

パブリックコメント募集用原稿

募集日限：2021 年 10 月 8 日（金）

意見提出方法：社会連携委員会ウェブの「お問合せ」から提出ください。

2021-9-8

電気学会 社会連携委員会

自由化時代の電力インフラの形成

「電力供給エリア間の連系強化の社会的価値」に続いて、「自由化時代の電力インフラの形成」を「一歩先へ（小冊子）」にアップしました。

（※ 先に「一歩先へ」に掲載した「電力供給エリア間の連系強化の社会的価値」（既報）では、規制分野の送配電事業の設備である連系線は、総括原価方式による費用回収の保証により、安定供給等に必要な設備形成が進められることに触れました。この記事では、自由化分野である発電事業においては、どのように費用回収され、安定供給等に必要な設備形成が進められるのかに注目しました。）

前回、最大で 4.8 兆円と見積もられる今後の全国の連系線増強費用が、託送料金や FIT 賦課金の形で回収が認められる方向と述べました。これは、連系線が規制料金の残る送配電事業の設備として扱われることによると言えます。しかし、安定供給は、連系線を含め送配電インフラの十分な整備だけで実現されるものではなく、言うまでもなく、そもそもの電気をつくる発電インフラも十分に整備されている必要があります。ただし、自由化分野である発電事業は総括原価のような費用回収の保証はなく、そのような自由化の環境下で安定供給維持に必要な設備を形成していくことは実は決して簡単な話ではありません。2021 年 4 月末の電力広域的運営推進機関の公表では、2021 年度の夏季・冬季に向けて電力の需給ひっ迫が予想されており、経済産業省の委員会でも、火力発電の休廃止が相次いでいること等により供給力が減少傾向にある背景に「電力の自由化が進展する中で、卸電力市場の取引の拡大及び FIT で支援する再エネ電気の量の拡大に伴い、取引価格が低迷し、発電を巡る事業環境が悪化している」ことが挙げられています⁽ⁱ⁾。小冊子 Vol.7 の p.58「5 電力自由化とは」においても、米国や英国を例に、海外の自由化先進国で既に同様の問題が発生しており、日本の電力自由化の留意点として指摘されています。

ここではまず、電気事業の歴史を振り返り、自由化と電気事業のあり姿について考えてみたいと思います。

○大正時代～戦前（民営・競争）

そもそも戦前は現在と同様に、民営の電気事業者がたくさんありました。配電会社同士が自由な料金⁽ⁱⁱ⁾による激しいシェア争いで疲弊・消耗するケースも見られ、配電系統の二重投

資も問題となっていました。

○戦中（国営・独占）

国家として総力戦を遂行する戦時体制の構築のため、まずは 1939 年の電力管理法により発電・送電施設は全て日本発送電株式会社の一元管理下に置かれ、次いで 1941 年の配電統制令により配電会社も 9 配電会社に再編・統合されることで、電気事業は国家の管理下となりました。その後の地域独占の原形は、この時に出来たと言えます。

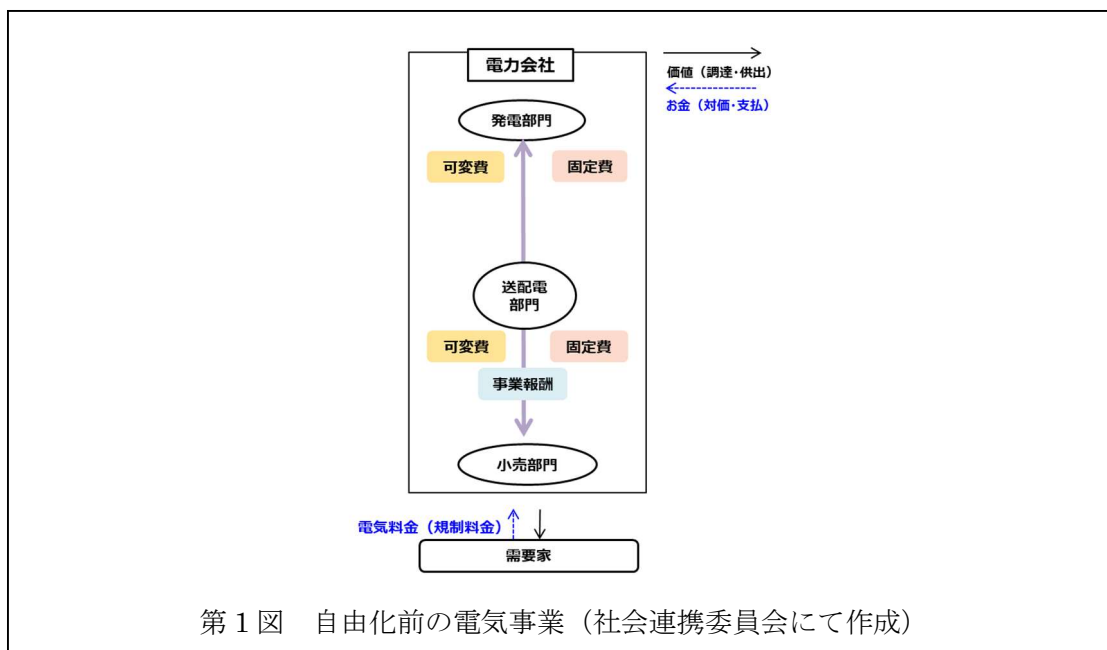
○戦後（民営・独占）

日本を占領した GHQ は、戦争に協力した独占資本の解体（財閥解体）を重要課題に挙げ、日本発送電もその対象とされたため、電力再編が検討され、1951 年に発電・送電・配電一貫で 9 ブロック別の地域独占の民営電力会社が発足しました。特に、1950 年代後半から 70 年代初頭にかけての高度成長期は、民営電力会社として「お役所」的とならずに企業努力を重ね民間活力発揮で「低廉で安定的な電気供給」という公益的課題を達成した、電気事業の歴史全体のなかでも特筆すべき「黄金時代」でした⁽ⁱⁱⁱ⁾。以来 1990 年代に電力自由化が始まるまで、この体制が維持されました。

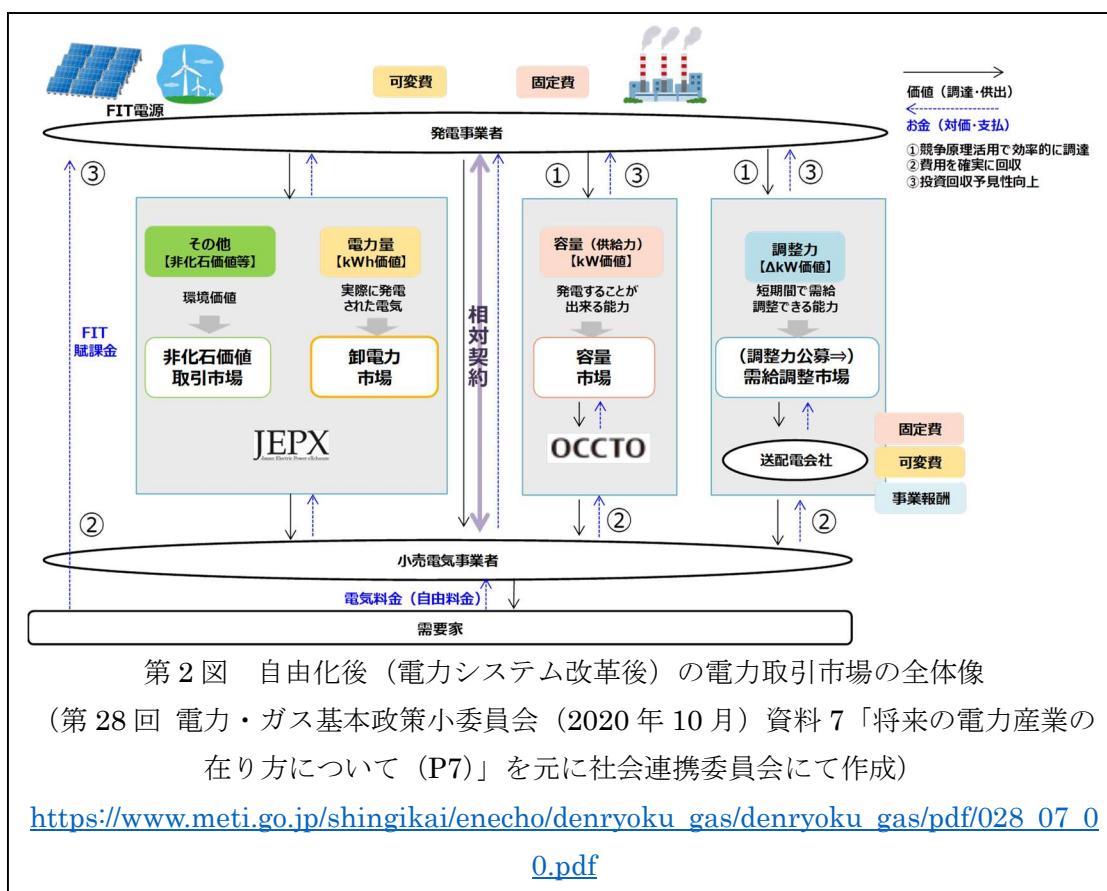
それでは、自由化の前後で電気事業の全体像、その中でも発電事業の事業環境がどのように変化しているのかを見ていきましょう。

自由化前で電力マーケットもなかった時代の電気事業者の費用回収は、図 1 のようなものでした。電気事業者は主には、発送配電が垂直統合された地域独占の電力会社のみです。そこで電気事業のあるべき姿の実現の土台となっていたのが、総括原価方式に基づく電気料金制度です。電気事業者が営業に必要なコスト、すなわちバランスの取れた電源構成により安定供給と環境適合を満たしつつ電気を作り、送り、届けるのに、発電部門、送配電部門、販売部門でかかるコストを全て、丸ごとまとめた合計に「適正な利潤」を加えたもので電気料金ができていた、ということです。発電所についても、総括原価方式により投資回収の心配なく高度経済成長期の需要を満たすべく作ることができていました。

しかし、既報記事でも記載の通り、独占では競争原理が働かず、諸外国と比較した電気料金の高止まりが問題視されるようになりました。諸外国で電気事業の自由化が開始されていた背景も重なり、1990 年代半ばから日本においても、競争原理の導入が馴染みやすい発電部門が、続いて小売部門が段階的に自由化される流れとなりました。再生可能エネルギーを含めた新規の発電事業者や小売事業者（新電力）など、新しい形態の事業者が数多く生まれました。



第1図はとてもシンプルでしたが、今は大きく変わっています（第2図参照）。



まず、東日本大震災後の電力システム改革で、電力会社の送配電部門が別会社の送配電会

社となっています。送配電事業は非自由化分野ですが、発電分野と小売分野は自由化されています。送配電部門については、引き続き二重投資防止のためにも公的規制の下での独占が望ましく、また全ての事業者が共同利用するという特性上、発電・小売部門とは分離して中立化しつつ、広域的な連携等を促進することとなりました。

発電事業者と小売事業者が参加し取引する電力市場としては、まず、実際に発電された電気（kWh＝キロワットアワー）の価値を取引する卸電力市場^(iv)が設立されました。

自由化の環境下では、発電事業者の収益は競争環境や市場環境の影響を受けます^(v)。適正事業報酬という概念はなくなり、とても儲かることもあれば、費用回収できず赤字となることもあります。赤字となる競争環境が見込まれる時、発電事業者は新規建設せず、既存の発電所も廃止するでしょう。市場メカニズムで無駄な設備は作らない、減らしていく、という限りにおいては本来の自由化の目的に合致しますが、ちょうどよい加減というのは難しいものです。このように、自由化の環境下、特に kWh 価値を取引する市場のみでは発電事業者の費用回収の不確実性により安定供給上の課題が生じることや、その克服のため更なる市場メカニズムが導入されていることに関して、海外での先行経験が知られておりました。

そこで、東日本大震災以降の電力システム改革で、自由化の環境下でも安定供給を維持するための仕組みとして、「容量市場」、「需給調整市場」が創設されました^(vi)。これらは、安定供給に必要な供給力（kW＝キロワット）の価値と需給調整力（ Δ kW＝デルタキロワット）の価値を不足なく、競争原理の活用で効率的に調達し（第2図の①）^(vii)、かつその費用は確実に回収する（第2図の②）という意義があります。発電事業者の視点からも、これらの市場を通して、供給力 kW と需給調整力 Δ kW を供給し安定供給に貢献すれば追加的な収入が得られ投資回収予見性が向上（第2図の③）するという意義があります。

このように、発電インフラ整備を担う発電事業者に対しては、自由化環境下で制度としての総括原価がなくなっても、電気の安定供給に必要な発電インフラの整備とその確実な費用回収の必要性は変わるものでないため、市場の仕組みで競争原理を導入しつつも、総括原価方式の長所であった投資回収予見性の要素を残そうとしている^(viii)と言えます。

しかし、容量市場や需給調整市場が創設されても、競争環境や市場環境には本来的に不確実性・変動性がある限り、発電事業者の費用回収に絶対の保証がなされることにはなりません。逆に市場が高騰し発電事業者がとても儲かる場合には、需要家負担の小売り料金も適正水準を超えて高騰する可能性があることにも変わりはありません。市場メカニズムを用いて電力インフラ形成と電気事業のあるべき姿を実現していくには、国家の関与による制度設計や市場監視が重要となります^(ix)。個別の制度設計が一つ一つ狙い通りに機能しているか、情報公開を進めつつ継続的に丁寧な議論と検証が必要です。

また、今後の脱炭素社会の実現には、単に供給力を確保できれば良いだけでなく、再生可

能エネルギーの大量導入や火力の脱炭素化など、目指すべき電源構成を構築しながら供給力を確保していく必要があります。電気事業に限らず社会全体で巨額のインフラ投資が必要となります。規制的手法と経済的手法のバランスによりコストを抑制しつつ必要なインフラ形成をいかに促進していくか、料金を通じた回収に加え社会全体でいかにコストを負担していくか、投資回収予見性や国家の関与の在り方は、やはり重要な課題となっていくます。

最後になりますが、電力システム自体の物理的特性や電気という商品の特殊性に伴う技術的課題の多くは、自由化によらず不変に存在し続けます。それと同時に、再生可能エネルギーの大量導入や火力の脱炭素化等を前提とする電力系統運用や社会全体の変容を見据え、電気工学上も「一歩先」の新たな技術的課題^(x)に取り組む必要が出てきます。そして、電力システムの物理特性に悪影響を与えることなく市場メカニズムを導入していくためにも制度設計上の多くの技術的課題が新たに加わり、これを克服するためには、電気工学の広範な知見が必要になります。電気の知識は将来もますます輝き続けることとなるでしょう。

以上

(i) 第 35 回 電力・ガス基本政策小委員会 資料 3-1 「2021 年度夏季及び冬季の電力需給の見通しと対策について」

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/035_03_01.pdf

(ii) 総括原価方式による料金認可制度が実際に日本で適用されたのは戦前の 1937 年です。

(iii) 電力制度改革の核心にせまる（その 3）歴史からの提言—求められるビジネスモデルの転換 橘川武郎 www.jstage.jst.go.jp/article/jaesjb/54/9/54_588/pdf

(iv) 日本卸電力取引所（JEPX）において、1 日前市場である主力のスポット市場に加えて、時間前市場やベースロード市場、等が追加されています。

(v) 発電事業者注目すると、相対契約による特定の小売電気事業者への販売専用の発電所（旧一般電気事業者の発電所にこのケースが多い）は小売電力市場での競争により販売価格（＝小売電気事業者の許容買取価格＝小売単価－託送単価）が変動します。小売電気事業者ではなく卸電力市場へ販売をする発電所の場合も、やはり市場価格の変動にさらされます。多くの発電所で、実際には両方の要素があります。

(vi) 非化石電源で発電された電気に付随する環境価値を小売り事業者が発電事業者から調達する「非化石価値取引市場」も創設されています。

(vii) 電力の需給調整は、従来からエリア毎の調整を基本としながら連系線を活用した予備力持合い等で広域運用メリットを実現してきましたが、2021 年 3 月から、実受給の 1 時間前であるゲートクローズ後の需給調整の広域化（＝広域需給調整）の運用を開始し、さらなるコスト低減が実現されることとなっています。自由化が技術開発を促進しコスト低減を顕在化させた好例と言えます。詳細は電気学会の用語解説「広域需給調整」のページをご覧ください。https://www.iee.jp/pes/termb_124/

(viii) 新市場の創設の他にも、発電コストが高く自然体では導入が進まない再エネの電力を十分に高い固定価格で買い取る FIT 制度が導入されました。市場メカニズムを用いずに発電事業者の投資回収予見性を向上させる手法と言えます。一般家庭の屋根置き太陽光を含め再エネの導入が拡大した光の部分と、十分な競争原理が働くことなく再エネ導入が拡大したことによる国民負担(FIT 賦課金)の増大という影の部分があります。

(ix) 冒頭に記載した 2021 年度の需給ひっ迫への対応としても、供給力の確保に向けた追加的な対策やその費用負担について、また 2022 年度以降の構造的対策としても、火力電源の過度の退出を防止する仕組みや新規電源投資について長期間固定収入を確保する仕組みの導入が検討されています。これらも現状の市場メカニズムを絶え間なく検証し補完していく取り組みの一環と見ることができます。

(x) 例えば、周波数・電圧維持の在り方、超長距離直流送電や、自動車の電動化に伴う諸課題などが考えられます。