

# ドイツの電力政策（他国との輸出入取引等）の考察

## — 産業・エネルギー・環境政策との関係性の観点から —

牧田 淳\*

### 要旨

ドイツは EU 最大の経済大国であり、GDP は 2018 年実績で、米国、中国、日本に次いで世界第 4 位である。自動車製造分野を中心に大きな産業競争力を持ち、輸出志向が高くグローバルに市場展開を図る。2018 年の貿易収支は 2,751 億ドルの黒字で、中国に次いで世界第 2 位である。伝統的に最大の輸出相手国は隣国のフランスであったが、2015 年以降は米国が第 1 位となっている。また、2018 年の失業率の実績は 3.4% と EU 内で最も低く、9.1% と高い隣国のフランスとは対照的に、恵まれた雇用環境が維持されている。このように、近年好調な経済・雇用が継続してきたドイツであるが、米国トランプ政権が 2018 年 5 月に、通商拡大法 232 条に基づいて鉄鋼・アルミニウム製品への追加関税を課したことに続き、自動車及び自動車部品への追加関税についても検討を始めたことから、今後打撃を受ける可能性が生じている。米国は、EU 及び日本については 2 国間通商協議の交渉期間中として、その間は追加関税を課さないと約束しているものの、今後の経済の先行きを左右する要因であり、予断の許さない状況下にある<sup>1</sup>。もし自動車・自動車部品等に対して 25% の関税が課されれば、国内企業にとっては大きなコスト増となり、その結果対米輸出は減少して、GDP は大きく押し下げられることが懸念される。これは、日本においても共通の懸念事項である<sup>2</sup>。

2018 年にドイツは、再生可能エネルギー（以下「再エネ」）による発電量が中国、米国に次いで世界第 3 位となり、全発電量に占める割合は 37% と過去最大となった。風力や太陽光等の変動型電源は、気象条件に左右され不安定であり、大量に発電しても、系統上の制約によって抑制を余儀なくされる課題が常につきまとうが、中国や米国のような広大な国土面積ではないにもかかわらず、このように再エネを大幅に増加させて来られたのは、EU 域内の各国の送電ネットワークが国境を跨いで連系されており、隣国への輸出という手段を活用できることで、国内での普及促進が政策的に進めやすかったためといえる。その一方で、石炭火力による発電量も依然として高く 35% を占め、また原子力についても、2022 年に向けて全基廃止に向けた政策を進めているものの、11% の割合を占める。供給信頼度の高い電力政策を進めるためには、原子力や石炭火力等の安定したベースロード供給力は不可欠であるものの、それらは隣国からの電力輸入に頼ることで代替できるとの判断のもと、原子力及び石炭火力発電所を計画的に減少させていく政策を進めている状況であった。また、再エネが持たない調整力・安定性を維持するためのガス火力等の火力電源は、卸電力市場の変動費のみで評価されるメリットオーダーの競争条件下で適切に評価されておらず、再エネ増加に伴う卸電力市場の価格低下のもと、近年は稼働が難しく廃止を迫られるような状況となっていた。石炭火力・原子力の廃止を進める現行の計画の下で、ガス火力を政策的に維持させていくためには、政府からの支援度合いを強めざるを得ず、国民負担は増加していく可能性が高い。日本は島国で、再エネを大量に発電しても余剰分を輸出できないだけでなく、電圧及び周波数調整といった電力品質維持の供給責任を他国の系統運用者に委ねることもできない。供給安定性を重視した電力・エネルギー政策を、ドイツ以上に慎重に判断して進める必要がある。

\* (財)日本エネルギー経済研究所 電力グループ 主任研究員

<sup>1</sup> トランプ大統領は、米国商務省が 2019 年 2 月に提出した調査報告書に基づき、5 月 18 日までに自動車への追加関税発動の可否を判断する予定としていたが、引き続き EU 及び日本と貿易交渉を継続するとし、最大 180 日間判断を先延ばしする声明を発表している。[2019 年 5 月 19 日時点の状況]

<sup>2</sup> 現在 2.5% の関税が 25% に引き上げられた場合、2017 年実績で年間約 174 万台を輸出して得られている約 4 兆円分の対米自動車貿易黒字は、大幅に減少することが予想される。関連する他の産業へも影響が波及し国内の生産全体を押し下げられるとみられ、日本経済にとって大きな打撃となる可能性が高い。[2019 年 5 月 19 日時点の状況]

今回、世界で先駆けて再エネを大量導入してきたドイツの電力政策を、輸出入の面に着目して分析を行ったが、再エネ発電量が増加し輸出が進むことによって、小売電気料金への EEG 賦課金 (Erneuerbare-Energien-Gesetz Umlage : 再エネ賦課金)<sup>3</sup> が上乘せされ、世界トップレベルの高水準となっていることを把握した。国民負担が増えたりするなど、国民経済全体の視点で見た場合、必ずしも良い方向に進んでいるとは言えず、今後、様々な悪影響や弊害が生じることも懸念される。日本でも 2016 年以降、小売電気料金に占める再エネ賦課金の割合は 1 割を越えているが<sup>4</sup>、ドイツと同様、輸出産業が国内経済を支える産業構造であることから、その土台となる電力・エネルギー政策は、今後の国内動向を左右するより大きな要素になるものと推察する。これまでドイツを含む欧米諸国を先例として電力システム改革を進めてきたものの、急進的に進められた再エネ政策を中心に様々な問題点が顕在化してきているため、これまでの固定価格・買取保証に依存して「量」を増やすことを最優先としてきた政策から、競争力のある電源として電力市場及び送配電ネットワークへの統合を図る政策へと、転換していく必要がある。ドイツと置かれている立場が異なっている点や、国民全体の経済に資する仕組みであったかどうかといった点から、これまでの電力政策をレビューし、改善に向けた検討が進められていく必要がある。

国内産業の生産活動をコスト面で下支えする安定的で安価なエネルギー・電力の確保は、輸出競争力の維持のための重要な観点である。安定的な経済活動や雇用を支え、産業政策の土台となる小売電気料金の高騰を可能な限り抑制していく必要がある。日本として重視すべき産業・エネルギー・環境等の各政策を、互いの影響バランスを考慮のうえ適切に判断して方向性を定めるとともに、両立の難しい複合的な課題の同時達成を目指し、国民全体の経済に資する電力政策を進めていくことが重要であると思量する。

<sup>3</sup> EEG 賦課金 (再エネ賦課金) は、再エネによる電力の買取価格 (2017 年 1 月以降は入札制度による落札価格) と卸電力取引所での販売価格の差額分として、小売電気料金に上積みして回収される仕組みとなっている。高価格の再エネ発電が増えるほど差額が増え、賦課金単価は上昇する。2018 年の賦課金単価は 6.8 ユロセント/kWh (=約 8.6 円/kWh\* : \*1 ユロ=125.8 円 [2019 年 1 月 1 日時点の為替レート]) として換算。(出所) 連邦ネットワーク規制庁「EEG in Zahlen」[2018 年 10 月]

<sup>4</sup> 日本でも FIT 制度は 2012 年に導入されており、買取に要する費用負担は、ドイツと同様、小売電気料金に上積みして回収される仕組みとなっている。2018 年度の賦課金単価は 2.9 円/kWh、2019 年度の賦課金単価は 2.95 円/kWh。開始以降、小売電気料金に占める再エネ賦課金の割合は毎年上昇しており、2017 年度における賦課金割合は、産業用で約 16%、家庭用で約 11%となっている。(出所) 資源エネルギー庁 プレスリリース [2019 年 3 月 22 日公表]

## はじめに

ドイツは EU 最大の経済大国であり、GDP は 2018 年実績で、米国、中国、日本に次いで世界第 4 位である。自動車産業、機械・設備製造業、化学産業、医薬品といった分野で大きな産業競争力を持ち、輸出志向が高く、グローバルに市場展開を図る。2018 年の総輸出額（物品及びサービス）は 1 兆 5,608 億ドル、総輸入額は 1 兆 2856 億ドルで、貿易収支は 2,751 億ドルの黒字であり、中国に次いで世界第 2 位である。伝統的に最大の輸出相手国は隣国のフランスであったが、2015 年以降は米国が第 1 位となっている。特に約 77 万人が働く自動車産業は、フォルクスワーゲン、BMW、ダイムラーといった、世界の自動車業界を牽引する勢力の一面を占め、製造業による輸出が経済の基軸の産業立国である。全企業数の 99%以上を占める中小企業が産業構造の柱である点は、日本と同様で共通しているものの、立地面から見ると大都市への集中割合はそれほど高くなく、地方都市や小規模な町にも、分散して立地しているのが特徴である。国土全域に産業クラスター（同業種の企業が集まる地域）が幅広く形成され、特殊な専門性や特許技術を持ち、世界的なニッチ市場でシェアを獲得していくようなイノベーション力を持った中小企業が、新たに生まれて成長していく基盤が出来ている。また、2018 年の失業率の実績は 3.4%と EU 内で最も低く、9.1%と高い隣国のフランスとは対照的に、恵まれた雇用環境が維持されている。

このように、近年好調な経済・雇用が継続してきたドイツであるが、米国トランプ政権が 2018 年 5 月に、通商拡大法 232 条に基づいて鉄鋼・アルミニウム製品への追加関税を課したことに続き、自動車及び自動車部品への追加関税についても検討を始めたことから、今後打撃を受ける可能性が生じている。米国は、EU や日本については 2 国間通商協議の交渉期間中として、その間は追加関税を課しないと約束しているものの、今後の経済の先行きを左右する要因であり、予断の許さない状況下にある。もし自動車・自動車部品等に対して 25%の関税が課されれば、国内企業にとっては大きなコスト増となり、その結果対米輸出は減少して、GDP は大きく押し下げられることが懸念される。これは、日本においても共通の懸念事項である。

エネルギー・電力面の状況を見ると、2018 年にドイツは、再エネによる発電量が中国、米国に次いで世界第 3 位となり、全発電量に占める割合は 37%と過去最大となった。風力や太陽光等の変動型電源は、気象条件に左右され不安定であり、大量に発電しても、系統上の制約によって抑制を余儀なくされる課題が常につきまとうが、中国や米国のような広大な国土面積ではないにもかかわらず、このように再エネを大幅に増加させて来られたのは、EU 域内の各国の送電ネットワークが国境を跨いで連系されており、隣国への輸出という手段を活用できることで、国内での普及促進が政策的に進めやすかったためである。その一方で、石炭火力による発電量も依然として高く 35%を占め、また原子力についても、2022 年に向けて全基廃止に向けた政策を進めているものの、11%の割合を占める。供給信頼度の高い電力政策を進めるためには、原子力や石炭火力等の安定したベースロード供給力は不可欠であるものの、それらは隣国からの電力輸入に頼ることで代替できるとの判断のもと、原子力及び石炭火力発電所を計画的に減少させていく政策を進めている。また、再エネが持たない調整力・安定性を維持するためのガス火力等の火力電源は、卸電力市場の変動費のみで評価されるメリットオーダーの競争条件下で適切に評価されておらず、再エネの増加に伴う卸電力市場の卸価格の低下のもと、近年は稼働が難しく廃止を迫られるような状況となっている。石炭火力や原子力等の廃止を計画的に進める現行の計画の下で、ガス火力を政策的に維持させていくためには、政府からの支援度合いを強めざるを得ず、国民負担は増加していく可能性が高い。日本は島国で、再エネを大量に発電しても余剰分を輸出できないだけでなく、電圧及び周波数調整といった電力品質維持の供給責任を他国の系統運用者に委ねることができないことから、供給安定性を重視した電力・エネルギー政策を、ドイツ以上に慎重に判断して進める必要がある。

ドイツ国内では、再エネの普及促進を目的に 1991 年に導入された FIT 制度以降、小売電気料金に占める EEG 賦課金（再エネ賦課金）の割合は継続して上昇しており、2014 年には 2 割を越え、既に世界トップレベルの高水準となっている。ドイツ経済は好調なため、これまで国内産業や一般家庭への影響を懸念する必要はなかったと推察するものの、再エネの「量」を増やすことを最優先としてきたドイツの電力政策は、市場の歪みや供給安定

性の低下を引き起こすとともに、政策的支援による対症療法を積み重ねる悪循環を招いており、国民に更なる負担を強いる可能性が高いため、輸出産業の源泉であるコスト競争力や個人消費支出といった景気面の動向に影響が出てくることも懸念される。対外関税の引上げに係る米国の通商政策等の動向を含め、ドイツ国内の産業及び経済の動向が一層注視される場所である。日本でも2016年以降、小売電気料金に占める再エネ賦課金の割合は1割を越えているが、ドイツと同様、輸出産業が国内経済を支える産業構造であることから、その土台となる電力・エネルギー政策は、今後の国内動向を左右するより大きな要素になるものと推察する。

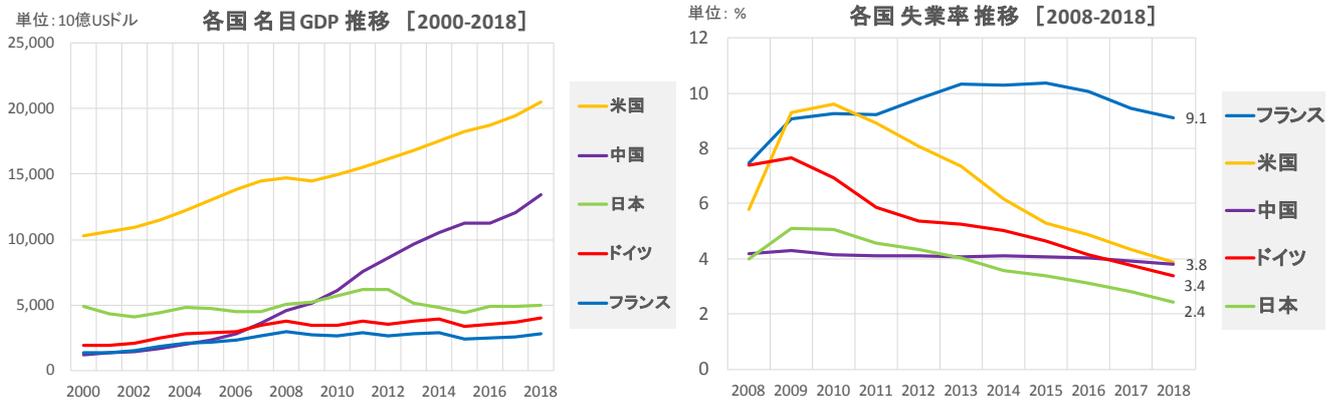
本稿では、まず第1章でドイツを含む主要国の経済指標の比較・分析を行うとともに、政情不安が広がる欧州情勢やドイツ国内の近年の状況等について概観する。その後、第2章で貿易統計等の各種データに基づき、近年の物品及びエネルギーの輸出入の状況について、比較・分析する。第3章では、ドイツの電力政策を、特に欧州各国の発電状況や電力需給、及び他国との電力取引の状況や関係性等に着目し、深く掘り下げて分析を行う。第4章では、ドイツ及び欧州域内における卸電力取引所の取引量や卸電力価格の状況・推移、小売電気料金やEEG賦課金の状況・推移等について分析を行う。ドイツの電力政策が及ぼしている影響・効果等を把握するとともに、顕在化している課題、あるいは、今後懸念される経済面の悪影響等を、様々な角度から分析してリスクを認識する。最後に、把握した状況及び分析結果から、今後日本が電力政策を検討していくうえで必要となる観点を、第5章で考察結果としてまとめる。

# 1. 近年の状況

## 1-1 好調な経済及び雇用

ドイツは2018年実績で、GDPが米国、中国、日本に次いで世界第4位のEU最大の経済大国であり、失業率は3.4%とEU内で最も低い。中でも若年者の失業率が低く、9.1%と高い隣国のフランスとは対照的に、恵まれた雇用環境が維持されている状況である。

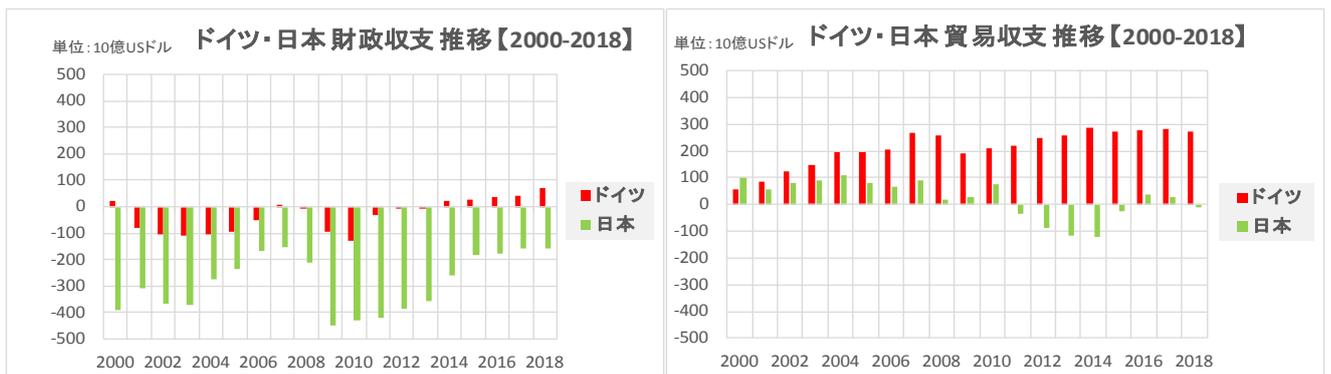
図 1-1 各国 GDP 及び 失業率 推移 [2000/2008—2018]



(出所) IMF - World Economic Outlook Databases をもとに著者作成

図 1-2 は、2000 年以降のドイツと日本の財政収支及び貿易収支の推移を示したグラフである。ドイツは、2008 年のリーマンショック後の世界的な経済不況により、一旦財政収支は赤字となったものの、その後は安定した経済成長を回復し、貿易黒字を順調に拡大させてきた結果、2014 年以降、財政収支も黒字化できている状況である。また 2015 年には財政均衡を実現して赤字国債の発行を 46 年ぶりに停止しており、新しい借金をしなくても過去の借金を返せるという、先進国で最も健全な財政状態の国となっている。一方日本は、近年改善傾向は見られるものの、財政収支の赤字は継続しており、ドイツとは対照的な状況である。

図 1-2 ドイツ・日本 財政収支 及び 貿易収支 推移 [2000—2018]



(出所) IMF - World Economic Outlook Databases をもとに著者作成

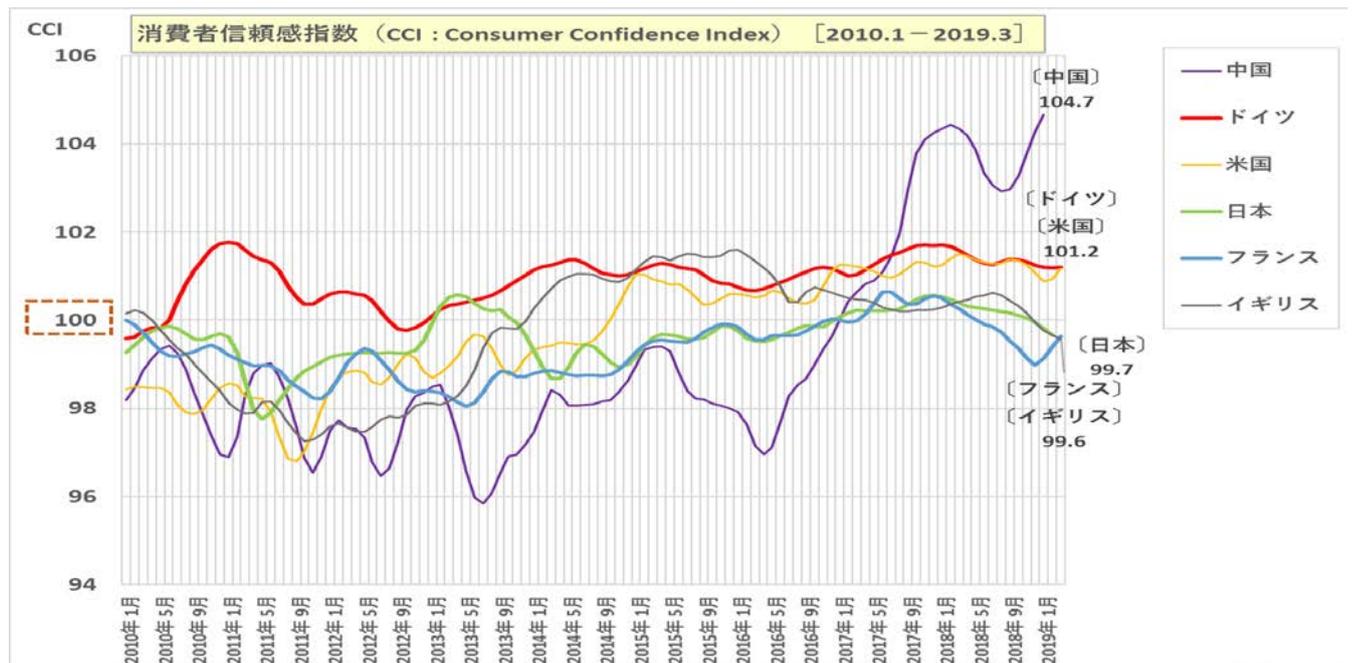
ドイツは日本と同様、人口減少・少子高齢化の影響等で、内需の急速な伸びを期待することはできないため、製造業、特に中小企業の輸出振興に取組んでおり、世界経済の回復による外需に支えられる形で経済成長を主導している。全輸出額に占める中小企業の割合は約 2 割（日本は 3%程度）<sup>5</sup> と高く、2004 年以降、毎年 2 千億ドル以上の貿易黒字を継続しており、財政収支の健全化に寄与している。一方日本は、2011 年に発生した東日本大震災後の原子力発電所の全基停止以降、火力発電用の LNG 等の大量輸入によって大幅な貿易赤字となったもの

<sup>5</sup> (出所) 通商白書 2013/ 中小企業庁 / ドイツ連邦経済技術省 (BMWi)

の、その後少しずつ原子力の再稼働が進み始めたこと等から 2016 年に黒字化した。2018 年には原油価格上昇等の影響を受けて再び赤字となっている状況である。

図 1-3 は、2010 年から至近までの主要国の消費者信頼感指数 (CCI<sup>6</sup>) の推移を比較したグラフである<sup>7</sup>。ベースラインの 100 を上回っている国は中国・ドイツ・米国で、景気の先行きを明るいと捉える消費者が多いため、内需が今後期待できる状況であることを読み取れる。一方日本も 2016 年下半期以降、100 を上回る状況が続いてきていたが、至近の指数では、世界経済への先行き不安や身近な食料品の値上げ等が重なり 100 を下回ったため、消費者に不安感が出始めたことが読み取れる<sup>8</sup>。

図 1-3 各国 消費者信頼感指数 (CCI: Consumer Confidence Index) 推移 [2010.1-2019.3]



(出所) OECD Data 「Consumer confidence index (CCI)」をもとに著者作成

次章で詳細を説明するが、ドイツと日本は、米国及び中国が最大の輸出相手国の1つであることから、国内の内需に加え、外需に左右される要素が大きく、輸出相手国の景気動向に大きく影響を受ける。そのため、米国及び中国の関税引上げに付随して起こると見られる、米国及び中国国内の景気悪化と消費の落込み (特に世界経済をこれまで牽引してきた旺盛な中国の国内消費の低下) は、貿易収支が多額なドイツと日本にとって大きな脅威であり、経済成長の減速に繋がりがかねない状況であることが理解できる。

<sup>6</sup> 消費者信頼感指数 (CCI: Consumer Confidence Index) は、消費者が現状と将来の経済動向について、楽観的に考えているか悲観的に考えているかを調査した経済指標で、消費者が楽観的であれば消費が増加すると考えられることから、景気動向の先行指標の1つとして各国政府が公表している。調査開始年の1985年 (=100) との対比でインデックス化されており、水準がベースラインの100を上回る場合は楽観傾向を、下回る場合は悲観傾向を意味する。

<sup>7</sup> OECD がデータ採用した 2019 年 4 月末時点の公表データ (ドイツ・米国・フランス・イギリスは 2019 年 3 月まで、日本は 2019 年 2 月まで、中国は 2019 年 1 月までの指数が公表済み) に基づく比較推移である。日本では CCI を「消費者態度指数」と呼んでおり、内閣府が、毎月実施している消費動向調査の結果に基づいて、今後半年間の消費の見通しを指数化し公表を行っている。

<sup>8</sup> 2019 年 4 月末時点の状況

## 1-2 課題に直面する欧州及びドイツ

欧州では、近年、EU 拡大に伴う純抛出国の負担増や債務危機に伴う長年の緊縮財政の反動から、「EU からの離脱行動」、「移民制限」、「社会福祉政策の強化」、「新たな課税権の行使」といった自国第一主義・保護主義的な動きが出始めており、これまでグローバリズム・自由貿易主義を前提として産業・通商政策を進めてきた各国では、国内の意見が分かれて政策が計画どおりに進まなくなる事態に直面している。

2016 年 6 月の国民投票で EU 離脱を決定し、2019 年 3 月 29 日に離脱を計画していたイギリスでは、議会在 EU との協定に合意しなかったため、離脱が再び延長された<sup>9</sup>。離脱後も EU と恒久的な関税同盟を結び、関税及び税関手続きを避けたい考えを示す側と、関税同盟を結べばイギリスは EU の規則に従う必要があり、関税の決定権がなくなって他国と自由貿易協定等の交渉ができなくなるとする側との間で、大きく意見が分かれていることが要因である。仮にイギリスと EU の間で合意がされないまま離脱が行われ、関税及び税関手続きが発生する場合、イギリスの国内企業にとっては輸出コストの増加につながり、物品の調達・供給等の円滑なサプライチェーンも阻害されることになるため、大きな影響が出てくると予想される<sup>10</sup>。

また EU はこれまで、2016 年のパリ協定発効に際して世界の先頭に立ち、温室効果ガス削減等に向けたエネルギー・環境政策を積極的に進めてきたが、イギリスの EU 離脱に連鎖した自国第一主義の潮流を受け、国内の経済・雇用を重視した産業政策を優先すべきという意見が、国民から出始めている。例えばフランスでは、2014 年以降、エネルギー・環境政策の一環として、運輸部門に CO2 排出量削減を目的とした炭素税（燃料税）を新たに導入し、ガソリン・ディーゼル油等の価格を上げてきた。しかし 2018 年に入り、原油価格が上昇して燃料自体の価格が高止まりしている状況の中、大統領が 2019 年 1 月から更なる炭素税の引上げを行うと発表したことを契機に、一部の国民から大きな反発が上がり、国内各地で暴動と混乱が続く状況となった。若年者の失業率が高いことや国内景気の停滞といったことが背景にあるといわれている。

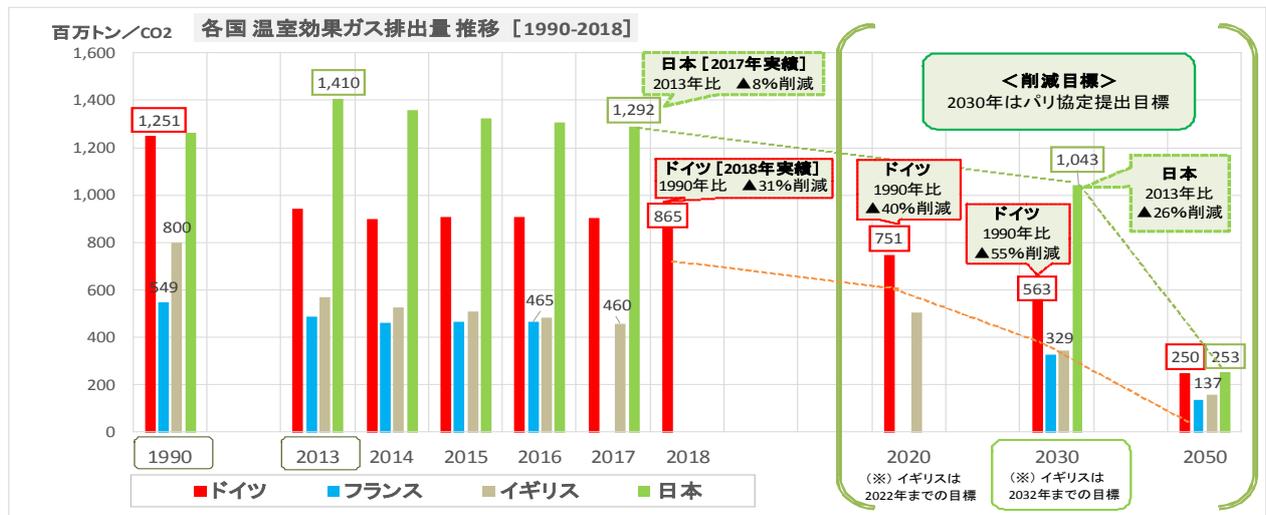
ドイツも、貿易収支は黒字で経済・雇用は共に好調であるものの、環境・産業政策の面では、両立して解決を図ることが難しい課題を抱えており、国内で意見が大きく分かれている。

<sup>9</sup> イギリスが協定に合意して離脱した場合は、離脱後にイギリスと EU 間で自由貿易協定 (FTA) 等の新たな枠組みの協議が開始される予定であるが、合意して実際に批准・発効に至るまでに数年程度かかることが見込まれるため、離脱後の企業や金融機関に与える影響を軽減する目的で、離脱の翌日から 2020 年 12 月 31 日までの間は、移行期間とする経過措置が設けられることになっている [2018 年 3 月 18 日 暫定合意済]。この期間中イギリスは、加盟国ではないので政策決定等に参加はできないものの、欧州単一市場や関税同盟には暫定的に留まることになり、EU 法の適用を受けることになる。なお、イギリスと EU の間での交渉がまとまらず、合意なき離脱をする場合はこの移行期間は適用されないため、関税及び税関手続きが即発生することになる。

<sup>10</sup> このような離脱交渉の先行き不透明感が増す中、日本の自動車メーカーであるホンダのイギリス工場の閉鎖が象徴するように、日系企業の「イギリス離れ」が進んでいる。英国に進出する日系企業は 2019 年 3 月時点で 1,298 社であるが、2016 年 3 月時点の 1,380 社から▲5.9%減少している状況である。(出所) 帝国データバンク「イギリス進出企業 実態調査 [2019 年]」

図 1-4 は、ドイツを含む EU 主要国と日本の温室効果ガス排出量の推移、及び削減目標を比較したグラフ<sup>11</sup> であるが、ドイツは日本<sup>12</sup> と同様、産業立国でもともと温室効果ガス排出量の多くならざるを得ない構造であることから、2020 年までに 1990 年比で▲40%削減する高い目標を設定して努力はしているものの、2018 年時点における 1990 年比の削減率は▲31%にすぎず、達成が難しい状況である。ドイツは 1991 年に他国に先駆けて FIT 制度を導入する等、再エネの普及促進に積極的に取り組んできたものの、現在でも発電量の 4 割近くを石炭火力発電に依存し、CO<sub>2</sub> 排出量が依然として多いためである。古くから石炭採掘・加工が産業の柱となってきたルール地方や旧東ドイツ地域等では、依存度の引下げに向けた取り組み<sup>13</sup> が進められているが、地域雇用の維持と、国内産業の輸出競争力維持のために生産を下支えする側面から、安直に環境面のみを重視した政策を進めるべきではないと考える国民も多い。このように、発電時に CO<sub>2</sub> を多く発生する石炭火力への依存度合いを下げていく必要があるとする環境面と、電力の安定供給や雇用・地域経済を支えるために保護すべきとする産業面との間で、両立の難しい 2 つの課題を抱える状況となっている<sup>14</sup>。

図 1-4 各国 温室効果ガス排出量 推移 [1990-2018] 及び 削減目標



(出所) OECD Stat Data 「Greenhouse gas emissions」 / 環境省 長期低炭素ビジョン小委員会資料 等をもとに著者作成

次章以降、ドイツの産業・エネルギー・環境政策及び電力政策のこれまでの状況や現状等について、各種の実績データに基づき比較・分析を行うとともに、もたらされている影響・問題点や今後懸念されるリスク等について、把握及び検証を進めていきたい。

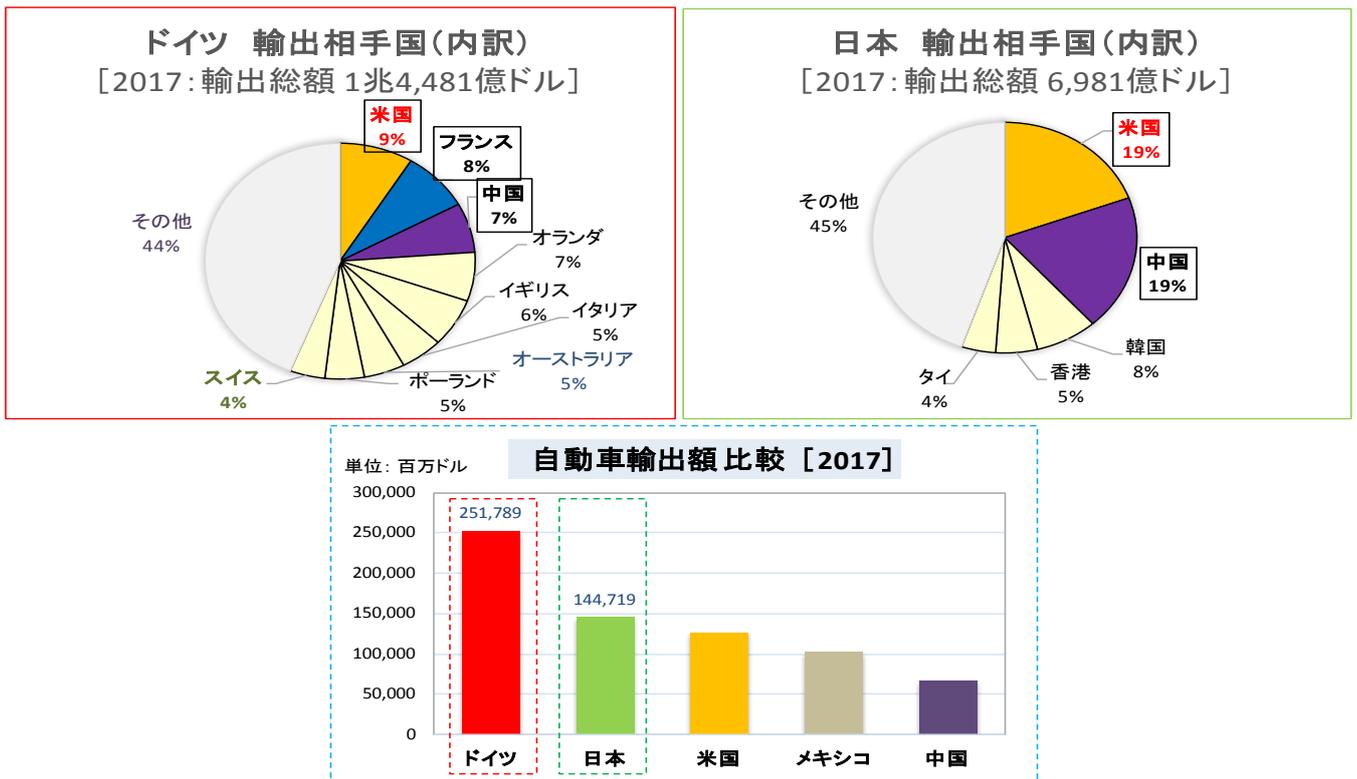
- <sup>11</sup> EU 全体では、温室効果ガスを 2030 年までに 1990 年比で▲40%削減、2050 年までに▲80%削減とする長期ビジョンを掲げている。また欧州委員会では、2050 年までにカーボン・ニュートラル（温室効果ガスの正味排出量をゼロとする）の実現を目指す戦略的長期ビジョンの検討がされており、達成に向けたロードマップや技術的に達成可能かを検証する分析作業等が行われている状況である。[2019 年 4 月末時点の状況]
- <sup>12</sup> 日本は、東日本大震災後の原子力発電所の全基停止後に大幅に増加した、2013 年時点の温室効果ガス排出量約 14 億トンを基準として、2030 年までに▲26%を削減とする目標を掲げ、パリ協定でコミットしている。省エネの進展に加え、全発電量に占める再エネ（水力を含む）割合が、2017 年末時点で約 16%と、少しずつ削減は進んでいるものの、削減効果の大きな原子力発電所の再稼働が 2019 年 4 月末時点でまだ 9 基に留まっている状況のため、削減幅は 2017 年末時点で 2013 年比▲8%とわずかであり、ドイツと同様、2030 年までの目標達成に向け、一層努力が求められている状況である。
- <sup>13</sup> 脱石炭の影響を受ける採掘地域での産業転換を進めるため、連邦政府は 2023 年以降、毎年 20 億ユーロ（＝約 2,500 億円\*）の助成金を採掘地域の州政府・自治体に支払う計画である。また早期退職を迫られる労働者のために約 50 億ユーロ（＝約 6,300 億円\*）を投じて補償措置を取る計画としている。これらを合計すると、今後 20 年間に納税者が負担するコストの総額は 800 億ユーロ（＝約 10 兆円\*）を超えると試算されるため、今後、財政悪化や増税に伴う景気の悪化といった、国民経済への悪影響が懸念される。（\*1 ユーロ＝125.8 円 [2019 年 1 月 1 日時点の為替レート] として換算）
- <sup>14</sup> 2018 年現在のドイツ国内の褐炭・石炭火力発電所の容量は計 42.6GW。政府の諮問委員会は、2019 年 1 月 29 日、これを 2022 年までに 30GW、2030 年までに 17GW に減らし、2038 年までに全廃するという提言を取り纏めているが、一方で産業界を中心に、現実的な提言ではないという意見が多く出ている。[2019 年 4 月末時点の状況]

## 2. 物品及びエネルギーの輸出入状況

### 2-1 輸出の状況

ドイツの主要産業は、自動車や機械を中心とする製造業のほか、製菓業、食品製造業、建設業、医療等、広範囲に及ぶ。特に自動車の輸出額は、2017年実績で2,517億ドルと世界第1位であり、第2位である日本の1,447億ドルの倍近い数字で突出している。図2-1からわかるとおり、両国とも輸出相手国で見ると米国の割合が最も高いことから、米国が自動車輸入に対する25%の関税を導入した場合の影響が懸念される。ドイツでは関税が導入された場合、米国向け自動車輸出は長期的に最大▲50%減少すると見積もられており、このほか中国を含む他国への輸出も含めると、自動車輸出額全体では約▲7.7%（▲約220億ドル）程度の大幅な減少影響が出ることが予測されている<sup>15</sup>。

図2-1 ドイツ・日本 輸出相手国内訳【上段】及び自動車輸出額比較【下段】[2017]



(出所) UNCTAD 「TRADE AND DEVELOPMENT REPORT 2018」等をもとに著者作成

日本との貿易取引に関しては、他国と比べこれまでそれほど多くはなかったものの、2019年2月1日に発効したEPA（日EU経済連携協定）<sup>16</sup>により、製品・農産物等の輸出面や部品・材料調達等の輸入面において、関税低減・市場開拓といった様々なメリットが享受できるようになったため、今後の両国のビジネス活性化や取引量の増加が期待される状況である<sup>17</sup>。

<sup>15</sup> (出所) IFO 経済研究所 (Ifo Institute for Economic Research: ドイツの経済・社会調査・政策研究を行う非営利公的研究機関) による試算 [2019年2月15日公表] <https://www.reuters.com/article/us-usa-tariffs-autos-germany/proposed-washington-tariffs-could-halve-german-car-exports-to-us-ifo-idUSKCN1Q40Y7>

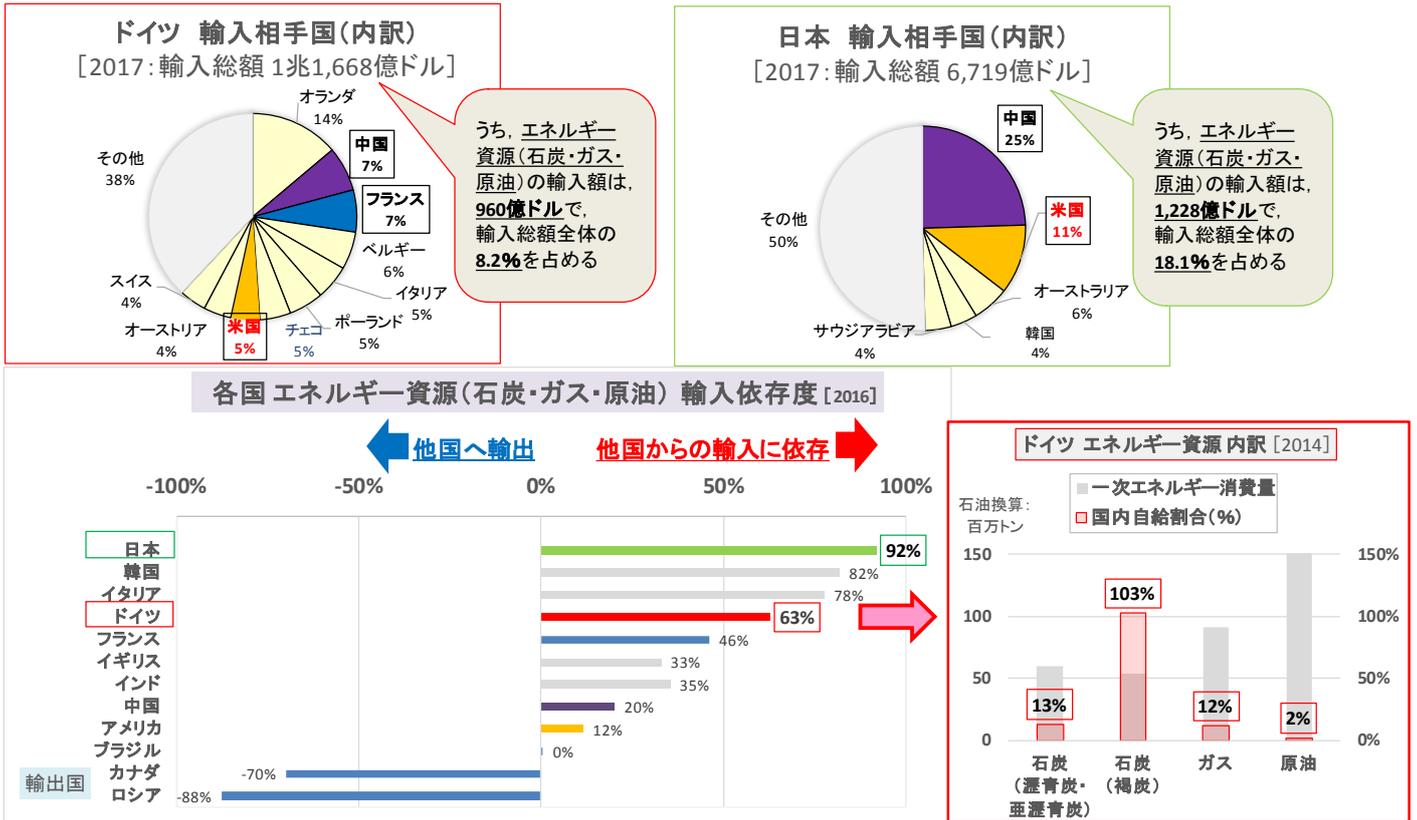
<sup>16</sup> 協定の締結により、工業製品からチーズ、ワインといった食品に至る大半の貿易品目の関税が撤廃されたため、世界貿易の約4割を占める巨大な自由貿易圏が誕生した。日本にとってEUは、輸出の約11%、輸入の約12%を占める重要な貿易相手であり、また投資関係においても米国に次ぐ第2位の投資先、かつ第1位の投資元であることから、双方の企業にとってよりよいビジネス環境が整備され、ビジネスチャンスの拡大が期待されている。

<sup>17</sup> ドイツの日本に対する貿易収支の黒字額は、2019年2月実績で約3億ドル（=約330億円\*:\*1ドル=109.7円 [2019年1月1日時点の為替レート]）として換算）。2015年1月以降一貫して貿易黒字が継続している。

## 2-2 輸入の状況

ドイツは、同じ EU 域内のオランダやフランスから、自動車や電気機器、チーズやワイン等の農産物を多く輸入するが、全体の約 8.2%を占めるエネルギー資源の輸入額は、2017 年実績で 960 億ドルにのぼる。内訳を見ると、図 2-2 下段の各国別に輸入依存度を比較したグラフからわかるとおり、石油・ガス・石炭（瀝青炭・亜瀝青炭）についてはほとんど輸入に依存しているものの、褐炭については国内に豊富に賦存しているため、自給ができる状況である<sup>18</sup>。一方日本のエネルギー資源の輸入額は、2017 年実績で 1,228 億ドルにのぼり、全体の約 18.1%を占める。ドイツのエネルギー資源の輸入依存度は 63%で、4 割程度を国内で自給できている一方で、日本は 92%と主要国の中で最も高くなっており、ほぼ全面的に他国からの輸入に依存している状況である。

図 2-2 ドイツ・日本 輸入相手国 内訳【上段】及び エネルギー輸入依存度【下段】 [2017]



(出所) UNCTAD 「TRADE AND DEVELOPMENT REPORT 2018」 / IEA 「World Energy Balances」等をもとに著者作成

両国とも産業部門における最終エネルギー消費量の割合が高く、最終エネルギー消費全体に占める割合は約 3 割を占める。また、最終エネルギー消費全体に占める電力消費量の割合も、ドイツで約 2 割、日本で約 3 割と共に高い<sup>19</sup>。そのため、エネルギー及び電力を多く消費する国内産業の競争力は、エネルギー資源の安定確保や価格動向、電力供給や発電コストといった要因に、大きく影響を受ける状況であることが窺える。

前述のとおり、日本の貿易収支は 2018 年に再び赤字に転落したが、年初から秋頃まで上昇が続いた原油価格の影響を受け、ガス・石炭等のエネルギー資源の輸入額が大きく増加したことが要因である。近年は国内の原子力発電所が再稼働し始めたため、以前より影響は緩和されてきているものの、ガス・石炭等の火力発電用のエネルギーを他国からの輸入に依存する状況は変わらず、外部要因で収支が大きく左右される脆弱なエネルギー安全保障体制が続いていることがわかる。

<sup>18</sup> 褐炭は水分や不純物等を多く含む品質の低い石炭で、熱量が低いため発電効率が低く、また乾燥すると自然発火する恐れがあり、貯炭が難しい輸送もしにくいことから、採掘してもすぐ近くに立地する火力発電所でしか利用ができない。このため、利用先が国内に限定される一方でコストは安価であることから、長い間ドイツ国内で発電用としてエネルギー利用されてきた。

<sup>19</sup> (出所) IEA 「World Energy Balances」 2016 年実績

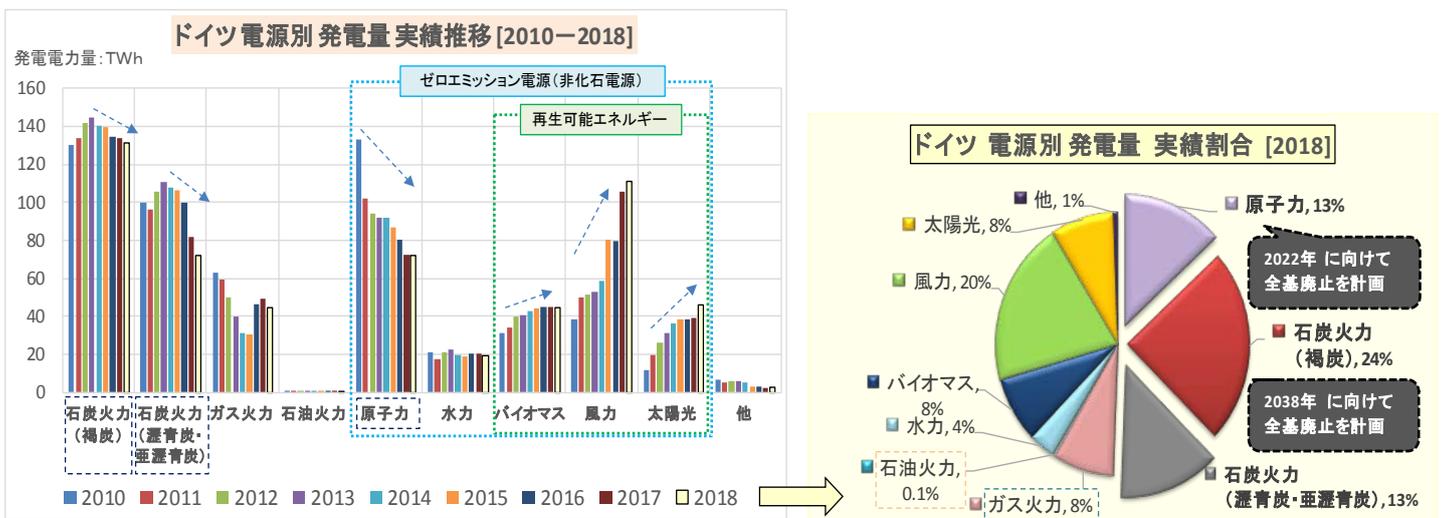
### 3. 発電及び電力の輸出入状況

#### 3-1 電源別発電の状況

##### 3-1-1 再エネの増加と石炭火力及び原子力の減少

図 3-1 は、ドイツ国内に立地する発電所の発電実績を電源別に示した推移グラフであるが、2010 年以降、風力・太陽光・バイオマスといった再エネの発電量が、右肩上がりで見られることがわかる。EU の中ではデンマーク、スペインと共に、再エネの普及促進には早くから取り組んできたが、中でもドイツの近年の伸びは目覚ましい状況である。その一方で、原子力及び石炭火力の発電量については右肩下がりで見られ減少しており、再エネの伸びとは対照的な状況である。

図 3-1 ドイツ 電源別発電量 実績推移 (2010-2018) 及び 電源別発電量 実績割合 [2018]

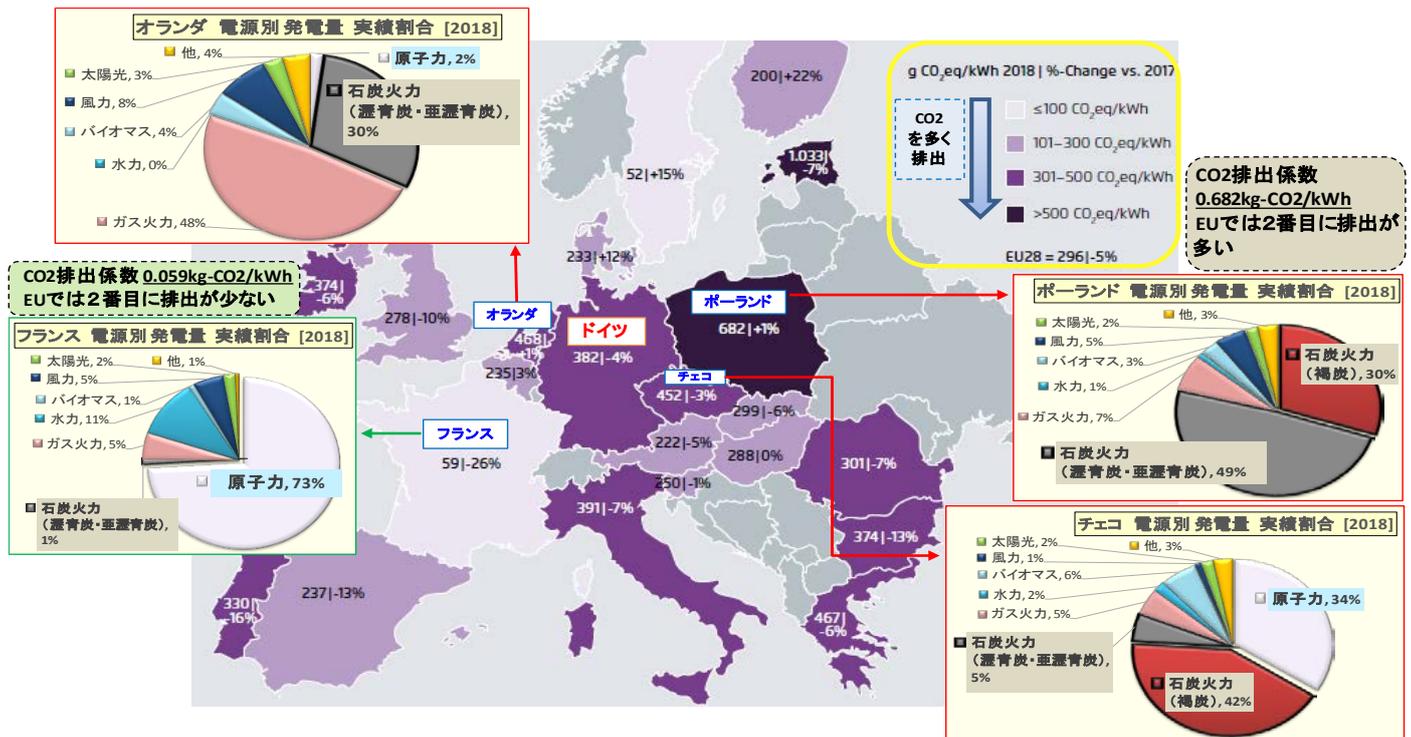


(出所) Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE 「Energy Charts」 をもとに著者作成

また右の円グラフは、2018 年における電源別の発電量実績の割合を示したものであるが、風力の 20% を中心に、再エネの割合が既に 4 割近くの高い水準に達する一方で、原子力及び石炭火力といったベースロード電源による発電量の割合は依然として約半分を占める状況である。特に石炭火力は 37% と高く、これらの電源に大きく依存する状況となっていることがわかる。

## 3-1-2 高い排出係数及び石炭火力割合

図3-2は、EU域内28か国における2018年のCO<sub>2</sub>排出係数（発電量[kWh]当たりのCO<sub>2</sub>排出量[kg-CO<sub>2</sub>])の実績を示したマップで、塗られている色が濃い国はCO<sub>2</sub>排出量の割合が高いことを示している。中でも黒色や紫色に塗られている国は、EU域内28か国の平均である0.296kg-CO<sub>2</sub>/kWhよりも高い国である。ドイツの実績は0.382 kg-CO<sub>2</sub>/kWhと紫色であり、CO<sub>2</sub>を排出しない再エネによる発電量は伸びる一方で、同様にCO<sub>2</sub>を排出しない原子力による発電量は減少していることから、トータルで見ると、EU域内の国の中ではCO<sub>2</sub>排出量の割合は高めの水準にあることがわかる。

図3-2 EU域内28か国のCO<sub>2</sub>排出係数及びドイツ周辺国の発電実績[2018]

(出所) Agora Energiewende 「The European Power Sector in 2018」等をもとに著者作成

また、東側の国境に隣接するポーランドは0.682 kg-CO<sub>2</sub>/kWhで黒色、チェコは0.452 kg-CO<sub>2</sub>/kWhで紫色となっており平均より著しく高いが、ポーランドは約8割、チェコは5割弱と、両国とも石炭火力の発電量割合が高いことが背景にある。西側の国境に隣接するオランダも0.468 kg-CO<sub>2</sub>/kWhと紫色で、石炭火力の割合が全体の約3割を占める。特にポーランドは、欧州有数の埋蔵量を誇り炭質も良いシロンスク炭田があるため国内で石炭を自給しており、採掘を含めた石炭産業を自国の主要産業として欧州の他国に輸出するとともに、国内の火力発電への活用も図っている。近年はパリ協定の合意を受け、CO<sub>2</sub>の排出を減らすため石炭火力への依存度を長期的に引下げていくとともに、原子力の新設や再エネの新規開発といった電源の多様化・クリーン化といった取組みを進めている<sup>20</sup>。

隣国のフランスは、原子力が73%、水力と再エネを加えると、CO<sub>2</sub>を排出しないゼロエミッション電源は合計で94%にのぼるため、排出係数は0.059 kg-CO<sub>2</sub>/kWhとわずかであり、EU域内ではスウェーデン<sup>21</sup>に次いでCO<sub>2</sub>排出の少ないトップクラスの国となっている。

<sup>20</sup> エネルギー省は、2018年11月23日、2040年までの「国家エネルギー戦略」草案を発表。原子力発電所を2043年までに新たに最大6基運開すること、2030年までに全発電量に占める再エネ割合を21%まで引き上げること、石炭火力の割合を現在の80%から60%に低減すること等を計画している。

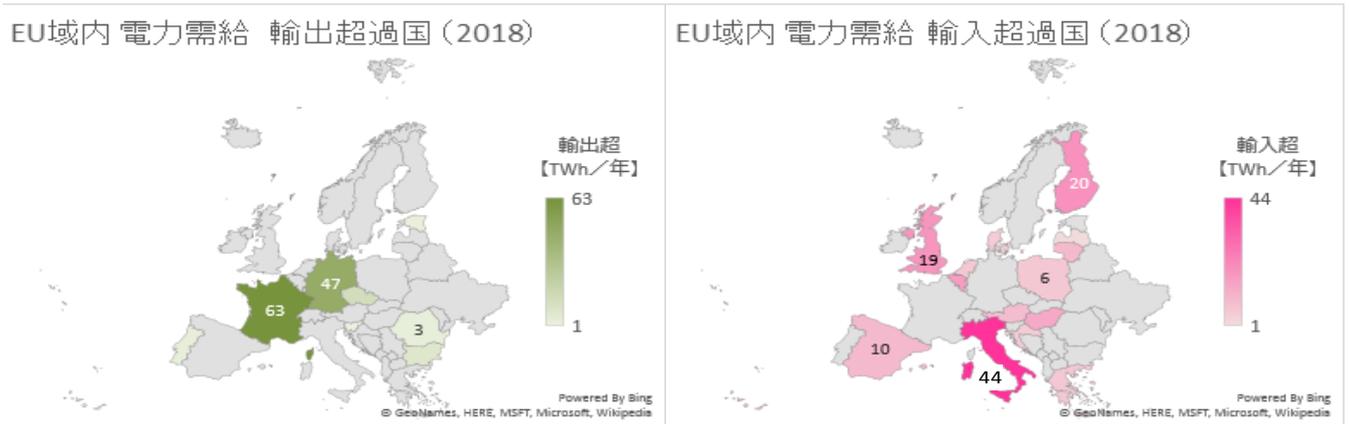
<sup>21</sup> スウェーデンはCO<sub>2</sub>を排出しない水力・原子力が主力で、共に40%ずつを占めており、合計で約8割を占める。これに加え、風力が10%、バイオマス・廃棄物発電が7%あり、CO<sub>2</sub>を排出しないゼロエミッション電源の割合は合計で97%となるため、排出係数は0.020 kg-CO<sub>2</sub>/kWhとEUで最も低い。

### 3-2 電力需給及び輸出入の状況

#### 3-2-1 電力輸出超過のドイツ

図 3-3 は、EU 域内 28 か国の電力需給の状況を示したマップである。左のマップは、自国の電力消費量を上回る発電量を隣国へ輸出した国を示したもので、緑色が濃いほど輸出量が多い国である。2018 年実績で、フランスが 63TWh と最も多く、次いでドイツが 47TWh となっている。一方右のマップは、自国の電力消費量に対して発電量が不足し、隣国から電力を輸入した国を示したもので、ピンク色が濃いほど輸入量が多い国である。イタリアが 44TWh と最も多いほか、ドイツと隣接するベルギー、オーストリア、オランダ、ポーランドといった国は輸入量が多い状況であることがわかる。

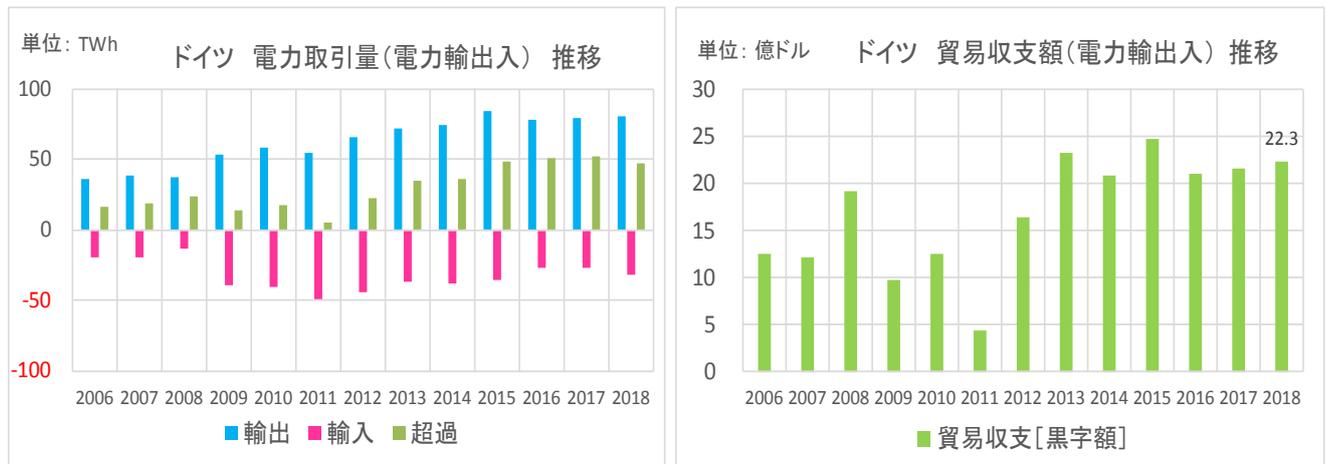
図 3-3 EU 域内 28 か国の電力需給の状況 [2018]



(出所) Agora Energiewende 「The European Power Sector in 2018」 をもとに著者作成

ドイツの周辺国との電力の輸出入状況を詳しく見ていきたい。図 3-4 の左のグラフは、2006 年以降の輸出及び輸入量の推移であるが、至近 5 年間で見ると、輸出量が毎年 80TWh 程度で推移している一方、輸入量も毎年 30TWh 程度あり、差引きで 50TWh/年程度の輸出超過が継続していることが読み取れる。その結果、右のグラフが示すとおり、電力の輸出入に関わる貿易収支としては、2013 年以降、毎年 20 億ドル/年以上の黒字を継続しており、2018 年においては 22.3 億ドル (約 2,500 億円<sup>22</sup>) の黒字となっていることがわかる。

図 3-4 ドイツ 周辺国との電力輸出入量 及び 貿易収支額 (電力輸出入) 推移 [2006-2018]



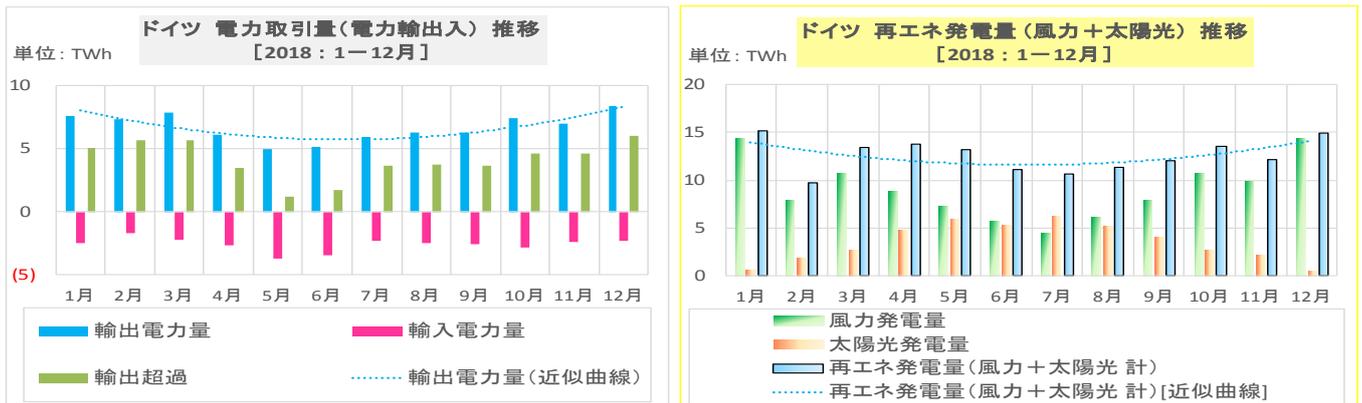
(出所) Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE 「Energy Charts」 をもとに著者作成

<sup>22</sup> 1 ドル=112.6 円 [2018 年 1 月 1 日時点の為替レート] として換算。

### 3-2-2 再エネ発電量を周辺国へ輸出

次に2018年1年間の輸出及び輸入量の推移を月別で見ると、図3-5左のグラフが示すとおり、1~3月及び10~12月の期間に輸出量が多いことがわかる。そして右のグラフは、国内の再エネ（風力及び太陽光）の発電量の推移を月別で見たものであるが、緑色で示された風力発電量が1~3月及び10~12月の期間に多い一方で、オレンジ色で示した太陽光発電量は日射時間が比較的長い4~9月の期間に多いことがわかる。この2つを合計したうえで推移を見ると、青色で示した再エネ発電量（風力+太陽光 計）の推移トレンドは、風力の発電割合の方が大きいいため冬期・夏期の間の差異は多少収斂されるものの、左のグラフの輸出量の推移トレンドと一致していることがわかる。このようにドイツは、気象条件に左右され、出力調整のできない風力及び太陽光で発電した電力を、周辺国に輸出している状況であることが推察される。

図3-5 ドイツ 周辺国との電力輸出入量 及び 再エネ発電量（風力・太陽光）推移 [2018]

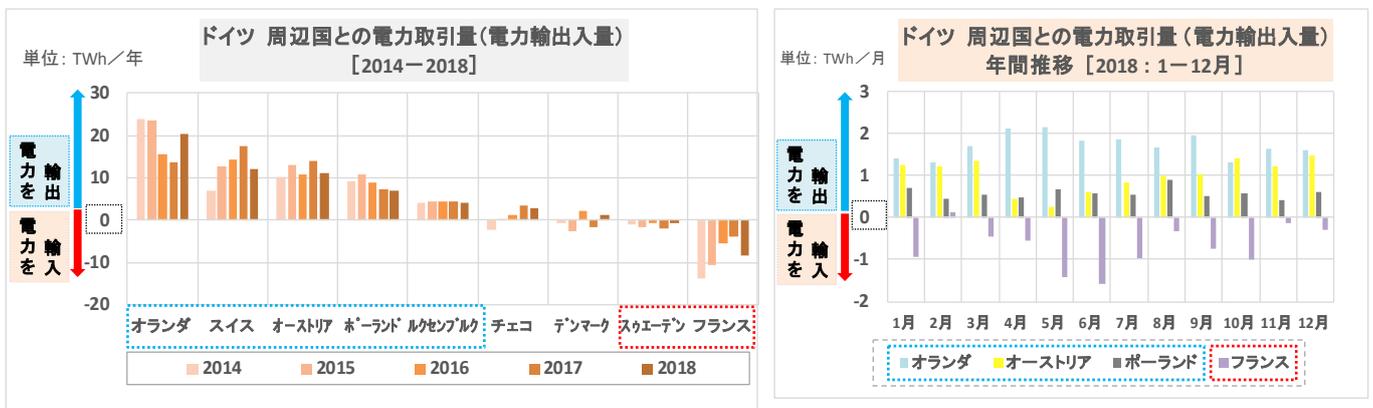


(出所) Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE 「Energy Charts」 をもとに著者作成

### 3-2-3 原子力発電量をフランスから輸入

また図3-6左のグラフは、ドイツと輸出相手国及び輸入相手国との間における至近5年間の輸出及び輸入量の推移であるが、オランダ・スイス・オーストリア・ルクセンブルクの間では毎年輸出超過となっている一方、フランス・スウェーデンの間では輸入超過となっていることがわかる。一方、右のグラフは、2018年1年間の輸出及び輸入量の推移を月別に示したグラフであるが、オランダ・オーストリア・ポーランド等の周辺国に対し、毎月、国内の風力及び太陽光で発電した電力を輸出している状況であることが窺える。一方フランスとの間の輸出及び輸入量に着目してみると、紫の棒グラフが示すとおり、2月を除き、毎月電力を輸入している状況であることがわかる。

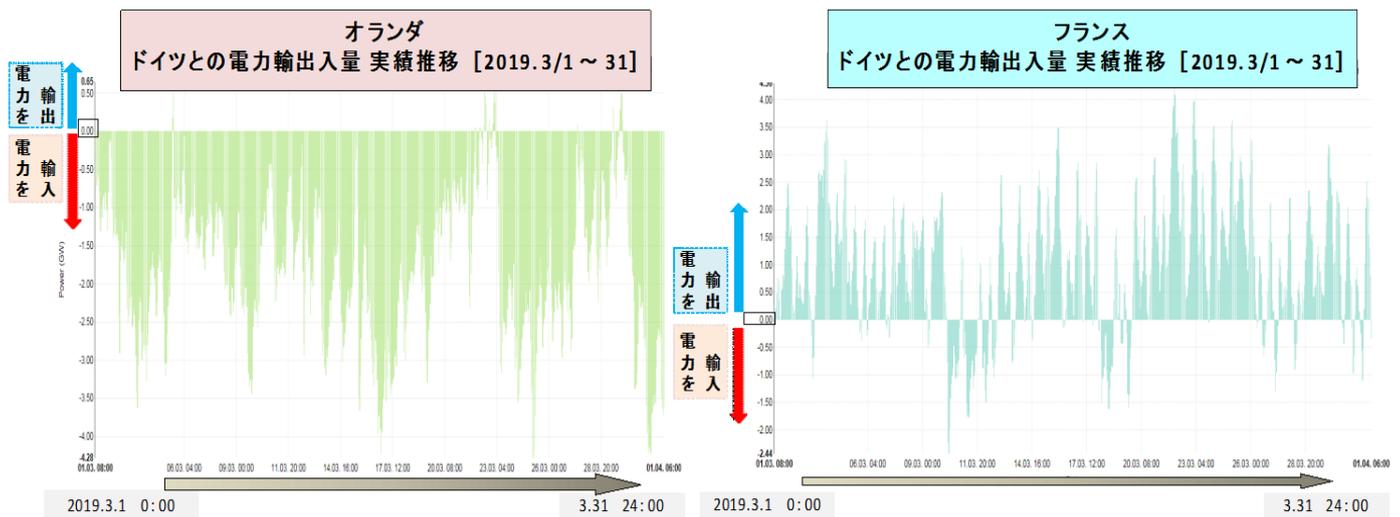
図3-6 ドイツ 輸出相手国 及び 輸入相手国 電力輸出入量 推移 [2014-2018]



(出所) Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE 「Energy Charts」 / ENTSO-E Homepage をもとに著者作成

続いて、オランダ及びフランスとの間での輸出及び輸入量について、掘り下げて見てみたい。図3-7左のグラフは、2019年3月の1ヵ月間におけるオランダとドイツとの間の輸出入量の推移であるが、オランダはドイツに対し、3月下旬にわずかながら輸出した実績は出ているものの、基本的には、ほぼ毎日ドイツから電力を輸入していた状況であることが読み取れる。一方、右のグラフは、同期間におけるフランスとドイツとの間の輸出入量の推移であるが、フランスもドイツから輸入した実績が5日程度は出ているものの、基本的には、ほぼ毎日ドイツへ電力を輸出していた状況であることがわかる。

図3-7 オランダ及びフランスとの電力輸出入量実績 [2019.3]



(出所) Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE 「Energy Charts」 / ENTSO-E Homepage

このようにドイツは、オランダへは風力及び太陽光で発電した国内で余剰となる分の電力を輸出する一方で、フランスからは原子力で発電された電力を輸入し、気象条件に左右されない安定的な供給力として活用を図っている状況であることが推察される。

## 4. 卸電力価格及び小売電気料金の状況

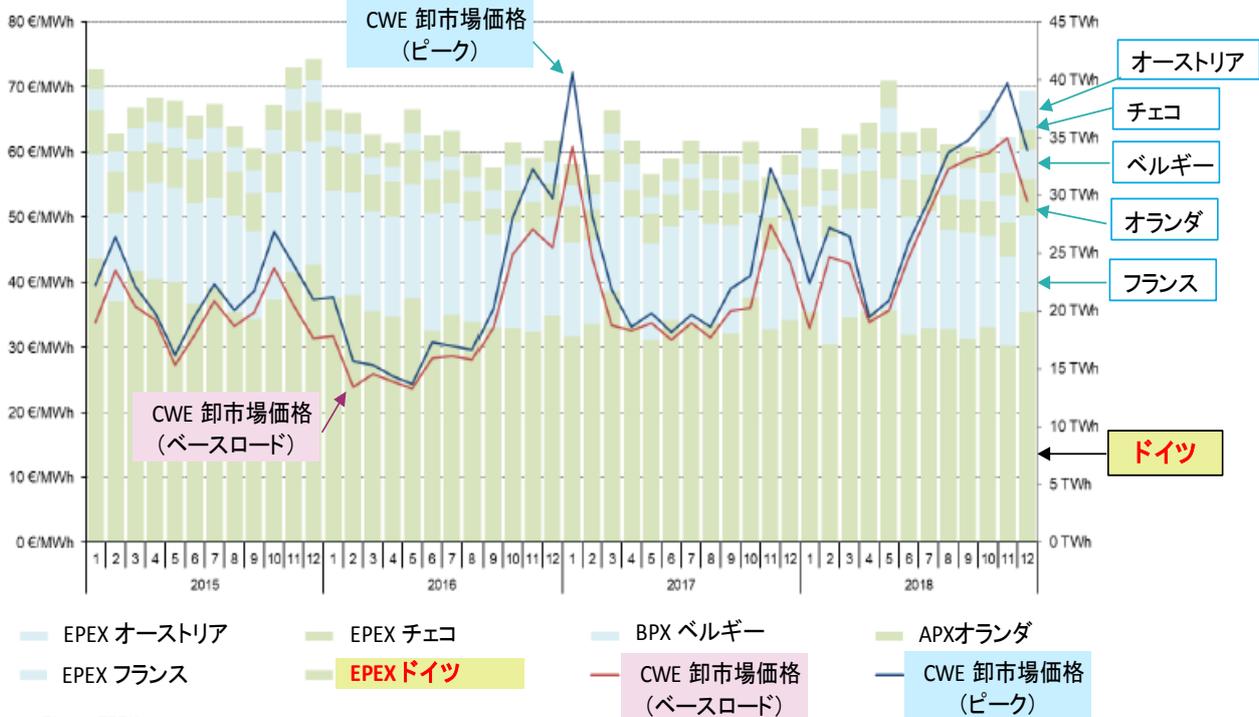
### 4-1 卸電力価格の状況

#### 4-1-1 取引量の約半分を占めるドイツ

ドイツは、隣国のフランス・オランダ・オーストリア等と、卸電力取引所 EPEX (The European Power Exchange)<sup>23</sup> 等を通じて電力の輸出入を行っており、多くの電力会社が参加している。総発電量の約5割が取引所を通じて取引され、流動性が高いことから、ドイツ国内市場における卸電力取引の基準価格となっている。

図4-1は、EPEXのほか、提携するオランダ (APX) やベルギー (BPX) の取引所を含む CWE (欧州中西部) 地域における各国の取引量と、卸市場価格 (前日スポットのベースロード及びピーク) の推移を、月別に示したグラフである。取引量はドイツだけで約半分を占めており、次いでフランスが多いことがわかる。季節的に見ると、暖房需要等で電力消費が増える冬期に卸市場価格が上がる傾向があり、特に2016年秋頃にフランスで原子力発電所が相次いで稼働停止をした際や、2018年夏以降にベルギー国内の供給力不足によって需給ひっ迫の恐れが高まった際には著しく高騰しており、需給バランスの急激な変化に価格が敏感に反応していたことが窺える。

図4-1 CWE (欧州中西部) 地域における 各国の取引量及び卸市場価格の推移 [2015-2018]



Source: Platts, EPEX

(出所) European Commission 「EU Quarterly Report on European Electricity Markets (Market Observatory for Energy)」

このように CWE 地域の卸市場価格は、参加する各国間の中で取引された輸出入の実績 (取引量及び取引価格) に基づいて決定されるが、その背後には、各国内の卸電力取引所で決定される取引量及び取引価格があり、変動は互いに連動している。

<sup>23</sup> EPEX はドイツ・フランス・スイス・オーストリアを跨る国際卸電力取引所で、前日スポット取引及び当日スポット取引を運営する。オランダに本拠を置く APX Group が 100% を所有する。

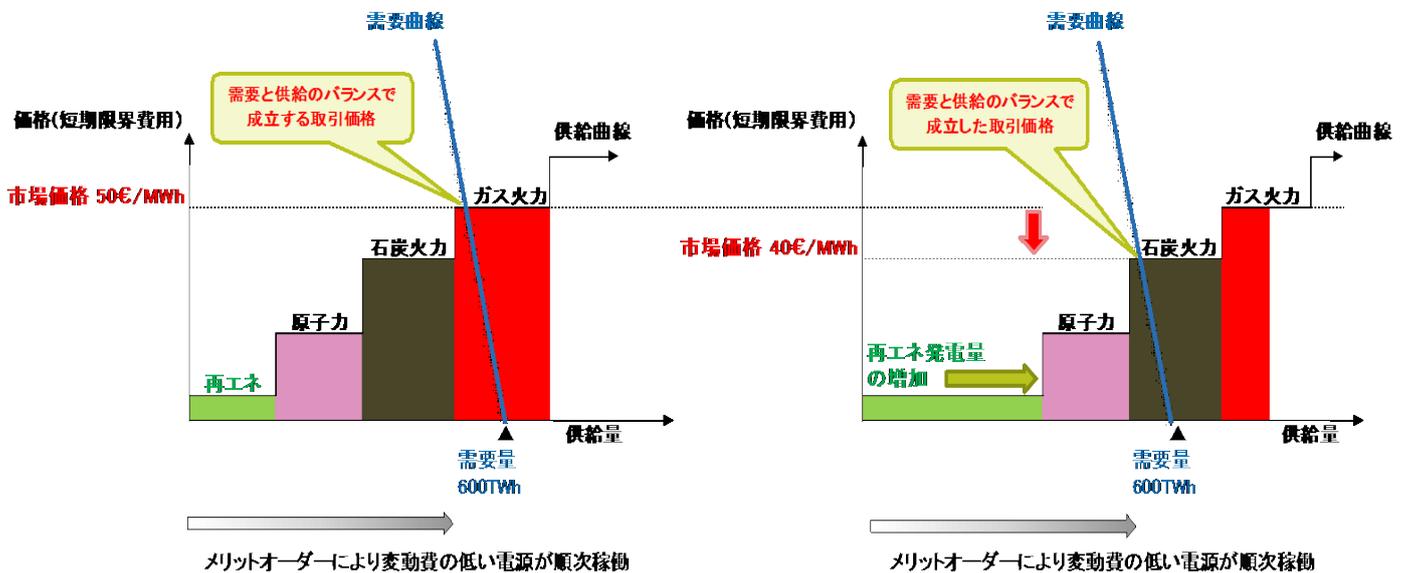
#### 4-1-2 再エネの増加によって下落する市場価格

図 4-2 は、卸電力市場における取引価格決定の仕組みを図解したものである。卸電力取引所では、短期限界費用（増分燃料費）の安い入札電源から順番に並べられたメリットオーダーに基づいて供給曲線が作られ、この曲線と需要が交わる場所で落札電源、すなわち取引価格が約定する仕組みとなっている。図では、需要量を 600TWh として需要曲線を固定した場合のケースであるが、再エネ発電量が増加すると、供給曲線はその増加した分だけ右にシフトする。そのため、ガス火力のような変動費の高い電源（50 ユーロ/MWh）が押し出され、石炭火力変動費相当（40 ユーロ/MWh）の水準で取引価格が成立するような変化が起きる。その結果、ガス火力の電源は入札しても落札されずに売れ残るため、稼働しない状況となる。

図 4-2 卸電力市場における取引価格決定の仕組み

**【需要量が600TWhのケース】再エネ発電量の増加により供給量が増加した場合の市場価格の変動**

市場価格は 50€/MWh ⇒ 40€/MWh に下落 ↓



(出所) 各種資料を参考に著者作成

このように、卸電力市場の取引価格は供給曲線（メリットオーダー曲線）と需要曲線の交点で決まることから、再エネ発電量が取引所に多く抛出されるようになると、需要量が一定の場合、取引価格が低下していくメカニズムであることがわかる。

ドイツでは、再エネ発電量は値付けをしない成行価格で卸電力取引所に全量入札され、優先的に給電・輸出される仕組みになっている<sup>24</sup>。国内の全発電量に占める再エネの割合は約 4 割と高い水準であるため、再エネの増加に伴って取引価格が低下するメカニズムが、他国の卸電力取引所と比較すると相対的に強く機能する状況であることが視える。

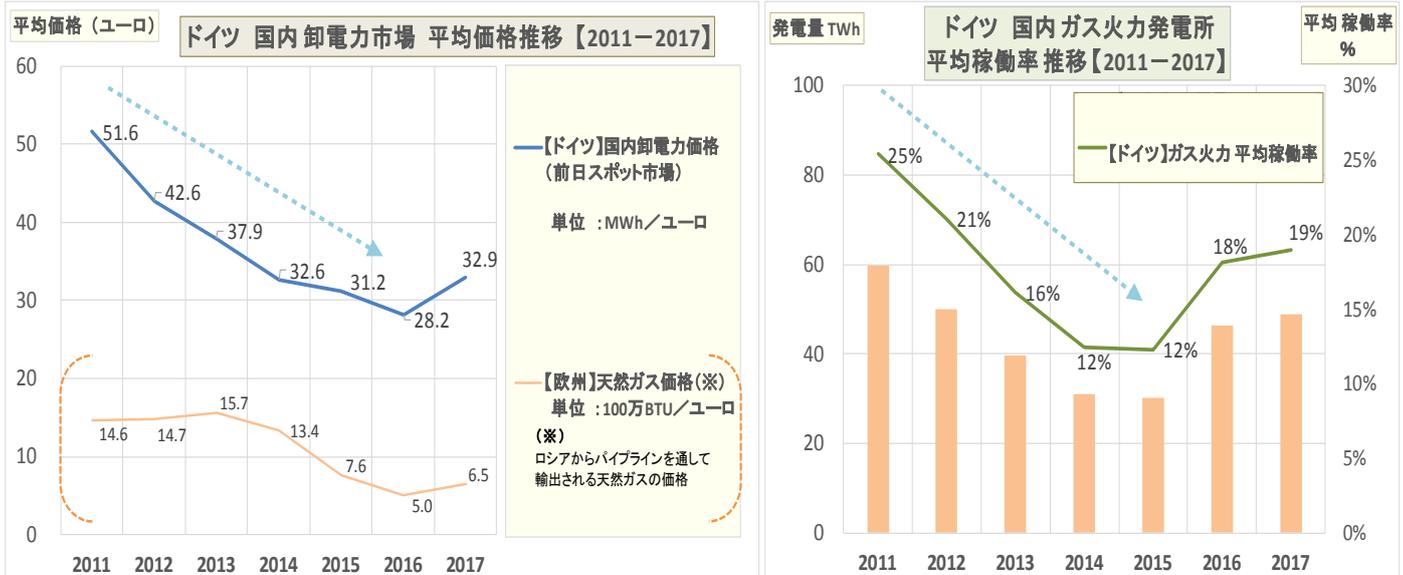
<sup>24</sup> 2014年に、それまでのFIT制度からFIP（Feed In Premium）制度に変更され、卸電力市場の取引平均価格と買取価格との差額を補助として受取るメカニズムとなった。またFITでは買取義務の契約を送電事業者（TSO）と結ぶ形であったが、FIPでは再エネ発電事業者が卸電力市場で入札する形にメカニズムが変更されている。2017年1月以降は、買取価格にも入札制度が導入されており、差額が縮まるメカニズムが働くような方向に改善が進められている。[2019年4月末時点の状況]

日本では、2017年4月以降、再エネ発電量の買取義務は送配電事業者が負っており、買取った発電量は全量卸電力取引所に抛出される仕組みとなっている。大規模太陽光については、2018年以降、買取価格に入札制度が導入されている。なおドイツと同様、メリットオーダーに基づいて優先給電される。[2019年4月末時点の状況]

### 4-1-3 ガス火力の平均稼働率

図 4-3 の左のグラフは、ドイツの卸電力取引所における前日スポットの年間平均価格の推移であるが、前述のとおり、2011年に51.6ユーロ/MWhであった卸価格の水準は、2016年には28.2ユーロ/MWhへと、約半分近くまで下がっている。そして右のグラフが示すとおり、ガス火力発電所の平均稼働率及び発電量もこれに連動し、2011年に25%あった平均稼働率は2014年及び2015年には12%まで下がっていることがわかる。一方で、国内で消費する天然ガスの約半分を依存するロシアから輸入するガス価格が低下してきたことを受け、2016年以降は発電量が増加に転じ、平均稼働率も上がり始めたことが読み取れる。

図 4-3 ドイツ 卸電力市場価格 及び ガス火力発電所 平均稼働率 推移【2011-2017】



(出所) Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE 「Energy Charts」 / World Bank 「Commodity Markets」 をもとに 著者作成

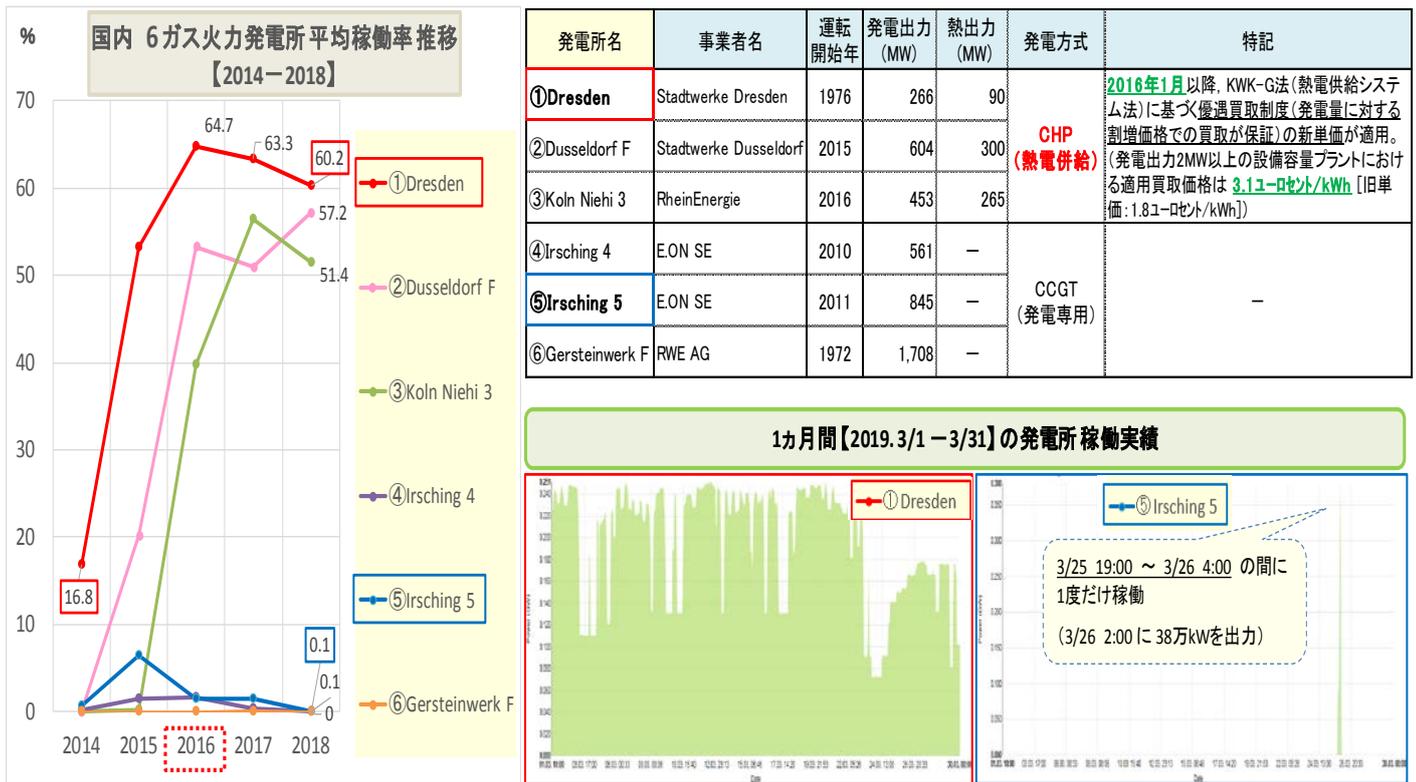
次に、ドイツ国内には2019年現在、約50基のガス火力発電所があるが、その中から6基の発電所を個別にピックアップして、近年の稼働実績の推移を把握するとともに、各々の差異等の比較及び分析を行いたい。

#### 4-1-4 国内で二分化するガス火力の稼働

図4-4の左のグラフは、2014年以降の各発電所の平均稼働率の推移であるが、2018年に60.2%と最も高い稼働率であった①Dresdenの推移に注目すると、2014年時点では16.8%と低い水準にあったものの、その後急激に上がり、2016年以降、60%を超える高い水準で推移していることがわかる。また、②Dusseldorf F及び③Köln Niehi 3についても同様で、2016年以降、50%を超える高い稼働率で推移している。これらのプラントに共通するのは、発電と熱供給を併せたCHP（Combined Heat and Power：熱電併給）方式で稼働・運用がされている点である。ドイツでは、再エネと同様、CHPを温室効果ガス削減対策の主要施策の一つと位置付けて積極的に支援をしているが、2012年のKWK-G法（熱電供給システム法）の改正時に、系統運用者に対してCHPとの系統連系を義務付けると共に、CHPから買取る発電量に対し割増の優遇単価を適用するとして、導入と稼働に高い保証を与えた。2016年の法改正では、それまでの買取単価が倍増して採算性が更に向上したため、稼働率が大幅に上がったものと推察できる<sup>25</sup>。

その一方で、④Irsching 4・⑤Irsching 5・⑥Gersteinwerk Fの3つの発電所については、いずれもCCGT（Combined Cycle Gas Turbines：複合発電）方式で発電効率の高いプラントでありながら、熱供給を併用したCHPではなく優遇価格での買取保証も無いことから、稼働率はほとんどゼロに近い状況である。⑤Irsching 5に着目してみると、2011年に運転を開始したばかりで年数がまだそれほど経っていないにもかかわらず、2019年3月の1ヶ月間の稼働実績は、3月25日の19時から26日の4時までの間の9時間とわずかで、ほとんど稼働していない状況であることがわかる。

図4-4 ドイツ 国内ガス火力発電所6基 平均稼働率 推移【2014-2018】等



(出所) Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE 「Energy Charts」 / 各事業者HPをもとに著者作成

<sup>25</sup> 2012年にKWK-G法（熱電供給システム法）を改正。系統運用者に対し、CHPからの電力の系統への優先アクセスの保証及び優先給電を確実にを行うよう義務づけた。また、CHPからの電力の買取に際し優遇単価を適用するとした。2016年には同法を再び改正し、更なる普及促進を図るため買取単価を大幅に引き上げた。20MW超の新設プラントについては、全負荷相当時間30,000時間までの買取電力量に対して3.1ユーロセント/kWhの優遇単価を適用、また50kW以下のプラントについては、全負荷相当時間60,000時間までの買取電力量に対して8ユーロセント/kWhの優遇単価を適用するなど、規模ごとに区分を定める優遇単価を全般的に引き上げている。中でも小規模なCHPの導入促進に力を入れている。(出所) BMJV（連邦司法消費者保護省）

このようにドイツ国内では、政策的支援によって稼働率が上がってきたガス火力と、緊急時以外はほとんど稼働しないガス火力とで、大きく二分される状況が出てきている。前者については、買取に要する費用は CHP 賦課金として小売電気料金に上積みして回収する仕組みとなり、高い保証が与えられた一方で、後者については買取保証が無く、調整力として重要な役割を果たしているながら、再エネによって歪められた市場の中で投資費用を回収できず、赤字が累積して廃止を検討せざるを得ない状況に陥っている<sup>26</sup>。

稼働率が低くならざるを得ない発電所であっても、「必要な時に発電できる能力」や「需給バランスを調整する能力」を持っている発電所は、電力システム全体から見れば、安定的に電気を供給するうえで重要な役割を果たしている。短期限界費用の安い入札電源から順番に並べられたメリットオーダーの競争環境下では、これらの電源の価値が評価されていないため、適正に対価が得られる仕組みを整えていく必要がある。

こうした事態の解決に向け、ドイツは、「戦略的予備力（容量リザーブ）<sup>27</sup>」という、緊急時に稼働させる電源を事前に競争入札で確保する制度を新たに開始したが、これらに要する費用も、EEG 賦課金・CHP 賦課金と同様、小売電気料金に上乗せされるなど、国民負担で賄われることが予想される。負担増に伴う国民経済への影響やリスク等についても、今後注視する必要がある<sup>28</sup>。

<sup>26</sup> 事業者の Uniper SE（旧：E.ON SE）は、2016年3月に、最新鋭で発電効率が60%を超える Irsching ガス火力4・5号機を、運転開始からわずか4～5年で廃止することを決断し、政府に許可申請を行ったものの、系統の安定化に不可欠な電源であるとして政府から存続を要請された（2013年以降、1万kW以上の発電所の廃止に際しては、政府への事前申請が義務付けられる許可制へと変更されている）。Uniper SEは、政府から約6,000万ユーロ（＝約75億円\*：\*1ユーロ＝124.8円【2019年4月1日時点の為替レート】として換算）の補償を受けて廃止を保留しており、現在は緊急時のみ稼働するリザーブ電源として運用が行われている。補償は2020年3月までの予定。

（出所）Uniper SE プレスリリース [2018年4月26日]：<https://www.uniper.energy/news/owners-of-irsching-4-and-5-gas-fired-plants-signal-closure-again/>

<sup>27</sup> 2015年7月26日、EnWG法（エネルギー事業法）を改正し導入を決定。2018年6月に系統運用者による戦略的予備力1,200MWの募集入札が初めて行われ、Uniper SEが300MW分を落札した。Uniper SEはこれを受け、2019年1月にIrsching ガス火力6号機（出力300MW）の新規建設に着手している。系統運用者のTenneTとの容量リザーブ契約は、2022年10月からの10年間で、主に冬期の需給ひっ迫時のみに運転する緊急稼働用のリザーブ電源として運用される。卸電力市場での売電は禁止されるが、落札価格に基づいて待機費用等の補助を受けることができる。

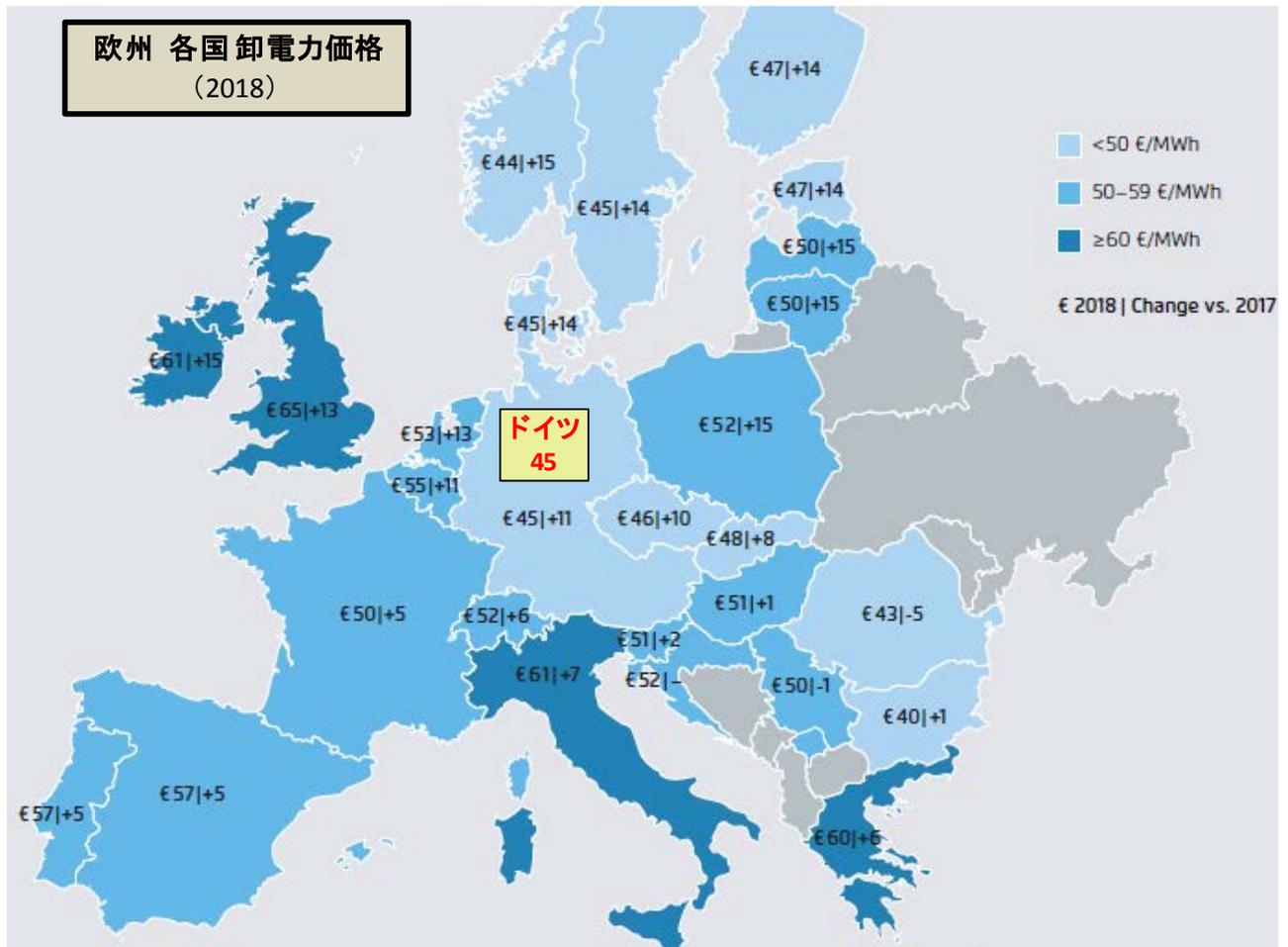
（出所）Uniper SE プレスリリース [2019年1月9日]：<https://www.uniper.energy/news/uniper-to-build-new-gas-power-plant-in-irsching/>

<sup>28</sup> 日本でも再エネの増加に伴い、調整力として必要な火力電源が失われる可能性が高まっている。そのため、発電電力量（kWh）を取引する従来の取引市場に加え、発電設備の容量（kW）を維持することに対しても対価が支払われる容量市場の仕組みの導入が検討されている。イギリスやフランスでは既に容量市場の仕組みを導入している。系統運用者（電力広域的運営推進機関）が取引を行う年から4年後と1年後の国全体の必要容量を決定のうえ、投資回収の目安となる価格等の条件を織込んで需要曲線を設定、これに対して発電事業者が電源ごとに価格を決めて応札していく競争入札が行われる。落札された電源の供給容量を安い価格順に並べ累積した供給曲線と、需要曲線が交差した点を、約定価格（取引価格）とする。取引対象年を2024年度とする取引を2020年度から開始の予定。[2019年4月末時点の状況]

#### 4-1-5 相対的に低い卸価格水準

図4-5は、欧州各国の2018年の卸電力市場の平均取引価格を図示したマップである。ドイツは45ユーロ/MWh（約5.7円/kWh<sup>29</sup>）となっており、周辺国と比べると相対的に低い水準となっていることがわかる。前述のとおり、国内でFIT買取対象となっている再エネ発電量は、卸電力市場に全量抛出することが義務付けられており、メリットオーダーで優先的に給電・輸出されるためである。ドイツは再エネ発電量の割合が周辺国と比べ高く、相対的な価格優位性を活かして他国への輸出を増やしている状況であることが視える。

図4-5 欧州各国 卸電力市場価格 [2018]



(出所) European Commission 「EU Quarterly Report on European Electricity Markets (Market Observatory for Energy)」

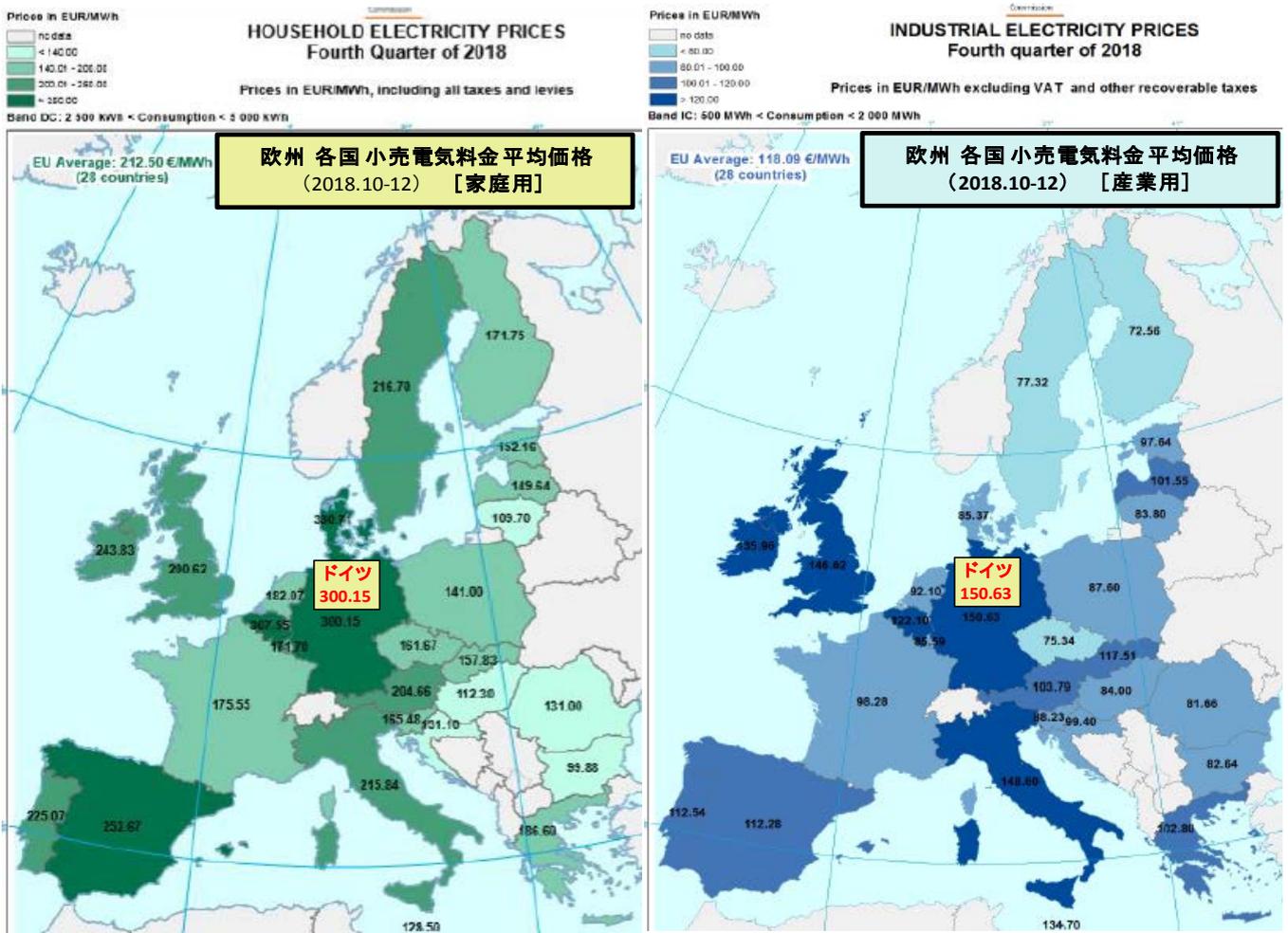
<sup>29</sup> 1ユーロ=125.8円 [2019年1月1日時点の為替レート] として換算。

## 4-2 小売電気料金の状況

### 4-2-1 欧州で突出して高い料金水準

図 4-6 は、欧州各国の 2018 年 10～12 月における小売電気料金の平均価格を図示したマップである。左のマップが家庭用、右のマップは産業用の平均価格であるが、ドイツは家庭用が 300 ユーロ/MWh (約 37.7 円/kWh)、産業用が 150 ユーロ/MWh (約 18.9 円/kWh)<sup>30</sup> と、周辺国よりも突出して高くなっていることがわかる。家庭用の場合、ポーランド (141 ユーロ/MWh) やフランス (175 ユーロ/MWh)、チェコ (161 ユーロ/MWh) といった周辺国の 2 倍近くとなる、非常に高い水準にある。

図 4-6 欧州各国 小売電気料金 平均価格 (家庭用) (産業用) [2018.10-12]



(出所) European Commission 「EU Quarterly Report on European Electricity Markets (Market Observatory for Energy)」

前述の卸電力価格の水準が安価であるのとは対照的に、小売電気料金の水準は欧州の中で最も高く、卸と小売の間の価格ギャップが非常に大きくなっている状況であることがわかる<sup>31</sup>。

<sup>30</sup> 1 ユーロ=125.8 円 [2019 年 1 月 1 日時点の為替レート] として換算。

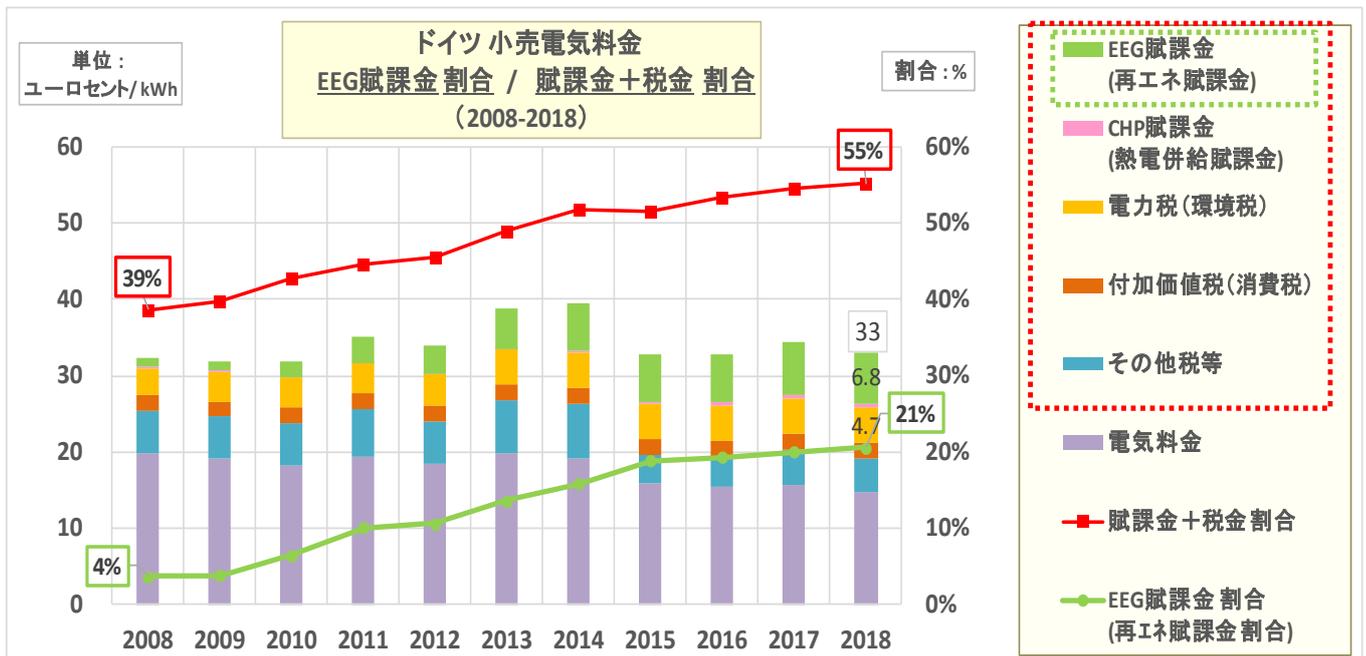
<sup>31</sup> 家庭用の料金水準が産業用の約 2 倍と大きくなっているが、主に供給電圧の違い (家庭用の場合、電圧を下げるための変電設備や配電線設備を経由して供給する等) によって上積みされる負担費用に差異がある点や、加算される付加価値税 (日本の消費税に相当) の有無や差異といった点によって、比較の元となる各国の統計数値の定義等に差異がある点に留意する必要がある。  
(出所) Eurostat Statistics Explained 「Electricity price statistics」

例えばドイツの場合、年間電力消費時間が 7,000 時間以上で 1,000 万 kWh 以上の電力を消費する産業用の大口需要家に対しては、2011 年以降、送電線使用料を免除する減免制度を導入しており、減免された分は免除対象以外の需要家や一般家庭に「送電料割増」として小売電気料金に上乗せし、電力消費量に応じて回収する仕組みが採られている。

#### 4-2-2 賦課金の増加に伴う料金水準の上昇

図4-7は、2008年以降の小売電気料金及びEEG賦課金等の実績推移を示したグラフである。紫色で示した電気料金自体の水準はほとんど変わっていない一方で、緑色で示したEEG賦課金の負担額は増加していることがわかる。緑色の折れ線グラフが示すとおり、小売電気料金に占めるEEG賦課金の割合は2008年時点で4%程度であったが、その後継続して上昇が続き、2018年には21%と高い水準になっていることがわかる。日本でも2016年以降、小売電気料金に占める再エネ賦課金の割合は1割を越えているが、ドイツと同様、上昇傾向が続いており、今後の国民負担の増加が懸念される<sup>32</sup>。またEEG賦課金のほかにも、前述のCHP賦課金や電力税（環境税）など、小売電気料金に上乗せして国民から幅広く徴収している負担額も多く<sup>33</sup>、それらを加えた割合の実績推移を見ると、赤色の折れ線グラフが示すとおり、2008年時点で39%であった割合は2018年には55%へと増加し、半分以上の割合を占める状況となっていることがわかる。

図4-7 ドイツ 小売電気料金 及び EEG 賦課金等 割合 推移 [2008—2018]



(出所) IEA 「Energy Prices and Taxes」<sup>34</sup> / Clean Energy Wire (CLEW)<sup>35</sup>

<sup>32</sup> 日本も小売電気料金請求に際し、2019年4月現在、再エネ賦課金（2.9円/kWh）のほか、消費税［8%（2円/kWh程度）］や電源開発促進税（0.375円/kWh）等の負担が上乗せされるが、小売電気料金に占めるこれらの割合は1割程度の水準であり、ドイツのように5割を超える高い水準にはなっていない。

<sup>33</sup> 2019年4月現在、付加価値税（消費税）については一般の商品と同じ19%が適用されている。また電力税は、環境税の一種で1999年に導入され、2003年以降、電力消費量に応じて2.05セント/kWhが課されている。再エネによる電力消費に際しては課税されず、また電力集約型の製造業等に対しては一定の軽減措置がある。

<sup>34</sup> 年間の販売電力量及び電気料金総額の実績に基づきIEAで算出されている平均単価を用いている（税込）。  
(出所) IEA 「Energy Prices and Taxes (Domestic electricity prices)」

<sup>35</sup> (出所) Clean Energy Wire (CLEW) 「Journalism for the energy transition」 [2019年4月1日]:  
<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>

#### 4-2-3 世界トップレベルの高い水準

図4-8は、ドイツ・イギリス・フランス等の欧州各国と、日本及び米国の小売電気料金水準を比較したグラフである<sup>36</sup>。ドイツは2017年の実績で34.4セント/kWhと最も高く、安価な米国の電気料金と比べると約3倍の高い水準であることがわかる。このように、ドイツは再エネ発電量が増えたことで、卸電力市場へは安価な水準で輸出し他国から収益を得ている一方で、国内では再エネの普及に伴って小売電気料金に上乗せされる賦課金の負担額が増えているため、世界トップレベルの水準になっていることがわかる。近年ドイツ経済は好調なため、これまで国内の産業及び家庭への影響を懸念する必要はなかったと推察するものの、今後は輸出産業の源泉であるコスト競争力や、消費者動向といった景気面に悪影響が出ることも予想される。

図4-8 各国 小売電気料金水準 比較 [2015-2017]



(出所) IEA 「Energy Prices and Taxes」

国内における製造業の雇用は依然として高水準であり景気を支えているものの、外需の減速が雇用環境の悪化に繋がれば、賦課金及び電気の使用に際して課される税金等の国民負担の割合は既に5割を超える高い状況であることから、更なる負担増加は個人消費を押下げるリスク要因となる可能性が高い。対外関税引上げに係る米国の通商政策等の動向を含め、ドイツ国内の産業及び経済の動向が一層注視される場所である。

<sup>36</sup> 年間の販売電力量及び電気料金総額の実績に基づき IEA で算出されている平均単価を用いている (税込)。  
(出所) IEA 「Energy Prices and Taxes (Domestic electricity prices)」

## 5. まとめ

今回、貿易立国ドイツの電力政策を、他国との電力輸出入の状況等に着目して整理・分析を行い、産業政策・エネルギー政策・環境政策との関係性の観点から、総合的・体系的に検証・考察を行った。

最初に、物品の輸出入をはじめとする貿易面から産業政策の状況を概観したが、ドイツは日本と同様、GDP及び雇用者数に占める製造業の割合が高く、自動車及び自動車部品を中心とした工業製品の輸出によって大幅な貿易黒字を得られていた。製造業の割合は年々低下してきているものの依然として2割前後を占め、同割合が1割前後である他の先進国（米国・フランス・イギリス等）と比べると、自国の内需に加え、輸出相手国の景気動向等にも左右される産業構造のため、外需影響を受けるリスクが高い環境下にあることを理解できた。同時に、世界第1位の経済大国である米国と第2位の中国が、今後互いに関税の引き上げを行う場合、これまで好調な経済・雇用環境を牽引してきた国内産業の輸出競争力は、関税コストが加わることで失われるリスクがあるため、生産活動をコスト面で下支えする安定的なエネルギー・電力の確保、及び生産コストの中で高い割合を占める電力の料金水準の高騰抑制といった取組みは、今後、より重要になってくることが推察された。

エネルギーの輸出入面においては、ドイツは、2018年時点で発電量の約4割を石炭火力発電で賄っており、褐炭については国内に豊富に賦存し安定的に自給ができるため、エネルギー資源を他国からの輸入に依存する割合は6割程度であった一方で、日本は、ほぼ全面的に輸入に依存せざるを得ず、依存割合は9割を超える不安定な状況であった。そのため、日本の方がエネルギー資源の国際価格の高騰といった外部要因に影響を受けやすく、国内の輸出産業の生産活動を下支えする観点から見ると、ドイツと比べ、エネルギー安全保障体制として脆弱な構造であることがわかった。

電力の輸出入面においては、ドイツは2013年以降、毎年80TWh/年程度の電力を輸出し20億ドル/年以上の貿易黒字を継続していた。また国内の風力や太陽光といった再エネ電源で発電された電力量を、オランダやポーランドといった周辺国に、国際連系線を通じ大量に輸出していることを、欧州電力系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）の運用実績から確認することができた。一方で、隣国のフランスとの間の取引量のみに着目すると、ドイツは、フランス国内の原子力で発電され電力をほぼ毎日輸入し、安定した供給力として活用を図っている状況であることが推察できた。このようにドイツは、国内の電力需要以上に再エネ発電量を増加させても、送電ネットワークが国境を跨いで連系しているため隣国への輸出という手段を活用でき、系統制約によって出力を抑制せざるを得ないリスクに直面しても、回避できている状況であった。また、隣国のフランスの原子力で発電された電力を安定的に輸入することで、国内で必要となる信頼度の高いベースロード供給力を代替し、他国に依存できる環境下にあることがわかった。

上記のとおりエネルギー・電力の輸出入面で地理的に恵まれるドイツは、早くからFIT制度を導入し再エネの普及促進に力を入れ、発電した電力を積極的に輸出し収益を得られるメリットを享受してきた一方で、買取りに要した費用はEEG賦課金として電気料金に上乗せして回収する仕組みとしてきたため、国民負担が増し、2014年以降、小売電気料金に占める賦課金の割合は2割を越える状況になっていた。このため、ドイツ国内の小売電気料金は、2017年実績で34.4セント/kWhと世界トップレベルの非常に高い水準（日本と比べて約1.5倍、米国と比べると約3倍）にあり、卸電力市場と小売市場の2つの市場の間でギャップが生じている状況であった。近年、買取価格に入札制度を導入する等の改善は進められているものの、国内で再エネ発電量が増加するほど、小売電気料金の水準が高くなり、国民負担が増すリスクは継続していることから、国内製造業の生産コスト面への影響に加え、個人消費の押下げといった景気面への影響等も懸念される状況であることを認識した。

2018年にドイツは、再エネによる発電量が中国、米国に次いで世界第3位となり、全発電量に占める割合は37%と過去最大となった。再エネは国内で優先的に給電されるだけでなく、輸出に際しても優先される仕組みとして優遇した政策を進める一方で、再エネが持たない調整力・安定性を維持するための火力電源の価値は、卸電力市場の変動費のみで評価されるメリットオーダーの競争条件下で適切に評価されないため、再エネの増加に伴う卸電力市場の卸価格の低下のもと、ガス火力は稼働しない状況となっていることがわかった。そのため、CHP（熱電併給）方式のガス火力からの発電に対し、優遇価格で優先的に買取りを保証するという政策的支援を開始し、これにより近年は稼働率が上がり始めた一方で、発電のみを行うガス火力については、買取保証が無く依然

として稼働できず、事業者は廃止を検討せざるを得ない状況となっていた。ガス火力は最新鋭で発電効率が低い方式であっても、日本と同様、天然ガスを全面的に輸入に依存し、ロシアをはじめとする輸入国の影響を受けやすいため、国内自給ができて発電コストが安価な石炭火力や原子力等の電源と比べると、相対的にコスト競争力が無く、エネルギー安全保障面においても供給信頼性に欠ける。石炭火力や原子力等の廃止を計画的に進める現行の政策の下、ガス火力を政策的に維持させるためには、政府からの支援度合いを強めざるを得ず、新たに戦略的予備力（容量リザーブ）の制度も開始されたところであるが、結局は国民負担が増加する可能性が高いとみられる。再エネの「量」を増やすことを最優先としてきたドイツの電力政策は、市場の歪みや供給安定性の低下を引き起こすとともに、政策的支援による対症療法を積み重ねる悪循環を招いており、国民に更なる負担を強いる可能性が高い状況であることがわかった。

日本の卸電力取引所においても、調整力・安定性といった火力電源の価値は、現状、適切に評価されておらずドイツと共通している。再エネの普及促進を促す仕組みが卸電力市場の卸価格の低下を招くと共に、調整力の価値を持つ火力電源の稼働率は低下していくため固定費の回収が難しくなり、新設やリプレースへの投資が行われなくなることが予想される。送電ネットワークが他国と連系していないため、再エネを大量に発電しても余剰分を輸出できないだけでなく、電圧及び周波数調整といった電力品質維持の供給責任を、他国の系統運用者に委ねることができない。そのため日本は、長い目で見た火力発電の調整力の価値を適正に評価し、それらが安定的に市場で機能する仕組み（容量市場・需給調整市場<sup>37</sup>等）を、ドイツ以上に確実に整備していく必要がある。ただドイツのように政策的な度合いが強まりすぎると、国民負担が過剰に増えてしまうリスクが生じるため、市場がバランスよく機能し、事業者が安定供給と経済活動を両立して取り組める全体最適の観点から、これらの制度設計において不可欠な要素であると考えられる。また、産業立国で温室効果ガス排出量が多くならざるを得ない構造であるため、エネルギー・環境面の政策との整合性も保ちながら、排出量の削減に向けた様々な取組み（エネルギー利用の高度化・省エネ及び蓄電技術等の導入・火力発電の高効率化・ゼロエミッション電源〔再エネ・水力・原子力〕の活用等）が着実に進むよう、実効性の高いバランスの取れた仕組みを整備して、経済活動との両立を図っていくことも重要であろう。

今回、世界で先駆けて再エネを大量導入してきたドイツの電力政策を、輸出入の面に着目して分析を行ったが、再エネ発電量が増加し輸出が進むことによって、小売電気料金への賦課金等が上乗せされて国民負担が増えたりするなど、国民経済全体の視点で見た場合、必ずしも良い方向に進んでいるとは言えず、様々な悪影響や弊害が生じていることを把握できた。日本も、これまでドイツを含む欧米諸国を先例として電力システム改革を進めてきたものの、急進的に進められた再エネ政策を中心に様々な問題点が顕在化してきているため、これまでの固定価格・買取保証に依存して「量」を増やすことを最優先としてきた政策から、競争力のある電源として電力市場及び送配電ネットワークへの統合を図る政策へと、転換していく必要がある。ドイツと置かれている立場が異なっている点や、国民全体の経済に資する仕組みであったかどうかといった点から、これまでの電力政策をレビューし、改善に向けた検討が進められていく必要がある。

国内産業の生産活動をコスト面で下支えする安定的で安価なエネルギー・電力の確保は、輸出競争力の維持のための重要な観点である。安定的な経済活動や雇用を支え、産業政策の土台となる小売電気料金の高騰を可能な限り抑制していく必要がある。日本として重視すべき産業・エネルギー・環境等の各政策を、互いの影響バランスを考慮のうえ適切に判断して方向性を定めるとともに、両立の難しい複合的な課題の同時達成を目指し、国民全体の経済に資する電力政策を進めていくことが重要であると思慮する。

<sup>37</sup> 系統運用者が、実需給時点において必要となる需給調整及び周波数維持のための調整力（ $\angle$ kW 価値+kWh 価値）を取引する市場。ドイツでは既に導入・運用されている。需給調整市場では、実需給時点で時間帯ごとに必要な能力を持った電源の出力調整ができる価値（ $\angle$ kW）と、実際に系統運用者の指令に応じて発電した電力量（kWh）が取引される。系統運用者が、瞬時予備力を持つ発電所等をあらかじめ入札で募集し、実需給の断面で急な需給変化（天候の急変に伴う風力・太陽光の急激な出力変動等）があり調整が必要となった場合、応札したものの中から価格の安い順に、必要量に至るまで追加の給電指令を出す。追加給電指令された電源のうち、最も高い入札価格が取引価格となり、事後的に精算が行われる。2021年度より開始の予定で検討が進められている。[2019年4月末時点の状況]

## 参考

IMF - World Economic Outlook Databases

OECD Data 「Consumer confidence index (CCI)」

OECD. Stat Data 「Greenhouse gas emissions」

UNCTAD 「TRADE AND DEVELOPMENT REPORT 2018」

IEA 「World Energy Balances」

IEA 「Energy Prices and Taxes」

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE 「Energy Charts」

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE 「Net Public Electricity Generation in Germany in 2018」

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) Homepage

Agora Energiewende 「The European Power Sector in 2018」

European Commission 「EU Quarterly Report on European Electricity Markets (Market Observatory for Energy)」

Clean Energy Wire (CLEW) Homepage

Bundesnetzagentur (BNetzA) 「EEG in Zahlen」

環境省 長期低炭素ビジョン小委員会 資料 「各国の長期戦略の概要」 [2017.12.19]

経済産業省 資源エネルギー庁 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 資料  
「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた今後の論点」 [2019.8.29]

帝国データバンク 「イギリス進出企業 実態調査 (2019年)」

Ifo Institute for Economic Research (IFO 経済研究所)

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) Homepage

Uniper SE Homepage

Eurostat Statistics Explained Homepage 「Electricity price statistics」

World Bank 「Commodity Markets」