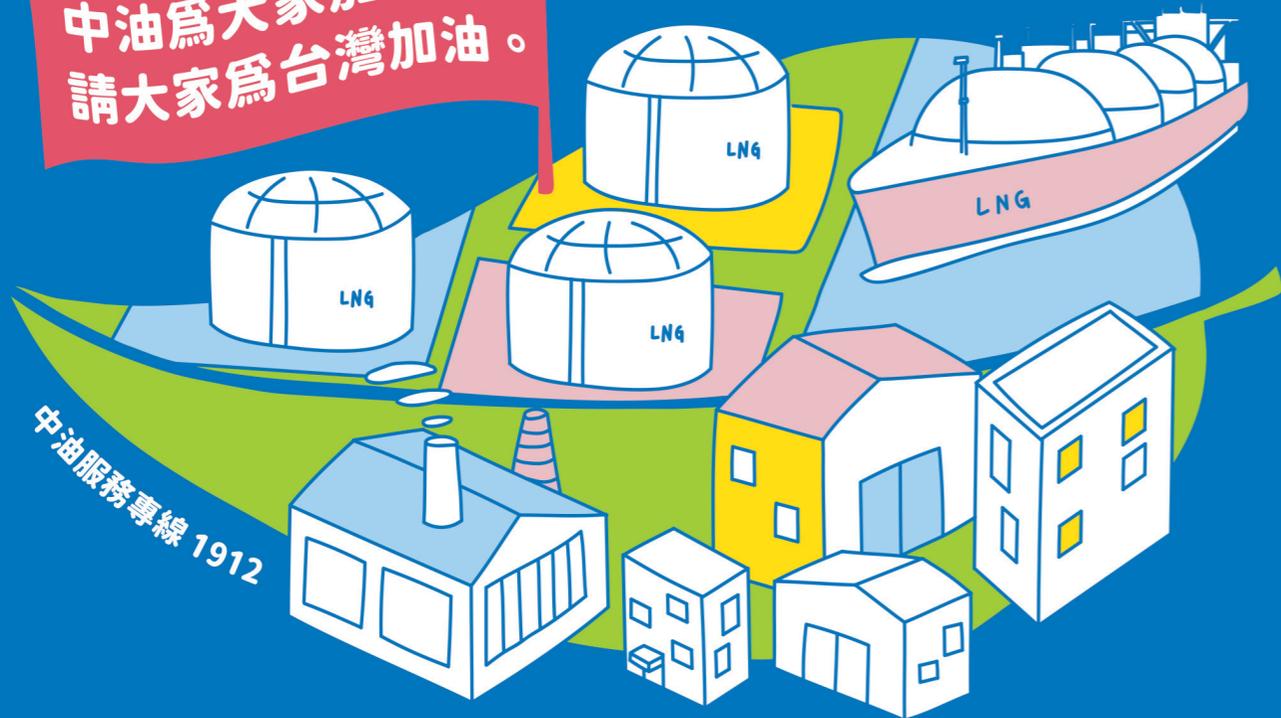


天然氣清潔又安全
一分用心 百分安心

中油為大家加油，
請大家為台灣加油。



中油服務專線 1912

廣告

台灣中油股份有限公司
CPC Corporation, Taiwan

瓦斯季刊

(一五〇期)

中華民國一四四年九月出版

瓦斯季刊

150期

76年10月創刊 114年元月出版



季刊

天然氣作為航運業
降低溫室氣體排放的轉型燃料
短期內不會改變



「二要二不要」
全民防詐騙、守荷包

天然氣定檢

要 電話查證



要 確認公司名稱



不 接受推銷



不 現場付費



積極研發合成天然氣技術
掌握碳中和儘速達成目標

減少依賴化石燃料
有效提高清潔能源佔比

歐美能源領域的合作協調
影響未來天然氣市場的平衡及格局

欣然氣體燃料事業研究服務社 發行



微電腦瓦斯表

智慧換表 增安心

宣導大使 曾國城



3大安全遮斷功能



漏氣遮斷



超時遮斷



地震遮斷

經濟部能源署 廣告

微電腦瓦斯表 3大安全功能

微電腦瓦斯表多了晶片，比起傳統機械式瓦斯表增加了漏氣遮斷、超時遮斷、地震遮斷，三大安全遮斷功能，使用更安心。

漏氣遮斷

當管線鬆脫導致大量漏氣會緊急遮斷。



超時遮斷

當瓦斯使用超過設定時間，將進行遮斷。

依燃氣器具及燃氣消耗量區分



地震遮斷

震度五級以上地震，使用中
的瓦斯將立即遮斷。



微電腦瓦斯表遮斷後 恢復供氣3步驟

STEP.1

關閉使用瓦斯裝置（如熱水器、瓦斯爐）之開關（但不要關閉進氣口的總閥）。

STEP.2

按下瓦斯表復歸鈕5秒鐘，安全警示LED燈會開始持續閃爍。

STEP.3

等待約3分鐘，當LED燈不再閃爍後即完成復歸（若LED燈仍持續閃爍，則需聯繫供氣之天然氣公司）。



微電腦瓦斯表 V.S. 傳統機械表

⚡ 計量比較

不論是微電腦瓦斯表或是傳統機械表，都是經濟部標準檢驗局檢定合格上市，計量精確度並無差異。

💰 計價比較

微電腦瓦斯表具有精密微電腦晶片、感震器、壓力開關、緊急遮斷閥等零組件，可於漏氣、超時、地震時進行遮斷，提升用戶的用氣安全。但因成本較機械表高，分10年每月攤提至基本費中，以5燈以下用戶為例，微電腦瓦斯表基本費每月100元，較僅有計量功能之機械表多出40元。



宣導大使 曾國城

目錄

國際瞭望

- 2 2024國際天然氣市場總覽-未來發展與關鍵議題解析

作者／徐瑋成

- 16 能源轉型中的天然氣和能源市場-2023年全球能源統計回顧

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

- 31 你我用心安全放心 使用欣高屢創新高

欣高石油氣公司

能源展望

- 32 國際碳中和合成天然氣技術展望

臺灣經濟研究院助理研究員／黃彥翔

- 43 瓦斯超人用氣安全宣導

作者／許雅茹

能源探討

- 44 論國際海運船舶推動LNG燃料計劃

資深石化人／謝俊雄

- 56 瓦斯用欣屏 安全放心平

欣屏天然氣公司

- 57 馬來西亞天然氣的現在與未來穩居世界第5大液態出口國

作者／高永謀

瓦斯人的園地

- 63 獲獎感言 工作分享

作者／丁威翔、孫為民



封面說明：瓦斯超人用氣安全宣導 瓦斯人的園地
資料來源：瓦斯超人用氣安全宣導 瓦斯人的園地

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/

2024 國際天然氣市場總覽 - 未來發展與關鍵議題解析

作者 徐瑋成

前言

天然氣現行作為全球經濟活動與產業發展的關鍵能源，市場的一舉一動皆為各國的關注焦點。自 2020 年迄今天然氣市場陸續遭受全球 Covid-19 疫情、地緣政治（烏俄戰爭、以巴衝突等）、碳中和倡議等重大議題所影響。

回歸現今，全球天然氣市場在 2024 年呈現逐步回升的態勢。經歷 2022-2023 年供應鏈的嚴重震盪後，市場開始走向成長，並預計 2024 及 2025 年的全球天然氣需求將創下新高。然而天然氣市場仍然面臨一些不確定因素，在液化天然氣（LNG）產量增長受限的情況下，供應緊張的狀況可能持續。此外地緣政治衝突仍可能引發價格波動，使得市場變得更加敏感，此舉反映全球天然氣貿易系統的脆弱性。

美國現為全球最大天然氣生產國及第一大 LNG 出口國，對國際市場而言，其產業發展和國家政策變化牽一髮而動全身，預期新任政府可能將改變能源政策方向，對全球天然氣市場的發展具有重要影響。歐盟的天然氣安全問題亦是市場的核心議題之一，隨著俄羅斯逐步減少對歐洲的供應，歐盟面臨的能源課題尚未解除，儘管歐盟的努力在短期內有所成效，但仍需進一步增強儲備能力，並提升與亞洲市場的聯繫，才能確保供應鏈的穩定。

綜觀而言，全球天然氣市場的發展處於一個充滿挑戰和機遇的時期。本文將探討全球天然氣市場的發展趨勢與未來挑戰，並聚焦於關鍵議題，其中包含美國在大選後的能源政策變動、歐盟在能源安全方面的策略及全球天然氣供需的展望等，提供相關議題的解析與觀點。

一、2024 年全球天然氣市場回顧

國際天然氣市場從 2020 年至今，歷經多項能源市場和地緣政治的動盪影響，造成多次天然氣價格大幅度變化，從 2022 年的烏俄戰爭起，至該年底天然氣價格達近 50 美元 /MMBtu 的高水平（主要以歐洲 TTF 與亞太 JKM 價格指標為基準）；時間往後一步推移至 2023 年 Q1（第一季），烏俄戰爭衝突對歐

洲天然氣供應壓力逐漸減緩，且亦逐漸挺過歐洲冬季高峰用氣需求，國際天然氣價格同樣下降至 15-20 美元/MMBtu 的水平；在 2023 年期間，除 Q4(第四季)因為季節性因素(冬季需求)的關係，天然氣平均價格有略微升高，但仍保持在 20 美元/MMBtu 以下的水平，價格相對 2022 年已經逐漸平緩(如圖 1)。

圖 1 國際天然氣價格變化趨勢 (2022-2024)



資料來源：OIES。

2024 年下半年雖然已來到天然氣需求的高峰期(冬季需求)，但現行天然氣市場隨著各項關鍵因子(如地緣政治)、時間推移，及諸多國家的經濟或政治介入，其影響力逐漸趨向緩和，目前無論在價格、供需相對呈現較穩定的狀況，回顧 2024 年的天然氣市場概況，在國際市場的價量變化情勢，說明如后：

(一) 國際天然氣市場價格回顧

2024 年國際天然氣市場價格在各季度的表現歷經顯著的波動，主要歸因於地緣政治緊張、需求復甦及供應鏈中斷等因素的綜合作用。依季度為基礎，概述全球天然氣價格的主要變化和影響因素，如下：

1、Q1: 供應緊張與地緣政治壓力持續存在

2024 年初全球天然氣供應仍呈現緊張局勢，尤其歐洲因俄羅斯入侵烏克蘭而面臨的能源安全問題，對價格影響深遠，且 Q1 仍為冬季尖峰用氣需求，受 2022-2023 年供應震盪影響，天然氣價格仍維持高位。天然氣價格處於高水平的現象存在，部分原因來自於主要供應國的天然氣生產增長低於預期。

歐洲方面，由於尋求減少對俄羅斯管道氣(PNG)的依賴，

LNG 進口量顯著增加。儘管全球 LNG 供應呈現增長情勢，但需求增長仍然超出供應，進一步推高價格。美國的 LNG 出口能力略有增長，在路易斯安那州的 Plaquemines LNG 出口廠提供些許緩解。然而全球 LNG 供應增長仍然緩慢，此舉加劇供需不平衡，同為保持價格的高位因素。

2、Q2: 天然氣需求增長與新地緣政治議題產生

2024 年 Q2(第二季) 全球天然氣市場繼續呈現價格波動，但需求增長仍保持強勁。亞太市場需求以中國大陸及印度的能源需求增加，持續推動全球天然氣需求上升。除市場需求影響價格波動外，其中地緣政治因素，尤其是中東的以巴衝突，成為市場的不確定因素之一。

然而 Q2 最大的地緣政治挑戰之一為以色列及巴勒斯坦的衝突，不僅對中東地區的能源供應鏈構成挑戰，並對全球天然氣市場產生潛在影響。

2024 年 Q2 的天然氣市場呈現需求與供應增長的雙重特徵，但同時地緣政治因素，特別是以巴衝突，對市場的不確定性加大，推動價格波動。雖然以巴衝突確實對市場價格產生影響，但影響幅度較為短暫，對市場的衝擊性也不如烏俄戰爭對歐洲市場的影響，因此全球天然氣價格在 Q2 仍保持不錯的水平。

3、Q3: 需求成長放緩與全球市場邁向穩定

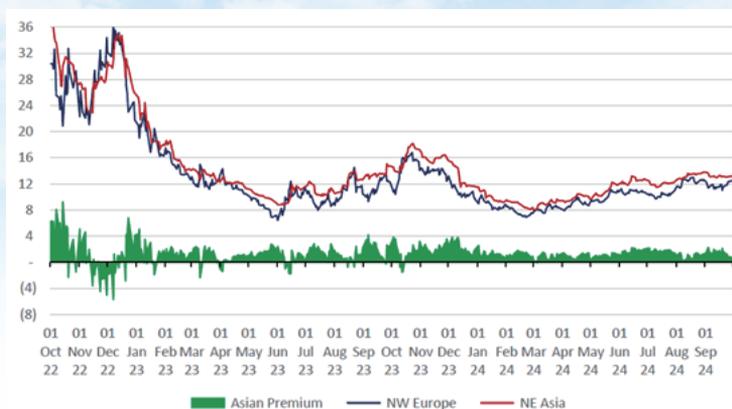
2024 年 Q3(第三季) 全球天然氣需求成長開始放緩。與 2023 年相比，Q3 的需求成長降至不到 2%，顯示出市場快速復甦的動能已有所減弱。

觀察亞太市場天然氣需求依然強勁，但需求增長放緩，主要原因是高昂的價格與關鍵消費國(中國大陸) 的經濟狀況。亞洲 LNG 市場依然是全球天然氣需求的主要驅動力，占據大部分增量需求，但同時面臨來自歐洲市場的競爭，進一步複雜化市場價格動態。

盤點 2024 年前三季的全球天然氣價格比現，相對 2022-2023 年，2024 年的天然氣價格波動較小，且原因較為單純。綜觀國際 LNG 價格數據，自 Q1 後價格呈現溫和的成長趨勢，

但至 Q3 國際氣價平均仍維持於 10-15 美元 /MMBtu 的區間 (如圖 2) ，已不若過往的高價格水平，對市場與終端用戶減輕許多價格壓力。

圖 2 國際 LNG 價格變化趨勢 (2022-2024)



資料來源：OIES。

(二) 國際天然氣市場供需情勢回顧

2022-2023 年的天然氣供應衝擊對全球天然氣市場造成長期影響，雖 2024 年天然氣需求呈現回升趨勢，但市場的脆弱性仍然存在，供應短缺、地緣政治緊張及運輸瓶頸等因素對市場產生重大影響。

1、天然氣需求成長趨緩，亞太地區仍為市場主力

2024 年全球天然氣需求預計達到新高，並且將維持此一態勢，持續成長至 2025 年。2024 年全球天然氣需求的增長率預計超過 2.5%，增長幅度約為 1,000 億立方公尺，突破 4,200 億立方公尺大關。亞太市場尤其中國大陸與新興市場 (印度次大陸與東南亞國家) 成為需求成長的主要動能，預計將占全球增量需求的 45%，此一增長主要來自工業及能源領域，尤其在亞洲快速增長的市場中，隨著經濟持續擴張，工業部門需求呈現顯著成長。

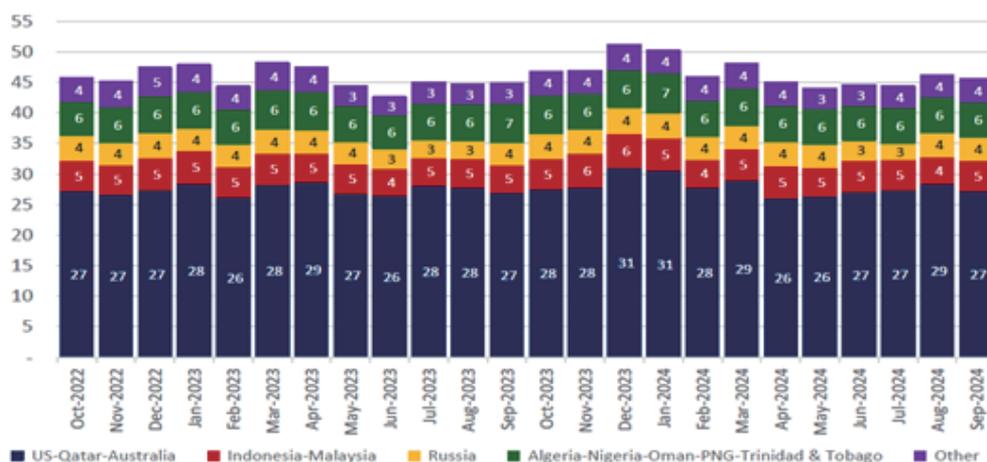
儘管歐洲的工業需求有所回升，但與烏俄戰爭危機前的水平相比仍顯著低於常態，整體需求的增長主要來自亞太市場。依據國際能源署 (IEA) 的天然氣季度報告數據顯示，2024 年第

三季的天然氣需求增長有所放緩，增幅不到 2%，反映需求的回升已逐步趨於平穩，同時價格上漲也抑制一部分需求增長。

2、天然氣供應保持緊張，LNG 市場依舊存在挑戰

儘管全球天然氣需求增長，供應方面仍面臨嚴峻挑戰，2024 年全球 LNG 供應成長相對緩慢，僅成長 2%（約 70 億立方公尺），此一成長低於 2016-2020 年 8% 的年均增長率 (CAGR)。成長放緩的原因包含項目延誤和某些傳統供應國（如安哥拉、埃及、千里達等）面臨的氣源問題。然而，預計隨著美國 Plaquemines LNG 與西非 Tortue FLNG 液化出口項目的啟用，2024 年 Q4 的 LNG 供應將獲得緩解。綜觀市場數據，美國、澳洲與卡達仍主導全球 LNG 供應，三者占比約為 6 成以上，剩下 4 成則來自東南亞（印尼與馬來西亞）、俄羅斯、中東北非 (MENA) 及其他地區（如圖 3）。

圖 3 國際 LNG 進出口來源分布 (2022-2024 年)



資料來源：OIES。

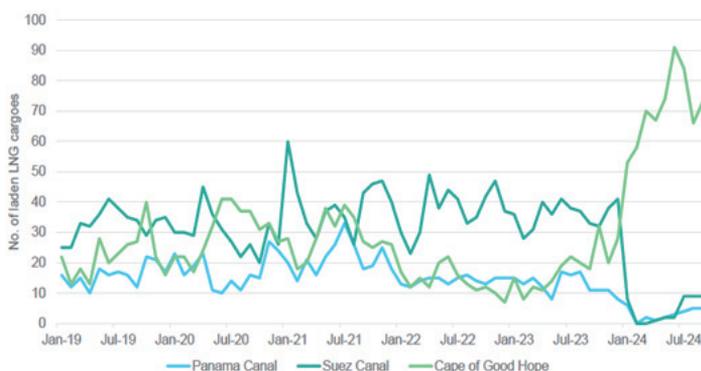
至 2025 年 LNG 供應成長有望達到 6%（約 300 億立方公尺），主要受益於多項大型 LNG 出口計畫的投入使用。北美預計占全球 LNG 增量供應的 85%，其中美國提供超過四分之三的增量供應。儘管如此，俄羅斯的 Arctic LNG 2 出口計畫未被納入未來的供應計畫，此舉與當前的歐美國家對俄羅斯的制裁計畫有關。

3、地緣政治風險與船運運輸瓶頸

2024 年天然氣市場依然受地緣政治風險影響，俄羅斯與烏克蘭的天然氣管道運輸協議在 2024 年到期，若俄羅斯停止通過烏克蘭輸送天然氣，將使歐洲天然氣供應面臨額外壓力。然而對於奧地利、匈牙利及斯洛伐克等國家，儲氣能力的充足和良好的互聯網路將有助於減輕供應中斷的影響。

2024 年天然氣運輸也面臨瓶頸挑戰，尤其巴拿馬運河與紅海等重要運輸路徑，在以巴衝突後，LNG 船運流向明顯轉向，從蘇伊士運河 (Suez Canal) 轉移至好望角 (Cape of Good Hope)，此舉不但增長流向至歐洲的船運天數和運輸成本，儘管這些瓶頸尚未對 LNG 供應造成顯著下降，但凸顯全球 LNG 市場在日益互聯的情況下所面臨的脆弱性 (如圖 4)。

圖 4 國際 LNG 船運主要路徑變化趨勢 (2019-2024 年)



資料來源：IEA。

4、LNG 項目發展勢頭強勁，中期合約成為市場焦點

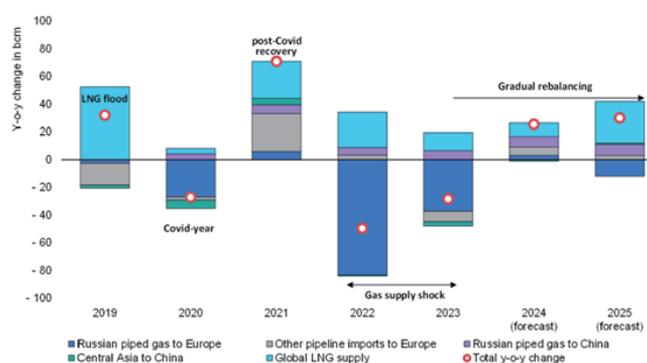
儘管面臨市場挑戰，全球 LNG 項目的開發仍保持強勁勢頭。自 2022 年烏俄戰爭以來，已有超過 1,500 億立方公尺的 LNG 液化產能獲得准許，上述項目大多來自美國。2024 年雖然美國未有新項目達成最終投資決策 (FID)，但中東地區的 LNG 項目獲得顯著進展，尤其是卡達與阿聯酋等國的擴建項目。

隨著市場的變化，全球 LNG 市場的合約結構同時出現新的發展趨勢，全球 LNG 產能在 2020-2022 年期間獲得擴張後，

市場現貨（自由合約）與短期合約（約 1-3 年）呈現顯著成長，買家可受益於市場價格及增加進口策略的靈活度。然而 2023 年以來，LNG 進口國因應烏俄戰爭後產生的後遺症，為獲得穩定的進口來源，中期且定點（固定目的地港）的 LNG 合約被進口國家 / 進口商青睞，此合約不僅為供應商提供穩定的需求，幫助市場買方降低短期價格波動風險。自 2023 年以來，85% 的 LNG 合約達成至少 10 年的長期合同，並且目的地合約的比例有所回升。

綜觀 2022-2024 年的天然氣供需變化表現，2022-2023 年歷經烏俄戰爭帶來的全球天然氣供應衝擊，及造成此期間全球面臨供應緊張與價格維持在高水平的雙重困境。2024 年供應緊張局勢和高價格水平隨著 LNG 供應的增強，緩解市場供應與價格的緊張局勢，預期 2024-2025 年全球天然氣市場將處於逐步再次平衡的情勢 (Gradual Rebalancing)，而市場獲得再次平衡的驅動因子（如圖 5），來自於 2025 年多項 LNG 出口計畫的啟用和擴增。

圖 5 國際 LNG 貿易變化情勢解析 (2019-2025)



資料來源：IEA。

二、全球 LNG 市場近期展望

受惠於天然氣液化技術的成熟，船運技術的發展，及美國、澳洲與卡達的出口產能新擴增計畫陸續啟用，LNG 成為主導天然氣市場貿易的重要角色，而全球 LNG 在 2024-2025 年的發展前景，將是市場關注的重點，近期市場的前景趨勢和關注重點敘述如后：

(一) 全球 LNG 市場緊張情勢預計持續至 2025 年，歐洲市場需求成長將逐步放緩

2024 年 Q3 全球 LNG 貿易增長約 2%，顯示俄羅斯、非洲及亞洲供應逐步恢復。俄羅斯 Yamal 和 Sakhalin 2 號液化出口廠利用率提升，使其成為供應增量的主要來源之一。儘管非洲整體出口量略微下降，但阿爾及利亞、埃及與奈及利亞的出口趨勢轉正，縮減上半年的減幅。亞洲出口則由澳洲、印尼及汶萊的增長帶動，使該區域的出口量增長約 5%。同時美國 LNG 出口在第三季度增長 2.8%，扭轉 Q2 的同比下降。

在需求方面，亞洲 Q3 進口量持續增長，但增速有所放緩。中國大陸進口需求在 2024 年上半年增長顯著，但 Q3 的增量減少。印度的進口在夏季創下歷史新高後也有所放緩。韓國和日本因夏季高溫推動發電需求，進口分別增長 16% 與 5%。孟加拉受颶風損壞、國內動盪及政策不穩影響，進口出現波動，顯示小型市場需求變化迅速。全年 LNG 貿易預計增長約 2%，略低於前五年的年均 6.6% 增長率，但 2025 年隨著新增產能的逐步投產，全球 LNG 市場增長預計將加速至 6%。

(二) 北美市場：美國主導增長，加拿大與墨西哥扮演助攻角色

北美將成為 2025 年全球 LNG 供應增長的主要來源，占全球增量 80% 以上，而美國即貢獻 60%。

(三) 非洲地區：出口產能成長與挑戰同時並存

非洲在 2025 年將新增約 5 億立方公尺的 LNG 供應，塞內加爾 Tortue FLNG 與剛果的 Congo LNG 浮動液化出口計畫有望成為增長來源。然而，埃及和奈及利亞的天然氣上游挑戰導致出口波動，埃及因國內需求增加而出口放緩，奈及利亞則因基礎設施問題削弱生產能力。

(四) 亞太、歐洲與中東供應：部分出口計畫進度延遲

亞太地區 LNG 出口供應預計由印尼的 Tangguh LNG

Train 3（年產能 52 億立方公尺）作為新供應動能，其他地區則面臨資源老化挑戰，產量增長潛力有限，但整體仍能為亞洲供應提供部分增量。

俄羅斯的 Arctic LNG 2 Train 1（年產能 90 億立方公尺）儘管 2023 年底開始投入生產，但因國際制裁在 2024 年期間持續處於閒置階段。

卡達的北方氣田（North Field）擴展計畫，原規劃於 2025 年 Q4 投入生產，北方氣田為全球單一最大 LNG 項目，年產能達 450 億立方公尺。最新進度顯示，其完工日期推遲至 2026 年初，使 2025 年供應緊張情況可能延續。

（五）歐洲市場回升，成為 2025 年增長動力

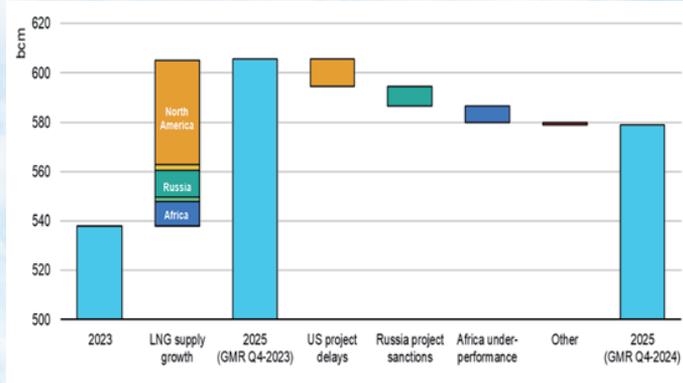
2024 年歐洲 LNG 需求下降 15%，但 2025 年預計將重新成為成長來源。隨著俄羅斯 PNG 可能中斷，歐洲將更依賴 LNG 進口以填補缺口，尤其在烏克蘭過境協議結束後，進口量預計同比增長 11%（約 150 億立方公尺）。

（六）亞太地區依然為全球 LNG 主要需求成長區域

中國大陸在 2025 年預計增加 100 億立方公尺進口量，繼續帶動亞洲需求增長。新興市場將持續進口 LNG，惟歐洲需求增加可能限制亞洲進口增幅。隨著地緣政治因素與新增產能上線，2025 年全球 LNG 市場將在需求增加及供應延遲之間達成平衡。

觀察 IEA 的天然氣季度報告數據，2025 年 LNG 需求仍將保有一定的復甦回溫力道，惟全球 LNG 供應受到美國出口計畫的延遲、俄羅斯遭歐美國家制裁、非洲出口計畫的不確定性，及其他因素的影響，其最新的展望版本（2024 年）相對去年版本，下修將近 200 億立方公尺年產能，同時也顯示未來 LNG 市場狀況至少不會落於 2022-2023 年的窘境局面，但整體市場發展前景仍保守看待（如圖 6）。

圖 6 國際 LNG 供應產能前景結構拆解示意圖 (2023-2025)



資料來源：IEA。

三、天然氣市場關鍵議題解析

依據前述所提，全球天然氣市場已經逐漸度過 2022-2023 年的低谷期，尤其歐洲市場在美國 LNG 擴大供給，及從其他地區擴大進口气源的策略，如挪威（主要為 PNG）、阿爾及利亞、卡達等國。

雖然全球市場的低谷期已過，但烏俄戰爭所產生的後遺症仍然存在，歐盟仍積極尋求穩定，且具備可負擔性的氣源，在短期的未來將俄羅斯 PNG（甚至 LNG）完全取代，國際 LNG 供應產能預期在 2025 年後將持續成長，但依據盤點供應商的產能擴增情勢，供應產能的增加有放緩的趨勢，而市場需求則在歐洲尋求更多天然氣、亞洲市場（尤其中國大陸與新興市場）等驅動因子預期將持續成長，但供應產能是否能滿足市場需求成長趨勢，成為後續關注課題。

除天然氣市場供需外，本文提出天然氣市場的關鍵議題，依據關鍵議題分析對未來天然氣市場造成的影響、美國能源政策及歐洲天然氣市場為主題進行解析如下：

（一）美國能源政策方針或將轉向，助益於天然氣產業發展

美國大選結束後，新任政府的能源政策預期將與前任採取不同方向，而呈現轉向的情勢。依據美國新任政府過往的政策聲明，強調「能源獨立自主」，與川普總統前一任期時的政策一致，其中有兩項方針被視為有利於美國天然氣發展，包含前述提及的達成「能源獨立自主」，預期將擴大天然氣的產能與產量，透過鬆綁相關法規，降低天然氣鑽井許可的限制，增加鑽井數量，及相關天然氣開採，促進天然氣生產，以達成降低國內能源成本，並

保障國內供應，進一步將多餘產量出口；另外放寬對減少與環境保護（如環評）相關的限制，尤其針對限制化石燃料生產，甚至出口的法規，以加速天然氣產業的增長。

美國 LNG 出口的增長對地緣政治格局產生重要影響（尤其是歐洲市場），LNG 進口的增加將減少對俄羅斯天然氣的依賴，提升能源安全，進一步加強美國與歐洲盟友的能源合作，同時削弱俄羅斯在地區能源供應中的地位。

此外，亞太市場的競爭或有機率升級，中國大陸、印度、日本及韓國等主要進口國可能受益於美國 LNG 的價格優勢，但同時也將面臨與歐洲市場爭奪 LNG 貨物的壓力，導致市場流動性增加。

（二）歐盟天然氣進口變化情勢與能安議題

歐洲作為全球第二大天然氣市場，並且為近年影響國際天然氣價格波動的關鍵因素，因俄羅斯降低天然氣供應，歐洲市場進口氣源不穩定，進而造成各國爭相搶貨的情勢，推升國際天然氣價格，亦使全球天然氣價格（包含 PNG 與 LNG）在 2022-2023 年處於前所未有的高峰。

2024 年歐洲天然氣市場壓力減緩下，國際天然氣價格也逐漸回復至過往的水平，而緩解市場壓力的要素主要為替代天然氣供應的迅速崛起，包含：

1、LNG 供應：美國成為歐洲進口氣源關鍵角色

美國憑藉其龐大的頁岩氣資源，及出口產能的大幅躍進，成為全球第一大 LNG 出口國。在歐盟減少對俄依賴的過程中，美國 LNG 發揮至關重要的作用。2024 年占歐盟進口總量超過 45%。由於靈活性（如非合約現貨，船運時間短）能快速滿足歐洲的市場需求，並在全球供應緊張時提供有力支撐。

未來幾年新增的 LNG 產能將顯著提升其出口能力，預期新任政府放寬對天然氣生產與出口的法規鬆綁，將進一步鞏固其

在歐洲市場的地位，對歐洲能源安全的貢獻無疑是長期戰略的核心部分。

2、PNG 供應：挪威逐步取代俄羅斯，穩定歐洲氣源

挪威過往作為歐盟除俄羅斯以外的 PNG 供應來源，而在烏俄戰爭後，已成為歐洲市場最大宗的 PNG 來源，在 2024 年 PNG 占歐盟天然氣進口總量 (包含 LNG+PNG) 超過 30%。挪威的天然氣供應具有穩定性及低運輸成本的優勢，規劃透過提高產量與強化管道輸送基礎設施進一步增強對歐盟的供應能力。

雖然挪威天然氣供應商 Equinor 在 2024 年 10 月由於天然氣供應廠房電力設施發生事故，關閉位於北海的 Sleipner B 天然氣平台的輸出，但透過從其他氣田開採更多天然氣以履行其供應承諾，維持歐洲市場的穩定性。依據事後的處置與官方聲明，對歐洲天然氣供應未有影響，但也間接顯示其在歐洲市場的重要性。

歐洲天然氣市場的發展焦點將從依賴俄羅斯到尋求多元化策略，自烏俄戰爭後，如何透過加強冬季儲備，保障各會員安然度過冬季，已成為歐盟每年歷經的考題。

自 2022 年歐盟宣布每年 11 月前各會員國需將天然氣儲備維持於 90% 以上，以保障冬季高峰需求，此一策略不僅提升歐洲內部能源安全，同時降低對於供應緊張的敏感度。歐盟天然氣儲備在 2023-2024 年的天然氣庫存水平遠高於過往 5 年水平 (2017-2022 年)。天然氣庫存的高水平表現，除展現歐盟實現能源安全的決心外，但同時也代表歐洲各國每逢冬季時，將會面臨更強的季節性需求，推升天然氣價格上漲，並且對於各國而言，儲備天然氣比過往更多的情況下，同樣在增加各國天然氣生產商與供應商的營運成本及經營壓力。

歐洲天然氣市場的未來走向預計將有幾項關注重點，例如歐盟將繼續推動能源多樣化策略，減少對任何單一供應國的依賴。除美國及挪威，歐盟還將尋求來自卡達與非洲的更多 LNG 供應，多元化策略有助於降低市場風險，提升整體供應穩定性。

此外歐盟將繼續加強內部市場的協同合作，包括促進跨國基礎設施的互聯

互通，及天然氣運輸費率與其方案，在未來幾年將在歐盟內部天然氣市場的運行中發揮越來越重要的作用，其中管輸費率受到市場需求與基礎設施折舊的影響，隨著維持歐盟境內的氣源互通及擴大 PNG 進口氣源，維持天然氣管輸費率的公平性為後續的關注重點，以便能在危機情況下的區域能源共享，有效提升歐盟在面對供應中斷時的應對能力。

隨著歐盟加強與美國、挪威及其他主要供應國的合作，對全球天然氣市場的影響力將進一步提升。未來歐盟可能在能源價格、貿易政策和市場規範方面發揮更積極的作用。

結語

2024 年國際天然氣市場受到多重因素的影響，顯現出深刻的動態變化。隨著全球需求變化、地緣政治局勢緊張及政策調整的推動，美國與歐盟預期在天然氣領域的政策走向成為市場的重要驅動力。

美國在新政府執政下，有望通過一系列政策大幅鬆綁天然氣行業的監管法規，包含放寬環保限制、加速核發鑽井許可及擴建液化設施，進一步提升天然氣生產與出口能力。美國做為全球最大 LNG 出口國，對歐洲市場的影響尤為顯著，在烏俄戰爭持續對歐洲能源供應構成壓力，成為歐洲減少對俄羅斯依賴的主要替代來源。

歐盟在 2024 年面臨的能源安全問題仍然嚴峻，儘管俄羅斯天然氣在歐洲市場的占比已有明顯降低，惟如何確保替代供應的穩定性依然為關鍵問題，而美國 LNG 與挪威 PNG 在供應中發揮重要作用。然而冬季需求高峰時期，預期為每年歐盟的面臨課題，包含如何有效拓展新氣源、維持穩定的天然氣價格、完善歐盟會員國的天然氣管輸系統、在維持高存量庫存但同時減輕供應商壓力等。

展望未來，美國與歐盟在天然氣市場的交集將對全球能源格局產生深遠影響。美國的政策變化可能為歐洲提供更多供應保障，但價格波動和市場競爭將成為持續關注的問題。歐美之間在能源領域的合作與協調，將決定未來天然氣市場的平衡與可持續發展，並對全球能源市場格局產生長期的影響。

參考文獻

- 一、ACER(2024/10),2024 Market Monitoring Report.
- 二、IEA(2024/10),Global Gas Security Review2024.
- 三、OIES(2024/10),Quarterly Gas Market Review:Asia market drives price recovery European gas network decarbonisation.
- 四、Oil Price(2024/11),Europe's Gas Crisis Isn't Over Despite Full Storage.
- 五、Oil Price(2024/11),Europe Stocks Up On LNG Ahead of Winter.
- 六、Oil Price(2024/11),Gas Reliance Persists as Europe Faces Winter Energy Crunch.
- 七、Oil Price(2024/11),Trump Wins:Here Are the Implications for the Energy Sector.
- 八、Oil Price(2024/10),Top U.S.LNG Exports:China's Gas Demand Is Booming.
- 九、Reuters(2024/10),Equinor says gas supply to Europe unaffected by Sleipner B outage.
- 十、Reuters(2024/9),US LNG export dominance tested as Europe's demand wilts.
- 十一、Reuters(2024/8),Norway piped gas volume could rival historic high this year,Gassco says.
- 十二、S&P Global(2024/11),Global gas liquefaction capacity likely to reach 700mil mt/year by 2030:Petronet.
- 十三、S&P Global(2024/11),US ELECTIONS:Trump prevails,shifting policy focus from climate to deregulation,tariffs.
- 十四、S&P Global(2024/10),EU to support Vertical Gas Corridor with US LNG poised to boost region:EU official.
- 十五、Trump Vance(2024/9),Agenda47:America Must Have the number1 Lowest Cost Energy and Electricity on Earth.

能源轉型中的天然氣和能源市場－ 2023 年全球能源統計回顧

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

前言

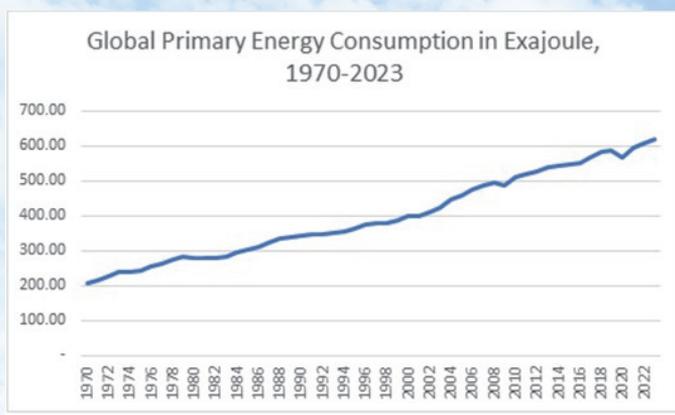
能源是人類成就和進步的核心，也是生存的依賴。全球氣溫至今上升接近 1.5°C，2023 年是有紀錄以來最熱的一年，氣候變遷越來越嚴重，各地都受其影響。能源與氣候變遷有因果關係，能源轉型及減碳勢在必行。今年 6 月英國能源研究所 (Energy Institute) 與畢馬威國際會計師事務所有限公司 (KPMG) 和美國全球管理顧問公司科爾尼 (Kearney) 發布 2024 年第 73 版世界能源統計回顧 (Statistical Review of World Energy 2024, 73rd edition)，展示 2023 年完整的全球能源數據，為政府、企業和民間社會的決策者提供客觀、獨立及全面的數據基礎。本文摘錄此統計報告之重點，探究能源轉型狀況，做為應對全球變遷挑戰的參考。

一、全球總初級能源和碳排放狀況

(一) 初級能源

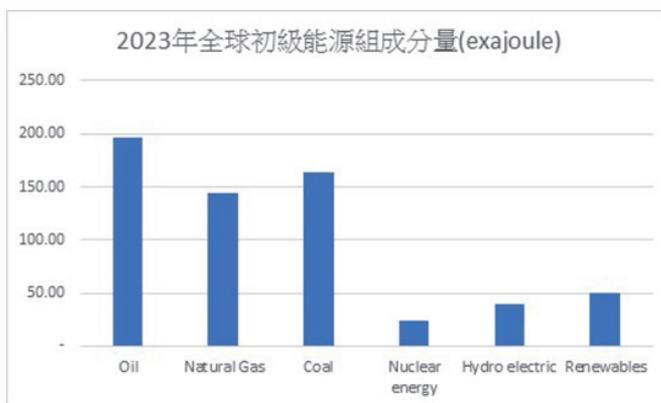
2023 年全球能源生產和消費全面創紀錄，隨著供應鏈問題最終得到緩解，大多數能源市場至少恢復到 2019 年新冠疫情之前的長期成長趨勢。初級能源消耗量連續第二年創歷史新高，較 2022 年成長 2%，達到 620EJ，比 2019 年疫情前的水準高出 5% 以上。其中化石燃料佔比從 2022 年的 81.9% 降至 2023 年 81.5%，但消耗量絕對值創下新紀錄。石油消費強勁反彈，首次突破每天 1 億桶的水準，主要由於中國放寬清零封鎖的政策。天然氣需求持平，但煤炭需求超過去年，創紀錄水準。可再生能源快速成長，增長速度是初級能源總量成長率的 6 倍，太陽能、風電及水力發電佔初級能源消費總量的 14.6%，加上核能合計達 18% 以上 (如圖 1、2、3)。

圖 1 1970-2023 年初級能源消耗量變化趨勢圖 (單位：exajoule)。2023 年初級能源達到 619.63EJ。



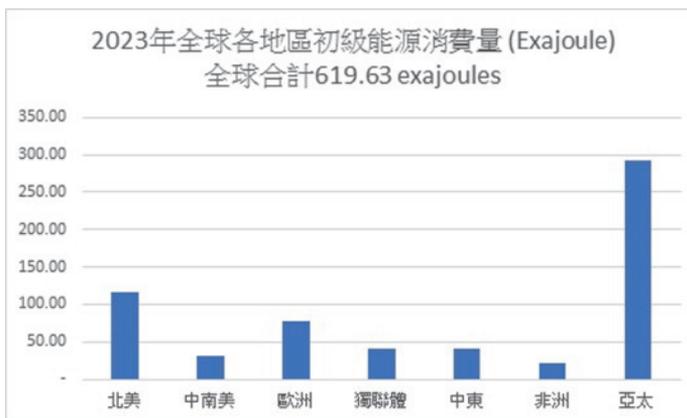
資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

圖 2 2023 年初級能源組分。石油 31.7%，天然氣 23.3%，煤炭 26.5%，核能 4%，水力發電 6.4%，可再生能源 8.2%。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

圖 3 2023 年全球主要地區初級能源消耗。亞太、中南美和非洲等開發中國家合計超過北美和歐洲等已開發國家。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

(二) 碳排放

2023 年碳密集型石油和煤炭消費量的增加造成能源相關的溫室氣體排放量創紀錄，能源使用、工業過程、燃燒和甲烷（以二氧化碳當量計）產生的溫室氣體排放量增加 2.1%，能源相關的二氧化碳排放當量第一次超過 400 億噸，而使用能源的直接碳排放量首次超過 350 億噸（如圖 4）。

圖 4 1970-2023 年全球能源及相關的碳排放量變化趨勢（單位：百萬噸）。二氧化碳排放達到創紀錄的 400 億噸二氧化碳當量。



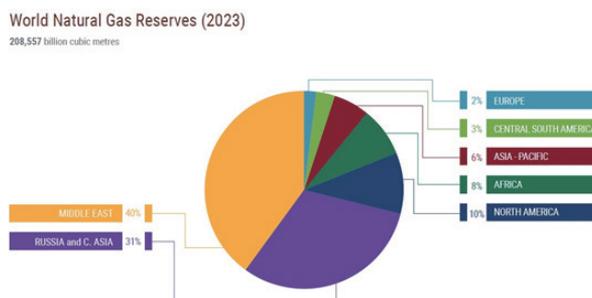
資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

(三) 化石能源

1、天然氣

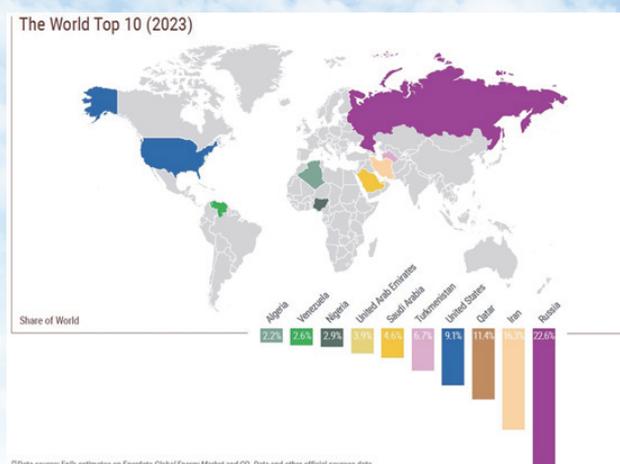
2023 年天然氣可採蘊藏量依據義大利 ENI 石油公司估算為 208,557bcm，較 2022 年略增，前 10 大國家為俄羅斯、伊朗、卡達、美國、土庫曼、沙烏地阿拉伯、阿拉伯聯合大公國、奈及利亞、委內拉、阿爾及利亞，合計 171,568bcm，約佔全球 82%(如圖 5、6)。

圖 5 2023 年全球各地區天然氣可採蘊藏量。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

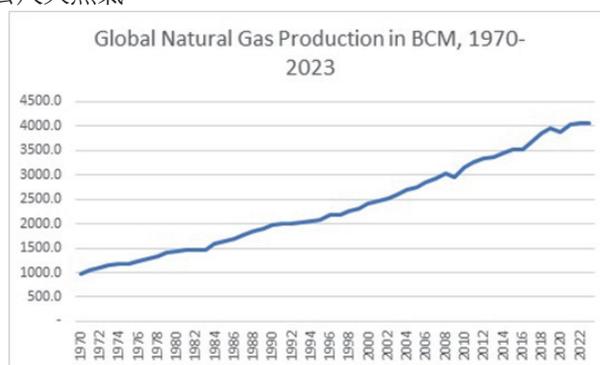
圖 6 2023 年全球前 10 大天然氣蘊藏量國家。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

全球天然氣產量 4059bcm，美國仍然是最大的天然氣生產國，供應量約佔全球供應量的四分之一。歐洲和獨立國家聯合體 (獨聯體 ,CIS) 的產出分別下降約 7% 和 4%，其中俄羅斯聯邦的產量減少 320 億立方公尺 (32bcm)，幅度最大 (如圖 7)。前三大天然氣生產國為美國 (1035.3bcm)、俄羅斯 (586.4bcm)、伊朗 (251bcm)。

圖 7 1970-2023 年全球天然氣產量變化趨勢圖 (單位：10 億立方公尺)。2023 年全球生產 40592 億立方公尺天然氣。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

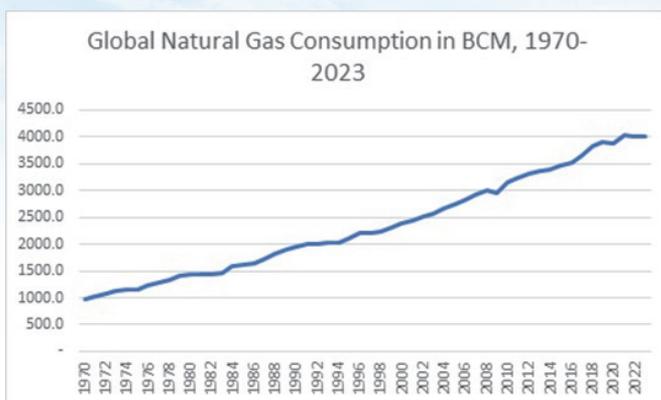
全球天然氣消耗與 2022 年相比保持相對穩定 4010bcm，僅增加 1bcm，未能彌補 2022 年整體需求的下降 (15bcm，0.4%)，僅略高於 2019 年疫情之前的水準。天然氣在全球化石燃料消費中的份額保持在 29% 左右，但其在初級能源消費總量中的份額比 2019 年下降 0.5%。

全球各地區天然氣需求消長有別，亞太地區在中國和印度成長 7% 的推動下，天然氣需求成長近 2%。中國的大幅增長部分被歐盟的放緩所抵消，歐洲

降至 1994 年以來的最低水準，為此天然氣主要生產國挪威、英國和荷蘭的產量下降約 7%。歐盟的放緩導致民用和電力行業的減少。

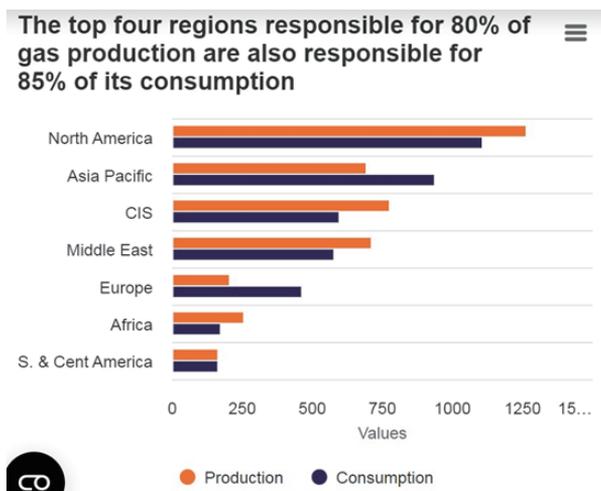
北美、亞太、CIS 和中東前四大地區生產 80% 的天然氣，同時也消耗 85% 的天然氣，僅美國就佔全球天然氣產量的 25%，也佔消費量的 22%(如圖 8、9)。

圖 8 1970-2023 年全球天然氣消費量變化趨勢圖 (單位：10 億立方公尺)。2023 年全球消費 40102 億立方公尺天然氣。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

圖 9 2023 年全球主要地區天然氣生產消費。北美、亞太、CIS 和中東前四大地區生產 80% 的天然氣。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

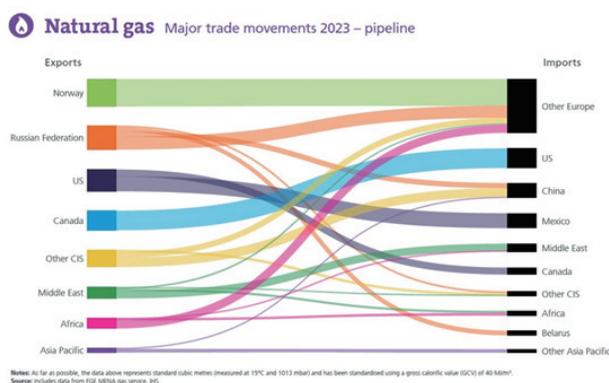
2023 年全球液化和再氣化產能均較 2022 年有所增加，分別達到 645bcm (+2%) 和 1,465bcm (+6%)，其中美國引領液化產能增長 (+5.7bcm)，其次是莫三比克 (+3.8bcm)，而再氣化能力的增加主要在歐洲 (+36bcm，尤其是德國和荷蘭) 及亞洲 (+35bcm，特別是中國、印度和新興的液化天然氣進口市場菲律賓)。

全球液化天然氣供應量增長近 2% (10bcm)，達到 549bcm，增長主要是由亞太地區引發，中國、印度和其他非經合組織亞太國家的需求分別增長 11bcm、2.6bcm 和 7.6bcm，相對的歐洲及經合組織亞太地區國家的液化天然氣需求分別下降 3bcm 和 11bcm。

國際天然氣貿易量包括管道氣和液化天然氣海運，自 2017 年以來多介於 900-1,000bcm 之間，2023 年總體較前一年下降 2.7% 至 936bcm，管道氣和液化天然氣貿易的佔比明顯改變。2023 年全球天然氣管道貿易量下降 8% (35bcm) 至 388bcm，僅佔天然氣貿易總量的 41%。歐洲管道天然氣進口量下降 26% (40bcm)，幾乎完全歸因於減少來自俄羅斯聯邦的供應，估計佔下降的 91%。俄羅斯的供應下降最為明顯，出口量下降 24%(95bcm)，儘管如此，其對中國的出口增長 45%，略高於 21bcm，對其他獨聯體國家的出口增長 53%，達到 7bcm。歐洲最大的管道天然氣供應國仍然是挪威，而從俄羅斯聯邦的進口量下降 42%(50bcm)。俄羅斯在歐盟天然氣進口中的份額從 2021 年的 45% 下降到 2022 年的 24%，再於 2023 年進一步下降到 15%，落後於挪威和美國。

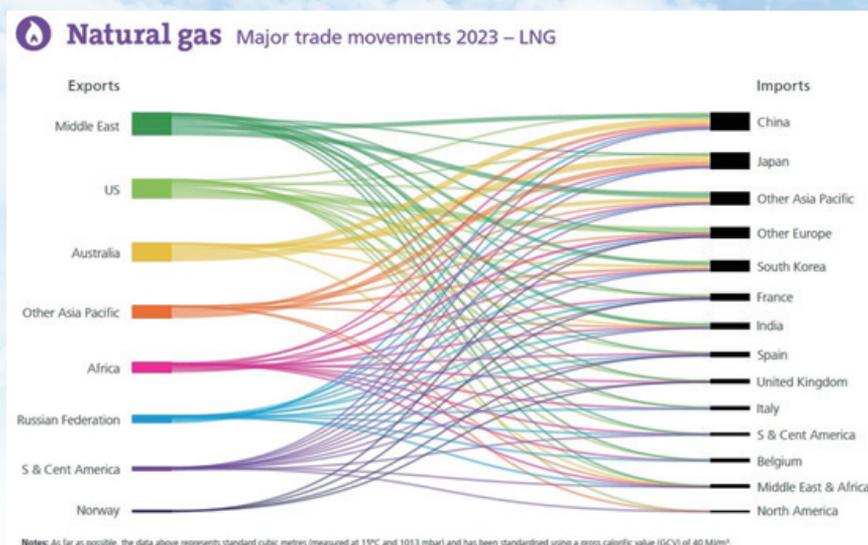
液化天然氣佔全球所有國際天然氣貿易量的近 59%，出口量增長 1.8% 至 549bcm。美國液化天然氣出口量在短短十年中，從 2013 年的僅 0.2bcm 激增至 2023 年的 114bcm，成為全球領先的液化天然氣供應商，並於 2023 年超過卡達和澳大利亞，美國、卡達和澳大利亞合計佔液化天然氣出口總量的 64%。中國超過日本重新成為最大的液化天然氣進口國，其三分之一的進口來自澳大利亞。總體而言，亞太地區佔所有液化天然氣進口的 64%，其中中國、日本和韓國合計佔 45%。歐洲從美國的進口增加 6%，而從俄羅斯進口的液化天然氣保持相對穩定，約為 19bcm(如圖 10、11)。

圖 10 2023 年全球主要管道天然氣進出口交易流向圖。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

圖 11 2023 年全球主要液化天然氣進出口交易流向圖。

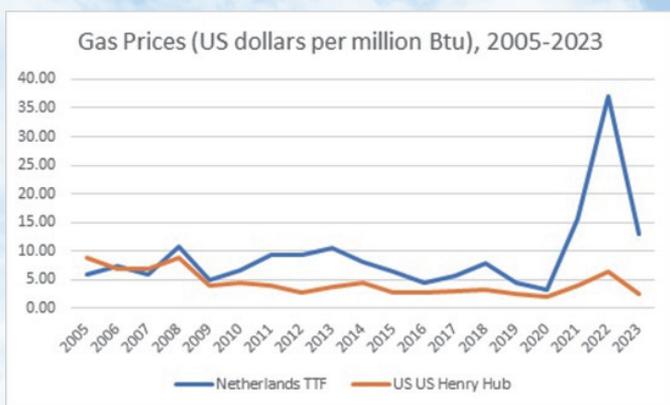


資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

天然氣價格方面，2022 年 2 月俄羅斯入侵烏克蘭衝擊天然氣供應，導致氣價一度創紀錄新高，強勁的波動性及全球液化天然氣流量和國家地緣政治重塑全球市場，所幸在 2022 年和 2023 年供暖季節及 2023 年夏季之後市場逐漸再平衡，有利的氣候條件、價格反應、經濟疲軟和政策行動緩解歐洲與亞洲的天然氣需求，使供應量能夠滿足需求及儲存，價格回穩，儘管對俄羅斯造成相當的損失。

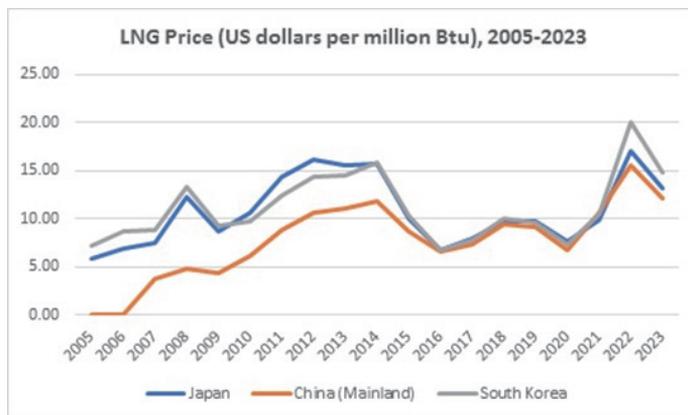
2023 年天然氣價格平均比 2022 年大幅下降約 60%，歐洲 TTF 平均為 12.8 美元 / 百萬英熱單位 (Million British Thermal Units, Mbtu；2022 年為 37.1 美元 / Mbtu)，在 7.3-23.4 美元 / Mbtu 的範圍內劇烈波動。美國天然氣市場疲軟，亨利港 (Henry Hub) 價格回至歷史平均水平，平均 2.5 美元 / Mbtu(2022 年為 6.4 美元 / Mbtu)，回到 2019 年疫情前的水準。亞洲液化天然氣現貨價格平均 15.3 美元 / Mbtu(2022 年為 34.0 美元 / Mbtu)，自 6 月以來相對於歐洲市場回升至溢價水準 (如圖 12、13)。

圖 12 2005-2023 年天然氣價格變化趨勢圖。歐洲 TTF 及美國 Henry hub 平均氣價均大幅回跌。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

圖 13 2005-2023 年液化天然氣價格變化趨勢圖。亞太地區日本、中國和南韓液化天然氣價均回跌。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

2、石油

2023 年全球石油產量每天增加 210 萬桶，達到創紀錄的 9,600 萬桶，美國仍是最大的生產國，產量成長超過 8%。非 OPEC+ 國家的總產量大幅增加，南美洲和中美洲持續快速成長，成長率 11%。相較之下，由於全年受到國際制裁，俄羅斯石油產量下降 1% 以上。

2023 年中國的煉油能力達到每天 1848.4 萬桶，首次超過美國的 1842.9 萬桶，成為產能最大的煉油市場。然而中國的煉油量仍然落後於美國，總體煉油設備利用率為 81.7% 對 86.6%。

石油消耗量有史以來首次超過每日 1 億桶石油，汽油、柴油

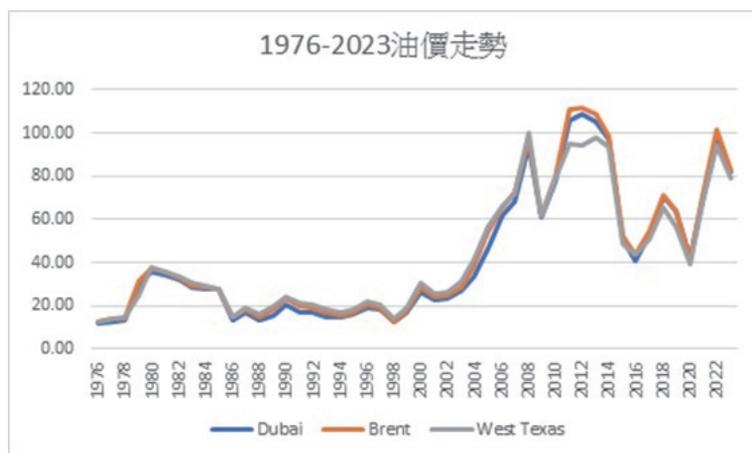
和航空用油消耗量回升到或超過 2019 年的水平。全球汽油消費量每天 2500 萬桶，略高於 2019 年新冠疫情前的水平，但航空用油儘管增長強勁，仍未恢復到 2019 年的峰值。從地區來看，雖然北美的石油消費量小幅增長約 0.8%，但歐洲的需求下降近 1%，至每天 1390 萬桶。相比之下，亞太地區增長 5% 以上，達到 3800 萬桶。中國延長的清零封鎖措施結束，汽柴油需求強勁反彈，比 2019 年疫情前高出 15%。

2023 年布蘭特原油的年平均價格下跌 18%，為 83 美元/桶，但仍比 2019 年疫情前的水準高出約 29%。

2023 年的原油國際貿易量為 21 億噸，與 2022 年相似。中東的出口佔主導地位，佔全球總出口量的 41%。俄羅斯聯邦出口下降 2200 萬噸，但仍位居第二，為 11%。美國佔總出口的份額增加 1%，上升到 9%。在進口方面，中國是最大的進口國，達 6 億噸，佔全球進口量的 27%。歐洲居第二，為 21%，其次是美國 15%。總體而言，中國和印度對俄羅斯聯邦原油的進口增加 53%，而歐洲則減少 72%。

成品油的國際貿易量為 12 億噸，約為原油貿易量的 57%，與 2022 年的水準相似。中東和美國佔總出口量的 44%，分別為 2.7 和 2.6 億噸。亞太地區的進口量為 5 億噸，約佔進口總量的 43%。歐洲是第二大成品油進口國，進口量為 2 億噸，佔總量的 16%，歐洲從俄羅斯聯邦的進口減少 51%(如圖 14)。

圖 14 1976-2023 年原油價格變化趨勢圖。



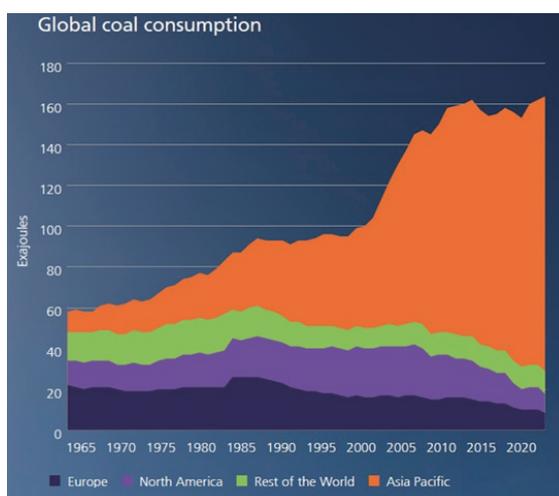
資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

3、煤

2023 年全球煤炭產量持續創歷史新高（179EJ），亞太地區佔全球產出的近 80%，主要集中在澳洲、中國、印度和印尼等 4 個國家，合計佔該地區產出的 97%，光是中國就佔全球煤炭總產量的一半以上。北美洲、南美洲、中美洲、歐洲及獨立國家聯合體的產量均較 2022 年水準下降。

全球煤炭消費量首次突破 164EJ，比 2022 年成長 1.6%。中國是最大的煤炭消費國（佔世界總量的 56%），而印度 2023 年首次超過歐洲和北美的煤炭消費量總和。歐洲和北美的煤炭消費量在過去 10 年中一直在下降，2023 年降至 10EJ 以下，為 1965 年以來的最低水準（如圖 15）。

圖 15 1965-2023 年全球煤炭消費趨勢圖。2023 年首次突破 164EJ，亞太地區佔 82%，持續成長。



資料來源：Statistical Review of World Energy, 2024。

煤炭價格與 2022 年創紀錄的水準相比，平均下跌 46%，歐洲交貨價穩定在 130 美元 / 噸，亞洲交貨價平均約為 125 美元 / 噸。

2023 年國際煤炭貿易量增長近 10%，是 2018 年以來的最高水準。印尼、澳大利亞和俄羅斯聯邦共佔全球出口總額的 70% 左右，僅印尼就佔其中的 40% 左右（佔全球出口總額的四分之一以上）。中國是最大的煤炭進口國，約為 10EJ，幾乎是排名第二的國家印度的兩倍。俄羅斯聯邦出口增長 1.5%，其中中國佔其海外市場的二分之一以上。總體而言，亞太地區佔全球煤炭進口的 82%。歐洲的進口降至 2000 年以來的最低水準。

(四) 其他能源

1、電力

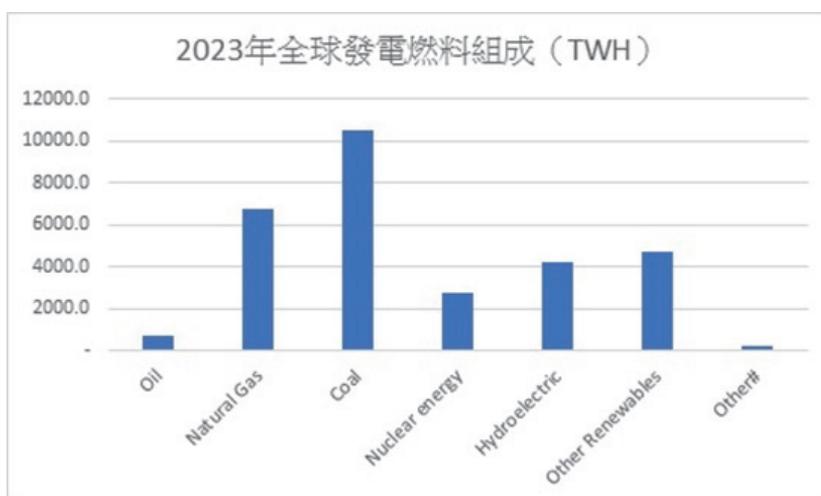
2023 年全球發電量成長 2.5%，達到創紀錄的 29,925TWH，成長率比全球初級能源消費總量的成長高 25%，顯示世界能源系統正在日益電氣化。亞太地區和中東地區的電力需求成長約 5%，而歐洲和北美的電力需求則分別下降 2.4% 及 1%。

對於發電來源，化石燃料佔發電燃料的 60%，較 2022 年略增，煤炭仍是主要發電燃料，比率佔 35% 左右，天然氣佔 23% 左右，燃油發電略高於 2%，可再生能源從 29% 上升至 30%，核電維持在 9%。

從區域層級來看，南美洲和中美洲的再生能源成長貢獻率最高，達 72%，巴西風能和太陽能分別增長 17% 及 71%，佔該地區電力需求的 40% 以上。由於中國新建核電廠和法國及日本核電廠恢復運行，核電份額保持在 9% 左右。

2023 年電網規模電池儲能系統 (Grid-scale battery energy storage system, BESS) 容量大幅增加一倍以上，達到 56GW，其中近 50% 的裝機容量來自中國 (如圖 16)。

圖 16 2023 年發電燃料動力來源組成。煤炭發電佔比仍居首位 35.1%，天然氣發電佔比 22.5%，太陽能和風能發電量大幅增長創歷史新高達 15.9%。



資料來源 :Statistical Review of World Energy,2024。

2、可再生能源 - 太陽能和風能

太陽能和風能是水力發電之外的可再生能源的兩大支柱，能源轉型及減碳的關鍵，近年來快速發展。2023 年全球太陽能和風能裝機容量合計 2436GW，持續增長，比 2022 年的 1974GW 高出約 462GW(23.4%)，其中太陽能裝機容量新增 346GW(增加 75%)，四分之一的成長在中國，歐洲的太陽能裝機容量新增 56GW。風能建設創新紀錄達 1017GW，新增 115GW，約 66% 在中國，總裝機容量相當於北美和歐洲的總和。

3、生物燃料

生物燃料是化石燃料的替代品，包括 54% 的生物汽油及 46% 的生物柴油。美國、巴西和歐洲約佔全球生物燃料消費量的四分之三。2023 年全球生物燃料日產 207 萬桶油當量，增長 8% 以上，其中美國 80 萬桶，每天增加 7 萬 5 千桶，巴西增加 6 萬 5 千桶，增幅最大。亞太地區日產 42.2 萬桶，印尼佔 46% 左右。

4、核能發電

2023 年全球核能發電總裝置容量小幅下降，但核電廠發電量達 2737.7TWH，仍成長 2%，比 2019 年新冠疫情前低 58TWH，比 2006 年的高峰期低 2%。

中國的核能發電新產能建設持續處於領先地位，自 2000 年以來佔全球新增核電容量中約 60%。2023 年底中國開始示範商業運營陸上小型模組化反應器 (Small Modular Reactor, SMR)，是世界上第一個採用最新第四代技術，並納入固有安全系統的計畫。日本在 2011 年福島核事故之前，核能發電佔總電力需求的 25%，核災一度重挫核能發電，但近年又逐步恢復核電機組運行，2023 年核電產量增加 50%，達到 77.5TWH，佔電力需求的 8% 左右。法國核電站從 2022 年的長期停運中恢復過來，但德國在 2024 年初關閉剩餘的最後三部核電機組，總計歐洲的核電產量下降 1%。美國儘管核電發

電量保持相對平穩 (2023 年 816.2TWH)，但仍等於第二與第三大核電運營國中國 (434.7TWH) 和法國 (338.2TWH) 發電量的總和。

5、主要能源相關礦物

2023 年全球與能源系統相關的重要礦物產量繼續以每年平均 4% 左右的速度增長，僅銅產量在過去十年中平均成長率略低於 2% (2023 年下降 1.6%)。亞太地區生產近 70% 對製造鋰離子電池至關重要的金屬和材料，中國是全球領先的精煉鈷生產國和消費國，近 87% 的鈷消費量用於鋰離子電池產業，另外生產全球近 20% 的鋰及供應約 74% 的石墨。非洲佔全球鈷產量的近 75%，其中剛果民主共和國約佔 96%。葡萄牙擁有歐洲最大的鋰儲量 (約 6 萬噸)，過去主要用於生產玻璃器皿和陶瓷，近年來進入鋰電池市場。

金屬和材料的價格較 2022 年的高點全面下跌約 26%。跌幅最大的是鈷 (-47%)、針狀焦 (-36%) 和碳酸鋰 (-32%)，銅及天然石墨的價格分別下跌 4% 和 15%，但主要金屬和礦物的全球產量、價格目前都高於 2019 年新冠疫情前的水平，碳酸鋰的價格比疫情前高出約 400%，銅的價格則高出約 140%。

(五) 區域能源概覽

全球初級能源消耗自 2021 年新冠疫情緩解，各國解封以來，連續第二年創下新紀錄，非經合組織國家 (non-OECD) 的份額和年增長率均佔據主導地位，且化石燃料繼續支撐經濟發展，佔其能源結構的 84%。

從全球看來，北方已開發國家和南方 (含亞太地區) 未開發及開發中國家之間的能源對比相當鮮明，未開發和開發中國家的初級能源消耗量早在 2014 年首次超過已開發國家，2023 年達到總能源消耗量的 56%，增長率是全球平均值 2% 的兩倍，其中亞太地區貢獻全球南方 85% 的需求 (相當於全球需求的 47%)，主要是中國、印度、印尼、日本和韓國的經濟主導。2023 年南美洲和中美洲及亞

太地區的能源增長率高於全球平均水準，而非洲總需求下降 0.4%。全球用電量持平，北美和歐洲的電力需求分別下降 -1% 和 -2%，主要是受到能源效率法規、節能照明及不斷變化的消費者習慣所影響。

1、能源取得、效率和永續性

2023 年非洲和南亞的能源需求總量不到世界能源需求的 10%，單位人口能源需求水準非常低，但由於經濟體發展中、人口眾多、能源獲取率低，這些地區未來的能源需求可能會大幅增加。歐洲、南美洲和中美洲是國內生產總值能源消耗及二氧化碳強度均低於全球平均水準的地區。

2023 年全球 75 億人口中估計約有 7.5 億人（十分之一）無法用電照明、冷藏食物或在氣溫升高時保持涼爽，約 26 億人仍依賴木炭等高污染的生物質燃料、煤炭和動物糞便來取暖及烹飪。各地區人口規模與能源消耗之間的關係有明顯的地理差異，在非洲、南亞、南美洲和中美洲，人均能源消耗量為 0.3 拍焦 (Petajoule,PJ)，與北美、獨聯體和中東形成鮮明對比，這些地區的人均能源消耗量為 1.8PJ，尤其在北美是全球平均 1.1PJ 的兩倍多。

人均溫室氣體排放量也有類似的情況，非洲、南亞、南美洲和中美洲的人均溫室氣體排放量每年為 2 噸二氧化碳當量，而全球每人年平均排放量為 6.7 噸。北美、獨聯體和中東的平均排放量為 11.5 噸，幾乎是全球平均值的兩倍。亞太其他地區是個例外，其人均能源消耗略低於全球平均水平，但人均溫室氣體排放量比全球平均水平高出 0.7 噸，主要由於中國是世界上最大的煤炭消費國和第二大石油消費國。

2、能源安全

除能源的永續性和可負擔性之外，能源的安全供應也是能源三難的關鍵之一。2023 年石油、天然氣和煤炭的國際貿易總額比 2000 年增加 53%。能源貿易供應因 2000 年代初期開始的非傳統石油和天然氣（頁岩油和頁岩氣）成長而發生變化，過去 10 年裡，北美地區因此從能源淨進口國轉變為能源

淨出口國。2023 年北美石油產量比國內消費量高出 16%，而天然氣產量比需求量高出 14%。歐洲自 1980 年代以來一直是能源淨進口國，2023 年歐洲最匱乏的能源是石油，產量只能滿足需求的 23%，天然氣產量也只能滿足 44%，煤炭較不嚴重，產量可以滿足需求的 58%。亞太地區與歐洲一樣，自 20 世紀 80 年代以來，一直是能源淨進口國，初級能源需求量最高，2023 年消耗 292EJ，佔全球總需求量的 47%，其最大的能源缺口也是石油，產量只能滿足其消費量的 19% 左右，天然氣狀況較為樂觀，產量能夠滿足 74% 的需求，而煤炭產量在 2023 年有盈餘，供應量超過該地區的需求量 5%。

結語

2023 年全球初級能源消耗量持續創歷史新高，化石能源佔比雖有微降，仍超過 80%，可再生能源在風能和太陽能的快速推動下大幅成長，但佔比仍低，未達 10%。隨著能源消耗的增加，二氧化碳排放也創紀錄。整體看來全球能源轉型的進展緩慢，但不同地區進展程度有別，已開發經濟體的化石燃料需求出現達到頂峰的跡象，而未開發和開發中經濟體的經濟發展和生活品質的改善仍持續推動化石燃料的增長。

2023 年聯合國氣候變化大會世界各國政治領導者已取得能源轉型和減碳共識，展現減少依賴化石燃料的雄心，然而僅有雄心壯志是不足的，應該清楚認識能源狀況，付諸實際行動，推動使用清潔能源，減少碳排放。

參考文獻

- 一、Energy Institute:Statistical Review of World Energy.2024/73rd edition.
- 二、ENI:World Energy Review.2024-10-14.



**百齡荔樹 . 永續傳承
你我用心、安全放心 使用欣高、屢創新高**

廣告

國際碳中和合成天然氣技術展望

臺灣經濟研究院助理研究員 黃彥翔

前言

因應氣候變遷日趨加劇，聯合國政府間氣候變遷小組 (IPCC) 警示全球碳排放量需於 2030 年前減半，並於 2050 年前達成淨零排放 (net zero emissions)，而迄今已有超過 140 個國家宣誓承諾「淨零排放目標」，約涵蓋全球溫室氣體排放量之 88%，形成全球氣候行動共識（如圖 1）。2023 年聯合國環境規劃署 (UNEP) 發布的排放差距報告中，指出全球碳排量卻不減反增，為使全球暖化的升溫幅度控制在攝氏 1.5 度內，加速低碳發展的轉型迫在眉睫。

圖 1 全球淨零排放目標規劃



資料來源：National Public Utilities Council(2023)。

對於天然氣產業而言，為解決燃氣所排放的二氧化碳，各國持續研發將二氧化碳與氫氣合成的低碳甲烷技術 (e-methane)，透過將二氧化碳作為人工合成的天然氣，達到抵換天然氣燃燒的排碳量，以維持碳中和效益。隨著 2023 年聯合國氣候變化框架公約第 28 屆締約方大會於第二代綠氫標準 (Green Hydrogen Standard 2.0) 將合成天然氣納入綠色氫衍生物範疇，促進各國對於合成天然氣技術的普及，可望持續降低相關製程成本，實現能源轉型。

一、面對天然氣減碳挑戰，提供前瞻技術選擇

在世界各國中，日本係最早發展合成天然氣技術的國家，早在 1993 年即有學者提倡可透過將二氧化碳與以再生能源發電所產生的氫氣結合，製造主要成分為甲烷的合成天然氣，後續透過回收用戶燃氣排放的二氧化碳，又能作為甲烷化原料再利用，形成循環供應鏈。同時歐盟為實現能源減碳目標，近年亦積極研發低碳氫及其衍生物的相關技術，其中合成甲烷已被視為發展重點，透過將燃燒甲烷時排放的二氧化碳量，與回收的二氧化碳量相互抵銷，有助於達到碳中和之效益（如圖 2）。

圖 2 合成天然氣技術說明示意圖

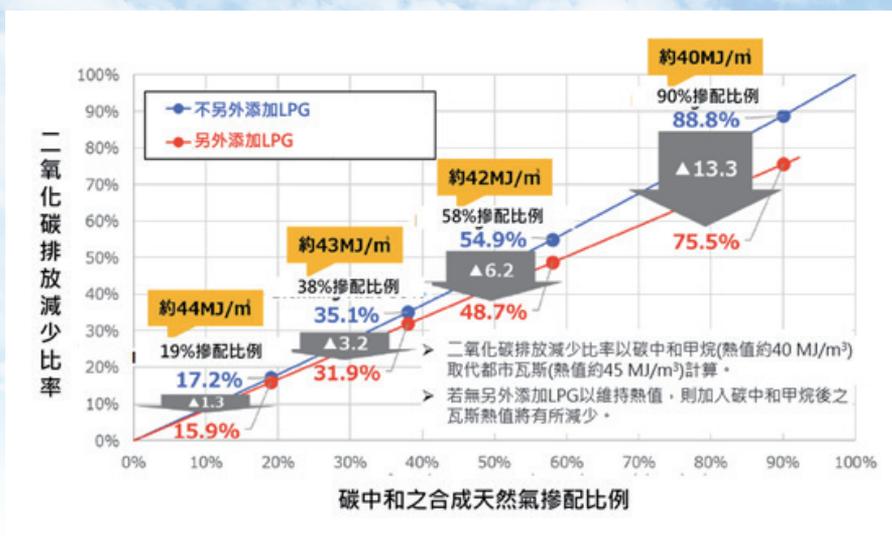


資料來源：日本經濟產業省 (2024)。

（一）日本規劃提高合成天然氣摻配比例，降低都市瓦斯碳排

鑒於合成天然氣具有低碳能源之特性，日本經濟產業省 (METI) 已於「綠色成長戰略」規劃提高合成甲烷摻配比重，以期於 2050 年都市瓦斯供應達成碳中和。按照 METI 評估 (如圖 3)，當合成天然氣的摻配比例達到 19%、38%、58% 及 90% 時，應可分別減少約 17.2%、35.1%、54.9% 及 88.8% 的碳排量。惟考量摻配後的都市瓦斯熱值將由 45MJ/ 立方公尺下降至 40MJ/ 立方公尺，為維持供氣穩定，政府於未來 15 年至 20 年間將定期檢視供氣熱值變動對家用爐具之影響，以逐步過渡，並規劃於 2045 年後將標準熱值下修至 40MJ/ 立方公尺。

圖 3 摻配合成天然氣之減碳效果



資料來源：日本經濟產業省 (2022)。

(二) 歐洲明定合成天然氣減碳標準，積極開發各項應用

歐洲沼氣協會 (European Biogas Association, EBA) 亦指出，合成甲烷技術可幫助歐盟實現再生能源指令 (RED III) 所要求的再生能源占比目標，透過於合成天然氣製程中以再生能源電解氫氣，或係採用生質碳氧化獲得的二氧化碳，可使合成天然氣的溫室氣體排放量較化石燃料減少 70% 以上，符合非生物來源的再生能源 (RFNBO) 標準，有利於促進能源轉型進程。

就現況而言，目前以德國、法國為首，歐洲所生產的合成甲烷約有 51% 將直接混入於天然氣管網系統中，有助於因應冬季用量較高的季節性用氣需求。而 EBA 更看好未來合成天然氣作為能源載體的效益，相較電池或其他以氫氣、氨氣之電轉氣儲能選項，合成天然氣可直接運用現有的天然氣基礎設施，將太陽能、風能產生的多餘能量以甲烷的形式予以存儲，有助於平衡間歇性再生能源之發電過剩情形，提供更多能源使用的彈性。

二、因應碳排政策目標，各國積極布局產能

儘管合成天然氣具有低碳能源、綠電儲能等效益，惟就現有技術而言，生產成本昂貴係甲烷化技術實用化最大的課題。為商業化生產合成天然氣，目前各國能源公司紛紛進行聯合可行性研究，逐步形成跨國供應鏈，優先在再生能源較為低廉的國家就近生產合成甲烷，而綠電成本昂貴的國家則選擇自國外進口。

依據國際能源總署（IEA）統計，若目前已簽署的合作協議內容，最終均順利達成最終投資決定（FID），全球 e-methane 出口產能應可在 2030 年達到 10 億立方公尺以上，主要出口國家包含美國、澳洲、芬蘭等國家。

（一）日本業者致力尋求合成天然氣進口方案

國際上日本係最積極簽署進口 e-methane 協議之國家，為實現 2030 年將國內都市瓦斯消費量的 1% 替代為合成天然氣的減碳路徑，東京瓦斯、大阪瓦斯、東邦瓦斯及三菱公司已於 2023 年與美國 Sempra 公司完成在德州、路易斯安那州，以綠氫與回收二氧化碳合成天然氣的可行性研究，預計自 2030 年起每年自 Cameron LNG 進口 1.8 億立方公尺的貨氣；大阪瓦斯另與美國 Tallgrass 公司及乙醇生產公司 Green Plains 達成協議，以藍氫與由乙醇衍生的二氧化碳合成天然氣，預計自 2030 年起每年自 Freeport LNG 進口 2.8 億立方公尺的貨氣等，日本合成天然氣海外發展計畫如表 1 所示：

表 1 日本合成天然氣海外發展計畫

事業	出口國	生產量	概況
京ガス、三菱商事、美國 Sempra、大阪ガス、東邦ガス	美國	13 萬公噸	聯合研究建立於美國墨西哥灣沿岸製造合成天然氣並海外運輸之供應鏈。
京ガス、Petroleum Nasional Berhad、住友商事	馬來西亞		馬來西亞進行商業性綠氫與合成天然氣生產研究。
東京ガス、Shell Eastern Petroleum			進行甲烷化、氫氣、生物甲烷、CCUS 等脫碳研究。
京ガス、Santos Ventures	澳洲	6 萬公噸	澳洲中東部庫柏盆製造合成天然氣並出口至日本。
京ガス、Abu Dhabi Future Energy Company PJSC - Masdar、INPEX、大阪ガス	阿拉伯		研究綠氫和二氧化碳等原料從採購、生產和運輸之經濟效益。
Osaka Gas USA、Tallgrass、Green Plains	美國	20 萬公噸	於美國中西部採生質能衍生二氧化碳和藍氫製造合成天然氣。
大阪ガス、丸紅、PERU LNG	秘魯		秘魯製造合成天然氣之可行性研究。
Osaka Gas Australia、Santos	澳洲	6 萬公噸	製造合成天然氣並出口至日本。

東邦ガス、Santos Ventures	澳洲	3 萬公噸	製造合成天然氣並出口至日本。
TotalEnergies、Tree Energy Solutions (TES)	美國	10~20 萬公噸	綠色氫和生質能衍生二氧化碳製造合成天然氣之商業可行性。

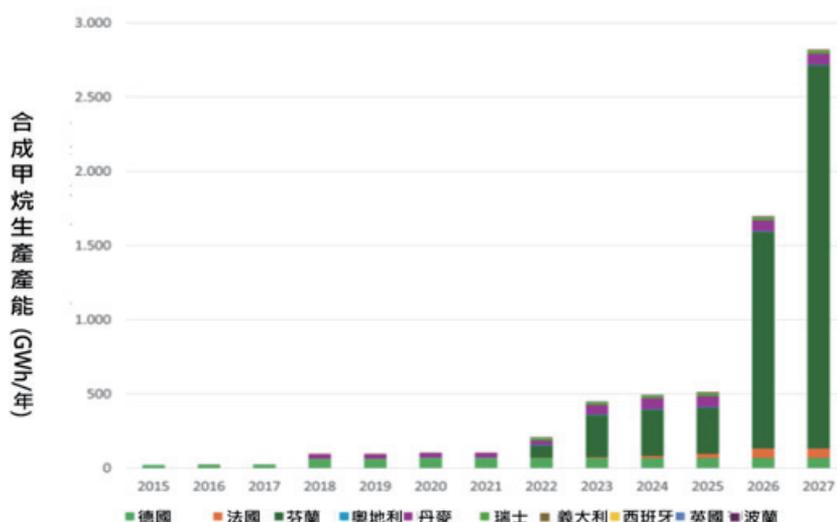
資料來源：JOGMEC(2024)。

(二) 歐洲業者加速開發合成天然氣產能

歐洲各國則係以自行生產合成天然氣為主，自 2015 年起已逐步建置合成天然氣生產設施，依據 EBA 統計，歐洲 e-methane 產能在過去數年間快速增長，由 2015 年 20GWh 顯著提高至 2023 年 449 GWh。其中多數產能集中在芬蘭，主要用於壓縮沼氣 (Bio-CNG) 或液化為生質液化天然氣 (Bio-LNG) 作為替代運輸燃料；德國則有歐洲最多的 14 座 e-methane 生產廠，以利將合成天然氣注入各地區的天然氣輸送管網內。

隨著歐洲議會於 2024 年通過氫能與脫碳氣體市場套案 (hydrogen and decarbonised gas markets package) 後，各國將加速能源轉型，並增加低碳氫與其衍生物的使用。因此 EBA 預期未來歐洲 e-methane 產能將加速提高，並在 4 年內增加 20 座生產設施，至 2027 年底每年產能將能夠達到 2,820GWh (約等於 2.5 億立方公尺，如圖 4)。

圖 4 2015-2027 年歐洲合成甲烷產能



資料來源：EBA(2024)。

為配合 RFNBO 標準，EBA 預估 2027 年 55 座 e-methane 生產廠中，至少有 44 座以綠氫與燃燒生質物衍生的二氧化碳所合成，僅 11 座以灰氫或由工廠製程衍生的二氧化碳製造，以期有效降低生產過程所排放的溫室氣體。

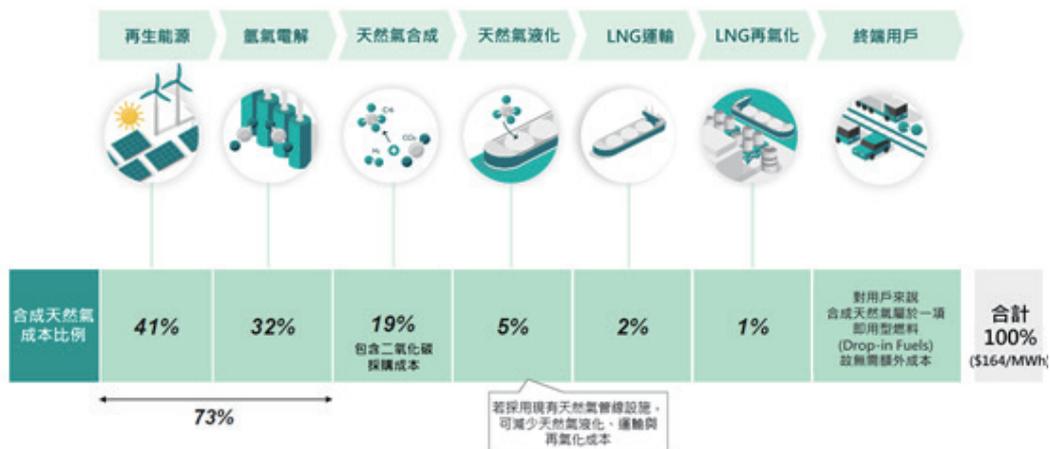
三、剖析合成天然氣成本結構，展望未來成本下降因素

(一) 合成天然氣生產成本現況

按比利時能源解決方案公司 (Tree Energy Solutions, TES) 分析，在氫氣生產成本為 4 美元 / 公斤下，目前合成天然氣的生產成本大約需要 164.3 美元 / MWh，經換算約 48.1 美元 / mmBtu 的成本，明顯高於最近三年平均的 LNG 進口成本（包含韓國 15.2 美元 / mmBtu、我國 14.4 美元 / mmBtu、日本 13.8 美元 / mmBtu、中國大陸 13.2 美元 / mmBtu），顯示現階段合成天然氣生產成本尚難與進口 LNG 競爭，短期內無法實現合成天然氣之普及。

實務上合成天然氣的生產成本約有 73% 係屬氫氣原料成本，主要包含電解氫氣所需的綠電電費與氫氣生產設備成本；而二氧化碳採購成本與甲烷化（methanation）工廠之建置、營運成本則約占 19%。另由於目前供應的天然氣主要成分即為甲烷，合成天然氣可直接運用現有管線設施輸送，因此降低天然氣液化、運輸與氣化成本至整體生產成本的 8%（如圖 5）。

圖 5 合成天然氣生產成本結構

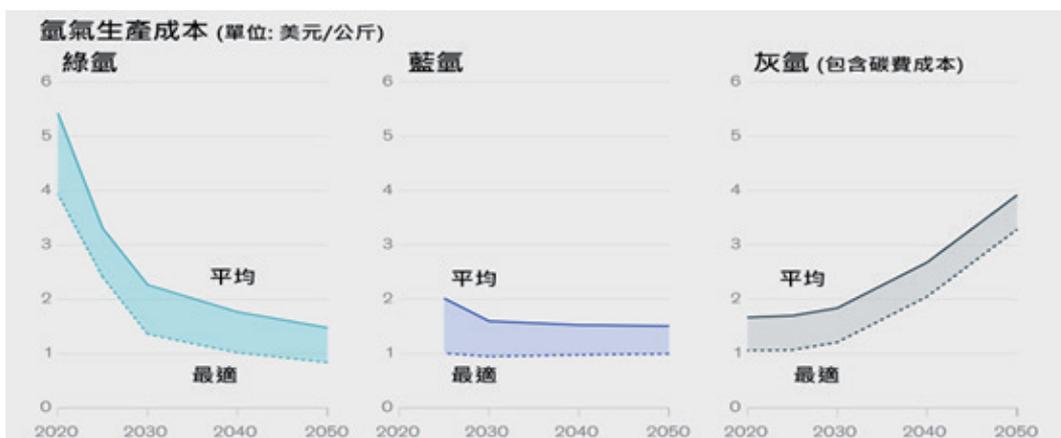


資料來源：TES(2024)。

(二) 展望未來生產成本下降趨勢

TES 指出雖然目前合成天然氣的生產成本尚無法與傳統天然氣競爭，不過在技術發展下，未來產品均化成本應能夠實現成本減半而有助於合成天然氣的普及。特別係氫氣原料成本將隨著各國氫能發展戰略的執行，在資金挹注下加速技術開發，參照麥肯錫 (McKinsey) 預測 2030 年全球綠氫、藍氫的計畫產能將達 2,600 萬噸 / 年，在產能增加逾 4 倍下，綠氫平均生產成本將可降至 2 美元 / 公斤 (約 64 元新台幣 / 公斤)，較 2020 年減少約 60%。McKinsey 並預期氫氣成本將持續下降，2050 年生產成本可望較 2020 年進一步減少約 75%，未來氫氣生產成本預測如圖 6 所示：

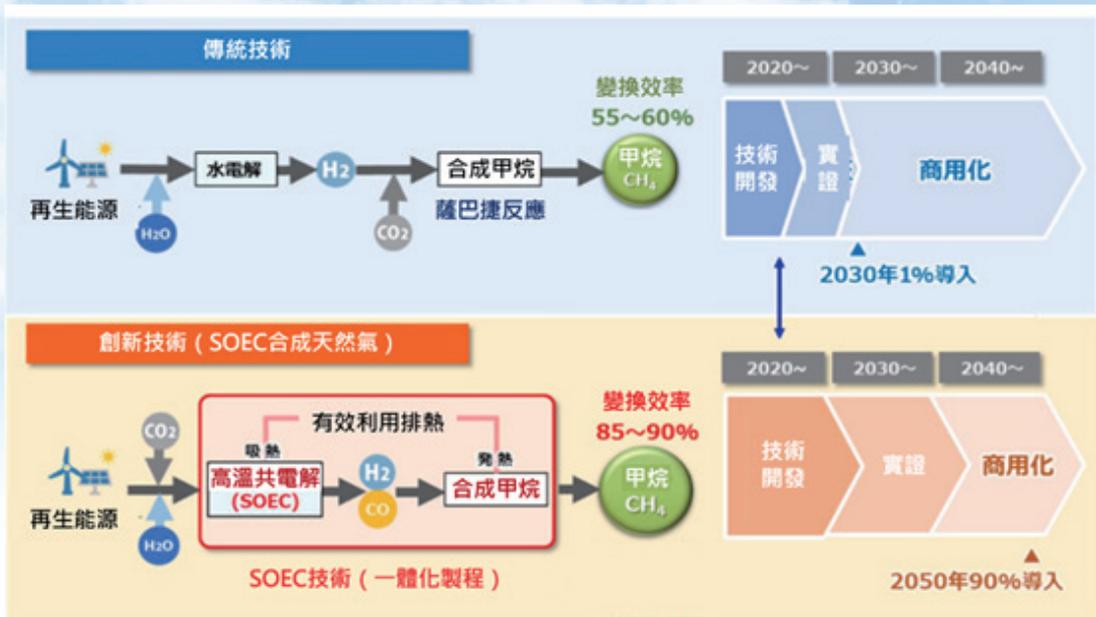
圖 6 全球氫氣生產成本預測



資料來源：McKinsey(2022)。

除氫氣成本之外，合成天然氣製程的甲烷化費用，亦可望透過技術開發以削減成本。以日本大阪瓦斯為例，該事業近年透過開發固態氧化物電解電池 (Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC)，同步進行水電解與甲烷合成的化學反應，從而降低製程耗電量，改善能源轉換效率，由此降低合成天然氣的生產成本，以期在 2040 年如期將 SOEC 設備投入商用 (如圖 7)。

圖 7 日本合成甲烷技術發展規劃



資料來源：大阪瓦斯 (2024)。

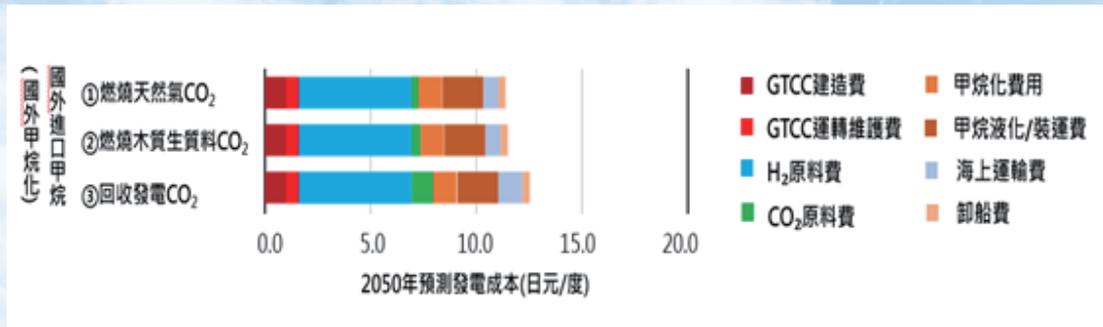
(三) 概估 2050 合成天然氣生產成本

參照日本電力中央研究所 (CRIEPI) 對於將合成甲烷運用於燃氣輪機複合發電設備 (GTCC) 的可行性研究，該機構指出隨著相關技術持續發展，2050 年時合成天然氣成本可望較目前的成本水準顯著降低，屆時應可透過 LNG 船進口液化甲烷，作為碳中和的發電燃料。

展望未來合成天然氣技術，CRIEPI 指出若將合成甲烷用於發電，在不同減碳考量之下，可透過三種不同來源的二氧化碳以合成甲烷，包含使用燃氣產生的二氧化碳 (50% 減碳)、回收燃氣電廠發電過程產生的二氧化碳 (90% 減碳) 與使用生質料來源的二氧化碳 (碳中和)。

而按照 CRIEPI 預估 2050 年綠氫生產成本有望實現減半，同時甲烷化費用亦將減半，且二氧化碳回收費用隨日本「碳循環技術路線圖」可將技術成本降低為現行成本的 1/5 下，2050 年於國外生產合成甲烷，並進口用以發電的單位成本約為 11.4 至 12.5 日元 / 度 (約 2.4 元至 2.7 元新台幣 / 度，如圖 8)。

圖 8 2050 年合成天然氣生產成本預估値



資料來源：CRIEPI(2021)。

其中 CRIEPI 預期單就將取得氫氣原料，並送至甲烷化工廠生產合成甲烷的成本單價約需 6.8 至 7.5 日元 / 度（約 1.4 元至 1.6 元新台幣 / 度），較目前合成天然氣所需之成本單價 26.6 日元 / 度（約 5.6 元新台幣 / 度）降低至 1/4，顯示合成天然氣技術將更具成本效益，提高其作為低碳能源選項之可行性。

四、國外經驗可供我國借鏡之處

相較日本、歐洲各國已著手擘劃合成天然氣技術的發展藍圖，目前我國 2050 年淨零排放路徑上尚未有具體規劃，惟對於著手研討合成天然氣技術作為次世代能源選項，應有其必要性，敘述如后：

（一）合成天然氣為使用便利的減碳能源方案

目前多國已積極布局能夠將二氧化碳與綠氫、藍氫結合以製造合成天然氣的技術，主要考量 e-methane 能夠藉由既有管線設施進行輸送，若使用氫氣供應民生用氣或將其用以發電，不僅需另外投入可觀基礎建設成本，亦需考量輸氫管線脆化，而影響供氣安全的風險。

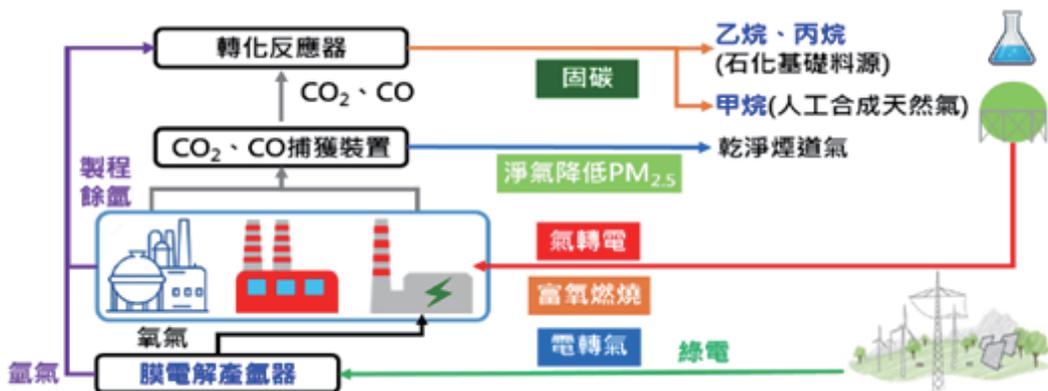
同時由日本「綠色成長戰略」的天然氣脫碳路徑可見，當合成甲烷摻配比例達到 90% 最終目標時，最大可減少約 88% 之碳排放量，而其供氣熱值僅減少 11%。相較之下，依據我國中技社分析，由於氫氣的熱值僅 3,000 仟卡 / 立方公尺，混氫後天然氣供應熱值將明顯降低，當混氫 20% 會使熱值降至約 8,400 仟卡 / 立方公尺，不利於滿足社會大眾用氣或電力公司發電之需求。是以選擇甲烷化技術進行天然氣減碳轉型，有助於我國逐步立足於未來碳中和社會。

(二) 合成天然氣可扮演綠電儲存載體之角色

國際上亦樂觀看待未來合成天然氣作為能源載體之效益，相較電池或其他以氫氣、氨氣之電轉氣儲能選項，合成天然氣可直接運用現有之天然氣基礎設施，將太陽能、風能產生的多餘能量以甲烷的形式予以存儲，有助於平衡間歇性再生能源之發電過剩情形，提供更多能源使用之彈性。

而隨著我國未來綠電發電比例逐年增加，合成天然氣能夠於能源系統扮演整合太陽能、風能等間歇性再生能源之角色，透過「可逆電轉氣儲能系統」等碳循環技術，可在電力不足時，將合成甲烷之熱量以燃氣輪機或燃料電池轉換為電能，有助於大規模、長時間進行綠電能源的調節，如圖 9 所示：

圖 9 未來碳循環技術示意圖



資料來源：經濟部技術處 (2020)。

結語

綜上所述，儘管現階段合成天然氣技術之生產成本仍居高不下，惟對於能源產業之碳中和目標，具備可觀發展潛力，故建議我國天然氣產業應持續關注合成天然氣相關技術研發情形，掌握氫氣、二氧化碳原料成本，與電解設施、甲烷化設備建置成本隨技術演進之縮減情形，評估進口合成天然氣之可行方案，參考日本瓦斯公司與國外 LNG 經營商之運營模式，在綠電價格較便宜之地區生產氫氣，並於當地進行甲烷化製程，再將合成天然氣運回國內，形成低碳新氣源。

参考文献

- 一、Omri Wallach, “Race to Net Zero: Carbon Neutral Goals by Country” ,National Public Utilities Council,2023/09,<https://www.visualcapitalist.com/sp/race-to-net-zero-carbon-neutral-goals-by-country/>.
- 二、日本経済産業省, “ガスだって、「カボンニュートラル」に!” ,2024/03, https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/what_is_methanation.html.
- 三、日本経済産業省, “「トランジションファイナンス」にするガス分野における技術ロードマップ” ,pp.25,2022/02.
- 四、Gabriella Papa,Mieke Decorte,Anna Venturini and Fanny Lamon, “Mapping e-methane plants and technologies” ,European Biogas Association,pp.9~30,2024/09.
- 五、International Energy Agency, “E-methane: a new gas for a net-zero future?” , pp.9~10,2024/09.
- 六、東京ガス株式会社合企部エネルギー技術G, “ガスの炭素化に向けた東京ガスの e-methane の取り組み” , 立行政法人エネルギー金物資源機構 (JOGMEC),pp.7~9,2024/05.
- 七、Tree Energy Solutions, “eNG's role for net-zero future” ,pp.6~7, 2024/09.
- 八、Bernd Heid et al., “Five charts on hydrogen’ s role in a net-zero future” ,McKinsey,2022/10,<https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/five-charts-on-hydrogens-role-in-a-net-zero-future>.
- 九、大阪ガス株式会社, “SOEC メタネシンのラボスケル試装置の完成と試施について～世界最高率の e-メタン製造技術の開に挑～” ,2024/06.
- 十、Kazuki Tainaka et al., “Economic and Environmental Evaluation of Power Generation with Overseas Hydrogen using Methanation” ,Central Research Institute of Electric Power Industry,pp.5~18, 2021/03.
- 十一、王逸萍、羅仁聰、盧信宏、賴璋、李昱勳, 「至2030年氫能技術發展」, 財團法人中技社, 頁 89~126, 2024年2月。
- 十二、經濟部技術處, 「碳循環關鍵技術開發計畫」, 頁 8~9, 2020年9月。

「二要二不要」

全民防詐騙、守荷包

天然氣定檢



要

電話查證



要

確認公司名稱



不

接受推銷



不

現場付費



廣告

論國際海運船舶推動 LNG 燃料計劃

資深石化人 謝俊雄

前言

國際海事組織 (International Maritime Organization, IMO) 負責監管國際航運的溫室氣體排放，為配合全球於 2050 年達成碳中和的策略，自 2000 年起陸續推出能源轉型方案，且付諸實施。

海運業對當今全球化世界至關重要，依據相關機構發表之報告，海運業約占貿易商品運送量之 90%(OECD,2023；UKRI,2023)。另一方面，海運業在生意興隆之餘，其運輸船隻溫室氣體的產生亦甚驚人，估計約占全球二氧化碳排放量的 2.5%，2019 年已達到每年 9.40 億公噸 (Balcombe et,al,2019)，2022 年更拉高至 78 億公噸。本文針對海運業對燃料的運用，分析未來相關走向。

一、今日之船用燃料

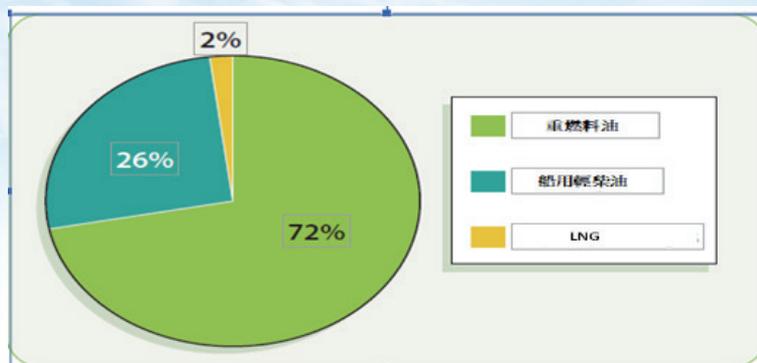
拜世界貿易興盛之賜，海運業在經濟發展中扮演要角，與晶片、AI 等新興行業並駕齊驅，互爭頭角。近年我國經濟動能強健發展，對海運業貢獻極大，尤其在股市衝破兩萬點時期，亦成為關鍵性的要角，在不時出現貨櫃欠缺可見一般，象徵此行業的欣欣向榮。

外貿的興盛，彰顯經濟的動能，海運業是將此一力量推向海外的一支不可或缺의 尖兵。當龐然大物的貨輪、載運觀光團體的豪華郵輪，馳騁於五湖四海，透過各種型式的貨輪，將鐵礦砂、石油、木材等初級原料輸送到工廠做原料，並將琳瑯滿目的商品運抵海外的各個角落，對全體人類的生活做出無以倫比貢獻，無疑國際海運已成為文明不可或缺的一環。

港口內外的巨型海運輪船，其驅動及在大洋中日以繼夜航行千里，需耗費極大量的燃料產生引擎動力，早期帶給人們的印象是大型煙囪冒出濃濃的黑煙，或灰色水氣、煙霧混合氣，此番景象極其顯眼，亦成為焦點，然而卻是排放燃燒廢氣，傷害地球環境元兇的溫室氣體。拜造船技術進步之賜，輪船煙囪冒出明顯煙霧，雖趨於少見，惟因重油燃料的使用，排放的廢氣對氣候變遷的影響仍大，不可忽視。

航運業嚴重依賴化石燃料的使用，如碼頭貨物裝卸、船上發電和船舶推進等，由昔至今，所依賴的各種燃料，如重燃料油、低硫燃料油、船用輕柴油、船用柴油等，至於液化天然氣的使用，處於起始階段，圖 1 顯示 2015 年海運業燃料使用的百分比。

圖 1 世界不同海運船舶燃料使用占比 %(2015 年)



資料來源 :Decarbonisation magazine , May , 2023.

一直以來船用燃料也被稱為船用燃料油 (Bunker C fuel oil)，對船舶和其他船隻提供動力至關重要。依據其成分、精煉程序及用處，區分不同類別，供應各類型與大小的船舶、設備使用。

煉油廠中經蒸餾程序得出的柴油，供船上柴油引擎使用，比重約 0.8 左右，與一般車用柴油品質略同。大型海運輪船所用燃料油，過去也曾經以 A、B、C 三級分類，依比重、含硫量等而異，其中 B、C 級來自原油裂解程序中得出的裂解油，或稱殘渣油，主要供海運大型輪船燃料使用，含硫量約在 0.5-5%，所包括殘留雜質、金屬量亦較高。

以下就今日主要船用燃料略加說明，藉與 LNG 燃料相對照：

(一) 重燃料油 (Heavy fuel oil, HFO)

其成分為殘渣油，是最常見的船用燃料類型，是原油蒸餾後剩下的粘稠狀油料，此種燃料油由長分子鏈碳氫化合物、硫、其他污染物的混合物組成，因具有較高的硫含量，依規定未來更多地區使用硫含量將為 0.5% 或更低，稱為低硫燃料油 (LSFO)，由於成本低廉，廣泛應用於貨船、油輪與貨櫃船上的大型慢速柴油機，現因環保法令嚴格要求，更多的重燃料油將被低硫燃料油取代。

(二) 船用輕柴油 (Marine gas oil, MGO)

成分與 HFO 相比，MGO 為一種更輕、更乾淨的燃料，由中質油組成的蒸餾油燃料（類似柴油），含有較少的雜質和低量的硫，一般低於 HFO，市售常見的產品是低硫量輕柴油，用於小型船舶和輔助發動機，也是硫含量限制更嚴格的排放控制地區中的 HFO 替代品。

(三) 船用柴油 (Marine diesel oil, MDO)

成分是 HFO 和 MGO 的混合物，其特性介於兩者之間，黏度低於 HFO，但純淨度不如 MGO 等純蒸餾油，此種產品硫含量不同，但可適當調整以滿足低硫法規，以用於小型和大型船舶，一般用在輔助引擎或用於硫排放有限制地區運作的船舶。上述目前仍大量使用的海事用燃料油如表 1。

表 1 主要海事用燃料油比較表

燃料油名稱	主要成分	含硫量	適用船隻
重燃料油 (HFO)	殘渣油	高 (4% 上下)	大型貨船、郵輪
船用輕柴油 (MGO)	中度比重柴油	較低	小型船舶、發動機
船用柴油 (MDO)	HFO 與 MGO 混合	不同含量	大型、小型船舶

資料來源：作者整理。

二、新國際船用燃料品質規範

(一) 溫室氣體排放

在全球減少 CO₂ 與其他溫室氣體排放和促進永續航運的努力推動下，船用燃料正轉向更環保的選擇（或稱為可永續性海洋燃料 Sustainable marine fuel, SMF）。依據國際能源總署 (IEA) 2023 年發布，單在 2022 年海洋運輸每年所產生的 CO₂ 當量，高達 78 億公噸。在初始策略中，國際海事組織已經在新船舶設計和現有船舶改造中採用能源效率與碳強度指數的控制。2023 年 7 月國際海事組織通過修訂後的策略，目標 2050 年實現降低溫室氣體，尤其是 CO₂ 的排放，需要研發與採用替代性的新燃料。

為環境考慮因素和法規，國際海事組織也制定嚴格的規定，限制船用燃料中的硫含量，所定「IMO 2020 年硫含量上限」，將全

球船用燃料中的硫含量限制為 0.5%，在指定排放控制區 (ECA) 的限制更嚴格 (0.1%)，業者轉向使用 MGO、LSFO 和 LNG 等低硫燃料，甚至生物燃料及甲醇等替代燃料。

另一方面關於永續海洋燃料的發展，與永續性航空燃料 (SAF) 相比，船用燃料碳排放減量正在考慮使用更廣泛的燃料類型，從氫氣、氨氣和生物甲烷等氣體到甲醇及重質生物柴油等輕質液體，與 SAF 相同，低碳強度替代船用燃料比傳統船用燃料更昂貴。降低燃料的碳強度是可行，因此生產生質柴油、SAF 和生物乙醇等技術亦不斷研發。

越來越多的法規和目標正在實施，以減少航運中的溫室氣體 (GHG) 排放。國際海事組織制定嚴格的目標，2030 年將國際航運的碳足跡相較 2008 年至少減少 40%。2021 年歐盟綠色協議設定 2050 年港口城市溫室氣體排放量需減少 90% 的目標。歐盟也公開宣布需要將航運納入其排放交易體系 (ETS)，對公司每年的排放量設定上限，違反此限制的公司將產生財務影響。航運業積極轉向替代燃料，以減少碳足跡。液化天然氣和氫氣作為未來燃料，越來越受到關注。然而圍繞永續性和對化石燃料難以捨棄的持續依賴等諸多課題，對新燃料的選擇仍不免產生困惑。

另外港口需透過減少港內作業溫室氣體排放，協同海上航運降低碳排放，以發揮雙重作用，如鹿特丹是歐洲污染最嚴重的港口，估計每年產生 1,370 萬噸 CO₂ 當量，是普通燃煤發電廠佔地面積的 2 倍多，不可小覷。有關海上排放，截至 2018 年 4 月百大港口（以貨物計算）中，有 28 個為環保船舶提供激勵措施。

(二) 排放物傷害性與限制

HFO 屬硫含量高、性質黏稠的油，是航運業使用的主要燃料，燃燒時釋放 CO_x、NO_x、SO_x 和 PM 等污染物。PM_{2.5} 顆粒對人類健康尤其重要，雖然粒子很小，卻足以導致氣喘、慢性阻塞性肺病、冠狀動脈心臟病、中風及肺癌等疾病。常見貨櫃船的 PM_{2.5} 排放量特別高，每公斤燃燒的 HFO 排放量為 3.15±0.39

克，在 25% 發動機功率下每小時消耗約 1,120 公斤燃料，估計每小時排放量有 3.53 公斤 PM2.5 顆粒進入大氣。

據估計航運業的硫氧化物排放量占全球的 13%，使用低硫燃料可減輕排放，然而將增加財務成本。與 PM2.5 的排放混合的是 NO_x，這些溫室氣體排放對全球暖化潛在風險甚大，接觸將導致心血管和呼吸道疾病更高的發生率。

2015 年國際海事組織對《防污公約》附則 VI 第 14 條指定的排放控制區內作業的船舶實施更嚴格的限制，硫含量最高不得超過 0.10%_{m/m}，已指定的控制區包括北海、波羅的海、加拿大海岸和美國加勒比地區等。另外 2020 年對 SO_x 排放的控制擴展到排放控制區域之外，新法規將燃油中的硫含量限制為 0.50%_{m/m} (IMO,2020)。該法規旨在將船舶的 SO_x 排放總量減少 77%，從而每年減少約 850 萬噸釋放量。

(三) 業界反應

海運業界對法規的反應各不相同，某些公司轉向使用低硫燃料油 (如 MGO 和 ULSFO)，或採用 LNG 等替代燃料，使 SO_x 排放量減少。也有公司選擇在船上安裝廢氣清潔系統或洗滌器，以能繼續使用 HSFO。另外有些公司實施慢速航行降低燃料消耗和排放，還有透過用更新、更環保的替代品、效率較低的船舶優化其船隊，凡此種種作為，都在共同努力使航運業能夠短時間有效應對 IMO 嚴格的排放法規。

三、替代海運燃料與因應措施

(一) 液化天然氣 (LNG)

LNG 被認為是理想而具未來性的替代燃料，然因成本、供應設施等問題，使用量仍未大量開展。

航運業提議 LNG 作為未來燃料之一，因為產生的污染物明顯低於重油等燃料油，燃燒後可大幅減少溫室氣體排放 (PM 排放量減少 95% 以上，NO_x 減少 80% 以上，SO_x 減少 90% 以上)。然而 LNG 是液化甲烷，仍有其缺點，船舶以 LNG 作為燃料，關鍵

在於「甲烷洩漏」的問題，即未燃燒的甲烷從船舶引擎中蒸發逸出，在較高的引擎負載下，每公斤液化天然氣燃燒的甲烷逃脫量約為 7 公克，較低的引擎負載下，逃脫範圍為每公斤 23-36 公克。

減少甲烷洩漏的方法可以使用專為液化天然氣設計的船用發動機，及處理此類燃料的儲槽和管道，但都是非常昂貴的改裝選項。然而液化天然氣燃料船舶可透過使用生物液化天然氣或生物甲烷，達到碳排放之削減。

(二) 氫氣

氫氣作為未來航運燃料的前景清晰可見，其燃燒過程乾淨，僅產生水為副產物。然而，由於氫發動機內存在燃燒溫度較高，氮氧化物的產生量可能高於碳氫化合物燃料，為減少氮氧化物排放，需要廢氣再循環和觸媒轉換器等技術。

另一個關鍵問題是氫氣生產非常依賴碳氫化合物原料，因為目前 96% 的氫氣是透過採用化石能源的天然氣，經蒸汽重組製程生產。在短期內，配備碳捕獲裝置的蒸汽甲烷重組爐（SMR 法）生產的低碳強度氫氣被認為是成本最低的路線。

從長遠來看，不使用化石燃料，透過電解水生產氫氣過程需使用大量電力，依據電網的能源結構，亦可能產生大量的碳排放。若使用再生能源電力（綠色電），可減少電網碳排放，然與化石燃料重組法相比，目前透過電解生產氫氣在經濟上較無法執行。

對於內陸水道和近海航運，氫氣有潛力成為低碳排放燃料選擇，然而朝向替代燃料的過渡，有賴政府和監管機構積極規劃，尤其是在完成淨 - 零二氧化碳排放的 2030 至 2040 年中期年代。

(三) 氨氣

近年來氨氣也備受關注，作為未來可能的海運燃料，由氮組成的簡單分子氨氣和觸媒轉換器組成。

(四) 甲醇

甲醇成功試用為海運船用燃料，是最簡單的碳化合物，燃燒時僅產生水和二氧化碳。與 HFO 相比，甲醇不產生 SO_x，且

燃燒廢氣中 PM/NO_x 含量低得多。甲醇的關鍵優勢是能源密度 (15.8MJ/L) 略低於液化天然氣 (20.8MJ/L)，然而目前世界上大部分甲醇製造依賴化石燃料原料（通常是煤炭或天然氣）生產的合成氣，合成氣在高溫高壓下通過觸媒生成甲醇，在能源密集製程中可能會產生較多的碳足跡，因此電網的結構至關重要。

甲醇的優點之一是可以源自生物質，如農業和林業廢棄物，將生物質轉化為甲醇，透過對原料進行熱處理生成合成氣，合成氣經歷與從烴類原料生產甲醇時相同的觸媒過程。另外從低碳強度的氫氣和捕獲的碳合成甲醇，同樣都是能源密集製程，需依賴可再生電力的應用，也就是港口岸上電力。

(五) 港口岸上設施之溫室氣體排放減量

同樣涉及海運業溫室氣體減量課題的一部分，儘管人們普遍意識到迫切需要經由溫室氣體管制，冀求解決海事部門空氣污染和其造成氣候變化之效應。然而，目前對岸上設施所涉及之燃料與電力的政策支持較少，原因需要客製化港口基礎設施，以滿足特定船舶在電壓、頻率和電力需求方面的要求，增加實施的複雜性及成本，而採用的主要障礙是實施岸上電力基礎設施相關的高投資成本。

鑒於能源網絡和發電成本高昂，如果設立綠色海事基金支持岸上供電計畫，在必要的財政支持下，岸上電力有潛力成為減少產業空氣污染和溫室氣體排放的有效工具，許多港口也在試驗低排放和零排放技術與燃料，作為其緩解氣候變遷承諾的一部分。加拿大溫哥華港是正在測試永續應用很好的例子，其推動的措施包括用於船舶、渡輪和機車的生物柴油燃料、氫動力設備及電池供電的碼頭拖拉機等。

世界港口氣候行動計畫 (WPCAP) 成立於 2018 年，透過注重效率、合作、鼓勵和政策的舉措，積極支持「巴黎氣候協定」的目標，應用智慧型數位解決方案增強船舶管理及港口運營效能，據此用更短的週轉時間，節省燃料，並減少排放。成員港口之間

的合作加快岸上電力的實施，從而降低排放，並改善空氣品質。鼓勵採用低碳和無碳燃料可減少碼頭設備的溫室氣體排放，而港務局與碼頭營運商之間的合作，促成引進貨櫃起重機等無排放的倉儲和碼頭設備，政策措施包括促進海事部門實施溫室氣體排放減量的激勵計劃等領域的合作與知識交流。

四、LNG 用於海運業燃料之遠景

(一) 概述

在未來幾十年中，LNG 因應地球氣候變遷、推動能源轉型中居於重要地位，無庸置疑不僅僅可取代海運船舶燃料，並兼顧減少碳排放。

盛產煤炭的南非，最近宣布以 LNG 取代煤炭用於發電等替代能源，此舉可視為能源轉型範例。南非長期以煤炭為主要使用之能源，國營電力公司發電能源煤炭占 90% 以上，使得成為大溫室氣體排放國。Sasol 是南非石化工業巨擘，而 Eskom 則是國營燃煤發電大廠，Sasol 和 Eskom 為兩大燃煤用戶，是該國最大的溫室氣體排放源，因頻頻遭到指責，身受來自國內和國際的壓力，不得不調整能源結構配比及削減煤炭消費。Sasol 和 Eskom 於 2024 年 9 月間進行推動 LNG 的應用合作，旨在替代煤炭，冀求減少溫室氣體排放，促進能源結構之多元化，為應此一需求預計向卡達大量進口 LNG。

(二) 以 LNG 為海運業燃料之課題

LNG 為燃料具有環境效益，由於其排氣中硫氧化物、氮氧化物和顆粒物的量較低，越來越多用於海運業，作為 HFO 等傳統燃料的替代品，有助於因應、滿足國際海事組織制定的嚴格排放標準，使用 LNG 的引擎，二氧化碳排放量顯著減少，成為未來低碳甚或無碳選擇的有利過渡燃料。

採用 LNG 為燃料也有一些挑戰，雖然與重油相比，LNG 是一種更清潔的燃料，但也帶來新課題，例如現有船舶的改造成本高昂，既有加注 LNG 之基礎設施有限，及裝卸和儲存相關的安全

問題。前面所提使用 LNG 有一個重大環境問題，即甲烷洩漏；未燃燒的甲烷也是一種強效溫室氣體，在燃燒過程中會漏出，頗為麻煩。現代船舶引擎雖已最大限度減少洩漏方面取得長足的技術進步，但仍然是個問題。

展望未來 LNG 可被視為一種過渡燃料，為最終採用生物 LNG 和合成 LNG 等可再生產品的替代品鋪路，進一步減少溫室氣體排放。船用燃料的未來尚包括探索氫氣、氨氣及其他先進燃料的選擇，因產業界也在努力實現 2050 年設定的溫室氣體減量目標，殷望如期達成淨 - 零之排放願景。

從經濟角度來看，以 LNG 為燃料可降低新建船舶的營運成本，儘管初始投資可能很高，與其他採用低硫燃料船舶相比，價格競爭力使其成為有吸引力的選擇，特別是在環境法規嚴格的排放管制地域。

(三) 最近進展狀況

隨著航運業尋求減少對環境的影響，並遵守更嚴格的排放法規，使用 LNG 作為船舶用燃料受到越來越多的關注，已被視為傳統重燃料油更清潔的替代品。

使用 LNG 作為船舶用燃料的一些關鍵進展，敘述如后：

1、加注站基礎建設之擴建：

採用 LNG 的重大挑戰之一是缺乏加注基礎設施，然而隨著投資面向的增加，導致全球主要港口（包括歐洲、亞洲和北美的港口）的 LNG 加注設施迅速擴張，在擴展的基礎設施支援下，提供船舶便利、可靠的燃料加注作業，及成為營運商更可行的選項。

2、LNG 燃料引擎的技術創新：

LNG 燃料引擎技術的進步，如雙燃料發動機，允許船舶在 LNG 和傳統燃料之間切換，這類引擎不僅增強燃料選擇靈活性，提高效率，並降低營運成本。高壓和低壓引擎技術的發展滿足更廣泛的船舶類型與營運需求。

3、LNG 儲存和安全性改善：

儲存技術的創新，包括開發更緊密、有效率、安全的儲槽，

使得將 LNG 燃料系統整合到船舶設計中變得更加容易。增強的安全措施和設計（如雙壁隔熱罐）可確保 LNG 安全儲存，並最大程度地降低洩漏風險。

4、監管法規支持與激勵：

特別是歐盟國家，政府和監管機構提供稅收減免和補助等激勵措施，顯示支持向 LNG 等清潔燃料過渡的決心，也利於航運公司採用 LNG 作為減低溫室氣體排放的中期解決方案，對減少碳足跡助益良多。

5、LNG 作為邁向碳中和的一步：

儘管 LNG 不是零 CO₂ 排放燃料，但作為一種過渡燃料，與重燃料油相比，可顯著減少排放。從長遠來看，LNG 基礎設施還可適應生物 LNG 或合成 LNG 的使用，為未來邁向碳中和的途徑。

6、與數位技術整合：

開發中的數位工具，可用來優化船上 LNG 的使用，包括先進的監控系統，可追蹤燃料消耗、排放和引擎性能，提高營運效率，並確保符合環境保護標準。

7、混合 LNG 系統的開發：

LNG 與電池或其他替代燃料結合，成為混合系統，提高效率並減少排放，使船舶能夠在港口作業期間或在排放管制區內依靠電力運行，從而最大限度地減少對環境的影響。

8、夥伴關係與合作：

航運公司、燃料供應商和技術供應商之間合作開發 LNG 解決方案的趨勢日益顯著，對於創建全面的 LNG 生態系統至關重要，包含生產、供應、儲存及加注基礎設施。

9、緩解甲烷洩漏的研究：

甲烷洩漏是燃燒過程中釋放的未燃燒甲烷，由於對全球暖化影響潛在性較高，因此對 LNG 作為船用燃料是一個必須研究解決的挑戰，透過更好的引擎設計和優化技術，減少甲烷洩漏，而使 LNG 燃料能成為永續的選擇。

(四) 未來預測

目前全球海洋上各類船用燃料的使用情況，依 2024 年估計約有 100 艘以上 LNG 燃料船舶正在營運中，若加上已訂購建造中將近 200 艘。

至於全球 LNG 之消耗量，截至 2024 年海洋產業每年消耗約 300-400 萬公噸 LNG。有關海洋產業改用 LNG 燃料，主要驅動因素以 IMO2020 年發布限制船用燃料中的硫含量等嚴格環境法規為首要，其次是國際公約指向 2050 年達成 CO₂ 淨 - 零排放的目標，配合能源轉型，推動使用燃料向 LNG 轉換。

圖 2 顯示世界各地海運港口推動為船舶與海事設備與活動改用 LNG 燃料之進展狀況。圖中亦標示，可加注 LNG 燃料之港口。

圖 2 全球採用 LNG 燃料海事船舶與設備現況和未來預測



說明：淺綠色圓表示操作中使用 LNG 燃料之船舶 / 海事設備，淺藍色圓為新訂購或建造中。

資料來源：(SEA-LNG)'s View from the Bridge, 2023-24。

國際相關報導指出，脫除 CO₂ 的挑戰，其嚴峻的現實即將來臨，2024 年航運業者開始意識到，此一挑戰的嚴重性，自 2024 年 1 月 1 日起，距離 2050 年航運業必須達到淨 - 零排放目標的時間只剩下 312 個月，如何透過現況、實用和安全的解決方案實現目標，業界認為必須以協調一致的方式解決困境。燃料改變無疑是突出的選項，2023 年 SEA-LNG 揭示替代燃料所討論的灰色地帶及納入 2024 年重要考慮因素。

IMO 的 CO₂ 減量規定自 2023 年起生效，已將航運納入，包括 EU ETS(2024) 和 Fuel EU Maritime(2025) 等法規，為船東和營運商帶來直接且日益強烈的壓力，並增加與溫室氣體排放相關的成本。

人們越來越意識到，除 LNG 外的替代燃料仍都具有相同的演變途徑：從化石到生物衍生燃料（或使用碳捕獲和儲存的藍色燃料），最終到由可再生電力生產的電子燃料，目前所有替代燃料都是化石燃料或灰色燃料。使用灰色甲醇、氨氣和氫氣作為船用燃料，比替代的傳統船用燃料，產生的溫室氣體排放還是不少，意謂著即使在短期內也不是可行的降低 CO₂ 排放之解決方案。

相較之下，在考慮甲烷逃逸之難題後，LNG 可以立即減少高達 23% 的溫室氣體排放。對於安裝在全球大部分海運噸位船舶上的二衝程引擎，所使用的甲醇、氨氣和氫氣燃料仍需是綠色，或與大量綠色燃料的混合物，都只是為達到和極低硫燃料油的同等水平，並遵守 Fuel EU Maritime 等法規的標準。

關於 LNG 燃料發展未來關鍵考慮有幾項因素，一是監管單位格局，倘國際海事組織未來強力監管，將對採用 LNG 燃料產生更重大影響。其次是替代燃料如氫氣、氨氣和其他低排放燃料的出現，也可能會改變 LNG 的市場占比，還有更重要的是技術的進步，包括引擎技術、LNG 燃料加注、供應鏈改進、創新，對於確定 LNG 船用燃料未來的角色也至關重要。

結語

國際海運已是當今經濟發展的支柱產業，眾多國家由落後到發展中，進而晉升至已開發階段，其中國際貿易扮演關鍵角色，而海事船隊是國際貿易的尖兵，東西南北無休止的航行，在環球買賣的事業中擔任要角，由於長久以來使用重燃料油為燃料，溫室氣體排放相對嚴重。為因應國際海事組織 2050 年達成全球淨 - 零排放的國際公約，限時完成燃料轉型，LNG 作為 2050 年前的海事燃料諒為首選，預計 2030 年用於船用燃料，約可占全球市場的 3-5%，比 2015 年增加 2 倍以上，主要增長原因緣於加注基礎設施的增加，溫室氣體排放規定目標的趨嚴及技術的進步，2050 年占全球市場的 10-15%。

總體而言，LNG 作為航運業降低溫室氣體排放的過渡性燃料仍居關鍵地位，在短期內應不會改變，只有在研發出更新的低碳替代品時，其主導地位才可能會產生變化。

參考文獻

- 一、Decarbonisation magazine , May,2024 及其他相關各期.
- 二、Petroleum Technology Quarterly , Digital refining.
- 三、Generative AI , Chat GPT.



欣屏 瓦斯用欣屏 -
安全放心平

廣告

馬來西亞天然氣的現在與 未來穩居世界第5大液態出口國

作者 高永謀

前言

與其他液態天然氣出口大國相較，馬來西亞最大的競爭優勢，在於距離日本、台灣、韓國等液態天然氣主要進口國較近，但劣勢在於隨著馬來西亞經濟持續擴張，天然氣消耗量亦逐年增加，不見得有餘裕，增加液態天然氣出口量。

近年來馬來西亞仍持續探勘新的天然氣礦，主要探勘地點為砂勞越，與馬來西亞沿海及南海海域。不過由於馬來西亞並無獨立探勘天然氣礦的能力，縱使發現新的天然氣礦，權益仍得與外國天然氣探勘公司分享。

一、馬來西亞液態天然氣出口量

在全球眾天然氣生產國中，馬來西亞較少出現在能源相關新聞版面中。但馬來西亞向來是舉足輕重的天然氣大國，依據國際天然氣聯盟（International Gas Union）發佈 2023 年世界液態天然氣報告，其依然為世界第 5 大液態天然氣出口國，僅次於俄羅斯、卡達、澳大利亞及美國等 4 強。

2023 年世界液化天然氣報告顯示 2023 年馬來西亞液態天然氣出口量達 2675 萬公噸，約佔全球液態天然氣總交易量的 7%。值得注意的是，在全球 21 個液態天然氣出口國中，馬來西亞是天然氣液態化量能最強的國家之一，年液態化量能為 3200 萬公噸，代表馬來西亞液態天然氣出口量還可望再上層樓。

二、台灣亦進口馬來西亞液態天然氣

與俄羅斯、卡達、澳大利亞、美國等液態天然氣出口大國相較，馬來西亞最大的競爭優勢，在於同位於亞太地區，距離日本、韓國、台灣、印度等液態天然氣主要進口國較近，且與這些液態天然氣主要進口國並無政治糾紛，進出口貿易較不受政治局勢變化影響。

其實馬來西亞一直是台灣倚重的液態天然氣進口國之一，自 1995 年起便自馬來西亞進口液態天然氣，更曾簽訂為期 20 年的採購長約；2004 年前約期尚未結束，台灣中油公司再與馬來西亞國家石油公司（Petroliam Nasional

Berhad,Petronas) 的子公司簽署液態天然氣採購契約，期限為 6 年，起自 2004 年，終於 2009 年，約定供氣量為每年 225 萬公噸。

在 21 世紀初期，馬來西亞曾是全球第 2 大液態天然氣出口國，甚至發出豪語，要成為全球第 1 大液態天然氣出口國。但在其他天然氣生產國急起直追，強化天然氣液態化與出口設施，排名滑落至第 5；在可見的未來，其排名應不至於再滑落，但也很難再攀升。

馬來西亞液態天然氣的競爭劣勢有二，一是液態天然氣主要進口國，如台灣、日本等，皆致力分散天然氣氣源，對馬來西亞倚賴度日低，二是隨著馬來西亞經濟持續擴張，天然氣消耗量亦逐年增加，不見得有餘裕增加液態天然氣出口量。

在 2023 年馬來西亞約 80% 電力源於燃燒化石燃料，其中來自於燃煤 43%、天然氣 37%。馬來西亞天然氣協會預估，該國在能源轉型的過程中，天然氣將扮演關鍵角色；而為落實 2050 年前淨零排放的目標，將繼續擴大在天然氣產業的投資，以推動能源結構優化、升級。

三、大馬訂「國家能源轉型路線圖」

依國際能源總署 (International Energy Agency,IEA) 的數據，可知在馬來西亞總碳排中，約一半來自能源碳排；而在能源碳排中，又以燃煤發電衍生的碳排佔比最高，其次則是與石油、天然氣相關的碳排。若要減碳，必得降低對燃煤的高度依賴。

為加速實現降低碳排目標，在 2022 年馬來西亞政府公告〈2022 至 2040 年國家能源政策 (National Low Carbon Aspiration 2022-2040)〉，目標為在 2040 年時成為低碳國家，具體政策包括增加液態天然氣作為海運船隻燃料的比例等。

接著 2023 年 7 月馬來西亞政府揭櫫「國家能源轉型路線圖 (National Energy Transition Roadmap,NETR)」，宣稱將從強化能源效率、研發再生能源與氫能、研發生質能、加速導入綠色運輸，與致力發展碳捕獲、利用與封存 (Carbon Capture, Utilisation and Storage,CCUS) 技術等 6 大方向，進行能源轉型。

馬來西亞「國家能源轉型路線圖」的目標為在 2050 年底前，應將再生

能源在年度消耗能源的佔比從當下的 19%，提升至 70%，並成立能源交易所（Energy Exchange），進行跨國綠電交易。

為施行「國家能源轉型路線圖」，馬來西亞政府先前已宣稱，將逐步淘汰燃煤發電，預計於 2035 年減少 50% 的燃煤電廠，自 2040 年起不再建造新的燃煤電廠，且規劃在 2044 年，讓境內所有燃煤電廠退役。淘汰燃煤所出現的能源缺口，預計由天然氣、太陽能與再生能源補足。

2024 年 6 月馬來西亞更降低柴油補貼，並計劃縮減汽油優惠，對鋼鐵業等高碳排產業徵收碳稅。而為緩和能源轉型可能帶來的失業衝擊，馬來西亞也將提供失業勞工再就業訓練，以利可從事能源轉型所創造的新就業機會。

在研發再生能源面上，馬來西亞首重太陽能。其實自 2011 年起，地處熱帶、陽光充足的馬來西亞，便積極發展太陽能產業，太陽能裝置容量複合年均成長率（Compound Annual Growth Rate, CAGR）達 48%，已有 6 家國際太陽能巨擘陸續於此設廠，當下馬來西亞已是全球最重要的太陽能設備零組件出口國。

四、天然氣是能源轉型時期重要能源

不過國際組織並未看好馬來西亞的「國家能源轉型路線圖」計畫，畢竟迄今仍高度倚賴燃煤為能源，要在 20 餘年間，改以再生能源為主要能源，實難上加難，時程可能還得延宕數十年。實際上馬來西亞也深知「國家能源轉型路線圖」計畫猶如「不可能的任務」，故大力投資天然氣產業，以度過漫長的能源轉型過渡時期。

投資天然氣產業，實一舉兩得；在可見的未來，所有天然氣相關設備都可直接轉為氫能產業使用，依據「國家能源轉型路線圖」的擘劃，在 2030 年時馬來西亞將建立 1 座低碳氫能中心，並預計於 2050 年氫能產業將完全捨棄藍氫（blue hydrogen，氫氣並無顏色，以顏色區分，乃註記其生產方式），即由化石燃料生產的氫氣，再增建 2 座低碳氫能中心。

在規劃氫能產業的過程中，馬來西亞將同時導入輸送、儲存氫氣的相關法規，與低碳氫化合物的標準，並強化電解槽生產綠氫（green hydrogen，以風電、太陽能等綠電，將水電解後產生的氫氣，被視為最潔淨的氫氣）的量能，促進、擴大電解槽技術的國際合作層次。

雖然名氣與影響力不及西亞與北非國家，但東南亞國家亦是全球石油、天然氣重要生產地。而在東南亞國家，馬來西亞是第 2 大石油生產國，僅次於印

尼，而天然氣產量與印尼在伯仲之間，第 1 名位置已互換數次。

馬來西亞的石油探勘，歷史已超過 100 年，開採天然氣則略晚；1910 年於大英帝國殖民統治時期，殼牌（Shell）石油在砂勞越成功探勘到油礦，開啟馬來西亞的石油紀元。至今石油、天然氣依然是馬來西亞不可或缺的財源，約貢獻馬來西亞國內生產毛額（Gross Domestic Product,GDP）的 20%。

五、馬來西亞國家石油公司規模龐大

1957 年馬來西亞中的馬來亞，脫離大英帝國獨立。之後數年，鄰近馬來亞的大英帝國殖民地，包括新加坡、英屬砂勞越、英屬北婆羅洲（沙巴），也相繼獨立，成立自治邦。1963 年沙巴、馬來亞、新加坡、砂勞越合組馬來西亞聯邦；1965 年新加坡脫離聯邦獨立，馬來西亞版圖就此確立，馬來亞俗稱西馬或西馬半島，沙巴、砂勞越則合稱東馬。

1974 年為因應全球石油危機，馬來西亞成立馬來西亞國家石油公司，統籌國內所有石油、天然氣資源，負責其石油及天然氣的開發、提煉、加工、管理、輸送與銷售。今日馬來西亞國家石油公司仍是馬來西亞政府全資控股的企業，規模、營業額皆相當龐大，已是全球前 500 強企業之一。

因石油、天然氣業務繁雜，馬來西亞國家石油公司成立多家子公司，或收購其他中、小型企業，分管不同業務，例如其旗下的馬來西亞國家石油探勘公司（PETRONAS Carigali），即負責探勘馬來西亞境內的石油、天然氣，而馬來西亞液態天然氣公司（Malaysia LNG, MLNG），主要業務便是製造液態天然氣，以供出口，主要出口國為日本、韓國、台灣與中國等國。

在台灣，馬來西亞國家石油公司知名度不高；但造訪過馬來西亞首都的國人，必定知曉被視為吉隆坡或馬來西亞地標的雙子星大樓（Petronas Twin Towers, 或稱雙峰塔）。其實雙子星大樓正式名稱為馬來西亞國家石油公司雙子星大樓；顧名思義，其為馬來西亞國家石油公司的產業之一。

雙子星大樓於 1999 年 8 月啟用，樓高 452 公尺，共 88 層樓，曾是全球最高的大樓，雖然之後陸續被「後起之秀」、如臺北市的 101 大樓超越，目前即使在馬來西亞，也不再是最高樓，但其仍保有「最高雙棟大樓」、「20 世紀建造最高摩天大樓」兩項紀錄。馬來西亞國家石油公司總部，即位於雙子星大樓，足見其石油、天然氣收益之豐厚。

六、西馬擁有綿密的天然氣管道網絡

多年來，馬來西亞一直是日本甚為倚重的液態天然氣供應國，一度是第 2 大供應國。在天然氣領域，日本、馬來西亞合作關係密切，日本企業巨擘三菱還擁有馬來西亞液態天然氣公司部份股份。

馬來西亞的天然氣礦田，大多位於砂勞越近海，其最重要的液態天然氣廠，即位於砂勞越的 Bintulu。東馬是天然氣生產重鎮，而西馬維持民生、發展工商業，則高度仰賴天然氣；自 1984 年起為執行能源多元化政策，馬來西亞國家石油公司便大力呼籲民眾、企業，改用天然氣，而馬來西亞政府也於西馬半島，大舉興建天然氣管道，如今已是擁有最綿密天然氣管道網絡的亞洲國家之一。

當下馬來西亞天然氣管道總長度已超過 2000 公里，幾乎全位於西馬，僅有少部分位於東馬。西馬半島的天然氣管道西起西海岸，東迄於東海岸的天然氣加工廠，北達泰國、馬來西亞邊境，最南則穿越柔佛海峽（Straits of Johor, 新加坡稱其為新加坡海峽），延伸至新加坡。

近年來馬來西亞仍持續探勘新的天然氣礦，主要探勘地點為砂勞越，與馬來西亞沿海及南海海域。2022 年馬來西亞國家石油公司宣稱，在離砂勞越約 220 公里的中康暗沙（Central Luconia）附近海床，發現新的天然氣礦；不過由於馬來西亞並無獨立探勘天然氣礦的能力，該天然氣礦權益還要與砂勞越殼牌公司（Sarawak Shell）、汶萊能源探勘公司（Brunei Energy）分享。

然而，南海周遭國家眾多，中國、越南、菲律賓、馬來西亞等國，都試圖在此探勘天然氣礦，各國關係相當緊張。只是，由於陸地、沿岸、近海的天然氣資源日益枯竭，馬來西亞不得不將探勘天然氣的目標，鎖定南海海域。

七、東南亞國家已推動多項能源合作

為化解東南亞國家的能源糾紛，東南亞國家協會（The Association of Southeast Asian Nations, ASEAN, 簡稱東協）經過多次協商，已陸續推動多項能源合作、能源基礎設施建置計畫，如建置「跨東協天然氣運輸網路（Trans-ASEAN Gas Pipeline, TAGP）」，以促進東協會員國的經濟發展。

2000 年東協完成「跨東協天然氣運輸網路」計畫規劃，各會員國於 2002

年簽訂合作備忘錄 (Memorandum of Understanding, MOU)，當時評估的預算為 142 億美元，預計將興建 3952 公里、跨越 10 個國家 (泰國、印尼、汶萊、越南、寮國、緬甸、菲律賓、新加坡、柬埔寨、馬來西亞) 的天然氣管道，此計畫已於 2004 年生效。

東協擘劃「跨東協天然氣運輸網路」的目的，包括促使會員國中的能源生產國 (如汶萊、印尼、緬甸、馬來西亞等)，以較優惠的價格，將天然氣等能源售予其他自主能源不足的會員國 (如泰國、新加坡等)，並避免能源生產國惡性競爭，導致能源價值崩跌，危及能源生產國經濟，亦可避免其他國家過度消費及浪費天然氣等能源。

「跨東協天然氣運輸網路」的第 1 條路線，為跨海連接馬來西亞、新加坡的天然氣管道，讓馬來西亞可透過此管道，將天然氣直接販售給新加坡。但除此之外，東協彼此相鄰的會員國，仍存有齟齬或敵意，若干國家政局不甚穩定，跨國天然氣管道難以興建、銜接，還有待各國政府持續溝通、協調。

結語

在可見的未來，天然氣產業仍將是馬來西亞經濟的重要命脈，是能源轉型進程延宕時的最佳「救援投手」，是發展氫能產業的「前行部隊」，其重要性不容忽視。

若東協各國放下歷史包袱，建成「跨東協天然氣運輸網路」，馬來西亞因是天然氣生產國，又是東協最重要的會員國之一，其發言聲量與國際影響力，可望遠邁今日。

參考文獻

- 一、國際天然氣聯盟〈2023 年世界液態天然氣報告〉(2023 年)。
- 二、台灣駐馬來西亞代表處經濟組〈馬來西亞「國家能源轉型路線圖」〉(2023 年)。
- 三、ASEAN Centre for Energy〈Trans-ASEAN Gas Pipeline〉(2024 年)。

瓦斯人的園地之一

欣湖天然氣公司助理員 丁威翔

自 110 年進入欣湖天然氣公司服務，於養護部擔任助理員，雖然本職非本業相關科系，但在公司積極的專業培訓下陸續取得「乙級氣體燃料導管、跨域道路挖掘監工證」等證照，並在長官及部門學長指導下，協助處理用戶服務案件及公用管線維修、保養；對外單位會勘協調，公文簽辦等事項，受益良多。

這是職業生涯中的重要一步，得以融入具有挑戰性的工作環境，並充分運用訓練中所學到的專業知識，工作不僅要具備專業知識，更需注重細節與耐心，以確保整體安全和穩定運作。

回首兩年多前剛加入欣湖公司，從最初懵懂生疏，凡事必須仰賴長官及同事指導與協助，一路學習成長至今，不僅彰顯專業知識和技能，也表現出對工作的認真態度及自我提升要求。

承蒙公司舉薦，榮獲 113 年度瓦斯協會優秀從業人員獎項，除備感殊榮外，也非常感謝公司長官對個人的肯定及栽培，將秉持努力不懈的精神，堅持到底，向前邁進。



瓦斯人的園地之二

欣雄天然氣公司管理師 孫為民

回想乙未年的農曆新年前，接獲公司錄取通知，年後帶者再次轉職緊張的心踏入欣雄大家庭。原本擔心年屆 40 能否勝任這份新的工作，幸虧在公司有計畫的培訓之下，順利的取得「氣體燃料導管乙級、特定瓦斯器具丙級」等證照，爾後在面對客戶跟執行業務的時候更有信心及說服力，並在這段日子裡歷練掛表、修漏、改管、整壓站保養及陰極防蝕等工作。

之後適逢政府大力推廣微電腦瓦斯表，有幸參與到公司的微電腦瓦斯表遙讀系統建置，在大樓水電工程的專業上學習到弱電工程的施作。近期公司發展太陽光電相關業務，感謝公司進一步的培訓，在原有室內配線乙級的基礎上取得太陽光電設置乙級證照，並管理旗下光電案場的維運相關工作。

晃眼一路走來將近十年，公司在不斷的進步、不斷的拓展，也在不斷的學習、不斷的成長，有幸成為欣雄人，榮幸成為一個瓦斯人，期許可以再陪伴公司走過十年。

