

出國報告（出國類別：其它）

# LNG儲槽及液化天然氣接收站 技術研討

服務機關：台灣中油公司

姓名職稱：李皇章 工務室主任

姓名職稱：陳永慧 工務室工程師

派赴國家：日本

出國期間：100年11月28日至12月3日

報告日期：101年2月17日

## 摘要

有關儲槽可利用容積之探討，此次參訪座談分別向OGE（Mr. 高田）、TGE（Mr. Masafumi Nakano）澄清有關儲槽設計內容積在操作中是否只能以90%設計內容積作為操作上限？OGE、TGE均說明LNG儲槽在設計時即已考慮納入地震等之安全係數考量，實務操作時可安全操作到100%設計內容積，如限制只能以90%設計內容積作為操作上限，則對儲槽可利用容積是損失。台中廠二期計畫內含 LNG儲槽增建三座，應於增建前即向中檢所澄清有關儲槽設計內容積在操作中之可操作上限，以免儲槽可利用容積之損失。

有關冷能利用率之探討，本公司永安廠及台中廠兩廠的 LNG 擁有寶貴的大量冷能資源，如能充分利用，將可增加公司營運利益及降低操作成本，此次至TGC及 OGC 參訪目的，對日本 LNG 冷能利用之現況，請教 TGC 及 OGC 的專家，並蒐集相關資訊，做為未來本公司 LNG 冷能利用之參考。

LNG 冷能(≒200Kcal/kg)通常依其成份及壓力，分為兩種存在：

- 1、溫度能量(-160°C→ +15°C)
- 2、壓力能量(液態→氣態，體積膨脹 600 倍)。

可將這兩種冷能加以利用，成為具有經濟價值的用途，故LNG在氣化過程中，無論是溫度能量或壓能均屬於LNG 冷能利用範圍。

LNG冷能利用設備建廠廠址選擇，通常為使LNG低溫管線的建造費用降低，因此LNG冷能設備應儘可能的靠近 LNG接收站。此次到 OGC 及 TGC所屬LNG 姬路、根岸接收站其LNG冷能利用設備均在接收站廠區內或緊鄰接收站廠區。

LNG負載模式依據城鎮瓦斯需求，隨每日和每季的時間不同而變化。通常LNG冷能利用製程是連續性操作，其設備需要有持續的冷能數量。為維持LNG冷能利用設備操作穩定性、安全性，LNG 冷能利用率，通常是受限於市場可穩定用氣的離峰量之下。依據OGC冷能利用率之定義是（LNG冷能利用之流量）/（LNG接收站全年之流量），可知冷能利用率之大小取決於穩定的離峰量佔LNG接收站全年流量之分率。

# 目錄

## 頁次

壹、 參訪目的-----	3
貳、 參訪過程-----	4
一、行程-----	4
二、拜會大阪瓦斯公司-----	4
三、拜會大阪瓦斯公司之姬路接收站-----	9
四、與日本瓦斯協會座談-----	11
五、拜會東京瓦斯工程公司-----	12
六、拜會東京瓦斯公司之根岸接收站-----	12
參、 研習心得與建議-----	14
肆、 附錄-----	15

## 壹、 參訪目的

中油公司以競標方式取得台電公司大潭電廠發電用天然氣買賣合約，經評估後於台中港興建北部液化天然氣接收站，台中液化天然氣廠自 98.7.13 開始營運，主要供應台電公司大潭電廠發電用天然氣及經由管線輸送至中平配氣站與出磺坑礦場生產的5500kcal/sm<sup>3</sup> 低熱值天然氣作摻配，熱值控制在8900kcal/sm<sup>3</sup>即為NG1，而後往南送至台中西屯配氣站供應中部地區用戶用氣，往北則輸送至大台北地區供民生用氣。

台電公司目前電力供應情形為北部地區明顯不足，中部及南部電源則較為充裕，日本福島核災後，政府新電力政策規劃現有核一二及三廠 6部機於2019年至2025年間陸續除役，北部電源不足情形將更加惡化，部分電力雖可透過輸電線路將中部、南部過剩電力北送挹注，惟因中電北送能力受限於輸電容量不足，未來北部仍有供電缺口。為因應北部電源不足，台電公司除積極推動於大潭電廠增建4部燃氣複循環機組外，並建請經濟部能源局辦理之第5階段開放民營燃氣電廠宜以北部地區量優先考量，俾確保系統供電穩定與安全。

因應新電力政策，台中廠液化天然氣接收站第二期計畫(台中廠二期計畫) LNG儲槽增建、冷能利用之推動備受關注，該計畫業於100年9月5日經行政院經建會委員會會議通過，有關冷能利用部份決議如下：「請經濟部協調所屬單位(工業局、能源局等)，會同臺中港務局等相關機關，共同研擬冷能長期使用方案，規劃冷能利用之題材、可行性及使用項目等，以提升冷能之附加價值，並作為招商項目，為中油公司創造新的營業效益。」；本次赴日本東京瓦斯公司及大阪瓦斯公司參觀之主要目的，藉此技術交流行程以蒐集及整理相關資料，可提供本公司未來LNG冷能利用規劃設計參考之依據。

國內推動車輛使用替代燃料(NG)降低廢氣污染之政策為近年環保署積極推動之重點項目，藉由此技術交流行程以蒐集及整理相關資料，可提供本公司未來規劃LNG槽車灌裝、儲存與分運設施之參考。

## 貳、參訪過程

### 一、行程

預定起迄日期	到達地點	詳細工作內容
100.11.28	桃園→大阪	啓程
100.11.29	大阪	拜會大阪瓦斯工程公司及座談
100.11.30	大阪	參訪大阪瓦斯公司接收站觀摩儲槽 LNG 槽車灌裝及 LNG 冷能利用設施。
100.12.01	東京	上午由大阪搭乘新幹線至東京 下午拜會東京瓦斯工程公司及座談
100.12.02	東京	參訪東京瓦斯公司接收站觀摩 LNG 儲槽、槽車灌裝及 LNG 冷能利用設施。
100.12.03	東京→桃園	返程

### 二、拜會大阪瓦斯工程公司及座談：

儲槽是液化天然氣接收站的儲存運輸設備，生產國將天然氣液化，由船隻運送至接收站，經卸收設備卸收輸送到儲槽，利用氯化器昇溫成天然氣，再由管線輸送至客戶。近年來為減少二氧化碳排放量，使得天然氣的消耗量日漸增加，致使液化天然氣儲槽容量趨於巨大化，儲存量從早期之五、六萬公秉增至目前的十八萬公秉，隨者巨大儲槽的需求衍生出耐強烈地震及稠密地區土地節省利用之規劃設計。日本自西元1969年即研發成功並建造地上式儲槽，現在已發展為先進的全密閉圓拱式槽頂(Full Containment Dome Roof Type)及預力混凝土外牆(Prestress Concrete Wall)型式，可防止液化天然氣洩漏且使用非常少的土地。

LNG儲槽就其與地面的關係，主要可分為地上型儲槽及地下型儲槽二種型式：

#### (一)地上型儲槽

目前廣泛使用的地上型LNG儲槽，已由四周設有防溢堤的傳統雙重金屬殼體儲槽改進為雙重金屬殼體之預力混凝土儲槽(PC Tank)，因台灣屬多震區，如台中廠二期計畫考量採用地上型儲槽，則建議採用後者。

槽頂型式計有懸吊板式(Suspended Deck)和拱型頂式(Doom Roof)兩種，然在地震來臨時，儲槽內儲存液體會產生搖動而使其觸及槽壁的液面升高，並施加額外的搖擺力量於槽壁，該升高的液面即所謂Sloshing Height，因此，如採用懸吊板式內頂時，其槽壁之設計高度至少需滿足儲蓄時之最高液面加上Sloshing Height之高度，以防懸吊

板受損而造成洩漏事故。

## (二)地下型儲槽

地下型LNG儲槽一般有Pit-in、Underground和In-ground三種型式，其中Pit-in型式在儲槽破裂時，因氣態NG會直接飄散至週遭大氣環境，故不屬於全容性儲槽而較少被採用，另Underground儲槽係整座儲槽均位於地下，其造價高、建造期長，目前僅在日本有此型之20萬公秉LNG儲槽，而In-ground LNG儲槽則為目前較廣泛被採用之地下型儲槽型式。

各型儲槽於世界各國使用情形，預力混凝土地上儲槽在世界各國佔有較大的採用比例，而In-ground地下儲槽則大部份位於日本地區，於日本以外地區僅台灣和韓國有使用實例。

日本各 LNG 接收站的儲槽及其附屬設備的檢查規定，政府均授權各瓦斯公司依據所建儲槽型式（地上式或地下式）之不同，遵照日本社團法人日本瓦斯協會瓦斯工作物等技術基準調查委員會訂定之 LNG(地上式或地下式)儲槽指針做自主管理。東京瓦斯公司與大阪瓦斯公司為日本最大兩家瓦斯公司，因土地利用與設計理念不同，各自研究開發不同的儲槽結構。

此次參訪座談，OGE 介紹 Pit-in型式地下式LNG儲槽，該型儲槽並非OGE設計，故無法提供相關文件供與會者參考。大阪瓦斯公司認為地上式 LNG儲槽較地下式LNG儲槽安全，因此該公司僅發展地上式 LNG儲槽，目前最大儲槽容量為18 萬立方公尺。

### 儲槽可利用容積之探討：

台中液化天然氣廠依據中檢所實地查核所提問題，其中有關：「儲槽內容積為 160,000立方米，請確認液位控制系統是否符合儲存量不得超過內容積的90%之規定。」，台中廠於98年10月23日依高壓氣體勞工安全規則第113條之規定，重新設定台中廠LNG儲槽之高液位警報由35.34米（100%）修正重新設定為31.41米（90%），以符合法規要求。致使台中廠三座儲槽之可容許總進液量將減少約2萬噸。

此次參訪座談分別向OGE（Mr. 高田）、TGE（Mr. Masafumi Nakano）澄清有關儲槽設計內容積在操作中是否只能以90%設計內容積作為操作上限？OGE、TGE均說明LNG儲槽在設計時即已考慮納入地震等之安全係數考量，實務操作時可安全操作到100%設計內容積，如限制只能以90%設計內容積作為操作上限，則對儲槽可利用容積是損失。台中廠二期計畫內含 LNG儲槽增建三座，應於增建前即向中檢所

澄清有關儲槽設計內容積在操作中之可操作上限，以免儲槽可利用容積之損失。

冷能利用率之探討：

本公司永安廠及台中廠兩廠的LNG擁有寶貴的大量冷能資源，如能充分利用，將可增加公司營運利益及降低操作成本，此次至 TGC及 OGC 參訪目的，對日本LNG冷能利用之現況，請教TGC及OGC的專家，並蒐集相關資訊，做為未來本公司LNG冷能利用之參考。

LNG冷能(≒200Kcal/kg)通常依其成份及壓力，分為兩種存在：

- 1、溫度能量(-160°C → +15°C)
- 2、壓力能量(液態→氣態，體積膨脹600倍)。

可將這兩種冷能加以利用，成為具有經濟價值的用途，故LNG在氣化過程中，無論是溫度能量或壓能均屬於LNG冷能利用範圍。

LNG冷能利用設備建廠廠址選擇，通常為使LNG低溫管線的建造費用降低，因此LNG冷能設備應儘可能的靠近 LNG接收站。此次到 OGC 及 TGC所屬LNG 姬路、根岸接收站其LNG冷能利用設備均在接收站廠區內或緊鄰接收站廠區。

LNG負載模式依據城鎮瓦斯需求，隨每日和每季的時間不同而變化。通常 LNG冷能利用製程是連續性操作，其設備需要有持續的冷能數量。為維持LNG冷能利用設備操作穩定性、安全性，LNG 冷能利用率，通常是受限於市場可穩定用氣的離峰量之下。依據OGC冷能利用率之定義是（LNG冷能利用之流量）/（LNG接收站全年之流量），可知冷能利用率之大小取決於穩定的離峰量佔LNG接收站全年流量之分率。

撰寫本次出國報告特別要感謝日本大阪瓦斯公司 Mr. Mitsuhiro Kohara（小原充裕先生）提供 OGC所屬姬路、泉北 LNG接收站冷能利用及尖離峰量數據，實錄於後：

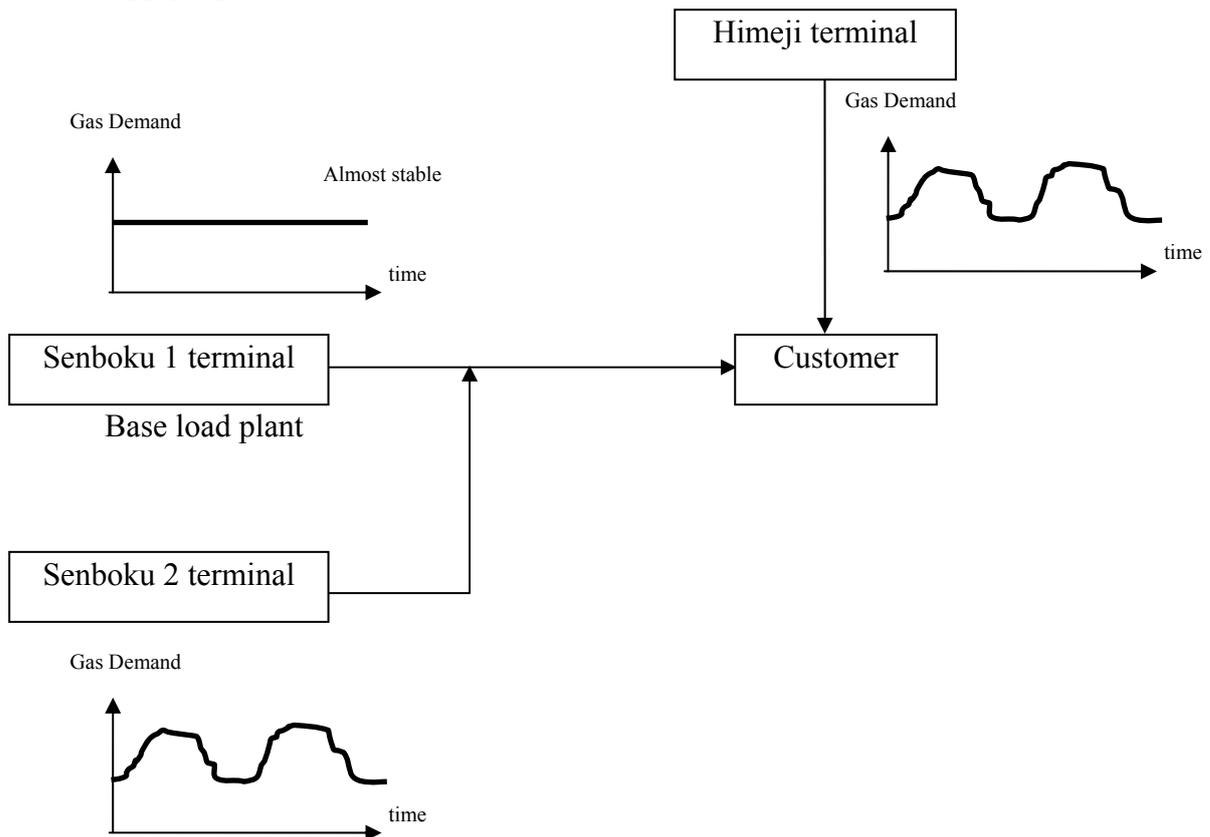
### Reference Document for CPC

1. Track record of send out gas volume per year  
Senboku 1 : 1.2 million ton per annum  
Senboku 2 : 4.6 million ton per annum
2. Send out gas flow rate  
Senboku 1 : (100%利用率)  
50t/h(Air Separation) + 10t/h(Liquefied CO2) + 50t/h(Cold source for petrochemical plant)  
+15t/h(Cold source for petrochemical) = 125t/h

Senboku 2 : Minimum 250 t/h ~ Maximum 1,000 t/h  
 50t/h(Air Separation) + 150t/h(Cryogenic power generation) + 60t/h(Cryogenic power generation)+150t/h(BOG re-condenser with cold energy storage)

Himeji : Minimum 150 t/h ~ Maximum 600 t/h  
 120t/h(Cryogenic power generation) + 30t/h(Cooling of intake air for gas turbine power generation plant)

### 3. Gas supplying structure



Cold energy utilizations of Senboku terminal 1 are below.

50t/h(Air Separation) + 10t/h(Liquefied CO<sub>2</sub>) + 50t/h(Cold source for petrochemical plant)  
 +15t/h(Cold source for petrochemical) = 125t/h

However “50t/h (Cold source for petrochemical)” has the fluctuation between 50t/h and 60t/h.

And “15t/h (Cold source for petrochemical)” also has the fluctuation between 15t/h(minimum) and 160t/h(Maximum). This cold source is utilized for cooling water of petrochemical plant next to Senboku terminal 1.

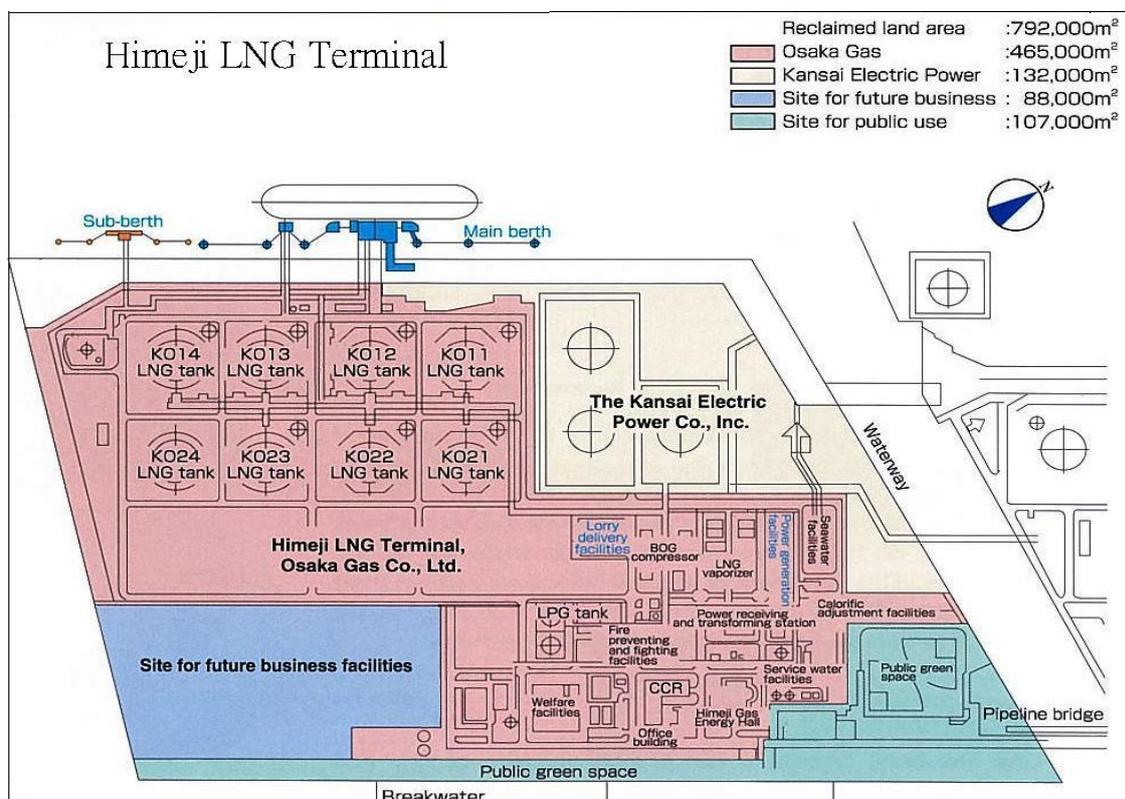
Therefore if the demand of the gas increases from 125t/h to more flow rate, we mainly increase the LNG of “cold source for petrochemical” from 15t/h(minimum) to more flow rate. As a result, we realize almost 100% of utilization ratio.

經整理OGC所屬姬路、泉北一廠、泉北二廠 LNG接收站及TGC根岸接收站冷能利用率如下表：

LNG接收站 冷能利用	Himeji	Senboku 1	Senboku 2	Negishi
million ton/year	2.4	1.2	4.2	3.42
最大輸出氣體流率 ton/hr	600	152	1,000	
最小輸出氣體流率 ton/hr	150	125	250	
空氣分離 ton/hr		50	50	47
冷能發電 ton/hr	120		210	89
二氧化碳液化 ton/hr		10		9
低溫倉儲 ton/hr				6
供應化工廠冷能 ton/hr		50~60		
供應化工廠冷能 ton/hr		15~160		
利用儲存冷能增加BOG再液化 ton/hr			150	
Gas Turbine進氣空氣降溫 ton/hr	30			
cold energy used ton/hr	150	152	260	151
cold Utilization million ton/year	1.19	1.20	2.06	1.20
冷能利用率	0.50	1.00	0.49	0.35

可知冷能利用率之大小取決於穩定的離峰量佔LNG接收站全年流量之分率，泉北一廠是屬於基載模式供應城鎮瓦斯，隨每日和每季的時間不同而變化不大，加上又緊鄰石化廠區可機動調整供應冷能量，故冷能利用率可達100%。

三、參訪大阪瓦斯公司姬路接收站觀摩儲槽、LNG冷能發電及LNG槽車灌裝。



本次出國獲邀參訪東大阪瓦斯公司之Himeji(姬路)LNG接收站，該站從1984年開始營運，1990年開始槽車灌裝業務，該站具有地上型儲槽8座，其中1座是18萬KL穹頂式(Dome Roof)全容式預力混凝土槽(Full Containment PC Tank)地上型LNG儲槽、其中7座是8萬KL四周設有防溢堤的傳統雙重金屬殼體儲槽。每年輸出氣體量是2.4百萬噸，對LNG之冷能廣加利用，佔每年輸出氣體量50%。

大阪瓦斯公司姬路基地LNG冷能發電系統從1987年開始營運，其電力輸出約21~22GWh/year，輸出比率介於22~23kWh/LNG-ton，LNG供給冷能發電系統的用量介於910,000~940,000噸/年之間。在1987年的最初投資成本約日幣19億元，平均每年維護費用約日幣2千萬，而操作費用相較於維護費甚低，幾乎可以忽略。

在大多數的LNG接收站，LNG冷能發電設備通常與其它冷能利用設施一同建置。日本於2002年以來已無新建的LNG冷能發電設施，其原因之一為自1991年以後油價趨於穩定，電價波動甚小，另一原因則為燃燒天然氣的高效率複循環發電機組已被廣泛使用，致使LNG冷能發電設備所產生的效益不顯著，因而降低設置的意願。

大阪瓦斯公司姬路LNG接收站冷能發電經驗，推薦以丙烷作為冷媒之朗肯循環中間媒體式(Tri-Ex)氣化器，因為它的高性能與簡易、安全和運作可靠等特性，相當適合作為LNG冷能發電系統。

最近行政院環保署為改善燃油車輛排放大氣，汙染環境及危害人體健康，正積極推動車輛使用 LNG 為燃料之方案。環保署推動 LNG清潔車示範運行計畫，由臺中縣環境保護局及臺中市環境保護局執行，選定台中液化天然氣廠做為未來 LNG 槽車灌裝的基地，在燃料供應上，臺中市具有在地化便利之優勢，可就近利用，故配合環保署政策之推動，未來若由臺中市推動建立的LNG清潔車隊，可大幅減少其他的操作、營運成本，提高試運行之效能，也藉此服務大臺中地區之居民，讓民眾享有低污染與高品質的垃圾收集與清運服務。

該計畫之內容，除了成立LNG垃圾清運車隊之使用以外，也將協助主管機關建立一座加氣站，以利試運行車隊燃料添加使用；並規劃設置運輸LNG之槽車，為整體示範計畫建立完整的供應使用鏈；另外，在設置這些硬體設備的過程中，相關的污染減量效益、及配合法規的規劃、場站使用制度與品質維保系統亦須同步建立，以期本計畫結束之後，LNG清潔車仍能持續，並作為未來全國推廣參考範本。

而國外瓦斯公司載運 LNG至其衛星站 LNG儲槽供應給偏遠地區家庭用戶及工業用戶需求，已相當普遍。因此，本次參訪大阪瓦斯公司姬路LNG接收站的 LNG槽車灌裝及儲運作業，以做為未來台中廠 LNG 槽車灌裝設備建置及營運管理的參考。姬路LNG接收站的 LNG槽車灌裝Gate共有6座，每天灌裝40台LNG 槽車，每台LNG 槽車載量 10ton，每年灌裝11,000台LNG槽車，用GPS系統管理LNG槽車，每天作業時間是4am.-4pm.。在日本的大眾運輸公車系統有些使用CNG（壓縮天然氣）燃料，但尚未有使用LNG燃料運輸車。

西播磨衛星接收站：

本次訪問大阪瓦斯公司西播磨衛星站（ NISHIHARIMA ），該站建於1995年4月，1996年4月開始供氣，主要設備如下：

LNG 儲罐： 100KL × 3 座

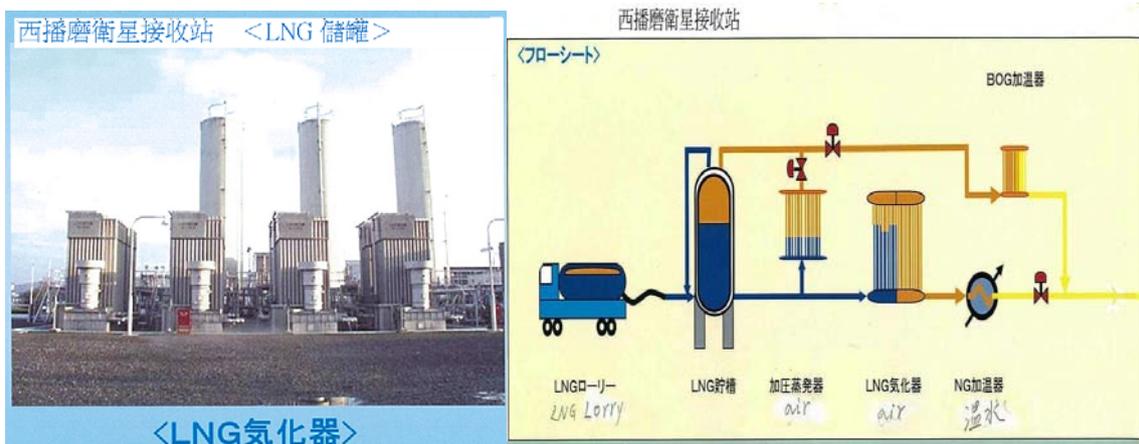
LNG 進料：從姬路接收站以載量 9.6 T 之槽車2台運送LNG同時供料，灌裝時間約90分鐘。每年氣化380萬M<sup>3</sup> NG，約0.33 T/hr 、約7.9 ton LNG/日。供應範圍約23.8公里。

LNG 氣化器： 2T/hr× 4座，2座一組輪流氣化、除霜操作，與空氣進行熱交換。

供氣壓力：低壓： 2.5 kPa；中壓： 0.15 MPa

熱值控制： 45MJ/M<sup>3</sup> N

工作人員： 6人輪班



#### 四、與日本瓦斯協會座談

日本東京瓦斯公司部分 LNG儲槽營運已逾原設計25年之耐用年限，但目前卻仍持續使用中，因為其透過科學化的檢查分析後，確認這些儲槽仍可繼續安全營運，因此在不開槽檢查下已將耐用年限延長。

永安廠第一期計畫所興建之3座10萬公秉儲槽將於民國104 年面臨原設計25年耐用年限的問題。若依法令要求需進行開放檢查(為期約需二年)，則永安廠於民國105年以後，將面臨嚴重的營運考驗。故應儘早推動一期儲槽延壽計畫，取得主管機關的認可核發合格證，才能持續順利營運。日本東京瓦斯公司之地下式 LNG 儲槽運作已逾30年，政府與業者已發展出一套完善之法規制度，截至目前仍然安全有效率的運作中，如何將此

套系統標準引進台灣，將是未來重點工作。

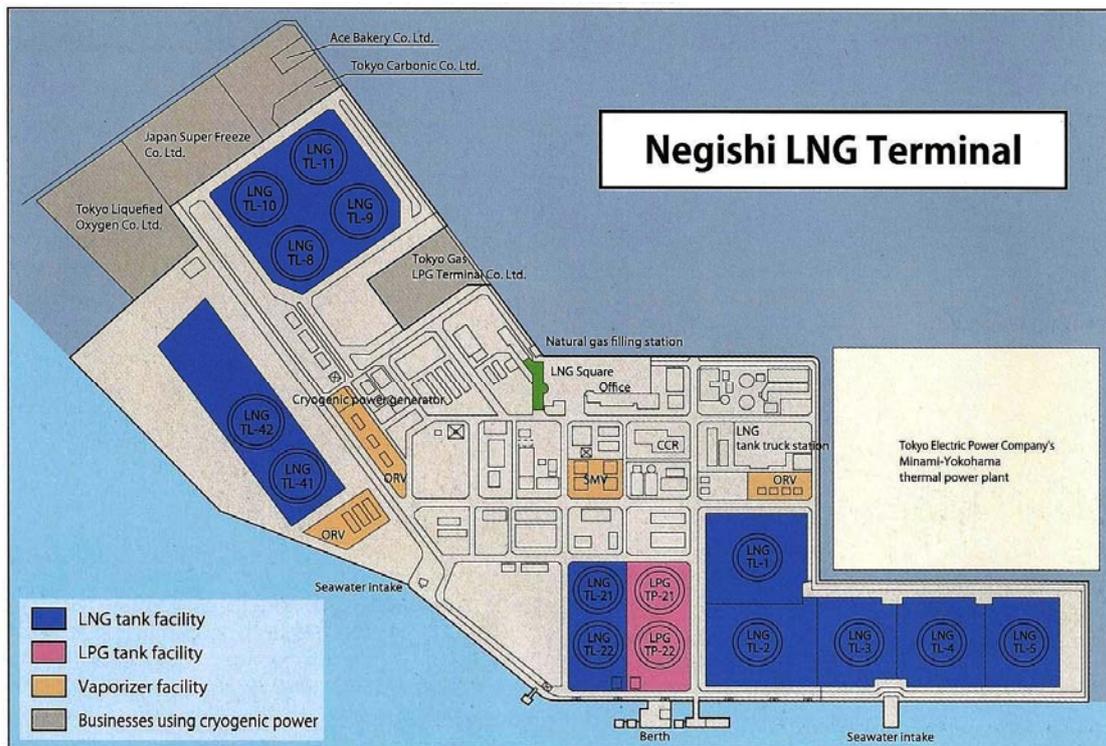
在座談中，日本瓦斯協會同意派遣技術專家赴台參加中油公司舉辦之永安廠一期LNG儲槽延壽研討會。

## 五、拜會東京瓦斯工程公司

針對永安廠一期LNG儲槽延壽研討會，此行中拜會東京瓦斯工程公司之主要任務：與原廠東京瓦斯工程公司(Tokyo Gas Engineering)海外事業部：荒居美太郎、中野正文先生，為我們介紹並討論永安廠一期LNG地下式儲槽的延壽評估技術、永安廠LNG儲槽液面變動頻率，歷史操作數據、對金屬疲勞的影響等分析方法，儲槽原設計25年耐用年限的理論基礎等問題。

有關熱值摻配問題，日本東京及大阪瓦斯公司對低熱值 LNG 皆以 LPG 進行熱值摻配調整，其方法約略可分 NG/LPG(Gas)、NG/LPG(Liq)、LNG/LPG(Liq)三種；不過東京瓦斯公司以朝向LNG/LPG(Liq)為熱值摻配方法的趨勢發展。

## 六、拜會東京瓦斯公司之根岸接收站



本次獲邀參訪東京瓦斯公司之NEGISHI (根岸)LNG接收站，該站是日本第一座LNG接收站（1966年），其具有地上型儲槽5座及地下型儲槽8座，其中2座是20萬KL地下型儲槽。每年LNG進口量是4.18百萬噸（含Tokyo electric power 18.0%）。其具有全球發電效率最高之冷能發電工廠，東京瓦斯公司也對LNG之冷能廣加利用，佔每年LNG供應city gas 35%（1百萬

噸每年)。

除大家耳熟能詳之冷能發電外，也讓我們親臨體驗低溫冷凍倉庫(-60C)的低溫環境，此低溫冷凍倉儲可供當地漁貨商存放深海魚類；也參觀了根岸接收站開發的乾冰製造工廠，其將來自煉油廠分離出來的高純度二氧化碳，先行加壓液化，再繼續加壓降溫固化至-78.5°C，最終成為固態的乾冰，是非常很好用的冷劑。

## 參、研習心得與建議

### 一、儲槽可利用容積之探討：

台中液化天然氣廠依據中檢所實地查核所提問題，其中有關：「儲槽內容積為 160,000立方米，請確認液位控制系統是否符合儲存量不得超過內容積的90%之規定。」，台中廠於98年10月23日依高壓氣體勞工安全規則第113條之規定，重新設定台中廠LNG儲槽之高液位警報由35.34米（100%）修正重新設定為31.41米（90%），以符合法規要求。致使台中廠三座儲槽之可容許總進液量將減少約2萬噸。

此次參訪座談分別向OGE (Mr.高田)、TGE (Mr. Masafumi Nakano) 澄清有關儲槽設計內容積在操作中是否只能以90%設計內容積作為操作上限? OGE、TGE均說明LNG儲槽在設計時即已考慮納入地震等之安全係數考量，實務操作時可安全操作到100%設計內容積，如限制只能以90%設計內容積作為操作上限，則對儲槽可利用容積是損失。台中廠二期計畫內含LNG儲槽增建三座，應於增建前即向中檢所澄清有關儲槽設計內容積在操作中之可操作上限，以免儲槽可利用容積之損失。

### 二、冷能利用率之探討：

本公司永安廠及台中廠兩廠的 LNG 擁有寶貴的大量冷能資源，如能充分利用，將可增加公司營運利益及降低操作成本，此次至 TGC及 OGC 參訪目的，對日本 LNG 冷能利用之現況，請教 TGC 及 OGC 的專家，並蒐集相關資訊，做為未來本公司 LNG 冷能利用之參考。

LNG 冷能(≐200Kcal/kg)通常依其成份及壓力，分為兩種存在：

- 1、溫度能量(-160°C→ +15°C)
- 2、壓力能量(液態→氣態，體積膨脹 600 倍)。

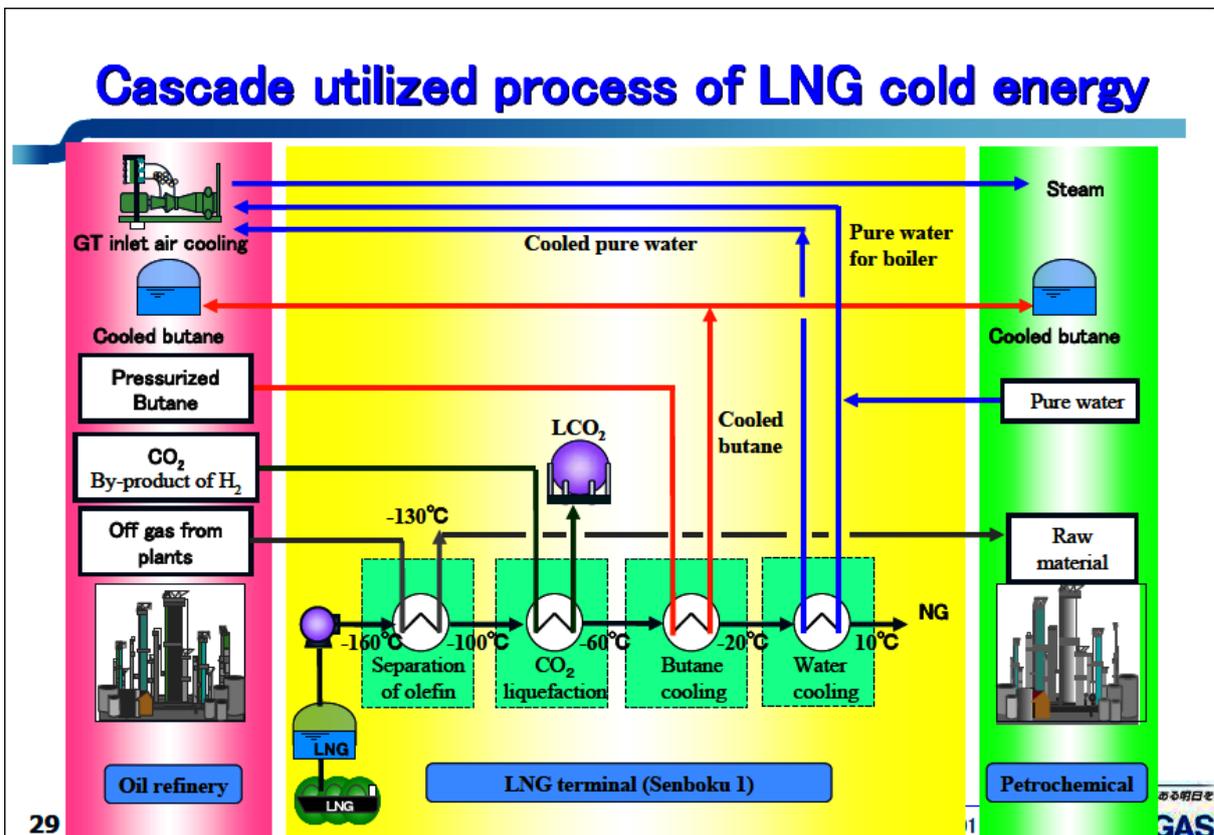
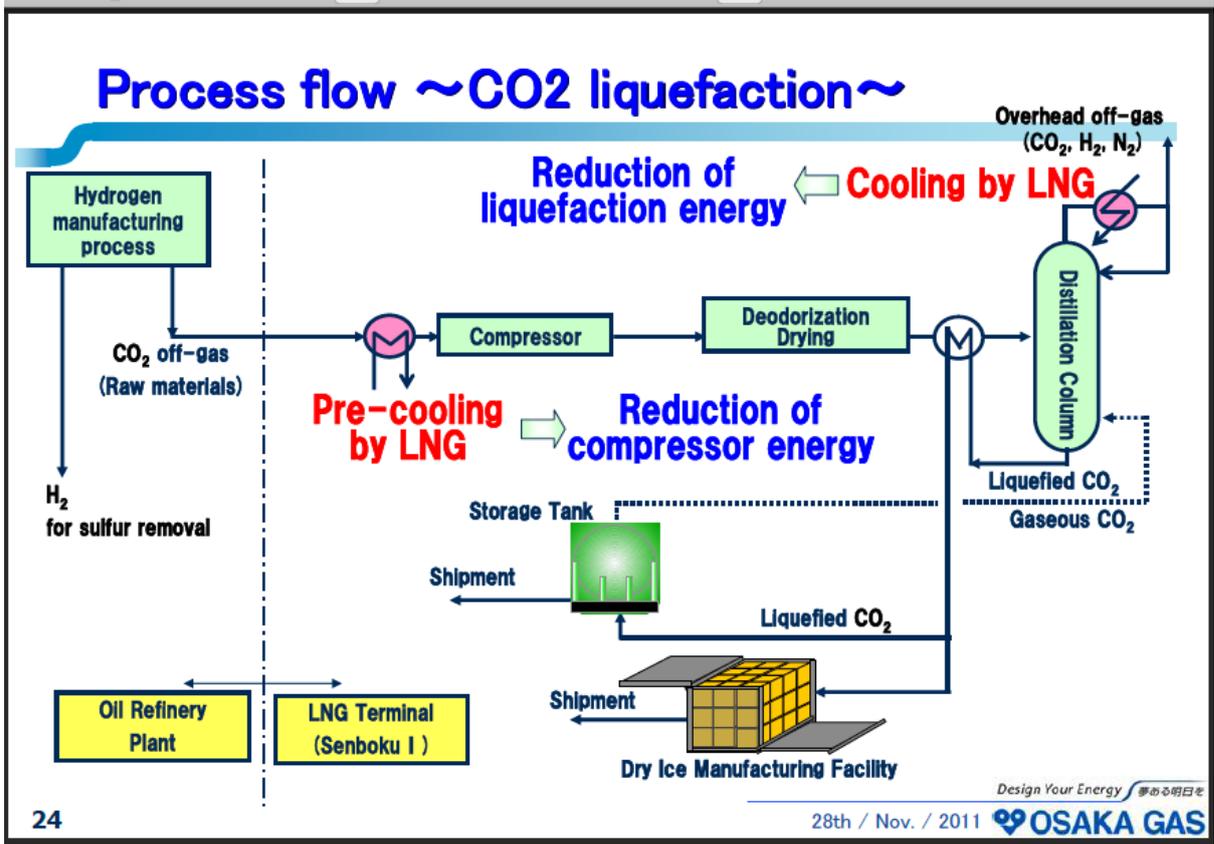
可將這兩種冷能加以利用，成為具有經濟價值的用途，故LNG在氣化過程中，無論是溫度能量或壓能均屬於LNG 冷能利用範圍。

LNG冷能利用設備建廠廠址選擇，通常為使LNG低溫管線的建造費用降低，因此LNG冷能設備應儘可能的靠近 LNG接收站。此次到 OGC 及 TGC所屬LNG 姬路、根岸接收站其LNG冷能利用設備均在接收站廠區內或緊鄰接收站廠區。

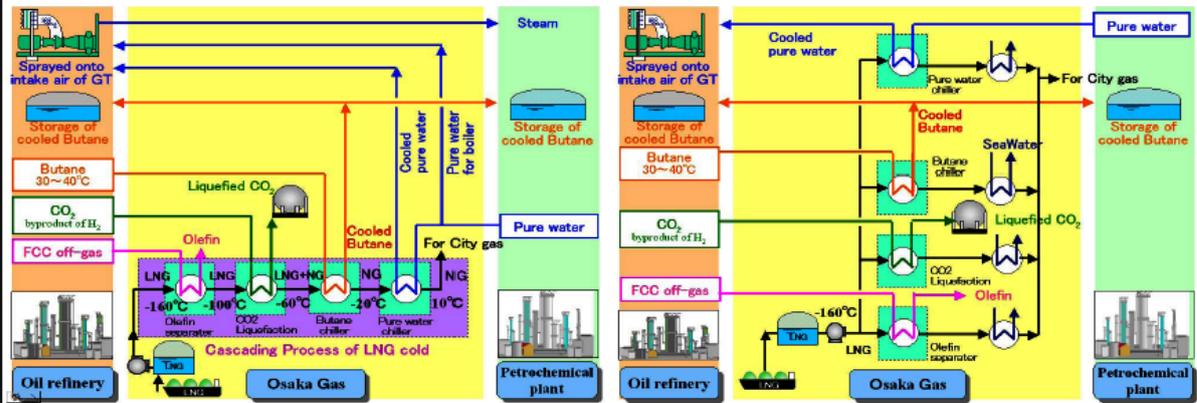
LNG負載模式依據城鎮瓦斯需求，隨每日和每季的時間不同而變化。通常 LNG冷能利用製程是連續性操作，其設備需要有持續的冷能數量。為維持LNG冷能利用設備操作穩定性、安全性，LNG 冷能利用率，通常是受限於市場可穩定用氣的離峰量之下。依據OGC冷能利用率之定義是（LNG冷能利用之流量）/（LNG接收站全年之流量），可知冷能利用率之大小取決於穩定的離峰量佔LNG接收站全年流量之分率。

# 肆、 附 録

LNG Cold Energy Utilization at LNG Receiving Terminals ◦



## Comparison with non-cascade process



- Less facilities (No need to warm up LNG afterward)
- Saves 23% of LNG flow rate for the same amount of cold energy
- Requirement of sensitive control