

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：出席「太平洋地區天然氣年度會議」(13th Pacific Gas Insiders, PGI 2013)

頁數 58 含附件 是 否

出國計劃主辦機關/聯絡人/電話

台灣電力公司/陳德隆/23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

方秀齡/台灣電力公司/燃料處/組長/23666741

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他(國際會議)

出國期間：

102.12.8--102.12.11

出國地區：

新加坡

報告日期：

102.2.6

分類號/目

關鍵詞：會議、天然氣、液化天然氣、非傳統天然氣

1. 為降低天然氣採購成本及提升營運自主性，並配合未來新增燃氣機組之用氣需求，本公司刻正評估自行興建第三座 LNG 接收站並自行購氣之各種可行方案，出席本會議除能即時掌握國際 LNG 市場供需情勢及發展策略，有效蒐集最新 LNG 市場價格及未來供需趨勢資訊，更能藉與眾多 LNG 供應鏈廠商及終端使用者相互交換市場資訊及營運經驗之機會，建立本公司與國際天然氣產業之人脈關係，增進本公司對國際 LNG 市場發展之掌握，對本公司未來擬自建接收站並自行進口 LNG，應有所助益。
2. 2012 年亞洲 LNG 進口量已占全球的 56%，除了日本、南韓及台灣等傳統買家外，中國和印度的 LNG 採購逐年增加，另東南亞地區其他國家對 LNG 的需求亦呈快速成長，特別是印尼、泰國、馬來西亞、新加坡等國。隨著亞洲整體天然氣需求的增加，市場不斷成長，能源需求旺盛的亞太地區已成為全球 LNG 最具消費潛力的市場。未來 10 到 20 年，全球尤其是亞洲對天然氣的需求將不斷上升，進口 LNG 對亞洲天然氣供應的重要性日益增加。
3. 美國頁岩氣盛產，越來越多的亞洲買家計劃進口美國 LNG，過去幾年對亞洲的 LNG 買家來說，澳洲一直是個穩定、可靠的供應來源，惟現在北美 LNG 更具有吸引力，北美 LNG 出口計畫已成為亞洲買家熱衷的對象；除了美國之外，加拿大亦富饒頁岩氣，以船運來看，加拿大到亞洲的航程更短，具海運的優勢；此外，2012 年初毗鄰印度洋的莫三比克、坦尚尼亞等東非國家相繼發現儲量可觀的油氣資源，東非亦成為天然氣出口新貴。未來亞洲將獲得更多的 LNG 供應。
4. 如何採購"價廉"和"可持續的"LNG，已成為亞洲 LNG 進口國的一項重大課題。亞洲國家進口 LNG 主要用於發電，而合理的能源價格是經濟健全發展的關鍵因素，LNG 市場競爭越激烈，進口路徑越多元化，越能降低發電成本。過去亞洲地區 LNG 訂價機制大多與油價連動，未來美國 LNG 加入亞洲市場供應後，引進 Henry Hub 指數連動價格，甚至出現油價連動和 Hub 指數連動的混合訂價機制，買家將會有更多的選擇，市場競爭自由化，簽約條件更具彈性，屆時亞洲 LNG 進口國應有合理的價格。
5. 為符合能源自由化之國際趨勢，政府正致力於推動電業自由化，若天然氣市場不能配合自由化，發電事業均按相同天然氣價格計價，價格不具競爭性，恐不利於電業自由化的推動與發展。只有當市場上有更多的參與者，自由競爭而非巨頭壟斷時，行業才能健康發展，將可打破國內天然氣市場獨佔的局面，為市場帶來競爭機制，促使中油公司重視營運績效，力求降低成本，國內天然氣價格將趨於合理化，將可達到能源的有效利用。

本文電子檔已上傳至出國報告資訊網(<http://open.nat.gov.tw/reportwork>)

行政院所屬各機關出國報告
(出國類別：開會)

出席太平洋地區天然氣年度會議

(13th Pacific Gas Insiders , PGI 2013)

服務機關：台灣電力公司

出國人 職 稱：燃料處油氣組長
姓 名：方秀齡

出國地區：新加坡

出國期間：102.12.8-102.12.11

報告日期：102.2.6

目 錄

| | |
|-----------------------------------|----|
| 壹、出國緣起與任務 | 1 |
| 貳、出國行程 | 2 |
| 參、工作內容 | 3 |
| 出席 2013 年太平洋地區天然氣年度會議 | |
| 一、 原油與天然氣/LNG 市場 | 4 |
| 二、 LNG 成長趨緩，市場等待下一波的供應 | 9 |
| 三、 頁岩氣如何衝擊亞太地區產業 | 13 |
| 四、 已建構 LNG 市場：日本、韓國及台灣 | 21 |
| 五、 LNG 供應未來面臨的挑戰 | 31 |
| 六、 LNG 船運及浮動式再氣化設施與液化廠 | 36 |
| 七、 中國天然氣市場、LNG 進口及非傳統天然氣之展望 | 41 |
| 八、 LNG 價格機制 | 49 |
| 九、 LNG 短期交易 | 53 |
| 肆、心得及建議事項 | 56 |
| 附件、2013 年太平洋地區天然氣年度會議議程 | |

壹、出國緣起與任務

102 年本公司燃氣發電裝置容量占比約 33%，發電量占比已達 30%，在政府穩定減核政策下，未來發電用天然氣需求將增加，目前本公司採購發電用天然氣預算每年高達 1,700 億元以上，約達總燃料費用 60%，天然氣營運成本影響供電成本甚鉅。藉由參與國際性天然氣貿易會議，蒐集國際天然氣市場供需、價格及整個天然氣產業鏈之相關資訊，並與相關業者互相交換市場資訊及建立關係，有其必要。

為降低天然氣採購成本及提升營運自主性，並配合未來新增燃氣機組之用氣需求，本公司刻正評估自行興建第三座液化天然氣(LNG)接收站並自行購氣之各種可行方案，出席本會議除能即時掌握國際 LNG 市場供需情勢及發展策略，有效蒐集最新 LNG 市場價格及未來供需趨勢資訊，更能藉與眾多 LNG 供應鏈廠商及終端使用者相互交換市場資訊及營運經驗之機會，建立本公司與國際天然氣產業之人脈關係，增進本公司對國際 LNG 市場發展之掌握，對本公司未來擬自建接收站並自行進口 LNG，應有所助益。

貳、出國行程

- 102.12.8—102.12.8 往程（台北—新加坡）
- 102.12.9—102.12.10 出席太平洋地區天然氣年度會議
（13th Pacific Gas Insiders，PGI 2013）
- 102.12.11—102.12.11 返程（新加坡—台北）

參、工作內容

本會議 13th Pacific Gas Insiders 係由 Conference Connection Pte. Ltd. 主辦，於 102 年 12 月 9-10 日在新加坡舉行，該公司致力於提供全球能源商務資訊，包括石油、天然氣和其他產業的國際會議，企業活動和專題研討會。本會議共進行兩天，研討內容包括現有和新興亞洲天然氣市場的主要發展、評估新興 LNG 開發計畫或擴建舊有 LNG 開發計畫的前景、管道天然氣、LNG 與非傳統天然氣間供應的潛在競爭、全球各地區天然氣/ LNG 市場的發展以及對天然氣/ LNG 交易的衝擊、LNG 計價機制和合約條款、LNG 供應面臨的挑戰、LNG 船運及再氣化與液化浮動設施等。

本會議之協辦單位為 Facts Global Energy(FACTS)為一國際知名之石油、天然氣事業顧問公司，對亞太地區、中東地區、北美、歐洲等地之能源市場有深入的研究與探討，其所蒐集專業性資訊內容完整，出版之研究分析報告廣為國際大型油氣公司，政府機構及電力、瓦斯公用事業所使用。職於本會議期間與 FACTS 油氣部門主管及專業研究人員如 Dr. Fereidun Fesharaki、Mr. Andy Flower、Mr. Jeff Brown、Dr. Praveen Kumar、Dr. Tomoko Hosoe、Ms. Alexis Aik 及 Mr. Ryan Lawrence 等人相談，與渠等交換對全球天然氣/LNG 市場供需與價格趨勢以及對本公司擬自行採購 LNG 之看法。

以下謹將本會議重點內容摘述如下，供本公司天然氣/LNG 採購及營運之參考。

(備註：會議相關圖表資料版權均屬主辦單位，請勿任意轉載使用。)

一、 原油與天然氣/LNG 市場

(一) 亞太地區 LNG 需求

1. 亞太地區 LNG 需求

從全球天然氣需求結構來看，傳統 LNG 進口國如日本、南韓、台灣等將繼續保持成長趨勢，預計日、韓、台三國的 LNG 需求將從 2012 年的 136 百萬公噸/年，上升至 2020 年的 153 百萬噸/年；另外，亞洲的中國、印度也需要進口大量的 LNG 來彌補自產氣和管道進口氣的不足，預計到 2020 年，中、印兩國的 LNG 需求將從原來各不到 15 百萬公噸/年，分別提高至約 44、23 百萬公噸/年以上，能源需求旺盛的亞太地區已成為全球 LNG 最具消費潛力的市場(詳如下表)：

單位：百萬公噸 mmtpa

| 年度 | 日本 | 南韓 | 台灣 | 印度 | 中國 | *新興市場 | **其他市場 | 合計 |
|------|------|------|------|------|------|-------|--------|-------|
| 2012 | 87.3 | 36.2 | 12.5 | 13.9 | 14.7 | 1.7 | 0 | 166.3 |
| 2015 | 86.8 | 43.8 | 13.1 | 16.8 | 27.4 | 10.2 | 0 | 198.1 |
| 2020 | 91.6 | 49.0 | 12.0 | 22.5 | 44.2 | 23.0 | 4.7 | 249.0 |

*新興市場包括印尼、馬來西亞、新加坡及泰國。

**其他市場包括巴勒斯坦、越南、菲律賓。

2. 新興市場顯著成長增加

(1) 新興東南亞市場如印尼、馬來西亞、新加坡、泰國及新加坡等國，於 2012 年開始有需求 1.7 百萬公噸/年，之後將逐年成長，至 2020 年加上其他市場使需求量增加至約 28 百萬公噸/年。

(2) 另中東地區需求量 2020 年以前需求量將增加 13 百萬公噸/年。

3. 新買家將有更多的選擇

(1) 大部分新的 LNG 買家對於未來天然氣的供應有更多的選擇，除了全球各地陸續推出新的 LNG 開發計畫外，尚包括管道天然氣，有助於減緩 LNG 供應中斷的衝擊。

(2) 買家採取供應來源多元化(portfolio)策略，以因應供應中斷及國內價格訂定因素。

4. 蘇伊士以東地區的 LNG 貿易－誰是供應者

(1) 蘇伊士以東地區主要 LNG 貿易係區域性供應，供應來源包括印尼、馬來西亞、卡達與中東其他地區及亞太地區。

(2) 惟近年來，來自大西洋盆地的供應亦快速成長。

5. 卡達改變 LNG 貿易模式

鑑於亞太地區 LNG 需求快速成長，全球最大供應商卡達改變 LNG 貿易模式，2010 年卡達供應亞洲及歐洲比例各半各約 47.5%，惟 2012 年亞洲供應增加至 62.2%，歐洲則減少至 30.1%(詳下圖)。為因應美國 LNG 出口競逐亞太市場，卡達以更靈活的 LNG 銷售戰略，挽住亞洲買家繼續簽署大規模供氣合約，包括降低 LNG 與原油價格的關聯係數及長短合約互通等機制。

6. 大西洋盆地的市場參與者：數量往東移動

- (1) 需求推動：主要是日本福島核災事故後，增加現貨及短期交易，推動需求增加。
- (2) 供應推動：EU 經濟體疲弱以及美國天然氣價格低迷。
- (3) 2015/2016 年中期展望：蘇伊士以東地區需求持續成長，新加入 LNG 供應有限，來自大西洋盆地的轉供貨氣依然強勁。

7. 2013-2020 年亞太地區 LNG 開發計畫尚未承諾數量。

2016 年以後有許多 LNG 開發計畫尚未得到買家的承諾(詳下圖)：

(二)未來新的供應來源：澳洲、莫三比克、美國及加拿大等(詳下圖)：

1. 美國 LNG 出口計畫

- (1) 欲出口美國 LNG 業者須向美國能源部(USDOE)提出申請，獲得許可後始能出口。
- (2) 出口天然氣前須先審查該項出口是否違反公共利益，出口商多依照「出口至 FTA 國家」與「出口至非 FTA 國家」兩大類型提出申請。
- (3) 由於美國舊有 Terminal 皆以進口為目的，若要出口 LNG 勢必將之變更為出口 Terminal 或重新建造，此一變更或新建均須獲得美國聯邦能源管制委員會 (FERC) 的同意，故除向能源部申請外，尚須向 FERC 就現有或尚待建設之 Terminal 提出使用目的之申請，經審查通過後，始能獲得授權進行 LNG 之出口。

下表為美國 LNG 出口計畫申請彙整表：

2. 美國 LNG 出口計畫最新狀況(詳下表)：

| 計畫 | 客戶及採購量 | | 備註 |
|---------------|---------------------|-----------------|---|
| Sabine Pass | BG | 5.5 mmtpa(T1-4) | 1.Sales Purchase agreement 2.尚有 2 mmtpa 未售出 |
| | Gas Natural | 3.5 mmtpa (T2) | |
| | KOGAS | 3.5 mmtpa (T3) | |
| | Gail | 3.5 mmtpa (T4) | |
| | TOTAL | 2 mmtpa (T5) | |
| | Centrica | 1.75 mmtpa (T5) | |
| | Cheniere | 2 mmtpa (T2-4) | |
| Cameron LNG | 三菱 | 4 mmtpa(T1) | 1. Commercial Development Agreements 2. 三菱&三井各銷售 0.8 mmtpa 予 TEPCO |
| | 三井 | 4 mmtpa(T2) | |
| | GDF SUEZ | 4 mmtpa(T3) | |
| Dominion Cove | Sumitomo | 2.3 mmtpa (T1) | 1.Terminal Service Agreements 2. Sumitomo 將 LNG 售予 Tokyo Gas 及 Kansai Electric |
| | Gail | 2.3 mmtpa (T2) | |
| Freeport LNG | CHUBU&O SAKA GAS | 4.4 mmtpa (T1) | 20 年期 tolling agreements。 |
| | BP | 4.4 mmtpa (T2) | |
| | TOSHIBA | 2.2 mmtpa (T3) | |
| | SK E&S | 2.2 mmtpa (T3) | |

3. 加拿大 LNG 出口計畫

- (1) 加拿大 LNG 開發計畫係由 National Energy Board(NEB)核發出口許可。
- (2) NEB 申請程序透明且不帶政治色彩，惟環境影響評估為關鍵因素。
- (3) 加拿大較大型 Greenfield 開發計畫的損益兩平成本，較美國西岸及墨西哥灣 LNG 開發計畫高出約 50%。
- (4) 加拿大較大型 LNG 開發計畫液化成本不易計算，開發計畫效益本質上是預估的。
- (5) 加拿大 LNG 賣家將採油價連動之計價機制，使天然氣生產在較高開發成本下有其合理性。
- (6) 然而，依客戶的需求，計價機制與氣價指數連動亦可考量。

下表為加拿大 LNG 開發計畫的現況：

4. 莫三比克 LNG 開發計畫

莫三比克已探勘成功的氣井(詳下表)：

- (1) Area 1 天然氣蘊藏量估計有 35~65tcf。
- (2) 2013 年 9 月 ENI 新發現的氣源 Area 4，天然氣蘊藏量估計高達 67~77tcf，目前+25 tcf。
- (3) 莫三比克天然氣蘊藏量十分豐富，可支撐 LNG 出口量達 50 百萬公噸/年。
- (4) 目前僅 Anadarko LNG 開發計畫，MZLNG 最初產能為 10 百萬公噸/年(2 條生產線，每條生產線 5 百萬公噸/年)。

5. 蘇伊士以東地區 LNG 市場壓力

- (1) 2013 年的缺口須仰賴大西洋區的供應。
- (2) 2013~2016 年有供應缺口，預期 2017 年開始才會寬鬆。
- (3) 2014~2015 年新興 LNG 出口計畫投產速度不及需求成長，此段時間供應較為吃緊，2016 年後北美、澳洲、東非陸續開始有出口項目規劃商轉，逐漸解緩供應壓力。
- (4) 2014~2020 年間，澳洲及印尼部分產能尚未締結合約，該貨氣可以現貨、短約或中期合約操作。

6. 澳洲 LNG 開發計畫延遲

- (1) 澳洲 7 個建造中 LNG 開發計畫：Gorgon、QCLNG、GLNG、Prelude、APLNG、Wheatstone 及 Ichthys 總產能達 62 百萬公噸/年。
- (2) 許多開發計畫因成本上漲均超過預算，以 APLNG 為例原預算 US\$200 億元，現已增加至 US\$255 億元，預算增加了 26.5%。

(三) 價格趨勢

1. 長期油價趨勢：預期未來油價約在 US\$80~120/桶(詳下圖)：

2. 美國 LNG 出口能力

- (1) 依據 EIA 預估 2025 年美國約有 70~75 百萬公噸/年可能加入供應(詳下圖)。
- (2) 出口能力仍須視國內天然氣耗用情形、頁岩氣生產能否持續穩定成長及相關政府政策等因素而定。

3. HH 價格損益兩平對應油價連動

油價可能區間在 US\$75~110/桶間，氣價可能區間在 US\$4~9/mmBtu，氣價指數連動價格高於油價連動價格為上圖紅色區域。

4. HH 連動與油價連動未來趨勢(詳下圖)：

- (1) 油價連動斜率 將由 0.1485 往 0.12~0.13 下降，固定常數增加。
- (2) 預期 HH 在 2025 年將上漲至 US\$7~8 /mmBtu，與 HH 連動比例介於 115%~125%，加上管輸、液化及船運費用將使得兩種價格趨於接近。

5. 亞太地區抵岸價格

- (1) 不同來源至亞太地區抵岸價格因採不同指數 HH、NBP、斜率及運輸成本而異。
- (2) 比較結果以美國與莫三比克 LNG 開發計畫抵岸價格最具競爭力(詳下圖)：

二、LNG 成長趨緩，市場等待下一波的供應

(一) 2013 年 LNG 的生產及需求

1. LNG 的生產狀況

- (1) 2013 年 LNG 生產量為 240 百萬公噸，較 2012 年增加 1.6 百萬公噸約 0.7%。
- (2) 此為連續第二年 LNG 生產出現停滯狀態，較 2011 年尚減少 1.8 百萬公噸。
- (3) 自 1980/1981 年開始已連續兩年 LNG 生產未有成長，1980~2013 年間年平均成長率為 7.4%。
- (4) 2013 年計有兩條生產線加入營運，一為阿爾及利亞(Algeria) Skikda 新生產線(產能 4.5 百萬公噸/年)以及安哥拉(Angola)LNG 計畫(產能 5.2 百萬公噸/年)。
- (5) 安哥拉(Angola)於 6 月開始運轉後，僅生產 5 船次貨氣，而阿爾及利亞(Algeria)Skikda 新生產線上線後，產氣量亦僅少量增加。
- (6) 天然氣供應短缺影響幾個國家 LNG 的生產量：如奈及利亞(和去年同期相較減少 3.1 百萬公噸、埃及(減少 1.7 百萬公噸)及印尼(減少 1.4 百萬公噸)，另挪威 Snohvit 計畫亦因技術問題減少 0.7 百萬公噸。
- (7) 2013 年 1~9 月 LNG 生產量增加的國家有澳洲(增加 2 百萬公噸)、馬來西亞(增加 1.3 百萬公噸)及葉門(增加 1.3 百萬公噸)。
- (8) 太平洋地區 LNG 出口增加 1.9 百萬公噸(增加 3.1%)、中東地區出口增加 2.7 百萬公噸(增加 3.7%)、大西洋盆地則減少 4.7 百萬公噸(減少 10.8%)。

2. 2013 年做出最終投資決定(Final Investment Decision, FID) LNG 開發計畫(詳下表)：

| 國家 | 計畫 | 開始年度 | 產能(百萬公噸/年) |
|------|------------------|-----------|------------|
| 馬來西亞 | Bintulu T9 | 2015/2016 | 3.6 |
| 美國 | Sabine Pass T3&4 | 2016/2017 | 9.0 |
| 合計 | | | 12.6 |

Yamal LNG 開發計畫 3 條生產線產能 16.5 百萬公噸/年，原預定 2013 年底宣佈 FID，可能延後至 2014 年。

3. 2013 年 1~9 月 LNG 需求

- (1) 2013 年亞洲及拉丁美洲 LNG 需求，延續 2012 年強勁成長趨勢，不足貨氣由歐洲及北美洲轉供而來。

- (2) 日本由於增加燃煤發電及節約用電，LNG 進口減少 1.3%，亞洲地區 LNG 需求成長最快速的國家為韓國(+13.9%)及中國(+23.9%)。
- (3) 新加坡及馬來西亞分別於 3 月及 4 月開始進口 LNG。
- (4) 東南亞有能力接收 LNG 國家：泰國自 2011 年開始進口 LNG、2012 年印尼 Bongtang 液化廠運送 LNG 至爪哇島離岸的 FSRU，2013 年 1~9 月接收了 4 百萬公噸，預定全年將接收 5.75 百萬公噸，占全球需求之 2.4%。
- (5) 2013 年 1~9 月拉丁美洲較去年同期大幅成長 36.3%。
- (6) 2013 年 1~9 月歐洲進口 LNG 較去年同期減少 28%，和 2011 年相較更大幅減少 47.9%，貨氣均轉供至亞洲及拉丁美洲。
- (7) 歐洲 LNG 進口增加的國家為英國(+0.30%)、荷蘭(+20.6%)及意大利(+14.1%)。
- (8) 美國及加拿大進口減少 30%，美國僅麻州 Everett Terminal 接收 LNG 進口。

(二) 2011 年與 2013 年全球 LNG 進口各地區占比(詳下圖)：

2011 年全球 LNG 貿易量為 241.7 百萬公噸：亞洲 64%、歐洲 27%、拉丁美洲 4%、美國/加拿大 4%及中東 1%。

2013 年全球 LNG 貿易量為 240.2 百萬公噸：亞洲 74%、歐洲 15%、拉丁美洲 9%、美國/加拿大 1%及中東 1%。

(三) 2013 年開始營運的 LNG 接收站(詳下表)：

| 國家 | 接收站 | 首批貨氣 | 產能(百萬公噸/年) |
|------|------------------|------|------------|
| 以色列 | Hadera* | 1 月 | 3.8 |
| 印度 | Dabhol | 1 月 | 5.0 |
| | Kochi | 8 月 | 5.0 |
| 新加坡 | Jurong | 3 月 | 3.5 |
| 馬來西亞 | Malacca** | 4 月 | 3.5 |
| 意大利 | Offshore Livorno | 9 月 | 3.0 |
| 巴西 | Bahia* | 11 月 | 3.8 |
| 中國 | Dongguan | 9 月 | 1.0 |
| | Zuhai | 10 月 | 3.5 |
| | Tangshan | 11 月 | 3.5 |

| | | | |
|----|----------|-----|------|
| | Tianjin* | 11月 | 2.2 |
| 合計 | | | 37.8 |

(四) 2013年開始 LNG 開發計畫(詳下表)：

| 液化廠 | 產能(百萬公噸/年) | 商轉年度 |
|-----------------|------------|------|
| 阿爾及利亞-Arzew 3 | 4.7 | 1Q14 |
| PNG LNG | 6.9 | 2H14 |
| 澳洲昆士蘭 Curis LNG | 8.5 | 2H14 |
| 合計 | 20.1 | |

備註：

- 1.Arzew 新生產線因氣源短缺以及 1&2 舊生產線關閉，可能尚無法加入供應。
- 2.預估 2014 年 LNG 供應可增加至 247 百萬公噸，較 2012 年增加 7 百萬公噸(+2.9%)。

(五) 2014 年開始營運 LNG 接收站(詳下表)：

| 國家 | 接收站 | 首批貨氣 | 產能(百萬公噸/年) |
|-----|-----------------|------|------------|
| 新加坡 | Jurong | 1Q14 | 2.5 |
| 中國 | SHANDONG | 1H14 | 3.0 |
| | Hainan | 2H14 | 2.0 |
| | Guangxi | 2H14 | 3.0 |
| 韓國 | Samcheok | 2H14 | 6.8 |
| | Klaipedos Nafta | 2H14 | 3.0 |
| 印尼 | S. Sumatra | 2H14 | 1.8 |
| | Arun Conversion | 2H14 | 3.0 |
| | | | 25.1 |

(六) 2014 年目標做出 FID LNG 開發計畫(詳下表)：

| 國家 | 計畫 | 產能(百萬公噸/年) |
|----|--------------|------------|
| 美國 | Freeport LNG | 13.2 |
| | Cameron | 13.5 |
| | Cove Point | 5.25 |

| | | |
|------|----------------|-------|
| | Port Lavaca | 4.4 |
| | Jordan Cove | 6.0 |
| 加拿大 | Kitmat | 10.0 |
| 莫三比克 | Mozambique LNG | 10.0 |
| 奈及利亞 | Brass LNG | 10.0 |
| 俄羅斯 | Yamal LNG | 16.5 |
| 合計 | | 88.85 |

三、美國頁岩氣的開發

(一) 頁岩氣對美國重要性

1. 非傳統天然氣產量

目前美國天然氣生產有 25% 來自頁岩氣，預計 2030 年非傳統天然氣產量將有 50% 來自頁岩氣(詳下圖)：

2. 全美頁岩氣儲量分佈

美國頁岩氣資源主要分布在東部、中南部、墨西哥灣岸區和洛基山地區(詳下圖)：

3. 頁岩氣開採技術

開採技術不斷進步，對應 2009 年與 2012 年各礦區頁岩氣生產量均增加(詳下圖)：

4. 頁岩氣井

頁岩氣開發具有開採壽命長和生產週期長的優點。

5. 乾的頁岩氣不具吸引力

6. 全美頁岩氣的開採

美國主要的頁岩氣蘊藏地區從美國西北海岸地區綿延至東北部，約有 19 座頁岩氣的氣源蘊藏盆地 (basins)，目前已商業化生產的盆地包括 Bakken 頁岩氣、Barnett 頁岩氣、Eagle Ford 頁岩氣與 Marcellus 頁岩氣等(詳下圖)：

(二) 美國 LNG 出口展望

目前美國 LNG 出口已有約 21 個計畫提出申請，其中半數以上已獲得 DOE 核准出口至 FTA 國家，但出口至 non-FTA 國家僅有 Sabine Pass 出口計畫(16 mmtpa)、Freeport 出口計畫(13mmtpa)、Lake Charles 出口計畫(15 mmtpa) 及 Dominion Cove Point LNG(6mmtpa)，其他計畫之出口 non-FTA 國家申請至少半數以上正進行複審中；美國聯邦能源管理委員會(FERC)亦已核准 Sabine Pass 出口計畫之興建，其他多數計畫則僅通過初步審核。

(三) Henry Hub 未來趨勢

低廉的天然氣價格為美國 LNG 出口提供了成本上的優勢。以 Sabine Pass 出口的 LNG 為例，購買者支付的價格為 115% 的 Henry Hub 價格，加上約 US\$3.5 /mmbtu 的液化成本以及約 US\$3.5/mmbtu 的運輸成本。若以目前 Henry Hub 價格約 US\$4/mmbtu 來看，美國出口 LNG 的價格約為 US\$12/mmbtu，即使 Henry Hub 價格上漲到 US\$5~7/mmbtu，美國的 LNG 出口依然有利可圖。

除了更便宜的天然氣之外，Sabine Pass 計畫的建造成本也很低，該計畫係在原有的 LNG 進口計畫改建的，故僅需要建設液化設施，並不需要對上游天然氣開發、運輸管線以及儲氣槽進行投資，Cheniere 公司直接從市場上採購天然氣再將其液化並出售即可。

(四) 頁岩氣開發全球化

各國頁岩氣產量占其國內天然氣的比例：美國為 39%、加拿大 15%、中國 1%(詳下圖)。

四、已建構 LNG 市場：日本、韓國及台灣

日本

(一) 核能發電再啟動遲延

下表為日本核能機組及其容量：

| 電力公司 | 反應器 | 單位容量 GW | 總容量 GW |
|------|------------|---------|--------|
| 北海道 | Tomari 1 | 0.58 | 2.07 |
| | Tomari 2 | 0.58 | |
| | Tomari 3 | 0.91 | |
| 關西 | Takahama 3 | 0.87 | 4.10 |
| | Takahama 4 | 0.87 | |
| | Oi 3 | 1.18 | |
| | Oi 4 | 1.18 | |
| 九州 | Sendai 1 | 0.89 | 4.14 |
| | Sendai 2 | 0.89 | |
| | Genkai 3 | 1.18 | |
| | Genkai 4 | 1.18 | |
| 四國 | Lkata 3 | 0.89 | 0.89 |
| | | | 11.20 |

1. NRA 可能在 2014 年第 2 季核發安全檢查結果許可。

2. 核能機組延遲運轉來自大眾的反彈聲浪

(1) 福島核災污染水泄漏事故造成大眾恐慌。

(2) 前任首相菅直人反對言論的影響。

3. 2014 年第 2 季有 3 部核能機組可能重新啟動。

(二) 未來核能展望

1. 核能發電機組運轉年限為 40 年。

2. 除了建造中之 2 座核電廠外、未來不再新蓋核電廠。

(三) 日本經濟產業省(METI)新策略：TOP RUNNER

1. TOP RUNNER

(1) 設定一個最高價格(ceiling price)，採購不能超過該價格。

(2) 最近一次完成交易的價格即為此最高價格。

2. 執行的時機為：當有一家電力公司要求調漲民生電價即啟動 TOP RUNNER 機制。
3. 此 TOP RUNNER 機制持續有效，至日本有廉價的 LNG 為止。
4. 惟機制本身並不透明。

(四) 電力部門自由化

1. 第 1 階段：2015 年以前建構一個獨立系統營運者 (Independent System Operator ISO)，控管全國電網的電力流向。
2. 第 2 階段：2016 年家用客戶零售市場自由化。
3. 第 3 階段：2018~2020 年發電及輸電分別營運。

(五) 指標上的意義

1. 日本 10 大電力公司將他們的焦點放在燃料成本上
 - (1) 經由 ISO 評估有成本效率的電廠。
 - (2) 延長燃煤電廠的運轉年限。
 - (3) LNG 合約須更有彈性。
 - (4) 核能電廠有必要恢復運轉。
2. 進入東京市場：日本需求中心
 - (1) 中部電力燃氣電廠及新的燃煤電廠。
 - (2) 東京灣的電力生產者 (PPS Power Producers)。
3. 拓展國內網路
4. 準備銷售電廠予新加入者

(六) METI 的觀點

1. 日本再也負擔不起價格昂貴的 LNG。
2. 進口北美廉價 LNG。
3. 2013 年日本發電燃料配比：天然氣 47%、燃煤 30%、油 11%、水力 9%、核能 1% 及其他 2%，天然氣占比過高是一個問題。
4. 燃氣發電並非基載，容量因素 30~35%。
5. 日本基載發電機組為燃煤及核能。
6. 電力公司可考量以燃煤機組作為替代方案
 - (1) 環境影響評估期間由 3 年縮減為 1 年。
 - (2) 環保已為次要的考量。
7. METI 首長表示，日本需要未來 LNG 市場為：
 - (1) 計劃在 2014 年以前引進新指數計價機制。
 - (2) 由東京商品交易所 (TOCOM) 做最終決定。

8. 自由化將引進更多的供應商及更低廉的電價費率

(七) 市場新的參與者

1. 電力自由化將開創新觀念。
2. 最終使用者如中部電力、大阪瓦斯從事 Freeport LNG 行銷。
3. 油商如 Idemitsu 亦參與 LNG 開發計畫行銷。
4. Toshiba、Power Systems Co.行銷 Freeport LNG-氣渦輪機給電力生產者。
5. 過去日本是屬於 LNG 成熟市場，福島核災後成為新成長的市場。

日本為全球最大 LNG 進口國，下圖為 2003~2013 年日本 LNG 進口來源：

韓國

(一) 全球 LNG 大買家

1. 1986 年開始進口 LNG、天然氣用量快速成長，自 1990 年開始年平均成長率 13%。
2. 韓國是全球第 2 大 LNG 進口國(2012 年進口 36.2 百萬公噸)，僅次於日本。
3. 98%天然氣供應仰賴 LNG 進口，國內少量自產氣來自 Donghae 氣田。
4. 韓國部分氣價較高(與油價連動、舊合約沒有 S-Curve)，2012 年平均氣價為 US\$14.54/mmBtu，2013 年平均氣價為 US\$14.84/mmBtu。
5. 不同於中國與印度，韓國十分仰賴天然氣。

(二) 韓國管線及再氣化能力

1. 接收站及再氣化能力充裕

下圖為韓國現有及規劃的接收站相關資料：

2. 管線及儲槽

- (1) 密集管線網路長達 3,562 公里，2017 年再延長 1,115 公里。
- (2) 為了因應季節性需求變化，儲槽是相當重要的。
- (3) KOGAS 儲槽容量 4 百萬公噸，2017 年以前 Samecheok 接收站營運後將再增加 2.6 百萬公噸。

(三) KOGAS

韓國天然氣公司(KOGAS)，是全球最大 LNG 進口商，也是韓國最大 LNG 進口商，成立於 1983 年，KOGAS 目前經營三個 LNG 接收站以及遍佈全國 2,739 公里管線網路，其兩大主要客戶：

1. 城市瓦斯公司

- (1) 基本上占全國總需求之 2/3。
- (2) 因電業需求增加，2012 年占有率降至 54%。
- (3) 全國計有 30 家城市瓦斯公司。

2. 電力公司

- (1) 基本上占全國總需求之 1/3。
- (2) 需求逐漸增加，2012 年占有率增加至 46%。
- (3) 包括 KEPCO 與 5 家電力公司及 IPP。

(四) 天然氣產業部分自由化

韓國天然氣公司(KOGAS)，原為韓國唯一的液化天然氣進口商，天然氣產業部分自由化，開放予韓國鋼鐵公司 POSCO 及韓電可自行進口 LNG(如下圖所示)：

(五) 電業天然氣需求增加

1. 城市瓦斯 53.8%(家用/商用 32.3%、工業用 18.9%、運輸 2.5%及其他 0.4%)占總需求之大宗(如上圖所示)。
2. 由於核電廠停機、燃氣發電占比增加以及過去幾年燃氣發電成本較燃油發電成本低廉，電力部門用氣量增加，LNG 與油在電力部門成為替代燃料。
3. 家庭用氣因季節而異，需求量變化甚大。

(六) LNG 進口快速成長

KOGAS

1. 2000~2012 年 KOGAS LNG 進口年平均成長率為 7%。
2. 2012 年 KOGAS 進口氣源卡達占 30%、印尼 16% (2000 年一度高達 44%)。
3. 因亞太地區 LNG 現貨價格高漲，吸引自大西洋區供應商轉供貨氣增加。

POSCO 及 SK E&S

1. LNG 進口主要來自印尼 Tangguh 長約。
2. 前幾年印尼 Tangguh 延遲交貨，由 BP 安排埃及貨氣支應。

下圖為 2000~2012 年 KOGAS 與 POSCO 及 SK E&S LNG 進口來源：

(七) 初級能源組合：核能不確定性

1. 1990 年天然氣在初級能源組合占比約 10%，2012 年增加至 18%。
2. 2013 年能源組合：油 37%、煤 31%、天然氣 19%、核能 10%、再生能源/其他 2% 及水力 1%。
3. 至 2030 年最快速成長的能源為煤將增加 2.9%，其次是天然氣占比 21%(詳下圖)。
4. 天然氣、煤及再生能源因核能占比減少而增加。

(八) 韓國 LNG 需求展望

1. 2014 年未簽約量有 6 百萬公噸，2015 年及 2020 年分別增加至 9~11 百萬公噸及 10~16 百萬公噸。
2. 來自俄羅斯的管道氣，最快 2017 年可實現，亦可能延至 2019 年。

(九) 預期未來價格趨勢

2018 年以前 LNG 長約價格呈現下跌趨勢，2018 年以後則緩步上升。

台灣

(一) 天然氣供應，台灣幾乎完全仰賴 LNG。

1. 自產氣：1980 年 191 mmscf/d，其後逐年下降，1990 年為 128 mmscf/d，2012 年更降至 47.6 mmscf/d。
2. LNG：1990 年為 0.6 百萬公噸/年，2012 年為 12.49 百萬公噸/年，2013 年 12.90 百萬公噸/年。
3. 全球第 5 大 LNG 進口國。

(二) 77%天然氣用於電力部門

1. 2012 年 76.8%天然氣用於電力、工業 9.7%、家用 8.8%及其他 4.7%。
2. 台灣過去及未來天然氣需求的成長均仰賴電力部門。
3. 台電為全國天然氣最大用戶。

(三) LNG 進口來源

1. 2010 年進口 LNG12 百萬公噸，其中 34%來自中東、49%來自亞太地區、17%來自大西洋盆地。
2. 2012 年進口 LNG12.40 百萬公噸，其中 46%來自中東、39%來自亞太地區、14%來自大西洋盆地。

近年中東占比近 50%，詳上圖：

(四) 天然氣需求的成長

未來天然氣需求的成長主要仍為電力部門，詳下圖：

(五) 現有/長期 LNG 合約，詳下表：

2018 年以後 LNG 長約以卡達、澳洲為主。

(六) 預期未來價格趨勢

2018 年以前 LNG 長約價格呈現明顯下跌趨勢，2018 年以後則逐漸上升。

五、 LNG 供應未來面臨的挑戰

(一) 2013 年營運中液化廠，詳下表：

建造中液化廠

(二) 規劃中液化產能

規劃中液化產能主要來澳洲及美國，詳下圖：

(三) 美國 LNG 出口

1. 美國 LNG 出口計畫

- (1) 頁岩氣革命抑低美國天然氣價格，使得美國 LNG 出口價格具競爭力。
- (2) 美國 LNG 進口的崩盤，造成 LNG 接收站停擺。
- (3) LNG 接收站基礎設施如碼頭、裝卸設備及儲槽均已定位。
- (4) 有合約商及工作團隊。
- (5) 資金成本每公噸約 600 美元/年，一般其他 LNG 開發計畫每公噸約 1,000 美元/年，澳洲則高達每公噸約 1,750 美元/年。

2. 美國 LNG 出口許可程序

DOE/FERC/NERC permit：審查流程需 18 至 24 個月及審查費 1 億美元，其主要對開發案之建設及環保進行審查，DOE 核發 non-FTA license 受 FERC 審查進度、廠商送審順序及國內政情及輿論影響。

3. 美國 LNG 出口計畫，詳下表：

4. 美國 LNG 出口計畫-商業模式

美國 LNG 出口計畫基本上有兩種商業模式，兩者開發者均可免除價格及數量風險，僅須承擔資金成本及起動與營運等技術風險：

(1) FOB 銷售－如 Sabine Pass 計畫

- 此計畫包括天然氣供應、將天然氣液化並以 FOB 基礎銷售予買家。
- 買家負責安排船運並運交 LNG 至市場。
- 在液化廠起運 LNG 價格為：
 - LNG 價格=1.15x Henry Hub+液化費用
 - 液化費用基本上為 US\$3/mmBtu，其中 85~90%是固定資金成

本，10~15%變動成本(隨物價變動以 cover 營運成本)

(2) Tolling 銷售- 如 Freeport、Cameron 及 Cove Point 計畫

- 此計畫包括建造液化廠且提供液化服務予業者(off-takers)。
- Off-takers(tollers)負責將天然氣運送至液化廠，並長期承諾支付液化費用予計畫所有者。
- tollers 負責安排船運並運交 LNG 至市場。

(四) 美國 LNG Ex-Ship(DES)價格

1. LNG 價格=A x Henry Hub+液化費用+運輸費用
2. A 因不同計畫而異，自 1.15~1.25 不等，將 Henry Hub 價格再多乘上一定比例以彌補液化廠用氣、供應風險。
3. 運輸費用則視傭船費率、燃料成本而定，若運送至亞洲尚須包括通過巴拿馬運河費用，巴拿馬運河主管當局將於 2014 年公布此費率。

預估運輸費用：墨西哥灣至亞洲為 US\$3/mmBtu

墨西哥灣至歐洲為 US\$1.25/mmBtu

4. 若 A=1.15 基本上 DES 價格為：

亞洲：1.15 x HH+ US\$6

歐洲：1.15 x HH+ US\$4.20

5. 其他對買方/ Off-takers 的優勢

- (1) 沒有目的地限制。
- (2) 買方/ Off-takers 可以取消 off-take 的貨氣，惟須於 2 個月前通知且須先支付液化費用，此罰則較一般 take-or pay 為低。

(五) 加拿大 LNG 出口計畫

加拿大為全世界頁岩氣儲量第 5 大國家，但目前僅對美國出口天，而比起美國，加拿大意圖開拓售價可能更高的亞洲市場。

1. 英屬哥倫比亞已規劃了 13 個 LNG 開發計畫，總產能超過 110 百萬公噸/年。
2. 加拿大 LNG 出口計畫對亞太市場的優勢，為直接從太平洋出口海運距離較近，至日本、韓國及中國平均來回航程僅 24 天，而美國 LNG 經墨西哥灣至亞洲來回航程為 50 天，惟加拿大 LNG 開發計畫建造成本較高。
3. 氣源將來自英屬哥倫比亞省及亞伯特省交界地之 Montney、Horn River、Liard 及 Cordova Embaymen 等盆地的頁岩氣。
4. Kitimat LNG (Chevron 及 Apache，計畫產能 10 百萬公噸/年)、

LNG Canada (Shell、Korea Gas、PetroChina 及 Mitsubshi，計畫產能 24 百萬公噸/年)及 Douglas Channel LNG(Haisla First Nation 與 Golar LNG，計畫產能 0.7~0.9 百萬公噸/年) 等 3 個加拿大 LNG 出口計畫，均已取得加拿大國家能源委員會(NEB) 出口許可。

5. 加拿大 LNG 出口計畫尚未獲得亞太地區買家的承諾，亞洲地區買家希望價格能與北美 Hub 指數連動，惟計畫開發者認為價格要與油價連動才有經濟性。
6. 位於加拿大東岸 Pierade 的 New Brunswick Goldboro LNG 計畫，產能 10 百萬公噸/年，已獲得德國 E.On 每年 5 百萬公噸/年的承諾，價格與歐洲 Hub 指數連動，自 2020 年開始交貨。

下圖為加拿大 LNG 出口計畫：

(六) 北美地區以外 LNG 開發計畫

1. 東非

Eni 與 Anadarko 組成的合資事業已在莫三比克北邊海上發現蘊藏量達 100 tcf 天然氣資源，初期他們計畫興建 4 條產能 5 百萬公噸/年生產業線，總產能 20 百萬公噸/年，其後再擴充至 10 生產線。

BG/Ophir 與 Statoil/ExxonMobil 在坦桑尼亞海上發現蘊藏量 20 tcf 天然氣資源，他們計畫聯合興建液化廠。

2. 澳洲

計畫增加天然氣產量，包括擴建營運中及建造中的計畫，以及新的 greenfield 計畫包括浮動式液化廠。

3. 俄羅斯

Novatek、Total 及 CNPC 計畫 2013 年底以前對 Yamal LNG 計畫 (16.5 百萬公噸/年)做出 FID。

Gasprom 計畫開發 Vladivostok LNG(15 百萬公噸/年) 及 Baltic LNG (10 百萬公噸/年)，Sakhalin LNG 第 3 條生產線(4.8 百萬公噸/年)亦在規劃中。

Rosneft 與 ExxonMobil 規畫在 Sakhalin Island 或陸地推動一個新計畫，產能將由最初的 5 百萬公噸/年擴增至 10 百萬公噸/年。

4. 地中海以東

以色列規劃以浮動式液化廠開發 Tamar field(8tcf)離岸氣田，另開發 Leviathan field (17tcf)。另塞浦路斯離岸 Aphrodite field (17tcf)亦值得開發。

5. 印尼

Tangguh 計畫開發第 3 條生產線，Inpex 與 Shell 計畫使用浮動式設施去開發 Abadi 氣田。

下圖為 2017~2025 年各地區的 LNG 開發計畫及其產能：

六、LNG 船運及浮動式再氣化設施與液化廠

(一) LNG 船運

1. 2013 年營運中 LNG 船運如下表：

| 船噸數 | 船噸數 |
|-----------------|-----|
| 18,800~41,000 | 8 |
| 65,000~89,800 | 13 |
| 122,000~177,000 | |
| 傳統式 | 300 |
| FSRU | 13 |
| 210,000~217,330 | 31 |
| 263,000~266,000 | 14 |
| 合計 | 379 |

建造中

| | |
|-----------------|-----|
| 28,000~30,000 | 3 |
| 147,000~182,000 | |
| 傳統式 | 107 |
| FSRU | 10 |
| | 120 |

2. 已下訂單 LNG 船如下圖：

3. 傭船費率

(1) 2004~2010 年中短期傭船費率之變化

- 2004~2009 年運輸能力成長高於液化產能。
- 平均運輸航程與短期交易均增加，意即運輸能力成長須較液化產能更快速。
- 2004~2010 年中期運輸能力快速成長的結果，使得運輸能力有餘裕。
- 當時傭船費率下跌至 US\$30,000/日，勉強貼補營運成本。
- 老舊船隻傭船費率更低。

(2) 2010 年中期之後 LNG 船運市場的變化

- 2010 年第 4 季開始，由於液化產能成長高於運輸能力，船運市場趨緊，傭船費率加倍上漲至 US\$60,000/日。
- 2011 年日本福島核災之後，日本 LNG 需求增加，額外增加的 LNG 需要更多的船隻運載，船運市場更加緊澀，傭船費率再加倍上漲至 US\$130,000/日。
- 2012 年船運市場依然吃緊，至 6 月時傭船費率一度高達 US\$150,000/日，連老舊船隻亦須加入營運。
- 2012 年下半年運送至亞洲貨氣減少，至 2013 年 6 月時傭船費率已下跌至 US\$87,500/日。
- 自此之後傭船費率均維持在 US\$95,000~\$101,000/日間，大西洋盆地區傭船費率高於亞太地區，因大西洋盆地區須將貨氣運送至南美洲。
- 過去 3 年 LNG 航運市場繁榮總計訂購了 120 艘新船，2010 年一年僅 22 艘。

(3) 2000~2017 年液化產能與運輸能力變化如下圖：

(二) 浮動式儲槽與再氣化設施(FSRU)

1. FSRU 即將 LNG 船改裝為浮動式接收站。

- (1) 建造目的係將船作為接收站來營運。
- (2) 儲槽與再氣化設施安裝在船的甲板上船倉，將 LNG 再氣化段運送至天然氣輸送網。
- (3) 此船可以停泊在離岸，經由管路與岸上連接或經由棧橋與碼頭連接。
- (4) 已營運 FSRU 的國家：巴西有 3 座、阿根廷 2、科威特、杜拜、印尼、以色列、意大利及中國。
- (5) 計畫使用 FSRU 且已在建造的國家：印尼、智利及中國。
- (6) 此外，尚有許多國家研議使用 FSRU 之可行性。

2. FSRU 優勢及劣勢

優勢

- (1) 初期資金成本較低：FSRU 僅 100~250 百萬美元，岸上接收站成本為 500 百萬美元~10 億美元。
- (2) 開發時間短：FSRU 最快 1 年即可完成設計、許可及建造，岸上接收站至少要 5 年以上。
- (3) 對環境衝擊：FSRU 較岸上接收站為低。
- (4) 因應季節性需求的變化：當 LNG 需求低時，該船可移作他用。

劣勢

- (1) 成本可能高：若船舶須長期租賃。
- (2) 產能有限：基本營運量為 400~500/mmscf，最高可達 700/mmscf。
- (3) 儲槽容量有限：受限於船上設施，FSRU 不如岸上接收站至少可儲存兩船次 LNG。
- (4) 若 LNG 交運遲延則無備援方案。

3. FSRU 裝置的選擇

(1) 裝置於碼頭之棧橋

LNG 船送來貨氣經卸料臂轉送至 FSRU 儲存、氣化離開後，再卸載下 1 船貨氣。

(2) 裝置於外海

使用浮標定位。

(三) 浮動式液化廠(FLNG)

1. FLNG 為 LNG 生產船，該船主要用於開發中小型海上氣田。

- (1) 接近氣源。
- (2) 岸上無合適地點可興建液化廠。
- (3) 浮動式液化廠可以興建在 Shipyard，省卻須安排整個工作團隊至偏遠地區。
- (4) 不需連接管路至岸上，資金成本較岸上液化廠為低。
- (5) 若原氣田枯竭，可移動至另一個氣田，機動性高。
- (6) FLNG 越來越普遍，已成為節省成本的選項，特別是澳洲面臨人工成本不斷上揚。
- (7) 美國計劃使用 FLNG 作為開採近岸的天然氣。

2. 浮動式液化廠的挑戰

- (1) 是否真的能以較低成本達成目標。
- (2) 若該船舶為外國籍，符合政府法規要求有困難。
- (3) 有多少地點適合開發使用 FLNG。
- (4) 變更採氣地點是否一如宣稱的那麼容易。
- (5) 技術上的挑戰
 - 工作團隊的安全。
 - 在兩艘浮動式設施搬運 LNG。
 - 當設備均設置在海上，如何執行作業。
 - 設計是重要的，特別是浮動式的空間有限。

3. Shell Prelude FLNG 計畫

- (1) 2011 年 5 月 Shell 宣佈開發澳洲外海 Prelude 氣，田設置 FLNG 做出 FID。
 - (2) FLNG 包括 220,000 m³ LNG 儲槽、90,000 m³ LPG 及 126,000 m³ Condensate 儲槽。
 - (3) 每年可生產 3.6 百萬公噸 LNG、0.4 百萬公噸 LPG 及 1.6 百萬公噸 Condensate。
 - (4) Shell 雖不願證實，據傳造價高達 100~120 億美元，包括開發天然氣的成本。
 - (5) 合資股東包括 Shell(67.5%)、INPEX(17.5%)、KOGAS(10%)及中油公司(5%)。
 - (6) 預定 2017 年初商業運轉。
4. 馬來西亞 Petronas FLNG 計畫
- (1) Petronas 為 Sarawak 之 Kanowit 離岸氣田，建造 1.2 百萬公噸/年浮動式液化廠。
 - (2) 由韓國 Daewoo 與法國 Technip 負責建造。
 - (3) 該 FLNG 長 300 公尺寬 60 公尺，耗資 7 億美元。
 - (4) Petronas 計畫在 Sabah 外海再興建第 2 座 FLNG。

下左圖為澳洲 Shell Prelude FLNG，右圖為巴西 Guanabara Bay FSRU：

七、中國天然氣市場、LNG 進口及非傳統天然氣之展望

(一) 天然氣市場

1. 天然氣供需平衡

自 1990 年起天然氣需求成長快速，1990~2014 年中國天然氣產出、消費及進出口詳下表：

2. 天然氣使用

各部門使用天然氣均有成長，特別是電力、工業及運輸部門詳下表：

3. 未來需求

- (1) 家用/商業及電力部門占未來需求成長的主要部分。
- (2) 工業及家用/商業主導天然氣用量，其次為電力部門(詳如下圖)。

4. 未來 LNG 成長的趨動因素

- (1) 新增進口 LNG 接收站及管道設施。
- (2) 沿海省份及城市繁榮。
- (3) 增加天然氣使用，以符合減碳目標。
- (4) 燃煤發電雖有價格上的優勢，惟燃氣發電則有環保的利基。
- (5) 運輸方面如推廣天然氣汽車。
- (6) 經濟持續成長。

(二) LNG 進口

1. LNG 進口現況及未來展望

- (1) 中國自 2006 年開始進口 LNG，供應來源包括卡達、澳洲、印尼、馬來西亞及葉門，詳下圖：
- (2) 中國因有國內自產氣及進口管道氣等彈性選擇，對 LNG 進口量將視進口價格及國內需求而定。
- (3) 若進口氣價平穩，預估 2020 年 LNG 進口數量為 57 百萬公噸、2030 年為 71 百萬公噸；若進口氣價上漲，預估 2020 年 LNG 進口數量為 38 百萬公噸、2030 年為 43 百萬公噸。

2. 中國 LNG 供應合約

2013~2020 年 LNG 供應合約來源以澳洲為主，詳如下圖：

- (1) 2017/2018 年中國可能須承擔 LNG 合約量大於需求量的風險。
 - (2) Sinopec、PetroChina 及 CNOOC 等三大 LNG 進口商，其中 Sinopec 因接收站營運彈性空間容量有限及行銷 LNG 不順利，所受財務衝擊最大。
 - (3) 2013~2016 年尚未承諾的合約量較多，現貨/中短期合約將扮演重要角色。
 - (4) 2018 年以後有更多的空間可採購新約。
3. 預期中國 LNG 價格
- 在油價趨於疲軟約 US\$80/每桶、Henry Hub 價格為 US\$6/mmBtu 的基本假設前提下，預估至 2020 年平均 LNG 合約價格在 US\$10~12/mmBtu 間。

(三) LNG 接收站

1. 已營運及建造中 LNG 接收站

中國已有 10 個接收站營運中，另 7 個接收站尚在建造中，詳如下圖：

2. LNG 進口有季節性差異

- (1) 自 2011 年開始，LNG 進口季節性差異明顯，冬季為用氣高峰，LNG 需求高。
- (2) Rudong 接收站為唯一尚有餘裕可因應高峰用氣需求。

3. 規劃中 LNG 接收站如下圖：

(四) 頁岩氣發展現況

1. 非傳統天然氣(unconventional gas)

- (1) 非傳統天然氣依其岩層特性可分為頁岩氣(Shale gas)、煤層氣(Coal Seam Gas 或 Coal Bed Methane)及緻密砂岩氣(Tight sand gas)等三種。
- (2) 中國非傳統天然氣主要在探討頁岩氣及煤層氣。

2. 中國非傳統天然氣開發尚處初期階段

- (1) 據 EIA 估計，中國頁岩氣蘊藏量為全球第一，技術可開採資源量達 1,275 tcf。
- (2) 目前頁岩氣產量並不大，預估至 2020 年產量可達 2 bscf/日、2030 年為 4 bscf/日。

- (3) 中國煤層氣蘊藏量為全球第三，達 1,300 tcf。
 - (4) 頁岩氣開採鑽川技術，中國落後美國 10 年，預估 5 年即可趕上。
 - (5) 中國非傳統天然氣因技術專業及基礎設施限制(管線連結及環保問題，如缺水、地方居民反對等)，產量可能受限。
 - (6) 要符合 2020 年中國頁岩氣生產量目標，資本限制為主要的障礙。
3. 中國擁有全世界最豐富頁岩氣蘊藏量
- (1) 中國頁岩氣資源主要分佈在西南地區，包括四川、湖北、湖南、陝西、新疆。
 - (2) 中國頁岩氣資源豐富，適合大規模開發，但地質條件很複雜，勘探技術落後。
4. 中國頁岩氣開發
- (1) 2009~2012 年，全國已開挖 129 口頁岩氣鑽井，包括 46 口垂直探井、55 口探勘井及 28 口評估井。
 - (2) 自 2011 年開始，中國已進行 2 輪頁岩氣區塊開發招標，第 3 輪招標預定 2013 年底或 2014 年初辦理。
 - (3) 頁岩氣開發面臨許多的挑戰及缺少資金成本，進度緩慢。截至目前為止，僅 PetroChina(中石油，前稱 CNPC)、Sinopec(中石化)、CNOOC(中海油)及 Yanchang Petroleum 投入頁岩氣勘探開發活動。
 - (4) NDRC/NEA 負責核發頁岩氣開發許可，並提供 US\$1.8 /mmBtu 的補助予廠商。
 - (5) 主要分佈在四川、陝西、重慶等地，2012 年，全國頁岩氣產量約 3,000 萬 M³，同時天然氣管網銷售頁岩氣 1,500 萬 M³。
5. 中國頁岩氣生產展望
- 中國雖擁有豐富頁岩氣資源，惟開發面臨以下的挑戰，投資者多持觀望態度：
- (1) 地理上的挑戰—中國地質、地貌複雜。
 - (2) 缺少水源及其他環保上的考量。
 - (3) 產業開發仍屬初期階段。
 - (4) 基礎設施限制(如管線連結)，頁岩氣產出之後能否順利進入油氣管網、進入銷售流通環節也是業內關注的焦點。
 - (5) 缺乏具競爭性獨立開發者。
 - (6) 國內天然氣定價機制跟不上市場發展步伐，當前天然氣市場價

格處於較低水準，阻礙企業投資。

- (7) 開發計畫不具經濟性，頁岩氣富饒的地區多是無管網、無路、無水的地區，探勘開發之前，須先修路造橋，增加企業負擔，開發進度加長。

6. 非傳統天然氣的生產

預計至 2020 年非傳統天然氣(包括頁岩氣及煤層氣)將占國內天然氣產量之 19%，至 2030 年可增加至 23%，詳下圖：

(五) 天然氣市場及價格

1. 天然氣市場參與者

- (1) 上游天然氣生產：中石油占 73%、中石化 15%、中海油 12%。
- (2) 天然氣管線運輸：中石油占 77%、中海油 12%、中石化 11%。
- (3) 國內市場供應者：中石油占 70%、中海油 19%、中石化 11%。
- (4) 中海油在上游天然氣生產及天然氣管線運輸所占比例較低，惟因其在 LNG 進口天然氣銷售居優勢。

2. 天然氣價格

- (1) 隨著經濟快速發展，天然氣需求快速成長，2006 年起中國成為天然氣淨進口國，且進口數量快速成長。
- (2) 長期以來，中國未建立天然氣價格機制，國內天然氣價格與國際天然氣市場嚴重脫軌。
- (3) 近年來國際市場原油價格攀升，進口 LNG 價格不斷上漲，形成國產氣價格低、進口氣價格高，造成進口商虧損。
- (4) 為確保天然氣市場供應，天然氣價格機制改革有其必要。
- (5) 改變價格扭曲現狀，促進天然氣回歸合理價格。

上圖為現行天然氣價格機制，其中

天然氣出廠價格 Ex-plant price(A)：由中央政府規範

管線費用 Pipeline tariff(B)：由中央政府規範

城市管線費用 City distribution tariff(C)：由地方政府規範

零售價格 Retail Price=A+B+C

3. 管線天然氣

在自產天然氣不敷使用的情況下，進口是唯一的途徑。中國進口天然氣分為液化天然氣 (LNG) 與管線天然氣兩類。

天然氣進口管線詳下圖：

4. 結論

- (1) 中國天然氣市場快速成長，主要來自於工業、住宅、電力及運輸部門的成長與中央政府政策。
- (2) LNG 需求展望：中國有額外 LNG 需求的空間，惟仍有一些問題待克服，如缺少市場機制連結上游產業、缺少建構基礎設施支持彈性貿易。
- (3) 中國擁有豐富頁岩氣資源，惟商業化開發尚需時日，應加快開發腳步。
- (4) 中國煤層氣蘊藏豐富，且開發已有相當經驗。
- (5) 雖然面臨地質構造、技術以及環境方面的困難，惟未來中國頁岩氣若能實現大規模開發，將對亞洲天然氣供需格局有關鍵影響。

八、 LNG 價格機制

(一) LNG 訂價方式

1. 公式價格基礎

- (1) 由買賣雙方協商一個價格公式，該價格係與其他燃料價格連結(通常為原油或石油產品)。
- (2) 採用此公式的國家，其國內並無天然氣交易可以提供透明化的天然氣價格，例如亞洲、歐洲地區。
- (3) 依據最近 IGU 所公佈的報告，全球 67% 的 LNG 交易係依此原則計價。

2. 市場價格基礎

- (1) 適用於有天然氣交易的市場，且市場價格透明。
- (2) 依據最近 IGU 所公佈的報告，全球 33% 的 LNG 交易係依此原則計價。

3. 區域性 LNG 訂價

(1) 公式基礎

- 亞洲：與 JCC 油價連動(日本原油進口報關價格)。
- 歐洲大陸：與石油產品連動(柴油或燃料油)或 Brent 原油。

(2) 市場基礎

- 北歐：如英國(NBP)、比利時(Zeebrugge Hub)、荷蘭(TTF)。
- 北美/墨西哥：Henry Hub。

4. LNG 及天然氣價格

下圖為 2008~2013 年各地區天然氣/LNG 價格、油價變動趨勢：

(二) 亞洲 LNG 訂價

1. 原油平價

LNG 價格與原油價格直接連動，基本公式如下：

$$P(\text{LNG})=0.172 \times P(\text{原油價格})$$

0.172 為單位換算常數，即將美元/桶單位換算為 US\$/mmBtu，當 1 桶原油取 5.81 mmBtu 時，即求得 0.172。

2. 亞洲直線價格公式

- (1) 自 1970 年開始，亞洲 LNG 發展出直線價格公式，LNG 價格雖不再 100% 與原油價格連動，惟連動幅度仍高，公式中的常數部分則由談判決定。基本公式如下：

$$P(\text{LNG})=A \times P(\text{原油價格})+B$$

P(LNG)：LNG 價格 以 US\$/mmBtu 表示

A：買賣雙方協商出來的常數，通常為 0.1485

A 一般為斜率，通常以原油價格的一定比率來表示

B：為 DES 交貨條件之常數項，以 US\$/mmBtu 表示，若為 FOB 交貨條件，該常數項趨近於 0

- (2) 亞洲常用的油價指數為 JCC，但仍有一些合約使用 ICP (印尼出口原油價格)及 Brent 原油。

3. S 曲線價格公式(上下限)

- (1) 1980~1990 年代，幾乎所有 LNG 合約都有 S 曲線。
- (2) 當油價過低時，LNG 價格高於直線公式價格，保護賣方的利益；當油價過高時，LNG 價格低於直線公式價格，保護買方利益；按照此公式，當油價在中間幅度時，LNG 價格同直線價格公式。
- (3) 韓國及台灣所簽的 LNG 合約一直至 2000 年以後才有 S 曲線價格公式，且只有 1~2 個合約。
- (4) 2000 年中為賣方市場，許多日本 LNG 合約回歸直線價格公式，移除 S 曲線價格公式。
- (5) 最近 3 年來 S 曲線價格公式又重新出現在某些合約。
- (6) 此新的 S 曲線價格公式係由賣方提出，避免受油價高幅震盪帶來的影響。

4. 2000~2008 年亞洲 LNG 價格之演變過程詳下圖：

5. 未來亞洲 LNG 合約訂價公式

(1) 油價連動

最近交易具代表性的公式如下：

➤ $P(\text{LNG})=0.145 \times \text{JCC} + 0.8$

➤ 斜率約在 13.9~15.4% 間

➤ 一些有 S 曲線的計畫，在高油價 (US\$80~110/bbl) 及低油價 (US\$40~60/bbl)，斜率可減少 3%

(2) 美國 LNG Hub 基礎

美國接收站以 FOB 條件交貨之典型公式如下：

➤ $P(\text{LNG})=1.15 \times \text{Henry Hub} + 3$

➤ Henry Hub 增加 15% 以補貼液化廠用氣及管道氣到廠前的損失。

- US\$3/mmBtu 為液化費用，其中 87.5% 固定的，12.5% 隨物價波動。
 - 至亞洲運費則視傭船費率、燃料成本及通過巴拿馬運河費率，目前預估約 US\$3/mmBtu。
- (3) 亞洲油價連動對應 Henry Hub 連動價格詳下圖：

6. LNG 現貨價格指數

- (1) 有一些期刊每日或每週公佈現貨價格評估：
- Platts LNG Daily
 - World Gas Intelligence
 - ICIS Heren
- (2) 評估的基礎係依據交易商、買方及賣方之報價。
- (3) 完成交易的範例資料有限，據報導日本福島核災後有幾船次貨氣採用 Platts Japan Korea Marker(JKM)。

九、LNG 短期交易

(一) 何謂 LNG 短期交易

1. 所謂短期交易，業界並沒有一定的定義。
2. 一般而言期間在 2 年以下，均可稱為短期合約。
3. 多以幾船貨為交易的基礎。
4. 與原油短期市場有很大的不同
 - (1) 事先即安排妥當裝貨港、目的地及船運。
 - (2) 變更目的地的交易有限。

(二) 2000~2012 LNG 短期交易

1. 2000 年之後，LNG 的市場漸趨成熟，供應者增加，市場出現靈活性，推動短期合約及現貨市場出現。
2. 近年來現貨占比逐年增加，詳下圖：

(三) 大西洋盆地短期交易

1. 西北歐的天然氣市場具流動性，LNG 進口數量的增加或減少，其通知前置期短。
2. 天然氣市場交易價格透明，如英國交易指標為 NBP、比利時 Zeebrugge Hub 及荷蘭 TTF。
3. 若亞洲、南美洲及中東市場需求超過長約量，大西洋盆地有能力提供 LNG 來源。
4. 與埃及、赤道幾內亞長期 FOB 合約，能提供買方貨氣目的地不同程度的流動性。
5. 合約給予買賣雙方彈性，可以轉供貨氣至氣價較高的市場，所獲得的利潤雙方共同分享。

(四) LNG 接收站具再出口(Re-Export)能力

有越來越多的貨氣係從美國、西班牙、葡萄牙、比利時、荷蘭、墨西哥、巴西及南韓接收站。

1. LNG 進口至美國再出口至歐洲、亞洲及南美洲。
2. 比利時 Zeebrugge 已成為再出口最熱門的接收站，貨氣裝載後再轉運至南韓、中國、印度、西班牙、荷蘭、科威特、巴西及希臘。
3. 荷蘭 GATE 接收站於 2013 年 10 月成為再出口接收站。

(五) 2000~2012 年各地區短期交易占比詳下圖：

亞洲短期交易明顯高於歐洲、美洲及中東地區。

(六) 2004~2013 年各國 LNG 再出口的數量詳下圖：

大西洋盆地的西班牙、比利時及法國為轉供貨氣之主要來源。

(七) 亞太地區的短期交易

買家運用短期交易以因應市場不確定性：

1. KOGAS 以短期採購因應冬季季節性需求變化。
2. 日本電力公司以短期交易彌補核電的缺口。
3. 2009 年買方減少短期交易以應付用氣需求的減少。
4. 2010 年短期交易增加以因應未預期需求的增加。
5. 2011 年福島核災後，日本電力公司進入短期交易市場採購 LNG 的額外需求。
6. 越來越多進口商利用短期交易來彌補供應的缺口。

(八) 短期交易的參與者

1. LNG Aggregators：BG、BP、Shell、Total 及 Repsol
2. LNG 買方：GDF SUEZ、Gas Natural、Iberdrola
3. 日本商社：Mitsui、Mitsubishi、Marubeni、Itochu、LNG Japan
4. 銀行：Citibank、Barclays、Morgan Stanley、Bank of America、Merrill Lynch
5. 石油貿易商：Vitol、Gunvor、Mercuria、Trafigura、Glencore-Xstrata

(九) 為什麼需要短期交易

1. 多樣化 LNG
 - (1) 液化廠有多餘的產能。
 - (2) 合約有彈性。
2. 市場需要額外 LNG
 - (1) 全球大部分接收站有餘裕。
 - (2) 一些買方需要現貨及短期交易因應季節性需求變化及未預期需求，如日本電力公司核電缺口、巴西水力短缺。

(十) 短期交易的展望

1. 短期交易在 LNG 市場扮演重要角色，提供買賣雙方彈性。

2. 若 LNG 為買方唯一或主要供應來源。
3. Greenfield LNG 開發計畫通常長期合約承諾占 80~90%。
4. 預見未來，雖仍以長期合約為主，惟短期交易占比將增加。
5. 2012 年有 25% 的合約期間在 2 年以下，2020 年此比例可能增加至 30~40%。

肆、心得及建議事項

一、2012 年亞洲 LNG 進口量已占全球的 56%，除了日本、南韓及台灣等傳統買家外，中國和印度的 LNG 採購逐年增加，另東南亞地區其他國家對 LNG 的需求亦呈快速成長，特別是印尼、泰國、馬來西亞、新加坡等國。隨著亞洲整體天然氣需求的增加，市場不斷成長，能源需求旺盛的亞洲地區已成為全球 LNG 最具消費潛力的市場。

二、日本、南韓、中國及台灣等亞洲主要 LNG 進口國，供應來源多為印尼、馬來西亞及卡達，惟此等地區未來供應有限。近年來，亞洲買家注意力逐漸轉移至其他潛在 LNG 出口國。

美國頁岩氣盛產，越來越多的亞洲買家計劃進口美國 LNG，過去幾年對亞洲的 LNG 買家來說，澳洲一直是個穩定、可靠的供應來源，惟現在北美 LNG 更具有吸引力，北美 LNG 出口計畫已成為亞洲買家熱衷的對象；除了美國之外，加拿大亦富饒頁岩氣，以船運來看，加拿大到亞洲的航程更短，具海運的優勢；此外，2012 年初毗鄰印度洋的莫三比克、坦尚尼亞等東非國家相繼發現儲量可觀的油氣資源，東非亦成為天然氣出口新貴。未來亞洲將可獲得更多的 LNG 供應。

三、從價格來看，全球天然氣/LNG 價格區域差別明顯，其中亞洲地區是全球 LNG 價格最高的區域之一，其價格水準遠高於北美甚至歐洲。2013 年亞洲地區 LNG 價格約在 US\$14~15/mmBtu，而北美不到 US\$4/mmBtu，歐洲則約在 US\$10/mmBtu 左右，亞洲成了全世界氣價最高的地區，昂貴的進口氣價給亞洲各國帶來較高的天然氣成本，衝擊產業的競爭力。

過去亞洲地區 LNG 訂價機制大多與油價連動，未來美國 LNG 加入亞洲市場供應後，引進 Henry Hub 指數連動價格，甚至出現油價連動和 Hub 指數連動的混合訂價機制，買家將會有更多的選擇，市場競爭自由化，簽約條件更具彈性，屆時亞洲 LNG 進口國應會有更合理的價格。

四、亞洲地區傳統 LNG 進口國家如日本、南韓及台灣，其中日本天然氣市場早已開放由電力公司及瓦斯公司自由進口 LNG 及營運接收站，日電如東京電力、中部電力、東北電力、關西電力、九州電力及中國電力等均自行興建接收站並自行進口 LNG；韓國原由國營 KOGAS 公司獨家進口 LNG 再銷售天然氣予全國之政策，亦已於幾年前修正，開放韓國電力公司可自行採購部份天然氣專供發電使用，亦允許 POSCO 煉鋼廠與韓電合建 GwanYang LNG 接收站並自行採購 LNG，顯示韓國面對日益競爭的國際 LNG 市場，亦已逐步推動其國內天然氣市場之自由化。

為符合能源自由化之國際趨勢，政府正致力於推動電業自由化，若天然氣市場不能配合自由化，發電事業均按相同天然氣價格計價，價格不具

競爭性，恐不利於電業自由化的推動與發展。只有當市場上有更多的參與者，自由競爭而非巨頭壟斷時，行業才能健康發展，將可打破國內天然氣市場獨佔的局面，為市場帶來競爭機制，促使中油公司重視營運績效，力求降低成本，國內天然氣價格將趨於合理化，將可達到能源的有效利用。