 億美元，雨季後水力發電充足，致使 2022 年 4 月再氣化量，創下每日 320 萬立方米 (3.2 mcmd) 新低紀錄，可營運接收站共 5 座，均為浮動式 (Floating Storage Regasification Units, FSRUs)。

2022 年 1 月 1 日「天然氣市場改革法」生效實施，原由「巴西國家石油公司 (Petrobras)」獨占市場，轉為全面開放競爭，1 至 6 月共有 8 家新供應商加入。

2022 年 3 月巴西聯邦政府啟動零甲烷計畫，鼓勵利用農業和其他有機廢物生產沼氣及生物甲烷。

2022 年 5 月玻利維亞單方面對巴西的天然氣出口量減少 30%，將之移轉阿根廷，在不得已情況下，以高達每百萬英熱單位 20-22 美元 (mmBtu) 價格購入天然氣，價格中包含對巴西的違約罰款。

巴西的天然氣行業聯盟亦簽署 2050 碳中和協議，努力減少碳足跡，實現國家減碳目標。

● 智利

智利是南美洲最依賴燃煤發電的國家，2019 年 6 月 4 日承諾 2040 年前國內 28 座燃煤電廠均除役，並在 2050 年實現碳中和。電力部門的溫室氣體排放約占全國 32%，主要來自燃煤及燃氣發電，其中燃煤發電供應約 40% 的電力需求（在北部地區甚至高達 80%），其次水力發電占 27%，燃氣發電排第 3，占 18%，其餘為風電、光伏及可再生能源。燃煤發電占電力部門溫室氣體排放總量約 80%，將之汰除是碳中和戰略六大支柱之一，反映各界對清潔能源轉型與可持續發展的共同意願及堅定信念。

2022 年 8 月智利能源部啟動 2022-2026 年能源計畫，將天然氣列為轉型能源，並指出“為確保未來幾年可能的缺水情況及維護能源網路安全條件的需要，透過使用污染較小的燃料（如天然氣和生物能源），加速關閉燃煤電廠，同時確保系統的供應安全和效率”。智利天然氣占總發電量 20.2%（主要自阿根廷進口管道氣，每日 400 萬立方米），太陽能及風力發電占 26.4%。

● 千里達及托貝哥共和國

全國由千里達島、托貝哥島等 2 個大島及 21 個小島嶼組成，是全球能源成本最低的國家之一及第 12 大液化天然氣出口國，也是美國最大的液化天然氣進口來源，出口市場有南美、歐洲及亞洲，同時是甲醇、氨的主要出口國，估計能源開採和生產占總產值及政府收入約 40%，能源及相關產品占出口總額約 70%。

● 歐洲

2022 年對歐洲天然氣產業是充滿挑戰的一年，俄烏戰爭造成俄羅斯減量供應，因而受創；戰爭初期俄羅斯天然氣公司 (Gazprom) 雖聲稱尊重長期合約，實際上卻任意減少或切斷對特定國家供氣，造成此一結果的主因，除歐洲在俄烏衝突開始時，即不再購買俄羅斯油

氣，德國亦終止北溪二號的啟用，從能源角度解析，斬斷歐洲與俄羅斯的天然氣交易，不僅可阻止兩造間的經濟互存，還能擴大美國的液化天然氣市場，依「標普全球商品洞察(S & P Global Commodity Insights)」資料顯示：2022 年 1-10 月向歐洲出口液化天然氣的主要國家為美國(4,600 萬噸)、卡達(1,300 萬噸)、俄羅斯(削減管道氣，但仍提供液化天然氣)及阿爾及利亞。

在後疫情的復甦中，許多國家因乾旱、無風，迫使必須使用大量燃氣發電，以替代失去的水力及風力發電，加上天然氣取代煤之需求不斷提高，導致價格迅速上揚。依荷蘭天然氣交易中心(TTF Transfer Facility)資料顯示：歐洲天然氣的平均價格由戰前 10-30 歐元/兆瓦時，驟升至 100 歐元、200 歐元，甚至 300 歐元。於此同時，過去幾十年間價格大致相同的國家也出現地域價差，如法國及德國間的天然氣價格差異超過 50 歐元/每兆瓦時，歐洲電力價格飆升至 1,000 歐元/每兆瓦時。

市場價格的紊亂，對歐洲天然氣公司的影響十分嚴重，燃料價格是以往 10 倍以上，需要數十億的現金採購，在歐洲大部分國家，如德國、義大利、奧地利及其他中歐國家，法律對民生能源有價格上限的保障，因此即便是長期合約受到戰爭影響而中斷的天然氣公司，必須到現貨市場以高價購買承諾提供給用戶的天然氣，及靠政府資助，以免流入倒閉的骨牌效應。

俄羅斯對歐洲天然氣出口量急劇減少後，挪威是歐洲最大的天然氣供應國，截至 2022 年 8 月底已出口 790 億立方米(79 bcm)。2022 年產量目標為 1,220 億立方米(122 bcm)，高於 2021 年 1,130 億立方米(113 bcm)。

歐洲是受歐戰影響最深遠的地區，直至 2027 年前會因無新的天然氣/液化天然氣資源投入，致使情況更艱難。但可確定的是歐盟未來的天然氣市場及電力市場將被重新洗牌，在此次危機中已證明現有系統除效率不高，還十分脆弱。未來幾年，天然氣行業很可能產生某些整合，銷往歐洲的通路也會有完全不同的樣貌。

至於歐洲能源轉型會減緩或加速，目前尚難定論。能源轉型有可能加速天然氣在能源結構中的占比，但也可能加速綠色氣體的發展(如

沼氣、合成氣、氫氣)。

歐盟執委會於 2022 年 5 月 18 日提出重塑歐盟 (RepowerEU) 計畫，將透過節能、能源供應多樣化、加速推動再生能源及擴大投資等 4 大措施，儘快擺脫對俄羅斯化石能源的依賴，並於 2030 年使再生能源最終能源消費占比從原訂 40% 提高至 45%。

● 美國

美國是全世界能源消耗量最多的國家，除自產能源，亦進口大量的石油與天然氣，2010 年美國頁岩氣產業蓬勃發展，進口量銳減，2017 年甚至反轉為淨出口國，2022 年上半年因烏克蘭危機，使美國向歐洲的供應量大幅增加，並超越澳洲，成為全球最大液化天然氣出口國。

2022 年全球能源安全危機中，北美工業一直處於超速運轉，為因應後疫情期間，全球市場反彈及歐戰需求孔急 (如武器、彈藥等)，產量已達歷史最高，北美物價雖仍低於其他市場，但在過去幾年大幅上漲，無論電力或天然氣終端用戶已感受前所未有的壓力。

2022 年 8 月 7 日美國參議院通過《減少通貨膨脹法案 (Inflation Reduction Act)》，斥資 3,690 億美元 (約新臺幣 11.8 兆元) 訂定各項計畫，支持能源轉型及幫助人民適應氣候變遷，為對能源與氣候議題最大的投資，期望 2030 年總排放量下降 21%，朝向減碳 52% 的承諾邁進。

由於全球天然氣價格飆升，2022 年 9 月 Henry Hub 現貨市場的天然氣已漲至每百萬英熱 7.88 美元，是 2008 年以來最高點，於此同時歐洲天然氣的平均價格為 57.9 美元 /mmBtu，是美國 7.35 倍。

● 加拿大

加拿大是僅次美國、俄羅斯及伊朗，全球第 4 大天然氣生產國。過去 10 年曾多次計畫建設液化天然氣出口設施，均因無法獲得融資而被取消或延後。加拿大沒有現成的液化天然氣出口基礎設施，建設新出口終端至少需 3 年，待完工後，可能歐洲對天然氣的總體需求已下降。比較實際的作法是加快已動工的西岸液化天然氣建設，將天然氣出口到亞洲，讓卡達等天然氣生產國有餘裕支援歐洲的需求。

2022 年 8 月 23 日加拿大總理杜魯道和德國總理蕭茲簽署建立“氫

能聯盟”的聯合意向聲明，2025 年向德國出口清潔燃料，中長期目標是每年出口 2,500 至 3,000 萬噸綠色液氫，氫燃料將在未來的能源供應中發揮主導作用，特別在貨運、航空及交通等領域。

● COP 27

2022 年 11 月 6 至 18 日舉行《聯合國氣候變遷綱要公約》第 27 次締約方會議 (COP 27)，此次會議是全球最重要氣候會議，雖議事超時，最終也未有共識，淪為空轉。相較 2021 年 COP 26 會議結論 --《格拉斯哥氣候公約》又被批過於溫和，原因在於環保團體希望將「禁止使用煤炭」納入文本，卻僅出現「逐步減少使用」之字句，溫控攝氏 1.5 度的目標，也未獲得到充分重視，然而本次會議已傳遞煤炭時代即將結束的信號，或許可稍緩不滿。

COP 27 除延續 COP 26 對全球碳交易機制的爭論外，側重於以下 2 個議題：

- 1、共同合作以實現溫室氣體減排，向淨零經濟公正過渡，同時減輕貧困國家負擔，確保可持續的未來。
- 2、各國履行將承諾轉化為計畫，同時建立氣候融資 (Climate Finance) 和氣候變遷所導致的「損失與損害」^{註釋 3} 及補償和賠償 (Compensation and Reparations) 機制，此為已開發與開發中國家針鋒相對相持不下的焦點，越貧困的國家，常受氣候衝擊越大，而設立機制之目的即在氣候基金外，再建立一筆資金，讓富裕國家協助窮困國家災後重建。

檢視歐美國家所承諾協助開發中國家能源轉型及提供必要的援助，如 2015 年《巴黎氣候協定》中要求全球已開發國家，合作建立每年 1,000 億美元 (約臺幣 3.2 兆元) 的氣候基金，然而至今尚有龐大的缺口。氣候行動追蹤組織 (Climate Action Tracker) 2022 年 11 月的數據顯示，國際氣候基金比往年只增加幾個百分點，越來越多資金以貸款而非捐助的方式提供受災國家，無疑對貧困國家造成 2 次經濟傷害，徒增爭議。

COP 27 預測 2022 年化石燃料所產生的二氧化碳，將會再創歷史新高，從 1997 年簽訂「京都議定書」的 243 億噸碳排，管制全球升溫不超過 2°C，到 2015 年的「巴黎氣候協定」，升溫目標改為不超過

1.5°C，經過無數次的氣候峰會，2021 年全球的碳排量達到 371 億噸，24 年間增加 153%。

我國四面環海，亦為地球暖化、氣候變遷的可能受害者之一。依研究顯示：全球海平面正以每年 1.9 公釐的速度上升，我國上升速度更為全球平均值的 2 倍，海平面上升 1 公尺，嘉義縣沿海地區被淹沒的土地面積將達 52 平方公里，與嘉義市大小相當，如不及早因應後果不堪設想。

2022 年 12 月 24 日平安夜，美國大部分地區遭北極風暴「炸彈氣旋」^{註釋 4} 襲擊，各地出現 40 年來最強大的冰風暴、凍雨、洪水，及攝氏零下 57 度的破紀錄低溫，造成極大人員、財產損失與數千航班停飛，科學家預測未來的天氣將會夏天越來越熱，冬天越來越冷。由此可見極端氣候已一步一步進逼，造成自然災害的頻率亦越來越高，人類還有多少時間能夠調整因應？應該靜心省思，妥適研擬解決方案。

註釋：

1. 液化天然氣出口國家：依國際天然氣聯盟 (International Gas Union)，2022 年世界液化天然氣報告顯示，2021 年全球液化天然氣出口共有 19 個國家，總出口量為 37,200 萬噸，較 2020 年增加 1,620 萬噸，各別出口量和占比為：澳洲 7,850 萬噸 (21%)、卡達 7,700 萬噸 (21%)、美國 6,700 萬噸 (18%)、俄羅斯 2,970 萬噸 (8%)、馬來西亞 2,490 萬噸 (7%)、奈及利亞 1,640 萬噸 (4%)、印尼 1,380 萬噸 (4%)、阿爾及利亞 1,180 萬噸 (3%)、安曼 1,020 萬噸 (3%)、巴布亞新幾內亞 830 萬噸 (2%)、埃及 660 萬噸 (2%)、千里達及托貝哥 620 萬噸 (2%)、阿聯酋 600 萬噸 (2%)、汶萊 560 萬噸 (2%)、安哥拉 360 萬噸 (1%)、赤道幾內亞 270 萬噸 (1%)、祕魯 250 萬噸 (1%)、卡麥隆 120 萬噸 (0%)、挪威 20 萬噸 (0%)。”中國液化天然氣進口來源共有 27 個國家”則出自英國國家廣播公司 (BBC NEWS) 中文網，另依「國際液化天然氣進口商集團 (GIIGNL)」2022 年報的資料顯示，一些不生產天然氣的國家會將液化天然氣再出口，或許將這些不生產液化天然氣國家之轉售，亦被計算為一個來源國家。
2. 伴生氣 (Associated Gas) 泛指與石油共生的天然氣，油田在開採過程中，在油層間會出現伴隨石油液體出現的氣體，主要成分是甲烷 (methane)，通常又伴隨大量乙烷 (Ethane)、丙烷 (propane)、丁烷 (butane) 和碳氫重組分

(Heavier Component)。甲烷因不會產生可冷凝較重的碳氫化合物 (如丙烷和丁烷)，又被稱為「乾氣 (Dry Gas)」，為方便運送，將其冷凍至 -162° C，成為液化天然氣 (Liquefied Natural Gas, LNG)。伴生氣回收處理是指將乙烷、丙烷、丁烷和重組分從氣流中分離出來，可被進一步加工，作為純成分 (Pure Component) 或天然氣混合液 (Natural Gas Liquids, NGL) 或液化石油氣 (Liquefied Petroleum Gas, LPG) 銷售。但由於受到技術的限制，加上在油田開採過程中伴生氣相對難以控制，大部分伴生氣均被回注、排空或燒掉。

3. 損失與損害 (Loss and Damage)：極端氣候造成許多國家重大損失，而往往是碳排較低的開發中國家最脆弱，遭受極端氣候時損失也最嚴重，因此主張碳排大國應承擔氣候衝擊的成本，並提供技術及資金降低脆弱國家因極端氣候所造成的損失。然而目前的機制並不具資金籌措功能。因此，氣候脆弱國家主張應另設損失與損害基金，並由已開發國家捐贈金援，協助從自然災害中恢復。在 COP 27 的談判會場上，多數國家都同意基金來源和運用應具備可預期性 (Predictable)、適足性 (Adequate)、無障礙性 (Accessible) 及公開透明 (Transparent)。損失與損害基金應具備長期穩定的資金來源，且當遭受損失與損害時應確實得到所需的資金。
4. 炸彈氣旋 (Bomb Cyclone)：係指一個快速降低的低氣壓系統，與颶風相似能快速吸收能量，並帶來寒冷的氣、降雪及大風。依據美國氣象系統的定義，如果在 24 小時內氣壓降低 24 百帕 / 毫巴 (hPa)，約為標準大氣壓的 2.37%，此氣象系統就可稱為炸彈氣旋。由於“炸彈氣旋”的發展速度過快，常伴隨暴風、暴風雪、暴風雨、龍捲風等劇烈天氣災害。

參考文獻暨延伸閱讀：

- 一、網路資訊 BBC NEWS 中文，能源危機：卡塔爾與中國簽署「史上最長」液化天然氣供應協議
<https://www.bbc.com/zhongwen/trad/chinese-news-63703938>
- 二、網路資訊 Southeast Asia' s power demand recovery continues but faces challenges amid fuel prices surge
<https://ihsmarkit.com/research-analysis/southeast-asias-power-demand-recovery-continues-but-faces.html>
- 三、網路資訊 Singapore plans to build 600 MW hydrogen-bearing natural

gas power plant

<https://www.seetao.com/details/179539.html>

- 四、網路資訊 Use of green methane in transport and power generation – researchers and industry present interim results of the MethanQuest project

<https://www.rolls-royce.com/media/press-releases/2021/18-03-2021-use-of-green-methane-in-transport-and-power-generation.aspx>

- 五、網路資訊 South Korea seeks more LPG to spike into LNG to quell shortage

<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/petrochemicals/090122-south-korea-seeks-more-lpg-to-spike-into-lng-to-quell-shortage>

- 六、網路資訊 煤電退出與電力系統轉型規劃 – 智利案例研究

- 七、<https://www.gei-journal.com/cn/journalsDetailsCn/20211207/1468144197847617536.html>

- 八、網路資訊 Carbon price could reduce Brazil's gas reinjection

<https://www.argusmedia.com/ja/news/2383613-carbon-price-could-reduce-brazils-gas-reinjection>

- 九、網路資訊 Europe to the fore, elsewhere through the floor: How LNG flows were turned on their head in 2022

<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/blogs/lng/102622-europe-lng-russian-gas-ukraine-war>

論天然氣持續扮演關鍵之角色

資深石化人 謝俊雄

一、前言

天然氣是碳氫化合物，也是清潔燃料，其分子結構 (CH₄) 中碳原子只有一個，與其他低碳及高碳能源相較，因碳原子數最低，燃燒後排出之二氧化碳也最少。值此，全球各國、各領域皆在為 2050 年達到碳中和而努力，天然氣的重要性不言可喻。

近年來世界天然氣開發與生產量有增無減，卻因人為操縱，致使供需失調。特別自俄烏戰爭以來，俄國切斷或降低對西歐天然氣供應，造成德國等主要國家極大損害，尤其寒冬將至，動力、暖氣、工業生產及生活均將受影響。

冷戰時期，西歐國家決定自盛產天然氣的西伯利亞引進，於是俄國投下巨資，興建經烏克蘭通往西歐之大型天然氣輸送線，此為能源供應的重大決策，然而儘管西歐專家與學者大聲疾呼，期期以為不可，唯恐雙方關係生變，受制於俄國。

經過幾十年，俄烏兩國除偶爾因天然氣過路費發生爭執情事外，倒也相安無事，尚無大礙。然而在俄烏戰爭發生後，應驗專家學者們的憂慮，俄國果然以關閉天然氣管線做為要脅。雖然前蘇聯已因經濟衰落而解體，但今日俄羅斯欲切斷天然氣供應之舉，仍造成西歐國家震撼。是以，有關天然氣市場之發展未來仍有不確定因素，所有產銷營運業者應予以關注。

首先，針對天然氣今後之使用，無疑將在全球碳中和中扮演關鍵性之角色。石化工業界認為，目前煉油廠及石化廠之二氧化碳排放居高不下，加熱和發電燃料使用重油者比重仍高，如能發揮天然氣之最大效用，將可使大型煉油 - 石化整合園區獲得最高利潤，並使二氧化碳排放降低。據報載國內各大石化與煉油業者多已積極規劃與推動 CO₂ 減低排放，設定 2030 年為初步達成碳中和期程。

其次 2050 年全球碳中和之完成，因涉及能源轉型、生質燃料與可再生燃料之開發利用，及 CO₂ 排放減低技術之研發等，任務相當艱鉅，雖然各主要國家同意，訂有國際公約，但專家預測全球碳中和計畫之達成將會因種種因素

延後，意謂天然氣付予責任及期程可能更重大、需更長的時間。

再者國外報導提出「天然氣的持續任務」(continuing role of natural gas)之聲：今後核心能源獨立計畫，為達成碳中和目標所需之再生能源投資，策略上應與建立天然氣供應之彈性及安全性達成適當之平衡。

以下針對上述天然氣 3 大未來課題略作分析，並對其未來角色試賦予新定位。

二、能源轉型可能延後

關於全球能源轉型，能否如期於 2050 年達成碳中和之目標，據國外專業雜誌報導稱，某些煉油廠在燃料市場獲利本應持平，財報卻顯示獲利不菲，現今市場受政策與法規之影響，致全球原油生產每日仍有 300 萬桶之缺口，由於原油供應短缺，下游燃料價格出現歷史新高，經判斷應是在缺油持續下，獲取高燃料價格利潤，另一方面隨著石化工業產能之擴充，增加多元化用途之價值鏈。顯見全球煉油業者並未真正配合能源轉型，依然大量生產石油燃料，也無降低地球溫室氣體排放之期程。

111 年秋季布蘭特原油之平均價格預測仍達 140 美元 / 桶，往後數世紀中，由化石原料生產之燃料與石化品仍持續主宰能源市場。與此同時另一聲音亦甚囂塵上，電動車、可再生能源及生質燃料將提供更佳、更便宜之替代能源，並具二氧化碳零排放優點。

然而綠色能源之推動者似乎忽視來自其他工業部門對溫室氣體之循環效應，如採礦業及萃取貴重金屬對電動車生產之重要性。電動車生產正受到貴重金屬（如鎢、鈷、鋰、鉑）供應短缺，而難以推動。在採礦場之金屬萃取作業，使用柴油為重機械燃料，在偏遠採礦區微電網之發電燃料，因柴油價高，使採礦成本大為推升。類似全球各地矽晶片之短缺，貴重金屬也不足以支持擴張中的電動車市場，估計每部電動車需使用貴重金屬高達 2.2 磅。

電動車之售價每部高達 60,000 美元，也就是今日化石燃油車需求仍夯之原因，再加上化石燃料已有完善之輸儲系統及銷售管道，競爭力仍強，燃油車一時仍不易大幅被電動車取代。

不過化石燃料及石化品業者也不否認所排放之 CO₂ 很高，全球超過 340 億噸 / 年；為達成 2050 年 CO₂ 淨零排放目標，正投資於天然氣、可再生能源

及生質原料，同時激起全球煉油廠之操作模式轉變，配合市場需求而生產適當之產品。

全球煉油業者煉製操作模式也發生轉變，即所謂協同加工，乃利用既有化石燃料煉製設備，同時也提煉低碳及可再生或生質燃料，既有煉油廠設備轉型為協同加工之部分，主要在加氫處理及觸媒裂解等製程設備。

依新近國際報導，在後疫情及恢復後，石化品行情可望回歸 1400 美元 / 公噸，相較於交通用燃料 550 美元 / 公噸，差距顯已拉大。最近不容忽視的發展是煉油和石化廠中，大規模自動化設備採用提升人 - 機相互動作，象徵全面數位化時代來臨，除提高永續經營、獲利率，更重要的是此種人 - 機之連接策略，對於利用現有煉油與新石化設備同步生產可再生能源與生質燃料，正開啟新紀元。天然氣處理、原油煉製及石化生產等傳統工廠之數位化，在快速發展中。

三、煉油 - 石化整合園區擴大採用天然氣

(一) 使用天然氣獲利增加碳排放低

在過去 20 餘年，煉油 - 石化整合園區迅速增加，尤以中東、印度及中國等為多。有別於傳統煉油廠與石化廠分別設立之模式，而將兩者整合，成為廣大化工園區，被稱為煉 - 化一體模式，優點可發揮增效利益。此種園區所需燃料之前多採用自產之燃料油（如柴油、重油等）及副產之大量燃料氣，近年逐漸轉為以天然氣為加熱燃料。基於全球 CO₂ 減量之需，此一趨勢正擴大至發電、鋼鐵及其他工業，故全球天然氣需求市場之成長可期，將對地球溫室氣體排放之削減做出更大贡献。

專家認為各地大型煉油 - 石化園區使用天然氣之最大化，必將提高經營績效，降低二氧化碳排放。

世界煉油能量迅速增加，唯市場卻處於冷清的情景，簡單來說即原油價格雖上漲，因燃料油需求疲軟，煉油業者獲利不佳，對整體煉油廠之獲利率帶來嚴重衝擊。

過往數據顯示，有些煉油廠的製程設備把每 1 桶原油一滴不剩做提煉（昔原油中的重質部分不再細分，權當廉價重油出售），產出

各類燃料與石化原料，這類廠家在競爭力方面較具彈性，可維持穩健獲利，因此能調整煉製結構，又可在園區中與石化廠相互配合、整合的煉油廠，是確保獲利之關鍵。

然而除將天然氣使用最大化外，尚需追求環境衝擊之最小化，降低碳足跡。

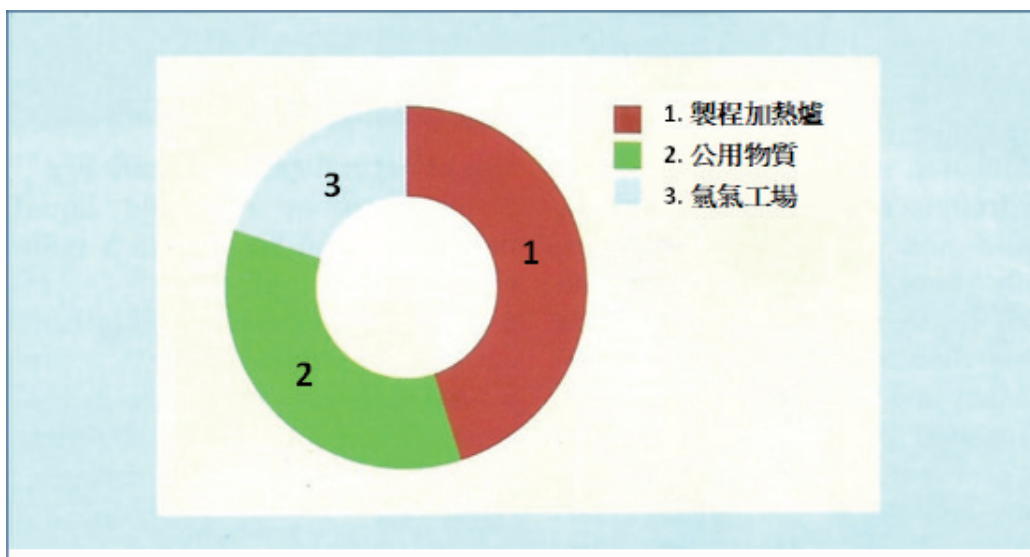
在評估擴大引進天然氣燃料外，也需善加利用煉油廠及石化廠產生之煙道氣，內含可回收再利用之燃料氣，再者將煉油製程調整至最後一滴，就是把原油變成更多段餾份的成品油，增加獲利，同時降低碳足跡之產生；另外尚能獲得更多中質餾份（如輕油），轉供生產高價值的石化中間原料（如烯烴、芳香烴等）。

原油與天然氣間存在價格差距，兩者皆生產的國家，天然氣獲利更大；原油和天然氣均依賴進口的國家，天然氣之使用被列為優先考慮。

（二）煉油廠之燃料消耗與產生

一般煉油廠使用來自各煉油製程所產出之燃料氣和燃料油，在實際煉油操作不需另外購買燃料，煉油廠中的氫氣生產工場和燃氣透平機通常以輕油為原料及燃料（煉油廠使用燃料之處如圖 1）。

圖 1 煉油廠燃料消費型態示例



資料來源：Technip KT India。

工場中的各類製程火焰加熱爐約耗費全廠 40-50% 的燃料。公用物質系統包括蒸汽鍋爐及燃氣透平機，耗費約 30-40%。而氫氣生產工場則耗費其餘 15-20%，含進料及燃料。

近代大型與石油化工中心整合之煉油廠，能源及燃料消耗量相當大，此耗費仰賴各個不同製程工場產出的燃料油及燃料氣，值此積極推動碳排放削減之際，所使用之燃料將逐步由天然氣取代。

許多煉油廠紛紛與石化中心整合，以增進獲利，如烯烴裂解中心也能產生相當大量之燃料氣；芳香烴中心也有燃料氣產出，只是數量較少而已。據報導稱，生產乙烯的乙烷裂解廠，其進料約有 16-17wt% 轉化成燃料氣；而輕油裂解廠進料則有 17-18wt% 轉為燃料氣，10wt% 左右轉為燃料油。乙烷裂解廠生成燃料油極少，幾可忽略。

在石油化工中心的廠區，也是主要能源消費者，如生產乙烯之蒸汽裂解廠需耗大量電力於氣體壓縮機及冷凍壓縮機，一般生產 1 噸乙烯需耗 600-620kwh 電力。輕油裂解廠能淨產出燃料油及燃料氣，乙烷裂解廠則是燃料氣之淨消費者。在芳香烴方面，對二甲苯生產則有燃料油、燃料氣及電力產出，每生產 1 噸對二甲苯約需耗 0.32 噸燃料氣及 320-360kwh 電力。煉油廠所產出之燃料氣、燃料油、輕油及柴油，用於滿足蒸汽裂解廠、芳香烴中心需要之燃料與電力。

在煉油 - 石化整合園區所耗燃料未改變前，天然氣可補充產品彈性製造操作期間煉油與石化廠自產燃料油、燃料氣數量之不足。

(三) 天然氣用於煉油 - 石化廠

天然氣引進煉油廠之用途，敘述如后：

- 1、作為製程與公用設備之火焰加熱器燃料，取代燃料油。
- 2、作為氫氣生產工場之進料及燃料，取代輕油。
- 3、供作燃氣透平機之燃料，取代輕油。
- 4、作為製程加熱器之燃料，取代燃料氣。

接續針對以上用途略作敘述：

煉油及石化廠使用天然氣為燃料，主要用以取代製程設備、公

用物質設備原先所用的燃料油，如此煉油廠不需將原油中的重質部分利用加工技術製成燃料油供作加熱用途。以天然氣取代燃料油後，可轉利用延遲結焦工場煉製，為最經濟的選擇。基本上，煉製過程蒸餾油產出率達 65%，有利總蒸餾油產量增加，產出之輕油可供作輕油裂解工場之進料。

延遲結焦工場產出之排氣，又稱規外氣，成分含乙烯、乙烷及丙烯，經分離後為貴重之石化品。

以天然氣取代燃料油，不僅能使煉油廠減少產出低價值燃料油，同時增加高價值蒸餾油產量，轉作煉油 - 石化整合園區之石化品製造原料，創造更多獲利。

然而煉油廠將既有加熱爐燃料轉換為燃燒天然氣時，亦需先行妥善評估，主要針對加熱爐之熱力、機械、壓力、燃燒器、金屬、耐火磚及空氣加熱系統等之妥善性詳加考量。

(四) 天然氣供作蒸汽重組之原料和燃料

在煉油廠中，氫氣工場是重要設備。氫氣用於去除各種油料及中間產品之雜物，包括硫、氮等，由輕油之蒸汽重組生產，其品質要求甚廣，視煉製原油及成品油之規範而定。

通常每生產 1 噸氫氣需用 4 噸輕油做為原料及燃料，如使用天然氣則僅需 3.5 噸，因此使用天然氣所省下的輕油，可作為高價值石化品之原料。由輕油轉換為天然氣，只需在氫氣生產工場做些許設備改裝即可運作。

(五) 天然氣代替燃料氣用於火焰加熱器

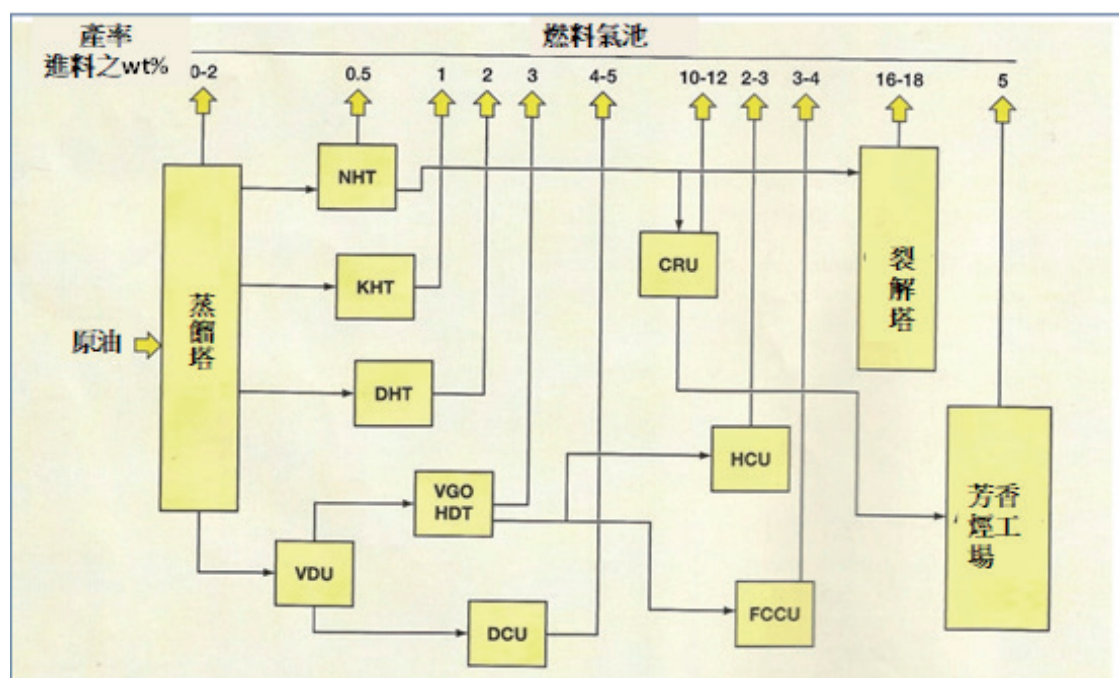
近代大規模之煉 - 化整合園區，燃料氣來自蒸餾工場之飽和氣、加氫脫硫及加氫處理工場之規外氣、觸媒裂解、加氫裂解、延遲結焦等工場之規外氣、芳香烴生產中心及輕油裂解工場等，上述工場中的火焰加熱器昔多以燃料氣為燃料，也適於改用天然氣。

據報導稱，煉油廠燃料氣產生率約進料原油量之 8-10wt%，而煉油 - 石化整合園區則高達 15wt%。

圖 2 為煉油廠及石化廠之不同製程工廠彙集燃料氣流程，產生包括乙烷、丙烷、乙烯及氫氣等，均為石化原料，除將燃料氣作為加熱燃料外，亦可將之回收作為石化原料用途。

自燃料氣將屬於飽和氣之丙烷及丁烷，經適當純化後，冷凍分離，亦能回收液化石油氣。LPG 是家庭用重要燃料，廣用於商業、工業、休閒等方面。燃料氣亦被稱為廢氣，如未將其中有用氣體加以分離回收，終將排放廢棄。

圖 2 煉油廠及石化廠彙集燃料氣之流程



資料來源：Technip KT India。

近年自燃料氣回收氫氣漸被重視，如此可減少專門生產氫氣工廠之負荷。在煉油 - 石化整合之園區中，所需物料如燃料、氫氣及公用物質等，兩方可相互支援，形成協同增效作用。氫氣為重要範例，煉油廠需要大量氫氣，用於加氫精煉、加氫脫硫等操作，故須自設製氫氣工場，並從燃料氣回收補充。另一方面，石化廠製造中之脫氫反應製程，所產生大量氫氣，可送煉油廠使用。

顯而易見石化廠需要不同的原料油，除來自天然氣外，尚有煉油廠，近年全球煉油廠之產出，逐漸由交通用油向石化原料傾斜。

上述煉油 - 石化之整合除協同增效作用外，天然氣之使用也可獲得碳足跡減低的紅利，特別是取代燃料油為然。典型案例如火焰加熱器改用天然氣後，CO₂ 之排放可降低約 30%，採用燃料氣約減 5-10%。氫氣工場及蒸汽透平機如使用天然氣為替代原料，CO₂ 減量約分別 25% 及 25-30%。

四、天然氣的持續任務

(一) 俄烏戰爭全球油氣市場震盪

俄烏戰爭使俄羅斯遭受西方國家制裁，其石油、天然氣出口遭禁，全球油氣市場頓時進入失序狀態，連帶產油國家也遭受極大影響。美國及歐洲各國壓力陡增，積極致力於達成真正「能源獨立自主」，同時支撐全球之油氣市場。

2022 年 3 月美國總統拜登宣布禁止俄羅斯石油、LNG 及部分石油產品進口，意在抵制其經濟。歐洲國家處境亦困難，除擬定計畫尋求能源自給，以擺脫對俄羅斯依賴，特別是天然氣。隨後俄羅斯逐步削減對西歐天然氣供應，切斷來自西伯利亞之管線天然氣，預料 2022 年西歐國家將難度過缺少暖氣的冬季。

在此嚴峻情勢下，國際油氣價格亦震盪上揚。至 2021 年底布蘭特原油已漲至 78 美元 / 桶，天然氣更由 3.73 美元 /MMbtu 揚升至 4.53 美元 /MMbtu。

(二) 美國因應措施

為此美國宣布釋出戰略儲油 5,000 萬桶，以平抑市場價格。並協調其他產油國家，增加石油、天然氣生產，惟未收預期成效。美國一直以來的意向，仍是建立能源自主。

可再生能源開發是能源問題解決方案之一，包括生質能源之生產等，然而並非每個國家都做得好，也都不容易做到，主要是因為技術複雜、缺乏及資金不足。

(三) 天然氣擔負清潔能源轉型

比較務實之作法，乃是配合天然氣之應用，生產清潔能源，如此也能支持並加速達成 CO₂ 淨零排放之目標。

惟某些人士認為要達到碳中和的境界，應屏除所有化石能源，包括天然氣，而事實上，清潔能源無天然氣之協助將無法在期程內達成脫碳目標。

達成完全 CO₂ 淨零排放境界是全球共識及目標，但有專家認為按照目前耗能強度，如不是天然氣扮演不可或缺的角色，是無法達成脫碳化之情境；出產天然氣的國家，是可以仰賴天然氣，降低 CO₂ 排放。

(四) 天然氣來源多角化

陸上無生產天然氣的國家，可利用海上浮式 LNG 生產設備，進行海域或深海天然氣之探採，加速清潔能源轉型。而北美、中東等擁有天然氣資源及可再生能源之國家，可充分利用自產天然氣，建立清潔能源經濟體系。

另外使用豐富的可再生能源，如太陽能、風能、氫能、水力、地熱、生質能及核能等，也能讓清潔能源多角化，利於建立 CO₂ 淨零排放經濟體系。

(五) 以天然氣生產氫能

以天然氣生產氫氣有許多好處，氫氣能刺激市場對清潔能源之需求，目前供銷系統已在建立中，有助於低碳排放市場規模之擴大，被接受性進一步擴張。

氫氣能源之價格至今未能與天然氣、柴油、汽油相抗衡，但不少終端用途業已建立，因使用量尚未達到足夠使成本下降至具競爭水準。然氫氣之生產提供天然氣另一個機會，能夠長期扮演脫碳化的角色。

氫氣可用天然氣為原料生產，製程技術主要有蒸汽甲烷重組法和自動熱重組法兩種，與二氧化碳之捕捉、利用及儲存技術相結合所產出的氫氣，將 CO₂ 分離，稱為藍氫。

(六) 合成氨之應用

以天然氣生產合成氨，作為脫碳化燃料使用，是另一與藍氫類

似的例子。合成氨用途廣泛，除易於運輸外，燃燒不會排放二氧化碳。

合成氨之利用，包括藍色及綠色燃料，其市場規模可望擴大，成為全球脫碳化（或稱 CO₂ 排放減量）的解決方案組合，特別是用於海運輪船，因當今所使用之重油燃料不太容易找到替代品。

五、結語

天然氣目前在全球經濟持續扮演關鍵角色，也是朝向碳中和及 CO₂ 淨零排放目標所不可或缺，然而在能源完全轉型後，天然氣如果對許多產業仍然重要，如何慎選替代品及避免對環境影響，將成為決策者最大的課題。

漫談可再生天然氣 - 沼氣與生物甲烷

臺灣中油公司探採研究所前所長暨中國文化大學地質系兼任副教授 翁榮南
摘要

沼氣 (Biogas) 與生物甲烷 (Biomethane) 是有機殘留物和廢棄物轉化所產生的清潔能源，沼氣可做為地區性的發電燃料、熱源及家庭烹飪燃料，將之升級去除雜氣，產生生物甲烷，成為可再生天然氣之一，且無碳淨排放。世界各地都有相當豐富的有機殘留物和廢棄物可作為持續生產沼氣及生物甲烷的原料，而目前僅有一小部分被利用。沼氣與生物甲烷等低碳能源氣體對能源轉型至為重要，現今大部分的生物甲烷比天然氣昂貴，未來二者成本差距可望日漸縮小，發展潛力有待政策性支援。

一、前言

隨著全球氣候變遷暖化議題日益受重視，帶動能源轉型，朝向 CO₂ 淨零排放，以降低溫室氣體，避免溫度上升。在能源轉型過渡期間，天然氣扮演重要角色，但嚴格來說目前使用的天然氣以化石天然氣為主，為過去數十萬年至百萬年以上地質年代沉積的生物有機質埋藏受熱所生成，燃燒亦會造成碳排放增加，最終仍將轉型至可再生能源。

除傳統及非傳統化石天然氣 (如頁岩氣、煤層氣、緻密砂岩氣等) 外，由生物有機質經無氧發酵，亦可生成含甲烷之氣體，如垃圾掩埋場或畜牧排泄物發酵產生的沼氣，及經過處理升級產生的生物甲烷，也是天然氣的一種。有機質經發酵生成的天然氣是可再生，稱為可再生天然氣 (Renewable Natural Gas, RNG) 或可持續天然氣 (Sustainable Natural Gas, SNG)，沼氣經過處理升級產生的生物甲烷濃度超過 90%，與化石天然氣品質相似，可通過現有的燃氣管網將氣體分配給予客戶或用於現有設備中。

二、沼氣與生物甲烷

(一) 沼氣

沼氣是有機物質在無氧環境中經過厭氧消化 (anaerobic digestion) 而產生的氣體混合物，含有甲烷、二氧化碳及其他少量

氣體。沼氣的精確成分取決於原料類型和生產途徑。目前主要生產技術敘述如后：

- 1、生物消化器 (biodigesters): 有機物質和水置入 (如密閉容器或罐) 生物消化器內，被天然存在的微生物分解產生沼氣。
- 2、垃圾填埋氣回收系統 (landfill gas recovery systems): 城市固體廢物 (municipal solid waste, MSW) 垃圾填埋場在厭氧條件下被分解產生沼氣，經由管道、抽取井及壓縮機抽取，引流至中央收集點。
- 3、廢水處理廠 (wastewater treatment plants): 從廢水污泥中回收有機物、固體物質及營養物質 (如氮和磷)，透過進一步處理成為原料，進入厭氧消化器中產生沼氣。

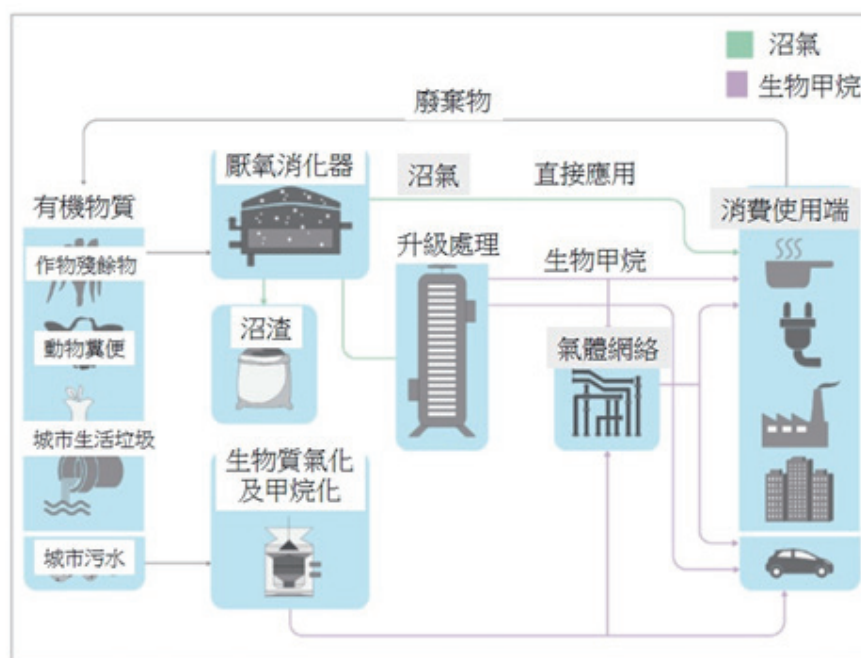
沼氣的甲烷體積含量通常為 45%-75%，其餘大部分為二氧化碳，組成變化意味沼氣能量的含量不固定，較低的熱值 (lower heating value, LHV) 介於 16-28 百萬焦耳 / 每立方公尺 (MJ/m^3) 之間。沼氣可直接用於發電和供熱，也可用作烹飪的能源。

(二) 生物甲烷

生物甲烷可視為可再生天然氣，是近乎純淨的甲烷，主要來源是由沼氣升級，去除所含二氧化碳及其他污染物，另可藉固體生物質氣化、再甲烷化產生。

- 1、升級沼氣 (upgrading biogas)，此法佔全球生物甲烷總產量約 90%，利用升級技術分離沼氣中所含各種不同屬性的氣體；目前用得最多的方法為水洗滌、膜分離法，佔全球產量約 60%。
- 2、固體生物質熱氣化後甲烷化，木質生物質先在 700 至 800°C 高溫和高壓下的低氧環境中分解，在此條件下，生物質轉化為氣體混合物，主要是一氧化碳、氫氣及甲烷，統稱合成氣。合成氣進行清潔以去除酸性及腐蝕性成分，進而甲烷化，使用催化劑促進氫氣與一氧化碳或二氧化碳之間的反應，產生純淨的甲烷。生物甲烷的 LHV 約為 $36\text{MJ}/\text{m}^3$ ，與天然氣無區別，因此不需更改輸配基礎設施或最終用戶設備即可使用，且與天然氣汽車完全相容。

圖 1 沼氣和生物甲烷的主要生產途徑（只有生物甲烷適用於汽車運輸燃料）



資料來源 :IEA,2020。

(三) 可用於生產沼氣和生物甲烷的原料

多種殘渣或廢物可做為生產沼氣的原料，一般分成 4 大類，即作物殘渣 (crop residues)、動物糞便 (animal manure)、城市固體廢物 (municipal solid waste) 的有機部分 (包括工業廢物) 及廢水污泥 (wastewater sludge)。

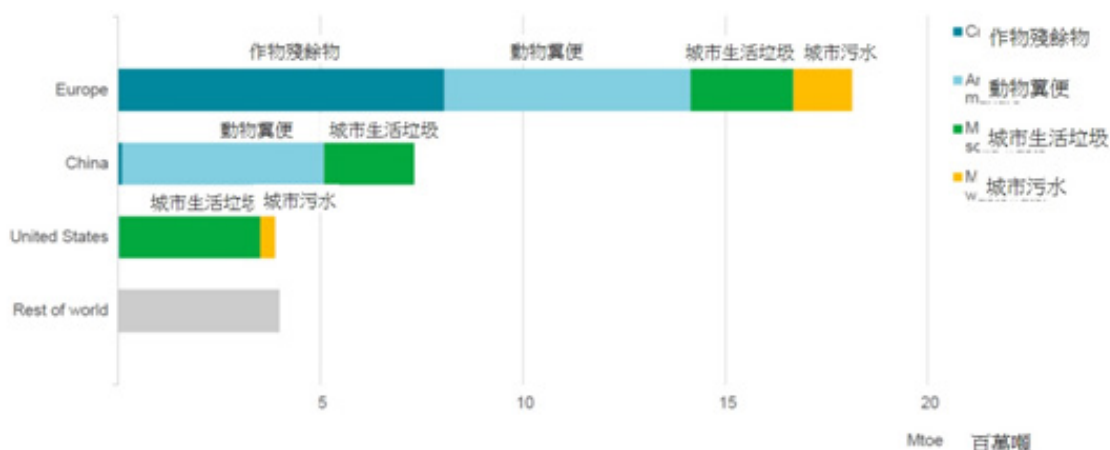
- 1、作物殘渣 (包括小麥、玉米、水稻及其他粗糧): 甜菜、甘蔗、大豆及其他油料種子等收穫後的殘渣，亦包括兩種收穫作物之間種植的連續作物 (作為土壤管理解決方案，有助於保持土壤肥沃，保留土壤碳，並避免侵蝕。)，不與為糧食或飼料而種植的作物爭奪農業用地。
- 2、動物糞便：來自牲畜，包括牛、豬、家禽及羊等。
- 3、城市固體廢物的有機部分：包括食物及綠色垃圾 (如樹葉、草)、紙張、紙板及未以其他方式使用的木材 (如用於堆肥或回收利用)。另外包括來自食品加工業的廢物，MSW 可用作生物消化器的原料或掩埋產生沼氣。
- 4、廢水污泥：從城市污水處理廠回收的半固態有機物。

特定的能源作物，即僅用於能源生產，非食用而種植的低成本及維護作物，在世界某些地區，尤其是德國，沼氣生產發揮重要作用，然而也引發關於土地利用之激烈辯論，因此在沼氣的可持續供應潛力評估上，並未列入考慮。

使用廢物及殘渣作為原料可避免能源作物引發的土地競爭使用問題，能源作物需要肥料，通常由化石燃料生產，在評估不同沼氣生產途徑的生命週期排放時需要一併考慮。使用廢物及殘渣作為原料，可減少自然界的甲烷排放，否則在天然環境中分解逸散到大氣中，將成為溫室氣體。

大多數生物甲烷的生產源自於沼氣的升級，因此原料與沼氣相同，另外生物甲烷的生產還可使用木質生物質（除 MSW 及農業殘留物）作為原料（包括森林管理及木材加工的殘留物），處理氣化再甲烷化。

圖 2 2018 年全球主要地區的沼氣原料種類（大部分原料為農作物和動物糞便）



資料來源：IEA, 2020。

（四）沼氣的興起受到兩個主要因素影響，即政策支持及原料供應。

世界各地的沼氣發展不平衡，主要是因受到原料的可用性及生產的鼓勵政策；歐洲、中國及美國佔全球產量的 90%。

歐洲是當今最大的沼氣生產國，其中德國是迄今為止最大的沼氣市場，擁有歐洲三分之二的沼氣廠產能，能源作物是支撐沼氣工業增長的主要原因，但政策最近轉向使用作物殘餘物、連續作物、

牲畜廢物及從垃圾填埋場捕獲甲烷。丹麥、法國、意大利及荷蘭等國刻正積極推動沼氣生產。

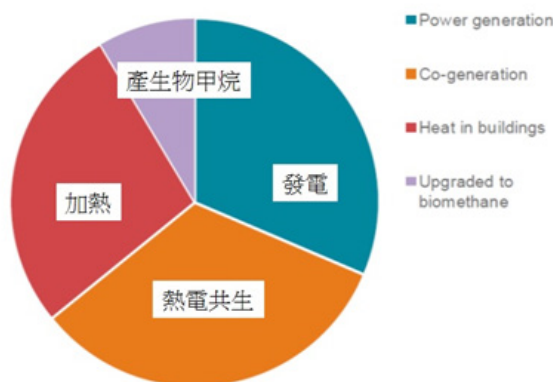
在中國，政策支持於農村地區安裝家庭規模的沼氣池，增加現代能源及清潔烹飪燃料的取得，佔當今沼氣裝機容量 70% 左右，另外更宣布運用各種計畫支持、安裝更大規模的熱電聯產工廠（即同時生產熱力及電力）。此外，中國國家發展和改革委員會於 2019 年底發布關於沼氣產業化和生物甲烷升級的指導文件，支持在交通領域使用生物甲烷。

在美國，沼氣主要來自垃圾填埋場的氣體收集，佔沼氣產量近 90%，因此利用農業廢棄物生產沼氣越來越受重視，且近三分之一的甲烷排放來自國內牲畜市場，更由於州和聯邦的支持，在運輸部門使用生物甲烷方面也處於全球領先地位。

其他沼氣產量中約有一半來自亞洲的發展中國家，尤以泰國及印度為最。泰國從木薯澱粉行業、生物燃料工業及養豬場的廢物流中生產。印度目標是在未來 5 年內開發約 5000 座新壓縮沼氣廠。阿根廷和巴西通過拍賣支持沼氣，巴西大部分產量來自垃圾填埋場，乙醇工業的副產品酒糟也具潛力。

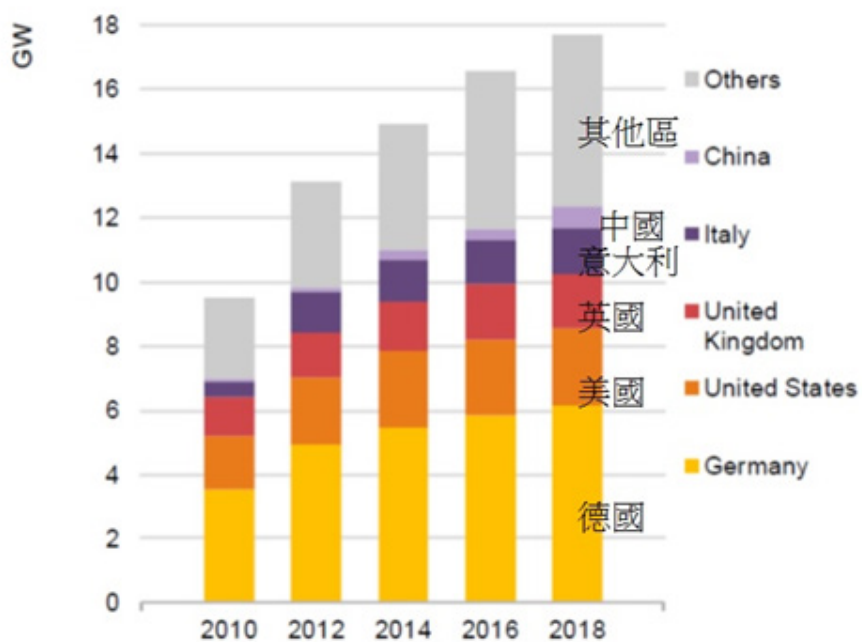
因缺乏數據，對非洲沼氣消費的情況並不清楚，如貝寧、布基納法索及埃索比亞，由政府提供一半至全額的投資補貼，而非政府組織推動的許多項目提供實用的技術及補貼，以降低淨投資成本。除補貼外，有些國家也安排信貸，以取得進展。

圖 3 2018 年沼氣的最終消耗用途（大部分沼氣最終都用於發電）



資料來源：IEA, 2020。

圖 4 2010-2018 年主要國家的沼氣發電裝機容量



資料來源 :IEA,2020。

圖 5 沼氣發電廠設施



資料來源：中央社 2021.3.17。

(五) 沼氣升級為生物甲烷具有未來發展潛力

2018 年近三分之二的沼氣產量用於發電及供熱，純發電設施及熱電聯產設施的比例大致相等，約 30% 的沼氣用於建築物，主要供住宅區烹飪及取暖，其餘則升級為生物甲烷，並混合至天然氣網絡或用於運輸燃料。

全球約 18 吉瓦 (GW) 的沼氣發電裝機容量在運行，其中大部分位於德國、美國及英國。2010 至 2018 年間產能平均每年增長 4%。近年美國及某些歐洲國家的部署放緩，主因為政策支持的變化，而其他市場的增長已開始回升，如中國及土耳其。

沼氣發電平均成本依使用原料及工廠的複雜程度而有所不同，每百萬瓦時 (MWh) 從 50-190 美元不等，此範圍中很大部分高於風能及公用事業規模的太陽能發電成本，因風能和太陽能成本近來急劇下降。

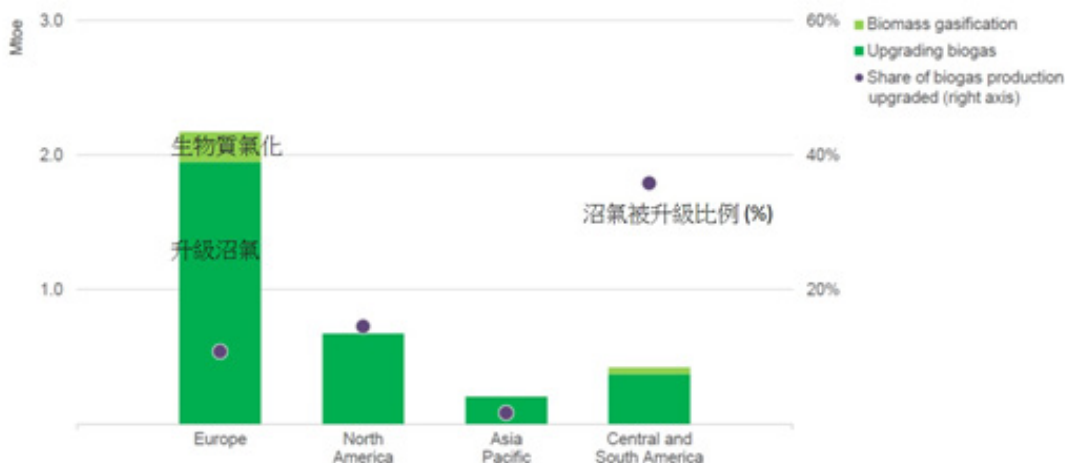
沼氣發電成本相對較高，可能會限制發電廠的未來前景，然而不同於風能和太陽能發電，沼氣發電廠可靈活運行，較不受環境影響，從而為電網提供平衡及其他輔助服務，此種附加價值有助於刺激未來前景。

在可提供做為熱能的地方，沼氣熱電聯產比僅供發電更具說服力，因可提供更高的能源效率，約 35% 的沼氣能量用於發電，另 40-50% 的廢熱用於生產用途。

某些行業如食品、飲料及化學品會產生高有機含量的濕垃圾，為厭氧消化的合適原料。在這些行業中，沼氣生產可同時提供廢物處理、現場供熱及電力的綜合效益。

今日約 90% 生物甲烷產量來自沼氣升級，但全球生產的沼氣中只有相對較小的比例升級為生物甲烷，因具很大的增長潛力，後續發展取決於世界各地天然氣脫碳的政策力度。

圖 6 2018 年主要地區的生物甲烷產量 (Mtoe) 及沼氣升級佔沼氣總產量的比例 (%)，約 90% 的生物甲烷產量來自沼氣升級。



資料來源 :IEA,2020。

(六) 目前大多數生物甲烷生產在歐洲和北美，這些地區的沼氣產量僅有一小部分升級用來生產生物甲烷。

目前生物甲烷行業規模非常小，但日漸受重視，因具提供廣泛最終用戶清潔能源的潛力，尤其可使用現有基礎設施。

全球生產約 350 萬噸當量 (3.5Mtoe) 的生物甲烷，絕大多數生產於歐洲及北美市場，丹麥及瑞典等國的沼氣 / 生物甲烷佔天然氣總銷售額 10% 以上。歐洲及北美以外的國家正迅速追趕，自 2015 年巴西、中國及印度的沼氣升級設施數量增加 2 倍。

生物甲烷約佔當今天然氣需求 0.1%，然而越來越多國家的政策支持納入天然氣電網及運輸脫碳，如德國、意大利、荷蘭及英國均將生物甲烷引入運輸燃料中。

沼氣升級生產生物甲烷的比例因地而異，北美約 15%，而南美則超過 35%；歐洲是生產沼氣和生物甲烷最多的地區，約 10% 生產量得到升級，丹麥及瑞典等國更高得多，在亞洲為 2%。

沼氣升級的主要副產品為二氧化碳，因產生的形式相對濃縮，可用於工業、農業用途，或與氫氣結合產生額外的甲烷流。另一種處理二氧化碳的選擇是將其儲存於地下，在此情況下，生物甲烷成為能源的二氧化碳負來源，可提供碳中和。

如前所述，生物甲烷另外一種生產方式是通過生物質的熱氣化，目前有幾家生物質氣化廠在運行，但大多處於示範規模，產量相對較小，由於原料質量及數量的變化，亦難穩定運行，且不如厭氧消化技術成熟，技術創新和成本降低尚有很大潛力，如天然氣生產商應用所悉的知識和技術專長，將資源注入發展，前景會更美好。

隨著對生物甲烷發展興趣不斷增加，全球運營工廠的數量（包括沼氣升級和生物質氣化設施），預計將超過 1000 個。目前在運作及開發中的工廠約 60% 將生物甲烷注入氣體分配系統網絡，另 20% 供作車輛燃料，其餘給予當地最終用途所需。

圖 7 2018 年全球主要行業的生物能源消耗使用量，沼氣和生物甲烷僅佔整體生物能源的一小部分。



資料來源：IEA, 2020。

（七）沼氣和生物甲烷在全球能源系統轉型中扮演重要的潛在角色

生物能源佔世界初級能源需求約 10%，以固體、液體或氣體形式被消耗，迄今為止最普遍的用途是固體生物質（約 90%）。

固體生物質的使用通常被歸類為傳統或現代，其需求在兩者之間大致平分。現代生物質依賴先進的技術，主要用於發電及工業應用，這些技術使用升級的燃料，如木片及顆粒。傳統用途是指燃燒固體生物質，如木材、木炭、農業殘餘物及動物糞便，作為烹飪或取暖。由於傳統用途轉換效率低、室內污染，對健康造成重大負面影響，許多發展中經濟體正試圖將消費從傳統轉移到現代用途。

液態及氣態生物能源均使用先進技術生產，液體生物燃料佔生物能源總需求 7% 左右。生物燃料是直接用於交通運輸部門的主要可再生能源，2018 年每日消耗約 90Mtoe 或近 200 萬桶石油當量。目前消耗的生物燃料中約 70% 為生物乙醇，通常與汽油混合，其餘大部分是生物柴油。

沼氣與生物甲烷佔生物能源總需求不及 3%，在初級能源總量中的佔比甚至小於 0.3%，然而這類低碳氣體未來將日趨重要，原因敘述如后：

- 1、提供天然氣的系統優勢（儲存、靈活性、高溫熱量），而不會產生碳排放，在全球要求能源脫碳時，成為關鍵屬性。
- 2、沼氣提供可持續的熱能及電力供應，為尋求分散能源來源的社區提供服務，同時也是發展中國家寶貴的烹飪燃料。

甲烷是種強效溫室氣體，其處理及使用增加溫室氣體減排的優點，否則可能會因有機副產品和廢物的分解，而釋放到大氣中。

- 3、沼氣及生物甲烷可在廢物管理中發揮重要作用，提高整體資源效率。
- 4、在取代長距離運輸或進口的天然氣方面，沼氣和生物甲烷也產生能源安全效益。
- 5、另有更廣泛的非能源考慮，如養分循環利用、創造農村就業機會或減少低收入社區收集柴火的時間。沼氣和生物甲烷可通過能源及農業間的合作進行大規模開發，或透過將一系列有機廢物轉化為更高價值的產品，非常適合循環經濟的概念。

獲得政策的支持就能達到上述利益，但很大程度上取決於可用的沼氣、生物甲烷的規模、數量及成本。

三、可持續供應潛力和成本

（一）評估全球沼氣及生物甲烷供應的可持續潛力和成本

國際能源署 (International Energy Agency, IEA) 依世界能源模型建模的 25 個地區 19 種原料的可用性，包括成本、原料及技術數

據所得出的供應成本曲線，詳細評估世界各地不同沼氣與生物甲烷生產途徑的潛在規模及商業可行性，敘述如后：

1、沼氣的潛力和成本

對於沼氣生產考慮 17 種不同類型的殘留物或廢物，分為 4 個原料類別，即作物殘留物、動物糞便、城市固體廢棄物的有機部分及廢水污泥。沼氣生產途徑因原料、地區而異，主要依賴生物沼氣池（包括小型、中型或大型集中式沼氣池及家庭規模的分散式沼氣池）、垃圾填埋氣回收系統及城市污水處理廠。

生物甲烷的潛力和成本：對於生物甲烷的生產，本報告考量兩種主要的生產途徑，即升級沼氣及生物質氣化。對於沼氣升級的沼氣來源，考慮與沼氣評估相同的原料，假設使用之原料既可用於沼氣生產，也可用於升級成生物甲烷。生物甲烷生產的另一途徑生物質氣化，則使用兩種額外的固體生物質原料來源，即林業殘餘物及木材加工殘餘物。

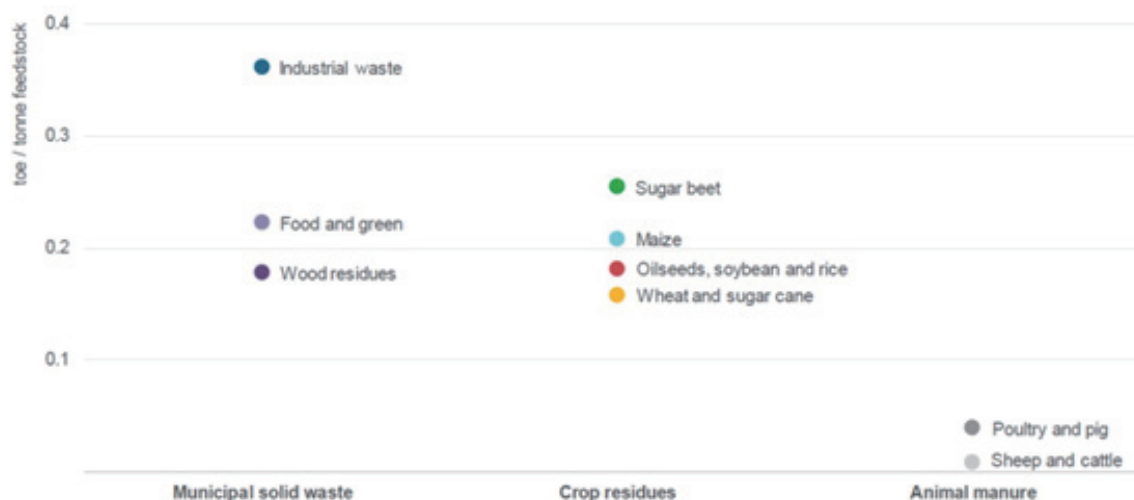
該評估主要關注沼氣、生物甲烷的機會及成本，不包括將電力轉化為天然氣及利用沼氣升級過程中所提取的二氧化碳進行甲烷化的技術。

另該評估僅包括可持續的原料技術潛力，即使用現有技術加工的原料，不與糧食爭奪農業用地，也不讓可持續性造成任何其他不利影響，如減少生物多樣性。儘管包括能源作物殘留物，但不包括專門為生產沼氣及生物甲烷而種植的能源作物原料，因可持續性需進一步深入分析。

對沼氣及生物甲烷的可持續技術潛力評估隨著時間的推移而變化，受到國內生產總值 (GDP)、人口增長、城市化趨勢、廢物管理變化及預期的技術發展速度影響。

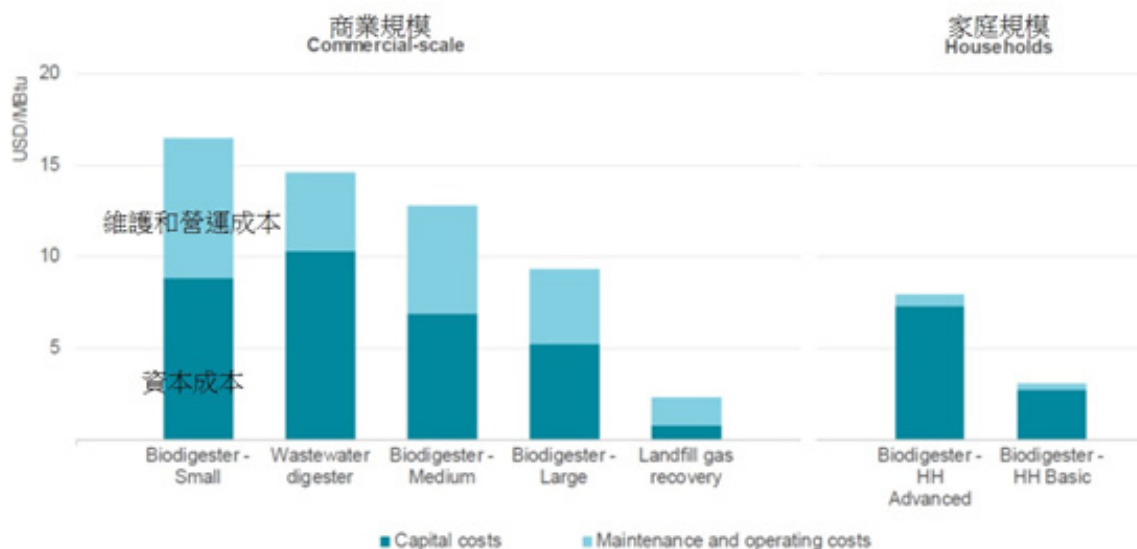
該供應成本評估依最新發布的數據和訊息，將原料可用性與適當的生產技術相匹配，並參考世界各地沼氣及生物甲烷生產單位成本的大量案例研究，採用更全面的沼氣提質技術數據集，單獨考慮升級設施連接到燃氣網的成本。

圖 8 各原料類型的平均沼氣產量，原料的能量含量是生產沼氣的關鍵因素



資料來源 :IEA,2020。

圖 9 沼氣生產有多種原料及技術，2018 年沼氣生產的平均技術成本（不包括原料）



資料來源 :IEA,2020。

(1) 每種沼氣技術各有獨特優勢、挑戰，適用於不同類型的用戶及用途。

沼氣生產有許多不同的途徑，涉及不同的原料和沼氣技術，畜禽糞便是最常見的原料，但沼氣產量明顯低於從農作物的秸稈中獲得的產量。工業廢物是產量最高的原料，每噸能夠提供約 0.4 噸能源。除產量外，蒐集不同數量的原料所需成本及工作量也存在差異，就技術而言亦各不相同，敘述如后：

- I、家庭規模的分散式生物消化器，分為基本技術或先進技術。
- II、集中式生物消化系統，分成小型(100 立方公尺/小時； m^3/h)、中型($250\text{m}^3/\text{h}$)及大型輸出流量($750\text{m}^3/\text{h}$)。
- III、現有污水處理廠，適用處理城市產生的一級污泥（1000- $750\text{m}^3/\text{h}$ ）。
- IV、垃圾填埋氣回收系統，用於回收封閉垃圾填埋場產生的沼氣（ $2000\text{m}^3/\text{h}$ ）。

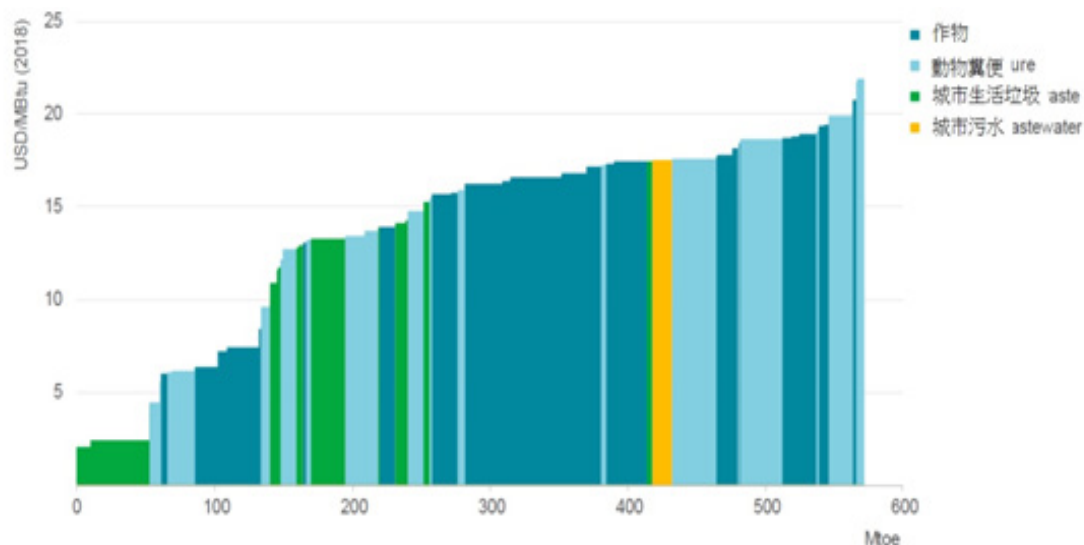
家庭規模的沼氣系統可在發展中國家提供取暖及烹飪燃料，作為傳統使用固體生物質的替代方案，產量通常約為每日 1 立方公尺，每 20-30 公斤動物糞便可提供 2-3 小時燃氣灶烹飪時間。基本技術的資本成本約 3-8 美元 /MBtu（相當於 10-30 美元 /MWh）範圍內，且具較短的壽命週期及可變的產量，通常以零成本在當地獲得。

當生物消化器擴大規模時，情況就會產生變化。提供大量有機材料的連續流動需結構化的系統蒐集工業數量的原料。其次，沼氣輸出通常連接至需要額外投資的自備電力或熱電聯產廠。為確保高效運行，溫度需保持 $30-45^{\circ}\text{C}$ 範圍內，且原料要連續移動。由於上述原因，集中式商業及工業沼氣廠的技術更加複雜，單位能源生產的資本及運營成本更高，儘管也提供更高水平的效率及自動化。

厭氧消化系統可安裝於污水處理廠（通過處理高含水量的廢水污泥），改造需昂貴的前期投資成本，平均約 15 美元 /MBtu，但可顯著提高工廠的長期經濟效益。然而為使設施具成本效益，處理能力通常需高於每日 5000 立方公尺。從含有 MSW 的封閉式垃圾填埋場提取填埋氣，這項技術最具規模經濟效益，生產成本低於 3 美元 /MBtu。

上述不同技術的適用性取決於位置、原料可用性及最終用途等因素。每種類型的原料都被分配到最合適的技術，結合技術及原料成本得出如圖 10 所示的供應成本曲線。

圖 10 2018 年全球潛在沼氣原料供應成本曲線，可持續沼氣潛力可提供近 600 Mtoe 的低碳能源



資料來源：IEA, 2020。

(2) 作物殘留物提供全球沼氣潛力約一半，但垃圾填埋氣為成本最低的來源。

估計今日可持續生產近 600Mtoe 的沼氣，發展中經濟體佔全球潛力的三分之二，亞洲發展中國家約佔 30%，中南美洲佔 20%。非洲可持續原料規模雖較小，但仍能滿足撒哈拉以南非洲無法獲得電力之 6 億人口需求。

作物殘留物及動物糞便為最大的原料來源，尤其對農業部門扮演重要經濟作用。在印度，農業部門貢獻 17%GDP 及約一半的整體就業，沼氣潛力的絕大部分來自甘蔗、水稻及小麥作物殘茬。在巴西，製糖、乙醇工業含大量玉米及甘蔗殘渣；中國肉類工業的規模，可利用動物糞便生產沼氣。

三分之一的總潛力在發達經濟體，其中一半以上在北美，30% 在歐盟。美國的沼氣供應潛力平均分配在作物殘餘物（主要是乙醇工業的玉米殘餘物）、動物糞便及 MSW。在歐盟，由於法規的限制，大幅降低流入垃圾填埋場的有機物比例，MSW 對沼氣生產的潛在貢獻要低得多。

全球生產沼氣的成本範圍相對較寬，在 2-20 美元 /MBtu 間。地

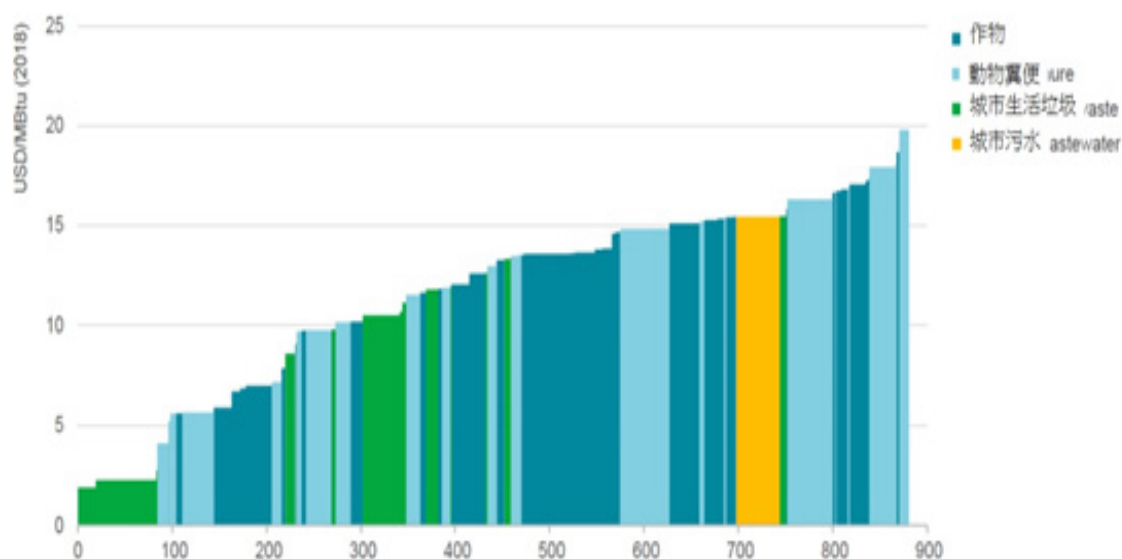
區與地區存在顯著差異，在歐洲平均成本約 16 美元 /MBtu，而在東南亞則為 9 美元 /MBtu。約 70-95% 的沼氣總成本用於安裝生物消化器，其餘涉及原料蒐集和加工成本。成本存在巨大的可變性，如在廢物生產者有義務支付處置廢物費用的情況下，原料可能是零成本，甚至負成本，而在其他情況下，原料成本可能高達 100 美元 / 噸。

沼氣在當地生產及消費，因此運輸成本可以忽略不計。然而，估算不包括將沼氣轉化為電能或熱能所需的投資，在某些情況下可能相當可觀，如增加一個熱電聯產機組（包括電網連接及熱回收分配），可能使一個綜合項目的成本額外增加 70%。

雖然建造大型及工業化的設施可擴張更具規模的經濟體，但由於主要生產技術已成熟，成本降低的空間不大。然而，具成本競爭力的生產路線確實存在，對所有配備氣體回收系統的垃圾填埋場可提供低於 3 美元 /MBtu（約 10 美元 /kWh）的沼氣，約佔全球供應潛力 8%。

總體而言，本報告估計世界不同地區可開發約 100Mtoe 的沼氣潛力，其成本等於或低於現行天然氣價格，已是全球沼氣產量的 3 倍半。

圖 11 2040 年全球潛在沼氣原料供應成本曲線，估計沼氣潛力比現在增加 50% 以上，其中約 40% 的成本將低於 10 美元 /MBtu



資料來源 :IEA,2020。

(3) 沼氣生產成本隨著時間的推移略有下降，縮小與預計天然氣價格的差距。

基於全球經濟中各種原料的可用性增加，評估 2040 年沼氣生產的可持續潛力比現今高出 50%。隨著時間的推移，預計的生產成本也會適度下降。

不同地區的動態存在顯著差異，發展中經濟體的沼氣供應潛力增長速度約為發達經濟體的 2 倍，主要由於動物糞便、城市固體廢物的可用性及污水處理廠生產沼氣的潛力增加。

隨著飲食習慣的改變，越來越多人食用更多富含蛋白質，擴大肉類行業的規模，從而增加動物糞便的供應。城市化及廢物蒐集的增加，促使發展中經濟體對於 MSW 的可用性、廢物管理及蒐集等方面之改進，至 2040 年用於沼氣生產的廢水將每年增加約 6%。

在某些情況下，更複雜和可持續的廢物管理實踐可改變原料的路線，遠離某些沼氣生產技術。如有機廢物被單獨蒐集，並應用於其他目的（如堆肥或運輸生物燃料生產），垃圾填埋氣的可用性可能降低。

2040 年農業部門將仍為全球沼氣供應潛力的最大貢獻者，農作物秸稈佔 40% 以上，動物糞便佔 35%。作為原料的動物糞便供應量預計平均每年增加約 2.5%，是作物殘留物增加速度的 2 倍。相較今日，至 2040 年 MSW 在總潛力中所佔的比例要小得多。儘管如此，2040 年尚有生產超過 80Mtoe 的空間，垃圾填埋氣仍是成本最低的供應來源。

總體而言，預計沼氣生產成本將略有下降，而天然氣價格則趨於上漲。天然氣價格相對較高的國家和地區，如中國、東南亞及具雄心勃勃的氣候目標的地區，可能有強烈的動力增加沼氣產量。

提高沼氣競爭力的另一種選擇是將生產中的副產品價值貨幣化。生產沼氣會留下稱為“消化物”的液體及纖維材料殘留物。沼渣處理及處置成本可能很高，通常被認為是一種廢物，而不是有用的副產品。然而，在某些地區和應用中，沼渣可作為天然肥料出售，有助於抵消部分生產成本。

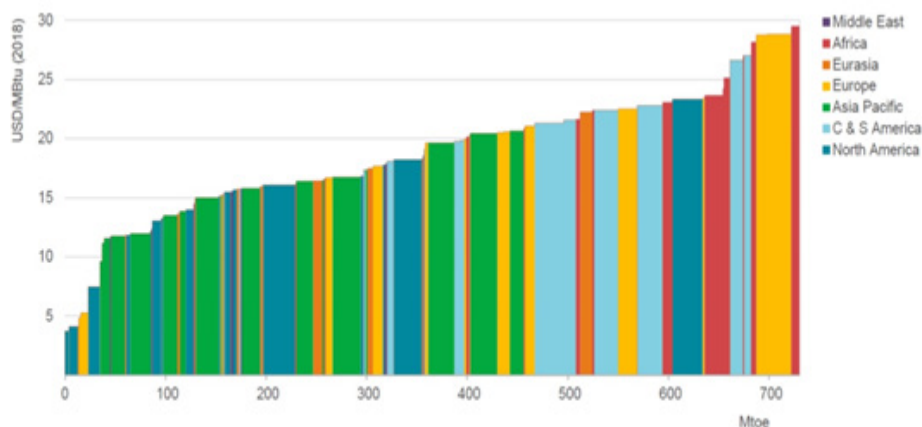
估計 2040 年全球將可生產成本低於 STEPS 現行區域天然氣價格

的沼氣量超過 260Mtoe，在歐洲及大多數亞洲發展中經濟體等進口地區，平均價格約 9 美元 /MBtu、非洲 7 美元 /MBtu、北美 4.5 美元 /MBtu。

2、生物甲烷供應潛力和成本

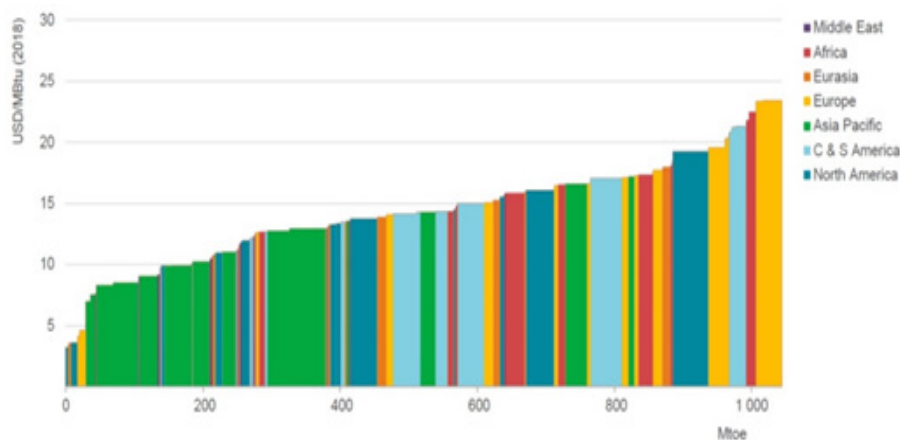
全球生物甲烷可持續生產量超過 700Mtoe，相當於全球天然氣需求 20% 以上。2040 年此一潛力將增長至 1000Mtoe 以上，全球平均生產成本低於 15 美元 /MBtu。

圖 12 2018 年全球主要地區的潛在生物甲烷成本曲線，全球生物甲烷可持續生產量超過 700Mtoe，佔天然氣需求的 20% 以上



資料來源 :IEA,2020。

圖 13 2040 年全球主要地區的潛在生物甲烷成本曲線，全球生物甲烷可持續生產量將增長到 1000 Mtoe 以上，平均生產成本低於 15 美元 /MBtu



資料來源 :IEA,2020。

(1) 生物甲烷的生產途徑目前最常見為沼氣升級，生物質氣化仍是相對利基的行業。

目前生物甲烷的生產潛力超過 700Mtoe，高於沼氣，因其中包含以木質生物質作為原料的熱氣化，可能使總資源增加五分之一，而沼氣升級仍是生物甲烷的主要生產方式。

生物甲烷生產潛力具廣泛的地理分佈，美國及歐洲各佔全球總量 16%，中國、巴西各佔 12%，印度 8%。與沼氣一樣，如將能源作物包括在內，潛力可能更大，但能源作物的可持續性需考慮與糧食生產間可能的競爭。

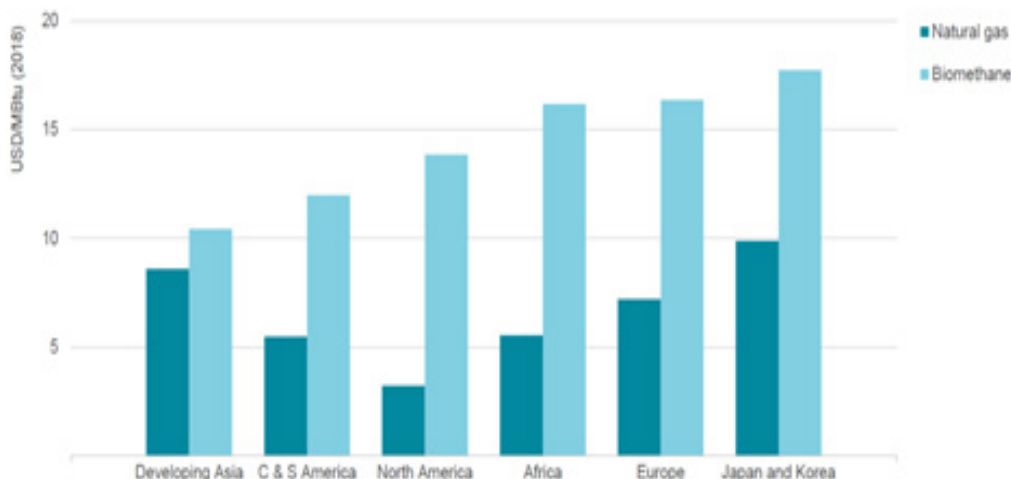
生物甲烷的成本曲線相當於沼氣生產成本加上升級所需的額外成本，還包括木質生物質氣化處理的成本。現今全球沼氣升級生產生物甲烷的平均成本約 19 美元 /MBtu，大部分成本歸因於沼氣的生產，對於每年升級約 350 萬立方公尺沼氣的設施，沼氣升級的成本約為 2-4 美元 /MBtu。不同設施規模及地區的升級成本可能會有很大差異，如在北美因規模較大，可實現規模經濟，升級成本較低。

如將生物甲烷注入天然氣網絡而非本地使用，則要考慮氣網連接的潛在額外成本，通常與天然氣網絡的距離是重要成本因素，會影響效益，一般必須非常靠近天然氣網絡。典型的網絡連接成本約 3 美元 /MBtu，管道基礎設施、電網注入及連接成本大致相等。在亞洲的發展經濟體中，天然氣網絡的重大建設被認為與天然氣需求的預期增長同時發生，意謂更多的原料在地理上靠近天然氣網絡。

生物質氣化作為一種更大規模生產生物甲烷的方式越來越受重視，然而迄今為止，成功開發的工廠很少，因仍是最昂貴的生產方法，全球平均成本約 25 美元 /MBtu。本技術的應用潛力還受到如林業管理、木材加工殘渣的成本及可用性限制。其他可能的生物質氣化原料來源是 MSW 及農業殘留物。

展望 2040 年，估計全球生物甲烷潛力將增加 40% 以上，其中大都歸因於沼氣的可用性增加，而生物質氣化潛力的增長速度要慢得多。

圖 14 天然氣價格與生物甲烷成本之間的差距因地區而異，2018 年最便宜生物甲烷（滿足特定地區 10% 的天然氣需求量）和天然氣價格的對比



資料來源 :IEA,2020

(2) 將垃圾填埋場捕獲的沼氣升級以生產生物甲烷，通常最具成本競爭力。

生物甲烷生產成本大幅降低的潛力有限，沼氣生產及升級技術相對較成熟，因此生物質氣化成本的降低潛力可能更寬，再加上規模大的設施還可提供規模經濟，更增效益。總體而言，估計 2040 年全球生物甲烷的生產平均成本較現今低 25%，約 14 美元 /MBtu。

由於管線天然氣和液化天然氣供應充足，致有些地區的價格非常低。然而在某些市場上，生物甲烷仍有商業可行機會。綜合不同地區的生物甲烷成本及天然氣價格，估計生物甲烷可低於天然氣價格的成本生產約 30Mtoe，其中大部分涉及垃圾填埋場安裝氣體捕集技術，如充分利用，將佔天然氣需求 1% 左右。

儘管已開發經濟體的大多數生物甲烷的生產成本明顯高於天然氣價格，但在部分開發中國家或地區卻不一定如此，尤其亞洲部分地區天然氣仰賴進口，故相對昂貴，而沼氣原料的成本非常低，舉印度為例，生物甲烷可經濟高效地滿足天然氣需求的 10%，2040 年比例將繼續顯著上升至近三分之二。

開發中國家生物甲烷使用率相對較低的關鍵原因是缺乏具體鼓勵發展的政策，相對較高的資金成本也是投資的障礙，另外存在非經濟

障礙，如缺乏認知、訊息及設計、安裝和維護生物甲烷生產工廠的專業知識。

將生物甲烷生產的副產品價值貨幣化可提高成本競爭力，除沼渣作為肥料的潛在用途外，沼氣升級還能產生純二氧化碳，供其他行業使用。然而銷售沼渣或純二氧化碳流獲得的收入可能相對較少，在大多數情況下不足以完全彌補使用天然氣的成本差距。

生物甲烷在大多數市場的成本競爭力相當程度依賴外加定價性，如將二氧化碳成本價格加諸於天然氣燃燒，將更具吸引力。另外，生物甲烷的生產應用如能避免原料在天然環境下自然分解，而造成甲烷排放，會更具成本競爭力。甲烷是種非常有效的溫室氣體，因此重視避免其排放，將對整體供應成本產生巨大影響。

四、結語

沼氣與生物甲烷為有機殘留物和廢棄物轉化產生的清潔能源，屬生質能源，因地表有機質的碳循環周期短，也是種可再生天然氣。開發沼氣及生物甲烷除提供能源外，同時減少有機質自然分解產生的二氧化碳及溫室氣體，能源轉型及碳中和方面扮演重要角色。世界各地都有相當豐富的有機殘留物及廢棄物可做為持續生產沼氣及生物甲烷的原料，但目前開發規模仍有限，大部分的生物甲烷比天然氣昂貴，二者成本差距因地區而異，未來可望日漸縮小，整體發展潛力待政策性支援。

參考文獻

- 一、IEA(2020)Outlook for biogas and biomethane:Prospects for organic growth.
- 二、World Energy Outlook special report. Fuel report-March 2020。

圖目

- 圖 1 沼氣和生物甲烷的主要生產途徑 (只有生物甲烷適用於汽車運輸燃料) ;
資料來源 :IEA,2020。
- 圖 2 2018 年全球主要地區的沼氣原料種類 (大部分原料為農作物和動物糞便) ;
資料來源 :IEA,2020。
- 圖 3 2018 年沼氣的最終消耗用途 (大部分沼氣最終都用於發電) ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 4 2010-2018 年主要國家的沼氣發電裝機容量 ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 5 沼氣發電廠設施 ; 資料來源 : 中央社 ,2021.3.17。
- 圖 6 2018 年主要地區的生物甲烷產量 (Mtoe) 及沼氣升級佔沼氣總產量的比例 (%) , 約 90% 的生物甲烷產量來自沼氣升級 ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 7 2018 年全球主要行業的生物能源消耗使用量 , 沼氣和生物甲烷僅佔整體生物能源的一小部分 ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 8 各原料類型的平均沼氣產量 , 原料的能量含量是生產沼氣的關鍵因素 ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 9 沼氣生產有多種原料及技術 , 2018 年沼氣生產的平均技術成本 (不包括原料) ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 10 2018 年全球潛在沼氣原料供應成本曲線 , 可持續沼氣潛力可提供近 600 Mtoe 的低碳能源 ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 11 2040 年全球潛在沼氣原料供應成本曲線 , 估計沼氣潛力比現在增加 50% 以上 , 其中約 40% 的成本將低於 10 美元 /MBtu ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 12 2018 年全球主要地區的潛在生物甲烷成本曲線 , 全球生物甲烷可持續生產量超過 700Mtoe , 佔天然氣需求的 20% 以上 ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 13 2040 年全球主要地區的潛在生物甲烷成本曲線 , 全球生物甲烷可持續生產量將增長到 1000Mtoe 以上 , 平均生產成本低於 15 美元 /MBtu ; 資料來源 :IEA,2020。
- 圖 14 天然氣價格與生物甲烷成本之間的差距因地區而異 , 2018 年最便宜生物甲烷 (滿足特定地區 10% 的天然氣需求) 和天然氣價格的對比 ; 資料來源 :IEA,2020。

日本致力提高天然氣自給率 - 期望邁向能源自主

作家 高永謀

日本與我國同為島國，其能源政策及演變，可供作能源政策的參考及借鏡。

日本自 2011 年福島核能電廠事故以來，即努力降低對核能發電的依賴，轉以天然氣為主要能源，迄今猶是如此。但 2022 年烏俄戰事擴大，影響全球能源供應鏈秩序，天然氣更首當其衝，位居液態天然氣進口量第 2 的日本，能源政策被迫再次調整。

同年 8 月日本政府宣佈重啟核電廠，以因應天然氣價格暴漲的變局。全國總共 33 座核能發電反應爐，實際運轉僅 6 座，申請重啟的核能發電反應爐中，有 10 座已同時通過安全審查與地方政府許可，預計於 2023 年夏季恢復運轉及供電。

揭櫫「綠色成長戰略」

2021 年 10 月日本政府甫揭櫫未來 30 年的能源政策，命名「綠色成長戰略」，宣示本世紀 30 年代中期，將只允許電動車、油電混合車之新車上市，更明訂 2050 年達成「碳中和」目標及 50-60% 的發電量產自再生能源。透過推動「綠色成長戰略」，同時調整能源、產業結構，以兼顧經濟發展及環境保護。

「綠色成長戰略」幾乎為不可能的任務，在實質意義上，是「大內宣」兼「大外宣」文件，而非行動綱領。依統計 2020 年上半年總發電中，以水力、風力、地熱、洋流、太陽能、生質能源等綠色及再生能源發電的比例，已增至約 23.1%，核能發電的佔比驟降至約 6.2%，但逾 70% 電力，仍來自燃煤、石油、天然氣等化石能源，比例頗高。

若要施行「綠色成長戰略」，不僅得持續降低火力發電的比例，加快引進再生能源的速度，而為補足可能出現的能源缺口，不得不重新提高核能發電佔比，並大力發展氢能、風力發電，降低對進口能源的依賴。

日本四面臨海，發展海上風力發電，實得天獨厚。「綠色成長戰略」中載明，2040 年預計將風力發電的年發電量，提升至 4500 萬千瓦，約等於 45 座核能機組的年發電量；若風力發電量能穩定，且持續成長，將可抑制核能發電再起。

曾經高度仰賴核能發電

回顧日本能源發展史，發展軌跡與我國幾如出一轍。早年以水力發電為主，但隨著經濟規模不斷擴張，已不敷使用，遂轉而以燃煤、燃油為主要發電能源，直到 20 世紀 70 年代的全球石油危機。

1973 年首次全球石油危機爆發後數年，又接連 2 次，世界各國經濟皆遭重創，高度倚賴石油的日本，自是受創最嚴重的國家之一。全球石油危機使日本警覺如不改變能源結構，就難以擺脫產油國家的「能源勒索」，唯有多元化能源來源，才能維持經濟成長於不墜。

一如其他石油進口大國，日本也面臨是否投身核能發電的難題。為全球唯一遭原子彈轟炸的國家，對核能爆發力充滿敬畏，因而發展核能發電，支持與反對聲浪兩極化；然在石油危機後，發展核能發電已蔚為先進國家的能源政策主流，加上用電量飛速成長，促使加入擁有核能電廠國家的行列。

其實在 20 世紀 50 年代中期，日本即投入核能發電研發；1966 年第 1 座商用核能發電廠 -- 東海核電廠，正式營運、供電。在全球石油危機後，大舉興建核能發電廠，由於核能發電有效降低對化石能源的高度依賴，能源政策一度以提高核能發電佔比為主軸，直至 2011 年福島核能電廠事故後，被迫改弦易轍。

現重啟核電補能源缺口

2004 年日本原子工業論壇（Japan Atomic Industrial Forum, Inc，JAIF）曾發表一份樂觀的核能發電前景報告，預估 2050 年核能發電將佔總發電量 60%。除此，氫能發電可提供約 10% 發電量，但製氫的能源約 70% 來自核電廠。

福島核能電廠事故發生前夕，核能發電約佔總發電量 25%。在事故後反

核聲浪暴漲，遂於 2013 年全面廢核；不過，由於電力供應吃緊，2015 年便重啟核能發電，以補足缺口。

2019 年核能發電總發電量的佔比正緩步提高中，已回升至 6.2%，計劃 2030 年拉抬至 20%。烏俄戰爭擴大後，國際天然氣價格居高不下，發展綠色能源緩不濟急，在可見的未來，很難割捨核能發電，只能加強監理、控管機制，以免憾事重演。

另一難以「戒除」的高爭議發電能源，則是燃煤；燃煤發電的危險性，雖不及核能發電，卻是排放溫室效應氣體（如二氧化碳）的洪水猛獸，與石油相較，雖同為化石燃料，因主要出口國的地緣政治風險較低，不僅供應較平穩，價格也較為低廉；在全球石油危機後，燃煤在火力發電的重要性再度提高。

是否脫煤備受國際關注

只是，在歐洲、美國等先進國家，擁核、反核勢力互有消長，但脫煤卻已是共識，讓始終不願意放棄燃煤發電的日本，在國際社會備感尷尬。2016 年由聯合國 195 個會員國共同協議的巴黎協定《Paris Agreement》正式生效，先進國家相繼制定脫煤時限，以期遏阻地球暖化繼續惡化。

先前，廢除燃煤發電的期限，法國訂於 2021 年、英國 2025 年，德國則自 2018 年底起分階段淘汰。然而，在俄羅斯大舉入侵烏克蘭後，歐洲國家正逐步下修自俄羅斯天然氣進口量，脫煤政策出現變數，法國、德國、荷蘭及奧地利等國均宣佈將增加燃煤發電。

面對先進國家的脫煤風潮，日本始終不願棄守燃煤發電，是 G7（Group of Seven，7 大工業國組織，成員包括美國、英國、法國、德國、日本、加拿大及義大利）國家中，唯一未公開承諾終止燃煤發電僅宣稱精進「碳捕捉和封存」（Carbon capture and storage，CCS）技術，降低二氧化碳的危害。

2022 年 5 月 G7 達成協議，首次宣示逐步捨棄燃煤發電，並主張防範氣候變遷的事務，不因烏俄戰爭而延宕，此對日本而言，堪稱能源政策的一大轉變。日本於 2023 年將擔任 G7 的主席國，是否履行承諾，備受國際社會關注，畢竟若未制定新能源政策，2030 年燃煤發電仍佔總發電量 19%。

俄以天然氣反制日制裁

外界較少關注的是，曾遭核災重創、石化能源蘊藏量稀少的日本，一直努力降低對燃煤發電的高度依賴，而降低燃煤發電佔比，所產生的電力缺口，則多由天然氣發電、再生能源來填補。2019 年總發電量燃煤佔 31.8%，天然氣則佔 37.1%；2021 年燃煤佔比降至約 26%，天然氣則升至 56%。

多年來，日本、中國、韓國向為全球液態天然氣的前 3 大買家，且日本長期位居榜首，直到前幾年，才被中國超越，退居第 2。在全球液態天然氣市場，日本購買量約佔 22%，然而進口的液態天然氣並非全用於發電，也用於烹飪等民生用途。

在烏俄戰事擴大前，日本液態天然氣前 4 大進口國，依次澳洲佔 36%、馬來西亞佔 14%，美國、俄羅斯皆佔 9%。日本對俄羅斯天然氣的依賴程度，雖遠低歐洲國家，但因歐洲國家群起抵制俄羅斯天然氣，日本也加入制裁行列，停止進口。

日本液態天然氣進口量甚大，9%的缺口實難快速填補，加上世界各國爭搶其他天然氣生產國的液態天然氣，導致全球液態天然氣價格暴漲，日本發電的成本激增，也成烏俄戰事擴大的間接受害者。

日本從俄羅斯進口液態天然氣，幾乎全數產自薩哈林島（庫頁島，日本稱其樺太島）。薩哈林 2 號（Sakhalin-2 gas and oil project）石油天然氣田，更由俄羅斯、英國、日本等 3 國企業出資開採，負責營運事宜的薩哈林能源（Sakhalin Energy），有關出資部份俄羅斯天然氣公司（Gazprom）約 50%、英國殼牌石油（Shell）約 27.5%、日本三井物產約 12.5%、三菱商事約 10%。

然而，為反擊英國、日本經濟制裁，俄羅斯政府於 2022 年 7 月宣稱，收回薩哈林 2 號石油天然氣田，等同將其國有化。烏俄戰爭擴大後，殼牌石油出售薩哈林 2 號石油天然氣田的相關權益，但日資企業仍堅持固守權益，未來交涉必定頗為艱辛。

計劃開採海域天然氣田

2020 年由於新冠肺炎疫情正熾，各國經濟動能銳減，液態天然氣價格曾降至每公噸 400.2 美元。烏俄戰事擴大後，液態天然氣價格登時暴漲至每公噸 907.5 美元，之後價格緩緩下滑，2022 年 9 月每公噸已降至 640 美元，仍比 2018、2019 年價格高出數成。

令人擔心的是，隨著季節轉換，寒冬將屆，歐洲、東亞國家的液態天然氣爭奪戰勢必再起，價格又將推升。況且，歐洲、東亞各大能源公司為節省購氣成本，紛紛提前搶購，反倒讓爭奪戰提前開打；除重啟核電廠，日本只能與澳洲、美國等天然氣生產大國洽商，提高液態天然氣購買量，並嘗試在國內開闢新氣源。

2022 年初日本國際石油開發公司（INPEX）與日本石油天然氣金屬礦物資源機構（JOGMEC）共同宣佈，將在距島根縣、山口縣約 100 公里的海域，探勘海洋天然氣田，以提高天然氣自給率，為 20 年來首件天然氣開發案。

島根縣、山口縣海域經地質調查，雖已確定蘊藏天然氣，但還得再觀察儲量是否具商業化價值，因光是探勘費用，就得耗費 330 億日圓，如具商業化價值，最快可於 2027 年著手開發，2032 年量產。

目前，在日本境內，僅有千葉縣、新瀉縣的陸地天然氣田，與位於新瀉縣海域的岩船天然氣田，年產量合計約 173 萬公噸；2019 年進口量約 7650 萬公噸，國內自給率僅 2.2%。島根縣、山口縣海域天然氣田縱使量產，年產量亦僅有 90 萬公噸，可將國內自給率提高至 3.4%，仍是杯水車薪。

借鏡歐洲風力發電經驗

日本在「綠色成長戰略」中，明訂 2040 年將石油、天然氣自主開發的比例，自 2019 年的 34.7% 提升至 60% 之目標，以降低採購風險。然而化石能源礦藏寡少，光憑境內開發，無法達成預設目標，且差距非常遙遠，還要加上企業在其他國家擁有的權益，且後者佔比更高。

中國、印度對液態天然氣需求逐年增加，是晚近國際液態天然氣欲低不易的主因之一，在歐洲國家加入爭搶行列後，液態天然氣貨源更加炙手可熱。只是，液態天然氣價格上揚，日本為防範價額再竄高，只得大舉購置，但地小人

稠，並無可長期貯存地點，實進退兩難。

再者，影響國際液態天然氣價格的因素甚多，有時大多數專家都預言上漲，結果卻是崩跌。一旦預測錯誤，採購液態天然氣的企業，就需增加可觀的支出成本，最後也只能轉嫁給消費者。

雖然化石能源匱乏，但日本四面臨海，相當適合發展風力發電；風力發電已被政府視為明日之星，寄望取代部分天然氣發電。歐洲向執全球風力發電產業牛耳，日本現正借鏡其經驗，積極拉抬風力風電在總發電量中的佔比，預估2030年將可達1.7%，2050年提高至20%。

不過，所有發電方式都有副作用、後遺症，風力發電亦然。由於風力發電機的葉片，會反射雷達電波，愈密集干擾情況就愈嚴重，甚至影響軍機、民航機的起降，危及國防與航空業安全。如何將副作用、後遺症降至最低，將是風力發電產業發展的最大挑戰。

日本執氫能技術之牛耳

其他先進國家皆視氫能為未來主流能源，力求能源自主的日本，現更是全球氫能技術的領導者；氫能與天然氣產業，設備重疊率甚高，對已臻成熟的天然氣業者來說，氫能是最佳轉型目標。日本發展再生能源發電，鎖定風力、氫能發電，而非太陽能，實不得不為的國家戰略考量。

在地理條件上，日本緯度較高，加上降雨天數多於大陸型氣候國家，太陽能發電並非最佳選擇。在全球產業生態上，中國現已是全球太陽能板的最大供應國，若以其為主要能源，除易受天候影響，也將受制於中國，所以發展氫能發電，正是追求能源自主的最佳選擇。

除用於發電，氫能也可儲放於燃料電池，適用於原本燃煤、燃油的機具，包括汽車、船舶及飛機，但要克服數個技術難題，才有機會普及化。首先，氫能的能源轉換率，遠不及石油、電力，以氫能車為例，高達70%的氫能被浪費，如無法提高能源轉換率，普及化將淪為紙上談兵。

其次，改用氫能的最重要目的，在降低溫室氣體對環境的危害，然而產製氫氣原料卻是化石能源，且製程中會釋放可觀的二氧化碳，與追求環保的宗旨背道而馳；透過電解水產生氫氣，不僅成本過高，電力若非仰賴核能發電，而

是使用化石能源，同樣不環保。

如何研發新製程，降低綠氫的生產成本，現正是全球能源業者的共同挑戰。先前，每公斤氫氣售價約 1100 日圓，2030 年望可將售價壓低至 330 日圓，並戮力朝 220 日圓的目標價前進。

依專家研究，氫氣也是溫室氣體之一，對環境的危害程度，遠超二氧化碳。無論是氣態或液態氫氣，依當下的貯存、運送技術，或多或少會外洩，如何下修外洩率，亦是可否普及化的關鍵之一。

未來 3 年價格戰將再現

2022 年年底寒冬降臨，北半球溫帶、寒帶國家將再度被冰雪壟罩，液化天然氣之爭勢必再起。依日本經濟產業省調查：全球 2026 年前的液化天然氣長約已售完，也就是未來 3 年，價格戰將更熾烈，因此對日本天然氣業者而言，冬天不僅是 3 個月，而可能長達 3 年。

還需憂慮來年的冬天，全球可能出現天然氣供應短缺的窘境，嚴重危及能源進口國的產業發展與民生，屆時液化天然氣現貨價格將更水漲船高。倘若國際政治局勢依然緊繃，日本勢必更加依賴燃煤、核能，不僅離能源自主的目標愈來愈遠，也避不掉地球暖化、核安危機的威脅。

日本現今最期待的應是，烏俄戰事儘快落幕，全球天然氣市場恢復原有秩序，液化天然氣也回到原先的價格，如此一來即可按照既訂計畫，循序漸進發展再生能源，朝能源自主的目標前進。

參考文獻：

- 一、日本能源經濟研究所〈2020 年度日本經濟與能源展望〉（2020 年）。
- 二、日本原子工業論壇〈核能發電前景報告〉（2004 年）。
- 三、日本經濟產業省《實現碳中和目標之綠色成長戰略》（2020 年）。
- 四、聯合國〈巴黎協定〉（2016 年）。