

(107)電返國報字第 號出國報告  
行政院及所屬各機關因公出國報告書  
(出國類別：考察)

洽訪英國天然氣暨電力市場管制局(Ofgem)、國家  
電網(NGET) 以及法國電力公司(EDF)  
出國報告

服務機關：台灣電力公司

出國人員：

姓名	職稱	單位	姓名代號	出國計畫
吳進忠	13 等副處長	電力調度處	850899	107 年度第 168 號
蔡金助	10 等電機工程監	電力調度處	027173	107 年度第 169 號

出國地區：英國、法國

出國期間：107 年 9 月 30 日至 107 年 10 月 13 日

報告日期：107 年 12 月 7 日

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：洽訪英國天然氣暨電力市場管制局(Ofgem)、國家電網(NGET) 以及法國電力公司(EDF)

頁數 64 含附件 是 否

出國計畫主辦機關／聯絡人／電話：臺灣電力公司／陳德隆／02-23667685

出國人員姓名／服務機關／單位／職稱／電話：

姓名	服務機關	單位	職稱	電話
吳進忠	台灣電力公司	電力調度處	副處長	02-2366-6602
蔡金助			主管特殊保護	

出國類別：1.考察 2.進修 3.研究 4.實習 5.其他：

出國期間：107 年 9 月 30 日至 107 年 10 月 13 日

出國地區：美國

報告日期：107 年 11 月 30 日

分類號／目

關鍵詞：平衡機制(Balancing Mechanism)、系統調度運轉(System Operation)、結算( Settlement)、管制( Regulations)、市場管理系統 (MMS, Market Management System)

內容摘要：

本報告主要以考察英國及法國電力市場之電業管制、市場運轉單位、交易結算部門、電力交易部門、電力市場設計研究部門等單位，藉由這次考察瞭解歐洲電力市場運作機制，如：遠期市場、近期市場、日前市場、日內市場及不平衡機制等。並參訪 Soops 及 GE 兩家交易平台軟體公司瞭解其最新功能及歐洲電力市場之應用方式等。最後，根

據此行考察之歐洲市場機制，以及北美 ISO 的市場運作機制，並考量我國之電力環境及法規要求等因素，提出一適合我國未來發展之電力交易平台架構建議。本報告內容共分八章：

壹、心得與建議

貳、出國目的

參、出國行程

肆、各考察單位主要業務內容介紹

伍、英國電力市場架構介紹

陸、法國電力市場架構介紹

柒、我國「電力交易平台」架構及發展規劃建議

捌、參考文獻

本文電子檔已傳至出國報告資訊網

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

## 目 錄

行政院及所屬各機關出國報告提要.....	I
目 錄.....	IV
圖表索引.....	VI
壹、心得與建議.....	1
1.1 心得.....	1
1.2 建議.....	2
貳、出國目的.....	4
參、出國行程.....	6
肆、各考察單位主要業務內容介紹.....	9
4.1 英國參訪單位簡介.....	9
4.2 法國參訪單位簡介.....	15
伍、英國電力市場架構介紹.....	22
5.1 歐洲電力市場架構與概況.....	22
5.2 英國電力系統及管制架構說明.....	25
5-2 關於英國國家電網（National Grid）.....	27
5-3 電網運轉者（TSO, Transmission System Operator）之運作機制 ...	29
5.4 電力平衡市場機制.....	30
5.5 電力市場交易機制.....	31
5-6 交易機構及交易量.....	33
5-7 即時不平衡機制及結算程序.....	34
5.5 英國電費結構.....	40
5.6 不平衡電能計算.....	44
陸、法國電力市場架構介紹.....	49
6.1 法國國電力系統概況.....	49
6.2 法國系統調度公司 RTE 概況.....	51
6.3 RTE 系統調度介紹.....	53

6.4 法國市場機制.....	54
柒、我國「電力交易平台」架構及發展規劃建議.....	57
7.1 發展電力市場預期目標.....	57
7.2 電力市場運作模式比較.....	57
7.3 歐洲電力市場 TSO 之設計考量應具備之運作模式比較.....	59
7.4 台灣電力交易平台構想.....	60
捌、參考文獻.....	65

## 圖表索引

圖 4-1 ELEXON 公司服務內容 .....	11
圖 4-2 英國國網公司營業範圍 .....	12
圖 4-3 Ofgem 監管之法規 .....	14
圖 4-4 供/需端的平衡管理 .....	17
圖 4-5 優化部門與交易部門角色關係 .....	17
圖 4-6 RTE 負責之 7 個供電區域 .....	18
圖 4-7 歐洲市場交易程序 .....	20
圖 5-1 電能不平衡需計算之交易 .....	22
圖 5-2 電能交易架構圖 .....	23
圖 5-3 電能交易圖 .....	24
圖 5-4 清算 (Clearing) 跟結算 (Settlement) 程序之差異比較圖 .....	25
圖 5-5 英國電業組成圖 .....	26
圖 5-6 Ofgem 監管之油氣及電業相關法規 .....	27
圖 5-6 英國電網圖 .....	29
圖 5-7 英國電力調度程序 .....	32
圖 5-8 遠期及現貨交易機構之主要功能 .....	33
圖 5-9 遠期、現貨及即時市場交易量 .....	34
圖 5-10 不平衡機制及結算流程 .....	35
圖 5-11 交易合約預定電量 .....	35
圖 5-12 交易合約修正預定發電量 .....	36
圖 5-13 實際提交之預定發電量 .....	37
圖 5-14 即時運轉所需之機組資料 .....	37
圖 5-15 NGET 根據機組報價調整排程 .....	38
圖 5-16 實際表計發電量與預計排程發電量差異屬不平衡結算 .....	39
圖 5-17 不平衡費用計算考量 .....	40
圖 5-18 英國電價組成成分 .....	40

圖 5-19 2016 年電價分項價格.....	41
圖 5-20 發電機併網費率（1 April 2017）.....	42
圖 5-21 負載併網費率（1 April 2017）.....	43
圖 5-22 CPS 碳排費率.....	43
圖 5-23 平衡機制流程示意圖.....	46
圖 5-24 平衡機制流程示意圖.....	46
圖 5-25 平衡報價排序.....	47
圖 6-1 法國發輸配店架構示意圖.....	49
圖 6-2 RTE 控制區及國際互連線路.....	50
圖 6-3 法國輸電線路圖.....	50
圖 6-4 法國發電結構及各項發電占比.....	51
圖 6-5 RTE 客戶組成.....	51
圖 6-6 RTE 至控制中心位置.....	52
圖 6-7 RTE 的核心目標.....	53
圖 6-8 頻率控制範例.....	54
圖 6-9 系統準備及對應的市場.....	55
圖 6-10 2017 年系統電能現貨市場平均價格.....	56
圖 7-1 電力市場設計之預期目標（Poyry 公司）.....	57
圖 7-2 北美及歐洲電力市場區域圖.....	58
圖 7-3 各主要市場其交易模式、調度方式、電價機制之比較.....	59
圖 7-4 歐洲電力市場需制訂之相關規範.....	59
圖 7-5 我國電力交易平台之主要功能及預期效益.....	62
圖 7-6 我國電力交易平台之交易流程.....	64
表 3-1 出國行程.....	7

# 洽訪英國天然氣暨電力市場管制局(Ofgem)、 國家電網(NGET) 以及法國電力公司(EDF)

## 出國報告

### 壹、心得與建議

#### 1.1 心得

1. 本次考察行程得以順利進行，要感謝英國的 ELEXON 的 Dr. Justin An、National Grid 的 Dr. Lewis Dale、Poyry 公司的 Steven Woodhouse、University of Cambridge 的 Prof. Michael G. Pollitt、Ode 的 Jeff Barnes、Ofgem 的 Dr. Min Zhu 等的協助安排各部門的簡報及討論，使得此行對於整體英國電力市場的架構得以有一全面性的瞭解，並蒐集到相關之重要資料。同時也感謝法國 EDF 公司 Mr. Christophe Nappez、RTE 公司 Mr. Francois Guillermet、RCE Mr. Michael Mastier、Soops 公司 Dr. Sandrine Wachon 等人的安排，提供我們相當詳細的市場相關運作方式介紹。由於上述各機構的協助，使得此行得以依照預期目標，取得足夠的參考資料及釐清許多電力市場之執行相關問題。
2. 電力交易平台之市場規則與相對應之軟硬體系統，北美與歐洲之具體作法有相當程度上之差異，主要原因係因其電源、電網架構、設備擁有者及市佔率等結構差異所造成，導致後續之市場規則發展思維差異極大。我國欲發展適合我國電力系統特性之電力交易平台，需要綜合考量我國之電網狀況、發電結構、政策因素及國人民情等，目前並無絕對最佳之市場機制及規則可直接引用。然而，



電力系統技術面要處理的問題確大同小異，如：容量、備轉、排程、調度及壅塞等問題，因此可將各國處理上述問題的邏輯思維釐清後，考量各項現實環境後，擷取適合我國之機制修正後據以實施。

3. 建立日前及即時的電力交易平台，雖然只處理至多 30%（北美）或極少（歐洲）的電能的前日交易，以及 3~5% 的即時電力交易量。但經由市場機制之運作，每個市場參與者的責任及義務可以藉由金流、資訊流及電力流進一步釐清，進而透過市場之價格機制及參與機制，促進新的技術或投資的發展。因此發展電力交易平台對於電業的長期穩健發展絕對具有長足及顯著之助益。
4. 綜觀北美 CAISO、PJM 等系統或英國、法國等電力系統，其備用容量率皆高達 25% 以上，此外上述系統皆有其他輸電線路與其他電力系統互連，不論以供電可靠性、市場競爭性及能源多樣性而言，體質均較為健全之電力系統。我國屬海島型獨立系統，長期電源規劃應當參考先進國家之備用容量率作為發展目標，以奠定國家長遠發展之基石。

## 1.2 建議

### 有關英國考察之建議

- 一、Ofgem 共 11 個電力及油氣的法規，造成新加入者的困惑及管理上的困難。建議台灣於發展階段，法規定訂定可以朝簡單化及一致性規劃。可改善協調性、效率性及簡便性。
- 二、集中市場可朝歐洲制度設計，日前市場以雙邊交易為主（約占總電能交易量 95% 以上），即時市場以不平衡市場為主（約占總電能交易量 5% 以下），一方面可簡化初期的市場架構之複雜度，二來符合本公司為電力市場主要供應商及單一買方之情境。

- 三、英國的壅塞管理並非採用美國的輸電權拍賣方式來管理壅塞問題，而是採用區域併網差別線路費率方式，引導發電投資在適當位置，並使負載端能有價格差異。我國發展交易平台初期也可參考此機制。
- 四、英國及法國之終端電費，除了電能費用及輸配電費用外，亦將排碳費用及再生能源發展的各项法定收費項目列入終端售價中收取。建議我國之電業可比照此原則，以使用者付費原則將外部成本費用化，一來可促使用戶節能減碳；二來促進低碳技術之發展。
- 五、Elexon 公司除了結算業務外，其可提供英國電力交易的相關專業教育訓練，因此，若本公司未來發展電力交易平台時，有相關的訓練工作之需求，Elexon 公司是可能的選項之一。
- 六、藉由輸配電費率差別定價方式，引導發電廠建置於負載中心；並使負載較重區域負擔相對較重之輸配電費率，進而改善線路壅塞情況。目前英國係採用此機制舒緩系統壅塞問題，相較北美以市場機制改善壅塞問題之方式，相對簡單且直接，相較適合本公司發展初期使用此機制。

#### **有關法國考察之建議**

- 七、碳排放成本及再生能源發展基金之費用若能反應至終端電價，一來對於外部成本可以轉嫁至終端用戶，實際電價占終端成本比例也可降低，可使電價確實反應成本之輿論壓力降低。
- 八、法國 RTE 的輸配電運轉方式與本公司之組織架構及運轉方式極為相同，建議本公司做組織轉型時，可參考其運作方式進行規劃。
- 九、EDF R&D 針對再生能源整合問題，從系統面、技術面、工程面、經濟面、政策面、法規面等不同面向，做一整體規劃再生能源發展

目標，並產出不同領域之政策目標，使各部門發展再生能源時可以減少資源投資錯誤或目標不一致情況。我國大力發展再生能源時，應當有一整體目標規劃，以作為各部門之發展依據。

十、無論是英國的 Ofgem 及法國的 CRE，作為一電力管制單位，必須統籌各項規定，不但使消費者權益可以受到保障，更可以經由公開透明之政策促進技術發展及市場競爭。建議我國電業發展也應當設立相關管制單位。

十一、由於電業管制單位對於未來電力交易平台之具體作法尚未明確，因此本公司發展電力交易平台時，應將系統之可擴充性，以及修改彈性列為考量重點，以配合交易規則更改時，系統可隨時調整其功能。

十二、電力交易規則對於市場運作結果影響相當重大，規則訂定前應當有一模擬系統做事先的分析及調整。未來本公司發展交易平台時，電力市場模擬系統應當列為必要選項。

## 貳、出國目的

本公司於 107 年 5 月正式起動電力交易平台籌備小組，由總經理主持、董事長列席指導，籌備小組下設交易資訊系統組、市場發展組、交易結算組、交易營運組及市場管理組等五個工作分組就不同核心業務分工進行電力交易平台之建置。然而經歷今年 5~8 月份各次籌備小組相關會議，各分組工作皆面臨諸多類似問題，如：對於電力交易機制不熟悉、各自引用的國外案例混亂、各分組認知及參照對象不一、分組間業務關連及整合不明等狀況。由於本處自 103 年起發展之內部交易平台，係參考北美電力市場規則，對於歐洲或英國之電力交易機

制相對陌生，藉由本次參訪機會，分別考察英國及歐盟之電力市場交易機制，藉以歸納歐美主要電力市場之市場及運轉機制，並協助本公司未來交易平台規劃之推動。

英國國家電網(NGET)雖是輸電公司，但被要求必須要負責區域內電力平衡的電力調度完全責任，與我國電業法第 8 條「輸配電業應負責執行電力調度業務…」之立法精神相同。此次參訪可針對其如何基於雙邊合約及電力報價情況下維持電力平衡之控制，以及探討其控制程序及結算機制。

英國電力市場管制機構(天然氣暨電力市場管制局, Ofgem)近年允許能源技術創新公司加入電力市場，這些能源公司主要係以建立再生能源、儲能電池及需量反應等資源之整合技術，以虛擬電廠方式進入需量管理市場參與為主。這與我國之電業法要求方向一致，藉由本次考察瞭解調度中心對於這些能源公司的資訊流、電力流及金流之運作方式，以及 Ofgem 對於市場維持中立性所提出之具體要求亦是本次考察重點之一。

法國電力公司(EDF)的電力交易公司為其 100% 控股子公司，其主要功能是協助全世界之發電部門參與電力市場交易的顧問工作，以達到電力公司資產獲益最佳化之目的。藉由本次參訪，瞭解歐洲主要電力市場之電能及輔助服務交易方式、結算程序及市場運作模式等，以作為本公司發展交易平台之參考。此外，藉由 EDF 安排參訪 GE 其市場管理系統的應用情況。

本次行程主要的討論題目，於行程出發前，已先 E-Mail 給各洽訪單位，因此相關議題皆有得到相當深入之討論。

考察日期為民國 107 年 9 月 30 日至 107 年 10 月 13 日，共計 14 天。

## 參、出國行程

出國行程如表 3-1 所列，本次考察行程於 107 年 9 月 30 日自桃園中正機場出發，並抵達英國倫敦後，於 107 年 10 月 1 日上午開始至 10 月 5 日期間，陸續參訪交易公司 EDF Trading、離岸風電公司 ODE、英國不平衡結算公司 Elexon、劍橋大學能源政策研究機構 EPRG、英國國家電網 NGET 及電力市場顧問公司 Poyry 等英國電力市場交易相關單位。

10 月 6 日由英國倫敦轉往法國巴黎，並於 10 月 7 日~10 月 12 日間陸續參訪法國電力（EDF）之資源最佳化規劃部門 DOAAT、法國即時運轉部門 RTE、法國電力之研發部門 EDF R&D、電力交易系統軟體商 Soops、法國能源管制機關 CRE 及電力交易平台系統商 GE 等單位。

於 107 年 10 月 13 日由巴黎 CDG 國際機場塔機返國(1 月 14 日抵達)，圓滿完成任務，結束此次考察及會議行程。

表 3-1 出國行程

時 間	地 點	工 作 概 要
107.09.30	台北→倫敦	往程
107.10.01	倫敦	上午參訪 EDF 位於倫敦的交易部門 (EDF trading)，瞭解其對於燃料、電力之交易方式 / 下午參訪 ODE，瞭解離岸風力業者對於參與電力市場之考量。
107.10.02	倫敦	參訪英國電力市場結算公司 (ELEXON)，詢問英國結算程序及相關結算規則。
107.10.03	倫敦	參訪劍橋大學能源政策研究群 (EPRG)，針對市場規則設計所需之考量進討論。
107.10.04	倫敦	參訪英國國家電網 (NGET)，瞭解 MO 其即時調度運轉機制。
107.10.05	倫敦	上午拜訪 Ofgem，瞭解及市場監管機制如何訂定及揭露那些市場資訊/下午拜訪 Poyry 顧問公司，聽取其對於本公司對於發展交易平台之建議。
107.10.06	倫敦→巴黎	往程
107.10.07	巴黎	例假日
107.10.08	巴黎	上午拜訪 EDF 國際關係部門 CIST，聽取其國際電力規劃成功案例/ 下午參訪法國電力公司之最佳化部門 DOAAT，瞭解其對於本身機組之最佳化規劃方式。
107.10.09	巴黎	參訪法國系統運轉部門 RTE，瞭解法國即時電力市場調度方式/ 參訪 EDF R&D 總部，聽取其對於電力市場及再生能源之相關研究。

107.10.10	巴黎	拜訪歐洲電力交易平台SCOOPS，瞭解其電能搓和方式。
107.10.11	巴黎	拜訪法國能源管制機關CRE，瞭解法國電業管制制度。
107.10.12	巴黎	因無返程機位，自費順道觀光。
107.10.13~107.10.14	巴黎→台北	返程

## 肆、各考察單位主要業務內容介紹

本次參訪行程主要目的係為瞭解英國及法國之電力市場之相關部門其分工方式並進一步瞭解其整體電力市場運作機制。然而本次參訪單位較多，因此本章將先針對本次參訪單位的業務內容做一簡略之說明，使後續之英國、法國電力市場介紹章節得以較具連慣性。

### 4.1 英國參訪單位簡介

#### 一、EDF Trading

EDF Trading 是一個國際能源批發市場的主要領導者之一，EDF Trading 是 EDF 集團的一部分，但其在世界各地皆設有專業的辦公室，在電力、天然氣、液化天然氣（LNG）、液化石油氣、煤炭、貨運和環保產品的市場上整個產業鏈中都很活躍。此外它在北美的商業用戶及工業用戶的電力零售市場也相當活躍。

其營業項目幾乎包含所有的能源商品，並包含管理從生產、運輸或傳輸、儲存及供應端的整個產業鏈上的資產。由於 EDF Trading 管理著廣泛的上、中、下游能源資產，使其能夠為客戶優化其實際的能源流。此外，利用其實際其領域及金融專家，替 EDF 集團及其第三方客戶提供廣泛的市場參與、資產優化、風險管理、供應端及物流等之服務。

此次考察的 EDF Trading 倫敦辦公室，除了在英國的煤炭、天然氣市場外，也負責電力的長、中、短交易及風電的開發，並做集團內各國的各項能源優化業務，創造集團營收最大化。同時英國的辦公司也同時負責國際的天然氣市場開發，像日本的天然氣超過一半的供應量是由 EDF 供應。



## 二、離岸風電工程公司 ODE

ODE 為一專業的離岸風電工程公司，可以獨立完成工程、施工(計畫管理服務) & 資產管理等服務。且超過 50 年參與的英國國內及國際的能源產業(包含離岸風電)經驗並保持了過往良好的工程紀錄。其工程強項主要包含：渦輪機及電氣設施工程、海上及海底結構、工程設計、施工、試車管理、運轉管理、顧問服務、資產開發等。

ODE 在台灣近期也參與 2 場離岸風電的工程，根據其在英國的開發經驗及經歷參與英國能源轉型的過程，可將實際施工及運轉可能面臨之問題事先予以考量，以使客戶資產可發揮最大效益。此外 ODE 有鑑於未來電力系統的改變與挑戰，近年已投入大量的經費，針對分散式電源、智慧電網及儲能設備相關領域的研發。

## 三、英國不平衡結算公司 Elexon

Elexon 創立於 2000 年，為一家非營利的不平衡電能結算公司，其創立的原因是根據平衡及結算規則 (Balancing and Settlement Code) 的要求，由市場參與者出資創立。

目前英國的市場參與者可包含：26 個配電業者、115 個交易商、122 個發電公司及 179 個售電業者。其主要的服務項目可分為 3 個項目：規則管理、政策的支持及運轉結算作業，詳細之作業項目如圖 4-1 所示。

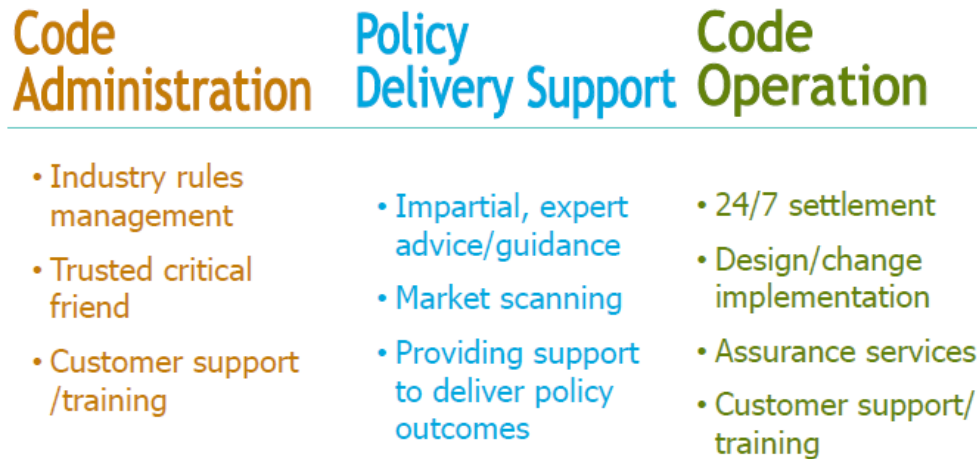


圖 4-1 ELEXON 公司服務內容

Elexon 每年負責結算的平衡競標及不平衡之電度數約 37 TWh(370 億度)，金額約為 17 億英鎊。英國的 11 項電業相關法規中，每年進行執行績效的調查，Elexon 皆是獲得最高評價。

特別強調的是 Elexon 除了結算業務外，其可提供英國電力交易的相關專業教育訓練，因此，若本公司未來發展電力交易平台時，有相關的訓練工作之需求，Elexon 是可能的選項之一。

#### 四、劍橋大學能源政策研究機構 EPRG

本次造訪的劍橋大學能源政策研究機構為 EPRG (Energy Policy Research Group)，其是劍橋 Judge 商學及經濟學院底下的一個著名研究機構，由 David Newbery 及 Michael Pollitt 等多位教授共同主持。EPRG 於能源經濟及能源政策研究於國際上享有高度盛名，研究經費主要來自於學院內的研究委員會及能源政策論壇 (EPF) 內的利益關係人 (包含 EDF、NGET、Ofgem 等電業公司) 的支持。目前的研究重心分別是：「能源監管與市場」、「能源技術與創新」、「能源管制與政治」及「氣候變遷政策」等議題。

由於本次參訪的詢問問題偏重於電力市場創立初期的相關重要考

量因素，因此 EPRG 特別介紹了電力市場之模型建置的相關經驗，包含：生質燃料電廠、複循環電廠、燃煤電廠、尖峰電廠、核能電廠、核能電廠及輸電限制等之模型，以分析電能批發價格、備用容量之機會成本、起機/無載之補償價格、容量支付等之整體電力市場分析。

## 五、英國國家電網 NGET

英國國網公司（National Grid）是一個油氣及電氣輸送為主要業務的一家公司，營業版圖主要以英國及美東地區為主。在英國本島的業務則主要有 3 部分（如圖 4-2 所示），分別是油氣的輸送、管理及運轉公司（National Grid PLC, NGG）、英格蘭及威爾斯的輸電公司（National Grid Electricity Transmission, NGET）、英國本島的電網調度公司（National Grid Electricity System Operator, NGESO），其中調度運轉公司 NGESO 將於 2019 年的 4 月份於集團內又另外獨立出一家公司，以強化其運轉之中立性。



圖 4-2 英國國網公司營業範圍

此次參訪的部門是國網的運轉部門，其負責整個英國的系統運轉、

系統規劃、系統操作、促進電力市場發展及電能交易等主要業務。而原輸電部門則維持負責其輸電設備之系統設計、計畫管理、新建工程及維護工作等工作。目前該公司之架空線約 7,200 公里；地下電纜約 675 公里；244 個站點的 337 個變電所。其輸變電設備量略少於本公司之設備量。

## 六、電力市場顧問公司 Pöyry

Pöyry 是一家國際顧問及工程公司，近幾年主要活躍於全球能源和工業領域為客戶提供服務，其核心重點部門包含：發電、輸配電、森林工業、化工業和生物精煉、採礦和金屬、運輸及水資源。為赫爾辛基證券交易所上市公司，總部位於芬蘭。

70%的歐洲能源市場參與者與 Pöyry 有顧問諮詢的相關服務；其公司本身在能源領域的專家即高達 200 多人，其能源市場模型、能源市場設計、策略與業務發展、交易及運營服務是能源領域的主要服務項目。

此次參訪 Pöyry 的倫敦總部，其特地為我們講解世界主要區域的電力市場之運作方式、運作邏輯及功能性等分析，並對於台灣要發展電力交易平台前應該如何定位其功能性及欲解決之問題等，提出其想法與建議。

## 七、Ofgem(Office of Gas and Electricity Markets)

天然氣和電力市場辦公室 (Ofgem) 為英國的電力及下游天然氣市場由政府監管機構，前身是由電力監管辦公室 (OFFER) 和天然氣供應辦公室 (Ofgas) 兩個機構合併而成，最大的目的是支持天然氣和電力市場管理局 (GEMA)。其主要職責是在可能的情況下，通過促進競爭的方式保護消費者的利益。主要目標是保護現有和未來的消費者對

於其油氣使用的權益，另外還包括減少溫室氣體的管制。其預算來源係經由市場參與者的註冊及年費方式來取得其營運支出所需費用。

Ofgem 共監管 11 個電力及油氣的相關法規，詳如圖 4-3 所示，其中跟電力相關之法規共 7 個，分別是平衡及結算(Balancing and Settlement Code , BSC)、註冊協議(Master Registration Agreement , MRA)、併網規則(Connection and Use of System Code, CUSC)、電網法規(Grid Code)、電網運轉準則(System Operator Transmission Owner Code, STC)、配電併網規定(Distribution Connection and Use of System Agreement, DCUSA)、配電規則(Distribution Code, DCode)。分別是由：Elexon、Genserve、National Grid、EletraLink、ena 等 5 家公司公司維護及管理這些規則，但這些規則的核定權還是由 Ofgem 負責。Ofgem 認為法規太多易造成新加入者的困惑及管理上的困難，建議台灣於發展階段，法規定訂定可以朝簡單化及一致性規劃，以改善其協調性、效率性及簡便性。但以目前公司負責的各項併聯規則、運轉規則、營業規章、配電規則等規定已經複雜於英國的制度，應可進一步作整合。

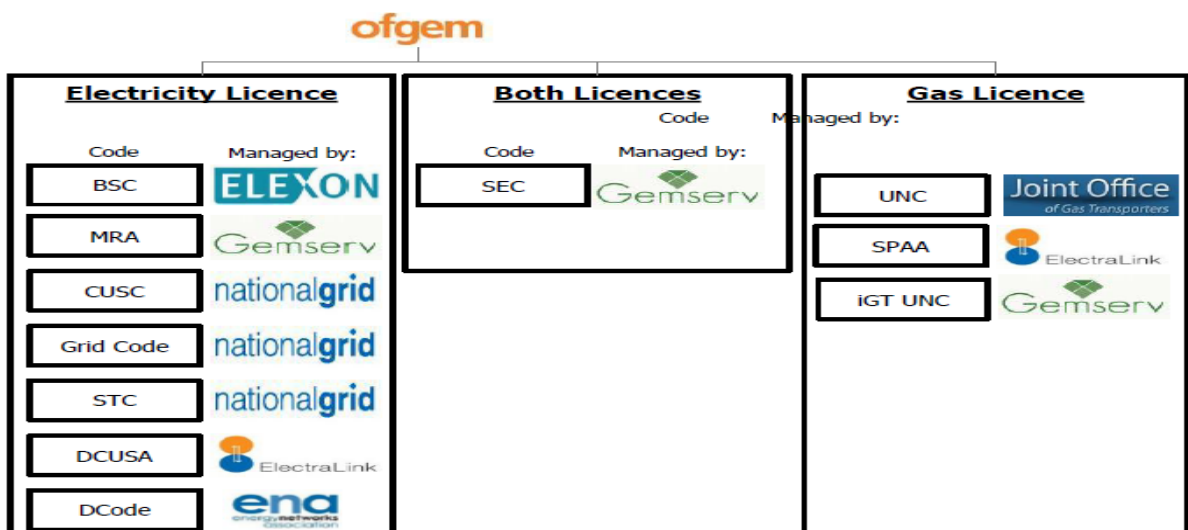


圖 4-3 Ofgem 監管之法規

## 4.2 法國參訪單位簡介

### 一、法國電力 (EDF, Électricité de France )

法國電力公司 (EDF) 是法國發電占比最高之電力公司，主要由法國政府所有，情況類似本公司。 EDF 總部位於巴黎，2016 年收入為 712 億歐元，在歐洲、南美洲、北美洲、亞洲、中東和非洲擁有 120GW 以上的發電裝置容量。

2009 年，EDF 是世界上最大的電力生產者。 2011 年，其發電量占全歐盟電力的 22%，主要來自核能發電，核能占比 64.3%；再生能源占比 12.3%（包括 4.6% 的水力發電）；天然氣占比 8.6%；煤炭占比 14.5%；其他占比 0.3%。

此次參訪 EDF 的相關部門主要係由 EDF CIST 的國際事務部門協助安排，CIST 在國際上提供的服務涵蓋主要 5 個專業工程領域：電網研究、概念性研究（如：可行性、設計技術和經濟性之研究等）、供應商招標和工程合約（如：技術、設備和施工規範，建築招標文件及合約談判等）、監督現場工作（如：進度跟踪、工廠驗收測試、現場測試及商轉保證監管等）、營運及維護的技術支援（如：保護計劃、審計、性能診斷和分析等）。總而言之，EDF 的 CIST 國際部門可以簡單說是一以工程為背景的國際工程顧問公司，從設計、發包、監造到營運的各個程序提供顧問諮詢服務。

### 二、 EDF 之資源最佳化規劃部門 DOAAT

DOAAT 的主要任務是替 EDF 在法國的發電資產，規劃其短期及中期的發電和供應的最佳化運用組合，以管理現有資產相關的實物以及控制其財務風險，再通過其子公司 EDF Trading 在批發電力市場上

進行運營。

DOAAT 的中期（3~5 年）規劃目標包含優化和平衡 EDF 的發電端及供電端的供電組合，以確定財務軌跡的可預測性，以及確定實體面及財務面之風險範圍是可接受的。為達到上述目標，可以運用的槓桿如：調整核電廠及各種設施的檢修計劃，以提高整體發電設施的可用性及靈活性；基於分段市場的市場占比策略、改變電價費率及尋求新的報價等，或調整現有的長期合約，並尋求新的可調整之結構性合約。

DOAAT 的短期目標則是優化供需平衡。DOAAT 負責確保 EDF 在 RTE 範圍內的電力供需平衡規劃，優化內容包括：在前一天將 EDF 的最佳化排程通知 RTE，第二天則是提報平衡市場所需的報價計劃，從而降低 EDF 合約下的最小供應成本。為了達到 EDF 範圍內的供需平衡，DOAAT 可以靈活的使用如：中斷某些客戶組合、調整發電資產等從中獲得最大利益。日前市場的時間間隔以小時計算。供/需端的平衡管理可由圖 4-4 簡略說明，中期（5 年內）規劃主要是做核能電廠的維修及燃料填充規劃；一年前主要是做石化燃料規劃及水力電廠之水力運用規劃；一週前則是調節燃料庫存、規劃負載卸載計畫及較短期的檢修及試運轉等；日前則是要規劃各機組實際的發電計畫；日間計畫則偏重於從市場的買賣進一步獲得優化的結果。以優化的角度來看，時間期程越長，整體資源可以整體優化程度越高，反之，越靠近即時運轉時，可調整的資源變少，可優化的程度越低。以資訊面而言，則是越長期資訊不確性越高，時間越接近即時運轉時，則資訊越明確。因此，資源優化必須要不斷的滾動檢討。

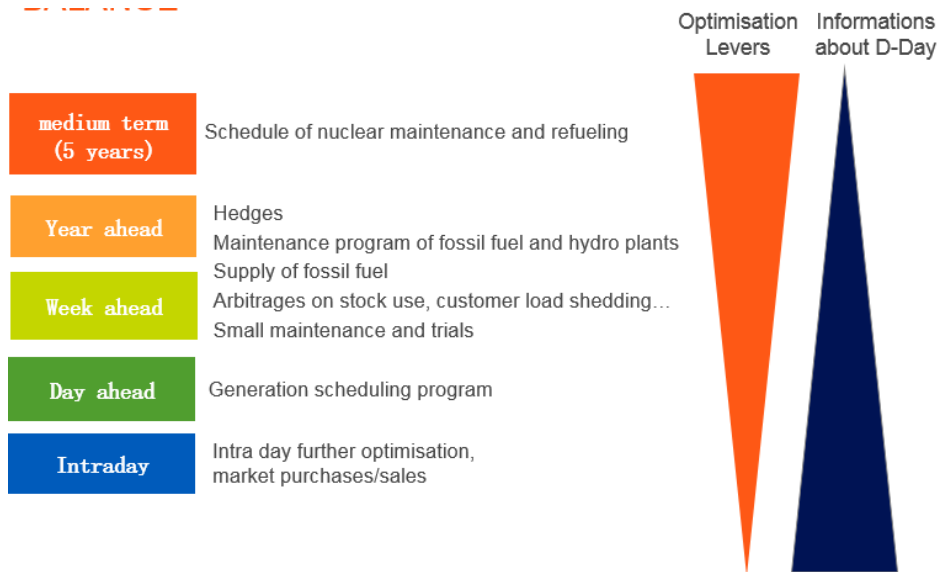


圖 4-4 供/需端的平衡管理

DOAAT 優化部門與交易部門，其角色是互為獨特的責任，然而卻是互補的關係。如圖 4-5 所示，優化部門雖主要優化法國 EDF 本身的發電資產，但交易部門卻是可以參與整個歐洲電力市場的交易，買賣電能、油氣及容量等，因此互相可以互相協調，以達到整體集團最大利益。

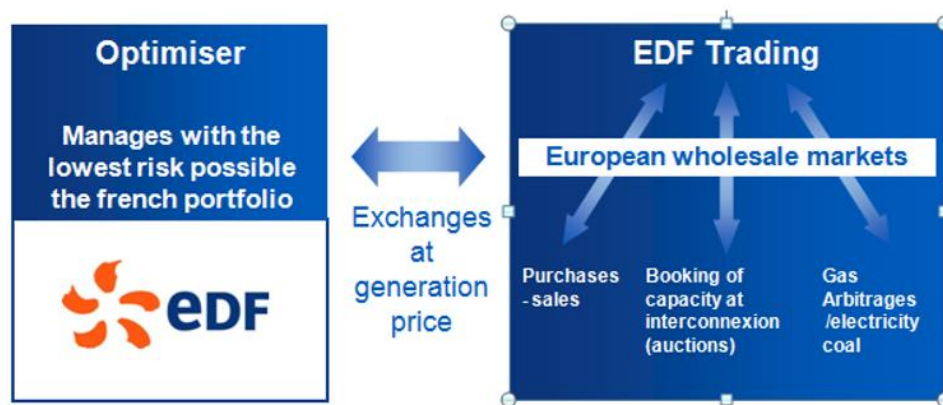


圖 4-5 優化部門與交易部門角色關係

### 三、法國即時運轉部門 RTE

RTE 為法國輸電部門（50kV 以上），與英國 NGET 雷同，屬自然



壟斷事業，其電壓等級分三個等級，50~130kV、130~350kV、350~500kV。RTE 的功能及目標為：

- 運轉、維護及發展輸變電設備
- 確保進入或取用輸電網路的權力
- 確保電力系統的安全
- 管理電力潮流
- 支持電能交易

這與我國目前電業法下的輸電業之責任大致相同。

RTE 總處位於巴黎，底下又區分 7 個輸電區域，負責各區域的維護、發展（工程）及運轉。除此之外，RTE 底下還有 12 家轉投資公司，100%持股的有 5 間，其他如 EPEXSpot 交易公司則是約持股 49%。



圖 4-6 RTE 負責之 7 個供電區域

RTE 的中央調度中心稱為 CNES，主要負責：400kV 以上電網管

理；國際互聯的管理；即時的平衡管理機制（即時市場）；系統安全。其中有些系統分析工作需要考慮其他國家之互聯，以確保系統更加強健、有更多的容量可以互通，以及各個 TSO 間可以互相支援等，因此歐洲間的互助及關係維護主要也是由 CNES 負責維護。

#### **四、法國電力之研發部門 EDF R&D**

EDF R&D 為 EDF 的研發部門，早期以核能方面之研究為主，近年來逐漸拓展至輸配電及再生能源等多項領域，尤其在再生能源整合方面，其協助整個歐盟執行再生能源的整體規劃，從系統面、技術面、工程面、經濟面、政策面、法規面等面向整體規劃再生能源發展目標，並產出不同政策目標，使相關的參與國或歐盟之政策參考。

#### **五、電力交易系統軟體商 Soops**

成立於 1992 年，最初專注於金融服務業，尤其是金融業的即時訂單管理、交易系統、交易整合和私人銀行業務等。截至 2001 年：開發和整合完成電力及天然氣交易所之系統，功能包含：搓合及執行及接近即時市場的平衡、清算和結算、風險管理以及第三方系統整合。其系統應用於 12 個區域市場，佔歐盟綜合電力的 50%。交易方式可分為：拍賣式和連續式。日前市場應用的國家有：法國、德國、盧森堡、奧地利、比利時、荷蘭、英國、瑞士、北愛爾蘭、匈牙利、塞爾維亞；日內市場則有：英國、德國、北愛爾蘭等，市場滲透率相當高。

以圖 4-7 表示歐洲電力市場的交易程序，中長期屬雙邊合約為主，有店頭市場及其他交易平台負責搓合，在日前市場及日內市場則主要以 Soops 公司提供的交易平台為主，到即時發生不平衡時，才有 TSO 負責即時運轉。

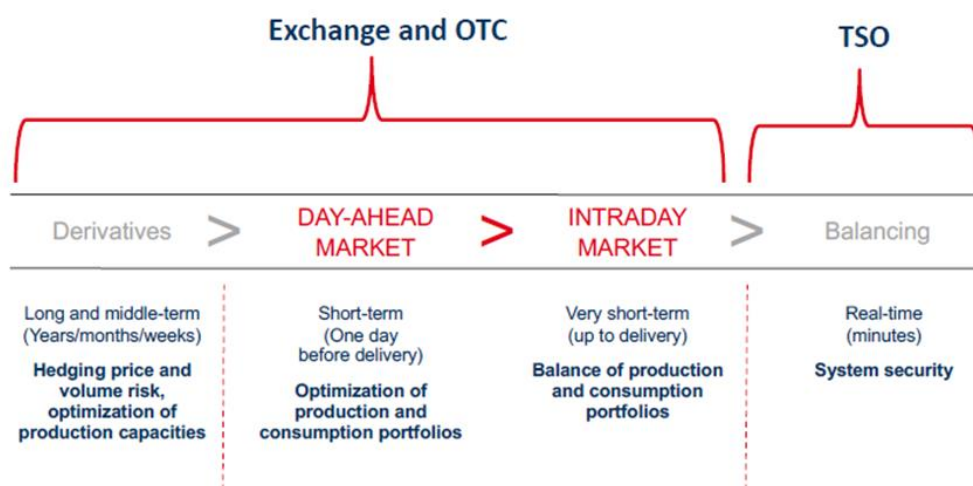


圖 4-7 歐洲市場交易程序

Soops 的產品 Eurolight 可提供交易所撮合及執行、清算和結算、付款結算、風險管理等；歐洲交易系統 (ETS) 可提供交易所撮合及執行、同一天或第二天交付的每小時產品及較複雜的標單、受監管的進行結算。

## 六、法國能源管制機關 CRE

法國能源監管委員會 (CRE) 成立於 2000 年 3 月 24 日，其目的是確保法國電力和天然氣市場的正常運作，在確保終端用戶權益同時，可符合能源之政策目標。

其核心原則是要確保「公正性」、「獨立性」、「透明度」，具體作法是確保決策和意見的中立性、公平性和客觀性；執行其對所有參與者的任務；提供公共文件、程序和決策程序的相關訊息。同時，持續發展也是 CRE 的重要任務，經由參加建設歐洲內部能源市場，促進競爭，以確保最終消費者的利益。同時，訂定壟斷的天然氣和電力網路之適當費率，以確保不偏袒任何單一方。

雖然 CRE 的預算來自政府預算，但由於其定位是一個獨立法人機構，因此法國政府對於公用事業之政策制訂干涉程度相當低。CRE 電

力方面的管制大致分 3 個方向：零售市場、批發市場及電力網路，相關管制措施皆在其網站上皆有揭露。

## 伍、英國電力市場架構介紹

### 5.1 歐洲電力市場架構與概況

歐洲的電力市場是以即時調度的「平衡責任」作為市場發展的基石，在國家層面，TSO 負責電力系統的即時平衡任務，但其不需要對不平衡市場的財務面負責任（除了電力系統事故外）。平衡機制的財務面責任係依賴於「平衡責任方」（BRP, Balance Responsible Parties）處理，BRP 代表市場參與者在財務上承擔其電能不平衡的相關責任，對於 TSO 而言，BRP 的行為如同一保險公司一樣，必須要承擔相關的交易風險。

平衡機制係指在每個平衡週期內（如每 5 分鐘）TSO 應當以各發電及售電每小時前排定之預定電量為基礎，維持系統供需平衡。理想的狀況，各業者依照約定量容傳輸相同的表計電量，但實際通常會有偏差量，所以當 TSO 記錄到電能不平衡時，TSO 通過平衡市場機制，運用其他的資源（機組或負載）補償此不平衡量，運轉完之後再由 BRP 進行財務結算。如圖 5-1 所示，交易量（輸入、輸出、買進及賣出）與表計量（流入及流出量）加總量應當保持平衡。

$$\underbrace{\text{injection} - \text{withdrawal}}_{\text{Metered data}} + \underbrace{\text{import} - \text{export} + \text{purchase} - \text{sale}}_{\text{Exchange trades OTC transactions}} = \underline{0}$$

圖 5-1 電能不平衡需計算之交易

歐洲電能市場之交易方式，如圖 5-2 所示，可簡單區分為「批發市

場」及「系統服務」2 個市場。批發市場是除了雙邊合約之外，提供一個主要電能撮和及交易的地方。批發市場又可分成「交易組織」及「店頭市場 (OTC)」，其中交易組織指的是正規的交易所或交易平台，這些撮合的交易量又可分為衍生性商品及實體的電能交易量，實體的電能交易必須要在即時運轉時予以履約，於日前市場時主要以競價撮和方式完成交易；日內市場則是以市場供需狀況改變時，滾動決定報價是否可以得標。日前及日內的交易機制與北美集中式電力市場本質上相異不大，比較大的差異是歐洲互連系統內，不同交易市場的成交量在提交到當地的 TSO 去運轉即可，TSO 並不針對日前或日內交易進行結算，但北美的 ISO 由於是該轄區內只有一個交易所，所以 ISO 也會幫忙結算日前市場的交易。此外，歐洲的交易市場較多，所以 TSO 並無法同時將電能及輔助服務做共同最佳化，但 ISO 集中交易即可做共同最佳化。

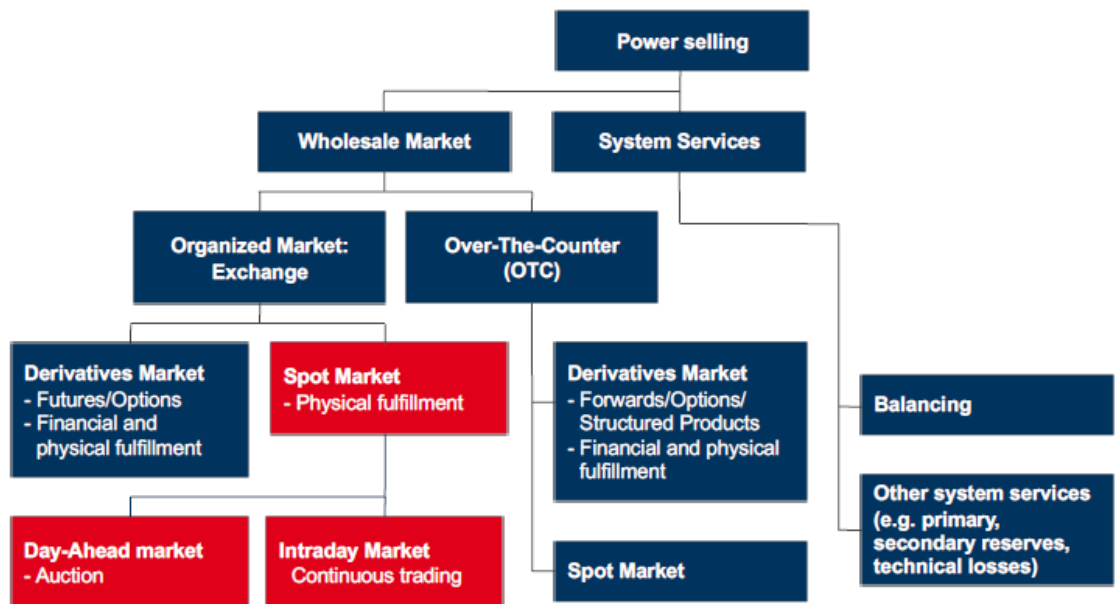


圖 5-2 電能交易架構圖

以圖 5-3 來說明歐洲電力市場的交易程序，中長期之雙邊合約及相

關衍生性商品，有店頭市場及其他交易平台負責搓合；到日前市場及日內市場則主要由像 Soops 這類公司開發的交易平台進行交易；到即時發生不平衡時，才由 TSO 負責即時運轉。

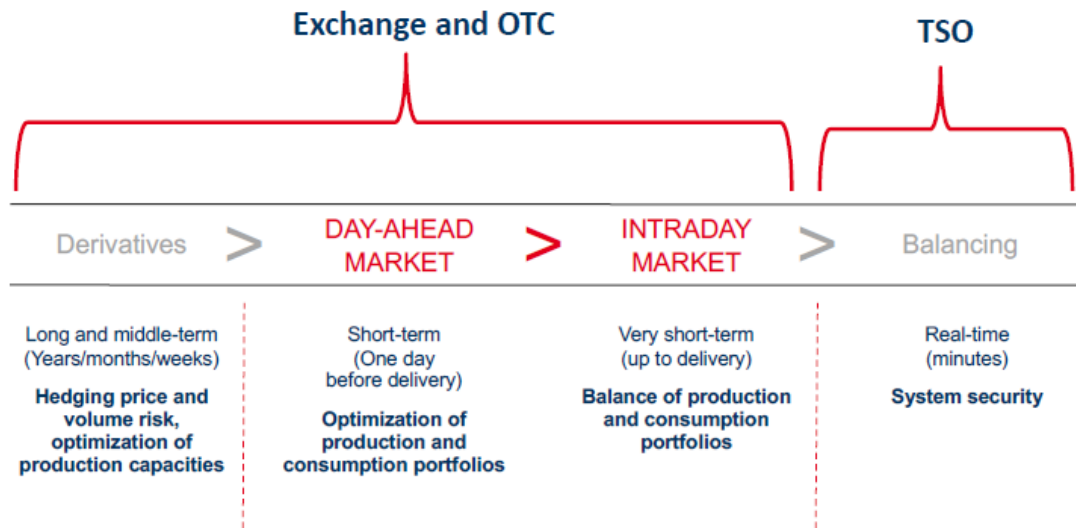


圖 5-3 電能交易圖

在歐洲的日前電力交易市場上，整個電力池的流動性是採每日固定量的拍賣方式。主要交易特色為：

- 買/賣雙方盲投標拍賣。
- 以市場結清價格決定供需量。
- 市場以尋求買方及賣方最好的可能價格，以及可能的最大成交量為目標
- 可以分段報價方式提交標單，比較適合現貨市場的交易型式。
- 盲投標機制，較不適合複雜的投標策略。

日內電力市場的電力交易則是另一個持續交易機制，買方及賣方之標單可即時（非日前固定時間）搓合，換言之，當買賣的價格及數量皆可符合時，標單將在最短時間內即時搓合，就如同我國的證券交易之搓合機制。主要交易特色為：



- 市場由標單決定，供需雙方直接搓合。
- 交易模式比固定式更靈活，可允許更複雜的交易策略（如：與其他市場套利等）
- 允許更複雜的標單方式（如：隱藏數量，全拿或全不拿等報價方式）
- 較適合用於日內市場及未來市場

交易平台的財務風險係透過一「集中交易方」（CCP, central counter-party）進行管理，其具體功能為：負責承擔所有部位的違約風險，以及防止交易對方的破產。清算（Clearing）跟結算(Settlement)程序之差異比較如圖 5-4 所示，清算作業主要是管理其信用風險；結算作業則是管理付款及履約。

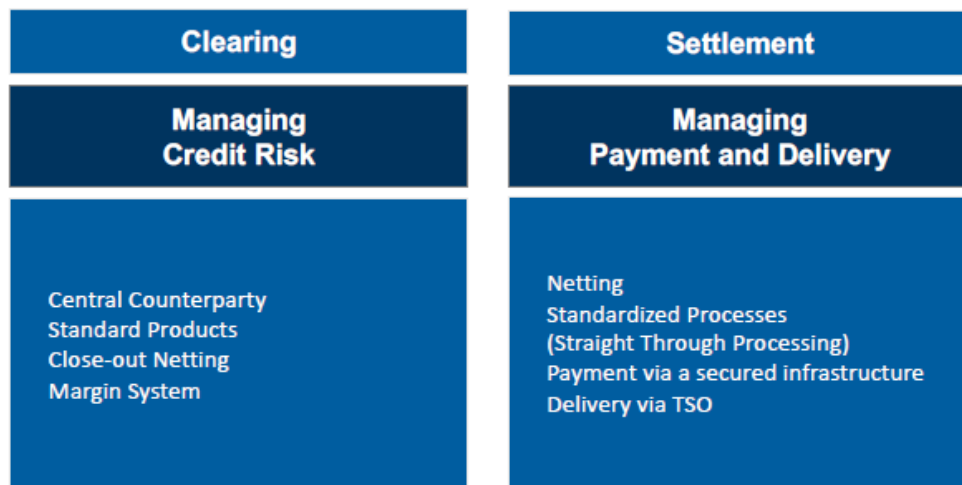


圖 5-4 清算（Clearing）跟結算(Settlement)程序之差異比較圖

以下將採用英國電力市場架構說明方式，進一步瞭解整個電力市場運作程序。

## 5.2 英國電力系統及管制架構說明

英國於 1989 年因應電業法要求，將電力業劃分成列幾個不同業別：發電業 Generation(includes storage)、售電業 Supply(retailing)輸電



業 Transmission、配電業 Distribution、互連業 Interconnection。

英國電業各業別之詳細組成如圖 5-5 所示，其中發電業及售電業是完全開放競爭的市場；輸電、系統調度、配電則維持管制狀況；電力交易平台則需根據市場規則運作。由於發電及售電皆是開放競爭狀態，因此皆有多家公司參與該市場，且多家發電公司同時兼營售電公司之情況。輸電公司部分，由於英國原本位於英格蘭、蘇格蘭及威爾斯區域之輸電設備係由不同公司所擁有，因此目前亦維持既有之輸電公司營運狀況。而系統調度部分則是由國網（National Grid）負責營運。電能交易的部分主要是由雙邊合約方式完成，此外亦可經由市場交易機構如：Nord Pool、EpeX Spot、APX 等平台完成交易，但交易平台交易量需要提交至 TSO 也就是 National Grid 進一步做系統安全確認，方可完成交易。

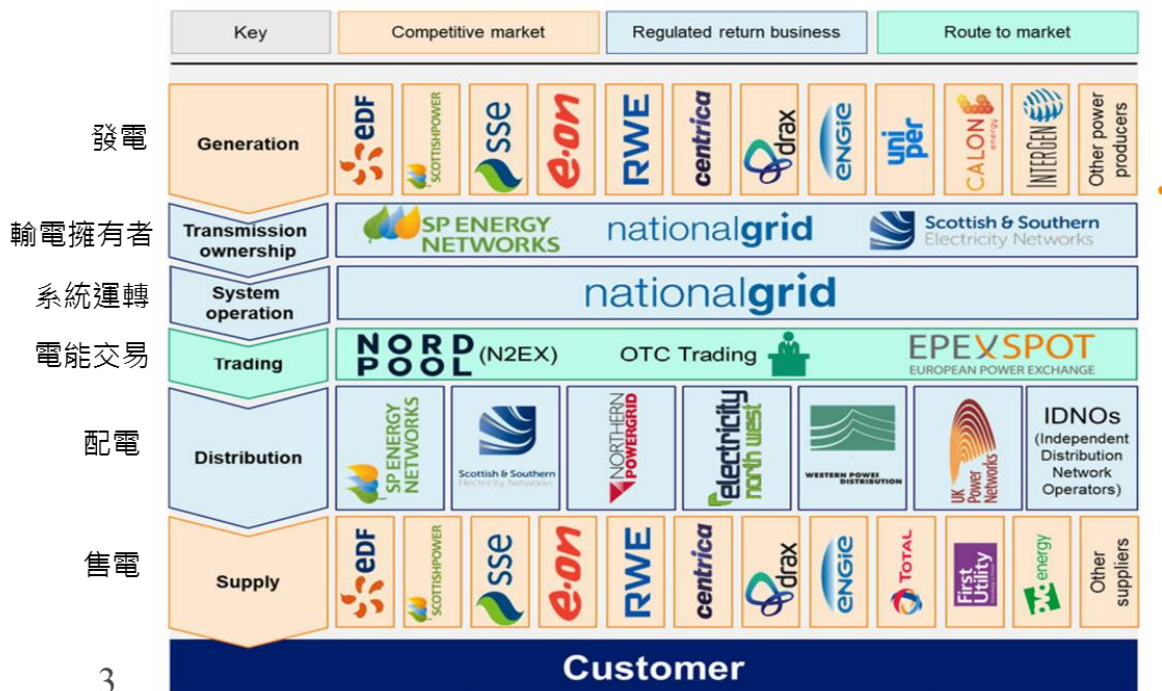


圖 5-5 英國電業組成圖

電業管制機構(Ofgem)則是由政府授權成立，其目的是在確保競爭

情況下，可以同時保護既有及未來消費者的權益。目前跟電力及油氣相關的法規共有 11 個，如圖 5-6 所示，各項規定之訂定及管理係由各個權責公司負責管理，Ofgem 則是負責監管的責任，任何人皆可針對規定內容提出異議及修訂，若是利益相關者同意修訂，Ofgem 做最終的審核。Ofgem 監管的電力相關法規共有 7 項，主要是與輸電、配電、調度相關之規定，此外與電力市場較有關的規定為平衡及結算機制（BSC）、市場註冊（MRA）及 3 項規定。其中的 BSC 更是整個不平衡最關鍵之部分，有相對應的平衡機制（Balancing Mechanism）定義即時不平衡調度順序及報價機制等。

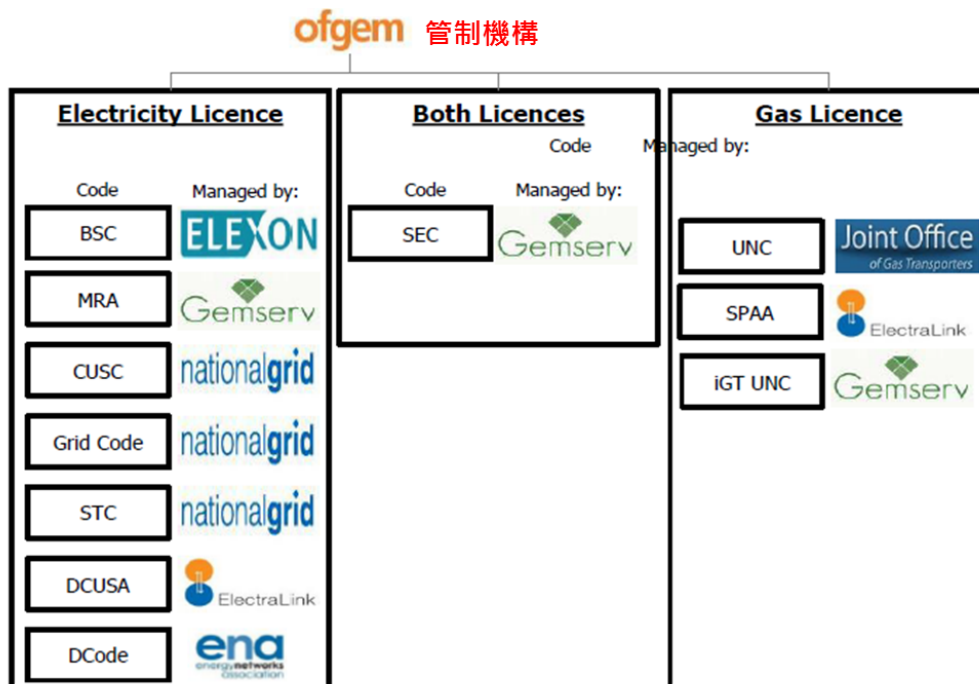


圖 5-6 Ofgem 監管之油氣及電業相關法規

## 5-2 關於英國國家電網（National Grid）

由於電能交易可以是雙邊合約，也可以在交易所進行交易，雙邊合約可在幾年前到即時市場皆可，交易範圍除了英國本島外，亦可經由與法國，荷蘭和愛爾蘭之間的互連線路進行輸入或輸出。目前，國家電網輸電公司（NGET）負有維持系統電力即時平衡的調度責任，並採取

每 2 秒的控制匹配，以調控確保電力之即時平衡。NGET 的平衡調控機制允許 NGET 在很短的時間內，根據電力投標價格，決定機組電力供應的增加和減少。換言之，如果市場參與者產生或消耗的電量多於或少於他們簽訂的電力量，這些差異電量都將以不平衡價格進行清算，而即時價格是 NGET 以調整剩餘平衡資源的最小系統成本。

英國電力系統之調度運轉係由 NGET 負責，其主要之工作權責為：

- 系統規劃-以系統管制面確保系統之規劃架構可符合相關之系統完全標準之要求，者與北美之 ISO 權責相同。
- 系統運轉-監控輸電網路狀況，及預擬緊急因應措施等，主要還是以維持系統運轉安全為首要目標。這與北美之 ISO 角色定位亦相同。
- 促成市場運作-移除市場參與者使用電網之障礙，並確保市場運作之透明性及中立性等。
- 不平衡電能交易-即時運轉時，遵循不平衡機制調度各項資源以滿足系統之即時供需平衡。

英格蘭及威爾斯區域的輸電設備係由國家電網輸電公司（NGET）所擁有，以輸電公司的立場，NGET 需負責輸電系統之設計規劃、專案管理及工程施工與管理等業務。NGET 的架空電纜約為 7,200km；地下電纜約為 675km；變電所為 337 所，位於 244 個不同位置。英國除了本島的輸電線路外，目前與法國及荷蘭皆有互連，因此部分電力可以藉由此互連線路與歐洲電力市場做調節買賣，未來與挪威及比利時已有 HVDC 系統建置中，以及與丹麥、法國南區、冰島及愛爾蘭的互連線路則尚在規劃當中。其電網示意圖如圖 5-6 所示。

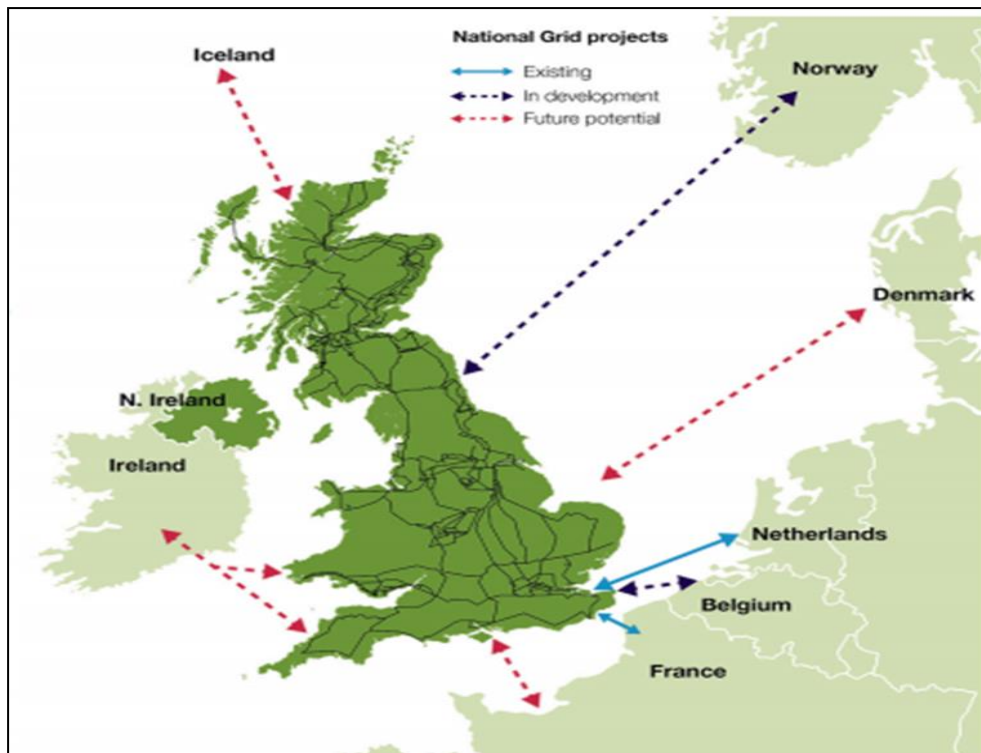


圖 5-6 英國電網圖

英國電力系統之總用戶約為 3 千萬用戶，總尖峰負載約為 55GW（約為台灣 1.5 倍）；系統總裝置容量約為 80GW（約為台灣 2 倍），換算成我國定義之備用容量率約為 45%，相較於我國訂定之 15% 相去甚遠。此外，英國還有與其他國家互連之線路可融通電力，線路容量達 6930MW（約 15% 備用容量率），可進一步調節電力，相對於我國為孤島無外援之電力系統，備用容量率之合理準備量應當謹慎評估。2017 年英國輸送電量約為 325 TWh，與台灣同年總發購電量 231 TWh 約為 1.4 倍。

### 5-3 電網運轉者（TSO, Transmission System Operator）之運作機制

歐洲之系統調度及輸電運轉係屬 TSO 的責任，其肩負兩種角色：系統調度（SO, System Operator）與電網營運（TO, Transmission Operator）。因此電網營運（TO）之具體責任為：

- 開發並維持一個高效、協調且經濟的系統
- 促進發電業及售電業之間的競爭關係
- 義務滿足系統安全和供應品質之要求(Security and Quality of Supply Standards (SQSS))，包含 N-1 及 N-2 的事故事件。

系統調度(SO)須遵守下列規定：

- 平衡及結算規則(market rules)
- 電網規則 (interface requirements, operational procedures, information exchanges)
- 併網及電網使用規定 (access rights and transmission charges)

發電業及售電業可根據電網費用及併接之可用性，選擇併接位置及電壓等級。當發電機裝置容量大於 100MW，必須先取得傳輸容量權才可以向市場供電，但必須支付電網使用費(Transmission Network Use of System (TNUoS) charges )，該費用係根據區域長期邊際成本訂定之費率。當電網限制及壅塞發生時，發電業可經由平衡競價機制得到一有效率的補償。

售電業則可根據 TNUoS 的費率，將電能從市場分配至各地區。而大型發電機及售電業則根據其實際傳輸電量支付系統不平衡服務費用，收費機制為 BSUoS (Balancing Service Use of System charges)；小型發電機(併接於配電系統)則需要支付不平衡服務費用，其主要考量係考量分散式發電機可協助售電業減少不平衡成本及傳輸系統需求。

#### 5.4 電力平衡市場機制

歐洲市場設計是以去中心化為設計基礎，各區域的即時供電平衡任

務由平衡責任機構 (BRPs)執行即時 1 小時內的系統調度。其概念是假設各個平衡責任機構若可維持其自身供需平衡，則全系統即可保持平衡。

換言之，在即時運轉時, TSO 負責維持系統的平衡操作，各系統有其平衡機制，主要是維持系統運轉安全與系統頻率之穩定，TSO 選用備轉容量的執行可以是用手動或自動的方式執行，然而各項資源的選用必須依照其平衡機制去執行以保持其選擇過程的合理性。由於整個系統的發電及需求是動態變化，可能某段時間內所做的決策並無法解決問題，因此全系統間需要互相協調；某些問題也可能相互抵消，因此只需根據全系統整體狀態評估再做出決策。因此系統的整體運轉安全及系統的頻率控制責任必須共同分擔，並避免有市場參與者有搭便車之情況。

TSO 強制要求系統可用的平衡資源皆必須參與平衡機制，以期達到運轉成本的最小化，同時也需防止有參與者市場力過大之問題，因此在英國及法國，規定發電機組皆強制必須參與平衡機制；其他的資源同樣可以競價方式參與，如：量反應及國外參與者等。平衡機制是一種基於市場原則的持續投標機制，根據價格及績效順序，且同時考量實際的技術限制，依照系統需求，持續決定當下之得標情況。

平衡機制主要是維持系統即時平衡，但主要的電能交易還是經由交易平台完成相關交易。

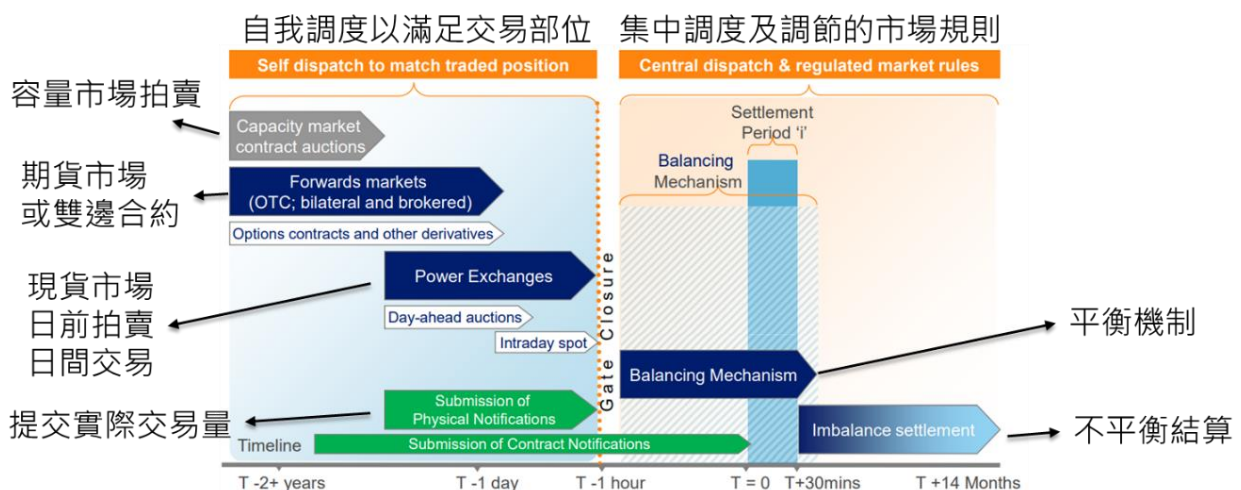
## 5.5 電力市場交易機制

歐洲電力市場以不平衡機制處理即時負載與日前發電排程落差，同時計算出即時的電能價格訊號，但不平衡機制的電力交易量占比極小



(小於整體電能交易量 5%)，且屬全系統整體調節用，因此交易機制亦屬集中調度及調節的市場規則，其中包含平衡機制與不平衡結算。

其餘的電能交易，如容量市場、遠期市場及現貨市場，以 TSO 的角度而言，均屬自我排程之交易部位，由買賣雙方經由場外的交易平台或櫃買市場進行交易。整個交易程序如圖 5-7 所示，容量市場屬最長期的容量交易，遠期及雙邊合約則屬於實際履約的電能，在更接近即時調度時，還有現貨市場，如日前拍賣市場、日間市場等做短期的調節交易。上述的交易結果皆需要將其實際的交易量提交到 TSO，以作為實際調度的依據，並進行系統的安全分析，以確保各項所提交之自排程的電量可以安全輸送至用戶端。在即時運轉一小時前，各項交易量皆可以進行調整，以維持買賣雙方的交易可以依照實際的供需情況進行調整，這對於再生能源而言更甚重要，因為再生能源發電預測的不確定性較高，若可於小時前更新最新預測發電量，則其準確度將相對較高。當時間進入運轉前 1 小時，所有的排程量皆停止更改，TSO 依據最終的自排程量進行集中調度及不平衡調節等。



## 5-6 交易機構及交易量

電能的交易機構主要係提供一個撮合平台以達到提供一個多元電能交易為目標。圖 5-8 僅是約略說明遠期市場及現貨市場的功能。可提供遠期市場交易功能的機構如圖所示，有 GFI、Tradition、ICAP、MAREX SPECTRON、tullett prebon 等平台，其功能類似 OTC 市場，以雙邊合約方式為主之交易方式，由於交易週期較長，可能是季、月、週等，所以相對交易量較大，也是主要的交易量來源；而較短期的交易市場則有像 Nord Pool 的 N2EX、EPEXSPOT 等交易平台，其主要功能是彌補長期雙邊合約的細緻調整功能，提供一平台進行長期合約的交換及短期不確定量等，主要交易週期為日前或日內交易為主，交易數量雖然較多，但其交易量則相對較少。



圖 5-8 遠期及現貨交易機構之主要功能

若以遠期市場、現貨市場及即時不平衡市場三部分來區分其交易量，可由圖 5-9 顯示，遠期的季、月、週之交易量占整體交易量的 90% 以上；現貨市場的日前及日內交易量則約占 5~8% 之間，到了即時平衡市場剩餘的電能交易量僅占有成交量的一小部分，約 3%。但交易的程



序複雜度及交易的筆數則相反，即時不平衡遠大於現貨市場；現貨市場大於遠期市場。

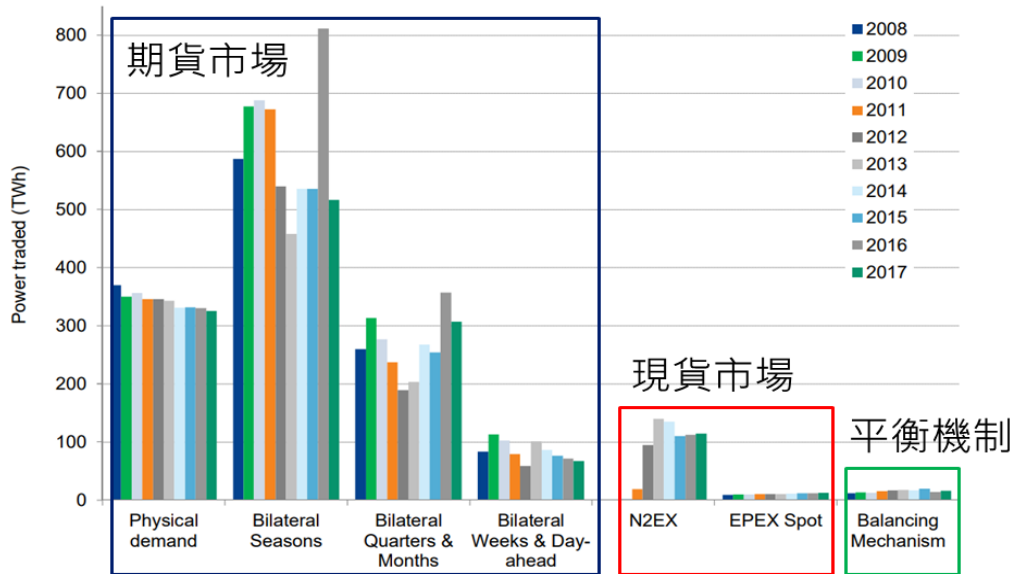


圖 5-9 遠期、現貨及即時市場交易量

### 5-7 即時不平衡機制及結算程序

當交易進入即時運轉前的 1 小時內，交易結果的排程將會交由平衡機制的執行單位，通常是 TSO 負責執行，於英國係由 NGET 公司執行不平衡機制，其流程如圖 5-10 所示。不平衡機制需要處理即時調節及控制等作業，其調度結果會交給結算公司 (ELEXON) 進行不平衡結算，Elexon 根據不平衡結算規則、實際表計資料進行最終結算作業及後續出帳、收費等程序。英國的結算週期目前是每 30 分鐘結算一次，這與北美普遍採用的 15 分鐘結算一次，其細緻程度相較略差，但由於目前系統功能及相關機制都是以 30 分鐘結算週期做開發，若要變更至 15 分鐘之結算週期將會是大工程，因此目前英國並無縮短結算週期之打算。

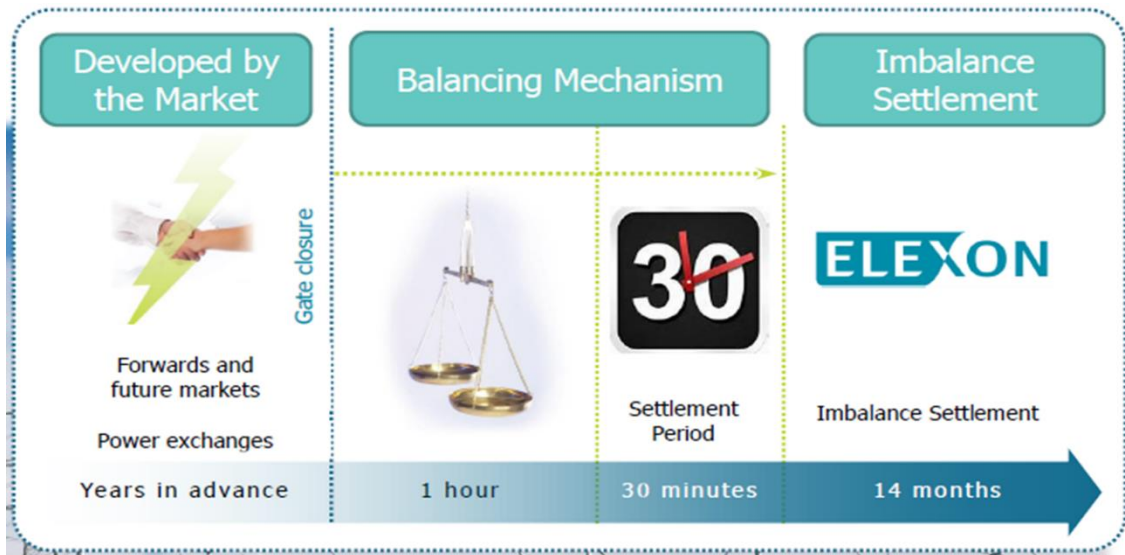


圖 5-10 不平衡機制及結算流程

電源的交易合約多屬一固定電量及固定時間週期內的買賣，如何將這日前排程量，平緩的轉進至即時運轉，以一範例予以說明：假設一預定合約之發電量為 850MW 固定電量，24 小時皆固定不變。如圖 5-11 所示。



圖 5-11 交易合約預定電量

接近交易日時，發電及需求的情況會改變，因此原合約之發電量可以經由其他交易將他售出，並更新實際預提交之發電排程量，如圖 5-12(a)所示。若是發電量與要配合需求量進一步修正時，在經由其他日內交易調整成較精細之發電排程，如圖 5-12(b)所示。



(a)



(b)

圖 5-12 交易合約修正預定發電量

實際提交到 TSO 的合約發電排程如圖 5-13 所示，稱為實體通知 (PN, Physical Notification)，PN 需包含各時間段的時間標記，以及各對應時間點的發電量。此 PN 需於日前的 11 點前提交給 NGET 及 ELEXON，但在現貨市場關閉前 (即時運轉前 1 小時)，PN 值尚可任意修改，直到運轉前 1 小時，此 PN 將會自動轉成固定的最終 PN(FPN) 並進入平衡機制。

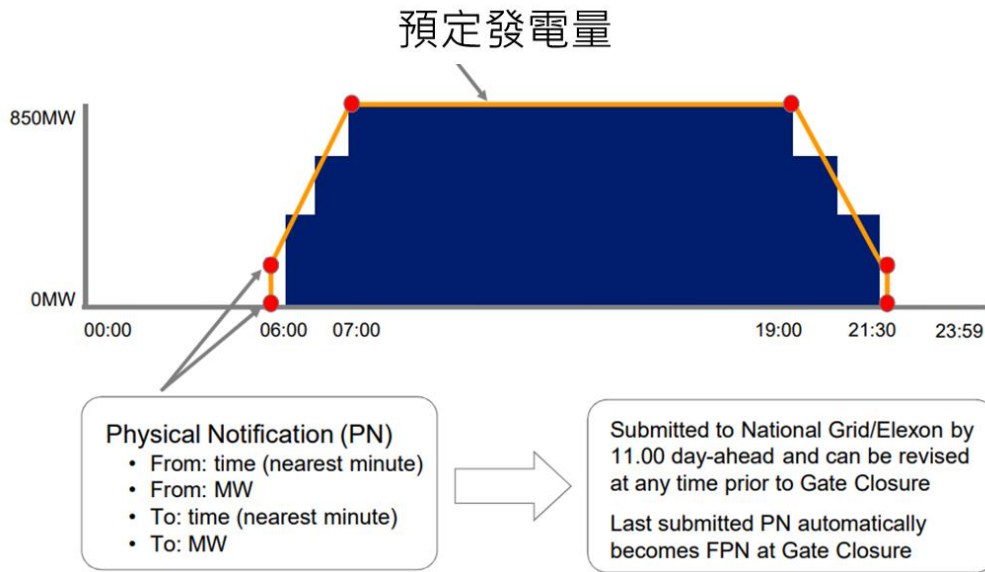


圖 5-13 實際提交之預定發電量

當進入平衡機制後，需要引用大量數據作為即時運轉之依據。除了 FPN 外，還需要更新許多發電廠的物理特性值，如：最大/小出力限制、升降載率以及即時報價等。即時報價最多可分為 5 段報價，以簡單的 \$/MWh 為單位，比較特別的是報價必須是以 offer-bid 為一對的報價方式，可以簡單的理解成願意接受升載或願意接受降載的價格。如圖 5-14 所示。每日 NGET 需要處理之資料量約為 1,500,000 筆。

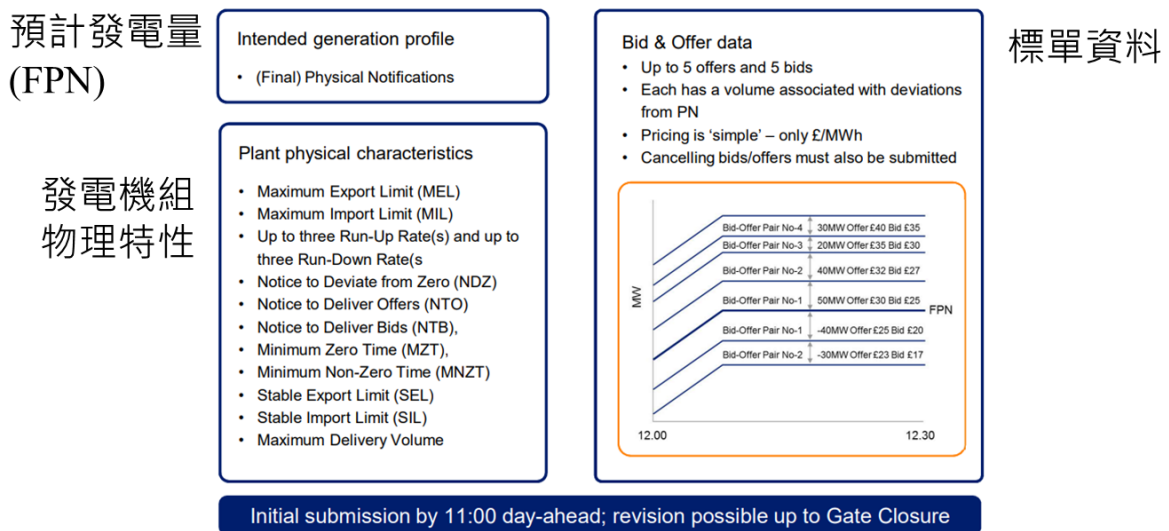
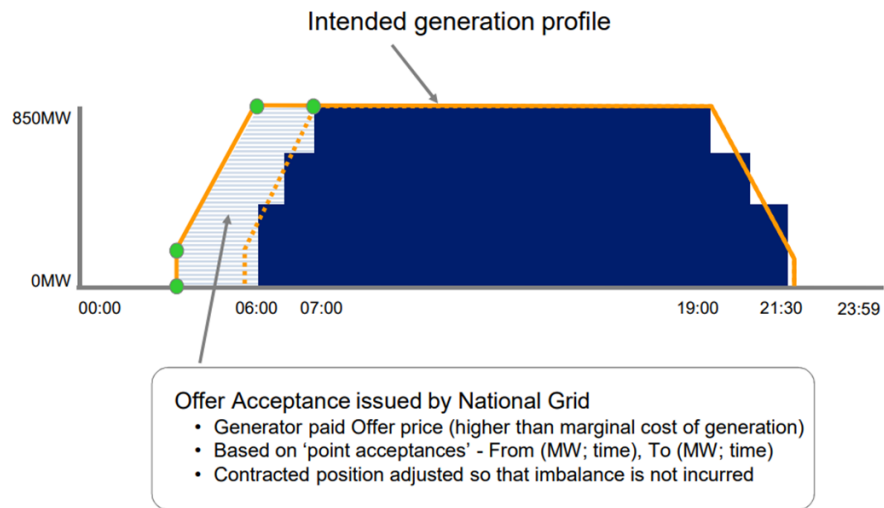


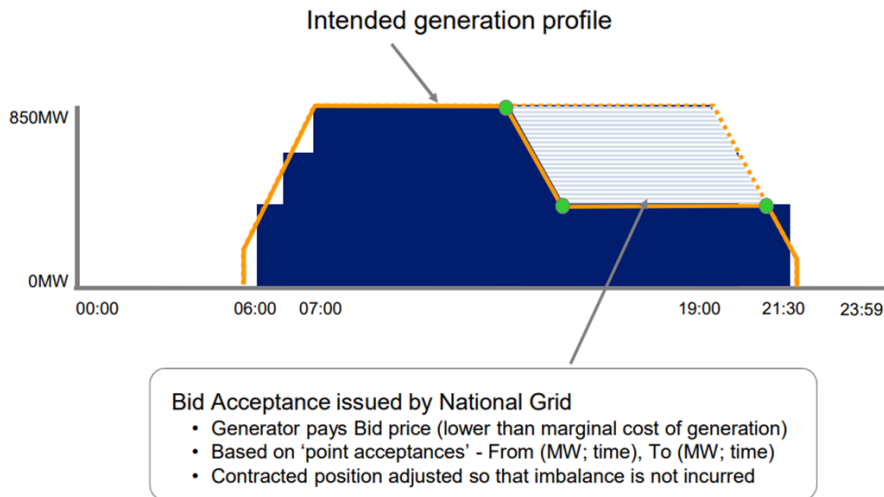
圖 5-14 即時運轉所需之機組資料

NGET 亦可根據 Offer-bid 的標單價格，增加或減少發電機排程出

力，如圖 5-15 所示，增加發電的部分係根據 Offer 報價予以給付；減少發電的部分係根據 Bid 報價予以補償。這些增加或減少發電的部分可歸類為合約調整的一部份，不納入也不影響不平衡電能的使用及結算。



(a)



(b)

圖 5-15 NGET 根據機組報價調整排程

以合約之發電量為基準，作為預定排程發電量，但發電機於即時運

轉時，可能會發生過度發電或發電不足之情況，如圖 5-16 所示。這些不平衡量雖然以每個單一機組各別計算，而結算時係以整個帳戶之總量進行不平衡結算。

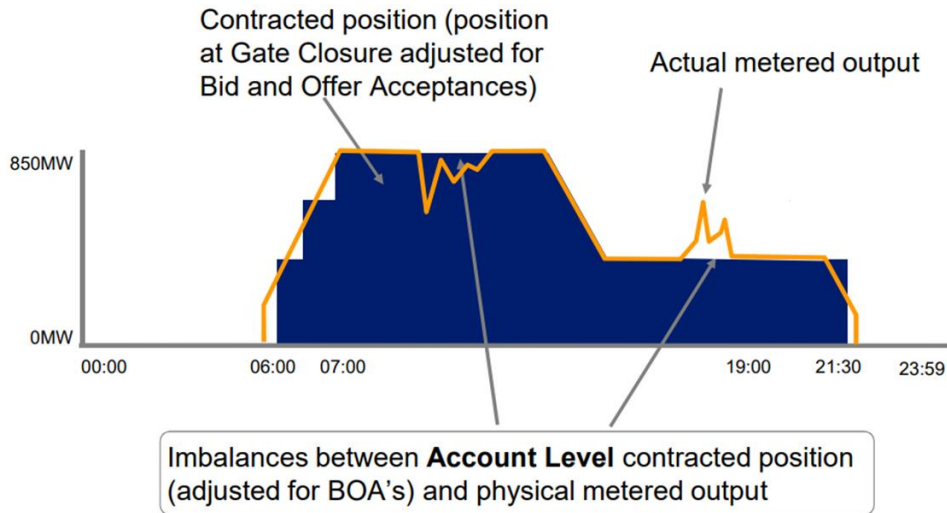


圖 5-16 實際表計發電量與預計排程發電量差異屬不平衡結算

英國之不平衡價格自 2001 年以來，經歷了 4 次主要的規則調整。如；將買入與賣出價格分開結算方式改成單一平衡價格方式；邊際價格採用競價的最貴 500MWh 平均計算；將電能的需求與不平衡調度予以區分；系統調度行為增加之成本根據失載成本評估加計至不平衡價格；備轉不足成本所增加之成本亦加計至不平衡費用中。如圖 5-17 所示。





圖 5-17 不平衡費用計算考量

### 5.5 英國電費結構

英國電價組成成分如圖 5-18 所示。其中批發及零售市場已經完全競爭情況下，價格不予以管制；輸電、配電費率及不平衡的費用則由於輸配電業仍為管制狀況，所以輸配電費率及不平衡費率還是維持管制狀態；此外，終端售價還會包含很高比例的排碳費率及綠能開發基金等。

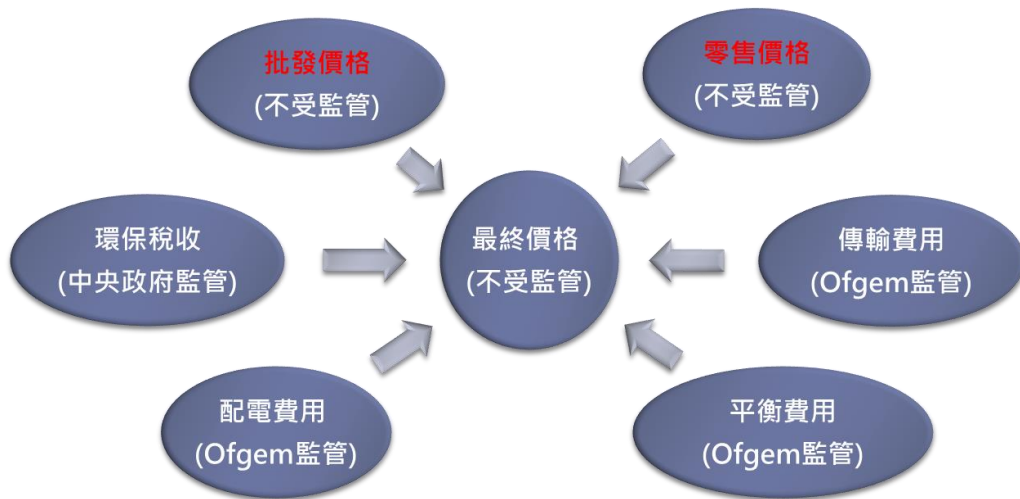


圖 5-18 英國電價組成成分

若將終端電價區分為市場費用、調節費用及其他稅收 3 部分，由圖 5-19 可知其電能之批發端價格及售電端價格只占最終價格的 40%；輸

配電費率及系統平衡費用則占約 19.7%；其他稅收，如再生能源、碳稅等高達 40%，這除了碳排放等外部成本可以有效分擔出去，也可使電源成本變動對於終端售價影響變小，電價可相對較穩定。

2016	Euro/MWh	%
<b>市場定義之價格</b>		<b>40.1%</b>
發電成本	39	33.9%
零售(售電)成本	7.15	6.2%
<b>調節費用</b>		<b>19.7%</b>
傳輸費用	11	9.6%
系統平衡費用	2.6	2.3%
配電費用	9	7.8%
<b>其他稅收</b>		<b>40.2%</b>
再生能源義務	17.5	15.2%
FITs	5.24	4.6%
水力效益排程	0.2	0.2%
氣候變化稅	2.66	2.3%
減碳承諾	4.4	3.8%
碳排稅	16.25	14.1%
	<b>115</b>	<b>100%</b>

圖 5-19 2016 年電價分項價格

有關輸電網費率，國家電網徵收三項費用包含：併網費（asset specific charges for non-shared connection equipment）及電網使用費（funding costs of shared network assets and services），系統平衡服務費- £/MWh recovering incurred balancing costs (+/- incentive payments)。

其中發電機併網費率係根據其併接點分區收取，其詳細區域劃定方式如圖 5-20 所示，離負載區越遠，其相對輸電費用則較高；反之若發電機設於負載中心，則輸電費率甚至可為負值，藉由此具顯著性之差別輸電費率，可誘導發電設備建置於負載區，進而減少輸電投資及電網壅塞機率。



Generation Use of System Tariff Zones (Geographical map as at 1 April 2014)

	Peak Security £ /kW	Year Round Shared # /kW	Year Round Not Shared # /kW	Residual # /kW	Illustrative Conventional @ 80% LF	Illustrative Intermittent @ 40% LF
1 North Scotland	-0.002000	11.940060	16.909972	-1.853883	24.606137	19.832113
2 East Aberdeenshire	0.794338	5.576753	16.909972	-1.853883	20.311829	17.286790
3 Western Highlands	-0.408343	10.088312	16.676506	-1.853883	22.484930	18.857948
4 Skye and Lochalsh	-6.224181	10.088312	16.419588	-1.853883	16.412174	18.601030
5 Eastern Grampian and Tayside	0.273013	8.954210	16.107179	-1.853883	21.689677	17.834980
6 Central Grampian	2.437359	10.092599	17.127997	-1.853883	25.785552	19.311154
7 Argyll	1.556747	8.028893	25.544208	-1.853883	31.670186	26.901882
8 The Trossachs	1.784393	8.028893	15.183823	-1.853883	21.537447	16.541497
9 Stirlingshire and Fife	-0.133834	3.913693	13.153459	-1.853883	14.296696	12.865053
10 South West Scotlands	1.695579	6.348284	14.148463	-1.853883	19.068786	14.833894
11 Lothian and Borders	2.818959	6.348284	9.032482	-1.853883	15.076185	9.717913
12 Solway and Cheviot	0.568031	3.496664	7.670008	-1.853883	9.181487	7.214791
13 North East England	3.144168	2.042519	4.198748	-1.853883	7.123048	3.161873
14 North Lancashire and The Lakes	1.202446	2.042519	3.009858	-1.853883	3.992436	1.972983
15 South Lancashire, Yorkshire and Humber	3.997792	0.568225	0.164386	-1.853883	2.762875	-1.462207
16 North Midlands and North Wales	3.745536	-0.951028	0.000000	-1.853883	1.130831	-2.234294
17 South Lincolnshire and North Norfolk	2.193746	-0.335202	0.000000	-1.853883	0.071701	-1.987964
18 Mid Wales and The Midlands	1.229614	-0.198633	0.000000	-1.853883	-0.783175	-1.933336
19 Anglesey and Snowdon	4.415405	-1.704058	0.000000	-1.853883	1.198276	-2.535506
20 Pembrokeshire	9.048900	-3.884439	0.000000	-1.853883	4.087466	-3.407659
21 South Wales & Gloucester	6.153082	-3.944204	0.000000	-1.853883	1.143836	-3.431565
22 Cotswold	3.146674	2.065177	-6.056186	-1.853883	-3.111253	-7.083996
23 Central London	-4.269553	2.065177	-5.486685	-1.853883	-9.957979	-6.514497
24 Essex and Kent	-3.668247	2.065177	0.000000	-1.853883	-3.869988	-1.027812
25 Oxfordshire, Surrey and Sussex	-1.153480	-2.668629	0.000000	-1.853883	-5.142266	-2.921335
26 Somerset and Wessex	-1.243261	-3.921646	0.000000	-1.853883	-6.234461	-3.422541
27 West Devon and Cornwall	0.195665	-5.301776	0.000000	-1.853883	-5.899639	-3.974593

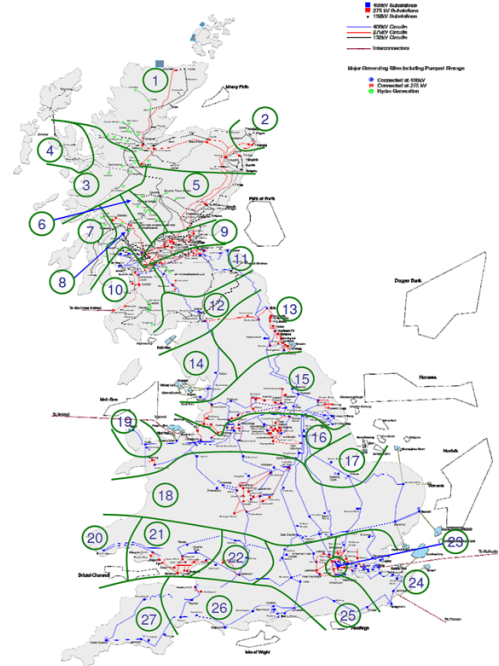


圖 5-20 發電機併網費率 (1 April 2017)

輸配電費率大部份係由負載端支付，如圖 5-21 所示，負載區域之劃分方式相對單純，以不同區域支付不同容量費率及輸電費率，同樣的負載在負載越重之都會區，其費率亦較其他區域來的高。

Demand Zone	Zone Area	Demand Tariff (£/kW)	Energy Consumption Tariff (p/kWh)
1	Northern Scotland	16.168316	2.189390
2	Southern Scotland	21.236592	2.950930
3	Northern	26.938177	3.666178
4	North West	29.640148	4.243585
5	Yorkshire	30.248609	4.112721
6	N Wales & Mersey	29.715987	4.196350
7	East Midlands	33.099594	4.584107
8	Midlands	33.782559	4.739846
9	Eastern	34.626967	4.751167
10	South Wales	32.317145	4.270506
11	South East	37.659037	5.170435
12	London	38.547848	5.139357
13	Southern	38.786441	5.380330
14	South Western	38.699518	5.237436

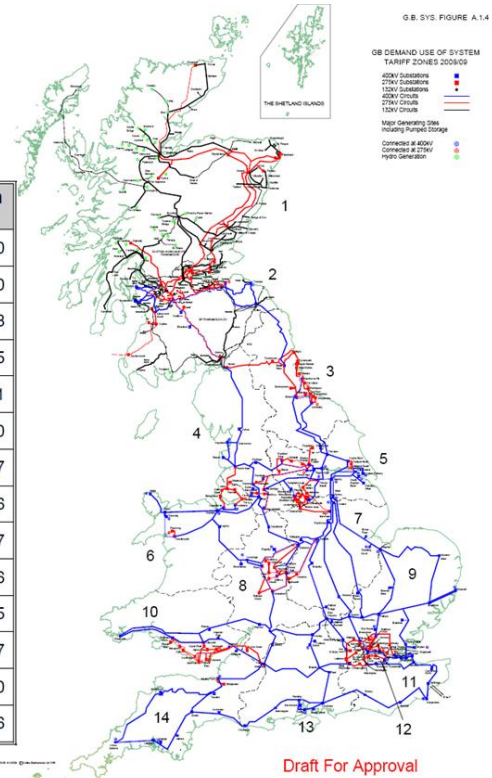


圖 5-21 負載併網費率 (1 April 2017)

歐盟和英國的氣候變遷政策為減碳排及提高工商業能源效率創造了強而有力的架構，英國電力市場改革委員會議提出從 2013 年 4 月 1 日開始實施碳價格支持 (CPS, Carbon Price Support) 機制以支持減碳排，有關英國的碳排稅係根據每噸 CO<sub>2</sub> 排放，繳交固定費率，除此之外，固態化石燃料根據其每個熱值收取額外固定費率；而燃氣則是根據每度電收取固定額外費用。每年之費率如圖 5-22 所示。

CPS rate (nominal)	Fuel specific rates		
Financial Year	CPS rates (£/tCO <sub>2</sub> )	Solid fuel (£/GJ)	Gas (£/kWh)
2013/14	4.94	0.44264	0.00091
2014/15	9.55	0.85489	0.00175
2015/16	18.08	1.56860	0.00334
2016/17	18.00	1.54790	0.00331
2017/18	18.00	1.54790	0.00331
2018/19	18.00	1.54790	0.00331
2019/20	18.00	1.54790	0.00331
2020/21 <sup>1</sup>	18.52	1.59259	0.00341

圖 5-22 CPS 碳排費率

## 5.6 不平衡電能計算

於現貨市場關閉時(T-1 hour)，雙邊合約之交易量需要同時提交至市場及結算系統(Elexon)，以通知發電端及用電端之相關更新資訊，這部分是計畫值的部分，不平衡的計算是以 BMU 為計算單位，而平衡機制單元(BMU, Balancing Mechanism Units)為一不平衡的帳戶之概念，BMU 需要先行進行註冊，其註冊規定為：

- 大型發電機裝置容量大於 100MW，必須申請為單獨的 BMUs，並將資訊傳送至對應的生產者帳戶。
- 售電業的每個配電網路轄區皆必須有一個聚合的 BMU，並將資訊傳送至對應的消費者帳戶。
- 發電機及大型負載(>100kW)皆需有每半小時的表計資料值以作為 BMU 計算依據。
- 藉由每半小時的表計用以量測從輸電到配電的潮流量。

上述表計將會用於預結算及最終結算。預結算時，係將所有每半小時表計加總對應至售電端的 BMUs，以及計算出從輸電至配電的剩餘量流至售電端的 BMUs，以估算售電端的客戶用量。而用於最終結算部分，若是非半小時表計的量則是依照標準的歸類方式計算其半小時量，輸電至配電的剩餘誤差量則是依照比例分攤。

初始的帳務結算會在 T+28 天內完成，其依照表計量及契約量的差異量計算；最終結算會在 T+14 月內完成，則是依照最終計費電表值做結算。

系統調度 (SO) 於平衡機制中所扮演的角色為：

- 系統調度(SO)確定機組自排程及負載預測的實際物理位置，這與契約排程量是分開的。最初始的排程及位置應於 t-24 小時通報至 SO。若有任何的最新狀況更改，最新的契約量需於 t-1 小時更新最終的排程通報(FPN)，且排程量需對應其物理位置及其所對應之 BMU。
- SO 會進行系統總負載預測，而售電業可根據此預測結果可用來修正其排程通報量。
- 市場參與者亦可同時提出其可升載或降載的報價 ( Offer-Bid) 給 SO，但須與特定 BMUs 做連結。SO 若接受之 Offer 或 Bid 的得標量，則視為一固定的契約量，通常不會再做任意變更，直到指令到期或接受反向交易才能解除這 BM 的契約量。
- SO 可在某些情況下自行做出交易的決定，如在無投機交易的情況下，為達到整個系統物理平衡之目的的交易；使用各種交易平台採購系統平衡所需的個別服務，即輔助服務。
- SO 所使用之淨電能即為市場的淨不平衡量 ( NIV,net imbalance volume)

如圖 5-23 所示，平衡機制係基於小時前的最終合約量 ( FPN) 、機組運轉物理特性值 ( Op Data) 及可接受升降載的報價 ( Bid/Offer) 等資料 ( 這些資料一天約高達 1,500,000 個項目) ，再根據平衡機制決定即時調度時如何決定各項資源之即時調度順序，一天內之不平衡競價行為可高達 600 筆交易。最後之不平衡交易調度結果、表計資料及各個 BMU 的契約排程量會傳給結算機構 ( ELEXON) 做最後結算。

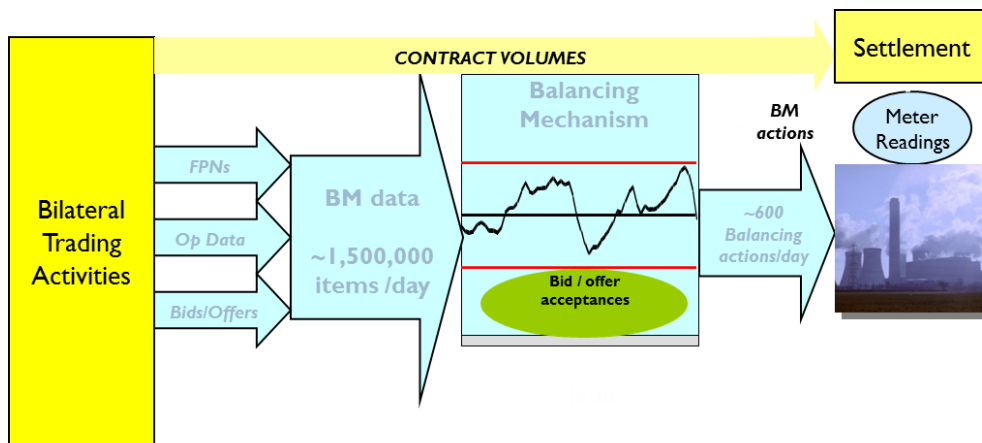


圖 5-23 平衡機制流程示意圖

平衡市場報價如圖 5-24 所示，除了最終提交量（FPN）作為運轉基準外，尚需要針對升降載範圍內之各段出力，提供一（Offer-Bid pair）的報價，這個報價必須是一對的組合。代表意義為在該出力段時，若是 SO 需要調度升載，SO 需要支付之價格；以及願意支付給 SO 多少錢，而不接受降載。

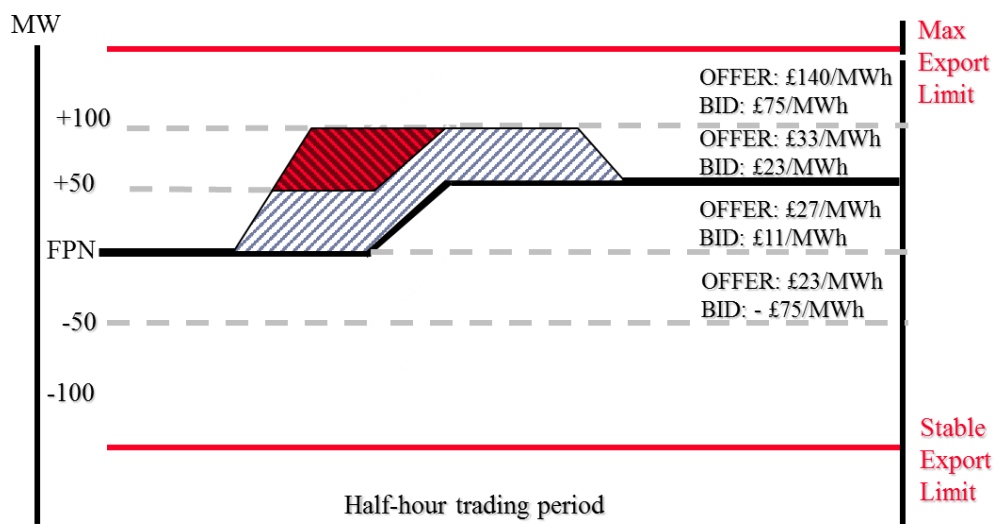


圖 5-24 平衡機制流程示意圖

SO 的平衡報價之競價方式如圖 5-25 所示。SO 在每半小時的交易

周期內必須根據已經收到的合約量，處理電能平衡競價、系統平衡競價，其中系統平衡指的即是備轉容量、頻率響應的建立與運用，以及壅塞處理措施等。

所有報價當中，某些 SO 根據系統因素考量的競價，SO 會另外予以標記，如圖 5-25 中之藍綠色部分，並從不平衡價格計算中排除。剩餘的買賣報價再依照價格排序，不平衡電能的競價係以淨不平衡量 (NIV, Net Imbalance Volumes) 的方向排序中，由最便宜的標單優先得標。

不平衡價格依照 NIV 的方向排序，取出價格平均參考量 (PAR, Price Average Reference) 中最貴標單之平均價格。目前 PAR 的參考量為 50MWh，在 2018 年 11 月 1 日開始將會改為 1MWh。

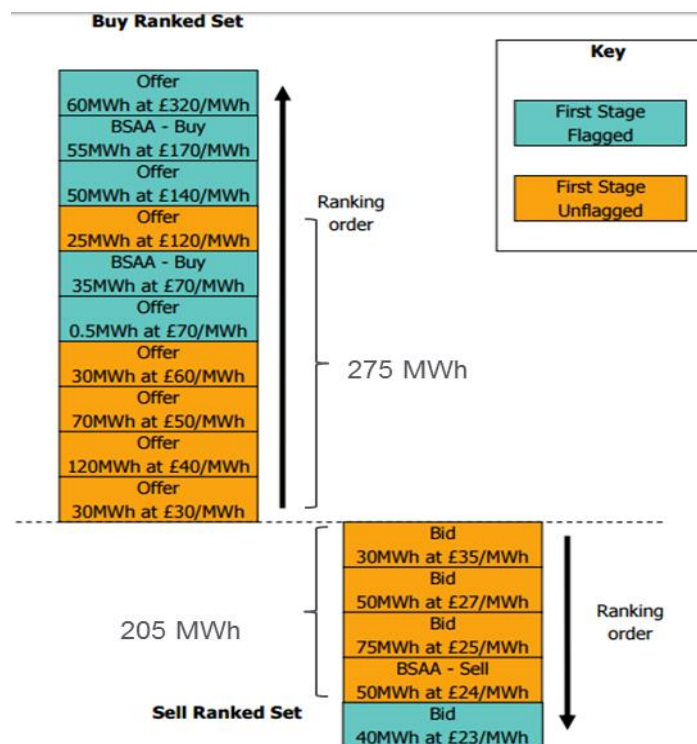


圖 5-25 平衡報價排序

有關支付價格的模式係根據 NETA(New Electricity Trading Arrangements)的規定。早期的 NETA 規定市場於 T-3.5 小時關閉，SO

買進的平均價格稱為 SBP；SO 賣出的平均價格為 SSP，SBP 與 SSP 之間存在顯著差異。為減少即時價格的不確定性，目前改為提前一小時關閉市場，並根據市場價格指數取代 SBP 或 SSP (depending on market length, NIV)，這可移除對於有助於不平衡的處罰。然後再分離出備轉容量的選擇費用 (option fee)，進一步調整 SBP 的價格。進一步將平衡系統作為的電能加以標記，並將其從平衡電能價格計算中移除 (assumes most expensive actions are system effects) 後，再實施價格平均參考價格 (PAR)，壓低不平衡價格，更可符合邊際價格的穩定。所以目前的不平衡單價之特性為：

- 單一不平衡價格 (SBP=SSP)；
- 價格平均參考量 (PAR) 為 50 MWh；
- 若執行到負載抑低，則 SBP=VoLL (value of lost load)；
- SBP 價格亦藉由電源不足的方式獲得補強 (Based on LOLP)。



## 陸、法國電力市場架構介紹

### 6.1 法國國電力系統概況

法國發輸配電業之架構如圖 6-1 所示，發電部分以核能為主，發電裝置容量主要是由法國電力 EDF 擁有，少部分裝置容量由其他公司擁有；TSO 的部分亦原屬於 EDF 公司，目前分離出改名為 RTE；配電部分則有 25 個配電公司營運售電部分，另一部份是工業大用戶則是直接拼接至輸電系統，共有 584 家用戶。

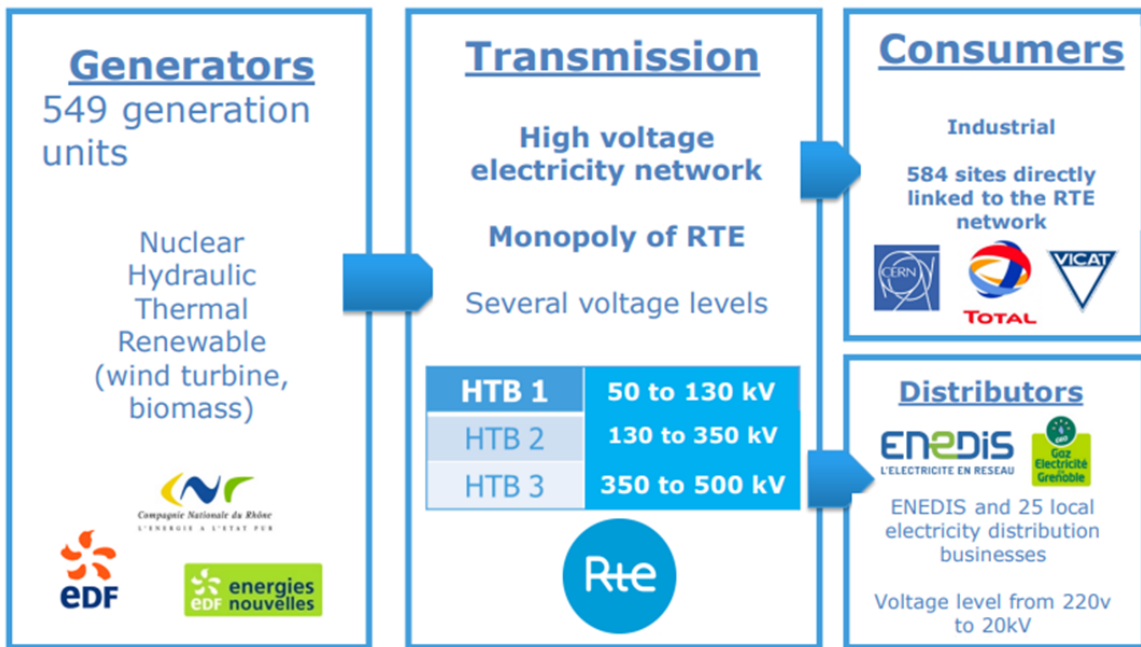


圖 6-1 法國發輸配店架構示意圖

RTE 負責 50kV 以上輸電系統，共有 7 個區域控制中心及一個中央控制中心，如圖 6-2 所示。各個區域控制中心的主要業務是負責輸電設備的維護、開發、工程及操作。除我國電網外，與臨近國家，如英國、比利時、瑞士、義大利及西班牙皆有互連輸電線路藉以融通電力，以 2017 年為例，其全年輸出電力為 74.2TWh；輸入電力為 36.2TWh，淨輸出 38TWh。



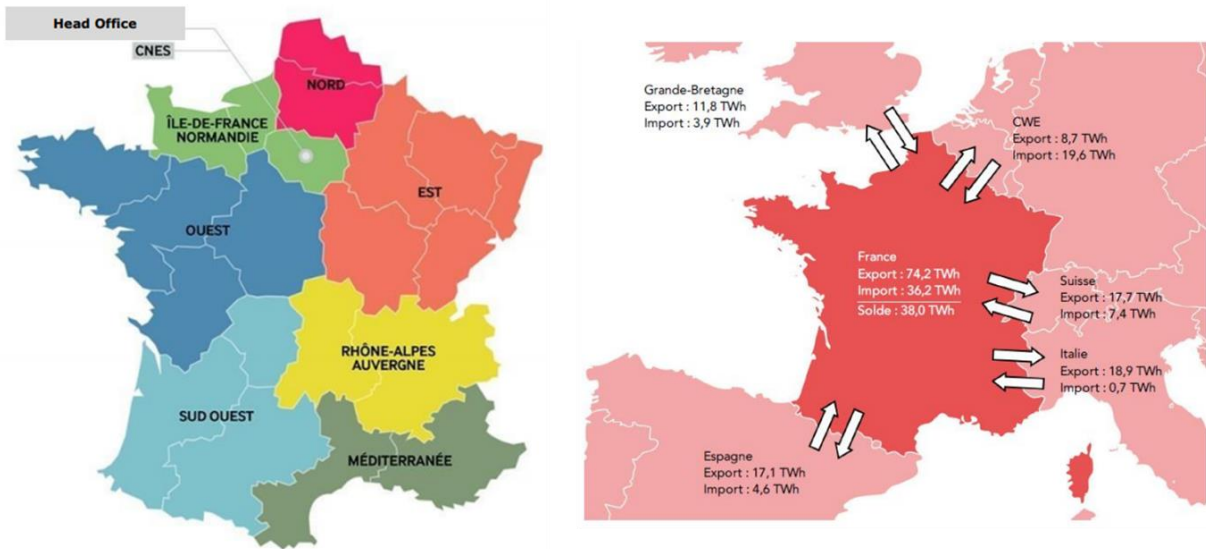


圖 6-2 RTE 控制區及國際互連線路

RTE 之輸電線路長度為 105,000 km，其中 400 kV 線路為 21,500 km；225 kV 線路為 26,500 km；90 kV 線路為 17,000 km；63 kV 線路為 38,000 km。其中 100,000 km 為架空線，5,000 km 為地下電纜。總共 2,600 個變電站及與鄰近 6 個國家，50 條互連輸電線路。如圖 6-3 所示，其系統以單一公司而言，算是具有相當規模之輸電公司。

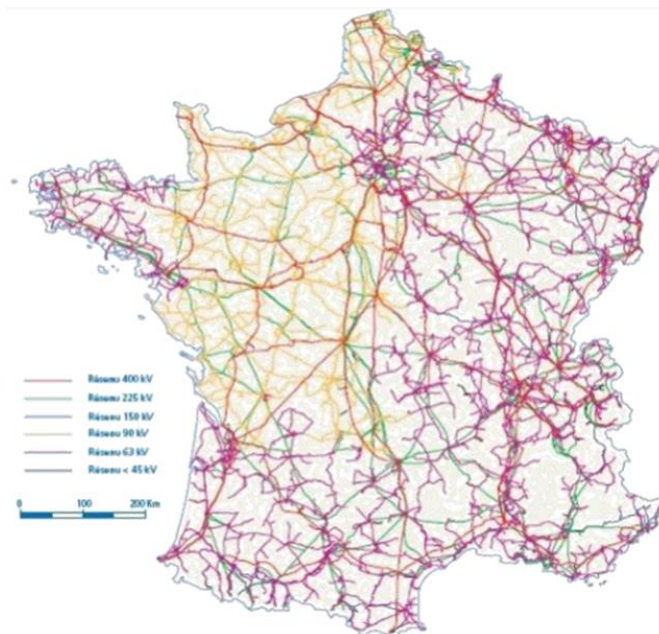


圖 6-3 法國輸電線路圖

法國之發電總裝置容量為 130 GW；年發電量為 529 TWh。法國發電結構以核能為主，約占 48%，但由於核能屬於基載且有鄰國互連網路，所以核能發電量可達總年度發電量之 71%。其他搭配傳統火力機組及水力機組，構成了法國主要的發電結構。法國尖峰負載為 102 GWh，通常發生冬天，且其負載受溫度影響的程度相當高，據統計資料，其冬天的溫度敏感度為 2400 MW/°C。

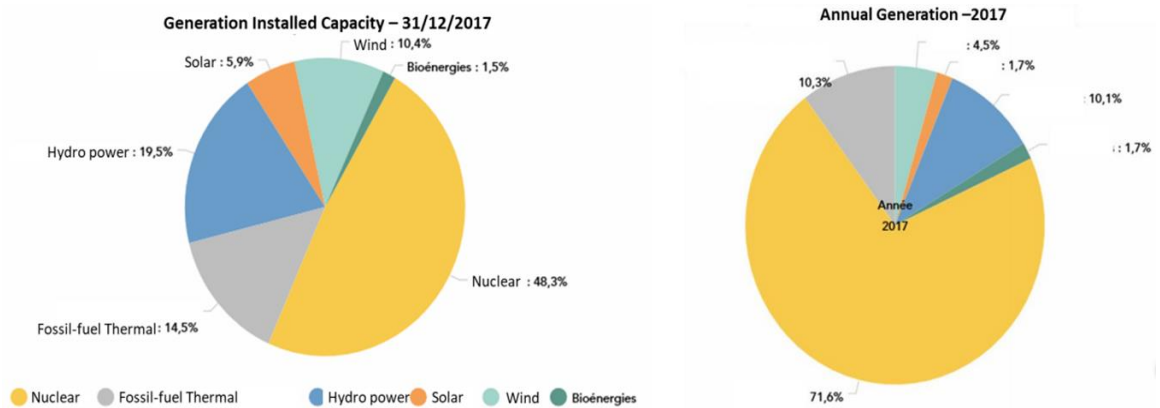


圖 6-4 法國發電結構及各項發電占比

## 6.2 法國系統調度公司 RTE 概況

RTE 總共有 490 個客戶，其中屬於市場端的有 135 個；屬於發電端的 54 個；另外有 258 個併於輸電系統之工業用戶；11 個鐵路公司及 32 配電公司。詳如圖 6-5。

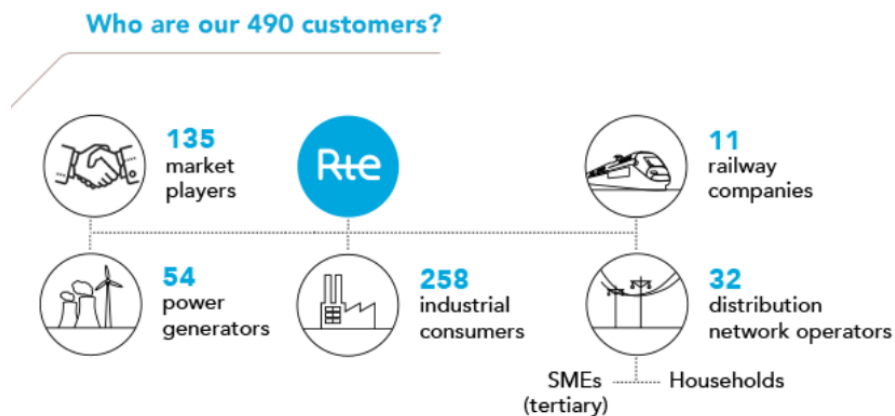


圖 6-5 RTE 客戶組成

RTE 之中央控制中心(CNES,The national dispatching centre)權責與一般 TSO 之角色大致相同，其控制中心共有 1 個中央控制中心及 7 個區域控制中心，位置如圖 6-6 所示。中央控制中心的具體責任為：

- 管理系統的即時平衡機制，以確保需求平衡；
- 管理 400kV 電壓等級以上之電網潮流；
- 管理與外國互連之網路運轉；
- 電力損失的預測與補償。

另外，RTE 之 7 個區域控制中心則負責轄區電網運轉，其權責為：

- 管理 63kV~225kV 電壓等級之電網潮流；
- 執行輸電設備之遠程操控；
- 管理與客戶端的電網設備連接。



圖 6-6 RTE 至控制中心位置

因此，RTE 的職責可歸納為：

輸電設備之運轉、維護及發展、確保市場參與者之併網權力  
確保系統的運轉安全、管理電力潮流及支持電能的交易。

### 6.3 RTE 系統調度介紹

RTE 系統調度的目標在確保法國電力系統的運行平穩及可靠，使得每個人皆可得到持續的高品質的電力供應。系統運轉安全、促進市場架構下的經濟效能及滿足各項交易合約的排程間必須隨時做一平衡及滿足。

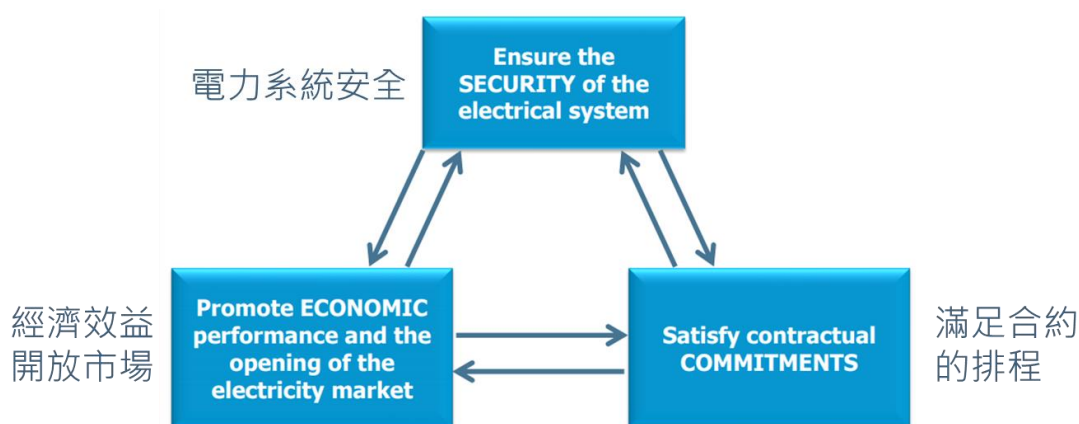


圖 6-7 RTE 的核心目標

為達上述目標，RTE 必須最佳化管理輸電設備的可靠性以及電網內之電力潮流。因此其系統調度員隨時需要管理輸電系統及互連系統的電力潮流，並即時保持供需的平衡控制，以及確保運轉的經濟性、確保競爭性及符合競爭規則等。這與英國的 NGET 之運轉部門任務大致相同。

歐洲國家由於系統互連，為使整體系統達到強健、容量互通及 TSO 間互相協調的目的，於 2009 年成立 NETSO-E 管理在系統內的 34 個國家，41 個 TSO 間的規定及管理的工作。因此 NETSO-E 負責制訂歐洲的共通的電網規則供所有 TSO 遵守，以確保整個泛歐洲之系統安全。有關歐洲的頻率及備轉容量，各個 TSO 就需要依照 ENTSO-E 的準則。



當事故發生時不能使系統頻率偏移超過 200 mHz，且必須在 15 分鐘內儘可能的減少最大機組的發電損失量(法國最大機組為 1500MW)。

以圖 6-8 為例，若在法國境內發生機組跳脫事故，則整個歐洲系統的初級頻率控制功能皆會立即反應，以維持系統頻率穩定，初級控制之準備量約為 600MW，可維持的時間僅約 30 秒；接著法國境內的二級頻率控制必須接著升載以彌補損失電量，但二級頻率控制可維持時間約為 15 分鐘，其準備量需大於 700MW；緊接著需由平衡機制立即決定此電量缺口係應由那些個別機組補足，這些補足量定義為三級控制經由平衡機制決定 1000MW 由快速備轉取代，另外再增加 500MW 之補充量。

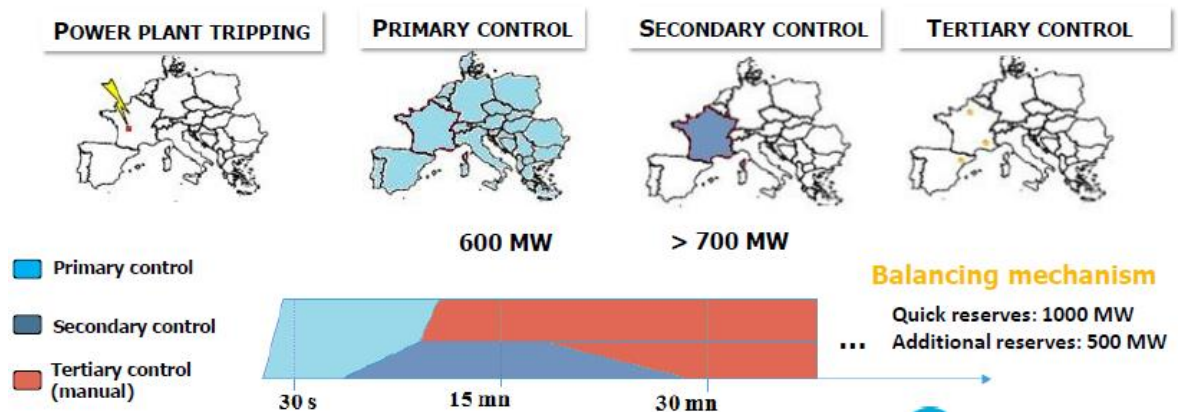


圖 6-8 頻率控制範例

## 6.4 法國市場機制

歐洲市場機制同樣是以平衡機制為發展核心，藉由激勵的機制促使市場參與者願意增加或減少其電量以協助系統平衡，參與平衡機制的個體稱為 BRE (Balancing Responsible Entity)，BRE 需與 RTE 之間簽訂相關協議。即時調度時，RTE 根據其平衡機制，結清增減之不

平衡電量，這些調整的不平衡電量主要是由發電機、境外交易及需量反應來提供。

RTE 則要維持各市場參與者，可以無歧視的取得系統拼接及參與市場。尤其是需量反應的交易，必須要有一減少用電量時衡量其價值的方式。而容量市場的機制，主要考量亦是以提供經濟誘因方式，使整個尖峰負載管理更有效率，因此必須允許參與者在增加供給的投資、需量反應或尖峰抑低負載的行為時，能夠得到適當的報酬。

為維持電力系統的永續經營，以時間長短區分系統所需完成之準備及對應的市場機制如圖 6-9 所示，長期需要確保供電安全之長期規劃，接著需有確定之實體供電計畫，進入近期則需要有確切的供需排程、在運轉前則有一可供調整的機制，在進入運轉期後，則以系統安全及維持頻率穩定之控制為主。上述各項程序可對應到不同的市場交易機制，如長期供電安全可對應到容量市場機制；供電可用性可對應到遠期雙邊合約交易；日前的供需排程可以對應到日前的現貨交易市場；小時內則有日內市場提供調節交易；即時控制則有平衡機制及輔助服務交易。以各項系統功能之責任劃分，長期之供電安全屬於管制機構需要做監管；長期至日內市場交易則是由所有的市場參與者共同維護市場正常運作；到了小時前及即時運轉則交由 TSO 負責做系統控制。



圖 6-9 系統準備及對應的市場

圖 6-10 顯示 2017 年歐洲各國現貨市場的平均價格，法國及其鄰近國家價格差異不大，而英國及義大利可能係因為主要以天然氣發電為主，價格相對較高，Nord Pool 區域可能由於水力豐沛，所以價格相對較低。

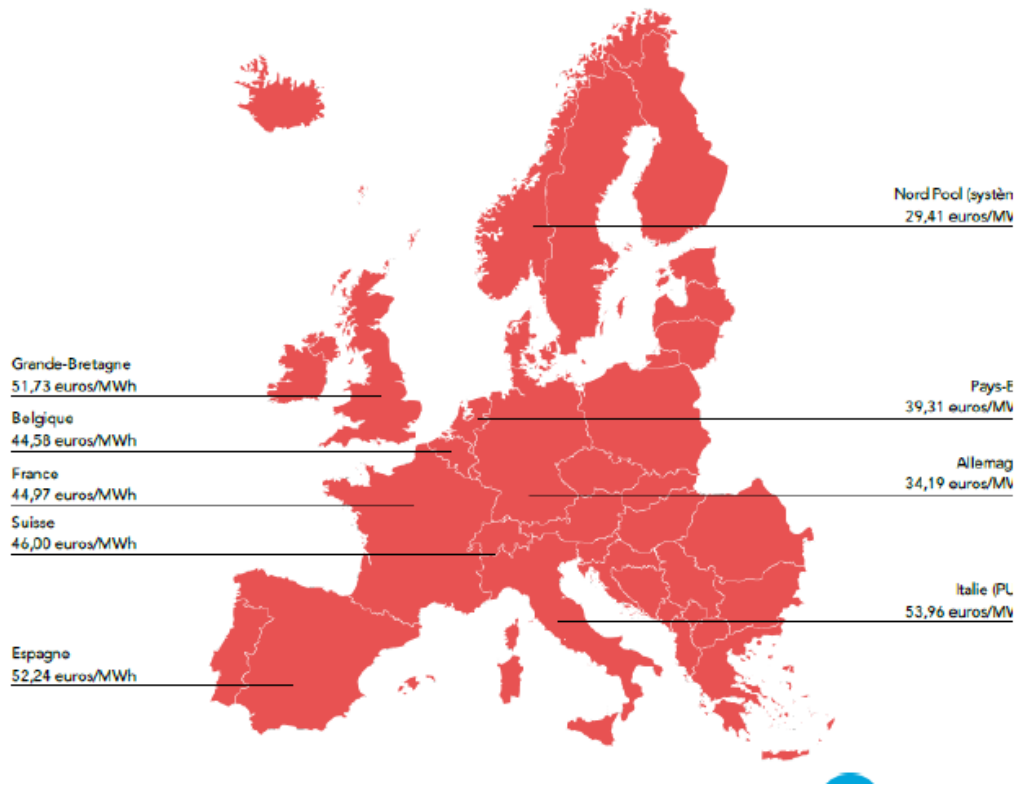


圖 6-10 2017 年系統電能現貨市場平均價格

## 柒、我國「電力交易平台」架構及發展規劃建議

### 7.1 發展電力市場預期目標

電力市場設計需考慮之面向相當多，以圖 7-1 所示為例，市場設計時應當先規劃其預期目標，如：減碳目標、經濟效益、風險管理、法律規定及系統安全等。為達到每一個目標皆需要考量相對應的配套措施，並在考量各項目標及限制情況下，方可擬定一適合我國之交易平台。這也是為何電業改革相對於其他行業之改革相對困難及複雜，加上各國之國情及系統狀況亦差異極大，因此要設計一完善之交易機制及相關配套措施需要做許多詳細的事先規劃。

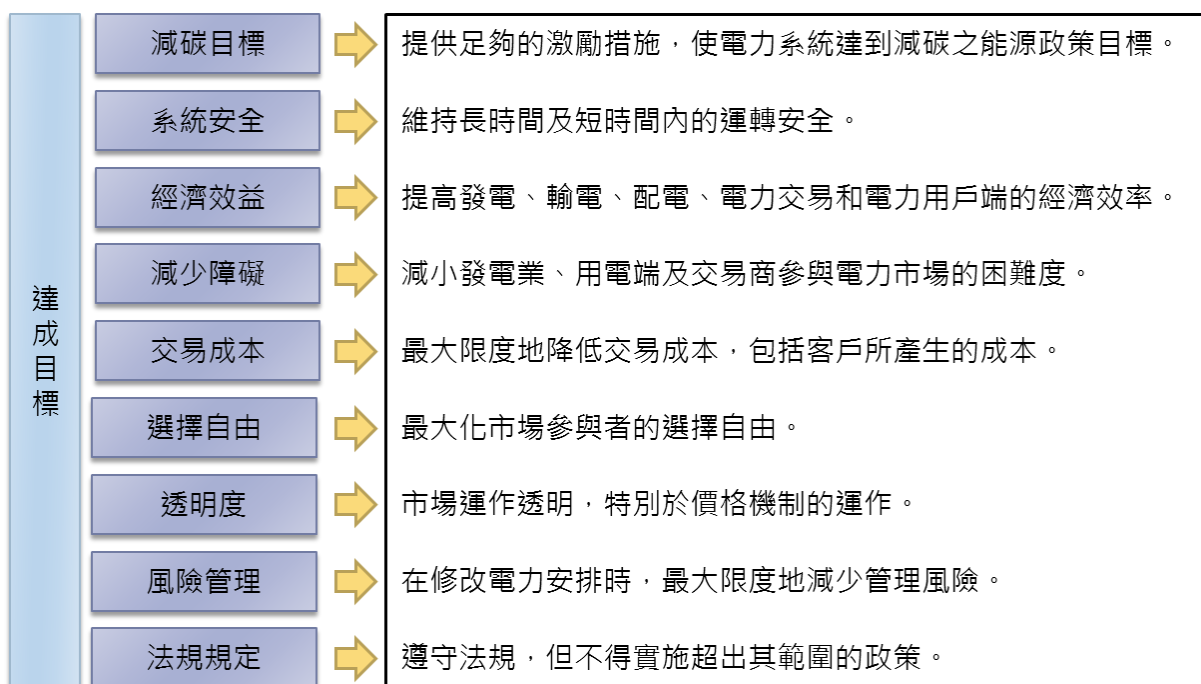


圖 7-1 電力市場設計之預期目標（Poyry 公司）

### 7.2 電力市場運作模式比較

以電能批發市場之模式為例，以北美及歐洲兩種市場設計邏輯。圖 7-2 為北美及歐洲電力市場區域圖。北美之各區域電力市場皆有一套完整的電力市場流程及相關的規則，如 PJM、ERCOT、CAISO、



NYISO 等；而歐洲市場則主要依照 ENTSO-E 的市場規則，此外各個 TSO 在訂定自己的平衡機制。

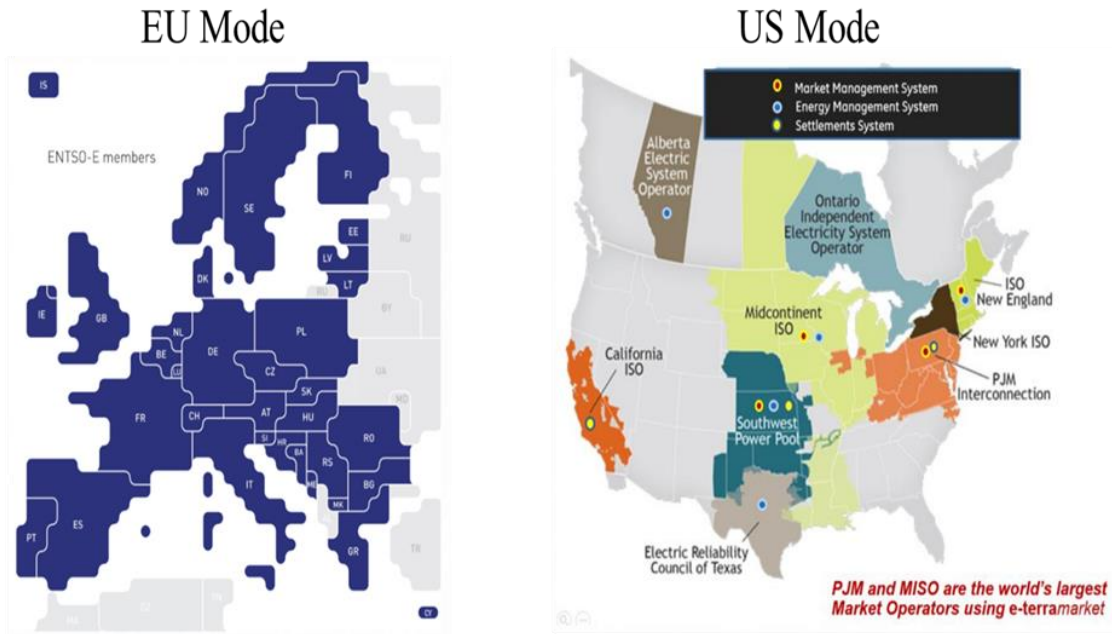


圖 7-2 北美及歐洲電力市場區域圖

圖 7-3 針對英國(GB)、北歐電力池 (NordPool)、PJM 及愛爾蘭等幾個電力市場之交易模式、調度方式、壅塞管理方式、電能定價方式及容量定價方式做一簡單比較。以電能交易方式而言，北美就採 ISO 集中交易為主，ISO 將針對各項交易進行結算；而歐洲則是採雙邊合約交易為主，TSO 則不對平衡市場外的交易進行結算。調度方式北美也是及中由 ISO 統一調度；而歐洲則是自我依照交易量自我調度為原則。壅塞管理部分，北美同樣是由 ISO 以市場機制決定不同節點之壅塞成本，所以電能價格受壅塞影響產生出不同節點價格；而歐洲則採較簡單的 TSO 直接重新調度模式，因此電能價格可以為全國單一價格即可。

	GB	NordPool	PJM	Ireland SEM	
<b>Basis for trade</b>	Bilateral	Bilateral	Centralised	Centralised	雙邊合約或集中交易
<b>Basis for dispatch</b>	Self-dispatch	Self-dispatch	Central dispatch	Central dispatch	自我調度或中央調度
<b>Congestion management</b>	TSO re-dispatch	TSO re-dispatch	Co-optimised	TSO re-dispatch	TSO重新調度或最佳化
<b>Energy pricing</b>	National	Zonal	Nodal	National	國家、區域或節點計算
<b>Capacity pricing</b>	Capacity auction	No capacity pricing	Capacity auction	Capacity pricing algorithm	無容量價格 容量價格演算法 容量拍賣

- Market design needs to reflect local context

圖 7-3 各主要市場其交易模式、調度方式、電價機制之比較

### 7.3 歐洲電力市場 TSO 之設計考量應具備之運作模式比較

歐洲電力市場是以雙邊合約為主之交易模式，因此，TSO 所需處理之交易與北美 ISO 相對簡化；管制單位需制訂之規範相對簡化。最基本應當制訂之規範如圖 7-4 所示，至少需包含：即時運轉的平衡運轉機制、不平衡結算規則、併網規定及相關費率、市場參與者之相關技術要求及相關程序、TSO 與輸電公司間之關係等規定。整個系統才可順利運行。

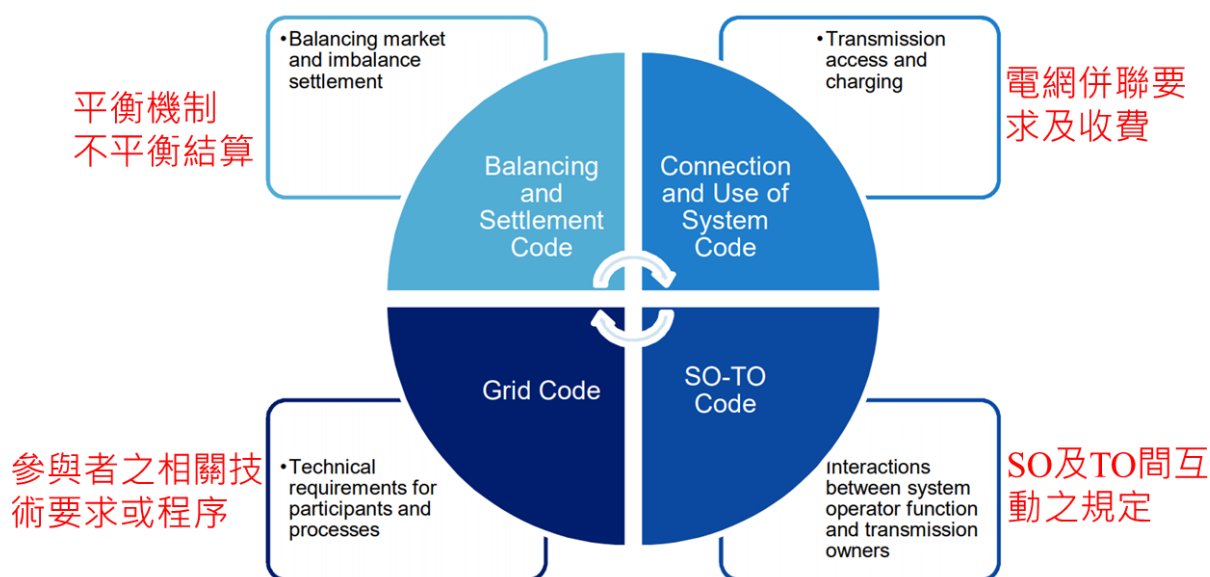


圖 7-4 歐洲電力市場需制訂之相關規範

上述之規定與目前台電之相關規範皆大致可對應到，唯獨不平衡結算機制對於本公司目前之作業流程係完全空白的部分。因此未來本公司發展即時電力市場時，不平衡結算結算之相關規則及其軟硬體系統之建置將是很大的挑戰。有關結算作業系統應該考量的重點有：

- 結算公式應當維持高度透明
- 結算結果可接受稽核
- 結算資料之不同版本必須予以管控
- 與其他資訊系統之整合能力
- 結算業務之流程應高度自動化
- 結算功能應可保持擴充性
- 具時間序的最佳化結算
- 保持高度的計算彈性

#### 7.4 台灣電力交易平台構想

考量我國之輸電公司為台電獨佔經營、且台電自有機組達總裝置容量 80% 左右。此外，配合電業法綠能先行及輔助服務可自由交易等特殊規定，以及尚無正式電業管制機構等情況。若我國欲要發展電力交易平台，應當以系統安全為前提下，朝向簡易化、可執行性高及符合電業法之適法性之方向發展。藉由電力交易平台之建立，以促進綠能發展、新技術之發展以及電業競爭等目標。無論採用北美之 ISO 架構或歐洲之 TSO 架構，日前及即時之電能交易量占比皆不是主要的電力交易量，但藉由藉由電力市場之交易制度及系統之建立，方可區分出個別市場參與者的資訊流、電力流及金流的關係。

綜合上述，我國之電力交易平台應最少實現容量市場、日前市場、

小時前排成調整及即時不平衡市場等四個主要功能，如圖 7-5 所示。

- **容量市場**，主要提供長期購售電合約（主要容量義務）外的一個容量交易搓合平台，主要可能之容量提供者為：需量競價、儲能設備、新建機組、IPP 剩餘容量等，
- **日前市場**，以目前之購售電合約（可能占總電能之 95%）結構，本公司公用售電業為主要的雙邊合約持有者，因此公用售電業肩負提供日前機組自我排程之義務，換言之，其需依照其長期購售電合約內容，提交一各機組隔日之發電排程計畫，供調度中心進一步確認其發電計畫之可調度性後據以運轉。而日前市場主要功能則是提供綠能業者一個買賣的搓合平台，當買賣無法平衡時，電能差異量經由交易平台予以進一步搓合。此外，藉由日前市場之交易，輔助服務可以於日前市場中與電能發電計畫做整體的最佳化，並經由競價方式決定最適之輔助服務成交排程。
- **小時前機組排程**，當日前市場結束後至隔日即時運轉前 1 小時，機組發電狀況（尤其是再生能源）及全系統負載可能會有大幅度的變化，因此，在進入即時調度前 1 小時，需再針對將各機組確切之發電量做最後確認，以確保系統運轉安全，以及作為系統運轉之運轉基準。此時，機組發電量可自行訂為固定不可變量或可變變動量，若是訂為可調整之機組，調度中心將根據其日前所提報之報價曲線，做最經濟之調整，調整完後之發電量將不可再任意變更。
- **即時不平衡市場**，由於系統即時運轉狀況是動態變化，即時不平衡市場即是訂定一調整機制，以作為即時供需調整的依據，以及計算即時電能價格之依據。此外，雖然輔助服務是以提供不同備

轉容量為交易標的，然而於即時調度時需要將動用到之輔助服務之電能予以結算，這亦是即時不平衡市場之重要功能之一。



圖 7-5 我國電力交易平台之主要功能及預期效益

藉由電力交易平台之推動，預期效益如下：

**長期備用容量：**提供除雙邊合約外的一交易平台，供非傳統機組，如：需量反應、儲能設備、小型機組等，完成交易搓合之目標，促使長期備用容量藉由市場機制得到滿足，以及產生長期容量價格訊號。

**輔助服務交易運用彈性增加：**由於電業法對於輔助服務交易方式及參與者定義相當彈性，因此輸配電業應當配合建立輔助服務之相關機制。由於輔助服務參與者較多，交易種類亦多情況，唯有電力交易平台可提供各項彈性取得輔助服務之需求。

**提供綠能交易：**綠能之變動性及不易預測性，使得綠能難以依照傳統機組交易方式完成供需平衡。依照電業法精神，綠能交易後之供需差異量，需由公用售電業予以協助調整，因此交易平台可經由整體供電最佳化排程，選定最適傳統機組予以協助調整，並訂出逐時之價格依據；即時運轉時，綠能之供需不平衡亦可由交易平台計算出即時價格。唯有各項電能價格可清楚計算出，各方之責任、權利方可釐清，進而促進綠能交易。

**促進需量反應及儲能設備之發展：**由於需量反應及儲能之特性皆可以快速反應，以及無法長時間維持固定運轉狀態，因此較適合參與輔助服務或即時不平衡市場，然而這兩個交易皆有賴電力交易平台之建立方可落實實際交易及結算。

**精進機組排程：**因應未來大量再生能源加入系統，全系統之淨負載量將會與目前之型態丕變，瞬間變化量預期也會加大，運用傳統調度人員判斷運轉趨勢之方式已不符系統需求。藉由交易平台之排程規則及軟硬體之引進，可使機組排程更加精細且考量更多不確定因素。

我國之電力交易平台建議交易流程如圖 7-6 所示，容量市場提供雙邊合約外的容量交易，交易頻度可分為長、中、短期滾動進行交易，如：3 年前之交易容量只要購足法定容量義務之 90%；10 個月前為 95%；3 個月前再補足至 100%，同時若有無法履約部分，可進一步調整交易，以滿足履約條件。容量交易完成後可視為正適合約，當實際調度履約後，再依履約部分進行結算。簽有容量合約之各項資源其義務即是必須於日前市場時提供報價，其價格可以自行策略調整。而即時市場即是將雙邊合約之機組，進一步做資源最佳化配置，生成實際的日前各機組自排程量，處此之外有，同時處理輔助服務競價及少量的電能交易。並經網路安全分析確認各機組排程量可以安全傳輸後，即作為日前排程結果，並將此結果送至小時前排程修正程序及結算系統。日前排程若再機組狀況不變以及負載預測不變情況下，各機組之排程結果無須進一步調整；反之若是機組發生減載載、故障或發電量重新預估（如再生能源）之情況，可於小時前調整程序時予以調整。同時調度中心也可依據系統需求及日前各機組報價，調整必要之機組排程。

小時前最終排程結果即作為即時調度之參考處理，若有實際發電

量與小時前排程量差異時，將經由平衡程序，根據各項資源（如傳統機組、需量反應、儲能設備等）之不平衡報價，依最經濟方式予以調整即時出力，並做即時調度控制。而平衡機制之調度結果也同時送至結算系統做最後不平衡結算。

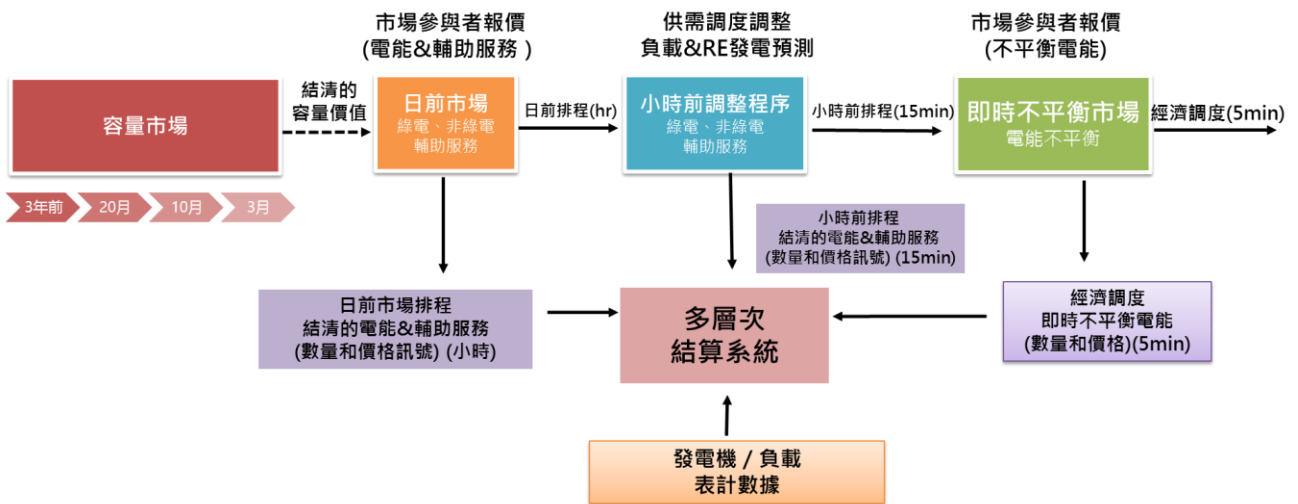


圖 7-6 我國電力交易平台之交易流程

## 捌、參考文獻

- [1] Michael G. Pollitt, Restructuring the Taiwanese Electricity Supply Sector:How prices are determined in a liberalised power market lessons from Great Britain, (Revised August 2018), London, UK
- [2] Lewis Dale, PPT for Taiwan Power visit to National Grid, 2018, London, UK.
- [3] Poyry, GB Electricity Market Insights, 5 October 2018, London, UK.
- [4] RTE-The French Transmission System Operator,"會議簡報資料," 2018, Paris, France.
- [5] GE , European Markets Conversation, 12October 2018, Massy, France.
- [6] EDF, Optimization division, At The Crossroad Between Generation And Supply, October 2018, Paris, France.
- [7] Soops, Introduction to Soops, October 2018, Amsterdam, Netherland.



