

美國電力調度中心因應FERC 2222行政命令之 調適與影響

許志義¹ 蔡志祥^{2*}

摘 要

FERC第2222號命令消除分散式能源資源(Distributed Energy Resource, DER)參與電力批發市場之障礙，加州調度中心(CAISO)以及紐約調度中心(NYISO)率先於2022年6月獲得FERC有條件通過，待修正後實施。本研究分析FERC 2222發布後，CAISO以及NYISO對於DER參與電力市場之新增及修正之作法。CAISO及NYISO在FERC 2222頒布之前已有DER參與模式，且大部分符合FERC之要求，除了修改DER之定義與FERC 2222一致、新增DER聚合商為市場參與者的角色之一，主要修正DER聚合規模、釐清避免重複計算、確立利害關係人之溝通協調機制、資料共享之時機及對象等。由於DER需從配電網參與電力批發市場，分散式公用事業(Distributed Utility, DU)/配電系統調度中心(Distribution System Operators, DSO)/公用配電公司(Utility Distribution Company, UDC)之角色越顯重要。隨著DER滲透率提高，臺灣電業應朝向以分散式再生能源極大化以及DU/DSO/UDC為核心的電力系統規劃方向發展。

關鍵詞：分散式能源資源，FERC第2222命令，電力批發市場，配電調度中心，公用配電公司

1. 前 言

「臺灣2050淨零排放路徑及策略總說明」(國家發展委員會，2022)揭示了臺灣至2050年淨零之軌跡與行動路徑，呼應國際對於氣候變遷議題的重視，而其中大眾最關切的議題便是能源轉型路徑，要如何打造零碳能源系統，提供各產業電能需求。除了在電源端大量建置再生能源、發電朝向低碳/無碳化與建構無碳燃料供應體系等，電網基礎設施亦必須因應再生能

源占比提高，需有完善的配套措施，以提升能源系統之韌性，確保供電穩定。

在制度面上，台電於2021年7月1日正式掛牌的「電力交易中心」為電業導入市場機制，鏈結各方利害關係人，但仍須再加強推廣，推出更多商品，以滿足供需雙方之交易需求；配電系統調度中心(Distribution System Operators, DSO)因為可以直接調度分散各地角落的眾多「微型綠電」，整合「分散式能源資源(Distributed Energy Resource, DER)」包含電

¹ 中華大學創新產業學院暨企管系特聘教授、國立臺北商業大學終身榮譽講座、國立中興大學智慧運輸發展中心特聘研究員

² 昆士蘭大學發展經濟學碩士、國立政治大學經濟學碩士

*通訊作者，電話：0933-136116，電郵：revitasi@gmail.com

收到日期: 2022年11月03日
修正日期: 2023年03月04日
接受日期: 2023年03月09日

表後端的小型太陽能發電與風力發電系統、需量反應、儲能系統、輕柴油發電機組、區域型汽電共生系統及其他小型發電或供電設備等技術，形塑智慧綠能微電網，為現有電力基礎設施提供更大的彈性(flexibility)與韌性(resilience)，可有效提升整體電力系統服務之可靠度(reliability) (許志義，2022a；許志義，2022b)。

由於分散式能源資源主要皆位於配電網端，較貼近負載使用者，可以即產即用、自給自足，能極大化利用在地綠電，效能較高、風險有限；同時也可以避免長程輸電的線路損失；更重要的，可以減少間歇性太陽光電與風電過剩而大量併入中央電網，有效降低對高壓輸電設備以及單一大型發電機組的依賴，避開大停電之風險(許志義，2022a；Gundlach and Webb, 2018)。然而，分散式能源資源容量較小、參與者眾多與資源的性質也有所不同，如何讓聚合商(Aggregator)和專業能源系統管理(Energy Management System, EMS)商整合小型資源參與電力交易市場，發揮本應享有卻長期被忽視的「備轉容量價值」，正是臺灣能源轉型以及穩供之關鍵。

不少再生能源發電比例較高的先進國家，刻正訂定諸多政策法令，以開展並確保分散式能源資源在電力市場上公平競爭。為了消除分散式能源資源參與電力批發市場(包含容量市場、電能市場與輔助服務市場)的障礙，美國聯邦能源管制委員會(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)於2020年9月17日頒布Order 2222命令，主要為分散式能源資源進入電力批發市場的提供公正且合理(just and reasonable)的遊戲規則，縮短電力市場投標的時間，比方說從每一個小時投標一次，縮短為30分鐘、15分鐘、甚至5分鐘，亦可以發現能夠降低預測不確定的風險(許志義等，2020；許志義等，

2022c)。

當區域輸電組織(Regional Transmission Organization, RTO)/獨立電力調度中心(Independent System Operator, ISO)將分散式能源資源納入考量，預期可有效減少系統對裝置容量以及日前電能的需求，減少負載預測的不確定及採購過多資源的風險。基於上述考量，值得針對美國FERC之2222行政命令加以研析，汲取經驗，做為我國制定前瞻性的電力市場政策法規之參考。

本研究藉由蒐集美國FERC 2222公布後之相關因應與法規修正內容，以瞭解分散式能源資源參與電力交易市場之發展趨勢；接著本文以加州電力調度中心(California ISO, CAISO)以及紐約電力調度中心(New York ISO, NYISO)作為美國電力市場RTO/ISO範例，在FERC 2222發布後，分散式能源資源參與電力市場之新增及修正之作法。最後，以本研究結果，提出適合我國電力交易市場於分散式電源參與市場之可能作法，以作為後續電力市場規劃之參考。

2. FERC 2222行政命令「之前」與「之後」，DER發展趨勢

FERC定義DER為「位於配電系統或其任何子系統或在用戶電錶後端的任何資源」，這些資源可能包括但不限於用戶電錶前後的資源、儲能資源、間歇性發電、分散式發電、需量反應、能源效率、熱儲能以及電動車及其供應設備(FERC, 2020a)。FERC 2222發布之前，FERC管制之六個ISO/RTO對於DERs之規範如表1。CAISO以及NYISO對於DER已有相關規範，並早於2222行政命令發布前，提交給FERC並取得同意，僅做小部分修改以符合2222行政命令之要求。中部電力調度中心(Midcontinent

表1 FERC 2222發布前各ISO/RTO對於聚合DERs之規範

ISO/RTO	FERC 2222發布前之作法
CAISO	分散式能源資源代表可以以多種方式參與CAISO市場，CAISO已經特別制訂「分散式能源資源提供者(Distributed Energy Resource Provider, DERP)費率」給予分散式能源資源代表。聚合儲能資源(aggregated energy storage)可以透過CAISO的儲能參與模式(storage model)參與批發市場。CAISO也於2020年10月允許需量反應資源於電網執行抑低負載。
ISO-NE	聚合分散式能源資源可以需量反應(抑低負載)的方式，參與ISO-NE的容量、能量以及服務市場。尚未允許聚合分散式能源資源在地理上更大範圍的電能輸出。
MISO	可以聚合並提供需量反應資源，前提是它們位於同一定價節點或平衡機構(balancing authority)。尚未允許聚合分散式能源資源在地理上更大範圍的電能輸出。
NYISO	NYISO提交並於2020年1月獲得 FERC 批准的費率(tariff)變更建立了DER聚合參與模式(DER aggregation model)，並解決了FERC 2222著重的十個項目。在聚合參與模式(Aggregation Participant Model)下，DERs能夠參與NYISO的能量、容量和輔助服務市場。
PJM	可以聚合各種需量反應產品作為需量反應資源，作為抑低負載。此外，PJM市場的規則允許聚合資源參與容量市場。這些資源需要在PJM的參與模式(participation model)中單獨運行，因此不包括聚合DER更廣泛參與模式，包括表後資源輸出電能。
SPP	SPP沒有適合聚合DER的市場機制。

資料來源：BloombergNEF (2020)。

表2 FERC 2222行政命令與各ISO/RTO應對之時間表

年份	日期	事件
2020	9/17	FERC發布2222號行政命令。
	2/17	MISO要求將遵循文件延期至2022年4月18日。
	2/18	SPP要求將遵循文件延期至2022年4月28日。
	2/26	PJM要求將遵循文件延期至2022年2月1日。
	3/18	FERC發布2222-A行政命令。
2021	4/9	FERC接受MISO、SPP、PJM延期申請。
	4/16	ISO-NE要求將遵循文件延期至2022年2月2日。
	5/24	FERC接受ISO-NE延期申請。
	6/17	FERC發布2222-B行政命令。
	7/19	原FERC 2222行政命令生效日。

資料來源：State Energy and Environmental Impact Center (2021)，本研究彙整。

ISO, MISO)、西南電力池(Southwest Power Pool, SPP)、PJM電力調度中心(Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection)、新英格蘭電力調度中心(New England Independent System Operator, ISO-NE)則申請延緩2222行政命令實施，將2021年7月19日生效日，分別延後至2022年4月18日、4月28日、2月1日以及2月2日(表

1、表2)。因各ISO/RTO對於DER之規範不同，影響美國不同地區DER之發展以及未來趨勢。

分散式太陽能(Solar Photovoltaics, PV)裝置容量在美國快速成長(圖1)，包含商業與工業(Commercial and Industrial, C&I)、住宅(Residential)以及電業(Utility)各部分，在2020年累積共達73.8 GW。其中德州、佛羅里

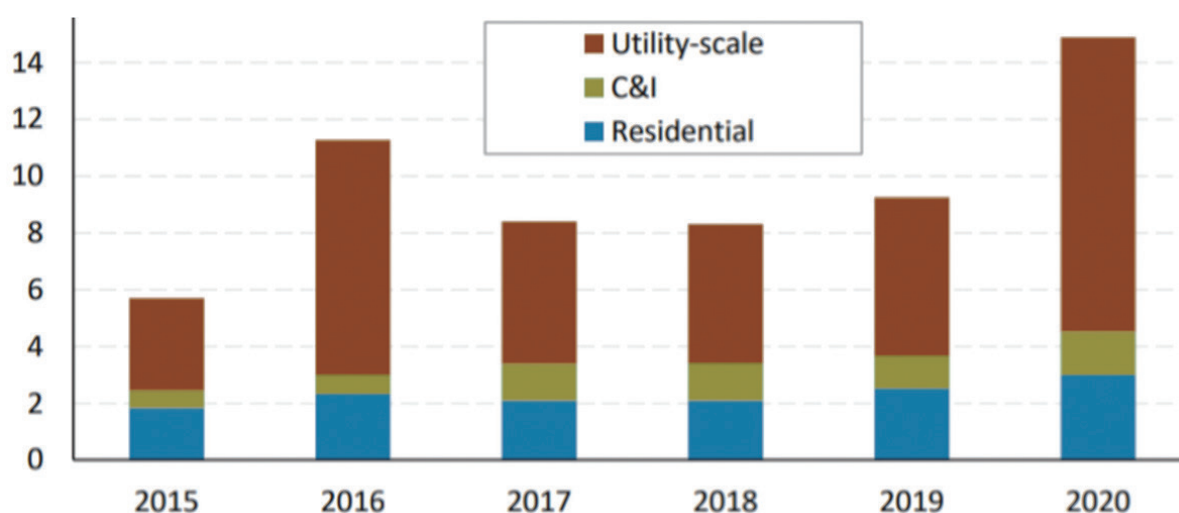


圖1 美國2015-2020年新增太陽能裝置容量(Feldman and Margolis, 2021)

達、加州的裝置容量佔全美54% (Feldman and Margolis, 2021; Zhou *et al.*, 2021)。

在儲能方面，美國2012-2020年新增儲能裝置容量如圖2，在2020年裝置3.5 GW，大約將近40%的裝置量都於2020年下半年完成，以表前、住宅的儲能容量最多。此外，加州是美國最大的儲能市場，建置容量占整體80% (圖3)。

關於需量反應方面，在2019年分別有31 GW、32.1 GW參與電力零售和批發市場(表3、表4)。在零售市場方面，工業用戶15.2 GW最多，佔了整體零售市場近乎一半，住宅用

戶8.8 GW次之，最後商業用戶為6.9 GW；在電力批發市場方面，2020年需量反應(Demand Response, DR)較2019年微幅減少，但各ISO/RTO的DR於尖峰抑低比例大致相同。

許多不同的調研機構，對於美國DER未來發展有不同的調查與預測。Feldman and Margolis (2021)指出在2021年至2024年，將有超過155 GW的儲能專案陸續併入電網並營運，其中有52 GW與PV有關(圖4)；在PV建置計畫方面，則有超過148 GW的PV，其中62 GW伴隨儲能設施(圖5)。BloombergNEF (2020)在FERC

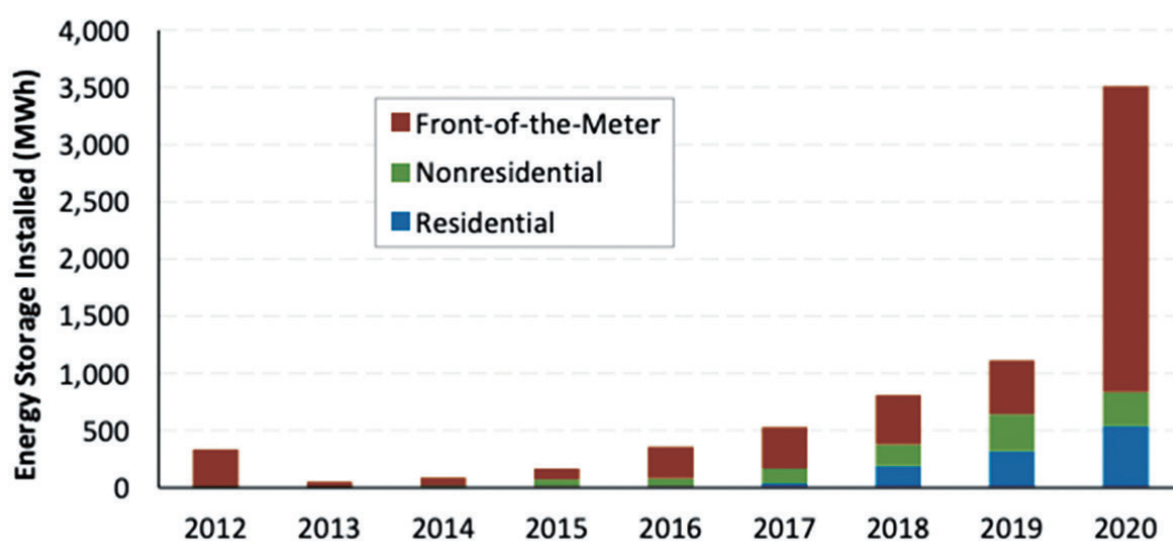


圖2 美國2012-2020年新增儲能裝置容量(Feldman and Margolis, 2021)

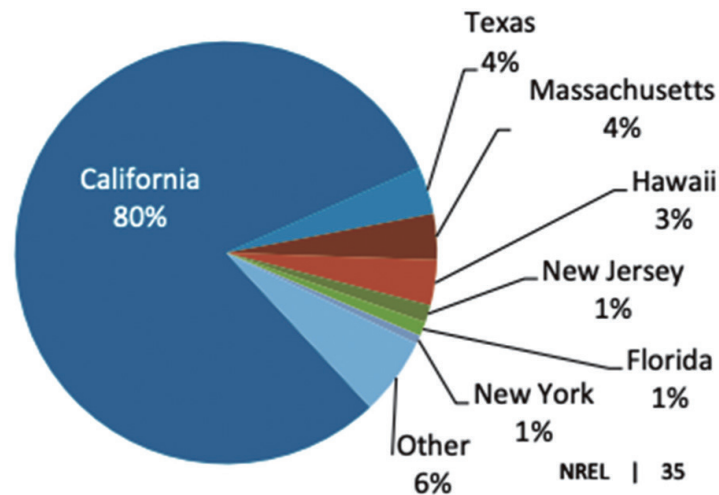


圖3 美國2020年儲能裝置容量(Feldman and Margolis, 2021)

表3 美國2019年電力零售市場潛在尖峰節省DR(MW)

普查範圍	客戶類別			
	住宅	商業	工業	總計
East North Central	795.4	1,229.4	3,338	5,362.8
East South Central	353.2	182.4	3,807.5	4,343.1
Middle Atlantic	225.6	443.5	794.5	1,463.6
Mountain	857.8	442.1	668.1	1968
New England	78	83.1	18.2	179.3
Pacific	453.3	306.8	1,043.1	1,803.2
South Atlantic	3475	2504	2,127.9	8,106.8
West North Central	2,183.4	1,053.9	2,316.7	5,554.1
West South Central	445.3	661.7	1,131.7	2,238.7
總計	8,866.9	6,906.9	15,245.7	31,019.5

資料來源：FERC (2021)，本研究彙整。

表4 美國ISO/RTO 2019-2020年電力批發市場DR參與情況

ISO/RTO	2019		2020	
	DR (MW)	尖峰佔比	DR (MW)	尖峰佔比
CAISO	3200	0.072	3,290	0.07
ERCOT	3,551.8	0.048	3,939	0.051
ISO-NE	454.8	0.019	476.2	0.019
MISO	13,375	0.111	13,024	0.111
NYISO	1,404	0.046	1,274.1	0.042
PJM	10,185	0.069	8,915	0.06
SPP	0.3	0	34.2	0.001
總計	32,170.9	0.06	30,787.5	0.066

資料來源：FERC (2021a)，本研究彙整。

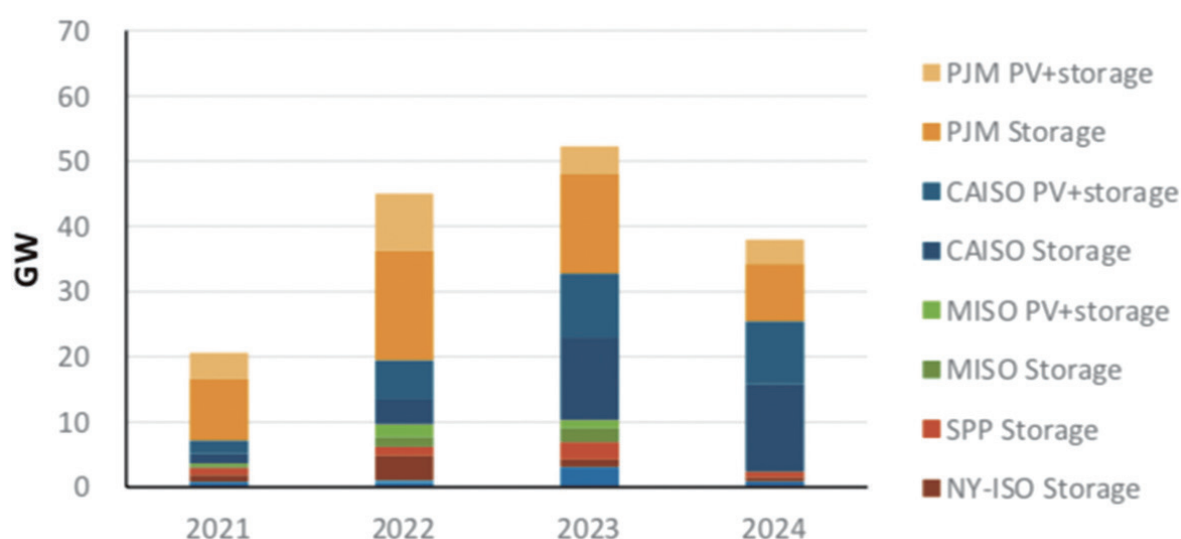


圖4 2021-2024年各ISO/RTO的儲能建置計畫(Feldman and Margolis, 2021)

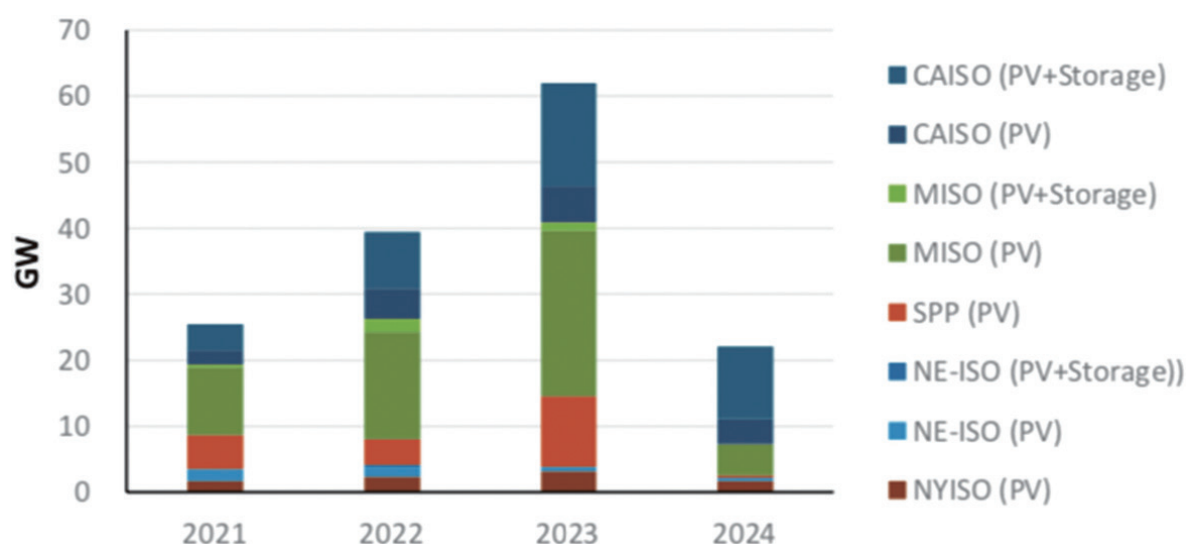


圖5 2021-2024年各ISO/RTO的PV建置計畫(Feldman and Margolis, 2021)

2222發布前也看好住宅太陽能之發展，並預期電動車、智慧充電將於2030年開始大幅增長(圖6)；Mackenzie (2020)亦看好電動車作為DER的發展趨勢，甚至認為EV相關的容量資源，將成為DER最大的資源來源(圖7)，但同時認為新冠疫情造成2020年對於DER相關投資減少61%，並要於2024年才能再次超越2019年之巔峰(圖8)。

值得注意的，FERC 2222降低DER參與電力市場的門檻，DER的發展也廣受各界重視，

但由於各ISO/RTO因地區性、政策發展進程不同，DER所聚合之資源也不盡相同，譬如圖9與圖10所示，加州的太陽能(BloombergNEF, 2021)和儲能(BloombergNEF, 2022)發展皆為全美之最。此外，由於各ISO/RTO執行FERC 841行政命令的完成度不同(表5)，也影響儲能參與各地區電力市場之滲透率，因此本研究將於後續針對單一ISO/RTO進行深入探討。

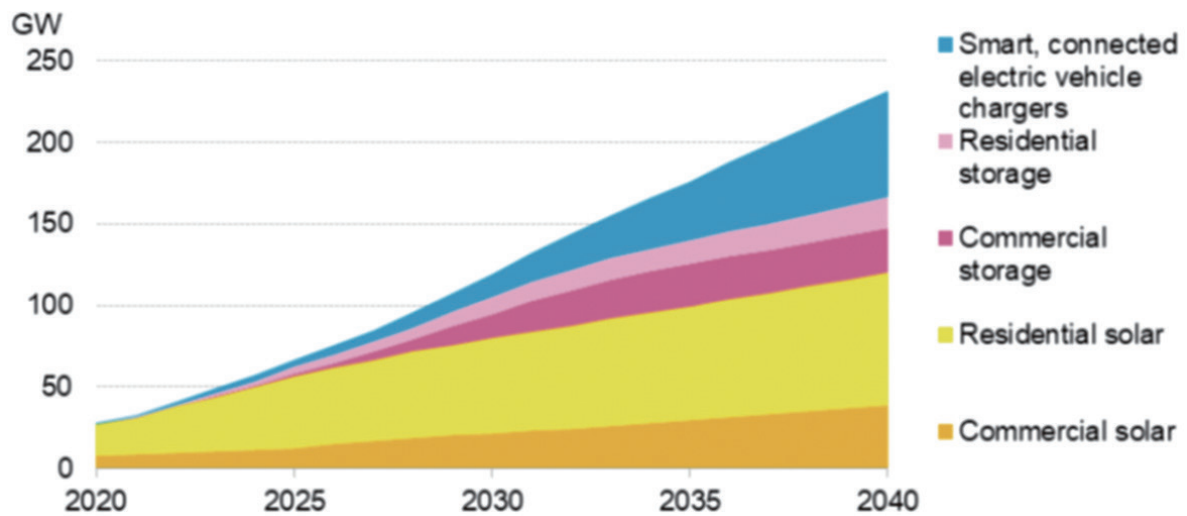


圖6 美國表後資源以及電動車充電樁預測
資料來源：BloombergNEF (2020)
註：此預測結果尚未考慮FERC2222發布之影響

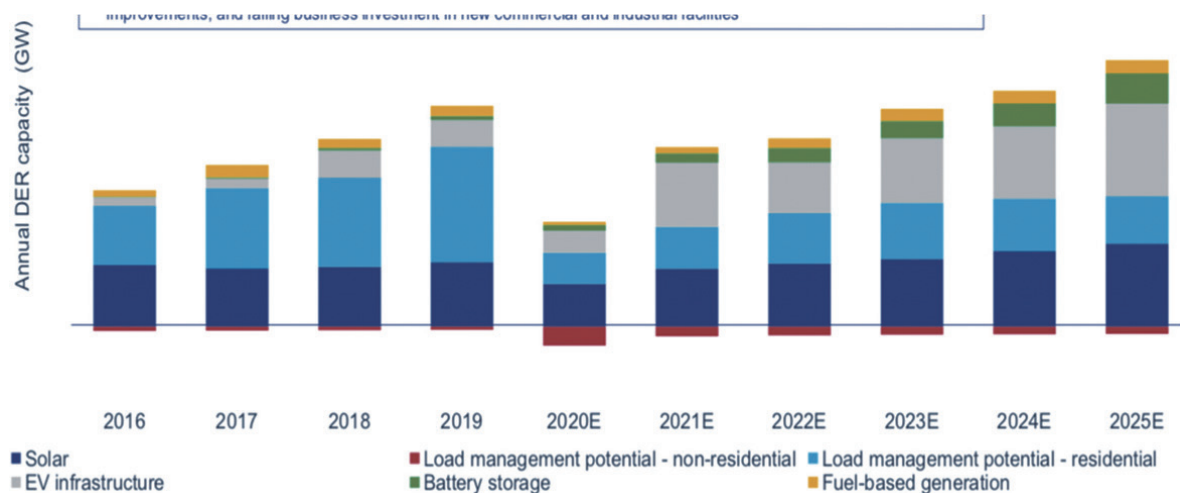


圖7 美國2016-2025 (預測)年各類DER容量(Mackenzie, 2020)

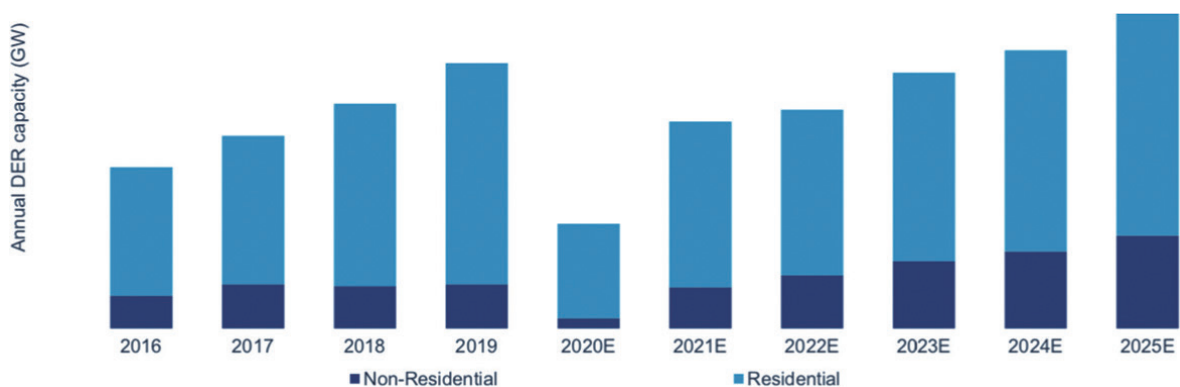


圖8 美國2016-2025 (預測)年每年新增DER容量(Mackenzie, 2020)

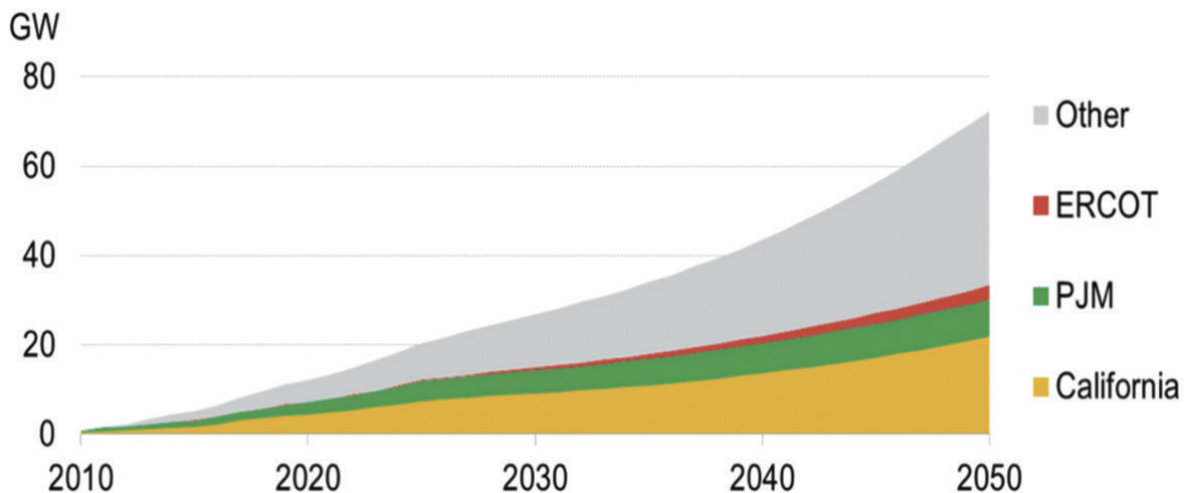


圖9 美國2050年商業型累積太陽能容量(BloombergNEF, 2021)

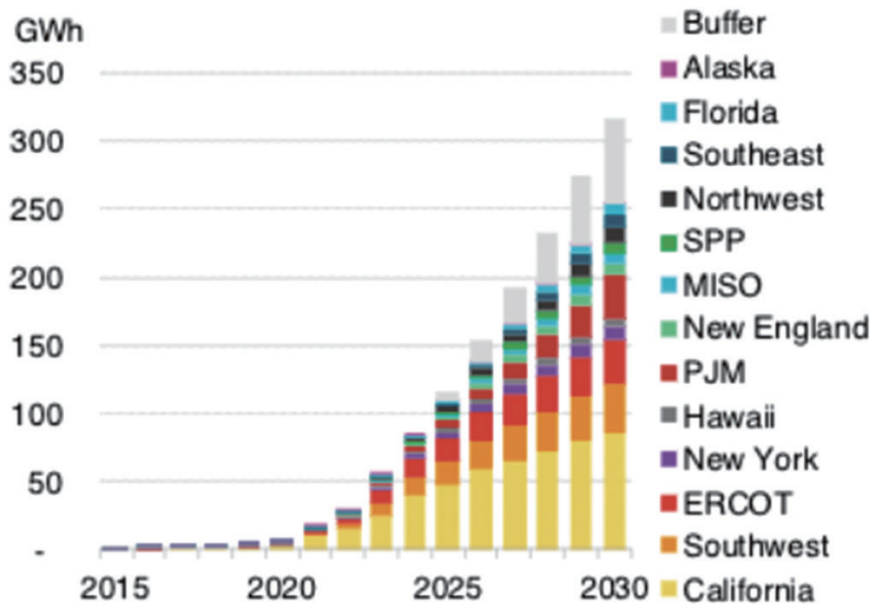


圖10 美國2030年各州累積儲能容量(BloombergNEF, 2022)

3. CAISO因應FERC 2222之作法

3.1 DER進入加州電力批發市場之困境

CAISO於2016年3月4日提交聚合分散式能源資源計畫(DER aggregation proposal)，FERC於同年6月2日接受CAISO提案的費率條款修正案，是美國第一個開放DER參與批發能量以及輔助服務市場的措施(表6)，雖然吸引了四個

DER聚合商參與，但沒有任何在市場交易的實績。Gundlach and Webb (2018)匿名訪問四家聚合商，經分析後歸結以下可能問題：

(一)監管的進入障礙

(1) 逐時結算要求(24/7 Settlement Requirement)

CAISO將DER比照傳統發電機組，進行逐時結算，期望對電網提供相同可靠的服務。此舉降低聚合商選用「DER聚合方案(DER Aggregation)」參與批發市場的誘因，尤其針對表後的儲能資源，儲能擁有者從電

表5 FERC 841行政命令與各ISO/RTO應對之時間表

年份	日期	事件
2018	2/15	FERC發布841號行政命令。
	12/3	FERC 841行政命令各ISO/RTO遵循文件提交截止日。
2019	7	NARUC ¹ 以及相關利害關係團體在華盛頓巡迴法院對841行政命令提出請願
	11/21	FERC接受MISO第一次延期申請至2022/6/6。
	12/3	1. FERC 841原生效日期。 2. CAISO遵循文件生效。 3. PJM遵循文件大部分內容生效。
2020	7	美國聯邦上訴法院維持FERC 841行政命令。
	8/26	NYISO遵循文件生效。
2021	3/1	ISO-NE遵循文件大部分內容生效。
	3/4	MISO提出第二次延期申請至2025/3/1。
	5/17	FERC拒絕MISO第二次延期，維持2022/6/6提交。
2022	6/6	MISO遵循文件生效。
2024	3/31	PJM遵循文件中關於電量狀態(State of Charge)生效。
2026	1/1	ISO-NE遵循文件中關於日前市場生效。

資料來源：State Energy and Environmental Impact Center (2021)，本研究彙整。

表6 CAISO 2016年分散式能源資源計畫

項目	內容
DER定義	「DER聚合」：任何由單一或多個DER組合之資源，與配電系統或計量子系統的第一個互連點
排除參加之DER	1. 透過RDR或PDR參與之DR資源 2. 參與零售淨計量計畫(Retail Net Metering Program)之資源 3. 分散及表後發電設備： (1) 單一資源容量達 1 MW以上 (2) 介於0.5 MW~1 MW選擇作為批發市場之「參與發電機(Participating Generators)」
容量、數量限制	所有資源聚合容量最少為0.5 MW；對於資源可聚合之數量沒有限制。
地點限制	1. 聚合之資源可分散於多個定價節點(pricing nodes)，但必須在單一子負載聚合點(sub-load aggregation point)下 2. 多定價節點聚合容量上限為20 MW 3. 單一定價節點聚合沒有容量上限
公用配電公司(utility distribution company, UDC)之限制	1. 配電至批發市場之接取費率(wholesale distribution access tariff, WDAT)：FERC為主管機關，適用於進入批發市場之DER，例如：DER聚合方案即需符合此一規範。 2. 電業法21條之費率(Electric Rule 21 tariff)：加州公用事業委員會(CPUC)為主管機關，適用於該州用戶參與NEM計畫之DER。
計量設備之要求	每個DER資源需裝設能夠準確測量每小時電力產出和消耗的計量表，電表規範則參考地區主管機關(Local regulatory authority, LRA)，例如市政府；若無地區主管機關之規範，則參考CAISO訂定之標準。

資料來源：Distributed Energy Resource Participation in Wholesale Markets: Lessons from the California ISO (Gundlach and Webb, 2018).

¹ National Association of Regulatory Utility Commissioners.

網充電時需要支付零售市場的電能費以及批發市場的節點邊際價格(Locational marginal price, LMP)費用；當儲能資源供應自身所需而LMP為負值時(當下的發電機會成本為負值)，儲能擁有者則必須支付費用給批發市場。

(2) 計量與通訊之技術要求

CAISO要求每一個被聚合的DER須裝設符合計量與通訊之表計或同規格設備，用以準確記錄資源生產或消耗的電能，對於提供輔助服務的資源，則需達到能夠每分鐘傳輸資料的規格，其設備對於DER提供者(DER providers, DERPs)是一個很沈重的成本負擔。

(3) 互聯網之要求

為了將資源聯網至批發市場，配電至批發市場之接取費率(wholesale distribution access tariff, WDAT)訂定的審查過程、審查費用、硬體設備之程序相對冗長與繁瑣，聚合商希望能有較為精簡程序的WDAT。

(4) 電力批發與零售市場之互動

DER計畫使DER營運橫跨零售以及批發市場，引起CAISO、加州公用事業委員會(California Public Utilities Commission, CPUC)監管單位之管轄權問題，例如為了營運和電網所需，需要哪些通訊設備？對於營運的影響為何？行政程序的權責單位與標準流程，由誰負責制定與監管？雖然CAISO與CPUC已經開始合作處理這些議題，但進度緩慢。

(二) 經濟障礙

(1) 低收益

由於每一個DER規模小，必須聚合多資源才能有經濟效益，但也同時意味著需要更多的投資。加上前述監管造成的交易成本，使得聚合商估算後認為參與批發市場，DER

的收益並不高，甚至有可能是虧損。

(2) 其他替代方案之競爭

對於DER而言，除了透過DER計畫參與批發市場，亦可以參與加州零售市場的淨計量方案(Net Energy Metering, NEM)、CIASO批發市場的代理需求反應(Proxy Demand Response, PDR)或可靠度需求反應(Reliability Demand Response, RDR)方案。為了避免DR「重覆支付(double payment)」，這些方案之間並非具替代性，而是具有彼此互補或是競爭性。NEM、PDR、RDR方案所需要的設備也不像DER聚合計畫複雜，需投資的成本也較低，造成DER聚合商不傾向以多元DER方案參與電力批發市場。

由於上述因素，造成DER聚合商參加DER聚合方案之意願不高，只傾向選取NEM、RDR、PDR方案參與批發市場，造成DER無法有效對電力批發市場提供應有的能量服務與輔助服務，侷限DER的多面向功能與淨零永續價值，未能被充分體現。

3.2 加州電力相關監理單位因應FERC2222之調整

CAISO為第一個建立DERA (DER aggregation)模式的ISO，因為其原有的條款已經符合FERC2222絕大多數的要求，因此為六個ISO中早先於2021年7月19日提交修正書(CAISO, 2021a)，在原先的DERA模式增加以下幾點修正處：(1)將最小DERA規模從500 kW降低至100 kW、(2)提供小型公用事業公司選擇退出(opt-out) DERA服務、(3)修正CAISO對DER之定義以符合委員會之定義、(4)建立可以包括需求反應之異質DERA模式、(5)釐清DERA不會從其向CAISO市場提供之容量、能量或其他服務的零售計畫中獲得「雙重」補償，並要求配電公司對於任何重複計算的問題進行商議、

(6)要求DERA在刪除、增加或修改其中之DER而導致發生資訊變化時，需通知CAISO。

CAISO與FERC在幾次文件來回溝通後²(FERC, 2021b; CAISO, 2021b)，最後在2022年6月17日FERC接受CAISO的遵循文件(FERC, 2022a)，認為CAISO已經遵循第2222號命令的大部分要求，但要求在60天內提交進一步更貼切第2222號命令的遵循文件，修改其DERA模式或證明其現有的DR模式符合、調度要求之相關文件，例如配電公用事業的審查程序等，說明如下：

(一)小型公用事業公司選擇加入(opt-in)

CAISO被要求對小型公用事業選擇加入的措辭進行修飾和流程改善。另外有一項條款，CAISO允許地方監管機構(Local Regulatory Authority, LRA)禁止前一財政年超過40億度的DER提供者(DER provider)參與批發市場，讓大型公用事業可以利用此一條款向CAISO證明並未被相關電力零售監管機構(relevant electric retail regulatory authority, RERRA)禁止參與批發市場，第2222號命令沒有為RERRA提供一種機制來規定這種參與限制。FERC明確拒絕提供選擇退出(opt-out)使RERRA能夠禁止所有DER透過DERA參與RTO/ISO市場。

(二)透過DER聚合商參與RTO/SIO市場的資格

(a) 參與模式

CAISO考量硬體設備限制，提出技術可行性的模式(1)既有的DERA模式、(2)新的異質DERA模式，唯獨CAISO拒絕純粹DR資源(同質DR聚合商)不能加入DER聚合商，因為CAISO認為對於同質DR聚合商沒有新的商機，但仍提供可以選擇與DER聚合

商一樣的費率。FERC認為此一條款違反第2222號命令，因為CAISO現有的RDR和PDR符合第719和745號命令，但並不完全符合第2222號命令。

(b) 技術種類

在技術要求上，CAISO接受各式技術的DER參與DERA，包含技術中立(technology-neutral)的DER定義，更尤其異質DERA模式，允許能量注入、負載抑低作為單一資源聚合，參與批發市場，完全符合第2222號命令意旨。

(c) 重複計算(double counting)

FERC允許RTO/ISO限制在批發市場的資源，不能同時透過參與DER聚合商其他方案提供相同的服務，同時也要求RTO/ISO不能禁止DER參與批發市場方案和零售市場方案。因此，如果DERA已在零售市場提供相同的服務，則CAISO被允許禁止DERA參與CAISO市場，但FERC理解CAISO缺乏解決零售市場方案補償相關的管轄權。不過FERC直接拒絕CAISO禁止DERs參與零售市場的淨計量(Net energy metering, NEM)計畫，認為NEM提供不一樣的服務(例如：輔助服務)且沒有重複計算的問題。此外，目前CAISO依靠DER註冊和分散式公用事業(Distributed Utility, DU)審查程序來確認DER在RTO/ISO市場提供不同的服務，因此FERC鼓勵CAISO制定相關指南，為市場參與者提供更多可參考的資訊。

(d) 最小和最大聚合規模要求

CAISO對於儲能以外的資源參與輔助服務(調頻備轉、即時備轉、補充備轉)，仍要求最少需要500 kW之限制，FERC要求修

²FERC於同年10月1日回應CAISO提交的費率修正案，對於(1)小型公用事業選擇加入、(2)DER之定義、(3)透過DERA參與RTO/ISO之資格、(4)配電調度因子與投標參數(Distribution Factors and Bidding Parameters)、(5)資訊和數據要求、(6)計量和遙測系統要求、(7) RTO/ISO、聚合商和配電公用事業公司對於現況或費率規定之協調，再提供詳細的遵循文件。

改。

(e) 對於個別DER參與聚合之最小及最大容量限制

CAISO提出參與DERA單一DER不能超過1 MW，CAISO認為1 MW以上的DER參與DERA將帶給UDC挑戰，而DERA的目的是將小型資源聚合為較大的資源以促進市場效率。FERC認同CAISO的論述，亦符合2222號命令希望大型資源單獨參與批發市場之宗旨。

(三) 配電因素和投標參數

CAISO提交的文件符合第2222號命令，滿足RTO/ISO的費率允許DER聚合商從多節點聚合資源成為DERA參與市場，然後在不同的價格節點提供DER服務，相關的配電因素、投標參數之最新資訊和參與方式，皆可以參考CAISO的市場工具操作手冊(Business Practice Manual for Market Instruments)。

(四) 計量和遙測要求

FERC認同AEE/SFP和CPower的論點，認為CAISO修改的費率案，DER如何向聚合商提供數據以滿足CAISO計量與遙測的要求不夠詳盡，也沒有具體說明聚合商可直接向CAISO提供計量數據資料，而不需要所有單個DER與CAISO遙測的方法。FERC要求再補充說明。

(五) RTO/ISO、聚合商和DU之間的協調

FERC發現CAISO沒有制定 DU 安全性和可靠性標準的專業知識和權限，但鼓勵CAISO與相關利益者協調制定出相關標準和操作參數的指導文件。CAISO還需釐清DU對聚合的審查範圍僅限於DU在新增DER聯網分析中，尚未考慮的潛在影響。作為DU審查的一環，CAISO被要求與DU共享每個DER聚合商中DER的資訊。另一

方面，FERC也認知到有些爭議並非CAISO的管轄權，但涉及CAISO相關事務則必須處理並且清楚說明。

在操作協調方面，CAISO只有處理(1) CAISO與DER提供者和(2) CAISO和UDC，對於DER提供者和UDC之間的溝通、通訊限制或者操作指令等等，皆沒有說明清楚。

(六) 生效日期

CAISO提議不晚於2022年11月1日提出異質DERA的費率方案以及其他修改費率案，而FERC同意費率修正案的日期為生效日期。FERC同意此提議。

除了CAISO面對FERC對於DER做出相關規則修訂，CPUC於2022年6月23日簡化DER併網的審查程序(Utility Dive, 2022)。加州是美國第一個州採用「併網容量分析(integration capacity analysis)」，此修法下，電網使用容量低於90%可以適用於「簡易審查(fast track)」程序，若沒有通過審查，則需附上理由。此一修法不僅提供加州許多DER資源可以快速加入電網並於電力市場交易，也迫使加州電力事業在規劃、管理電網容量時，將以年度最低電網可用容量，轉變為每小時可用容量，讓所有的資源可以將其價值發揮得淋漓盡致。

3.3 DSO之營運模式探討

DER座落於配電網端，因此配電網的調度與操作，將隨著DER日益增加，因其容量太小缺乏可視性(visibility)而無法被ISO調度，造成配電網傳統上屬於電流傳輸的被動角色，需要有一個扮演相對主動協調管控的操作者。在此情況下，DSO的功能新定位及其營運模式，在強化電網韌性的角色上越顯其重要。

DSO在加州目前並無官方統一定義，大致上可以分為配電市場操作者(Distribution Market

Operator, DMO)：配電層級的市場操作者，別於批發市場操作者；DSO：針對現有配電網絡服務提供者，能夠辨識和傳達網絡限制的相關技術能力(Gridworks, 2022)。

隨著加州面臨未來越來越多DER之趨勢，配電網系統將面臨高變動性的雙向能源傳輸之挑戰，CPUC與相關利害關係人召開多場工作

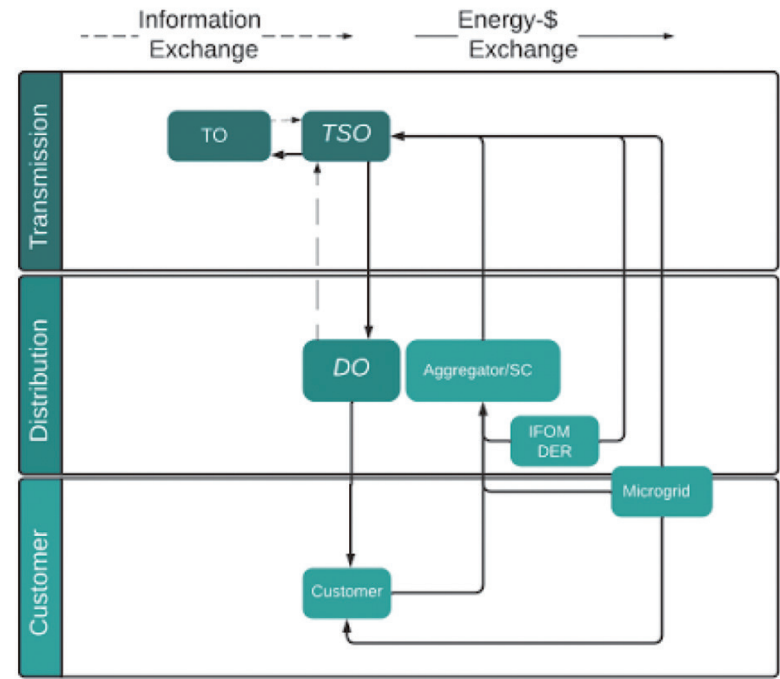
坊，考量電網架構(Grid Architecture)，探討潛在的DSO營運模式(DSO model)有以下四種(表7)：

(一)完全輸電系統調度中心(Total Transmission System Operator, Total TSO)
Total TSO模式(參考圖11)是透過修改市場規則，讓DER的配電網服務可以擴展

表7 DSO模式概念比較

模式	配電市場設計 (是否需要再修訂)	批發和配電服務市場之關聯 (合併/分層/協調)	所有權與營運權 (合併/分開)
完全輸電系統服務 (Total TSO)	修訂	合併	分開
完全配電系統服務 (Total DSO)	修訂	分層	合併
獨立配電系統服務 (IDSO)	修訂	分層	分開
混合型A (加州現況)	不修訂	合併	合併
混合型B	修訂	協調(配電服務市場 需進行規則修訂)	合併
混合型C	修訂	協調(配電服務市場 需進行規則修訂)	分開

資料來源：Evaluating Alternative Distribution System Operator Models for California (Gridworks, 2022).



註：IFOM DER為表前(in front of meter) DER

圖11 Total TSO 電流、金流、資訊流架構圖(Gridworks, 2022)

至RTO/ISO的集中式、開放(open-access)市場，進而強化批發市場和配電網市場之連結。此一模式將DSO的職責加諸於ISO，由ISO從超高壓輸電網路延展至既有配電網路，與DER直接相連接。Total TSO模式將會降低民營電力公司(Investor-owned utility, IOU)對於DER的重要性，配電網建設之規劃、區域節點之結算也可能將轉由ISO負責，因此IOU以及CAISO批發市場的商品將會有不同的營運模式。

(二)完全配電系統調度中心(Total DSO)

Total DSO模式(參考圖12)是修改市場規則，由DO負責配電服務市場，作為與批發市場的區別。這樣的模式意味著DER不會直接參與批發市場，而是由Total DSO負責電網平衡。亦即DSO將代表其電網內所有DER作為單一淨負荷/供應於批發市場中投標。因此，配電和輸電系統在各自層次上進行了優化。Total DSO模式並未將配電系統所有權的盈利機會與配電系統市場運營分開。在加州，民營公用事業公司將繼

續負責監督DER的估值、採購和調度，並提供配電系統服務。

(三)獨立配電系統調度中心(Independent DSO, IDSO)

在配電服務以及批發和配電服務市場的分工方面，IDSO模式與Total DSO相同。然而，IDSO將配電系統所有權的盈利機會與配電系統市場運營分開，將配電系統市場運營交由獨立組織負責。在加州，需要委託或創建一個獨立的組織來負責運營配電服務市場。IDSO和IOU作為配電擁有者的權利義務都需要詳細描述。所有利害關係人，需要如有CAISO與IOU輸電操作者之間的協調是必要的。

(四)混合型Hybrids

(1) 混合型A

DER在配電以及批發市場提供的服務不變，但由DSO和ISO協調如何調度DER，此一模式如同現今CAISO的狀況，雖然DER參與市場並經協調仍是新發展階段。

(2) 混合型B

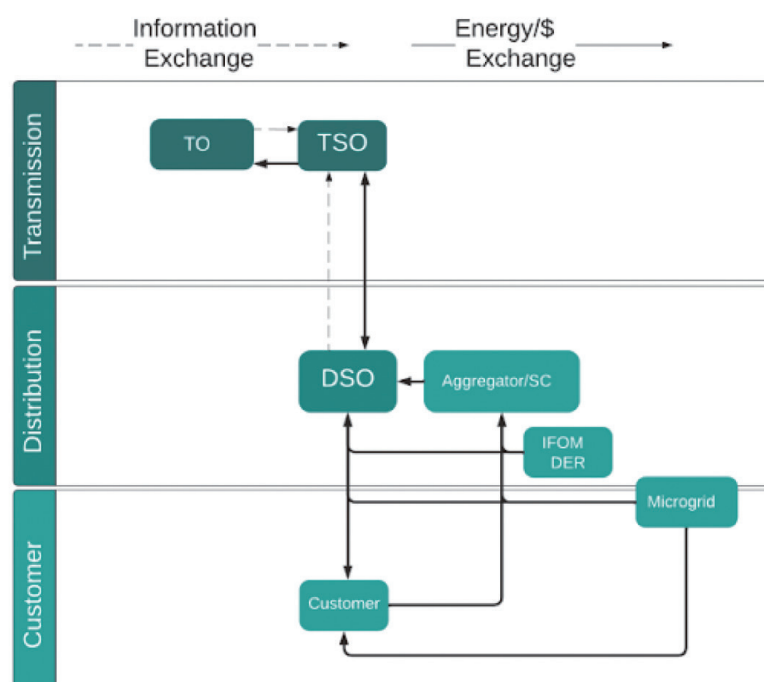


圖12 Total DSO電流、金流、資訊流架構圖(Gridworks, 2022)

與混和型A比較，混和型B是配電服務市場對於現況不斷精進，例如開發並建置了新的智慧逆變器，改善了現今配電系統的服務；但沒有分為批發和配電市場或IDSO。

(3) 混合型C

與混和型B相比，混和型C是一種沒有區分批發和配電服務市場的IDSO。

DSO營運模式探討，以電網架構、金流、資訊流、電流等勾勒出DER加入電網系統之相關利害關係人，各RTO/ISO可以根據各自的現況，了解自身目前是屬於那種DSO營運模式，擬定未來發展的可能樣態、遇到潛在阻礙，以及需要協調、合作的相關利害關係人，甚至有報告提出六種DSO模式(Black and Veatch, 2020)，皆是DER而引起電業新的變革。

4. NYISO因應FERC 2222之作法

4.1 DER參與紐約電力批發市場之規劃

NYISO在2017年1月提出DER參與紐約電力批發市場之路徑藍圖(NYISO, 2017)，解釋NYISO為何要設計相關市場架構讓DER融入電網、以及未來達成DER融入電網之相關規劃，以達成五個主要目的：(1) DER參與能量、輔助服務以及容量市場、(2) 符合紐約州的能源改革願景(Reforming the Energy Vision, REV)、(3) 強化量測以及驗證的方法、(4) 批發市場服務效能之相對應合理費率、(5) 聚焦批發市場之交易，如圖13所示。

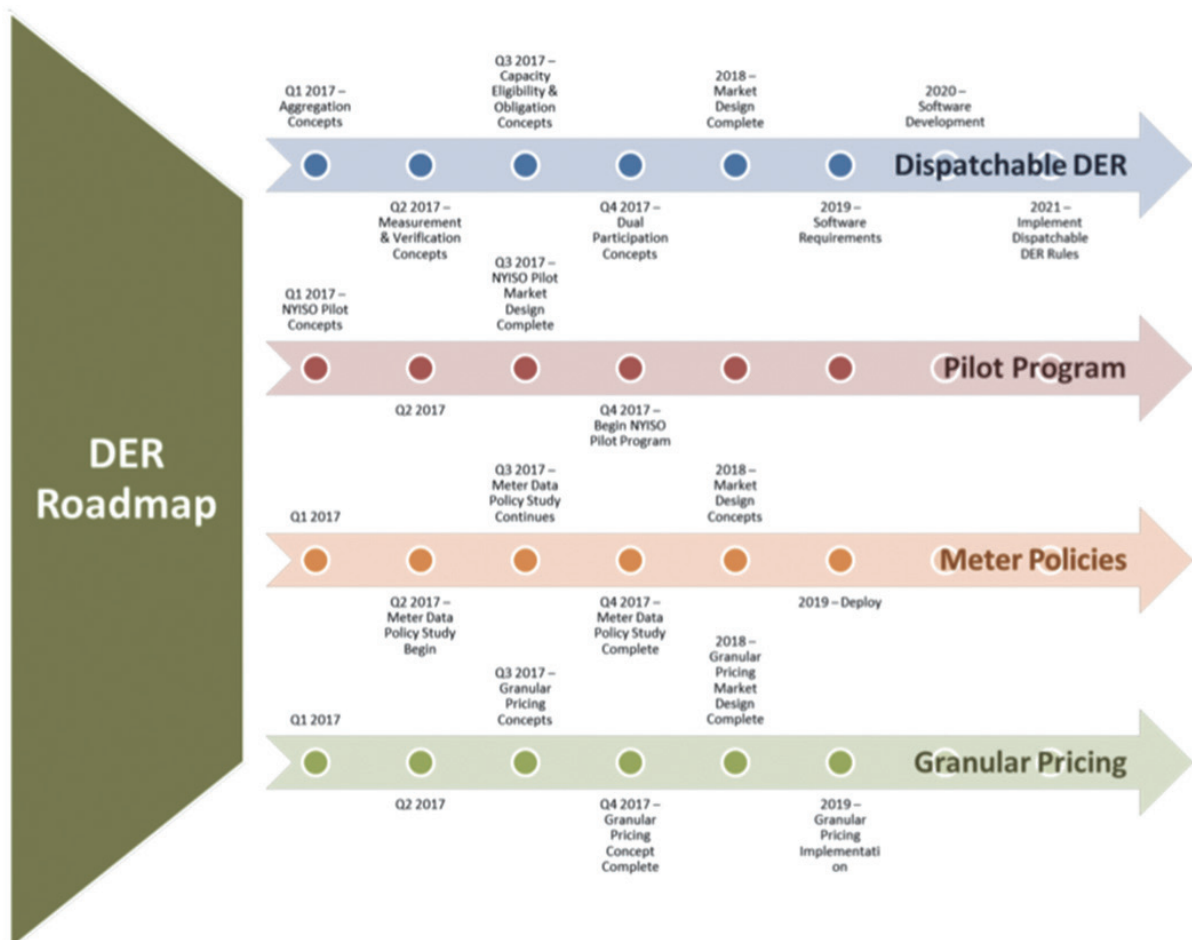


圖13 NYISO DER路徑藍圖(NYISO, 2017)

路徑藍圖規劃DER透過配電系統平臺(Distribution System Platform, DSP)提供者參與零售市場，淘汰原有日前需量反應方案(Day Ahead Demand Response Program, DADRP)、需求面輔助服務方案(Demand-Side Ancillary Services Program, DSASP)，保留特殊資源(Special Case Resource, SCR)方案、緊急需量反

應方案(Emergency Demand Response Program, EDRP)、負載價格上限競標方案(Price-Capped Load Bidding)、表後淨發電資源方案(Behind-The-Meter Net Generation, BTMNG)，並發展批發市場之負載調整(Load Modifier)方案以及經濟型可即時調度之DER，各種方案之資源型態及對應之電力市場如表8及表9所示。

表8 NYISO原有批發市場DER參與模式

	容量	能量	輔助服務
可靠型 —— 不可調度	SCR方案 ■ 人工操作(manual activation) ■ 接受容量費率	EDRP ■ 人工操作 ■ 自願負載抑低	
	負載調整方案 ■ 自主負載抑低以減少容量義務	負載價格上限競標方案 ■ 經濟型日前負載採購	
經濟型 即時可調度		DADRP ■ 日前能量市場排程 ■ 接受能量費率	DSASP ■ 日前能量市場排程及即時輔助服務市場 ■ 接受輔助服務費率
	表後淨發電資源方案(BTMNG) ■ 與發電機組相比較 ■ 完整整合於容量與能量市場 ● 每日能量提供義務之容量		

資料來源：NYISO (2017)，本研究繪製。

表9 NYISO規劃之批發市場DER參與模式

	容量	能量	輔助服務
可靠型 —— 不可調度	SCR方案 ■ 人工操作(manual activation) ■ 接受容量費率	EDRP ■ 人工操作 ■ 自願負載抑低	
	負載調整方案 ■ 自主負載抑低以減少容量義務	負載價格上限競標方案 ■ 經濟型日前負載採購	
經濟型 即時可調度	表後淨發電資源方案(BTMNG) ■ 與發電機組相比較 ■ 完整融入於容量與能量市場 ● 每日能量提供義務之容量		
	可調度DER ■ 與發電機組相比較 ■ 完整融入於容量與能量市場 ● 每日能量提供義務之容量 ■ 彈性的性能和付款方式		

資料來源：NYISO (2017)，本研究繪製。

NYISO定義五種DER可參與電力市場：(1) 純粹負載資源、(2) 負載與發電資源、(3) 負載與儲能資源、(4) 負載、發電與儲能資源、(5) 社區分散發電資源，NYISO認為除非同質資源聚合可以提供不同的服務，否則亦可聚合異質資源。而DER之聚合必須包含至少一種資源，並透過DER協調事業體(DER Coordination Entity, DEC)作為市場參與者與NYISO對接，而DEC可以是第三方聚合商、DSP或者是一般客戶。

NYISO沒有限制個別DER參與市場之最小容量，但是要求DEC聚合商(DEC Aggregation, DECA)至少要有100 kW才能參與容量市場，這是由於每五分鐘的經濟調度安全限制(Security Constrained Economic Dispatch, SCED)之運算限制，倘若DECAs資源太小，將會增加運算之複雜度，使得整合小型DER不符合成本效益。DERAs超過(含)1 MW才能參與能量市場、調頻備轉、即時備轉。而DECAs小於1MW在批發市場中可以參與能量市場，NYISO會先將同一個輸電節點上小於1 MW的DECAs先聚合成「超級聚合(Super Aggregation, SA)」參與NYISO的能量市場，當SA調度排程確定後，再將SA的調度排程分解至為各個DECAs。

4.2 紐約電力相關監理單位因應FERC2222之調整

NYISO於2019年6月提交「市場監管及服務區域費率(Market Administration and Control Area Services Tariff)」、「開放接取輸電線路之費率(Open Access Transmission Tariff, OATT)」之費率修正案(FERC, 2020b)，允許DER參與NYISO之既有的分散式能源資源與聚合參與模

式(Distributed Energy Resource and Aggregation participation model)於2020年1月23日獲得FERC同意，NYISO並認為符合大部分FERC 2222之內容，在2021年7月19日提出對於「市場監管及服務區域費率」、「開放接取輸電線路之費率」之費率修正，以符合FERC 2222之宗旨，共有下述幾點之修正(NYISO, 2021a)：(1) 服務每年40億度以下客戶之公用事業，RERRA選擇加入批發市場之要求、(2) DER因特殊目的而參與聚合之聯網³、(3) 防止重複計算DER提供之服務、(4) 單一資源聚合⁴、(5) NYISO、聚合商、DU之協調、(6) 市場參與之協議。

NYISO與FERC在幾次文件來回溝通後(FERC, 2021c；NYISO, 2021b)，最後在2022年6月17日FERC接受NYISO的遵循文件(FERC, 2022b)，認為NYISO已經遵循第2222號命令的大部分要求，針對剩餘的項目以及相關利害關係人之意見，要求在60天內提交進一步更貼切第2222號命令的遵循文件，說明如下：

(一) 小型公用事業(small utility)公司選擇加入

NYISO同意聚合商投標，若其所聚合之DER，為前一年度超過40億度電之小型公用事業之資源；若DER為前一年度40億度電或以下之小型公用事業之資源，則需RERRA的同意才能參與NYISO的市場。FERC要求NYISO對於小型公用事業之定義，以「DU」取代「負載服務事業(Load Serving Entity)」，並依此修改遵循文件中相關字詞。

如何落實小型公用事業公司選擇加入的機制，NYISO會要求聚合商決定資源是座落於小型公用事業公司的範圍內，若符合，該資源則每年向RERRA提出選擇加入

³ 在小型發電機聯網程序規範中，增加「只有透過聚合而參與ISO市場之小型發電機」可不受規範限制。

⁴ FERC要求RTO/ISO修改費率規則，讓單一DER可以適用DER聚合資源規則，做為自身的聚合商，故NYISO刪除原先「至少兩個以上」資源才能作為聚合資源。

之授權審查。由於聚合商會與DU定期聯繫，因此FERC認同聚合商是有能力可以承擔此責任。

不過FERC對於DER適用於選擇加入機制的執行流程，希望有更清楚的說明。例如，當DER從大型公用事業轉為小型公用事業的客戶，此DER因選擇加入機制而非批發市場合格資源的生效時間；當聚合商的DER被RERRA禁止參與批發市場時，沒有及時通報NYISO的說明。

(二) 互聯網機制(interconnection)

FERC 2222號命令中，對於DER聯網之規定，並沒有授予ISO/RTO管轄權，因此FERC同意NYISO提議修正OATT中，只有透過聚合商參與NYISO市場、配電系統聯網的小型發電機，不受小型發電機聯網程序規範；並修改小型發電設施之定義。

因NYISO修改小型發電設施之定義，使得OATT附錄S相關內容會有前後不一致的情況，因此FERC要求依修改模糊不清楚、前後不一致的費率規定，並解釋說明相關費率規定如何讓免除小型發電機聯網程序規範之DER，可以提供服務至容量市場(Capacity resource interconnection service, CRIS)、能量市場(Energy resource interconnection service, ERIS)。

(三) 透過DER聚合商參與RTO/ISO市場的資格

(a) 參與模式

FERC接受NYISO採用既有的DER模式，包含DER聚合參與模式以及特殊資源參與模式，前者包含同質以及異質資源聚合的DR，後者則是同質的儲能或者發電設備。NYISO的DER模式，皆可讓DER參與NYISO的能量、輔助服務以及容量市場。

不過NYISO限制單一或是多個DER無法提供輔助服務的情況下，異質聚合仍可

以提供輔助服務(即時備轉以及補充備轉)。FERC認為，只要聚合中的一些DER能夠滿足提供某些輔助服務的相關要求，聚合作為一個整體就應該能夠提供服務。FERC要求NYISO制定相關的措施，以解決NYISO的可靠度和可見度問題。

(b) 技術種類

FERC認同NYISO的提案，即符合多種參與模式資格的DER，但只能選擇一種參與模式(Key, 2022)。

(c) 重複計算

NYISO允許參與一個或是多個零售市場方案的DER，參與批發市場，而且NYISO的DER參與模式，提供DER可以「同時」參與多個零售市場方案以及多種批發市場商品。NYISO制定兩條限制來遏止一個服務同時參與多種方案的情況。在費率條款4.1.10.1禁止聚合商不能將已參與NYISO市場之DER，同時作為其他聚合商之資源或者個別資源，參與NYISO市場；在費率條款4.1.10.6則是禁止聚合商，將已經在零售市場提供「相同或者極為相似服務」的資源，註冊為聚合商新的資源，再參與NYISO的市場。對於費率條款4.1.10.6，FERC認為「相同或者極為相似」的定義不夠嚴謹，無法判別哪些零售市場的方案與批發市場的服務重疊，要求NYISO在60天內進行修正。

(四) 地點要求

NYISO會每年與輸電線路擁有者(New York Transmission Owners, NYTOs)，一同確認個別設施併網所對應之輸電節點以及相關配電饋線，並盡可能的擴大配電系統的覆蓋面積，以降低對於整體系統的不穩定性。FERC認同NYISO的做法，但是對於細節並沒有詳細規範。例如在NYISO的

費率條款中，並沒有制定在紐約電網區域(New York Control Area, NYCA)內，DER會聚合之輸電節點；也沒有訂定當有必要時，需要每年更新或者重新定義，在地理限制、技術可行下，新的輸電節點。FERC要求60天內進行修正。

(五)資訊以及資料要求

FERC指出NYISO一些疏漏的地方並要求補正：1. 要求聚合商更新其DER清單以及相關變更的資訊、2. 費率條款需包含聚合商提供其DER之物理特性、營運數據、註冊登記時必須提交的資訊等，3. 個別DER必須提交之參數、4. 提出個別DER聚合為聚合資源時，為會影響DU而必須與ISO/RTO之相關資訊、5. 建立DER聚合商除了DER一般註冊、投標所需，註冊過程中所需的一切參數。

(六)計量和遙測要求

NYISO允許聚合商選擇NYISO授權的電表服務商(Meter Services Entity)或合適的系統會員(Member System)提供的聚合計量服務，但聚合商有責任滿足NYISO費率條款適用的計量標準。聚合商需要向NYISO提供遙測數據(Key, 2022)。NYISO亦要求聚合商須即時回傳六秒鐘一筆的遙測資料，與發電機組一致的標準。

FERC認同NYISO要求聚合商須即時回傳六秒鐘一筆的遙測資料是為了系統可靠度，而且NYISO也放寬對於100 kW以下的DER可以採用替代可以驗證、計量的工具，避免小型DER須裝設與傳統機組同等昂貴的計量及遙測設備。

第2222號命令中，要求ISO/RTO的費率條款，對於DER的計量及遙測實施方式要有基本的描述，並指引進一步的技術問題至相對應的參考文件。FERC發現NYISO

在這部分是不完整的，NYISO忽略了為結算提交計量數據的繳交期限，也應於費率條款中給予相關技術細節問題的參考文件。由於聚合商可能因DER計量數據眾多，符合截止日期前提交數據可能會給聚合商帶來額外的挑戰，FERC認為應在下次提報修正文件之前討論此問題。此外，當計量數據從DU傳至RTO/ISO的情況下，NYISO也缺乏計量資料共享的機制，也沒有相關的協議在最低的成本下，可以確保隱私、資安議題。

(七)RTO/ISO、聚合商和DU之間的協調

(a) DU的角色

對於DU相關的程序，有六個項目FERC要求NYISO必須處理：(1) DU審查結果納入DER聚合註冊流程的要求、(2) NYISO費率條款中沒有包含DU將決定每個申請的DER是否能夠參與DER聚合、(3) DU將決定每個申請的DER參與DER聚合是否不會對配電系統的可靠和安全營運構成重大風險、(4) NYISO在費率條款中沒有要求DU提出可解釋可靠性調查結果的證明、(5) 當配電公用事業傳達電網可靠性問題，NYISO允許DER參與批發市場的權力須受限制、(6) NYISO需釐清應搜集的資料、與DU共享資訊的流程。

(八)市場參與協議

NYISO費率條款4.1.10.5要求聚合商證明DU和RERRA已授權DER和聚合參與批發市場，而非FERC所期望要求DER聚合商證明其符合DU的費率條款和運作程序、RERRA的規定及管制。

(九)生效日期

FERC同意NYISO在2022年第四季提出實施的時間表，並於生效日期前兩週提出符合2222號命令的遵循文件。

5. 從FERC第2222號行政命令系列給臺灣的啟示

5.1 正面肯定DERA的市場價值

過去DER與DERA因為容量過小，被集中式管理電網的樞紐機關所忽略，一方面數量過多容易造成管理成本過高，一方面是因為未在電網輸配規劃管線所預見，未能有機會參與電力市場交易，或是被限制於電力輔助服務市場。FERC第2222號行政命令的頒布，可以透過降低交易成本後，市場收益顯著超越其風險與成本負擔，對於DER與DERA參與電力市場，實不宜單純以「能源正義」看待，為了「普惠」更多微型分散式電源而强行推動；而應更注重實務上之市場「經濟效益」，是否真正有助於提升整體電力系統「穩供」與永續綠能布建。對臺灣現況而言，開放更多元的電力市場能符合能源轉型、產業轉型、社會轉型、生活轉型期的上位政策；但也要兼顧臺灣各界複雜的用電客層，在趨避市場道德風險的情況下，盡可能廣納天賦臺灣地理多樣性且豐富的DER與DERA。

5.2 監理機構制定市場運作的高階規則

美國FERC第2222號行政命令系列係經由FPA授權而頒行的行政命令，此類條文要完全移植於臺灣，恐與臺灣國情法制現況尚有相隔。檢視臺灣立法機制，應以《電業法》為基礎，提送增修條文草案，將DER與DERA定義為微型電業(身份)或微型發電資產(物權)。然後，再往下一法階另訂管理條例，責令電網調度樞紐的台電公司落實，限期修訂電力交易中心的市場規則，方是合乎國情現況的立法管道。

5.3 簡化行政程序以降低交易成本

FERC第2222號行政命令雖然以簡單明瞭的規則指導RTO/ISO提交資費修正案，但是實際的作業流程卻是繁複的歷程。從CAISO及NYISO與FERC之溝通文件，可以看出FERC亦重視ISO/TSO與其區域內其他利害關係人之協調、溝通。對照臺灣的國情則稍有不同。台電公司屬於綜合電業，已有四大事業部作為組織轉型之雛形，但仍同屬一家公司，各事業部皆屬重要利害關係人，應可建立溝通協調機制，簡化行政程序以降低交易成本。惟電力系統及市場運作仍需獨立監理機關，以其專業並降低政治干預，落實淨零永續與電力穩供，至關重要！

6. 結論與建議

6.1 結論

CAISO以及NYISO是FERC管轄權內，六個ISO/RTO中最早開放DER參與批發市場，並依照地區特性不同，規劃不同的DER聚合方案參與批發市場。在2020年FERC公布2222號命令後，亦是最早回覆遵循文件，並於2022年有條件地通過。

從FERC 2222發布、FERC與ISO來往之文件可以觀察到以下的政策意涵：

(1) DU/DSO/UDC角色

因應FERC 2222的要求，新增DER聚合商為電力批發市場參與者，DU/DSO/UDC的角色越顯重要，如何與其他利害關係人溝通協調、如何掌握並傳遞區域內DER資訊，涉及DER是否具備資格參與批發市場，亦是CAISO、NYISO與FERC來回溝通文件中，探討最多的部分。

由於DER大部分都座落於配電網路上，

DER聚合商必須透過配電網路才能提供服務至批發市場，甚至FERC回覆NYISO的文件也提到，DU應是對於DER最了解的機構，在遇到電網系統可靠度問題時，FERC也認同應暫時限縮ISO開放DER參與批發市場的權限。

從CAISO、NYISO的案例，可以了解當DER參與電力批發市場，區域電網調度者需要了解DER如何影響電網、DER分布的位置、DER數量以及裝置容量，並且要能即時掌握資訊，才能進行區域電網電力調度、維持區域電網穩定。

(2) 充分發揮DER價值

由於過往在FERC 2222頒布前，電力市場監管機制不友善、計量與遙測設備之要求、最小聚合規模等交易成本，造成DER聚合商選擇DER聚合方案參與電力批發市場之意願不高，只傾向選取CAISO、NYISO原有的需量反應方案，造成DER無法有效對電力批發市場提供應有的能量服務與輔助服務，侷限DER的多面向功能與淨零永續價值，未能被充分體現。而FERC 2222在電網穩定的前提下，為DER提供公平之競爭環境，促進DER發展。

(3) 資料共享

由於美國電業是開放的自由競爭市場，ISO/RTO作為系統調度中心，必須與其他相關利害關係人溝通協調，包含區域管制機構，如CPUC、NYPSC，輸電線路擁有者、RERRA等，在FERC批准的CAISO、NYISO遵循文件，都逐一考量並回應各方意見。

DER是眾多小型資源，涉及的利害關係人也有別於傳統電業生態，資料共享的議題對於順暢的溝通協調更顯重要，除了可以讓ISO、DSO充分了解電網即時資訊，提升電

網穩定度，對於市場參與者而言，因能消弭資訊不對稱之問題，促進電力市場之參與者公平競爭。

6.2 建議

臺灣目前仍為一家綜合電業，調度、發電、輸電、配電等為不同單位、事業部所負責，仍如同美國電力市場需要彼此溝通、協調。此外，臺灣電力交易平臺已於2021年上線，除了現有的輔助服務商品，當DER在臺灣電網逐漸增加，6所ADCC (區域調度中心)、21所DDCC (配電調度中心)也應考量區域電網調度之功能，以及節點聚合之設計。

DSO/DU角色定位，可以掌握詳細資訊而進行小範圍內的控管，協助再生能源在地消費，減少對長程傳輸系統的需求，提升能源使用效率，DER的間歇性問題可以被緩解，避免大量間歇性能源同時注入中央電網，亦可避免區域問題擴及到大電網範圍。

具體言之，臺灣能源管制機關應如同FERC 2222營造對DER更友善的環境、增加DER滲透率，思考適合臺灣DU/DSO/UDC角色，臺灣電業應朝向以分散式再生能源極大化以及DU/DSO/UDC為核心的電力系統規劃方向發展，並落實於台電公司未來10年電網強固計畫之中。

誌謝

本文作者感謝行政院國科會計畫編號MOST 110-3116-F-216-001、NSTC 112-2622-8-216-001-TD2及工研院委託專案計畫經費之支持，也感謝兩位匿名評審委員提供的寶貴意見。惟本文如有任何錯誤，應由作者們自負文責。

參考文獻

- 國家發展委員會，2022。臺灣2050淨零排放路徑及策略總說明。
- 許志義，2022a。「淨零轉型是產業發展之新興商業模式」，《自由時報》。
- 許志義，2022b。「電網安全與電業改革」，《經濟日報 名家觀點》。
- 許志義、陳汝吟、楊宗霖與陳宗薊，2022c。綜論再生能源、需量反應及儲能系統之政策調適與配套措施，未刊登文稿。
- 許志義、楊宗霖、蔡志祥與葉法明，2020年。論市場導向之綠能發展與政策臺灣能源期刊，第七卷，第四期，頁365-387。
- Black and Veatch, 2020. Distribution System Operator (DSO) Models for Utility Stakeholders.
- BloombergNEF, 2020. FERC Allows Virtual Power Plants in U.S. Wholesale Markets.
- BloombergNEF, 2021. Long-Term Outlook: C&I Solar and Storage.
- BloombergNEF, 2022. 1H 2022 Energy Storage Market Outlook.
- CAISO, 2021a. Tariff Amendment to Comply with Order No. 2222.
- CAISO, 2021b. Response to FERC Deficiency Letter regarding FERC Order No.2222. Docket No.ER21-2455.
- Feldman, D. and R. Margolis. 2021. “H2 2020: Solar Industry Update.” Golden, CO.
- FERC, 2020a. Participation of Distributed Energy Resource Aggregations in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators. Docket No. RM18-9-000; Order No. 2222. Washington, DC.
- FERC, 2020b. Order Accepting Tariff Revisions and Directing Compliance Filing and Informational Report.
- FERC, 2021a. 2021 Assessment of Demand Response and Advanced Metering.
- FERC, 2021b. Letter Order Compliance Filing-FERC Order No.2222. Docket No.ER21-2455.
- FERC, 2021c. Request for Leave to Answer and Answer of New York Independent System Operator, Inc.
- FERC, 2022a. Order Partial Accepting and Requesting a Compliance Filing. Docket No.ER21-2455.
- FERC, 2022b. Order Partial Accepting and Requesting a Compliance Filing. Docket No.ER21-2455.
- Gridworks, 2022. Evaluating Alternative Distribution System Operator Models for California.
- Gundlach J. and R. Webb, 2018. Distributed Energy Resource Participation in Wholesale Markets: Lessons from the California ISO, 39 Energy L. J. 47.
- Key, J., 2022. The First Order No. 2222 Compliance Orders (CAISO and NYISO): Part 2 – Topic 5 (Eligibility to Participate in RTO/ISO Markets through a Distributed Energy Resource Aggregator). Retrieved from: <https://www.steptoepurpablog.com/2022/06/the-first-order-no-2222-compliance-orders-caiso-and-nyiso-part-2-topic-5-eligibility-to-participate-in-rto-iso-markets-through-a-distributed-energy-resource-aggregator/>
- Mackenzie, W., 2020. United States Distributed

- Energy Resources Outlook.
- NYISO, 2017. Distributed Energy Resources Roadmap for New York's Wholesale Electricity Markets.
- NYISO, 2021a. Compliance Filing and Request for Flexible Effective Date.
- NYISO, 2021b. Response to October 1, 2021, Letter Requesting Additional Information in Docket No. ER21-2460-000, -001
- State Energy and Environmental Impact Center, 2021. Are We There Yet? Getting Distributed Energy Resources to Markets.
- Utility Dive, 2022. California moves to simplify interconnection rules for distributed energy resources.
- Zhou, Ella, David Hurlbut, and Kaifeng Xu., 2021. A Primer on FERC Order No. 2222: Insights for International Power Systems. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/ TP-5C00-80166.

Adjustment and Influence of ISO/RTO in Response to FERC Order No.2222

Jyh-Yih Hsu¹ Chih-Hsiang Tsai^{2*}

ABSTRACT

FERC Order No. 2222 eliminated the barriers for distributed energy resources to participate in the wholesale electricity market. The California and New York independent system operators took the lead in obtaining FERC's conditional approval in June 2022, and they will be implemented after amendments. This study analyzed CAISO and NYISO's amendments of DER participation in the wholesale electricity market after the release of FERC No.2222. CAISO and NYISO had DER participation models before the promulgation of FERC No.2222, and most of them meet the requirements. In addition to revising the definition of DER to be consistent with FERC 2222, and adding DER aggregators as one of the market participants, the main revisions are adjusting the scale of the DER aggregation, clarifying how to avoid double counting, establishing coordination mechanism for stakeholders, defining the timing and objects for data sharing, etc. Since DERs need to participate in the wholesale electricity market from the distribution network, the role of the DU (Distributed Utility)/DSO (Distribution System Operators)/UDC (Utility Distribution Company) becomes more significant. As the penetration rate of DER increases, Taiwan's electric industry should develop towards the direction of power system planning centered on distributed renewable energy maximization and DU/DSO/UDC.

Keywords: Distributed Energy Resource, FERC Order No.2222, Electricity Wholesale Market, Distribution System Operator, Utility Distribution Company.

¹ Distinguished Professor, College of Innovative Industries and Department of Business Administration, Chung Hua University; Lifetime Chair Professor, National Taipei University of Business; Distinguished Research Fellow, Intelligent Transportation Development Center, National Chung Hsing University.

² M.A. in Development Economics, University of Queensland; M.A. in Economics, National ChengChi University.

*Corresponding Author, Phone: +886-(0)933-136116, E-mail: revitasi@gmail.com

Received Date: November 03, 2022

Revised Date: March 04, 2023

Accepted Date: March 09, 2023