



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

電力会社に迫る変革の波

—欧州が先行する新時代の戦略—

2017年10月



謝辞

本レポートの作成にあたり、数多くの企業・団体にご協力いただいたことを感謝いたします。

著者

ロマン・ジスラー：自然エネルギー財団 研究員

石田雅也：同 自然エネルギービジネスグループマネージャー

英語版

The Ways Forward for Japan EPCOs in the New Energy Paradigm (Tokyo: REI, 2017)

Copyright © 2017 Renewable Energy Institute

http://renewable-ei.org/en/activities/reports_20171006.php

免責事項

本レポートに記載した情報は執筆時点で入手可能な内容に基づいているものの、その正確性に関して自然エネルギー財団が責任を負うものではありません。

自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義ソフトバンクグループ代表を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立しました。安心・安全で豊かな社会の実現には、自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会の構築を目的として活動しています。

目次

エグゼクティブ・サマリー	1
はじめに.....	3
第 1 部 欧州の電力会社が学んだ貴重な教訓	4
1-1. 欧州と日本の共通点と相違点.....	6
1-2. 変化に遅れた欧州の電力会社.....	15
1-3. 加速するパラダイムシフトと日本の現状.....	24
第 2 部 変化する電力会社のビジネスモデル	31
2-1. 発電事業は自然エネルギーへ.....	31
2-2. 統合へ向かう送配電ビジネス.....	41
2-3. 小売は電力供給だけで終わらず.....	51
おわりに.....	55
図表一覧.....	56

エグゼクティブ・サマリー

世界規模でエネルギーのパラダイムシフトが急速に進んでいる。欧州を皮切りに、「エネルギー転換（Energy Transition）」「電力システム改革（Electricity System Reform）」「国際化（Internationalization）」という 3 つの大きな変革の波が重なって、いよいよ日本にも迫ってきた。

すでに欧州の各国では、長年にわたって独占的に事業を続けてきた大手の電力会社の多くが、さまざまな課題に直面している。ここ数年で記録的な損失を出した電力会社もあれば、株価の大幅な下落に見舞われたケースも見られる。その要因はエネルギー転換に伴う電力需要の減少、発電コストが低下した風力発電と太陽光発電の増加、それに伴う火力発電設備の余剰によるものだ。

事業環境が大きく変容した結果、欧州の電力会社は新しいビジネスモデルを選択せざるを得なくなった。目指す方向は「自然エネルギー」「統合型ネットワーク」「顧客サービス」の領域である。

自然エネルギーの中でも太陽光発電と風力発電は、火力発電や原子力発電と比べて優位性が高まった。燃料が不要なことから、発電に必要な追加コスト（限界費用）がほぼゼロになり、メリットオーダー（追加コストの低い電源から順番に供給するルール）の恩恵を受ける。石炭や天然ガスなど化石燃料の価格変動に悩まされることもない。

発電設備の経済性を評価する LCOE（Levelized Cost of Electricity、均等化発電コスト）を比較すると、太陽光・風力発電は火力・原子力発電と同等以下の水準になってきた。エネルギーセキュリティや大気を改善する効果の点でも有利である。そのメリットの大きさから、世界各地で太陽光発電と風力発電が急速に普及している。日本も例外ではない。

エネルギー転換に対応するため、欧州の電力会社は太陽光発電と風力発電の増強に積極的に取り組み始めた。新たな発電設備を建設するか、既存の発電設備を他社から買い取るか、いずれかの方法で規模を拡大中だ。その一方で火力発電を大幅に縮小している。2011 年から 2016 年のあいだに、大手の電力会社 12 社を合わせて 1 億 kW（キロワット）以上にのぼる火力発電設備の閉鎖あるいは売却を実施した。同様に原子力発電も厳しい状況に陥り、新設プロジェクトの多くが大幅なコスト超過と遅延に直面している。

電力会社が目指すべき第 2 の成長分野は統合型ネットワークである。エネルギー転換に合わせて、送配電ネットワークの刷新・強化・拡充が不可欠になる。送配電事業は欧州でも日本でも国から規制を受けるため、競争が激しい発電事業や小売事業と比べると、得られる利益は小さいかもしれない。それでも安定した利益を確保できることが欧州の事例で明らかになってきた。さらに新たなビジネスチャンスとして、電気自動車をはじめとする交通ネットワークの統合、地域の熱供給ネットワークによる収益も見込める。

第3の顧客サービスの分野でも、市場の拡大が期待できる。太陽光発電と蓄電池を組み合わせた分散型のエネルギーシステムをはじめ、エネルギーの利用状況を最適化するツールの提供や、自然エネルギーを主体とした電気料金プランの販売など、新たな収益を生み出すサービスは数多くある。

日本の大手電力会社(一般電気事業者10社)は、先行する欧州の教訓を十分に生かすべきである。現時点で各社が計画している合計2200万kW超の石炭火力発電とガス火力発電の建設を見直し、先行きが不透明な原子力発電の再稼働にも固執しないほうが得策だ。代わりに自然エネルギーの拡大に国内と海外の両方で取り組んでいけば、新たな道が開けてくることを欧州の電力会社が示している。

日本国内では東京電力福島第一原子力発電所の事故を契機に、エネルギー転換の動きが一気に進んだ。それを象徴するのが電力需要の低下である。2015年度には2010年度と比べて1000億kWh(キロワット時)近く需要が減り、この6年間の減少率は1割近くに達している。

エネルギー転換の流れは発電にも及び、日本では太陽光発電が急速に広がった。2011年末に400万kWだった太陽光発電の設備容量(最大出力ベース)は、2016年末に10倍以上の4200万kWに拡大した。すでに原子力発電の設備容量を上回っている。ところが日本の電力会社は太陽光発電をはじめとする自然エネルギーの導入に積極的に取り組んでいない。このままでは発電事業の競争力も低下していく。

電力会社10社の送配電事業を分離する「発送電分離」の実施が2020年に迫る。発電事業と小売事業が完全な競争状態に置かれて、大きなプレッシャーを受けながら船出することになる。その一方で送配電事業には欧州と同様に、エネルギー転換の進展に伴って新たなビジネスチャンスが訪れる。

加えて海外の巨大な市場が目の前に広がっている。ますます厳しくなる競争の中で生き残るために、国際化は避けて通れない重要な課題だ。これまでも日本の電力会社は海外の事業に取り組んできたが、その多くは火力発電である。いま世界の潮流は明らかに自然エネルギーへ向かっている。日本の電力会社が国際的に競争力を発揮していくうえで、パラダイムシフトに対応した新たな戦略の実行が欠かせない。

はじめに

世界全体でエネルギーのパラダイムシフトが進む中、電力会社には 3 つの大きな課題が重くのしかかる。その課題とは「エネルギー転換」「電力システム改革」「国際化」である。

欧州の大手電力会社は 3 つの課題に直面するも、素早く対応できずに大きな痛手を負ってしまった。直近の数年間にわたって累計で 100 億ユーロ（約 1.3 兆円）を超える損失を出した電力会社もある。各国でエネルギー転換が進んだ結果、従来のビジネスモデルが利益を生み出せなくなったからだ。

エネルギー転換の取り組みは効率化による需要の減少をもたらす一方で、自然エネルギーを利用した太陽光発電や風力発電を急速に拡大させた。その結果、電力会社が大量に抱える火力発電や原子力発電の利用率が低下して、売上と利益を一気に悪化させてしまった。

火力発電の中でも CO2（二酸化炭素）の排出量が多い石炭火力は将来の収益を期待できなくなり、運転を中止する発電設備が欧州で相次いでいる。原子力発電も安全対策を強化する必要性から、コストが膨らんで収益性が低下してきた。世界各地で従来型の発電事業から自然エネルギー主体の事業構造へ移行する動きが続々と始まっている。

送配電事業の変革も急速に進んできた。欧州では日本よりも早く 2000 年代の初めに発送電分離を実施した。さらにビジネスモデルが違う送電事業と配電事業を分けて、それぞれで最適な事業運営を進めているところだ。分散型の太陽光発電設備が拡大した結果、配電事業者の取り扱う電力量が増加している。収益性の面では送電事業よりも配電事業のほうが有利になる傾向が見られる。

数多くの国が隣接している欧州では、国をまたいだ電力事業が活発である。発電・送配電・小売のいずれの分野においても、国際化による事業拡大が新たなチャンスをもたらしている。海をはさんでイギリスやアイルランド、さらには遠く北米や南米まで広範囲に事業を展開する電力会社が増えてきた。

もはや欧州の電力会社にビジネスの国境はない。いかに素早くエネルギーのパラダイムシフトの波をとらえて、新しい方向に動き出すか。そのスピード感が収益力の差に表れ始めた。

自然エネルギーを主体とする発電事業、効率性と柔軟性が求められる送配電事業、太陽光発電や電気自動車を含めて分散型のエネルギーシステムを提供する小売事業など、需要が拡大する領域で競争力を発揮することが電力会社の未来につながる。

第1部 欧州の電力会社が学んだ貴重な教訓

新時代の戦略に向けて先行する欧州の電力会社のうち、主要な4つの地域で事業を展開している大手12社に焦点を当て、エネルギーのパラダイムシフトにどのように取り組んでいるかを詳しく見ていく（地図を参照）。

地図：欧州の大手電力会社12社の本社所在地



出典：自然エネルギー財団

その4つの地域とは、中西部（ドイツ、フランス、オーストリア、ベネルクス3国）、南西部（イタリア、スペイン、ポルトガル）、北部（デンマーク、フィンランド、ノルウェー、スウェーデン）、そしてイギリスとアイルランドである。大手12社の中には北米や南米でもダイナミックに事業を展開している会社がいくつかある（表1）。

表 1：欧州の大手電力会社 12 社の事業概要

グループ	本社所在地	活動地域	事業領域（緑色）				収益 (2016 年、10 億ユーロ)		
			発電 (GW)	送電	配電	小売	売上高	税引き前 利益	純利益
EDF	フランス、 パリ	欧州	132	(ITO)			71.2	7.5	2.9
Enel	イタリア、 ローマ	欧州、 南米	83				70.6	8.9	2.6
ENGIE	フランス、 ラデファンス	欧州、 南米	80				66.6	2.5	-0.4
RWE	ドイツ、 エッセン	欧州	46	(ITO)			43.6	-3.6	-5.7
Iberdrola	スペイン、 ビルバオ	欧州、 北米、 南米	43	(ISO、 イリス)			29.2	4.6	2.7
Vattenfall	スウェーデン、 ストックホルム	欧州	31				14.6	0.1	-2.8
EDP	ポルトガル、 リスボン	欧州、 北米、 南米	26				14.6	2.3	1.0
Statkraft	ノルウェー、 オスロ	欧州	17				5.6	0.3	0.0
EnBW	ドイツ、 カールスルーエ	欧州	14	(ITO)			19.4	-1.7	-1.8
Fortum	フィンランド、 エスポー	欧州	13				3.6	0.6	0.5
SSE	イギリス、 パース	欧州	11	(ISO)			34.0	2.3	1.9
E.ON	ドイツ、 デュッセルドルフ	欧州	9				38.2	-0.4	-8.5

GW：ギガワット（＝100 万千瓦ワット）

ITO：Independent Transmission Operator（独立送電運用者）

ISO：Independent System Operator（独立系統運用機関）

出典：各社のアニュアルレポートなどをもとに自然エネルギー財団が作成

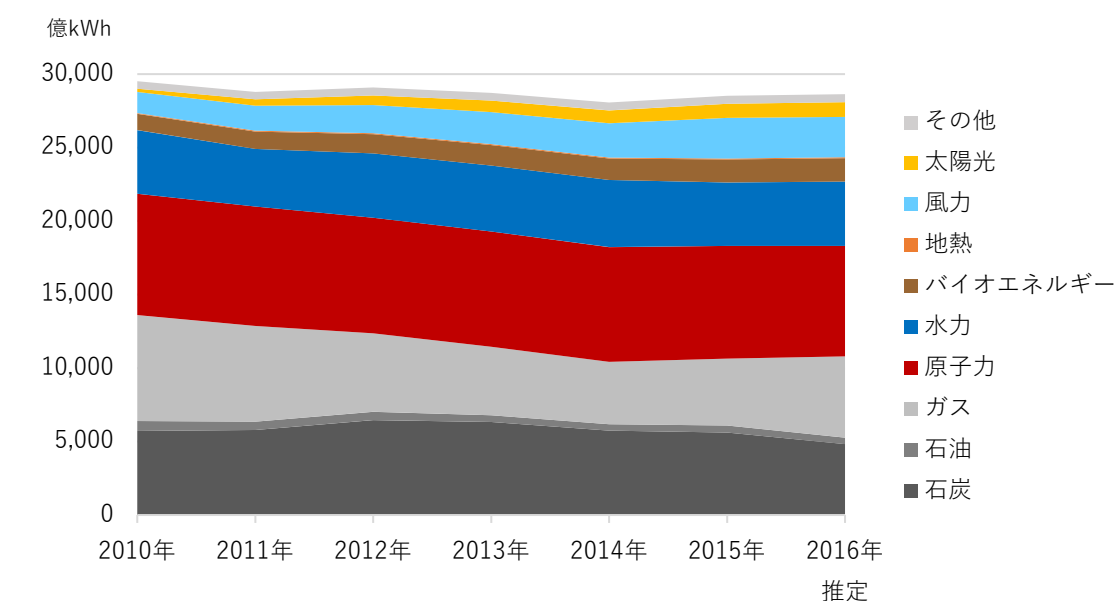
この 12 社は世界の電力会社が直面する 3 つの重要な課題、すなわちエネルギー転換、電力システム改革、国際化の対応を迫られてきた。旧来の発電・送配電・小売を一体に運営する垂直統合型の事業構造から、うまく転換できた会社もあれば、新しい流れに乗り切れずに苦戦している会社もある。いずれのケースも、これから同様の課題に直面する日本の電力会社にとっては大いに参考になるだろう。

1-1. 欧州と日本の共通点と相違点

欧州と日本の電力会社が直面する課題には共通点が多い。両者で違うのは、それぞれの課題の進み具合である。エネルギー転換の進展を見てみると、電力需要の減少は日本のほうが欧州よりも早く進んでいる。一方で風力発電と太陽光発電の拡大では欧州が先を行く。

欧州の主要 15 カ国の発電電力量を見てみると、風力と太陽光を合わせて 2016 年に全体の 13% を超えた。このほかに水力・バイオエネルギー・地熱を加えると自然エネルギーの合計で 34% を占めるまでに拡大している（図 1）。

図 1：欧州の 15 カ国における発電電力量の推移



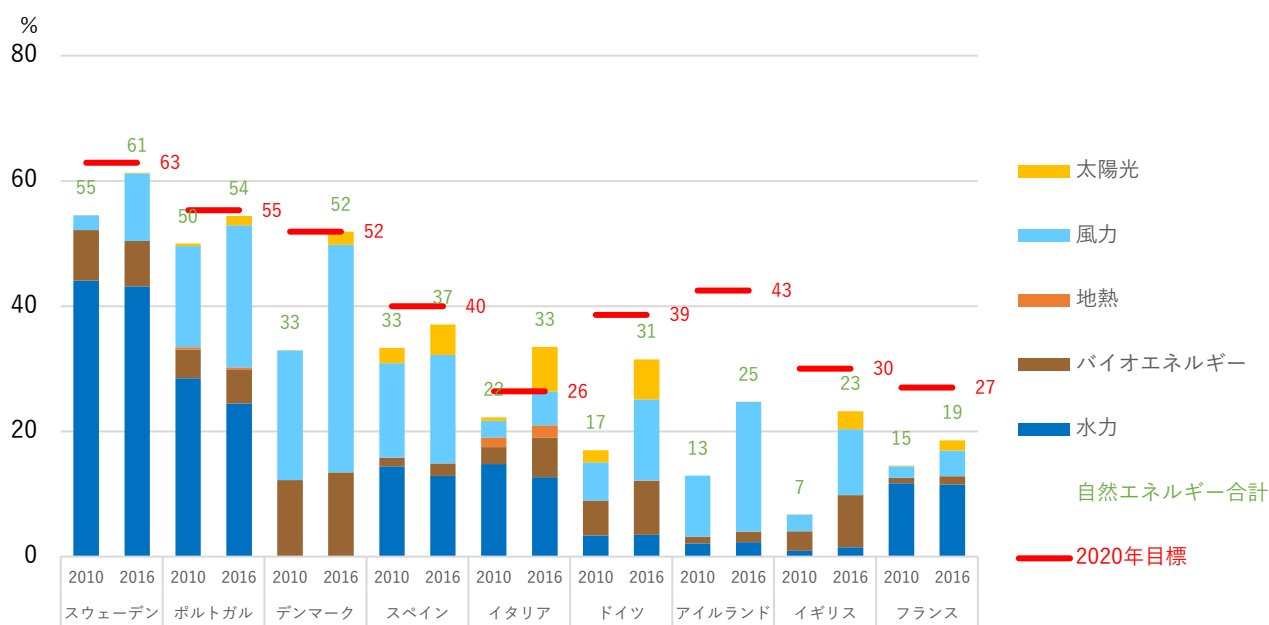
対象国：オーストリア、ベルギー、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、アイルランド、イタリア、ルクセンブルク、オランダ、ノルウェー、ポルトガル、スペイン、スウェーデン、イギリス

出典：IEA「Electricity Information 2017」ほか

ただし自然エネルギーの拡大ペースは国によって大きな差がある。例えばスウェーデン・ポルトガル・デンマークの 3 カ国では、2016 年の時点で国全体の電力需要のうち 50%以上を自然エネルギーが供給した（図 2）。各国が高い目標を設定して、達成のために意欲的な政策を実行してきた結果である。

続いてスペイン・イタリア・ドイツでも自然エネルギーの比率が 30%を超えたほか、アイルランドは 2016 年に 25%だった比率を 2020 年までに 43%へ高める目標を設定して取り組んでいる。イギリスは 2010 年の 7%から 2016 年に 23%まで一気に引き上げ、さらに 2020 年までに 30%へ上昇させる計画だ。

図 2：欧州の主要国における発電電力量に占める自然エネルギーの比率



出典：IEA「Electricity Information 2017」ほか

そうした中で出遅れているのが原子力発電を主体とするフランスである。2016年の自然エネルギーの比率は19%（需要ベース）にとどまり、2020年までに27%へ引き上げることが目標になっている。フランス政府は2015年に「エネルギー転換法（Energy Transition for Green Growth Act）」を施行して、風力発電と太陽光発電を拡大する方針を打ち出した。新たに2030年までに自然エネルギーの比率を40%（発電電力量ベース）まで引き上げる目標を設定して出遅れを挽回する。

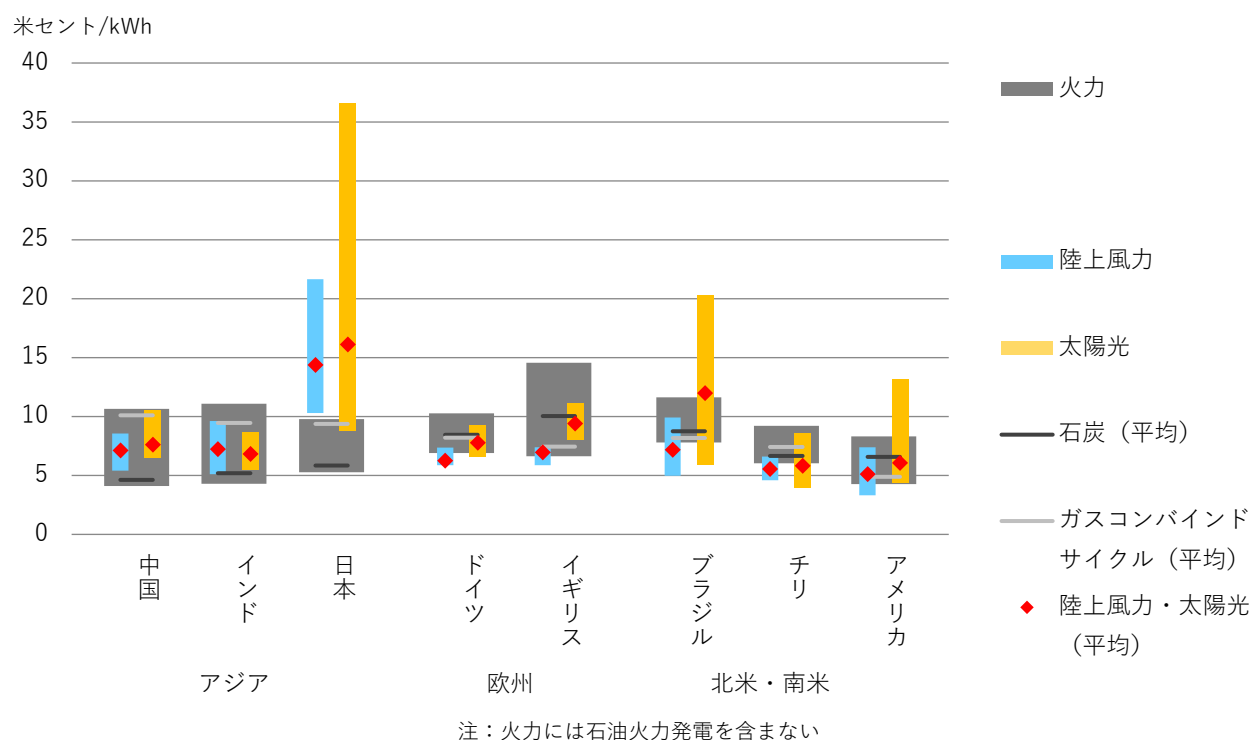
フランス政府は新しい法律に沿って、原子力発電の比率を現在の75%から2025年までに50%へ低減することも宣言した。その理由はさまざまあるが、特に大きな要因を3つ挙げることができる。第1に自然エネルギーの拡大、第2に電力コストの低下、そして第3に安全性の問題である。現在のところ原子力産業の抵抗もあって、廃炉に向けた明確なロードマップを示せていない状況だが、脱・原子力の流れはフランスでも止まらない。

電力需要の減少と自然エネルギーの拡大をもたらすエネルギー転換は欧州で着実に進んできた。それをさらに加速させたのが2011年3月に日本で発生した東京電力福島第一原子力発電所の事故である。この事故を受けて、欧州各国で原子力発電を縮小する動きが活発になる。イタリアとオーストリアが原子力発電から完全に撤退したのに続き、ドイツ・ベルギー・スイスの3カ国が原子力発電からの撤退を決めた。

その一方で欧州では新たな原子力発電所の建設プロジェクトがイギリス・フランス・フィンランド・スロバキアで進んでいるものの、当初の予算を大幅に超過したうえにスケジュールの遅延も長期間に及んでいる。イギリスでは国の補助金を使って建設する原子力発電所（Hinkley Point C）が多く議論を呼び、このほかの新設プロジェクトも困難な状況にある。

火力発電に関しては、現在のところ欧州と日本で明らかな違いが見られる。その最大の要因は、火力発電に対する風力発電と太陽光発電のコスト競争力にある。発電設備の建設から運転終了までのコストで算出する LCOE（Levelized Cost of Electricity、均等化発電コスト）で比較すると、すでに欧州では風力・太陽光発電のコストが火力発電を下回っている（図 3）。

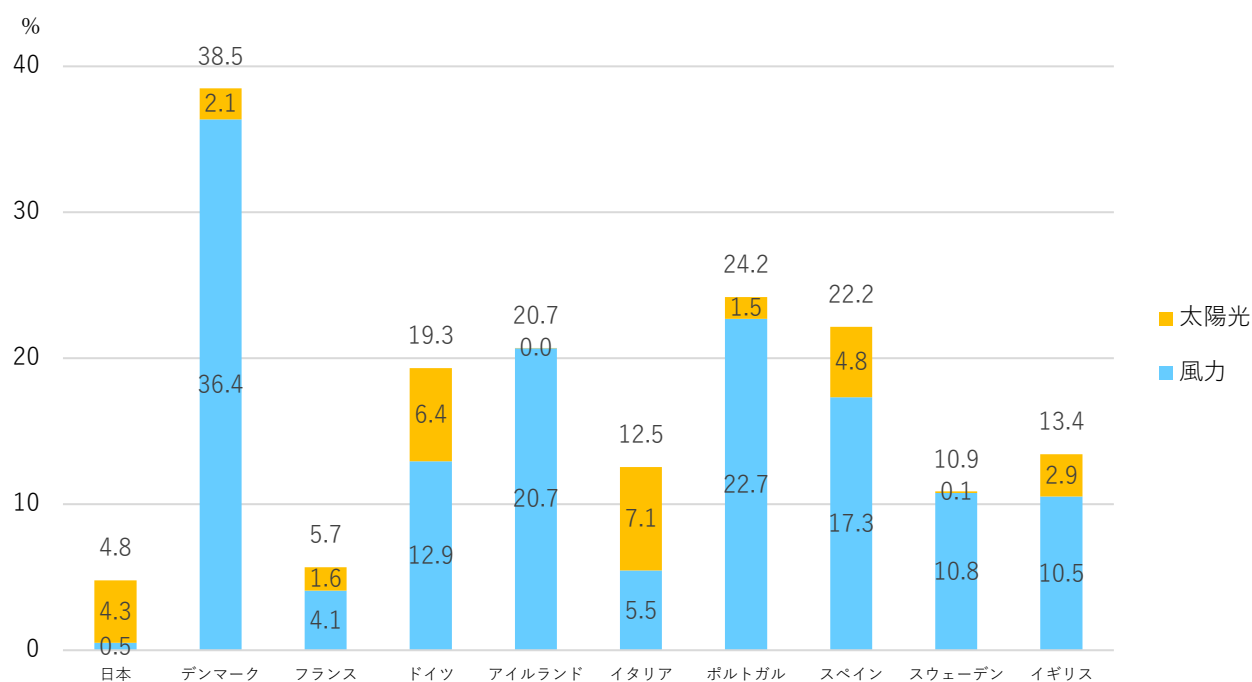
図 3：世界の主要国における発電コストの比較（LCOE、2017 年上期）



出典：BNEF 「Levelized Cost of Electricity」 April 2017

加えて送配電ネットワークの運営においても、欧州の電力会社は先進的に取り組んできた。風力発電や太陽光発電のように天候で出力が変動する自然エネルギーの電力も問題なく、送配電ネットワークに大量に受け入れることができる。デンマークをはじめポルトガルやスペインでは太陽光・風力発電の比率が 20%を超えている（図 4）。

図 4：欧州の主要国と日本の太陽光・風力発電の比率（2016 年）

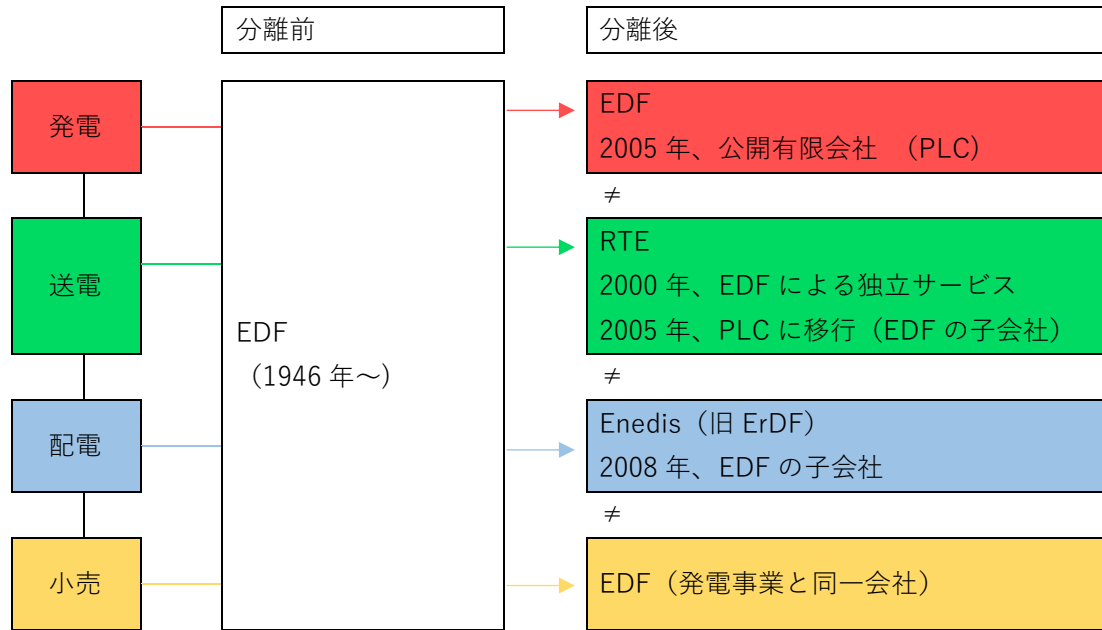


出典：IEA 『Electricity Information 2017』

いまや欧州では風力発電と太陽光発電の出力変動を調整することが送配電事業者の日常業務になっている。そのためにさまざまな対策を組み合わせる。旧来の火力・原子力・水力発電を柔軟に運用しながら、国際送電線の活用、送配電ネットワークの増強・拡大、さらに利用者側の需要抑制（デマンドレスポンス）や蓄電池も併用する。こうした取り組みは送配電事業者を電力会社の発電事業から独立させたことで推進できた。日本でも 2020 年に実施する発送電分離によって、同様の環境を作ることが可能になる。

電力システム改革の点で欧州は日本よりもはるかに先行した。今から 20 年以上前の 1996 年に EU（欧州連合）が電力市場の自由化指令を初めて採択して、加盟各国は 1999 年までに法令を制定した。その後も 2 度にわたって EU から指令が出て、欧州の電力会社は 2000 年代に送配電事業の分離を完了している（フランスの EDF の例を図 5 に示す）。

図 5：欧州の電力会社の発送電分離の例（フランスの EDF）

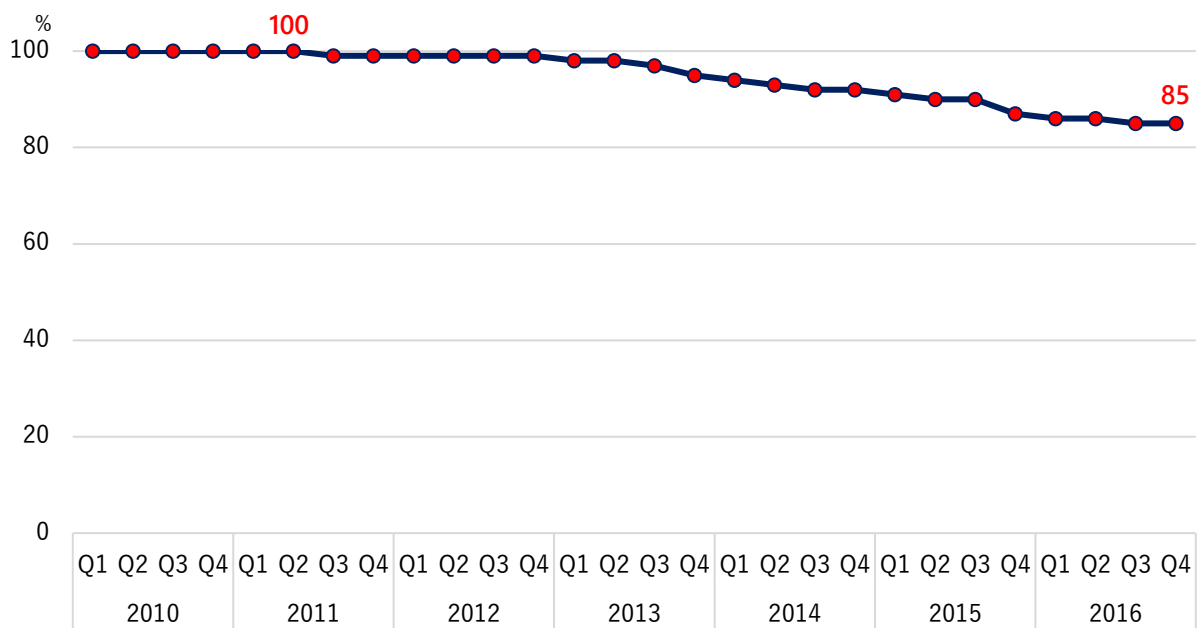


出典：各社の情報をもとに自然エネルギー財団が作成

さらに欧州では送電事業と配電事業の分離も推進した。送配電ネットワークを形成する 2 つの事業は規模も複雑さも異なる。送電線は大規模な発電所から変電所や大口の消費者まで電力を供給する。一方の配電線は変電所や分散型の発電所から家庭など中小規模の消費者に電力を供給することが役割である。送電と配電ではビジネスモデルにも違いがあるため、欧州の電力会社は 2 つの事業を分けて効率的な運営に取り組んでいる。

電力システム改革によって小売分野の競争も進んだ。例えばイギリスでは、“ビッグ 6”と呼ぶ大手 6 社が 2011 年の上半期まで 100%の市場シェアを握っていた。その 6 社はガス事業の最大手で電力も供給する British Gas を筆頭に、スコットランドを中心に電力を販売する SSE のほか、ドイツ・フランス・スペインの大手電力会社の英国法人 4 社である。ところが 2016 年末には 6 社のシェアは 85%まで低下した（図 6）。小売の自由化が進んで料金競争が激しくなった結果である。

図 6：イギリスの大手電力会社 6 社（Big 6）の販売量シェア



出典：OFGEM 「Electricity supply market shares by company: Domestic (GB)」 December 2016

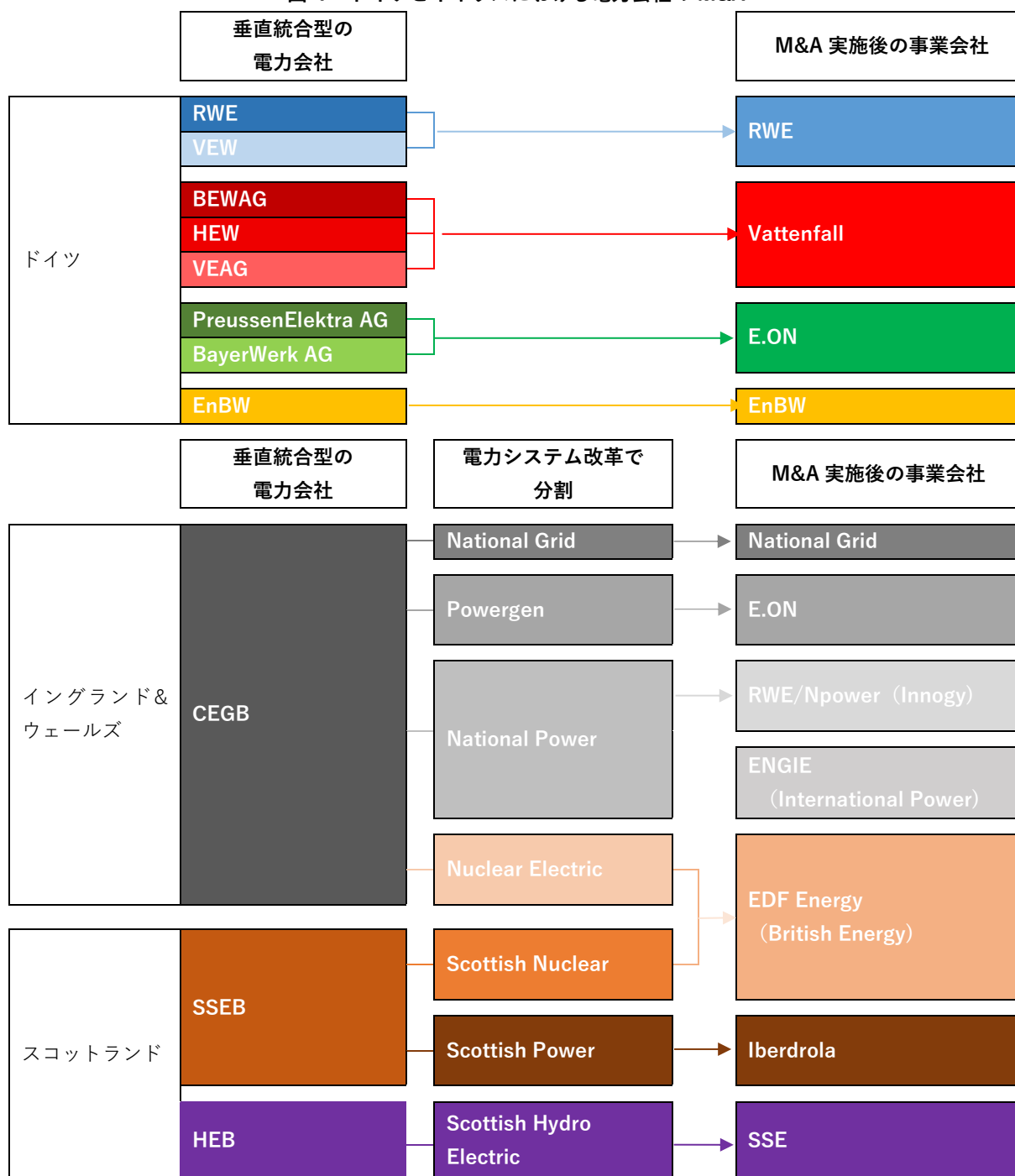
国内の競争が激化する一方で、欧州の電力会社は国際化にも力を入れた。国や地域を結ぶ国際連系線を通じて、各国の事業者が激しい競争を繰り広げている。欧州の電力会社の中には、世界各地に事業を拡大しているケースが多く見られる。

国際化に向けて企業買収（M&A）が活発に進んだことも大きな変化をもたらした。電力システム改革が始まった 1990 年代の後半から 2010 年代の前半にかけて、欧州の電力会社は数多くの注目すべき M&A を実行している（図 7）。代表的な例をいくつか挙げてみよう。

○ドイツ

- ◆ スウェーデンの電力会社 Vattenfall が 2000 年代の前半に、ドイツ国内で垂直統合型の電力事業を運営していた 3 社（BEWAG、HEW、VEAG）を買収した。

図 7：ドイツとイギリスにおける電力会社の M&A



注：垂直統合型の電力会社は少なくとも発電事業と送電事業を一体で運営していた

出典：自然エネルギー財団

○イギリス

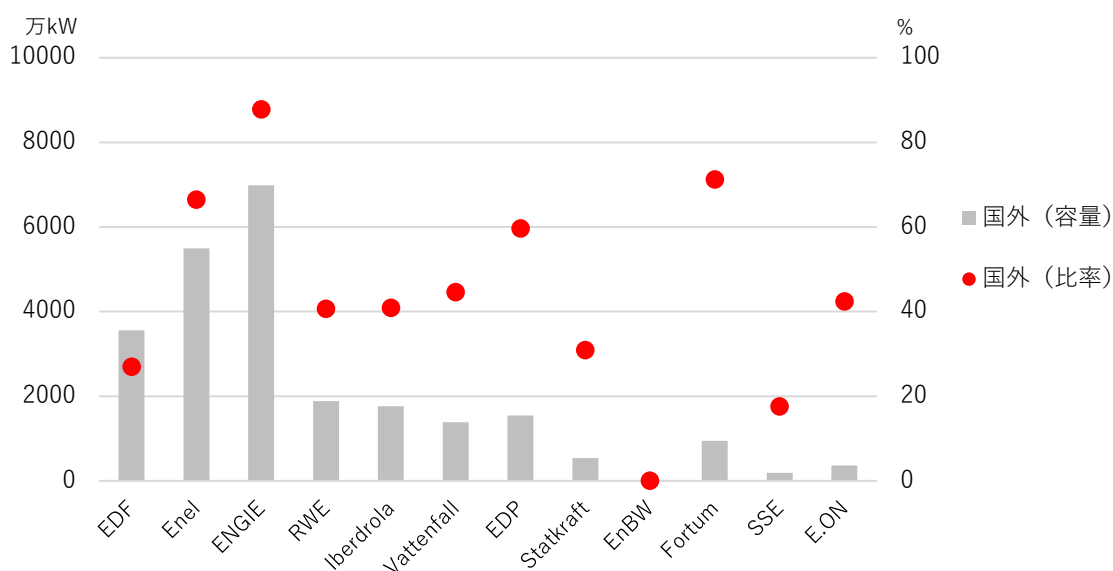
- ◆ フランスの EDF が 1990 年代の終わりに電力会社の London Electricity を買収、その後も数社を加えたうえで 2003 年に EDF Energy に名称を変更した。さらに EDF Energy はイギリスとスコットランドで原子力発電事業を運営していた British Energy を 2009 年に買収した。
- ◆ ドイツの電力会社 RWE が 2002 年に発電事業者の National Power から事業の一部を買収。続いて同じドイツの電力会社 E.ON が発電事業者の Powergen を買収した。
- ◆ フランス国内で独占的にガス事業を運営してきた GDF は 2008 年に、ベルギーの電力会社 Electrabel の株式の過半数を所有する Suez を買収して GDF-Suez を発足させた。さらに 2011 年にはイギリスの発電事業者 International Power の株式の 70% を取得した。GDF-Suez は 2015 年に社名を ENGIE に変更。
- ◆ スペインの電力会社 Iberdrola はスコットランドの Scottish Power の買収を 2007 年に完了した。Scottish Power はスコットランドで原子力以外の発電事業を運営していた会社である。

○その他の地域

- ◆ イタリアの電力会社 Enel は 2009 年に、スペインで最大の電力会社だった Endesa の経営権を取得した。Endesa の事業領域には南米も含まれている。

以上のような国際的な M&A を通じて、欧州の電力会社は数多くの国に発電設備を拡大してきた。国外で活動していないドイツの EnBW を除いて、大手 12 社のうち 11 社が国外に発電設備を保有している。そのうち 8 社は国外の発電設備の比率が 40% 以上に達する（図 8）。

図 8：欧州の電力会社が国外に保有する発電設備容量（2016 年）

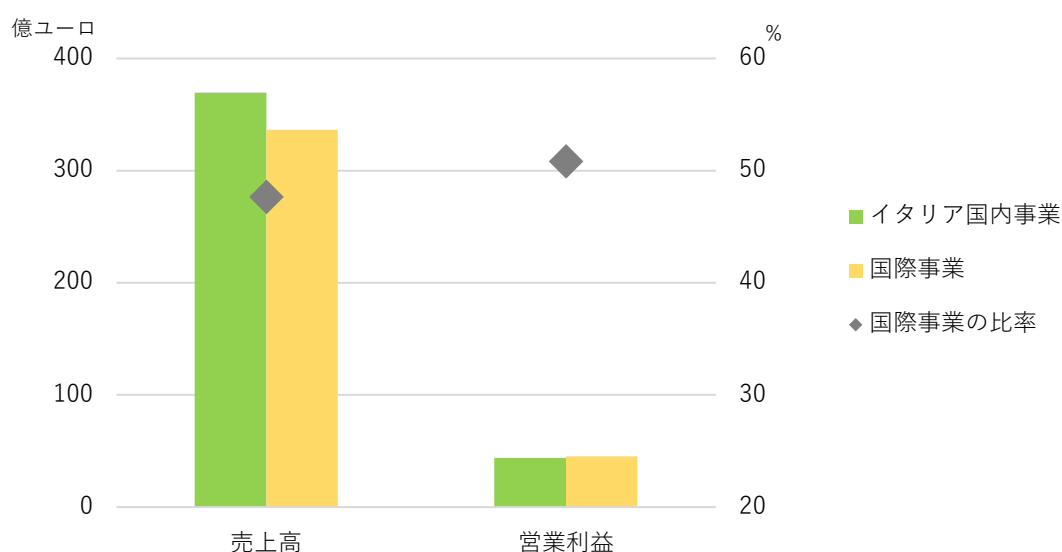


出典：各社のアニュアルレポートをもとに自然エネルギー財団が作成

国際化に最も活発に取り組んでいるのは、フランスの ENGIE とイタリアの Enel の 2 社である。それぞれ 7000 万 kW（キロワット）と 5500 万 kW の発電設備を国外に保有する。この 2 社に加えてフィンランドの Fortum とポルトガルの EDP が国外の発電設備の比率を 60%以上に高めている。

発電事業の国際化で先頭を走る ENGIE では、売上高の 63%に相当する 420 億ユーロ（約 5.5 兆円、1 ユーロ＝130 円で換算）を国外の事業で稼ぎ出す。それに続く Enel も売上高の 48%に相当する 340 億ユーロ（約 4.4 兆円）を国外の事業が占める。Enel では全社の営業利益の 51%にあたる 45 億ユーロ（約 5900 億円）を国外の事業がもたらし、収益源の柱になっている（図 9、ENGIE は事業別の利益を公表していない）。

図 9：Enel の国際事業の収益（2016 年）



出典：Enel「Annual Report 2016」

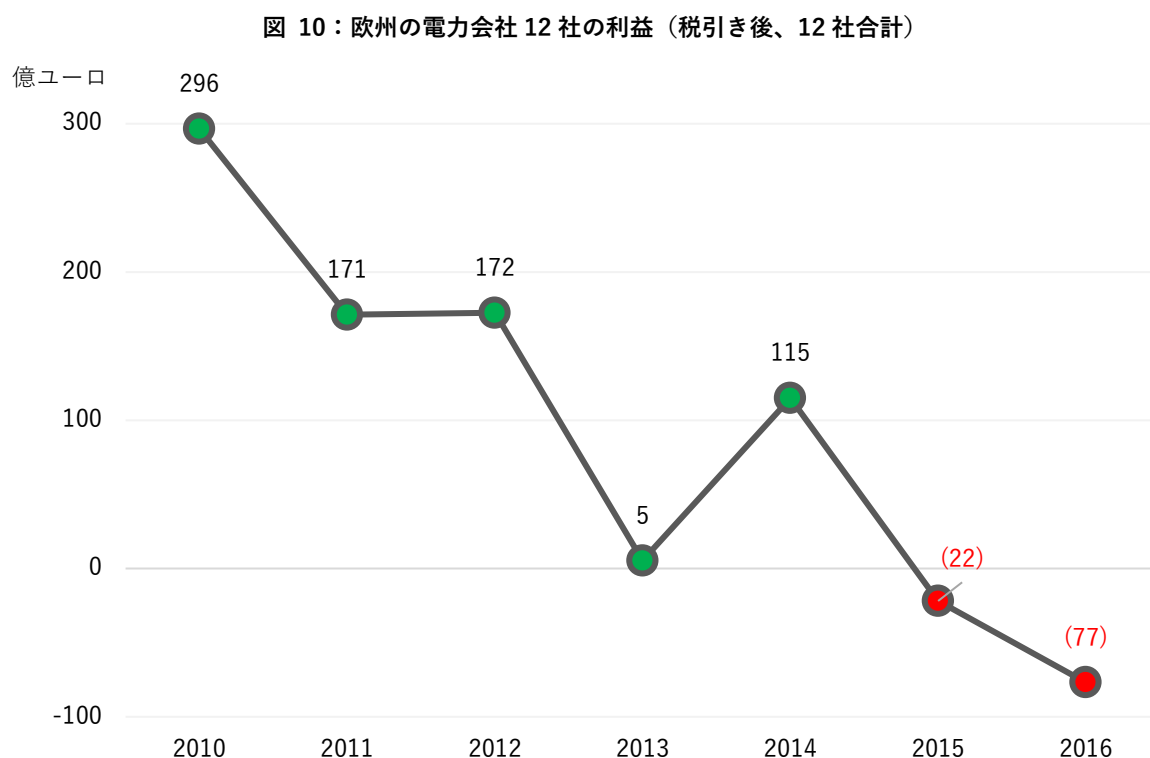
こうして国際化の点でも欧州の電力会社は先進的に取り組んできた。とはいえ、すべての電力会社がエネルギーのパラダイムシフトに適応できているわけではない。

1-2. 変化に遅れた欧州の電力会社

最近の数年間に、欧州の大手電力会社が巨額の赤字を計上する事態が相次いだ。ENGIE は 2013 年に 92 億ユーロ（約 1.2 兆円）の損失を出し、2015 年にも 46 億ユーロ（約 6000 億円）の損失を計上した。

このほかに 2010 年の時点では欧州で最も高収益だった E.ON でさえ、2015 年に 70 億ユーロ（約 9100 億円）の損失、翌 2016 年にも 85 億ユーロ（約 1.1 兆円）の損失を出している。E.ON と同じドイツに本拠を置く RWE は 2013 年に 28 億ユーロ（約 3600 億円）の損失、2016 年に 57 億ユーロ（約 7400 億円）の損失を計上した。

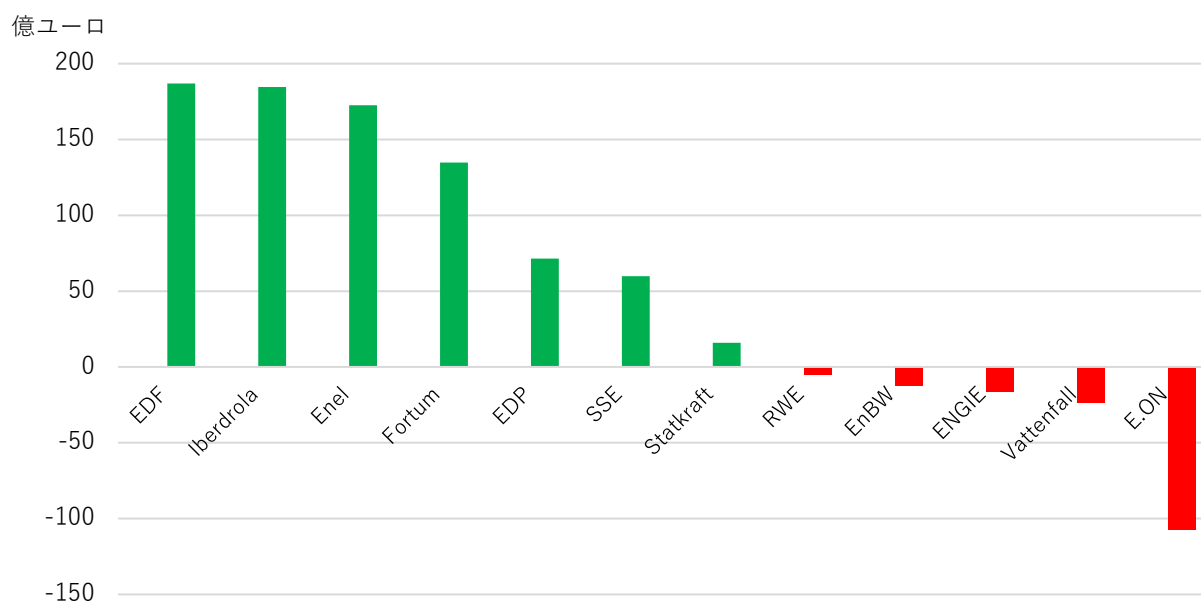
欧州の大手電力会社 12 社を合わせると、2010 年に 296 億ユーロ（約 3.8 兆円）の黒字だった状態から、2016 年には 77 億ユーロ（約 1 兆円）の赤字に転落した（図 10）。



出典：各社のアニュアルレポートなどをもとに自然エネルギー財団が作成

ここで注目すべきは、エネルギー転換を積極的に推進してきたドイツにおいて、大手の電力会社 3 社の収益が悪化している点だ。E.ON と RWE に加えて、EnBW も直近の 7 年間の累計で赤字に陥っている（図 11）。エネルギー転換によって生まれた自然エネルギーを中心とする新しい事業環境に適切に対応できなかったためと考えられる。

図 11：欧州の電力会社 12 社の利益（税引き後、2010～2016 年の累計）

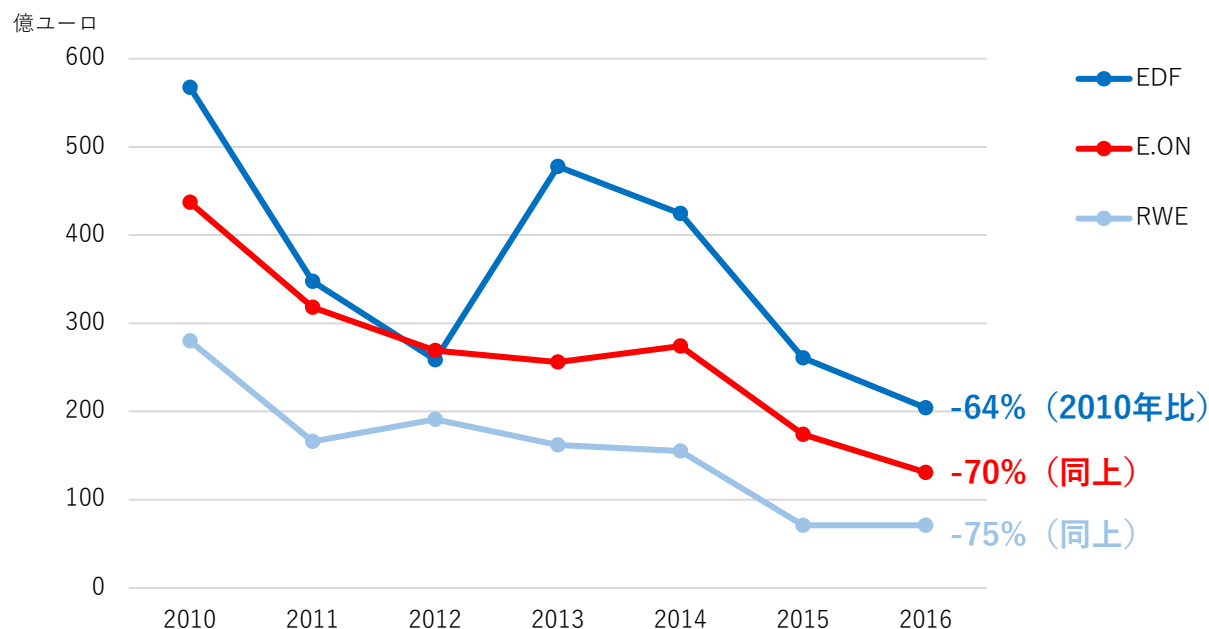


注：Fortum の利益は 2014 年から 2015 年にかけてフィンランド・ノルウェー・スウェーデンの配電事業を売却した効果が大きい。

出典：各社のアニュアルレポートをもとに自然エネルギー財団が作成

大手の電力会社の中ではフランスの EDF が 2010 年から 2016 年の 7 年間に最も多くの利益を上げている。ところが企業価値を表す株式の時価総額は 7 年間に 64% も下落した（図 12）。将来の収益に対して投資家から大きな不安を持たれていることの表れである。

図 12：欧州の電力会社 3 社の株式時価総額

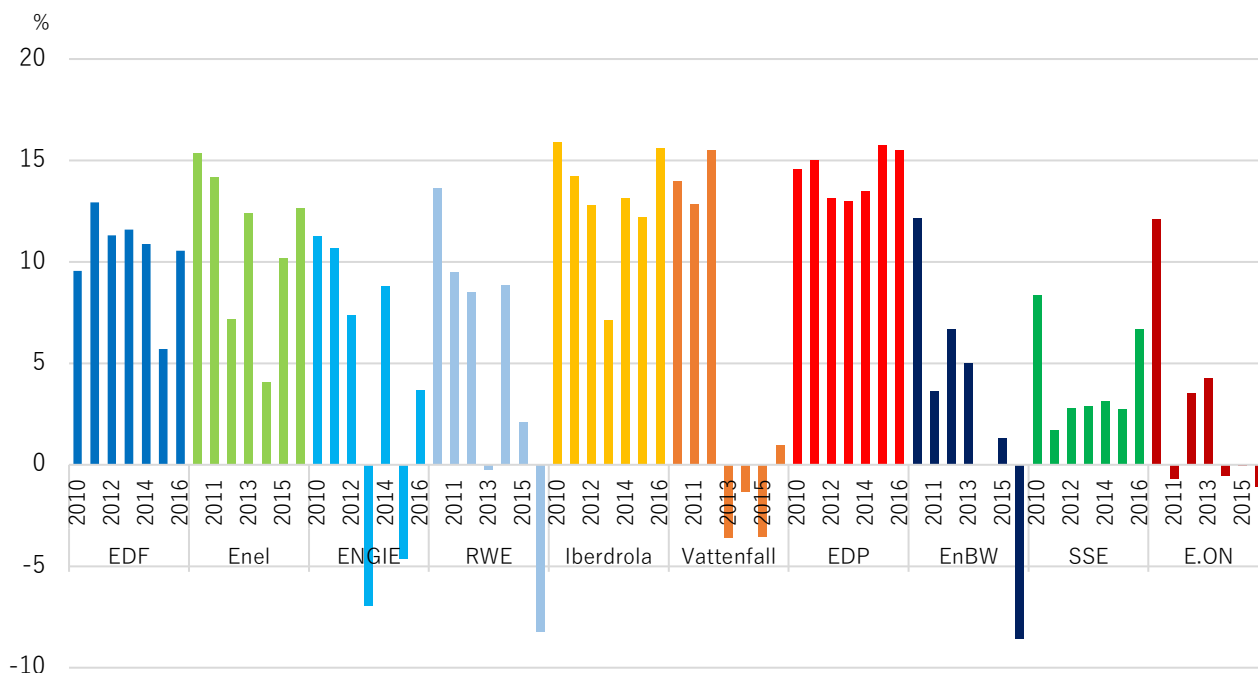


出典：各社のアニュアルレポートをもとに自然エネルギー財団が作成

さらに赤字に苦しむドイツの E.ON と RWE の時価総額は 70%以上の減少に見舞われた。ドイツとフランスの電力市場は国際連系線を通じて統合が進んできた。ドイツのエネルギー政策が国境を越えて、フランスの EDF の事業にも大きな影響を与え始めている。

企業の収益性を評価する指標の 1 つに営業利益率がある。売上高に対する営業利益（税引き前利益）の比率を表すものだが、この指標を見てもドイツの 3 社（RWE、EnBW、E.ON）の利益率が 2010 年から 2016 年にかけて軒並み悪化していることがわかる（図 13）。

図 13：欧州の電力会社 10 社の営業利益率（2010～2016 年）



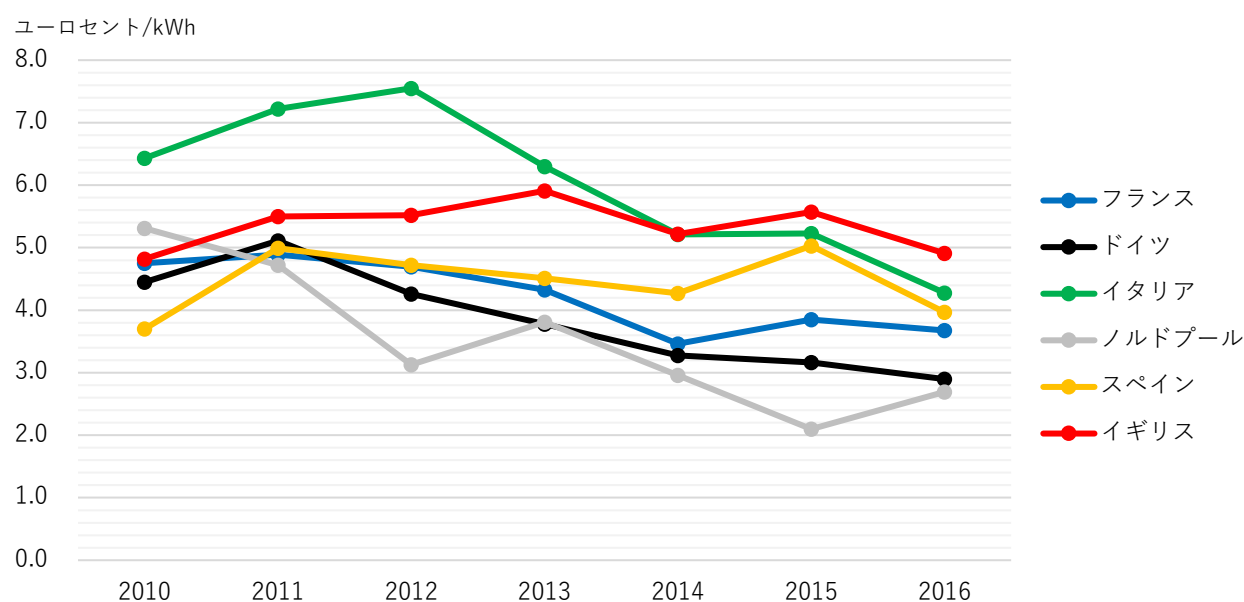
出典：各社のアニュアルレポートをもとに自然エネルギー財団が作成

他の大手電力会社の営業利益率も低下している中で、スペインの Iberdrola とポルトガルの EDP の 2 社は高い水準を維持している。両社は風力発電事業を中心に、北米と南米を含めて多角的に事業領域を拡大してきた。

一部の例外を除いて欧州の電力会社の業績が悪化した最大の理由は、発電事業の構造転換に素早く対応できなかった点にある。電力の需要が低迷する一方で、運転コストがほぼゼロの風力発電と太陽光発電が大幅に拡大した。追加コストの低い電力から順番に供給するメリットオーダーによって、風力発電と太陽光発電の拡大が欧州の卸電力の価格を低下させた。ところが欧州の電力会社の多くは風力・太陽光発電に対する投資を怠ってしまった。

需要の低迷と自然エネルギーの増加によって、従来型の発電設備は供給過剰の状態になり、それが卸電力の価格をいっそう引き下げる結果をもたらした（図 14）。欧州の電力会社が保有する従来型の発電設備は運営コストの高さから競争力を失い、卸電力の価格低下による影響を受けて収益が悪化していった。

図 14：欧州の卸電力市場の平均スポット価格

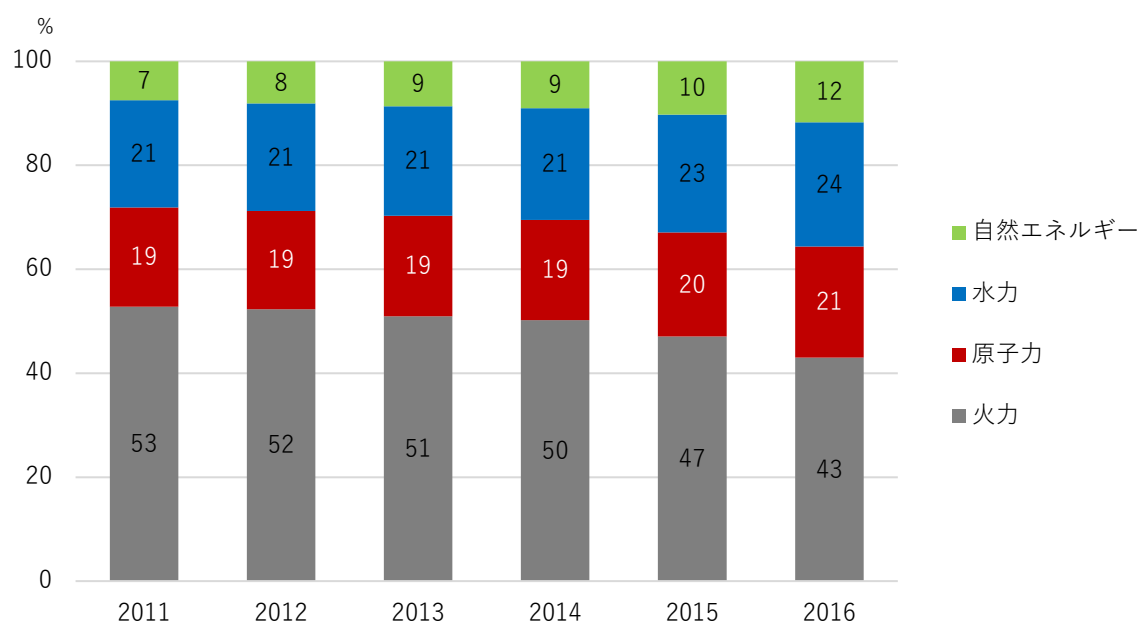


出典：European Power Exchanges

メリットオーダーでは需要に応じて追加の発電コストが低い順に電力を供給する。風力・太陽光・水力・地熱発電は燃料を必要としないため優先順位が最も高くなる。その次に追加コストが相対的に低い原子力発電、最後に石炭・ガス・石油など化石燃料を使う火力発電の電力を供給する順番になる。

2014 年までは、欧州の電力会社が保有する発電設備の 50%以上は火力発電だった（図 15）。原子力発電も 2011 年から 2016 年まで一貫して 20%前後を占めている。

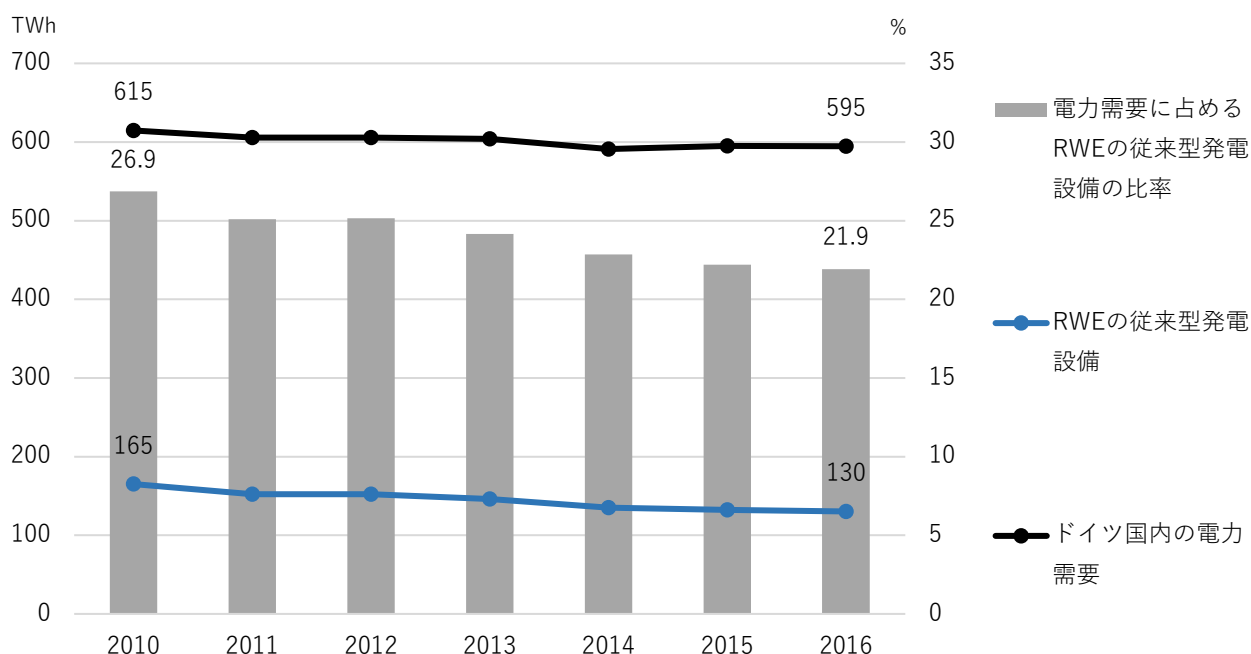
図 15：欧州の電力会社 12 社の電源構成（12 社合計、2011～2016 年）



出典：各社のアニュアルレポートなどをもとに自然エネルギー財団が作成

このデータが意味するのは、欧州の電力会社の多くが需要の低迷と自然エネルギーの拡大によって悪影響を被るリスクを抱えていることである。まさにエネルギー転換に素早く対応できなかったことを示している。欧州の電力会社が保有する従来型の発電設備、とりわけ火力発電は稼働率が低下して市場のシェアを失い始めた（図 16）。

図 16：従来型の発電設備の市場シェア（ドイツにおける RWE の例）



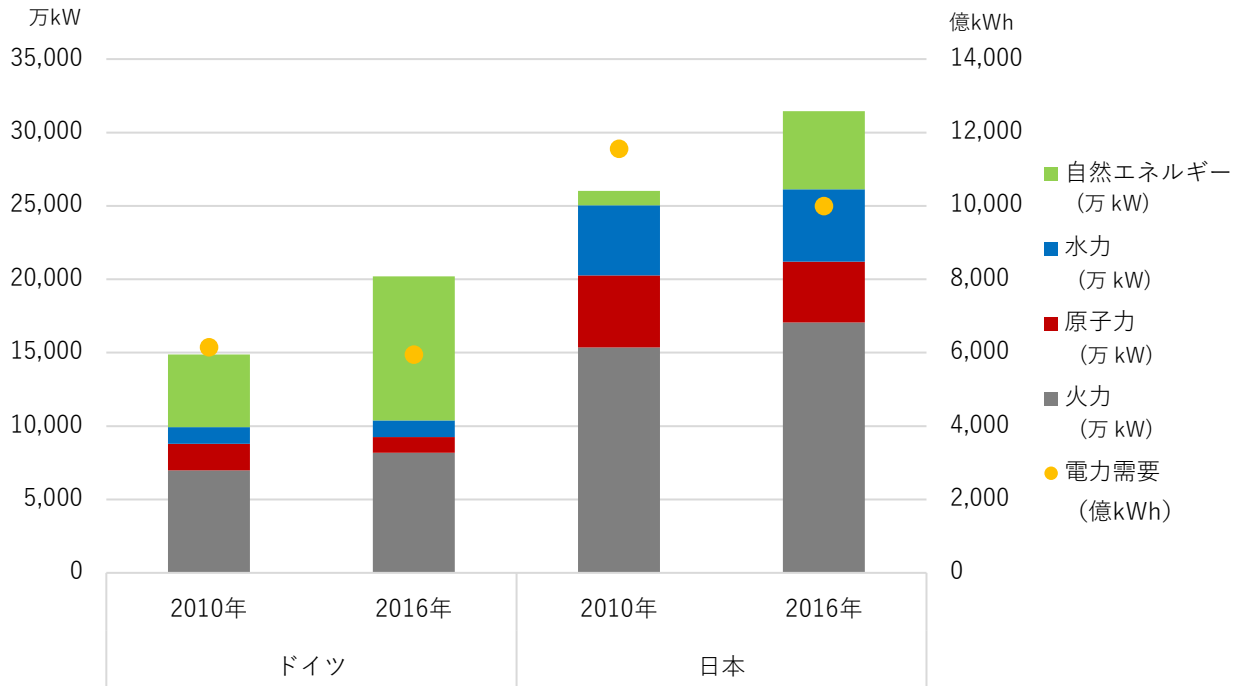
出典：RWE「Annual Reports」、AGEB「Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2016」

ここ数年で従来型の発電設備の価値が大幅に低下したことを各社は認識して、ようやく対策を講じるようになった。例えばE.ONは2011年から2015年の5年間に、従来型の発電設備（火力、バイオエネルギー、原子力）に対して合計で130億ユーロ（約1.7兆円）を超える巨額の減損処理を実施している。過剰な発電設備が将来の収益に貢献しないことが明確になり、発電設備の資産価値を削減する必要性に迫られた結果だ。

Vattenfallがドイツで運転中の石炭火力発電所（Moorburg）も象徴的な事例の1つに挙げることができる。この発電所は2006年に約30億ユーロ（約3900億円）を投じて建設する計画を決めて、2015年に運転を開始した。ところがVattenfallは早くも2014年から2016年の3年間に、投資額の半分に相当する約15億ユーロを減損処理している。運転を開始する以前の段階で、火力発電設備の資産価値を減らさざるを得なくなったわけである。

現在のドイツの電源構成を見ると、従来型の発電設備（水力、原子力、火力）の比率は50%程度まで縮小した（図 17）。ほかの先進国でも同様の状況になっている。対照的に日本では依然として火力発電が50%以上を占め、原子力も20%前後の比率を維持している。エネルギー転換によって欧州で急速に進んだ電源構成の変化を考えると、日本でも従来型の発電設備の縮小を迫られることは確実である。

図 17：ドイツと日本の電源構成



出典：BNEF「Germany and Japan Country Profiles for power capacity」ほか

こうした状況にあって、フランス・ドイツ・イタリア・スペイン・イギリスを含む先進国では、「容量メカニズム」を導入して電力会社の投資意欲を高める政策を実施している。将来の電力需要に対応できる発電設備の容量をあらかじめ確保することを目的とした仕組みである。

日本でも 2020 年度をめどに容量メカニズムを導入する検討が進んでいるが、実際に導入した欧州の先進国の状況を見ると、電力市場の構造をゆがめてしまうリスクがある。経済性に劣る既存の発電設備が財務的なメリットを得られるため、古い火力発電設備の更新を遅らせ、低炭素社会の推進を妨げてしまう可能性が大きい。

例えばイギリスでは送電事業者の National Grid 社が 2014 年から 2016 年にかけて、4 年先の供給力を募集するために容量メカニズムの入札を 3 回に分けて実施した。その結果、全体の容量の 80% を既存の発電設備が占めた。電源の種別に見ると、ガス火力が 60% 以上、石炭火力が 13%、原子力が 9% である。入札の対象には水力発電や蓄電池、デマンドレスポンスや国際連系線の活用、といった CO2 を排出しない代替手段が入っていたにもかかわらず、ほとんど採用されなかった。

同様にドイツでも容量メカニズムによって、270 万 kW にのぼる石炭火力発電に対して政府が 2017 年から 2020 年の 4 年間に 16 億ユーロ（約 2000 億円）を負担しなくてはならない状況になっている。この 4 年間に過ぎれば廃止してしまう可能性がある発電設備に対してである。コスト効率を考えずに容量メカニズムを導入した結果と言える。

電力会社に大きなインパクトを与えるエネルギー転換と電力システム改革だが、決して敗者ばかり生み出しているわけではない。欧州の電力会社は過去数年間にわたる厳しい時期を乗り越えて、新しいエネルギーパラダイムに適したビジネスモデルへ移行しつつある（年表）。

年表：欧州の電力会社による新戦略（2013～2016 年）



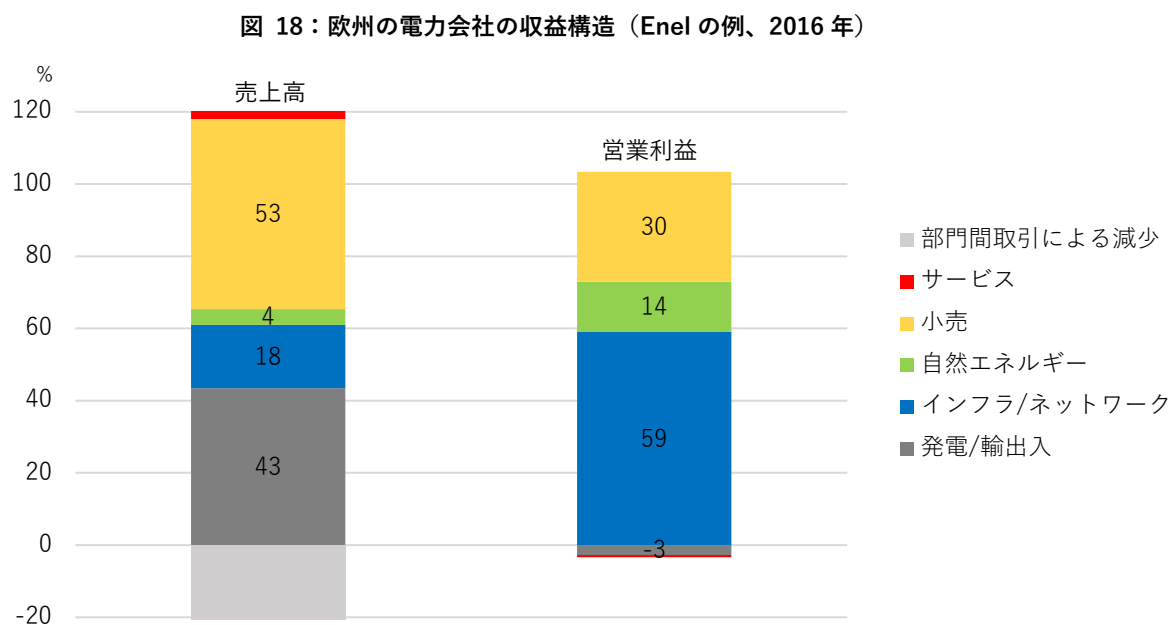
出典：各社の発表をもとに自然エネルギー財団が作成

各社が打ち出した新しい戦略を時間軸に沿って見てみよう。

- ◆2013 年 6 月： EnBW が「EnBW 2020 Strategy」を発表、2020 年までに自然エネルギー（水力発電を含む）の比率を 40%以上に高める目標を掲げた。2012 年の比率は 19%に過ぎず、2016 年の時点でも 23%で、2020 年までの 4 年間で大幅に増やす計画である。
- ◆2014 年 11 月： E.ON が会社分割を発表（2016 年 1 月 1 日に実施）。E.ON 本体は自然エネルギー発電事業、ネットワーク事業、小売事業に集中する一方、新たに設立した Uniper が従来型の発電事業と燃料取引事業を受け継いだ。

- ◆2015 年 4 月： GDF-Suez がエネルギー転換を推進する会社を目指して社名を ENGIE に変更した。自然エネルギー、エネルギー効率化、LNG（液化天然ガス）、デジタル技術の 4 分野の事業に集中していくことを表明。
- ◆2015 年 9 月： EDF が新戦略の「CAP2030」を発表。自然エネルギー（水力発電を含む）の発電設備を 2030 年までに 5000 万 kW へ拡大する目標を掲げた。2016 年の 2900 万 kW から 14 年間に新たに 2000 万 kW 以上を増やす。
- ◆2015 年 11 月： Enel は 2010 年に株式を公開した自然エネルギー発電事業部門の Enel Green Power を買い戻し、自然エネルギー事業の成長を加速させる戦略に舵を切る。
- ◆2015 年 12 月： RWE が会社分割を発表。同業の E.ON が従来型の発電事業を別会社に切り出したのとは対照的に、将来性のある自然エネルギー発電事業、送配電事業、小売事業を新会社の Innogy へ移管した。Innogy は 2016 年に株式を公開。
- ◆2016 年 2 月： Fortum が太陽光発電と風力発電の投資を拡大する新戦略を打ち出す。
- ◆2016 年 4 月： Vattenfall がドイツの石炭火力発電事業の売却を決定。売却対象の発電設備は 2015 年末の時点で 800 万 kW にのぼり、Vattenfall 全体の発電設備容量の 20% を占めていた。石炭火力発電から撤退して、自然エネルギーを中心に地球温暖化を抑制する事業を強化する。

以上の新しい戦略に共通する成長分野は、自然エネルギー、送配電ネットワーク、エネルギーの効率化をはじめとする顧客サービスの 3 つである。その中で取り残されたのは、火力発電を中心とする従来型の発電事業だ。実際のところ、欧州の電力会社にとって従来型の発電事業は成長分野の事業と比べて利益を出せなくなった（図 18）。

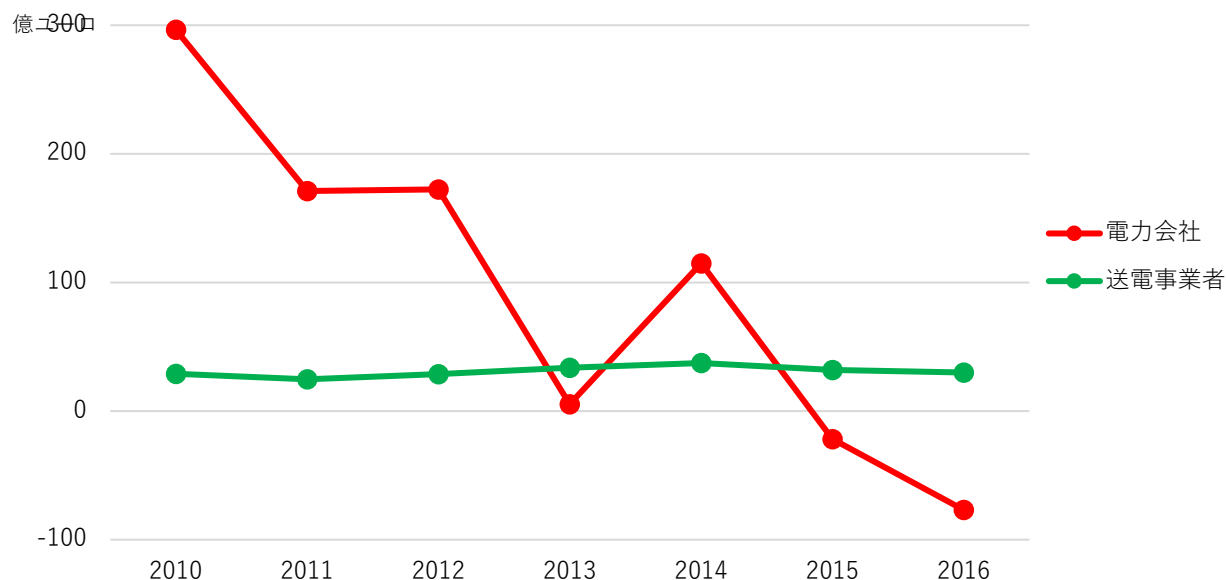


注：イタリア、スペイン、ポルトガスの 3 カ国における電力事業

出典：Enel「Annual Report 2016」

その一方で発送電分離によって生まれる新しい送電事業は低い水準ながらも安定した利益を毎年出し続けている（図 19）。日本でも発送電分離後の電力会社のビジネスモデルを考える場合に、発電・送配電・小売事業の収益性の違いに着目する必要がある。

図 19：欧州の電力会社と送電事業者の利益比較（税引き後）



電力会社： EDF、Enel、ENGIE、RWE、Iberdrola、Vattenfall、EDP、Statkraft、EnBW、Fortum、SSE、E.ON

送電事業者： RTE（フランス）、Amprion（ドイツ）、Elia（ベルギー、ドイツ 50Hertz を含む）、TenneT（オランダ、ドイツ）、Terna（イタリア）、Statnett（ノルウェー）、Red Electrica（スペイン）、Svenska Kraftnat（スウェーデン）、National Grid（イギリス）

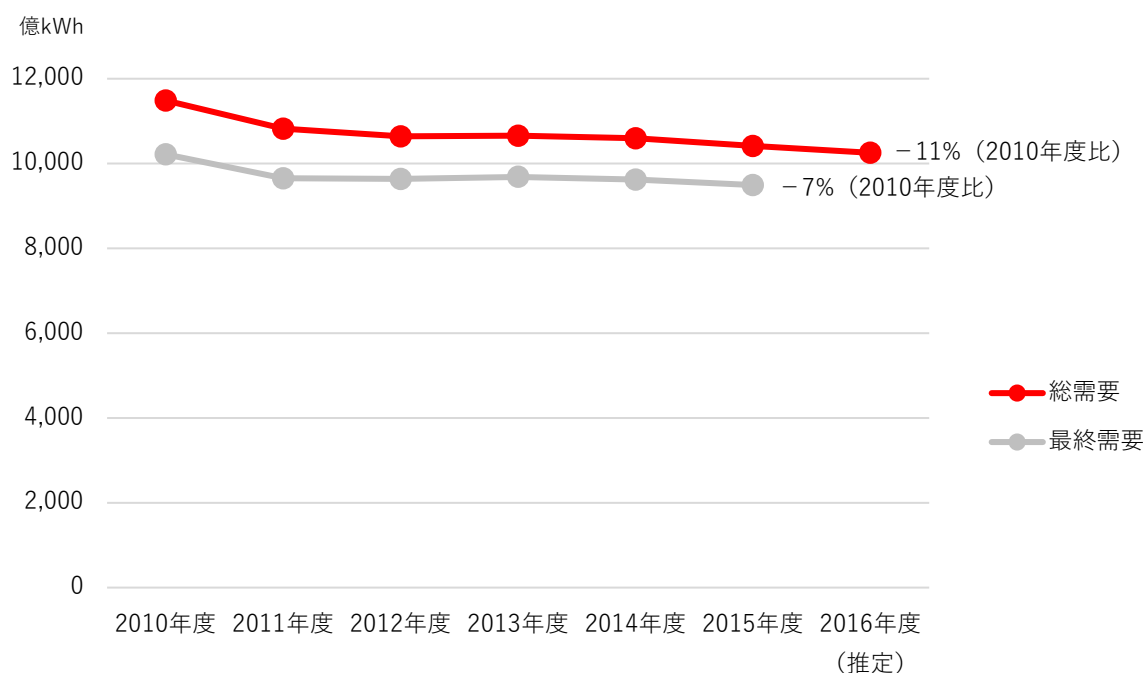
出典：各社のアニュアルレポートをもとに自然エネルギー財団が作成

欧州の電力会社が打ち出した新戦略は、いずれも最近の 5 年以内に決定したものばかりである。2011 年の福島第一原子力発電所の事故がターニングポイントになり、エネルギーのパラダイムシフトを加速させた。電力会社にとって 5 年という期間は相対的に短い。パラダイムシフトのうねりが欧州の電力会社に与えたインパクトの強さを物語っている。

1-3. 加速するパラダイムシフトと日本の現状

2011年3月の福島第一原子力発電所の事故を受けて、日本の電力市場は大きく変化した。それを端的に表すのが需要の大幅な減少だ。2010～2015年度の6年間に、実に1000億kWh（キロワット時）近くも需要が減少した（図20）。直近の2016年度は小売全面自由化に伴って統計データの集計方法が変わったため厳密に比較できないものの、需要の減少傾向は現在も続いている。

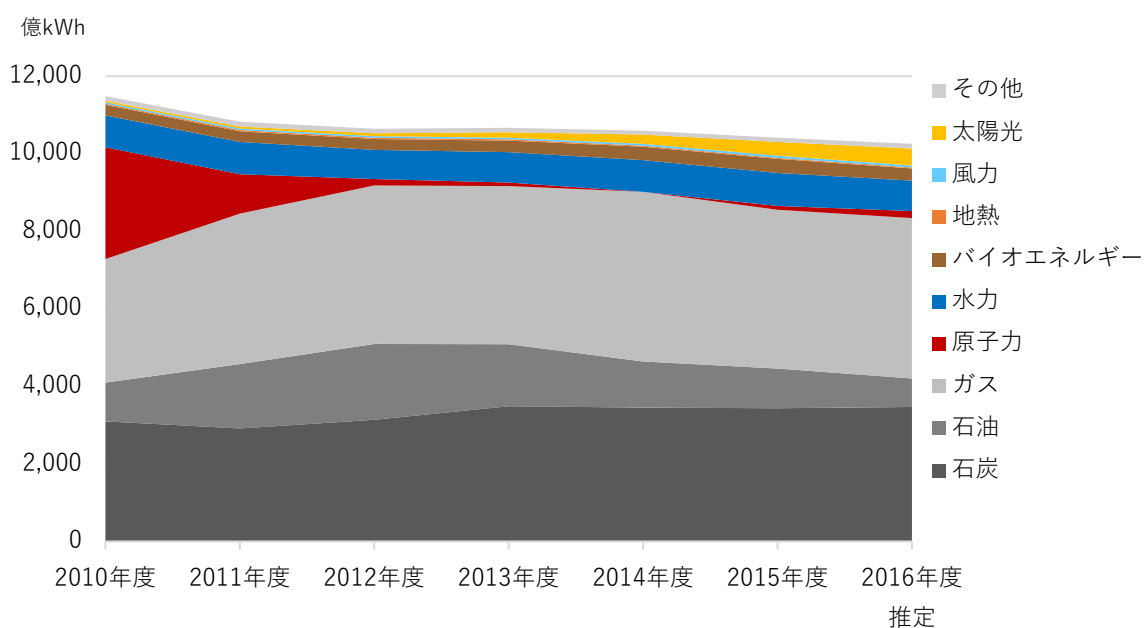
図20：日本の電力需要の推移



出典：IEA「Electricity Information 2017」ほか

その一方で自然エネルギーによる発電電力量が急速に拡大した。2016年度には2010年度と比べて410億kWhの電力を自然エネルギーから新たに生み出している。電力の需要に占める自然エネルギーの比率は、2010年度には9%弱だったが、2016年度には15%まで上昇した。最も多いのは水力の7.7%で、太陽光発電が4.7%で続く（図21）。さらにバイオエネルギー発電が1.4%、風力発電が0.9%、地熱発電は0.2%である。

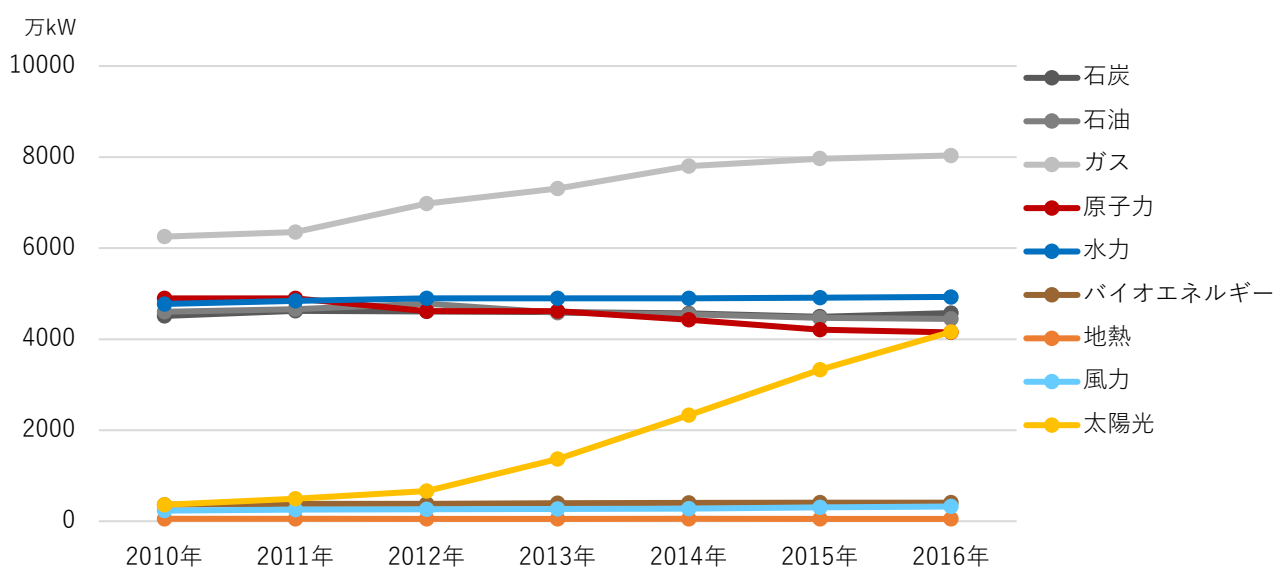
図 21：日本の発電電力量の推移（電源種別）



出典：IEA, 「Electricity Information 2017」 ほか

発電設備の容量で比較すると、すでに太陽光が原子力を上回っている（図 22）。2016 年末の時点で太陽光発電の設備容量は約 4200 万 kW（最大出力ベース）にのぼる。このペースで拡大していけば、今後 1～2 年のうちに石炭火力と水力を追い越して、ガス火力に次ぐ第 2 の規模になる見込みだ。

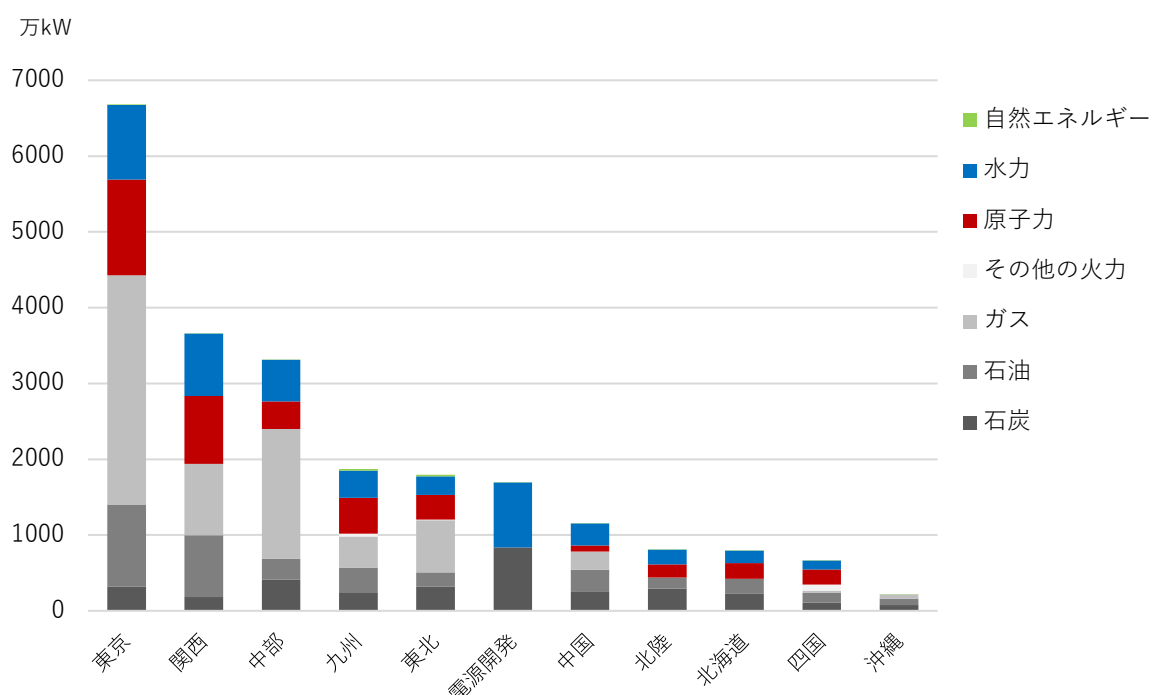
図 22：日本の発電設備容量の推移（電源種別）



出典：BNEF や日本原子力産業協会などのデータをもとに自然エネルギー財団が作成

こうして全国各地で太陽光を中心に自然エネルギーの発電設備が大量に導入されるようになったにもかかわらず、日本の電力会社は従来型の発電設備（火力、原子力、大規模水力）に依存したままである（図 23）。

図 23：日本の電力会社 10 社と電源開発の発電設備容量（2015 年度）

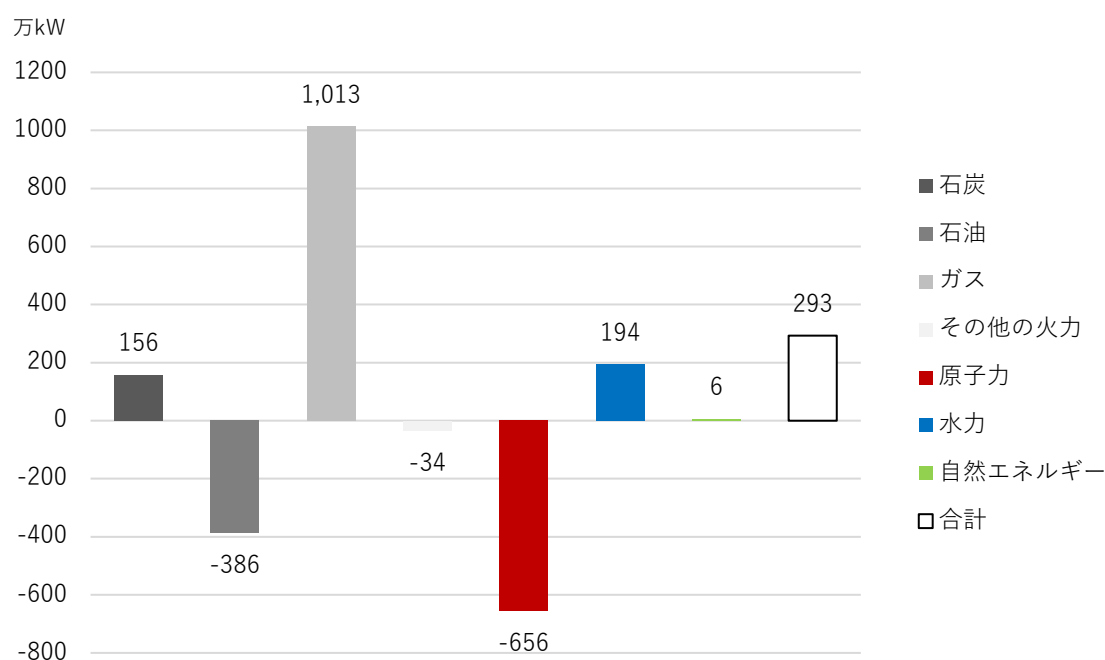


出典：各社のアニュアルレポートなどをもとに自然エネルギー財団が作成

電力会社と同様に膨大な発電設備を保有する電源開発（J パワー）を加えても、最近 6 年間に各社が開発した自然エネルギーの規模は合わせて 5 万 kW に過ぎない。この間に固定価格買取制度の導入によって、国全体では 4000 万 kW を超える自然エネルギーの発電設備が運転を開始したのと比較すると、極めて低い水準にとどまっている。

そればかりか日本の電力会社はエネルギー転換の流れに逆行して、火力発電を増やそうとしている。ガス火力と石炭火力によって、原子力の代替と石油火力の削減を進める方針のようだ（図 24）。

図 24：日本の電力会社 10 社と電源開発の発電設備容量の変化（2010～2015 年度）

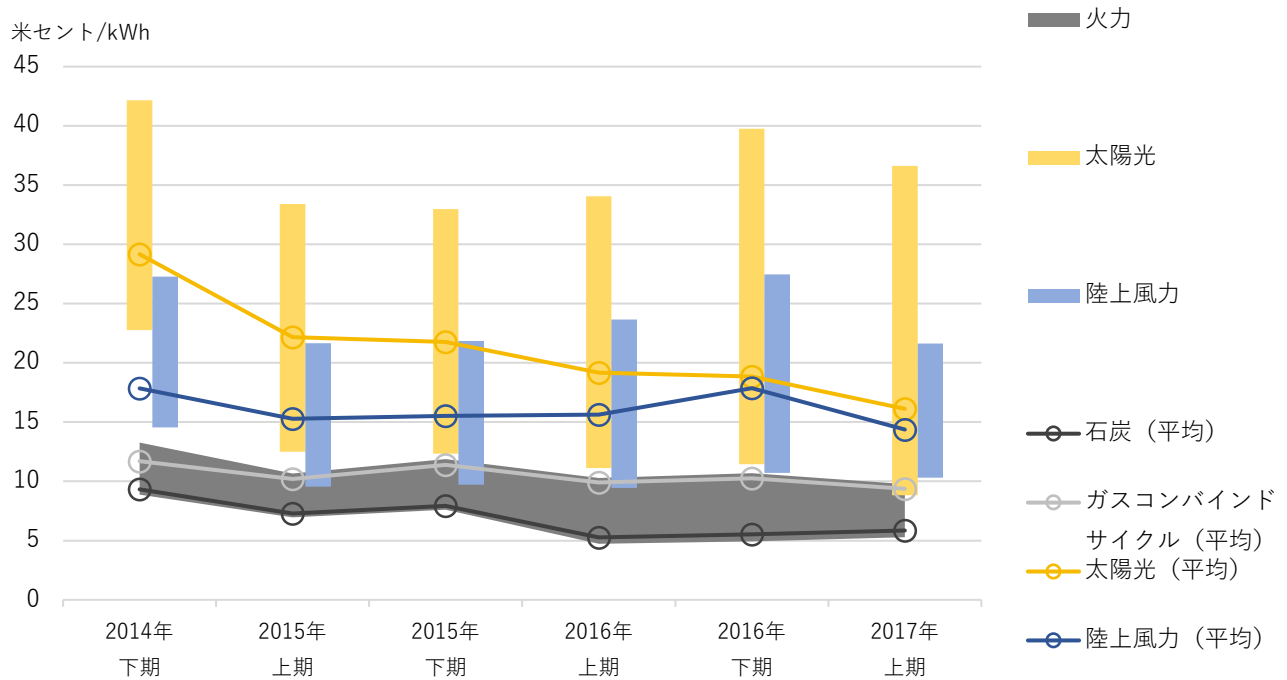


出典：各社のアニュアルレポートなどをもとに自然エネルギー財団が作成

しかしガス火力発電と石炭火力発電は中長期に重大な課題を抱えている。地球温暖化の観点から CO2（二酸化炭素）の排出量が問題になることに加えて、燃料の価格が変動してコストが不安定なうえに調達先も限られる。気候変動とエネルギーセキュリティの両面から、火力発電の依存度を引き下げることは世界の潮流である。とりわけ CO2 排出量の多い石炭火力発電は各国で縮小の動きが相次いでいる。

さらに経済性の点でも、LCOE（均等化発電コスト）で比較すると太陽光発電と風力発電の競争力が高まってきた。特に太陽光発電のコスト低下が顕著だ。天然ガスの輸入価格が安くなったにもかかわらず、新設のガス火力発電よりも太陽光発電のほうが LCOE で安くなるケースが出始めた（図 25）。

図 25：日本における電源種別の均等化発電コスト（LCOE）

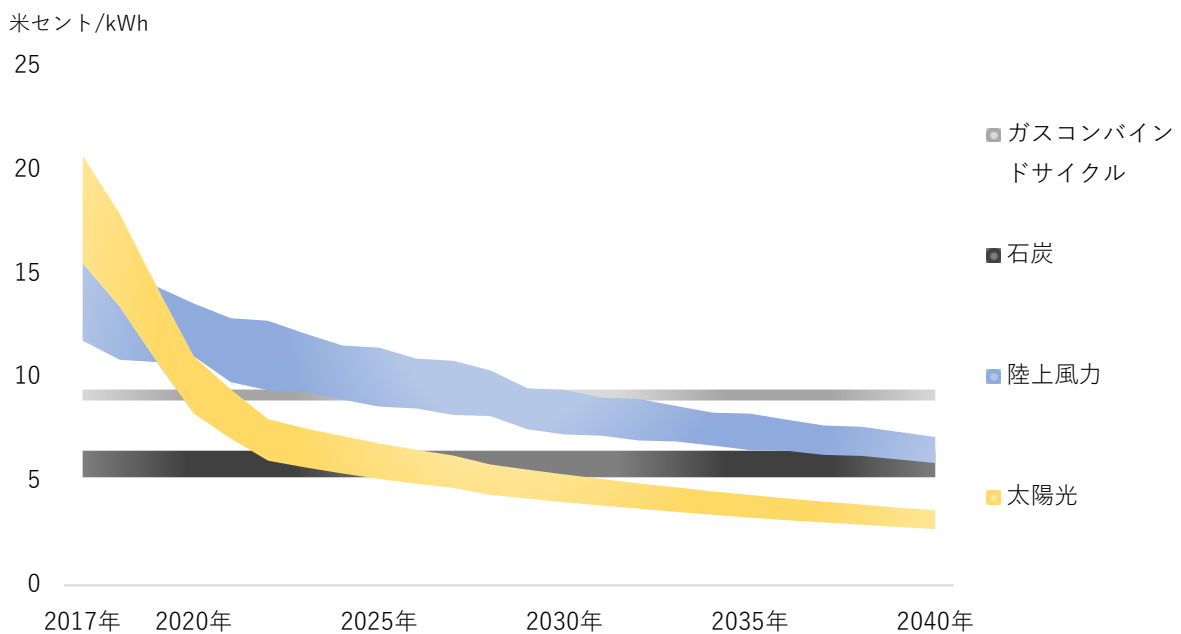


注：火力には石油火力発電を含まない

出典：BNEF「Levelized Cost of Electricity」

今後いっそう太陽光発電のコスト低下が期待できることから、調査会社の Bloomberg New Energy Finance（BNEF）は日本でも 15 年以内に太陽光発電のコストが石炭火力発電より安くなると予測している（図 26）。その時期は、もっと早まる可能性も大いにある。

図 26：日本における均等化発電コスト（LCOE）の将来予測



注：運転期間を太陽光が 25 年、陸上風力が 20 年、ガスコンバインドサイクルが 25 年、石炭が 35 年で計算

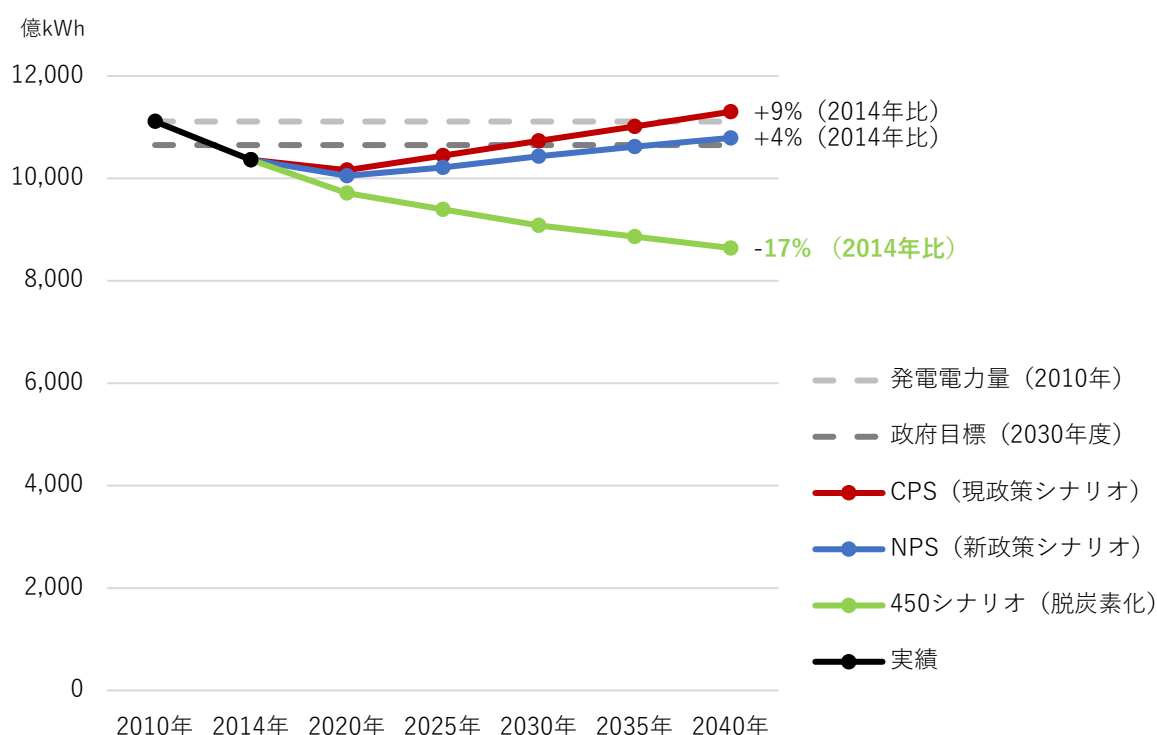
出典：BNEF「Japan range of LCOE forecasts by technology」(April 2017)

同様に期待の大きい風力発電は、最近の数年間でほとんどコストが低下していない。日本でも北海道や東北を中心に風力発電のポテンシャルが十分にあるものの、土地の利用制限や環境評価のアセスメントなどコストを増大させる要因が残っている。これらの要因を取り除くことができれば、日本でも風力発電のコストは大幅に低下する。経済性の点で自然エネルギーのほうが化石燃料よりも有利になっていくことは間違いない。

日本の電力事情の将来を見据えて、IEA（国際エネルギー機関）が出した2つの予測がある。第1の予測は、まだ日本国内にはエネルギーの効率を改善する余地が十分に残っていて、特に産業分野と建築物で大きな改善効果を期待できる。エネルギーセキュリティを強化するうえでも、効率化には優先的に取り組むべきであると指摘した。

第2に日本全体の発電電力量が今後さほど伸びないことをIEAは予測している。気候変動の観点で最も保守的な「CPS（現在の政策を継続するシナリオ）」を想定した場合でも、発電電力量が2010年の水準に戻るのは2040年に近づいてからである（図27）。

図 27：日本の発電電力量の予測



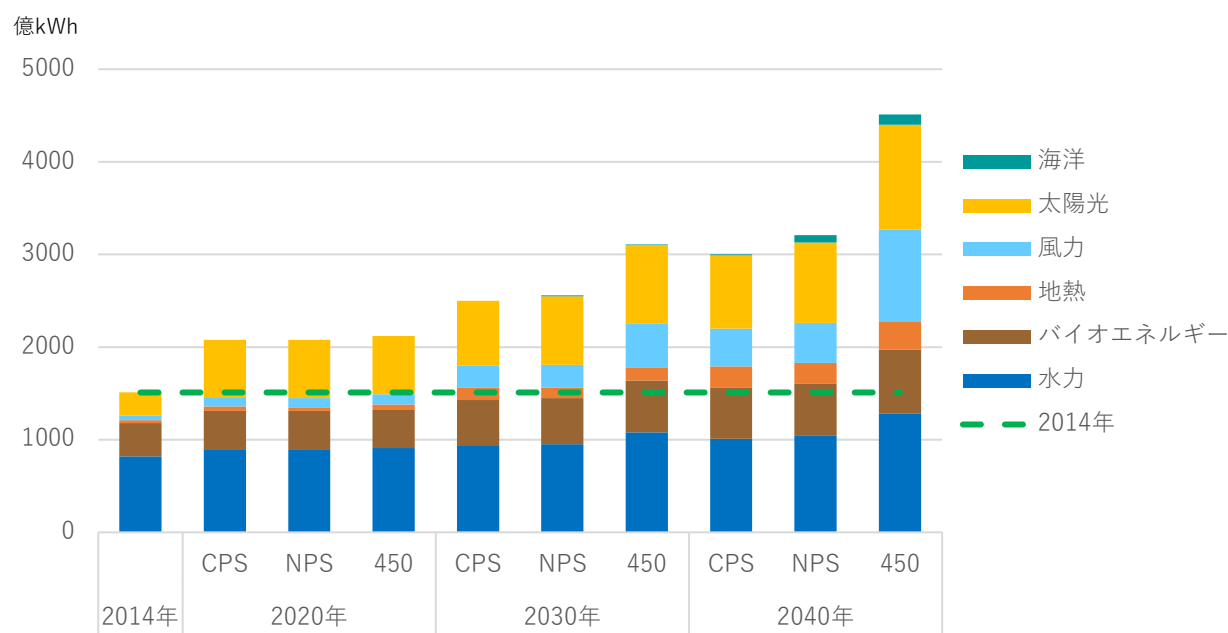
出典：IEA と経済産業省の資料をもとに自然エネルギー財団が作成

この保守的なシナリオは経済産業省が2030年の長期見通しで掲げた目標に基づいている。これに対してIEAの脱炭素に向けた「450シナリオ」（地球の温度上昇を2℃未満に抑えるために大気中の温室効果ガスの濃度を450ppm程度にとどめるシナリオ）では、日本の発電電力量は減り続けていく。2040年には2014年と比べて17%（1720億kWh）も減少する。

それと同時に自然エネルギーのコスト競争力が高まっていく。固定価格買取制度の認定を受けた発電設備は2017年3月末の時点で1億500万kWにのぼる。このうち3500万kWが運転を開始済みで、残りの7000万kWが未稼働の状態にある。2017年度の新ルールによって未稼働の案件の中から2700万kW程度の認定が失効する見通しだが、それを除いても約4300万kWの運転が新たに見込める。

日本政府が2030年の目標に掲げた自然エネルギーの電力の比率22～24%を達成するためには、これら未稼働の発電設備を稼働させる必要がある。実際にIEAの予測を見ると、シナリオに関係なく2030年までに少なくとも1000億kWhの電力が自然エネルギーによって上積みされる(図28)。

図28：日本の自然エネルギーによる発電電力量の予測



出典：IEA「World Energy Outlook 2016」

日本の電力需要は減少を続け、一方で自然エネルギーが増加して発電電力量に占める比率が上昇していく。温室効果ガスの削減目標に向けて政府が新たな施策を実行する「NPS(新政策シナリオ)」では、2030年の発電電力量のうち約25%を自然エネルギーが占める。さらに脱炭素を目指す450シナリオでは33%を超える予測だ。

日本でも始まったエネルギーのパラダイムシフトは発電の分野だけにとどまらない。送配電と小売の領域にも劇的な変化をもたらす。風力発電と太陽光発電は天候によって出力が変動するが、それらを大量に送配電ネットワークに取り込むことが技術的にも可能になってきた。すでに欧州の送配電事業者が実証している。

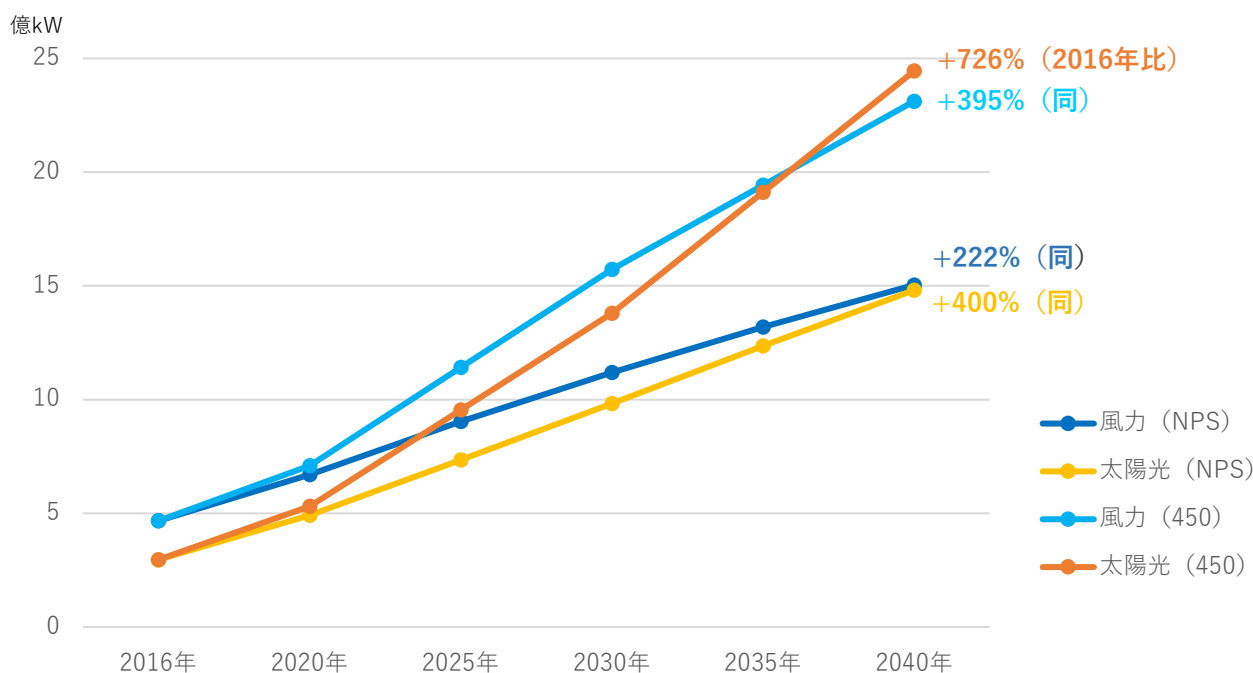
次の第2部では、欧州の電力会社に取り組む3つの成長分野、(1)自然エネルギーを主体にした発電事業、(2)送配電ネットワークの統合、(3)革新的なカスタマーサービス、について詳しく解説する。

第2部 変化する電力会社のビジネスモデル

2-1. 発電事業は自然エネルギーへ

パリ協定の合意によって、世界各国で脱炭素化に向かう勢いが増してきた。エネルギー供給の面では太陽光発電と風力発電に大きな期待がかかる。IEA の予測では、2040 年までに太陽光発電が最大で7倍以上に、風力発電も約4倍に拡大する状況が見込まれている（図 29）。

図 29：世界の太陽光・風力発電の設備容量の予測



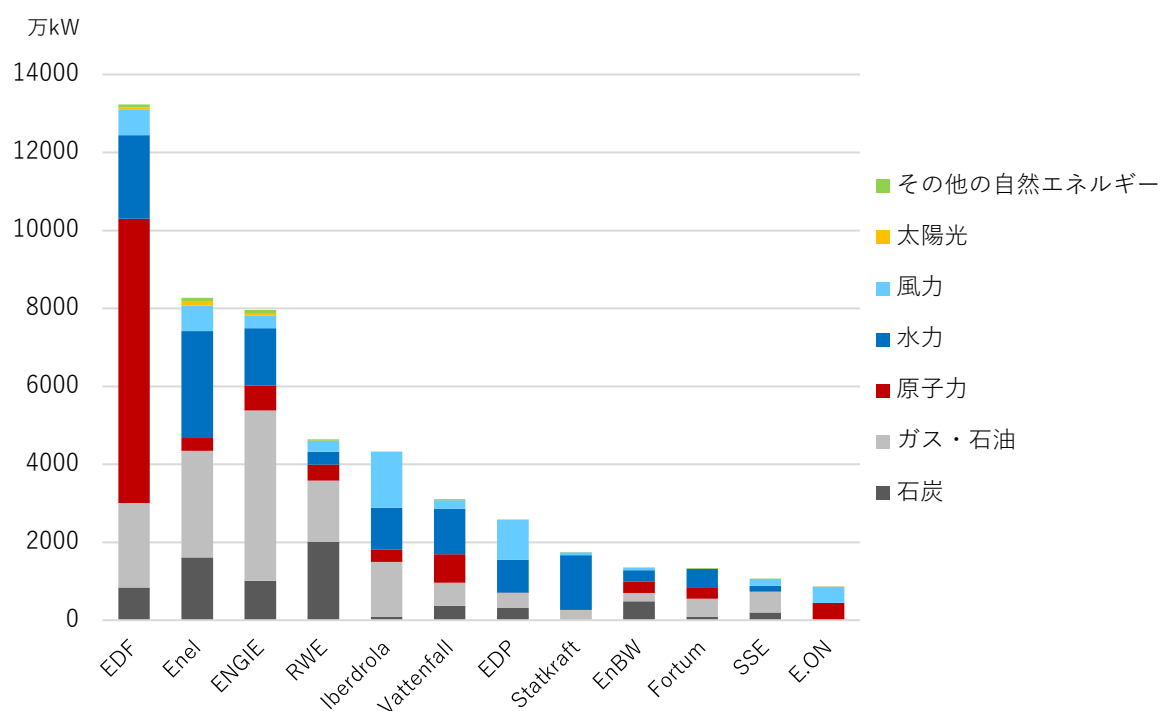
出典：IRENA 「Renewable Capacity Statistics 2017」 (2016 年実績)

IEA 「World Energy outlook 2016」 (予測)

背景にあるのは発電設備の経済性だ。まだ日本では太陽光発電と風力発電のコスト競争力が十分ではないものの、海外の多くの国では火力発電と同等か、火力発電よりもコストが安くなってきた。太陽光発電や風力発電に使う機器のコストが劇的に低下したためだ。太陽光発電モジュールは2008年から2015年のあいだに80%も安くなり、風力発電のタービンの価格も30~40%低下した。

こうした流れを見越して、欧州の電力会社は風力を中心に自然エネルギーの発電設備へシフトを開始した。Iberdrola や EDP をはじめ、発電設備容量の50%以上を自然エネルギーが占める電力会社も増えてきた（図 30）。

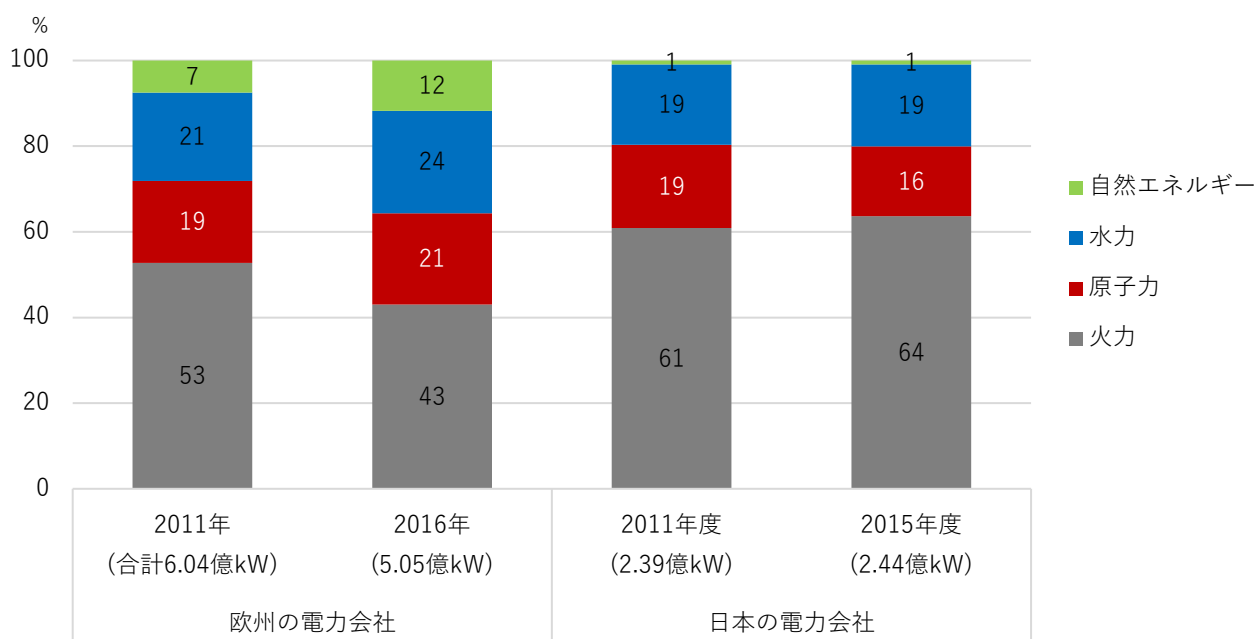
図 30：欧州の電力会社の発電設備容量（2016 年）



出典：各社のアニュアルレポートなどをもとに自然エネルギー財団が作成

欧州と日本の電力会社の自然エネルギーによる発電設備の比率を比較すると、その差は大きく開いている（図 31）。欧州では 2011 年から 2016 年にかけて自然エネルギーの発電設備が増加して、火力発電が大幅に減少した。これに対して日本の電力会社の電源構成はほとんど変化していない。原子力発電を縮小した代わりに火力発電を増やしている状況だ。

図 31：欧州と日本の電力会社の電源構成



出典：各社のアニュアルレポートなどをもとに自然エネルギー財団が作成

現在のところ欧州では、陸上風力発電の技術が成熟して導入量が最も多い。さらに最近では太陽光発電と洋上風力発電もコストが大幅に低下して導入量が増えてきた。太陽光発電と洋上風力発電に対する欧州の電力会社の新たな取り組みをいくつか挙げてみる。

◆Enel は過去 4 年間に太陽光発電設備を約 100 万 kW 増加させた。2016 年だけで 70 万 kW も増やしている。特にチリと南アフリカで太陽光発電事業を拡大中だ。

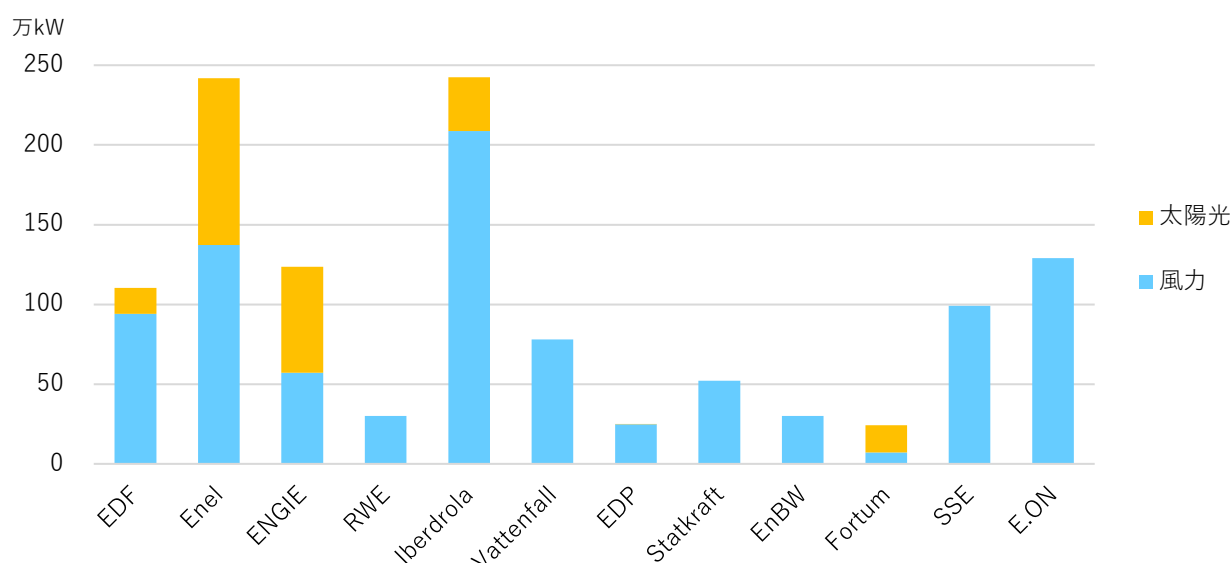
◆ENGIE は太陽光発電の分野で有力な Solairedirect 社の株式の 95%を 2015 年 7 月に取得。これにより数 10 万 kW の太陽光発電設備を増やすことができた。ENGIE と Fortum の 2 社はインドの太陽光発電プロジェクトの競争入札も落札している。

◆洋上風力発電の分野では 2016 年 9 月に、Vattenfall が北海の 2 カ所のプロジェクトを約 6.5 ユーロセント（約 8.5 円）/kWh の価格で落札した。2 カ所を合わせると 35 万 kW の規模になる。その 2 カ月後には、バルト海に建設する 60 万 kW の洋上風力発電プロジェクトを 5 ユーロセント（約 6.5 円）/kWh を切る価格で落札している。

◆2017 年 4 月には、ドイツに建設する洋上風力発電所の電力を補助金なしの市場価格で売ることが決まった。ドイツに本拠を置く EnBW と、洋上風力発電で世界をリードする Dong Energy が落札した。EnBW は 90 万 kW、Dong Energy は 48 万 kW の洋上風力発電所を建設して、発電した電力を市場価格で供給する。

欧州の電力会社 12 社が過去 5 年間に稼働させた自然エネルギーの発電設備は合計で 1400 万 kW 以上にのぼる。さらに 2016 年末の時点で建設中の太陽光発電と風力発電は約 1200 万 kW に達している（図 32）。それでも各社が保有する従来型の発電設備（火力・原子力）と比べると、まだまだ規模は小さい。

図 32：欧州の電力会社が建設中の太陽光・風力発電設備容量（2016 年）



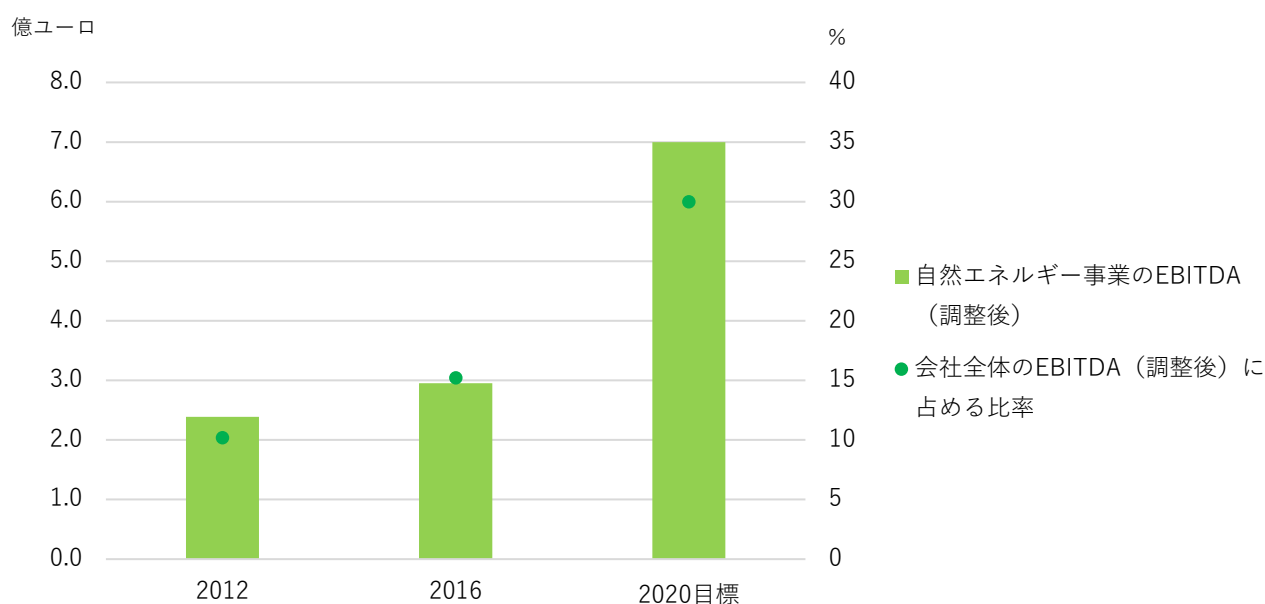
出典：各社のアニュアルレポートなどをもとに自然エネルギー財団が作成

各社ともに自然エネルギーの導入目標を設定して、遅ればせながら太陽光発電や風力発電の事業を拡大する動きを加速させている。その理由は投資に対する十分なリターンを期待できるからである。実際に自然エネルギーの発電事業に財務的な目標を設定している Enel と EnBW の例を検証してみよう。

Enel は各国に展開する自然エネルギー事業の利益（EBITDA：営業利益＋償却費）を、2016 年の 40 億ユーロ（約 5200 億円）から 2019 年には 46 億ユーロ（約 6000 億円）まで引き上げる計画である。この目標を達成するために、2017 年から 2019 年の 3 年間に 52 億ユーロ（約 6800 億円）の資金を自然エネルギー事業に投入する。水力を含めて 300 万 kW を超える自然エネルギーの発電設備を新たに建設する予定で、主に北米・南米・アフリカ・アジアを対象に風力発電と太陽光発電を拡大していく。

同様に EnBW も自然エネルギー事業の利益（調整後 EBITDA）を 2016 年の 3 億ユーロ（約 400 億円）から 2020 年に 7 億ユーロ（約 900 億円）へ 2 倍以上に増やす方針だ。会社全体の利益に占める自然エネルギー事業の比率は 2016 年の 15%から 2020 年には 30%まで上昇する見通しである（図 33）。

図 33：EnBW の自然エネルギー事業が生み出す利益



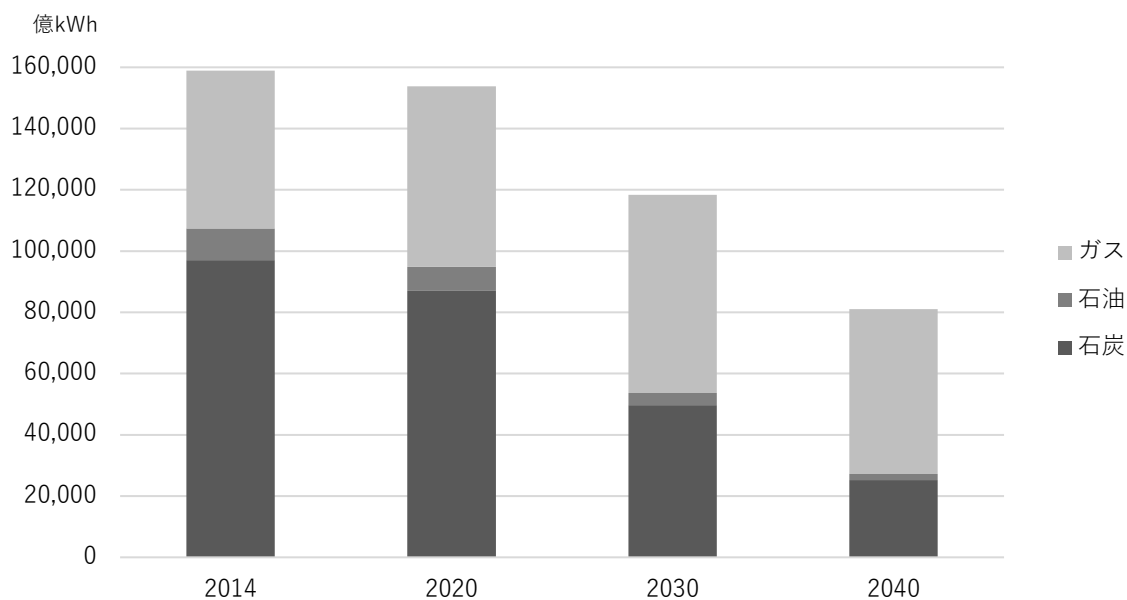
EBITDA : Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

出典：EnBW のアニュアルレポートをもとに自然エネルギー財団が作成

このように欧州の電力会社は経済的な要因も含めて、自然エネルギー、特に風力発電と太陽光発電の拡大を進めている。そして同じ経済的な理由により、火力発電から撤退する戦略を取り始めた。これまで欧州の電力会社がエネルギー転換に対応できなかった最大の要因は、過剰に抱えてしまった火力発電設備にある。

すでに世界の多くの国では、自然エネルギーの発電コストが火力発電と同等以下になっている。パリ協定を機に、世界の主要国が脱炭素化の道を進み始めた。今後ますます火力発電、とりわけ石炭火力で作る電力が減っていくのは必然である（図 34）。

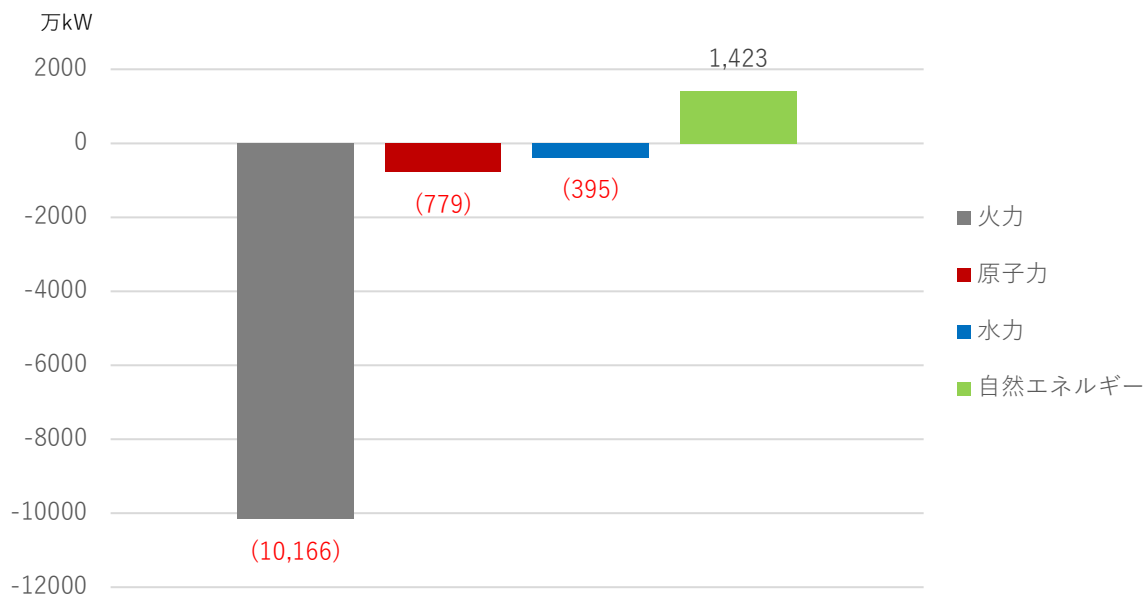
図 34：世界全体の化石燃料による発電電力量の予測（IEA 450 シナリオ）



出典：IEA 「World Energy Outlook 2016」

電力市場の構造的な変化を受けて、ようやく欧州の電力会社は火力発電を減らす戦略に着手した。大手 12 社が 2011 年から 2016 年のあいだに閉鎖あるいは売却によって削減した火力発電の規模は合計で 1 億 kW を超えている（図 35）。

図 35：欧州の電力会社の発電設備容量の変化（2011～2016 年）



出典：各社のアニュアルレポートなどをもとに自然エネルギー財団が作成

中でも火力発電の削減に大胆に取り組んだ電力会社が E.ON である。2011 年には 5200 万 kW 以上の火力発電設備を保有していたが、現在は火力発電事業から完全に撤退している。2016 年に子会社の Uniper を設立して従来型の発電事業（火力・水力）と燃料取引事業を移管した後に、Uniper の株式の所有比率を 50%未満に引き下げてグループ会社から外した（Uniper は 2016 年末の時点で 3300 万 kW の火力発電設備を保有）。

E.ON に続いて Enel も過去 5 年間に石油火力とガス火力を中心に約 1400 万 kW の設備を削減して、さらに 2019 年までに 700～1000 万 kW を追加で削減する計画だ。このほかに ENGIE がガス火力を主体に 1100 万 kW を削減した。Vattenfall は石炭火力を中心に 800 万 kW の削減を完了。EDF と RWE の 2 社もそれぞれ約 400 万 kW の火力発電設備を減らしている。

同じ理由で新設計画も大きく後退している。ENGIE は石炭火力発電所を新たに建設しない方針を 2015 年 10 月に発表した。欧州の電力産業の連合体である EURELECTRIC は、2020 年以降に建設する石炭火力発電所に対して投資しない意向を表明している。

欧州で石炭火力発電の減少が進む大きな要因の 1 つは「カーボンプライシング（炭素価格付け）」の拡大にある。石炭で世界の産業革命をリードしたイギリスが 2015 年 4 月に、CO₂ 排出量 1 トンあたりの炭素価格の下限を 9 ポンド（約 1300 円）から 18 ポンド（約 2600 円）に倍増させた。この政策をもとに 2025 年までに石炭火力発電を撤廃する。

イギリスでは 2015 年 3 月の時点で、石炭火力による年間の発電量が 950 億 kWh に達していた。ところがカーボンプライシングを強化したことで、次の 1 年間（2015 年 4 月～2016 年 3 月）の発電量は 610 億 kWh に減り、さらに 2016 年 4 月から 2017 年 3 月には 270 億 kWh 以下まで一気に減少した。わずか 2 年間で 72%も発電量が減ったことになる。同様の動きはフランスやドイツでも見られる。

その一方でガス火力発電は一時の減少傾向から増加傾向に戻りつつある。欧州全体では 2010 年から 2016 年にかけて、石炭火力の発電量はイギリスを中心に 900 億 kWh 減少したが、ガス火力による発電量の減少は 2 倍近い 1680 億 kWh にのぼった。石炭火力のほうがコスト競争力に優れていたからである。

しかし 2015 年と 2016 年を比較すると、石炭火力の発電量が 800 億 kWh 減少したのに対して、ガス火力の発電量は 950 億 kWh 増加している。石炭火力発電設備が数多く廃止されたことに加えて、天然ガスの調達コストが下がり、石炭火力からガス火力へ移行が進んだ。イギリスのカーボンプライシングの強化も大きな影響を与えている。

今後の化石燃料の価格を予測することはむずかしいが、中長期に見れば CO2 排出量の少ないガス火力のほうが石炭火力よりも有利である。温暖化対策に加えて、太陽光発電や風力発電など出力が変動する自然エネルギーの電力と組み合わせて使う点でも、出力を調整しやすいガス火力が生き残っていく可能性は大きい。とはいえエネルギー転換の進展に伴って、ガス火力も競争力を失っていくことに変わりはない。

以上のような欧州の動きを日本の電力会社も十分に認識して、火力発電の位置づけを見直すべきである。火力発電だけではない。原子力発電にも同様に高い障壁が待ち受けている。

福島第一原子力発電所の事故は日本のみならず世界のエネルギー産業に多大な影響を及ぼした。日本国内でエネルギー転換を引き起こすきっかけになり、世界各地で自然エネルギーの導入を加速させ、そして原子力産業に大きな影を落とした。

原子力発電の経済性には大きな疑問が生じている。かつて原子力は最も低コストの発電方法とみなされてきた。ところが現在では世界中の投資家が原子力発電の経済性を注意深く見るようになった。より厳しい安全基準に対応するための投資が拡大しているからだ。さらに将来の廃炉や放射性廃棄物の管理・貯蔵の必要性を考えると、もはや原子力発電のコストが安くないことは明白である。

これまで不透明だった原子力発電の経済性が欧州では次第に明らかになり、原子力発電に不利な状況が広がってきた。最近の動きをいくつか拾ってみる。

◆2015 年 4 月に Vattenfall はスウェーデンの Ringhals 原子力発電所の 1 号機と 2 号機を予定よりも数年早く閉鎖すると発表した。コストの増大による利益の低下が理由だ。1 号機は 2020 年に、2 号機は 2019 年に閉鎖する。

◆2015 年 10 月には E.ON がスウェーデンの Oskarshamn 原子力発電所の 1 号機と 2 号機の閉鎖を発表した。理由は経済性である。1 号機は 2017 年 6 月 17 日に閉鎖した。2 号機は数年前から運転を停止していて、再稼働の予定はない。

◆2016 年 2 月、フランスの公的資金を監査する機関が原子力発電のコストを推定した。その結果、大手の原子力発電事業者である EDF では、発電コストが 2010 年の 5 ユーロセント（約 6.5 円）/kWh から 6.3 ユーロセント（約 8.2 円）/kWh へ 26% も上昇していた。フランスでは太陽光発電の落札価格が平均で 5.6 ユーロセント（約 7.3 円）/kWh まで下がった。原子力発電のコスト競争力は急速に低下している。

このほかに原子力発電所の新設プロジェクトで難航している事例が欧州には数多くある。

◆EDF がフランスで 2007 年に建設を開始した Flamanville 原子力発電所は、当初 2012 年に運転を開始する予定だったが、大幅に遅れて 2019 年にずれ込む見通しだ。EPR（European Pressurized Reactor）と呼ぶ加圧水型の新しい原子炉を採用したが、建設コストは当初に計画した 33 億ユーロ（約 4300 億円）から、2015 年 9 月に公表した時点で 105 億ユーロ（約 1.4 兆円）へ 3 倍以上に膨れ上がった。発電コストは 12 ユーロセント（約 16 円）/kWh と推定され、太陽光発電の 2 倍以上である。

◆2005 年にフィンランドで建設が始まった Olkiluoto 原子力発電所でも EPR を採用して、2009 年の運転開始を見込んでいた。現在のところ稼働予定は 2018 年末にずれこみ、さらに遅れる可能性がある。このプロジェクトには大手電力会社の Fortum が 25%出資している。建設コストは当初の 32 億ユーロ（約 4200 億円）から、2012 年に公表した時点で早くも 85 億ユーロ（約 1.1 兆円）に拡大した。

◆スロバキアで 2009 年に建設を開始した Mochovce 原子力発電所の 3 号機と 4 号機も工期の遅れとコストの増加に悩まされている。Enel が参画して取り組んでいるプロジェクトだが、当初の計画では 2013 年に運転を開始して、コストは 28 億ユーロ（約 3600 億円）の予定だった。しかし実際には 3 号機が 2018 年の後半以降に、4 号機が 2019 年の後半以降に稼働する見通しで、建設コストも 54 億ユーロ（約 7000 億円）に増えることを 2016 年 10 月に公表した。

以上のような状況を考えると、ENGIE がイギリスの原子力発電事業会社 NuGen の株式をパートナーの東芝に売却できたことは幸運と言える。両社間の契約に基づき、東芝は 2017 年 7 月に ENGIE の出資分（40%）を 1 億 880 万英ポンド（約 160 億円）で買い取った。これにより ENGIE はイギリスで建設中の Moorside 原子力発電所のプロジェクトから撤退することができた。

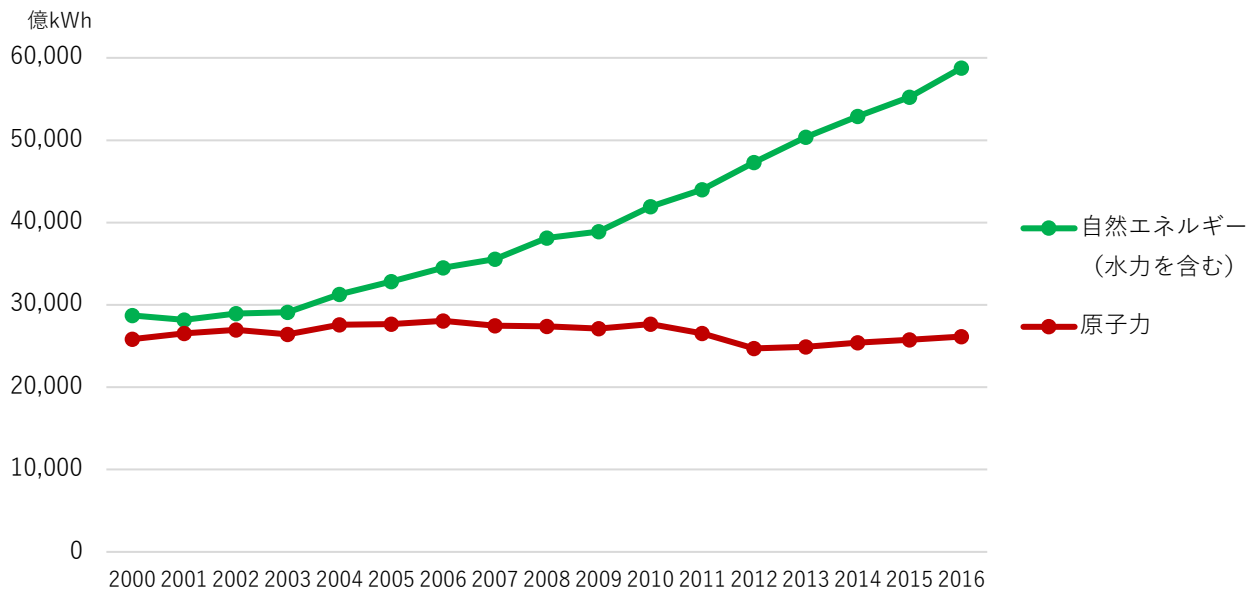
各国で課題になっている放射性廃棄物の処理に関しても新たな動きがある。

◆フランス政府の環境・エネルギー・海洋省が 2016 年 1 月に、高レベルと中レベルの放射性廃棄物を長期間にわたって管理する「Cigéo」と呼ぶ貯蔵プロジェクトのコストを決定した。140 年間で 250 億ユーロ（約 3.3 兆円）にのぼる。

◆2016 年 10 月には、ドイツ国内で原子力発電所を運転する電力会社 4 社（EnBW、E.ON、RWE、Vattenfall）がドイツ政府とのあいだで注目すべき契約を結んだ。4 社は放射性廃棄物の処分費用として、総額で約 240 億ユーロ（約 3.1 兆円）を公的資金に拠出することで政府と合意した。

原子力発電事業の苦戦は欧州と日本だけにとどまらない。調査会社の BNEF が 2017 年 6 月に発表した分析レポートによると、アメリカの原子力発電所の半分以上が赤字に陥っている。自然エネルギーの勢いに押された結果である。現実には世界全体で自然エネルギーの発電電力量が拡大する一方、原子力発電は 2000 年の時点から増えていない（図 36）。

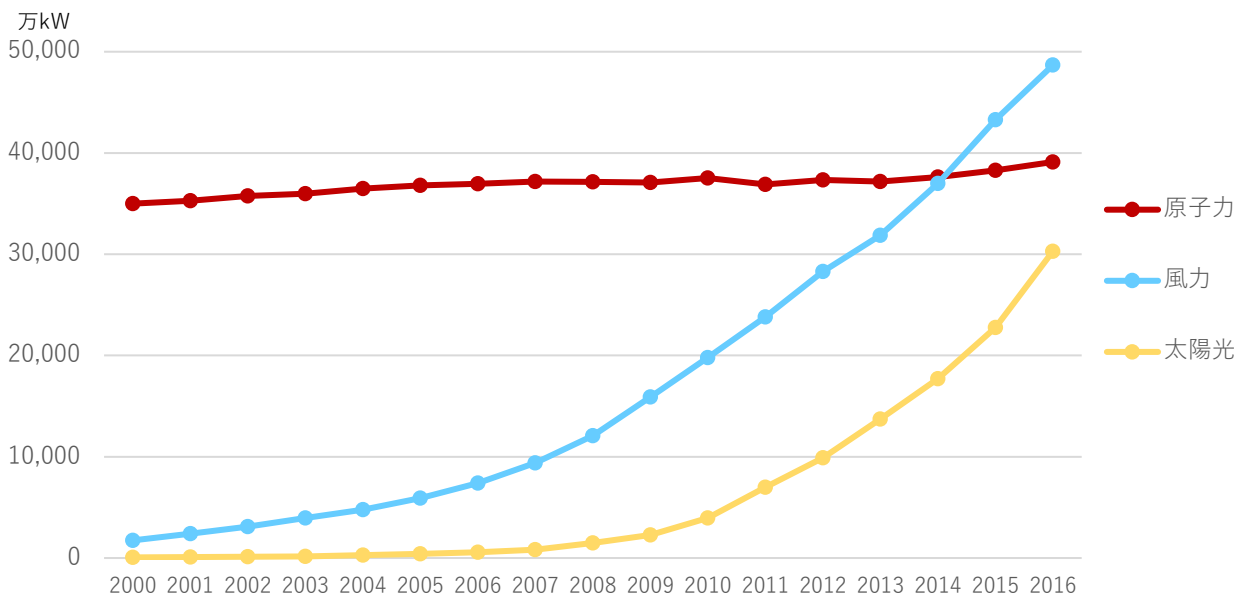
図 36：世界の自然エネルギーと原子力の発電電力量



出典：BP 『Statistical Review of World Energy 2017』

自然エネルギーの中でも風力発電と太陽光発電が急成長して、風力発電は 2015 年に設備容量で原子力発電を超えた（図 37）。太陽光発電も 2018 年には原子力発電を上回る見込みだ。

図 37：世界の原子力・風力・太陽光の発電設備容量



出典：IAEA などの資料をもとに自然エネルギー財団が作成

それでも電力会社は原子力発電を続ける理由として 2 つの点を主張する。1 つは CO₂ を排出しないため気候変動を緩和できること、もう 1 つは旧来の発想でベースロード用の電源として使えることである。

第 1 の気候変動の緩和だが、もし原子力発電が火力発電を代替できるのであれば効果がある。しかし現実には自然エネルギーのほうが原子力発電よりも低コストで火力発電を代替できる。このため気候変動対策で原子力発電に頼る必要はなくなった。自然エネルギーを利用した発電設備であれば、原子力発電のように長期に及ぶコスト負担や安全性・持続性に対する不安もない。

第 2 のベースロード用の電源の必要性もエネルギー転換の進展によって薄れた。コスト競争力のある自然エネルギー、中でも出力が変動する太陽光発電と風力発電が世界各国で拡大を続けている。その結果、電力ネットワークには柔軟性が求められるようになった。一定の出力で電力を供給するベースロード用の電源はネットワークの柔軟性を損ねる。もはやベースロードというコンセプト自体が時代遅れである。

2-2. 統合へ向かう送配電ビジネス

自然エネルギーの拡大に伴って、送配電ネットワークの増強が大きな課題になっている。出力が変動する自然エネルギーを大量に送配電ネットワークで活用する方法は、すでに欧州で実証済みである。日本でも電力システム改革による発送電分離の実施後には、電力会社から分離・独立した送配電事業会社が自然エネルギーの活用に向けて新たな役割を担うことになる。

欧州では送電事業と配電事業が明確に分かれている。この2つの事業は規模と複雑さに違いがあるからだ。大手電力会社12社で現在も送電事業を続けている例は多くない（図38）。

図 38：欧州の主要な送電事業会社

国	送電事業会社	分離前の電力会社（分離方式）
フランス	RTE	EDF (ITO)
ドイツ	50Hertz	Elia ベルギー Vattenfall (OU)
	Amprion	RWE (ITO)
	TenneT	TenneT オランダ E.ON (OU)
	TransnetBW	EnBW (ITO)
イギリス	National Grid	CEGB (OU)
	Scottish Hydro Electric Transmission	SSE (ISO)
	Scottish Power Transmission	Iberdrola (ISO)
イタリア	Terna	Enel (OU)
ノルウェー	Statnett	Statkraft (OU)
スペイン	Red Elctrica	Including Endesa (OU)
スウェーデン	Svenska Kraftnat	Vattenfall (OU)

出典：自然エネルギー財団

欧州の電力会社が送電事業を分離した時の形態は 3 通りある。1 つ目は送電事業部門を「ITO (Independent Transmission Operator、独立送電運用者)」として分離したうえで、電力会社の傘下に残す方式である。ITO は送電ネットワークの資産を引き継いで事業を運営する。法的分離と呼ぶ形態で、電力会社の発電・小売事業から独立性を確保するために、特別のルールが適用される。日本の発送電分離でも ITO と同様の法的分離方式を採用する。

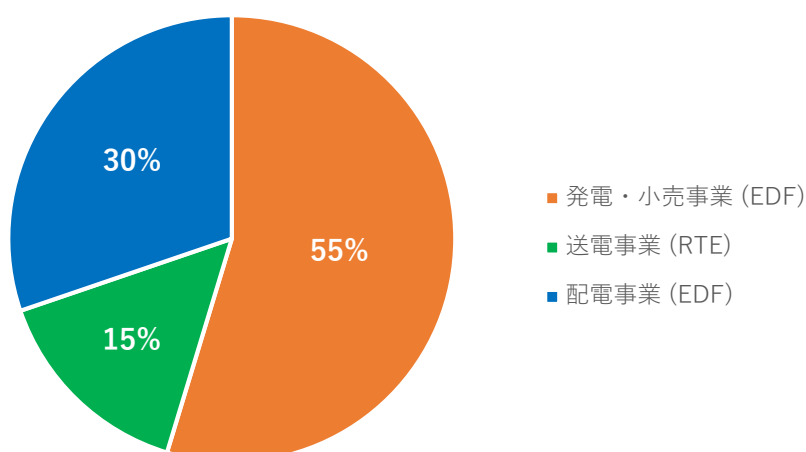
2 つ目の形態は「OU (Ownership Unbundling、所有権分離)」で、送電事業の資産と株式を元の電力会社から完全に切り離す。分離した資産と株式を買い取った会社は発電事業や小売事業に関係なく、独立性を発揮して送電事業を運営できる。独立性の点では、OU が最も望ましい分離形態と言える。

3 つ目は電力会社が送電ネットワークの資産を所有したまま、第三者の「ISO (Independent System Operator、独立系統運用機関)」に送電ネットワークの運営機能に移管するケースである。機能分離と呼ぶ方式で、運営面の独立性は極めて高い。同じ ISO が複数の地域の送電ネットワークをまとめて運営する例もある。

その一方で配電事業に関しては、大手電力会社の多くが子会社を通じて積極的な投資を続けている。主な理由は 2 つある。1 つ目は欧州の発送電分離の狙いが配電よりも送電に焦点を当てたからだが、2 つ目の理由として収益性の違いも大きく影響している。

フランスでは EDF 本体の配電事業と子会社の RTE の送電事業を合わせると、両社の利益(EBITDA)のうち 45%を占める状況になっている(図 39)。本体の配電事業が 30%、子会社の送電事業が 15%である。

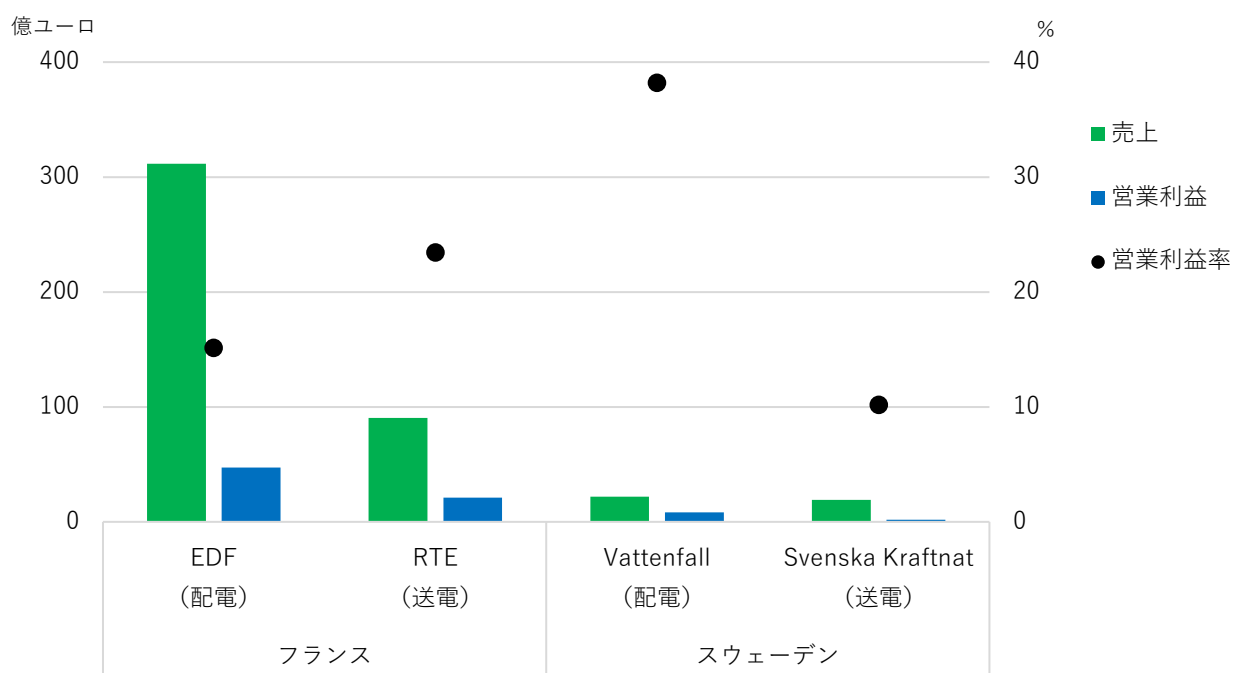
図 39：欧州の電力会社の利益構成（EDF+RTE の例、2015 年の EBITDA）



出典：EDF と RTE のアニュアルレポートをもとに自然エネルギー財団が作成

さらに EDF と Vattenfall が公表している決算の数字をもとに、フランスとスウェーデンにおける送電事業と配電事業の収益性を比較してみる（図 40）。EDF の配電事業は 2015 年と 2016 年に売上が 154～157 億ユーロ（約 2 兆円）、営業利益は 23～24 億ユーロ（約 3000 億円）にのぼった。一方で子会社の RTE の送電事業は同時期の売上が 44～46 億ユーロ（約 5700～6000 億円）、営業利益は 9～12 億ユーロ（約 1200～1600 億円）である。

図 40：フランスとスウェーデンの送電・配電事業者の売上と営業利益（2015 年と 2016 年の合計）



出典：各社のアニュアルレポートをもとに自然エネルギー財団が作成

スウェーデンでは Vattenfall の配電事業が 2015 年と 2016 年に年間 11 億ユーロ（約 1400 億円）の売上を記録して、営業利益も 4～5 億ユーロ（約 520～650 億円）を稼いだ。営業利益率は実に 38%にも達する。これに対して送電事業を担当する Svenska Kraftnat の売上は 10 億ユーロ（約 1300 億円）あるものの、営業利益は 1 億ユーロ（約 130 億円）にとどまり、営業利益率は 10%である。配電事業と送電事業の利益率の差は大きい。

送配電事業の収入源にはネットワークの使用料と接続料の 2 つがある。特にエネルギー転換が進んだ地域では、自然エネルギーを利用した小規模・分散型の発電設備が大量に配電ネットワークに接続されるようになり、配電事業者の収入を増大させている。例えばフランスでは 2016 年末の時点で太陽光発電の 92%、風力発電の 94%が配電ネットワークに接続済みだ。同様にイギリスでは太陽光発電の 100%、陸上風力発電の 66%が配電ネットワークに接続されている。

加えてスマートメーターの登場によって、電力の使用状況の監視が配電レベルで可能になり、利用者側の料金や報酬を柔軟に設定できるようになった。フランスでは配電事業者の Enedis が 2014 年から 2021 年にかけて 45 億ユーロ（約 5900 億円）を投資して、3400 万台のスマートメーターを設置する計画だ。

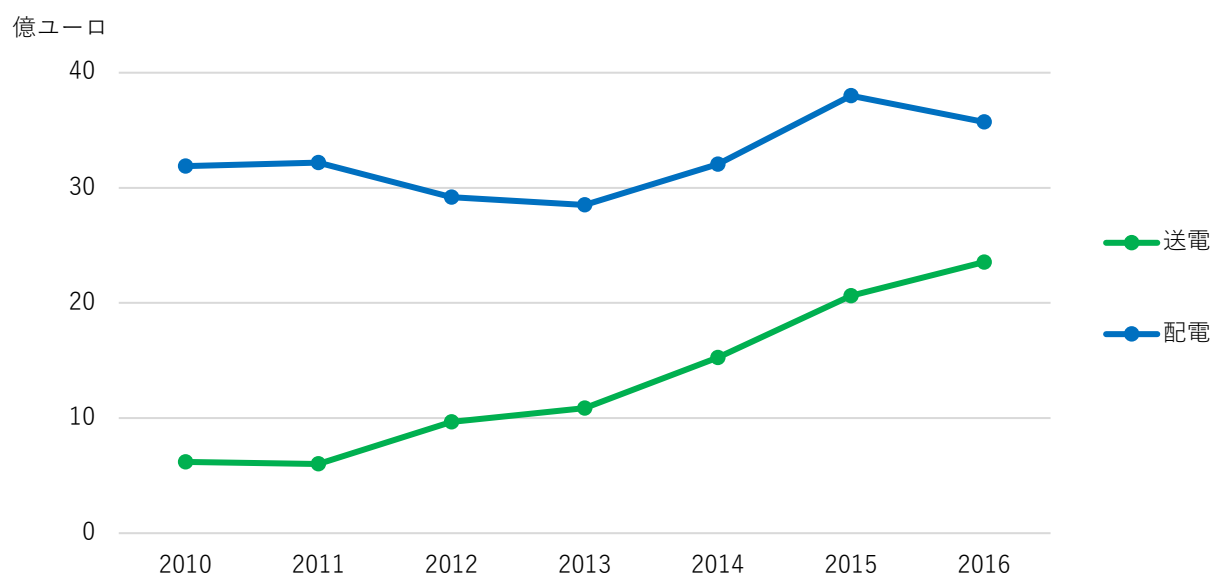
日本でも電力会社 10 社が 2024 年度までにスマートメーターの設置を完了する。欧州の配電事業者と同様に、スマートメーターを活用したサービスを通じて収益を増やせる期待が持てる。

送電事業者にも新たなビジネスチャンスがある。その 1 つは、太陽光発電と風力発電のポテンシャルが大きい地域を対象にした長距離送電線の建設である。ドイツの送電事業者は北部の風力発電の電力を大需要地の南部まで送るために、長距離送電線の建設プロジェクトに取り組んでいる。

出力が変動する太陽光発電や風力発電を大量に送配電ネットワークに取り込むためには、送電・配電事業者がネットワークを増強して、その投資メリットを享受できなくてはならない。日本でも発送電分離に合わせて新たな制度を整備することにより、送配電事業会社の投資意欲を高める必要がある。

送配電ネットワークの規制料金を効果的に設定すれば、必要な投資が実行可能になることをドイツの事例が示している（図 41）。ドイツでは 2010 年から 2016 年にかけて送電と配電の分野で相当な投資を実行しながら、電気料金に上乗せする送配電ネットワークのコストはわずかしこ増えていない。家庭向けでは電力 1kWh あたり 5.7 ユーロセント（約 7.4 円）から 6.6 ユーロセント（約 8.6 円）に、産業用でも 2.4 ユーロセント（約 3.1 円）から 3.6 ユーロセント（約 4.7 円）に増加したにとどまる。

図 41：ドイツの送電・配電ネットワークに対する投資額



出典：Bundesnetzagentur 「Monitoring Report 2016」

送配電事業は安定した利益を長期に確保しやすい。ただし発電事業や小売事業に比べて利益水準は低くなる可能性がある。特に送電事業はローリスク・ローリターン型のビジネスである。このため欧州の電力会社の中には、送電事業を資産ごと売却するケースが少なくない。ドイツでは E.ON がオランダの送電事業者 TenneT に、Vattenfall がベルギーの送電事業者 Elia に売却した。

送電事業を子会社に移管したケースもある。フランスの EDF が RTE に、ドイツの RWE が Amprion に移管した例は代表的だ。送電事業に必要なネットワーク設備の負債や投資負担から解放されて、高収益を期待できる新しいプロジェクトに資金をつぎ込むことが可能になる（表 2）。

表 2：欧州の電力会社が送電事業を分離した事例

国	分離方式	電力会社/ 送電事業者	買収した企業	買収金額	実施日
フランス	法的分離 (ITO)	EDF/ RTE	Caisse des Dépôts（公的 金融機関）、CNP Assurances（保険会社）	40 億ユーロ （出資比率 49.9%）	2017 年 3 月
ドイツ	所有権分離 (OU)	E.ON/ Transpower	Tennet（オランダの送電 事業会社）	11 億ユーロ （出資比率 100%）	2010 年 2 月
ドイツ	所有権分離 (OU)	Vattenfall/ 50Hertz	Elia（ベルギーの送電事業 会社）、Industry Funds Management（国際的なイ ンフラ投資運用会社）	5 億ユーロ （出資比率 100%）	2010 年 8 月
ドイツ	法的分離 (ITO)	RWE/ Amprion	ドイツの機関投資家を中心 とする連合体（保険会社や 年金基金など）	7 億ユーロ （出資比率 74.9%）	2011 年 7 月

出典：各社の資料をもとに自然エネルギー財団が作成

Fortum がフィンランド・ノルウェー・スウェーデンの配電事業を 2013 年から 2015 年にかけて売却したことも注目に値する。売却額は合計で 95 億ユーロ（約 1.2 兆円）にのぼった。Fortum は成長分野の自然エネルギー発電事業、熱電併給事業、小売事業に集中する。

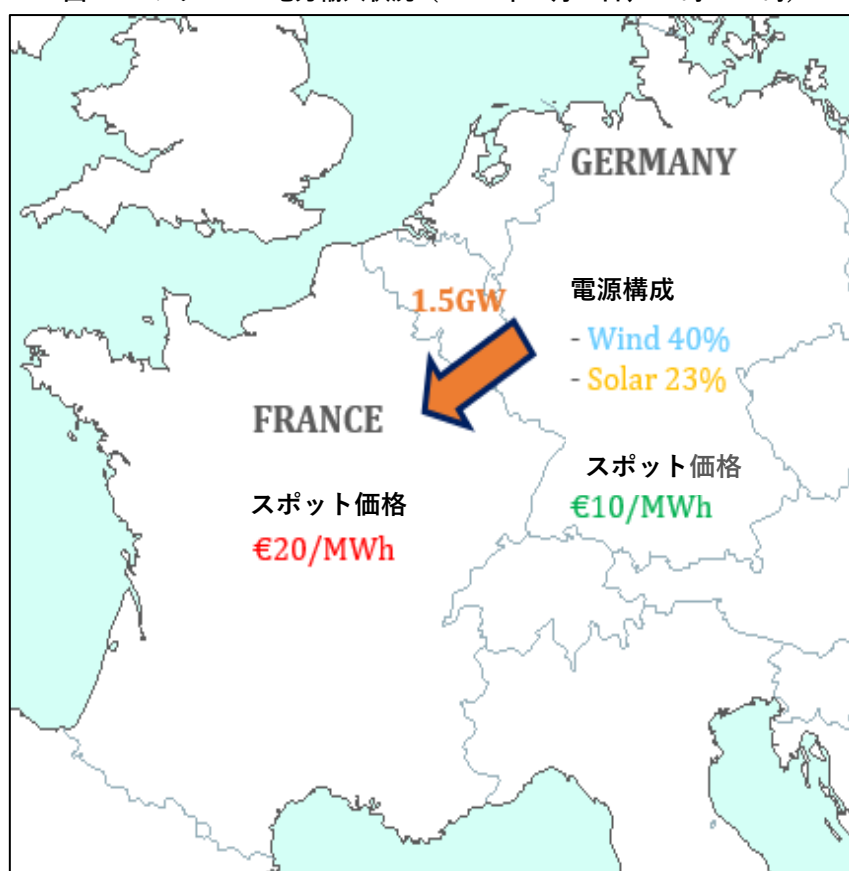
送電事業と配電事業の両方を担う日本の送配電事業者は欧州の電力会社の経験をもとに、効率よく投資しながらネットワークの増強と拡張に取り組んでいく必要がある。引き続き資産を所有しながら着実に利益を積み上げていくのか、あるいは送配電事業を売却して新たな事業に投資するのか、極めて戦略的な判断が求められる。

日本でもエネルギー転換が進んでいくと、出力が変動する太陽光発電や風力発電の電力を送配電ネットワークに効率よく統合する必要がある。今後は近隣の国と結ぶ国際連系線が重要な役割を担うようになり、日本の送配電事業者に新たなビジネスチャンスをもたらすだろう。しかも経済・制度・環境面で多くの便益が期待できる。

経済面の便益を考えると、発電事業の競争が国際連系線によって拡大する。自然エネルギーのポテンシャルが大きい国から、安くてクリーンな電力を近隣の国に輸出できるようになる。国際連系線を通じて余剰電力を輸出できれば、国内の供給力が需要を上回った場合でも出力抑制のリスクは低減する。制度面から見たメリットの 1 つだ。風力発電や太陽光発電のような出力変動型の自然エネルギーを送配電ネットワークに組み込みやすくなる。

こうして国際連系線は経済面と制度面から自然エネルギーを促進する効果が期待できる。その結果として CO2 排出量の削減など環境面の便益も得られる。実際に欧州の例を見ると、フランスが数年前から国際連系線を利用して、ドイツの太陽光発電と風力発電で作った安価でクリーンな電力を輸入している（図 42）。

図 42：フランスの電力輸入状況（2017 年 6 月 7 日、13 時～14 時）

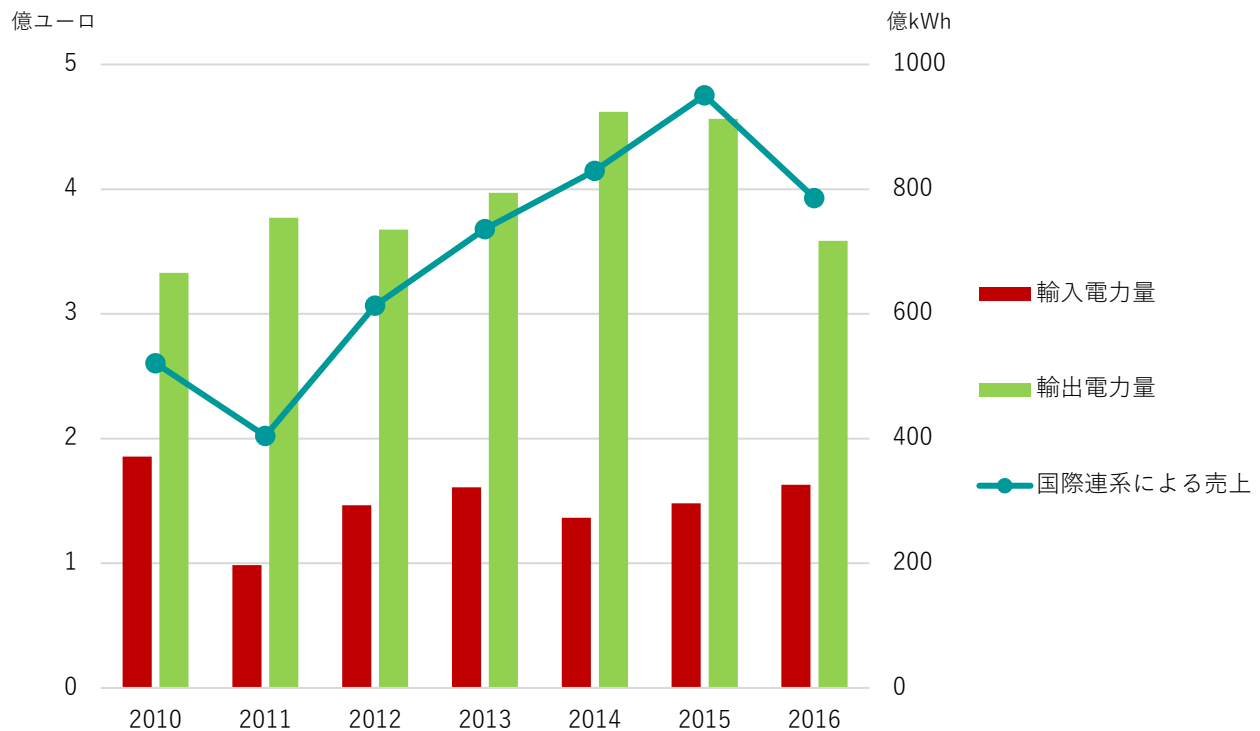


出典：ENTSO-E と EPEX の資料をもとに自然エネルギー財団が作成

フランスでは国際連系線を通じて輸出可能な電力の容量は 2015 年末の時点で 1350 万 kW、逆に輸入できる電力の容量も 980 万 kW の規模がある。実際に輸出入した電力量は、2010 年から平均で 800 億 kWh（輸出）と 300 億 kWh（輸入）に達している。

フランスの送電事業者である RTE が国際連系線から得る収入は年間に 2 億ユーロ（約 260 億円）を超えて、売上全体の約 8%を占めるまでに拡大した（図 43）。ただし国際連系線による売上は市場間の値差によって年ごとに変動するリスクがある点に注意が必要である。

図 43： RTE の国際連系による売上

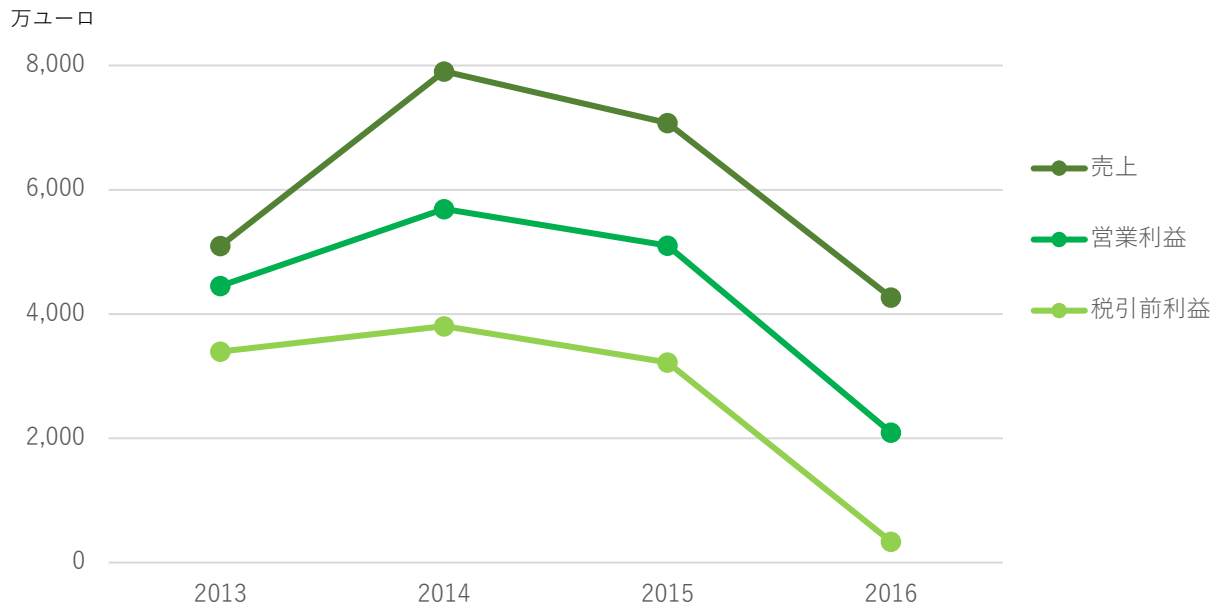


出典：RTE 「Rapport de Gestion Comptes Consolides and Bilan Electrique (2010-2016)」

国際連系線を活用した事業で典型的な例は、アイルランドの送電事業者 EirGrid が運営する EWIC（East West Interconnector）に見ることができる。EWIC は長さが 264 キロメートルに及ぶ高圧直流ケーブルによる国際送電線である。全体の約 7 割にあたる 187 キロメートルのケーブルを、アイルランド島とグレートブリテン島（イギリス本島）のあいだにあるアイリッシュ海の海底に敷設した。EWIC を通じてアイルランドとイギリスの双方向に 50 万 kW の電力を輸出入できる。

EWIC は 2012 年 12 月に商用運転に入り、40 年間の稼働を見込んでいる。投資額は 5 億 6200 万ユーロ（約 730 億円）である。運転開始から 4 年弱が経過した 2016 年 9 月までに、累計の売上は 2 億 4300 ユーロ（約 320 億円）に達した（図 44）。税引前利益は 1 億 800 万ユーロ（約 140 億円）を記録している。これまでの 4 年弱で投資額の 2 割近い水準の利益を上げたことになる。

図 44：EWIC の業績



注：2016 年の売上減少は託送収入の縮小に加えて英国における炭素価格の変更などが要因

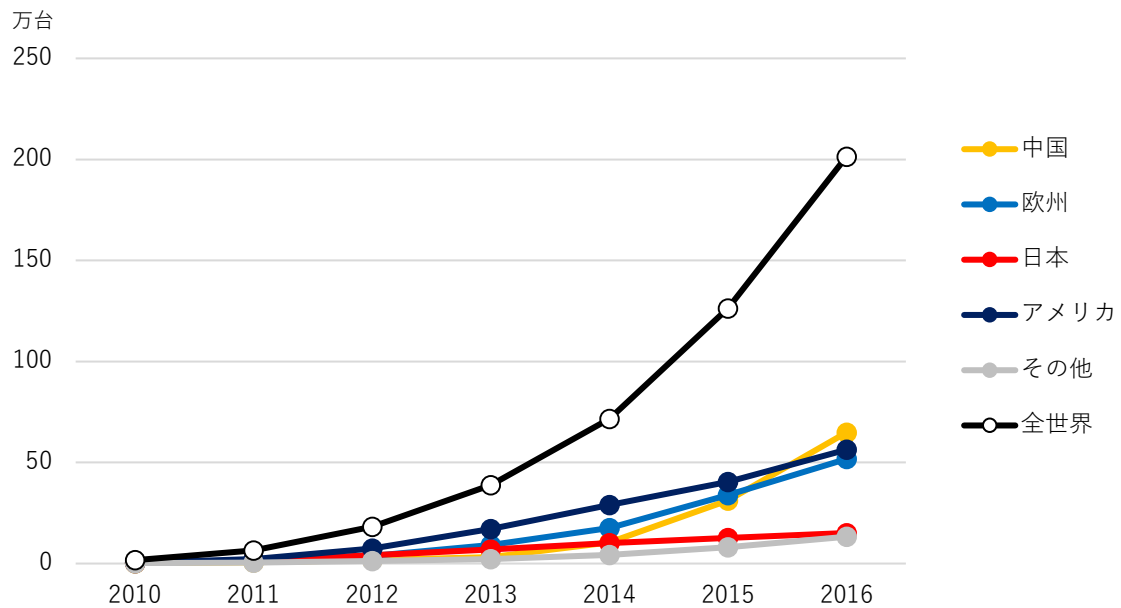
出典：Eirgrid Annual Reports (2013-2016)

この例からもわかるように、国際連系線を開発して新しい送電網の構築に積極的に取り組めば収益を拡大できる。日本の送配電事業者にとっても有望な新規事業の 1 つになるだろう。

日本でも進み始めたエネルギー転換によって、送配電ネットワークを改善・増強・拡張する取り組みが連系線の開発を含めて必要になってくる。しかも従来の送配電ネットワークの範囲にとどまらない。将来のエネルギーシステムを想定すると、電気自動車をはじめとする交通ネットワークや、地域単位で広がる熱供給ネットワークとの統合も重要なテーマになる。

今後のエネルギーシステムに欠かせない機器の 1 つに蓄電池がある。蓄電池のコストは 2010 年の時点で 1000 米ドル（約 11 万円）/kWh だったが、2016 年には 200～300 ドル（約 2～3 万円）/kWh まで大幅に低下した。この効果によって電気自動車の急速な普及が始まろうとしている。世界全体では 2010 年の 1 万 7000 台から 2016 年には 200 万台まで増加した（図 45）。さらに IEA の予測によると、2040 年には 1 億 5000 万台を超える見込みだ。

図 45：世界の電気自動車の保有台数

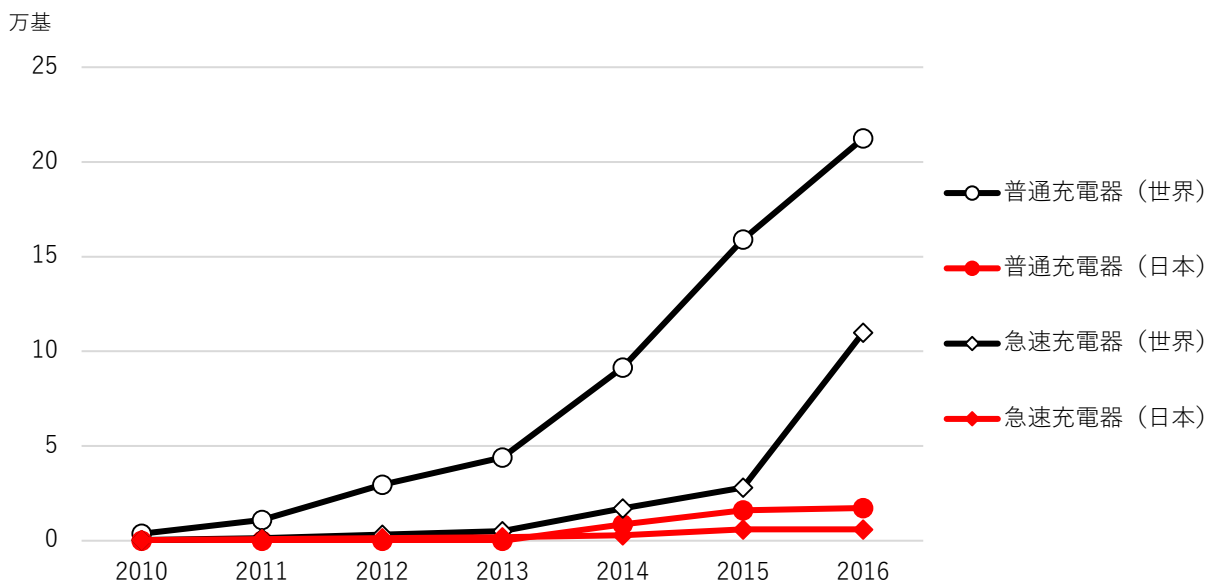


出典：IEA 「Global EV Outlook 2017」

電気自動車が大量に普及すれば、電力の需要は増加する。BNEF の予測では、2040 年までに 1 兆 7000 億 kWh の電力が電気自動車のために必要になり、世界の電力需要の 5%を占める。日本でも電気自動車が消費する電力量は 360 億 kWh に達して、国全体の需要の 4%まで増える見通しだ。

交通分野の電化によって電力会社は販売量を増やすチャンスを得られるが、ビジネスの可能性はそれだけではない。電気自動車を対象にした充電ネットワークが新たな収益の機会をもたらす。ここ数年で電気自動車の充電ネットワークは世界各地で目覚ましい成長を見せているが、日本は完全に出遅れている（図 46）。

図 46：公共の場所における充電器の設置台数



出典：IEA 「Global EV Outlook 2017」

電力会社には充電インフラの設計・施工・運転管理に必要な各種のサービスを提供できる能力がある。欧州の電力会社は提携や買収を通じて充電ステーションの拡大に積極的に取り組み始めた。自動車メーカーとパートナーシップを組んで事業を展開する例もある。

◆欧州で 5000 カ所以上の充電ステーションを運営している ENGIE は、オランダ国内に 4000 カ所の新しい充電ステーションを設置する契約を 2016 年 9 月に獲得した。さらに 2017 年 3 月には、欧州で最大の 5 万カ所以上の充電ステーションを運営する EV-Box 社を買収した。

◆E.ON はデンマークの電気自動車向けサービス提供会社 CLEVER と 2017 年 2 月に提携して、欧州の主要な高速道路を対象に 120~180 キロメートルごとに超高速の充電ステーションを展開する計画を発表した。すでに E.ON はデンマーク国内で 1200 カ所の充電ステーションと 39 基の急速充電器を運営している。

◆RWE の子会社である Innogy はドイツで 5400 カ所の充電ステーションを運営しているが、さらに 2017 年末までに約 150 カ所の急速充電ステーションを高速道路に設置する予定である。

◆EDF、ルノー、日産自動車、BMW、フォルクスワーゲンによる連合体のもと、EDF の子会社 Sodetrel は 2015 年から合計 200 カ所以上の急速充電ステーションをフランス国内に設置した。

電気自動車の充電ネットワークに加えて、熱供給ネットワークを統合する動きも始まっている。最近では熱電併給プラントや地域熱供給事業の開発に取り組む事例が増えてきた。その中には自然エネルギーを活用したプロジェクトもある。

◆Fortum はスウェーデンのストックホルム市と共同で Fortum Varme を設立して、バイオマスによる大規模な熱電併給プラントを 2016 年に運転開始した。発電規模は 13 万 kW で、熱供給能力は 28 万 kW 相当に達する。

◆Vattenfall は 2016 年にドイツの石炭火力発電所を熱電併給プラントに転換したのに続いて、2017 年以内に 3 億 7000 万ユーロ（約 480 億円）を投じて大規模なガス熱電併給プラント（発電規模 30 万 kW、熱供給 22 万 kW 相当）を完成させる。さらに 2020 年までにベルリン市内でも、3 億 2500 万ユーロ（約 420 億円）の資金を使って熱電併給プラント（発電規模 26 万 kW、熱供給 23 万 kW 相当）の運転を開始する計画である。

◆E.ON はスウェーデンのストックホルム市内に、総額 2 億 5000 万ユーロ（約 330 億円）の事業費でバイオガスによる熱電併給プラントを建設する。焼却熱を利用して電力・熱・バイオガスを生成するプロジェクトである。発電規模は 2 万 5000kW を見込み、2019 年に運転を開始する。

電気自動車や熱供給を含む統合型のエネルギーシステム分野では、現在のところ日本の電力会社に目立った動きは見られない。これから国を挙げて脱炭素社会に向かう中で、交通や熱供給の分野には十分なビジネスチャンスがある。発電事業や送配電事業の一環で、新たな開発プロジェクトに取り組むことが望まれる。

2-3. 小売は電力供給だけで終わらず

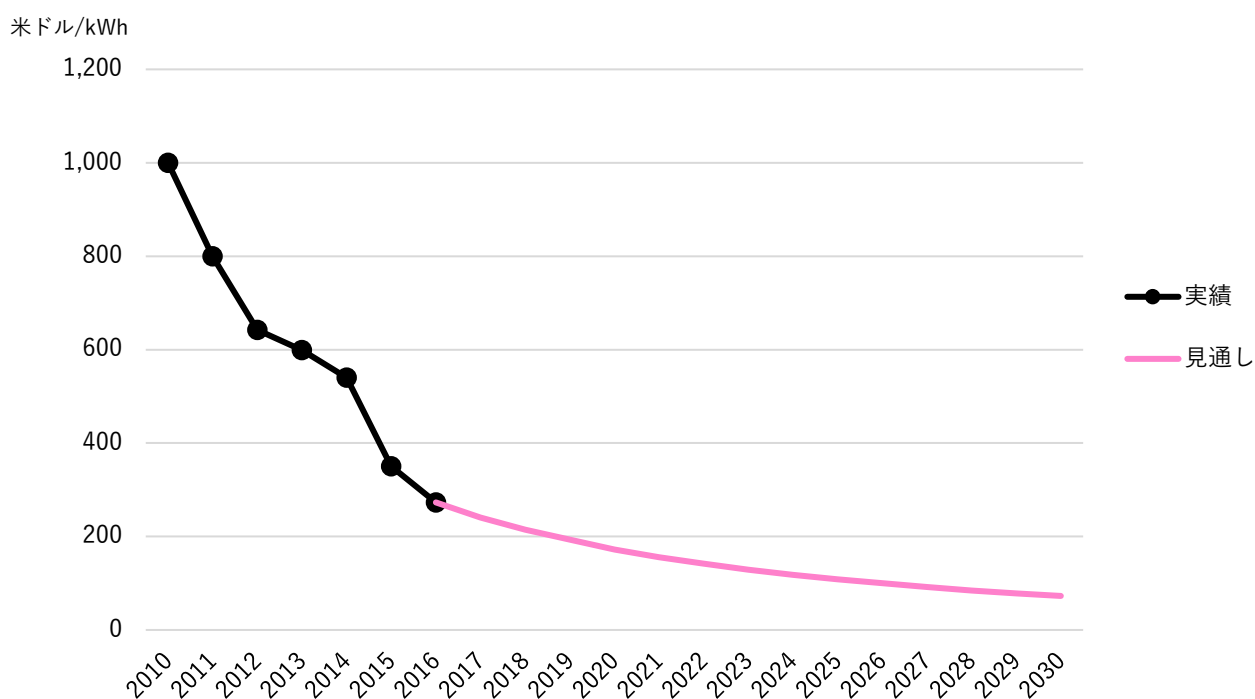
従来の小売事業は消費者に電力を販売することで成り立ってきた。しかし欧米を中心に政府の支援策によって、分散型の太陽光発電システムを設置する消費者が一挙に増加した。導入場所も工場やオフィスビルから農地や住宅まで広がっている。

世界中の数多くの国では、太陽光発電のコストが急速に低下して、“ソケット・パリティ”の状態に達している。ソケット・パリティは住宅の屋根に設置した太陽光発電（家庭内のソケットから電力供給）のコストが、小売電気事業者から購入する電力と同等の価格になることを意味する。

すでに日本でもソケット・パリティの状態になった。消費者は小売電気事業者から電力を購入するよりも、自宅に発電設備を設置するほうがコストを安く抑えられる。今後は経済的な面から、住宅や商店に分散型の太陽光発電システムを導入する消費者が増えていくだろう。

蓄電池のコストダウンも急激に進んできた（図 47）。太陽光発電と蓄電池を組み合わせることによって、分散型のエネルギーシステムの有用性はますます高まる。この流れに対応したサービスを提供していかないと、電力会社の小売事業の収益はさらに影響を受けることになる。

図 47：リチウムイオン電池の価格の推移と今後の見通し



出典：BNEF 「Long-Term Electric Vehicle Outlook 2017」

欧州の電力会社は新たな取り組みとして分散型の太陽光発電ビジネスに参入して、最近では蓄電池を組み合わせたサービスも開始した。

◆EDF は 100%子会社の EDF ENR Solaire を通じて、太陽光発電システムの販売・設置サービスをフランス国内で展開中だ。2016 年末の時点で、1 万 4000 軒以上の住宅と 900 カ所を超える企業・自治体に太陽光発電システムを提供した。

◆ENGIE はアメリカのカリフォルニア州に本拠を置く蓄電池システム会社 Green Charge Networks の株式を 2016 年 5 月に 80%取得した。この会社は太陽光発電と蓄電池を組み合わせて企業・自治体向けに提供している。ENGIE はオーストラリアでも小売部門の子会社 Simply Energy を通じて、住宅の屋上に設置する太陽光パネルと Tesla 製の Powerwall と呼ぶ蓄電池を組み合わせたシステムの販売を 2016 年に開始した。さらに 2017 年 5 月には、ベルギー・ドイツ・オランダ・イギリスの 4 カ国で住宅用と小規模商業用の太陽光発電システムを提供する Sungevity International 社を買収している。

◆EnBW は独自開発の「EnBW solar+」と呼ぶ商品を 2016 年に投入した。家庭を対象に屋上設置型の太陽光発電システム、小型の蓄電池、エネルギー管理システムをまとめて提供する。利用者は「Energy Community」と呼ぶインターネットをベースにしたネットワークで結ばれ、家庭内で余った電力をオンラインで取引できる。

◆E.ON は 2017 年 5 月にインターネットサービス最大手の Google とパートナーシップを結び、ドイツで新しいサービスを開始した。700 万カ所のビルと一般の住宅を対象に、太陽光発電の設置可能量や発電量を予測する。その予測データをもとに消費者は太陽光発電システムと蓄電池を E.ON に注文できる。さらに「Sunshine Guarantee」というプログラムに加入すると、予測した発電量から不足が生じた場合には金銭的な補償を受けられる。

太陽光発電システムとともに小売分野のもう 1 つの成長事業として期待できるのは、消費者のエネルギー利用状況を最適化するサービスである。エネルギーの効率性を測定する機器やエネルギーの消費量を最適に制御するツールを提供する。

エネルギーを効率化するサービスは、電力会社にとって魅力的に映らないかもしれない。効率化を図ることによって電力の消費量が減少してしまうと、販売量が減って売上に影響するからだ。とはいえエネルギー転換が進むにつれて、消費者のあいだでは経済性と環境面から、エネルギーの効率的な利用を求める傾向が強まっていく。ニーズがあるところには、必ずビジネスチャンスがある。この分野でも欧州の電力会社は新たなサービスに乗り出している。

◆EDF は 100%子会社の Perfesco を通じて、エネルギー消費量の多い大手の製造業を対象に省エネ型の機器を提供する。その報酬はエネルギー消費量の削減に応じて支払われる仕組みになっている。さらに 45%を出資する Domofinance 社が EDF の顧客である家庭とビル管理会社を対象に、エネルギーの効率化を含めて設備の改修に必要な資金を提供する。2016 年には 4 万 5000 件を超える融資を実施した。

◆Enel は 2017 年 6 月にアメリカのエネルギー管理サービス会社 EnerNOC を 2 億 5000 万米ドル（約 280 億円）で買収した。この買収によって Enel は 8000 件以上の企業ユーザーが活動する 1 万 4000 カ所の施設を管理できるようになり、合計で 600 万 kW にのぼるデマンドレスポンスを実施できる体制を構築した。

◆RWE/Innogy は 2011 年に「SmartHome」と呼ぶホームオートメーションサービスの立ち上げに成功している。このサービスでは家庭内にある照明やドアロック、サーモスタットなどの電気機器をネットワークでつないで集中的に制御することができる。利用者はスマートフォンやタブレット端末を使って、屋外からでも電気機器の制御が可能になった。RWE/Innogy は現在も SmartHome のサービスを拡大中だ。

企業においても家庭においても、電力を持続可能な方法で消費する意識が高まっていく。太陽光発電と風力発電のコストが低下して、従来よりも安いコストで持続可能な自然エネルギーの電力を消費できる状況になりつつある。世界全体の傾向として、自然エネルギーによる電力を求める消費者が増えている。

そうした動きを象徴する国際的なプロジェクトの 1 つに「RE100」がある。企業が使用する電力を 100%自然エネルギーに転換することを宣言する。世界の有力企業が続々と RE100 に参加して、自然エネルギーによる電力の利用拡大に取り組んでいる（表 3）。

表 3：自然エネルギーの電力を 100%使用することを宣言した主な企業

企業名	国	業種
Apple	アメリカ	情報通信
AXA	フランス	保険
Bank of America	アメリカ	金融
BMW	ドイツ	自動車
Burberry	イギリス	ファッション
Carlsberg	デンマーク	飲料
eBay	アメリカ	小売
Facebook	アメリカ	情報通信
General Motors	アメリカ	自動車
Goldman Sachs	アメリカ	金融
Google	アメリカ	情報通信
Ikea	スウェーデン	家具
Lego	デンマーク	玩具
Microsoft	アメリカ	情報通信
Nestle	スイス	食品・飲料
Ricoh (リコー)	日本	電子機器
Starbucks	アメリカ	飲食
Tata Motors	インド	自動車
UBS	スイス	金融
Walmart	アメリカ	小売

出典：RE 100（2017 年 10 月 2 日）

日本からは電子機器などを製造・販売するリコーが先頭を切って RE100 に参加することを表明した。リコーグループ全体で使用する電力を 2050 年までに 100%自然エネルギーで調達する方針だ。中間目標として 2030 年までに 30%以上に増やす計画である。

今後も世界各地で追随する企業が増えてくることは確実だ。こうした企業を対象に自然エネルギーの電力を供給するビジネスには大きなチャンスがある。欧州の電力会社は自然エネルギー主体の商品を増やし始めている。

◆EDF はすべての企業を対象に、自然エネルギーの電力を選択できるプランを用意している。中小規模のユーザーには、フランス国内で発電した自然エネルギーの電力を 100%供給するメニューがある。大規模なユーザーには希望に応じて 20~100%の電力を特定の発電所から供給する。

◆イタリアでは Enel が「Speciale Luce」と呼ぶサービスを通じて、自然エネルギー100%の電力を提供している。スペインのマドリード市とも 2017 年に入って独占契約を結び、自然エネルギーによる電力の供給を開始した。

◆フランスでは ENGIE が 2 種類のサービスを始めた。1 つは新規に契約する家庭および小規模のビジネスユーザーを対象に、追加料金なしで自然エネルギーの電力を提供する。もう 1 つの新しいサービスは電力需要の少ないオフピークの時間帯に限定して、電気自動車用に確保した自然エネルギーの電力を 50%値引きして提供する。

◆Vattenfall はオランダで「Powerpeers」と呼ぶエネルギー共有プラットフォームを 2016 年に立ち上げた。インターネットを利用して、地域で発電した自然エネルギーの電力を近隣の住民たちが売買できる。このサービスに加入する消費者は少額の追加料金を支払って発電設備を選ぶことができ、同様の仕組みで電力を売ることもできる。

日本の電力会社では東京電力ホールディングスがドイツの Conjoule に 300 万ユーロ（約 4 億円）を出資して、自然エネルギーの生産者と消費者を結ぶ電力取引事業をドイツ国内で 2017 年 7 月に開始した。Conjoule は RWE の子会社 Innogy が同年 5 月に設立した新会社である。東京電力グループは Innogy と組んで、ピア・ツー・ピア（1 対 1 の対等通信）方式の電力取引事業を拡大していく。日本国内でも同様のサービスを展開する見込みだ。日本と海外の電力会社が提携して新しいサービスに取り組むケースはますます増えるだろう。

おわりに

日本の電力会社は抜本的な事業構造の転換に向けて、太陽光発電や風力発電の拡大、エネルギーネットワークの統合、顧客サービスの充実、といった課題に取り組んでいかななくてはならない。

同様の課題に対して欧州の電力会社は新たな戦略の実行に本腰を入れ始めた。新しいビジネスモデルが成功するかどうか、現時点で的確に評価することはむずかしい。とはいえ経済性の点では、従来のビジネスモデルと比べて優れている。

欧州の電力会社の教訓をふまえて、日本の電力会社は収益性と持続性の高い事業へ大胆に戦略を転換することが求められる。特に重要度の高い戦略の柱は以下の4点である。

- ◆ 脱炭素社会に向けて電源構成を自然エネルギー主体に転換するとともに、競争力が低下した旧来型の発電設備を計画的に廃止する。
- ◆ 自然エネルギーの拡大に適應できるように送配電ネットワークの柔軟性・拡張性を強化しながら、送電事業と配電事業の特性を生かして収益を向上させる。
- ◆ 太陽光発電や蓄電池を含む分散型のエネルギーシステムに対応できる小売分野の商品・サービスを拡充する。
- ◆ 地域や国を越えて提携・買収を実行することにより、発電事業と送配電事業の国際競争力を高めて海外のビジネスを成長させる。

これから日本の電力会社が国内と海外の市場で厳しい競争を勝ち抜いていくためには、今すぐ新たな戦略の実行に踏み出す必要がある。劇的に変化する事業環境の中で、電力会社に与えられた時間は予想以上の速さで進んでいく。このスピードに対応できない電力会社は、エネルギーのパラダイムシフトの波に飲み込まれてしまう可能性が大きい。

図表一覧

図 1：欧州の 15 カ国における発電電力量の推移	6
図 2：欧州の主要国における発電電力量に占める自然エネルギーの比率	7
図 3：世界の主要国における発電コストの比較（LCOE、2017 年上期）	8
図 4：欧州の主要国と日本の太陽光・風力発電の比率（2016 年）	9
図 5：欧州の電力会社の発送電分離の例（フランスの EDF）	10
図 6：イギリスの大手電力会社 6 社（Big 6）の販売量シェア	11
図 7：ドイツとイギリスにおける電力会社の M&A	12
図 8：欧州の電力会社が国外に保有する発電設備容量（2016 年）	13
図 9：Enel の国際事業の収益（2016 年）	14
図 10：欧州の電力会社 12 社の利益（税引き後、12 社合計）	15
図 11：欧州の電力会社 12 社の利益（税引き後、2010～2016 年の累計）	16
図 12：欧州の電力会社 3 社の株式時価総額	16
図 13：欧州の電力会社 10 社の営業利益率（2010～2016 年）	17
図 14：欧州の卸電力市場の平均スポット価格	18
図 15：欧州の電力会社 12 社の電源構成（12 社合計、2011～2016 年）	18
図 16：従来型の発電設備の市場シェア（ドイツにおける RWE の例）	19
図 17：ドイツと日本の電源構成	20
図 18：欧州の電力会社の収益構造（Enel の例、2016 年）	22
図 19：欧州の電力会社と送電事業者の利益比較（税引き後）	23
図 20：日本の電力需要の推移	24
図 21：日本の発電電力量の推移（電源種別）	25
図 22：日本の発電設備容量の推移（電源種別）	25
図 23：日本の電力会社 10 社と電源開発の発電設備容量（2015 年度）	26
図 24：日本の電力会社 10 社と電源開発の発電設備容量の変化（2010～2015 年度）	27
図 25：日本における電源種別の均等化発電コスト（LCOE）	28
図 26：日本における均等化発電コスト（LCOE）の将来予測	28
図 27：日本の発電電力量の予測	29
図 28：日本の自然エネルギーによる発電電力量の予測	30
図 29：世界の太陽光・風力発電の設備容量の予測	31
図 30：欧州の電力会社の発電設備容量（2016 年）	32
図 31：欧州と日本の電力会社の電源構成	32
図 32：欧州の電力会社が建設中の太陽光・風力発電設備容量（2016 年）	33
図 33：EnBW の自然エネルギー事業が生み出す利益	34
図 34：世界全体の化石燃料による発電電力量の予測（IEA 450 シナリオ）	35
図 35：欧州の電力会社の発電設備容量の変化（2011～2016 年）	35
図 36：世界の自然エネルギーと原子力の発電電力量	39
図 37：世界の原子力・風力・太陽光の発電設備容量	39

図 38：欧州の主要な送電事業会社	41
図 39：欧州の電力会社の利益構成（EDF+RTE の例）	42
図 40：フランスとスウェーデンの送電・配電事業者の売上と営業利益	43
図 41：ドイツの送電・配電ネットワークに対する投資額	44
図 42：フランスの電力輸入状況（2017 年 6 月 7 日、13 時～14 時）	46
図 43：RTE の国際連系による売上	47
図 44：EWIC の業績	48
図 45：世界の電気自動車の保有台数	49
図 46：公共の場所における充電器の設置台数	49
図 47：リチウムイオン電池の価格の推移と今後の見通し	51
地図：欧州の大手電力会社 12 社の本社所在地	4
表 1：欧州の大手電力会社 12 社の事業概要	5
表 2：欧州の電力会社が送電事業を分離した事例	45
表 3：自然エネルギーの電力を 100%使用することを宣言した主な企業	53
年表：欧州の電力会社による新戦略（2013～2016 年）	21

電力会社に迫る変革の波

—欧州が先行する新時代の戦略—

2017年10月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0003 東京都港区西新橋1-13-1 DLXビルディング8F TEL:03-6866-1020(代表)

info@renewable-ei.org

www.renewable-ei.org