

北美重要電力市場的系統操作規則

吳元康^{1*} 賴重瑀² 謝廷彥³ 詹博雄⁴

摘要

全球許多先進國家為了提升系統操作的效率與競爭力，已逐漸將電力市場解制，並開發出許多電力市場的結構。然而在開放電業市場競爭以追求經濟效益極大化的同時，電力系統的安全操作是不容忽視的重要關鍵。此外，為了減少溫室氣體排放量以及降低對傳統石化燃料的需求，近年全球再生能源裝置容量已大幅增加。這些再生能源的併入大幅提高系統的不確定性，並增加系統操作的複雜度。因此臺灣近年在面臨電業自由化以及大量再生能源併網的雙重挑戰下，對於電力市場設計與相關的操作規則必須格外謹慎。由於歐美先進國家的電力市場已運行多年，它們的操作經驗可以提供我國發展電力市場的參考。本文已經針對四個主要北美電力市場，包含ERCOT、Midcontinent ISO、PJM、以及CAISO之電力系統，探討相關的系統操作規則，並特別著重在含再生能源併入下的機組排程與調度以及電網安全分析的程序，這些研究成果可供國內未來發展電力市場規則的重要參考。

關鍵詞：電力市場、再生能源、機組排程與調度、電網安全分析

1. 前言

電業自由化是世界各國電業發展的趨勢，全球已有很多國家實施電業自由化，隨著未來臺灣電業法的更新，台灣電力公司面臨電業自由化及電力市場開放等議題，將逐步推行電業的自由化。隨著電力市場解制，發電廠之機組排程、輸電系統壅塞管理、電網安全分析等對於系統操作者而言是一項新的挑戰。電力市場屬於高度複雜的系統，包含許多互相連結的市場結構，如電能市場、輔助服務市場、容量市場以及傳輸市場等。因應市場中頻繁的電力交易，因此為了確保系統的安全性與可靠性，安全約束機組排程(Security-Constrained Unit

Commitment, SCUC)就變得極其重要。本論文綜合整理四個主要北美電力市場的安全約束機組排程以及其他相關的市場操作規則，這四個電力市場包含ERCOT、Midcontinent ISO、PJM、以及CAISO等，以供國內未來發展電力市場規則之參考。

2. 由德州電力可靠度委員會 (The Electric Reliability Council of Texas, ERCOT) 負責營運之德州電力市場

2.1 簡介

¹ 中正大學電機工程學系 副教授

² 中正大學電機工程學系 研究生

³ 工業技術研究院綠能與環境研究所 研究員

⁴ 工研院綠能所 副研究員

*通訊作者, 電話: 05-2720411#33232, E-mail: allenwu@ccu.edu.tw

收到日期: 2016年08月15日

修正日期: 2016年10月10日

接受日期: 2016年12月26日

ERCOT擔任德州電力市場之獨立系統操作者(Independent System Operator, ISO)。作為一獨立系統調度中心，其成立之目的為確保一個公平、公正、公開之第三方機構。ERCOT負責營運德州電力批發市場並且確保電網的可靠度。德州土地面積有75%的電力系統是由ERCOT所管理，管理的負載量占全德州的90% [Electric Reliability Council of Texas, 2016]。ERCOT負責之電力系統為北美電力可靠度委員會(North America Electric Reliability Corporation, NERC)負責的三大互聯電力系統之一，如圖1所示[Hui, 2013；Electric Reliability Council of Texas, 2016]。

2.2 ERCOT電力系統概況

統計至2016年，ERCOT負責550部發電機組的排程作業。發電機總裝置容量大於80 GW；輸電線路長度為43,000英里[Electric Reliability Council of Texas, 2016]。自2001年起ERCOT於控制區域操作並在此電力市場開設了批發(Wholesale)和零售(Retail)電力市場競爭機制。在區域市場，ERCOT設有多個壅塞管理區

域(Congestion Management Zone)，壅塞區域的劃分標準是依據同區域內，機組與負載對商業影響限制(Commercially Significant Constraint, CSC)潮流變化必須有相同的特性。

自2010年12月，ERCOT已經從區域(Zonal)市場轉變成節點(Nodal)市場，鄰近節點市場在ERCOT互連電網內都有各自的價格，節點電力市場價格計算過程均考慮所有傳輸線損耗及安全等限制。ERCOT節點市場較過去區域市場更加透明並已改善機組調度與壅塞管理的效率，且市場結構逐漸轉變為可因應高占比再生能源的架構。截至2015年12月，ERCOT系統的風力發電裝置容量為15.764 GW，其風力發電占比在美國主要的ISO中居冠。在2015年，最高的風力發電輸出發生於12月，為13.057 GW，約占系統發電比例的44.7%。由於間歇性、預測限制與不可控性，傳統觀念認為風力發電會使ERCOT系統在市場操作上遇到極大的挑戰 [Matevosyan *et al.*, 2013]。

但是ERCOT規劃之高壓輸電系統在2013年底完工後，從德州西半部傳送到高負載區域的風能已大幅增加且15分鐘調度區間進一步縮

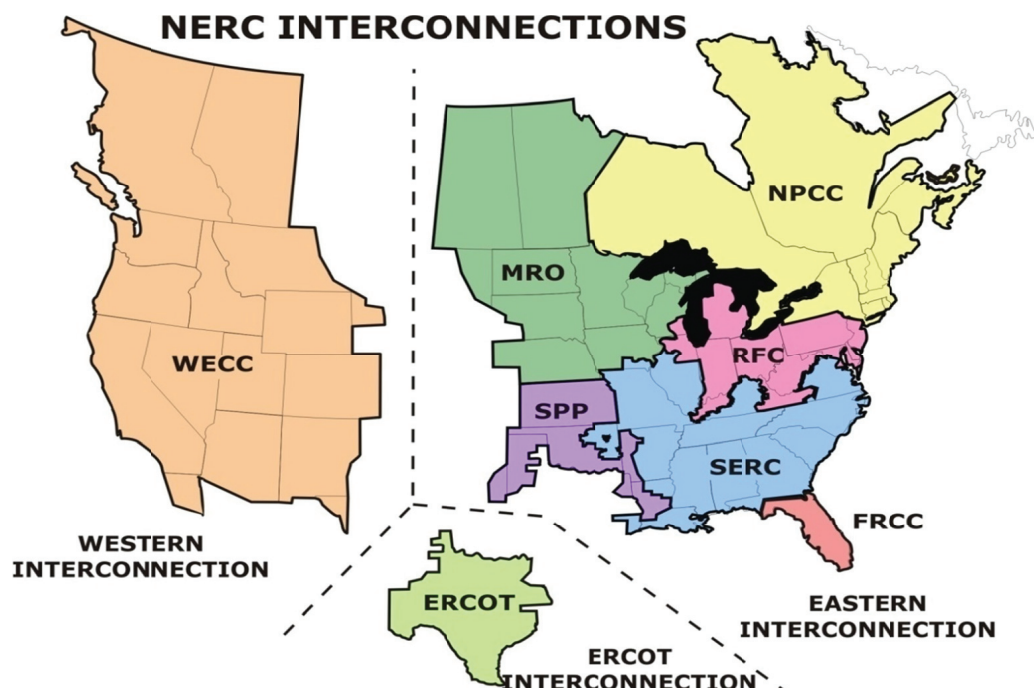


圖1 北美電力互聯系統圖[Electric Reliability Council of Texas, 2016]

短至5分鐘區間，使得在電網輔助服務容量方面幾乎沒有增加風機并網成本。在一些風電可能建設區域增加了輸電電網建設，使得原先可靠性受到威脅并經常限制風機發電之現象得到有效解決，風機限制發電比例從2009年17%降至2014年1.6% [Weiss and Tsuchida, 2015]。ERCOT系統即時市場是基於安全約束經濟調度(Security Constrained Economic Dispatch, SCED)以維持整個系統的供需平衡與可靠性。目前，ERCOT系統與其相鄰系統互聯的容量很低，因此，平衡功率必須主要從ERCOT系統內可用的發電資源選取。ERCOT系統在2011~2015年天然氣機組發電量是所有電源類型中最高的[Matevosyan *et al.*, 2013；Electric Reliability Council of Texas, 2016]，且有逐年增加的趨勢：至2015年天然氣機組的使用占比達到48.3%，接著為燃煤機組占28.1%、風力機占11.7%、以及核能機組占11.3% [Future Directions for ERCOT, 2016；Electric Reliability Council of Texas, 2016]。

2.3 ERCOT電力市場結構

ERCOT節點市場包含日前市場(Day-Ahead Market, DAM)，可靠度機組排程(Reliability Unit Commitment, RUC)和即時的安全約束機組排程(Security Constrained Unit Commitment, SCUC)等重要程序。

可靠度機組排程藉由執行電網安全分析來監測與確保傳輸系統的安全。安全約束機組排程可即時的調度發電資源並提供節點市場之區域邊際價格(Locational Marginal Pricing, LMP)；日前市場結清是依據電廠提供的標單以及負載預測決定。

ERCOT日前市場需在前一日6:00AM開始將負載預測、輔助服務需求與損失因數(loss factor)等資訊公布，在10:00~13:30執行日前市場機組報價操作，各發電機組標單需在當日14:30前完成提交，而後日前可靠度機組排程(Day-Ahead Reliability Unit Commitment, DRUC)

開始執行。日前可靠度機組排程是用以評估未來兩日的機組排程，大約需要1.5小時的時間。所有日前市場的程序需在前一日18:00前完成，之後一直到操作當日當小時的60分鐘之前，均可以進行細部的微調整(Adjustment)。而在運轉當日，每小時前機組排程(Hourly Reliability Unit Commitment, HRUC)是依據最新的系統狀況及資料重新決定最新的機組排程，而即時運轉的機組實際出力，則是由安全約束機組排程來決定[Hui, 2013；Xie *et al.*, 2011；Electric Reliability Council of Texas, 2016]。

日前市場經日前可靠機組排程(DRUC)程序運算後，可完成三項主要的工作：電能交易的結果、符合輔助服務的要求以及排定足夠的發電量。日前可靠機組排程主要包含2個程序：分別為電網安全分析(Network Security Analysis, NSA)以及可靠度機組排程(RUC)。電網安全分析的結果輸出給可靠度機組排程，可靠度機組排程的結果再輸出至電網安全分析，經由兩程式間不斷的疊代，直到所有限制條件皆滿足為止。日前可靠度機組排程從前一日14:30開始，並於16:00結束[Hui, 2013；Xie *et al.*, 2011]。

2.4 可靠度機組排程(Reliability Unit Commitment)

ERCOT節點市場重要的程序包含壅塞收益權(Congestion Revenue Rights, CRR)、可靠度機組排程以及安全約束機組排程。其中可靠度機組排程是處理每日中各小時的機組排程。日前市場所獲得的機組排程結果可能沒有足夠的發電資源來應對即時需求，因此除了日前可靠度機組排程外又增加了每一小時的可靠度機組排程(HRUC)程序，以確保有足夠的發電容量來提供即時機組排程與輔助服務。在ERCOT節點市場中可靠度機組排程有三個階段：

(1) 日前市場可靠度機組排程(DRUC)：在一日前執行日前可靠度機組排程，用來判斷是否有足夠的容量提供給下一個操作日。

(2) 每小時前的可靠度機組排程(HRUC)：

HRUC為每小時執行一次，主要是依據最新的系統狀況比對日前市場可靠度機組排程進行微調。

(3) 週可靠度機組排程(Weekly Reliability Unit Commitment, WRUC)：WRUC為一週規劃一次，並採用離線規劃。

在即時操作下安全約束機組排程需考量負載的變動與輸電線限制來調度機組，ERCOT每五分鐘執行一次安全約束機組排程確保系統供需平衡，並提供負載預測及負載分布因數等數據。亦即負載預測值每5分鐘更新一次，並根據負載分布因數將負載分配至每個匯流排，負載分布因數的計算是依據歷史的負載記錄及天氣參數計算而得[Xie *et al.*, 2011]。

在ERCOT市場中合格排程業者(Qualified Scheduling Entity, QSE)是主要與ERCOT互動的業者。任何市場參與者(發電商、零售商與電力市場商)都必須先成為ERCOT認證的合格排程業者，才能進入ERCOT電力市場進行交易。合格排程業者需提供三階段的報價曲線(Three-Part Supply Offer)供可靠度機組排程來決定機組的排程狀況，包含：啟機成本、最低負載及能量報價曲線(Energy Offer Curve, EOC)，其中能量報價曲線僅用於經濟調度。

即時運轉前的調整期(Adjustment Period)，是指從日前市場可靠度機組排程完成後(18:00)至即時操作的前一小時，調整期是機組排程狀況從日前市場過渡到即時市場的過程，主要目的為提供運轉問題的解決方式以及檢查運轉日系統的可靠度問題。合格排程業者需將現行操作規劃(Current Operating Plan, COP)狀態通知ERCOT，使ERCOT得以掌握各機組的運轉狀態。若ERCOT發覺系統輔助服務不足時，則必須於即時運轉操作二小時前通知各合格排程業者，且於輔助服務市場中購買足夠的輔助服務量[Hui *et al.*, 2012；Electric Reliability Council of Texas, 2016]。

2.5 電力系統即時運轉

在即時操作的每一小時前，均需再執行一次每小時前的可靠度機組排程，此為依據最新的系統狀況來決定最新的機組排程。

實際運轉的每一小時前，ERCOT會更新系統的狀態，包含更新全系統的負載預測、各節點的負載分布因數、上一小時必須運轉的機組狀況，以及系統的各項需求量(如：能量及輔助服務)，而相關資訊同樣是由市場資訊系統進行公布[Hui, 2013]。

2.6 電網安全分析(Network Security Analysis)

電網安全分析評估完整電網發電計畫(N-0 正常操作狀態)的可行性，以及意外事故(系統N-1及N-2)後的電網狀態，其中，線路N-2僅針對選定的線路進行分析。在電網安全分析上，ERCOT對選定的突發事件執行以下操作：

- (1) 對於意外事故執行AC潮流解。
- (2) 監控匯流排電壓偏差。
- (3) 監控輸電線路和變壓器是否過載。

每一個違反限制的案例皆會有一組對應發電機組的遷移因子(shift factor)，而電網安全分析將提供遷移因子給可靠度機組排程進行重新排程。在電網安全分析中，傳輸線的限制採用動態額定功率(dynamic ratings)，其意義為輸電線和變壓器容量會隨著氣候溫度調整，典型分為以下三種[Hui, 2013]：

- (1) 正常額定功率(Normal rating)：正常情況下傳輸元件可以在不降低其壽命下操作。NSA在N-0情形下一般採用此額定功率。
- (2) 緊急額定功率(Emergency rating)：以兩小時做為傳輸元件的評估。NSA在事故情況下採用此額定功率。
- (3) 十五分鐘額定功率(15-minute rating)：其應用於短期的傳輸元件評估。當違反十五分鐘額定功率時，電網安全分析發布警告。

除了動態額定功率外，ERCOT系統的

電網安全分析也實施了通用限制(Generic constraints)。通用限制是防止暫態不穩定或電壓崩潰。電網安全分析也提出負載大幅變動的衝擊與對策，此因某些事故可能造成負載大幅變動(Load rollover)進而造成斷路器的跳脫、傳輸線或變壓器的停運，嚴重時電網安全分析會將變動的負載切離系統。NSA的模型包含特殊保護系統(Special Protection Systems, SPS)和補救行動計畫(Remedial Action Plans, RAP)。SPS或RAP是一套應急的系統。SPS與RAP的操作可達到電力系統可靠操作，一般於事故情況下可以在未經ERCOT系統分析下便自動執行。

進行電網安全分析前須先輸入最新的電網狀況，包含負載預測(總負載預測與各個匯流排負載預測)、天氣預測與線路檢修資訊等，最後進行電網安全分析，整個流程如圖2所示。

可靠度機組排程的流程如圖3所示，電網安全分析的結果輸出給可靠度機組排程，可靠度機組排程的結果再輸出至電網安全分析，經由兩程式間不斷的疊代，直到所有限制條件皆滿足為止[Hui *et al.*, 2009]。步驟如下：

步驟一: 執行可靠度機組排程流程，修改最初的基本系統運轉狀況，以獲得最新發電排程。

步驟二: 針對每一個調度的時間點之發電排程資訊，使用電網安全分析，確認可靠度機組排程是否滿足系統線路安全約束，若有違反的情況，將輸出違反的限制式與對應的遷移因子給可靠度機組排程進行重新排程。

步驟三: 執行可靠度機組排程(RUC)，判斷修正後的發電排程是否符合系統線路安全約束。

步驟四: 重複執行步驟二與步驟三，直到系統收斂。

步驟五: SPS/RAP觸發測試(Triggering Test)。對於偶發事件進行SPS/RAP試驗；並針對未觸發SPS/RAP之偶發事件再次進行可靠度機組排程。

步驟六: 執行可靠度機組排程判斷修正後的排程是否符合系統線路安全約束。

步驟七: 重複執行步驟六與步驟七，直到系統

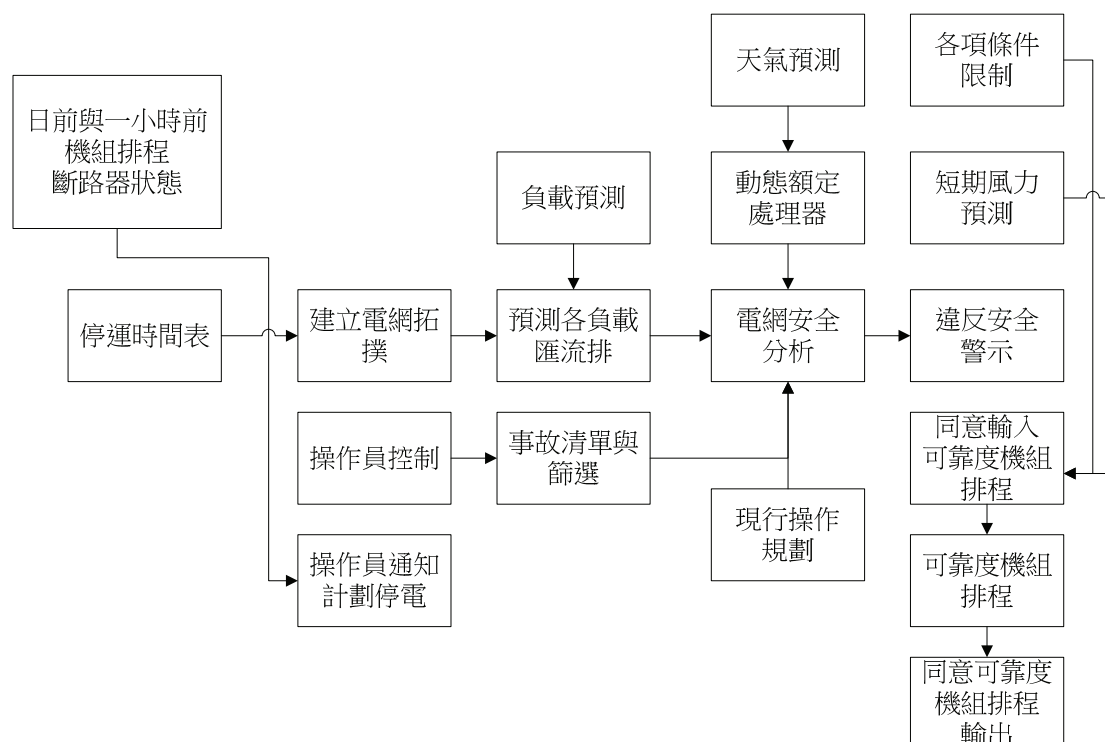


圖2 安全程序流程圖[Electric Reliability Council of Texas, 2016]

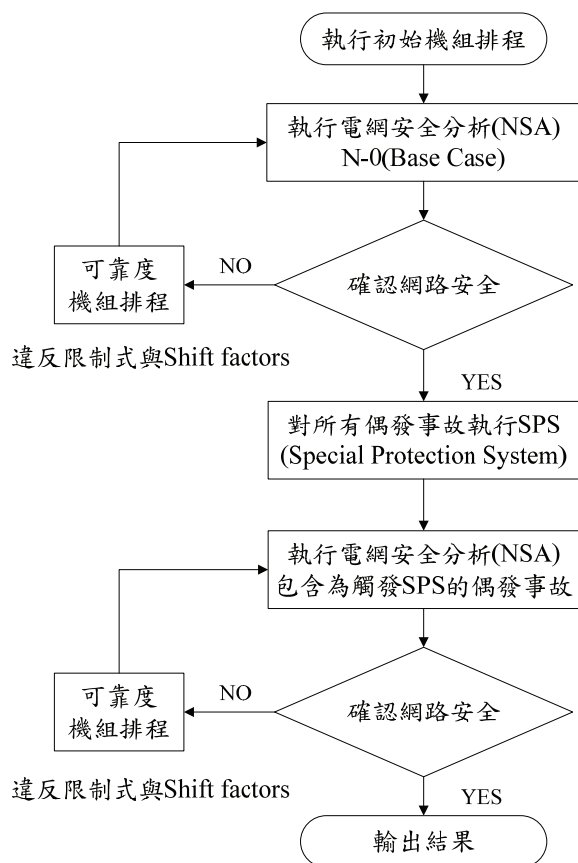


圖3 可靠度機組排程流程圖(本研究繪製)

收斂。

2.7 ERCOT電力市場高占比風力併入衝擊

ERCOT系統歷年的風力裝置容量急速成長，在2000年風力發電裝置容量僅有116 MW。隨著再生能源的推廣，到了2015年ERCOT系統風力裝置容量已達15,746 MW [Hui *et al.*, 2012 ; Electric Reliability Council of Texas, 2016 ; Dondeti *et al.*, 2012]。

美國大多數的ISO皆面臨了風力占比增加的挑戰，ERCOT系統也不例外。一般電力系統白天隨著生活與工業用電的增加負載逐漸上升，夜晚負載逐漸下降，這種變動的負載曲線往往與風力發電相反。因此在有限的抽蓄發電情況下，需透過更準確的預測技術和更好的操作方式來管理日益增加的風能占比[Hui *et al.*, 2012]。

由於風力發電占比的大幅提升，ERCOT

系統已經經歷許多運轉操作問題，例如預測的風力發電與實際輸出差異過大造成ERCOT在維持系統頻率上遇到挑戰。ERCOT系統常被迫使用更貴的輔助服務來維持頻率穩定，為了解決此問題並考量風力發電對系統的影響，ERCOT系統已改善即時風力預測的軟體，同時也改善評估輔助服務需求的方法。此外，ERCOT系統風場集中在德州的西半部，但主要的負載卻集中於北部、東部的達拉斯、奧斯汀、聖安東尼奧及休斯頓。大量的風能因為輸電容量的限制而無法傳達，為了完整的利用可傳輸容量，ERCOT系統利用先進的風力預測技術，同時也採用特殊保護計畫(Special Protection Schemes)與減輕計畫(Mitigation Plan)來限制風力發電，以解決各區域的線路壅塞問題。ERCOT系統並使用相位移變壓器來改變潮流。然而不正確的相位移設定可能導致市場效率降低並拉抬電價。為解決此問題，ERCOT系統加強了市場管理系統(Market Management System)，使其在日前市場與可靠度機組排程可以自動調整最佳相位移的設定。

此外，大規模的風力裝置容量快速擴建，輸電系統也必須擴建來提供足夠的輸電容量。另外電源供應商如何讓想購買綠能電源的客戶確實買到綠電，此對於規劃來說是個很大的挑戰。德州的公用委員會(Public Utility Commission of Texas, PUCT)要求ERCOT進行再生能源區域競爭的研究。根據該研究的結果，德州的公用委員會依據風場潛力與開發商的財務證明決定了五個再生能源區域，並建設2,376英哩的345 KV線路來確保風力可靠的傳輸[Hui *et al.*, 2012 ; Electric Reliability Council of Texas, 2016]。

2.8 日前市場與可靠度機組排程中的風力調度

2.8.1 風力發電預測

ERCOT提供每小時最新的風力預測，其細

節如下所述[Electric Reliability Council of Texas, 2016]：

- (1) ERCOT系統總風力預測(Total ERCOT Wind Power Forecast, TEWPF)：ERCOT系統預測全部風場的總發電量，預測值均以機率分布(Probability Distribution)方式呈現(每小時更新)，每次提供未來168小時風力發電量可能的機率分布。
- (2) 各風場的短期風力預測(Short-Term Wind Power Forecast, STWPF)：ERCOT對於每一個單一風場提供短期風力預測(每小時更新)，每次提供未來168小時風力預測值。ERCOT定義短期風力預測值(STWPF)是由超過ERCOT系統總風力預測(TEWPF) 50% 機率的點來決定，如圖4與圖5所示，圖中紅色曲線是預測值超標的機率分布。舉例而言，當預測值為0 MW時，代表有100%的機率會超過0 MW，因為風場的輸出量一定會大於0 MW；當預測值為2,500 MW時，代表實際可能的風力有50%的機率超過2,500 MW。若考慮所有風場的總輸出，可將每個(STWPF)的預測值累加起來成為(TEWPF)機

率分布[Hui *et al.*, 2012]。

- (3) 預測風力發電潛能(Wind-powered Generation Resource Production Potential, WGRPP)：與STWPF的概念相同，WGRPP的意思為在TEWPF分布圖中，實際的風力值有80%的機率超過此值，如圖6所示。

2.8.2 現行操作規劃(COP)

合格排程業者(Qualified Scheduling Entity, QSE)，提供現行操作規劃(Current Operating Plan, COP)中未來七個工作日的每小時資訊，包含預期上線的機組、線路狀況、與輔助服務調度。此外，ERCOT系統將每個風場的STWPF傳送給代表各風場(Wind-powered Generation Resource, WGRs)的合格排程業者進行確認。唯合格排程業者若需修正預測發電量時，僅能下修或維持原預測值，不可修正高於ERCOT提供的預測值。ERCOT亦要求合格排程業者隨時更新未來48小時現行操作規劃中的風場HSL (High sustain limit)值和風場LSL (Low Sustained Limit)值。其中，HSL為風場最大發電量之預測值，LSL為風場最小發電量之預測值[Hui *et al.*,

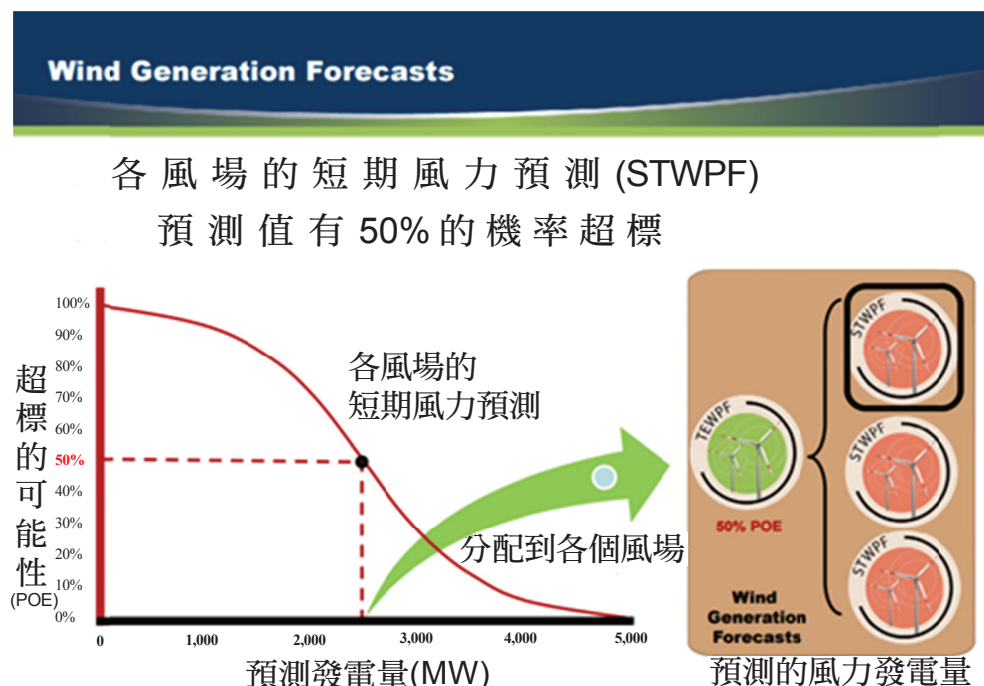


圖4 短期的風力預測[Electric Reliability Council of Texas, 2016]

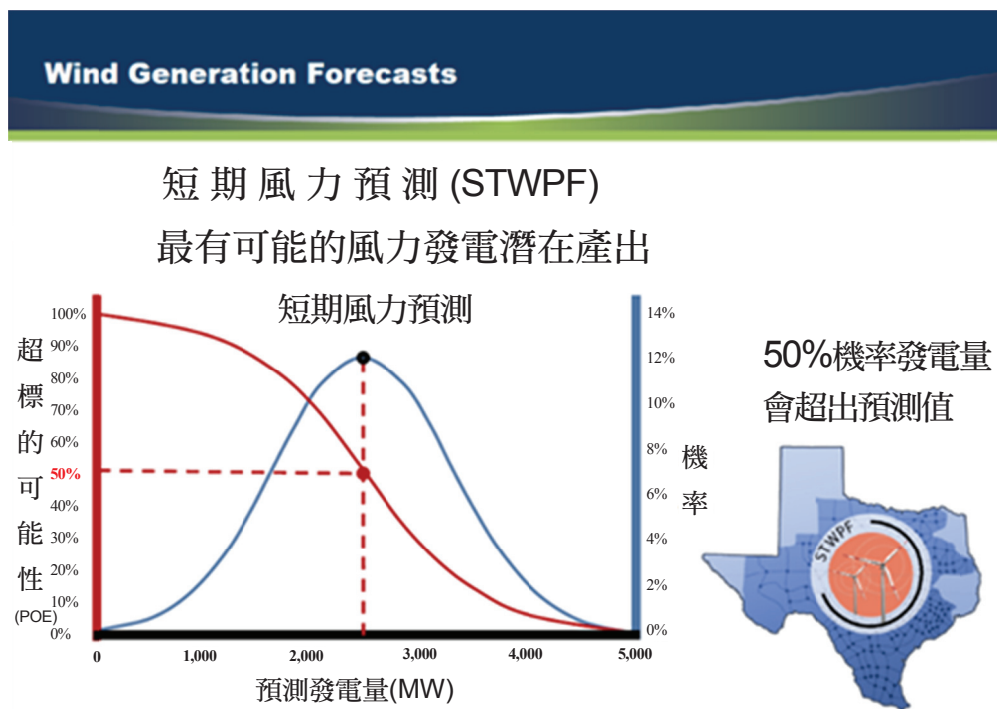


圖5 短期的風力預測機率分布[Electric Reliability Council of Texas, 2016]

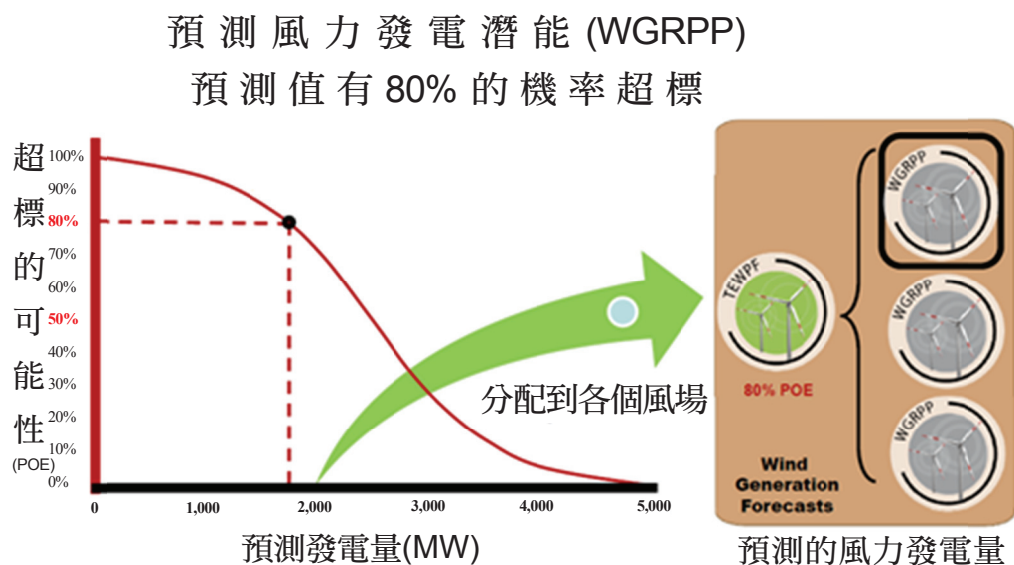


圖6 預測風力發電潛能(WGRPP)[Electric Reliability Council of Texas, 2016]

2012]。

2.8.3 日前市場的風力調度

風力可以藉由提交三階段能源標單，參與日前市場的風力調度。由於風力的間歇性和缺乏彈性的調度能力，目前並不能提供輔助服務。所以風力不能在日前市場提交輔助服務報

價，而只能提交三階段能源標單。日前市場和可靠度機組排程並不直接使用風力預測作為調度排程的輸入參考，而是間接使用現行操作規劃(Current Operating Plan, COP)當作排程的參考。日前市場的結算只有使用現行操作規劃來決定最佳的能源和輔助服務調度[Hui *et al.*, 2012]。

2.8.4 可靠度機組排程對於風場的調度方式

所有能源包含風力發電皆需經由可靠度機組排程的程序才會被COP所採用。若更新COP中風場輸出預測的最大與最小發電量(HSL、LSL)，則可靠度機組排程必須考量風場輸出能力來進行調度。當進行可靠度機組排程結算時，若有發電量短缺，合格排程業者會被收取此短缺容量的費用[Hui *et al.*, 2012]。

2.8.5 日前市場與可靠度機組排程中相位移變壓器最佳化的方法

由於ERCOT系統的風場大部分集中於西半部，負載中心則位北部、東部的達拉斯、奧斯汀、聖安東尼奧及休斯頓，因此由於風力傳輸常發生線路壅塞情況，ERCOT系統目前在八個變電站安裝相位移變壓器，以改變線路電力潮流的分配，解決壅塞問題。

相位移變壓器的操作者須即時調整變壓器並將修改的設定傳給能源管理系統中的SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)。而能源管理系統依據最新的設定對該電力系統進行電力潮流與事故分析。相位移變壓器的資訊如表1所示：相位移變壓器的最大變化角度為 30° ($\text{tap} \pm 16 \times 1.875^\circ$) [Hui *et al.*, 2009]。

在最初節點市場中，日前市場與可靠度機組排程尚未具備相位移變壓器之最佳化設定，

自2011年11月ERCOT系統開始強化相位移變壓器設定之最佳化設計。ERCOT系統考慮二日前風場預測對相位移變壓器的影響，並將變壓器TAP (TAP changer)設定所需修正的數值傳送至日前市場與可靠度機組排程進行線路安全分析。由於二日前的預測與即時系統操作間一定存在某些誤差，因此可能造成某些線路原本預期壅塞但實際上並未發生壅塞，結果導致日前市場與壅塞收益權(Congestion)的結算有所爭議。日前市場與可靠度機組排程的操作可藉由使用者介面(Market operator interface, MOI)選擇各變壓器的啟停，且安全約束機組排程也同樣考慮相位移變壓器的設定。在日前市場與可靠度機組排程的最佳化求解過程中，相位移變壓器的最佳化設定會被自動算出，且會依據是否影響線路壅塞而進行微調。換言之，八個相位移變壓器的Tap隨時間一直在調整更動，以達到最佳化的設定，並使得系統線路不會產生壅塞[Hui *et al.*, 2009]。

2.9 考慮風力調度的即時市場安全約束機組排程

2.9.1 風場(WGR)的能源供給曲線(Energy Offer Curve, EOC)

在即時市場的安全約束機組排程程序中，各發電廠商提供標單與能源供給曲線(EOC)給ERCOT系統進行機組排程。風力發電不需燃

表1 ERCOT系統相位移變壓器設定參數[Hui *et al.*, 2012]

編號	相位移變壓器名稱	變電站名	低階層	高階層	中性階層	階層增量
1	BGLK_SOURCE_TAPS	BGLK	1	33	17	1.875
2	FIREROCK_138_PS_H_4448	FIREROCK	1	33	17	1.875
3	HAMILTON_PS2_1335	HAMILTON	1	33	17	1.875
4	N_SHARPE_138_PS_1336	N_SHARPE	1	33	17	1.875
5	NLARSW_PST1_1337	NLARSW	1	33	17	1.875
6	PUTN_138_PS_1338	PUTN	1	33	17	1.875
7	THOMASTN_SR_THO1	THOMASTN	1	33	17	1.875
8	YELWJCKT_PS_1_H_4448	YELWJCKT	1	33	17	1.875

料成本並在政府的大力支持下，大多數的風場提供零或負值的標單給節點市場，這也代表風場是ERCOT市場最優先調度的電源。因為風場沒有所謂的能源供給曲線，因此當負載全由風場提供能量時，風場提供的標單價格就是系統邊際價格，此時在安全約束機組排程的程序中，風場的能源供給曲線以-250\$/MWh的定值來代表。風場最大發電量之預測值(HSL)會因預測風力輸出增加而往右移，亦即可調度的風力增加；反之隨著風力預測值的降低，HSL值將往左移，亦即可調度的風力減少。當執行安全約束機組排程，並取得全部機組的能源供給曲線(EOC)時，在不造成壅塞的情況下將以燃料價格的高低作為調度的重要考量[Electric Reliability Council of Texas, 2016]。

2.9.2 風場最大發電量預測值(HSL)的遙測(Telemeter)與風力切除(Curtailment)標準

為了更有效的即時管理風場，在節點市場中，藉由執行安全約束經濟調度決定風場是否需要切除部分風力並即時遙測風場發電量。縮減風力的標準會用來結算風場基準點偏差收費(Base Point Deviation Charge)。依據以下規定，合格排程業者需要遙測風場的最大發電量預測值(HSL)給ERCOT。

- 如果沒有切除部分風力輸出，遙測風場的最大發電量預測值(HSL)應該等於風場預測的最大發電能力。
- 當線路發生壅塞時需縮減風力，遙測風力的調度依據系統給定的基準點。在即時市場，ERCOT依據最新的預測資料遙測風場。

2.9.3 風場的基準點偏差收費(Base Point Deviation Charge for WGR)

即時運轉時，每部上線機組會收到發電基準點(Base Point)，發電機或電廠的實際發電量是否偏離基準點指令，是ERCOT對電廠的重要考核項目。當傳統發電機的發電量和基準點誤

差超過5%時，發電機會受到偏差處罰。考量到風力發電控制性較差，因此ERCOT對於風場偏差處罰標準比較寬鬆，僅在系統要求風場縮減風力的狀況下，若風場發電量高於基準點10%才處罰。風場發電量低於基準點時不用受罰，這是因為風場在利益考量下會盡可能的發電以賺取更多費用。傳統發電機與間歇性能源違反系統調度指令的容忍百分比，如表2所示[Hui *et al.*, 2009]。

表2 發電機違規發電量容忍百分比[Hui *et al.*, 2012]

類型	偏離基準點指令容忍百分比
傳統發電機組	5%
間歇性能源	10%

以下為系統縮減風力與未縮減風力的範例：

- (1) 系統未縮減風力(No curtailment)：當系統運作正常時，若風力沒有裁減，此時基準點會等於風場最大調度限制(每一個風場都有一個基準點)。
- (2) 當線路壅塞時，系統操作者下達指令要求縮減風力(curtailment)：當線路壅塞時，安全約束機組排程會限制風場出力，此時基準點會小於風場最大調度限制(HSL)。

以下為風場是否遵守系統調度指令的範例：

- (1) 風場超額發電：風場預測發電量為50 MW，而系統給定的發電基準點為40 MW，但風場實際發電卻為48 MW，高於基準點8 MW (20%)，此時合格排程業者會因為風場多發電而被收取偏差費用。
- (2) 風場發電不足：風場預測發電量為50 MW，此時系統給定的基準點為40 MW，而風場實際發電量輸出34 MW，低於基準點6 MW，若因為風場導致發電量不足合格排程業者不需付任何費用。

2.9.4 風場控制對系統頻率穩定性的影響

在過去ERCOT區域電力市場，各發電廠

提交標單給合格排程業者，合格排程業者再依據預測的風力進行機組排程規劃。即時市場的前15分鐘必須先執行平衡市場，因此平衡市場的準確性對於系統可靠度相當重要。ERCOT增加合格排程業者對於風場的控制權力，藉以管理系統頻率穩定性。當ERCOT電力市場由區域(Zonal)市場轉換到節點(Nodal)平衡市場後，使用即時遙測(telemetered)風力發電量將可大幅改善風力預測精準度。不過節點市場有些時候仍在五分鐘調度區間內進行風力調整。

2.9.5 風場發電量對壅塞管理的影響

在ERCOT系統過去的區域市場中，每15分鐘會發布線路壅塞資訊。因為風力發電的間歇性，風力發電連結到負載的輸電線必須限制使用率為額定容量的60%~70%，此舉會大幅影響可利用的風能。而在目前ERCOT的節點市場中，市場操作者即時使用重新調度來做壅塞管理，且預留時間重新執行安全約束經濟調度。若風力瞬間變動造成線路壅塞，可透過即時的重新調度緩解壅塞。因此，在節點市場，輸電線的使用率可以提升至80%~90%，能更有效率的利用風能。換言之，ERCOT系統由區域市場轉變成節點市場已提供更好的壅塞管理，統計執行節點市場剛開始的前11個月中，風力發電量大幅增加22% [Hui *et al.*, 2009]。

2.9.6 風場發電量對ERCOT系統市場價格的影響

因應大量風場加入系統，系統操作者需要更多的輔助服務來提高系統可靠度，但是因此大幅提升輔助服務費用。另外，德州西半部風力發電占比高，離峰時電能幾乎由風能所提供，此時電價將大幅低於其它州。但在負載尖峰時刻，一般傳統發電機會刻意拉抬電價補足離峰時未發電的成本，造成日前市場在尖峰時刻電價大幅高於其它州。

3. 由美國中西部獨立輸電系統(Midcontinent Independent Transmission System Operator, Midcontinent ISO)負責營運之電力市場

3.1 簡介

美國聯邦能源管制委員會(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)於2001年12月批准Midcontinent ISO成為全國第一個區域輸電組織(Regional Transmission Organizations, RTO)，開始進行可靠性協調和區域規劃服務，並啟動發電互聯、停電協調、市場監控及解決爭議方法等程序。Midcontinent ISO是一個非營利性會員制機構，致力於成為電力市場的領先者，為廣大客戶提供可靠和透明的價格，並規劃長遠的效益。Midcontinent ISO系統涵蓋範圍包含美國中部地區15個州及加拿大曼尼托巴省，如圖7所示[Dondeti *et al.*, 2012]。

2005年4月，Midcontinent ISO建立競標的區域能源市場，並開始管理金融輸電權交易市場；2009年1月，Midcontinent ISO推出輔助服務市場(Ancillary Service Market)，同時成為營運區域的平衡管制機構(Balancing Authority)，對各區域進行能源調度，整合各種備轉容量及輔助服務市場，依據競價結果進行能源調度。Midcontinent ISO市場包含2,445個節點市場電價，調度週期為5分鐘(每5分鐘調度一次)，涵蓋人口數超過4,000萬人以上，Midcontinent ISO市場尖峰負載為130,917 MW、營運的輸電線路全長為65,800英里。在Midcontinent ISO涵蓋的電力系統中，超過1,400部發電機組及4,000個匯流排；在狀態估計(State Estimator, SE)與偶發事故分析(Contingency Analysis, CA)方面，249,000個即時分析要在90秒內完成以及5分鐘內要執行8,300個偶發事故分析[Dondeti *et al.*, 2012]。

MISO是北美的九個ISOs和RTOs其中之一

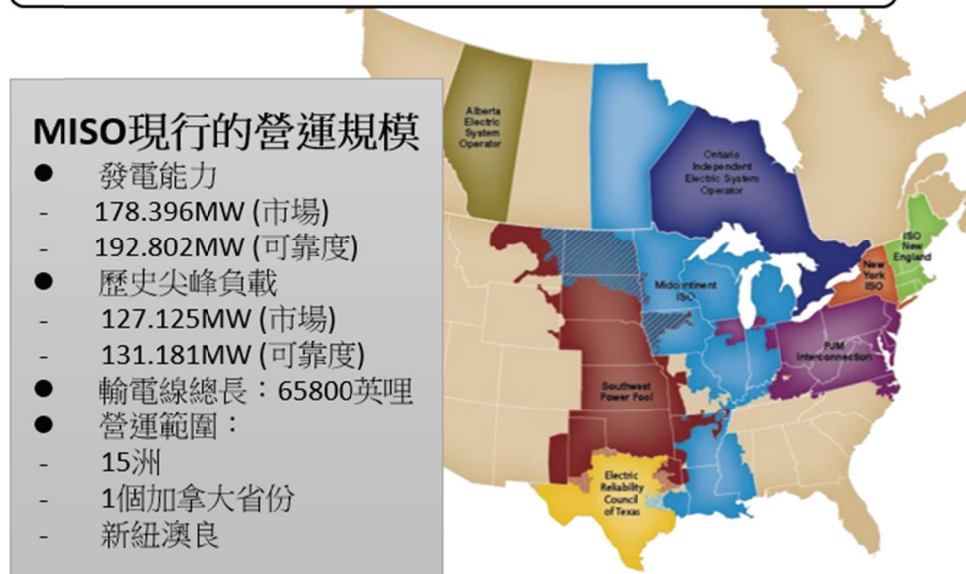


圖7 Midcontinent ISO的營運範圍與基本資料[MISO Energy]

3.2 Midcontinent ISO系統之風力發電發展

截至2016年6月，Midcontinent ISO系統的風力發電裝置容量達到15,909 MW，且最高風力發電的記錄於2月為13,088 MW [Gribik *et al.*, 2012]。Midcontinent ISO系統在2016年，再生能源占系統能源使用率達到13%、燃煤占37%、燃天然氣占42%、核能占8%，其中，風力發電占再生能源比例的65%，水力發電占30%a (Corporate Fact Sheet, 2016)。此外，在不同月份中風力發電的占比差異相當大，最大與最小發電量約差2,500 MW [Gribik *et al.*, 2012]。

3.3 Midcontinent ISO系統之市場結構

Midcontinent ISO的電力市場分為日前市場(Day-Ahead Market, DAM)與即時市場(Real-Time Market, RTM)，日前市場為期貨市場，而即時市場為現貨市場，提供不同需求的電力交易，分別為：電能(Energy)、調頻備轉容量(Regulating Reserve)、即時備轉容量

(Spinning Reserve)及補充備轉容量(Supplemental Reserve)。調頻備轉容量必須由上線機組(On-Line Unit)提供，反應時間為5分鐘，並接收Midcontinent ISO系統的調度訊號以自動發電控制(Automatic Generation Control, AGC)方式作出機組升、降載反應，以維持供需的即時平衡，所以調頻備轉容量效能最佳且反應最快，因此是價格最高的備轉容量。即時備轉容量亦是由上線機組提供，反應時間為10分鐘，它是因應事故時的備轉容量，所以反應速度不如調頻備轉，故其價格較低；補充備轉容量，可由上線機組或離線機組提供，反應時間也是10分鐘，但因反應速度最慢，故價格最低[Dondeti *et al.*, 2012]。

3.4 Midcontinent ISO市場營運與可靠度

作為市場運營商，Midcontinent ISO考量當下的電網條件並提供最低成本的能源來平衡電力的供應與需求。Midcontinent ISO建立後不斷地改進與其相互連接的區域網路模型及系統可靠度，並利用電網安全分析對這些區域進行可

靠度評估，其中，電網安全分析包括狀態估計與偶發事故分析，系統每五分鐘執行一次安全約束經濟調度，藉此評估預測的能源與備轉容量是否符合系統需求。

Midcontinent ISO日前市場的時間表如圖8所示，需在前一日11:00AM前提出電網模型與輸電線停電檢修計畫，發電業者需提供各項發電報價、發電機組參數、發電機組排程，在11:00~15:00執行安全約束機組排程、瞬時可行性試驗(Simultaneous Feasibility Test)、以及安全約束經濟調度等程式決定未來一日每小時的結算價格；依據DART (Day-Ahead/Real-Time)系統，在每天15:00公布未來一日每小時的電源需求、節點邊際價格、機組排程和日前市場的結清價格。

可靠度評估程序(Reliability Assessment Commitment process, RAC)需在前一日16:00 ~ 20:00完成，依據Midcontinent ISO提供的未來一日負載預測、備轉容量需求及日前機組排程進行評估，必要時通知系統增加額外的發電機組[Dondeti *et al.*, 2012]。

3.5 電網安全分析

電網安全分析的目的是評估電網發電計畫的可行性，包含偶發事故(N-1)後的網路狀態，其使用DC潮流解進行分析。狀態估計(State Estimator, SE)與偶發事故分析(Contingency Analysis, CA)是Midcontinent ISO評估系統狀況的重要工具。狀態估計與偶發事故分析確認電力系統的狀況並提醒Midcontinent ISO運營商可能遇到的限制，包含但不設限於以下情況：一般熱過載(Thermal Overload)、預期偶發事故後的熱過載、一般的電壓狀況和預期偶發事故後的電壓狀況。Midcontinent ISO運營商會依據分析的結果對系統採取修正措施，以確保系統遇到突發事故時系統是安全的。

狀態估計在市場操作與評估系統穩定度扮演重要的角色，利用SCADA輸入的基本系統運轉狀況(Base Case)計算各個節點電壓與線路潮流。當事故發生時，評估系統輸電線路狀況，即時進行事故分析並針對過載線路(接近過載線路)執行線路靈敏度分析，計算線路與發

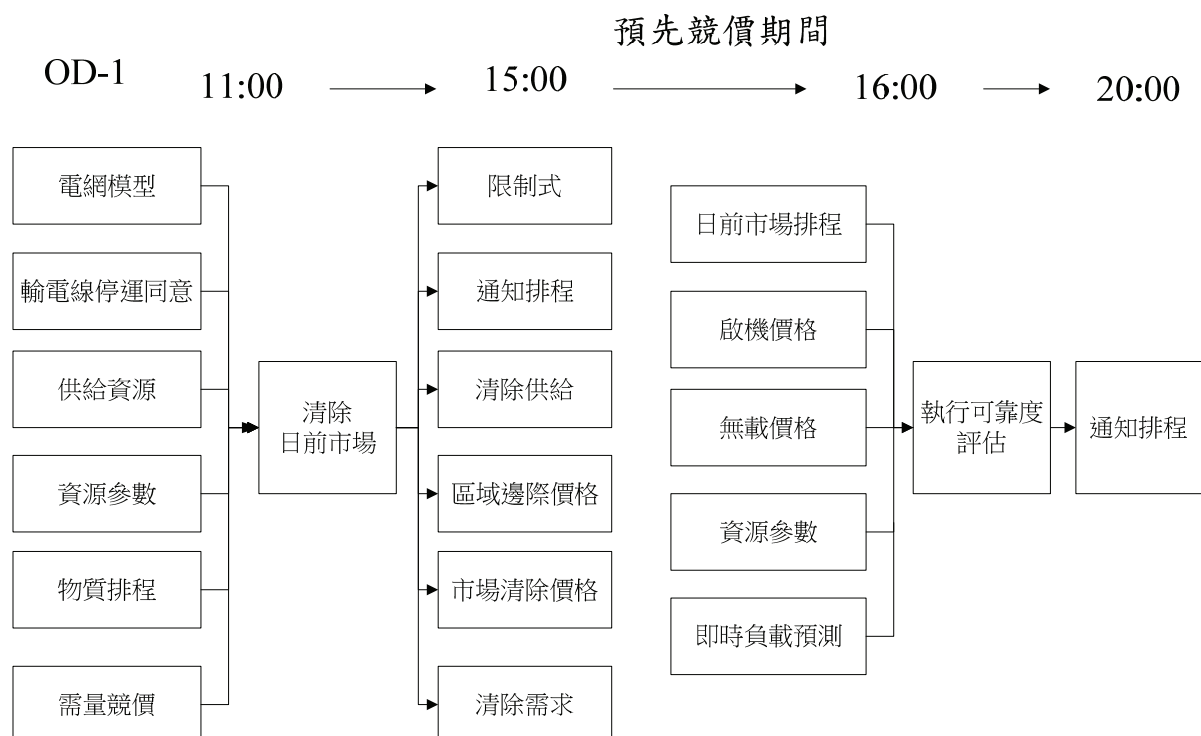


圖8 Midcontinent ISO日前市場的流程[Gribik *et al.*, 2012]

電機之間的靈敏度關係。即時安全約束的機組調度(Real-Time Security Constrained Economic Dispatch, RT-SCED)再依據輸電限制式和線路遷移因子(Shift Factor)進行重新調度以解決線路壅塞。

Midcontinent ISO市場利用RT-SCED排定下一個調度區間的排程，並計算節點電價(LMP)與市場結清價(Market Clearing Price, MCP)。RT-SCED的目標為總成本最低但必須確保線路安全、電力供需平衡並符合系統可靠度的要求。Midcontinent ISO的可靠性協調員(Reliability Coordinators)依據狀態估計和即時事故分析的結果，判斷若有危及系統安全時，可以強制將過載(接近過載)的線路加到即時市場中的RT-SCED進行運算。

圖9顯示Midcontinent ISO可靠度機組排程的流程圖。可靠度機組排程的程序在一開始時輸入電網模型與輸電線停電檢修計畫，接著執行安全約束機組排程、瞬時可行性試驗(Simultaneous Feasibility Test)以及安全約束經濟調度等程式確保電網安全，並決定未來一日每小時的機組排程與結算價格[Dondeti *et al.*, 2012]。

3.6 Midcontinent ISO系統之即時(Real-time)事故分析

Midcontinent ISO電網系統有超過40,366個匯流排，大約會模擬約8,300個偶發事故情境，因此所需考慮的系統參數非常多，Midcontinent ISO已付出許多努力使即時事故分析符合市場操作需求。Midcontinent ISO系統狀態估計每90秒為一周期(執行一次)，每次執行約需15~20秒；即時事故分析每4.5分鐘為一周期(執行一次)，每次執行約需3.5分鐘。即時事故分析使用能源管理系統進行分析並以DC電力潮流法求解。Midcontinent ISO系統為了謹慎處理潛在的事故，當線路操作達到線路額定值的85%時會進行監控，確保系統安全。Midcontinent ISO系統依據最新的狀態估計即時反應系統是否穩

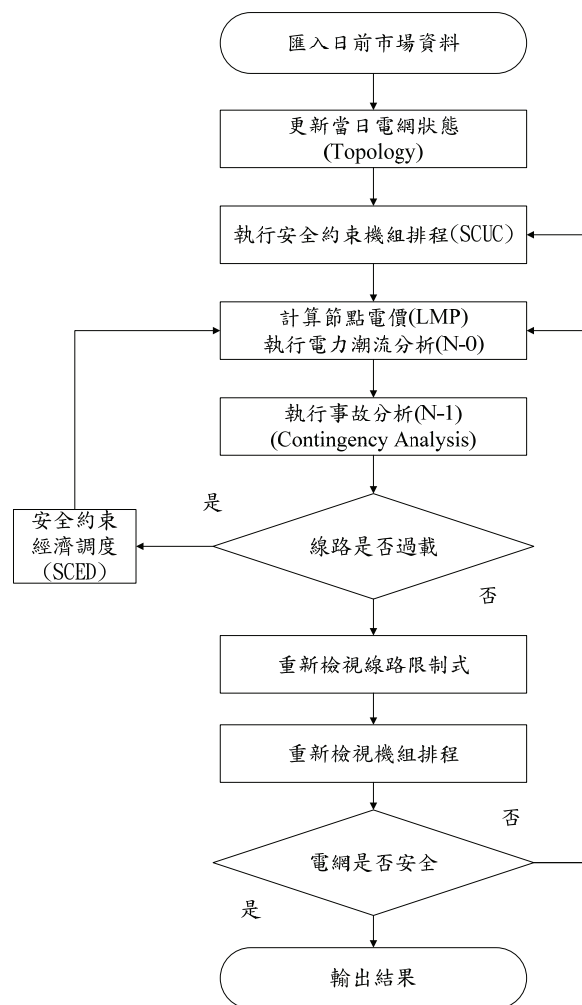


圖9 Midcontinent ISO可靠度機組排程流程圖 (本研究繪製)

定，且每4.5分鐘執行一次新的偶發事故分析，包含分析事故後的線路潮流與節點電壓[Dondeti *et al.*, 2012]。

3.6.1 使用多工處理平行操作

考量Midcontinent ISO系統的大規模網路結構，若8,300個事故依序執行需時超過20分鐘才能完成分析，如果一一進行即時事故進行分析太過費時，可能會導致系統不穩定且降低效率。因此Midcontinent ISO系統採用了Boss-Worker主附程式的平行操作方法[Dondeti *et al.*, 2012]，主附程式的平行操作是依據檔案傳輸，主程式分配事故給附程式執行，並在求解期間確認附程式的狀態。系統使用即時事故分析(八個附程式)，執行8,300個偶發事故分析可以在3

分鐘內完成[MISO Energy]。

3.6.2 快速事故分析(Quick CA)

事故分析越接近機組調度排程執行的時間越好，為了加快事故分析運算速度，Midcontinent ISO系統僅選擇易發生的事故以及對於重要的區域進行分析，以節省時間。所以需要同時對兩個事故分析獨立運算，一個為全系統而另一則針對特定區域進行分析。自從實施快速事故分析(Quick Contingency Analysis, Quick CA)後，狀態估計與即時事故分析所需的執行時間縮短至45~50秒，這允許系統每分鐘執行一次新的即時事故分析[Dondeti *et al.*, 2012]。

3.7 Midcontinent ISO市場風力預測

Midcontinent ISO系統日前風力發電預測是由第三方供應商提供。預測是依據數值天氣預報模型產生，在每天15:45提供，預測隔日每一小時的風力輸出[Gribik *et al.*, 2012]。FERC已通過Midcontinent ISO的方案，風場成員必須具備自動調度的能力才能進入即時市場。不論風場是否與Midcontinent ISO達成長期購電協議，參與即時市場的風場若無法接受調度指令者需要受到懲罰。即時市場中可以接受調度的風場稱為可調度的間歇性能源(Dispatchable Intermittent Resources, DIRs)，DIR在即時市場中角色如同傳統發電機一般。亦即在Midcontinent ISO即時市場中，傳統發電機與DIR需提供每小時可發的電量。DIR雖然提供預測發電量，但實際發電量與預測值會有誤差，但若有需要，DIR可以更新預測發電量，但必須在任何交易時段的前十分鐘提交更新發電量。Midcontinent ISO市場規定DIR發電量與系統基準點的誤差需低於8%，如果連續四個交易區間誤差超過8%或者超過6 MW將受到懲罰，支付懲罰費用。目前DIR僅能參與即時能源市場，不能參與備轉容量市場。然而，若未來有更為準確的風力預測及分析結果，DIRs可能會

被允許參與備轉容量的競標。聯邦能源管制委員會(FERC)規定風場一旦成為DIR後即不能退出，必須繼續參與即時市場的運作[Gribik *et al.*, 2012]。

目前Midcontinent ISO尚未發現風機裝置增加而造成大量輔助服務需求增長的情形，但是預期未來風力占比提高後，每5分鐘進行一次重新調度(Re-dispatch)應讓Midcontinent ISO可以解決這個問題。在Midcontinent ISO市場中，目前風力發電主要產生的問題是出現價格異常(Price Anomaly)。目前美國仍有補貼風力發電的稅收減免政策(Production Tax Credit)，風電每發1 MWh的電力，就能得到約30美元的補貼。政策的本意是以獎勵的方式來推廣風機裝置容量增加，但帶來的副作用是風力發電商在負載低的時段依舊發電賺取更多電費。如此一來，已經造成其他電源的一些問題，例如核能發電，由於無法調節白天和夜間的發電量，因此當晚上出現-30美元的價格時，核電無法立刻停止發電，只好付費來購買繼續發電的權利。此種情形不僅是發生在核電，火力機組也沒辦法快速停機。但是在稅收減免的政策下，風力發電在負載低的時段卻依然能夠盈利，進而造成市場的價格異常[Gribik *et al.*, 2012]。

4. 由PJM負責營運之電力市場

4.1 簡介

PJM電力調度中心是美國最大的電網營運商[PJM-Home, 2016]，在1927年由美國東部的賓州(Pennsylvania)、馬里蘭州(Maryland)及澤西州(New Jersey)三個州的電網併聯而成，附屬於PECO Energy公司，是世界第一個電力池(Power Pool)。PJM於1997年3月31日正式掛牌成立公司，為一非營利性公司，由管理委員會管理，並設立競價電力市場。1998 PJM經美國聯邦能源管制委員會批准成為獨立電力系統操作者(ISO)，正式負責該區域之電力調

度及交易工作。隨著PJM營運區域的擴大，到了2013年，營運地區已擴大至美國13州，涵蓋人口數超過6,100萬人，成為美國最大的區域輸電組織。系統涵蓋五大西洋州的主要部分以及哥倫比亞地區[Fan *et al.*, 2008；PJM, 2013；PJM–Home, 2016]。

PJM在2016年的發電機總裝置容量為176.551 GW，尖峰負載為165.492 GW，年發電量約792 GWh，營運的輸電線路全長約62,556英里。PJM電網包含1,389部發電機組及6,038個變電站，主要發電機組為燃煤、核能、燃氣、水力、燃油，各類型發電機組裝置容量佔比如圖10所示[PJM Statistics, 2016；PJM–Home, 2016]。

西部地區以燃煤機組為主，發電成本較低，而東部地區負載需求較高，但受限於輸電線路容量的限制，使得東部地區較易發生線路壅塞的問題，因此東部地區的電力成本較高，目前已經計畫增建東部地區的輸電線路，藉以解決線路壅塞問題[Fan *et al.*, 2008]。

4.2 PJM系統電力市場現況

電業自由化後，PJM系統在原有的架構上進行修改，依據聯邦能源管制委員會(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)888號令的要求，將輸電線路定義為共用網路(Common Carrier)，輸電線路為電力公司所有，並成立PJM負責整個輸電系統的操作與電力交易所(Power Exchange, PX)的運作。改革後的電能交

易方式分為直接購買或經由電力交易所進行買賣，所有電力交易皆需經由PJM的電力調度，以確保電力輸送的穩定與安全，並負責安排雙邊合約交易排程(Bilateral Contract Scheduling)以及提供輔助服務服務(Ancillary Service)等，改革後PJM將ISO與PX兩機構的功能整合在ISO中。由於PJM系統屬於跨州經營模式，故PJM系統的運作同時受到六個州政府與美國聯邦能源管理委員會的共同監督。此外，PJM的公開網路即時資訊系統(Open Access Same-Time Information System, OASIS)提供輸電服務所需的相關資訊。由於PJM系統的輸電網操作與其他輸電控制區域有緊密關係，因此透過公開網路即時資訊系統，可以快速提供相關資訊給輸電網路公司，以提高輸電網路之安全性[Fan *et al.*, 2008；Tong, 2004]。

4.3 PJM系統電力市場架構

PJM系統擁有北美最大的輸電網路區域，設有多種市場以進行不同需求的電力交易，分別為：電能市場(Energy Market)、雙邊市場(Bilateral Contract Market)、輔助服務市場(Ancillary Service Market)、期貨市場以及固定輸電權市場(Fixed Transmission Right Market)。電能購買者可以依據需求來參與市場的電力交易，並可選擇即時市場或長期的電能合約方式購電，亦可向PJM控制區域外的電業購電[Fan *et al.*, 2008]。以下將分別介紹PJM各電力市場的操作規則。

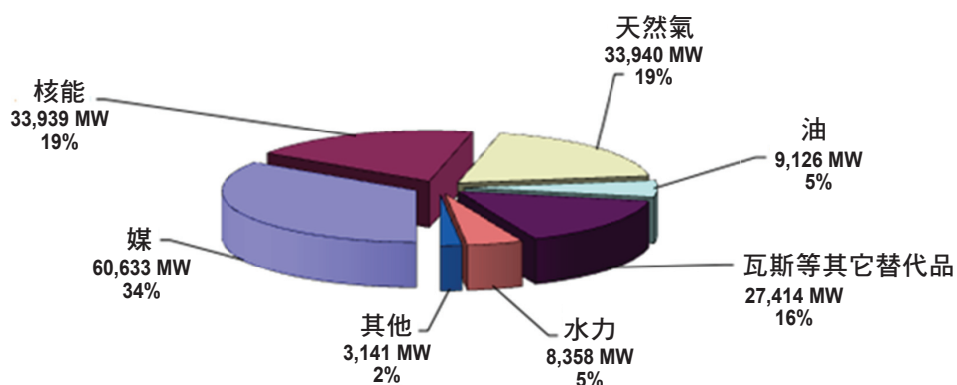


圖10 PJM各類型發電機組裝置容量佔比[PJM Statistics, 2016]

- 電能市場：PJM的電能市場透過各種供需預測與調度機制來確保能穩定供電，並依據競價的時間將市場區分為日前市場(Day-Ahead Market)與即時市場(Real-Time Market)，其結算過程亦分成二部分。
- 日前市場：在PJM系統的前日市場中，市場參與者須在一日前的12:00前提交標單，在一日前的12:00~16:00執行安全約束機組排程，評估系統狀況(包含評估用戶需求、氣候條件、輸電網路及發電機組狀況等)以確認是否會有線路壅塞情形。在每天16:00公布未來一日每小時的排程與節電電價結果。而在16:00到18:00之間，市場參與者可以修改未進入未來一日的排程發電更新其標單[Fan *et al.*, 2008]。
- 即時電能市場(Real-Time Energy Market)：即時市場為一個平衡市場，為了解決系統突發事故、電網壅塞、市場結算困難等而成立，並確保滿足負載需求及發電的運作效率性。即時電能市場於交易一日前的14:15開始，即時電力交易市場的參與者，必須於一日前的14:15前將標單提交給PJM，即時市場會依據各小時實際發電量與供電者在即時市場的標單，每五分鐘結清一次節點電價，當即時市場的可靠度發生問題時，PJM立即做經濟調度以因應需求，並運用節點電價機制解決線路壅塞問題。
- 期貨市場：期貨市場分為短、中、長期。一天到一個月以內為短期，一個月到一年之內為中期，一年或一年以上為長期。
- 零售市場：目前僅對賓州地區的用戶開放零售市場，其他地區未來會逐漸開放。
- 輔助服務市場：輔助服務市場的目的為確保電力傳輸的可靠度，主要包括即時備用容量市場(Synchronized Reserve)與調頻(Regulation)市場，輔助服務市場需即時因應系統狀態的改變而進行即時調度，因此需具備快速反應之特性，通常包含抽蓄水力與天然氣發電等機組。

- FTR競價市場：財務輸電權(Financial Transmission rights, FTR)是指購買擁有某一特定輸電線路在某一期間的所有權，為一種財務契約，可確保持有者依照每小時發電與負載兩端匯流排之節點市場電價(LMP)差異，得到特定的收入(FTR乘以LMP差)。設計固定輸電權的目的是提供市場參與者規避電價的不確定性，以固定的價格提供輸電服務，不受壅塞影響[PJM, 2013；PJM-Home, 2016]。

4.4 PJM系統即時市場能源調度程序

PJM系統即時市場進行能源調度的程序，如圖11所示，以確保有足夠的備轉容量能符合即時市場需求。即時市場分析為每五分鐘執行一次，確保系統在最低的成本下運轉並滿足限制條件。即時市場的應用如下：



圖11 即時市場之能源調度程序(本研究繪製)

- 輔助服務優化(Ancillary Service Optimizer, ASO)：輔助服務優化執行電能與輔助服務的最佳化，但不計算市場結清價格。輔助服務優化的主要功能是調節所有資源滿足系統對於輔助服務的需求。
- 中期安全約束經濟調度(Intermediate Term Security Constrained Economic Dispatch, ITSCED)：PJM系統使用中期安全約束經濟調度的應用程序來執行1-2小時前的預先分析。

依據過去和現行的系統資訊來預測在不同方案時的發電量。

- 即時安全約束經濟調度(Real-Time Security Constrained Economic Dispatch, RT SCED)：即時安全約束經濟調度應用於確保系統有足夠的發電容量來提供機組排程與輔助服務。
- 節點電價計算器(Locational Pricing Calculator)：每五分鐘計算出能源與輔助服務的節點電價價格。

4.5 PJM系統狀態估計(State Estimator)

即時節點電價的計算是以完整的電力潮流解作為輸入，此解可以透過狀態評估軟體得到。狀態估計軟體是一套標準的電力系統操作軟體，提供基本系統運轉狀況(Base Case)的各個節點電壓與線路潮流給其它軟體使用。狀態估計軟體使用電網的實際運轉狀態以及基本的電力系統方程式計算潮流(Remaining Flow)及未量測的情況。狀態估計軟體依據量測的資料與基本的數學模型得到完整的實際模型並用於節點電價的計算。狀態估計軟體使用即時的量測資料、設備目前的狀態(包含輸電線路、發電機和變壓器等)、以及匯流排負載分配因素。若量測的資料有遺失時，此時數據會出現較大的誤差。狀態估計軟體可以修正模型中不良的數據並加以計算得到較完整的電網情況。PJM系統狀態估計為每30秒為一周期(執行一次)，提供AC電力潮流解、發電機輸出、匯流排負載、線路潮流以及受到約束的傳輸設備實際使用量[Fan *et al.*, 2008；Tong, 2004]。

4.6 節點電價計算(Locational Pricing Calculator)

PJM系統節點電價計算器每五分鐘提供即時的節點電價與輔助服務的價格。PJM系統的節點電價模型包含超過2,000個節點，每五分鐘計算一次即時反映區域輸電壅塞成本。區域邊際價格(LMP)是指在該區域，考慮所有輸電

限制，發電機提供下一MW需求的成本，亦即LMP等於邊際機組的發電成本、輸電線路壅塞成本與輸電線路邊際損失成本三者之和，而當輸電限制不存在時，各區的區域邊際價格相等，亦即如果輸電系統沒有發生壅塞的情況，輸電線路壅塞成本為零，故每一連接點的節點電價均相同；反之，如果輸電系統發生壅塞情況時，各節點的電價會因壅塞成本而有所不同。PJM系統對於發電機組的調度採用經濟調度原則，亦即發電機組選擇順序從報價低的機組優先調度，並以最後一部進入排程之機組報價作為市場結清價格[Tong, 2004；PJM-Home, 2016]。

4.7 PJM系統電力市場之風力發電

PJM系統總風力裝置容量在2015年為882.5 MW。目前在PJM系統電力市場中，風力發電的平均容量因素(Capacity Factor)約13% [Hinkle, 2014；PJM Renewable Integration Challenges, 2012]。PJM統計2015年2月份到2016年1月份風力發電在各個月份的發電量與切除量，如圖12與圖13所示，在風況最好的1月份發電量可達2,100 MW，而發電量最低的月份則是8月份僅有約600 MW。平均而言，一整年的風力切除量約占總風力發電量的2.2%，其中，因安全約束經濟調度而切除風力占0.68%，而手動切除占1.34%；與前一年相比風力發電量增加了6.7%且風力切除量從4.1%降低到2.2%，這歸功於輸電線的擴建、增加風力調度規則、風場遵從調度指令以及提升風力併網的條件，使得系統能更有效的應用風力[Hinkle, 2014；PJM Renewable Integration Challenges, 2012]。

5. 由加州獨立系統運營商(California Independent System Operator, CAISO)負責營運之電力市場

5.1 簡介

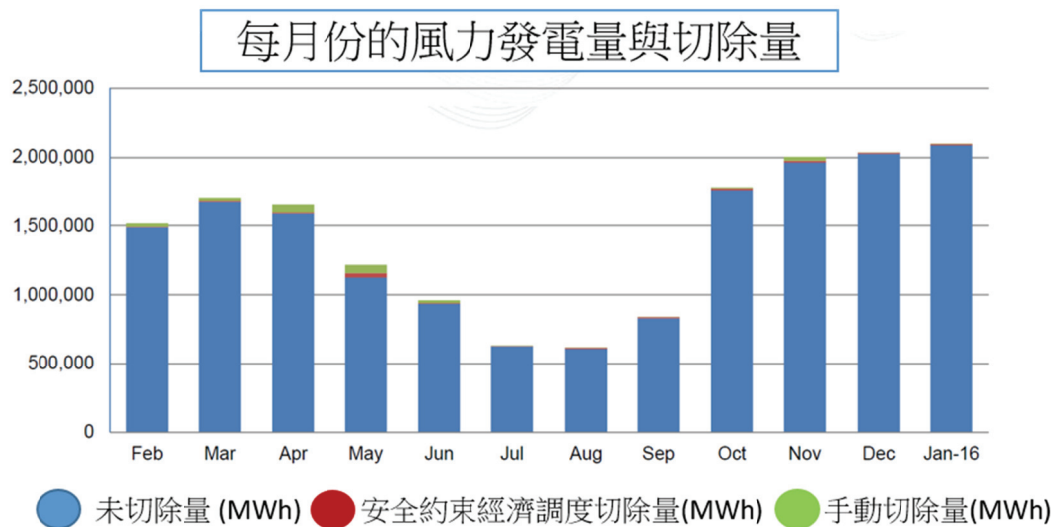


圖12 2015年2月份至2016年1月份風力發電量[Hinkle, 2014]

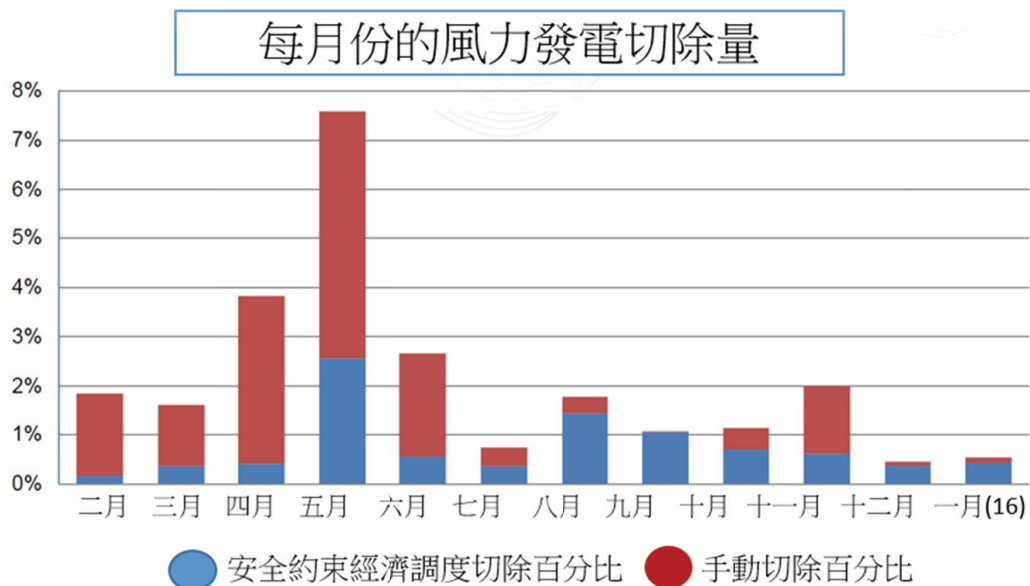


圖13 2015年2月份至2016年1月份風力切除比例[Hinkle, 2014]

CAISO提供開放和公平的輸電服務，同時管理競爭的電力躉購市場以及輸電網的安全與可靠度。在電網管理上，CAISO集中調度電力並協調加州和部分內達華州的電力躉購市場。CAISO市場包括能源(日前和即時)、輔助服務和壅塞收入權利。CAISO也操作不平衡能源市場(Energy Imbalance Market, EIM)，目前包括PacifiCorp的兩個地區[EIM FAQ, 2016]。CAISO於1998年成立，並於2008年成為一個完整的ISO。不平衡能源市場於2014年啟用，服務的

地區包括PacifiCorp、俄勒岡、華盛頓、加利福尼亞州、猶他州、懷俄明州和愛達荷州[FERC, 2016]。

電力市場參與者包含：發電業者、獨立系統操作者(Independent System Operator, ISO)、電力交易所(Power Exchange, PX)、排程協調者(Scheduling Coordinators, SC)、電力服務供應商、配電公司等[Integration of Renewable Resources, 2010]。電力交易所是一個中立的非營利機構，獨立於系統操作者之外。市場參與

者、IPP (Independent Power Producer)及其他州業者均可申請加入電力交易所。有關電力交易的規定與管理的費用受到FERC的監督。電力交易所主要的任務包括：負責短期期貨市場與現貨市場的電力交易、決定當日市場及一小時前市場的市場結清價格、協調電力供需平衡、提供機組排程給系統操作者，以最低成本購買輔助服務，以及與系統操作者、市場參與者、排程協調者共同執行結算工作等。

加州成立電力交易所進行即時的現貨電力市場，市場參與者可以提出標單進行集中競標，也允許電力交易雙方以直接購買電力的方式簽訂交易契約進行電力交易，加州利用法令規定的方式來保障一般用電戶以及小型商業用戶能享有電價降低之優惠，補足輔助市場之不足。加州電力市場的架構，如圖14所示，加州電力交易所包含短期期貨市場與現貨市場，以及不受電力交易所管理的雙邊合約市場與差額契約市場。其中短期期貨市場包含日前市場與一小時前市場，而現貨市場為即時市場[CAISO Worldwide, 2016]。

5.2 加州電力系統概況

加州的發電機總裝置容量約為71.82 GW，其中天然氣在系統中占比最高為58%，再生

能源占37% (其中水力占12%、太陽能10.6%、風力8.2%) (California ISO-Solar Production, 2016)，核能占3.2%；傳輸線總長度約26,024英里；服務的用戶約為三千多萬人。加州電力系統為美國西部系統之一環，也是北美電力系統可靠度協會(NERC)之管制區域，交流電輸電系統電壓界於55 kV與500 kV之間，直流電輸電系統為500 kV高壓直流輸電 (High Voltage Direct Current, HVDC) [California ISO-Clean, green grid, 2016]。

5.3 加州電力交易市場

電力交易所經營的一小時前電力市場能協助解決不平衡的電力供需，但電力不平衡是由電力交易所與排程協調者共同造成，一小時前市場僅能解決電力交易所內市場參與者的不平衡問題，因此僅靠電力交易所的一小時前市場並無法解決所有問題，需藉由系統操作者運行不平衡市場來解決問題。系統操作者利用輔助服務市場來確保電網的可靠度，藉由訂定各種輔助服務標準，決定需要的輔助服務數量及位置等。排程協調者評估後決定自己提供或向系統操作者取得所需之輔助服務[Huang *et al.*, 2004]。系統中的輔助服務可幫助電網維持穩定性和可靠性，可分為四種類型：向上調節能

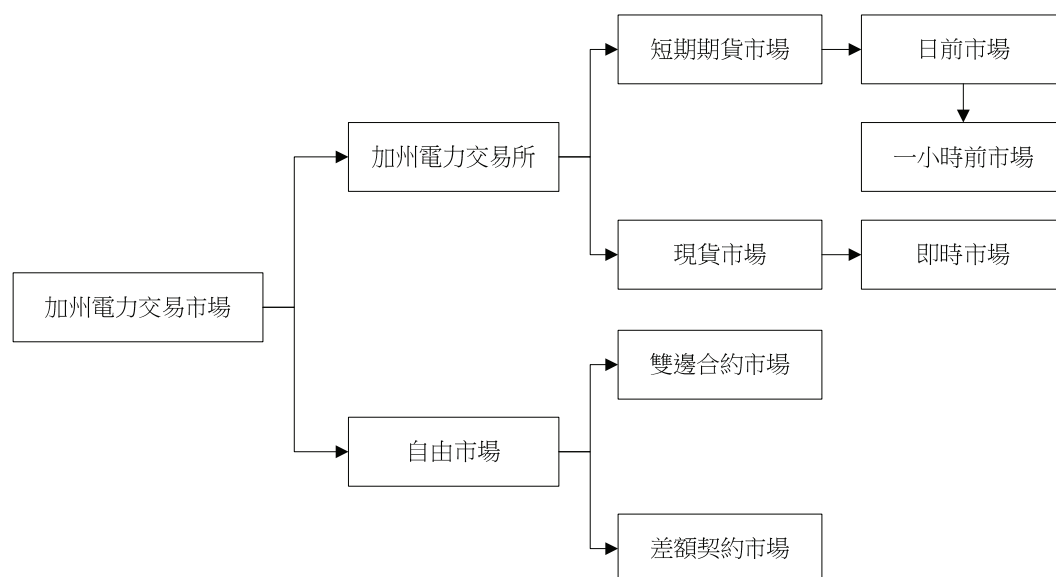


圖14 加州電力交易市場架構(本研究繪製)

力、向下調節能力、備轉容量和非備轉容量。

5.3.1 加州電力市場的運作

即時市場使用安全約束機組排程(Security Constrained Unit Commitment, SCUC)和安全約束經濟調度(Security Constrained Economic Dispatch, SCED)來決定最佳的能源排程和機組調度。SCED計算三種不同的價格：一個是調度區間的結清價和兩個根據調度區間結清價做加權平均的價格[Huang *et al.*, 2004]。SCUC進行能源調度最佳化，同時確保符合系統負載預測和滿足地區安全約束。SCUC會根據投標資料、機組狀態、負載預測與交換出價資料進行能源機組排程和經濟調度。而標準的SCUC包括偶發事故分析和傳輸線限制[Huang *et al.*, 2004]。SCED的目的是透過交易得到最大經濟增益。經濟增益的定義為電力生產值和電力生產成本之間的差值。最大的經濟增益決定市場結清的數量和價格。SCED和SCUC之間的差別是，SCED僅決定發電源的經濟調度，而SCUC決定能源的機組排程和經濟調度[Huang *et al.*, 2004]。

加州在電價計價採用區域邊際價格制度，將加州之輸電網路分成數千個節點。不同節點之區域價格在沒有線路壅塞的情況下各節點皆為系統邊際電價；反之，在線路壅塞的情況下各節點之電價會有所不同。節點電價可提供給市場參與者更多的成本資訊[Price, 2007]。

5.3.2 日前市場(Day-Ahead Market)

加州的日前市場交易流程如下：系統操作者於交易日的兩天前提供負載資料至電力交易所，而電力交易所最低成本的方式進行經濟調度。日前市場包括整合式遠期市場(Integrated Forward Market, IFM)與剩餘機組排程(Residual Unit Commitment, RUC)[Loutan *et al.*, 2009; Huang *et al.*, 2004]。日前市場競價在電力交易日前一天的10:00截止，整個程序將決定電力市場及輔助服務市場之每小時市場結清價格

(Hourly Market Clearing Prices)以及自動緩解競價飆漲的機制(Automated Mitigation Process)，這些程序的最佳化須滿足可靠度要求，並產生日前市場的電力排程。其中自動緩解競價飆漲的機制評估即時市場參與者競價所帶來的影響，如果有需要，市場將會進行緩解措施。自動緩解的過程每小時執行一次，執行以下方法來確定未來一個小時CAISO系統緩解狀態：市場結清價(MCP)門檻值測試(Threshold Test)、競價行為測試(Bid Conduct Test)以及市場結清價衝擊試驗[Huang *et al.*, 2004]。市場力(Market Power)的緩解過程中，在缺乏競爭電源的區域，調度協調員可能透過經濟手段操縱該區域的能源價格，確保減緩市場力的操作。市場力的緩解過程是由單一市場最佳化所構成而此最佳化必須考慮所有的傳輸限制。日前市場會在10:00截止競標，市場力緩解過程則在10:00過後開始執行。

在交易日前一天的中午12:00之前，系統操作者依據電力交易所及排程協調者所提供之排程，以及雙邊契約用戶之排程進行整合調度及電網安全分析，判斷是否會發生線路壅塞狀況。若無壅塞狀況則以此排程直接公布，並同時公布市場結清價格；反之，若發生輸電容量不足的壅塞狀況，日前市場藉由重複競標的程序，以逐步協調的方式讓電力交易所及排程協調者決定是否修改其預定之排程，並建議市場參與者調整發電機組之排程以減緩輸電網路之壅塞。在交易日前一天的13:00前，如果重複競標程序依然無法排除壅塞的狀況，此時系統操作者依壅塞處理辦法，進行市場的壅塞管理，並告知應繳的輸電及輔助服務費用[CAISO Worldwide, 2016]。

在整合式遠期市場(Integrated Forward Market, IFM)中，電能市場、輔助服務及輸電管理服務統一由系統操作者處理，亦即在日前市場的架構下，可用的能源由整合式遠期市場決定如何運用，包含排定所需之電力，並預留必要之備用電力。目前加州系統操作者沒有作業

程序來因應日前市場之非計畫性電力，亦即當系統緊急需求大量能源，系統操作者必須在隔日的即時市場上找尋可用能源，因此，整合式遠期市場可允許系統操作者在遠期市場排程上建立調整作業程序。

5.3.3 即時市場(Real Time Market, RTM)

即時市場在每小時交易開始前的75分鐘截止，市場參與者必須將電力與輔助服務之競價標單送至電力交易所，以決定每一小時之市場結清價格(Market Clearing Prices)，此價格稱為市場之結清價，在市場開始前45分鐘公布。即時市場並無重複競標的程序，僅系統操作者在營運前的15分鐘進行即時預先調度(Real-Time Pre-Dispatch)，即機組排程；並在營運前的5分鐘進行即時調度(Real-Time Dispatch)，即經濟調度，調度電力供需不平衡之處。即時調度是多週期的安全約束經濟調度函數，每5分鐘執行一次，並符合各個能源經濟調度的限制[CAISO Worldwide, 2016]。

即時市場中的一小時前市場是加州電力市場運作之一大特點，可以讓參與者在最後微調其發電排程，以及減少供需不平衡，輔助當日市場之不足。加州一小時前市場在開始營運前兩小時截止，市場參與者須將標單送至電力交易所，由電力交易所進行排程。在市場營運前一小時會公布最後的電力及輔助服務之排程與市場結清價格。一小時前市場無重複競標的程序，而是直接經由系統操作者分析壅塞情況並排除，系統操作者會在營運前的五分鐘內調度電力供需不平衡之處[CAISO Worldwide, 2016]。

5.3.4 剩餘機組排程(Residual Unit Commitment, RUC)

剩餘機組排程目的在於確保系統有充足發電容量可用，提供下一個交易日每一小時的負載需求，並以最低成本供應系統操作者所預測

之電力需求。為了使整合式遠期市場的負載需求與系統操作者所預測之需求一致，系統操作者在電力排程方面，必須準備充足的電源，以補償預測誤差及未在整合式遠期市場排定之電力，如採購剩餘機組排程容量來維持可靠度標準之所缺電力[CAISO Worldwide, 2016]。

5.3.5 即時市場調度(Real Time Dispatch)

即時能源市場每五分鐘調度一次，根據市場參與者的出價(價格、數量)、標單(包括發電和負載)、負載預測和傳輸線限制來決定[CAISO Worldwide, 2016]。即時能源市場也開發了預先排程表，可知各電廠在哪個時間點投入系統。CAISO使用預先排程表來預測價格和未來調度區間的排程。根據機組參數(如啟動成本，無載成本和最小上下線時間)即時排定市場最佳的快速啟停排程表[Huang *et al.*, 2004]。在系統運營商的要求下須針對特殊情況下執行事故即時調度(The Contingency Real-Time Dispatch, CRTD)。事故即時調度僅解決一個調度區間(10分鐘前)之最佳化調度事故輔助服務。當市場運營商終止事故即時調度，即時調度定期運行繼續下一個5分鐘區間。在即時市場操作員可以重啟緊急輔助服務[Huang *et al.*, 2004]。

5.4 加州再生能源

因應全球氣候變化，各國致力於推展再生能源，在2015年1月，美國加州已經通過一項法案，目標為將再生能源從2030年的33%占比提高至50%占比，為了能有效推廣再生能源，加州甚至將再生能源配比標準列入法規中，主要用以規範發電業者所提供的電力須包含一定比例的再生能源，而不是單純僅由政府直接補貼再生能源發電的費用，是以強制規範的方式推動再生能源。加州州議會和參議院通過法案，規範到了2024年電力供應商應有40%的零售電必須來自再生能源。目前加州用電約有30%的

電力來自再生能源。加州的再生能源法案是美國各州中最積極的，預計未來其他州也將跟進 [Windpower Monthly, 2016]。

5.4.1 風力預測

由於加州每日的風力變動性相當大且不具有規則性，預測不易，因此在日前市場中，風力並不需要參與市場投標。在加州，風力的輸出並沒有規則可循，在一天內幾小時的風力變動50 MW到550 MW是很常見的[CAISO Worldwide, 2016]。

5.4.2 負載預測

日前市場需在交易日的兩天前公布未來三天每小時負載預測的結果。負載預測是依據天氣資料、負載資料和其他歷史資訊來決定。CAISO依據負載預測的結果來決定系統每小時輔助服務的需求。

5.4.3 風力發電對日前市場的影響

日前每一小時的風力預測對於未來一日的系統營運有相當大的影響，再者，隨著風力佔比的增加，日前市場的調度誤差也會隨之增加，因此系統操作者將面臨傳統發電機組缺乏靈活調度的問題(須要有可以快速啟動的發電

機組並提供快速調節的能力)。舉例而言，圖15中的5:00~8:00時段，負載上升而風力發電減少，系統必須有足夠的快速反應機組來應對這三個小時超過10 GW的發電容量增加量；而在21:00~24:00系統需應對這三個小時負載減少12 GW的情況。系統中傳統機組的占比較高且反應速度較慢，加上夏天和春天的尖離峰負載差異相當大，因此在離峰的情況下，大部分的機組須保持在最低運轉發電量，當其中一部發電機發生跳機事故時，此時備轉容量上升的速度可能仍不足以提供頻率響應；此外，當瞬間的風力發電上升可能會導致系統超額發電 [Huang *et al.*, 2004]。圖16為某一日負載與發電的實際情況；在某些時段，不可調度機組的發電量總和會接近負載，此時容易出現超額發電的情況。圖17顯示系統在2012年5月28日的5分鐘向上爬升能力，然而當時大約從3:00至8:00時系統並未有向下調整的能力[Helman *et al.*, 2010]。

5.4.4 風力發電對即時市場的影響

在一般情況下，風力發電能源僅提交每小時的發電排程給一小時前市場，但由於風力發電的快速變動性，每小時排定的發電計畫並不代表實際的風力發電。加州未來再生能源佔

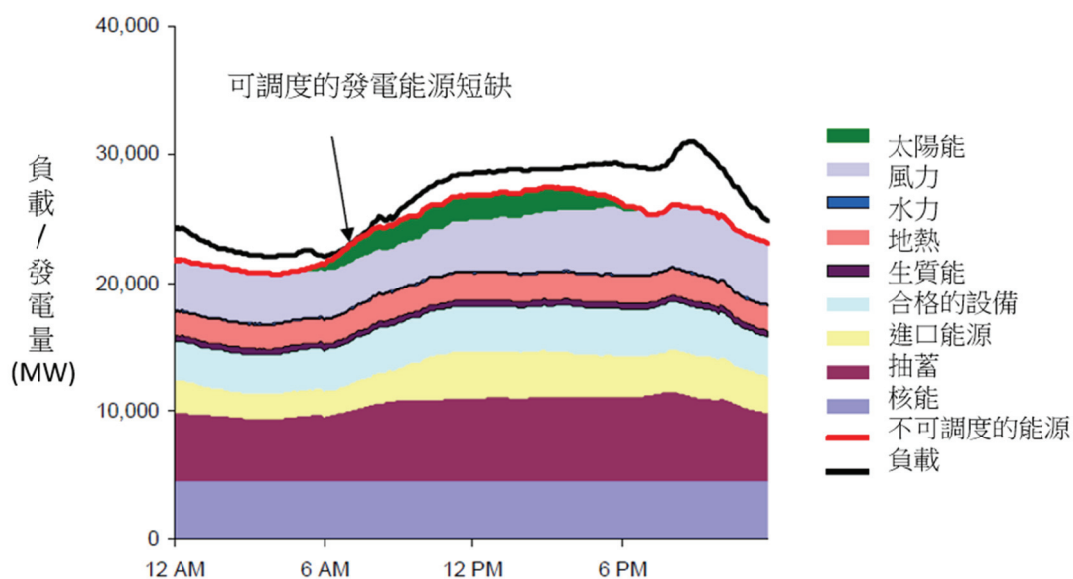
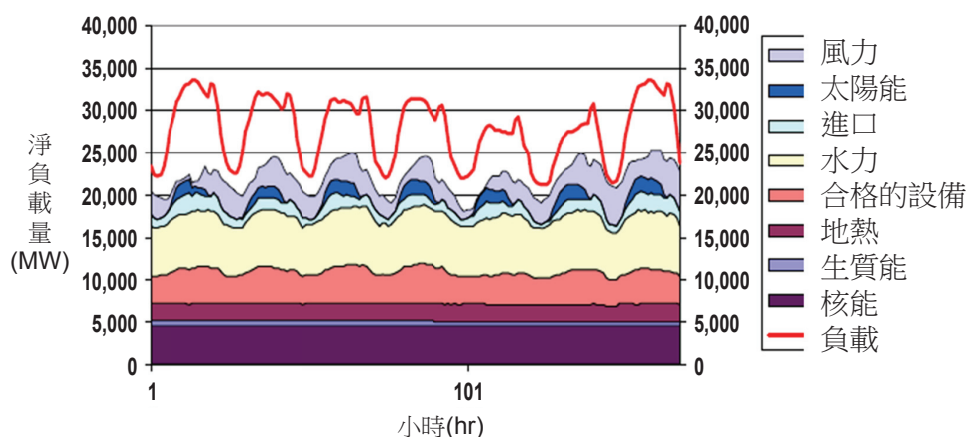
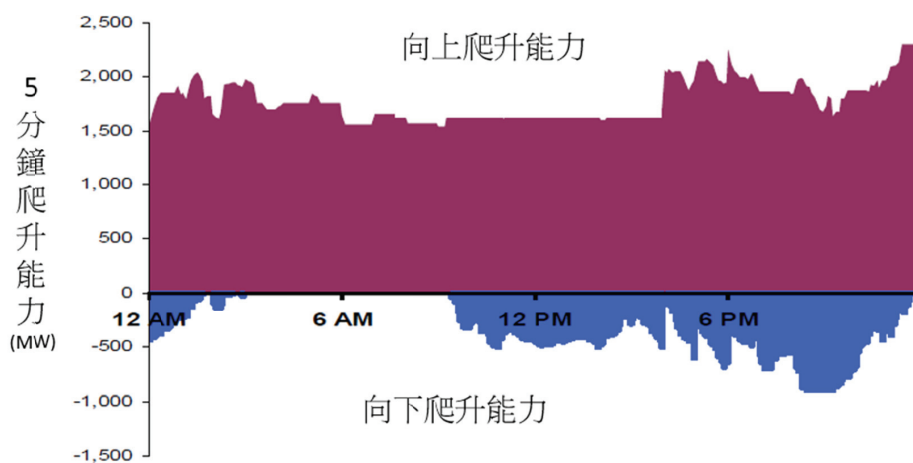


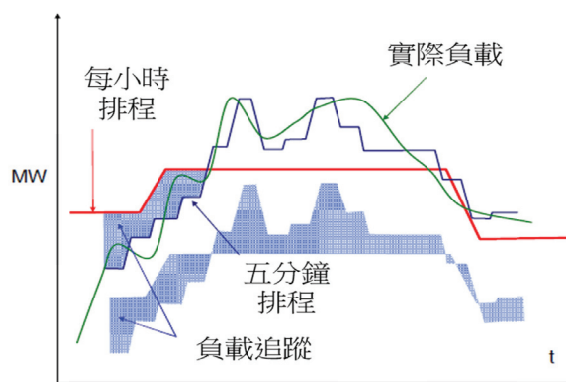
圖15 一日負載與不可調度的發電能源[Helman *et al.*, 2010]

圖16 一周負載與不可調度的發電能源[Helman *et al.*, 2010]圖17 2012年5月28日5分鐘向上爬升能力[Helman *et al.*, 2010]

比預期將超過40%，如此一來風力發電將大幅增加，其變動性和不可預測性的影響將更為顯著。現有的即時市場程序並沒有考慮風力的預測偏差，而偏差將造成市場價格和調度指令的波動。如圖18所示，綠色曲線為實際負載曲線、紅色曲線為日前市場每小時的發電排程、藍線為即時市場每五分鐘的發電排程，而藍色陰影區域為向上爬升能力的需求，即日前市場與即時市場發電排程的差異。當未來有更多的風力併網，則需要有更多的向上爬升能力來確保日前與即時市場的運行[Helman *et al.*, 2010]。

5.4.5 自動發電控制(Automatic Generation Control, AGC)

自動發電控制能自動調整系統中的能源，

圖18 日前市場負載變動追蹤曲勢圖[Loutan *et al.*, 2009]

並隨時調整發電機組之瞬間出力，使得發電端及負載端在面臨即時波動時，仍能隨時保持平衡。如圖19所示，綠線為實際負載曲線、紅線為日前市場每小時的發電排程、藍線為即時市

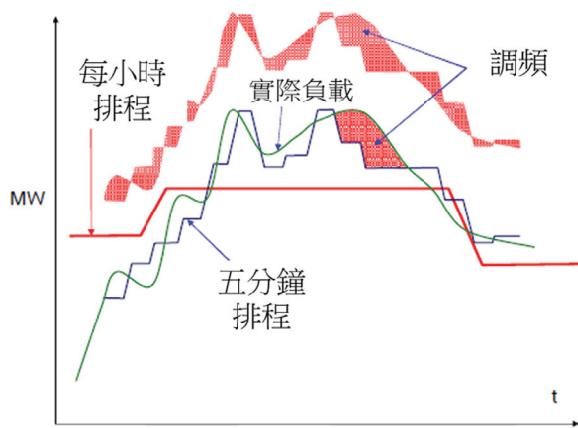


圖19 即時市場負載追蹤變動曲勢圖[Helman *et al.*, 2010]

場每五分鐘的發電排程，而紅色陰影區域為向上爬升能力的需求；即時市場與實際負載的差異。目前CAISO系統的負載頻率控制是以自動發電控制來追蹤連續性的負載變動以調節頻率，每四秒執行一次。由於負載的持續變動及機組出力的不確定性，使頻率響應的變動特性相當複雜且不易直接量測[Huang *et al.*, 2004；Helman *et al.*, 2010]。

6. 結 論

本文主要研究四個北美電力市場的系統概況、市場操作程序、電網安全分析、再生能源的發展現況、考慮再生能源的機組排程與調度、以及市場操作面臨的挑戰。這四個電力市場包含ERCOT、Midcontinent ISO、PJM、以及CAISO等電力系統。在系統概述上，本文簡介了四個電力市場最新的發輸配電與再生能源發展的現況，而在電網分析的研究上，本文已彙整這些電力市場的可靠度機組排程與即時安全約束機組排程的程序，並考慮風力併入後的即時市場安全約束機組排程。此外，本文亦探討某些電力市場的風力預測方式以及節點電價的計算。這些研究成果可供國內未來發展電力市場規則、機組排程與調度、電網安全分析、以及考量再生能源併入的重要參考。

誌 謝

本文承蒙能源局「高占比再生能源併網政策研究與技術推動計畫(1/2)」經費補助，特此感謝。

參考文獻

- CAISO Worldwide, <http://www.casio.com>, data captured in August, 2016.
- California ISO - Clean, green grid, <http://www.caiso.com/informed/Pages/CleanGrid/default.aspx>, data captured in August, 2016.
- California ISO-Solar Production Soars To New Record-8030 Megawatts, <http://www.caiso.com/Documents/CaliforniaISO-SolarProductionSoarsToNewRecord-8030Megawatts.pdf>, data captured in August, 2016.
- Corporate Fact Sheet, <https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Communication%20Material/Corporate/Corporate%20Fact%20Sheet.pdf>, data captured in August, 2016.
- Dondeti, J. R., C. Yang, K. Trotter, A. Witmeier and K. Sherd, 2012, "Experiences with contingency analysis in reliability and market operations at MIDCONTINENT ISO", 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, pp. 1-7.
- EIM FAQ - Expanding regional energy partnerships, <http://www.caiso.com/Documents/EIMFAQ.pdf>, data captured in August, 2016.
- Electric Reliability Council of Texas, <http://www.ercot.com/>, data captured in August, 2016.
- Fan, Z., T. Horger, J. Bastian and A. Ott, 2008, "An overview of PJM energy market design and development", Electric Utility Deregulation

- and Restructuring and Power Technologies, pp. 12-17.
- FERC: Electric Power Markets - California (CAISO), <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/california.asp>, data captured in August, 2016.
- Future Directions for ERCOT, Bill Magness, <http://www.ercot.com/content/news/presentations/2016/ERCOT%20Market%20Summit%20-%202001%20Mar%202016.pdf>, data captured in August, 2016.
- Gribik, P. R., D. Chatterjee and N. Navid, 2012, "Potential new products and models to improve an RTO's ability to manage uncertainty", 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, pp. 1-5.
- Helman, U., C. Loutan, G. Rosenblum, T. Guo, E. Toolson and B. Hobbs, 2010, "Integration of renewable resources: Updated analysis of operational requirements and assessment of generation fleet capability under a 20% RPS requirement," IEEE PES General Meeting, Minneapolis, MN, pp. 1-2.
- Hinkle, G., 2014, "UVIG Spring Meeting: PJM Renewable Integration Study", 2014 GE Energy Consulting.
- Huang, J., P. Yalla and T. Yong, 2004, "New real time market applications at the California independent system operator (CAISO)," Power Systems Conference and Exposition, Vol. 3, pp. 1228-1233.
- Hui, H., C. N. Yu and S. Moorthy, 2009, "Reliability unit commitment in the new ERCOT nodal electricity market," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, pp. 1-8.
- Hui, H., C. N. Yu, R. Surendran, F. Gao and S. Moorthy, 2012, "Wind generation scheduling and coordination in ERCOT Nodal market," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, pp. 1-8.
- Hui, 2013, "Reliability Unit Commitment In ERCOT Nodal Market".
- Integration of Renewable Resources, 2010, Operational Requirements and Generation Fleet Capability at 20% RPS, California ISO.
- Loutan, C., T. Yong, S. Chowdhury, 2009, "Impacts of integrating wind resources into the California ISO market construct," IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, pp. 1-7.
- Matevosyan, Julia, Greg Thurnher, Warren Katzenstein, Andrew Stryker, 2013, "ERCOT reserve adequacy study for the future system development scenarios with large share of renewable energy resources", IEEE PowerTech, Grenoble, pp. 1-6.
- MISO Energy, <https://www.misoenergy.org/Pages/Home.aspx>, data captured in August, 2016.
- PJM, 2013, State of the Market Report for PJM, Independent Market Monitor for PJM.
- PJM - Home, <http://www.pjm.com/>, data captured in August, 2016.
- PJM Statistics, <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjm-statistics.ashx>, data captured in August, 2016.
- PJM Renewable Integration Challenges Solar Power International Post-Conference Workshop September 14, 2012.
- Price, J. E., 2007, "Market-Based Price Differentials in Zonal and LMP Market Designs," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4.
- Tong, J., 2004, "Overview of PJM energy market design, operation and experience", Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, pp. 24-27.

Weiss, J. and B. Tsuchida, 2015, “Integrating renewable energy into the electricity grid—case studies showing how system operators are maintaining reliability”, Brattle, Tech. Report.

Windpower Monthly, California sets 50% renewable energy target, [http://www.](http://www.windpowermonthly.com/article/1363977/california-sets-50-renewable-energy-target)

[windpowermonthly.com/article/1363977/california-sets-50-renewable-energy-target](http://www.windpowermonthly.com/article/1363977/california-sets-50-renewable-energy-target), data captured in August, 2016.

Xi, L., X. Luo and O. Obadina, 2011, “Look-ahead dispatch in ERCOT: Case study”, 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, pp. 1-3.

System Operating Rules of Major Electricity Markets in North America

Yuan-Kang Wu^{1*} Chung-Yu Lai² Ting-Yen Hsieh³ Bo-Shiung Jan⁴

ABSTRACT

Many developed countries have deregulated their power industries and proposed a number of electricity market structures to increase their operating efficiency and competitiveness. However, system operating security is a major concern and cannot be ignored when starting the competition in electricity markets to achieve the maximum economic benefits. Furthermore, to reduce greenhouse gas emissions and the need of traditional fossil fuels, the installed capacity of global renewable energy has increased substantially in recent years. The integration of renewable energy increases substantially system uncertainty and complexity of the system operation. Therefore, the design of the electricity market with associated operating rules in Taiwan needs more concerns because Taiwan will face the challenges from the power industry deregulation and renewable energy integration simultaneously. Since the electricity markets in numerous advanced countries have been running for many years, their operating experience can provide the reference for developing Taiwan's electricity markets. This article has discussed the operating rules four major North American electricity market, including ERCOT, Midcontinent ISO, PJM, and CAISO systems, and, in particular, focused on the process on unit commitment and dispatch as well as the network security analysis by considering the integration of renewable energy. These research results can provide an important reference to developing the market rules of Taiwan's electricity market.

Keywords: Electricity Market, Renewable Energy, Unit Commitment and Dispatch, Network Security Analysis

¹ Associate Professor, Department of Electrical Engineering, National Chung Cheng University.

² Graduate Student, Department of Electrical Engineering, National Chung Cheng University.

³ Researcher, Green Energy & Environment Research Laboratories, Industrial Technology Research Institute.

⁴ Associate Researcher, GEL, ITRI.

*Corresponding Author, Phone: +886-5-2720411#33232, E-mail: allenwu@ccu.edu.tw

Received Date: August 15, 2016

Revised Date: October 10, 2016

Accepted Date: December 26, 2017