

再生可能エネルギー社会への転換に向けたドイツとイギリスのあゆみ —FIP・CfD 制度導入への軌跡と日本への示唆—

主任研究員 笹川亜紀子¹

要旨

脱炭素化の潮流に加え、コロナ禍でのレジリエンスという観点からも再生可能エネルギーへの注目が高まっている。本稿では、このような認識の下、再生可能エネルギーが普及した社会への転換を如何にして実現するかについての考察を試みる。歴史的に化石燃料への依存度が高かったドイツとイギリスの電力部門を事例とし、両国が同部門において化石燃料を基礎としたシステムから再生可能エネルギーの導入が進んだシステムへの移行を図ってきた過程につき、EU 政策、国内政策、政党動向や議会での議論などを多面的に分析し整理する。

ドイツとイギリスを比較することでまず浮かび上がる興味深い点は、どちらの国も再生可能エネルギー導入拡大という共通した目標を掲げつつも、その実現に向けた政策過程は大きく異なるという点である。ドイツでは、再生可能エネルギー推進に関わる制度構築当初から、細やかな法改正が何度も行われ、再生可能エネルギーの種類別、設備容量別、設備稼働年別に買取価格やその逓減率などの調整が行われてきた。政府によるきめ細かい調整を通し、各再生可能エネルギー電源導入の方向付けと導入量拡大を実現したのがドイツの特徴といえる。一方、イギリスは、制度構築当初から可能な限り市場機能を取り入れ、コスト効率的に再生可能エネルギー導入の拡大を実現しようとしてきた。

再生可能エネルギー導入の拡大に向けて歩んできた道のりの具体的内容は異なるが、どちらの国も石炭や原子力といった他のエネルギーとの関係をどう構築・調整するかで大きく揺れ動きながらも、再生可能エネルギーに関する国としてのビジョンや長期目標を提示する努力を継続的に行うことで、再エネ導入政策を実施してきた点は共通する。また、気候変動対策やエネルギー安全保障など、より上位に位置する政策アジェンダが、再生可能エネルギー政策の推進に大きな影響を与えてきたことも読み取れる。

こうした分析を踏まえ、本稿では、ドイツとイギリスの政策過程から得られる示唆として、他の主力エネルギーや上位の政策アジェンダの影響を見極める必要性に加え、長期目標の提示や制度構築後の調整が重要であることを指摘する。また、再エネ型経済社会の実現に向け目下検討を進めている日本への具体的示唆として、フィードインプレミアム (FIP) 制度のプレミアム価格算定方法に関する考察を行う。加えて、再生可能エネルギーの主力電源化を進めるために FIP の制度設計と両輪で取り組むことが特に重要と考えられる施策として、電力市場整備、系統制約の解消、調整力確保、そして 2050 年を見据えた長期目標を明示する必要性について述べる。

¹ 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ

はじめに

世界では欧州を中心に、新型コロナウイルス感染拡大からの経済復興にあたり、脱炭素化を一つの柱とした政策を進める動きが加速化している。生存や安全の危機に直面する中、健康、雇用、格差是正といった課題に加え、気候変動や技術革新など広く社会に関わる課題に向き合うことで、「より良い復興 (Build Back Better)」の実現が目指されている。

こうした状況下、脱炭素化に資する低炭素エネルギーとして改めて脚光を浴びているのが、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」略記）である。経済活動の停滞で世界の電力需要が大きく落ち込む中、太陽光や風力を中心とした再エネによる発電量は伸長しており、2020 年は一次エネルギー供給ベースで再エネのみが増加を維持する唯一のエネルギー源となることが予測されている²。従来、再エネは不安定かつ高コストなエネルギー源とされてきた。しかし、分散型エネルギーという特性に加え技術進歩により向上したコスト競争力を背景に、多くの人員や燃料等を要する従来型発電と比べ、安全かつ運転費用が安価な電源という認識が広がりつつある。

このように低炭素エネルギーとしての性質に加え、コロナ禍でのレジリエンスという側面からも再エネへの注目が高まっている中、改めて問われるのは、再エネが普及した社会を如何にして実現するかということであろう。以前から、世界のエネルギー需給構造の行方を巡る議論は活発に行われており、化石燃料を基礎とした社会から再エネ導入が進んだ社会への移行を促す政策の重要性は広く認識されてきた。欧州では、こうしたエネルギー転換に向けた今後の道筋として、本年7月に発表された「エネルギーシステム統合戦略 (An EU Strategy for Energy System Integration)」の中で、電力を他部門と統合して再エネを融通させることで、エネルギーシステム全体の脱炭素化を図るという方針が示されている³。

日本の状況に目を転じてみると、2018年7月に閣議決定された「第五次エネルギー基本計画」で再エネを主力電源とする方針が初めて示され、再エネがコスト競争力を有した長期安定的な電源として普及するための制度設計の在り方が議論されている。再エネ型経済社会への転換を目指す中、固定価格買取制度 (Feed-in tariff、以下「FIT 制度」略記) からの自立化が見込める電源を中心に、再エネ発電事業者自らが電力市場を通じた電力販売や需給調整を行うことを促すと共に、投資回収の予見性確保を担保する仕組み等の構築が目指されている。

本稿では、このような潮流を踏まえ、熱や運輸などの他部門に先行して再エネ導入が積極的に進められた電力部門において、如何にして化石燃料を基礎としたシステムから再エネ導入が進んだシステムへの移行が図られてきたのかをみていく。社会の中に定着した技術や制度はどのようにして変容するのかという問いに関しては、移行過程を段階的に整理し変化を分析する

² 二宮康司「2020～21年再生可能エネルギーの動向：Covid-19は再エネにどのような影響をもたらすか」2020年7月14日第435回定例研究会報告資料、日本エネルギー経済研究所。

³ “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration”, COM(2020)299 final, 8th of July 2020.

研究⁴や、既存構造に衝撃を与える「外的ショック (external shock)」を契機とした政治動向に焦点を当てて移行過程の検討を行う研究⁵などが政治学の分野にはある。このような「移行 (transition)」を分析対象とした研究では、どのようなタイミングで如何なる政策が選択されたのかに着目し、既存の構造や制度が新たなものへと転換する過程を明らかにする。

こうした移行研究の枠組みに基づき、本稿では、ドイツとイギリスを事例とした比較分析を行う。どちらの国も歴史的に化石燃料への依存度が高かったが、1990年代以降、電力部門における再エネ導入の割合を飛躍的に拡大させている。ドイツは、1990年時点では総発電量に占める再エネの割合は3.5%であったが、2019年には39.9%へ拡大し、2020年上半期(1月～6月)には55.8%と過去最高を記録した⁶。イギリスに関しては、2000年時点では僅か2.7%であったが、2019年には37.1%へ拡大し、2020年第一四半期(1月～3月)には47%に達している。こうした両国における再エネ導入の飛躍的な拡大は、国際連系線を介して越境的に再エネ取引が促進されてきたEU加盟国の中でも特に目を見張るものがある⁷。また、化石燃料に大きく依存した既存の電力供給構造からの転換という観点でも、両国が辿ってきた軌跡は注目に値する。

そこで、本稿では、ドイツとイギリスの電力部門において、如何にして再エネ導入が進んだシステムへの移行が図られてきたのかをみるために、他のエネルギーの動向も視野に入れつつ、主として再エネ政策の流れを時系列的に追う。そこでは、どういった政策が選択されてきたのかに加え、その政策が導入された背景としてEU政策、国内政策、政党動向や議会での議論などにも触れることで移行過程を立体的に把握することを試みる。そして、こうした比較分析を踏まえ、再エネ型経済社会の実現に向け目下諸検討を進めている日本に対する示唆を考えてみたい。

⁴ 移行研究のうち本稿の問題意識に関連した先行研究は、Geels et al., “The Socio-Technical Dynamics of Low-Carbon Transitions”, *Joule* 1, November 15, 2017, pp.463-479.、Verbong, Geert and Loorbach, Derk eds., *Governing the Energy Transition: Reality, Illusion or Necessity?* (Routledge, 2012)、Grin, John, Rotmans, Jan and Schot, Johan., *Transitions to Sustainable Development: New Directions in the Study of Long Term Transformative Change* (Routledge, 2010)、Loorbach, Derk, *Transition Management: New Mode of Governance for Sustainable Development* (International Books, 2007)などがある。

⁵ Aklin, Michaël and Urpelainen, Johannes, *Renewables: The Politics of a Global Energy Transition* (The MIT Press, 2018).

⁶ 1990年及び2019年の数値は、IRENA, “Renewable Energy Statistics”, 2020参照。2020年上半期の数値は、ドイツのフラウンホーファー研究機構からの発表内容を記載した2020年7月21日付け日経産業新聞参照。

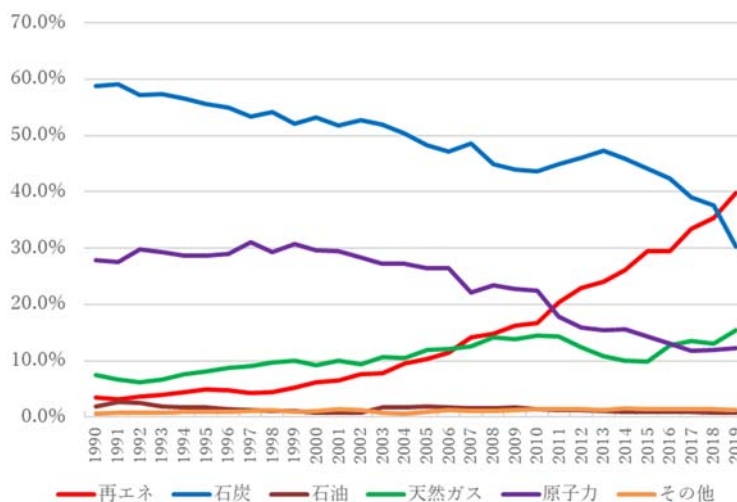
⁷ EU加盟国内の電力部門における再エネ導入状況に関しては、Agora Energiewende, “The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition”参照。同報告によると、2019年時点のEU加盟国全体の総発電量に占める再エネの割合は34.6%である。豊富な水力に恵まれたスウェーデンやオーストリアでは総発電量の7割以上を再エネが占めているが、こうした国では長く水力が主力電源とされてきた。デンマークでは、風力発電の大量導入により、総発電量に占める再エネ導入割合を7割程度まで向上させている。

1. ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大のための制度構築過程

ドイツは、世界に先駆けて脱炭素化に向けたエネルギー転換を進めており、電力部門における再エネ導入の割合を大きく伸ばしている。歴史的に化石燃料に多くを依存してきたドイツは、如何にして電力部門において再エネの導入を飛躍的に拡大してきたのだろうか。本節では、ドイツの電力需給状況をまず概観した上で、再エネ導入拡大のための政策過程を制度構築が開始された1990年代から追うと共に、同国の政策について考察する。

1-1. ドイツの電力需給状況

豊富な石炭資源に恵まれたドイツは、19世紀以降、石炭（主に褐炭）に大きく依存して工業を発展させてきた。石炭以外の国内エネルギー資源は乏しく、石油及び天然ガスの大半は輸入に依存していた。1960年代に入り安価な石油が輸入されるようになると、ドイツのエネルギー供給の主役は石炭から石油へと移っていったが、1973年の第1次オイルショックを契機に石炭への再転換策が打ち出され、石炭産業は政策によって保護されてきた⁸。図1-1のとおり、ドイツ国内の総発電量に占める石炭火力の割合は、1990年時点で58.7%で、2004年までは一貫して5割以上を維持してきたが、2005年には48.2%と4割台になり、2019年時点では30.3%に低下してきている⁹。総発電量に占める石炭火力の存在感は依然として大きい中で、2020年1月、ドイツ政府は脱炭素化の潮流を踏まえ、2038年までに炭鉱や石炭火力発電所を全廃する計画を発表している。



⁸ 電気事業連合会 HP、「ドイツのエネルギー政策動向」

(https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/germany/detail/1231559_4782.html) 参照。

⁹ IEA, “World Energy Statistics and Balances 2020” 参照。同統計によると、2019年時点における石炭以外の電源構成は、石油 0.8%、天然ガス 15.4%、原子力 12.3%、再エネ 39.9%、その他 1.3%である。

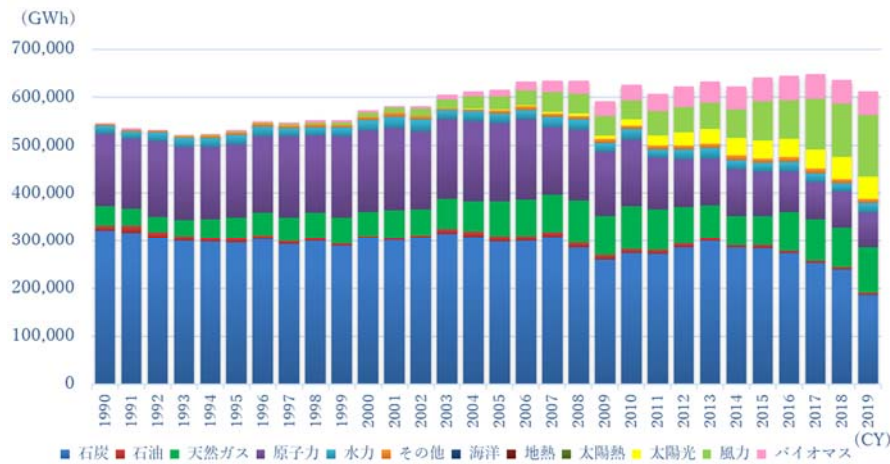


図 1-1：(上) 総発電量に占める各電源の割合推移 (%)、(下) ドイツの電源構成 (GWh)
(出典：IEA, “Energy Statistics and Balance 2020” より作成)

こうした脱石炭の政策に先んじて、ドイツ政府は脱原子力の方針も打ち出している。2000 年代初頭までは、原子力発電は総発電量の 3 割程度を占め、石炭に次ぐ主要電源であった (図 1-1)。一方、ドイツにおける反原発運動は 1970 年代から非常に活発で、2002 年には原子力発電所を 2020 年頃までに順次閉鎖していくことを定めた脱原子力法が施行された。その後、再エネの拡大だけでは国内の電力需要を賄うには不十分であることから原子力発電は当面維持すべきという政策へ軌道修正されたが、2011 年 3 月の福島第一原子力発電所事故を受け、脱原子力路線へと揺り戻しがなされた。そして、2011 年 7 月、2002 年の脱原子力法の内容にほぼ戻す法改正がなされ、2022 年までに原子炉を順次閉鎖していくことが決定された。こうした動向を踏まえ、総発電量に占める原子力発電の割合は、2010 年時点では 22.4%であったが、2019 年には 12.3%とほぼ半減している。

再エネに関しては、図 1-2 のとおり、総発電量に占める再エネ発電の割合が 1990 年時点では 3.5%であったが、2019 年には 39.9%へと大幅に拡大した。発電量ベースでは、同期間に 19,093TWh から 244,197TWh まで約 12 倍の伸びとなった。特に風力発電と太陽光発電の伸びが著しく、1990 年時点で再エネ発電による総発電量のうち風力発電は 0.37%、太陽光発電は 0.005%を占めるに過ぎず、その大半が水力発電であったが、2019 年には風力発電が 51.6%、太陽光発電が 19.5%へと増加している。

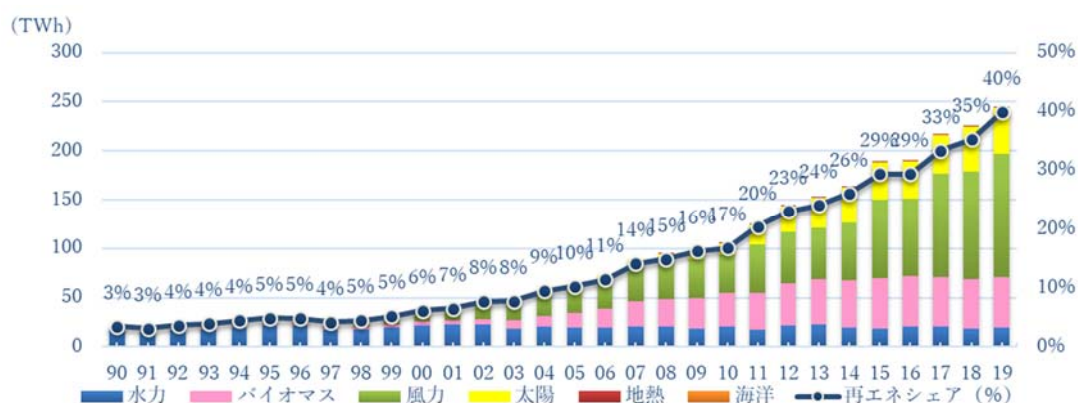


図 1-2：ドイツの総発電量に占める再生可能エネルギー発電量の割合推移（1990－2019）
（出典：IEA, “Energy Statistics and Balance 2020” より作成）

以上のような電力需給状況を踏まえ、以下では、ドイツがどのような政策過程を経て再エネ導入拡大を図ったかについてみていくことにする。

1-2. FIT 制度の誕生と進化

1-2-1. 再エネ普及に向けた制度構築の開始

ドイツは、1991年に制定された「StrEG（電力供給法）」に基づき、再エネ普及に向けた制度構築を本格的に開始した。この法律は、電力供給事業者に対し、供給区域内の水力、風力、太陽エネルギー、廃棄物ガス、汚泥ガス、および「農業もしくは林業による生産物または生物由来の残渣¹⁰」から発電された電力につき、小売価格の一定比率で買取価格を設定し買取を義務付けたものである¹¹。

これは、地球温暖化問題への関心の高まりを受け、ドイツ連邦議会において2005年までに温室効果ガスを30%削減するという目標が採択されたことから、同目標達成のための方策の一つとして制定されたものである¹²。同法律が制定されるまで、再エネの主たる支援策は研究開発（R&D）への助成であった。しかし、1970年代から活発であった反原発運動が1986年のチェルノブイリ原発事故を機に高まりをみせたことや、ドイツ国内で地球温暖化問題を深刻な課題とする認識が広がったことなどを背景に、石炭及び原子力発電に代わるエネルギー源とし

¹⁰ 1998年の電力供給法第二次改正時に「バイオマス」という表現に改められた。本節のStrEG（電力供給法）、EEG（再生可能エネルギー法）及びEEG2004に関しては、渡邊齊志「ドイツの再生可能エネルギー法」『外国の立法』no. 225、2005. 8、国立国会図書館、pp. 61-86に依拠して記述した。

¹¹ 買取価格は、太陽光と風力に関しては小売価格平均額の90%、水力やバイオマス等に関しては規模に応じて65～75%とされ、買取の上限は各電力供給事業者の域内供給電力量の5%とされた。但し、水力、廃棄物ガス、汚泥ガスによる発電施設のうち出力が5MW以上の施設で生産された電力に関する買取義務は免除されている。前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p. 62参照。

¹² 大島堅一「再生可能エネルギー普及に関するドイツの経験－電力買い取り補償制の枠組みと実際－」『立命館大学人文科学研究紀要』88号、pp. 65-91参照。

て再エネ導入を促進するための制度構築に本格的に取り組む必要性が広く認識されていた¹³。当時のコール政権下のキリスト教民主同盟 (CDU)・社会連盟 (CSU) は、緑の党やドイツ社会民主党 (SPD) の他、1988年に設立された欧州太陽光協会 (Eurosolar) とともに連合を組み、StrEG法を議会で可決することに奔走した¹⁴。こうした政党の垣根を越えた取り組みの結果、1991年に同法は全会一致で可決された¹⁵。

その後、1994年と1998年の2度にわたる部分的な改正を経て、2000年4月に抜本の見直しの末に新たに制定されたのが、FIT制度を生み出した「EEG (再生可能エネルギー法)」である。

1-2-2. 再生可能エネルギー法 (EEG) のもとでの再エネ普及制度の構築

EEGは、再エネの普及を目的としているという点では電力供給法の延長線上にあると見做すことができるが、以下の点で大きな変更がみられる。まず、EUが掲げる再エネ導入目標に対応した数値目標が掲げられたことである。2000年時点のドイツにおける全エネルギー供給に占める再エネの割合は2.6%であったが、その割合を2010年までに2倍にするという目標がEEGで示された¹⁶。

次に、FIT制度の導入を定め、再エネ電力に対する投資を促進する枠組みが世界に先駆けて制度化された。前述のとおり、電力供給法のもとでは小売価格に対する一定比率で買取価格が決定されていたが、同制度下では小売価格の変動に伴い買取価格が上下し、再エネ事業者の事業予見性が担保されないという課題があった。そのため、EEGでは、一定価格での買取を補償することで再エネ事業者が将来にわたるキャッシュフローを見通すことを可能とし、事業者の新規参入を促進することが図られた。

また、電力供給事業者の買取義務期間に関しては、20年に限定された。これにより、再エネ発電事業者に対し、生産効率を高め長期的に収益性の低下が生じないような事業運営が促された。そして、FIT制度の対象として、風力、太陽光、水力、廃棄物ガス、汚泥ガス、バイオマスの他、新たに地熱と坑内ガスが追加され、買取義務の対象となる出力の上限が電源ごと設定された。加えて、電源の特性や普及度合いを踏まえた買取価格がきめ細かく定められた。

このように、EEGにおいて再エネ導入目標を掲げた上で、FIT制度の導入及びその詳細条件を明示化することで、再エネ導入を加速化させる枠組みの構築が図られた。こうした制度構築が進められた背景として、1998年の総選挙で第一党となったドイツ社会民主党が、気候変動対策、再エネ拡大、省エネといった持続可能性に関連した政策の推進を掲げる緑の党とドイツ史上はじめて連立政権を組成したことが挙げられる。同連立政権は、発足後すぐに原子力の段階的廃止と再エネ導入の加速化に取り組んだ。原子力に関しては、2001年に「脱原子力法」の施行を決定している。同法では、2022年までに既存の原子力発電所の運転を停止し、新規の

¹³ Aklin and Urpelainen, *op. cit.*, pp. 146-157.

¹⁴ *Ibid.*

¹⁵ *Ibid.*

¹⁶ 前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p. 63.

建設は禁止することが定められた。こうした脱原発に向けた施策を推進するためにも、代替エネルギーの一つとして再エネの普及をさらに拡大させる必要性が認識され、同時期に再エネ導入の加速化を企図した EEG が打ち出されたのである。

また、1995 年に FIT 制度に類似する「アーヘンモデル」と呼ばれる制度が、ベルギーとオランダの国境に近接するドイツの街アーヘン市において開始されていたことも背景の一つとして指摘されている¹⁷。これは、水道・エネルギー公社が当時の市場価格よりも割高な価格で、太陽光発電であれば 20 年間、風力発電であれば 15 年間にわたって電力を買い取り、そのための財源は電気料金に一律 1% 上乗せして賄うという制度である¹⁸。同制度の導入により再エネ設備に対する新規投資が創出され、再エネ普及策の先行モデルとされていた。

こうした背景のもとで 2001 年より本格的に運用が開始された EEG であるが、再エネの普及状況や買取価格水準の適性などが随時検証され、幾度かの法改正が実施されている¹⁹。まず、2002 年 7 月には、太陽光発電の順調な普及を受け、買取義務の上限として設定されていた発電設備容量の 350MW が 1,000MW へ引き上げられた。これにより、買取補償を将来受けられなくなるかもしれないという発電事業者の懸念を払拭し、太陽光発電事業への新規投資の促進が図られた。2003 年 7 月には、大口需要家²⁰の電力購入分のうち 100GWh を超過する部分については賦課金を実際の二分の一程度に抑えるという優遇措置が採られた。これは、再エネ導入に伴う賦課金負担が企業活動に多大な影響を与えることを回避すべきという考えに基づいた措置である。さらに、2004 年 1 月には、太陽光発電の拡大に焦点を絞った改正がなされた。具体的には、太陽光発電の施設を区分した上で、各々の買取価格が設定された他、買取義務量の上限撤廃等が行われた。

1-2-3. 再エネ普及のための中長期目標の設定及び制度の進化

2004 年 8 月には、EEG を全面的に改訂する法律²¹（以下「EEG2004」）が制定された。同法では特に、域内電力市場における再エネの導入拡大を目指す EU 指令²²（「EU2001 再エネ指令」）

¹⁷ 石倉研「ドイツにおける再生可能エネルギー買取の制度と価格の変遷に関する考察」『一橋経済学』7(1)、pp. 33-64、2013 参照。

¹⁸ 山内浩一「太陽光発電施設普及を促すアーヘンモデルとは」2002 年 (http://www.genenergy.jp/downloads/aachen_model.pdf) 参照。

¹⁹ 前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」参照。

²⁰ 直近 12 カ月の平均消費電力が 100GWh を超え、総付加価値に占める電気料金の割合が 20% を超えている企業が念頭に置かれた。前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p. 64 参照。

²¹ Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (BGBl. I 2004 S. 1918)（電力分野における再生可能エネルギー法を新たに定めるための法律）、前掲 渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p. 69-86 の翻訳参照。同法は、従来の EEG を廃止すると同時に、同法の内容を大幅に改めた同名の法律を新たに定めたものである。

²² Directive 2001/77/EC of the European Parliament and the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market. 本指令では、再エネ源電力の導入目標設定や、再エネ導入支援策として、グリーン証書、投資支援、税免除もしくは減税、税還付、直接価格維持策などの施策を講じる必要性について示されている他、再エネ源電力の起源保証 (Guarantee of origin of electricity produced from renewable energy sources) の活用や再エネの優先接続等の系統管理に関する枠組み形成が企図されている。

を踏まえた内容が新たに盛り込まれている点に着目される。まず、再エネ電力が総電力供給に占める割合を2010年までに12.5%、2020年には20%とする目標が掲げられた。2010年までの目標は、EU2001再エネ指令で示された導入目標と同一の数値である。また、送配電事業者に対し再エネの優先的な買取義務を明記した他、系統運用者には再エネ源電力の接続を優先する義務が定められている²³。こうした義務もEU2001再エネ指令第7条(Grid System issues)を踏まえて規定されている。

さらに、EEG2004では、再エネの種類や設備規模等に応じた買取価格が再設定されたことに加え、EEGで導入された賦課金優遇措置を受けることのできる大口需要家の適用対象を拡大し、より幅広い企業の負担を軽減する措置も図られた²⁴。

このように、EEG2004では、EU2001再エネ指令で示された再エネ導入支援策の枠組みや目標を踏まえつつ、ドイツとして既に実施してきた施策の拡充や、独自に2020年の目標も設定した上で中長期的視点に立った再エネ導入拡大が目指されていたことが伺える。

その後2009年には、EEG2004の大幅な改正が行われ²⁵、2020年の目標値が20%から30%まで更に引き上げられた。2007年にドイツ連邦議会に対して提出された実績報告において、総電力供給に占める再エネ電力の比率が2006年時点で既に11.6%に達し、2007年には13%を超える予測が示されたことから、EEG2004で掲げた2010年目標は予定より3年早く達成されることが確実となっていた²⁶。加えて、ドイツが議長国を務めた2007年3月の欧州理事会では、EUの全エネルギー消費に占める再エネの割合を2020年に20%とする拘束力ある目標(a binding target)が決定された²⁷。こうしたEUの新たな目標も踏まえ、EEG2009では2020年目標値が30%に引き上げられた。

また、同法では、全ての再エネに関し、FIT制度下での買取期間が施設の稼働開始時から20年(但し大規模水力発電施設は15年)に統一された他、再エネ発電事業者が電力の直接販売を行う場合の要件が初めて明確化された²⁸。さらに、電源毎の買取価格や買取価格の逓減率等に関する詳細な規定もなされた²⁹。例えば、ドイツではバイオマス発電による電力の増加が著しい一方で燃料コストの上昇がみられたことから、EEG2009では毎年の買取価格の逓減率を

²³ EEG2004の内容は、前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p.69-86にある翻訳を参照した。

²⁴ 1年間に消費した電力が10GWを超過し、総付加価値に占める電力料金の割合が15%を超えている企業が対象となった。前掲、渡邊「ドイツの再生可能エネルギー法」p.66参照。

²⁵ EEG2004の改正経緯及びEEG2009に関しては、山口和人「ドイツのエネルギー及び気候変動対策立法(2)－2009年再生可能エネルギー法」『外国の立法』no.241、2009.9、国立国会図書館、pp.101-132に依拠して記述した。

²⁶ 前掲、山口「ドイツのエネルギー及び気候変動対策立法(2)－2009年再生可能エネルギー法」、p.103。

²⁷ “Brussels European Council 8/9 March 2007 Presidency Conclusions”, Council of the European Union, 7224/1/07 REV1, Brussels, 2 May 2007.

²⁸ EEG2009の内容は、前掲、山口「ドイツのエネルギー及び気候変動対策立法(2)－2009年再生可能エネルギー法」、p.107-132にある翻訳を参照した。なお、直接販売に関しては同法17条に要件が規定されておりそれによると発電事業者は、「当該施設において生産した電力を第三者に譲渡する旨を、譲渡を行おうとする月の前月の開始前までに配電事業者に届け出た場合には、暦月ごとにこれを行うことができる」。

²⁹ 再エネ投資の効率的な運用を促進するために、買取価格は毎年一定割合で逓減する仕組みが導入されている。太陽光発電については、発電コストが年々下落していることに鑑み買取価格の年次逓減率は9%とされ他の再エネよりも高く設定された。

EEG2004 の 1.5%から 1%に縮小するなどの措置が採られた。一方、急速に普及が進んだ太陽光発電(図 1-3 参照)に関しては、技術進展により発電コストが大幅に低減したことを踏まえ、買取価格の毎年の逓減率引き上げが図られた。

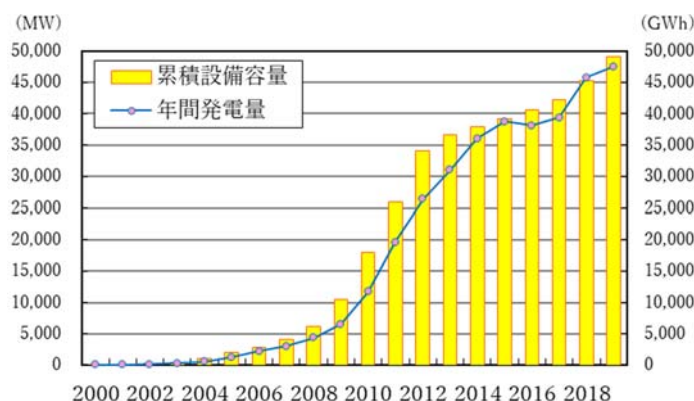


図 1-3: ドイツにおける太陽光発電導入推移 (2000年-2019年)

(出典: 累積設備容量は IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020”、年間発電量は IEA, “World Energy Statistics and Balance 2020” より作成)

1-3. 市場プレミアム制度の導入 (EEG2012)

1-3-1. エネルギー転換に向けた政策

これまで述べてきたように、再エネの普及を目指した政策のもと再エネ導入の拡大を図ることは、ドイツにとって気候変動対策の観点のみならず、ドイツ社会におけるエネルギー転換を図る上でも重要な政策課題であった³⁰。2010年までにドイツ国内で設置された再エネ施設の約半数は民間人に所有されており³¹、多くの市民は化石燃料や原子力に依存しない社会に向けたエネルギー転換を望んでいた³²。一方、ドイツ政府は、エネルギー転換の重要性は認識しつつも再エネ導入支援にかかるコスト負担の増加を懸念していたことに加え、再エネ導入の拡大だけでは当面の電力需要を賄うことは困難であると考えていた³³。前述のとおり、社会民主党 (SPD) と緑の党の連立政権下では「脱原子力法」の施行が決定され、2022年までに全ての原発の稼働を停止するとされていた。しかし、2009年9月の総選挙で誕生したキリスト教民主・社会同盟 (CDU/CSU) と自由民主党 (FDP) による連立政権は、同施策に従うと、必要な電力を賄う見通しが立たないと考えていたのである。

そこで、2010年9月、同連立政権下のメルケル内閣は「エネルギーヴェンデ (Energiewende)」

³⁰ EEG2009 の改正経緯及び EEG2012 に関しては、前掲、渡辺「ドイツの 2012 年再生可能エネルギー法」に依拠して記述した。

³¹ Yildiz, Özgür, “Financing Renewable Energy Infrastructures Via Financial Citizen Participation - The case of Germany”, *Renewable Energy* 68, 2014, pp. 677-685.

³² Aklin and Urpelainen, *op. cit.*, p. 184.

³³ *Ibid.*, pp. 184-185.

と呼ばれるエネルギー計画を発表し、ドイツ全土でエネルギー供給の構造を抜本的に変革する政策を打ち出した³⁴。その中で、再エネ等による電力供給インフラが整うまでは原子力発電を活用する方針を示し、1980年以前に稼働開始した原子力発電所については稼働期間を8年間、それ以降に稼働したものについては14年間延長する決定を行った³⁵。加えて、再エネ拡大の道筋を示すために、電力供給に占める再エネの割合を2020年までに35%、2025年までに40-45%、2035年までに55-60%、2050年までに少なくとも80%とする目標を掲げた³⁶。

しかし、2011年3月の福島第一原子力発電所事故を受け、本計画は大きく方向転換することを余儀なくされた。同年6月、前年に下した原子力発電の稼働期間延長の決断を即座に取り止め、2022年までに全ての原子力発電を停止する政策へと戻すことが決定された³⁷。この決定を踏まえ、原子力発電を代替するエネルギーの一つとして再エネの導入を一層加速化させる必要性が改めて認識された。そして、この認識のもと、2011年7月より、EEG2009の大幅な改正が進められた³⁸。

1-3-2. 電力市場への再エネ統合の開始

2012年1月、再エネの導入を加速化させるための枠組みとして、改正法（EEG2012）が施行された。同法では、「エネルギー計画」を踏まえ、2050年までの電力供給に占める再エネ導入割合の目標値を明示し、同電力を電力供給システムに統合することが目標として掲げられた³⁹。その上で、FIT買取価格や買取価格の逓減率の見直し等に加え、再エネ電力を電力市場へ統合することを目指した詳細な規定が定められた。FIT制度下で再エネによる電力供給が増加してきた中で、賦課金による消費者負担を軽減する必要性や再エネ電力の市場競争力向上を図る重要性が認識され、電力市場への統合が目指されるようになったのである。

再エネ電力の市場での直接販売に関しては、EEG2009で既にその要件が規定されていたが、EEG2012では、独立した章（第3a章）の中でより詳細な直接販売の形態や市場プレミアムに関する規定が示されている点が特徴である⁴⁰。まず、直接販売の形態として、(i)市場プレミアムの請求を目的とした直接販売、(ii)電力供給事業者の賦課金の軽減を目的とした直接販売、(iii)その他の直接販売の3分類が定められた。その上で、再エネ発電事業者は、FIT制度下の補償もしくは直接販売を選択することができ、上記直接販売の形態内での変更も可能であるとされた。

³⁴ Agora Energiewende 「エネルギーヴェンデと経済」2015年5月29日、参照 (https://sekitan.jp/wp-content/uploads/2015/06/Part1_Christoph_JP_final.pdf)。

³⁵ 渡辺富久子 「【ドイツ】脱原発が加速」『外国の立法』2011.5、国立国会図書館。

³⁶ 前掲、Agora Energiewende 「エネルギーヴェンデと経済」参照。

³⁷ 小山堅 「ドイツ、原子力発電フェーズアウト計画を見直し、稼働延長方針を決定」日本エネルギー経済研究所、2010年9月9日 (<https://eneken.ieej.or.jp/data/3326.pdf>) 及び、前掲、渡辺富久子 「【ドイツ】脱原発が加速」参照。

³⁸ 前掲、渡辺 「ドイツの2012年再生可能エネルギー法」、p. 80。

³⁹ EEG2012の内容は、前掲、渡辺 「ドイツの2012年再生可能エネルギー法」の翻訳を参照。

⁴⁰ EEG2012に定められた直接販売に関する記述は、前掲、渡辺 「ドイツの2012年再生可能エネルギー法」の翻訳に則った。

「市場プレミアム」とは、FIT 制度下で補償を請求した場合に支払われたであろう補償金額（基準値）と平均市場価格の差額である⁴¹。再エネ発電事業者は、再エネ電力を市場で直接販売した場合、実際に市場で買い取られた電力量に限り系統運用者に対して市場プレミアムを請求することができ、各月の市場販売電力量を翌月の 10 日までに系統運用者に対し伝達しなければならない。市場プレミアムの額は、暦月ごとに EEG2012 附則第 4 の基準に従い遡及的に算定されるという仕組みが導入された。なお、バイオマス発電に関しては、2014 年 1 月 1 日以降に運転を開始した 750kW 以上の発電施設からの電力に対する固定価格買取請求は認められず、直接販売のみが可能とされた。さらに、バイオガスについては、電力需要の変動に対応した発電が可能であるため、設備容量を追加し市場で直接販売した場合、発電事業者は系統運用者に対し市場プレミアムに加え「フレキシビリティ・プレミアム」を請求できると規定された。

以上のように、EEG2012 においては、EEG2009 で設けられた直接販売制度をより具体化し、市場プレミアムやフレキシビリティ・プレミアムを導入することで、再エネを電力市場に統合することを促進する枠組みが構築された。直接販売制度のもと、電力需要が大きく電力価格が高いときに電力を販売し、FIT 制度下の補償金額よりも大きな利益を得る経験を再エネ発電事業者が蓄積することで、再エネ電力が徐々に電力市場に統合されることが期待された。

1-4. FIP 制度の導入 (EEG2014)

1-4-1. 保護から競争へ

こうした電力市場への再エネ統合の動きは、政権移行と共に加速していった。2013 年 9 月、ドイツでは連邦議会議員選挙が行われ、12 月よりキリスト教民主・社会同盟 (CDU/CSU) と社会民主党 (SPD) の大連立政権に移行した。新政権成立に伴い、再エネの所管官庁が見直されると共に、再生可能エネルギー法の改正が進められた⁴²。

新政権が成立した 2013 年時点のドイツにおける総発電量に占める再エネ電力の割合は 24% に達しており (図 1-2)、政策上保護的に市場の育成を促す段階から、競争環境下で普及させる段階へと踏み出す必要性が認識されていた。また、再エネ普及に伴い増加する賦課金の抑制が喫緊の課題とされていた。賦課金は、2008 年時点では、1.16 ユーロセント/kWh であったが、2012 年に 3.59 ユーロセント/kWh、2013 年に 5.28 ユーロセント/kWh、2014 年には 6.24 ユーロセント/kWh へ上昇し (図 1-5)、2014 年の賦課金総額は 238 億ユーロに上っていた⁴³。これまでは、投資コストが急速に低減した太陽光発電に対する補償金額を引き下げることで、賦課金の上昇抑制が図られてきた。しかし、賦課金の増加を抑えることはできず、電力料金は年々高騰の一途を辿っていた。

⁴¹ 市場プレミアムの詳細は、EEG2012 の第 33g 条、第 33h 条及び附則第 4 に規定されている。また、FIT および FIP 制度の概念図は、本稿末尾の「再生可能エネルギー支援策の比較概念図」を参照されたい。

⁴² EEG2012 の改正経緯及び EEG2014 の内容に関しては、渡辺富久子「ドイツにおける 2014 年再生可能エネルギー法の制定」『外国の立法』no. 262、2014. 12、国会図書館、pp. 72-109 参照。

⁴³ 前掲、渡辺「ドイツにおける 2014 年再生可能エネルギー法の制定」p. 76 参照。

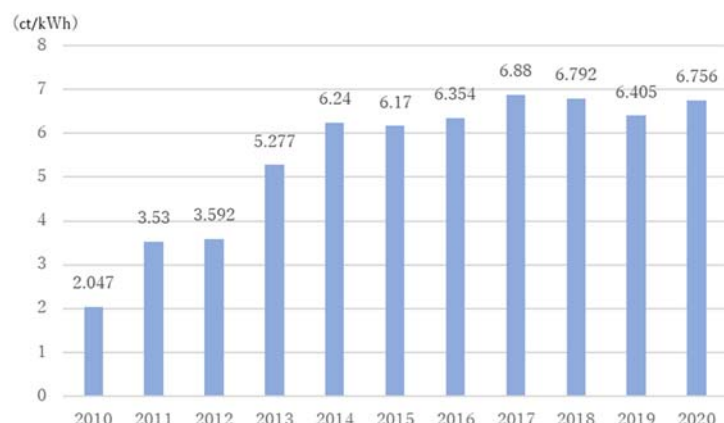


図 1-5：ドイツにおける賦課金推移（2010 年～2020 年）

出典：ドイツ送電系統運用者情報プラットフォーム HP、Entwicklung der EEG-Umlage (<https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>) をもとに作成

さらに、欧州委員会より、2014 年 4 月に「エネルギー・環境分野の国家補助ガイドライン (Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020⁴⁴)」が策定されたことを受け、国内対応が求められていたことも指摘できる⁴⁵。

同ガイドラインは、加盟国がエネルギー及び環境分野において補助措置を採る場合、EU 域内で適切な競争環境を維持する観点から合理的であると認定されるための条件や基準を示すものである。ドイツの StrEG や EEG に基づく再エネ支援制度が EU 法で禁止されている国家補助に該当するか否かという点は、欧州司法裁判所を中心に長らく論点となってきた⁴⁶。こうした中、「エネルギー・環境分野の国家補助ガイドライン」では、再エネ電力に対する支援策は、EU 及び加盟各国で掲げた再エネ導入目標の達成に貢献し得る適切な政策として位置付けられるに至った⁴⁷。そして、2020 年～2030 年の間に再エネ電力は系統において競争力を有するべきであり、バランスングの責任が免除された現行施策は段階的に廃止される方向性が望ましいという考え方も示された。その上で、2016 年 1 月以降に実施される新規の再エネ導入支援策については、電力市場で直接販売を行う再エネ事業者に対し、市場価格に加えプレミアムを付

⁴⁴ European Commission, “Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01)”. これは、2008 年に策定された環境保護のための国家補助金に関するガイドラインに置き換わるものであり、対象範囲には従来の環境に加え、再エネ、省エネ、コジェネ、CCS なども含めた包括的な内容となっている。

⁴⁵ Kahles, Markus, and Pause, Fabian, “The Influence of European State Aid Law on the Design of Support Schemes for Electricity from Renewable Energy Sources in Germany and Other Member States”, in *The European Dimension of Germany’s Energy Transition - Opportunities and Conflicts*, ed. Erik Gawel et al. (Springer, 2019) pp.67-82.

⁴⁶ EU 法における国家補助の位置付け、規制要件、エネルギー・環境分野ガイドラインの概要に関しては、電力中央研究所「欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題」調査報告：Y15022、平成 28 年 5 月参照。

⁴⁷ EC (2014/C 200/01), 3.3 Aid to energy from renewable sources (107)以下に再エネ支援策に対する国家補助の考え方が示されている。

与する措置（Feed in Premium：FIP）を講ずることが要求された⁴⁸。また、2017年1月以降の新規支援策に関しては、対象となる電源の数が限定的か、戦略的な入札が行われる可能性がある場合を除き、明確かつ透明性があり、非差別的な基準での競争入札により対象を選択することが求められた。

1-4-2. 再生可能エネルギーの増強に関する法律（EEG2014）の制定

以上のようなEUガイドラインの策定及び賦課金増加への対応を背景に、2014年8月、再生可能エネルギー法を大幅に改正した「再生可能エネルギーの増強に関する法律」（EEG2014）が制定された⁴⁹。

同法律は、まず第一条で、電力総消費量に占める再エネの割合を継続的かつ費用効率的に引き上げ、2050年までに80%以上とすることを目標として掲げている。そして、その実現のために、2025年までに40～45%、2035年までに55～60%の目標達成を目指すことが示された。

こうした目標のもと EEG2014 では、再エネ電力の市場統合及びそのための電力市場における直接販売の促進が「原則」として謳われた。このことは、FIT制度による補償に関連した規定が中心であった従来の再生可能エネルギー法から、明示的に市場取引を目指した法律へと転換を遂げた現れとして着目される。

具体的には、2015年12月31日以前に運転を開始した施設では設備容量が500kW以下のもの、2016年1月1日以降に運転を開始した施設では設備容量が100kW以下のものに関しては、FIT制度下の補償を請求することができるが、それ以外の施設に関しては、市場において直接販売することが義務付けられた。そして、直接販売を行う事業者は、バランスングの責任を負うことも規定された。

市場プレミアムに関しては、市場で直接販売した電力のうち実際に供給され、かつ第三者に買い取られた電力分について、系統運用者に対し請求することができることとされている。市場プレミアムの額は毎月算定され、市場プレミアム額及び補償金額を算定するための基準額（ユーロセント/kWh）は、電源毎に定められている。基準額に関しては、各電源の増強目標等を踏まえ定期的に逡減するとされた⁵⁰。

さらに、EEG2014 では、2017年までには入札によって助成金額を決定する制度へ移行するという方針も掲げられた。太陽光発電や風力発電の発電コストの低下を受け、政策的支援がなくとも他電源と競争できる可能性が認識されたことに加え、競争入札によって助成金額の更なる低下が目指されていた。そこで、まずは地上設置型の太陽光発電による電力につき入札で補

⁴⁸ 但し、3MWまたは3ユニットの発電設備容量が適用される風力発電を除き、500kW未満の発電設備もしくは実証プロジェクトはこの対象外となりFIT制度下の支援が認められている。EC（2014/C 200/01）、3.3 Aid to energy from renewable sources（125）参照。FIP制度の概念図は、本稿末尾の「再生可能エネルギー支援策の比較概念図」を参照。

⁴⁹ EEG2014の内容に関しては、前掲、渡辺「ドイツにおける2014年再生可能エネルギー法の制定」pp. 81-109の翻訳に依拠して記述した。

⁵⁰ 水力、地熱、洋上風力等は毎年、バイオマス及び陸上風力は毎四半期、太陽光に関しては毎月逡減することが定められた。

償金額を決定する経験を蓄積し、その結果を踏まえ、本格的に入札制度を導入する方針が示された。

EEG2014 では、以上のような再エネ電力の市場統合と電力市場における直接販売に関する規定に加え、賦課金増加を抑制する施策として、大口需要家や自家消費に対し賦課金軽減、もしくは免除を認めてきた従来の規定の見直しも行われた⁵¹。その結果、賦課金支払い義務の対象範囲が拡張され、消費者一人当たりの賦課金負担額の軽減が図られた。

以上のとおり、EEG2014 では、従来の FIT 制度から電力市場での直接販売を促進し、市場プレミアムを付与するという FIP 制度への転換が図られた。さらに、入札制度の導入を掲げ、競争原理に基づき補償水準を決定する道筋も示された。EEG2014 でのこうした措置は、FIT 制度のもとで再エネ導入量の増加を実現してきたドイツが、保護的政策から競争環境下で再エネ電力の市場統合を促す政策へと大きく舵を切ったことを示しており、現在のドイツにおける再エネ促進策の土台となっている。

1-5. 入札制度の導入 (EEG2017)

EEG2014 において、地上設置型の太陽光発電による電力から入札を試行する方針が示されたことを踏まえ、2015 年に 500MW、2016 年に 400MW、2017 年に 300MW の規模で試験的な入札が実施された。その結果、落札額は法定の補償金額よりも低い額となった上に、入札を重ねるごとに平均落札価格は低下していった。こうした結果を踏まえ、入札制度の本格的な導入を実施するために 2017 年 1 月に EEG2014 が改正され、EEG2017 が定められた。

EEG2017 では、EEG2014 と同様に、電力総消費量に占める再エネ電力の割合を 2025 年までに 40～45%、2050 年までに 80%以上とする目標が掲げられた⁵²。そして、その達成に向け、風力、太陽光、バイオマス発電に関し、年間の新規設置発電設備容量に関する目標が電源別に設定された。その上で、入札制度の導入や、送電システムの整備と歩調を合わせた再エネ導入の方針などが示された。

入札制度の設計にあたっては、全てのアクターに公平な機会が認められるべきであること、競争性の高い入札を実施することで再エネ支援のための総コストを最小限に抑えること、そして、EEG2017 で掲げられた目標値を超過することも下回ることもないように入札量を適切に規定することが基本指針として示された⁵³。

同方針のもと、EEG2017 で入札の対象とされたのは、風力、太陽光、バイオマスによる新規の発電設備である。但し、風力と太陽光に関しては設備容量が 750kW 未満、バイオマスでは

⁵¹ 賦課金軽減の対象となる 219 業種は、電力費用が集約的な事業者で賦課金を規定通りに課すと国際競争力が脅かされる懸念のある業種が選定されており、EEG2014 の附則 4 にリストが挙げられている。同リストは、2014 年に制定された「エネルギー・環境分野の国家補助ガイドライン」に対応したものである（前掲、渡辺「ドイツにおける 2014 年再生可能エネルギー法の制定」参照）。

⁵² 渡辺富久子「【ドイツ】2017 年再生可能エネルギー法」『外国の立法』（2017. 1）、国立国会図書館調査及び立法考査局参照。

⁵³ 東京海上日勤リスクコンサルティング「平成 30 年度新興国におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（海外における再生可能エネルギー等動向調査）調査報告書（公表用）」2019 年 3 月、p. 112 参照。

150kW 未満の小規模施設は、行政コストの負担や小規模事業者への配慮等から入札制度の対象から除外された。また、水力や地熱など他の再エネ電力は入札の対象とせず、従来通り FIT もしくは FIP 制度下の支援策が適用とされた。さらに、移行措置として、一定条件に合致する陸上風力と洋上風力も入札対象から除外されている⁵⁴。こうした試行錯誤の中、段階的に入札制度の導入が進められ、コスト効率的な再エネ導入の拡大が図られている。

1-6. ドイツの制度構築過程に関する考察

本節では、ドイツの電力部門において如何にして再エネ導入が進んだシステムへの移行が図られてきたのかをみてきた。再エネ導入の制度構築が開始された背景には、歴史的にドイツで活発であった反原発運動が 1986 年のチェルノブイリ原発事故を機に高まりを見せたことに加え、地球温暖化問題が政策上の重要な課題として扱われるようになったことがある。こうした中、原子力発電や石炭に替わるエネルギー源として再エネ導入を促進する必要性が政党の垣根を越えて共有され、1991 年、「StrEG（電力供給法）」が制定された。

本格的に再エネ導入の拡大が後押しされたのは、2000 年に制定された「EEG（再生可能エネルギー法）」のもと FIT 制度が導入され、再エネ電力に対する投資を促進する枠組みが制度化されてからといえる。FIT 制度のもと、ドイツ政府は再エネ技術の進展や普及の度合いを踏まえた細やかな法改正を何度も行い、再生可能エネルギーの種類別、設備容量別、設備稼働年別買取価格と買取価格の逡減率の調整を行ってきた。再エネ普及に向けた制度構築の発展段階で、買取価格等のきめ細かい調整を通し、各再エネ電源導入の方向付けが一定程度まで実現されたのがドイツの大きな特徴と言えよう。

2011 年の福島第一原子力発電所事故を機に脱原発の方針が再確認されてからは、再エネの導入をより加速化させる動きが強まった。再エネの更なる拡大のためには、賦課金の軽減や再エネ電力の市場競争力向上を図る必要性が認識され、電力市場への統合が目指されるようになった。そして、2012 年に施行された再エネ法では、従来通りの FIT 制度下での固定価格買取に加え、市場で直接販売を行い市場プレミアムを受け取るオプションが初めて示された。

2013 年に新政権が成立すると、再エネの所管官庁が見直されると共に、電力市場への再エネ統合を明示的に制度化するために再エネ法の大幅な改正に着手された。同時期に欧州委員会より「エネルギー・環境分野の国家補助ガイドライン」が発表され、再エネ電力は系統において競争力を有するべきでバランスの責任が免除された現行施策は段階的に廃止されることが望ましいという考え方が示されていた。ドイツ政府はこうした方針を国内制度化するために、再エネ電力の市場統合及びそのための電力市場における直接販売の促進を原則として打ち出した。これは、FIT 制度下での保護的政策から、市場取引を主とした競争環境醸成を目指した政策へと進化を遂げた転換点といえる。これを機にドイツでは、FIP 制度が本格的に導入さ

⁵⁴ 同上 p.95 参照。EEG2017 に基づく入札参加要件等は、同報告書に詳しく記述されている。

れるようになった。

以上のように、ドイツでは、エネルギー転換に向けた大きな挑戦の中、電力部門における再エネに関しては、一貫して細やかな政策が施行されその導入拡大が図られた。その過程で幾度も改定された「再生可能エネルギー法」は、長期的な再エネ導入目標値や各電源の支援条件を明示し、事業者や投資家が一定の見通しのもと事業参加することを可能とするフレームワーク提供の役割を担ってきたといえる。こうした枠組みを制度構築当初から制定し、運用する中で直面した課題を踏まえた調整を継続的に行うことで、再エネの導入量そのものは飛躍的に増加した。

歴史的にグリーンな政治勢力の影響力が強いドイツであるが、再エネ社会に向けた政策形成過程では、必ずしもグリーンな勢力の後押しだけでなく、政党の垣根を越えた連合や新政権によるイニシアチブが再エネ政策を推し進めてきたことも読み取れる。また、こうした国内から発生した取り組みの他に、EU 指令を受け国内対応が求められた結果として、ドイツの再エネ政策が新たなフェーズへと移行したこともみられた。このように国内外からの後押しを受け、再エネ導入が進んだシステムへの移行をドイツは遂げつつある。

2. イギリスにおける再生可能エネルギー導入拡大のための制度構築過程

ドイツと同じく歴史的に化石燃料に大きく依存してきたイギリスは、如何にして再エネ導入が促進されたシステムへの移行を図ってきたのだろうか。本節では、イギリスの電力需給状況をまず概観し、制度構築が開始された 2000 年代から再エネ導入拡大のための政策過程を追うと共に、同国の政策内容について考察する。

2-1. イギリスの電力需給状況

イギリスは、豊富な石炭に加え、北海での石油や天然ガス開発が 1960 年～70 年代に本格化するなど、エネルギー供給の大半を化石燃料に依存してきた。しかし、1990 年代に入ると、電力自由化の流れの中で北海油田を利用したガス火力発電が急増する一方、既存の石炭火力発電への追加投資はほとんど行われなかった⁵⁵。更に、1990 年代後半に北海での石油と天然ガスの生産量がピークを迎えてからは、資源の枯渇により生産量が徐々に減少し、2004 年からイギリスはエネルギー純輸入国に転じた⁵⁶。

このように、エネルギー選択の舵取りが複雑性を増す中、イギリスの政策上、新たに優先的な課題として扱われるようになったのが、気候変動対策である。2000 年代のイギリス国内で稼働していた石炭火力は、全て 1960 年から 70 年代に運転開始された低効率な亜臨界設備で、EU が定めた大気汚染物質等に関する環境基準の未達割合も高いとされていた⁵⁷。こうした状況に危機感を抱いたイギリス政府は、2008 年、「気候変動法」を策定し、2050 年までに温室効果ガスを 1990 年比で 80%削減する目標を掲げた。このように、気候変動対策に向けた制度的基盤の構築が進められる中、イギリス政府は、従来は有用なオプションの一つとしてきた原子力発電をエネルギーの安定供給と気候変動対策の双方に貢献する有力なエネルギー源と位置付け⁵⁸、2008 年 1 月に原子力発電を推進する方針を打ち出している。同方針のもと、原子力発電は、イギリス国内における総発電量のうち概ね 20%を担う電源として維持されている（図 2-1）。

こうした流れを念頭にイギリス国内の電源構成をみると、総発電量に占める石炭火力の割合が著しく変化していることがわかる。1990 年時点での割合が 65%と他電源よりも圧倒的に高い水準にあったが、翌 1991 年の 65.8%をピークに急落し、10 年後の 2001 年には 34.8%となった。それ以降、2014 年まではほぼ 3 割台を維持してきたが、2015 年 11 月、イギリスのエネルギー気候変動大臣が 2025 年までに全ての石炭火力発電所を閉鎖することを発表⁵⁹して以降、

⁵⁵ 伊藤葉子「EUにおける“脱炭素”の政策的背景と実情」日本エネルギー経済研究所、2017年8月

(<https://eneken.ieej.or.jp/data/7504.pdf>) 参照。

⁵⁶ 電気事業連合会、「イギリスのエネルギー政策動向」

(https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/britain/detail/1231567_4785.html) 参照。

⁵⁷ 前掲、伊藤葉子「EUにおける“脱炭素”の政策的背景と実情」2017年参照。

⁵⁸ UK Department of Trade and Industry, “The Energy Challenge: Energy Review Report 2006”, July 2006.

⁵⁹ GOV.UK, Press release published 18 November 2015, “New Direction for UK energy policy” (<https://www.gov.uk/government/news/new-direction-for-uk-energy-policy>).

一気に石炭火力の割合は減少し、2019年時点で2.4%となっている⁶⁰。石炭火力発電所の閉鎖時期を明確に打ち出したのは、欧州の主要国ではイギリスが初で、翌2016年にはフランスとポルトガル、2017年にはオランダとイタリアが続き、2020年にはドイツも表明した。イギリス政府は、脱石炭の方針に加え、天然ガス火力発電所の優先、洋上風力発電の強化、スマートエネルギーシステムへの移行促進などの政策を進める目標も併せて示している⁶¹。

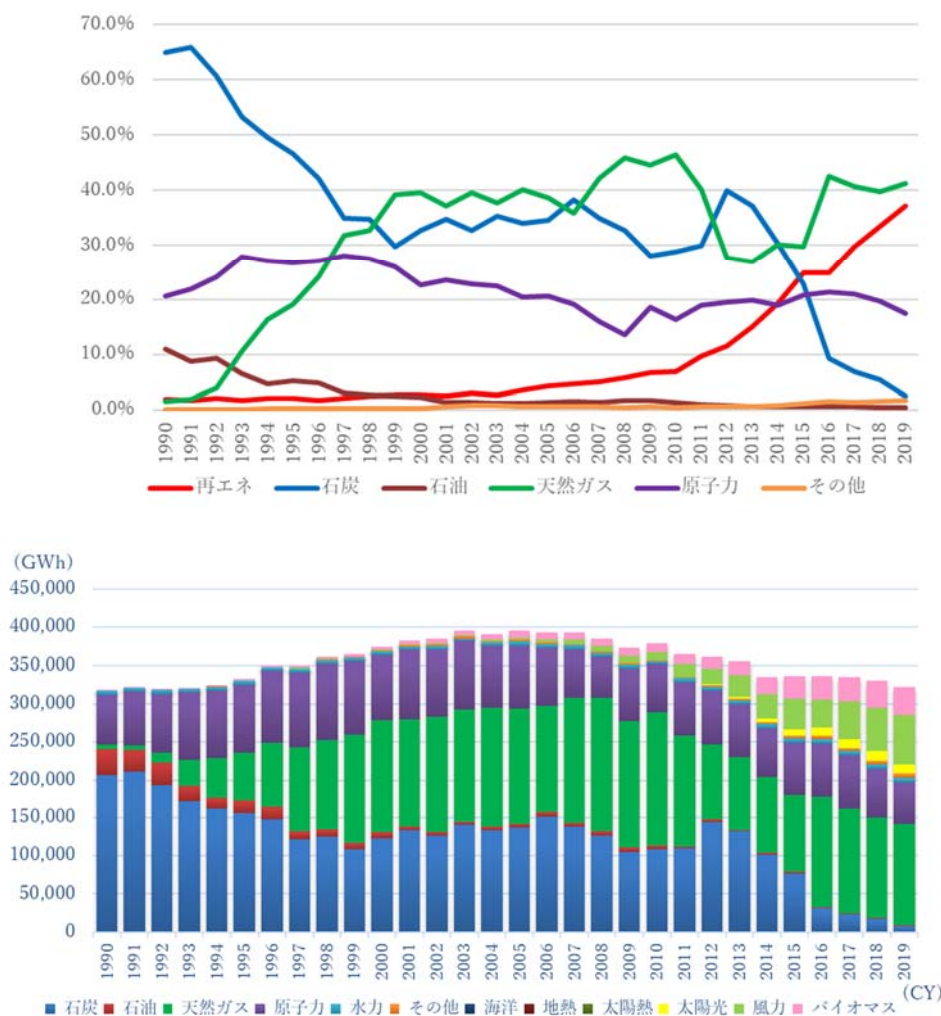


図 2-1：(左) イギリスの電源構成 (GWh)、(右) 総発電量に占める各電源の割合推移 (%)
(出典：IEA, “Energy Statistics and Balance 2020” より作成)

イギリスの総発電量に占める再エネ発電の割合は2000年時点では2.7%であったが、2019年には37.1%へ拡大している(図2-2)。発電量ベースでは、同期間に9,970TWhから119,334TWhまで約12倍の伸びとなった。特に風力発電の伸びが著しく、1990年時点で再エネ発電による

⁶⁰ IEA, “World Energy Statistics and Balances 2020” 参照。同統計によると、2019年時点における石炭以外の電源構成は、石油0.3%、天然ガス41.1%、原子力17.5%、再エネ37.1%、その他1.6%である。

⁶¹ GOV.UK, Press release published 18 November 2015, “New Direction for UK energy policy”.

総発電量のうち 0.15%を占めるに過ぎなかった風力発電量は 2000 年に 9.5%、2019 年には 53.7%となった。なお、1990 年から 2019 年にかけてバイオマス発電は 10.2%から 30.6%に増加、1990 年には殆ど導入が進んでいなかった太陽光発電は、2019 年には 10.6%にまで普及が拡大している。

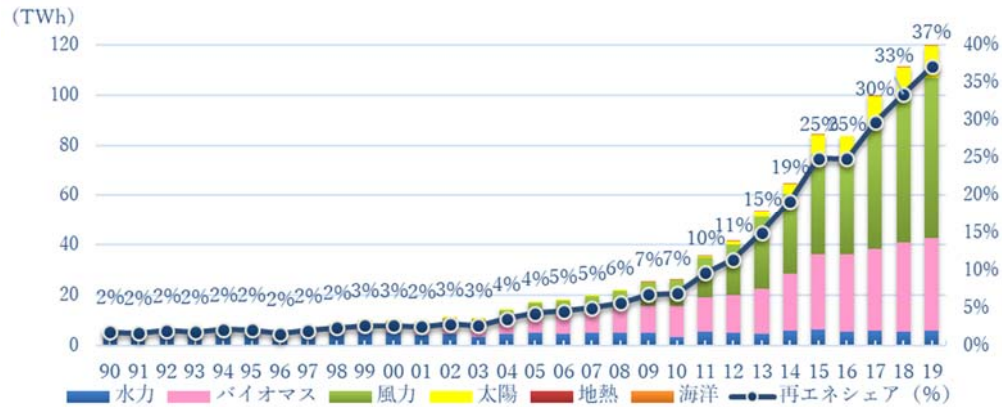


図 2-2：イギリスの総発電量に占める再生可能エネルギー発電量の割合推移（1990－2019）
（出典：IEA, “Energy Statistics and Balance 2020” より作成）

以上のような電力需給状況を踏まえ、以下では、イギリスがどのような政策過程を経て再エネ導入拡大を図ったかについてみていきたい。

2-2. RO 制度の導入

2-2-1. 再エネ普及に向けた制度構築の開始

イギリスの電力部門は、サッチャー政権時に制定された 1989 年電気法（Electricity Act 1989）に基づき民営化が進められ、電力システムの全面自由化を世界に先駆け完了している。1990 年以降電力自由化の流れを牽引し、自由市場の実現をイギリスは重視してきた。しかし、イギリスの政策上、気候変動対策の優先度が増すにつれ、従来の方針を軌道修正し、自由市場に完全に委ねるのではなく再エネ事業への投資を促進するためのインセンティブ付与の制度構築が必要と考えられるようになっていた。また、2001 年に欧州委員会によって定められた「域内電力市場における再生可能エネルギーの導入拡大を目指す EU 指令（「EU2001 再エネ指令」）」に基づく再エネ目標を達成する必要にも迫られていた。

こうした中、イギリスは、ドイツより 10 年近く遅れて再エネ導入のための制度構築に着手した。2000 年に制定された公共事業法（Utility Act 2000）に基づき「再エネ購入義務制度（Renewable Obligation：以下「RO」略記）」が導入され⁶²、2002 年 4 月、再生可能エネルギー

⁶² RO は、1989 年に制定された電力法（Electricity Act 1989）第 32 条で規定された非化石燃料系電力購入義務（Non-Fossil Fuel Obligations: NFFO）に代わって導入された制度である。NFFO とは、国営電力供給事業者（Public Electricity Suppliers）に対し、再エネ発電事業者からの電力を購入し 15 年程度の長期契

一購入義務命令 (The Renewables Obligation Order [Statutory Instrument 2002 No.914]) で実質的な内容が定められたことを受け本格的な取り組みが開始された。

2003年2月に刊行されたエネルギー白書 (Our energy future-creating a low carbon economy) では、エネルギー政策として次の4つの目標が掲げられている⁶³。第一に、二酸化炭素排出量を2050年までに1990年比で60%削減し気候変動対策に貢献すること、第二に、国内資源の枯渇に備えエネルギー供給の安定性を維持すること、第三に、イギリス国内外で競争市場の形成を促進し持続可能な経済成長及び生産性の改善を図ること、第四に、全ての家庭に十分な暖房を適切な価格で確保することである。

これらの目標を達成するために、重要な役割を果たすことが期待されていたのが再エネである。例えば、白書で掲げられた第一番目の目標を達成するためには、2050年までに総発電量の少なくとも30~40%は再エネで賄う必要があると指摘されている⁶⁴。

既にイギリス政府は、2000年1月に、総電力供給に占める再エネ電力の割合を2010年までに10%とする目標を発表していた。これは、EU2001再エネ指令においてイギリスに対し課された目標でもある⁶⁵。当時、イギリスは欧州諸国の中でも再エネの普及率が低く、エネルギー白書によると2000年時点の総発電量に占める再エネ電力の割合 (大規模水力発電と廃棄物混焼発電を除く) は、デンマークで16.7%、オランダで4%、ドイツで3.2%、スペインで3.4%であったのに対し、イギリスは1.3%に過ぎなかった⁶⁶。このような状況に危機感を抱いたイギリスでは、2010年までの目標を達成するためには、同年までに約10,000MWの再エネ設備を新規導入する必要があると見積もられていた⁶⁷。こうした中、再エネ開発を加速化するための仕組みとして導入されたのがRO制度である。

2-2-2. RO制度の仕組み

RO制度は、電力小売事業者に対し、消費者にとって過度の負担とならない価格範囲内で、販売電力量のうち一定比率を再エネ電力とすることを義務付ける制度である⁶⁸。電力小売事業

約のもと固定価格で同電力を販売することを義務付けるものである (Ofgem, “The Renewable Obligation: Ofgem’s first annual report”, February 2004”, p.8.)。この仕組みは当初再エネ普及が目的とされていたが、その後原子力発電を維持するための財政的仕組みとして導入されたと解釈されている (長山浩章「イギリスの再生可能エネルギー政策」p.110、植田和弘、山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』京都大学学術出版社、2017年)。

⁶³ UK Department of Trade and Industry, “Energy White Paper: Our energy future-creating a low carbon economy” CM5761, 24 February 2003.

⁶⁴ *Ibid.*, p.44.

⁶⁵ Directive(2001/77/EC), *op. cit.*, Annexに国ごとの目標が記載されている。なお、ドイツは前述のとおり12.5%の目標であった。

⁶⁶ Department of Trade and Industry, “Energy White Paper: Our energy future-creating a low carbon economy”, *op. cit.*, p.45.

⁶⁷ *Ibid.*

⁶⁸ 日本エネルギー経済研究所 新エネルギー・国際協力支援ユニット 新エネルギーグループ「英国：CFD制度の導入時期を早め、再エネ補助金増大の抑制を図る」2016年1月 (<https://eneken.ieej.or.jp/data/6528.pdf>) 参照。

者は、営業年度開始の半年前までに政府より再エネ販売義務量の割り当てを受ける⁶⁹。他方、認定された再エネ発電所を有する発電事業者は、毎月、ガス電力市場規制庁（Office of Gas and Electricity Markets、以下「Ofgem」略記）に対し発電実績を届け出て、それに応じた再エネ義務証書（Renewable Obligation Certificates、以下「ROCs」略記）を取得する。Ofgemは、ROCsの発行に加え、再エネ発電所の適格性認定、法令遵守のモニタリング、違約金の計算や徴取等を行い、RO制度の運営全体を司る役割を果たす⁷⁰。

電力小売事業者は、割り当てられた再エネ販売義務量相当のROCsを購入することが義務付けられ、ROCsの調達に要したコストは電気料金に上乗せすることができる仕組みとなっている。こうした仕組みのもと再エネ発電事業者は、Ofgemより取得したROCsを電力小売事業者などに対し売却することで、電力卸価格よりも割高な価格での電力販売が可能となる。これにより、再エネ発電事業者は、電力卸価格での販売収入に加え上乗せ分をプレミアムとして得るインセンティブを有し、電力小売事業者はOfgemに対しROCsを提示することで、販売義務の遵守を証明することができる⁷¹。

なお、電力小売事業者が、販売義務量相当のROCsを調達できなかった場合は、バイアウト価格（buy-out price）として不足分の1,000kWh当たり約33ポンドをOfgemに罰金として支払うことで、義務を履行したとみなされる。この罰金として徴取された資金はOfgemの運営資金に充当され、余剰資金はROCsを調達した小売事業者に対し、調達量に応じた比率で再配分される⁷²。

RO制度の対象となる再エネは、太陽光、風力、潮力、地熱、バイオマス、水力、廃棄物、埋立地ガス、下水ガスである。RO制度導入時には、全ての再エネ技術に関し、1MWh当たり1枚のROCが付与されていた。しかし、2009年4月施行の政令により、重点的な導入を目指す再エネ技術については、同じ発電量に対し多くのROCsを付与することで支援レベルの差異化（Banding）が図られるようになった。

例えば、2009年時点で洋上風力、太陽光発電、潮力発電、波力などに関しては、1MWh当たり2ROCsが付与されるようになった。一方で、陸上風力や化石燃料との混焼バイオマスについては、1ROCのままとされた⁷³。さらに、2013年から2015年にかけて、洋上風力は1MWh当たり2ROCsで据え置かれたが、陸上風力は0.9ROCsに変更され、太陽光発電も1.7ROCsへと引き下げられた⁷⁴。こうした施策により、開発途上にある技術や重点分野の振興が図られ、支援のレベルに濃淡がつけられるようになった。

⁶⁹ ROの具体的な仕組みに関しては、英国エネルギー気候変動省（Department of Energy & Climate Change）のPolicy Paper、OfgemのAnnual Report、山口光恒「イギリスの電力市場改革と日本の再エネ政策への示唆」2014年7月28日、2014年環境経済政策学会発表論文などに依拠して記述。

⁷⁰ Ofgem, “Guidance for generators that receive or would like to receive support under the Renewable Obligation (RO) scheme”, April 2019.

⁷¹ Department of Energy & Climate Change (DECC), “Policy Paper: 2010 to 2015 government policy: low carbon technologies” updated 8 May 2015.

⁷² OfgemのHP (<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro>) 参照。

⁷³ DECC, “UK Renewable Energy Roadmap Update 2013”, November 2013, p. 30.

⁷⁴ *Ibid.*

以上のような R0 制度のもとで、再エネによる発電量は年々増加の一途を辿った。特に、風力発電の伸びが目覚ましく、R0 制度が導入された 2002 年時点の累積設備容量は 534MW、2004 年時点では 933MW、2010 年には 5,421MW と R0 制度下で 10 倍以上の伸びをみせている⁷⁵ (図 2-3)。中でも、2002 年時点では、4MW 程度の設備容量に過ぎなかった洋上風力は、2010 年には 1,342MW となり飛躍的な拡大をみせた⁷⁶。

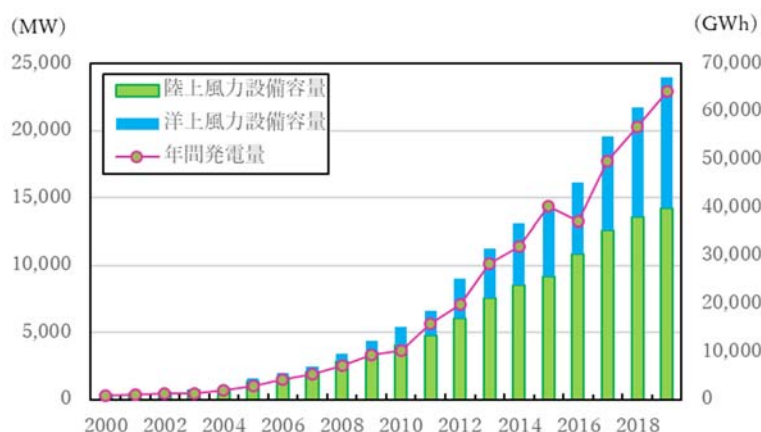


図 2-3：イギリスにおける風力発電導入量推移（左：累積設備容量、右：年間発電量）

（出典：IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020” 及び IEA, “World Energy Statistics and Balances 2020” より作成）

2-2-3. R0 制度の段階的フェーズアウト

2011 年には初めてイギリス国内の総電力供給に占める再エネ電力の割合が 10%に達し、発電量は 35TWh となった。これは、イギリス政府が 2000 年 1 月に発表した目標を一年遅れではあるものの確かに達成した区切りである。そのため、再エネ販売義務量の割り当てによって再エネ導入促進を図った R0 制度は、イギリスに一定の成果をもたらしたといえることができる。

しかしながら、R0 制度下で取引可能な ROCs には予め価格が定められておらず、電力小売事業者が ROCs を再エネ発電事業者より購入する際は両者間の交渉や需給バランスにより価格が決定される仕組みとなっていたことから、発電事業者にとっては事業予測を立てにくいという課題があった。また、特に小規模の発電事業者にとっては手続きが煩雑で小規模電源の導入が進まなかったことに加え、異なる発電技術ごとのきめ細かい支援策がドイツの制度のように設定されていないことも課題とされていた⁷⁷。そこで、既存発電施設については 2037 年まで R0 制度に基づく支援を継続するが、2017 年 3 月 31 日以降の新規発電施設に関しては適用されないことなどが決定された⁷⁸。

⁷⁵ IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020” のデータ参照。

⁷⁶ *Ibid.*

⁷⁷ 前掲、山口「イギリスの電力市場改革と日本の再エネ政策への示唆」p. 13 参照。

⁷⁸ DECC, “Digest United Kingdom Energy Statistics 2019”, Chapter 6 Renewable sources of energy, p. 125.

このように RO 制度の課題が浮き彫りとなり、段階的なフェーズアウトが進められる中、イギリスは、2009 年の EU 再エネ利用促進指令⁷⁹（EU2009 再エネ指令）に基づき、最終エネルギー消費に占める再エネの割合を、2%以下の現状から 2020 年までに 15%へ拡大する義務を新たに負ったことなどから、それを満たすための追加的な政策を導入する必要性にも迫られていた。こうした状況を踏まえ、新たな再エネ普及策として導入されたのが FIT 制度である。

2-3. FIT 制度の導入

2-3-1. FIT 制度導入に向けた検討

FIT 制度導入に先立ち、当時の労働党政権は、再エネ諮問委員会 (Renewables Advisory Board) の設置や再エネ導入戦略に関するコンサルテーションなどを実施し、再エネ導入拡大の方向性を検証している。再エネ諮問委員会からは、2008 年 6 月、「2020 ビジョン：再エネ 15%目標をイギリスは如何に達成することができるか (2020 VISION-How the UK can meet its target of 15% renewable energy)」という政策提言ペーパーが公表され、RO 制度は再エネの導入促進に一定の貢献を果たしたが、現行枠組みのままでは 2020 年までに最終エネルギー消費に占める再エネの割合は 6%程度に留まるという見通しが示された⁸⁰。そして、15%目標を達成するためには、再エネ導入拡大の取り組みをエネルギー政策の中核に据え、目標実現に向けたドライブとなる革新的な取り組みを経済、政策、社会面から総合的に進める必要性が唱えられた。その上で、例えば、新規の再エネ投資を再エネ市場が支えるという確信を投資家を得ることのできる財政支援策を導入する必要性などが述べられた。また、再エネ導入戦略に関するコンサルテーションを経て 2008 年 6 月に公表された報告書「再エネ戦略コンサルテーション Consultation on the Renewable Energy Strategy」では、送電網増強や新たな再エネ関連技術開発の促進などの重要性に加え、小規模の再エネ関連設備に対する支援策を積極的に進める必要性が指摘された⁸¹。

2-3-2. FIT 制度の開始

こうした検討を踏まえ、2008 年 11 月、エネルギー法 (Energy Act 2008) により FIT 制度の導入が決定され、2010 年 4 月の政令 (No. 678) に基づきその適用が開始された。具体的には、エネルギー法の Chapter 32、Section 41 に「小規模発電向け FIT (Feed-in tariffs for small-scale generation of electricity)」という項目が定められ、国務大臣 (エネルギー・気候変動) に対し「小規模低炭素発電 (small-scale low-carbon generation of electricity)」

⁷⁹ Directive (2009/28/EC) *op. cit.*

⁸⁰ Renewables Advisory Board, “2020 VISION-How the UK can meet its target of 15% renewable energy”, June 2008, p.3.

⁸¹ 再エネ戦略コンサルテーションに関しては、2008 年 6 月に当時の労働党政権下のエネルギー・気候変動省が公表した関連文書を参照 (<https://www.gov.uk/government/consultations/progressing-our-renewable-energy-strategy>)。

の拡大を目指した財政支援措置を導入し、運用する権限などが付与されている⁸²。同法を踏まえ、2010年4月よりFIT制度の対象とされたのは、太陽光発電、風力、嫌気性消化ガス（AD）、水力、マイクロ CHP を電源とする 50kW 未満の発電設備か、2019年7月15日以降に稼働開始した 50kW 以上 5MW 以下の発電設備である⁸³。

こうした小規模設備を対象に、ライセンスを保持する電力供給事業者が発電事業者に対し、発電量に応じた固定買取価格で購入費用を支払う仕組みがイギリスの FIT 制度である。同制度下で、発電事業者は全発電量（every kWh generated）に応じた固定価格での支払い（generation tariff:「発電価格」）及び、売電した余剰電力分に応じた固定価格での支払い（export tariff:「売電価格」）を受けることができる⁸⁴。すなわち、発電事業者は、系統に送電せず自家消費した場合であっても全発電量に応じた固定価格での支払いを受けることに加え、保証された価格で余剰電力の売電が可能となる。そのため、小規模設備を有する自家発電事業者は、発電価格と売電価格の受け取りだけでなく、自家消費により電力購入量を節約できるメリット（bill savings）も享受する⁸⁵。

発電価格に関しては、買取対象の再エネ技術ごとに設備容量、設備稼働年別の詳細な買取価格が設定されている⁸⁶。価格設定は、小売物価指数（Retail Price Index）に連動し、原則として年度毎に改訂される⁸⁷。なお、立地条件に恵まれた設備で 5～8%程度の投資収益率が期待できる水準に設定されている⁸⁸。売電価格については、保証された価格での売電、もしくは市場ベースの価格での売電を選択することが可能とされている。売電価格も、発電価格同様、小売物価指数に連動した調整が年度毎に行われている⁸⁹。

2-3-1. FIT 制度下での諸調整

FIT 制度導入時は、当初設定した発電価格を 2013 年まで維持し、それ以降は 5 年毎に見直す方針が示されていた。しかしながら、実際には、FIT 制度発足後 1 年も経たないうちに価格

⁸² 2008 年エネルギー法は、再エネの普及に加え、炭素の回収及び貯留の方法や、原子力発電所や再エネ発電所も含めた発電施設破棄の方法等に関し規定したものである。同法の詳細は、イギリス政府が公表している法制情報サイトを参照（<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/part/2>）。

⁸³ Ofgem の HP 参照（<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/about-fit-scheme/>）。50kW 未満の発電施設は RO 制度の対象外となり FIT 制度へ移行、50kW 以上 5MW 以下の発電施設（マイクロ CHP は 2kW 以下）に関しては、RO 制度の対象に留まるか FIT 制度へと移行するかを選択できるようになった。5MW 以上の施設は引き続き RO 制度の対象とされた。

⁸⁴ DECC, “Digest United Kingdom Energy Statistics 2019”, *op. cit.*, p.125.

⁸⁵ なお、自家消費分も買取対象として支援を受けるためには、原則としてメーターの設置が必要となり、その設置費用は発電事業者負担とされている。

⁸⁶ 2010 年 4 月以降の詳細な買取価格は、Ofgem の HP 参照（<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates/>）。

⁸⁷ *Ibid.* なお、2020 年 4 月 1 日から 2021 年 3 月 31 日までの買取価格は 2020 年 3 月 31 日に改訂された。

⁸⁸ DECC, “Feed in Tariffs: Government’s Response to the Summer 2009 Consultation”, February 2010, p.6.

⁸⁹ 売電価格の詳細は、Ofgem の HP 参照（<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates/>）。

見直しの方針が示された⁹⁰。太陽光発電を中心に当初の想定を大幅に上回る設備登録と発電量があったことに加え、250kW～5MWの大規模太陽光発電が予想以上に増加したためである⁹¹。大規模太陽光発電の急増は、FIT 関連予算として当初見積もられた額を急速に消化し、他の再エネ技術支援に充てる予算の圧迫につながることも懸念された⁹²。小規模設備の再エネ源発電の普及を目指し導入された FIT 制度の趣旨には必ずしも合致しないこうした流れを前に、2011年8月、イギリス政府はコスト効率化を図るために50kW以上の太陽光発電とバイオマス（嫌気性消化ガス）発電設備に関する発電価格の大幅な改定に踏み切った⁹³。本改定以降も、太陽光発電設備を中心に、発電価格や出力区分等が年数回にわたり見直されている。

このように FIT 制度下で再エネ技術の普及状況等を踏まえた迅速な調整を行うことで、RO 制度下では導入がみられなかった太陽光発電に関し、2010年のFIT制度導入以降、急速に普及が進んだことが伺える（図2-4）。RO制度が導入された2002年時点での累積設備容量は4MW、2004年時点で8MW、2010年時点でも95MWと低迷が続いていたが、FIT制度導入を境に2011年には前年の10倍以上となる1,000MWの累積設備容量へと急伸し⁹⁴、それ以降も堅調に導入が続いた。

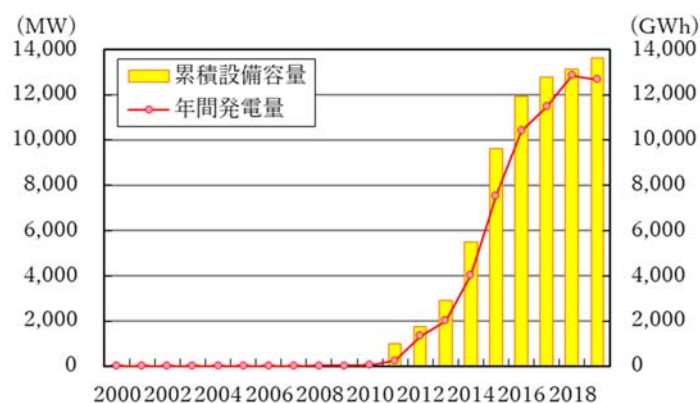


図2-4：イギリスにおける太陽光発電導入量推移（左：累積設備容量、右：年間発電量）

（出典：IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020” 及び IEA, “World Energy Statistics and Balances 2020” より作成）

2-4. FIT-CfD 制度の導入

2-4-1. 電力市場改革

以上のとおり、2010年より運用が開始されたFIT制度は、RO制度だけでは普及が見られな

⁹⁰ DECC, “Feed-in Tariffs Scheme: Summary of Responses to the Fast-Track Consultation and Government Response”, 9 June 2011.

⁹¹ *Ibid.*, p. 5.

⁹² *Ibid.*

⁹³ *Ibid.*, p. 6. 50kW以上150kW未満の設備に関しては19.0ポンド/kWh、150kW以上250kW未満は15.0ポンド/kWh、250kW以上5MW以下及び地上設置型は8.5ポンド/kWhへと大幅に引き下げられた。

⁹⁴ 累積設備容量のデータに関しては、IRENA, “Renewable Energy Statistics 2020” 参照。

かった太陽光発電の導入を急速に促進するなど、イギリスにおける再エネ導入の流れを加速化させた。しかしながら、優先的な政策課題とされている気候変動対策を更に推し進め、最終エネルギー消費に占める再エネ割合を2020年までに15%へ拡大するというEU指令に基づいた目標を達成するためには、より革新的な変革が必要であるとイギリス政府は認識していた。

2011年7月、クリス・ヒュン エネルギー・気候変動国務大臣 (Chris Huhne, Secretary of State, Department of Energy and Climate Change: 当時) は、「我々の電力の将来に関する計画 (Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity)」と題する提言書を議会へ提出した⁹⁵。同提言書によると、当時のイギリスでは、既存発電所の設備容量のうち4分の1 (20GW) が老朽化等により10年以内に閉鎖することが予定されており、電力の安定供給確保が喫緊の課題とされていた⁹⁶。また、低炭素経済の実現を目指し、2050年までに二酸化炭素排出量を1990年比で少なくとも80%削減する目標が掲げられていた。そして、同目標を達成するためには、2030年までに電力分野における低炭素化を飛躍的に進める必要性が認識されていた⁹⁷。さらに、運輸や熱部門を中心に電化が一層進むことで、2050年までにイギリスにおける総電力需要は倍増し、電力価格も上昇することが見込まれていた。

こうした状況に対処するため、2010年12月のコンサルテーションを経て、提言書内で打ち出された施策が「電力市場改革 (Electricity Market Reform: EMR)」である。既存の電力市場は、新規に低炭素発電事業を行う事業者にとっては参入障壁が高いことに加え、市場の流動性が低いため、化石燃料発電と競合しつつ適切な市場アクセスを確保することが困難であるとイギリス政府は認識していた⁹⁸。また、低炭素経済の実現と電力の安定供給を同時に達成するためには、2020年までに発電及び送電向けに最大1,100億ポンドの新規投資が必要であると見込まれていた⁹⁹。この規模の投資を投資家から募り、コスト効率的に上記目標を達成するためには、電力市場の改革に踏み切る必要があるとされたのである。

このような認識のもと、電力市場改革によって、①将来にわたる電力の安定供給の確保、②発電分野における低炭素化の促進、③消費者のコスト負担の最小化、の3点を実現することが目標として掲げられた。そして、同目標の実現を支える4つの柱が打ち出された¹⁰⁰。第一に、低炭素発電設備向け長期契約の導入、第二に、同長期契約を支援するための制度構築、第三に、低炭素政策のインセンティブに遡及的な変更がないという原則に基づいた継続的支援の実現、第四に、既存事業者と新規事業者が公平な条件で競争できる流動性の高い市場の実現である。こうした施策により、長期的に事業の予見性を担保できる市場環境を形成し、低炭素化事業に対する積極的な投資を呼び込むことが企図された。

⁹⁵ DECC, “Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity”, July 2011.

⁹⁶ *Ibid.* pp. 5-6.

⁹⁷ *Ibid.*

⁹⁸ *Ibid.*

⁹⁹ *Ibid.*

¹⁰⁰ 4つの柱の内容については、*Ibid.*, p. 7.

2-4-2. FIP 制度と FIT-CfD 制度をめぐる議論

電力市場改革の第一の柱を実現するために提案されたのが、固定価格差額決済契約制度 (Feed-in Tariffs with Contracts for Difference、以下「FIT-CfD」略記)である。同制度の導入は、2010年12月に行われたコンサルテーションにおいて重要な論点の一つとされていた。具体的には、FIT-CfD と固定プレミアム型の FIP 制度のどちらを導入することが望ましいかという議論である¹⁰¹。FIP 制度は、卸電力市場での売電収入に加え一定の支払いが発電事業者に対してなされるという点において RO 制度と類似した枠組みであることから、投資家の理解も得やすく円滑な実施が期待できると考える再エネ事業者により支持されていた。一方で、FIT-CfD 制度は、その運用の複雑性に懸念が示されつつも、低炭素電源の導入をよりコスト効率的に促進し得る枠組みであるとの反応が多く示されていた。

こうした意見を多様な関係者から聴取した上で、イギリス政府は、FIT-CfD をより望ましい制度とした。電力価格の変動リスクを長期的に最小化し、低炭素電源への投資を促進する枠組みとして FIT-CfD 制度の方が適していると判断されたためである。そして、同制度を①容量市場 (Capacity Market) 制度、②炭素の下限価格 (Carbon Price Floor) の設定、③火力発電所への二酸化炭素排出基準値の設定 (Emission Performance Standard) という3つの施策とパッケージ化することで、コスト効率的に低炭素経済の実現と電力の安定供給確保の両立を図る方針を打ち立てた。低炭素経済の実現を目指し再エネの導入拡大を図ることは、必然的に天候により出力が変動する電源 (変動電源) を増加させ、電力の安定供給を脅かしてしまう。こうした状況への対処として、高い調整力をもつ火力発電を効果的に活用する施策をイギリス政府は併せて組み込んだのである。発電の必要が生じたときに対応する供給力を「容量市場」を介して予め確保すると同時に、低炭素化を促進するために、新設の火力発電所に対しては設備容量当たりの二酸化炭素排出基準値を規定することに加え炭素の下限価格を設定することで、火力発電の効果的な活用が企図された。

2-4-3. FIT-CfD 制度の仕組みに関する議会での議論

こうした制度設計を引き継ぎ、2012年2月、新たにエネルギー・気候変動国务大臣に着任したエドワード・デービー大臣 (Edward Davey, Secretary of State, Department of Energy and Climate Change: 当時) は、同年5月にエネルギー議案の素案 (Draft Energy Bill) を発表した¹⁰²。これを受け、イギリス下院のエネルギー気候変動委員会 (House of Commons Energy and Climate Change Committee) 及び上院 (House of Lords) 議員で構成されたグループによ

¹⁰¹ コンサルテーションにおける CfD 及び FIP 制度に関する議論については、*Ibid.*, pp.17-22. FIT-CfD 制度の概念図は、本稿末尾の「再生可能エネルギー支援策の比較概念図」参照。

¹⁰² “Draft Energy Bill”, Presented to Parliament by the Secretary of State for Energy and Climate Change by Command of Her Majesty, May 2012, CM8362. 本案の発表に合わせ DECC より Electricity market reform: policy overview という Policy Paper も発表され詳細な制度設計案が示された (<https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-policy-overview>)。

り、同案内容の検討が行われた。

FIT-CfD 制度に関しては、発電事業者と小売電力事業者間の支払いをどのようなスキームのもと実行することが長期安定的な投資環境の形成に資するかという点が、重要な論点の一つとなった¹⁰³。エネルギー気候変動省（DECC）からは、エネルギー議案において「多者間支払いモデル（Multiparty Payment model）」という支払いスキームが提案されていた。同モデルは、イギリスで既に導入されているインバランス制度の枠組みに着想を得たもので、中央精算機関（Balancing and Settlement Code Company: BSCCo）としてインバランス料金の計算と精算に関する豊富な実績を蓄積している Elexon 社（National Grid 社の子会社）に FIT-CfD 制度においても支払い関連業務の運用を委任するというものである¹⁰⁴。本モデルでは、発電事業者と小売電気事業者間で個別に差額決済契約が締結され、支払いに関しては Elexon 社を介した双方向的なやり取りがなされるスキームが想定された。DECC は、取引相手の財務状況悪化などにより債権回収が困難な状態に陥る危険性、すなわち「信用リスク（Credit Risk）」を最小化するためには、発電事業者に対する定期的な支払いに加え、小売電気事業者が担保設定を行うことでデフォルトリスクを極力抑制する施策が有効であると考えていた。そして、その実現のためには、複雑な計算と精算業務に精通した Elexon 社を活用すべきと考えていたのである。

このような DECC の多者間支払いモデルに対し、下院のエネルギー気候変動委員会は、支払いの責任が最終的に小売電気事業者に寄せられている本スキームでは、信用リスクの懸念が払拭されない上に、投資を呼び込む強固な基盤形成につながらないと批判した¹⁰⁵。その上で、代替案として提示したのが「中央単一取引相手モデル（Alternative central, single counterparty model）」である¹⁰⁶。

本モデルは、信用力のある CfD 取引機関（CfD Counterparty Body）を新設し、発電事業者は同機関とのみ差額決済契約を締結するというものである。同モデルでは、小売電気事業者から発電事業者に対する支払いや精算業務を CfD 取引機関が担い、同機関の運用は政府や National Grid が管理することが想定されている。政府の後ろ盾がある取引機関とのみ発電事業者が相対契約を締結する環境を整えることで、発電事業者が負う信用リスクを取り除き、より低いファイナンスコストで投資を呼び込むことが企図された。

下院のエネルギー気候変動委員会は、このような中央単一取引相手モデルの採用を政府に対して強く推奨する一方で、同モデルの採用にあたっては、小規模の小売電気事業者が不当な不

¹⁰³ イギリス下院エネルギー気候変動委員会における Draft Energy Bill に対する検討内容は、イギリス議会のアーカイブ（<https://publications.parliament.uk/pa/cm201213/cmselect/cmenergy/275/27502.htm>）で確認することができ、CfD に関連した検討内容は、同アーカイブ内の“Draft Energy Bill: Pre-legislative Scrutiny- Energy and Climate Change Contents, 3. Contracts for Difference”（<https://publications.parliament.uk/pa/cm201213/cmselect/cmenergy/275/27506.htm>）参照。

¹⁰⁴ DECC 提案モデルに関しては、DECC, “Electricity market reform: policy overview, Annex B, Feed-in tariff with contracts for difference: draft proposal framework”, May 2012, p.68-72.

¹⁰⁵ 前掲、イギリス議会のアーカイブ内” Draft Energy Bill: Pre-legislative Scrutiny- Energy and Climate Change Contents, 3. Contracts for Difference” 参照。

¹⁰⁶ 中央単一取引相手モデルの内容に関しては、前掲、イギリス議会のアーカイブ内” Draft Energy Bill: Pre-legislative Scrutiny- Energy and Climate Change Contents, 3. Contracts for Difference” 参照。

利益を被らないかに関し十分な検討を要すると述べた。

2-4-4. 議会提案を踏まえたイギリス政府の対応

以上のような議会の提案を踏まえ、DECCは「多者間支払いモデル」と「中央単一取引相手モデル」も含めたFIT-CfD制度設計に関し、送電系統運用者や発電事業者など関連アクターとの討議を経て検討した上で¹⁰⁷、2012年11月、支払いモデルに関しては「中央単一取引相手モデル」を採用し、CfD取引機関は、政府所有の有限会社(limited company owned by a Government)とすることを表明した¹⁰⁸。これにより、低炭素発電事業者は、政府の後ろ盾があるCfD取引機関との間で差額決済契約を締結し、発電事業者と小売電気事業者間の支払いに関するやり取りは全てCfD取引機関を介するというFIT-CfD制度の骨格が形成された。DECCは、こうした制度を透明性の高い手続きのもと運用することで、投資家の信頼を獲得し、低炭素電源事業への投資を活性化できると考えていた¹⁰⁹。そして、透明性の高い手続きを実現するために、政府、送電系統運用者(National Grid社)、CfD取引機関の役割と相互関係等を規定した¹¹⁰。

2-4-5. FIT-CfD制度の仕組み

以上のような過程を経て制度設計がなされたFIT-CfD制度は、2013年のエネルギー法(Energy Act 2013 c.32)に基づき施行が決定された。同法では、エネルギー国務大臣に対し、低炭素発電事業者とCfD取引機関の間で締結される契約に関する規則(regulation)を定める権限が与えられた¹¹¹。これに則り、2014年以降、エネルギー国務大臣は、FIT-CfD制度に関する規則を順次打ち出し、CfD取引機関の指定やCfD申請方法、そして割当プロセスの策定等を決定している¹¹²。この過程では、一度定められたCfD契約の運用方法に微修正が加えられた他、売電価格がネガティブとなった場合にCfDの支払いを一時的に中断することを定めるなど、実態を踏まえた細やかな運用方法の調整がなされている。

こうしたFIT-CfD制度のもと、再エネ事業者は事業の初期段階でNational Grid社へ事業概要、建設許可、運開予定日などの情報を提示し、申し込みを行った上で契約を締結する。そして、その契約の中で15年間にわたる「基準価格(strike price)」の提示を受ける。CfD契約を締結した再エネ発電事業者は、その時々卸電力市場の平均卸価格によって算出される「指標価格(reference price)¹¹³」が基準価格を下回る場合には差分を受け取り、逆に上回

¹⁰⁷ DECC, “Electricity Market Reform (EMR): Alternative Payment Model for Contract for Difference” (undated).

¹⁰⁸ DECC, “Electricity Market Reform: policy overview”, November 2012, p.17.

¹⁰⁹ *Ibid.*, p.21.

¹¹⁰ *Ibid.*, pp.21-22.

¹¹¹ Legislation.gov.uk, “Energy Act 2013”

(<https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/part/2/chapter/2/enacted>) 参照。

¹¹² 多くの規則があり全てを列挙はしないが、例えば、The Contract for Difference (Counterparty Designation) Order 2014やThe Contract for Difference (Definition of Eligible Generator) Order 2014などがある。同規則も前掲Legislation.gov.ukのアーカイブにて確認することができる。

¹¹³ 指標価格は変動型再エネ電源の場合は、時間帯ごとの前日市場の卸電力取引価格、ベースロード電源に関

った場合には、差分を支払う仕組みとなっている。こうした仕組みにより、発電事業者は、変動するスポット価格のリスクをヘッジすることが可能となる。

基準価格に関しては、2013年12月に発表された「電力市場改革運用計画（Electricity Market Reform Delivery Plan）」において、設備やオペレーションコストの他、ファイナンスコストも含めた技術別要素、卸電力価格などの電力市場動向、政策的判断を総合的に勘案した上で定めるという方針が示された¹¹⁴。そして、2014/15年から18/19年に運開する設備を対象とした価格が、エネルギー源別、運開年度別に公表された¹¹⁵。2015年2月には、基準価格に関する初の入札が行われ、入札にかけられた太陽光、陸上風力、洋上風力のいずれも全ての導入年において、政府が決定した基準価格よりも低い価格となった¹¹⁶。

入札の実績は着実に蓄積されてきており、落札事業は、Low Carbon Contracts Companyにより運営されているCFD Register上に一覧として登録されている¹¹⁷。同登録簿では、プロジェクト名、事業者名、技術の種類、契約の種類、現状の基準価格が公開されている。このように、現在のイギリスの制度下では、入札も取り入れ可能な限り競争力のある価格で再エネの導入促進が図られていることに加え、落札事業の情報もタイムリーに公開されており、透明性の高い制度運用が図られていることがうかがえる。

2-5. イギリスの制度構築過程に関する考察

本節では、イギリスの電力部門において如何にして再エネ導入が進んだシステムへの移行が図られてきたのかをみてきた。イギリスもドイツ同様、歴史的に化石燃料の存在感が圧倒的に大きかった。しかし、1990年代後半から北海の石油や天然ガスの減少、老朽化した低効率の石炭火力発電設備への対応などに直面し、エネルギー選択の舵取りが複雑性を増すようになる中、イギリス政府は、気候変動対策をエネルギーの安定的確保と並ぶ重要な政策課題として掲げた。化石燃料に依存した経済からの脱却を図る中で、まず重視されたのが、再エネ導入の拡大を図るための制度構築である。また、イギリスでは、ドイツと異なり原子力発電に対する受容性が比較的高いことを背景に、低炭素化を促進する取り組みとして原子力の活用も併せて掲げられた。

イギリスの再エネ政策は、制度構築当初から可能な限り市場機能を取り入れ、コスト効率的に再エネ導入拡大を実現しようとしてきた点に大きな特徴がある。2002年にはじめて導入されたRO制度では、予め価格が定められていない証書（ROCs）を再エネ発電事業者と電力小売事業者間で取引することで価格が決定される仕組みが組み込まれた。開発途上にある再エネ技

しては季節ごとに先物市場で設定された平均価格が適用される（前掲、東京海上2019, p. 181 参照）。

¹¹⁴ DECC, Policy Paper “Electricity Market Reform Delivery Plan” published 19 December 2013 (<https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-delivery-plan>) 参照。

¹¹⁵ *Ibid.*

¹¹⁶ 日本エネルギー経済研究所「英国：Cfd制度による第一回オークション結果が発表」2015年3月 (<https://eneken.ieej.or.jp/data/5995.pdf>) 参照。

¹¹⁷ CFD Register (<https://www.lowcarboncontracts.uk/cfds>) 参照。

術の振興等を図るために支援レベルに濃淡をつける必要性が認識された際には、同じ発電量に対し多くの ROCs を付与することで再エネ技術間の優先度の差異化が図られ、政府による一定の方向付けの下、可能な限り市場原理を活用した価格決定メカニズムを維持しようとする姿勢が貫かれていた。

しかしながら、こうした制度では発電事業者は事業予測を立てにくいということや、小規模発電事業者にとっては手続きが煩雑で小規模電源の導入が進まないという課題が認識されたことを受け、2010年、小規模発電向けに FIT 制度が導入された。同制度下では、再エネ技術の普及状況等を踏まえた迅速な調整を行うことで、着実に再エネの導入拡大がみられた。

さらに、最終エネルギー消費に占める再エネ割合を2020年までに15%へ拡大するというEU指令に基づいた目標を受けて、その達成のためには革新的な変革が必要であることが認識されると、イギリス政府は大胆な電力市場改革に踏み切った。電力市場改革は、政府の全面的な舵取りのもとに進められたが、改革の過程ではコンサルテーションの開催や、FIT-CfD と FIP 制度のどちらを導入することが望ましいかという論点も含めた議論が議会で交わされた。その結果、低炭素電源の導入をよりコスト効率的に促進し得る枠組みとして FIT-CfD 制度の導入が決定された。同制度のもとでは、基準価格の決定にあたり入札も活用されており、少しでも市場機能を取り入れコスト効率的に再エネの普及を図ろうとしているイギリスの姿勢をみることができる。

以上のように、イギリスは歴史的に自由市場の実現に重きを置いてきたが、再エネの導入拡大を図る過程では、従来の方針を必要に応じて軌道修正してきた。完全に自由市場に委ねるのではなく、再エネ事業への投資を促進するためのインセンティブ付与を図る中では、如何にして長期的な投資の見通しが立つ環境をコスト効率的に実現するかが常に追求されてきた。また、FIT-CfD 制度の導入にあたっては、火力発電の効率的な活用も併せて企図され、低炭素経済の実現と電力の安定供給確保の両立を図る方針が打ち立てられている。イギリスの再エネ普及政策はドイツよりも10年近く遅れて開始されたが、イギリスが長年培ってきた市場メカニズムを可能な限り活用する土壌の上に、再エネ導入が進んだシステムを根付かせている。

まとめと日本への示唆

1. ドイツとイギリスの政策過程から得られる示唆

本稿では、歴史的に化石燃料への依存度が高かったドイツとイギリスが、電力部門において再エネの導入を飛躍的に拡大してきた過程を制度面から整理した。以下では、両国の政策過程を追うことで浮かび上がる興味深い点とそこから得られる示唆を述べる。

(1) 他の主力エネルギー及び上位の政策アジェンダの影響

第一に、どちらの国でも石炭や原子力といった他の主力エネルギーとの関連で再エネ政策が大きく影響を受けてきたことが確認できた点である。ドイツでは、1986年のチェルノブイリ原発事故を契機に歴史的に盛んであった反原発運動が高まりをみせたことや、地球温暖化問題を深刻な課題とする認識が広がったことを背景に、原子力及び石炭に代わるエネルギー源として再エネの導入拡大に向けた制度構築が開始された。また、2011年に福島第一原発事故が発生した際には、前年に発表した原子力発電稼働期間延長の決定を速やかに取り下げ、2022年までに全ての原子力発電を停止する政策を改めて打ち出すと共に、再エネの導入を加速化させるために再エネ法の大幅な改正に着手した。

一方、イギリスでは、原子力発電はエネルギーの安定供給及び気候変動対策の双方に資する有力なエネルギーと位置付けられ、原子力を推進する方針が維持されている。他方で石炭に関しては、石炭火力発電の割合を段階的に削減させており、石炭火力発電の閉鎖時期を他の欧州諸国に先んじて発表した。このような政策の背景には、気候変動対策がイギリスの政策上、優先度の高い課題へとシフトしてきたことが指摘される。こうした中、再エネについては、化石燃料に依存した経済からの脱却を図るために重要な役割を果たすエネルギーとして、その導入拡大に向けた政策が推し進められている。

このように、再エネ政策は、それぞれの国における他の主力エネルギーとの関係の中で位置付けられており、関連した産業政策も踏まえた政策形成が必要となる。また、気候変動対策やエネルギー安全保障政策など、より上位に位置する政策アジェンダが再エネ政策の推進に与える影響は大きく、その状況を的確に見極めることも非常に重要となる。

(2) 長期目標の提示

第二に、どちらの国でも長期的な再エネ導入目標を具体的に示し、国としてのビジョンを提示する努力が継続的に行われてきた点にも着目される。それは、EU指令の傘の下で掲げられた数値目標であった場面もあるが、それを超えて独自の目標が提示されることもあった。どちらの国も2050年を見据えた長期目標を2010年代前半から掲げ、再エネ社会へのあゆみを進めている。

長期目標を国が明示することは、企業、投資家、金融機関、研究機関など多様なアクターが長期的な視野を共有しながら大胆な戦略や技術開発に乗り出すことを後押しする力となる。そ

れは、蓄電池、水素開発、次世代再エネ技術など既存の枠組みや発想を超えた取り組みが必要とされる分野の競争力を底上げし、国内市場や産業の活性化のみならず、脱炭素化に向けた国際協調において先導的な役割を担う可能性も高めると考えられる。

(3) 制度構築後の調整

第三に、再エネ導入のための制度構築過程では、制度導入後に直面した課題へ対応するために、多くの調整が継続的に行われてきた点も注目に値する。当初は、どちらの国でも電力小売事業者に対し販売電力量のうち一定比率を再エネ源電力とすることを義務付ける制度が導入された。しかし、同制度下では再エネ発電事業者の事業予見性が担保されないという課題が認識されると、一定価格での買取補償により事業者が将来にわたるキャッシュフローを見通すことを可能とする FIT 制度が導入された。FIT 制度の実施に伴うコスト負担軽減の必要性及び再エネの電力市場統合を促す重要性が認識されてからは、ドイツでは FIP 制度、イギリスでは CfD 制度へと順次移行されたが、どちらも変動する卸電力価格のリスクをヘッジできる仕組みとなっている。これにより、投資インセンティブを確保することに加え、事業予見性の担保が図られている。

このように、制度導入後に認識された課題を踏まえた対応を行う中で、再エネ導入に必要な政策的支援の舵取りが行われている。他電源と同様の環境で競争することのできるエネルギー源へと再エネを進化させるために必要な調整は欠かせない。再エネも、他のエネルギー源も、導入促進の政策を定めた後、現実の市場で発生する諸課題に対応して常に政策を適切に調整していかない限り、長期的で着実な導入拡大は望めない、ともいえるだろう。

2. 再エネ社会の実現に向けて

以上の点に加え、ドイツやイギリスでは、再エネの優先接続、送配電網整備、電力市場改革など包括的な支援策を、FIT や FIP 制度と両輪で講じることにより再エネの普及が図られてきたことが確認された。

翻って、日本がこれまで辿ってきた軌跡に目を転じると、1997 年に「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」(通称「新エネ法」)が制定され、2000 年代に入ってから「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」(通称「RPS 法」、2003 年)が施行されるなど、ドイツとほぼ同時期に再エネの導入拡大に向けた制度構築が本格的に進められた。2012 年に再エネ特措法が施行されてからは、日本でも FIT 制度のもとで再エネの導入拡大が促進されてきた。2010 年時点では、日本の電源構成に占める再エネの割合は 9.5%で、非水力の再エネ割合は 2%に過ぎなかった。それが、2018 年には 17%まで拡大し、非水力の再エネ割合は 9%となった。このように、導入量は着実に増加の一途をたどっている一方、2018 年時点の買取費用総額は 3.1 兆円、賦課金総額は 2.4 兆円に達しており国民負担の軽減は喫緊の

課題とされてきた¹¹⁸。特に、参入障壁が低く開発のリードタイムが短い太陽光発電の拡大が著しく、太陽光発電に偏重した国民負担の増加への対処が求められてきた。

こうした状況下、2018年7月に閣議策定された「第五次エネルギー基本計画」では、再エネ導入の方針として、コスト低減とFIT制度からの自立化を図り、日本のエネルギー供給の一翼を担う長期安定的な主力電源としていくことが掲げられた。そして、再エネが主力電源へと進化するためには、他電源と同様に電力市場に統合された電源となる必要があるという考えが示された¹¹⁹。

FIT制度下では、再エネ発電事業者は市場取引を免除され、発電した全量につき固定価格での買取が保証されてきた。これは、事業の予見性を担保し、再エネ発電事業への投資を促進する効果はあったが、市場価格を意識した発電を行うインセンティブは発揮されにくく、再エネが他電源と同様に市場統合された電源となることにはつながりにくいという課題があった。そこで、再エネ発電事業者が事業の予見性を維持しつつ市場を意識した発電を行うことを促す仕組みとして、市場連動型のFIP制度を2022年4月より導入することが、2020年6月の第201回通常国会で成立した「エネルギー強靱化法」で謳われている¹²⁰。このように、日本もドイツ同様にFIP制度を導入し、再エネ発電事業者が卸電力取引市場や相対取引で売電した場合に基準価格と市場参照価格の差額をプレミアムとして付与し、投資インセンティブを確保する仕組みの構築を目指している。

FIP制度は、再エネが他電源と共通の環境下で市場へ統合されるまでの経過措置であることに鑑みると、FIP制度の慎重な設計と並行して、再エネの主力電源化の実現に向けた包括的な支援策を講じることが重要となる。そこで、以下では、ドイツ及びイギリスの事例も踏まえ、今後日本が取り組むべき施策の中で特に重要と考えられるものについて述べたい。

(1) FIP制度の詳細設計

まず、FIP制度の詳細設計に関しては、プレミアム価格の算定方法をどのようにデザインするかが重要となる。日本では、プレミアムの額は、基準価格から市場参照価格を控除した額(プレミアム単価)に再エネ電気供給量を乗じた額を基礎として、一定期間ごとに決定する方針が示されている¹²¹。そもそもFIP制度は、固定額のプレミアムを市場参照価格に上乗せする「固定型FIP」と、基準価格と市場参照価格の差額をプレミアムとする「変動型FIP」に分類され

¹¹⁸ 経済産業省「総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会(第18回)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6回)合同会議 資料2」2020年7月22日、参照。

¹¹⁹ 経済産業省「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 中間整理(第3次)」2019年8月、参照。

¹²⁰ 前掲、経済産業省(2020年7月22日)参照。

¹²¹ 経済産業省「総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会(第19回)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7回)合同会議 資料1」2020年8月31日、参照。

るが¹²²、日本では、ドイツも含めた多くの欧州諸国と同様に変動型 FIP 制度とする方向で議論が進められている。変動型 FIP 制度の場合、スポット市場や時間前市場等、どの市場の価格を指標とするかといった論点に加え、市場参照価格が変更される頻度（市場参照期間）をどのように設定するかが重要となる。市場参照期間を 30 分や 1 時間単位の短期間とすると、市場価格の変動を柔軟に吸収でき事業者は基準価格を確保することができるが、FIT 制度とほぼ類似した枠組みとなってしまう、再エネの市場統合を促すドライブとならない懸念がある。一方で、市場参照期間を 1 年など長くとると、プレミアムはほぼ固定され、事業者の収入は短期的な市場変動の影響を受けるようになるため、事業の予見性確保が困難となり、発電事業者の投資インセンティブが阻害される可能性がある。

この点、本稿でみてきた通り、ドイツでは市場参照期間は 1 カ月とされており、プレミアムの額は、暦月ごとに EEG2012 附則第 4 の基準に従い遡及的に算定される仕組みとなっている。これは、市場価格の変動をある程度意識した行動を促しつつも、投資の予見性確保が図れるように工夫したものと考えられる。日本においてもドイツ同様に市場参照期間を 1 カ月とするという議論もあるが、日本における再エネの普及度合いや市場整備状況などを踏まえ、1 カ月が日本にとっても適当な期間であるかは慎重に検討すべきであると考えられる。FIT 制度による保護から再エネの自立化に向けて前進することを大前提としつつも、どの程度の期間の価格変動であれば再エネ事業者にとって過度のリスクとならないかという視点をもった検討が必要となる。

次に、再エネの主力電源化を進めるために FIP の制度設計と両輪で取り組むことが特に重要と考えられる施策として、次の 4 点を強調したい。

（２）市場の整備

まず、市場の整備である。現在日本では、FIP 電源が参入可能な市場は、卸電力取引市場、非化石価値取引市場、需給調整市場とする方向で議論が進められている¹²³。FIP 制度下では、再エネ発電事業者は発電した電気の価値やその非化石価値等をそれぞれの市場で取引し収入を得ることが可能となる一方で、供給する電気の計画値と実績値を一致させることができなかつた場合には、その調整に要する費用を負担することが求められている。こうしたインバランスによるペナルティーが再エネ事業者にとって過度な負担となると、再エネ事業者の市場参加が停滞してしまう懸念がある。そのため、インバランスを極力抑制する仕組みの一つとして、当日市場の設計を可能な限り弾力的にすることが重要となると考えられる。市場設計に関して、本稿でみてきた政策過程と同様に、国によって固有の事情や経緯の延長上にあると考えられるため別稿での詳細な検討を要するが、ドイツやイギリスなどの先行事例においてどういっ

¹²² 伊藤葉子「再生可能エネルギー支援策の変遷～国内外の制度事例から得る日本の FIT 見直しへの示唆～」日本エネルギー経済研究所、2015 年 8 月。

¹²³ 前掲、経済産業省（2020 年 8 月 31 日）参照。

た施策が講じられ、その結果どのような課題が認識されているかを分析することは有用であると考えられる。例えば、当日市場の設計がイタリアやスペインに比べ弾力的ではないドイツやイギリスでは、再エネ発電事業者にインバランスリスクの負担を迫ることになり、再エネの導入拡大に逆行する懸念があるという指摘などが挙げられる¹²⁴。

（３）系統制約の解消

次に、系統制約の解消である。日本はこれまで先着優先ルールのもと、先に送電線に接続した電源の送電利用枠がまず確保され、再エネを含む新規の電源は混雑している送電線には増強を待たないと接続できないという課題があった。こうした従来の系統運用ルールのもとでの系統制約を解消することは、再エネの主力電源化を進める上で大きな課題の一つとされており、既存系統を最大限活用するための「日本版コネクト&マネージメント」の推進や新たな系統整備の他、送電線利用ルールの見直しなどが進められている¹²⁵。本稿でもみてきた通り、欧州では2001年のEU再エネ指令においてGrid system issuesという項目が定められ、再エネの優先接続が規定された。こうしたルール策定が後押しとなり、再エネ投資が活発化した側面はあるが、再エネ社会を目指す中では充分であったとは言い難い。例えばドイツでは、南部の高需要地域と風力発電の開発が進む北部を連系する南北送電線の増強が長く課題となっており、その建設工事は依然として大幅に遅延している状況にある。そのため、当面の措置として、2012年に系統リザーブ制度が導入され電力の安定供給が図られている。日本においても、広域送電網の敷設も含め送電線の増強や整備の必要性は広く認識されているが、その実現には時間も費用も要する。そうした中、可能な限り迅速に送電線整備を進める取り組みと並行し、再エネの優先接続や既存送電線を最大限活用するためのルール見直し等を加速化し、再エネ導入の妨げとなる要素を極力取り除くことが重要となる。

（４）調整力の確保

太陽光や風力に代表される変動再エネの導入が拡大することに伴い、調整力を効率的かつ効果的に確保する重要性が広く認識されている¹²⁶。これまで調整力の供給に大きな役割を果たしてきたのは主として火力発電であるが、ドイツとイギリスでは脱炭素化社会の実現に向け石炭火力発電を順次閉鎖することが決定されており、調整力の確保は喫緊の課題となっている。石炭火力発電などの従来型電源は、突発的な事故などにより需給バランスが急変しても自身の回転エネルギーによりその変化を打ち消そうとする特性（慣性）を有し、電力システムの安定化に寄与してきた。こうした慣性力の維持に関しては、大陸系統に属しているドイツでは問題が顕在化していないが、イギリスでは、慣性力を提供する装置や仕組みを導入することで、電力需給の変動を吸収する取り組みが積極的に進められている。このようにドイツとイギリスで

¹²⁴ 小笠原潤一（日本エネルギー経済研究所）による研究会発表資料参照。

¹²⁵ 前掲、経済産業省（2020年8月31日）参照。

¹²⁶ *Ibid.*

は、電力システムシステムが異なることに起因し、再エネ導入に伴う制約に違いが生じていることへの留意が必要である。今後、こうした慣性の維持も確保し得る調整力として、地熱やバイオマス発電の積極的な活用に加え、蓄電池の利用や IoT 技術によるバーチャルパワープラント (VPP) で分散型エネルギー源を柔軟に活用していくことなどが必要となる。日本においても、当面は火力発電や揚水発電による調整力を活用することになると考えられるが、脱炭素化の潮流が進展する中、新たな調整力確保に向けた実証や技術開発が一層重要となる。

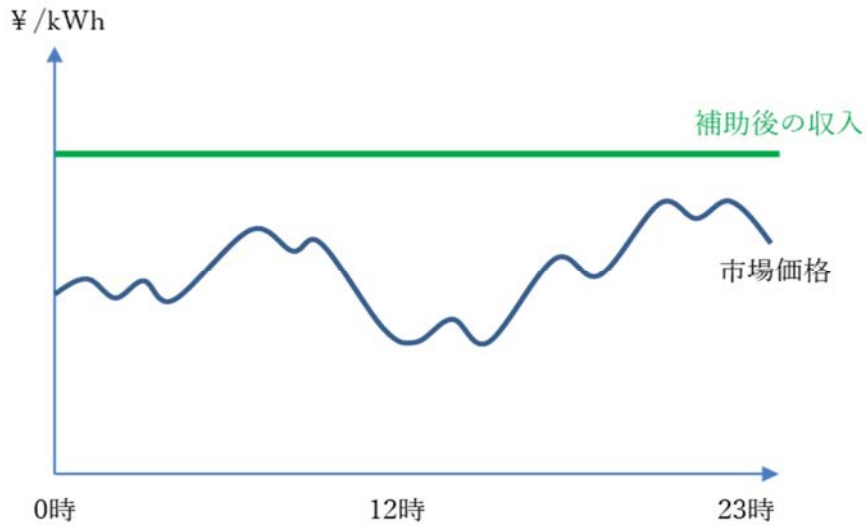
(5) 具体的な長期目標の共有

最後に、2050 年も見据えた長期目標を具体的に示し、再エネが普及した社会の実現に向けた道筋を幅広いアクター間で共有することである。日本は、第五次エネルギー基本計画において、2050 年を見据えたエネルギーシナリオと、長期的にエネルギー選択を行う際の評価軸として、脱炭素化、産業競争力強化、エネルギー選択の多様性確保、技術革新とガバナンス革新による安全の革新の 4 本柱で成る「より高度な 3E+S」という考え方を示しているが、具体的なエネルギーミックスや目標値は示されていない。再エネに関しては、経済的に自立し脱炭素化した主力電源とするという方針は示されているものの、その実現に向けた道筋や具体的な戦略は不透明なままである。今後、日本において再エネの導入を一層拡大するためには、市場環境の整備や系統増強など多くの課題を克服することに加え技術革新を加速化させる必要があり、それには多くの時間と労力を要する。こうした中、再エネに対する投資や技術開発を持続的に呼び起こし再エネが普及した社会へと転換を図っていくためには、日本も 2030 年を越えた明確な目標を掲げ、多様なアクターが長期的な方向性を共有しながら大胆な活動に乗り出すことを後押しすることが重要となると考える。

ドイツ及びイギリスの政策過程を追うことで明らかにされたように、再エネ政策は石炭や原子力発電など他のエネルギーとの間で揺れ動き、ときに軌道修正しながら再エネの導入を後押ししてきた。再エネ社会に向けた転換の道筋は、国ごと固有のエネルギーミックスや経済社会状況に依存し多様であるが、長期的なビジョンのもと事業の予見性を高める仕組みや市場環境の整備に取り組んできた両国の軌跡は、日本の制度設計にも参考になると考えられる。明確な道しるべと制度のもと、日本が再エネ導入の拡大に向けたあゆみを着実に進めていくことが期待される。

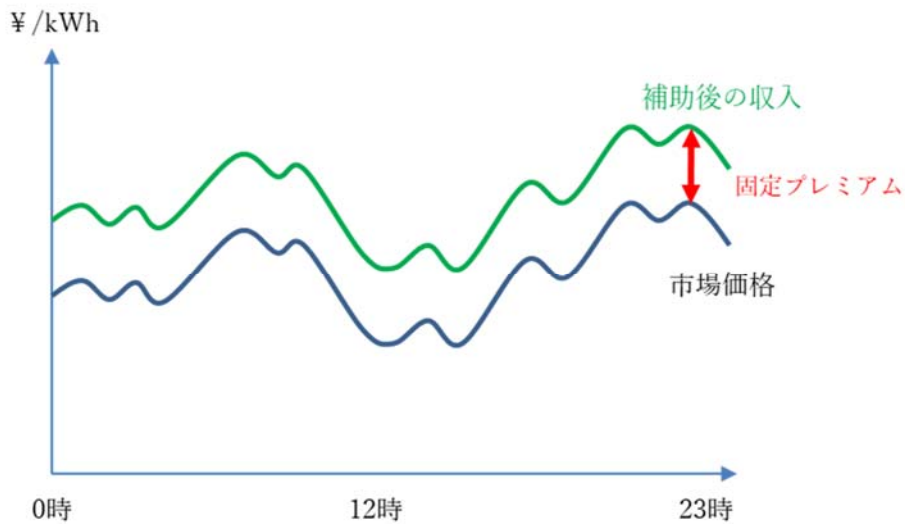
再生可能エネルギー支援策の比較概念図¹²⁷

FIT制度



*市場価格に関わらず、一定の買取価格を設定

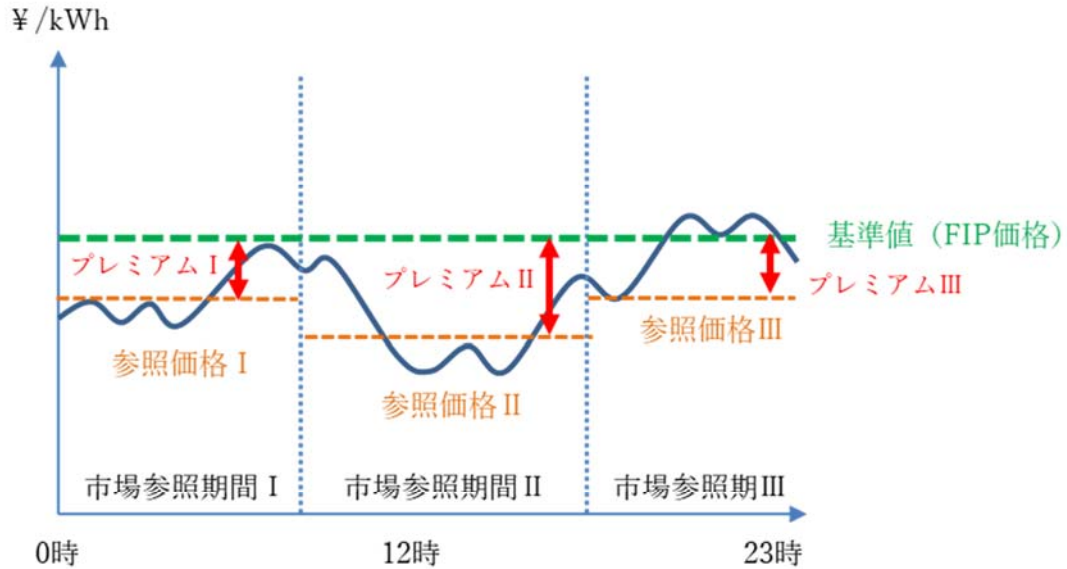
固定FIP制度



*市場価格に固定プレミアムを上乗せ

¹²⁷ 前掲、経済産業省（2020年8月31日）、他各種資料参照の上作成。

変動FIP制度



*基準価格は、交付期間にわたり固定

*参照価格は、市場参照期間毎の市場価格の平均を基礎とし一定期間毎に算定

*プレミアム価格は、参照価格の変動に応じて一定期間毎に算定

お問い合わせ：report@tky.iej.or.jp