出國報告(出國類別:實習)

實習「日韓未來電力供需分析與規劃」

服務機關:台灣電力股份有限公司

姓名職稱:洪紹平/綜合研究所 電經室主任

范淑雄/電源開發處 主管

派赴國家:日本、韓國

出國期間:民國 100 年 11 月 01 日至 11 月 09 日

報告日期:民國 100 年 12 月 14 日

出國報告審核表

出國報告名稱:實習「日韓未來電力供需分析與規劃」								
出國人	人姓名(2人以上,以1人爲 代表)	職稱		服務單位				
洪紹幸	区 等	十三等九級主任	綜合研究所	電力經濟與社會研究室				
出	■	進修 □研究 ■實習 (例如國際會	議、國際比賽	、業務接洽等)				
出國則	期間:100年11月01日	至 100 年 11 月 09 日	服告繳交日期	: 100年12月14日				
出國計畫主辦機關審核意見	□ 1.依限繳交出國報告 □ 2.格式完整(本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」) □ 3.無抄襲相關出國報告 □ 4.內容充實完備。 □ 5.建議具參考價值 □ 6.送本機關參考或研辦 □ 7.送上級機關參考 □ 8.退回補正,原因:□ 不符原核定出國計畫 □ 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料爲內容 □ 內容空洞簡略未涵蓋規定要項 □ 抄襲相關出國報告之全部或部分內容 □ 電子檔案未依格式辦理 □ 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 □ 9.本報告除上傳至出國報告資訊網外,將採行之公開發表:□ 辦理本機關出國報告座談會(說明會),與同仁進行知識分享。□ 於本機關業務會報提出報告□ 其他 □ 10.其他處理意見及方式:							
<u></u> ΕΑΠΑ •								

說明:

- 一、各機關可依需要自行增列審核項目內容,出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 二、審核作業應儘速完成,以不影響出國人員上傳出國報告至「政府出版資料回應網公 務出國報告專區」爲原則。



行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱:實習「日韓未來電力供需分析與規劃」

頁數 100 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

洪紹平/台灣電力公司/綜合研究所 /主任/(02)2360-1250

范淑雄/台灣電力公司/電源開發處 /主管/(02)2366-6876

出國類別:□1考察□2進修□3研究■4實習□5其他

出國期間:民國 100 年 11 月 01 日至民國 11 月 09 日 出國地區:日本、韓國

報告日期:民國 100 年 12 月 14 日

分類號/目:

關鍵詞:電力負載預測、電源開發規劃、日本能源經濟研究所、日本中央電力研究所、韓國電力公司、韓國電力交易所

內容摘要:(二百至三百字)

執行能源局 100 年度「未來電力供需分析規劃研究(2/3)」委辦計畫,計訪問日本能源經濟研究所(IEEJ)、日本中央電力研究所(CRIEPI)、韓國電力公司(KEPCO)、韓國電力交易所(KPX)等四個單位。其中日本能源經濟研究所蒐集之資訊,包含:(1)日本後福島時代能源展望、(2)日本至 2050 年長期能源展望(福島前)和(3)亞洲能源展望;日本中央電力研究所蒐集之資訊主要來自日本電力企業聯合會(FEPC),包括:(1)日本電力回顧 2011 和(2)能源與環境一日本電力事業 2010-2011;韓國電力公司(KEPCO)蒐集之資訊主要包括:(1)綠色成長策略一電業新願景、(2)需求面管理、(3)韓國「再生能源配比標準(RPS)」政策;而在韓國電力交易所(KPX)蒐集之資訊主要包括(1)KPX 概覽和(2)長期電力供需基礎規劃。經彙整資料分析後提出七點建議:1.市場自由化的省思、2.公共政策決策機制之省思、3.強化企業化經營朝向未來智慧低碳社會、4.強化需求面管理預測、5. 改善電力負載預測方法、6.考量能源配比改變對電力供需規劃之影響、7.建構以智慧電網為核心,並考量再生能源變動特性之電源規劃模式。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網(http://open.nat.gov.tw/reportwork)

目 錄

第一章	出國目的	1 -
第二章	探訪行程紀要	3 -
第三章	日本能源經濟研究所(IEEJ)	4 -
第四章	日本中央電力研究所(CRIEPI)	23 -
第五章	日本電力企業聯合會(FEPC)	29 -
第六章	韓國電力公司(KEPCO)	49 -
第七章	韓國電力交易所(KPX)	80 -
第八章	心得與建議	86 -
參考文局	獻	93 -
附錄(一	-):補充資料	95 -

第一章 出國目的

因執行能源局委辦之「未來電力供需分析規劃研究(2/3)」,根據計畫執行內容需求說明第三項第 6 點「綜合事項(3)赴國外考察其他國家辦理長期電力負載預測及電源開發規劃之相關技術與作法」之要求,本計畫優先訪問鄰近國家日本及韓國,以檢討分析本案進行未來電力供需規劃之方法及模式。因此,爲讓本研究之長期負載預測方法能更加完善,拜訪日本能源經濟研究所(IEEJ)、日本電力中央研究所(CRIEPI)社會經濟研究中心,以及韓國電力公司(KEPCO)、電力交易所(KPX)等與電力相關機構,實地確切瞭解日本、韓國對於電力負載預測之作法與考量。

在日韓負載預測方法相關資料初步蒐集過程中可知,日本電力事業負載預測程序大體概分為兩階段:(1)由上而下:由需要研究會、經濟研究會、供給力研究會等研析、蒐集暨提供各項負載預測所需之基本資料,並由電力調查委員會統籌各項細節,如預測方法、期間、範圍、用電類別等,將其格式統一並頒布予各電力事業,由各電力事業遵照辦理;(2)由下而上:各電力事業根據電力調查委員會所提供之各項指標,預測方法及格式進行預測,再呈報至需要分科會審議預測結果,而後由電力專門委員會進行綜合之審議,接著由電力調查委員會確認最後之預測結果。

南韓短期與長期電力負載預測均由電力交易所(Korea Power Exchange;簡稱 KPX)負責。其中,短期電力負載預測係由南韓電力交易所之電力需求預測團隊(Demand Forecasting Team)所提報,進行未來兩年月份別之電力銷售與最高負載預測;先由知識經濟部(Ministry of Knowledge Economy, MKE)指示編製方向,再由各電力公司與 KPX 提供相關資訊,並由學校、專業機構、電力公司及其它相關機構組成 4 個子委員會(包括發電容量擴展、需求預測、需求面管理、輸電系統擴展等)進行審查後召開公聽會廣納各方意見,最後經由電力政策審查會(Electricity Policy Review Board)進行最後核定公告,並根據電力需求預測之結果,進行電源開發規劃計畫。

此外,福島核災對於後續電源開發方案之影響是否將改變原有之思維朝向新

的發電政策,亦藉由本次參訪相關機構之機會進行瞭解,並請該機構針對發展再 生能源發電以取代火力發電之政策與方向,加以說明其發展可行性及相關進度, 作爲本案規劃擴大再生能源發電之檢討參考依據,使電源開發方案規劃能更形完 善。

第二章 觀摩行程紀要

服務機關:台灣電力股份有限公司

出國人員:洪紹平 (綜合研究所電經室主任)、范淑雄 (電源開發處主管)

派赴國家:日本、韓國

出國期間:民國 100 年 11 月 01 日至 11 月 09 日

觀摩行程:

項次	起始日	迄止日	前	往	機	構	詳細工作內容	
項外			機	構	名	稱	开州工厂上门行	
1	1001101	1001101					往程(台北→東京)	
2	1001102	1001102	能源經濟研究所(IEEJ)		EEJ)	觀摩能源經濟研究所能 源經濟相關分析作法		
3	1001103	1001103					移往電力中央研究所	
4	1001104	1001104	電力中央研究所 (CRIEPI)			觀摩電力中央研究所社 會經濟研究中心「未來 電力供需分析與規劃」 之相關研究作法		
5	1001105	1001105					週末例假日	
6	1001106	1001106					移往韓國首爾	
7	1001107	1001107	韓國電力公司(KEPCO)		PCO)	觀摩韓電等電力相關機 構「未來電力供需分析與 規劃」相關作法		
8	1001108	1001108	韓國電力交易所(KPX)		(PX)	觀摩韓國電力交易所負 載預測之相關作法		
9	1001109	1001109					返程(首爾→台北)	

第三章 日本能源經濟研究所(Institute of Energy

Economics Japan, IEEJ)

日本能源經濟研究所是日本國際貿易與工業部(Ministry of International Trade and Industry, MITI)於 1966 年成立,以國家經濟觀點進行能源研究。在 1999年,日本國際貿易與工業部將其 1981年所設立之石油情報中心 (Oil Information Center)併入日本能源經濟研究所。1984年成立能源資料與模式中心(Energy Data and Modeling Center, EDMC),該中心之任務係進行能源模式建立與計量經濟分析。在 1996年成立亞太能源研究中心(Asia Pacific Energy Research Centre)。2005年成立中東研究中心(Middle-East Research Center)。

(一) 日本後福島時代能源展望

● 54座日本核能電廠在八月初有38座停機,其中BWR30台,PWR24台,分列如下:

狀態	BWR	PWR	小計
運轉中台數 Operating	5	11	16
計畫性停機台數 Routine shutdown	11	13	24
受地震影響停機台數 Quake-hit shutdown	14	0	14
建造中或規劃中台數 Under construction or planned	10	3	13
台 計	30+10	24+3	54+13

表 3-1 日本核能電廠運作狀況

- 註:1.地震中發生事故的東京電力福島電廠均屬 BWR 型機組,10 部機組均因受地震影響停機
 - 2.日本 54 座核能電廠目前只運轉 10 部(7.5GW, 占總核能裝置容量之 15.3%)。
 - 3.目前核能機組全面檢查尚未檢查完畢,至今尚未有結論,具悉傾向 2016 年前或未來 10 年不增建核電廠,將營運超過 40 年老舊機組關閉,幅射擴散警戒區域計畫於 10 公里擴 大至 30 公里。

● 核災後有關核電廠之恢復

在福島事故後,地方民眾非常關注有關核能安全問題

- ▶ 日本政府決定所有核電廠每 13 個月須進行停機檢修,檢修完成之機組 須通過日本政府要求由電腦模擬核電廠承受自然災害程度之"壓力測 試",通過壓力測試之機組尚須取得中央及地方同意才能恢復運轉。
- ▶ 假如核電不能恢復運轉,發電用化石燃料消耗量勢必明顯增加,預估將由 2010年之125.4Mtoe,增加至2012年之182.0Mtoe,成長了45%,主要爲天然氣及石油用量,天然氣用量由2010年之44.3Mt,增加至2012年之64.4Mt,石油由2010年之13.5Mkl,增加至2012年之41.0Mkl,煤由2010年之90.1Mt,增加至2012年之99.2Mt。

● 日本核電長期情境分析:

- ▶ 情境一:依 2010 年基本能源計畫,2030 年核能發電裝置容量水準 (68GW),維持至 2050年,實質上高於福島事件前的 48.8GW。
- ➤ 情境二:福島#1 退休,福島#2 繼續運轉 10 年,新核能機組除東京電力的 HIGASHIDOORI 電廠外,其餘按預定進度繼續興建,如此核能裝置容量至 2050 將增加至 57GW。
- ➤ 情境三:福島#1 和福島#2 均除役退休(合計容量 9.1GW); 只有原來在施工中之核電廠仍繼續進行; 核電廠運轉 60 年後退休。這個情境將使核能發電裝置容量在 2050 年實質上減少了 22GW。

● CO2 限制和能源組合:

- ➤ 若無 CO2 限制,燃煤將取代核能發電。情境一再生能源占比將由 2005 年 2.3%,提升至 2035 年 7.9%,2050 年提升至 11.3%;情境二 2050 年 再生能源占比仍維持情境一 11.3%,燃煤發電量較情境一約每年增加 23 百萬噸;情境三 2050 年再生能源占比提高至 14.8%,燃煤發電量較情境一約每年增加 63 百萬噸。
- ➤ 考慮 CO2 限制,在能源效率和節約能源顯著的提高下,天然氣和再生能源將取代核能發電。情境— 2050 年再生能源占比提升至 19.1%;情境二 2050 年再生能源占比 21.0%;情境三 2050 年再生能源占比提高至21.2%。而 LNG 發電量,情境二較情境一將增加 25 百萬噸,情境三則

▶ 然而 CCS 技術在日本不被證實可行,需要被更審慎可行的選項取代。

● 有關核電長期情境三:

- ▶ 由於一方面人口減少,另方面強化能源效率和節約能源,日本能源消耗 量將在 2030 年開始減少。
- ▶ 由於 CO2 排放限制,燃料轉換趨勢明顯轉至"CCGT+CCS",但 CCS 的 潛力在日本是非常貧乏。
- ▶ 再生能源併入穩定的電力供應系統中,需更有前瞻性的開發。
- ▶ 情境三至 2050 年 CO2 較 1990 年減量 60%,主要靠燃料轉換、能源效率和節約能源、CCS、再生能源等。

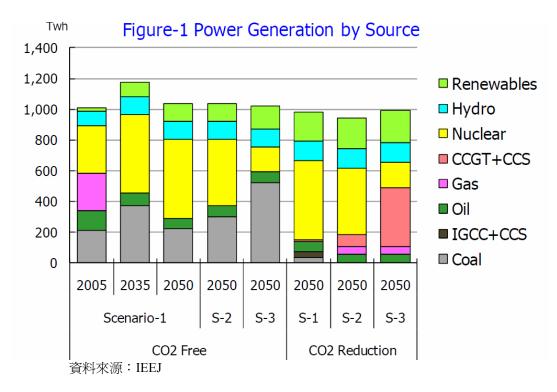


圖 3-1 二氧化碳減量之發電來源示意圖

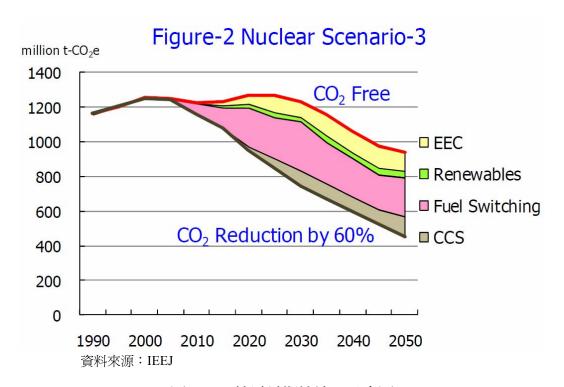


圖 3-2 核電長期情境三示意圖

● 總結:

- ▶ 世界能源需求隨著人口成長將明顯的增加,經濟成長主要在開發中國家。
 - ✓ 可承受的開發電源,能源供應充足、安全,主要挑戰仍在於能源價格。
 - ✓ 為極效全球溫室效應,空氣和水污染、酸雨、熱島效應等影響將隨著能源消耗增加而變得更嚴重。

典範改變之後的能源政策

- ✓ 提高化石能源使用效率:天然氣使用更加廣泛。
- ✓ 核能:實質上較先前目標減少。
- ✓ 天然氣或再生能源:尚不如預期中之強大。
- ✓ 節約能源:改變工業結構和生活型態。

(二)日本至 2050 年長期能源展望: 大量減排的潛能推估

當前國際形勢下,能源安全和氣候變化問題產生了急劇變化,主要是中國和

印度的能源需求增加,中東國家、俄羅斯和其他能源生產國的資源民族主義,以及有關後京都議定書框架的國際的談判。在此情況下,日本需要制定長遠的能源策略,以妥善規劃能源需求和供給,並因應能源安全和氣候變化問題。特別是發展能源和環境技術的願景,對於解決能源和環境問題相當重要。透過過促進研究、發展和創新技術的部署,日本可以達成提高能源效率和減少二氧化碳排放量目標,國家也可實現其經濟的永續發展,藉由輸出創新的能源技術,提昇日本產業的國際競爭力。這份報告提供了日本至 2050 年的能源需求和供應前景,並分析減少能源需求和二氧化碳排放技術的潛力。

1.情境設定

能源預測的變化取決於背景因素,包括國內和國外的經濟形勢,國際能源形勢和技術的發展。由於這些前提條件有可能發生很大的變化,因此在進行直到 2050年之長期能源供需預測時,應設計多個情境。本分析之情境設定如下:

- 基準情境:根據目前的經濟和社會情勢和當前的技術體系所定下的趨勢。
- 技術進步情境 1:在技術進步情境中,假設研發中或處於初始階段的能源和環保技術在未來將會大量引進。
- 技術進步情境 2(僅增加 9 個新的核電廠): 在基準情境和技術進步情境 1,未來將興建 13 座新的核能電廠。如果節能成效顯著,用電量下降,額外的核電廠興建可能變得不確定。此情境假設在 2005 年和 2050 年之間只建造 9 個核電廠。
- 技術進步情境 3(大量減少二氧化碳排放): 考慮了「技術進步情境」之外的核電廠、CCS 和其他技術的擴展。假設日本將興建 21 座新的核電廠,在 2050年核能發電占到總發電量的 60%,發電容量為 77.5GW,產能利用率為 80%。此情境還假設 CCS 系統自 2030年起將逐步推廣至燃煤和燃氣電廠。據估計,日本可穩定隔離的地下二氧化碳儲存容量總計約 35 億噸二氧化碳,大約等於 2.7年的排放量。如果加上可能洩漏的儲存容量,則可達到約 91.5 億噸(70.4年)。本分析假設 2050年二氧化碳的存儲容量為 35 億噸,可穩定隔離燃煤和

2.重要參數假設

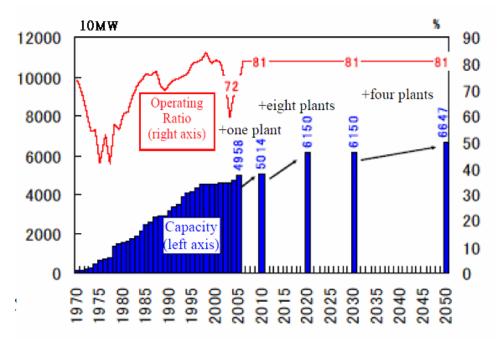
(1) GDP 成長率

包括經濟增長、人口、原油價格、工業原料生產和建築樓地板面積皆引用 2008 年之文獻。2005 年和 2050 年之間的經濟成長假設爲每年 1.3%,假定人口下降約由 2005 年的 1 億 2777 萬降至 2050 年 9515 萬。進口原油價格的假設是依據美國能源部的估計(由 2006 年美國進口原油實質價格 US\$53/bbl,上升至 2050 年約爲 US\$78/bbl)。至於技術假設,包括在各種技術效率的提高、引進新技術時點,皆以能源技術路線圖(technology roadmap)爲基礎。

(2) 核能發電量

核能發電的展望是基於政府的電力供應規劃和其長期能源展望。據 2008 會計年度的核能發展計劃,政府將新建 13 個核電廠(總容量 17.23 百萬千瓦)。13 個核電廠中,9 個核電廠(總容量約 12.26 百萬千瓦)將在未來十年內商轉。政府的長期能源計畫預估將於 2030 年前完成 9 個核電廠的興建。圖 3-3 即爲依此計畫設定之基準情境和技術進步情境核能容量,預計 2030 年前新增 9 座核電廠,其餘 4 座則於 2030 年以後興建。日本長期能源展望預測日本原子能公司的敦賀 1 號核電廠(357,000 千瓦)在 2010 會計年度的暫停商轉,其他現有的核電廠預計將經過充分的老化管理措施,避免其暫停或終止。因此,基準情境和技術進步情境 1 中,日本的核能發電容量估計將由 2005 年的 49.58 百萬千瓦增加爲 2050 年的 66.47 百萬千瓦,設備利用率保持在 80%左右。

在技術進步情境 3(大量減少二氧化碳排放),假設引進最大量的核能發電,亦即在 2050 年占總發電量 60%,因此 2050 年需要的容量為 77.5 百萬千瓦,利用率 80%左右。為了達到此一容量,日本將不得不建造 21 座新核電廠約,9 座於 2030 年前興建完成,2030 年後陸續興建其餘 4 座及額外的 8 座新核電廠。



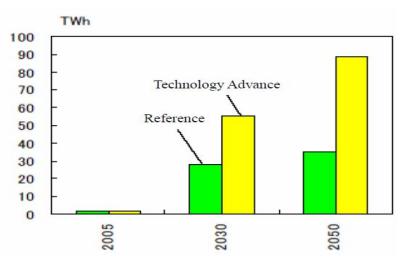
資料來源:Komiyama, Ryoichi (2009), Japan's Long-term Energy Outlook to 2050: Estimation for the Potential of Massive CO2 Mitigatio.

圖 3-3 基準情境與技術進步情境之核能容量

(3) 清潔能源

• 太陽光電

日本屋頂式太陽光電潛能估計約 8000GW,目前的轉換效率約為 10-15%,因此換算為每年發電量約 8 兆度,超過在日本每年的初級能源供應(530 萬噸油當量,等於 6 兆度電),故太陽光電預計可滿足日本的國內能源需求。根據新能源和產業技術綜合開發機構(NEDO),住宅和商業部門的屋頂太陽光電最大潛能力估計為約 200GW(約 200TWh 的電力輸出)。本分析假設基準情境住宅和商業部門太陽光電的由 2005 年的 1.5TWh,在 2030 年增加為 2.8TWh,2050 年再增為 35TWh的,技術進步情境則在 2030 年增為 55TWh,在 2050 年增為 89TWh。



資料來源:同圖 3-3。

圖 3-4 太陽光發電假設

風力

日本的風力發電潛能據估計爲陸上 35 和離岸 250GW,本分析假設基準情境的風力發電從 2005 年的 1.9TWh 提高到 2050 年約 12TWh,技術進步情境 2050 年則爲 15TWh,另假設技術進步情境的發電容量在 2050 年將達到約 7GW,基準情境則假設在 2050 年風力發電的發電容量約 5.6GW。日本的風力發電設施可能因颱風等自然災害而被迫長時間暫停操作,因此風力發電設備必須安裝在自然環境適當之處。如果離岸風力發電系統能順利開發並廣泛安裝,整體容量可能會進一步擴大。

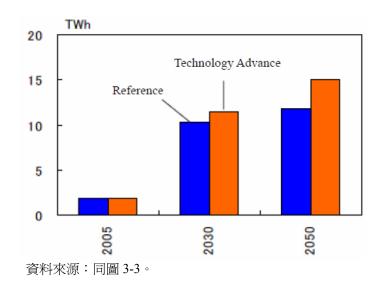


圖 3-5 風力發電假設

• 固定式燃料電池

引入分散式發電,預計將有助於提高建築物的能源自給率,降低輸電投資,利用發電機餘熱加熱家庭用水,亦有助於提高整體的的能源效率,替代大型火力發電,減少二氧化碳排放量。質子交換膜燃料電池(PEMFC)汽電共生系統,如果成本降低到足以與公用事業的成本競爭,預計將可廣泛運用於住宅部門。在商業部門,預計熔融碳酸鹽燃料電池(MCFC)和固體氧化物燃料電池(SOFC)汽電共生系統的發展,將可改善現有的燃氣汽電共生系統效率。例如,發電效率 30%和廢熱利用率 40%的燃料電池可滿足住宅部門所有的熱水需求。在基準情境下,預計日本在 2030 年之後將開始引進家用燃料電池系統,到 2050 年安裝 30 萬台(約 30MW)(圖 3-6)。在技術進步的情境下,系統的價格降低,將允許日本在 2020 年後便引進固定式燃料電池,並於 2050 年安裝 5 萬台(約 5GW)。

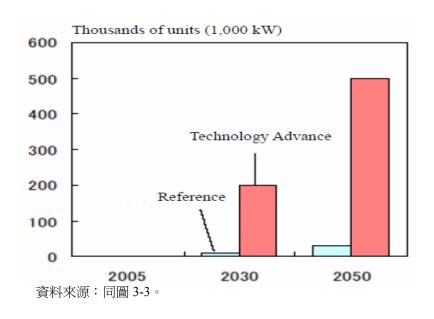
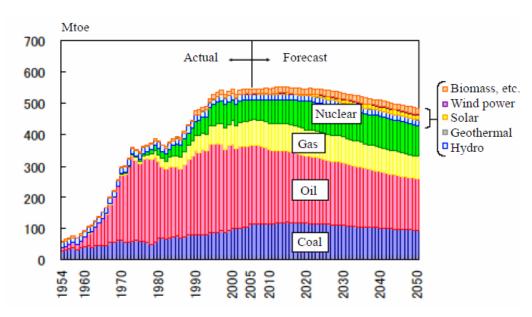


圖 3-6 住宅部門固定式燃料電池假設

3.分析結果

(1)初級燃料供給

80 年代,日本受到石油危機的刺激,在能源效率提昇方面取得很大的進展, 初級能源供給成長比經濟低了約 50%。然而,90 年代石油危機之後,單位 GDP 的初級能源供給下降趨緩,原因是住宅、商業和運輸部門的能源消費擴張,甚至 在泡沫經濟的破滅後亦然。自 2000 年左右,氣候變化問題逐漸受到重視,以及 在原油價格暴漲引發對能源安全的關注,初級能源供給成長逐漸減慢。在基準情 境下,由於經濟和緩成長、節約能源的措施、經濟和工業結構變化、人口減少, 日本國內的初級能源供給將緩慢下降(圖 3-7)。



資料來源:同圖 3-3。

圖 3-7 基準情境初級能源供給

初級能源供給中,石油將顯著下降,反應出車輛省油效能的改善,以及在住宅、商業、工業和發電業中占比的式微。石油的需求於初級能源供給中幾乎占了一半,目前已經下降。若按目前的趨勢繼續下去,日本對石油的依賴在 2030 年可能減少 40%以下。石油在初級能源供給的份額預計在 2030 年大幅下降到 37%,2050 年則占 34%。在工業部門中,石油需求將減少特別是由於化學原料的需求減少。在住宅和商業部門,石油需求將因空調和熱水轉移到電力而下降。在運輸部門,自有汽車數量減少和用油效率提高,將導致石油需求萎縮。

由於燃煤發電效率改善,以及在工業部門的焦炭生產效率提高,煤炭消費 量將緩慢下降,但因其成本優勢,發電用燃煤的需求將維持穩定,預計 2050 年 煤炭於初級能源供給約占 20%左右,接近目前的水準。由於天然氣發電的環境的效益,天然氣需求預計在 2030 年前將不會有任何減少。然而從 2030 年到 2050 年,由於液化天然氣發電效率的改善和電力於最終能源需求占比的上升,天然氣需求量將緩慢下降。2050 年初級能源供給中天然氣占比將保持在 2005 年的 15%。根據官方的核能發展計劃,核能在初級能源供應的比重將由 2005 年的 12%增加至 2050 年的 21%。太陽能和其他再生能源占比將從 2005 年的 3%擴大至 2050 年的 7%。因此,初級能源供給中的非化石能源(核能、水力、地熱等再生能源)占比將從 2005 年約 18%的量,擴大至 2050 年的 32%。

在技術進步情境中,由於實施節能措施,初級能源供給將逐漸下降。2050年,在技術進步情境的初級能源供給將較基準情境少74百萬噸油當量(圖3-8)。初級能源供給下降涵蓋發電和其他能源轉換部門的節約能源。2050年技術進步情境的初級能源需求中石油占比將低於30%(圖3-9),到達第一次石油危機前水準。石油大幅需求下降的原因,包括如插電式混合電動車,生質燃料的引進和清潔能源汽車日益擴散、工業、住宅和商業部門的進一步轉變,從石油轉向電力和市政天然氣的使用。煤粉的擴散噴煤系統和新一代的焦爐的發展,使得主要用於煉鋼的焦炭需求將減少。發電用煤炭消費在燃煤電廠的效率進一步改進後也將下降。天然氣發電廠提高效率和住宅部門熱泵熱水器的普遍,導致天然氣消費量下降。再生能源發電將大幅成長。在基準情境中的非化石能源占比將從2005年的18%增加至2050年的32%,在技術進步情境,因再生能源供應的擴張,非化石能源的占比將達到約40%(圖3-9),使能源供給遠離高碳結構。

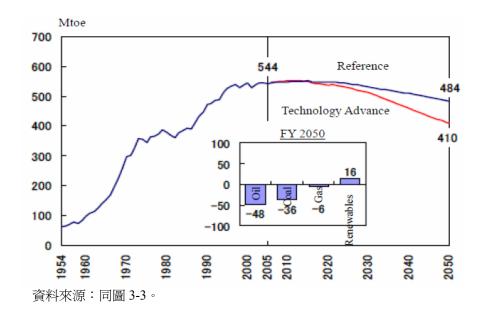


圖 3-8 初級能源供給(基準情境與技術進步情境)

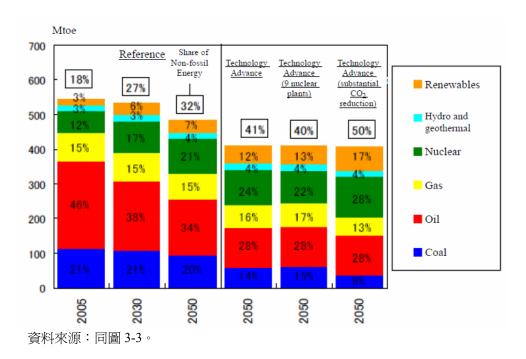


圖 3-9 情境別初級能源供給

(2)最終能源消費

日本的最終能源需求於 90 年代再次開始大幅增加,當時因公共投資支持了原材料生產增加,加上汽車的數量持續上升,導致最終能源消費不斷擴大。自 2000 年左右起,開始加強節能措施,使得最終能源需求成長放緩。2050 年,最終能源消費量將隨人口下降、節能措施和服務業的增長而下降,如圖 3-10 所示。

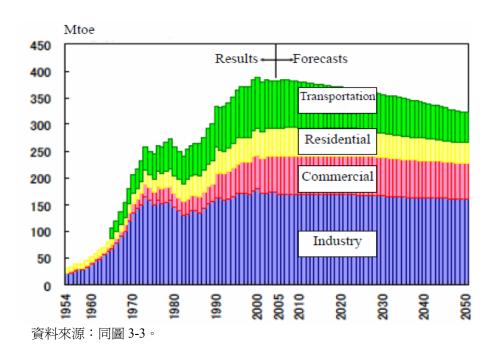


圖 3-10 基準情境部門別最終能源消費

能源別的最終能源消量如圖 3-11 所示,石油消費量將繼續下降。在工業部門的石油消費量將因燃料轉換和原料生產的需求下降而減少。住宅和商業部門的石油消費則因熱水與暖氣設備效率提昇,以及燃料轉變爲電力而減少,因此石油消費預期並不會增加。運輸部門的石油需求下降是因爲現在佔石油總需求約80%的汽車未來將愈來愈省油。

油電混合車已經商業化,因爲與傳統的汽油爲燃料的汽車的價格差距已經縮小,未來可望逐漸普及。混合車到 2050 年將對節能有重大貢獻。爲確保穩定的能源供應,並因應氣候變遷,全球皆大力推廣生質燃料。日本已批准引進 E3 汽油(乙醇含量 3%),因此石油消費量將繼續下降。電力消費主要取決於住宅和商業部門的發展。隨著電氣用品、資訊設備與其它電動機械及心電力設備的普及,這些部門的能源使用將逐漸轉向更方便,更安全的電力。然而,由於更嚴格的能源效率標準,用電量僅會緩慢成長。

2050 年技術進步情境下的最終能源消費將較基準情境少 43 百萬噸油當量 (圖 3-12)。工業部門將改善現有的生產流程和引進下一代焦爐等新技術,大幅度 提高其能源效率,較基準情境少消耗 18 百萬噸油當量的能源。由於空調效率的 改進、新一代照明設備和高效熱泵熱水器的引進,住宅和商業的能源消費部門將較基準情境減少 17 百萬噸油當量。在交通運輸部門方面,由於推廣清潔能源車輛,消費量將較基準情境少 9 百萬噸油當量。

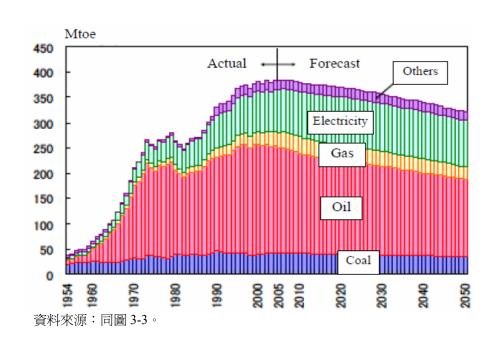


圖 3-11 基準情境能源別最終能源消費

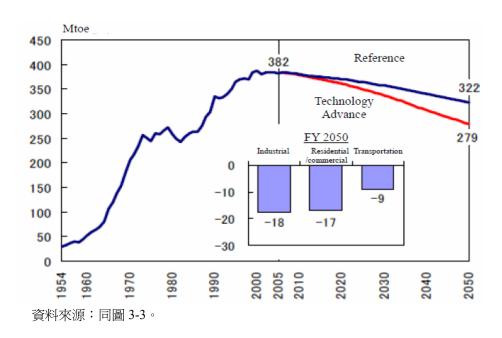
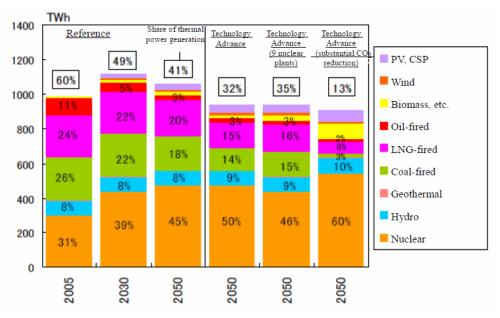


圖 3-12 最終能源消費(基準情境與技術進步情境)

(3)發電配比(公用電業)

在基準情境中,2005年至2050年的電力需求將以每年0.2%的年成長率增加。2050年前新建的13座核電廠,使得核能發電量占比將於2030年增加爲39%,在2050年增加爲45%。核能的重要性到2050年將逐漸增加,如圖3-13所示。至於水力發電,日本已開發出其潛能的大部分,考慮環境保護,水力發電量未來不可能有大幅增加。由於核能發電的增加,化石燃料發電的占比將縮減至2030年的49%和2050年的41%。燃煤發電,這是碳密集度最高的電源,將繼續作爲重要的基載電力來源,燃氣發電碳密集度較低,是解決全球氣候變化問題不可或缺的電源。引進攝氏1500度複循環機組後,天然氣發電的效率可望提高。燃油發電將繼續作爲尖載機組或備用發電機。但是石油發電將逐步下降,因爲液化天然氣發電將取代其尖峰機組角色。

技術進步情境中,假設高效率發電技術和再生能源都大幅擴張。核能發電到 2050 年之占比將增加至 50%,由於節約能源和不斷增加的光電系統的占比,其他機組的發電量下降。引進超臨界發電技術、IGCC 及其他高效率的發電技術後,燃煤發電效率到 2050 年將增加至 50%。引進攝氏 1700 度複循環機組後,天然氣發電到 2050 年的效率預計可上升至 55%。公用電業將擴大再生能源包括大型太陽能光電和集中太陽能發電技術,因此火力發電的占比到 2050 年將下降到32%。在技術進步情境中,非化石發電占比比基準情境更高。技術進步情境 3(大幅減少二氧化碳排放)更進一步促進核能和再生能源的擴大。在大量的二氧化碳排放量減少的情況下,核電在總發電量中的占比在 2050 年將擴大到 60%;再生能源(包括太陽能、生質能和廢棄物發電)發電將增加至 20%。因此火力發電的占比將下降到 13%。在這種情況下,非化石燃料將成爲發電主流。



資料來源:同圖 3-3。

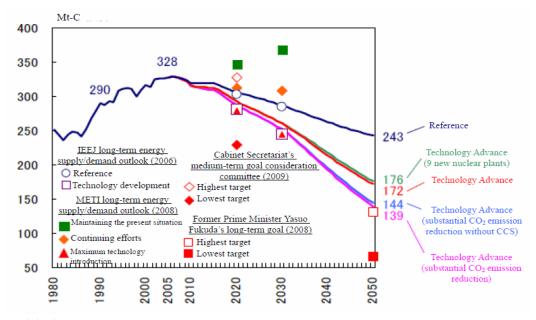
圖 3-13 情境別發電配比

(4) 二氧化碳排放

自 1990 年以來,能源相關的二氧化碳排放量幾乎與能源供應以同樣的速度增加。化石燃料間的轉換至今尚未取得顯著進展。2005 年的二氧化碳排放量總計約 328 MT- C,較 1990 年增加 13%。在基準情境中,2030 年的二氧化碳排放量將下降到幾乎與 1990 年相同的水平,2050 年則將下降至比 1990 年低 16%的水準(較 2005 年低 26%),如圖 3-14。初級能源供給到 2030 年將超過 1990 年的水準,同時非化石能源的占將較 1990 年更爲擴大,因此 2030 年的二氧化碳排放與 1990 年幾乎相同。

技術進步情境在 2050 年的二氧化碳排放量比基準情境少了 71 百萬噸-碳,如所示,2050 年的二氧化碳排放量減少了近 2005 年的一半,較 1990 年低了 41%。在技術進步情境 2(9 座新核電廠)中,核電廠的數量比技術進步情境下少了 4 座,二氧化碳排放量將增加 4 百萬噸碳。技術進步情境 3(大量減少二氧化碳排放),2050 年的二氧化碳排放量將較 2005 年減少 58%。即使沒有 CCS 技術,也可減少 56%。在技術進步情境 3(大量減少二氧化碳排放)中, CCS 是假設在 2030 年

後開始引進。



資料來源:同圖 3-3。

圖 3-14 情境別二氧化碳排放量

表 3-2 說明了二氧化碳排放量的變化-每單位初級能源供給量之二氧化碳排放量(能源供給的排碳強度指標)、單位 GDP 的初級能源供給(節能指標)和經濟成長率。從 2005 年到 2050 年,節約能源將有助於減少二氧化碳排放量,以 1.6%的年成長率,抵消經濟增長對二氧化碳排放量的影響。化石能源轉換亦有助於每年減少 0.4%二氧化碳排放量。在技術進步情境下,節能的速度將比基準情境快 0.3%,化石能源轉變速度則快了 0.4%。引進再生能源和化石燃料轉換在技術進步情境下比基準情境有更大的進展。

表 3-2 能源相關二氧化碳排放量比較

單位: %/年

		1990-2005	2005-2050				
	1973-1990		Reference	Technology Advance	Technology Advance (nine new nuclear plants)	Technology Advance (substantial CO ₂ emission reduction)	
CO _s emission change (∠CO2)	0.9	0.8	-0.7	-1.4	-1.4	-1.9	
Decarbonization (∠CO2/TPES)	-0.7	-0.2	-0.4	-0.8	-0.8	-1.3	
Energy saving (△TPES/GDP)	-2.1	-0.2	-1.6	-1.9	-1.9	-1.9	
Economic growth (∠GDP)	3.8	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	

資料來源:同圖 3-3。

根據技術進步情境(大量減少二氧化碳排放)的結果,節約能源對減少二氧化碳排放的貢獻最大,佔37%,如圖3-15所示,20%來自太陽光發電,16%來自核能,生質能等再生能源的貢獻占15%,燃料轉換將占到6%,CCS的貢獻爲5%。要實現技術進步情境的假設,可能要克服許多挑戰。在大量減少二氧化碳排放量的情境下,尤其必須大規模引進核電,將其在初級能源供應中所佔的比例提高到2050年30%左右。核電將成爲與石油同等重要的能源。在這方面,日本將不得不提高核電廠的運轉率,減少核廢料和其他放射性廢棄物,強化鈽的安全管理,提高核電的安全性和可靠性。加強核電廠的社會接受度將成爲更重要的目標。從這個方面來看,核電廠的大規模引進仍不明朗。由於假設再生能源擴大至初級能源供給的20%,促進可再生能源的引進,技術的發展將是不可或缺的。隨著容量的增加,太陽光電、風力發電和其他發電系統等不可調度的電源,需要技術性來解決電力品質和電網的穩定問題。

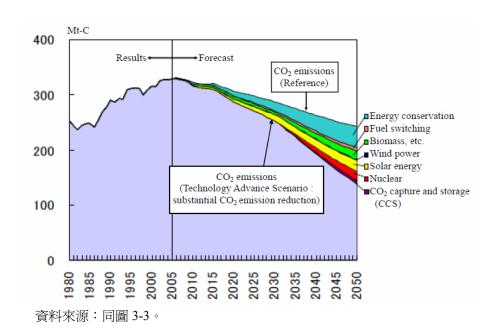


圖 3-15 技術別二氧化碳排放減量

4.小結

促進所有最終使用部門及電力部門的能源效率提昇、擴大再生能源技術和 二氧化碳捕獲和儲存技術的發展,才能確保能源和環境政策能達成穩定能源供應 和解決氣候變化目標。積極推廣這些技術的政策支持是必不可少的。在這些領域 發揮關鍵作用的將是能源效率標準和標籤(S&L)方案、碳稅和排放上限和貿易津 貼、能源和環境教育的擴散、支持研究和創新科技的發展等措施。根據技術進步 情境 3(大量減少二氧化碳),在 2050 年的二氧化碳排放量將較目前的水準減少約 60%。然而,化石燃料仍將占到約 50%的能源供給。核能與石油將是最重要的能 源佔約30%的能源供應來源。日本完全依賴於國外化石能源的供應,爲能源供應 求安全穩定,有必要加強與能源生產國之合作關係。關於 2050 年的國際能源形 勢,中國、印度和其他發展中國家都有望大幅擴大的能源消耗。面對全球氣候變 化問題,二氧化碳單靠已開發國家減排可能會失敗,亞洲發展中國家二氧化碳的 排放量有可能迅速增加,日本將需要與工業國家合作減少二氧化碳排放。鑑於這 些發展中國家有很大的潛力引進低成本和可行的節能技術以減少二氧化碳排放 量,日本也許可以利用清潔發展機制的優勢和其他的京都議定書機制,大幅減少 其節能和二氧化碳排放量成本。國際能源合作,包括技術轉讓甚至可能會愈來愈 重要。日本的主要挑戰將是透過其知識和 know how 的國際轉讓,積極確保穩定 國際能源供應並解決全球氣候變遷,包括節能技術合作、S&L 計畫、以及核能 和太陽光電的技術援。

第四章 日本中央電力研究所(Central Research Institute of Electric Power Industry, CRIEPI)

日本中央電力研究所(Central Research Institute of Electric Power Industry, CRIEPI)於 1951 年日本電力市場自由化之際而成立,初期為電力技術研究所,後更名爲中央電力研究所。

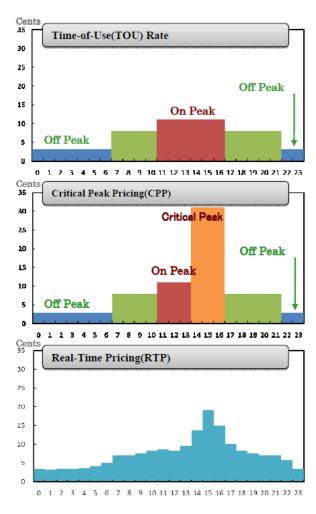
其後設立了社會經濟研究中心、系統工程技術研究實驗室、核技術研究實驗室、土木工程研究實驗室、土木工程研究實驗室、電力工程研究實驗室、能源工程技術研究實驗室、材料科學研究實驗室等研究部門。

議題:需量反應與太陽光電

● 需量反應(Demand Response, DR)

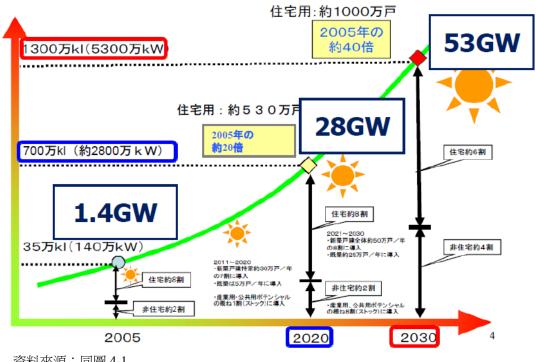
透過即時電力價格的變化促使電力消費型態調整,或是提供獎勵金以誘使消費者於批發市場電價高時減少用電量,以創造需求面資源,確保電力可靠度。

- ➤ 時間電價(Time-of-Use(TOU) Rate):可分為極端尖峰價格(Critical Peak Pricing, CPP)、即時電價(Real-Time Pricing, RTP)與尖峰時段回饋(Peak Time Rebate, PTR)等。
- 國家太陽能安裝目標:2005年實際值爲
 1.4GW,而2020年之目標爲28GW,2030
 爲53GW。



資料來源: Masahito Takahashi, 2011。

圖 4-1 需求面管理價格與回饋



資料來源:同圖 4-1

圖 4-2 國家太陽能裝置目標

議題:日本於今年11月1日提出有關今年冬天電力供給對策的 「今年冬天及明年夏天電力不足電力供應計畫概要」

一、今年冬天尖峰電力不足對策:

(一) 今年冬天供需預測

- 【全體】由於今年夏天核電廠全面進行定期檢查,電力供應能力遽減,今年冬天 面臨暖氣用電的需求,將使電力備轉容量下降;以全日本來看,1月備用容 量率約 2.4%, 2 月備用容量率約 2.2%。
- 【東日本】對整個東日本而言,通常所需的備轉容量約為8%以下,最少需要3% 才能確保供電穩定,1月電力備轉容量約4.6%,2月約4.3%;然而東北電 力 1 月備轉容量不足 3.4%, 2 月亦不足 0.5%, 預估今年冬天對東北電力公 司而言將是個嚴峻的考驗。
- 【日本中西部】對整個日本中西部而言,備轉容量的最低限度爲 3%,而 1 月備 用容量僅約0.6%、2月約0.4%, 遠低於最低限度; 關西電力備轉容量1月

不足 7.1%, 2 月不足 9.5%, 而九州電力備轉容量 1 月不足 2.2%, 2 月可達 2.2%, 故今年冬天關西電力公司與九州電力公司將面臨嚴峻的考驗。

(二) 今年夏天供需實績

今年夏天節電實績:產業部門電力消費中生產設備用電占8成以上,很難在不增加成本下,以生產活動減少及採用自用發電機等方式達成節電目標。而家庭、商業用電主要集中在空調及照明用電,家庭佔58%、業務佔72%,亦難達成節電目標。

(三) 今年冬天尖峰電力不足對策

- 1.不進行輪流限電或電氣使用限制爲原則。
- 2.請求關西電力與九州電力轄區內之電力消費者共同節約用電,以達節電目標 (關西電力須較去年用電減少 10%,九州電力須較去年用電減少 5%,節電時 間由 12 月 19 日至 2 月 3 日平日 8 時至 21 時)。此外,轄區內如醫院、鐵路等 機能維持及生產活動等產業活動需有審議,實質範圍內儘可能不受影響為原 則。
- 3.電力公司間電力流通,由備轉容量較高之北海道電力及東京電力支援東北電力;日本中西部其他電力公司並包含東日本其他電力公司支援關西電力及九州電力。
- 4.政府籲請電力會社、地方公共團體等共同宣導節約用電。

二、明年夏天尖峰電力不足對策:

(一) 明年夏天供需預測

- 1.核電廠無法再啟動,與去年夏天相較下,尖峰電力約一成無法供應(9.2%,1656 萬瓩)。
- 2.若以今年夏天的節電實績做爲假設前提下,日本全國將有 4.1%(638 萬瓩)的備轉容量(今年夏天推動電氣使用限制,其節電實績爲:東北電力節約 15.8%,東京電力節約 18.0%)。另一方面,抽蓄抽水電力不足、燃料輸送限制、長期停工之火力電廠復工延後等,合計約減少 3.1%(560 萬瓩)的電力供給。

- 3. 以今年夏天用電與去年夏天比較,由於推動電氣使用限制,其節電效果顯著, 然而電氣的使用限制對生產、產業活動造成很大的影響,即便用預算制度變革 來加以支援,在限制不合理的範圍下其節電效果仍然有限。
- (二) 明年夏天尖峰電力不足對策

【因應方針】:

- 1.避免施行輪流限電或電氣使用限制爲目標。
- 2.今年度期初預算修正(直接的電力對策 2353 億元,間接對策合計 5794 億元)監管制度改革(包括 26 個重點項目),動員所有政策,將尖峰用電之不足降至最低。

【3個基本方針】:

- 1. 徹底的共同節電目標:活用智慧型電錶、擴大節電獎勵金。
- 2.倡導電力消費者節約用電(需求結構變革)
- 3.各種參與者的加入增強供電支援(供給構造的改革)

【供需缺口擴大的因應】:

- 1.供需缺口因應: ①確保 3%備轉容量的必要性②氣溫的變動③電力公司的供電能力喪失④政策效果變化幅度擴大的風險
- 2.包含量化數值目標、確定詳細節電要求以及電力公司想辦法更積極的增加供電 能力。
- (三) 針對需求端的電力供需管理對策:
- 1.制定針對需求端的電力供需管理對策計畫。
- 2.需求端結構改造、省電機器/省電設備導入、住宅省電投資、利用 IT 控制空調等、蓄電池導入和節電診斷活用在各主體節電的方法。
- 3.供給結構的改革,包括各種各樣的發電設備加入供電,增強支援供電能力。
- (四) 政府的能源規章制度改革概要:
- 1.9 項電力系統改革措施,包括擴大活用分散型電源、智慧型電錶導入、促進彈性電價的設定及活化市場降低成本。
- 2.9項再生能源的導入和進行供電結構的改革,包括太陽光電、風力發電、地熱發電、小水力發電及共通項目。

3.8 項省能源推動:推動需求端節能,進行需求結構改造。

三、抑制電力成本上升的對策:

- (一) 燃料替代下電力成本上升的風險
- 1.2009 年火力發電替代核能發電所減少之發電量約 2800 億度,約增加 3 兆日元 燃料費。
- 2.用電者增加自備發電設備、緊急電源設置,因而增加全體社會成本
- (二) 抑制電力成本上升的因應對策
- 1.省能源等抑低總需求量
- 2.電力公司效率化經營
- (三) 電力公司的供需對策因應計畫與政府相對執行政策
- 1.電力公司應儘速向電價審議會提出電價調幅審查,以期能儘早獲得明年電價調 整之相關結論。
- 2.關於電力公司的成本有效性,以個別電力公司的經營效率作爲檢查的先決條件,

四、總結:

- 1.今年冬天電力不足之因應:
- (1)不進行輪流限電或電氣使用限制爲原則;
- (2)宣導關西電力與九州電力轄區內電力消費者節約用電,以達節電目標(關西電力用電量須較去年減少 10%,九州電力用電量須較去年減少 5%)。
- 2.明年夏天尖峰電力不足一成之對策:
- (1)避免施行輪流限電或電氣使用限制爲目標;
- (2)今年度期初預算修正(直接的電力對策 2353 億元,間接對策合計 5794 億元) 監管制度改革(包括 26 個重點項目),動員所有政策,將尖峰用電之不足降至最 低;
- (3)北海道、關西、四國、九州嚴峻的用電需求,對各地區的節電目標,包含節電相關細節部份要求進行檢討(具體的因應措施,明年春天將視各項數值再予以決定公佈)。

3.約 20%成本上升的風險因應:抑低總需電量、提升電力公司經營效率,極力避 免電力成本上升。

4.核能徹底安全對策:

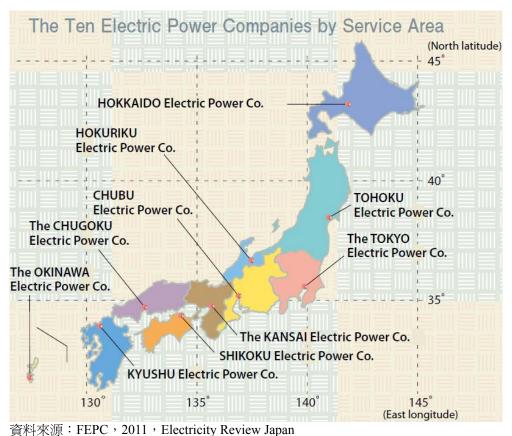
- (1) 如上所述,需有萬全且穩定的供需對策,以因尖峰電力之不足,以及供需缺口擴大的風險。
- (2) 定期檢查停止中之核電廠以確保核能安全,並經保安院評價、原子力安全委員會確認且需獲得當地居民理解、信賴,再經政治方面作出綜合性判斷後再行起動。

五、其他:

- Meter 2008 年政府先由大用戶開始逐漸實施,企業的目標是成本考量,政府目標是能源考量,大用戶對 Meter 有反彈聲浪。
- 電價每3個月依化石燃料價格調整,加上一些利潤(政府管制8-6%,市場競爭下會更低),經由公眾協商後決定。
- 核電是二氧化碳減量很好的工具,日本未來核能占比為 25%~30%,再生能源 20-25%,再生能源潛力高,彈性低,地點也是問題,地熱小於 1%,因地熱大多在國家公園內或溫泉業者手裏。
- 減少核電廠是目前確定的,福島事件後已減少一半以上核電廠,未來應關閉 那些電廠,那些應繼續營運,現尚在討論之中。

第五章 日本電力企業聯合會(The Federation of Electric Power Companies of Japan, FEPC) 【CRIEPI 提供資料】

日本因應電力市場自由化,電力供應是由獨立的民營區域電力公司所負責,於 1952年日本各區域的九家電力公司成立了電力企業聯合會(The Federation of Electric Power Companies of Japan, FEPC),以促進電業間的橫向溝通與聯繫,同時 FEPC 進行相關資訊整合與建設規劃,以確保電業的穩定運行與供電,而在 1972年沖繩回歸日本管轄,至 2000年3月沖繩電力公司重新回到日本的電力行業,成爲 FEPC 成員。現今全國共計有10家電力公司爲 FEPC 之成員,分別是東京電力公司、關西電力公司、東北電力公司、中國電力公司、中部電力公司、北陸電力公司、九州電力、四國電力公司、北海道電力公司與沖繩電力公司等,下圖 5-1 爲日本各家電力公司服務範圍。

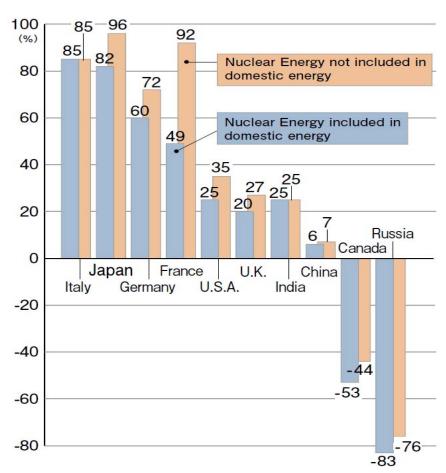


J 1

圖 5-1 日本各家電力公司服務範圍

● 日本脆弱的能源供給情況

下圖 5-2 爲世界主要國家能源進口依賴度,在自然資然資源貧乏的日本,有高達 96%的初級能源供給(Primary Energy Supply)需仰賴進口;即使核能改計算爲國內自給能源,依然有 82%需透過進口取得。歷經兩次能源危機,日本朝向多元化能源供給來源發展,包含核能、天然氣與煤炭等,同時也推動能源效率提升與節能等措施。然而現今石油仍約占全國初級能源使用的 50%,而且將近 90%的原油進口來自於中東國家,因此能源安全仍充滿危機。此外,因日本是島國,無法由鄰近國家輸入電力;而現今因爲能源使用而引發的環境問題,如能源使用產生之溫室氣體排放所造成全球暖化等,都成爲現今日本能源相關機構所需面對之問題。

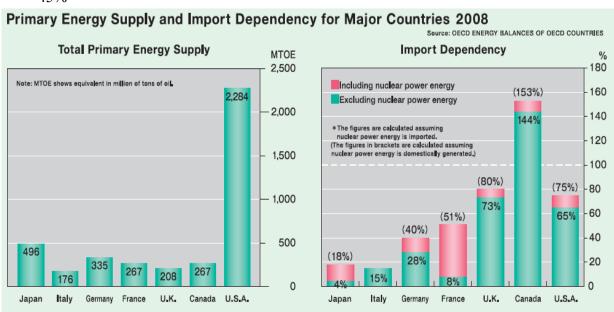


Source: IEA "Energy Balances of OECD Countries 2010 Edition", IEA "Energy Balances of Non-OECD Countries 2010 Edition"

資料來源:同圖 5-1。

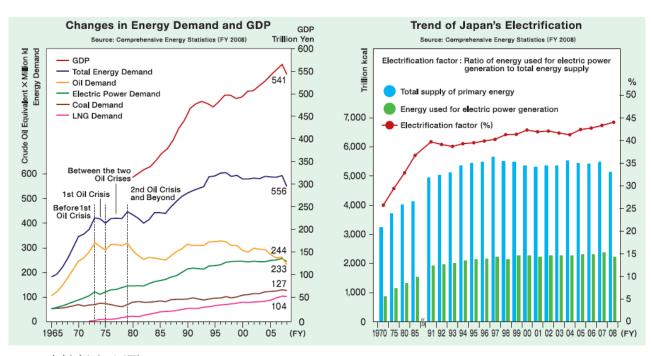
圖 5-2 世界主要國家能源進口依存度

下圖 5-3 為世界主要國家初級能源供給與能源自給率,顯示 2008 年日本總初級能源供給量為 498MTOE,而其能源自給率僅 4%,即使加計核能,也僅 18%。而圖 5-4 顯示能源消費與 GDP 之關係,由其斜率可知單位 GDP 所使用之能耗有下降之趨勢。而其中電力占總能源消費之重要性逐漸增加,約佔總能源需求的 45%。



資料來源: FEPC, 2011, Energy and Environment

圖 5-3 世界主要國家初級能源供給與能源自給率

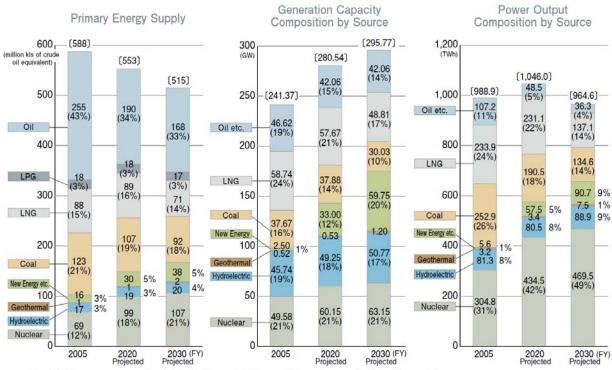


資料來源:同圖 5-3。

圖 5-4 (a) 日本能源需求與 GDP 變化;(b) 右圖:日本電氣化因數(electrification factor)

● 日本能源政策

考量上述日本能源所面對之問題,日本政府擬訂相關能源政策與目標之原則,以因應能源供給與需求之問題,包含(1)能源穩定供給與安全、(2)環境永續發展、(3)市場機制(須符合前述兩項原則),以因應能源供給與需求之問題,並依此原則於 2003 年制定了「能源基本政策(Basic Energy Plan)」,其內容包含中長期至 2030 年之能源需求與供給方向,並於 2007 年規範最少每三年需修訂一次,滾動式管理重新檢討能源計畫。2006 年 5 月,日本經濟產業省(METI)制定新的國家能源策略(New National Energy Strategy),顯示日本長期能源政策著重於加強能源安全,並規範數值目標。針對核能發電,其指出至少需有 30%至 40%的發電量。下圖 5-5 爲日本長期能源供給與需求展望,其中包含初級能源供給、發電裝置容量與發電量等三部分。其中核能占比都有增加之趨勢,以作爲日本未來能源發展之重要選項。



Note: (1) (")This case assumes utmost dissemination of equipment, of which energy efficiency performance will significantly improve with cutting-edge technologies that are already at the deployment stage, without imposing obligatory measures on the people.

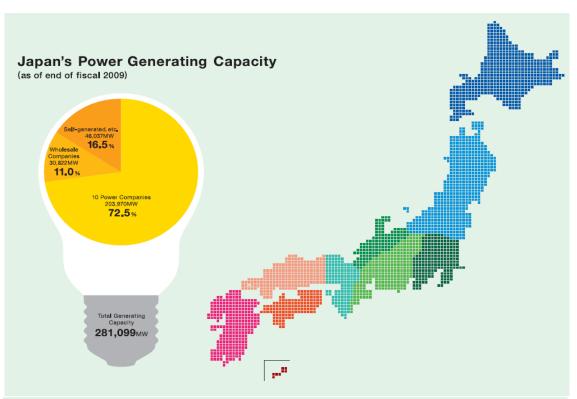
(2)Figures may not add up to the totals due to rounding.

Source: The Energy Supply and Demand Subcommittee of the Adcisory Committee for Natural Resources and Energy

資料來源:同圖 5-1。

圖 5-5. 日本長期能源供給與需求展望(2009/08)

由下圖 5-6 可知,2009 年日本電源裝置容量結構可分爲三大來源,包含電力公司(72.5%)、自用發電(self-generated)(16.5%)與躉購發電公司(11.0%)等,合計約 281,099MW。



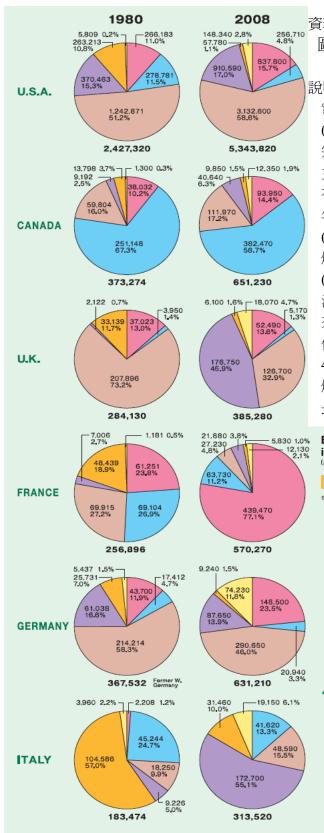
Outline of 10 Major Electric Utilities in Japan Fiscal 2009

Source: Japan Electric Utilities Handbook

	Capital	Maximum Electricity Demand (MW) Power Sold (x1-million kWh)	Power Sold	Sales	Empleyees	Power Generating Capacity (MW)				
	(bi ll ions of yen)		(billions of yen)	Emp l oyees	Hydro	Thermal	Nuclear	Wind	Total	
Hokkaido Electric Power Co.	114	5,686	31,451	526	5,631	1,232	4,115	2,070	_	7,41
Tohoku Electric Power Co.	251	14,516	78,992	1,497	12,639	2,422	10,853	3,274	_	16,55
Tokyo Electric Power Co.	676	54,496	280,167	4,733	38,117	8,987	38,192	17,308	1	64,48
Chubu Electric Power Co.	431	24,327	122,849	2,050	16,600	5,219	23,904	3,504	6	32,63
Hokuriku Electric Power Co.	118	5,159	27,175	459	4,716	1,817	4,400	1,746	_	7,96
The Kansai Electric Power Co.	489	28,178	141,605	2,294	22,143	8,196	16,357	9,768	_	34,3
The Chugoku Electric Power Co.	186	10,714	57,911	951	9,871	2,905	7,801	1,280	_	11,98
Shikoku Electric Power Co.	146	5,422	27,496	488	6,003	1,141	3,501	2,022	1	6,66
Kyushu Electric Power Co.	237	16,653	83,392	1,312	12,543	2,979	11,785	5,258	3	20,02
Total-9 companies	2,648	157,790	851,038	14,310	128,263	34,898	120,908	46,230	10	202,04
The Okinawa Electric Power Co.	8	1,543	7,478	152	1,554	_	1,924	_	_	1,9
Total-10 companies	2,656	159,128	858,516	14,461	129,817	34,898	122,832	46,230	10	203,9

資料來源:同圖 5-3。

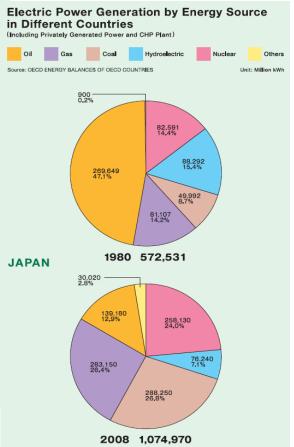
圖 5-6. 日本 2009 年裝置容量配比



資料來源:同圖 5-3。

圖 5-7 各國 1980 年與 2008 年發電量

說明:由下圖可知日本於 1980 年以燃油發 電(47.1%)爲主,而 2008 年則以燃煤 (26.8%)、燃氣(26.4%)與核能(24.0%)爲大 宗; 而美國 1980 與 2008 年都以燃煤為 主,分別占 51.2%與 58.6%。而加拿大則 有豐富水力,因此 1980 年占 67.3%, 2008 年爲 58.7%; 英國則由 1980 年的燃煤 (73.2%)轉型以燃氣(45.9%)爲主,其次爲 燃煤(32.9%);而法國則由原本燃煤 (27.2%)、水力(26.9%)、核能(23.8%)與燃 油(18.9%)的型態,轉成以核能爲主要發電 來源,占 77.1%;而德國則由燃煤爲主, 但其比重有縮減之趨勢,分別為 58.3%與 46.0%; 義大利則由燃油(57.0%)爲主轉爲 燃氣(55.1%)。其中以美國與法國之電力成 長幅度最大。



● 日本電力公司結構

日本係由十間民營區域電力公司負責發電、輸電與電力供應各自的服務領域。此外,十間電力公司會互相配合,以提供電力與應付緊急事故,機組故障或夏季尖峰用電需求等情況,以確保穩定供應全國用戶。而爲確保電力傳輸的順利穩定,特高壓輸電線路從全國北部的北海道連結到南部的九州。下圖 5-8 爲日本十家電力公司之電力需求,表 5-1 爲歷年電源結構。圖 5-10 爲特高壓線路分布

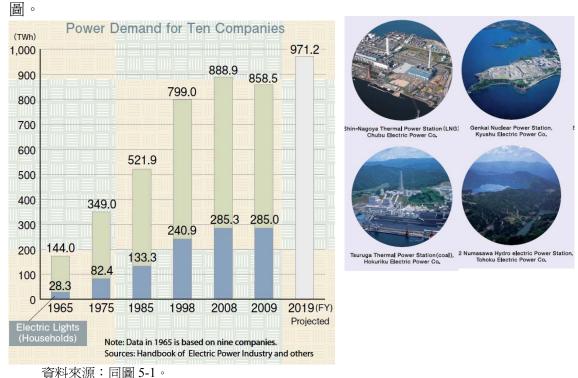


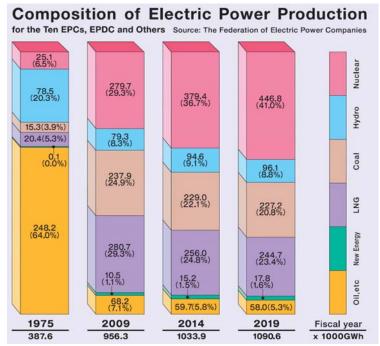
圖 5-8 日本十家電力公司電力需電量

表 5-1 日本歷年電源發電結構

nanges in Ei	ectric Power (seneration							(1
Fiscal Year		1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009
Ten Companies	Hydro	61.0	65.4	62.3	66.5	60.0	57.2	56.5	57.7
	Thermal	295.2	392.0	401.1	426.4	459.3	538.3	506.1	456.6
	Geothermal	1.2	1.4	2.8	3.0	2.9	2.7	2.5	2.6
	Nuclear	148.0	181.1	271.4	302.5	287.0	249.5	247.1	266.1
Subtotal		505.5	639.9	737.6	798.4	809.2	847.7	812.2	783.0
Industry-Owned a	and Others	166.4	217.4	252.3	293.1	348.7	345.0	334.1	329.6
Total		672.0	857.3	989.9	1,091.5	1,157.9	1,192.8	1,146.3	1,112.6

Source: Handbook of Electric Power Industry

資料來源:同圖 5-1。



資料來源:同圖 5-3。

圖 5-9 發電結構組合



圖 5-10 日本輸電線路主幹線

● 電源開發計畫

考量能源進口依存度高、能源供給與需求展望和環境問題(溫室氣體排放等),電力公司正推動長期電力供應來源多元化之發展。該報告指出至 2019 年,每年電力需求約有 0.8%的成長,而每年 8 月尖峰負載則約增加 0.4%,見表 5-2。因此考量到 2019 年,總裝置容量約需增加 29.74GW,其中核能約占 12.94GW,見表 5-3。

表 5-2 日本電力需求展望(~2019)

	Demand Ou	tlook					
		FY2008 (Results)	FY2009 (Results)	FY2010 (Plan)	FY2014 (Plan)	FY2019 (Plan)	Annual Growth(%) 2008-2019
	Electricity Demand (TWh)	(888.5) 888.9	(857.8) 858.7	875.6	921.0	971.2	(0.8) 0.8
W. C.	Peak Demand (GW)	(174.7) 175.2	(166.0) 155.1	169.7	176.0	182.6	(0.4) 0.4
	Annual Load Factor (%)	(61.2) 61.1	(62.2) 66.7	62.2	63.0	64.1	

Note: Figures in parentheses are adjusted temperature and leap-year variations.

資料來源:同圖 5-1。

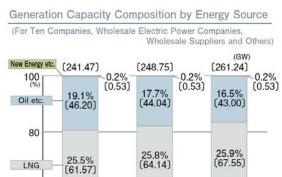
表 5-3 日本電源開發規劃(~2019)

	FY2010-	FY2019	Breakdown			
	GW	%	FY2010-FY2014	FY2015-FY2019		
Nuclear	12.94	44	2.76	10.18		
Hydro	1.56	5	1.50	0.06		
Conventional	0.29	1	0.23	0.06		
Pumped-storage	1.27	4	1.27	0.00		
Thermal	15.14	51	10.35	4.78		
Coal	2.90	10	2.50	0.40		
LNG	11.79	40	7.49	4.30		
Oil etc.	0.45	2	0.37	0.08		
New Energy etc.	0.10	0	0.10	0.00		
Total	29.74	100	14.71	15.03		

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

Source: Long-Term Electric Power Facilities Development Plan and others

資料來源:同圖 5-1。



16.2% (40.37)

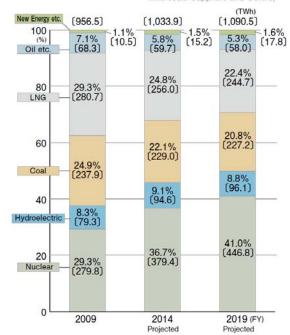
19.2% (47.81)

20.9% [51.87]

2014

Power Output Composition by Energy Source

(For Ten Companies, Wholesale Electric Power Companies, Wholesale Suppliers and Others)



Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

Sources: Long-Term Electric Power Facilities Development Plan and others

Note: Figures may not add up to totals due to rounding. Sources: Long-Term Electric Power Facilities Development Plan and others

資料來源:同圖 5-1。

60

40

20

Nuclear

Coal

15.7%

19.2%

20.2%

2009

圖 5-11 日本電源開發展望裝置容量與發電量

15.5% (40.59)

18.3% (47.87)

23.6% [61.70]

2019 (FY)

● 電力公司抑制二氧化碳排放之措施

穩定電力供給與兼顧環境保護爲現今電業所需面對的重要挑戰。由於從事經濟活動所造成之能源耗用爲產生二氧化碳排放的主要來源之一,而二氧化碳之排放會造成全球暖化等問題,因此如何減少二氧化碳排放爲現今各電力公司所需面對的一大難題。爲因應此一議題,爲有加強電力供給端與需求端雙向之合作方能有效達到減量之功效,下圖 5-12 爲供給端與需求端減碳行動。

而現今電業主要的削減目標爲,在 2008-2012 年間的五個會計年度中達成二氧化碳排放強度(終端用戶之每單位(度)電力排放量)較 1990 年下降 20%。在 2008年 5 月,日本電力企業聯合會(FEPC)制定了「日本電力公司努力創造低碳社會」(Efforts of the Electric Power Companies of Japan to Create a Low Carbon Society)計畫,該計畫概述相關作爲以達成京都議定書(Kyoto Protocol)之目標,並於後京都時期(Post-Kyoto)建立低碳社會之願景。該計畫指出未來日本電力公司將致力於

增加非化石能源發電(包含水力與再生能源)之占比,將由現今的占比於 2020 年時提高到 40%~50%,其中主要為核能電廠的增加。日本電力公司將努力於 2020 年以前達成電力碳排放密度 0.33kg-CO₂/kWh,並致力於創造一個低碳社會,同時確表穩定且經濟的電力供給。

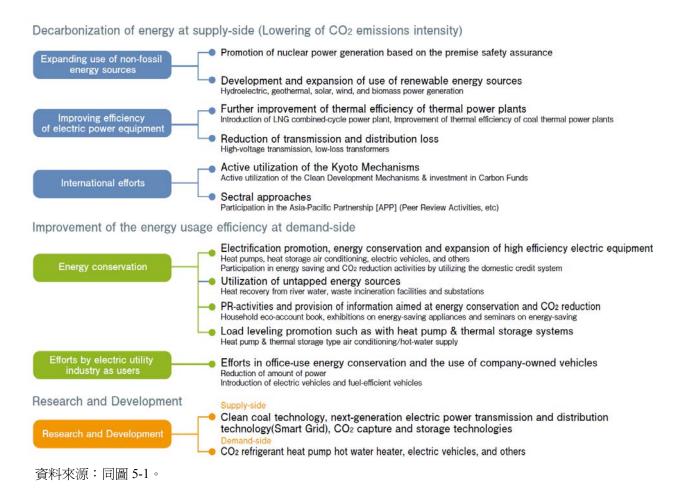
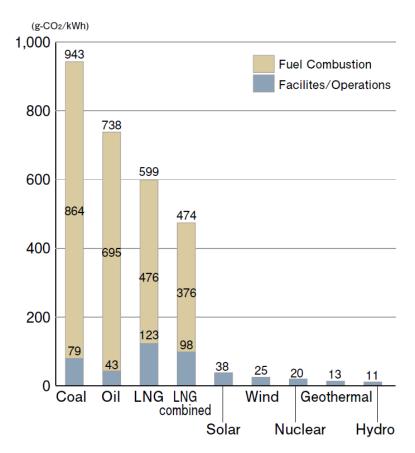


圖 5-12 日本電力供給端與需求端減碳行動

● 擴大核能與天然氣發電占比

由於核能發電於發電過程中並無產生 CO_2 ,而就整個生命週期加以考量,核能發電所造成的二氧化碳遠低於火力發電,甚至比太陽能或是風力發電還低,如下圖 5-13 所示,因此日本大力推動發展核能發電以因應二氧化碳減量,防止全球暖化。此外,日本電力公司也致力於提高核能發電廠的容量因數(capacity

factor),提升日本核能電廠 1%容量因數相當於減少 300 萬噸 CO2。



Note: (1) Based on total CO₂ emissions from all energy consumed in energy extraction, transportation, refining, plant operation and maintenance, etc. in addition to burning of the fuel.

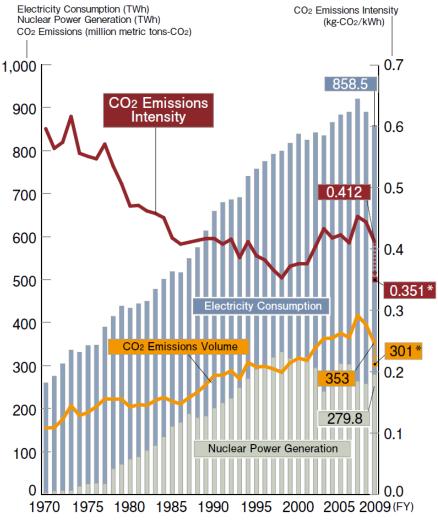
(2) Data for nuclear power: 1) includes spent fuel reprocessing in Japan (under development), MOX fuel use in thermal reactors (assuming recycling once) and disposal of high level radioactive waste, and 2) is based on the capacity-weighted average of CO₂ emissions intensities of existing BWR and PWR plants in Japan, which are 19g-CO₂/kWh and 21g-CO₂/kWh respectively.

Source: Report of the Central Research Institute of Electric Power Industry etc.

資料來源:同圖 5-1。

圖 5-13 日本電源牛日週期之二氧化碳排放

日本電力公司亦努力增加天然氣火力發電占比,因爲其所排放之 CO₂ 份額相對於其他化石燃料低。此外,也推動改善火力發電廠發電效率等減量策略,自20世紀70年代,日本電力需求已經成長3.4倍,然而2009年電力碳排放係數(強度)爲0.412kg-CO₂/kWh,相較於1970年每度電的碳排放密集度已經降低41%。下圖5-14爲1970~2009年火力發電二氧化碳歷史排放趨勢。



Note: The numerical value of "0.351*" and "301*" reflected Kyoto Mechanisum credit. Source: FEPC

資料來源:同圖 5-1。

圖 5-14 1970~2009 年火力發電二氧化碳歷史排放趨勢(含自行發電 (self-generators))

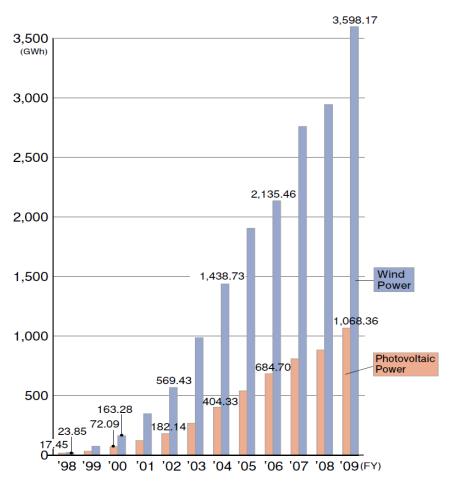
發展再生能源

由於再生能源屬於清潔能源,不會排放二氧化碳,因 此近年來日本越來越多地方開始裝設太陽能發電與風力 發電設備,而爲了促進太陽能發電與風力發電之發展,日 本電力公司已經大量收購相關再生能源發電量,如下圖



Mega Solar Power Generation Plant (Conceptual Drawing)

5-15 日本十家電力公司太陽能發電與風力發電購買量,並同時自己安裝太陽能與 風力發電設備。日本電力公司正朝向建立大型太陽能發電廠的規劃,以擴大未來 太陽能發電占比。在 2008 年 9 月,日本十家電力公司公佈一項聯合計畫,預期在 2020 年以前建立 30 個據點的超大太陽能發電廠(Mega Solar Power Plants),其總裝置容量大約 140MW。然而在發展再生能源方面,尚有發電效率低、發電成本昂貴與電力聯網困難等問題有待積極研發解決。



資料來源:同圖 5-1。

圖 5-15 日本十家電力公司太陽能發電與風力發電購買量

● 與世界分享日本環境保護技術

下表 5-4 為世界先進國家熱效率、線損與年負載因數比較表,由表中可見日本電業相關指標皆有相當不錯的表現,而就火力電廠的環境保護措施而言,日本火力發電的能源效率已經達到世界頂尖的水平,如下圖 5-16 為世界各國火力發電能源效率比較圖所示。基於此一成就,日本電力業正努力建立一個機制與其他

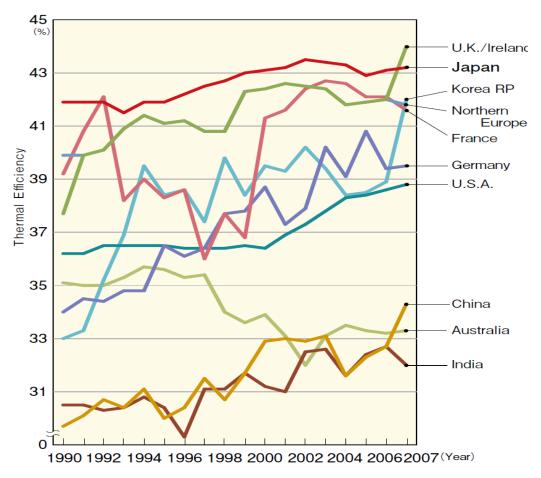
國家電業共享先進技術。透過已開發國家與開發中國家的合作,並藉由部門方法 (sectoral approaches)提升部門與部門間的能源效率,以達到維持經濟發展與保護 地球環境的兼容性。日本電業已建議採用部門方法作爲後京都時期的重要焦點。 根據 FEPC 估計,世界各地如引進現有最佳可行技術的和改進燃煤電廠之操作與維護,至 2030 年將創造每年約 18.7 億噸的二氧化碳減量潛力,這是較現今全日本的年二氧化碳排放總量(約 13 億噸二氧化碳)要大。下圖 4.17 與 5-18 爲各國碳排放密集度比較與電源結構,其中低於日本的法國與加拿大,分別在核能與再生能源占比極高。

表 5-4 世界先進國家熱效率、線損與年負載因數比較表

		The state of the s	2000	OTT - DOME	Total Control		THE REAL PROPERTY.	
		1985	1990	1995	2000	2005	2006	2007
	Thermal Efficiency	32.7	32.9	33.4	33.3	34.0	34.5	34.1
U.S.A.	Transmission and Distribution Loss	6.1	5.7	7.0	6.9	6.8	6.8	7.4
	Annual Load Factor	62.0	60.4	59.8	61.2	58.7	56.6	56.6
	Thermal Efficiency	32.9	33.9	36.2	36.2	35.6	36.3	35.7
U.K.	Transmission and Distribution Loss	8.7	8.1	8.6	9.0	8.7	8.6	7.8
	Annual Load Factor	57.8	62.2	65.4	67.4	66.4	69.2	65.
	Thermal Efficiency	(39.3)	(39.8)	38.2	39.8	40.8	39.3	38.
Germany (Former W. Germany)	Transmission and Distribution Loss	(4.8)	(4.3)	5.0	4.6	5.7	5.4	5.
	Annual Load Factor	(63.2)	(68.6)	(71.9)	79.3	83.8	76.9	74.
	Thermal Efficiency	32.0	34.5	32.6	32.9	33.4	32.4	32.
Canada	Transmission and Distribution Loss	9.2	7.7	6.8	8.0	5.9	7.1	6.
	Annual Load Factor	65.1	65.7	66.0	68.5	69.2	65.5	67.
	Thermal Efficiency	33.1	35.8	34.5	42.0	N/A	N/A	N/
France	Transmission and Distribution Loss	7.7	7.5	7.4	6.8	6.6	6.6	6.
	Annual Load Factor	57.6	62.9	67.9	69.5	64.1	63.3	61.
	Thermal Efficiency	37.1	37.7	38.6	39.0	42.7	43.4	43.
Italy	Transmission and Distribution Loss	9.0	7.0	6.7	6.4	6.2	5.9	6.
	Annual Load Factor	53.7	52.4	50.3	59.0	58.4	60.0	59.
lanan	Thermal Efficiency	(38.2)	38.8	38.9	40.6	40.9	41.1	41.
Japan Ten Companies	Transmission and Distribution Loss	(5.8)	5.7	5.5	5.2	5.1	5.0	4.
(Nine Companies)	Annual Load Factor	(60.4)	56.8	55.3	59.5	62.4	62.9	62.8

Source: Overseas Electric Power Industry Statistics(2009)

資料來源:同圖 5-1。

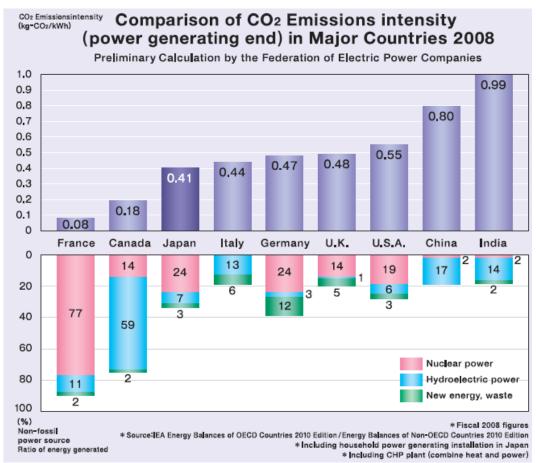


- *Thermal efficiency is the gross generating efficiency based on the weighted averages of efficiencies for coal, petroleum and gas (low heat value standard).
- *Comparisons are made after converting Japanese data (higher heating value standard) to lower heating value standard, which is generally used overseas. The figures based on lower heating value are around 5-10% higher than the figures based on higher heating value.
- *Private power generation facilities, etc. not covered.

Source: International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO₂ Intensity(ECOFYS)

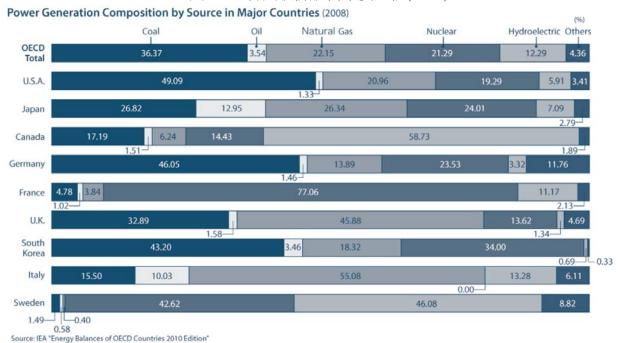
資料來源:同圖 5-1。

圖 5-16 世界各國熱效率比較表(煤、油、氣的 LHV)



資料來源:同圖 5-3。

圖 5-17 各國碳排放密集度比較(2008)



資料來源:同圖 5-1。

圖 5-18 各國電源發電結構占比(2008)

● 二氧化碳減量:需求端措施

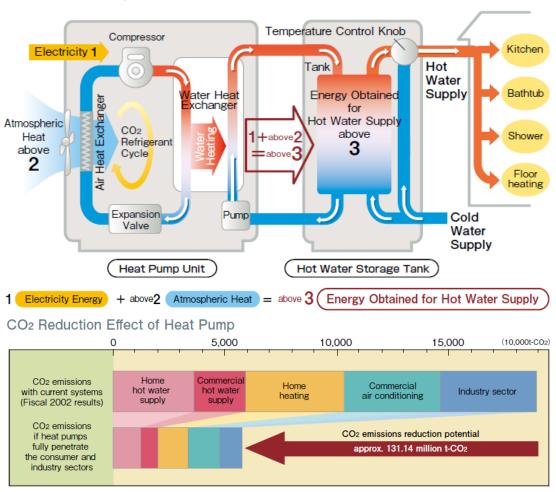
在日本熱水(water heating)的需求約占住宅部門能源需求總量的 30%,因此這一領域的節能措施能有效的減少住宅部門的二氧化碳排放。因此電力公司亦致力於開發此一相關技術,如 EcoCute 產品便是利用 CO2 作為冷煤的熱泵熱水系統。使用



EcoCute Heat Pump Unit (left) and Hot Water Storage Tank

此一產品,相較於傳統燃燒熱水器,約可減少 50%的二氧化碳排放。因此日本政府與業者大力推廣於住商部門,作爲溫室氣體減量的重要策略之一。而當此熱泵技術普遍應用於住商部門與工業部門時,則可約現今日本二氧化碳排放量的12%,約爲 1.2 億噸。

EcoCute Hot Water Supply Structure: CO₂ Retrigerant Heat Pump Hot Water Heater



Source: Calculations by The Heat Pump & Thermal Storage Technology Center of Japan 資料來源:同圖 5-1 \circ

圖5-19 熱泵技術與溫室氣體減量效果

Prospect of CO₂ reduction effect of heat pumps/thermal storage system

(Including industrial high temperature and agriculture)

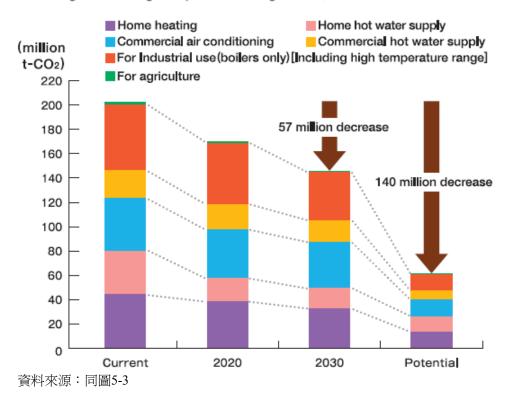


圖5-20 熱泵與熱儲存技術對溫室氣體減量之效果

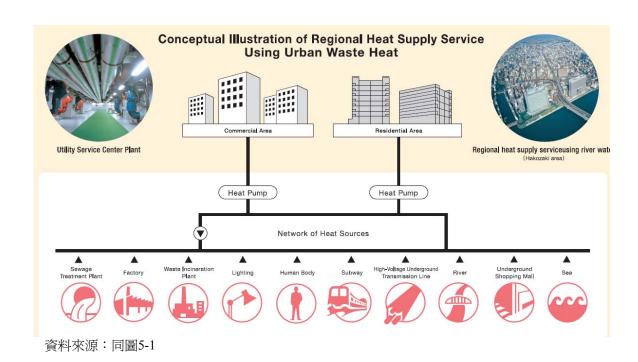


圖5-21 利用都市廢熱建構區域供熱服務示意圖

另外日本電力公司還有在研發與合作環保電動車,包含駕駛測試、電動車充電地與充電站等。而爲了擴大電動之使用,日本電力公司預期於 2020 年引進 1 萬輛電動車(包含 plug-in hybrid vehicles)用於商業用途。

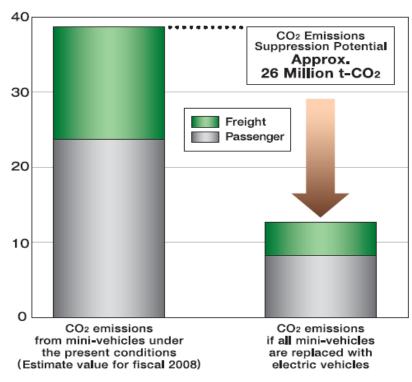


Electric Vehicle (Mitsubishi Motors Corporation, i MiEV)



Fast Battery Charger

CO2 emissions (million t-CO2)



Trial calculations were made assuming that electric vehicles (electricity consumption: 8 km/kWh) are substituted for mini-vehicles (fuel consumption: 19.2 km/ ℓ). The Federation of Electric Power Companies of Japan made a trial calculation using energy consumption values in the "Automobile Transport Statistical Annual Report for Fiscal 2008" by the Ministry of Land, Infrastructure and Transport

資料來源:同圖 5-1

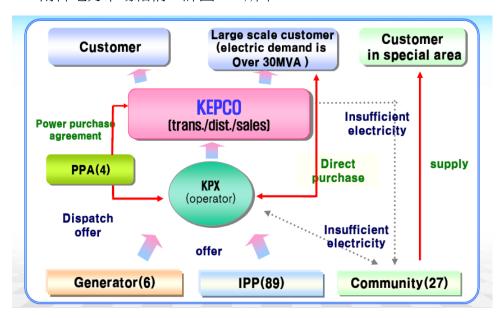
圖 5-21 電動車應用於貨運與客運之二氧化碳減量評估

第六章 韓國電力公司(Korea Electric Power Corporation, KEPCO)

一、綠色成長策略-電業新願景(2011/11/7)

(一)KEPCO 回顧

● 南韓電力市場結構,詳圖 6-1 所示。



資料來源: KEPCO (2011), Green Growth Strategy-A New Vision for the Power Industry.

圖 6-1 南韓電力市場結構

- 韓國天然氣供應由韓國燃氣公司負責,購買、訂約、運輸管道、儲存槽等均爲其所壟斷。韓國基本上不受經濟變動影響,燃料中液化天然氣受市場變化影響大,但韓國燃氣比重最低,不會受到很大影響,韓國天然氣只有在負載高時才啟動,不用時就停機。燃油發電轉移至燃煤發電,燃煤發電比重增加,明年3月就不再使用燃油發電。
- 2010 年韓國各型燃料裝置容量組成如下:核能 18,716 千瓩(24.82%), 煙煤 23,080 千瓩(30.60%),無煙煤 1,125 千瓩(1.49%),液化天然氣 19,422 千瓩(25.75%),燃油 5,372 千瓩(7.12%),抽蓄水力 3,900 千瓩(5.17%), 再生能源 2,127 千瓩(2.82%),小型發電設備(Generator for Residential

■ 2010 年韓國各型燃料發電量組成如下:核能 144,856 百萬度(31.4%),
 煙煤 193,476 百萬度(41.9%),無煙煤 100,690 百萬度(21.8%),液化天然氣 14,693 百萬度(3.2%),燃油 2,084 百萬度(0.5%),抽蓄水力 5,949 百萬度(1.3%),合計 461,747 百萬度。

● 發輸配電部門:

- 發電部門:全國發電總裝置容量為 76,078MW,而 KEPCO 與 6 家 發電子公司之裝置容量為 65,560MW,約佔全國發電總裝置容量的 86%。
- 輸電部門: KEPCO100%擁有全國輸電設施,其中,輸電線路總長 30,676 回線公里(c-km),變電所容量 256,317 千仟伏安(MVA)。
- 配電部門: KEPCO 擁有全國配電設施,配電線路總長 428,259 回線公里(c-km)。

● 財務摘要:

■ 總資產:664 億美元

■ 總收入:350 億美元

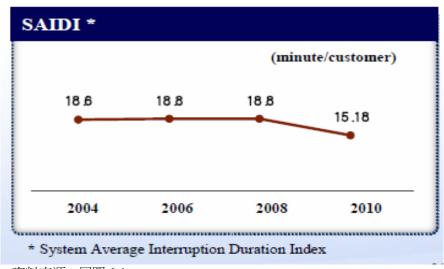
■ 用戶數:19,229,000 戶

■ 債信評等:A2(穆迪),A(S&P)

● KEPCO 集團公司

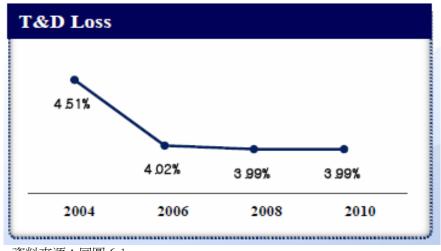
- 6家發電子公司: KHNP(核能與水力發電為主)、KOSEP(火力與再生能源發電為主)、KOMIPO(火力與再生能源發電為主)、WP(火力與再生能源發電為主)、KOSPO(火力與再生能源發電為主)、EWP(火力與再生能源發電為主)。
- 4家輔助子公司: KOPEC(工程服務)、KPS(維修服務)、KNFC(核 燃料)、KDN(資訊服務)。
- 4家電力相關業務公司:LGU+(網際網路及線路租賃服務)、 KEPID(零售電表服務)、KOGAS(LNG 進口與供應業務)、KDHC(區 域供電)。

- 系統平均停電持續時間指數(System Average Interruption Duration Index; SAIDI)詳圖 6-2 所示,每一用戶平均停電持續時間已由 2004 年 18.6 分鐘降至 2010 年 15.18 分鐘。
- 輸配電損失(T&D Loss):詳圖 6-3 所示,輸配電損失已由 2004 年 4.51 %降至 2010 年 3.99%。
- KEPCO 海外計畫,詳圖 6-4 所示,由圖右上順時針旋轉,涵蓋中國、 孟加拉、澳洲、菲律賓、印尼、柬埔寨、奈及利亞、尼日、墨西哥、加 拿大、約旦、沙烏地阿拉伯、阿拉伯聯合大公國等國。其中特別值得注 意的是,KEPCO 於阿拉伯聯合大公國進行的核電廠興建計畫。



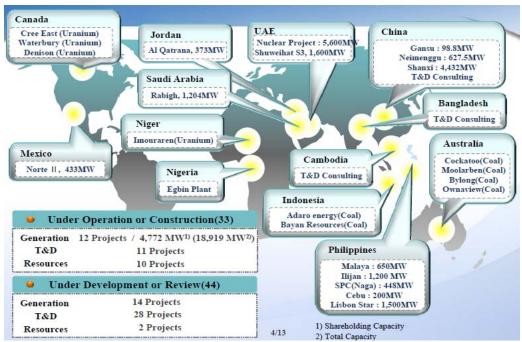
資料來源:同圖 6-1。

圖 6-2 KEPCO 系統平均停電持續時間指數



資料來源:同圖 6-1。

圖 6-3 KEPCO 輸配電損失



資料來源:同圖 6-1。

圖 6-4 KEPCO 海外計畫

(二)綠色成長願景

● KEPCO於 2020年的願景係希望成爲全球前 5 大能源與工程公司,中長期的 策略方向包括:綠能技術領導者、擴展企業版圖、驅動企業全球化及增進創 新與效率等,詳圖 6-5 所示。



資料來源:同圖 6-1。

圖 6-5 KEPCO2020 年綠色成長願景

● 在創造企業綠色價値方面,主要包括:企業經營多樣化、創造綠色利潤、擴展海外事業及成爲綠能技術領導者等,詳圖 6-6 所示。

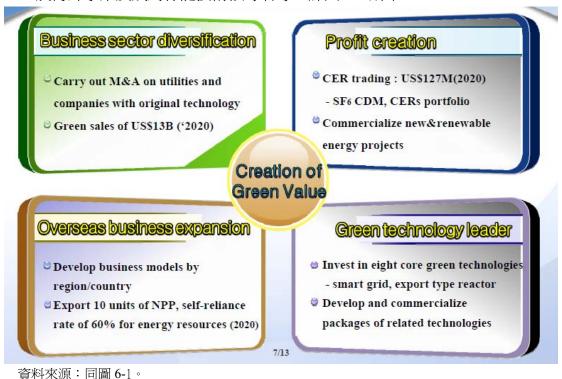


圖 6-6 創造 KEPCO 企業綠色價值

(三)5項核心計畫:

- 8項商業化綠能技術,詳圖 6-7所示:
 - 發電:IGCC、CCS、核反應器輸出、
 - 輸配電: smart grid、superconducting、HVDC
 - 售電:電動車充電基礎建設、家庭電器化
- 擴展新及再生能源使用,詳圖 6-8 所示,包括 KEPCO 集團子公司及再生能源之裝置容量、發電量、再生能源配比標準及策略性能源組合等。
- 離岸風力計畫,詳圖 6-9 所示,KEPCO 策略包括確認離岸風力可行性、試行及擴展等三階段。
- 發展低碳能源系統,詳圖 6-10 所示,其中南韓國家 2020 年 CO2 減量目標 為較基準情境(BAU)減少 30%。
- 綠色企業多樣化,詳圖 6-11 所示,包括海外發電、再生能源、SF6 CDM 計

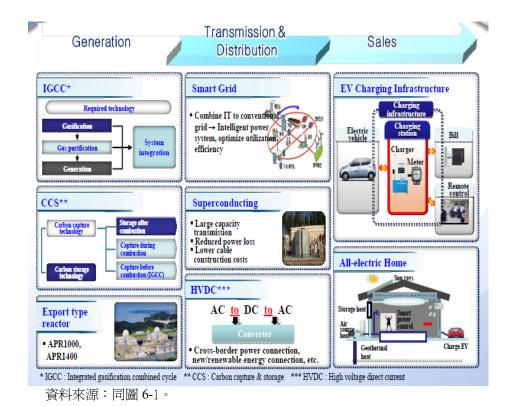


圖 6-7 8 項商業化綠能技術

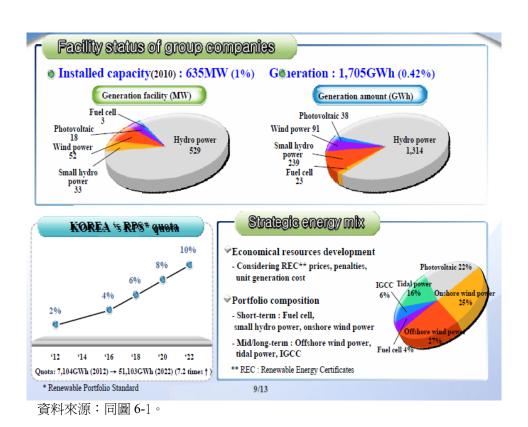
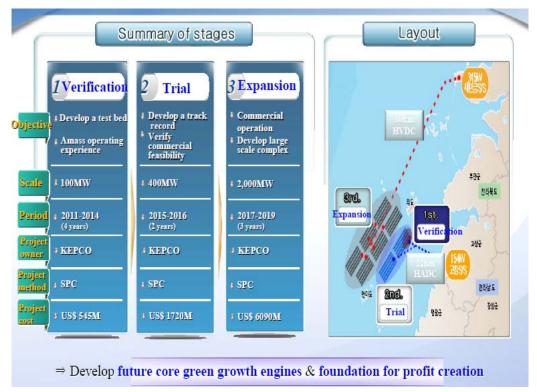
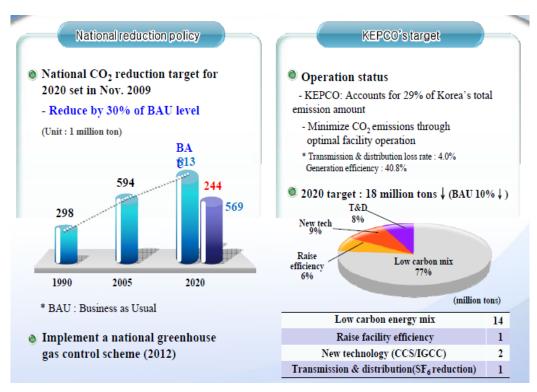


圖 6-8 擴展新及再生能源使用



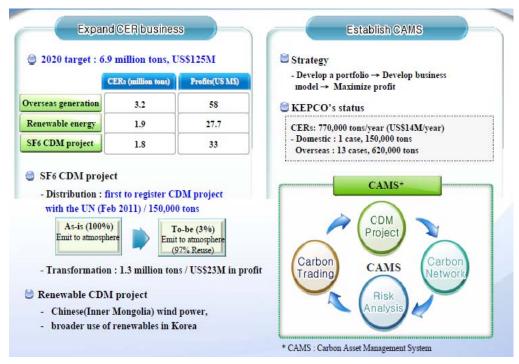
資料來源:同圖 6-1。

圖 6-9 離岸風力計畫



資料來源:同圖 6-1。

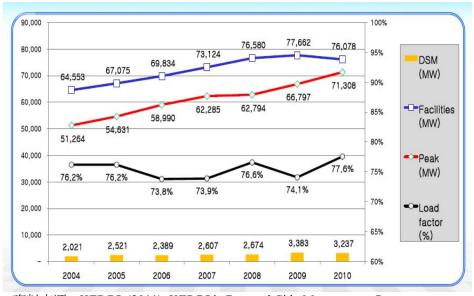
圖 6-10 發展低碳能源系統



資料來源:同圖 6-1。

圖 6-11 綠色企業多樣化

- 二、KEPCO 需求面管理(Demand-Side Management; DSM)計畫
- KEPCO 近年來尖峰負載與 DSM 成效,詳圖 6-12 所示,基本上,尖峰負載 逐年攀升,2010 年達 71,308MW,然 DSM 成效則在 2010 年有略為下滑現 象。



資料來源: KEPCO (2011), KEPCO's Demand-Side Management Programs.。

圖 6-12 KEPCO 近年來尖峰負載與 DSM 成效

● 1961-1980 年期間系統尖峰係出現在冬季,1981-2008 年期間系統尖峰則出現在夏季,2009 年起系統尖峰又回到冬季,詳圖 6-13 所示。

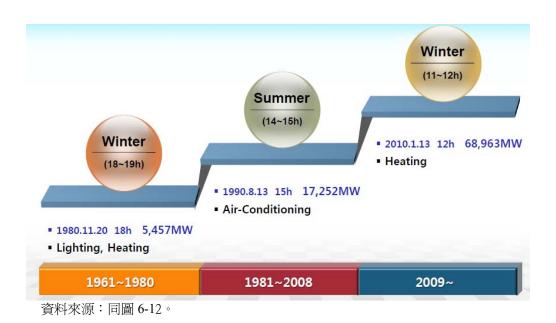


圖 6-13 尖峰趨勢

- DSM 之目標包括:穩定供電、節省成本、節約能源及環境保護等,詳圖 6-14 所示。
- DSM 施行架構詳圖 6-15 所示。

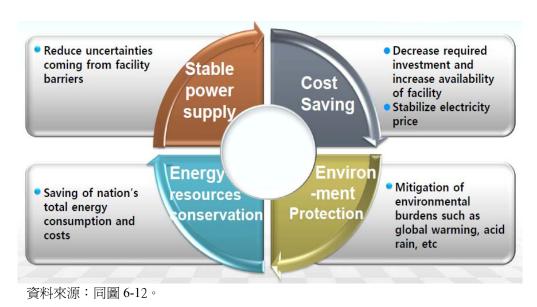
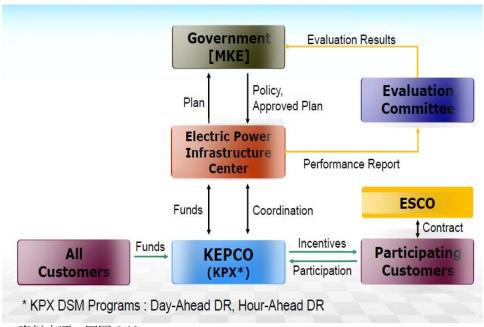


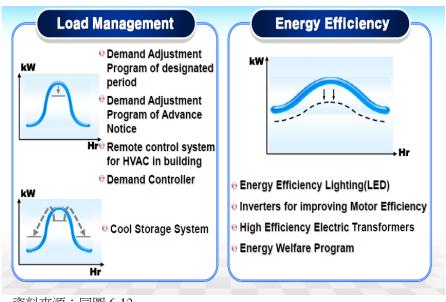
圖 6-14 DSM 之目標



資料來源:同圖 6-12。

圖 6-15 DSM 施行架構

- KEPCO DSM 計畫分爲負載管理與提升能源效率兩部份,詳圖 6-16 所示。
 - 負載管理計畫,共計5項:
 - ◆ 工商業大用戶指定期間之需電調整計畫及成效,詳圖 6-17 所示。
 - ◆ 事先告知之需電調整計畫及成效,詳圖 6-18 所示。



資料來源:同圖 6-12。

圖 6-16 KEPCO DSM 計畫

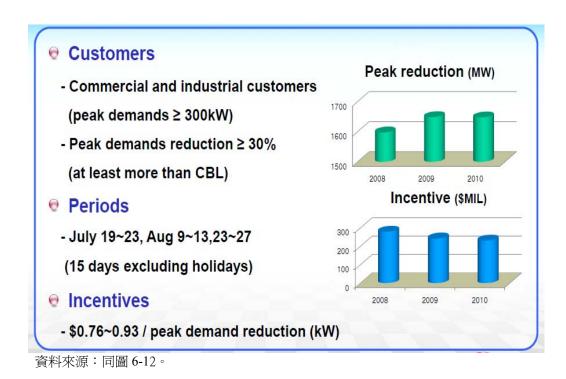
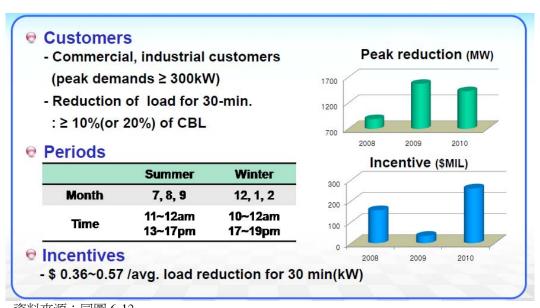


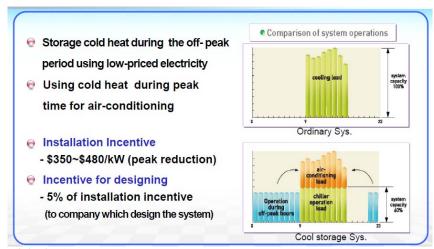
圖 6-17 指定期間之需電調整計畫及成效



資料來源:同圖 6-12。

圖 6-18 事先告知之需電調整計畫及成效

- ◆ 儲冷系統及成效,詳圖 6-19 所示。
- ◆ 建築物 HVAC 遠端遙控系統及成效,詳圖 6-20 所示。
- ◆ 需量控制及成效,詳圖 6-21 所示。



資料來源:同圖 6-12。

圖 6-19 儲冷系統及成效

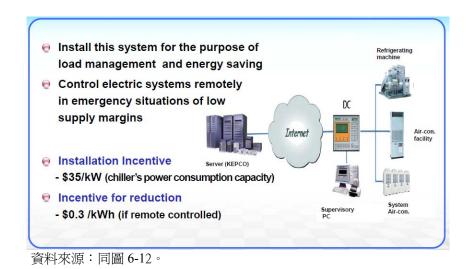


圖 6-20 建築物 HVAC 遠端遙控系統及成效



圖 6-21 需量控制及成效

提升能源效率相關計畫共計 4 項:

- 提供誘因給裝置高效率照明設備之用戶,詳圖 6-22 所示。
- 提供誘因給改善馬達效率之投資者,詳圖 6-23 所示。
- 提供誘因給高效率變壓器,詳圖 6-24 所示。
- 提供能源福利計畫給低收入用戶,詳圖 6-25 所示。



資料來源:同圖 6-12。

圖 6-22 提供誘因給裝置高效率照明設備之用戶

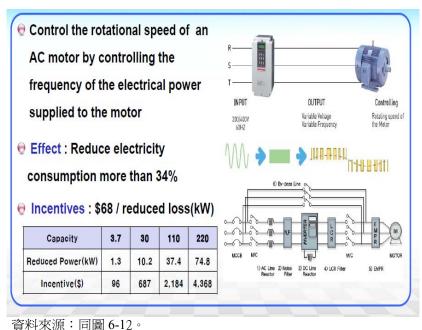
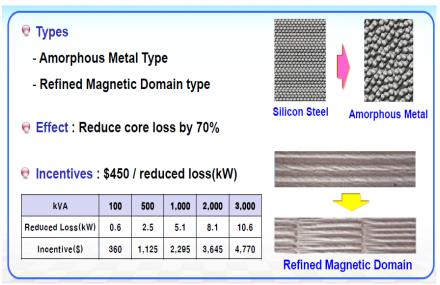
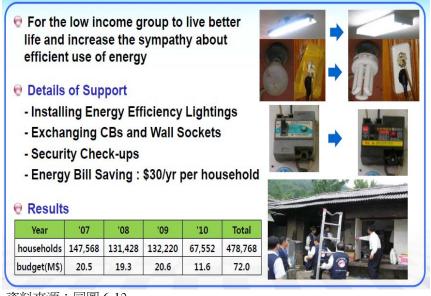


圖 6-23 提供誘因給改善馬達效率之投資者



資料來源:同圖 6-12。

圖 6-24 提供誘因給高效率變壓器



資料來源: 同圖 6-12。

圖 6-25 提供能源福利計畫給低收入用戶

● DSM 計畫成效,仍以指定期間之需電調整計畫與事先告知之需電調整計畫 抑低尖峰之成效最大,詳圖 6-26 所示。另 KEPCO 之 DSM 計畫,使得負載 率提高至 2010 年的 77.58%,2010 年抑低尖峰 4.5%,用戶滿意度亦連續 12 年奪得第一,詳圖 6-27 所示。

Duc	'09 Results(MW)	'10 Results(MW)
Programs	Peak Reduction	Peak Reduction
Demand Adjustment Program of designated period	1,649	1,648
Demand Adjustment Program of advance notice	1,571	1,457
Cool Storage System	45	20
Demand Controller	85	42
Direct Load Control (Pledged)	(1,335)	(1,380)
Emergency Electricity Conservation(Pledged)	(2,350)	(2,350)
Energy Efficiency	27	70

資料來源:同圖 6-12。

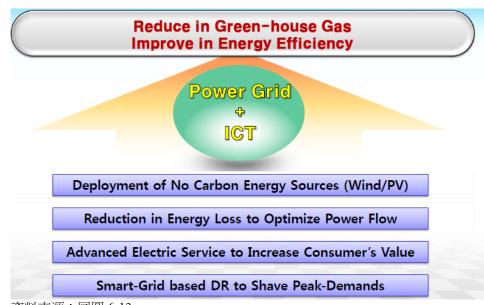
圖 6-26 DSM 計畫成效分析



圖 6-27 KEPCO 之 DSM 計畫榮譽

● 未來規劃

- KEPCO 之智慧型電網(Smart Grid)目標,詳圖 6-28 所示,智慧型電網城市(Smart Grid City),詳圖 6-29 所示。
- SG 下之先進需量反應(DR)系統,詳圖 6-30、圖 6-31 所示。
- 智慧型電表鋪設計畫,圖 6-32 所示。



資料來源:同圖 6-12。

圖 6-28 KEPCO 之智慧型電網(Smart Grid)目標



資料來源:同圖 6-12。

圖 6-29 智慧型電網城市

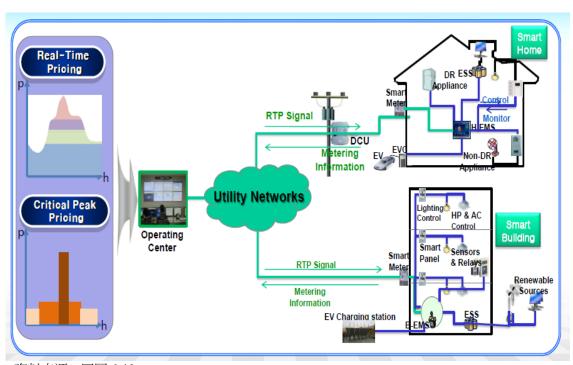
* DLC(Direct Load Control) through AMI Kinds of Customers As-Is To-Be Communication Media Public lines (CDMA, Internet, etc) **Target** Small C&I** • HVDC Devices** Large C&I** • User specified devices **Duscond Control) through AMI **To-Be **Utility owned lines, such as PLC **Target to all customers** • User specified devices **User specified devices** **User specified devices** **User specified devices** **To-Be** **Utility owned lines, such as PLC **Target to all customers* • User specified devices* **User specified devices** **Utility owned lines, such as PLC **Target to all customers* **User specified devices** **User specified devices**

• Incentive-based DR linked to Wholesale

Kinds of C	ustomers	As-Is	To-Be
Range of	Small C&I	• N/A	Target to all customers
application	Large C&I	• Under emergency only	On a regular basis

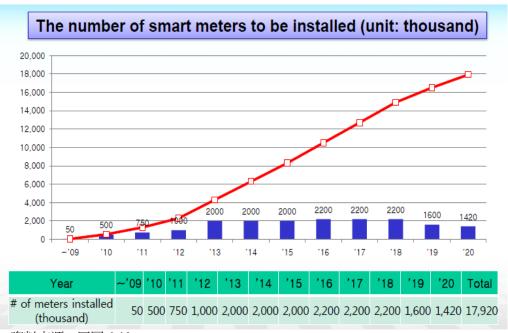
資料來源:同圖 6-12。

圖 6-30 SG 下之先進需量反應(DR)系統(1/2)



資料來源:同圖 6-12。

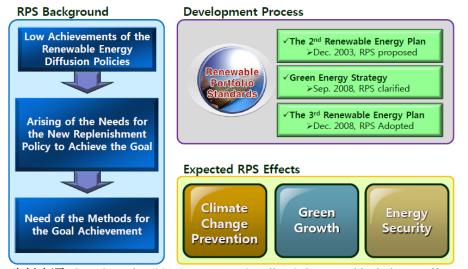
圖 6-31 SG 下之先進需量反應(DR)系統(2/2)



資料來源:同圖 6-12。

圖 6-32 智慧型電表鋪設計畫

- 三、南韓「再生能源配比標準」(Renewable Portfolio Standard; RPS)政策及產業效果(資料來源:南韓電力技術研究院,2011年9月20日)
- RPS 背景、發展過程及預期成效詳圖 6-33 所示。



資料來源: Son, Sung-ho (2011), Korea RPS Policy Scheme and its industry effect.。

圖 6-33 RPS 背景、發展過程及預期成效

● 南韓新及再生能源目標,詳圖 6-34 所示。

2030 > 2030 Portfolio Forecasting : Wind 42%, Ocean 16%, Hydro15% Geothermal Hydro Ocean 7% P۷ 2020 Wind Biomass 10% 2010 Wind 37% NRE portion of the 11% Electricity: about 7.7% (2030, forecasting)

New & Renewable Energy Diffusion Goal

> Source: "the 3rd New & Renewable Energy Technology Development Plan (2009~2030)", Korean Government, 2008.12 資料來源:同圖 6-33。

圖 6-34 南韓新及再生能源目標

近年來南韓再生能源佔總毛發電量比例,詳圖 6-35 所示;再生能源容量與 發電量組成詳圖 6-36。

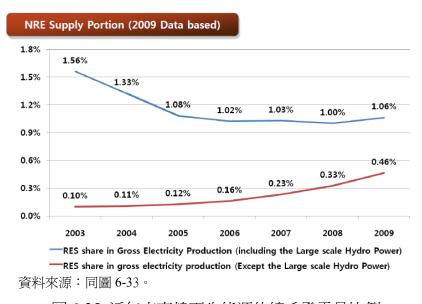
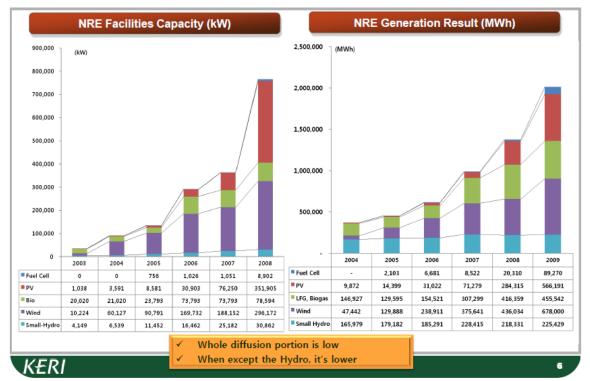


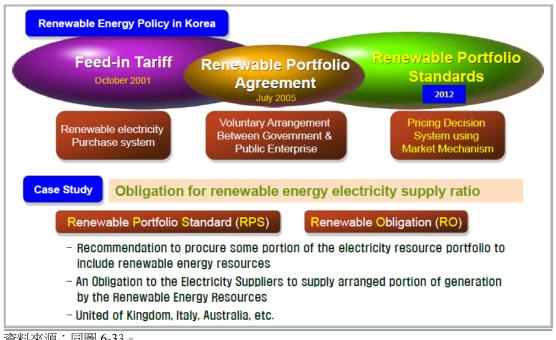
圖 6-35 近年來南韓再生能源佔總毛發電量比例



資料來源:同圖 6-33。

圖 6-36 再生能源容量與發電量組成

南韓再生能源政策,詳圖 6-37 所示;國家再生能源(NRE)政策演進過程,詳 圖 6-38 所示。



資料來源:同圖 6-33。

圖 6-37 南韓再生能源政策

- 1987 Promulgation of the Promotion Act for NRE Development
 - > Making the legal basis of NRE Technology Development
- 1997 Amendment of the Promotion Act for NRE Development, Utilization & Dissemination
 - Making the legal basis of NRE Dissemination
- 2002 Amendment of the Promotion Act for

NRE Development, Utilization & Dissemination

- » Including Obligation to the Public Office, Certification, F-I-T, etc.
- 2003 10year National Basic Plan for NRE

Technology Development and Dissemination

- > Target: 3% by 2006, 5% by 2011
- 2012 RPS will substitute FIT system

資料來源:同圖 6-33。

圖 6-38 國家再生能源(NRE)政策演進過程

- 國家再生能源(NRE)計畫與成效,詳圖 6-39~6-41 所示。
 - Programs for promoting NRE deployment
 - **≻Subsidy Program**
 - ≥100,000 Solar-roof deployment program
 - ► Regional deployment Subsidy program
 - **▶**Loans and Tax incentive program
 - Programs for promoting NRE utilization
 - **≻Feed-in Tariffs**
 - **▶**Public institutions' Renewable Obligation
 - Renewable Portfolio Agreement

資料來源:同圖 6-33。

圖 6-39 國家再生能源(NRE)計畫與成效(1/3)



資料來源:同圖 6-33。

圖 6-40 國家再生能源(NRE)計畫與成效(2/3)

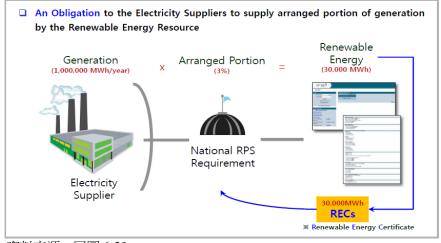
■ NRE diffused by FII system
■ 250 sites, 355MW operates at the end of 2007
■ PV(184 sites, 39MW), Wind (8 sites, 171MW),
Hydro(46 sites, 62MW), LFG(11 sites, 80MW)

Energy Type	Accumulated Number		Accumulated Capacity (kW)		Generation (MWh)	
PV	184	73.6%	39,030	11.00%	24,067	2.81%
Wind	6	2.4%	171,395	48.30%	333,582	39.01%
Hydro	46	18.4%	61,833	17.42%	220,040	25.73%
Fuel-Cell	1	0.4%	250	0.07%	1,960	0.23%
LFG	11	4.4%	80,293	22.63%	273,808	32.02%
Bio-Gas	2	0.8%	2,060	0.58%	1,581	0.18%
Total	250		354,861		855,037	

資料來源:同圖 6-33。

圖 6-41 國家再生能源(NRE)計畫與成效(3/3)

● RPS 計畫,詳圖 6-42 所示;RPS 世界其他國家範例詳圖 6-43~6-44 所示。



資料來源:同圖 6-33。

圖 6-42 RPS 計畫

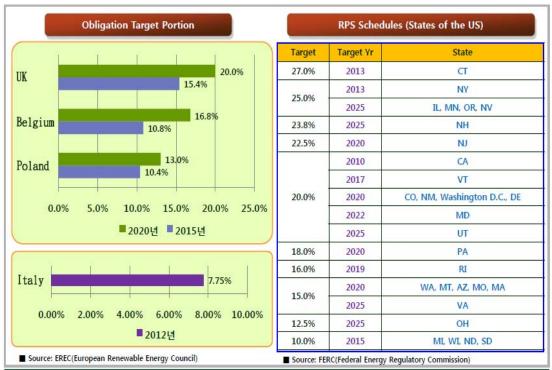
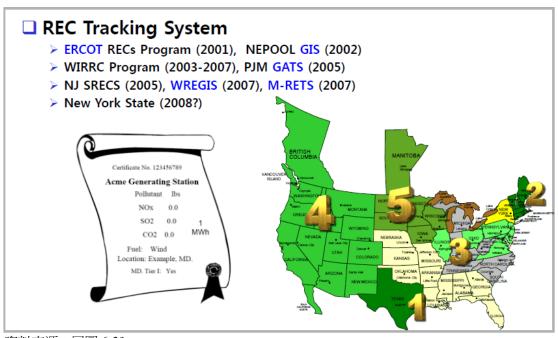


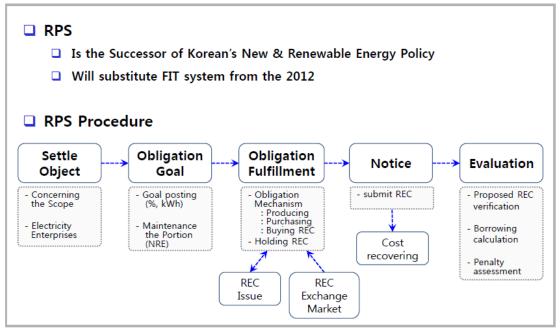
圖 6-43 RPS 世界其他國家範例(1/2)



資料來源:同圖 6-33。

圖 6-44 RPS 世界其他國家範例(2/2)

● 南韓 RPS 概要,詳圖 6-45 所示;再生能源權證追蹤系統(RECs tracking system),詳圖 6-46 所示;再生能源權證交易計劃,詳圖 6-47 所示。



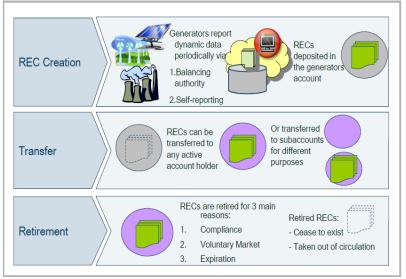
資料來源:同圖 6-33。

圖 6-45 南韓 RPS 概要



資料來源:同圖 6-33。

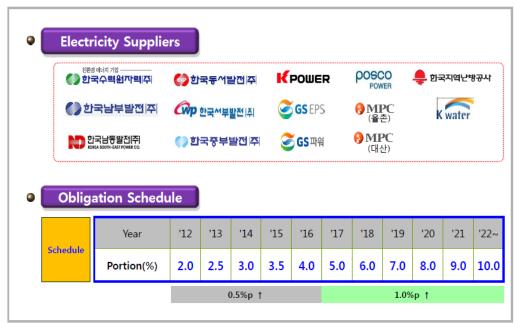
圖 6-46 南韓再生能源權證追蹤系統



資料來源: 同圖 6-33。

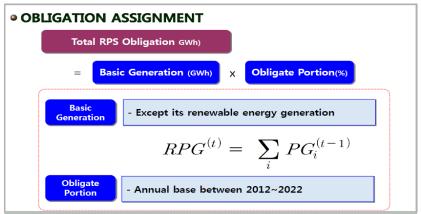
圖 6-47 南韓再生能源權證交易計劃

● 南韓發電業者及未來再生能源配比目標,詳圖 6-48 所示;再生能源配比計 算方式,詳圖 6-49 所示。



資料來源:同圖 6-33。

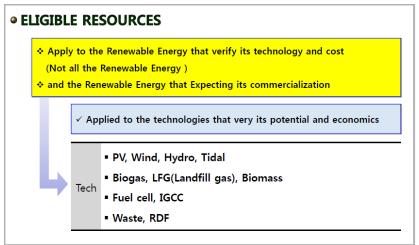
圖 6-48 南韓發電業者及未來再生能源配比目標



資料來源:同圖 6-33。

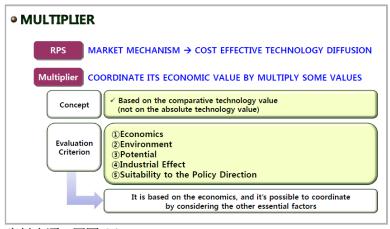
圖 6-49 南韓再生能源配比計算方式

● 合格之再生能源與乘數考量準則與計算方式,詳圖 6-50~6-54。



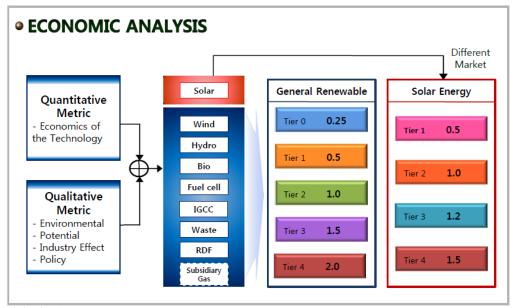
資料來源:同圖 6-33。

圖 6-50 合格之再生能源與乘數考量準則與計算方式(1/5)



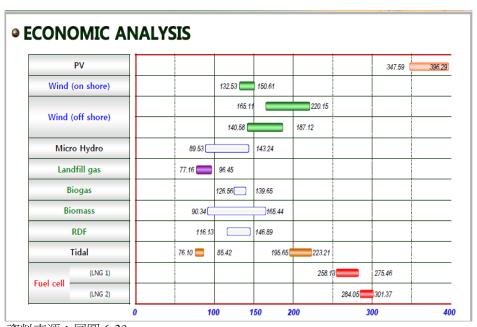
資料來源:同圖 6-33。

圖 6-51 合格之再生能源與乘數考量準則與計算方式(2/5)



資料來源:同圖 6-33。

圖 6-52 合格之再生能源與乘數考量準則與計算方式(3/5)



資料來源: 同圖 6-33。

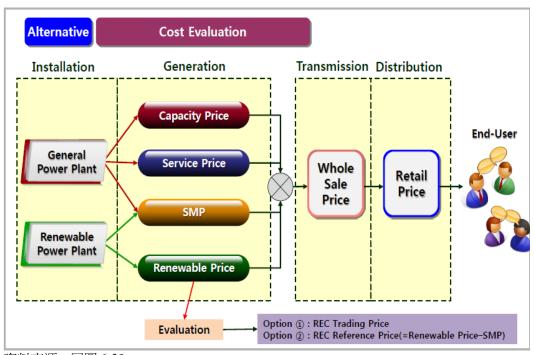
圖 6-53 合格之再生能源與乘數考量準則與計算方式(4/5)

•	MULTIPLIERS						
	Grouping Multiplier		Multiplier	Eligible Resources			
		1	0.25	• IGCC			
		2 0.5		WasteLFG(Land fill gas)			
	Renewable Energy	3	1.0	 Hydro Wind (on-shore) Bio-gas Bio-mass Tidal I (construction under having its tide embankment) RDF (total destruction by fire) 			
	4		1.5	■Wind (off-shore) * suppose to support it grid connection			
		5	2.0	Wind (off-shore) * suppose without it grid connection supporting Tidal II (construction without its tide embankment) Fuel-cell			

資料來源:同圖 6-33。

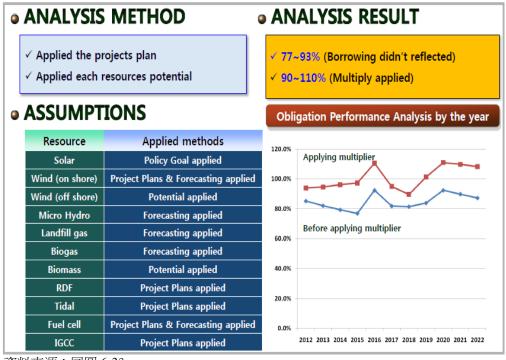
圖 6-54 合格之再生能源與乘數考量準則與計算方式(5/5)

● 再生能源成本回收機制,詳圖 6-55 所示; Portfolio 分析,詳圖 6-56、6-57 所示。



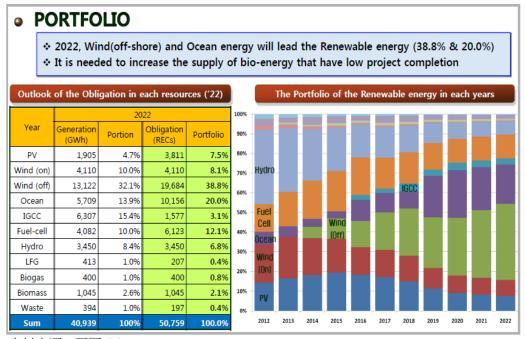
資料來源:同圖 6-33。

圖 6-55 再生能源成本回收機制



資料來源: 同圖 6-33。

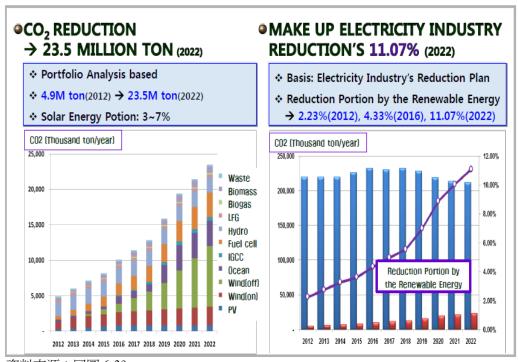
圖 6-56 再生能源 Portfolio 分析(1/2)



資料來源:同圖 6-33。

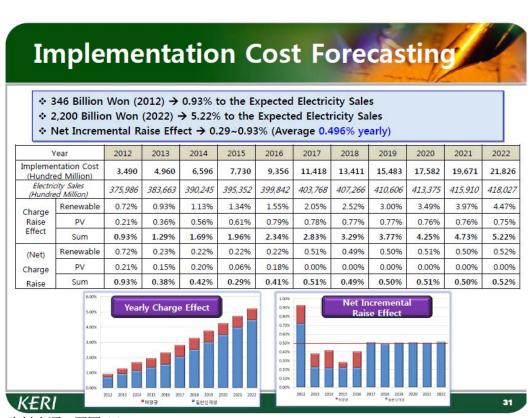
圖 6-57 再生能源 Portfolio 分析(2/2)

● CO2 減量水準預估,詳圖 6-58 所示; RPS 執行成本預估,詳圖 6-59 所示; RPS 推動計畫,詳圖 6-60 所示。



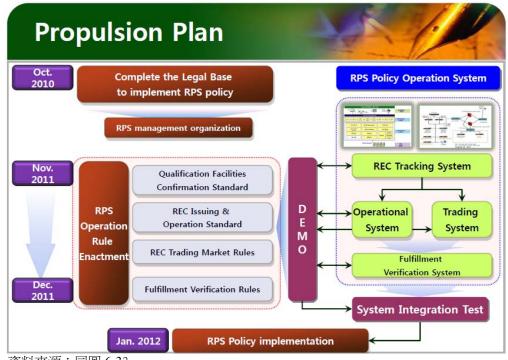
資料來源:同圖 6-33。

圖 6-58 CO2 減量水準預估



資料來源:同圖 6-33。

圖 6-59 RPS 執行成本預估



資料來源:同圖 6-33。

圖 6-60 RPS 推動計畫

四、小結

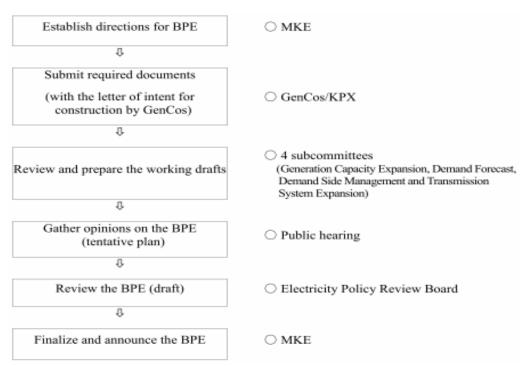
韓國電力公司(KEPCO)爲國營企業,2001 年將旗下分爲 6 個獨立運作的子公司,非核能電廠依營業區域分爲東南、南方、中部、西方和東方等 5 個電力公司,及 1 個水力及核能電力公司。每年台灣、日本及韓國等國針對燃料相關議題舉行會議相互交換意見,今年 11 月底會在台灣舉行。

韓電子公司每年提建設計畫向政府提出申請,通常有關清潔、成本、整體技術較易通過,尤其像 IGCC 這種新技術,雖韓電目前有遭遇問題,但一旦成功,即技術領先於其他國家,有利於技術輸出,韓國本身經濟成長有限,韓電要追求有更高的成長,就必須拓展海外市場。由各公司提出之建設計畫組成一電力基本方案,首先提交一些必須文件交由發電公司和電力交易所審查,再經由 4 個委員會進行審查,通過後召開公聽會後,再交由電力政策審查委員會審視最後草案,最後由韓國政府批准後,計畫即按核定進行,計畫不會因外力阻撓而改變,有時也會遭遇地方政府的阻撓,此時電力公司就可依政府核准資料告地方政府。韓國發電公司及燃氣公司受政府管制,沒有什麼議價空間,前一年制定合約,若當年有±10%誤差,發電子公司一起付罰款。

第七章 韓國電力交易所(Korea Power Exchange, KPX)

韓國電力交易所(Korea Power Exchange, KPX)隸屬於韓國知識經濟部 (Ministry of Knowledge Economy, MKE)。係因應韓國電力市場自由化自 2001 年 起所成立之機構,負責韓國發電站輸電和配電的控制中心,以確保與協調全國各區供電可靠性,爲一個非營利得組織。

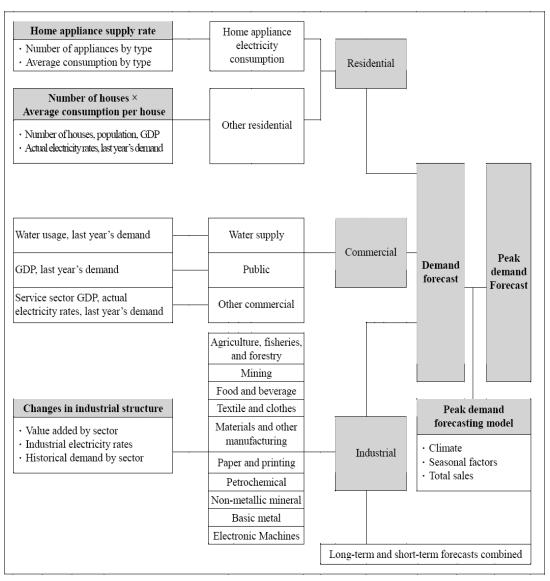
南韓未來電力供需預測係由韓國電力交易所(KPX)負責,根據電力事業法 (Electricity Business Act)等相關規定,須負責編製「長期電力供需基礎規劃」(Basic Plan For Long-Term Electricity Supply and Demand, BPE),以確保未來電力供應之穩定,並作爲相關政策之基本方向以及電業開放之參考依據。該報告進行程序(詳如圖 7-1),先由韓國知識經濟部指示編製方向,再由各電力公司與 KPX 提供相關資訊,並由學校、專業機構、電力公司及其它相關機構組成 4 個子委員會(包括發電容量擴展、需求預測、需求面管理、輸電系統擴展等)進行審查後召開公聽會廣納各方意見,最後再由電力政策審查會(Electricity Policy Review Board)進行最後核定,再交由 MKE 發行。



資料來源: KPX(2010.12),The 5th Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand (2010~2024)

圖 7-1 韓國「長期電力供需基礎規劃」進行程序

韓國電力交易所(KPX)進行長期(年資料頻率、預測未來 15 年)與短期(月資料頻率、預測未來 2 年)之電力負載需求預測,預測模式主要係採用計量迴歸方法,主要概分爲未來電力需求與尖峰負載預測(詳如圖 7-2)。在未來電力需求預測作法,主要以住宅、商業及工業爲三大部門,另區分爲兩個住宅部門、三個商業部門及十個工業部門依其電力需求進行預測,資料涵蓋經濟成長與產業結構之未來成長趨勢;在未來尖峰負載預測作法,考量氣候、季節性及售電量等因素納入負載需求預測模型以進行推估。



資料來源: KPX(2008.12),The 4th Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand (2008~2022)

圖 7-2 KPX 電力負載需求預測方法

關於短期電力負載預測作法,進行未來兩年月份別之電力需求預測,主要分成住宅、商業及工業等三大部門電力銷售預測,及尖峰負載預測,其相關預測模型作法,根據韓國電力交易所(KPX)之電力需求預測團隊(Demand Forecasting Team)所提報「Short-term Electricity Forecasting」(2006/10/9),在短期未來電力負載預測,未來電力銷售預測模型內所考量變數,住宅部門電力銷售量主要係受溫度與GDP等變數之影響,商業部門電力銷售量主要係受溫度、GDP及電價等變數之影響,在工業部門電力銷售量則受 GDP與電價等變數之影響,另在尖峰負載預測模型,則考量氣溫、假日及週銷售標準化等變數之影響,以下爲相關短期電力負載預測模式如下:

住宅部門電力銷售預測模式

 $Y t = 1.416 + 0.915 Temperature + \alpha_t \ln GDP$ (1.21) (1.01)

$$\begin{split} \alpha_t = &-0.0048 + 0.2406t/n - 0.558(t/n)^2 - 0.0087COS2\pi t/n - 0.00028SIN2\pi t/n \\ \alpha_t \text{Time Varying Coefficient} : (05.9) \ 0.1779 \longrightarrow & (06.9)0.1824 \longrightarrow & (07.9)0.1986 \end{split}$$

商業部門電力銷售預測模式

 $ln\ \textit{Y}\ \textit{t} = 0.641 + 0.906 Temperature + \alpha_t ln GDP - 0.059 Price$

$$(0.54)$$
 (17.78)

(-1.28)

 $\alpha_t = -0.0045 + 0.271 t/n - 0.0106 COS2\pi t/n - 0.0091 SIN2\pi t/n - 0.0011 COS4\pi t/n + 0.0018 SIN4\pi t/n$

 $\alpha_t \text{ TVC} : (05.9) \ 0.2621 \rightarrow (06.9) \ 0.2675 \rightarrow (07.9) \ 0.2802$

> 工業部門電力銷售預測模式

 $\ln Yt = 0.9506 + 0.8982Te + \alpha_t \ln GDP - 0.05104Price$

(0.58) (5.16)

(-1.59)

 $\alpha_t = 0.1968 + 0.1125t/n - 0.0073COS2\pi t/n - 0.0060SIN2\pi t/n$

 α_t TVC : (05.9) 0.3092 \rightarrow (06.9) 0.3331 \rightarrow (07.9) 0.3614

> 尖峰負載預測模式

 $\ln Yt = -4.406 + 0.021Te - 0.115Dum1 - 0.023Dum2 - 0.062Dum3 + 0.906SWS$

(-60.02) (14.65)

(-6.32) (-1.28)

(-3.15) (206.11)

Te: Temperature Effect Variables

Dum1, Dum2: Holiday Dummy Variables

Dum3: Summer Vacation Dummy Variables

SWS: Standardized Weekly Sales

根據韓國「第五次長期電力供給與需求基礎規劃(The 5th Basic Plan of Long-Term Electricity Supply and Demand;簡稱 BPE)」之研究,該報告之規劃期程約為 15 年,第五次之規劃時間為 2010 至 2024 年。此次 BPE 的方向,考量國家能源基礎規劃(National Energy Basic Plan)以加強電力規劃能力:擴大基本負載以逐步建立一個經濟的電力供應系統;面對電力需求預測的不確定性及建造工程延宕等,所因應策略制定,以確保穩定的電力平衡供應;在 2011~2014 年可能產生低邊際儲備容量,亦造成短期電力供應的困難,應加強負載管理控制。另一建立環保的發電組合:形成一套對生態友好的發電組合,以減少溫室氣體排放;考量核電機組建構;評估電力供需其產能擴張性,亟需考量各項資源潛力或其退休保障計劃的目標等。

KPX 在長期電力負載預測分成兩大情境,一爲參考需求預測,二爲目標需求預測,基於根據不同電力需求預測之結果,該報告考量電力供需求展望,以作爲未來規劃電源開發計畫。其中,國內長期經濟成長率假設,採用韓國開發研究院(Korea Development Institute, KDI)的預估(詳如表 7-1)。

表 7-1 韓國未來經濟成長率預測(區間成長率)

(單位:%)

Year	2010	'11~'15	'16~'20	'21~'24	'10~'24
5 th BPE	5.9	4.2	3.9	3.2	3.9
4 th BPE	5.0	4.4	3.8	3.1	3.9
Difference	0.9p↑	0.2p↓	0.1p↑	0.1p↑	-

資料來源:同圖 7-1。

以參考需求其用電量之預測結果顯示,在 2010 年為 425,412GWh 到 2024 年為 653,541GWh, 2010-2024 年每年平均增加率為 3.1%,以三大部門來看,住宅用電量年平均成長約 2.7%,商業用電量年平均成長約 4.6%,工業用電量年平均成長約 2.2%(詳如表 7-2)。

表 7-2 韓國全國用電量與三大部門用電量預測(參考需求)

(單位:GWh)

Classification	2010	2015	2020	2024	'10~'24(%)
Residential	75,769	89,870	101,268	110,333	2.7
Commercial	133,735	181,112	223,957	251,156	4.6
Industrial	215,909	249,860	272,996	292,052	2.2
Total	425,412	520,842	598,221	653,541	3.1

資料來源:同圖 7-1。

以參考需求其尖峰負載之預測結果顯示,在 2010 年為 70,457MW 到 2024 年為 107,437MW, 2010-2024 年每年平均增加率為 3.1%(詳如表 7-3)。

表 7-3 韓國尖峰負載預測(參考需求)

(單位: MW)

Year	2010	2015	2020	2024	'10~'24(%)
Peak Demand	70,457	86,754	99,653	107,437	3.1

資料來源:同圖 7-1。

基於國家能源基礎規劃考量,則目標需求其用電量之預測結果顯示,在 2010 年爲 423,789GWh 到 2024 年爲 551,606GWh,2010-2024 年每年平均增加率爲 1.9%(詳如表 7-4),如附表 4.11 所示。而目標需求其尖峰負載之預測結果顯示, 在 2010 年爲 69,886MW 到 2024 年爲 95,038MW,2010-2024 年每年平均增加率 爲 2.2%(詳如表 7-5)。

表 7-4 韓國用電量預測(目標需求)

(單位:GWh)

Year	2010	2015	2020	2024	'10~'24(%)
Electricity Consumption	423,784	496,590	535,779	551,606	1.9

資料來源:同圖 7-1。

表 7-5 韓國尖峰負載預測(目標需求)

(單位: MWh)

Year	2010	2015	2020	2024	'10~'24(%)
Peak demand	69,886	80,009	89,225	95,038	2.2

資料來源:同圖 7-1。

KPX 在長期電力負載的目標需求預測以國家能源基礎規劃為依據(BAU),關於規劃採取主要措施,以擴展高效率能源使用設備分佈,及電價制度合理化等,以達到此一目標需求。

- 高效率能源使用設備分佈(distribution of high efficiency apparatus):以開關電源與耗能效率高低於能源效率資源標準(Energy Efficiency Resource Standard;簡稱 EERS),增加投資 EERS 計畫以提高效率能源使用設備分佈。
- 能源使用效率改善(efficiency improvement of energy use): 進行能源效率改善的研發工作、工業與建築方面的能源系統革新,高效率照明設備的價格合理化,及擬定機器設備的效率標準等措施。
- 合理化的電價制度(rationalization of the electricity pricing system):根據供電 成本與電價需求彈性等需求面管理措施,以電費制度調節用電量,如優惠 電價制度與時間電價分級制度等。

第八章 心得與建議

一、出國實習心得

本團隊因執行能源局委辦之「未來電力供需分析規劃研究(2/3)」,根據計畫執行內容需求說明應赴國外考察其他國家辦理長期電力負載預測及電源開發規劃之相關技術與作法,故於 2011 年安排前往日本與韓國拜訪相關研究機構和電力公司,以作爲未來進行電力公司分析規劃研究之參考。並藉由此次交流,分別了解同爲亞洲四小龍的日本與韓國之現今與未來電力發展情況與願景,以供相關單位進行了解與參考。尤其在日本福島核災之後,日、韓對於核能的看法可以提供本計畫訂定未來能源政策之參考。

綜觀日本與韓國其國家政策基本上均係以前瞻性之綠色成長政策帶動,朝向未來二氧化碳限制下之低碳社會,而其中電力則扮演重要關鍵角色,惟在福島事件之後其做法則有異同。日本與韓國電力公司在後福島時代下其共同之處爲:(1)需求面部分—重視需求面管理、需量反應、能源效率與節約能源;(2)供給面部分—推動再生能源和增加天然氣發電占比。而兩國相異之處則爲:(1)韓電明顯仍維持其原有核電政策,而日本未來核電占比將明顯較福島事件之前規劃降低,並在不同核能政策情境下等待最後決定;(2)韓電全力發展海外新事業,而日本電力公司則部分受到福島事件衝擊。

1.日本

日本在福島核災之後,54 座核能電廠目前只運轉 10 部核能廠 7.5GW,占總核能裝置容量之 15.3%,目前核能機組全面檢查尚未完畢,未來核能的發展方向至今尚未有結論,不過地方民眾非常關注有關核能安全問題子;日本核電廠每13 個月須進行停機檢修與更換燃料,日本政府決定所有檢修完成之核能機組須通過日本政府要求由電腦模擬核電廠承受自然災害程度之"壓力測試",通過壓力測試之機組尚須取得中央及地方同意才能恢復運轉。

福島後的能源展望進行各種情境探討一由於世界能源需求隨著人口成長將

明顯的增加,爲拯救全球溫室效應,空氣和水污染、酸雨、熱島效應等影響將隨著能源消耗增加而變得更嚴重,核能對於抑低溫室氣體量具有重要地位。在福島事件之後,日本進行各種情境探討,但却沒有無核能情境的探討,各種情境只有核能的多寡而已,核電所減少的發電量,在考慮 CO2 限制的情境下,天然氣和再生能源將取代核能發電,但煤仍被廣泛使用,煤的發電量在各種情境下,仍是不斷提升的;考量再生能源的不穩定性,電力供應系統的開發規劃需更有前瞻性的作法。

日本一方面由於人口減少,另方面強化能源效率和節約能源,其能源消耗量 將在 2030 年開始減少。由於 CO2 排放限制,燃料轉換趨勢明顯;有關引 進"CCGT+CCS"部份,由於 CCS 技術在地震頻繁的日本不被證實可行,需要被 更審慎可行的選項取代,未來的能源政策可預見是提高化石能源使用效率,天然 氣使用更加廣泛,核能實質上較先前目標減少;天然氣或再生能源之擴大利用, 尚不如預期中之高,節約能源、改變產業結構和生活型態是非常重要的。

由於福島事件,日本今年夏天及接下來的冬天及明年夏天,均面臨電源不足之窘境,但日本政府及民眾對此均能共體時艱;在減少核電之供給下,有些電力公司備轉容量降至其必需之3%以下,除了各電力公司相互間的電力融通外,政府龥請大家共同節約能源,並使用各種提高供給面,減少需求面的措施;以今年夏天安然度過的經驗,加上改善措施,可作爲接下來的冬天及明年夏天之借鏡,全國民眾皆非常配合。

2.韓國

韓國是由韓電子公司每年提建設計畫向政府提出申請,由各公司提出之建設計畫組成一電力基本方案,首先提交一些必須文件交由發電公司和電力交易所審查,再經由包括發電容量擴增、負載預測、需求面管理、輸配電系統擴增等4個委員會進行審查,通過後召開公聽會,其間也會遭遇環保團體抗爭、學術機構的反對等,公聽會後再交由電力政策審查委員會審視最後草案,最後由韓國政府做最後核示,計畫即按政府核示進行,計畫不會因外力阻撓而改變(包括福島事

件),有時也會遭遇地方政府的阻撓,此時電力公司就可依政府之核示控告地方政府。韓國電力規劃的主要控制權在政府手中,包括1至2年內之短期計畫及2至20年之長期計畫;韓國的電力建設規劃每2年做一次調整更新,目前最新之長期負載預測及長期電源開發方案為2010年所做,一經政府核准就必需遵守。

韓國資源貧乏,97%依賴進口,沒有選擇只能用核能,未來核電比重會繼續增加,研發核能之經費也會繼續增加。韓電在福島事件後,也對其核電廠進行調查,並向民眾說明,由於韓國以前並未發生過如同日本福島事件一樣的災害,與日本反應爐也並不一樣,韓國國民已得到充分的說明,且韓國大多爲重工業,對於核能開發已取得共識。

韓電子公司每年向政府提出建設計畫申請,通常有關清潔能源、低成本之發電計畫、及先進整體發電技術如 IGCC 這種新技術等較易獲政府核准通過;惟有關 IGCC 開發方面,韓電目前面臨問題有待克服,但一旦成功,即技術領先於其他國家,有利於技術輸出;韓電認爲目前韓國本身經濟成長有限,每年僅約 3%的成長,韓電要追求更高的成長,就必須拓展海外市場。

韓國基本上不受經濟變動影響,液化天然氣的價格受市場變化影響大,但韓國天然氣只有在負載高時才啟動,不用時就停機,故韓國燃氣發電比重最低,天然氣價格波動對整體的供電成本影響不大。為降低成本,將燃油發電轉移至燃煤發電,燃煤發電比重增加,明年3月起就不再使用燃油發電。

依韓電 2010 所做長期負載預測及長期電源開發方案,2010 至 2024 年售電量及尖峰負載年平均率成長率為3.1%,經由負載管理後,售電量平均率成長率為1.9%,尖峰負載年平均率成長率為2.2%。至 2024 年韓國各型燃料裝置容量組成如下:核能35,916 千瓩(31.90%,較2010 年增加7.08%),煙煤30,320 千瓩(26.93%),無煙煤1,125 千瓩(1.00%),液化天然氣23,517 千瓩(20.89%),燃油4,108千瓩(3.65%),抽蓄水力4,700 千瓩(4.17%),再生能源8,061 千瓩(7.16%),小型發電設備(Generator for Residential Commercial Services, RCS)4,846 千瓩(4.30%),合計112,593 千瓩。2024 年韓國各型燃料發電量組成如下:核能295,399

百萬度(48.5%,較2010年增加17.1%),煙煤188,411百萬度(31.0%),無煙煤59,201 百萬度(9.7%),液化天然氣2,912百萬度(0.5%),燃油8,202百萬度(1.3%),抽蓄 水力54,467百萬度(8.9%),合計608,591百萬度。

依前述,韓國未來仍將持續發展核能,核能發電占比在 2024 年幾占其總發電量一半;LNG 雖未來仍有新增,2010 年至 2024 年增加 4,095 千瓩,但僅做爲 尖峰使用,在 2024 年發電量占比僅爲 0.5%;燃煤電廠在 2020 年雖新增 7,240 千瓩,但發電量占比由 100 年之 61.2%下降至 2024 年之 40.7%,減少 20.5%;比較特別的是抽蓄電廠,容量 2010 年至 2024 年僅增加 800 千瓩,但發電量却有大幅的成長,增加 45,838 百萬度,占比增加 7.1%。

再生能源由 2010 年的 2,750.9 千瓩(水力占 58.7%)增加至 2024 年之 21,908.3 千瓩,新增容量包括一般水力 60 千瓩、小水力 172.5 千瓩、風力 8,628.1 千瓩、海洋能 3,037 千瓩、太陽能 3813.1 千瓩、生質能 348.9 千瓩、廢棄物 371.6 千瓩、副產品廢氣(By-product gas)1,134 千瓩、燃料電池 660.5 千瓩、地熱 31.2 千瓩、IGCC/CCT900 千瓩等,合計新增 19,157.4 千瓩,其中 8,346.1 千瓩由電力公司建造,另外 10,811.3 千瓩爲 RPS 所建造。至 2024 年再生能源占比風力最高爲 40.96%、太陽光電爲 19.30%、海洋能爲 13.87%、水力爲 8.43%、副產品廢氣 (By-product gas)爲 6.23%,其餘占比小於 5%。

韓國燃料安全存量,煤 20 天,LNG1~2 個月 1.3 百萬噸,天然氣由韓國天然 氣公司所壟斷,輸氣管線、儲槽皆爲其所有,但天然氣氣價,由政府管控。

二、建議

1.市場自由化的省思

日本、韓國目前電力市場均已在自由化(或稱半自由化)下成立電力交易所, 碳市場亦已成立;無論電力市場或碳市場目前雖不完全成熟或有待進一步立法, 但均朝向階段演進之市場自由化方向發展。而在此變革過程,一方面雖存在部份 缺失,但另方面卻促使電業進行結構性之轉型從而提升電力企業競爭力,進而型 塑國家整體競爭力,尤其韓國之企圖心與執行力,實值得他國進一步省思。

2.公共政策決策機制之省思

韓國的電源開發計畫一旦定案後即具效力,不會因外力阻撓而改變,即便遭遇地方政府的阻撓,電力公司可依政府之核可控告地方政府。相較於韓國,設若長期電源開發方案僅作爲推動個別發電計畫之依據,個案於陳報過程中,計畫需要性的質疑可能導致計畫無法順利推動;又即便計畫需要性被接受,投資效益又是決定計畫推動與否的另一重要變素。此種公共政策決策機制衍生之風險,實值得他國加以參考檢討。

3.強化企業化經營朝向未來智慧低碳社會

韓電雖爲國營企業,惟在 TDR (Tear Down & Redesign)與 6 個標準差之創新變革下,經由綠色成長、電力市場競爭(發電增量成本競比亦融入需量反應)之拉力帶動和智慧電網、綠色電力科技之技術推力趨動,朝向未來智慧化低碳社會之國際化、多角化、企業化集團經營模式值得參考。而日本以東京都市爲主體之二氧化碳減量目標之低碳城市發展模式,包括能源效率標準、認證和綠色標章等與都市住商大樓結合之綠建築計畫,以及 1300 個大型設備納入碳排放上限管制及碳交易,而中小型設備則納入抵換計畫等作法,亦可提供借鏡。

4.強化需求面管理預測

日本和韓國均極爲重視需求面管理,日本在福島之後受情勢所逼,無論是強制或者自願,其效果特別顯著;而韓國針對未來之需求面管理預測係立基於需求面管理目標值、具體方案措施和價格誘因制度之緊密聯結,實值得參考。

5.電力負載預測方法之改善

現階段本計畫所採用之長期電力負載需求預測,係以年資料頻率預測未來 20 年,雖可大致掌握未來電力負載需求趨勢,然對於短期電力負載需求之變化 情形,較缺乏更細緻且能及時反應現況之預測相關資訊。而韓國電力交易所 (Korea Power Exchange; KPX)負責南韓全國長期(年資料頻率、預測未來 15 年) 與短期(月資料頻率、預測未來 2 年)之電力負載需求預測,兼顧掌握短期之波動 與長期之變化趨勢。未來宜吸取韓國之相關經驗,俾提高電力負載預測之精確度 與及時掌握相關之資訊,作爲擬定電力政策之參考依據。

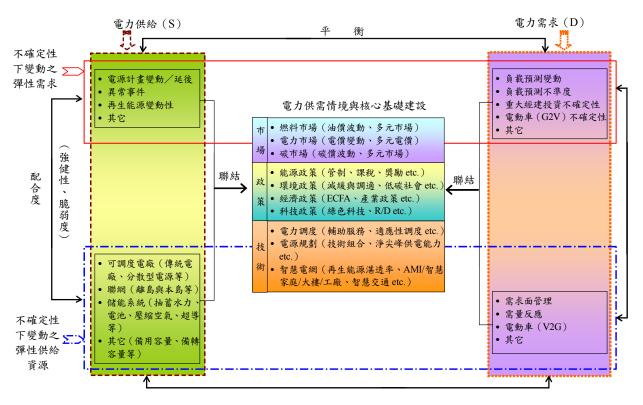
6.考量能源配比改變對電力供需規劃之影響

福島之後,基本上韓國仍依既定以核能為核心之確定性能源政策下的低碳電源規劃模式,日本則在不同核能占比情境中,進行不確定性能源政策下之電源規劃而陷入短期供給不足和長期面臨減碳壓力之困局,從而強化推動需求面導向之緊急應變計畫需求(11月1日提出「今年冬天及明年夏天電力不足電力供應計畫概要」),實可提供借鏡。在此情況下展望未來,考量燃煤的二氧化碳排放、燃氣的能源安全、核能的輻射安全和再生能源的發展趨勢及其不穩定變動特性,加上能源政策(管制、課稅或獎勵)、技術進步(影響成本)和市場變動(包括燃料、電力和碳市場之價格波動)的影響下,將隨著時間演化而產生各項能源相互間互補與替代之競合關係,進而不斷改變未來的能源配比組合。而其間存在諸多不確定性因素,更將造成未來電力供需規劃及調度上之複雜、困難與挑戰,因此面對未來電力供需實有待朝向構建一個具有適應力之動態規劃模式。

7.建構以智慧電網爲核心,並考量再生能源變動特性之電源規劃模式

過去電源規劃之不確定性因素,主要來自負載變動、預測誤差和電源規劃方案計畫推動過程之變動與時程落差,以及其他偶發事故等,當再生能源占比逐漸提高後,則在供給面增加了一項更爲顯著的不確定性來源,共同衍生了規劃上因不確定性所需的彈性需求。此一彈性需求除了對於再生能源預測及其負載特性必須有效掌握外,更需要具有彈性能力(即穩定能力或調節能力)之資源來加以搭配、平衡和吸收,包括需求面管理與需量反應、儲能系統、電動車和其他輔助服務或聯網等。其間則有賴智慧電網結合價格訊號在時間和空間上,加以全系統或區域性之有效整合、連結和調度控制此一多元資源組合,以形塑一個具有強健性和適應力,且能兼顧可靠、安全和穩定之電力系統,方足以應變複雜而不確定性

因素下各種減緩和調適之動態情境,而未來電源規劃模式宜逐步朝此方向邁進。



資料來源:本報告繪製

圖 8-1 電力供需規劃動態情境與技術組合

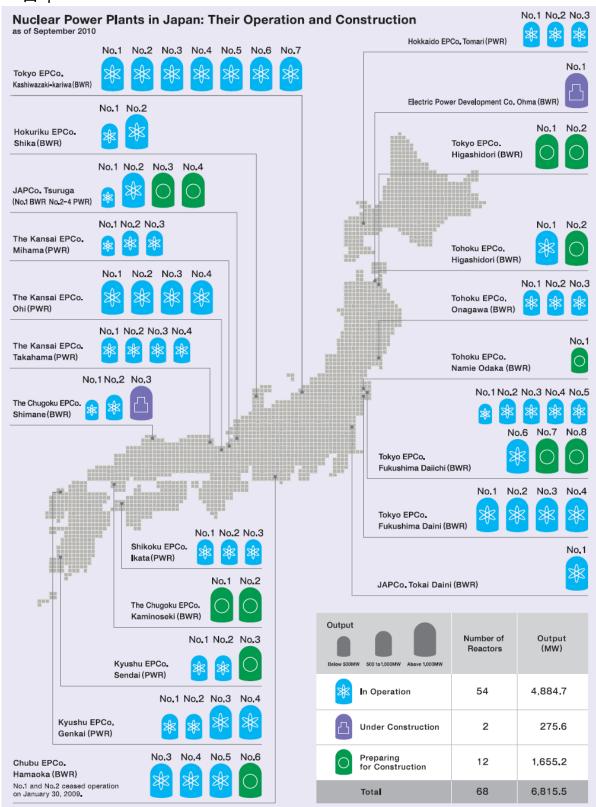
參考文獻

- 1. Komiyama, Ryoichi (2010), Japan's Long-term Energy Outlook to 2050: Estimation for the Potential of Massive CO2 Mitigation, IEEJ, Japan.
- 2. MATSUO, Yuhji (2011), Asia/World Energy Outlook: Increasing Uncertainty Surrounding World Energy Situation and the Future of Asia, IEEJ, Japan.
- 3. Murakami, Tomoko (2011), Japan's Energy Policy after Fukushima -If Not Nuclear, What Else?, IEEJ, Japan.
- 4. IEEJ (2011), Outlook for Alternative Scenarios: Asian Countries, Japan.
- 5. IEEJ (2011), Analysis of Electricity Supply and Demand through FY2012 Regarding Restart of Nuclear Power Plants, Japan.
- 6. Masahito Takahashi (2011), A Field Experiment off Demand Response Control in Japanese Office Spaces, CRIEPI, Japan.
- 7. FEPC (2010), Environmental Action Plan by the Japanese Electric Utility Industry, Japan
- 8. FEBC (2011), Energy and Environment-Japanese Electric Utility Industry in the World 2010-2011, Japan.
- 9. FEBC (2011), *Electricity Review Japan*, The Federation of Electric Power Companies, Japan.
- 10. KEPCO (2011), Green Growth Strategy-A New Vision for the Power Industry, KEPCO, Korea.
- 11. KEPCO (2011), KEPCO's Demand-Side Management Programs, KEPCO, Korea.
- 12. Son, Sung-ho (2011), *Korea RPS Policy Scheme and its industry effect*, Korea Electro technology Research Institute IEEJ, Korea.
- 13. KPX (2006), Short-term Electricity Forecasting, Korea Power Exchange, Korea.
- 14. KPX (2008), *The 4th Basic Plan of Long-Term Electricity Supply and Demand*, Korea Power Exchange, Korea.
- 15. KPX (2009), KPX Overview PPT, Korea Power Exchange, Korea.
- 16. KPX (2010), The 5th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (2010 ~ 2024), Korea Power Exchange, Korea.

- 17. 電力需給に関する検討会合(平成**23**年**11**月**1**日),*今後の電力需給対策について*, "エネルギー・環境会議" 簡報資料,日本。
- 18. 小笠原潤一 (2011年), *電力不足の長期化およびエネルギー需給見通しについて*, 財団法人日本エネルギー経済研究所 簡報資料, 日本。

附錄(一):補充資料

日本:

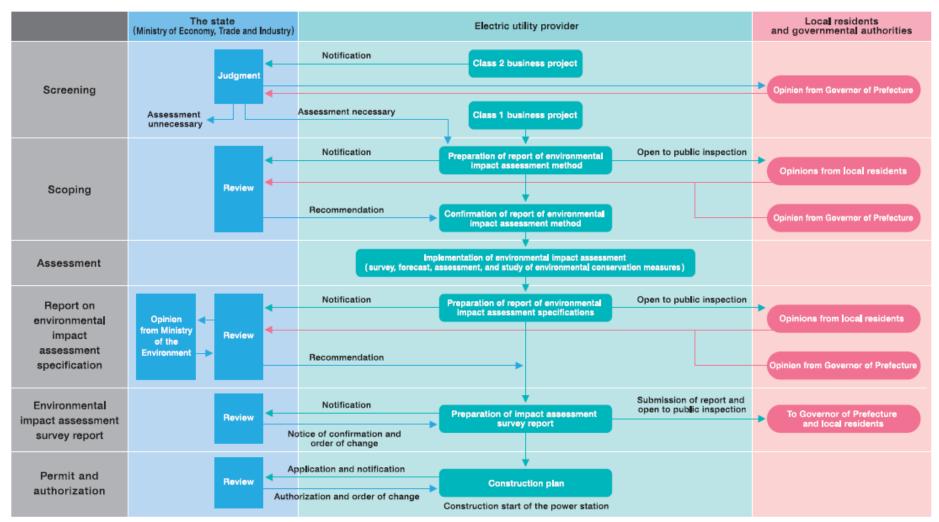


資料來源: FEPC, 2011, Energy and Environment

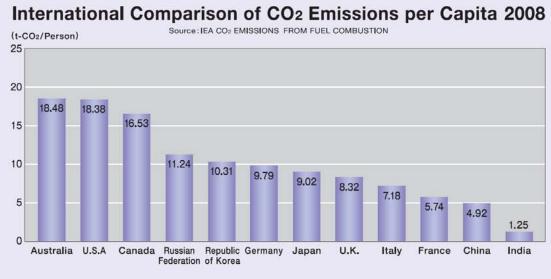
Comparison of ● Japan ● U.K./Ireland ● Northern Europe ● France ● Germany ● S.Korea ● U.S.A. ● Australia thermal power plant efficiency China India in Japan with other countries Sources: International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO₂ Intensity, 2010 (ECOFYS) *Thermal efficiency is the gross generating efficiency based on the weighted averages of efficiencies for coal, petroleum and gas (lower heating value standard). *Comparisons are made after converting Japanese data (higher heating value standard) to lower heating value standard, which is generally used overseas. The figures based on lower heating value are around 5-10% higher than the figures based on higher heating value. *Private power generation facilities, etc. not covered. *Figure is based on fiscal year for Japan **Improvements** in Thermal Efficiency ('07)59 ('99)55.6 (Lower Heating Value) and 51.8 48.6 Transmission/Distribution ('09)44.9 Loss factor in Thermal Power **Generation Facilities** Gross thermal efficien (maximum designed value) Source: Japan Electric Utilities Handbook, etc. Gross thermal efficiency (actual average) Transmission and distribution loss rate *Lower heating value standard is estimated based on the higher heating value standard using the conversion factor of explanation of the comprehensive energy statistics (2007). ('09)5.2 1955 1960 2005 2009 **Improvements** Steam temperature (turbine inlet)*C in Steam Temperature 330 Steam pressure (turbine inlet) kg/cm2·g and Pressure in Thermal Power **Generation Facilities** 482 485 Steam Temperature Steam pressure Fiscal year in which operations commenced 1955

資料來源: FEPC, 2011, Energy and Environment

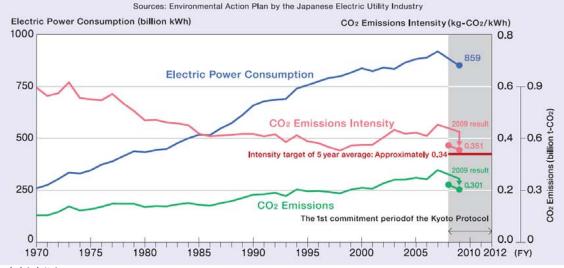
Flow Chart of Environmental Impact Assessment (For a thermal power station)



資料來源: FEPC, 2011, Energy and Environment

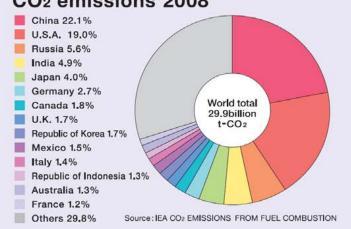


Trends in CO₂ Emissions by the Electric Utility Industry

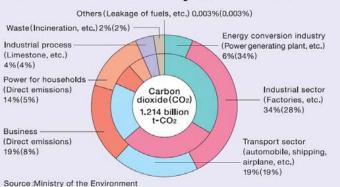


資料來源: FEPC, 2011, Energy and Environment

International Comparison of CO₂ emissions 2008



CO₂ Emission Levels by Sector in Japan 2008



The outside circle shows CO_2 emission levels due to electric power generation assigned to respective final demand sectors in accordance with their electricity consumption. The figures in the inside circle are ratios of direct emissions (figures in parentheses).

Note: Respective shares might not necessarily total 100% due to rounding differences. Percentages above indicate the ratio to total CO₂ emissions, respectively. Other sectors includes statistical error and power consumption accompanied by the use of lubricating oils etc.