

**大潭發電廠天然氣發電計畫 抵換專案計畫書**

版本：4.2

製作日期：107年8月10日

專案活動所屬之 方案型專案	<input type="checkbox"/> 本專案活動屬_____方案型專案之子專案 <input checked="" type="checkbox"/> 不適用
申請單位	台灣電力股份有限公司 (大潭發電廠)
引用的減量方法 和其類別範疇	AM0029 (Ver.3) 能源工業(含再生能源/非再生能源)
年平均減量/ 移除量估計值	3,440,805 公噸 CO <sub>2</sub> 當量

# 目 錄

一、專案活動之一般描述 .....	1
(一) 專案名稱 .....	1
(二) 專案參與機構描述 .....	2
(三) 專案活動描述 .....	3
(四) 專案活動之技術說明 .....	6
二、減量方法適用性及外加性分析描述 .....	10
(一) 專案活動採用之減量方法 .....	10
(二) 適用條件與原因 .....	10
(三) 專案邊界內包括的排放源和氣體 .....	13
(四) 基線情境之選擇與說明 .....	14
(五) 外加性之分析與說明 .....	19
三、減量/移除量計算說明 .....	29
(一) 減量/移除量計算描述 .....	29
(二) 減量/移除量計算 .....	41
(三) 計入期計算摘要 .....	50
四、監測計畫 .....	51
(一) 應被監測之數據與參數 .....	51
(二) 監測計畫其他要素 .....	61
五、專案活動期程描述 .....	64
(一) 專案活動執行期間 .....	64
(二) 專案計入期 .....	64
六、環境衝擊分析 .....	65
七、公眾意見描述 .....	69

# 大潭發電廠天然氣發電計畫抵換專案計畫書

## 一、專案活動之一般描述

### (一) 專案名稱

大潭發電廠天然氣發電計畫

版本：第 4.2 版

日期：107 年 8 月 10 日。

版本與修訂紀錄：

版本	日期	修訂內容摘要
3.3	102 年 11 月 29 日	經查驗機構確證之版本
4.0	105 年 11 月 5 日	依 105 年 9 月 19 日「大潭發電廠天然氣發電」抵換專案註冊申請專案小組第 1 次初審會議紀錄（如附件九）修正。主要針對 BM 偏異作法、LCMR 定義、計入期之適法性替代方案排除部分補充及說明。
4.1	107 年 2 月 6 日	依 106 年 12 月 28 日「大潭發電廠天然氣發電」抵換專案註冊申請專案小組第 2 次初審會議紀錄（如附件十）修正。確認重新進行確證之時間為 102 年 6 月 7 日至 12 月 10 日。
4.2	107 年 8 月 10 日	環保署依行政院於 107 年 1 月 23 日核定之「第一期溫室氣體階段管制目標」，其中已明定電力排

		<p>放係數階段目標，爰以該目標之核定日起排除審議通過之專案計入期，即本案之計入期計算至107年1月22日止。</p> <p>經本公司洽詢環保署，前述決議得以「備註方式」列於計畫書中有關計入期說明之章節，無須調整原本計畫書相關內容（如各年排放減量估計值）。故本版本僅於本計畫書第64頁「五、專案活動期程描述(二)專案計入期」章節備註「依據環保署107年7月2日環署毒字第1070052156號函（如附件十一），本專案計入期為98年1月1日至107年1月22日。」內容。</p>
--	--	--

減量方法範疇別：

類別	類別範疇
1	能源工業（含再生能源/非再生能源）

## (二) 專案參與機構描述

參與機構名稱	參與單位性質	角色說明
台灣電力股份有限公司	國營事業	專案規劃、投資與執行者，其減量額度100%為台灣電力股份有限公司所有及支配。本抵換專案屬「台灣電力股份有限公司」所有，並授權大潭發電廠申辦。

### (三) 專案活動描述

#### 1. 專案活動目的

本專案活動於大潭發電廠建置天然氣複循環發電機組共 6 組，充分利用低碳能源，藉以達成溫室氣體排放減量，使公司得以永續發展。

#### 2. 減少溫室氣體排放

台灣電力股份有限公司（以下簡稱本公司）為滿足未來電力需求，並考量天然氣擁有對環境污染衝擊性小之特性，遂於大潭發電廠興建天然氣複循環發電機組。複循環機組係結合氣渦輪機與汽輪發電機而成，機組熱效率（HHV）為各種發電方式中最高者，且天然氣為低碳燃料，對溫室氣體影響衝擊較小。

#### 3. 專案活動地點

專案活動地點位於桃園市觀音區大潭里 6 鄰電廠路一號，衛星定位（GPS）座標為（255229, 2769188）（二度分帶座標 TWD97），座落位置如圖 1-1，空照圖如圖 1-2 所示。



圖 1-1、專案活動位置地圖



圖 1-2、大潭發電廠廠區空照圖

4. 資金來源說明

本專案由本公司設置，資金全數由本公司自籌。

## 5.永續發展貢獻

以天然氣為主要燃料，降低空氣污染，除能舒解台灣地區南、北電力失衡問題，同時亦能降低線路損失，增進系統穩定度，期能有效地執行溫室氣體減量措施並減緩全球暖化趨勢，善盡身為地球村一份子之責任。

## 6.政策永續性

經濟部於民國 97 年公布之『永續能源政策綱領』中即明訂發展潔淨能源目標之一為「發電系統中低碳能源占比由 40% 增加至 2025 年的 55% 以上」。民國 99 年行政院公布『國家節能減碳總計畫』十大標竿方案中之「低碳能源系統改造」亦將推動天然氣合理使用，列為標竿計畫「降低發電系統碳排放」之主要推動項目，故本專案符合政策永續性之目的。

## 7.預期減量成果

本專案依「溫室氣體抵換專案管理辦法」(104.12.31.訂定)第九條第一項第一款規定：「計畫型抵換專案計入期之起始日，應於完成註冊日後；本法施行前經政府輔導或補助之計畫型抵換專案，依確證之計入期起算。」本專案於 96~104 年參與經濟部輔導專案，故本專案計入期依據通過確證之計入期 98 年 1 月 1 日起算。專案預期減量成果如表 1-3。

表 1-3、本專案活動預期減量成果

單年期間	年排放減量估計值 (單位：公噸CO <sub>2</sub> 當量)
98/1/1~98/12/31	2,326,941
99/1/1~99/12/31	3,409,009
100/1/1~100/12/31	3,372,028

101/1/1~101/12/31	3,614,296
102/1/1~102/12/31	3,614,296
103/1/1~103/12/31	3,614,296
104/1/1~104/12/31	3,614,296
105/1/1~105/12/31	3,614,296
106/1/1~106/12/31	3,614,296
107/1/1~107/12/31	3,614,296
總排放減量估計值 (公噸CO <sub>2</sub> 當量)	31,011,602
計入期總年數	10(年)
計入期年平均排放減量估計值 (公噸CO <sub>2</sub> 當量)	3,440,805

#### (四) 專案活動之技術說明

##### 1.技術推廣性

複循環機組係結合氣渦輪機與汽輪發電機而成，其操作原理為將空氣導入氣渦輪機的壓縮機加壓成高壓空氣後，進入燃燒室與噴入的燃料混合燃燒，形成高溫高壓的氣體推動氣渦輪機作功發電，此為熱力學之布雷登循環 (Brayton Cycle)，若排氣溫度不變，則燃燒溫度愈高，作功愈多熱效率愈高。氣渦輪機的排氣溫度，一般可達 620°C 以上，可藉由廢熱鍋爐將此熱能回收，產生約 535°C，127kg/cm<sup>2</sup> 絕對壓力的蒸汽，此蒸汽可以導入汽輪機再次發電，此為朗肯循環 (Rankine Cycle)，其冷凝溫度愈低，則產生真空度愈高，所作的功就愈多。兩種循環相互配合之下，機組熱效率 (HHV) 可達 51.65% 以上，為各種發電方式中最高者，並且有起動快及升載快的特性，近年來蓬勃發展，各國紛紛採用。

目前已商業化的大型發電方式，計有水力、核能、傳統火力

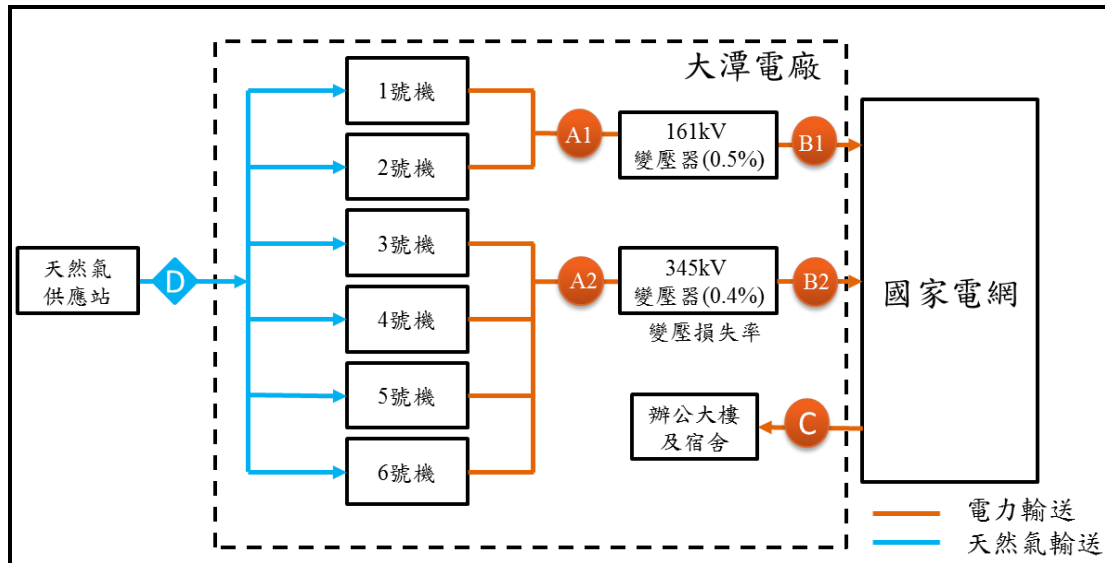
機組、單循環氣渦輪機組及複循環機組等發電方式，其中除水力及核能發電廠址條件特殊，本廠址無法考慮外，單循環氣渦輪機組因其效率低及運轉成本高等缺點，也不列入考慮。因此本專案活動考慮所選用的機組為複循環機組，並為滿足環保要求，選擇天然氣為主燃料，氣渦輪機用柴油為輔助燃料。

## 2. 專案之邊界

依據 AM0029 Ver 3.0 專案邊界包含本專案場址以及所有連結至基線電網之電廠，示意圖如圖 1-3，其中大潭電廠之營運控制範圍僅涵蓋電力生產至廠內變壓器升壓過程，隨後即進入國家電網，此即為我國統計電力相關資訊(如台電公司淨發電量、電網線損等)之方式，故本專案依此及參考國際案例，對於淨發電量之計算點為大潭電廠之廠區周界內，詳細計算公式請參照第三章減量計算說明。

專案活動為天然氣發電計畫，由複循環發電機組之發電設備所構成其機組型式基本資料如表 1-1，大潭發電廠 6 部機組各機組商轉日期如表 1-2。

計畫邊界



A1、A2：毛發電量－廠內用電

B1、B2：(毛發電量－廠內用電) $\times$ (1－變壓損失率)

C：非生產用電

D：天然氣進本廠之監測點，其包含中油之流量計(主計量表)與本廠之流量計(核對計量表)

$EG_{PJ,y}$ (淨發電量)=(毛發電量－廠內用電) $\times$ (1－變壓損失率)－非生產用電

$$=B1+B2-C=A1\times(1-0.5\%)+A2\times(1-0.4\%)-C$$

圖 1-3、專案邊界圖

表 1-1、大潭發電廠複循環機組型式基本資料

設備	規格(一、二號機)	規格(三~六號機)	製造商	來源
機組結構	3 氣渦輪機+3 廢熱回收鍋爐+1 汽輪機	2 氣渦輪機+2 熱回收鍋爐+1 汽輪機	日本三菱公司	製造商規範
氣渦輪機 (GT)	型號：M501F GT 容量：153.5 MW/台 排氣溫度：637°C 旋轉轉速：3600 r/min	型號：M501G 容量：233.9 MW 排氣溫度：623°C 旋轉轉速：3600 r/min		
發電機 (每 1GT 有 1 台)	型號：MB 容量：217 MVA/台 額定電壓：16.5 kV 功率因數：0.85 落後	型號：MB-H 容量：317 MVA/台 額定電壓：16 kV 功率因數：0.85 落後		
廢熱回收鍋爐 (HRSG)	高壓力蒸汽量：188.7 噸/小時 再熱蒸汽量：209 噸/小時 低壓蒸汽量：26.6 噸/小時	高壓力蒸汽量：253.3 噸/小時 再熱蒸汽量：257.3 噸/小時 低壓蒸汽量：40.9 噸/小時		

設備	規格(一、二號機)	規格(三~六號機)	製造商	來源
汽輪機 (ST)	型號：TC2F-40” 裝置容量：282.2 MW/台 旋轉轉速：3600 r/min	型號：TC2F-40” 裝置容量：256.9 MW/台 旋轉轉速：3600 r/min		
發電機 (每1ST有 1台)	型號：MB-H 容量：353 MVA/台 額定電壓：18 kV 功率因數：0.85 落後	型號：MB-H 容量：320 MVA/台 額定電壓：16 kV 功率因數：0.85 落後		
整部複循環發電裝置容量	742.7 MW	724.7 MW		

表 1-2、大潭發電廠機組商轉日期

工作項目	商轉日期
天然氣發電計畫	#1 機 95.12.26
	#2 機 96.07.02
	#3 機 96.11.12
	#4 機 96.11.12
	#5 機 97.07.03
	#6 機 98.01.14

## 二、減量方法適用性及外加性分析描述

### (一) 專案活動採用之減量方法

#### 1. 使用之減量方法和其版本：

本專案活動採用之減量方法為聯合國清潔發展機制執行委員會批准的 AM0029：天然氣發電併網減量方法第三版。此版本有效期限至 2015 年 4 月 15 日，而本專案於有效期限截止前通過專案確證（確證時間為 102 年 6 月 7 日至 12 月 10 日，確證總結報告書定稿為 2013 年 12 月 10 日第 1 版、2014 年 2 月取得確證聲明書），並於 2014 年 3 月送入環保署註冊申請，因此可使用此版本。

#### 2. 該減量方法所引用的任何其他減量方法或工具，和其版本：

本專案活動使用 AM0029 方法學外，另引用其他工具如下述：

- (1) 計算電網係數：「Tool to calculate the emission factor for an electricity system」第 3 版
- (2) 外加性論證工具：「Tool for the demonstration and assessment of additionality」第 7 版

### (二) 適用條件與原因

1. 專案活動為新建天然氣發電廠併網，且天然氣為主要燃料，輔助燃料使用不得超過總燃料使用能量(熱值)的 1%。

本專案僅 1 號和 2 號機組之氣渦輪機使用低污染柴油為輔助燃料並逐步改為全燃氣起動，輔助燃料使用能量(熱值)將不超過總燃料使用能量(熱值)的 1%，各年度輔助燃料使用比例彙整如下表。

年份	98	99	100	101	102	103	104
大潭電廠 輔助燃料使用 能量占比(%)	0.0008	0.2227	0.0975	0.0259	0.0212	0.0083	0.0000

2.專案可清楚界定地理/物理之邊界，且電網特性與基線排放評估之資訊可藉由公開資訊取得。

本專案活動可清楚界定台灣本島電網的地理邊界和系統邊界，且可獲得電網特性與基線排放評估之資訊。

3.天然氣在該區域是充足可利用的，例如，未來若有與本計畫活動類似規模的天然氣機組增加，並不會限制本計畫的天然氣使用。

我國天然氣以進口為主，依據 CDM EB 提出之澄清文件 (AM\_CLA\_0091)<sup>1</sup>說明進口方式之國家，應證明天然氣供應量能夠提供專案所需，以及不會造成其他使用天然氣之計畫有短缺之情形發生，相關論述說明如下。

(1)根據「天然氣事業法」第一章第 31 條規定，「天然氣生產或進口事業應維持供氣穩定，並儲存其供氣用戶所需之供應量」，台灣中油公司除按「大潭電廠發電用天然氣買賣合約」每年穩定供應 176.4 萬公噸天然氣予大潭電廠外，亦由「興達、南部、大林、通霄等電廠發電用天然氣共同契約」(簡稱統約)之餘裕中充分供應大潭電廠，本專案依「大潭燃氣火力發電計畫提高年度用氣量環境影響差異分析報告」審議要求減量額度計算以 187 萬公噸之天然氣使用量為上限，因此經上述說明，可確保本專案計畫之燃料供應無虞。

(2)大潭發電廠運轉初期，按 97 年經濟部能源局對我國天然氣長期總需求量估算(表 2-1)，98 年到 100 年大潭天然氣使用量約占全國用量 12.6%、17.7%、17.3%，佔比不高，且同時段 IPP、工業及住商部門之用氣量亦同步成長，因此可見本專案對其

---

<sup>1</sup> <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/clarifications/32727>

他業者之用氣量並無影響。

(3)大潭發電廠獲環保署同意可提升用氣量上限至 412 萬噸後，101 年燃氣量較前一年度增加近 100 萬噸，惟依據經濟部能源局 101 年統計年報顯示(如表 2-2)，國內近年天然氣總供給量逐年上升，且皆高於全國總需要量；其中發電需要量佔總供給之比例在本專案實施後，反而由 99 年之 72% 降至 101 年之 70%。由天然氣總供給量成長幅度大於總需要量成長幅度之趨勢，顯示我國天然氣進口量充足，即使本專案提升用氣量，亦不會對其他天然氣使用者產生排擠之影響。

由於本公司天然氣需求量因整體電力調度、發電機組運轉及環保限制等因素，各電廠之年度使用量會有所不同，本專案之需求量亦隨之波動。綜合上述，基於我國天然氣總供給皆大於總需求，以及本專案提升天然氣用量後仍不會造成發電天然氣使用比例改變等情況，故專案活動符合減量方法 AM0029：天然氣發電併網減量方法第三版適用條件之規定。

表 2-1、我國天然氣長期總需求量估算(單位：萬公噸)<sup>2</sup>

民國		97	98	99	100	101	102	103	104	105	109	114
發 電	台電	605	627	612	586	566	608	646	706	801	933	1294
	IPP	193	217	226	274	304	304	304	304	304	304	304
	小計	798	838	838	860	870	912	950	1010	1105	1237	1598
工業		105	109	113	118	122	127	169	203	225	249	286
住商		95	97	99	101	103	104	106	108	110	114	116
合計		998	1044	1050	1079	1095	1143	1225	1321	1440	1600	2000

<sup>2</sup> 中華民國公用瓦斯事業協會瓦斯季刊 83 期 2008 年 4 月，台灣地區天然氣市場需求與展望，P7

表 2-2、民國 93-101 年我國天然氣供需狀況分析 (單位：10<sup>6</sup>M<sup>3</sup>)

年份	93 年	94 年	95 年	96 年	97 年	98 年	99 年	100 年	101 年
總供給	10,517	10,852	11,589	12,306	13,346	13,081	15,999	17,552	18,391
總需要	9,516	10,060	10,291	11,241	12,178	11,723	14,757	16,137	16,830
發電需要 台電+IPP	6,766	7,414	7,653	8,499	9,387	8,956	11,512	12,446	12,824.
發電需要 比例(%)	64%	68%	66%	69%	70%	68%	72%	71%	70%

資料來源：經濟部能源局 101 年能源統計年報-26.進口液化天然氣供需平衡表、27.自產天然氣供需平衡表

### (三) 專案邊界內包括的排放源和氣體

依減量方法 AM0029，天然氣發電計畫邊界的範圍包括計畫場地及與基線電網併聯的所有電廠。計算專案活動排放時考慮計畫電廠的天然氣燃燒排放的 CO<sub>2</sub>，計算基線排放時考慮基線情境各電廠燃料燃燒的 CO<sub>2</sub>。

表 2-3 顯示專案邊界中納入或排除的溫室氣體排放源。

表 2-3、專案邊界內納入或排除的排放源

	來源	氣體	是否被 納入?	說明
基線	高碳密切度 化石燃料發 電機組	CO <sub>2</sub>	是	主要排放源
		CH <sub>4</sub>	否	為計算上簡化及保守估計，將排除此項目
		N <sub>2</sub> O	否	為計算上簡化及保守估計，將排除此項目
專案 活動	天然氣發電 機組	CO <sub>2</sub>	是	主要排放源
		CH <sub>4</sub>	否	為計算上簡化，將排除此項目
		N <sub>2</sub> O	否	為計算上簡化，將排除此項目

#### (四) 基線情境之選擇與說明

##### 1. 定義基線情境之替代方案

依據 AM0029/Version 03 第 2 頁 *Identify plausible baseline scenarios* 章節所述，鑑別基線之替代方案應包含所有實際且可實行並可達到相似本專案之裝置容量與服務之計畫，本專案依此原則篩選下列各項替代方案。

(1) 依據 AM0029/Version 03，基線情境包括如下：

方案 1：計畫不註冊為我國溫室氣體抵換專案；

方案 2：使用天然氣發電，但應用不同於本專案活動的技術；

方案 3：使用不同於天然氣的其他能源的發電技術；

方案 4：從併網的電網中調入電量，包括可能的新電網併聯；

(2) 基線情境分析

● **方案 1：計畫不註冊為我國溫室氣體抵換專案；**

無論本專案是否註冊為我國溫室氣體抵換專案，皆能達到相同之電力產出，但如下章節分析有無碳權收入之投資狀況，顯然若不註冊為我國溫室氣體抵換專案，因高成本之機組設備將可能造成一定之技術風險與財務障礙，故較不具投資誘因。

由於本專案原為政府輔導之自願減量計畫，且已依「行政院環境保護署溫室氣體先期專案暨抵換專案推動原則」提出申請及經中央目的事業主管機關審議，故本方案非基線情境。

● **方案 2：使用天然氣發電，但應用不同於本專案活動的技術；**

不同於本專案活動的天然氣發電技術為單循環氣渦輪機組或次臨界汽力機組，此替代方案之熱效率為 35%~42%<sup>3</sup>，相較

<sup>3</sup> IEA Energy Technology Perspective 2012, pp.315

於複循環機組之熱效率最高可達 60%<sup>4</sup>，基於我國能源效率提升政策及發電成本效率考量，台電公司皆已不使用效率差且高排放之技術作為電源開發選項，故此方案不可實行並予以排除。

● **方案 3：使用不同於天然氣的其他能源的發電技術；**

其他能源發電技術包括煤、水力資源、風力資源、太陽能資源和核能。由於本公司正興建龍門核能發電廠 1 號機及 2 號機組中，本廠址並無興建新核能發電機組計畫；再生能源部分，因本廠址無水力資源，而已興建之太陽光電和風力發電機組，無法達到同一裝置容量規模及服務模式（中、尖載）；故方案 3 中僅燃煤發電可作為基線。

燃煤發電技術包括次臨界與超臨界燃煤火力發電，但在「Tool to calculate the emission foactor for an electricity system」Ver.3.0 的 Appendix 1 的預設值中指出次臨界火力發電之熱效率 39% 相較於超臨界火力發電之熱效率 45%<sup>5</sup> 來的低，故次臨界火力發電將導致較高之溫室氣體排放量，因此選擇超臨界火力發電為本專案基線情境。

● **方案 4：從併網的電網中調入電量，包括可能的新電網併聯；**

台灣只有本島電網並無其他電網調入電量，因此本方案是不可行的。

## 2. 決定作為基線情境之替代方案

依據 87 年全國能源會議結論，能源結構調整部份：「優先推動節約能源及提升能源效率，...」。為提升能源效率，應選用效率較高機組，本公司自台中發電廠 9、10 號機商轉後即不再興建次臨界燃煤電廠，改採高效率之超臨界燃煤電廠進行規劃。另外，按國際

<sup>4</sup> IEA Energy Technology Persepective 2012, pp.315

<sup>5</sup> Tool to calculate the emission factor for an electricity system Ver.3.0, Appendix 1, P33

能源總署發布之「Energy Technology Persepective 2012」報告，超臨界燃煤機組之效率高於次臨界燃煤機組，可有效降低二氧化碳排放強度，故為因應溫室氣體減量趨勢及國內政策發展方向，以「方案3：超臨界燃煤機組發電」為本專案之基線情境。

依上述排除方案2與方案4後，以下將針對超臨界燃煤發電機組和天然氣發電機組，依據AM0029以投資分析進行經濟上最具吸引力之基線情境，並使用Electricity Generation Cost (EGC)作為確認<sup>6</sup>。本公司尚無超臨界燃煤發電廠之運轉實績，因此以第一部超臨界燃煤發電廠-深澳發電廠更新擴建計畫之可行性研究結果和本專案活動比較，前者資料來源為本公司報院核定之效益評估，表2-4為其主要參數。

表2-5為2部800MW超臨界燃煤電廠和專案活動(燃氣電廠)EGC，表2-6為當改變燃料費用和容量因素時EGC之敏感度變化。根據表2-5，超臨界燃煤電廠較本抵換專案具經濟吸引力，因此，實際和商業可行的基線情境為超臨界燃煤電廠，本專案活動非基線情境。

---

6 Appendix 5: “Cost Estimation Methodology” in “Projected Costs of Generating Electricity”, Page 174, Expert Group co-chaired by Dr. Gert van Uiter from the Netherlands and Prof. Alfred Voss from Germany, published by NEA, IEA and OECD, 2005 update

表 2-4、2×800MW 超臨界燃煤發電機組和減量計畫的參數

計畫	單位	超臨界燃煤機組 <sup>7</sup> 2×800MW	抵換專案
投資成本	千元	62,296,409	102,557,427.17 <sup>8</sup>
燃料成本	千元	累計20年： 115,532,000	98年：18,505,165 99年：26,666,448 100年：21,674,794 101年：55,046,519 累計20年：1,002,637,234
運維成本	千元	累計20年： 28,134,000	98年：1,954,248 99年：3,389,101 100年：1,925,518 101年：1,455,415 累計20年：32,010,935
發電量	MWh/年	累計20年： 210,800,000	98年：9,189,050.66 99年：13,249,750.98 100年：13,212,842.63 101年：20,535,941.43 累計20年：384,762,648.5
使用壽命	年	20	20

<sup>7</sup> 深澳電廠更新擴建計畫可行性研究報告第八章

<sup>8</sup> 資料來源：大潭 99 年 12 月工程結束實績數(核火工處提供)-建廠費用

表 2-5、2×800MW 超臨界燃煤電廠和專案活動 EGC

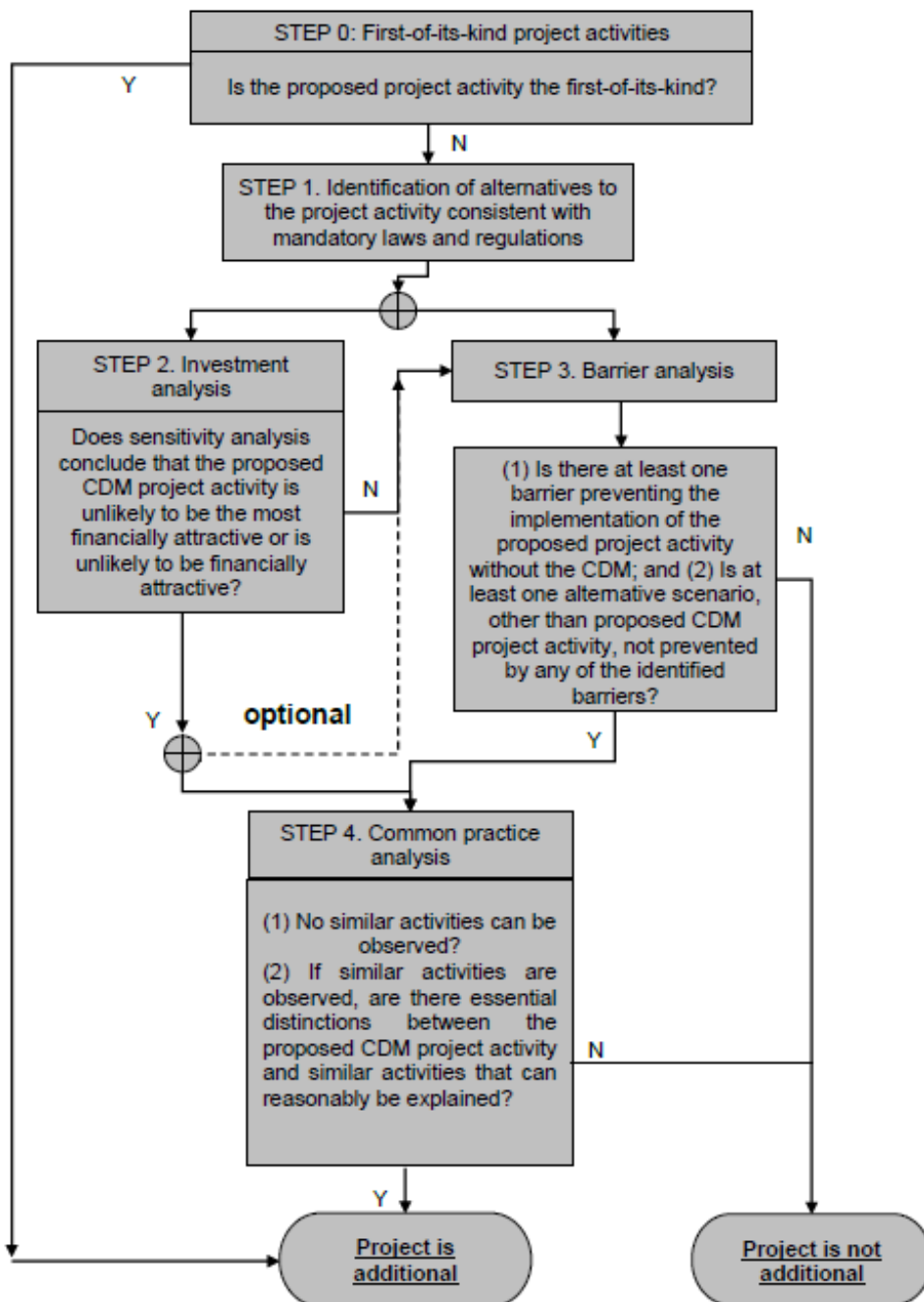
	超臨界燃煤電廠	專案活動
EGC (元/KWh)	1.04	4.33

表 2-6、EGC 敏感度變化

EGC (元/KWh)	燃料費用		發電量	
	+10%	-10%	+10%	-10%
專案活動	4.71	3.96	3.94	4.81
超臨界燃煤機	1.10	0.99	0.95	1.16

### (五) 外加性之分析與說明

依據方法學 AM0029 Ver.3 “Baseline Methodology for Grid Connected Electricity Generation plants using Natural Gas” 提到證明計畫外加性需使用最新版本的 “Tool for demonstration assessment and of additionality”，因此本專案將以該工具之 Ver.7 進行外加性的論證，論證流程如下圖：



## 1.預期動機

本專案係配合政府節能減碳提高天然氣使用量之政策及因應能源多元化需求，根據本公司長期電源開發計畫，就未來電力需求及勘選最佳廠址之地理背景、環保要求等因素規劃之天然氣電廠，以提高供電能力，平衡地區電力負載，同時達到降低線損及節能減碳之目的。

依據行政院環保署溫室氣體查證指引要求，針對本專案執行之預期動機另說明如下：

本公司配合我國能源發展政策積極開發低碳能源，於95年起陸續參加政府多項自願性溫室氣體減量行動，其中「大潭發電廠天然氣發電自願性溫室氣體減量計畫」更通過自願性減量計畫之確證及數次查證工作，該計畫曾參與之政府輔導專案包括：

- 經濟部能源局 96 年度能源產業溫室氣體自願性減量計畫
- 經濟部能源局 97 年度能源產業溫室氣體自願性減量計畫
- 經濟部能源局 98 年度能源產業溫室氣體自願性減量輔導與管理
- 經濟部能源局 99 年度能源產業溫室氣體自願性減量輔導與管理
- 經濟部能源局 100 年度溫室氣體管理與調適推動計畫
- 經濟部能源局 101 年度能源產業溫室氣體盤查及減量之輔導專案
- 經濟部能源局 102 年度能源部門溫室氣體減量管理輔導計畫
- 能源局 103 年度能源部門溫室氣體減量管理輔導計畫
- 能源局 104 年度能源產業溫室氣體減量管理策略與機制輔導專案

本專案於100年12月23日向行政院環保署申請我國溫室氣體抵換專案，並於101年7月31日經「經濟部能源類別溫室氣體抵換專案審議會」第三次會議審議通過，及101年9月7日獲環保署函復（環署溫字第1010081827號），通知本公司備齊相關資料（申

請書、確證總結報告及通過確證之抵換專案計畫書)後可向該署辦理抵換專案計畫書之註冊申請；惟因配合環保署須符合新版減量方法之要求，故於 102 年修正專案計畫書後重新辦理確證工作。

## 2.外加性論證

### 步驟0：證明本專案活動是否為首例

**步驟0結果：本專案活動非首例**

### 步驟1：鑑別本專案活動之替代方案都符合最新法律及規範

#### 步驟 1a：鑑別本專案活動之替代方案

替代方案(1)：本專案活動不作為抵換專案實施之情境；

替代方案(2)：使用天然氣發電，但應用不同於本專案活動的技術；

替代方案(3)：使用不同於天然氣的其他能源的發電技術；

替代方案(4)：從併網的電網中調入電量，包括可能的新電網併聯；

#### 步驟 1b：符合最新法律及規範

依據“Tool for demonstration assessment and of additionality” Ver.7版，上述4種替代方案均符合我國所有相關之強制性法規(所謂法律及規範並未包括國家及地方政策)，且本專案活動除了符合行政院環境保護署公告之「溫室氣體先期專案暨抵換專案推動原則」：其中欲申請先期或抵換專案之申請者於推動原則發布前需符合所列四項原則外、亦符合「電業法」第18條規定、「能源管理法」：第三章能源使用與查核第14條中未有本專案相關法規之規範<sup>9</sup>、「環境影響評估法」第5條及「開發行為應實施環境影響評估細目及範

---

<sup>9</sup> <http://law.moj.gov.tw/LawClass/LawAll.aspx?PCode=J0130002>

圍認定標準」第29條規定、火力發電廠興建或添加機組擴建工程應實施環境影響評估，因此本專案於87年3月26日經環保署審查通過，並依環署綜字第○○一七七二八號函公告之「大潭燃氣火力發電廠計畫環境影響評估報告書」審查結論辦理相關工作(詳如附件八「書件摘要」)，其中皆無溫室氣體排放相關限制。而101年8月「大潭燃氣火力發電計畫提高年度用氣量環境影響差異分析報告」當中針對提高用氣量之減量成效不得申請先期與抵換專案，本專案配合環評審查要求，超過燃氣使用量187萬噸將不列入本專案之減量。

如前述，我國目前並無強制性法規要求國內天然氣發電比例，並配合環差之審查要求事項撰寫本專案計畫，因此本專案之執行具有法規外加性。

**步驟 1b 結果：四種替代方案均符合我國最新法律及規範**

## **步驟2：財務分析**

本專案財務分析乃根據最新版本“Guidelines on the Assessment of Investment Analysis” Ver.05 內容規範來做計算分析，其計算及分析內容如下。

### **步驟 2a：決定適合財務分析方法**

AM0029 Ver.3版方法學提到計畫在做外加性論證時必須引用“Tool for Demonstration Assessment and of Additionality”Ver.7.0版，而在此外加性論證工具中提到在做財務分析時必須根據最新版本“Guidelines on the Assessment of Investment Analysis” Ver.05規範來分析其計畫財務狀況，因此本專案將依據以上規範來完成財務分析。根據外加性論證工具內提到做計畫財務分析時有3種選擇：1.

簡單成本分析法 (Simple Cost) 2.投資比較分析法(Investment Comparison Analysis)或3.標竿值分析法(Benchmark Analysis)，以下針對3種財務分析選擇適用於本專案之方法。

- 1.簡單成本分析法 (Simple Cost)：本專案除了碳額度收入外尚有售電收入，因此不適用。
- 2.投資比較分析法(Investment Comparison Analysis)：本專案依方法學要求使用標竿值分析方法，故不適用本方法。
- 3.標竿值分析法(Benchmark Analysis)：根據本減量計畫使用方法學 AM0029 Ver.03“Baseline Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas”中要求減量計畫必須使用標竿值分析法來論證減量計畫具有外加性，因此本專案將計算計畫內部報酬率(IRR)來論證外加性。

#### **步驟 2b：標竿值分析法(Benchmark Analysis)**

在最新版本 “Guidelines on the Assessment of Investment Analysis” Ver.05 內容規範指出計畫評估期限不限於額度計入期，計畫評估期限通常以技術可行操作期限(technical lifetime)為評估期，建議至少為10年到20年期間，因此，本專案使用20年計算計畫內部報酬率(IRR)，藉此論證本專案是否具有經濟誘因。

#### **步驟 2c：計算與比較財務指標**

本專案在計算內部報酬率(IRR)時採用參數有：期初建置成本(直接建置費用及工程間接費用)、售電收入、運維成本、燃料成本、發電量等，本專案內部報酬率(IRR)計算結果為-17.01%，負值表示執行本計畫將虧錢，因此可證明本專案不具有投資誘因，以下為各參數引用之數值。

表 2-7、計算內部報酬率(IRR)之參數說明

參數	數值		佐證
期初建置成本(新台幣千元) <sup>10</sup>	102,557,427.17		決標價格
售電價格(\$/kWh)	98 年	2.6070	101 年統計年報 (P171-173)a
	99 年	2.6098	
	100 年	2.6001	
	101 年	2.7222	
	102 年後	2.7222	
運維成本(新台幣千元)	98 年	1,954,248.29	費用預算執行月報表
	99 年	3,389,101.72	
	100 年	1,925,518.05	
	101 年	1,455,415.75	
	101 年後	1,455,415.75	
燃料成本(新台幣千元)	98 年	18,505,165.59	天然氣費用加上生火 用天然氣費用
	99 年	26,666,448.78	
	100 年	21,674,794.00	
	101 年	55,046,519.17	
	101 年後	55,046,519.17	
發電量(MWh)	98 年	9,189,050.66	淨發電量，100 年及 以後每年為天然氣使 用 187 萬噸的淨發電 量(專案限制發電量)
	99 年	13,249,750.98	
	100 年	13,182,079.48	
	101 年	13,492,707.27	
	101 年後	13,492,707.27	
殘值(新台幣千元)	5,127,871.36		
計畫 IRR (%)	-17.01%		
計畫 IRR(含碳權) (%)	-16.25%		

<sup>10</sup> 資料來源：大潭 99 年 12 月工程結束實績數(核火工處提供)-建廠費用

## 步驟 2d：敏感度分析

表 2-8、計畫敏感度分析<sup>11</sup>

計畫 IRR 值變動結果			
單位：千元			
項目	-10%	計畫 IRR 值	+10%
期初建置成本	-16.22%	-17.01%	X
運維成本	-15.70%	-17.01%	X
燃料成本	1.06%	-17.01%	X
總成本 (運維+燃料)	1.35%	-17.01%	X
發電量	X	-17.01%	1.45%
碳額度價格	X	-16.25%	-16.17%
依台電 10208 案負載預測 推估之電力成長價格		-5.40%	
裝置容量理論最大發電量		-5.53%	

本專案依據外加性論證工具“Tool for Demonstration Assessment and of Additionality”Ver.7.0版，從期初建置成本(直接建置費用及工程間接費用)減少10%所得之內部報酬率(IRR)為-16.22%、運維成本減少10%所得之內部報酬率(IRR)為-15.70%、燃料成本減少10%之內部報酬率(IRR)為1.06%、總成本減少10%之內部報酬率(IRR)為1.35%、發電量增加10%所得之內部報酬率(IRR)為新台幣1.45%、碳額度價格增加10%所得之內部報酬率(IRR)為新台幣-16.17%、使用台電「10208案負載預測」經考量2013電力價格調漲後，依CPI及WPI成長率推估至2027年售電價格計算之內部報酬率(IRR)為-5.40%、裝置容量理論最大發電量(容量因素100%)時所得之內部報酬率(IRR)為新台幣-5.53%。

<sup>11</sup>大潭發電廠天然氣發電計畫投資分析\_20131120 Excel 表單(依 106 年 12 月 28 日本專案註冊申請專案小組第 2 次初審會議意見，以 NPV 法加列折現率並扣除土地成本後計算，NPV 值為 -77,600,278.67 千元，不影響本專案投資外加性分析結果)。

## 步驟2結果：本專案不具經濟誘因，因此具有財務外加性

綜觀以上計畫內部報酬率(IRR)計算得知，無論是否納入碳權收入其 IRR 值均為負值，且藉由敏感度分析結果所得之 IRR 也多小於 0，由於 IRR 為負值代表著淨現值 NPV 為 0 的狀態，且淨現值 NPV 若 $<0$ 即計畫沒有投資效益，而本專案計算出的 IRR 為-17.01%，因此證明本專案不具投資誘因，所以本專案具財務外加性。

## 步驟3：普遍性分析

本專案計畫乃根據 EB69 Annex8 “Guidelines on Common Practice” Ver.2 證明本專案在我國為非普遍性專案執行之計畫。當利用此工具計算 F 值若大於 0.2 且  $N_{all}-N_{diff}$  同時也大於 3 時，則減量計畫為普遍性，證明步驟如下：

### *Step1: 計算所有裝置容量或產出相當於本專案+/- 50%的其他計畫*

本專案裝置容量為4,384.2MW，為我國最大規模之天然氣發電廠，依“Guidelines on Common Practice” Ver.2指引，需鑑別執行本專案前所有(有/無申請碳權)之計畫，下表為至98年度為止國內燃氣電廠之裝置容量(經濟部能源局)。

表 2-9、至 98 年度止國內燃氣電廠之裝置容量<sup>12</sup>

項次	電廠名稱	裝置容量(MW)
1	長生電廠	900
2	國光電廠	480
3	新桃電廠	600
4	星能電廠	490
5	嘉惠電廠	670
6	森霸電廠	980

<sup>12</sup>[http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/Content.aspx?menu\\_id=999](http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/Content.aspx?menu_id=999)

項次	電廠名稱	裝置容量(MW)
7	興達(台電)複循環	2,225.95
8	南部(台電)複循環	1,117.8
9	通霄(台電)複循環	1,784.75

以上電廠運轉時間皆在98年度，即在本專案執行前，故均符合指引原則。但9座電廠中，只有興達(台電)裝置容量2,225.95MW在本專案裝置容量(4,384.2MW) $\pm$ 50%之計畫內，故其餘計畫均不列為考量。

**Step2: 鑑別符合以下條件之相似計畫(含有/無碳權)**

藉由Step 1 所鑑別出來興達(台電)為燃氣複循環電廠，其裝置容量2,225.95MW，但未申請碳權。

**Step3: 找出 Step2 已鑑別出之計畫且未申請/未註冊/及未確證中**

在Step 2鑑別出之興達(台電)為燃氣複循環電廠，即 $N_{all}=1$ 。

**Step4: 找出 Step3 已鑑別出之計畫但使用不同技術**

興達(台電)為燃氣複循環電廠與本專案之使用技術相同，因此 $N_{diff}=0$ 。

**Step5: 計算  $F=1-N_{diff}/N_{all}$  以及  $N_{all}-N_{diff}$**

由以上Step 3及Step 4之數值計算可得知 $F=1-0/1=1$ ；

$N_{all}-N_{diff}=1-0=1$ 。

**步驟 3 結果：本專案非普遍性**

當Step 5中所計算出的F值若大於0.2且 $N_{all}-N_{diff}$ 同時也大於3時，則減量計畫有普遍性，而本減量計畫經計算結果得到 $F=1$ ，此數值雖大於0.2，但 $N_{all}-N_{diff}=1$  小於3，所以本專案仍不具普遍性。

#### 步驟 4：註冊為抵換專案之衝擊

依AM0029方法學要求進行註冊為抵換專案之衝擊分析。當本專案註冊為我國抵換專案並因此獲得減量額度時，經上述步驟2c計算結果，計畫內部報酬率(IRR)由-17.01%提升至-16.25%，此行動雖有助於協助本專案之開發，但仍不致使專案具有財務吸引力，然而台電公司基於發展低碳能源之理念，因此特開發本專案，以期降低能源溫室氣體排放。

### 三、減量/移除量計算說明

#### (一)減量/移除量計算描述

##### 1.所引用減量方法之公式描述

###### (1) 排放減量之計算

$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$ ，其中：

$ER_y$ ：第  $y$  年度溫室氣體排放減量 (t CO<sub>2</sub>e/yr)

$BE_y$ ：第  $y$  年度基線排放量 (t CO<sub>2</sub>e/yr)

$PE_y$ ：第  $y$  年度專案活動產生的溫室氣體排放量 (t CO<sub>2</sub>e/yr)

$LE_y$ ：第  $y$  年度排放洩漏量 (t CO<sub>2</sub>e/yr)

###### (2) 基線排放之計算 ( $BE_y$ )

$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,CO_2,y}$ ，其中

$EG_{PJ,y}$ ：計畫輸出至電網的發電量

$EF_{BL,CO_2,y}$  = 基線 CO<sub>2</sub> 排放係數

由於電網 CO<sub>2</sub> 排放係數隨著時間將有所改變，在不確定性與保守性原則下，AM0029 Ver 3.0 規定提案者需分別計算以下列三種電網 CO<sub>2</sub> 排放係數，並採最低數值來推估本專案基線排放量。

選項 1：容量邊際排放係數 ( $EF_{grid,BM,y}$ )

選項 2：以權重 50% 之電量邊際排放係數 ( $EF_{grid,OM,y}$ ) 和 50% 之容量邊際排放係數 ( $EF_{grid,BM,y}$ ) 計算的合併邊際排放係數 ( $EF_{grid,CM,y}$ )

選項 3：依前述基線情境確認最可能的電力技術 (和燃料) 之基線情境排放係數

三種電網 CO<sub>2</sub> 排放係數計算說明如下：

##### 選項1：計算容量邊際排放係數 ( $EF_{grid,BM,y}$ )

根據減量方法 AM0029 Ver 3.0，容量邊際排放係數應採用「計算

電力系統排放係數之工具(Tool to calculate the emission factor for an electricity system Ver.3)」計算。根據工具要求，BM 計算可使用(1)最近建置完成之五個發電機組(不包括申請抵換專案之機組)、(2)最近新建佔總系統 20%之發電量之機組(不包括申請抵換專案之機組)等兩種方式計算之。然而此兩種方法由於無法取得其各機組燃料用量及淨發電量資訊，因此本專案參考國際案例使用 2005 年經 CDM EB 認可之 BM 偏異計算方法<sup>13</sup>來計算本專案之容量邊際排放係數。整個 EF<sub>BM</sub> 計算過程請參照附件二之說明，算式流程如下所述：

$$\begin{aligned} EF_{\text{Thermal}} &= \lambda_{\text{Coal}} \times EF_{\text{Coal,Adv}} + \lambda_{\text{Oil}} \times EF_{\text{Oil,Adv}} + \lambda_{\text{Gas}} \times EF_{\text{Gas,Adv}} \\ &= 78.54\% \times 0.76 + 8.86\% \times 0.66 + 12.60\% \times 0.36 \\ &= 0.71 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{因此 } EF_{\text{grid,BM,y}} &= EF_{\text{Thermal}} \times \text{火力發電新增容量裝置比例} \\ &= 0.71 \times 94.02\% \\ &= 0.66 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} \end{aligned}$$

## 選項2：計算合併邊際排放係數 (EF<sub>grid,CM,y</sub>)

根據減量方法 AM0029 Ver 3.0，合併邊際排(Combined Margin, CM)放係數應採用「計算電力系統排放係數之工具(Tool to calculate the emission factor for an electricity system Ver.3)」計算，且電量邊際(Operating Margin, OM)及容量邊際(Build Margin, BM)排放係數之權重各為 50%。

根據「Tool to calculate the emission factor for an electricity system Ver.3」計算工具，計算 OM 方式共有四種，若欲使用 Simple OM 計算需符合低成本/必須運轉(low-cost/must-run)之發電量小於總發電量 50%條件。本專案起始日為民國 96 年，而專案起始日的前五年(91 年

<sup>13</sup> <https://cdm.unfccc.int/Projects/deviations/87512>

-95 年)低成本/必須運轉之比例分別為 30.20%、28.89%、28.32%、27.93%及 26.95%，均小於電網總發電量的 50%(詳請參照附件二)，因此本專案可採用簡單電量邊際(Simple OM)方式計算電量邊際排放係數( $EF_{grid,OMsimple,y}$ )，其計算公式如下：

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{EG_y} \quad \text{Equation (7)}$$

其中：

$EF_{grid,OMsimple,y}$ ：在 y 年的 Simple OM  $CO_2$  排放係數( $tCO_2/MWh$ )

$FC_{i,y}$ ：在 y 年於專案電網中所有使用燃料種類 i 的消耗量(質量或體積)

$NCV_{i,y}$ ：在 y 年使用燃料種類 i 的淨熱值( $GJ/質量或體積$ )

$EF_{CO_2,i,y}$ ：在 y 年所使用燃料種類 i 的  $CO_2$  排放係數( $tCO_2/GJ$ )

$EG_y$ ：在 y 年所有發電廠/機組輸出至電網之淨發電量，不包含低成本且必須運轉(low-cost/must-run)之發電廠/機組( $MWh$ )

i：在 y 年，本專案電網中之發電廠/機組所有使用之燃料種類

y：所有步驟 3 相關之年份

根據以上公式可求得 93~95 年的三年 OM 排放係數平均值為 0.81  $tCO_2/MWh$ ，該數值包含台電公司及民營發電業者位於台灣本島之火電機組，而台灣本島電網之汽電共生機組排放係數經初步試算，每產生 1MWh 電力其  $CO_2$  排放量高達 1.02 噸(95 年度)，高於 93-95 三年平均值 0.81  $tCO_2/MWh$ ，故若將汽電共生納入 OM 計算，將會使專案減量成效提高，故基於保守性原則，本專案將汽電共生排除在 OM 計算內(詳細參照附件二之說明)。

合併邊際排放係數（ $EF_{grid,CM,y}$ ）由電量邊際排放係數（ $EF_{grid,OMsimple,y}$ ）和容量邊際排放係數（ $EF_{grid,BM,y}$ ）加權平均計算而得，如下公式所述：

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM} \quad \text{Equation (14)}$$

根據 AM0029 Ver 3.0 規範，此處權重  $W_{OM}$  和  $W_{BM}$  分別各為 50%，因此  $EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times 0.5 + EF_{grid,BM,y} \times 0.5$

$$\begin{aligned} EF_{grid,CM,y} &= 0.81 \times 0.5 + 0.66 \times 0.5 \\ &= 0.74 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} \end{aligned}$$

將  $EF_{grid,OMsimple,y}$  和  $EF_{grid,BM,y}$  經加權平均計算後可得合併邊際排放係數（ $EF_{grid,CM,y}$ ）為 0.74（tCO<sub>2</sub>/MWh）。

### 選項3：依前述基線情境確認最可能的電力技術（和燃料）之基線情境排放係數( $EF_{BL,CO2}$ )

根據「二、基線計算方法及外加性分析描述之(四)基線情境之選擇與說明」章節，本專案基線情境為超臨界燃煤機組發電，而依據減量方法 AM0029 Ver 3.0 規範，基線情境排放係數計算公式如下：

$$EF_{BL,CO2}(\text{tCO}_2 / \text{MWh}) = \frac{COEF_{BL}}{\eta_{BL}} * 3.6 \text{GJ} / \text{MWh} \dots\dots\dots(3)$$

其中：

$COEF_{BL}$ ：燃料單位熱值的排放係數（tCO<sub>2</sub>e/GJ）

$\eta_{BL}$ ：發電技術的能源效率

依照我國溫室氣體排放係數管理表(6.0 版本 100/10)， $COEF_{BL}$ （燃煤排放係數）為 25.8 tC/TJ，而超臨界燃煤發電機組能源效率值，本專案採用我國最新規劃之「深澳電廠更新擴建計畫可行性研究報告」及「林口電廠更興擴建計畫可行性研究報告書」效率值皆為 42.3%，轉換低熱值後為 44.5% 進行計算，經計算後  $EF_{BL,CO2}$  求得為 0.77 tCO<sub>2</sub>e

/MWh。

三種電網 CO<sub>2</sub> 排放係數之詳細計算與數據來源請見附件二。

### 計算結果：

以上3種選項計算基線CO<sub>2</sub>排放係數如表2-8所示，根據減量方法AM0029 Ver 3.0，提案者應採用三個選項之最低排放係數，因此本專案將以選項1(EF<sub>grid,BM,y</sub>)計算結果0.66 tCO<sub>2</sub>e/MWh作為基線CO<sub>2</sub>排放係數。

表 2-10、各選項基線 CO<sub>2</sub> 排放係數

選項	基線 CO <sub>2</sub> 排放係數 (tCO <sub>2</sub> e/MWh)
選項 1 (EF <sub>grid,BM,y</sub> )	0.66
選項 2 (EF <sub>grid,CM,y</sub> )	0.74
選項 3 (EF <sub>BL,CO2</sub> )	0.77

根據減量方法 AM0029 Ver3.0 規定，專案活動若採用選項 3 之基線 CO<sub>2</sub> 排放係數，則可採用事前計算(*ex ante*)，於確證階段確認其數據，後續查證可不需再計算；反之，若採選項 1 及選項 2 時，則基線 CO<sub>2</sub> 排放係數需採事後計算(*ex post*)，而事後計算方式應依據「Tool to calculate the emission factor for an electricity system」之規範。本專案採選項 1 作為基線 CO<sub>2</sub> 排放係數，故將採事後計算來計算各年度之基線 CO<sub>2</sub> 排放係數及基線排放量。

### (3) 計畫排放之計算 (PE<sub>y</sub>)

$$PE_y = \sum_f FC_{f,y} \times COEF_{f,y}, \text{ 其中}$$

FC<sub>f,y</sub>：指 y 年計畫所使用燃料 f 之用量

COEF<sub>f,y</sub>：指 y 年計畫所使用燃料 f 的 CO<sub>2</sub> 排放係數

其中 FC<sub>f,y</sub> 於計畫書確證階段時，計入期前四年(98-101 年)將以實際天然氣與柴油用量進行計算，而 102 至 107 年之估計

值，因計畫已運作多年且操作成熟，各項參數及用量數據穩定，故以 101 年之燃料用量估算； $COEF_{f,y}$  依照 AM0029 方法學之要求計算公式(如下述)採用 98 至 101 年之天然氣實際量測熱值數據進行計算。

$$COEF_{f,y} = \sum NCV_{f,y} \cdot EF_{CO_2,f,y} \cdot OXID_f$$

$NCV_{f,y}$ ：指 y 年計畫使用燃料 f 之熱值( $GJ/m^3$ )，數據可由供應商、當地或國家資料取得

$EF_{CO_2,f,y}$ ：指 y 年燃料 f 之  $CO_2$  排放係數( $tCO_2/GJ$ )，數據可由供應商、當地或國家資料取得

$OXID_f$ ：燃料 f 氧化係數

#### (4)洩漏之計算 ( $LE_y$ )

本專案活動之洩漏來自計畫邊界外的化石燃料提取、處理、液化、運輸、再氣化和分配。因此洩漏包括逸散性的  $CH_4$  排放和來自相關的燃料燃燒和點火之  $CO_2$  排放，依減量方法 AM0029 其洩漏 ( $LE_y$ ) 計算公式如下：

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{LNG,CO_2,y}, \text{ 其中}$$

$LE_{CH_4,y}$ ：第 y 年天然氣上游  $CH_4$  逸散性排放( $tCO_{2e}$ )。

$LE_{LNG,CO_2,y}$ ：第 y 年液化、運輸、再氣化及加壓 LNG 至天然氣輸配系統相關的化石燃料燃燒/電力消耗所帶來的洩漏排放( $tCO_{2e}$ )。

依 AM0029 減量方法估計逸散性  $CH_4$  排放，用第 y 年該計畫的天然氣消耗量乘以來自天然氣消耗的逸散性  $CH_4$  排放的排放係數，再減去在沒有該計畫活動時所使用的化石燃料所發生的  $CH_4$  排放，如下所示：

$$LE_{CH_4,y} = (FC_y \cdot NCV_y \cdot EF_{NG,upstream,CH_4} - EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,upstream,CH_4}) \cdot GWP_{CH_4}$$

其中

$LE_{CH_4,y}$ ：第  $y$  年天然氣上游之逸散性  $CH_4$  排放量，以  $tCO_{2e}$  計

$FC_y$ ：第  $y$  年計畫電廠燃燒的天然氣量

$NCV_y$ ：第  $y$  年天然氣燃燒的平均淨熱值

$EF_{NG,upstream,CH_4}$ ：天然氣生產、運輸和分配的逸散性  $CH_4$  排放係數，以供給終端用戶的每 GJ 燃燒所分攤的  $tCH_4$  計

$EG_{PJ,y}$ ：第  $y$  年計畫電廠的發電量

$EF_{BL,upstream,CH_4}$ ：在沒有計畫活動下所發生的逸散性  $CH_4$  排放係數，以計畫電廠每 MWh 發電所分攤的  $tCH_4$  計

$GWP_{CH_4}$ ： $CH_4$  的全球暖化潛勢

在沒有本專案活動時所發生的逸散性  $CH_4$  排放係數計算，依基線排放係數計算結論使用容量邊際(BM)排放係數，因此

$EF_{BL,upstream,CH_4}$  的計算將和其一致，如下所示：

Option 1:  
Build  
Margin:

$$EF_{BL,upstream,CH_4} = \frac{\sum_j FF_{j,k} \cdot EF_{k,upstream,CH_4}}{\sum_j EG_j}$$

其中

$FF_{j,k}$ ：容量邊際所包括的電廠  $j$  燃燒的  $k$  燃料(燃煤或燃油)量

$EG_j$ ：容量邊際所包括的電廠樣本中，電廠  $j$  的年發電量，以 MWh/a 計

$EF_{k,upstream,CH_4}$ ： $k$  燃料（燃煤或燃油）產生的逸散性  $CH_4$  排放係數，以每 kt 或 PJ 燃料生產所分攤的  $tCH_4$  計；

在計算  $EF_{BL,upstream,CH_4}$  係數時，因採用容量邊際(BM)計算方法，故同樣使用 2005 年經 CDM EB 認可之 BM 偏異方法進行計算。整個  $EF_{BL,upstream,CH_4}$  計算過程請參照附件三之說明，算式流程如下所述：

$$EF_{Thermal,upstream,CH_4} = \lambda_{Coal,CH_4} \times EF_{Coal,Adv,CH_4} + \lambda_{Oil,CH_4} \times EF_{Oil,Adv,CH_4}$$

$$+ \lambda_{\text{Gas,CH}_4} \times \text{EF}_{\text{Gas,Adv,CH}_4}$$

因此  $\text{EF}_{\text{BL,upstream,CH}_4} = \text{EF}_{\text{Thermal,upstream,CH}_4} \times$  火力發電新增容量裝置比例

此外，液化、運輸、再氣化及加壓 LNG 至天然氣輸配系統相關的化石燃料燃燒/電力消耗所帶來的洩漏排放  $\text{LE}_{\text{LNG,CO}_2,y}$  計算方式如下所示：

$$\text{LE}_{\text{LNG,CO}_2,y} = \text{FC}_y \cdot \text{EF}_{\text{CO}_2\text{upstream,LNG}}$$

其中

$\text{FC}_y$ ：第  $y$  年計畫電廠燃燒的天然氣量( $\text{m}^3$ )

$\text{EF}_{\text{CO}_2,\text{upstream,LNG}}$ ：天然氣經液化、運輸、再氣化及加壓 LNG 至天然氣輸配系統相關的化石燃料燃燒/電力消耗之上游排放係數。

根據 AM0029 方法學所述，當無法取得  $\text{EF}_{\text{CO}_2\text{upstream,LNG}}$  係數時，可使用預設值  $6 \text{ tCO}_2/\text{TJ}$  進行  $\text{LE}_{\text{LNG,CO}_2,y}$  估算。

## 2.所引用之預設係數與參數說明

數據/參數：	$EF_{BL,CO_2,y}$
數據單位：	t CO <sub>2</sub> /MWh
描述：	依據“電力系統排放係數計算工具”計算得到容量邊際 (BM) 排放係數
使用數據來源：	經濟部能源局 101 年能源統計手冊、經濟部能源局 101 年能源統計年報「民營電廠發電燃料耗用量統計表」、「臺電火力發電廠發電燃料耗用量統計表」、「發電裝置容量統計表」、「發電量統計表」；台電公司 101 年統計年報「近年來各火力發電廠淨發購電量-離島機組」、「近年來抽蓄水力及再生能源發電廠淨發購電量」；台電公司 89-95 年統計年報「離島裝置容量統計」；環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0；依 AM0029 減量方法計算，取最低值之容量邊際 (BM) 電網排放係數
數值：	0.66
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	$EF_{BM,y} = EF_{Thermal} \times \text{火力發電新增容量裝置比例}$ $EF_{Thermal} = \lambda_{Coal} \times EF_{Coal,Adv} + \lambda_{Oil} \times EF_{Oil,Adv} + \lambda_{Gas} \times EF_{Gas,Adv}$
備註：	

數據/參數：	$F_j F_k$
數據單位：	Kt, m <sup>3</sup>
描述：	電網內電廠所燃燒的燃料量
使用數據來源：	經濟部能源局 101 年能源統計年報「民營電廠發電燃料耗用量統計表」、「臺電火力發電廠發電燃料耗用量統計表」；台電公司 101 年統計年報；環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0；
數值：	如附表 2-5、2-6、2-7
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	台電公司總燃料使用量減去台電公司離島燃料用量，並加上民營電廠燃料用量，即為台灣電網之燃料使用量

備註：	
-----	--

數據/參數：	OXID <sub>NG</sub>
數據單位：	
描述：	天然氣氧化係數
使用數據來源：	環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0
數值：	1
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	
備註：	

數據/參數：	EF <sub>CO<sub>2</sub>,NG,y</sub>
數據單位：	kgCO <sub>2</sub> /TJ
描述：	天然氣 CO <sub>2</sub> 排放係數
使用數據來源：	環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0
數值：	56,100
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	
備註：	

數據/參數：	OXID <sub>DIESEL</sub>
數據單位：	
描述：	柴油氧化係數
使用數據來源：	環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0
數值：	1
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	
備註：	

數據/參數：	$EF_{CO_2, DIESEL,y}$
數據單位：	$kgCO_2/TJ$
描述：	柴油 $CO_2$ 排放係數
使用數據來源：	環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0
數值：	74,100
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	
備註：	

數據/參數：	$EF_{Coal,upstream,CH_4}$
數據單位：	$t CH_4/kt coal$ 或 $tCH_4/MJ$
描述：	上游煤炭製程 $CH_4$ 逸散排放
使用數據來源：	AM0029 Ver.3 Table 2 之預設值
數值：	13.4 $t CH_4/kt coal$
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	台灣外購煤碳皆源於地下開採之煤礦，因此使用預設值 13.4 $t CH_4/kt$
備註：	

數據/參數：	$EF_{NG,upstream,CH_4}$
數據單位：	$t CH_4/PJ$
描述：	液化、運輸、再氣化及加壓 LNG 至天然氣輸配系統相關的化石燃料燃燒/電力消耗之排放係數
使用數據來源：	AM0029 Ver.3 Table 2 之預設值
數值：	296
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	AM0029 Ver.3 建議之其他國家所使用的預設值
備註：	

數據/參數：	$EF_{Oil,upstream,CH_4}$
--------	--------------------------

數據單位：	t CH <sub>4</sub> /PJ
描述：	上游原油生產、運輸、煉油及儲存所導致之 CH <sub>4</sub> 逸散排放
使用數據來源：	AM0029 Ver.3 Table 2 之預設值
數值：	4.1
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	AM0029 Ver.3 建議之預設值
備註：	

數據/參數：	EF <sub>CO<sub>2</sub>,upstream,LNG</sub>
數據單位：	t CO <sub>2</sub> /TJ
描述：	天然氣經液化、運輸、再氣化及加壓 LNG 至天然氣輸配系統相關的化石燃料燃燒/電力消耗之上游排放係數。
使用數據來源：	AM0029 Ver.3 之預設值
數值：	6
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	
備註：	

數據/參數：	GWP <sub>CH<sub>4</sub></sub>
數據單位：	t CO <sub>2</sub> e/t CH <sub>4</sub>
描述：	CH <sub>4</sub> 之全球溫暖化潛勢
使用數據來源：	IPCC 1995 年第二次評估報告
數值：	21
數據選擇說明或實際應用之量測方法和步驟的描述：	
備註：	

## (二)減量/移除量計算

排放減量之計算公式為  $ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$ ，其中：

$ER_y$ ：第  $y$  年度溫室氣體排放減量 (tCO<sub>2</sub>e/yr)

$BE_y$ ：第  $y$  年度基線排放量 (tCO<sub>2</sub>e/yr)

$PE_y$ ：第  $y$  年度專案活動產生的溫室氣體排放量 (tCO<sub>2</sub>e/yr)

$LE_y$ ：第  $y$  年度排放洩漏量 (tCO<sub>2</sub>e/yr)

### 1. 基線排放量 ( $BE_y$ )

$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,CO_2,y}$ ，其中

$EG_{PJ,y}$ ：計畫輸出至電網的發電量

$EF_{BL,CO_2,y}$  = 電網排放係數

依二(六)節，取 0.66 tCO<sub>2</sub>e/MWh 作為基線的電網 CO<sub>2</sub> 排放係數。

本專案涵蓋#1~6 機共 6 部機組，合計裝置容量 4,384.2MW，本專案計入期為中華民國 98 年 1 月 1 日至 107 年 12 月 31 日，目前每年天然氣用量分別為 98 年 1,315,185 公噸、99 年 1,862,561 公噸、100 年 1,874,364 公噸、101 年 2,846,145 公噸，並依據各年度中油公司來函或大潭發電廠燃料計算檔之天然氣密度進行轉換為體積。98 年天然氣用量為 1,796,847.74 Km<sup>3</sup>、99 年為 2,594,220.37 Km<sup>3</sup>、100 年 2,595,994.19 Km<sup>3</sup>、101 年 3,933,373.33 Km<sup>3</sup>

本專案之淨發電量( $EG_{PJ,y}$ )計算公式如下：

$$EG_{PJ,y} = (\text{毛發電量} - \text{廠內用電}) \times (1 - \text{變壓損失率}) - \text{非生產用電}$$

毛發電量、廠內用電以及非生產用電量經由電表定期監測，而

變壓損失率則依「大潭燃氣火力發電計畫主變壓器試驗及檢驗紀錄」報告提供，其中#1、#2 機組共用變壓器之損失率為 0.4-0.48%，保守及簡化計算以 0.5% 計，#3-#6 之變壓損失率皆為 0.4%。98 年度淨發電量計算式如下：

$$\begin{aligned} EG_{\#1-\#2,y} &= (4,517,905.762 \text{ MWh} - 111,408.339 \text{ MWh}) \times (1-0.5\%) \\ &= 4,384,464.936 \text{ MWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} EG_{\#3-\#6,y} &= (4,933,451.615 \text{ MWh} - 106,301.301 \text{ MWh}) \times (1-0.4\%) \\ &= 4,807,841.713 \text{ MWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} EG_{PJ,y} &= 4,384,464.936 \text{ MWh} + 4,807,841.713 \text{ MWh} - 3,255.987 \text{ MWh} \\ &= 9,189,050.66 \text{ MWh} \end{aligned}$$

98 年至 101 每年之淨發電量由實際監測數值經計算得 98 年 9,189,050.66 MWh、99 年 13,249,750.98 MWh、100 年 13,212,842.63 MWh、101 年 20,535,941.43 MWh。然而本抵換專案因「大潭燃氣火力發電計畫提高年度用氣量環境影響差異分析報告」審議要求，溫室氣體減量成效不得超過 187 萬公噸之天然氣，因此當大潭電廠天然氣使用量大於 187 萬公噸時，則依等比例換算發電量進行減量成效計算，因此 100 年與 101 年經換算後發電量為 13,182,079.48 MWh、13,492,707.27 MWh，102 年以後之發電量推估因專案運作已接近成熟，各項參數及用量數據穩定，故 102-107 年之發電量將採 101 年之數據。數據彙整相關資訊如下表並以此計算基線排放量：

表 3-1、實際監測數據彙整表

年度	天然氣實際用量(Km <sup>3</sup> )	專案天然氣使用限制(ton)	天然氣密度(Km <sup>3</sup> /ton)	專案天然氣使用限制(Km <sup>3</sup> )	實際發電量(MWh)	專案限制發電量(MWh)
98	1,796,847.74	1,870,000	1.366	2,554,852.75	9,189,050.66	-
99	2,594,220.37	1,870,000	1.393	2,604,581.34	13,249,750.98	-
100	2,595,994.19	1,870,000	1.385	2,589,950.00	13,212,842.63	13,182,079.48
101	3,933,373.33	1,870,000	1.382	2,584,340.00	20,535,941.43	13,492,707.27

(1) 98 年基線排放量

$$BE_y = 9,189,050.66 \text{ MWh} \times 0.66 \text{ tCO}_2 / \text{MWh} \\ = 6,064,773 \text{ tCO}_2$$

(2) 99 年基線排放量

$$BE_y = 13,249,750.98 \text{ MWh} \times 0.66 \text{ tCO}_2 / \text{MWh} \\ = 8,744,835 \text{ tCO}_2$$

(3) 100 年年基線排放量

$$BE_y = 13,182,079.48 \text{ MWh} \times 0.66 \text{ tCO}_2 / \text{MWh} \\ = 8,700,172 \text{ tCO}_2$$

(4) 101 年~107 年基線排放量

$$BE_y = 13,492,707.27 \text{ MWh} \times 0.66 \text{ tCO}_2 / \text{MWh} \\ = 8,905,186 \text{ tCO}_2$$

2. 計畫排放量 (PE<sub>y</sub>)

$$PE_y = \sum_f FC_{f,y} \times COEF_{f,y}, \text{ 其中}$$

FC<sub>f,y</sub>：指 y 年計畫所使用燃料 f 之用量

COEF<sub>f,y</sub>：指 y 年計畫所使用燃料 f 的 CO<sub>2</sub> 排放係數

其中本專案 FC<sub>f,y</sub> 包含天然氣與柴油，而 COEF<sub>f,y</sub> 依照 AM0029 方法學之要求採用 98 至 101 年之實際量測熱值數據進行計算，98

年之天然氣及柴油 CO<sub>2</sub> 排放係數計算如下述：

$$\begin{aligned} \text{COEF}_{\text{NG},y} &= \Sigma \text{NCV}_{\text{NG},y} \cdot \text{EF}_{\text{CO}_2,\text{NG},y} \cdot \text{OXID}_{\text{NG}} \\ &= 8,602.31(\text{kcal}/\text{m}^3) \cdot 4,184(\text{J}/\text{kcal}) \cdot 10^{-12}(\text{TJ}/\text{J}) \cdot 56,100 \\ &\quad (\text{kgCO}_2/\text{TJ}) \cdot 1 \\ &= 0.002019154 (\text{tCO}_2/\text{m}^3) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{COEF}_{\text{DIESEL},y} &= \Sigma \text{NCV}_{\text{DIESEL},y} \cdot \text{EF}_{\text{CO}_2,\text{DIESEL},y} \cdot \text{OXID}_{\text{DIESEL}} \\ &= 8,636.57(\text{kcal}/\text{L}) \cdot 4,184(\text{J}/\text{kcal}) \cdot 10^{-12}(\text{TJ}/\text{J}) \cdot 74,100 \\ &\quad (\text{kgCO}_2/\text{TJ}) \cdot 1 \\ &= 0.002677633 (\text{tCO}_2/\text{L}) \end{aligned}$$

經計算各年度後天然氣與柴油 CO<sub>2</sub> 排放係數如下表所示：

表 3-2、天然氣與柴油 CO<sub>2</sub> 排放係數

年	COEF <sub>NG,y</sub> (tCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> )	COEF <sub>DIESEL,y</sub> (tCO <sub>2</sub> /L)
98	0.002019154	0.002677633
99	0.001994181	0.002685198
100	0.001996474	0.002691960
101	0.001997689	0.002686447

FC<sub>f,y</sub> 於計畫書確證階段時，計入期前四年(98-101 年)將以實際燃料用量進行計算，而 102 至 107 年因專案運作已接近成熟，各項參數及用量數據穩定，故 102-107 年之燃料用量以 101 年之數據進行推估，98-101 年之天然氣與柴油之用量、熱值如下表所示。

表 3-3、98 至 101 年天然氣與柴油之用量、熱值

年	燃料用量		熱值	
	天然氣 (Km <sup>3</sup> )	柴油 (KL)	天然氣 (kcal/m <sup>3</sup> )	柴油 (kcal/L)
98	1,796,847.74	16.29	8,602.31	8,636.57
99	2,594,220.37	6,323.08	8,495.91	8,660.97
100	2,595,994.19	2,757.31	8,505.68	8,682.78
101	3,933,373.33	1,110.09	8,510.86	8,665.00

上表顯示本專案 98 至 101 年實際天然氣用量，但因「大潭燃氣火力發電計畫提高年度用氣量環境影響差異分析報告」審議要求，故 100 年與 101 年專案天然氣用量調整至 2,589,950.00 Km<sup>3</sup>、2,584,340.00 Km<sup>3</sup>，因此各年度計畫排放分別計算如下：

(1) 98 年計畫排放量

$$\begin{aligned} PE_y &= 1,796,847.74 \text{ Km}^3 \times 0.002019154 \text{ tCO}_2/\text{m}^3 \times 1,000 \text{ m}^3/\text{Km}^3 + \\ & 16.29 \text{ KL} \times 0.002677633 \text{ tCO}_2/\text{L} \times 1,000 \text{ L/KL} \\ & = 3,628,154 \text{ tCO}_2 \end{aligned}$$

(2) 99 年計畫排放量

$$\begin{aligned} PE_y &= 2,594,220.37 \text{ Km}^3 \times 0.001994181 \text{ tCO}_2/\text{m}^3 \times 1,000 \text{ m}^3/\text{Km}^3 + \\ & 6,323.08 \text{ KL} \times 0.002685198 \text{ tCO}_2/\text{L} \times 1,000 \text{ L/KL} \\ & = 5,190,322 \text{ tCO}_2 \end{aligned}$$

(3) 100 年計畫排放量

$$\begin{aligned} PE_y &= 2,589,950.00 \text{ Km}^3 \times 0.001996474 \text{ tCO}_2/\text{m}^3 \times 1,000 \text{ m}^3/\text{Km}^3 + \\ & 2,757.31 \text{ KL} \times 0.002691960 \text{ tCO}_2/\text{L} \times 1,000 \text{ L/KL} \\ & = 5,178,190 \text{ t CO}_2 \end{aligned}$$

(4) 101 年~107 年計畫排放量

$$\begin{aligned} PE_y &= 2,584,340.00 \text{ Km}^3 \times 0.001997689 \text{ tCO}_2/\text{m}^3 \times 1,000 \text{ m}^3/\text{Km}^3 + \\ & 1,110.09 \text{ KL} \times 0.002686447 \text{ tCO}_2/\text{L} \times 1,000 \text{ L/KL} \\ & = 5,165,690 \text{ tCO}_2 \end{aligned}$$

### 3. 專案洩漏量

本專案活動之洩漏來自計畫邊界外的化石燃料提取、處理、液化、運輸、再氣化和分配，依減量方法 AM0029 其洩漏 (LE<sub>y</sub>) 計算公式如下：

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{LNG,CO_2,y} \text{，其中}$$

$LE_{CH_4,y}$ ：第  $y$  年天然氣上游逸散性  $CH_4$  排放量，以  $tCO_{2e}$  計

$LE_{LNG,CO_2,y}$ ：第  $y$  年液化、運輸、再氣化及加壓 LNG 至天然氣輸配系統相關的化石燃料燃燒/電力消耗所帶來的洩漏排放量，以  $tCO_{2e}$  計。

依 AM0029 減量方法估計逸散性  $CH_4$  排放，用第  $y$  年該專案的天然氣消耗量乘以來自天然氣消耗的逸散性  $CH_4$  排放的排放係數，再減去在沒有該專案活動時所使用的化石燃料所發生的  $CH_4$  排放，如下所示：

$$LE_{CH_4,y} = (FC_y \times NCV_y \times EF_{NG,upstream,CH_4} - EG_{PJ,y} \times EF_{BL,upstream,CH_4}) \times GWP_{CH_4}$$

其中

$LE_{CH_4,y}$ ：第  $y$  年天然氣上游之逸散性  $CH_4$  排放量

$FC_y$ ：第  $y$  年專案電廠燃燒的天然氣量

$NCV_y$ ：第  $y$  年天然氣燃燒的平均淨熱值

$EF_{NG,upstream,CH_4}$ ：天然氣生產、運輸和分配的逸散性  $CH_4$  排放係數，以供給終端用戶的每 GJ 燃燒所分攤的  $tCH_4$  計；

$EG_{PJ,y}$ ：第  $y$  年專案電廠的發電量

$EF_{BL,upstream,CH_4}$ ：在沒有專案活動下所發生的逸散性  $CH_4$  排放係數，以專案電廠每 MWh 發電所分攤的  $tCH_4$  計；

$GWP_{CH_4}$ ： $CH_4$  的全球暖化潛勢

在沒有本專案活動時所發生的逸散性  $CH_4$  排放係數計算，依基線排放係數計算結論使用容量邊際排放係數，因此  $EF_{BL,upstream,CH_4}$

的計算將和其一致，如下所示：

$$\begin{array}{l} \text{Option 1:} \\ \text{Build} \\ \text{Margin:} \end{array} \quad EF_{BL,upstream,CH4} = \frac{\sum_j FF_{j,k} \cdot EF_{k,upstream,CH4}}{\sum_j EG_j}$$

其中

$FF_{j,k}$ ：容量邊際所包括的電廠  $j$  燃燒的  $k$  燃料(燃煤或燃油)量

$EG_j$ ：容量邊際所包括的電廠樣本中，電廠  $j$  的年發電量，以 MWh/a 計

$EF_{k,upstream,CH4}$ ： $k$  燃料（燃煤或燃油）產生的逸散性  $CH_4$  排放係數，以每 kt 或 PJ 燃料生產所分攤的  $tCH_4$  計；

在計算  $EF_{BL,upstream,CH4}$  係數時，因採用容量邊際(BM)計算方法，故同樣使用 2005 年經 CDM EB 認可之 BM 偏異方法進行計算。整個  $EF_{BL,upstream,CH4}$  計算過程請參照附件三之說明，98 年洩漏算式流程如下所述：

$$\begin{aligned} EF_{Thermal,upstream,CH4} &= \lambda_{Coal,CH4} \times EF_{Coal,Adv,CH4} + \lambda_{Oil,CH4} \times EF_{Oil,Adv,CH4} \\ &\quad + \lambda_{Gas,CH4} \times EF_{Gas,Adv,CH4} \\ &= 86.23\% \times 0.004 + 0.1\% \times 0.000035 + 13.67\% \times 0.0019 \\ &= 0.00375 \text{ (tCH}_4\text{/MWh)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{因此 } EF_{BL,upstream,CH4} &= EF_{Thermal,upstream,CH4} \times \text{火力發電新增容量裝置比例} \\ &= 0.00375 \times 94.02\% \\ &= 0.00353 \text{ (tCH}_4\text{/MWh)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} LE_{CH4,y} &= (FC_y \times NCV_y \times EF_{NG,upstream,CH4} - EG_{PJ,y} \times EF_{BL,upstream,CH4}) \\ &\quad \times GWP_{CH4} \\ &= (1,796,847.74 \text{ Km}^3 \times 1000 \text{ m}^3/\text{Km}^3 \times 35.99 \text{ MJ/m}^3 \times 296 \text{ tCH}_4/\text{PJ} \\ &\quad - 10^9 \text{ PJ/MJ} - 9,189,050.66 \text{ MWh} \times 0.00353 \text{ tCH}_4/\text{MWh}) \times 21 \end{aligned}$$

$$= -278,354.73 \text{ tCO}_2$$

此外，液化、運輸、再氣化及加壓 LNG 至天然氣輸配系統相關的化石燃料燃燒/電力消耗所帶來的洩漏排放  $LE_{\text{LNG,CO}_2,y}$  計算方式如下所示：

$$LE_{\text{LNG,CO}_2,y} = FC_y \cdot EF_{\text{CO}_2\text{upstream,LNG}}$$

其中

$FC_y$ ：第  $y$  年計畫電廠燃燒的天然氣量( $\text{m}^3$ )

$EF_{\text{CO}_2,\text{upstream,LNG}}$ ：天然氣經液化、運輸、再氣化及加壓 LNG 至天然氣輸配系統相關的化石燃料燃燒/電力消耗之上游排放係數。

根據 AM0029 方法學所述，當無法取得  $EF_{\text{CO}_2\text{upstream,LNG}}$  係數時，可使用預設值  $6 \text{ tCO}_2/\text{TJ}$  進行  $LE_{\text{LNG,CO}_2,y}$  估算。

$$\begin{aligned} \text{因此 } LE_{\text{LNG,CO}_2,y} &= 1,796,847.74 \text{ Km}^3 \times 1000 \text{ m}^3/\text{Km}^3 \times 35.99 \text{ MJ}/\text{m}^3 \times \\ & 6 \text{ tCO}_2/\text{TJ} \times 10^{-6} \text{ TJ}/\text{MJ} \\ &= 388,033.36 \text{ tCO}_2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} LE_y &= LE_{\text{CH}_4,y} + LE_{\text{LNG,CO}_2,y} \\ &= -278,354.73 \text{ tCO}_2 + 388,033.36 \text{ tCO}_2 \\ &= 109,678.63 \text{ tCO}_2 \end{aligned}$$

本專案 98 年以後之洩漏排放為  $109,678.63 \text{ tCO}_2$ ，而 99、100、101 年之洩漏量分別為  $145,504.93 \text{ tCO}_2$ 、 $149,954.52 \text{ tCO}_2$ 、 $125,200.38 \text{ tCO}_2$ ，計算資料詳見附件三。

#### 4.排放減量

##### (1) 98 年排放減量

$$\begin{aligned}ER_y &= BE_y - PE_y - LE_y \\ &= 6,064,773 \text{ tCO}_2 - 3,628,154 \text{ tCO}_2 - 109,678 \text{ tCO}_2 \\ &= 2,326,941 \text{ tCO}_2\end{aligned}$$

##### (2) 99 年排放減量

$$\begin{aligned}ER_y &= BE_y - PE_y - LE_y \\ &= 8,744,835 \text{ tCO}_2 - 5,190,322 \text{ tCO}_2 - 145,504 \text{ tCO}_2 \\ &= 3,409,009 \text{ tCO}_2\end{aligned}$$

##### (3) 100 年排放減量

$$\begin{aligned}ER_y &= BE_y - PE_y - LE_y \\ &= 8,700,172 \text{ tCO}_2 - 5,178,190 \text{ tCO}_2 - 149,954 \text{ tCO}_2 \\ &= 3,372,028 \text{ tCO}_2\end{aligned}$$

##### (4) 101 年～107 年排放減量

$$\begin{aligned}ER_y &= BE_y - PE_y - LE_y \\ &= 8,905,186 \text{ tCO}_2 - 5,165,690 \text{ tCO}_2 - 125,200 \text{ tCO}_2 \\ &= 3,614,296 \text{ tCO}_2\end{aligned}$$

### (三) 計入期計算摘要

表 3-2、計入期計算摘要

單年期間	專案活動排放量估計值 (公噸 CO <sub>2</sub> e)	基線排放量估計值 (公噸 CO <sub>2</sub> e)	洩漏估計值 (公噸 CO <sub>2</sub> e)	總減量/移除量估計值 (公噸 CO <sub>2</sub> e)
98 年 1 月 1 日~98 年 12 月 31 日	6,064,773	3,628,154	109,678	2,326,941
99 年 1 月 1 日~99 年 12 月 31 日	8,744,835	5,190,322	145,504	3,409,009
100 年 1 月 1 日~100 年 12 月 31 日	8,700,172	5,178,190	149,954	3,372,028
101 年 1 月 1 日~101 年 12 月 31 日	8,905,186	5,165,690	125,200	3,614,296
102 年 1 月 1 日~102 年 12 月 31 日	8,905,186	5,165,690	125,200	3,614,296
103 年 1 月 1 日~103 年 12 月 31 日	8,905,186	5,165,690	125,200	3,614,296
104 年 1 月 1 日~104 年 12 月 31 日	8,905,186	5,165,690	125,200	3,614,296
105 年 1 月 1 日~105 年 12 月 31 日	8,905,186	5,165,690	125,200	3,614,296
106 年 1 月 1 日~106 年 12 月 31 日	8,905,186	5,165,690	125,200	3,614,296
107 年 1 月 1 日~107 年 12 月 31 日	8,905,186	5,165,690	125,200	3,614,296
總量 (公噸CO <sub>2</sub> 當量)				34,408,050

## 四、監測計畫

### (一) 應被監測之數據與參數

#### 1. 需監測參數與項目說明

本抵換專案依 AM0029：天然氣發電併網減量方法第三版，依減量方法所提需要監測項目如下：

數據 / 參數：	EG <sub>PJ,y</sub>
數據單位：	MWh
描述：	專案活動併網的淨發電量
使用數據來源：	電錶量測 由機組 DCDAS 電腦下載報表，彙總得「複循環機組效率月報」。
用於計算預估排放減量之數據數值：	98 年：9,189,050.66 MWh 99 年：13,249,750.98 MWh 100 年：13,212,842.63 MWh 101 年：20,535,941.43 MWh 102-107 年：因專案運作已接近成熟，各項參數及用量數據穩定，故 102-107 年之淨發電量以 101 年之淨發電量進行推估。
將被採用的量測方法和步驟之描述：	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 毛發電量、機組廠內用電：每日由機組 DCDAS 電腦下載報表(GT DAILY REPORT)得機組毛發電量；下載報表(UAT-GT MWh DAILY REPORT)得機組廠內用電。</li> <li>● 變壓損失率：依大潭各變壓器之試驗記錄可得變壓損失比率，為保守及簡化計算 #1、#2 號機以 0.5%計，#3-#6 號機皆為 0.4%。</li> <li>● 非生產用電：依經濟部標準檢驗局查證過之溫室氣體盤查作業中 scope 2 外受電力數值進行計算。 (毛發電量-機組廠內用電)*(1-變壓損失率)-非生產用電=淨發電量</li> </ul>
將被應用的 QA/QC	瓦時計校驗：於機組大修時進行該部機組所有

步驟：	瓦時計校驗，頻率則依據機組大修排定，至少每三年一次。 (數據品質依據大潭發電廠效率月報作業標準 DT-OE-00001)
備註：	

數據 / 參數：	$COEF_{NG,y}$
數據單位：	$tCO_{2e}/m^3$
描述：	天然氣 $CO_2$ 排放係數
使用數據來源：	依據 AM 0029 計算公式
用於計算預估排放減量之數據數值：	98 年：0.002019154 $tCO_{2e}/m^3$ 99 年：0.001994181 $tCO_{2e}/m^3$ 100 年：0.001996474 $tCO_{2e}/m^3$ 101 年：0.001997689 $tCO_{2e}/m^3$
將被採用的量測方法和步驟之描述：	$COEF_{f,y} = NCV_y \times EF_{CO_2,f,y} \times OXID_f$
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	$NCV_{NG,y}$
數據單位：	$MJ/m^3$
描述：	專案活動之天然氣平均熱值
使用數據來源：	線上 GC 量測值 統計值記錄於大潭發電廠運轉組燃料計算檔
用於計算預估排放減量之數據數值：	98 年：8,602.31 (Kcal/SM <sup>3</sup> ) 99 年：8,495.91 (Kcal/SM <sup>3</sup> ) 100 年：8,505.68 (Kcal/SM <sup>3</sup> ) 101 年：8,510.86 (Kcal/SM <sup>3</sup> )
將被採用的量測方法和步驟之描述：	每日連續量測、按日紀錄 每日中油天然氣日報表提供熱值(高熱值)小時值，依機組區分每小時流量計算日加權平均熱值，再依機組區分每日流量計算月加權平均熱值及年加權平均熱值，並將加權平均熱值*0.9 (高位轉低位) 計算。

將被應用的 QA/QC 步驟：	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 依據大潭發電廠廠燃料月報作業標準 DT-OQ-20002。</li> <li>2. 熱值由中油線上 GC 依天然氣中成份比例計算出。</li> <li>3. 每週環化組化學課皆採樣送至本公司綜合研所進行化驗，其「試驗報告」中熱值與中油線上 GC 比對不得超過 30Kcal/SM<sup>3</sup>。</li> <li>4. 每月月底中油會偕同環化組化學課進行線上兩台 GC 維護月檢比對，其「月檢報告」保存三年。</li> </ol>
備註：	於監測報告中依實際量測數據計算

數據 / 參數：	OXID <sub>NG</sub>
數據單位：	
描述：	天然氣氧化係數
使用數據來源：	環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0
用於計算預估排放減量之數據數值：	1
將被採用的量測方法和步驟之描述：	
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	EF <sub>CO2,NG,y</sub>
數據單位：	kgCO <sub>2</sub> /TJ
描述：	天然氣 CO <sub>2</sub> 排放係數
使用數據來源：	環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0
用於計算預估排放減量之數據數值：	56,100
將被採用的量測方法和步驟之描述：	
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	$FC_{NG,y}$
數據單位：	$KSM^3$
描述：	專案活動之天然氣用量
使用數據來源：	採用中油流量計(主計量錶)量測值，並與大潭電廠流量計(核對計量錶)量測值進行比對，誤差過大時則進行儀表校驗；用量統計值記錄於大潭發電廠運轉組之燃料計算檔。
用於計算預估排放減量之數據數值：	每日中油天然氣日報表提供流量計值乘以中油提供之天然氣轉換係數，超過 187 萬噸部份不得納入減量計算 98 年：1,796,847.74 $KSM^3$ 99 年：2,594,220.37 $KSM^3$ 100 年：2,595,994.19 $KSM^3$ 101 年：3,933,373.33 $KSM^3$
將被採用的量測方法和步驟之描述：	每日連續量測、按日紀錄
將被應用的 QA/QC 步驟：	超音波主流量計校驗時程：每年一次
備註：	

數據 / 參數：	$COEF_{DIESEL,y}$
數據單位：	$tCO_{2e}/L$
描述：	柴油 $CO_2$ 排放係數
使用數據來源：	依據 AM 0029 計算公式
用於計算預估排放減量之數據數值：	98 年：0.002677633 $tCO_{2e}/L$ 99 年：0.002685198 $tCO_{2e}/L$ 100 年：0.002691960 $tCO_{2e}/L$ 101 年：0.002686447 $tCO_{2e}/L$
將被採用的量測方法和步驟之描述：	$COEF_{f,y} = NCV_y \times EF_{CO_2,f,y} \times OXID_f$
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	$NCV_{DIESEL,y}$
數據單位：	$MJ/m^3$
描述：	專案活動之柴油平均熱值(低熱值)
使用數據來源：	送樣化驗值 統計值記錄於大潭發電廠運轉組燃料計算檔
用於計算預估排放減量之數據數值：	98 年：8,636.57 Kcal/ L 99 年：8,660.97 Kcal/ L 100 年：8,682.78 Kcal/ L 101 年：8,665.00 Kcal/ L
將被採用的量測方法和步驟之描述：	1.由環化組每月取日用油槽出口樣品 2 次，送本公司綜合研究所檢測熱值及密度，依各機組每月使用量加權平均所得。 2.以化驗報告之淨熱值填報。
將被應用的 QA/QC 步驟：	數據品質依據大潭發電廠燃料月報作業標準 DT-OQ-20002
備註：	於監測報告中依實際量測數據計算

數據 / 參數：	$OXID_{DIESEL}$
數據單位：	
描述：	柴油氧化係數
使用數據來源：	環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0
用於計算預估排放減量之數據數值：	1
將被採用的量測方法和步驟之描述：	
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	$EF_{CO_2, DIESEL,y}$
數據單位：	$kgCO_2/TJ$
描述：	柴油 $CO_2$ 排放係數
使用數據來源：	環保署溫室氣體排放係數管理表 6.0
用於計算預估排放減	74,100

量之數據數值：	
將被採用的量測方法和步驟之描述：	
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	$FC_{DIESEL,y}$
數據單位：	KL
描述：	專案活動之柴油用量
使用數據來源：	1.採用由五萬公秉柴油儲存槽泵輸至日用油槽後之機組流量計讀值；用量統計值記錄於大潭發電廠運轉組之燃料計算檔。 2.柴油向中油採購，交貨時採用油管輸油輸送至五萬公秉柴油儲存槽存放，採購量以大潭發電廠流量計量測，用量統計值記錄於大潭發電廠運轉組之燃料計算檔。
用於計算預估排放減量之數據數值：	98 年：16.29 KL 99 年：6,323.08 KL 100 年：2,757.31 KL 101 年：1,110.09 KL
將被採用的量測方法和步驟之描述：	1.每日連續量測、按日紀錄 以機組流量計每小時擷取流量資料(質量單位-公噸) 記錄所得電子檔資料，再利用每月燃油化驗紀錄所得之密度值，依質量體積轉換公式【體積(公秉)=質量(公噸)÷密度】，換算為 60°F ISO 條件下之柴油使用量(體積單位-公秉) 2.柴油能量以柴油熱值表示，柴油熱值=專案活動之柴油化驗平均熱值×專案活動之柴油用量。 監測方法：每年計算柴油及天然氣熱值，計算柴油熱值佔總熱值之比例，若比例接近 1%，則調整機組燃油/燃氣比例。
將被應用的 QA/QC 步驟：	流量計校驗時程：每兩年一次 (數據品質依據大潭發電廠燃料月報作業標準 DT-OQ-20002)
備註：	

數據 / 參數：	$PE_y$
數據單位：	tCO <sub>2</sub> e
描述：	第 y 年專案燃燒天然氣所產生之 CO <sub>2</sub> 排放
使用數據來源：	計算值
用於計算預估排放減量之數據數值：	98 年：3,628,154 tCO <sub>2</sub> e 99 年：5,190,322 tCO <sub>2</sub> e 100 年：5,178,190 tCO <sub>2</sub> e 101 年：5,165,690 tCO <sub>2</sub> e
將被採用的量測方法和步驟之描述：	$PE_y = \sum_f FC_{f,y} \times COEF_{f,y}$ $= FC_{NG,y} \times COEF_{NG,y} + FC_{DIESEL,y} \times COEF_{DIESEL,y}$
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	$\lambda_{Coal}, \lambda_{Oil}, \lambda_{Gas}$
數據單位：	%
描述：	燃煤、燃油、燃氣發電之溫室氣體排放量於總台灣電網火力發電溫室氣體排放之比值
使用數據來源：	經濟部能源局能源統計年報、台電公司統計年報
用於計算預估排放減量之數據數值：	95 年燃煤、燃油、燃氣發電之溫室氣體排放量於總台灣電網火力發電溫室氣體排放之比值分別為 $\lambda_{Coal}=78.54\%$ , $\lambda_{Oil}=8.86\%$ , $\lambda_{Gas}=12.6\%$ 詳細計算請參考附件二
將被採用的量測方法和步驟之描述：	
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	$EF_{Coal,Adv}$ , $EF_{Oil,Adv}$ , $EF_{Gas,Adv}$
數據單位：	tCO <sub>2</sub> /MWh
描述：	國內最好之已商業化技術效率進行燃煤、燃油、燃氣溫室氣體排放係數計算
使用數據來源：	<p>依我國目前最新及可取得之資訊，</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 超臨界燃煤技術：我國目前運轉中之超臨界燃煤機組為民營之麥寮電廠，由於為 14 年前(民國 88 年 6 月商轉)建造之機組，且無公開之效率資訊，因此本專案以我國最新規劃設置之超臨界燃煤機組為基準—按「深澳電廠更新擴建計畫」及「林口電廠更興擴建計畫」可行性研究報告書內所述之效率值皆為 42.3%，轉換低熱值後為 44.5% 進行計算。</li> <li>● 燃油發電技術：我國現階段已無任何電廠使用複循環燃油發電技術，原通霄電廠複循環燃油機組已自民國 88 年後改為複循環燃氣機組。依台電公司 88 年運轉資料顯示，通霄電廠 6 部機組中最佳淨熱效率為 39.85% (低熱值 41.9%)，優於其他次臨界燃油汽力機組之效率，因此本專案使用該數值進行計算。</li> <li>● 複循環燃氣技術：我國目前使用複循環燃氣技術之最新電廠為 98 年商轉之大潭電廠(低熱值毛效率 55%)及星元電廠(環說書效率值 53%，低熱值 55.8%)，基於保守原則本專案採較高之效率值(星元)進行計算。</li> </ul> <p><math>\eta_{Coal}=44.5\%</math>、<math>\eta_{Oil}=41.9\%</math>、<math>\eta_{Gas}=55.8\%</math></p>
用於計算預估排放減量之數據數值：	$EF_{Coal,Adv}=0.7649$ , $EF_{Oil,Adv}=0.664$ , $EF_{Gas,Adv}=0.362$
將被採用的量測方法和步驟之描述：	詳細請見附件二
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	$EF_{\text{Thermal}}$
數據單位：	tCO <sub>2</sub> /MWh
描述：	火力電廠加權平均排放係數
使用數據來源：	經濟部能源局能源統計年報、台電公司統計年報
用於計算預估排放減量之數據數值：	0.71
將被採用的量測方法和步驟之描述：	$EF_{\text{Thermal}} = \lambda_{\text{Coal}} \times EF_{\text{Coal,Adv}} + \lambda_{\text{Oil}} \times EF_{\text{Oil,Adv}} + \lambda_{\text{Gas}} \times EF_{\text{Gas,Adv}}$
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	火力發電新增容量裝置比例
數據單位：	
描述：	台灣電網裝置容量累計至 20% 為止，火力發電新增容量裝置比例
使用數據來源：	經濟部能源局能源統計手冊、經濟部能源局能源統計年報、台電公司統計年報
用於計算預估排放減量之數據數值：	94.02%
將被採用的量測方法和步驟之描述：	詳細請見附件二
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

數據 / 參數：	$EF_{grid,BM,y}$
數據單位：	tCO <sub>2</sub> e/MWh
描述：	計畫操作期間台灣電網之容量邊際排放係數
使用數據來源：	經濟部能源局能源統計手冊、經濟部能源局能源統計年報、台電公司統計年報、深澳電廠更新擴建計畫可行性研究報告、林口電廠更興擴建計畫可行性研究報告、台電公司 88 年運轉實績表、星元天然氣發電廠興建計畫、溫室氣體排放係數管理表 6.0 版
用於計算預估排放減量之數據數值：	0.66
將被採用的量測方法和步驟之描述：	根據 AM0029 Ver.3 提案者需分別計算以下列三種電網 CO <sub>2</sub> 排放係數，並採最低數值來推估本專案基線排放量，選項 1： $EF_{grid,BM,y}$ 、選項 2： $EF_{grid,CM,y}$ 、選項 3：依前述基線情境確認最可能的電力技術（和燃料）之基線情境排放係數。此部分計算(詳附件二)於確證階段進行一次事前計算即可，經評估後本文採最低數值選項 1： $EF_{grid,BM,y}$ 之計算方式，並將於計畫期間進行事後計算，因此 $EF_{grid,BM,y}$ 為每年監測項目
將被應用的 QA/QC 步驟：	
備註：	

## 2. 監測資料所採用之 QC 與 QA

由監督專案負責人掌控監測數據一致性，以電腦伺服器數據並核對現場負責人員所提交之數據，使數據具一致性及正確性。

監督專案主管應制訂並保存一套與本專案內監測專案相符的數據監測管理系統及程序書，且可要求監測數據紀錄複本來檢視數據監測操作方法及過程是否符合管理系統及程序書，並將其彙整成監測報告書。

### (二) 監測計畫其他要素

本專案活動針對監測相關工作，成立一推動小組，專案負責人為廠長，專案推動與連繫窗口為化學課長，其組織架構如圖 3-1。

小組監測人員負責監測數據與記錄，內部確認人員則檢查確認數據，為了保證發電量監測數據準確，將由大潭發電廠運轉組執行，由經理監督工作使其順利完成。於專案計入期未開始之前，將對上述參與人員進行訓練，以保證監測工作得以確實執行。

大潭發電廠於每年進行環安衛管理系統內部稽核。內部稽核小組每年進行稽核工作一次，並依據該廠「內部稽核作業程序書 (DT-CP-8.1)」進行內部查證專案、執行、記錄及追蹤。

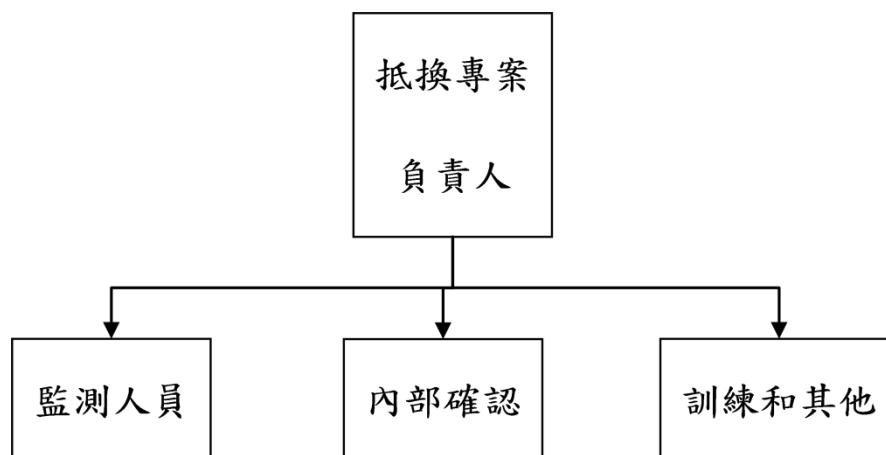


圖 3-1、監測工作組織架構

## 1.數據量測、紀錄及貯存方式

電腦直接紀錄電表監測值，數據使用單位應與監測設備的單位一致，且監測頻率必須為連續監測。監測人員應紀錄監測儀器數據，記錄項目如下：

- 量測時間（日期/時間）
- 淨發電量（千瓦小時）
- 天然氣使用量（ $\text{SM}^3/\text{h}$ ）：紀錄中油天然氣流量計量測值於日報表，並與大潭電廠量測值進行比對，當兩者誤差過大時則進行儀表校驗。
- 天然氣熱值（ $\text{Kcal}/\text{SM}^3$ ）：每日中油天然氣日報表均有熱值，再依機組區分每日流量加權平均計算月平均熱值及年平均熱值。
- 柴油使用量（KL）：值班部門記錄由五萬公秉柴油儲存槽泵輸至日用油槽機組流量計讀值。採購量經大潭發電廠流量計量測後輸送至五萬公秉柴油儲存槽存放。
- 柴油熱值（ $\text{Kcal}/\text{L}$ ）：每月取日用油槽出口樣品檢測熱值及比重，依各機組每月使用量加權平均所得。

監測記錄人員須將監測數據輸入至電腦預定格式的表格中，此表格數據必須正確地填寫並且與監測報告一致，電腦內監測數據貯存方式須符合下列項目：

- 完整數據資料都必須貯存在電腦硬碟中。
- 每月監測數據資料需書面化，並且妥當地存放供備查之用。
- 相關監測數據資料至少要保存至專案計入期結束後兩年。

## 2.監測設備校驗及維護程序

維護程序應包含預防及矯正行為，此目的在確保監測設施維持在良好的操作條件，相關措施如下：

- 定期檢查監測設備之操作狀況及數據，以利發現異常。
- 清理、打掃監測設施。
- 更換運作異常監測設備組件。

量測儀器的校驗應依國家標準進行校準與確認，定期的保養紀錄、查核監測設施精確度測試頻率及程序流程描述如下：

- 電子式電表：每三年定期邀請第三者驗證單位進行儀器校準與確認程序。
- 監測儀器故障處理程序：若電子式電表發生故障時，現場維護操作人員需於發現後儘速立即通報儀器設備的供應商，情況許可下，應立即修復完成。若儀器設備損壞嚴重不能立即修復時，需要盡快使用與原監測設備功能相同之替代品，持續監測。
- 電網排放係數：依據最新版之「Tool to calculate the emission factor for an electricity system」於每年計畫期間進行事後計算容量邊際（BM）排放係數。
- 天然氣流量計：超音波主流量計每年校驗一次。
- 柴油流量計：每兩年校驗一次。
- 天然氣熱值：每日連續量測並按日紀錄。
- 柴油熱值：每月取日用油槽樣品 2 次，送本公司綜合研究所檢測。

## 五、專案活動期程描述

### (一)專案活動執行期間

本專案自民國 96 年接受經濟部能源產業溫室氣體自願性減量輔導，為接續輔導時所選定之專案起始年度，故依據「行政院環境保護署溫室氣體先期專案暨抵換專案推動原則」將專案起始日定為 4 號機商轉日：民國 96 年 11 月 12 日。由於 6 部機組於 98 年 1 月全數完工商轉，若以本公司運轉燃氣複循環機組之實務經驗，機組壽齡可超過 30 年，故本專案執行期間為 96 年 11 月至 128 年 1 月。

### (二)專案計入期

依據本專案原接受經濟部能源產業溫室氣體自願性減量輔導確證之計畫書，本專案計入期為民國 98 年 1 月 1 日至 107 年 12 月 31 日止，為期 10 年。

備註：依據環保署 107 年 7 月 2 日環署毒字第 1070052156 號函（如附件十一），本專案計入期為 98 年 1 月 1 日至 107 年 1 月 22 日。

## 六、環境衝擊分析

本專案活動對於電廠興建所造成之環境衝擊，已採取各種環境保護措施，詳列於「大潭燃氣火力發電計畫環境影響評估報告」。後因應台灣電力系統整體需求，配合政府擴大使用天然氣發電、能源多元化以及提高天然氣使用量之政策，遂辦理「大潭燃氣火力發電計畫提高年度用氣量環境影響差異分析報告」，亦已通過行政院環境保護署同意備查。

本公司已致力將有關本專案施工與營運期間所造成環境影響減至最低，說明如下。

專案於施工期間，執行施工管理，使用低噪音施工機具，執行交通維持專案、維護運輸路面、施工污水沈澱處理、人員污水及廢棄物處理及環境因子之監測專案，以降低對鄰近地區水體、噪音、交通、廢棄物、景觀及生態等影響。

營運期間，燃用最乾淨之天然氣為燃料並裝設低氮氧化物燃燒器減少空氣污染物排放；考量廠區及機組之佈置、規劃綠帶、美化景觀以降低噪音及景觀之衝擊；採貫流式循環水系統及海水電解設備，以降低對海域生態之影響；設立廢水處理廠以降低對附近河川之影響，各環境因之之環境監測、安全防災、緊急應變等措施，以減少對環境之衝擊。

以下摘錄本案「大潭燃氣火力發電廠計畫環境影響評估報告書」及「大潭燃氣火力發電計畫提高年度用氣量環境影響差異分析報告」內文，並依評估重點、結果分析與因應對策進行說明。

表 6-1、大潭燃氣火力發電廠計畫環境影響評估報告書摘錄

評估重點	結果	對策
空氣品質	<ol style="list-style-type: none"> <li>以天然氣為燃料，僅有 NO<sub>x</sub> 排放，可符合空氣品質要求。</li> <li>以氣渦輪機用柴油為暫代燃料，產生之二氧化硫、二氧化氮及總懸浮粒皆可符合空氣品質要求。</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>嚴格要求污染防治設備之設計舉建造，使達預期之控制效率，並確實做好人員訓練，正確操作與維護。</li> <li>建立煙道監測系統，以監排排放狀況。</li> <li>確實執行空氣品質監測計畫。</li> <li>燃天然氣時採用低氮氧化物燃燒器降低氮氧化物排放濃度。</li> <li>以氣渦輪機用柴油為暫時之發電燃料時，將以噴水或蒸氣方式降低氮氧化物排放濃度。</li> </ol>
淡水水質	<ol style="list-style-type: none"> <li>地表水 電廠正常運作產生之廢水約每日 682 m<sup>3</sup>，員工生活污水每日約 220 m<sup>3</sup>，經廢水處理廠處理後符合民國 87 年放流水標準排放，對於承受水體小飯壠溪水質影響不大。</li> <li>地下水 各種儲槽設備均依要求進行設計安裝，不會有滲漏影響地方水之虞。</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>污水處理系統將由專人管理、維護，排放之廢水經處理後可符合 87 年放流水標準，處理後之排放水將儘量回收供廠內綠化澆灌及道路抑塵灑水使用。</li> <li>進行水質監測，以掌握環境影響狀況。</li> </ol>
廢棄物	<ol style="list-style-type: none"> <li>燃天然氣或氣渦輪機用柴油含灰量均極低，沒有灰渣問題。污水處理廠產生污泥餅。</li> <li>廢油和油灰因僅在燃氣渦輪機用柴油時才會產生，產生量不大。</li> <li>員工產生垃圾。</li> </ol>	<p>產出之廢棄物將委由公民營廢棄物清除處理機構代為處理。</p>
海域生態及漁業資源	<p>電廠溫排水已規劃良好的導流設施，使溫排水可符合放流水標準，其溫昇 1℃ 之混合表面水之影響範圍為 0.80 平方公里，影響範圍不大，對生態環境及漁業之影響有限。</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>對海域生態進行監測，以了解海域生態之變化情形，掌握環境影響狀況。</li> <li>部份保護導流堤的拋石將具有人工漁礁之功能，能提供部份魚類棲息繁衍的環境。</li> </ol>

表 6-2、大潭燃氣火力發電廠計畫環境影響評估報告書審查結論摘錄

環保措施		審查結論
空氣品質控制	氮氧化物	燃用天然氣時將採用低氮氧化物燃燒器降低排氣中氮氧化物濃度，排放濃度可控制在 25 ppm(15% 含 O <sub>2</sub> 量)以下。 暫燃氣渦輪機用柴油(FBN 值<0.04%)發電時，將以噴水或蒸汽方式降低氮氧化物排放濃度，排放濃度可控制在 100 ppm(15% 含 O <sub>2</sub> 量)以下。
	硫氧化物	天然氣的含硫量極微，故其排放之硫氧化物幾乎沒有。暫燃氣渦輪機用柴油(含硫量 0.5%)發電時硫氧化物排放濃度可控制在 25ppm(6% 含 O <sub>2</sub> 量)以下
	粒狀污染物	燃天然氣時幾乎沒有粒狀污染物。暫燃氣渦輪機用柴油發電時，排放濃度約 43.3mg/Nm <sup>3</sup> (6% 含 O <sub>2</sub> 量)。
廢水處理		電廠將設置綜合廢水處理廠，集中處理電廠之廢水，處理後之廢水可符合民國 87 年之放流水標準且將儘量回收供廠內綠化澆灌及道路抑塵灑水使用。
溫排水		為防止海洋生物附著於冷凝管，規劃裝置海水電解設備，以次氯酸鈉處理，將不致影響近之海域生態。電廠冷凝器循環冷卻水自外海取水，經冷凝器之設計溫升值為攝氏 7°C，可確實符合溫排水排放低於 42°C 之規定。溫排水再經由排水渠道引至深水排放，擴散後之水溫，將可符合距排放口 500 公尺表面水溫昇低於 4°C 之規定。
噪音控制		噪音將採取下列防制措施以符合噪音管制要求： 1. 發電機組之位置將以遠離附近敏感受音點為原則，在設計上規劃電廠之排氣口及噪音量較高之設備朝向海洋防風林處，遠離村落，以減輕對附近居民之噪音干擾。 2. 氣渦輪機及汽輪機採屋內安裝，廢熱鍋爐採屋內安裝，並另視需要採取必要之其他防音措施。 3. 產生高噪音之機器設備裝設消音器或防音罩等防制措施。 4. 採用低振動及低噪音型之發電設備及附屬設備，在編寫設備規範時明確規定設備噪音需符合環保法令要求。
景觀規劃		電廠之設置在景觀規劃上將考慮下列事項： 1. 為了安全及美觀，電廠與外界保持至少 15 公尺寬之緩衝帶，在緩衝帶內進行綠化工作。 2. 在各裸露地面或需綠化之地區，種植適合之喬木、灌木、花草及地被植物，達到綠化之效果。 3. 規劃設置兼具觀賞及使用價值之設施，同時也具備休憩及賞景等功效。

	<p>4. 廠區內之植物將每年進行養護工作，以維持穩定之綠化、美化效果。</p> <p>5. 廠區將規劃 25% 以上為綠地。</p>
廢棄物處理	<p>火力電廠運轉主要產生之事業廢棄物為廢油和油灰，由於本電廠以天然氣為燃料，僅於天然氣供應中斷時才以氣渦輪機用柴油替代，因此，電廠廢油和油灰產生量很小，將委託合格之公民營廢棄物清除處理機構代為處理。</p>

表 6-3、大潭燃氣火力發電計畫提高年度用氣量環境影響差異分析報告摘錄

環境影響評估重點項目	結果分析		因應對策
	99 年運轉實績 (約 187 萬公噸)	提高年度用氣量 (約 412 萬公噸)	
發電量	約 13,694 百萬度	約 30,170 百萬度	
用水量	約 1,470 CMD	約 3,070CMD	在既有機組提高年度用氣量後，主要增加用水為因運轉時數增加的鍋爐沖放水，由於大潭發電廠已進行雨水回收節約用水及加強廢水回收再利用，因此仍可維持既有承諾用水量 3,070CMD 不變。
廢水量	約 203CMD	約 306CMD	大潭發電廠已透過加強廢水來源管控與回收再利用，達到廢水減排效果，提高用氣量主要增加的用水以可回收的鍋爐沖放水為主，新增廢水量有限，因此可維持環評承諾排放量 306CMD 為上限不變。
氮氧化物排放年排放量	約 2,199 公噸/年	約 4,854 公噸/年	本計畫承諾透過環境管理機制維持原環評承諾總量 4,854 公噸/年為上限
廢棄物量	29.27 公噸/年	約 53.85 公噸/月 (約 646.2 公噸/年)，未來會依事業廢棄物種類增減，變更或異動事業廢棄物清理計畫書內容。	由於本計畫並未新增機組，理論上廢棄物產生量並不會因提高用氣量而增加，惟實際之廢棄物產生量可能因機組大修等因素每年變動極大，99 年運轉之廢棄物量僅供參考比較，本計畫仍將維持原環評承諾上限約 646.2 公噸/年。
溫室氣體排放量	約 520 萬公噸/年	約 1,146 萬公噸/年	

## 七、公眾意見描述

為了解地方居民對本專案開發之相關意見，本專案活動依環境環境影響評估法於民國 85 年 3 月 25 日至 4 月 25 日在開發地點選定八處進行環境影響說明書之公眾閱覽，並於同年 8 月 6 日假開發地點桃園縣觀音鄉保生村保生社區活動中舉行公開之說明會，以廣泛蒐集地方居民之意見。

說明會現場居民意見及各界書面意見內容經歸納如下(列於大潭燃氣火力發電計畫環境影響評估報告書定稿本第十二章)：

相關意見	答覆說明
一、不反對興建燃氣電廠，但不要設在觀音鄉。	一、有關大潭專案廠址之勘選，主要係考慮區域電力供需平衡觀點，按系統負載實績，北部地區尖峰負載，佔系統比例達 44.5%，而淨尖峰負載能力則僅佔系統之 28.3%，為減輕南電北送情形，以降低輸電損失並提高供電可靠度，台電公司爰於 80 年間勘選台北縣淡水、八里、及桃園縣大園、觀音、永安等五個地區，就工程技術、經濟可行性、用地取得可行性、相關專案相容性環境影響等因素評估選擇以觀音（大潭）為最佳廠址。
二、台電林口電廠把沿海的防風林破壞了對農作物造成欠收，在林口電廠不明公害未解決前，不可以再來此蓋電廠。	二、有關北桃地區防風林及稻作損害求償案，業經行政院環保署於 82 年 5 月 10 日通函台灣省政府、台北縣政府、桃園縣政府稱：有關「北桃地區防風林及稻作損害求償糾紛」案，已鑑定完成，災害形成主要原因系天災，包括颱風、風害、水害、旱災、病蟲害、鹽害等，無法確定林口電廠污染與水稻及木麻黃消長關係。 台電公司為協助北桃地區重建沿海防風林及加強睦措施，除補助台灣省林務局及地方政

相關意見	答覆說明
	<p>府辦理「桃園縣防風林復植專案」外，並以「促進電源開發協助基金」捐助地方建設，以改善地方居民生品質及增進地方福祉。</p>
<p>三、大潭發電廠有沒有污染？設計安全嗎？是否保證燃氣？</p>	<p>三、1.大潭發電廠機組規劃以燃用天然氣發電，為世界公認最乾淨火力發電方式，其硫氧化物及粒狀污染物極微，煙氣中主要空氣污染物為氮氧化物，本專案將設置低氮氧化物燃燒器，可將氮氧化物控制在 25 ppm 以下，遠低於環保法規排放標準 40 ppm 之規定。</p> <p>2.本專案施工期間將遵照勞動基準法及其施行細則、勞工安全衛生法及其施行細則、營造安全設施標準及其有關法規，採取一切妥善措施，指派合格安衛人員設立勞工安全衛生組織，執行勞工安全衛生事項，於電廠運轉期間除遵循安全衛生法令、政府主管機關規定及台電工安規章執行運轉安全事宜，並設立工業安全衛生課，由專人負責推動工安，此外為避免任何可能災害事件之發生，大潭發電廠有關輸氣管路除均按最高安全標準設計，設置外洩警報及監視系統外，並將確實執行嚴密的管路巡視與查核，可確保機組運轉與人員安全。</p> <p>3.本發電專案百分之百燃天然氣，但在供氣中斷時暫以氣渦輪機用柴油替代，為了確保供電可靠需要不得不這樣作。</p>
<p>四、台電公司之回饋費用如何分發，觀音鄉分配百分比多少？大潭及保生村百分比各多</p>	<p>四、1.按現行「台電公司促進電源開發協助基金管理辦法」（以下簡稱「協助辦法」）之規定，大潭火力發電專案若奉政廠核准興建，自施工後，「電基金」得應電廠周邊地區地方行政機關之要求，於該年度第二個月內提撥「鄉鎮協助金」予鄉（鎮）公所依預決算程序辦理下列事項：</p>

相關意見	答覆說明
少？請說明。	<p>(1) 地方公共建設之規劃、興建、維修與營運。</p> <p>(2) 各該鄉居民用電補助。</p> <p>(3) 其他預算程序核可辦理有利於電源開發之事項。</p> <p>2. 有關「電基會」提撥予發電設施周邊地區鄉(鎮)公所「鄉鎮協助金」按目前之計算公式如下：(若有修正按當年之辦法)</p> <p>(1) 施工中： 新建發電設施裝置容量(萬瓩乘以20萬元/萬瓩)</p> <p>(2) 完工商轉後： 運轉中發電機組總裝置容量(萬瓩)乘以10萬元/萬瓩。前一會計年發電總度數(百萬瓩)乘以3千元/百萬瓩。</p> <p>3. 有關前述鄉鎮協助金之核配比例，電廠鄰接(近)之鄉(鎮)一個者，鄰接(近)鄉鎮之「鄉鎮協助金」提撥金額為撥付所在鄉(鎮)金額之二分之一；若鄰接(近)之鄉(鎮)二個以上者，提撥總金額等於撥付所在鄉(鎮)金額。</p> <p>4. 另電廠周邊地區之鄉(鎮)公所、農(漁)會，經核准立案之文教與社福機關及電廠所在村(社區)亦得視需要，依「協助基金申撥作業程序」先向電廠(或施工處)提出專案申請，經陳報台電內部權責單位後，彙轉「電基會」審議，俾辦理下列事項。</p> <p>(1) 周邊地區之公建設及公益活動。</p> <p>(2) 周邊地區之產業發展。</p> <p>(3) 周邊地區之環境生態保育活動。</p> <p>(4) 周邊地區之文教及社福活動。</p> <p>(5) 促進電源開發之宣導、活動及環境生態調查研究。</p>

相關意見	答覆說明
<p>五、電廠將來有那些福利給予地方？尤其是附近居民，請列舉。</p>	<p>五、大潭發電廠將來對附近居民提供之福利除依協助基金管理辦法，每年提撥相當金額予電廠所在地與鄰近鄉公所辦理地方公共建設、環保、文教及公益活動，以促進地方繁榮、提昇生活品質外，另並有以下回饋措施及社會效益。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.提供獎學金：依本公司「高級工業職業學校學生獎金申請要點」，以建教方式提供部份獎學金名額，其中規定電廠土地提供者的子弟為第一優先，廠址所在村里民子弟第二優先，其他鄉子弟第三優先。</li> <li>2.促進地方消費：電廠施工及營運期間將投入大量人力、物力，連同遷居該地眷屬，將形成為可觀消費群，對附近地區食、衣、住、行等日用品業及服務業有很大助益。</li> <li>3.人力當地化：電廠施工期間，估計需人力約2,200人，本公司將要求包商儘量僱用當地人士。並將於施工前與當地鄉公所辦理人力需求問卷調查，以落實人力當地化。</li> </ol>
<p>六、保生、大潭二村之學生自國民小學至高中之學雜費由電廠給予金額補助（不含獎勵學金），如此是對附近居民最直接之受惠，而將來每家每戶均蒙其惠。</p>	<p>六、為獎勵電廠設施所在地學子敦品勵學，本公司目前已訂有「高級工業職業學校學生獎金申請要點」以建教方式提供獎學金名額，另電基會亦訂有「台電開發電源獎助學金設置要點」；所提自國小至高中給予學雜費全額補助乙節，因恐有流於形式且失去激勵功效，不予考慮，惟若地方民眾認為確有其需要，建議可向所在鄉公所提議由電基會每年提撥供鄉公所運用之協助金勻支辦理。</p>

相關意見	答覆說明
<p>七、</p> <p>1.保生、大潭二村之電費（住家）及自來水費，請全額補助之。</p> <p>2.對於保生、大潭甚至全鄉之生育補助、敬老獎助、死亡慰助及殘障慰助金等社會公益事務，請優惠慰助。</p> <p>3.保生、大潭二村之環境美化，衛生改善應列首要專案，並應擴充觀音鄉之醫療環境，嘉惠地方。</p>	<p>七、依據「台電公司促進電源開發協助基金管理辦法」，大潭發電廠施工及運轉期間電基金會依規定，每年將提撥約八千萬元供觀音鄉公所依預、決算程序辦理地方公共建設、民生用電補助及其他有利電源開發之事項，此外，電廠所在村（社區）亦可向電基會申請協助金辦理有關公益、文教及社區福利活動及產業發展等事項，所述各項意見屆時可依上述辦法處理，以達到嘉惠地方民眾之實質利益。</p>
<p>八、很多地主認為徵收價格太低，以這個價格徵收我們不會接受。</p>	<p>八、本公司大潭燃氣電廠用地係購買桃園縣政府開發完成之工業區土地，而該工業區之土地徵收地價、配售住宅面積等事宜，桃縣府自應依法辦理，並受促進產業升級條例相關規定之規範。而依促進產業升級條例第廿五條規定，徵收土地補償地價係指協議補償地價，亦即一般買賣市價。因本案之徵收補償標準、配售住宅面積係由桃園縣政府決定，各項意見本公司將提供該府參考。</p>
<p>九、是否可由當地各級人士組成“大潭發</p>	<p>九、地方人士若有意組成「大潭發電廠監督促進委員會」共同監控施工品質，並兼具電廠與民眾溝通協調機能，本公司至表歡迎。</p>

相關意見	答覆說明
<p>電廠監督促進委員會”以便由地方人士共同監控施工品質，並兼具電廠與民眾溝通協調事宜（委員會由各級民代、學者、地方熱心人士組成）。</p>	
<p>十、電廠周邊將來必需留有至少 12 米寬之道路，以利民眾通往海岸，並打通多條通往台 15 號道路之連絡線道。</p>	<p>十、據悉桃園縣政廠規劃「大潭濱海特定工業區」時已於工業區（電廠）北側與防風林帶間規劃 10 至 12 公尺標準寬度道路，此外為便於民眾通往海岸，本公司於電廠東北側區內道路將規劃開放供民眾通行以銜接桃 90 公路與東西向快速道路交通，以連絡台 15 號公路。</p> <p>施工期間台電公司將隨時檢視廠區周界道路狀況，遇有路面破損立即修補，路面污染立即清除，視需要不定時清理水溝，以維持道路品質於應有之服務水準。</p>