

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：實習)

(裝訂線)

煤炭氣化複循環機組環境監測及管理措施

服務機關：台灣電力公司

出國人 職 稱：一般工程監

姓 名：黃國益

出國地區：美國

出國日期：91年10月31日至11月13日

報告日期：91年12月23日

43/09105173

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：煤炭氣化複循環機組環境監測及管理措施

頁數 30 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)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：黃國益/台灣電力公司/工安環保處

/一般工程監/(02)2366-7229

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：91年10月31日至91年11月13日 出國地區：美國

報告日期：91年12月23日

分類號/目：G3/電力工程

關鍵詞：煤炭氣化、複循環機組、環境影響分析、環境管理、環境監測

內容摘要：本公司為達成發電用燃料供應穩定及來源多元化之目標，並因應日趨嚴格之環保法規排放標準，現正積極規劃研究設置煤炭氣化複循環機組之可行性，煤炭氣化複循環機組具有能源使用效率高、空氣污染物及固體廢棄物產生量低之環保優越性，且其燃料使用彈性大，因此如商業化發展順利，預期將可成為未來燃煤發電的主流技術。本項實習報告係對於煤炭氣化複循環發電技術之發展情形及設置概況、煤炭氣化複循環機組之環境影響分析及管理對策、環境監測及管理措施等進行探討，冀藉此增進本公司專業人員對於煤炭氣化複循環發電技術之瞭解，並加強對此新興發電技術相關環保特性之掌控，期能減輕本公司未來設置煤炭氣化複循環機組可能面臨之環保問題，進而提昇公司營運績效。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://report.gsn.gov.tw>)

目 錄

	頁 次
壹、緣由 -----	1
貳、實習行程說明 -----	1
參、實習內容 -----	2
一、煤炭氣化複循環發電技術之發展情形 -----	2
二、美國煤炭氣化複循環機組之設置概況 -----	6
三、美國聯邦及加州空氣品質標準之特性分析 -----	12
四、煤炭氣化複循環機組之環境影響分析及管理對策 -----	15
五、煤炭氣化複循環機組之環境監測及管理措施 -----	20
肆、感想與建議 -----	25

壹、緣由

依全球化石燃料經濟可開採年限調查結果顯示，石油及天然氣可開採年限僅剩約 40 至 60 年，且其價格亦迭受國際局勢影響變動劇烈，而煤炭尚可開採 200 年以上，且煤源眾多、價格相對較低且平穩，因此在新替代能源商業化之前，未來初級能源仍將以燃煤為主，然在今日環保意識高漲之情況下，興建傳統式燃煤電廠日益困難，且其環保投資費用亦十分龐大，因此各先進國家乃積極研發潔淨燃煤發電技術，其中以煤炭氣化複循環機組(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)最具發展潛力且已有運轉實績。

煤炭氣化複循環機組具有熱效率高、空氣污染物及固體廢棄物產生量低之環保優越性，並有可燃用高硫份煤或石油焦等廉價燃料以降低發電成本等優點，因此如商業化發展順利，預期將可成為未來燃煤發電之主流技術，鑑此為確切瞭解先進國家對於煤炭氣化複循環發電機組豐富之規劃經驗技術，爰奉派參加本項實習計畫，冀藉此增進本公司專業人員對於煤炭氣化複循環發電技術之認識與瞭解，並加強對此新興發電技術相關環保特性之掌控，期能減輕本公司未來設置煤炭氣化複循環機組可能面臨之環保問題，進而提昇公司營運績效。

貳、實習行程說明

一、十月三十一日：往程，台北→洛杉磯。

二、十一月一日至七日：在洛杉磯南加州大學研習煤炭氣化複循環發電技術之發展情形及設置概況與環境管理技術。

三、十一月八日至十一日：在西雅圖華盛頓大學研習煤炭氣化複循環機組之環境影響分析及環境監測管理措施。

四、十一月十二日至十三日：返程，西雅圖→台北。

參、實習內容

一、煤炭氣化複循環發電技術之發展情形

煤炭氣化複循環機組(IGCC)為潔淨燃煤發電技術(Clean Coal Technology)之一種，係先將燃料熱解氣化成合成氣(Syngas)，然後將合成氣經過淨化系統去除粉塵及硫化物後再送至複循環機組發電，其特色為可使用多種不同之低成本燃料，如煤炭、重油、石油焦、焦油、殘渣油及瀝青等，同時亦可降低污染物之排放量並提高發電效率，因此先進國家如美國、日本及歐洲等皆已積極投入研究發展，近年來在國外的實證計畫陸續運轉後，其可用率及成熟度逐漸提昇，引起各國的重視紛紛規劃籌建IGCC 電廠，以引進該可能成為未來主流能源的重要技術，目前 IGCC 常用之最大單機規模約為 250MW~300MW。近年來由於美國政府大力協助氣渦輪機業者發展進步型氣渦輪機以提昇其發電效率，已使單循環之效率提昇至約 35~39%，而複循環機組之效率也提昇至約 56~60%，致使 IGCC 的效率可較傳統汽力機組高 5~20%，此外由

於氣渦輪機單機容量的提高，也使得其單位發電量的投資成本逐年降低，未來 IGCC 的單位投資成本將隨著氣渦輪機技術的進步、相關製程之簡化與機組大型化而更趨下降，當 IGCC 的單位投資成本與燃煤電廠之投資成本相近時，因其效率較傳統機組為高，其發電成本將較傳統機組更具競爭優勢。

由於煤炭氣化複循環機組的污染物排放量遠低於傳統燃煤汽力機組的排放量，例如 IGCC 之除硫效率可達 99% 以上，較傳統燃煤汽力機組之 90~96% 為高，又因 IGCC 的效率較傳統汽力機組高 5~20%，溫室氣體二氧化碳的排放亦隨其效率的提昇而可抑低 5~20%，故其環保效益顯較傳統燃煤機組為優。另由於目前可使用於 IGCC 的燃料包括煤炭、重油、石油焦、焦油、殘渣油及瀝青等，其價格遠較漸趨漲價的天然氣為廉，其中石油焦、焦油、殘渣油及瀝青等以往均屬廢棄物的材料，如今卻因為 IGCC 技術之逐漸成熟而能夠做為能源利用，此種變化使得 IGCC 技術更加引起重視；此外考量未來石油及天然氣可開採年限僅剩約 40 至 60 年，而煤炭尚可開採 200 年以上，且煤源眾多，價格相對較低且平穩，因此在新替代能源商業化之前，蘊藏量豐富的煤炭將成為未來主要能源之一，致使 IGCC 可能成為各國發展未來能源的主要技術。

煤炭氣化複循環機組主要製程系統包括煤炭氣化廠、空氣分離廠、合成氣淨化系統、硫回收系統及複循環機組等五大部份，其製程系統結構如圖一所示，茲將各系統說明如下。

(一)煤炭氣化廠：煤炭氣化系統之投資費用約佔總工程費之 30%，煤炭氣化所需之氧化劑可為空氣或氧氣，由於所使用之氧化劑不同，而有飼氧氣化爐(Oxygen Blown)與飼空氣氣化爐(Air Blown)之分，美國電力綜合研究所(EPRI)曾就技術與商業兩方面專案研究二者之優劣點，顯示飼氧氣化爐較具優勢，其主要優點為：

1. 在相同氣化爐體積下，飼氧氣化爐之氣化能量較大。
2. 在相同煤氣熱能下，飼氧氣化爐之煤氣流量較小。
3. 飼氧氣化爐之冷煤氣效率較高。
4. 在相同環保排放目標下，飼氧氣化爐較易達成。
5. 飼氧氣化爐較具操作彈性。
6. 整廠之投資費用較低。

(二)空氣分離廠：由於空氣分離廠所製造之氧氣其純度如超過 95%以上時，則其所消耗之能量即大幅增加，因此除非因下游化學製程的需求而須提高氧氣純度，否則大多數 IGCC 空氣分離廠製造氧氣之純度均以 95%為設計基準，除其產生之氧氣可供煤炭氣化廠使用外，所產生之氮氣亦可做為煤之乾燥、煤之輸送及氣渦輪機 De-NO_x 等用途。

(三)合成氣淨化系統：可分為熱合成氣淨化與冷合成氣淨化二種型式，一般均採用冷合成氣淨化製程，冷合成氣淨化是先清除粗合成氣(Raw gas)中之飛灰、HCl、HF、NH₃、HCN 及有機物，然後再進行

除硫，整個過程是在 40°C 左右之低溫下進行，因此粗合成氣須先行降溫，其優點為相關製程早已商業化，技術純熟故較無風險，目前較適合 IGCC 採用者有 MDEA、Selexol 和 Sulfinol 三種製程，其淨化效率差異不大，惟 Selexol 和 Sulfinol 製程所使用之溶劑均較 MDEA 製程所採用者昂貴，且此二種製程分別為 Shell 及 Union Carbide 之專利製程，而 MDEA 製程有多家廠商可提供，實績較多且其價格亦較低廉，故較具競爭優勢。但因 MDEA 製程對 Carbonyl Sulfide(COS)之吸收功能小，而合成氣中含有少量 COS，因此宜規劃一組 COS 水解系統(Hydrolysis Process)，使合成氣進入 H₂S 吸收塔前，先送至 COS 水解系統，使 COS 與水反應成 H₂S 後再進入 H₂S 吸收塔。

(四)硫回收系統：合成氣中之硫份可以硫酸或硫磺二種方式回收，由於硫磺之安全性高且易於行銷，故最常用者為採用 Claus 製程將合成氣中之硫份回收成硫磺，此製程較為簡單、實績亦多且可靠性高，其硫回收率為 95%，若再配合尾氣處理系統之總硫回收率將可達 99.5%，尾氣處理系統主要是將硫回收系統送來之未反應 SO₂ 及 COS 轉化成 H₂S，然後以 MDEA 吸收，吸收 H₂S 後之 MDEA 送到酸氣淨化系統再生，最後將再生塔所釋放出來之 H₂S 送往硫回收系統製成硫磺回收，如此既可提高硫磺之回收率，又可減低 SO₂、COS 及 H₂S 所造成的污染。

(五)複循環機組：主要包括氣渦輪機、廢熱鍋爐、汽輪機及相關附屬設備。一般氣渦輪機是依照燃天然氣設計的，改燃合成氣後，因合成氣熱值遠低於天然氣，將使進入燃燒室的燃料流量增大，另為控制 NO_x 排放濃度，於燃料或燃燒室中注入氮氣或水蒸汽使質量流增大，故將使流經氣渦輪機之流量明顯增加，通常將導致流量不能通過和空壓機發生喘振(Surge)現象，由於 GE 公司 F 型氣渦輪機功率有約 20%左右的過載能力，故用於 IGCC 機組燃合成氣運轉時，不必做太大改造，僅須適當降低氣渦輪機燃氣進氣溫度，減小空壓機進口導角就可適用；有關煤炭氣化複循環機組之發電流程如圖二所示。

二、美國煤炭氣化複循環機組之設置概況

目前美國已進行之 IGCC 計畫其較具規模者計有 Cool Water IGCC 計畫、Wabash River IGCC 計畫、Polk IGCC 計畫、Pinon Pine IGCC 計畫及 Kentucky Pioneer IGCC 計畫等，茲說明如下。

(一)Cool Water IGCC 計畫

Cool Water 電廠位於美國加州 Daggett 地區，本項 IGCC 計畫於 1979 年 7 月正式提出，由 Southern California Edison(SCE)及 Texaco 負責推動，IGCC 機組於 1982 年 1 月動工，於 1984 年 6 月開始運轉，IGCC 機組總發電量為 120MW(氣渦輪機 65MW，汽輪機 55MW)，扣除輔助電力 7MW 及氧氣廠用電 17MW，淨發電量為 96MW。該計畫

總工程費約 2.74 億美元，分由 Texaco、EPRI、GE、Bechtel、Japan Partnership 及 SCE 電力公司等六個單位共同分擔，惟該廠已於 1989 年 1 月因當地電力需求降低及經濟因素而關閉。

Cool Water IGCC 採用二座 Texaco 氣化爐，每座氣化爐每日可氣化 1,000 噸煙煤，燃煤經碾壓成 19mm 以下之煤粒後與水混合再送入濕式粉煤機碾細而成煤漿，煤漿中固態粉煤約佔 60~65wt%，煤漿先行送入煤漿貯存槽再經由高壓泵加壓送入氣化爐，鄰近之 Airco 公司每日提供 1,000 噸之氧氣(99.5%純度)供 IGCC 機組使用，氧氣與煤漿同時注入氣化爐進行氣化反應。經輻射式冷卻器降溫之粗合成氣由底部離開，同時熔融之煤灰亦固化，大部份由底部掉落水池中驟冷，粗合成氣經濕式除塵器去除粒狀物後，並以 Selexol 製程移除酸氣，其除硫效率可達 97~99%，並採用 Claus 製程及尾氣處理系統將酸氣中之 H₂S 轉換為元素硫，經除塵、除硫後之乾淨合成氣(Sweet gas)送入氣渦輪機燃燒使用。其排放煙氣中硫氧化物之濃度為 0.018~0.076 lb/MMBtu，氮氧化物之濃度為 0.07 lb/MMBtu，而粒狀物之濃度僅為 0.008 lb/MMBtu。

(二)Wabash River IGCC 計畫

Wabash River 電廠位於美國印第安那州 Vigo 郡之 West Terre Haute，本項 IGCC 計畫由 PSI(Public Service of Indiana)和 Dynegy 公司共同投資興建，該計畫是在舊有燃煤電廠旁新設氣渦輪機及

氣化爐，與經修改後之既有燃煤機組整合而成總發電量 296MW 之 IGCC 機組(氣渦輪機 192MW，汽輪機 104MW)，扣除廠內用電 34MW 後，淨發電量為 262MW。該計畫於 1993 年 9 月動工，1995 年 12 月開始運轉，總工程費約 4.38 億美元，由美國能源部補助 2.19 億美元(佔 50%)。

Wabash River IGCC 機組採用二座 E-Gas 氣化爐，每座氣化爐每日燃煤量約 2,544 噸，其燃料為高硫煙煤，由粉煤與水處理廠回收水混合而成之煤漿與純度 95%之氧氣一起飼入下段燃燒爐中，煤炭部份燃燒產生合成氣，往上貫入上段燃燒爐，再注入煤漿與高熱合成氣接觸後，經過熱解及液化作用產生粗合成氣，在上段燃燒爐中注入煤漿，除了增加合成氣的熱值外，並使合成氣溫度稍微降低。粗合成氣離開氣化爐後送入熱管鍋爐產生高壓飽和蒸氣，煤灰熔融自爐底流出落入驟冷水槽，凝結成難溶解之玻璃狀灰渣，可供做建材使用。

粗合成氣中含有之煤灰及懸浮微粒經金屬過濾器處理後，回收至上段燃燒爐中再利用，經過濾後之合成氣中含有 H_2 、 CO_2 、 CO 、 H_2O 、 N_2 、 CH_4 、 COS 、 H_2S 及 NH_3 等，由於 COS 無法直接移除必須藉觸媒轉化成 H_2S ，而在移除 H_2S 之前需先經過熱交換器將合成氣溫度降低至 $100^\circ F$ ，此時合成氣所含水份將會凝結，此凝結水中含有 NH_3 、 CO_2 和 H_2S ，送至水處理廠處理，經過冷卻之合成氣即進入酸氣吸

收移除系統，藉由 MEDA 溶劑移除 H₂S 後，其除硫效率可達 99% 以上，成為乾淨之合成氣，即可供氣渦輪機燃燒使用。而合成氣中之 H₂S 經觸媒之催化作用回收成硫磺，一部份 H₂S 經燃燒後生成 SO₂ 再與 H₂S 起化學反應生成硫及水，而殘留之 H₂S 經壓縮後回收至氣化爐中，煤炭中所含有之硫成份有 97% 均被回收成硫磺。其排放煙氣中硫氧化物之濃度為 0.03~0.1 lb/MMBtu，氮氧化物之濃度可低於 0.15 lb/MMBtu，而粒狀物之濃度僅為微量。

(三) Polk IGCC 計畫

Polk IGCC 電廠位於美國佛羅里達州 Polk 郡之 Mulberry，屬於 Tampa 電力公司所有，Polk 電廠採用 Texaco 煤炭氣化製程，大部份設計準則與加州 Cool Water IGCC 電廠類似，IGCC 機組總發電量為 313MW (氣渦輪機 192MW，汽輪機 121MW)，扣除廠內用電 63MW，淨發電量為 250MW。Polk IGCC 電廠於 1994 年 11 月動工，1996 年 9 月開始運轉，總工程費約 3.03 億美元，由美國能源部補助 1.51 億美元 (佔 49%)。

Polk 電廠採用一座 Texaco 氣化爐，每日可氣化 2,300 噸煤，正常運轉時是以 100% 冷氣淨化 (CGCU) 進行除硫工作，然亦設計有 10% 熱氣淨化 (HGCU) 之除硫系統，以便測試高溫除硫設備之性能及可靠性。因此 Polk 電廠亦可以 90%CGCU 配合 10%HGCU 方式運轉，將 90% 之粗合成氣送入低溫潔淨處理系統，先經水洗移除懸浮微粒做

為填方材料，水則做為煤漿水再利用，合成氣去除懸浮微粒後，加入氨將合成氣中之 H_2S 和 CO_2 製成硫酸，氨水則再循環使用；另 10% 之高溫粗合成氣送入高溫淨潔處理系統，先以一次旋風機 (Primary Cyclone) 移除合成氣中之懸浮微粒做為填方材料，再注入碳酸氫鈉後，送入二次旋風機 (Secondary Cyclone) 將氯及氟用化學方法吸收，以減少氣渦輪機之腐蝕作用。合成氣中之 H_2S 及 COS 進入吸收器底部與反方向流動之吸收劑接觸，硫與金屬氧化物反應成金屬硫化物，此時合成氣中之 H_2S 及 COS 的濃度降低至 30ppm。在高溫氣體淨潔過程中，硫化物可還原成氧化物，在氧化還原過程中，溫度控制為非常重要因素，溫度不能太高以避免破壞吸收劑之組成，最後一個步驟係用氨氣冷卻吸收劑及清除二氧化硫，才不致於產生硫酸鹽，吸收劑之再利用可以降低很多耗用成本，經過淨化後之合成氣可去除 99.5% 之煙塵。另從合成氣淨潔處理系統取得之 SO_2 經觸媒反應生成 SO_3 ，再以濃硫酸循環，最後生成 99% 以上濃度之硫酸以供鄰近之磷酸鹽工業使用。其排放煙氣中硫氧化物之濃度為 0.107 lb/MMBtu，氮氧化物之濃度為 0.075 lb/MMBtu，而粒狀物之濃度僅為 0.001 lb/MMBtu。

(四) Pinon Pine IGCC 計畫

Pinon Pine IGCC 計畫位於美國內華達州 Reno 地區之 Tracy 電廠內，屬於 Sierra Pacific 電力公司 (SPPC) 所有，IGCC 機組採用

KRW 流體化床氣化爐，每日可氣化 800 噸煤，硫去除率 95%以上，總發電量為 107MW(氣渦輪機 61MW，汽輪機 46MW)，扣除廠內用電 8MW 後，淨發電量為 99MW，於 1998 年 1 月開始運轉，總工程費約 3.36 億美元，由美國能源部補助 1.68 億美元(佔 50%)。

Pinon Pine IGCC 計畫採用 KRW 壓力式流體化床氣化爐及塊狀排灰系統，粒煤與吸附劑石灰石同時飼入氣化爐床以便與煤炭中之硫份作用生成硫化鈣，並去除部份合成氣中的硫化物；該廠另一特色是採用高溫合成氣淨化系統，粗合成氣中微細灰份先以旋風機及陶磁條過濾器(Ceramic Candle Filters)移除，再以專利之 Phillips Z-Sorb(氧化鋅基)吸附劑由高溫粗合成氣中移除殘餘硫份；KRW 氣化爐採用空氣為氧化劑，所需空氣由氣渦輪機空壓機抽取供應。該廠已自 1997 年夏季開始試運轉，然而高溫除塵系統頻頻堵塞及發生排灰困難，經數度增設多組陶磁長條型過濾器，以降低過濾器中之流速後，堵塞現象已獲改善；但仍有其他問題，例如進入高溫除塵系統之合成氣溫度過高使陶磁長條型過濾器發生損壞、低載時氣化爐低位之耐火磚磨損大以及高溫除硫觸媒之損耗快等問題；該廠並曾就氣化爐本體做修改，以增加其內徑俾改善爐溫過高造成灰渣被夾帶至下游設備之缺點。由於 Pinon Pine 計畫同時採用高溫除塵、高溫除硫等系統，此種高溫淨化製程屬於新技術，且均無大型化之商業運轉實績，二者同時採用之風險

極高，故至今 Pinon Pine IGCC 計畫的運轉仍未順利。

(五) Kentucky Pioneer IGCC 計畫

本項 IGCC 計畫位於美國肯塔基州 Clark 郡之 Trapp，屬於 Kentucky Pioneer Energy 所有，該計畫之廠址原為二十年前所規劃之傳統燃煤電廠，已經開挖且基礎施工進行至一半後中止施工，留下一棟管理大樓、輸配電及運輸鐵路等未完工程遺跡。本項 IGCC 機組之計畫燃料為高硫份煙煤混合垃圾所製成之燃料塊(Fuel Briquette)，淨發電量為複循環機組 400MW 及燃料電池(Fuel Cell) 產出約 2MW 的電力。此計畫採用 BGL 公司之固定床氣化系統，燃料塊送入氣化爐後，在爐中與蒸氣、氧氣反應產生合成氣。合成氣經水洗、冷卻、移除硫化物變成乾淨合成氣用於複循環發電，另將少部份合成氣送至碳酸電池發電，碳酸電池為燃料電池的一種，可使用氫氣含量高之燃料產生電化學反應而發電。本計畫之工程費用預計為 4.32 億美元，由美國能源部補助 0.78 億美元(佔 18%)。本計畫原預定於 2001 年 2 月動工，於 2003 年開始運轉，但目前計畫時程有延後之情形。

三、美國聯邦及加州空氣品質標準之特性分析

鑒於本公司火力發電廠之空氣品質監測結果除須與我國法規標準做比較分析外，亦常被廠址所在地之環保團體及民眾要求須能達到國外先進國家之法規標準，故特蒐集美國聯邦及加州空氣品質標準及管制

策略，俾供做為監測成果比較分析之參據。美國在聯邦清潔空氣法的規定及授權下，各州政府均分別制定州執行法令來進行空氣污染源的管制，除聯邦政府訂定有國家標準外，各州政府亦可依地區之環境負荷特性而訂定較嚴格之管制標準，州政府自行制定之地方法規或標準須上呈聯邦政府核定後才能執行，州以下之郡、市亦可視其地區特性比照辦理，一般而言州政府及地方單位制定之標準均比聯辦法規嚴格。

(一)美國聯邦環境空氣品質標準

由美國聯邦環保署(USEPA)擬訂之國家環境空氣品質標準(NAAQS)係於1971年訂定，其後經多次修訂，內容包括保障人體健康之初級標準(Primary Standard)及維護公眾福祉之二級標準(Secondary Standard)，其管制之空氣污染物計有臭氧、懸浮微粒(PM_{10} 及 $PM_{2.5}$)、一氧化碳、二氧化氮、鉛、二氧化硫等六項。

(二)加州環境空氣品質標準

加州制定之環境空氣品質標準，其管制之空氣污染物計有臭氧、懸浮微粒(PM_{10})、一氧化碳、二氧化氮、鉛、二氧化硫、能見度、硫酸鹽、硫化氫等九項，除前六項為聯邦制定之主要空氣污染物外，另尚為因應地區特性而增加管制能見度、硫酸鹽、硫化氫等三項，且與聯邦相同項目之六項主要空氣污染物之管制標準亦較聯邦標準嚴格甚多，其污染物濃度限值與聯邦標準之比較詳見表一所示。此外加州空氣資源局(California Air Resources Board)

已於 2002 年 6 月 20 日通過新的懸浮微粒管制標準，PM₁₀ 之年平均值由 30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 降為 20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，並訂定新的 PM_{2.5} 年平均標準為 12 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，本項新的管制標準目前正等待州長簽署後即將頒佈施行。根據加州空氣資源局 2001 年之環境空氣品質監測結果顯示，加州大部份地區之懸浮微粒及 O₃ 均屬於未符合標準的地區(Non-Attainment Area)；其他空氣污染物方面則僅有少數一、二個空氣品質區(Air Basin)超過環境空氣品質標準，大部份地區均屬於符合標準的地區(Attainment Area)。

美國聯邦環保署對於空氣品質未符合標準的地區，要求各州訂立經過認可之州執行計畫(SIP)，限期達到國家環境空氣品質標準之初級標準。對於空氣品質符合標準的地區，亦要求各州訂立州執行計畫，以預防空氣品質明顯惡化(PSD)。在美國若於環境空氣品質符合法規標準之地區設立新污染源，則必須採用環保單位所認定的最佳可用控制技術(BACT)來控制空氣污染物排放。對於環境空氣品質已不合法規標準之地區，則區域內之既存污染源必須採用合理可用控制技術(RACT)以改善當地之環境空氣品質，若要在此區域內設立新污染源，則必須採用環保單位認可的最低排放量(LAER)控制技術，且新污染源所產生之空氣污染物排放量，必須藉由減少當地既有污染源同種類污染物的排放量而抵銷回來，以確保環境空氣品質不致再變壞。

美國火力發電廠於煙道上均設置有煙氣連續監測系統，以連續測定

並紀錄空氣污染物之排放狀況，監測項目包括氮氧化物、二氧化硫、不透光率、一氧化碳、含氧率、煙氣溫度及流速等，並可透過螢幕自中央控制室監視煙道狀況；至於環境空氣品質監測站之設置，除非電廠於環境影響評估報告書中主動承諾亦或於申請污染源設置或操作許可證時被環保單位要求設置，電廠才會規劃設置環境空氣品質監測站，美國大部份之環境空氣品質監測站均為政府環保部門所設置，測站大部份係設置在學校及市區等人口集中處，其主要監測項目為二氧化硫、氮氧化物、懸浮微粒、一氧化碳、鉛、臭氧等項目，近年來亦有部份測站已增加 PM_{2.5} 之監測。

依我國現行之環境空氣品質標準與美國聯邦及加州環境空氣品質標準做一比較分析，可見我國目前二氧化硫、二氧化氮之標準和美國管制標準相當，但我國目前之懸浮微粒標準仍較美國寬鬆甚多 (PM₁₀ 年平均值我國標準：65 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、美國聯邦標準：50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，加州標準：20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)，且我國尚未訂定 PM_{2.5} 之管制標準，根據近年來之醫學研究顯示，PM_{2.5} 對於人體呼吸系統及肺部功能健康的影響頗大，面對台灣地區日益增高之環保壓力，民眾對於空氣品質之要求越來越高，展望未來我國環保單位可能仿照美國訂出更嚴格之懸浮微粒 PM₁₀ 標準，亦或增訂 PM_{2.5} 之管制標準，此種趨勢值得本公司注意因應。

四、煤炭氣化複循環機組之環境影響分析及管理對策

煤炭氣化複循環機組係先將燃料熱解氣化成合成氣，再經合成氣淨

化系統將其中之污染物成份予以有效處理，故可確保進入氣渦輪機之乾淨合成氣如同天然氣般的潔淨，不會傷害後續發電設施，此外前處理污染物製程較傳統處理污染物製程有較高之效率，故對環境造成的影響較小，謹將煤炭氣化複循環機組對各項環境因子之可能影響分析及其管理對策說明如下。

(一)空氣品質

煤炭氣化為潔淨燃煤技術之一種，其污染物之排放量較其他發電方式低，以煙氣排放為例，因合成氣之熱值較低，故其在氣渦輪機燃燒時之溫度較低，因此產生之氮氧化物(NO_x)較少，其 NO_x 排放濃度可控制在 25ppm(15% O_2) max 以下，此值與燃天然氣之 NO_x 排放濃度相當；另由於合成氣淨化系統具有高除塵及除硫效率，故粒狀污染物(PM)及硫氧化物(SO_x)之排放濃度均相當低(PM：10mg/Nm³(6% O_2)max， SO_x ：10ppm(6% O_2)max)，故 IGCC 機組排放之各項空氣污染物與燃天然氣之複循環機組大致相當，均遠低於法規排放標準，對環境之影響程度小。

比較值得注意的是燃煤輸儲設施之煤塵逸散控制，由於氣化原料係採用燃煤，如採用傳統的屋外式煤場儲煤，可能因風力作用而產生逸散性煤塵造成污染事件，故燃煤宜採用密閉的室內煤倉(Indoor Coal Dome)儲存，以避免煤塵逸散造成之環境影響。

(二)廢水處理

IGCC 電廠所產生之廢水依其來源可分為煤炭氣化製程廢水、複循環機組廢水及生活污水等三種，煤炭氣化製程之廢水主要來自於煤炭氣化製程中之排渣單元與清除粒狀污染物及酸氣處理單元，廢水中含有氟化物、氰化物、重金屬、BOD 及 COD 等；複循環機組所產生的廢水主要為除礦水廠之再生廢水、氣渦輪機葉輪清洗廢水、鍋爐化學清洗廢水及含油廢水；生活污水則為電廠員工所產生之衛生污水、洗滌污水及餐廳污水等。不同種類的廢水應分開收集，並以不同的處理流程分別處理至符合放流水標準，其中生活污水因其性質與其他廢水不同，故應另行收集後送至生活污水處理廠處理；經處理過的廢水宜儘量回收利用，若須放流，則流至承受水體前須經嚴密水質監測系統，使符合放流水標準後方可予以排放，以避免對環境產生影響。

(三)溫排水

電廠冷卻水循環系統可概分為貫流式系統及封閉式系統二種類型，封閉式系統係興建冷卻水塔，使冷卻水在廠內循環重覆使用，而冷卻水塔所吸收之溫排水熱量則藉由機械式通風或自然通風方式散逸於空氣中，其伴隨產生之機械運轉噪音及視覺景觀問題對環境之衝擊較大，一般而言除非是在內陸電廠因取汲水源不易，才會考慮使用密閉式冷卻系統，否則宜採用貫流式循環冷卻水系統，貫流式系統係由海洋或河流之一側抽取冷水，冷卻後之溫排

水自另一側排放。

電廠冷卻循環水系統之規劃除須配合廠址條件和溫排水須符合環保法規之要求外，且為避免循環冷卻水產生溫水迴流之情況，出水口與取水口間應保持適當距離，同時亦應考慮溫排水之擴散效應及對生態可能產生之影響。一般的規劃原則均以冷凝器吸收蒸氣潛熱後，其溫度不得升高 7°C ，及距排放口 500 公尺處之表面溫昇不超過 4°C 為基準，一部裝置容量 320MW 之 IGCC 機組之冷卻循環水量約為 7 立方公尺/秒，其溫排水量比一般傳統火力機組為少，故其對環境之影響亦較輕微。

(四) 噪音控制

對於電廠噪音之降低可藉由選用較低噪音之機型及裝設消音器、防音罩或採屋內式設計等方面來考量，如對於會產生高噪音之機器設備，如壓縮機、氣渦輪機、鼓風機等應加設消音器及防音罩，加強機組例行維修，以減少機組運轉不當或故障時所引起之噪音，對於大型壓縮機、鼓風機、氣渦輪機應設置於獨立機房以有效減低噪音。一般而言電廠因佔地面積廣大，其產生之噪音經距離衰減後至廠區周界已可符合法規標準，應不致對環境造成影響。

(五) 廢棄物處理

IGCC 機組主要之廢棄物為廢水處理污泥與灰渣、飛灰及硫磺等可再利用之固體廢棄物，由於 IGCC 發電效率較傳統燃煤火力發電為

高，使用之燃煤較少，因此產生之灰渣、飛灰亦較少，另與傳統火力電廠因除硫所產生之FGD石膏比較，除硫所產生之硫磺量約僅為FGD石膏量的五分之一，且硫磺為易於銷售之化工原料故不會產生廢棄物處理問題。

1. 廢水處理污泥：廢水處理廠之污泥包括化學污泥、生化污泥及含油污泥；廢水處理廠之污泥以化學污泥為主，其主要成分為鐵及硫酸鹽類，衛生污水處理廠污泥以生化污泥為主，這些污泥的處理方式可採用焚化處理後掩埋或委託代處理業處理；至於含油污泥主要來自一般廢水處理廠之油水分離設備與衛生污水處理廠之除油設備及設備維修之廢油，其中設備維修之廢油可由廢油商回收再利用，其他廢油泥則可採焚化處理以減量後再予以掩埋。
2. 灰渣：由氣化爐產生之灰渣為高溫下玻璃化之產物，其結構細緻，密度可達90~120 lb/ft³為飛灰之2~3倍，因此總灰量之體積將大為減少，根據EPRI之毒性溶出試驗(TCLP)分析報告可判定灰渣不屬於有害事業廢棄物，可摻入混凝土中用以鋪路使用。
3. 飛灰：合成氣淨化系統產生之飛灰，根據EPRI之毒性溶出試驗(TCLP)分析報告可判定飛灰不屬於有害事業廢棄物，可用於水泥製造。
4. 硫磺：合成氣淨化系統回收產生之硫磺，其純度在99.7%以上，

硫磺為易於銷售之化工原料，不會產生廢棄物處理問題。

五、煤炭氣化複循環機組之環境監測及管理措施

環境監測之目的為掌握開發計畫各項環境因子之變化情形，驗證環境保護措施及環境影響減輕對策之執行成效，達成環境保護之目標，而為確實發揮環境監測之功能，並使環境監測系統獲得完整、正確及可靠之環境品質資訊，實有賴於環境監測管理措施之建立與落實，茲分述如下。

(一)環境監測計畫

一般環境監測計畫擬定之環境監測項目及範圍，大部份延續廠址附近區域環境現況調查工作之內容，以使環境資料具完整性，此外並依據環境影響預測及評估結果酌予補充調整環境監測範圍，由於發電計畫於施工期間及運轉期間可能產生之環境影響項目不同，或者同一環境影響項目其影響範圍亦可能有所差異，因此環境監測計畫應分為施工期間及運轉期間分別訂定。

1. 施工期間：煤炭氣化複循環機組施工期間之環境影響因子與一般傳統火力電廠之工程建造相類似，故其主要環境監測類別為空氣品質、水質、海域生態、噪音、振動、交通流量等項目。

(1)空氣品質：包括工區周界之懸浮微粒(含 TSP 及 PM₁₀)及環境空氣品質監測(NO₂、SO₂、懸浮微粒、地面風速及

風向)，監測頻率為定期檢測。

(2)水質：包括工地放流口及施工區鄰近水域測站，監測項目為一般水質測項、營養鹽類及重金屬類，監測頻率為定期檢測。

(3)海域生態：包括施工區鄰近海域測站，監測項目為浮游生物、底棲生物及魚類等生物因子之種類組成及其豐富度之調查，監測頻率為定期採樣分析。

(4)噪音：包括工區周界及施工運輸路線，監測項目為均能噪音量及最大噪音量，監測頻率為定期檢測。

(5)振動：包括工區周界及施工運輸路線，監測項目為垂直振動位準，監測頻率為定期檢測。

(6)交通流量：包括工區進出口及施工運輸路線，監測項目為車輛類型及車流量，俾適時調整運輸時間，監測頻率為定期調查。

2. 運轉期間：煤炭氣化複循環機組運轉期間之環境影響因子與天然氣之複循環機組大致相當，故其主要環境監測類別為空氣品質、水質、海域生態、噪音等項目。

(1)空氣品質：包括煙道排氣(NO_x 、不透光率、CO、含氧率、煙氣溫度及流速)及環境空氣品質監測(NO_2 、 SO_2 、懸浮微粒、地面風速及風向)，煙道排氣為連續監

測，環境空氣品質監測則為定期檢測。

(2)水質：包括電廠廢水排放口及廠區鄰近水域測站，監測項目為一般水質測項、營養鹽類及重金屬類，另並於循環冷卻水放流口及距離溫排水排放口 500 公尺處進行水溫之量測，廢水及溫排水放流口為連續監測，水域測站及距離溫排水排放口 500 公尺處之水溫監測則為定期檢測。

(3)海域生態：包括廠區鄰近海域測站，監測項目為浮游生物、底棲生物及魚類等生物因子之種類組成及其豐富度之調查，監測頻率為定期採樣分析。

(4)噪音：監測地點為電廠周界，監測項目為均能噪音量及最大噪音量，監測頻率為定期檢測。

(二)環境監測管理措施

1. 環境監測系統品保及品管制度之建立

(1)專責單位之建立及人員之培訓：由於環境監測係屬於專業性及持續性之工作，應有專責單位及人員負責推動執行，同時又因環境品質種類繁多，涉及不同專業領域，必須培訓作業人員熟稔各種學門之專業知識及各項環保法規，以利進行監測資料之分析及研判，並正確使用儀器及保養、維護等工作，因此專責單位及專業人員之訓練，實是建立品保及品管制度

之首要工作。

- (2) 監測儀器之選擇：除考量實用性及經濟性外，應再考慮下列項目以確保最佳之監測狀況。
- ① 監測儀器之精密性：應依環境因子之重要性進行取捨，對計畫越重要之環境因子應採用較精密之儀器，以利分析及正確研判。
 - ② 操作、維護及保養應容易，以利作業人員從容應付，保持資料之完整性。
 - ③ 量測儀器應能自動記錄，並能顯示異常狀況之發生，以利作業人員採取因應措施。
 - ④ 根據以往使用紀錄，選擇故障率低且售後服務完善之機種。
- (3) 監測儀器之操作：應由專人或專責單位負責，以增進公信力，對於儀器之操作方法及步驟應確實依照儀器使用說明書中之指示事項辦理，同時應定期或不定期對各項儀器之精密度及穩定度進行校正，方能獲得正確及完整之數據。
- (4) 監測儀器之保養及維護：環境監測儀器大多屬於精密性，為確保監測工作所獲得之資料具有完整性及有效性，應定期或不定期進行保養及維護工作。
- (5) 監測數據之校核及誤差之控制：監測人員對於監測數據應隨

時加以校核，以便對數據誤差控制到最低程度，校核時除就本身專業知識及經驗判斷外，亦應就當時氣候、周遭環境狀況及儀器可能之誤差等項列入考慮。

2. 監測資料之分析及報告

- (1) 經查驗及校核後之數據，應隨即進行資料之整理與統計分析工作，以免資料堆積過多，失去時效性。
- (2) 監測數據經整理分析後應與相關之環保法規或標準做比較，並按一定格式定期彙整編成報告分送有關單位，俾供做為修正或調整環境影響減低對策之參據。
- (3) 環境監測資料亦應彙整建檔，建立長期環境品質資料庫，做為環境維護管理之依據。

3. 監測異常狀況之因應與處置措施

- (1) 現場監測作業人員若發現監測資料出現異常狀況時，如超過環保法規限值或明顯高於鄰近測站測值或較歷次測值明顯偏高時，首先應查核採樣分析之品保品管程序或查驗監測儀器是否正常，並檢討分析其他開發行為或污染源及環境背景造成之可能性。
- (2) 經查核後若監測異常屬本計畫之影響時，應先通知現場人員，並進行勘察確認，同時研擬改善建議。
- (3) 若異常結果確認係本計畫所造成，應依照分類判定異常等

級，然後採取必要措施檢討調整環境影響減低對策，以發揮
監測計畫之改善及預防功能。

(4)所有異常現象均須詳實記錄，並持續予以追蹤查核，以落實
改善及預防機制。

肆、感想與建議

- 一、目前化石燃料中煤炭是世界上蘊藏量最豐富的能源，在新替代能源未
商業化之前，未來初級能源仍將以煤炭為主，而因應環保要求，淨煤
發電是必然的趨勢，煤炭氣化複循環機組之技術成熟且已達商業化程
度，隨著氣渦輪機技術的進步、相關製程之簡化與機組大型化將使單
位發電量的投資成本更趨下降，未來可能成為燃煤發電的主流技術，
本公司宜密切注意其發展趨勢。
- 二、煤炭氣化複循環機組排放之各項空氣污染物與燃天然氣之複循環機組
大致相當，對環境之影響程度小，惟因氣化原料係採用燃煤，故對於
燃煤運儲之規劃應妥善處理，燃煤宜採用密閉的室內煤倉儲存，以避
免因煤塵逸散造成之環境影響。
- 三、煤炭氣化複循環機組之綜合發電效率較傳統燃煤火力發電為高，使用
之燃煤較少，因此產生之固體廢棄物灰渣、飛灰亦較少，且其經 TCLP
試驗判定不屬於有害事業廢棄物，故可摻入混凝土中做為鋪路使用或
用於水泥製造，另與傳統火力電廠因除硫所產生之 FGD 石膏比較，除

硫產生之硫磺量約僅為 FGD 石膏量的五分之一，且硫磺為易於銷售之化工原料故不會產生廢棄物處理問題。

四、煤炭氣化複循環發電屬於能源新利用技術，其所排放之二氧化碳較相同發電量之傳統燃煤機組少，故可做為溫室氣體排放減量方案，且為配合環保與能源政策，引進煤炭氣化複循環發電技術具有使用乾淨能源的宣導效果，有助於本公司企業形象之提昇。

五、煤炭氣化複循環發電屬於淨煤技術之一種，以美國為例均由政府能源部門補助興建，補助金額為總工程費用之 18~50%，為避免因經濟效益不如預期而影響投資效益，未來本公司如要設置煤炭氣化複循環機組時宜仿照國外案例向政府相關部門爭取經費補助。

六、美國火力發電廠於煙道上均設置有煙氣連續監測系統，以連續測定並記錄空氣污染物之排放狀況；至於環境空氣品質監測站之設置，除非電廠於環境影響評估報告書中主動承諾亦或於申請污染源設置或操作許可時被環保單位要求設置，電廠才會規劃設置環境空氣品質監測站，美國大部份之環境空氣品質監測站均為政府環保部門所設置，此點與我國目前狀況有所不同。

七、近年來美國之環境空氣品質監測站已增加臭氧項目之監測，亦有部份測站增加 PM_{2.5} 之監測，其原因為根據醫學研究顯示，粒徑 2.5 μm 以下之微粒對於人體呼吸系統及肺部功能健康之影響頗大，未來我國環保單位可能仿照美國之做法要求環境空氣品質監測站須增加臭氧及

PM_{2.5}之監測，此種趨勢值得本公司注意因應。

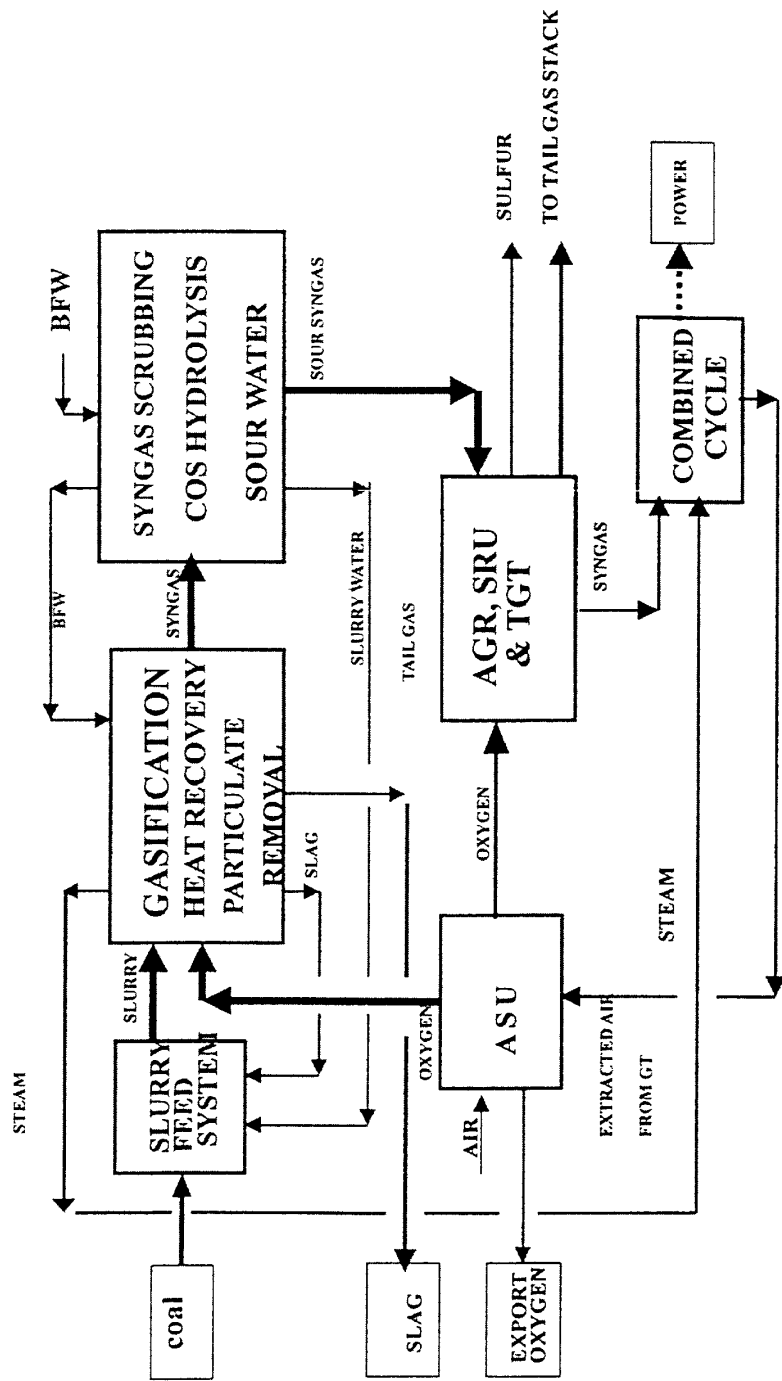
八、我國目前環境空氣品質標準中之氣狀污染物二氧化硫、二氧化氮之濃度限值和美國管制標準相當，但懸浮微粒 PM₁₀ 標準仍較美國寬鬆甚多，而且我國尚未訂定 PM_{2.5} 之管制標準，面對台灣地區日益增高之環保壓力，民眾對於空氣品質之要求越來越高，展望未來我國環保單位可能仿照美國訂出更嚴格之懸浮微粒 PM₁₀ 標準，亦或增訂 PM_{2.5} 之管制標準，此種趨勢值得本公司參考注意。

表一 美國聯邦環境空氣品質標準與加州環境空氣品質標準之比較

Ambient Air Quality Standards							
Pollutant	Averaging Time	California Standards ¹		Federal Standards ²			
		Concentration ³	Method ⁴	Primary ^{3,5}	Secondary ^{3,6}	Method ⁷	
Ozone (O ₃)	1 Hour	0.09 ppm (180 µg/m ³)	Ultraviolet Photometry	4.12 ppm (235 µg/m ³) ⁸	Same as Primary Standard	Ethylene Chemiluminescence	
	8 Hour	—		8.08 ppm (157 µg/m ³)			
Respirable Particulate Matter (PM ₁₀)	Annual Geometric Mean	30 µg/m ³	Size Selective Inlet Sampler ARB Method P (8/22/85)	—	Same as Primary Standard	Inertial Separation and Gravimetric Analysis	
	24 Hour	50 µg/m ³		150 µg/m ³			
	Annual Arithmetic Mean	—		50 µg/m ³			
Fine Particulate Matter (PM _{2.5})	24 Hour	No Separate State Standard		65 µg/m ³	Same as Primary Standard	Inertial Separation and Gravimetric Analysis	
	Annual Arithmetic Mean			15 µg/m ³			
Carbon Monoxide (CO)	8 Hour	9.0 ppm (10 mg/m ³)	Non-dispersive Infrared Photometry (NDIR)	9 ppm (10 mg/m ³)	None	Non-dispersive Infrared Photometry (NDIR)	
	1 Hour	20 ppm (23 mg/m ³)		35 ppm (40 mg/m ³)			
	8 Hour (Lake Tahoe)	6 ppm (7 mg/m ³)		—			
Nitrogen Dioxide (NO ₂)	Annual Arithmetic Mean	—	Gas Phase Chemiluminescence	0.053 ppm (100 µg/m ³)	Same as Primary Standard	Gas Phase Chemiluminescence	
	1 Hour	0.25 ppm (470 µg/m ³)		—			
Lead	30 days average	1.5 µg/m ³	AHL Method 54 (12/74) Atomic Absorption	—	Same as Primary Standard	High Volume Sampler and Atomic Absorption	
	Calendar Quarter	—		1.5 µg/m ³			
Sulfur Dioxide (SO ₂)	Annual Arithmetic Mean	—	Fluorescence	0.030 ppm (80 µg/m ³)	—	Purkossoulme	
	24 Hour	0.04 ppm (105 µg/m ³)		0.14 ppm (365 µg/m ³)			
	3 Hour	—		—			0.5 ppm (1300 µg/m ³)
	1 Hour	0.25 ppm (655 µg/m ³)		—			—
Visibility Reducing Particles	8 Hour (10 am to 6 pm, PST)	In sufficient amount to produce an extinction coefficient of 0.23 per kilometer—visibility of ten miles or more (0.07—30 miles or more for Lake Tahoe) due to particles when the relative humidity is less than 70 percent. Method: ARB Method V (8/18/89)		No Federal Standards			
Sulfates	24 Hour	25 µg/m ³	Turbidometric Barium Sulfate-AHL Method 61 (2/76)				
Hydrogen Sulfide	1 Hour	0.03 ppm (42 µg/m ³)	Cadmium Hydroxide STRactan				

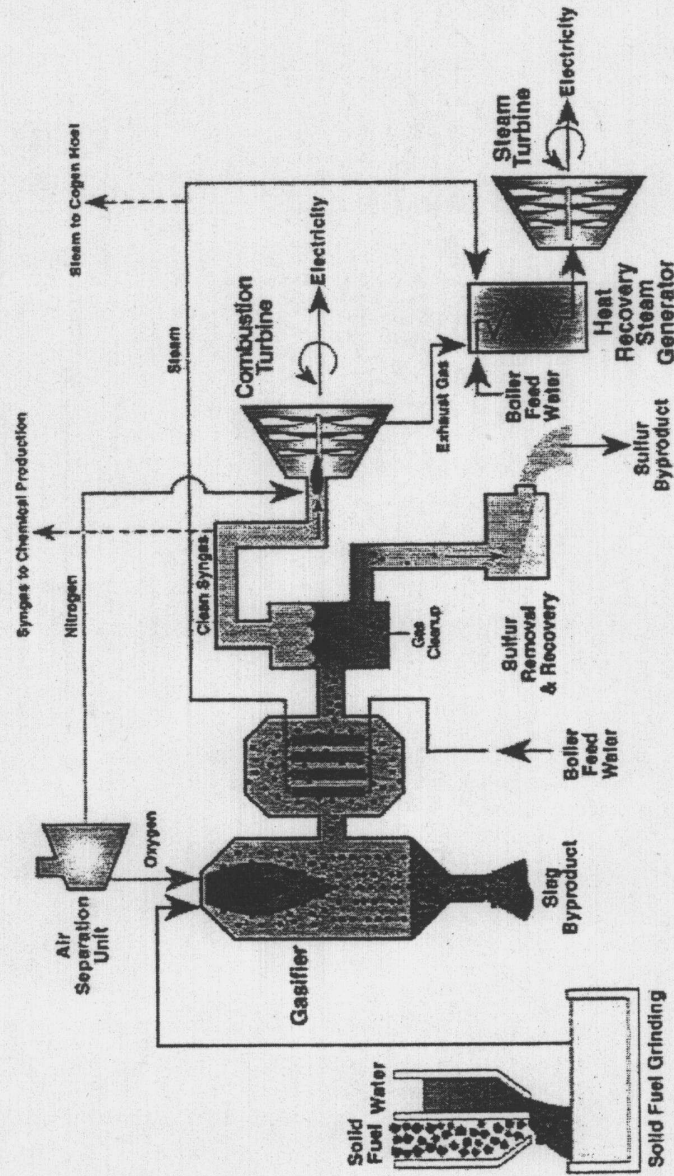
See footnotes on next page...

California Air Resources Board



圖一 煤炭氣化複循環製程系統結構圖

Integrated Gasification Combined-Cycle Plant



圖二 煤炭氣化複循環發電流程圖