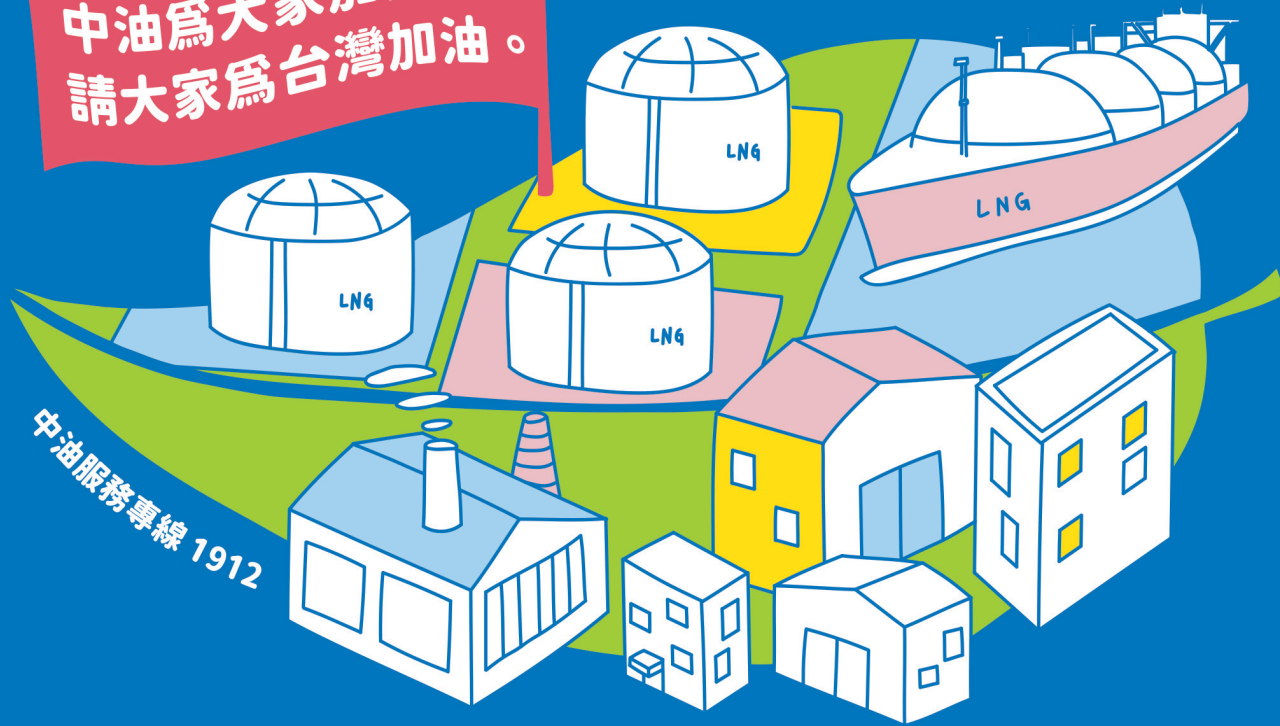


天然氣清潔又安全
一分用心百分安心

中油為大家加油，
請大家為台灣加油。



廣告

台灣中油股份有限公司
CPC Corporation, Taiwan

瓦斯季刊

(一四六期)

中華民國一十三年元月出版

瓦斯

季刊
146期

76年10月創刊 113年元月出版



迎接氫時代借力天然氣

溫室氣體CO₂變身可用資源

多元氣源分散風險



危險地緣政治衝擊能源供需



欣然氣體燃料事業研究服務社 發行

微電腦瓦斯表

智慧守護才安全

金



3大安全
遮斷功能



漏氣遮斷



超時遮斷



地震遮斷

宣導大使
陳亞蘭

簽名



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
陳亞蘭

瓦斯季刊 146期

Fuel Gas Quarterly
76年10月創刊・113年元月出版



封面說明：瓦斯人的園地

資料來源：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/

目錄

國際瞭望

2 近期澳洲能源政策轉變對我國天然氣供應影響分析

臺灣經濟研究院助理研究員、副研究員/林梵絃
文軍強、謝宗憲

16 地緣政治能源情勢-從以巴衝突解析天然氣情勢變化

臺灣經濟研究院前助理研究員/徐瑋成

能源探討

30 談二氧化碳捕獲和封存及發展近況

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

52 氫氣時代來臨與天然氣之新角色

資深石化人/謝俊雄

瓦斯人的園地

59 獲獎感言 工作分享

作者/簡智偉 潘媛雲 林碧華 楊凱雯 黃韋程 林晉民

近期澳洲能源政策轉變 對我國天然氣供應影響分析

臺灣經濟研究院助理研究員林梵紘、文軍強 副研究員謝宗憲

前言

依據國際液化天然氣進口者組織 (International Group of Liquefied Natural Gas Importers, GIIGNL) 統計資料，2022 年澳洲液化天然氣 (Liquefied Natural Gas, LNG) 出口量達 7,850 萬公噸，占全球總出口量 20.2%，係全球前三大 LNG 出口國之一，主要出口至日本 (3,045 萬公噸)、中國大陸 (2,161 萬公噸)、韓國 (1,181 萬公噸) 及臺灣 (746 萬公噸)，對於亞洲 LNG 供應穩定極為重要。

2022 年 5 月澳洲政黨輪替，新政府隨即面臨俄烏戰爭、疫情、極端氣候及淨零碳排等議題，對於天然氣產業造成嚴重影響，因此推出多項新政策與規範，本文將盤點近期澳洲天然氣相關政策與供需狀況，並分析對我國天然氣供應之影響。

一、澳洲天然氣相關政策

(一) 天然氣安全機制 (ADGSM) 修正

1、修法歷程

自 2015 年起澳洲昆士蘭州 (Queensland) 之 LNG 出口量增長迅速，反而使國內天然氣價格飆漲，因此 2017 年 7 月推行「澳洲國內天然氣安全機制 (Australian Domestic Gas Security Mechanism, ADGSM)」，若預期國內天然氣供應短缺時，將限制 LNG 出口，以優先滿足用氣需求。

基於原先 ADGSM 規範期限於 2023 年 1 月到期，惟 2022 年澳洲競爭及消費者委員會 (Australian Competition and Consumer Commission, ACCC) 公布天然氣調查報告指出，2023 年澳洲東岸天然氣市場恐面臨短缺，澳洲政府為回應 ACCC 報告，提出強化天然氣供應穩定作法，於 2022 年 8

月 1 日展開 ADGSM 機制改革、2023 年 2 月 9 日公告「2023 年 ADGSM 指南草案」、2023 年 4 月 1 日正式實施。

2、修法重點與運作機制

依據原先 ADGSM 規範，為評估國內市場天然氣供應短缺之可能性或風險，政府可向天然氣事業、大型天然氣用戶索取市場相關資訊，以判斷下一年度是否可能為「短缺年」，若因為 LNG 出口商之天然氣出口量過大，導致發生天然氣供應短缺時，將由政府核發「出口許可證」以限制事業出口量，而 2023 年修法重點主要由每「年」改為每「季」評估國內是否供需平衡，藉以提高機制應對預測天然氣短缺之靈活度。

不過為維持對全球能源安全之關鍵角色，並保障國際投資商與貿易夥伴，ADGSM 機制對於已簽署之國際長期合約仍會提供保障，確保出口商履行出口合約，若欲延長現有合約，出口商得向政府機關申請取得認可，保障該合約出口量。

(二) 碳排放保障機制 (The Safeguard Mechanism) 修正

1、修法歷程

澳洲 2015 年公告《國家溫室氣體和能源報告 (保障機制) 規則「National Greenhouse and Energy Reporting(Safeguard Mechanism)Rule2015」》，針對淨排放量超過 10 萬公噸二氧化碳當量 / 年之礦產業、石油及天然氣生產製造業、運輸業、廢棄物處理業等 (以下簡稱目標產業) 進行控管，惟過去未設定排放基線，無法達到實際的減排成效，因此 2023 年 3 月 30 日公告修正《碳排放保障機制「Safeguard Mechanism(Crediting)Amendment Act 2023」》，著重於排放基線設計、碳信用抵換 (Australian Carbon Credit Units,ACCU) 機制與資訊透明等義務，並於同年 7 月 1 日開始實施。

2、修法重點與運作機制

排放基線設計係採取同業平均排放強度 (E_{industry}) 和該廠歷史排放強度 (E_{site specific}) 混合計算式，並逐步增加平均排放強度占比權重，意即各廠商要逐年符合同業水準及減少總碳排放量，如表 1 所示：

表 1 澳洲碳排放基線規劃

年度	排放基線
2023	$0.951 \times \langle (0.1 \times \text{同行業平均排放強度} + 0.9 \times \text{該廠歷史排放強度}) \times \text{產量} \rangle$
2024	$0.902 \times \langle (0.2 \times \text{同行業平均排放強度} + 0.8 \times \text{該廠歷史排放強度}) \times \text{產量} \rangle$
2025	$0.853 \times \langle (0.3 \times \text{同行業平均排放強度} + 0.7 \times \text{該廠歷史排放強度}) \times \text{產量} \rangle$
2026	$0.804 \times \langle (0.4 \times \text{同行業平均排放強度} + 0.6 \times \text{該廠歷史排放強度}) \times \text{產量} \rangle$
2027	$0.755 \times \langle (0.6 \times \text{同行業平均排放強度} + 0.4 \times \text{該廠歷史排放強度}) \times \text{產量} \rangle$
2028	$0.706 \times \langle (0.8 \times \text{同行業平均排放強度} + 0.2 \times \text{該廠歷史排放強度}) \times \text{產量} \rangle$
2029	$0.657 \times \langle (1.0 \times \text{同行業平均排放強度} + 0 \times \text{該廠歷史排放強度}) \times \text{產量} \rangle$

資料來源 :The Clean Energy Regulator is a Government body responsible for accelerating carbon abatement for Australia，本研究整理。

各廠商除透過碳捕捉、封存及再利用 (Carbon Capture, Utilization and Storage,CCUS) 等負碳排技術減少碳排外，亦可以通過購買碳信用 (ACCU) 抵換碳排放量，每單位 ACCU 代表一公噸二氧化碳當量，但是抵換額度超過基線 30% 者須向中央主管機關提交報告說明。

針對違反規範的廠商，每公噸二氧化碳當量之超額排放將懲處 275 澳元 (罰鍰上限為 5 萬澳元)，且廠商仍須通過購買 ACCU 抵換超額碳排，未能達成者每天須繳交 27,500 澳元罰鍰。

若廠商碳排放量低於基線則能獲取保障信用 (Safeguard Mechanism Credits,SMC)，可以將其保存以待後續使用，或與其他廠商進行交易；若新進廠商排放量超過 10 萬公噸二氧化碳當量 / 年，其排放基線為「符合澳洲最佳實踐碳排強度 $\times$ 產量」，對於新開發之氣田計畫由於需具備碳捕捉及儲存 (Carbon Capture and Storage,CCS) 功能，在營運時即要達成實現淨零碳排目標，將是重大負擔。

(三) 強制行為規範 (Mandatory Code of Conduct) 與能源價格紓困計畫 (Energy Price Relief Plan)

2022 年由於俄烏戰爭影響，全球能源價格飆漲，同時也造成澳洲天然氣及電力價格上升 (尤其澳洲東海岸影響嚴重)，2022 年 10 月澳洲聯邦政府預算報告評估電價及天然氣價未來 2 年內可能分別上漲 56%、44%，企業和民眾將難以負擔，爰政府進行「能源價格紓困計畫」，以

舒緩企業、民眾生活及成本壓力，於 2022 年 12 月施行臨時天然氣價格管制，要求未來 12 個月將天然氣價格 (price cap) 鎖定於每千兆焦耳 (gigajoule) 12 澳元。

由於價格上限措施係臨時性，僅針對澳洲東海岸天然氣生產商新的國內批發合約，政府於 2023 年訂定「強制行為規範」(Mandatory Code of Conduct)，藉以規範國內天然氣透明化交易，2023 年 7 月 11 日公告「強制行為規範」，為國內生產商及批發商合約協商設立最低標準，並將天然氣價格鎖定於每千兆焦耳 12 澳元，定期檢視該規範之運作，首次檢討於 2025 年下半年進行。

不過該規範係為解決國內東海岸的天然氣短缺和價格上漲問題，並不適用於 LNG 出口，政府表示不會影響天然氣出口之長約供應及價格。

二、近期澳洲天然氣供需情況

(一) 供需概況

1、澳洲 LNG 出口計畫

依據能源協會 (Energy Institute) 統計，澳洲天然氣產量自 2012 年 583 億立方公尺至 2022 年達 1,528 億立方公尺，年成長幅度達 10.1%，而國內天然氣消費量自 2012 年 333 億立方公尺至 2022 年達 416 億立方公尺，年成長幅度為 2.3%，因此天然氣生產大幅成長除得益豐厚之天然資源蘊藏量外，主要受惠於國際主要天然氣集團對出口貿易進行之投資與參與，例如英國天然氣集團 (BG) 的昆士蘭柯帝士 (Curtis)、美國雪佛龍 (Chevron) 經營之 Gorgon 和 Wheatstone、日本國際石油開發株式會社 (Inpex) 經營之 Ichthys，及殼牌的 Prelude 計畫。

澳洲現有 10 座 LNG 出口計畫，其中 3 座位於東澳，屬於煤層氣 (Coal Seam Gas) 低熱值出口廠，各項 LNG 出口計畫如表 2 所示：

表 2 澳洲各項 LNG 出口計畫

計畫名稱		產線	年產能(百萬噸/年)	啟用年
東澳	Australia Pacific LNG (APLNG)	2	9.0	2016
	Gladstone LNG (GLNG)	2	7.8	2015
	Queensland Curtis LNG (QCLNG)	2	8.5	2015
西澳	North West Shelf (NWS)	5	16.3	1989
	Darwin	1	3.7	2006
	Pluto T1	1	4.9	2012
	Gorgon	3	15.6	2016
	Wheatstone	2	8.9	2017
	Ichthys	2	8.9	2018
	Prelude FLNG	1	3.6	2019

資料來源：GIIGNL 2023，本研究整理。

2、各國對澳洲 LNG 依賴度

澳洲 LNG 出口以供應日本、中國大陸、韓國和臺灣等亞洲國家為主，且多為長期合約，依據 GIIGNL 2023 年報告中統計，供應至亞洲 LNG 占澳洲總出口的 99.3%，美洲占 0.3%、中東及歐洲各占 0.2%。澳洲 2022 年 LNG 出口量最高前四國：日本進口量為 3,045 萬公噸、中國大陸進口量為 2,161 萬公噸、韓國為 1,181 萬公噸、臺灣為 746 萬公噸，分別占該國出口量之 42.2%、34.1%、25.0%、37.4%，這四國對澳洲 LNG 依賴度超過氣源占比四分之一，顯示對亞洲的重要性。全球各區對於澳洲 LNG 進口依賴度如表 3 所示：

表 3 各國 2022 年對於澳洲 LNG 依賴度

國家地區	LNG 進口量 (萬公噸)	從澳洲進口量 (萬公噸)	澳洲出口占比	該國氣源占比
日本	7,216	3,045	38.8%	42.2%
中國大陸	6,332	2,161	27.5%	34.1%
韓國	4,719	1,181	15.0%	25.0%
臺灣	1,996	746	9.5%	37.4%
亞洲其他國家	-	671	8.5%	-
美洲	-	20	0.3%	-
中東	-	14	0.2%	-
歐洲	-	12	0.2%	-

資料來源：GIIGNL 2023 Annual Report，本研究整理。

(二) 澳洲近期重大事件

1、東澳電力供應短缺間接引發 ADGSM 修改作業

2022 年 6 月由於電力供需緊張，澳洲能源市場調度中心 (Australian Energy Market Operator, AEMO) 首次暫停東海岸昆士蘭州 (QSL)、新南威爾士州 (NSW) 和維多利亞州 (VIC) 等三個州的電力市場交易，進而影響 2022 年 8 月 1 日 ADGSM 機制修法改革作業。

發生電力不足之原因推測，主要為 2022 年 6 月期間正值澳洲冬季，且遭遇極端氣候影響出現多次寒流侵襲，電力需求大增，惟冬季的太陽能和風能產量不足，尤其晚間電力消耗遽增，本應替代穩定供電之燃煤發電，因 2022 年 2 月發生水災，以致煤礦不足，加上燃煤機組檢修的不確實，使部分燃煤機組暫時停機，無法正常供電，再者全球天然氣和煤炭價格上漲、發電燃料價格飆升等外在因素，使東澳一度面臨電力短缺危機，後於 2022 年 6 月 23 日暫時停機的燃煤機組恢復供應，才解除電力短缺危機。

燃氣發電占澳洲東海岸發電不到 10%，然 2022 年 6 月燃煤發電下降時，係由燃氣機組補足發電量，還是無法避免電力吃緊狀況，雖主因是燃煤機組的問題，讓電力供應短缺，然而媒體指出國內天然氣供應不足致使發電窘迫，再加上 ACCC 預測 2023 年冬季東澳天然氣供應短缺，因此影響 ADGSM 機制改革作業。

2、西澳 LNG 出口廠罷工事件

自 2023 年 7 月下旬以來，雪佛龍與伍德賽德 (Woodside) 公司於西澳經營之三座 LNG 出口廠 (North West Shelf、Wheatstone 和 Gorgon) 因薪資等問題醞釀罷工，由於供應能力超過 4,000 萬噸 / 年，約占澳洲總產量 50%，恐影響全球

約 10% 的出口量。依據全球能源政策中心 (Center on Global Energy Policy) 2023 年 8 月統計，在過去 12 個月面臨罷工危機的出口廠，約計出口 43% 至日本，22% 至中國大陸，13% 至臺灣，12% 至韓國，其餘流向泰國 (5%)、新加坡 (3%)、印度 (1%) 和其他國家 (1%)。

雖然面臨勞資爭議之三座 LNG 出口廠並沒有直接影響歐洲天然氣進口，惟歐亞洲市場擔憂全球天然氣供應來源減少，且將進入冬季天然氣現貨採購期間，導致亞洲 JKM 與歐洲 TTF 價格一度飆升，從 2023 年 7 月 28 日 JKM 與 TTF 分別為 10.78 美元 /mmbtu、8.34 美元 /mmbtu，至 8 月 21 日 JKM 與 TTF 分別達 14.3 美元 /mmbtu、13.63 美元 /mmbtu。10 月 JKM 與 TTF 飆升係受以巴衝突所影響，與雪佛龍 LNG 出口廠再次罷工預告關係較小。

所幸伍德賽德公司於 8 月 14 日針對 LNG 出口廠罷工與勞方展開協商談判，8 月 24 日在關鍵問題已達成共識，讓罷工事件有所緩解，之後 9 月 8 日因雪佛龍與勞工工會未達成共識，Wheatstone LNG 出口廠發起第一階段罷工行動，在澳洲公平工作委員會 (Fair Work Commission) 仲裁下，勞資雙方最終於 9 月 22 日達成協議，解除一個多月以來之罷工事件；然而 10 月 5 日勞方指責雪佛龍違背協議，決定重啟罷工，10 月 18 日勞資雙方再次達成協議，但勞方警告若雪佛龍違反協議，可能會再次發生罷工。澳洲罷工事件歷程如表 4 所示：

表 4 澳洲罷工事件歷程時間表

時間	發展情況	JKM 價格 (美元 /mmbtu)	TTF 價格 (美元 /mmbtu)
7/26	勞工工會授權進行「保護性工業行動」(Protected industrial action, PIA) 投票表決。	11.1	9.5
8/3	伍德賽德 LNG 出口廠進行 PIA 投票。	11.0	9.7
8/9	PIA 投票結果：近 150 名伍德賽德勞工贊成罷工行動。	11.0	12.8
8/14	勞工工會授權雪佛龍 LNG 出口廠進行 PIA 投票表決。	11.2	11.0
8/15	伍德賽德與勞工雙方展開會談。	11.2	12.4
8/18	雪佛龍 LNG 出口廠進行 PIA 投票。	14.0	11.6
8/24	伍德賽德與勞方已達成共識。	12.9	10.1
9/8	雪佛龍與勞方未達成共識，勞工發起第一階段罷工行動。	13.3	10.8
9/11	雪佛龍向 FWC 申請「棘手的談判」(intractable bargaining) 聲明，若獲批准將結束罷工，並允許勞工監管機構決定達成協議。	13.4	11.3
9/22	雪佛龍與勞方達成協議，罷工事件落幕。	14.6	12.4
10/5	勞方指責雪佛龍違背薪酬與工作條件協議，雪佛龍 LNG 出口廠工人投票決定重啟罷工。	14.1	11.2
10/9	雪佛龍請求 FWC 會協助解決爭端；工會宣布 10/19 重啟罷工。	14.2	13.6
10/18	雪佛龍與勞方達成協議，但勞方警告若雪佛龍違反協議可能會再次發生罷工。	18.3	15.7

資料來源：Reuters，本研究整理。

三、近期澳洲天然氣市場變化對我國之影響評估

(一) 澳洲天然氣短缺狀況主要發生於東澳市場

澳洲天然氣資源主要集中於西北陸棚 (Bonaparte/Browse Basins, Northern Carnarvon/Roebuck Basins 及 Perth Basins) 生產傳統天然氣；東澳昆士蘭州的 Canning Basin 及 McArthur Basin 為淺層煤層提取之煤層氣為主；南澳的維多利亞州、塔斯馬尼亞州多以傳統天然氣為主；陸上盆地之 Cooper Basin 則以頁岩氣和緻密氣為主。澳洲各天然氣產區、氣源種類與出口計畫如表 5 所示：

表 5 澳洲天然氣產區、氣源種類及 LNG 出口計畫

產區	氣源種類	澳洲 LNG 出口計畫
Bonaparte/ Browse Basins	傳統天然氣	Prelude FLNG、Ichthys、Darwin
Northern Carnarvon/ Roebuck Basins	傳統天然氣	Gorgon、Wheatstone、North West Shelf (NWS)、 Pluto T1
昆士蘭州	煤層氣 (CSG)	QCLNG、APLNG、GLNG
陸域盆地	非傳統天然氣	

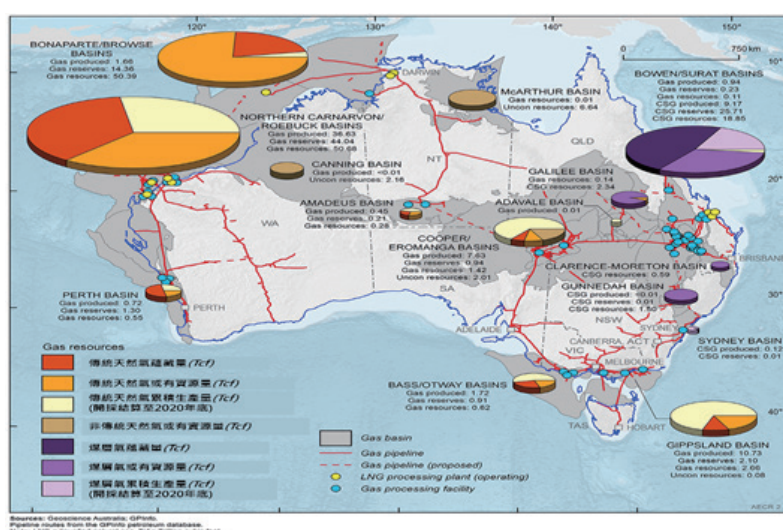
註：Prelude FLNG、Ichthys 為中油公司現有中長期合約計畫。

資料來源：Geoscience Australia 及 LNG 出口計畫網站，本研究整理。

依據國際石油工程師協會 (Society of Petroleum Engineers, SPE) 於 2017 年提出的資源分類系統 (Resources Classification Framework System)，將天然氣分類為累積生產量 (Production)、蘊藏量 (Reserves)、或有資源量 (Contingent Resources)。蘊藏量係指已經被勘探或認定為可開採之資源量；或有資源量係指尚未能商業開採 (技術不足或資源尚在評估) 之潛在天然氣資源量，未來可規劃作為商業開採之資源。

澳洲傳統天然氣之累積生產量為 60.49 兆立方英尺，煤層氣累積生產量為 9.29 兆立方英尺；傳統天然氣與煤層氣之蘊藏量分別為 64.09 兆立方英尺及 25.73 兆立方英尺；傳統天然氣或有資源量達 106.85 兆立方英尺，煤層氣則達 23.29 兆立方英尺。澳洲天然氣產量及蘊藏量如圖 1 所示：

圖 1 澳洲天然氣產量及預估蘊藏量地圖

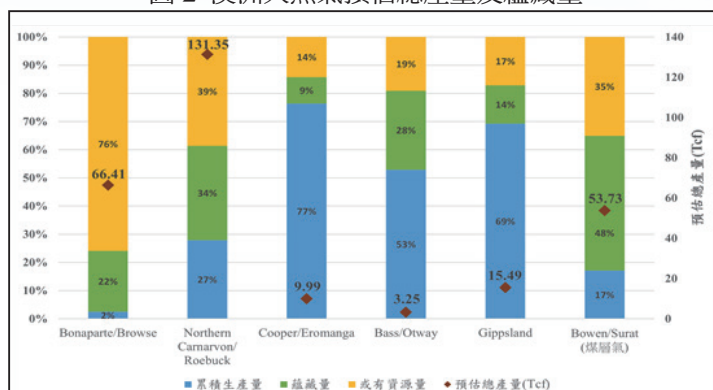


資料來源：澳洲地球科學部 (Geoscience Australia)，本研究整理；單位：Tcf = Trillion cubic feet, 兆立方英尺。

西澳 Northern Carnarvon 及 Roebuck Basins 地區係澳洲最大天然氣產區，自 1980 年天然氣累積生產量已達 36.63 兆立方英尺，其次是同樣位於西澳 Browse 盆地，在 1980 至 2000 年間陸續發現氣田並開採，2015 年開始新增液化管線設置，於 2019 年出口，目前累積生產量 1.66 兆立方英尺。

東澳昆士蘭州產煤層氣及極少量傳統天然氣，累積生產量為 9.17 兆立方英尺，主要提供東澳天然氣市場及日韓買家，澳洲中部及南部之天然氣田逐漸枯竭，Cooper/Eromanga Basins、Bass/Otway 與 Gippsland Basin 等三區累積生產量已達該區地層，預估總產量 77%、53% 及 69%，加上國內用量提升等原因，造成東半部天然氣供應較有可能短缺。澳洲天然氣各產區預估總產量與蘊藏量如圖 2 所示：

圖 2 澳洲天然氣預估總產量及蘊藏量



資料來源：澳洲地球科學部 (Geoscience Australia)，本研究繪製。

我國中油公司既有簽署之天然氣中長期合約 Prelude FLNG 與 Ichthys 位於西澳地區，兩計畫氣源均產自 Browse 盆地，該地區累積生產量僅占預估總產量之 2%，尚有豐富之蘊藏量。澳洲天然氣短缺狀況主要發生於東澳市場，ADGSM 機制主要係針對東岸三大天然氣出口計畫 (APLNG、QCLNG、GLNG) 之額外產能，須優先供應國內天然氣市場，中油公司未與此三個 LNG 出口計畫簽約，且東澳短缺市場並無管線連接，即便未來實施 ADGSM 對我國影響較低。

(二) 組合氣源合約降低西澳 LNG 出口廠罷工影響

依據全球能源政策中心統計，在過去 12 個月間澳洲罷工之三座 LNG 出口廠 (North West Shelf、Wheatstone 和 Gorgon) 所生產出口之 LNG 約有 13% 輸往至我國，相當於從澳洲進口總量之一半。

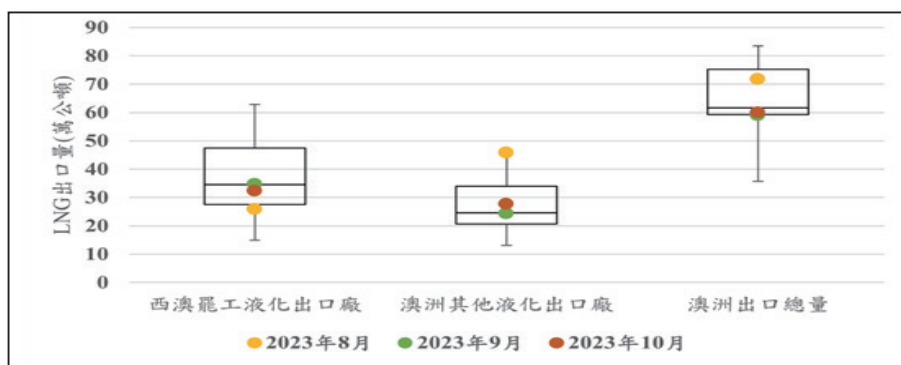
依據 Refinitiv 統計每月 LNG 船運進出口紀錄，2023 年 7 月底至 10 月底西澳 LNG 出口廠罷工的出口量與過去兩年歷史值比較，8 月出口至我國的量偏低，不足部份已由澳洲其他出口廠填補，9 月及 10 月的出口量屬正常值，顯示未受罷工太大影響，綜觀罷工期間出口至我國的 LNG 總量持平，對供應量影響甚低。2022 年至今澳洲對我國每月 LNG 出口量及罷工三個月 LNG 出口量如圖 3 及圖 4 所示：

圖 3 澳洲出口至我國 LNG 量



資料來源：Refinitiv，本研究繪製。

圖 4 2022 年 -2023 年澳洲出口至我國 LNG 量盒鬚圖



資料來源：Refinitiv，本研究繪製。

四、我國天然氣供應穩定作法

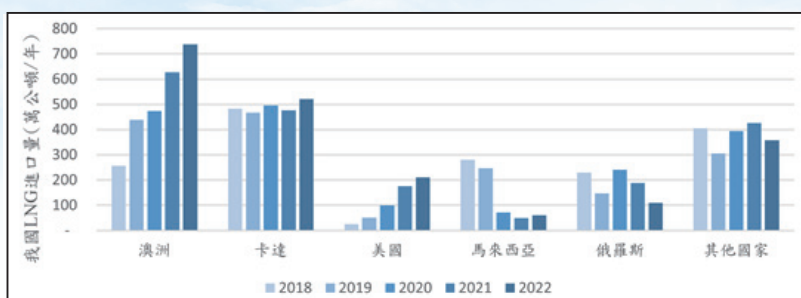
(一) 天然氣進口來源多元化

為預防地緣政治及不可抗力之天候因素，所引發的能源供應風險，我國透過分散天然氣進口來源國，降低單一地區氣源依存度，2022 年氣源來自 13 國 (全球 LNG 出口國 20 國)，澳洲、卡達及美國為三大 LNG 進口國，分別占 36.9%、26.1% 及 10.5%。

近五年自卡達輸入，每年 LNG 進口量穩定；由於長期合約到

期與俄烏戰爭的關係，馬來西亞及俄羅斯進口量下降；來自澳洲及美國 LNG 供應量每年穩定成長，其中 2018 年澳洲為第三大進口 LNG 國 (256 萬公噸 / 年)，2021 年成為 LNG 最大進口國 (626 萬公噸 / 年)，自澳洲進口量連年穩定成長中，對其依賴度顯著增加。我國近 5 年 LNG 進口來源如圖 5 所示：

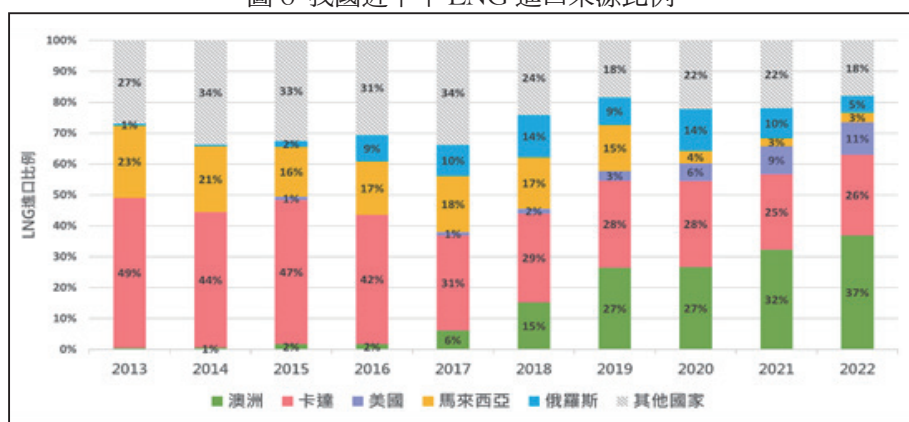
圖 5 我國近 5 年 LNG 進口來源



資料來源：能源統計手冊數據，本研究繪製。

近十年 LNG 進口比例變化顯示我國 LNG 進口來源朝向多元化，並降低單一氣源供應比例過高的問題。過去卡達長期是我國最大 LNG 來源國，2013 年有 49% 的 LNG 從卡達進口，2013 年至 2016 年占 LNG 來源 40% 以上，自 2018 年後情況漸緩，卡達 LNG 供應比例降低至 25%~30%，主因是 2014 年後來自地緣政治穩定的澳洲及美國 LNG 供應量逐年增加，平衡 LNG 進口來源比例，以實現多元氣源目標。現今澳洲為我國 LNG 最大來源國，有 37% 的 LNG 來自澳洲，供應來源逐年多元，減緩 LNG 來源過於仰賴單一國家的隱患。我國近十年 LNG 進口來源比例如圖 6 所示：

圖 6 我國近十年 LNG 進口來源比例



資料來源：能源統計手冊數據，本研究繪製。

(二) 我國天然氣採購以中長約為主

為維持天然氣供應量與價格之穩定，我國天然氣進口多採簽訂中長合約，2022 年中長約占比為 71%，2023 年提升至 77%。由於澳洲 ADGSM 新制可保護簽有 LNG 出口長約之國際投資者權益，另搭配簽訂組合氣源合約，當遇到地緣政治、天候因素或罷工等突發狀況，能彈性調配 LNG 來源。中油公司簽訂之 LNG 中長期合約如表 6 所示：

表 6 中油公司簽訂之 LNG 中長期合約

供應國	LNG 出口廠或賣方	合約類型	合約量 (萬公噸 / 年)	合約年限
澳洲	Darwin-Ichthys LNG	中、長期合約	175	2018-2032
	Prelude	中、長期合約	18	2019 開始
美國	Cameron	中、長期合約	80	2019-2038
卡達	Ras Laffan-Qatar Energy	中、長期合約	125	2022-2036
	Ras Laffan-RasGas II T3	中、長期合約	300	2008-2032
	Ras Laffan-RasGas II T2	中、長期合約	150	2013-2032
俄羅斯	Prigorodnoye	中、長期合約	75	2017-2022
馬來西亞	Bintulu	中、長期合約	200	2015-2020
巴布亞紐幾內亞	Port Moresby	中、長期合約	120	2014-2033
組合氣源	Cheniere	組合氣源合約	200	2021-2045
	雪佛龍	組合氣源合約	112	2022 開始
	殼牌	組合氣源合約	200	2017-2036

資料來源：GIIGNL Annual Report (2022)，本研究整理。

(三) 提升安全存量與增建儲槽

我國為預防天然氣進口中斷、LNG 運輸船船期延遲或颱風卸收延期等事件影響，已於 2018 年 8 月 27 日公告天然氣安全存量天數之規定，並規劃於 2027 年提升天然氣安全存量天數到至少 14 天。此外，為提升安全存量天數，須以增建 LNG 儲槽因應，因此中油公司於北、中、南部已推動新（擴）建接收站計畫，包含規劃擴建高雄永安、臺中接收站及新建觀塘（第三）接收站、洲際接收站，未來各項計畫若如期完工，不僅可提高安全存量，逐步降低負載率，

利於分區供氣，相互備援，減少供應及操作風險，增加安全供應裕度。

結語

我國自 2005 年開始從澳洲進口 LNG，後續為降低中東與俄羅斯地緣政治較不穩地區之 LNG 進口量，提高向政經局勢穩定的澳洲 LNG 進口量，再加上澳洲至我國的船運航路情勢穩定，且距離近，可縮短航運時間，故進口量逐年增長，自 2021 年起已成為最大 LNG 供應國，2022 年供應量達 746 萬公噸，成為穩定 LNG 供應來源不可或缺之要角。

雖然澳洲運輸航程較近，且屬於政經情勢較穩定之地區，惟面對我國天然氣供應量的急遽增長情況下，仍需未雨綢繆，積極實現多元來源之目標，以避免受到該地區突發狀況影響，尤其近期澳洲天然氣政策多變，並發生部分地區天然氣短缺、LNG 出口廠罷工等事件，建議應更審慎思考進口來源分配，積極拓展國際新興天然氣供應來源，並強化與鄰近同屬 LNG 進口大國之日本、韓國的合作機制，以利面對進口來源受阻或出口國設施故障時，能向日本及韓國 LNG 進口商聯繫調貨或換貨，確保供應穩定。

參考文獻

- 一、Bernecker T.etal.(2022), “Evaluating Australia's energy commodity resources potential for a net-zero emission future” ,The APPEA Journal 62(S1),S555-S561. doi:10.1071/AJ21091.
- 二、GAS | Australia's Energy Commodity Resources 2022,Geoscience Australia. <https://www.ga.gov.au/digital-publication/aecr2022/gas>.
- 三、GIIGNL(2023), “The LNG industry GIIGNL Annual Report 2023” .
- 四、IEA(2023), “World Energy Outlook 2023” .
- 五、IGU(2023), “World LNG Report 2023” .
- 六、中華民國經濟部 (2023), “中華民國 111 年能源統計手冊 (ENERGY STATISTICS HANDBOOK 2022)” .

地緣政治能源情勢－從以巴衝突解析天然氣情勢變化

臺灣經濟研究院前助理研究員 徐瑋成

前言

能源供應的穩定性除取決於生產地的產能與品質外，地緣政治為影響全球傳統能源（如石油或天然氣）供應的關鍵因子。全球能源市場在近年處於多事之秋，如 2022 年爆發的俄烏戰爭，除嚴重影響歐洲天然氣供應版圖變化，並催生歐盟因應非俄羅斯天然氣供應的諸多措施，包含聯合採購、訂定庫存水平規範及開拓來源，並引入更多彈性設施，以增加 LNG 進口量。

俄烏戰爭的影響從歐洲地區擴及全球市場，2022 年經歷高氣價的陰影籠罩，對民生供應與產業發展皆造成衝擊。在戰事趨緩下，天然氣價格自 2022 年 8 月高峰後，逐漸趨近正常水平。然而國際市場仍處於多事之秋，2023 年 10 月中東地區爆發最新一波的以巴衝突，雖然相較俄烏戰爭未造成太大的衝擊，惟中東地區在全球能源出口仍扮有角色，在衝突尚未結束下，為國際市場帶來眾多的不確定性。

以色列在全球能源供應雖不屬於關鍵大國，惟其周遭的國家與以國在政治及宗教上的歧異，將導致後續相關的一舉一動，本文針對以巴衝突分析中東地區天然氣供應，進一步剖析對國際市場的影響。

一、以色列於全球天然氣市場之角色

（一）以巴衝突

2023 年 10 月巴勒斯坦伊斯蘭激進組織哈瑪斯（Hamas）對以色列展開軍事行動及派駐士兵入侵，以國面臨突襲施予反擊，迄今雙方仍未停止紛爭。

以巴衝突非僅限於兩者，中東地區部分國家亦扮演關鍵角色，歐美國家較支持以色列，伊斯蘭國家傾向巴勒斯坦。阿拉伯國家聯盟（Arab League）10 月 11 日聲明要求以色列應停止對加薩走廊的不人道封鎖，並呼籲恢復供水、供電、糧食、醫療等基本需求。

以巴衝突就國際政治的觀點而言，或可視為歐美國家與阿拉伯體系國家的角力戰爭，促使鄰近如埃及、黎巴嫩、敘利亞等國家提升戰備狀態，以防止被戰事波及（如圖 1）。

圖 1 以色列與鄰近國家示意圖



資料來源：StudyIQ。

（二）以色列天然氣市場情勢

從自給自足邁向天然氣出口

以色列過往天然氣處於自供自用的情形，主要來自鄰近的地中海海域天然氣田。2015 年後積極擴大海上氣田規模，包括蘊藏量龐大的利維坦氣田（Leviathan Gas Field）及塔馬爾氣田（Tamar Gas Field），2017 年後將天然氣進行出口，以 PNG 形式供應鄰近國家，此外，2022 年擴大卡里什氣田（Karish Gas Field）的生產量，從原本的自給自足狀況，逐漸產生餘裕，轉變成出口國（如圖 2）。

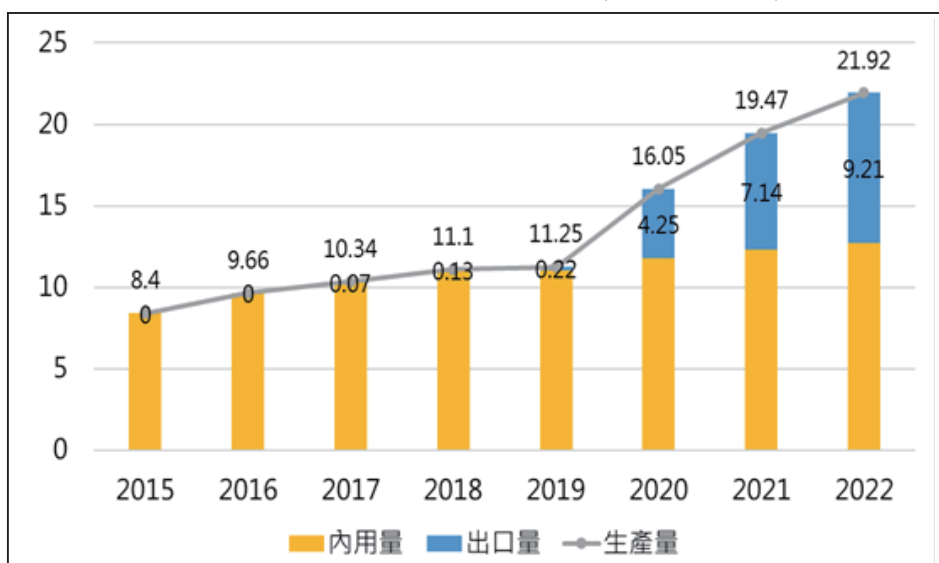
圖 2 以色列天然氣田與供應管線示意圖



資料來源：以色列能源部。

以色列天然氣生產量在 2015 年達到 84 億立方公尺，2017 年達到 103.4 億立方公尺規模，當時僅少量出口，出口量約 7,000 萬立方公尺。至 2020 年因生產量大幅擴張，當年度達到 160 億立方公尺，而出口量成長至 42.5 億立方公尺，較 2017 年成長 6 倍 (如圖 3)。

圖 3 以色列天然氣生產與出口情勢 (2015-2022 年)



單位：10 億立方公尺 (Bcm)。

資料來源：以色列能源部，本文繪製。

自利維坦氣田產量大幅擴增下，埃及成為以色列的主要出口對象，2022 年總共出口 92.1 億立方公尺，其中將近 63% 出口至埃及，37% 出口至約旦。

從出口至鄰近地區，進一步邁向歐洲市場

在以色列天然氣出口逐漸成長，2022 年俄烏戰爭後，歐盟為降低俄羅斯管道天然氣之依賴，規劃擴增非俄羅斯的氣源，尋求的國家包含歐洲的挪威、荷蘭，北美地區的美國、非洲的阿爾及利亞，更進一步期望埃及能成為穩定的進口來源。2022 年 6 月歐盟、埃及與以色列達成三方協議，並簽署合作備忘錄，期望以色列供應歐洲地區天然氣。因以色列未具備液化天然氣出口廠，故將天然氣輸往埃及，並透過埃及出口廠以 LNG 型態輸往歐洲。

為因應對歐盟的天然氣出口，在 2022-2023 年以色列擴大生產量，利維坦氣田的年產量從 120 億立方公尺躍升至 210 億立方公尺，擁有更多的天然氣餘裕，每年可供應歐洲約 100 億立方公尺。以色列天然氣的成長搭上俄烏戰爭列車，實現歐盟尋求能源多元化，擺脫俄羅斯能源束縛之目標。

二、比巴衝突對天然氣市場之影響

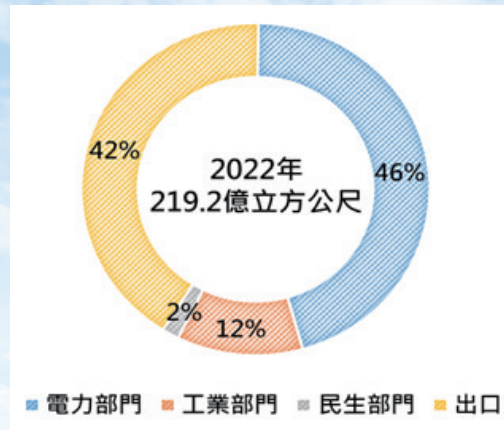
以巴衝突引發中東地緣的政治危機，除雙方的戰事尚未停止外，相關的天然氣出口與鄰近區域的天然氣開發亦受影響，以下從幾個面向探討造成天然氣市場的影響：

（一）以色列因戰事爆發暫停天然氣田生產

在哈瑪斯發動以色列侵襲後，為防止以巴戰事波及，能源部要求能源大廠雪弗龍（Chevron）將旗下投資的塔馬爾氣田進行關閉。塔馬爾氣田於 2022 年生產量約達到 103 億立方公尺，占總生產量 47%，關閉的同時停止對埃及天然氣的輸送。

雖然暫停塔馬爾氣田的天然氣生產，以色列仍有餘裕供應國內天然氣需求，主要大宗為燃氣發電需求（如圖 4），但因氣田的關閉表示將降低對埃及的天然氣輸送，及減少 LNG 出口，此外，約旦雖為天然氣生產國，同樣仰賴進口天然氣以平衡供需情勢，亦依靠以色列 PNG 供應。

圖 4 以色列天然氣消費量與出口量分布 (2022 年)



資料來源：以色列能源部，本文繪製。

以巴戰事發生的一個月後，雪弗龍開始部分塔馬爾氣田的生產，並逐漸恢復對埃及的天然氣供應。回顧埃及今 (2023) 年夏季面臨炎熱天氣，為因應電力尖峰需求，推升國內的燃氣發電量，又在以巴衝突供氣中斷下，再度面臨新的電力供應危機，於 11 月實施限電措施，以減少燃氣發電用量，所幸雪弗龍只有暫停供氣一個月，預期年底可完全恢復昔日的管輸水平。以巴衝突下，以色列對鄰國的天然氣出口中斷未造成太大影響，但衝突尚未結束，天然氣田是否會再次受影響，仍具有諸多的不確定性

(二) 地中海天然氣供應之投資蒙上陰影

中東地區天然氣資源開發產生隱憂

利維坦氣田在以色列天然氣生產具備高度重要性，該氣田的投資開發由國際能源巨頭與以色列能源公司共同投資，美國能源大廠雪弗龍、以色列能源公司 NewMed Energy 及 Ratio 三者共同持有，而雪弗龍為最大股東，占比 45.3%，其餘兩者則持有 39.7% 與 15%。2023 年 3 月英國石油公司 (BP) 對外發布將與阿布達比國家石油公司 (ADNOC)，共同收購 NewMed Energy 持有利維坦氣田的 50% 股權。

BP 與 ADNOC 共同收購 NewMed Energy 主要來自全球化的氣田開發布局，尤其以色列在 2020 年後天然氣生產量與出口量大篇幅成長，龐大的蘊藏量與出口潛力，收購 NewMed Energy 是極為

獲利的投資項目。然而，爆發以巴衝突後，為收購案帶來不確定性，首先以色列與中東國家在宗教、政治關係上處於緊繃狀態，尤其以沙烏地阿拉伯、伊朗等國家為首的阿拉伯體系國家更為嚴重。

利維坦氣田擁有可觀的天然氣，為地中海地區最大的天然氣儲層，及極具生產潛力的資產，但在戰爭爆發後，BP 與 ADNOC 對利維坦氣田的收購，在地緣政治的影響下，產生尷尬的情勢，ADNOC 為阿拉伯聯合大公國的國營石油公司，近年與以色列處於良好的外交狀態，但在情勢複雜的現階段，為收購案帶來不確定性。BP 在收購中預期可以增加對全球氣源組合，並強化天然氣出口的能量，雖然兩家企業表示對收購表示樂觀，惟在以巴衝突目前仍無告終的情勢下，未來都有暫停或中止的可能性。

賽普勒斯、希臘、以色列三方合作將受牽連

以色列其鄰近海域擁有豐富的天然氣資源，除賺取出口收益外，同時也成為新興供應來源。鄰近地中海海域的歐洲國家如希臘與賽普勒斯 (Cyprus) 看準以國豐沛的天然氣資源，提出將海上天然氣田輸往歐洲的規劃。

2020 年希臘、以色列與賽普勒斯政府高層共同簽署合作協議，三方規劃興建海底管線 (EastMed)，將以色列利維坦為首等鄰近氣田之天然氣透過賽普勒斯與希臘，並從義大利作為接收點將天然氣輸往歐洲市場 (如圖 5)。

圖 5 EastMed 管線輸送計畫示意圖



資料來源：CGTN。

當時土耳其政府對此三方合作表示不滿，認為地中海海域土耳其同樣享有水域的經濟權利，地中海海域已然成為國際大廠聚焦的開發重鎮，包含義大利能源公司埃尼（Eni）、法國道達爾（Total）、美國埃克森美孚（Exxon Mobil）及諾布爾能源（Noble Energy）皆與賽普勒斯政府達成協議，在海域進行天然氣資源探勘開發。

橫跨地中海並延伸至歐洲大陸的 EastMed 管線，全長總計約 2,000 公里，為耗資 60-70 億美元的大工程，規劃 2027 年達成商用，可將地中海海域的天然氣輸往歐洲。EastMed 雖預劃 2023 年底前通過最終投資決定（FID），然而以巴衝突造成龐大天然氣工程後續發展的不確定性，另外土耳其在政治面和以色列處於對立，於此計畫中未獲得任何經濟利益，因此有可能成為打擊 EastMed 的良好藉口，屆時 FID 是否會進一步延遲，甚至暫緩投資的決策，仍充滿眾多未知數。

EastMed 管線計畫除以巴衝突下仍有另外一項隱憂，賽普勒斯在今 (2023) 年初提議改採新的出口規劃，將利維坦氣田的天然氣先輸至賽普勒斯，再透過賽普勒斯的 LNG 出口廠將天然氣供應歐洲。賽普勒斯規劃於瓦希里斯科港 (Vasiliko) 興建 LNG 出口廠，作為跳板出口 LNG，新的方案預期將比 EastMed 管線計畫時程更短，且較能避開地中海經濟海域課題，在以巴衝突不斷發酵下，EastMed 管線計畫目前看來更困難。

（三）對歐洲天然氣進口之影響

歐洲因應俄烏戰爭衝突，LNG 進口量劇烈暴增

歐洲地區在歷經 2022 年俄烏戰爭對能源供應之衝擊，期望降低俄羅斯天然氣供應量，以擺脫對俄氣供應之依賴性。在 PNG 部分，增加挪威、荷蘭氣田管輸供應，提升 LNG 的進口量，因此 LNG 成為歐洲擺脫俄羅斯的關鍵利器，尤其在 2022 年美國 LNG 出口成為歐洲維持能源供應的救命稻草。

歐洲為全球 LNG 第二大市場，依據 GIIGNL 的 2023 年度報告數據，歐洲地區進口將近 1.2 億噸 LNG，占全球總進口量 30.8%。相對第一大的亞太地區 2022 年與 2021 年相比，總體進口

量呈現微幅衰退狀況，減幅達 7.6%（主因中國大陸需求減少、日韓推動核電等因素），歐洲地區則因俄烏戰爭進口量呈現爆量成長，增幅達到 59.5%（如表 1）。

表 1 全球 LNG 進口量區域分布與變化

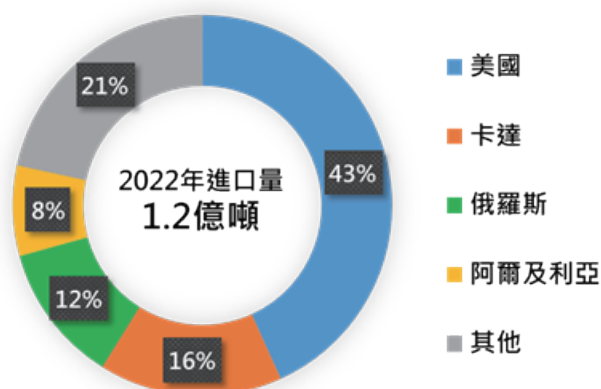
地區	進口量 (萬噸)	全球占比	2022/2021 差異	2022/2021 變化率
亞太	25,189	64.7%	-2,062	-7.6%
歐洲	11,971	30.8%	4,466	59.5%
北美	1,085	2.8%	-712	-39.6%
中東北非	674	1.7%	3	-0.4%
全球總計	38,919	100%	1,689	4.5%

資料來源：GIIGNL，本文彙整。

多數國家原本仰賴 PNG 供應，在 2022 年開始大量進口 LNG，除維持穩定供應外，並作為分散風險之手段。其中大量增加進口的國家為法國、荷蘭、比利時及立陶宛，法國更因為進口量增幅龐大，在 2022 年達 2,475 萬噸，躍升為全球第四大進口國。

綜觀 2022 年歐洲的 LNG 進口，最大宗來自美國的 5,174 萬噸（占比約 43.2%），此外卡達、俄羅斯與阿爾及利亞皆為主要來源（如圖 6）。美國因俄烏戰爭成為最大受益者，是歐洲地區 LNG 進口之主要貢獻者，出口量與 2021 年相比更成長約 2.4 倍。過往美國 LNG 出口以亞太地區為主要市場，在頁岩氣產量與 LNG 出口廠的新建及產能擴增下，恰逢俄烏戰爭帶動全球天然氣價格飆升（無論 PNG 與 LNG），LNG 的流向從太平洋逐漸轉向大西洋，並為該國產量逐漸擴增下找到良好的出口方向。

圖 6 歐洲 LNG 進口量來源分佈（2022 年）



資料來源：GIIGNL，本文繪製。

短期對歐洲供氣影響甚微，但間接影響長期佈局

以巴衝突雖造成以色列政府緊急關閉天然氣田生產，導致輸往埃及的天然氣暫停中斷，然而在停止供應 1 個月後天然氣生產又再度恢復。埃及天然氣出口氣源主要仰賴以色列海上氣田供應，依據埃及的天然氣生產與消費情勢，所生產之天然氣僅能滿足該國自用需求。

埃及 2022 年 LNG 總出口量約 678 萬噸，供應歐洲地區約 482 萬噸，主要輸出國家為土耳其、法國與義大利等。埃及 2023 年 10-11 月雖因氣源中斷無法進行 LNG 出口，但其出口量在歐洲的 LNG 進口量僅極少占比，規劃於今年 12 月或 2024 年 1 月恢復出口，以因應天然氣需求激增的冬季到來。

埃及天然氣雖以歐洲地區為主要出口市場，但依進出口數據，LNG 出口中斷對歐洲供應影響甚微，就歐洲而言，美國才是牽一髮而動全身，影響全局的關鍵角色。自 2022 年後輸出市場已從傳統的亞太地區轉向歐洲，依美國能源署（EIA）數據，美國 2023 年上半年 LNG 出口量較去年同期再度成長（增幅 4%），10 月單月出口量達到近 800 萬噸，亦達到出口的高水位。11 月歐洲從傳統的注入季節轉向提取季節，大量進口 LNG 以因應冬季到來激增的用氣需求，歐盟並要求會員國於 11 月來臨前達到 90% 的天然氣庫存水平，依歐洲天然氣庫存數據各國已達成歐盟設定的限制，甚至幾近滿載的情勢（如表 2）。

表 2 歐盟主要國家天然氣庫存量與庫存水平

國家	庫存量 (TWh)	天然氣庫存水平
歐盟	1131.6345	99.31%
德國	253.8773	99.65%
法國	133.7834	99.58%
荷蘭	141.6831	99.41%
義大利	194.803	98.9%
奧地利	96.9673	99.31%

註：本文以 2023.10.31 為數據採計時點。
資料來源：GIE，本文彙整。

以短期角度而言，以巴衝突對歐洲天然氣供應無太多影響，然而以色列與中東國家的複雜政治情勢，就長遠而言，地中海地區的資源開發與管線輸氣計畫，皆會因後續戰事的發展，及阿拉伯體系國家所施展的政治角力而改變。

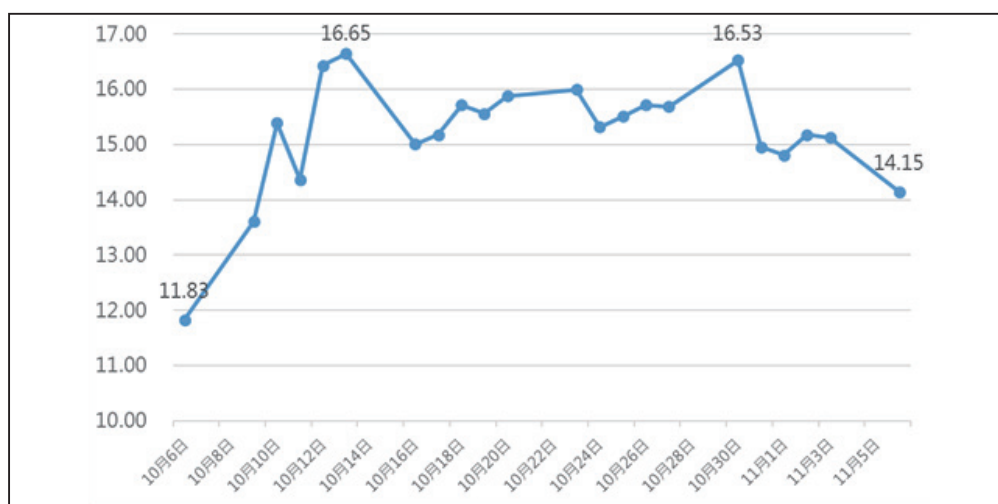
如前文所述，以色列不僅經由埃及作為跳板，將 LNG 輸往歐洲，且規劃推動 EastMed 管線計畫，透過長途海底管線將天然氣供應歐洲，且 2022 年開發的卡里什氣田，預計未來會擴增生產量，出口將翻倍成長。但綜觀目前的局勢發展，鄰近對以色列不友善之國家，除影響氣田的開發，甚至長途輸氣管線計畫，皆可能導致相關的天然氣作業或投資擱置，甚至被迫中止。另外在 10 月以色列曾經誤傷埃及的軍事設施，雖未造成重大的損傷，惟戰事擴大難保遭受波及，埃及對以色列的態度同樣為須關注的重要因素。

三、以巴衝突後續發展解析

對全球天然氣價格之衝擊未若俄烏戰爭嚴峻

以巴衝突後因地緣政治的牽動，導致全球能源價格上升。在爆發戰事後的 1-2 週，歐洲天然氣價格呈現大幅漲勢，歐洲天然氣價格指標 - 荷蘭 TTF 在戰爭爆發前，價格約介於 11.8 美元 /MMbtu，但在 10 月中下旬天然氣價格上升至 16.6 美元 / MMbtu。以巴衝突同樣帶動 LNG 價格，漲幅將近達 40%，價格上升至 18.3 美元 /MMbtu(如圖 7)。

圖 7 歐洲 TTF 價格變化趨勢 (2023.10.6-11.6)



註：單位為美元 /MMBtu。
資料來源：CME，本文繪製。

觀察國際天然氣指標數據，以色列自 11 月開始天然氣田生產後，價格逐漸下降，但未達以巴衝突前的水平，價格水平未恢復，衝突並非主要因素，因 11 月已經邁入冬季尖峰用氣季節，對於 PNG 及 LNG 價格皆有抬升的動能。依國際大型天然氣交易中心 ICE 的 11 月公布的期貨價格數據，2023 年 12 月至 2024 年 2 月的價格，約介於 14.6-15.3 美元 /MMbtu，顯示以巴衝突未衝擊價格及對市場產生刺激價格上升的預期心理。

以巴衝突雖為全球市場帶來短暫的天然氣價格波動，但預期不會衍變為俄烏戰爭的嚴重情勢，因以色列天然氣雖為歐洲氣源的一部分，惟對歐洲的出口量，仍占極少數。2022 年的數據顯示埃及 LNG 僅占歐洲的進口總量約 6%，依規劃 2024 年 1 月才能對歐洲輸出，即使埃及到明 (2024) 年冬季結束前仍無法出口，在美國 LNG 產能的擴增，或從其他國家進行調度，預期維持用氣不會有過大的負擔及刺激國際天然氣價格，而價格上升更大的因素是季節造成。

地中海天然氣預期成為未來歐洲擺脫俄羅斯之利器

歐盟自俄烏戰爭後，最主要面臨的議題為找到長期解決方案，尋求更多額外的氣源，替代俄羅斯 PNG 供應（甚至完全取代）。此外，冬季面臨用氣需求的激增，已成為歐盟每年的必考課題，在兼顧冬季（主要來自民生的製熱需求）及減少對俄羅斯的依賴，要透過多元解決方案達成。

冬季尖峰需求下，維持天然氣庫存水平為首要措施，歐盟要求會員國訂定及達到最低儲存，而提升庫存水平的策略在冬季來臨前有明顯成效已接近滿載，但就算天然氣庫存達到滿載，要滿足全歐洲的天然氣需求必須 LNG 持續輸入。歐盟採取的策略為加大 LNG 進口量，並與美國、卡達等主要來源簽署合作協議（或長約），以達成長期穩定供應的目標。在擴大進口來源的同時，提升歐洲 LNG 進口產能亦為關鍵，尤其以對俄羅斯 PNG 最為依賴的德國，已開始著手引進彈性進口設施 (FSRU)，逐漸轉變為 LNG 進口國。

歐洲 LNG 進口現以美國為最大宗，2023 年出口量已超越 2022 年水準，在達到「量」的要求的同時，氣源分散亦是關注的重點。美國

LNG 歐洲進口量約四成，但過度的集中化，也帶來一定的風險，故開拓其他的進口來源為歐盟的首要之務，而以色列有望成為新的主要供應來源。

歐盟在降低俄羅斯供氣之策略，PNG 方面規劃增加挪威、荷蘭的進口量，LNG 採取擴大美國、卡達與阿爾及利亞的進口。PNG 新氣源策略將面臨的課題，包含北海氣田的產量與蘊藏逐漸降低，而荷蘭的主要供氣來源格羅寧根氣田 (Groningen Gas Field)，今年 10 月宣布關閉氣田的相關業務，在必要時才會重啟。

以色列近年積極擴增天然氣生產量，包含利維坦氣田、塔馬爾氣田與卡里什氣田均為生產主力，政府更進一步規劃增加產能，如利維坦氣田年產量增加至 210 億立方公尺、塔馬爾氣田增加 60 億立方公尺的年產能 (現行約 100 億年產能)、卡里什氣田預計有 65 億立方公尺的年產能 (如表 3)。

表 3 以色列天然氣田既有與未來產能規劃

氣田	既有產量 (Bcm)	未來產能 (Bcm)
Leviathan	12	21
Tamar	10	16
Karish	6.5	6.5

資料來源：本文彙整。

若未來以色列的天然氣擴增順利完成，其年產量預計可達 435 億立方公尺，扣除自用內需 (約 127 億立方公尺) 及出口至約旦的量 (約 29 億立方公尺)，至少約 280 億立方公尺可輸往埃及，擴大埃及出口至歐洲的產量。

埃及現行 LNG 出口廠產能約 1,200 萬噸，未來若配合以色列的擴產計畫，出口產能將可達到滿載使用，大幅增加對歐洲的出口，同時實現歐盟期望透過地中海氣源以作為替代部分俄羅斯氣源之策略。前述提及以巴衝突為 EastMed 管線帶來更多的不確定性，除有技術可行性的質疑外，另有土耳其可能趁機介入阻擾的境況，所以相對長途管線的眾多問題，透過增加氣田產量，並擴大 LNG 出口，受到的阻礙及不確定性較低，此外雪弗龍與 NewMed Energy 規劃將推動浮動式 LNG 出口設施 (FLNG) 之投資 (產能約 460 萬噸)，增加從氣田直接液化出口之能力。

目前以色列雖對於歐洲推動的替代俄羅斯氣源策略尚未產生關鍵效用，惟在未來一系列的氣田產能擴增與 FLNG 之投資下，預期將成為歐洲 LNG 的主要進口來源之一，進一步實現歐盟分散風險與穩定天然氣供應的願景，然而目前多數的投資與規劃有機率受到以巴衝突後續發展的影響，可能減緩歐盟實現氣源策略的腳步。

結語

地中海海域近年成為全球天然氣的新興潛力發展地區，以色列正積極實現擴大天然氣生產規模的規劃，並欲透過與埃及甚至鄰近周遭國家實現大規模出口天然氣願景，以獲得龐大的能源外匯收益。未來以色列天然氣逐漸崛起，除有望進一步推升在市場的重要性，亦能同時實現歐盟降低俄羅斯氣源供應，逐步達成多元化氣源的策略目標。

依歷史經驗，地緣政治從過往即為影響地區市場，甚至國際能源情勢的關鍵因素，目前以巴衝突仍僅侷限於以色列與巴勒斯坦，惟鄰近但站在對立面之國家其下一步將成為國際市場緊密觀察的焦點。雖然以巴衝突對地中海天然氣發展帶來諸多不確定性，但短期內應不會對全球天然氣供應與價格產生劇烈影響，但需關注的是以巴衝突的走向與戰事時間的延長，導致關鍵項目的擱置甚至開發中止，對長遠開發將帶來一定的影響。

參考文獻

- 一、Al Jazeera(2022),EU signs gas deal with Israel,Egypt in bid to ditch Russia.
- 二、Al Jazeera(2020),Greece,Israel,Cyprus sign gas pipeline deal,angering Turkey.
- 三、APnews(2023),Cyprus official says Israel-Hamas war may give an impetus to regional energy projects.
- 四、DW(2023),How can Cyprus exploit its gas in a geopolitical minefield?
- 五、LNGPrime(2023),Chevron,NewMed Energy approve budget for

Leviathan FLNG.

- 六、MOEI(2023),Ministry of Energy and Infrastructure Promotes Expansion of Natural Gas Production from Tamar by 60%;Additional Natural Gas Exports to Egypt Approved.
- 七、OIES(2023),Axis of Resources:Gaza war spells disaster for Europe's energy security.
- 八、Oilprice(2023),Middle East Energy Deals In Question Over Israel.
- 九、Offshore Technology(2022),Chevron and partners to proceed with Tamar field expansion project.
- 十、OSW(2022),Israel's Mediterranean gas:the potential for gas export to Europe and the dynamic of regional cooperation.
- 十一、Reuters(2023),Egypt's stumbling economy faces new pressures from Gaza crisis.
- 十二、Reuters(2023),Israeli energy sites impacted by the Gaza conflict.
- 十三、Reuters(2022),EU,Israel and Egypt sign deal to boost East Med gas exports to Europe.
- 十四、Reuters(2022),Israel's NewMed Energy leaning towards floating LNG expansion.
- 十五、S&P Global(2023),Loss of Tamar gas supplies from Israel to impact Egyptian LNG exports:IEA.
- 十六、Wionews(2023),Egypt's natural gas imports suspended amid Gaza conflict.
- 十七、World Oil(2023),Israeli natural gas flows to Egypt rise as Chevron resumes Tamar production.

談二氧化碳捕獲和封存及發展近況

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

石油天然氣探採人員長久以來上山下海開採油氣，如今被賦予一項新的重要任務—將油氣燃燒後產生的二氧化碳注回地層中封存，原因是大量的二氧化碳已造成全球氣候暖化，嚴重影響人類及各種生物的生存環境，減碳避免氣候繼續升溫刻不容緩。本文旨在探討碳捕集和封存 (carbon capture and storage, CCS) 及在全球主要國家的發展近況，藉以瞭解 CCS 發揮減碳功效及重要性。

一、碳捕獲、利用和封存 (CCS/CCUS) 概述

(一) 全球氣候暖化危機

二氧化碳是主要的溫室氣體，大氣中二氧化碳濃度影響地球氣候溫度變化。二氧化碳有各種來源，最受矚目是自 1750 年工業革命起開始大量使用煤炭、石油和天然氣等化石能源，燃燒所產生的二氧化碳不斷滯留、累積於大氣中。2022 年能源使用的碳排放量高達 393 億噸，以致全球平均大氣二氧化碳濃度為百萬分之 417.06ppm，創下歷史新高 (如圖 1)，因此二氧化碳的增加無疑是全球氣候暖化的主要因素之一。

聯合國氣候變化框架公約巴黎協議 (The Paris Agreement UNFCCC 2015) 將本世紀全球氣溫上升幅度控制在比工業化前水準高出攝氏 2 度以內，更進一步限制在攝氏 1.5 度以內，並要求各國加強因應氣候變化影響的能力，努力實現國家自主貢獻 (Nationally Determined Contributions, NDC) 的目標。

目前有多種緩解氣候暖化的措施，希望在未來幾十年內大幅減少碳排放，使二氧化碳和其他長壽溫室氣體的排放量接近零。緩解氣候暖化的措施包括提高能源效率、使用低碳和無碳能源、提升碳匯 (carbon sinks)、減少毀林、改善森林管理和種植新林、使用具

有碳捕獲和儲存功能的生物能源及改變生活方式和行為。目前雖有很多減碳技術可供運用，往往礙於成本顧慮未能執行，綜觀消除溫室氣體最直接有效的方法是二氧化碳捕獲、利用和封存，然而持異議者指出大規模發展 CCS 的成本太高，不符合商業利益，還有認為碳封存僅為權宜之計，只會讓企業更有理由迴避困難的去碳措施，最好的作法是直接發展如可再生能源的低碳技術，但國際能源署（IEA）2017 年能源技術展望（ETP2017）指出 CCS 在能源轉型中發揮著主導作用，經估算若全球欲於本世紀末之前，避免危險的溫度升幅，在 2050 年前每年封存逾 50 億噸二氧化碳就能達到目標。

現今多數國家規劃的淨零排放途徑都涉及一定程度的 CCS，IEA 估計可以減少 11% 的排放量。而至 2050 年實現全球能源相關排放達到淨零（如圖 2）的目標，需制定正確的政策和激勵措施，以推動投資 CCS。

（二）碳捕獲、利用和封存概述

碳捕獲、利用和封存是一種脫碳技術，可從高排放工業設施捕獲二氧化碳，進行運輸和封存。

CCS 在大型二氧化碳排放來源處，如天然氣處理工廠、化石燃料火力發電廠、水泥廠、煉鋼廠，捕集二氧化碳後運輸、封存或再利用，稱為 CCUS（如圖 3）。

碳可以被儲存在多種環境中，包括陸地生境（生物質、土壤和樹木）、海洋和深海地質構造。二氧化碳注入到地下儲層封存，稱為地質封存，被公認是目前直接減少碳排的有效工藝。二氧化碳在地層中積累是一種普遍的地質現象，因此自然界存在很多二氧化碳氣藏。從石油、天然氣探採和油氣增產作業所獲得的實例經驗得知，在地質構造中儲存人為的二氧化碳是可行的方法，如枯竭的石油和天然氣儲層、煤層、鹽水地層（深部地下多孔儲層岩石，被苦鹹水或鹽水飽和）都能用於儲存二氧化碳。在約 800-1000 公尺以下的深度，超臨界二氧化碳具有類似液體的密度，可以有效利用沉積岩孔隙中的地下儲存空間。

(三) CCS 的捕集、運輸和儲存三個主要階段 (如圖 4)

1、碳捕集

碳捕集 (capture) 是指從二氧化碳發源點，如天然氣處理廠、火力發電廠、水泥廠、煉鋼廠的煙氣中分離出二氧化碳的初始階段，主要的分離方式有胺吸收法 (amine absorption)、薄膜分離 (membranes) 及低溫冷凝 (cryogenics) 等，其中主流的屬胺吸收法，將捕獲的二氧化碳壓縮成液體或超臨界流體，運輸儲存。目前雖有成熟的商業技術，但捕集是 CCS 成本最高的階段，因此迫切需要尋找能夠降低成本的技術。

2、運輸

在大多數情況下，二氧化碳捕集設備可能不在適當的二氧化碳儲存地點，因此需要將捕獲的二氧化碳藉由專用輸氣管道，或液化後用船舶、車輛運輸到儲存地點。專用的管道運輸二氧化碳常應用於石油和天然氣上游行業以增產油氣。

3、儲存

在注入場址將二氧化碳壓縮至密度與水相似的超臨界狀態，然後灌至適合的封存地層，這類地層必須是多孔隙，且具有良好的滲透性，才能儲存大量的二氧化碳，也利於注入的二氧化碳在整個岩層中擴散，通過物理構造、殘留、溶解、礦化等機制被困住。隨著時間的推移，此四種機制對二氧化碳封存的變化及貢獻，在注入地層的同時就開始運行，並以不同的速率發生。

4、二氧化碳的利用

過去二氧化碳被認為是有害環境的物質，因此捕獲之後強調封存處理，但新的作法是將二氧化碳視為一種資源，利用 (utilization) 之餘再行封存。二氧化碳有多種用途，可做為化工原料，但對二氧化碳的大規模商業應用仍處於開發中，除石油、天然氣上游開採用於三級增產的二氧化碳-EOR/EGR 作業外，對二氧化碳的消耗有限，要減碳解決氣候暖化問題主要仍仰賴 CCS 的地質封存作業。然而二氧化碳-EOR/EGR 也可以產生油氣，增加收益，抵銷 CCS 施作成本，同時封存二氧化碳，被視為發展 CCS 的墊腳石。

(四) CCS 計畫的規劃流程及成功因素

二氧化碳地質封存計畫的一般規劃流程，包括場址及儲層的調查研究、封存評估、注入井及注儲工程設計、注儲後的監測等專業地質和工程技術，另外還需對計畫的經濟分析和風險評估等進行研究。

CCS 計畫投資甚大，涉及的領域複雜，執行能否順利成功的關鍵因素包括各種相關專業技術、政府法規的支持，且因常被公眾視為嫌惡設施，場址選擇及作業實施需要取得公眾的接受（如圖 5）。

二、全球 CCS 發展趨勢

(一) 設施與捕集量的成長

過去大多數 CCS 專案都是全價值鏈，將二氧化碳捕集廠與其專用的二氧化碳壓縮、運輸和儲存系統結合。現今的 CCS 部署傾向於 CCS 網路化，在於共享傳輸和基礎設施、航運、管道及儲存設備，未涉及二氧化碳捕獲，僅處理第三方捕獲的二氧化碳。

依全球 CCS 機構 (Global CCS Institute) 年度報告：截至 2022 年 9 月全球商業 CCS 專案中捕獲二氧化碳總容量為 2.4397 億噸，大幅增長 44%，包括正在進行前端工程設計進階開發階段 (advanced development) 的專案，捕集能力增加近一倍 (2021 年 49.4Mtpa 至 2022 年 97.6Mtpa)，因而獲得大量工程開發資金，得以籌備建設。

CCS 設施延續 2017 年的上升趨勢，達到 196 個項目。從設施數量增長來看，美國持續在全球處於領先地位，自 2021 年以來新增 34 個項目。2022 年其他領先國家包括加拿大 19 個、英國 13 個、挪威 8 個，及澳洲、荷蘭和冰島各 6 個項目（圖 6 顯示 2010 年至 2022 年 9 月 CCS 專案產能的成長情況；圖 7 顯示 2022 年 CCS 設施數量，為產業發展提供必要的基礎設施；圖 8 及圖 9 顯示全球 CCS 營運中及未營運設施的分佈圖。）。

(二) 政策、法律和監管的健全

2022 年 CCS 的全球政策、法律和監管都取得重大發展，各國持續關注相關問題，共同努力達成減碳目標。

1、氣候政策趨勢與分析

備受期待的政府間氣候變遷專門委員會 (IPCC) 第三工作小組 (WG3) 報告《減緩氣候變遷》時，強調對 CCS 的需求，因大規模化石能源和工業越來越多將 CCS 納入減碳途徑，以求限制升溫在 1.5°C 之內。

2、推動更緊密的區域合作

為實踐減碳，全球在 CCS 部署方面更加密切，政府和產業日漸著重區域合作；CCS 技術新市場和應用的出現、國家對實現淨零排放的承諾增強，及 CCS 網路部署帶來的商業機會，促成超越國界的發展；北海開發的 CCS 項目及東南亞在亞太地區的 CCS 活動，在在顯示對 CCS 的期待。

發展 CCS 需制定支持性政策、法律和監管環境，因此有興趣開發跨國計畫的國家和企業正在積極審酌相關的監管問題，及制定支持 CCS 網路發展的區域框架和機制。

另外，從一個國家運輸二氧化碳到另一個國家領土儲存的挑戰尤其嚴峻，跨境的國際會計和信貸是有待解決的重要問題。然而也有一些國家尚缺乏技術、法律和監管制度，為儲存營運增添不確定性。

三、全球 CCS 發展近況

(一) 美洲

1、加拿大 政策

2021 年 11 月加拿大薩斯喀徹溫省 (Saskatchewan) 所宣布運輸二氧化碳的管道，無論是用於 CCUS 或提高石油採收率 (EOR)，皆符合石油基礎設施投資計畫 (OIIIP) 的資格；艾伯塔省 (Alberta) 在 2021 年第四季完成氢能路線圖，希望成為清潔氫的國際領導者，其中 CCUS 是關鍵；2022 年第一季發布 2030 年減量計畫，將該國經濟的溫室氣體排放量減少到比 2005 年低 40-45%，2050 年達到淨零排放，藉以激勵 CCUS 技術。

歷經減量計畫後，2022 年聯邦預算推行投資稅收抵免，大

力支持 CCUS；2022 至 2030 年直接空氣捕集碳計畫的稅收抵免率為 60%，其他碳捕集計畫的稅收抵免率為 50%，運輸、儲存和使用的稅收抵免率為 37.5%。

環境、社會與治理

2021 年 12 月宣布強制性披露氣候相關財務，作為 2050 年淨零轉型策略的一部分，並於 2022 年要求各個領域納入強制性報告。

安大略省 (Ontario) 評估利用二氧化碳封存作為難以脫碳的煉鋼水泥產業的方案，儲存區域位於西部的鹹水含水層中，惟現有法律禁止儲存二氧化碳，待修訂管理法規，縮小對《石油、天然氣和鹽資源法》監管的油井注入二氧化碳的禁令。

CCS 專案項目

大部分 CCUS 的行動和策略都在艾伯塔省及薩斯喀徹溫省。艾伯塔省正在開發加拿大第一個碳儲存中心，將二氧化碳永久封存，該省計有六項提案，為埃德蒙頓附近的艾伯塔省工業中心地區提供服務，提案來自 Enbridge Inc.、殼牌加拿大公司、ATCO 能源解決方案公司、森科能源公司、沃爾夫碳解決方案、野牛低碳創投公司等。

艾伯塔省擁有優良的二氧化碳封存地質構造，是開發 CCUS 中心的理想地點。Entropy 公司在艾伯塔省 Glacier Gas Plant 實施燃燒後 CCS 專案，被視為世界上第一個從天然氣燃燒中捕獲和儲存二氧化碳的商業項目。

2、美國

政策

美國氣候目標 2035 年實現 100% 清潔電力及 2050 年淨零排放，尤其高度依賴 CCS 的助力，透過 2021 和 2022 年的立法，承諾對碳捕獲技術的投資，同時解決環境正義問題。

立法

2021 年 11 月頒布《基礎設施投資和就業法案,IIJA》，內容包括未來五年在 CCS 的支出超過 120 億美元，CCUS 研究、開發和示範、二氧化碳運輸和儲存基礎設施、碳利用市場開發，及四個區域的直接空氣捕集碳儲存 (DACCS) 中心建置等。

2022 年頒布「為美國生產半導體創造有益的激勵措施」基金，即《CHIPS 法案》，目的在為加強碳去除研究、開發和示範提供資金。同年公布具歷史意義的「通貨膨脹削減法案」，其中包括對國稅局第 45Q 款的增強，及為氣候和能源提供 3,690 億美元的資金。

政策指引及公告

環境品質委員會 (CEQ) 發布 CCUS 項目開發和許可指南，指導要素包括促進聯邦對 CCUS 計畫和二氧化碳管道的決策、公眾參與、對環境影響的認識和減少二氧化碳；能源部化石能源和碳管理辦公室 (FECM) 發布 CCS 推動策略，為深度脫碳和解決排放問題做出管理決策；管道和危險材料安全管理局 (PHMSA) 宣布針對二氧化碳管道的新安全措施，並啟動制定新規則；PHMSA 發布更新的諮詢公告，解決地質災害引起的問題；土地管理局 (BLM) 依《聯邦土地管理政策法案》發布二氧化碳封存指南、涉及公共土地上的碳儲存。

海域儲存

基礎設施投資和就業法案 (IIJA) 立法修訂《外大陸架土地法》，並由內政部制定法規，建立海域二氧化碳封存的許可框架。

環境、社會與治理

美國證券交易委員會提出涉及氣候相關揭露的規則，要求公司揭露實現氣候相關目標，例如投資再生能源或碳捕獲技術計畫，冀望 CCS 在 ESG 治理中發揮作用

各州政府的 CCS 發展狀況

目前有些州正在推動碳管理政策，如加州空氣資源委員會 (CARB) 發布 2022 年範圍規劃草案以徵求意見，其他如印第安納州、西維吉尼亞州和懷俄明州等已頒布涉及二氧化碳封存的立法或政策。後續各州執行進度也有所不同，如懷俄明州和北達科他州對地下注入擁有優先頒發許可證的權利，計劃涵蓋用於二氧化碳地質封存的注入井；路易斯安那州等待優先許可申請；德州、亞利桑那州和西維吉尼亞州處於優先申請流程。

專案項目

一些創新項目的案例，包括 Talos Energy、Carbonvert 和雪佛龍等擴大合資企業，開發 Bayou Bend CCS 中心，由 Talos 擔任營運商。

NEXT Carbon Solutions 和加州資源公司 (California Resources Corporation) 達成合作協議，探索 CRC 埃爾克山發電廠的脫碳方案，捕獲後永久儲存在枯竭油田。

Carbon America 資助營運的科羅拉多州乙醇工廠系統，可捕獲並儲存 95% 的二氧化碳排放量。

Tallgrass 計劃改造 Trailblazer 天然氣管道，用於運輸從內布拉斯加州 ADM 玉米加工綜合體中捕獲的二氧化碳，擴大懷俄明州東部封存中心的覆蓋範圍。

Red Trail Energy CCS 計畫位於北達科他州理查頓附近的乙醇工廠已正式運作，是美國第一個由國家主導的碳儲存監管機構運營的項目，Red Trail 正在利用 45Q 稅收抵免推進該計畫。

西方石油公司預計 2035 年建造 70 到 135 個碳捕獲設施，每個設施將直接從大氣中去除多達 1Mtpa 的二氧化碳。

3、巴西

專案項目

巴西在桑托斯盆地 (Santos Basin) 擁有一座正在運作的 CCS 設施；巴西國家石油公司 (Petrobras) 朝著 2025 年注入 4,000 萬噸二氧化碳的目標前進。

政策

2021 年和 2022 年有關 CCS 部署的重大政策發展，除更新國家資料中心外，還訂定第 1.425/2022 號法案，以建立二氧化碳地質封存的法律框架，解決產權、長期責任及從私人到公共代理的轉移、監管機構的定義和監測期限。

(二) 亞太地區

亞太地區公共和私營部門持續關注及訂定氣候緩解計畫，並加強脫碳力度，CCS 方面的發展顯著。

1、馬來西亞

馬來西亞憑藉完善的石油和天然氣工業，自我定位為東南亞 CCS 的領導者，馬來西亞國家石油和天然氣營運商 Petronas 表示，在本世紀末成為海域 CCS 儲存中心是國家願景。

專案項目

Kasawari CCS 項目位於砂拉越 (Sarawak) 海域，與高二氧化碳的 Kasawari Ph2 氣田相關，天然氣蘊藏量 3Tcf，規劃從 2025 年開始捕獲約 4.5Mtpa 二氧化碳，透過 135 公里長的管道輸送至 M1 油田的枯竭儲集層封存。

馬來西亞的第二個 CCS 項目是 Lang Lebah CCS 計畫，Lang Lebah 氣田位於砂拉越海域，是泰國國家石油業者 PTTEP 的最大發現，天然氣蘊藏量 5Tcf，氣田含有 17% 的二氧化碳，因此格外需要 CCS。

政策

2021 年 9 月馬來西亞政府承諾最早於 2050 年實現淨零排放，2030 年在 2005 年的基礎上減少 45% 的排放，突顯 CCS 對此世界第四大液化天然氣生產國的必要性。

在碳定價部分，雖已引入相關機制，但尚未發布費率和管理資訊，俟國家氣候變遷法律框架確立後，制定 CCUS 法規。

2、印尼

印尼是 CCS 的支持者，也是東南亞 CCS 部署的領導者。和馬來西亞願景相同，提供專案級減排，成為碳封存樞紐。鑑於外國石油和天然氣運營商的舉措，印尼政府亦在推動政策和監管。

專案項目

2021 年底英國石油公司 (BP) 宣布印尼石油和天然氣監管機構 SKK Migas 已獲核准擴建 Tangguh LNG 及 Vorwata CCUS 專案，預於 2026 年或 2027 年完成，每年將注入 4Mtpa，用於增產天然氣回收和永久儲存二氧化碳。

Repsol 石油公司計劃於 2027 年在 Sakekamang CCS 專案中開始注入二氧化碳，預計能夠永久儲存 2.5Mtpa 的二氧化碳。

2022 年 5 月印尼國有石油公司 Pertamina 宣布與印尼液化空氣集團合作，在卡利曼丹的巴厘巴板煉油廠開發 CCUS 技術，並於庫泰 (Kutai) 盆地利用或儲存二氧化碳。另有日本石油天然氣金屬國家公司、三菱商事株式會社、萬隆理工學院及 PT Panca Amara Utama 等四個組織同意共同進行氨生產與 CCS 聯合研究。

政策和監管

總統條例 98/2021(Presidential Regulation 98/2021) 為國內碳定價和交易建立法律框架，實現國家自主貢獻和管理，並與對燃煤電廠徵收的碳稅（每噸 2.09 美元）一同運作。

2023 年 3 月 3 日印尼能源和礦產資源部頒布 2023 年第 2 號 (MEMR2/2023) 法規，其中上游石油和天然氣業務活動實施 CCS 和 CCUS 法規 (Implementation of CCS and CCUS in Upstream Oil and Gas Business Activities, the “Regulation”) 涵蓋內容廣泛，包括 CCS 和 CCUS 項目的規劃，二氧化碳的監測、報告和核查，融資和貨幣化及 CCS 和 CCUS 項目的結束，要求參與的合約商必須藉由 CCS 或 CCUS 捕集商業活動的碳排放。

3、澳洲

專案項目

澳洲 CCS 專案最重要的是中臂 (Middle Arm) 永續發展區的進展，該區是北領地 (Northern Territory) 的天然氣加工和低碳製造中心，Middle Arm 樞紐處於早期規劃階段，在過去一年內獲得前聯邦政府及主要天然氣營運商 INPEX 和 Santos 公司的專案承諾。

2021 年 11 月 Santos 宣布 Moomba CCS 專案將於 2024 年開始運營，注入量為 1.7Mtpa；Santos 位於東帝汶近海的 Bayu-Undan CCS 計畫於 2022 年 3 月進入前端工程和設計 (FEED) 階段，完成後預計可儲存高達 10Mtpa 二氧化碳，並作為區域儲存中心。

2022 年 4 月埃克森美孚 (ExxonMobil) 公司表示已對吉

普斯蘭盆地 (Gippsland Basin) 進行 FEED 研究，以確定建立 CCS 中心的潛力；Woodside、BP 和 Japan Australia LNG 等公司對澳洲西北部 Burup 半島的 CCS 網路進行可行性研究；澳洲三井探勘與生產公司 (Mitsui E&P Australia) 評估中西部現代能源中心商業化的可行性，值得關注的是該中心為天然氣加工和藍氫設施。

政策和監管

2021 年底 CCS 被納入減排基金 (Emission Reduction Fund)，允許專案產生澳洲碳信用單位 (Australian Carbon Credit Units, ACCU)，從而獲取收入；2022 年 6 月氣候變遷和能源部長宣布對減排基金進行獨立審查，在所採用審查的方法中強調 CCS 重要性；2022 年 3 月西澳大利亞州核准《溫室氣體儲存和運輸法草案》，鞏固 CCS 監管制度。

4、日本

日本對能源進口的依賴和有限的二氧化碳儲存能力，加上 2050 年實現淨零排放的承諾及相關的脫碳目標，促使持續積極推動亞太地區的雙邊和多邊 CCUS 合作。

專案項目

航運公司越來越積極參與 CCS 的液化二氧化碳運輸；CCS 公司正在與關西電力公司合作苦小牧 (Tomokomai) 示範項目，將二氧化碳從關西電力公司位於京都的燃煤發電站輸送到苦小牧儲存，該項目將於 2024 年開始運營；NYK 和 Knutsen 集團建立液化二氧化碳運輸和儲存新業務；三菱造船正在建造一艘二氧化碳示範船；商船三井 (MOL) 和印尼國有石油公司 Petronas 簽署關於液態二氧化碳運輸的諒解備忘錄。

2022 年 1 月世界第一艘液化氫運輸船 Suiso Frontier 抵達澳洲維多利亞，向日本運送氫氣，是煤氣化氫試點計畫氫能供應鏈 (Hydrogen Energy Supply Chain, HESC) 的重要里程碑。如果 HESC 進入商業階段，捕獲的二氧化碳將儲存在 CarbonNet CCS 專案中，INPEX 公司在達爾文 Middle Arm CCS 中心的開發中發揮主導作用。

J-POWER 公司和 ENEOS 公司宣布對日本國內 CCS 計畫進行可行性研究，預計將於 2026 年做出最終投資決定 (FID)，並於 2030 年啟動，旨在使日本西部的煉油、燃煤和生物質燃燒工廠脫碳，並儲存二氧化碳。

政策和監管

內閣於 2021 年底核准一項新的戰略能源計畫，規劃 2030 年溫室氣體排放量減少 46%（基於 2013 年水平）和 2050 年實現碳中和的路徑。經濟產業省起草長期 CCS 路線圖，目標 2050 年在日本海域封存 120-240 百萬噸二氧化碳。

5、中國

2022 年 CCUS 成為中國日益關注的議題。CCUS 預計至 2050 年每年減少 6-14.5 億噸二氧化碳，2060 年每年減少 1-18.2 億噸。

專案項目

國營能源公司主導專案開發，由中國石化公司開發的第一個百萬噸級 CCUS 一體化項目於 2022 年 8 月底全面投產；齊魯石化廠捕集的二氧化碳輸送至勝利油田以提高採收率；華能公司位於鄂爾多斯盆地的 1.5Mtpa 煤電 CCUS 計畫已動工建設，被認為將成為全球最大的煤電 CCUS 計畫；中國石油天然氣集團 (CNPC) 計劃從 2025 年開始注入高達 5Mtpa 二氧化碳；中國海洋石油 (CNOOC) 在珠江口啟動第一個二氧化碳海域封存；2022 年 6 月 27 日埃克森美孚、殼牌、中海石油與廣東省政府簽署諒解備忘錄，針對大亞灣石化工業園區世界級樞紐計畫進行評估。此外，包括廣匯和恆力集團等多家私人公司也陸續宣布 CCUS 計畫。

政策和目標

2020 年宣布 30/60 氣候政策框架，2030 年實現碳達峰、2060 年之前實現氣候中和的目標；雙碳目標 1+N 體系為 CCUS 政策方向奠定碳達峰及中和的基礎；中國人民銀行推出碳減排基金，向金融機構提供低成本貸款，以支持脫碳項目，其中包括 CCUS。

6、泰國

2022 年 6 月泰國國家石油和天然氣營運商 PTTEP 宣布第一個 CCS 計畫，該項目位於 Arthit 海域氣田，已進入 FEED 研究階段，預計於 2026 年開始運營；PTTEP 與日本 JGC Holdings 和 INPEX 簽署關於碳捕集和封存計畫的諒解備忘錄。

7、新加坡

殼牌和埃克森美孚均於新加坡設有煉油和石化製造工廠，在研究區域 CCS 中心捕獲二氧化碳，並運輸到附近的儲存庫。CCS 涵蓋石化、生物燃料、煉油廠和氫開發。

8、韓國

韓國能源公司 SK E&S 與澳洲 Santos 公司簽署諒解備忘錄，以合作開發澳洲和 Bayu-Undan 的 CCS 計畫。韓國國內石化產業繼續進行可行性研究、試點示範和部署 CCUS。

(三) 歐洲和英國

歐洲地區的碳捕獲和封存計畫持續增加，目前歐洲和英國有 73 個不同開發階段的 CCS 設施。

1、歐盟

CCS 資金

歐盟創新基金目標 2030 年為歐洲的創新清潔技術投資約 380 億歐元，該基金 2021 年第一次徵集選定的 7 個計畫中有 4 個項目包含 CCS 組件，芬蘭、比利時、瑞典和法國的 CCS 設施都將成為資金的受益者，分別支持氫、化學、生物能源及水泥生產 CCS 計畫，2022 年的第二次徵集結果 7 個 CCS 和 CCU 計畫獲得資助。保加利亞、冰島、波蘭、法國、瑞典和德國的計畫被選中，範圍包括低碳水泥生產、碳礦物儲存場開發和永續航空燃料生產。

歐盟創新基金項目 (EU Innovation Fund Project) 的 CCS 項目包括：

(1) Holcim Deutschland 的 Carbon2Business 專案利用 CCS 改造德國水泥廠，以捕獲超過 1Mtpa 二氧化碳。

- (2)ANRAV 計畫從保加利亞的水泥設施中捕獲二氧化碳，在黑海的海上儲存。
- (3)Carbfix 的 Coda Terminal 在冰島開發礦物儲存中心，可儲存 8.8 億噸二氧化碳。
- (4)Perstorp 的 Project Air 在瑞典開發無化石燃料甲醇工廠。
- (5)殼牌的 HySkies 計畫透過瑞典的廢棄物轉化能源 CCUS 營運，生產永續航空燃料。
- (6)波蘭的 GO4ECOPLANET 專案從 Lafarge Cement 的 Kujawy 水泥生產作業中捕獲，並儲存二氧化碳。
- (7)法國的 CalCC 計畫將捕獲石灰生產過程中產生的二氧化碳永久儲存。
- (8)Kairos-at-C 透過比利時、荷蘭和挪威的跨境 CCS 價值鏈，減少 1,420 萬噸二氧化碳排放，其中包括從氫氣和化工廠捕獲二氧化碳。
- (9)BECCS@STHLM 在 10 年內從 Exergi 位於斯德哥爾摩的生物質工廠捕獲，並儲存 780 萬噸二氧化碳。
- (10)法國的 K6 計畫從水泥廠捕獲 810 萬噸二氧化碳，儲存在北海。
- (11)芬蘭的 SHARC 計畫將透過生產綠色和藍色氫氣，減少柴油煉油廠的二氧化碳排放。

運輸方式

二氧化碳運輸方式仍傾向輸氣管道，2021 年跨歐洲能源網路 (Trans-European Energy Networks,TEN-E) 法規中二氧化碳運輸方式拓寬，包括航運、火車和卡車。

RePowerEU

歐盟委員會透過制定 RePowerEU 計畫，因應俄羅斯和烏克蘭衝突所引發的能源危機，在 2030 年之前結束歐盟對俄羅斯化石能源資源的依賴，同時應對氣候變遷造成的影響。

2、英國

專案項目

2020 年英國政府宣布透過 CCS 基礎設施基金 (CIF) 斥資 10 億英鎊開發 CCUS 集群；經由 CIF 支助的項目，目標 2030 年以後捕獲，並封存 20 至 30Mtpa 二氧化碳。

政策

英國政府 2020 年發布 CCS 政策，2022 年重點在 CCS 資助計畫。綠色工業革命十點計畫致力於投資碳捕獲、利用和儲存，催生許多針對 CCS 的政策和基金，包括 CCUS 創新計畫，該計畫與 CCS 基礎設施基金共同加強 CCS 研究和創新。

3、荷蘭

2020 年荷蘭政府將永續能源轉型補貼計畫 (SDE+) 擴展為 SDE++，以支持再生能源和 CCS 項目，2022 年宣布將 SDE++ 的年度預算增加一倍以上，從 50 億歐元增加到 130 億歐元，對其資助將持續到 2035 年。

4、丹麥

丹麥政府宣布透過三個計畫投資總計 50 億歐元支持碳捕獲和封存項目，將資金用於能源技術開發和示範計畫 (EUDP) 的用途，是為加速達成 2030 年減排 70% 的目標。

除資金支持外，與比利時及佛蘭德斯簽訂雙邊協議，支持兩國之間的跨境二氧化碳運輸。在此之前，歐盟創新基金核准 Kairos@C 項目，為巴斯夫、比利時的業務與液化空氣集團共同合作的跨境 CCS 項目。

5、新的 CCS 市場

- (1) 首次進入 CCS 市場的歐洲國家，包括保加利亞、波蘭和芬蘭。
- (2) 北海憑藉巨大的儲存能力，正在建立碳捕獲和儲存項目。
- (3) 由 Heidelberg Cement 營運的挪威 Norcem Brevik 水泥廠，將捕獲並封存 0.4Mtpa 二氧化碳，成為第一座擁有全套 CCS 設施的水泥廠。
- (4) 英國最大的發電站 Drax 尋求利用 CCS，改造生質能發電設施。

(5) 英格蘭北部計畫 (H21 North of England project) 中包括 CCS，目的使電力、供暖和運輸脫碳從天然氣轉變為零碳氫目標。

(四) 中東和北非

中東和北非是世界上最大的石油出口地區，約 85% 的溫室氣體排放來自能源生產、發電、工業部門和國內能源消耗，也被認為是碳排放最密集的地區之一，卡達、科威特、阿拉伯聯合大公國、巴林和沙烏地阿拉伯等國家躋身世界人均碳排放國前 10 名。可預知能源政策和消耗行為如不改變，溫室氣體排放將持續成長。中東和北非地區擁有世界上主要的石油和天然氣儲量，一直是能源地緣政治的關鍵參與者，為保持此地位需要加強投資脫碳和清潔能源技術，CCS 是減少二氧化碳排放的機會。位於阿拉伯聯合大公國、沙烏地阿拉伯和卡達的三個正在運行的 CCS 設施，每年捕獲的二氧化碳佔全球的 10% 左右，此區在二氧化碳注入和封存方面擁有豐富的經驗，阿爾及利亞中部的 In Salah CCS 項目是世界首創的陸上二氧化碳捕集和封存，積累豐富經驗。

中東和北非地區 CCS 成長潛力由多種因素驅動，敘述如后：

- 1、沙烏地阿拉伯、阿拉伯聯合大公國、巴林、埃及、伊拉克和伊朗等國家已明確將 CCS 納入《聯合國氣候變遷綱要公約》維護的國家自主貢獻登記。
- 2、阿拉伯聯合大公國和沙烏地阿拉伯分別宣布 2050 年和 2060 年實現淨零排放的目標、阿曼設定 2050 年實現淨零排放、卡達和巴林分別承諾到 2030 年減排 25%、2035 年減排 30%；各國實施 CCS 有助於對淨零排放目標的承諾。
- 3、沙烏地阿拉伯和中東啟動綠色倡議。
- 4、中東和北非地區成為低碳氫化合物中心的潛力越來越大。
- 5、未來工業化計畫主要關注清潔和永續工業。
- 6、擁有二氧化碳地下注入所需的地質構造和專業知識。

專案項目

位於卡達、沙烏地阿拉伯和阿拉伯聯合大公國 CCS 設施的二氧化碳總捕集能力約為 3.7Mtpa，包括卡達天然氣公司 (Qatar Gas) 從拉斯拉凡 (Ras Laffan) 天然氣液化廠每年捕獲 2.2 百

萬噸二氧化碳；沙特阿美公司 (Saudi Aramco) 在 Hawiyah Naturals Gas Liquids 工廠每年捕獲 0.8 百萬噸二氧化碳，用於 Uthmaniyah 油田提高採收率；阿布達比國家石油公司 (ADNOC) Al Reyadah 計畫的第一階段（至少三個階段）中，從位於阿布達比的阿聯酋鋼鐵廠每年捕獲 0.8 百萬噸二氧化碳。

Ras Laffan 和 Al Reyadah 計畫都已在制定擴建計畫，卡達天然氣公司預計 2025 年將捕集量擴大至 5Mtpa。ADNOC 估計第二和三階段在 2030 年之前捕集量擴大至約 5Mtpa，其增加來自 Shah 酸性天然氣工廠的 2.3Mtpa 二氧化碳及 Habshan 和 Bab 天然氣廠處理設施的 1.9Mtpa。

目前已有兩個區域性二氧化碳利用設施：沙烏地基礎工業公司 (Saudi Basic Industries Corp.) 在朱拜勒 (Jubail) 乙烯工廠捕獲 0.5Mtpa 的二氧化碳，用於生產甲醇和尿素、卡達燃料添加劑公司 (Qatar Fuel Additive Company) 在甲醇精煉廠捕獲 0.2Mtpa 的二氧化碳。

中東和北非地區積極發展一體化的 CCUS 供應鏈，顯示成為 CCUS 中心的巨大潛力。海灣合作委員會 (Gulf Cooperation Country, GCC) 國家（沙烏地阿拉伯、阿拉伯聯合大公國、卡達、科威特、巴林和阿曼）憑藉碳捕獲設施、工業設施、可用的天然二氧化碳匯和未來計劃，將成為世界級的 CCS 中心。CCUS 在 GCC 國家具有廣泛的應用前景，及難減排產業的脫碳中發揮作用。

全球著名的 AFRY 和 GaffneyCline 能源諮詢公司認為 GCC 國家的枯竭氣藏和鹹水層中蘊藏著巨大的地下儲存潛力，其中在魯卜哈利盆地和科威特下方的層序中最具機會，如依此項研究，GCC 國家的二氧化碳封存能力估計為 1700 億噸。

此外，AFRY 和 Gaffney Cline 研究表明，由於中東和北非擁有天然匯和集中的二氧化碳排放源，高純度、低成本捕集工業群加上附近的地質儲存，有利於造就具經濟規模的樞紐，在 10 個有前景的樞紐地點，其中最有利的是沙烏地阿拉伯的朱拜勒、卡達北部和阿布達比。

除海灣合作委員會國家外，中東和北非其他國家也有機會成為 CCUS 中心，埃及北部地區現有天然氣設施和氣藏，潛力大；奈及利亞、南非和此地區其他國家的 CCS 潛力正在評估中。

政策

中東和北非地區的大多數國家都推出氣候政策，但缺少對 CCS 的政策。在 2021 年 11 月於格拉斯哥舉行的 COP26 之前，黎巴嫩、以色列、阿拉伯聯合大公國和葉門承諾 2050 年實現碳中和，土耳其 2053 年沙烏地阿拉伯和巴林 2060 年實現碳中和。約旦、摩洛哥、阿曼、巴勒斯坦、突尼斯和卡達提交更積極的國家自主貢獻和氣體減排目標，該地區 CCS 的成長趨勢主要是由各國政府的承諾和願景所推動，對政策誘因的依賴程度低於世界其他地區。未來 EOR 價值、低碳氫生產及作為 CCUS 和碳交易中心的潛力都將是推動 CCS 的部署。

沙烏地阿拉伯、阿拉伯聯合大公國與埃及宣佈建立自願碳市場倡議和全面監管的碳交易所、交易計畫，將推動該地區的碳市場。

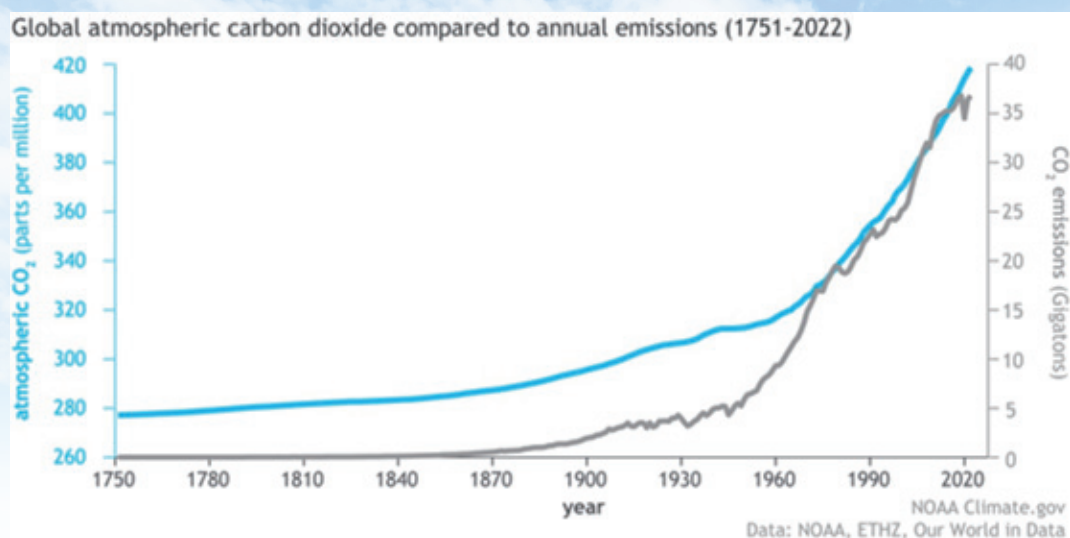
在當前國際地緣政治情勢下，中東及北非各國液化天然氣出口的成長為低碳燃料和 CCS 提供機會。卡達作為該地區主要液化天然氣出口國之一，已宣布擴大北油田產能，2027 年產量將達 126 百萬噸，並與 CCS 整合以減少排放。

結語

全球面臨氣候暖化危機，減碳降溫成為各國政府首要任務之一，基於對淨零排放的期望，氣候政策和法規正在加強，碳捕集封存作為實現氣候目標的關鍵減碳工具，日漸受到重視，逐年迅速成長中。全球現今已有數十個 CCS 項目進入開發階段，所有正在開發的設施二氧化碳捕集能力達到每年 2.44 億噸。

展望未來，隨著減碳的需求日增，CCS 投資勢必持續成長，前景樂觀，然而全球的減排力道，仍需加強，尤其新冠疫情對全球經濟的衝擊減緩之後，碳排放量又有成長趨勢，必須以前所未有的速度部署淨零排放技術，阻止排放量的上升；企業擁有應對挑戰的資本、資源和專業知識，各國政府應展現能力釋放潛力，透過政策推動企業對 CCS 的投資，以儘速降低溫室氣體對全球的危害。

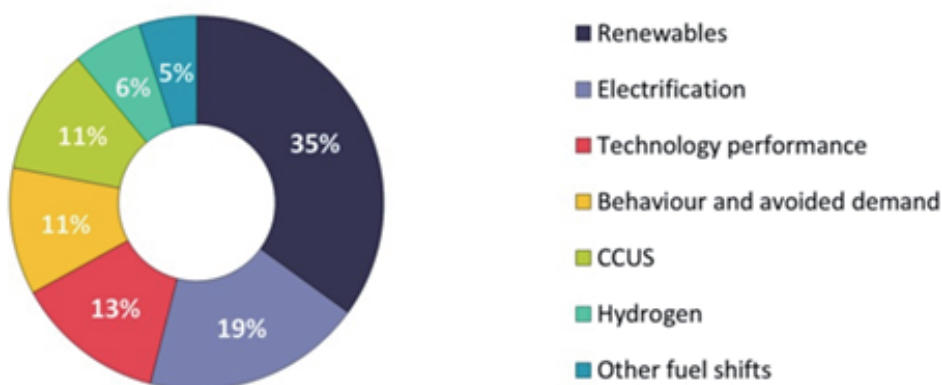
圖 1 1751-2022 年全球大氣中 CO₂ 濃度與 CO₂ 年排放量的增加趨勢圖



資料來源 :NOAA climate.gov。

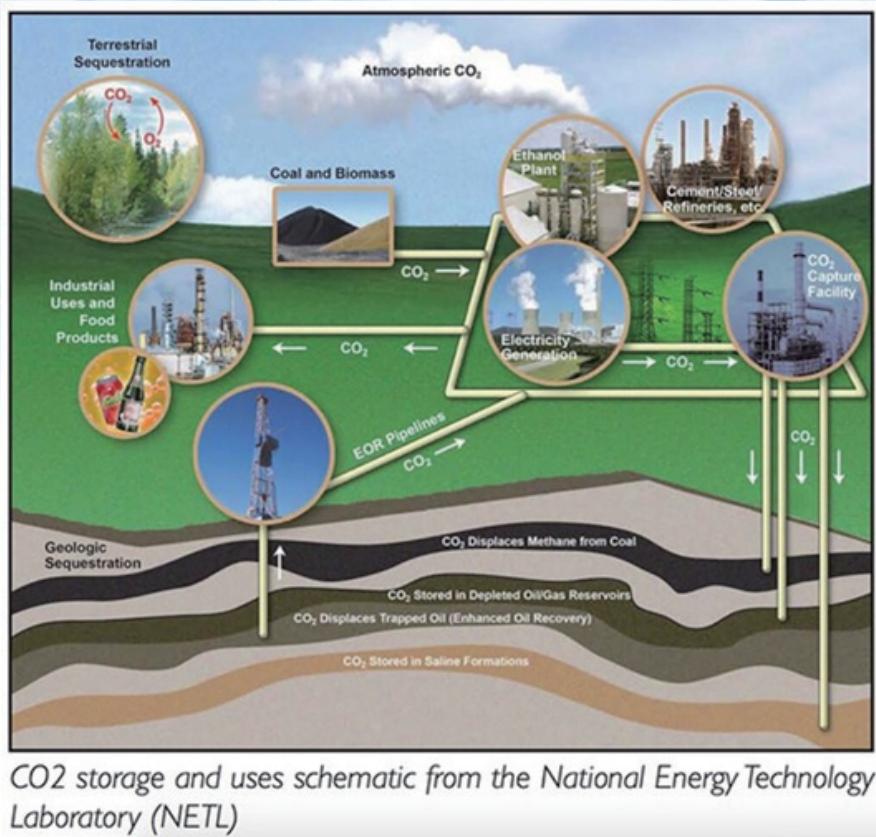
圖 2 CCS 對 2050 年全球淨零碳排貢獻

Cumulative emissions reduction by mitigation measure in the IEA's Net Zero Scenario, 2021–2050



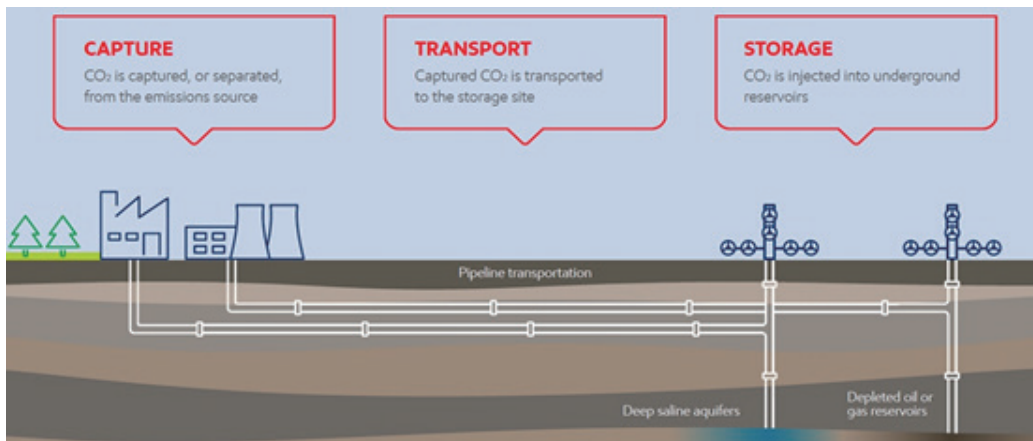
資料來源 :IEA。

圖 3 二氧化碳捕捉、儲存與利用示意圖



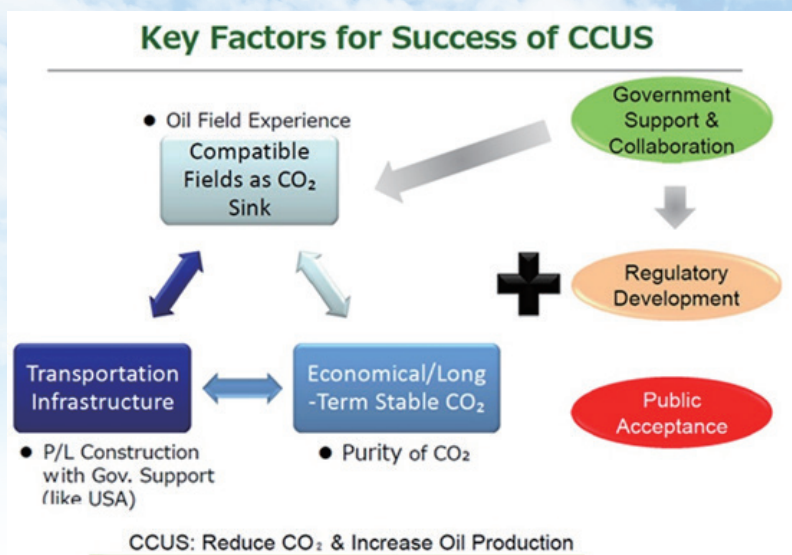
資料來源 :National Energy Technology Laboratory。

圖 4 碳捕捉與儲存流程示意圖



資料來源 :ExxonMobil。

圖 5 CCS 成功的關鍵因素



資料來源 :JAPEX。

圖 6 2010 年以來 CCS 捕集能力 (單位 CO₂ Mtpa)



資料來源 :GCCSI。

圖 7 2022 年 CCS 設施數量和總 CO₂ 捕集能力

	OPERATIONAL	IN CONSTRUCTION	ADVANCED DEVELOPMENT	EARLY DEVELOPMENT	OPERATION SUSPENDED	TOTAL
NUMBER OF FACILITIES	30	11	78	75	2	196
CAPTURE CAPACITY	42.58	9.63	97.6	91.86	2.3	243.97

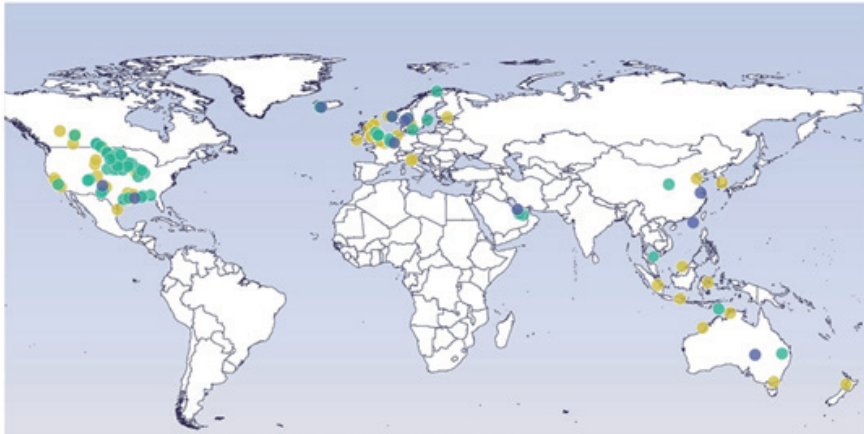
資料來源 :GCCSI。

圖 8 全球 CCS 設施分佈圖 (營運中)



資料來源 :GCCSI。

圖 9 全球 CCS 設施分佈圖 (未營運)



資料來源 :GCCSI。

參考文獻

- 一、GLOBAL CCS INSTITUTE REPORT (2023)- GLOBAL STATUS OF CCS 2022.
- 二、IEA report (2021) Net Zero by 2050- Roadmap for the Global Energy Sector.
- 三、Energy Institute (2023) Statistical Review of World Energy 2023.
- 四、張良志，2022，石化產業減碳路徑（一）：碳捕捉與封存（Carbon Capture and Storage）。
- 五、<https://rsprc.ntu.edu.tw/zh-tw/m01-3/en-trans/1736-1102-carbon.html>.

氫氣時代來臨與天然氣之新角色

資深石化人 謝俊雄

前言

情勢已明朗，由於氣候變遷導致地球暖化，造成的災害正日益嚴重，因應之道是推動能源轉型，以燃燒後排放零或較少二氧化碳的燃料取代化石系燃料。蓋因二氧化碳、硫化物等屬於溫室氣體，是氣候變遷之元兇，降低與脫除二氧化碳排放量，儼然成為近來因應作法及重要的解決方案。而天然氣燃燒之二氧化碳排放遠少於石油，在能源轉型中可望延至後期。

現今大量使用的化石系能源（如汽油、柴油、重油等）將面臨被取代，例如以汽油、柴油為燃料之各類車輛（包含機車）已逐漸轉向油電混合或完全電動化，而採用重油或煤炭之能源密集產業（包括發電廠、石油化工廠、鋼鐵廠等），執行轉型較費勁，可先使用燃燒後 CO₂ 排放較低的天然氣，再進入氫氣能源時代。氫氣之所以被重視及寄以厚望，在於燃燒無 CO₂ 的排放。

一、能源轉型對減碳的重要及刻不容緩

二氧化碳減量是人類史上遭遇的一項艱鉅工程，目前正緊鑼密鼓地推動，雖然國際公約訂定 2050 年全球達成二氧化碳之淨 - 零排放目標（即碳中和），能否如願實現，仍在未定之天，原因是能源轉型的配套措施、二氧化碳的捕捉與再利用等尚千頭萬緒，不能立即收到成效，且過程中產生的變數更無法預測。

簡而言之，能源轉型是捨棄石油、天然氣，代之以綠色能源和可再生能源（如氫氣、生質能、風能、太陽能、地熱、海洋能及核能等），取代與轉型均是緩慢的過程，難以一蹴可及，不免令人擔憂。

我國於能源轉型也有相關作法，國科會在 112 年的研究計畫案已包含碳捕捉與再利用、碳封存、氫氣能源、儲能與電網系統、海洋能等方面的專題，期能加速轉型，降低二氧化碳排放量及石化能源的使用；台灣中油公司亦正積極籌劃進軍氫氣能源之市場，目的在尋找配合能源轉型的可行替代方案，實現國家政策；行政院、台電公司發佈之能源轉型計畫訊息，以 2050 年為達成 CO₂ 淨 - 零排放之目標年，屆時總能源耗用之配比，天然氣之利用（包括由其轉製成氫氣等清淨能源）將佔 40% 左右，氫氣能源占 9-15%。

鑑往知來，達到全球碳中和前，天然氣還有相當長的時日扮演過渡時期的重要角色，又因氫氣之生產方法有好幾種，其中天然氣之蒸汽重組技術可以大規模生產氫氣，亦即未來如果全面使用氫氣，天然氣之重要性或將依然不減，仍佔一定之市場。

氫氣之可以做為能源使用，在於是清潔能源，依純度差異區分不同種類，工業上大規模生產的氫氣，以天然氣之蒸汽重組最多，其製程技術成熟，產出之氫氣與 CO、CO₂ 混在一起，屬於自化石原料製造之氣體，和煤氣相當，稱作灰色氫氣，若再經 CO₂ 捕捉與分離程序，產生藍色氫氣，由生質原料製造或水經電解得出，在電解過程中均使用綠色、可再生能源，產出最高層級的綠色氫氣，且有綠松石氫和粉紅氫等特殊產品。

二、氫氣之用途與未來市場

本文以氫氣的發展為主軸，並著重在未來能源所占份量。氫氣依品級有不同之市場需求，更隨著應用技術之發展，出現廣泛之應用領域（如表 1、2）。傳統化學上氫氣用途侷限於冶金、食品調理等較狹小範圍，迨至製造業興起成為煉油廠、石化廠等大規模工廠中不可或缺之製程原料或燃料，需求量極大。

表 1 氫氣過去與未來用途

市場領域	重要應用
能源	取代煤炭、重油、天然氣等化石燃料，供作發電廠、生產工廠等燃料，儲存於儲能設備中作其他用途，例如建築物、大廈、工廠等空調與加熱用。
石化品原料	合成氨、雙氧水、苯胺、1,4,-BDO、環己烷、CPL、2EH、HMDA、異壬醇、TDI 等。
燃料電池燃料	電動車、住家、大樓、工業用燃料電池。
煉油廠用氫氣	加氫處理、加氫裂解、加氫脫硫、色澤雜質脫除。
其他工業	冶金及鋼鐵工業、浮式玻璃製造、化工及製藥、食品工業、電子工業、工業氣體。
交通燃料	重型機車、重型汽車、軌道車輛、輪船、飛機。

資料來源：作者整理。

表 2 不同品級氫氣之產銷與應用生命循環

品級	灰色氫氣 (Grey H ₂)	藍色氫氣 (Blue H ₂)	綠色氫氣 (Green H ₂)
製程	化石燃料熱化學轉化 ◎煤炭氯化 ◎甲烷蒸汽重組	化石燃料熱化學轉化 ◎煤炭氯化 ◎甲烷蒸汽重組 ◎ CO ₂ 捕捉、分離	◎生質經過生化程序轉化 ◎生質之氯化 ◎水之電解
儲存輸送	固態氫 (化學儲存) 以管線、卡車、鐵路、船舶輸送。	液態氫 (-253℃) 以管線、卡車、鐵路、船舶輸送。	氣態氫 以管線、卡車、鐵路、船舶輸送。
應用	◎化學品用：合成氨、煉油廠用、鋼鐵冶煉、採礦。 ◎燃料用：發電、能源儲存、電力整合。 ◎加熱用：建築物與工廠之暖氣與加熱。 ◎交通燃料用：重車、輪船、飛機。		

資料來源：作者整理。

接續能源轉型時代來臨，二氧化碳排放控制與捕捉再利用刻正成為嶄新課題，更為氫氣發展出龐大之新市場，除取代傳統的交通燃料外，作為電池之燃料亦甚為可觀。最可貴的是氫氣燃燒不會產生二氧化碳，僅排放水氣和氧氣，為真正的清淨能源，再者二氧化碳之捕捉、再利用、儲存等技術，不但減緩溫室效應，更是另類能源發展，其中最具意義的是二氧化碳可與氫氣合成各種石化品，氫氣在此應用中，居於關鍵原料之角色，二氧化碳則是廢物利用。由二氧化碳合成之石化品，製程技術開發約有 10 餘種，綜整如表 3。

表 3 利用二氧化碳製成的石油化學品

產品或製程技術名稱	主要產品	除 CO ₂ 外之配合原料	市場規模
甲烷化	甲烷 (Methane, 合成天然氣)	H ₂	大
甲醇	甲醇 (Methanol)	H ₂	大
費 - 托反應 (FT)	合成油 /SAF(Syncrude/SAF)	H ₂	大
Oxo 反應	丁醛 (Butanal)	丙烯、H ₂	小
碳酸化	建築材料 (Building material)	鋼渣	大
二甲苯	混合二甲苯 (Mixed xylene)	H ₂	中
尿素	尿素 (Urea)	氨 (NH ₃)	大
多元醇	聚醚 (Polyether), 碳酸酯多元醇。	環氧丙烷 (PO)	小
碳酸酯聚合物	聚丙烯亞丙酯 (PPC)	環氧丙烷	小

資料來源：KBC(橫河集團)。

值得關注的是捕捉分離所得二氧化碳配合氫氣，經甲烷化反應，可以產出甲烷(天然氣)，屬於合成天然氣。天然氣經蒸汽重組反應，能大規模製造氫氣，在此則反道而行，即利用氫氣合成天然氣，由此可知，天然氣與甲烷實際上是相互存在。

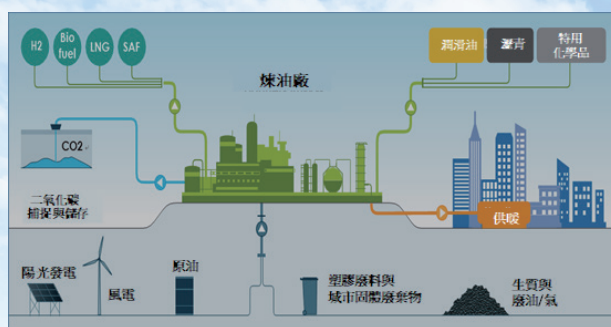
三、生質能源產銷之增長

依據全球氣候變化公約以 2050 年達成 CO₂ 淨 - 零排放為目標年，惟部分歐美環保先進國家(如德、英、法、美等)已進行超前佈署，預訂 2030 年達成主要的化石能源轉換，以生質能源、可再生能源取代，此等排放低或無 CO₂ 排放之替代能源，具備永續性，亦稱為可永續能源。

就目前傳統之天然氣而言，是自陸地或海上開採的化石能源，而最近某些大型煉油廠紛紛推動利用既有傳統煉油廠之設備，進行協同加工，即使用同一套設備，煉製化石系與生質系油料，尤以流動床觸媒裂解設備之協同加工用得最多，因此先進國家之煉油廠配合法令規定，已陸續推出如生質柴油、汽油等產品，而配合能源轉型的煉油廠則推出化石系液化天然氣、生質液化天然氣，兩者皆為合成天然氣，分別由化學合成法與發酵法製成，在往後全球追求碳中和的過程中，或將持續取代既有的天然氣與液化天然氣。

專家認為能源轉型沒有快速達成之捷徑，強調必須依實際需要做局部改變，具體作法是減少原油之煉製，增加可再生油料生產與循環經濟之運作，包括生產可再生燃料，引進生質物、廢棄塑膠裂解油；生質燃料(以生質廢棄物做原料)是煉油廠在增產石油化學品與執行 CO₂ 減少排放之外，所開啟的循環經濟之路。Shell 公司是成立於德國萊茵的新式煉油廠，該公司不但保留原有產品，也增加許多新的項目(如圖 1)，圖 1 右上角所示傳統原油煉製產品限縮在潤滑油、瀝青及特用化學品，但昔日佔產品線大宗的汽油、柴油等交通用油，已改成來自生質物、塑膠廢棄物等可再生原料製造的生質燃料；圖 1 左上角是新增清淨能源產品項目，有氫氣、生質液化天然氣、生質航空燃油等，在未來邁向碳中和之路擔負不可或缺之任務，也許是階段性，更可能是長久。

圖 1 新式 CO₂ 捕捉與化石系 - 生質系燃料並產之煉油廠



資料來源 :Shell 公司德國萊茵廠。

最後用於動力、照明、空調、電解水生產氫氣等所需之電力，全部轉換成可再生來源（包括風力、陽光、海浪等），值得再三強調的是所生產的氫氣為綠色氫，具原料及能源雙用途，為能源轉型後的工廠新貌。

觀察近年歐、美、日等國的大型煉油廠改變既有與新建設備之組態，展現不同於前之佈署，顯著操作與變化如后：

- (一) 多數煉油廠一反以往操作模式，為求增加獲利、反應市場需求，石化品產量正逐漸超越汽油、柴油等交通燃料，由持續很久的「燃料型煉油廠」轉變為「石化型煉油廠」，及至今的「無碳與低碳強度產品型煉油廠」。
- (二) 為遵從對推動能源轉型之相關法令，煉油廠內均增添生質能源與可再生能源之產品，包括氫氣與生質天然氣，並將化石系與生質系產品利用同一廠區設備進行協同煉製，可預知綠色氫氣與生質、化石天然氣等產品在 2050 年前，甚至之後，仍持續掌握令人驚奇的新市場。
- (三) 利用大型電解槽以綠色電力來電解水，產出綠色氫，供發展新型綠色氫經濟，範圍遍及於交通燃料、民用都市燃料、航空燃料等。

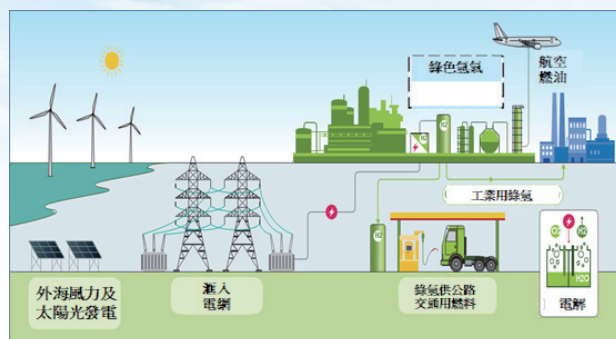
四、氫氣將與天然氣爭地盤

隨著氫氣用途的不斷擴大，所及能源、交通燃料、石化原料等均有可發揮之處，雖然氫氣之液化點低至 -253℃，其儲運條件較嚴酷，惟是 100% 清淨能源的綠色氫，格外被重視，而傳統天然氣僅歸屬於低碳強度能源產品，將逐漸被取代。

近年來氫氣之技術發展迅速，諸多報導稱大部分製程與應用都掌握在日本廠商，未幾陸續傳出其他國家亦有開發，Shell 公司更在歐洲廠擴增綠色氫產

能，產品市場導向道路交通燃料、工業燃料和航空燃料（如圖 2）。氫產品可分為壓縮氫和液態氫兩種，其中液態氫與液化天然氣同樣是冷凍氫，由於冷凍的溫度低，如果洩漏會導致空氣之液化及固化，形成液態氫、液態 / 固態空氣之混合物，有爆炸的危險，而天然氣製造的液化天然氣則不會發生此狀況。圖 2 顯示綠色氫之生產採用電解法，利用來自綠色能源的電力讓水電解而得。

圖 2 大規模綠色氫生產廠區



資料來源：Shell 公司。

Shell 公司於 2021 年偕同業完成史上最大電解槽，將風力與陽光發電供應之綠色電力用於水之電解，產出綠色氫氣，有助於難以廢除之產業（如公路運輸、重工業等）CO₂ 排放問題的解決，未來綠色氫氣產能如持續擴大，也可用於煉製生質燃料。該公司更自 2019 年起展開原油與植物油之協同煉製，生產可再生汽油、柴油和輕油，其中可再生輕油可轉製成更多的生質化學品，供應廣大市場需求，而與原油協同加工的可再生原料油，包括廢食用油、廢棄動物油脂與農林業廢棄物等。氫氣與合成天然氣如大量生產，可提供運輸車輛用燃料與民生用途，估計每年將減少數以百萬噸計的 CO₂ 排放。

生質液化天然氣之推展主要有兩個因素，其一是適用於既有的液化天然氣引擎，加油站設備不需改變，乃是中短期交通車輛燃油轉型之解決方案，其次是電動化的重型車，亦可適用。然而，如圖 2 中之綠色氫氣加氣站，服務對象亦包括交通車輛，尤其隨著氫氣站設置之普遍，明顯形成天然氣之競爭對手。

五、氫氣市場供應鏈之發展

全球為因應氣候變遷之課題，由政府、產業界至相關研究單位，咸致力於思考降低碳足跡之目標，其中有關能源轉型之中心議題為氫氣能源。實際上，氫氣已是生產交通燃料、石油和特用化學品的重要基本原料，更是評估因應氣候變遷重要的部分。

若全球在 2050 年達到碳中和的境界，氫氣之生產每年須由 9 千萬噸增加到 5 億噸以上。依據文獻報導全球氫氣供應鏈之發展及未來方向如圖 3，從供應、需求、基礎設備與涉及可靠性和安全性等各個鏈結單元，可以看出一頁以氫氣能源為基礎之新經濟圖像正形成中，且在供應鏈上扮演各自角色，其中至為關鍵是生產廠商 (Producers)、消費者 (Consumers) 和配銷商 (Distribution and logistics)。

圖 3 氫氣供應鏈及其拓展方向



資料來源 :Decarbonisation Technology Magazine, Aug.2023。

天然氣利用蒸汽甲烷重組法可生產大量氫氣，製程中隨氫氣一併產出的 CO₂ 分離，依照純化方式有所不同，即每種運作對 CO₂ 捕捉與分離都會產生不一樣的效益，相較綠色氫氣需用綠色電力電解水生產之高成本，天然氣重組法在整個氫氣供應鏈應用市場上仍具競爭性。

結語

地球暖化已日趨嚴重，解決方案端賴啟動能源轉型，簡而言之，重點在於降低二氧化碳排放，於 2050 年達成碳中和之目標。因此除積極減少化石能源之生產與消費，還要開發低碳強度如生質能源、可再生能源等能源。

借鏡煉油廠經營模式之變更，倚重天然氣的延長使用，促進能源轉型過渡期進程的縮短，期藉由氫氣的發展及採用生質廢棄物為原料，降低 CO₂ 排放量，對能源未來貢獻顯著。

參考文獻

Decarbonisation Technology Magazine, Feb./ Mar./Aug.2023 等各期。

瓦斯人的園地之一

欣泰石油氣公司約雇員 簡智偉

鴻飛雪泥 業界先驅

緬懷前副總經理謝安正先生

謝副總經理民國 48 年出生於擁有 400 年歷史的城鎮 - 淡水，大學就讀淡江大學土木工程學系，民國 76 年 7 月 7 日進入本公司服務，期間主要任企咨室主任、協理及副總經理等職務。「徐徐的」處事風格，不覺已在公司服務逾 36 個年頭，有歡笑、有汗水，更有多項重要事蹟與回憶。

本公司創立初期租用土城農會大樓辦公，民國 86 年 10 月遷至五股，隨著管線、用戶及員工人數增加，民國 99 年興建土城營業大樓，於 102 年 7 月營運至今。回顧往昔，謝副總經理非常重視資訊化作業，除督導建構電子化網路 e 櫃台，使用最新網頁技術，展現公司官網全新的風貌，並增加英語網站。另外規劃成立客服行控中心，設立客服派單系統，強化客戶資訊管理查詢及電話線上諮詢與服務、24 小時監控各地區整壓站運作情形。為方便顧客臨櫃繳費及業務諮詢，於 109 年 7 月督導擴建業務部辦公及營業大廳，落實服務工作，提升企業形象。

謝副總經理在擔任公司企咨室主任時建置公司資訊系統，推動管線圖資，結合國土測繪強化圖控辨識、圖資套繪，及建立電子公文管理系統，節省行政人力，提升作業效能。另外積極規劃導入瓦斯業界首創企業資源計劃 ERP 系統 (Enterprise Resource Planning, ERP)，整合人力資源、銷售、財務、採購、庫儲等方面的資訊，降低管理和營運成本，民國 107 年專案建置智慧燃氣管理系統，同步結合管線 GIS 電子圖資與人員定位，強化搶、維修作業調度，降低災害風險，該系統更是當時同業的先驅。

謝副總經理的驟然離世，欣泰人缺少一位敬愛的良師益友，然而其敬業精神及卓越貢獻將永續傳承。



瓦斯人的園地之二

欣欣天然氣公司業務員 潘媛雲

民國 100 年 7 月任職營業部營收科，迄今十一餘年，最先擔任的是營業櫃檯業務，在第一線需要接觸各式各樣的顧客，除調整心態，積極負責的服務為首要，快速熟稔所有作業步驟，俾提供用戶有溫度，且優質的服務品質；繼而經歷公司推動公用事業導入開立電子發票作業及 MIS 系統更新等案，有幸參與接觸不同領域，對各項業務更加瞭解深入。

為提升用戶即時繳費的便利性，公司於 110 年完成網頁氣費查詢及顯示繳費三條碼功能，向前邁進很大一步。另電子帳單的規劃開發，透過從提出需求、建置討論及系統增修測試等作業，於 111 年 3 月正式上線，刻正辦理加強推廣作業。這些年在參與各項事務的過程中，深刻體會到各項工作開發與研討並不是一己之力即可完成，需要同事彼此配合、相關部門及廠商間不斷的溝通、改進、修正，方能達成目標。

對於各級長官及同事們，在工作上給予指導、建議與經驗分享，個人受益良多；對於未來，期許不斷地學習與精進，秉持積極負責的態度，虛心學習，樹立專業形象，跟著欣欣這個幸福企業持續成長。



瓦斯園地之三

欣嘉石油氣公司辦事員 林碧華

本人於民國 108 年進入營業部推廣組任職，從幼教老師轉換跑道至石油氣公司服務，擔任的工作領域和之前天壤之別，工作時會發生什麼事，要處理什麼問題，皆無法預知，在充滿不確定及驚奇下，本著兢兢業業、積極向上及認真學習的態度，最終獲得長官及同事的肯定。

工作期間不免要面臨很多專業知識的考驗，除虛心請教資深前輩，並利用公餘進修，充實本職學能，順利考取氣體燃料導管丙級證照，唯有不斷的自我充實專業技能，才能發揮所長，為公司貢獻心力。

堅持樂觀進取精神，迎接各種挑戰，是對人生抱持的態度及信念，相信憑藉著認真努力，一定會克服所有的困難，深信今後不論擔任任何種職務，必能全力以赴，與團隊合作無間服務用戶，順利完成任務。



瓦斯園地之四

新海瓦斯公司副課長 楊凱雯

民國 101 年透過招考方式進入新海公司，負責財務方面工作，包括用氣費核算、營業稅申報、材料控管、收入計費、出納付款等事宜；102 年接任人事業務，先後取得新北市政府舉辦勞資研習初階班、進階班結業證書、公司治理基本能力合格證書。在歷練財務、人事、出納、股務等多元業務，累積豐富工作經驗，獲得主管肯定。

從大學助教轉職為新海的一份子感到非常榮幸，不但能發揮所長，善盡工作職責，更慶幸的是同事都很友善，每當遇到問題時，不吝經驗分享，教導解決的方法，將團隊合作精神的發揮極致。另外更瞭解善用溝通技巧達成共識，讓工作更順暢的方法，及定期檢視成效，找出需要改進的地方，以調整方向或方法，持續精進，再從累積的學習和成長，設定目標，熱愛工作。

個人一直以來認為「積極學習」及「堅持努力」是很重要的態度，人生為自己學習是成長，為他人學習是精進，然而學無止境，知識倚賴累積，讓思想更加開闊，職涯依靠努力精進，讓專業更加深入。勤則不匱，儉能致富，只要秉持堅毅不懈，懷抱對工作的熱忱，假以時日，必能發揮潛能，獲得主管及同事的信任。



瓦斯人的園地之五

欣南天然氣公司高管股長 黃韋程

民國 104 年進入欣南公司，成為工務部門作業人員，甫從學生身份逕入職場，雖對社會環境感到陌生，但始終抱持著學生時期「虛心學習」和「多問多學」的態度，相信在人生的任何階段都受用無窮。

加入天然氣行業這個大家庭後，陸續參加公司的專業培訓，並相繼取得「氣體燃料導管配管乙、丙級」、「甲種勞工安全衛生業務主管」、「缺氧作業主管」、「高壓氣體特定設備操作人員」及「露天開挖作業主管」等多張證照，這些證照不僅彰顯專業知識和技能，也表現出對工作的認真態度和自我提升的追求。

在 105 年 2 月 6 日美濃大地震發生後，工作環境遭受極大的影響，面對紛至沓來的巨大挑戰，勇敢以對，同時也成為成長和實戰歷練的寶貴機會，不僅獲得無數的經驗，也加深對工作的興趣和成就感，擁有豐富的天然氣知識，及學會理解並應對行業中的難題和機遇，也因優秀的工作表現使得主管給予高度的肯定，這些成果化成養分，感到由衷的滿足和自豪。

職場的旅程中能持續不間斷的學習和進步，全是「虛心學習」和「多問多學」的態度，未來將繼續堅持同樣的態度，提升專業水平和工作能力，為天然氣行業的發展貢獻心力。



瓦斯人的園地之六

欣屏天然氣公司技佐 林晉民

很榮幸能夠獲得 111 年瓦協協會優秀從業人員榮譽稱號，在此感謝公司的肯定及愛護。

本人先於業務部擔任抄表員，經考取乙級氣體燃料導管配管後，調至工務

部擔任圖資及設計人員乙職。在新的環境下，除向部門前輩們學習管線設計相關要領及法規外，也積極參與產業園區開發案、路權申請、現場搶修、維護保養等事宜，藉以熟悉各類業務；利用下班時間及周末假日，報名受訓職業安全衛生教育訓練，取得多種現場作業主管資格，得以在公司重大工程項目內參與其中，獲得長官肯定。

今後將繼續透過不斷學習提升工作技能與專業知識，並持續考取相關技能檢定證照，期許在公司成長之際，發揮價值。

