

日本電力市場現況及未來發展之研析

台灣綜合研究院高級助理研究員 吳志剛

依日本 2013 年啟動第五次電力事業改革之三階段目標，業已於 2015 年成立電力跨區營運推進機構（以下簡稱 OCCTO），並於 2016 年 4 月起實施售電全面自由化，所有用戶得自由於市場上尋找適合之售電業者購電。此外，為配合售電自由化之發展，規定除屬於離島之沖繩電力外，本土九家區域綜合電業需於 2020 年 4 月起完成輸配電業之法人分離。

本專題考量目前日本實施售電全面自由化已經 4 年，除使售電市場蓬勃發展外，也同時維持自由化電價與管制電價併行之情況。在法人分離進度，本土 9 家區域電業甫以不同態樣實施法人分離。爰適合於此時點作一階段性之分析與檢討。此外，並將介紹在電力市場改革上，今年經濟產業省最新提出之《電氣事業法》修正內容與方向。

一、電力市場改革實施情形

(一)電業自由化歷程

自 1951 年以來日本電業於本土形成 9 家區域獨佔民營綜合電業(北海道、東北、東京、中部、北陸、關西、中國、四國、九州) 正式結束由國家管理電力的時代。

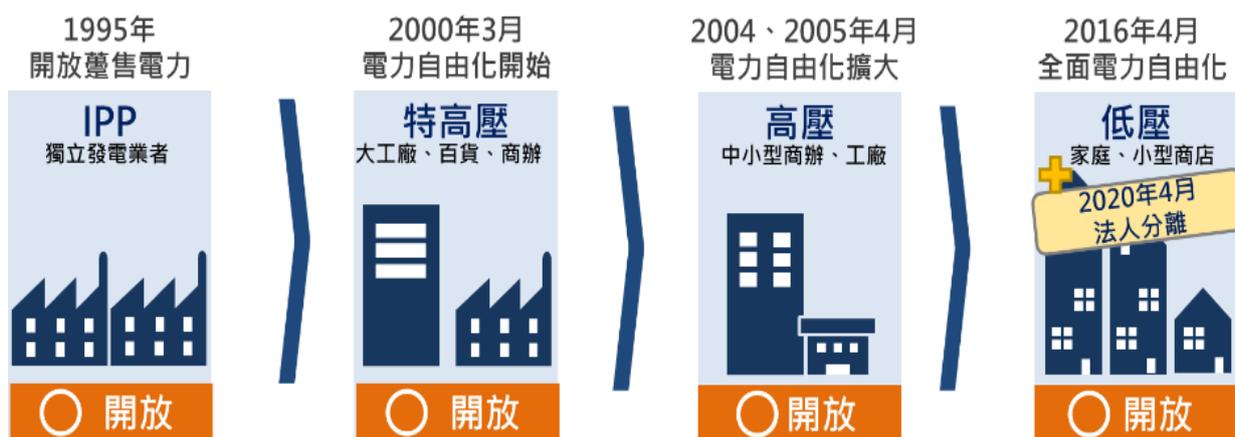
此後，自 1964 年立法之《電氣事業法》，主要特點有三。第一為市場進入管制，規定經營電業者，需經通商產業大臣許可。第二為規範供電義務，亦即電業若無正當理由對其營業區域不得拒絕供應電力，並禁止於營業區域外供應電力。第三為電價管制，為避免電業利用其獨佔地位，恣意規定供給條款內容，產生對用戶不公平現象。規定供給條款應經通商產業大臣認可¹。壟斷日本各區域之綜合電業，擁有各自營業區域內所有用戶之售電權利。

¹ 山口聰，電氣事業，載：国立国会図書館(編)，經濟分野における規制改革の影響と対策，頁 89，2009 年 3 月。

為因應全球貿易競爭及提升電業經營效率，及期望藉市場自由化以降
低偏高的電價，日本從 1990 年代初期開始檢討電業自由化，並計畫採取分
階段推動及修法策略。因此，穩固綜合電業體制達 30 餘年之《電氣事業法》，
於 1995 年第一次大幅修正並開放發電業，允許「獨立發電事業者
(Independent Power Producer, IPP) 」加入市場，得以對綜合電業銷售電力。
同時開始準備開放售電市場。

其後，日本售電市場依電壓等級與容量逐步開放，2000 年開始引進
部分電力零售競爭及電力代輸，開放契約容量 2000 瓩以上之特高壓用戶購
電選擇權。2004 年 4 月開放契約容量 500 瓩以上；2005 年 4 月開放契約容
量 50 瓩以上之高壓用戶選擇權；同時，並配合售電市場開放，於 2003 年
修正之《電氣事業法》中規範電業應實施會計分離，避免內部之交叉補貼。

歷經數次改革後，2011 年福島核災發生，其後衍生出之供電短缺、發
電成本遽增、電源多元化必要性等問題。日本政府重新加速推動電業自由化，
於 2013 年啟動第五次電力事業改革，以建立 OCCTO、售電全面自由化與
輸配電業法人分離作為三大改革主軸，且分三階段實施。本次改革目的係為
確保穩定供電、盡最大可能抑制電價與擴大用戶選擇權。日本電力市場改革
時程如圖 1 所示。

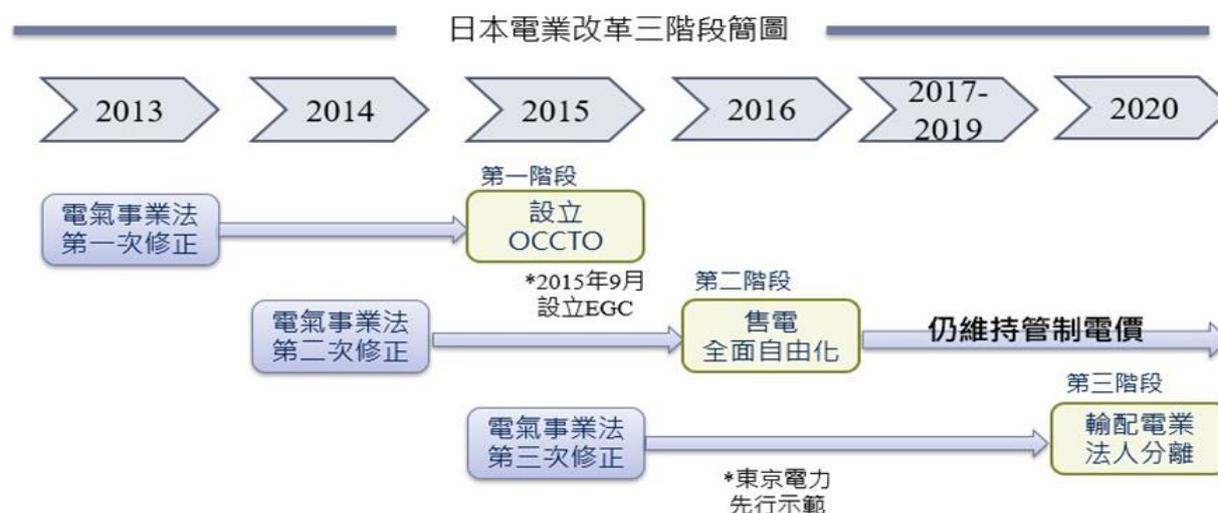


資料來源：本研究整理。

圖 1：日本電力市場改革時程

(二)第五次電力事業改革實施情況

第五次電力事業改革分三階段進行，如圖 2 所示。第一階段，成立 OCCTO，解決日本東西部電網頻率不同之跨區連線問題，並確保日本電網之供給穩定；此外，也成立電力瓦斯交易監視等委員會(Electricity and Gas Market Surveillance Commission, EGC)，目的為監管電力批發與市場之公平與秩序，並肩負監督市場費率、促進市場公平競爭、調解及仲裁等責任。此二機關之成立，為第二階段售電市場開放奠定基礎。



資料來源：本研究整理。

圖 2 第五次電力事業改革途徑圖

第二階段電力全面自由化後，新參與市場之售電業數量已大幅成長，亦可依據市場機制與競爭力訂定價格，不受政府管制。既有區域電業亦相繼提出自由化電價方案參加市場競爭，惟原先規劃至 2020 年 4 月為止過渡期間，對不行使購電選擇權用戶繼續提供管制電價。惟此過渡期間之管制電價，須於 2020 年 4 月前參酌消費者等狀況、競爭壓力與競爭環境之持續性等面向，具體檢討是否廢除。對此，日本政府經評估後認為全面自由化下，雖東京與關西兩大大都會區，消費者對售電自由化已有充分認識，但在競爭者壓力上兩大大都會區售電業競爭，僅各一間東京瓦斯與大阪瓦斯市占率單獨達 5% 以上，未達複數以上廠商市占率各達 5% 以上，認定競爭尚有不足，如表 1、表 2

所示。且現尚存新電力與既有電業間電力採購公平性疑慮，故決議於 2020 年 4 月後繼續維持管制電價與自由化電價併行²。

表 1 東京電力區域內售電業用戶數排行(2018 年 11 月)

()用戶比例

名次	1	2	3	4	5
公司	東電 EP (85.58%)	<u>東京瓦斯</u> <u>(5.1%)</u>	KDDI (2.25%)	JXTG 能源 (1.34%)	中部電力 (0.58%)
名次	6	7	8	9	10
公司	東急能源 供應 (0.46%)	J:COM (0.41%)	SB Power (0.32%)	HTB 能源 (0.24%)	HALUENE (0.22%)

資料來源：電力・ガス取引監視等委員会，低圧部門における競争の現状と見通し②（東京電力・関西電力エリア），第 7 回電気の経過措置料金に関する専門会合資料 4，頁 14，2019 年 3 月 15 日。

表 2 東京電力區域內售電業售電量排行(2018 年 11 月)

[]售電量比率

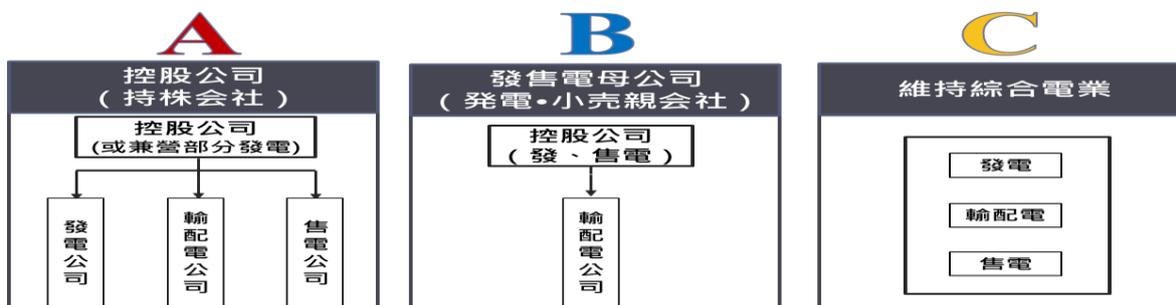
名次	1	2	3	4	5
公司	東電 EP [82.26%]	<u>東京瓦斯</u> <u>[6.4%]</u>	KDDI [2.23%]	JXTG 能源 [1.78%]	HALUENE [0.53%]
名次	6	7	8	9	10
公司	東急能源 供應 [0.48%]	中部電力 [0.45%]	J:COM [0.45%]	MC Retail Energy [0.34%]	SB Power [0.33%]

資料來源：電力・ガス取引監視等委員会，低圧部門における競争の現状と見通し②（東京電力・関西電力エリア），第 7 回電気の経過措置料金に関する専門会合資料 4，頁 16，2019 年 3 月 15 日

至第三階段輸配電業法人分離，則規定 2020 年 4 月後，除沖繩電力繼續維持綜合電業，與已採取控股公司法人分離之東京電力外，餘本土 8 家

² 電力・ガス取引監視等委員会，電気の経過措置料金に関する意見聴取について意見を回答しました，2019 年 4 月 24 日。経済産業省，みなし小売電気事業者に係る指定旧供給区域の指定を行いました，2019 年 7 月 3 日。

綜合電業須實施輸配電業法人分離。分離方式上，中部電力採控股公司，並將自身火力發電部門與東京電力燃料與火力發電合併至 JERA。餘 7 家採發售電作為母公司模式。如圖 3 與表 3 所示。



料來源：本研究整理。

圖 3 日本輸配電業法人分離類型

表 3 日本電業法人分離模式

	東京電力	中部電力	北海道電力	東北電力	北陸電力	關西電力	四國電力	中國電力	九州電力	沖繩電力	
	TEPCO	中部電力	ほくとん	東北電力	北陸電力	関西電力	YONDEN	Energia 中国電力	九州電力	沖繩電力	
法定時程	2016.4		2020.4								
法人分離模式	A		B				C				
母公司主要業務	核能	再生能源	核能	再生能源	發售電						維持綜合電業
子公司主要業務	輸配	售電	火力	JERA	輸配	售電	輸配			售電	

資料來源：本研究整理。

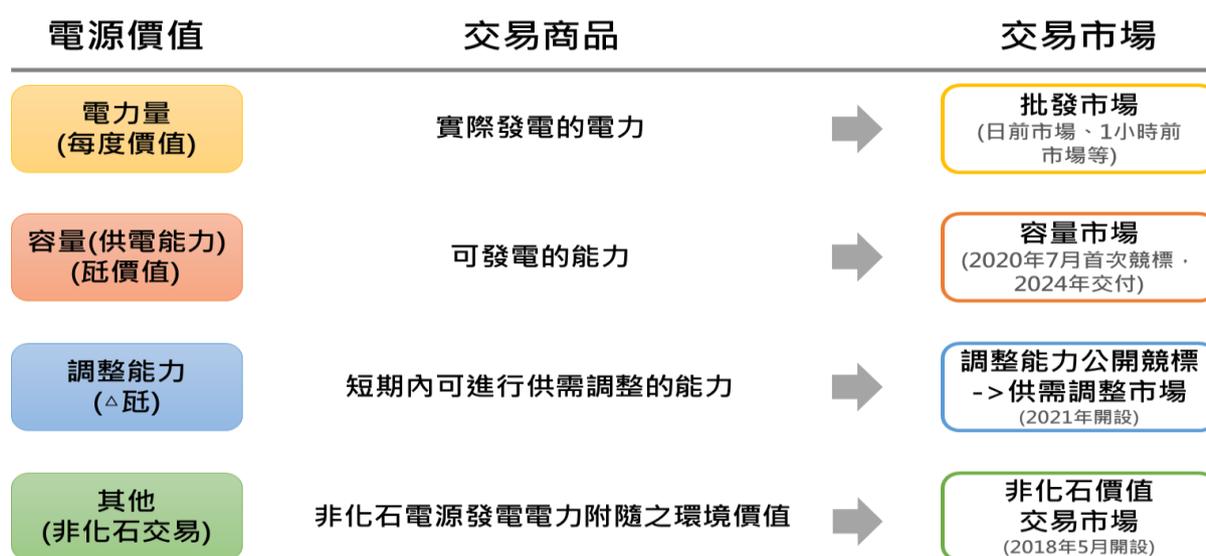
(三)各類電力市場發展

在電力市場改革之三項目的，即確保穩定供電、最大限度抑制電價與擴大業者與用戶之選擇機會外，配合日本能源政策之 3E+S 方針，經由業者經濟合理行動以達成效率之觀點，在電力市場改革中必須要同時建構市場體系。且亦須了解電力與其他財產之不同特性(同時同量、輸電限制等)，可能導致市場有具支配性之業者存在。

日本電力市場之發展，可溯自 2003 年依電氣事業分科會報告結論，設立電力交易所(JEPX)，並於 2005 年開始實施日前市場與遠期市場交易，並

於 2009 年開始實施小時前交易市場。2016 年 4 月起，為配合售電全面自由化，將小時前交易市場縮短時間改為「1 小時前交易市場」。此後為配合再生能源發展，2018 年 5 月起提供「非化石價值交易市場」。且為發展競爭性的電網利用，於 2018 年 10 月開始實施「間接拍賣制度」。而為解決因輸電線壅塞，解決地區間價差之「間接輸電權交易」，於 2019 年 4 月實施。此外，為避免因市場交易擴大導致降低電源投資誘因，於事前確保容量並於不運轉期間支付一定對價之「容量市場」，將於 2020 年 7 月開始由 OCCTO 進行首次投標，並於 2024 年後開始交付。對於以可短期內調整供需能力之「供需調整市場」則預計於 2021 年度開設，以取代目前由各地區輸配電業自行採購調整電源之現狀。預估供需調整市場開設後，輸配電業得經此採購跨區調整電源，增加調度彈性。

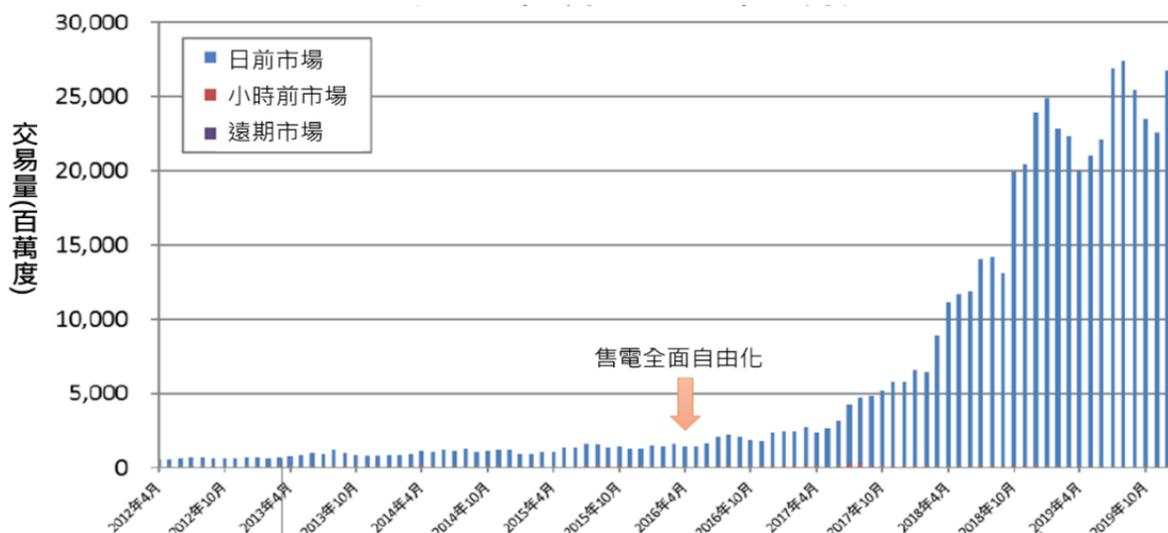
如將上開市場交易對象之電源依不同價值分類，約可分為電力量(每度價值)、容量(瓦價值)、調整能力(△瓦)與其他環境價值等，均於不同之市場為交易，如圖 4 所示。



資料來源：經濟産業省資源エネルギー庁，電氣事業便覧，頁 11，2020 年 3 月。本研究整理。

圖 4 日本電力市場重整方向

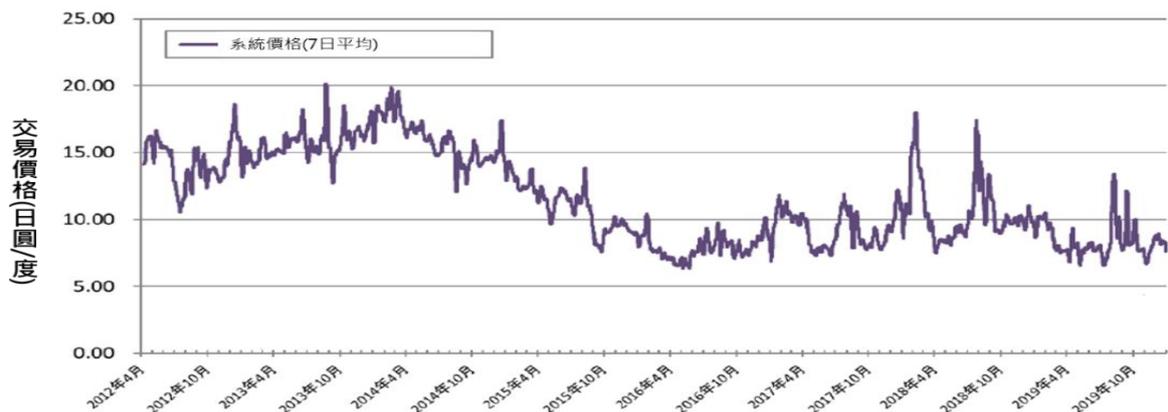
JEPX 於售電市場之重要性，可觀察其市場交易量變化。自 2012 年至 2018 年度，JEPX 交易量，平均每年增加 73.9%，增加最大宗為日前市場達 75.2%。每月交易量均可達 200 億度以上，且自售電自由化以來有長足之進展，如圖 5 所示。



資料來源：電力・ガス取引監視等委員会，自主的取組・競争状態のモニタリング報告，第 46 回制度設計専門会合事務局提出資料，頁 41，2020 年 3 月 31 日。

圖 5 JEPX 個別市場交易量趨勢

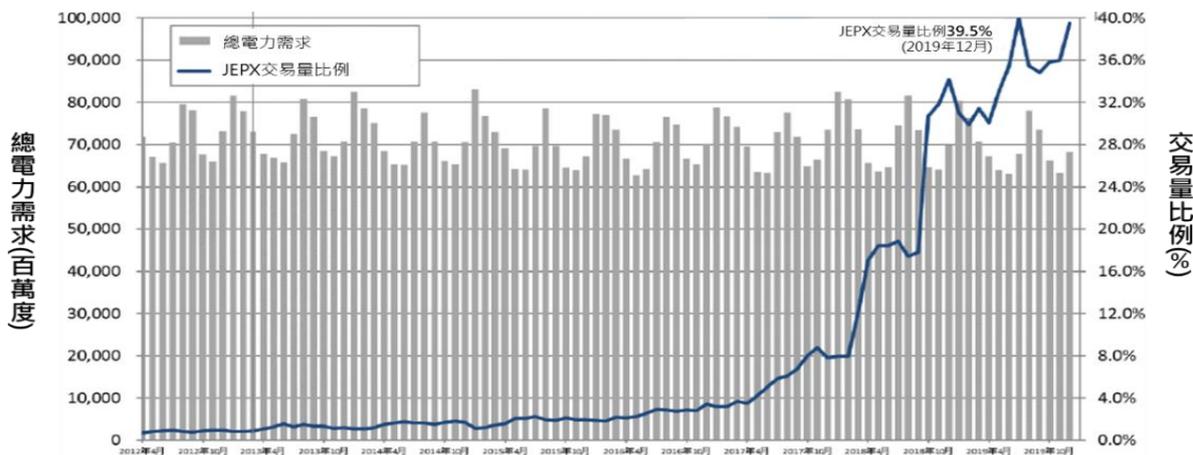
其次，觀察交易所交易之成交價格，除因 2011 年東日本地震後因供需緊迫，導致成交價格提升至 2013 年冬季高點後，即逐漸下降。2016 年 4 月後，除部分時點較高外，大致位於 10 日圓上下變動。如圖 6 所示。



資料來源：電力・ガス取引監視等委員会，自主的取組・競争状態のモニタリング報告，第 46 回制度設計専門会合事務局提出資料，頁 42，2020 年 3 月 31 日。

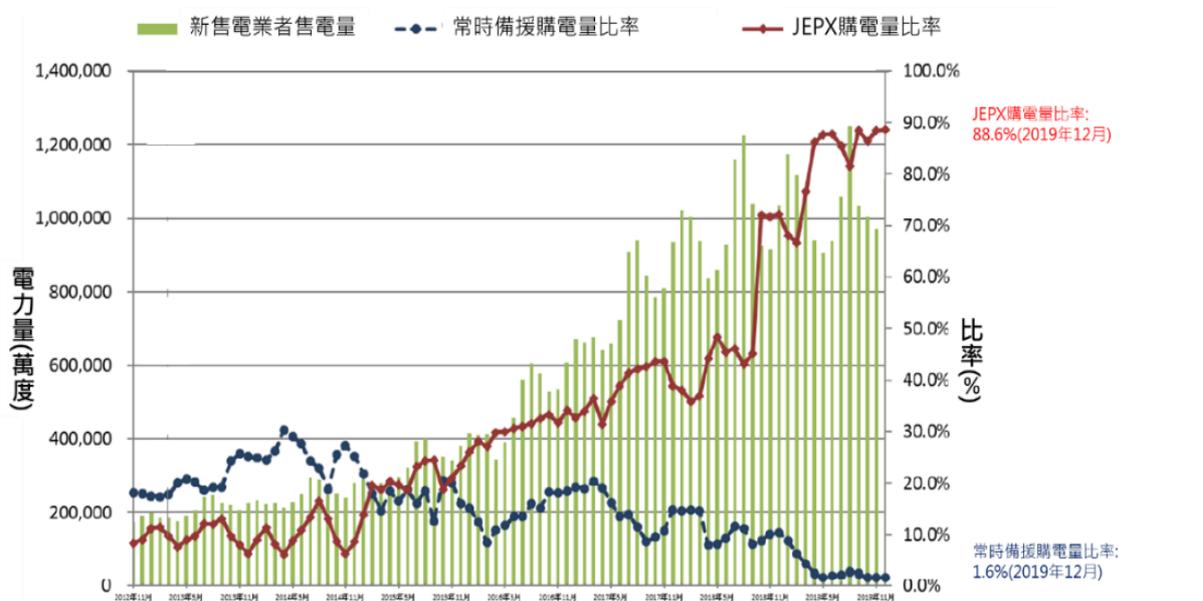
圖 6 JEPX 交易價格趨勢

最後，則是售電自由化後，成功促使售電業者經由交易市場購電，並使 JEPX 成為主要購電手段。以 2019 年 12 月為例，JEPX 交易量約佔全日本總電力需求之 40%。若以售電業常見之採購電力方式觀察，2019 年 12 月，從 JEPX 採購比率已然達 88.6%，將近九成。可見售電自由化與電力市場交易之活絡性，呈現明顯正向回饋之關聯。如圖 7 與圖 8 所示。



資料來源：電力・ガス取引監視等委員会，自主的取組・競争状態のモニタリング報告，第 46 回制度設計専門会合事務局提出資料，頁 44，2020 年 3 月 31 日。

圖 7 JEPX 交易量與電力總需求佔比



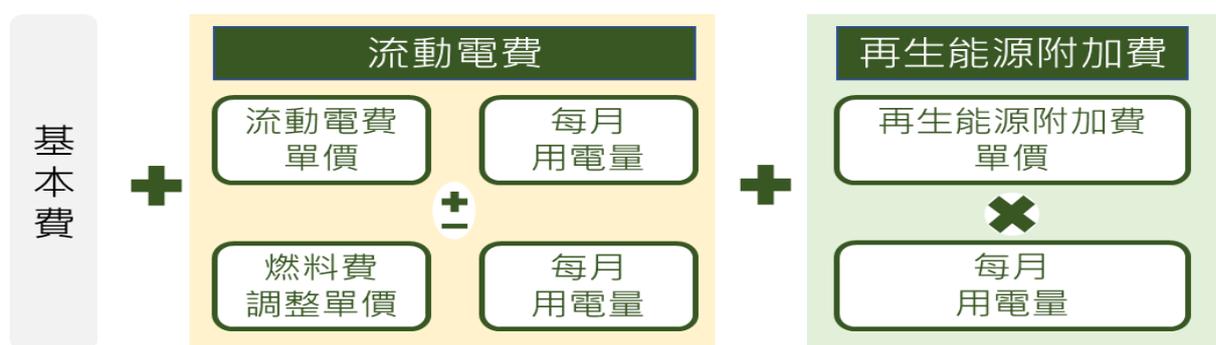
資料來源：電力・ガス取引監視等委員会，自主的取組・競争状態のモニタリング報告，第 46 回制度設計専門会合事務局提出資料，頁 44，2020 年 3 月 31 日。

圖 8 新售電業購電來源趨勢

二、電力自由化下電價趨勢與變化

(一)管制電價結構

日本既有管制電價下之電價結構，主要以從量電燈為例，係由基本費及流動電費組成。基本費按用電契約容量收取，流動電費則視每月用電度數，再乘以每度單價而得。再以「燃料費調整費」與「再生能源附加費」兩項單價加減後得出。燃料費調整單價每月調整，再生能源附加費為每年調整一次。如圖 9 所示。



資料來源：經濟產業省エネルギー庁，電気料金について https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/fee/structure/spec.html，2020 年 4 月 28 日瀏覽。本研究整理。

圖 9 日本管制電價結構

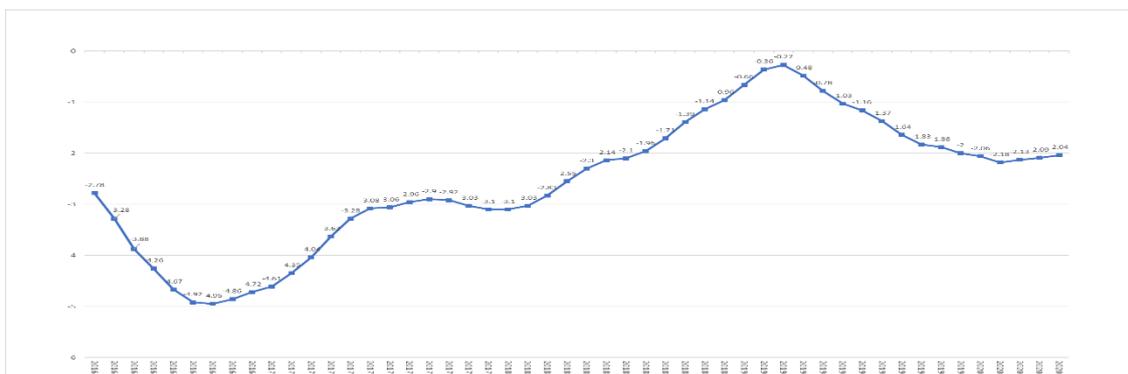
其中，再生能源附加費係為回收 FIT 制度下賦予輸配電業之購電成本而設計，其每度單價配合再生能源之發展而逐年調漲，從首年 0.22 日圓/度，於 2020 年 5 月起增加至 2.98 日圓/度，如表 4 所示。

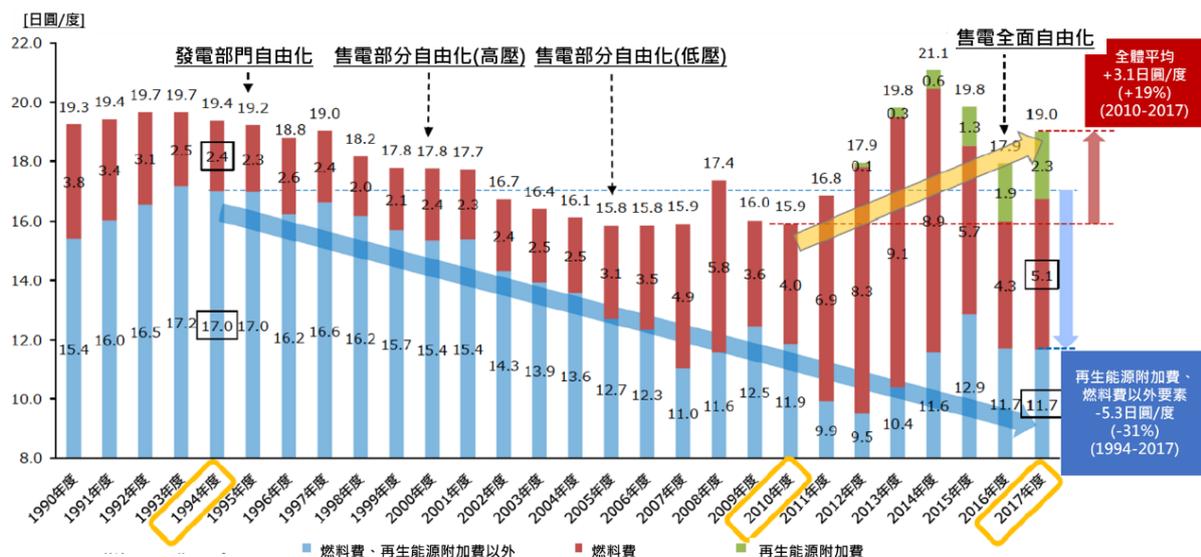
表 4 日本歷年再生能源附加費(單位：日圓)

年分	2012	2013	2014	2015	2016
附加費	0.22	0.35	0.75	1.58	2.25
年分	2017	2018	2019	2020	
附加費	2.64	2.90	2.95	2.98	

資料來源：本研究整理。

而燃料費調整制度，主要隨各電力公司之電源結構與國際燃料價格逐月依公式自動變動，除管制電價採用外，各售電業之自由化電價亦通常採用此變動機制。而以東京電力供應關東地區之燃料費調整單價為例，於自由化後 2017 年起至 2018 年底，其間雖一度於 2017 年冬季，微幅下滑，但整體呈現逐漸上升至 2019 年 3 月最高點後，再隨國際燃料價格反轉下降，如圖 10 所示。

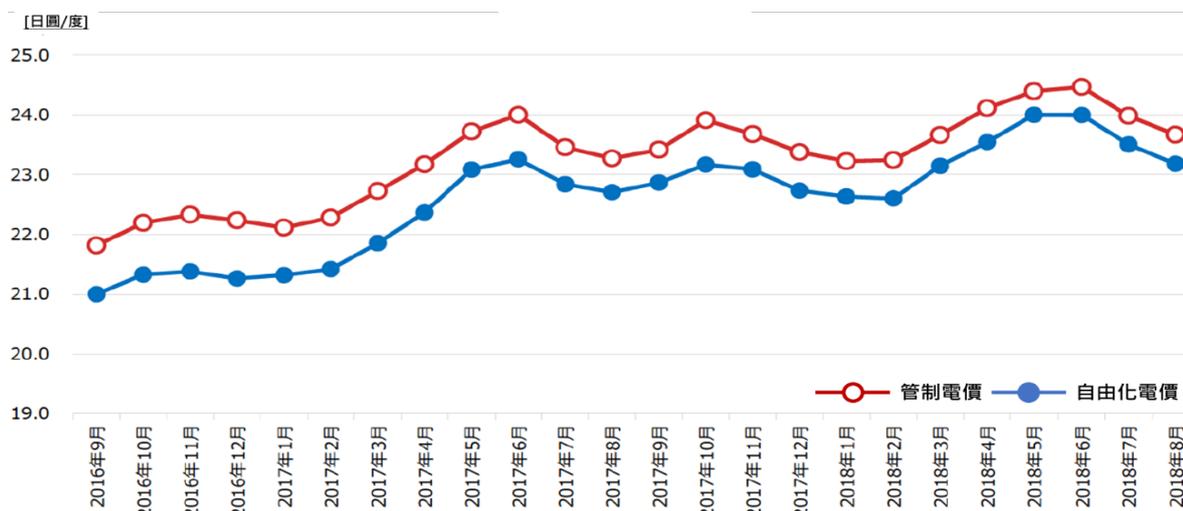




資料來源：資源エネルギー庁，第3彈改正法施行前検証について，第18回電力・ガス基本政策小委員会，頁34，2019年5月28日。本研究整理。

圖 11 日本電價趨勢

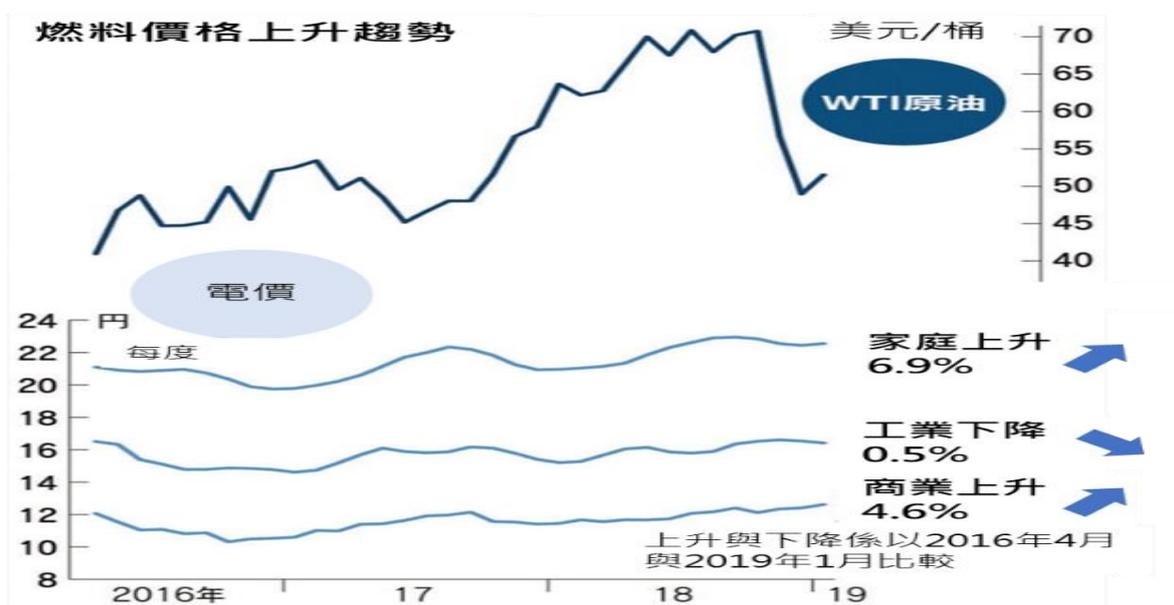
2016年4月起售電全面自由化後，電業以外之其他產業爭相進入售電市場。相對於管制電價，其所推出之電價方案不受管制，毋庸受政府審查。而又因市場上管制電價與自由化電價併行，為求吸引用戶，其電價通常均較管制電價為優惠，如圖12所示。



資料來源：資源エネルギー庁，第3彈改正法施行前検証について，第18回電力・ガス基本政策小委員会，頁34，2019年5月28日。本研究整理。

圖 12 日本管制電價與自由化電價趨勢

如再從家庭、工業與商業領域觀察自由化後之電價變動。如前述，由於再生能源附加費係各產業一體適用，故忽略不計。如分析自由化後各產業與國際燃料價格相關之變動趨勢，可見家庭電價與國際燃料價格上漲趨勢呈現正相關，於 2016 年至 2019 年平均上漲 6.9%。然而用電量最高之工業用戶卻反其道而行，自 2016 年至 2019 年平均下降 0.5%。商業用戶雖然上升 4.6%，但其幅度較家庭用戶為少。由此可見，雖家庭用戶在自由化下仍採行燃料費調整機制，但電力用量較高具有議約權利之大型工商用戶，卻能經由自由化獲得與家庭用戶相較更為便宜之電價。雖此與自由化之降低電價宗旨相符，但亦有批評對用量小、但用戶廣大之家庭用戶難以獲得自由化之恩惠，亦可能引發電力公司為爭取工商大型用戶而過度補貼之疑慮。如圖 13 所示。

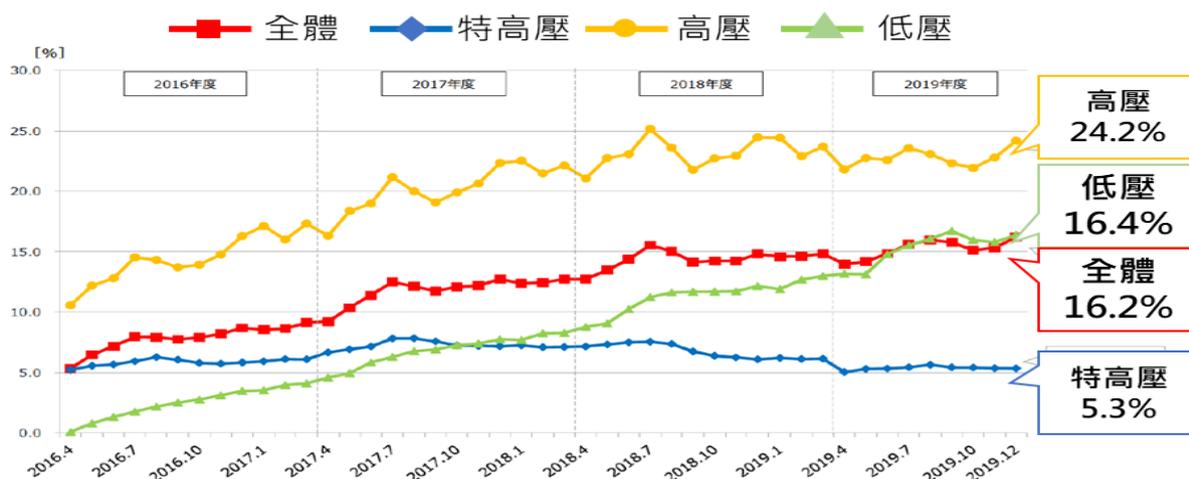


資料來源：日經新聞，電氣料金、家庭向け 6% 高く 自由化 3 年 法人向けは下落，2019 年 4 月 22 日。

圖 13 家庭、工業與商業電價與燃料趨勢

三、售電市場競爭情勢分析

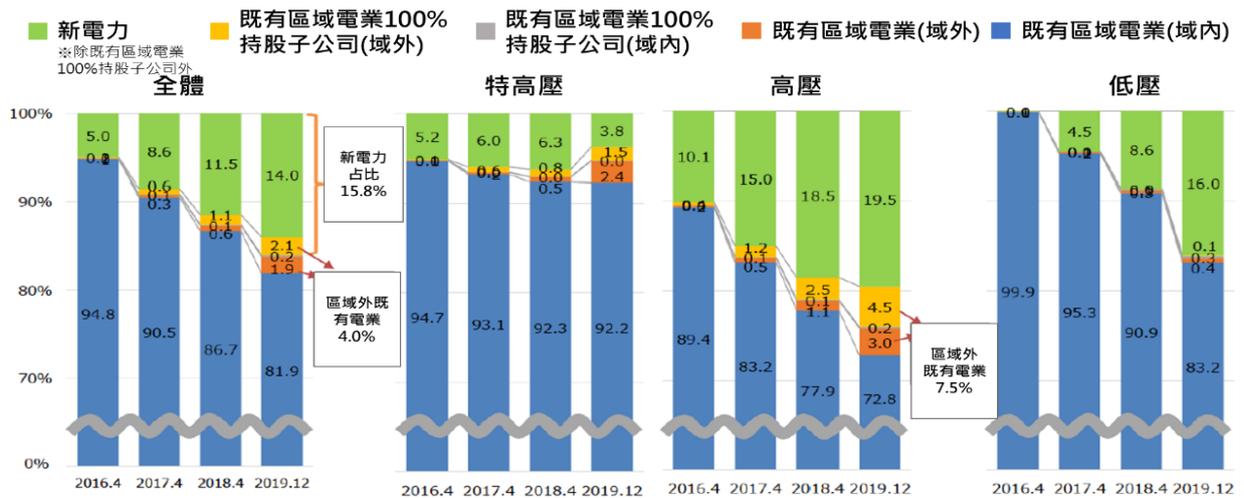
從 2016 年 4 月完全開放售電市場後，迄今有別於傳統 10 家區域電業外，參與售電市場之全體新售電業者（下稱新電力）家數，最新統計至 2020 年 3 月 24 日已達 646 家。新電力所占售電量比率亦呈逐漸上升趨勢，至 2019 年 12 月特高壓為 5.3%、高壓為 24.2%，開放三年餘之低壓用戶則已達 16.4%，全體合計約 16.2%，如圖 14 所示。



資料來源：資源エネルギー庁，電力小売全面自由化の進捗状況，第 23 回電力・ガス基本政策小委員会，頁 3，2020 年 3 月 27 日。

圖 14 全面自由化後日本新電力市占率

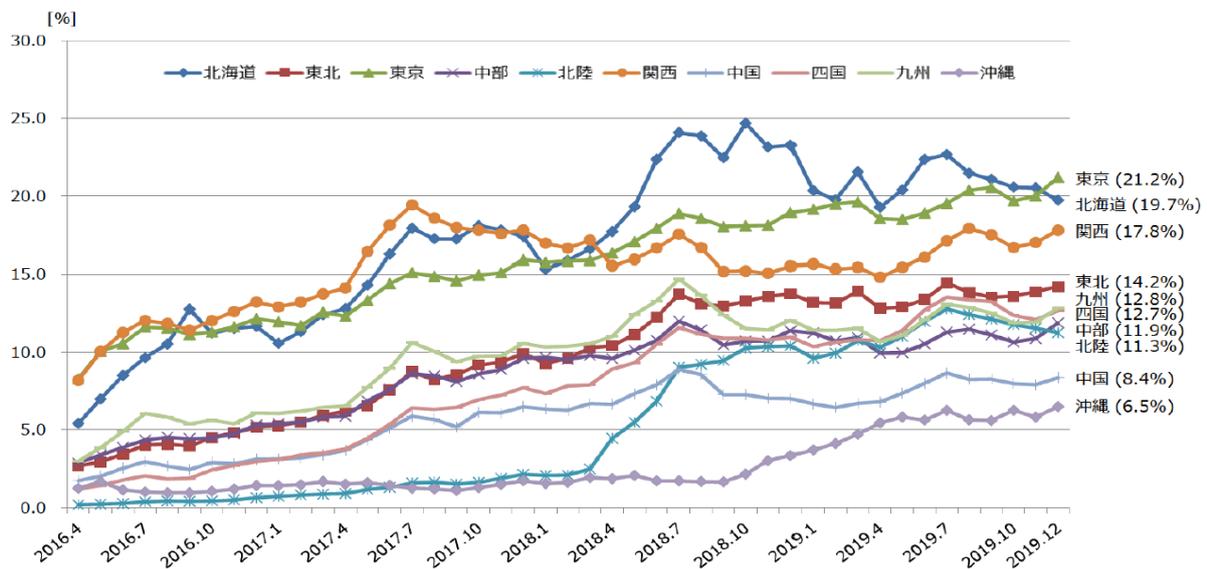
惟須注意者為，原本日本各區域電業有其經營區域，然自由化後之效果改變此一情形，各區域電業得打破經營區域之藩籬，以自營或子公司方式向區域外售電。因此，在全體售電量占比中，與既有區域電業或其 100% 控股子公司相關者，占比達 4%。可見既有區域電業對售電市場之高度影響。其中特別是高壓部分，佔比達 7.5%，顯示高壓尤屬競爭激烈之市場。如圖 15 所示。



資料來源：資源エネルギー庁，電力小売全面自由化の進捗状況，第23回電力・ガス基本政策小委員会，頁4，2020年3月27日。

圖 15 既有區域電業域外進出趨勢

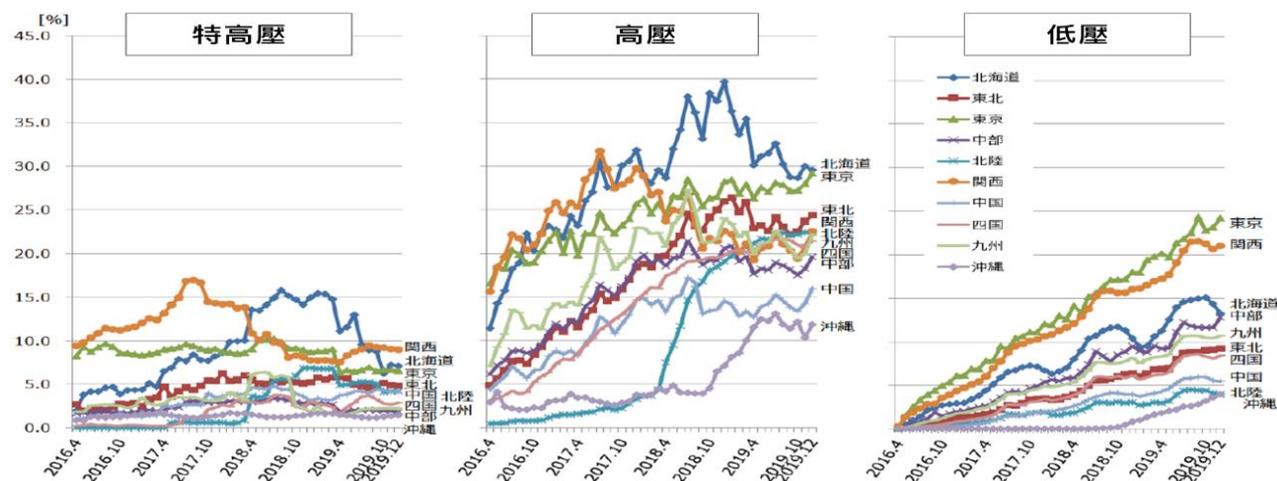
如觀察整體地區別之競爭情勢，可見係以北海道、東京與關西之新電力占比最高。惟北海道電力於每年冬季時期，新電力占比均有下跌後再上升情況，此係北海道電力於冬季時供應融雪用電力所致。又就各區域而言，整體區域均呈緩步上升，惟可見相對東京與關西兩大都會區競爭最為熱烈，沖繩作為離島自由化程度最低，僅6.5%，如圖16所示。



資料來源：資源エネルギー庁，電力小売全面自由化の進捗状況，第23回電力・ガス基本政策小委員会，頁5，2020年3月27日。

圖 16 地域別新電力占比

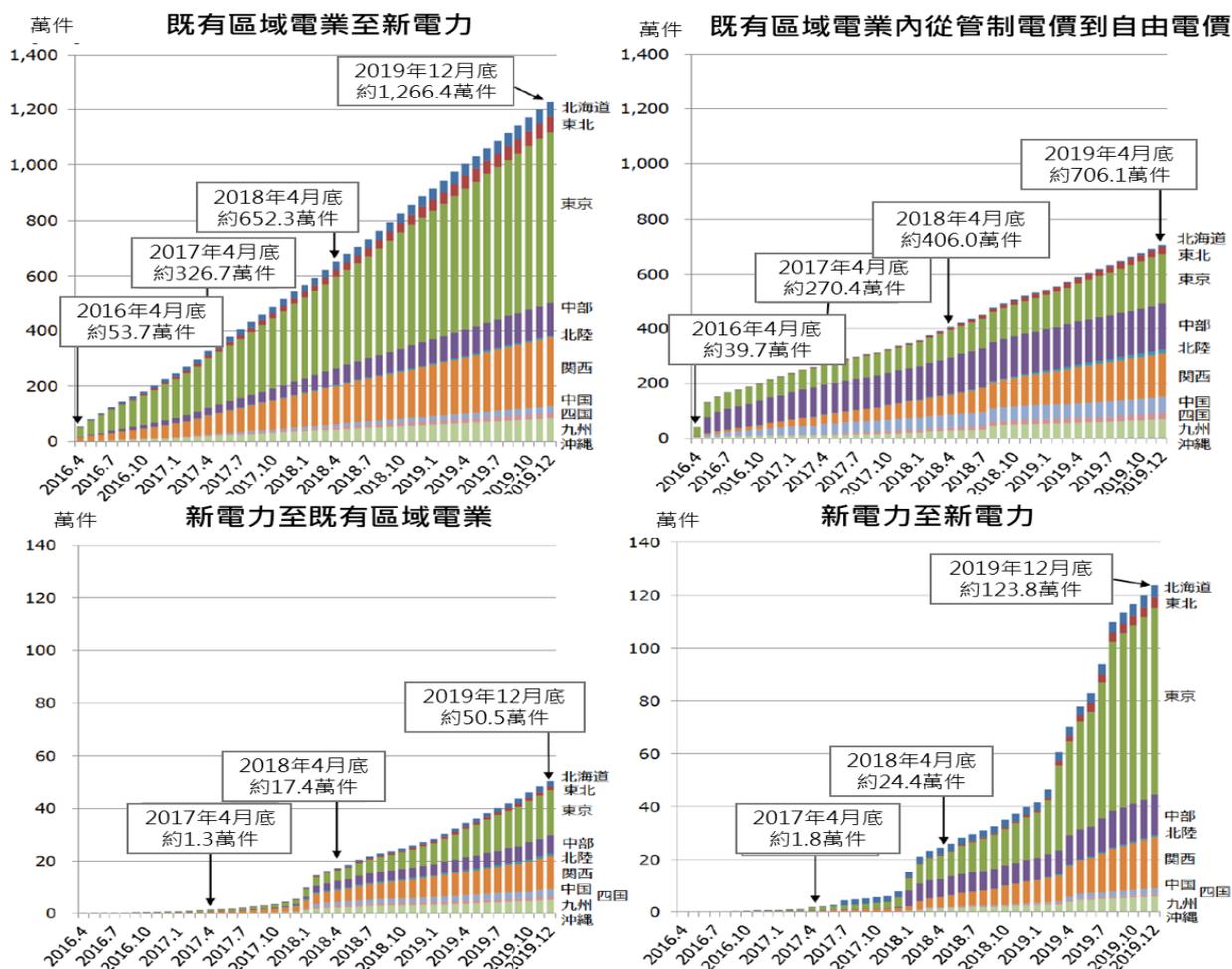
如再以電壓別細緻觀察，競爭情勢以高壓變動最大，低壓持續穩定成長，特高壓變動平穩情況。特高壓市占率上，新電力大都大致呈現穩定發展。高壓市占率上，各區域變動劇烈，顯見其為主要競爭領域。雖整體仍屬上升趨勢，但部分地區如關西等仍有下跌情形。至於低壓則自 2016 年 4 月後各區域均穩定成長，如圖 17 所示。



資料來源：資源エネルギー庁，電力小売全面自由化の進捗状況，第 23 回電力・ガス基本政策小委員会，頁 6，2020 年 3 月 27 日。

圖 17：日本電壓別新電力售電占比

若觀察電價方案之轉換情形，由於日本目前管制電價與自由電價同存，且存在既有區域電業與新電力。因此可區分為四種轉換。截至 2019 年 12 月，既有區域電業至新電力轉換最高約 1,266 萬件；次之既有區域電業內從管制電價到自由電價之轉換約 706 萬，兩者合計約 1,972 萬件；新電力至既有區域電業約 50 萬件；新電力至新電力之轉換約 123 萬件。由此可見自由化後之用戶第一次轉換多以選擇新電力最多，其次為既有區域電業之自由化方案。至於第二次轉換亦仍以選擇新電力數量最多，再回到既有區域電業則相當有限。由此可見用戶之轉換取向，如圖 18 所示。



資料來源：資源エネルギー庁，電力小売全面自由化の進捗状況，第23回電力・ガス基本政策小委員会，頁8-9，2020年3月27日。

圖 18 低壓電價方案轉換情形

四、2020年電氣事業法修正方向

今年2020年2月時，日本政府為因應自然災害頻繁發生，中東等國際能源局勢之緊張、再生能源擴大與電力事業之環境變化，為求達到災害時迅速復原、對輸配電網順利投資與擴大再生能源之配套措施，由內閣通過《電氣事業法》、《再生能源特別措施法》、《JOGMEC》(石油天然氣・金屬礦物資源機構法)修正案，並向國會提出。其中有關《電氣事業法》主要修正

重點有三項，分別為強化災害合作、加強輸配電網強韌性、建構分散式電力系統以適用防災。分別介紹如下³：

(一)強化災害合作

在強化災害合作上，修法方向有幾個主要面向。首先是規範輸配電業必須制定與有關機關合作之「災害合作計畫」，並提交予經濟產業大臣。例如發電機車運用資訊之共有，或為保障發電機車燃料供應，與地方石油業者之合作。

其次為災害復原費用之相互扶助。此為考量日本近年災害頻仍。為因應停電所生各地輸配電業相互支援之規模與成本均增加，規範由 OCCTO 分配受災與支援之輸配電業相關成本。

第三為規範災害時電力資訊應用。為放寬《電氣事業法》上資訊之目的外使用禁止規定，以修法方式規範經濟產業大臣得要求電力公司向地方政府或自衛隊提供涵蓋個人資訊在內之電力資料，例如復原時之各戶別通電情況。且為求社會課題之解決，也建構可利用於老人照護等領域之電力資訊應用制度。

第四為規定必要時，經濟產業大臣得向石油天然氣・金屬礦物資源機構要求採購發電用燃料。

(二)加強輸配電網強韌性

此項主要要求 OCCTO 應主動制定將來之跨區系統整備計畫，並向國家提出後，再交由輸配電業執行。對於輸配電業亦要求有義務對既有設備進行計畫性更新。並導入基於輸配電業投資計畫之收入上限 (Revenue Cap) 制度，並定期審議以提高代輸費率制度之成本效率化。

(三)建構分散式電力系統

對於再生能源發展下分散式電力系統發展，從強化電網強韌性觀點，亦具有於特定區域內利用輸配電業電網，結合新進業者之 AI 與 IoT 技

³ 經濟產業省，「強韌かつ持続可能な電氣供給体制の確立を図るための電氣事業法等の一部を改正する法律案」が閣議決定されました，2020年2月25日。

術，由其本身進行廣泛之應用。也因此《電氣事業法》修正案中，加入「配電業」並賦予其法律地位。若此順利進行，諸如地方政府、地方企業與具有高度技術之資訊業者組合成當地的「配電業」。於災害時可切離部分地區之配電網而獨立運用，藉此提高街區規模對災害的對應能力。並可經新業者之 AI 與 IoT 技術之運用管理，降低設備規模與維護成本。此外因近年災害所致樹倒，造成設備復原時間較長之問題，為求提高山間區域於災害或緊急時之電網強韌度，輸配電業者可利用再生能源、汽電共生等分散式電源，將遠端之配電網加以獨立。惟電價需與主要輸配電網維持同一水準。

又為求達成推廣分散式電源目的，《電氣事業法》亦新增配套措施。其中有如創設整合分散式電源之「用戶群代表(Aggregator)」法律地位。另外又為創造使太陽能、家用蓄電池等分散式電源之易於利用環境，並促使家庭與用戶群代表等一同參與電力交易，於計量器精度與消費者保護前提上，放寬《計量法》之規範。除電表尚須受《計量法》規範外，家用之電動車充電器、電源調節器等，可於不受《計量法》檢定下，滿足一定基準而使用。

五、結語

由上述分析可知，自 2013 年啟動之日本電力事業改革迄今 7 年，業已有充分確實進展。售電全面自由化實施同時，不僅使用戶得以於市場選擇合適之電價與服務，更維持管制電價之併行以保障用戶權益。對於能源自給率低之日本，於電價變化上加入再生能源附加費與燃料費調整機制，以各別反映推動再生能源與國際燃料價格走勢之成本，亦具相當參考價值。

此外，為推動為來應對自然災害下之分散式電源發展，今年於國會審議中之《電氣事業法》修正法案，對強化災害合作、加強電網強韌性與建構分散式電源系統所必須之配套措施均有所著墨，作法亦值參酌。

六、参考文献

1. 山口聡(2009.3)，電気事業，載：国立国会図書館(編)，経済分野における規制改革の影響と対策。
2. 日経新聞(2019.4)，電気料金、家庭向け6%高く 自由化3年 法人向けは下落。
3. 経済産業省(2020.2)，「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」が閣議決定されました。
4. 経済産業省エネルギー庁，電気料金について，https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/fee/structure/spec.html，2020年4月28日閲覧。
5. 経済産業省資源エネルギー庁(2020.3)，電気事業便覧。
6. 資源エネルギー庁(2019.5)，第3弾改正法施行前検証について，第18回電力・ガス基本政策小委員会。
7. 資源エネルギー庁(2020.3)，電力小売全面自由化の進捗状況，第23回電力・ガス基本政策小委員会提出資料。
8. 電力・ガス取引監視等委員会(2019.3)，低圧部門における競争の現状と見通し②（東京電力・関西電力エリア），第7回電気の経過措置料金に関する専門会合資料4。
9. 電力・ガス取引監視等委員会(2020.3)，自主的取組・競争状態のモニタリング報告，第46回制度設計専門会合事務局提出資料。