

# 報告內容

---

## 目 錄

壹、出國緣起與任務 .....	2
貳、出國行程 .....	3
參、工作內容 .....	4
一、經營環境與總體經營策略	
二、再生能源電力的發展	
三、穩定燃料供應及降低燃料成本	
四、拌煤技術	
五、CO <sub>2</sub> 減量、空污控制及燃煤副產物資源化	
肆、結論與建議 .....	52

## 壹、出國緣起與任務

- 一、依據本公司為與日本中部電力株式會社於 2005 年簽訂之「定期交流備忘錄」，為強化合作關係，增進雙方技術經驗交流，雙方約定隔年輪流派遣人員赴對方考察。本項交流計畫前由中部電力首先於 2006 年派遣經營戰略本部長、企劃部長及國際事業部組長組成 3 人考察團來訪 3 天，主要就電業自由化、能源策略、電力開發等議題交流。
- 二、本案於 4 年合約期間內僅得派遣 2 次考察團，且因名額較少、本年係首度派遣，並基於尊重及對等原則，由董事長指派企劃處莊處長光明擔任團長，綜合研究所徐副所長真明、發電處任副處長少昌、工安環保處李副處長建平及燃料處鄭副處長運和組成考察團，訪問期間針對「經營環境與總體經營策略」、「再生能源發展議題」、「穩定燃料供應及降低燃料成本」、「拌煤技術」，以及「CO<sub>2</sub>減量空污控制及燃煤副產物資源化」等議題彼此交換意見，俾能汲取新資訊，作為本公司對於上述主題因應策略訂定之參考，並考察其位於愛知縣之碧南火力發電廠運轉情形。

## 貳、出國行程

日期	地點	工作內容
(96 年度) 11 月 13 日	台北→名古屋	一、去程 二、拜會國際事業部長 三、考察專題簡報及討論
11 月 14 日	中部電力	一、拜會各務副社長 二、考察專題簡報及討論
11 月 15 日	碧南火力發電廠	前往碧南火力發電廠參觀 電廠及其附屬設施
11 月 16 日	名古屋→台北	返程

# 參、討論議題

## 一、經營環境與總體經營策略

### (一) 中部電力對經營面臨重大課題之分析

#### 1. 能源穩定供應

##### (1) 世界 LNG 需求預測 (如表 1)

- 經濟成長快速之中國、印度等新興 LNG 進口國之需求將顯著成長。
- 2020 年以前，美國 LNG 需求有可能成長至 2005 年之 6.6 倍，並超過日本成為世界最大之 LNG 進口國。
- 2020 年以前，世界 LNG 需求量有可能增加至 2005 年之 2.7 倍。

表 1 世界 LNG 需求預測

單位：萬噸/年

地 區	2005 年 進口量(A)	2010 年 預計進口量	2020 年 預計進口量 (C)	C (最大) / A
亞洲	9,239	11,700~12,400	14,100~17,000	1.8 倍
(日本)	(5,811)	(6,000~6,400)	(6,300~7,300)	1.3 倍
(中國)	(—)	(600~900)	(1,000~1,600)	—
(印度)	(460)	(800~1,000)	(1,200~1,500)	3.3 倍
歐洲	3,597	5,200~6,100	7,300~9,000	2.5 倍
美州	1,338	3,500~4,150	9,100~11,600	8.7 倍
(美國)	(1,272)	(2,900~3,400)	(7,000~8,400)	6.6 倍
合 計	14,174	19,800~22,650	30,500~37,600	2.7 倍

註：(出處) 日本能源經濟研究所

## (2)LNG 之採購環境

- 至 2012 年為止，世界 LNG 供需緊張情勢仍將會持續。特別是在亞洲地區，由於印尼生產不順暢、停工等開發延遲之原因，形勢非常嚴峻。
- 2013 年以後，新興礦源開發可能面臨之延遲風險、現貨市場將以多快速度擴張等，前景均不明朗。

## (3)石油之採購環境

- 適於中部電力發電機組使用之低硫磺原油已漸趨枯竭。
- 受到日本國內煉油設備壓縮之影響，發電用低硫磺 C 重油之生產餘力下降。
- 受到蘇丹達佛地區民族紛爭影響，引發國際經濟制裁、進口自律之可能性，而面臨採購量下降之風險。

## 2.電力能源結構

(1)2006 年中部電力之設備容量為 3,259 萬瓩。其發電結構中，核能發電佔比為 15%，水力發電佔比為 8%，燃煤發電佔比為 24%，LNG 發電佔比為 45%，燃油發電佔比為 8%。

(2)預估 2016 年中部電力之發電結構，核能發電佔比為 29%，水力發電佔比為 9%，燃煤發電佔比為 19%，LNG 發電佔比為 39%，燃油發電佔比為 4%。與其鄰近之東京電力及關西電力二大電力公司相較：

- 中部電力對 LNG 火力發電之依賴程度最高，達到 39%（東京電力為 29%、關西電力為 18%），對核能發電之依賴程度最低，僅為 29%（東京電力、關西電力均高達 48%）。

- 中部電力對火力發電之依賴程度亦最高，達到 62%（東京電力為 45%、關西電力為 42%），對未來 CO<sub>2</sub> 排放量之管制極為不利。

### 3. 電業自由化

- (1) 日本於 1995 年通過電業法 (the Electricity Law) 修正案，開始開放躉售市場自由化。並自 2000 年 3 月起逐步擴大自由化實施範圍，其範圍為 2,000 瓩以上之特高壓客戶；2004 年 4 月起擴大自由化範圍為 500 瓩以上之高壓客戶；目前更已開放至 50 瓩以上高壓客戶為自由化為對象，在此自由化範圍內，中部電力受影響之客戶共有 11 萬戶，約佔其售電量之 67%。
- (2) 2007 年 7 月 30 日，日本第 27 次「電氣事業分科會」對包括家庭在內之全面零售自由化方向進行討論，並做出暫時擱置全面零售自由化之決定，但未來將建立法規來促進自由化，使 PPS (Power Producer & Supplier, 無輸電業之發、配電業者) 能更容易參與市場。
- (3) 目前日本以在現有自由化範圍內 (高壓 50 瓩以上客戶) 建立競爭環境為目標，2007 年度將在確保「穩定供應」與「環境適合」之前提下，就推動電業之「競爭與效率」相關議題進行研討。
- (4) 與東京電力及關西電力二公司相比，客戶從中部電力脫離之情況並不多，至 2007 年 4 月止，總計客戶脫離之戶數為 142 戶，簽約容量為 19 萬瓩，東京電力為 2,250 戶及 250 萬瓩，關西電力為 926 戶及 95 萬瓩 (如表 2)。但在經濟成長穩健之中部地區，未來很可能成為新興參與者 (PPS) 爭奪市場之目標。

表 2 自由化後各電力公司市場流失情形（2007 年 4 月）

電力公司	北海道	東北	東京	中部	北陸	關西	中國	四國	九州
流失戶數(戶)	33	83	2,250	142	0	926	79	0	144
流失契約(萬戶)	1	2	250	19	0	95	10	0	11

(5)自 2000 年 10 月開始，電力公司間以不同之降價幅度、降價時期等形式展開競爭。中部電力分別於 2000 年 10 月、2002 年 9 月、2004 年 1 月、2006 年 4 月，在相關供應合約下（例如電價可隨油價浮動）調降電價，降價幅度分別為 5.78%、6.18%、5.94%、3.79%；東京電力及關西電力二公司亦在不同時期分別調降電價 4 次（如表 3），預期未來在電價方面之競爭仍可能持續一段時間。

表 3 東京、中部、關西電力近年電價調整情形

電價調整日期	東京電力	中部電力	關西電力
2000 年 10 月	-5.32%	-5.78%	-4.20%
2002 年 4 月	-7.02%		
2002 年 9 月		-6.18%	
2002 年 10 月			-5.35%
2004 年 10 月	-5.21%		
2004 年 1 月		-5.94%	
2004 年 4 月			-4.53%
2006 年 4 月	-4.01%	-3.79%	2.91%

#### **4.天然氣、LNG 銷售及分散型能源事業之經營**

- (1)客戶為因應環境需求或改換燃料等原因，使得天然氣需求速度加快，此外因開拓天然氣汽電共生、燃氣空調等新興需求，對天然氣之需求產生推波助瀾之效果，預期天然氣需求仍會持續穩定成長。
- (2)由於系統電力降價、燃料價格飆升等原因，使得分散型能源事業（註：以天然氣或燃油為主之供熱、供電小型設備）之價格優勢逐漸喪失，但在做為減輕環境負擔之對策下，客戶仍有大量需求。
- (3)從保護及培養中部地區能源市場之觀點考量，有必要保持並擴大天然氣、LNG 之銷售及分散型能源事業，以確保中部電力做為「綜合能源服務企業集團」之地位；並能將電力與天然氣間之需求轉換限定在集團內部，與電力事業一起規避經營風險。

#### **5.海外能源事業之經營**

- (1)中部電力定位為「綜合能源服務企業集團」，故除電力事業外，尚經營能源事業、資訊與通信、營建、製造、交通、資產管理、其他服務等業務，目前全集團共有 59 家公司。
- (2)中部電力正利用其擁有之專業能力、技術人才及其他集團資源，積極開發海外能源事業，例如進行發電、環境等相關事業之投資及交流活動，以尋求增加營收之機會。

#### **6.企業社會責任**

- (1)電業身為社會一份子，使用社會大量資源，有責任善盡社會公民責任，並加強與社會各界交流、對話，提升企業優良形象。

- (2)必須提升因應地球環境之能力，包括減少 CO<sub>2</sub> 排放量、因應 RPS 法（RPS：Renewables Portfolio Standard，係規範日本電力公司利用新能源之一項特別法）之規定。
- (3)應改善利害關係人間之利益分配平衡，提升面對股東之說明能力，並爭取社會各界支持。

## (二)中部電力對重大課題之因應策略

### 1.確保能源供應之穩定性

#### (1)強化從燃料採購至發電之環節

- 加強 LNG 相關基礎設施之整備，包括增設 LNG 儲庫、建設天然氣管路、因應大型 LNG 船之接收、考慮建造自己之船隊等；
- 因應輕質 LNG 之接收、增加發電機組適用之石油種類；
- 透過電力交易機制，從其他電力公司購入電力等。

#### (2)具備具競爭力之燃料採購

- 採購來源多樣化，選擇較具經濟性之燃料項目或品牌；
- 長、中、短期契約期間之最優化組合，確保契約之靈活性；
- 互換交易、現貨採購之活用等。

### 2.實現最優之電源結構

- (1)著眼於公司長期發展，並從供電可靠度、經濟性、CO<sub>2</sub> 排放減量等觀點考量，致力實現最優之電源結構（如表 4）。

#### (2)電源開發方向

- 確實推動最先進高效率 LNG 火力機組之開發。

- 基於環境政策、新技術之經濟性等，考慮燃煤火力機組之開發。
- 繼續就靈活且最優之電源結構進行研討。

表 4 滿足電力需求之電源組合與各種燃料角色之變化

燃料種類	作用	
	以往	今後
石油	尖載	緊急時尖載
LNG	中載、基載	尖載、中載
煤炭、核燃料	基載	基載

### 3.繼續加強電力事業之創收能力

#### (1)研訂 2010 年度電力銷售目標

- 在家庭領域：以「全電氣化住宅累計突破 60 萬戶」為目標（2006 年度全電氣化累計戶數為 31.3 萬戶、全電氣化新建比率為 21.5%）。
- 在商業與產業領域：以「透過推動廚房、空調等設備電氣化，新增 80 萬瓩需求」為目標。

#### (2)強化家庭需求對策（銷售對象為 50 瓩以下之低壓、電燈客戶）

- 於地區成立「客戶服務中心」（Call Centers）提供諮詢及服務。
- 於總公司成立「E-Life 諮詢室」（E-Life Consulting Center）提供諮詢及服務。
- 利用「客戶回應系統」（Customer Response System）回饋客戶意見至全公司各單位，以改善服務流程並開發新服務項目。

- 於各服務辦公室設置「全電氣化廣場」(All-Electric Plaza)，提供客戶有關全電氣化家庭設施之第一手體驗。
- (3)強化自由化對象需求對策(銷售對象為 50 瓩以上高壓、特高壓客戶)
- 於各地區，對 500 瓩以上特高壓、高壓之大客戶，提供 1 對 1 之「會計經理」(Accountant Managers 約 300 人)及「方案解決專員」(Solutions Staffs 約 250 人)之諮詢服務。
  - 對低於 500 瓩之高壓小客戶，成立「法人客戶服務中心」(Business Customer Service Centers)，提供「專家」(Expert Staffs) 諮詢服務。
  - 利用「Chuden Kit Club 資訊服務系統」提供有關費率方案試算服務、閃電罷工等對客戶非常有價值之參考資訊。

#### **4.繼續加強天然氣、LNG 銷售及分散型能源事業之創收能力**

- (1)天然氣 2002 年度銷售量為 5.1 萬噸，以後逐年成長，至 2006 年度達到 36.1 萬噸，以大型產業客戶為中心，持續穩健成長。
- (2)分散型能源事業之簽約實績 2002 年度為 10.9 萬瓩，至 2006 年度達到 41.5 萬瓩。天然氣汽電共生由於受到燃氣價格上漲及由此因發之系統電源價格競爭之影響，目前需求處於低迷狀態，但熱能需求可望穩健成長。
- (3)天然氣、LNG 銷售及分散型能源事業 3 項營收合計，2010 年度以達到 450 億日圓為目標。

### 5. 確立海外能源事業之經營方向（如表 5）

- (1) 發電事業：將以確保中部電力長期穩定之收益為目標。
- (2) 環境相關事業：將以確保中部電力收益，並發掘有利於 CO<sub>2</sub> 減量之項目為目標。
- (3) 諮詢事業、合作交流事業：將以對國際社會有貢獻、構築資訊及人際網路為目標。

表 5 中部電力海外能源事業

事業種類		項目名稱
投資事業	發電事業	泰國 天然氣火力 IPP 事業 (140 萬瓩)
		墨西哥 天然氣火力 IPP 事業 (52.5 萬瓩)
		卡達 發電、海水淡化事業 (102.5 萬瓩)
		美國 現存 IPP 分散投資事業
	環境相關事業	澳洲 阿德萊德植樹事業
		泰國 稻殼發電事業 (2 萬瓩)
		亞洲 環境基金

事業種類	概要
諮詢事業	以台灣、新加坡、越南等亞洲國家為中心，簽訂了 100 多項電力基礎建設方面之諮詢活動
合作交流事業	與台灣、中國、卡達等海外電力公司展開交流、接待培訓、派遣專家等活動

## 6.強化內部管控及遵循社會規範

### (1)強化內部管控

- 2006年4月：董事會議通過「確保公司業務適應性之體制」。
- 2006年9月：設置以「因應與財務報告相關之內部管控」為目的之研討會，以期2008年開始施行。
- 2007年3月：制定「風險管理規程」，強化風險管理及建立內部管控，以因應日本「金融商品交易法」之規定。

### (2)遵循社會規範

- 2002年12月：設置「遵循社會行為規範推進會議」後，制定「中部電力遵循社會行為規範宣言」、「八大行動規範」等。

#### 成為良好企業公民之【八大行動規範】

- ◇ Thorough Compliance
- ◇ Fair and Sincere Corporate Activities
- ◇ Proper Information Management and Disclosure
- ◇ Establishing a Sound Corporate Culture
- ◇ Maintaining a good Relationship with the Government and Authorities
- ◇ Proper Management and Utilization of Assets
- ◇ Environmental Conservation
- ◇ Assuring Safety, Hygiene and Security

- 2006年6月：引進獨立董事制度，以發揮公司治理精神。
- 2006年11月：集團採納遵循社會行為規範之共同聲明。

**【遵循社會行為規範之共同聲明】**

◇ Without compliance, there cannot be trust.

◇ Without trust , there cannot be growth.

- 每年出版「永續發展報告」，讓社會各界瞭解中部電力做為一個好「企業公民」所做之努力與成果。

**(三)藉由組織再造構築堅固之事業基礎**

**1.集團公司之重組情形（如表 6）**

(1)中部電力自 2001 年以來共實施了 9 項 24 家集團公司之重組，使在各功能領域內實施集團一體化業務營運之事業體制基本成形。

(2)今後將在各事業領域內加強聯繫，以建立高效率之業務營運體制。

表 6 中部電力集團公司近年組織重組情形

時 間	組 織 重 組 內 容
2001 年 10 月	中部計器工業公司與中部精機公司合併
2001 年 12 月	春日井小牧通信電視公司、C-Tech CCNet 事業部與東名有線電視公司合併
2002 年 10 月	中電樓宇公司與阿斯帕克公司合併
2003 年 10 月	CTI 公司與中電計算機服務公司合併
	中電靜岡工營公司與中電長野工營公司合併
2006 年 1 月	永樂運輸公司與大井川運送倉庫公司合併
2006 年 10 月	永樂開發公司、中電樓宇公司、中部 Greenery 公司合併
	NITTAI 公司從永樂開發公司獨立
2007 年 3 月	公開收買 TOENEC 公司股份，並使成為聯營決算子公司
2007 年 10 月	TOENEC 公司與 C-Tech 公司實施分割後業務移交

## 2.成立功能類別型事業體制

(1)為因應電業自由化及資訊技術進步，中部電力進行組織再造，依照功能別劃分成立發電、流通、銷售三大事業本部，下轄各相關公司。

(2)成立共享組織，在集團公司內提供跨公司、跨單位、跨地區之互補功能或共通性服務，以強化組織功能。

## 3.經營機構再造（如圖 1 及圖 2）

(1)於 2005 年 6 月縮減董事人數，由 30 人縮減為 20 人以內，並引進執行董事制度，以及縮短董事任期等。

(2)於 2007 年 6 月引進外部董事，並重新建立執行董事制度等。

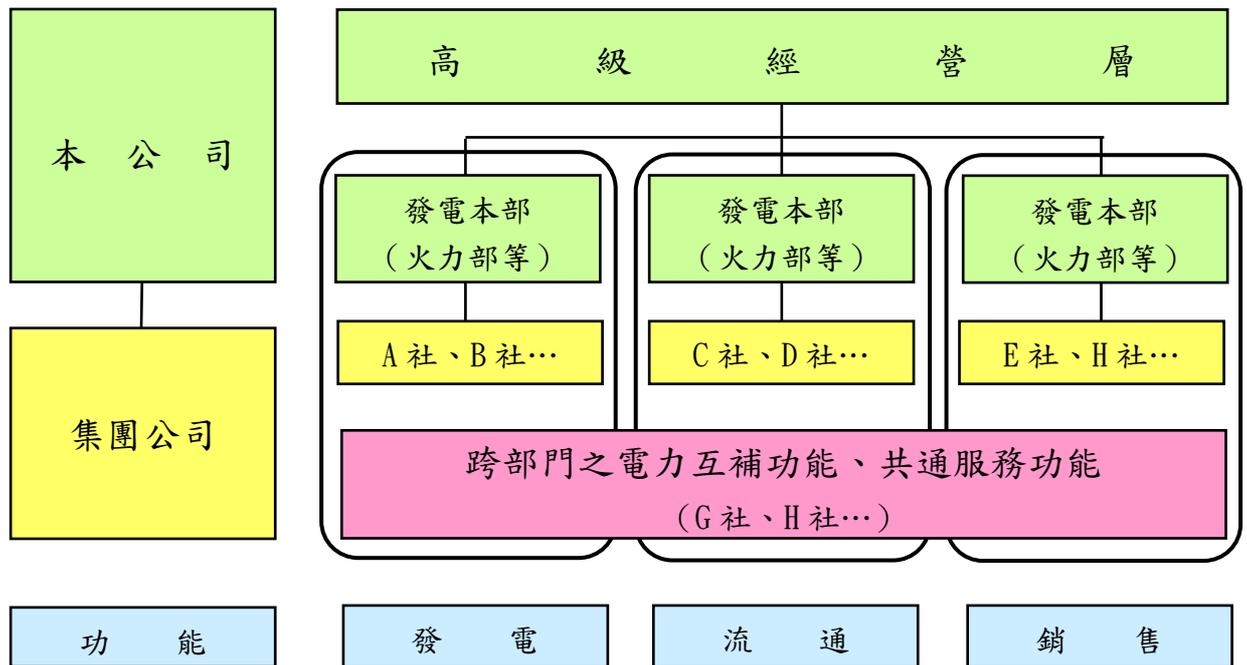


圖 1 中部電力集團公司之功能別事業體制示意圖

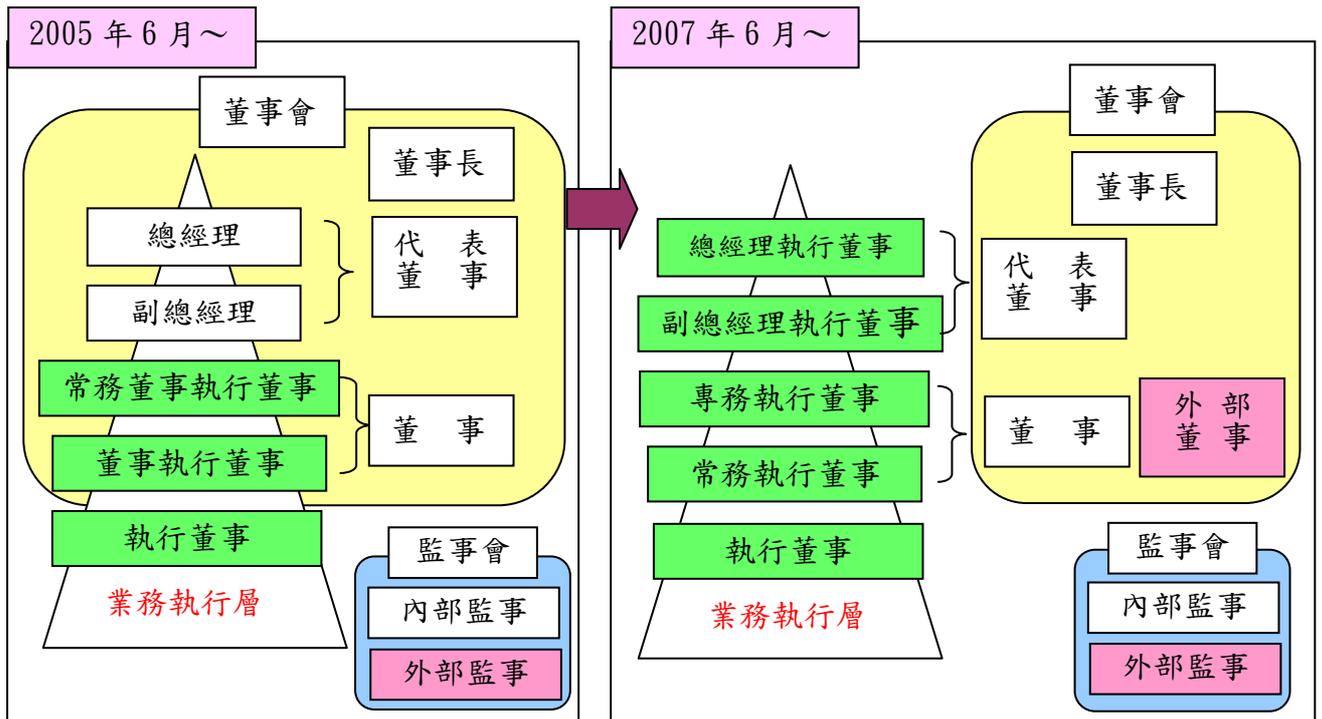


圖 2 中部電力經營機構再造圖

#### (四)中部電力未來發展方向及規劃藍圖

##### 1.未來市場環境

###### (1)日本國內經濟展望

- 未來日本國內經濟年平均成長率約維持在 1.6% 左右。
- 雖然受到少子化、老齡化等人口、社會結構變化之影響，但就中長期而言，以內需為主導之經濟成長將持續看好。

###### (2)中部電力能源市場展望

- 系統電源之電力需求量將緩慢成長，預估 2007~2017 年電力銷售量年平均成長率約為 1.0%。
- 受環境因素及政策推動等影響，未來天然氣需求將會強勁成長。

## 2. 中部電力經營事業範疇

### (1) 核心事業

- 包括系統電源、天然氣與 LNG 銷售、分散型能源及海外能源事業。
- 系統電源因其構成中部電力收益之基礎，因此將傾力保持現有市場佔有率，並進一步開拓市場。
- 天然氣與 LNG 銷售、分散型能源等事業將隨市場之成長而擴大市場佔有率。

### (2) 非核心事業

- 包括環境、居家生活支援、IT 業務。
- 在可望與能源事業形成加乘效果之領域內積極開發相關業務。

## 3. 中部電力 2010 年度經營目標

### (1) 電力事業目標

- 在家庭領域以「全電氣化住宅累計突破 60 萬戶」（2006 年度共有 31.3 萬戶）為目標。
- 在商業與工業領域以「新增 80 萬瓩需求」為目標。

### (2) 天然氣與 LNG 銷售、分散型能源事業目標

- 2006 年設置「天然氣銷售與服務處」，以統籌運用集團公司資源，推動天然氣與 LNG 銷售、分散型能源事業等相關業務。
- 天然氣與 LNG 銷售、分散型能源事業等 3 項業務合計達到 450 億日圓為目標。

### (3) 集團公司財務性目標（如表 7）

表 7 中部電力集團公司 2010 年度目標

項 目	目 標	目 標 年
經常收益 ( Ordinary Income )	≥1,600 億日 圓	2007~2010 年度 4 年平均
總資產報酬率 ( ROA , Return on Assets )	≥4.1%	
營運現金流量 ( Operating Cash Flow )	≥4,700 億日 圓	
未付清之有利息負債 ( Outstanding Interest-bearing Debt )	≤26,000 億日 圓	2010 年度

#### 4.經營管理四大基石

##### (1)企業活動之目的在於滿足客戶

為達到較高之客戶滿意度，將致力進一步改善服務，並積極研提解決方案以滿足客戶之多元需求。將整合企業活動於發電、天然氣與 LNG 銷售、分散型能源等領域，提供客戶新的附加價值。

##### (2)持續提供價廉、可靠之能源

考量能源供應安全及地球環境保護等議題，將以中期至長期之觀點，以系統化態度建造並營運有效率之設備，例如為提供價廉、可靠之能源，將建造能達成電力能源最佳平衡之發電設備。

##### (3)經由強化集團力量增進企業價值

藉由組織再造強化集團所屬各公司之能力，並增強企業管理及策略性運用資源，以強化集團地位，進而成

功達成 2010 年經營目標，並增進做為一個有競爭力整體能源服務集團之企業價值，以達到並超越股東及投資者之期待。

#### (4)積極推動企業社會責任

為確保經營管理能完全遵循社會規範，將積極推動社會責任工作，以成為良好之企業公民。例如，將致力於影響地球環境之議題，強化社區對中部電力之信賴，以達成與所處社區之和協關係。

#### 5.企業追求之目標形象

建立以日本中部地區為基礎之「綜合能源服務企業」形象，向客戶提供以能源為核心之嶄新價值，實現中部電力集團公司整體價值之持續成長。

## 二、再生能源電力的發展

台灣地區由於自產能源相對貧乏，全國每年的能源總需求約有 98% 以上必須仰賴進口，而此一比例且有持續攀高的趨勢，這種現象明顯透露出我國目前在能源供應穩定與安全問題上的困境。此外，從能源供應的種類結構觀察，我國 2006 年初級能源的總供給中有 90% 以上屬於化石能源，另就發電部門來看，發電能源中化石能源的占比也將近 80%（詳見圖 3），因此也導致我國二氧化碳的總排放量長期居高不下（詳見圖 4）。

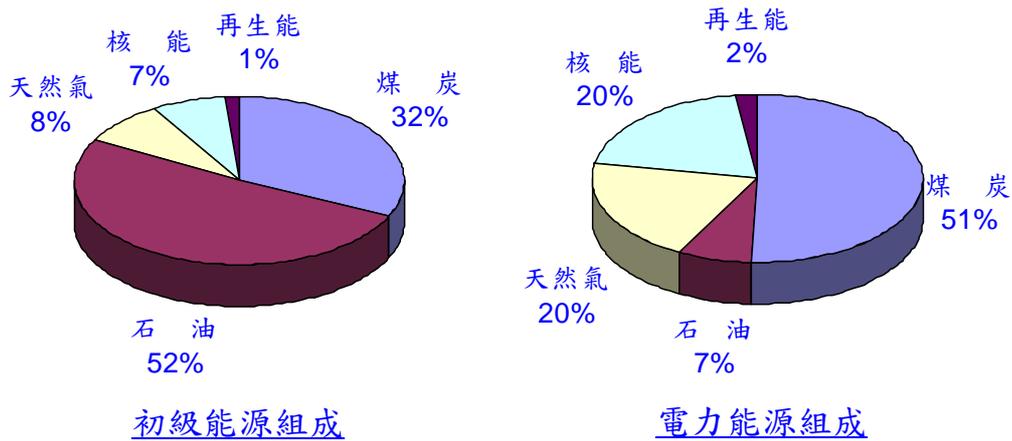


圖 3 我國 2006 年初級能源及電力能源組成



圖 4 我國及台電二氧化碳排放成長情形

近年來由於造成全球暖化與氣候變遷等問題的肇因已漸趨明朗，國際社會為緩和該項問題所提出的各種有關削減二氧化碳排放的政策措施或公約協定也愈見具體而且嚴格，面對此一情勢台灣究應如何因應？確實值得國人尤其台電深思。目前國際上對於減低二氧化碳排放的策略不外（1）節約能源及提高能源效率（2）擴大採用無碳或低碳能源（3）發展並採用 CCS 技術等三大類別，其中有關擴大採用無碳能源—尤其是拓展再生

能源應用部份更是近年來世界各國積極投入的項目，因此在規劃本項考察行程之初，乃特別將再生能源的發展應用納為議題之一，俾了解中部電力對於發展再生能源電力方面的做法與經驗，以供本公司參考借鏡。茲就此行與中部電力方面有關該項議題的交流與討論要點摘述如下：

### (一)再生能源的評價

根據中部電力的評價，發展再生能源電力具有以下幾項意義：

- 可以替代部份石油，有助於穩定能源的供應。
- 屬相對清潔的能源，可以降低環境的負擔。
- 可以創造新的產業，提高民眾的就業機會。

不過中部電力的評價也認為再生能源的利用存在下列這些限制：

- 能量密度較小。
- 發電出力較不穩定。
- 發電成本仍然偏高。
- 其對系統造成的影響較難掌握。

### (二)再生能源的定位

中部電力基本上將再生能源定位為電力系統中主力電源（包括核能、火力及水力）之外的輔助電源。但是由於二氧化碳減排的考量，從 2003 年開始所謂 RPS（Renewable Portfolio Standard）法實施之後，有關再生能源的開發利用即有強制性的法定目標必須達成。

#### 1.RPS 法簡介

##### (1)立法目的

賦予電力零售公司必須銷售一定比例再生能源電

力之義務，以達成促進再生能源開發利用的目的。

## (2) 規範對象

RPS 法係以從事電力零售業的 36 電力公司為規範對象（包括 10 家一般電力公司，21 家特定規模電力公司以及 5 家特定電力公司）。

## (3) 涵蓋的能源種類

RPS 法規範促進開發利用的再生能源種類涵蓋：

- 風力發電
- 太陽光電
- 地熱發電
- 小水力發電（1,000kW 以下）
- 生質能發電（含廢棄物發電中源自生質的部份）

## 2.RPS 法的執行方式

為使 RPS 法的立法目的得以順利達成，該法在有關再生能源電力的交易制度上做了一些特別的設計。簡言之，在 RPS 法規範下，再生能源電力的交易可以分成電力能量（即實質電度）與電力當量（即減排額度）兩部份來進行（示如圖 5），換言之，再生能源電力在市場上其電力能量與電力當

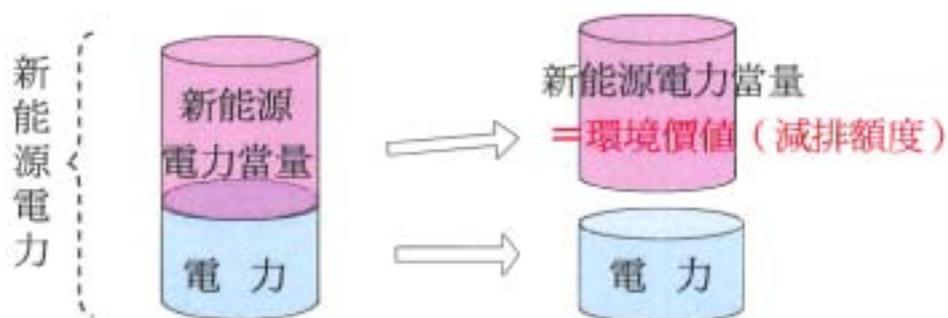


圖 5 日本再生能源電力的交易方式示意

量是分開計價、分開買賣的。根據這樣的交易設計，電力公司在履行所謂 RPS 義務時可以有下列的策略選項：

- 由公司自己來開發取得再生能源電力。
- 向其他發電公司購買再生能源電力(含實質電度及減排額度)。
- 向其他發電公司購買再生能源電力當量(亦即僅購買減排額度)。

### 3.RPS 法規範下的再生能源義務量

在 RPS 法規範下，日本全國及中部電力於 2003 至 2014 年間的再生能源義務量分別示如圖 6 及圖 7。



圖 6 日本全國再生能源電力利用目標量與義務量



圖 7 中部電力再生能源電力利用目標量與義務量

### (三)中部電力再生能源發展實績

從再生能源的發展實績來看，中部電力有關再生能源的發展策略似乎並不特別強調自有發電容量的拓展，而較著重於電力市場中再生能源電力（包括電力能源與電力當量）的掌握。茲將中部電力迄 2006 年底為止的再生能源發展狀況摘述如表 8。

表 8 中部電力再生能源發展現況

發電型式	自有設備 (2006 年底)		購入電力 (2006 年)
	機組數 (座)	總容量 (kW)	GWh
風力發電	2	267	155
太陽光電	48	539	111
生質能發電	-	-	280
小水力發電	56	30,000	-

#### (四)中部電力再生能源發展購電價格

為了達成 RPS 法有關再生能源義務量的要求，同時也為配合政府促進再生能源發展的政策，中部電力對於再生能源電力收購的掌握以及收購價格的訂定相當重視。茲將中部電力現階段（2007 年）有關再生能源電力的收購價格摘列如表 9。

表 9 2007 年中部電力收購再生能源電力價格

購 電 類 別			購電單價 (¥/kWh)
風力發電	高壓聯網電力		10.40
	特高壓聯網電力		個案協商
太陽光電			Net Metering
生質能發電	平日白天	夏 季	12.91
		其他季節	11.33
	其 他 時 間		4.17

#### (五)中部電力較具特色之再生能源發展計畫

中部電力在推廣再生能源電力的策略方面雖然並不特別強調自有發電容量的拓展，但近年來仍然與外界合作進行了幾項頗具特色有關生質能應用的電力發展計畫，例如碧南火力電廠混燒生質燃料計畫以及中部臨空都市微型電網實証計畫等。茲分述如下：

##### 1. 碧南火力電廠混燒生質燃料計畫

###### (1) 計畫目的

本計畫之實施主要是想利用既有的燃煤火力發電設備，藉由摻燒一小部份的木質生質燃料，以達成中電公司提高再生能源發電比例、降低進口燃煤使用數量的

目的。

## (2)系統概念

本項利用既有燃煤發電設備混燒生質燃料的設計構想，基本上是將事先已調整成與煤炭尺寸相當之木質生質燃料在輸煤帶上與煤炭混合，一齊送進既有的粉煤機粉碎後再飼入原有的鍋爐內混燒。其系統概念示如圖 8。

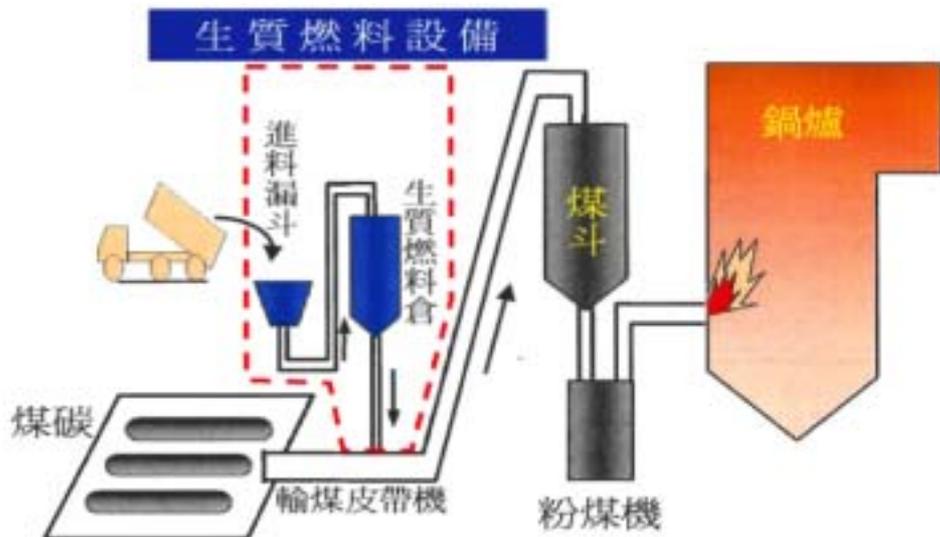


圖 8 碧南火力電廠混燒生質燃料計畫系統概念

## (3)計畫概要

本計畫將以中部電力唯一的燃煤火力發電廠—碧南電廠的 5 部燃煤機組（包括 3 部 700 MW 及 2 部 1,000MW 的超臨界燃煤機組）為實施對象，其計畫概要列如表 10。

表 10 碧南火力電廠混燒生質燃料計畫概要

項目	內容	
對象發電廠	碧南火力發電廠	
對象發電設備	1~3號機	4,5號機
出力	70萬kW×3台	100萬kW×2台
混燒率	約2cal%	
年間發電量	約4.7億kWh(生質部分)	
混燒燃料	木質生質燃料	
混燒燃料的年間使用量	約40萬t	
正式商轉時間	2010年度~	2009年度~

## 2. 中部臨空都市微型電網實証計畫

### (1) 計畫目的

本計畫旨在藉由規劃建立並且測試運轉一項結合分散型電源與真實電力負載的微型電網實証系統，以便實際

- 評估電網的供需控制以及電網所受的影響。
- 驗證此一系統的供電可靠性及其環保性能。

### (2) 計畫概要

本計畫係由 NEDO 籌劃、資助並委託包括中部電力、豐田汽車、三菱重工、日本障子、京瓷公司、NTT Facilities、日本環境技研、國際博覽協會以及愛知縣政府的 9 個單位共同執行。2005 年 3 月至 10 月的國際博覽會期間該微型電網實証系統首先在博覽會場內組建並展示，然後移往臨空都市（常滑市）於 2006 年 7 月至 2008 年 3 月期間繼續後半段的測試。該實証系統的概念架構示如圖 9。

### (3) 中部電力負責研究項目

中部電力在本計畫中負責的實証研究包括

- 利用垃圾生產甲烷的發酵系統。
- 熔融碳酸鹽燃料電池發電系統。

該項研究的內容概要參見圖 10。

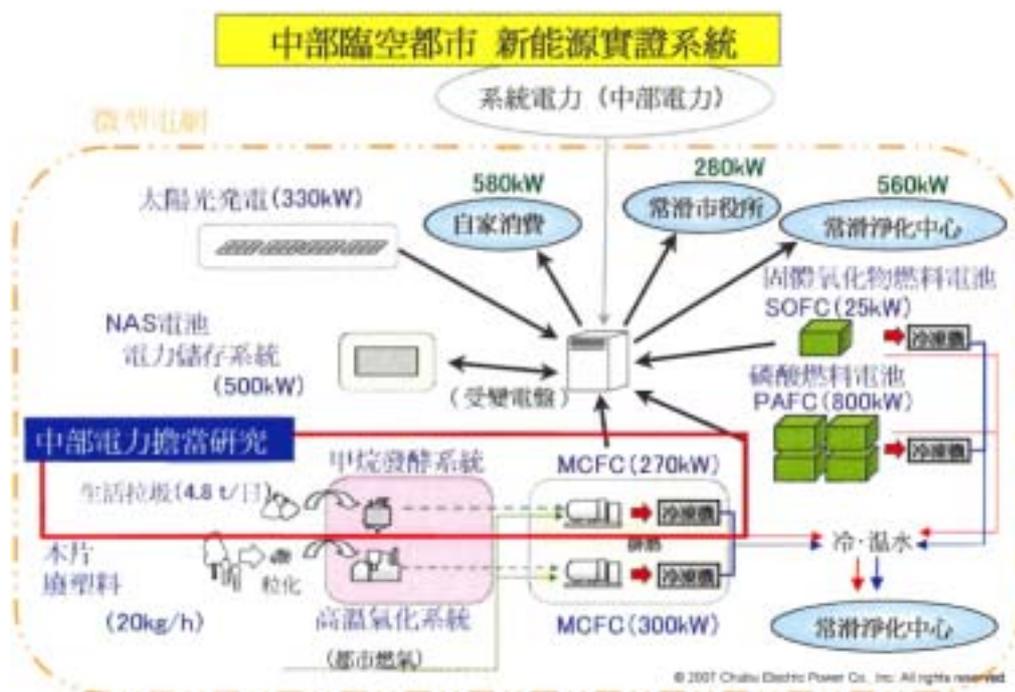


圖 9 中部臨空都市微型電網實証系統架構

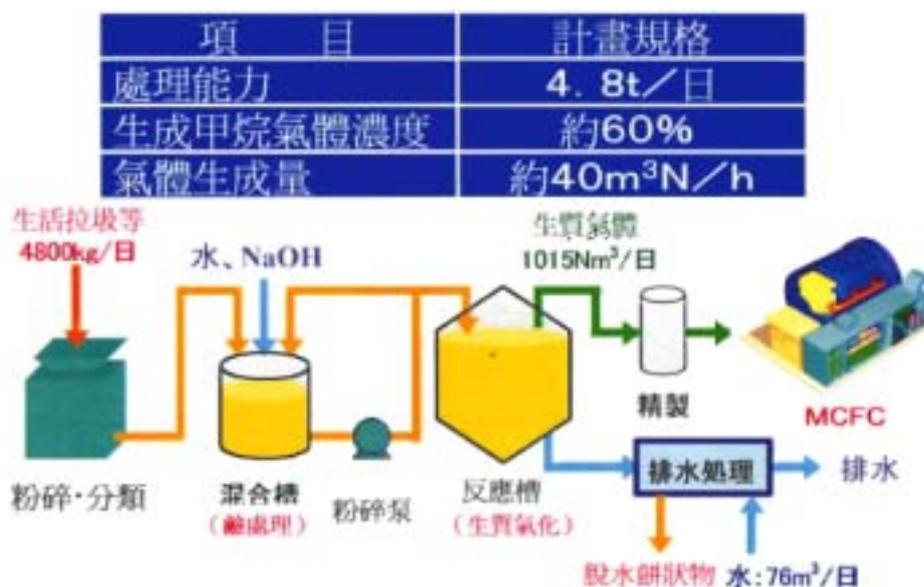


圖 10 中部電力甲烷生產及 MCFC 實証計畫概要

### 三、穩定燃料供應及降低燃料成本

#### (一)交流與討論內容

本公司此次與中部電力進行交流與資訊分享之過程中，有關燃料策略交流項目中，本公司以「穩定燃料供應與降低燃料成本」之策略目標與中部電力進行交流，本公司分別並就液化天然氣(LNG)、原料鈾與燃煤等三種燃料之相關作業進行報告，並提出各項之交流議題。

有關 LNG 部分，本公司簡報內容就 LNG 供需概況、推動天然氣代輸、LNG 庫存政策等進行報告，而本公司所提出之交流議題則包括中部電力 LNG 之採購策略及價格機制、日本天然氣代輸之作法、日本電力公司自建天然氣、以及日本 LNG 庫存政策等議題。

有關原料鈾部分，本公司簡報內容就原料鈾採購政策及策略進行報告，而本公司所提出之交流議題則包括中部電力對原料鈾價格短、中、長期之看法，以及該公司因應之採購政策及策略。

有關燃煤部分，本公司簡報內容就燃煤採購概況、新建機組訂定煤質考慮因素進行報告，而本公司所提出之交流議題為中部電力對新建機組訂定之設計煤質及其考慮因素。

#### (二)中部電力發電機組與燃料採購概況

中部電力發電設備組成與燃料採購概況表列如下：

##### 1. 發電設備裝置容量與發電量配比 (如表 11、12)

表 11 發電設備裝置容量配比

年度	水力	油	LNG	煤	核能
2006	19%	16%	37%	13%	15%
2014	18%	14%	40%	11%	17%

總裝置容量：32,586MW (2007.11)

表 12 發電設備發電量配比

年度	水力	油	LNG	煤炭	核能	其他
2006	6%	4%	45%	21%	13%	12%
2009	10%	3%	37%	21%	29%	29%
2014	9%	1%	37%	21%	30%	30%

2006 年總發電量實績：1,440 億度

根據該公司所提供未來 10 年之電源開發計劃，完全不考慮燃煤機組，而以低碳之天然氣、無碳之核能及再生能源機組為發展主力，特別是對核能之前景寄予厚望。

## 2. 中部電力 2006 年燃料費用及燃料採購量 (如表 13、14)

表 13 2006 年燃料費

類別	燃料費 (百萬日圓)	發電量 (百萬度)	燃料費單價 (日圓/度)
火力	653,056	100,603	6.49
核能	9,134	18,145	0.50
合計	662,190	118,748	5.58

表 14 2006 年燃料採購量

LNG (千噸)	煤炭 (千噸)	原油 (千公秉)	重油 (千公秉)	原料鈾 (短噸)
10,271	10,096	1,602	50	794

2006 年就燃料費用的占比而言，其中 LNG 為 75%，燃煤 12%，燃油 12%，核燃料 1%，其他 0.4%，合計 6,622 億日圓。(如表 15、16)

表 15 2006 年原料鈾採購來源及數量

單位：短噸

加拿大	澳洲	尼日	哈薩克	中國	合計
356	225	133	50	30	794

表 16 2006 年化石燃料採購來源及數量

來源國	LNG (千噸)	煤炭 (千噸)	原油 (千噸)
卡達	4,828	—	—
印尼	3,861	3,885	866
澳洲	782	4,942	—
中國	—	1,097	
其他	800	172	736
合計	10,271	10,096	1,602

因中部電力之燃氣機組係擔任中載發電之角色，燃氣機組目前約佔該公司發電佔比之 45%，該公司在穩定燃料供應及降低燃料成本之作業上係以 LNG 之採購為中心，然而對於部分 LNG 合約之價格機制，則因考量合約保密義務，對於個別合約之詳細條件表示難以奉告。此外，對於本公司所關切之天然氣代輸議題，中電亦未具體回應，雖經書面再請渠補提供，惟渠指稱天然氣代輸議題牽涉單位多，相當耗時，迄撰寫出國報告止，尚未收到渠任何這方面資料，頗感遺憾。

為確保穩定燃料供應及降低燃料成本，中部電力採取下列的基本思維：

(1)各種燃料的採購策略包括：

- 供應管道多樣化。
- 選擇經濟性較佳之項目或品牌。

- 短、中、長期各種期限之契約進行組合，配合現貨採購的靈活應用。
- 分散各契約的開始時間。

(2)儘可能降低高成本之燃油使用量，而增加較為低廉之燃煤及天然氣發電比例。

### (三)中部電力燃料採購具體作法

茲就中部電力對各種燃料採購之具體作法說明如下：

#### 1. LNG 部分

(1)LNG 之交易概況：

- a. 交易對象：天然氣生產國之國營天然氣公司或是國際大公司。
- b. 交易型態：以 Ex-Ship 契約為主(包含船舶運輸在內均由賣方安排)。
- c. 契約期限：基本上是 20 年左右之長期契約，少部份現貨契約。
- d. 未來主要課題：年需求量約 1000 萬公噸，現有長約年供應量約 885 萬公噸，然對於 2011 年以後之需求僅掌握每年 600 萬噸之供應量，供應缺口須及時補充，現有及新簽之 LNG 定期契約之概況整理如表 17。
- e. 計價方式：大部分 LNG 長期契約為 S-curve 之計價方式。

表 17 LNG 定期契約之概況整理如表

現存LNG定期契約之概要

	契約形態	基本數量	契約期間
印尼73年契約	<b>Ex-ship</b>	215萬噸／年	1977.8～2010.12
印尼81年契約	<b>FOB</b>	165萬噸／年	1983.8～2011.3
卡塔爾契約	<b>Ex-ship</b>	400萬噸／年	1997.1～2021.12
西澳洲契約	<b>Ex-ship</b>	105萬噸／年	1989.8～2009.3

新簽LNG定期契約之概要

	契約形態	基本數量	契約期間
馬來西亞契約 (買賣契約)	<b>Ex-ship</b>	最多54萬噸／年	2011.1～2031.3
撒哈林II 契約 (買賣契約)	<b>Ex-ship</b>	約50萬噸／年	2011.4～2026.3
西澳洲擴展契約 (買賣契約)	<b>Ex-ship</b>	60萬噸／年	2009.4～2029.3
西澳洲延長契約 (基本合意)	<b>Ex-ship</b>	約50萬噸／年	2009.4～2016.3

(2)在確保 LNG 之穩定供應方面：

中部電力認為單一之因應策略無法應付目前及未來 LNG 國際市場的發展與變局，故該公司在 LNG 供應鏈上、中、下游的各個環節上採取多項策略組合，以確保達成 LNG 穩定供應之成效，這些一連串的策略包括：

a. 上游(探勘、開發、生產計劃)

- 供應來源多樣化
- 取得上游探勘、開發、生產計劃之權益(如參與澳洲 Gorgan 之 LNG 開發計劃)
- 提供低利融資。

b. 中游(液化、輸送)：

- 靈活的契約型態。
- 放寬發送地條款。
- 互供、互換(與台灣中油及韓國瓦斯進行)，提高 LNG 船隻調度彈性。
- 自建 LNG 船隊。

c. 下游(接收、消費)：

- 基礎建設：為因應未來 LNG 供應端之 LNG 船舶大型化之趨勢，中部電力進行船席擴充，川越及知多接收站皆將擴充船席以接收 Q-MAX(26 萬立方米，約 10 萬公噸)及 Q-FLEX(21 萬立方米，約 9 萬公噸)之大型船隻。
- 擴建 LNG 儲槽容量：因應 LNG 船舶大型化及 LNG 熱質輕質化之趨勢，以提升卸收能力並進行氣源混拌能力，其中川越接收站將再增建兩座各 18 萬公秉之儲槽。
- 開發 LNG 國內銷售：目前中部電力所採購之 LNG 供自用發電約佔 96-97%；另 3-4% 供外售，未來 5 年內銷售量將由目前之 3% 提高到 10%。

(3)現貨採購：

中部電力過去原則上並不考慮 LNG 現貨採購，然而基於下列各種因素，該公司亦將 LNG 現貨採購列為確保燃料穩定供應之政策，且其扮演之角色逐漸重要：

- 近年許多 LNG 新開發計畫延後，不易透過既有長約增加採購額外需求量。
- 近年來因其核能機組發生長期停機運轉之情形，造成突發大量之額外 LNG 需求，扮演部份基載的

角色；

- 緩衝燃油需求：經濟效益考量並降低燃油需求，將部份之燃油發電需求改以天然氣發電替代，致使天然氣發電由中載提昇至涵蓋基、中、尖載角色，使得其用氣量變化較大。

(4)利用基本契約進行現貨採購：

- 為了具體落實現貨採購之可行性，並進行迅速的現貨採購以及實現採購管道多樣化，中部電力與LNG生產商、LNG買主、國際知名交易商等10間單位簽訂基本契約(Master Agreement)。
- 基本契約之內容除價格及數量外，其餘條款先行簽訂，以強化現貨採購的時效。

(5)LNG庫存政策：

該公司目前獨營2個及共營3個接收站之LNG儲存槽總容量約87.3萬公噸(如表18)。其接收站最大卸收能力約為48,000m<sup>3</sup>/h，最大氣化能力約為3,000t/h。

表18 中部電力公司LNG接收站儲槽容量狀況

LNG接收站	LNG儲槽容量	
1. 知多LNG事業所	64萬公秉	(8萬KL×6； 16萬KL×1)
2. 知多LNG共同基地	30萬公秉	(7.5萬KL×4)
3. 東邦瓦斯(株)知多綠濱工場	20萬公秉	(20萬KL×1)
4. 四日市LNG中心	32萬公秉	(8萬KL×4)
5. 川越火力發電廠LNG設備	48萬公秉	(12萬KL×4)
合計	194萬公秉	相當於87.3萬公噸

註：1.1~3項接收站為中部電力與東邦瓦斯(株)共同營運。

2.知多共同基地：中部電力擁有3個儲槽，占75%。

3.知多LNG事業所：全部歸知多LNG(株)擁有(中部電力出資95%，惟氣化後100%送該公司使用)。

至於中部電力之 LNG 庫存政策，該公司 LNG 接收站營運之考量詳如表 19：

表 19 中部電力公司 LNG 接收站營運狀況

項 目	考量天數
因異常來水導致儲槽負載率下降	5 天
需求減少部分	5 天
需求增加部分	2 天
船入港延誤	2 天
季節變動量（船期與消費之變動部分）	年間接收量之 3%

註：上表中“異常來水”一項係指因雨量充沛導致 LNG 用量下降。

- LNG 庫存量主要考量 LNG 船入港延誤之影響、因應需求增加、以及季節變動量。據此推估，其最少維持在 14 天以上（入港延誤+需求增加+季節變動量）。一般係保持在運轉容量（季節變動量+所需接收量）範圍內。
- 庫存天數計算以尖峰用量為基礎。
- 具體之 LNG 營運存量考量可以圖 11 表示。

[ LNG 儲槽營運之考量 ]

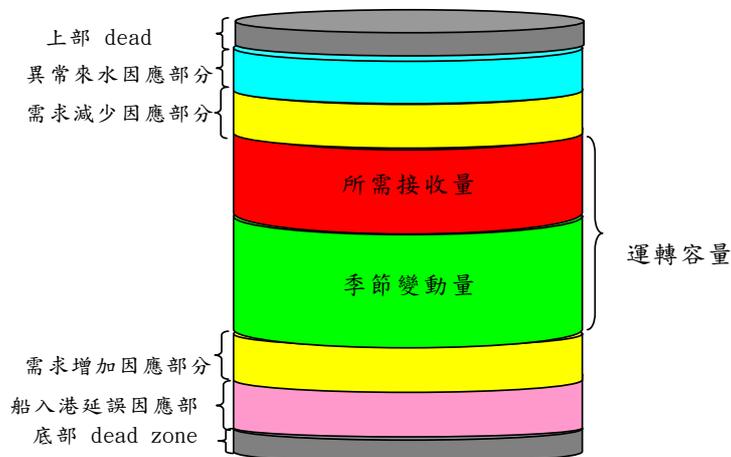


圖 11 LNG 營運存量考量圖

註：

1、上部及底部 dead zone 均考慮 0.5m 之液面波動。

2、所需接收之 LNG 量：根據碼頭數考量。

(知多地區：2 艘；四日市或川越：各 1 艘)

3、季節變動量：根據近年實績算出。

換言之，該公司除考慮供應不足之因素外，尚顧及需求無法消化的因素，以建立最適化之營運天數。

中部電力未提供 LNG 日用量之數據，惟指出 2006 年 LNG 月間最大用量 8 月份約為 100 萬公噸（我國約 90 萬公噸），將其換算成日用量，結果約為 32,200 公噸／天（取 31 分之 1），約與我國相當，惟實際尖峰日用量應較高。

若以我國目前天然氣週轉天數情況來推算中部電力者，先扣除底氣及 1 船次之接收量，且假設其季節因素與我國相當，推估其最大營運存量可供夏季尖峰約 12 天【按

$((87.3*5/6)-5*6)/((31-5)-6)*(800/1000)*7$  天】，

另若加上計劃中再增建之兩座各約 8.3 萬公噸儲存槽，屆時，最大營運存量可供夏季尖峰約 15-16 天【按

$((87.3+2*8.3)*5/6)-5*6)/((31-5)-6)*$

$(800/1000)*7$  天】。

(6)日本天然氣代輸作法及法規限制：

日本天然氣市場已建立了以所謂「一般瓦斯事業者」為中心的格局，東邦瓦斯即屬之。一般瓦斯事業者接受「瓦斯事業法」之制約，從事 LNG（含天然氣）採

購、LNG 接收、建立管網、銷售等各項業務。

隨著「瓦斯事業法」放鬆管制，包括中部電力在內之新興參與者均可投入市場運作。

具體而言，一般瓦斯事業者擁有之管線依據法制建立了與電網相似之代輸制度，並據以制定「代輸合約」，合約中規定了代輸費率，惟該費率之計算規則係由法律規範。只要新興參與者接受其「代輸合約」條件，就有權利使用輸氣管線。該制度亦適用於擁有管線之新興參與者，同樣電力公司當中亦有制定代輸合約之情況。

惟關於 LNG 接收站之代卸、代儲業務，日本法律上尚未有規定，但透過民間公司之間相互協商，第三方亦可使用接受站設備。

由於中部電力擁有輸氣管線及接收設備，故基本上不需要借助其它公司之設備代卸、輸、儲 LNG。惟為提昇營運效率，故有部分設施係與東邦瓦斯有共同營運。此外，中部電力理論上能夠提供其它公司代輸、代儲服務，但迄今尚未有使用之實績。

(7)日本電力公司自建接收站之狀況：

有關日本電力公司自建接收站之法規限制條件方面，若屬發電廠一體化的 LNG 接收站係受到“電氣事業法”之規範；而僅從事卸收及氣化業務的知多 LNG 接收站則受到“高壓瓦斯保安法”之規範。

有關中部電力興建接收站之時程，渠以川越接收站為例，係於 1993 年 10 月動工，1997 年 9 月竣工，約耗時 4 年。至於全年運轉天數部份，該公司之接收設備

有多組（如 LNG 卸料臂 3 支等），有計畫地逐台安排定期檢修，以期不致影響 LNG 之接收。因此，除了惡劣天氣時 LNG 船無法靠岸之外，就接收設備本身而言 365 天均可運轉。另主要輸氣管線均為雙重化配置。

## 2. 原料鈾部分

- (1)採購策略：原則上全部由長約供應，已涵蓋至 2015 年之需求，不考慮現貨；供應來源約 73% 來自加拿大、澳洲，其餘 27% 來自尼日、哈薩克及中國。
- (2)原料鈾並無庫存政策，係以長約供應及鈾礦投資來確保供應安全。
- (3)營運狀況：因一、二號機進行抗震強化工程（預計 2010 年完成）、五號機進行低壓汽機葉片修復工程，以致整體核能機組之容量因素約僅有 40%，導致原料鈾用量減少（以 96 年為例，原料鈾共採購 160 萬磅，而消耗量約僅有 110 萬磅）。
- (4)上游投資：已參與哈薩克新興 Kharassan 鈾礦投資計畫，預計於 2014 年起，年產量共 1,300 萬磅原料鈾之投資計畫，投資比例為約 4%（按全日本公司共同投資 10%，其中中部電力佔 40%）。

## 3. 燃煤部分

### (1)碧南燃煤火力發電廠現況

中部電力所屬之碧南燃煤火力發電廠，是該公司唯一之燃煤電廠，位於日本名古屋南方約四十公里處，該廠現有五部燃煤機組，#1~#3 號機每部機裝置容量為 700MW，#4&#5 號機每部機裝置容量則為 1,000MW，各部機分別於 1991 年 10 月至 2002 年 11 月間陸續商業

運轉，目前裝置容量達到 4,100MW，是全日本最大之燃煤火力發電廠。

碧南電廠全區佔地 208 萬平方公尺，電廠本身 160 萬平方公尺，另包括 48 萬平方公尺灰份處理廠。面積達 38 萬平方公尺之煤場可儲存 88 萬公噸的煤，約相當於一個月用量。

(2)該公司與本公司在燃煤採購之供應來源、庫存天數、船運安排、以及對新建機組設計煤質之考量比較如下：

a. 供應來源：

台灣電力：因印尼距台航程短，CIF 煤價低，故台電歷年來進口之印尼煤占比最大，約達 60%，用與澳洲或中國大陸煤混拌後，來滿足機組運轉要求。

中部電力：印尼佔 39%，均屬高熱值之品質規範，另澳洲與中國之供應比例相當，惟近來中國之供應比例逐漸減少，由印尼取代。

b. 庫存天數：

台灣電力：為兼顧供應安全，並減少資金之積壓成本，係以四十五天進行規劃燃煤安全存量。

中部電力：煤場最大儲量約可達 30 天，惟實際營運存量約僅有 15 天。

c. 船運：

台灣電力：以自有煤輪（2 艘）、長短約煤輪及現貨傭船掌握船噸，並適時調整傭船契約組合，以兼顧燃煤海運穩定安全與降低燃煤海運成本。在裝、卸貨港設施及煤商能配合情況下，租用大型船提運，降低

海運費成本。

中部電力：受限於航道水深僅容許吃水 12 米船舶之限制，煤輪最大裝載量為 9 萬噸，擁有 9 萬噸之自有船 3 艘，另長約專屬輪 2 艘；另有數船 5.7 萬噸之長約計航次輪。

d. 新建機組之設計煤質訂定之考慮因素：

台灣電力：本公司針對 2018 年商轉新建 80 萬瓩超臨界燃煤機組之主要煤質擬訂定如表 20。基於澳洲煤及中國大陸煤均具較高熱值(大於 5,900 Kcal/Kg, GAR)、較低總水份(介於 8%-15%)、較高灰份(介於 12%-16%)等之煤質特性；反之，印尼煤具較低熱值(熱值大多介於 4,300-5,500 Kcal/Kg, GAR, 占其蘊藏量約 85%)、較高總水份(介於 20%-35%)、較低灰份(介於 4%-8%)等之煤質特性。

新建燃煤電廠電廠仍預計採用高熱值煤(澳洲煤及中國大陸煤)及低熱值煤(印尼煤)混拌方式燃用，由於澳洲煤及中國大陸煤熱值均在 5,900kcal/kg 以上，而最高可達約 6,300kcal/kg GAR，故平均可達約 6,100kcal/kg GAR；另印尼高熱值煤源將逐漸枯竭，如以目前熱值 5,000kcal/kg GAR 以下之煤源中，產能最多之熱值 4,500kcal/kg，總水份 30% 為最低標準，且澳洲煤及中國大陸煤與印尼煤採 2:2 配比，故效試煤質擬採用兩者之平均煤質，其中熱值為 5,300Kcal/Kg min，總水

份為 20% max。另設計煤質中之熱值則訂為最低之 4,500kcal/kg，總水份 30%。

表 20 本公司 2018 年超臨界燃煤機組之主要煤質

項目	設計煤質	效試煤質
HHV (G.A.R.) Kcal/Kg	4,500 Min	5,300
Total Moisture (A.R.,%)	30 Max	20.0
Sulfur (A.D.,%)	0.3 ~ 1.0	0.60
Ash (A.D.,%)	16 Max	11.0

中部電力：仍以建廠成本最低化為優先，並未特別考慮印尼低熱值燃煤成本低之經濟誘因及未來燃煤熱值走低之趨勢，惟因 CO2 排放減量考量，在 2016 年前並無新建燃煤機組計劃。

- (3) 相較於本公司積極尋覓合適之煤礦投資機會，可能因其目前燃煤機組規模較小，且未來 10 年內亦無燃煤新機組計劃，故中部電力迄今並未參加煤礦投資。

#### 四、拌煤技術

燃煤鍋爐適用的煤種日趨減少，在考量維持鍋爐的正常燃燒及空污的排放，為避免鍋爐發生有：結渣(slagging)、積灰(fouling) 及沖蝕(erosion)等情形，以往對不同性質的煤在同一個鍋爐燃燒時，採以各自煤倉供煤的共燒(co-firing)的模式進行，在相對有熱值更低的燃煤時，共燒的困境出現在處理低熱值的粉煤機 (coal mill) 上，因低熱值煤的含水量偏高，使得粉煤機的磨煤量減少，繼而影響鍋爐出力，因此預先拌煤(coal blending) 似乎勢在必行。

### (一)日本電廠現今用煤情形及種類

1. 中部電力在日本的十大電力公司中，依裝置容量來看是位於第三，約佔 16%，低於東京電力的 32% 及關西電力的 18%。
2. 中部電力其按各不同燃料則就發電設備容量，LNG 占 37%，燃煤占 13%，燃油占 16%，水力占 19%，核能占 15%
3. 2006 年依售電量統計顯示，中部電力的 LNG 發電占 45%，核能 13%，燃煤 21%，水力 6%，燃油 4%。可以看出因原油價格上漲，相對其燃油機組出力減少。核能則因有一部機長期故障所致。
4. 中部電力燃煤機組實際上僅有碧南電廠一處，廠內一至三號機裝置容量均為 700MW，四五號機則為 1000MW 的超臨界機組。全廠總共負載出力可達 4100MW。
5. 就碧南電廠 2006 年對煤炭的採購情形來看，蘇聯占 2%，澳洲占 48%，印尼占 39%，中國大陸占 11%。與長年累計的占比來看澳洲的 60.8% 在 2006 年有銳減的現象，而相對印尼從 17.3% 在 2006 則上升到 39%。
6. 直覺以為印尼煤多為低熱值的劣質煤，則或可交換燃燒的經驗，但一則日方不願意提供詳細的煤質規範及分析資料，僅口頭稱其規範均依鍋爐設計規劃的 47 種煤品採購。二則是印尼可能並不全然是低熱值而仍有熱值不錯的煙煤可供利用。

### (二)拌煤的實際營運情況及控管情形

1. 研判因日本電價採浮動式調整，故購煤成本可反應於電價上，鍋爐用煤不需作任何調整。同時呈現的是其燃燒後的灰的利用率這兩年均達 100%。調配上煤場不設死堆，分堆情形也不很嚴緊。

2.詢問碧南電廠是否採拌煤管理時，回答對不同種燒時，不同燃煤可利用皮帶上混拌，但因不具線上分析設備不能及時修正，故而採用與本公司同樣的分倉共燒模式。因所用的煤均為原設計煤，故而無出力問題。

## 五、CO<sub>2</sub>減量、空污控制及燃煤副產物資源化

### (一) CO<sub>2</sub>減量

京都議定書於 2005 年 2 月 16 日正式生效，聯合國氣候變化綱要公約（UNFCCC）附件一（Annex I）國家必須在 2008~2012 年間將六種溫室氣體（主要為 CO<sub>2</sub>）減至比基準年（1990）再少 5.2%。台灣的「溫室氣體減量法」草案正由立法院審議中，未來將以核配方式限定各行業的溫室氣體排放量，台電公司火力發電約占 70%，CO<sub>2</sub>排放量大，將面對嚴峻的挑戰。而日本在京都議定書中被賦予溫室氣體於 2010 年比 1990 基準年減量 6%之責任，為了達成目標，分別規劃 CO<sub>2</sub>（+0.6%），CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O（-1.2%），HFC、PFC、SF<sub>6</sub>（+0.1%），森林吸收（-3.9%）等增減，總計溫室氣體排放量減少 4.4%；另外藉由京都議定書的相關機制 ET、J1、CDM 等，減少 1.6%。其中溫室氣體 CO<sub>2</sub>（+0.6%）乙項，分別需由工業（-8.6%）、運輸（+15.1%）以及家庭（+10.7%）來達成，而工業（-8.6%）需由工業及能源轉換來達成，其中電力公司聯盟必須降低 CO<sub>2</sub> 排放量比 1990 年低 20%，亦即從 1990 年之 0.421 kg-CO<sub>2</sub>/KWh 降至 2010 年之約 0.34kg-CO<sub>2</sub>/KWh。針對此議題中部電力之因應策略如下：

1. 日本於 2006 年之溫室氣體排放量已比 1990 基準年多，但京都議定書要求日本於 2010 年須比 1990 年降 6%。換言之，中部電力於 2006 年每度電 CO<sub>2</sub> 排放量為 0.481 公斤，其於 2010 年目標須設定為較 1990 基準年的 0.464 公斤/度削減 20% 成為 0.371 公斤/度。(如圖 12)

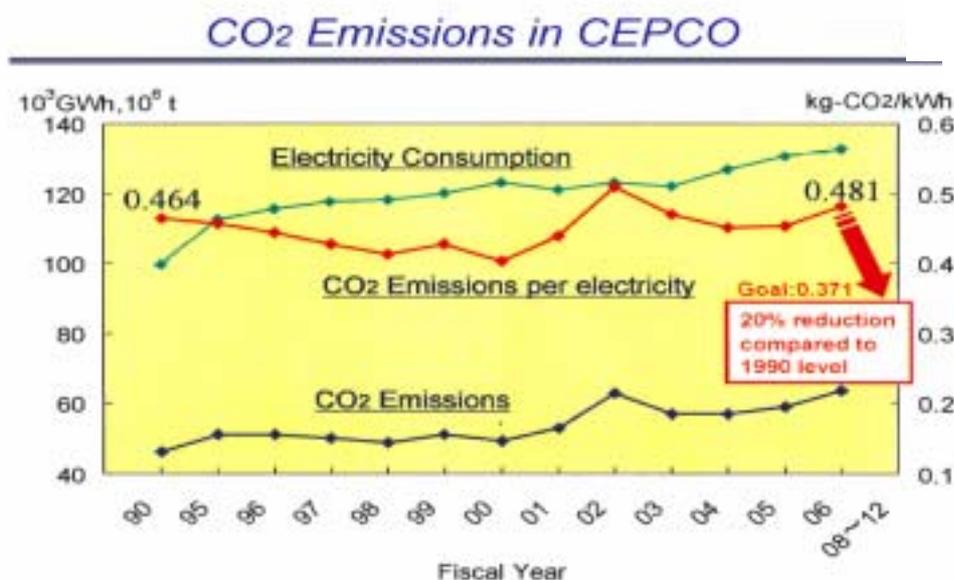


圖 12 中部電力歷年 CO<sub>2</sub> 排放量

2. 在 CO<sub>2</sub> 排放管制方面，所進行的方向可分為供給及需求二方面，供給面包含：提昇核能發電設備的利用率、提昇火力發電的熱效率、降低輸配電損失率及發展再生能源。需求面有：節約能源的宣導、開發利用未使用的能源、使用高效率設備，以及再生系統的使用等也是相當重要的一環。
3. 中部電力發起綠色電力基金，基金來源係由一般客戶捐款，以及中部電力株式會社提供等額捐款，成立一基金中心，針對太陽光電、風力發電等再生能源業者提供贊助。而基金捐助者除獲得綠色標籤外，並可得知基金的運用情形。
4. 中部電力為獲取 CO<sub>2</sub> 減排額度(Credits)，向碳基金(Prototype Carbon Fund)、日本溫室氣體減量基金(Japan GHG Reduction

Fund)、全球亞洲清潔能源服務基金(Global-Asia Clean Energy Service Fund)投資。亦投資泰國 Pichit 縣稻殼發電計畫，以及在澳洲煤礦廢址修復自然景觀的專案計畫。另外，透過在國際間推行清潔發展機制(CDM) 以達成減量目標，取得 CO<sub>2</sub> 減排額度，目前已獲得約 19.8 百萬噸的額度。

- 5.由於日本仍處於經濟持續發展，電力需求成長的階段，政府並未對電力業採行溫室氣體排放配額管制措施。所以在溫室氣體排放管制方面，中部電力是以 CO<sub>2</sub> 排放強度作為管制方式，而未採排放總量管制。目前的管制是透過民間團體——經團連(Nippon Keidanren)所發起的自願性減量計畫。

## (二) CO<sub>2</sub> 捕捉與封存技術

化石燃料短期內仍是電力的主要能源，為解決燃燒所產生大量 CO<sub>2</sub> 的影響，未來採用 CO<sub>2</sub> 捕捉與封存技術 (CCS) 將可有效減緩對地球溫暖化的衝擊。

- 1.目前在日本 CCS 技術的發展可分為固態、液態吸附、薄膜與氧化等四種方式吸收二氧化碳，較為可行的技術是採用液態吸附的方式。而目前日本發電廠 CO<sub>2</sub> 分離計畫之地點位於關西電力的南港火力電廠，J-Power 公司的松島發電廠，上述皆是採用液態吸收法。捕集的二氧化碳將運送到地下深處適合封存的孔隙結構地層，不過二氧化碳突然溢出或是緩慢滲出，將是兩個必須考慮的風險。
- 2.因此 CCS 技術仍存有成本過高，難為社會大眾所接受，對環境衝擊的疑慮，執行單位責任的釐清，以及無適當的地點可供儲存等難題有待解決。

### (三)空氣污染物排放控制

因應環境影響評估要求，台電公司目前規劃中之超臨界燃煤火力發電廠之空氣污染排放承諾值益趨嚴格（SO<sub>x</sub>:30ppm、NO<sub>x</sub>:30ppm、Particulate Matter：12mg/Nm<sup>3</sup>），未來運轉空間因此受限，將增加操作上的困難度。對於燃煤火力電廠產生之主要空氣污染物，中部電力按照燃煤的種類，運用拌煤技術，建立多煤種燃燒的最佳運轉模式，以確保穩定燃燒及穩定的煤灰質量，其主要污染防治設備包括脫硝、脫硫及乾、溼式靜電集塵器（如圖 13），俾避免電廠排放的煙氣對環境造成污染。



圖 13 排煙處理流程及排煙濃度

碧南火力發電廠是中部電力唯一之火電廠，其承諾極低的空氣污染物排放濃度，主要是與當地居民訂定協定，因此即使政府法令規定寬鬆，電廠仍須極力降低空氣污染物的排放（如表 21），除了利用空氣污染防治設備控制排放外，還利用拌煤設備以抑低污染物的排放。如遇到污染防治設備發生故

障，則立即停止運轉。截至目前該電廠防治設備運轉效率良好，不僅能達到法令的要求，亦皆能符合對當地居民的承諾，值得本公司學習。

表 21 煙氣排放標準

		當地協定	政府法規
氮氧化物 NOX	1~3 號機	低於 30ppm	低於 200ppm
	4~5 號機	低於 15ppm	
硫氧化物 SOX	1~3 號機	低於 28ppm	* 低於 108ppm
	4~5 號機	低於 25ppm	* 低於 98ppm
粒狀污染物 PM	1~3 號機	低於 5mg/m <sup>3</sup> N	低於 100mg/m <sup>3</sup> N
	4~5 號機	低於 5mg/m <sup>3</sup> N	

#### (四) 燃煤副產物資源化

為因應經濟成長用電需求，台電公司將更新擴建燃煤火力發電機組，燃煤之副產物包括煤灰及脫硫石膏等，其出路順暢與否攸關電廠是否能正常營運。目前中部電力每年飛灰產量將近 1 百萬噸，主要的再利用方式為：水泥的添加物、建築材料及土壤改善，並持續研發其他再利用的方式。(如表 22)

表 22 煤灰產量及再利用率

	Quantity of Coal-ash	Quantity of Reuse	Reuse Rate
FY 2004	862 kt	758 kt	87.9%
FY 2005	931 kt	931 kt	100%
FY 2006	933 kt	931 kt	100%

其中另將飛灰製成沸石加以再利用，由於該飛灰品質有不受限制之優點，值得本公司於推動煤灰再利用計畫時納入參考方案。沸石屬於多孔性物質，因為具有極高的表面積，而被廣泛的應用作為吸附劑、觸媒及觸媒載體（如圖 14），應用範圍包括：作為空氣清淨濾材、廢水處理設備之重金屬去除、臭味去除，也可應用在土地改良方面，改善農地、綠美化，以及替代活性碳吸附戴奧辛等，是一項附加價值高且具有潛力的產品。（如圖 15）



圖 14 多孔隙的沸石表面

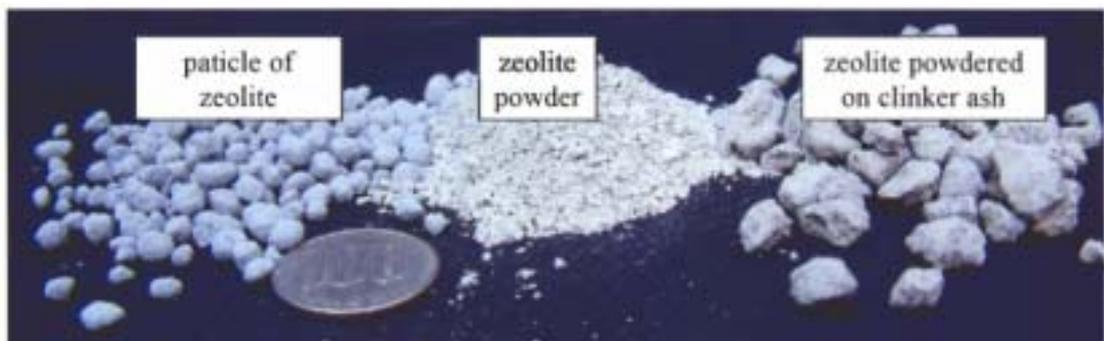


圖 15 沸石成品

中部電力目前將沸石添加於因過度耕種而貧瘠的土壤，已有顯著的成效；實驗結果發現種植於含有沸石堆肥的農作物或植物其平均的葉長及根幅等成長較未含有沸石堆肥者快(如圖16)。沸石也被應用於快速恢復植被的環保混凝土的表面。同樣地，也可應用在漁場沿岸的混凝土，使混凝土上易於長出許多藻類。

【 harvests after 4 months 】

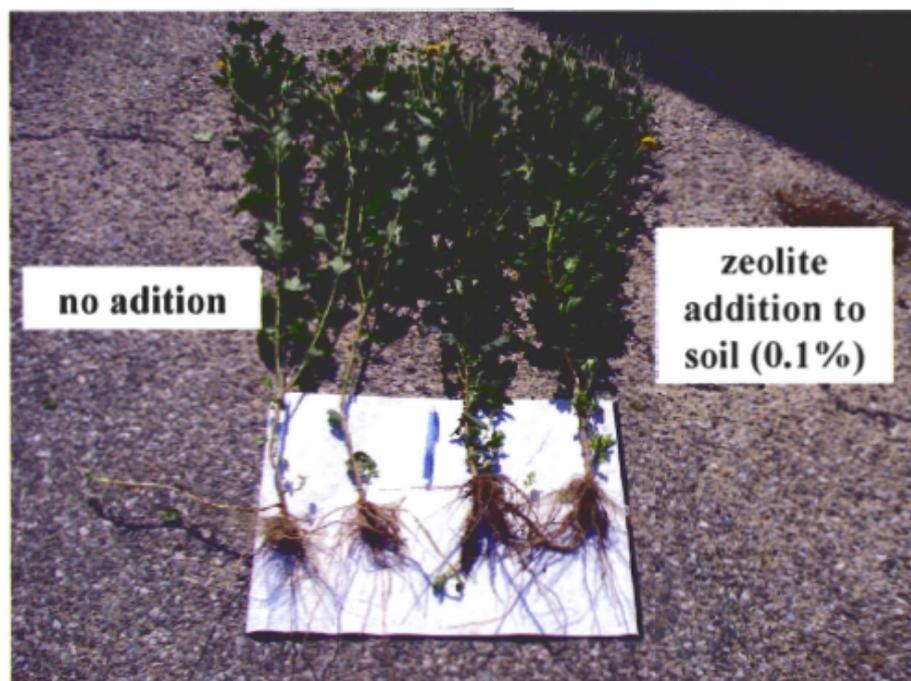


圖 16 有無添加沸石堆肥的植物成長比較

另外，還有利用沸石去除重金屬的實驗研究，廢水經過沸石分子篩，藉由吸附離子交換作用，可除去廢水中的重金屬離子，因此應用在排水系統可達到淨化廢水的目的。此外也有大型的除臭設備，將污染的氣體與沸石粉混合攪動，利用沸石良好的吸附性能力消除其臭味。

上述沸石的研發與推廣目前尚未廣泛達到商業化運作的程度，因此該項再利用尚未交由子公司正式營運。中部電力公

司所生產的煤灰除上述兩項再利用方式外，也持續將剩餘之煤灰填海造地。(如圖 17)



圖 17 碧南火力電廠及其沸石處理廠

## 肆、結論與建議

- 一、民國 96 年 11 月 13—16 日率本公司幹部赴中部電力考察，這是雙方自 2005 年簽訂交流合約後，本公司代表團第一次訪問中部電力。考察期間各業務副社長與董事長，以及去年帶團來訪之各務正博常務董事（經營戰略本部長）等高階主管，對雙方交流都甚為支持，並說明交流活動對中部電力與國際電業建立人際關係及促進未來海外能源事業發展幫助很大。
- 二、日本人做事態度確實、乾淨、效率，值得我們學習。中部電力員工對主管服從性高，遵守公司各項規定，工作態度認真，凡事兢兢業業，環境整理得相當乾淨，非常有紀律；對本公司考察團接待工作從接機、住宿、膳食、翻譯、交通、考察安排等，做得相當細膩；相關主管進行簡報時，準備充分，時間掌握準確，表現甚佳，但對較有價值或敏感性之資訊交流則相當保守，不太容易取得。
- 三、為確保長期穩定之收益，中部電力將經營資源集中於核心事業，包括系統電源、天然氣與 LNG 銷售、分散型能源及海外能源事業；另為持續創造公司獲利機會，亦積極進行新事業開發，除營建、製造、交通、房地產等原有多角化事業外，正朝環境、家居生活支援、資訊科技等新事業發展，目前集團公司共包括 59 家企業，2006 年度 ROA 達到 4.4%。本公司在民營化前，新事業開發雖然受到諸多限制，但未來應如何開發似仍欠缺焦點，建議現階段應確實評估公司所擁有資源，並確立新事業發展方向，積極從技術取得、人力培育等方面做好準備工作，民營化後新事業才可能開發結果。
- 四、日本未來 10 年經濟成長率平均約為 1.6%，中部電力售電成長率約為 1.0%，預期台灣地區未來需電量飽和程度將朝日本等先

進國家現狀發展。為確保本公司長期發展，未來可參考中部電力推動之「全電氣化住宅」目標，於適當地點設置「全電氣化示範廣場」，提供客戶有關全電氣化家庭設施之第一手體驗，以促進有關電氣化廚房、電力蓄熱系統等設備之使用；進而與建築、裝潢業界合作，推動全面電氣化標準規格商品之開發，以普及電氣化住宅，增加未來售電成長，確保公司能有長期穩定之收益。

五、中部電力與本公司同樣面臨燃料價格大幅上漲課題，但因日本電業可將燃料上漲因素反映於電價費率中，對其營運衝擊相對較小，並能適度降價，以強化其市場競爭力，反觀本公司卻面臨公司成立以來首度虧損之困境。為爭取電業合理之經營環境，確實呈現本公司努力之經營成果，應積極建議政府配合「電業法修正草案」之審議，將「燃料調整條款」納入修正條文中，確保公司能夠永續經營。

六、為提升組織彈性及經營活力，日本許多電業於 2001 年間進行組織再造，將組織架構重新調整，並逐漸採用事業部組織型態。目前中部電力已將組織依照功能別劃分成立發電、流通、銷售三大事業本部，並成立共享組織，提供共通性服務。本公司多年前曾嘗試從關連事業開始推動成立「維修事業部」，但因面臨諸多阻力致計畫胎死腹中。本公司組織龐大，為加強各單位自主經營，提升經營效率，宜重新思考推動「事業部組織型態」之可行性，並可考慮從核心事業開始先推動「虛擬事業部組織」，以學習事業部之運作並建立相關制度，未來再擇適當時機成立事業部組織。

七、在政府「非核家園」政策下，本公司未來除核四計畫外，並無其他核能機組興建計畫。故核能機組容量占系統比重將由民國 95 年之 13.7%，逐漸降至 97 年之 13.0%，其後隨核四廠 2 部機分

別於 98、99 年加入系統後上升至 17.4%，往後因無新機組加入而逐年下降至 107 年之 12.0%。目前我國發電結構面臨再生能源蘊藏量極為有限、天然氣等低碳能源供應有其限制、以及難以有效抑低二氧化碳等窘境。為確保能源供應安全及降低因抑低二氧化碳排放成長對經濟成長之衝擊，宜建議政府檢討產業及能源政策，規劃長期合理發電結構，並觀察世界趨勢審慎重新檢視核能政策，適度新增核能機組。

八、在 RPS 法規範下，日本有關再生能源電力的交易設計相當靈活，其實質電能與 CO<sub>2</sub> 減排額度兩者是分開計價、分開買賣的，這對促進再生能源電力的發展將有助益；由中部電力有關再生能源的發展實績來看，其對再生能源電力發展的推動策略似乎並不特別強調自有發電容量的拓展，而較著重於電力市場中有關再生能源實質電能與 CO<sub>2</sub> 減排額度的掌握。

九、中部電力對於再生能源電力的收購，除太陽光電部份採取所謂 Net Metering 的方式外，其他再生能源的購電價格均低於其售電價格，其背後思維以及電業與政府間的折衝過程本公司宜進一步了解。

十、中部電力推動以碧南燃煤火力發電廠混燒 2cal%木質生質燃料來提升其再生能源發電占比及 CO<sub>2</sub> 減量績效的計畫頗具創意，如果成功其效果亦將相對顯著，本公司宜持續追蹤。

十一、中部電力積極參與 NEDO 主導推動之中部臨空都市微型電網實証計畫，藉由實際驗證、評估微型電網的供需控制技術及其供電可靠性以及電網可能受到的影響，有助於未來新世代智慧型電網的規劃與導入。

十二、因化石燃料價格飛漲，加以 CO<sub>2</sub> 等溫室氣體排放減量壓力，中電採取逐年降低燃油機組發電出力，並提高天然氣機組發電逐

次成為中、尖載電力，在近年來核能機組績效不彰之際，甚至扮演基載角色。由此可見，天然氣發電為該公司之命脈，因此，除積極引進高效率之天然氣複循環機組外，並將擴建 LNG 儲槽容量，及擴充船席以因應 LNG 船舶大型化以及 LNG 熱質輕質化之趨勢，除確保其燃氣機組供電安全外，更強化渠在天然氣銷售上之競爭能力。

十三、在燃料營運及採購策略上，其中契約佈局方面採簽訂長期合約 LTC (Long Term Contract) 為主，輔以中、短期合約，現貨採購僅供作為配合負載需求及機組運轉狀況調節之需要。另該公司除燃煤保有相當的庫存外，原料鈾並無明確之庫存政策，而 LNG 營運週轉天數則與中油規劃之 14 天相當，惟在營運考量上，除了慮及供應中斷或延遲抵達的風險外，尚預留需求降低之空間，值得取法。此外，該公司積極進行燃料供應鏈垂直整合，進行上游投資，包括自建船隊及投資鈾礦與天然氣生產設施，亦是本公司穩定燃料供應所該追求的目標。

十四、儘管本次交流的議題中，有關天然氣代輸部分未盡如人意，惟畢竟日本目前仍是全世界最大之 LNG 輸入國，而中部電力在 LNG 自建接收站、自行進口發電、甚至銷售方面，歷史悠久，經驗豐富，若能在此交流機制上建立互惠共榮的基礎，提供本公司經營績效上的強項，如核能營運方面，換取渠對我方推心置腹，再進一步開放其天然氣營運的策略資訊，對本公司未來在配合政府「擴大天然氣使用方案」下，推動天然氣營運自主的挑戰上，可望「他山之石，可以攻錯」，收事半功倍之效。

十五、近年來日本各部門雖積極努力設法降低溫室氣體的排放量，以達成日本為聯合國氣候變化綱要公約 (UNFCCC) 的締約國，於 2008~2012 年溫室氣體排放量比 1990 基準年降 6% 的目標，但

截至目前溫室氣體排放量不但沒降低，反而增加。未來還必須靠碳稅、排放交易等機制方可達成目標。

十六、中部電力認為碳捕捉及封存技術(CCS)尚未成熟，僅處於研發階段，目前此技術研發由國家主導並負責相關費用，惟在日本恐無適當地點可供碳儲存。未來倘若將碳儲存在陸域，可能會受到當地居民的反對。

十七、我國溫室氣體排放量仍持續成長，在非核家園政策的要求下，且再生能源開發有限，這幾年來，本公司考量能源供應穩定與經濟競爭力而增建高熱效率的大型燃煤機組，但又須顧慮未來國際溫室氣體減量的要求影響，以及國內對二氧化碳減量的規定，因此我們應儘速制定短、中、長期減量策略與目標，俾得以設置符合未來國內經濟成長所需的電力設施。

十八、本公司未來更新或增加的燃煤機組產出的煤灰及脫硫石膏等副產品將倍增，必須及早因應煤灰及脫硫石膏去化問題而影響電廠營運，如何提高煤灰利用率，並改善飛灰品質，延長灰塘使用年限為首要課題。近年來受國際燃煤市場影響，燃用煤質種類多使燃燒後灰之品質難以掌控，就此方面，中部電力運用拌煤技術，按照煤種建立燃燒的最佳方式，以及設置煤灰質量管理裝置以確保煤灰品質的穩定。另外還有煤灰資源化再利用的各種產品，皆值得本公司於推動煤灰再利用計畫時參考。