

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：洽公)

查訪液化天然氣(LNG) 採購供應契約條款事宜

服務機關：台灣電力股份有限公司

姓名職稱：曾文彥 燃料處油氣組主管(燃氣採購)

派赴國家：新加坡

出國期間：104年10月25日至104年10月31日

報告日期：104年12月29日

目錄

壹、出國緣起與任務	3
貳、出國行程	4
參、工作內容	5
與潛在國際 LNG 供應商訪談摘要.....	5
一、 亞太 LNG 市場發展趨勢	6
二、 本公司天然氣自主採購.....	8
三、 FGE 針對 LNG 現貨供應商建議名單.....	10
四、 亞太 LNG 交易中心	10
五、 廠商新興 LNG 出口計畫	12
六、 美國天然氣出口至亞洲地區之評估	20
七、 LNG 採購供應契約條款發展趨勢	22
肆、心得與建議.....	25

壹、出國緣起與任務

- 一、本公司現有燃氣機組裝置容量達 1,060 萬瓩，占公司總裝置容量 34%。為配合政府新能源政策與加強淨潔電源之開發，本公司未來燃氣發電占比將大幅提升，天然氣用量將逐年增加，103 年本公司發電用天然氣用量約 806 萬公噸，約占全台用氣量 60%，預估今(104)年天然氣用量將增至約 885 萬公噸，並於 112 年天然氣用量將突破 1,000 萬公噸。

鑑於本公司已獲准可自行購氣，初步規劃先辦理液化天然氣(以下簡稱 LNG)現貨採購，逐步累積採購專業經驗、能力與信譽，為將來長約採購預作準備，中、長期則配合新增燃氣機組商轉時程，適時與廠商展開長約談判。期藉由本次拜訪國際主要 LNG 供應商，與渠建立並維持長期友好商務關係、瞭解 LNG 採購供應契約條款之發展趨勢、蒐集廠商 LNG 出口計畫動態、交換 LNG 市場資訊並就本公司 LNG 自主採購規劃等議題交換意見，對本公司未來自行購氣應有所助益。

- 二、未來全球 LNG 需求成長主要來自亞太地區，且許多國際主要 LNG 供應商均在新加坡設立亞洲分(子)公司，其中 Shell、Chevron、BG、BP、BHP、Mitsui、Gazprom、GNF、ENI、DGI(Mitsubishi)、Woodside、Chienere 等公司過去曾多次拜訪本公司，就 LNG 市場及未來銷售 LNG 予本公司之可能性等議題交換意見，其中多數供應商亦已與本公司簽署有關資訊揭露之保密協定(Confidentiality Agreement)，達成資訊交換之初步合作基礎。本次拜訪相關 LNG 供應商，主要就所提供之 LNG 採購供應契約交換意見，並交換 LNG 市場資訊及蒐集渠 LNG 出口計畫動態。
- 三、另 FACTs Global Energy(以下簡稱 FGE)為全球知名能源顧問公司，渠所發行之市場報導相當具專業性參考價值且廣為業界鎖訂閱，本公司亦為其長期訂戶。此外，FGE 亦相當熟稔 LNG 產業買賣雙方購銷策略以及 LNG 購銷契約內容與談判之發展趨勢，應有助於新買家(例如:本公司)慎選 LNG 出口計畫與賣家，以穩健地進入國際 LNG 市場。本次順道拜訪 FGE 亞洲分公司，並就本公司 LNG 自主採購及市場展望等相關議題交換意見。

貳、出國行程

日期	工作地點	工作內容
104/10/25	台北→新加坡	往程
104/10/26~104/10/30	新加坡	拜訪國際主要液化天然氣 (LNG) 供應商，就 LNG 採購供應契約條款等議題交換意見 ^(註)
104/10/31	新加坡→台北	返程

參、工作內容

與潛在國際 LNG 供應商訪談摘要

針對本次與廠商訪談主題選擇以下五個面向進行摘述，謹分列如下：

- 一、亞太 LNG 市場發展趨勢
- 二、本公司天然氣自主採購
- 三、FGE 針對 LNG 現貨供應商建議名單
- 四、亞太地區 LNG 交易中心
- 五、廠商新興 LNG 出口計畫
- 六、美國天然氣出口至亞洲之評估
- 七、LNG 採購供應契約條款發展趨勢

一、亞太 LNG 市場發展趨勢

1. 2014 年亞太地區 LNG 需求量占比達到最高峰，約為 75%(約 1.8 億公噸)，主導全球 LNG 市場走勢。未來全球前兩大進口國日、韓 LNG 進口量極有可能出現衰退，亞太 LNG 市場之主導力略為轉弱，但中國大陸、印度與東南亞國家之 LNG 需求仍有一定之成長潛力，FGE 預估 2020 年~2030 年亞太地區 LNG 進口量占比仍將有可能維持在 65%以上。

2. 2004~2014 年國際 LNG 市場供不應求，供應商經歷了所謂的黃金 10 年，但自 2014~2020 年，在油價持續低迷的情況下，亞太 LNG 長約價格仍舊面臨壓力，預估將低於 USD10/mmBtu 以下，並隨油價震盪。現貨價格則在日、韓及中國大陸 LNG 進口國經濟前景不明、燃煤與核能之競爭及澳洲、美國供應熱潮下，FGE 預測 2020 年以前現貨價格將維持在 6~7 美元/mmBtu 間，高盛投資銀行之預測更為悲觀，2017 年與 2018 年之 LNG 價格分別為 5.19 美元/mmBtu 與 4.75 美元/mmBtu，說明如下：

- ✓ 預估於 2020 年前至少 120mmt 的新增供應量投入市場，相當於 2014 年全球 LNG 貿易之 50%，主要來自澳洲與美國之 LNG 出口計畫，其中美國興建中的產能約 65mmt，約有 60%(40mmt)仍未找到 end-user 型之買家，澳洲則有約有 58mmtpa 的新增產能。
- ✓ 日、韓與中國大陸為因應 over contract 的問題，買家將執行 DQT(Downward Quantity Tolerance，約+/-5%~10%的買家選擇權)，FGE 推估屆時市場將逐漸增加 8mmtpa 的供給量。
- ✓ 未來日、韓逐步重啟核電與燃煤發電的競爭、中國大陸^(註)經濟成長增速放緩、經濟結構轉變與來自中亞及緬甸管道氣合約交貨量提升等因素，LNG 需求前景仍顯悲觀。

註：短期須密切觀察近期氣價改革對整體需求之刺激效果，非住宅用氣門站基準價格(city-gate price)大幅下調 0.7 人民幣/立方米，降幅約 28%(超乎市場預期)，供需雙方可以此基準門站價格為基礎，在下浮不限、上浮 20%的範圍內協商確定具體門站價格。預估短期內或將提高下游之發電業、車用天然氣、玻璃、陶瓷等產業之用氣量。

3. 觀察近幾個月來 LNG 價格持續低迷，但價格刺激 LNG 需求的效果有限，加深市場供過於求之情勢，IEA 甚至預測未來氣價須低於 6 美元/mmBtu 才有可能刺激足夠的新增需求來紓緩市場供過於求的情況。未來須密切觀察非價格因素對需求之影響力，例如中國大陸管道氣的競爭(中俄、中緬管道氣提貨數量、供氣時程等因素)、各國溫室氣體排放管制政策、印度與越南天然氣基礎設施之改善與擴建時程、中國大陸、日本與新加坡 LNG 作為運輸燃料等應用之發展^(註)趨勢。

註：日本政府規劃於東京推行擴大使用 LNG 貨車及船舶之政策，以降低碳排放並滿足運

輸部門能源多元化。LNG 較柴油在硫、顆粒懸浮量(PM)及 NO_x 及溫室氣體排放上更為清潔(LNG 貨車較柴油車減排 20%溫室氣體)。此外, NYK 於今年已引進 LNG 船舶, 五十鈴汽車公司正在開發日本第 1 部 LNG 貨車。根據城市燃氣供應商估計, 搭配必要之基礎設施, 2030 年前 LNG 或 CNG 車(CNG: Compressed Natural Gas, 車用壓縮天然氣)達到約 50 萬輛, 占比約 20%, LNG 年需求量將提升約 200 萬噸, 同時可減少柴油 49,000 桶/日之消耗量, CO₂ 可減排 670 萬噸/年(約為日本所有碳排放 0.5%)。

4. 未來亞太 LNG 市場需求成長的動力來源將由過去的北亞國家(日、韓及中國大陸)改由東南亞過家驅動:

- ✓ 越南:天然氣需求持續增加, 規劃興建接收站;
- ✓ 泰國:因應國內自產氣不足, LNG 進口需求將持續成長, 已與 Shell 協議於特別經貿區共同興建新接收站, 並已開放第三方使用權(Third Party Access)使用;
- ✓ 新加坡:仍有許多電廠、大型石化廠之氣源仍為管道氣;
- ✓ 印度:印度被認為極具 LNG 市場潛力, 但因政策未到位、天然氣基礎設施受限、價格敏感度高與用氣需求不確定等因素, 導致天然氣需求成長不如預期。近期施行了(a)提升燃氣電廠使用率;(b)肥料產業用之氣價均一化;(c)重新啟動輸氣管線建設, FGE 預估有望提升 9mmtpa 之 LNG 進口需求。

5. 日本(全球最大 LNG 進口國)買家降低 LNG 採購策略:

- ✓ 買家加入 LNG 貿易/銷售活動
日本即將面臨 over-contract 的窘境, LNG 採購量將大於國內需求量, 日本 JERA、Osaka Gas 等買家已要求交貨彈性條款, 例如, 無卸貨港限制(destination-free clause)或 SWAP 換貨等條款, 俾尋求將過剩貨氣售予亞洲、歐洲買家之機會。
此類彈性條款將給予買家無須減少提貨甚至可增加提貨量而得到折扣的機會。
- ✓ 與國內買家建立合作夥伴關係。
TEPCO 與 Chubu 合資成立 JERA 公司, 預計於 2016 年夏天前完成上游投資、現有燃料採購合約等業務之整合, 屆時 JERA 將掌控 40mmtpa 之採購量, 占日本 2014 年 LNG 進口量之 46%。透過採購數量的提升與兩公司資源整合, 可增加大規模的合約更新及新約簽訂之談判籌碼。
未來透過其上游火力電廠、天然氣輸儲的設施的整併, 並藉此淘汰老舊機組, 提高效能。
- ✓ 與亞洲 LNG 買家聯盟
TokyoGas 分別與印尼 Pertamina、越南 PetroVietnam Gas 協議共同發展天然氣產業供應鏈, 另與韓國 KOGAS 和台灣 CPC 共同採購 LNG 並商討如何優化庫存。

另 TokyoGas 與泰國 EGAT 合作共同發展 LNG 採購與發電等業務。

✓ 持續深化投資海外 LNG 出口計畫

為確保供應穩定及取得較便宜之氣源，以美國與加拿大之 LNG 出口計畫為主要投資選項(政治、經濟環境穩定、有利投資條件、地理位置接近)。

Osaka Gas 海外 LNG 出口計畫之投資標將由目前不到 10%(占總採購量)提高到 30%

✓ 推動成立亞太 LNG 交易中心或期貨市場

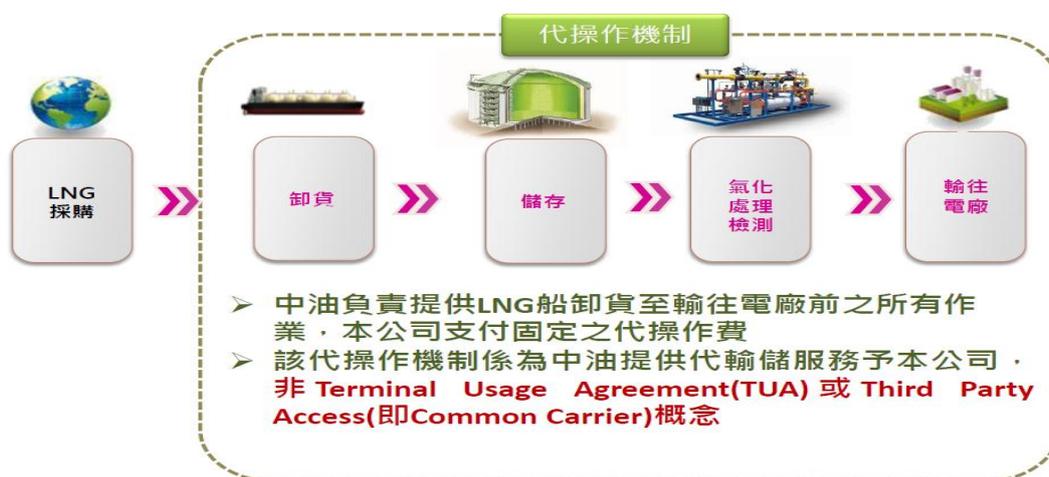
LNG 價格能與油價脫鉤，例如 TOCOM(東京商品交易所)已成立 LNG 店頭交易中心 JOE (Japan Overt-the counter Exchange)。

二、 本公司天然氣自主採購

1. 關鍵成功因素

確保可卸收貨氣之代操作機制

目前台灣兩座 LNG 接收站等相關基礎設施均由中油公司獨家掌控營運，短期在本公司無自有接收站的限制下，須先與中油公司協商建立委託代操作液化天然氣機制，建立船期安排、LNG 品質規範與檢測、LNG 代操作責任分界、NG(Natural Gas)提氣責任分界及代操作服務費用等要項，以為依循，詳如下圖。



日本

日本 METI (經產省) 允許在不影響營運安全下，LNG 進口業者可申請使用天然氣代操作設施，但接收站營運商考量各船次之熱值不同所衍生之儲運風險、船期安排、船型大小等因素，將增加操作複雜度而較無開放意願，迄今仍無成功申請案例。

中國大陸

中國大陸國家能源局(NEA)已要求接收站營運商(主要由「三桶油」掌控營運)可依個案(例如逐船)將剩餘營運產能開放其他民營獨立 LNG 進口業者使用,但民營獨立 LNG 進口業者與接收站營運商出現競爭下游用戶的情形,導致民營業者無法獲得太多接收站使用量,截至目前僅中石油接收站(唐山(3.5mmtpa)、如東(3.5mmtpa)及大連接收站(3mmtpa))(詳下表)曾提供第三方服務予民間業者進口 LNG,惟自今(2015)年 3 月以後,再也無獨立買家成功利用 TPA 進口現貨。

2014 年 8 月至 2015 年 3 月間利用 LNG 接收站第三方使用權進口之現貨

公司	接收站	量(噸)	時間
申能	中石油 如東	60,000	2014 年 8 月
申能	中石油 如東	58,000	2014 年 12 月
新奧	中石油 如東	62,000	2014 年 12 月
CNPC 華港燃氣	中石油 如東	60,000	2015 年 2 月
太平洋油氣	中石油 如東	60,000	2015 年 3 月
CNPC 華港燃氣	中石油 唐山	60,000	2015 年 3 月
廣匯與 CNPC 華港燃氣	中石油 大連	60,000	2015 年 3 月

興建自有接收站

長期而言,本公司須積極爭取興建自有接收站。天然氣自主採購除可掌握購氣成本資訊外,更重要的是建立燃氣電廠(需求端)與接收站間(供應端)廠站合一的營運模式,充分實現購用一體化的營運自主(本公司現行燃煤營運作業即是最佳參考範例),透過整合燃氣電廠與接收站之組織、人力、資訊系統等資源,在不受中油限制下做最有效率的配置,如此方能確實提升燃氣營運效率與自主性。

2. 台電公司 LNG 現貨採購標準契約

本公司為國營事業,燃料採購作業須依據政府採購法相關規定辦理,以符合招標規範且抵台價格最低者為得標廠商。

訂定本公司 LNG 現貨採購標準契約將可作為後續與廠商協商之基礎^(註),廠商亦可在相同契約條件下競爭,並提供買賣雙方後續履約之一致性與可預測性。市場普遍預期 2020 年以前全球 LNG 市場將為買方市場,此時提出買方之現貨採購標準契約, LNG 供應商較能接受。

註:現貨採購之業界慣例:

- (1)以雙方協商(Bilateral negotiation)為主。
- (2)現貨契約(MSPA)由廠商提供,因此內容均不相同。

現階段,下列重要契約事項仍須持需蒐集相關資料,作為未來本公司

現貨採購標準契約研擬之參考：

(1)代操作機制條款部分

確保業界可接受本公司所提之 LNG 現貨標準契約，並與中油公司之接收站運作規則相匹配，以確保可卸收貨氣，降低賣家疑慮，提高廠商投標意願：

此部分條款包含接收站運作之貨氣檢驗、量測、買(賣)雙方無法履行收(交)貨之處理機制、品質不符處理機制等接收站營運面條款。

(2)契約價格決定機制：

此部分涉及本公司天然氣自主採購之是否有助於抑低購氣成本與採購績效衡量，亦為本公司對外溝通績效之重點議題，考量點包含：

➢ 決標採固定價或指數或油價連動；

➢ 連動價格指標之選擇(JKM、JCC、Brent、HH 或混和型計價)；

(3)採購法規定事項與本公司財務採購契約執行實務與業界慣例不符之項目：

例如，押標金/履保金是否收取、買家是否須提供信用擔保、準據法等。

三、 FGE 針對 LNG 現貨供應商建議名單

本公司陸續與潛在 LNG 供應商接洽，會談重點多著重於國際 LNG 市場資訊之意見交換與建立商務關係。但自 103 年 8 月 29 日台電、中油經營改善小組會議決議本公司可選擇自行進口 LNG 後，與廠商會談的內容已增加現貨或長約採購可能性之討論。

FGE 建議 Shell、BG 等潛在供應商，多屬擁有上游投資計畫之國際大型油、氣集團，在滿足長約供應量後仍有餘量銷售至現貨市場，同時亦兼具 Portfolio 供應能力，現貨可供應量充裕。

四、 亞太 LNG 交易中心

全球 LNG 進出口事業於 1969 年剛起步時，當時因天然氣主要與燃料油競爭，且石油交易價格資訊較為公開透明，所以採與油價連動作為訂價，至今亞太地區 LNG 交易仍多與油價連動訂價。惟現今天然氣市場的規模與內涵已產生極大的轉變，導致亞太地區買家因而有建立亞太 LNG 交易中心之呼聲，說明如下：

1. 氣與油之競爭不若以往顯著：

燃油發電在整個 OECD 國家發電比例極低(2012 年僅 3.3%)，核能、燃

煤以及再生能源發電均可作為燃油發電之替代選項(日本燃油發電主要用來彌補核電發電缺口)，目前油、氣競爭較為明顯的地區僅剩中東地區。因此，氣價與油價連動已逐漸喪失其立論基礎。

2. 持續採用油價連動機制，將無法實際反映市場供需情勢，致產生 Asian Premium(即亞洲價格較高)的情況。
3. 過去當油價在高檔時，使得亞洲的氣價遠高於歐、美地區氣價，產生 Asian Premium 的情況，讓亞太地區買家承受高額之購氣成本，導致日、韓買家紛紛要求與油價脫鉤。
但有一個觀念須釐清，過去造成 Asian Premium 的原因並非油價連動機制本身，而是亞太 LNG 市場供不應求。

然而，歐洲與美洲因區域內個別市場地理位置相近且均有輸氣管道相互連結，其天然氣價格指標較能反映市場實際供需狀況(Gas to Gas Market)。例如北美市場因為美國大量開採頁岩氣，致天然氣供給量大增，而使北美天然氣價格的指標 Henry Hub 報價大幅下降；歐洲過去因天候嚴寒造成需求大幅上升，致歐洲天然氣價格大幅上漲，簡而言之，美、歐氣價的走勢基本上反映的是市場供給與需求的走勢，且價格交易資訊透明。

反觀亞太天然氣市場之條件，地理位置條件就相對不利天然氣交易中心之建立，在未具公信力與代表性的參考價格下，多年來與油價連動似乎仍是主要選項。亞太天然氣市場特色之一為分散且複雜，不若歐陸或北美各國相鄰近，導致亞太地區產生三種不同性質的天然氣市場：

1. 缺乏自產氣，如天然氣基礎設施完善的日本、韓國及台灣市場；
2. 有自產氣、管輸氣及 LNG，如中國大陸與印度市場；
3. 天然氣生產兼消費，如東南亞地區。

此外，各國天然氣產業政策的不同(例如氣價管制程度)，亦是推動建立亞太 LNG 交易中心之重要課題之一。多數供應商認為新加坡較有優勢與潛力建立亞太 LNG 交易中心，並建立一個具參考性之亞太 LNG(現貨)價格指標，理由如下：

1. 新加坡之地理優勢，全球約有 2,000LNG 船次航經新加坡附近海域，將近全球 50%以上之 LNG 供應量。
2. 新加坡天然氣商業活動與運輸、接收站等基礎設施分離，基礎設施部分交由 EMA(Energy Market Authority)獨立機構管理。於法規面已確保業者天然氣網之使用權，並明確規範營運、產能分配及運

輸等事項。

3. EMA 與 BG 已簽訂 3mmtpa 之 LNG 供應權之合約，使氣源獲得確保並維持一定之流動性。
4. 新加坡液化天然氣公司(SLNG)的接收站(目前營運量 6mmtpa)是亞洲第一個進出口雙向的 LNG 接收站，同時亦提供儲存與轉售等服務。未來將增建第 4 個儲槽與規劃擴建氣化設施，期提升營運量至 9mmtpa。
5. 許多國際油氣集團、金融服務集團、油氣交易商、LNG 買家已在加坡設立分公司或營業處。新加坡已是亞洲主要石油交易中心之一。
6. SGX(Singapore Exchange，新加坡證券交易所)已於 6 月初發布 LNG 實體交易參考價格 FOB Singapore SLInG (鄰近新加坡之 LNG FOB 價格，而非由新加坡進口之 FOB 價格^(註))，目前有 20 個來自全球的 LNG 供應商(包含買家、賣家與交易商)加入。

註: By Singapore FOB, we mean a cargo in the vicinity of Singapore which could go into Singapore or any other Asian port. This means the local terminal charges need not be considered, and the price is intended to be an Asian proxy without specific consideration for the conditions in SLNG terminal or any other terminal.

It should be further clarified that specifying an FOB Singapore location is NOT dependent on whether there is actual physical cargo being offloaded or stored in the Singapore LNG terminals. The SLInG can be adjusted to and from transactions that are non-Singapore based, using the relevant freight prices. EMC is considering publishing a series of freight rates from its participants, and will do so if required.

(資料來源: www.emcsg.com/f1415,106648/FAQ_for_LNG_Nov_2015_Final.pdf)

五、 廠商新興 LNG 出口計畫

目前中油公司供應台電公司之中、長約氣源(約占總進口量 80%~85%)主要來自卡達、馬來西亞與印尼(約占總進口量 67%)。本次與潛在供應商約訪洽談內容茲整理如下:

1. 東非莫三比克(Eni 海外氣田 Aare 4 LNG 出口計畫)

(1) 計畫簡介

股東結構	天然氣資源量	營運商	液化廠型式	產能	預估投產時間
------	--------	-----	-------	----	--------

Eni East Africa (70%) galp energia (10%) Kogas (10%) ENH (10%) ^(a)	>85tcf (Area4 氣田)	Eni East Africa ^(b)	FLNG ^(c) 岸上	1 train, 2.5mmtpa 2 trains, 10 mmtpa 共 3 條 Trains, 產 能 12.5mmtpa	2022 年 (接近大潭新 增機組商轉時 程)
--	-------------------------	-----------------------------------	-------------------------------	--	----------------------------------

註:(a)莫三比克國營石油公司

(b)為國際知名之義大利最大能源集團 Eni(其 LNG 供應鏈事業如下圖)與中石油 CNPC 共同設立之在地子公司，分別持股 71.43%與 28.57%，該計畫之銷售則由 Eni 與 CNP 聯合行銷。

(c)Floating LNG，離岸天然氣液化設施係由 LNG 船改建，適合應用於離岸氣田，另一個較受市場矚目之 FLNF 計畫為 Shell 所主導之澳洲 Prelude LNG 出口計畫，其液化產能高達 3.6 mmtpa。

(2)計畫特點

- 天然氣資源豐富^(註):天然氣蘊藏量至少 85tcf 以上，具有 50 mmtpa 之產能潛力，相當於全球 LNG 需求的 20%。
註：一般而言，LNG 出口計畫的氣源的蘊藏一定要夠大，1mmtpa 產能可供應長達 20 年的 LNG 計畫預估須 280 億立方公尺 (即 0.988tcf) 以上的蘊藏。如果再加計供應鏈過程中使用及流失的天然氣量(一般約在 10%至 15%之間)，以及計畫結束後殘留在氣田內之餘量，預估一個產能在 6~8mmtpa 世界級 LNG 計畫須有 2800 億立方公尺(9.88tcf)的證實蘊藏，才能以最高容量產氣至少達 20 年以上。
- 現階段，結合最新離岸液化技術，快速開發與 Aearl(位於本計畫氣田 Area4 之西側)重疊之氣田以因應市場可能之銷售機會，年產能 2.5mmtpa，其餘 10mmtpa 則採傳統岸上液化廠技術。未來第 2 階段將視市場發展狀況擴充產能。
- 堅實的投資團隊
Eni(50%):為非洲石油與天然氣探採生產之領導者。
CNPC(20%):資金雄厚之策略性投資夥伴。
galp energia(10%):為葡萄牙深水作業專業公司，與莫三比克政府與當地企業已建立相當良好之商業關係。
Kogas(10%):全球最大 LNG 單一買家，其 LNG 船舶建造亦享譽全球。
ENH:莫三比克國營石油公司。
- 有利的投資環境

相關支持法令已於 2014 年陸續發布，當地 LNG 出口計畫之政

治與法律風險已逐步降低。未來更將提供 400 多個工作機會給當地居民，與莫三比克政府與民眾建立友善關係，互惠共榮。

- LNG 出口計畫位處全球 LNG 市場中心
- 最大股東與液化廠營運商 Eni 其 LNG 銷售事業橫跨全球，極具 LNG 產銷經驗，其中長約產銷主要集中在非洲與歐洲。

(3)最新發展

均按照進度如期進行。

Anadarko Petroleum(氣田為 Areal)與 Eni(氣田為 Area4)針對氣田重疊區域已簽訂共同開發協議，此協議讓莫三比克更有機會成為國際主要 LNG 出口國。此協議將有助於提升兩座氣田的經營效率和經濟規模。目前處 PreFID 階段。

2. 巴布亞紐幾內亞(Papau LNG 出口計畫)

(1)計畫簡介

股東結構	天然氣可開採量	營運商	液化廠型式	產能	預估投產時間
Total (40.13%) InterOil (36.54%) OilSerach (22.83%) Private Investors(10%)	>11.8 Tcf ^(a)	Total	岸上	暫規劃 2 trains 共 6.9 mmtpa，將於 2016 年年初定案。	預估 2017 年年中完成 FID，2022 年 7 月投產。(接近大潭新增機組商轉時程)

註:(a)目前重新評估中，預估 2016 年初完成，此將影響未來氣源開發與液化產能之規劃。

(2)地理位置

Papua LNG 液化廠計畫位於巴布亞紐幾內亞 Port Moresby 北方 25 公里處，鄰近 2014 年已啟運商轉的 PNG LNG 液化廠，Papua LNG 計畫將由 Papuan Basin 東邊 Elk-Antelope 氣田透過專屬管線餉氣。

InterOil 於 2006 及 2008 年發現 Elk 及 Antelope 兩座蘊藏量豐富的自然氣田(估計蘊藏量約為 6.8~11.8 兆立方英尺，目前重新評估中)，InterOil 亦已於 2010 年取得 Petroleum Retention Licence (PRL) 15 號探勘許可證後開始評估鑽探之可能性，預估 2015 年將可完成鑽探評估與測試。

(3)計畫特點

➤ 天然氣資源豐富: Elk-Antelope 氣田天然氣蘊藏量約 11.8tcf(目前重新評估中)，年產能平均約 6.7mmt，預估可營運至 2043 年。此外，附近亦有 3 個氣田相鄰(Bobat、Triceratops 及 Raptor)，Interoil 均有投資。

➤ 成本優勢: 出口損益平衡價格約為 7 美元/mmBtu，僅略高於美國 Cameron LNG 出口計畫(營運商為 Sempera 公司)，且均低於未來幾年即將商轉之澳洲與美國 LNG 出口計畫。

此外，巴布亞紐幾內亞可提供低廉的人力，須交給政府之稅負、權利金等費用加總在所有新興 LNG 出口計畫是最低的。

➤ 模組化設計建廠，複製鄰近 PNG LNG 出口計畫^(註)成功經驗。

註: 在 LNG 低迷的情況下，由 Exxon Mobil 所主導的 PNG LNG 出口計畫年產量超過其名目產能 (6.9mmtpa)，達到 7.4mmtpa，預估未來幾年仍將維持至少 7.3mmtpa 的水準。

➤ 主要瞄準亞洲市場買家。

➤ 卓越的經營團隊與投者夥伴: 經營團隊成員來自 BG、BP、Shell、Woodside 以及 Woodside，均為聲譽卓著與專業的大型國際油氣集團，Papau LNG 出口計畫由 Total 負責營運。

(4)最新發展

➤ 已自 2014 年第 4 季開始與潛在買家展開長約談判，分階段簽署 LOI(Letter of Intent)以及 HOA(Head of Agreement)，目前已簽署三份 HOA，供應量合計 3.5mmtpa，尚有未承諾之產量可銷售。

➤ 巴布亞紐幾內亞之國家風險(包含地主的抗爭等)有可能影響計畫商轉時程，但目前計畫如期進行中(Pre-FID)。

3. 美國 (西岸 Oregon LNG 與 Sabin Pass Liquefaction (SPL))

Sabin Pass Liquefaction (SPL)

(1)計畫簡介

股東結構	營運商	液化廠型式	產能	預估投產時間
Cheniere (100%)	Cheniere	岸上	6 trains, 27 mmtpa	2015 年底或 2016 年初 for train 1

(2)地理位置

Sabine Pass LNG 位於美國墨西哥灣，德州與路易斯安那州交界處。

(3)計畫特點

- 與多數美國 LNG 出口計畫相同，屬於 Brownfield 計畫。原先設計為 LNG 進口接收站，頁岩氣革命後，轉變為出口計畫。利用既有的 LNG 船停泊港、LNG 儲槽與輸氣管線，僅需增建液化廠，因此建造成本低廉。
- SPL 已取得 DOE 針對 LNG 出口至 FTA 與 non-FTA 國家之審核，以及 FERC 針對建廠環評之審核。
- SPL 即將成為美國本土(阿拉斯加外)第一個商轉的 LNG 出口計畫，Train 1-5 已達成 FID，預估明年 1 月出口第 1 船貨氣，Train 6 尚未 FID。產能約占全美興建中產能(約 65mmtpa)的 43%，若加計另 Corpus Christi 計畫之 13.5mmtpa 之產能，Cheniere 掌控之之液化產能已占全美興建中美國 LNG 出口產能超過 50%。
- Cheniere 已與 BG、GNF、Kogas、Gail、Total、Centrica 簽署了 20 年 FOB 供氣長約，總量達 19.75 mtpa，占 T1-T5 名目產能(22.5 mmtpa)約 88%，合約價格均採與 HH 氣價連動。剩餘數量將售往現貨市場

(4)最新發展

- 隨著國際油價下跌，傳統與油價連動之 LNG 合約價大幅下跌，美國 LNG 出口之價格優勢不復存在。Cheniere 也逐漸將市場目光轉向歐洲，近期與法國 Engie 及 EDF 簽署三紙 2~5 年 DES 供氣中約，合約價格與歐洲氣價指標 TTF 連動。
- KOGAS 已將 2017~2025 年之契約量 3.5mmtpa 已轉售給歐洲貿易商 EDF(推測為 KOGAS 因應未來 LNG 需求衰退之措施)。

西岸 Oregon LNG

(1)計畫簡介

股東結構	營運商	液化廠型式	產能	預估投產時間
Oregon LNG (100%)	Oregon LNG	岸上	2 trains, 9 mmtpa	2021 年

(2)地理位置

位於美國西北岸華盛頓州與奧勒岡州交界處。

(3)計畫特點

- Oregon LNG 出口計畫與墨西哥灣之 LNG 出口計畫相較，有離亞洲需求國航程較近的優勢。所需之工程尚有液化廠、與主幹道氣管連結之聯通氣管，以及升級華盛頓州段主幹道氣管之容量。
- Oregon LNG 已取得 DOE 針對 LNG 出口至 FTA 與 non-FTA 國家之審核，尚待 FERC 針對建廠環評之審核完成。
- Oregon LNG 的氣源將來自加拿大 BC 省與 Alberta 省，以及美國洛磯山。由於氣源主要來自加拿大西部，銷售合約之計價公式將與加拿大管道氣指標 AECO 連動。

(4)最新發展

與墨西哥灣沿岸的出口計畫相較，由於美國西北岸居民的環保意識較高，預期 FERC 審核過程遭遇到的阻力將會較大。此外，國際油價下跌導致傳統油價連動之合約不再昂貴，美國 LNG 出口之價格優勢不復存在，尚未銷售足夠長約的 Oregon LNG 能否順利達成 FID，引人疑慮。

4. 加拿大 (Kitimat by Chevron)

(1)計畫簡介

股東結構	天然氣可開採量	營運商	液化廠型式	產能	預估投產時間
Woodside(50%) Chevron (50%)	25~50Tcf 氣源區為 Horn River Basin(HRB) 與 Liard Basin (LB)	Chevron	岸上	暫規劃 1 train 共 3.5~5mtpa，未來可擴充至 2trains 約 10mtpa。	預估 2023 年 (與大潭新增機組商轉時程相近)

(2)計畫特點

- 天然氣資源豐富:氣源區 HRB 盆地與 LB 盆地天然氣可開採量至少

10~25tcf 以上。

➤ 成本面：

-屬 Greenfield 型態，液化廠及管線的建造面臨勞工短缺和成本高昂的困境，因此成本偏高，在目前低迷的市場環境下，整個生產流程(從上游氣源開發生產、管輸費用到液化廠生產成本)的成本必須再降低 25%~30%。

相較於美國 LNG 開發計畫多為 Brownfield，只須將現有的進口接收站轉換成出口設施，包含港口和輸氣管線。

-加拿大至亞洲的航行天數約 10~12 天，航運距離約 10,201 公里，相較澳洲、非洲及美國墨西哥灣新興 LNG 出口計畫更貼近亞太市場。且可採加拿大當地氣價 AECO^(註)作為連動價格指標，目前 AECO 該指標較美國 HH 約低 0.4~0.5 美元/mmBtu。

註:DGI(負責加拿大 LGN Canada 液化天然氣出口計畫之銷售公司)認為 HH 價格波動性大，且長遠看來，隨著美國 LNG 出口持續成長，HH 將較偏向需求價格的概念，因此，HH 價格可能偏高，而 AECO 較能反映生產面之價格。

➤ 氣源區離液化廠距離遙遠，須建造穿越洛磯山脈之輸氣管線(規劃透過既有南北向 Spectra 管線系統於 Summi Lake 轉接規劃中之 Pacific Trail 管線(由 Woodside 與 Chevron 合資興建與營運，總長約 480 公里)往西輸氣至 Kitimat 之 LNG 廠)，工程難度高且涉及環保議題，計畫延宕時程風險高。

➤ 原住民議題(First Nations)

雖然該計畫有著鄰近亞太市場之優勢，但投資者必須持續與原著民與當地社區持續溝通。

加拿大憲法及許多有關的判例法規定須對當地原住民的權利提供保障，為避免損害原住民權利，投資 LNG 計畫案的廠商在整個開發的過程與原住民團體協商並達成共識。

➤ 加拿大政府已視 LNG 產業為重點發展產業，以提高當地的就業、貿易並改善稅收，在有利的稅務條件下預期能讓計畫順利進行。

(3)最新發展

➤ 已獲環評許可(2006)與出口許可，每年最多可出口 10 mpta，為期 20 年。2014 年 1 月已完成 LNG 設施工程統包招標程序(EPC Contract)，目前該計畫已進入前端工程設計階段(FEED)。

- Apache 已於 2015 年 4 月成功售出該計畫案全部股權(50%)給 Woodside，因此主要投資人的變更對該計畫之影響仍需密切注意。
- 已與 Bish Cove(液化廠所在地)之原住民地主等達成土地租賃協議。此外，Chevron 成立 First Nations Group Limited Partnership (FNLPP) 的商業夥伴機構，已與 Pacific Trial 輸氣管線沿線之 16 個原住民特區達成協議(為加拿大目前唯一原住民同意支持之管線興建協議)，該協議內容包含提供工作機會、工作訓練、環保承諾以及該計畫商轉後之財務回饋辦法。
- 目前計畫工程進度在執行 Pacific Trial 輸氣管線全線施工準備(pre-activities)，已於今年 7 月成立專責辦公室負責環境田野研究、考古田野研究、周邊道路修繕、道路中心線量測等施工前準備工作，以確保在計畫完成 FID 後可立即全線施工。

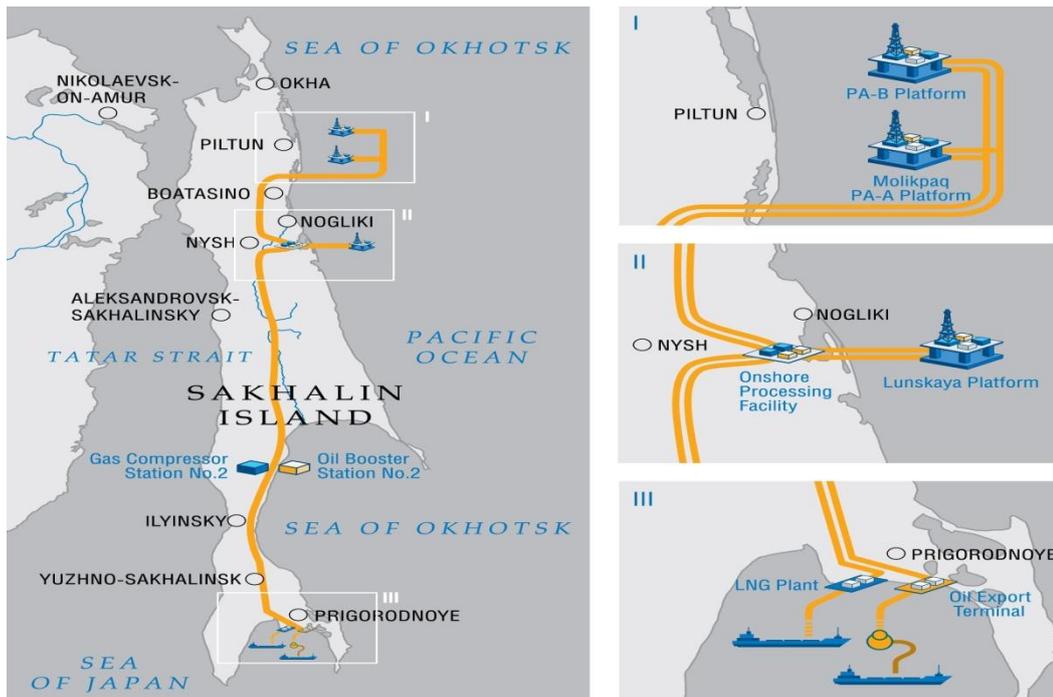
5. 俄羅斯(Sakhalin II LNG 出口計畫之 T3 產能擴增計畫)

(1) 計畫簡介

股東結構	天然氣可開採量	營運商	液化廠型式	產能	預估投產時間
Gazprom (50%+1 股) Shell (27.5%) Mitsui (12.5%) Mitsubishi (10% 減 1 股)	21.18 tcf 庫頁島東北方離岸 13~16 公里 Okhotsk 海域。	Sakhalin Energy	岸上	規劃 5.4 mmtpa	預估 2021 年 (與大潭新增機組商轉時程相近)

(2) 地理位置

液化廠位於庫頁島(Sakhalin Island)南部 Prigorodnoye 處 Aniva 海灣區。



資料來源:www.gazprom.com

(3) 計畫特點

- Sakhalin II 分 2 階段開發，其中 LNG 出口計畫及內陸管輸設施（約 800 公里）於 2003 年第 2 階段規劃興建，液化廠位於庫頁島（Sakhalin Island）南部 Prigorodnoye 處 Aniva 海灣區，冬天此灣不會結冰，全年可裝船出貨。
現行 T1 與 T2 於 2009 年 2 月商轉，年產能 9.6mmtpa，2014 年 LNG 實際產量為 10.8mmt。
- 俄羅斯第一個基於 PSA(Production Sharing Agreement，產量分配協議書，LNG 出口計畫上游的飼氣公司與國家之間的合約)的天然氣專案計畫。
- 俄羅斯第 1 個離岸油氣生產平台計畫與第 1 個 LNG 出口計畫。
- Sakhalin II 首次將俄羅斯天然氣資源銷往亞太及美國市場。
- T3 產能擴建計畫主要瞄準亞太市場。

(4) 最新發展

Gazprom 與 Shell 於 2015 年 6 月 18 日與 Shell 簽署執行 T3 工程施工 MOU，並已開始進行 Pre-FEED。

六、 美國天然氣出口至亞洲地區之評估

頁岩氣革命強勁帶動美國國內天然氣生產，已於 2009 年超越俄羅斯成為全球最大的生產國，已導致美國國內氣價 Henry Hub(以下簡稱 HH)持續走跌，目前不到 3 美元/mmBtu 的低廉水準，加上美國境內既有健全的

天然氣基礎設施(輸氣管網、LNG 液化廠、LNG 出口碼頭及儲槽)，亦加速推動美國 LNG 出口計畫，預估於 2020 年以前將成為 LNG 淨出口國。

1. 美國貨氣亞洲到岸價格分析

美國 LNG 亞洲到岸價格=HH*(1+A%)+液化費+海運費，茲說明如下：

HH*(1+A%)：製程使用之天然氣費用+補貼液化廠用氣+天然氣輸往液化廠之管輸費+管道氣到廠液化廠前之耗損：

A 通常因 LNG 出口計畫而不同，約為 HH 的 15%~25% 之間，例如將於明年 1 月出口第 1 船貨氣之 Sabin Pass 為 15%，另簽訂 Tolling-Agreement 的買家其比率最高可達 25%。

液化費：約 2.25 美元/mmBtu~3.5 美元/mmBtu，10%~15% 則隨美國物價指數上漲率配合調整，以支應營運成本增加(例如保險、薪水及維修成本)，其餘為固定值。此外，此項費用為回收液化廠之投資，為廠商之固定成本，因此，在 Tolling Agreement(Use-or-Pay)的架構下，液化廠營運商實際上投資控制的是液化廠的產能(capacity)，而非如傳統 LNG 出口計畫亦包含上游氣源。

在此架構下，買方若不提貨，買家只須支付此筆固定費用，而液化廠營運商可將買方未提之貨氣透過輸氣管線將貨氣回售美國國內市場。

海運費：此部分為 LNG 船船舶租金、船舶燃料費及港口費等項目之總和。若是運到亞洲，則須再考量巴拿馬運河的通行費，目前預估自美國墨西哥灣出發之 LNG 船航經巴拿馬運河運至亞洲之運費約 2 美元/mmBtu~2.5 美元/mmBtu(日本~印度)，其中巴拿馬通行費約 0.25~0.3 美元/mmBtu。

在過去高油價時期，與 HH 連動之 LNG 價格相對有競爭力，但未來油價似乎仍將處於低檔，預期美國貨氣在亞太地區的價格競爭力不若以往。按前述美國貨氣到岸計價模式，未來美國貨氣亞洲到岸價格競爭力須視國際油價、HH 氣價、運費與目的地 LNG 市場價格走勢而定。

2. 非價格條件

- (1) 美國頁岩氣屬非傳統天然氣，熱值多屬 Lean Gas 等級，普遍偏低，約 1,020btu/ft(相當於 9,080Kcal/m³) 左右，因此，美國 LNG 需與高熱值天然氣混拌方可供電廠使用。

(2)大多無卸貨港限制(Destination Free)、可轉售該船貨氣、買方彈性量及歡迎權益投資。

(3)Tolling 下的 Take-or-pay 與傳統的 take-or-pay 條款之比較

在 Tolling Agreement 下，買家可在雙方約定的時間內取消提貨 (Cheniere 須於 2 個月前通知)，此時買家只須支付液化費用，相較於傳統合約之 take-or-pay，買家除須先依約支付整船價金外及相關後續處理成本外，該船貨氣仍須於契約期間內再安排提貨。

(4)穩健與透明的成本環境

計畫案多屬 Brownfield，且出口計畫多鄰近美國國內天然氣供應中心，成本相對有競爭力。

(5)政治風險相對較低

FERC(核發興建許可)與 DOE(核發出口許可，FTA 或 non-FTA 之國家)針對 LNG 出口計畫管制流程透明且友善，減少買家或投資者的政治疑慮。此外，相較於主要競爭者—俄羅斯，渠 LNG 出口計畫案之地緣政治風險，美國 LNG 計畫案風險相對較低。

3. 巴拿馬運河之隱憂

巴拿馬運河擴建工程將於 2016 年完工，屆時全球 LNG 船隊將有 89% 的船隻可通過(目前僅有 7%約 25 艘，且只是小型約 80,000 立方米之 LNG 船)，以因應自 2016 年起美國墨西哥灣沿岸新興 LNG 出口計畫與亞洲間之 LNG 貿易將持續成長。FGE 預估 LNG 船由自美國墨西哥灣行經巴拿馬運河輸往東北亞地區(日本，韓國，中國大陸和台灣)將較有可能具節省海運成本效益，約可減少約 22~26 天的航程。

但巴拿馬運河管理局是否收取額外的費用仍不確定，例如拖船費、預約費用等，均將侵蝕該航線在航程節省的效益。此外，預估自 2018 年後 LNG 船隻通過數量開始顯著成長，目前巴拿馬運河管理局針對船席排程(LNG 船須與貨櫃輪競爭)、每日可通過之船數限制、船型限制等營運操作面仍未有完整之說明，導致有些人擔心擴建後之運河實際營運能力。

因此，相較於墨西哥灣之 LNG 出口計畫，位於美國西岸之 LNG 出口計畫(例如 Oregon LNG)或許較有優勢。

七、LNG 採購供應契約條款發展趨勢

近來 LNG 採購供應契約條款的變化主要發生中、長期契約(契約期間超過 2 年之契約)，短約或現貨(契約期間 2 年以下)契約條款變動不大，茲分述如下：

1. 買家偏好簽訂與油價連動或混和型之契約

過去油價處於高峰，日、韓等買家積極思考與油價脫鉤之計價方案，以減少天然氣採購成本，其中一項做法為搭上美國頁岩氣開發熱潮，與美國 LNG 出口商簽訂與 HH 連動之長約，以減少與油價連動契約之比例，藉此分散價格風險及降低採購成本，依據 FGE 統計，2013 年到 2015 年 Q1，約有 20% 以上的合約以 HH 連動簽署。

然而油價持續低迷且未來反彈的機率不高，再加上 2020 年以前市場供應充裕與 HH 價格未來價格走勢呈現上升之機率極高，導致與 HH 連動的契約已逐漸失去價格競爭力，與油價連動再度成為買家主要選項之一。此外，部分買家考量若回到過去完全與油價連動，未來可能再度面臨油、氣價格同時上升的壓力，因此，市場上另一項趨勢是 LNG 價格與 Brent(比例較高)與 HH(比例較低)之混和型計價，藉此降低連動單一指標之價格風險。

2. 與油價連動斜率不斷降低

近來與油價連動之斜率約介於 13%~14%(2007~2008 年最高點時為 16%)，甚有現貨供應商報價 12% 之斜率，主要係買方 LNG 需求的不確定性(日、韓與中國大陸 LNG 需求展望不確定，採購策略趨於保守謹慎)、買方降低天然氣採購成本的壓力(如日本為改善貿易赤字)以及美國、澳洲等新興 LNG 出口計畫的陸續投產(市場供應充裕，買方談判籌碼增加)。惟若 LNG 供應商之生產成本若無法進一步降低，斜率的降低仍將由其極限。此外，若買家堅持以降低斜率作為談判之基準，可能會延緩價格重議(price review)或是新約談判的時程。

3. 合約年限

合約年限的趨勢朝向中短期合約。

買家短期受低廉氣價的刺激下，較傾簽訂中、短約或現貨，致長約簽訂數量減少，主要係買家對未來長期價格走向仍不確定，因此不願意承諾長期合約。

4. 卸貨港彈性

卸貨港彈性包含在契約中納入買家接收站 reloading 的權力、可部分

或全部移轉至其他接收站的權力或買方轉售失敗可取消該貨氣之權利(但仍須支付賣家後續處理成本)。

過去亞洲買家基於供應安全，在契約談判中多未將買方卸貨港彈性納入協商項目，但隨著美國、澳洲新興 LNG 計畫即將投入市場以及買家即將面臨之 over contract 的問題，買家透過卸貨港彈性條款的運用，將同時身兼賣家的角色。例如，日本因核能發電的重啟、煤炭的競爭與經濟結構的轉變，導致日本長約契約量將超過需求量，相同情形也發生在中國大陸與韓國，中石油 2014 年亦曾轉售 2 船貨氣予日本電力公司與商社。

肆、心得與建議

- 一、目前台灣兩座 LNG 接收站等相關基礎設施均由中油公司獨家掌控營運，短期在本公司無自有接收站的限制下，須先與中油公司協商建立委託代操作液化天然氣機制。
惟參考日本與中國大陸接收站開放歷程，即使政府明令要求接收站營運商提供第三方使用權(TPA)，由於接收站營運商開故意願並不高，致成功使 TPA 用之案例有限。例如，日本接收站營運商考量各船次之熱值不同所衍生之儲運風險、船期安排、船型大小等因素，將增加操作複雜度而較無開故意願，迄今仍無成功申請案例。另，中國大陸因民營獨立 LNG 進口業者與接收站營運商(主要由「三桶油」掌控營運)出現競爭下游用戶的情形，亦導致民營業者無法獲得太多接收站使用量。截至目前僅中石油所屬之接收站曾提供 TPA，且自 2015 年 3 月後再也無成功使用 TPA 之案例。
- 二、油價持續低迷提升了油價連動機制之吸引力，削弱了亞洲買家推動亞太 LNG 交易中心的誘因，目前 Brent 油價更來到了與 2008 年的相近低點約 35~36 美元/桶，且市場普遍認為油價未來走勢仍顯悲觀。
短期看來，LNG 價格隨油價走跌將使建立天然氣交易中心之熱情降溫，除非油價再次攀升，但機率不高。中、長期而言，隨著亞洲這個 LNG 主要進口區之需求仍將持續增加、新興 LNG 出口計畫的逐年投產(將使市場的流動性增加)以及油價緩步回升的預期下，亞太地區 LNG 交易中心仍有其發展之條件。
- 三、至少 2020 年以前國際 LNG 市場將維持為買方市場，非常有利新買家(如本公司)進場採購，但在真正進入市場之前，我們須先回答幾個關鍵問題:(1)何時能完成代操作機制之協商，以達成現貨採購之近程目標，俾從中累積實戰經驗，為將來長約採購奠定基礎?(2)現貨供應商資格訂定?(3)本公司天然氣採購之制度、程序與策略之建立;(4)自有接收站興建計畫?長約供應商資格訂定?(5)契約價格採油價連動或是採 hybrid pricing 或是固定價，須有一套強而有力的論述(包含價格波動風險、指標代表性、業界慣例、廠商偏好或是須與中油天然氣售價相比等層面)，此將影響後續天然氣自主採購績效之衡量且為對外界溝通說明之重點項目。
- 四、自 2016 年起，美國新興 LNG 出口計畫將陸續投產，預估約有 65mmtpa 的產能(其中 Cheniere 的 Sabin Pass 出口計畫預計於明 2016 年 1 月出口第 1 船貨氣)，可作為本公司 LNG 現貨標案之邀請對象之一。基本上，現貨供應來源絕大部分來自營運中之 LNG 出口計畫，以商業決策

理論來說，廠商是否願意投標僅取決於變動成本，與固定(fixed cost)或沉入成本(sunk cost)無關，亦即只要亞太 LNG 市場價格大於變動成本，廠商即有意願投標。就美國 LNG 出口計畫而言，其固定成本為液化費，約 3 美元/mmBtu，變動成本為 $HH \times 1.15 + \text{海運費}$ ，按目前最 IEA 最新預測 2016 年 HH 年平均價格 2.88 美元/mmBtu 及海運費 2 美元/mmBtu(行經巴拿馬運河)推估，美國 LNG 出口計畫之變動成本為 5.3 美元/mmBtu，即亞洲 LNG 市場價格高於 5.3 美元/mmBtu，美國 LNG 供應商將有誘因參與亞洲買家之標案。

- 五、本公司為電力公用事業，燃料採購均供電廠燃用發電，因此，卸貨港彈性或轉售條款對本公司是否有其必要性仍有待進一步討論。但天然氣需求本質上受天氣、氣溫、負載等外在因素影響，需求變化大，保有採購與調度彈性有其必要。