

(105)電返國報字第 040 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)

洽訪 MISO 電力調度中心、參加「購、售電業者市場調度運轉」課程  
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
吳進忠	13 等副處長	電力調度處	850899	105 年度第 040 號

出國地區：美國

出國期間：105 年 12 月 30 日至 106 年 1 月 12 日

報告日期：106 年 2 月 23 日

## 出國報告審核表

出國報告名稱：洽訪 MISO 電力調度中心、參加「購、售電業者市場調度運轉」課程		
出國人姓名(2人以上，以1人為代表)	職稱	服務單位
吳進忠	副處長	電力調度處
出國類別	<input checked="" type="checkbox"/> 考察 <input type="checkbox"/> 開會 <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12月30日至106年1月12日		報告繳交日期：106年2月23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 checked="" 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	吳進忠	審 核 人	單 位 主 管	主 管 處 主 管	總 經 理  副 總 經 理
-------------	-----	-------------	------------------	-----------------------	-------------------------------------

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：洽訪 MISO 電力調度中心、參加「購、售電業者市場調度運轉」課程

頁數 81 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
吳進忠	台灣電力公司	電力調度處	副處長	02-2366-6602

出國類別：1.考察 2.進修 3.研究 4.實習 5.其他：開會

出國期間：105 年 12 月 30 日至 106 年 1 月 12 日

出國地區：美國

報告日期：106 年 2 月 23 日

分類號／目

關鍵詞：避免成本(Avoided Cost)、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)、輔助服務(Ancillary Service, AS)、調度作業流程(Scheduling Workflow & Processes)、區域邊際價格(Locational Marginal Price, LMP)、市場結算價格(Market Clearing Price, MCP)、MEC (Marginal Energy Component)、MCC (Marginal Congestion Component)、MLC (Marginal Losses Component)

內容摘要：

本報告主要以參訪位於印第安納州 Carmel 的美國中北部電力調度中心(MISO)研討相關議題及參加 Energy Matrix Consulting Inc.在舊金

山舉行之「購、售電業者市場調度運轉」課程為內容，分別針對 1.參訪 MISO 與相關議題研討包括代輸之輔助服務費用、線路損失估算及結算方式、系統電源不足之緊急應變程序、電能和備轉容量市場訂價原理、MISO 結算程序、OASIS 系統要求及程式功能及負載預測作業等；2.購、售電業者市場調度運轉課程內容重點提出報告。

本報告內容共分六章，

壹、心得與建議

貳、出國目的

參、出國行程

肆、參訪 MISO 與相關議題研討

伍、購、售電業者市場調度運轉課程

陸、參考文獻

附件 1 MISO Corporate Information 2016

附件 2 相關專家對其他問題之答覆

本文電子檔已傳至出國報告資訊網

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

# 目 錄

## 目 錄 IV

圖表索引.....	VI
壹、心得與建議.....	1
1.1 心得.....	1
1.2 建議.....	4
貳、出國目的.....	5
參、出國行程.....	6
肆、參訪 MISO 與相關議題研討.....	8
4.1 MISO 電力調度中心簡介.....	8
4.2 研討議題.....	12
4.2.1 代輸之輔助服務費用.....	12
4.2.2 線路損失估算及結算方式.....	15
4.2.3 系統電源不足之緊急應變程序.....	18
4.2.4 電能和備轉容量市場訂價原理.....	23
4.2.5 MISO 日前市場結算程序.....	27
4.2.6 MISO 即時市場結算程序.....	29
4.2.7 OASIS 系統要求及程式功能.....	33
4.2.8 負載預測作業.....	38
伍、購、售電業者市場調度運轉課程.....	43
5.1 長期規劃(Long Term Planning).....	43
5.1.1 整體資源規劃(IRP).....	43
5.1.2 電力購買協議(PPA).....	44
5.1.2 避免成本 Avoided Cost.....	47
5.2 檢修/歲修規劃(Outage Planning).....	47

5.3 容量規劃(Capacity Planning).....	49
5.4 調度作業流程(Scheduling Workflow & Processes) ..	52
5.4.1 日前調度作業程序.....	53
5.4.2 Scheduling Coordinator.....	61
陸、參考文獻.....	64
附件 1 MISO Corporate Information 2016.....	65
附件 2 相關專家對其他問題之答覆.....	66
一、電業法修正草案綠電先行相關問題.....	66
二、「CleanPowerSF」計畫相關問題.....	68
三、售電業購電業務相關問題.....	69

## 圖表索引

圖 4-1 MISO 的發展過程.....	9
圖 4-2 MISO 的營運範圍與基本資料.....	10
圖 4-3 MISO 董事會組織架構.....	11
圖 4-4 MISO 線損模型說明資料(1).....	16
圖 4-5 MISO 線損模型說明資料(2).....	17
圖 4-6 MISO 線損模型說明資料(3).....	17
圖 4-7 MISO 線損模型說明資料(4).....	18
圖 4-8 MISO 線損模型說明資料(5).....	18
圖 4-9 MISO 2016-17 年電源容量拍賣的價格變化.....	19
圖 4-10 MISO 容易發生 Max Gen 警報、警告或事件的區域..	20
圖 4-11 Max Gen 警報、警告或事件期間最低價格適用區域..	20
圖 4-12 RTO-EOP-002 的關鍵信息發布後的具體措施與步驟	21
圖 4-13 MISO LMP 之組成.....	23
圖 4-14 MISO 市場結算價格的原則.....	24
圖 4-15 MISO 的 6 個 Reserve Zone.....	26
圖 4-16 MISO 日前市場結算程序.....	27
圖 4-17 MISO 使用 SCED 演算法決定 LMP 和 MCP.....	29
圖 4-18 MISO 即時結算程序.....	30
圖 4-19 MISO 即時 LMP 的組成.....	31
圖 4-20 MISO 即時 MEC 的計算.....	32
圖 4-21 MISO 即時 MCC 的計算.....	32
圖 4-22 MISO 即時 MLC 的計算.....	33
圖 4-23 NAESB 開發的 OASIS 查詢平台.....	34
圖 4-24 Transmission Owners 在 OASIS 平台公布的資訊.....	34
圖 4-25 IMU 在 OASIS 平台公布的資訊.....	35
圖 4-26 IPL 在 OASIS 平台公布的資訊.....	35

圖 4-27 MISO 在 OASIS 平台公布的資訊畫面.....	36
圖 4-28 MISO 公布的 System/General Information 畫面 .....	36
圖 4-29 MISO 公布的 Transmission Information 畫面.....	37
圖 4-30 MISO 公布的 Generation Information 畫面 .....	37
圖 4-31 MISO 公布的 ATC Information 畫面.....	38
圖 4-32 MISO 日前中期負載預測(MTLF)作業流程.....	40
圖 4-33 MISO 目前使用三套負載預測軟體之比較.....	40
圖 4-34 MISO2007~2010 年平均負載預測的準確度.....	41
圖 4-35 MISO2007~2010 年尖峰負載預測的準確度.....	41
圖 4-36 MISO2007~2010 年峰谷負載預測的準確度.....	42
圖 5-1 System RA 與 Local RA .....	50
圖 5-2 Flexible RA 之必要與分配 .....	51
圖 5-3 舊金山水電局電力部門的日前(DA)調度作業流程 .....	53
圖 5-4 PRT 短期負載預測畫面 .....	54
圖 5-5 Plexos 輸入畫面 .....	55
圖 5-6 Plexos 日前市場競價優化結果.....	56
圖 5-7 Plexos 即時市場競價優化結果.....	56
圖 5-8 Power Settlement SettleCore 的輸出畫面 .....	59
圖 5-9 Plexos 與 SettleCore 的交換數據程序 .....	60
表 3-1 出國行程.....	7
表 5-1 IRP 計劃評估項目 .....	44
表 5-2 PPA 的種類 .....	45
表 5-3 加州各電力公司的避免成本項目 .....	48



# 洽訪 MISO 電力調度中心、參加「購、售電業者 市場調度運轉」課程

## 出國報告

### 壹、心得與建議

#### 1.1 心得

1. 本次考察行程得以順利進行，要感謝 MISO 資深工程師 Mis. Shu Xu 的熱心安排，讓我們有機會再和 MISO 的專家針對代輸之輔助服務費用、線路損失估算及結算方式、系統電源不足之緊急應變程序、電能和備轉容量市場訂價原理、MISO 結算程序、OASIS 系統要求及程式功能及負載預測作業等進行面對面的討論與交流，並從中獲取許多寶貴的經驗與建議。從 MISO 的經驗得知：FERC(聯邦能源管制委員會)是政策制定機構，NERC(北美電力可靠度公司)是相關標準制定與審查機構、PUC(公用事業管制委員會)是費率審核機構，IMM(獨立電業管制機構)則是電力市場的監督機構，ISO(獨立電力調度中心)只是執行單位，負責電網安全、可靠與效率、電力市場的規劃設計、交易平台的建置、訂定電力調度與市場規則、電力市場買賣結算等業務，各機構權利義務清楚，彼此分工明確、分層負責，因此電力市場在美國非常蓬勃發展，涵蓋金融、法律、商業等不同領域，創造了許多就業機會。
2. 此次行程與 MISO 相關人員進行訪談，深刻體認目前所看到的成熟電力市場市場架構，其乃從政府單位、電力業者以及終端用戶各方的配合與支持，共同努力達到的目標。從綜合電業架構轉換至完

全自由競爭的電力市場架構，此過程約需花費超過 10 年以上的時間，從各項的法規、準則、規定的制訂，以及相關的軟、硬體設備的更新，投入大量的時間、人力、物力去完成。各個電力市場的架構皆有其特殊歷史背景，因此設計時的考量皆有其特殊性，並無一絕對完美的市場規則，但其設計精神不外乎是在電網安全的情況下維持電廠公平競爭。以電力系統的安全性而言，由於近幾年來公司的努力與大量金額的設備投資，使得現階段的台電系統比起其他國外系統而言，有著相對強健的系統條件；但在自由競爭方面，正是目前本公司欠缺的部分，因此，既使各部門再努力，只要缺少競爭，外界仍然會認為本公司努力不夠。目前本公司正面臨廠網分離及電業自由化等議題的挑戰，以各電力市場的經驗看來，廠網分離是開放電力市場過程的必經過程，而且自由競爭後，用戶的電價不見的會變的便宜，然而，電力市場的自由競爭的概念是全世界一致的趨勢。

3. MISO 則為強勢的 ISO，MISO 任何創新提案或系統解決方案只要認為對整體系統或市場有利，可以為市場創造利益，僅須獲得董事會同意就可以執行。台灣未來的電業自由化發展，因為主管機關(能源局)僅負責電業法及相關子法的修訂，有關電力調度中心(ISO)將由輸電業負責設立(國外稱為 TSO)，相關調度規則及交易機制可能仍由輸電業 TSO 負責擬定，電力調度處為國內最熟悉台灣電力系統的單位，應積極參與電力調度中心(ISO)的規劃建置，另依電業法修法後版本，輸電、配電、售電同屬一家公司，有關輸配電網路的三階調度控制機制亦可利用此次修法版本重新調整。
4. 輔助服務是確保電力系統安全穩定的要素，也是電力市場重要的

商品，因此 MISO 設置輔助服務日前市場，日前市場結算的價格可以提供做為即時市場的價格訊號，目前本公司自 103 年起參考 MISO 日前市場機制所建置的機組電能暨輔助服務競價平台亦是透過日前市場機制決定輔助服務費用深獲 MISO 專家的肯定，值得本公司投入相關軟硬體資源繼續發展。

5. MISO 從 1990 年代開放電力代輸階段，逐步解除電力市場的管制措施，至目前全面開放各項電力市場交易項目的自由競爭。這 20 多年的進展，歷經了幾項重大的歷程，如：電網的開放、OASIS 資訊揭露系統的建立、ISO 調度中心的成立、電力交易市場的開放，以及各項加強競爭及提高供電穩定的管制措施建立等。各階段的發展模式，以及其採用的系統運轉方式，均值得作為本公司現階段面臨開放電力轉供(代輸)業務及相關費率規劃、成立 TSO 及逐步建立電力市場時的學習與參考。
6. 本次考察及相關研討課程得到很多幫助，也認識了多位不同 ISO 的電力市場專家，這些專家很樂意分享他們的經驗，未來本公司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。
7. 『工欲善其事，必先利其器』，藉由本次參加『購、售電業者市場調度運轉課程』進一步瞭解公用電業(舊金山水電局電力部門)參與 ISO 機制的日前調度作業流程，也觀摩相關 Scheduling & Settlement 軟體的使用情形，由於電力市場 IT 系統及相關交易、調度、結算軟、硬體極其複雜且建置費時，因此，在進入電業法修法的第二階段前可考慮採購類似的 Scheduling & Settlement 軟體，以累積並增進同仁的專業知識。

## 1.2 建議

- 1.美國各 ISO 每年定期邀集各輸電公司、發電公司、電力零售商、投資者等市場參與者舉辦研討會，針對最新電力市場規則及執行細節，進行實務經驗交流及專題講座，有些研討會是開放給電業免費參加(如 ERCOT)。本公司派員出席年會除可瞭解 ISO 與電力市場各類機制的應用發展現況外，並有機會和相關專家進行討論交流，對電力市場相關制度的引進與輔助服務的應用均有相當大的助益，建議可定期派員參加各 ISO 舉辦研討會或定期派員與美國各 ISO 進行訪談交流。
- 2.電業法已修法通過，第十一條 輸配電業為電力市場發展之需要，經電業管制機關許可，應於廠網分工後設立公開透明之電力交易平台。由於電力交易平台所需之軟、硬體極其複雜，有引進美國部分公用電業參與 ISO 機制所使用的 Scheduling & Settlement 軟體之必要，以累積並增進同仁的專業知識，如 Plexos 競價排程軟體除可作為電業法修法後第一階段競價排程使用，亦可作為未來電力市場交易平台離線驗證之用(如 CAISO、ERCOT 的做法)，建議可先辦理委託『相關 Scheduling & Settlement 軟體之評估與資料傳輸介面之先期研究』，以評估適合引進的軟體。
- 3.負載預測是一項非常專業的工作，MISO 負責系統的負載預測工作，由 3~4 人專職負責所有的負載預測工作，包含所有短、中、長期的負載預測工作，但再生能源的預測則委託德國專業的風電預測公司進行預測，不僅準確度相當高，成本也相對便宜。CAISO 的再生能源預測也是委託專業的公司預測，建議有關再生能源的預測作業可考慮委託國外專業的風電預測公司進行預測。

## 貳、出國目的

MISO 為北美轄區最大之 ISO，轄區內由多個負載平衡管制單位（Balance Authority）構成，各平衡區運作模式需要維持各自區域內之負載及電源平衡控制，且支付各項系統共同分擔之輔助服務、調度運轉等。此運轉概念如同本公司欲推動之區域電網調度之想法，然而實際上運轉時，各區域電網需同時負擔電源及負載的排程及控制工作。因此藉由此次洽訪 MISO，以瞭解平衡管制單位之運轉模式、相關運轉規則以及瞭解需搭配之軟、硬體設備等技術。

根據美國加州之最新再生能源法規要求，2030 年時售電公司必需確保其 50% 之供電量來自再生能源，並且訂定每年的增量目標據以推動。因此衍伸出相當多之調度運轉實務上之問題，如：購電合約（PPA）之執行細則（包含：各項責任、義務）、輔助服務義務、不平衡電能處理、代輸費率及調度運轉等問題。Energy Matrix Consulting Service Inc 將針對加州電力系統，以發、售電公司為例安排 2 日課程，介紹其在最新再生能源法規要求下之因應策略，以及中、短、長期發(售)電公司需對 ISO 之配合措施、各項費率及排程軟體介紹。由於機組排程軟體屬高度客製化系統，依個別電力系統機組特性、運轉規範、市場規則等因數量身訂製，以至於很難評估各軟體功能是否符合本公司未來因應電業自由化之使用需求。藉由本次課程瞭解公用電力公司使用排程軟體的經驗，以作為本公司未來發展火力機組競價、估算輔助服務及開放代輸業務時，需引進具公信力之商業軟體工具之參考。

## 參、出國行程

出國行程如表 3-1 所列，本次出國行程自 105 年 12 月 30 日抵達美國芝加哥開始，於 105 年 12 月 31 日~106 年 1 月 4 日期間參訪 MISO 總部，與 Yonghong Chen 博士(Principal Advisor, Market Development)、Juan Li 博士(Senior Advisor, Market Engineering)、Kun Zhu 博士(Manager, Interchange & Transmission Service Administration, Forward Markets and Operations Services)、Hui Zheng 博士(Senior Engineer, Load Forecasting & Market Supporting)，以及 Ms. Shu Xu(Senior Market Design Engineer, Market Design & Delivery)等多位電力市場專家進行相關議題討論，並就本公司 103 年參考 MISO 日前市場機制建立之機組電能暨輔助服務競價平台的運作情形及相關輔助服務機制交換意見；106 年 1 月 6 日~10 日則參加 Energy Matrix Consulting Service Inc 的「購、售電業者市場調度運轉」課程，該課程針對加州電力系統，以發、售電公司為例，介紹其在最新再生能源法規要求下之因應策略，以及中、短、長期發(售)電公司需對 ISO 之配合措施及各項費率介紹，並參訪 ABB 公司軟體部門，藉由瞭解目前該公司最新軟體技術發展情況，以作為本公司未來發展火力機組競價、估算輔助服務及開放代輸業務時，需引進具公信力之商業軟體工具之依據。

表 3-1 出國行程

時 間	地 點	工 作 概 要
105.12.30	台北→美國芝加哥	往程
105.12.31~106.1.4	美國 芝加哥/印第安那波里斯	參訪 MISO 電力調度中心諮詢關於平衡管制單位之運轉模式、相關運轉規則以及瞭解需搭配之軟、硬體設備等技術
106.1.5	印第安那波里斯→舊金山	往程
106.1.6~106.1.10	美國舊金山	參加「發、售電業者市場調度運轉」課程及 ABB 機組排程軟體演示
106.1.11~106.1.12	舊金山→台北	返程

## 肆、參訪 MISO 與相關議題研討

### 4.1 MISO 電力調度中心簡介

MISO 於 1998 年正式成立，聯邦能源管制委員會(FERC)於 2001 年 12 月批准 MISO 作為全國第一個區域輸電組織 (RTO)，MISO 開始進行可靠性協調和區域規劃服務，並啟動區域規劃(Regional Planning)，發電互聯(Generation Interconnection)，停電協調(Maintenance Coordination)，市場監測(Market Monitoring)和爭議處理(Dispute Resolution)等程序；2002 年 2 月 1 日，聯邦能源管制委員會(FERC)接受 MISO 的開放併網輸電費率 (Open Access Transmission Tariff，OATT)，MISO 能夠開始提供區域傳輸(代輸)服務；2005 年 4 月 1 日，MISO 建立競爭性的區域(美國中部)能源市場，並開始管理金融輸電權交易市場；2009 年 1 月 6 日 MISO 推出輔助服務市場 (Ancillary Service Market，ASM)，MISO 同時成為該地區的平衡管制機構(Balancing Authority)，迄今 MISO 的 Footprint 內共有 36 個區域平衡管制機構(Local Balancing Authority，LBA)，對發電資源進行區域平衡的調度指揮，整合調頻備轉容量、即時備轉容量及補充備轉容量等輔助服務市場進入即時市場，根據出價和要價(bids and offers)的競價結果進行集中調度；2013 年 MISO 的 Footprint 納入 South Region，MISO 的發展過程如圖 4-1 所示。



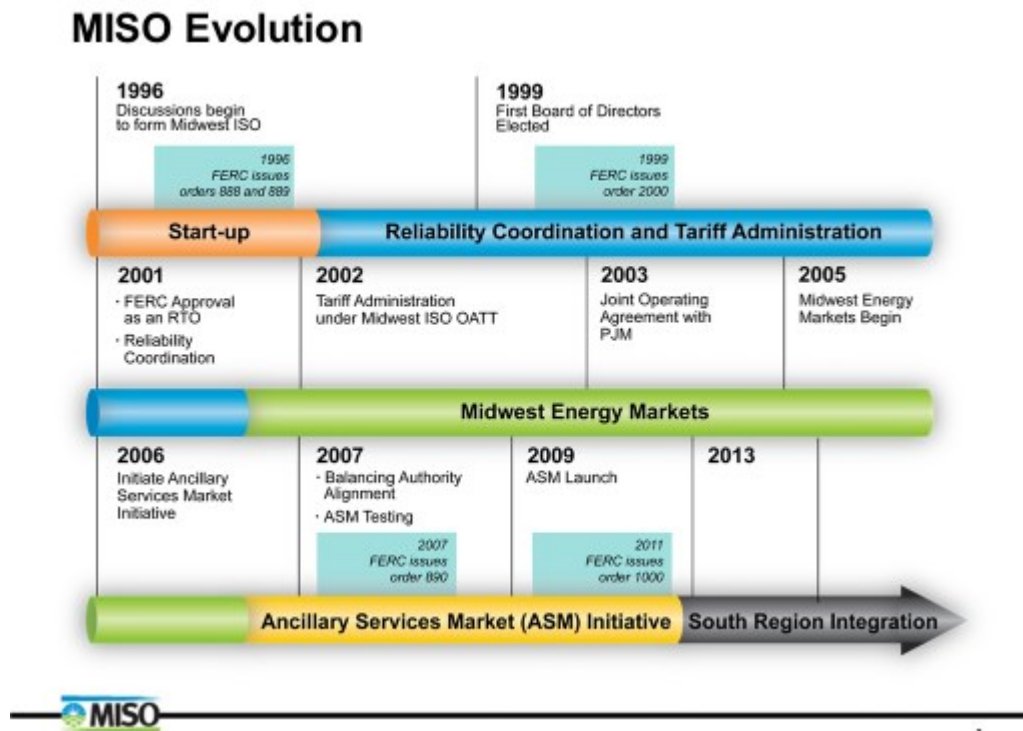


圖 4-1 MISO 的發展過程

MISO 的系統涵蓋範圍為美國中部地區 11 個州及加拿大曼尼托巴省，如圖 4-2 所示，其概況如下：

轄區範圍：美國中部 15 個州，加拿大曼尼托巴省(Canadian province of Manitoba)

用戶人口數：4200 萬人以上

機組裝置容量：174,874 MW (Market Footprint)

190,539 MW (Reliability Footprint)

尖峰負載：127,125 MW (Market Footprint-2011.7.20)

130,917 MW (Reliability Footprint)

輸電線路：65,800 回線英里

發電機組數：6,541 部

SCADA Data Point：291,531 Point

市場參與者(MP)：437 個

調度中心：2 個主控中心(Carmel, IN、St. Paul, MN)、1 個備援中心(Indianapolis, IN)

員工人數：900 人(全職員工)

### Current Scope of Operations

- **Generation Capacity**
  - 178,874 MW (market)
  - 190,539 MW (reliability)
- **Historic Peak Load**  
(July 20, 2011)
  - 127,125 MW (market)
  - 130,917 MW (reliability)
- **65,800 miles of transmission**
- **Footprint**
  - 15 States
  - 1 Canadian Province
  - City of New Orleans



MISO

4

圖 4-2 MISO 的營運範圍與基本資料

由 2016 年 MISO 的營運範圍與基本資料(如附件 1)得知：MISO 的市場規模 2016 年約 253 億美元、約有 2,434 個電價節點、調度週期為 5 分鐘、約有 437 個市場參與者、服務用戶約 4,200 萬人以上。在電網模型方面，約有 6,541 部發電機組、約有 291,539 個 SCADA 資料點；在狀態評估與偶發事故分析方面，249,000 個即時量測要在 90 秒內完成、平均 5 分鐘內執行完成 8,300 個偶發事故分析。

圖 4-3 所示為 MISO 董事會組織架構，MISO 董事會成員共 8 人，包括 7 名獨立董事及 1 名執行長(CEO)，其中，4 名獨立董事須具備管理專長且為財務、會計、工程或公用事業法規與管制方面的專家，當中 1 位獨立董事為董事長，其他 3 位獨立董事則須分別為電力系統運轉專家、電網系統規劃專家及商業市場、交易與風險管控專家，獨立董事的任期為 3 年，董事會下設市場委員、公司治理與策略規劃委員會、系統規劃委員會、審計與財務委員會及人力資源委員會等，董事會及委員會所有會議均對外公開。

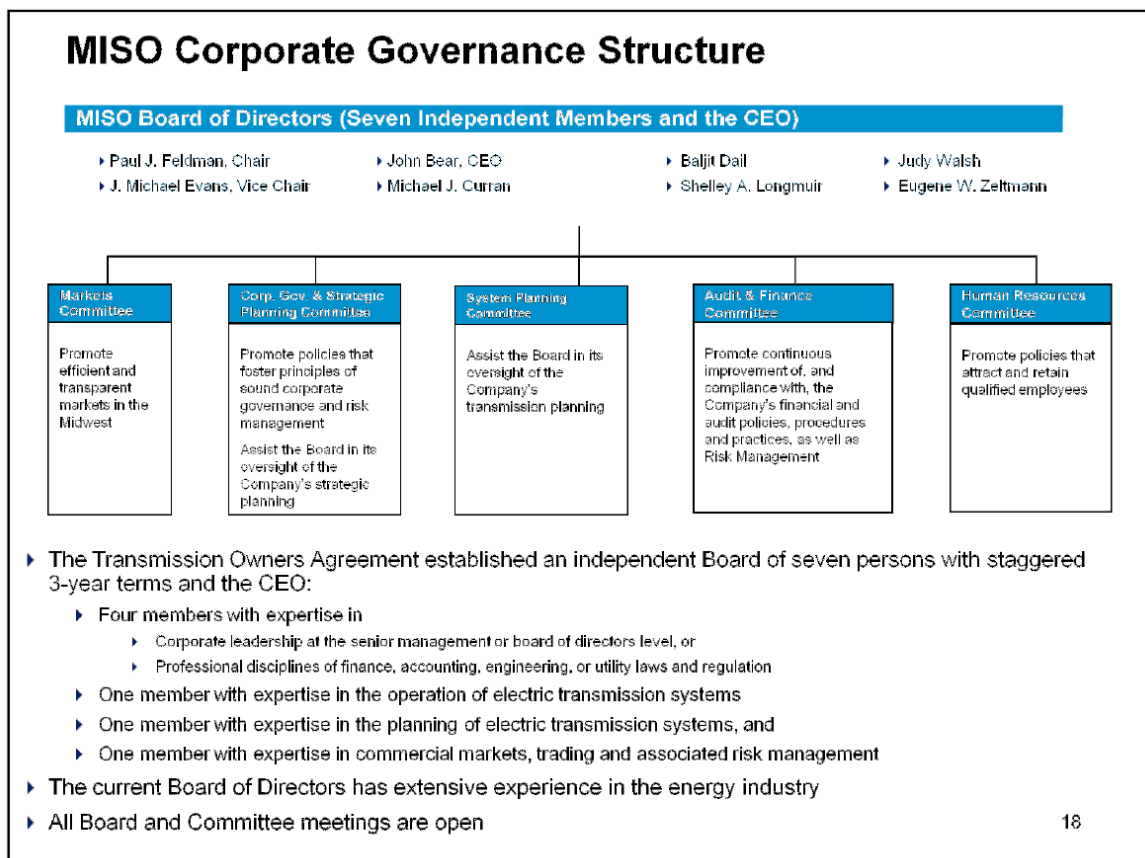


圖 4-3 MISO 董事會組織架構

## 4.2 研討議題

12月31日、1月3日~4日參訪 MISO 係由 Shu Xu 資深工程師協助聯繫規劃研討議題及議程安排，3天的研討議程各項議題均安排相關部門的專家或主管參與討論。以下僅將研討議題及討論內容整理如下：

### 4.2.1 代輸之輔助服務費用

電力市場輔助服務種類至少包括調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量、電壓控制及無效電力、全黑啟動、不平衡電力等項目，輸電公司受理代輸時，代輸雙邊合約(用戶)之輔助服務費用是否與市場其他參與者相同？研討問題如下所列：

1. 各項輔助服務如何評估其所需量？如何結算？
2. 代輸用戶能否自行提供所需之輔助服務？如何認證輔助服務的提供機組？
3. 各種輔助服務費用的計算方式？如以 cost base 計算時，AGC、SR 等計費方式是否為 \$/MW？各項輔助服務除容量費率 (\$/MW) 外，能量費率 (\$/MWh) 如何估算？
4. 不平衡電能採用發電端跟用戶端獨立計算。若採用雙邊合約之交易其差異量(發電-負載)其計算方式及收費方式為何？
5. 電壓控制的責任分界點？所採用的標準？如何計費？

### MISO 專家的答覆及看法

彙整如下：

1. 代輸用戶能否自行提供所需之輔助服務依市場規則而定，但不論由何者提供輔助服務，調度中心都有必要建立驗證機制，

確保機組能確實提供符合規定的輔助服務。一般而言，MISO 對於機組的 Primary Response (governor free) 目前並無要求，但其他 ISO 則依其系統特性及需要會有不同的要求，如 ERCOT 系統內的機組，其調速機調頻功能 (Governor free) 屬義務行為，不另外支付費用。其不感帶 (Dead band) 設定為 $\pm 0.036$  Hz，調速控制 (Speed droop) 需達 2~5%。當系統發生事故後，ERCOT 會由 $\pi$ 系統產生各機組的實際反應報告，由 ERCOT、QSE 以及所有機組的代表召開會議，針對各機組的頻率反應狀況予以重新檢視。由於此項功能為各機組的義務功能之一，若有機組於事故時反應太慢或不動之情況，則代表其他機組必須提供較大的反應量以滿足系統事故時的需求，因此經由各機組間互相檢視的會議機制，促使各機組自行調整本身機組的調整能力，以滿足規範要求之頻率反應。

2. MISO 輔助服務市場分為日前市場(Day-ahead Market)與即時市場(Real-time Market)，但輔助服務市場以日前市場為主。輔助服務種類原先僅考慮調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量等 3 項，自 2013 年起未因應大量風力發電的增加(裝置容量約 16GW，最大發電出力約 13GW)，已規劃增加 Ramping Product 輔助服務來因應再生能源的不穩定特性及即時負載不平衡。輔助服務由各 QSE 依負載比例自行提供，或由 MISO 在日前市場代為購買，輔助服務費用由負載端負擔，MISO 依照各 QSE 的負載比例收取，再支付給提供輔助服務的發電機組。

3. MISO 在 1996 年前輔助服務採用單一費率，到 2005 後由電

能市場的競價來決定價格，2009 後才以能源市場及輔助服務市場的共同最佳化結果來決定價格。輔助服務是由發電公司提供單一報價曲線，MISO 再據以計算各項輔助服務的分配狀況。若機組實際發電成本高於 LMP，MISO 會以三種不同價格方式(即 MCC、MEC、MLC)決定其支付價格，以確保其成本可以回收。

4. 輔助服務的容量要求，在日前市場或即時市場要求一致，但其結算方式確有所不同。以 MISO 的運轉經驗，通常發電業者會有較高的意願，在前一日就確定價格，因此日前市場的能量價格會比即時市場的價格高，但假設即時價格太高時，有些負載會移走，所以通常價差不大。MISO 對於機組的 Primary Response (governor free) 目前並無要求。調頻的容量要求是介於 380~400 MW 之間，依照負載比例決定，如果調頻的量太高，CPS1 的成績太好，則調頻的量會適度降低。備轉及補充備轉的加總量約為系統最大機組的 1.5 倍(約 1500MW)。此原則之訂定以符合 NERC 的要求即可。
5. 雙邊合約之不平衡電能的處理有兩個部分：(1)允許合理的變動範圍，MISO 是 $\pm 8\%$ ，但 MISO 覺得 8%太大了，近期會進行檢討將逐步縮小至 $\pm 3\%$ ；2.電能的偏差結算，可以利用 DA 與 RT 的邊際價格進行結算，但輔助服務則是連續 4 個時段(5 分鐘)超出 $\pm 8\%$ 就取消這個小時的 Payment。
6. 系統電壓的控制方式，是由輸電公司 TSP(Transmission Service Provider)根據 MISO 規劃的匯流排電壓運轉點(Set Point)自行調整，TSP 有義務自行滿足設定的運轉電壓，MISO

並不參與電壓調整設備（電容器組、電抗器等）的指令操作，機組的電壓調整能力僅扮演輔助的角色，輸電公司因建置電壓調整設備（電容器組、電抗器等）的成本及運維費用都可透過輸電費率進行回收。MISO 要求機組的電壓調整能力，於責任分界點上可達功率因數 $\pm 0.95$ 的調整能力，此調整能力亦為機組的義務之一，不額外支付費用。舊的機組以目前的能力為上下限，不可再降低其調整能力；而新加入機組則一律強制符合此電壓控制能力之要求，機組無效電力的控制範圍為 lagging 0.85~leading 0.95 之間。

#### 4.2.2 線路損失估算及結算方式

研討問題如下所列：

1. MISO 如何決定線路損失？如何結算？
2. 線路損失應該從發電端或負載端來收取？若由發電端負擔收取，則是要求提高發電量去彌補發電損失，或直接收取線損的能源費用？

MISO 專家的答覆及看法，如下：

MISO 線路損失是採用 EMS 的狀態估計器(State Estimator)計算全系統即時的線路損失向用戶收取，並建立一個平衡機制，多收的費用在經由一複雜程序來返回至用戶。

狀態估計器每 30 秒一次計算總系統損耗，同時使用交流電力潮流和統計模型的組合來估計在消除不正確測量後的系統狀態。由於大系統的機組排程(Unit commitment)和經濟調度(economic dispatch)問題很難以用非線性函數求解，但求解的方案就是線性化，所以日前市場(DA)與即時市場(RT)的 SCED \*引擎皆使用線性化線損模型，線

路損失(MW)為

$$\sum_{epnode}^{MISO, External} (Gen - Load) * Loss Factor + Loss Offset$$

其中，

*Loss Factor*：損耗因子近似於在匯流排注入 1MW 增量增加的損失(邊際損失)，假設每個調度點的損失都是線性化。

*Loss offset*：鑑於系統損失的二次函數特性，總邊際損失大約兩倍實際損失。

有關 MISO 日前(DA)與即時(RT)市場的線損模型的說明資料如圖 4-4~圖 4-8 所示。

### Losses in MISO Market Software

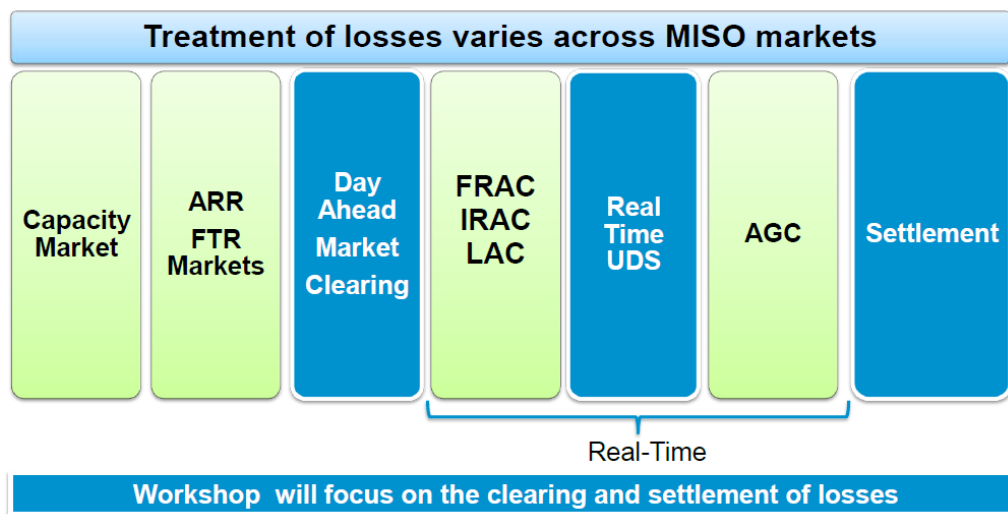


圖 4-4 MISO 線損模型說明資料(1)



## Loss Factors

- What is Marginal Loss Component (MLC)?
  - The LMP component representing the Marginal Cost of Losses
  - Marginal Loss Sensitivity Factors are an important input to both DA and RT SCED processes
  - Hereafter referred to simply as **“LOSS FACTORS”**



圖 4-5 MISO 線損模型說明資料(2)

## Loss Factors

- Loss factors are calculated by MISO’s Energy Management System (EMS) State Estimator
- State Estimator runs nearly every minute, hence loss factors are available at the same granularity
- UDS loss factor assumptions are derived from the State Estimator solutions used to initialize UDS every 5 minutes
- Day Ahead loss factor assumptions are developed using recent SE solutions with comparable load and wind characteristics.

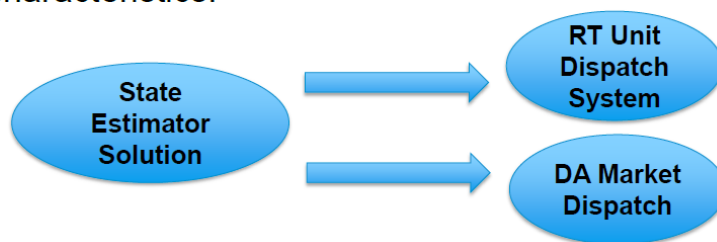


圖 4-6 MISO 線損模型說明資料(3)

## Day Ahead Market Loss Model

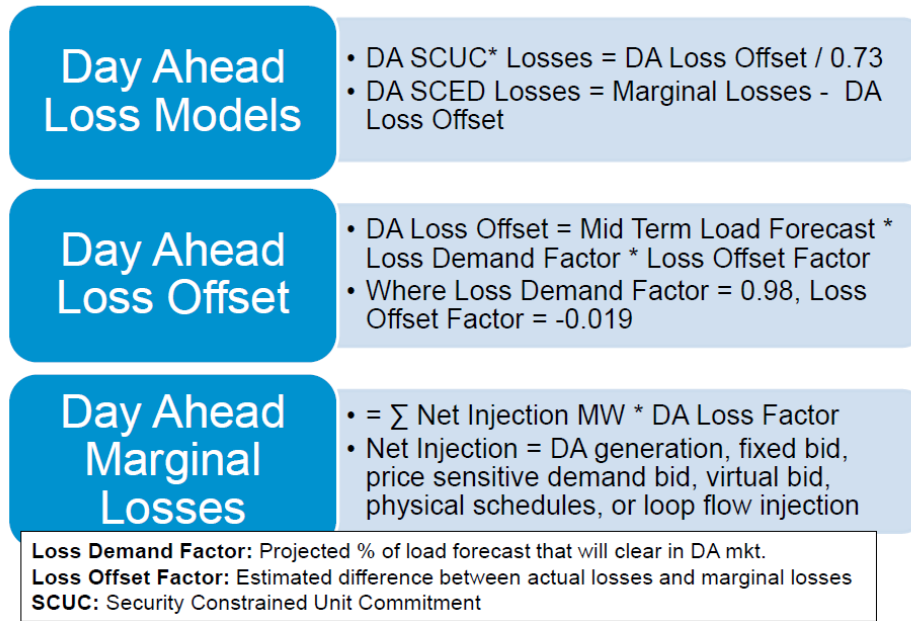


圖 4-7 MISO 線損模型說明資料(4)

## Real Time UDS Loss Model

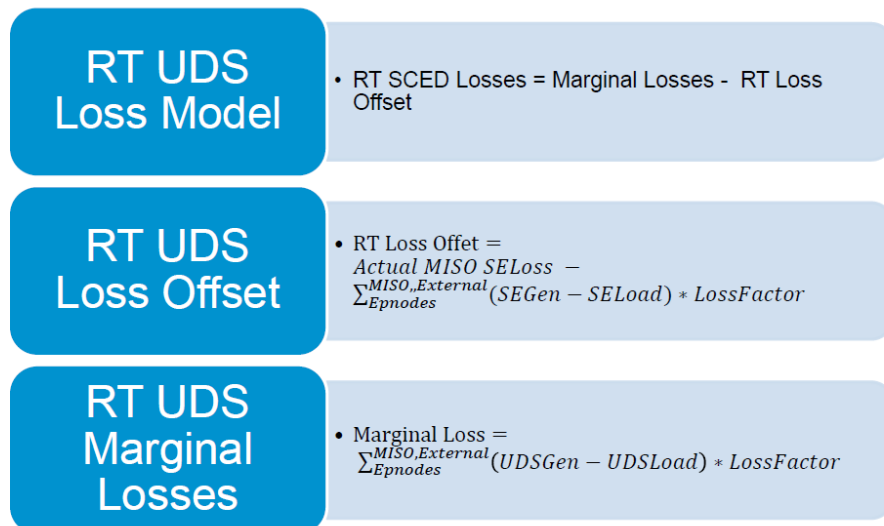


圖 4-8 MISO 線損模型說明資料(5)

### 4.2.3 系統電源不足之緊急應變程序

MISO 規劃緊急電能與需量反應定價機制的理由主要是因應北部地區的機組除役和 pseudo-tie 導致可用的供電能力減少。分別考

慮在具有最大部署 LMR 和 EDR 的能力時，緊急電能與需量反應如何定價、在具有最小部署 LMR 和 EDR 的能力時，緊急電能與需量反應如何定價。

圖 4-9 所示 2016-17 年電源容量拍賣的價格變化，原因是由於 MISO 中央區和 MISO 北部地區的機組除役和 pseudo-tie 導致可用的供電能力減少。

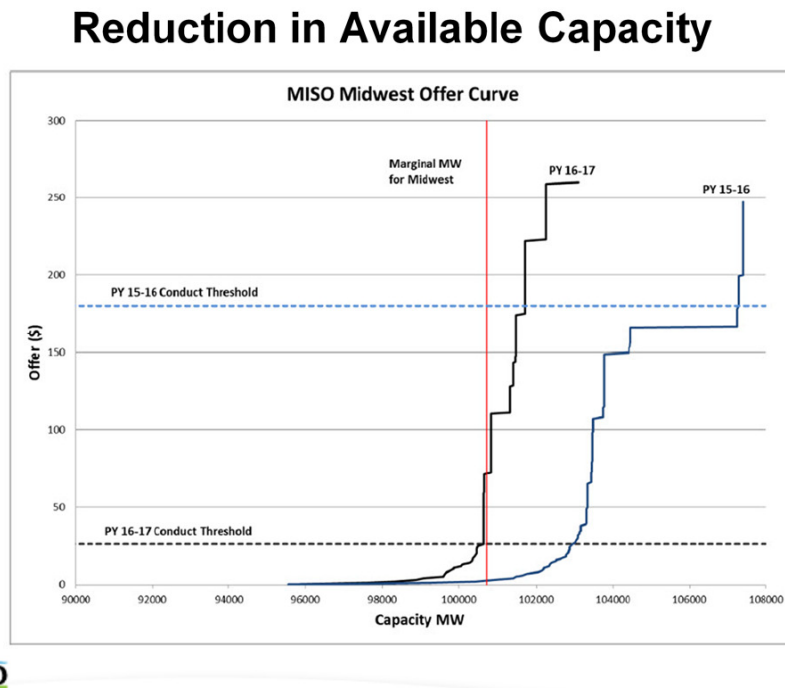


圖 4-9 MISO 2016-17 年電源容量拍賣的價格變化

MISO 定義 Max Gen 警報(Alert)、警告(Warning)或事件(Event)的確切邊界，MISO 的值班經理依系統的即時狀況決定警報、警告或事件的發布。對一個 LBA (Local Balancing Authority) 或一組相鄰 LBA 而言，Max Gen 警報、警告或事件通常是由輸電壅塞問題以及負載和發電之間的不平衡所引起，但警告，警報或事件很少是發生在整個 MISO 區域或整個市場範圍，也就說輸電壅塞通常是區域性的問題。如圖 4-10 所示，藍色圈出的是在 MISO 容易因輸電壅塞、負載和發電不平衡而導致 Max Gen 警報、警告或事件等情況的發生。

## Define Boundaries for Alert/Warning/Event



圖 4-10 MISO 容易發生 Max Gen 警報、警告或事件的區域

如圖 4-11 所示，如果密西根州宣布最大發電警告或最大發電事件，由事後定價軟體所發布的最低價格限制僅適用於密西根州，不適用於密西根州之外的 MISO 其他區域。

## Applicability of Emergency Pricing



圖 4-11 Max Gen 警報、警告或事件期間最低價格適用區域

如圖 4-12 所示為 MISO 的 RTO-EOP-002 的關鍵信息發布後的具體措施與步驟，包含的 Tier I 和 Tier II 價格下限以及能源緊急報警相關。

# Resources Accessibility in Max Gen Emergency

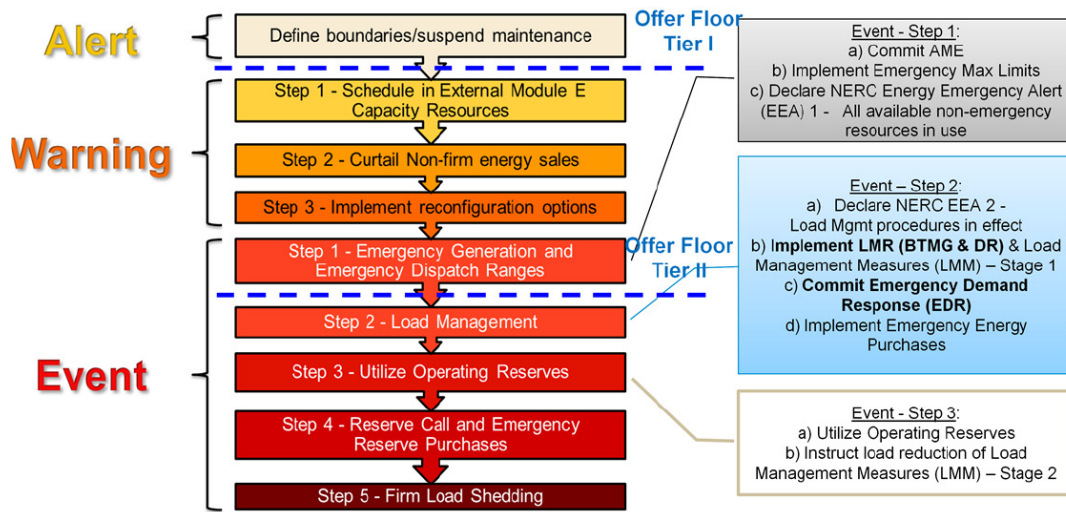


圖 4-12 RTO-EOP-002 的關鍵信息發布後的具體措施與步驟

各階段的具體措施與步驟如下：

警報(Alert)階段：重新定義界限，暫停機組維修工作，由定價軟體所發布的第一段最低價格限制(Offer floor Tier-I)

警告( Warning ) 階段：

Step 1 : Schedule in external Module E Capacity resource

Step 2 : 削減非保證電能(可停電力)銷售(Curtail Non-Firm energy sale)

Step 3 : Implement reconfiguration options

事件(Event)階段：

Step 1 : 緊急發電和緊急調度範圍(Emergency Generation and Emergency Dispatch Ranges)，包括以下措施：

(a) Commit AME

(b) Implement Emergency Max Limits

(c) Declare NERC Energy Emergency Alert (EEA) -1 All available non-emergency resources in use

在此步驟中，定價軟體所發布的第二段最低價格限制(Offer floor Tier-II)

Step 2：負載管制(Load Management)，包括以下措施：

(a) Declare NERC Energy Emergency Alert (EEA) -2 Load Management Procedure in effect

(b) Implement LMR (BTMG & DR) & Load Management Measures (LMM)- Stage 1

(c) Commit Emergency Demand Response (EDR)

(d) Implement Emergency Energy Purchases

Step 3：使用運轉準備(Utilize Operating Reserve)，包括以下措施：

(a) Utilize Operating Reserve

(b) Instruct load reduction of Load Management Measures (LMM)- Stage 2

Step 4：Reserve Call and Emergency Reserve Purchase

Step 5：Firm Load Shedding

其中，

- LMR (Load Modifying Resource)：係指在發布系統緊急期間，Demand Resources 有義務抑低用電需求、自用發電設備 (Behind-the-meter Generation) 有義務增加發電
- LMM (Load Management Measures) - Stage 1：運用負載管理

手段減少用電需求來維持運轉準備，但基於技術或商業原因，無法歸類為 LMR 或 EDR

- LMM (Load Management Measures) - Stage 2：允許降低電壓或藉由可停電力合約抑低系統需求或提高運轉準備或減少市場參與者的緊急電源的輸出。但不包括 LMR 或 EDR

#### 4.2.4 電能和備轉容量市場訂價原理

MISO 利用區域邊際價格(Locational Marginal Price，LMP)來表示在符合發電和輸電設備的物理和操作限制條件下，在輸電電網上的特定 CPNode (Commercial Price Node)電能與備轉容量的市場價格，兩者均以\$ / MWh 為單位。MISO 的 LMP 包括 Marginal Energy Component (MEC)、Marginal Congestion Component (MCC)、Marginal Loss Component (MLC)等三部分，如圖 4-13 所示，也就是說每一個 CPNode 的 LMP 受系統邊際電能價格、節點邊際壅塞費用及節點邊際損失費用的影響而有所不同，如果不考慮線路壅塞及損失則各個 CPNode 的 LMP 均相等。

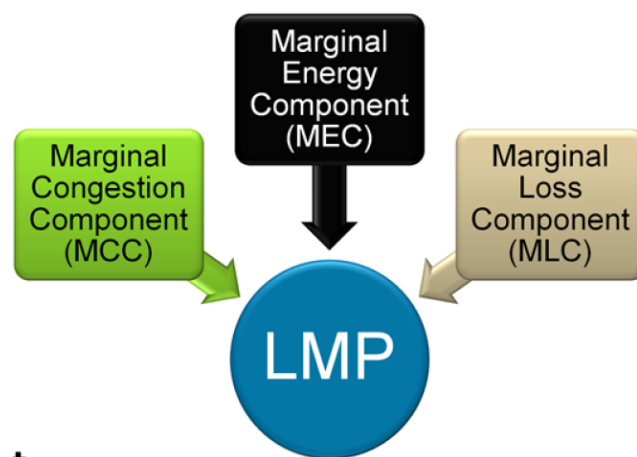


圖 4-13 MISO LMP 之組成

LMP 的原理：由於市場使用協同優化(Co-Optimized)的方法結算，



LMP 可能受到能源(Energy)報價和營運儲備(Operating Reserve)報價的影響。日前市場(Day-ahead Market, DA)每個 CPNode 每小時公佈一次 LMP，即時市場(Real-Time Market, RT)每個 CPNode 每 5 分鐘公佈一次 LMP。在無約束和無限容量輸電系統中，沒有傳輸損耗或壅塞，因此在每個位置的 LMP 都是相同的，由於輸電系統的物理限制，實際運轉時是存在線路損失和輸電壅塞，但線路損失和傳輸壅塞導致 LMP 會依位置而不同。對於任何特定的 CPNode，在電力市場無論是購買電能還是銷售電能，LMP 是相同的。日前市場的 LMP 和 MCP (Market Clearing Price)有設定價格上限，MISO 日前市場的價格上限為\$3500/MWh。

市場結算價格(Market Clearing Price, MCP)用來支付電源營運儲備(Operating Reserve)，以保證發電機組提供營運儲備和電能重新調度的機會成本可以得到回收，電能和營運儲備的結算是以收入最大化為目標。市場結算價格的原則如圖 4-14 所示，市場結算價格(MCP)是電源在 CPNode 上結算運轉儲備相關的價格。



圖 4-14 MISO 市場結算價格的原則

機組提供運轉儲備可確保提供足夠電能容量的能力，所以 MCP



必須足以支付發電機組供應電能的成本以及將一部分供電能力提供作為運轉儲備所產生的機會成本。機組的供電成本和機會成本利用同時共同優化的安全約束經濟調度 (SCED) 方式透過 MCP 進行回收。

MCP 之計算：

1. 日前市場的 MCP 每小時計算一次
2. 即時市場的 MCP 每 5 分鐘計算一次
3. MCP 同時可適用於日前市場與即時市場 Spinning Reserve 及 Supplemental Reserve
4. 每個儲備區的每個產品單獨計算 MCP。
5. DA MCP 作為發電機組在即時市場中提供服務的溢價，如果發電機組在日前市場得標運轉儲備，但在即時市場沒有被調度提供運轉儲備，因此不會產生操作成本，此時全系統 MCP 將是邊際；MCP 的上限亦為\$3500/MWh。

目前 MISO 有 6 個 Reserve Zone 如圖 4-15 所示，每個 Reserve Zone 的 MCP 可能會有所不同，MCP 用來計算每個 Reserve Zone 調頻備轉(Regulating Reserve)、即時備轉(Spinning Reserve)及補充備轉(Supplemental Reserve)的價格；在任何一個 Reserve Zone，所有市場參與者將被支付的費用(依據相同的 MCP 及其所提供的數量計算)。

## MISO's Operating Reserve Zones...

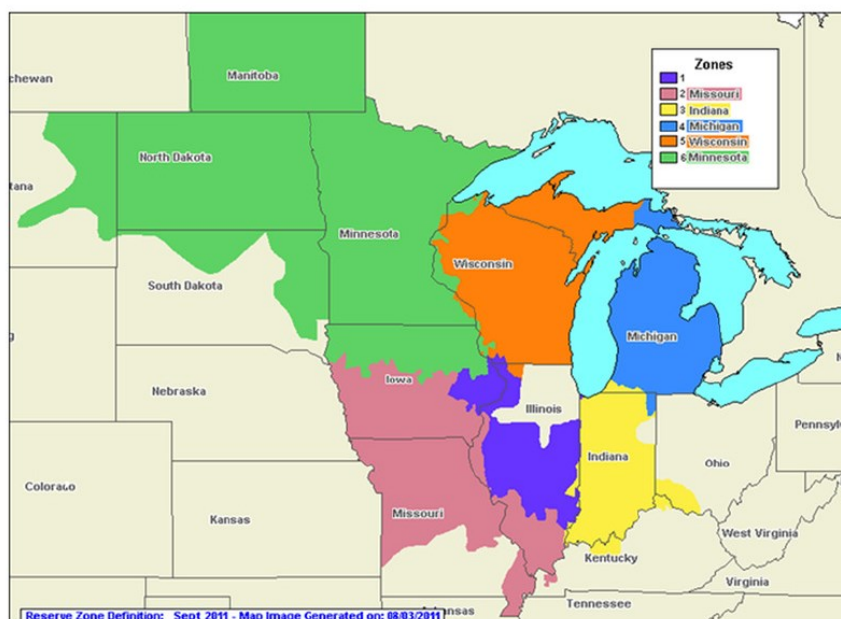


圖 4-15 MISO 的 6 個 Reserve Zone

MISO 日前市場調頻備轉的來源包括 Generation Resources、Demand Response Resources – Type II、External Asynchronous Resources、Stored Energy Resources 等，均以調頻備轉的 MCP 計算費用，每小時計算一次；MISO 日前市場即時備轉的來源包括 Generation Resources、Demand Response Resources – Type II、External Asynchronous Resources、Demand Response Resources – Type I(須驗證合格)等，均以即時備轉的 MCP 計算費用，每小時計算一次；MISO 日前市場補充備轉的來源包括 Generation Resources、Demand Response Resources – Type II、External Asynchronous Resources、Demand Response Resources – Type I 等，均以補充備轉的 MCP 計算費用，每小時計算一次，相關規定在 MISO Tariff Schedule 29 均有詳細定義及說明。

## 4.2.5 MISO 日前市場結算程序

MISO 係利用同時協同優化(Co-Optimization)方法執行可行性測試(SFT)、安全限制機組排程(SCUC)和安全限制經濟調度(SCED)以獲得最低價格的電能及輔助服務需求，並提供日前機組排程、日前市場 LMP 及 MCP，如圖 4-16 所示。

### Day-Ahead Clearing Processes...

- Products cleared with Simultaneous co-optimization utilizing:

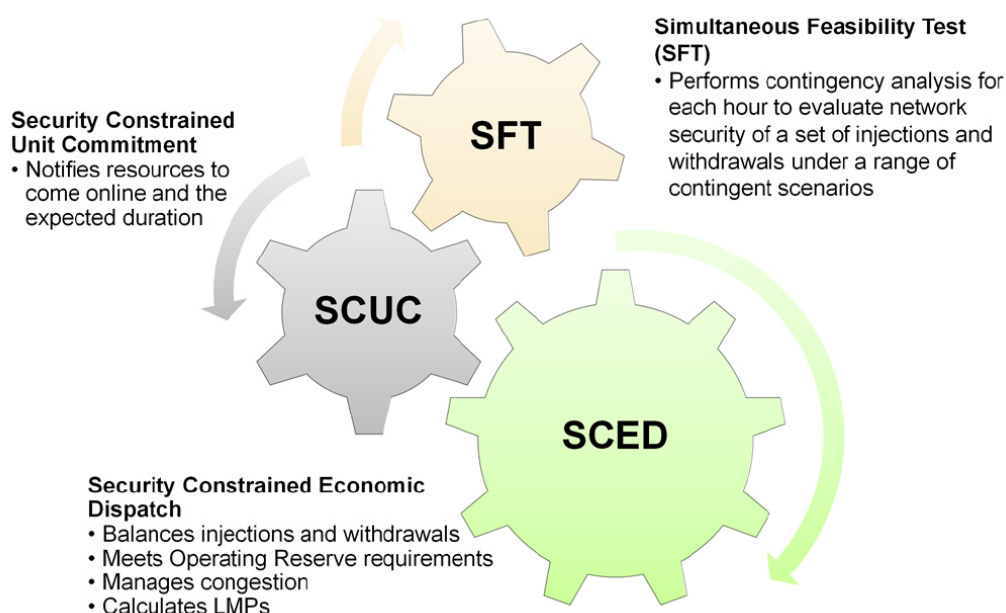


圖 4-16 MISO 日前市場結算程序

在日前電能市場中的所有商品的結算，都同時使用 SFT、SCUC 及 SCED 等 3 個程序進行優化，各個程序的主要目的如下：

### 1. Simultaneous Feasibility Test (SFT)

每小時執行電網 N-1 偶發事件分析，以評估一系列輸入及輸出 (injections and withdrawals) 情況下電網的安全性。

### 2. Security Constraint Unit Commitment (SCUC)

- (1) 確保發電量滿足負載需求
- (2) 機組發電排程及持續運轉時間
- (3) 最小化滿足負載預測的機組排程發電成本、確定電力交易排程及運轉儲備的要求

### 3. Security Constraint Economic Dispatch (SCED)

- (1) 平衡輸入及輸出
- (2) 滿足運轉儲備的要求
- (3) 壅塞管理
- (4) 計算 LMP

MISO 使用 SCED 演算法對已預訂機組(Committed Unit)進行調度，SCED 演算法確保發電排程調度滿足所有運轉限制，包括：

- 能源和儲備限制(Energy and Reserve constraints)
- 傳輸限制(Transmission constraints)
- 資源操作限制(Resource operating limits)

如圖 4-17 所示 MISO 使用 SCED 演算法決定電能和備轉容量(儲備)價格(LMP 和 MCP)，在計算價格時不考慮啟動(Start-Up) 或空載(No-Load)成本，在緊急限制下進行調度的電源亦不設定價格。

## Security Constrained Economic Dispatch...

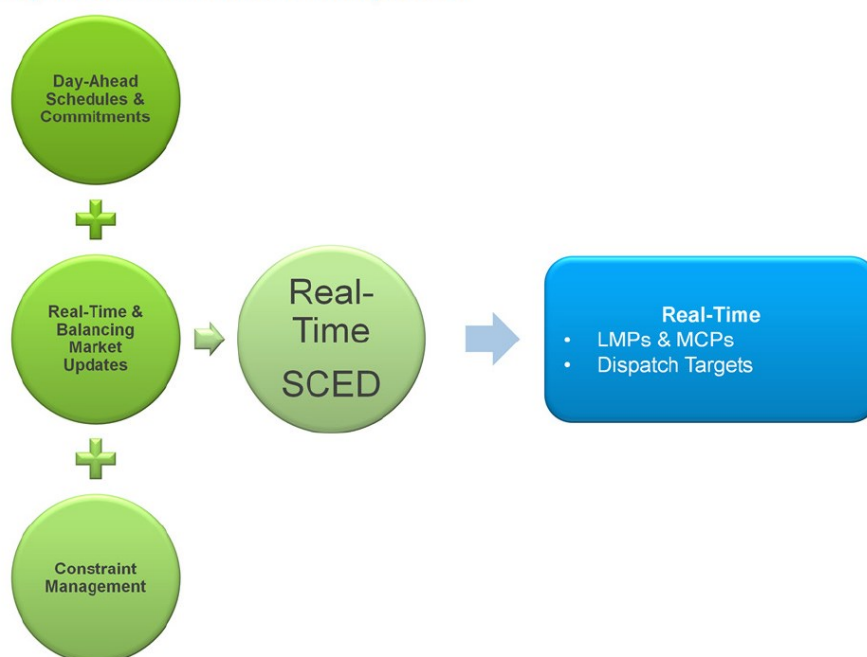


圖 4-17 MISO 使用 SCED 演算法決定 LMP 和 MCP

### 4.2.6 MISO 即時市場結算程序

MISO 即時結算過程使用 SCED 平衡注入和提取、管理壅塞並計算即時的 LMP 和 MCP，如圖 4-18 所示。

## Real-Time Clearing Processes...

- MISO uses Security Constrained Economic Dispatch to balance the injections and withdrawals, manage the congestion, and set Real-Time prices

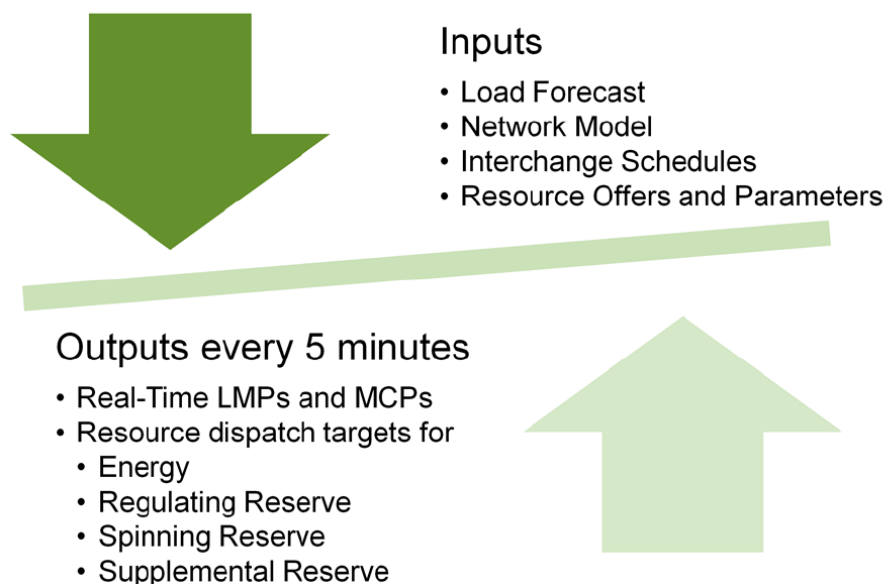


圖 4-18 MISO 即時結算程序

如圖 4-18 所示 SCED 的輸入資料至少包括負載預測、電網模型、電能交易排程、機組參數與報價；SCED 每 5 分鐘計算即時的 LMP 及 MCP、電源調度的目標包括個機組發電量、調頻備轉容量、即時備轉容量及補充備轉容量等。所以 SCED 程序在運行時間內每 5 分鐘執行一次，以建立發電機組出力的調度指令滿足未來五分鐘的未來負載需求。SCED 演算法的目標是在符合傳輸壅塞和其他系統限制條件下，使機組發電排程同時滿足預測需求、計劃交換和運營儲備要求的系統成本最小化。SCED 所產生的機組調度目標資訊通過設定點指令直接傳遞給發電機組和 DRR。

如圖 4-19 所示，即時 LMP 的組成包括 MEC、MCC 及 MLC 等三部分，MEC (Marginal Energy Component) 又稱為系統的 lambda，MEC 代表在參考匯流排的電能邊際成本，系統上每一個節點的 MEC

均相等，如圖 4-20 所示。MCC (Marginal Congestion Component)則代表匯流排 i 相對於參考匯流排的壅塞成本，如圖 4-21 所示，對於每個傳輸限制(Constraint)，也稱為 Flowgate，所有 Shift Factor(SF)的和乘以 Flowgate 影子價格(Shadow Price, SP)，定義邊際壅塞分量。Flowgate 上的 SP 定義為 Flowgate 上增加了 1MW 的傳輸能力，等效於系統成本的降低，以 \$ / MWh 表示。MLC (Marginal Losses Component)則代表匯流排 i 相對於參考匯流排的線損成本，如圖 4-22 所示，邊際損失分量是每個匯流排的損失因子(Loss Factor)乘以 MEC 的函數，損失因子是系統損失相對於匯流排上的發電量的偏導數，損失因子為匯流排上的發電機注入的增量變化相對於系統損失的增量變化。匯流排的損失因子顯示如果匯流排上的注入改變一個 1MW，系統損失將如何變化。根據定義，參考匯流排的損失因子總是等於零，每一個匯流排(節點)的 MLC 均不相同，同一個匯流排(節點)日前市場與即時市場的 MLC 亦不相同，因此必須分別計算日前市場與即時市場的 MLC。如果不考慮輸電容量限制及線路損失，則系統上每一個匯流排(節點)的 LMP 均相同，LMP 等於邊際電能成本。

### LMP Components...

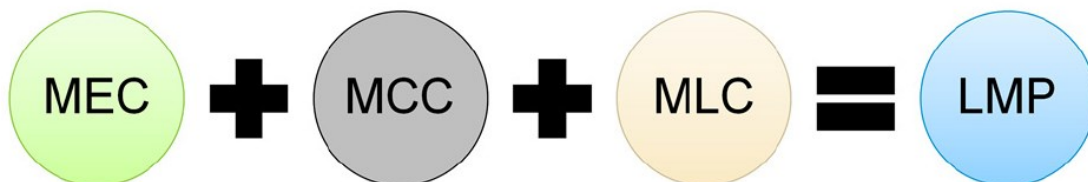


圖 4-19 MISO 即時 LMP 的組成



### Marginal Energy Component (MEC) Calculation...

The Marginal Energy Component is the marginal cost of energy in a system without congestion or losses

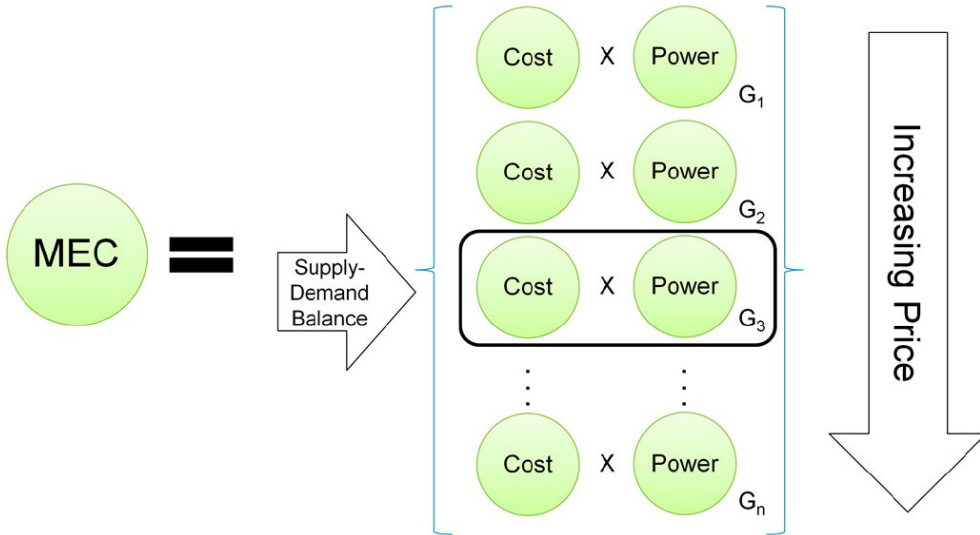


圖 4-20 MISO 即時 MEC 的計算

### Marginal Congestion Component (MCC) Calculation...

For each transmission constraint, also called a Flowgate, the sum of all Shift Factors (SF), multiplied by the Flowgate Shadow Price (SP), defines the Marginal Congestion Component. The use of a negative sign is a convention.

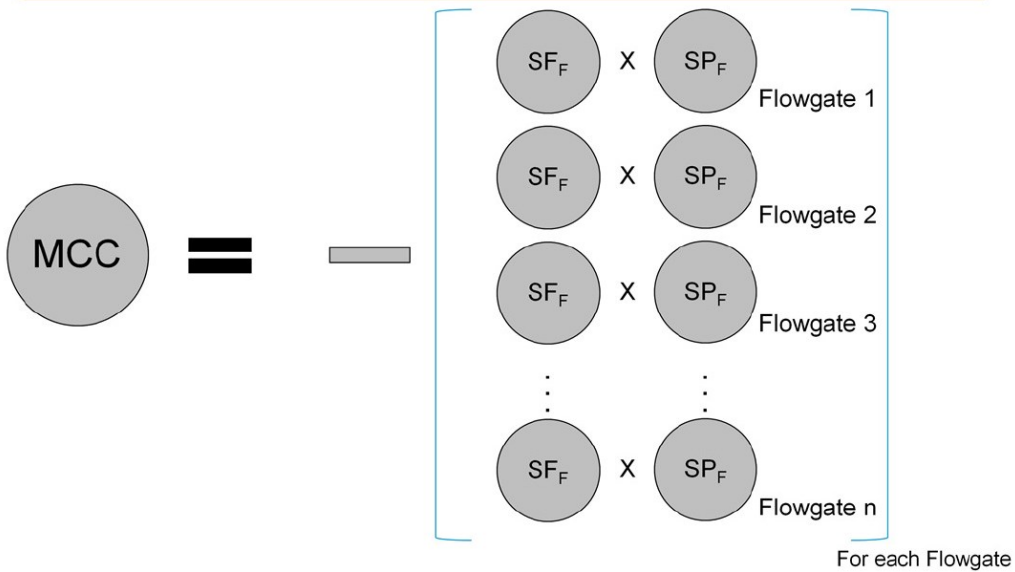


圖 4-21 MISO 即時 MCC 的計算



## Marginal Losses Component (MLC) Calculation...

Marginal Losses Component is a function of the Loss Factor for each bus multiplied by the MEC

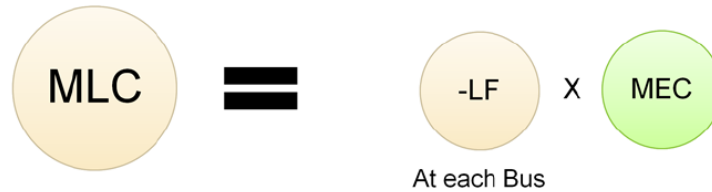


圖 4-22 MISO 即時 MLC 的計算

MISO 為因應大量再生能源增加，為確保電力系統安全與穩定，未來將採用 ELMP (Extend LMP)來擴展 LMP 和 MCP 的概念，允許額外資源(如快速啟動機組、需量反應)可以參與電能和輔助服務市場競價、允許某些預定在限制範圍內運行的機組以及某些離線機組可以參與價格計算、機組起機、關機及空載成本納入計算價格。如上所述，SCED 實際機組調度排程沒有改變，但成本計算將有所變化。

### 4.2.7 OASIS 系統要求及程式功能

初期 OASIS 的架構為何？哪些資訊為必須公布之資料？以及其所應具備哪些運算功能？

根據 FERC Order 890 要求所有傳輸提供商(Transmission Providers)必須在 OASIS 上發布實際尖峰負載和預測尖峰負載，2007 年 7 月 Entergy 開始發布區域和系統的實際尖峰負載和每小時預測負載的電子文件，隨後 FERC Order 676E 要求在 OASIS 上張貼這些負載，以便可以使用北美能源標準局(North American Energy

Standards Board，NAESB：<https://www.naesb.org/>)開發的平台查詢這些負載，如圖 4-23 所示。

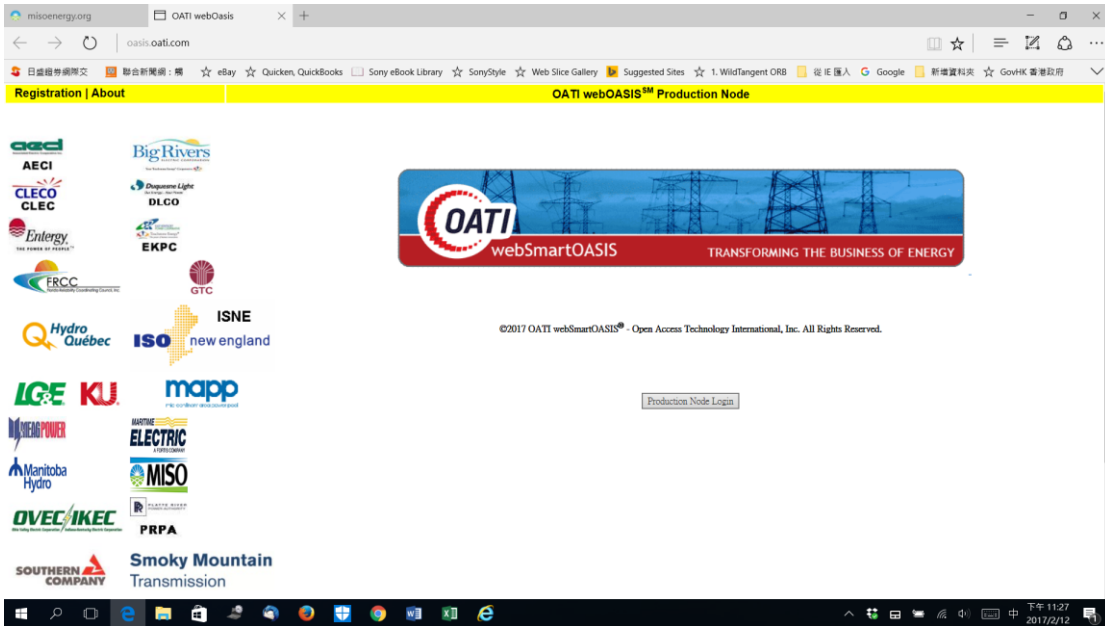


圖 4-23 NAESB 開發的 OASIS 查詢平台

因此，MISO 要求範圍內各 Transmission Owners (TO)在 <http://www.oatioasis.com/> 平台公布相關資訊如圖 4-24 所示。

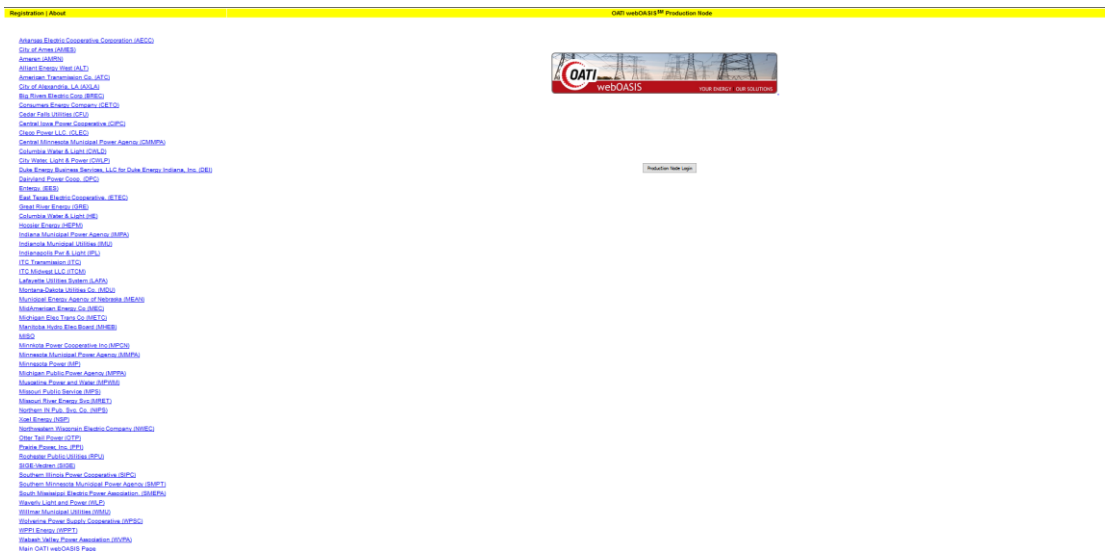


圖 4-24 Transmission Owners 在 OASIS 平台公布的資訊

Indianola Municipal Utilities (IMU)在 <http://www.oatioasis.com/> 平台公布相關資訊如圖 4-25 所示。

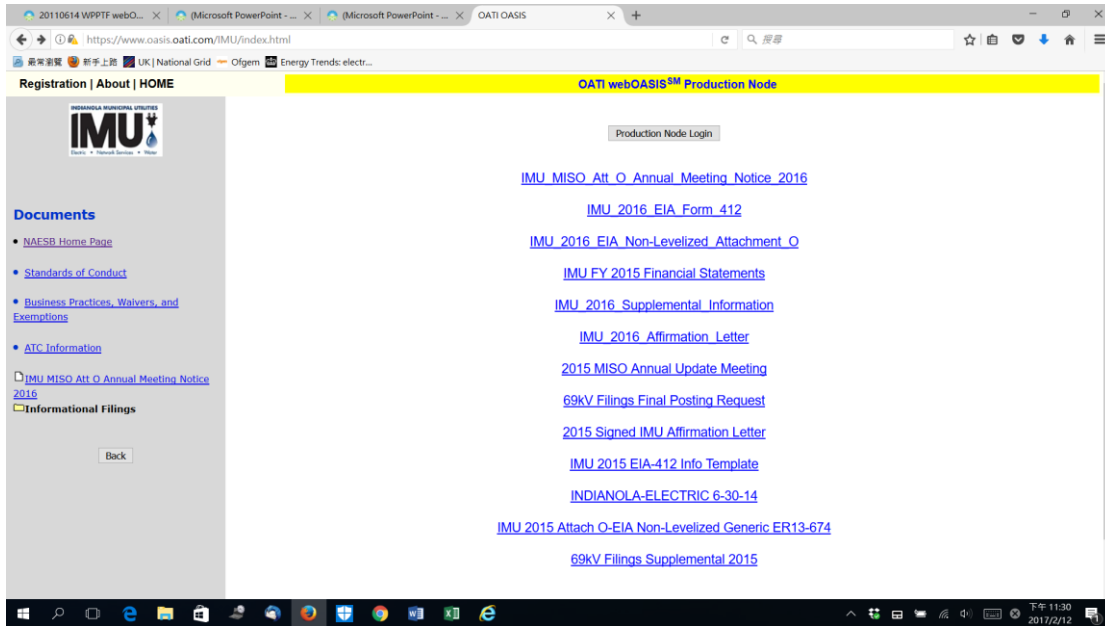


圖 4-25 IMU 在 OASIS 平台公布的資訊

Indianapolis Pwr & Light (IPL)在 <http://www.oatioasis.com/> 平台公布相關資訊如圖 4-26 所示。

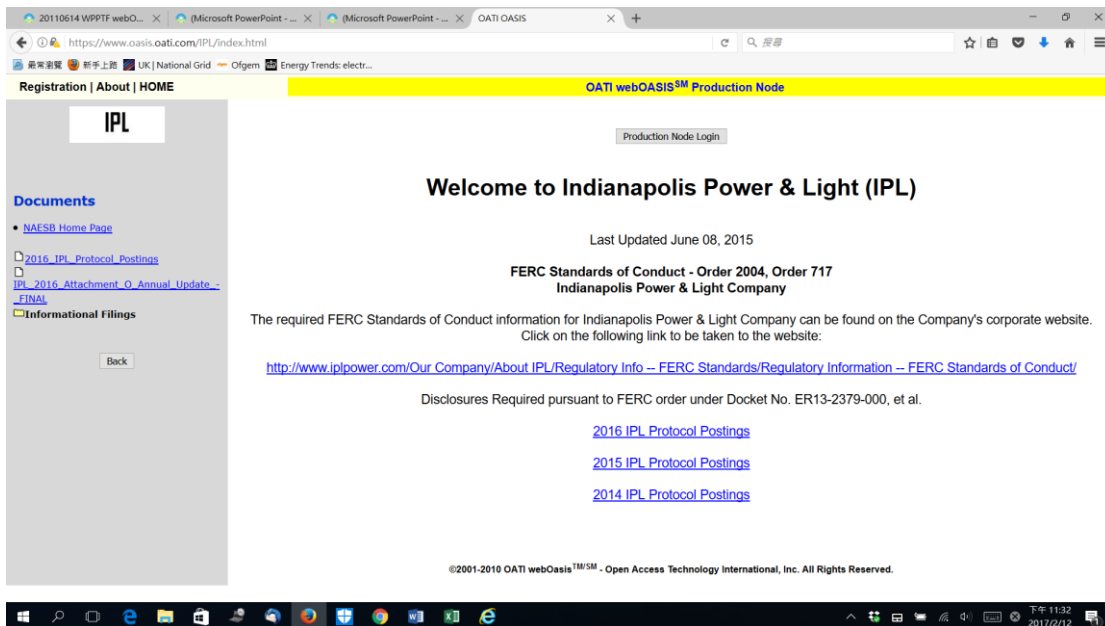


圖 4-26 IPL 在 OASIS 平台公布的資訊

MISO 亦在該平台公布包括 System/General Information、Transmission Information、Tariff、Generation Information、ATC Information、Business Practices, Waivers, and Exemptions、OASIS Notices、Outages、Performance Metrics 及 Standards of Conduct 等資訊，如圖 4-27~圖 4-31 所示。

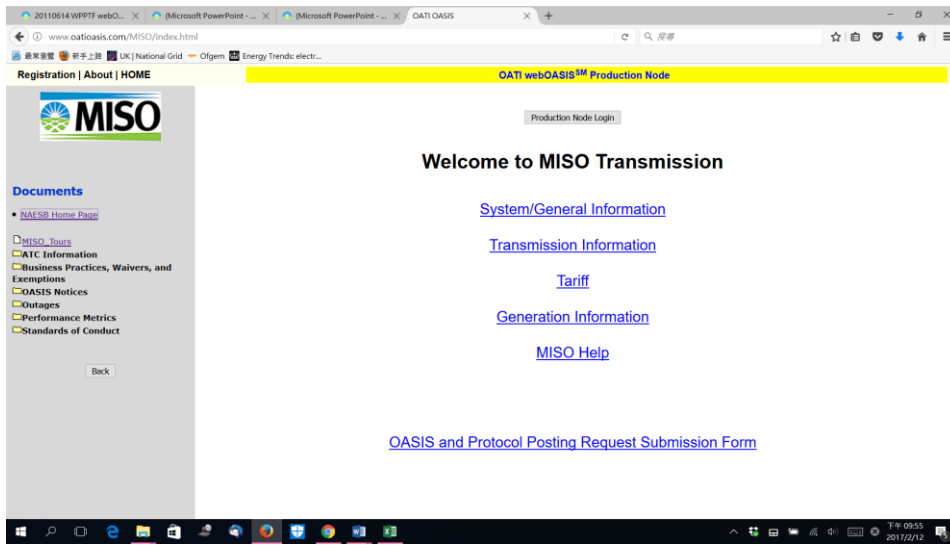


圖 4-27 MISO 在 OASIS 平台公布的資訊畫面

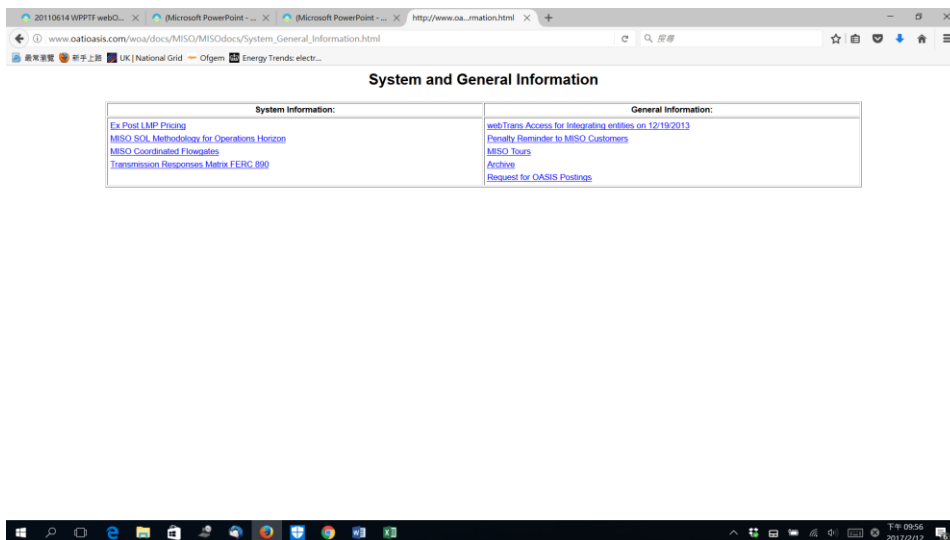


圖 4-28 MISO 公布的 System/General Information 畫面

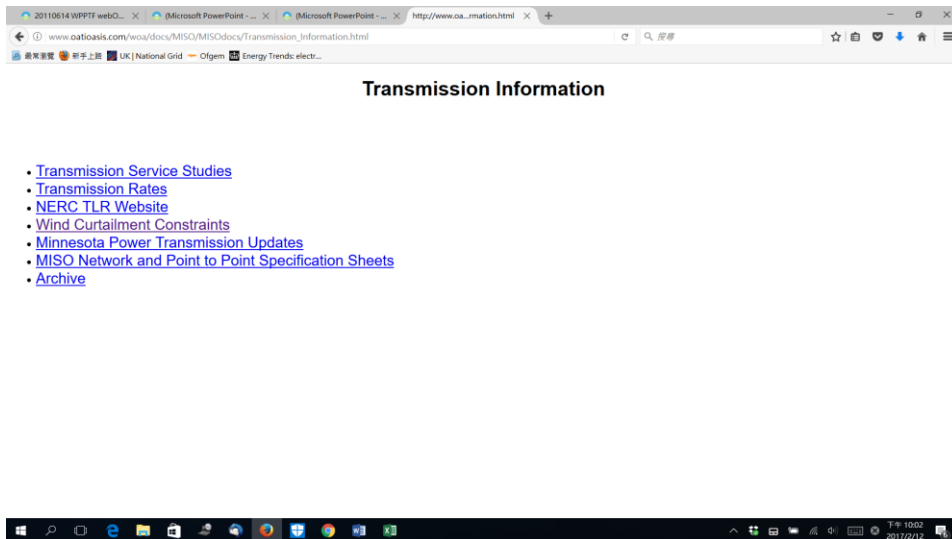


圖 4-29 MISO 公布的 Transmission Information 畫面

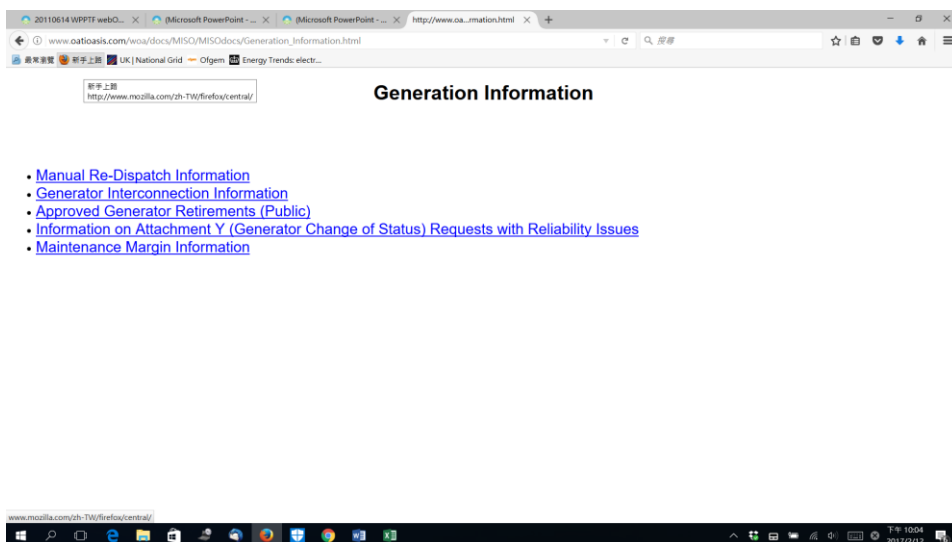


圖 4-30 MISO 公布的 Generation Information 畫面

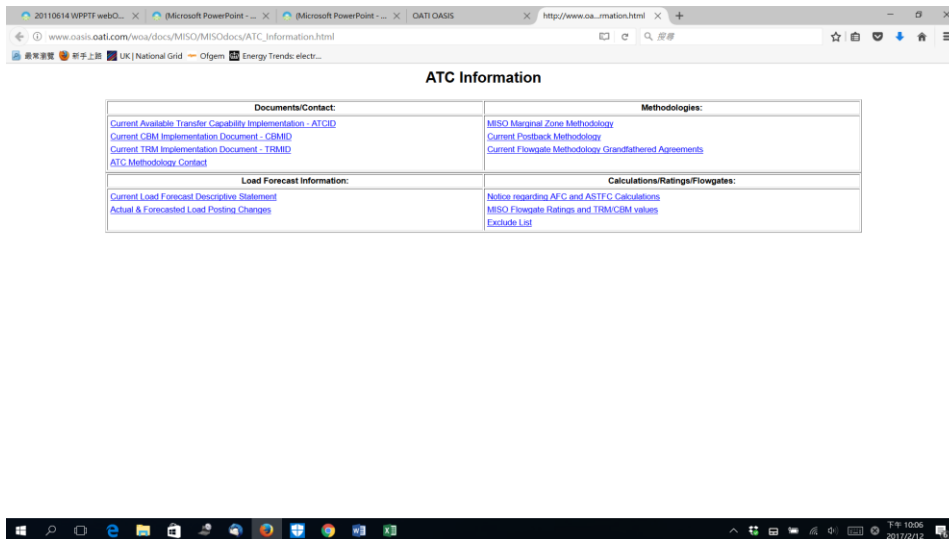


圖 4-31 MISO 公布的 ATC Information 畫面

對 MISO 而言，OASIS 除公布市場資訊外，另一個重要功能為輸電交易的平台。

#### 4.2.8 負載預測作業

負載預測是對 ISO / RTO 系統的未來電力需求的情況估計，準確預測負載至關重要，因為預測驅動未來期間發電及需量反應的排程。不準確的預測可能產生可靠度問題（由於資源承諾不足）或額外成本（由於電源過度排程或短期電源的無效排程），所以每個 ISO / RTO 會從實際負載週期之前的幾年到前幾分鐘的多個不同時間段中進行負載預測。一般來說，較高的預測精度是好的，因為它意味著實際負載更接近預測負載。每個 ISO / RTO 均努力提高負載預測精度，平均絕對百分比誤差（MAPE）通常用於定量預測方法，因為它產生相對總精度的量度； MAPE 越低表示預測越精確

MISO 負責系統的負載預測工作，由 3~4 人專職負責所有的負載預測工作，包含所有短、中、長期的負載預測工作，以提供給計劃、運轉、機組排程的使用，委員會每個月均會公開審視負載預測的誤差

量，若誤差量超過一範圍需另行報告說明。雖然各個區域的負載也會提供該轄區的負載資料，但 ISO 是以全系統的角度做預測，所以通常準確度會比較高。此外，風力發電預測也是 ISO 的重要工作之一，目前委託德國專業的風電預測公司進行預測，其準確度已經相當高。

MISO 中期負載預測(MTLF)是指當日加上未來六天的每個小時的負載預測(每小時負載預測每 15 分鐘更新一次)及未來 1 個月中的每一天的尖峰負載預測(每天更新)。MTLF 用於 FRAC 和 IRAC 的機組排程、傳輸安全計劃 (TSP) 及停電協調(Outage Coordination)、計算可用的傳輸容量(Available Flowgate Capacity, AFC)及可靠性協調，MISO 還將每小時、每天、每週的 MTLF 報告到系統數據交換(System Data Exchange, SDX)。

MISO 負載預測有兩個獨立的來源：(1) MISO 使用神經網路和回歸模型組合而成的負載預測；(2) MISO 範圍內各 LBA 提交的負載預測。MISO 利用來自 MISO 範圍內的氣象站的歷史負載資料和氣象資料為每個 MISO LBA 產生負載預測，其所使用的氣候數據至少乾球溫度、露點、風速、雲量和降雨測量以及氣象站的預測。天氣預報資訊由氣象服務供應商提供，MISO 根據需要調整其產生的負載預測以校正天氣預報錯誤，產生後再對所有 LBA 級負載預測求和，以產生 MISO BA 的系統負載預測。LBA 提交的負載預測通常用作 MISO 產生的負載預測的備份和準確度保證檢查。

MISO 日前中期負載預測(MTLF)作業流程如圖 4-32 所示，MISO 系統負載易受溫度影響，相隔一天的負載溫度係數約為 1000~2000MW/°F，MISO 目前使用三套軟體進行負載預測如表 4-33 所示。

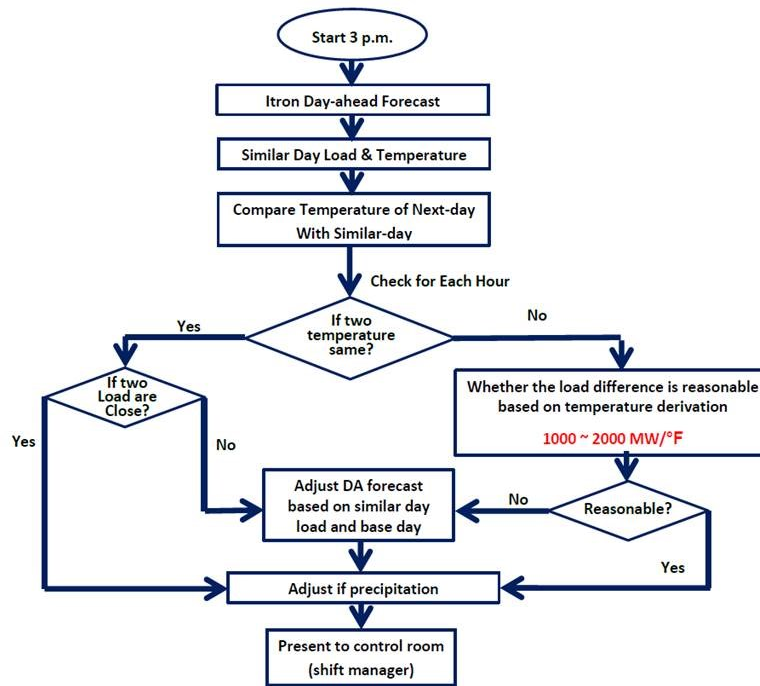


圖 4-32 MISO 日前中期負載預測(MTLF)作業流程

	<b>Itron</b>	<b>Alstom</b>	<b>MISO</b>
<b>Forecast method</b>	Linear Regression	Neural Network	Ramp Rate
<b>Data Source</b>	Oracle LF database	Habitat	Oracle LF Database or PI, Automatic Switch
<b>Forecast Performance</b>	60 Seconds in Server	8 Seconds in Server	2 Seconds in PC
<b>Manually Fixing Bad/Missing Data</b>	Yes	Yes	No
<b>Maintenance Frequency</b>	Everyday	3 Months	No Regular Maintenance Required
<b>Lagging issue</b>	No	Yes	No
<b>Efforts for Adding a New LBA</b>	1 Month	1 Month	1 Hour
<b>Need MTLF as Input</b>	Yes	Yes	No
<b>Need Weather Forecast</b>	Yes	No	No
<b>Accuracy (Mean Absolute Error)</b>	<b>150 MW</b>	190 MW	170 MW

圖 4-33 MISO 目前使用三套負載預測軟體之比較

MISO 的負荷預測精度在過去 4 年相對穩定，如圖 4-34 所示為 2007~2010 年平均負載預測的準確度均在 97%以上，MAPE 均小於 2%。



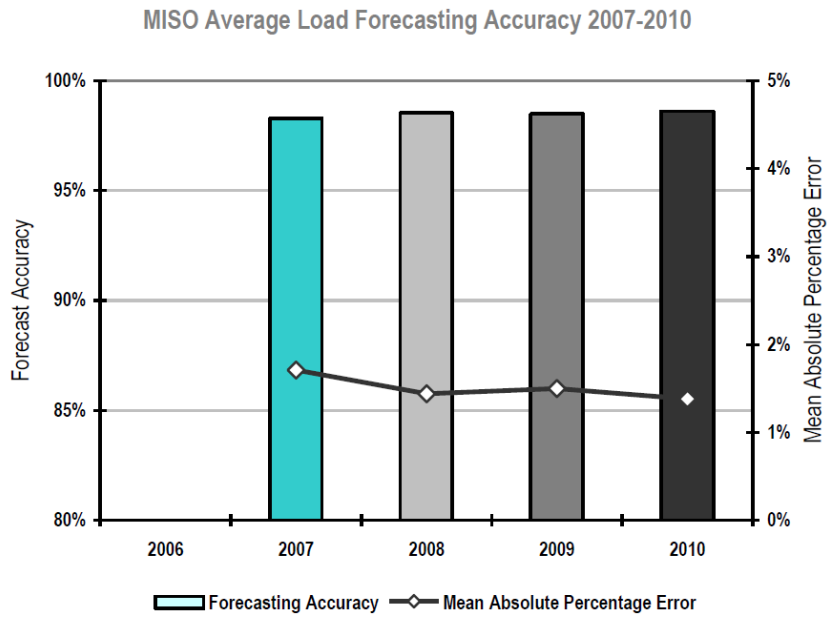


圖 4-34 MISO2007~2010 年平均負載預測的準確度

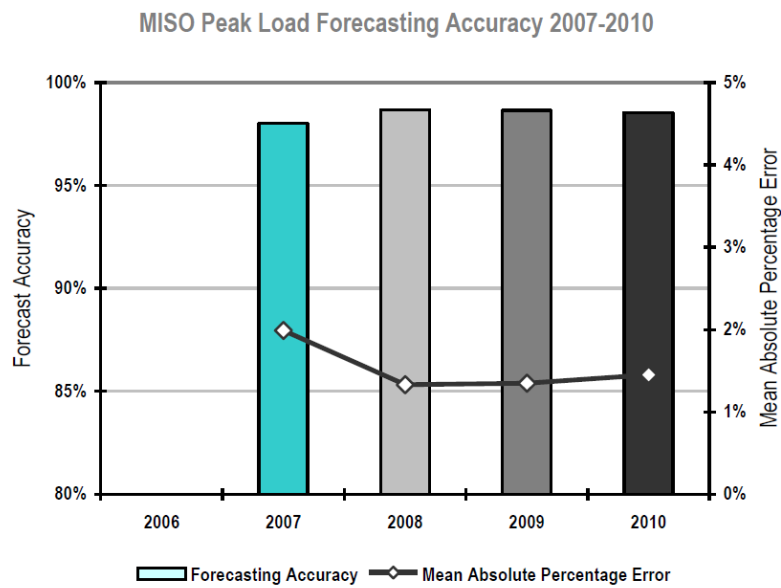


圖 4-35 MISO2007~2010 年尖峰負載預測的準確度

如圖 4-35 所示為 2007~2010 年尖峰負載預測準確度均在 97% 以上，MAPE 均小於 2%；如圖 4-36 所示為 2007~2010 年峰谷負載預測準確度均在 98% 以上，MAPE 均在 1% 左右。

MISO Valley Load Forecasting Accuracy 2007-2010

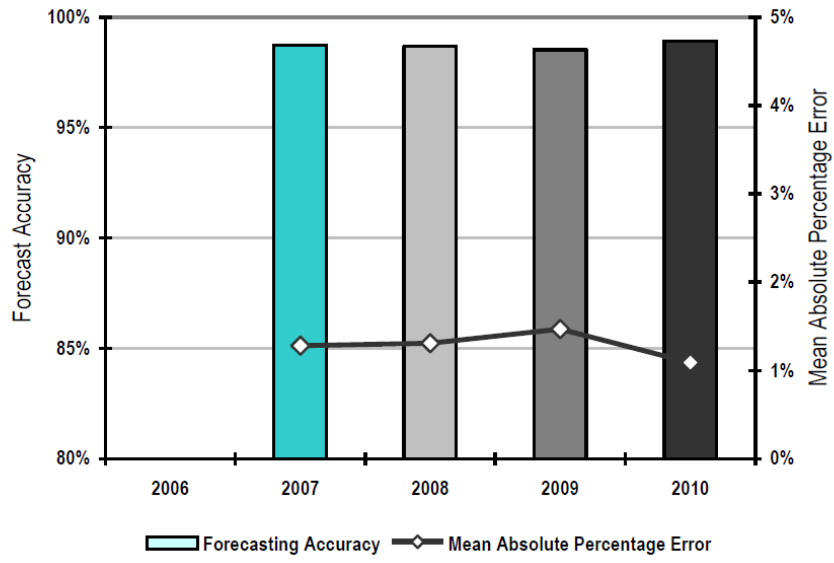


圖 4-36 MISO2007~2010 年峰谷負載預測的準確度

## 伍、購、售電業者市場調度運轉課程

106 年 3 月 4 日結束在 MISO 的參訪討論，3 月 5 日搭機前往舊金山，3 月 6 日、9 日、10 日三天參加 Energy Matrix Consulting Services 舉辦的『購、售電業者市場調度運轉』課程，該課程由 Dr. Jiayo Chiang 主講，主要介紹 CAISO 初期相關調度作業程序，包括幾大部份如下：

1. 長期規劃(Long Term Planning)
2. 檢修/歲修規劃(Outage Planning)
3. 容量規劃(Capacity Planning)
4. 月調度計劃(Monthly Scheduling Planning)
5. 調度作業流程(Scheduling Workflow & Processes)
6. 日前調度(Day-Ahead Scheduling)
7. 即時調度(Real-Time Scheduling)

茲將各部份重點簡述如下：

### 5.1 長期規劃(Long Term Planning)

#### 5.1.1 整體資源規劃(IRP)

綜合資源規劃(IRP)過程通常在美國能源市場中使用數十年，並且在美國市場從垂直整合組織解除對獨立運行功能(例如：發電、輸電和配電)的管制之後變得更加重要。大多數大型公用事業公司都有 IRP 流程來開發和執行公用事業公共目標的計劃，包括所有發電、輸電和配電等三個操作功能。



隨著可再生能源發展在過去十年中爆發，許多州(包括加利福尼亞州)需要電力公司(例如年發電量> 700 GWh)來執行 IRP，並製定資源需

求，政策目標，物理和操作限制以及一般優先級，建議的資源選擇，包括客戶方優先資源，能源效率，燃氣使用效率以及車輛電氣化目標。IRP 流程將為公用事業部門提供一個框架，為未來的電力採購做計劃，並與溫室氣體減排目標一致，到 2030 年達到 50%的可再生投資組合標準。

IRP 計劃將提供公用事業部門規劃採購多少能源的 Road Map，並指導公用事業公司的長期、年度或季節性能源採購執行(PPA)，如表 5-1 所示。

表 5-1 IRP 計劃評估項目

STRATEGY ATTRIBUTES	Strategy A The Reference Plan	Strategy B Meet An Emissions Target	Strategy C Focus on Long-Term, Market-Supplied Resources	Strategy D Maximize Energy Efficiency	Strategy E Maximize Renewables
Existing Nuclear	Operate existing units through end of period	Operate existing units through end of period	Operate existing units through end of period	Operate existing units through end of period	Operate existing units through end of period
Nuclear Additions	New nuclear is available for selection	New nuclear is available for selection	Only nuclear PPAs allowed.	No new nuclear	No new nuclear
Existing Coal	Based on current fleet strategy; 1) All coal units can be selected for retirement 2) SHF controls available for selection	Based on current fleet strategy; 1) All coal units can be selected for retirement 2) SHF controls available for selection	Based on current fleet strategy; 1) All coal units can be selected for retirement 2) SHF controls available for selection	Based on current fleet strategy; 1) All coal units can be selected for retirement 2) SHF controls available for selection	Based on current fleet strategy; 1) All coal units can be selected for retirement 2) SHF controls available for selection
New Coal	New coal allowed with CCS	New coal allowed with CCS	PPA is allowed	No additions	No additions
Gas Additions	Expansion option allowed	Expansion option allowed	PPA is allowed	Expansion option allowed	Expansion option allowed
EEDR	EE and DR available for resource selection	EE and DR available for resource selection	EE and DR available for resource selection	EE required to meet all future energy needs first	EE and DR available for resource selection
Renewables (Utility Scale)	Expansion under current programs and new options available for selection	Expansion under current programs and new options available for selection	Expansion under current programs and new options available for selection	Expansion under current programs and new options available for selection	Aggressive renewable energy target enforced to promote growth in renewable resources first, through current programs or new options
New Energy Storage	Expansion options selectable	Expansion options selectable	New energy storage not allowed	Expansion options selectable	Expansion options selectable
Hydro	Expansion allowed; 1) PPA available 2) Capacity projects to existing assets available	Expansion allowed; 1) PPA available 2) Capacity projects to existing assets available	Expansion allowed; 1) PPA available 2) Capacity projects to existing assets available	Expansion allowed; 1) PPA available 2) Capacity projects to existing assets available	Expansion allowed; 1) PPA available 2) Capacity projects to existing assets available

### 5.1.2 電力購買協議(PPA)

在能源市場解除監管之前，大多數公用事業以垂直整合方式運行，包括發電、輸電和配電。傳輸容量合約在公用設施之間經常使用，電力

公司之間的電力交易確實存在，但不像近年來那樣受歡迎。

隨著從區域輸電操作中心(TSO)到獨立系統調度中心(ISO)市場結構的轉變，ISO 能源市場提供了除了輸電之外，開放機組接入，增加開放的能源市場提供了強大的機制，通過調度機組提高電網可靠性，以減輕電網的負擔。為了適應再生能源整合，電能市場引進額外電能服務以克服大量再生資源的間歇特性。電力購買協議(PPA)通常用於電能批發市場，而數量/資費由負載服務實體(LSE)藉由費率設計提供給消費者。零售率和批發率不是直接相互關聯的，但批發電能成本確實影響零售電價。電力購買協議(PPA)大致可分為五類，如表 5-2 所示，表中 NEM 係加州政府為鼓勵再生能源發展，要求 PG&E 等三家電力公司必須向用戶購買剩餘的太陽光電且購買量不得低於尖峰負載的 5%，此類住宅用戶必須安裝雙向電表。

表 5-2 PPA 的種類

PPA	Rate	Size	Term	Contract
Bilateral PPA	negotiation	>=10 MW	Long term	Project specific; (EEI, WSPP)
Bilateral PPA	negotiation	Vary	Short-Mid Term	WSPP standard & confirmation
Renewable Auction Mechanism (RAM)	Auction	3-20 MW	10-20 year	RAM PPA template
Renewable Feed-In Tariff (FIT)	ReMAT rate	<= 3 MW	10-20 year	FIT application and PPA Template
Net Energy Metering (NEM)	Generation Avoid Cost	<= 1 MW (< 5% peak)	NA	NEM application and PPA Template

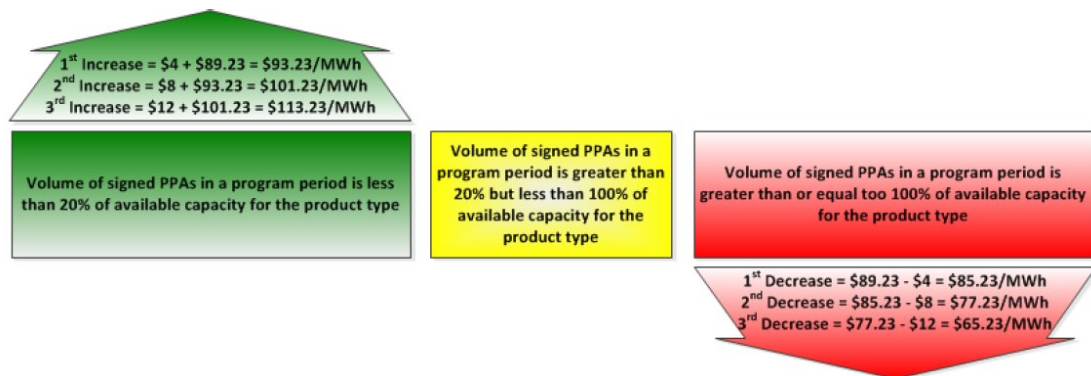
批發電力 PPA 在過去 10 年中發展迅速，而且主要是再生能源 PPA。最常見的電能 PPA 是

(a)協商電力購買協議：包括長期雙邊合約(18 個月以上或更長)及中短期雙邊合約(通常不到 18 個月)，為了提高協商效率，雙方通常會

採用標準合約版本，EEI 合約版本是美國市場中使用的最早的 PPA 合約協議結構。在美國西部(WECC)地區常見的做法則是使用 WSPP 合約版本，使用 WSPP 合約版本可以在幾天內簽署短期(例如一個月)能源交易。為了配合再生能源的發展，買方根據需要將與再生能源相關的其他項目加到 WSPP 合約版本結構中，例如：Bucket 1(再生能源)、Bucket 3(不含電能的再生能源 Credit)及 Resource Adequacy(RA)容量等。

(b)再生能源拍賣機制(Renewable Auction Mechanism, RAM)：針對 3~20MW 的再生能源容量，由政府透過這種競爭性拍賣機制強加給 IOUs 以減少漫長的談判。提交投標價格在拍賣過程中競價。

(C)再生能源上網電價計劃(Renewable Feed-In Tariff (FIT) Program)：FIT 是預定義的 PPA，允許針對小型再生資源(3 MW 以下)通過再生市場調整費率(ReMAT)機制將再生能源出售給 IOU 而無需談判。



(D) Net Energy Metering (NEM)：

公用事業公司的客戶可以用電力公司的零售電價將剩餘的再生能源電力賣回原售電公司，即 NEM 方案允許用戶以零售電價向電網銷售其剩餘的再生能源，因此 NEM 可以為家戶型的再生能源發展注入動力，NEM 的上限是公用事業公司年度尖峰需求的 5%。

### 5.1.2 避免成本 Avoided Cost

避免成本(Avoided Cost)是特定的再生能源議題，因為不同的再生能源(例如太陽能與風能)對系統有不同的貢獻與衝擊。當加州政府要求電力公司須配合推動 NEM 方案(上限為年度尖峰需求的 5%)，電力公司就會面臨避免成本的問題，即電力公司原已為用戶做好了長期電源規劃、投資或已購買長期的 PPA，如今尖峰需求的 5%改向用戶買回用戶剩餘的再生能源電力，勢必使先前的電源投資、投資或已購買長期的 PPA 形成套牢，因此必可慮電力公司得避免成本。加州各電力公司的避免成本項目如表 5-3 所示。

### 5.2 檢修/歲修規劃(Outage Planning)

在 ISO 市場中，發電機和變壓器業主仍須負責維修停機規劃，其重點是其設備的可靠性和最低成本。然而，ISO 執行檢修/歲修規劃，重點是確保整體 ISO 系統的可靠度。因此，檢修/歲修計劃的安排有差異時，ISO 有權拒絕檢修/歲修的請求。

ISO 綜合規劃過程使用負載預測、發電廠和輸電業(TO)提交的停機計畫請求、先前批准的維護停機和其他停機信息，以確定在維持系統妥適的同時可執行哪些請求停機(在滾動檢討連續 12 個月的規劃期內的可靠度)。該過程同時考慮發電和輸電網的檢修/歲修，以考慮它們對傳輸額定值或能力和資源的影響。

#### (1) 長期檢修/歲修請求

到每年 10 月 15 日，發電廠和輸電業負責為 CAISO 提供下一個日曆年的其設施檢修/歲修請求。所有檢修/歲修請求都使用 OMS 提交，提交的檢修/歲修請求還包括對先前批准的中斷的任何請求的增加或更

表 5-3 加州各電力公司的避免成本項目

Component	Example	Sample \$/kWh	Argument
Energy Cost	12-month average of ISO NP15 trading hub for the renewable hourly pattern at connection location	0.04	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utility's marginal unit cost</li> <li>Peaker's generation cost</li> <li>Renewable energy PPA price</li> <li>Cost of building a new plant</li> <li>Excluded if utility cover load with minimum gen already</li> </ul>
Transmission Cost	ISO transmission access charge for the year (HV+LV)	0.019	
Transmission Losses	12-month average of ISO transmission losses will be factored in the energy/(1-avg loss)	1.5%	
Renewable Attribute Value	Average renewable energy credit (REC) price from previous year published by Platt (Bucket 1)	0.015	<ul style="list-style-type: none"> <li>It may just replace the bucket 3 purchase of \$1.4/MWh (instead of \$15/MWh)</li> <li>If utility does not have the need to procure REC as planned, then this cost is not avoid</li> <li>FERC determines REC is not a factor in the avoid cost rate.</li> </ul>
Capacity Value	Reduce the RA local capacity requirement with renewable (assume \$2/kW-mon with CF=30%)	0.009	<ul style="list-style-type: none"> <li>This could be 0 if utility already have RA capacity surplus.</li> <li>Solar may only reduce 20% of the capacity at system peak (4-5 pm)</li> <li>Utility's distribution system cover Solar capacity in a raining day</li> </ul>
Emission Cost	Reduce existing thermal unit's emission cost or Cap& Trade emission allowance purchase cost	0?	<ul style="list-style-type: none"> <li>No emission from a utility's energy portfolio</li> <li>Replace market purchase does not reduce the emission allowance cost</li> </ul>
Ancillary Services	Renewable may not reduce a utility's AS requirement (which is based on peak capacity)	0?	<ul style="list-style-type: none"> <li>It could increase utility's regulation AS and flexible capacity's requirement as a cost increase</li> </ul>
<b>Total</b>	<b>(0.04+0.019)/(1-1.5%)+0.015+0.009</b>	<b>0.084</b>	
Flexible Capacity Cost	Increase the system variation such that utility's flexible capacity requirement is increased 14% of solar (assume \$2.25/kW-mon)	-0.0015	<ul style="list-style-type: none"> <li>This should cancel out the capacity value as 20% solar can reduce the peak</li> </ul>
<b>Revised Total</b>	<b>(0.04+0.019)/(1-1.5%)</b>	<b>0.060</b>	



改。因此，提交期待大約 15 個月，其中包括 1 月 1 日至次一年 12 月 31 日期間的任何新的或修改的檢修/歲修請求。

### (2) 每季度更新檢修/歲修計劃

在 1 月，4 月和 7 月 15 日結束時，每個發電廠和輸電業的所有者向 CAISO 提供其建議的檢修/歲修計畫的季度更新，供 CAISO 在其長期停運計劃過程中使用。這些更新必須確定對以前計畫的任何檢修/歲修計畫的任何已知更改，以及從季度更新時起的未來 12 個月內預計的任何其他檢修/歲修計畫。

### (3) 事故通報/報告

根據 CAISO 規定(Traiff)第 9.3.10 條的規定，設施所有人或其指定代表（例如 SC）必須提交任何故障或減少發電機組容量的報告。

ISO 在發現機組 60 分鐘內有持續 15 分鐘或更長時間的 10MW 或 5%Pmax（以較大者為準）的可調度量發生變化時，機組必須向 ISO 提出報告，包括有效時間和 MW 可用性。機組可以使用 OMS Web 客戶端或 OMS 即時可調度量監控（其利用 OMS API）來報告可調度量改變。OMS 還用於以後提交任何所需的強制停機報告。

## 5.3 容量規劃(Capacity Planning)

加州能源委員會（CEC）與 CAISO 合作進行研究並實施要求，以確保加州能夠實現美國的能源目標，2030 年具有足夠的能源供應並實現供需平衡的關鍵是達到 50%RPS 目標，因此，CEC 需要來自發電機和負載服務商（LSE）的歷史和預測數據。

加州公用委員會 CPUC 的 RA (Resource Adequacy)過程要求每個負載服務商（LSE）在 3 月 20 日前向 CEC 報告上一年的歷史負載。每

年、每個負載服務商（LSE）向加州能源委員會（CEC）提供負載預測資料，作為 RA (Resource Adequacy) 評估過程的一部分。

5 年的長期負載預測（月尖峰負載和能量）需要提交給 CEC 進行系統範圍的長期規劃，如下：

(1) **System RA**：以確保電源供應可滿足 15% 規劃儲備(即備用容量)的要求。因此，LSE 的 **System RA** (MW) 設定為系統年尖峰負載的 115%，CEC 須確認每個 LSE 擁有或簽訂足夠的 RA 容量以滿足其電源充足要求 (Resource Adequacy Requirement, RAR)。

(2) **Local RA**：

用以確保在局部區域(即負載區)中用於輸電線中斷時仍能維持足夠的供應，此一要求是根據 CAISO 對加州主要地方區域的年度 RA 研究訂定的。**Local RA** 需求基於該地區的負載被分配給該局域內的 LSE。所以 LSE 的總 RA 要求 (115% 峰值) 可以通過兩類合格資源 (**System RA + Local RA**  $\geq$  115% 峰值) 來滿足，如圖 5-1 所示。

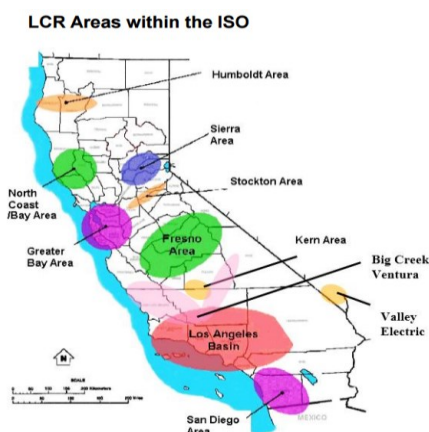


圖 5-1 System RA 與 Local RA

(3) **Flexible RA**：用以確保 CAISO 系統有足夠的升降載能力來滿足 CAISO 引入大量間歇性電源（即大多數再生資源）而增加的 3 小時升

載需求，如圖 5-2 所示。 CAISO 執行年度研究需增加的升載容量 (ramping capacity)，根據其間歇電源和 LSE 負載變化，將系統範圍的 **Flexible RA** 分配給每個 LSE。

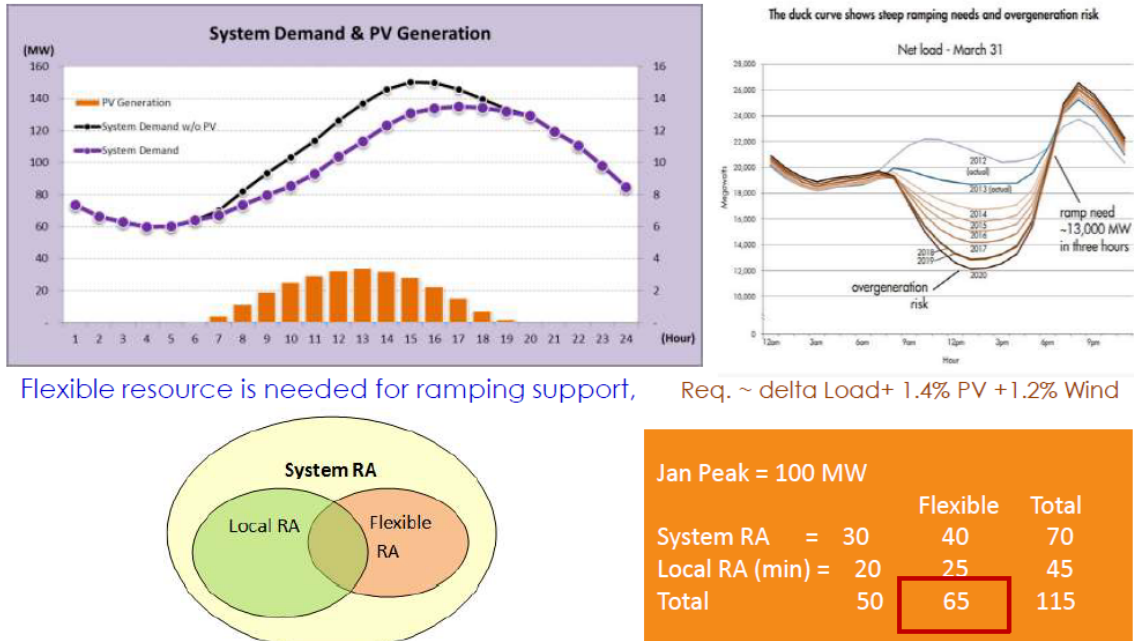


圖 5-2 Flexible RA 之必要與分配

電源供應系統和 **Local RA** 必須具有滿足 LSE 的 **Flexible RA** 要求的升載容量(ramping capacity)，否則需要從其他供應商獲得 **Flexible RA**。例如，一家公司購買太陽能 PPA 以滿足其電力使用必須從其他供應商購買 RA 容量，因為太陽能不能快速地升降載。

Year-Ahead 的 **Local/Flexible RA** 模擬旨在確保每個負載服務實商 (LSE) 擁有或簽訂足夠的容量以滿足其次一年的 **Local RA** 和 **Flexible RA** 要求。

從 2015 年開始，CAISO 實施 RA 可用性激勵機制 (Resource Adequacy Availability Incentive Mechanism，RAAIM) 以驗證每個 LSE 在滿足 RA 義務方面的績效。除了 RA 計畫和供電計畫提交

之外，CAISO 尚需要電源支持 RA 能力，則在 DA 和 RT 市場上進行投標，以確保其履行超越年度和每月 RA 義務的能力。LSE RA 績效超過 96.5% 的時間將獲得激勵，該激勵來自 LSE RA 性能低於 96.5% 的罰款。

#### 5.4 調度作業流程(Scheduling Workflow & Processes)

除了必須提交月調度計畫、週調度計畫外，日前(DA)調度程序還應執行以下預測任務，包括：

(1)負載預測：大多數電力公司每天皆會進行未來 2 到 10 天的負載預測，負載預測資料可用於 DA 調度和每週規劃排程。但如遇有重大事件發生時(例如雷雨、颱風等)，則需另外啟動需量負載預測(On-demand load forecast)。目前，舊金山水電局電力部門的負載預測都是委託專業負載預測公司(PRT)進行預測。

(2)再生能源發電預測：Scheduling Coordinator 必須為所代表再生能源業者向 CAISO 提交發電預測，但亦可付費加入 CAISO 的參與間歇電資源計畫(Participating Intermittent Resource Program，PIRP)，由 ISO 委託專業的發電預測公司進行預測，CAISO 再向再生能源發電廠的 SC 提供發電量預測資料，舊金山水電局再生能源發電預測則是自行委託專業的發電預測公司(AWS Truepower)預測。

(3)能源交易：

能源交易者必須在 ETRM 系統中記錄任何合約期限（例如每日、每週、每月和長期合約）的所有雙邊電能交易(例如買入或賣出)，所有雙邊電能交易的小時交易量(MW)應輸入交易系統，以便在排程系統中進行確定並依時間優先安排發電。

### 5.4.1 日前調度作業程序

電力公司在電業自由化機制下的日前(DA)調度作業程序，包括 Load Forecasting、Scheduling & Optimization 及 Settlement 等三大核心作業。在每日調度作業程序開始之前，應當在交易/排程系統中輸入每月和每週的相關數據，包括負載預測資料、電能 PPA、再生能源 PPA、RA 能力等，並將藉由 ISO 提交過程進行驗證。如圖 5-3 所示為舊金山水電局電力部門的日前(DA)調度作業流程。

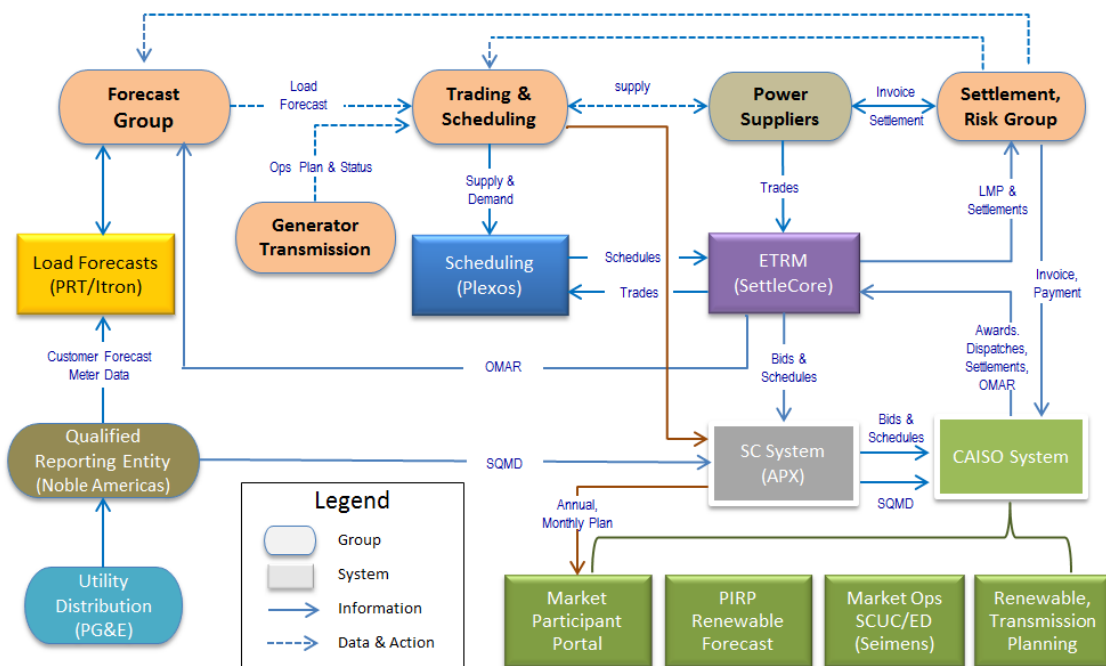


圖 5-3 舊金山水電局電力部門的日前(DA)調度作業流程

在該流程中的三大核心作業的應用軟體分別為：

(1) Load Forecasting：委託 PRT 公司執行負載預測，包括短期負載預測及中期負載預測。

如圖 5-4 所示短期負載預測服務功能如下：

- 可執行區域和零售負載預測
- 負載預測可延長至 15 天
- 可執行每小時、15 分鐘或 5 分鐘預測
- PRT 與美國四個主要氣象服務提供商聯繫，可提供的實

際和預測的天氣數據

- 每小時負載預測使用上一小時的實際天氣不斷更新
- 隨著天氣預報的改變每天三到四次更新
- 任何時間實際負載數據由用戶上傳
- 負載和天氣預報以圖表形式發佈到安全網站，以使用戶使用任何常規的網絡瀏覽器進行 24/7 觀看和下載。
- 用戶只需要提供初始模型構建的歷史負載數據，盡可能上傳最近的實際負載數據(PRT 提供自動化工具)
- 確定氣象站的最佳位置和數量，可對分佈在不同天氣模式的區域進行負載預測
- 預測精度、實際負載/天氣數據完整性，可由預測專家不斷監測，以確保最佳結果。
- 提供自動下載各種預測格式的工具。
- 提供 24/7 的諮詢服務

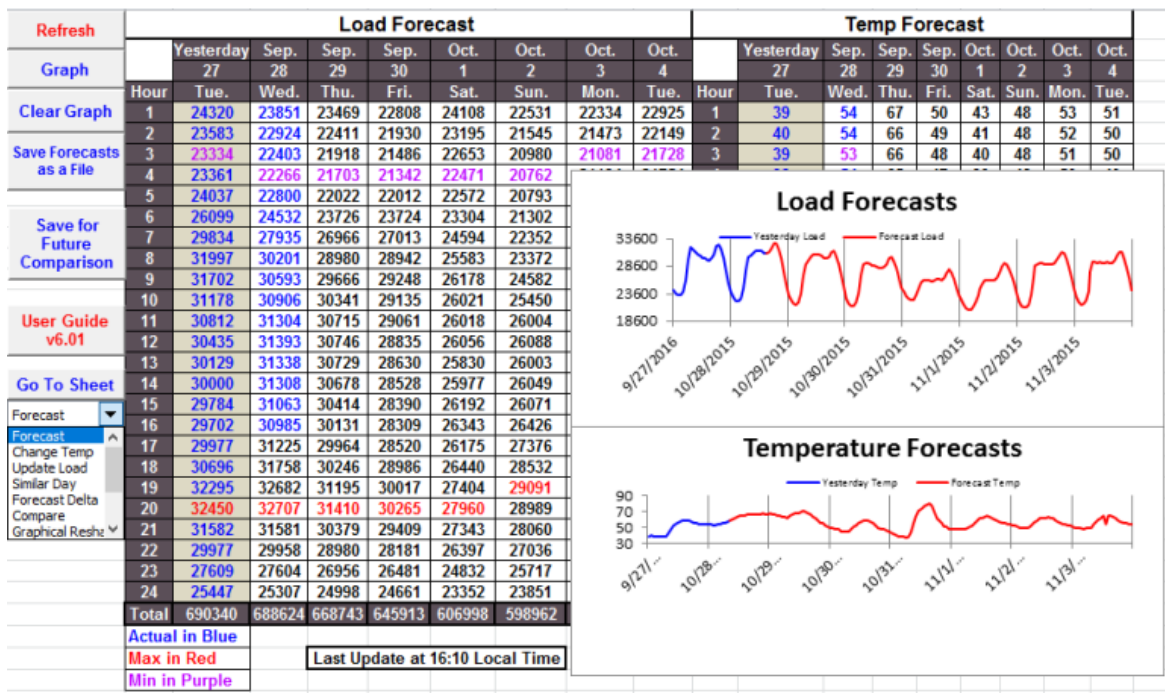


圖 5-4 PRT 短期負載預測畫面

PRT 中期負載預測服務功能如下：

預測期可延長至五年

- 每日或每小時預測
- 從歷史數據計算並推估負載成長/損失趨勢
- 長期預測利用智能系統為基礎的預測模型進行優化



- 用戶可藉由 Microsoft Excel 界面與負載預測引擎互動
- 可以使用由 PRT 提供的多達 15 年的歷史氣象數據來模擬每個月不同天氣情景(例如，正常，低於正常，高於正常等)的負載預測

(2) Scheduling & Optimization：舊金山水電局電力部門使用 Plexos® Integrated Energy Model-Simulation software for energy market analysis，以平衡水電組合並滿足相關供水義務，然後處理數據以滿足 CAISO 市場規則和要求。選擇 Plexos 解決方案是因為其在短期和長期能源市場建模中的優勢，使用 Plexos 的另一個優點是它的 MILP(混合整數線性規劃法)解決方案的開放結構，可以容易地實現對模型的附加約束或輸入，PLEXOS 可以對日前市場與即時市場進行競價優化，如圖 5-5 所示。

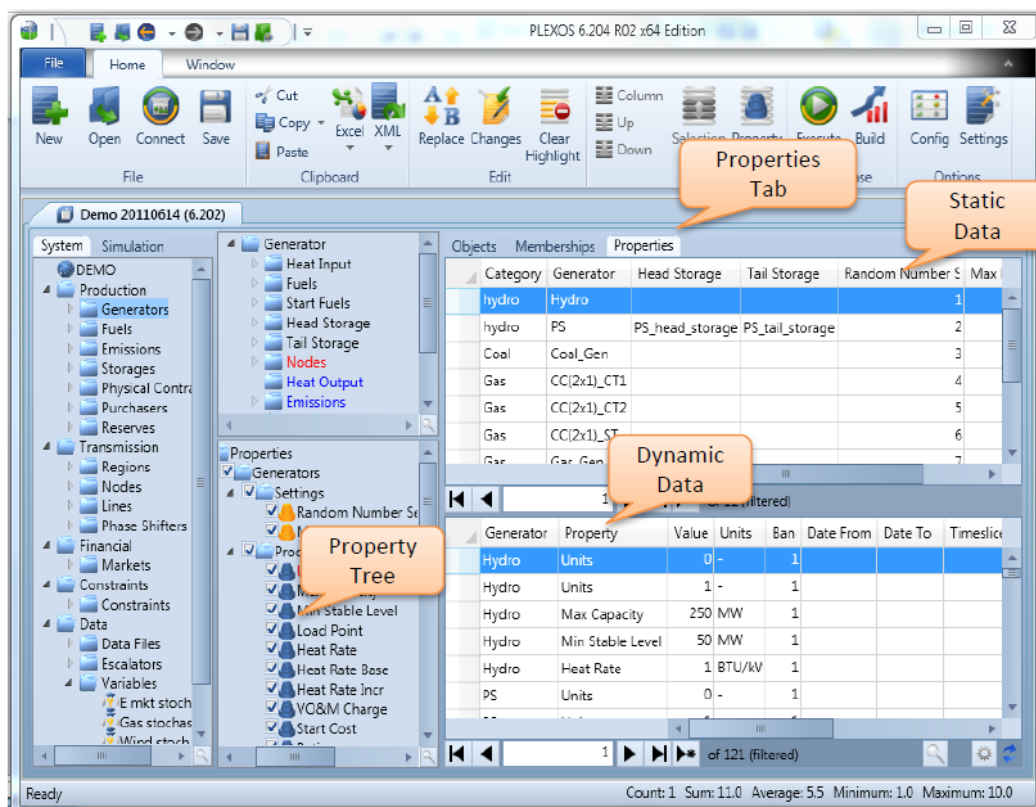


圖 5-5 Plexos 輸入畫面

然而，Plexos 的用戶界面針對其絕大多數用戶之需求規劃量身定製，並不適合日前和實時調度程序的動態(每小時或 5 分鐘的排程)工作流

程，因此使用者必須依其自我的需求構建使用者介面以滿足操作工作流，如圖 5-6 與圖 5-7 所示。

Figure 5-6 shows the PLEXOS Hydro Power Scheduler interface. The 'FRAC-MOO' tab is selected, and the 'Daily Hydro Input' section is highlighted. The table below displays the results of the optimization, with several rows highlighted in red to indicate key data points.

	HE1	HE2	HE3	HE4	HE5	HE6	HE7	HE8	HE9	HE10	HE11	HE12	HE13	HE14	HE15	HE16
Pmax	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0	405.0
FRAC-MOO Requirement	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
Holm Generation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	33.4	40.5	41.2	41.7
Kirkwood Generation	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	38.0	45.0	50.0	50.0	50.0	45.0	35.0	28.0	28.0	28.0
Moccasin Generation	17.0	17.0	17.0	18.0	18.0	18.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	35.0	35.0	35.0	35.0
Moccasin Low Head Generation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total HH generation (L)	49.0	49.0	49.0	50.0	50.0	50.0	158.0	165.0	170.0	170.0	170.0	165.0	103.4	103.5	104.2	104.7
Operational Reserve Requirement	6.4	6.0	5.8	5.8	6.0	6.4	5.4	5.8	6.0	6.4	6.4	6.4	6.8	6.8	6.8	6.8
Energy Self-Schedule	49.0	49.0	49.0	50.0	50.0	50.0	158.0	165.0	170.0	170.0	170.0	165.0	103.4	103.5	104.2	104.7
Holm Gen Self-scheduled	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	33.4	40.5	41.2	41.7
Kirkwood Energy Self-scheduled	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	38.0	45.0	50.0	50.0	50.0	45.0	35.0	28.0	28.0	28.0
Moccasin Energy Self-scheduled	17.0	17.0	17.0	18.0	18.0	18.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	35.0	35.0	35.0	35.0
Energy Bid MW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
Energy Bid Price	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0
Available Spinning Capacity	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0
Spinning Self-Provided	3.2	3.0	2.9	2.9	3.0	3.2	2.7	2.9	3.0	3.2	3.2	3.2	3.4	3.4	3.4	3.4
Spinning Bid MW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9	16.9
Spinning Bid Price	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0

圖 5-6 Plexos 日前市場競價優化結果

Figure 5-7 shows the PLEXOS Hydro Power Scheduler interface with the 'RTM' tab selected. The table below displays the results of the optimization, with several rows highlighted in red to indicate key data points.

	HE6	HE7	HE8	HE9	HE10	HE11	HE12	HE13	HE14	HE15	HE16	HE17	HE18	HE19	HE20	HE21	HE22	HE23	HE24	Total 7/1/	
Bid Strategy (1:down, 2:up)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	48
Holm Generation	89.3	91.8	160.0	160.0	160.0	160.0	114.8	115.9	138.8	154.0	149.9	150.4	148.8	144.9	135.8	117.7	104.9	105.7	87.9		2693.2
Kirkwood Generation	33.0	35.0	37.0	37.0	44.0	35.0	35.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0		819.5
Moccasin Generation	27.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0		668.0
Moccasin Low Head Generation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0
Total HH generation (L)	149.3	154.8	225.0	225.0	232.0	177.8	178.9	196.8	212.0	207.9	208.4	206.8	202.9	198.8	180.7	167.9	168.7	150.9			4380.7
Operational Reserve Requirement	5.4	5.6	6.2	6.4	6.8	6.8	6.8	6.8	6.6	6.4	6.4	6.4	6.0	5.8	5.6	5.8	5.6	5.4			142.4
Energy Self-Schedule	149.3	154.8	225.0	225.0	232.0	177.8	178.9	196.8	212.0	207.9	208.4	206.8	202.9	198.8	180.7	167.9	168.7	150.9			4380.7
Holm Gen Self-scheduled (L)	89.3	91.8	160.0	160.0	160.0	114.8	115.9	138.8	154.0	149.9	150.4	148.8	144.9	135.8	117.7	104.9	105.7	87.9			2893.2
Kirkwood Energy Self-scheduled (L)	33.0	35.0	37.0	37.0	44.0	35.0	35.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0			819.5
Moccasin Energy Self-scheduled (L)	27.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0			668.0
Energy Bid MW	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	0.0		297.5
Energy Bid Price	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	999.0	0.0		16983.0
Available Spinning Capacity	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7	167.7		4024.8
Spinning Self-Provided	2.7	2.8	3.1	3.2	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.2	3.2	3.2	3.0	2.9	2.8	2.9	2.8	2.7			71.2
Spinning Bid MW	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	0.0		297.5
Spinning Bid Price	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	0.0		4250.0
Available Non-Spinning Capacity	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0
Non-Spinning Self-Provided	2.7	2.8	3.1	3.2	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.2	3.2	3.2	3.0	2.9	2.8	2.9	2.8	2.7			71.2
Non-Spinning Bid MW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0
Non-Spinning Bid Price	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0
DA Energy Bid Awarded	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	0.0		166.8
DA Energy Bid Committed MW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	0.0		122.5
DA Energy LMP (L)	4.3	38.6	37.6	40.2	39.8	45.9	75.5	94.2	200.9	221.9	376.0	713.2	1008.8	526.4	472.0	174.8	46.1	7.3	1.6		4157.0
DA Spinning Bid Awarded	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0
DA Spinning Bid Committed MW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0

圖 5-7 Plexos 即時市場競價優化結果

Scheduling 軟體至少應具有的功能如下：

- Integrated Models and Flexible Resolution



可執行長期、中期和短期分析，甚至每小時到每分鐘的結果，以時間順序建模應用於任何模式模擬，包括容量擴展計劃。

- **Performance**

最佳電力潮流整合機組排程與調度，包括 SCUC、DC Power flow、Transmission aggregation、Monte Carlo simulation、10000 個以上的匯流排與線路、nodal pricing、price decomposition。

- **Capacity Expansion Planning**

優化發電、直流和交流傳輸線和接口擴展；將生產成本相對於負載、燃料價格、水力生產等投入的不確定性最小化；考慮長期限制(環保排放)計算多區域可靠性指數。

- **Power Generation**

至少考慮熱耗率曲線、多燃料運行、最小運行負載、最大運轉時間、最小停機時間、升載率、啟動和停機曲線、CCGT 運行模式、排放與限制等限制因素，對化石燃料和再生能源的經濟性和技術限制進行綜合建模。

- **Transmissions**

發電經濟調度和機組預定完全整合並涵蓋交流電網的最佳電力潮流分析，且能夠計算 10,000 的匯流排和線路。線損模型和 SCUC、各種類型的 FACTS、一般約束和區域限制、代輸費用、區域分界點的自動聚合、壅塞管理(模擬輸電中斷以及最優輸電切換)；LMP 分解和 FTR 評估。

- **Ancillary Services**

模型化輔助服務提供與發電調度和機組預定協同最

佳化(co-optimized)，並考慮熱耗率曲線、多燃料運行、最小運行負載、最大運轉時間、最小停機時間、升載率、啟動和停機曲線、CCGT 運行模式、排放與限制等限制因素。輔助服務種類包括 Regulation up and down、Spinning Reserve、Supplemental Reserve 等。

- **Smart Grid**

評估幹線流量控制裝置、切換和電池能量存儲系統 (BESS) 的經濟性。計算生產成本，壅塞費用和抑低損失的潛在效益。

- **Hydro-thermal Coordination**

考慮水文目標，藉由未來成本函數分解，求解短期水火力協調問題。

- **Gas-electric Co-optimization**

考慮天然氣供應限制、儲槽容量、船期排程等因素，求解燃氣機組最佳發電排程與調度。

- **Water-electric Co-optimization**

考慮水力操作限制、水文條件、下游用水需求等因素，求解水力機組最佳發電排程與調度。

- **Maintenance Optimization**

考慮設備 value-based reliability (VBR)、維修人力限制、備品供應、系統安全、替代燃料成本等因素，規劃機組歲修及輸變電設備之最佳停電維修排程。

- **Objective Functions and Models of Competition**

最佳化的目標函數可以在成本最小化和價格驅動的利潤最大化之間切換或混合，並符合管制單位的價格限制。

(3) Settlement：Plexos 解決方案適用於電力系統建模和優化，但它不提供 ISO 市場參與的功能(例如 ISO 調度，電能/ AS 投標提交和結算等)。舊金山市營電力公司基於其作業需要，選擇 Power Settlement 所提供的 SettleCore 參與 CA ISO 市場，除了 ISO 市場參與功能外，SettleCore 還能提供能源交易和風險管理（ETRM）的功能。如圖 5-8 所示為 Power Settlement SettleCore 的輸出畫面。

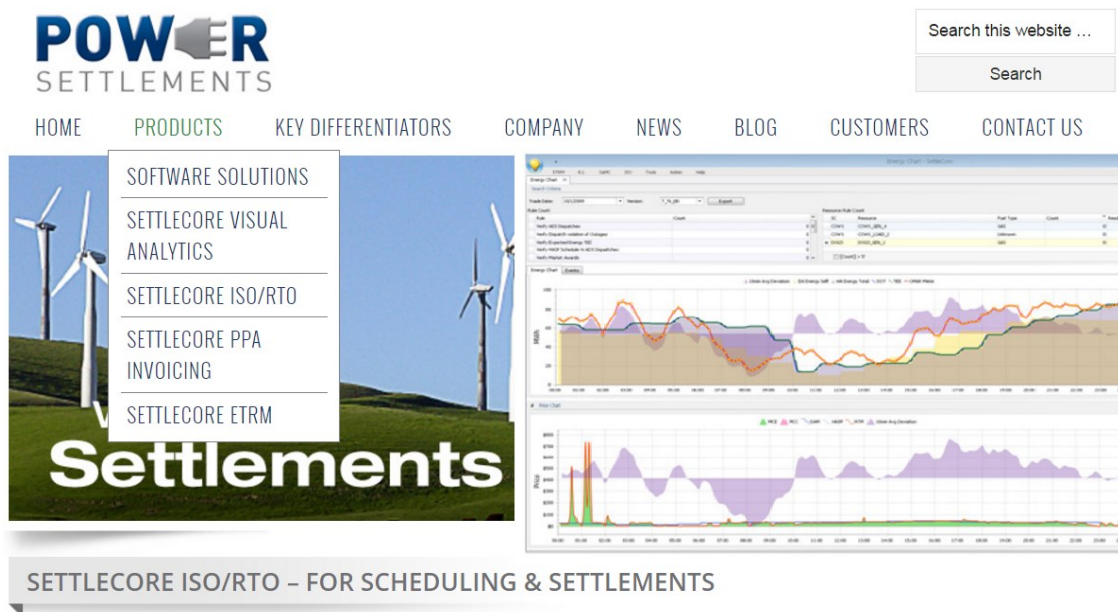


圖 5-8 Power Settlement SettleCore 的輸出畫面

舊金山市營電力公司為了簡化調度/優化應用（例如 Plexos）和 ISO 市場應用（例如 SettleCore）進程之間的整合，對兩個應用軟體進行客制化的交換數據程序，如圖 5-9 所示。

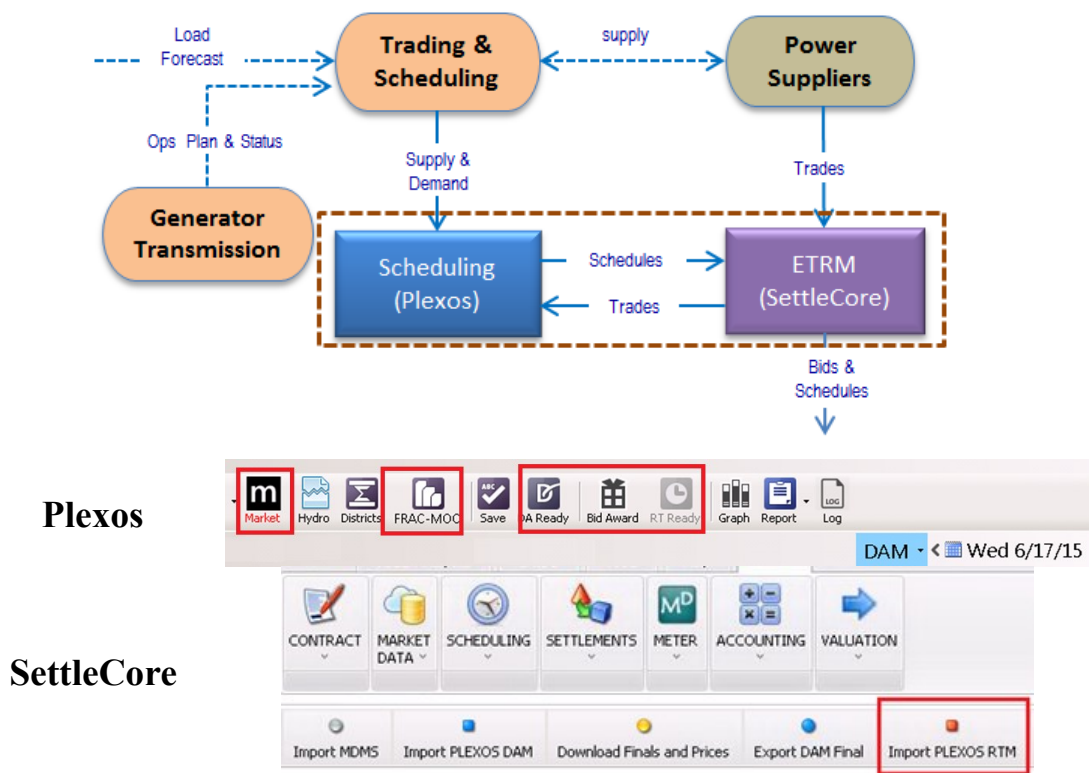


圖 5-9 Plexos 與 SettleCore 的交換數據程序

運營優化的目標對於 CAISO 和市場參與者而言是不同的，CAISO 運營優化的目標是系統營運成本(電能與輔助服務成本)最小化，市場參與者運營優化的目標是獲利最大化，因此，應該以不同的軟體解決方案來實現不同的目標。如下案例說明：

CAISO 需要 15 MW regulation-up and 15 MW spinning

### Case 1 :

CAISO 市場允許機組可以同時投標不同的輔助服務以滿足多項輔助服務的需求，即一台機組可提供 10 MW regulation-up，同時也提供 Spinning Reserve。兩部發電機(業)報價如下：

Unit A: 15 MW regulation up (\$15/MW), 15 MW spinning (10\$/MW)

Unit B: 10 MW spinning (12\$/MW)

此時，CAISO 將電能和輔助服務協同優化(co-optimizes)的結果是由 Unit A 同時得標 Regulation Up 及 Spinning Reserve 可使系統成本最小化(不是由每一部機組分配提供)最符合 CAISO 的目標，CAISO

的成本為  $15 \times 15 + 15 \times 10 = 375$ (\$), Unit A 收入為 375(\$)、Unit B 收入為 0(\$)。

### Case 2 :

市場參與者(發電業者)可以改變投標策略使獲利最大化，故改變 Unit B 的報價由 12\$/MW 降為 1\$/MW。兩部發電機(業)報價如下：

Unit A: 15 MW regulation up (\$15/MW), 15 MW spinning (10\$/MW)

Unit B: 10 MW spinning (1\$/MW)

CAISO 電能和輔助服務協同優化(co-optimizes)的結果，CAISO 所需的 15 MW Spinning Reserve 分別由 Unit B 提供 10 MW、Unit A 提供 5 MW，市場結算 Spinning Reserve 的價格為 10\$/MW，CAISO 的成本仍為  $15 \times 15 + 15 \times 10 = 375$ (\$)，Unit A 收入為  $15 \times 15 + 5 \times 10 = 275$ (\$)、但 Unit B 收入由 0 變為  $10 \times 10 = 100$ (\$)。

因此，每家電力公司都應優化其機組運營，盡力提高投資發電組合的收益。在美國大多數電力公司都使用不同的模型來調度和優化其發電組合與排程，ISO 則專注於系統調度與電網操作可靠性，其次才是降低系統成本。

## 5.4.2 Scheduling Coordinator

在 ISO 的機制中只有經認證的計劃協調員 (Scheduling Coordinator, SC) 才能參與 ISO 相關業務或作業，如負載自我平衡排程、機組電能與輔助服務的報價投標、雙邊合約排程、結算服務等。也就是說 ISO 只跟計劃協調員 (SC) 溝通協調，ISO 只能向經過認證的計劃協調員收取費用和付款，計劃協調員 (SC) 代表發電業者(電源)或售電業(負載)、或同時代表綜合電業(電源及負載)，當然發電業者、售電業或綜合電業經過 ISO 認證合格也可以成為計劃協調員 (SC)，SC 可以直接投標或

自行安排電源以及處理結算流程。計劃協調員 (SC) 是 CAISO 市場交易的關鍵路徑，經認證的 SC 就像是一個有駕駛執照的駕駛可以參與使用整個電網。例如：

#### Demand Side :

- CAISO 公布輔助服務(AS)要求，如果 LSE SC 不能自行提供，CAISO 會在電力市場購買，然後向該 LSE SC 收取費用。
- CASIO 要求 LSE SC 提供負載追隨(load following)，並對 SC 收取不平衡費用
- CAISO 調度日前市場(DSM)得標的補充備轉容量/電能，SC 不遵循調度指令時，CAISO 就向該 SC 收取費用。

#### Supply Side :

- CAISO 採購輔助服務(AS)以滿足 AS 的要求，付費給提供 AS 的 SC。
- CAISO 購自發電機 SC 取得電能增量以因應電網需要
- CAISO 支付費用符合供應 Resource Adequacy (RA)容量的性能度量的發電機。

ISO 系統中的每一個 Asset 都應由 SC 代表；一個 SC 可以表示多個 Asset 的組合，如 Generator (e.g. IPP)、Transmission (e.g. PTO or Non-PTO)、Load (e.g. LSE)、Congestion Revenue Right (e.g. CRR)、Metered Subsystems (MSSs)、Transaction (e.g. power marketer)、EIM Entities & Resources 等。

CAISO 收支的對象均為 SC，即對發電業的付款和對售電業收費均透過 SC 進行，每個現金交易都是根據公佈收費規定與相關 SC 進行結算。例如，發電機組提供電能及輔助服務，ISO 則支付電能及輔助

服務費用給代表該發電機組的 SC，並向代表 LSE 的 SC 收取 LSE 用戶使用電能及輔助服務的費用。輔助服務需求的規劃是為了滿足電力系統可靠性要求，輔助服務需求會隨著客戶的負載的大小而變化，因此輔助服務費用是向代表 LSE 的 SC 收取。

再生能源售電業銷售電能必須支付(1)既有的輔助服務費用(如 Regulation、Spinning Reserve、Supplemental Reserve)、(2)因應再生能源影響而增加的輔助服務費用(如 Ramp Product)以及(3)輸電壅塞費用。再生能源發電業(IPP)無法決定誰使用了不穩定的再生能源，而是 LSE（接收者）決定再生能源的使用，LSE SC 將支付再生能源電能費用和附加的輔助服務費(AS)成本。

舊金山水電局的電力部門因市政府財務付款作業流程規定無法配合 CAISO 結算付款時間要求，因此委託經 ISO 認證合格的計劃協調員（SC）APX 代表其參與 CAISO 相關調度與結算業務。

## 陸、參考文獻

- [1] MISO 網站, <http://www.misoenergy.org/>
- [2] MISO, Level 100- MISO Overview
- [3] MISO, Level 200 - Energy and Operating Reserves Markets
- [4] MISO, Level 200 - Emergency Energy and Demand Response Pricing
- [5] MISO, Level 300 - NITS on OASIS - Background
- [6] Energy Matrix ISO Operation Workshop , Energy Matrix Consulting Inc,  
Jan. 6~10, 2017, San Francisco, CA, USA

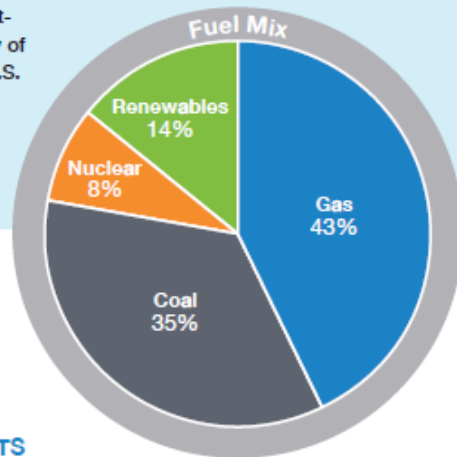


# 附件 1 MISO Corporate Information 2016



## CORPORATE INFORMATION

The Midcontinent Independent System Operator, Inc. (MISO) is a not-for-profit, member based organization. We ensure the reliable delivery of electricity, at the lowest cost, across high-voltage power lines in 15 U.S. States and the Canadian province of Manitoba. MISO also conducts transmission planning and manages the buying and selling of wholesale electricity in one of the world's largest energy markets. The company's vision is to be the most reliable, value-creating RTO.



### SCOPE OF OPERATIONS

#### Generation Capacity

- 174,874 MW (market)
- 190,539 MW (reliability)

#### Historic Summer Peak Load (set July 20, 2011)

- 127,125 MW (market)
- 130,917 MW (reliability)

#### Historic Winter Peak Load (set January 6, 2014)

- 109,336 MW (market)
- 117,903 MW (reliability)

#### Transmission

- 65,800 miles

#### Balancing Authorities

- 36 Local Balancing Authorities in MISO

#### Network Model

- 291,539 SCADA data points
- 6,541 generating units

Registered Wind Generation Capacity	16,319 MW
Registered In-Service Wind Generation Capacity	16,017 MW
Registered DIR Capacity	13,831 MW
Registered In-Service DIR Capacity	13,529 MW

### MARKETS OVERVIEW

MISO manages one of the world's largest energy and operating reserves markets using security-constrained economic dispatch of generation. The Energy and Operating Reserves Market includes a Day-Ahead Market, a Real-Time Market, and a Financial Transmission Rights (FTR) market. These markets are operated and settled separately.

- \$25.3 billion annual gross market charges (2016)
- 2,434 pricing nodes
- 437 Market Participants who serve ~42 million people

### TRANSMISSION EXPANSION PLANNING

- 383 approved new projects in MTEP16, representing \$2.7 billion investment and 7,100 miles of new transmission

### MEMBERSHIP

- 48 Transmission Owners with \$34.5 billion in transmission assets under MISO's functional control
- 128 Non-transmission owners

### CONTACT US

**MISO Central Region & Corporate Headquarters**  
720 City Center Drive  
Carmel, IN 46032  
866.286.6476 | 317.249.6400

**MISO North Region**  
2985 Ames Crossing Road  
Eagan, MN 55121

**MISO South Region**  
1700 Centerview Drive  
Little Rock, AR 72211

**MISO South Region Transmission Planning**  
8850 N. Causeway Blvd.  
Two Lakeway, Suite 442  
Metairie, LA 70002

## 附件 2 相關專家對其他問題之答覆

Dr. Jiayo Chiang 曾服務於舊金山水電局並擔任電力部門經理，對電業自由化、ISO 電力市場調度作業程序及購電合約協商等具有相當豐富經驗，本人特利用參加『購、售電業者市場調度運轉』課程的機會向 Dr. Jiayo Chiang 請教有關台灣未來電業自由化在電力調度與購電方面的問題，茲將相關問題及 Dr. Jiayo Chiang 的答覆簡述如下：

### 一、電業法修正草案綠電先行相關問題

(一)綠電開放代輸或直供後，為因應再生能源間歇性特性，台電將提供備用電力，請問以加州作法，係與終端用戶或再生能源發電業者或售電業者簽約？

The supplement energy can be implemented as a component of Ancillary Service product such that supplement energy can be provided from the units awarded with stand-by capacity. Thus it is the responsibility for the Load Serving Entity (LSE); however some renewable energy resource (e.g. Solar and Wind) will have less value for the energy. Utility (售電業) has the responsibility to provide supplement energy and it can be provided by non-renewable resources and hydro units. The cost will be charged to end-user (終端用戶) as part of the monthly bill.

(二)因再生能源間歇性特性，為維持 24 小時穩定供電，用戶勢必使用非再生能源電能，在用戶端之計量設備無法區分其中再生能源與非再生能源售電量情況下，請問以加州作法，如何計量同一計費期間，終端用戶再生能源與非再生能源用電量？

It is correct that there is no distinction between renewable and non-renewable energy for customer's usage. Also, an utility can't guarantee that supplied energy will meet the renewable target (e.g. 20%) for any given hour or day at all. The renewable target is measured by year in most US states and ISO market around the world.

Thus, the retail rate for each program (e.g. 20% Green or 50% Green) is calculated to recover the cost of the energy resource needed

for a year to have 20% or 50% renewable energy. A utility is only required to demonstrate (follow regulatory rules) the target percentage comes from renewable.

- (三) 因再生能源特性不同（太陽、風力或水力），請問以加州作法，傳統電業提供再生能源備用電力電價是否依再生能源發電業或用戶使用備用電力頻率（比如水力發電將於枯水期使用）或時機（比如太陽能發電多於夜間使用）訂定不同價格？

As the supplement energy is provided by the CAISO market or self-provided by a utility, the rate for supplement energy is based on time regardless the renewable energy. For any type of renewable energy (e.g. Solar or Wind), the other energy source will generate when the supplement energy is needed while it is not generated. Again, the supplement energy is charged to load serving entity (售電業者) not renewable energy provider (再生能源發電業者).

- (四) 除備用電力外，加州電業對於綠電用戶、發電業者、售電業者，有無其它需收費之服務項目？

The renewable energy impact varies by the ratio of the renewable energy in the energy market. There is no charges will be developed as renewable becomes the majority of the energy sources. Here are a few charges related to renewable energy

1. Flexible capacity requirement is imposed to a LSE (utility) based on the renewable usage to meet its load. The required MW will be higher for a LSE with more renewable energy. The Flexible capacity requirement can make a LSE to supply more AS and it will make decrease value for renewable energy

2. Similarly to flexible capacity req., the AS requirement for a LSE with more renewable energy will be higher, thus the cost for LSE (utility) will be higher as well. But the cost is recovered through retail customer rate.

3. For renewable generation forecast, CAISO provides a Participating Intermittent Resource Program (PIRP) such that CAISO can invest the forecast model for all the intermittent resources (including most renewable). CAISO charge fee of \$0.1/MWh for generation forecast. However, the RT deviation charge will be waived

for resource in PIRP.

## 二、「CleanPowerSF」計畫相關問題

### (一) CleanPowerSF 計畫與 PG&E 之合作方式？

Like any other Community Choice Aggregation (CCA) program, it is a competition with PG&E and PG&E spends millions to protect the CCA programs in last 10 years. Finally, California Public Utilities Commission (CPUC) issues warning to PG&E for violating state law. By law, PG&E and other invested owned utility (IOU) must accommodate the CCA operation to provided distribution services. Finally, most IOU provides the Utility's version of CCA program to compete with CCA programs.

### (二) CleanPowerSF 計畫與支付 PG&E 哪些費用（例如代輸、核算、抄表等...），支付給 PG&E 的費用佔 CleanPowerSF 向用戶收取費率的比例？

By law, the electrical bill should be the same for the customers enroll in a CCA program (like CleanPowerSF) except the generation portion. PG&E preforms everything they did before and can't change how they charge customers.

However, the existing PG&E customers switch to any CCA program should pay the energy indifferent cost for the long term energy contract that PG&E already planned and procured before those customers left. The charge will be adjusted by time and eventually become 0.

### (三) CleanPowerSF 計畫係販售實體電量搭配與再生能源憑證( RECs ) 嗎？

By law, any utility or CCA program can decide if they want to provide renewable energy with REC or not. There are 3 types of RECs in California and there is a limited on each type can be used. Some CCA programs do not use REC only to meet renewable target.

### (四) CleanPowerSF 計畫中提供超綠能計畫（100%綠電），如何處理再生能源間歇性特性，若因再生能源發電端無法正常供電，如何

處理無法達成 100%綠電的情況，需要賠償終端用戶嗎？

It is correct that you can't supply 100% renewable energy unless you procure more renewable more than your load. For that reason, almost each CCA program offers more than 2 products (e.g. 100% green and 50% green). For example, 5 MW load in 100% green and 10 MW in 50% green. The required renewable energy will be  $(5*100\%+10*50\%=10\text{ MW})$ . Thus a CCA program will procure more than 10 MW (e.g. 12 MW), such that if there is a shortfall on renewable energy only 50% green customer will be impacted and 100% product can be maintained.

### 三、售電業購電業務相關問題

(一)售電業向 IPP 購電如何決定是否給付容量電費，容量電費如何計算？容量費率如何決定？

There are many capacity product that a Load Serving Entity (LSE or Utility) need to provide for both planning and operation requirement. This is not a requirement on IPP unless the contracted resource can provide the capacity product. Then the capacity procured from the IPP can be included in the energy PPA or a separated capacity PPA. For example, the general (system) capacity price is about \$1,000 MW per month in California market and local capacity price is about \$2,000 MW per month.

(二)售電業向 IPP 購電是以個別機組簽約或是以整廠簽約？倘機組容量大於售電業要收購的容量，是否可以再售電給其他業者？

A buyer has the option to purchase the all or a portion of output from a plant and it depends on how the plant owner wants to do. The PPA can be contracted as fixed MW or by %. In recent decades, most buyers do not want to have a PPA with whole plant unless it is a small renewable plant. There are many combinations to be discussed.

(三)售電業與 IPP 簽訂購售電契約後，機組的發電排程是由售電業排定，向調度中心提出或是由 IPP 自行向調度中心提出？

Similar to the above question, it will depend on how the PPA is signed. If a fixed MW contract, then the schedules can be scheduled. In ISO market, ISO can't change the energy schedules from a PPA. Either



buyer or seller should schedule the generation to be transmitted through the grid and both Seller and Buyer must submit schedules with match amount to ISO or 調度中心.

- (四)在加州，ISO 會依照雙邊合約的發電排程調度嗎？ISO 有權變更雙邊合約的排程嗎？

In normal conditions, ISO can't change the schedules if they are submitted to ISO as self-schedule or trade between 2 parties. Only the defined state-wide emergency condition, CAISO has the authority to change the schedules with the priority setting.

However, a PPA can agree between parties to schedule the generation based on bid price such that the generation is delivered when it has a higher value.

- (五)已和售電業簽訂 PPA 的 IPP，仍可以參與輔助服務競標嗎？

It depends on the PPA, buyer can only have the right for energy for some PPAs. If the buyer has all the right of energy and AS, 輔助服務競標 will be owned by buyer only.

- (六)售電業與 IPP 簽訂購售電契約，於購電容量內給付容量電費，倘調度中心調度 IPP 發電，致購電容量不足時，該如何計付容量電費？

This will depend on ISO market rule. CAISO market rule has the protocol on this. For example, the buyer has the capacity right defined in PPA. The generation can bid capacity product to ISO (or 調度中心) requested by buyer and revenue belongs to buyer. ISO will pay the generator awarded with the capacity product (e.g. 100% of 10 MW) to be stand-by. For the situation that ISO need more energy and decide to dispatch 5 MW from that unit, ISO will pay 10 MW for capacity product and additional 5 MW energy and market price. CAISO will procure addition capacity from other resource for the capacity converted to energy.

- (七)售電業對 IPP 的碳排標準如何要求？不同燃料別有不同標準嗎？各為何？未達或較優於碳排標準時，是否有罰則或額外給付費用？

It depends on the term defined in PPA and definitely the different

fuel resources (e.g. Coal or LNG) will have different emission. On top of that California has a Cap & Trade program on Carbon like other states have. Each plant has the emission limit, the unused limit (called allowance) can be sold to other plant with a higher emission rate if a good performance plant emits less than its limit. Sell unused emission allowance is a reward and buying emission allowance from other is a penalty. The emission limit is reduced for each year to meet the goal of reduction emission.

(八)購售電合約是否訂定罰則?罰則為何?

Yes, there are many levels of penalty. For example seller may pay \$5,000 per day for not meeting a requirement in PPA or buyer only need to pay 75% of the contract price if generate outside the define range. Critical one can terminate the contract and the party causes the issue will pay significant penalty.

(九)購售電量是以計量電表為準或是以調度中心監控量為準?

They are both important, but the actual charge is based on the actual metered after the fact. The meter must be provided by the owner and certified by ISO such that owner and ISO can see the metered value.

The different between the scheduled value and metered value is called scheduling deviation, ISO changes the scheduling deviation to force operator to meet scheduling target.

(十)售電業與 IPP 簽約購售電合約年限多長?是否有續約條款?

The long term PPA term varies and it is 20~30 year typically. There are mid to short PPAs that can be 1 month or 1-5 years. Most long term contract do not have 續約條款 because we all know the energy market keeps changing. The market condition can be totally changed in 5 years.

(十一)售電業為能確保供電來源,應會準備適當「備用供電容量」,加州的售電業如何購買「備用供電容量」?於簽訂長約時即包含備用容量?或其他方式?

There are many types of capacity in California and they can be contracted in a separated PPA or combined as a condition to an energy

PPA. In an ISO market, 售電業 can decide not to procure the capacity product and let ISO to take care. But usually the cost procured by ISO is much higher.

(十二)售電業購買或自行建置哪些資訊系統以協助購電業務/購電策略，其所採分析方法為何？

This is a big topic and depending on the existence of the ISO market.

1. Market price forecasting applications or services are very common even without ISO market. A utility will be able to plan the future.

2. A Load Resource balance application for all the products (e.g. energy or capacity) is very important.

3. Energy Trading and Risk Management (ETRM) is a must-have system in US required by FERC for large energy trading companies.

4. Deal Evaluation Tool (e.g. Mark to Market) to assist evaluating a PPA contract or portfolio position.

(十三)同一地區用戶，向不同售電公司購電，所負擔的輔助服務成本是否相同？

It will be different because the AS cost will vary by what resources a utility has to support the AS. However, the AS procurement cost to cover additional AS increased by new load could be the same if the AS is purchased from ISO market. But a utility can decide the rate to charge customer under the limitation of state law.

(十四)再生能源售電業若成立 Community Choice Aggregation (CCA)，除採直供或電力代輸外，可否賣給電業或公用售電業？價格(市場機制或 FIT 制度)、契約及抄表計費、故障維修等相關權利義務之研究

By California state law, CCA program operated by an entity (usually it is a city, county or group of cities/counties) only can perform electricity retail sales in their city/county limit. By law, the IOU (e.g. PG&E) must maintain all the same service except generation portion (e.g. energy related products).

CCA program can purchase/sale wholesale energy to other entities



through PPA or purchase/sale in ISO market. CCA program can procure small renewable energy through FIT like other utilities can. All the 抄表計費、故障維修等相關權利義務 tied to transmission and distribution are IOU's responsibility.

(十五)電網具有不可分割性，售電公司購電時須負擔輔助服務成本？那些輔助服務會被再生能源發電業轉嫁？

This will depend how you see it. In a ISO market, serving load is the responsibility of a utility not the responsibility for IPP or renewable energy resource. The AS is a function of load such that the req. AS amount varies by load. The AS cost will be recovered from customers' payment. The AS is not the responsibility for IPP as a utility can decide to meet renewable through 100% hydro generation which should decrease AS req.

Think about each resource has a different value and renewable is not reliable such it does not have the value for supporting AS. The contract price for a renewable should be lower because it can't support AS comparing to a LNG combine cycle unit.

(十六)使用市電用戶併內線裝設再生能源發電設備有無全額售電方式？其購售電權利義務及裝表計費方式之研究

I am sorry that I do not know what “無全額售電方式” means. My best guess of this question is how to pay the customer side onsite renewable generation. There are multiple ways based on the condition. Usually, there is a limit to prevent increasing cost to utility or actually it is a cost to the customers without install onsite renewable. Thus, utility will pay onsite renewable energy based on the defined program (like net energy metering or Feed-It-Tariff)

Most utilities will not cover the meter cost, but some utilities may ask for application fee (e.g. \$330 for residential) that includes the meter cost (about \$300~\$400). If the old meter is required to be replaced with 1 two-direction meter, utility will cover the cost exceeds the application fee.