

(105)電返國報字第 號出國報告  
行政院及所屬各機關因公出國報告書  
(出國類別：實習)

參加『電力市場基礎』課程及洽訪 ERCOT 電  
力調度中心及舊金山公用事業委員會  
出國報告

服務機關：台灣電力公司

出國人員：

姓名	職稱	單位	姓名代號	出國計畫
祁培倫	11 等電機工程監	電力調度處	027096	105 年度第 039 號
蔡金助	10 等電機工程監	電力調度處	027173	105 年度第 149 號

出國地區：美國

出國期間：105 年 11 月 6 日至 105 年 11 月 18 日

報告日期：106 年 1 月 16 日

## 出國報告審核表

出國報告名稱：參加『電力市場基礎』課程及洽訪 ERCOT 電力調度中心及舊金山公用事業委員會		
出國人姓名(2人以上，以1人為代表)	職稱	服務單位
祁培倫	主管電源	電力調度處
出國類別	<input type="checkbox"/> 考察 <input type="checkbox"/> 進修 <input type="checkbox"/> 研究 <input checked="" type="checkbox"/> 實習 <input type="checkbox"/> 其他_____（例如國際會議、國際比賽、業務接洽等）	
出國期間：105年11月6日至105年11月18日		報告繳交日期：106年1月16日
出國計畫主辦機關審核意見	<input type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input type="checkbox"/> 2.格式完整（本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」） <input type="checkbox"/> 3.無抄襲相關出國報告 <input type="checkbox"/> 4.內容充實完備。 <input type="checkbox"/> 5.建議具參考價值 <input type="checkbox"/> 6.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 7.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 8.退回補正，原因： <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容 <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略未涵蓋規定要項 <input type="checkbox"/> 抄襲相關出國報告之全部或部分內容 <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 9.本報告除上傳至出國報告資訊網外，將採行之公開發表： <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會（說明會），與同仁進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 其他_____ <input type="checkbox"/> 10.其他處理意見及方式：	

說明：

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

報 告 人	祁培倫 蔡金助	審 核 人	單 位	主 管 處	總 經 理
			主 管	主 管	副 總 經 理

QP-08-00 F06

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：參加『電力市場基礎』課程及洽訪 ERCOT 電力調度中心及舊金山公用事業委員會

頁數 53 含附件 是 否

出國計畫主辦機關／聯絡人／電話：臺灣電力公司／陳德隆／02-23667685

出國人員姓名／服務機關／單位／職稱／電話：

姓名	服務機關	單位	職稱	電話
祁培倫	台灣電力公司	電力調度處	主管電源	02-2366-6645
蔡金助			主管技術	

出國類別：1.考察 2.進修 3.研究 4.實習 5.其他：

出國期間：105 年 11 月 6 日至 105 年 11 月 18 日

出國地區：美國

報告日期：106 年 1 月 16 日

分類號／目

關鍵詞：合格排程公司 (Qualified Scheduling Entity, QSE)、安全限制機組排程(Security Constraint Unit Commitment, SCUC)、安全限制機組排程 (Security Constraint Economic Dispatch, SCED)、日前市場(Day-Ahead Market, DAM)、即時市場(Real-Time Market, RTM)、用戶聚合選擇 (Community Choice Aggregation, CCA)

內容摘要：

本報告主要以參加德州電力調度中心(Electric Reliability Council of Texas, 以下簡稱 ERCOT)於 George Town 舉辦之『電力市場基礎』課程，該課程內容共分 5 天，內容涵蓋 ERCOT 最新及完整的電力市

場流程介紹，並拜訪位於德州 Taylor 的德州電力調度中心總部(ERCOT ISO)，討論有關電力調度中心之電網安全分析、IT 應用及組織架構等項目。最後再到於加州的沙加緬度市(Sacramento)，由 Energy Matrix Consulting 公司安排參加 ISO 運轉研討會，介紹 San Francisco utility commission 及 Lodi Electric Utility 等公營的電力公司 ISO 市場環境下之運轉方式。因此本報告係依照本次行程進行編排。

本報告內容共分八章：

壹、心得與建議

貳、出國目的

參、出國行程

肆、『電力市場基礎』課程

伍、參訪 ERCOT 相關議題研討

陸、『ISO 運轉』研討會

柒、參考文獻

本文電子檔已傳至出國報告資訊網

(<http://open.nat.gov.tw/reportwork>)

## 目 錄

行政院及所屬各機關出國報告提要 .....	II
目 錄.....	IV
圖表索引.....	V
壹、 心得與建議.....	1
1.1 心得.....	1
1.2 建議.....	4
貳、 出國目的.....	6
參、 出國行程.....	8
肆、 『基礎電力市場』課程.....	10
4.1 節點市場基礎概論.....	11
4.2 日前市場 (Day-Ahead Market) .....	17
4.3 輸電安全分析及 RUC(Reliability Unit Commitment).....	24
4.4 調整期間.....	28
4.5 運轉期間.....	30
4.6 異常緊急運轉.....	36
伍、 參訪 ERCOT ISO 相關議題研討 .....	38
5.1 研討議題.....	38
5.2 ERCOT 專家的答覆及看法.....	38
陸、 加州 ISO 運轉研討會.....	43
6.1 ISO 運轉課程.....	43
6.2 排程軟體介紹.....	51
柒、 參考文獻.....	53

## 圖表索引

表 3-1 出國行程.....	9
圖 4-1 ERCOT 躉售電力市場流程圖 .....	11
圖 4-2 ERCOT 躉售電力市場主要參與者 .....	13
圖 4-3 電網模型管理系統(Network Model Management System) .....	14
圖 4-4 日前市場活動示意圖 .....	18
圖 4-5 RUC 流程圖 .....	24
圖 4-6 DRUC 起迄時間圖 .....	25
圖 4-7 即時運轉差異結算示意圖 .....	27
圖 4-8 調整期起迄時間示意圖 .....	28
圖 4-9 運轉期活動說明圖 .....	30
圖 4-10 即時調度活動說明圖 .....	31
圖 4-11 SCED 作業流程圖 .....	32
圖 4-12 QSE 通訊要求示意圖 .....	33
圖 4-12 ERCOT 緊急能源警報通報說明 .....	37
圖 5-1 ERCOT 資訊系統架構圖 .....	39
圖 5-2 ERCOT 之 NMMS 示意圖 .....	40
圖 6-1 SFPUC 系統圖 .....	43
圖 6-2 每月發電及負載情況圖 .....	44
圖 6-3 電能成分組成圖 .....	45

圖 6-4 CAISO 轄區內 BA 示意圖.....	46
圖 6-5 北美各項電力費用圖 .....	46
圖 6-6 CAISO 各輸電公司代輸費率圖 .....	47
圖 6-7 輸配電代輸費率範例圖 .....	48
圖 6-8 因應再生能源需要增加之備轉量計算範例.....	49
圖 6-8 CCA 示意圖 .....	50
圖 6-9 舊金山市民的綠色能源選擇 .....	51
圖 6-10 Plexos 功能示意圖 .....	52

# 參加『電力市場基礎』課程及洽訪 ERCOT 電力調度中心及舊金山公用事業委員會 出國報告

## 壹、心得與建議

### 1.1 心得

1. 本次出國實習及參訪行程得以順利進行，首先要感謝德州電力調度中心(Electric Reliability Council of Texas，以下簡稱 ERCOT)可以開放非德州電力市場參與者免費參與本次課程，以及 ERCOT ISO 的黃舜賢、程云志博士、Henry S. Perez、Joel Kpepke 等資深工程師的熱心協助，讓我們有機會瞭解 ERCOT 的例行電網分析項目、再生能源對系統運轉之衝擊、PI 系統的使用應用經驗、實例及電力系統設備檢修管理系統及與其作業流程，並對 ERCOT 的組織架構有更進一步的認識。
2. ERCOT 因應市場結構變化，各部門之任務及目標亦隨之改變，故內部組織任務及人力運用方式通常定期 2 年即重新調整；並於 ERCOT 組織架構下即常態編制多位專案經理之職務，負責各項專案之推動，專案所需人力由各相關單位依照專案所需花費之工作量，編列工作時數之分配，如：原工作占 40%，專案占 60%。本處為因應電業自由化、大量再生能源併網及資訊系統更新等多樣變革，組織人力分配卻仍依照數 10 年前之運用方式予以配置，難以因應新的任務需求，且無法有效運用人力，建議改採 ERCOT 之運用方式，每 2 年重新檢討各組辦事細則及人力編制，專案經理



建議由資深專業工程師擔任，各組室依照工作比重不同，分配專職人力支援專案進行。

2.ERCOT 訓練課程除了本次參加的「Basis Training Program」外，其餘還包括：Congestion Revenue Right、Credit Management、Load Service Entities 201、Market Settlement 301、Nodal 101、Retail 101、Transmission 101 等課程。所有課程皆是對所有市場參與者免費開放，即使本公司並非 ERCOT 之市場參與者，然而其訓練單位仍然很歡迎我們參加他們所舉辦之課程。ERCOT 的課程規劃是以電力市場作業流程為大架構，並往下區分為發電業、輸配電業及售電業，對整個電力市場所扮演之角色及權責區分做一詳細介紹。因此建議本公司可定期派員參與各項相關課程，以因應電業自由化的快速變革。

3、持續推展再生能源是北美各電力系統的重要議題，為促進再生能源發展，每一州皆有自身的法令規定，但若涉及再生能源併網技術或運轉規定等技術規範，其要求卻十分一致，比如：再生能源業者的併網申請並無嚴格限制，然而運轉時若遭遇電網壅塞情況而導致無法發電之損失將要自行負擔；因應再生能源發展所需要增加之電網費用及輔助服務費用等，皆計入用戶端(負載端)之電費予以分擔，因此較不易產生電網公司阻礙再生能源發展之議題。亦即在電力市場的架構下，所有的費用皆由用戶端(負載端)支付，若要發展大量再生能源所增加之電網建設或系統運轉費用，也是由各系統參與者共同決議後，由用戶端(負載端)去支付這些費用。反觀國內，再生能源發展阻力之一，即是再生能源其電能售價是固定，若須額外負擔改善電網費用，將無法將這些費用轉嫁給消費者，進而

導致整體再生能源建置不如預期。

- 3 電源排程軟體除了調度中心(ISO)需全系統的最佳化外，發電公司也需要針對自身發電機組的運轉策略進行最佳化排程。調度中心(ISO)須優先考量系統安全，再考量全系統運轉成本；而發電公司則考慮本身運轉成本即可。因此雖然市面有關電源排程軟體產品眾多，然而符合調度中心運轉需求的卻不多，主要的供應商以 SIEMENS、ABB 及 LG 等大廠家居多，這類廠商偏重於整合電力市場的其他交易或結算功能，其排程系統可依用戶各別需求量身訂製，但所需費用高昂。

考量本處目前進行公司內部試行機組競價，可引進像 Plexos 這類小型軟體，其核心排程功能與大供應商差異不大，各項數學模型發展業已經很完善，且價格相較低廉許多。因此建議本公司可先採用聘請顧問模式，協助評估排程軟體是否可符合本公司需求，待確定可行後，再進行軟體採購。由於這類軟體價格與 EMS 的比較起來相對便宜很多，較符合作為處內評估試行階段的使用，若推展成功，未來亦可與 EMS 之排程結果比對，或於開發新的模型測試時使用。

6. 本次考察及相關研討行程得到 ERCOT 工程師、德州台塑公司的市場部門主管及 Lodi 電力公司蔣博士的許多協助。這些電力界的專家均十分樂意分享他們的經驗，未來本公司配合電業法修正需要制訂相關市場或調度機制，亦或需建置相關軟、硬體設備時，均可借重這些電力市場專家的意見與經驗，因此建議相關單位與其保持聯繫。另本次奉派執行出國計畫承蒙處長及各位長官、同仁的支持與協助方能順利成行，謹致上誠摯的謝意。

## 1.2 建議

- 1.ERCOT 每年為 TSP、QSE、LSE 或其他市場參與者舉辦相關課程，針對最新電力市場規則及執行細節進行講解，對於本公司擬定因應電業法修正後之因應措施，有相當參考價值，建議應繼續定期派員參加 ERCOT 舉辦之訓練課程。
- 2.ERCOT 規劃用模型係依照運轉之電網模型發展而來，因此其分析之一致性及正確性相當高，反觀本處規劃用之系統模型與即時運轉之模型分為 2 套不同系統模型，造成維護不易，且兩者間狀態的一致性也不易維護，建議未來 EMS 採購時，可考慮將模型管理系統 (NMMS) 納入考量，並要求輸電單位及發電單位即時更新各項設備狀態。
3. ERCOT 並無像本處之規劃人員定期產生系統規劃用 Case，也無每月定期產生電網檢討報告，故可節省相當人力，並專注於系統電網狀態之研究，僅針對系統那些弱點提出建議。建議本處應當朝此方向努力，有效利用人力。運轉所需要之 Case 採線上分析為主。
- 4.ERCOT 資訊系統係採用 ESB 作為資訊匯流排架構，各項資訊系統間之資訊交換格式採 CIM 格式，使各系統可快速交換資料。其資訊系統採各個系統由不同供應商提供，在上述架構下，整合不同供應商的產品困難度將可大幅降低。建議本處外來資訊系統之擴建亦可採用此架構。此外，ERCOT 利用 PI 的快速建立使用者介面之功能，在調度中心建立多項使用者介面，如再生能源監視等，帶使用者介面確定被調度員接納後，再移植至 EMS 系統，建議本處可採相同模式，充分利用本處新建置 PI 系統。
- 5.ERCOT 有編制幾個專案經理，其功能類似本處之專業工程師，主

要負責專案之推動，但專案經理下並無編制固定人員，其人力需求主要是採用各相關部門支援方式，於計畫初期即訂定各支援人員之固定支援工作時數，支援人力之專案進度則是跟專案經理負責，原工作部分則維持跟原部門主管報告。建議在本處目前人力短缺且專案工作繁重情況下，參考 ERCOT 之專案經理機制推動專案進行。ERCOT 組織人力運用之另一特點是，其每 2~3 年即會根據業務內容變更，重新調整組織及人力，以利順應不同業務要求，反觀本處之人力運用方式欠缺彈性，建議參考 ERCOT 之方式，至少每 3 年檢討調整一次。

6. 加州法規規定，電力公司應當將該用戶當月所使用之電能組成類別做一詳細之載明，就如同食品成分表概念一般，且需由第三方單位經過認證，使用戶可以清楚瞭解其使用之電力其來源總成為何。建議本公司於電費單中充分揭露此資訊。
7. 北美 2014 年發電成本約為\$50~60/MWh，輸電費率為\$20/MWh，配電費率為\$15/MWh，終端用戶的費用為\$120/MWh。此各項費用之占比應可作為本公司訂定代輸及其他相關費用收取時之參考。

## 貳、出國目的

德州電力調度中心（ERCOT）負責管理全德州約 85% 的電力負載，為北美自由市場發展相當成熟之區域，且為北美地區唯一州內電力系統獨立運轉的區域，與台灣之獨立電網之運轉模式相似。

台電公司正面臨電業自由化及再生能源大量併網等新興課題，其中電力調度處正負責推動火力機組競價平台及估算輔助服務各項費用等業務，因此藉由參加 ERCOT 所舉辦之「基礎電力市場」課程，可進一步瞭解國外電力市場的運行機制及考量項目，以作為日後擬訂相關執行細節之參考。

「基礎電力市場」課程結束後旋即訪問位於德州 Taylor 的德州電力調度中心總部(ERCOT ISO)，與其規劃部門及 IT 部門經理及工程師進行訪談，討論主題包括下列 5 項主題：

- 1.定期電網安全分析項目。
- 2.再生能源對系統調度運轉之影響。
- 3.PI 軟體及 CIM 在 ERCOT 之應用。
- 4.停電檢修管理程序（審修作業流程）。
- 5.電力調度中心的組織架構及主要業務內容。

最後一日行程由 Energy Matrix Consulting Inc. 安排參加「ISO 運轉研討會」，本研討會主要以舊金山公用事業委員會（San Francisco utility commission）為例，介紹舊金山電力公司每日如何參與 CAISO 之電能及輔助服務市場，調配其約 400MW 之水力電廠及舊金山城市公用部門之用電，內容包括參與電力市場的程序、各項費用以及購售電的雙邊合約處理問題。由於加州州政府為推動再生能源發展，對電力系統之再生能源占比有嚴格的法規要求，故座談會

特別介紹該州售電公司如何因應此變革，本研討會最後並邀請 Plexos 軟體公司針對該公司的排程軟體做功能解說及示範。

考察日期為民國 105 年 11 月 06 日至 11 月 16 日，共計 13 天。

## 參、出國行程

出國行程如表 3-1 所列，本次考察行程自 105 年 11 月 7 日抵達美國德州奧斯汀市開始，參加 ERCOT 於 George Town 舉辦為期 5 天之基礎電力市場課程，課程內容從市場參與者的資格認定、日前市場交易、調整期、即時調度、結算作業及緊急調度等市場流程及規定作一全面性介紹，課程內容皆是依照 ERCOT 現行的作業規定（Protocol）製作而成，內容採用簡單易懂之範例講解方式進行。

課程結束後，11 月 14 日洽訪 Taylor 的 ERCOT 調度中心進行討論，本次洽訪主要針對例行性電網分析作業、大修排程、PI 系統應用及再生能源併網影響進行討論。15 日上午自奧斯汀 AUS 機場搭機前往舊金山，並於 11 月 16 日前往 Sacramento 市參加「ISO 運轉研討會」，相關研討主題如前章節所述。由於出發前已經先行報名 ERCOT 及「ISO 運轉研討會」2 課程，以及與 ERCOT 調度中心相關人員先行聯繫，並安排各項議題的專家協助講解，使得此次課程及參訪過程得以順利完成，課程內容符合預期且與相關專家及工程師進行充分討論；於 105 年 11 月 17 日下午由舊金山國際機場搭機返國，圓滿完成任務，結束此次考察及會議行程。

表 3-1 出國行程

時 間	地 點	工 作 概 要
105.11.06	台北→舊金山→奧斯汀	往程 (台北→奧斯汀)
105.11.07~102.11.11	德州 奧斯汀	參加「電力市場基礎運作」課程，課程內容包含：市場規則、系統調度及結算作業等。
105.11.12~102.11.13	德州 奧斯汀	例假日
105.11.14~102.11.14	德州 奧斯汀	至 ERCOT 調度中心與作業負責資深經理討論市場架構下之運轉計劃作業方式，如：機組大修協調及電網定期分析作業項目等議題
105.11.15~102.11.15	奧斯汀→舊金山	往程
105.11.16~102.11.16	加州 舊金山	由 Energy Matrix Consulting Service Inc.接洽，至舊金山公共電業公司參加「ISO 運轉研討會」
105.11.17~102.11.18	舊金山→台北	返程



## 肆、 『基礎電力市場』課程

本課程主要針對 ERCOT 的電力躉售市場的作業流程介紹，從日前市場、調整期、即時調度、結算作業及緊急調度作一整體的說明，並包含各階段各市場參與者之作為，本課程的預期目標是讓學員在參與電力市場時，具備基礎的概念及認知，以及可以理解 ERCOT 躉售市場中的各項主要項目之相關時序、目的、輸入、輸出等。本報告以議程包含下列 6 項主題：

- 1.節點市場基礎概論 (Fundamentals of the Nodal Market)
- 2.日前市場 (Day-Ahead Market)
- 3.輸電安全分析及 RUC (Transmission Security Analysis & RUC)
- 4.調整期間 (Adjustment Period)
- 5.即時運轉 (Operating Period)
- 6.異常緊急運轉 (Abnormal Emergency Operations)

## 4.1 節點市場基礎概論

此部分主要目的是介紹 ERCOT 躉售市場的主要組成，包含：日前市場、可靠度機組排程(Reliability Unit Commitment)、即時運轉。並描述其他用以支持 ERCOT 躉售市場的程序，包含：註冊、電網模型及結算。

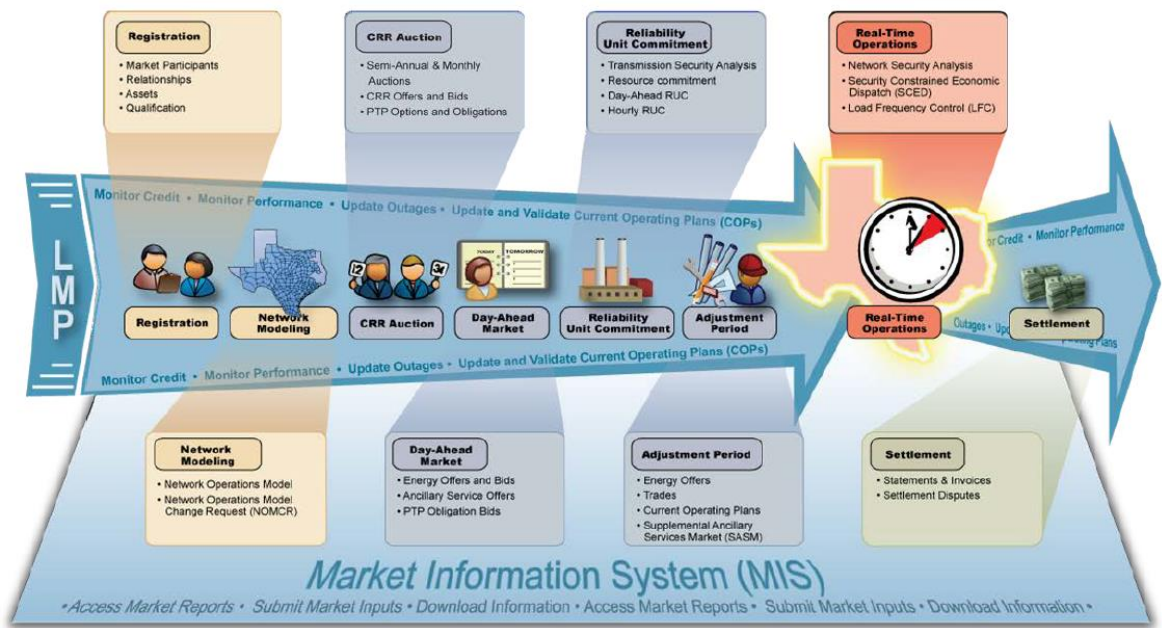


圖 4-1 ERCOT 躉售電力市場流程圖

### 註冊

所有市場參與者需要註冊及簽訂一標準的市場參與申請單以加入 ERCOT 市場。市場參與者除了需要提交其註冊申請單之外，另一個重要目的，是驗證參與者擁有執行其註冊功能之能力。市場參與者包含下列：壅塞收入權帳戶持有者（Congestion Revenue Rights Account Holder）、負載服務公司（Load Serving Entities）、輸配電公司（Transmission/Distribution Service Providers）。

CRR（Congestion Revenue Rights）持有人根據不同節點可獲得或支

付壅塞費用。

LSE (Load Serving Entities) 則是提供用電能服務給終端用戶或躉售用戶。

QSE (Qualified Scheduling Entity) 需由 ERCOT 認定合格後，方可提交平衡排程，投標輔助服務與結算付款。

RE (Resource Entity) 則是擁有或可控制發電機組，或可使用負載充當電源者。

TDSP (Transmission/Distribution Service Providers) 擁有或可運轉操作輸變電設備以傳輸電能。

IMRE (Independent Market Information System Registered Entity) 則是在 ERCOT 註冊的實體，其唯一目的是與於存取市場資訊系統的安全區資料。

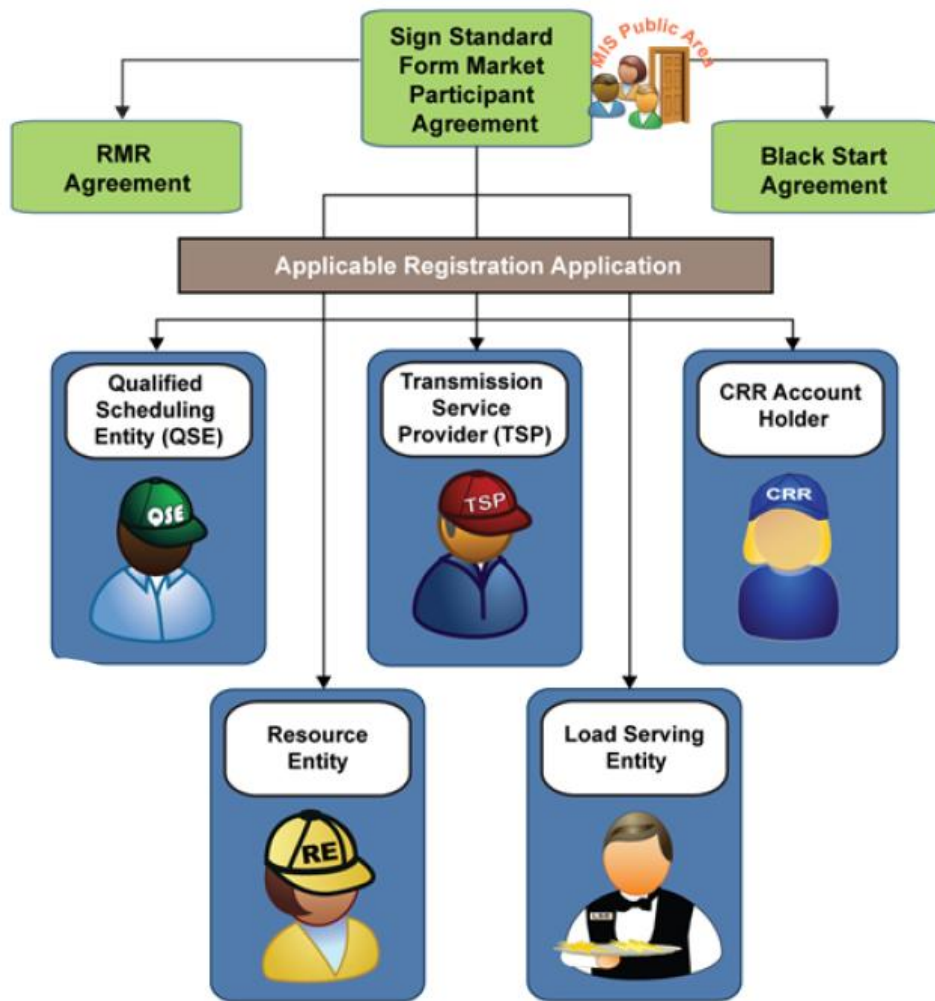


圖 4-2 ERCOT 躉售電力市場主要參與者

QSE (Qualified Scheduling Entity, 合格排程公司)

需要經過認證測試項目包含：使用者介面、每週 7 天 24 小時排程中心、遠端通訊測試、輔助服務測試 (視 QSE 功能而定)。

RE (Resource Entity, 電能公司)

電能公司可分別代表發電機組或負載，個別的機組或負載資產需進註冊。而 RE 不能直接參與市場競價，需經由 QSE 代為參與市場。

ERCOT 主要是跟 QSE 及 CRR Account Holder 進行財務結算，

因此這兩者必須滿足 ERCOT 的信用額度要求。

## 電網模型

電網的運轉模型是由 NMMS(Network Model Management System：電網模型管理系統)系統產生，主要用以提供一個單一系統提供或管理電網模型，並提供其他分析軟體所需之電網模型資訊。此電網運轉模型將影響到即時的調度以及可靠度機組排程（RUC），並且也使用於產生其他規劃（planning）用或 CRR 市場之模型。而電網模型也將在財務方面造成影響，這影響包含日前市場、即時調度之 LMP(區域邊際價格，Locational Marginal Price)。這個電網模型包含下列各項設備狀態及即時狀態，如：輸電線路、變壓器、虛功設備、發電機、開關設備、負載資源、保護措施及遠端監視對應點等資訊。且當輸變電設備狀態改變的時候，TSP 需要立即更新其狀態；電源狀態改變時，RE 需要立即更改其狀態。這些模型資料的更新方式採用一稱為” NOMCR，Network Operations Model Change Requests” 程序進行更新。

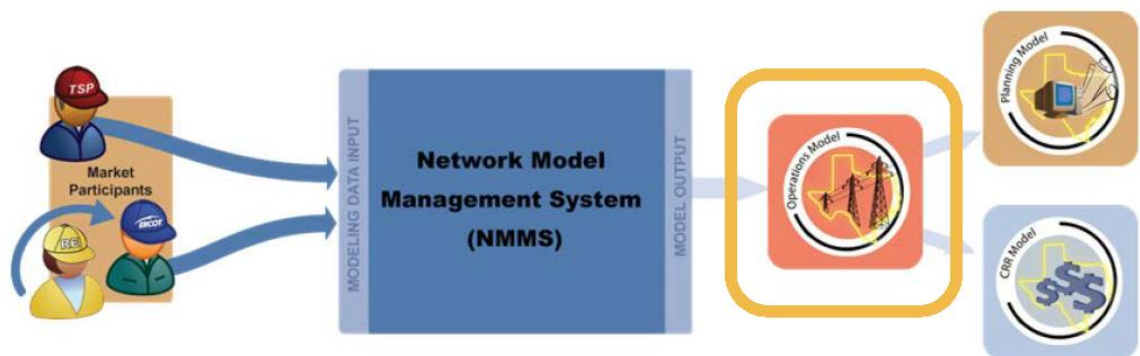


圖 4-3 電網模型管理系統(Network Model Management System)

## CRR 競標

CRR 為一財務工具，用以應付系統發生壅塞時之避險工具。

## **日前市場 (Day-Ahead Market)**

每日固定執行之最佳化程序，採自願方式參加，僅做財務連結不需跟實體電能機組做連結。日前市場之最佳化程序將評估報價及競價狀態，以決定全系統最佳的運轉成本。

## **可靠度機組排程(Reliability Unit Commitment)**

DRUC 為 RUC 的其中一項，目的是將日前市場純財務交易與實體調度運轉作一連結。每日於日前市場結束後開始執行。HRUC 為 RUC 的另一應用範例，同樣是將財務交易與實體調度運轉作一連結，與 DRUC 之差異是即時運轉前每個小時運算一次。

## **調整期 (Adjustment Period)**

QSE 可於這段期間重新提交報價、交易量及自我排程，亦或要求機組解聯。這段期間如果輔助服務量不足，ERCOT 可在調整期時執行補充輔助服務市場 (SASM)。

## **即時運轉 (Operating Period)**

即時運轉首要目的是確保發電可滿足負載需求，並確保輸變電設備可維持在其正常運轉範圍內。這控制是透過每 5 分鐘的 SCED(Security Constraint Economic Dispatch, SCED)最佳化調度，SCED 可計算出每個發電機組之運轉點，以及每個節點之市場價格 (LMPs)。負載頻率控制主要功能即是維持發電量能配合負載之變動，根據頻率的變動量予以反應，控制發電機組發電，並將所需之調整備轉量予以分配。

## **日前結算**

每日結算清單包含所有應當支付或收取的各項費用。其中，日前市場之結算清單會於運轉日後 2 日公佈於資訊系統上；即時市場的結算清單則會於 5 日後做公佈，若無需要修正部分，則最終的結算清單會

於 55 天之後公佈，180 內尚可進行微調。結算資料僅供具讀取權限之市場參與者讀取。無論是日前市場或即時市場所發出之結算皆會同時發出發票，ERCOT 的支付期限是發票日後 2 日內，市場參與者則是發票日後 3 日內。結算的節點價格可區分 3 種節點，分別為電源端節點、負載區節點及 HUB 節點的方式。然而，ERCOT 只有電能市場，沒有容量市場，因此無法支持或保障新機組投資可以有足夠利潤，因此 ERCOT 目前有發展出一套 Scarcity Pricing 之機制，當電能供給比較不足時，適度提高市場價格以提高市場誘因。

### **ERCOT 資訊系統**

可分為公眾區、安全區及認證區，依照資訊內容分類分別置放在 3 區中。公眾區之資訊代表該資料可供所有大眾讀取之資料，如：ERCOT.com 內之資料；安全區則是限定申請權限之用戶使用，資料需受保護，存取時也需要數位簽章認證；認證區代表只有個別參與者可讀取之個人資料，同樣需要數位簽章。

## 4.2 日前市場 (Day-Ahead Market)

此章節主要介紹日前市場之交易時間線、定義日前市場的目的、列出 ERCOT 日前市場需要那些資料輸入項目、釐清日前市場提交標單 (Offer 及 Bid) 之要求、釐清三種交易其提交資料之要求及其對市場之影響、列出日前市場之輸出項目以及釐清日前市場的各项收費或支付費用。

Bid 指的是買方所提出之報價，Offer 則是指賣方所提出之報價，兩項報價皆必須載明其商品種類、地點及價格。日前市場交易的商品有 3 項，分別是：電能、輔助服務及 PTP Obligation(類似當日的 CRR)，當 Bid 跟 Offer 的標單投進市場後，將進行一共同最佳化計算，此最佳化就是以發電成本最低、負載成本最低的目標下，決定前述 3 項市場商品得標量。雖然參與日前市場採自願方式並只有財務上的連結，但還是有例外，如：有負載的 QSE 需要負擔財務上的輔助服務義務，以及輔助服務的標是實際的得標非僅是財務連結。

在日前市場上，任何一個市場參與者的競標將會在財務上影響到其他參與者。財務上的影響面包含電能、CRR 及輔助服務得標；在可靠度的影響則是影響到輔助服務。



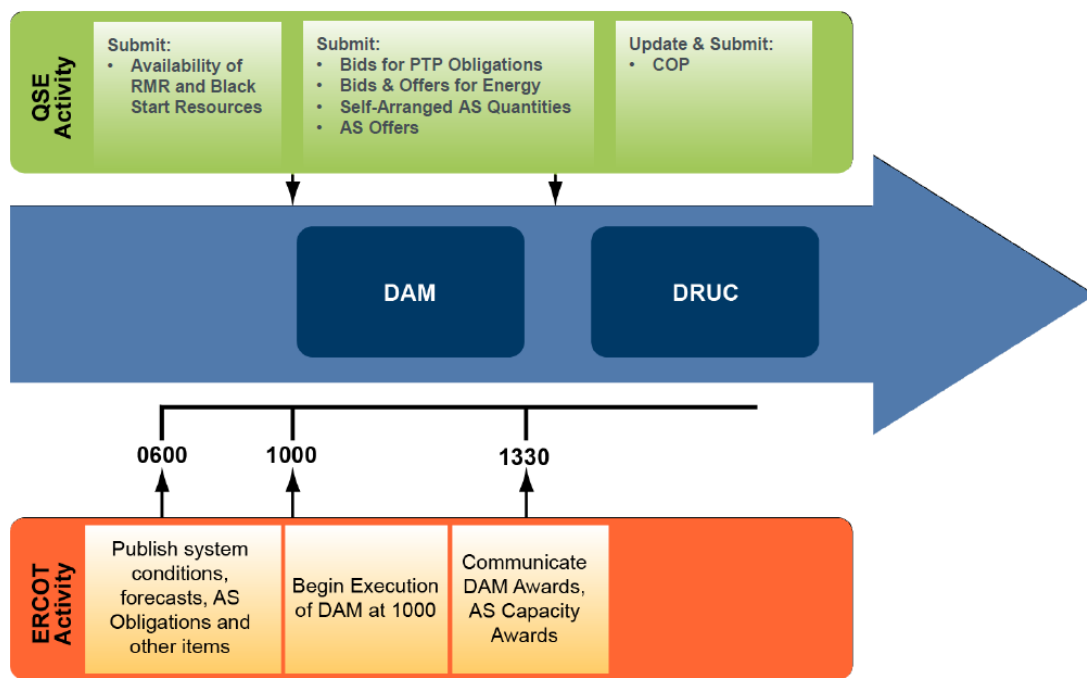


圖 4-4 日前市場活動示意圖

日前市場的活動時間線如圖 4-4 所示，QSE 在 6：00 之前需要上傳全黑機組、RMR（Reliability Must Run）機組之狀態；ERCOT 需要公佈系統狀況、負載預測、輔助服務義務等資料，10：00 前，QSE 需要提交 PTP、電能及輔助服務標單、自我排程之輔助服務量等，ERCOT 則在 10：00 開始執行日前市場之排程。13：30 後 ECOT 公佈日前市場的電能、輔助服務得標量，之後 QSE 需要根據此得標量，將其提交到 COP。ERCOT 擬訂之輔助服務計畫是考量整個系統，評估每小時所需之輔助服務(AS)需求量，單位是 MW。然後再根據各 LSE 的負載量去分配所需負擔之各項 AS 量，繼而得到每小時之各項不同 AS 分擔，然後再根據各 QSE 中 LSE 之總量聚集所需負擔之每小時各類 AS 量。ERCOT 會於 6：00 前將這 AS 計畫發佈到資訊系統給該 QSE。

QSE 可以根據自己的電源狀況自行安排 AS 之義務，也可以由 ECOT 在日前市場上購買。QSE 需從其所代表之發電機組中排定每小

時各項 AS 所需負擔之容量義務，並確保可以提供這些容量到 ERCOT 系統。計算方式如下：

AS 供應義務量=自我提供 AS 量+自其他 QSE 交易購得之 AS 量+日前市場得標 AS 量-售出給自其他 QSE 之 AS 量。

AS 責任用以指出 QSE 的機組可於即時運轉時提供其 AS 義務，經由 COP（即時運轉計畫,Current Operating Plan）與 ERCOT 控制系統更新最新狀態，並指出每小時之各種 AS 容量（MW）分別是經由哪些機組提供。QSE 的 AS 責任需要在 14：30 分之前安排完成，也就是說在 DAM 之後，在 SRUC 之前提供給 ERCOT。

其他 ERCOT 於 6：00 前之作為，包含公佈系統狀況，其包含：天氣假設條件（用做負載預測及線路動態額定估計）、各區未來 7 天每小時負載預測、負載分配因數（用作估計 BUS 端負載量）、結算節點與電氣 BUS 的對照表（使用於市場程序與交易）、輸變電限制、負載型態、輸\配電線損率、電網結構（置於資訊系統的安全區）。

QSE 所應該提供資訊，另外包含 PTP Obligations，PTP Obligations 為一財務工具，用以作為壅塞成本之避險，同時亦可作為一投資工具。其於日前市場進行買賣，再根據即時市場價格予以結算。

電能競標（Offer & Bid）：如果 QSE 其代表的是實體的發電機組，其於報價時，應該提供三部分報價，分別是：起動成本、最低運轉費用及電能報價曲線，於日前市場、RUC 程序及即時運轉皆會使用到。其中電能報價必須介於-\$250/MWH~市場天花板價格（CAP Price），最低運轉及起動成本必須低於 200%的正常成本（可被驗證之成本）。只提供電能報價之 QSE，通常為單純從事市場交易買賣，並無實體的發電機組，其電能得標後，ERCOT 會以日前市場電能價格給付電能費用，

並在即時市場以即時電能價格向 QSE 收取電能費用。反之若是購電之 QSE 需以日前市場電能價格結算電能費用，再以即時市場價格收取電能費用。

QSE 若欲自行安排本身的 AS 量，則需以小時為單位，排定各項 AS 量分配量，並於 10 點前提交到資訊系統，這將影響到 ERCOT 於日前市場之採購量，這個自行安排量可以從本身機組來取得，或經由 AS 交易得來。此外每個 QSE 可以報負值的自行供應量，使 ERCOT 從市場購得更多 AS 容量，也可以排定多於其 AS 義務量，多出的部分 ERCOT 會以市場價格支付給這些量。於 14:30 前，QSE 必須提交其自排程之 AS 容量將由哪些機組提供，如：由本身機組提供（由 COP 更新）或由交易取得（經由 MIS 提交）。QSE 可於日前市場提供其 AS 報價，這可使 ECOT 從市場取得所需之 AS 量，以及 QSE 將依據市場結清價格予以支付。若有提供機組三部分報價，而 DAM 假設機組是離線的，只有當三部分報價有得標時，其所提供之 AS 才可能會被選中，總得標量必須低於機組總容量。如果 AS 報價有連結到其他電能報價，DAM 會假設該機組是已經上線，同樣最高得標量會低於機組最高容量。AS 的報價必須包含：運轉日期、機組別、以及可提供之價格及容量，以及報價的有效日期範圍。最小報價量是 0.1MW。

更新 AS 量至 COP 系統。但何謂 COP？COP 主要用以顯示預期可能之運轉狀態，提供較為精確的資訊供規劃作業使用。可作為日前市場及 RUC 之輸入資訊，但 COP 不作為即時調度使用，即時調度還是採用遠端監控方式進行通訊。COP 內含未來 7 日各小時的運轉資訊，並且可於運轉前 1 小時前更改，以及在機組狀態改變 1 小時內更改機組最新狀態。QSE 有責任對其所代表之機組狀態進行更新，資訊需包

含：機組名稱、最高\低出力（HSL\LSL）、緊急出力上下限及各項輔助服務容量。下列 3 類機組所提交之資訊需符合不同規則，分別是：複循環機組(CCGR)、風力機組(WGR)、太陽光電發電設備(PVGR)。

複循環機組根據機組組態（1+1、2+1、3+1）予以區分，視為個別已註冊之機組之組態予以報價；風力之最高出力(HSL)需低於或等於提交給 ERCOT 之短期風力預測出力；太陽光電之最高出力(HSL)同樣需低於或等於提交給 ERCOT 之短期太陽光電預測量。若發現 COP 資料不正確時，ERCOT 會要求 QSE 重新更新 COP 資料，QSE 需要立即更新。

QSE 必須指出有足夠之容量以滿足其輔助服務供應義務，假設 QSE 每小時各項加總之 AS 容量不滿足時，ERCOT 會通知 QSE 重新調整，QSE 必須在接受通知 1 小時內更正其短缺量。QSE 在更新 QSE 間之交易量部分，這部分交易可以是：電能交易、容量交易及輔助服務交易。電能交易為 QSE 對 QSE 買\賣在特定結清點每 15 分鐘之電能之財務義務量；容量交易為 QSE 對 QSE 買\賣每小時財務上之容量義務；輔助服務交易為每小時 QSE 對 QSE 買\賣財務上之特定輔助服務項目義務量。此交易量需由 ERCOT 在 MIS 上認證買\賣雙方之交易，且買\賣雙方皆需完成確認才成效。如果交易在 14:30 前完成，在 DRUC 裡這些電能及容量之交易，以買方而言，被視為供給增加；以賣方而言視為義務量增加。若在 14:30 後完成，則會被考慮 HRUC 內作分析。非 ERCOT 轄區之潮流若要進出 ERCOT 系統只允許採用 DC Tie Line 傳輸，需經由一 QSE 經由 OATI 提供其排定輸電量排程給 ERCOT，並採用 E-Tag 方式代表其輸電量，其排程規則需符合 NERC、CFE 及 ERCOT 之運轉規則。

ERCOT 於 10 點開始執行 DAM 結清程序，主要考慮經濟性下滿足報價(offers)、競價(bids)及 PTP 競價。需要考慮的限制條件包含：輸電限制、機組運轉限制、報價的限制及報價競價同時考慮的限制式。潮流限制係利用負載分配因數（依照：冷、溫、熱三種天氣類型大致區分）予以分配，計算系統潮流量。在 DAM 時，ERCOT 會根據此負載分配因數將 Bid 跟 Offer 分配至電氣 bus，因此將會影響到各結點 LMP 及計算出壅塞成本。

ERCOT 於 13：30 以下發佈 DAM 及 AS 的得標狀況，得標狀況依據機組三部分報價、電能報價、PTP 報價、輔助服務報價等決定。ERCOT 每小時公佈下列項目：日前市場不同節點之結清價格、各個電氣 Bus 之 LMP，各個結清點買\賣電能量、結點 PTP 結清狀況、輔助服務方面包含：各種 AS 型態之日前 MCPC、日前 AS 投標量及報價曲線。ERCOT 會檢視日前市場之 MCPC 及每小時的 LMP，在公佈之前會先標注出有問題的價格，並在運轉日後第 2 個工作日當日 10 點將價格做最終確認。

日前得標之結算。電能部分以每小時日前結清價格做結算；輔助服務以每小時日前市場之 MCPC 結算；PTP 則依照日前市場每個結清點之日前節點之 Obligation price 結清。由於當系統發生壅塞後，各端點依據 LMP 進行結算，但通常發電量較多之節點價格會比較便宜，發電量通常會大於負載量，發電端較少之節點價格將會比較高，且負載量通常會大於發電量。因此導致支付給發電端的總價格會少於跟負載端收取的總價格，因此多出的價格稱為壅塞收益(Congestion Rent)

在市場架構下，某些機組的機組起動及運轉成本無法於日前市場回收時，ERCOT 會使用一整體（Make Whole）支付的方式予以補償，

這些費用由日前市場購電的 QSE 比例分擔。然而，只有提供實體機組的三部分報價之 QSE，當其機組被排程到時才可得到整體支付的補償。這些整體支付是以各燃料別之機組之標準（可驗證）成本作為支付的上限。

### 4.3 輸電安全分析及 RUC(Reliability Unit Commitment)

這部分主要描述可靠性機組排程程序，指出 ERCOT、TSP 及 QSE 在此程序之影響，在不同時間軸之日前及小時前之 RUC 程序，最後會指出 RUC 對財務上之影響為何？

RUC 最主要之目的用以確保：1、有足夠之負載量足夠滿足所預測之負載量。2、所排程之容量是在適當之位置。因此要考量到機組的排程及安全性限制，必須確保有足夠的可調度容量可支應負載需求，有些容量則是排程來提供容量之輔助服務。所以這個程序由兩個必要元件組成，第 1 是電網安全分析，評估輸電系統發生違反安全條件時可被有效解決。2、RUC 決定機組排程量可確保滿足預測負載量。如下圖所示。



圖 4-5 RUC 流程圖

此程序由一開始需先由 TSP(輸電服務公司，Transmission Service Provider)、ERCOT 及 QSE 輸入必要資料。TSP 需要提供計畫或強制停檢修設備資料，因為這將影響到即時運轉所用到的分析模型，以及可靠性機組排程的程序。ERCOT 則會提供電網運轉模型、負載預測、分析事故列表以及調度程序；QSE 提供計畫或強制檢修之機組資訊，以及機組併網狀況及可用狀況，QSE 是經由 COP 更新其機組狀態。



圖 4-6 DRUC 起迄時間圖

DRUC 是在 DAM 之後即在調整期之前執行，如上圖所示。每日執行一次，一次執行未來 2 天機組排程，用以確保有足夠電能會被併聯以滿足隔日運轉需求。HRUC 為每小時執行的 RUC，其工作模式與 DRUC 相似，但其所望後看的時間長度是不同的，HRUC 等同於對未來每個小時（至下次 DRUC 執行前）的排程狀況進行微調。

ERCOT 的電網模型包含：正常的電網拓譜模型、設備額定容量、特殊保護系統及電網因應方案（RAS）。TSP 需根據已知或預期的改變進行更新。SPS 為一保護電驛系統，可快速及自動執行。而 RAS 為 ERCOT 或 TSP 的人為操作計畫，且需要有足夠反應時間給調度員反應。

起始排程狀態需包含之前已經運轉中之機組，若負載的需求，可排程更多機組以滿足負載需求，起始時先不考慮輸電限制條件，並產生一可行的排程解作為安全分析之輸入。為使 RUC 進算時可得到一個可行解，以及預先估測有那些壅塞情況給 TSA 作分析，因此其電能報價採用一類似電能報價，將原本電能報價乘以 0.1%。然後可調度解再傳給 TSA 確認此解可滿足電網安全性，用以決定輸電限制，然而輸電限制若是可採用 SPS 或 RAP 可解決，則該限制式可忽略。RUC 與 TSA 間會重複疊代，直到找到一安全的可行解。RUC 適用以評估有哪些機



組需要解\併聯，因此 RUC 主要考量起動成本及最小出力成本，電能報價曲線不考慮到 RUC 內。DRUC 使用的是 DAM 沒有得標機組之三部分報價曲線，但如果機組只提供電能報價，ERCOT 將代為產生三部分報價給 RUC 使用，ERCOT 產生三部分報價的邏輯是將其可驗證成本乘 150%或使用該類機組之一般成本 150%。HRUC 於調整期同樣採用此三部分報價。ERCOT 會通知(依實際狀態經由電話或通訊通知 QSE)機組其併聯時間及持續維持最低載之運轉時數，而 QSE 需要經由更新 COP 的資料以確認接受調度。RUC 到的機組其電能價格通常都會很高，但高於最低載之電能報價不可高於 Offer floor，目前是 USD2500/MWH。RUC 在有違反輸電安全情況下，若無法找到其他解決方式時，可以解聯機組。ERCOT 同樣會告知解聯時間以及持續時間為多長。

RUC 在財務上之影響：

機組併聯種類可分為 QSE 自行併聯及 RUC 併聯兩種形式。QSE 自行併聯主要原因為 DAM 得標、交易或即時市場還有利潤時；如果 QSE 併聯的容量不足夠時，ERCOT 則使用 RUC 來確保電源供應的可靠性。如果 ERCOT 經由 RUC 來併聯機組，則要確保 QSE 可以得到應有的補償，基於此邏輯，使用 make-whole payment 的機制來支付機組之併聯成本及最低載成本，但 ERCOT 會限制 QSE 的收益，避免有超額利潤情況產生，如果發現 QSE 利潤太高，會使用 Claw back 的機制將超額利潤要回，如：RUC 決定併聯時段之後，QSE 也安排機組於 RUC 時段前之連續時段自行併聯，則此次併聯花費就會被 Clawback。起動成本的判斷解\併聯的依據：解聯部分是依照 RUC 指令前 6 小時至少機組 CB 至少打開 5 分鐘以上；併聯部分是在 RUC 指令期間，CB 至少有 1 分鐘以上是投入的狀態，之後的每 5 分鐘用以判斷機組的離線狀

態。但認定方式還需視機組是否自行併聯，如果機組有因測試併聯情況，RUC 可以提早或延後該機組運轉時數，而不補償其起動成本。所有因 RUC 造成之 make whole payment 之金額，最後由所有負載依照比例分擔這筆費用。若是 QSE 造成容量短缺時，ERCOT 採用一容量短缺的收費機制，當 QSE 所交易或得標的總容量，於即時運轉時無法提供此容量，則稱為容量短缺量，如下圖所示，則所有造成之 make whole payment 之金額由這些造成容量短缺的 QSE 收取。

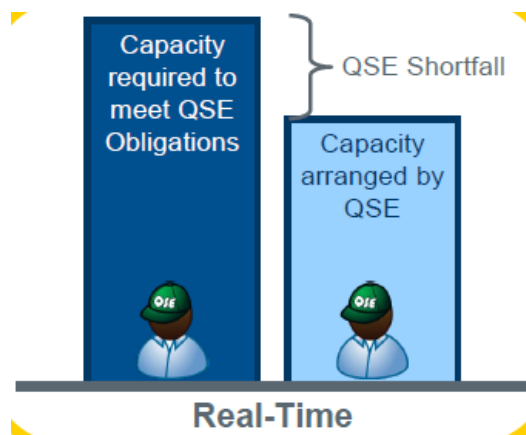


圖 4-7 即時運轉差異結算示意圖

#### 4.4 調整期間

此部分將介紹在調整期間重要的動作或程序，以及那些資訊應當予以提交或更新，最後介紹在調整期結算的動作。

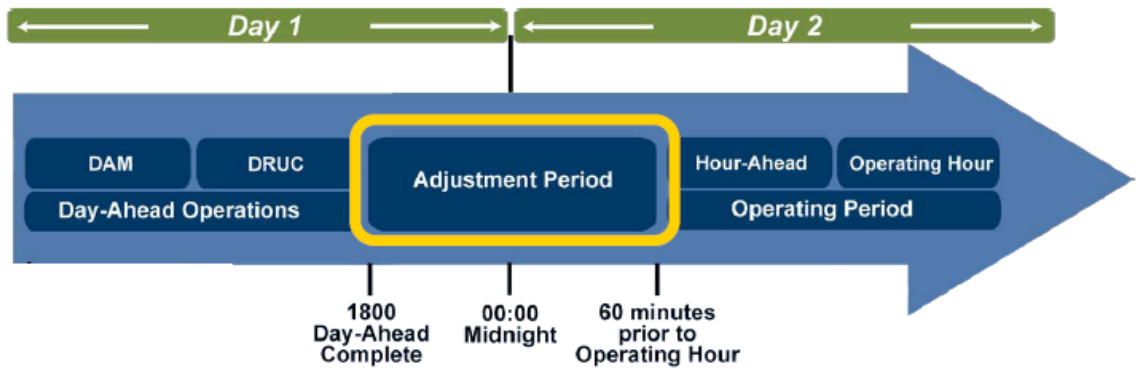


圖 4-8 調整期起迄時間示意圖

調整期是介於日前的 18:00 至運轉期前的一小時前，參與者有 ERCOT、TSP 及 QSE，ERCOT，若有需要 ERCO 可在調整期開啟補充輔助服務市場 (Supplemental AS Markets, SASM)。主要是用於購買額外的輔助服務量，唯獨 SASM 並不考慮電能的共同最佳化，規定是最遲需於運轉期前 2 小時開始作業。於調整期增購 AS 的原因有 3 個：各別 QSE 無法提供其 AS 責任量、壅塞造成 AS 無法提供至系統、實際 AS 需求量超過日前的規劃量。QSE 所造成之 AS 短缺，或壅塞造成 AS 短缺量，可由 QSE 自行重新安排，或由 ERCOT 經由 SASM 購買。而全系統 AS 所需要增加之容量，則由各 QSE 自行安排其分擔量，不夠的話同樣由 SASM 購得。SASM 將產生一各項輔助服務之 MCPC 價格，根據這個價格予以支付給這些額外的輔助服務提供者，以及跟需負擔這些輔助服務義務者收取費用。調整期時，TSP 若有需要時可更新設備的檢修計畫，此計畫提供給 ERCOT 做停/檢修協調工作，這些

工作都會影響到接下來的日前市場、RUC 及每小時的電網安全分析。TSP 在天氣狀況會影響到其設備或設備停檢修期間超過 2 小時的情況，將需要報告給 ERCOT。而 QSE 於調整期間，必須隨時更新其計畫或排程、更新其報價（交易量）狀況或當有需要解聯時。QSE 最常使用 COP 來更新其狀態，且要求在狀態（如：機組故障、解聯、更新其交易狀態、輔助服務量等）改變後 60 分鐘內，必須要更改其 COP 資料。其他如：機組之三部分報價、電能報價或起動成本等，皆可於調整期進行修改。調整期間，機組的剩餘容量之電能報價曲線，其價格必須是高於 \$75。其餘之 QSE 也可於調整期自行排程（每 5 分鐘排程），這些發電量則視為價格接受者，亦即於實際運轉時，其發電量由 ERCOT 依照即時市場價格予以支付。QSE 於調整期的任何更新資料，將被 HRUC 所採用。QSE 可於調整期間要求解聯，唯獨 RUC 選擇到之機組，其被 RUC 選擇到之期間不得要求解聯。而 HRUC 會評估該機組是否可依照其要求予以解聯，如果系統不允許時，HRUC 將會將其狀態改成 RUC Committed，除非機組故障情況除外。

## 4.5 運轉期間

本段用以說明運轉期之時間軸序列及各項運轉程序，並描述輸入資料程序及即時調度所需之輸出資料，如：即時電網安全分析、SCED(安全限制經濟調度)、頻率控制程序，最後是說明即時運轉的相關財務影響。

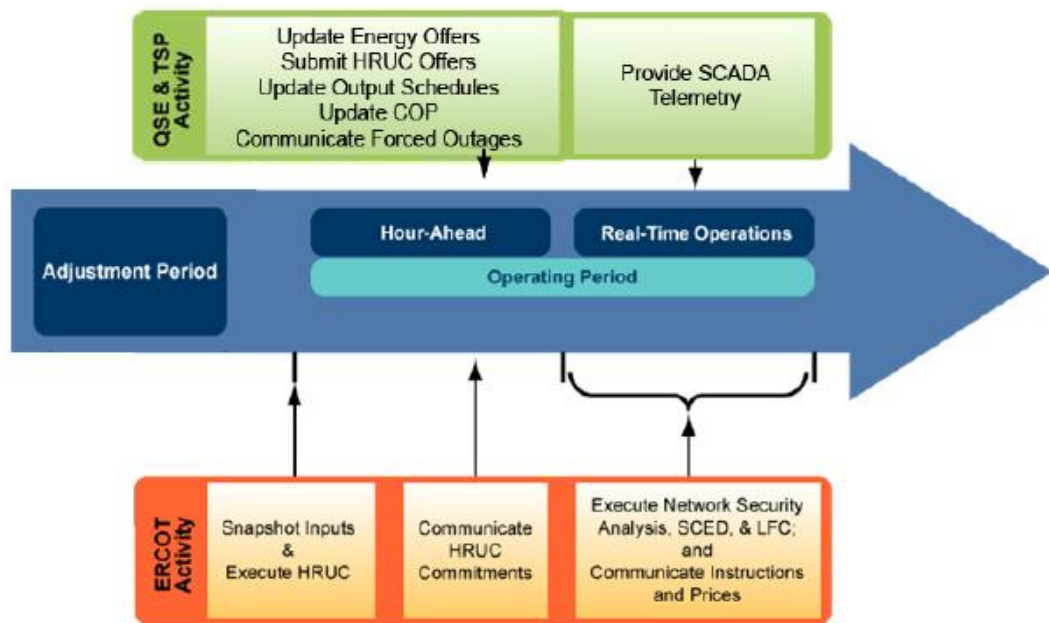


圖 4-9 運轉期活動說明圖

即時運轉的首要目的是要滿足可靠度(使發電可滿足負載需求，以及使輸電設備運轉在額定範圍內)以及運轉在最低系統成本。

即時電能調度程序可由下圖予以解釋。首先需由 QSE 及 TSP 取得機組及電網之即時狀態資料，QSE 之遙測資料包含：機組狀態(MW、MVAR)、最高\低載限制、可控制負載即時用量及其最高\低耗電量限制、CB 狀態、Ramp Rate、AS 責任、AS 排程及複循環機組組態等；TSP 之遙測資料包含：CB 狀態、Bus 電壓、線路及變壓器潮流量及動

態容量。

有關機組於運轉期的解聯，QSE 若需在非 RUC-Committed 期間予以解聯，除快速起停機組可以不提出需求即自行解聯，其餘機組皆需要電話請求 ERCOT 同意。機組發生事故時，ERCOT 可即時經由遙測資料判斷機組狀態，此外減載或強制解聯之起迄時間、HSL 及 LSL 同樣需要供給 ERCOT。

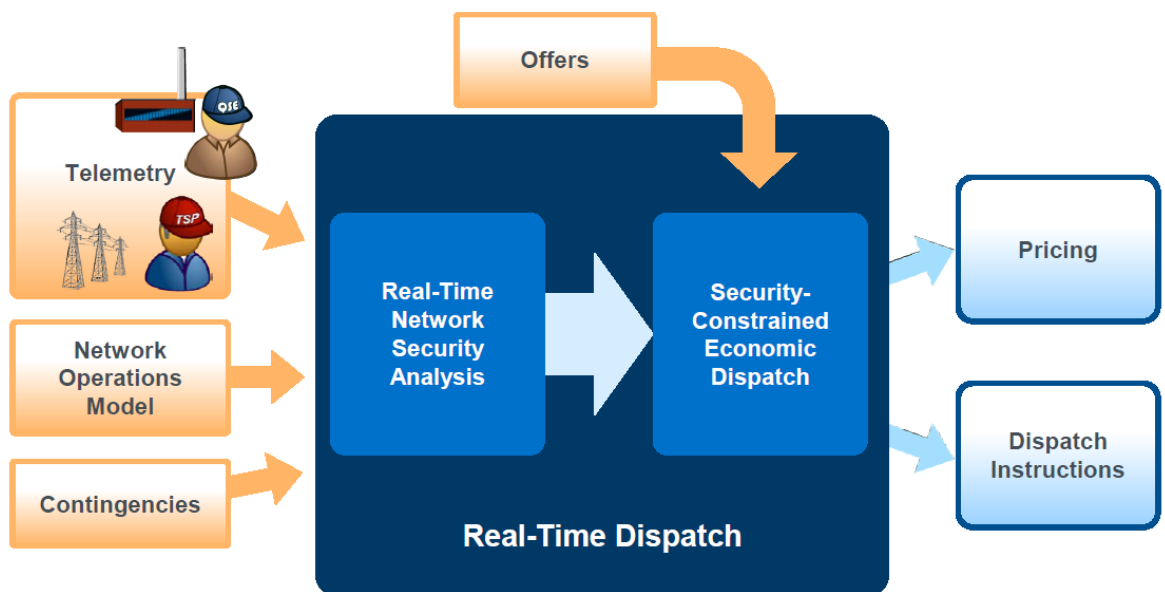


圖 4-10 即時調度活動說明圖

即時電網安全分析內部係經由 3 個程序完成，分別為：狀態估計 (State Estimator)、事故分析 (Contingency Analysis) 及限制管理 (Contingency Management)。然後再進入 SCED 程序，以完成在考量電網安全下達到經濟調度之目的。這裡的安全分析必須要避免市場會遭到壟斷而哄抬價格之情況，所以必須確保系統有充分的競爭性，因此只能在合理的情境下，才可允許價格提高。此情境之判斷原則需符合：所有機組價格都偏貴、必須使用較貴之機組方可解決系統問題或電源短缺情況，SCED 判斷市場是否有充分競爭之方式，係採用兩次運算方

式，第一階段只考慮部份限制，計算出一參考之 LMP，再考慮其餘限制條件，並確認價格並無明顯突增狀況，以確保系統無哄抬價格之情況，

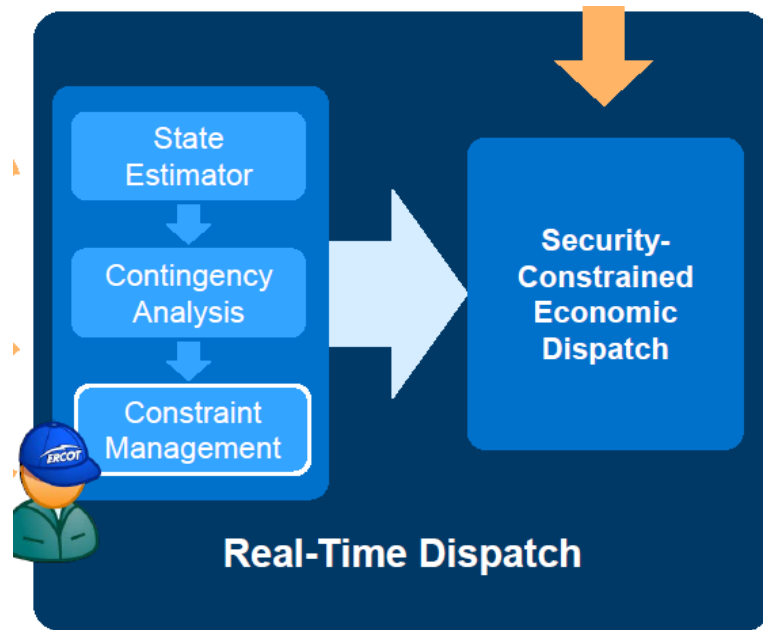


圖 4-11 SCED 作業流程圖

SCED 會先計算各機組之各項運轉上下限，此限制值是經由遙測傳回之 HSL 及 LSL，計算出 HASL 及 LASL 之運轉範圍，SCED 在此調整範圍內，考慮系統限制條件及 Shift Factor 後，計算出即時價格及各機組之運轉指令。即時價格由 SCED 算出，如果沒有提供報價之機組，其被視為即時價格之接受者，正常調度時將最後一個被移除之機組。SCED 每 5 分鐘執行一次，ERCOT 如有運轉上之要求可以增加執行頻度。即時之 LMP 根據機組節點、負載節點及 Hub 節點的方式予以結清。SCED 執行的 5 分鐘間，負載頻率控制 (LFC) 每 4 秒鐘執行一次共 75 次，LFC 主要用以維持系統頻率，計算頻率的偏差並將控制訊號送至各個 QSE。LFC 根據下列 3 項因數產生控制訊號：回復系統頻率所需之 MW 量、Reg-Up, Reg-Down, Responsive 等備轉提供量、更新後

之各機組最新之基準點。每個結算週期實際 Reg-Up 及 Reg-Down 的使用量，在隔天會公布至資訊系統上。每 15 分鐘之淨電能結算係採用機組的表記發電量，ERCOT 將會依照即時價格結算給 QSE。

LFC 的控制訊號傳輸方式如下圖所示。QSE 將要提供各項 AS 的責任量、做為 LFC 的機組狀態以及各個機組之參與因數；而 ERCOT 則會每 4 秒鐘經由 ICCP 送出其控制訊號給 QSE。

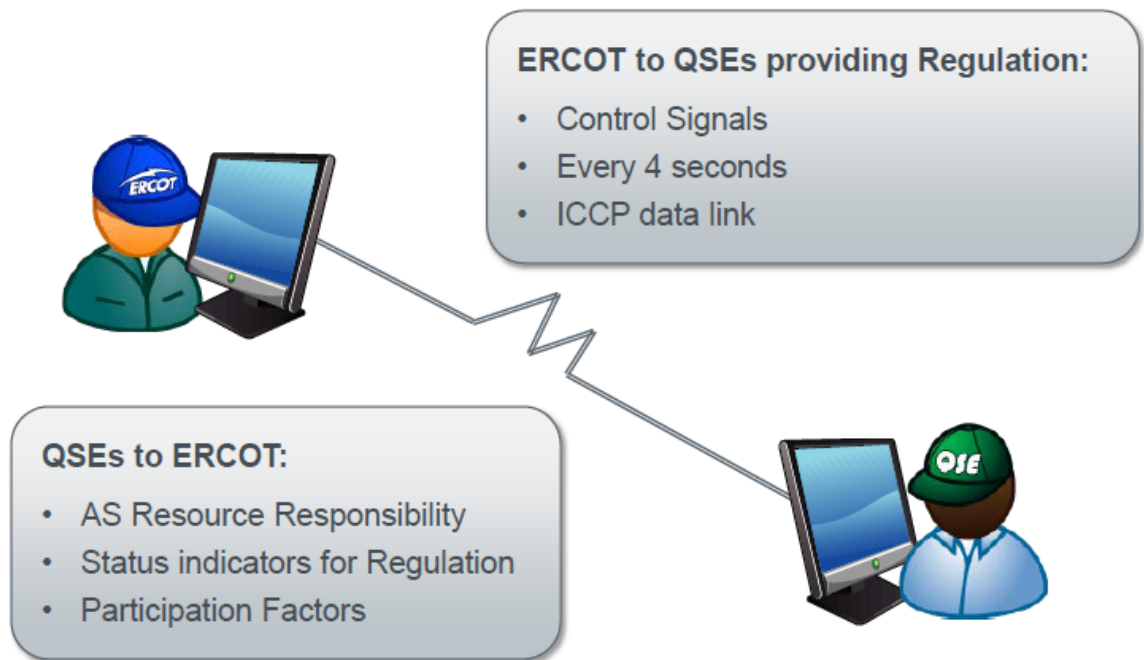


圖 4-12 QSE 通訊要求示意圖

而 Responsive 備轉也是類似 Reg 備轉的方式進行通訊，除了無法控制的機組採用 XML 格式外，其餘皆採用 ICCP 方式。系統在決定所需要的頻率調整 MW 時需要計算系統之 Bias 量，以反應出系統實際所需之 MW。實際系統的 AS 量係依照遙視設備的採集量每 10 秒鐘計算一次，並公布於 MIS 上，

有關於結算部分會影響到：即時價格、即時電能的不平衡量、即時 AS 的不平衡量以及各機組基準點的偏移量。由於 ERCOT 只有電能市



場，沒有如有容量市場，為使電能價格有足夠誘因使業者投資新發電設備，因使 ERCOT 創造一 Scarcity Pricing 的機制，在電能容量不足的時期增加一電能短缺價格，此電能短缺時之電能價值等同於避免限電之成本，因此 ERCOT 採用缺電成本 \$ 9000/MWh 乘以其缺電機率以產生一電能短缺價格，使此價格加在 SCED 所算出之即時價格上，使即時價格上升。

即時的價格結清則是每 15 分鐘結算一次，然而日前市場的時間週期則是每小時結清一次，所以在即時結算時，所有交易需先轉換成 15 分鐘時間週期，日前發電義務量與實際發電量相比，多發電或少發電之差異量則是以即時價格結清，並且以各個結清點之不同價格進行結算。

而一個 QSE 可能會是指代表負載端或只代表發電端或同時代表發電端及負載端這三種型態，但不論是何種型態，結算方式皆是依照各節點之即時價格結算，電源依發電量差異結算，負載同樣也是依照負載差異量結算。

AS 的部分結算則因為 ERCOT 沒有即時的共同最佳化程式，也沒有即時的 AS 價格，因此 ERCOT 定義出一即時的備轉價格，此價格經由即時備轉價格訂定出，可達到類似共同最佳化之效果，用以支付所有的備轉提供者，其算法是將電源區分成在線及離線機組兩類，計算全系統總電能最佳安排情況下，其容量轉移後之價格視為即時容量價格。

此外，機組依據 ERCOT 所計算出之基準點運轉，若有偏離此基準點運轉時將會遭收取一偏離費用，一般機組以 5% 或 5MW(視何者較大為準)，再生能源則是以 10% 為基準。然而當系統頻率超出 0.05Hz 或使

用到該機組之補充備轉，或其他 RMR 機組等，則向該機組收此偏離費用。

## 4.6 異常緊急運轉

本段主要描述於緊急狀況下之通訊需求、確認運轉於電能短缺情況之處理程序以及非正常情況下之收費及給付方式。ERCOT 將運轉狀況區分為四種狀況：運轉狀況通知(Notice)、公告(Advisory)、注意(Watch)及緊急通知(Emergency Notice)四種狀況。然而如果時間不允許，ERCOT 會跳過某些階段。其通知方式是利用專線電話通知 QSE 或 TSP 以及公布於 MIS 上。

運轉狀況通知(Notice)為第 1 階段，指電網 N-1 仍然安全情況，主要主動提供系統資訊供系統參與者預測未來狀況使用，以及公布可能之容量短缺狀況、未計畫之故障情形、未來 5 日嚴厲之天氣狀況等。

公告(Advisory)為第 2 階段通知，主要提供更多訊息給系統參與者，但同時也有可能要求市場參與者提供燃料容量或增加備轉容量準備量等。其通常在預測系統有不安全情況、通知系統限制或未來 3 日會有嚴厲天氣狀況時。

注意(Watch)為第 3 階段通知，用以通知系統招遇到哪些安全性威脅，公布 ERCOT 處理緊急狀況的運轉權限。發佈時機通常當：SCED 無法求得解時、電網有超過安全限制情況、AS 容量不足情況（在日前市場或即時運轉）、極端氣候狀況即將到來時。在此情境時，若 ERCOT 發佈需要系統參與者執行矯正措施，則系統參與者必須遵從指令。當市場失效時，ERCOT 可立即執行 AS 之增購及發送指令要求機組提供多餘之 AS。若是 SCED 失效則 QSE 會接收到此注意警示，並自動維持上一階段 ED 之指令狀態。

緊急通知(Emergency Notice)為第 4 階段通知，係指 ERCOT 正處於一不可靠狀態，需要立即之處置使系統回復至可靠狀態。ERCOT 在下

列情境下發佈此訊號：ERCOT 無法維持最低之可靠度標準、系統處於連續事故或需要限電情況、運轉在超載狀況及系統正遭遇到極端氣候。若是日前市場發佈”注意”情況，則市場延後 30 分鐘開始。ERCOT 緊急能源警報通報說明如圖 4-13。

ERCOT Energy Emergency Alert Communications

Emergency Levels*	Trigger	Grid Operators' Actions	Automated Emergency Notifications	Follow-up Communications from External Affairs	Media/Public Notifications
Normal Conditions	Reserves >3,000 MW	Normal operations			
Control Room Advisory	Reserves <3,000 MW	Issue "Advisory" to utilities – informational only – no additional authority for operators' actions.	Public Utility Commission of Texas (PUC) and NERC regional entity (TRE) notified via daily emails; operations notices at Control Room discretion.		
Control Room Watch	Reserves <2,500 MW	Use quick-start capacity and non-spinning reserves (available within 30 minutes).	Automated Emergency Notification System phone call and email to PUC staff, the independent market monitor (IMM), TRE and FERC; operations notice at Control Room discretion.	If potential emergency situation, additional information sent to the Grid Emergency email lists (SOC, PUC, OPC, RRC, TCEQ, Board, Govm/Lege, IMM, TRE, FERC, and Market Participants' media contacts/PIOs)	Consider Conservation Alert to support grid reliability.
Conservation Alert	As needed to encourage conservation when tight operating reserves are a concern.	Monitor need for additional generation and voluntary demand response resources.	None – conservation messages entered and deployed manually in non-emergency situations.	Coordinate public notification with PUC staff; notify media of change in conditions.	Spotlight on home page of ercot.com and mobile app; social media, app messages and/or news release
Energy Emergency Level 1 POWER WATCH - Conservation Needed (appeal optional if situation short-lived)	Reserves <2,300 MW and not expected to be recovered within 30 minutes	Use capacity available from other grids (via asynchronous connections; 500 MW on average) and commit all available units; implement weather-sensitive and 30-minute ERS resources if needed	Above plus State Operations Center (notifies city, county officials & law enforcement), Office of Public Utility Counsel, govml/lege staff and ERCOT Board; media contacts for utilities	If needed, notify Grid Emergency lists with additional information.	News release, if appropriate; Emergency Alerts list,** Twitter and Facebook, mobile app alerts; spotlight on ercot.com and mobile app
Energy Emergency Level 2 POWER WARNING - Conservation Critical	Frequency cannot be maintained above 59.91 Hz or Physical Responsive Capability (PRC) <1750 MW and not expected to be recovered within 30 minutes	Deploy demand response resources; Load Resources under contract (1,000 MW on average) and/or Emergency Response Service** (400-500 MW on average), in either order. Begin block load transfers of load to other grids if appropriate.	Above plus major news services and media contacts for utilities	Same as above	News release, if appropriate; Emergency Alerts, Twitter and Facebook, mobile app alerts, spotlight on ercot.com and mobile app
Energy Emergency Level 3 POWER EMERGENCY - Rotating Outages	Frequency cannot be maintained above 59.8 Hz or PRC <1000 MW and not expected to be recovered within 30 minutes	Instruct transmission operators to implement rotating outages. Areas affected are at the discretion of the utilities.	Same as above	Same as above	News release; Emergency Alerts list, Twitter and Facebook, mobile app alerts, spotlight on ercot.com and mobile app

\*Depending on system conditions overall, ERCOT Operations has some discretion regarding emergency levels and specific actions, based on these guidelines.

\*\*Emergency Response Service (ERS) may include 10-minute, 30-minute and Weather-Sensitive Demand Response resources.

\*\*\*Sign up for Emergency Alerts and News Bulletins list at <http://lists.ercot.com>

圖 4-13 ERCOT 緊急能源警報通報說明

## 伍、參訪 ERCOT ISO 相關議題研討

### 5.1 研討議題

11 月 8 日參訪 ERCOT ISO 係由黃舜賢博士協助安排及聯繫，當天除黃博士外，另有 Henry S. PerezKent、與程云志博士、Dr. Hailong Hui (Market Design Analyst, Supervisor)5 位專家協助進行簡報及說明。主要的討論議題包含：

- 1、 ERCOT 如何維護其系統模型及相關參數。
- 2、 例行性電網安全分析項目以及例行報告項目。
- 3、 ERCOT 短/中期停電工作排程。
- 4、 ERCOT 的 CIM 應用情況介紹。
- 5、 調度中心的視覺化應用，如 PI 軟體的使用狀況。
- 6、 ERCOT 對於再生能源是否有其他特殊之運用規則？

### 5.2 ERCOT 專家的答覆及看法

- 1、 ERCOT 如何維護其系統模型及相關參數。

ERCOT 專家的答覆：

ERCOT 有一 modeling 及 OTS 部門，主要負責建立系統各項模型及參數維護，不論是電網安全分析、電力市場交易或調度員訓練系統所需之各項參數資料及系統模型皆由此部門進行維護，故可確保各部門所採用之模型參數的一致性。Network Model Management System (NMMS)為 ERCOT 所採用之模型管理系統，其由 TSP、QSE 及 ERCOT 皆須依據 ERCOT 規定輸入之資料自行輸入資料，其資料格式皆符合 CIM 模型規範，使其資料具有共通性，可提供給如 CRR、DAM、即時運轉及 MIS 等使用。未來 5 個月內會更改或增加的模型皆立即在 NMMS 上做更新。NMMS 使用同一平台以產生即時運轉模

型及規劃用模型，為使即時運轉模型（CB 等級）可以轉換成規劃用模型（bus 等級），ERCOT 採用一後端轉換程式予以轉換成可用之模型。同時，為了使各個廠商的系統採用之資料可以互通，ERCOT 在命名上也採用一 ERCOT dictionary 的方式命名。

## Nodal Application Vendors

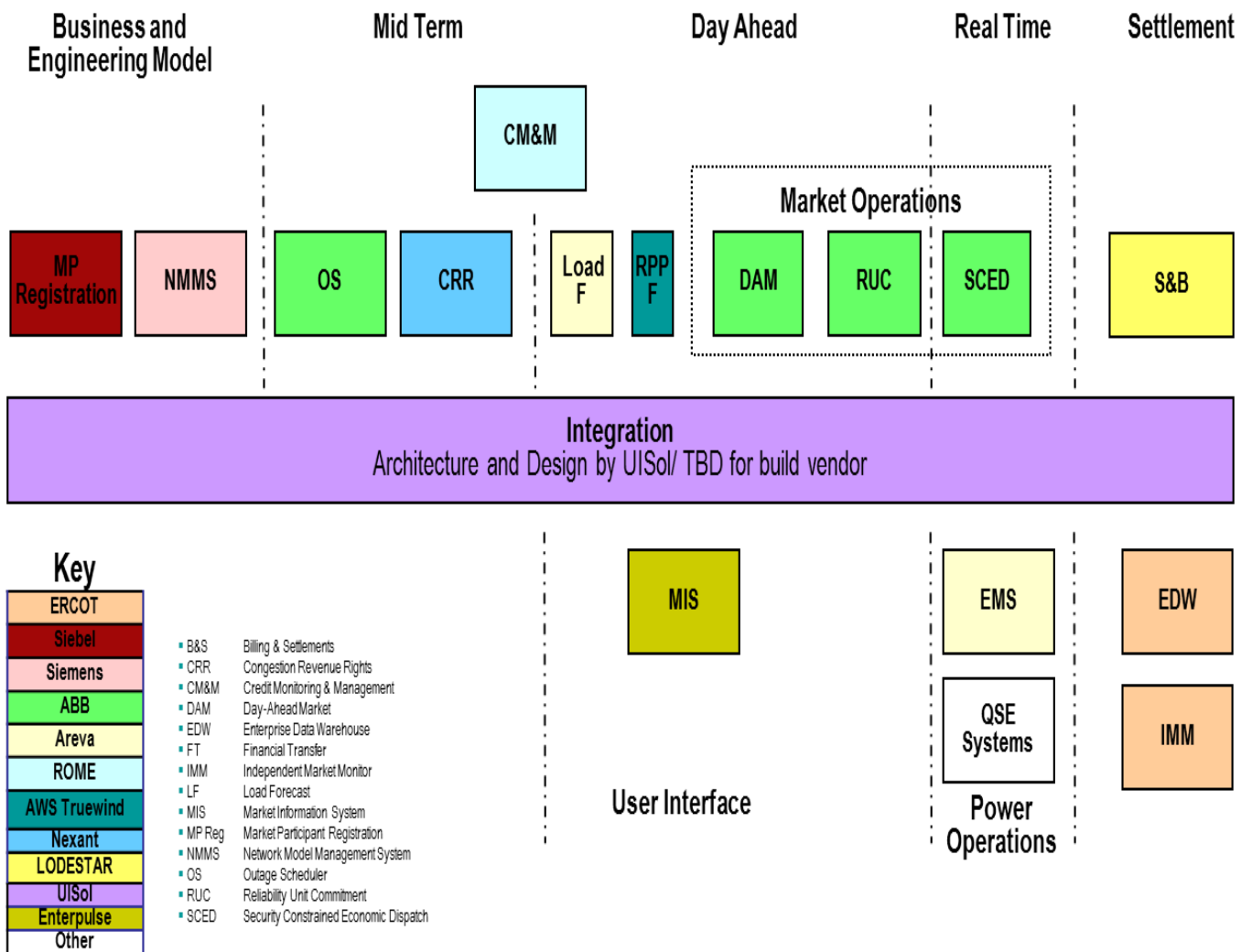


圖 5-1 ERCOT 資訊系統架構圖

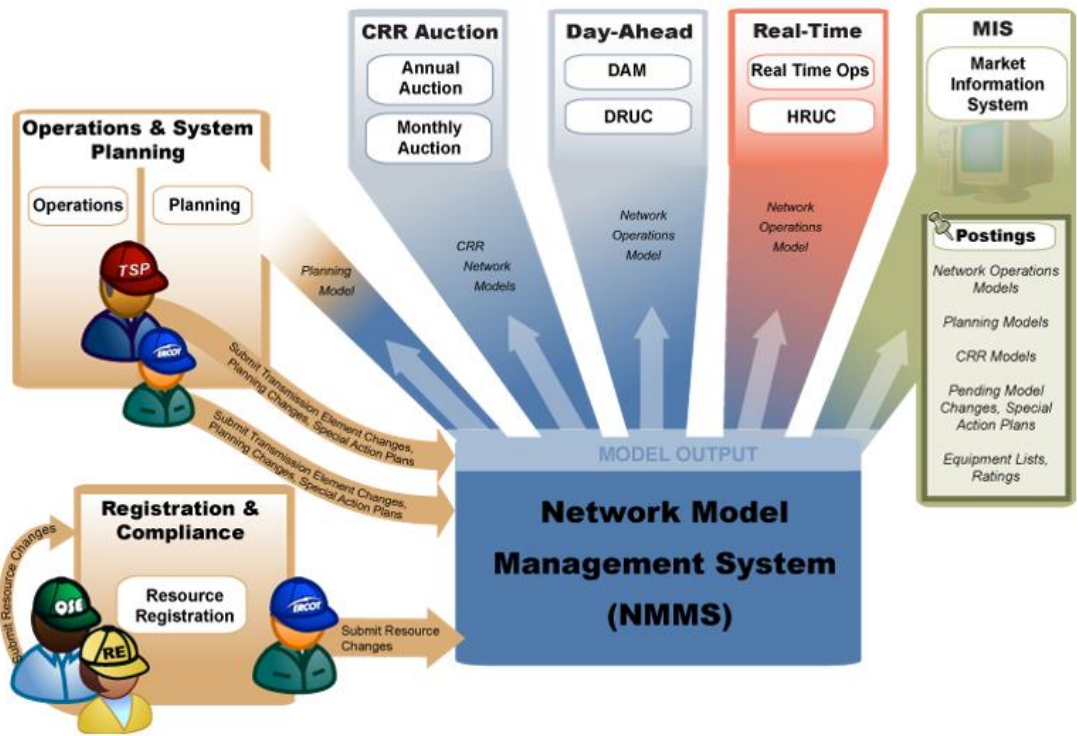


圖 5-2 ERCOT 之 NMMS 示意圖

2、例行性電網安全分析項目以及例行報告項目。

ERCOT 專家的答覆：

由於 ERCOT 的 NMMS 系統可以自動產生最新的系統分析 Case，因此所有的規劃用 Case 均採用此自動分析 Case 為基準，分別往後建立 2、3、5、15 年之長期規劃用 Case，整個長期規劃團隊共分成 4 組約 30 人，主要專注於長期電網安全分析、動態分析、擬定擴建計畫及遵守 NERC 所規定之相關要求。ERCOT 並無像本處之規劃人員定期產生系統規劃用 Case，故可節省相當人力專注於系統電網狀態之研究。

此外，ERCOT 利用 PI 的快速建立使用者介面之功能，在調度中心建立多項使用者介面，如再生能源監視等，等此功能確定被調度員

接納後，再移植至 EMS 系統，本處也應當充分利用本處之 PI 系統之此功能。

### 3、ERCOT 對於再生能源是否有其他特殊之運用規則？

ERCOT 專家的答覆：

ERCOT 對於再生能源並無特殊待遇，同樣需要提交其下一小時之計畫發電量，但通常不會對再生能源強制降載，只有在發生 N-1 事故分析時超載 10% 情況才會強制降載，ERCOT 也不會指令解聯掉再生能源，跟其他機組一樣同樣根據價格調度，因此有時再生能源會投標「負」價格，以確保其機組可以維持在線上運轉。

### 4、ERCOT 組織規劃及人力運用狀態？

ERCOT 專家的答覆：

ERCOT 的人力配置為內部文件無法提供給我們參考，但可依照不同部門及功能大略估算其人數。

其中 Market Operation 部門中主要區分下列幾項功能：

市場 (Market) 功能約 30 人

結算 (Settlement) 功能約 20 人

錶記 (Metering) 功能約 30 人

客戶服務 (Client Service) 功能約 20 人

調度 (Operation) 部門分為：

電網調度 (Grid Operation) 功能約 150 人

其中值班工程師共 8 人分 6 班輪值。

調度規劃人員約 10 人

尚有其他輪班技術支援工程師約 8 人

規劃 (Planning) 功能約 45 人



系統模型(Modeling)部門約 40 人

主要負責 NMMS 系統維護，並包含停/檢修(Outage)管理及 OTS 系統，但 OTS 僅 4 人。

其他還有網路安全(Cyber Security)功能約 10 人

警衛人員 10 幾人

NERC Compliant 功能 10 人

HR 功能約 10 人

零售(Retail) 功能約 10 人

其他 IT 部門人數約 200~250 人，

負責維護各項 Server、資料庫、結算、WEB 開發及各項功能維護等，以及一些專案經理人。

比較特別之處在於 ERCOT 有編制幾個專案經理，其功能類似本處之專業工程師，主要負責專案之推動，但專案經理下並無編制固定人員，其人力需求主要是採用各相關部門支援方式，於計畫初期即訂定各支援人員之固定支援工作時數，支援人力之專案進度則是跟專案經理負責，原工作部分則維持跟原部門主管報告。

ERCOT 組織人力運用之另一特點是，其每 2~3 年即會根據業務內容變更，重新調整組織及人力。

## 陸、加州 ISO 運轉研討會

### 6.1 ISO 運轉課程

本次課程經由 Enegymatrix Consulting 公司的蔣博士安排，參加於加州首府沙加緬度舉行之 ISO 運轉研討會。本次課程是以舊金山公用事業委員會 San Francisco Public Utilities Commission (SFPUC) 為範例，延伸其如何參與加州 ISO 之每日運轉。

SFPUC 是舊金山市政府所擁有之小電力公司，其負責灣區之水力、電力及廢水的營運，其擁有 4 個水力電廠(385 MW)、1 個 PV 廠及一些屋頂型 PV (15 MW)、1 個生質能電廠(2 MW)、一些私有輸電線路，共提供給 25% (150 MW) 的城市用電，但主要還是以穩定供水為主，發電獲利不是其主要任務。

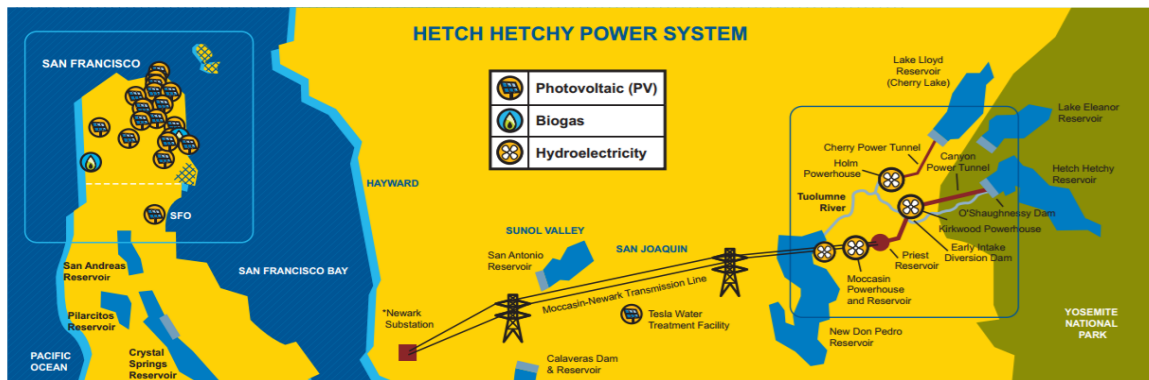


圖 6-1 SFPUC 系統圖

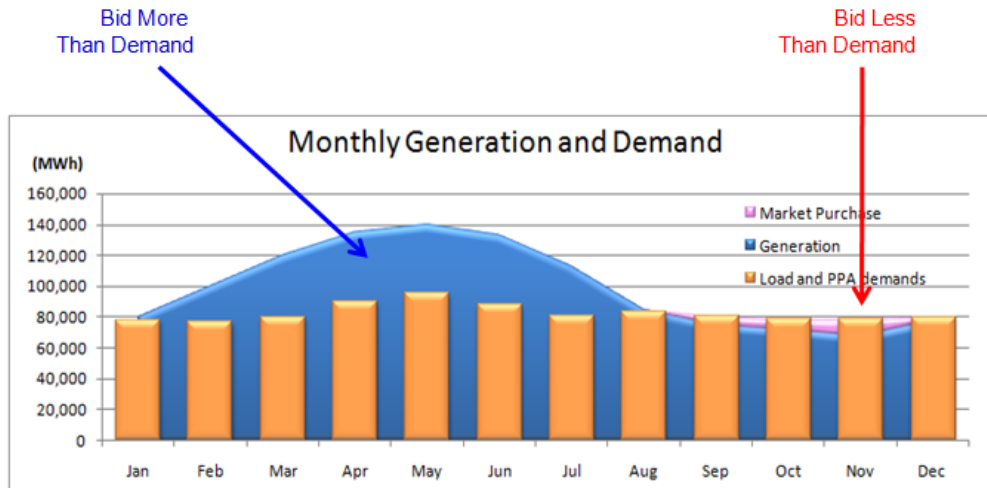


圖 6-2 每月發電及負載情況圖

SFPUC 的每月發電與負載需求情況如上圖所示，在豐水期時發電量通常會大於負載需求量，因此剩餘之電力可經由市場機制售出；若需求大於供給的月份，則同樣經由市場機制裡購得所需電力。比較特別之處，除了 CAISO 日前市場外，北加州 15 個城市組成一個 Power Pool 的會員機制(North California Power Authority)，各個會員可以依據標準的 PPA 要求，快速進行電能交易。

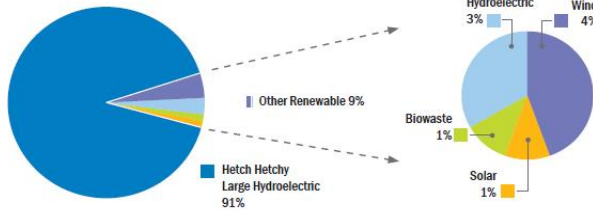
加州的電能交易主要分為下列 3 項交易：雙邊合約（以週、月之長約為主）、CAISO 日前市場（1~7 日前）、CAISO 即時市場（34 小時~75 分鐘前）。其他像是輔助服務、CRR 與 ERCOT 之運作方式極為類似。此外還有一些碳權交易（Emission Allowance Cap & Trade）及再生能源認證(Renewable Energy Credit, REC)的機制，這是有別於 ERCOT 系統。此外，加州法規規定，電力公司應當將該用戶當月所使用之電能係由何種能源提供做一詳細之載明，就如同食品成分表概念一致，且需由第三方單位經過認證，如下圖所示，使用戶可以清楚瞭解其使用之電力其來源總成為何。

## Where Your Hetch Hetchy Power Comes From

The Hetch Hetchy Power System is the clean energy backbone of the City and County of San Francisco. Hetch Hetchy energy is 100% greenhouse gas free and doesn't produce any harmful radioactive byproducts. In fact, our diverse energy portfolio is among the cleanest in the nation and primarily features hydroelectric, solar and biogas-generated power. We provide this power to all of San Francisco's municipal facilities and customers, which include:

- SFO • MUNI • hospitals • schools • police stations • fire stations • City tenants
- Treasure Island • residences & businesses in the redeveloped Hunters Point Shipyard







### 2014 Greenhouse Gas - Free, Renewable Power Supply



POWER CONTENT LABEL		
ENERGY RESOURCES	2014 SFPUC POWER MIX	2014 CA POWER MIX** (for comparison)
<b>Eligible Renewable</b>	<b>9%</b>	<b>20.4%</b>
- Biomass & Biowaste	1%	2.5%
- Geothermal	0%	4.4%
- Eligible Hydroelectric	3%	1.0%
- Solar	1%	4.3%
- Wind	4%	8.2%
<b>Coal</b>	<b>0%</b>	<b>6%</b>
<b>Large Hydroelectric</b>	<b>91%</b>	<b>6%</b>
<b>Natural Gas</b>	<b>0%</b>	<b>45%</b>
<b>Nuclear</b>	<b>0%</b>	<b>9%</b>
<b>Other</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
<b>Unspecified sources of power*</b>	<b>0%</b>	<b>14%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

\* "Unspecified sources of power" means electricity from transactions that are not traceable to specific generation sources.  
 \*\* Percentages are estimated annually by the California Energy Commission based on the electricity sold to California consumers during the previous year.

For specific information about this electricity product, contact the San Francisco Public Utilities Commission at (415) 551-4720. For general information about the Power Content Label, contact the California Energy Commission at (800) 555-7794 or www.energy.ca.gov/consumer.

 <b>HYDROELECTRIC ENERGY</b> <b>385 MW</b> The Hetch Hetchy Power System generates hydroelectric energy from four powerhouses.	 <b>SOLAR ENERGY</b> <b>8.0 MW</b> San Francisco's municipal rooftop solar arrays generate clean, renewable energy inside and outside of the City.	 <b>BIOMASS &amp; BIOWASTE</b> <b>3.1 MW</b> San Francisco's wastewater treatment plants convert biogas into heat and power, generating clean, renewable energy.
		

Printed on 30% post-consumer Recycled Paper

圖 6-3 電能成分組成圖

加州為 WECC 內 38 個平衡區中唯一之 ISO，但加州內仍然有 3 個負載平衡區 (BA) 其並無加入到 CAISO，其主要原因是那些 BA 其是地方政府擁有之電力公司，主要以水力發電為主，且為非營利目的，因此不參加 ISO 單獨運轉可保持比較低之電力價格給其居民，且 CAISO 的輸電費用相對較高也是這些 BA 不想要加入 CAISO 的主因之一。所以近年 CAISO 提出一些因應方案，初期收取這些 BA 以較低之輸電費率，並分年逐步調漲。此外 CAISO 也在逐步擴張其轄區至其他州。

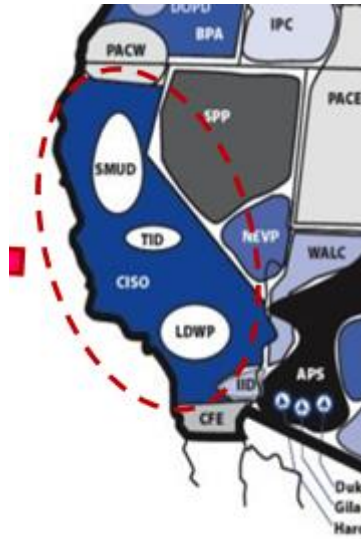


圖 6-4 CAISO 轄區內 BA 示意圖

本課程裡有一電價結構如下圖所示，其 2014 年發電成本約為 50~60/MWh，輸電費率為 20/MWh，配電費率為 15/MWh，終端用戶的費用為 120/MWh。此費用之占比應可作為本公司訂定代輸費率及其他費用收取時之參考。

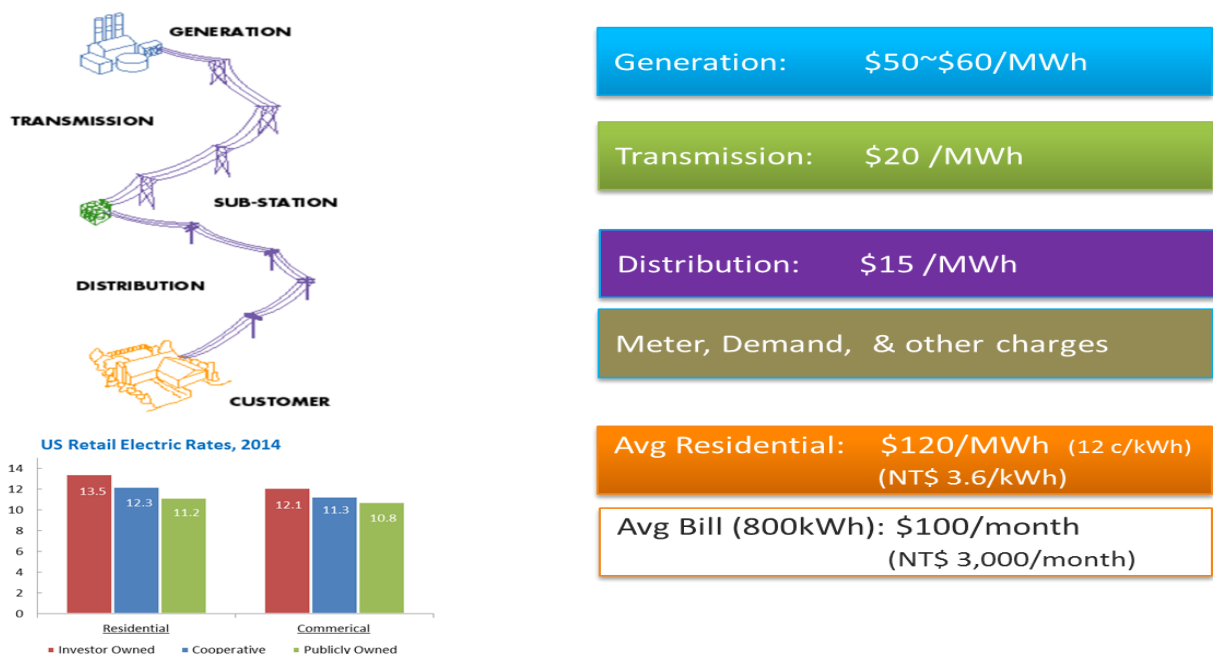


圖 6-5 北美各項電力費用圖

有關代輸各項費率部分，加州的作法是要求電力公司提出他們的費率給 CPUC 以及舉行公聽會聽取回饋後才可同意。以代輸費率（Wheeling Transmission Access Charge, ATC）為例，TAC 是根據其既有及新設之輸電設備成本，考量 6%-10%的回收率計算出其價格。下圖為加州各輸電公司所核算出之輸電費率。

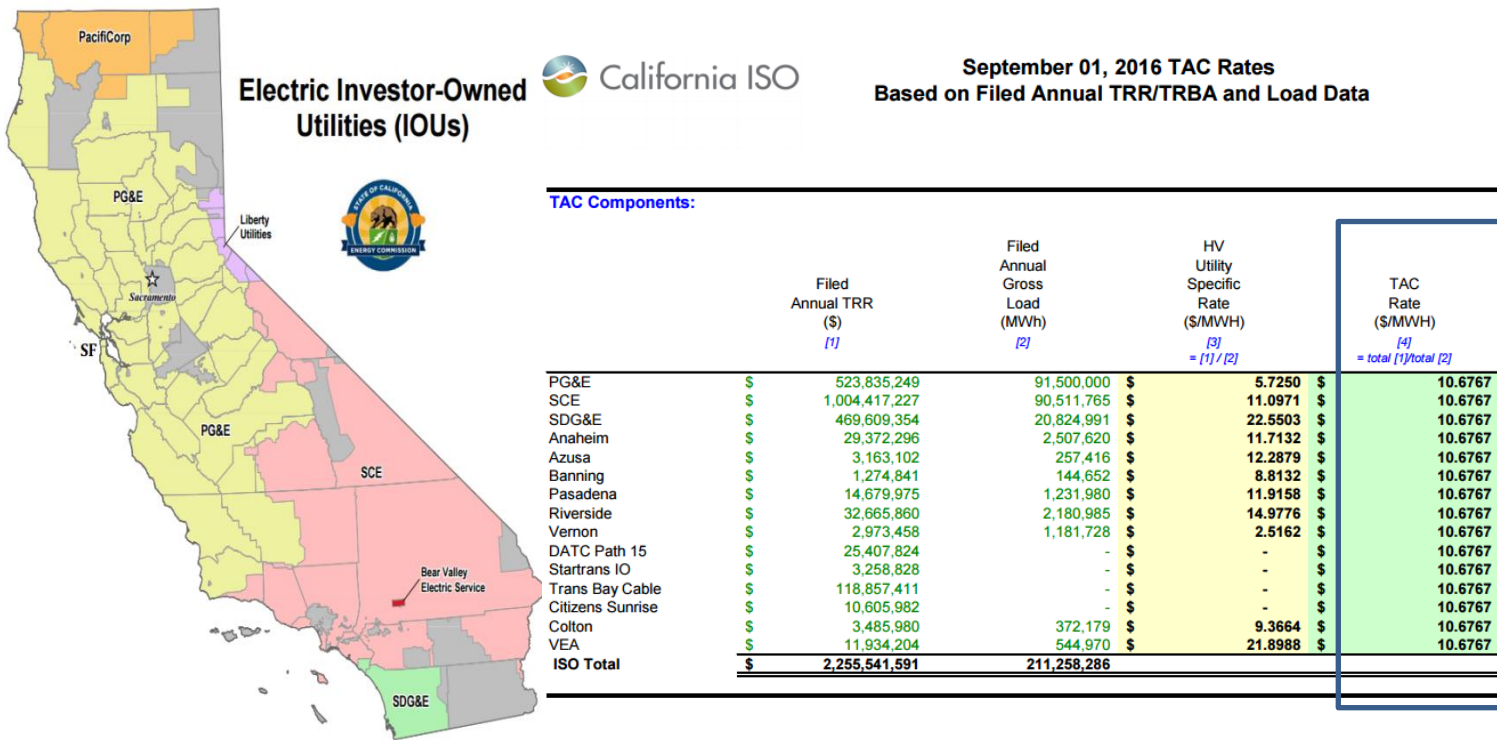


圖 6-6 CAISO 各輸電公司代輸費率圖

整個 CAISO 電壓在 200kV 以上等級之費率採單一化處理，但 200kV 以下各個輸電公司之費率差異極大，詳如如下表所示。業者在申請代輸時，即需明確其引接點，代輸費率係根據其地點來計費。

September 1, 2016 example:

PTO	HV TAC (\$/MWh)	LV TAC (\$/MWh)	Total TAC
SCE	10.6767	0.4446	11.1213
PG&E	10.6767	7.3205	17.9972
SDG&E	10.6767	0.0000	10.6767
VEA	10.6767	6.2635	17.3002

圖 6-7 輸配電代輸費率範例圖

再生能源發展在各州皆有不同之目標，以 CAISO 為例，其在 2015 年通過 CA SB350 法案，其目標是在 2030 年達到再生能源發電量達 50% 之目標，但採分年設定目標方式逐年增加。

為因應大量再生能源加入系統，CAISO 明訂 15% 之運轉備轉容量之準備率。為達此目標，LSE 需要提交其負載預測需求及未來用電需求計畫等資料，發電機需更新其最大發電能力及計畫停檢修等資料，使 CAISO 得以分析電源的充足性，除此之外加州還會針對各個區域，分析當發生最主要之電網事故情況時，需要維持多少的電源供應量方可維持該區域供電正常。由於再生能源造成負載變化更加劇烈，加州的 RPS 標準裡，要求 CAISO 每年進行檢討並且對指定每個 LSE 需要一容量，此要求名為 Flexible Resource Adequacy Capacity Must Offer Obligation (FRACMOO)，大約佔其電能占比 1%~10%。下圖為一範例，說明如何根據其負載量及再生能源變化量予以估算出所需增加準備之容量。

CAISO 2017 Flexible Capacity Requirement NCPA LSE Mix [Compatibility Mode]												
CAISO Flexible Capacity Requirement												
Percent contribution to 2017 3-hour net load ramp*												
Month	3-hour net load ramp 2017	3.5% expected peak load 2017	Flex_Req_2017	Average of Load contribution 2017	Average of solar PV contribution 2017	Average of BTM Solar contribution 2017	Average of Wind contribution 2017	Average of OOS Wind contribution 2017	Total percent 2016			
1	12,970	1,141	14,110	49.1%	-47.7%	-2.7%	-0.5%	-0.1%	100.0%			
2	11,729	1,111	12,840	32.0%	-63.0%	-3.8%	-0.8%	-0.5%	100.0%			
3	12,364	1,092	13,456	27.3%	-67.7%	-1.1%	-1.3%	0.4%	100.0%			
4	12,054	1,166	13,220	23.0%	-68.1%	-9.0%	0.7%	0.0%	100.0%			
5	10,737	1,306	12,044	23.9%	-64.1%	-9.9%	-1.6%	-0.5%	100.0%			
6	9,464	1,474	10,939	8.8%	-79.6%	-11.5%	-0.6%	0.4%	100.0%			
7	8,397	1,597	9,994	11.7%	-78.9%	-11.1%	1.5%	0.2%	100.0%			
8	8,295	1,623	9,918	-0.7%	-94.0%	-12.8%	5.9%	0.2%	100.0%			
9	9,918	1,667	11,525	6.3%	-62.4%	-10.8%	-0.3%	-0.2%	100.0%			
10	10,196	1,318	11,514	18.2%	-72.8%	-11.5%	1.8%	0.9%	100.0%			
11	13,835	1,142	14,977	34.7%	-55.9%	-8.7%	-0.5%	-0.1%	100.0%			
12	13,399	1,185	14,583	42.3%	-48.6%	-6.0%	-2.0%	-1.0%	100.0%			

NCPA Allocated Flexible Capacity Requirement														
Month	Δ Load	Δ PV Fixed	Δ BTM Solar	Δ Wind	Δ OOS Wind	Δ Load MW	Δ PV Fixed MW	Δ BTM Solar MW	Δ Wind MW	Δ OOS Wind MW	Net Load Allocation MW	NCPA Peak Load Ration Share 2016	3.5% expected peak load <sup>1</sup> Peak load ration share 2016	Total Allocation
Jan	0.0%	1.5%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(91.2)	-	(0.8)	-	92.0	0.92%	10.5	102.5
Feb	0.0%	1.5%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(109.0)	-	(1.1)	-	110.1	0.92%	10.2	120.3
Mar	0.0%	1.5%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(115.3)	-	(1.9)	-	117.2	0.92%	10.0	127.2
Apr	0.0%	1.4%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(117.9)	-	1.0	-	116.9	0.92%	10.7	127.6
May	0.0%	1.4%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(98.9)	-	(2.1)	-	101.1	0.92%	12.0	113.1
Jun	0.0%	1.4%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(108.2)	-	(0.6)	-	108.8	0.92%	13.6	122.4
Jul	0.0%	1.4%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(95.1)	-	1.5	-	93.6	0.92%	14.7	108.3
Aug	0.0%	1.4%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(110.8)	-	6.0	-	104.9	0.92%	14.9	119.8
Sep	0.0%	1.4%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(115.9)	-	(0.3)	-	116.3	0.92%	14.8	131.0
Oct	0.0%	1.4%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(105.2)	-	-	-	103.2	0.92%	12.1	115.4
Nov	0.0%	1.4%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(109.5)	-	(0.9)	-	110.4	0.92%	10.5	120.9
Dec	0.0%	1.4%	0.0%	1.2%	0.0%	-	(91.8)	-	(3.3)	-	95.1	0.92%	10.9	106.0

圖 6-8 因應再生能源需要增加之備轉量計算範例

這些 Flexible Resource 又根據其可持續運轉時間、起動時間、可調度性等因素分成 3 個種類，LSE 必須提供其如何滿足其容量義務之實際分配方式。

加州在 2002 年通過 117 法案 (Community Choice Aggregation, CCA)，使用戶可以自行選擇其電力來源。其概念如同目前電業法的修法概念，使用戶可以選擇他們想要使用何種電力來提供他們的負載使用，以鼓勵再生能源的發展，或增加區域內的再生能源開發計畫。在加州任何城市、社區或者是聚合後的負載都有權力加入 CCA 的方案。也就是綠能業者可以透過既有的輸配電設備傳輸他們的電能給選擇綠電之用戶。



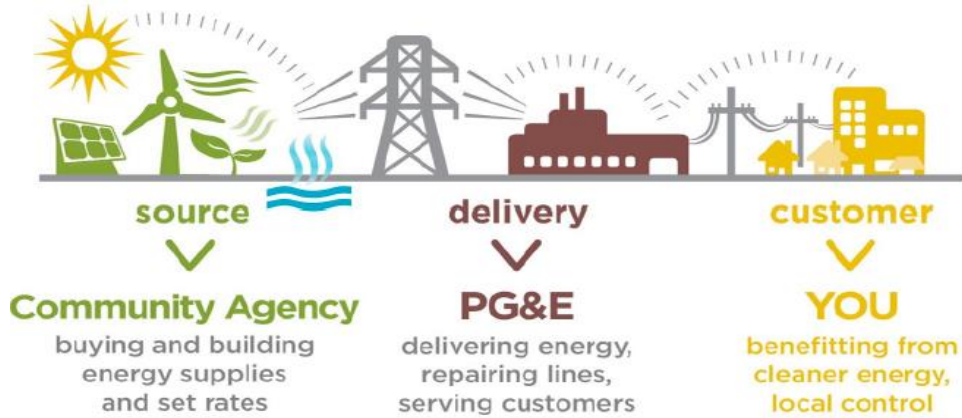


圖 6-8 CCA 示意圖

像 Google、Apple、Tesla 及其他美國的城市均採用類似 CAISO 市場的 CCA 電能供應方案，CCA 利用簽訂 PPA 的方式，跟綠能 IPP 購買綠能，CCA 的用戶支付使用到既有輸配電設備之費用，CCA 用戶並支付給不同的 CCA 不同的費率。舊金山政府並針對綠能的推動，考慮不同族群的語言需求，提供不同語言的宣傳廣告，下圖為舊金山市的中文綠能選擇廣告。

**您的電力來源**  
您無權選擇PG&E的電力來源。您目前的大部分用電來自核能、煤炭、及其它不詳能源。PG&E用電線將電力傳送到三藩市的住宅或公司。

**自由選擇**  
2016年起PG&E開始為市內部分地區輸送由綠色電力計畫提供的乾淨電力（價格不變的清潔能源）。如果您不願意接受該計畫服務，您可以在任何時候選擇退出。

**PG&E的能源組合**  
PG&E傳送站  
您的住宅或公司

**三藩市綠色電力計畫提供乾淨能源**  
三藩市綠色電力計畫將透過太陽能、風能等更環保、清潔的可再生能源提供電力。

**CleanPowerSF**  
三藩市綠色電力計畫  
PG&E傳送站  
您的住宅或公司

**電價不變+ 服務不變，改變的只是乾淨能源**  
三藩市綠色電力計畫是一項與PG&E合作的計畫。一樣的價錢，你將獲得更清潔的能源。PG&E公司將繼續運送擁有您電錶的三藩市家庭和公用傳送電力，繼續將帳單給您，現有的帳目收入優惠也不變。

ENERGY STATEMENT		Account No: 1234567890.1
www.pge.com/MyEnergy		Statement Date: 09/30/2015
Service For:	Your Account Summary	09/30
Account Name:	Account Balance	00.00
Address:	Payment Received Since Last Statement	00.00
City:	Account Credit/Debit	00.00
State:	Account Credit/Debit	00.00
Zip:	Account Credit/Debit	00.00
Local Office Address:	Total Amount Due by 09/30/2015	\$138.42

**基本綠能計畫**  
(使用33-50%可再生能源)  
您什麼都不需要做，我們會主動將清潔能源運送到府上。

**超綠能計畫**  
(使用100%可再生能源)  
只要每月多花幾塊錢你就可以獲得100%清潔的可再生能源，成為一位環保英雄！  
[cleanpowersf.org](http://cleanpowersf.org)

**選擇退出**  
(27%可再生)  
如果你不願意接受該計畫服務，你可以在任何時候選擇退出。

**加入我們**  
改變從你開始。如果你想儘快加入我們的計畫，你可以立刻上線[cleanpowersf.org](http://cleanpowersf.org)登記，選擇基本綠或超綠電力服務計畫。當你加入後，您會收到確認選擇的郵件。

cleanpowersf.org

\*PG&E2014年12月31日提交加州能源委員會的年度報告。

圖 6-9 舊金山市民的綠色能源選擇

加州對於再生能源 CCA（超過 1MW）主要是：經由 ISO 提供其輸電服務、執行雙邊合約（日前市場、即時市場及容量要求）、結算服務。

## 6.2 排程軟體介紹

本次行程另由 Plexos 公司介紹該公司之排程軟體功能。該公司軟體目前全球有 42 個國家 200 多個公司正使用他們的產品，主要是採用規劃法、最佳化及隨機分析等技術，解決電能交易（生產）、輸電線路、電能排程、電力市場等問題。其詳細功能如下圖所示。其應用範圍可從 10 年以上的規劃用途到每 5 分鐘的調度應用皆可。



圖 6-10 Plexos 功能示意圖

有別於其他最佳化軟體其核心運算功能被設計成一個黑盒子，Plexos 則採用開放架構，可讓使用者自行修改內部核心程式。目前本處處理機組排程問題所需考量之議題，如水庫式水力的建模、輔助服務量之排程、抽蓄水力之運用方式及再生能源排程等，Plexos 已經有既有之模型可以直接引用。

小型商用軟體在功能上與 EMS 大廠的核心運算能力相當，惟日後若要建立交易平台，這類產品可能欠缺資料自動輸入、結算作業或使用者介面訂製的能力。但由於此類產品價格相對 EMS 大廠之產品價格相差極大，可作為本公司模擬電力市場功能或驗證 EMS 計算結果之應用。

## 柒、參考文獻

- [1] ERCOT, "上課資料," BTP 201, Nov, 2016, GeorgeTown, Texas, USA
- [2] ISO Operation Workshop, "上課資料," Nov, 2016, Sacramento, California, USA
- [3] ERCOT 網站, <http://www.ercot.com/>