

出國報告（出國類別：實習）

# 日本再生能源調度運用及交易機制 設計等交流研習

服務機關：台灣電力公司電力調度處

姓名職稱：黃晏奇 課長

許時瑞 課長

莊武斌 專員

派赴國家：日本

出國期間：中華民國 113 年 12 月 15 日至 113 年 12 月 21 日

報告日期：中華民國 114 年 2 月 17 日

本文電子檔已傳至公務出國報告資訊網(<https://report.nat.gov.tw>)

# 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：日本再生能源調度運用及交易機制設計等交流研習

頁數 35 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話

台灣電力公司/人力資源處/翁玉靜/(02)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

黃晏奇/台灣電力公司/電力調度處/課長/(02)2366-8640

許時瑞/台灣電力公司/電力調度處/課長/(02)2366-7768

莊武斌/台灣電力公司/電力調度處/專員/(02)2366-6610

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 開會6 其他

出國期間：113 年 12 月 15 日至 113 年 12 月 21 日

派赴國家/地區：日本

報告日期：114 年 2 月 17 日

關鍵詞：再生能源、電力交易市場、出力控制（Curtailment）

內容摘要：（二百至三百字）

1. 本處依相關法規負有電力系統運轉調度及營運電力交易市場之責，在我國再生能源漸增，其變動性及不易預測性對電力系統穩定造成巨大衝擊之情境下，電力調度及市場交易機制必須從更上位、更全面的視角加以檢視，並提出精進改革措施，方能因應高再生能源滲透率所衍生的挑戰。
2. 為瞭解再生能源滲透率漸增之情境下，市場交易制度及調度運用規則之建置經驗，奉派赴日本拜訪關西電力公司、中部電力公司等電力集團公司之輸配電子公司、「電力廣域的運營推進機關（OCCTO）」、日本電力交易所等機關，以及三菱綜合研究所等智庫。
3. 所蒐集相關研究資料及成果，可作為相關業管單位運用及本公司後續研究之參考。此次出國之心得及建議詳如本出國報告。

# 目錄

目錄.....	3
圖目錄.....	4
表目錄.....	5
壹、 計畫說明.....	6
一、 緣起.....	6
二、 行程概要及預期成果.....	6
貳、 參訪機構介紹.....	7
一、 電力廣域的運營推進機關（OCCTO）.....	7
二、 日本卸電力取引所（JEPX）.....	9
三、 電力需給調整力取引所（EPRX）.....	11
四、 三菱綜合研究所（MRI）.....	13
五、 送配電公司.....	14
參、 交流內容.....	19
一、 日本再生能源併網制度介紹.....	19
二、 日本電力交易市場商品介紹.....	28
三、 日本 FIT 與 FIP 制度比較.....	29
四、 日本再生能源出力抑制（削減）程序介紹.....	30
肆、 心得與建議.....	34
一、 日本逐步擴大再生能源併網及併網規範修訂值得台灣參考.....	34
二、 日本電業管理架構及交易機制之啟發.....	34
三、 日本再生能源削減程序可資借鏡.....	35

# 圖目錄

圖 1 OCCTO 與相關組織關係圖.....	7
圖 2 關於廣域系統整備長期展望.....	9
圖 3 JEPX 電力交易概述 .....	10
圖 4 JEPX 交易類型時序關係圖.....	11
圖 5 調整力採購方法的變遷.....	12
圖 6 VCP 經營概述.....	13
圖 7 MRI 專門領域研究員人數分布.....	14
圖 8 現行變頻設施加強計畫.....	15
圖 9 中部地區中心區交換環路計畫 .....	16
圖 10 流通設備建設計畫 .....	16
圖 11 關西電力組織變革 .....	17
圖 12 「N-1 電制」概念 .....	19
圖 13 各區域「N-1 電制」最大適用容量 .....	20
圖 14 「N-1 電制」範例 .....	20
圖 15 「非固定型連接」示意圖.....	21
圖 16 「再給電方式」示意圖.....	21
圖 17 日本系統壅塞管理情形.....	22
圖 18 出力控制概述.....	27
圖 19 出力控制系統架構 .....	27
圖 20 日本 FIT 與 FIP 制度比較.....	29
圖 21 關西電力最大誤差量計算範例 .....	32
圖 22 再生能源削減分配原則示意圖 .....	33

# 表目錄

表 1 構成容量市場之拍賣 .....	8
表 2 需給調整市場中的商品列表及各項要求.....	13
表 3 出力控制系統需求 .....	26
表 4 日本推動再生能源線上化控制進展 .....	28
表 5 再生能源容量比例(控制方式別).....	28
表 6 日本電力交易市場商品.....	29
表 7 中部電力出力抑制時間表.....	31
表 8 再生能源削減無補償規範.....	33

# 壹、計畫說明

## 一、緣起

日本再生能源占比自 2017 年開始成長迄今已超過 20%，且預計在 2030 年達到 40%，與我國之政策發展目標相近，且日本自 2003 年成立卸電力取引所（電力交易所，以下簡稱 JEPX）以來，已有超過 20 年的營運歷史，對於如何透過適當商業機制設計因應再生能源高滲透之挑戰，具有豐富之研究成果及實際經驗，可以做為我國推動再生能源平衡交易之參考對象。

在日本電業法規要求下，電力公司必須獨立營運電力系統，因此輸配電公司須與發、售電公司及政府部門溝通協作，兼顧電力系統穩定及電業間公平競爭合理經營，而本公司依相關法規負有電力系統運轉調度及營運電力交易市場之責，在我國再生能源漸增，其變動性及不易預測性對電力系統穩定造成巨大衝擊之情境下，電力調度及市場交易機制必須從更上位、更全面的視角加以檢視，並提出精進改革措施，方能因應高再生能源滲透率所衍生的挑戰，故有向已具類似發展經驗之日本電力公司及電業監管部門取經，以持續強化台灣現有機制，提升再生能源之調度及管理能力的必要。

## 二、行程概要及預期成果

本案於 113 年 12 月 15 日前往日本，並於 16 至 18 日拜訪電力廣域的運營推進機關（以下簡稱，OCCTO）、JEPX、負責輔助服務交易之電力需給調整取引所（輔助服務交易所，以下簡稱 EPRX），以及三菱綜合研究所(MRI)，12 月 19、20 日分別前往名古屋及大阪拜訪中部電力及關西電力之輸配電子公司，瞭解再生能源滲透率漸增之情境下，市場交易制度及調度運用規則之建置經驗，以精進本公司電力交易平台之各項規定及程序，促進未來交易發展。

鑒於日本自 2012 年開始施行再生能源躉購（Feed-in Tariff, FIT）制度，且為鼓勵發電業者積極參加電能交易市場，遂於 2022 年開始導入電價差額補貼（Feed-in Premium, FIP）機制，使發電業者收入與電力交易市場連動（詳請參閱圖 20），對促進再生能源發展、減輕民眾電費負擔成效顯著，因此日本推動 FIP 機制之經濟考量、溝通過程及結算方式亦為本案希望能夠深入了解之議題。

## 貳、參訪機構介紹

### 一、電力廣域的運營推進機關（OCCTO）

OCCTO（Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators）成立於 2015 年 4 月，站在一個中立且公正的立場，旨在維持供電穩定與儘可能簡化供電系統。OCCTO 職責主要包含：編制電力公司的供電計畫、監視全國供需情況並解決供需限制、營運（備用）容量市場以促進保障供給能力、制定跨區域電網擴充計畫，與制定提升電網利用率的規則。此外，為了實現碳中和，OCCTO 也推動包含：根據《再生能源特別措施法》進行成本分攤協調及招標業務、促進基於未來電網整體規劃之規劃流程、解決引進大量再生能源所造成之電網運轉技術挑戰，與營運長期去碳電力之拍賣。

2022 年在更嚴重且大範圍的災害發生及主要電力將轉為再生能源的背景下，日本頒布了《能源供給強韌化法》，並修訂了《電氣事業法》與《再生能源特別措施法》，賦予 OCCTO 新的職責，在災害應變方面加強停電時的快速復電措施及緊急情況下的電力供需；電網規劃方面拓展主要電網跨區域運作及分散式電源的平滑併網；針對 FIT/FIP 部分，以更效率且整體化的方式執行拍賣、費用分攤協調、處理費用基金及併網補貼等業務。

OCCTO 與政府、相關組織關係圖如圖 1 所示。

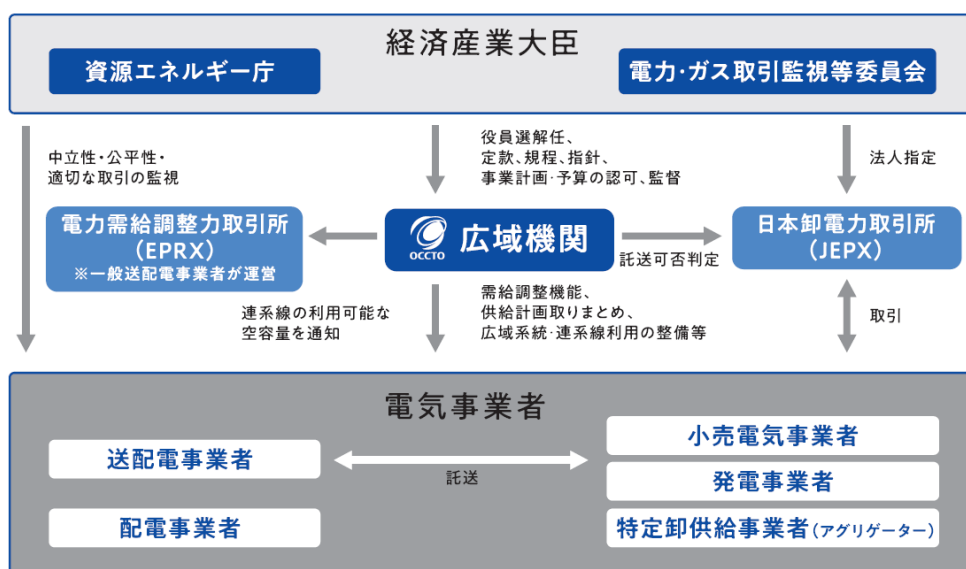


圖 1 OCCTO 與相關組織關係圖

## (一) 容量市場

隨著電力自由化以及再生能源擴大引進，投資者認為投資電源可預期的回收效益正在下降，但若電源投資不足可能會導致未來電源短缺。為確保未來的供電穩定，2020年由 OCCTO 擔任市場管理者成立容量市場，獲得未來所需的供電能力，增加電源投資回收的可預期性，確保中長期的供電能力。

容量市場（表 1）包括容量拍賣和特別拍賣，另在 2023 年建立新的長期去碳電源拍賣作為容量拍賣的一部分。

表 1 構成容量市場之拍賣

市場	構成市場之拍賣	拍賣概述
容量市場	主拍賣	為了獲得必要的供給能力以滿足未來一定時期內的需 求，會在實際提供供給能力的前四年進行。
	追加拍賣	考慮到主拍賣後的預期需求、採購的供給能力及其變化， 若有需要將在實際提供供給能力的前一年進行下列兩次 拍賣。 <ul style="list-style-type: none"><li>● 購買拍賣 當發現主拍賣中採購的供給能力與所需相比不足 時，額外招募供給者。</li><li>● 釋放拍賣 當發現主拍賣中採購的供給能力與所需相比有剩餘 時，招募供給者釋放合約中保證的容量。</li></ul>
	長期去碳 電源拍賣	提供大規模電源投資（去碳電源的新設或汰換）的長期固 定收入的方案，確保電源投資回收的可預期性，促進電源 投資。
	特別拍賣	當明顯難以維持穩定供電時實施。

## (二) 電網擴充計畫

為達到 2050 年實現碳中和能源政策，OCCTO 持續制定中長期廣域電網政策（圖 2），推動基礎建設發展，目前已制定東京～中部互連線、中北～東京互連線與北海道～本州互連線的廣域系統開發計畫，預計於 2027 年完成。



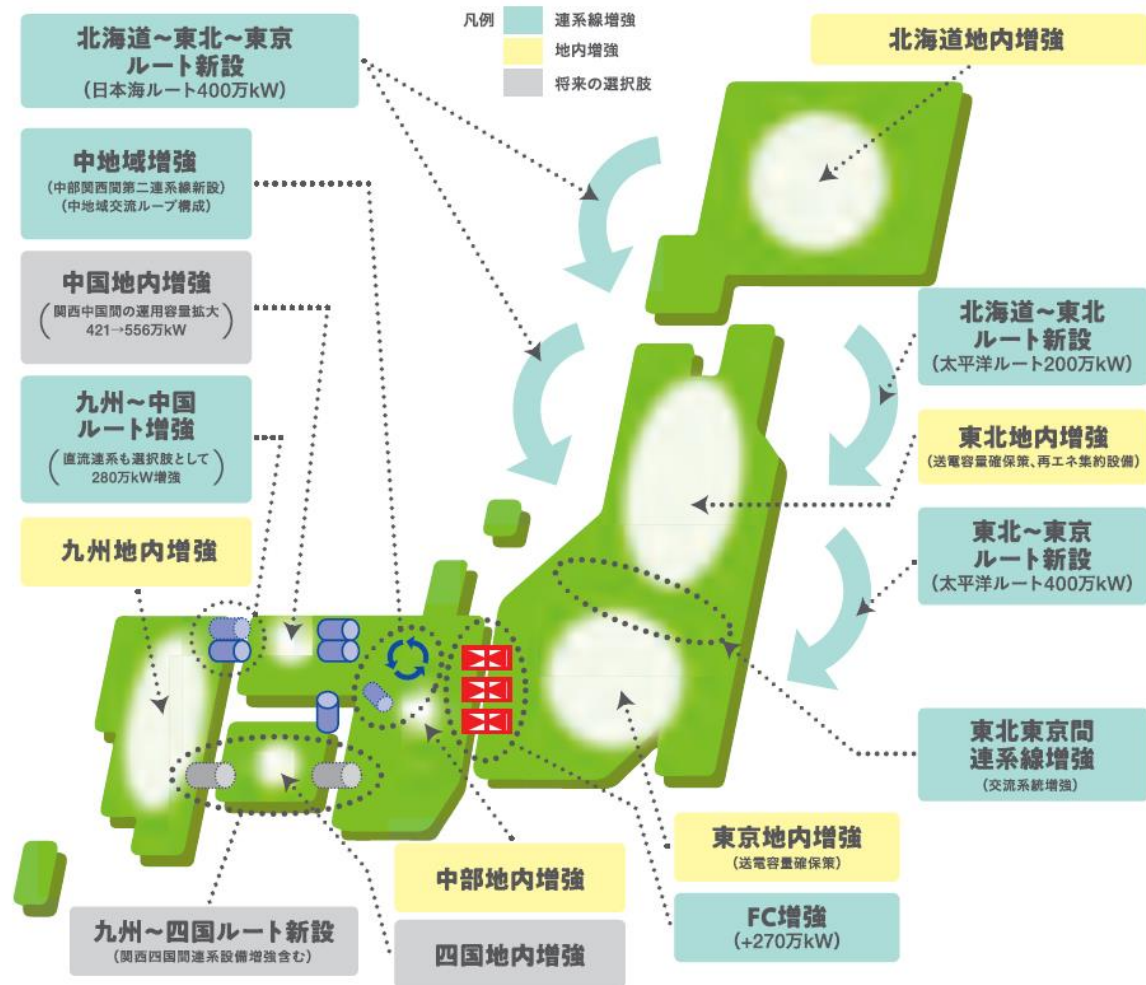


圖 2 關於廣域系統整備長期展望

### (三) 穩定供電

為有效利用區域間連絡線、維持供需平衡，OCCTO 職責包含 24 小時輪班機制，監控全國主要發電機組的運轉和停機情況，透過市場交易等方式監控區域間連絡線利用情況，各區域年度至每日供需情況之彙整與發佈。當供電緊張或區域供需難以平衡時，OCCTO 作為上層機構，會立即確認資訊並進行調整，指令區域一般送配電事業者（以下簡稱 TSO）以維持供電穩定。

此外，OCCTO 也會針對包含互連線路在內的全國輸電線路進行技術研究與運轉規則研究並發布結果。設備停檢修方面，會調整全國主要線路、主要電廠相關線路之停電時程。

## 二、日本卸電力取引所（JEPX）

JEPX（Japan Electric Power eXchange）成立於 2003 年，是日本唯一可以買賣電力的市場，JEPX 的成立是為了使發電公司和零售電力公司（包括新電力公司）能夠穩

定地進行電力交易，欲進行交易者，需要成為「交易會員」，交易會員必須是處理電力實物的事業者，具體而言，必須與 TSO 簽訂發電量調整供給契約或併網供給契約，此外淨資產額必須在 1,000 萬日元以上。截至 2024 年 6 月 14 日，JEPX 共有 314 家交易會員。

JEPX 在發電公司銷售電力、零售電力公司購買電力的體制下運作（圖 3）。在日本，是以 30 分鐘為時間單位進行「同時等量原則」之管理，以匹配每單位時間的電力需求量和供給量。

### JEPX における電気の取引の概要



圖 3 JEPX 電力交易概述

JEPX 擁有多個不同角色的電力交易市場，主要市場如下：

#### (一) 現貨市場（スポット市場）

現貨市場是 JEPX 的主要市場，也稱為日前市場，在交付日前一天進行電力交易，以便隔日交付。一天分為 48 個時段，每次 30 分鐘，每個時段進行電力買賣，在市場上買賣的決定稱為合約。

現貨市場最小容量單位為 0.1 千瓩 (MW)，即最小電量為 50 度 (kWh)，交付日前一天接受投標的開放時間為上午八點至下午五點，交易於每天十點處理，使用單一價格拍賣 (single-price auction) 方式進行。

#### (二) 遠期市場（先渡市場）

遠期市場是未來交付電力的交易市場。它經常被用作風險對沖，是一種提前（最多提前 3 年）購買電力的交易，這樣即使將來電價上漲也不會出現問題。

遠期市場採一種類似股票交易的「Zaraba」逐筆交易模式，在遠期市場可以購買週型（「24 小時型」、「平日日間型」等）、月型，年型（「平日日間型」）等三種類型的產品（詳請參閱表 6）。

### (三) 小時前市場（時間前市場）

小時前市場是針對現貨市場結束至實際供需前一小時之間發生的電力供需不平衡而設置的市場，也採用「Zaraba」模式。現貨市場、遠期市場、小時前市場在時間軸上排列如圖 4。

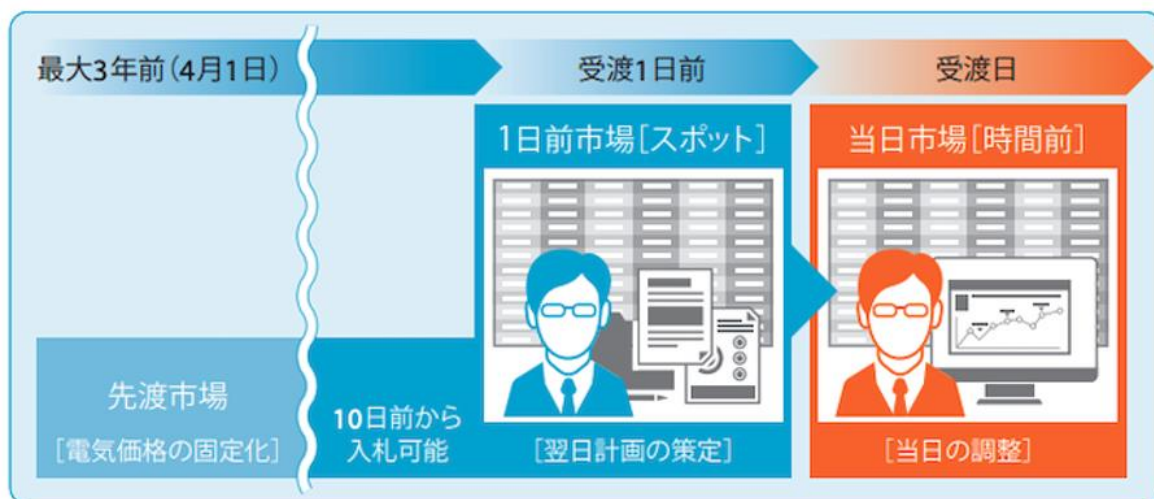


圖 4 JEPX 交易類型時序關係圖

### (四) 基載市場（ベースロード市場）

為了公平競爭並刺激零售競爭，2019 年要求擁有基載電源的公司提供電力，並在 JEPX 內部建立了「基載市場」。目前，基載電力交易每年進行四次，分別為 7、9、11 月及隔年 1 月，交易採單一價格拍賣方式進行。

### (五) 非化石價值交易市場（非化石價值取引市場）

非化石價值是指使用去碳電力的「環境價值」，並將這種非化石價值作為與電力本身價值分開的「憑證」進行交易。

## 三、 電力需給調整力取引所（EPRX）

依據《電氣事業法》的規定，TSO 需自行購買其轄區內的頻率控制、供需平衡調整等所需的「調整力」。TSO 最初在各區域內進行年度的公開招標以購買調整力，但為了確保更多電源的參與機會，並透過活化競爭降低成本，以確實、有效率地購買調整力，由除沖繩外的 9 家 TSO 自願組成的聯盟主導，開設了「 $\Delta kW$ 」的廣域交易需給調整市場，並於 2021 年 4 月開始交易（依據反應速度等區分從一部分商品先行）。

自 2024 年起，考量到電力相關市場等的重要性將進一步提升，作為提升市場營運的穩定性、透明性及中立性的一項措施，將市場營運主體從原組合方式轉為法人形態，

並新設 EPRX (Electric Power Reserve eXchange)。

### (一) 調整力採購方法的變遷 (圖 5)

在 2015 年以前，擁有送配電部門和發電部門的舊一般電力事業者，利用自有電源維持其區域內的供需平衡，但自 2016 年起，為了避免對特定電源的優待，並從更有效率的角度購買調整力，各區域 TSO 開始在其轄區內，以公開招標的方式進行調整力的採購。

自 2021 年起，改採為跨區域的廣域性採購，並且不再是年度公開招標，而是以特定時間段 (區塊) 為單位進行採購，旨在透過確保更多電源參與機會及活化競爭，更確實且有效率地採購調整力 (降低採購成本)，因此從轄區內的公開招標轉向跨區域的市場投標交易，並開設需給調整市場。

在本市場中，作為買方的 TSO 將登記其希望獲得的調整力需求量，作為賣方的調整力提供商根據買方需求進行投標，通過約定達成交易。

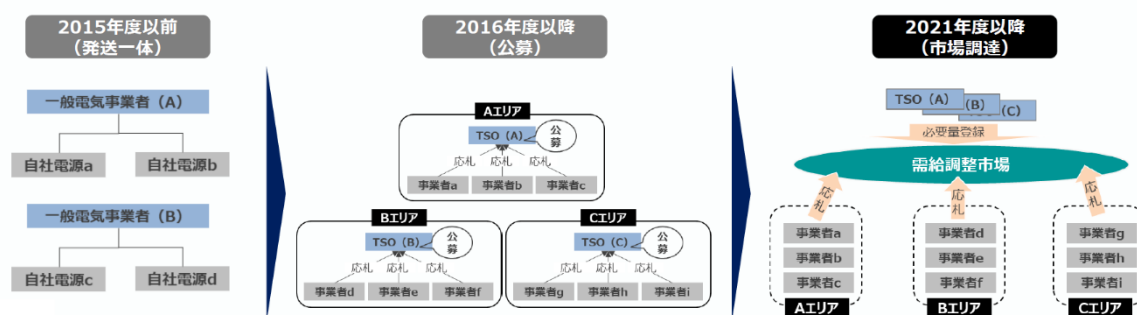


圖 5 調整力採購方法的變遷

### (二) 調整力商品

調整力主要是應對負載變動及再生能源發電變動等變化，維持頻率穩定的角色。這些變動可分為長週期成分 (十數分鐘~數小時程度)、短週期成分 (數分鐘~十數分鐘程度)、極短週期成分 (數秒~數分鐘程度) 三個成分，並針對每個成分提供相應的功能，如經濟負載分配 (Economic load Dispatching Control, EDC) 功能、負載頻率控制 (Load Frequency Control, LFC) 功能、無調速 (Governor-Free) 功能。

需給調整市場中交易的對象為具備調整功能及響應時間、持續時間的資源 (如發電機等)，目前 EPRX 根據 TSO 運轉需要，將上述功能設計成 5 種交易商品，如表 2 所示。

表 2 需給調整市場中的商品列表及各項要求

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン
監視	オンライン （一部オフラインも可*1）	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ （オフライン監視の場合は不要）	専用線のみ	専用線 または （簡易指令システム*2）	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間*3	3時間*3	3時間*3	3時間*3	3時間*4
応動時間	10秒以内*5	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内*4
継続時間	5分以上*5	30分以上*3	30分以上*3	3時間*3	3時間*4
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	-（自端制御）	0.5~数十秒	専用線：数秒~数分 （簡易指令システム*2：5分）	専用線：数秒~数分 簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	1~数秒*1	1~5秒程度	専用線：1~5秒程度 （簡易指令システム*2：1分）	専用線：1~5秒程度 簡易指令システム：1分	1~30分*6
供出可能量 （入札量上限）	10秒以内に出力変化可能な量 （機器性能上のGF幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量 （機器性能上のLFC幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量 （オンラインで調整可能な幅を上限）	15分以内に出力変化可能な量 （オンラインで調整可能な幅を上限）	45分以内*4に出力変化可能な量 （オンラインで調整可能な幅を上限）
最低入札量	1MW	1MW	1MW	1MW	1 MW
刻み幅 （入札単位）	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

#### 四、三菱総合研究所（MRI）

MRI（Mitsubishi Research Institute）為一個私人智庫，隸屬於三菱集團。1970年三菱集團創業 100 周年之際由該集團各分公司出資建立，2009 年在東京證券交易所掛牌上市，旨在為政府、地方政府和企業等客戶提供服務，透過價值創造流程（Value Creation Process, VCP）管理（圖 6），為解決各種問題做出貢獻。

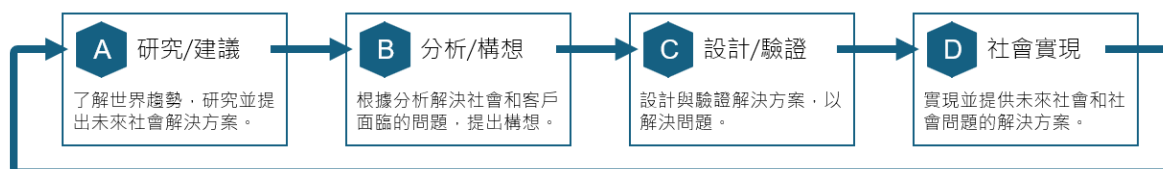


圖 6 VCP 經營概述

MRI 研究的領域十分廣泛，按服務領域可分為：

- 管理諮詢：透過匯集綜合性智庫的知識，提供從策略制定到實施的全面支持，以實現企業和業務的成長，管理改革與創新。
- 數位轉型：透過提供使用數位技術創造新業務的整合服務，從策略、規劃到驗證，執行及實施及數位人力資源開發。
- 能源/永續發展/食品與農業：預測能源、永續發展、食品與農業領域的政策和業務問題，透過研究與諮詢及社會實現專案提供支援。
- 資訊與通訊：支援通訊、無線電波、廣播等廣泛領域從研究到商業化的一切。
- 尖端技術：提供尖端科學技術和創新的資訊以及高度專業化的服務，為客戶業務及社會永續發展做出貢獻。

- 當地社區流動性：支援城市和地區使用自動駕駛等新技術的交通系統的實施，及提高能源消耗效率和減少環境影響。
- 衛生保健：打造與培育健康產業，包含健康、預防、醫療、工作方式改革等。
- 人力資源：以個人和組織的永續發展為目標，提供人力資源諮詢服務，從硬體和軟體的角度提高組織效率。
- 災害預防/風險管理：支援企業和社會面臨的自然災害等風險的預測、影響評估和事業持續計畫（BCP）制定，建立一個有彈性的社會。
- 海外戰略：利用日本的經驗和知識解決全球社會問題，包含老化、社會福利、環境和能源問題及基礎設施開發等領域發展業務。

截至 2023 年 9 月，MRI 專門領域研究員人數如圖 7 所示。

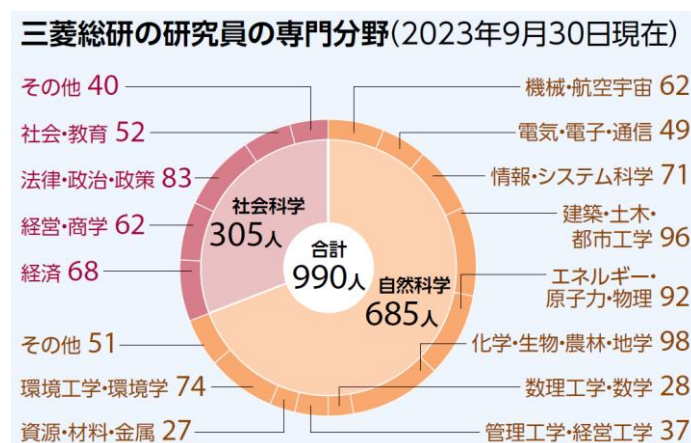


圖 7 MRI 專門領域研究員人數分布

## 五、送配電公司

### (一) 中部電力パワーグリッド株式会社（中部電力電網公司）

中部電力公司（以下簡稱中部電力）成立於 1951 年，是日本的一家以中部地方為營業範圍的電力公司，具體營業範圍包括長野縣、岐阜縣（不含飛驒市神岡町、關原町今須地區）、愛知縣、三重縣（不含熊野市以南地區）及靜岡縣（富士川以西）。2019 年中部電力旗下的火力電廠移交給捷熱公司（2015 年東京電力與中部電力合資成立）營運，但中部電力仍營運火力發電廠以外的發電廠。2020 年為實現電力自由化、發送電分離，成立負責送配電業務的中部電力電網公司（以下簡稱中部 TSO），以及負責電力、瓦斯販賣的中部電力 Miraiz，中部電力負責發

電業務，並轉型為持股公司。

2023 年度，中部 TSO 設備統計如下：

1. 輸電設備：架空電力線路長度：10,592 公里，地下電力線路長度：1,336 公里，支撐結構（鋼塔等）：34,732 台
2. 變電設備：變電所 999 所
3. 配電設備：架空電力線路長度：131,588 公里，地下電力線路長度：4,762 公里，配電用變壓器個數 1,654,995 個

中部電網分別與東京、北陸、關西電網互連：

- 東京中部互連設施

東京電網（50 Hz）因與中部電網（60 Hz）基準頻率不同，系統之間的電力交換需要變頻。第一個是 J-電力公司（J-Power Transmission and Substation）的佐久間變頻站，50 Hz 側連接至 275 kV 佐久間東幹線，60 Hz 側連接至 J-電力公司的 275 kV 西東京變電所；第二個是東京 TSO 的新信濃變電所，50 Hz 側連接至東京 TSO 的 500 kV Azumi 幹線，60Hz 側連接至中部 TSO 的 275 kV 新信濃支線；第三個是中部 TSO 東清水變電所，50 Hz 側連接至東京 TSO 的 154 kV 富士川線路，60Hz 側連接至中部 TSO 的 275 kV 駿河東清水線；第四個是飛驒信濃變頻設施。連接中部 TSO 的飛驒換流站和東京 TSO 的新信濃變電所。目前總容量為 210 萬瓩，未來預計擴充至 300 萬瓩（圖 8）。

ステータス	設備	容量(kW)
既設	新信濃	60万
既設	佐久間	30万
既設	東清水	30万
既設	飛驒信濃	90万
2027年度未予定	佐久間	+30万増強
2027年度未予定	東清水	+60万増強
合計容量		300万

圖 8 現行變頻設施加強計畫

- 中部北陸互連設施

中部與北陸原透過位於南福光變電所的背對背（Back-to-Back, BTB）變頻設施（容量 30 萬瓩）互連，考量 2020 年代中期該設施將更新保護與控制設備，為降低設備更新成本、擴大營運能力並提高可靠性，該 BTB 變頻設施將被廢除，配合中部地區（中部、關西、北陸）中心區交換環路的融通做準備，相關建設工作已於 2022 年開始，並新建新的互連線路(圖 9)，預計中部地區的運用容量將從 300 萬瓩左右提升至 600 萬瓩左右。

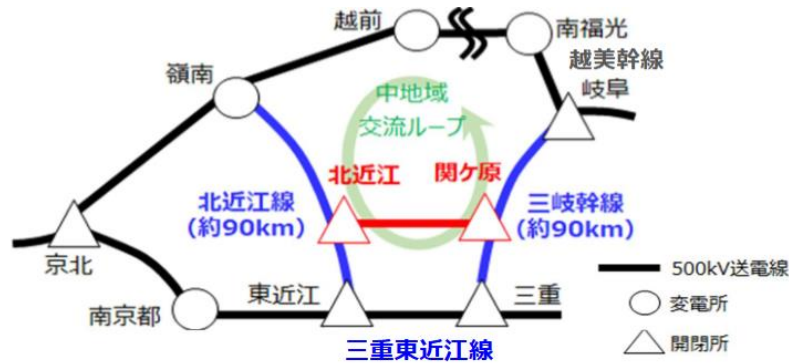


圖 9 中部地區中心區交換環路計畫

- 中部關西連絡線

中部與關西目前透過 500 kV 三重～東近江線連接中部電力三重開閉所和關西電力東近江開閉所。未來預計再將在中部電力公司沿著上義幹線線路新建的關原開閉所和關西電力輸電和關西電力公司的北近江開閉所之間建設一條 500 公尺的線路。線沿線將新建配電設施計畫興建關原～北近江線（圖 10）。

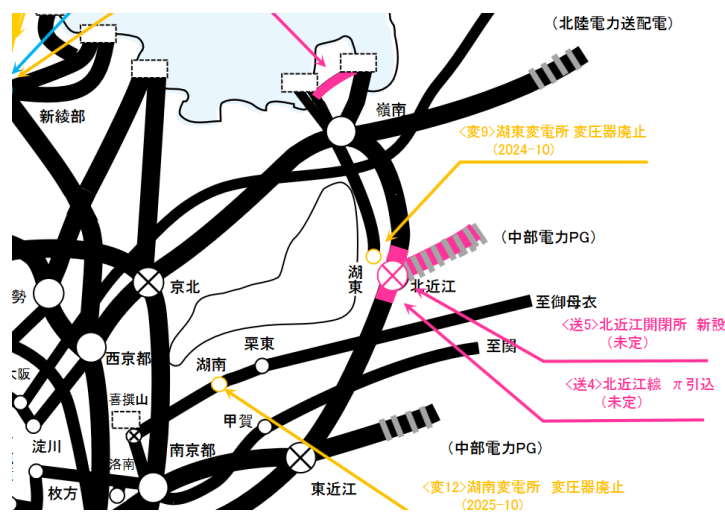


圖 10 流通設備建設計畫



## (二) 關西電力送配電株式会社（關西電力送配電公司）

關西電力送配電公司(以下簡稱關西 TSO)成立於 2019 年，係因應法律要求，從 2020 年 4 月起，禁止同一家公司從事發電和零售業務以及輸配電業務(圖 11)。

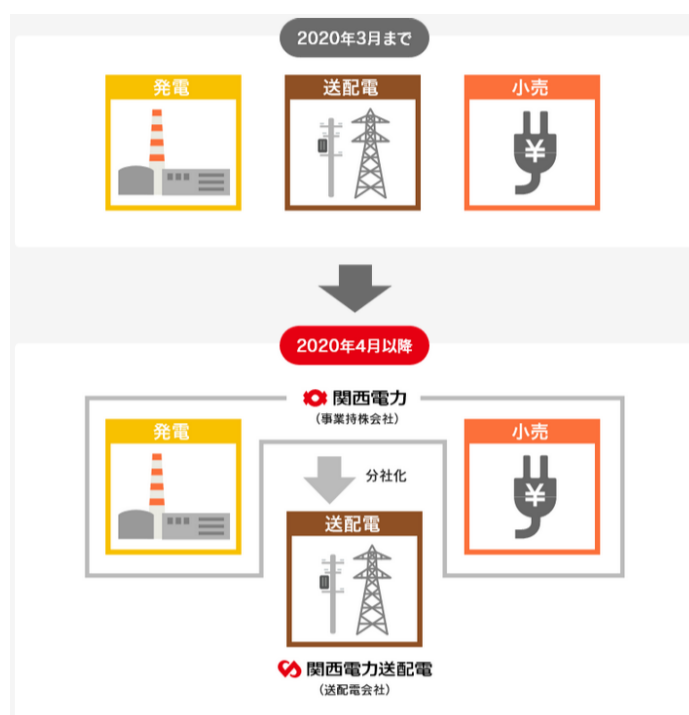


圖 11 關西電力組織變革

關西 TSO 具體營業範圍包括滋賀縣、京都府、大阪府、奈良縣、和歌山縣、兵庫縣（赤穂市部分地區除外）、福井縣若狹國區域（小浜市、三方郡、大井郡、三方上中郡）、岐阜縣不破郡關原町（僅限於 1950 年 8 月 31 日以前的今須村地區）、三重縣熊野市以南區域（不包括 1950 年 11 月 2 日時原南室郡的荒坂村、荒坂村、泊村地區）、南牟婁郡。

2024 年 3 月時，關西 TSO 設備統計如下：

1. 輸電設備：架空電力線路長度：14,227 公里，地下電力線路長度：4,602 公里
2. 變電設備：變電所 953 所（不含配電塔、開閉所），開閉所 35 所，換流站 1 所
3. 配電設備：架空電力線路長度：126,711 公里，地下電力線路長度：6,748 公里

關西電網分別與中部、北陸、四國、中國電網互連：

1. 北陸關西連絡線

透過 500 kV 越前～嶺南線連接北陸 TSO 越前變電所和關西 TSO 嶺南變電所。

2. 關西中國連絡線

透過兩條連絡線與中國電網互連，包含 500 kV 西番～東岡山線（連接關西 TSO 西番變電所和中國 TSO 東岡山變電所）與 500 kV 山崎～智頭線（連接關西 TSO 山崎開關所和中國 TSO 智頭變電所）。

3. 關西四國互連設施

關西、四國電網透過 250 kV 阿南～紀北直流幹線連接四國 TSO 阿南換流站和關西 TSO 紀北換流站，全長 99.8 公里，其中 48.9 公里的海底電纜連接阿南換流站和關西 TSO 由良開閉所，融通能力 140 萬瓩。

## 參、交流內容

### 一、日本再生能源併網制度介紹

#### (一) 電網壅塞管理

日本自 2012 年引入 FIT 制度後，再生能源裝置容量快速成長，除區域供給過剩情況發生外，再生能源熱區之電網壅塞情況也逐漸浮現，為解決大量再生能源造成之電網壅塞議題，日本成立一「Connect & Manage」專案項目，定期檢討電網壅塞議題之解決方案。

過往日本電網規劃基本上採用事先即為設備預留保留容量，僅提供部分設備容量作為運用容量供系統運用，並考量熱容量、電壓穩定度與頻率穩定度等因素進行規劃，故當發生 N-1 事故時系統仍可因應。為擴大再生能源併網，日本於 2018 年引入「N-1 電制」，提升設備之運用容量，惟提升後可能導致系統發生 N-1 事故時造成設備嚴重過載，故「N-1 電制」之適用者須裝設過載保護電驛等措施來解決設備嚴重過載問題（圖 12），此外「N-1 電制」適用容量決定須再考量「適應正常頻率變動」和「各區域備轉容量」。「適應正常頻率變動」部分，允許「N-1 電制」跳脫量不造成系統頻率變動大於-0.2Hz（北海道、沖繩為-0.3Hz）；「各區域備轉容量」部分，係基於輕載時各區域所需之備轉容量計算，「適應正常頻率變動」與「各區域備轉容量」計算結果兩者取較小者，為該地區「N-1 電制」最大適用容量（圖 13）。

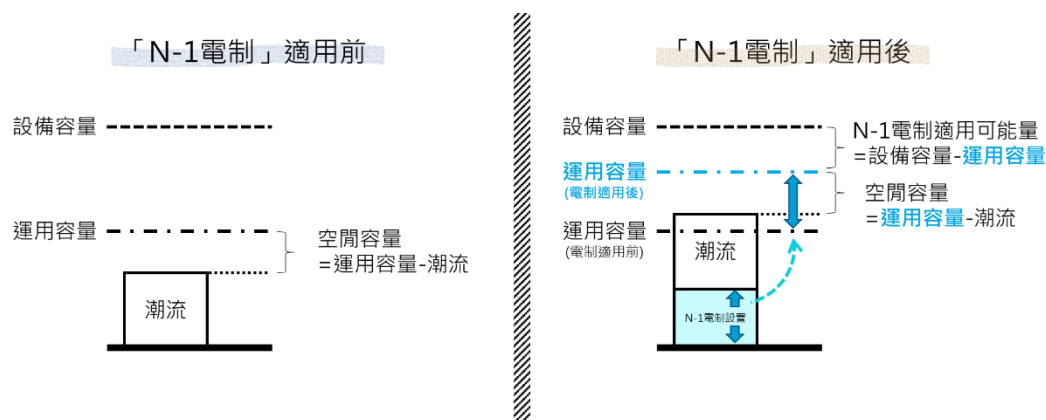


圖 12 「N-1 電制」概念

エリア	常時の周波数変動に収めるための電制量 (MW) <sup>3</sup>	各エリアの予備力を考慮した電制量 (MW) <sup>4</sup>
北海道	40	250
東北	400	650
東京	400	2,550
中部	500	1,250
北陸	500	250
関西	500	1,300
中国	500	500
四国	500	250
九州	500	750
沖縄	10	50

圖 13 各區域「N-1 電制」最大適用容量

以圖 14 為例，假設有兩條設備容量為 100 單位之系統線輸送 G1 到 G4 四個電源，其中 G4 為適用 N-1 電制之新設電源。在不考慮 G4 加入系統前，原系統條件為兩條系統線共輸送 130 單位電力，故每條線平均輸送 65 單位電力，當發生 N-1 時，剩餘一回線潮流短時間將達 130 單位，為其設備之短時間熱容量極限，故事故後 G3 須接受指令降載至線路不超載（示意圖①）。今當 G4 加入系統後，平時兩條系統線共輸送 180 單位電力，故每條線平均輸送 90 單位電力，當發生 N-1 時，剩餘一回線潮流短時間將達 180 單位，已超過其設備之短時間熱容量極限，故 G4 須採瞬間跳脫方式將線路潮流量降至設備之短時間熱容量以下，G3 再接受指令降載至線路不超載（示意圖②）。

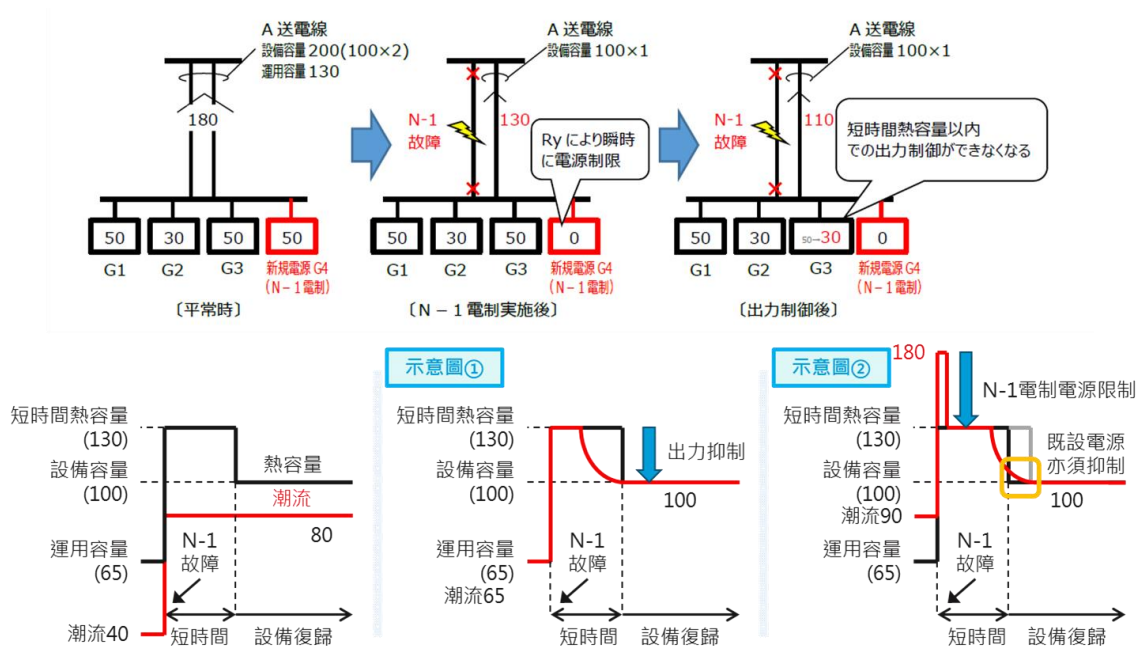


圖 14 「N-1 電制」範例

考量再生能源發電之間歇性，並非所有時段再生能源均為最大出力，若合理假設再生能源每個時段的發電量，仍有部分時段空閒容量可運用，故 2021 年日本引入「非固定 (Non-firm) 型連接 (ノンファーム型接続)」，提供更多再生能源可併網容量，惟這些容量須於電網壅塞時離開電網，故相較於其他可常時與系統連接之固定電源，稱之為「非固定型連接」(圖 15)。

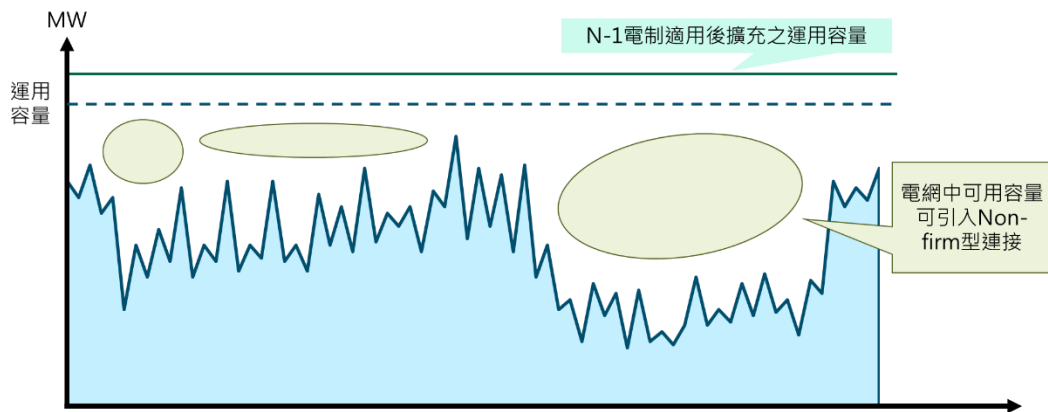


圖 15 「非固定型連接」示意圖

有關新設電源加入與出力限制順序，最初若該區域有電網壅塞情形，在系統為擴充容量解決壅塞前，不允許新設電源加入系統。2021 年引入「非固定 (Non-firm) 型連接」後，當發生電網壅塞時非固定型電源須接受出力限制或離開電網以解決電網瓶頸，惟考量新設電源多為再生能源，若持續使用既有出力限制規則，一來不利新設再生能源併網意願，二來無法提高再生能源滲透率，故 2022 年日本再引入「再給電方式」，將原本「後到先離開」之出力限制順序，改為依一定順序控制所有電源進行出力限制 (圖 16)。

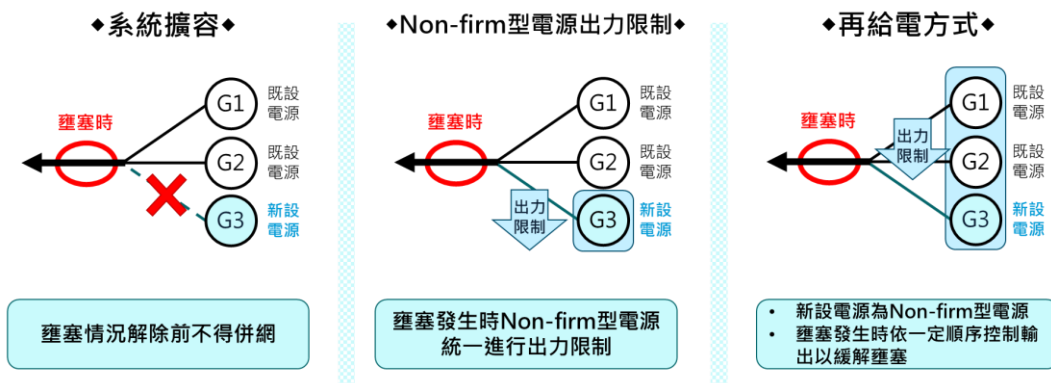


圖 16 「再給電方式」示意圖

有關系統壅塞管理，日本分為基幹系統與地區系統兩部分進行，基幹系統定

義為最高兩電壓層級之系統，介於基幹系統與配電系統之間之系統皆為地區系統。有關基幹系統壅塞管理，日本分別於 2022 年 4 月及 2023 年 4 月將基幹系統至低壓配電系統電源納入適用範圍，控制對象目前限於基幹系統與地區系統，未來擬再視情況擴大至配電系統。地區系統壅塞管理則於 2023 年 4 月將地區系統至低壓配電系統電源納入適用範圍與控制對象範圍（圖 17）。

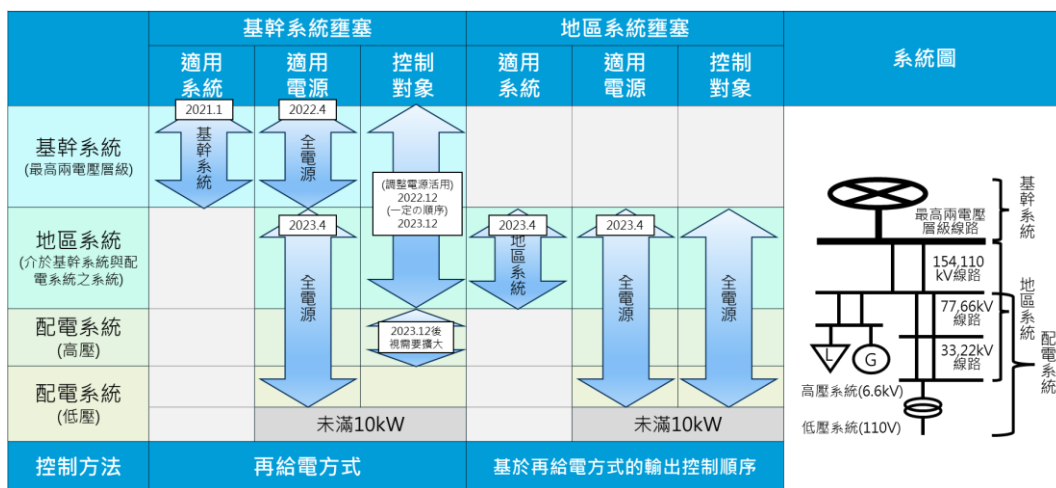


圖 17 日本系統壅塞管理情形

## (二) 併網規範修訂進展

日本因應大量再生能源併網開始之併網規範修訂，起於 2018 年再生能源占比尚僅有 17%時，部分地區已發生須控制再生能源出力之情形，且電壓閃爍、電網事故或擾動期間再生能源問題也隨再生能源增加逐漸明顯。故 OCCTO 於 2020 年主導成立 Grid Code 檢討會，於同年 9 月展開第一次會議，針對大量再生能源併網後系統之轉變提出因應對策併納入規範修訂，截至 2024 年底已召開 18 次會議。

Grid Code 修訂檢討項目主要針對四個面向進行，分別為供需調整對策、變動對策、防止問題擴大對策與電網限制及運用相關對策。供需調整對策主要針對個電源出力控制規則進行檢討，希望尋找具公平性、效率與經濟性之控制規則；變動對策主要針對再生能源不確定性，解決方向包含增加火力機組靈活性與再生能源須具調整能力；防止問題擴大對策主要針對電力閃爍與其他電力品質問題可能導致電源喪失情況進行檢討；電網限制及運用相關對策則包含電網擴充、活用區域間連絡線路、壅塞管理等電網相關議題進行檢討。

日本預期在不同再生能源發電量占比情境下，需配合不同程度的規範修訂，

以因應高再生能源占比系統情境，日本將其分為四階段之路徑圖，並持續滾動檢討規範內容，其中有關電壓變動對策，因目前日本對於再生能源大量加入引起之高電壓問題尚仍可透過傳統投切電容/電抗器組、調整傳統機組端電壓與調整變壓器分接頭位置因應，故目前僅於 Phase1 要求併入基幹系統與特別高壓系統發電設備實施 Q(V)控制，並於 2023 年 4 月修訂納入併網規則，基幹系統與特別高壓系統之再生能源則列於 Phase2 預計納入規範。目前進展如下：

1. 2020 年 4 月時已規範化完成：

i. 【供需、頻率變動對策】

- 火力：調整力控制
- 風力：出力變化速率限制

頻率變化抑制對策(上升時)

2. Phase1：2023 年 4 月規範化完成（因應 2030 年再生能源占比 22 至 24%(舊預估值)）：

ii. 【合適的出力控制】

- 發電出力控制
- 遠端進行出力控制

iii. 【供需、頻率變動對策】

- 發電設備控制響應能力
- 自動負載限制/發電限制(儲能停止充電)
- 頻率變動時出力維持/下限
- 發電設備運轉頻率下限
- 發電設備併聯時頻率容忍範圍(\*高低壓為 2025 年 4 月)
- 防止孤島運轉對策
- 事故時持續運轉能力(含相角穿越能力)
- 發電設備提早再併聯(所內單獨運轉)

iv. 【電壓變動對策】

- 電壓-無效電力控制：特高(不含 inverter-based 電源)

- 運轉電壓範圍與持續時間
  - 防止電壓閃爍
- v. 【穩定度對策】
- 清除事故對策(電驛、斷路器動作時間)
- vi. 【其他】
- 提供有關係統穩定資訊
  - 提供有關故障電流資訊
  - 提供有關慣量資訊
3. Phase2：2025 年前後規範化（因應 2030 年再生能源占比 36 至 38%）
- i. 【合適的出力控制(火力)】
- 運轉時最低出力 (火力/Cogen(全電壓))
- ii. 【供需、頻率變動對策】
- 頻率變動抑制對策(上升/下降) 繼續檢討(特高)
  - 發電設備控制響應能力 繼續檢討(再生(特高))
  - 頻率變動時出力維持/下限 擴大範圍(小容量火力/Cogen(特高)、高低壓)
  - 負載頻率控制、經濟負載分配控制、調頻備轉(電池/抽蓄水力)
- iii. 【電壓變動對策】
- 電壓-無效電力控制 擴大範圍(再生(特高))
  - 電壓變動對策(電壓驟降) 基準值明確化(特高)
  - 防止電壓閃爍
- iv. 【其他】
- 資訊提供(模型等) 擴大範圍(光電、風力(特高))
4. Phase3：2030 年前後規範化（因應 2050 年再生能源占比 50 至 60%）
- i. 【供需、頻率變動對策】
- 頻率變化率(RoCoF)
  - 慣量提供(虛擬慣量)



- 出力增加速率上限 擴大範圍(光電(特高))
- ii. 【其他(慣量)】
  - 資料提供(模型等) 擴大範圍(光電/風力除外(全電壓)、光電/風力(高低壓))
  - 資料提供(慣量) 擴大範圍(特高同步機除外)
- iii. 【穩定度對策】
  - 故障電流提供(電驛保護必要之電流提供)
- iv. 【其他(控制與保護)】
  - 事故時優先順序指定
  - 控制/保護系統的協調/優先順序

5. Phase4：繼續檢討

- i. 【合適的出力控制(火力)】
  - 運轉時最低出力 擴大範圍(生質能 (全電壓))
- ii. 【供需、頻率變動對策(大容量火力除外、高低壓)】
  - 頻率變動抑制對策(上升/下降) 擴大範圍(電池(特高)、再生(高低壓))
  - 發電設備控制響應能力 擴大範圍(小容量火力、電池(特高)、再生(高低壓))
  - 調頻備轉 擴大範圍(小容量火力)
  - 出力增加速率上限 擴大範圍(小容量火力)
  - 負載頻率控制、經濟負載分配控制 擴大範圍(大容量火力/抽蓄水力除外)
  - 發電設備提早再併聯 擴大範圍(小容量火力)
  - 頻率變動時出力維持/下限 擴大範圍(採用 GT/ST 之未滿 60MW 之 Cogen(全電壓))
  - 連續電壓穿越能力
- iii. 【供需、頻率變動對策(未來)】

- 頻率變動抑制對策(上升)
- 自動負載控制/發電控制(儲能控制) 擴大範圍(儲能(全電壓))
- 防止孤島運轉功能 未來考量(全電源(全電壓))

iv. 【電壓變動對策】

- 電壓-無效電力控制 擴大範圍(高低壓)
- PSS/AVR 擴大範圍(再生)
- 電壓上升時持續運轉能力

v. 【其他】

- 全黑啟動

(三) 日本出力控制系統概述

依《再生能源特別措施法》，日本要求再生能源欲申請併網者皆需配合進行出控制，針對再生能源出力控制系統，預期需求應符合表 3 所述：

表 3 出力控制系統需求

系統建構觀點	具體對應
● 成本面及技術面須能夠可靠地控制出力	● 考慮發電設備的容量來選擇通訊方式，基本為連接至特別高壓之大規模案場採專用線路、連接至高壓以下之小規模案場採網路方式等
● 出力控制仍應保持在系統穩定的最低限度	● 為了實現最低限度的輸出控制，規格應考慮部分控制、時間控制等詳細控制方式 ● 剩餘購買、自家消費不控制
● 能靈活應對未來的情況及變化	● 創造能靈活應對再生能源併網擴大的應對方法 ● 未來可支援聚合商等提供附加價值服務
● 確保穩定供電所需的安全性	● 採取措施應對未經授權的存取和網路攻擊等 ● 輸出控制資料篡改、時間篡改等對策
● 成為可適用於所有一般輸配電公司的通用規格	● 透過發電事業者團體、PCS 製造商和一般輸配電公司間的討論，技術規範可在全國通用

有關出力控制方式如圖 18 所示，由中央給電所依據氣象資料計算出再生能源所需控制發電量，並將其資料透過電力伺服器發送給各再生能源業者或聚合商，各再生能源業者或聚合商再依中央給電所指示調整再生能源發電量並回傳。

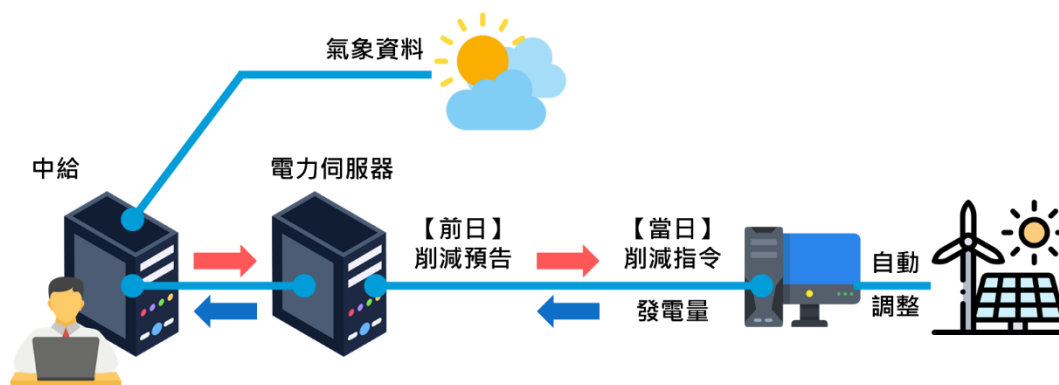


圖 18 出力控制概述

考量成本面及技術面問題，併接於特別高壓系統之再生能源需透過專用通訊線接收及回傳資料；併接於高壓系統以下之再生能源，可透過網路方式接收出力控制計畫資料直接調整再生能源出力，或藉由聚合商接收出力控制計畫資料後調整再生能源出力；針對既有再生能源案場難以更新設備來線上控制出力者，採離線方式提供出力控制計畫資料予再生能源業者進行修改或現場操作（圖 19）。

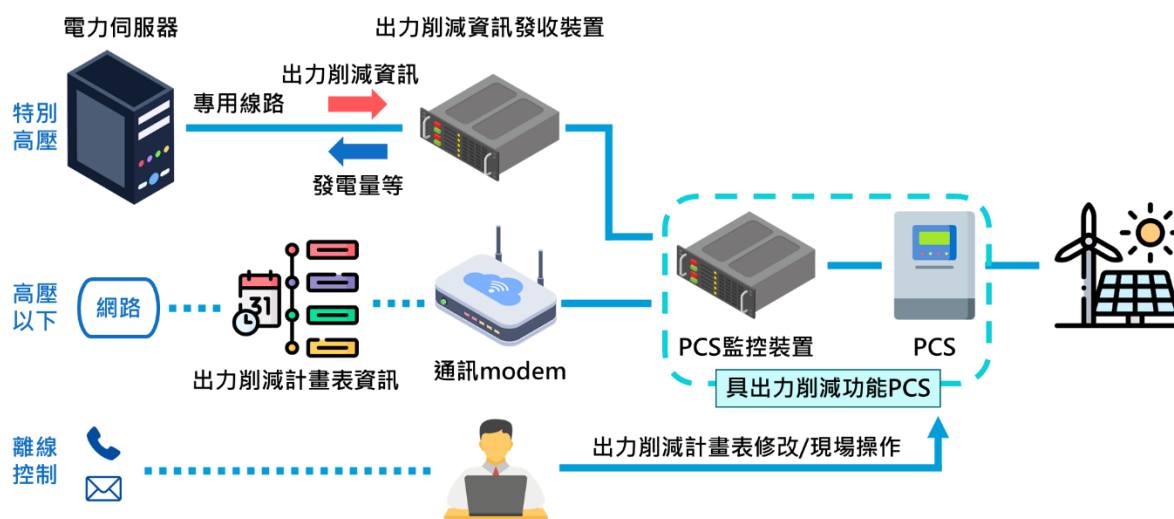


圖 19 出力控制系統架構

有關再生能源出力控制線上化，除新設再生能源皆需具備線上控制外，日本也持續推動既有再生能源更新其設備達到出力控制線上化，表 4 為日本太陽光電推動線上化控制進展，截至 2024 年 3 月底，原為離線控制業者改為線上控制比例最高地區為九州地區的 80.6%，與 2023 年 9 月相比持續增加 1.9%，增加比例最高

的地區則為四國地區的 9.2%，原為離線控制業者改為線上控制比例總計達 47.3%。  
表 5 為 2024 年 5 月時再生能源控制方式比例，北海道地區為日本境內線上化控制比例最高區域（68%），東京地區為再生能源併網量最大區域（2,035 萬瓩），北海道、東北、中部、中國、四國與九州等地區再生能源併網量皆已大於其地區最低負載（統計區間為 2024 年 4 月至 5 月 6 日期間假日[含黃金週]）。

表 4 日本推動再生能源線上化控制進展

截至2024年3月底；單位：萬瓩

	北海道	東北	東京	中部	北陸	關西	中國	四國	九州	沖繩
①線上化比例 ((②+④)/(②+③+④))	74.4% (+0.7)	61.1% (+4.4)	46.7%	57.8% (+0.0)	87.9% (+3.1)	59.5% (+4.5)	80.3% (+4.0)	76.1% (+4.5)	89.4% (+1.4)	58.2% (+0.5)
②新無上限無補償規則 線上控制業者	43.6	281.0	390.6	229.8	51.3	148.3	236.6	109.3	341.1	4.7
③舊規則(30天) 離線控制業者	45.4	265.7	494.0	190.6	10.6	125.7	91.1	47.9	80.6	3.8
④可線上控制舊規則業 者	88.2	136.2	42.0	31.1	25.7	36.1	135.0	43.0	335.7	0.6
⑤舊規則改採線上控制 比例(④/(③+④))	66.0% (+0.5)	33.9% (+4.0)	7.8%	14.0% (+1.7)	70.9% (+7.1)	22.3% (+5.7)	59.7% (+6.2)	47.3% (+9.2)	80.6% (+1.9)	13.6% (+0.0)

備註：1. 計算對象為高壓500kW以上及特高壓（適用舊規則業者）、10kW以上（適用新規則無上限無補償規則業者）。  
2. 不包含舊規則（部分新規則）下受線上代理控制的小於500kW的太陽光電。  
3. 括號內的數字是與2023年9月底的差異。  
資料來源：資源エネルギー庁、「再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について」、2024年9月18日

表 5 再生能源容量比例（控制方式別）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	關西	中國	四國	九州	沖繩
線上控制	68%	53%	8%	24%	51%	24%	51%	42%	55%	13%
離線控制	18%	30%	40%	22%	26%	19%	18%	21%	11%	13%
代理控制 (不受實際控制)	7%	6%	30%	39%	15%	27%	15%	19%	17%	45%
控制對象外	8%	11%	22%	16%	7%	30%	17%	19%	18%	30%
再生能源併網量 (萬瓩)	350	1,061	2,035	1,198	147	754	731	370	1,274	46
最低負載 (萬瓩)	272	657	2,482	996	227	1,129	452	226	734	78.8

備註：1. 代理控制主要針對舊規則下發電量10kW以上未滿500kW的太陽光電。  
2. 太陽光電10kW以下、風力發電500kW以下再生能源依舊規則為控制對象外，不實施輸出控制。  
3. 最低負載為2024年4月至5月6日期間假日(含黃金週)再生能源占比最大的時間下的負載。(沖繩為3月)

## 二、日本電力交易市場商品介紹

OCCTO、JEPX 與 EPRX 所構成的日本電力市場商品如表 6 日本電力交易市場商品所示，OCCTO 擔任市場管理者角色而成立容量市場，以確保未來期間所需的供電能力；JEPX 受到國際先進市場（如北歐的 Nord Pool 和美國的 PJM）的啟發，設計電力現貨市場，允許發電商和零售商根據市場供需進行交易；EPRX 則是允許一般送配電事業者、發電商和其他電力相關企業根據市場供需進行輔助服

務交易。三者之間的商品搭配，由 OCCTO 的容量商品確保未來幾年期間所需的供電能力，JEPX 的電能期貨（年、月、週）、日前電能及日內電能商品確保電能市場近期一年內所需供電能力，再透過 TSO 排程及市場競價之後，如有不足部分，再由 EPRX 的輔助服務商品來彌補，三者看似各自作業，但其實彼此相輔相成，構成日本遠期、近期、日前及日內電力市場，維持日本電力穩定的供應功不可沒。

表 6 日本電力交易市場商品

市場名稱	商品名稱	時間刻度	投標時間
容量市場(主要)	備用容量	1年	4年前
容量市場(追加)	備用容量	1年	1年前
電能期貨(年)	次年全日型	全日型：0時至24時	3年前之4月1日至當年2月底(前場：10~12時·後場：13~15時)；集中搓合
電能期貨(月)	次月全日型、次月日間型	全日型：0時至24時、日間型：非假日8時至18時	前1年同月1日至前2個月之19日(前場：10~12時·後場：13~15時)；集中搓合
電能期貨(週)	每週全日型、每週日間型	全日型：0時至24時、日間型：非假日8時至18時	前2個月之20日至前3日(前場：10~12時·後場：13~15時)；集中搓合
週前輔助服務	一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①	3小時	每週一14時至週二14時投標；邊際結清
日前電能	電能	30分鐘	前1日8時至10時；邊際結清
日前輔助服務	三次調整力②	3小時	前1日12時至14時投標；邊際結清
日內電能	電能	30分鐘	前1日17時至當日1小時前投標；集中搓合

### 三、日本 FIT 與 FIP 制度比較

日本再生能源市場自 2022 年起由 FIT 制度轉向 FIP 制度，旨在實現再生能源的市場整合，參照圖 20 日本 FIT 與 FIP 制度比較所示。

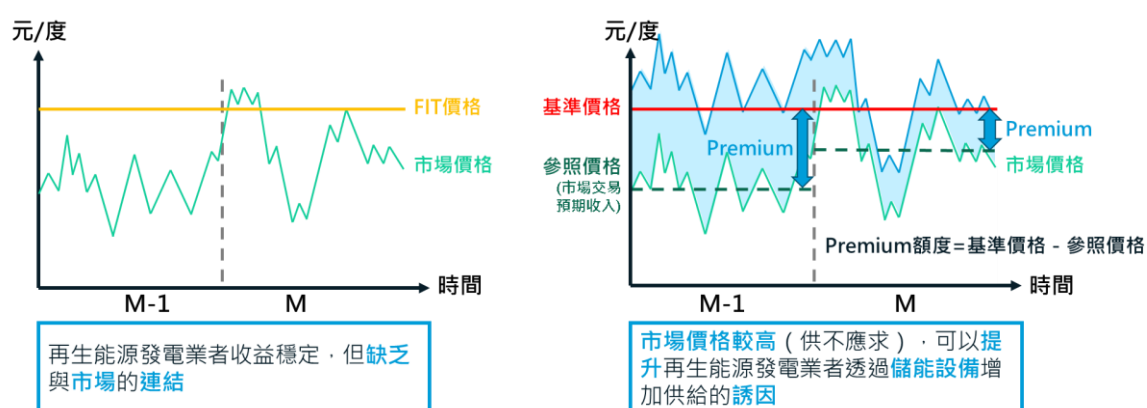


圖 20 日本 FIT 與 FIP 制度比較

日本自 2012 年 7 月起實施之 FIT 制度，以固定的價格和期間躉購再生能源電力躉購費用，再從全體國民來分攤併入電費中。在 FIT 制度下，零售電力業者或輸配電業者以固定的 FIT 價格躉購再生能源電力，發電業者容易預測其發電收入，

提供很大的投資誘因，但缺乏與市場的連結。

依據法規日本政府應於 2021 年 3 月 31 日前檢討 FIT 法的實施狀況等，對 FIT 制度進行根本的修正。而日本政府為了確保投資誘因和實現再生能源的市場整合，參考歐洲國家所實施的 FIP 制度，業者所產生的電力是在批發市場或相對交易中來自由出售，可以有效與市場連結，並給予基準價格與參照價格間的差額，亦即溢價（Premium），以增加業者的收入，確保投資誘因。

#### 四、日本再生能源出力抑制（削減）程序介紹

##### （一）基於優先供電規則的出力抑制時間表

日本 TSO 面臨電力系統供過於求，必須針對電源進行「出力抑制」時，必須遵守 OCCTO 所制定的《送配電等業務指針》（以下簡稱業務指針），該業務指針針對出力抑制的通知時點、容量計算方式、補償金額及優先順序均有明確規範，輸配電業僅須確實依業務指針執行出力抑制並履行對 OCCTO 報告之責任即可，受出力抑制影響之發、售電業者若有疑義，可以向 OCCTO 提出陳情或申請調處，以下針對涉及再生能源出力抑制之相關規定進行說明。

業務指針第 173 條明定，當 TSO 面臨「向下調整力（應對電源供應過剩所需調整能力）」不足情境時，必須採取以下措施：

1. 執行電源 I（TSO 事先確保[購買]的調整力發電機組、抽蓄發電機組、供需平衡用儲能設備）的出力抑制、抽水運轉及充電。
2. 電源 II（TSO 未事先確保[購買]的調整力發電機組、抽蓄發電機組、供需平衡用儲能設備）的出力抑制、抽水運轉及充電。

若採取上述措施後，向下調整力仍有不足或可能不足，則 TSO 可根據業務指針第 174 條，依以下順序採取電源 III 等出力抑制措施：

1. TSO 無法在線上調整的火力發電機組（不含出力難以控制之電源及對解決下調調整力不足效果不顯著之電源）、抽蓄發電機組及供需平衡用儲能設備的輸出抑制、抽水運轉及充電。
2. 向 OCCTO 請求長週期廣域頻率調整（向其他輸配電區域輸電）。
3. 生質能專燒電源的出力抑制。

4. 以境內資源為來源之生質能電源的出力抑制。
5. 自然變動電源（再生能源）的出力抑制。
6. 依 OCCTO 指示所採取的措施。
7. 長期固定電源的出力抑制。

業務指針授權 TSO 可以在向下調整力不足且電源 I、電源 II 等因應措施用罄後，抑制自然變動電源之出力（以下簡稱再生能源削減），因此，各 TSO 可於制定計畫階段或調度運轉階段根據預測或系統狀況決定是否進行再生能源削減，以中部電力為例，其出力抑制流程如表 7 所示。

表 7 中部電力出力抑制時間表

日期	時間	輸配電業(以中部電力為例)	電能市場	輔助服務市場
D-2	17	出力抑制預告 (網站)		
D-1	12	接收預測資料	日前電能結果通知	三次②投標
	13	製作次日運轉計畫，若須抑制出力則依優先供電規則進行：		
	14	1) 事先確保調整力的發電機出力抑制、抽蓄發電機抽水運轉、供需平衡用儲能充電		
	15	2) 未確保調整力的發電機出力抑制及抽水發電機抽水運轉		
	16	3) 請求長週期廣域頻率調整 4) 生質能出力抑制 5) 風光出力抑制		三次②結果公告
	17	對風光 (離線本來) 業者發送出力抑制指令 (其他業者自行上網確認)		
D	05	制定當日運轉計畫		
	06	減少或解除離線事業者出力抑制		
	T-8	對在線 (本來、代理) 業者發送出力抑制訊號 (減少削減)		
	T-4		小時前電能市場	
	T(每15分鐘)	實時運轉 (依計畫執行)、因應突發事故 1) 調整發電機出力、抽蓄發電機抽水運轉、供需平衡用儲能充電 2) 執行長週期廣域頻率調整 3) 執行生質能、風光出力抑制		

## (二) 出力抑制操作方式

電源 I、電源 II 之火力機組在進行出力抑制時可能需採取低載運轉模式或解聯，其基本條件係確保無太陽能輸出之「點燈帶」供電能力，且系統具有至少 2% 之 LFC 調整力，故當向下調整力不足時，燃油機組將停機，燃煤機組維持點燈帶所需最低運轉台數並設為最小出力，燃氣機組必須確保 2% 之 LFC 調整力並以運轉所需組態之最小出力運轉。

其他電源或出力抑制措施尚包括，抽蓄發電機組在出力抑制時間區段內必須維持最大限度抽水運轉。電源 III (包括生質能混燒) 之火力電廠須根據與 TSO 之契約抑制至最低出力，其中最低出力可以包含日前電能市場已成交之容量。若須進行長週期廣域頻率調整，OCCTO 將考量向下調整力不足之區域與鄰近區域之線路容量及鄰近區域之剩餘負載需求容量，在不使線路超載及造成鄰近區域向下調整力不足之前提下，進行跨區域的電力融通。

生質能部分則須先抑制專燒電源之生質能，其次方為以境內資源為來源之生質能電源的抑制，惟此種電源可以燃料儲存困難、可能對燃料採購體系或周遭環境產生不良影響等理由，不進行出力抑制，否則亦須抑制最低出力（可包含已成交之容量）。

### (三) 出力抑制量之計算原則及再生能源削減量分配規則

基於預測的出力抑制係考量「最大誤差量」所推估獲得，而最大誤差量係指 TSO 進行全系統輸出能力預測時低估風電及光電之出力且高估負載需求之容量，因此計算出力抑制量時必考慮此情境所需之容量，日本各 TSO 可根據自身系統狀況，制定最大誤差量之計算方式，以關西電力為例，其最大誤差量考慮當月之歷史資料及原始預測結果，如圖 21 所示。

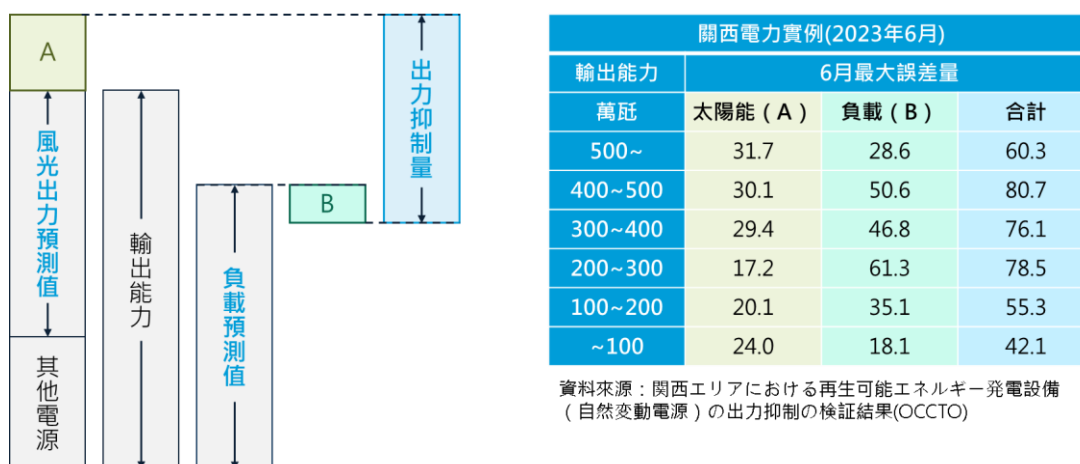


圖 21 關西電力最大誤差量計算範例

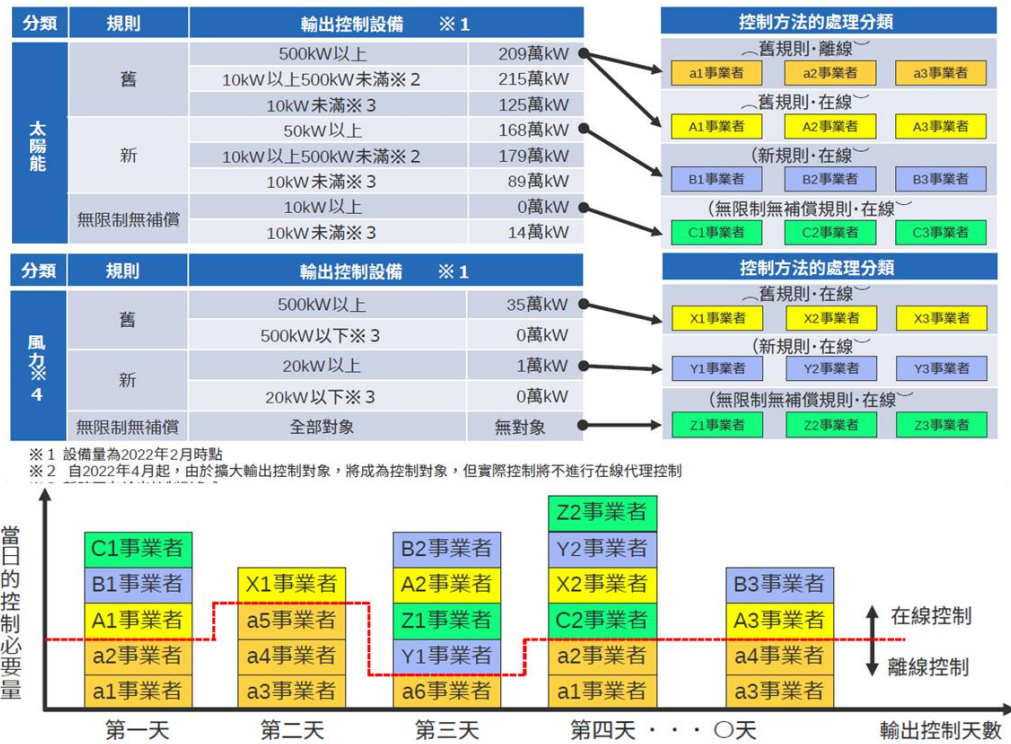
根據計算原則及基於優先供電規則的抑制順序決定進行再生能源削減後，TSO 必須根據《再生能源特別措施法》分配再生能源發電業者必須提供的抑制量。由於日本法規的演變，不同時期加入系統、不同裝置容量級距之業者配合再生能源削減之義務（無補償）規則不同，且須考慮案場是否可以接受中央給電指揮所之在線（自動）控制，因此 TSO 決定削減量分配時，將優先考慮表 8 之規定。



表 8 再生能源削減無補償規範。

無補償範圍						
類別	單位：kW		契約申請受理日			
			~2015/1/25	2015/1/26~	2015/4/1~	2021/4/1~
光	裝置容量	500~	30天/年	360小時/年		無限制
		50~500	30天/年(代理)	360小時/年(代理)	360小時/年	
		10~50			360小時/年(代理)	
	輸出控制方法	手動或自動	自動(具控制功能的PCS)			
風	裝置容量	500~	30天/年 (720小時/年須自動)	720小時/年		無限制
		20~500	不控制			
	輸出控制方法	手動或自動	自動(具控制功能的PCS)			

TSO 針對相同義務之再生能源業者進行分配係先區分在線控制及離線控制，再以所有業者配合再生能源削減之頻率相當為目標，選擇應配合抑制之業者，故再生能源削減的分配規則可以圖 22 說明。



資料來源：再生可能エネルギーの出力制御に係る運用の基本的考え方について(中部電力)

圖 22 再生能源削減分配原則示意圖

## 肆、心得與建議

### 一、日本逐步擴大再生能源併網及併網規範修訂值得台灣參考

日本係於 2012 年《再生能源特別措施法》通過後，再生能源 FIT 容量才快速增加，直至 2018 年系統運用容量已接近飽和後，才逐步引入「N-1 電制」、「非固定型連接」與「再給電方式」等機制，雖開放更多容量但仍考慮系統穩定限制，在兼顧電網條件下進一步擴大再生能源併網。相較之下，台灣於此方面採一次性全面開放系統容量供再生能源併網，且系統穩定限制之考慮尚有待完善之處，同時在長期規劃之假設與實際系統情境有落差情況下，無法及時發現問題並提早規劃相關因應方案，後續運轉單位提出之需求也無法順利完成，導致運轉上之困難。日本做法顯示長期規劃與逐步開放之重要性，值得我國借鑒以維持電網穩定。

因應大量再生能源加入之併網規範修訂，日本由 OCCTO 主導，於 2020 年成立專案規劃出因應至 2050 年再生能源占比情境之規範修訂路徑圖，並持續滾動檢討與相關利害關係人溝通，目前已成功將數項要求納入併網規範中。台灣於民國 98 年《再生能源發電系統併聯技術要點》發布後，針對併網對系統影響之要求，僅被動要求再生能源不造成系統超過併聯技術要點規定之系統限制，直至民國 110 年才由運轉單位協助提出長期併網要求，要求離岸區塊開發後之離岸風力須具備相關調整能力協助系統穩定。

有關上述併網規則調整及併網規範修訂路徑圖，皆是由身為第三方監理機構之 OCCTO 主導，TSO 職責為協助提供意見與最終規則發布後執行部分，台灣目前則無類似於 OCCTO 之第三方監理機構，相關業務仍由台電公司負責，在缺乏上位第三方監理機構下，與相關利害關係人溝通不易造成推動上之困難，不易維持電力系統穩定，日本做法值得我國借鑒。

### 二、日本電業管理架構及交易機制之啟發

日本透過 OCCTO 在全國 9 大配送電公司電網調度與供需協調上發揮了中樞作用，特別是針對再生能源快速增長對電網穩定性的挑戰，OCCTO 的系統調度能力與廣域合作模式提供了寶貴經驗。OCCTO 負責跨區域的電力流動與供需平衡，其具體運作包括制定再生能源削減規則與緊急時期的電力調度機制。相比之下，台灣僅有台電之電力調度中心，但再生能源削減決策責任集中在調度中心之調度員身上，但日本做法則透過 OCCTO 整合市場機制與技術支持，顯現出更強的協作能力與應變效率，

並將其再生能源削減程序制度化，值得我國借鑒以進一步提升電網穩定性。

JEPX 作為日本電能市場的交易平台，為電力自由化改革提供了關鍵基礎。該市場不僅促進了電力批發市場的競爭，市場涵蓋了現貨市場與期貨市場，市場參與者包含發電公司、零售商、聚合商且參與者均可以成為市場上買方及賣方，報價方式與歐洲電力市場相同，由買賣雙方自行填寫量及價格，再堆疊成需求及供給曲線搓合找尋交集點，決定出市場每 30 分鐘時段的價及量，此制度下為供需雙方提供靈活的交易機制。台灣目前的電能市場尚未開放，電能仍由台灣電力公司以全系統共同最佳化排程決定，而 JEPX 的運作模式顯示出在自由市場架構下，多元參與者如何透過價格信號優化資源配置。我國在推動市場化進程時，若日後電能市場有進一步開放到此一程度時，可考慮引入類似 JEPX 的電能交易平台，以促進市場透明度與效率。

EPRX 則負責輔助服務市場的交易管理，專門處理因再生能源波動性而產生的調頻、備用及調度需求，通過市場化的機制，將輔助服務交易明確化，並引入交易市場增加競爭以降低輔助服務成本。台灣輔助服務市場開設時間較日本晚約半年，目前發展程度則是我國領先，惟日本輔助服務市場係由第三方營運，其操作方式對助服務市場不僅能提高電網調度彈性，還能吸引更多資源投入以提升系統韌性。

### 三、日本再生能源削減程序可資借鏡

日本再生能源削減係以日前計畫決定為主要方式，並非將此責任完全交付給第一線負責電源調度之調度員，因此，調度員可以根據日前計畫執行再生能源削減並專注於當下電力供需平衡之工作，不須耗費心力於再生能源削減量及補償之計算等繁瑣複雜之程序，此方式對電力系統之可靠度具有正面幫助，可以降低運轉風險，強化供電穩定。相較之下，台灣之再生能源削減程序並無明確規範，實務上係由調度員於實時（real time）基於安全調度原則，進行再生能源削減之決策，惟此決策涉及利害關係人溝通及實質補償等複雜問題，無形之中提升調度人員所背負之責任與壓力，對電力系統造成隱患。

根據業務指針，TSO 決定出力抑制量係以最大誤差量為基準，故可為系統運轉取得最大程度之保障，配合日內電能市場交易及滾動預測調整出力抑制量之作法，即可達到安全、經濟雙重目標，若台灣可以將再生能源削減之程序訂為日前計畫作為，則可以參考此最大誤差量考量，俾利於再生能源出力預測之技術尚未達到完美的狀況下，提升系統可靠度。