

儲能於電力系統低碳化之貢獻與發展

吳國賓^{1*} 吳進忠² 蔡昊廷¹ 陳俊宇³ 梁佩芳⁴

摘要

本文以儲能提供輔助服務、電能調度及複合式調度模式作為研究主軸，探討如何透過精進儲能於電網中之功能及使用方式，強化高綠電占比之電力系統運轉調度，進而協助電網在低碳化的進程，達成永續且強韌之運轉。

本文首先概覽7個國際先進電力系統之綠能與儲能發展現況，以及未來儲能規劃、電網零碳排之目標。接著針對研究主軸之各項儲能調度功能個別深入研析，透過探討國際電力系統之具體作法，對照國內儲能之應用現況，並以數據模型演示儲能於國內電網之運作，綜合評析精進儲能調度功能之潛在效益與發展性。最後進行盤點比較，歸納國內電力交易機制下取得儲能新型調度功能之可行性。透過統整國際經驗與國內發展趨勢，提供臺灣電力系統低碳化進程之借鏡與參考。

關鍵詞：儲能系統，低碳化電網，調度功能

1. 前言

氣候變遷之影響近年來愈趨顯著，許多國家皆針對電力系統減排、甚至零碳目標做出規劃，而我國內能源政策亦有積極作為。預計在2025年，國內太陽能、風力發電之建置量可達27 GW，其裝置占比將超過20%，並於2025至2030年間，以每年增加1 GW風力發電作為目標，使臺灣之發電結構逐步朝低碳化邁進。

再生能源雖為電網低碳化進程不可或缺之一環，然而高綠電占比之電力系統運轉仍面臨許多挑戰：其一，再生能源發電仰賴電力電子設備併聯至電力系統，故不若傳統火、水力發電機具備轉動慣量。在低慣量之電網中，系統頻率將變得敏感，當電網出現擾動或事故，系統頻率之偏移幅度將較以往顯著(Zografos &

Ghandhari, 2019)。其二，再生能源發電量取決於天候狀況，其不確定性與間歇性將使發電預測誤差增加，及淨負載如鴨子曲線，造成系統調度之壓力(Cleary & Palmer, 2020)。因此，在未來高綠電、低碳化之發電結構下，維持電網頻率穩定、調度供需平衡將較傳統電網更具挑戰，系統須具備更敏捷、彈性之調度資源。

儲能系統之反應速度快速、運轉操作之模式具高度彈性，在技術上，已被廣泛認為電力系統零碳路徑之重要角色，並有許多研究分析，電力系統達成100%再生能源發電儲能所須占之比例(Child & Breyer, 2016；IEA, 2020；Pleßmann *et al.*, 2014)。

在應用上，儲能可廣泛運用至電力系統之不同層面，如輔助服務、電能調度及用戶端負載管理，如圖1所示。在實務上，國際著名之使

¹工業技術研究院綠能與環境研究所 副研究員

²台灣電力公司電力調度處 處長

³工研院綠能所 經理

⁴工研院綠能所 組長

*通訊作者，電話：03-591-7051，E-mail: steve.wu@itri.org.tw

收到日期: 2021年08月31日

修正日期: 2021年09月29日

接受日期: 2021年10月18日



圖1 儲能於電網中之主要應用分類[本研究繪製]

用案例首先為澳洲，在2016年與特斯拉合作建置100 MW之案場同時提供電能調度及頻率調節輔助服務，以及英國於2017採購221 MW之儲能提供增強型頻率反應服務(Aureon, 2018；National Grid, 2016)。

在國內，儲能於用戶端之應用已經相當普遍，而自2020年台電公司採購自動頻率控制服務(Automatic Frequency Control, AFC)及2021年啟用電力交易平台後，更使得儲能系統得以提供國內電網之輔助服務，充分發揮運轉優勢。國內雖尚無電能市場，儲能仍無實際電力調度之相關應用，然而電力交易平台之建立，亦開啟儲能日後於臺灣提供各種電網服務之可能性。在未來國內電網持續減碳的情況下，前述之低慣量、發電變動量之影響將日益顯著，無論是國內輔助服務之架構及功能，或電能調度之相關應用，皆須持續檢視，了解其技術項目是否有須調整或新增之處，以因應電網發展。

因此，本文從電力系統操作者的觀點出發，聚焦於儲能於輔助服務及電能調度之相關應用研析。首先以資料蒐集，了解國際電力系統在再生能源高度發展之下，如何設計調度方式或市場規則，以強化電網低碳化下之調度彈性及可控性。接著分析儲能目前於國內之應用

現況，並透過數據模型模擬其對於國內電網之潛在效益，接著以不同面向評析國內儲能未來之發展趨勢。

針對國際相關作法之研析對象，本文之案例選擇方法如下：輔助服務攸關系統穩定性，本文以獨立型電力系統為研析重點，如德州ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) 與英國NGESO (National Grid ESO)，因其電網特性與國內電力系統較相似，值得國內參考；在電能調度方面，本文著重於大規模儲能應用之國際案例，將以最具代表性之美國FERC (Federal Energy Regulatory Commission)能源政策、以及加州CAISO (California Independent System Operator)之應用為分析案例，說明儲能於作為電力市場調度資源之進程與未來發展。國際上，儲能同時提供輔助服務及電能調度之複合式調度已成為近年興起之應用方式，本文亦以公開資訊較齊全之電力系統如德州ERCOT及紐約NYISO (New York Independent System Operator)為研析對象，說明此應用之優點及如何運用於國內電網中。

本文將於第二節提供國際電力系統之減碳目標與儲能建置狀況之概覽，並於第三、四、五節分別說明儲能於輔助服務、電能調度、及複合式調度之國際相關做法及國內應用方式，並於第六節進行各項應用服務之綜合盤點，最後於第七節提出本研究對於國內儲能應用之討論與建議。

2. 國際電力系統低碳化與儲能之發展現況

由於電力與能源在所有業別中之排碳量占比相當高，國際先進國家或地區在再生能源發展達成一定程度後，已著手思考如何進一步提高綠電發電量之比例，甚至制定電力系統之零碳目標。為達此目的，增加電力系統彈性為必要之配套措施，其中儲能即為重點項目之一。本節蒐集北美數個主要ISO (Independent System

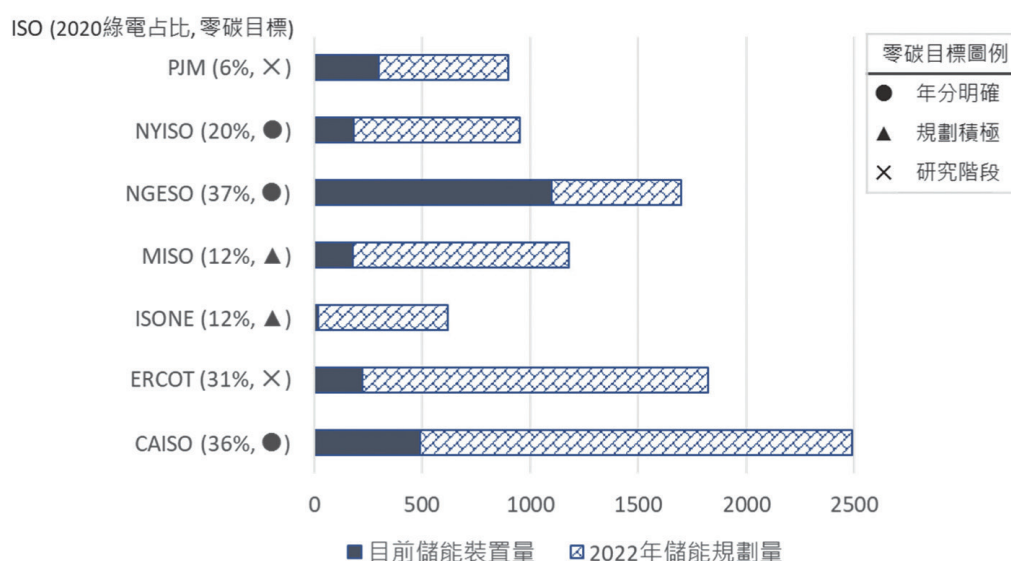


圖2 國際主要ISO之儲能、再生能源及零碳目標發展現況(本研究繪製)

Operator)與英國NGESO目前再生能源占比、儲能裝設量與未來規劃量，並比較其零碳發展目標之訂定情況，如圖2所示。

綜觀本節所蒐集之7個國際ISO，有3個ISO具有明確零碳目標，分別為加州CAISO (2045年)、英國NGESO (2050年)與紐約NYISO (2040年) (Accenture, 2020；BEIS (Department for Business, Energy & Industrial Strategy), 2020；NYISO, 2020a)。而ISONE (Independent System Operator of New England)、MISO (Midcontinent Independent System Operator)雖無明確制定零碳之達成年，在其官方報告中，皆做出長期減碳承諾，例如ISONE管轄之各州預計在2050減排80%、MISO中之部分電業自主宣布於2050達零碳(EFI (Energy Futures Initiative) & E3 (Energy and Environmental Economics Inc.), 2020；MISO, 2021a)。至本研究資料蒐集期間，ERCOT與PJM (Pennsylvania Jersey Maryland)之減碳承諾或目標多為技術討論及方針研析，尚無蒐集自此二ISO之明確減碳達成年或百分比(E3 (Energy and Environmental Economics Inc.), 2020；Houston, 2020)。

紐約NYISO則為所有系統營運商中零碳目標最積極者，預計在2035年達成6 GW太陽能、9 GW風力及3 GW儲能，於2022年底預計有1

GW之儲能可併網上線(NYISO, 2020c, 2021)。CAISO與NGESO目前再生能源占比為所研析ISO中最高，且儲能裝設量成長快速(BEIS, 2020；CAISO, 2020)。在2018年，CAISO之儲能裝設量僅為136 MW，至今年止已達488 MW，而2022年將有近2,000 MW之儲能申請併網(CAISO, 2018, 2020)。英國NGESO儲能發展較早，在2017年即開啟221 MW之儲能調頻採購案，並在2020年開啟動態抑低調頻服務後，儲能之參與量更超過1,100 MW，而目前亦有約600 MW正在併網序列中(National Grid, 2016；NGESO, 2021)。

ERCOT再生能源之發展甚早，目前已達31%之占比，且在2013年即開啟儲能於電網服務之試驗計畫。ERCOT雖無明確零碳目標，然而在2021年二月之大停電後，對於低碳化電網之目標以及因應措施皆已有許多討論，將來以強化電網韌性為目標，並預計於2022年底將有額外1,600 MW之儲能併網上線服務(ERCOT, 2021a, 2021b；Matevosyan, 2013)。

ISONE、MISO與PJM之發展程度類似，目前再生能源占比前兩者為12%，PJM為6%，並於未來兩年內分別規劃約600 MW至1,000 MW之儲能裝設量(ISONE, 2020；MISO, 2020a, 2020b；PJM, 2020, 2021；Saravanan & ISONE, 2021)。

3. 儲能作為電力系統輔助服務資源之應用

3.1 國際電力系統輔助服務因應高綠電占比之發展趨勢

3.1.1 德州ERCOT

德州位於美國南部，在地理上雖與美國其他州相鄰，然而其電力系統僅有少部分高壓直流輸電線與鄰近電網連接，理論上可視為一獨立電力系統。

ERCOT原有之輔助服務架構可分為調頻備轉、事故型備轉及非同步備轉，其中，事故型備轉包含接收調度通知後10分鐘內升載之備轉，以及自行偵測系統頻率偏移並輸出功率的初級頻率反應(Primary frequency response, PFR)與低頻反應(Under frequency response, UFR) (Du *et al.*, 2020)。

然而，隨著近年來德州的再生能源裝設量迅速上升，系統頻率偏移幅度亦變得顯著，故

ERCOT在2019年調整其輔助服務架構，進一步將事故型備轉拆分為頻率反應備轉及偶發事故備轉(Du *et al.*, 2020)。前者須自動偵測頻率偏移而作動，並在原有的PFR、UFR之下加入新型快速頻率反應服務(Fast frequency response, FFR_{TX}) (ERCOT, n.d.)；後者則以中央調度指令為主，在收到調度通知後10分鐘內升或降載至約定運轉功率。原有之調頻備轉及非同步備轉服務則無調整，其如圖3所示。

針對頻率反應備轉，ERCOT亦有不同應用情境之區分，如圖4示。當系統頻率偏移 ± 0.05 Hz之間，則由傳統調頻服務及快速調頻服務(Fast frequency regulation service, FFRS)將頻率調整回標稱頻率60 Hz；若頻率偏移超過0.15 Hz，則視為小型擾動，將啟動FFR_{TX}抑止頻率繼續下降；若系統出現突發事故，則頻率則極有可能偏移超過0.3 Hz，此時具備低頻電驛之負載將啟動，提供低頻反應UFR，抑低系統頻率下降速度。

此項調整可將ERCOT提供輔助服務之資源清楚分工。首先，反應快速之資源，如儲能系

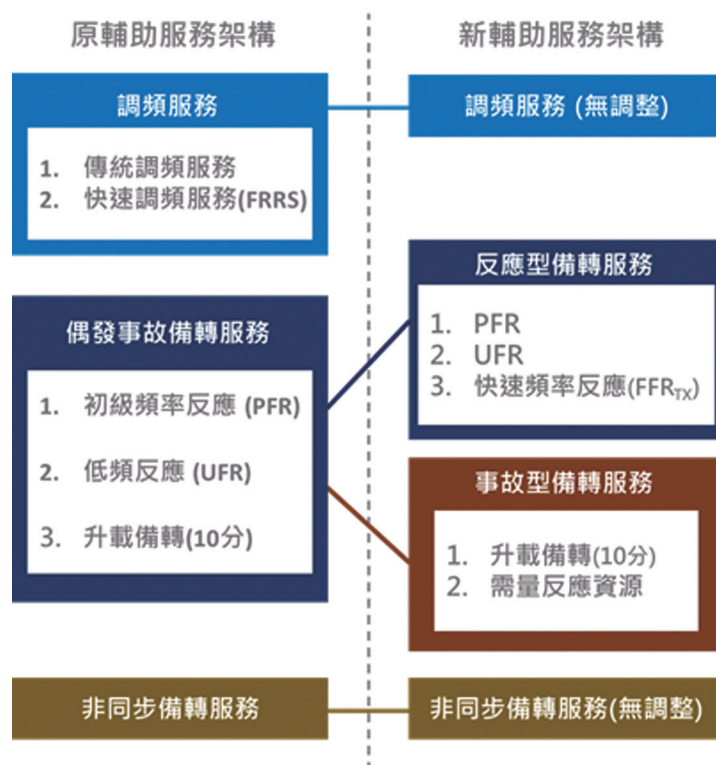


圖3 ERCOT之輔助服務架構調整前後比較(Du *et al.*, 2020)

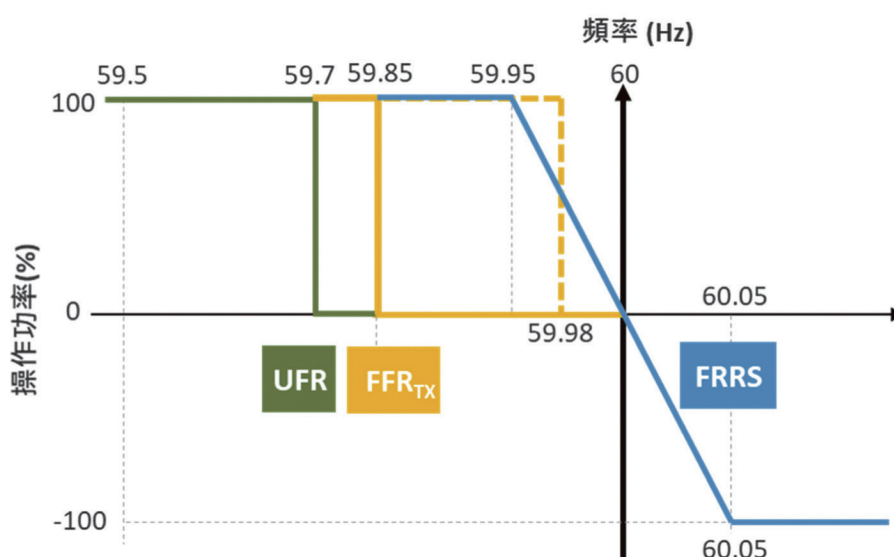


圖4 EROCT頻率反應備轉服務之操作曲線[本研究繪製]

統，可專責提供FRRS、 FFR_{TX} 等備轉，在系統頻率出現偏移之1秒內即輸出功率，抑低頻率下降速度。而反應較慢之傳統發電或需量反應資源，可透過中央調度指令，在事故發生之10分鐘內逐漸補足系統之電力缺口。

在此規劃下，電網的強韌度和彈性將明顯增加，不僅能充分使用系統資源，使電網管理更有效率，更建立可靠的基礎，使得電網可容納更多的再生能源，進一步的邁向低碳化。

3.1.2 英國國家電網NGESO

英國之電力系統雖有數條跨國輸電線與鄰國相接，然而，其電網技術上而言為一個島型之獨立系統。

英國國家電網(National grid ESO, NGESO)原有之輔助服務架構為傳統調頻服務及備轉服務。調頻服務包含傳統發電機提供之必備型頻率反應(Mandatory frequency response, MFR)及穩固型頻率反應(Firm frequency response, FFR_{UK})；在備轉服務方面，NGESO準備了快速備轉(Fast reserve, FR)和短效型備轉(Short term operating reserve, STOR) (National Grid, 2017；National Grid ESO, 2020；NGESO, 2019)，如圖5所示。為因應英國再生能源快速發展，2016年NGESO新增一項調頻服務作為試驗，稱為

增強型頻率反應(Enhanced frequency response, EFR)。此項服務之反應速度要求高，因此以儲能為主要參與資源。

在2019年8月9日英國電網重大事故時，227 MW的儲能在1秒內達成全功率輸出，有效協助英國電網捕捉系統事故頻率。在此之後，NGESO持續研析類似型態之快速調頻服務，並於近期宣布EFR之功能將由三種新型調頻服務所取代，分別為動態調節(Dynamic regulation, DR)、動態緩停(Dynamic moderation, DM)、動態抑止(Dynamic containment, DC) (National Grid, 2019)。NGESO將系統頻率擾動分成三種情境，以不同頻率區間細分，並分別由DR、DM、DC負責該區間之頻率調整。此目的為有效分工調頻資源，使其可在再生能源高佔比之電網中，針對高變動之系統頻率，專責因應不同擾動事件。

此三項調頻服務之操作曲線如圖6所示，當系統出現常態性小擾動，將由DR負責作動，將頻率維持在 50 ± 0.1 Hz間，由於此段區間頻率變動較慢，預期反應速度較慢之傳統發電機提供；當系統頻率偏移超過0.1 Hz，則視為小型頻率事件，將由DM反應輸出，抑止頻率持續變動；若頻率偏移超過0.2 Hz則為偶發事故，須由DC迅速反應，防止頻率驟降或驟升。

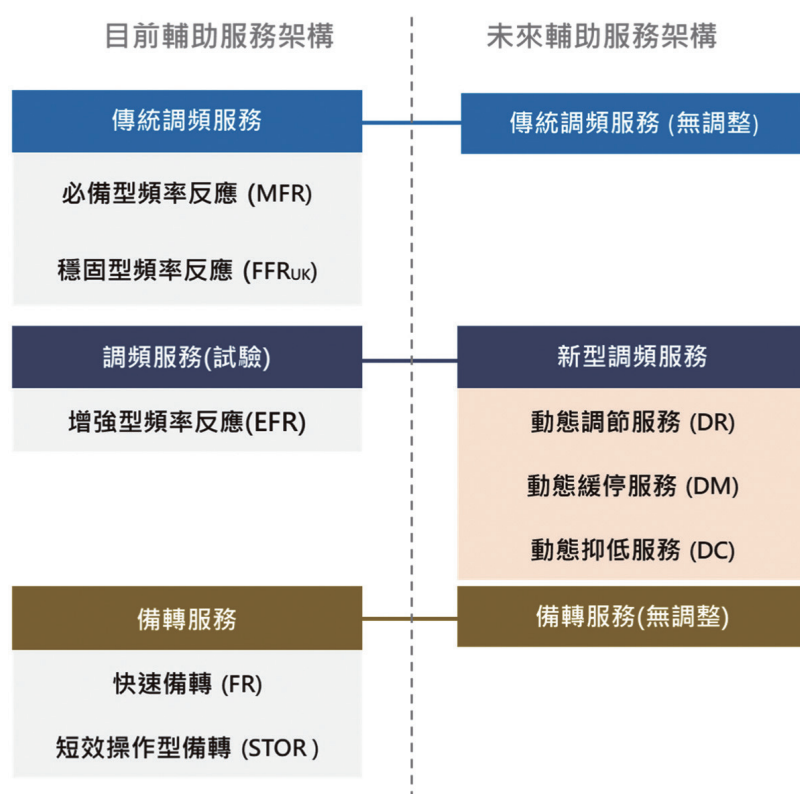


圖5 英國NGESO新舊輔助服務項目比較[本研究繪製]

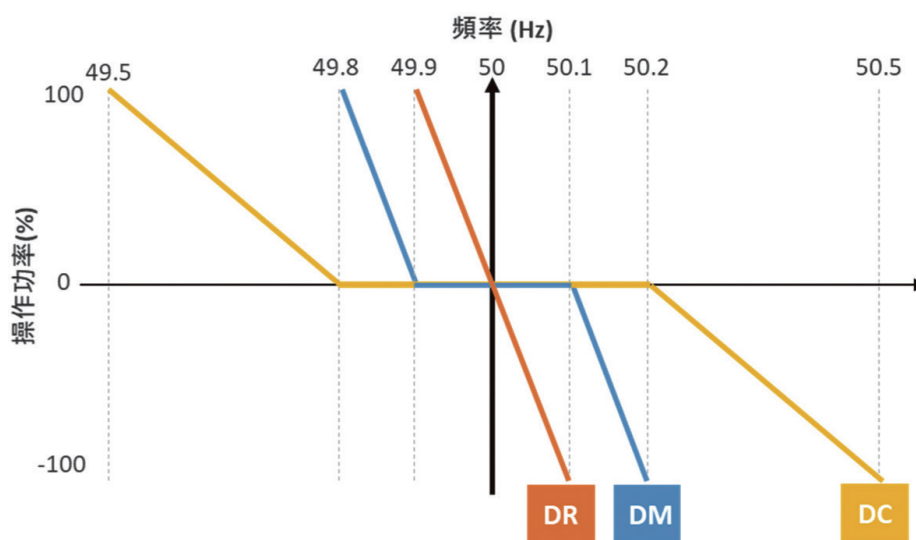


圖6 英國NGESO調頻服務之未來規劃(National Grid, 2018)

NGESO對於DM、DC反應速度較高，為1秒，預期將由儲能為主要提供之資源。

此規劃之概念與ERCOT類似，由不同調頻資源負責相對應之頻率偏移範圍，使NGESO得以因應高綠電占比下變動快速且複雜的電網情境，並充分利用儲能之特性，協助再生能源發展。

3.2 國內電網之應用現況與未來趨勢

3.2.1 電網應用及貢獻分析

臺灣電力系統以往由燃氣、水力機組為輔助服務之主要資源，穩定提供AGC (Automatic generation control)調頻服務，以及即時與補充備轉，如圖7所示。然而在近年來國內再生能

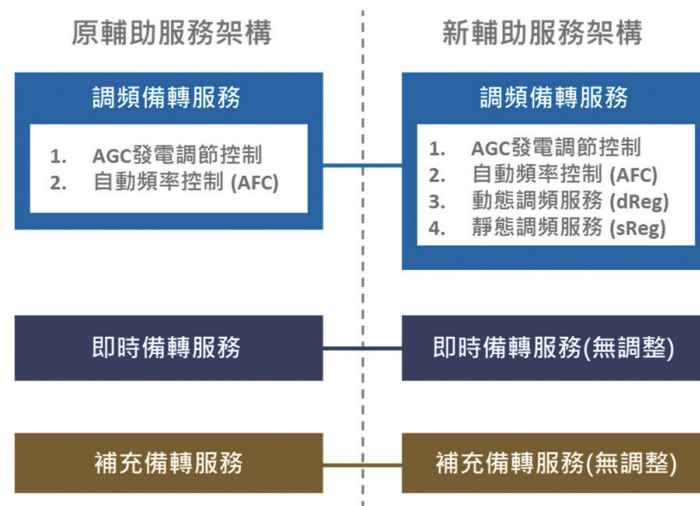


圖7 國內輔助服務項目調整前後比較[本研究繪製]

源快速發展下，電力系統輔助服務開始需要更多元的資源。2020年10月台電公司電力調度處開啟15 MW之自動頻率控制採購案，此為國內首度開放併網型儲能系統提供電網相關服務。於2021年7月電力交易平台啟用後，儲能更可進一步地提供調頻、即時及補充備轉輔助服務，其中調頻服務包含兩項動態調頻(Dynamic regulation, dReg)及一項靜態調頻(Static regulation, sReg)，由於作動條件要求高、市場回饋亦相當可觀，預期將成為儲能之參與重點項目。

電力交易平台之動態調頻服務依作動條件又可分為dReg0.25與dReg0.5，規範運轉曲線如圖8所示。提供dReg之資源須於系統頻率偏移出不動帶(60 ± 0.02 Hz)後開始作動，頻率偏移越多，則輸出功率越大，dReg0.25、dReg0.5分別須在頻率偏移達 60 ± 0.25 Hz或 60 ± 0.5 Hz以全功率充放電。提供sReg之資源則需在頻率下降至59.88 Hz時以全功率輸出，直至頻率恢復至59.98 Hz方停止。

在此規劃下，當頻率出現小幅擾動時，得以dReg0.25迅速作動，防止頻率進一步偏移，

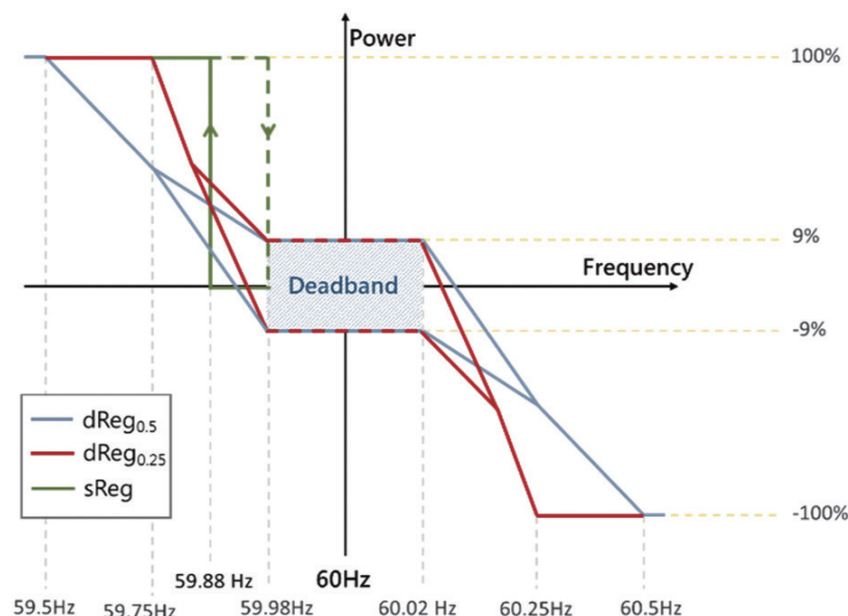


圖8 國內動、靜態調頻備轉服務之操作曲線[本研究繪製]

類似於英國DR、DM之功能；當頻率出現中型擾動，則由sReg快處反應，捕捉頻率下降連續，其功能與德州FFR_{TX}相似；當頻率大幅驟降或驟升，則由dReg0.5大幅輸出或輸入電力，即時修正並減緩頻率偏移程度。與NGESO不同的是，國內dReg0.25、dReg0.5具備頻率不動帶，使參與資源如儲能可在此區間內彈性調整其電量或運轉狀態，而DR、DM、DC在目前之公告文件中暫無不動帶之規劃。

本研究建立一數據模型，演示儲能提供國內三項調頻服務對於電網頻率之可能貢獻，並比較不同儲能參與容量之差異。此模擬於Python中建立儲能運轉模型，並針對台電歷史頻率依圖8之操作曲線輸出相對應之功率。此外，透過台電歷史資料研析，系統若出現150 MW至200 MW之供需不平衡，則將造成約0.1 Hz之頻率偏移，故本模型假設儲能每輸出

200 MW，則可協助系統頻率上升0.1 Hz，並依比例增減。本次模擬使用2019年3月20日之電網事故資料，在事件發生時，系統發電約28.8 GW，再生能源占比約5.2%，由於機組跳機損失650 MW，電網頻率在數秒內由59.98 Hz驟降至59.6 Hz。此模型以兩種情境進行模擬，情境一為在原始頻率中共加入200 MW儲能，分別為dReg0.25、dReg0.5各100 MW；情境二則為原始頻率加入300 MW之儲能，其為dReg0.25、dReg0.5、sReg各100 MW，並假設儲能設置分布於臺灣各處。透過前述頻率-功率相依性，可將每秒儲能的輸出轉換為對頻率之貢獻，疊加原始頻率後得加入儲能後新的頻率，其模擬結果如圖9所示。

從圖9的兩個情境可看出，在頻率下降過程中，儲能亦同時增加輸出功率，彌補電網中損失之發電量，抑止頻率下降。在情境一中，

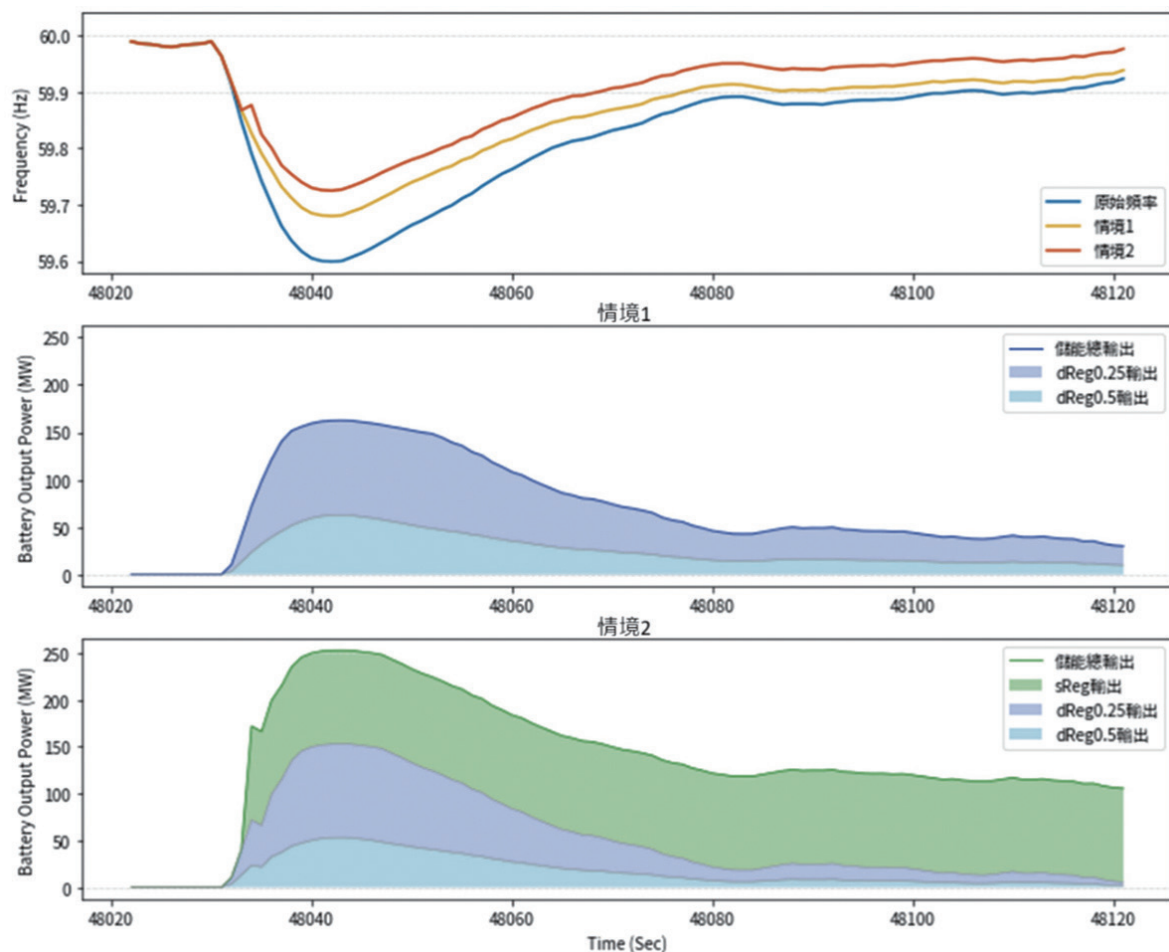


圖9 儲能提供不同調頻容量對於系統事故頻率貢獻之模擬結果[本研究繪製]

儲能合計輸出約150 MW，系統頻率下降至59.7 Hz即停止；在情境二中，加入sReg後儲能總輸出達250 MW，使事故頻率之最低點更改善至59.75 Hz。且兩個模擬情境中，頻率恢復至59.9 Hz之時間皆較原始頻率縮短。

由此結果可看出，儲能可即時對頻率偏移反應並輸出功率，快速補償電網所損失之發電量，因而減少電網事故之影響，並增加系統的恢復能力及強韌性。本文僅針對電網低頻事故進行模擬，而在電網高頻事故時，例如大型負載跳脫，儲能亦能發揮類似功能，協助頻率降低回60 Hz。此類電網情境、儲能容量之模擬應用分析層面廣泛，值得未來研究以更多案例及更複雜之模型進一步深入探討。

3.2.2 未來發展趨勢

在電力交易平台上線後，臺灣已具備市場機制供儲能參與競價，提供輔助服務，並獲得回饋。參考電力交易試行平台第三次公開說明會之資訊，若以dReg0.25平均容量價格\$NT 450/MW·h、效能費 350 \$NT/MW·h試算，以1 MW儲能提供一年之調頻服務可得臺幣約七百萬元的收益。

因此在近年內，將可期待儲能成為國內電網熱門資源之一，並充分發揮其運轉特性，協助電網頻率調節。在目前系統調頻需求800 MW之下，數十萬瓩之儲能參與量已可期待，而在未來再生能源大量併網，系統需求上升後，儲能之發展潛力甚至可達百萬瓩之譜。

然而，由於此平台為國內首次開放日前競價電力交易，因此在儲能之規則面、建置面及執行面仍有需持續檢視之處。首先在市場規則方面，當2025年再生能源占比上升至20%後，應進一步了解調頻服務之技術規範是否有須精進之處，例如德州和英國調頻服務中，各規格之作動條件設計以不同電網情境進行分工，進而協助低碳化電力系統之運作。在資源之建置方面，由於儲能屬大型投資，且為國內新興電網技術，因此儲能業者在場域選擇、設備採

購、人才培訓及財務管理方面仍充滿許多實務性之挑戰。在實際執行面而言，儲能之首要目標為維持高效能的服務能力，始能持續於交易平台上投標競價並獲取回報。故儲能之設置者如何使設備可安全運轉，減少非預期故障或停機維護，並依技術規範曲線輸出維持高執行率，則為其發展重點。

4. 儲能作為電能調度之資源

4.1 儲能於北美電力市場之發展進程

4.1.1 北美FERC能源政策

為增進電網調度彈性及資源多樣性，近年來國際主要電力系統已逐步開放儲能作為電力系統之電能調度資源，其中最具影響力之作為，屬北美聯邦能源管理委員會(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)於2018年頒布的FERC Order 841，開拓了儲能於北美參與電能市場的規則。法規通過至今僅三年，FERC管轄之電力系統如CAISO及MISO之儲能建置容量已皆上看1 GW。

在FERC Order 841公告之前，北美主要之ISO雖對儲能參與電能市場各自有相關規範，但內容各有差異。而FERC認為當時儲能參與市場之主要障礙有二，分別為針對儲能運轉特性之調度方法，以及儲能執行表現的市場回饋機制。因此FERC Order 841旨在屏除以上兩項障礙，使儲能可在電力系統中貢獻其能力並獲得適當補償，其主要相關規範如下：(1) 要求ISO需考量儲能之運轉特性，建立市場參與模型(2) 確保此儲能模型可被調度，並可作為電力市場結清價格之資源(3) 將儲能運轉特性納入投標參數中(4) 儲能參與市場之最小容量不得低於0.1 MW(FERC, 2018)。

基此，許多ISO皆依FERC之政策調整其既有市場規則。例如CAISO及MISO將最小參與容量分別由0.5 MW、1 MW降至0.1 MW；ISONE

將儲能既有價格接受者的角色，調整為可自由報價並成為邊際機組之資格(CAISO, 2019a；MISO, 2021b；ISONE, 2021)。而在這些參與電能市場的基本規範之外，FERC也將部分市場規則之制定彈性保留給ISO，例如電量SOC (State of charge, SOC)管理及最低運轉時數要求。

針對前者，若由儲能設置者自行管理SOC，則可使儲能資源具更多操作彈性並降低自身運轉風險，若為ISO集中式管理將可增進電力系統最佳化之效益及排程規劃。對於後者，若ISO針對儲能提供電能調度有最低運轉時數之限制，則此項將被納入市場的必要投標資訊中，使ISO可將此項限制進行排程最佳化；若否，儲能資源可依自身操作考量決定運轉時數。此二項規範除了與儲能之SOC管理有關，亦影響儲能自排程之彈性，以及參與其他市場交易之機會成本。

4.1.2 加州CAISO於低碳化電網之市場發展與儲能應用

如同多數之自由化的電力市場，加州CAISO之電能市場分為日前市場及即時市場，大致而言，日前市場可確立隔日約95%之電能量交易，在調度日當天，每個時段的電能供需誤差再由即時市場補足。CAISO既有之前市場交易單位時間為每小時，而即時市場則

進一步分為15分鐘市場及5分鐘市場(CAISO, 2019b)。

儲能於CAISO可以非發電資源NGR (Non-generation resource, NGR)之身分參與電能市場，參與日前市場者，須可連續運轉至少60分鐘，而在即時市場競標者，則須持續操作30分鐘。

然而，上述傳統電能市場之設計已逐漸無法因應之再生能源所致之發電間歇性與變動性。如圖10所示，每日傍晚之淨尖峰負載時段，日前電能價格在兩小時之內爬升將近三倍，且15分鐘之即時電能價格亦於此時驟增，顯示在再生能源高占比下，淨負載尖峰對於電能之市場價格有實質且明顯之影響。

此外，為因應再生能源發電不確定性所導致之發電誤差，CAISO提出彈性升降載商品FRP(Flexible ramping product, FRP)，增進電能即時調度彈性(Ristanovic *et al.*, 2018；Wang & Hodge, 2017)。

FRP之主要目的在於增加調度之升降載彈性，針對下一個調度區間的淨負載誤差準備增載容量(Flexible Ramp Up, FRU)或減載容量(Flexible Ramp Down, FRD)。如圖11所示，以圖中之 t_1 為例，此時淨負載誤差之最低值仍高於 t_0 之淨負載量，因此在這的調度區間僅需準備FRU。而 t_2 、 t_3 之淨負載誤差皆具增量或減量

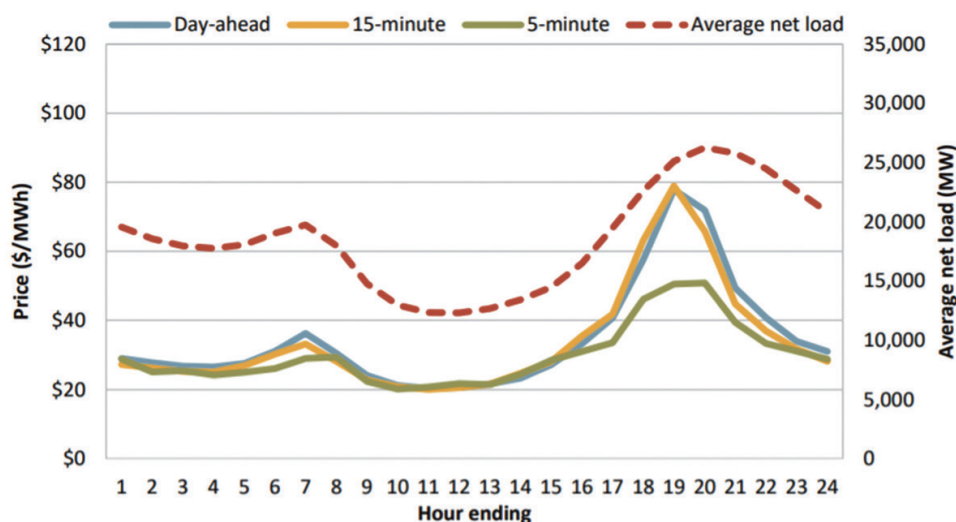


圖10 2020年CAISO各級電能市場一日內之平均電價(CAISO, 2020)

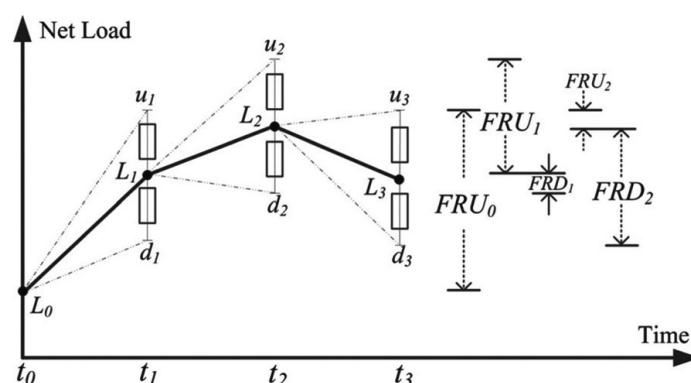


圖11 彈性升降載商品FRP之功能示意(Wang & Hodge, 2017)

之可能性，因此需準備FRU與FRD之調整容量(Wang & Hodge, 2017)。

在儲能參與電能市場之應用方面，圖12顯示了在2020年CAISO併網型儲能於各個市場之參與量。平均而言，調頻備轉仍為儲能之主要參與項目，而在淨尖峰時段，已可看到電能市場(圖中指15分鐘即時市場)之參與量已超過即時備轉，且在大部分的時段中，皆有一定比例之儲能持續提供FRP。

至本研究蒐集資料之際，CAISO之儲能已建置達488 MW，並且規劃在2年內達到2,000 MW之裝置量。若能順利達成此容量，則儲能將更有效將淨負載曲線平滑化，並降低系統發電量誤差。CAISO之案例示範了如何透過市場

規範之調整，有效解決電網低碳化過程中之技術阻礙。

4.2 對於國內電網低碳化之貢獻與發展趨勢

4.2.1 電網應用現況及預期效益分析

由於國內尚未開放電能市場，儲能暫無法作為電能調度之資源。然而，在電力交易平台開放後，輔助服務交易之規則已針對儲能資源之運轉管理建立許多相關規範，表1對照4.1節探討之北美FERC Order 841之內容以及國內儲能參與交易平台之規範比較，檢視國內市場規範對於儲能之明確程度。

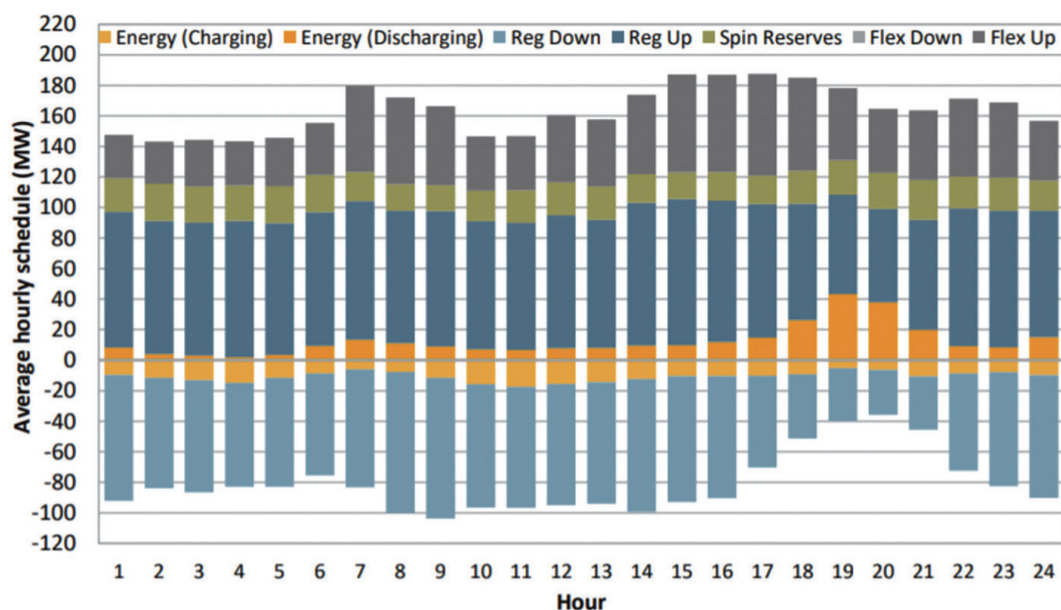


圖12 儲能於CAISO中各市場參與之容量與情況(CAISO, 2020)

表1 國內電力市場儲能規範與FERC Order 841之對照(本研究整理)

FERC Order 841對應項目	國內相關規範說明	完備程度
1.考量儲能特性建立參與模型	儲能之資源樣態已被納入電力交易模型，並可接受調度	●
2.作為市場結清價格之資源	儲能可於輔助服務報價，並具有作為市場結清機組之身分，非價格接受者	●
3.將運轉特性納入投標參數	投標參數以儲能雙向操作之容量為主，單向充放電之運轉特性仍待考量	▲
4.最小參與容量限制 ≤ 0.1 MW	最小報價單位為1 MW，小於1 MW之儲能可透過聚合參與投標	●
5.SOC管理及最低運轉時數	儲能提供調頻服務可於頻率不動帶以 $\pm 9\%$ 功率調整SOC；最低運轉時數取決於交易商品規格(15至60分不等)	▲

●：明確 ▲：部分明確 ×：尚缺

從表中可看出，目前儲能於國內電力交易規範之完備程度已達一定之水準。在儲能參與模型、價格結清資格、參與容量限制上，國內規範已相當明確，並符合FERC Order 841之主要精神：使儲能可被調度，並具備合理市場回饋機制，對於儲能參與輔助服務而言，第3項及第5項之現有規範亦已滿足市場及系統調度需求。

倘若儲能欲作為電能調度資源，則第3項與第5項規範即有深入探討之需求。這兩個項目所規範之內容相似，旨在將儲能之電能放入日前排程，並依其充、放電行為分別進行電能報價，並依視其SOC或設備狀態限制電能調度之範圍。由於國內尚未有電能市場，在此階段不具這些規範項目仍屬合理。然而，未來在市場相關規則之擬定過程中，宜將此二項目列入考量，使儲能可做為電力調度資源之一，強化國內電網之資源多樣性及調度彈性。

基於技術與理論分析，本研究亦以一數據模型搭配台電歷史負載資料，示範儲能作為電能調度資源於國內低碳化電網之潛在效益。此模型為一夏日淨負載之模擬結果，並假設系統中建有200座儲能場域，單一儲能之容量與電能為2.5 MW/10 MWh，其可全功率連續放電4小時，模擬結果如圖13所示，並如以下詳細說明。

- (1) 淨尖峰負載轉移 – 隨著國內綠電之發展，晚間約18時至21時的淨負載已取代傳統午間時段成為整日淨用電最高峰。若電網中具備儲能作為調度資源，則可規劃於夜間充電，並於此時段放電，降低夜間淨尖峰負載量，紓解系統發電及尖載之壓力。
- (2) 減緩日間負載爬升 – 周間上午8:00至9:00間為工作日負載驟升之時段，須調度升載快速之機組，以因應負載需求。安排儲能於此時段放電，則可降低負載上升之速率，舒緩電網運轉壓力及發電成本。
- (3) 平滑化午間負載變動 – 平日午間12時至13時為多數行業之午休時段，全臺用電量銳減。若規劃儲能於此時段充電，則不僅可將此負載變動平滑化，亦可將晨間放電之電量補足。

由此模擬結果可看出，500 MW之儲能確實可對系統產生效益。然而，隨著再生能源持續增加，以及經濟成長、交通工具電氣化的推動，未來電網淨負載對於調度之需求也將自然地上升。若以此情境考量儲能於電能調度之效益，則所需之裝置容量可能將達GW等級以上。

針對更大規模之儲能使用方式，亦需有更多經濟、技術層面需深入考量。例如儲能之成

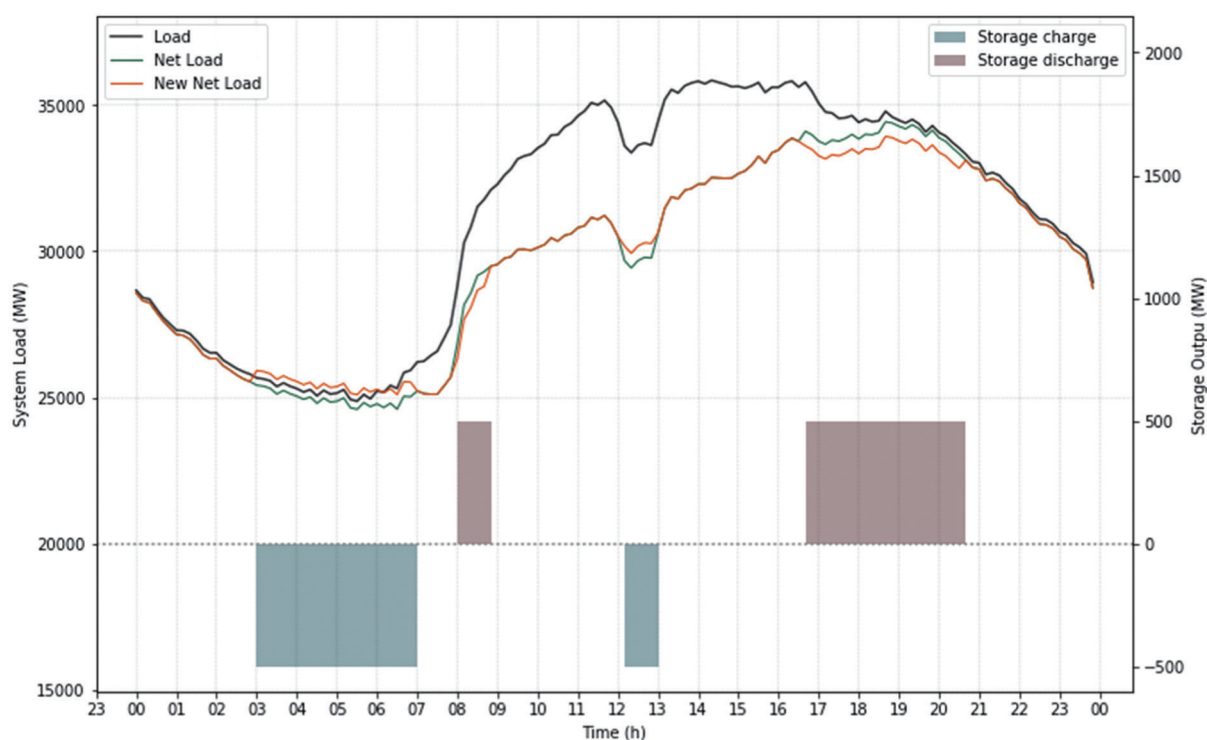


圖13 儲能提供電能調度對於國內淨負載效益之模擬結果[本研究繪製]

本受到設備製造地、併網電壓等級、運維技術之影響，儲能提供電能調度之應用，須考量攤提後每度電之成本低於系統發電之邊際成本，方具經濟可行性。

4.2.2 發展趨勢

由前小節之分析可看出，若欲於電能調度之透過使用儲能資源獲得明顯效益，則其裝置容量將為數十萬瓩以上，其應用所需之儲能裝置規模將大於輔助服務。若考量未來再生能源占比上升，儲能應用於再生能源整合相關服務，則其需求量甚至可上看數百萬瓩。由需求面觀之，儲能於國內提供電能調度服務確實將具備相當大的建置潛力。

然而，儲能參與電力交易之考量重點為其成本是否可由市場回收，且系統可否依其運轉特性納入排程調度。因此本文亦整理儲能於國內提供電能調度所需進一步思考之數個面向如下。

規則方面將為國內納入此應用之重點，除了待電能市場之相關法規進一步開放之外，儲

能作為電能調度資源之使用方式、所需功能及因應情境，皆須針對電力系統需求進一步思考其操作技術規範。

在建置面而言，因電能調度之需求規模較大，因此不若提供輔助服務之儲能得以分散式電源之概念進行建置，其須考量之項目較多，例如土地、金流、設備、電網併接點等。

電能市場雖屬較中長期之規劃，然而在實際執行方面，儲能提供電能之效率，以及充放電之電能損失控管將為影響執行成效之重點，其亦將直接影響儲能於電能市場上之收益。

5. 儲能作為複合式調度應用之資源

5.1 國際電力系統之案例

在導入儲能作為電力系統資源後，國際許多ISO開始進一步考量如何充分運用儲能資源之特性，即快速反應與高度運轉彈性。若能使儲能同時提供輔助服務及電能調度，則不僅可

以最有效率之方式運用儲能容量及電能儲存，亦可增加儲能業者之收益，進而鼓勵投資設置，增加系統資源多樣性及市場競爭性。

因此，國際之電力系統營運商皆陸續開放相關規範，如ERCOT、NYISO等，使儲能資源於電網服務中可以多元應用，本節以此二個ISO作為研析對象，探討儲能提供複合式調度之方式。

5.1.1 德州ERCOT

儲能原本在ERCOT的定位為可控型負載資源CLR (Controllable load resource)，主要之功能為接受ERCOT調度指令進行增減載，作為輔助服務資源使用(ERCOT, 2019a)。

然而在2019年12月，ERCOT通過了NPRR957，重新定義儲能於電網中之身分，其將同時具有發電資源(Generation resource)及CLR之資格，並將儲能之運轉參數列入電能調度及市場管理系統，使儲能可同時參與電能市場及各項輔助服務(ERCOT, 2019b)。針對此應用，ERCOT亦公布一系列規範，要求儲能提供複合式調度期間，須同時確保其所有調度能力如期執行。

圖14為儲能於ERCOT中同時得標電能調度容量及兩項輔助服務容量之示意圖。 $MW_i^{EnergyAward}$ 為儲能於電能調度得標之容量，而 $MW_i^{RegUpAward}$ 為儲能得標之上調頻備轉容量，在調度日之得標時段儲能需以 $MW_i^{EnergyAward}$ 之功率進行放電，並以此功率作為操作基準點(Base point, BP)，在頻率偏移時候提供調頻容量 $MW_i^{RegUpAward}$ 。

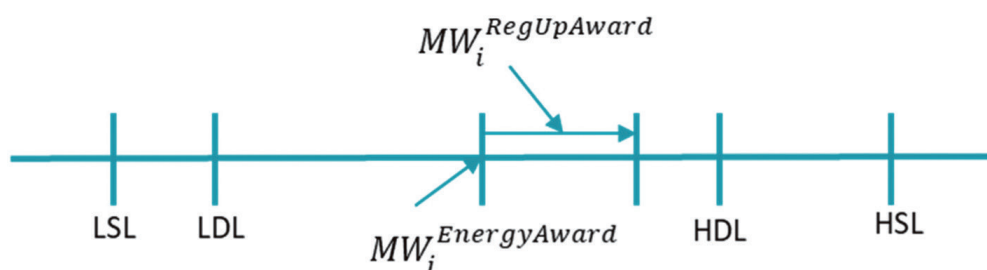


圖14 ERCOT對於儲能提供複合式調度之容量規範示意[ERCOT, 2019c]

5.1.2 紐約NYISO

在FERC Order 841通過後，NYISO積極與FERC協議進一步開放儲能在可以混合模式(Dual participation)參與市場。在2020年1月，FERC同意此項做法，並由NYISO進一步研擬技術細節(NYISO, 2019)。

NYISO在管理規範中註明提供混合模式的儲能資源須符合以下項目之規範，包含服務義務、電壓支持、執行率追蹤、競價責任、日前市場規劃以及其他電力供給者條款。然而，在可蒐集之公開資料中，僅觀察到NYISO對執行率追蹤之說明細節，如圖15所示。

NYISO認為，以調頻服務與電能為例，提供混合服務之儲能資源須確保其即時運轉功率在滿足電能輸出的情況下，亦須追隨調頻AGC訊號操作，以符合NYISO所要求之執行率。在圖15(a)中，儲能以100 MW提供電能輸出之功率，且可確切跟隨調頻操作指令；而在圖15(b)之範例中，儲能無法追隨AGC調度指令而產生輸出不足以及輸出超量之情況，期將影響其執行率以及市場之結算。

5.2 國內電網應用之潛在貢獻與發展

5.2.1 應用情境與潛在貢獻分析

國內再生能源發展已超過10年，於特定時段中綠能占比超過10%之情況也時有所見，其對於系統之影響及調度資源之需求已日漸顯著。然而，如本文3.2與4.2節所述，國內儲能目前針對輔助服務之建置與執行，以及電能調度

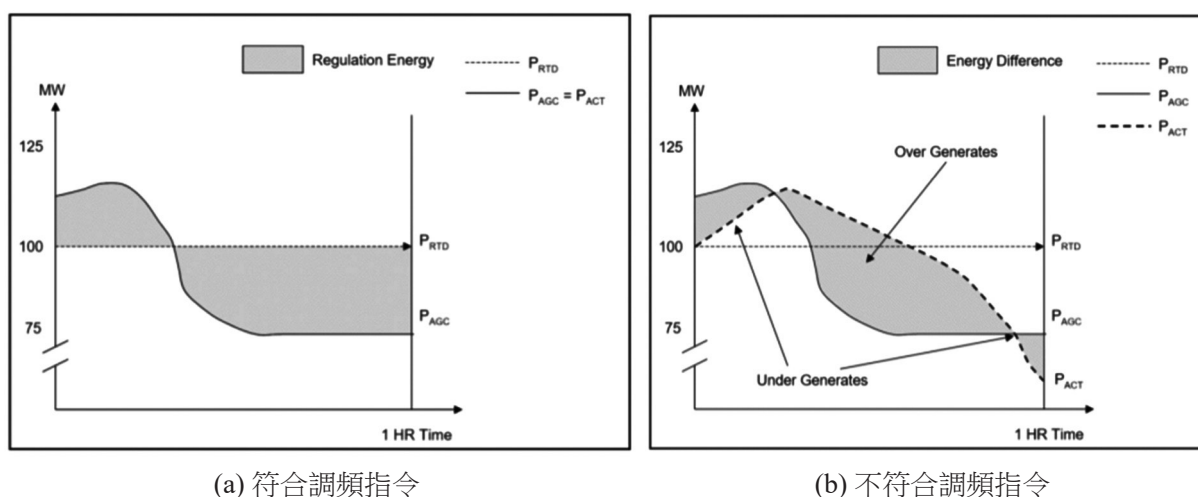


圖15 儲能於NYISO提供複合式調度服務之執行情況範例(NYISO, 2020b)

之規則和配套，皆尚需發展時間，方補足高綠電占比下所需之快速反應、即時調度功能。

然而，儲能運轉之可調整程度甚高，技術上而言，並不限於僅單獨提供頻率反應或是電能調度。若參考上述ISO對於儲能之複合式應用方式或規則，則可在國內儲能甫為發展之際，有效且充分利用儲能資源，在提供調頻服務的同時，進行淨負載尖離峰移轉，並因應不同電網之情境進一步彈性調整，即時補足國內電網低碳化之需求。

基此，本節以另一模型，其結合3.2與4.2節之模擬情境，參考圖14之ERCOT規範建立複合式調度之功能，並搭配國內歷史電網數據，示範儲能同時提供調頻與電能調度之情況，以

及潛在之貢獻。

此模型亦假設系統中建有200座儲能場域，單一儲能之容量與電能設定為5 MW/10 MWh。在電能調度時段，儲能以2.5 MW充放電、另外2.5 MW進行dReg0.5頻率調節；在非電能調度時段，儲能則將5 MW完全作為dReg0.5之調頻容量，其操作情境之示意如圖16所示。

圖17為模擬結果，其電能調度主要應用於淨負載尖離峰移轉，於夜間充電，並於傍晚17至21時負載淨尖峰時放電。如圖17(a)所示，整體儲能於電能調度時段充或放電之操作可達成削峰填谷；由圖17(b)則可看出單一儲能之運轉，無論是否在電能調度之時段，儲能皆可有

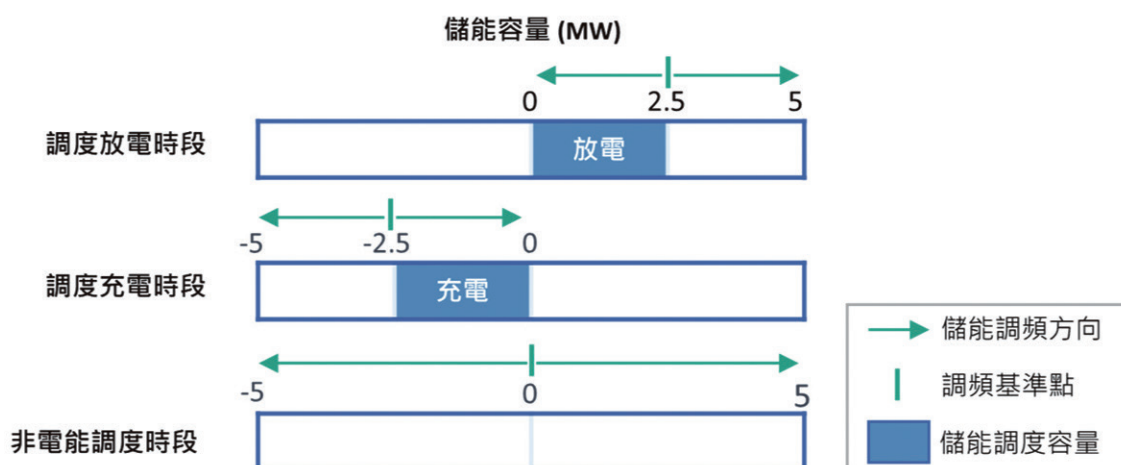


圖16 儲能於國內提供複合式調度之操作方式示意[本研究繪製]

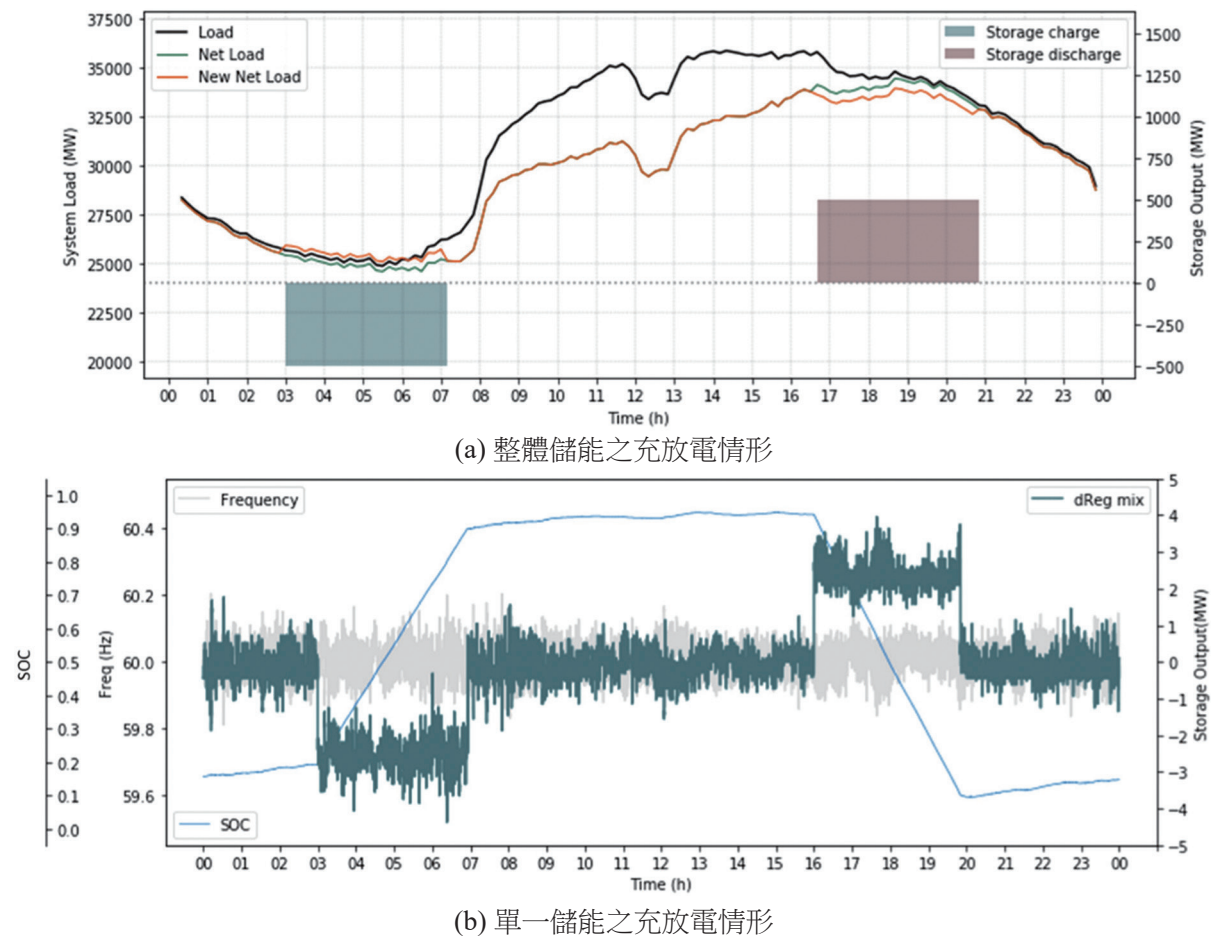


圖17 儲能作為複合式調度資源之運轉與效益模擬[本研究繪製]

效隨著頻率變化輸出相對應之功率，進行頻率調節。此模擬結果演示了複合式調度模式應用於儲能之可行性，並確實可同時對於系統之頻率調節以及調度彈性產生效益。

5.2.2 發展方向

隨著再生能源持續增加，且在經濟成長、交通工具電氣化的推動下，未來電網結構將有明顯改變，對於調度之需求也將自然地上升。若以此情境考量儲能於電能調度之效益，則所需之裝置容量可將達GW等級以上。針對更大規模之儲能使用方式，亦需有更多市場規則、經濟及技術層面需深入考量。

在市場或調度規則之制定方面，雖國內尚無電能市場作為複合式調度應用之基礎，然而此操作方式對於協助電網平衡之性質相對較高，且對於電力系統之潛在效益明確，透過結

合現有輔助服務項目、或以類似方向發展之規範可行性，則值得深入研析。

在經濟與技術方面，則恰如複合式調度之特色，其同時結合了輔助服務及電能調度所需之考量。由於複合式調度之儲能規模較大，須如同電能調度之建置方向衡量；而此應用對於儲能之能力要求高，因此亦須關注儲能是否可確實依技術規範作動執行。

6. 盤點與歸納

由於儲能之建置成本逐年下降，對於電網之頻率調節及調度功能，已從十年前之技術可行，轉為近年來的經濟可行，綜觀國際作法，儲能於電網之實際應用將取決於市場規則與相關技術規範。

在國內，以往取得外部電力資源之方式皆

為雙邊合約，而在電力交易平台啟用後，則可透過電力市場規則之調整或新增，取得所需之電網功能或服務。本節歸納儲能於國內提供前述三種電網服務之功能屬性，並對照現有相關電力交易機制，評析儲能未來各類服務之市場可行方式，或須進一步考量之處。

透過前述章節之分析，儲能未來三種運用之功能可分為：(1) 輔助服務的功能上精進，新增或調整作動條件 (2) 善用儲能運轉特性提供電能調度，用於電能時間移轉，或平衡發電誤差 (3) 複合式功能，同時兼具上述功能，例如調頻服務與電能時間移轉。

若透過電力交易平台取得上述儲能之功能，則規則上之調整須依該功能之屬性作為考量。平台上現有之交易項目為調頻、即時與補充備轉三項輔助服務，當儲能新增之調度功能與現有之輔助服務屬性相近，則可於既有交易項目中新增或調整規格，例如現有之調頻服務雖為單一商品，但有d-Reg、s-Reg一起競價；若新增之功能於現有交易項目之屬性有明顯差異，不適合放置於同一類別中競價，則可思考於輔助服務中新增商品項目，例如快速頻率反應備轉。若未來新開發之儲能調度功能差異甚大，無法作為新增規格或商品，則應考量是否以另一個市場取得儲能之相關服務及應用。

若以雙邊合約之形式納入儲能提供之調度相關服務，則可針對需求客製化制訂相關規範，在規則方面則相對單純，須符合採購契

約，如其形式與流程將與AFC自動調頻服務一案相似。而透過雙邊合約與電力市場取得電力資源對於業者及電力系統操作者而言各有優缺點，如表2所列，期能供未來相關單位規劃時，作為考量之項目之一。

7. 結論與建議

綜觀本文所探討之國際先進ISO，其儲能之規劃在2022年皆有明顯成長，尤其CAISO、ERCOT、NGESO甚至將達1,500 MW以上。在零碳目標方面，多數ISO皆有積極作為或是設立明確達成年，並期以儲能促進減碳和綠能發展。

本文所探討之儲能先進調度功能，包含輔助服務、電能調度及複合式調度，在各國際ISO中皆已有實際應用之案例，且相關規範明確。而透過國內應用分析及數據模型模擬，可了解前述調度方式對於國內電網之潛在效益顯著。而2021年7月啟用之電力交易平台，更奠定儲能未來於國內應用之發展基礎。

輔助服務方面，為因應未來低慣量之電網，德州ERCOT與英國NGESO皆開始布建反應快速之頻率反應服務，並且作動條件分工明確，其可善用儲能之運轉優勢因應不同電網之情境。而在國內現有之動、靜態調頻，在外部儲能業者完成建置參與電力交易平台後，若能順利依技術規範執行，則可發揮其預期之作用。

表2 交易平台與雙邊合約取得電力資源方式之比較[本研究整理]

	優點	缺點
交易平台	每日投標，業者可自由選擇參與資源及容量，市場亦針對電網需求檢討技術規格，較具調整彈性。	業者投標策略及市場競爭性將影響市場價格，經濟上需考量之變數較多。
雙邊合約	相較於每日投標，雙邊合約期限較長，廠商之長期收益較穩定。	功能需求與價格固定，廠商之參與容量及資源規劃皆較僵固，且技術規範亦較不具調整彈性，較難即時針對電網需求調整。

對於電能調度而言，在FERC Order 841公告後，儲能於北美市場已可普及參加，其中又CAISO之儲能應用多元且最具規模。若納入國內調度資源，則可協助淨負載尖離峰，並在晨間及午間進行負載平滑化，甚至降低發電預測誤差。若未來國內相關規則進一步開放，則儲能此項應用之貢獻及發展將可期待。

儲能作為複合式調度之應用在國際ISO如ERCOT、NYISO皆已有相關技術規範，可以部分容量進行電能調度，同時提供頻率調節之功能，唯須確保儲能提供二項調度方式之執行品質互不影響。在國內儲能發展初期，此應用將可使近期現有之儲能資源使用更有效率。

誌 謝

本研究工作承蒙經濟部能源局經費補助，僅此致謝。

參考資料

- Accenture, R., 2020. *The Role of Storage in the Path to Net Zero*.
- Aureon, 2018. *Hornsdale Power Reserve Impact Study*.
- BEIS, 2020. *Digest of UK Energy Statistics 2020*.
- CAISO, 2018. *Annual Report on Market Issues and Performance*.
- CAISO, 2019a. Tariff.
- CAISO, 2019b. *Business Requirements Specification Energy Storage and Distributed Energy Resources Phase 3*. baseline.
- CAISO, 2020. *Annual Report on Market Issues and Performance*.
- Child, M. & C. Breyer, 2016. The Role of Energy Storage Solutions in a 100% Renewable Finnish Energy System. *Energy Procedia*, 99(March), 25-34.
- Cleary, K. & K. Palmer, 2020. *Renewables 101: Integrating Renewable Energy Resources into the Grid How Is Renewable Energy Integrated into the Grid?*
- Du, P., N. V. Mago, W. Li, S. Sharma, Q. Hu & T. Ding, 2020. New ancillary service market for ERCOT. *IEEE POWER & ENERGY SOCIETY SECTION*, 8, 178391-178401.
- E3 (Energy and Environmental Economics Inc., 2020. *Least Cost Carbon Reduction Policies in PJM*.
- EFI (Energy Futures Initiative) & E3 (Energy and Environmental Economics Inc.), 2020. *Net-Zero New England: Ensuring Electric Reliability in a Low-Carbon Future*.
- ERCOT, n.d. *FFR Implementation and Qualification*.
- ERCOT, 2019a. NPRR957 Board Report.
- ERCOT, 2019b. Nodal Protocols.
- ERCOT, 2019c. Key Topic Concept 6 Offer Structure for Single Model Energy Storage Resource.
- ERCOT, 2021a. *Fact sheet*.
- ERCOT, 2021b. *Report on the Capacity, Demand, and Reserves (CDR) in the ERCOT Region*.
- FERC, 2018. Order No. 841: Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators.
- Houston, U., 2020. *Low-carbon electricity grid*.
- IEA (International Energy Agency), 2020. *Clean Energy Technology Guide 2020*.
- ISONE, 2020. *Annual Markets Report*.
- ISONE, 2021. OP 14: Technical Requirements for Generators, Demand Resources, Asset Related Demands and Alternative Technology Regulation Resources.
- Matevosyan, J., 2013. *ERCOT Fast Responding Regulation Service (FRRS)*.
- MISO, 2020a. *Interconnection Queue Outlook*.
- MISO, 2020b. *Queue Map and Analysis 2 Page*

- Report.*
- MISO, 2021a. *MISO Forward - Energy ecosystem evolution.*
- MISO, 2021b. Business Practice Manula 001 – Market Registration.
- National Grid, 2016. *Enhanced Frequency Response Invitation to tender for pre-qualified parties.*
- National Grid, 2017. *Firm Frequency Response (FFR) Guide.*
- National Grid, 2018. *Future Faster Acting Response Workshop.*
- National Grid, 2019. *Future of Frequency Response: Industry Update.*
- National Grid ESO, 2020. Short-term operating reserve (STOR).
- NGESO, 2019. *Fast Reserve.*
- NGESO, 2021. *Future Energy Scenarios.*
- NYISO, 2019. *DER Energy Market Design - Dual Participation.*
- NYISO, 2020a. *Achieving a Reliable Zero-Emissions Grid by 2040.*
- NYISO, 2020b. *Manual 2 Ancillary Services.*
- NYISO, 2020c. *Power Trends: The Vision for a Greener Grid.*
- NYISO, 2021. *Load & Capacity Data.*
- PJM, 2020. *Annual Report.*
- PJM, 2021. *Quarterly State of the Market Report for PJM: January through June.*
- Pleßmann, G., M. Erdmann, M. Hlusiak & D. Breyer, 2014. Global energy storage demand for a 100% renewable electricity supply. *Energy Procedia*, 46, 22-31.
- Ristanovic, P., C. Iso & K. Abdul-Rahman, 2018. *California ISO's Day-Ahead Market Enhancements under High Renewable Penetration Paradigm.*
- Saravanan, M. & ISONE, 2021. *Energy Storage in Transmission Planning Studies.*
- Wang, Q. & B. M. Hodge, 2017. Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: A review. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 13(4), 1652-1664.
- Zografos, D. & M. Ghandhari, 2019. Power System Inertia Estimation and Frequency Response Assessment. In *Trita-Eecs-Avl*.

Contribution and Development of Energy Storage System in a Low-carbon Power Grid

Gwo-Bin Wu^{1*} Chin-Chung Wu² Hao-Ting Tsai¹
Chun-Yu Chen³ Pei-Fang Liang⁴

ABSTRACT

This study focuses on the energy storage system (ESS) providing three types of grid services, ancillary service, energy dispatch and joint dispatch service, in the scene of a low-carbon power system. The objective is to obtain the technical improvement of ESS's deployment to reinforce the grid operation with high renewable energy penetration, which hence facilitates the power network to move toward net-zero emission.

An overview of seven advanced international independent system operators (ISOs) is first conducted for outlining the current development and future plan of renewable energy, ESS installation and net-zero target around the globe. The aforementioned grid services are then individually discussed in detailed. Each case is carried out by the review of the ESS deployment of international ISOs' practice and that of Taiwan's current status. The effectiveness and the feasibility of each service in Taiwan are further analyzed through a data simulation model, and from the aspects of local power trading regulations, respectively. The outcome of this study is expected to add perspectives to the decarbonization of the power grid in Taiwan.

Keywords: Energy storage system, low-carbon power system, grid service.

¹Associate Researcher, Green Energy and Environmental Research Laboratories, Industrial Technology Research Institute.

²Director, Department of System Operation, TaiPower Company.

³Manager, GEL, ITRI.

⁴Division Director, GEL, ITRI.

* Corresponding Author, Phone: +886-3-591-7051, E-mail: steve.wu@itri.org.tw

Received Date: August 31, 2021

Revised Date: September 29, 2021

Accepted Date: October 18, 2021