

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：實習)

電業自由化下輸電部門資源整合

服務機關：台灣電力公司
出國人 職 稱：十等企劃控制師
姓 名：黃義協
出國地區：美國
出國日期：92.12.13~92.12.26
報告日期：93.4.12

G31
009205577

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：電業自由化下輸電部門資源整合

頁數 42 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/23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

黃義協/綜合研究所/十等企劃控制師/23601261

出國類別：□1 考察□2 進修□3 研究■4 實習□5 其他

出國期間：92.12.13~92.12.26

出國地區：美國

報告日期：93.4.12

分類號/目

關鍵詞：ERP(Enterprise Resource Planning)，SAP(Systems Applications
&Products in Data Processing)

內容摘要：(二百至三百字)

Pacific Gas and Electric Company (PG&E)自 1996 年採用 SAP 取代既有會計與物料管理系統，其餘各部門系統也陸續加入，目前 SAP 已成為該公司策略制定之工具與支援商務管理和財務報表等 e 化工作，本報告以 PG&E 輸配電部門規劃工程實例說明其利用 SAP 在工程管理之運用。

再者提述 Auriga Corporation Consultant 公司就既有電力設備利用電腦與通訊系統技術創造更多之商機與提高客戶服務之領域；另就 Blueprint 軟體顧問公司提出對於導入 ERP 之應考慮事項，最後就台電輸電部門資源整合提出建議。

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

目 錄

壹、實習目的與行程內容.....	2
一、實習目的.....	2
二、行程內容.....	2
貳、實習心得報告.....	3
一、企業資源規劃於 PG&E 輸配電部門之應用.....	3
二、台電導入 ERP 計畫構想之緣由.....	5
三、綜合電業在爭環境下如何利用電腦與通訊之技術來提升既有設備之效能(Auriga 顧問公司).....	10
四、企業資源規劃考量因素.....	13
參、結論與建議.....	29
肆、參考資料.....	31
附錄 A.....	32
附錄 B.....	39

壹、實習目的與行程內容

一、實習目的

台電輸電部門是傳輸電力之樞紐，其效率與可靠度直接影響公司營運績效與信譽，故如何藉由企業資源規劃(ERP)之導入，把過去與輸電部門有關之單位或部門的資訊(諸如:採購及材料管理、電力設備維護管理、專案管理)進行整合，提供整合性暨即時性的共享資訊資源，同時透過 ERP 系統，可檢視與輸電部門有關之作業流程，進行整體作業流程最適化，此次出國任務即蒐集探討國外輸電部門資源整合之經驗與作法，作為本公司輸電部門導入 ERP 時之參考。本公司即將面臨民營化與自由化雙重衝擊，期能藉由 ERP 系統運作協助下使本公司輸電部門能以新思維、新做法進行創新流程，提高本公司之競爭力謀求公司之永續經營與發展。

二、行程內容

92.12.13(去程)	舊金山
92.12.14~92.12.20	訪問 PG&E 與 Auriga Corporation 顧問公司
92.12.21(行程)	里士蒙
92.12.22~92.12.24	訪問 Data Blueprint 顧問公司
92.12.25~92.12.26(計畫返程)	另請休假
93.01.24~93.01.25(實際返國)	台北

貳、實習心得報告

一、企業資源規劃於 PG&E 輸配電部門之應用

(一) PG&E 在輸配電計畫規劃時包含下列大項內容:(詳如附件 A1~A7)

- (1) 計畫執行之建議(Action Recommended)
- (2) 背景說明(Background)
- (3) 計畫執行建議之說明(Description of Recommendation)
- (4) 財務之衝擊(Financial Impact)
- (5) 環境之衝擊(Environmental Impact)
- (6) 替代方案之考量(Alternatives Considered)

每方案均計算出在一定盈餘要求條件下之現值 PVRR(Present Value of Revenue Requirement)。

- (7) 主要問題與風險(Key Issues and Risk)
- (8) 計畫管理(Project Management)

(二) SAP 是一種企業資源規劃工具，它可提供下列之功能：

- (1) 自動整合絕大多數經營流程(business process)或計畫流程。
- (2) 整體企業各部門可分享共用之資料與實務工作經驗。
- (3) 即時產生和交換工作所需之資訊。

PG&E 在 1996 年導入 SAP 作為會計與物料管理系統，現在 SAP 逐漸成為該公司制定策略之工具，且提供商務管理與產生財務報表等功能，愈來愈多之資訊與功能均在內部網站上獲得，輸配電計畫規劃者與執行人員，可由網路上由其設定等級依其權限查詢相關預算資料，而預算之編列需視計畫規模與地點，其次評估建造經費，而土地費用、機器設備、人力費用等；均可由採購部門所公佈器材單價與人力部門之人事費用，加以彙整計算可得計畫之全部預算。

(三) 系統分析與經濟分析

編列計畫時需就系統進行檢討，其考量因素包括整個區域之負載成長、輸配電線路之潮流與各變電所間轉供問題等，需列入計畫執行前，必須對財務、環境衝擊等提出評估並規劃不同之替代方案，再者就計畫可能所遭受之風險作一評估，最後則是計畫管理，計畫管理經理與主要參與人員需就六個不同方案計畫作經濟評估，包括：

- (1) 比較其現金流量(Cash Flow Measures)如附件 B1 所示。
- (2) 探討期限之靈敏度分析(Sensitivity of Analysis to Study Period)，以淨現值 NPV(Net Present Values)與 PVRR 加以分析比較如附件 B2 所示。

(3) 20 年期之年現金流量分析(Annual Cash Flows over Study Period)比較表如附件 B3 所示。

(4) 20 年期之年現金流量累積淨現值分析(Cumulative NPV of Annual Cash Flows over Study Period)比較圖如附件 B3 所示。

(5) 年帳面價值分析表如附件 B4 所示。

(6) 對於普通股之年收入(Annual Earning for Common stock)分析表如附件 B4 所示

PG&E 已建立該公司之資源整合系統(SAP)，因此；上述就電力系統與經濟性之繁雜分析，均可透過內部網路獲得相關之資料，如輸變電設備與各有關器材之庫存與價格、人事費用與財務會計等資料，如此可節省公文詢問時間，且可減少人為之疏忽，使計畫之規劃與分析工作能快速且準確完成，提供決策者參考。

二、 台電導入 ERP 計畫構想之緣由

為有效協助各項經常性作業之順利推展，並增進業務處理效率，從而降低生產成本，以提高台電經營績效，早於民國五十四年即開發電費開票系統、集管材料帳系統，為推行業務電腦化工作之始。因應業務電腦化之需求，其他業務相關應用資訊系統相繼開發完成，目前業務電腦化主要之應用資訊系統總計有 101 個，業務電腦化應用範圍主要含括：

- 財務會計資訊
- 採購及材料資訊
- 售電資訊
- 人事及薪資資訊
- 燃料資訊
- 配電資訊
- 設備維護資訊
- 專案工程管理資訊
- 辦公室自動化

因為企業組織的層級與規模隨業務需要逐漸擴大，業務相關應用資訊系統亦相繼依據單位或部門之需求逐步發展，相對的應用資訊系統因舊有應用資訊系統之限制，無法適切有效地重新整體規劃，雖已達成提高單位或部門之工作效率，但仍待進一步提升整體資訊整合共享之效益，以促進企業各項活動之協作與增強互補效益，達到企業化、合理化管理，以提升整體的經營績效。本公司組織龐大、功能眾多、性質互異，各單位電腦化業務龐雜，資訊技術基礎因發展年代之不同而異，因此在錯綜複雜的軟硬體平台及異質資料庫環境下，現在及未來將面臨待解決之問題歸納如次：

■ 應用資訊系統資訊整合問題

由於傳統功能式組織架構對於人(人事管理)、物(物流管理)、財會(金流管理)的運作，採取各司其職各負其責，因此各單位為提升其單位或部門生產力，均各自提出業務電腦化之需求，再由本公司資訊系統處負責開發應用資訊系統。由於應用資訊系統係就功能面而非整體業務流程的觀點來考量，且在不同之階段分別開發完成，應用資訊系統間則透過介面達到部份整合之目的。因此

應用資訊系統愈多，重重之檢核點、系統之聯繫介面、複雜度及循序性（下游應用資訊系統須等待由其上游應用資訊系統產生，並經稽核無誤後的資料，才能循序繼續進行處理）導致整合益形困難。

■ 資訊即時性問題

本公司各項業務歷經長期電腦化的發展，提供各單位便捷的方式處理日常業務，惟三十餘年來，先後發展的各項業務電腦化系統，較早期發展者多為集批作業(Batch)，後期發展者則以連線作業(Online)居多，因此上、下游業務間之介面，許多仍依賴離線後之連繫檔以集批方式傳輸資料，各應用資訊系統間之資訊聯繫以及提供使用者查詢之資料時效性有待進一步改善。

■ 資訊技術多元，開發及維護工作繁重問題

由於資訊科技發展快速，開放式架構日受重視，致使硬軟體平台、開發工具、資料庫系統、網際網路應用技術等更為多元化、複雜化；且為延續較早期開發應用資訊系統之使用年限（一般應用資訊系統之使用年限為8年或更短），以符合新的法規制度與使用者之新需求，須投入相當多之應用資訊系統維護人力，資訊維護成本佔資訊總成本之比率甚高。

■ 重複性資料及重複鍵入，人力與資源之浪費

本公司組織龐大、電腦化業務複雜且應用資訊系統多，無可避免地必然有重複主檔資料及重複鍵入之情形，各單位間或有資料不一致、或人力與資源浪費之問題。

■ 電子化企業流程整合問題

e-世代之來臨，企業面臨的是「時間與速度」的競爭，誰能在最短時間內將企業內、外部資訊資源有效整合發揮最大之綜效，

就能取得競爭的優勢。而欲達到此目的，首先必須利用一套具備整合能力的應用資訊系統，將企業所有的可用資源、作業流程釐清、整理以後，把企業整個流程貫穿起來，再經過流程創新與最適化，規劃出一套最有效率的運作方式，才能讓企業在「時間與速度」的競爭跑道上保持領先。

■ 人機介面親和性問題

由於本公司應用資訊系統大都以主機 COBOL、CSP 等程式語言開發，並執行於 IBM 大型主機環境，操作人員所使用之人機介面亦以文字終端機為主，與現今流行之圖形介面比較起來，較缺乏使用者親和性與易用性。

基於「經營管理策略」及「整合資訊資源之運用」之需求，應用資訊技術，塑造電子化企業當務之急，必須要有整體的解決方案，即能有一套整合企業內部資源之企業經營管理系統，快速且徹底解決企業運作之問題，使企業組織能有一完整性、一致性及即時性的資訊作業流程，以提升企業競爭力，為未來民營化競爭壓力下，能確保公司之永續經營與發展。

ERP 系統主要在整合後端 (Back-end) 的內部不同部門之間的作業流程，同時在導入 ERP 系統時，由 ERP 系統內建之規則與流程，經 ERP 專家顧問的協助，快速建構本公司最佳運作流程，並由參數設定來完成符合公司運作需求之 ERP 系統。因此導入 ERP 系統可架構一滿足本公司現在及未來營運需求之及時性、整合性系統。

ERP 系統建構完成後，可奠定電子化企業 (E-Business) 之骨幹

或應用資訊系統架構之中心，然後進一步將企業前端（Front-end）的客戶服務（Customer Service）、電子商務（E-Commerce）、客戶關係（Customer Relationship Management）、及供應鏈管理（Supply-Chain Management）等企業外部與跨企業作業流程整合貫穿，以達到整體效益最佳化。

三、綜合電業在競爭環境下如何利用電腦與通訊之技術來 提升既有設備之效能(Auriga 顧問公司)

(一) 背景說明

基於企業之整體資訊策略必須能支援現有企業經營策略及適應動態環境之變化，同時因應 e 時代企業經營策略之形成必須結合資訊科技之運用，即資訊策略必須和公司整體目標與策略相結合之所謂「策略結合模式 (Strategic Alignment Model)」與構築以資訊科技為基礎之企業願景之所謂「資訊科技促成之策略(Information Technology-enabled Strategies)」之原則，並考量企業管理與資訊科技發展趨勢，將「規劃引進企業資源規劃系統(ERP 系統)」。由於民營化與自由化潮流，今日之電業環境日漸競爭，尤其發電與輸電自綜合電業分離，且 ISO(Independent System Operator)是介於發電與終端用戶間之獨立調度機構，故僅配電業與用戶關係緊密；而從客戶觀點，配電業勢必將配電運轉與客戶服務緊密結合才有競爭力。如何能提升競爭力，配電公司需就本身之資源整合，利用最小資本投資而仍改善用戶之需求，滿足用戶需求必須提供可靠之服務，為了增加盈餘必須推展非能源本業之服務，為此；必須仰賴電腦與通訊系統 (computer and communications system)之技術始可達到目的。

(二) 電腦與通訊(C&CS)系統技術之應用

(1) 配電管理系統 DSM (Distributing Management System) 可

藉由 C&CS 系統技術使即時資料可作為調度運轉用

(2) 自動讀表系統 AMR(Automatic Meter Recording)利用

C&CS 系統技術與少許投資便可提供住家保全、火災和內部空氣品質監視之功能。

(三) 系統介面之需求

(1) 客戶資訊系統 CIS(Customer Information System)

首先應有客戶基本資料，如地址、表號、供電給用戶之相關變壓器與饋線資料，如此才能提供用戶自動讀表、負載控制、時間電價等服務，

(2) 地理資訊系統(Geographical Information System)

當 GIS 系統建立後，電力公司人員或用戶，可經由無線網路或終端設備查詢用戶所在之位置，建立這些資料庫，可用在設備運轉或維修上，如此；更能提升客戶服務品質與功能。

(3) 帳單系統(Billing System)

利用 ARM 系統可讀取用電量與負載控制之功能，配電業者可將用戶之負載資料轉成電費，電費單可經由網際網

路、或郵寄方式通知用戶，如由網路方式辦理，則帳單系統須經由入口網站，用戶則須申請密碼，才能進入查詢。

(4) 事故管理系統(Outage Management System)

為即時反應事故，電力公司須從用戶端之偵測裝置獲得事故訊息，此即時資料顯示在監控系統與饋線自動化系統，由此可瞭解事故發生原因，並可利用無線通訊快速聯絡人員搶修。並啟動 IVR(Interactive Voice Response)系統通知用戶，以使用戶能明瞭事故狀況及對其所造成之影響。

(5) 負載控制系統(Load Control System)

負載控制必須藉由監控系統所收集之即時資料來決定何地之負載何時需要控制。

(6) 商務系統(Business System)

許多客戶服務項目除直接影響內部運作外，也包含了商務系統，舉凡付費帳戶須有確認功能，財務分析可確定任何計畫之財務需求。對於不同客戶服務計畫，人力也需事前作不同調度與安排。

四、企業資源規劃考量因素(Data Blueprint 公司)

ERP 基本上整合生產、銷售、人事、研發、財務五大管理功能於一個系統之中，ERP 不僅要整合五大管理功能，也整合位於不同地理位置的企業單位。ERP 是 MRP II 的傳人，MRP II 著重於生產資源規劃 (Manufacturing Resource Planning)，而 ERP 則把製造資源擴展到企業資源，且以電腦技術加以應用。

企業資源規劃系統是一套結合了企業管理理念、資訊科技與眾多產業經營經驗的整合式企業應用資訊系統，其可建構高效率的整合性應用資訊系統及環境，提高企業的經營績效及競爭力，惟執行時會遇到困難與挑戰及其如何運作使企業創造優勢，如下說明：

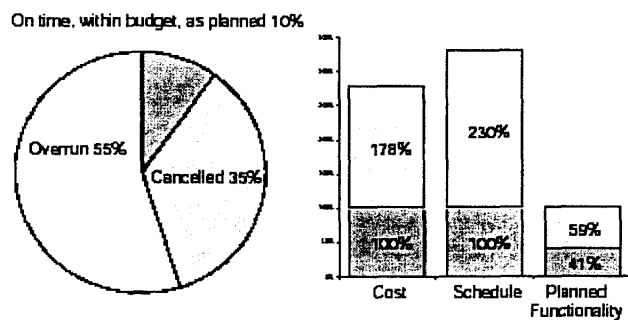
(一) 瞭解企業資源規劃 ERP(Enterprise Resource Planning)執行時常遇到之問題:

- (1) 計畫失敗或延期
- (2) 成本超過原來之預期
- (3) 未能達到計畫之功能

(二) ERP 執行時會遇到下列之挑戰

- (1) 對 ERP 有不確實之期待如附圖一

- 統計得知 ERP 執行完全符合原先規劃功能僅佔 10%
- 所發費成本超出平均 178%
- 完成時程超出平均 230%
- 執行功能平均僅 41%達到原設計之要求。



圖一：預估與實際執行之比較圖

(2) 客製化挑戰

ERP 軟體本身除了有許多的參數可以調整外，另外還有許多 3-party 提供的 Add-on 程式。ERP 系統軟體通常都會有其專屬的程式語言，讓企業可以發展一些自己需要的小程式。但是 ERP 無法兼顧企業所有小需求，所以必須提供自行修改的能力，一般有三項基本選擇：

- 修改 ERP 以符合用戶組織之流程或資料之結構
- 修改用戶組織之流程或資料之結構以符合 ERP 之特性
- 局部修改 ERP 軟體與用戶組織之流程或資料之結構，以

符合彼此之需求

(3) 資本回收時間長

2003 年據美國一家 Meta Group 公司研究表示媒體傳播業導入 ERP 每年平均支出約\$30 million 直至 ERP 執行完畢，而每年節省卻只有\$1.6 million。

(4) 資料品質之成本

- 僅有 15%公司對從別機構所獲得資料有信心
- 僅三分之一公司對自己公司內部資料有信心

(5) 隱藏之執行成本

- 訓練成本

ERP 導入後，相關工作人員，不僅只瞭解程式介面，更須發費許多時間在學習新流程和新規則。

- 整合與測試之成本
- 資料分析與轉換之成本
- 顧問成本
- 系統更新成本

訊科技日新月異，若無法持續升級，很可能導入完畢還來不及使用就已經落伍了。若不能持續升級，只有注定永遠落伍了。

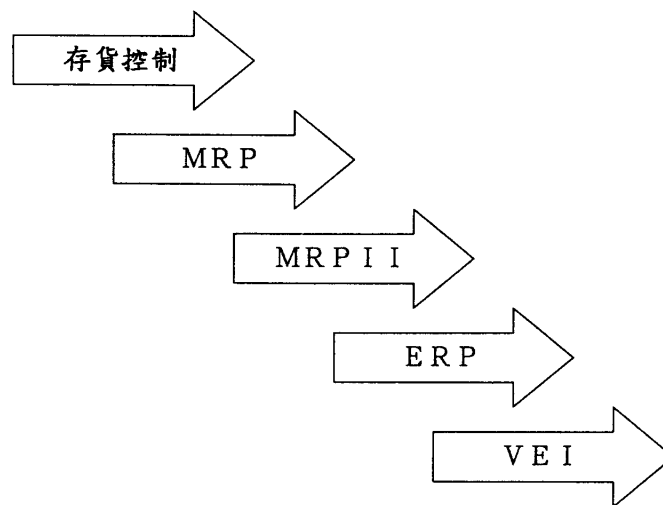
- 執行團隊不能停止運作，其所發費之成本也相當可觀

(三) 企業導入 ERP 創造優勢

(1) ERP 演進說明

ERP 並非全新發展的系統，它是逐漸演進的系統，此系統是由物料需求計畫(MRP)與的製造資源規畫(MRPII)所逐漸演變而成的。它是因應整體環境而產生的整合性系統，將企業體的各项獨立系統整合成為一全面性的系統，目的在節省企業資源的浪費並達到更有效率、更精確、更節省人力資源成本的最終目標。

其演進歷程如下：



1960 年代前是屬於生產導向的大量生產期，企業經營的管理重點在存貨的控制。這個時候的資訊系統以簡單的進銷存為重

點，便於廠商掌控存貨的數量。1970~1980 年代，整個市場的重點在於產品的功能與管理，所以業者大多以集中與大量生產來降低成本，物料需求規劃成了此階段的重點。包括物料控制、數量及時間的掌握都極為重要。這個時期階段已進入了 MRP 的第一階段。

1980~1990 年代，市場逐漸轉為消費者導向時期，產品為了迎合消費者多樣及高品質的要求，致使生產型態轉變成少量多樣的模式。製造商生產多樣的產品來測試消費者喜好程度藉以篩選出消費者喜愛的產品，以消費者的消費導向來引導產品的產製方向。這個時期的 MRP 無法對生產製造現場及企業的資源作整體性的規劃，因此必須以 MRP 為基礎，整合生產規劃、企業經營管理與財務而成為製造資源規劃(Manufacturing Resource Planning；MRPII)系統，並配合即時生產及全面品質管理等方式以達成提高生產力、縮短前置作業時間、獲得良好的品質及低成本的市場競爭優勢。

1990~2000 年代，開始進入多樣大量客製化(mass customization)生產模式，這個時期由於資訊科技、各項軟硬體發展及製造技術的長期發展，已有相當的基礎與規模。各企業體內的各種應用系統與組織運作及企業流程間已經能夠相互整合。因

此，便發展 ERP 系統。ERP 系統主要在針對企業體的特性及要求，提供切合各種環境的整合應用軟體，並對企業的各种資源做有效的管理與決策支援，它所涵蓋的資源可歸納如下：生產製造及物料、成本財務、人力資源及市場行銷與配送。

2000 年以後，進入全球分工的年代後，企業內部的資源整合已不足以滿足全球競爭的需要，企業必須強化 ERP 系統，並且對企業內部及外部資源做最有效的整體規劃。內部整合應導入包括製造執行系統(Manufacturing Execution System;MES)與製造控制系統(Manufacturing Control System;MCS)的即時性現場控制系統、先進規劃與排程(Advanced Planning and Scheduling ; APS)系統、產品資料管理(Product Data Management ; PDM)系統；而外部整合應將重點放在整合供應鏈上游供應商與下游顧客的整體資源，這個企業整體內外資源整合系統的達成除了藉由策略聯盟、組織與流程的再造之外，更不可獲缺的是最新的資訊科技(如：網際網路.....)等，以達到電子商務(Electronic Commerce ; EC)與虛擬企業整合(Virtual Enterprise Integration ; VEI)的競爭條件。綜此；我們可以明確的了解，目前全球企業製造方向及資訊管理系統發展，正朝全球化、多樣客製化及全方性等各方面發展，企業如何在商場上搶得先機？發展 ERP 系統成為刻不容緩

的企業課題。然而，ERP 系統為一多方向整合系統，其包含了企業體內、外部各項資源系統的整合及上、下游廠商的配合，因此，ERP 無論是規模或金錢都相當龐大，其系統需很長之建置時間，ERP 要建構成功除了企業內部的支持外，相關廠商的協調配合也是不可或缺之因素。

(2) ERP 常使用之名詞與其定義

Metadata 的定義：

- 詮釋資料：強調對於 DATA 會做某種程度的註解。
- 元資料以及元數據：強調是所有資料的源頭。
- 超資料：界在不同 DATA 之間的總綱領，並且期望其可以做到超連結。
- 後設資料：強調資料事先做好數位化在建立的，所以事後來才建立的，故稱後設資料。
- Metadata 其實是由 Meta 以及 Data 二字所組成

Meta 是指介在某些資料中，或混在資料之中但又特別抽離出來，在 1996 年在美國舉行的第一屆 Metadata Workshop 提出「data about data」的定義為全世界所公認，但這個定義的缺失，在於定義的太過普通，以致於各家有不同的解讀方式，卻不知其真正的內涵為何。其實 Metadata 是在描述一個資源的屬性資料，而

Meta-information 則是在 Metadata 的前身。

Metadata 的功能：

- Metadata 的工作：主要是將資料的資訊作屬性化，並且回答六大問題，分別為 who、what、when、where、why、how。所以 Metadata 一定要是具有結構的屬性資料，並且要具有某種關連性，並且包含人、事、時、地、物等五大重點。只是看各計畫的著重點不同而有所不同。
- 尋找或擷取：其功能就像是圖書館的查詢系統。
- 位置標示指引：告訴我們資料放在何處、如何取用。
- 歷史回溯追蹤：告訴我們這些資料有哪些版本？曾被誰所使用或擁有過？其歷史過程為何？
- 評鑑、篩選過濾：先對資料作評鑑，在選出我們所要取用的適合

Metadata 的應用：

- Metadata 在特定領域的應用
 - a. 地球科學：如氣象、生態系統等。
 - b. 資源管理：如採礦、農業等。
 - c. 資料密集性高的其他應用領域：人口統計、影片檔案等。
- 全球資訊基礎建設中之相關應用
 - a. 數位圖書館 Metadata 之議題：多媒體文獻的檢索、多媒體及異質

性數位資料之 Metadata、Metadata 之大量儲存。

b.以 WWW 為架構管理的資訊資源之 Metadata

c.資訊/電子商業

■ XML(Extensible Markup Language)之功能與應用

- XML 可以做到跨平台與支援多國語言
- XML 其實是 SGML(Standard General Markup Language) 的子集合，XML 將 SGML 底層非常複雜的語法結構隱藏起來，並使其更易於使用。
- XML 比 SGML 強，它和超文字標示語言 HTML(Hypertext Markup Language)一樣地繼承了所有 Web 的功能，這使得 XML 特別適合在網上傳輸和處理。
- XML 是一種中介標示語言，它主要在描述資料，並擅長用來描述結構化的資料。在跨平台、分散式或是異質性的環境中。XML 提供一種中、標準的交換格式。配合 XML Schema (定義 XML 資料格式)提供對內容的精確宣告，可以在各種不同平台進行搜尋時，有辦法針對其中的語義加以查詢。
- XML 是屬於純本文的資料，因此適合做資訊交換使用。不管是大型工作站或小至 PDA 或是正流行 WAP 手機，只要裝置內有 XML 的解析程式(parser)，就可以將資訊輕易在各種系統中流通。

- 在 XML 的第一行：`<?xml version="1.0" encoding="Big5"?>`。這一行是用來宣告 XML 文件類型，而且一定要放在文件的最前面，在 XML 的標準術語稱為前言(prolog)。
- XML 在設計時，為了達到多國語言都能放在同一文件中，因此內定採用 Unicode 的編碼方式，所以如果 encoding 這個屬性省略，則內定是使用 Unicode，則我們就必須使用可以編輯 Unicode 文件的編輯器來編輯我們的 XML。所以建議還是要加上 encoding 這個屬性。不過不一定每一個 XML 的解析器都支援 big5 的編碼，XML 只規定，所有的解析器都必須支援 ASCII、UTF-8、UTF-16 這三種編碼 (UTF-8 和 UTF-16 都是 Unicode 編碼，解析器可以自動判斷文件是使用 UTF-8 或 UTF-16)，所以如果應用程式使用的 XML 解析器，不支援 big5 的編碼，則我們仍然可以使用 Unicode 編碼來編輯我們的 XML 文件。
- 組織間的格式定義正確 (Well-Formed) 與有效(Validity)XML 語法嚴謹，必須要符合其制定的格式，才能稱為一個合格(Well-Formed)的 XML 文件。
- XML 主要是用來交換資訊，因此每個組織可以規定他們自己的標籤語言，他可能是一份格式都正確 (Well-Formed) 的 XML 文件，但是到另一個組織裡卻不是一份有效的(Validity)的文件(因為

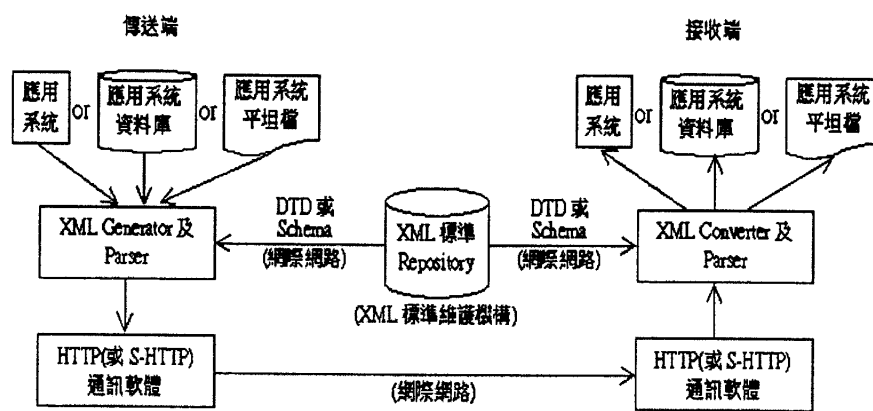
定義的方式不一樣)。這種無效的文件，在我們可以定義一套共同法則下即可判斷，規定對我們來說，這套法規就稱為 DTD(Document Type Definition)，不過我們通常不需要自己定義 DTD，而是使用別人規定好，現成的 DTD。例如 MathML(儲存數學式子)，就會有一套規定好的規範，這些規範通常寫在一個 .dtd 的檔案內，因此如果我們使用只要到該組織或是同業公會下載該 .dtd 檔案(例如：MathMl.dtd、CML.dtd...等等)，則我們的解析器除了可以檢查 XML 文件是否是 Well-Formed 外，還可以參考該 .dtd 檔，判斷文件是否是 Validity。

■ XML 之傳送方式

- 傳送端之 XML Generator 根據 DTD 或 Schema 所定義的資料樣板(template)，將應用系統資料、應用系統資料庫或應用系統平坦檔轉換成 XML 格式，而 XML Parser 則可根據 DTD 或 Schema 對所產生的 XML 文件進行驗證(Validation)工作，驗證無誤後，即可透過 HTTP 或 S-HTTP (Secure- HTTP)經由網際網路送至接收端如圖二所示，其間若非有特殊服務需求，如公證第三者存證、資料轉換等，並不需要透過第三者網路公司；而 XML 標準(DTD 或 Schema)則可存放於公正的 XML 標準維護機構，使用者在需要做轉換與驗證時才透過網際網

路下載。

- XML Generator、Converter、XML Parser、HTTP 及 S-HTTP 通訊軟體，在市面上皆有很多免費的軟體可供使用，而且一切作業皆透過低廉的網際網路進行交換。圖中 XML Generator 與 Converter 直接與應用系統及資料庫溝通，則形成如 Data Filter 般的 Middle-tier Software。



圖二：組織間傳送方式

(3) ERP 提供企業整體性流程

ERP 經歷 MRP、MRP II 之演進過程後，發展出了 ERP 主體之特性，ERP 有別於其前身 MRP、MRP II 之處在於其具有模組化、開放性、整合性、全面性、高複雜性、圖形界面、客製化、靈活性、企業最佳流程典範、即時控管與自動化。

- 模組化

ERP 系統雖是整合式系統，但它也適合模組化應用，一般企業建置 ERP 多採模組化方式分階段導入。將 ERP 模組化可將公司各部門系統於初期規劃時便確立模組，以方便企業建置整合 ERP 系統。企業可視實際需要彈性決定安裝哪些元件並依階段安裝建置。

- 開放性

ERP 系統為能達成整合之目的與功能，設計上大多可以在各種不同的硬體上執行，亦可在不同的作業系統平台上執行。除此之外此系統應可與使用者之原有內部應用程式互相整合，更甚而應能與其他的應用系統相結合，也就是說 ERP 系統應有相當優良的相容性與開放性如此方能達成企業系統整合之目的。

- 整合性

傳統系統多針對單一部門設計，各部門系統間關聯性並非絕對需要，在設計上由於建置時間先後也可能發生系統開發／使用之平台不同，使得各部門自行配合自身各項條件尋求開發廠商解決系統問題。但，如此一來卻造成公司各部門間缺乏整合性，例如：財務部門與生產部門之間無法互通資訊達到資訊整合平行處理之能力，使得必

- 全面性

由於 ERP 系統使用於企業日常各功能部門運作中，包括了企業的各個主要的核心流程，將影響到大部份功能部門的日常運作，所以 ERP 系統必須具備全面性。

- 高複雜性

由於 ERP 系統含蓋各部門及各項功能流程，參數有數千甚至數萬個，模組也很多，整個系統建置完成後將相當複雜而龐大。

- 圖形界面

在強調友善使用界面的今天，為了方便使用者操作，ERP 系統適宜使用圖形界。

- 客製化

ERP 軟體本身除了有許多的參數可以調整外，另外還有許多

3-party 提供的 Add-on 程式。ERP 系統軟體通常都會有其專屬的程式語言，讓企業可以發展一些自己需要的小程式。但是 ERP 無法兼顧企業所有小需求，所以必須提供自行修改的能力。

- 靈活性

ERP 系統需具備靈活性，讓企業可以快速回應環境的變遷，對企業經營跨國企業之需求提供海外的語言、法令、會計等的相關資源。

- 企業最佳流程典範

在發展 ERP 的過程中，企業體通常會藉此機會進行流程檢視，進而進行流程再造或流程改造，因此當 ERP 系統建置完成，其軟體都會伴隨著一套企業最佳的參考流程，這個流程為 ERP 廠商在世界具競爭力的企業實際使用過程中累積的良好企業經營模式。

- 即時控管與自動化

ERP 將企業資料做了最好的整合，使得企業可以快速取得各項作業的資料，讓企業可以快速的回應環境的變遷，做出有利的決定。也由於 ERP 企業的跨部門流程連結，成為一個整合性的流程，所以原本許多需要人工作業的動作，例如：單據的開立，可以讓系統去做，無形中除了節省人力資源，也節省了許多資料重複輸入的浪費。

ERP 最主要的效益是可以將企業內所有重要運作活動整合，讓企業的金流、物流與資訊流整合，所有部門看到的資訊一致，並減少複，提昇效率與避免資源浪費。

參、結論與建議

台電輸變電與配電計畫屬於全系統性與多年度之計畫，其編列及考量因素與 PG&E 個別計畫類似，惟台電目前尚未導入 ERP，各項工程單價由輸工處編製完成，送系統規劃處規劃時用，其餘相關財務與會計資料也由財務與會計部門提供以計算工程之成本，如此規劃流程相當費時，故如能導入 ERP 使輸電規劃與施工部門均可從內部網路上查詢相關資料，屆時輸電計畫工作勢必事半功倍，以下提出幾點建議於台電導入 ERP 時之參考。

(一) ERP 導入之範圍與時程應先界定

一般先由會計系統與物料管理系統先導入，其餘系統如何配合與導入時間，事前均要有完整之規劃。

(二) 慎選有經驗顧問公司與具有延展性之應用程式

尋找一富有開發經驗之顧問公司或軟體開發廠商：由於 ERP 整合系統開發所費不貲，所耗時間、人力相當多，故找尋一開發經驗之顧問公司及軟體開發廠商，除了在整合規劃初期能給予較正確的引導方向外，亦能針對企業個體缺失提供建議，再者；有經驗之開發團隊對可能遇到之問題有較豐富之解決經驗，亦可縮短企業建置整合系統之時程。

(三) ERP 導入時任務編組彈性化，應依所需專長組合

企業內部員工再訓練：為避免企業員工對系統產生排拒感，除了軟體系統所開發之使界面必須友善更應對企業員工進行教育訓練。

(四) 各系統將來整合問題須預先詳細擬定。

企業體內部應完整整合，企業體內部若能完成初步整合，例如：人事、薪資、差勤系統，會計、財務系統等相關子系統能完成初步建置甚或整合，對 ERP 系統都有相當大的助益。

(五) 有經驗的專案經理領導團隊

有經驗的專案經理能做出正確的判斷決策，領導團隊完成 ERP 整合之重任。

(六) 必須獲得公司高層之支持

由於 ERP 系統是一耗時花費龐大的系統，若無法獲得公司高層(例：董事、董事會、總經理...等)支持，那麼數千萬以上的系統整合建置費用及長時間的建置整合時間，可能會無法順利進行。

肆、參考文獻

- [1] PG&E Robles new substation project 計畫書。PG&E 公司 June 18, 2001.
- [2] 台灣電力公司九十年度固定資產投資計畫第六輸變電計畫可行性研究 台電公司 民國八十九年。
- [3] 台灣電力公司九十二年度固定資產投資計畫第五配電計畫可行性研究 台電公司 民國九十一年。
- [4] 台電 ERP 需求規範書 台電公司 民國九十一年
- [5] ERP Considerations Peter Aiken, Bob Dudas & Susan Carter VCU/Data Blueprint, Inc. 2003.

附錄 A-1

**WALNUT CREEK 21 kV DPA CAPACITY INCREASE
CAPITAL PROJECT SUBMITTED FOR APPROVAL BY
THE SENIOR VICE PRESIDENT AND CHIEF OF UTILITY OPERATIONS**

<u>Business Unit</u>	<u>Total Estimated Project Cost</u>	<u>Amount in 2001 Budget</u>	<u>Planned Expenditure In 2001</u>	<u>Schedule Operating Date</u>
Land	\$5,075,000	- 0 -	\$370,000	
Substation (MWC 46)	\$8,602,000			
Distribution (MWC 06)	\$2,107,000			
Transmission (MWC 60)	\$407,000			
Total	\$16,191,000			June 1, 2003

Action Recommended

It is recommended that the Management Committee recommend, and the President and Chief Executive Officer approve, an expenditure of \$16.191 million for the installation of a new 230/21 kV distribution substation at a site to be acquired in Walnut Creek. The new substation will initially consist of one 230/21 kV 45 MVA transformer bank and one 21 kV distribution circuit. This work is required to meet the projected summer 2003 distribution peak load.

Background

The Walnut Creek 21 kV Distribution Planning Area (DPA) in southern Contra Costa County consists of the communities of Alamo, Blackhawk, Danville, and portions of San Ramon and Walnut Creek. The DPA is presently served by six 21 kV circuits from Tassajara, two 21 kV circuits from Research, and six 21 kV circuits from Lakewood. Load growth studies indicate that the DPA is experiencing a growth rate of 12.6 MW per year with a projected 2003 summer peak normal area deficiency of 11.7 MW (4.0%) and a 27.8 MW (10.0%) emergency deficiency in the event of failure of the Research transformer bank.

Tassajara Substation is located in the southeastern portion of the DPA. It presently consists of two 230/21 kV, 75 MVA transformer banks. The substation is designed to ultimately accommodate three 75 MVA transformer banks. The installation of the third bank at Tassajara Substation is considered as an alternative to provide additional distribution capacity to the DPA in 2003. Extending feeders from Tassajara sub to the load centers in the northern portion of the DPA results in feeder lengths far longer than suggested for urban 21 kV substations in DG-0069. The high costs associated with such long feeders makes this alternative uneconomic.

Research Substation is located in the southern portion of the DPA, between the High Current Test Yard and the Warehouse at PG&E's Technical and Ecological Services

附錄 A-2

Facility in San Ramon. Space limitations prevent installing a second bank. Installation of a third 21 kV feeder at Research would allow utilization of 9.9 MW of unused transformer bank capacity, which would not allow a one year deferral of further capacity additions since it would not relieve bank overloads in the DPA. The economics of installing the third feeder has been evaluated and is less favorable than other alternatives.

Lakewood Substation is located in the Concord 21 kV DPA, immediately north of the Walnut Creek 21 kV DPA. Lakewood Substation presently consists of four 115/21 kV transformer banks, one 115/12 kV transformer bank and one 115/34.5 kV transformer bank that provides service to BART. Six 21 kV distribution feeders from Lakewood Substation serve the Walnut Creek 21 kV DPA. A seventh 21 kV feeder is planned for installation to provide capacity to the Walnut Creek 21 kV DPA in 2002. The remaining 21 kV distribution substation capacity at Lakewood supplies the Concord 21 kV DPA. Due to space limitations the installation of additional 21 kV distribution capacity at Lakewood Substation is not feasible.

The construction of a new 21 kV distribution substation in the northern portion of the Walnut Creek 21 kV DPA is the most economical solution to eliminate the projected normal and emergency deficiencies that are projected to occur in 2003 and beyond. A new 21 kV substation would be able to provide sufficient capacity to supply the DPA for ten years or more.

If additional distribution capacity is not added to the DPA before the year 2003 summer peak load period, transformer bank overloads and distribution line overloads will occur on the substation banks and circuits that supply the DPA.

Description of Recommendation:

It is recommended to install a new 230/21 kV distribution substation at a new substation site to be acquired near the intersection of Rudgear Road and Whitecliff Way in Walnut Creek, initially consisting of one 230/21 kV 45 MVA transformer bank and one 21 kV distribution circuit (Alternative 2). This requires looping the Pittsburg-Moraga Circuit No.1 230 kV line into the new substation, and converting Rossmoor Substation from a double-tap to a loop configuration by looping the Rossmoor Substation onto the Pittsburg-Moraga No. 2 230 kV line.

The preferred alternative has a PVRR that is 11.4% less than the next lowest PVRR alternative.

Financial Impact

This project has a present value of revenue requirements (PVRR) of \$34,564,000 over the twenty year study period. It is included in 2002 and 2003 approved budgets at \$XXX,XXX and \$X,XXX,XXX respectively.

Environmental Impact

The proposed work requires a Permit to Construct (PTC) or a Certificate of Public Convenience and Necessity (CPCN) from the California Public Utilities Commission. As part of the PTC or CPCN process, a Proponents Environmental Assessment (PEA) will be prepared which will fully assess and address the environmental impact of the proposed work.

Alternatives Considered:

The Land Department identified 9 potential sites (A thru I) for consideration for a new distribution substation. Sites A, B, E, and F are discussed below. Site C was dismissed after further investigation indicated that significant geotechnical instability existed at and around the site. Site D *why dismissed ??* Sites G, H, and I were dismissed due to their restricted size.

Alternative #1: Status Quo

Selection of this alternative would overload existing equipment thereby reducing their useful life and increasing the likelihood of equipment failure. This may result in a decrease in service reliability to the customers in the area.

Alternative # 2 (Recommended): Provide additional distribution capacity by constructing a new 230/21 kV substation at Site B.

Site B is located near the intersection of Whitecliff Way and Rudgear Road, directly adjacent to existing 230 kV transmission lines. It is presently owned by the Rudgear Estates Home Owners Association. Site B would be designed to accommodate four 230/21 kV 45 MVA transformer banks. The proposed capacity work (which includes construction of 12.6 miles of new distribution circuit mainline) would include:

2003: Construct a new 230/21 kV distribution substation at Site B (the Whitecliff site), initially consisting of one 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and one 21 kV distribution circuit breaker.

Loop the Pittsburg-Moraga Circuit No. 1 230 kV line into the new substation at Site B.

Convert Rossmoor Substation from a double-tap to a loop configuration by looping the Rossmoor Substation onto the Pittsburg-Moraga No.2 230 kV line.

Construct one new 21 kV distribution feeder from the new substation at Site B.

2004: Construct a 2nd 21 kV distribution from the substation at Site B.

2006: Install a 2nd 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and construct a 3rd 21 kV distribution feeder from the substation at Site B.

2007: Install a 4th 21 kV distribution feeder from the substation at Site B.

2009: Install a 3rd 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and construct a 5th 21 kV distribution feeder from the substation at site B.

2010: Install a 6th 21 kV distribution feeder from the substation at site B.

附錄 A-4

The PVRR for Alternative #3 is \$34,564,000.

Alternative # 3: Provide additional distribution capacity by constructing a new 230/21 kV substation at Site A.

Site A (presently owned by PG&E) is the site of the Robles 21/4 kV unit substation, located on Danville Boulevard between Rudgear Road and Livorna Way, beneath existing 230 kV lines. Site A would be limited to an ultimate build out of two 230/21 kV transformer banks, because of space limitations. The proposed capacity work (which includes construction of 19.0 miles of new distribution circuit mainline) would include:

2003: Construct a new 230/21 kV distribution substation at Site A (the existing Robles subsite), initially consisting of one 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and one 21 kV distribution circuit breaker.

Loop the Pittsburg-Moraga Circuit No. 1 230 kV line into the new substation at Site A.

Convert Rossmoor Substation from a double-tap to a loop configuration by looping the Rossmoor Substation onto the Pittsburg-Moraga No.2 230 kV line. Construct one new 21 kV distribution feeder from the new substation at Site A.

2004: Construct a 2nd 21 kV distribution feeder from the substation at Site A.

2006: Install a 2nd 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and construct a 3rd 21 kV distribution feeder from the substation at Site A. Installing the 2nd 230/21 bank requires removing the existing 21/4 bank (due to space restrictions at the sub) and cutting over the 4kV circuits to 21 kV.

2007: Install a 4th 21 kV distribution feeder from the substation at Site A.

2009: Install a 230/21 kV, 45 MVA transformer at Rossmoor substation and construct a 5th 21 kV distribution feeder from Rossmoor.

2010: Install a 6th 21 kV distribution feeder from the Rossmoor substation.

The PVRR for Alternative #3 is \$34,784,000.

Alternative #4: Install 21 kV distribution capacity at Rossmoor Substation in 2003 and then at a new substation at site B.

Rossmoor Substation, an existing 230/12 kV substation that supplies the Walnut Creek 12 kV DPA, is located west of the Walnut Creek 21 kV DPA. It presently consists of two 230/12 kV transformer banks, with room for one additional transformer bank. In this alternative, a 230/21 kV, 45 MVA transformer bank would be installed at Rossmoor Substation in 2003. This bank would supply two 21 kV circuits that would be routed into the Walnut Creek 21 kV DPA. After these two 21 kV circuits are built, additional capacity would be provided to the Walnut Creek 21 kV DPA by installing a 230/21 kV substation at site B. The proposed capacity work (which includes construction of 19.0 miles of new distribution circuit mainline) would include:

2003: Install a new 230/21 kV, 45 MVA transformer bank at Rossmoor Substation.

Construct a 21 kV distribution feeder from Rossmoor Substation into the northern portion of the Walnut Creek 21 kV DPA.

附錄 A-5

- 2004: Construct a 2nd 21 kV distribution feeder from Rossmoor Substation into the Walnut Creek 21 kV DPA.
- 2006: Construct a new 230/21 kV distribution substation at Site B (a site to be acquired at the intersection of Rudgear Road and Whitecliff Way), initially consisting of one 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and one 21 kV distribution circuit breaker and the construction of a new 21 kV distribution feeder to the northern portion of the Walnut Creek 21 kV DPA.
- 2007: Construct a 4th 21 kV distribution feeder from the substation at Site B.
- 2009: Install a 2nd 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and construct a 5th 21 kV distribution feeder from the substation at Site B.
- 2010: Install a 6th 21 kV distribution feeder from the substation at Site B.

The PVRR for Alternative #4 is \$37,743,000.

Alternative # 5: Provide additional distribution capacity by extending the 230 kV line approximately .5 miles and build a new 230/21 kV substation at site E.

Site E is located near the intersection of Rudgear Road and I-680, directly south of a CalTrans Park and Ride lot, and approximately ½ mile north of the Pittsburg Moraga 230 kV transmission line. It is presently owned by the condominium owners on Vanderslice Court. *??true??* Site E would be designed to accommodate four 230/21 kV 45 MVA transformer banks. The proposed capacity work (which includes construction of *XXX* miles of new distribution circuit mainline) would include:

- 2003: Construct a new 230/21 kV distribution substation at Site E (the ParknRide site), initially consisting of one 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and one 21 kV distribution circuit breaker.

Loop the Pittsburg-Moraga Circuit No. 1 230 kV line into the new substation at Site E via an overhead to underground transition station adjacent to tower *XXX* and approximately ½ mile of double circuit 230 kV from that station to site E.

Convert Rossmoor Substation from a double-tap to a loop configuration by looping the Rossmoor Substation onto the Pittsburg-Moraga No.2 230 kV line. Construct one new 21 kV distribution feeder from the new substation at Site E.

- 2004: Construct a 2nd 21 kV distribution from the substation at Site E.
- 2006: Install a 2nd 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and construct a 3rd 21 kV distribution feeder from the substation at Site E.
- 2007: Install a 4th 21 kV distribution feeder from the substation at Site E.
- 2009: Install a 3rd 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and construct a 5th 21 kV distribution feeder from the substation at site E.
- 2010: Install a 6th 21 kV distribution feeder from the substation at site E.

The PVRR for Alternative #5 is \$42,878,000.

Alternative # 6: Provide additional distribution capacity by extending the 230 kV line approximately .2 miles and build a new 230/21 kV substation at site F.

Site F is located near the recently rebuilt EBMUD Hawthorne Reservoir Water Tank and approximately 1/5 mile south of the Pittsburg Moraga 230 kV transmission line. It is presently owned by ????. Site F would be designed to accommodate four 230/21 kV 45 MVA transformer banks. The proposed capacity work (which includes construction of XX.X miles of new distribution circuit mainline) would include:

- 2003: Construct a new 230/21 kV distribution substation at Site F (the EBMUD Hawthorne site), initially consisting of one 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and one 21 kV distribution circuit breaker.
Loop the Pittsburg-Moraga Circuit No. 1 230 kV line into the new substation at Site E via an overhead to underground transition station adjacent to tower XX/XX and approximately ½ mile of double circuit 230 kV from that station to site F.
Convert Rossmoor Substation from a double-tap to a loop configuration by looping the Rossmoor Substation onto the Pittsburg-Moraga No.2 230 kV line.
Construct one new 21 kV distribution feeder from the new substation at Site F.
- 2004: Construct a 2nd 21 kV distribution from the substation at Site F.
- 2006: Install a 2nd 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and construct a 3rd 21 kV distribution feeder from the substation at Site F.
- 2007: Install a 4th 21 kV distribution feeder from the substation at Site F.
- 2009: Install a 3rd 230/21 kV, 45 MVA transformer bank and construct a 5th 21 kV distribution feeder from the substation at site F.
- 2010: Install a 6th 21 kV distribution feeder from the substation at site F.

The PVRR for Alternative #6 is \$38,358,000.

Other Alternatives Considered:

A detailed study of the use of distributed generation (small and large units) as a means of deferring the 2003 capacity increase is currently underway. The projected 2003 normal area deficiency is projected to be 11.7 MW. To eliminate this projected deficiency for one year through the use of distributed generation would require the rental and siting of at least eight 1.6 MW mobile generating units for five months during the 2003 summer peak load period. As described in DCS Guideline D-G0058, "Evaluating Mobile Distributed Generation", the use of eight 1.6 MW mobile generators for five months may be economical if the deferred capital expenditure is greater than \$8,980,000. The 2003 deferrable capital expenditures for Alternatives #2 through #5 range from \$7,228,000 to \$17,363,000, so the use of distributed generation to defer the capacity increase from 2003 to 2004 might be economically feasible.

Alternative 2 through 6 all require construction of a new 230/21 kV substation, three new 230/21 substation transformer banks, and six new 21 kV distribution feeders over the next ten years. Alternative 2, the preferred alternative, requires 12.6 miles of new

附錄 A-7

distribution feeder mainline. The other alternatives require from 19 to 21 (*revise to add sites D & F*) miles of new mainline.

In addition to the detailed alternatives discussed above, possible feeders from Research and from Tassajara were considered, and various combinations of capacity additions were evaluated. These alternatives generally require very long feeders and none of them was more economic than the preferred alternative.

Key Issues and Risks

- 1) Existing area capacity options will be exhausted by the year 2002, resulting in a projected 11.7 MW normal area overload during the 2003 summer peak load period. To meet the required operating date of June 1, 2003, PG&E must successfully obtain a PTC or a CPCN from the California Public Utilities Commission and begin construction by the Fall of 2002. Deviations from this schedule may impact electric service in the Walnut Creek 21 kV DPA.
- 2) The construction of a new substation is likely to be opposed by local interest groups and may attract media attention. Coalition building and coordination efforts with community leaders and governmental officials will be required. It is possible that construction of a new substation will be allowed only if steps are taken to mitigate its impact.
- 3) The load projections for the Walnut Creek 21 kV DPA are based on historical area loads from 1994 through 2000. As future summer area peak loads become available the load growth studies will be updated to confirm the timing and magnitude of the proposed distribution capacity increases. Accordingly, the project economics of the planned distribution capacity increases will also be reviewed.
- 4) Distributed generation may prove to be a viable option, resulting in deferring the required capacity addition one or more years. A study to determine DG's feasibility and to locate potential sites is underway.

Project Management

Project Sponsor	Utility Operations - Engineering & Planning	Shan Bhattacharya
Asset Manager	Electric T&D Engineering	Kevin Dasso
Project Manager	Project Management	Garrett Grider

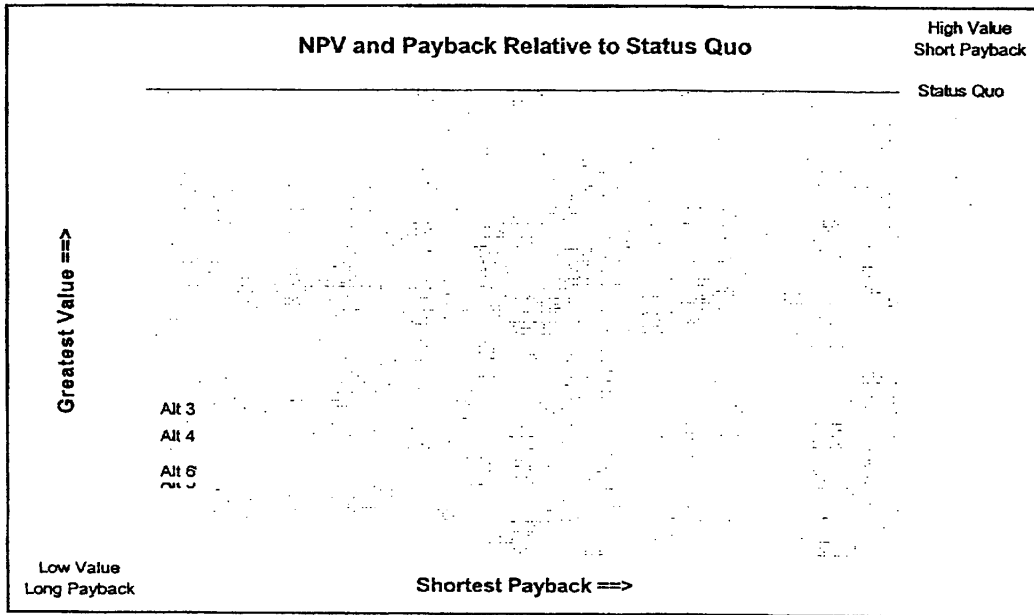
Economic Evaluation
Walnut Creek 21 kV DPA - 2003 Distribution Capacity Project

Summary of Analysis for 20-year Study Period (\$000)

Alternative	Cash Flow Measures *			PVRR **
	NPV	ROE	Payback (years)	
1. Status Quo	0	-	-	0
2. Construct new 230/21 kV Substation at Site B	-20,479	n/a	never	34,564
3. Construct new 230/21 Substation at site A	-20,609	n/a	never	34,784
4. Additional capacity at Rossmoor, then site B	-22,362	n/a	never	37,743
5. Construct new 230/21 kV Substation at Site E	-25,405	n/a	never	42,878
6. Construct new 230/21 kV Substation at Site F	-24,659	n/a	never	41,618

* Net present value of cash flow is the primary cash flow measure.
 Return on equity and payback period are measured relative to status quo.

** Present value of revenue requirements is the primary financial measure for cost-of-service regulated projects.



Jim Sanborn
 jsanalysis.esp

Discount Rate: 7.7%
 EASOP 99 Released 3/99

Beginning of Study: 2001
 Cost Estimate Date: 2000

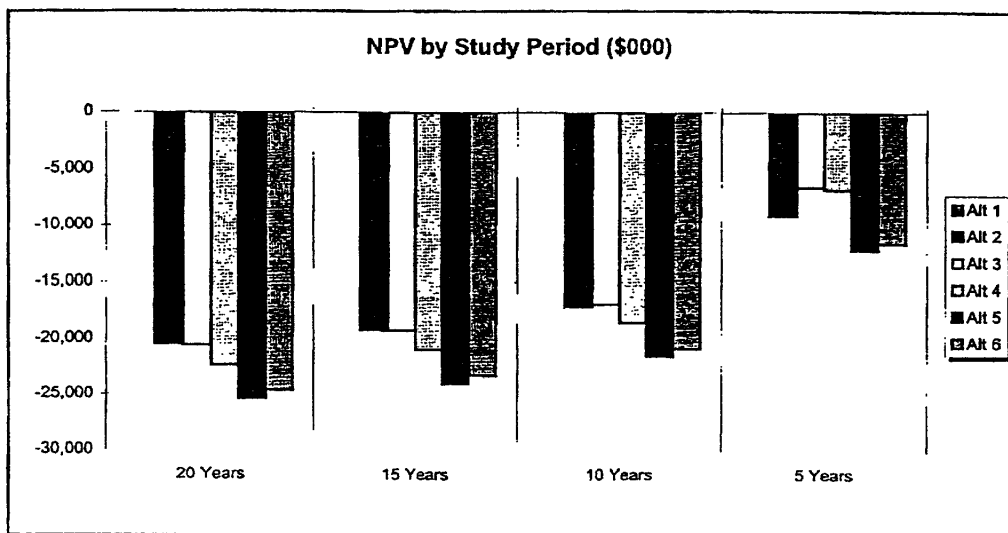
附錄 B-2

Sensitivity of Analysis to Study Period (\$000)

Alternative	NPV for Various Study Periods *			
	20 Years	15 Years	10 Years	5 Years
1. Status Quo	0	0	0	0
2. Construct new 230/21 kV Substation at Site B	-20,479	-19,266	-17,138	-9,132
3. Construct new 230/21 Substation at site A	-20,609	-19,287	-16,956	-6,559
4. Additional capacity at Rossmoor, then site B	-22,362	-20,992	-18,569	-6,778
5. Construct new 230/21 kV Substation at Site E	-25,405	-24,034	-21,581	-12,180
6. Construct new 230/21 kV Substation at Site F	-24,659	-23,301	-20,876	-11,549

Alternative	PVRR for Various Study Periods *			
	20 Years	15 Years	10 Years	5 Years
1. Status Quo	0	0	0	0
2. Construct new 230/21 kV Substation at Site B	34,564	32,516	28,925	15,413
3. Construct new 230/21 Substation at site A	34,784	32,551	28,618	11,071
4. Additional capacity at Rossmoor, then site B	37,743	35,430	31,340	11,440
5. Construct new 230/21 kV Substation at Site E	42,878	40,564	36,424	20,556
6. Construct new 230/21 kV Substation at Site F	41,618	39,326	35,235	19,492

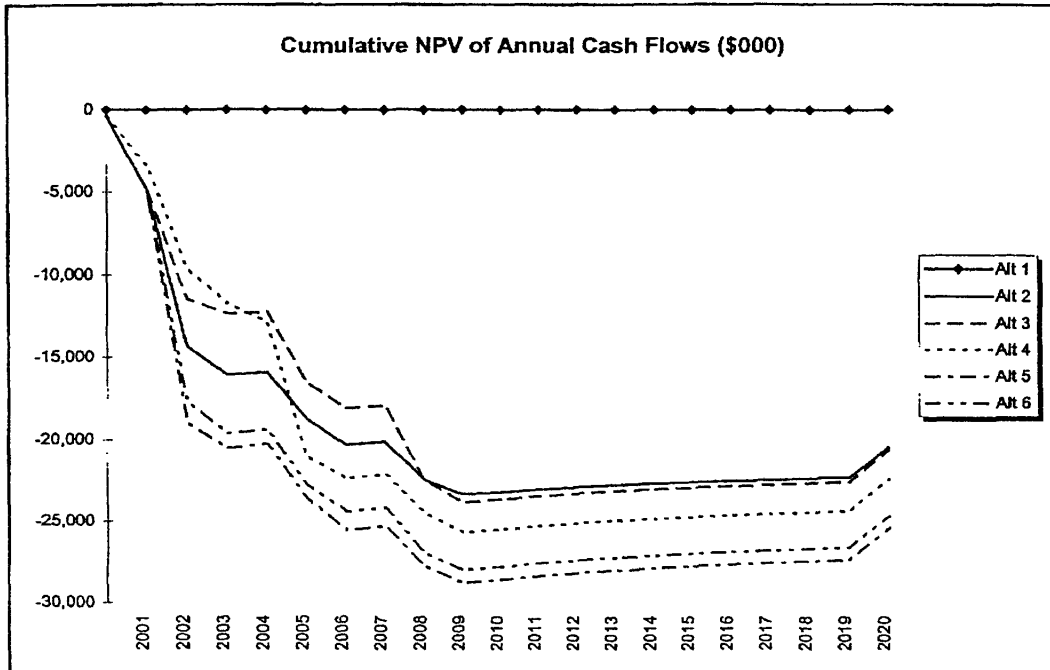
* Project alternatives may not provide equivalent levels of service over different study periods. Present values assume remaining tax basis for each alternative is written off at the end of the study periods.



附錄 B-3

Annual Cash Flows over 20-year Study Period (\$000)

	Cash Flows for Alternatives at Year End					
	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6
Initial Investment		-369	-369	-369	-369	-369
2001		-4,708	-4,708	-3,154	-4,708	-4,708
2002		-11,164	-7,765	-7,261	-16,473	-14,973
2003		-2,176	-1,137	-2,689	-1,957	-2,456
2004		228	140	-1,516	349	319
2005		-4,102	-6,199	-11,806	-4,750	-4,800
2006		-2,413	-2,488	-2,148	-3,197	-2,702
2007		308	276	423	421	401
2008		-4,183	-8,098	-4,257	-4,322	-4,943
2009		-1,825	-2,828	-2,454	-2,071	-2,105
2010		368	444	461	469	462
2011		368	450	460	470	462
2012		341	410	419	438	430
2013		316	374	382	408	400
2014		297	346	360	386	378
2015		283	325	344	370	361
2016		270	305	329	356	346
2017		263	295	320	347	337
2018		259	291	315	342	333
2019		257	288	312	340	331
2020		8,000	8,772	8,933	8,660	8,639
Breakeven Point (years before +)	never	4	4	7	4	4
Simple Payback Period Relative to Alt 1	never	never	never	never	never	never
Discounted Payback Period Relative to Alt 1	never	never	never	never	never	never



附錄 B-4

Annual Book Value (\$000)

	Book Value at Year End *					
	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6
Initial Investment	0	369	369	369	369	369
2001	0	5,074	5,074	3,520	5,074	5,074
2002	0	16,189	12,791	10,748	21,498	19,998
2003	0	18,044	13,689	13,226	23,003	22,039
2004	0	17,594	13,390	14,565	22,379	21,449
2005	0	21,480	19,429	26,199	26,847	25,982
2006	0	23,545	21,583	27,861	29,601	28,256
2007	0	22,858	20,979	27,040	28,686	27,391
2008	0	26,668	28,758	30,890	32,520	31,871
2009	0	27,972	31,028	32,777	33,939	33,337
2010	0	27,062	30,036	31,702	32,779	32,207
2011	0	26,151	29,043	30,627	31,619	31,077
2012	0	25,240	28,050	29,551	30,459	29,947
2013	0	24,330	27,057	28,476	29,299	28,817
2014	0	23,419	26,064	27,401	28,139	27,687
2015	0	22,508	25,071	26,326	26,979	26,557
2016	0	21,598	24,078	25,251	25,819	25,427
2017	0	20,687	23,085	24,175	24,659	24,296
2018	0	19,776	22,092	23,100	23,499	23,166
2019	0	18,866	21,099	22,025	22,339	22,036
2020	0	0	0	0	0	0

- * Book value shows the net unrecovered book investment at standard book depreciation rates. This measure supplements both payback and NPV by study period for assessing the duration of investment risk.

Annual Earnings for Common Stock (\$000)

	Earnings Available for Common Stock *					
	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6
2001	0	-10	-10	-10	-10	-10
2002	0	-140	-140	-97	-140	-140
2003	0	-631	-481	-417	-866	-800
2004	0	-725	-529	-534	-950	-906
2005	0	-714	-521	-572	-934	-891
2006	0	-893	-793	-1,092	-1,142	-1,101
2007	0	-998	-901	-1,185	-1,281	-1,218
2008	0	-981	-886	-1,164	-1,259	-1,197
2009	0	-1,163	-1,242	-1,349	-1,446	-1,412
2010	0	-1,239	-1,363	-1,454	-1,533	-1,501
2011	0	-1,220	-1,341	-1,430	-1,509	-1,477
2012	0	-1,201	-1,318	-1,406	-1,485	-1,454
2013	0	-1,183	-1,296	-1,383	-1,462	-1,431
2014	0	-1,165	-1,276	-1,363	-1,440	-1,410
2015	0	-1,148	-1,257	-1,343	-1,419	-1,389
2016	0	-1,132	-1,238	-1,324	-1,398	-1,368
2017	0	-1,116	-1,221	-1,305	-1,378	-1,349
2018	0	-1,101	-1,204	-1,287	-1,359	-1,330
2019	0	-1,084	-1,187	-1,268	-1,337	-1,309
2020	0	-8,489	-9,877	-10,355	-10,581	-10,403

- * Earnings are estimated using simplified financial accounting and ratemaking assumptions. Earnings estimates for projects over \$10 million should be reviewed by Financial Planning & Analysis.