

出國報告（出國類別：考察）

參加美國電機及電子工程師學
會年會與考察美國 **UTA** 能源系統研
究中心及美國 **ERCOT**

公務機關：台電系統規劃處

姓名職稱：張忠良處長

派赴國家：加拿大及美國

出國期間：102. 7. 19~102. 8. 1

報告日期：102. 9. 6

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：參加美國電機及電子工程師學會年會與考察美國 UTA 能源系統研究中心及美國 ERCOT

頁數 69 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/2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

張忠良/台灣電力公司/系統規劃處/處長/2366-6890

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：102 年 7 月 19 日~102 年 8 月 1 日 出國地區：加拿大及美國

報告日期：102 年 9 月 6 日

分類號/目

關鍵詞：美國電機電子工程師學會(IEEE PES)、德州電力可靠度委員會(ERCOT)、機率規劃(probabilistic planning)

內容摘要：(二百至三百字)

本報告為參加美國電機電子工程師學會(2013 IEEE PES)年會及考察美國(UTA)能源電力系統中心及美國 ERCOT。電機電子工程師學會年會中，年會主題為「形塑未來能源工業」，主要著眼於二十一世紀，再生能源所帶來的發電新組合及其引發各種對電力系統之影響與挑戰。

會議中參訪當地 BC Hydro 電力公司，了解電網規劃與管理作為、用戶併網流程、電網新技術應用與電網機率規劃初步應用等議題。

會議結束後，順道赴美向目前擔任本公司的電力代輸諮詢委員李偉仁和黃舜賢博士請益，在各項輔助計費方式上商議更簡化與符合國情要求的作法。此外，亦收集到若干美國德州 ERCOT 網站有關電力規劃準則、電力代輸費率、含收費相關規則條文資料，將做後續進一步研析。

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

報告內容

| | |
|--|----|
| 一、出國緣由與目的..... | 1 |
| 二、出返國行程..... | 3 |
| 三、心得與建議..... | 4 |
| 四、參加美國電機電子工程師學會年會摘要..... | 9 |
| 4-1 IEEE 會議摘要介紹..... | 9 |
| 4-1-1 主管會議(Super Session)..... | 10 |
| 4-1-2 會員會議(Plenary Session)..... | 10 |
| 4-1-3 委員會會議(Committee Session)..... | 10 |
| 4-1-4 技術會議(technical Session)..... | 12 |
| 4-1-5 壁報會議(Poster Sessions)..... | 12 |
| 4-1-6 講授課程(Tutorials)..... | 12 |
| 4-1-7 論文討論(Paper Forums)..... | 13 |
| 4-1-8 技術參訪(Technical Tours)..... | 13 |
| 4-2 IEEE 會議年會心得..... | 14 |
| 4-2-1 形塑 BC Hydro's 公司輸電及配電的今日與未來..... | 14 |
| 4-2-2 電網彈性與智慧電網..... | 15 |
| 4-2-3 在持續發展中電能工業的保護和控制之未來..... | 16 |
| 4-2-4 BC Hydro 用戶併網收費事宜..... | 17 |
| 4-2-5 基於機率潮流的輸電線路利用率計算方法及其在電網擴展規劃中的應用..... | 21 |
| 4-2-6 在 BC Hydro 輸電系統機率規劃的方法及例子..... | 34 |
| 五、考察美國 ERCOT 及美國 UTA 能源系統研究中心..... | 49 |
| 5-1 德州電力可靠度委員會(ERCOT)簡介..... | 49 |
| 5-2 美國 UTA 能源系統研究中心簡介..... | 62 |

圖目錄

| | |
|--------------------------|----|
| 圖 4.1 目前輸電網規劃圖..... | 21 |
| 圖 4.2 國外輸電網規劃圖..... | 22 |
| 圖 4.3 輸電線路利用率計算流程圖..... | 24 |
| 圖 4.4 年負載持續曲線..... | 25 |
| 圖 4.5 新英格蘭 39 個 BUS..... | 28 |
| 圖 4.6 既設區域系統圖..... | 42 |
| 圖 4.7 系統強化替代案一系統圖..... | 42 |
| 圖 4.8 系統強化替代案二系統圖..... | 43 |
| 圖 4.9 系統強化替代案三系統圖..... | 44 |
| 圖 4.10 該區負載預測圖..... | 44 |
| 圖 5.1 ERCOT 區域負載預測圖..... | 50 |
| 圖 5.2 UTA 能源中心..... | 62 |

表目錄

| | |
|------------------------------------|----|
| 表 4.1 BC HYDRO 輸電併網資訊需求表(1/3)..... | 17 |
| 表 4.1 BC HYDRO 輸電併網資訊需求表(2/3)..... | 18 |
| 表 4.1 BC HYDRO 輸電併網資訊需求表(3/3)..... | 18 |
| 表 4.2 新英格蘭線路資料表..... | 29 |
| 表 4.3 各條線路利用率..... | 31 |
| 表 4.4 停電成本..... | 45 |
| 表 4.5 總投資成本(\$M)..... | 45 |
| 表 4.6 折現率機率分布..... | 45 |
| 表 4.7 EDC 指標..... | 46 |
| 表 4.8 電能損失成本..... | 46 |
| 表 4.9 投資成本及 OMA 成本..... | 46 |
| 表 4.10 淨現值..... | 47 |
| 表 5.1 可靠度規定..... | 57 |

一、出國緣由與目的

美國電機及電子工程師學會(Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE)，每年定期針對不同電力領域主題舉辦年會，參與者眾。本屆 2013 年電力年會主要特色如下：輸電系統效率及可靠度改善；電力系統在保護、自動化及控制方面之創新及提昇；多能源發電組合策略：解決 21 世紀能源生產之挑戰。值此電網業務管理革新之際，奉派出席本屆年會，可藉此瞭解目前各國電業現階段發展趨勢，俾對公司業務精進有所助益。

目前本處負責主辦「電業自由化因應策略小組-代輸與調度分組」及電力代輸費率估算及相關議題工作，因各相關單位對實務操作仍缺乏整體瞭解與經驗，而今年上半年公司邀請國際學者專家諮詢相關工作，其中美國德州大學阿靈頓分校(University of Texas at Arlington)能源系統研究中心及美國德州可靠度委員會(Electric Reliability Council of Texas, ERCOT) 電業自由化之研究及經驗豐富。該兩機構成員亦應邀擔任本公司電力代輸業務諮詢委員，本次順道訪察，並將

在本公司下半年所舉辦之諮詢會議上，做進一步的討論與處理，以利業務開展。

二、出返國行程

(一)行程 1(參加美國電機電子工程師學會年會行程)：

■ 102/7/20 台北 TAIPEI → 溫哥華 Vancouver

■ 102/7/21 ~ 102/7/25 參加美國電機電子工程師學會年會(2023 IEEE PES)

(二)行程 2(考察美國 UTA 能源系統研究中心行程)：

■ 102/7/25 加拿大溫哥華 Vancouver → 102/7/25 德州阿靈頓 Arlington

■ 102/7/26 ~ 102/7/26 考察德州 UTA 能源系統研究中心電力代輸相關議題

(三)行程 3(考察德州 ERCOT 行程)：

■ 102/7/26 阿靈頓 Arlington → 102/7/27 奧斯汀 Austin

■ 102/7/27 ~ 102/7/29 考察德州 ERCOT 實施電業自由化及輸電費率計價經驗。

(四)返程：

■ 102/7/30 ~ 102/8/1 奧斯汀 Austin → 洛杉磯 Los Angeles → 台北 Taipei

三、心得與建議

當前本公司營運遭逢前所未有的嚴峻形勢，其中，電價遲未合理調整，營運虧損不斷攀高；核四公投懸而未決，電力供應變數重重；電業改造重新啟動，經營型態罔然不同，我輩唯有創新思維，因勢利導，重現台電光明。本次奉派出國考察，心中常存降低成本與創造價值之念，把握機會與各方對話請益，以下心得與建議或可供本公司參採。

(一)本次年會主題為「形塑未來能源工業」，主要著眼於二十一世紀再生能源所帶來的各種可能的發電新組合及其所引發對電力供應與營運上的各種挑戰，例如間歇性管理和双向潮流流動。此外，數位技術應用所產生的資通安全議題；電網保護、自動化和安全方案的提昇；再生能源、電動車與大型儲能裝置提高效率的整合設計和農村及偏遠地區供電新技術等都是未來各方關注與發展的重點。

(二)在電網業務革新方面，美國電力科學研究院以「電網彈性與智慧電網」發表專題演講，指在極端氣候事件與基礎設施老化等變異條件下，維持電網可靠度的有效作法，是透過智慧電網與大量資料分析，提升網路基礎設施的性能，使之更具

彈性因應。彈性策略分為預防、恢復和客服三方面，預防措施為既有與新技術的整合應用，包括線路設計、防水處理和異狀管理；迅速反映與恢復的措施包括環境示警和先進配電管理；客服作法在於瞭解用戶的期待，例如開發事故報告 APP 軟體、現場人力配置、媒體處理、無人化設備和 AMI 輔助應用等。此外，加拿大卑斯省水電公司(B.C. Hydro)副總經理也在會中演說提及為求快速及動態反應環境、市場、技術與服務的變化與要求，該公司輸配電部門從流程、人力和技術等面向檢討，提出新營運模式，包括資產與資源規劃、用戶連接、工作管理和承商的配置與策略等，並從長遠價值與風險的利益來部署智慧電網方案。

(三)在電網保護與控制技術方面，SEL 公司創辦人發表演說指出雖然電網監控、保護與控制技術在過去二十年已有重大改變，但隨著間歇性和電子式電源及恆功率負載(如電動車、充電站、資料中心主機和平板電視)的不斷增加，以及對高風險事故的損害控制，電網穩定性的調控技術水準需要拉高，能源控制中心進化的發展方向是各種控制系統的時間協調、立即性的反應、以狀態變數為主的控制技術、分散式控制技術與孤島運轉方案，其中分散式控制指有些系統分析與決策工作，不

必集中在中央調度中心來做，可分散至各區域調度中心來運算及決策，提升調度控制性能，並減少大量資料傳輸的通信負擔。

(四)本次年會在加拿大溫哥華舉行，會議期間並和當地卑斯省水電公司電網部門主管及專家晤談共同關切業務，並有下列見聞與觀察：

- 1、該公司約於 8 年前分割成發電與輸配電兩家省營公司，獨立營運，分割目的為開放輸電服務，以提供跨省及跨國之輸電服務要求。今年 4 月再度合體為單一省營垂直綜合電業，原因據悉為代輸合約案件不多和降低成本所致。
- 2、該公司系統規劃處(Transmission & Station Planning)隸屬於輸配電部門一資產投資管理執行副總之下，平行單位包括資源策略與管理、互連及共同資產、資產投資優化和風險與商務策進等部門。系統規劃處下設電力系統模型與分析、性能規劃、投資規劃和變電所規劃部門及總規劃工程師與行政助理等。
- 3、該公司對於特高壓工業用戶(5,000kW, 69kV 以上)申請用電併網的供電服務，採取兩階段作業。第一階段為概念評估，不收費，作業時間為 4~6 週，主要提供既有輸電可用容量

意見、併網檢討方法和可能涉及的系統改變與擴充等事項。

第二階段要收費，並區分為系統衝擊檢討、設備檢討與施工三項流程。系統衝擊檢討上按照所需人力工時費用收費，作業時間為 3 至 5 月。設備檢討需與用戶簽訂設備合約，用戶提出正式併聯申請，電網部門檢討後提出併聯點明確詳細的技術規格，一般需時 4 至 6 個月。最後則為委辦施工和檢驗送電。該公司與本公司作法不同之處為供電方式檢討要收費，作業時間較長和可代辦用戶自備變電所工程。

- 4、加拿大卑斯省電網二十年前就以溫度及風速的實際值或估計值，取代設計值，從而提高運轉送電容量至少二成，該公司表示這種簡單方法，幾乎不需增加太多投資就可先行取得明顯效益。
- 5、加拿大卑斯省電網營運上，有兩項獨步全球且有應用成效之技術，皆由華裔專家領導開發。其一，為把特殊保護系統融入調度中心的能量管理系統運作，從而實現更協調、更優化的電網控制，在安全有保障下創造出更多電網經濟效益，這項技術迄今仍由台灣移民過去的白晶總規劃工程師總其成，渠表示願意為台灣電網效勞的意願。其二，為

完整建立輸變電設備長期故障資料庫，並據此開發後續在電力規劃隨機方法的一系列應用程式，這套系統由原籍中國重慶市的李文遠先生開發，李君已與本年 9 月退休，白晶先生熱情牽線，希望有助台灣。

(五)本次會議結束後，順道赴美向目前擔任本公司電力代輸諮詢委員的李偉仁和黃舜賢博士請益，在各項輔助計費方式上商議更簡化與符合國情要求的作法，目前電力調度處已接續與渠等近一步研商並預定於 11 月召開之第二次諮詢會議再作定奪。此外，亦收集到若干美國德州 ERCOT 網站有關輸電規劃準則、電力代輸費率、含收費相關規則條文資料，將做後續進一步研析。

(六)本次年會高達 3,000 多人參加，為近 10 年人數最多一次，在地的電力公司出動大批志工協助處理會務，會議主辦非常成功，惟美中不足之處，各會議會場分散至四週場地，並非集中一地方，與會人員需費時奔波。

四、參加美國電機電子工程師學會年會摘要

此次 IEEE 2013 年 PES 年會主要主題為「形塑未來電力工業」議題上，提供新的見解、創新的理念和一些最困惑的和重要問題的答案，並專注在關於現今電力系統與能源工業的發展。本次會議內容主要類別如下：

- ◆ 技術類別資訊概要，包括主管會議(Super Session)，和其他分類的會議(如 panel sessions, paper sessions, poster session 與 paper forums)等議題。
- ◆ 個別詳細的 technical session 與技術工作，如本次年會中之教學課程(tutorials)，技術導遊(technical tours)等。
- ◆ 同伴的行程類別(companions' program)
- ◆ 學生行程類別(student program)
- ◆ 委員會會議(committee meeting)
- ◆ 報告者行程類別(presenters)

4-1 IEEE 會議摘要介紹

本次 IEEE PES 年會中舉辦許多不同技術議題，以下簡要說明如下。

4-1-1 主管會議(Super Session)

本次年會中有多種型式會議，如(paper, panel, poster, short course, tutorial, super session)，主要 Super Session 議題如下：極端事件管理、電力系統(GMD)地磁擾動事件的影響、電力系統在保護、自動化及控制方面之創新及提昇、對農村和偏遠社區的電力供應、輸電系統效率和可靠度改善、多能源發電策略：解決 21 世紀能源生產之挑戰等 6 個議題。

4-1-2 會員會議(Plenary Session)

本次會員大會主要由 PES 主席 Dr. Noel Schulz 主持，並邀請 BC Hydro 公司輸電及配電執行副總 Dr. Greg Reimer、EPRI 電力傳輸諮詢部門副總 Dr. Mark McGranaghan 及 Schweitzer Engineer Laboratories 公司 (SEL) 總裁 Dr. Schweitzer 三位擔任主講人，主講相關題目，並同時接受與會人員提問，介紹相關未來能源工業發展。

4-1-3 委員會會議(Committee Session)

技術會議於此年開會期間每天都有委員會會議，總計 IEEE 的委員會計有 17 項：

- ◆行政委員會(ADMINISTRATIVE COMMITTEE)
- ◆電機機械委員會(electric machinery committee)
- ◆能源技術協調委員會(emerging technologies coordinating committee)
- ◆能源發展與發電委員會(energy development and power generation committee)
- ◆電力工程教育委員會(power engineering education committee)
- ◆電力系統分析、計算與經濟委員會(power system analysis, computing, and economics committee)
- ◆電力系統通訊委員會(power system communications committee)
- ◆電力系統動態性能委員會(power system dynamic performance committee)
- ◆電力系統建造與量測委員會(power system instrumentation and measurements committee)
- ◆電力系統運轉委員會(power system operations committee)
- ◆系統規劃與實現委員會(power system planning and implementation committee)
- ◆系統電驛委員會(power system relaying committee)
- ◆變電所委員會(substations committee)
- ◆突波保護委員會(surge protective device committee)
- ◆變壓器委員會(transformers committee)

- ◆輸電及配電委員會(transmission and distribution committee)
- ◆其它委員會(自動化、風力、電力市場、整合分散式電源及未來能源發展等議題)(multiple committee)

4-1-4 技術會議(technical Session)

技術會議於此年會中包含許多完整的技術論文發表與相關技術摘要說明，主要從 7.22(星期一)下午及晚上與 7.23~7.25(星期二~星期四)每天早中晚各時段舉行。其技術議程共包括多項技術議題討論，可供與會者相互討論與學習觀摩。內容包括 Super Sessions(SS)、Panel Sessions(PN)、Paper Sessions(PP)、Paper forums(PF)、Poster Session(P0)、Tutorials(T)與 Technical Tours(TT)等技術議題。

4-1-5 壁報會議(Poster Sessions)

此會議主要於 7.22(星期一)晚上 5:00P. M. ~7:00P. M. 召開，主要參與人員為各界工商學界人員，並邀集上百作者出席，提供相關著作及論文配合展出。

4-1-6 講授課程(Tutorials)

IEEE PES 2013 年會中共舉行 13 場講授課程，每天 1~2

場為整天或半天的課程，聘請大學知名教授、有經驗之電力公司、顧問公司及製造廠共組成授課小組講課。

4-1-7 論文討論(Paper Forums)

從 7.22~7.25 為期四天，連續安排相關技術論文報告與討論，每天按不同主題安排讓作者簡報，並與參加者面對面溝通討論，交換彼此心得與經驗。

4-1-8 技術參訪(Technical Tours)

此次年會 PES 於 7.22~7.24 三日內安排 3 項不同技術參訪活動，參加者必需自行報名繳費。本年會安排之技術之旅，計如下：

- (一)7.22 (星期一)之 1:30 P.M. ~4.30P.M.，參訪 Powerex 公司能源貿易中心。
- (二)7.23(星期二)之 12:30 P.M. ~4.00P.M.，參訪英屬哥倫比亞大學能源永續發展之旅。
- (三)7.24(星期三)之 5:00 P.M. ~8.30P.M.，技術參訪 BC Hydro 公司系統控制中心。
- (四)7.24(星期三)之 12:30 P.M. ~4.00P.M.，參訪 BC Hydro 公司。

4-2 IEEE 會議年會心得

本次 IEEE PES 年會，以未來電力工業發展主軸下，所舉辦之年會主要議題，以下將簡介會員會議(Plenary session)及電網機率規劃兩部分進行說明。

4-2-1 形塑 BC Hydro's 公司輸電及配電的今日與未來

本篇文章是由 BC hydro 公司輸電及配電執行副總 Dr. Greg Reimer 演講，內容概述如下。

加拿大 BC Hydro 公司與北美電力公司大多數電力建設類似，在 20 世紀前半世紀建設大量輸電及配電等設施。

雖然 BC Hydro 公司既有電力設施及運轉流程，已供用戶良好服務，但是對於不斷變化的輸電及配電電網架構來說，我們電力系統明顯的需要保持彈性來因應其變化。BC Hydro 公司對於輸電及配電方面須著重兩個方面，「今日與未來」。

BC Hydro 公司廣泛的檢視流程、員工、技術及正在運作的模式，經由跨組織的工作流程包含資產和資源規劃、客戶連結、工作管理及承商策略及佈署，今日 BC Hydro 輸電及配電業務著手改造，成為更有效率組織。

展望未來，BC Hydro 公司在輸電及配電未來藍圖上採取

策略性的方法，評估長期科技的影響。考量價值、風險組織及客戶方面，BC Hydro 公司務實利用智慧電網來提出解決策略。在智慧電表、電力設施項目中，部署了配電管理系統和相關配電自動化設備。

利用這些新技術和組織流程改進組合，提供 BC Hydro 公司建立未來幾年的輸電及配電業務的基礎。

4-2-2 電網彈性與智慧電網

本篇文章由 EPRI 電力傳輸諮詢部門副總 Dr. Mark McGranaghan 報告。

電網的彈性是指因應不同方面衝擊下的能力。同時對所有用戶而言，電力供應可靠度比以往其他電力系統問題都更為重要，而如同因日益增大範圍的極端氣候及設備老化的問題，所引起維持電力系統可靠度為主要挑戰。EPRI 處理電網彈性問題概述三個部分-預防、恢復和客服能力的處理方法。當發展最佳策略投資改善電網彈性，需特別注意上述三個觀點。

預防措施為既有與新技術的整合應用，包括線路設計、防水處理和異狀管理，迅速反映與恢復的措施包括環境示警和先進配電管理，客服作法在於瞭解用戶的期待，例如開發事故報告 APP 軟體、現場人力配置、媒體處理、無人化設備

和 AMI 輔助應用等。

我們將著眼於全面方法來最佳化電網彈性的投資，特別強調智慧電網的作用。智慧電網和數據分析，改善在電網設備上其他投資效能，其結果改進所有電壓層級的效能。

4-2-3 在持續發展中電能工業的保護和控制之未來

本篇文章由 Schweitzer Engineer Laboratories 公司總裁 Dr. Schweitzer 概述。

電力公司憑藉監測、保護及控制的科技技術來為達到可靠、安全及有效率的目標。這些技術已經在過去的二十年已有重大改變，並繼續在能源行業藍圖下持續演變。在 Dr. Schweitzer 的主題演講中，他提供保護控制的歷史回顧及分享他的觀察未來幾年中技術進展。

隨著間歇性和電子式電源及恆功率負載(如電動車、充電站、資料中心主機和平板電視)的不斷增加，以及對高風險事故的損控，電網穩定性的調控技術水準需要拉高，能源控制中心進化的發展方向是控制時間的協調、立即性的反應、狀態變數的控制技術和分散控制與孤島運轉不必集中在中央調度中心來做，可分散至各區域調度中心來運算及決策，進而減少大量資料傳輸的通信負擔。

表 4.1 BC HYDRO 輸電併網資訊需求表(2/3)

BChydro

Transmission Connection Information Request Form

Type of Information Requested:

| | |
|---|--------------------------|
| Step 1 Conceptual Review (no estimate) | <input type="checkbox"/> |
| Step 2 System Impact Study Estimate (level of accuracy +100/- 50%) | <input type="checkbox"/> |
| Step 3 Facilities Study Estimate (level of accuracy determined by BC Hydro) | <input type="checkbox"/> |

Key Milestones: (dates)

Expected In Service Date: _____

Construction Power Requirements: _____

Other Comments: _____

| Load Staging (in MW) | In service date | Description |
|----------------------|-----------------|-------------|
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

LOAD INTERCONNECTION STUDY CHECK LIST

Item 1 -- A completed *Customer Interconnection Request Form* (see above).

Item 2 -- Customer's substation *A.C. Electrical One-line diagram(s)*. Drawings submitted should be no larger than "B size" (11 x 17 inches), unless legibility is demonstrated to be a problem. An electrical one-line diagram should show the connections of all substation equipment. It shall serve as a supplement to the *Customer Interconnection Request Form*. Where there are multiple Electrical One-Line Diagrams, the customer must submit an overall One-line diagram which clearly summarizes the plant distribution substations, connected motor and static loads, var support (capacitor banks or reactors), and any other major equipment (ie transformers).

Item 3 - Customer's substation *P&C One-line diagram(s)*. It should contain, or be accompanied by, the proposed service entrance fuse size or proposed relay settings. Drawings submitted should be no larger than "B size" (11 x 17 inches), unless legibility is demonstrated to be a problem.

BC Hydro
Load Interconnections
Suite 900 - 4555 Kingsway, Burnaby BC V5H 4T8
Tel: (604) 453-6295

表 4.1 BC HYDRO 輸電併網資訊需求表(3/3)

BChydro

Transmission Connection Information Request Form

Item 4 - Customer substation *Site Plans*. The site plan must show details of the primary electrical installation. The plan shall show the location and orientation of the substation relative to the customer's plant and the proposed transmission tap point.

Item 5 – Equipment data
In additions to the information provided on the A.C. Electrical and P&C Electrical One-line diagram please provide the information below if not shown on the diagrams:

Motor data:

- Motor size
- Motor Control details (VFD, Bypass at speed, Continuous Inserted Rated)
- Size of power factor correcting capacitors installed

Surge arresters characteristics:

- Manufacturer type
- Surge arrester rating (kV)
- MCOV rating (kV)
- Energy absorption capability

| | Conceptual Review | System Impact Study | Facilities Study |
|---------------|-------------------|---------------------|------------------|
| Item 1 | Req'd | Req'd | Req'd |
| Item 2 | If available | Req'd | Req'd |
| Item 3 | n/a | n/a | Req'd |
| Item 4 | n/a | Req'd | Req'd |
| Item 5 | n/a | Req'd | Req'd |

Document list:

| |
|--|
| |
| |
| |

(二)併網需求：客戶併連 BC Hydro 公司輸電網路，需符合一般性的技術需求外。亦須滿足併網報告中之須符合之要求，下列將介紹輸電併網的程序：

1、初步審查：BC Hydro 公司提供一些建議如某些地區的可用容量(電力充裕地區)、併網至 BC Hydro 公司的方法及涉及潛在的電力系統更改和升級。

所需花費：不需；所需時間：約為4~6週。

2、系統衝擊檢討：BC Hydro 公司的報告包含研究客戶負載加入系統之衝擊、確認併網的選擇。這份研究也定義設備的需求、成本及經濟可行性選項的時限。BC hydro 公司其成本計算是根據電費來計算：不論是電網擴建(BTE)、系統強化(SR)或兩者組合。

所需花費：客戶負擔所有研究成本；

所需時間：平均約 3~5 個月，取決於專案及資源可用複雜性。

3、設備研究：BC Hydro 公司報告包含，對於客戶所選擇的連接方式，來定義需求技術細節。亦提供精確成本估算和高階專案規劃。

◆BC Hydro公司與客戶簽定設備合約

◆客戶須允諾提供併網所須的相關正式文件。

◆客戶須提供財務擔保如現金支付如基本電網擴建及為系統安全建設系統強化部分。

所需花費：客戶負擔所有研究成本

所需時間：平均約4~6個月，取決於專案及資源可用複雜性。

4. 履行/實施：BC Hydro 公司實行併網工作。包含設計細節、工程設計及採購主要設備、建造及試運轉等。

◆BC Hydro公司裝置電表為計算能量。

◆BC Hydro公司與客戶簽定電力供應合約(ESA)。

所需花費：客戶須承擔財務保證於BTE及SR在施作工程前。

所需時間：平均約6個月到3年，取決於專案及資源可用複雜性。

(三)結語：本公司目前可參考 BC Hydro 公司來開闢財源，針對客戶併聯 BC Hydro 公司輸電網路上，客戶除可負擔系統衝擊檢討費用外，另有關設備研究、工程設計及試運轉等亦可提供相關服務以增加公司財源及技術深耕。

4-2-5 基於機率潮流的輸電線路利用率計算方法及其在電網擴展規

劃中的應用

(一) 背景說明

本篇文章為埃森哲公司總監張沛博士所發表。目前電網規劃指標可分為三大類，可靠性、經濟性及靈活性，但很少了解電網建設後輸電線路之利用情況。

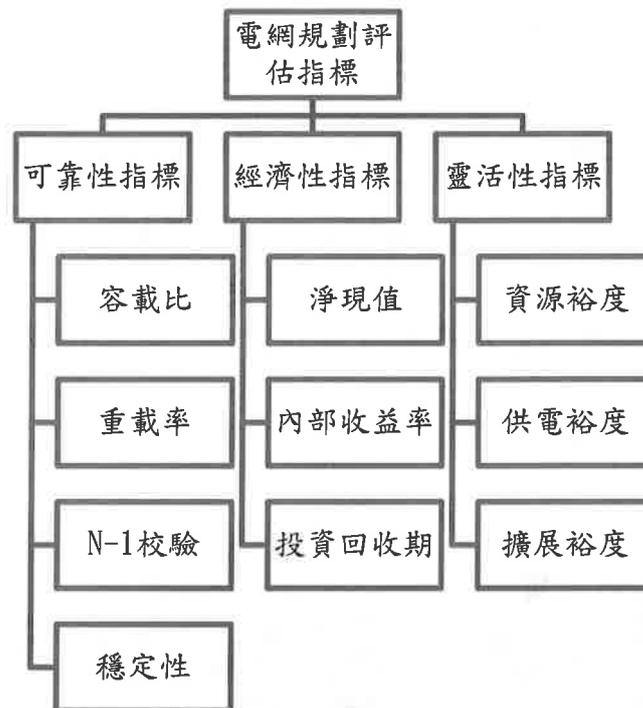


圖 4.1 目前輸電網規劃圖

國外主要是以可用傳輸容量(Available Transfer Capacity, ATC)是以如圖4.1。

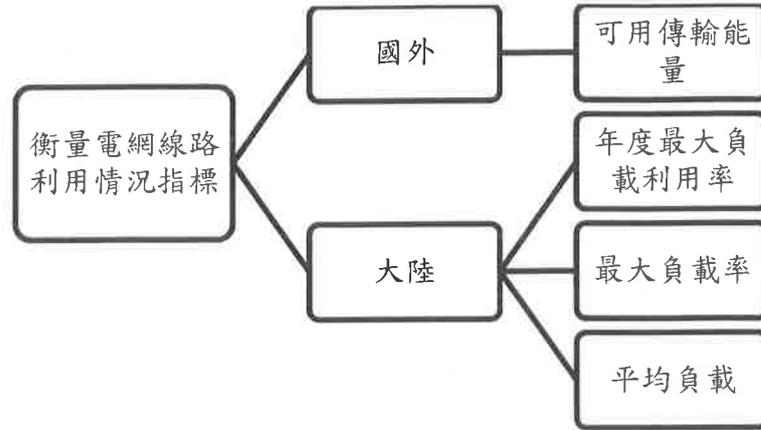
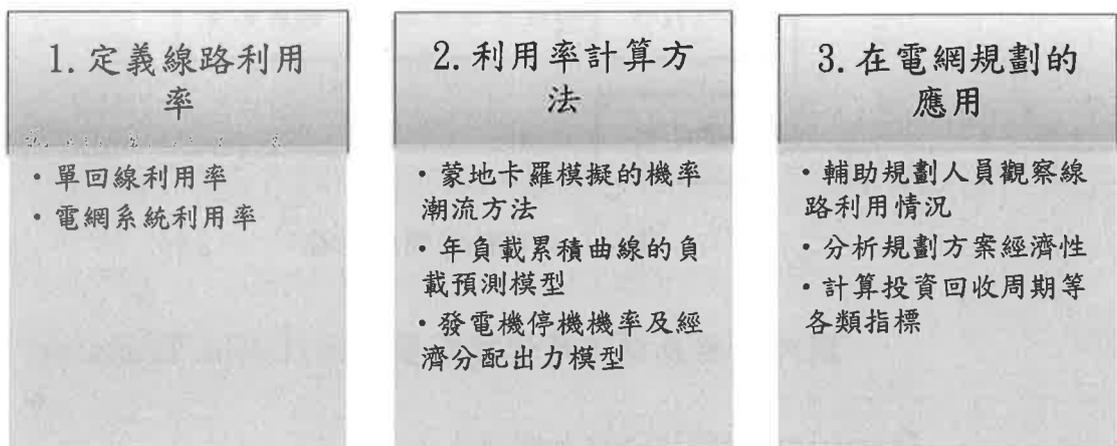


圖 4.2 國外輸電網規劃圖

目前輸電網擴建規劃指標體系中，很少考慮未來的線路利用情況的問題，本篇文章首先對輸電線路利用率進行定義，然後提出一種機率潮流演算法，計算未來線路潮流值，利用線路潮流結果計算輸電線路利用率指標，為規劃人員了解未來電網線路利用情況、分析規劃方案經濟性、計算投資回收週期指標方面提供依據。如圖5.2.3。



(二) 輸電線路利用率定義

輸電線路利用率指標用來反映未來N年輸電線路輸送電量占理論極限輸送電量的比例，考量未來線路容量利用情況，計算公式如下：

$$\text{未來N年線路利用率} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{8760} \text{第i年線路第j小時的功率值}}{N \times 8760 \times \text{線路額定容量}}$$

註：對於考量期內存在雙向電量傳輸的線路，分子應為輸送功率數值之和。

輸電系統利用率指標用來反映未來N年系統所有輸電線路利用率的平均值，考察未來系統容量平均利用情況，計算公式如下：

$$\text{未來N年系統利用率} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{nline} \text{第i年線路第j條線路的利用率}}{N \times nline}$$

註：nline表示輸電網系統中線路總條數。

(三)輸電線路利用率計算方法和步驟

(1)輸電線路利用率計算流程圖：

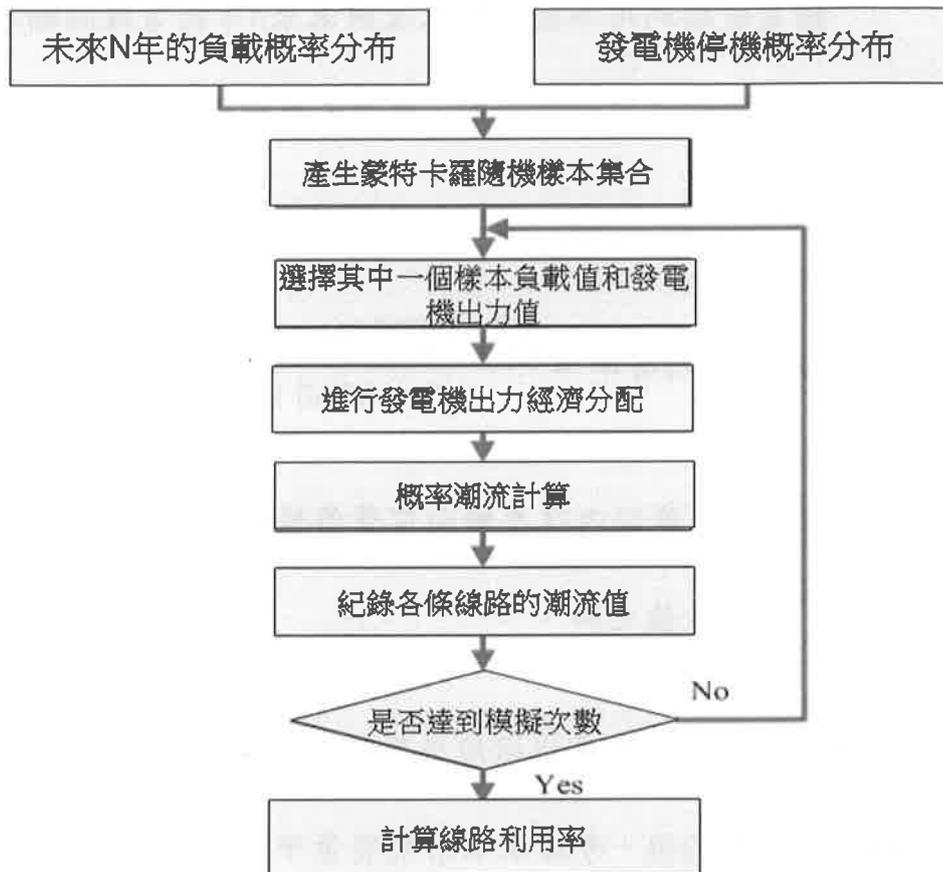


圖 4.3 輸電線路利用率計算流程圖

(2)基於年負載持續曲線的負載機率模型：

年負載持續曲線 (Load Duration Curve, LDC) 是按一年中系統負載數值大小及其持續小時數順序排列繪製而成的曲線，包含了最大負載、最小負載、負載累積持續時間等資訊。圖4.4為華東電網2000年至2006年的LDC曲線。同一地區未來某年的LDC曲線可以根據最近的歷史等效LDC曲線資料進行預測。本課題根據年負載持續曲線對未來N年的負載進行預

測。

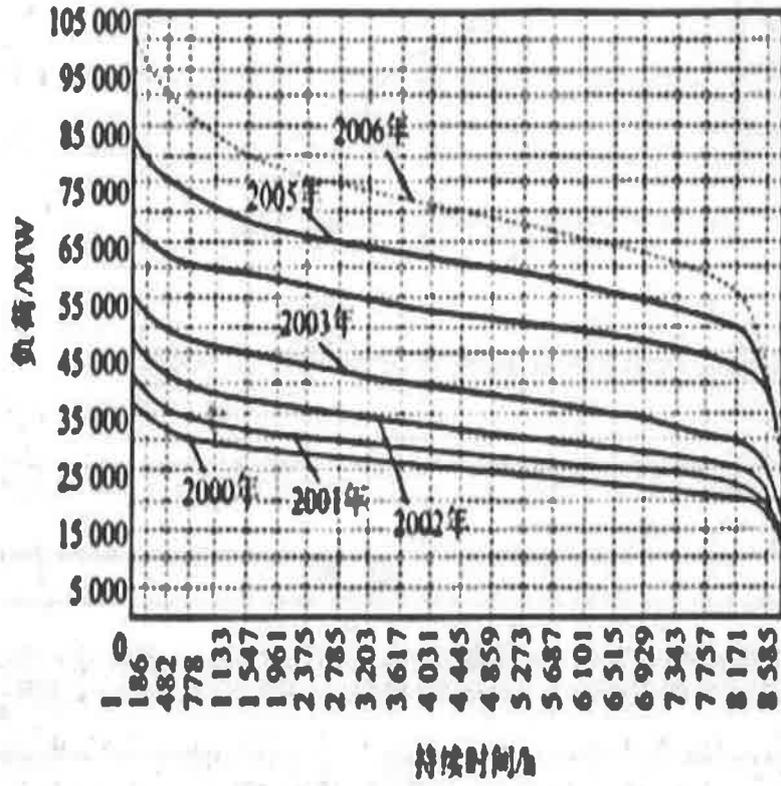
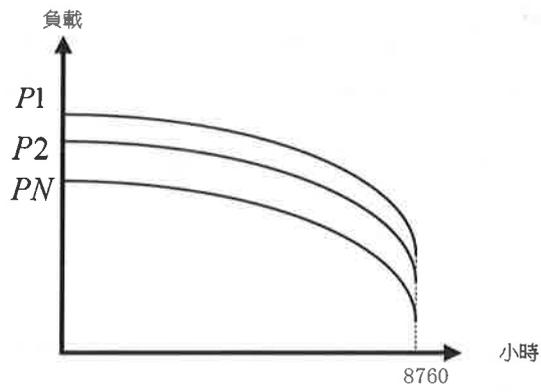
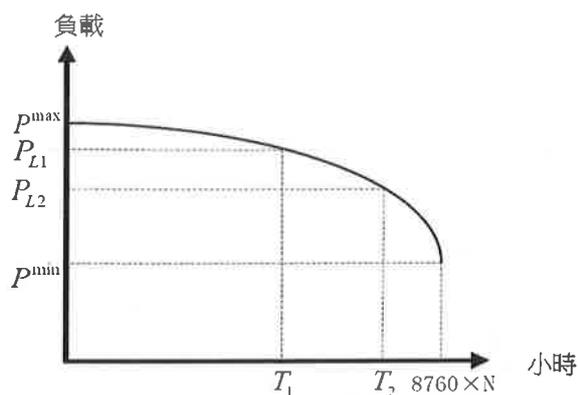
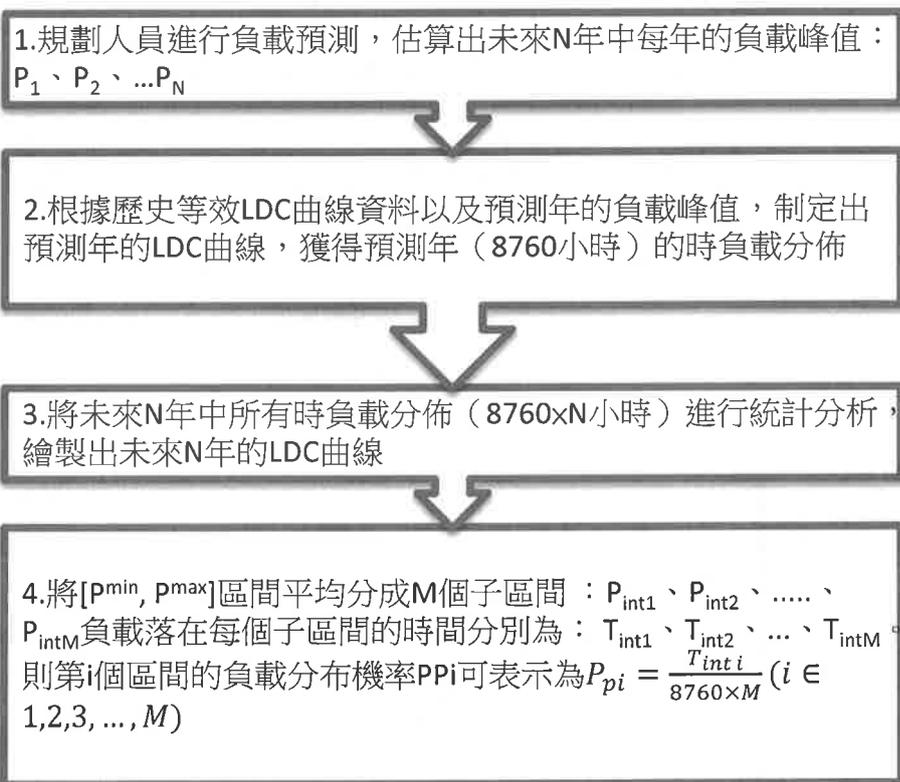


圖 4.4 年負載持續曲線





某地區未來N年負載機率分布的計算步驟。



(3) 考慮機組停機機率及經濟分配的發電機出力模型：

- A. 發電機停機模型：假設發電機存在兩種狀態：(a) 檢修或故障造成停機狀態 (b) 正常運轉狀態 其機率分佈函

數符合兩點分佈。根據機組的強迫停機率對其隨機狀態抽樣，1表示機組正常運轉，0表示機組停機。

B. 發電機經濟分配模型：

(a) 經濟分配目標函數：

$$\min F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N a_i \times P_i(t)^2 + b_i \times P_i(t) + c_i$$

(b) 經濟分配約束條：

功率平衡限制條件：

$$\sum_{i=1}^N P_i(t) = P_L(t) + P_S(t)$$

功率上下限條件：

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}$$

(四) 案例說明

(1) 輸電線路利用率計算過程：

採用新英格蘭系統作為例，按照本文提出的方法計算輸電線路利用率。該系統共有39個節點、46條支路。其中30~38

節點為發電機節點，39節點作為平衡節點，與加拿大系統進行電力的交互。為增加計算結果的準確性，本文以基於牛頓拉弗森演算法的潮流法為例進行討論。

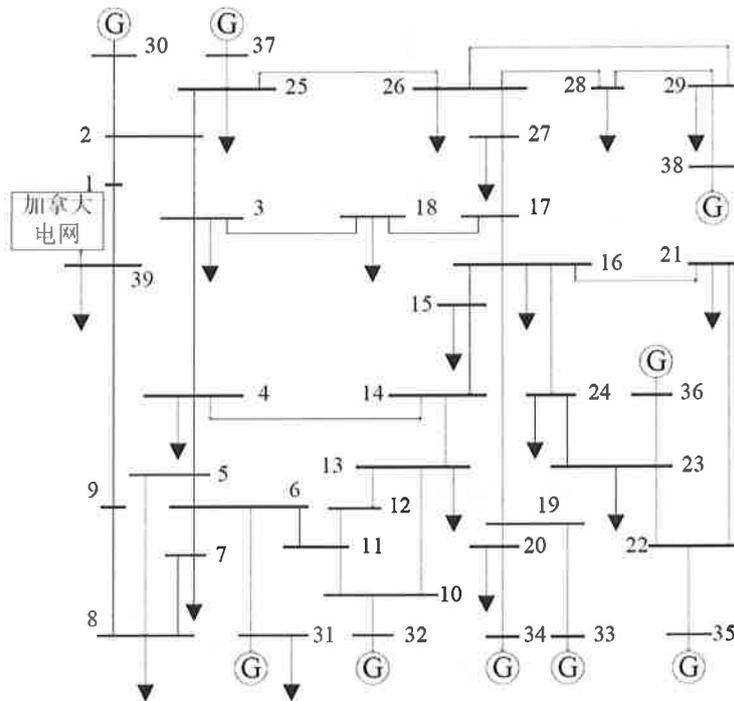


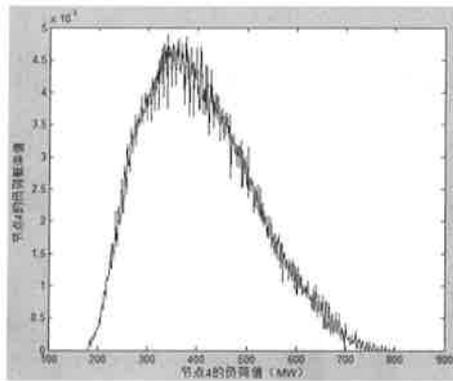
圖 4.5 新英格蘭 39 個 BUS

A. 測試系統基本資料：系統基準年負載峰值為6154.2MW，未來10年負載成長率均為5%。線路資料見附表。

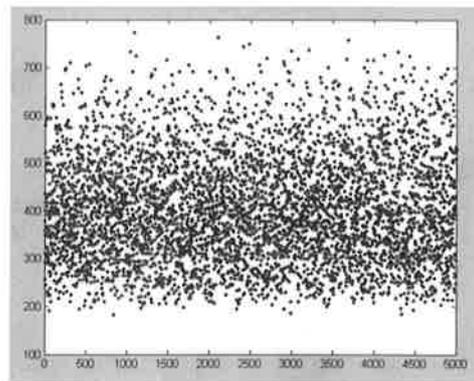
表 4.2 新英格蘭線路資料表

| 節點編號 | 基準年節點年負載峰值 (MW) | 節點編號 | 基準年節點年負載峰值 (MW) | 發電機編號 | 係數a | 係數b | 係數c | 最大輸出有功 (MW) | 強迫停機概率 (%) |
|--------|-----------------|------|-----------------|--------|-------|-----|-----|-------------|------------|
| 1 | 97.6 | 21 | 274 | 30 | 0.834 | 2.5 | 0 | 1040 | 5.96 |
| 3 | 322 | 23 | 247.5 | 31 | 0.65 | 0 | 0 | 646 | 2.94 |
| 4 | 500 | 24 | 308.6 | 32 | 0.834 | 0 | 0 | 725 | 2.94 |
| 7 | 233.8 | 25 | 224 | 33 | 0.824 | 0 | 0 | 652 | 7.79 |
| 8 | 522 | 26 | 139 | 34 | 0.814 | 0 | 0 | 508 | 8.54 |
| 9 | 6.5 | 27 | 281 | 35 | 0.804 | 0 | 0 | 687 | 2.94 |
| 12 | 8.53 | 28 | 206 | 36 | 0.83 | 0 | 0 | 580 | 8.54 |
| 15 | 320 | 29 | 283.5 | 37 | 0.8 | 0 | 0 | 564 | 2.94 |
| 16 | 329 | 31 | 9.2 | 38 | 0.65 | 0 | 0 | 864 | 2.94 |
| 18 | 158 | 39 | 1104 | | | | | | |
| 20 | 680 | | | | | | | | |
| 負載節點參數 | | | | 發電機參數表 | | | | | |

B. 測試系統未來10年的負載分佈：

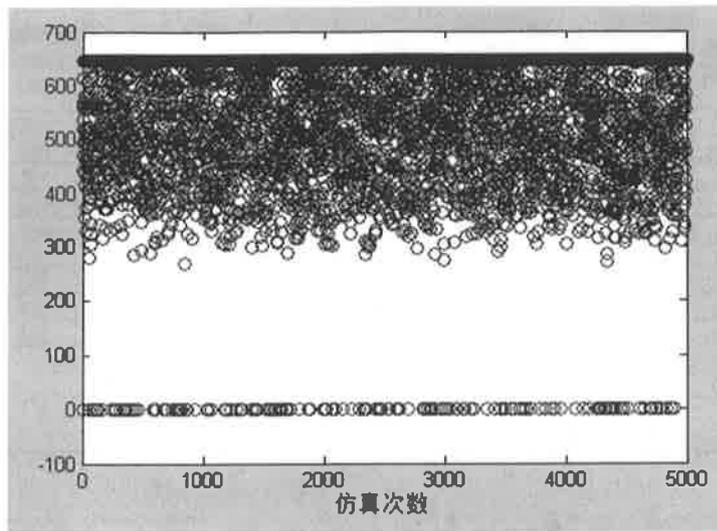


節點4未來10年的負載概率分布



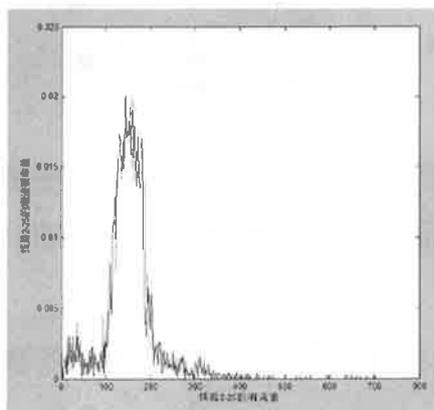
節點4在測試系統中隨機負載值

C. 測試系統發電機出力分佈：考慮發電機強迫停機機率以及機組經濟分配出力。

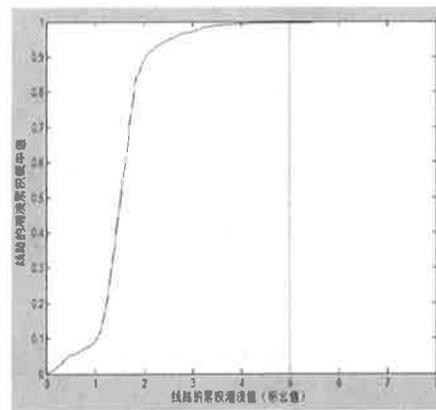


節點31處發電機出力

D. 線路潮流密度分布和潮流累積分佈：



線路2-25的潮流概率分布



線路2-25的潮流累積概率密度分布

E. 各條線路利用率結果：本課題研究目的是提供一套計算利用率的方法，假定線路滿足可靠性的前提下，對未來電網擴展規劃進行經濟性分析，輔助電網規劃人員觀察線路利用情況、平衡可靠性和經濟性、計算投資回收週期等。

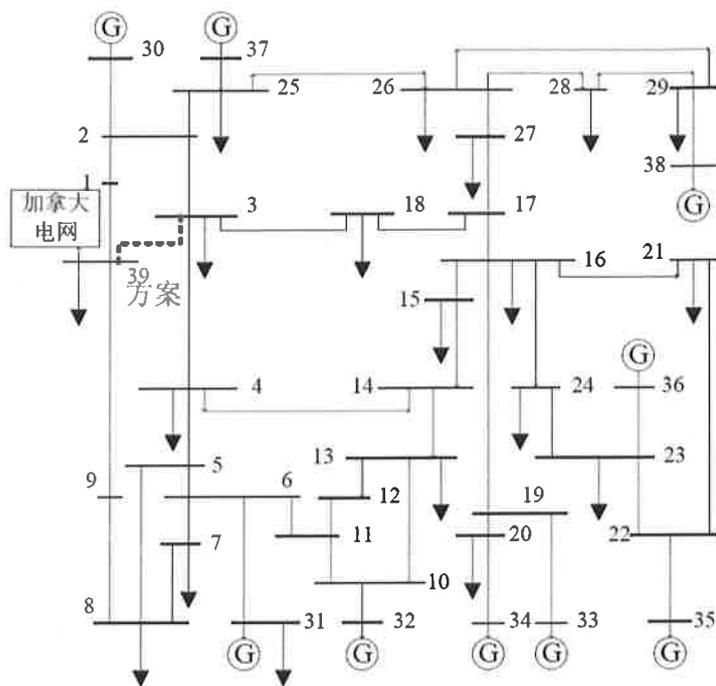
表 4.3 各條線路利用率

| 線路名稱 | 未來10年平均利用率 | 線路名稱 | 未來10年平均利用率 | 線路名稱 | 未來10年平均利用率 | 線路名稱 | 未來10年平均利用率 |
|--------|------------|---------|------------|--------------|------------|---------|------------|
| 線路1-2 | 20.74% | 線路14-15 | 42.12% | 線路6-11 | 36.94% | 線路22-23 | 10.93% |
| 線路1-39 | 6.08% | 線路15-16 | 29.71% | 線路6-31 | 23.84% | 線路22-35 | 53.95% |
| 線路2-3 | 79.98% | 線路16-17 | 14.97% | 線路7-8 | 52.84% | 線路23-24 | 41.51% |
| 線路2-25 | 31.18% | 線路16-19 | 13.81% | 線路8-9 | 36.29% | 線路23-36 | 45.85% |
| 線路2-30 | 41.18% | 線路16-21 | 8.95% | 線路9-39 | 17.03% | 線路25-26 | 27.18% |
| 線路3-4 | 23.58% | 線路16-24 | 35.49% | 線路10-11 | 16.28% | 線路25-37 | 50.71% |
| 線路3-18 | 18.81% | 線路17-18 | 44.17% | 線路10-13 | 12.42% | 線路26-27 | 38.86% |
| 線路4-5 | 30.87% | 線路17-27 | 52.60% | 線路10-32 | 17.02% | 線路26-28 | 15.32% |
| 線路4-14 | 33.93% | 線路19-20 | 6.86% | 線路12-11 | 49.00% | 線路26-29 | 21.44% |
| 線路5-6 | 33.78% | 線路19-33 | 7.54% | 線路12-13 | 46.33% | 線路28-29 | 41.02% |
| 線路5-8 | 25.44% | 線路20-34 | 44.09% | 線路13-14 | 48.85% | 線路29-38 | 49.73% |
| 線路6-7 | 36.29% | 線路21-22 | 20.50% | 系統利用率：31.65% | | | |

(2)線路利用率在計算線路投資回收期中的應用：

測試系統在基準年9台發電機組最大發電量為6266MW，而負載峰值為6154.2MW，並且負載以5%的增長率進行增長。預計第十個規劃年的負載峰值為10024.5MW，在不考慮新增發電機組的情況下，新英格蘭系統需要從39節點向加拿大電力系統買入更多電量。

為滿足本地區負載增長的需要以及緩解線路1-39和線路9-39的電力傳輸壓力，假設在基準年增設線路3-39線路作為本次研究的投資規劃方案。



A. 測試系統發電機出力分佈：考慮發電機強迫停機機率以及機組經濟分配出力。投資方案參數如下：

| 電壓等級 | 線路回數 | 線路長度 (mile) | 線路額定容量(MVA) | 使用壽命 | 單位投資成本(\$/mile) | 年維護成本係數 |
|-------|------|-------------|-------------|------|-----------------|---------|
| 345kV | 1 | 50 | 600 | 25年 | 1.2 million | 1.7% |

B. 方案成本：

$$\text{建設成本} = \text{單位投資成本} \times \text{線路長度}$$

$$\text{年維護成本} = \text{建設成本} \times \text{年維護成本係數}$$

C. 方案收入：

通過本文計算方法，新增線路3-39未來10年的利用率

為20.38%，假設該投資方案的收入只來自收取線路3-29的代輸費（6.79\$/WH），則該投資方案每年的收入可由如下公式計算得到：

$$\text{線路年收入} = \text{代輸費} \times \text{線路容量} \times \text{利用率} \times \text{年運轉小時數}$$

根據新增線路的投資成本（基準年建設成本和規劃年維護成本）以及各年代輸收入可得到本投資方案各年淨現金積累值，根據如下公式，計算出該方案的投資回收期。

| | 基準年 | 1年 | 2年 | ... | 9年 | 10年 | 11年 |
|-----------|--------|----------|----------|-----|---------|------|--------|
| 累計淨現值（\$） | -6000萬 | -5374.7萬 | -4749.4萬 | ... | -372.3萬 | 253萬 | 878.3萬 |

$$\text{投資回收期} =$$

$$\frac{\text{累計淨現金流量開始出現正值的年份數} - 1 + (\text{上一年累計淨現金流量的絕對值} / \text{出現正值年份的淨現金流量})}{1}$$

經計算，該投資方案的投資回收期約為**9.6**年。

（五）結語：

利用本文提出的方法計算得到的利用率指標可以對未來新增電路容量利用情況進行評估，使得在計算投資回收期、投

資回報率等指標時更為精確，避免了因為無法測量未來新增線路輸電量而直接採用線路容量進行指標估算造成誤差過大的問題。

4-2-6 在 BC Hydro 輸電系統機率規劃的方法及例子

(一) 本文概述

「Probabilistic Benefit/Cost Analysis in Transmission System Planning」本篇文章由 IEEE FELLOW 李文遠博士提出了在輸電系統規劃中的機率效益/成本分析。它包括機率性不可靠成本評估，機率性電量損耗成本計算和機率性經濟成本分析。電力系統隨機事故、負載預測不確定性及折現率的機率分布都被考量在其中。將利用這些存在現實中機率的因素，提高系統的規劃研究的準確性並保證適當的決策規劃項目，另實際例子是用來證明其應用方法。

(二) 介紹

輸電系統規劃是在電力公司的最重要工程之一，輸電系統規劃過去到目前皆採行確定性方法。然而在輸電系統規劃中，

存在日益增長的數量不確定因素。

首先確定性準則一主要缺點，忽略對於事故及系統參數有者機率的特點。例如一個事件事件，若他影響結果很小及發生可能性很低情境下，是可被忽略的。若依照確定性方法規劃下，將導致過渡投資。反之，如果選定的停電事件不是很嚴重，但有較發升的可能性，可能導致一個高風險的結果。故從機率規劃了解到不僅是事件的嚴重性，而且也考量到其發生的可能性。

第二部分，確定性的標準通常基於"最差情境"的研究。實際上最差情境可能會被遺漏。假設系統尖峰負載值通常做為最惡劣的條件之一。然而，一些嚴重的系統問題，不一定發生在尖峰負載情境中。即使系統能夠承受的"最差情境"，該系統仍然不能完全免於無風險之情境。在現實生活中大部分主要事故經常與系統多個元件失效(故障)有關，對於維持電力系統可靠度合理的水準而言，規劃準則中N-1準則是較不適合的。

另一方面，若考量確定性方法，是難以證明N-2、N-3準則對於規劃而言，是具有經濟性的。故若把機率分析技術納入規劃實現中是一個更好的選擇，並可考量不確定因素的影響。

在可靠性分析中，量化隨機事故對系統能力的影響，是機率系統規劃中的一個重要因素，但是機率規劃涉及更多在負載變化和經濟參數不確定性的可靠性評估，大大地影響系統的分析與經濟評估的結果，故必須進行建立模型。

在現有的機率規劃方法中，重點是量化的可靠性評估，但通常不考慮經濟參數的不確定性。

對於系統規劃而言，折現率是經濟評估一個重要參數，一般經濟分析的折現率通常假設為一個常數。雖然未來折現率是一明確的參數，這數值與隨著時間的變動的長期利率、通貨膨脹率有很大相依關係，特別是在現今是非常不穩定的經濟環境。

本篇文章提出了實務的成本機率效益分析方法於輸電系統規劃，其中包括機率不確定成本計算、機率電量損失和評估機率經濟成本。本文的章節如下，第二節機率的效益/成本分析方法。在第三節的例子，來證明該方法的應用使用的實際效用規劃項目作為案例研究，第四節為結論。

(三)機率的效益/成本分析方法

1、機率的效益/成本分析方法的程序，如下列步驟分析：

- (1)在技術、環境、社會及政策為基礎下，提出幾個可行規劃替代方案。
- (2)每年各年度機率不可靠指標，表電能不足期望值(Expected Energy Not Supplied, EENS)，使用輸電系統評估工具評估在既有電力系統及選擇規劃週期內幾個替代方案。損失成本期望值(Expected Damage Cost, EDC)指標，是表示各個替代方案的不同不可靠成本，亦是從EENS指標中加以計算得之。
- (3)各年度電能(MWH)損失是評估既有系統及替代方案經由相同規劃週期，使用電力潮流工具包含每年各年度負載模型合併計算，電能損失成本在各替代案分別計算中。
- (4)規劃週期內每個替代案的整體效益現金流的結果是從(2)、(3)獲得。金錢上的效益在每個規劃替代案中，包含二個部分：
- A：第一部分是可靠度改善，藉由不同EDC指標在既有系統與規劃替代案中。
- B：第二部分是減少電量損失，這部分是由不同電能損失成本來顯示。
- (5)每個替代規劃案的資本投資轉換為每年投資現金流，加上投

資及運轉成本現金流在規劃週期內產生，每個替代規劃案的總成本。

(6)每個替代規劃案的淨現值，是由總收益減去總成本使用機率分配折現率方法來計算。

(7)最後，有著最高淨收益方案就是最好的替代案，來作為未來最終規劃選項。

2、計算EDC指標：

$$EENS = \sum_{j \in V} \sum_{i \in ND} C_{ij} F_j D_j$$

$$EDC = EENS \times b$$

(1)簡單來說EDC=EENS*b；b為停電成本\$/MWH。

(2)其中 F_j 及 D_j ：頻率（出現/年）和持續時間（小時）的採樣系統狀態j，使用蒙特卡羅模擬；

(3) C_{ij} 是在系統狀態j之 BUS i 卸除(減少)的負載值。

(4) ND 是所有負載組合。

(5) V 是集合所有需要卸除負載的採樣系統狀態。

(6) b 是 $\$/MWh$ 單位中斷成本，可以從客戶部分和其組成複合成分組成。

3、計算電能損失成本：

(1)傳統的電力潮流分析可以用來計算MW的負載損失在某個負載電壓等級，每年負載模型的建立和納入分析，來計算出每年MWH的電量損失評估需要，其電能損失成本包含兩個觀點：

A. 使用計算電力潮流的方法，結合每年的負載曲線模型計算每年的電能損失。如果有必要時，可用「電力潮流機率法」來獲取因隨機因子所造成的電力損失之不確定性。電力潮流機率法與蒙地卡羅分析法相比，其分析估算法可用來降低，當考慮變電所負載所造成之不確定性的影響。變電所之負載不確定性，可用常態或其他統計分配形態表示。

B. 電能損失成本是電能損失期望值乘以 $\$/MWH$ 的電能費率來計算。

4、評估年度投資和運轉費用：

(1)各方案的年度投資成本，估計現金流量：其中A是相當於每年投資成本；TI是實際投資在最初的一年， r 為折現率； n 為使用

年限（年）的投資。

$$A = TI \cdot \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

(2) 每年的營運成本，這通常被稱為OMA支出（運轉，維護和管理成本，包括稅收），可以一年使用的的OMA成本，因此營運成本的現金流量直接獲得適用的財務規則。

5、計算機率的淨效益的現值：

(1) 每年淨收益對於任一方案中，定義為每年總收益（由降低的EDC指標加上降低的電能損失成本計算得之）減去每年營運成本及投資成本。為了產生效益/成本分析，每年淨效益在規劃週期內現金流，轉換成起始年的現值。淨效益現值(The present value of the net benefit, PVNB)計算如下：

$$PVNB = \sum_{k=0}^n (B_k - O_k - A_k) \cdot (1+r)^{-k}$$

其中， B_k 、 O_k 及 A_k 是每年總收益、營運成本及在 k 年的投資成本。

r 是折現率； n 是預計規劃幾年的長度。

(2) 由下列公式得知，所有替代案的期待PVNB值可獲得，其中最好的替代案由 $E(PVNB)$ 求出。這 $E(PVNB)$ 包含所有不確定的成

本。隨機因素包含可靠度評估、電能損失計算及經濟評估均
納入如下式。

$$E(PVNB) = \sum_{i=1}^{N_r} \sum_{k=0}^n (B_k - O_k - A_k(r_i)) \cdot (1+r)^{-k} \cdot P_i$$

其中， r 是折現率的隨機變數；離散機率分布指出 r 有 N_r 可能的
值與每一個有 P_i 的機率。

(四)實例介紹

1、介紹區域系統及各種強化替代方案：

以BC Hydro區域間案例來說明上述方法如圖4.6，其中加
粗實線表230kV、實線表138kV。在此區域因經濟發展，而負
載需求有其快速成長，有相關變電所為CWD、BMT及DAW等變電
所，但不能符合未來負載需求，因為電壓穩定度及熱極限限
制。

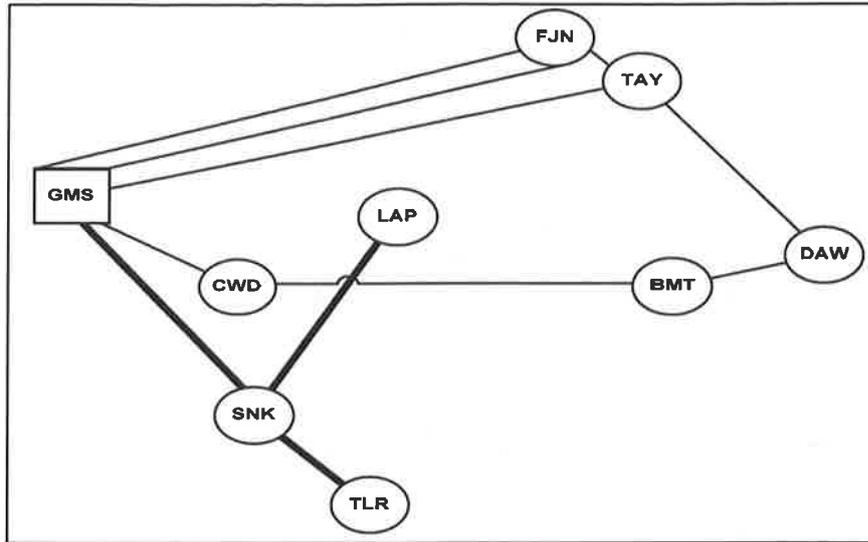


圖 4.6 既設區域系統圖

在技術、環境及社會性評估採取下列三個評估替代方案，

從機率效益/成本分析：

- A. 替代案1：新建變電所SLS，新建230kV BMT~SLS二回線、230kV SNK~SLS一回線、230kV GMS~SNK一回線及138kV DAW~BMT一回線，如圖4.7。

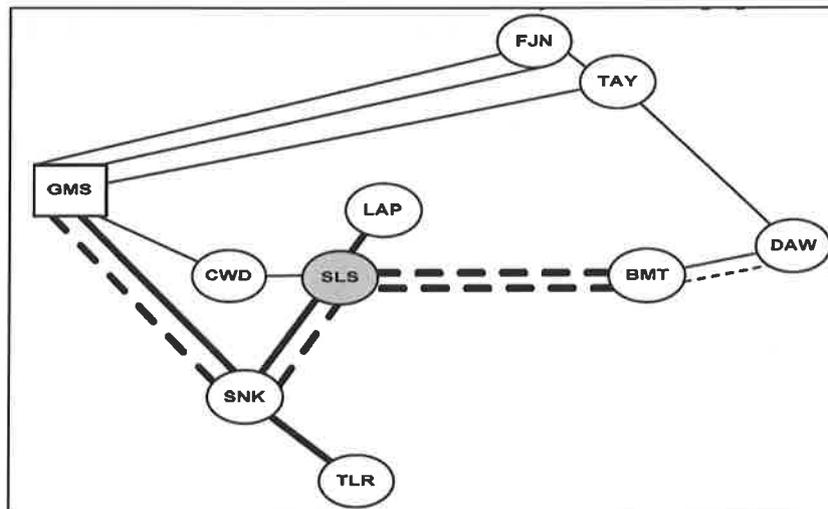


圖 4.7 系統強化替代案一系統圖

B. 替代案2：新建變電所SLS，新建230kV SNK~SLS一回線、230kV GMS~SNK一回線、138kV DAW~BMT一回線及138kV BMT~SLS一回線。包含在BMT裝置110MVar SVC，如圖4.8。

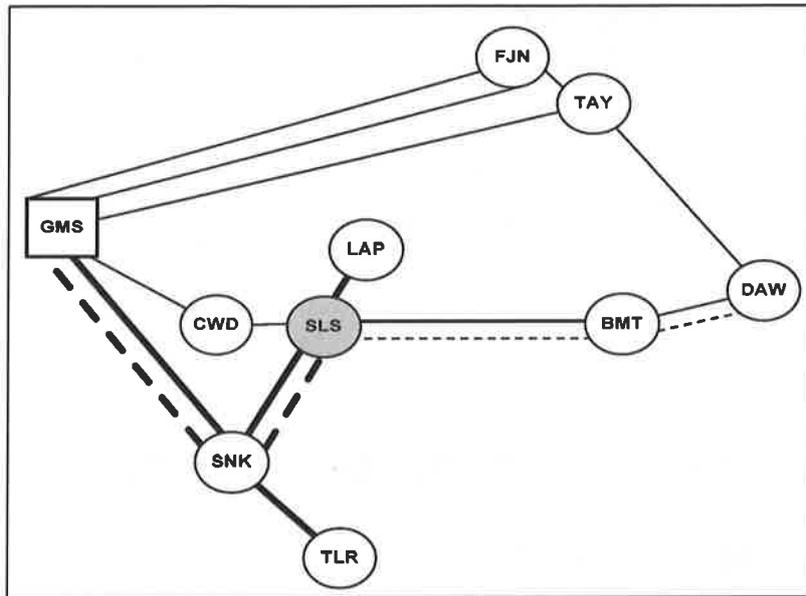


圖 4.8 系統強化替代案二系統圖

C. 替代案3：新建變電所SLS，新建230kV SNK~SLS一回線、230kV GMS~SNK一回線及138kV DAW~TAY一回線。包含在BMT裝置110MVar SVC，如圖4.9。

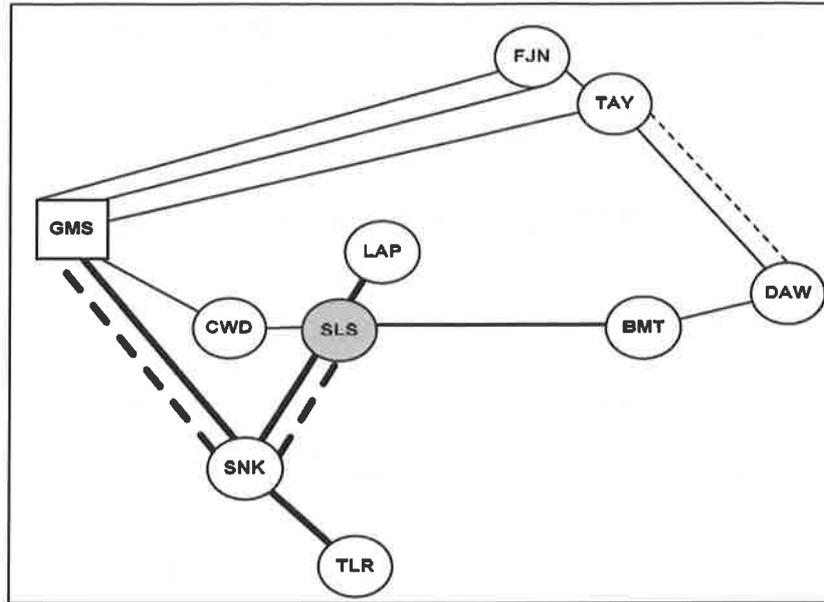


圖 4.9 系統強化替代案三系統圖

2、系統條件：

假設2016年完成，規劃週期為20年從2016~2035年，該區

負載預測如下圖4.5。

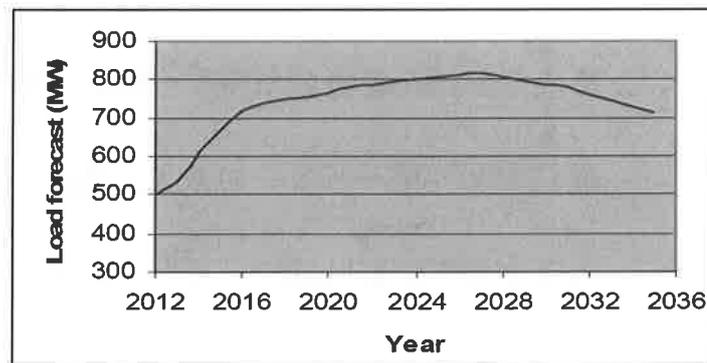


圖 4.10 該區負載預測圖

系統事故資料，採用前10年資料來計算機率可靠度。

單位停電成本對於工業、商業及一般用戶，及該區域組

成比例如下表。

表 4.4 停電成本

| Customer | Unit interruption cost (\$/kWh) | Percentage |
|-------------|---------------------------------|------------|
| Industrial | 15.76 | 65% |
| Commercial | 36.60 | 5% |
| Residential | 1.36 | 30% |

預測電能費率為\$120/MWH。每個替代方案總投資成本如下表4.2。

表 4.5 總投資成本(\$M)

| Alternative 1 | Alternative 2 | Alternative 3 |
|---------------|---------------|---------------|
| 285.613 | 247.962 | 259.884 |

折現率之機率分布如表4.6。

表 4.6 折現率機率分布

| Discount rate | Probability |
|---------------|-------------|
| 0.04 | 0.3 |
| 0.06 | 0.5 |
| 0.08 | 0.2 |

3、機率效益/成本分析結果：

利用MECORE程式來獲得EENS、EDC指標，如表4.4。另利用PLOSS計算電能損失成本該程式自動納入負載模型於電力潮流計算。如表4.5。而預期每年投資成本考量機率分布之折現率，使用表4.2、表4.3資料。OMA成本計算如表4.6，最後結果為預期淨現值如表4.7。

表 4.7 EDC 指標

| Year | Alternative 1 | Alternative 2 | Alternative 3 |
|------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 21.558 | 19.783 | 11.187 |
| 2017 | 25.242 | 23.295 | 12.075 |
| 2018 | 26.900 | 24.876 | 12.474 |
| 2019 | 28.557 | 26.457 | 12.874 |
| 2020 | 29.458 | 27.297 | 12.796 |
| 2021 | 31.094 | 28.280 | 13.577 |
| 2022 | 31.810 | 28.710 | 13.918 |
| 2023 | 32.628 | 29.202 | 14.309 |
| 2024 | 33.241 | 29.570 | 14.602 |
| 2025 | 33.957 | 30.000 | 14.943 |
| 2026 | 33.967 | 28.249 | 14.133 |
| 2027 | 33.975 | 26.789 | 13.457 |
| 2028 | 32.261 | 26.379 | 13.213 |
| 2029 | 30.236 | 25.895 | 12.924 |
| 2030 | 28.989 | 25.598 | 12.747 |
| 2031 | 28.225 | 25.050 | 12.693 |
| 2032 | 26.601 | 23.887 | 12.579 |
| 2033 | 25.073 | 22.792 | 12.472 |
| 2034 | 23.354 | 21.560 | 12.351 |
| 2035 | 22.113 | 20.670 | 12.264 |

表 4.8 電能損失成本

| Year | Alternative 1 | Alternative 2 | Alternative 3 |
|------|---------------|---------------|---------------|
| 2016 | 8.401 | 1.114 | 2.558 |
| 2017 | 9.078 | 1.221 | 1.346 |
| 2018 | 10.874 | 3.942 | 2.056 |
| 2019 | 10.546 | 4.123 | 2.187 |
| 2020 | 11.553 | 5.525 | 2.741 |
| 2021 | 12.685 | 6.244 | 3.258 |
| 2022 | 13.181 | 6.558 | 3.484 |
| 2023 | 13.787 | 6.958 | 3.646 |
| 2024 | 14.242 | 7.258 | 3.767 |
| 2025 | 14.773 | 7.608 | 3.909 |
| 2026 | 14.845 | 7.753 | 4.151 |
| 2027 | 14.905 | 7.874 | 4.353 |
| 2028 | 14.083 | 7.396 | 3.964 |
| 2029 | 13.112 | 6.831 | 3.504 |
| 2030 | 12.514 | 6.484 | 3.222 |
| 2031 | 12.056 | 6.263 | 3.081 |
| 2032 | 11.082 | 5.792 | 2.782 |
| 2033 | 10.166 | 5.350 | 2.500 |
| 2034 | 9.134 | 4.852 | 2.183 |
| 2035 | 8.390 | 4.492 | 1.955 |

表 4.9 投資成本及 OMA 成本

| Year | Investment (\$M) | | | OMA cost (\$M) | | |
|------|------------------|----------|----------|----------------|----------|----------|
| | Alter. 1 | Alter. 2 | Alter. 3 | Alter. 1 | Alter. 2 | Alter. 3 |
| 2016 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 0.979 | 0.255 | 0.318 |
| 2017 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 0.979 | 0.499 | 0.318 |
| 2018 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.158 | 0.499 | 0.358 |
| 2019 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.237 | 0.790 | 0.358 |
| 2020 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.277 | 0.790 | 0.497 |
| 2021 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.537 |
| 2022 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2023 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2024 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2025 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2026 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2027 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2028 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2029 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2030 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2031 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2032 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2033 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2034 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |
| 2035 | 17.718 | 15.383 | 16.122 | 1.317 | 0.790 | 0.750 |

表 4.10 淨現值

| Alternative 1 | Alternative 2 | Alternative 3 |
|---------------|---------------|---------------|
| 276.204 | 191.518 | -4.801 |

(五)結論

本文提出了輸電規劃機率成本/效益分析方法。它包括成本評估、機率性電量損失成本計算和機率性經濟成本分析。在系統元件隨機事故、年負載曲線影響、負載預測不確定性和折現率的機率分佈皆有考量，結合現實生活中存在的機率因素，增強了系統規劃研究的準確性和決策的品質。

一個電力公司實際的例子，應用在上述介紹方法中。結果20年的規劃期內的淨收益預期現值顯示，替代方案1是最好的

選擇，因為它獲得最高的淨收益，而替代3雖然它還符合技術、環境和社會標準，但財政上不合格，因為它評估結果是負淨效益。

五、考察美國 ERCOT 及美國 UTA 能源系統研究中心

5-1 德州電力可靠度委員會(ERCOT)簡介

(一)前言

美國德州電力可靠度委員會(ERCOT)最早草創於1941年，主要在二次世界大戰期間由洲內幾間電力公司聯合提供他們過剩發電量給鄰近海灣之海岸工業區負載使用。然鑑於1965年美國東北發生大停電事故之啟發，相關電力電網可靠度的議題重視便顯的越來越重要。因此美國針對電力議題成立北美電力可靠度公司(North American Electric Reliability Corporation, NERC)組織，並規定要求美國共分為9個地區成立電力可靠度委員會，因此德州在1970年時，正式成立德州電力可靠性委員會(ERCOT)，執掌全德州互聯電網調度運轉的獨立單位。

目前，美國德州電力可靠度委員會(ERCOT)服務監督地區為全德州的75%電網，管理的負載量亦為全德州的85%，如圖5.1所示。ERCOT主要作為德州電力的電網調度管理協調者，而不

是電網的公用事業公司，因此ERCOT具有獨立性及公正性。另德州的互聯電網亦屬於北美3個小交流電網之一(其他2個為魁北克互聯電網及阿拉斯加互聯電網)，而北美兩大互聯電網是東部的互聯電網和西部的互聯電網。德州境內電網之頻率為60HZ與台灣一樣，與外部電網連接係以兩高壓直流與東部系統連接、及以一個高壓直流及一可變頻率變壓器(VFTS)與非NERC系統之墨西哥電網連接。

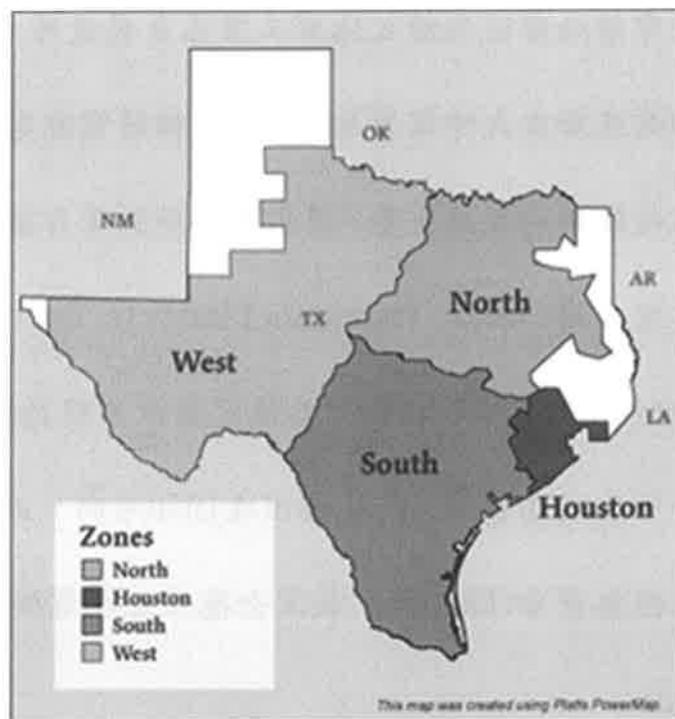


圖 5.1 ERCOT 區域負載預測圖

也由於ERCOT為獨立單位職責相關德州電網電力之規劃、機組排程、調度及其它電力控制運轉等作為，再加上德州電力亦為自由化市場架構，因此需有一套公正規劃準則，以作為相

關電力參與者可依循依據。遂故本章節將以介紹德州現行最新規劃準則(ERCOT Planning Guide)內容之外，亦將針對目前本公司輸電系統規劃準則內容提出相關建議與差異說明，以作為未來本公司輸電規劃準則參考依據。

(二) ERCOT 規劃準則內容概述

1、本次參訪美國德州ERCOT機構中，獲得該機構提供最新於102年8月1日修訂完規劃準則文件書，該準則主要內容包括六大部分(規劃準則修訂流程、專有名詞定義說明、區域規劃原則、輸電規劃原則、發電併網規範與要求、電網資料與分析規範)，而本規劃準則主要須以滿足德州公共事業委員會(Public Utility Commission of Texas, PUCT)及北美可靠度委員會(North American Electric Reliability corporation, NERC)規定為前提下所訂定相關規劃準則規範，諸如組織運作、運轉操作、或其他可能潛在影響ERCOT電網可靠度等相關事宜。主要內容概述摘要如下：

(1) ERCOT規劃準則修訂流程

本章節主要描述當ERCOT會員、電力市場參與者、德州

公共事業委員會、德州可靠度組織及ERCOT等相關機構或組織，對於ERCOT規劃準則有相關需配合新增、修正、刪除或更正等請求建議時所訂定處理流程說明。

主要作法為當有任一請求建議時，皆須正式提出「規劃準則修正需求(Planning Guide Revision Request, PGRR)」文件資料，並經後續一連串規劃工作小組(Planning Working Group, PLWG)、可靠度與運轉委員會(Reliability and Operations Subcommittee, ROS)、電力交易市場委員會(Wholesale Market Subcommittee, WMS)、技術諮詢委員會(Technical Advisory Committee, TAC)與ERCOT等單位處理過程，以決定該PGRR需求是否進行採納，所有處理過程亦會正式於ERCOT資訊版上顯示相關處理進度，以供提案單位或外界知曉。

目前本公司規劃準則修訂啟動時機，多以本公司各單位需求而適時提出修正作業，而當公司內形成共識時，再以邀集外部專家學者進行討論，定案後再以陳報至經濟部能源局備查。因此綜觀目前台灣規劃準則走向，仍以維持在公司層級為主，尚未如同德州ERCOT一樣由獨立機關或委

員會來加以制訂，統籌辦理

(2) 專有名詞定義說明

由於部分專業用語與德州當地習慣用法有關，因此部分專業術語用法係以符合當地為主，但當有疑慮時，將以北美可靠度委員會(North American Electric Reliability corporation, NERC)所規定解釋內容為依據。

(3) 區域電網規劃

區域電網計畫為每年ERCOT固定會檢討工作項目之一，該規劃檢討時亦將結合區域規劃小組(Regional Planning Group, RPG)與輸電服務提供者(Transmission Service Providers, TSP)相互合作討論，以決定所需推動區域電網計畫內容。計畫本身除兼顧電網可靠度與滿足用電需求外，亦需考量計畫本身經濟效益。計畫期程與目前台電公司類似，係以六年作為計畫時程規劃範圍，因此在確認區域內相關所需建設內容後，會隨即建立該未來六年之系統電網資料當作電網評估的基本案例資料。

此外ERCOT針對長期電網系統發展，亦有提出未來20年發

展藍圖，主要由ERCOT內之長期系統評估小組(Long Term System Assessment, LTSA)進行，平均二年會執行一次該長期系統評估作業，而該LTSA所評估未來20年所需相關電網建設，ERCOT並不會馬上進行投資興建，主要在於不確定因素極大，因此主要以評估未來電網發展規劃需求及不同情境分析，以利ERCOT提出區域電網計畫參考。

整個計畫規劃方式與本公司相似，仍以在不同負載成長與電源開發為前提下，考量不同情境系統條件所做的評估與模擬，當過程中相關條件變化時，如負載預測調整或電源變動時，再重新修正與模擬，並以達到最滿足短期與長期利益為主。

目前公司所推動輸變電計畫模式與ERCOT目前所進行區域電網計畫方式相近，仍主要以負載端需求及電源開發等源頭輸入資料作為計畫中各需求項目評估依據，此外亦會考量不同區域的供電狀況，適當提出所需輸電線路或變電等工程項目，因此整體規劃方式公司與ERCOT的作法相似。另公司自目前七輸修正計畫結束後，未來輸變電計畫部分已將朝區域電網計畫方式進行，針對不同區域進行計畫編擬作業，原則

作法上仍與以往公司編擬輸變電計畫作法相似。

(4)輸電規劃原則

ERCOT輸電規劃準則主要評估內容包括可靠度準則及經濟效益等二項規定評估，而60kV以上之發電與輸電設備皆須滿足該輸電規劃準則規定。由於ERCOT為電力開放市場機制與目前本公司不同，因此以ERCOT而言為使該準則可適用與滿足該電網系統所有參與對象，會制訂最小需符合準則規定之要求，ERCOT稱為最小規劃準則(minimum planning criteria)，主要與本公司差一點仍在於ERCOT為電力市場機制，因此制訂的相關輸電規定出發點在於符合可靠度準則及經濟效益前提下，所制訂最少需滿足的規範需求。

由於實際輸電系統規劃充滿不確定性與社會民情複雜度，因此規劃上需不斷地依據外在情況滾動檢討，以使規劃出系統較具其可行與執行性。該部分與目前本公司作法相同，在電網規劃上需配合外界條件變動，適時滾動修正相關系統規劃。因此以美國德州ERCOT與目前本公司在電力系統規劃作法上大多相同，亦即相關輸電或變電計畫特性本就應該配合外在條件回饋，適當滾動檢討，以創造電網系統最大利益。

電網分析上ERCOT需執行穩態與動態分析，已確保系統可靠度穩定；而每個輸電服務業者(Transmission Service Provider, TSP)提出併網需求時，亦需提供穩態、短路電流、動態等分析技術資料，以確保符合ERCOT輸電準則規定。該部分作法與公司目前評估方式相同，差異在於台灣電網中之相關輸電規劃項目，皆由本公司負責進行，並經過相關技術指標評估(電力潮流、故障電流、電壓穩定度、暫態穩定度、小信號穩定度)等，已確保所有規劃輸電系統併網可符合規劃準則規定要求，與ERCOT自由市場中各輸電業者皆可提出自行輸電計畫不同，但原則上所有輸電計畫皆須符合規劃準則規定。

表5.1為目前ERCOT所規定可靠度考量內容，分別在正常系統下、發電機組無法運行下、345/138kv變壓器無法運行下等三種之情境分析。以表5.1中可知，任何情境下皆不允許造成停電產生。

電壓穩定度裕度部分，ERCOT目前所規範裕度範圍係以NERC所規定不同分類別事故情境作為考量。亦即在NERC之A或B類運轉條件下，電壓裕度為5%；若在NERC之C類運轉條件下，電壓裕度為2.5%。上述NERC所定義不同類別運轉條件，

係以考量電力系統在不同層度事故情境下所訂定電壓裕度範圍，以本公司目前規範要求，凡345kV在N-2事故條件下時，其電壓裕度為2.5%，若為N-1事故則為5%之裕度規定。綜此看來，美國ERCOT與目前本公司所規定電壓裕度相同，亦即目前公司所規定電壓裕度範圍應屬合理規範限制。

表 5.1 可靠度規定

| | Initial Condition | Event | Facilities within Applicable Ratings and System Stable with No Cascading or Uncontrolled Outages | Non-consequential Load Loss Allowed |
|---|---|--|--|-------------------------------------|
| 1 | Normal System | Common tower outage | Yes | No |
| 2 | Unavailability of a generating unit, followed by Manual System Adjustments | Common tower outage; or Contingency loss of one of the following: 1. Transmission circuit; or 2. Transformer | Yes | No |
| 3 | Unavailability of a 345/138 kV transformer, followed by Manual System Adjustments | Common tower outage; or Contingency loss of one of the following: 1. Generating unit; 2. Transmission circuit; 3. Transformer; 4. Shunt device; or 5. FACTS device | Yes | No |

(5)發電併網規範與要求

本章節主要在於規範德州ERCOT內相關電源提出併網或調整需求時，所必須遵守規定，主要在於確保ERCOT電網系統運行安全，並符合NERC所規定相關標準、協議與準則規定，

相關併網流程已在其德州公共事業規定中述明(P. U. C. Subst. R. 25.198章節)。以本公司而言目前涉及電源併網相關規定，公司調度處已有相關明確規定，如電力系統運轉操作章則、發電業電廠調度操作準則、發電業電廠併聯技術要點等規定。

以目前德州ERCOT規定，只要發電端提出併網或調整輸出達10MW以上，皆須提出所謂發電併網或改變需求(Generation Interconnection or Change Request, GINR)正式通知ERCOT。這些需求資訊必須充分，以作為後續協調評估造成局部電網輸電能力、運轉限制、影響可靠度及運轉效率裕度事宜。而相對於本公司，當民間IPP業者提出併網需求時亦會經由調度處審核後，再做後續併網時程等規劃，因此整體上看來與目前公司作法應屬雷同。

另當電源提出GINR時，為評估是否影響電網運行將必須提出併網衝擊檢討內容，ERCOT稱為Full Interconnection Study (FIS)，內容包括穩態分析、短路電流分析、動態與暫態分析，此外ERCOT亦會針對電源併網部分進行次同步共振分析(Subsynchronous Resonance Study, SSR)，主要在於探討

發電機組併網後是否會造成機械震盪現象，造成發電機損害危險。而這些分析結果皆須符合NERC可靠度規定要求內容或相關規劃準則、議定書等標準才可進行後續併網動作。另值的一題的是，上述ERCOT所做的電網分析並非免費的，依據德州公共事業規定(P. U. C. Subst. R. 25.198)，提出GINR業者需負擔所有評估費用，費用多寡在ERCOT之收費議定書中有明確規定，因此業者需配合繳費後，ERCOT才會進行後需分析與評估。此作法與目前本公司作法相近，只是目前本公司僅於規劃階段之系統衝擊檢討才有收費制度，而實際機組併網所需加入系統分析，公司應可比照建議定訂一套收費機制。

(6) 電網資料與分析規範

為確保相關ERCOT所進行電網分析正確性，ERCOT特別在本章節中述明分析資料正確性之規定，諸如穩態分析模型、動態分析模型、短路電流檔案處理流程與模擬檔案、負載預測資料、電網建設資料等。

A. 穩態分析模型發展：ERCOT針對穩態模擬檔案透過依標準作業過程(Steady State Working Group Procedure Manual)，來確保分析檔案正確性。其穩態檔案包括年度尖載檔案外，

亦包含季節性基本檔案資料。

- B. 動態模型發展：為正確模擬ERCOT系統之動態與暫態行為，需不定期進行動態資料維護與管理(動態資料需求包含負載模型、輸配電設備模型、資料維護權責、資料記錄保存等)，因此透過可靠度與運轉委員下之動態模型工作小組所制訂標準流程，來確保網路資料與數學模型正確性。此外所有模型資料皆須符合ERCOT所採用規劃軟體格式。
- C. 短路電流檔案處理流程與檔案：ERCOT必須收集及建立系統短路電流資料檔案，並根據輸電服務業者(TSP)資料建立與更新。
- D. 負載預測資料：德州輸電與配電服務業者(Transmission and Distribution Service Provider, TDSP)，需每年提供年度負載預測資料予ERCOT，以利做後續系統電網分析。而這些負載預測資料係以建構在經濟發展、客戶傾向趨勢、交通便利性、電源業者效率改善作為與氣候等條件所預測負載資料。
- E. 電網建設資料：ERCOT定期會依據輸電計畫與追蹤報告

(Transmission Project and Information Tracking, TPIT)

更新系統電網資料，該報告主要以60kV以上輸電資料為主，內容涵蓋未來計畫、完成計畫、刪除計畫與區域輸電計畫等項目。B. 電能損失成本是預期的電能損失乘以\$/MWH的電能費率來計算的。

(三)結論與建議

- 1、本次參訪美國德州ERCOT機構中所獲得ERCOT規劃準則文件，內容主要闡述ERCOT規定電網規劃時，各電網參與者有所遵循依據，因此ERCOT在眾電網參與者中扮演著中立與獨立公正角色，因此需建立一套規劃準則規定，以利各電業參與者遵守。而本公司目前輸電系統規劃準則尚屬在公司內規定，因此為利往後台灣電業發展，建議仍應將「輸電系統規劃準則」位階提升至政府核定層級，以利本公司對電網投資執行依據。
- 2、美國德州ERCOT所進行輸電規劃作法與規定，原則上與本公司目前作法相同，皆須再進行各規劃方案滾動檢討以使符合系統實際需求及具工程執行可行性，而相關分析內容亦需包括穩態分析與動態分析二類，以做系統規劃評判指標。因此以目前公司系統規劃準則內容，應能符合現今先進國家規劃準

則內容與作法。

5-2 美國 UTA 能源系統研究中心簡介

美國德州阿靈頓大學(UTA)設置的電能系統研究中心(Energy Systems Research Center, ESRC)，自 1968 年成立至今已逾 30 年，為 IEEE 所調查認定前十名之電力系統教育中心，如圖 5.2。且與美國各電力公司及電力調度中心有多年合作，亦曾與本公司合作有關穩定度研究，將理論研究及實際系統運轉相互配合應用，來解決系統規劃及運轉相關問題。



圖 5.2 UTA 能源中心

此次 UTA 能源中心考察，主要由德州大學阿靈頓分校李教授所安排，李教授現今亦為該機構之主任，ESRC 機構主要發展領域為：電力自由化與負載預測、電力品質、配電自動化與負

載需量管理、電力系統模擬與系統即時監測及再生能源、風力發電及與電網整合之系統模擬。

有關美國 ERCOT 簡介及美國 UTA 能源系統研究中心部分，與本公司另一同仁林主管求忠一同考察，更多介紹請參閱該返國報告，本報告不再贅述。