

國家能源政策評析報告：日本 2019 年版

張瓊之

工業技術研究院 綠能與環境研究所

摘 要

日本在 2015 年長期能源供需展望中，設定 2030 年度核能發電量比率恢復到 20~22%、再生能源發電量提高至 22~24%的目標，並提出 2030 年度的溫室氣體排放較 2013 年度減量 26%的目標。隨著「巴黎協定」的生效，以及因應國際能源情勢的發展，日本於 2018 年 7 月通過「第 5 次能源基本計畫」，仍依循 2015 年的電源結構目標。截至 2017 年度的總發電量，火力發電占比由 2010 年度的 65.4%增加至 80.9%；再生能源(含水力)占比由 9.5%增加至 16.0%；核能發電占比則由 25.1%降至 3.1%。相較於 2030 年度的目標，再生能源仍須積極發展；至於核能發電，估計至少要有 30 部的核電機組運轉才可達成目標，依目前(2019 年 11 月)只有 9 部機組恢復商業運轉來看，離目標還有一段很大的差距，仍須努力推動核電機組的重啟運轉。

日本的能源政策係基於 3E+S 之方針，即在安全(Safety)的前提下，確保能源的穩定供應(Energy Security)，提升經濟效率性(Economic Efficiency)實現低成本的能源供應，同時提高環保要求(Environment)。在推動長期能源政策上，主要工作為核能的重建、再生能源的加速導入、提升火力發電效率、推動電力及天然氣供應結構的改革、創建綜合能源服務公司等，旨在建構「多層化與多樣化的彈性能源供需結構」。我國能源環境所面對的問題與日本在許多方面極為類似，因此日本在長期能源供需規劃上，以及對於推動節能、再生能源發展、提高火力發電效率、確保多樣性能源供應體制等方面的努力，有諸多值得我們參考借鏡之處。

關鍵字：能源供需、電源結構、再生能源、核能、能源政策

一、社經基本資料

日本國土面積 377,974 平方公里，約為我國的 10.4 倍；2016 年人口約 1.27 億人，為我國的 5.3 倍。2017 年實質 GDP 為 530.1 兆日元，服務業大致維持 7 成，工業維持近 3 成，如圖 1 所示。依據日本財務省貿易統計資料，日本歷年的進出口金額，如圖 2 所示，在 2010 年之前，仍維持貿易順差的情況，但是從 2011 年發生 311 東北大地震後，核電機組陸續停機安檢，以火力發電替代核電缺口，造成化石燃料進口大增，加上燃料價格上漲與日元貶值的影響，連續五年呈現貿易赤字，2014 年赤字高達 12.8 兆日元，但是 2015 年因國際燃料價格大幅下跌，貿易赤字大為縮減至 2.8 兆日元，自 2016 年起貿易呈現順差，2018 年順差 1.2 兆日元。

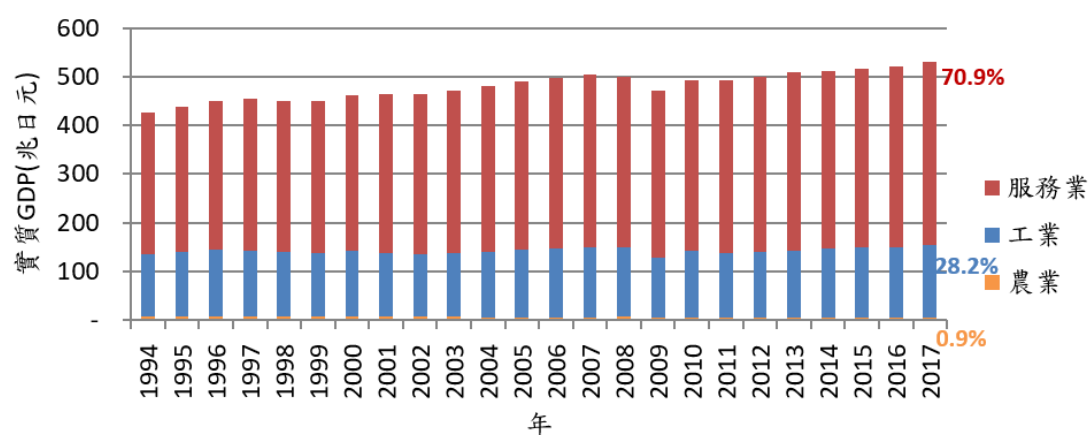


圖 1、日本實質 GDP 與產業結構[1]

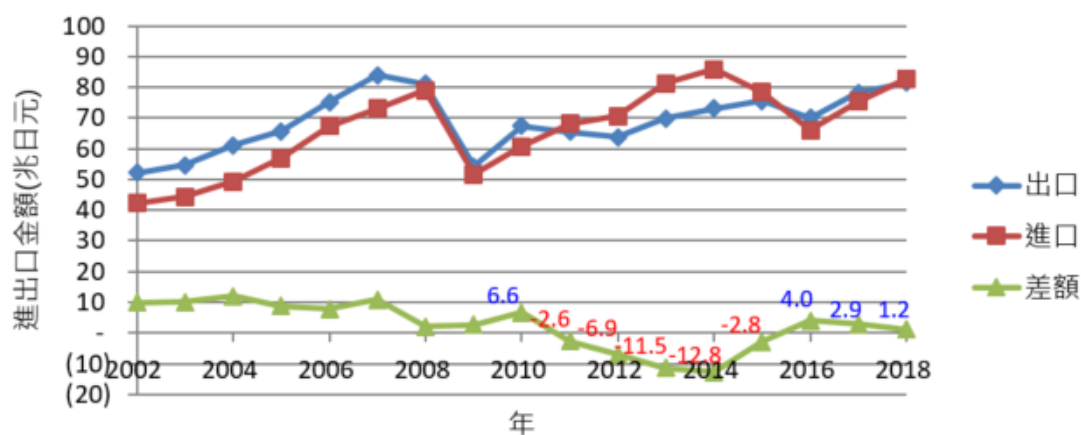


圖 2、日本進出口金額[2]

二、能源基本計畫及重要能源政策發展

依據 2002 年「能源政策基本法」之規定，日本政府應考量國內外能源情勢變化和能源政策實施效果，約每隔三年檢討修訂「能源基本計畫」，做為能源政策推動的方針，最近一次修訂是第 5 次(2018 年 7 月)，以建構「多層化與多樣化的彈性能源供需結構」，並將核能定位為重要的基載電源，推動核電廠的重啟運轉。雖在核電廠重啟運轉情況不確定下，並未說明未來能源供需結構的定量目標，第五次能源基本計畫中加強說明實現 2030 年度目標之措施，並提出 2050 年能源轉型和脫碳化的方向。

日本政府為了於 2015 年底在巴黎召開的聯合國氣候變遷綱要公約第 21 屆締約國大會(COP21)前，可以提出 2020 年後的溫室氣體減量目標，因此於 2015 年 7 月 16 日公布 2030 年度能源供需結構目標，即初級能源供應中，核能占 10~11%、再生能源 13~14%、石油 30%、LPG 3%、煤炭 25%及天然氣 18%；而電源結構部分，再生能源占 22~24%、核能 20~22%、LNG 27%、煤炭 26%及石油 3%。接著於 7 月 17 日提出「日本的約束草案」，公布 2030 年度較 2013 年度減量 26%(較 2005 年度減量 25.4%)的溫室氣體減量目標方案。

依據滾動修訂的能源基本計畫，以及 2015 年的能源供需結構目標和溫室氣體減量目標，日本政府持續按進度推動電力和都市瓦斯的系統改革、能源革新戰略、地球溫暖化對策計畫、由 FIT 逐步轉換至 FIP 制度、節能技術戰略 2016、電力產業的海外展開戰略、氫能基本戰略等。本報告將日本重要能源政策發展整理於

表 1。

(一)電力和都市瓦斯的系統改革(圖 3)

日本於 2015 年 4 月，展開電力和都市瓦斯自由化的市場第 1 階段改革，成立「廣域的運營推進機關」，強化區域間電力供需調整機能；第 2 階段改革於 2016 年 4 月展開，主要任務為電力零售全面自由化，消費者可自由選擇電力公司及電價；預計於 2020 年 4 月進行第 3 階段改革，發電與輸配電部門之法律分離，並廢除目前的零售電價管制；都市瓦斯的零售全面自由化自 2017 年 4 月展開，取消了家庭瓦斯價格的管制，開放瓦斯以外的業者進入參與瓦斯銷售業務。電力和都市瓦斯的整體系統改革時程規劃如圖 3 所示。

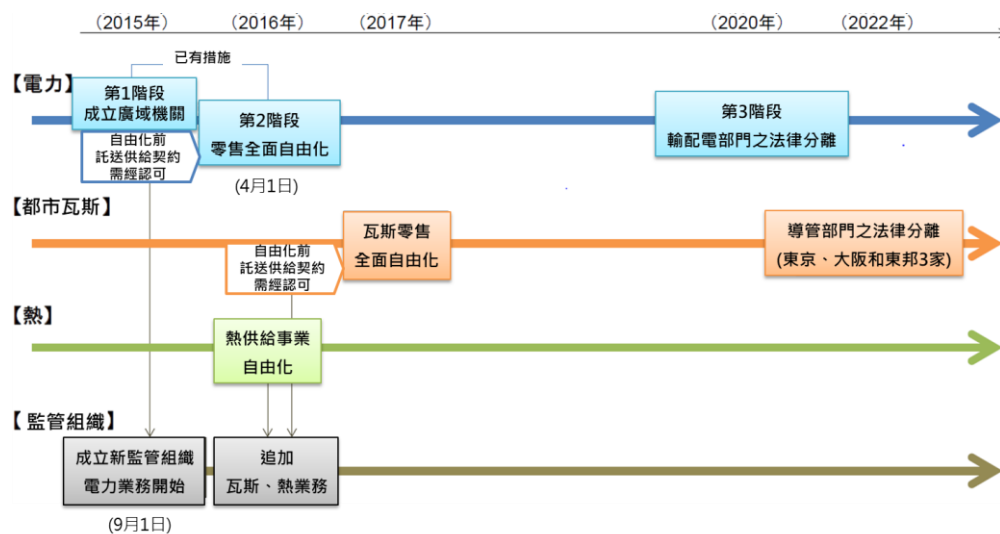


圖 3、日本電力、瓦斯及熱供給等系統之改革時程[3]

日本為進一步活化電能交易，實現經濟合理的電力供應鏈和公平競爭的交易市場，於 2016 年 9 月成立「貫徹電力系統改革政策小委員會」，依據各種電源機能建立交易制度，提出至 2020 年應創設基載電源市場、供需調整市場、容量市場、非化石價值交易市場及修改跨區電力連線使用規則等，以提高整個電力產業之效能，如電力廣域運營推進機關(OCCTO)刻正準備於 2020 年度開設容量市場，目標 2020 年 7 月公開舉行拍賣。所謂容量市場，係以未來供給力(kW)作為交易

市場，目的是賦予發電廠等的供給力(供電容量)價值化，並有效地確保整個日本在數年後的供電能力。日本正規劃新建之電力交易市場如圖 4 所示。

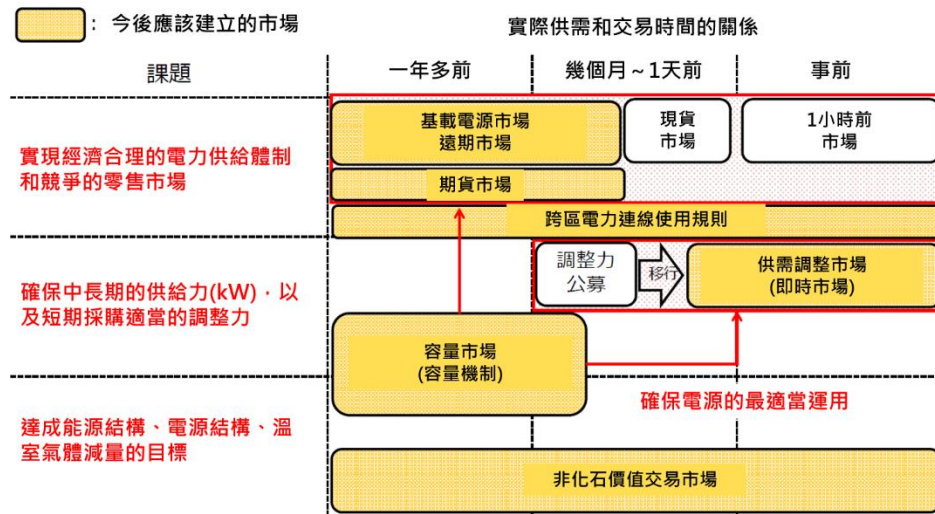


圖 4、日本擬規劃新建之電力交易市場[4]

(二)能源革新戰略

日本政府於 2016 年 4 月提出「能源革新戰略」，是繼 2014 年能源基本計畫以及 2015 年公布 2030 年度能源供需結構目標方案與溫室氣體減量目標方案後，進一步提出能源政策的具體行動方案，主要包含以下三大主軸：(1) 強化領跑者制度，以徹底落實節能；(2) 修訂固定價格買取(Feed-in Tariff, FIT)制度，擴大導入再生能源，以達成 2030 年再生能源占比 22%~24%之目標；(3) 建構新型態的能源供需系統，並分階段性落實電業自由化目標，如圖 5 所示。

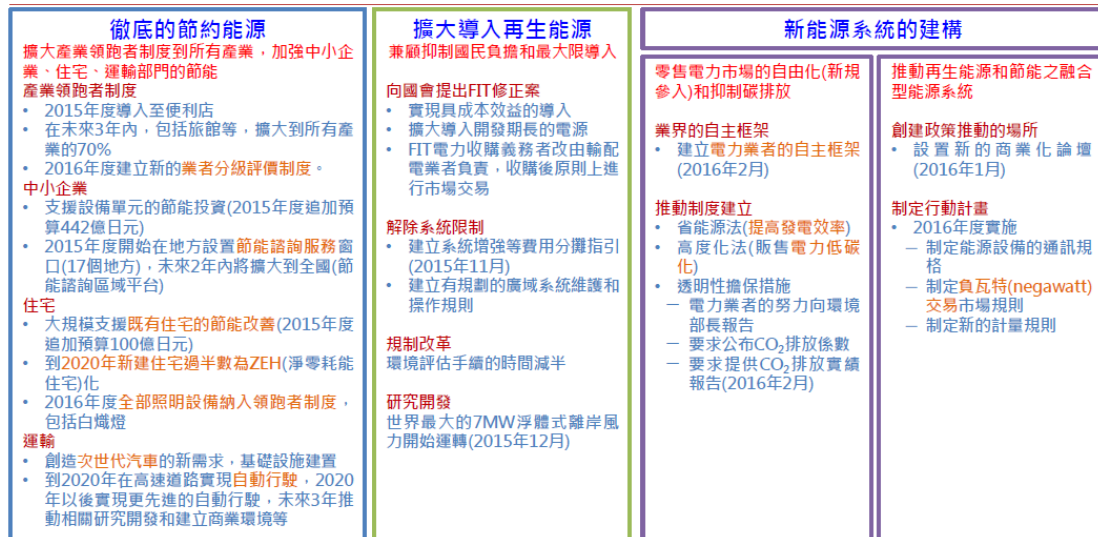


圖 5、日本能源革新戰略三大主軸與及內涵[5]

(三)地球溫暖化對策計畫

日本於 2016 年 5 月提出「地球溫暖化對策計畫」，揭示全國和各部門的溫室氣體減量目標，以及國家、地方、企業及國民應採取的減量對策。中期目標為 2030 年度的溫室氣體排放要較 2013 年度減量 26%；長期目標為 2050 年度溫室氣體減量 80%。此外，由政府帶頭行動的「政府實行計畫」，加強各地方政府的協調與合作，推動國民運動「COOL CHOICE」及環境教育等，展開全面的節能減碳活動，而日本各產業協會依據「低碳社會實行計畫」，自主設定 2020 年度和 2030 年度的減量目標。

(四)FIT 法修正，逐步引進 FIP 制度

日本自 2012 年 7 月起實施再生能源固定價格躉購(Feed-in Tariff, FIT)制度，以固定的價格和期間躉購再生能源電力，躉購費用則從全體國民的電費中分攤回收，其所依據的 FIT 法是屬於有實施期限的「特別措施法」。FIT 法曾於 2016 年修訂(2017 年 4 月起實施)，開始引進競標機制。此外，FIT 法規定日本政府應於 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。

目前，日本政府在確保投資誘因和整合至市場的方向性下，參考

歐洲國家所實施的「溢價躉購制度 FIP(Feed-in Premium)」，正檢討引進的可能性。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；但在 FIP 制度下，業者所產生的電力是在批發市場或相對交易中自由出售，有效與市場連結，並給予基準價格(FIP 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。日本政府提出一種同時具有確保投資誘因和促進市場意識行動的方案，在一定時間內(約 1 個月~1 年)變更參照價格，同時確保相當程度的投資可預見性，以及促進業者以市場意識採取行動的制度，概念如圖 6 所示。

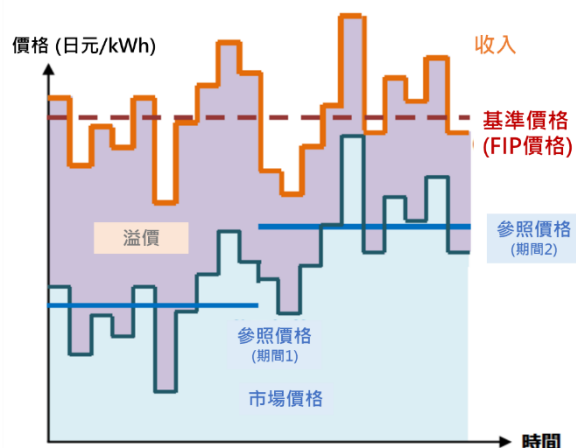


圖 6、日本擬導入之溢價薈購制度(FIP)概念圖[6]

(五)節能技術戰略 2016

於 2016 年 9 月 16 日發表「節能技術戰略 2016」，為達成 2030 年度的二個目標：(1)「長期能源供需展望」的節能目標：2030 年度最終能源消費量要較基線情境(BAU)降低 5,030 萬公秉油當量；(2)「國家自定預期貢獻(INDC)」的溫室氣體減量目標：2030 年度要較 2013 年度減量 26%，有必要大幅改善各產業的能源效率。針對能源轉換和供給、工業、住商、運輸、跨部門等 5 大部門，選定對節能有顯著貢獻的 14 項重要技術領域，如圖 7 所示。



圖 7、日本「節能技術戰略 2016」的 14 項重要技術領域[7]

(六)電力產業的海外展開戰略

於 2017 年 10 月 31 日公布電力產業的海外展開戰略，並依據國內外市場動向、日本的優勢、競爭國家的動向等，整理出日本具有競爭力的五個重點領域：發電事業、燃氣發電、燃煤發電、地熱、輸配電事業，進一步提出未來海外拓展的方向與策略，並強調新商業模式的差異化、強化成本競爭力，以及加強與目標國家的關係等。

(七)氫能基本戰略

於 2017 年 12 月 26 日公布「氫能基本戰略」，旨在領先世界實現氫能社會，以 2050 年的願景為未來展望，提出 2030 年家庭用燃料電池 530 萬台、燃料電池汽車 80 萬輛、加氫站 900 座、氫氣成本 30 日元/Nm³ 等目標與行動計畫，如圖 8 所示，期擴大氫氣的應用，建構國際氫氣供應鏈，建置無 CO₂ 供氫(CO₂ free hydrogen)系統，實現氫能社會的願景。

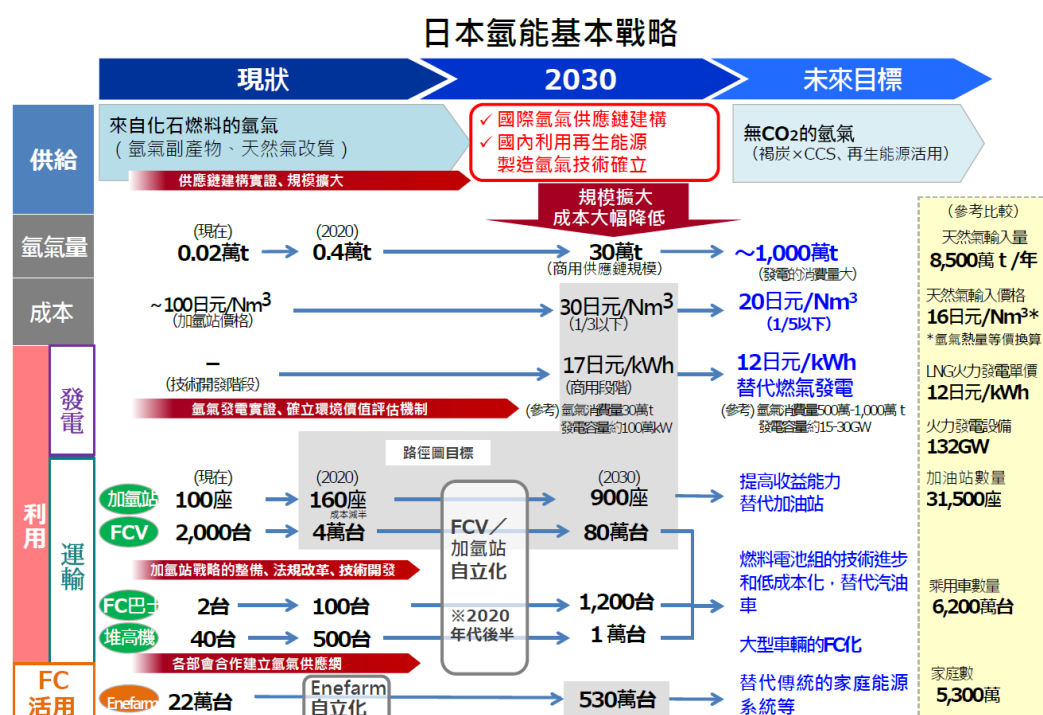


圖 8、日本氫能基本戰略[8]

(八)第 5 次能源基本計畫

能源基本計畫於 2014 年 4 月修訂後已歷三年，國內外的能源情勢也有所改變，日本政府自 2017 年 8 月起，透過「總合資源能源調查會 基本政策分科會」開始檢討「能源基本計畫」。另外，隨著「巴黎協定」的生效，為了從 2050 年的觀點，檢討長期能源政策的方向，經濟產業省也設置「能源情勢懇談會」進行檢討。

「能源情勢懇談會」自 2017 年 8 月至 2018 年 4 月共召開九場會議，邀請國內外 14 位專家討論國際未來能源情勢發展，於 2018 年 4 月 10 日提出「能源轉型的倡議」建議案，提議採複線情境(multiple track scenario)，實現脫碳化(decarbonization)的方針，並指明再生能源的目標是「經濟自立和脫碳化的主力電源」；對於核能，目標為降低依賴度，但將其定位為「實用階段的脫碳化選擇」。「基本政策分科會」在同期間也共召開六場會議，進行「能源基本計畫」的檢討，除聽取經濟產業省、環境省、外務省等部會的意見外，也聽取國內各工商團體和消費者團體的意見。

依據第五次能源基本計畫，日本 2030 年的政策方針，並未改變 2015 年所決定的電源結構目標(2030 年度再生能源 22~24%、核能 20~22%、火力發電 56%)，設定相較於 2013 年度溫室氣體減量 26%的目標，實現作法摘述如下：

1. 再生能源：主力電源化，將致力於低成本化、克服電力系統的「系統限制」、確保足夠的「調整力(調度容量)」以因應變動性太陽光電等之不穩定輸出；
2. 核能：盡可能降低依賴度的方針下，將採取安全最優先下重啟運轉和使用過核燃料對策等必要措施；
3. 化石燃料：促進日本企業的自主開發，致力於有效利用高效率火力發電，加強對災害風險的因應等；
4. 節能：實施「省能源法」和支援措施，進行徹底的節能。

另一方面，為實現「2050 年溫室氣體減量 80%」的高目標，第五

次基本計畫揭示脫碳化的挑戰，並將追求各種能源選擇方案的可能性。
關於各種能源的主要方向如下：

1. 再生能源：目標是成為經濟自立和「脫碳化」的主力電源。
2. 核能：實用階段「脫碳化」的選擇之一，但必須先恢復社會的信任。將著手加強人才、技術及產業基礎，尋求具有優良安全性、經濟性、機動性的核反應爐，並解決後端核廢料處置的技術開發。
3. 化石燃料：能源轉型過渡期的主力能源，將加強資源外交。另一方面，火力發電改用天然氣，淘汰低效率的燃煤發電。
4. 其他：將透過各領域的技術創新來促進節能、進行氫能和蓄電池等脫碳化技術開發、建構分散式能源系統等。



圖 9、日本「第5次能源基本計畫」之概要[9]

(九)基於巴黎協定做為成長戰略的長期戰略

日本內閣因循巴黎協定要求研擬長期溫室氣體低排放之發展戰略，於 2019 年 6 月 11 日核定「基於巴黎協定做為成長戰略的長期戰略」，提出在本世紀後半儘早實現溫室氣體「實質零排放」，首先致力於 2050 年減少溫室氣體排放 80%之目標，並以推動創新、推動綠色金融、脫碳社會的國際推廣與合作為三大支柱，加速共同應對地球暖化。日本於 2019 年 6 月底主辦的 G20 峰會前宣示此長期戰略，並提交給聯合國。實現「環境與成長的良性循環」的三大支柱摘述如下：

1. 推動創新：進行可大幅減少溫室氣體排放的脫碳化技術的實用化和推廣，實現商業化成本的降低。(1)新的環境創新戰略：設定成本等明確目標、投入政府和民間資源、根據需求設定必要的技術課題；加強 G20 研究機構間的合作開發；無 CO₂ 氫氣製造成本降低至 1/10 以下，使用碳回收的能源和產品的成本降低；(2)經濟社會系統的創新；(3)生活方式的創新；
2. 推動綠色金融：透過氣候相關財務揭露工作小組等之公開和對話，建構資金循環；擴大 ESG(Environmental, Social and Governance)融資(支持綠色債券發行、推廣 ESG 區域金融等)、建立 ESG 對話平台、提高投資者和金融機構在 ESG 融資的動能、支持脫碳化計畫投資等；
3. 商業主導的國際推廣與合作：向國際推廣日本優質的環境技術和產品，並與夥伴國家合作。(1)協助夥伴國家建立制度、制定國際規則等改善商業環境，推廣脫碳化技術；(2)向國際推廣有助於減少 CO₂ 排放的能源基礎設施，以及城市和交通基礎設施，例如離岸風力和地熱發電等再生能源、氫能、CCUS、智慧城市等；(3)支援夥伴國家制定國家自定貢獻(nationally determined contribution, NDC)和規劃緩和氣候變遷之措施，為全球脫碳社會奠定基礎。

表 1、日本能源基本計畫及重要能源政策發展

日期	事件	說明
2002 年 6 月	制定「能源政策基本法」	<ul style="list-style-type: none"> 載明「安全性」、「穩定供應」、「提升經濟效率性」、「符合環保要求」的政策基本方針
2003 年 10 月	依據「能源政策基本法」制定「能源基本計畫」	<ul style="list-style-type: none"> 核能是穩定能源供應、解決全球暖化問題上之重要能源。 在確保安全的前提下，核能發電為重要的電源。
2007 年 3 月	「能源基本計畫」第 1 次修訂	<ul style="list-style-type: none"> 核能具有優異的能源供應穩定性，定位為準國產的能源。此外，可用來解決全球暖化問題。在確保安全的前提下，為今後的基幹電源。
2010 年 6 月	「能源基本計畫」第 2 次修訂	<ul style="list-style-type: none"> 核能具有供應穩定性、環境適合性及經濟效率性(3E)，同時滿足中長期需求的基幹能源。 到 2030 年核電機組新增設 14 座以上(核能發電量占 50%以上)。
2012 年 9 月	研擬「革新的能源與環境戰略」	<ul style="list-style-type: none"> 嚴格限制核電廠運轉 40 年。 在綠色能源上投入政策資源，使 2030 年代達成「零核電」。
2014 年 4 月 11 日	「能源基本計畫」第 3 次修訂	<ul style="list-style-type: none"> 建構多元化的能源供需結構，並將核能定位為能穩定電力供應的「重要基載電源」。
2015 年 4 月 1 日	電力系統第 1 階段改革	<ul style="list-style-type: none"> 「廣域的運營推進機關」開始運作，強化區域間電力供需調整機能。
2015 年 7 月 16 日	長期能源供需展望	<ul style="list-style-type: none"> 公布 2030 年度能源供需結構目標方案 初級能源供應目標：核能占比 11~10%、再生能源 13~14%、石油 30%、LPG 3%、煤炭 25%及天然氣 18%； 電源結構目標：再生能源占 22~24%、核能 20~22%、LNG 27%、煤炭 26%及石油 3%。
2015 年 7 月 17 日	日本的約束草案	<ul style="list-style-type: none"> 公布 2030 年度溫室氣體減量目標方案 2030 年度較 2013 年度減量 26%(較 2005 年度減量 25.4%)
2016 年 4 月 1 日	電力系統第 2 階段改革	<ul style="list-style-type: none"> 電力零售全面自由化，消費者可自由選擇電力公司及電價。
2016 年 4 月 19 日	能源革新戰略	<ul style="list-style-type: none"> 徹底節約能源、擴大再生能源及建構新能源系統 2030 年度能源密集度降低 35%和再生能源從現狀增加一倍的目標
2016 年 5 月 13 日	地球溫暖化對策計畫	<ul style="list-style-type: none"> 2030 年度的溫室氣體排放要較 2013 年度減量 26%的中期目標 長期目標：到 2050 年度溫室氣體減量 80% 詳列各部門 2020 年度和 2030 年度的對策評估指標，以及預計排放減量效果。

日期	事件	說明
2016 年 5 月 25 日	再生能源特別 措施(FIT)法修 正案	<ul style="list-style-type: none"> • 實施新的認定制度、改變收購價格決定方式、修改賦課金減免制度、FIT 電力的收購義務者變為輸配電業者等。 • 收購價格決定方式：將依各種電源的特性，導入競標制度、預先決定數年的收購價格、提出降價時間表等。 • 自 2017 年 4 月 1 日起實施
2016 年 9 月 16 日	節能技術戰略 2016	<ul style="list-style-type: none"> • 針對能源轉換和供給、工業、住商、運輸、跨部門等 5 大部門，選定對節能有顯著貢獻的 14 項重要技術領域
2016 年 9 月 20 日	成立貫徹電力 系統改革政策 委員會	<ul style="list-style-type: none"> • 檢討 2020 年前創設基載電源市場、供需調整市場、容量市場、非化石價值交易市場等 • 2020 年電力系統第 3 階段改革—輸配電部門法律分離
2017 年 3 月 14 日	公布 2017 至 2019 年度再生 能源躉購費率	<ul style="list-style-type: none"> • 一次公布三年度的躉購費率
2017 年 4 月 1 日	實施新 FIT 制 度	<ul style="list-style-type: none"> • 採取新的事業認定制度 • 太陽光電 2MW 以上改採競標制度
2017 年 4 月 1 日	都市瓦斯零售 自由化	<ul style="list-style-type: none"> • 開始都市瓦斯的零售全面自由化，取消家庭瓦斯價格的管制，開放瓦斯以外的業者進入參與瓦斯銷售業務 • 預計到 2022 年，最終進行東京、大阪、東邦等 3 大瓦斯公司的導管部門的法律分離
2017 年 10 月 31 日	海外展開戰略 (電力)	<ul style="list-style-type: none"> • 五個重點領域：發電事業、燃氣發電、燃煤發電、地熱、輸配電事業的海外拓展 • 強調新商業模式的差異化、強化成本競爭力及加強與目標國家的關係等
2017 年 12 月 26 日	氫能基本戰略	<ul style="list-style-type: none"> • 擴大氫氣的應用，建構國際氫氣供應鏈，建置無 CO₂ 供氫(CO₂ free hydrogen)系統，實現氫能社會的願景 • 目標：2030 年家庭用燃料電池 530 萬台、燃料電池汽車 80 萬輛、加氫站 900 座、氫氣成本 30 日元/Nm³ 等
2018 年 4 月 10 日	2050 年能源轉 型的倡議	<ul style="list-style-type: none"> • 「能源情勢懇談會」建議： • 採行全方位的複線情境設計，追求各種能源選擇的可能性； • 導入科學的審查機制，以靈活地修正和決定每個選擇的開發目標和政策資源的投入重點； • 改採「脫碳化能源系統間的成本和風險驗證」方法，以全面掌握電力、供熱和運輸等能源系統的各種脫碳化技術發展。 • 該建議被納入日本「第 5 次能源基本計畫」中。

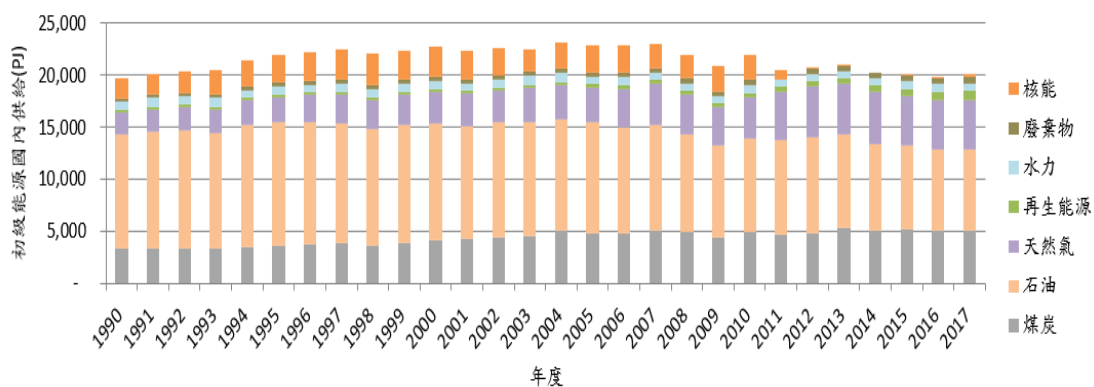
日期	事件	說明
2018 年 7 月 3 日	第 5 次能源基本計畫	<ul style="list-style-type: none"> • 再生能源：主力電源化，將致力於低成本化、克服電力系統的「系統限制」、確保足夠的「調整力(調度容量)」以因應變動性太陽光電等之不穩定輸出。 • 核能：盡可能降低依賴度的方針下，將採取安全最優先下重啟運轉和使用過核燃料對策等必要措施。 • 化石燃料：促進日本企業的自主開發，致力於有效利用高效率火力發電，加強對災害風險的因應等。 • 節能：實施「省能源法」和支援措施，進行徹底的節能。
2018 年 11 月 6 日	再生能源海域利用法	<ul style="list-style-type: none"> • 為促進海域的開發利用，海洋再生能源發電設備可長期佔用海域，制定基本方針，指定促進區域，決定與海運業和漁業等先行利用者的協調框架，確定海域佔用等有關計畫的認證制度。
2019 年 3 月 12 日	氫氣・燃料電池戰略路線圖 2019	<ul style="list-style-type: none"> • 確保實現「氫能基本戰略」和「第 5 次能源基本計畫」所揭示的氫能社會目標 • 新戰略路線圖中，設定新的基本技術規格和細項成本目標，提出必要措施，並設立專家評估工作小組，對各領域進行評估和追蹤。
2019 年 3 月 25 日	推動可追溯性非化石證書交易	<ul style="list-style-type: none"> • 非化石證書交易記載電源種類和發電設備等相關的可追溯性資訊，用於證明企業購買的電力為綠電，有助實現 100%再生能源的營業目標，亦可用於符合「RE100」國際倡議。
2019 年 3 月 28 日	降低電力部門碳排放具體行動	<ul style="list-style-type: none"> • 行動 1：為確實減少燃煤發電排放，環境評估將更嚴格 • 行動 2：為擴大地區再生能源利用，環境省與經產省合作成立新跨部會團隊 • 行動 3：為實現碳循環，加速碳排放的捕獲、再利用及封存(CCUS)的早期社會實踐
2019 年 6 月 7 日	碳循環技術路線圖 2019	<ul style="list-style-type: none"> • 階段 1(2019~2030)：重點投入在不需要氫氣、高值化(高附加價值)產品、2030 年開始普及的製造技術。 • 階段 2(2030~2050)：重點投入在需求大的泛用商品的製造技術開發。 • 階段 3(2050 年以後)：實現商業化技術，降低成本，實現與現有產品同等的成本。 • 碳循環技術路線圖每 5 年進行審查，同時參考「基於巴黎協定作為成長戰略的長期戰略」修訂內容。
2019 年 6 月 11 日	基於巴黎協定做為成長戰略的長期戰略	<ul style="list-style-type: none"> • 提出在本世紀後半儘早實現溫室氣體「實質零排放」目標，並以推動創新(技術、經濟社會系統、生活方式)、綠色金融、脫碳社會的國際推廣合作

日期	事件	說明
		為三大支柱，加速共同應對地球暖化 • 長期戰略將根據情勢變化，約每隔 6 年進行檢討，並進行必要的修正。
2019 年 7 月 18 日	節能技術戰略 2019	• 將過去 14 項重要技術進行細分化，並加入「高效廢熱轉化與高效電加熱」、「第 4 次工業革命相關相關」、「電力供需調整及儲備能力相關」3 個技術於其中

三、能源供需歷史趨勢

(一)初級能源國內供給

日本之初級能源國內供給，2017 年度¹為 20,095 PJ²，比 2010 年度減少 2,144 PJ。其中，因核電機組陸續停機，核能供給量減少 2,313PJ，石油減少 1,901 PJ、煤炭增加 46 PJ、天然氣增加 701 PJ、再生能源增加 501 PJ、水力減少 6 PJ，如圖 10 所示。由占比來看，核能比率由 2010 年度的 11.2 % 降至 2017 年度的 1.4 %，石油則由 40.3 % 減少至 39.0 %、煤炭由 22.7 % 增加至 25.1 %、天然氣由 18.2 % 增加至 23.4 %，整個化石燃料由 81.2% 增加至 87.4 %，再生能源與其他³由 7.6 % 增加至 11.2 %，如圖 11 所示。



¹日本許多統計資料是以年度進行，其年度計算是從 4 月 1 日開始，到次年的 3 月 31 日為止。

² 1 PJ = 1×10^{15} J

³未活用能源，包括：廢棄物發電、廢輪胎直接使用、廢塑料直接使用的「廢棄物能源回收」、RDF、廢棄物氣體、再生油、RPF 的「廢棄物燃料產品」、廢熱利用供熱、產業蒸汽回收、產業電力回收的「廢棄能源直接利用」。

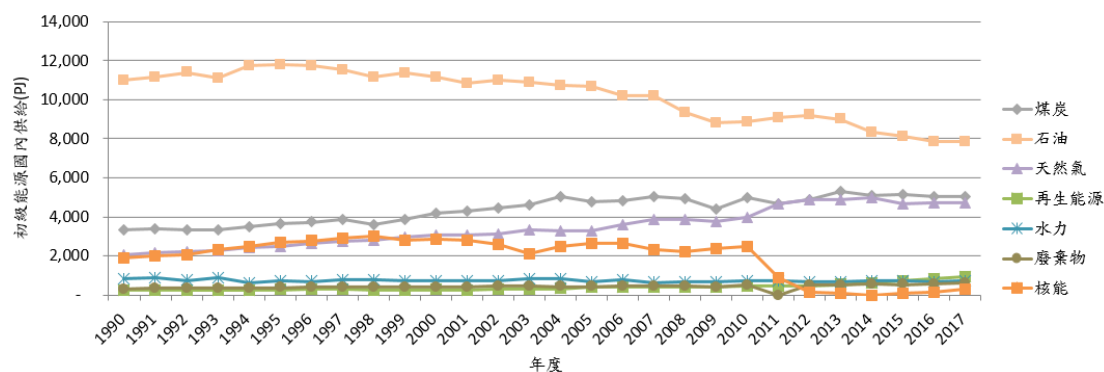


圖 10、日本初級能源國內供給[10]

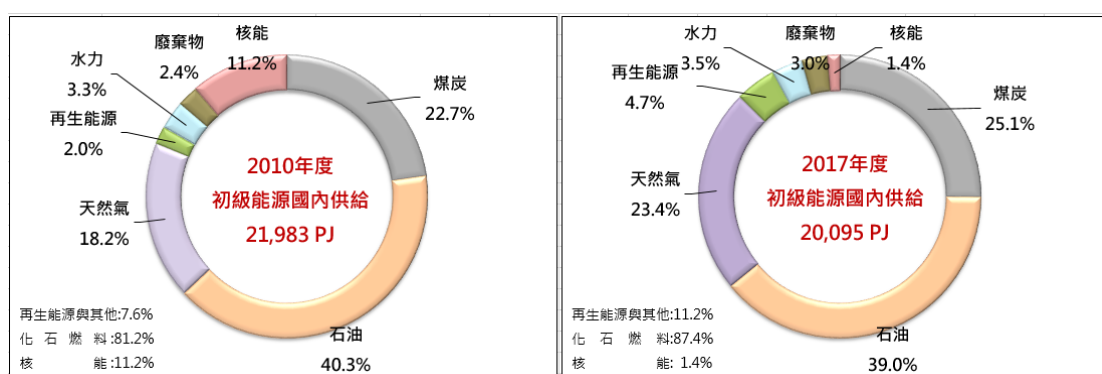


圖 11、日本初級能源國內供給占比[10]

(二)最終能源消費

日本之最終能源消費，2017 年度為 13,453 PJ，比 2010 年度減少 1,258 PJ。以能源別來看，石油消費減少 805 PJ 最多、煤炭消費減少 81 PJ、天然氣消費些微增加 10 PJ、電力消費減少 257 PJ、熱消費減少 137 PJ，如圖 12 所示；以 2017 年度的占比來看，石油消費占了 48 %、其次電力占 25.8%、煤炭 10.2%、天然氣 8.7%、熱 7.1%、再生能源(含廢棄物等)0.3%。

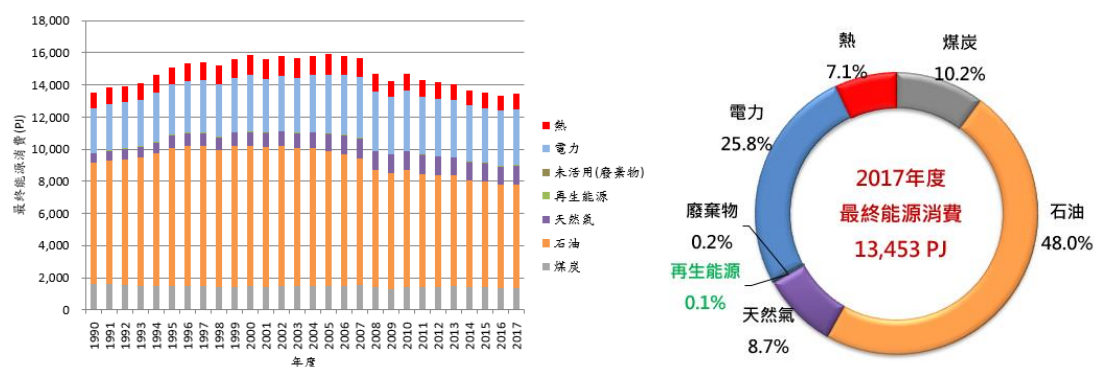


圖 12、日本最終能源消費-能源別[10]

以部門別來看，2017 年度比 2010 年度，產業(工業)部門的能源消費減少最多，達 476 PJ，其次業務(商業)、運輸、家庭(住宅)部門分別減少 260、288、180 PJ，如圖 13 所示；以 2017 年度的占比來看，工業部門占 43.2%、住商部門 30.8%、運輸部門 23.0%。

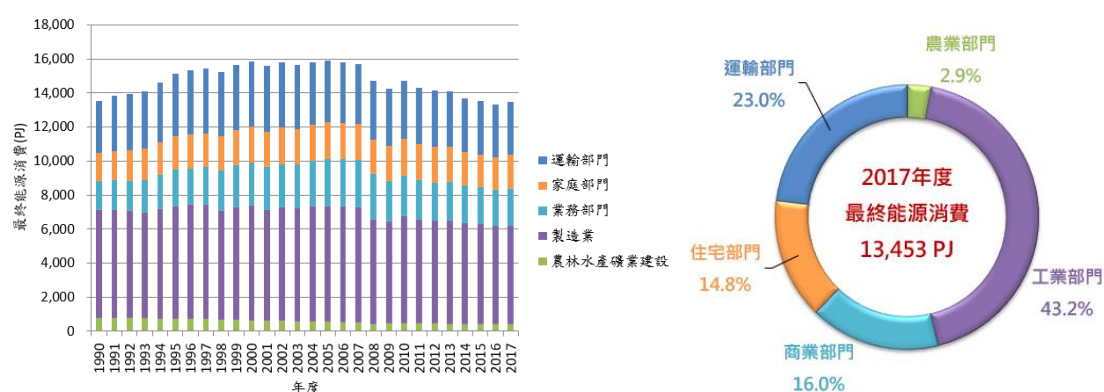


圖 13、日本最終能源消費-部門別[10]

(三)發電量

日本各電源之發電量，如圖 14 所示。2017 年度總發電量為 10,602 億度，比 2010 年度減少 893 億度，約減少 7.8%。其中，核能發電量因福島核災核電機組全數停機安檢，由 2010 年度的 2,882 億度(占比 25.1%)，2014 全年度無核能發電，而後陸續有機組恢復運轉，核能發電量逐步提升至 2017 年度的 329 億度(占比 3.1%)；火力發電量則由 2010 年度的 7,521 億度，增加至 2017 年度的 8,576 億度，占比由 65.4%

增加至 80.9%。在 2017 年度的發電量中，天然氣占 39.5%、煤炭占 32.7%、石油等占 8.7%、水力 7.9%、再生能源 8.1%、核能 3.1%，如圖 15 所示。

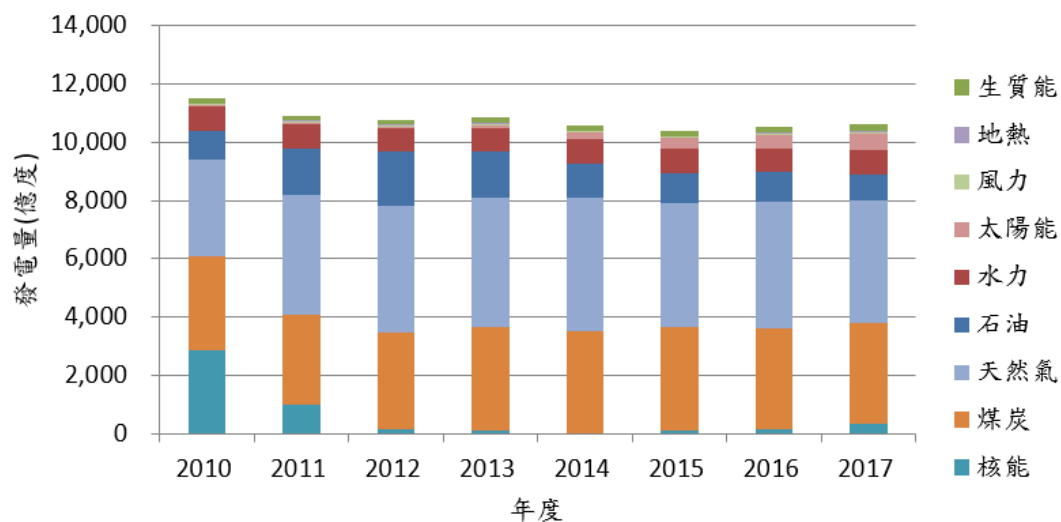


圖 14、日本電源別發電量[10]

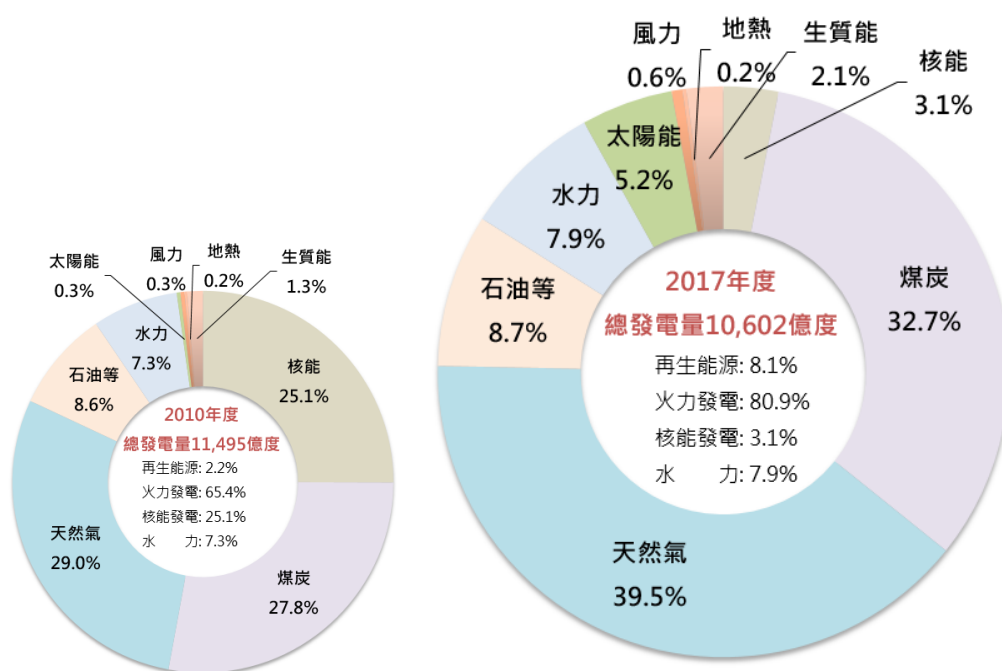


圖 15、日本電源別發電量占比[10]

(四)電力需求

日本 2016 年度電力消費需求為 9.498 億度，比 2010 年度減少 927 億度，約減少 8.9%。以 2016 年度部門別來看，工業(製造業)占 35.3%、商業(業務等)占 33.4%、住宅(家庭)部門占 28.4%、運輸部門占 1.8%，如圖 16 所示。

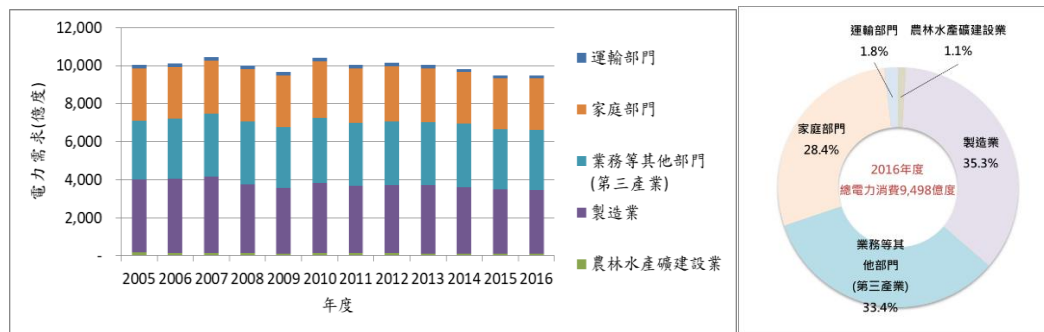


圖 16、日本電力需求[10]

(五)核電機組現況

日本於福島核災(2011年3月11日)前，運轉中的核電機組共有54部；福島核災後，核電機組陸續停機安檢，使得核電廠年平均使用率在2010年為68.3%，2011年驟降至38%、2012年4.4%。自2013年9月15日以來，日本長達1年11個月的零核電狀態，如表2所示。截至2019年11月，日本共有60部核電機組，現況如下(表 3)[11]：

1. **9部已重啟商業運轉**：通過安全審查恢復商業運轉有9部，包括川內1、2號機、高浜3、4號機、伊方3號機、大飯3、4號機、玄海3、4號機；
2. **6部通過安全檢查**：共有6部核電機組通過新規制基準的適合性審查，取得反應爐設置變更許可，包括柏崎刈羽6、7號機，以及延役的高浜1、2號機、美浜3號機、東海第二；
3. **12部申請安全審查**：原子力規制委員會自2013年7月8日起接受電力公司申請依新規制基準進行核電廠的安全對策審查[12]，現有12部申請審查中，包括泊1~3號機、東通1號機、女川2號機、浜岡3、4號機、志賀2號機、島根2、3號機、敦賀2號機、大間；

4. **9部未申請安全檢查**：現有9部未申請核電廠的安全對策審查，包括女川3號機、柏崎刈羽1~5號機、浜岡5號機、志賀1號機、東通。
5. **24部除役(廢爐)**：目前有24部機組處於除役(廢爐)狀態，包括福島第一核電廠1~6號機、福島第二核電廠1~4號機、島根1號機、玄海1、2號機、敦賀1號機、美浜1、2號機、伊方1、2號機、大飯1、2號機、女川1號機、浜岡1、2號機、東海等24部；

表 2、日本核電廠平均設施利用率變化[11]

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
2010	70.8	69.9	66	66.9	62.1	66.1	70	70.2	66.7	72.3	71.3	67.9	68.3
2011	66.1	70.8	58.3	50.9	40.9	36.8	33.9	26.4	20.6	18.5	20.1	15.1	38
2012	10.3	6.1	4.2	2	0.3	0	2.9	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3	4.4
2013	5.3	5.3	5.3	5.3	5.2	5.3	5.2	5.1	1.4	0	0	0	3.6
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0.9	2.2	2.7	4.4	4.5	1.2
2016	4.5	6.5	5.2	4.5	4.5	4.5	4.5	5.4	6.6	4.8	4.4	4.6	5
2017	4.5	4.6	6.7	6.8	7.3	10.4	11	11	11.1	9.1	9	9	8.4
2018	8.8	6.7	8.7	10.7	11.8	14.6	17.2	15	19.1	19.8	23.8	24.7	15
2019	25	25	25	23.1	20.1	18.8	19.4	17.6	16.7				

表 3、日本核電廠現況[11]

電力公司	核電機組	重啟運轉	通過安檢	申請審查	未提申請	除役(廢爐)
現況合計	60 部	9 部	6 部	12 部	9 部	24 部
北海道電力	泊 1~3			泊 1~3		
東北電力	東通 1 女川 1~3			東通 1 女川 2	女川 3	女川 1
東京電力	福島第一 1~6 福島第二 1~4 柏崎刈羽 1~7 東通(新設)		柏崎刈羽 6~7		柏崎刈羽 1~5 東通(新設)	福島第一 1~6 福島第二 1~4
中部電力	浜岡 1~5			浜岡 3~4	浜岡 5	浜岡 1~2(核災前)
北陸電力	志賀 1~2			志賀 2	志賀 1	

關西電力	美浜 1~3 大飯 1~4 高浜 1~4	大飯 3~4 高浜 3~4	美浜 3(延役) 高浜 1~2(延役)			美浜 1~2 大飯 1~2
中國電力	島根 1~2 島根 3(新設)			島根 2 島根 3(新設)		島根 1
四國電力	伊方 1~3	伊方 3				伊方 1~2
九州電力	玄海 1~4 川内 1~2	玄海 3~4 川内 1~2				玄海 1~2
日本原電	敦賀 1~2 東海、東海第二		東海第二(延役)	敦賀 2		敦賀 1 東海(核災前)
電源開發	大間(新設)			大間(新設)		

核能發電若要達成2030年度20~22%的目標，估計至少要有30部的核電機組運轉，以目前恢復商業運轉的數量來看，離目標還有一段很大的差距，仍須努力推動核電機組的重啟運轉。

(六)平均電價

東日本大地震後，受到替代核電的火力發電燃料費增加之影響，一般家庭的平均電價，由2010年度的20.4日元/度提高至2014年度的25.5日元/度，上漲約25%；工廠與辦公室的產業用平均電價，由2010年度的13.7日元/度提高至2014年度的18.9日元/度，上漲38%。2015年度，平均電價因國際燃料價格大幅滑落，使得電價降低；2016年度，則因電力零售全面自由化開始，成為電價持續壓低的主因。2017年度則有回升趨勢，與東日本大地震之前相比，家庭電價成長約16%，工業電價增長約21%，如圖17所示。

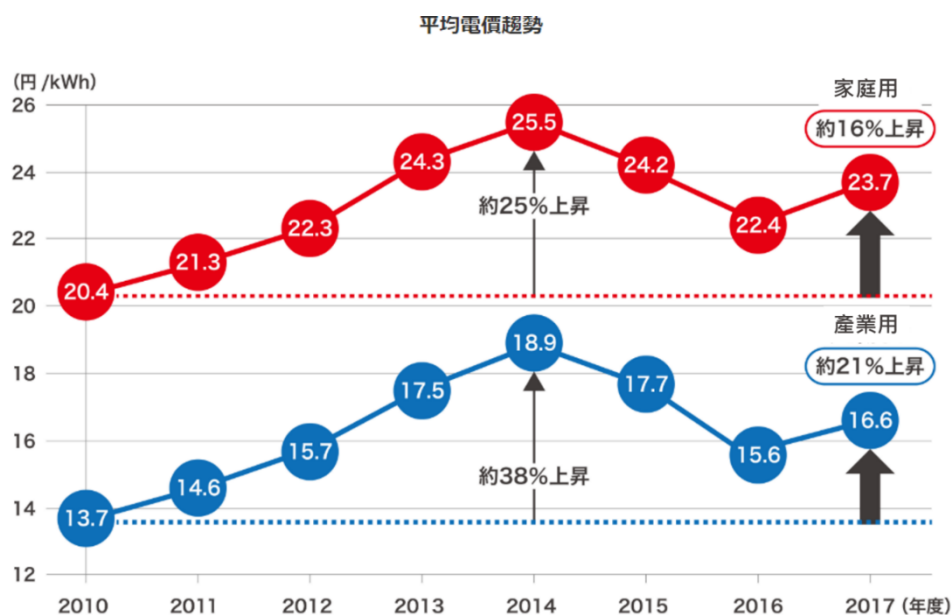


圖 17、日本平均電價變化趨勢[13]

(七)溫室氣體排放

東日本大地震後，因火力發電替代核電，使得 CO₂ 排放增加。2013 年度溫室氣體排放量達到 13.17 億噸的高峰，之後，由於能源消費逐年減少，2017 年度溫室氣體排放量降低至 11.90 億噸，其中能源起源(燃料燃燒)CO₂ 排放 11.11 億噸，占整個溫室氣體排放的 86.0%，如圖 18 所示。目前日本的溫室氣體減量目標為 2030 年度排放(10.42 億噸)較 2013 年度減量 26%。

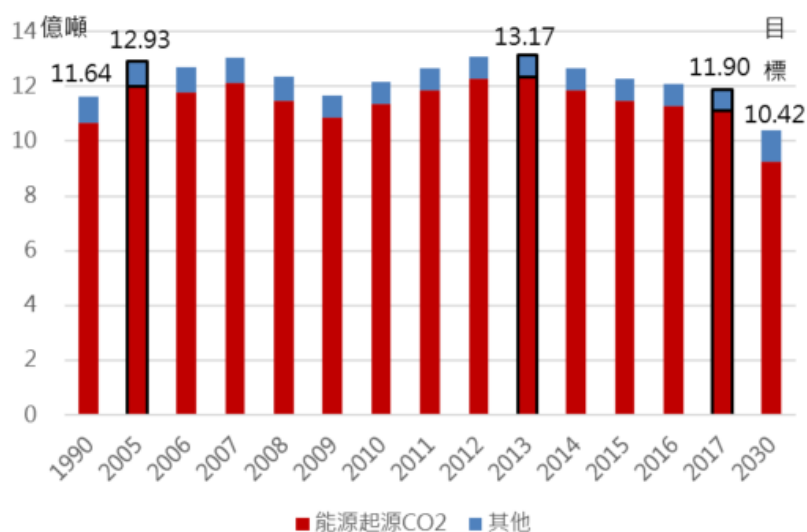


圖 18、日本溫室氣體排放[14]

四、能源政策目標

日本政府在提高能源自給率與降低電力成本的基本原則下，公布 2030 年度的長期能源供需展望與溫室氣體減量目標方案，其中初級能源供給目標：在節能約 13% 的情況下，核能比率回復至約 10~11%、再生能源比率提高至約 13~14%，並大幅削減化石燃料供給量後，石油約占 30%、LPG 3%、煤炭 25% 及天然氣 18%，如表 4 所示；電源結構目標：再生能源占 22~24%、核能 20~22% (再生能源+核能合計 44%)、LNG 27%、煤炭 26% 及石油 3%，如表 5 所示。並依此能源供需結構目標，提出 2030 年度較 2013 年度減量 26% (較 2005 年度減量 25.4%) 的溫室氣體減量目標。

表 4、日本 2030 年度初級能源供給目標[15]

種類	初級能源供給	
	百萬公秉油當量	占比
石油	145	30%
LPG	13	3%
煤炭	123	25%
天然氣	92	18%
核能	48~51	10~11%
再生能源	64~67	13~14%
合計	489	100%

表 5、日本 2030 年度電源結構目標[15]

種類	發電量	
	億度	占比
石油	315	3%
煤炭	2,810	26%
LNG	2,845	27%
核能	2,168~2,317	20~22%
再生能源 (水力)	2,366~2,515	22~24% (8.8~9.2%)
合計	10,650	100%

五、能源供需預測推估

預期日本在國內經濟成長下，會帶動未來的能源需求，但在推動節能及改善能源效率下，2030 年度的能源需求與能源供應情況分別如下[15]：

(一)能源需求

日本於 2013 年度的能源需求為 36,100 萬公秉油當量，其中電力占 25%，熱、汽油和都市瓦斯等占 75%。在預估年均經濟成長率 1.7%及節能 5,030 萬公秉油當量(約節能 13%)的情況下，2030 年度的最終能源消費量約為 32,600 萬公秉油當量，其中電力約占 28%，熱、汽油和都市瓦斯等約占 72%。節能量 5,030 萬公秉油當量中，各部門的節能量及節能對策如下：

1. 工業部門(1,042 萬公秉)：實施低碳社會計畫、導入工廠能源管理系統(FEMS)、創新的製程技術、導入高效率設備等；
2. 服務業部門(1,226 萬公秉)：新建建築物符合節能基準、導入 LED 照明、導入建築能源管理系統(BEMS)、推動國民節能行動等；
3. 住宅部門(1,160 萬公秉)：新住宅符合節能基準、導入 LED 照明、導入家庭能源管理系統(HEMS)、推動國民節能行動等；
4. 運輸部門(1,607 萬公秉)：普及次世代汽車(有一半為環保汽車，燃料電池汽車一年銷售量達 10 萬輛以上)、交通流量控制對策等。

在 2030 年度的最終能源消費量預估中，如表 6 所示，工業部門的能源消費量占比將比 2013 年度增加 7%，並超過全日本能源消費量的一半以上，達 52%。

表 6、日本 2030 年度最終能源消費量預估[15]

(單位：百萬公秉油當量)

年度	2010		2011	2012	2013		2030			
							基準值		節能後	
工業	173	46%	169	165	160	45%	180	48%	170	52%

年度	2010		2011	2012	2013		2030			
							基準值		節能後	
服務業	66	17%	63	61	65	18%	69	18%	56	17%
住宅	56	15%	54	53	52	14%	50	13%	38	12%
運輸	85	22%	84	86	84	23%	78	21%	62	19%
合計	380	100%	369	365	361	100%	377	100%	326	100%

(二)初級能源供給

預估2030年度初級能源總供給量約為48,900萬公秉油當量，如表 7所示，在降低對化石燃料進口依賴及減少溫室氣體排放的考量下，大幅削減化石燃料的供給量後，石油和LPG約占33%、煤炭約25%、天然氣約18%；另一方面，則推動核電機組的重啟運轉與擴大再生能源設備的設置，達成電源結構中核能發電占20~22%、再生能源電力占22~24%的前提下，在總能源供給量中，核能比率將回復至約10~11%、再生能源比率則提高至約13~14%。

在能源自給率方面，屬於準國產能源的核能，將從零核電狀況下，陸續重啟核電機組的運轉，以及在擴大推廣再生能源下，能源自給率將由2013年度的6%提高至2030年度的24.3%，甚至超過2010年度的19.9%。

表 7、日本 2030 年度初級能源供給預估[15]

(單位：百萬公秉油當量)

年度	2010		2011	2012	2013		2030	
石油	228	40%	235	237	216	40%	145	30%
LPG					16	3%	13	3%
煤炭	129	23%	120	126	136	25%	123	25%
天然氣	110	19%	128	132	131	24%	92	18%
核能	64	11%	23	4	2	0.4%	48~51	10~11%
再生能源	43	7.5%	43	40	41	7.6%	64~67	13~14%
合計	572	100%	548	538	542	100%	489	100%

(三)電力需求

2013年度全日本的電力需求為9,666億度。在年均經濟成長率1.7%下，預估2030年度電力需求將增加至11,769億度，但在節約用電1,961億度(約17%)的努力下，電力需求降至約9,808億度。由表 8中顯示，工業部門的用電需求增加，住宅部門則減少，預估2030年度時的電力需求，工業部門約占39%、服務業部門約35%、住宅部門約24%。

表 8、日本 2030 年度各部門電力需求預估[15]

(單位：億度)

年度	2010		2011	2012	2013		2030			
							基準值		節能後	
工業	3,503	34%	3,384	3,285	3,126	32%	4,284	36%	3,824	39%
服務業	3,550	34%	3,246	3,342	3,509	36%	4,387	37%	3,444	35%
住宅	3,053	30%	2,902	2,873	2,852	30%	2,909	25%	2,308	24%
運輸	188	2%	177	177	179	2%	189	2%	232	2%
合計	10,294	100%	9,709	9,677	9,666	100%	11,769	100%	9,808	100%

(四)電力供給

考量電力輸送上的綜合損失率(約8%)，預估2030年度的總電力供應量約需要12,780億度，但在推動節能措施下，約可減少發電量2,130億度(約節電17%)。因此，2030年度的總發電量預估約為10,650億度，如表 9所示，其中再生能源電力約占22~24%、核能發電約20~22%、LNG約27%、煤炭約26%、石油約3%。

依據日本再生能源固定價格買取制度(FIT)，再生能源的收購費用將全數轉嫁至消費者的電費中，若過度導入將增加民眾與企業的負擔。因此，發電成本高且不穩定輸出的太陽光電和風力發電之比率稍加控制。再生能源比率由2013年度的10.7%，約增加一倍至2030年度的22~24%。若再生能源達到最大的24%時，核能則為20%，再生能源發電量將比核能發電量高出4%。

另一方面，考量降低電力成本與溫室氣體排放量的基本方針，必須維持核電比率至少在20%以上；不過要確保核電比率在20%以上，

前提是必須將既有核電機組從原則上運轉40年的時間延長到60年。相較於福島核災前2010年度的核電比率28.6%，2030年度核電比率降低至20～22%，符合日本能源基本計畫中降低核能依存度的方針。

表 9、日本 2030 年度電源結構與發電量預估[15]

年度	2010	核災前10年平均	2013	2030	
	占比			發電量(億度)	占比
石油	7.5%	12%	14.8%	315	3%
煤炭	25.0%	24%	30.3%	2,810	26%
LNG	29.3%	27%	43.2%	2,845	27%
核能	28.6%	27%	1.0%	2,168～2,317	20～22%
再生能源 (水力)	9.6% (8.5%)	11%	10.7% (8.5%)	2,366～2,515	22～24% (8.8～9.2%)
合計	100%	100%	100%	10,650	100%

註：2010年度總發電量10,064億度，2013年度總發電量9,397億度。

對於火力發電部分，由於福島核災後核電機組陸續停機，以火力發電替代，使得燃料費用大幅增加、電價調漲與碳排放量增加。因此，在擴大推廣再生能源和重啟核電機組運轉下，火力發電比率將由2013年的88.3%，大幅縮減至2030年的56%。其中，碳排放量高的燃煤發電由30.3%調降至26%，燃氣發電由43.2%調降至27%，燃油發電由14.8%調降至3%。

對於再生能源發電部分，2030年度的水力約占8.8～9.2%、太陽光電約占7.0%、風力約1.7%、生質能約3.7～4.6%、地熱約1.0～1.1%，如

表 10所示。由於水力發電受限於大型水力設施無法再擴大，以及地熱發電受限於環境影響評估的問題，估計都不會有很大的進展。因此，再生能源發電比率的提高，主要靠太陽光電和風力發電的擴大發展，2013年度太陽光電和風力發電的發電量合計不到2%，到2030年度要大幅增加到約8.7%。

表 10、日本 2030 年度再生能源導入量與 FIT 買取費用預估[15]

	裝置容量 (萬瓩)	發電量 (億度)	發電量 占比	FIT買取費用 (兆日元)
可替代火力發電的自然變動再生能源				
太陽能	6,400	749	7.0%	2.30
住宅	900	95		
非住宅	5,500	654		
風力	1,000	182	1.7%	0.42
陸域	918	161		
離岸	82	22		
小計	7,400	931		2.72
可替代核能發電的基載電力				
地熱	140~155	102~113	1.0~1.1%	0.17~0.20
水力	4,847~4,931	939~981	8.8~9.2%	0.19~0.29
生質能	602~728	394~490	3.7~4.6%	0.63~0.83
小計	5,589~5,814	1,435~1,584		1.00~1.31
合計	12,989~13,214	2,366~2,515	22.2~23.6%	3.72~4.04

在

表 10中也顯示2030年度預估所需的再生能源買取費用，2013年度FIT買取費用為0.5兆日元，到2030年度將達3.72～4.04兆日元，其中可替代火力發電的變動性再生能源(太陽能 and 風力)約占2.72兆日元，可替代核能發電基載電力的地熱、水力及生質能約占1.00～1.31兆日元。變動性再生能源中，2030年度太陽光電導入量為6,400萬瓩，包括住宅900萬瓩、非住宅5,500萬瓩，買取費用約2.3兆日元；風力發電導入量為1,000萬瓩，包括陸域風力918萬瓩、離岸風力82萬瓩，買取費用約0.42兆日元。

(五)電力成本

依據2030年度電源結構目標，日本經濟產業省發電成本檢證工作小組於2015年5月11日重新估算2030年度時各種能源之發電成本，有關其計算基準、發電成本估算結果，以及2011年估算的發電成本，如

表 11所示。

對於核能的發電成本，由於福島核災後加強了核電廠的安全措施，未來發生事故的風險將降低，賠償等預定費用將隨著減少。所以，對於核能事故風險對應費用，2011年成本估算為0.54日元/度以上，此次估算則降為0.3日元/度以上。因此，總核電成本估算為10.3日元/度以上，比較下限值為各種發電方式中最低，比2011年估算的成本8.9日元/度，增加1.4日元/度。

對於再生能源的發電成本，考慮太陽光電板的價格下降，住宅太陽光電成本由2011年估算的9.9～20.0日元/度，變更為12.5～16.4日元/度；非住宅太陽光電成本由2011年估算的12.1～26.4日元/度，變更為12.7～15.6日元/度。對於風力發電，包括研究開發費用，陸域風力發電成本由2011年估算的8.8～17.3日元/度，提高為13.6～21.5日元/度；離岸風力發電成本由2011年估算的8.6～23.1日元/度，提高為30.3～34.7日元/度。

對於化石燃料的發電成本，考慮二氧化碳排放權的交易價格及化石燃料價格的變動，LNG火力發電成本比2011年估算值增加2.5日元/度，達13.4日元/度。燃煤發電則增加2.6日元/度，達12.9日元/度。

此外，日本「太陽光電競爭力強化研究會」於2016年10月17日提出報告書**錯誤！找不到參照來源。**，太陽光電的成本目標為：(1)非住宅用太陽光電系統：2020年降至20萬日元/瓩(相當於發電成本14日元/度)、2030年降至10萬日元/瓩(相當於發電成本7日元/度)；(2)住宅用太陽光電系統：2019年降至30萬日元/瓩(售電價格同家庭電價24日元/度)、2020年以後儘早降至20萬日元/瓩(售電價格同電力市場價格11日元/度)。日本「風力發電競爭力強化研究會」則於2016年10月17日提出報告書，提出2030年實現風力發電成本8～9日元/度的目標**錯誤！找不到參照來源。**。這些發電成本目標又比

表 11 的發電成本估算低許多。

表 11、日本 2030 年度發電成本估算結果[16]

電 源	計算基準		2030 年發電成本估算(日 元/度)								2011 年 成 本 估 算
	設備 利用 率	運 轉 年 限	合 計	資 本 費	運轉 維持 費	燃 料 費	追加 安全 對策 費	CO ₂ 對 策 費	事 故 風 險 對 應 費	政 策 經 費	
核能	70%	40 年	10.3 ~	3.1	3.3	1.5	0.6		0.3~	1.5	8.9~
煤炭火 力	70%	40 年	12.9	2.1	1.7	5.1		4.0		0.04	10.3
LNG 火力	70%	40 年	13.4	1.0	0.6	10.0		1.8		0.02	10.9
風力 (陸域)	20~ 23%	20 年	13.6 ~ 21.5	10.8	3.0					5.3	8.8~ 17.3
風力 (離岸)	30%	20 年	30.3 ~ 34.7	12.7	7.4					10.1	8.6~ 23.1
地熱	83%	40 年	16.8	5.8	5.1					5.9	9.2~ 11.6
一般水 力	45%	40 年	11.0	8.5	2.3					0.2	10.6
小水力 (80 萬 日 元/ 瓩)	60%	40 年	23.3	7.6	12.8					2.9	19.1 ~ 22.0
小水力 (100 萬日 元 /瓩)	60%	40 年	27.1	9.5	14.1					3.5	19.1 ~ 22.0
生質能 (專燒)	87%	40 年	29.7	3.0	4.2	21.0				1.6	17.4 ~ 32.2
生質能 (混燒)	70%	40 年	13.2	2.1	1.7	5.1		3.9		0.4	9.5 ~9.8
石油火 力	30%, 10%	40 年	28.9 ~ 41.7	3.8 ~ 11.4	2.6~ 7.7	19.3		3.2		0.04	25.1 ~ 38.9
太陽光 電 (非住 宅)	14%	30 年	12.7 ~ 15.6	10.3	2.6					2.0	12.1 ~ 26.4
太陽光 電 (住宅)	12%	30 年	12.5 ~ 16.4	12.9	2.4					0.2	9.9~ 20.0
天燃氣 汽電共 生	70%	30 年	14.4 ~ 15.6	1.1	1.7	14.8 ~ 16.7		2.6		0.03	11.5
石油汽 電共生	40%	30 年	27.1 ~ 31.1	2.2	2.3	27.4 ~ 32.9		4.2		0.03	19.6

註：各電源發電成本之項目說明：

1. 資本費：包括建設費、固定資產稅、水利權使用費、設備廢棄費用等。
2. 運轉維持費：包括人事費、修繕費、諸費(廢棄物處理費、消耗品費、租賃費、委託費、保險費、雜支等)、業務分攤費等。
3. 燃料費：燃料採購費用，核電包括核燃料再處理與儲存費用。
4. 追加安全對策費(核能)：福島核災後，核能相關設備依據新規制基準與自主提升安全，所追加的安全對策費用。
5. CO₂對策費(化石燃料)：使用化石燃料發電，CO₂排放權之購買費用。
6. 事故風險對應費(核能)：核能嚴重事故的風險對應成本。
7. 熱利用價值(汽電共生、燃料電池)：發電時，有效利用產生的熱，從發電成本中扣除。
8. 政策經費：包括預算支援、地方交付金、研究開發費用，固定價格買取制度之 IRR(內部收益率)等政策費用。

(六)溫室氣體減量目標

依據2030年度的能源供需結構方案，日本環境省與經濟產業省於2015年4月30日提出2030年度較2013年度減量26%(較2005年度減量25.4%)的政府方案。此外，於2016年5月13日核定的「地球溫暖化對策計畫」中，也提出到2050年溫室氣體減量80%的長期目標。

在2030年度減量26%的目標中，在採取節能對策等措施後，來自能源部門的CO₂排放量，2030年度將比2013年度減量21.9%。加上來自非能源部門之冷凍空調設備改用替代冷媒等進行排放抑制對策，可削減1.5%，以及森林吸收CO₂等對策部分，可削減2.6%，合計溫室氣體減量達26%。如表12所示，2030年度的減量目標中，住商部門的減量貢獻最大，其中住宅部門達5.6%，服務業部門達7.9%。因此，2013年度實際溫室氣體排放量約14.08億噸，2030年度減量26%後，溫室氣體排放量約10.42億噸。

表 12、日本溫室氣體減量目標之貢獻度錯誤！找不到參照來源。

	淨排放量	來自能源部門						來自 非能源 部門	吸收源
	(億噸 CO ₂ e)	小計	工業	運輸	服務業	住宅	能源轉換		
2013 年度	14.08	12.35	4.29	2.25	2.79	2.01	1.01	1.73	-
2030 年度	10.42	9.27	4.01	1.63	1.68	1.22	0.73	1.524	0.37
減量貢獻(%)	26.0	21.9	2.0	4.4	7.9	5.6	2.0	1.5	2.6

六、結論與建議

日本的能源政策係基於 3E+S 之方針，即在安全(Safety)的前提下，確保能源的穩定供應(Energy Security)，提升經濟效率性(Economic Efficiency)實現低成本的能源供應，同時提高環保要求(Environment)。

日本於 2014 年 4 月 11 日公布「第 4 次能源基本計畫」，提出中長期能源計畫的推動方針，旨在建構「多層化與多樣化的彈性能源供需結構」，內容包括核能的重建、再生能源的加速導入、提升火力發電效率、推動電力及天然氣供應結構的改革、創建綜合能源服務公司等。

日本政府接著於 2015 年 7 月確定 2030 年能源供需結構與溫室氣體減量的目標。在擴大再生能源發展、維持核電比率及提高火力發電效率下，2030 年電源結構目標為：再生能源占 22~24%、核能 20~22%、LNG 27%、煤炭 26%及石油 3%；溫室氣體減量目標為：2030 年度較 2013 年度減量 26%。

為具體落實 2030 年度的能源結構目標，日本經產省陸續提出徹底節約能源、擴大再生能源及建構新能源系統的「能源革新戰略」；修改再生能源躉購制度(FIT)法，實施新 FIT 制度；成立貫徹電力系統改革政策委員會，檢討 2020 年前創設基載電源市場、供需調整市場、容量市場、非化石價值交易市場等；推動電力事業的海外展開戰略；實現氫能社會、建構國際氫氣供應鏈的「氫能基本戰略」等。

隨著「巴黎協定」的生效，確定了全球抗暖化的長期目標，主要國家均致力於能源系統的脫碳化技術發展，國家間正進行「脫碳化能源技術霸權」的競爭。因此，日本「能源情勢懇談會」提出「能源轉型的倡議」建議案，提議採「複線情境」實現脫碳化的方針，並已納入「第 5 次能源基本計畫」的草案中。

我國經濟部於 2016 年 5 月 25 日宣布施政重點：推動 2025 年達成非核家園，積極開發綠色新能源，預計 2025 年再生能源發電量占總發電量的比率要達 20%。因此，現有核電機組依時程規劃分別自 2018 年至 2025 年陸續如期除役後，2026 年起將進入零核電的時代，

要提高能源自給率的話，唯有全力發展再生能源。若 2025 年再生能源發電量比率達到 20%，此表示在零核電下，依賴化石燃料的火力發電將高達 80%，此情境將與日本先前零核電的狀態類似(2014 年度火力發電量達 87.2%)。因此，日本在規劃長期能源供需結構目標上，其規劃與考量方式，以及對於推動節能、擴大發展再生能源、提高火力發電效率、確保多樣性能源供應體制等多方面的努力，均值得我國參考借鏡。

七、參考資料

- [1] 日本內閣官網統計資料
http://www.esri.cao.go.jp/en/sna/data/kakuhou/files/2013/27annual_report_e.html
- [2] 日本財務省貿易統計資料
<http://www.customs.go.jp/toukei/shinbun/trade-st/2014/201428f.xml>
- [3] 「電力・ガス・熱システム改革について（報告）」，総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第 17 回会合），資料 3，2015/8/21。
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/017/pdf/017_007.pdf
- [4] 電力システム改革貫徹に向けた取組の方向性，総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革貫徹のための政策小委員会（第 1 回），資料 6，2016/9/27。
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system_kaikaku/pdf/01_06_00.pdf
- [5] エネルギー革新戦略（中間とりまとめ）の概要，総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第 20 回会合)，資料 4-1，2016/2/22。
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/020/pdf/020_008.pdf
- [6] 再生可能エネルギーの主力電源化に向けた制度改革の必要性和課題，総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第 1 回），資料 3，2019/9/19。
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subc

[ommittee/saiene_shuryoku/001/pdf/001_007.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/saiene_shuryoku/001/pdf/001_007.pdf)

- [7] 「省エネルギー技術戦略 2016」を策定しました，経済産業省，2016/9/16。
<http://www.meti.go.jp/press/2016/09/20160916002/20160916002.html>
- [8] 水素基本戦略（概要），経済産業省，2017/12/26。
<http://www.meti.go.jp/press/2017/12/20171226002/20171226002-2.pdf>
- [9] 新しいエネルギー基本計画が閣議決定されました，経済産業省，2018/7/3。
<http://www.meti.go.jp/press/2018/07/20180703001/20180703001.html>
- [10] 日本経済産業省資源エネルギー庁総合エネルギー統計資料
http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/results.html#headline2
- [11] 原子力発電所の運転・建設状況，日本原子力産業協会，2017/11/2。
<http://www.jaif.or.jp/data/japan-data/>
- [12] 新規規制基準適合性に係る審査，日本原子力規制委員会。
http://www.nsr.go.jp/activity/regulation/tekigousei/power_plants.html
- [13] 日本経済産業省資源エネルギー庁，日本のエネルギー2018 「エネルギーの今を知る 10 の質問」。
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/energy2018/html/002/>
- [14] 環境省，温室効果ガス排出量の算定結果，2019/4/16。
<http://www-gio.nies.go.jp/aboutghg/nir/nir-j.html>
- [15] 日本経済産業省，長期エネルギー需給見通し，2015/7/16。
<http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html>
- [16] 小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告(案)，総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ(第7回)，資料1，2015/5/11。
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/007/pdf/007_05.pdf