

出國報告（出國類別：開會）

參加 LNG Terminal Summit 2006 研討會及參訪新加坡 Senoko 電廠、香港青山電廠與龍鼓灘電廠

服務機關：台灣電力公司

姓名：鄭慶鴻

職稱：一般工程師

姓名代號：064396

派赴國家：新加坡、香港

出國期間：95 年 3 月 26 日至 95 年 4 月 1 日

報告日期：95 年 5 月 22 日

## 出國報告審核表

出國報告名稱：參加 LNG Terminal Summit 2006 研討會及參訪新加坡 Senoko 電廠、 香港青山電廠與龍鼓灘電廠		
出國人姓名	職稱	服務單位
鄭慶鴻	一般工程師	台灣電力公司電源開發處
出國期間：95 年 03 月 26 日至 95 年 04 月 01 日		報告繳交日期：95 年 05 月 22 日
出國計畫主辦機關審核意見	<input type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input type="checkbox"/> 2.格式完整（本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」） <input type="checkbox"/> 3.內容充實完備。 <input type="checkbox"/> 4.建議具參考價值 <input type="checkbox"/> 5.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 6.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 7.退回補正，原因： <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容 <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略 <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 8.本報告除上傳至出國報告資訊網外，將採行之公開發表： <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會（說明會），與同人進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 9.其他處理意見及方式：	
層轉機關審核意見	<input type="checkbox"/> 1.同意主辦機關審核意見 <input type="checkbox"/> 全部 <input type="checkbox"/> 部分_____（填寫審核意見編號） <input type="checkbox"/> 2.退回補正，原因：_____ <input type="checkbox"/> 3.其他處理意見：	

說明：

- 一、 出國計畫主辦機關即層轉機關時，不需填寫「層轉機關審核意見」。
- 二、 各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 三、 審核作業應於報告提出後二個月內完成。

	單位	主管處	總經理
報告人：	主管：	主管：	副總經理：

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：參加 LNG Terminal Summit 2006 研討會及參訪新加坡 Senoko  
電廠、香港青山電廠與龍鼓灘電廠

頁數 57 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司/陳德隆/(02)2366-7865

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：

鄭慶鴻/台灣電力公司/電源開發處/七等一級成本分析員/(02)2366-6871

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：95 年 3 月 26 日至 95 年 4 月 1 日 出國地區：新加坡、香港

報告日期：95 年 5 月 22 日

分類號/目

關鍵詞：液化天然氣 (Liquefied Natural Gas, LNG)、天然氣接收站 (LNG Terminal)、液化 (Liquefaction)、再氣化 (Regasification)、增設前端氣渦輪機以加大裝置容量 (Repowering)

內容摘要：(二百至三百字)

隨著各國對於天然氣之需求日漸提昇，LNG 可遠程運送，角色亦逐漸吃重。如何成功地建造 LNG 接收站並建構一合適之商業營運模式已是全球

關切之重點。預期未來天然氣需求將大幅成長，可較目前需求量成長一倍以上，近年來天然氣市場已成為賣方市場，天然氣供應合約及現貨市場亦將有不小的變動。而方興未艾的離岸式 LNG 接收站技術亦顯示 LNG 產業不斷地在轉變中。

新加坡及香港原均倚賴海底管線供應所需天然氣，惟現亦正計畫設置 LNG 接收站。由於同屬亞太地區且與本公司擬自建接收站之計畫時程相近，其相關規劃、施工、營運及購氣經驗，均可作為本公司 LNG 接收站計畫之重要參考。

## 目次

壹、 出國緣由	02
貳、 出國行程	04
參、 LNG Terminal Summit 2006 研討會	
一、 會議議程	05
二、 討論內容摘要	
(一) 液化天然氣市場 (LNG market)	07
(二) LNG 接收站相關議題	13
(三) 離岸式 LNG 接收站技術 (Offshore LNG Terminal)	26
(四) 其他	33
肆、 新加坡 Senoko 發電廠	
一、 Senoko 電力市場簡介	36
二、 Senoko 發電廠之 Repowering	37
伍、 香港中電集團	
一、 香港中電集團簡介 (CLP Group)	44
二、 青山發電廠 (Castle Peak Power Station)	45
三、 龍鼓灘發電廠 (Black Point Power Station)	48
四、 中電集團 LNG 接收站之規劃構想	50
陸、 心得與建議	
一、 參加 LNG Terminal Summit 2006	54
二、 參訪新加坡 Senoko 電廠	56
三、 參訪香港中電集團	57

## 壹、出國緣由

京都議定書於 94 年 2 月 16 日生效，溫室氣體之管控已成為全球之重要議題。政府亦於同年 6 月召開為期 2 天的全國能源會議，考量天然氣發電之單位 CO<sub>2</sub> 排放量低於燃煤發電，決議未來天然氣用量目標分別為 1300 萬噸(99 年)、1600~1800 萬噸(109 年) 及 2000~2200 萬噸(114 年)。

依本公司電源開發方案之規劃，104 年以後每年用氣需求扣除已與中油簽約之購氣量，未承諾用氣量將超過 300 萬公噸/年，已大於自建 300 萬噸接收站之經濟規模。自建接收站及自行進口天然氣除經濟性考量外，尚有確保發電安全及燃料供應安全的好處：

- (1)、可自己掌握天然氣來源，並增加天然氣儲存容量，將可增加發電系統之運轉及調度彈性，長期而言，可進一步確保發電安全。
- (2)、可參與天然氣上游投資直接掌握天然氣來源，增加本公司長期燃料供應安全。

基此，94 年 12 月 19 日第一次經營會議決議，本公司原則將規劃自行興建 LNG 接收站，並以觀塘工業港作為最優先考量之接收站址。

為瞭解目前 LNG 接收站之技術發展及液化天然氣相關資訊，適時引入國外新興技術，以應用於自建 LNG 接收站計畫，爰派員參加本次於新加坡舉辦之 LNG Terminal Summit 2006 研討會。

此外，本公司運轉中的火力汽力機組已有部分達 30 年以上，需於近期進行汰舊換新之規劃，其中增設前端氣渦輪機以加大裝置容量之 repowering 方式亦為可行之方案之一，爰亦安排於新加坡參觀當地最大之 Senoko 電廠，實地瞭解該廠於 2004 年完成之

repowering 工程的相關經驗。

據聞香港政府亦規劃於 2010 年興建 LNG 接收站以取代目前之管線天然氣來源。為進一步瞭解該接收站計畫之規劃構想，以做為本公司 LNG 接收站計畫之參考，會後亦順道過境香港，參訪中電集團。除討論接收站工程外，同時亦參訪該集團之青山電廠與龍鼓灘電廠。

## 貳、出國行程

**3月26日（星期日）**

往程（台北→新加坡）

**3月27日（星期一）**

參訪新加坡 Senoko 電廠

**3月28日（星期二）**

參加 LNG Terminal Summit 2006（第一天）

**3月29日（星期三）**

參加 LNG Terminal Summit 2006（第二天）

**3月30日（星期四）**

移動日（新加坡→香港）

**3月31日（星期五）**

拜會中電集團，並討論該集團擬興建之 LNG 接收站計畫構想

參訪中電集團之青山電廠（Castle Peak Power Plant）

**4月01日（星期六）**

參訪中電集團之龍鼓灘電廠（Black Point Power Plant）

返程（香港→台北）



## 參、LNG Terminal Summit 2006 研討會

本研討會係由 IQPC( International Quality and Productivity Center ) 所舉辦，該組織專門辦理各類型之研討會，同期間 IQPC 亦於馬來西亞舉辦 LNG Fundamental 2006 研討會。本次研討會之主要贊助商為 Technip 公司與 SBM 公司，該二公司在 LNG 產業的核心技術近年來已移轉為離岸式接收站 ( Offshore LNG Terminal ) 相關設備。而此次會議之主持人係加拿大 Kitimat LNG 公司之副總裁 Thomas Dawson，其於北美洲之天然氣交易經驗極豐，對於 LNG 現貨市場亦有濃厚之興趣。基於以上，本研討會之講題及專家論壇在天然氣市場上有較多著墨，並有部分離岸式接收站技術之簡介。

### 一、會議議程

第一天 ( 3 月 28 日 ) :

0900-0915 Opening Remarks

0915-1000 Keynote Speech: Delivering Successful LNG Terminal in a Fast Changing World

1000-1045 LNG Today- The Progression of the LNG Market

1045-1115 Coffee Break and Networking

1115-1200 Environmental Siting and Feasibility Assessments for LNG Terminal Sites

1200-1245 Bureau Veritas and the Developments in the Offshore LNG Industry

1245-1400 Lunch

1400-1445 'Multi-Energy' Strategy by Osaka Gas for Enhancing the Value of their LNG Terminals

1445-1530 Cryogenic Flexibles as an Innovative Method for

## Offshore LNG Transfer

- 1530-1600 Coffee Break and Networking
- 1600-1645 Utilizing Top Grade Regasification Vessels for Maximum Flexibility and Returns
- 1645-1730 The Developing Spot Market and Its Impact on the LNG Industry
- 1730-1830 Panel Session: The Debate on LNG Spot Trade

## 第二天 (3月29日):

- 0900-0915 Recap
- 0915-1000 Badak LNG's Initiative in Implementing World Class Practices for Their LNG Terminals
- 1000-1045 Value Drivers of an LNG Re-gas Terminal on Canada's West Coast
- 1045-1115 Coffee Break and Networking
- 1115-1200 Greenfield LNG Terminals vs Brownfield LNG Terminals: Challenges and Solutions
- 1200-1245 Floating Storage Re-gasification Unit: The Next Big Thing in the LNG Industry?
- 1245-1400 Lunch
- 1400-1445 Site Selection and Planning Issues for New LNG Marine Terminals
- 1445-1530 Tapping into the Benefits of Open Access Third Party LNG Receiving Terminals
- 1530-1600 Coffee Break and Networking
- 1600-1645 What Containment Measures Can Be Used to Prevent LNG Tank Leaks from Spreading?
- 1645-1730 Effective Financing for US LNG and Regas Terminals

and It's Applicability in Asia

## 二、討論內容摘要

本研討會相關主題大致上可歸類為四部分，從 LNG 市場、LNG 接收站相關商業模式及技術性議題、離岸式 LNG 接收站相關介紹及其他議題。茲分類摘要簡介如下：

### (一) 液化天然氣市場

1、「現今的 LNG---LNG 市場的發展」(LNG Today- The Progression of the LNG Market) Adrian Man (Statoil 公司副總裁，挪威)

內容摘要：

美國對於 LNG 的強勁需求將導致未來全球 LNG 需求的激增，據統計，在 2005 至 2020 年間，亞洲、歐洲、美國的 LNG 需求年成長率分別在 4.5%、6.5% 及 10.7%，其中大部分來自於發電的需求。至 2020 年時，此三地區之需求量將分別高達 2500 億立方公尺、1400 億立方公尺及 1050 億立方公尺。而就供給面來看，1975 年之全球天然氣蘊藏量約 64 兆立方公尺，至 2004 年已達 180 兆立方公尺，其中以中東地區所發現者為最多。中東地區豐富的天然氣蘊藏量將為其帶來優越的競爭力，目前在 LNG 現貨市場的交易中，中東地區亦佔了絕大部分的交易量。該地區因佔地利之便，可向東往太平洋地區輸出，亦可向西向大西洋地區輸出，而 LNG 的出口量在 2004 年約為 3000 萬噸，至 2010 年估計將成長至 8500 萬噸，當中大西洋地區及太平洋地區各佔一半。就目前預測，即便未來 LNG 的需求強勁，但崛起的中東地區將可滿足需求。未來亞洲地區的氣源將以印尼、馬來西亞、北海氣田區、庫頁島及澳洲為主。

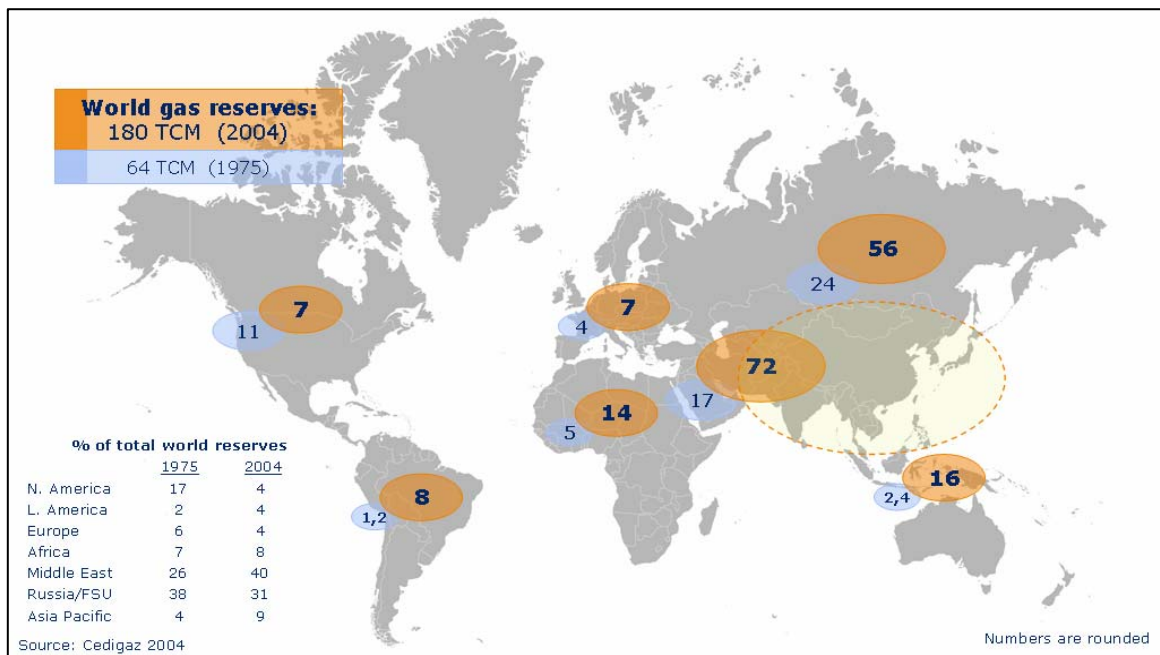


圖 1、全球天然氣蘊藏量

原油價格自 1999 年的每桶美金 15 元一直飆升至 2006 年的美金 65 元，增加了天然氣開發、LNG 製造及運輸成本，亦帶動了 LNG 市場價格的攀升。而近年來天然氣市場已由買方市場轉變為賣方市場，在天然氣價格與油價連動的情形下，未來 LNG 價格將會持續增加，各方 LNG 供應者將會大舉開發氣源，會不會再次發生供過於求的情形仍不得而知。唯有建立具吸引力的財務策略及可預測的市場管控架構，未來 LNG 的市場才不致於在日益激烈的全球性競爭態勢中失去平衡。

## 2、「發展中的 LNG 現貨市場及對 LNG 產業的衝擊」(The Developing Spot Market and Its Impact on the LNG Industry) Stuart Traver (Gaffney, Cline & Associates 公司資深經理)

內容摘要：

LNG 現貨市場指的是合約外的用氣量，可由單獨船次運輸，其價格是以談判議定，非以計價公式決定，更重要的是，現貨市場中沒有固定的交易對象。現貨市場確有存在的必要性，就買方來

說，可用於滿足尖峰需求及分散性的需求，就賣方而言則可消耗多餘的產能並維持產能的運作，對於整體來說，現貨價格更提供了市場指標性的意義。

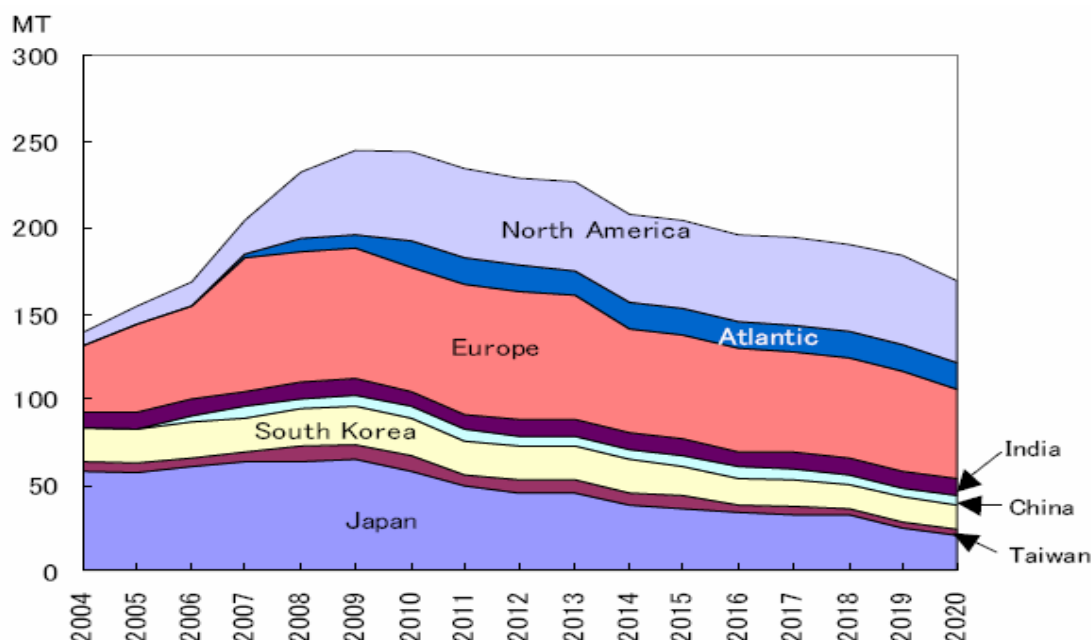


圖 2、LNG 市場合約量變化態勢

由於亞太地區供需失衡、中東地區出口量勁揚及北美地區需求量提升等因素，將來 LNG 市場將不小的變動，而現貨市場將扮演極為重要的角色，這可以從近來有愈來愈多的短期合約可以略見一二。要形成一健全的現貨市場，必須有以下要素：多餘的產量、足夠的運輸能力、具彈性的供氣合約、穩定的政經情勢及交易中心，其中交易中心需有充足的儲氣槽及多方買家、賣家。未來最有可能成為 LNG 現貨交易中心的地點有澳洲、卡達及新加坡。

值得一提的是中東地區的天然氣蘊藏量，卡達在 2010 年之供應能力可達每年 7700 萬噸，占中東地區的 55%。其他國家包括伊朗、葉門、阿曼及阿拉伯聯合大公國則為 6200 萬噸。

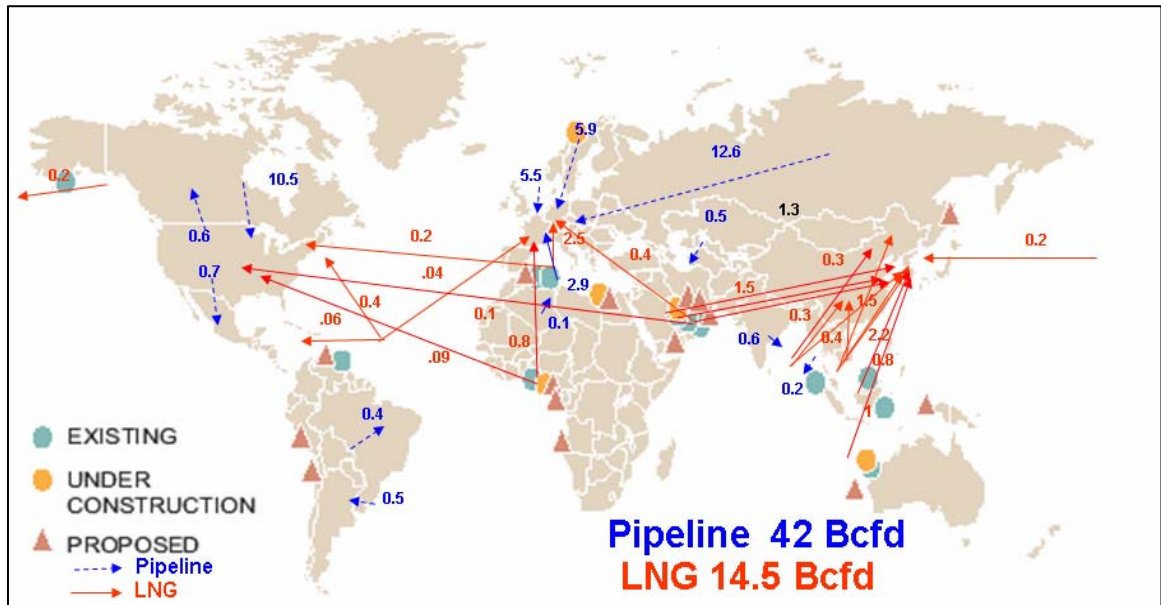


圖 3、全球天然氣運輸情形（含 LNG 及管線天然氣）

由於市場機制的變動，預測未來的 LNG 商業模式亦將有所改變。講者認為未來的模式將由目前的長期供氣合約，調整為中程供氣合約，而買方將在現貨市場中尋求階段性新增之用氣，賣方將不會只依照已簽訂的合約量進行相關設備之投資，反而會傾力開發、投資，以兼顧合約量及現貨市場的需求。

### 3、「驅動加拿大西岸 LNG 接收站建設的動力」( Value Drivers of an LNG Re-gas Terminal on Canada's West Coast) Thomas Dawson (Kitimat 天然氣公司副總裁)

內容摘要：

於北美洲西部海岸建設 LNG 接收站的驅動力即是該地區未來以年平均 10% 速度成長的 LNG 用量需求。

依 2005 年 4 月份統計資料，美國已完成的 LNG 接收站共有 5 座，另已有 8 座及 2 座分別通過聯邦能源管制委員會 (Federal Energy Regulatory Commission) 及美國海巡隊 (US Coast Guard) 的審核，其他有 22 座 LNG 接收站的興建計畫正提送前述 2 單位審核

中。據各廠家的評估結果，未來仍有 11 處具有興建 LNG 接收站潛力的站址。就加拿大及墨西哥而言，已核准及具潛力的接收站計畫分別為 7 個及 5 個。也就是說，北美三國之 LNG 接收站未來將有可能擴充至 60 座！

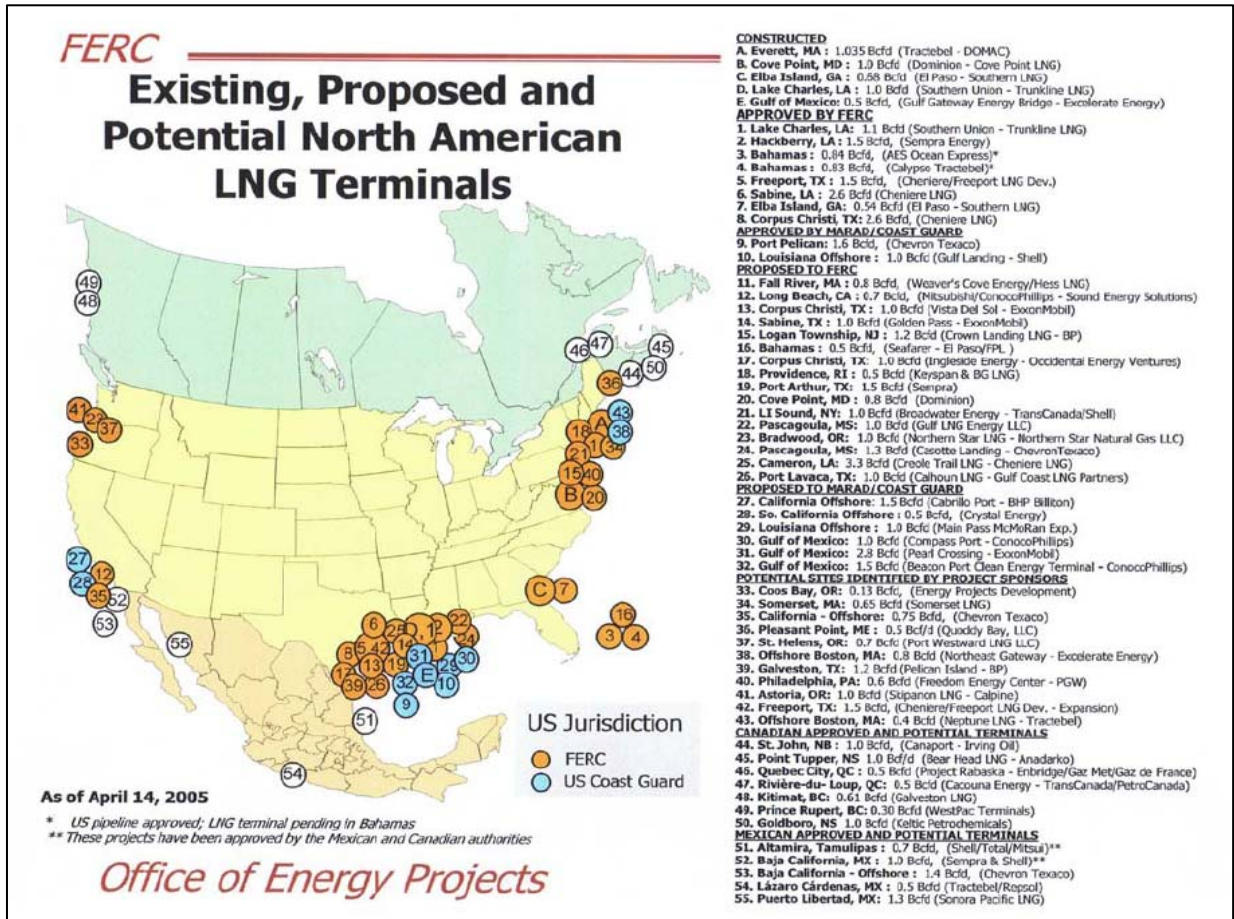


圖 4、北美洲現有、施工中及具開發潛力的 LNG 接收站站址分布

在北美的市場中，南加州已面臨供應過剩的問題，但是加拿大的需求卻大幅增加，主因是該國氣源產能降低及開發「油沙」(oil sand) 之需。油沙是瀝青、沙、水及黏土的混合物，加拿大目前是全球油沙蘊藏量最多的國家。油沙可以用來提煉合成原油，在目前原油價格居高不下之際，加國更將大力開採油沙，而經由油沙提煉出一桶原油平均所需之天然氣量約 1000 立方呎 (約 28 立方公尺)，故油沙的提煉已成為北美洲用氣需求成長的最主要因

素之一。

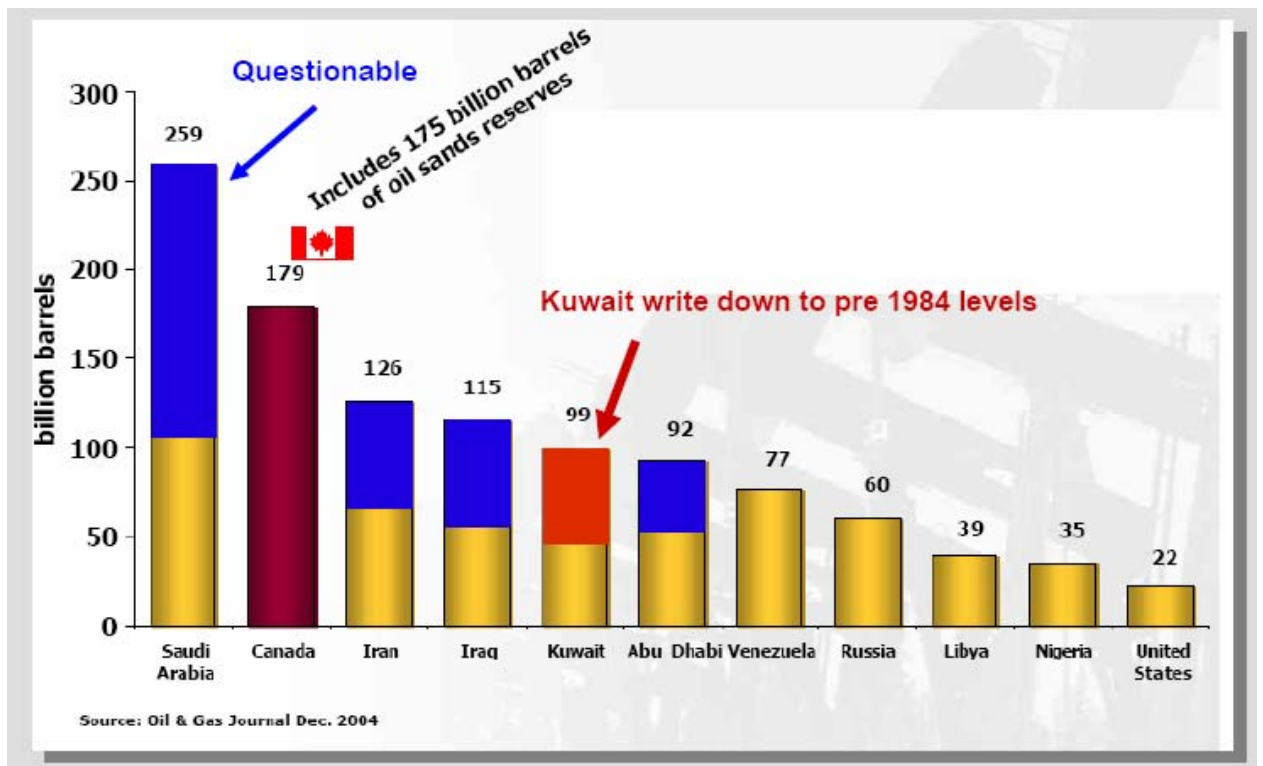


圖 5、全球油沙蘊藏量統計

Kitimat 公司目前供應加拿大西岸每天 160 億立方呎用氣需求中的 10 億立方呎。經由該公司 LNG 接收站經營模式，過去數年來已成功建立小型 LNG 交易中心之商業模式，由該公司提供 LNG 進口及儲槽，同時有多個 LNG 供應商及買家在此交易，於 2005 年加拿大西部之 LNG 交易量已達每月 7000 億立方呎，未來在該國氣源產能逐漸減少而需求量又大增的情形下，該公司將於加拿大西岸投資興建 LNG 接收站以擴大目前之 LNG 交易。

#### 4、「LNG 現貨市場的相關討論」(The Debate on LNG Spot Trade)

內容摘要：

管線天然氣(Pipeline gas)過去在天然氣市場中占了極為重要的地



位，而在目前全球天然氣需求量大增的情形下，需要自遠方將大量液化天然氣運送至北美洲、歐洲及亞洲。LNG 產業屬高技術、高投資、高風險的產業，過去皆需協商 20 年以上的長期購氣合約，甚至約定 Take or pay 條款，以確保供氣商的投資得以回收。全球 LNG 交易量中，日本即占了 43%、其次為南韓及台灣，預測亞洲地區未來仍將維持過去的市場型態，以長期供氣合約為主，但由於天然氣轉為賣方市場之趨勢明顯，未來新訂的長期供氣合約預期將增加較多彈性，以因應正發展中的 LNG 現貨市場。

北美洲地區過去多使用管線天然氣，但 LNG 較管線天然氣易於交易，目前的 LNG 的交易已是一個相當開放的市場，與會的美國與加拿大籍的專家皆指出，未來 4、5 年後的天然氣市場將有巨大的轉變，現貨市場的發展將可使大型氣源供應商將 LNG 在顧客與顧客間調配，從而利用其產能並獲得最大利益。電力公司的用氣量通常會超過供氣合約量，而這些超用量未來將伴隨著中東地區所發現的大量天然氣，成為衝擊 LNG 市場的主要因素之一。由前述觀點，座談專家估計現貨市場將於未來約十年以後趨於成熟。

## （二）LNG 接收站相關議題

- 1、「在快速變遷的世界中成功地完成 LNG 接收站計畫」(Delivering Successful LNG Terminal in a Fast Changing World) Rene van Vilet (Shell 公司副總裁)

內容摘要：

世界各國政府視天然氣為乾淨、具成本競爭力的能源，而就目前為止，似乎沒有其他的能源可以快速地取代石油及天然氣，故未來天然氣之需求可期。

天然氣主要分為三大市場：北美、歐洲及亞洲。其中，亞洲地區的用氣量低於歐美，就初級能源使用的情形來看，天然氣(包含管線天然氣及液化天然氣)在亞洲平均占了 11%，而歐洲為 24%，美洲為 26%，但未來各地區的 LNG 市場均將大幅成長。1990 年時，全球 LNG 用量佔天然氣總用量 5600 萬噸的 5%，到了 2004 年 LNG 用量占比增為全球 13100 萬噸的 7%，預測 2020 年時，全球天然氣需求量將高達 46000 公噸，LNG 占比更將提高到 15%，LNG 將推動天然氣市場的全球化。在需求量提高的同時，天然氣買家最重視的就是供氣的安全性，目前寒冷的天氣以及烏克蘭限制了蘇聯地區輸送到歐洲的天然氣，義大利無法及時增加儲氣槽容量以滿足增加中的用氣需求，而英國因質疑天然氣進口的倚賴程度，慢慢地將核能發電搬上檯面…，以上攸關天然氣供應安全性的議題，在未來將是各國在制定天然氣進口的策略上，需要特別注意的地方。

而在 LNG 接收站的興建計畫中，5% 的成本用於可行性研究階段，而 95% 用於興建及營運階段，但那 5% 的成本卻主導了計畫的成敗。許多 LNG 接收站計畫失敗的原因皆是投資者急欲進行而未就可行性及市場機會審慎考量。SHELL 公司在 LNG 接收站上的選址考量指標包括機會成本、可控制的安全風險、環境對工期的影響、對環境的衝擊性、對社會的益處、對投資者商譽的影響等。近年民眾環保意識抬頭，如何減低環境的衝擊及提昇業者信譽已成為該公司最重要的考量，離岸式 LNG 接收站(Offshore terminal)於焉而生。

離岸式接收站非傳統的陸地式接收站，係將 LNG 船改裝成可進行再氣化(Regasification)的浮動式再氣化設備(Floating Storage Regasification Unit, FRSU)，在離岸的一定距離裝設接收設施，將 LNG 在船上氣化後，將低溫的天然氣經由海底軟管輸送到岸上

的輸氣管線。離岸式接收站被視為較為安全的方式，可提高政府核准的可能性，且可容易地改變設置的位置，減少工期，而由於鄰比效應(NIMBY)，離岸設施較可獲得民眾支持。唯一較為負面的因子是成本，在不用的氣、海象條件下，離岸式 LNG 接收站的設置成本差異很大，不一定比傳統式的接收站低廉。

各別 LNG 接收站的營運模式視各地市場特性而定，更重要的是政府的角色，必須擔任連結天然氣上游供應及下游需求的推手，提供各項獎勵措施並制訂適宜的法令，才能在這快速變動的市場中，佔得先機。

## 2、「LNG 接收站選址的環境考量及可行性評估」(Environmental Siting and Feasibility Assessments for LNG Terminal Sites) Paul Bulson (Ecology & Environment 公司亞洲區主任)

內容摘要：

LNG 接收站之建造涉及許多層面，故在選址上應詳細評估考量。參考過往的經驗，未能詳實評估生態環境上的影響並取得當地民眾的支持，往往是無法成功興建 LNG 接收站的主因。

主要的選址考量因素有三：LNG 接收站相關設施與水道及鄰近土地用途之相容性，對大眾的安全風險，以及在建造及營運期間對於陸海域生態環境的可能衝擊。一個成功的 LNG 接收站計畫除了環境因素的考量之外，仍需評估以下因子：融資可行性、天然氣市場、工程可行性、營運需求、法規相容性、安全性及公眾接受度等。過去失敗的計畫都肇因於未能有正確的選址及規劃策略。如計畫在規劃階段就可以審慎考量環境的因素，則可以改善民眾及股東的觀感、提高政府審核通過的機率、精確掌握工程經費及工期，並可增加融資的裕度及可能性。也就是說，在可行性

研究的階段，必須預留足夠的時程，審慎地進行法規執行面可行性評估、環境限制分析及公眾溝通。

在法規面的評估中，需詳細檢視國際性的協定與全國性、地方性的法令，甚至是非政府組織所訂的協定和銀行融資所需的安全評估報告都應納入研究範圍，並應委託當地具相關計畫推動經驗的機構辦理。而在環境限制分析中，應先考量土地使用目的是否相符，再明定出選址考量因素的權重，包括海象、氣象、海深測量、操航可行性、土地規劃、環境影響、市場需求及經濟性等，進而篩選出可能的候選接收站址，並予以按優劣順序排列。最重要卻也是最容易被忽略的便是公眾溝通，大多數 LNG 接收站計畫在規劃內容未完全成形前，投資者多不願先向民眾透露投資計畫並予以溝通宣導。在未能在適當的時機，先行讓民眾了解新興投資計畫通常亦代表了失去民意支持的機會，在美國緬因州 Fairwinds 天然氣接收站即是此例。該站址所在地屬一小漁村，在計畫送政府審核之際，當地居民不滿計畫投資者未能事先溝通，對接收站之設置表示反對，於是政府便要求該案須經當地居民投票同意方可審查通過，惟民眾投票結果認為土地用途不符 LNG 接收站之用，未能獲得民眾支持而致計畫未得奉准。與當地民眾的溝通協調應愈早愈好，才是 LNG 接收站成功的關鍵。

### 3、「Badak 天然氣公司天然氣液化廠的績效改善指標」(Badak LNG's Operational Performance Benchmarking) Wahjudi suhartono (SIGTTO 公司處長)

內容摘要：

LNG 接收站之重要性日益提昇的主因在於全球大量的需求成長幅度。2003 年之 LNG 貿易量每年約 126 百萬噸，當年天然氣的液化能量則約 131 百萬噸，預測 2010 年時之全球貿易量將可達

雙倍的 250 百萬噸。

就目前印尼 LNG 產業的發展情形來說，氣源的開採幾乎全已開發完成（產能開發之歷程如圖 6），而由於開採設備的效率逐漸降低，年供氣量亦隨之下降，上游氣源的開採能量似乎低於預期。隨著競爭者眾，該國急需思考技術上的創新，以維持目前市場上的競爭優勢。

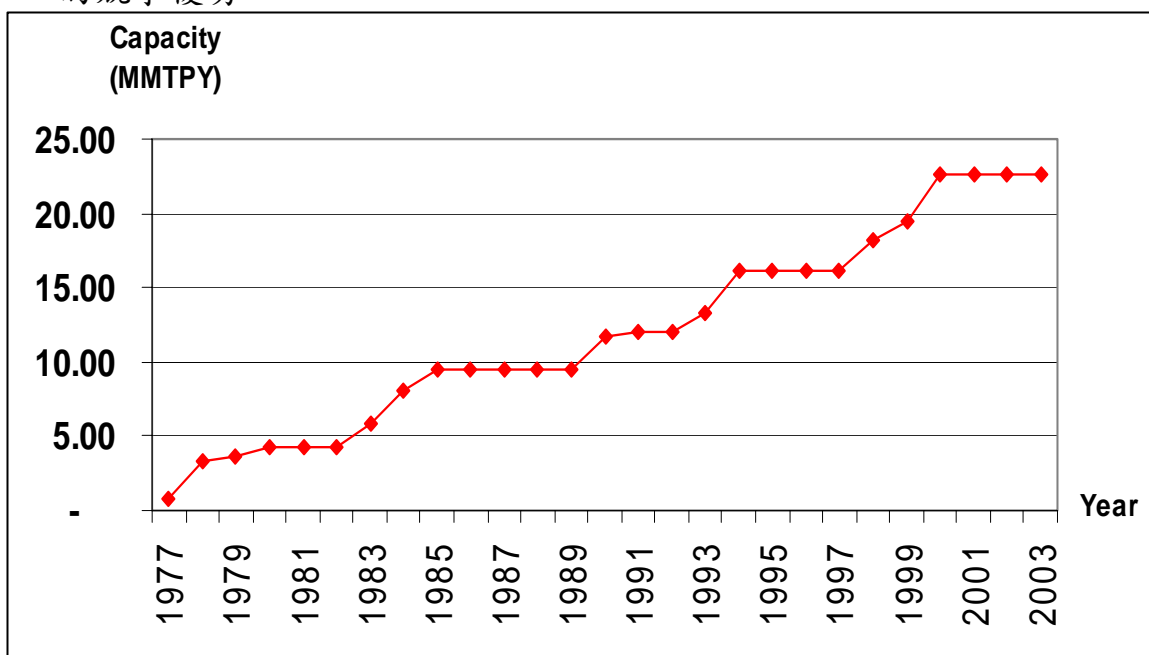


圖 6、印尼 LNG 產能發展情形

PT Badak 天然氣公司在 2004 年起就以下三大項指標(1)員工健康：工安指標、勞工健康統計、空污排放；(2)產能利用：資產利用率、產能最佳化、能源耗用量；(3)成本控制：人事成本、維修材料、運轉成本、研發成本。逐一檢討，並針對每一項細部指標設定改善目標，逐年邁向所設定的目標。

該公司所採取的改善策略包括：

- (1)提昇液化廠效率、可靠度及可用率：將過去傳統液化廠將可靠度優先於效率之觀念，修正為高效率及高可靠度兼顧之規劃設計前提。
- (2)引進新技術，以提高 LNG 之單位產能。
- (3)整合 LNG 產業之供應鏈。

- (4)以進口燃料取代液化廠所耗用之天然氣。
- (5)改善物流系統及供應鏈管理。
- (6)善用員工，適才適所。

4、「LNG 接收站的選址及相關規劃議題」( Site Selection and Planning Issues for New LNG Marine Terminals ) Colin Skipper ( HR Wallingford 公司主任 )

內容摘要：

HR Wallingford 公司在過去 50 年內完成了 500 個港灣及接收站設計，其中亦參與了 25 個 LNG 接收站的計畫，該公司提供了 LNG 接收站在規劃設計上的各項技術因子應考慮的要點。

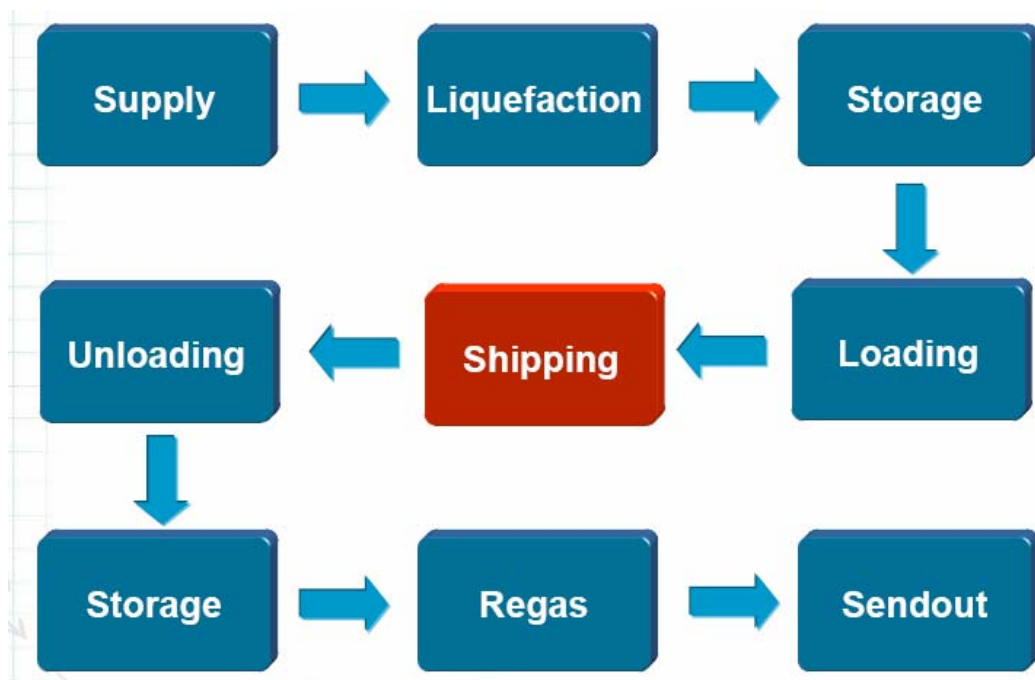


圖 7、LNG 接收站規劃時需考量之產業供應鏈

一個成功的 LNG 接收站計畫應從上、中、下游，進行整體規劃考量，包括天然氣來源、液化設備、輸出港儲氣槽、裝船設備、LNG 運具、卸氣設備、進口港儲氣槽、再氣化設備、輸氣管線的連結。理想的 LNG 接收站址須具備包括：接近用氣需求中心，

有足夠的陸上空間以興建儲氣槽及相關氣化設施，船席位置接近儲槽並有良好的遮蔽及足夠的水深，可提供 LNG 船順利進泊等條件。應在最少工期、最低成本及最低風險的前提下進行規劃。而規劃的基準包括環境參數及營運需求。

規劃時所需要的環境參數有：地質資料、風速、波浪、水位、可見度、漂沙現象、生態調查資料及社經敏感度等；營運需求則係依據前述的環境參數，進行一系列的模擬研究，以決定接收站的效率、LNG 船型的大小與型式、船期安排、船期延誤與儲氣槽尺寸、個數。在接收站營運期間導致無法操作的原因主要包括：氣候因素(風速及浪高超過進泊及作業允許的程度)，拖船能力或數量不足，船席數不足，以及港域交通阻塞等。為兼顧天然氣供應的可靠性與投資經濟性，必須依目標可調節天數精確計算儲氣槽的容量，該公司已發展出一套模擬程式，將各項氣候限制條件、船期調度、拖船調度、安全存量等因素納入考量，統計出最適合的儲槽容量。

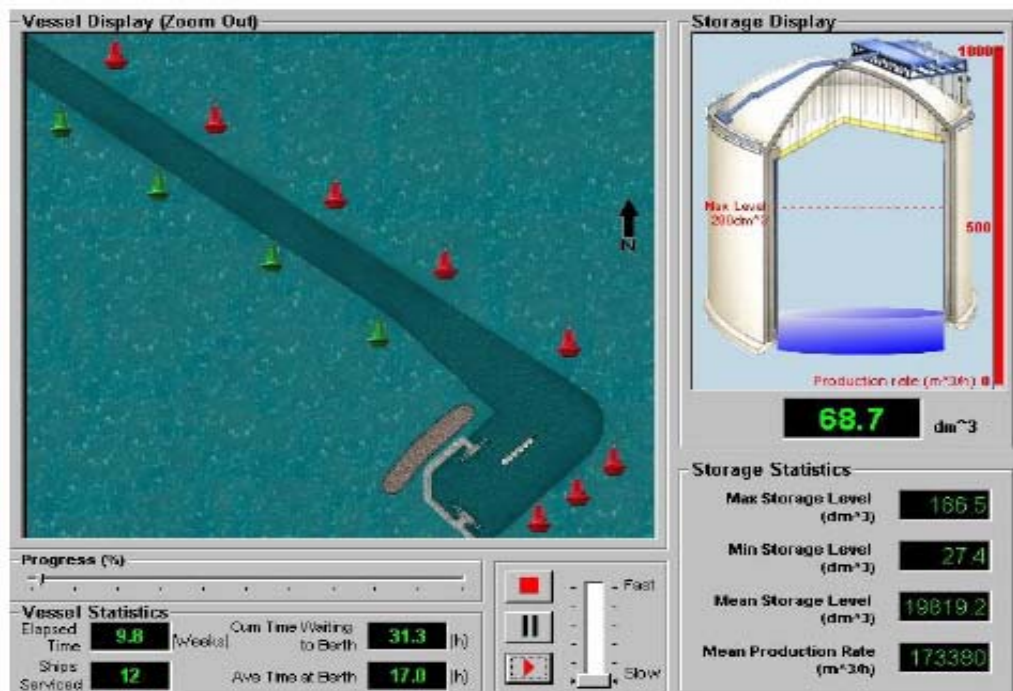


圖 8、儲槽容量模擬程式

而在設計階段，將進行操船模擬試驗與水工模型試驗，並結合氣、海象及海流模擬結果，逐一決定航道的配置，迴船池、航道及船席的浚深計畫，船隻繫泊設施的配置，相關管線配置及防波堤配置等。

在選址階段如能妥善選擇天候條件優異的站址，則防波堤工程與航道浚挖的成本將可大幅降低，初步可行性之重要性不言可喻。

#### 5、「開放第三者投資 LNG 接收站的優點」(Tapping into the Benefits of Open Access Third Party LNG Receiving Terminals) Dirk van Slooten (Vopak 公司全球天然氣事業部處長)

內容摘要：

目前 LNG 接收站的營運模式有：

A. 整合模式(Integrated model)：LNG 接收站所有人負責 LNG 的買賣及再氣化，如韓國瓦斯公司與廣東 LNG 公司。B. 進口模式(Merchant model)：LNG 接收站所有人負責進口 LNG 及再氣化，下游 LNG 之銷售由市場決定，如美國；C. 第三者參與模式(Third Party model)：LNG 接收站所有人僅負責 LNG 之再氣化，該接收站屬於一物流中心的概念，如西班牙的 Enagas 接收站。Vopak 公司與韓國瓦斯公司(KOGAS)與歐洲 Gasunie 瓦斯公司合夥參與全球的 LNG 接收站計畫，其主要的參與模式即是所謂的第三者參與模式。由於該公司對於其 LNG 接收站建造技術及 LNG 物流調度的能力極具信心，所研擬的獨立商業模式如下：

該公司希望與當地公司結盟，合資興建 LNG 接收站，而結盟對象偏好當地輸氣管線的營運者，但不可損及該公司的獨立經營模式。結盟後雙方將長期共同營運接收站，不接觸下游之賣氣事宜，並可由政府及下游顧客持有股權。欲向該公司進口 LNG 的



顧客亦必須給予 Take or pay 的承諾，以獲得銀行的融資優惠。至於多餘的 LNG，則可作為現貨市場交易的標的。

此種第三者參與模式之好處有：A.整合 LNG 的需求與供給面，以有效的使用接收站公共設施之方式提升規模經濟；B.促進天然氣市場的自由化，增加市場流動性及競爭力；C.經由第三者經營接收站，將不會有 LNG 供應商或當地進口商獨佔之情形，可提升 LNG 供應安全；D.可作為 LNG 的集散中心，將部分 LNG 轉運至其他規模較小之接收站。

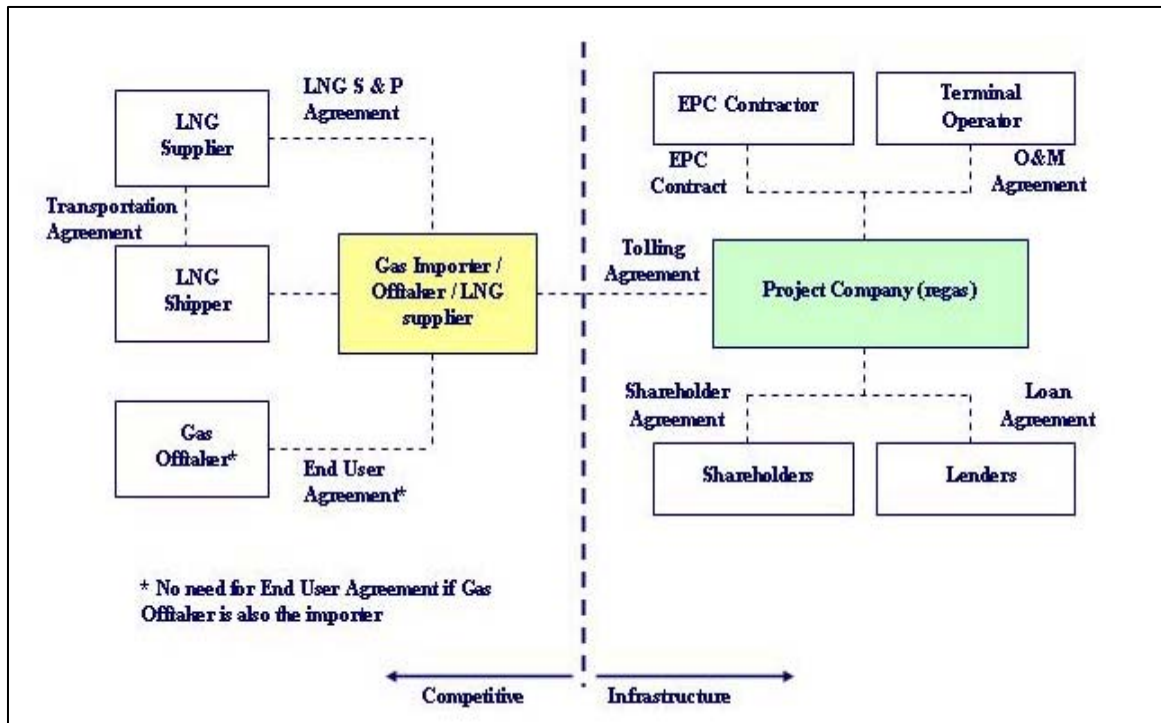


圖 9、第三者投資模式示意圖

亞洲地區的 LNG 市場將依循歐美的腳步，逐漸地自由化以獲得較佳的效率，而目前亞洲對於 LNG 的價格並無一明確的參考點，愈來愈多的亞洲買家將歐洲的 Zeebrugge 指數與美國的 Henry Hub 指數列入參考。在可預見的未來，小型的 LNG 接收站亦將逐漸出現，此時更需要更大型的 LNG 轉運中心以滿足各地區之需求，而第三者參與模式將是自由化的天然氣市場與未來趨勢的最適選擇。

Vopak 公司在扮演第三者參與的角色中，所需要承受的風險只有 LNG 接收站的建造風險、營運風險、接收站使用者的信用風險與不可抗力風險，這些都可以倚賴該公司豐富的經驗，審慎進行選址與可行性評估、EPC 廠家的選擇與計畫管控等方式，以達有效降低風險的目的。

歐洲在 10 年後約 80% 之天然氣需要進口，該公司目前正於荷蘭興建 Gate 接收站，自 2005 年起，經由長達 2 年半的規劃與設計，將於 2007 年中開始施工，預計以 3 年的工期完成接收站工程，於 2010 年中營運，年進口量約 570~850 萬噸，可供應荷蘭約三分之一的天然氣需求。歐洲市場國與國之間分得很清楚，許多國家認為 Gate 接收站所卸收的 LNG 將只提供荷蘭使用，但該公司考慮將提供歐洲其他國家使用。該接收站的主要設計參數如下：

防波堤：可供容量 65,000~220,000 立方公尺之 LNG 船進泊，卸氣效率每小時最高達 12,500 立方公尺，未來將再擴充。

儲氣槽：2 個 180,000 立方公尺之儲槽，終期將擴充至 4 座。

年卸收能力：570~850 萬噸，最大可擴充至 1130 萬噸。

年進泊船數：80~140 艘。

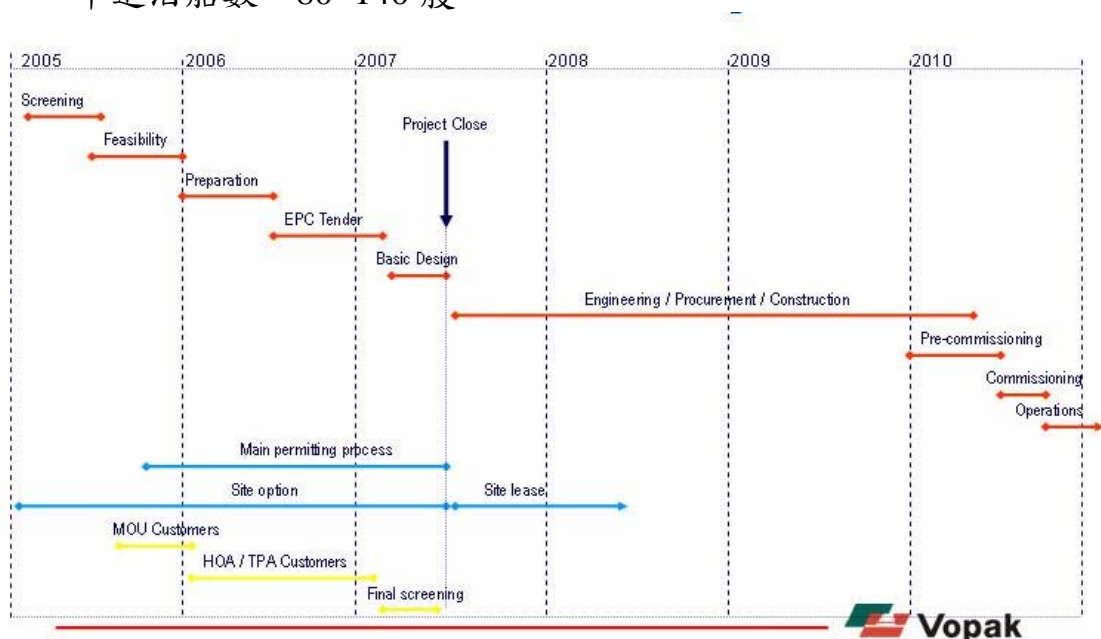


圖 10、Gate LNG 接收站工程進度

6、「何種圍堵措施可以預防 LNG 儲槽洩漏的擴散？」(What Containment Measures Can Be Used to Prevent LNG Tank Leaks from Spreading?)Deddy A Subandi( PT Badak NGL 公司工區主任)

內容摘要：

PT Bakak 公司的 Badak 天然氣廠位於印尼的東卡里曼丹，每年可生產 2250 萬噸的 LNG 及 120 萬噸的 LPG，設有 6 座 LNG 儲槽，型式及容量如下：

一般型式儲槽 (Conventional)：4x95,000 立方公尺+1x128,000 立方公尺

新式儲槽：1x127,400 立方公尺

一般型式儲槽的輸氣管線係由側面穿入，但由於進氣孔永遠位於 LNG 液面下，常因液壓而產生 LNG 洩漏的問題，於是該公司才採用新式儲槽，將輸氣管線置於儲槽上方，以嘗試避免洩漏。然而由圖 11 可知，即使在新式儲槽中，在進氣泵浦停止運作時，部分輸氣管因無 LNG 通過而處於中空狀態，此時管線的溫度將逐漸自 -162°C 逐漸升高。而至泵浦再度運轉時，突湧而至的低溫 LNG，使得管線急遽收縮，極大的溫差導致的材料收縮造成管線交界處 LNG 的洩散，此時儲槽的緊急關機系統在偵測到洩漏的情形後皆正常地關閉泵浦，工作人員亦不覺有異狀。但在 2001 年 12 月 17 日的下午，新式儲槽卻發生突如其他的爆炸聲，經過檢查，發現在儲槽上方有一長達 2 公尺，寬約 30 公分的外殼剝落。歷經了 4 個月將槽內 LNG 清除並予以檢視，再加上 4 個月的修復工作，才在 2002 年的 8 月 21 日重新運轉，無法儲氣的時間長達 8 個月。

在了解此次事件的起因是前述的溫差導致收縮現象，該公司於原

輸氣管線新置一條直徑 1 吋之旁通輸氣管線，連結至儲氣槽內的泵浦柱，即使在泵浦不運轉的情形下，依然透過不停的旁通供氣，使平常將升溫的管線維持在低溫狀態中，以避免多次的溫差循環。第二個改善對策，則是在管線與管線間易漏氣的地方，加裝保護措施 (flange guard)，將所洩漏的 LNG 匯流起來送進前述旁通管線，進入儲氣槽。

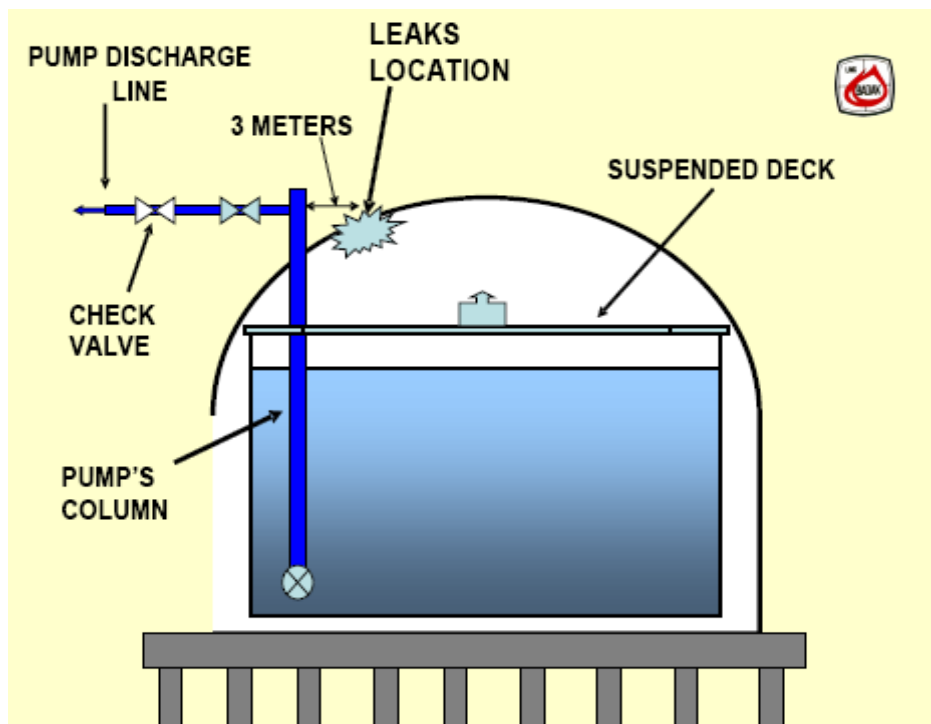


圖 11、儲氣槽破壞區域

如此的改善方式維持了 2 年的安全運轉，無獨有偶地，在 2004 年 7 月 12 日，在同一個儲槽側壁又再度產生一個長達 1.16 公尺的大裂縫，這一次的停機時間更長達了 10 個月。故應妥善選擇儲氣槽型式並建立良善的監控制度，隨時注意 LNG 洩漏的原因及現象，及早研擬解決對策。

## 7、「美國 LNG 接收站的融資經驗及其在亞洲的應用性」(Effective Financing for US LNG and Regas Terminals and It's Applicability in

Asia) Pat Sonti (ERG LLC 公司副總裁)

內容摘要：

美國現有 5 座 LNG 接收站，並已核准 4 座接收站興設計畫，其他仍有 17 個投資計畫正在審核中，未來更有 18 個具設置潛力的站址。為求實際，美國政府傾向以階段性核定接收站計畫之方式辦理，每階段以 3~5 座為原則。而在如此多的接收站計畫中，風險評估與管控是取得融資的主要前提。

LNG 供應鏈係由氣源、液化、船運、再氣化、輸氣管線、燃用等元素組成，在每一個環節都有其風險，包括 LNG 供應的風險、船運的風險、計畫資助金額的風險、計畫投資者的風險、工期與技術性風險、經營管理模式改變的風險、下游 LNG 市場的風險、設備營運維護的風險等。經由妥善的計畫執行，將可以有效的降低前述風險。一個典型的 LNG 接收站計畫流程如下：站址選擇(所需時程視選址區域大小而定)→初步可行性研究(60~90 天)→可行性研究、申請政府核可、簽訂 EPC 合約、辦理融資(25~30 個月)→工程興建(36~48 個月)→營運(25~30 年)。

在 LNG 接收站的各種商業模式中，無論採取何種模式，能夠掌握良好的財務計畫的前提都在於現金流量的掌控，而現金流量除了妥善管理供應鏈的各環節之外，購氣合約亦是關鍵之一。傳統的購氣合約係雙方以合作投資氣源開採或接收站設施為基礎，進行長期合約的協商，一旦簽訂契約，最低取氣量不得低於合約量的 90%，而儲氣槽往往是針對既定的交易而興建。新興的購氣合約將朝第三者投資之方向(Third party access 或 Tolling Concept)，接收站之興建、營運及再氣化由單一廠商負責，最低取氣量將較目前的 90% 為低，供氣合約之彈性將大幅增加。未來對於 LNG 市場及趨勢的掌握，是降低所有 LNG 接收站投資風險的要素，美洲已經是一個十分開放且自由化的市場，各項商業模

式因應而生。在可以預見的未來，亞洲市場亦將步上美洲之後塵，長期供氣合約將增加更多的彈性，新興的 LNG 接收站更應於先期作業時即針對 LNG 供應鏈之各環節做好各種風險評估並預為因應，以順利取得融資，建構可行的財務計畫。

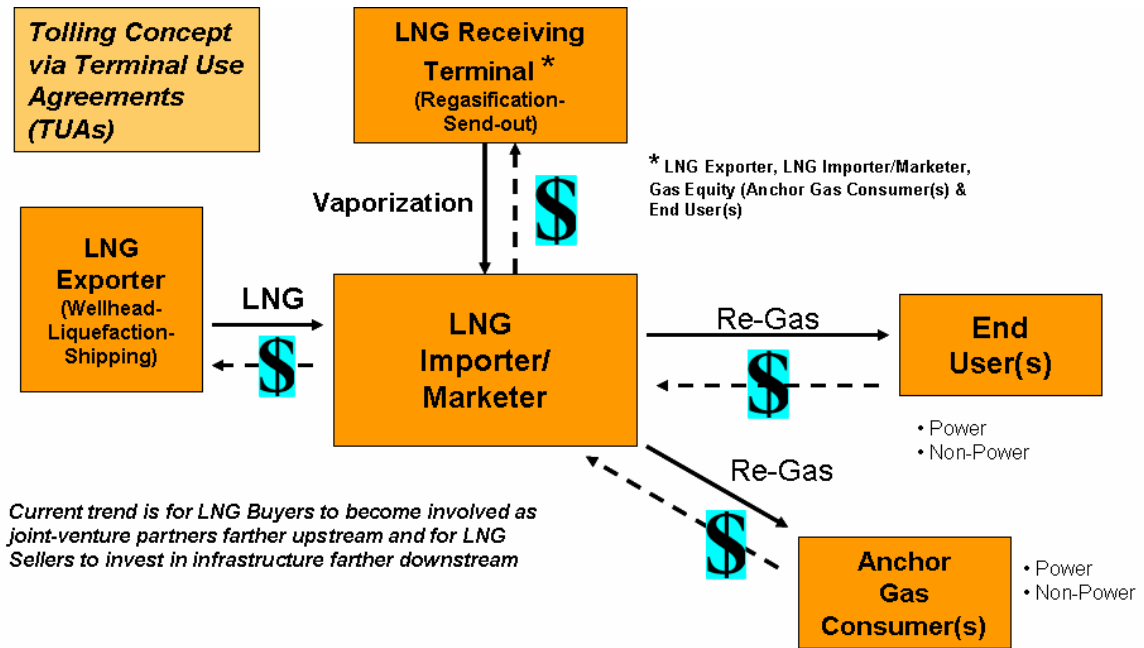


圖 12、第三者投資模式現金流概念

### (三) 離岸式 LNG 接收站技術

- 1、「離岸式 LNG 接收站以低溫輸氣管線輸送 LNG 的創新方法」  
(Cryogenic Flexibles as an Innovative Method for Offshore LNG Transfer) Phillip Cox (Technip 公司經理)

內容摘要：

Technip 公司在全球 LNG 產業的佈局上，約 45.5% 在於離岸式接收站，49.5% 在於陸上式接收站。LNG 自離岸接收站卸輸至岸上

設備之管線系統計有：

- (1)短程輸送距離：以撓管（Flexibles）連接，用於FSRU與LNG船之間之輸氣。
- (2)中程輸送距離：以撓管連接，並架設管架。
- (3)長程輸送距離：建造離岸式棧橋LNG接收站，再以固定式管線連接。
- (4)低溫輸氣套管（Cryogenic PIPE-IN-PIPE）。

本講題主要即係簡介第(4)項 PIPE-IN-PIPE 的發展情形。

LNG於離岸式接收站卸氣後，仍需以低溫的方式將天然氣輸送至岸上之陸管，而鋪設於海上之低溫管線亦隨著FSRU的發展，需要不斷地增加輸送能量。該公司於2001年時與英國石油(BP)、Texaco等公司合作，完成了內徑16吋低溫輸氣管線結構與垂放角度之設計（如圖13）。撓管可作為短距離之LNG傳輸管線，如船與船之間（圖14）或船至氣槽間（圖15）之輸送。

至於將離岸式接收站之LNG輸送至岸上之解決方案，則以部分撓管及最新研發的剛性輸氣套管（Cryogenic PIPE-IN-PIPE），其內徑為26吋，外徑為32吋，同時亦可應用於一般陸上式接收站之LNG傳輸，圖16所示。

此剛性輸氣套管與一般的輸氣管線相較，有以下之優點：

- (1)無需設置多餘的管線，供熱膨脹時使用：採用36%的鎳合金，其熱膨脹係數為一般不銹鋼之十分之一。
- (2)節省土木結構工程費用：具較小的管徑及管壓。
- (3)極性的隔熱性能：利用山楊樹作為凝氣膠之成分（Aspen Aerogel），咸認為凝氣膠係目前最為有效之隔熱材料，多用於

航太科技。較佳的隔熱性可減少 LNG 的洩漏及管壓，並可提升管路的耐用程度。

(4)較短的建造工期：以預鑄方式至現場進行接合，可大幅縮短工期。

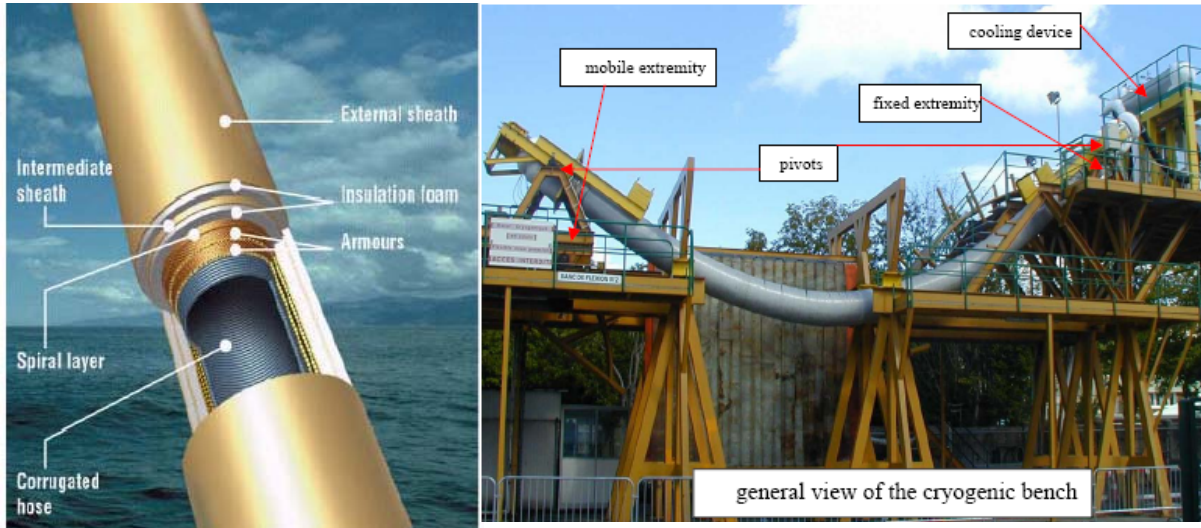


圖 13、輸氣撓管結構示意圖

## ■ LNG TRANSFER AND OFFLOADING SYSTEMS

### ➢ Family of Transfer Methods - Short Range : Side-by-Side

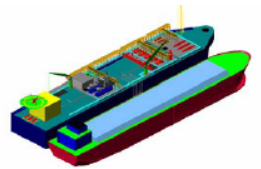


圖 14、船與船之間的輸氣撓管



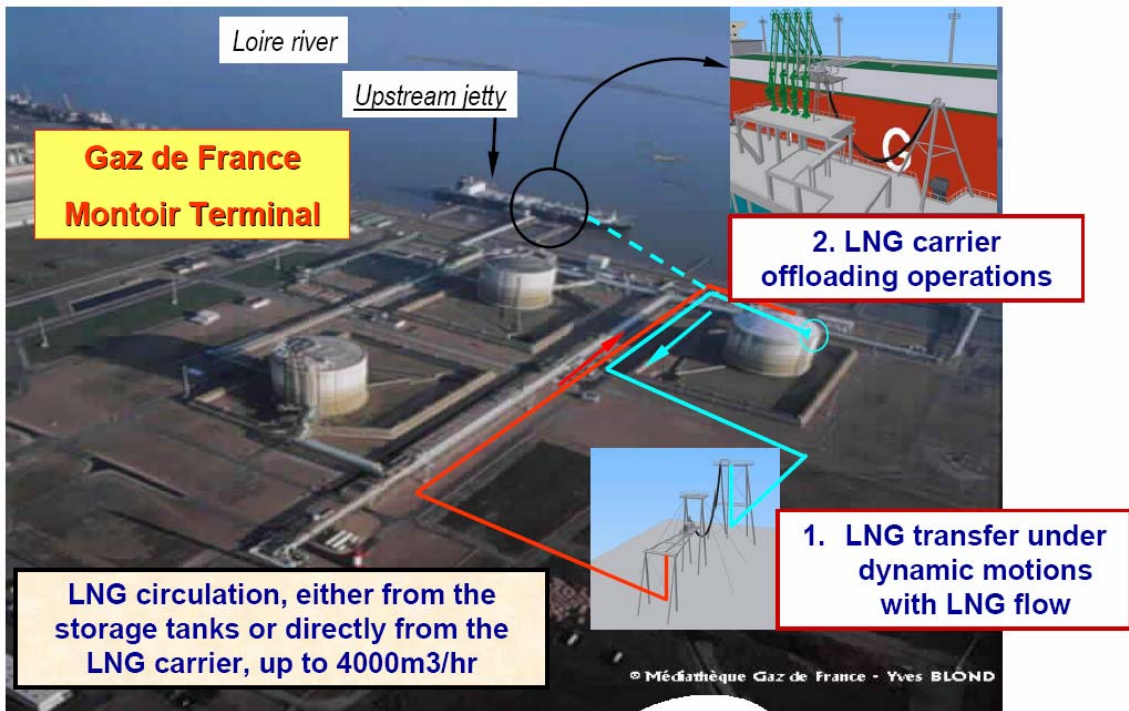


圖 15、LNG 船至岸上儲氣槽之撓管配置

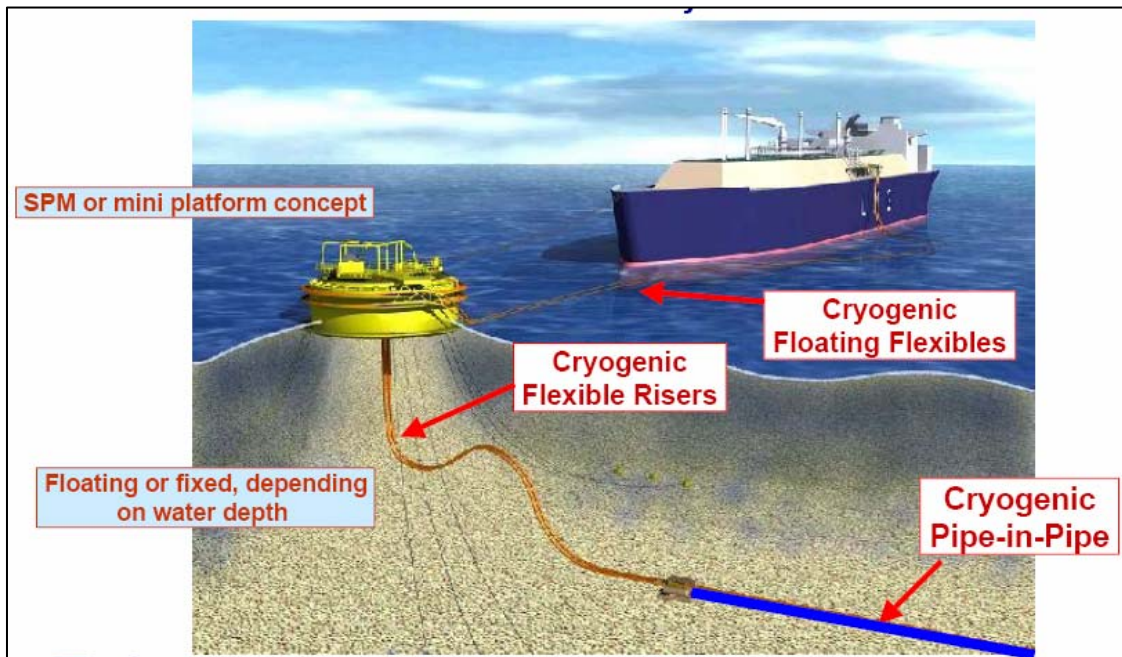


圖 16、遠程 LNG 低溫撓管及套管配置示意圖

2、「浮動式再氣化設備是 LNG 產業的下一個大事嗎？」(Floating Storage Re-gasification Unit: The Next Big Thing in the LNG Industry?) Andre Dutter (Single Buoy Moorings 公司副總裁)

內容摘要：

SBM 公司擁有世界上最大的 FPSO(Floating Production Storage & Offloading Unit) 艦隊，2006 年 3 月之際，每日原油產能為 118 萬桶，天然氣則為 659 百萬立方呎。

SBM 公司著重於離岸式 LNG 接收站技術，認為該技術之優點如下：

(1)可節省海事工程及航道浚挖的高昂費用(2)無需辦理土地取得，容易獲得政府核准(3)將建造及工期之風險降至最低(4)改善船隻航行及陸地上的家園安全(5)將對環境的衝擊降至最低，並降低與當地民眾溝通的難度(6)更有彈性的接收站址選擇，並提供重新部署站址之可能性(7)可提供設施租賃的彈性(8)除役之簡易性，僅需移除部分海下設施即可。

離岸式 LNG 接收站技術最大的進展，即是 FSRU(Floating Storage Regasification Unit) 的發展，目前離岸式接收站型式主要可分為以下 4 種：

(1)大型 FSRU 或 FRU 加上天然氣儲存設備 (圖 18)：氣化能力約每日 5~15 億立方呎，儲氣量約 20~40 萬立方公尺。以管線設施將 LNG 船上之 LNG 卸載至 FSRU 上進行再氣化，再以海上管線輸氣至陸管。

(2)大型 FSRU：由一般 LNG 船改造而成，氣化能力約 50~500 百萬立方呎。

(3)FSU 及再氣化駁船 (圖 19)：氣化能力同(2)，但以小型駁船進行再氣化，故適用於近岸。

(4)小型再氣化駁船：氣化能力約 20~100 百萬立方呎，以駁船方式轉運至區域性的小型市場。

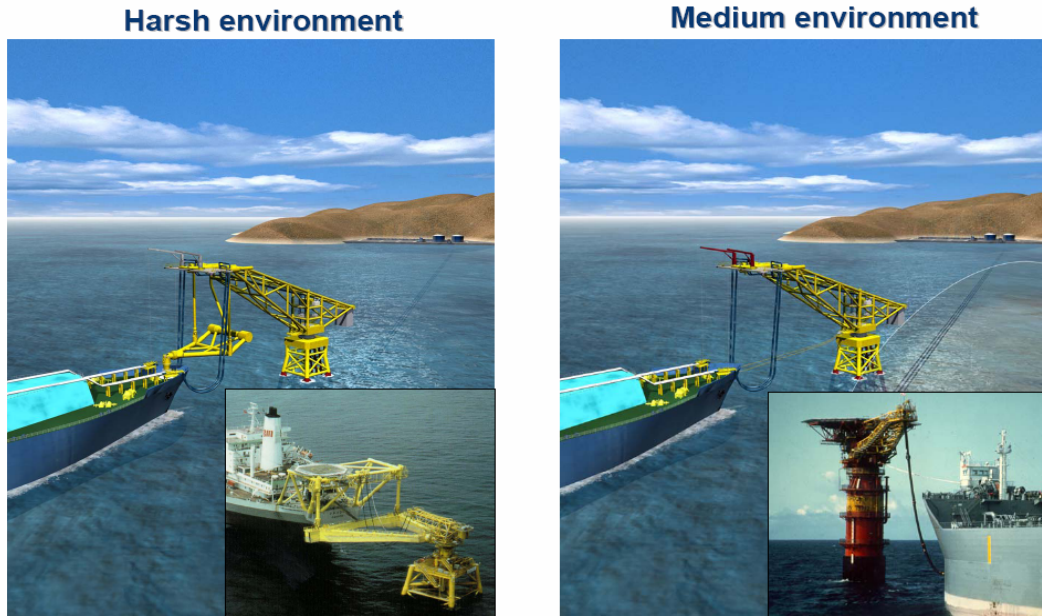


圖 17、離岸式接收站於不同氣候環境下之錨碇設備

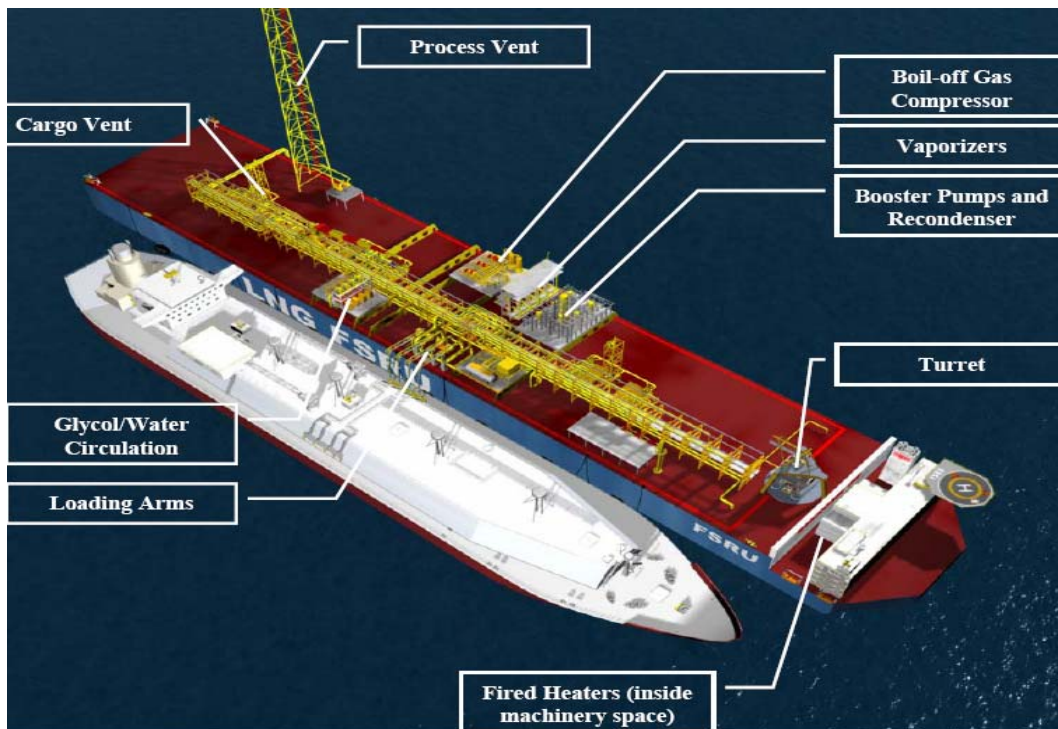


圖 18、LNG 船卸氣至大型 FSRU 之作業模式

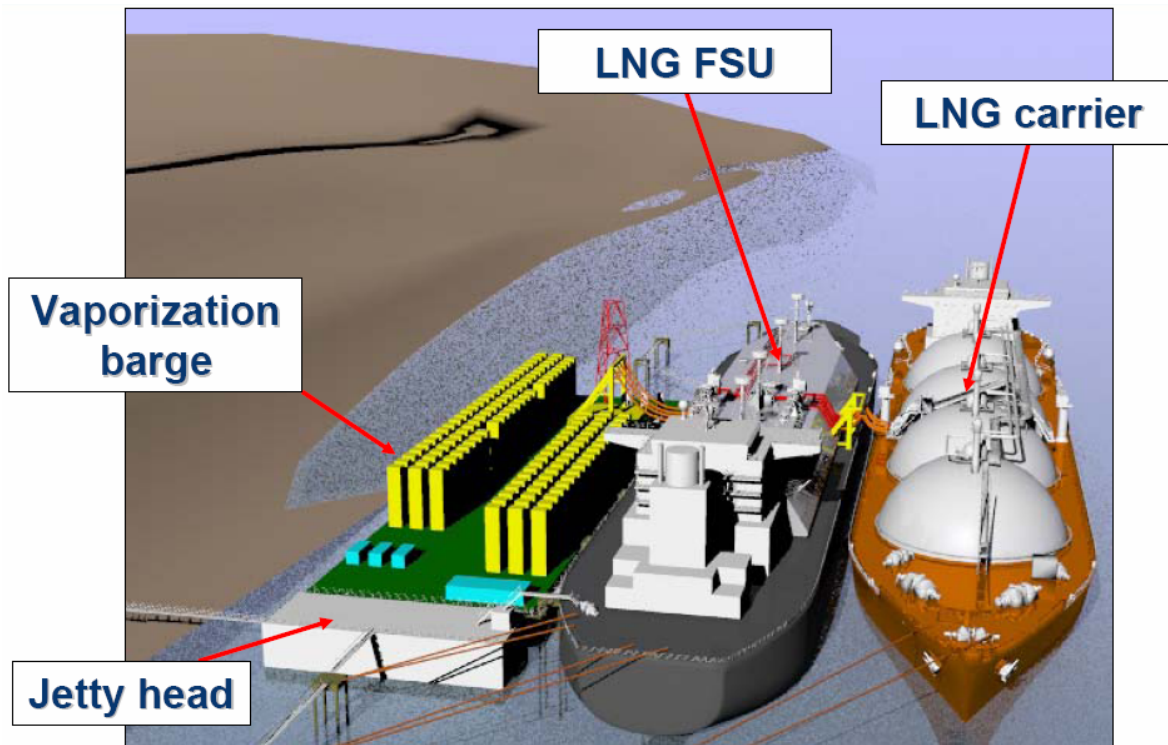


圖 19、FSU 與小型再氣化駁船之作業模式

至於在再氣化過程中，主要應考量因素有：(1)船體運動對再氣化設備之影響(2)再氣化之熱源如何取得(3)燃燒多餘天然氣之設備位置(4)天然氣排放至海面或空氣中之考量(5)將天然氣耗用量降至最低(6)天然氣洩漏控制。

在離岸式接收站技術已有許多商業實績的同時，仍然有許多不同的聲浪，認為相關技術仍是不夠成熟的，各種行業別在思考相關問題上的角度大相逕庭，但依許多運轉中的接收站經驗，離岸式接收站已屬技術可行之已驗證技術(Proven technology)，講者認為現在已經有太多進行中的離岸式接收站計畫，而非 LNG 接收站將由陸上式改成離岸式，或僅是以其他工程的離岸式技術套用在 LNG 產業上。

過去離岸式接收站技術最主要的技術門檻在於 LNG 的再氣化、卸氣與製程作業能否於離岸設施(如大型船隻)上進行。隨著 FSRU 的發展，離岸式接收站技術又往前跨了一大步，可藉由 FSRU 的活動力，提供購氣、供氣合約更大的彈性，同時亦提供了傳統的

陸上式 LNG 接收站所無法提供的新的商業機會。

#### (四) 其他

1、「大阪瓦斯公司利用『多重能源策略』提升其 LNG 接收站價值的經驗」(‘Multi-Energy’ Strategy by Osaka Gas for Enhancing the Value of their LNG Terminals) Eiji Takagi (大阪瓦斯公司科長)

內容摘要：

在 2004 年的統計中，日本 LNG 的交易量占了全球的 43%，該國 LNG 接收站更高達 26 座，目前仍在繼續擴充當中，其中有 13 座係由電力公司自有或合營。大阪瓦斯公司擁有 660 萬戶顧客，已鋪設的輸氣管線長達 5.5 萬公里，該公司擁有 3 座 LNG 接收站(如表 1)，並於 Senboku 2 接收站設有全世界最大之地上型儲氣槽(180,000KL)，每年自汶萊、印尼、馬來西亞、澳洲、卡達及阿曼進口約 640 萬噸之 LNG。

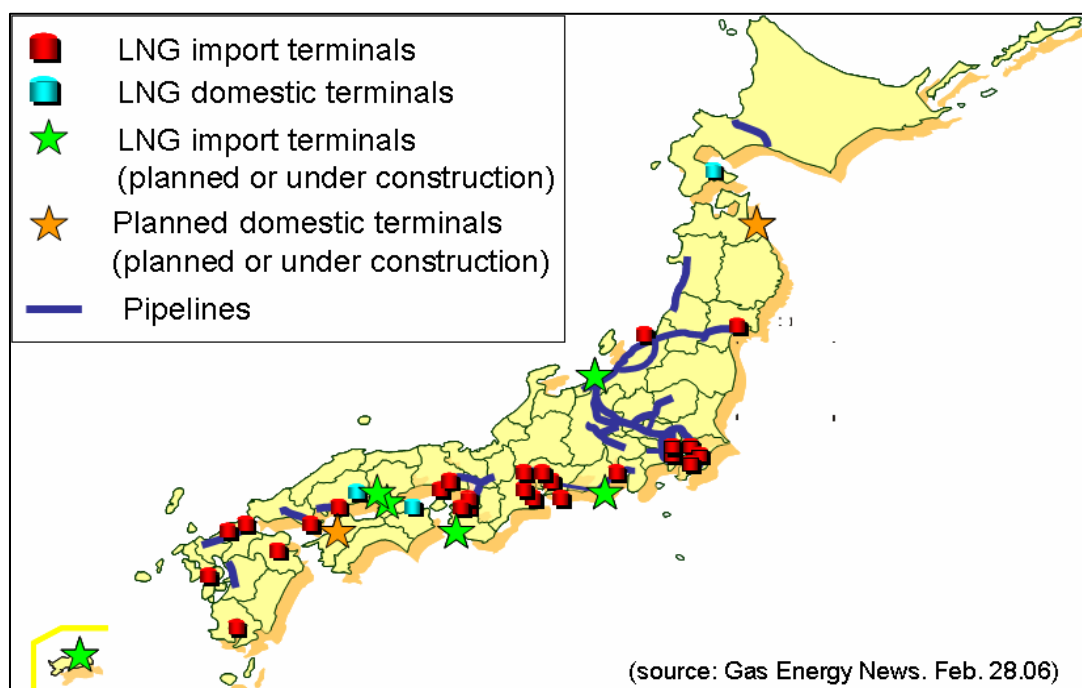


圖 20、日本 LNG 接收站分布

表 1、大阪瓦斯公司自有 LNG 接收站作業能量

	Himeji	Senboku 1	Senboku 2
儲槽數(總容量)	8(740,000KL)	4(180,000KL)	18(1,585,000KL)
氣化設備(總能量)	6(600t/h)	5(280t/h)	15(1,460t/h)
船席數	1	1	2
年卸收量	188 萬噸	77 萬噸	538 萬噸
年進船次	68	23	99

依該公司自 1972 年以來之營運經驗，即便在 1995 年的神戶大地震中，LNG 接收站的營運完全未中斷，且相關措施均未受損。該公司長年來亦致力於將 LNG 接收站的資源做最大的利用，並提供相關工程技術之顧問服務。該公司的 Senboku2 接收站自 1977 年起便提供關西電力公司每年約 270 萬噸之 LNG，但在電力公司自行興建 Sakai 接收站後，其將自行進口 LNG，而長達 30 年的供氣合約亦於 2006 年終止。在關西地區經濟成長持續低迷、能源市場自由化、天然氣產業經營模式的轉變，以及關西電力公司終止供氣合約等外部大環境的影響下，該公司不得不重新思考創新的營運模式。於是便催生了「多重能源策略」(Multi-Energy Strategy)。



圖 21、關西電力公司自建之 Sakai LNG 接收站位置

大阪瓦斯公司考量市場自由化將使該公司得以進入電力市場，未來的日本仍將強烈地需要高環保、價格低廉的能源，而各類型客戶的需求將可透過單一公司的服務即可滿足等外部機會，並整合其公司人力精簡、運維成本低廉及長期興建、運轉、維護 LNG 卸輸儲設備之經驗，計畫將關西電力所終止的每年 270 萬噸用氣量做充分的利用。多重能源策略的第一步就是進入電力市場，該公司已投資興建裝置容量 110 萬瓩的燃氣複循環機組，預計在 2009 年商轉。再者，是冷能的利用，除可用於空氣分離之外，亦可用於發電機組之冷卻。未來冷能利用更將擴充至與鄰近化工廠的合作。在擴大營業區域方面，該公司利用卡車及火車將 LNG 運送到目前輸線管線服務範圍之外的 54 個衛星 LNG 接收站，當地居民皆認同 LNG 是一種安全又乾淨的燃料。

## 肆、新加坡 Senoko 發電廠

### 一、Senoko 電力市場簡介

新加坡的電力市場自由化自 1995 年開啟，在 2001 年時成立了能源市場管理局 (Energy Market Authority, EMA) 而在 2003 年 1 月，該國建立一個「新電力市場」(New Electricity Market, NEM) 的架構，自始電力可直接由電廠售予工業用戶，至 2006 年更可直接售予民生用戶。在 2004 年，EMA 更開放大型用電戶將餘電回售予電力公司以獲取利潤。

即使電力市場自由化及電力公司民營化的腳步早已開始，但國營的新加坡電力旗下三大電力公司：Senoko 電力公司、Tuas 電力公司與 PowerSereya 電力公司所發電力仍約佔了該國的 90%。其中，Senoko 又是該國最大的電力公司。

新加坡具有優越的地理位置，一直以來都是東南亞的主要煉油中心之一，而過去更因交通之便，所設發電機組皆為燃油，惟自 1992 年開始進口管線天然氣後，大部分的機組都將燃油機組改為燃氣機組或油/氣雙燒機組，而在新加坡政府極力降低 CO<sub>2</sub> 及硫氧化物排放量的前提下，未來所有新設的發電機組都將燃用天然氣。

雖然新加坡電力市場以過多的備用容量著稱 (備用容量率約達 80% 以上)，並已十分成熟，但由於電力結構以燃氣發電為主，過分倚賴印尼所提供的管線天然氣，在 2003 年 12 月，因連接印尼的海底管線洩漏，導致長達 1 個月的供氣不足，其後更在 2004 年 6 月 29 日，又因印尼方面的氣閥跳脫，進而造成了全國 30% 用戶停電，此係該國在 2 年不到的時間中，所遭遇到第 5 次電力不足的窘境。於是該國成立了能源系統檢視委員會，以評估如何提升該國電力系統的可靠度，短期的解決方案包含採用油/氣雙燒的機組、於每一個燃氣電廠均設置 2 個供氣來源，以減低在天然氣供



應不足時的衝擊。長期的解決方案便是進口液化天然氣。

新加坡目前的天然氣來自馬來西亞及印尼，皆由輸氣管線直接輸送。為避免 2003 年因印尼供氣中斷造成之全國性大停電事故再度重演，該國已於 2005 年委託東京瓦斯進行 LNG 接收站的研究，預計於 2012 年完成 LNG 接收站，目前該國亦考慮將該接收站做為亞洲地區的 LNG 物流中心，經營 LNG 轉運業務，惟本項提案仍在評估中，該 LNG 接收的定位將於 2006 年底經政府決策後確立。

## 二、Senoko 發電廠之 Repowering

Senoko 電力公司擁有 Senoko 電廠及 Pasir Panjang 氣渦輪機電廠，合計總裝置容量為 339 萬瓩，其中包括 193 萬瓩的燃氣複循環機組、125 萬瓩的火力汽力機組及 21 萬瓩的燃氣氣渦輪機組。

Senoko 電廠過去共分三階段開發，第一階段的 3 部各 12 萬瓩燃油汽力機組於 1976 年商轉，第二階段的 3 部各 25 萬瓩燃油汽力機組則分別於 1978 年 10 月、1979 年 4 月及 1979 年 9 月加入商轉，第三階段則於 1983 年 6 月及 11 月加入另外 2 部各 25 萬瓩的燃油汽力機組。而在 1992 年開始自馬來西亞進口天然氣之後，第二及第三階段的 5 部機組均經修改增設相關設備後，改為油/氣雙燒機組。此外，該廠亦在 1990~1991 年間完成 4 部裝置容量各 13.1 萬瓩的燃氣氣渦輪機組，並於 1994 年時將這 4 部機改為 2 部各 42.5 萬瓩的燃氣複循環機組。

而第一階段的 3 部燃油汽力機組則於 2004~2005 年間經 repowering 工程後，增改為 3 部各 36 萬的燃氣複循環機組，本次主要參訪目的即是瞭解該電廠 repowering 之工程及運轉經驗。

## （一）緣起

新加坡電力市場自由化後，各電力公司均以提昇其競爭力為要務。Senoko 電廠第一階段的 3 部燃油機組自 1976 年商轉以來，已運轉近 30 年，效率已低於 40% (LHV)，且新加坡當局之能源政策係以燃氣為導向，該廠於是考量在不影響既有機組運轉的前提下，以最經濟可行之方式增加裝置容量。Senoko 電廠廠區面積有限，而新加坡境內又難以覓得新興廠址，故決策以 repowering 之方式，增設氣渦輪機及廢熱鍋爐，除既有鍋爐之外殼、冷凝器與土木基礎之外，其餘設備亦予汰舊換新，將原第一階段的 3 部各 12 萬瓩燃油機組 (CCP3~5)，改為 3 部各 36 萬瓩的高效率燃氣複循環機組，並以柴油做為氣渦輪機的備用燃料。

本公司規劃中之大林電廠更新改建計畫可行性研究中，針對大林 6 號機之處置方式亦曾考量以加前端氣渦輪機 (topping cycle) 之 repowering 方式，惟新加坡 Senoko 電廠之 repowering 與大林 6 號機之考量不同。該廠之 repowering 除增設前端氣渦輪機外，其高壓及中壓汽機亦經 Alstom 公司予以更新，並修改了低壓汽機之葉片等部分。唯一保留的部分僅有低壓汽機之外殼 (outer casing)、冷凝器本身及其與潤滑油系統共用之支撐系統，可以說絕大部分皆已汰換更新。

## （二）基本需求

「新電力市場」要求新設機組無論在滿載或非滿載情形下，皆需保持高效率運轉，而新加坡的尖峰負載僅約 500 萬瓩，如最大單機容量之機組故障，可能造成全系統 10% 的損失，將致快速的頻率衰減，於是所有機組皆必須符合當局所嚴格規定的頻率回應需求。

除了以上的市場需求之外，就電力公司之競爭力而言，基本必須

考量的需求亦包括：經濟的投資、低廉的資本支出、技術可行的前提下盡量維持現有的設備、低廉的營運維護成本。

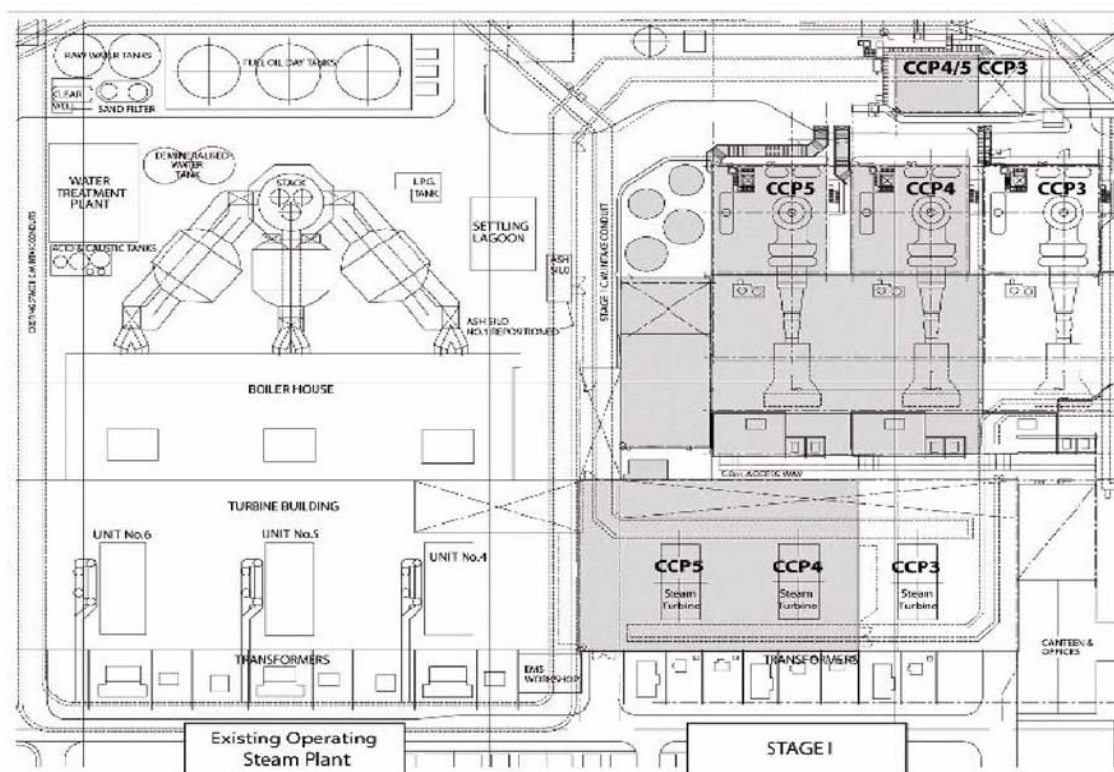


圖 22、第一階段 repowering 機組及鄰近運轉中機組配置圖

### (三) 設計基準

- 1.保留大部分土木結構，冷卻循環水系統，汽渦輪發電機及輔助設施，高壓配電系統等。
- 2.避免損失超過三分之一的整廠裝置容量，採用二階段式之施工方式，第一階段更新 CCP3 機，第二階段才更新 CCP4~5 機。各機組採獨立方式設計，以便分階段施工及運轉。
- 3.第一階段的 repowering 包括：氣渦輪機、氣渦輪發電機、氣體燃料壓縮機、廢熱鍋爐、新的高壓/中壓汽機、低壓汽機中心段、水汽循環設備及控制系統等。
- 4.第二階段的 repowering 除包括前述第一階段之內容外，更增加

了現有汽力機組與輔助設備之拆除作業，如 180 公尺高煙囪、3 個既有鍋爐、靜電集塵器、汽渦輪機、水汽循環設備及相關管線設施等。此外，亦增設一座廢水處理廠。

5.主要考量因素：大幅度的效率提昇，空污排放的降低，高可用率，高可靠性，線上燃料切換系統及高度自動化控制系統。

#### (四) 工程執行經驗與挑戰

由於既有 180 公尺高的煙囪距離機組僅 10 公尺(圖 24)，在不影響電廠運轉的情形下，煙囪的拆除成為此更新計畫最具難度之項目之一。在執行更新計畫之前，相關設備之拆除計畫仍需陳報新加坡政府審核。此外，拆除既有設備的隔熱設施將在有毒的環境下進行，於是此部分的工作連同拆除時所產生的廢水處理，Senoko 另外委託專業公司辦理。至於承包電廠 repowering 的 ALSTOM 公司，則需負責包括煙囪及其他主要設備的拆除。設備拆除的順序及所需的時程如下圖所示，全部的拆廠工作原先預計需時 9 個月，其中耗時最久的即是煙囪的拆除。為不影響鄰近既有機組的運轉，該項作業係透過設置一圍繞煙囪之環狀可動平台，於平台中裝有圓形鋸，將混凝土煙囪切割成 1.5~2 立方公尺的小塊。一塊塊地，將煙囪逐步割除，共約耗時 5 個月。

整廠拆除後的所產生的廢料約有 7000 噸的廢鐵及數百噸的混凝土，而最終僅以 7 個月的時間即完成了整廠的拆除工作，比預定的時程提早了 2 個月。



圖 23、第一階段 repowering 所需拆除部分，該部分將更新作為氣渦輪機島、廢熱鍋爐及廢水處理廠之用地

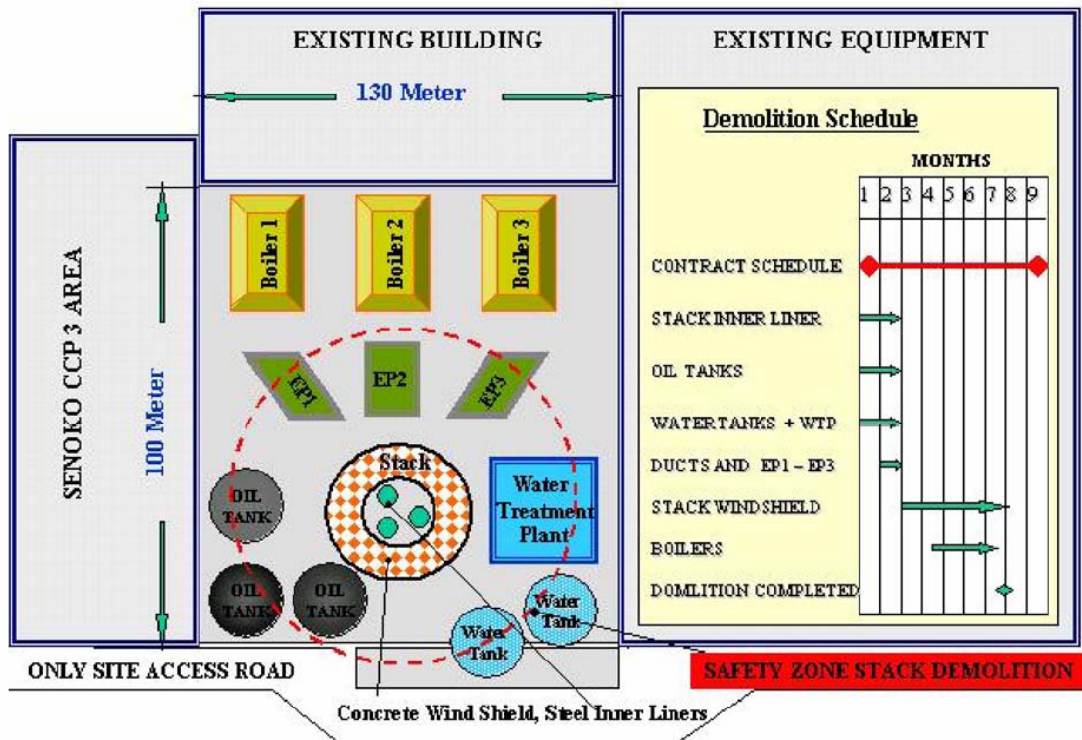


圖 24、既有設備拆除順序及預定工期

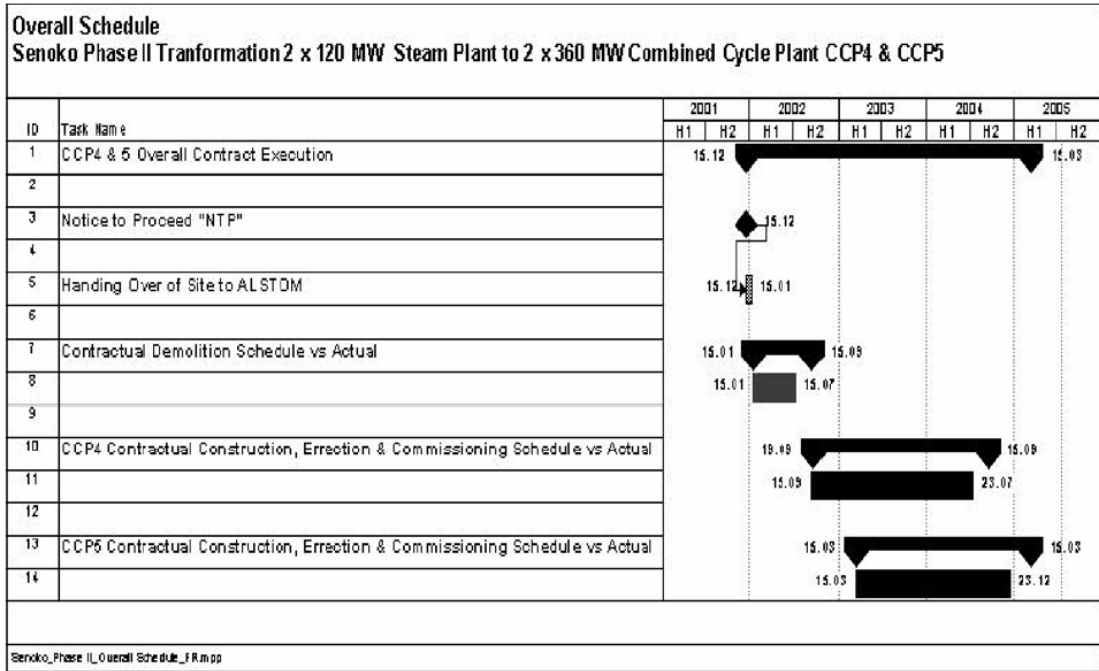


圖 25、CCP4 及 CCP5 機組之 repowering 原訂工程進度

#### (五) 運轉維護經驗

第一階段的 repowering 工程在 2002~2004 年間完成，第一部機 CCP3 於 2002 年 2 月商轉，而第二、三部機 CCP4 及 CCP5 則分別於 2004 年的 6 月及 12 月商業運轉。

經由 1 年以上之運轉，三部機組平均可靠度高達 99%，而可用率亦可達 94%。在 2004 年 6 月 29 日因印尼供氣中斷而導致全國性大停電的事件發生時，當時已商轉的 CCP3 及 CCP4 機因具備優異的調頻功能及運轉彈性，即使全系統頻率驟降了 1.7 赫茲，兩部機依然能順利運轉，並提供了新加坡部分的電力。

就整體上來說，第一階段的 repowering 改善了 Senoko 電廠的各項性能，包括：

1. 效率較原有之燃油機組提昇了約 23%。
2. 二氧化碳減量幅度每年約 250 萬噸。

3. 二氧化硫減量幅度每年約 2.5 萬噸。

4. 運轉人力僅為舊廠所需人員的 50%。

(六) 技術資料彙總

裝置容量：3x36 萬瓩

商轉日期：2002、2004、2004

燃料：天然氣（主要）、輕柴油（輔助）

大氣壓力：1.013 巴

大氣溫度：32°C

相對溼度：80%

冷卻水溫度 30

淨出力：36 萬瓩（燃氣）；39 萬瓩（燃油）

淨效率：56.0%（燃氣）；51.4%（燃油）

淨熱耗率：6428kJ/度（燃氣）；7004kJ/度（燃油）

氣渦輪機

製造商：Alstom

額定容量：300MVA

電壓：19kV±5%

頻率：50 赫茲

轉速：3000rpm

冷卻方式：氣冷式

廢熱鍋爐

型式：自然循環，鼓式垂直，三壓級

汽渦輪機

額定容量：13 萬瓩

高壓入口壓力：125 Bar；流量 85.2 公斤/秒；溫度：565°C

中壓入口壓力：36.2 Bar；流量 91.9 公斤/秒；溫度：565°C

低壓入口壓力：6.0 Bar；流量 101.4 公斤/秒；溫度：313°C

## 伍、香港中電集團

### 一、香港中電集團簡介

中電集團旗下以營業範圍區分共有四個事業部，分別為香港、澳洲、大陸及亞洲事業部。其中香港部分計有香港中華電力（CLP Power Hong Kong）與青山發電有限公司（Castle Peak Power Co., Ltd.，CAPCO）。

中華電力由中電集團 100% 持有，負載香港地區輸配電系統的營運，範圍涵蓋 1000 平方公里以上，並管理以下三座電廠：

青山發電廠（Castle Peak Power Station）：總裝置容量 250 萬瓩，採用燃煤、天然氣及燃油發電

龍鼓灘發電廠（Black Point Power Station）：總裝置容量 410.8 萬瓩，採用天然氣及燃油發電

竹篙灣發電廠（Penny's Bay Power Station）：總裝置容量 30 萬瓩，採用燃油發電

本次共參訪了青山發電廠及龍鼓灘發電廠。

青山發電有限公司則擁有上述三座發電廠，總裝置容量 659.6 萬瓩。中電持有 40% 股份，另外 60% 股份則由埃克森美孚能源有限公司（Exxon Mobile Energy）持有。中華電力全數購買並使用青電公司所有電廠的電力。此外，中電亦向廣東核能電廠購電，再加上該公司可使用廣州抽蓄電廠 50% 的電力，使得該公司總裝置容量達 857.6 萬瓩。

中電與香港政府簽有 Scheme of Control（SOC）的條款，每 15 年更新內容一次，明確規範報酬率為 13.5%。此外，燃料價格可自動反映至下游消費者，故該公司在香港地區之經營壓力相對較



低。即便香港政府於 2005 年政策白皮書中明確規定，為降低空污排放，未來將不得再興建燃煤電廠。天然氣價格較燃煤為高，所增加之燃料成本亦可轉由消費者吸收，僅需特別考慮供氣之可靠性，故中電已通過政府核准，將自行興建 LNG 接收站，以取代現有之海南島崖城氣源。LNG 接收站計畫預計於 2006 年 6 月提出環評報告，同年 10 月通過環評，並於 2010 年完成。

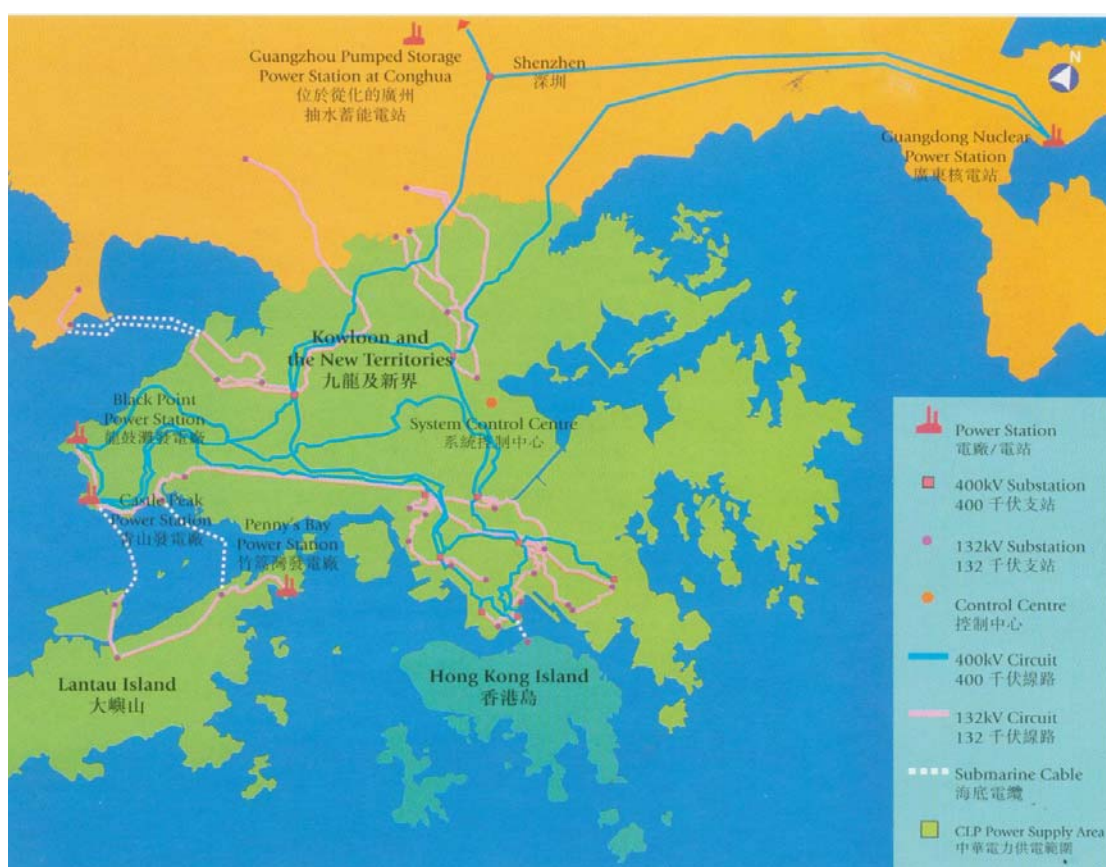


圖 26、香港中電集團電力設施分佈

## 二、青山發電廠（Castle Peak Power Station）

青山電廠位於屯門，係香港地區最大之發電廠，總裝置容量約 410.8 萬瓩。該廠址土建工程包括切削山壁及填海造地，共挖掘山坡共約 900 萬方的花崗岩，作為填海之用，並挖去約 150 萬方之淤泥。

該廠共分 A、B 兩廠區，A 廠於 1982~1985 年期間興建，裝設 4 部各 35 萬瓩之發電機組。另 4 部各 67.75 萬瓩之發電機組則設於 B 廠，並於 1985~1989 年間陸續商轉，總投資額約港幣 200 億元。A、B 兩廠於 1993 年合併管理。

該電廠燃料以煤炭為主，亦可用燃油發電。1996 年時，B 廠 4 部機中的 2 部（B2、B3 機）進行改裝工程，亦可燃用天然氣，使電廠可用的發電燃料增至 3 種。

### （一）基本資料

裝置容量：410.8 萬瓩

發電機組數目：4x35 萬瓩（A1~A4）；4x67.75 萬瓩（B1~B4）

燃料：主要燃料為燃煤，輔助燃料為燃料油，B2、B3 機組可使用天然氣發電

電廠面積：62 公頃

設計熱效率：40.13%

機組商轉日期：1989 年



圖 27、青山電廠廠區配置圖

## (二) 技術資料

### 汽輪機

製造商：英國通用電力渦輪發電機公司(GEC Turbine Generators Limited)

類型：脈衝反應式，軸向單流高壓汽缸及雙流中壓、低壓汽缸

輸出功率：青山 A 廠 4x35 萬瓩；青山 B 廠 4x67.75 萬瓩

滿載輸出效率（冷卻水 25°C 時）：青山 A 廠 37.5%；青山 B 廠 38.2%

蒸汽條件：高壓汽缸入口壓力 16300kPa，溫度 538

中壓汽缸入口壓力 3830kPa，溫度 538

低壓旁路系統相當於過熱器出口的 40%MCR。

### 發電機

製造商：英國通用電力渦輪發電機公司(GEC Turbine Generators Limited)

最大持續輸出功率：67.75 萬瓩；797MVA

終端電壓：23.5Kv

轉子冷卻劑：氫

### 鍋爐

製造商：英國帕高電力有限公司 (Babcock Power Limited)

類型：自然循環 帕高雙路式 (Babcock two pass type)

蒸發率：青山 A 廠 1113 噸/小時；青山 B 廠 2096 噸/小時

燃燒器：反向燃燒。

青山 A 廠：前 3 排、後 2 排，共 5 排低氮化氮軸向渦流式噴燃器

青山 B 廠：前 4 排、後 3 排，共 7 排低氮化氮軸向渦流式噴燃器

靜電除塵器效率：青山 A 廠 99.23%；青山 B 廠 99.4%

### 燃料卸儲設備

卸煤機型式及數量：抓斗式，共 5 部

卸煤機能量：#1、#2、#3 為 1000 噸/小時；#4、#5 為 1500 噸/小時

懸臂式堆煤機能量：3000 噸/小時

堆煤機能量：3000 噸/小時

取煤能量：2400 噸/小時

煤場存量：110 萬噸(室外式)

燃油存量：9500 噸(平時)；10 萬噸(戰備存量)

燃煤耗用量：青山 A 廠每部機 110 萬噸/年

青山 B 廠每部機 190 萬噸/年

### 燃料分析

天然氣：熱值 40.08~46.19MJ/公斤；CO<sub>2</sub> 含量 < 10%；硫份 20ppm

煤：熱值 25.12~27.21MJ/公斤；灰份 7.6~16.5%，水分 (AR) 8~15%

燃油：熱值 41.87~44.19MJ/公斤；灰份 0.2%，硫份 4.5%

## 三、龍鼓灘發電廠 (Black Point Power Station)

龍鼓灘電廠位於新界西北部，座落於青山電廠以北 4 公里，係香港第一座採用燃氣複循環的電廠。該廠共設置 8 部各 31.25 萬瓩之燃氣複循環機組，自 1993 年獲准興建後，第 1~6 號機已分批於 1996~2004 年間商轉，7 號機於 2005 年 8 月商轉，至於 8 號機則將於 2006 年商業運轉。

### (一) 基本資料

裝置容量：250 萬瓩

機組數目：8x31.25 萬瓩

燃料：天然氣 (柴油為備用燃料)

電廠面積：46 公頃

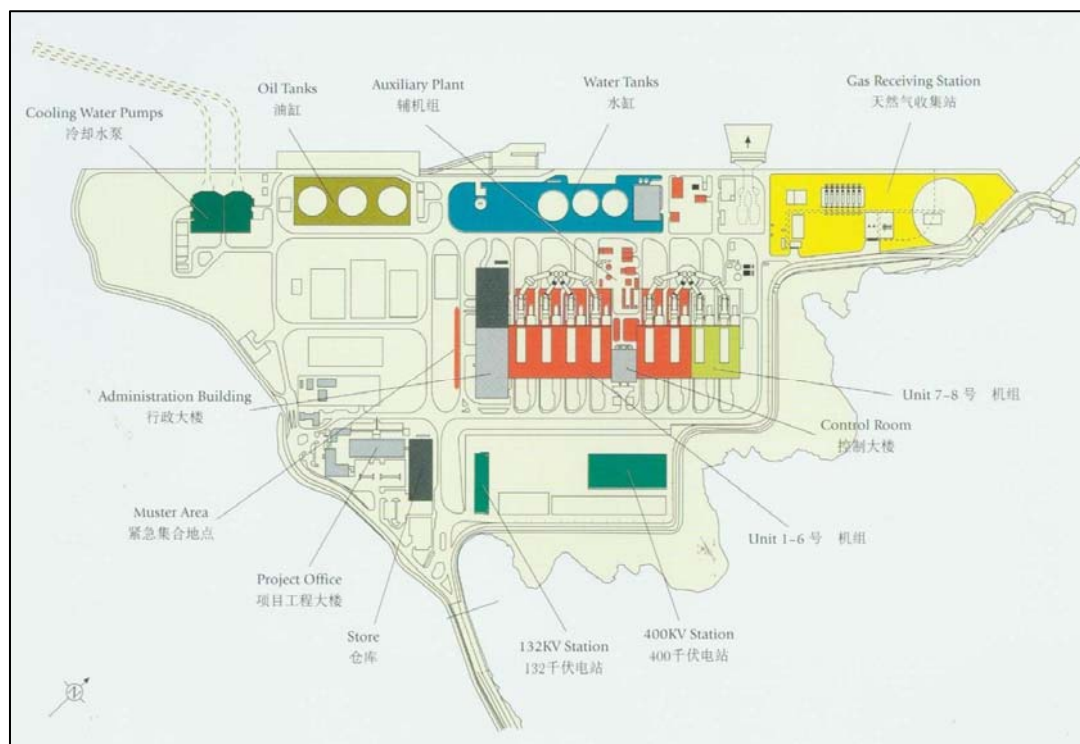


圖 28、龍鼓灘電廠廠區配置圖

## (二) 技術資料

淨輸出功率：31.25 萬瓩

淨熱耗率：6811KJ/度 (LHV)

淨效率：52.9% (LHV)

氣渦輪機：一級溫度 1288°C，排氣量 575 公斤/秒，排氣溫度 612°C

### 汽輪機

高壓入口壓力：100 Bar；流量 92 公斤/秒；溫度：534°C

低壓入口壓力：4.8 Bar；流量 105 公斤/秒；溫度：173°C

廢熱鍋爐：雙壓級，輔助循環

### 發電機：

額定功率 390 萬瓩，功率因數 0.85

電壓：23 千伏特，頻率 50 赫茲

#### 四、中電集團 LNG 接收站之規劃構想

龍鼓灘電廠自 1996 年商轉以來，天然氣一直是香港重要的發電燃料。目前中電集團的天然氣來源來自於南中國海的海南島海域之崖城氣田。在 1990 年代香港政府探討天然氣來源時，雖已尋得多個可興建 LNG 接收站之地點，但同時也發現了崖城氣田，並以海底輸氣管線直接供應龍鼓灘電廠。該氣田足以推供龍鼓灘電廠約 20 年之燃氣需求(1996~2015 年)，惟其天然氣蘊藏量估計將於 2010 年左右用罄，而華南地區其他氣田之蘊藏量不足以取代崖城氣田，於是該集團為另覓長期可靠的天然氣供應來源，計畫在香港建造接收站以便輸入 LNG，預計需時 6 年。香港政府並已於 2005 年之政策白皮書中納入興建 LNG 接收站之計畫。

中電集團自 2003 年起，便開始進行 LNG 接收站選址的工作。第一階段係針對環境、地理和社會限制條件，務求剔除不相容的地區，進而擬訂一份包括各合適站址的長名單，計有 29 個可能站址。此階段的研究工作是以下列四項主要任務為重心：

- (一) 界定站址之必要特性及限制條件，以作為後續選址過程之參據。
- (二) 研擬站址篩選準則，包括環境、地理、規劃及社會接受性等層面。
- (三) 依據地理資訊系統，將前述篩選準則套繪於數位地圖中，並以環境情況及海上交通因素，協助剔除不相容之地區。
- (四) 透過前述過程所識別出的地區將進一步審核，確定其具有潛力成為 LNG 接收站站址。

第二階段則是將環境、成本、法規、海運、初步風險等準則，進

行一系列評估，將長名單刪減成中期名單，餘 5 個可能站址。而在 2004 年 9 月時，該集團與香港環境研究管理小組之成員初步溝通接收站計畫內容時，再依環研小組的意見，將原已剔除的 4 個可能站址重新納入中期名單。而後經由該集團與政府之間密切的討論，最終篩選出 2 個最有可能之接收站址，即大鴉洲上之難民中心舊址（大鴉洲方案），以及龍鼓灘上現有電廠旁之岬角（龍鼓灘方案）。該集團遂預計於 2006 年 6 月同時陳報兩可能站址及相關規劃內容，供政府進行環評審查。預計將於 2006 年 10 月通過環評審查，擇一做為 LNG 接收站之站址，並於 2010 年完工，初期每年將進口約 260 萬噸的液化天然氣。

以下謹初步簡介兩站址方案之規劃內容：

#### （一）大鴉洲方案

大鴉洲位於大嶼山南面約 4.5 公里。1989 年，該島上開始建造難民居留中心，並於 1991 年完工，自始島上之居民便全數遷離該島。至 1997 年，難民中心被拆除，迄今大鴉洲島上無人居住，就安全層面及社會影響層面而言，確為一優良之接收站址。惟本站址方案離龍鼓灘電廠較遠，需興建一條直徑 30 吋、長約 40 公里之海底輸氣管線，將天然氣輸送至電廠，並需鋪設一組海底電纜，將電力自大嶼山引入，以供應 LNG 接收站所需（本案區位詳如圖 29；配置詳如圖 30）。

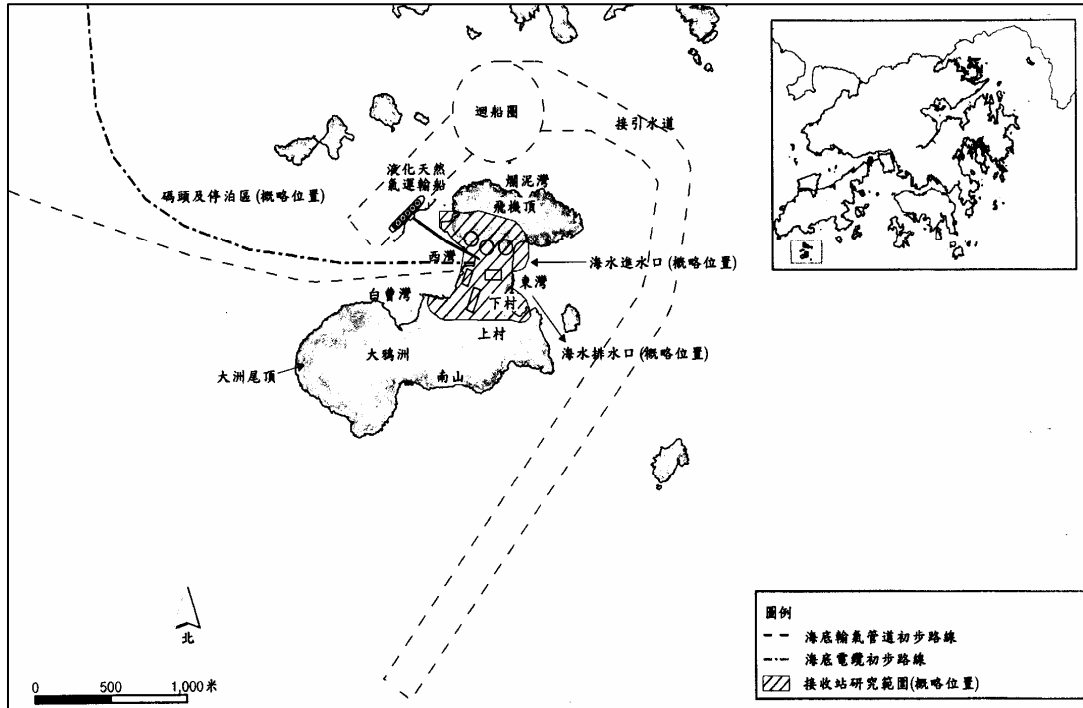


圖 29、大鴉洲 LNG 接收站工程配置圖

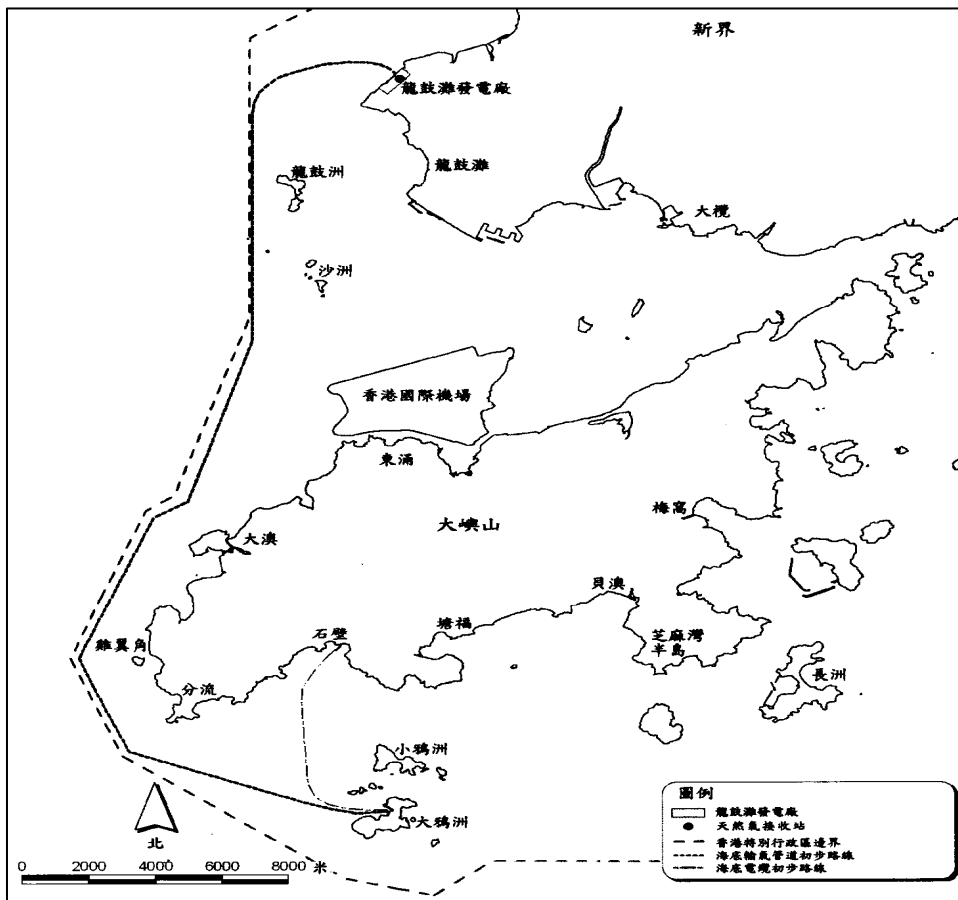


圖 30、大鴉洲 LNG 接收站海底輸氣管線及電纜路徑圖



## (二) 龍鼓灘方案

本方案之 LNG 接收站將設置於現有龍鼓灘電廠旁，直接緊鄰用氣中心。部分工地範圍將於龍鼓灘岬向外填海造地，其餘範圍則將透過切削北面山壁而得。天然氣則由短距離之陸上輸氣管線輸送至電廠。接收站所需電力將直接自龍鼓灘電廠引入（本案配置詳如圖 31）。

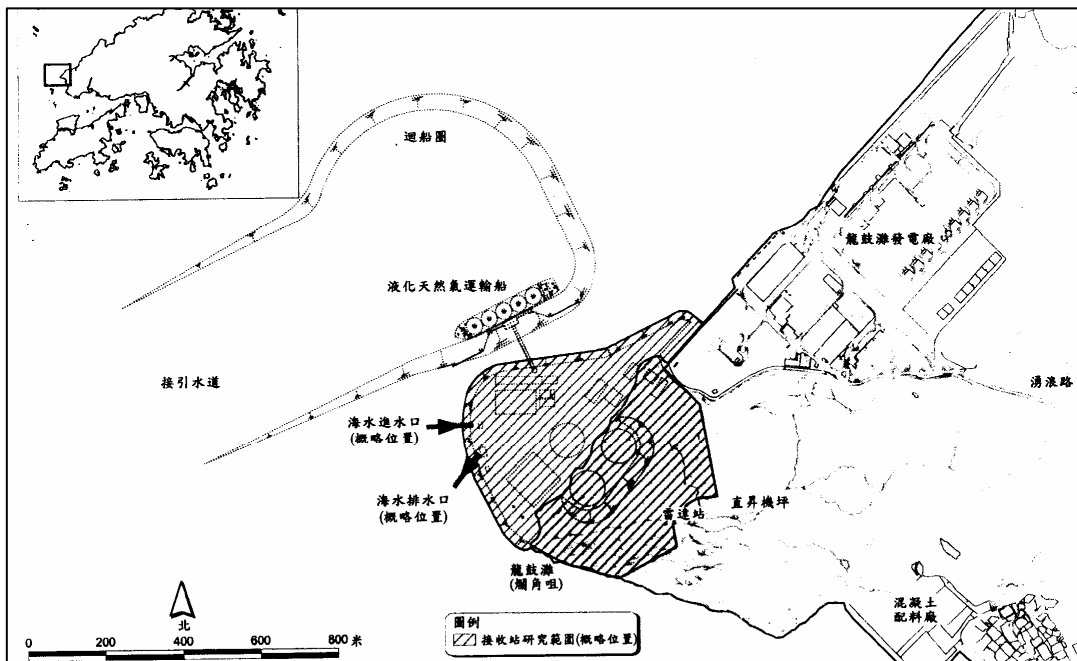


圖 31、龍鼓灘 LNG 接收站工程配置圖

## (三) 共同工程項目規劃參數（表 2）

工程項目	規劃基準
LNG 船容量（立方公尺）	145,000~215,000
儲氣槽數量	2~3
儲氣槽容量（立方公尺）	160,000~180,000
佔地面積（公頃）	30
設計水深（公尺）	-15

## 陸、心得與建議

### 一、 參加 LNG Terminal Summit 2006

- (一) 由於京都議定書已於 2005 年生效，許多國家為因應二氧化碳之減量及滿足其他環保之需要，均以增加天然氣發電作為因應，故咸認為未來全球的天然氣需求量將達到目前的 2 倍以上。隨著各地中小型氣源逐漸開採用罄，目前擁有大量天然氣蘊藏量的中東地區將成為將來天然氣供應之重心。另為遠途運輸之需要，液化天然氣 (LNG) 之角色將較管線天然氣 (Pipeline Gas) 更為吃重。
- (二) LNG 產業係資本與技術密集之產業，而亞洲地區佔了 LNG 市場之大部分，其中又以日本、南韓及台灣為主，氣源商為確保巨額的天然氣開採設備投資得以回收，故過去購氣合約皆以 20 年以上之長期合約為主，甚至訂定了 Take or Pay 之條款。雖然 2002 年廣東合約及部分亞洲購氣合約因降低氣價與原油價格的關聯性，提供了買方更大的保障，但近年天然氣市場卻又再成為賣方市場，且因天然資源蘊藏有限，未來再轉變為買方市場之機會甚微。在亞洲各國購氣合約將陸續到期之後，隨著氣源之爭奪日益劇烈，新訂之合約預期將對買方更為不利。本公司如決策自行購氣，更需及早進入市場，累積相關合約談判經驗。
- (三) 各國電力公司為因應尖峰負載之需求，用氣量常有超過合約量之情形。為此，就電力公司立場，均希望能提高購氣合約之彈性。LNG 現貨市場被視為解決方案之一。LNG 現貨之交易在歐美較為成熟，亞洲則仍以長期供氣合約為主。為避免中油公司之壟斷，在各專家預測 5~10 年全球 LNG 現貨交易趨於成熟後，未來本公司合約超用量部分，亦可考慮透過

國際現貨市場交易之方式，引入競爭機制，以因應預期外的尖峰用氣需求。此一前提須建立在本公司自有 LNG 接收站或目前中油之 LNG 卸、輸、儲設備皆予以公共財化之基礎上。

- (四) 以目前 LNG 交易量佔全球之首的日本而言，該國現有 26 座 LNG 接收站中有 13 座係由電力公司自有或合營。而關西電力公司更於 2006 年終止與大阪瓦斯公司間長達 30 年的購氣合約，將由自行興建的 Sakai LNG 接收站自行進口天然氣。顯示由電力公司自有接收站已成為趨勢。為確保營運自主性並提昇供氣可靠性，本公司確有必要師法日本經驗，自行興建天然氣接收站。
- (五) 目前全球 LNG 接收站之營運模式大致可分為(1)接收站擁有者負責 LNG 之進口、再氣化及銷售；(2)接收站擁有者負責 LNG 之進口及再氣化；(3)第三者投資模式 (Third Party Access 或 Tolling Concept)：接收站由多方共同投資，僅負責 LNG 之再氣化，開放上、下游之競爭機制。本公司未來於辦理自建接收站相關研究之際，亦可考慮將各種商業模式 (business model) 納入考量評估，以決定最適用之接收站營運模式。
- (六) 過去 LNG 接收站所面臨的最大挑戰及失敗之主因多在於融資及過於草率之選址過程。本公司未來在進行 LNG 接收站規劃之際，尤需特別著重最適站址之勘選，就法規執行面、自然條件限制、工程技術可行性，以及環境影響性詳實評估，並應加強公眾溝通，以避免重蹈他國失敗經驗的覆轍。
- (七) LNG 接收站的型式主要分為一般的岸上式接收站 (Onshore LNG Terminal) 及離岸式接收站 (Offshore LNG Terminal)

兩種。離岸式接收站儘管可降低岸上居民及設施之安全疑慮，並且易於重新部署，減少港灣設施投資等優點，惟本公司考量於北部地區自建接收係基於北部鄰近用氣中心，並以增加天然氣安全存量為要。台灣颱風頻仍，北部地區天候條件欠佳，且增加 LNG 安全存量仍須於岸上興建天然氣儲槽。爰此，恐不適宜設置離岸式接收站。

## 二、 參訪新加坡 Senoko 電廠

- (一) Senoko 電廠第一階段的 repowering 工程保留了既有廠房基礎及部分設備，於原有的 3 部各 12 萬瓩燃油汽力機組增設前端氣渦輪機，並重置高/中壓汽機及部分低壓汽機組件後，更新為 3 部各 36 萬瓩之燃氣複循環機組，效率因而提昇了約 23% (56.0%, LHV, Net)。完工商轉迄今年餘，運轉之經驗良好，實屬一成功之部分汰舊換新計畫。本公司現有之老舊燃油汽力機組計有協和一、二號機等，未來於即將屆齡除役時，可考慮參考 Senoko 電廠經驗，將 repowering 列為評估之方案之一。
- (二) 新加坡目前天然氣係由馬來西亞及印尼以海底管線供應，然過去卻於 2003~2005 年間因天然氣供應中斷而導致 5 次停電危機。爰此，該國已決定興建 LNG 接收站以取代部分管線天然氣，並倚其地利之便，更進一步考慮將該接收站作為亞太地區之 LNG 轉運中心 (hub)。該國政府將於 2006 年依委託東京瓦斯公司辦理之研究成果，決定該接收站之定位後，即開始辦理接收站工程，預計於 2012 年完成。本公司宜密切注意其發展，如該地區成為新興之 LNG 交易中心，則本公司似可思考更為靈活之購氣模式。

### 三、 參訪香港中電集團

- (一) 本次參訪之青山電廠及龍鼓灘電廠係香港地區主要之二大電廠。由於情勢之轉變，青山廠之機組已於 1996 年進行了機組之修改，使其可燃用之燃料達 3 種（油、煤、氣）。而香港政府更於 2005 年之政策白皮書中明訂，未來新設機組將僅能燃用天然氣，該地區之電源開發將不再有選擇性。
- (二) 龍鼓灘電廠發電用天然氣目前係利用海底管線由海南島外海之崖城氣田供應，惟該氣源將於 2010 年代用罄，故香港政府已決定興建 LNG 接收站，以進口 LNG 之方式因應。中電集團自 2003 年起，即審慎地進行站址之勘選，歷經 2 年之選址過程，最終擇定了 2 個主要站址，於 2005 年同時陳報政府進行環評審查，預計將於 2006 年間通過環評，2010 年完成接收站工程，年卸收量約 260 萬噸。該集團之接收站工程與本公司擬自建接收站之工程期程相近，基於雙方長久以來之合作關係良好，未來可多方借鏡該集團之相關經驗，以作為本公司接收站計畫之參考。
- (三) 新加坡、香港與本公司所擬訂之 LNG 接收站計畫時程極為相近，在在顯示未來 LNG 市場之競爭將日益劇烈。在借鏡他人經驗的同時，不論未來是否仍向中油購氣，本公司更應及早研擬相關因應議題及配套措施，以避免在這場全球性的 LNG 保衛戰中屈居劣勢。