

出國報告(出國類別：實習)

實習「電力部門減碳經濟模型」

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：洪紹平/綜研所電經室主任、
鍾輝乾/電源開發處組長、
洪育民/綜合研究所企控師、
郭婷瑋/綜合研究所企控師

派赴國家：美國

出國期間：99年6月06日至6月16日

報告日期：99年8月13日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：實習「電力部門減碳經濟模型」

頁數 87 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

鍾輝乾/台灣電力公司/電源開發處 /組長/(02)2366-6872

洪育民/台灣電力公司/綜合研究所/企劃控制師(02)23601256

郭婷瑋/台灣電力公司/綜合研究所/企劃控制師(02)23601252

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 99 年 6 月 6 日至 99 年 6 月 16 日 出國地區：美國

報告日期：民國 99 年 8 月 13 日

分類號/目

關鍵詞：整體資源規劃 (Integrated Resources Planning)、優惠電價(Feed-in Tariffs)、能源效率 (Energy Efficiency)、需電反應 (Demand Response)

內容摘要：(二百至三百字)

美國電力研究院 (EPRI) 103 計劃—溫室氣體減量選擇方案，提供決策者檢視了解電力公司各類溫室氣體減量計畫之成本、可行性、成效與風險，據以規劃投資決策，並與公司之經營策略整合，本案擬自美國電力研究院引進合適的分析工具，建立「電力部門減碳經濟模型」，對電業減碳不同情境、方案、成本、減碳效果進行比較分析，俾作為本公司決策之參考。此電力部門減碳經濟模型模擬結果，建議 2020 年與 2025 年 CO2 減量目標的挑戰提供不同的選擇，包括：近期策略（由於無法馬上增設核能機組與 CCS 技術限制，擴大燃氣使用與提昇

效率，應是現階段較佳選擇）及長期策略（搭配增設核能機組與引進 CCS 輔以效率提昇）。

有關碳權抵換方面，除了目前積極進行的減碳計畫(再生能源，發電效率提升…)之外，公司可考慮合作投資非電業或國外的計畫型減量專案，以取得更多抵換權，且應密切注意國內環保署與能源局等相關權責單位政策走向，俾及早因應規劃碳權經營。

另有關電源供需規劃方面，為因應氣候的變遷，長期電力供需規劃更重視整體資源的最適化，除需求端的可運用資源如 EE、DR 等，在地的分散型電廠 (DG)與輸配電系統的投資成本等均納入考量。而整體資源的最適化則是從用戶端考量，即電業在滿足相關法令要求下，提供可靠與廉價的電力服務用戶；電源計畫的開辦與否不是取決於該計畫的投資報酬率，也正因此，電業在發、輸、配及需電端等方面的投資均受到保障。

最後，有關電力需求預測方面，在探訪美國聖地牙哥天然氣及電力公司 (SDG&E)、南加州愛迪生公司 (SCE) 及南方電力公司 (SC) 後，了解現行電力需求預測較以往來得複雜，且預測須更多協調與協商，在目前電力供給面與需求面界線模糊不清，導至預測不確定性增加，在目前節能減碳極積推廣下，預測方法必須針對新節能減碳相關政策與措施進行分析。

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 參訪行程紀要.....	2
第三章 EPRI「電力部門減碳經濟模型」.....	6
第四章 碳權抵換.....	23
第五章 加州電力市場簡介.....	33
第六章 電力公司訪談.....	37
第一節 聖地牙哥天然氣及電力公司.....	37
第二節 南加州愛迪生公司.....	49
第三節 南方電力公司.....	65
第七章 結論與建議.....	85

第一章 出國目的

依行政院 2008 年 6 月公告之「永續能源政策發展綱領」，2020 年全國二氧化碳排放量將回歸至 2008 年水平，2025 年將回至 2000 年水平。依此推算，2020 年台電系統（含民營電廠及購入汽電共生）發電所釋放二氧化碳之上限目標為 115 百萬公噸，2025 年之上限目標則為 94 百萬公噸。結果分析顯示，2020 年台電系統基準情境二氧化碳排放量較目標值高出 38 百萬公噸，未來二氧化碳減量幅度將達 25%；2025 年發電之二氧化碳排放量則較目標值高出 94 百萬公噸，未來二氧化碳減量幅度將達 54%。依國外經驗，相較於其他產業或部門，發電部門可運用的先進減量技術相對較多，故要求的減量幅度可能超過原來的占比。

美國電力研究院（EPRI）103 計劃—溫室氣體減量選擇方案，提供決策者檢視了解電力公司各類溫室氣體減量計畫之成本、可行性、成效與風險，據以規劃投資決策，並與公司之經營策略整合。目前 EPRI 分析工具，包括 Prism、GHG-CAM 與相關經濟分析模型，本案擬自美國電力研究院引進合適的分析工具，建立「電力部門減碳經濟模型」，對電業減碳不同情境、方案、成本、減碳效果進行比較分析，俾作為公司決策之參考。

目前台電溫室氣體減量工具的選擇，包括透過能源價格合理化以促進產業結構調整與減少電力需求、提升機組效率、節約能源措施、擴大再生能源之開發利用、提高核能發電占比、擴大使用天然氣發電，以及引進碳捕捉儲存技術（CCS）等，本案亦擬參訪美國三家能源公司，借鏡其電力部門相關節能減碳技術與措施，以為公司未來減碳策略之參考。

第二章 參訪行程紀要

990606~990606	往程（台北 → 舊金山）
990607~990608	美國電力研究院(EPRI)討論「電力部門減碳經濟模型」
990609~990609	舊金山→聖地牙哥
980610~980610	參訪「聖地牙天然氣及電力公司（San Diego Gas and Electric，SDGE）」
990611~990612	參訪「南加州愛迪生公司（Southern California Edison，SCE）」
990613~990613	洛杉磯→丹佛→伯明罕
990614~990614	參訪「南方電力公司（Southern Company，SC）」
990615~990616	返程（伯明罕→休斯頓→舊金山→台北）

EPRI 參訪行程（第一天）：

Monday, June 7, 2010 — Palo Alto, CA

Time	Topic	Speaker
8:45 AM	Meet at EPRI Lobby	Delavane Diaz
9:00 AM	Welcome, Introductions, Review Agenda	Delavane Diaz
9:15	EPRI Climate Program and Research Update	Tom Wilson
9:45	Climate Update and TPC Interests	Shao-pin Hung
10:15	Break	
10:30	Taiwan Electric Sector Model Overview	Delavane Diaz
Noon	Lunch	All
1:00 PM	Taiwan Data & Assumptions Discussion	Delavane Diaz, Steve Wan
2:30	US-REGEN Progress Update	Geoff Blanford

3:30 PM	ADJOURN	
6:30 PM	Dinner, Discuss logistics for remainder of trip	Delavane Diaz, Steve Wan, Tom Wilson

EPRI 參訪行程（第二天）：

Tuesday, June 8, 2010 — Palo Alto, CA		
Time	Topic	Speaker
9:00 AM	Welcome, Review Agenda	Delavane Diaz
9:15	Taiwan Model Reference Case Results	Delavane Diaz, Steve Wan
10:15	Break	
10:30	Scenario Results and Discussion	Delavane Diaz, Steve Wan
Noon	Lunch	All
1:00 PM	Taiwan Model Demonstration and Training	Delavane Diaz, Steve Wan
2:00	Final Thoughts and Wrap-up	All
2:30	AESIEAP WG2 Discussion	All
3:30 PM	ADJOURN	

聖地牙哥天然氣及電力公司（San Diego Gas and Electric，SDGE）參訪行程

Thursday, June 10, 2010		
Agenda		
9:00-9:10	Introduction	
9:10-9:30	Forecasting demand for power and fuel under economic uncertainty	Steven Jack
9:30-9:50	Yearly and monthly load forecast models/methods applied by utilities	Steven Jack
9:50-10:10	Smart Grid/AMI System	Risa Baron

10:10-10:30	Break	
10:30-11:10	Planning a reliable, affordable and sustainable energy system Ben Montoya	<ul style="list-style-type: none"> • Energy Efficiency and Demand Response • Renewable and Conventional Power • Reliability Planning- reserve margin and resource adequacy
11:10-11:30	Renewable energy development	Mariam Mirzadeh
11:30-12:50	additional Q/A and lunch	

南加州愛迪生公司（Southern California Edison，SCE）參訪行程

Friday, June 11, 2010

Agenda

10:00-10:10	Introduction	Gary Stern
10:10-10:20	Background on SCE	Gary Stern
10:20-10:35	Regulatory Environment	Gary Stern
10:35-10:55	California Energy Market	Jeff Nelson
10:55-11:15	Energy Planning in California & Break	Jacqueline Jones
11:15-11:40	Long-Term Forecasting	John Gillies
11:40-12:00	Day Ahead Forecasting	Roller / Balgos
12:00-12:20	Procurement Planning	Ranbir Singh
12:20-12:40	Gas Price Management	Joanne Tran
12:40-13:15	Lunch	
13:15-14:35	Loading Order 13:25 Energy Efficiency Break 13:55 Smart Grid 14:15 Renewable Energy	Jacqueline Jones Tory Weber Bryan Lambird Gary Allen
14:35-14:55	Supply Planning	Gary Stern
14:55-	Wrap up	Gary Stern

南方公司（Southern Company，SC）參訪行程

Monday, June 14, 2010

Agenda

09:00-09:15	Introduction / Logistics • Review Safety and Housekeeping concerns	Doug McLaughlin
-------------	---	-----------------

09:15-10:00	Overview of Taiwan Power Company	Shao-Pin Hung
-------------	----------------------------------	---------------

10:00-11:00	Long-term Load Forecasting	Kenneth Shiver
-------------	----------------------------	----------------

11:00-12:00	Lunch	
-------------	-------	--

12:00-13:00	New Technologies	Larry Monroe
-------------	------------------	--------------

13:00-14:00	Long-Term Resource Planning	Garey Rozier
-------------	-----------------------------	--------------

14:00-15:00	Transmission Planning	Doug McLaughlin
-------------	-----------------------	-----------------

15:00-16:00	Discussion and Questions	All
-------------	--------------------------	-----

16:00-	Adjourn	
--------	---------	--

第三章 EPRI 「電力部門減碳經濟模型」

1. 模型說明：

「電力部門減碳經濟模型」係為模擬 CO₂ 排放限制、再生能源發展、能源效率改善等之長期衝擊。其係一跨期最適化模型，同時決定規劃期間內各期折現後社會剩餘之總和極大化。其中，台電與 IPP 的機組組成了電力系統，而未來候選發電技術之效能與成本，配合各種不同目標、情境限制式，決定了未來電力系統之長期開發情形。此處 假設電力需求為一線性形式，以模擬價格回饋情形。

本模型結構與方法係由 EPRI 研發之 US-REGEN 而來，並考量台灣電力系統之特性。本模型係用 GAMS 語言撰寫，且因目標函數為二次式形式，必須用非線性方法求解。

2. 目標函數

假設需求函數為線性形式，據以模擬電力需求對價格之反應機制。本模型下分兩個模式：

(1) 基準情境-用來求需求函數

首先，電力需求係以 2007 年資料為基準，並假設每年電力需求成長率已知（由台電提供），不因價格而變動，在此一固定需求與基本情境假設下跑模擬，此時目標函數降為線性形式。

在基準情境中，t 年的電力需求以 q_{ref}^t 表示，模式求解後，可計算年平均電價 p_{ref}^t ，為求解線性需求函數，設定點(q_{ref}^t, p_{ref}^t)之電價彈性為 $elas$ ，可表示如下：

$$elas = p_{ref}^t / q_{ref}^t * dQ/dP,$$

此處，P 與 Q 分別代表需求函數之相對價格與數量。

故 t 年的線性需求函數可表示如下：

$$P(Q) = (p_{ref}^t / q_{ref}^t) * (1 / elas) * Q + p_{ref}^t * (1 - 1 / elas)$$

若假設電價彈性固定為-0.2，且不隨時間而變動，在需求 D 下之總消費者利益 (total consumer benefit) 為 P(Q)由 0 至 D 之積分：

$$\text{消費者利益} = \int_0^D P dQ = \frac{1}{2} * (p_{\text{ref}}^t / q_{\text{ref}}^t) * (1 / \text{elas}) * D^2 + p_{\text{ref}}^t * (1 - 1 / \text{elas}) * D$$

滿足負載需求之電力成本包括下列四項：

- A. 發電成本：根據發電量 (MWh) 決定，包括變動運維成本、燃料成本，以及環境污染費用 (如 SOx, NOx, and CO₂)。
- B. 固定運維成本：根據裝置容量決定的每年運轉與維護成本，與運轉時數無關。
- C. 備援 (backstop) 或缺電 (shortage) 成本，發電量 (MWh) 未能滿足負載部分之成本。可選擇採用或排除後備技術。
- D. 資金成本 (capital cost)：設置新機組 (MW) 之成本。

固定運維成本、備援成本、及資金成本設為固定，而燃料成本則隨時間而變動 (由台電提供外生價格預測)。

規劃期間內各期折現成本總和，代表為滿足電力需求所導致之生產總成本。本模型之目標係追求消費者剩餘與生產者剩餘總和之極大化。此處，

$$\text{剩餘} = \text{各期折現後消費者利益總和} - \text{生產成本}$$

(2) 各模擬情境

本模型第二個模式係依據前述(1)基準模式所求得之電力需求曲線，允許需求水準 D 依價格變動，先假設需求水準固定，再透過敏感情境分析，以求取剩餘現值極大化下之需求水準。

3. 限制式

- (1) 第一條限制式係確保在任一期間 t 內之任一負載時段 s 與，發電量均能滿足負載需求：

$$\sum_{i,v} X(s, i, v, t) - \text{hyps}(s) + BS(s, t) = DI(t) * dref(t) * \text{load}(s) * (1 + \text{loss}(s))$$

此處，s：負載時段 (load segments)

i : 容量區塊 (capacity block)

t : 期間

v : 年份

$X(s, i, v, t)$: 在負載時段 s 與期間 t 下之調度電量

$hyps(s)$: 抽蓄機組之電能需求

$BS(s,t)$: 在負載時段 s 與期間 t 下之備援技術發電量

$load(s)$: 基準年負載時段 s 之負載;

$loss(s)$: 負載時段 s 之線損 (全年內均固定)

$dref(t)$: 相對於基準年之 t 年需電成長率

$DI(t)$: 相對於基準情境 t 年之需電量

(2) 第二條限制式係計算任一期間 t 之年需電量 $DA(t)$:

$$D(t) = DI(t) * \sum_s (dref(t) * load(s) * (1 + hours(s))) \text{ (暫定)}$$

此處， $D(t)$: 總年需電量(TWh) (用於目標函數計算消費者利益)

$hours(s)$: 負載時段 s 之小時數

$loss(t)$: 線損 (年)

(3) 第三條限制式係說明新投資案如何轉換為容量。每一新容量區塊 i , 年份 v 及期間 t 下，下列關係式成立。

$$XC(i, v, t) = nyrs(t) * (0.5 * IX(i, t-1) + 0.5 * IX(i, t))$$

此處， $XC(i, v, t)$: 容量區塊 i , 年份 v 及期間 t 下之裝置容量

$IX(i, t)$: 新容量區塊 i 與期間 t 下，每年之新投資。例如，期間 $t=2020$ ，期間 $t-1=2015$ ，容量區塊 i 為新設核能機組，若 $IX(i, 2015) = 4 \text{ GW}$ ， $IX(i, 2020) = 6 \text{ GW}$ ，則期間 $t=2020$ 之新設核能機組容量則為 25 GW 。

$nyrs(t)$: 期間 t 與期間 $t-1$ 之中間隔的年數(只要嚴格單調遞增即可)

(4) 第四條限制式係操作上的限制，對於可調度機組，發電量不可超過容量，在

每一 $i, v,$ 及 t 下，下列不等式成立。

$$X(s, i, v, t) \leq XC(i, v, t).$$

若以 $af(i)$ 表示每一容量區塊 i 之可用率 (availability factor)，而這些容量區塊所產生的總電量，受到容量因素 (capacity factor) $CF(i)$ 的限制。因無容量因素的預測值，下列不等式中，以 $af(i)$ 取代 $CF(i)$ 。在每一 $i, v,$ 及 t 下，下列不等式成立。

$$\sum_s (X(s, i, v, t) * hours(s)) \leq af(i) * XC(i, v, t) * 8760$$

對於不可調度的電源而言，假設 8760 小時均維持固定水準因數。在每一 $i, v,$ 及 t 下：

$$X(s, i, v, t) = af(i) * XC(i, v, t) * CF(i)$$

在限制式 (3) 中，已界定以新投資 $IX(i, t)$ 表示新容量區塊之 $XC(i, v, t)$ 的方式)；對既有容量區塊之 $XC(i, v, t)$ ，則根據上線 (on-line) 與除役 (off-line) 年而定。

任一容量區塊 i 與年份 v 之裝置容量，在每一期間 t 下：

$$XC(i, v, t+1) \leq XC(i, v, t)$$

(5) 為考量特定型態容量與 CO_2 排放限制，假設 $caplim(type)$ 為特定容量型態 $type$ 之累積限制。在每一期間 t 與特定型態 $type$ 下，

$$\sum_{i \in def(i, type), vt(v, t)} XC(i, v, t) \leq caplim(type)$$

此處， $idef(i, type)$ 將容量區塊對映至容量種類； $vt(v, t)$ 則選擇在期間 t 可發電的機組年份 v 。

就 CO_2 排放上限而言，每一期間 t 之限制如下：

$$\sum_{s, i, v} (X(s, i, v, t) * emit(i, v, "co2") * hours(s)) \leq co2cap(t)$$

此處， $emit(i, v, "CO_2")$ 表示容量區塊 i 與年份 v 容量之 CO_2 排放係數； $CO_2Cap(t)$ 則表示期間 t 之 CO_2 排放上限。

其他限制式係為模擬不同政策之考量。例如，在規劃期間內追求再生能源

之裝置容量與發電量極小化；限制式亦可能對特定種類之燃料（如生質能）使用加以限制等。在期間 t 燃料型態 f 之燃料使用量可表示如下：

$$FC(f, t) = \sum_{ifmap} (X(s, i, v, t) * htrate(i) * hours(s))$$

此處， $FC(f, t)$ 表示在期間 t 燃料 f 之使用量； $htrate(i)$ 表示容量區塊 i 之熱耗率（heat rate）； $ifmap$ 表示使用燃料 f 之容量區塊； $htrate(i)$ 假設於規劃期間內維持不變。

4. 資料運用與假設

將模型所需資料匯入，特別是一些假設資料，如電力需求成長率與燃料價格預測等。

4.1. 系統負載

模型中所使用之系統負載曲線，係根據台電 2007 年系統負載資料為代表（因 2008 與 2009 年經濟衰退非常態），年負載曲線共 8760 小時。為便於操作運算起見，將負載曲線區分為若干時段。

將負載小時數分組所採用的演算法，係 K-mean 或 nearest centroid sorting，假設要把總和負載曲線區分為 NS 時段，則演算步驟如下：

- A. 將 8760 負載曲線根據遞減（或遞增）順序分類。
- B. 將 8760 小時區分為 NS 時段，每一時段均包括連續的數個小時（本演算法允許將尖峰區間 h 最高小時數區分成若干時段，亦可將最低負載小時數區分成若干時段），再計算每一時段 i 的平均數 M_i 。
- C. 計算每小時負載 L_k ($k = 1, \dots, 8760$) 至每一時段平均數 M_i 之距離 D_{ki} ：
- D. $D_{ki} = |M_i - L_k|$;
- E. 重新指派小時別負載 L_k 至最近時段（亦即使 D_{ki} 為最近距離的時段 i ）。
- F. 根據每一時段最新指派的小時，重新計算每一時段 i 之平均數 M_i ，重複步驟 3-5，直到兩次疊代(iterations)間所有時段分組狀況維持不變後，或達到預設最大疊代次數後停止。

此處並不能保證所有時段最後均能維持不變，例如，在疊代過程中，某一單一小時所隸屬之最近時段雖可能不同，但此時段分佈情形，應可合理描繪估算原先負載曲線。

此處，假設未來年負載曲線形狀與 2007 年負載相同，負載成長率預測係根據台電提供資料，負載曲線則作為當年需求函數之基準。當考量燃料稅或再生能源發展情境時，再追求折現後剩餘極大化，負載將會變動。

表 1 彙整台電供需預測資料，包括汽電共生自用部分；表 2 則假設未來至 2025 年供電成長率與線損。

表 1 台電 2025 年前之供需預測資料

Year	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025
Demand (hundred GWh)	1878.2	1876.9	1800.1	1881.0	2248.6	2705.9	3016.6
Supply (hundred GWh)	1974.1	1962.7	1889.5	1974.2	2359.7	2839.3	3164.8
Supply Growth (indexed to 2007)	1.000	0.994	0.957	1.000	1.195	1.438	1.603
Losses (%)	4.86	4.37	4.73	4.72	4.71	4.70	4.68

表 2 2025 年後供電成長率與線損假設

Years	2026 - 27	2028 - 30	2031 - 35	2036 - 40	2041 - 45	2046 - 50	2051 - 55	2056 - 60	2061 - 65	2066 - 75
Supply Growth (year over year)	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0
Losses (%)	4.68	4.68	4.67	4.66	4.65	4.64	4.63	4.62	4.61	4.60

4.2. 燃料價格

燃料價格預測包括燃料油、柴油、天然氣及燃煤等發電用燃料價格至 2045 年預測值，各燃料間之單位轉換如表 3 所示，均以 US\$/mmBtu 表示。此外，假

設每年 2%的通膨率，將未來名目燃料價格轉換為 2010 為基期之美元價格，價格上下限則可用於敏感性分析情境，如表 4 所示。

表 3 燃料價格單位轉換

Fuel Type	TPC Price (NT)	Btu Content	US\$/mmBtu
Fuel Oil (#6)	\$14,489/1000 L	1 gallon = 153000 Btu	\$10.86
Diesel (#2)	\$25,161/1000 L	1 gallon = 138500 Btu	\$20.84
LNG	\$15.58/cm	1 cf = 1,029 Btu	\$12.99
Coal	\$2,677/mt	1 lb = 12,000 Btu	\$3.07

* 1 gallon = 3.785 liter (L), 1 cubic meter (cm) = 35.3 cubic feet (cf), 1 metric ton (mt) = 2204.6 lb

** 1 US \$ = 33 NT \$

表 4 燃料價格預測

\$/mmBtu	Fuel Oil (#6)			Diesel (#2)			LNG			Coal		
	Low	Ref	High	Low	Ref	High	Low	Ref	High	Low	Ref	High
2010	9.47	10.86	13.54	17.69	20.84	23.99	10.79	12.99	15.20	2.54	3.07	3.59
2015	10.02	11.50	14.35	17.19	20.30	23.41	11.33	13.66	15.99	2.38	2.87	3.36
2020	10.33	11.86	14.81	16.83	19.92	23.02	12.15	14.26	16.38	2.28	2.75	3.22
2025	10.49	12.06	15.06	16.94	20.12	23.30	12.61	14.85	17.09	2.19	2.63	3.08
2030	10.54	12.12	15.14	17.10	20.37	23.65	13.13	15.51	17.89	2.09	2.52	2.94
2035	10.49	12.07	15.08	17.28	20.64	24.01	13.68	16.20	18.73	2.00	2.40	2.80
2040	10.36	11.92	14.90	17.51	20.97	24.43	14.30	16.98	19.66	1.90	2.28	2.66
2045	10.17	11.70	14.62	17.77	21.33	24.89	14.97	17.81	20.65	1.81	2.17	2.53

2045 年之後的燃料價格，假設 LNG 價格每年增加 1%，燃煤價格每年下降 1%，燃煤 2045 年以後之實質價格不變。有關鈾價格預測資料詳如表 5 所示，假設 2030 年後每年成長率均維持 2%。

表 5 鈾燃料價格預測

Year	2010	2015	2020	2025	2030
\$/mmBtu	0.418	0.618	0.709	0.799	0.890

4.3. 電廠資料

將所有 TPC 與 IPP 機組資料彙整，並把相同技術與相類似熱耗率，且有相同的商轉與除役日期之機組加總合併（通常在相同的廠址），模型中之運轉與除役年則設定為該年的 1 月 1 日，加總後共有 65 部機組。

模型中共有 12 種新增機組發電技術，包括：New Coal (clst-n), NG Combined Cycle (ngcc-n), Cost with Carbon Sequestration (clcs-n), NG with Carbon Sequestration (ngcs-n), New Nuclear (nucl-n), Hydro (hydr-n), Wind (wind-on), Off-Shore Wind (wind-off), PV (PV-n), Biomass (bioe-n), Ocean Energy (ocean-n), 及 Geothermal (geo-n)等。每種技術均包括可用日期（availability date）、overnight capital、固定運維成本、變動運維成本（燃料除外）等。在可應用技術中，並載明熱耗率與排放率（SO_x, NO_x 及 CO₂），相關假設彙整於表 6。

表 6 新增機組發電技術

Technology	Avail Year	Capital (\$/KW)	Capacity Factor	Heat Rate	Avail-ability	SO ₂ (lb /GWh)	NO _x (lb /GWh)	CO ₂ (lb /mm Btu)	FOM (\$/KW)	VOM (\$/MWh)
new Coal	2010	2,028	1.00	8575	0.90	543	335	215	16.13	1.241
NGCC	2010	895	1.00	6608	0.90	0	478	45	12.78	1.975
Coal - CCS	2025	3,200	1.00	10719	0.87	543	335	22	19.24	1.886
NG - CCS	2025	1,650	1.00	7930	0.87	0	478	5	20.38	2.813
Nuclear	2015	3,928	1.00	10342	0.88	0	0	0	39.14	2.948
Hydro	2010	563	0.38		0.95	0	0	0	20.00	19.000
Wind	2010	2,470	0.30		0.98	0	0	0	15.00	0.000
Wind - OffShore	2010	4,677	0.40		0.98	0	0	0	43.64	0.000
PV	2010	4,192	0.13		0.98	0	0	0	3.98	0.000
Biomass	2015	3,100	0.45	10280	0.80	0	0	0	35.00	2.500
Ocean	2018	5,000	0.50		0.90	0	0	0	80.00	0.000
Geothermal	2014	2,600	0.68		0.90	0	0	0	57.00	0.000

註：所有成本資料基期均為 2010 US\$。其中，資金成本原為 2015 年幣值，假設通膨率為 2%，轉換成 2015 年幣值。

模型使用者可設定各時段汽電共生售電量，以滿足負載需求。所有 8760 小時汽電共生售電量均假設相同。假設汽電共生燃煤發電平均熱耗率為 9101 Btu/KWh，CO₂ 排放率則為 215 lb/mmBtu。其他汽電共生發電之 CO₂ 排放可忽略，因其通常自發自用，並無餘電售給台電，且來自廢棄物、沼氣及甘蔗渣發電之汽電共生可將其視為再生能源。

4.4. 抽蓄發電

模型中抽蓄發電係以簡化方式呈現。因按時間先後順序排列之負載曲線係加總並區分為若干時段，部分抽蓄的特性並不能適當呈現，例如，每小時之總儲存能量不能超過抽蓄機組容量。假設每小時的蓄電量 (charge) 與發電量 (discharge) 皆受到抽蓄機組容量 (MW)，年發電量則視為外生變數，轉換效率為 0.74-，亦即需要先用 1.35KWh 抽水，以發出 1KWh 之電力。使用者可以自行設定可抽水

與發電之時段，再由模型決定何時抽水與發電，以及電量多少。

5. 數學方程式

完整的方程式如下所示，第一部分為變數的下標或指標，在 GAMS 語言中稱為「集合」(set)。

s ：負載時段

i ：容量區塊

t ：期間

f ：燃料型態

$type$ ：容量型態 (capacity types)

pol ：污染物(SO_x, NO_x, and CO₂);

v ：容量的年份;

$new(i)$ ：新容量區塊 (i 的子集);

$irnw(i)$ ：再生能源容量區塊

$dspt(i)$ ：可調度容量區塊 (抽蓄視為可調度)

$ndsp(i)$ ：不可調度容量區塊

$chrghr(s)$ ：抽蓄機組抽水時段

$dischrghr(s)$ ：抽蓄機組發電時段

$cogenhr(s)$ ：利用汽電共生售電時段

$ifuel(i,f)$ ：容量區塊 i 使用燃料型態

$vt(v,t)$ ：期間 t 可發電之 v 年份容量

$tv(t,v)$ ：年份 v 容量之設置期間

$idef(i,type)$ ：容量區塊與型態之映像 (map)

$ifmap(i,f)$ ：使用燃料 f 之容量區塊.

第二部分符號係外生給定之變數或其依外生變數計算所得之計算值，在

GAMS 語言中稱爲「參數」(parameter)。

$dfact(t)$: t 年之折現因子(假設年折現率爲 5%)

$nyrs(t)$: 期間 t 與期間 $t-1$ 中間隔的年數, $nyrs(1) = 1$ 。目前模型中之期間爲 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050 及 2075。

$hours(s)$: 負載時段 s 之小時數 (input)

$vcost(i)$: 變動運維成本(input, excluding fuel)

$htrate(i)$: 容量區塊 i 之熱效率 (input);

$pf(f,t)$: 期間 t 之燃料型態 f 之燃料價格(input)

$emit(i,v,pol)$: 容量區塊 i , 年份 v 及污染物型態 pol 之污染排放率 (input)

$pp(pol,t)$: 污染物型態 pol 於期間 t 之污染物價格 (input)

$opcost(i,v,t)$: 容量區塊 i , 年份 v 及期間 t 之運轉成本

$$opcost(i,v,t) = vcost(i) + htrate(i) * \sum_{ifuel(i,f)} pf(f,t) + \sum_{pol} (emit(i,v,pol) * pp(pol,t))$$

$bscost$: 後備 (缺電)成本(input);

$fomcost(i)$: 固定運維成本(input);

$capcost(i,v)$: 新增容量區塊 i 與年份 v 之 overnight 資金成本(input);

q_{ref}^t : t 年之基準需求(calculated from load input);

p_{ref}^t : t 年之基準平均電價(基準情境求解後, 根據各時段需求方程式之影子價格加權平均而得(固定負載水準);

$pelas$: (q_{ref}^t, p_{ref}^t) 之電價彈性, 假設在期間 t 內均爲固定 (input);

$cb_1(t)$: 線性需求函數之常數項 ($= p_{ref}^t * (1 - 1/pelas)$)

$cb_2(t)$: 線性需求函數之線性項($= (p_{ref}^t / q_{ref}^t) * (1 / pelas)$);

$loss(t)$: 年平均線損(input);

$dref(t)$: 相較於基準年之 t 年需求成長 (input);

$load(s)$: 基準年時段 s 之負載 (input);

$af(i)$: 容量區塊 i 之可用率 (input);

$CF(i)$ ：容量區塊 i 之容量因素(input);

$caplim(type)$ ：容量型態 $type$ 之累積 MW 限制

$captgt(type,t)$ ：容量型態 $type$ 與期間 t 之累積最小 MW 設置容量

$psdischrg(t)$ ：年抽蓄之送電數量

$pscap$ ：既有抽蓄發電容量

$annualcog(t)$ ：年汽電共生售電量預測

決策變數，在 GAMS 語言中稱為「變數」(variable)，當要求其值「非負」時則為「正變數」(positive variable)。

$X(s,i,v,t)$ ：期間 t ，容量區塊 i ，年份 v ，負載時段 s ，下之調度數量 (正變數)

$XC(i,v,t)$ ：期間 t ，容量區塊 i ，年份 v 之裝置容量(正變數)

$IX(i,t)$ ：期間 t ，新增容量區塊 i 之年新 年份 investment (正變數)

$BS(s,t)$ ：期間 t ，負載時段 s 之後備 (或缺電) 發電量(正變數)

$DI(t)$ ：相對於基準情境 t 年之需求(正變數)

$DA(t)$ ：年總需求(變數)

$hypos(s,t)$ ：抽蓄機組發電所需能量(抽蓄機組發電之能源需求,變數);

$cogen(s,t)$ ：汽電共生售電量，假設所有小時之汽電共生售電量均相同。

$Surplus$ ：負的社會剩餘。

本模型為追求社會剩餘負值之極大化：

$$\begin{aligned} Surplus = & \sum_t (dfact(t) * nyrs(t) * (\sum_{s,i,vr(v,t)} (X(s,i,v,t) * opcost(i,v,t) * hours(s)) \\ & + \sum_s (BS(s,t) * bscost * hours(s)) + \sum_{i,vr(v,t)} (XC(i,v,t) * fomcost(i)) \\ & + \sum_{new} (IX(new,t) * \sum_{vr(t,v)} capcost(new,v)) - (cb_1(t) * DA(t) + cb_2(t) * DA(t) * DA(t))) \end{aligned}$$

當固定負載下跑基準情境時，則上述方程式最後一項 $cb_1+cb_2*DA(t)$ 會消失。期間 t 之年需求 $DA(t)$ 定義如下：

$$DA(t) = DI(t) * (1 - loss(t)) * \sum_s (dref(t) * load(s) * hours(s))$$

此處， $DI(t)$ 為每一期間 t 時段 $s(s,t)$ 之供需平衡方程式。

$$\sum_{i,v(t)} X(s,i,v,t) - hysps(s,t) + cogen(s,t) + BS(s,t) = DI(t) * dref(t) * load(s)$$

$hysps(s,t)$ 可於時段 $chrghr(s)$ 時抽水，效率假設為 0.74 (1 KW 發電需耗用 1.35 KW 抽水)。每個期間 t ：

$$\sum_{chrghr(s)} (hysps(s,t) * hours(s)) = 1.35 * psdischrg(t)$$

$$hysps(s,t) \leq 1.35 * pscap$$

在期間 t 的 $dischrghr(s)$ 時段，抽蓄水力允許發電 $X(s, "PSHydro", v, t)$ ：

$$\sum_{dischrghr(s)} X(s, "PSHydro", v, t) * hours(s) = psdischrg(t)$$

當 s 不在集合 $cogenhr$ 中時， $cogen(s,t)$ 之值為 0，否則， $cogen(s,t)$ 之值為固定：

$$cogen(s,t) = annualcog(t) / \left(\sum_{cogenhr(s)} hours(s) \right)$$

下一方程式係說明新 年份 v 之容量如何轉換成裝置容量。對每一新增容量區塊 i 與新 年份 v 的容量 而言，在年份 v 容量的裝置期間($tv(t,v)$),

$$XC(i,v,t) = nyrs(t) * (0.5 * IX(i,t-1) + 0.5 * IX(i,t))$$

下列三組限制式係限制期間 t 內容量區塊之利用，就可調度機組 $i(dspt(i))$ 而言：

$$X(s,i,v,t) \leq XC(i,v,t) * af(i)$$

$$\sum_s (X(s,i,v,t) * hours(s)) \leq CF(i) * XC(i,v,t) * 8760$$

第二個條件係指在既定容量因數水準下之可調度發電量，因缺乏預測未來容量因數資料，在上述不等式中以 $af(i)$ 替代。實際上，根據第一個條件，當用 $af(i)$ 替代 cf 時，不等式就變成多餘的。

就不可調度的機組而言，假設其以固定 CF 水準運轉。

$$X(s,i,v,t) = af(i) * XC(i,v,t) * CF(i)$$

若風能或太陽能等資源在時段($vrsc(s,i)$)有容量因數資料時，則方程式變成：

$$X(s,i,v,t) = af(i) * XC(i,v,t) * vrsc(s,i)$$

下一方程式係模擬期間 t ，容量區塊 i ，年份 v 容量之除役：

$$XC(i,v,t+1) \leq XC(i,v,t)$$

最後，各種不同排放減量目標或限制如下：

- (1) 某一特定容量型態在期間 t 之累積容量限制：

$$\sum_{idef(i,type),vt(v,t)} XC(i,v,t) \leq caplim(type)$$

- (2) 某一特定容量型態在 t 年之最小發電目標 (如再生能源)：

$$\sum_{idef(i,type),vt(v,t)} XC(i,v,t) \geq captgt(type,t)$$

- (3) 燃料使用量(FC)，模擬期間 t 燃料型態 f 之最大/或最小燃料使用量：

$$FC(f,t) = \sum_{ifmap(i,f)} (X(s,i,v,t) * htrate(i) * hours(s))$$

- (4) CO₂ 排放上限($co2cap$)，模擬 t 期之 CO₂ 排放上限：

$$co2cap(t) = \sum_{s,i,vt(v,t)} (X(s,i,v,t) * emit(i,v,"co2") * hours(s))$$

- (5) 再生能源發電量($rnwgen$)，模擬 t 年之最小再生能源發電量：

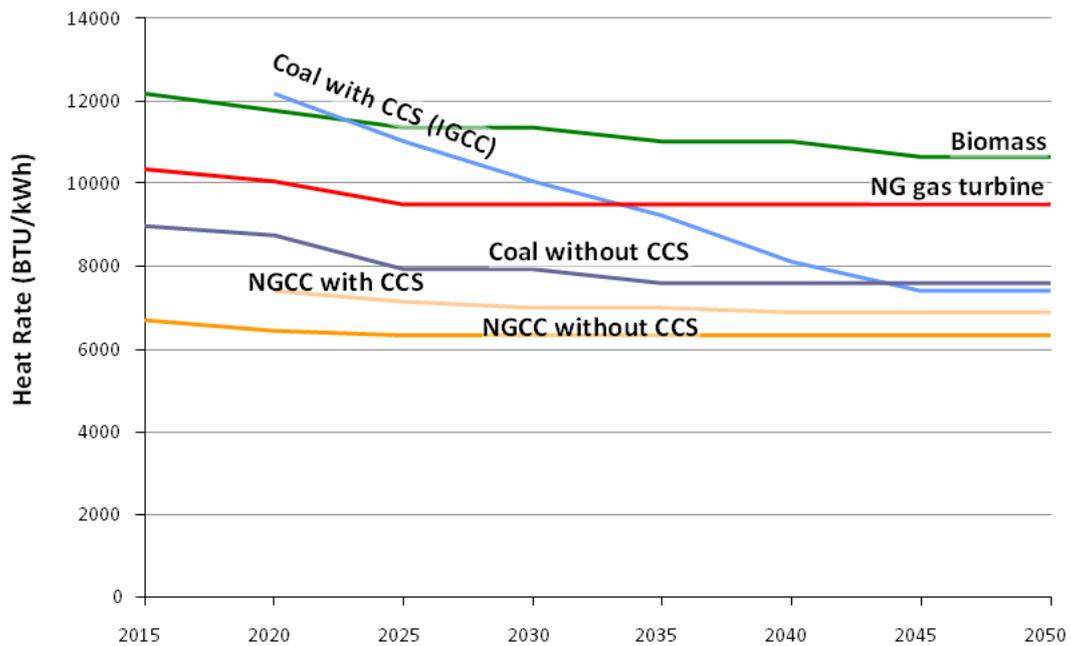
$$rnwgen(t) = \sum_{s,irnw,vt(v,t)} (X(s,i,v,t) * hours(s))$$

6. 模擬情境

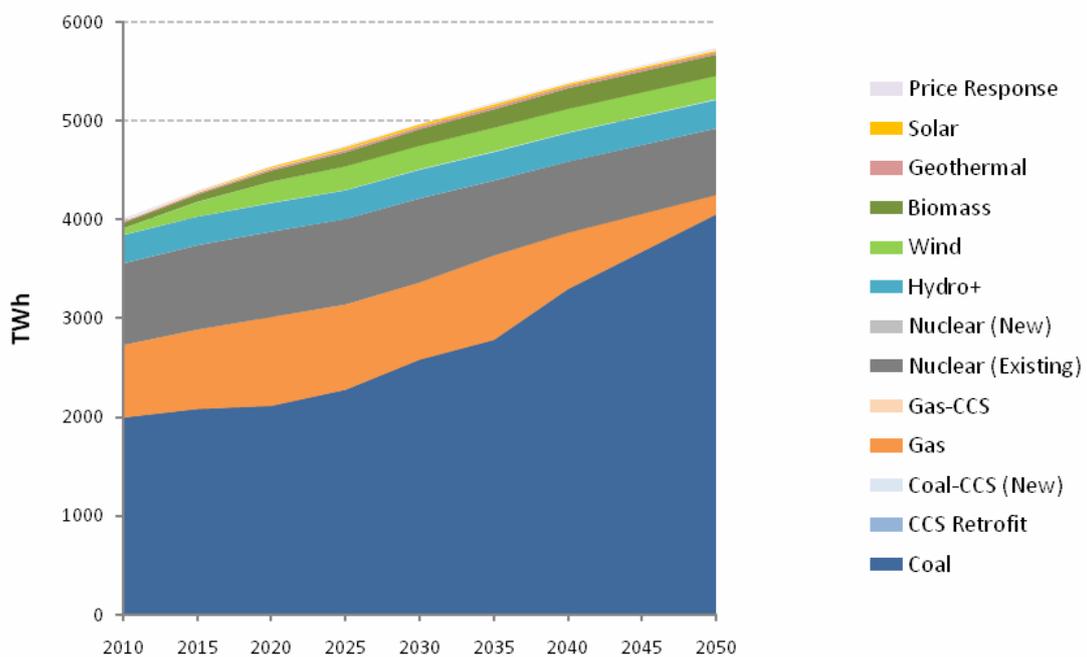
- (1) 能源稅衝擊
- (2) 能源效率提昇
- (3) 擴大天然氣使用
- (4) 再生能源推廣
- (5) 核能電廠延役並新增五部 1350MW 機組
- (6) 碳排放限制及 CCS
- (7) 以上綜合

7. 模型產出範例

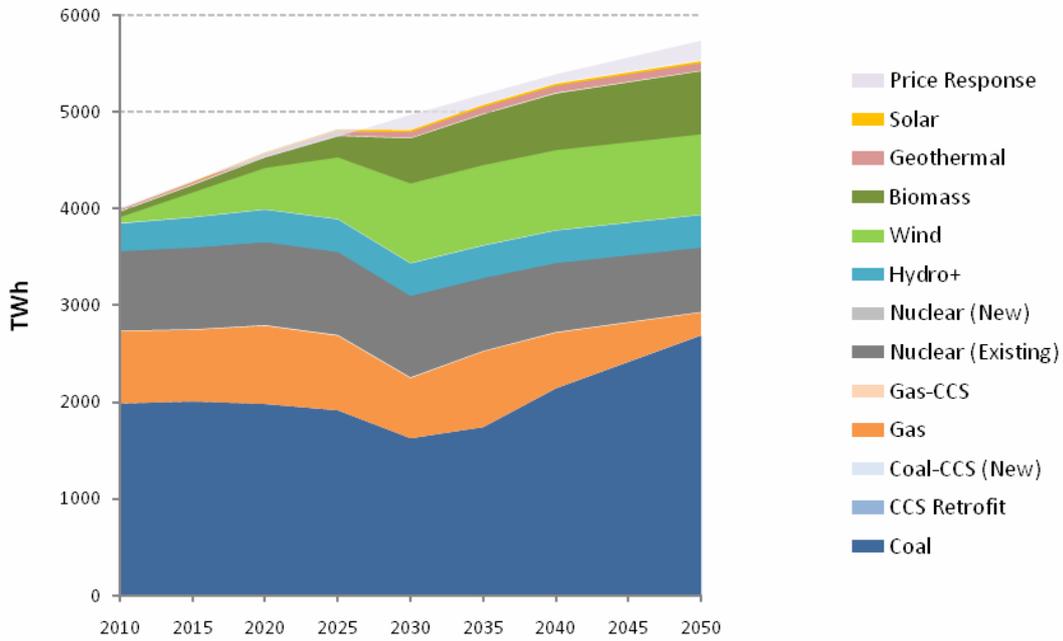
New Generation Technology Options: Heat rates improve over time, especially IGCC + CCS



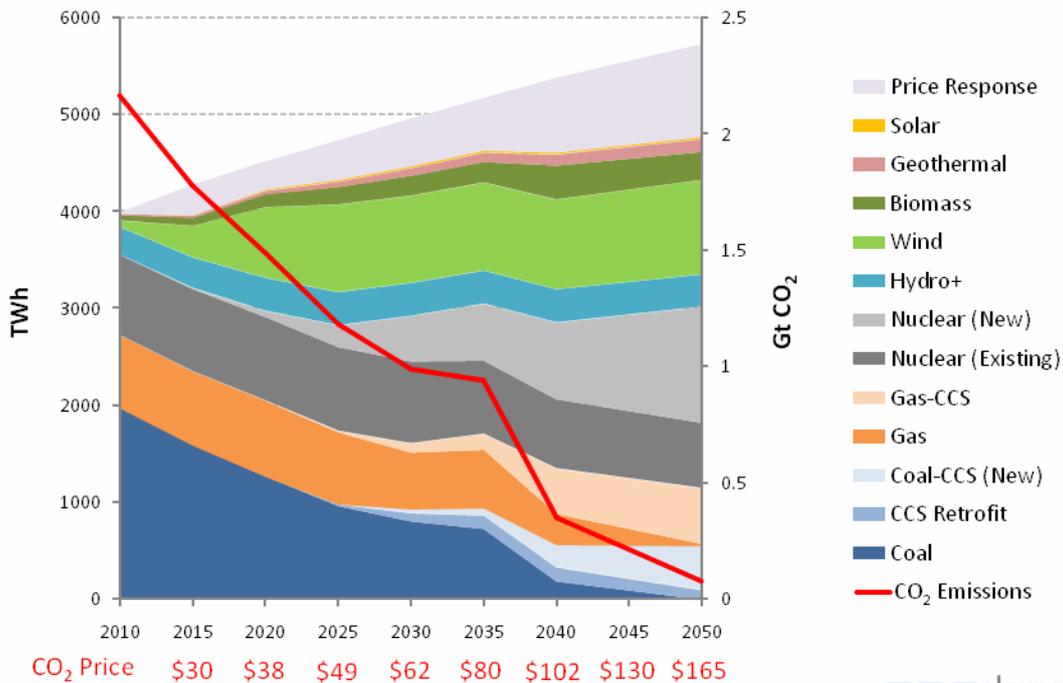
Electric Generation with State RPS Only



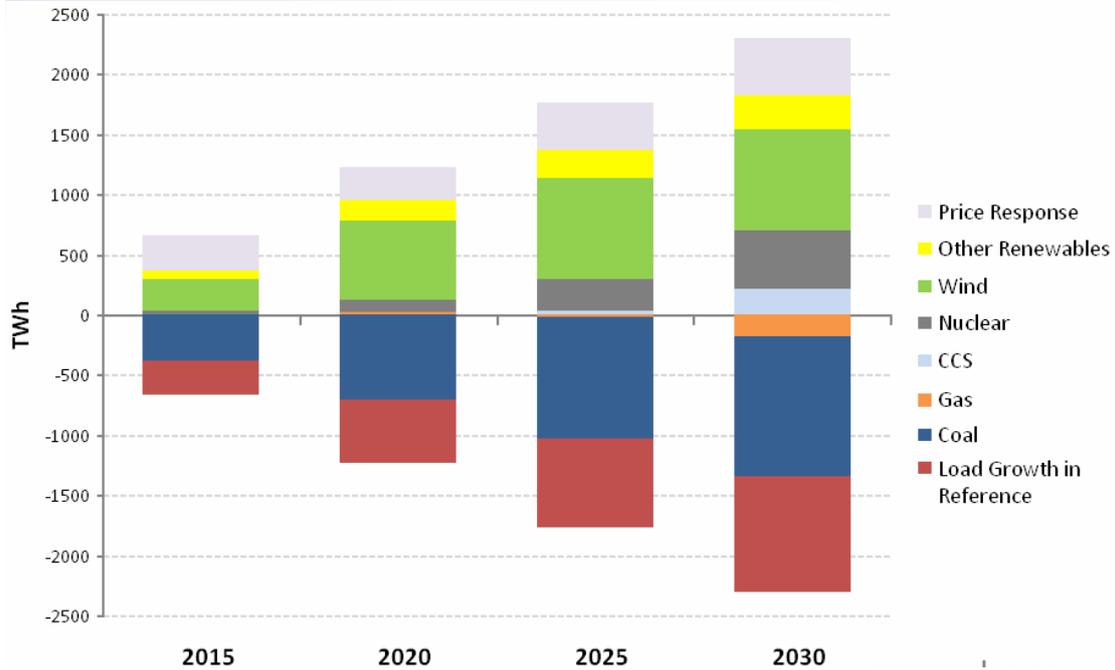
Additional 30% by 2030 Federal RPS



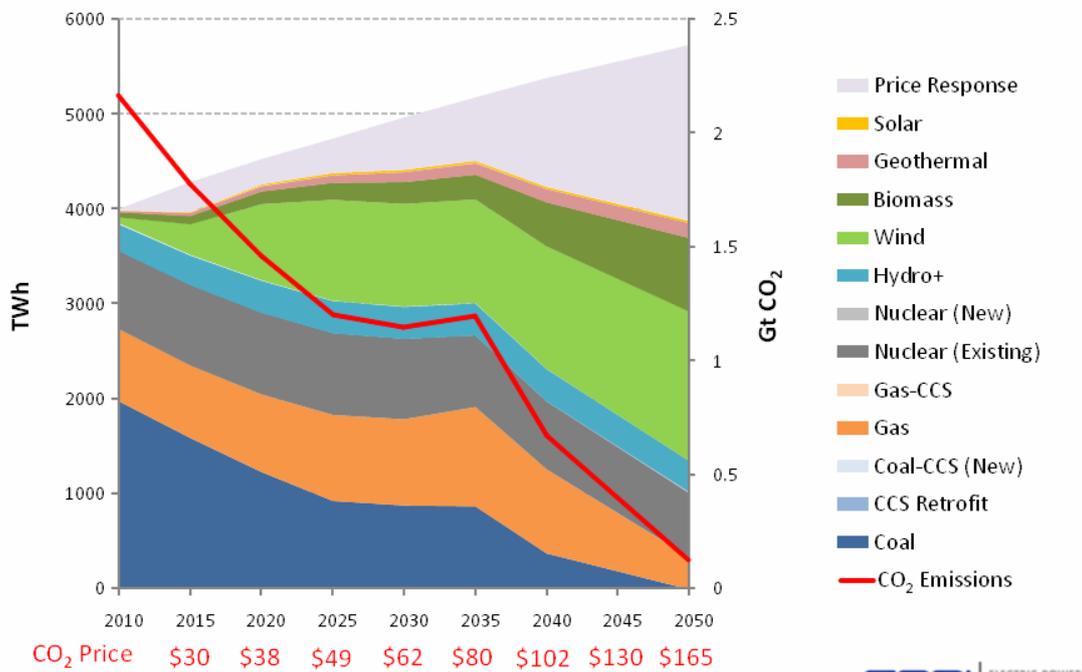
US Electric Generation with CO₂ Policy



Change in Generation from 2010 with CO₂ price



Limited Portfolio: No new nuclear and No CCS



第四章 碳權抵換

1. The Challenge of Scaling Up U.S. Domestic and International Offset

Supplies

美國自從換了總統之後，對於氣候變遷溫室氣體減量開始採取較積極的態度。國會議員們陸續提出了碳排放上限與交易（cap and trade）法案，如圖 1，多數法案都要求迅速且大幅度的減量，在 2020 年前要比 2005 年減 17-20% 的溫室氣體排放量，2030 年前減 40%，2050 年更要減少 83%。然而在短期 (2010~2015) 之內，預期將難以見到有大規模、低成本的減碳方式供選擇，因此，碳權的價格將持續上升，使得天然氣取代煤炭的地位。碳排放上限與交易制度實施初期，碳權的價格可能會維持在高價位(>US\$30/噸 CO₂)，除非：

- 政府對碳權價格設定「安全閥」、價格上限或其他管制機制
- 其他受管制部門大幅減量，或能源效率大幅提升
- 足夠充分的碳權抵換(offset)

以下討論的重點將放在最後一點：「碳權之抵換」。

Net Emission Reductions Under Cap-and-Trade Proposals in the 111th Congress, 2005-2050
December 17, 2009

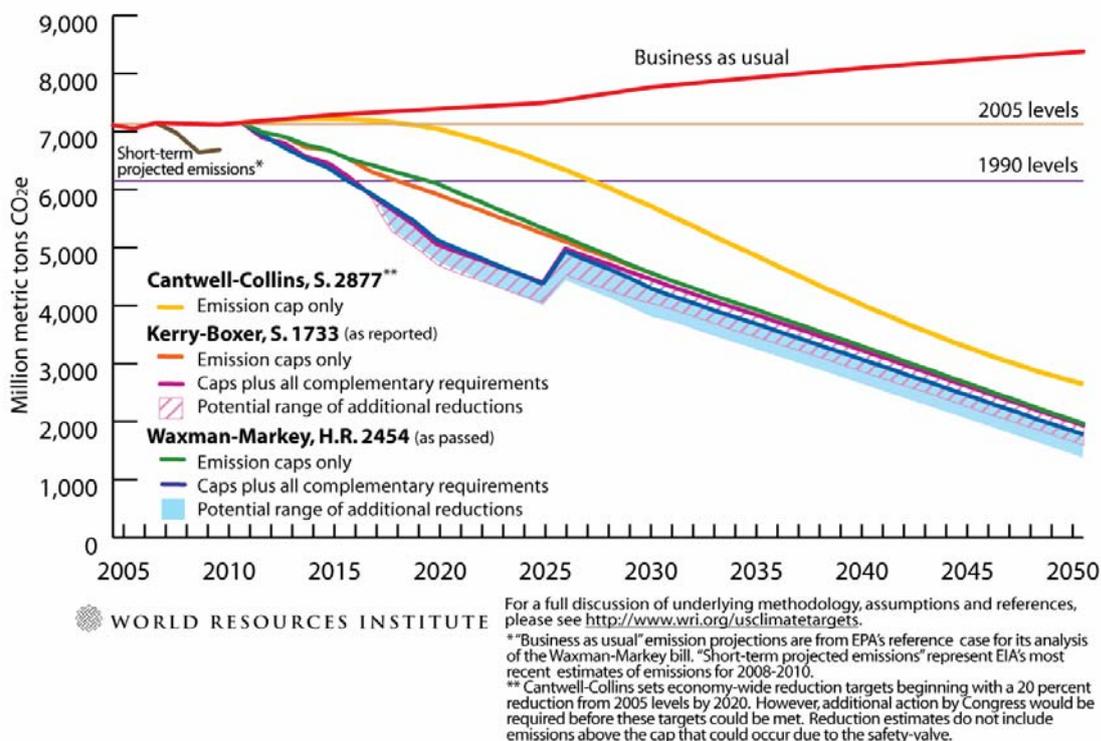


圖 1 美國各溫室氣體排放交易法案之減碳要求

所謂抵減係指污染源或經濟體進行的減碳計畫與活動，且這些減量並未涵蓋在「上限與交易制度(cap-and-trade)」管制範圍內。目前較常見的抵換機制工具有聯合國的 CDM 及 JI，以及發展中的「減少毀林及森林退化造成的溫室氣體排放(Reduction in Emission from Deforestation and forest Degradation, REDD)」與「部門抵換機制(sectoral mechanism)」。較有潛力的抵換計畫包括林業(如植林或減少毀林)、農業(減少氮肥使用、耕地保護)、甲烷回收破壞(動物廢棄物處理、煤礦甲烷、天然氣系統溢散)等類型；然而，能源效率提升、再生能源、CCS、燃料轉換等典型降低電力排放的計畫並不符合抵換機制的標準，因為電業本身就已經納入排放上限的管制範圍中。但若是在美國境外的電業減碳計畫，就可能可以算成抵換權。

據 Natsource 估計，美國清潔能源與安全法 American Clean Energy and

Security Act, ACES)實施後，電力產業的基線排放(BAU)與核配到的碳排放權之間的差異在 2012 與 2020 年間每年可達 5 億 200 萬噸 CO₂ 當量(圖 2)。因此，在 Waxman-Markey(ACES)、Kerry-Boxer、Kerry-Lieberman 等溫室氣體減量法案中，皆容許 20 億噸 CO₂ 當量的碳權抵換，西部氣候倡議(Western Climate Initiative,WCI)¹亦允許減碳量的 49%可利用抵換來達成。然而要如何擴大抵換的規模，以提供足夠的抵換量呢?

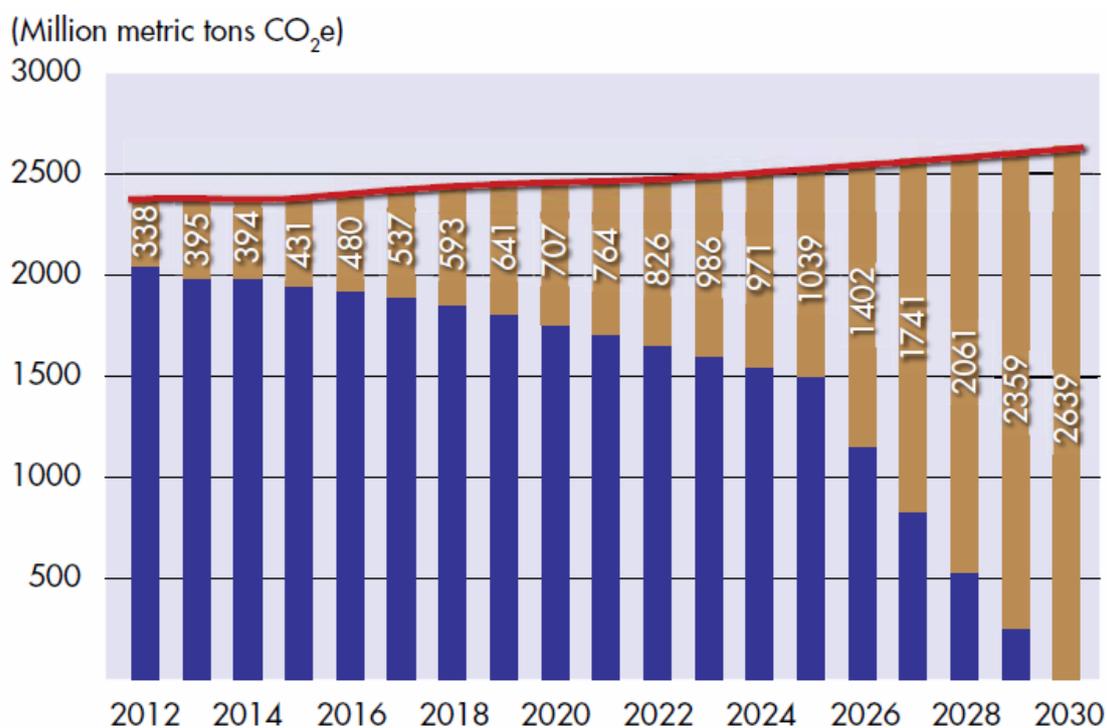


圖 2 電業 BAU 與核配到排放權間之差距

如圖 3 所示，抵換可取代未受限部門/區域的溫室氣體減量，將減量由「高成本」移轉至「低成本」部門/地區，但並不會增加溫室氣體的減量幅度。左

¹ 2007 年 2 月 26 日，美國華盛頓州、亞利桑納州、加州、新墨西哥州、及奧勒岡州等西部州州長們發起了「西部氣候倡議」。接著猶他州、蒙大拿州、加拿大英屬哥倫比亞省及曼尼托巴省魁北克省及安大略省也相繼加入。該組織設計了一項碳排放上限與交易方案，以減少全球暖化並達成 2020 年區域目標。

圖為沒有抵換時的情形，受管制部門 BAU 排放量為 100，但因受管制只排放至上限 90，未受管制部門的排放量為 100(BAU)，總排放量為 190。在右圖允許抵換的情形下，受管制部門利用抵換向未受管制部門拿到了額外 10 單位的排放權，故排放量為 100，未受管制部門移轉了 10 單位碳權抵換給受管制部門，排放量為 90，總排放量不變，仍為 190，若抵換的 10 單位不具外加性，移轉之後未受管制部門仍排放 5 單位，則未受管制部門排放量為 95，總排放量 195 反而比原先的 190 為高。

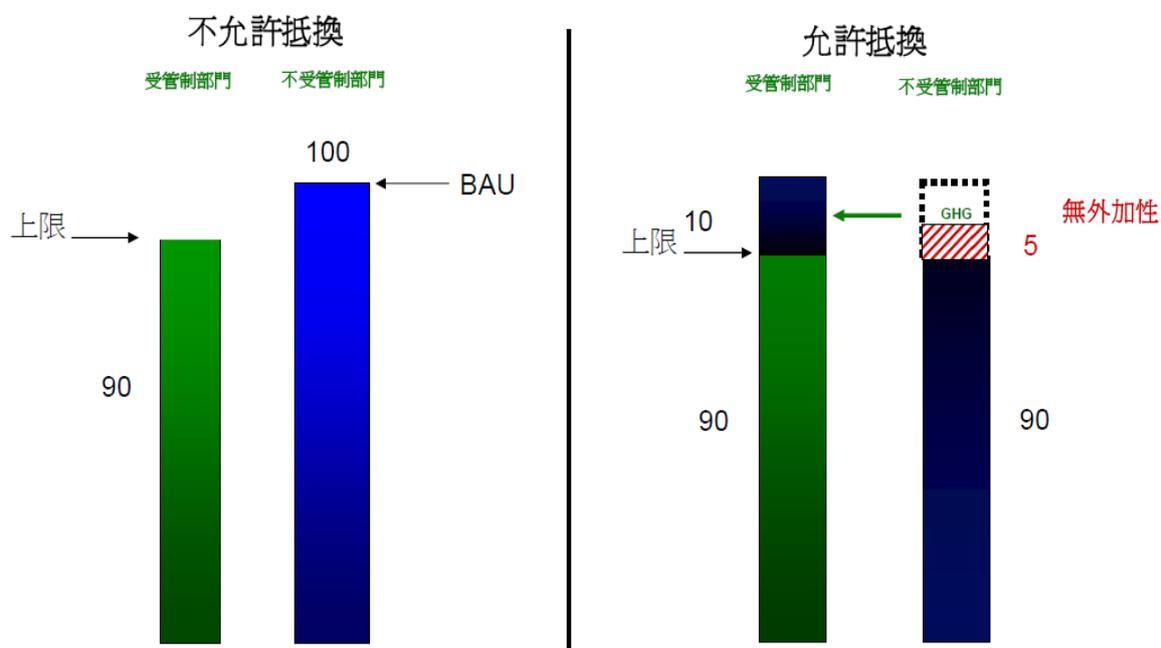


圖 3 以抵換取代內部減量

美國國會預算辦公室(Congressional Budget Office)曾估算過 HR2454 法案在「有」、「無」抵換制度下在 2030 年時的差異，如表 7。他們的分析結果顯示抵換制度可以節省的減量成本相當可觀，在達成法案減量要求情況下，允許抵換可在 2012 年與 2050 年間平均每年節省約 70% 的成本。

表 7 抵換制度之影響

	有抵換制度	無抵換制度
淨經濟成本(2007 年幣值)	\$1010 億美元	\$2480 億美元
碳權價格(美元/噸 CO ₂ 當量)	\$40	\$138

受到排放上限管制的廠商/部門，除了自行減量之外，尚有其他幾個「外部減量」途徑，如下圖：

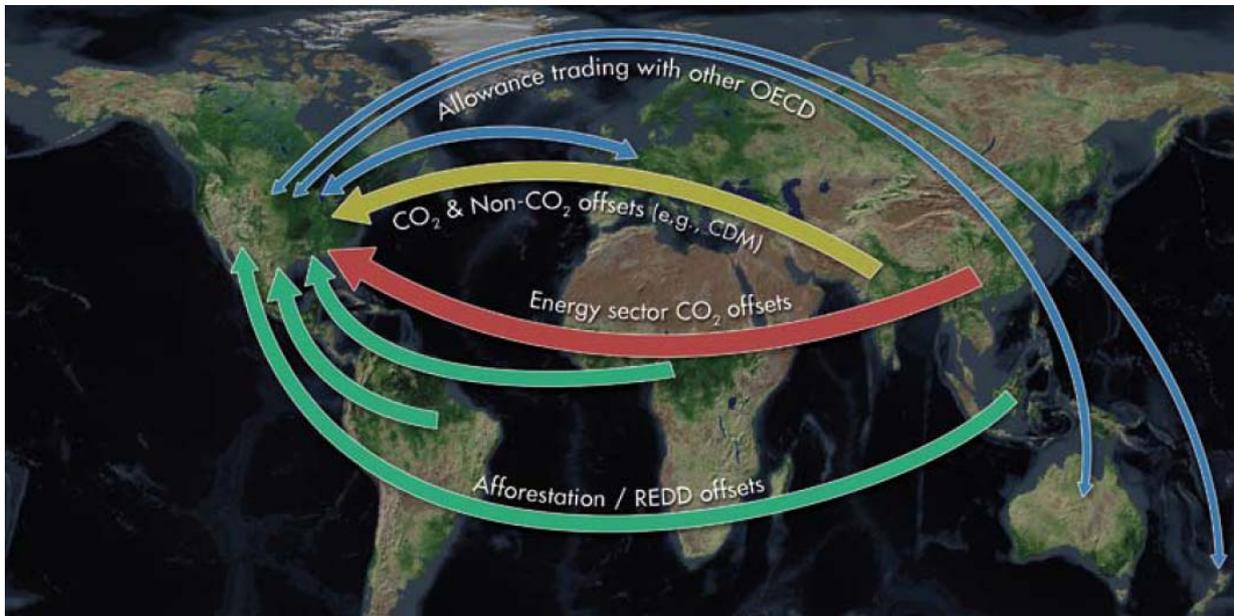
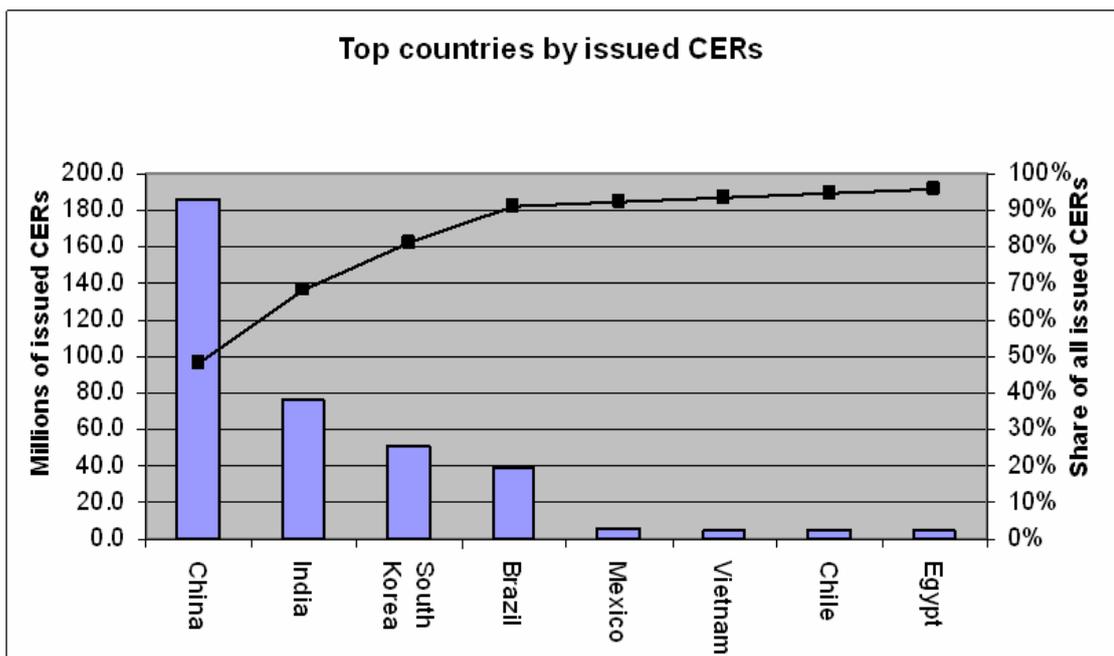


圖 4 外部減量途徑

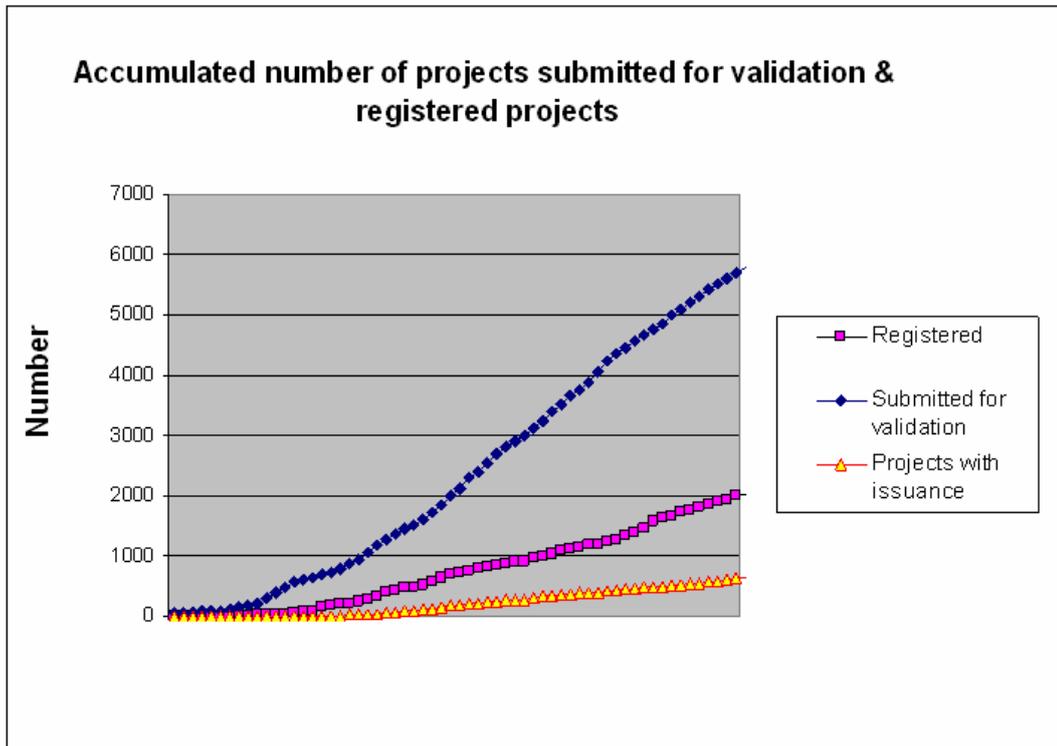
其中，短期內是否有足夠的國際間抵換空間？依 EPRI 判斷，國際間抵換雖然有很大的潛力，但執行不易，無法看出每年要如何產生 10 億噸的抵換。以目前全世界最大的抵換計畫 CDM 為例，京都議定書於 1997 年批准，2003 年簽訂馬拉喀什協定，到 2005 年才發出第一個 CER，至今(2010)年五月底止，總共只簽發了約 4 億噸的碳權，總投資額達 600 億美元以上。CDM 計畫數量前四名按比例分別為的甲烷破壞/水泥/煤礦瓦斯、能源效率提升、再生能源、燃料轉換，占了計畫總量的百分之六十以上，主要來源國家則是中國、

南韓、印度與巴西(圖 5)。然而，送交聯合國申請確認的 CDM 計畫，約只有三分之一(2,026 件)已經通過確證完成註冊登記，獲得簽發碳權的更少(圖 6)。預計在 2012 年底之前僅會核發 10.5 億噸 CO₂，遠低於以往估計的量，而且簽發量還會持續少。



Source: File: cdmpipeline.xlsx downloaded from <http://www.cdmpipeline.org/overview.htm#1>; accessed on 4/27/10.

圖 5 取得 CER 之國家排名



Source: File: cdmpipeline.xlsx downloaded from <http://www.cdmpipeline.org/overview.htm#1>; accessed on 4/27/10.

圖 6 申請確證與完成登記之計畫數量比較

CDM 這種逐噸(ton-by-ton)審查的方法相當沒有效率，且難以提升供給。因為所使用的方法過於複雜，需要長時間的準備與審核，從開始到簽發碳權平均要花三年時間，每年註冊登記的計畫案還不到 500~700 件，一直無法提高至 1000~2000 件。因此 CDM 機制目前正進行改革，包括標準化的基線計算、簡化方法學等。

鑑於 CDM 的這些缺點，在哥本哈根會議中有人提出部門碳權機制 (sectoral crediting mechanism) 的概念：由開發中國家自願為各部門建立低於「基準情境(BAU)」的「排放基線(emissions baseline)」，如果計入期期末該部門的實際排放量低於排放基線，該國家/部門事後就可以獲得可交易的碳權。基於「無損失(no loss)」原則，若實際排放量高於排放基線，該國家/部門便無法獲得任何碳權，但也不會受到處罰。一般的抵換制度只能移轉排放量，但前述部門計算碳權方法可以真正減少排放量(如圖 7)。

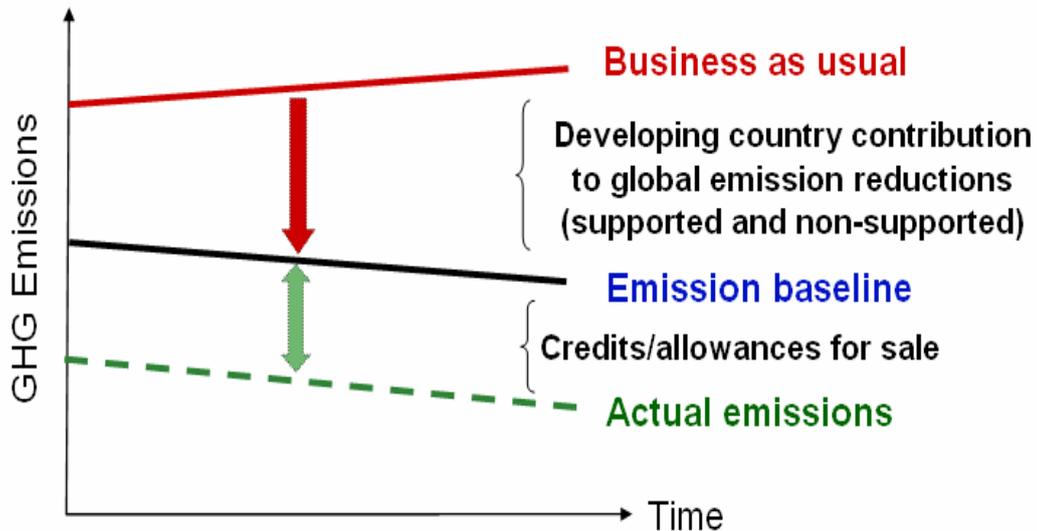


圖 7 部門碳權機制可減少排放量

然而，建立國際間的「部門別」碳權計畫並非易事，必須先克服下列挑戰：

- 欠缺過去的實際經驗：無論是國際或國內部門別碳權制度，全球沒有一個國家有實施經驗，而且需先達成多邊或雙邊協議。
- 參考 CDM 實施經驗，可能需要花費相當長的時間
- 「受管制」個體如何支付及取得部門別抵換碳權仍不明確
- W-M 法案中將縮減來自中國、印度、巴西、南韓、墨西哥的計畫型抵換碳權。

除了燃料燃燒之外，「土地使用、土地使用改變與森林」(LULUCF)是全球二氧化碳排放的第二大來源，自 1990 年起平均每年產生約 58 億噸的二氧化碳，占總二氧化碳排放的 20%。依聯合國糧農組織估計，全球毀林的速率約為每年 1300 英畝(1990-2005)，2000-2005 年間，巴西占了熱帶雨林毀林活動的 50%(圖 8)，整個亞馬遜流域的毀林則佔了 60%。「減少毀林及森林退化造成的溫室氣體排放(Reduction in Emission from Deforestation and forest Degradation, REDD)」在未來 25 間將成為最有潛力的減碳來源，占比將大於

70%(圖 9)，實際 REDD 型抵換碳權可提供的數量將取決於巴西等國政府所訂的基線與目標。REDD 型抵換碳權也同樣面臨許多挑戰：

- 許多 REDD 計畫的地主國都屬於高風險國家
- 許多有潛力的地主國缺少必要的專家、機構與治理
- 在 W-M 和 K-L 法案中，REDD 型抵換碳權只計入低於「毀林排放基線」之減碳，然該基線要求未來 20 年毀林淨面積必須等於 0。
- 關鍵國家(如巴西)等國所做出的國內溫室氣體減量承諾可能會限制未來低成本 REDD 抵換碳權的供給。
- 缺乏完整森林碳匯政策將導致短期間內顯著的碳洩漏。

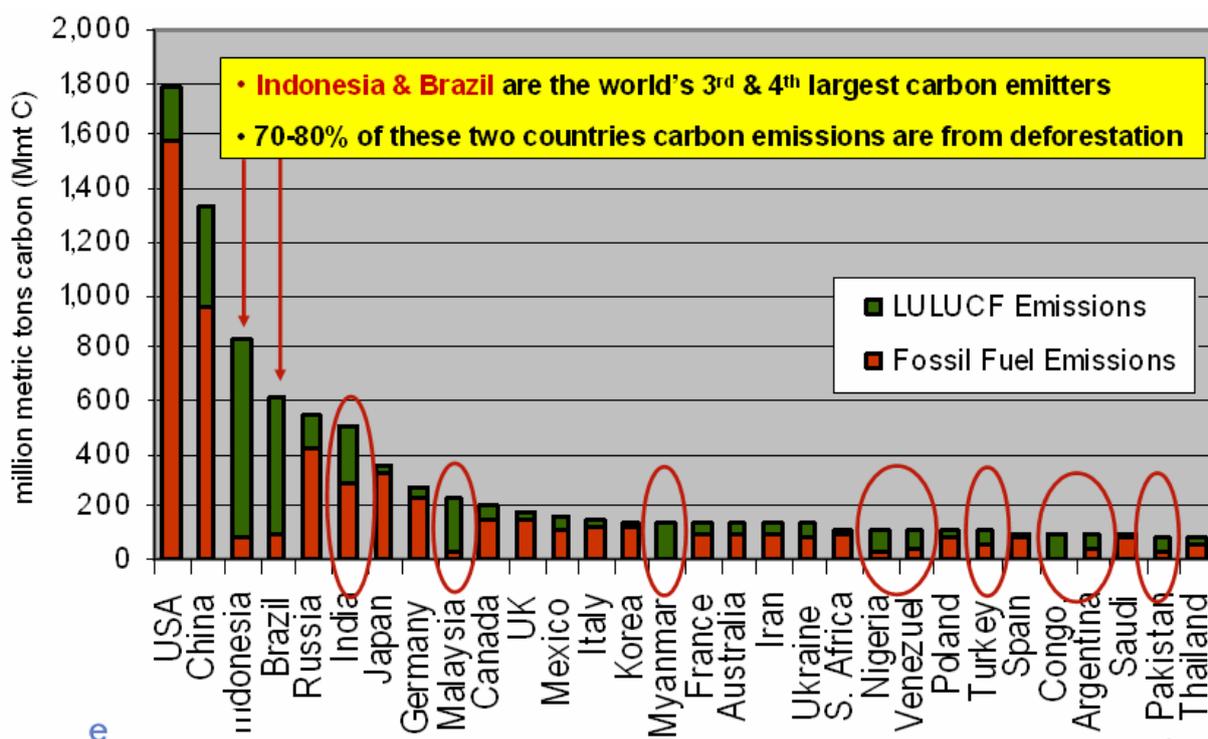
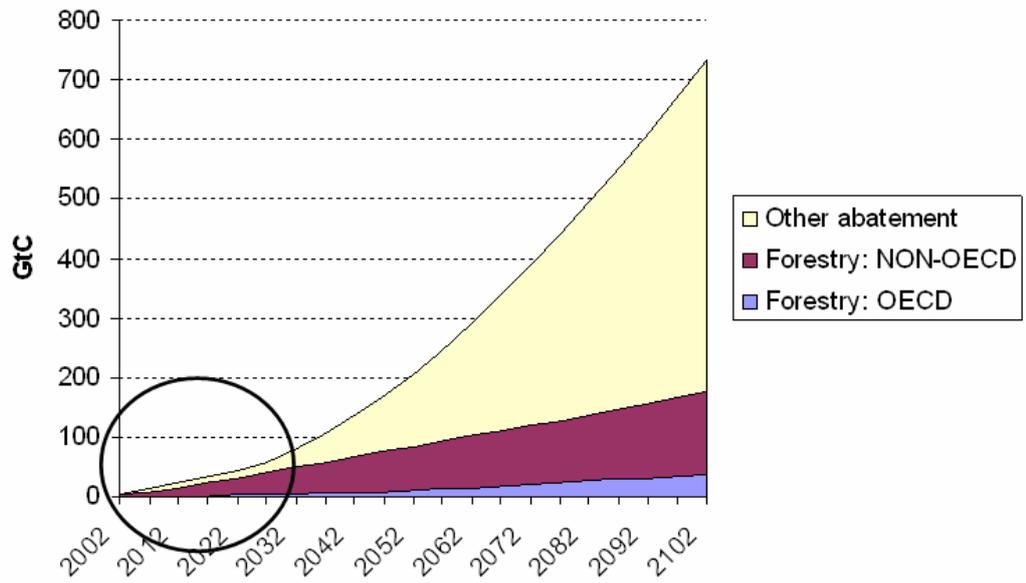


圖 8 燃料燃燒及 LULUCF 之碳排放量

Cumulative Carbon Abatement (for 550 PPM Stabilization)



Source: Tavoni, Sohngen, and Bosetti (2007)

圖 9 2020 年 REDD 減碳潛能

第五章 加州電力市場簡介

如圖 10 及表 8 所示，加州地區主要電力公司為 PG&E、SCE 及 SDG&E 三家，其最大尖載需求供應分別為 19,100 MW、19,800 MW 及 4,000 MW，其售電量以 SCE 最大，達 86,048 百萬度，而 SDG&E 售電量僅約 SCE 的 24%。

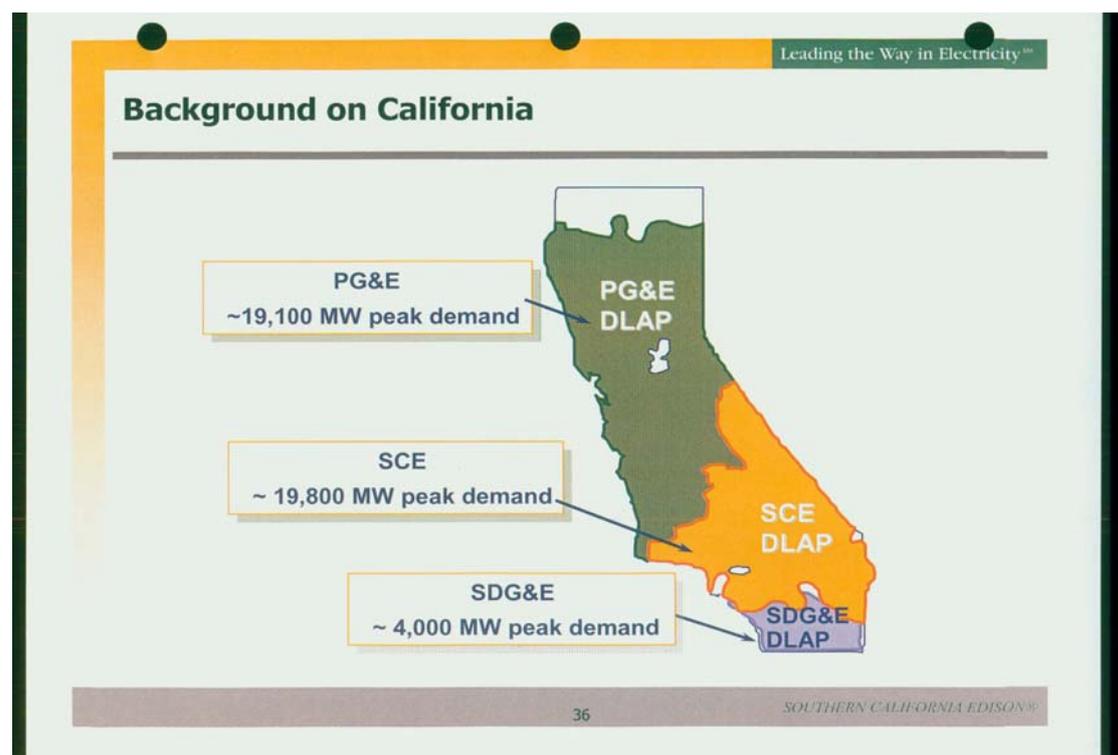


圖 10 加州主要電力公司之供電涵蓋範圍

表 8 加州電力公司比較表

	用戶數	售電量 (百萬度)	尖峰負載 (MW)	供電面積 (平方英里)	平均住宅 費率 (US\$/度)	營業收入 (百萬 US\$)
SCE	4,866,000	86,048	22,020	50,000	0.15	11,248
SDG&E	1,368,060	20,644	4,172	4,100	0.16	3,183
PG&E	5,278,737	74,783	20,385	70,000	0.13	10,738
Sierra Pacific Power	366,021	9,687	1,648	50,000	0.14	1,031
PacificCorp	1,706,128	54,462	9,501	136,000	0.08	4,494

1. 州政府的電力政策－氣候變遷的驅使下

- 能源效率－減少整體能源使用
- 需電反應－減少尖峰負載期間的用電量
- 再生能源－2020 年再生能源發電占比達 33%以上。
- 有關電力的適當、可靠及基礎建設部份－重點在新傳統電廠的興建、汽電共生系統的推廣、輸配電系統的建設。

2. 能源效率

- 能源效率（EE）係指設置有助於減少住商部門的能源使用。
- 過去 20 年，SDG&E 已節省 42 億度電，相當於約 655,000 戶住家的一年用電量及抑低 952MW 之尖峰負載，相當於 1.5 個大型電廠。
- 目前規劃－追求符合整體「成本效益」的能源效率目標

3. 影響能源效率的政策

- 電費脫鉤
 - 電業的獲利不受用戶用電量變化的影響。
 - 電力成本逐年調整完全轉嫁給用戶。
- 誘因機制
 - 當電業執行 EE 方案時，其股東所獲得的報酬與投資電廠相當。
 - 執行 EE 方案所碰到的挑戰為外誘因金額的評估、計量及確認等。
- 現階段的挑戰
 - 需要大筆資金的投入。
 - 爲了籌措執行 EE 方案所需資手，電價勢必有所調整。

4. 需量反應

- 所謂需量反應是指當電力交易價達到高點時，暫時減少用量或將用電時段予以移轉至其他時段。
- 執行需量反應的理由爲將近有 20%的發電資源是用來滿足全年不到 1% 時間的用電負載，以 SDG&E 2006 年爲例，年尖峰負載約 4400MW，

當小時尖峰負載由大到小做排序時，第 100 高之小時負載量為 3600MW，二者間相差約 800MW。執行需量反應可減緩電源開發的腳步。

- 執行需量反應的措施如時間電價、智慧型電表、週期性空調系統。
- 現階段方案為發展成本效益方案，提供用戶決策所需之價格訊號資訊。

5. 再生能源的定義

- 能源委員會(EC)負責再生能源定義的解釋，再生能源包括地熱、風力、生質能及廢棄物(農作物、木頭及都市廢棄物)、容量小於 30MW 之水力、太陽光電及太陽熱能發電及其他(波浪、潮汐、利用再生能源轉換之燃料電池)。但一般用戶擁有的太陽光電系統，即依 California Solar Initiative 設置的太陽光電系統不能納入 SCE 再生能源的容量中。
- 超過 30MW 之大型水力及以煤炭及天然氣為燃料的汽電共生系統均不列入再生能源行列中。

6. 加州再生能源發展目標(RPS)

- 依據 2002 年通過的 SB 1078 及 2006 年通過的 SB 107 法案，2010 年再生能源必須占售電量的 20%，購入再生能源的成長量約占售電量的 1%；市營的電業不受此一約束，但可以自願參與。
- 再生能源的每一度電均可透過 Western Regional Energy Generation Information System 追蹤。
- 配合與處罰--電業可以將前一年達成目標多餘的額度或是將已簽約但尚未發電計畫的納入一併計算；若年度目標未能達成，每度電將罰 0.5 美元。

7. 有關再生能源的相關立法

- 執行中的命令
 - 2006 年 4 月發佈的 S-06-06 要求再生能源發目標中生質能必須達 20%；

- 2008 年 11 月 S-14-08 確立 2020 年再生能發電量占比需達 33% 之目標；
- 2009 年 9 月 S-21-09 指示 Air Resources Board 採取管制措施，以期 33% 再生能源占可以達成。
- 優惠電價(Feed-in Tariffs)
 - 2006 年的 AB 1969、2008 年 SB 380 及 2009 年的 SB 32 等法案規定優惠電價適用於容量至 3MW 的發電設備；加州政府則計畫將優惠電價擴大至容量 20MW 之再生能源發電設備。

8. 達成再生能源發展目標的挑戰

- 輸電線--由於適合開發再生能源的場址多位於人煙罕至，無輸電線經過的偏遠地區；建造一條新的輸電線路需時 7-10 年，但再生能源發電系統的建造確只要 1-3。
- 其他挑戰
 - 核定、對環境影響的研究、土地的取得及建造等大幅增加電源線開發所需的時間。
 - 新建電源線併入系統的過程冗長，且取得融資困難
 - 再生能源開發業者的經驗不足，致延後發電。

9. 加州電業的能源規劃

- 電業的經營必須在兼顧公司成本與財務風險、環境考量下，達成滿足電力系統各項可靠度要求：
 - 成本及財務風險—包括用戶的不確定性、機組商轉時程的變動、購入抑自建及能源多元化等。
 - 環境方面的考量—包括機組調度順序、再生能源、廠址勘選及發照、溫室氣體等
 - 可靠度方面—包括全系統與區域的可靠度、輸、配電系統的可靠度及市場競爭力等。

第六章 電力公司訪談

第一節 聖地牙哥天然氣及電力公司

1. SDG&E 簡介

SDG&E 為 Sempra Energy 的事業單位之一，為一受管制公用事業，其供電區域面積為 4,100 平方英哩，包括加州聖地牙哥(San Diego)與橘郡(Southern Orange Counties)地區(圖 11)。公司員工超過三千人，服務 138 萬電力用戶及 85 萬天然氣用戶，用戶數過去十年每年約成長 1.2%，以內陸地區成長率較高；其中工/商業用戶有 15 萬戶，區域內主要產業包括：國防、觀光、生技與通訊。每年售電量約為 2 千萬度，售電收入約為 29 億美元，平均電價為每度 16.9 美分(約台幣 5.4 元)。尖峰負載最高紀錄為 4,642MW。



圖 11 SDG&E 營業區域

2. 電力供需規劃

2.1. 電力需求

- 區域電力每年約增加 100MW（不考慮能源效率提昇），若考慮效率提昇，則年平均約增加 50MW。
 - 大部份新用戶均移入內地，溫度變化對用電影響更大。
 - 電子產品普及，設備再充電將導致用電增加
- 必須規劃更可靠的電源滿足用戶的高用電需求。

2.2. 電力供應的考量因素

- 成本
- 環境衝擊
- 可靠度

2.3. 再生能源

- SDG&E 預估 2010 年再生能源發電占比將達 14%，但州政府的法定要求為 20%；州政府對再生能源目標之達成定有允許「儲蓄（banking）」及「借貸（borrowing）」之條款。
- 加州政府正尋求立法修改 2020 年再生能源發展目標—33%，SDG&E 也已正式對外宣示 2020 年再生能源發電占比將達政府設定目標值 33%。

表 9 SDG&E 售電結構配比

年別	再生能源	燃煤	天然氣	汽電共生 (GAS)	核能	市場購入	水力局
2009	11%	3%	38%	8%	18%	11%	11%
2015	26%	0%	44%	8%	18%	4%	0%

註：2015 年加州三大民營電力公司（PG&E、SCE、SDG&E）達成再生能源發展目標之採購量（約 45,000 百萬度）主要是來自風力及太陽能。

2.4. 政策意涵與結果

- 具競爭性的州目標
 - 成本、提供加州境內之工作機會、其他環境上之限制。

- 適時地
- 不仰賴屋頂太陽光電計畫
- 核發証照部門被大量的申請案件壓得喘不過氣來。
- 強化基礎建設
 - 再生能源必須建設在具潛力的地點，此將導致架設新輸電線路的需求。
 - 新非再生能源開發計畫必須與間歇性的再生能源整合在一起。
 - 太陽光電的開發導致配電系統的電力品質問題。
 - 儲能設施必須建置，惟何種儲能設施及需要量均無法確切瞭解。

2.5. 電力建設

- 新設電廠主要是以天然氣為發電燃料
 - 甫完成之燃氣電廠
 - ◆ Palomar Energy Center(560MW)
 - ◆ Otay Mesa Energy Center(590MW)
 - ◆ Miramar Energy Facility Peaker Plants (95MW)
- 分散型電廠是屬小型電廠，其發電容量多僅足以滿足當地負載需求；鼓勵措施如 California Solar Initiative(CSI), Solar Energy Project to add additional solar PV, Small Generation Incentive program.

2.6. 長期發電容量及資源最適需求

- 全系統資源最適性 (RA) -- SDG&E 透過購電合約的簽訂滿足系統最適性的要求，即達成 15% 之備用容量標準。
- 聖地牙哥區域 RA 之標準必須符合下列情況
 - 電網方面：必須實質滿足加州 ISO 電網規劃準則。
 - 區域資源規劃方面：透過購電合約的簽訂滿足區域可靠度要求。
 - 系統尖峰負載估計必須符合 90-10 之原則，即僅允許 10 年發生 1 次負載低估的情形。

- N-1/G-1 偶發事件：假設停一條最大輸電線及一部發電機組。

表 10 再生能源的可靠度

能源別	生質氣體	生質能	地熱	太陽能	風力
容量因數(%)	70	82	87	31	33
供電能力(%)	88	84	100	45	16

註：供電能力以尖峰月 75% 以上的尖峰小時數可達到出力。

2.7. 能源效率及需量反應的措施組合

- 主要方案
 - 住家部門
 - ◆ 房子的全面整修 (EE)
 - ◆ 新的建築物 (EE)
 - ◆ 採先進的照明器具 (EE)
 - ◆ 使用充電設備 (EE)
 - ◆ 空調系統採間歇性運轉 (DR)
 - 商業及工業部門
 - ◆ 改採高效率設備及電價折讓 (EE)
 - ◆ 新的建築物 (EE)
 - ◆ 小型商場直接裝設節能設備 (EE)
 - ◆ 小用戶裝設間歇性交流 AC 空調設備 (DR)
 - ◆ 用電量大於 200KW 以上用戶特高尖峰電價計價法 (DR)

3. Smart Grid 之推廣

- ✧ Smart Meters: the Foundation to the Smart Grid – One utility’s View

依據加州政府制定的能源行動計畫(energy action plan)，公用事業必須為

全部的用戶裝置智慧型電錶及天然氣錶。CPUC 於 2004 年要求公用電業評估住宅用戶及小型用戶升級為智慧電錶之可行性。除了政府的強制規定外，SDG&E 推動全面裝置智慧型電錶的考量係因 SDG&E 的服務模式著重於服務與運轉效率的提升，而透過現代化的智慧型網路(Smart Grid)可創造出符合未來需求的數位能源系統，以最有效率、最經濟、最安全的方式發電及輸送電力， Smart Metering 即為該模式必要之基礎建設(參見下圖)。SDG&E 認為，智慧型電錶不僅是新技術的運用，但更重要的是改變了公司與用戶間的關係。

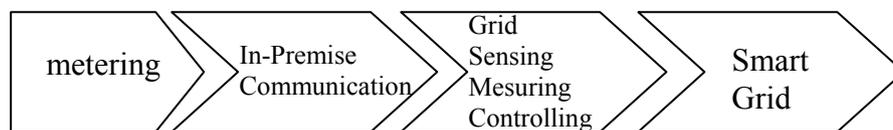


圖 12 Smart meter 為 smart grid 之基礎

比較目前狀況與未來裝置智慧電表後的轉變，在公用事業面向有：1.由目前的集中式控制型系統轉為分散型電力系統；2.人工抄表作業轉為自動化技術；3.電子-機械式電表轉為智慧型電表；4.大型排放碳火力電廠轉為清潔電源；5.分段式電價結構轉為時間電價。在用戶端所面臨的轉變則為：1.由目前的低涉入轉為可主動參與市場；2.對公用電業員工的依賴轉為對科技的依賴；3.有限的控制權與選擇權轉為可進行對自己有利的選擇與控制；4.由能源消費者角色轉變為分散型發電者。

2003-2004 年間，加州曾實施智慧型電錶先導試驗計畫，使用類似的電錶與費率，計畫結果顯示：有超過 2500 個住宅與商業用戶在透過智慧型電錶系統得知其用電與成本資訊後，其尖峰時段用電減少了平均 14%。在成本效益評估方面，據 SDG&E 估計期初資本支出約需 5 億美元，用戶可節省的電費則較該成本多出 6 千萬至 6 千 5 百萬美元(以智慧型電錶系統使用年限 32 年

計)。裝置電錶的成本 SDG&E 將計入公司的一般營運費用中，由用戶帳單中逐月回收，用戶最高每月需分攤 2.5 美元，但會逐漸降低。另一項節省的成本則來自人員精簡，自從安裝智慧型電錶後，SDG&E 便解散了抄錶部門(meter reading department)。

SDG&E 訪查用戶對裝置智慧型電錶的疑慮主要來自三方面：1.隱私權受侵犯：由於智慧型電錶記錄用戶的即時用電，且供民眾透過網際網路(google 上的 PowerMeter)即時查詢，以便民眾可即時反應，因此民眾懷疑是否會有資訊外流風險。2.電磁波：有民眾擔心智慧型電錶設備是否會產生電磁波輻射而影響人體健康。3.費用：用戶不希望因裝設智慧型電錶及選用時間電價而產生額外的電費帳單支出。因智慧型電錶係政府強制規定，故對於拒絕裝設之用戶，SDG&E 會一再溝通至其同意為止。而在資訊保密方面，SDG&E 的原則是：用電資料仍屬於用戶所有，SDG&E 僅是保管人，因此在提供資料給第三人時，必定會先徵求用戶同意(法律規定除外)，並以負責態度處理資訊之分享。

SDG&E 的計劃是為 140 萬用戶全面安裝智慧型電錶，住宅用戶安裝的是每小時記錄一次的電錶，商業及工業用戶的電錶則為每 15 分鐘記錄一次。由 2009 年開始，當年 11 月已安裝了 20 萬戶，年底則完成 35 萬 5 千戶，平均一天安裝戶數可達 7000 戶。截至今日五月七日為止，已完成 50 萬 5 千個電錶的安裝，平均一天可安裝 5000-7000 個電錶，預計將於 2011 年第一季完成全部用戶的電錶安裝工作，SDG&E 將是加州最先完成全面安裝智慧電錶的大公用電業。

裝置電錶後，雖然有少數用戶(0.15%)回報電錶設備發生故障，但可於 3-5 日內解決，目前用戶滿意度正逐漸上升中。依據 SDG&E 進行的調查顯示：77%的用戶表示 SDG&E 的電錶系統效能超出其預期水準，只有 9%表示未達到其預期。SDG&E 歸納出幾項有助於提升用戶滿意度的原則：

A. 以用戶為中心

- 安排安裝時程時考慮適當的季節、時機，避開夏季於高用電區域裝設電

錶。

- 依據用戶回饋資訊，強化用戶溝通
- 安排公司專家回答智慧電錶問題及進行用戶教育
- 每個接觸點都是建立用戶信任的機會；每個用戶申訴案都由電錶計畫最高管理階層處理。

B. 與 SDG&E 其他計畫協調整合

- 夏季預備運動(Summer preparedness campaign)-積極主動與用戶溝通
- 能源效率、需量反應等計畫

智慧電錶裝設的用戶溝通流程則如表 11 所示。用戶可至 <http://www.sdge.com/smartmeter/gmap.shtm> 查詢，只要於地圖上方輸入地址，即可顯示該地址的安裝時程。

表 11 智慧電表用戶溝通時程

60-90 日前	與官員及社區代表會面
30-60 日前	參與社區活動
30 日前	寄發通知函給用戶
3 日前	電話通知
安裝當日	安裝廠商人員與 SDG&E 員工共同前往，用戶不在則於門柄留下通知與資料
安裝後 2 週內	SDG&E 進行用戶抽樣追蹤，回答用戶問題並告知各種方案與服務

智慧電錶不僅是個電錶，爲了充分發揮智慧電錶系統功能，SDG&E 提供了 Google PowerMeter 工具(gadget)，用戶可於自己的 iGoogle 頁面安裝選用該工具，之後隨時登入 iGoogle 個人首頁便可查看自己的月、週、日(當日 0 時至即時)的用電曲線及數字，用戶便可依據這些數字調整用電。此外，預計住宅用戶於 2010 年底前，小型商業用戶於 2012 年開始，可上 SDG&E 網站查

詢自己的能源使用量(電力與天然氣)、能源費用與未來之帳單費用預測及電價跳級警報等資訊，將來的電費帳單也將重新設計，提供用戶更詳盡的資訊。SDG&E 目前正在研擬動態的電費計價模式，如尖峰時段省電退費機制等，同時也著手試行家庭區域網路先導計畫(Home Area Network Pilot, HAN)。

未來智慧型電錶系統推動的成功與否，取決於幾項因素：

- A. 促進創新的思維：包括方案、服務、產品的創新。
- B. 支援新技術的發展：政府機構(如能源部、加州能源委員會)、大學、企業、實驗室、民間投資。
- C. 合作與協調：用戶、電業、管制機構、政府、企業。
- D. 新技術發展：家庭區域網路(HAN)、能源管理系統(EMS)、家庭顯示(In-home display, IHD)、需量反應控制應用軟體(DRCA)。



圖 13 智慧家庭區域網路

4. 電力需求預測

4.1. SDGE 概況

- 電力服務範圍包括聖地牙哥與南方橘郡。

- 包括 138 萬電力用戶與 85 萬天然氣用戶
- 15 萬商業/工業用戶
- 年售電量 2 千萬度
- 年尖峰負載為 4,642MW (9/3/2007)
- 年電費收入為 29 億美元
- 平均電價為每度 0.169 美元
- 主要經濟部門包括：國防、觀光、生物工程及電信等

4.2. SDGE 服務區域

- 過去十年平均用戶成長率為 1.2%，或總成長 13%
- 內陸地區成長率較高，家庭用戶數成長率高達 18%

4.3. 預測項目

- 電力用戶數目
- 電力需求 (KWh)
- 電力負載 (MW)

4.4. 預測用途

- 內部規劃
 - 財務規劃 (運轉維護、投資)
 - 配電系統規劃
 - 人力規劃
 - 顧客服務規劃
- 運轉/檢修排程
 - 每日需電量
- 管制與立法
 - 費率訂定
 - 滿足用電需求 (短期)
 - 長期需電規劃

- 輸電網路規劃
- 政策與計畫分析（電動車、太陽光電/再生能源、GHG）
- 預測方法與模型
 - 調查、判斷
 - 趨勢分析
 - 統計方法
 - ◆ 計量經濟
 - ◆ 類神經網路
 - 最終需求（end-use）模型
 - 混合模型

4.5. 投入要素/驅動因子

- 人口
- 經濟
- 天氣
- 價格
- 能源效率、需量反應（有/無）
- 工作天數（休假日）
- 其他（管制因素、政策目標、特殊事件）

4.6. 預測挑戰

- 詳細用戶資訊
 - 通常需要昂貴且費時的調查與分析
 - 廠商業務機密，不願意透露
 - 不易確保跨期一致性
- 說明政策目標、規劃及標準
 - 避免重複計算效果
 - 任意的/不切實際的目標

- 預測之不確定性
 - 特別是天氣、能源效率及新政策或措施
- 不同預測需求之協調
 - 不同機構需求（加州能源委員會，CEC；加州公用事業委員會，CPUC；聯邦能源管制委員會，FERC；加州 ISO，CAISO；西部電力協調委員會，WECC）
 - 加州能源委員會「整合能源政策報告」(IEPR) 係官方預測版本。

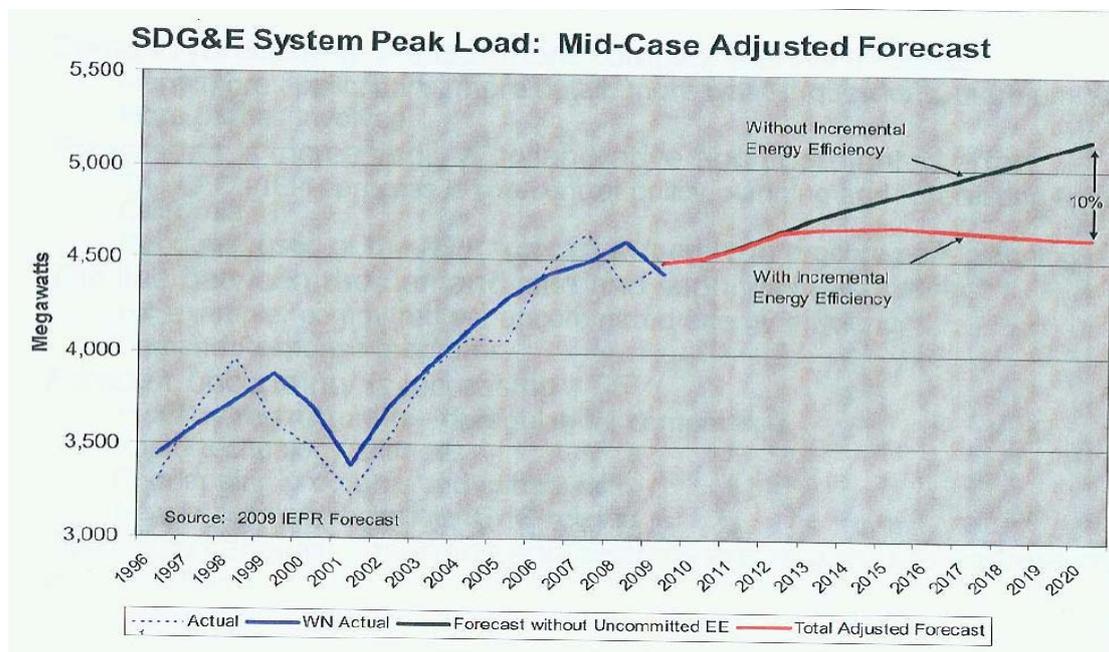


圖 14 SDG&E 系統尖峰負載預測（中案）

4.7. 住宅最終需求模型

- 回顧並校準過去歷史相關資訊，據以預測未來。
- 應用
 - 長期預測趨勢
 - 將銷售前 20 名之家用電器標準與前 24 名之建築物標準對住宅用電之影響量化
 - 計量經濟模型中納入空調之數目與效率。

- 模型中三個主要驅動因子
 - 房屋庫存量 (Housing Stock)
 - 家用電器成長情形 (成長率與普及率)
 - 家用電器年單位耗電量 (Annual Unit Electric Consumption ; UEC)
- 每一種家用電器
- 年家用電器用電量 = 房屋庫存量 * 家用電器成長情形 * UEC
- 空調係影響夏日尖峰負載最重要因素
- 空調雖僅佔年住宅用電量不到 7%，但卻佔住宅部門系統尖峰負載一半以上。
- 極端的天氣狀況則佔系統尖峰 9-10%。

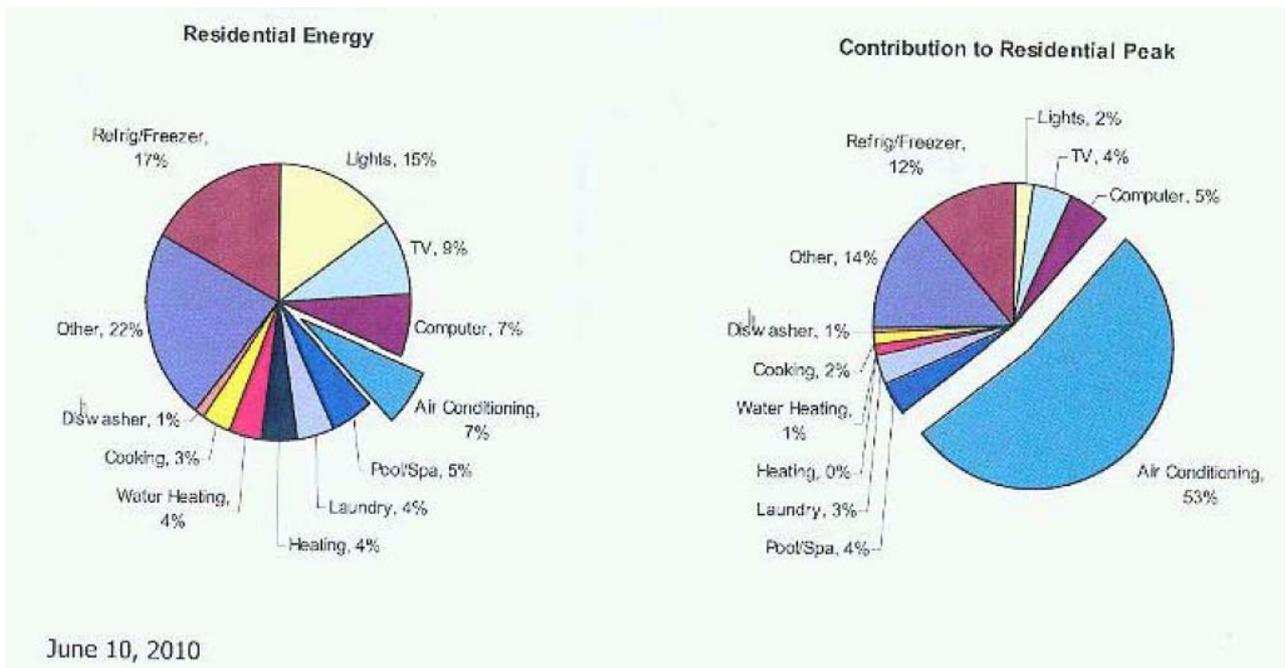


圖 15 住宅部門耗電用品及尖載耗電用品占比

第二節 南加州愛迪生公司

1. SCE 公司簡介

SCE 是美國最大的電力公司之一，約有 13000 多位員工，裝置容量為 5299MW，其供電量約有 36%的來自這些自有電廠。其供電人口超過 1400 萬人，其中大用戶占 5000 戶，小型商業用戶有 28 萬戶，供電區域面積為 50,000 平方英里，包括加州的中部、沿岸與南部的 11 個郡，涵蓋了 180 個以上的城市，但不含洛杉磯市與其它幾個城市(圖 16)。去年該公司平均電價為每度 14.0 美分(約台幣 4.48 元)。該公司為再生能源、智慧電網、智慧電錶、輸電方面的技術的領導者。



圖 16 SCE 營業區域

☆ 電業經營模式

- SCE 經營模式是採二個層面回收成本及合理的利潤；費率基礎是分由 CPUC 及 FERC 訂定，回收它投資在發電、輸電及配電等方面的成本及合理利潤。
- CPUC 管制 SEC 的資本結構及合理的報酬：
 - 普通股 48%
 - 長期借款 43%
 - 優先股 9%
- 目前 SCE 奉核定的資金成本：
 - 長期借款 6.22%
 - 優先股 6.01%
 - 普通股 11.5%
- 當實際借款成本高於或低於奉核的長期借款成本及優先股之成本時，SCE 的盈餘將受到影響影響。

表 12 SCE 針對州政府管制內容的因應

管制內容	電業的因應對策
資源最適化要求	供電端與需求端間的衡量
區域供電可靠度要求	長期與短期的考量
調度順序的要求	尖峰電源抑基載電源優先
需電端管理目標之達成	新建電廠抑架設輸電線
再生能源開發目標之達成	來自當地抑境外開發
溫室氣體排放的限制	購入抑自行投資抵減
最佳或成本最小化的方案	

2. 電力供需規劃

2.1. 方案組成的決定

利用年負載歷時曲線，在滿足成本最小化的前提下決定各型機組（基、中、尖載）的最適裝置容量。SCE 的供電規劃必須符合州政府及加州公用業管理委員會(CPUC)的政策要求下，追求最適/成本最小化之目標。

- 首先 SCE 先將會將優先調度的資源，如 EE，D，及 DG 等納入，其目的有：
 - 滿足 PUC 所設定的目標
 - 將符合成本效益的資源最大化
- SCE 將滿足下列最低要求下的相關資源納入：
 - 滿足區域可靠度標準必須的資源
 - 滿足整體資源最適要求所需資源
 - 符合 AB32 及 SB1368 法案所需的資源
 - 再生能源發電目標
- 除了前述優先考量的資源及滿足相關要求所需的資源外，SCE 將以傳統的發電端最適開發方案的產生方式決定最適的發電組合：
 - 改變基、中、尖載各型機組的產能；
 - 調整短、中、長期各發電計畫的商轉時間；
 - 改變產能限制條件
 - 改變環境影響因子，如二氧化碳交易
 - 改變區域供電可靠水準

2.2. 最適/成本最小化

- 各型機組的總發電成本將因容量因數不同改變，與複循環機組(CCGTs)相較，氣渦輪(GT)的容量成本相對較低。
- 利用年負載歷時曲線(LDC)去決定各型發電機組的最適容量因數。
- 若情況允許，SCE 將會嘗試排出新增電源的理想開發順序；除了優先考

量的資源外，在長期的規劃過程中，SEC 將對未來可用的發電技術需做些假設。

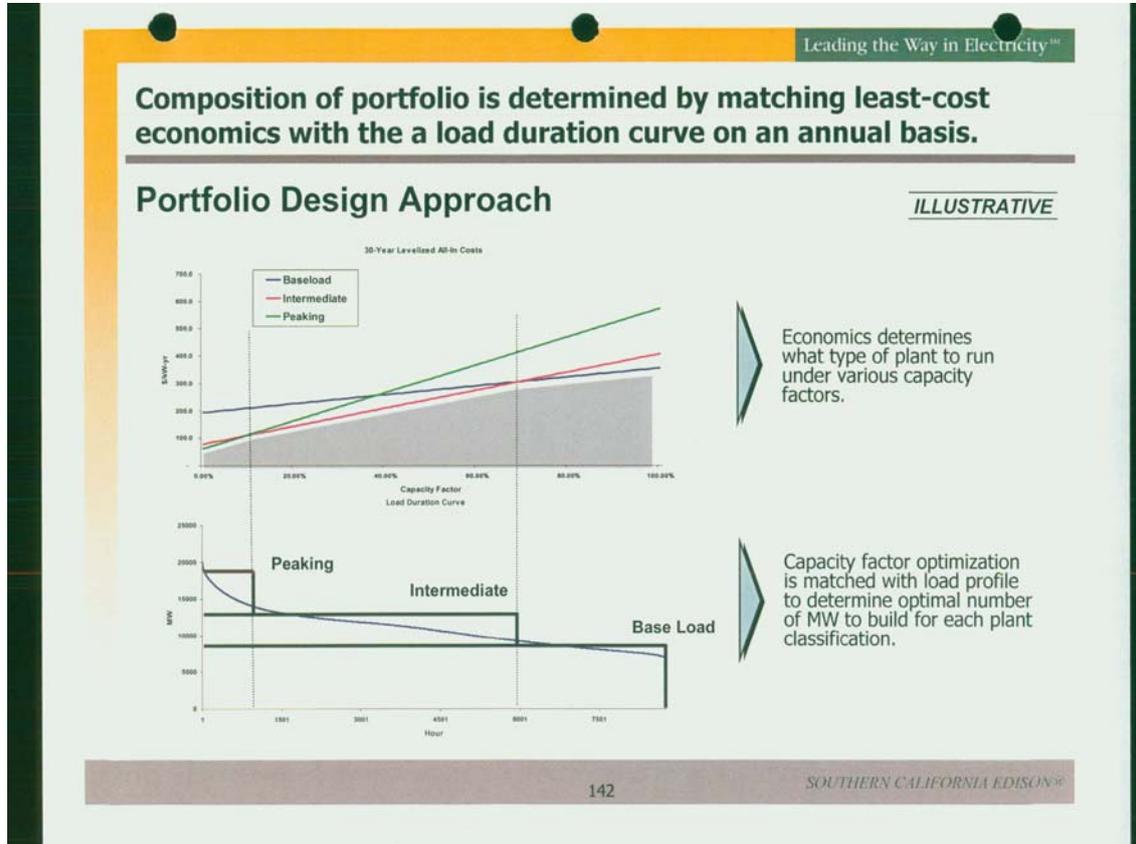


圖 17 成本最小化下之最適裝置容量

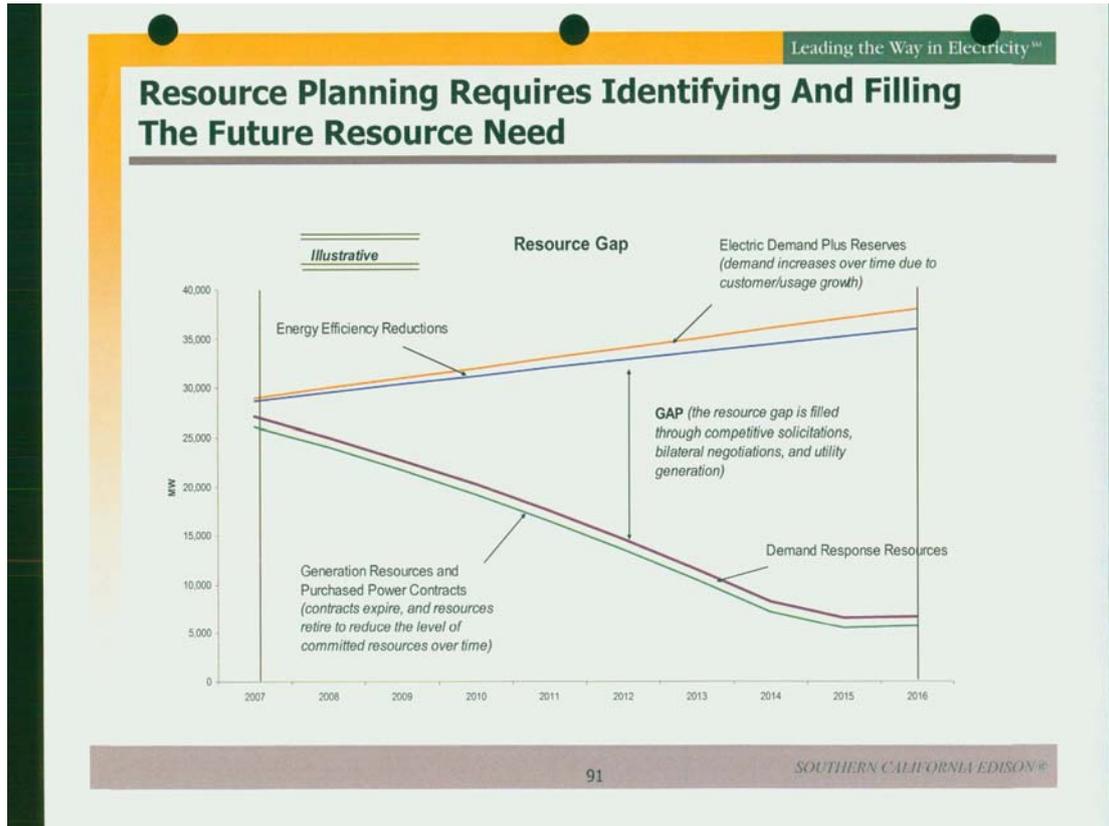


圖 18 未來最適資源規劃

2.3. 再生能源開發規劃

- SCE 再生能源占其總供電量的 17%，--在 2009 年，SCE 購入約 136 億度電的再生能源，全加州約 50%的再生能源均售給 SCE。
- 就長期言，SCE 將花費約 20 億元購入再生能源及其他替代能源—2009 年完成第 7 次的再生源招標採購；SCE 擁有 49 個再生能源採購合約，最大躉購電量估計高達約 300 億度。
- SCE 將投入約 21 億元去建造連接 Tehachapi 的輸電線路，以購入 4,500MW 再生能源。
- 2009 年 SCE 購入約 136 億度電的再生能源中，小水力占 4%、地熱 57%、太陽能 6%、風力 26%、生質能 7%，預計至 2010 年增加至 148 億電(就合約採購而言，可達成政府目標 20%，但因輸電線容量限制而

無法達成)，2020 年 287 億度(政府目標為 33%)。

- 1978 年國會通過的 PURPA 是能源政策法案的一部份，它主要是受石油危機的影響—分散能源及替代能源；要求電力公司以避免成本的去購入合格發電設備(QF)；當時並預估 2020 年油價將漲至 100 美元/桶。嗣因能源政策法案於 2005 年條訂，PURPA 也在同年修改，修訂內容包合格汽電共生系統的標準，只要市場條件允許，電業可申訴主張不再向發電容量大於 20MW 的合格發電設備購入電力。截至 2010 年 4 月 1 日，SCE 依 PURPA 購入電力的合約仍有 166 個，容量合計為 4000MW。

3. Smart Grid 之推廣

由於加州政府制定之溫室氣體減量政策為全美最積極的，針對於環境、再生能源、能源效率與用戶端都訂有明確的目標與時程(圖 19)。其中，對於再生能源占比目標(Renewable Portfolio Standard)為 2010 年達到 20%，2020 年達到 33%，目前 SCE 的再生能源占比為 17%。屋頂光電計畫(Lg Rooftop Solar PV Program)預計於 2015 年前裝置 500MW 的 PV 設備，其中 SCE 裝設的為 250MW，其餘 250MW 由 IPP 裝設，總計要完成約 350 個 1~2MW 的小計畫。CSI(California Solar Initiative)的目標則是要於 2017 年前新設 3000mw 用戶端光電設備。風力主要來自 Tehachapi(Mojave Desert)和 San Gorgonio(Palm Spring)兩個風場，預估的開發潛力為目前的七倍。然而，風力與太陽光電的出力極不穩定，有賴於智慧型電網的構建來降低未來再生能源高占比對電力系統的影響。至於電動車，雖然市場發展仍存有不確定性，但預估數量將持續增加(圖 20)，成為負載管理重要的一環。此外，在 2020 年前，SCE 供電區域的預估將有 1000 萬以上的智慧型設備(智慧電網、家電、電動車、需量反應、儲冷技術等)連結至電網上，提供用電監測資料，並對價格、事故訊號自動做出反應。這幾個原因都是促進智慧電網發展的因素。

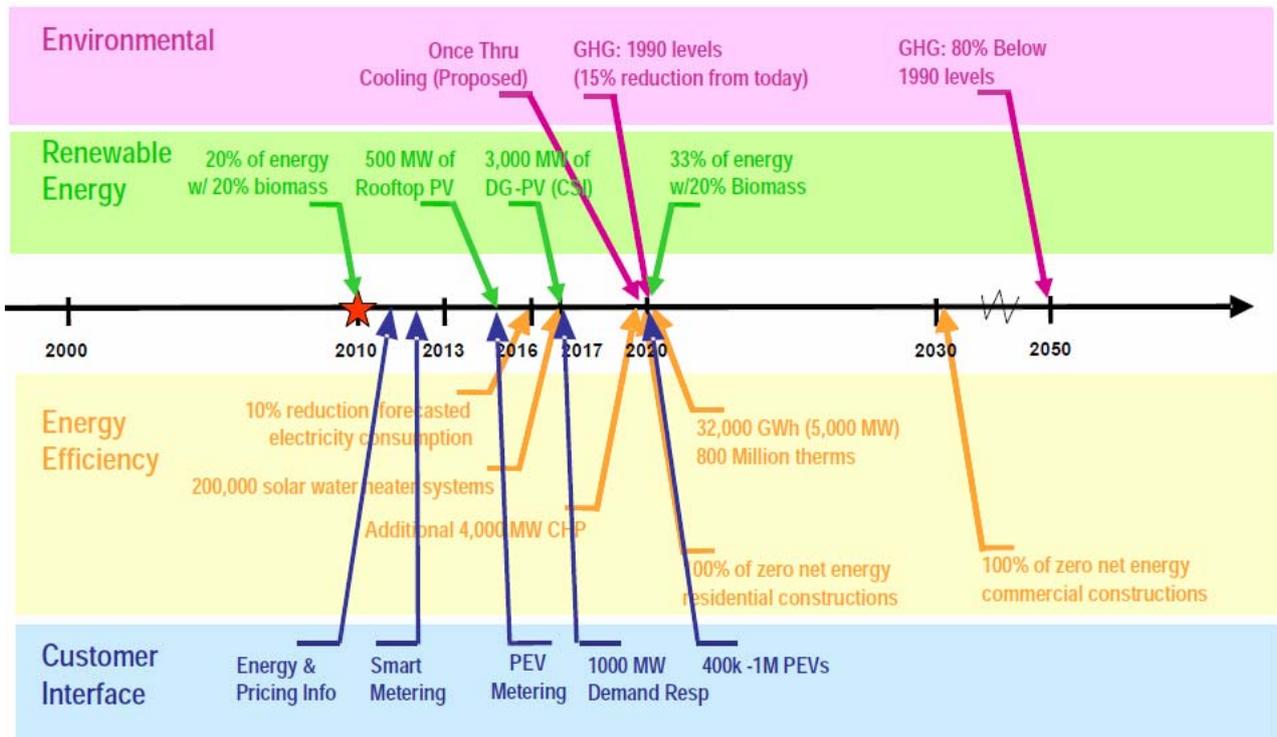


圖 19 加州政府氣候與環境政策時程表

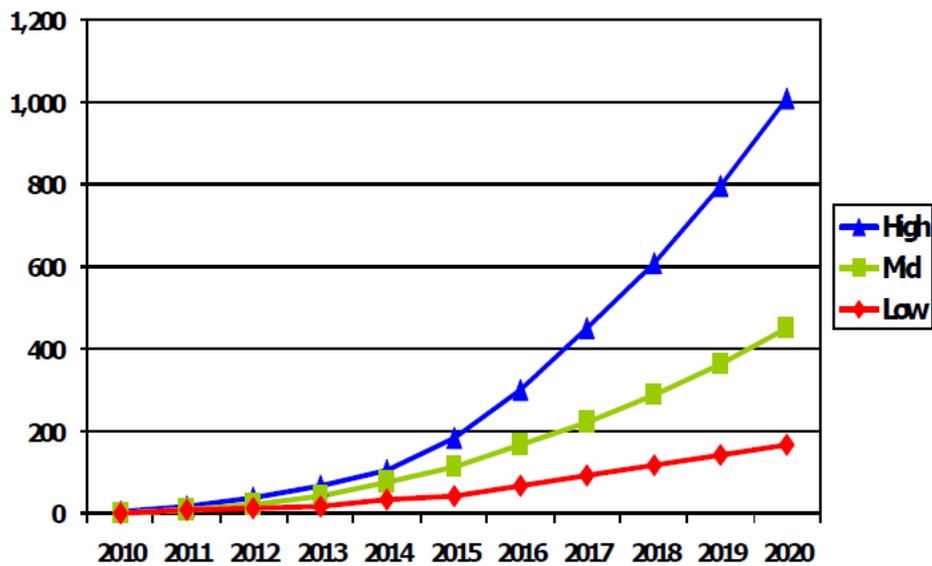


圖 20 SCE 供電區域內電動車數量預估

對於智慧電網，SCE 的願景是要「開發、部署一個更可靠、安全、經濟、有效率、環保的電力系統，涵蓋輸電、配電與家庭、商業、交通等面向」。透過輸電、變電、配電系統的高科技數位設備整合，以提供必要資訊，達成最佳化的電力服務，也使得用戶能做出最佳能源決策。SCE 於 2007 年首次規劃出完整的智慧電網路線圖(roadmap)，之後因應聯邦與州政府的智慧電網政策變動，多次更新，2010 年 SCE 的智慧電網策略及路線圖重要內容如圖 21。

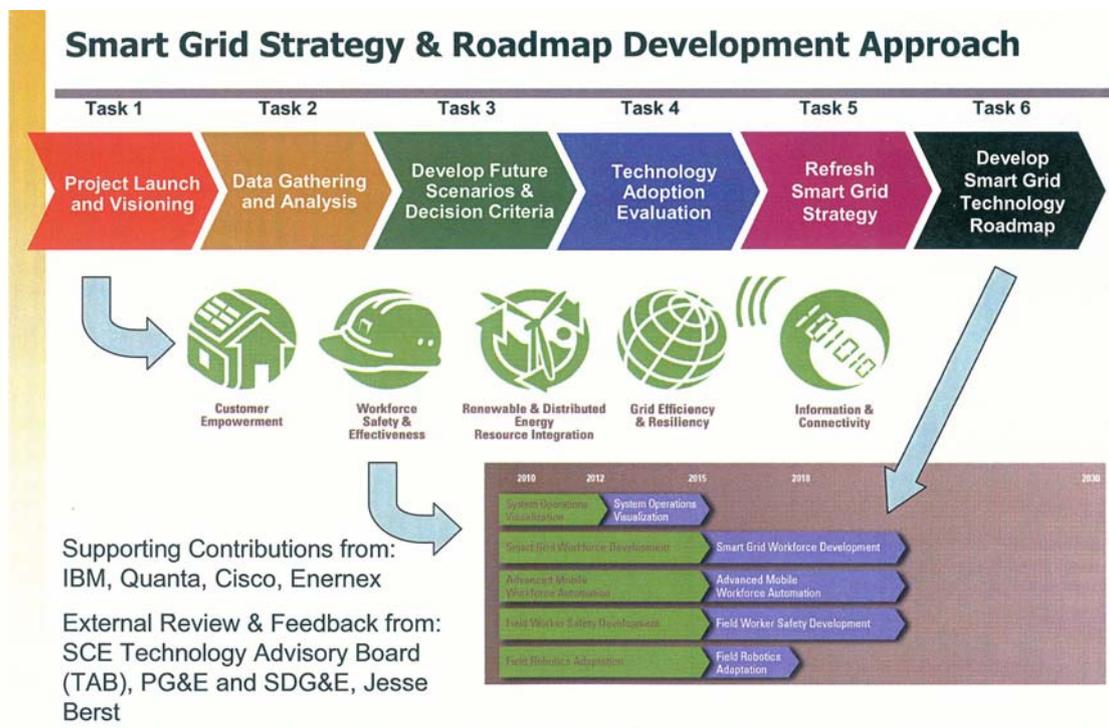


圖 21 SCE 智慧電網策略及路線圖

由圖 21 中的五個圖案代表 SCE 依據加州管制機構與聯邦政府政策所規劃的智慧電網願景，其基礎為五個策略主題：

- 用戶活化：透過用戶端智慧型設備、電動車、分散型電源的使用，以管理其能源使用，並降低用戶碳足跡。
- 人力資源安全與效率：智慧型工具、先進機器人、遙控設備、保護裝置與行

動軟體。

- C. 再生能源與分散型電源整合：透過資源整合、保護措施與電路的新設計、儲存技術、電力電子學(power electronics)與新科技，確保系統穩定度。
- D. 電網效率及電網回復力(resiliency)：創新的即時電力系統量測、控制、分析與網路技術(如高溫抄導體材料等)
- E. 資訊及連線：發展以公開標準為基礎的、安全安、可快速復原且可擴充的資通科技(ICT)基礎建設。

前述願景中有數個面向必須在 2020 年發展完成，才能符合州政府與聯邦政府的氣候變遷、清潔能源與基礎建設安全政府目標。但就實際面來看，限於技術發展及成本考量，仍有許多面向無法在短短十年內實施，因此智慧電網的部署工作將延伸至 2020 年之後，目前仍在技術評估階段(圖 22)。

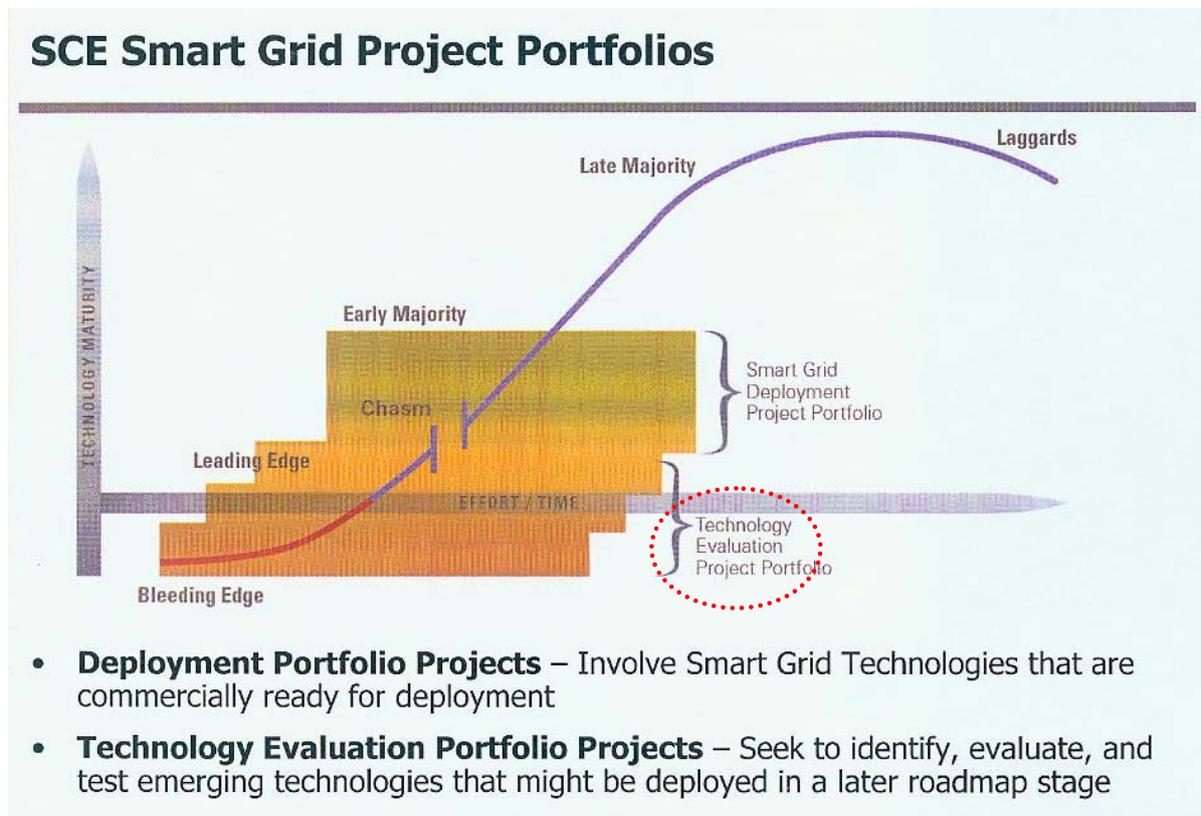


圖 22 SCE 的智慧電網計畫組合

SCE 智慧型電網發展策略的主要目標中，包括了追求可提供用戶價值的技術，且對用戶價值必須大於成本，以及找出最佳解決方案，以滿足可能沒有直接營運效益政策目標。智慧電網計畫牽涉設備新增與更新的投資，不僅可擴充既有功能，也將建立新的能力。雖然 SCE 認為智慧電網有一大部分的效益是屬於社會面及國家與州的政策層面(如能源自主、溫室氣體減量、電網安全可靠等)，難以量化，且受益者不限於 SCE 用戶。除此之外，這些效益必須納入未來二十年甚至之後的智慧電網部署計畫中考量。SCE 為智慧電網界定了十大效益：

- A. 提供用戶好處：提升電網可靠度、強化用戶溝通、使用戶能更好地管理能源使用量及成本。
- B. 降低尖峰負載：透過需求面管理方案與服務。
- C. 促進能源節約與效率：整合用戶能源管理系統與電網的能源管理系統，以降低線路損失。
- D. 降低營運成本：降低規劃與支援成本、運轉成本及能源成本。
- E. 避免、減少或延後資本投資：增加容量利用率、延長電網設備的使用年限、最佳化能源採購作業、開發新技術。
- F. 增進員工安全：提供工具及資訊，使員工能以更安全的方式工作
- G. 改善電網回復力與可靠度：降低停電、檢修次數及時間，提高電力品質，能源多元化，並增進電網安全。
- H. 降低溫室氣體排放：整合再生能源與輸配電系統，鼓勵使用電動車。
- I. 促進能源自主性：推廣使用以電力為動力的運輸工具。
- J. 促進經濟發展及生產力：促進加州的清潔技術產業發展，增加相關工作機會。

SCE 已開始結合 Edison Smart Connection(智慧電錶)、需量反應及能源效率計畫鼓勵用戶進行能源管理。圖 23~24 即為 Edison Smart Connection 住宅及小商業用戶智慧電錶計畫的時程與成本效益分析，其二十年總淨現值為 3 億 4 千萬美元。

SCE 認為建立智慧電網必須具備以下先決條件：

- 與電網完美整合之智慧型及通訊型插電式電動車
- 輸配電系統上具成本有效性的能源儲存設備
- 以公開、非專利標準為基準的安全商業產品
- 安全無漏洞的通訊基礎建設，整合數百萬智慧型設備，以提供可行動的資訊，用以控制電力系統
- 具技能與知識的員工，能夠策劃、建造、運轉、維護融合了資訊科技的電網

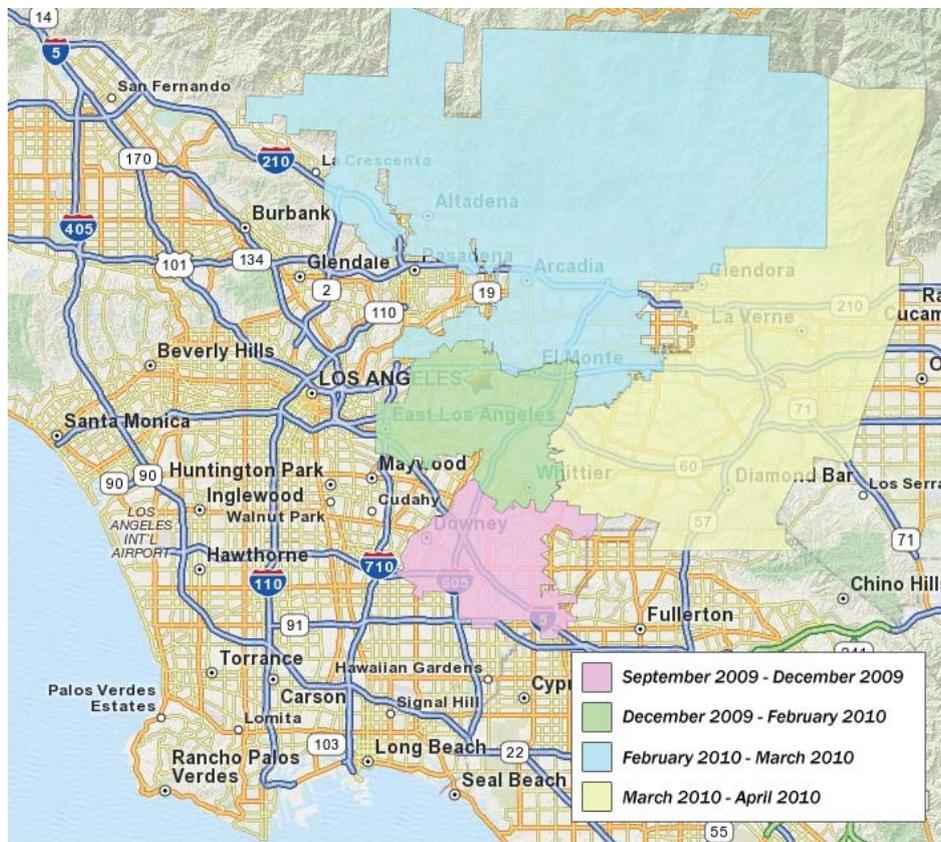


圖 23 Edison Smart Connection 裝設時程

'07 PVRR (\$Ms)		(\$Millions)	
Total costs \$1,981M	Total Benefits \$2,285M	Nominal	'07 PVRR
Total Costs	Net Societal \$295M		
	Price Response \$310M		
	Load Control \$324M		
	Conservation \$164M		
	Operations \$1,174M		
		Costs	
		Phase II Pre-Deployment	\$ (45)
		Acquisition of Meters & Comm Network	(726)
		Installation of Meters & Comm Network	(285)
		Back Office Systems	(251)
		Customer Tariffs, Programs & Services	(117)
		Customer Service Operations	(82)
		Overall Program Management	(45)
		Contingency	(130)
		Post-Deployment	(1,582)
		Total Costs	\$ (3,263)
			\$ (1,981)
		Benefits	
		Meter Services	\$ 3,909
		Billing Operations	187
		Call Center	96
		Transmission & Distribution Operations	92
		Demand Response - Price Response	1,044
		Demand Response - Load Control	1,242
		Conservation Effect	828
		Other	39
		Total Benefits	\$ 7,437
		Net Benefits Excluding Societal	\$ 4,174
		Societal Benefits	295
		Net PVRR	\$ 304

圖 24 Edison Smart Connection 成本效益分析

4. 電力需求預測

- 售電量預測方法
 - 售電量係根據用戶電錶每月帳單資訊。
 - SCE 採用 “bottom-up” 方法預測售電量。
 - 用戶售電分為住宅、商業、工業、政府、農業及街燈等六大類。
 - 每類用戶售電預測係下列兩項預測值之乘積：
 - ◆ 每一用戶或建築物樓地板面積電力消費預測
 - ◆ 用戶增加數目或建築物樓地板增加面積
 - 上述預測值分開估算之原因：
 - ◆ 不同之經濟與人口因素會影響電力消費與增加量
 - ◆ 在計量經濟模式中可以較平穩（stationarity）方式呈現
 - ◆ 確保樣本期間係數之穩定性
 - 六類用戶共六條計量經濟方程式，每一用戶電力消費量均考量不

同之經濟、人口及天氣變數。

- 六類用戶共六條計量經濟方程式，用戶增加數目則考量不同之經濟及人口及變數。
- 住宅用戶增加數目：歷經繁榮、蕭條及復甦等三階段。
 - 2006 年房地產景氣時，增加 65,000 新用戶。
 - 2010 年開始復甦。

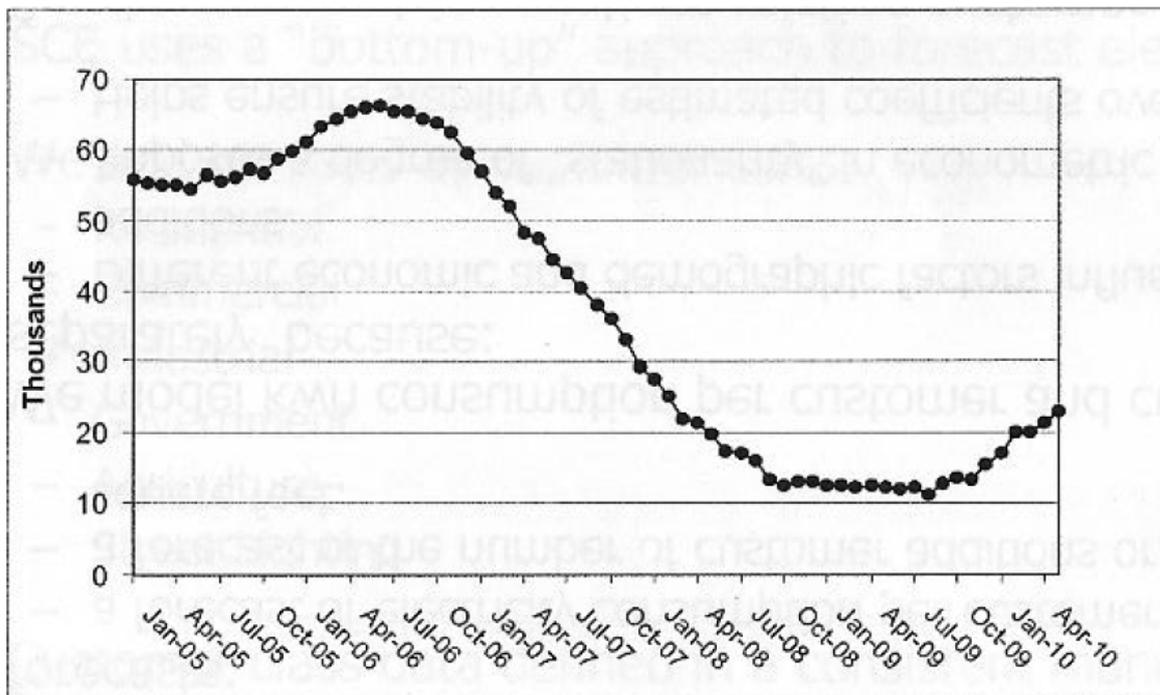


圖 25 SCE 住宅用戶數月份別趨勢

- 住宅用戶之預測模式

Dependent Variable: **Residential Meter Connections**

Sample (adjusted): 1998M01 2010M03

Included observations: 147 after adjustments

<i>Variable</i>	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>t-Statistic</i>	<i>Prob.</i>
Intercept	927.4685	113.3773	8.180369	0.0000
Jan	-423.7746	137.2916	-3.086676	0.0024
Feb	-628.3497	137.3041	-4.576337	0.0000
B1205	1572.010	474.5904	3.312351	0.0012
B0407	-1314.211	472.3855	-2.782073	0.0062
B1103	-1286.951	473.7776	-2.716361	0.0074
B0706	-1114.838	474.4707	-2.349645	0.0202
PDL(18 month Lag of permits)	0.012551	0.000391	32.09107	0.0000
R-squared	0.889960	Mean dependent var		4203.469
Adjusted R-squared	0.884419	S.D. dependent var		1381.038
S.E. of regression	469.5153	Sum squared resid		30641805
F-statistic	160.5969	Durbin-Watson stat		1.480651

- 區域差異

➤ SCE 涵蓋 7 個不同氣候區域，每區天氣不同，住宅電力消費亦有所不同。

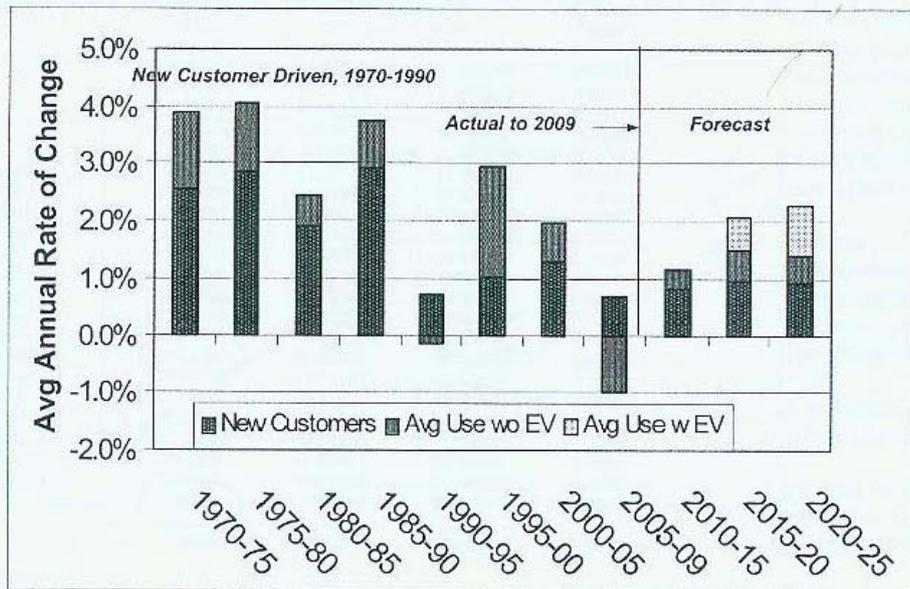
Dependent Variable: *kwh consumption per customer in San Bernardino country*

Sample: 2001M06 2010M04

Included observations: 107

<i>Variable</i>	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>t-Statistic</i>	<i>Prob.</i>
Intercept	-488.1815	74.27527	-6.572598	0.0000
(CDD/EffIndx)*SumSeas*HsidSize	0.001188	1.54E-05	77.27537	0.0000
(HDD/EffIndx)*WinSeas*HsidSize	0.000191	1.09E-05	17.48987	0.0000
Bill Days	0.955942	0.043163	22.14720	0.0000
Elec Rate(-1)*CRISIS	-11.98764	3.016397	-3.974158	0.0001
Elec Rate(-1)*NOCRISIS	-10.42682	3.027084	-3.444510	0.0009
Real Income	0.016609	0.002439	6.810685	0.0000
March	-24.44375	6.354778	-3.846515	0.0002
Trend	1.363252	0.065427	20.83612	0.0000
B0907	-81.52395	16.91229	-4.820398	0.0000
B0805	79.59703	16.87643	4.716461	0.0000
B0305	100.0507	17.0553	5.781429	0.0000
B1103	61.14907	16.61852	3.679575	0.0004
B1008	-69.33028	16.45907	-4.212283	0.0001
R-squared	0.991774	Mean dependent var		690.0692
Adjusted R-squared	0.990092	S.D. dependent var		161.5487
S.E. of regression	16.08045	Sum squared resid		22755.11
F-statistic	589.4635	Durbin-Watson stat		1.974385

- 住宅售電量成長趨勢（1970-2025）



Contribution to growth: 2/3 new customers, 1/3 existing consumption, on average, 1970 to 2005.

圖 26 住宅售電量成長趨勢圖

- 尖峰需求預測

Dependent Variable: **Daily Peak MW**

Sample: 5/01/2008 9/21/2008

Included observations: 144

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
Intercept	13689.89	122.4948	111.7589	0.0000
MAY	-854.7771	143.2603	-5.96660	0.0000
MAY*WKDAY*EFFT70	234.0844	10.61367	22.05500	0.0000
MAY*WKEND*EFFT70	219.6111	10.99720	19.96974	0.0000
JUNE*WKDAY*EFFT70	307.6619	10.85860	28.33349	0.0000
JUNE*SAT*EFFT75	293.6741	15.22830	19.28476	0.0000
JUNE*SUN*EFFT75	256.9316	14.61563	17.57923	0.0000
JULY*WKDAY*EFFT75	334.7103	10.38829	32.21997	0.0000
JULY*SAT*EFFT75	284.7225	15.93169	17.87145	0.0000
JULY*SUN*EFFT75	252.5266	18.59261	13.58210	0.0000
AUG*WKDAY*EFFT75	328.8920	8.896984	36.96669	0.0000
AUG*SAT*EFFT75	296.0046	15.03082	19.69319	0.0000
AUG*SUN*EFFT75	263.3528	15.96623	16.49437	0.0000
SEP	-1057.129	304.3377	-3.473540	0.0007

<i>Variable</i>	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>t-Statistic</i>	<i>Prob.</i>
SEP*WKDAY*EFFT75	404.9572	20.56074	19.69565	0.0000
SEP*SAT*EFFT75	434.0060	31.01485	13.99349	0.0000
SEP*SUN*EFFT75	366.9530	31.37234	11.69670	0.0000
SAT	-1727.424	179.5893	-9.618749	0.0000
SUN	-1752.768	179.8575	-9.745312	0.0000
MDAY	-1634.110	402.5796	-4.059097	0.0001
J4DAY	-3133.508	409.7257	-7.647819	0.0000
LDAY	-2446.179	410.1682	-5.963844	0.0000
R-squared	0.981953	Mean dependent var		16599.77
Adjusted R-squared	0.977362	S.D. dependent var		2595.828
S.E. of regression	390.5699	Sum squared resid		17390114
F-statistic	213.8861	DW stat		1.610540

- 高中低三種經濟成長情境

A comparison of Retail sales forecasts over the last 2 years.

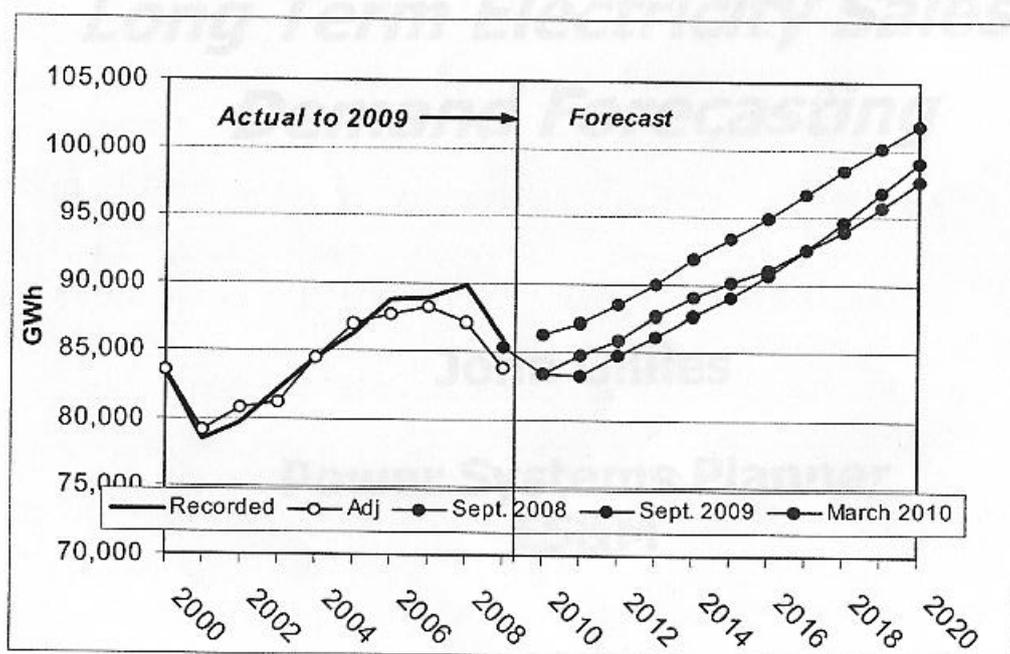


圖 27 高中低三種情境經濟成長預測趨勢圖

第三節 南方電力公司

1. SC 公司簡介

南方電力公司發電裝置容量達 42,000MW，售電量佔全美電力市場 4.7%。營業範圍包括：發電廠、高壓輸電線路、低壓配電線路、以及用戶之銷售與相關服務。其零售電力服務受到「公用事業委員會」(Public service commissions) 與聯邦能源機構管制。公用事業委員會決定公平的費率，審視計畫(環境品質控制、電廠興建及其他能源計畫) 成本是否可回收，並訂定電力零售市場之獲利率。

南方電力公司包括 Alabama Power, Georgia Power, Gulf Power 及 Mississippi Power 等四家電力公司，服務區域 122,500 平方英哩，尖峰負載為 48,008MW(2008 年，包括 AMEA、OPC、MEAG 及 Dalton 負載)，電力零售用戶共計 4.4 百萬戶(2009 年)。南方電力公司發電業務之主要挑戰：

- 以潔淨、具效率及可靠電力滿足電力需求。
- 推動提昇能源效率計畫，以降低電力需求成長。
- 開發區域實際可行之再生能源。
- 增設核能機組
- 研發潔淨能源技術



圖 28 SC 營業區域

2. 整體資源規劃

整體資源規劃的目的為以最低的成本提供可靠電力，滿足用戶的用電需求；

提供：

- 長達 20 年的資源規劃方案
- 含蓋供電端與需求端的最佳組合方案
- 整合需電端可用資源選項
- 及時動態檢討

2.1. 州政府的監督

- 所有的電業，包括阿爾巴馬電力(AL)、喬治電力(GA)、FL、密西西比電力(MS)等的整體資源規劃均受州公用服務委員會（PSC）監督。
- 州公用服務委員會代表全體州民，調和住家、商業與工業部門、州政府

的相關部門及公用電業等各自關心的議題，獲取最大利益。

- 參與者（interveners）則是各自代表其法定團體，如環保、獨立發電業、市場參與者、住商部門之用戶等。
- 法令、規則及手續的變動調整均屬州政府的職權。

2.2. 新資源開發計畫的核定

- 零售電力公司必須申請並取得 PSC 核發的新增電源的需要證明；在需求端方案亦必須提陳 PSC 審查及核定。
- 電力公司必須舉證下列事項：
 - 對用戶而言，新的資源必須是一可靠的來源；
 - 就基、中、載電源配比而言，它是符合系統需求；
 - 就整體資源規劃（含輸、配電成本）而言，它必需是符合成本最小化的原則。
 - 它必須是在精確地考量所有可行的資源（包括發電端與需電端）及利用相同的政策目標架構與規劃假設等原則下，分析所獲得的資源選項之一。

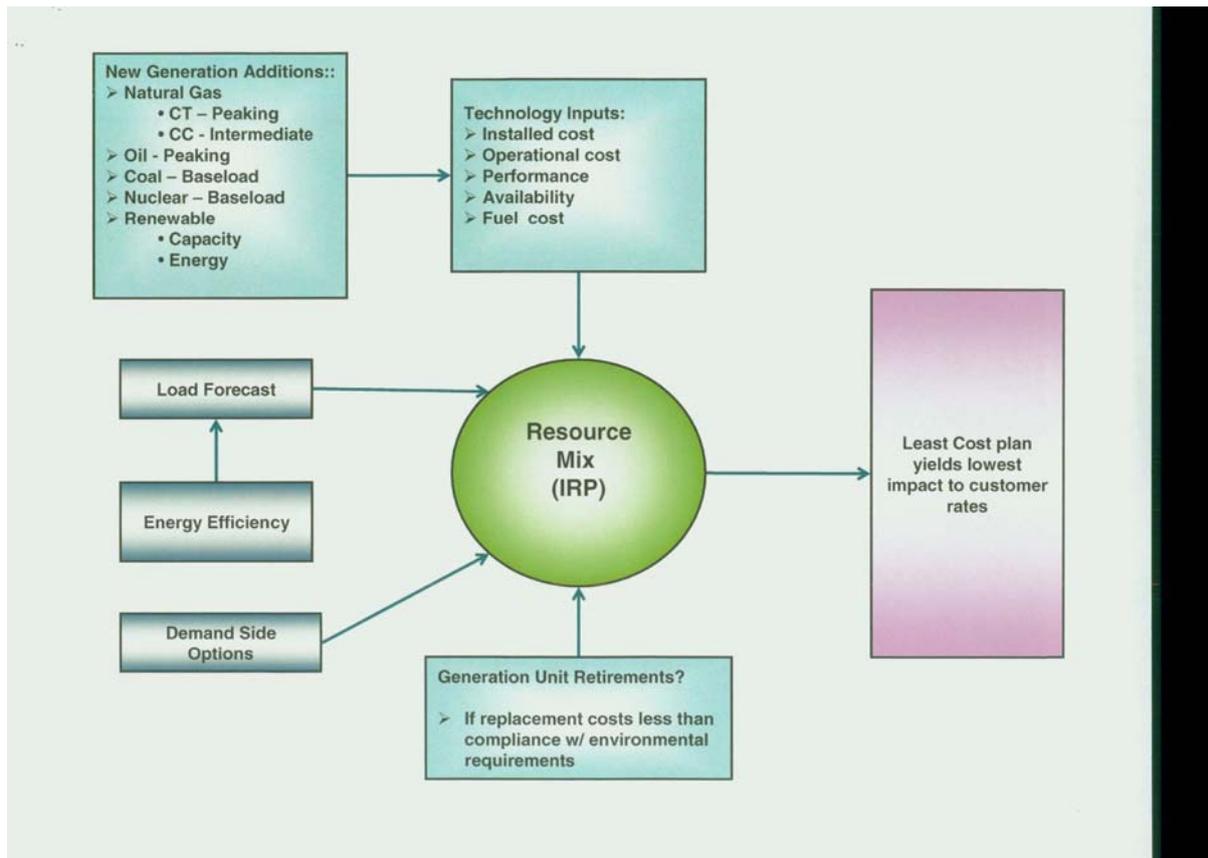


圖 29 整體資源規劃流程概述圖

2.3. 競標採購

競標採購（Competitive Procurement, RFPs）在 1998-2006 年間，南方電力所屬的電力公司先後辦理 9 次的資源招標採購作業，共有 102 投標者遞出 200 個投標計畫，合計發電容量為 162,000MW，總得標容量合計為 8,525MW，合約期間則由 5 至 20 年不等。在未來 10 年，南方電力計畫將與 15 個電力供應商簽訂購售電合約，每年購買超過 48,000MW 的電力。

2.4. 主要的風險因子充滿更大的不確定性（Greater uncertainty in key risk areas）

- 電業面對的風險與日俱增：
 - 環境方面的立法與管制—氣候變遷、水、飛灰
 - 燃料供需與價格變動
 - 尖峰負載與用電量的不確定性

- 對能源規劃產生更多的挑戰
 - 未來新建基載機組（燃煤及核能）商轉前的前置期間長
 - 環境考量會影響投資決策
 - 機組的退休時程
 - 能源效率與再生能源的角色
 - 天然氣供應充裕
 - 對公司財務計畫的影響
- 風險的提高，更需強化情境分析與規劃，故有「方案不重要，規劃才重要」之看法。

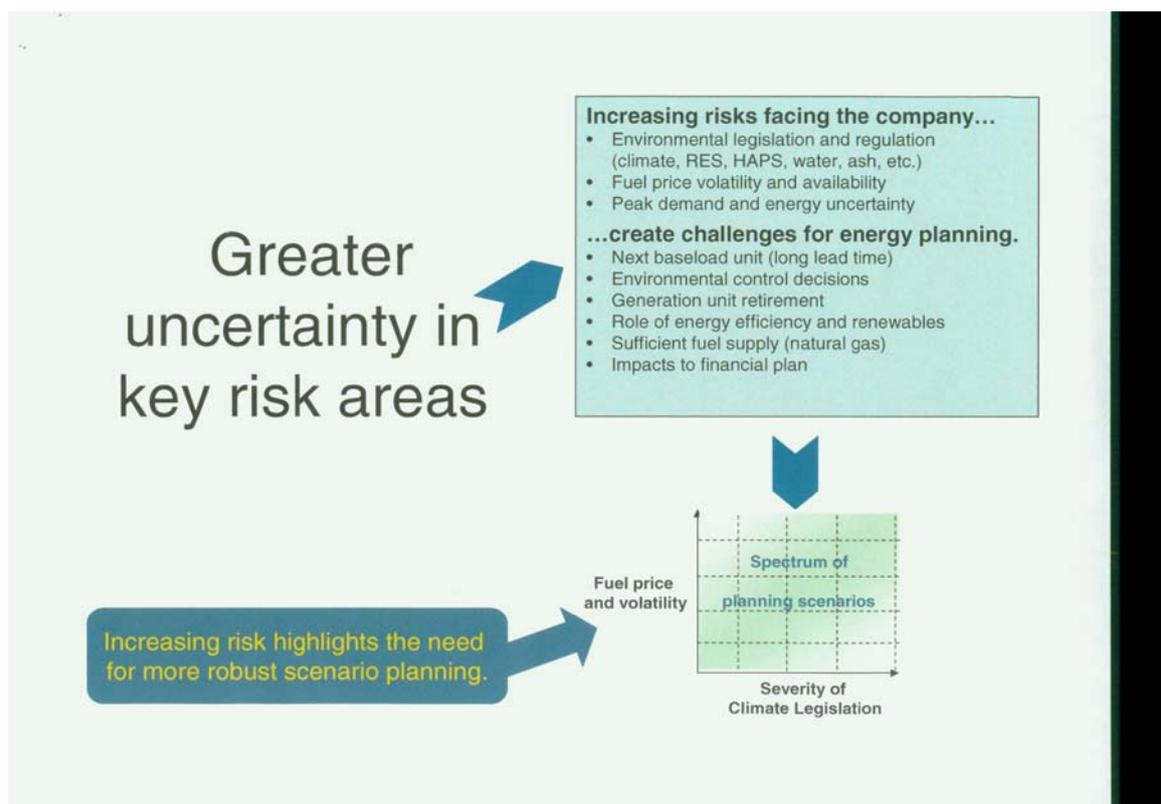


圖 30 風險的不確定性示意圖

2.5. 指標性的資源規劃方案 (Indicative Resources Plans)

- 基礎情境—不考慮二氧化碳管制的立法

由於經濟衰退，未來幾年備用容量率有偏高的情形，至 2018 年之後方降至規劃標準 15%；在施工中之 Vogtle 核電廠 (AP100, 2015 & 2016 併聯發電) 及 Kemper 煤炭氣化複循環電廠 (582MW, 燃褐煤, 65%的碳捕捉, 用於 EOR, 密西西比 PSC 於 2010 年 5 月核定) 之後的新增機組幾全部為燃氣機組。

- 考慮二氧化碳管制情境
 - 在此一情境下，由於部份既有燃煤機組必須提前提休，致新增電源必須提前至 2015 年入發電行列。
 - 在新增基載機組—核能於 223 年開始陸續加入系統之前，燃氣機組為主要新電源的選項。
 - 由於每年新增 1 台核能機組已是最大可能，2026 年起必需引進 CCS，2030 年以後 CCS 的角色將更重。

Results for Risk Balanced Scenario

Total Customer Cost= Capacity Cost + Economic and Emergency Purchases + Customer Cost of Lost Service (EUE Cost)

Optimum System Reserve Margin

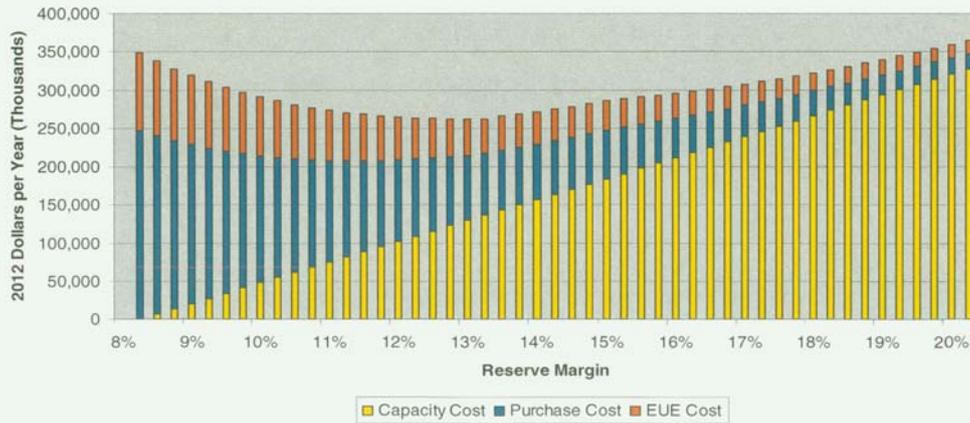


圖 31 風險平衡情境結果示意圖

Indicative Resource Plans

Reference Case – No Carbon Legislation

- High near-term reserve margins due to recession
- All gas expansion plan (after Vogtle Nuclear and Kemper IGCC)

Carbon Legislation Case

- Capacity need now moved forward to 2015 due to coal unit retirements projected in this scenario
- New gas units are primary option until longer lead-time baseload options are deployable.
- Nuclear additions are at max
- Coal with Carbon Sequestration more viable option in outer years

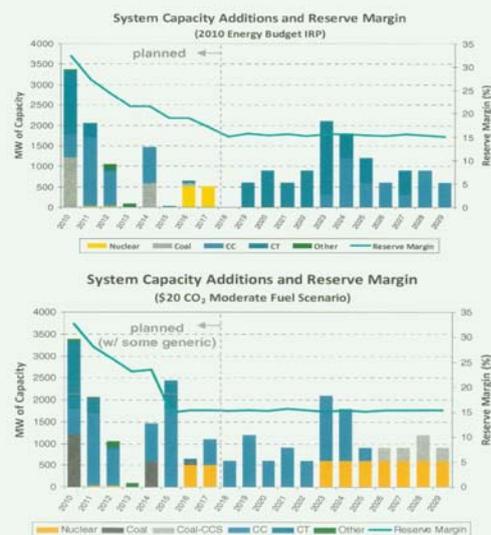


圖 32 資源規劃示意圖

2.6. 可靠度模型介紹 (Reliability Model Overview)

- 策略性能源及風險評估模型 (SERVM)
 - 採或然率模型分析資源最適性
 - 南方電力是以成本最小化為目標分析備用容量標準
 - 成本比較包括新增電源所增加的成本及用戶的缺電成本
 - SERVM 被用來決定系統的容量價值
- SERVM 模型的輸入資料
 - 發電機組的檢修、檢修頻率及所需時間
 - 氣溫/水力—採 1962 至 2009 年歷年資料
 - 負載預測偏差—4 年結果
 - 發電端的容量成本及用戶端的缺電成本
- 規劃備用容量率最適標準的定義
發電設備容量成本+經濟及緊急購電成本+用戶的缺電成本
=用戶可靠供電成本

2.7. 遞增容量等效因子

- 目的— 在相同的可靠度基礎上，比較發電端與需電端不同資源的影響。
- 遞增容量的等效因子
 - 當特定的資源被納入資源方案中，在維持相同的缺電成本時將需要新增多少 MW 之氣渦輪機(CT)？
 - 可靠度並不一定是指尖峰時段的供電容量問題。
 - 發電端與需電端遞增容量的等效容量因子

表 13 遞增容量的等效容量因子

資源種類	天/週	時數/天	時數/年	ICE 因子
可停電力	7	8	100	76%
	5	8	200	81%
一小時前即時電價的異常影響				76%
被動的需電端管理				依負載型態調整
風力機				0–1%
太陽光電				36%
氣渦輪機				100%

註：能量價值的影響另外處理

3. 電力需求預測

- SC 發電量超過 150,000GWH，以滿足用戶用電需求。
- 美國售電量用戶組合中，37%屬住宅用電，36%屬商業用電，27%屬工業用電。但 SC 用戶組合中，34%屬住宅用電，35%屬商業用電，30%屬工業用電，1%屬其他用電。

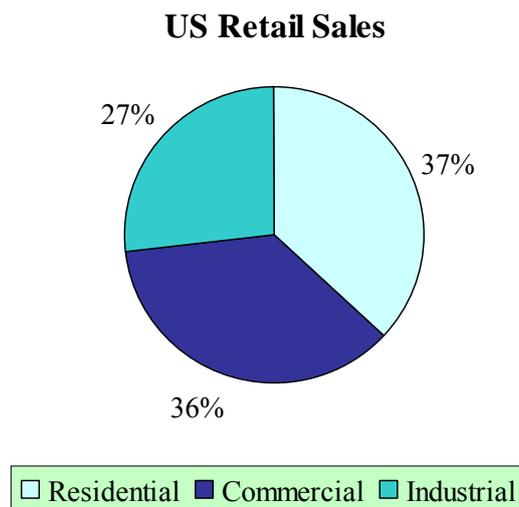


圖 33 美國售電量用戶組合示意圖

SoCo Retail Sales

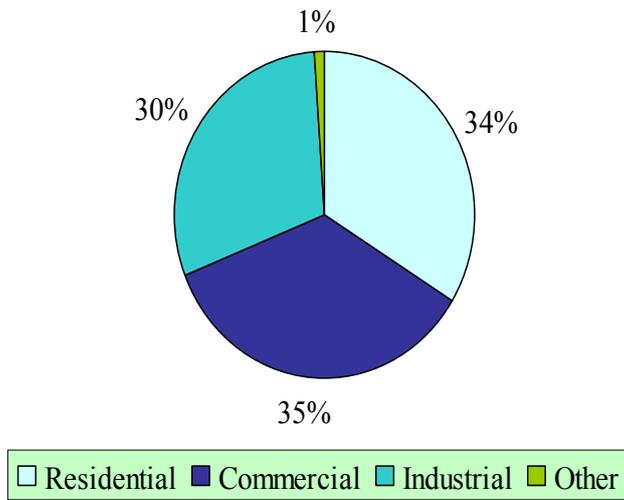


圖 34 SC 電力公司售電量用戶組合示意圖

- 住宅用戶數 3,798,261、商業用戶數 580,436、工業用戶數 14,906；然平均每戶用電量：住宅 13,700 度、商業 93,000 度、工業 3,200,000 度。

Customers

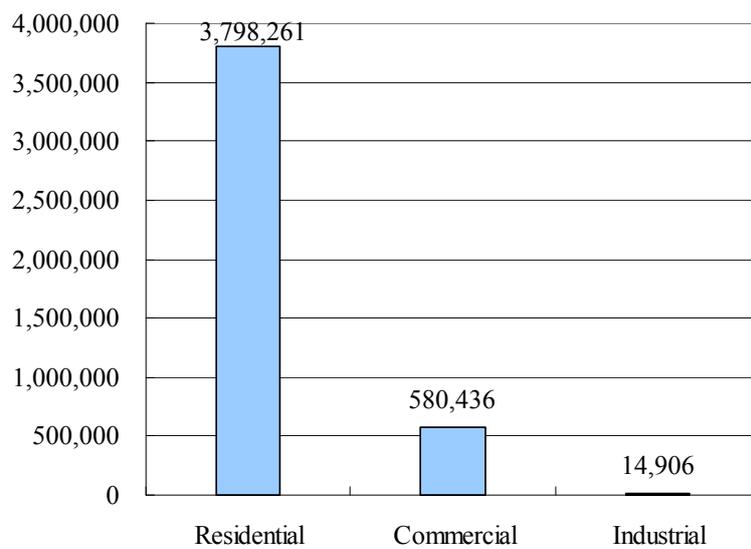


圖 35 SC 電力公司住宅用戶數示意圖

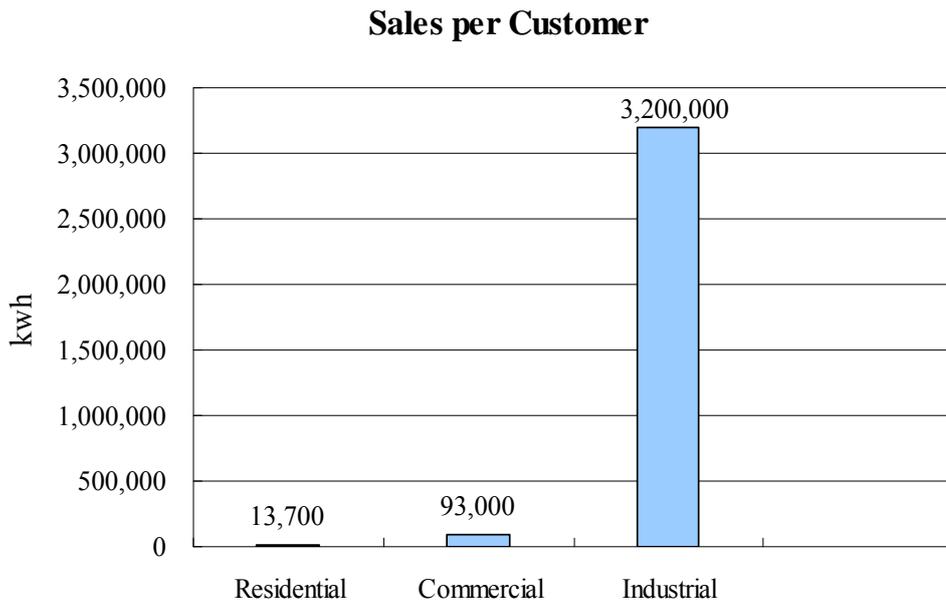


圖 36 SC 電力公司平均用戶用電量示意圖

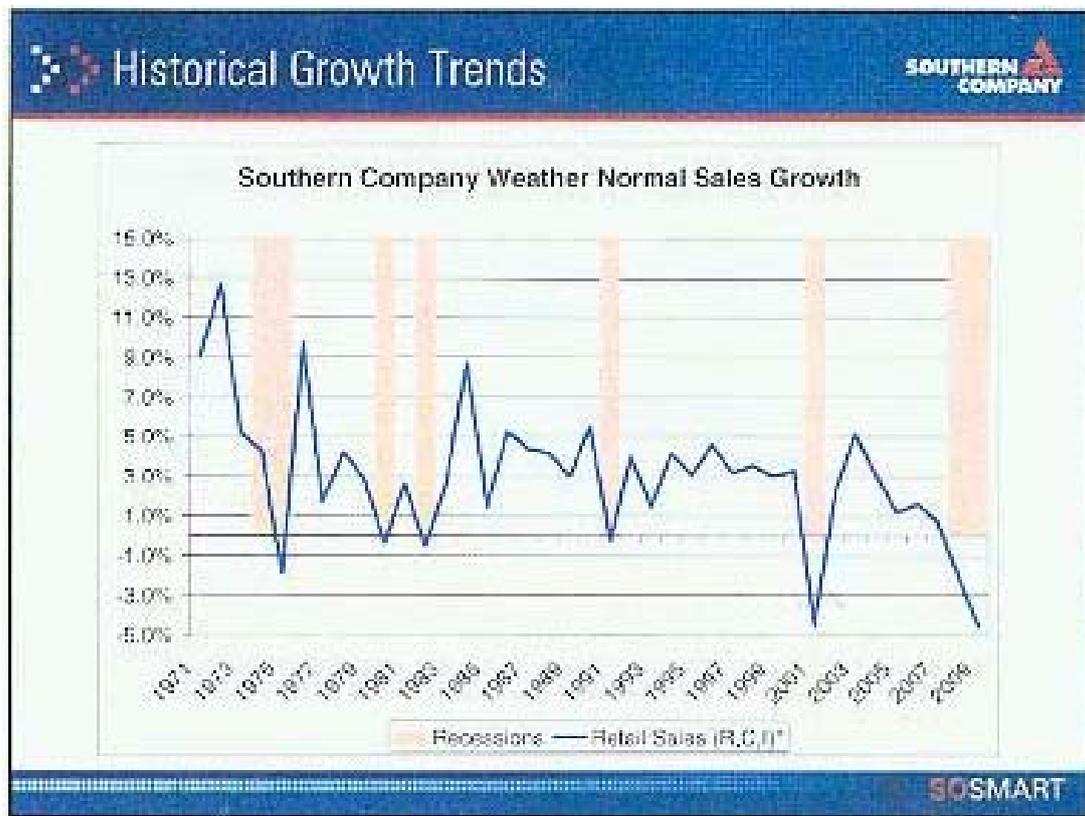


圖 37 SC 電力公司售電成長歷史趨勢圖

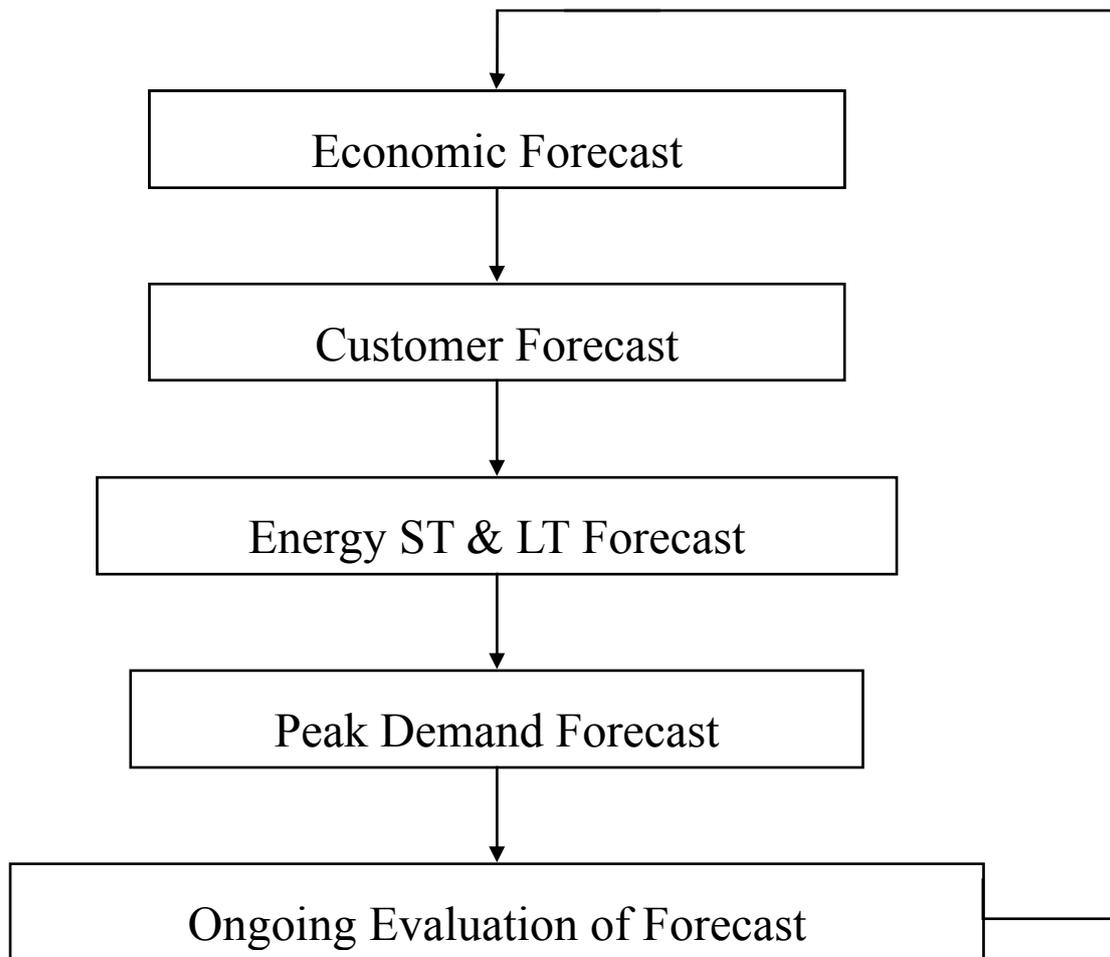


圖 38 SC 電力公司負載預測流程圖

- 短期電力需求預測
 - 住宅
 - ◆ 家庭數目－驅動新用戶成長，惟經濟蕭條亦會影響用戶遷入。
 - ◆ 所得－驅動每一用戶用電行為，但高失業率與悲觀預期將驅使用戶節約用電。
 - 商業
 - ◆ 非製造業就業－驅動新建案增加，通常商業銷售活動會落後

住宅活動。

➤ 工業

- ◆ 工業生產－國際市場榮枯將影響國內市場，進一步影響當地市場。

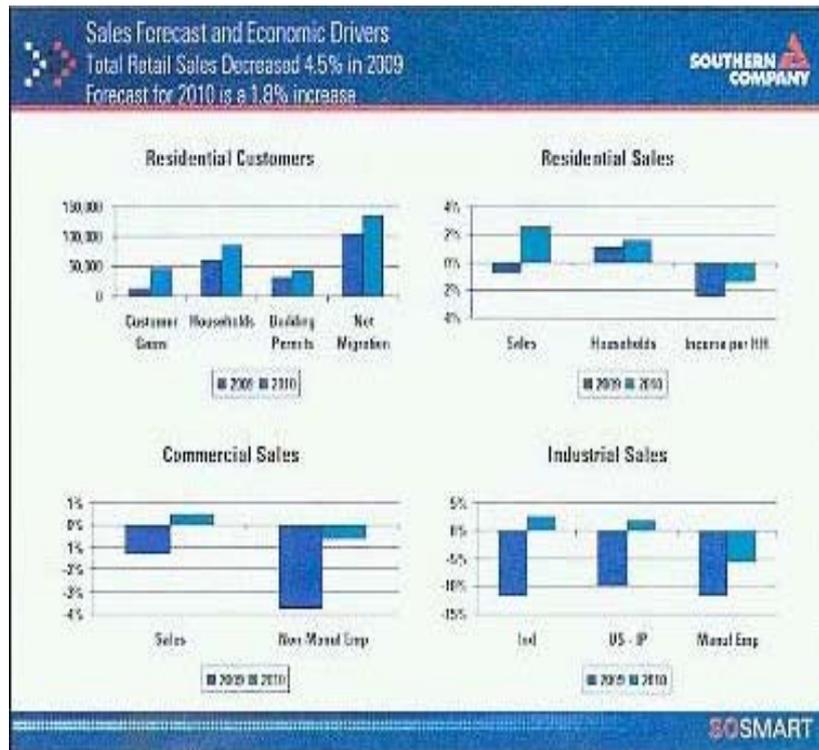


圖 39 SC 電力公司短期電力需求預測（經濟與售電量）

- 長期電力需求預測
 - 以 EPRI 於 1998 年研發之最終需求模型為主。
 - 捕捉用戶選擇、用電器具存貨變動情形、能效標準及許多其他長期變動因子。
 - 結合短期與長期預測結果，得出最終預測結果。
- 尖峰需求預測
 - 使用 EPRI 研發工具 HELM

- HELM 根據過去小時別歷史資料進行預測，包括電價、用戶數及用戶別等。

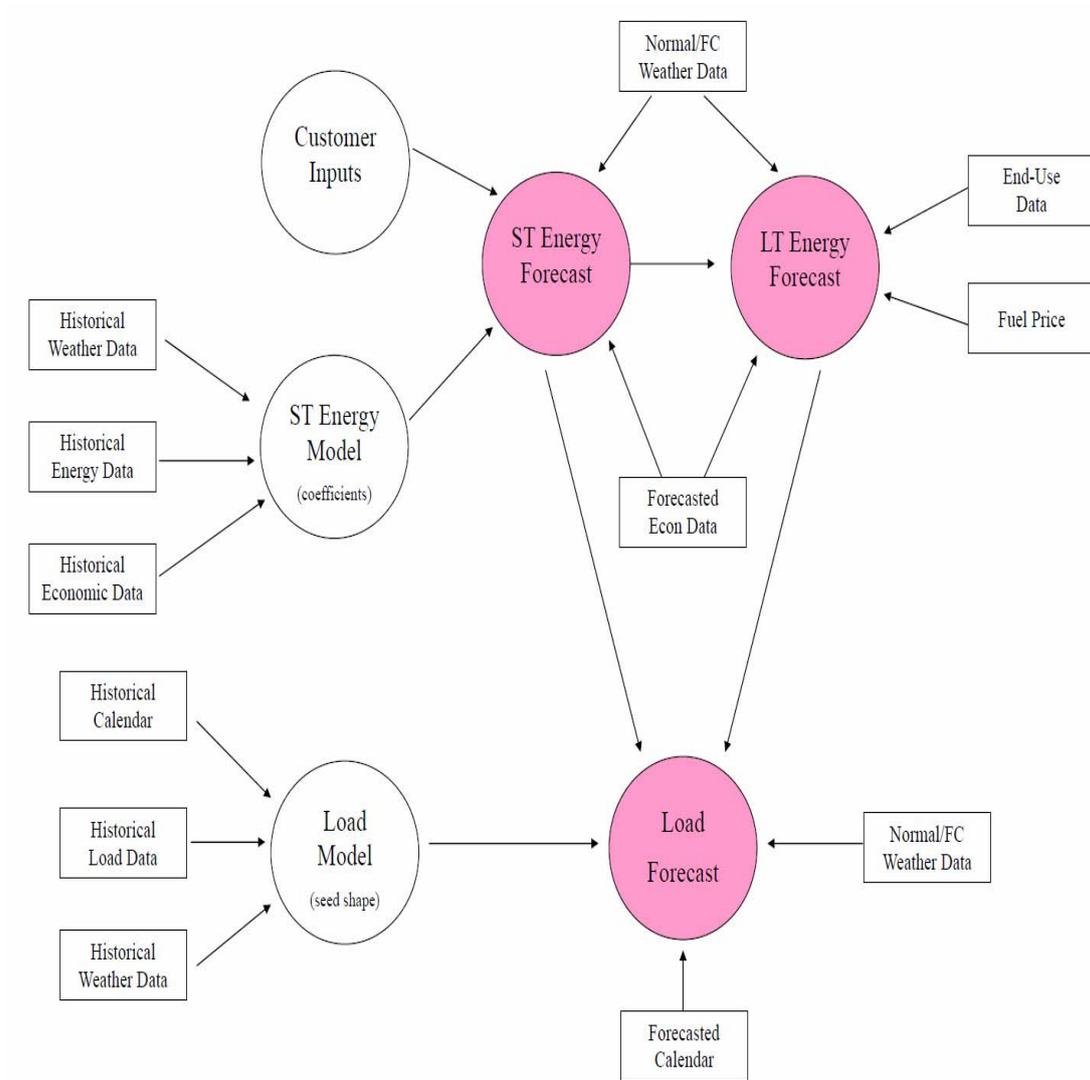


圖 40 SC 電力公司長期電力需求預測研發過程示意圖

- 短期預測方法與模型
 - 住宅與商業部門售電量以 OLS 計量經濟方程式進行預測。
 - 售電量=f(經濟變數、電價、氣溫、其他因素)
 - ◆ 住宅部門考量之經濟變數為所得與家庭數目。
 - ◆ 商業部門考量之經濟變數為就業人數。

- 模型使用月份別資料
- 氣溫變數使用暖氣時或冷氣時
- 須注意共線性問題(如使用工具變數)
- 工業部門售電量預測，結合經濟計量方法與大工業用戶調查資訊。
- 前百大用戶之售電量即佔工業部門售電量 45%。
- 大工業用戶調查結果與經濟計量結果進行比較，並用專業判斷 (judgement)方式加以整合。
- 長期預測模型
 - 用戶用電行為在長期可能改變：
 - ◆ 用電器具存貨
 - ◆ 能效標準
 - ◆ 不同用戶類別之成長趨勢
 - ◆ 價格交叉彈性
 - 短期計量經濟模型不易捕捉上述因素
 - 故 EPRI 發展長期最終需求模型
- 長期預測模型歷史
 - 1980 年代開始發展
 - 許多電力公司、政府機構與 EPRI 共同研發
 - SC 自 1980 年代後期開始使用
 - 模型架構類似 EIA/DOE 為 Annual Energy Outlook 所研發之 NEMS(National Energy Modeling System)
 - 產業三大部門使用不同模式：
 - ◆ 住宅部門－REEPS
 - ◆ 商業部門－COMMEND
 - ◆ 工業部門－INFORM(SC 不太滿意)
 - REEPS 透過房屋類型與最終需求進行預測

◆ 房屋類型：單身套房、大家庭、製造業用房屋

◆ 最終需求

- 空調
- 熱水器
- 冰箱
- 洗衣機與烘衣機
- 洗碗機
- 烹飪器具
- 其他

➤ REEPS 主要方程式：

售電量=佔有率(share)*規模(size)/效率*使用時間

佔有率=f(用戶選擇)

規模=f(市場趨勢)

效率=f(市場趨勢，能效標準)

使用時間=f(所得，價格，家庭規模，家庭成員數)

➤ REEPS 操作步驟：

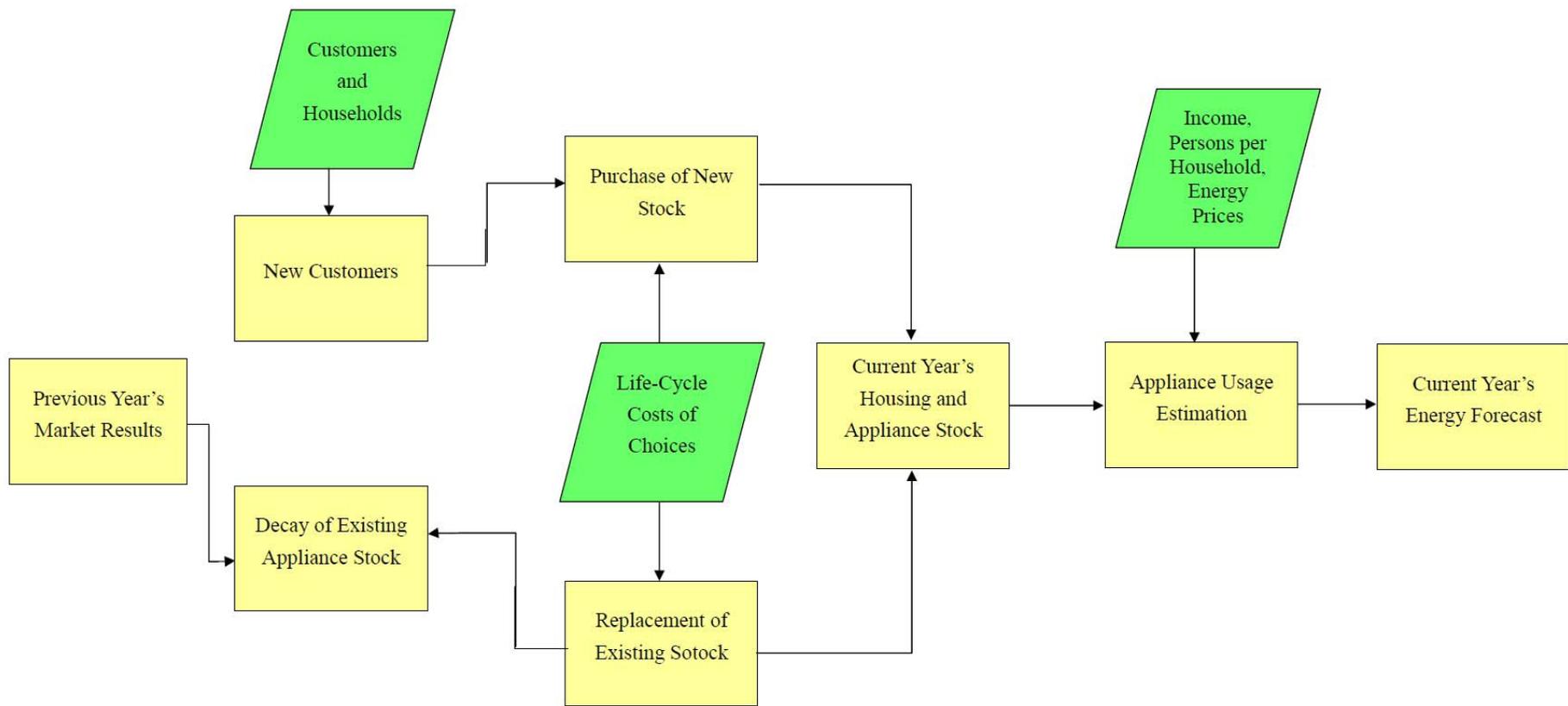


圖 41 SC 電力公司 REEPS 操作步驟示意圖

➤ 商業部門 COMMEND 模式以兩種方法預測：

◆ 建築物型態

- 辦公室
- 飯店
- 零售商店
- 雜貨店
- 學校
- 學院
- 醫院
- 宿舍
- 倉庫
- 其他

◆ 最終需求器具型態

- 電暖器
- 空調
- 通風系統
- 熱水器
- 烹調器具
- 冰箱
- 室外照明器具
- 室內照明器具
- 辦公設備
- 其他

➤ COMMEND 主要方程式

售電量=佔有率(share)*EUI*Utilization*Floorstock

佔有率=f(用戶選擇)

EUI=每一平方英尺能源使用量

Utilization=f(價格，效率，使用時間等)

Floorstock=不同建築物型態之樓地板面積

➤ 商業部門售電量型態

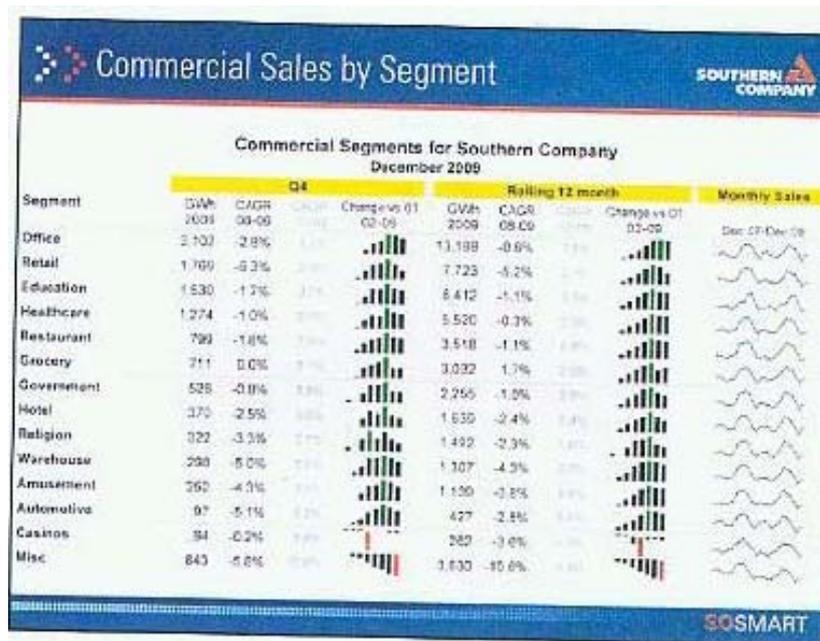


圖 42 SC 電力公司商業部門售電型態示意圖

➤ 尖峰需求預測

◆ EPRI 研發 HELM(Hourly Electric Load Model)

◆ 利用 Monthly Eneries 得出小時別負載曲線

◆ 由各類用戶負載曲線加總成系統負載曲線

◆ 使用計量經濟方法輔助

◆ 預測未來 20 年

◆ 主要輸入要素

● 短期與長期負載預測

● 氣溫

- 負載型態
- ◆ 產出
 - 小時別負載需求

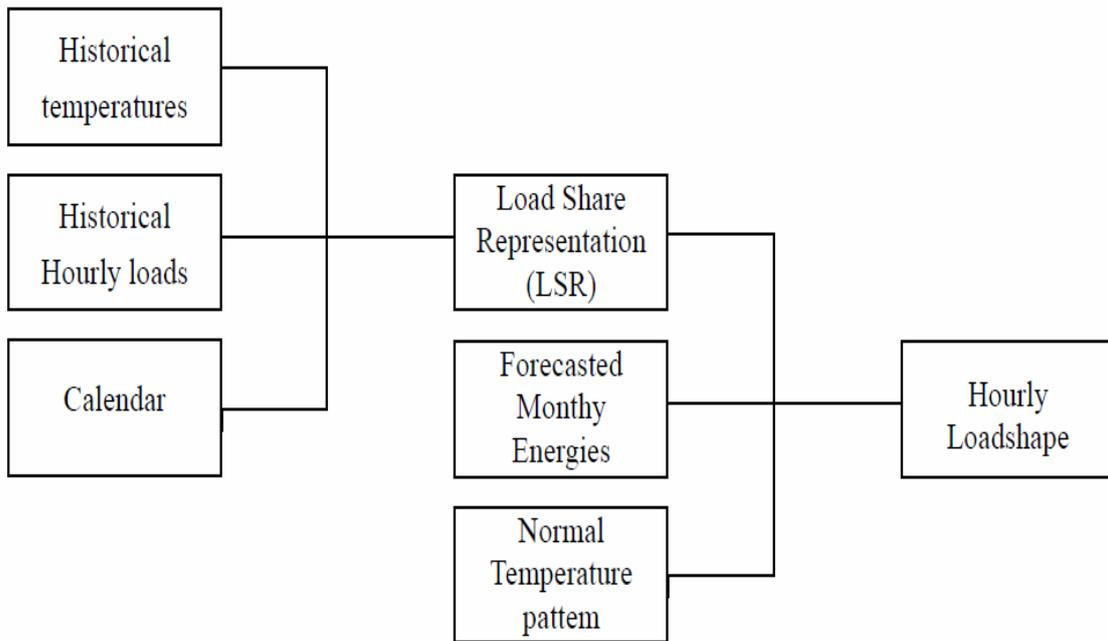


圖 43 SC 電力公司尖峰需求預測示意圖

- 小時別負載曲線=F(日負載，日負載小時別分布情形)
 日負載=F(平均每日氣溫)
 日負載小時別分布情形=F(每日小時數，日，季)
- 月尖峰負載=最大小時別負載

第七章 結論與建議

1. 電力部門減碳經濟模型

- CO₂ 減量情境（包括再生能源／CCS 資金成本，LNG 燃料價格）之成本均比燃煤發電成本來得高。
- 新增核能機組可避免過度依賴較昂貴的 LNG，與使用燃煤所增加 CO₂ 排放，惟存在不確定性與爭議。
- 再生能源發展對於降低 CO₂ 排放之貢獻有限。
- 提昇效率與節能政策可降低電力需求，但若無價格訊號將很難達成。
- 2020 年與 2025 年 CO₂ 減量目標的挑戰提供不同的選擇
 - 近期策略：由於無法馬上增設核能機組與 CCS 技術限制，擴大燃氣使用與提昇效率，應是現階段較佳選擇。
 - 長期策略：搭配增設核能機組與引進 CCS，輔以效率提昇。

2. 碳權抵換

- 除了目前積極進行的減碳計畫(再生能源，發電效率提升…)之外，公司可考慮合作投資非電業或國外的計畫型減量專案，以取得更多抵換權。
- 應密切注意國內環保署與能源局等相關權責單位政策走向，俾及早因應規劃碳權經營。

3. 電源供需規劃

- 為因應氣候的變遷，長期電力供需規劃更重視整體資源的最適化，除需求端的可運用資源如 EE、DR 等，在地的分散型電廠(DG)與輸配電系統的投資成本等均納入考量。
- 整體資源的最適化則是從用戶端考量，即電業在滿足相關法令要求下，提供可靠與廉價的電力服務用戶；電源計畫的開辦與否不是取決於該計畫的投資報酬率，也正因此，電業在發、輸、配及需電端等方面的投資均受到保障。

4. 智慧電錶

- 對於 AMI 或能源效率提升等減碳措施,不能僅靠道義勸說,必須提供電業及用戶足夠的誘因,方能有效推動。
- 推動需量反應,智慧電錶的裝置只是起步,電價費率結構與其他應用軟體的發展才是成功關鍵。
- 智慧型電錶的裝置是建立用戶關係,了解用戶需求的機會。

5. 電力需求預測

- 電力需求預測較以往來得複雜
 - 更多應用、更多細節描述、更多 what-if 問題、更多未知因素
 - 更多團體參與
- 預測須更多協調與協商
 - 能源局版、台電公司版
- 電力供給面與需求面界線模糊不清
 - IRP
 - 需量反應計畫
- 預測不確定性增加
 - 產業結構重組—解除管制、競爭
 - 技術變化快速
 - 相關節能計畫可能重疊(重覆計算)
 - 新的立法,特別是與 GHG 有關法案
- 預測方法要求針對新節能減碳相關政策與措施進行分析