

行政院及所屬各機關出國報告

(出國 類別：開會)

參加 Gastech 2024 國際天然氣會議

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：張哲銘 (燃料處油氣組組長)

派赴國家：美國

出國期間：113年9月16日至9月22日

報告日期：113年11月18日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：參加 Gastech 2024 國際天然氣會議

頁數 55 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話

出國人員-- 姓名 / 服務機關 / 單位 / 職稱 / 電話：

張哲銘/台電公司/燃料處/油氣組組長/02-2366-6741

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：113 年 9 月 16 日~9 月 22 日 出國地區：美國

報告日期：113 年 11 月 18 日

分類號/目

關鍵詞：天然氣、LNG、Henry Hub、潔淨能源

內容摘要：

1. 目前 LNG 市場呈現供給緊澀，隨著第二波供給浪潮在 2026 年起進入市場，市場將會經歷供過於求，吸引亞洲買家進入市場，讓需求成長。因此在 2030 年代初再次進入供不應求的狀態，等到 2030 年代中期後才可望紓解。
2. 第二波供給浪潮以美國 LNG 計畫為主，卡達也將是重要的供給成長區域，至於其他國家供給成長將相對受限。
3. 美國 LNG 合約與 Henry Hub(HH)指數連動，使得合約價格相較其他與油價連動合約具競爭力特性，以及交貨條款上的彈性，都是其吸引買家的原因。但與國內天然氣之間競合關係對 HH 指數造成的季節性波動影響不可忽視。
4. 歐洲在俄烏開戰仰賴 LNG 以滿足國內能源需求，並與亞太地區競爭 LNG。由於亞太地區能源選擇彈性有限，為確保 LNG 需要支付較高的價格。
5. 能源轉型已是大多數發展國家正在努力的目標。與此同時，確保大眾支持的關鍵就是穩定的能源供應與可負擔的能源價格，化石能源恰好可滿足這些要求，因此使用與投資仍有其必要性。
6. 在全球不穩定情勢下，LNG 買家可採增加長約比例、考量供應商可靠度、分散供應來源等作法外。在交貨條件安排要有更高彈性應對需求變化。
7. 從確保燃料供應安全與掌握燃料採購成本的角度來看，本公司的自購 LNG 計畫實行仍有必要性，由於 LNG 技術與潔淨能源技術間的相容互通性，故藉由未來現場累積之 LNG 操作經驗，也可作為採行潔淨能源技術基礎。

目錄

壹、出國緣起與任務	1
貳、出國行程.....	3
參、工作內容.....	4
一、市場趨勢與商務議題	6
(一) 全球天然氣與 LNG 市場展望.....	6
(二) 全球市場變化對於 LNG 貿易的影響	8
(三) 近期 LNG 長約交易情勢	9
(四) LNG 供給情勢對於市場價格的影響	11
(五) 北美 LNG 生產計畫展望	13
(六) 美國 LNG 出口成長對於 Henry Hub(HH)價格將產生什麼影響.....	15
(七) 近期 LNG 買家在採購上的策略偏好	17
(八) 歐洲與亞太地區在 LNG 需求上的競爭關係.....	19
(九) 新興市場 LNG 需求走向	22
(十) 近期 LNG 航運市場概況	23
(十一) 對於石油與天然氣生產的上游持續投資之必要性	25
(十二) 為達成 2030 年氣候目標，加速全球氫貿易的挑戰.....	27
二、與天然氣有關之新技術研究.....	29
(一) 以無碼頭方式快速建置 LNG 接收設施，以德國 Wilhelmshaven 港為例	29

(二) 液化天然氣(LNG)做為氫載體	32
(三) 填補氨運輸空白.....	40
(四) 藉由酵素進行碳捕捉技術，並與地熱能源結合，以更快達成碳中和	45
(五) 船舶碳捕捉和儲存技術如何在減少航運二氧化碳排放方面發揮關鍵作用.....	48
三、與潛在供應商會談紀要	52
(一) 美國氣源之供應優勢	52
(二) FSRU 租賃.....	53
肆、心得與建議.....	54

圖表目錄

圖表 1 最近一年天然氣、LNG 與石油價格趨勢	11
圖表 2 全球 LNG 貿易量成長趨勢與兩大洋區域 LNG 供需概況	12
圖表 3 全球 LNG 供需預測.....	13
圖表 4 美國夏季天然氣流向(2035 與 2022 比較)	14
圖表 5 美國夏季燃氣發電占或火力發電比率與 HH 指數關係圖	16
圖表 6 採購 LNG 長約重要考慮因素排序.....	17
圖表 7 俄羅斯管道天然氣輸出至 EU28 國與 EU28 國天然氣進口概況.....	20
圖表 8 兩大洋區域 LNG 需求預測(至 2045 年).....	21
圖表 9 中國 LNG 進口趨勢.....	22
圖表 10 全球 LNG 航運路線變化(2023 與 1980 年比較)	23
圖表 11 Fast LNG 計畫海上生產平台與 FSU	29
圖表 12 德國 Wilhelmshaven 港 LNG 接收設施佈置示意	30
圖表 13 IQuay F-Class 系統軟管式管道.....	30
圖表 14 IQuay F-Class 系統與傳統碼頭二氧化碳排放當量比較	31
圖表 15 全球天然氣供給來源與 LNG 需求趨勢(至 2040 年)	32
圖表 16 中國與東南亞國家發電能源趨勢(至 2040 年).....	33
圖表 17 LNG 作為氫載體(包含二氧化碳捕捉儲存)示意	33
圖表 18 LaHC 方式供應路線示意.....	34
圖表 19 不同氫載體方式及路徑下單位技術成本與碳排放強度關係.....	36

圖表 20 不同氫運輸載體之單位技術成本敏感性分析.....	37
圖表 21 不同氫運輸載體碳排放強度削減作為影響.....	38
圖表 22 不同氫運輸載體單位資本成本比較.....	39
圖表 23 液氨海運貿易趨勢(至 2050 年).....	41
圖表 24 液氨的溫度與壓力臨界關係.....	42
圖表 25 不同液氨運輸貨艙系統比較.....	43
圖表 26 酵素捕捉二氧化碳化學式.....	45
圖表 27 賽班套裝式碳捕捉設備示意.....	46
圖表 28 赫拉廢棄物焚化廠二氧化碳捕捉示意.....	47
圖表 29 瓦錫蘭碳捕捉儲存設備運作示意.....	50
圖表 30 Clipper Eris 碳捕捉及儲存系統.....	51

壹、 出國緣起與任務

配合政府氣主煤從能源政策，預估至 2025 年天然氣發電占比將達 50%。本公司已積極規劃及興建燃氣機組，為確保燃料供應穩定及提升對燃料成本之掌握度，其中台中及協和燃氣發電計畫亦同時規劃自建液化天然氣(LNG)接收站，同時將以自行採購之 LNG 合約供應用氣，而協和計畫也會以浮動式 LNG 儲存氣化設施(FSRU)作為臨時供氣方案，且未來通霄二期與台中二期燃氣發電計畫尚有自購 LNG 之規劃。此外，目前燃氣機組用氣雖均由中油公司供應，但考量天然氣燃料支出近年均占全公司整體燃料支出約六成，增進本公司對於中油 LNG 採購成本組成之了解，也有其必要性。而前述兩項業務均需要以了解國際 LNG 市場最新狀況作為基礎。

Gastech 國際天然氣會議 (兼具研討會與廠商展示會性質)自 1972 年創辦以來，每屆均在世界各地輪流舉行，目前已是全球最具規模及影響力的國際天然氣會議，會議研討範圍涵蓋天然氣與 LNG，今(2024)年會議訂於 9 月 17 日至 20 日在美國休士頓舉行。由於近年來天然氣與 LNG 市場持續快速變化，加上各國對於淨零排放所訂出之目標，本會議除針對天然氣與 LNG 產業提供商務及技術性觀點供與會者探討外，亦納入與產業有關之碳捕捉封存利用(CCUS)技術及潔淨能源如氫、氨等議題之研討，全球產業界以及各國政府、學術機構與專業顧問公司等，均會派員出席會議。

本次會議依循往例，除邀請主辦國部長、業界領袖致詞外，議程包括策略性論壇、商務及技術研討會，會場並有來自全球相關產業主要廠商提供展示攤位，供與會者洽商業務，本次會議主要規劃參與議題如下：(一)天然氣作為能源轉型重要推動者的策略優勢；(二)面對不斷增長且多樣化的電力需求，天然氣和 LNG 作為穩健能源組合之途徑；(三)全球 LNG 市場未來發展；(四)為滿足能源需求之 LNG 進出口設施投資；(五)LNG 接收站減碳新技術應用研討；(六)在全球氣候目標下對於潔淨能源之供需分析；(七) CCUS 技術與市場研析；(八)全球氫能產業之未來潛力；(九)LNG 航運產業近期最新趨勢與技術進展。此外，也將直接與 LNG 供應鏈之廠商、顧問公司及亞太地區主要買家洽談，交換市場與技術相關資訊。

參加本次會議所獲得資訊對本公司進行 LNG 採購、天然氣燃料成本掌握及能源轉型規劃有相當助益，亦可建立國際 LNG 供應鏈之人脈與市場資訊來源，同時可對於新興潔淨能源發

展有進一步了解。

貳、 出國行程

日期	工作地點	工作內容
9月16日	台北→美國休士頓	往程
9月17日~20日	美國休士頓	參加 Gastech 2024 國際天然氣會議
9月21日~22日	美國休士頓→台北	返程

參、 工作內容

有關此次工作內容，謹依據性質區分為三大類主題如下：

一、市場趨勢與商務議題

- (一) 全球天然氣與 LNG 市場展望
- (二) 全球市場變化對於 LNG 貿易的影響
- (三) 近期 LNG 長約交易情勢
- (四) LNG 供給情勢對於市場價格的影響
- (五) 北美 LNG 生產計畫展望
- (六) 美國 LNG 出口成長對於 Henry Hub(HH)價格將產生什麼影響
- (七) 近期 LNG 買家在採購上的策略偏好
- (八) 歐洲與亞太地區在 LNG 貨氣上的競爭
- (九) 新興市場 LNG 需求走向
- (十) 近期 LNG 航運市場概況
- (十一) 對於石油與天然氣生產的上游持續投資之必要性
- (十二) 為達成 2030 年氣候目標，加速全球氫貿易的挑戰

二、與天然氣有關的新技术性研究

- (一) 以無碼頭方式快速建置 LNG 進口設施，以德國 Wilhelmshaven 港為例
- (二) LNG 做為氫載體
- (三) 填補氨運輸空白
- (四) 藉由酵素進行碳捕捉技術，並與地熱能源結合，以更快達成碳中和

(五) 船舶碳捕捉和封存技術如何在減少航運二氧化碳排放方面發揮關鍵作用

三、與潛在供應商會談紀要

一、 市場趨勢與商務議題

(一) 全球天然氣與 LNG 市場展望

自從 2022 年的能源危機造成價格大幅飆升之後，目前全球天然氣與 LNG 市場已進入一個新的平衡期，庫存水平較往年季節平均來得高，且氣候也相對穩定，但是市場價格，特別是歐洲的價格與歷史水平相較仍然高出許多，且波動也更為頻繁。

對於未來 10 年 LNG 市場的成長，能源顧問公司 Wood Mackenzie(WM)提出了三個階段的變化觀察。首先，市場因為供給受限的風險而使價格持續波動；接著隨著新的供給計畫逐步上線，價格自 2026 年起可望維持低檔，最後，隨著供給增長速度趨緩，價格又將回升，直到 2030 年代更新一波的供給進入市場為止。以下是其對於這三個階段的詳細分析：

2025 年底之前面臨供給受風險

從今(2024)年初以來的較低的價格已催化了亞洲關鍵市場的需求，其中以中國特別突出，LNG 進口已成長 13%。另外今年夏季時的高溫也驅動了許多亞洲買家進入市場購買額外的 LNG。同時，歐洲指標天然氣價格 TTF 指數也在過去的 5 個月間上漲了 40%，交易價格均在每百萬英熱單位(mmbtu)11 美元之上。儘管市場受到來自俄羅斯供應的風險、中東的不穩定局勢以及全球性的 LNG 短缺影響，但歐洲破紀錄的天然氣存量水準限制了價格上漲的幅度，持續上漲的價格也對於亞洲需求成長造成了限制。總體來說，亞洲需求的展望較為樂觀，同時歐洲供給成長受限以及失去俄羅斯的管道氣進口，已成為歐洲與亞洲買家之間競爭貨氣的背景，並預期對於價格將造成進一步上漲的壓力。儘管歐洲存量如前所述處於高水準，但在現況下，預期 2025 年將會緩步下降，並增加市場的緊澀程度。因此在接下來的 18~24 個月間，價格波動的狀況仍將持續。在這段期間中，LNG 供給的成長和歐洲與亞洲的需求將會分別對於價格產生下跌或上漲的風險，而中東地緣政治風險以及俄羅斯天然氣與 LNG 出口的狀況將使得市場局勢更為不確定。

從 2026 年開始價格會因為供給成長而進入新的循環

在 2026 到 2028 年期間，供給將以平均每年 3,800 萬公噸的速度成長，價格將會出現結構性的下跌。較低的價格和更多的供給預期將會帶來亞洲新一波的天然氣和 LNG 需求成長，這

樣的需求成長將由中國和其他新興經濟體所驅動，而同時歐洲也會吸納更多的 LNG。在這個時期歐洲的 LNG 價格會維持在每百萬英熱單位 7 美元的水準，而亞洲則是每百萬英熱單位 8 美元，市場不會出現嚴重供過於求的狀況。但這段期間中，若亞洲沒有因為價格下跌而出現新一波需求，無疑將會對市場平衡造成影響，同時，供給成長也會因為新計畫延遲或西方對於俄羅斯 LNG 制裁可能出現變數。

在 2030 年代將由亞洲主導新的價格循環

約有每年 2 億公噸的 LNG 供給產能已經開始建設，但亞洲新興市場的需求才剛起步，因此，WM 預期將需要除了目前已規劃計畫之外的新供給，但這些新供給的進入市場時間點不確定性相當高，美國 LNG 計畫因為能源部暫停出口許可審查的延宕，以及其他地區新計畫發展所需要花費的時間，將會在 2029 年之後造成供給成長速度明顯減緩，在此狀況下，市場將會出現變化，歐洲價格將會在 2031 年再一次達到高於每百萬英熱單位 9 美元的水準。但是這樣的狀況應該不會持續很久，因為自 2027 年起北美、中東、及其他區域的新投資將會帶來超過每年 1 億公噸產能的新計畫做成最終投資決定(FID)，並在 2031~2035 年期間進入市場，同時，歐洲的天然氣需求會快速下降，而中國 LNG 需求也將達到峰值，所以價格將再度走跌。這個時期的影響因素則包括美國 LNG 計畫因政策所造成的不確定性及延誤，加上亞洲地區快速成長的電力需求須由天然氣和再生能源來補足，但如果 LNG 價格過高會使得價格敏感的客戶選擇使用煤炭，並造成需求的變化。

(二) 全球市場變化對於 LNG 貿易的影響

由俄羅斯入侵烏克蘭所引發的能源危機，歐洲為了尋求俄羅斯管道天然氣以外的替代能源，對於 LNG 交易產生了出乎意料的刺激。這樣高的交易頻率促進了全球 LNG 貿易市場快速成熟，但也由於價格的高漲，讓原本作為主要銷售標的的亞洲客戶減少了採購活動。在戰事發生超過兩年後的今天，全球天然氣市場已經恢復穩定，歐洲天然氣存量在溫和氣候下恢復到良好水準，然而較低的價格也再次刺激亞洲需求成長，亞太地區，特別是新興發展國家的採購活動強勁。在這樣不斷變化的全球天然氣市場動態中，LNG 貿易將會呈現怎樣的局面，在這場會議中，與談的代表提出了相關看法。

首先與談代表對於 LNG 作為能源商品的成長性具有共識，由於天然氣與再生能源的互補性，特別是在電力產業，當再生能源發電愈多時，就需要更多具備較佳升降載彈性的燃氣發電來平衡再生能源的不穩定性。另一方面，在世界逐步脫碳的過程中，天然氣相對於石油與煤炭的排碳量較低，可以做為達成淨零目標前的橋接能源腳色。

儘管對於 LNG 成長性的樂觀看法，但會議中代表也強調了在這個全球氣候型態出現變化、地緣政治局勢不確定增加，以及各國為逐步達成淨零目標對於減碳所設定的目標等多重因素影響下，客戶對於交貨條件如氣源、數量、交期、交貨地、甚至是與不同客戶之間換貨彈性的要求將會愈來愈多，未來 LNG 供應商必須要有能力應對這樣的彈性及風險，才能有持續的成長。

(三) 近期 LNG 長約交易情勢

從 2024 年初起，長約訂約狀況就呈現熱絡局面，總計有交貨量 5,800 萬公噸/年的 LNG 長約議妥，儘管美國政府暫停新 LNG 計畫的出口許可審查，但美國氣源的框架協議(Head of Agreement, HOA)與天然氣液化廠的投資協議仍持續簽訂，延續了去(2023)年的 9,400 萬公噸/年交貨量 LNG 長約議妥的盛況。

由傳統客戶(即終端用戶)簽訂供自己所使用的長約數量達到 3,800 萬公噸/年，略低於去年的約 5,000 萬公噸/年。每個合約每年交貨數量也重新回到過去較多的水準，在今年已簽訂合約中有 60%每年交貨數量超過 200 萬公噸。另一方面，在這些簽訂的合約中，中東供應商取得了主要份額，卡達 Qatar Energy(QE)即是其中的領導者，與既有客戶，如台灣中油公司(400 萬公噸/年)、科威特石油集團公司(Kuwait Petroleum)(300 萬公噸/年)、印度 Petronet(750 萬公噸/年)議妥新的長約。其他規模較大的交易還有美國 Sempra 營運之 Port Arthur Phase 2 計畫與沙烏地阿拉伯國家石油公司(Aramco)500 萬公噸/年的框架協議，以及墨西哥 Amigo 計畫與馬來西亞 E&H Energy 360 萬公噸/年的框架協議。

QE 與 Petronet 的合約顯示了印度買家回到長約市場的趨勢，這樣的趨勢是受到較低現貨價格展望影響所抑低的長約價格驅動。某些供應商已經提出低於 12%的油價連動斜率報價，以吸引如印度 GAIL 及 Petronet 等買家出手。除了 QE 外，其他中東供應商也轉趨積極，以在前述美國暫停審查新計畫出口許可的情況下爭取市場。阿曼 Oman LNG 已經與 Shell、日本 JERA、德國國營能源公司 SEFE 和土耳其國營油氣公司 BOTAS 在 2022~23 年期間議妥長約。阿拉伯聯合大公國阿布達比國家石油公司(ADNOC)也宣布了其與歐洲和亞洲買家 15 年期間每年 340 萬公噸的框架協議，將由 Ruwais 計畫供應，在這個計畫另外有 160 萬公噸/年的數量是由 Shell 和日本三井(Mitsui)以附帶權益投資的方式所取得，而這些交易也讓 ADNOC 在今年 6 月做成了 Ruwais 計畫的最終投資決定(FID)。

至於在美國，雖然有前述的政策不利因素，但仍有新的長約議妥，只是數量已經在減少，今年到 8 月底美國氣源議妥長約和框架協議數量為 1,890 萬公噸/年(包括上述 Aramco 的 500 萬公噸/年的框架協議)，目前主要的交易集中在未受政策因素影響的計畫，如 Rio Grande 計畫與 ADNOC 190 萬公噸/年以及 Aramco 120 萬公噸/年的交易，還有 Texas LNG 計畫與美國 EQT 及

其他買家總計 300 萬公噸/年的交易。與此同時，在北美西岸的計畫中，Woodfibre LNG 計畫在完成與英國 BP 的交易後，已銷售完畢所有的產能。而 Mexico Pacific 計畫也同樣銷售完畢所有的產能。Wood Mackenzie 預測交易活動仍然熱絡，其他北美計畫也仍需要新的交易來推進其進程。

長約價格趨勢：在交運給東北亞買家的長約的油價連動和 Henry Hub(HH)指數連動交易正在合流

近期多數的油價連動長約之斜率在 12~12.5%之間，但若是從已完成 FID 計畫取得額外且可儘早交貨的 LNG，則需要額外的貼水，同時若是還沒有取得 FID 的計畫，其供應商對於 2020 年代末交貨的 LNG，其斜率可以在 12~12.3%之間。

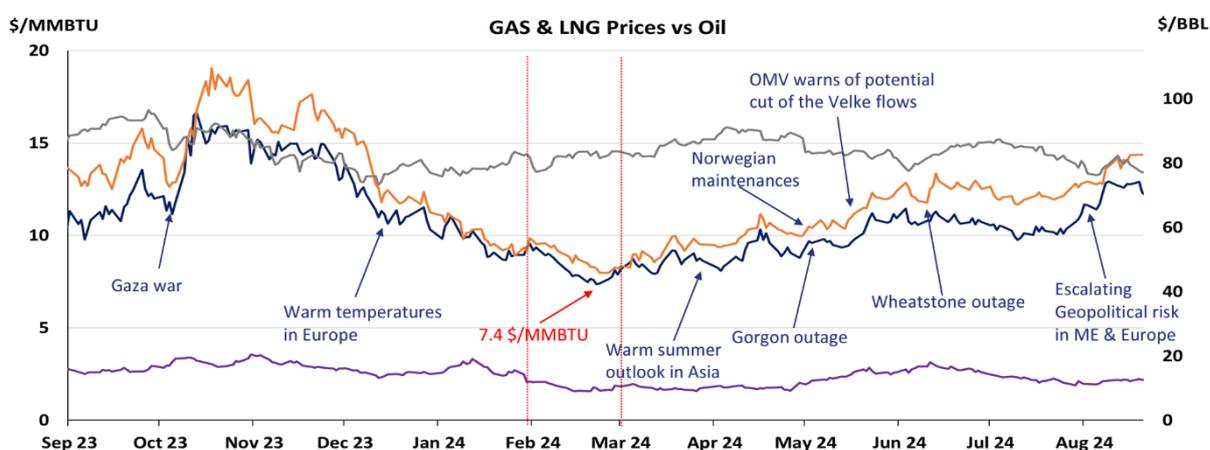
長約價格仍然受到合約條件、期間、交貨起始日等因素影響，且市場對於 2026 年之前(價格須有貼水)與之後(價格可以有折扣)開始交貨長約的價格仍有明顯差異。對於南亞買家的價格斜率也因為從中東或北非供應之 LNG 運輸距離因素低於東北亞買家。

目前也有數個合約價格重議已達成協議，當中的大部分從 2023~2027 年起陸續適用新價格，在 FOB 交貨條件基礎下，油價連動斜率介於 13~13.5%之間，然而，若合約中有特定條款者，其斜率更在此範圍之上。美國氣源長約的液化費用也有顯著成長，在 2022 或 2023 年初所議定的從 2026/27 年開始交貨的 20 年期長約，其液化費約在每百萬英熱單位 2.15~2.30 美元間，但從 2023 年中起到今年 6 月議妥合約中，某些計畫的液化費已經上升至 2.40~2.50 美元，但最高仍未超過 2.75 美元。

(四) LNG 供給情勢對於市場價格的影響

觀察近期的價格走勢發現，各國天然氣與 LNG 的價格在今年 2 月來到了近幾年來的新低點，但在 6 月份之後陸續受到亞洲區域氣候轉熱所帶來的需求以及部分主要天然氣、LNG 生產設施維護與地緣政治的影響下，價格又緩步回升至近一年來的高點。

至於在 2024 年，LNG 供給的成長則相對有限，僅有 600 萬公噸，但亞洲需求則呈現明顯的成長，所幸歐洲處於過度供給，有多餘的數量可以釋出至亞洲，緩解了價格可能如 2022 年時因為全球供需局勢無法及時調整而出現大幅上揚的局面。

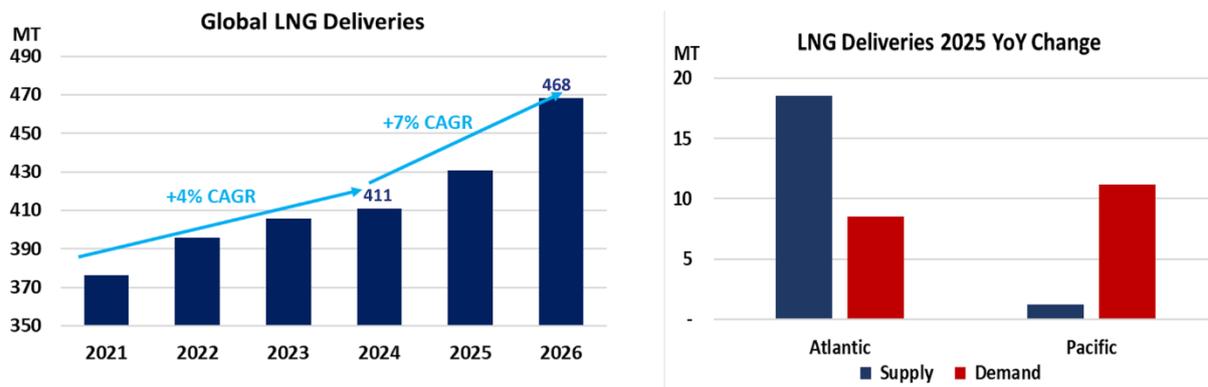


圖表 1 最近一年天然氣、LNG 與石油價格趨勢

亞洲的需求成長也反映在採購活動上，特別是今年夏季炎熱的氣候帶來的影響，從第一季開始，氣候預報就開始帶動採購活動的成長，而這樣的成長持續了整個夏季。與此相對歐盟 10 國的整體 LNG 需求仍未顯示任何恢復的跡象，而這樣的狀況主要受到了挪威管道氣強勁供應與天然氣需求結構正在經歷重組的影響，同時這 10 國的天然氣庫存也位於高水準，特別是夏季時甚至來到接近 90% 的水準。

雖然前段說明今年僅有 600 萬公噸的供給投入市場，但預估接下來的 12 個月將有超過 3,000 萬公噸/年的產能進入市場，而這些產能主要在北美區域，由於多數的計畫是位在大西洋區域，而多數新增需求則是集中在亞太區域，因此預期在 2025 年開始跨域貿易量將會進一步成長，在未來數年貿易量的成長率將會是過去數年的接近兩倍的水準。但是若是這些新建 LNG 計畫發生延遲的狀況對於目前預測的供給成長速度造成很大的影響，甚至有對於整體天然氣市

場造成更大波動的可能性。



圖表 2 全球 LNG 貿易量成長趨勢與兩大洋區域 LNG 供需概況

最後來看到這一個的冬季狀況，與前一個冬季相比，由於引發進一步風險的事件看起來較少，故預期價格可望較低，這也可從目前期貨交易呈現的價格下跌趨勢可看出。總結來說，在短期仍須關注對於供給造成影響的事件，因對這會對價格產生立即性的影響，在更長時間的尺度來說，則需要注意新的 LNG 計畫的上線期程，因為這是決定未來價格走向的主因。

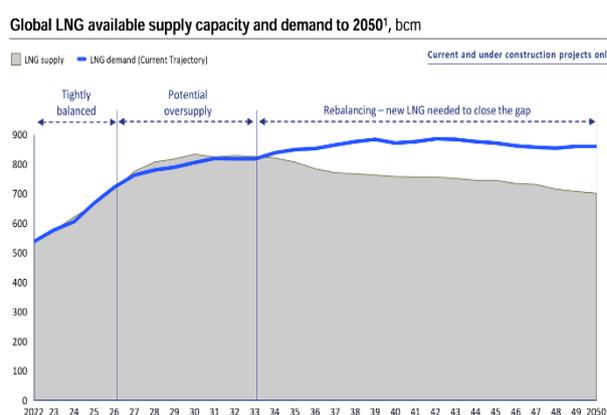
(五) 北美 LNG 生產計畫展望

這個主題由市場顧問機構麥肯錫(McKinsey and Company)所發表。

北美的天然氣需求，受到出口與電力需求變化的影響，到 2040 年將以年均 1.6% 的速度成長，其中各項影響成長因素分析如下：

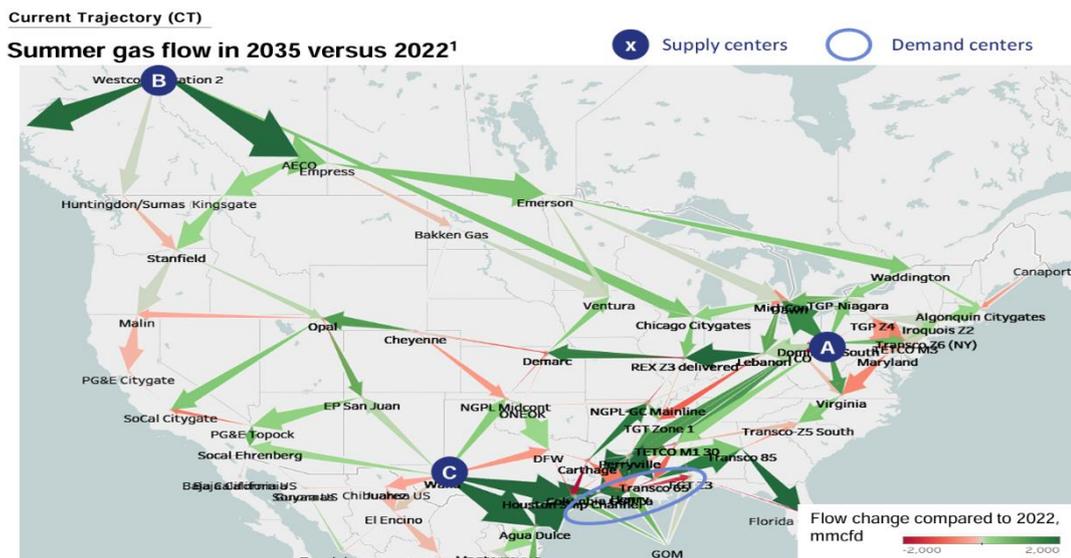
1. 出口需求影響帶來的年均成長約 5%，主要是因為 LNG 出口需求增加所造成，特別是在 2030 年之後為滿足亞洲需求而帶來的增加，此外，墨西哥因國內生產水準無法提升，以及 LNG 進口減少，新增的需求約 80 億立方英尺/天(即 2.26 億立方公尺，或 16.8 萬公噸)將由美國管道氣進口滿足。
2. 電力需求影響帶來的年均成長約 1.5%，整體電力消費增加(如新建資料中心)帶來天然氣需求成長，以及 2035~40 年間受到退休基金(Individual Retirement Account, IRA)投資再生能源，將導致大量的燃煤機組除役的替補燃氣發電需求。
3. 工業需求影響帶來的年均成長約 0.5%，由甲醇與氨製造需求而來。
4. 民生與商業需求受到供暖需求的電氣化影響反而造成年均減少 0.1%。

另一方面，麥肯錫預測全球 LNG 市場自 2033 年起到 2050 年將出現供不應求的局面，需要有新的 LNG 產能來補足缺口，至於在 2033 年之前的供給狀況則與其他市場顧問機構的預測大致相同，即 2026 年之前呈現緊澀局面，2026~2033 年則因新 LNG 計畫陸續投產，將出現微幅供過於求。



圖表 3 全球 LNG 供需預測

至於要補足 2033 年之後的供應，麥肯錫認為應該會來自最具競爭力的 LNG 計畫，而這些計畫主要在北美，目前北美的天然氣蘊藏量仍足供未來 25 年以上期間需求，且損益平衡點在每英熱單位 3 美元以下，LNG 主要的餉氣來源在阿帕拉契盆地(Appalachian Basin，下圖 A)及二疊紀盆地(Permian Basin，下圖 C)。



圖表 4 美國夏季天然氣流向(2035 與 2022 比較)

到 2040 年為止，預估這兩個區域的餉氣占比超過 50%，但所面臨的風險在新的天然氣管網計畫在政府審查與法律訴訟雙重挑戰下，已有部分取消及延遲。在這樣的限制下，將可能導致需要管道輸送的阿帕拉契盆地供給成長受限，並給予其他雖然生產力不如阿帕拉契盆地但距離 LNG 計畫較近天然氣蘊藏的開發機會，惟較低的生產力所造成的成本增加對於 LNG 銷售價格乃至於競爭力的影響仍不可忽視。

(六) 美國 LNG 出口成長對於 Henry Hub(HH)價格將產生什麼影響

在過去不到 10 年間，美國成長成為全球最大的 LNG 出口國，對於市場的穩定性的影響力也日漸擴大，這也引發人們對於美國天然氣市場發展的疑慮，幾個關鍵性的疑慮包括：

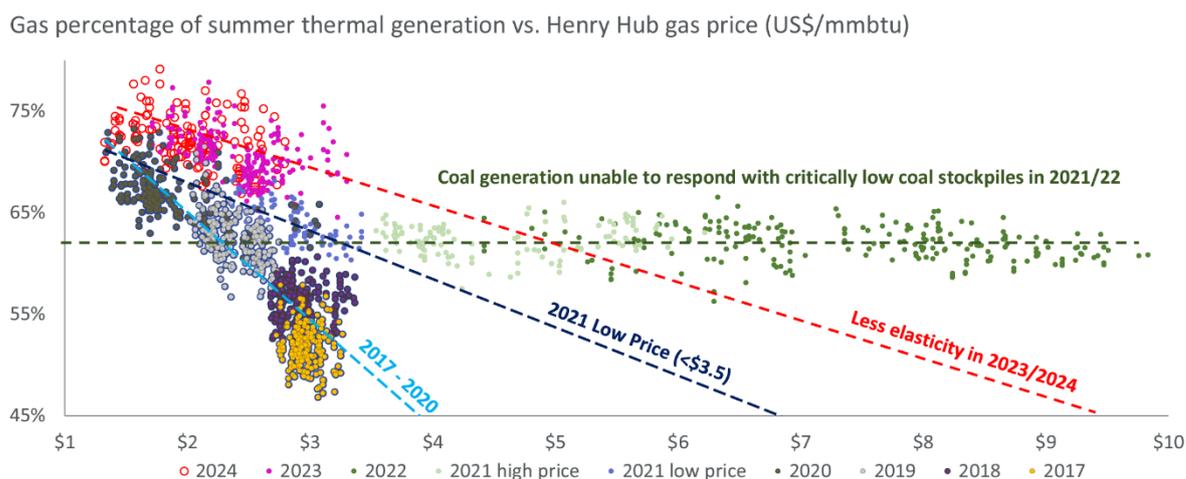
1. 大量低成本的天然氣蘊藏使得 HH 指數相對較低，但供給是否能跟得上市場需求擴長的腳步。
2. 由於儲存設施增加有限，市場是否有其他的平衡機制。
3. 國內發電部門的燃料轉換彈性是否在降低。
4. HH 指數和全球其他天然氣指數的連結性。
5. 降低 HH 指數波動性的市場機會在哪裡。

以下為這篇研究所提出的相關分析。

若從美國天然氣供需情況來看，受惠於生產的成長，除了冬季之外，要滿足國內的需求以及管道氣出口至墨西哥仍有相當餘裕，冬季時包括 LNG 出口的尖峰用氣量每天 1,630 億立方英尺(相當於 46 億立方公尺或 343 萬公噸)，而夏季時此數字則為 1,150 億立方英尺(相當於 32.5 億立方公尺或 243 萬公噸)，這也是造成 HH 指數產生季節性波動的原因。

由於美國本身天然氣儲存設施的限制，在冬季時庫存淨減少是必然發生的情況，且隨著氣候變遷，冬季需求也在逐步成長，就如最近這兩個冬季來說，每天庫存的淨減少就達到了破紀錄的每天 640 億立方英尺(相當於 18 億立方公尺或 134 萬公噸)，這時 LNG 計畫就發揮平衡作用，也就是在冬季時，這些計畫會減少其液化產量，來彌補國內供給不足，並讓 HH 指數維持相對穩定，如果這樣的機能沒有辦法發揮作用時，就會對於 HH 指數產生很大的影響並造成市場波動。

過去美國發電業者有相對經濟性的燃煤與燃氣使用轉換彈性，但隨著燃煤發電的除役與庫存的大量減少，這樣的彈性已逐步流失，從下圖可以看出此一趨勢，在 2020 年之前，只要 HH 指數超過每英熱單位 2 美元，就可以看到燃氣發電的比率快速降低，但在 2021 年開始這樣的情形已逐漸變得不明顯，研究預估 2040 年之後，HH 指數的決定性要素將會是天然氣的生產成本。



圖表 5 美國夏季燃氣發電占或火力發電比率與 HH 指數關係圖

與此同時，由於再生能源占比增加，其間歇性的發電特性，造成一天之中電力負載形成所謂的鴨子曲線，這時升降載快速的燃氣發電成為填補再生能源負載缺口的選擇，也限縮了發電業者的燃料轉換彈性。

因為全球的天然氣市場的相互依存性，因此美國國內市場情況對價格影響也會外溢到其他區域的市場，特別是在進入 2020 年代之後，對於歐洲市場的影響力更是明顯，歐洲天然氣指標價格 TTF 指數與 HH 指數呈現高度正相關，且 HH 指數波動在 TTF 指數上波動的幅度會進一步放大，在 2021 年夏季歐洲天然氣庫存水準下降以及 2022 年俄羅斯管道氣供應至歐洲數量減少之時都可清楚看到此一現象。

預期進入 2030 年代後，美國 LNG 出口量將會占該國天然氣交易量超過 20%，在 HH 指數作為 LNG 合約定價基礎的情況下，如何降低其波動是市場參與者所寄望的，因此研究中也建議了生產者可能的策略機會，包括距離需求端(如 LNG 液化廠)較近的氣源開發，對於天然氣管道的投資，以及配合季節變化的生產計畫等。

(七) 近期 LNG 買家在採購上的策略偏好

這篇研究由麥肯錫所發表，為了了解在能源供應與安全充滿不確定的時代，LNG 買家會如何因應這樣的局面，因此從 2016 年起麥肯錫每兩年進行一次調查，最近一次的調查是在 2023 年的第四季所完成，經過調查結果，麥肯錫發現買家會依據以下的策略組合來因應，分別是：

1. 調整採購氣源以積極降低地緣政治風險：

具體作為包括將具備不同氣源組合供應商列入優先考慮、訂定單一氣源供應比例上限、因應供應中斷而有重議甚至是止約的彈性條款等。

2. 確保足夠的長期合約供應：

平均來說，買家會將約 50% 的需求放在長期合約(合約期間在 5 年以上)。

3. 將供應商的可靠度列為採購長約時的優先考慮項目：

在前幾次的調查中，供應商可靠度在買家訂定長約的考慮因素排名中落後於合約數量與交貨目的地彈性，甚至是價格彈性等項目，但在這次的調查中，供應商可靠度回到了第一順位。



圖表 6 採購 LNG 長約重要考慮因素排序

4. 透過合約條款的设计，
增加交貨條件彈性，以因應需求面的風險。

5. 尋求購入 LNG 的碳排放透明度：

平均來說，買家預期未來 35% 的採購合約將會要求包含碳排放相關資訊，尤其是歐洲買家更是有 50% 的合約會要求碳排放的資訊。

6. 將美國 LNG 列為具有成本競爭力的來源，且可以滿足其他的需求：

在美國 LNG 具備的優勢中，買家中 45% 認為與美國 LNG 合約與 HH 指數連動具有成本競爭性，另外 25% 的買家則看中其供應的安全性，也有部分如中國買家認為美國 LNG 的交貨目的地彈性是吸引其採購的因素。

(八) 歐洲與亞太地區在 LNG 需求上的競爭關係

歐洲對於能源需求正陷入一個困局當中，一般來說，能源取得的永續需要具備四項目標，分別是可得性(供應安全)、可負擔性、安全性(可依賴的技術)、以及環境友善(淨零排放的目標)，但對歐洲來說，從俄羅斯入侵烏克蘭以來，導致其在兼顧這些目標的平衡上舉步維艱，且必須在其中做出先後順序的選擇。

在天然氣市場上，全球各區域面臨著不同的內外環境，大概可以區分成以下幾個區域，各區域的特性如下：

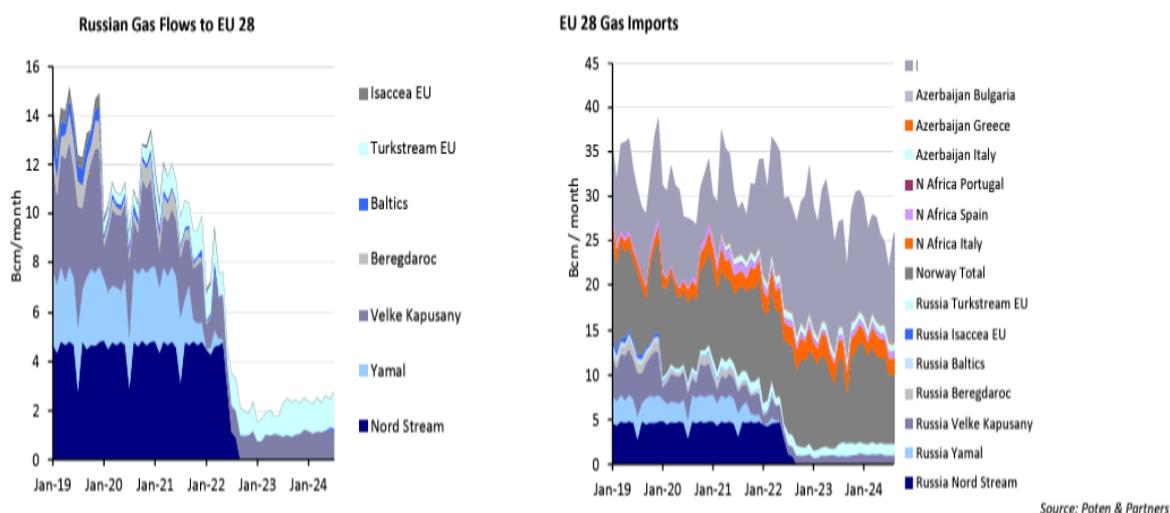
1. 亞洲傳統區域(日本、韓國、台灣)：受到核能及燃煤發電高低及管制產業自由化的影響下，天然氣需求成長面臨不確定性。但因為沒有除 LNG 以外的有效天然氣來源，所以轉換彈性有限。
2. 亞洲新興大型經濟體(中國、印度、巴基斯坦、孟加拉)：中國與印度持續成長，但價格仍是限制因素，而環境考量是其選擇天然氣和再生能源的主因，此外，中國季節性需求差異也在增加。
3. 東南亞：LNG 需求增加，但市場分散導致彈性受限。
4. 中東：國內需求成長，但跨域的貿易量因政府對於天然氣產業的控制而有限。夏季需求會與亞洲及歐洲競合。
5. 歐洲：LNG 與管道天然氣間具備轉換彈性、在俄烏戰爭後如何確保天然氣供應成為關鍵議題，因為從俄羅斯管道天然氣進口減少，使得 LNG 進口增加。
6. 北美：受惠於頁岩氣發展，LNG 與管道天然氣間轉換彈性已非重點所在。
7. 南美：國內天然氣生產減少刺激 LNG 進口需求成長、但阿根廷與巴西的天然氣蘊藏仍對 LNG 需求進一步成長造成挑戰。

如上段所提，目前全球主要的天然氣交易樞紐與價格指標分別為北美的 Henry Hub 及西北歐的 TTF，以上兩者都為 LNG 交易價格提供了參考。至於亞洲目前沒有這樣的樞紐與指標。

由於歐洲持續建置新的 LNG 接收站來容納其需求，這樣的情況之下。歐洲提供了 LNG 供應商新的機會來分散其合約定價機制過度集中於油價或 HH 連動的狀況，而讓如 TTF 及 NBP 等歐洲當地的天然氣價格指標對於 LNG 價格產生影響，甚至進而影響到亞太地區的 LNG 現貨價格(JKM)。

而這也可以說是在俄烏戰爭後產生的劇變之一，俄羅斯管道天然氣輸往歐洲的減少(從原本高峰時的每天 150 億立方公尺[相當於 1,119 萬公噸]，減少到目前約 20 億立方公尺[相當於 150 萬公噸]，而 LNG 在此時填補其空缺，由於預期俄羅斯的管道天然氣出口在短至中期恢復的可能性不高，因此挪威的天然氣生產與 LNG 進口將成為歐洲主要的天然氣來源。這也成為了歐洲與亞洲在確保 LNG 上形成競爭所在。

根據歷史價格紀錄，在俄羅斯管道天然氣出口在 2022 年開始大幅減少時，為了確保能源供應，歐洲買家付出了高額價格以確保 LNG，這也連帶使 JKM 價格大幅上揚，但這樣的高價也吸引了美國 LNG 出口至歐洲，並對於平衡俄羅斯管道天然氣的缺口做出貢獻，加上美國 LNG 出口設施(絕大多數位於墨西哥灣沿岸)運輸至歐洲相對於亞洲的距離優勢與合約交運條件的彈性，很快的在歐洲市場上取得主導地位，同時由於亞洲的價格敏感度相對較高，造成其進口美國 LNG 數量反而減少。

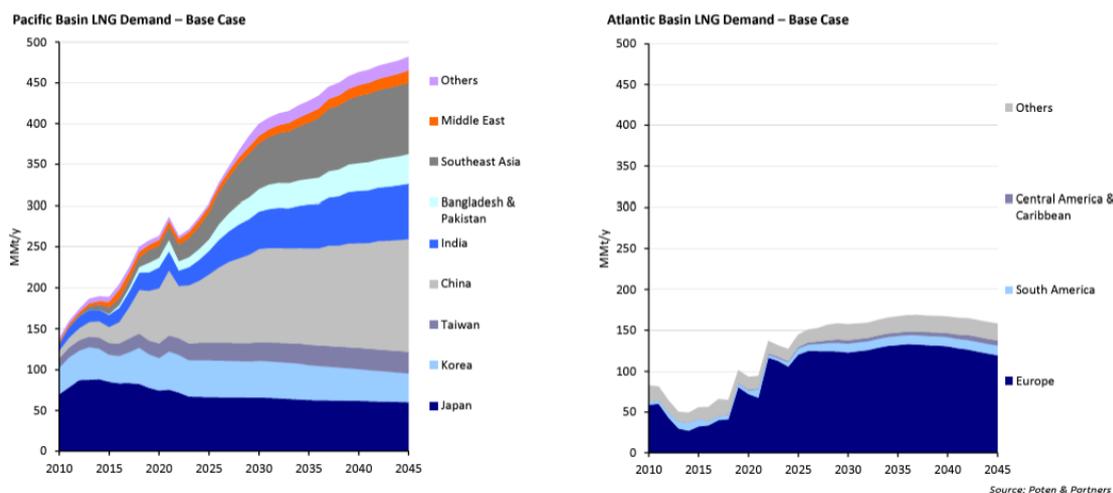


圖表 7 俄羅斯管道天然氣輸出至 EU28 國與 EU28 國天然氣進口概況

只是美國 LNG 在歐洲的優勢仍然有不確定性，分析大概有以下幾點：

1. 價格上的風險；
2. 需求的風險：歐洲選擇的最終替代能源是再生能源、氫、和氨，因此天然氣未來長期需求仍具風險，也讓歐洲買家減緩簽訂長約的腳步。
3. 供給的風險：俄羅斯的管道天然氣供應仍存在極大不確定性，即便供應恢復，歐洲是否仍會如過去一般仰賴也是個問號。
4. 規範的風險：特別是在市場自由化、環境與排放法規等方面的影響。

至於 LNG 現貨雖然可以有更大的供應彈性，但是對於歐洲買家來說，暴露在價格的風險會大幅上升。尤其是北半球冬季時更需要與亞洲買家競爭現貨，但受到歐洲自由化市場其銷售價格結構完全對下游顧客透明的影響下，歐洲買家往往很難與亞洲買家競爭。



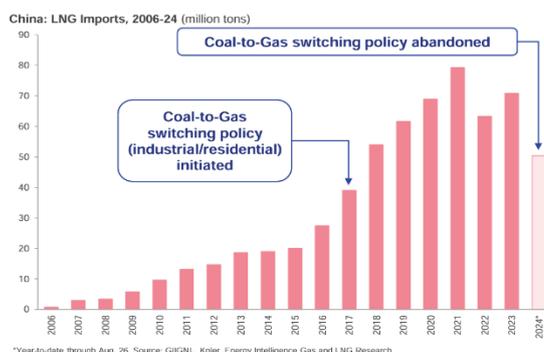
圖表 8 兩大洋區域 LNG 需求預測(至 2045 年)

因此歐洲買家需要在確保長約供應上有更積極的動作，以確保在價格穩定且不會有劇烈波動的前提下取得 LNG，而這就需要政策上支持讓歐洲買家得以接受如 Take or Pay 等在業界普遍存在的長約條款，甚或參與新的 LNG 投資計畫，並取得一定數量的 LNG 購買權等這些亞洲買家已經很熟悉的操作方式。

(九) 新興市場 LNG 需求走向

儘管燃氣發電的成本較其他發電方式並不具備競爭優勢，特別是在作為基載電源上，但在 2010 年代時，受惠於中國政府煤轉氣政策的支持，亞太地區天然氣需求開始出現顯著成長。

只是 2021 年起因為俄烏戰爭所引發的能源危機，導致歐洲轉向 LNG 並帶動價格的上揚，但同時也因此造成亞洲區域 LNG 需求的減少，特別是在中國和印度，甚至有擔憂的聲音出現，認為可能會導致這些新興國家能源需求走向使用煤炭來滿足的方向，這樣的擔憂也與政府的政策調整有關，如中國就宣布終止煤轉氣政策，而其他國家也有類似的政策變化。



圖表 9 中國 LNG 進口趨勢

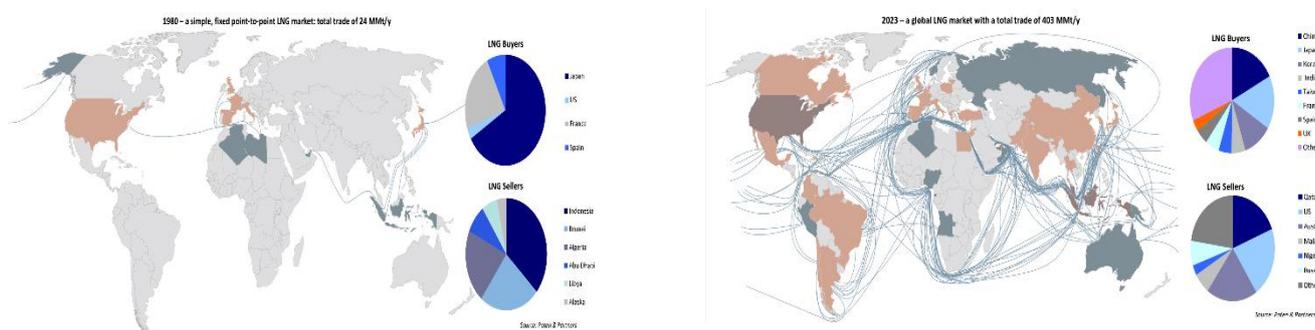
但若將觀察的尺度拉長，可以發現驅動 LNG 需求的因素在這幾年市場波動下並未改變，包含讓買家可以有更多選擇的現貨及油價連動的合約價格公式，以及即將進入市場第三波新的 LNG 生產浪潮。另一方面，對於新興經濟體的發電業者來說，即便想要選擇其他 LNG 以外的替代能源也都面臨了困難。

綜合上述的狀況，研究建議各國政府就應該提供支持性政策解決方案，如調整價格管制/補貼制度和市場自由化，並以與油價連動的 LNG 合約價格來做為價格穩定度的判斷指標。

(十) 近期 LNG 航運市場概況

全球能源市場受到地緣政治情勢緊張和自然環境變遷的挑戰，在與供需基本面的變化相結合之後，形成了一個不確定的未來，這樣的不確定性也在 LNG 航運市場產生影響。

早期的 LNG 貿易由於生產與需求地點大致固定，因此航運路線也為固定型態，但近年來隨著新的生產與需求投入市場加上新的合約交易模式的興起，LNG 航運數量增加與新的航運路線出現，型態變得更為複雜，而航運上的障礙節點對於貿易活動就會產生明顯影響。



圖表 10 全球 LNG 航運路線變化(2023 與 1980 年比較)

目前全球 LNG 航運的障礙節點有兩處，分別是巴拿馬運河(Panama Canal)和蘇伊士運河(Suez Canal)。在巴拿馬運河，近兩年受到氣候變遷的影響，在一般 5~12 月雨季期間並未有正常的降雨，如 2023 年就較平均雨量水準低了約 30%(當年 10 月甚至減少 41%)，讓作為運河水量調節的加通湖(Gatun Lake)水位降低至影響運河的正常運作水平，迫使運河管理當局降低通行的船隻數，通過船隻數量從每天 32 艘一路減少至去年 11 月時僅剩每天 25 艘，也造成等待通過的船隻暴增，如去年 8 月等待船隻就有約 135 艘，比正常水準高出五成，而 LNG 船也需要競爭有限的通過時間帶。

至於蘇伊士運河，則是受到葉門武裝組織胡賽(Houthis)在紅海對於往來船隻所發動的攻擊事件之影響，通過船隻數也顯著減少，如今年迄 9 月的通過船隻數減少至約 8,500 艘，較前一年度降幅達 52%，而 LNG 船的通過數量在卡達今年 1 月中宣布終止使用該航線之後更曾一度降至 0 艘，迄今仍都維持在每月個位數的水準，原本使用這條航線的 LNG 船轉移經過好望角(Cape of Good Hope)等其他航線。

對於位於墨西哥灣沿岸的美國 LNG 計畫來說，儘管巴拿馬運河至東亞和東南亞的航線不論是在運費及運輸時間上仍是最具競爭力的選擇，以市場主流的 17.4 萬立方公尺 LNG 船來說，目前到東北亞區域運費約在每百萬英熱單位接近 2 美元水準，運輸時間約在 50 天上下，至於其他如好望角等替代路線，運費將會增加約 0.5 美元，且天數約增加 15~20 天，相差幅度仍在市場可接受範圍。

至於蘇伊士運河，同樣是卡達到歐洲以及墨西哥灣沿岸至南亞最有效率的路線，在與上段所述相同的載運條件下，卡達到歐洲運費每百萬英熱單位約 1.3 美元，時間約為 36 天，而墨西哥灣沿岸至南亞則為 1.9 美元，時間約為 56 天，兩者相較替代路線的運費約有 0.5 美元差距，時間也差了約 10~15 天。相差幅度甚至更小。

除了運費及運輸時間等因素，LNG 船的可得性也是市場的重要考慮因素，但同樣在氣候和地緣政治因素作用下，LNG 船現貨備船市場波動也相當大，如北半球冬季月份來臨、大西洋與太平洋市場間運價的差異、目前航線障礙節點的情況都會影響 LNG 船的需求和可得性，而 LNG 船的可得性又進一步影響現貨備船費率，且這樣的變化往往是在短時間內發生，這也是現貨備船市場參與者必須適應的狀況。

因此，LNG 市場參與者若能在運輸操作上具備彈性，將可望因此獲利，增加彈性的手段則包括：

1. 維持運輸能量的餘裕，如擁有備用 LNG 船等確保額外運力的手段。
2. 掌握實時市場狀況，參與者可以主動調整運作而非被動因應。
3. 確保 LNG 來源分散彈性，由多個不同的區域取得 LNG，以因應地緣政治風險。
4. 建立替代運輸航線，規劃避開運輸障礙節點的航線，以確保 LNG 供應無虞。

(十一) 對於石油與天然氣生產的上游持續投資之必要性

這個主題係由國際能源論壇 (International Energy Forum)的秘書長 Mr. Joseph McMonigle 所發表。

為了達成淨零排放的未來，在能源領域正在發生一個全面性的轉型，由於降低溫室氣體的排放已是全球性的共識，我們需要正確辨識石油與天然氣在其中所扮演的腳色以確保順利轉型，也就是需要兼顧環境目標與能源需求成長的現實，因此對於維持石油與天然氣上游投資以確保全球能源市場的穩定，才是讓大眾支持淨零轉型的重要基礎。

石油與天然氣在滿足全球能源需求上仍是不可或缺的，2023 年石油占了全球初級能源消費的 31%，而天然氣則占 24%，這些數據顯示了即便再生能源快速取得重要地位，但我們持續依賴化石燃料仍是不爭的事實。即使再生能源的占比已有顯著成長，但到 2030 年，石油與天然氣仍被預期將供應全球大約一半的能源需求。這樣的依賴不能只視為是保守的表現，而是反映了目前再生能源基礎建設與儲能容量的限制。在世界人口持續成長，與發展中經濟體的擴張，對於可依賴與可負擔的能源需求將會繼續成長，因此太快減少石油與天然氣的投資將會導致供應短缺、價格波動與隨之而來對於經濟的負面影響，並進而削弱大眾對於能源轉型的支持。

對於石油與天然氣的上游投資是維持能源安全的重點。根據近期國際能源署(IEA)的報告，預期 2024 年全球對於石油與天然氣的上游投資將達到六千億美元，以跟上需求的成長和彌補已屆枯竭的生產來源，而在 2030 年此數字會再增加 22%，但也僅足夠跟上預估需求的成長，此外，另一個事實是目前生產中的油田和氣田蘊藏正以每年 6~7%的比率在消耗，也就意味著持續的投資有其必要性。

除此之外，地緣政治對於上游投資的影響也不可忽視，世界許多主要的石油與天然氣蘊藏在政治局勢複雜且變化快速的區域，在這些區域穩定而持續投資以避免供應中斷的效應擴及到影響全球經濟是相當重要的。2021 年起受到上游投資不足及之後的地緣政治事件所造成的能源危機，就是一個直接的警訊。

當然，對於上游投資批評的聲音可能會主張這樣的行為抵觸巴黎氣候協定的目標並破壞為達成淨零排放所做的努力，然而這個並不是一個零和問題，而是需要找到一個平衡並且負起轉

型過程中應負的責任。在油氣的投資可以與加速推動再生能源或其他突破性的潔淨能源發展並存，事實上，許多世界上具領導地位的能源公司已經透過降低甲烷排放、提升效率、碳捕捉、及電氣化等方式減少營運過程中的碳排放強度。此外，藉由油氣生產所帶來的收入可以再投資到再生能源計畫、與再生能源相關的研究以及基礎設施的升級，這些行動確保了轉型到低碳的未來不只完成環境上的責任，也在經濟性上確保可行。

大眾的支持是所有成功能源轉型的基石，若沒有來自大眾的支持，脫碳效果將面臨重大限制，特別是若轉型帶來的是能源短缺、價格飆升或經濟困難。能源轉型必須要是公正且有包容性的，將所有利害關係人的需要與顧慮都納入考量，包括那些缺乏可得能源以及仰賴化石燃料以維持生計者。持續對於油氣的上游投資並不是能源轉型的障礙，而是一個平衡策略中必要的組成。藉由確保能源市場穩定，我們可以維持大眾在能源轉型過程中的信心，並提高具前瞻性氣候目標達成的可能性。當我們描繪淨零未來的路徑時，不要忘記了能源安全與經濟穩定是至關重要的，而對石油與天然氣的上游持續投資也就是如此。

(十二) 為達成 2030 年氣候目標，加速全球氫貿易的挑戰

氫貿易的概況

目前低碳氫的生產和貿易受到高成本和基礎設施受限的影響而不振，所謂的低碳氫包括綠氫(透過再生能源產生的電力所生產)和藍氫(從天然氣所生產但同時有進行碳捕捉及儲存)，但兩者都還處於起步階段。生產所需的設備以及能源都相當昂貴，也造成其與傳統化石能源相較不具競爭力。

波士頓顧問公司(Boston Consulting Group, BCG)的分析指出，到 2030 年出口導向的生產計畫將僅有每年 300 萬公噸的低碳氫產出，這個數字遠低於控制全球升溫不超過攝氏 2 度所需的每年 800 萬公噸低碳氫，這樣的差距點出了加速氫生產及應用基礎設施發展的急迫性。

海運相關基礎設施的挑戰

氫貿易的一個重要組成項目就是運輸，雖然海運容量預期是足夠滿足氫貿易的需求，但由於歐洲以管道方式進口氫的能力遠遠不足，而這樣的差距將會限制運輸的效率，因此在管道基礎設施上的持續投資以及其他如液化氫船運等替代運輸方式的發展是必要的。

政府和企業的策略行動

政府與企業應該採取數項的策略行動以縮小氫生產與貿易的計畫差距，包括：

1. 科技與基礎設施的投資(如運輸與儲存設施的投資)、
2. 政策的支持與誘因(如提供企業政策補貼或稅務減免之誘因)、
3. 國際合作(建立標準及合作開發與投資協議)、
4. 擴大生產規模(以降低生產成本、提升生產效率)、
5. 公私夥伴關係(公部門：法規和財務支持、私部門：創新和敏捷性)。

長期的願景和永續性

氫貿易的長期願景是創造出一個可持續且值得信任的經濟體系，在這當中包括了如運輸、

製造及發電等不同部門的整合，以降低全球的碳排放。此外，綠氫製造所仰賴的再生能源的發展也是確保氫經濟體系永續的首要。

二、 與天然氣有關之新技術研究

(一) 以無碼頭方式快速建置 LNG 接收設施，以德國 Wilhelmshaven 港為例

這個案例由 EConnect Energy 所提出，這家挪威公司係專注於開發海上能源接收端技術，以提供對於客戶快速達成能源轉型目標之支持。

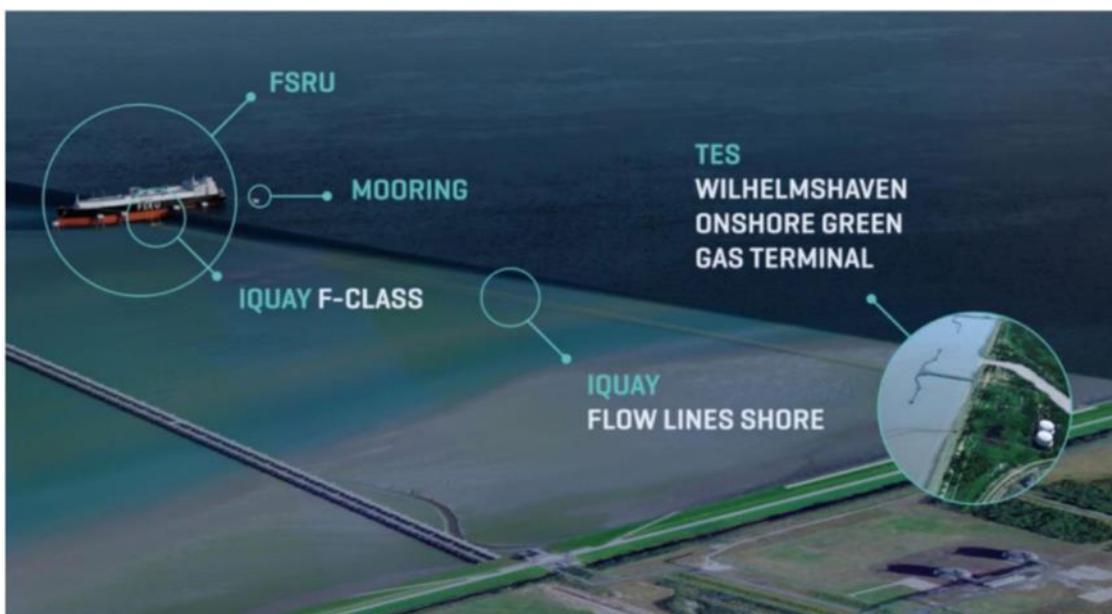
為了滿足德國 8.5%的能源需求，EConnect Energy 運用其專利之 IQuay F-Class 管道系統，該系統以其將浮動式 LNG 儲存設施(FSU)和浮動式 LNG 儲存及氣化設施(FSRU)與其他設施連結的適用性而聞名。先前已在其客戶美國 New Fortress Energy 位於墨西哥灣的 Fast LNG 計畫中應用。計畫在 2021 年 3 月做出最終投資決定(FID)後，僅花費 31 個月時間就實現了第一批 LNG 出口。



圖表 11 Fast LNG 計畫海上生產平台與 FSU

這次 EConnect Energy 的合作對象是 Tree Energy Solutions (TES) 公司，該公司將在德國 Jade River 河口西側的 Wilhelmshaven 港區內建立一個新的綠色能源樞紐，計畫參與者除了 TES 外，還包括 ENGIE、E.ON 及 Deutsche Energy Terminal GmbH (DET)。此樞紐係分階段進行開發，目前的第一階段為一個用於進口 LNG 的 FSRU。FSRU 將連接到德國天然氣管網，並作為一個快速執行項目，自 2022 年 9 月經德國政府核准後規劃在今(2024)年底開始進口 LNG。TES 所面臨的主要挑戰是找到一種具有成本效益的解決方案，能快速地執行以應對德國的能源危機。同時

遵守計畫未來提供綠氫和支持碳循環經濟的承諾。天然氣供應區塊中包括海上供氣平台，以及連接陸上管網設施及海上供氣平台之海底軟管式管道建置工作，海上供氣平台上所佈置軟管式的天然氣卸收設備則與 FSRU 連接，目前該計畫相關海底管道已建置完成。而容量 13.8 萬立方公尺的 FSRU(Excelerate Excelsior)也已經確保。若計畫後續步驟順利，自 2025 年起，該接收站將逐步朝向進口綠色 LNG(eNG)並取得綠氫的目標邁進。



圖表 12 德國 Wilhelmshaven 港 LNG 接收設施佈置示意

綠氫是透過再生能源產生之電力來電解水所產生，需要在再生能源豐富的國家生產才能具備經濟效益，為了便於運輸綠氫，二氧化碳被添加進入綠氫並形成碳氫化合物，也就是 eNG，來做為綠氫的載體，當 eNG 運抵進口國的接收站後，二氧化碳重新自 eNG 中分離並回復為氫氣，分離出的二氧化碳則被儲存及運輸回綠氫的生產地重複利用，如此將達成碳循環經濟的目標。

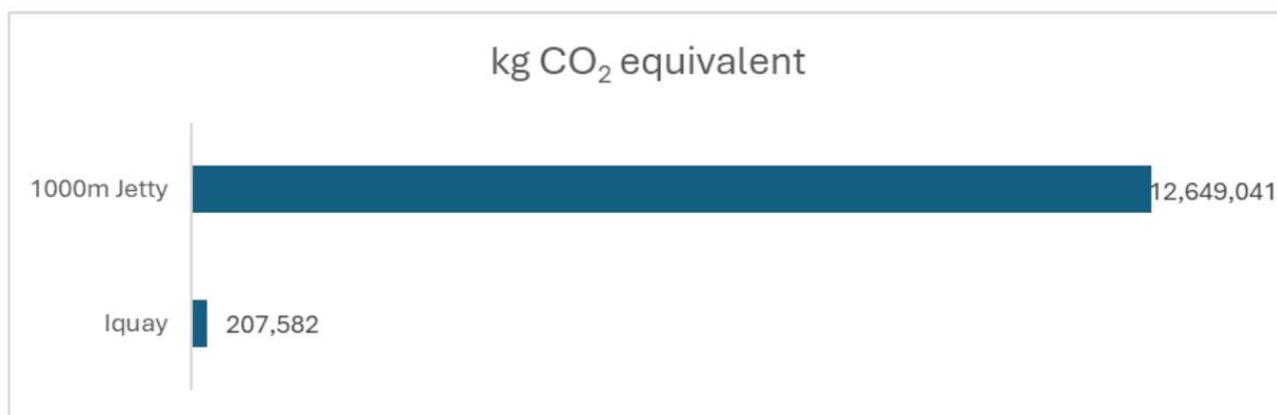
IQuay F-Class 系統是在案場外生產的模組化設計，可快速安裝，降低土木工程對當地生態系統的干擾，可顯著減少溫室氣體排放和建築材料中的隱含碳、資源使用、對水生環境生物多樣性的影響以及碼頭設施對物理和視覺影響。除此之外，視需



圖表 13 IQUAY F-CLASS 系統軟管式管道

要亦可完全拆卸移動再做利用。

同時，EConnect Energy 也進行的生命週期評估 (LCA)，以衡量與傳統的 1,000 公尺碼頭結構相比對環境的影響，結果如下圖顯示，該系統產生的二氧化碳當量比傳統碼頭結構低約 60 倍(註：不包括安裝、維護和操作)。



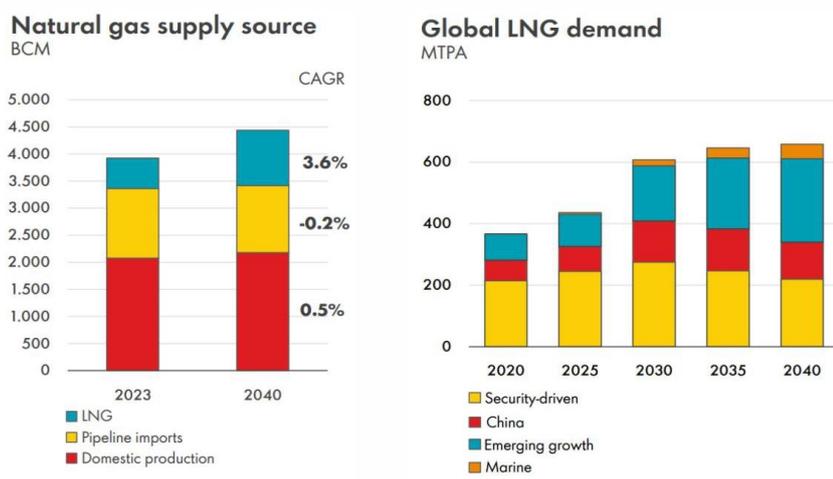
圖表 14 IQuay F-Class 系統與傳統碼頭二氧化碳排放當量比較

(二) 液化天然氣(LNG)做為氫載體

這篇研究係由 Shell 所發表，內容摘要如下：

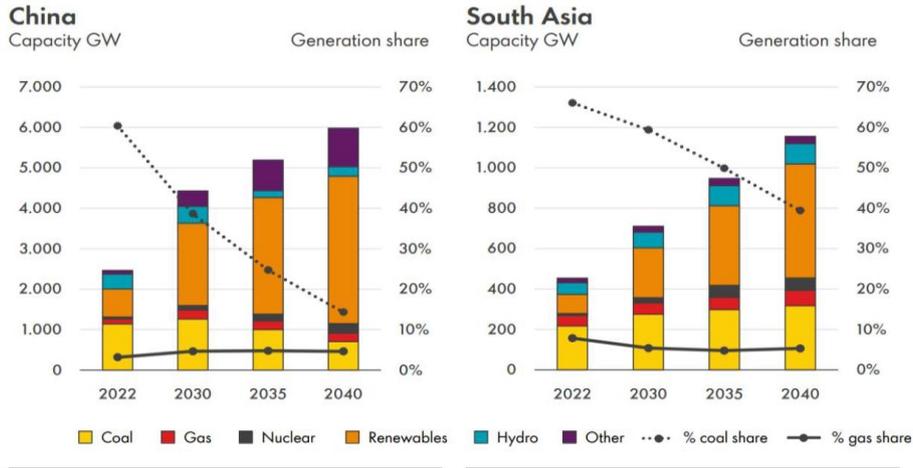
未來幾十年，全球能源需求將持續成長，以滿足人口成長、地區製造業增加和生活水準提高所帶來需求。天然氣將占能源需求的大部分。雖然一些國家的天然氣使用量已達頂峰，但中國、南亞和東南亞的需求成長將持續到 2040 年代。

LNG 將在全球天然氣供應中發揮越來越重要的作用。估計未來 16 年 LNG 複合年成長率為 3.6%，高於某些地區的管道天然氣進口。



圖表 15 全球天然氣供給來源與 LNG 需求趨勢(至 2040 年)

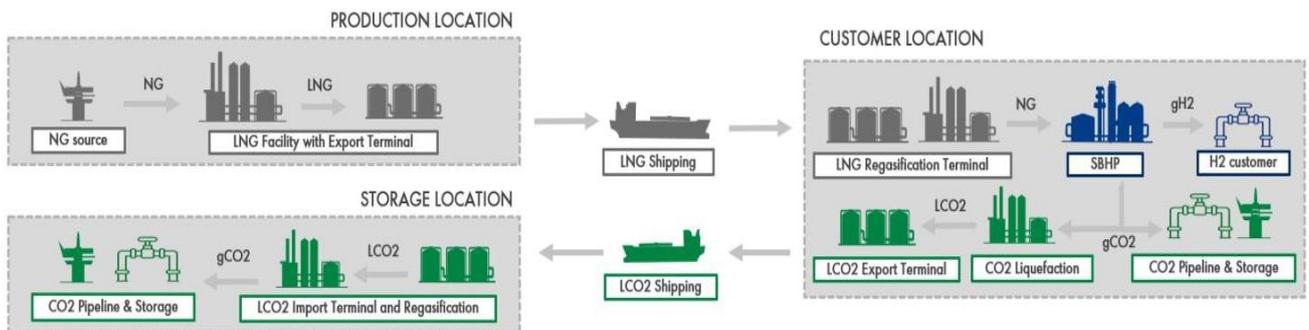
與此同時，二氧化碳排放問題仍必須解決，但這就造成了能源供應安全、減少碳足跡和經濟可負擔之間的三難困境。當然，再生能源是脫碳的理想方案，將在本世紀中葉主導市場，但並非所有地區都能輕易取得再生能源，還有間歇性和可負擔性的挑戰。此外，在難以實現電氣化的產業(例如鋼鐵業)，以天然氣取代煤炭將可大幅使碳排放強度降低，同時透過穩定電力供應，以支持再生能源的成長。



圖表 16 中國與東南亞國家發電能源趨勢(至 2040 年)

然而，僅增加 LNG 的使用並無法在本世紀中葉達到淨零排放。雖然排放量低於煤炭或其他液態碳氫化合物，但從開採到終端用戶的 LNG 供應鏈平均排放量為每百萬焦耳約當 70 克的二氧化碳。這些碳排放中約 80% 與燃料燃燒有關，即屬於能源(如電力)供應商的範疇三排放。與此同時，氫在燃燒時不會產生任何碳排放。將天然氣轉化為氫並在此過程中捕捉二氧化碳的技術已經成熟，並朝向大規模運作。這提供了利用 LNG 作為氫載體的獨特機會，從而利用成熟且安全的 LNG 供應鏈來有效地遠距離運輸氫，同時解決永續性問題。

LNG 作為氫載體(LaHC)屬於藍氫的範疇，利用 LNG 作為能源載體，向終端客戶運輸並提供氣態氫。利用現有基礎設施生產 LNG 並將其輸送到進口國的接收站，再透過氫製造裝置轉化為氫。在這個轉化過程中，二氧化碳被捕捉並儲存。基本原理如下圖所示。



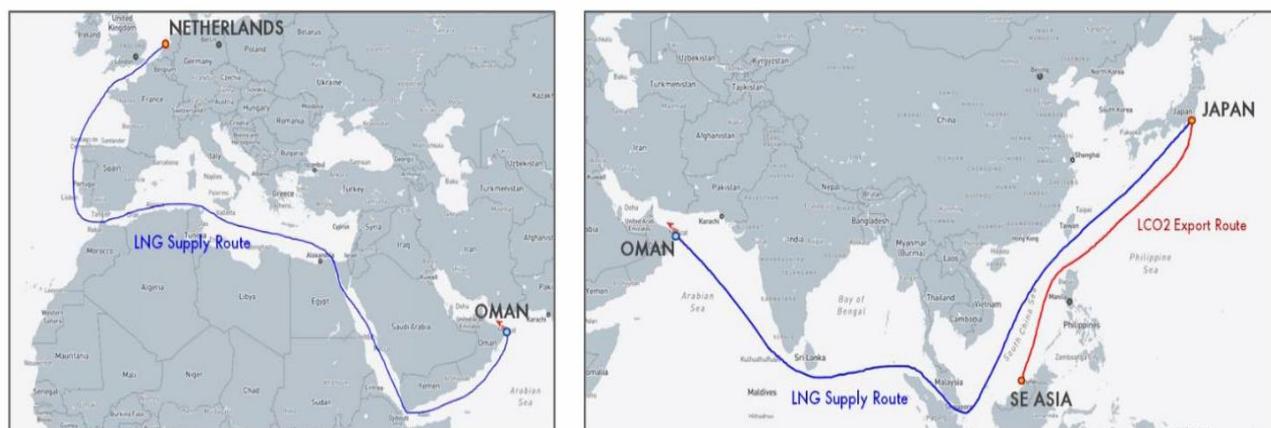
圖表 17 LNG 作為氫載體(包含二氧化碳捕捉儲存)示意

二氧化碳的處理方案包括：

1. 現地封存－氫製造過程中捕捉的二氧化碳被壓縮、脫水並注入當地的地下儲存庫。對於具有當地二氧化碳儲存選項的能源進口地點(例如西北歐)來說，這是最簡單和理想的解決方案。
2. 二氧化碳液化和出口－捕捉的二氧化碳被液化並透過船隻出口到另一個擁有地下儲存選項的國家。對於無法儲存於現地的能源進口地點，則需要此解決方案。這個方案可以與 LNG 接收站設施進行整合，LNG 處理的冷能產出可用於液化直接從氫製造裝置所捕捉的二氧化碳。當然，若因為土地或冷能利用有限制時，也可將二氧化碳液化設施設置於其他地點。

藍氫不同進口方式下的比較

LaHC 方式適用於進口 LNG、有相關碳減量政策且無法輕易利用當地資源生產氫(即需要透過某種形式進口能源)的國家。Shell 研究重點在於兩條供應路線，如下圖所示，分別由阿曼至荷蘭和阿曼至日本：



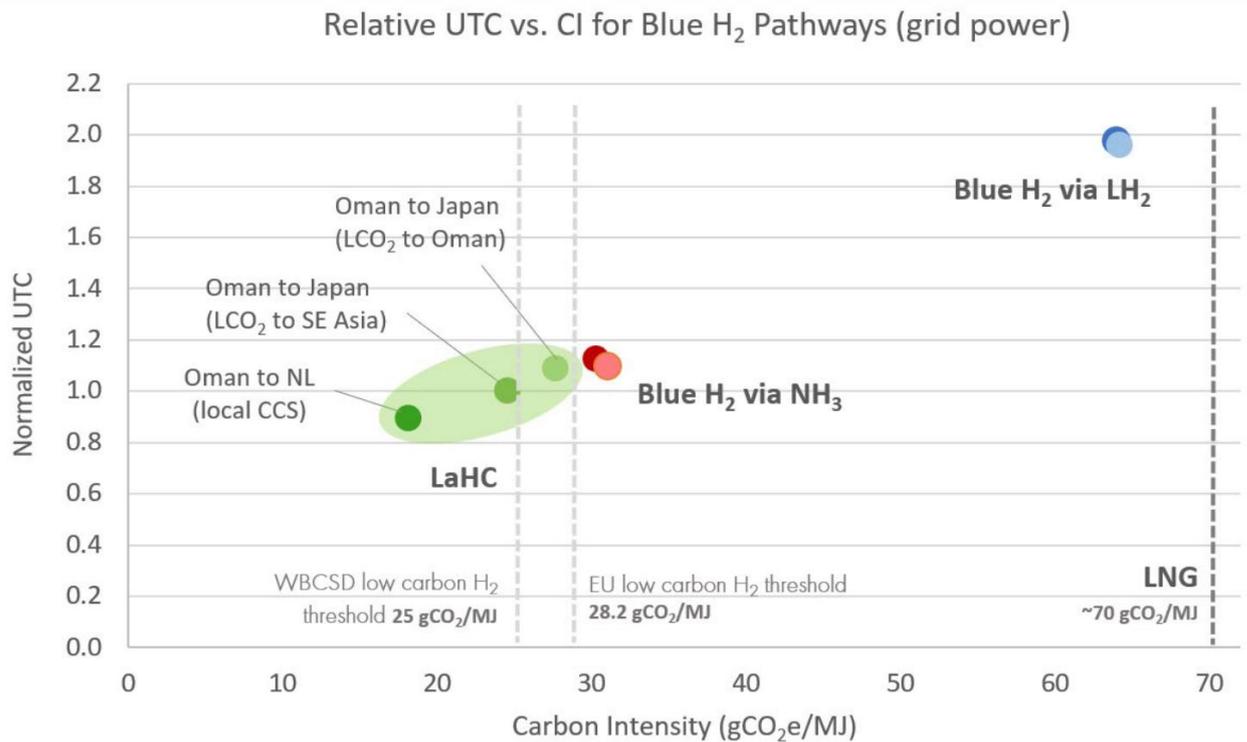
圖表 18 LaHC 方式供應路線示意

該研究將 LaHC 與兩種替代的藍氫載體，即液氨和液氫進行比較，比較結果以單位技術成本 (UTC)、碳排放強度 (CI) 和單位資本成本 (UCC) 表示。這裡藍氫是用於發電和鋼鐵生產等能源密集型產業的燃燒用途。而濃度>98 mol% 的氫才能夠用於前述目的。因此，對於使用液氨作為載體的情況，這意味著氨需要在目的地進行熱轉化以產生氫，但對於液氫，則只需要

在目的地儲存並氣化。研究相關假設如下：

1. 產品：交付予終端用戶 500 公噸/天的氫，壓力為 50 巴(bar)。
2. 時間範圍：在 2030 年之前可快速實現的技術，也就是目前可用的技術，儘管氫液化和運輸等技術預計在未來 10~15 年內會提高效率並降低成本。
3. 電力供應：主要來自以化石燃料發電的當地電網，並以預測 2030 年的價格和碳排放強度為依據。
4. 各種載體方式的假設：
 - (1) 以 LNG 作為載體：
 - A. 二氧化碳現地封存方式：LNG 從阿曼運往荷蘭，氫是在荷蘭生產，捕捉的二氧化碳儲存在北海。
 - B. 二氧化碳液化和出口方式：LNG 從阿曼運往日本，氫在日本生產，將捕捉的二氧化碳液化並透過以 LNG 為燃料的 裝載量 75,000 立方公尺的低壓液態二氧化碳運輸船出口到東南亞。
 - (2) 以液氫作為載體：接收來自阿曼上游的天然氣並將其轉化為高純度氫。二氧化碳在阿曼當地捕捉並儲存，氫使用該國電網電力液化，並透過以液氫蒸發氣 (BOG) 為燃料的裝載量 60,000 立方公尺液氫運輸船運往荷蘭或日本。
 - (3) 以液氨作為載體：接收來自阿曼上游的天然氣，並透過氫生產將天然氣轉化為氨，其中二氧化碳在阿曼當地被捕捉和儲存。氨的合成使用電網電源。透過以 LNG 為燃料的裝載量 90,000 立方公尺液氨運輸船運送到荷蘭或日本。

下圖顯示了前述假設的分析結果，並以單位技術成本與碳排放強度之關係來表示。其中，碳排放強度是使用「從搖籃到墳墓」的概念計算的，其中包括燃料生產、運輸和使用。



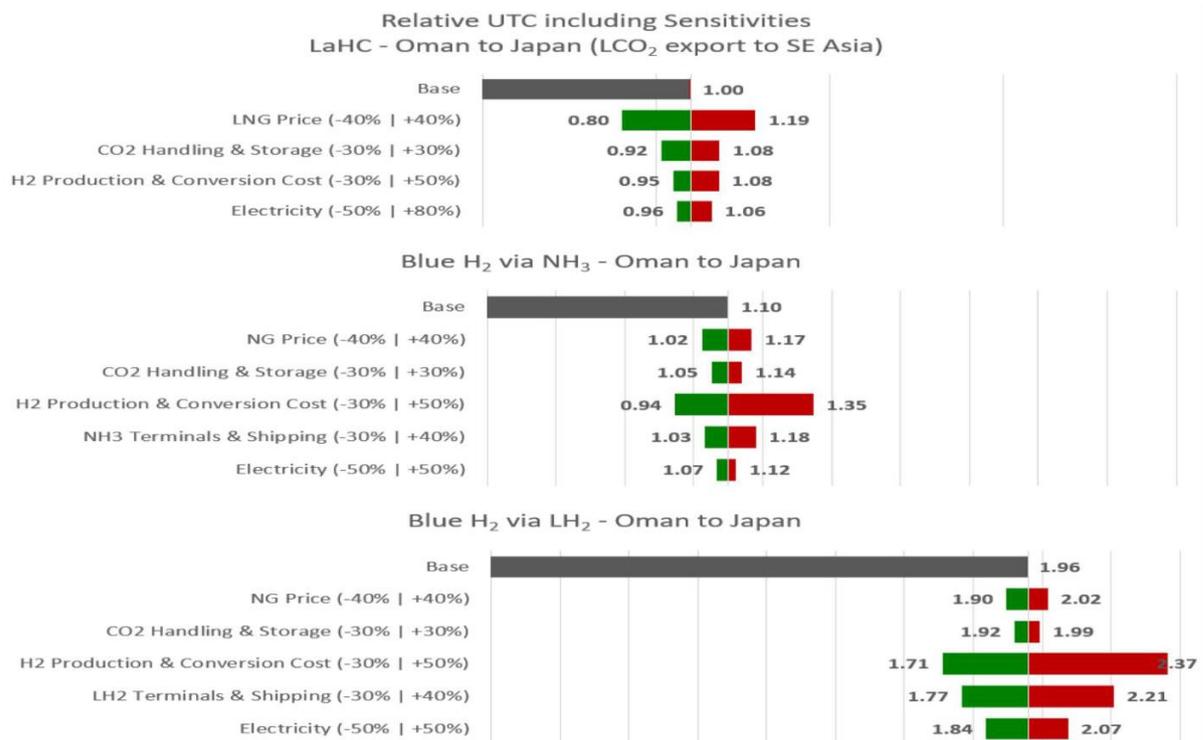
圖表 19 不同氫載體方式及路徑下單位技術成本與碳排放強度關係

LNG 做為氫載體方式具有競爭力 - 相對於液氫和液氨作為載體案例，LaHC 具有有利的單位技術成本和碳排放強度。

1. LaHC 具有強大的脫碳基礎：相對於相同來源(即阿曼)的 LNG，碳排放強度降低 60~70%。這樣的碳排放強度滿足歐盟和世界企業永續發展委員會(World Business Council for Sustainable Development，WBCSD)為針對低碳氫之定義，且有能力進一步使 LNG 供應鏈脫碳。然而，值得注意的是，這種程度脫碳的價格將比直接進口 LNG 來得高。
2. 二氧化碳儲存地點的遠近影響單位技術成本與碳排放強度：二氧化碳儲存位置的距離對這兩項要素有直接且重大的影響。對於無法現地儲存二氧化碳的狀況，需要額外的基礎設施來液化和卸載液態二氧化碳，從而增加單位技術成本。同時，碳排放量也會由於額外的電力和運輸二氧化碳燃料需求而增加，但即使對於將二氧化碳運回阿曼的 LaHC 價格敏感性來說，該方式仍然具有競爭力。

- 液氫對於能源有高度需求：液氫需要大量能源，以每百萬英熱單位產出計算，液氫能耗大約是 LNG 的 10 倍。氫保持液態的低溫儲存和運輸設計也需要大量的資本投資。雖然正在開發更新且更大規模的液氫技術，並可望改善單位技術成本，但對於這次研究所設定的時間及用途來說，仍不具吸引力。

敏感性分析：這裡的分析的基礎是基於一組給定的假設，但其中存在一些不確定性。下圖透過測試各參數對於單位技術成本中敏感性來探討。



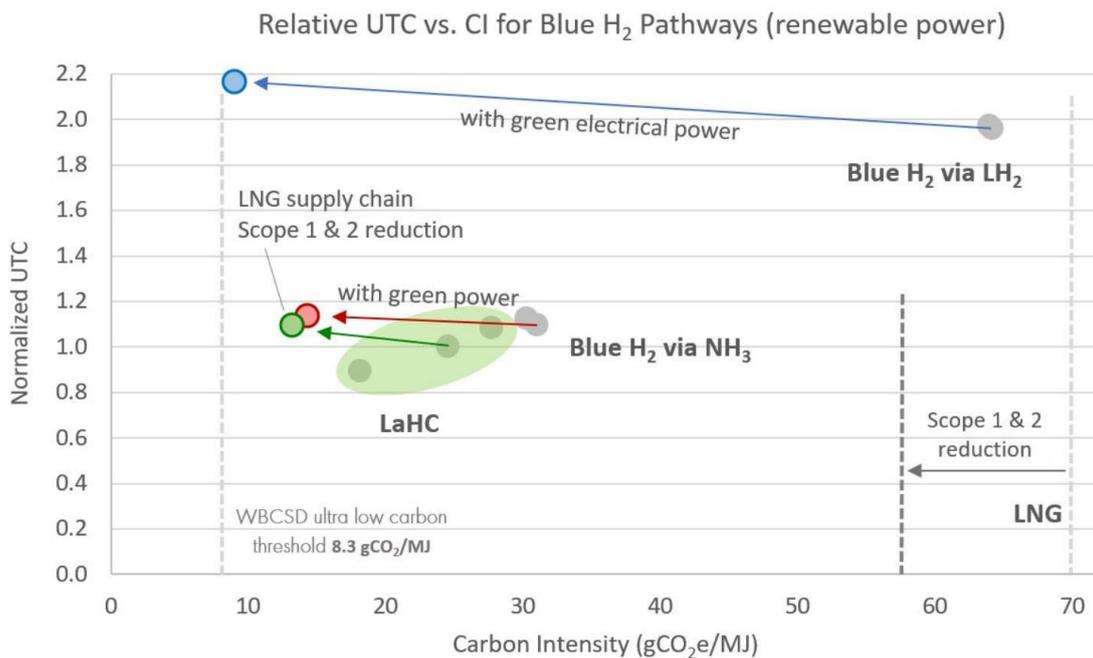
圖表 20 不同氫運輸載體之單位技術成本敏感性分析

- LaHC 最容易受到原料定價的影響，液氫和液氨途徑對氫生產和轉化基礎設施的成本更為敏感。考慮到 LaHC 利用現有的 LNG 供應鏈並最大限度地減少初始資本支出，這是合理的。
- 電價的大幅變動對 LaHC 和液氨的整體單位技術成本影響極小。儘管 LaHC 的電力消耗最低(比液氨低 25%)，但由於二氧化碳液化的基礎設施位於日本而不是阿曼，因此電價較高。與此同時，液氫方式消耗的電量比 LaHC 多 7 倍。

- LaHC 對二氧化碳捕捉及儲存相關的成本更加敏感。這反映在建立液態二氧化碳供應鏈的要求上，其中包括 LNG 接收站的液態二氧化碳儲存和運輸。

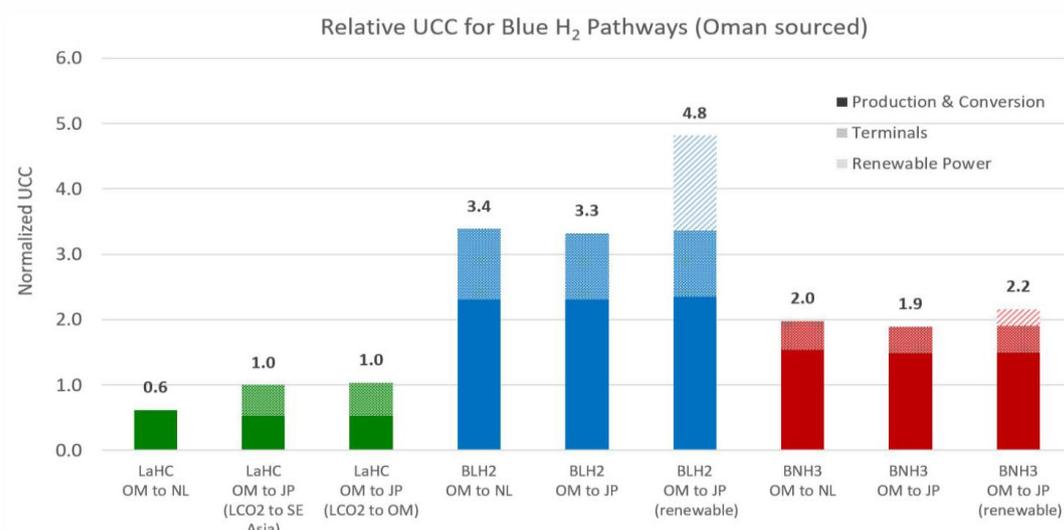
綜上說明，可以合理地得出結論，即使在考慮最具敏感性的參數變動下，LaHC 仍然是具競爭力的藍氫途徑。

至於碳排放強度，如前述係根據 2030 年預測的電網狀況，然而，阿曼擁有強大的太陽能潛力，可作為於液氫和液氨方式的能源來源。但 LaHC 無法受益於此，因為該種方式的基礎設施位於日本，其再生能源潛力有限。相反，LaHC 可以受益於 LNG 供應鏈範疇一和二的減排。下圖顯示阿曼至日本每一種方式下碳排放強度進一步削減的可能性。觀察可發現，即便碳排放進一步減少，對於單位技術成本的影響相對較小，這間接反映了 LNG 供應商脫碳所需的資本投資。



圖表 21 不同氫運輸載體碳排放強度削減作為影響

由於以上的分析中單位技術成本係指在營運期間的成本，但對於初始投資部分則無法明確表示，故 Shell 也針對單位資本成本進行分析，它可以有效衡量財務風險並了解相對投資回收期。下圖顯示不同氫運輸載體標準化單位資本成本。



圖表 22 不同氫運輸載體單位資本成本比較

由圖中資料可知，LaHC 所需的前期資本投資最少，約液氨的一半，液氫的三分之一。這是由於在目的地購買液化天然氣，從而避免了在源頭的任何資本投資

與液氨和液氫途徑的技術經濟和碳排放強度可以了解，LaHC 在不久的將來具有為藍氫客戶服務的巨大潛力。到 2030 年，建置技術將成熟並易於部署。這支持了建立液態二氧化碳供應鏈以達成脫碳的前提。然而，正如新興產業的情況一樣，法規和政策跟上發展步伐所需的時間可能是關鍵挑戰。這些非技術挑戰仍然是開發可行的 LaHC 供應鏈的關鍵點。

(三) 填補氨運輸空白

本篇研究由必維集團(Bureau Veritas)所發表，該集團為全球測試、檢驗與驗證領域的領導供應商。

相較於透過液氫或壓縮氫氣運輸氫氣，氨被認為是一種安全且經濟的氫氣運輸方式，並且可在不同領域如發電等進行應用。

目前透過船舶運輸的最清潔的能源是 LNG，自 1964 年開始商業營運以來，這種方式已被充分證明是安全可靠的。目前未進行脫碳的氨已經在透過液化氣體運輸船輸送，其中多數是液化石油氣(LPG)運輸船。因此，可以預見新一波藍氨或綠氨的液氨船舶運輸，將取代部分石油和天然氣貿易，以滿足對清潔能源日益增長的需求。

氨的生產

氨是化學肥料工業的典型原料。以氨為基礎的肥料產量最大。這個過程首先將空氣中的氮與天然氣(基本上是甲烷)中的氫在高溫高壓下混合生成氨。這通常稱為灰氨。製程中大約 60% 的天然氣用於生產氫氣。剩餘的天然氣用於為合成過程提供能量。

氨的生產過程也會產生二氧化碳。因此，除非捕捉二氧化碳並永久儲存或利用，即所謂的 CCUS，否則該過程被視為溫室氣體發生來源。依據劍橋大學的資料，目前有機和化學肥料每年產生 26 億公噸碳排放，其中三分之二的化肥排放發生在施肥後，其餘三分之一排放來自生產過程。化肥生產過程中的排放主要來自氨合成，部分原因是生產過程的化學反應。一般來說，標準製程下每公噸氨會產生約 2~3 公噸二氧化碳。

因此，要使氨被視為一種可行、可靠和現實的發電脫碳燃料，包括作為運輸燃料，需要考慮以下兩種解決方案：

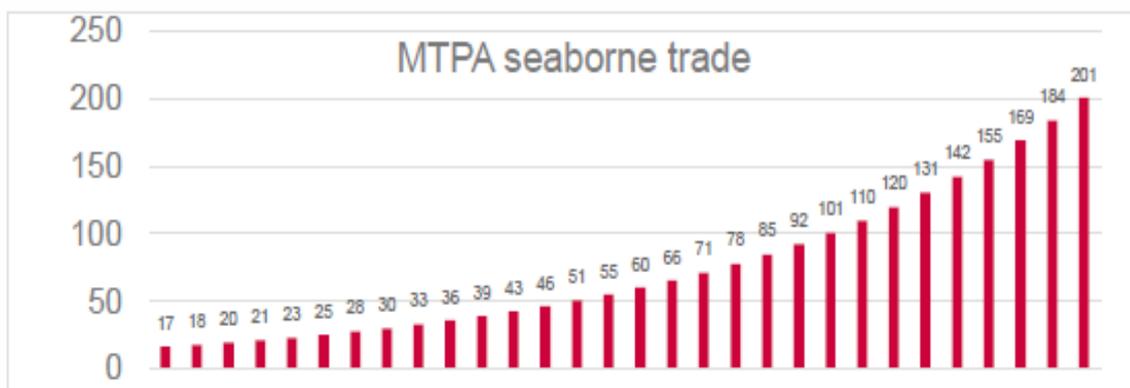
1. 藍氨：透過 CCUS 去除製程中產生的二氧化碳。
2. 綠氨：在製程中使用再生能源或其他脫碳的清潔能源，分離空氣後得出。

最近，在化肥和冷媒或化學品等其他產業中，灰氨年產量約為 1.8 億公噸。其中約 8~10% 的產品透過船舶運輸，即每年約 1,500~1,800 萬公噸。近年來，許多藍氨或綠氨計畫已經宣佈，

因此預計此類氨生產很大一部分也將從生產國運往需求國。從這兩類氨生產方式可知，綠氨生產國通常位於經濟上可以負擔使用再生能源的地區，因為生產成本較低。另一方面，藍氨生產國通常位於二氧化碳儲存可行的地區。至於需求國是目前需要進口 LNG 以滿足能源需求的國家。預計綠氨和藍氨在全球走向脫碳的過程中將滿足這些國家部分清潔能源需求。事實上，低碳或脫碳氨的生產商和需求客戶可能彼此相距甚遠，因此就需要使用經濟且污染較少的方式運輸。此外，航運是最有效的運輸方式之一，溫室氣體排放量僅占全球約 2~3%，卻運輸了約 80% 的貨物。結合以上兩者，顯然將引發潛在的運輸需求，且需要額外的氣體運輸船來滿足。

在目前灰氨運輸體系中，三分之一的 LPG 運輸船(參與運輸丙烷、丁烷等液化石油氣的船舶)也能夠運輸氨，具有此能力的運輸船舶總數略高於 500 艘，每艘船的運輸能力從不到 1,000 立方公尺到略高於 90,000 立方公尺所謂超大型 LPG 運輸船，總運輸容量約 1,450 萬立方公尺。值得注意的是，並非所有具有氨運輸能力的船隊都有參與氨貿易，因為 LPG 的商業利益仍是主要考量。至於參與氨運輸的 LPG 運輸船，也是與灰氨的工業利用有關，而不是與低碳或零碳燃料運輸有關。

在脫碳框架下預測航運的潛在需求並不容易，例如作為氫載體的藍氨和綠氨運輸，但因為此預測並非本研究的主要目的，所以此處必維使用其他研究所得出的數據，假設 2050 年氨產量可能達到每年 6 億公噸左右，當中大約三分之一需要透過船舶運輸，這也就意味著需要裝載量在約 90,000~99,000 立方公尺的超大型液氨運輸船(VLAC)約 400 艘，而最終數字仍取決於運輸距離，但可以使用目前氨運輸占氣體運輸船的比率做估計，同時也考慮到現役 55 艘可用於 LPG 產品和液氨的超大型氣體運輸船隊中，大約有 35 艘將在接下來的 25 年內逐步除役。



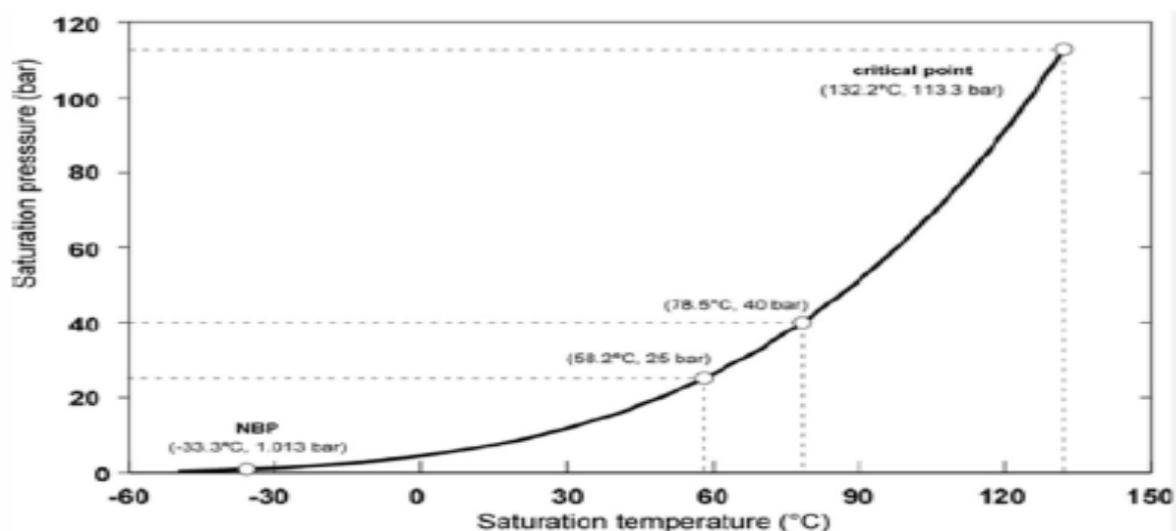
圖表 23 液氨海運貿易趨勢(至 2050 年)

在法規面，國際海事組織(IMO)的散裝運輸液化氣體船舶建造和設備國際規則(International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk, IGC Code)在 2014 年作了詳細修訂，並於 2016 年 7 月生效。其中並未對液氨運輸作出重大修改，IGC Code 中考慮了對液氨運輸的一些具體要求，包括應對產品的毒性和對材料的腐蝕性，另一方面則是考慮一般的 LPG 運輸船在運輸液氨時對貨艙材料應力腐蝕破壞的可能性。在前述要求下，目前全球能夠使用在運輸氨的液化石油氣運輸船約有 500 艘，因此在建造所需的氨運輸船上並沒有太大問題。但是由於氨的毒性，目前 IGC 中並不允許其作為船舶燃料，但近期在航運業的爭取且經過討論後已決議取消該項禁令，預估最快可在 2026 年 7 月生效。

技術設計

1. 貨艙系統：

液化氣體運輸船舶貨艙系統的設計關鍵在於載運氣體的溫度與壓力之間的關係，右圖為液氨的溫度與壓力臨界關係圖。



圖表 24 液氨的溫度與壓力臨界關係

氨在貨艙溫度攝氏零下 33 度時，可在常壓下使用液態運輸，通常這是具備獨立稜柱型貨艙及冷卻系統的超大型氣體運輸船(VLGC)所使用的方式。此外，氨也可使用具備不同溫度與壓力的貨艙進行運送，如具備加壓設備及半冷卻系統的貨艙，這時氨就可以在以較零下 33 度高的溫度進行輸送。另一方面，氨的密度較高也是必須在設計時考量的因素，

目前各種適用於液氨運輸上的貨艙系統如下表：

IGC Code containment systems					
Non-independent tanks <i>integrated in ship's structure</i>			Independent tanks <i>self-supporting</i>		
Membrane <ul style="list-style-type: none"> • Membrane supported by the hull structure through insulation • $P_{0,design} < 0.7$ bar 	Semi-membrane <ul style="list-style-type: none"> • Membrane partly supported by the hull structure through insulation • $P_{0,design} < 0.25$ or 0.7 bar 	Integral <ul style="list-style-type: none"> • Part of the hull • $P_{0,design} < 0.25$ or 0.7 bar • Full secondary barrier 	Type A <ul style="list-style-type: none"> • Classical ship-structural analysis procedures • Prismatic: $P_{0,design} < 0.7$ bar 	Type B <ul style="list-style-type: none"> • Model tests, refined analytical tools and analysis methods • Prismatic: $P_{0,design} < 0.7$ bar 	Type C <ul style="list-style-type: none"> • Pressure-vessel type design • $P_{0,design} > P_0$
Full secondary barrier (**)			Full secondary barrier (*)		No secondary barrier

(*) Assumed transportation conditions -33 Celsius minimum temp. & 250-700 mbarg maximum pressure / Hull may act as secondary barrier

(**) Assumed transportation conditions as above / Hull acting as secondary barrier might be considered

圖表 25 不同液氨運輸貨艙系統比較

2. 動力系統：

目前有大量新的 LPG 運輸船已規劃使用其載運 LPG 作為燃料，並且已有實例，因此在燃料供應及動力系統(主要為內燃機)相關技術已經具備情況下，只要在材料上能夠滿足抗腐蝕之要求，預計使用氨作為船舶燃料不會出現問題。然而，目前僅有一款商用引擎(瓦錫蘭 Wärtsilä 四衝程形式)可應用，而 MAN B&W 和 WIN GD(均為二衝程形式)仍處於開發階段，預計於 2025 年推出。製造商面臨的挑戰主要與氨作為燃料的特性有關。除了抗腐蝕的要求外，氨需要大量的能量才能開始燃燒，因為需要比 LNG 或 LPG 作為燃料之雙燃料引擎更多的點火燃料。所以除非引燃燃料也是低碳或零碳燃料，否則這可能會顯著降低藍氨或綠氨燃料在溫室氣體排放的優勢。此外，製造商還必須注意燃燒反應的潛在副產品，其中可能包括氮氧化物甚至氧化氮(N₂O)。氧化氮是一種碳排放強度很高的溫室氣體，因此如果引擎出現任何故障，使用脫碳氨的好處將會喪失。

3. 船舶設計：

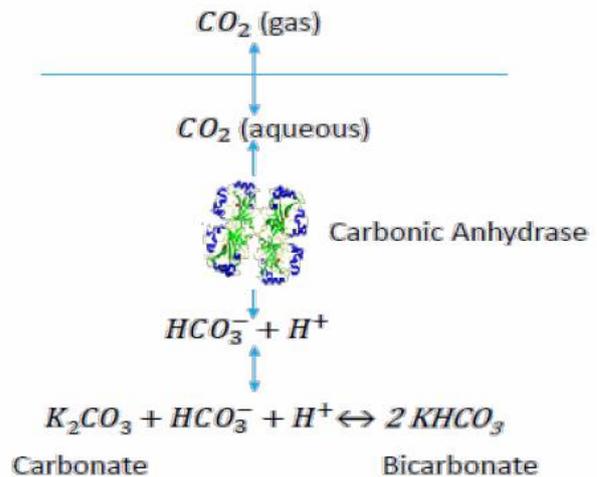
隨著脫碳氨應用於電力產業的逐步發展以及其他應用如前述作為船舶燃料，裝載量的

增加顯然必須納入考量。例如，近期一些液氨運輸船的目標載運能力已達到 90,000 立方公尺，即超大型液氨運輸船(VLAC)。未來甚至超過 10 萬立方公尺的液氨運輸船也有可能實現。以進一步降低運輸成本和產品的碳足跡。

(四) 藉由酵素進行碳捕捉技術，並與地熱能源結合，以更快達成碳中和

本篇研究由義大利塞班公司(Saipem)所發表，該公司為世界最大的跨國油氣田技術服務公司之一，並由國際油氣公司 Eni 持有主要股份。

酵素作為二氧化碳捕捉過程中的催化劑，發揮著至關重要的作用。過程中使用的酵素是碳酸酐酶（註：碳酸酐酶 carbonic anhydrases 又稱碳酸脫水酶，為催化二氧化碳/水與碳酸間轉換的酵素，可維繫血液中的酸鹼平衡與二氧化碳的運輸）的特殊菌株，它可以加速二氧化碳和水之間的反應，產生碳酸氫根離子。所用溶劑是碳酸鉀和酵素的水溶液。這種溶劑具有特殊的性質，特別適合燃燒後所產生的二氧化碳捕捉，最重要的是在氧化條件和煙氣污染物存在下的穩定性，消除了降解副產物的產生。此外，這種非揮發性溶劑無毒，比傳統的胺基溶劑處理和處置更安全。



圖表 26 酵素捕捉二氧化碳化學式

賽班表示該技術在火力發電、水泥生產、煉鋼和其他難以減排的產業都有應用潛力，而且若在捕捉設施中與地熱資源整合將顯著減少能耗並提供額外的經濟利益。

由於溶劑溶液中的酵素濃度非常低，因此它給任何廢水處理系統增加的有機負荷極小，並且完全可生物降解，因此可以利用既有的都市廢水處理系統，故與胺基碳捕捉技術相比，具有明顯的環境優勢。此外，與其他捕捉技術不同，溶劑再生不需要蒸氣。汽提塔(stripper)在部分真空下操作，這降低了溶液的沸點並允許使用發熱量較低的熱源來再生溶劑。整個製程簡單，可在正常的大氣壓力下運作，且所有設備均為可在市場上取得的標準設備。

St-Félicien 造紙工廠是第一個具備賽班技術之碳捕捉設備工廠，位在加拿大魁北克，設備可捕獲該廠在生產過程中所產生超過 90% 的二氧化碳排放，捕捉的二氧化碳送到蔬菜生產溫

室再利用。設備在不同的製程條件和煙氣成分下有效運作，證明了該技術減少溫室氣體排放的潛力。

製程則類似於傳統的低壓胺系統，有四個主要部分分別為：煙氣冷卻、二氧化碳吸收、二氧化碳汽提和二氧化碳壓縮。

以上述的成功案例為基礎，賽班發展出了套裝式的碳捕捉解決方案，透過模組化設備的安裝，可以解決各種類型工廠於燃燒後所產生碳捕捉的需求，而且其緊湊的佈局方式，可大幅度降低安裝設備所需的用地需求，如具備每日 200 公噸碳捕捉能力設備所需空間可壓縮在 900 平方公尺 (約 270 坪) 以內，而模組化的方式也可減少現場活動來提高安全性、減少對環境的影響、施工時間和成本。



圖表 27 賽班套裝式碳捕捉設備示意

與地熱能結合的應用

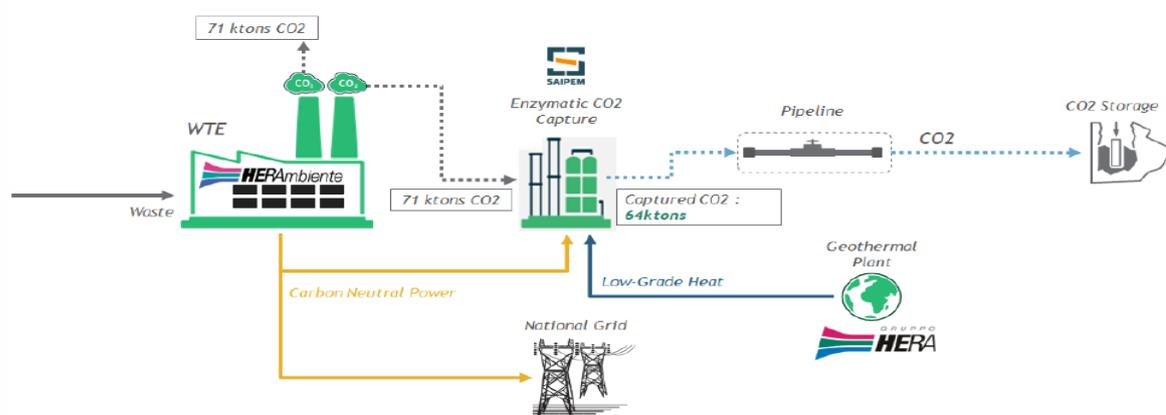
這個主題的研究對象是位於義大利東北部由赫拉集團(Gruppo Hera)擁有和營運的廢棄物焚化廠。在義大利，廢棄物焚化發電(waste to energy, WTE)的規模龐大，脫碳除了能夠支持實現氣候目標，也能維持該產業競爭力。由於在廢棄物處理過程中，產生的二氧化碳很大部分是生物排放，不會導致全球暖化效應，根據現行法規被視為「碳中和」。因此，捕捉化石來源的二氧化碳排放有助於實現「零排放」目標。此外，若將這種捕捉範圍擴大到包括生物來源，將進一步降低二氧化碳排放，從而能夠產生新的碳權。

歐盟的目標是到 2050 年每年捕捉 4.5 億公噸的二氧化碳排放，並希望義大利在同樣時間將二氧化碳捕捉能力設定為每年 2,000~4,000 萬公噸。

赫拉透過廢棄物焚化產生的熱量轉換為電力和熱能。廢棄物來自義大利東北部的城市廢棄物和無害的特殊廢棄物，最大許可處理量約為每年 14 萬公噸，廢棄物焚化廠與當地的供暖工

廠同在一個具有地熱能位置，供暖工廠使用約攝氏 90 度的熱水作為載體，生產並提供熱能予公用事業，供暖工廠包含兩個的能量來源，主要來源為地下 3 公里處的地熱能蘊藏，另一個則是前述焚化廠產生的熱能。

該焚化廠每年產生約 14.2 萬公噸二氧化碳排放，其中 55%為生物來源、其餘則為化石來源。二氧化碳捕捉的目標是希望達到每年 6.4 萬公噸，即包含所有化石來源所產生的二氧化碳排放，以達成碳中和的目標。所捕捉的二氧化碳將會透過管道送到鄰近的儲存地點，如下圖所示



圖表 28 赫拉廢棄物焚化廠二氧化碳捕捉示意

在這個案例中，捕捉二氧化碳所需要的熱能將會由地熱能所提供，無須額外的設施，將可降低計畫的資本支出及能量的消耗。由於地熱能是 100%的再生能源，而由焚化廠產出的也是屬於脫碳的電力，另一方面碳捕捉設施也不會產生額外的碳足跡。與一般使用溶劑進行碳捕捉的方案相較，節省超過 10%的技術成本，這個成功的案例也可作為具有同樣地理特性的地點發展途徑的參考。

(五) 船舶碳捕捉和儲存技術如何在減少航運二氧化碳排放方面發揮關鍵作用

這個主題由全球船舶動力巨擘瓦錫蘭(Wärtsilä)所發表，為了實現航運業脫碳，產業界目前有優化航程、提高效率並使用替代燃料等方法，但這仍然不是一個完整的解決方案。在實現環境目標並達成淨零運輸面向上，船舶碳捕捉與儲存成為了引人注目的技術。

國際海事組織(IMO)最新的溫室氣體研究結果顯示了航運業的挑戰規模。該產業溫室氣體排放包括二氧化碳、甲烷及氧化氮，若以二氧化碳當量表示，則排放量從 2012 年的 9.77 億噸增加到 2018 年的 10.76 億噸，增加幅度為 9.6%。同時，航運排放量占全球人為排放比重從 2012 年的 2.76% 增加到 2018 年的 2.89%，如果不採取額外的政策行動，航運業的溫室氣體排放量預計到 2030 年將較 2018 年成長 16%，而到 2050 年將成長 50%。這些數據促使 IMO 在 2023 年推出了溫室氣體戰略，首次為航運業提供了脫碳所需的明確目標，分別如下。

1. 2030 年將航運業碳排放強度降低至少 40%。
2. 2030 年，採用零或近零溫室氣體排放的技術和燃料至少占國際航運能源使用量的 5%，並期望達到 10%。
3. 儘快使國際航運溫室氣體排放達到峰值，最終目標是在 2050 年實現溫室氣體淨零排放。

以上這些背景都為船舶碳捕捉與儲存技術提供了明確的支持。單一解決方案可減少 70% 的碳排放。當與未來的燃料和清潔技術相結合時，碳捕捉與儲存技術變得更加引人注目。

瓦錫蘭採用溶劑型碳捕捉與儲存技術之原因

這是一項完全可擴展的技術，因為它可以與現有的船舶排氣系統的空污(即硫氧化物(SO_x)及氮氧化物(NO_x))解決方案完美結合，且避免溶劑型碳捕捉與儲存技術的弱點，也就是溶劑在廢氣中存在硫和粒狀物污染物的情況下發生降解。

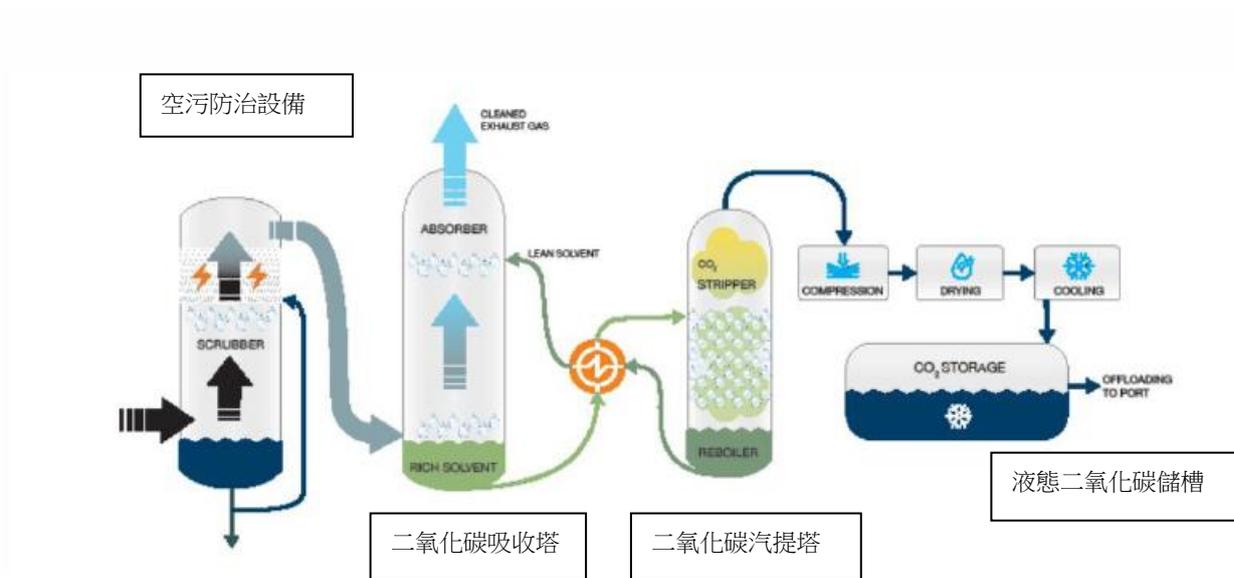
這項技術為現有船舶帶來新的機會，使排氣系統的空污防治設備不僅成為一種從廢氣中去除硫的工具，而且成為液體燃料船舶碳捕捉與儲存技術的推手。

此外，溶劑型技術提供了一種多功能解決方案，用於處理任何含二氧化碳廢氣，包括來自

使用 LNG、甲醇、船用柴油(Marine Gas Oil, MGO) 和船用燃料油(High Sulfur Fuel Oil, HSFO) 作為燃料所產生的廢氣。該方法可以與現有或新設的脫硫裝置整合，以進行必要的預處理。處理過程簡述如下：

1. 廢氣經過空污防治設備處理以去除硫氧化物並冷卻。對於以 LNG 作為燃料的船舶，由於幾乎不包含硫，故僅需要冷卻；
2. 透過濕式靜電集塵器(Wet Electrostatic Precipitators, WESP)去除粒狀物；
3. 廢氣隨後被引導至吸收塔底部；
4. 貧溶劑(未含二氧化碳)從吸收塔頂部進入；
5. 當氣體和貧溶劑混合時，二氧化碳被溶劑捕獲；
6. 淨化後的廢氣從吸收塔頂部出口排出；
7. 富溶劑(含二氧化碳)經由熱交換器泵送到汽提塔；
8. 二氧化碳在再沸器中從富溶劑被提出，溶劑再次成為貧溶劑，然後再循環到吸收塔；
9. 水蒸氣從二氧化碳氣體中冷凝出來；
10. 然後將二氧化碳氣體壓縮、乾燥和冷卻；
11. 最後，液態二氧化碳儲存在儲槽中，通常狀態時為零下 26 度，而壓力則是 16 巴。

相關流程示意如下圖：



圖表 29 瓦錫蘭碳捕捉儲存設備運作示意

為了在船舶排氣系統中實現有效的碳捕捉和儲存，去除非二氧化碳污染物至關重要。工程挑戰在於在排氣中的正確位置處理這些污染物，確保對二氧化碳捕捉前進行有效的預處理。這個過程確保一旦其他氣體被去除，剩餘的廢氣就可以被淨化為碳，並安全地儲存在船上然後在港口進行處置。

對於使用船用燃料油燃料的船舶，硫氧化物如前所述由空污防治設備處理，氮氧化物則可以透過廢氣再循環(Exhaust Gas Recirculation, EGR)方法來解決。冷卻和/或硫氧化物處理以及粒狀污染物的去除可最大程度的減少系統中的溶劑降解、洩漏和腐蝕風險。

瓦錫蘭的最新發展是能夠利用新的濕式靜電集塵器來處理廢氣流中的粒狀污染物。第一批安裝的船舶上已記錄粒狀污染物減少 80~95%。濕式靜電集塵器可以安裝在現有的空污防治設備上，作為裝置的一部分，也可以作為空污防治設備和碳捕捉及儲存系統之間的獨立單元。

對於低粒狀污染物燃料，例如 LNG 和甲醇，則僅需要透過直接接觸冷卻器來冷卻廢氣，並且可以從預處理系統中省略濕式靜電集塵器。

瓦錫蘭和挪威航運公司 Solvang ASA 已達成協議，將在乙炔運輸船(裝載量 21,000 立方公尺的 Clipper Eris)上實施全面 CCS 系統試驗。系統和整合設計已於 2024 年上半年完成，將於 2024 年 9 月開始安裝。碳捕捉及儲存系統(包括兩個改裝的濕式靜電集塵器)將與船上現有設備完全整合，預估可捕捉 70%的二氧化碳排放(即每天約 50 公噸)並儲存於船上兩個 360 立方公尺的液態二氧化碳儲槽中。



圖表 30 Clipper Eris 碳捕捉及儲存系統

三、 與潛在供應商會談紀要

在本次會議中，安排有數場與潛在的 LNG 供應商及 FSRU 顧問的會談，除交換對於市場走勢的看法，亦向其說明本公司最新燃氣發電計畫概況，未來自購 LNG 想法及協和計畫 FSRU 的租賃規劃，以下謹摘錄會談過程具參考性之內容：

(一) 美國氣源之供應優勢

近年來隨著美國 LNG 計畫逐步進入營運，美國已在去年成為全球最大的 LNG 出口國，而其可以如此快速成長的原因，除了完備的天然氣管網基礎設施使得 LNG 計畫營運商容易取得天然氣之外，在價格及交貨條件彈性上的優勢也是其原因。

價格優勢

如前述，因為管網設施之故，美國的 LNG 合約大多數都是以該國天然氣的指標價格 Henry Hub(HH)指數為基礎，再加上處理、液化及運費等費用計價。因此 HH 指數的高低與穩定性也就對合約價格產生重大影響。依據美國能源情報署(Energy Information Agency, EIA)與顧問機構的預測，在長期，HH 指數相較與 Brent 油價來得穩定且規律，HH 指數雖然在 2022 年時曾經因全球能源危機出現較高的預測價格，但整體來看始終維持穩定的變化規律，在每百萬英熱單位 3~5 美元間變化。另一方面，若以 HH 指數連動價格換算約當 Brent 油價連動斜率來看，在上述 EIA 與顧問機構的預測價格為基礎情況下，目前約當油價斜率均在 8~9.5%，較現在市場上 Brent 油價連動合約斜率 12~14%來得低。再來從生產成本面來看，在美國本土的天然氣蘊藏中，有超過四分之三的數量(約 1,220 兆立方英尺，相當於 34.53 兆立方公尺或 258 億公噸)在 HH 指數在每百萬英熱單位 4 美元以下時仍具有經濟性。

交貨條件彈性

至於在合約交貨條件的彈性上，由於美國合約以 FOB 交貨條件為主，原本在交貨目的地就給予買家選擇的權利，至於 DES 交貨條件，則仍需要由買賣雙方在議約時進行協商。另一方面，就如先前的報告內容所述，因為外界環境的不確定性日漸增加，買家有可能受到相關因素的影響而無法提貨，但一般的數量向下調整權力(Decrease Quantity Tolerance, DQT)需要在交貨前一年度安排年度交運計畫(Annual Delivery Proposal, ADP)時就提出，對於突然性的市場變

化影響應對程度有限，但美國合約的一個特性就是取消貨氣交運(Cargo Cancellation) 的條款，因為天然氣是由管網系統取得，一般來說，只要在交貨日前 60 日通知，並支付固定費用(通常為液化費)，即可取消貨氣交運，讓買家可以作為管理需求不確定性的風險管理工具。

規範的風險

在今年，美國政府暫停對於新 LNG 計畫出口許可的審查作業以進行整體性的經濟與環境評估，也讓許多人對於美國是否可以作為一個穩定的 LNG 出口來源擔憂，但目前影響僅限於尚在規劃階段的 LNG 計畫，已經在營運及興建中的計畫則未受影響，而供應商也主張自 2012 年以來已有過 3 次類似的評估，預期結果將會與先前類似，即 LNG 出口可為美國和全球帶來經濟與環境上的利益。

(二) FSRU 租賃

1. 原本市場上可租賃的 FSRU 因為俄烏戰爭歐洲急需補足能源缺口之故，已大多在使用狀態，以租期來看，大約要到 2027 年之後才會有閒置 FSRU 可供租賃。
2. 以目前船廠訂單狀況來看，若需要使用新造的 FSRU 至少需要 4 年以上的準備期間，至於以 LNG 船改造 FSRU 雖然需時較短，僅約 2 年時間，但考慮市場狀況，以開始使用前 3 年能完成租賃合約簽署較佳。
3. 由於目前市場主流 LNG 船為裝載量 17~18 萬立方公尺，且這些 LNG 船才投入市場不久，因此在船舶營運年數考量下，現在改造的 FSRU 大多為 14~15 萬立方公尺的船舶。
4. 租賃期間長短將是決定租金價格的重要因素，若以協和計畫預定租期約 5 年來看，FSRU 供應商會要求較高的租金價格。因此可以思考將 FSRU 當作長期投資標的，與有經驗的 FSRU 供應商或 LNG 船營運商合作，在協和計畫轉換成岸上接收站後，可以彈性決定是否將該 FSRU 租予或售予其他計畫使用、或是保留作為專屬 LNG 船使用。

肆、心得與建議

目前 LNG 全球市場仍呈現供給緊澀的狀態，隨著以美國 LNG 出口計畫為主的第二波供給浪潮在 2026 年起陸續進入市場，預期市場將會經歷一段供過於求的時期，並帶動 LNG 長約與現貨價格下降，吸引亞洲特別是東南亞與南亞新興國家買家進入市場，讓需求成長。但由於在 2020 年代初缺乏新的出口計畫達成最終投資決定，因此市場可能在 2030 年代初再次進入供不應求的狀態，這樣的情形需要等到 2030 年代中期第三波供給浪潮進入市場之後才可望紓解。

現在全球前三大 LNG 出口國分別為美國、卡達及澳大利亞，如前段所述，在 2026 年起第二波供給浪潮以美國 LNG 計畫為主，除了美國之外，卡達也將是重要的供給成長區域，特別是在其 North Field East(NFE)計畫自 2027 年起陸續開始營運後，其 LNG 年產能可望再增加一倍，至於其他國家如澳大利亞、俄羅斯，分別因為國內環保法規及計畫審查趨嚴、入侵烏克蘭所受制裁的影響，供給成長將相對受限。

美國 LNG 計畫雖然面臨民主黨政府暫緩計畫出口許可審查作業，而讓人擔憂對其供給成長可能影響，但預期政府評估結果應該與過去評估結果類似，即 LNG 出口可帶來經濟效益，加上美國大選結果出爐，共和黨政府將自明(2025)年初重新執政，相關的限制可望解除。另一方面，美國 LNG 合約與 Henry Hub(HH)指數連動，使得合約價格相較其他與油價連動合約具競爭力特性，以及交貨條款上的彈性，都是其吸引買家的原因。只是隨著 LNG 出口增加，與國內天然氣使用之間可能出現競合關係，與對於 HH 指數所造成的季節性波動影響仍不可忽視。

歐洲，特別是西歐國家，在俄烏開戰之後，因為對俄羅斯制裁與主要天然氣輸送管道損壞之下，開始大幅仰賴 LNG 以滿足國內能源需求，並因此形成與亞太地區之間競爭 LNG 的關係，讓大西洋與太平洋這兩個大洋區域 LNG 市場的關係更為緊密。所以在某一區域發生影響需求及價格事件，如氣候變化、經濟情勢、或地緣政治事件，其效果均會外溢到另一個區域。由於亞太地區能源選擇彈性相較於歐洲國家有限，因此為確保 LNG 可能需要支付較高的價格。

在全球氣候變遷、各國能源政策發展與地緣政治不穩定等因素影響下，LNG 買家除了可以採用適當增加長約供應比例、將供應商可靠度納入考量、分散供應來源等作法外。在合約交貨條件安排上必須要能有更高的彈性以應對需求的變化，目前亞太地區如日本與中國買家都可以

看到類似的合約操作，透過如交貨目的地的彈性、與其他買家 SWAP 安排等，不僅應對了自身需求的變化，甚至可尋求獲利的機會。

能源轉型已是大多數發展國家正在努力的目標，其中潔淨能源如氫、氨、碳捕捉與儲存等技術也在積極發展，但成本與基礎設施建置仍是發展上最大的障礙，需要政府部門與產業界共同合作，提供政策、資金與技術上的支持，才能夠期待在發展障礙上出現關鍵性突破並達成可以大規模應用的目標，但由於各國天然條件上的差異，所以在技術的選擇上也必須將差異進行考慮後再選擇最適合自身的發展路徑，如此才能夠取得較佳的成果。與此同時，確保大眾在轉型過程中的支持是不可或缺的，而大眾支持的關鍵就是穩定的能源供應與可負擔的能源價格，化石能源恰好可滿足這些要求，因此在現在這個潔淨與再生能源完全成熟前的過渡階段，化石能源的使用與投資仍有其必要性。

目前本公司的自購 LNG 計畫雖然因為環評等外在因素而遭遇頓挫，但從確保燃料供應安全與掌握燃料採購成本的角度來看，計畫的實行仍有必要性，且就如前述現在合約的訂約趨勢，如考慮供應商可靠性與分散供應來源等做法，都與本公司既有燃料採購策略相當接近，因此若能把握適當時機再次進入市場，不僅可以取得具有競爭力價格，為燃料成本提供進一步的改善空間外，由於 LNG 技術與潔淨能源技術間的相容互通性，故藉由未來實際執行 LNG 合約後現場累積之 LNG 操作經驗，也可望能夠作為下一步採行潔淨能源技術之基礎。

在此次與會議一同舉辦的展覽會中，除了國際油氣公司、LNG 計畫營運商、相關設備供應廠商之外，自身印象最為深刻者是日本 JERA 公司，其以東京電力公司和中部電力公司的火力發電營運部門為基礎，逐步發展至燃料貿易、燃料上游投資及海外電力計畫投資等領域。而此次該公司在展覽會上的展示重點是在火力發電機組運維技術支援領域，運用物聯網、人工智慧(AI)、及虛擬實境(VR)等技術與其在機組運維上的專業進行結合，為其他操作發電設備的客戶提供套裝化的服務，包含教育訓練、問題診斷及運轉改善建議等，開創出新的業務領域與獲利來源。由於本公司在發電機組的運維上也具備豐富的經驗，或許 JERA 的多角化發展途徑可以作為參考。