

1. 諸外国における再生可能エネルギーの普及動向に関する調査及び我が国に必要な対策・施策等の検討

1.1 諸外国における再生可能エネルギーの導入実績と普及見通し

1.1.1 諸外国における再生可能エネルギーの導入実績

(1) 一次エネルギー供給実績

1) 世界全体・OECD加盟国・日本の実績

世界全体、OECD加盟国及び我が国において、一次エネルギー供給全体に対する再生可能エネルギー供給の割合は、それぞれ2013年時点で13.5%、9.0%、4.4%である。世界全体ではこの数値は経年で概ね横ばいであり、OECD加盟国では近年増加の傾向にある。また、供給されている再生可能エネルギーの中では、特にバイオ燃料（固体・液体）・廃棄物の割合が高い（図1-1、図1-3及び図1-5）。世界全体において特にその傾向は顕著である。これは途上国における薪等の非商業用バイオマスの利用が大きな割合を占めるためと推測される。

太陽光発電と風力発電については、世界全体のエネルギー供給量において、過去5年間で毎年およそ2割から3割の増加を記録している（図1-1）。

一方、地熱発電は、太陽光発電、風力発電によるエネルギー供給量が比較的小さい2000年代前半より比較的大きな割合を占めている。特に我が国においてその傾向は顕著である。しかし、地熱によるエネルギー供給は概ね横ばい、もしくは微減傾向にある。

我が国においては2013年において太陽光発電の導入量が前年度から大きく増加している（図1-5）。これはFIT制度の導入により、急激に太陽光発電の普及が進んだためと推測される。

再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量を見ると、世界全体では化石燃料の占める割合がまだまだ高い（図1-2）。これは、OECD加盟国や日本のみで見ても同様である（図1-4及び図1-6）。

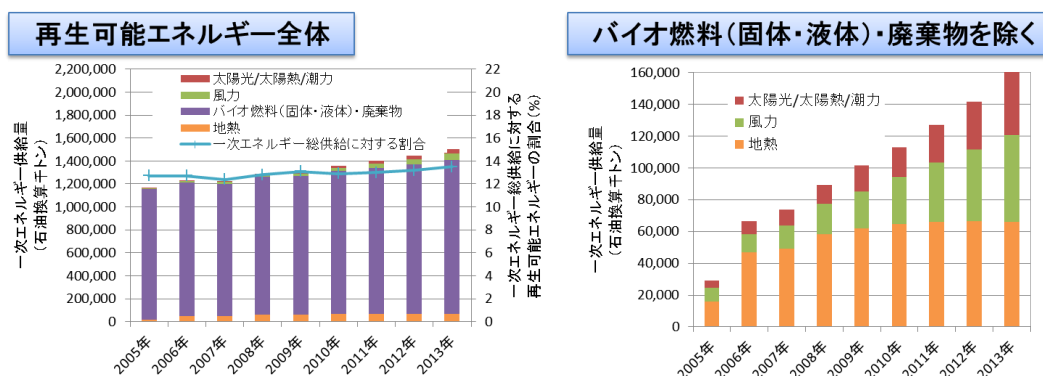


図 1-1 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績（世界全体）

注) エネルギー種の区分は出典に準ずる。再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

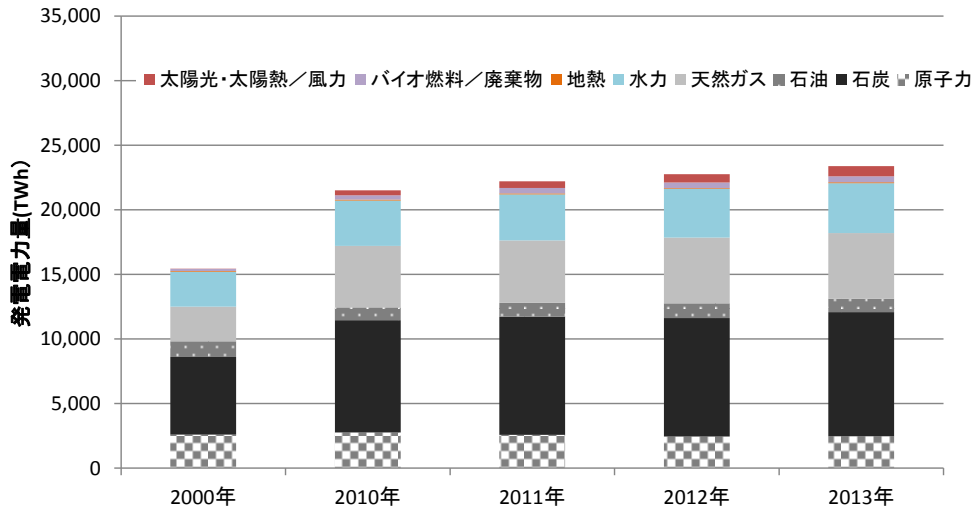


図 1-2 再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量（世界全体）

出典) Electricity Information (IEA)の統計値より作成

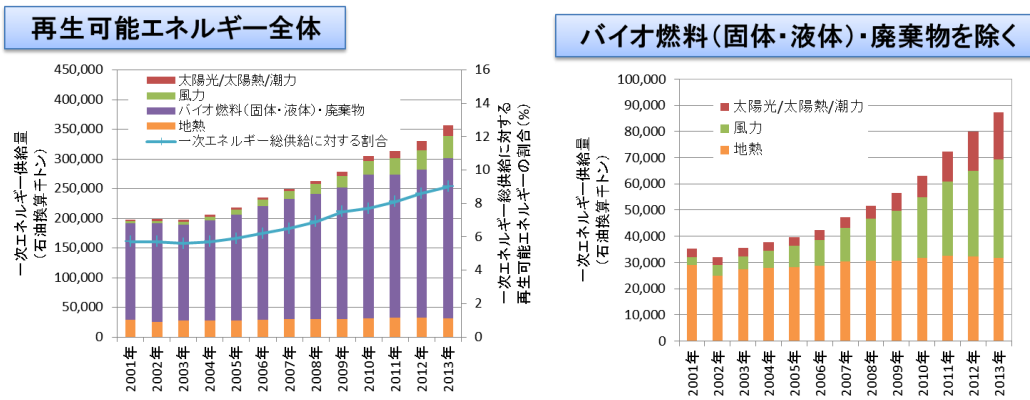


図 1-3 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績（OECD 加盟国）

注) エネルギー種の区分は出典に準ずる。再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

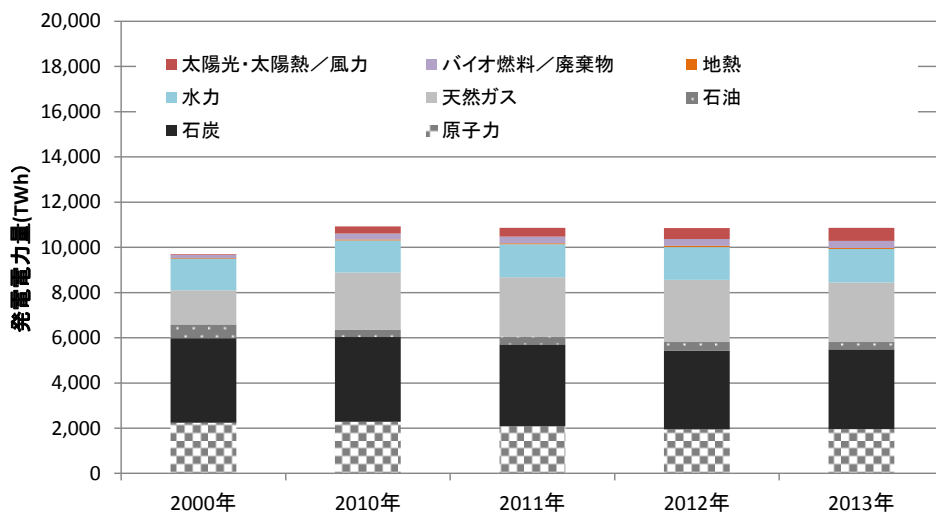
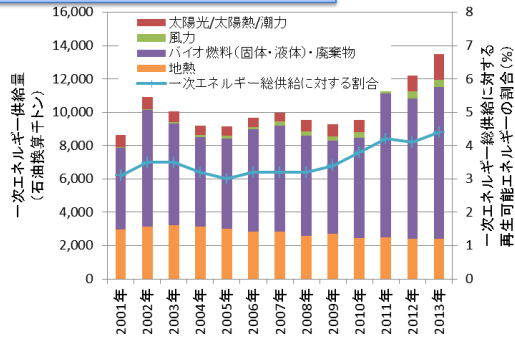


図 1-4 再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量（OECD 加盟国）

出典) Electricity Information (IEA)の統計値より作成

再生可能エネルギー全体



バイオ燃料(固体・液体)・廃棄物を除く

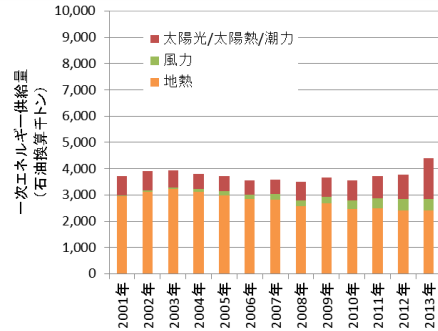


図 1-5 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績 (日本)

注) エネルギー種の区分は出典に準ずる。再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

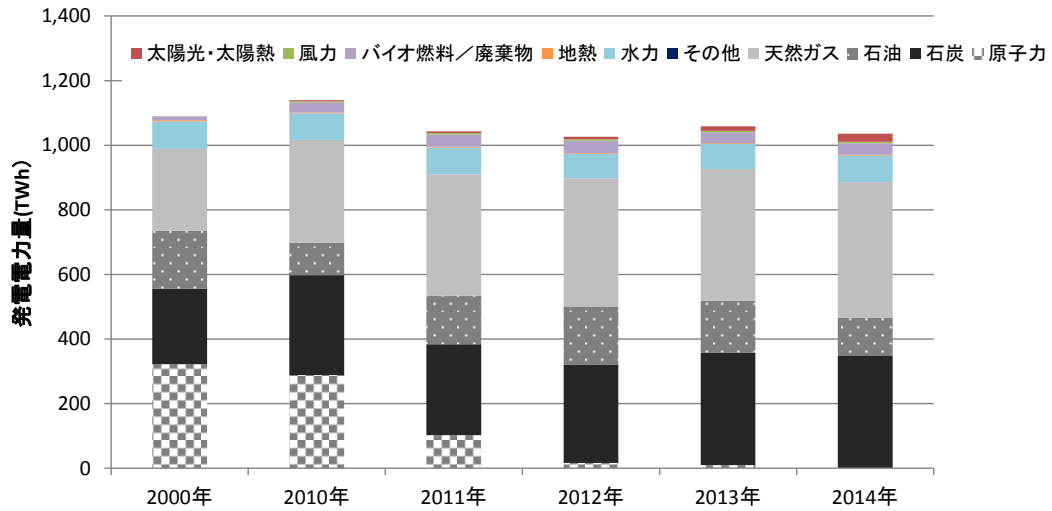


図 1-6 再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量 (日本)

出典) Electricity Information (IEA)の統計値より作成

2) 欧州の実績

EU 全体においては、再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量は増加を続けており、2014年には12.2%に達している。

特にバイオマス・廃棄物が大きな割合を占めるが、近年は太陽光発電、風力発電による一次エネルギー供給の増加が顕著である（図 1-7）。

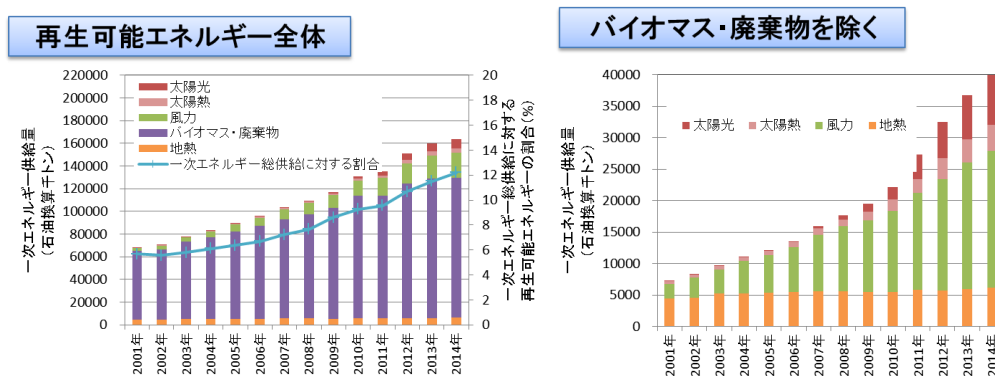


図 1-7 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績（EU）

注) エネルギー種の区分は出典に準ずる。再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出典) Eurostat の統計値より作成

欧州諸国では、各国ともに再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量は増加傾向にあり、ドイツ、英国、スペイン及びイタリアではいずれも過去 10 年で 2 倍以上に増加している。一方でイタリア、デンマークにおいては再生可能エネルギーによる一次エネルギーの供給割合は増加しているものの、供給量自体は減少している。これは両国における一次エネルギーの総供給量が横ばいか減少傾向にあることの影響であると推測される。

また、再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給において、バイオマス・廃棄物の割合が高く、ドイツ、英国では特にその傾向が顕著である（図 1-8）。ドイツ、英国、スペイン、イタリアは太陽光発電、風力発電による一次エネルギー供給が近年増加を始めた点で共通している。スペイン、デンマークでは風力発電が、イタリアでは地熱発電の供給量が 2000 年代において大きな割合を占める点に特徴がある。なお、各国とも太陽光発電による一次エネルギー供給量の割合は小さいが、近年増加傾向にある。

再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量を見ると、特にドイツでは石炭火力の比率が高く、天然ガス火力が少ないことが分かる（図 1-9）。イタリアは原子力発電に依存しない代わりに、天然ガス火力の比率が高い。

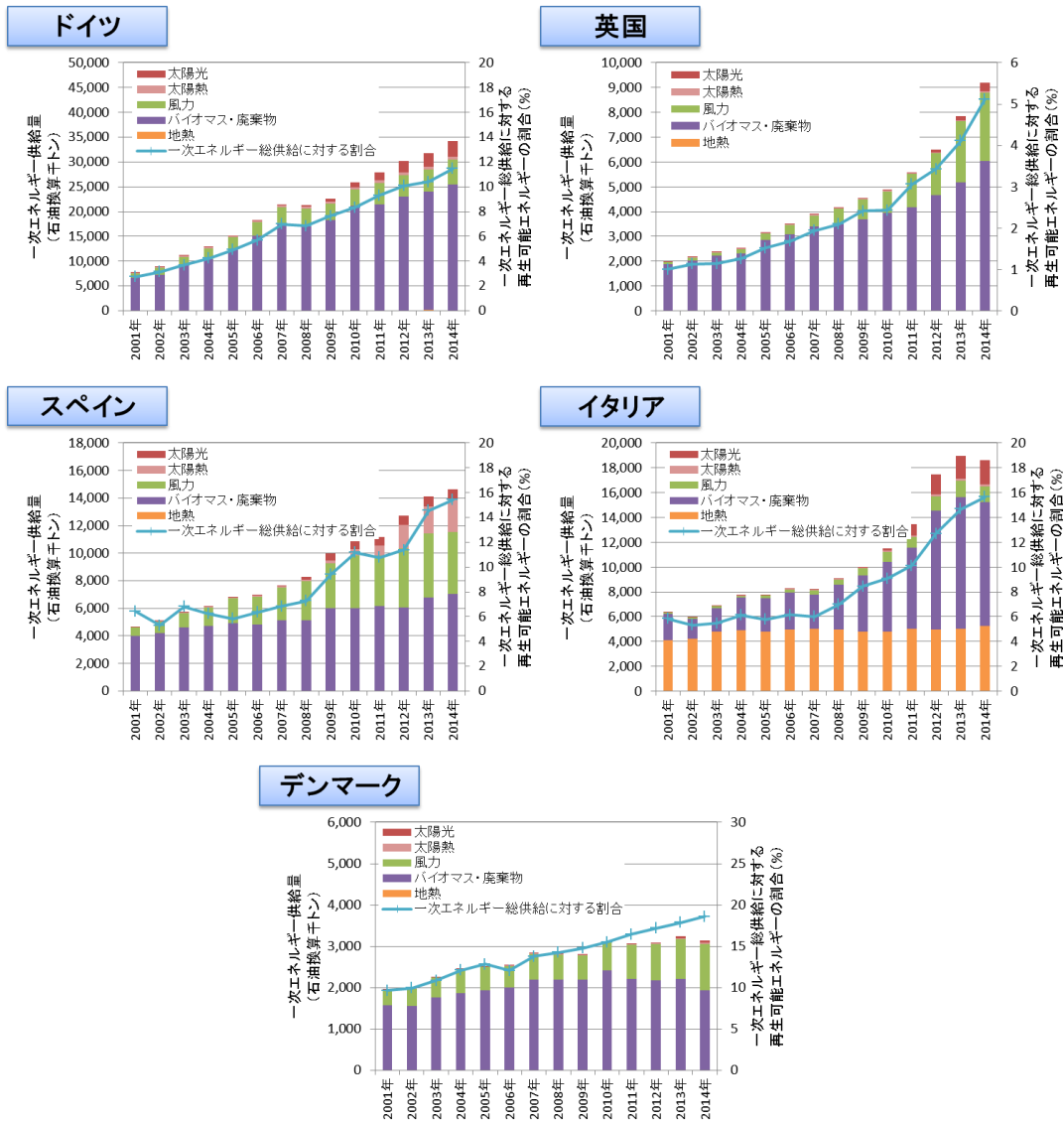


図 1-8 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績
(ドイツ・英国・スペイン・イタリア・デンマーク)

注) エネルギー種の区分は出典に準ずる。再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) デンマークのバイオマスの数値は昨年公表されていた数値から更新されているため、留意。

出典) Eurostat の統計値より作成

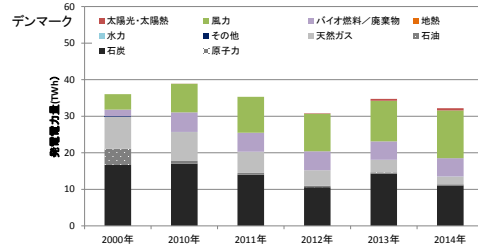
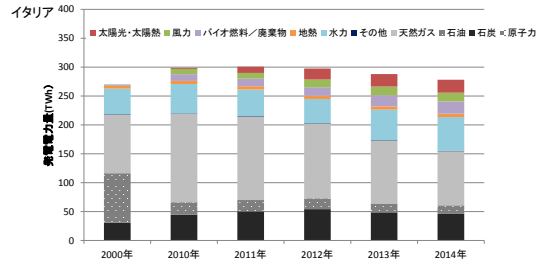
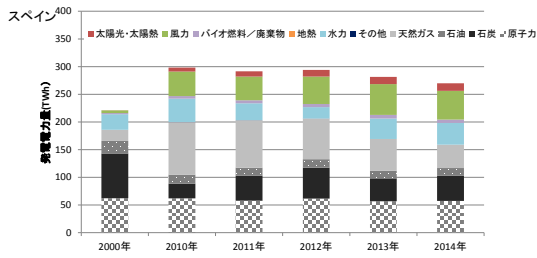
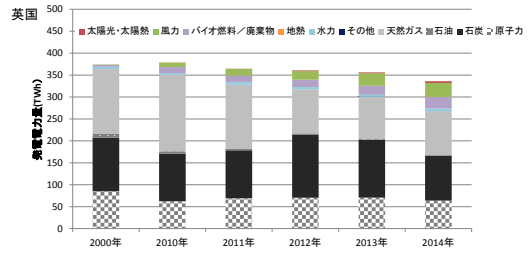
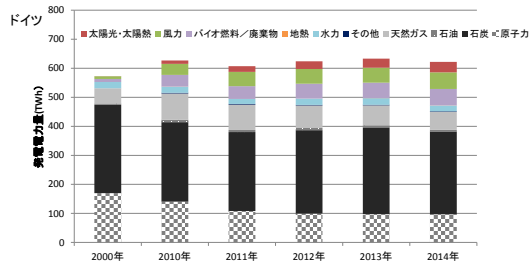


図 1-9 再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量
(ドイツ・英国・スペイン・イタリア・デンマーク)

出典) Electricity Information (IEA)の統計値より作成

3) 米国の実績

米国においては、再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量は増加を続けており、2013年の再生可能エネルギーの占める割合は6.4%である。

特にバイオ燃料（固体・液体）・廃棄物が大きな割合を占めるが、近年は風力発電による一次エネルギー供給の増加が顕著である（図 1-10）。化石燃料等も含めた電源構成に大きな変化はなく、石炭火力と天然ガス火力に依存した電源構成となっている（図 1-11）。

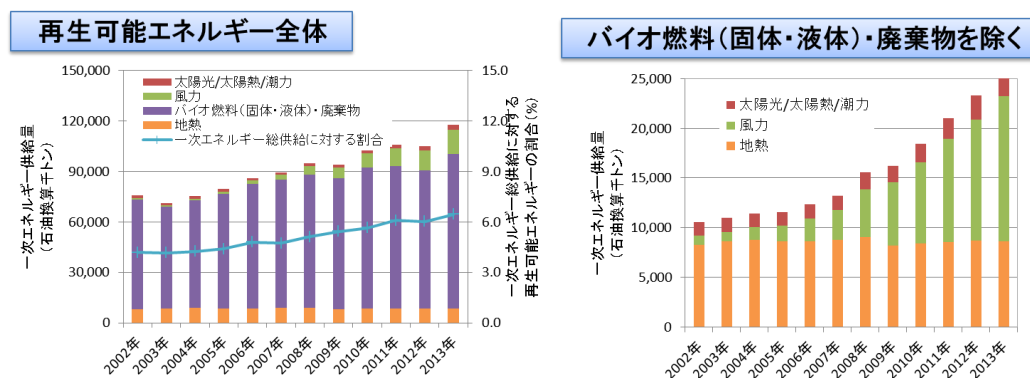


図 1-10 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績（米国）

注) エネルギー種の区分は出典に準ずる。再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

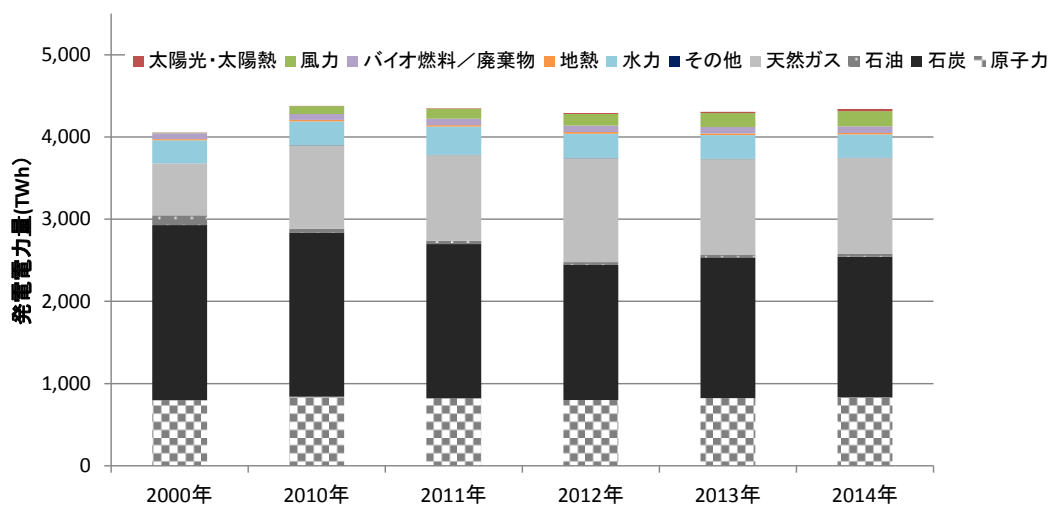


図 1-11 再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量（米国）

出典) Electricity Information (IEA)の統計値より作成

4) アジアの実績

アジア諸国については、再生可能エネルギーによる一次エネルギーの供給量は増加傾向にある。一方で中国、インドの両国においては再生可能エネルギーによる一次エネルギーの供給量の増加率に対して総供給が大きく増加しているため、総供給に対する割合については減少しているが、太陽光発電、風力発電、地熱発電等による一次エネルギー供給が急増している（図 1-12 及び図 1-14）。再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量を見ると、中

国、インドどちらも総量の増加が続いており、石炭火力への依存度が高い状態が続いている（図 1-13 及び図 1-15）。

また、韓国については、再生可能エネルギーによる供給量の割合は小さいものの、近年他の OECD 加盟国と同様に太陽光発電、風力発電による供給量が増加している（図 1-16）。再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量を見ると、石炭火力、原子力及び天然ガス火力が支配的となっている（図 1-17）。

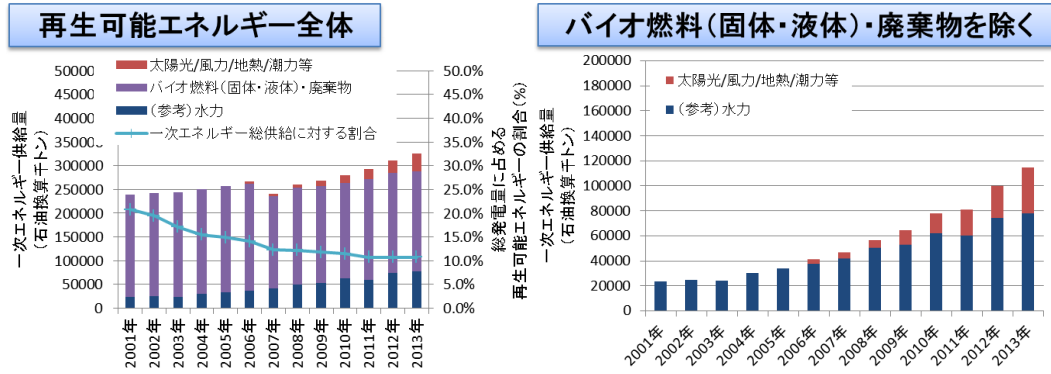


図 1-12 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績（中国）
 注）エネルギー種の区分は出典に準ずる。再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
 出典）Renewables Information (IEA)の統計値（OECD 非加盟国）より作成

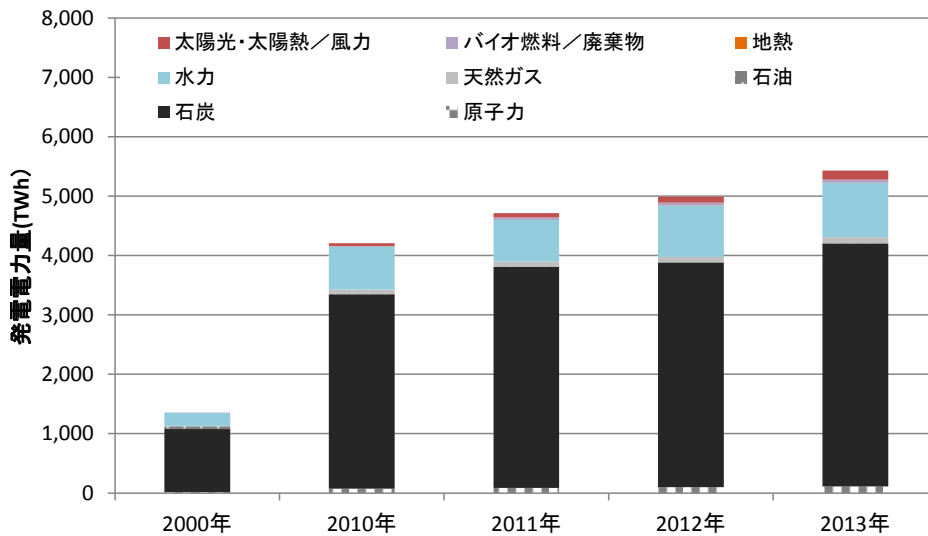


図 1-13 再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量（中国）
 出典）Electricity Information (IEA)の統計値より作成

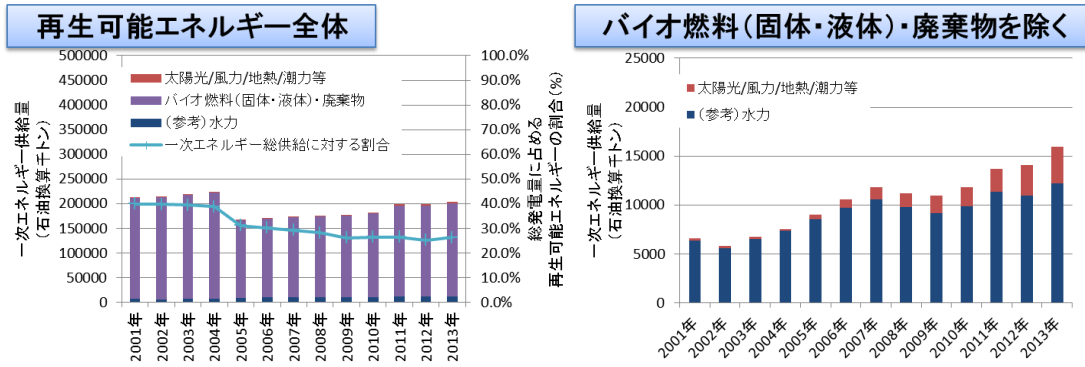


図 1-14 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績 (インド)
 注) エネルギー種の区分は出典に準ずる。再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
 出典) Renewables Information (IEA)の統計値 (OECD 非加盟国) より作成

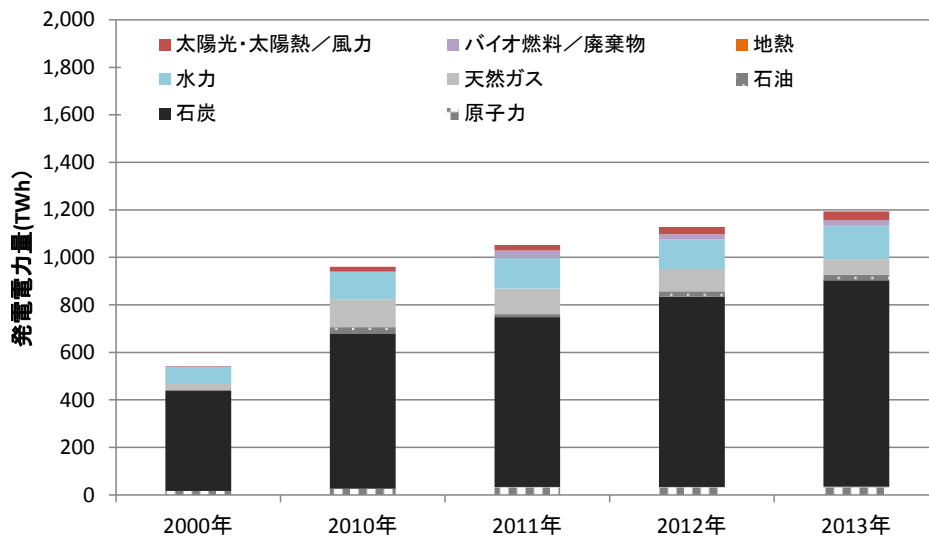


図 1-15 再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量 (インド)
 出典) Electricity Information (IEA)の統計値より作成

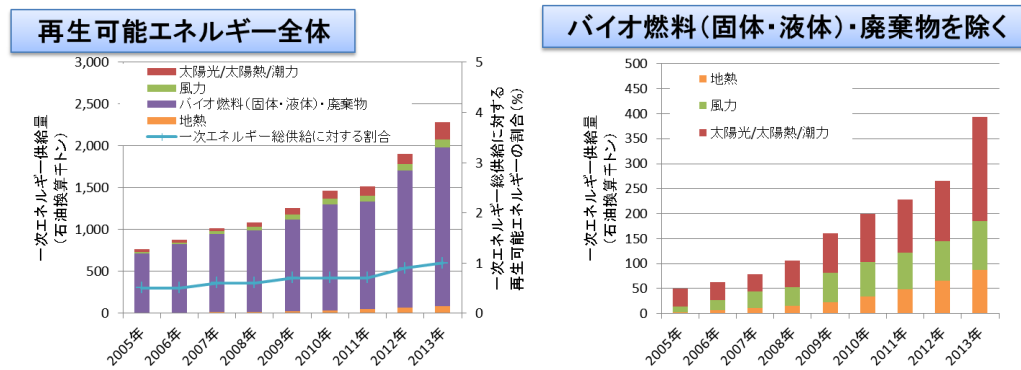


図 1-16 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績 (韓国)
 注) エネルギー種の区分は出典に準ずる。再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
 出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

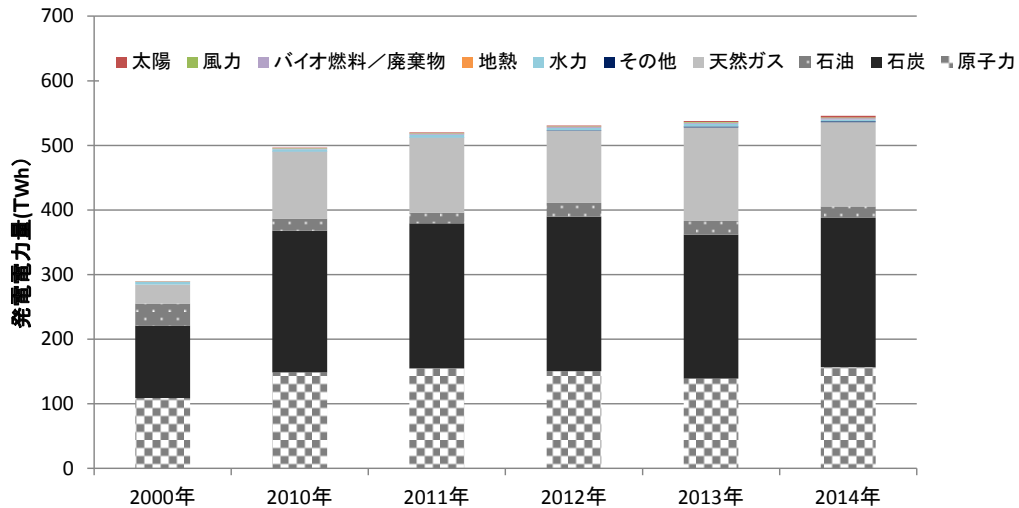


図 1-17 再生可能エネルギー以外も含めた発電電力量 (韓国)

出典) Electricity Information (IEA)の統計値より作成

5) 各国の再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給実績の比較

各国の一次エネルギー総供給に対する再生可能エネルギーの割合を図 1-18 に示す。欧州諸国の中でも特にドイツ、スペイン、イタリア、デンマークでは一次エネルギー総供給に対する再生可能エネルギーの割合が高い。また、各国とも再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の中ではバイオマス・廃棄物の割合が高い。

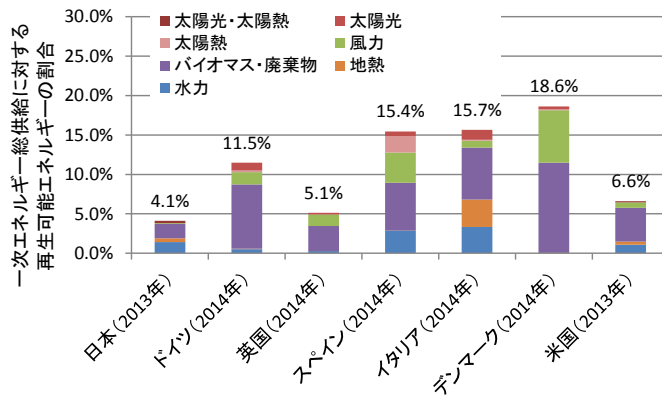


図 1-18 各国の再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給実績

出典) Eurostat、Renewables Information (IEA)の統計値より作成

(2) 再生可能エネルギー電気導入実績

1) 世界の再生可能エネルギー電気導入実績

世界全体の総発電量に占める再生可能エネルギーの割合は、年毎の増加率は小さいものの近年着実に増加しており、2013年には21.9%に達した。

世界における再生可能エネルギー電気の導入割合は2006年以降増加を続けている。太陽光発電の設備容量、発電量は近年大きく増加しており、2011年から2012年の間には発電量が約1.4倍に増加している（図1-19及び図1-20）。

風力発電の発電量は、2000年代前半より堅調な伸びを示し、過去5年では毎年2割～4割ずつ増加している。

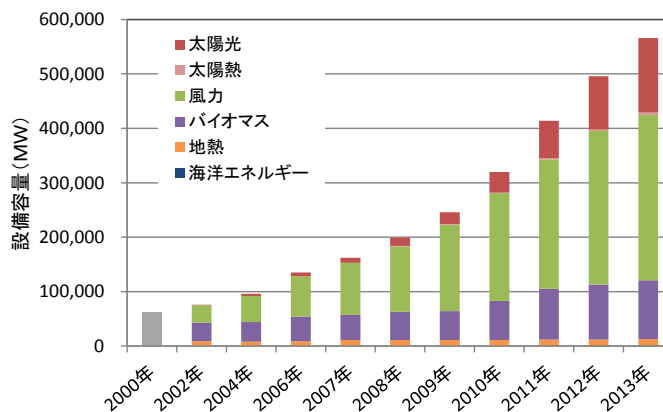


図 1-19 世界の再生可能エネルギー発電設備容量

注) 設備容量の2000年のみ水力以外の再生可能エネルギー設備容量で表示
出典) World Energy Outlook (IEA)の統計値より作成

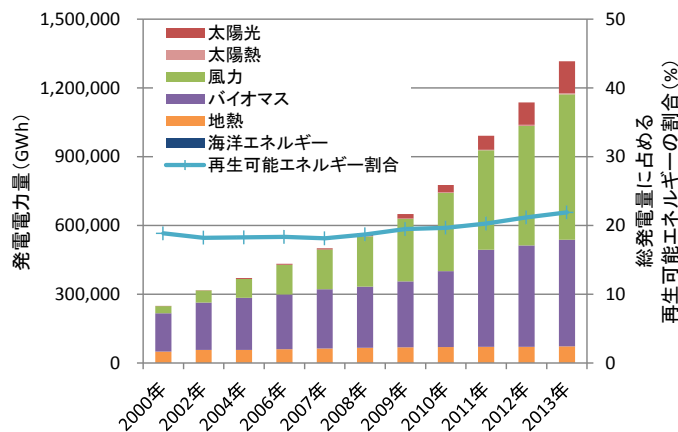


図 1-20 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
出典) World Energy Outlook (IEA)の統計値より作成

2) OECD 加盟国の再生可能エネルギー電気導入実績

OECD 加盟国では総発電量に占める再生可能エネルギー割合が近年増加の傾向にあり、2000 年代中盤の 16%程度から 2013 年には約 21%に増加している。太陽光発電の伸びが世界全体と比べても顕著であり、2012 年から 2013 年の間には設備容量が約 1.3 倍、発電電力量が 1.3 倍に増加している（図 1-21 及び図 1-22）。風力発電は、世界全体の傾向と同様に 2000 年代前半より堅調な伸びを示し、毎年設備容量について約 1 割～3 割、発電電力量について 2 割～4 割ずつ増加している。

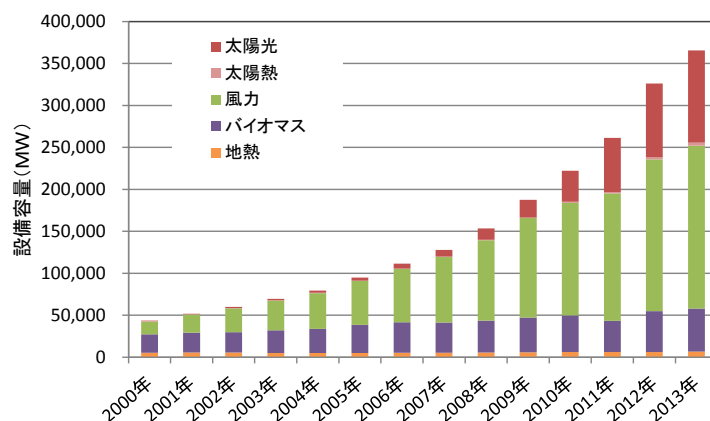


図 1-21 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる設備容量

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

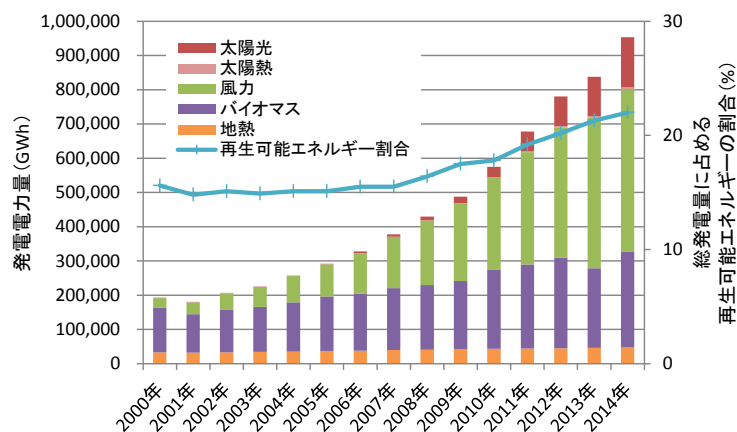


図 1-22 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

注) 2012 年発電量、再生可能エネルギー割合は IEA 推計値

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

3) 日本の再生可能エネルギー電気導入実績

総発電量に占める再生可能エネルギー比率は10%程度の水準を維持している(図 1-24)。

設備容量の増加率は風力発電で低下の傾向にあり、伸びが鈍化している(図 1-23)。一方、太陽光発電は2002年の約40%から2008年にかけて約20%まで低下したが、2010年に再び約40%に回復して、2012年まで同水準を保っている。

また、経済産業省は2012年7月の固定価格買取制度開始後の再生可能エネルギー電気設備の認定状況を表 1-1 のように公表している。これまでのところ、太陽光発電の伸びが顕著である一方、風力発電、中小水力発電、バイオマス発電及び地熱発電の伸びは大きくない。制度開始後から2015年6月末時点で新たに運転を開始した設備は約2,156.0万kWである。

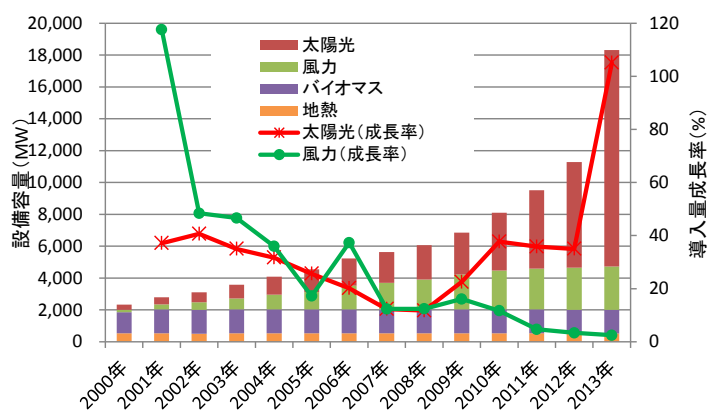


図 1-23 日本の再生可能エネルギーによる設備容量

出典) Renewables Information (IEA)の統計値、

IEA-PVPS : 「Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2013」、2014

NEDO : 「日本における風力発電設備・導入実績」、2015 より作成

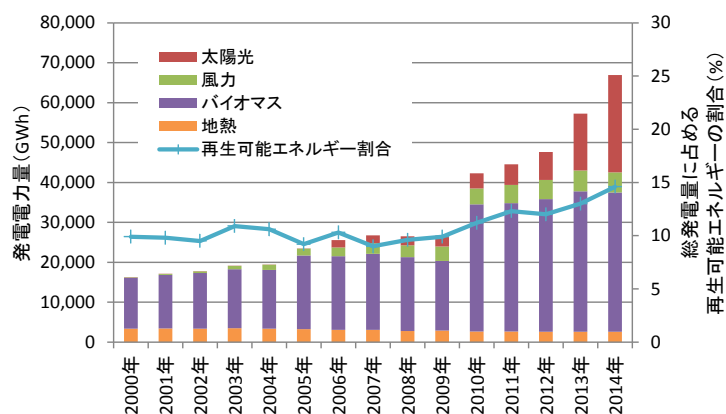


図 1-24 日本の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2014年発電量、再生可能エネルギー割合はIEA推計値

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

表 1-1 固定価格買取制度開始後の状況について

設備導入量(運転を開始したもの)		
	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後
	平成24年6月末までの 累積導入量	平成24年度7月～平成27年度6月末まで の導入量
太陽光(住宅)	約470万kW	332.4万kW
太陽光(非住宅)	約90万kW	1,745.3万kW
風力	約260万kW	34.8万kW
中小水力	約960万kW	0.9万kW
バイオマス	約230万kW	10.5万kW
地熱	約50万kW	32.1万kW
合計	約2,060万kW	2,156.0万kW

出典) 経済産業省：「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会」第3回資料1、2015、

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/saisei_kanou/pdf/003_01_00.pdf より作成

4) EUの再生可能エネルギー電気導入実績

再生可能エネルギーによる設備容量、発電電力量ともに2000年代前半以降急激に拡大している(図1-25、図1-26)。再生可能エネルギー電気の中でも特に風力発電の導入拡大が顕著であり、次いで太陽光・太陽熱、バイオガス・液体バイオマスによる発電が拡大している。

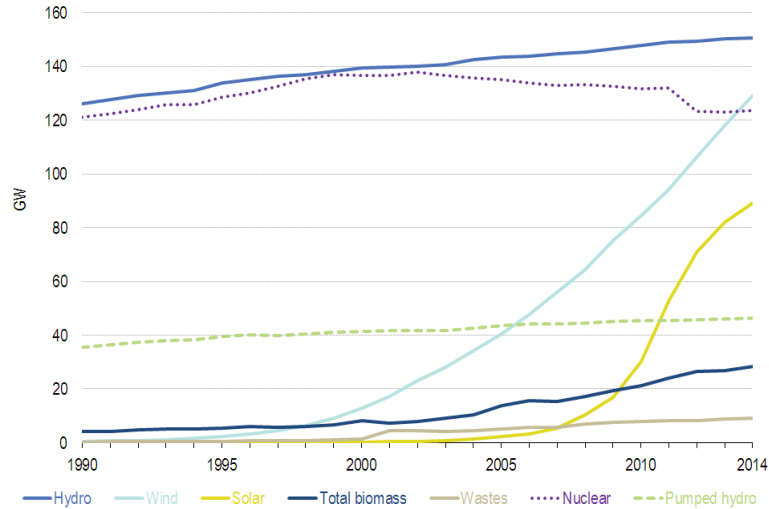


図 1-25 EUの再生可能エネルギー等による設備容量

出典) Eurostat

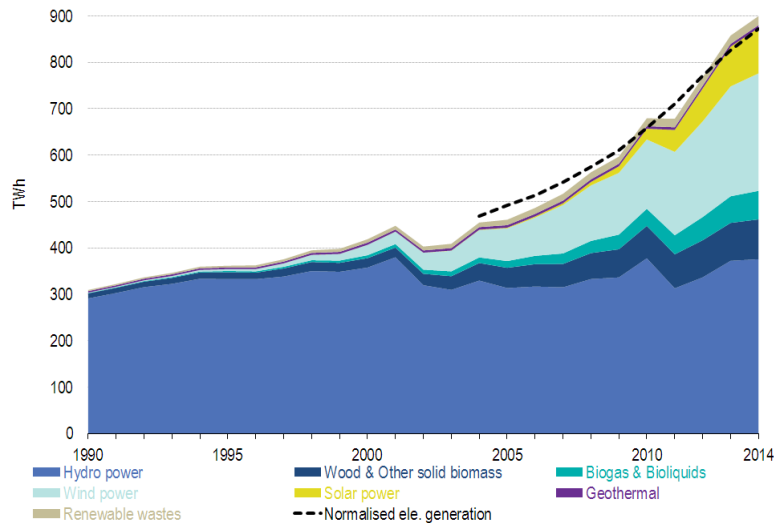


図 1-26 EUの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 調整後の発電量とは、水力及び風力の発電電力量をEUの再生可能エネルギー指令¹で指示する算出方法に従って調整した発電量

出典) Eurostat

¹ European Commission : 「Directive 2009/28/EC」、2009、<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?aj=MyqTHQW42xG1VK9VvRWpz6nlrQVW79hxZJt6gwyCPfk2T1ggyL!1575249101?uri=CELEX:32009L0028>

EUは2009年、2020年にEUの最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を20%にまで引き上げると目標に定めた。2014年までの最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合は図1-27の通りであり、2014年には16.0%まで増加している。

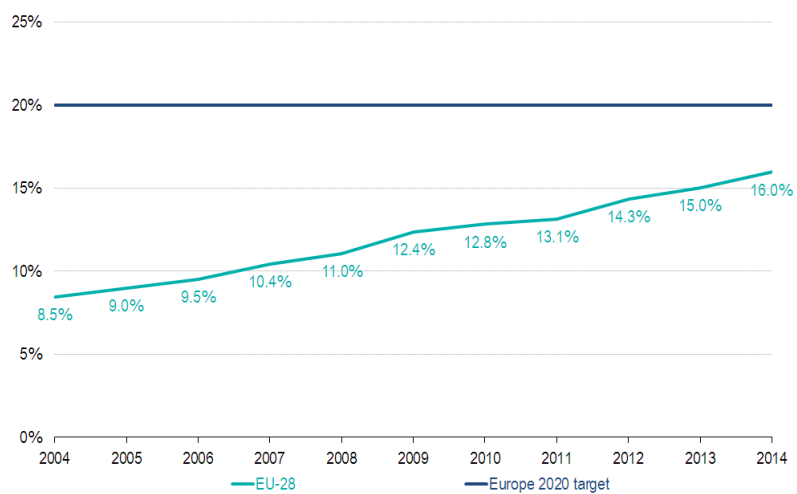


図 1-27 EU の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合
出典) Eurostat

5) ドイツの再生可能エネルギー電気導入実績

総発電量に占める再生可能エネルギー割合は増加を続けており、2013年に25%を超えている（図 1-29）。

ドイツは National Renewable Energy Action Plan（NREAP）において2020年に消費電力に占める再生可能エネルギーの割合を38.6%とする目標を掲げている。²また、エネルギーコンセプト2010（連邦政府 Bundesregierung）では総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合を2020年に35%、2030年に50%、2040年に65%、2050年に80%とする見通しが示されている³。

太陽光発電の設備容量増加が顕著であり、40%以上の増加を継続してきたが、近年伸びが鈍化傾向にある（図 1-28）。風力発電は設備容量の伸びが鈍化しており、導入量成長率は2001年の約40%から2014年には約13%に減少している。

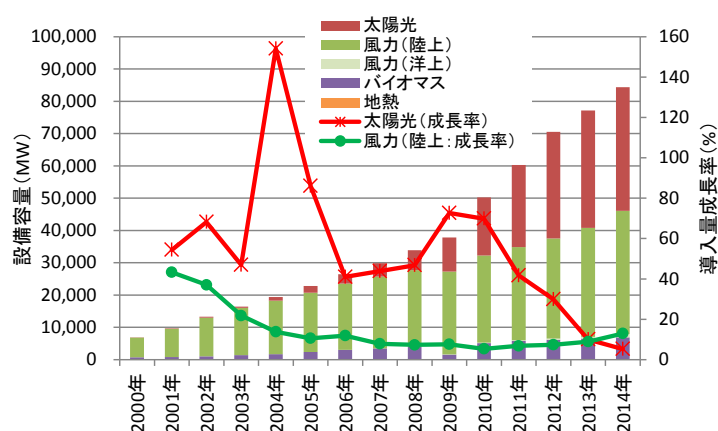


図 1-28 ドイツの再生可能エネルギーによる設備容量

出典) BMWi : 「Renewable Energy Sources in Figures」、2015より作成

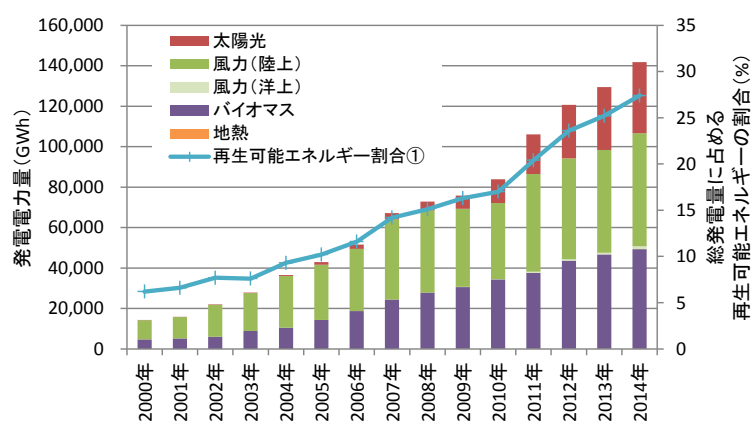


図 1-29 ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出典) BMWi : 「Renewable Energy Sources in Figures」、2015より作成

² ドイツ政府 : 「National Renewable Energy Action Plan」、2010

³ ドイツのエネルギーヴェンデ（Energiewende）政策については0を参照のこと。

6) 英国の再生可能エネルギー電気導入実績

総発電量に占める再生可能エネルギー割合は 2000 年代中盤から 2013 年まで増加を続けている（図 1-31）。英国は National Renewable Energy Action Plan（NREAP）において、2020 年の再生可能エネルギーによる発電量の割合を 31%とする目標を掲げている。⁴

太陽光発電は近年急激に伸びており、設備容量・発電電力量ともに増加している。2013 年に 2,851MW だった設備容量は 2014 年に 5,377MW へと拡大している（図 1-30）。

風力発電の拡大も続いており、2014 年においても陸上・洋上を併せた設備容量の導入量成長率は 16%を記録している。発電電力量ベースでは 2013 年から 2014 年に約 13%の増加を記録した。

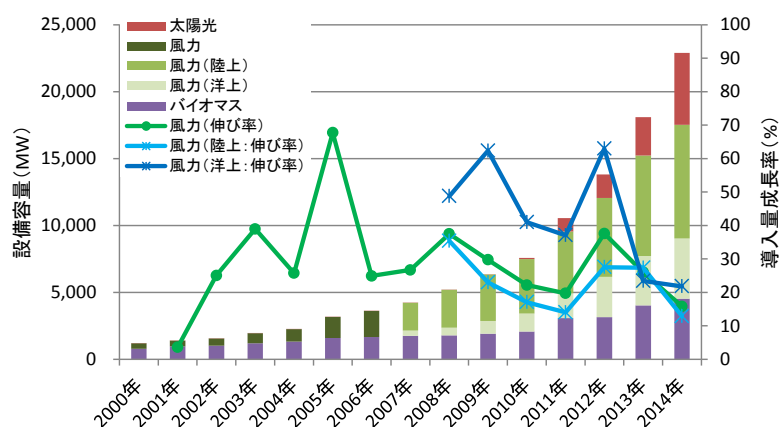


図 1-30 英国の再生可能エネルギーによる設備容量

出典) 英国エネルギー・気候変動省統計値より作成

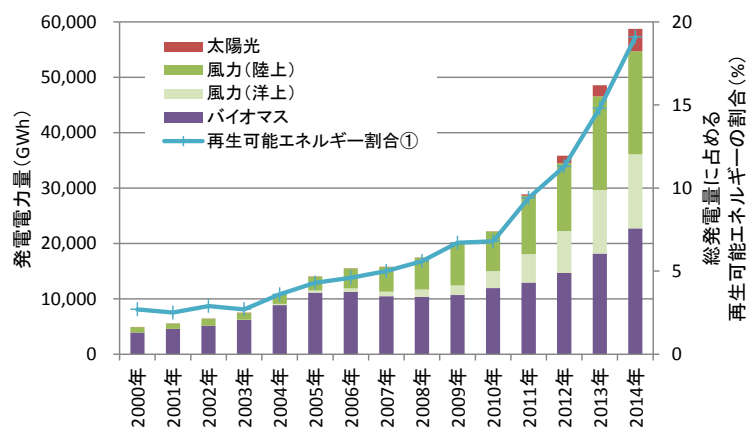


図 1-31 英国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出典) 英国エネルギー・気候変動省統計値より作成

⁴ 英国政府：「National Renewable Energy Action Plan」、2010、
http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

7) スペインの再生可能エネルギー電気導入実績

総発電量に占める再生可能エネルギーの割合は近年上昇の傾向にあり、2014年には約40%である。スペインは National Renewable Energy Action Plan (NREAP) において、2020年の消費電力に占める再生可能エネルギーの割合を40%とする目標を掲げている⁵。

風力発電は過去10年間増加の傾向が続き、設備容量、発電電力量ともに再生可能エネルギー導入量の中で大きな割合を占める(図1-32及び図1-33)。太陽光発電は設備容量が2007年と2008年に300%以上の伸びを示したが、2008年末の世界金融危機と買取価格の引き下げの影響、さらに2009年の発電電力の買取対象の発電設備に対する年間上限枠の設定を受け、増加率が大幅に低下している。2008年の単年導入量が約2,700MWであるのに対し、2011年、2012年、2013年の単年導入量はそれぞれ約430MW、約290MW、約120MWである。

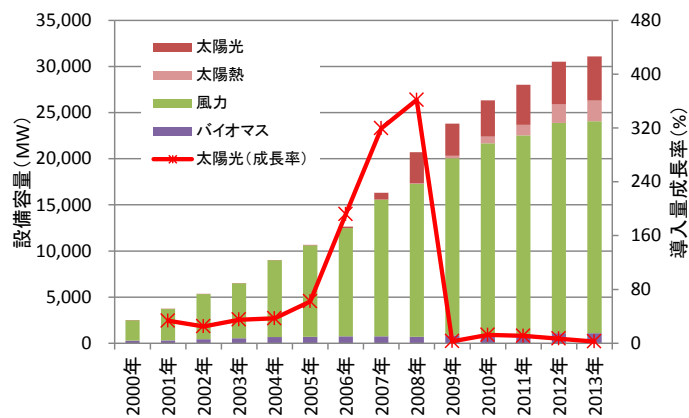


図 1-32 スペインの再生可能エネルギーによる設備容量

出典) Renewables Information (IEA)統計値より作成

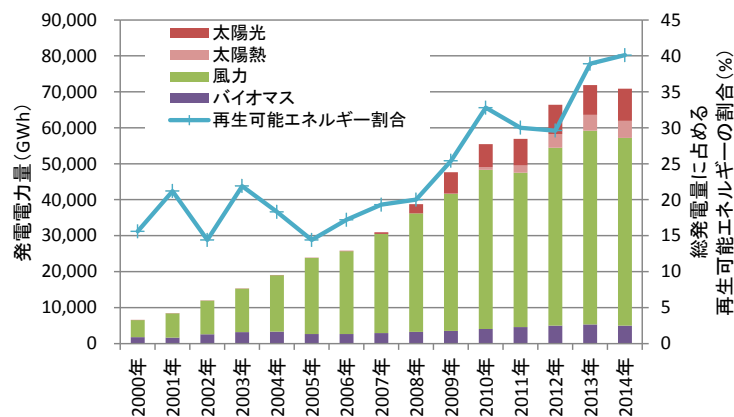


図 1-33 スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2014年発電量、再生可能エネルギー割合は IEA 推計値

出典) Renewables Information (IEA)統計値より作成

⁵ スペイン政府：「National Renewable Energy Action Plan」、2010、
http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

8) イタリアの再生可能エネルギー電気導入実績

総発電量に占める再生可能エネルギー割合は近年増加の傾向にあり 2012 年には約 30% である (図 1-35)。イタリアは National Renewable Energy Action Plan (NREAP) において、2020 年の消費電力に占める再生可能エネルギーの割合を 26.39% とする目標を掲げており、すでに目標達成に十分な再生可能エネルギー電気の供給が実現されている⁶。

太陽光発電の設備容量は 2007 年以降 90% 以上の増加を続け、2011 年に 9,303MW の急激な伸びを示したが、2012 年には急激に伸びが鈍化した (図 1-34)。これは、2010 年末までに設置され、2011 年半ばまでに系統連系された太陽光発電システムに対して固定価格買取制度の価格が優遇されたことが要因である。2011 年の太陽光発電設備が予想以上に大量導入された結果、2012 年以降太陽光発電に対する支援が手薄になったことが、2012 年以降の伸びの鈍化の背景であると考えられる。

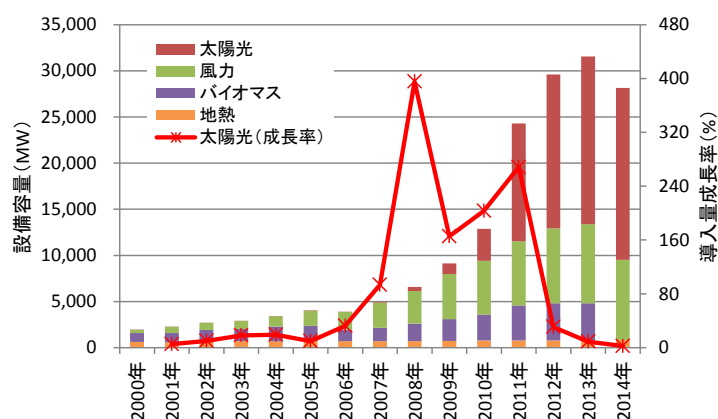


図 1-34 イタリアの再生可能エネルギーによる設備容量

出典) GSE : 「Energia da fonti rinnovabili in Italia」、2016 より作成

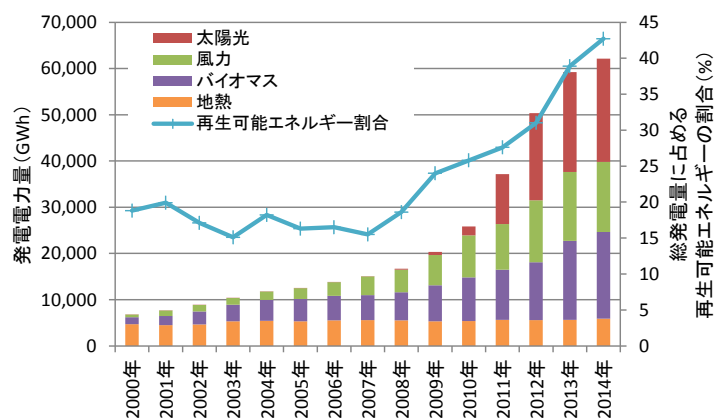


図 1-35 イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2011 年のバイオマス発電量、再生可能エネルギー割合は IEA 推計値

出典) GSE : 「Energia da fonti rinnovabili in Italia」、2016、Renewables Information (IEA) 統計値より作成

⁶ イタリア政府 : 「National Renewable Energy Action Plan」、2010

9) デンマークの再生可能エネルギー電気導入実績

総発電量に占める再生可能エネルギー割合は近年増加の傾向にあり 2012 年には約 50% である (図 2-26)。デンマークは National Renewable Energy Action Plan (NREAP) において、2020 年の消費電力に占める再生可能エネルギーの割合を 51.9% とする目標を掲げており、既に目標達成に近い水準で再生可能エネルギー電気の供給が実現されている⁷。

デンマークにおける再生可能エネルギー電気のほとんどは風力発電によるものであり、2000 年代前半から設備容量、発電電力量ともに再生可能エネルギー導入量の中で大きな割合を占める (図 1-36、図 2-26)。風力発電の導入量は 2000 年代前半から 2013 年に至るまで増加を続けている。

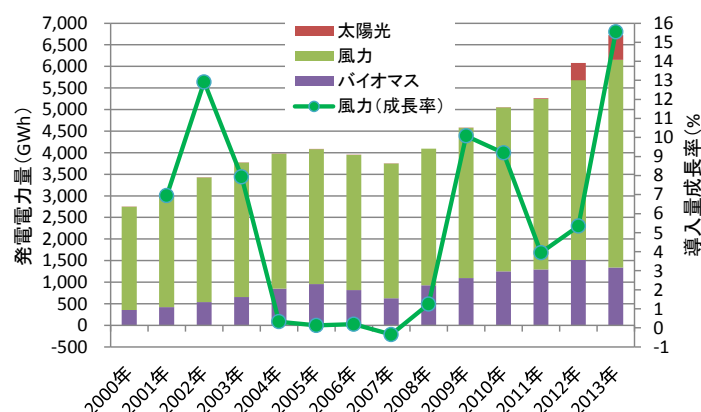


図 1-36 デンマークの再生可能エネルギーによる設備容量

出典) Renewables Information (IEA)統計値より作成

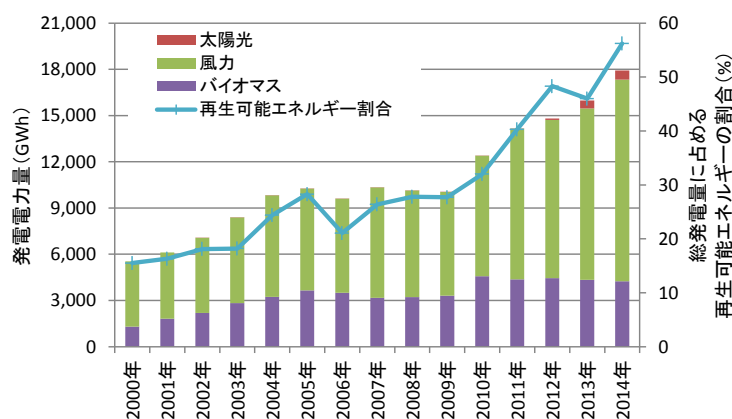


図 1-37 デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2014 年発電量、再生可能エネルギー割合は IEA 推計値

出典) Renewables Information (IEA)統計値より作成

⁷ デンマーク政府：「National Renewable Energy Action Plan」、2010

10) 米国の再生可能エネルギー電気導入実績

総発電量に占める再生可能エネルギー割合は近年増加の傾向にあり 2014 年には約 13% である (図 1-39)。

米国では特に再生可能エネルギーの中でも風力発電の占める割合が設備容量、発電電力量ともに高い (図 1-38、図 1-39)。設備容量については 2000 年代を通して、概ね 20% 以上の増加を継続していたが、2012 年以降は横ばいである。また、2000 年代後半以降、特に太陽光発電の設備容量が急激に増加しており、2014 年における増加率は 75% を超えていたが、2015 年における増加率は 30% と鈍化している。

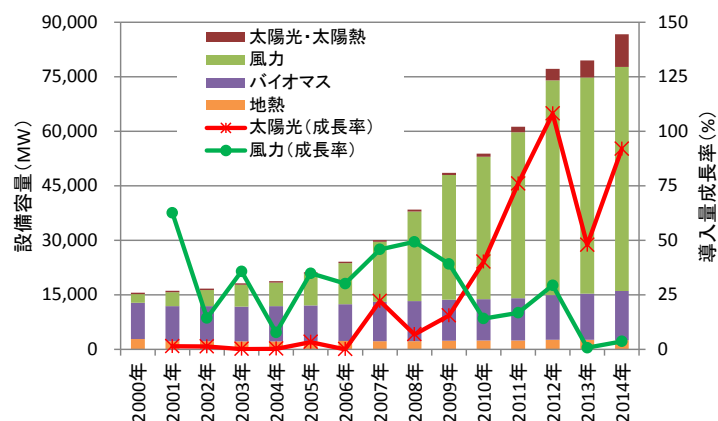


図 1-38 米国の再生可能エネルギーによる設備容量

出典) EIA (U.S. Energy Information Administration) 統計値より作成

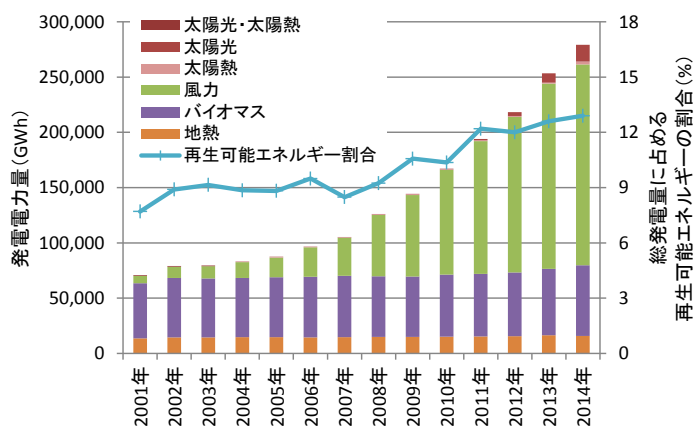


図 1-39 米国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出典) EIA (U.S. Energy Information Administration) 統計値より作成

11) 各国の再生可能エネルギー電気導入実績の比較

各国の総発電量に対する再生可能エネルギーの割合を図 1-40 に示す。我が国においては、従来から存在する水力発電の比率が大きく、太陽光発電や風力発電の比率は比較的小さい現状にある。一方、欧州諸国及び米国では、太陽光発電や風力発電が高い割合を占めている。

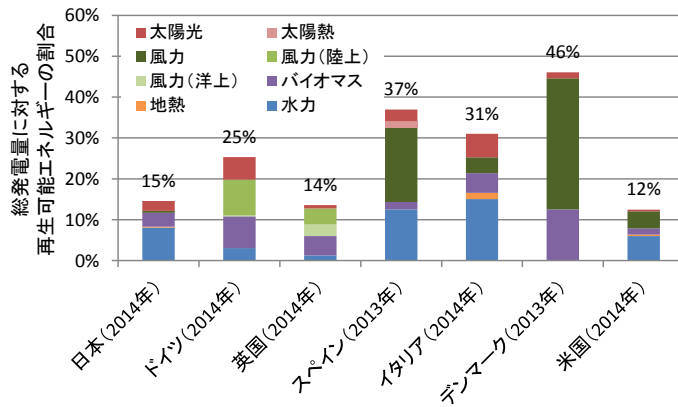


図 1-40 各国の再生可能エネルギーによる発電実績

出典) Renewables Information (IEA) 統計値、英国エネルギー・気候変動省統計値、EIA (U.S. Energy Information Administration) 統計値

BMW: 「Renewable Energy Sources in Figures」、2015、

GSE: 「Energia da fonti rinnovabili in Italia」、2016、より作成

(3) 電力分野における CO2 排出量の近年の推移とその要因分析

欧米主要国における電力分野における排出係数の推移をみると、イタリア、スペイン、米国では 2000 年と比較して近年低下傾向が見られる。

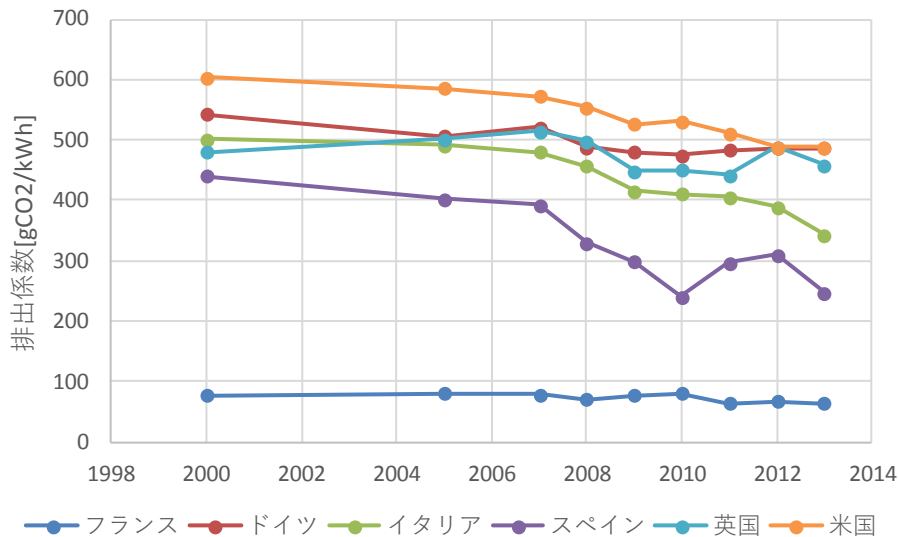


図 1-41 欧米主要国の電気の排出係数の推移

出典) CO2 emissions from fuel combustions (IEA) 統計値

これらの国の発電電力量構成の推移をみると、イタリアは石油から天然ガスへのシフト

を進め、かつ近年は再生可能エネルギーを拡大させていることで改善を進めていると考えられる。スペインも急増する電力需要に対して天然ガスと再生可能エネルギーを拡大させている。米国はシェールガスの開発が進んだことで、石炭から天然ガスへのシフトが進んでいることが、排出係数の改善に繋がっていると考えられる。

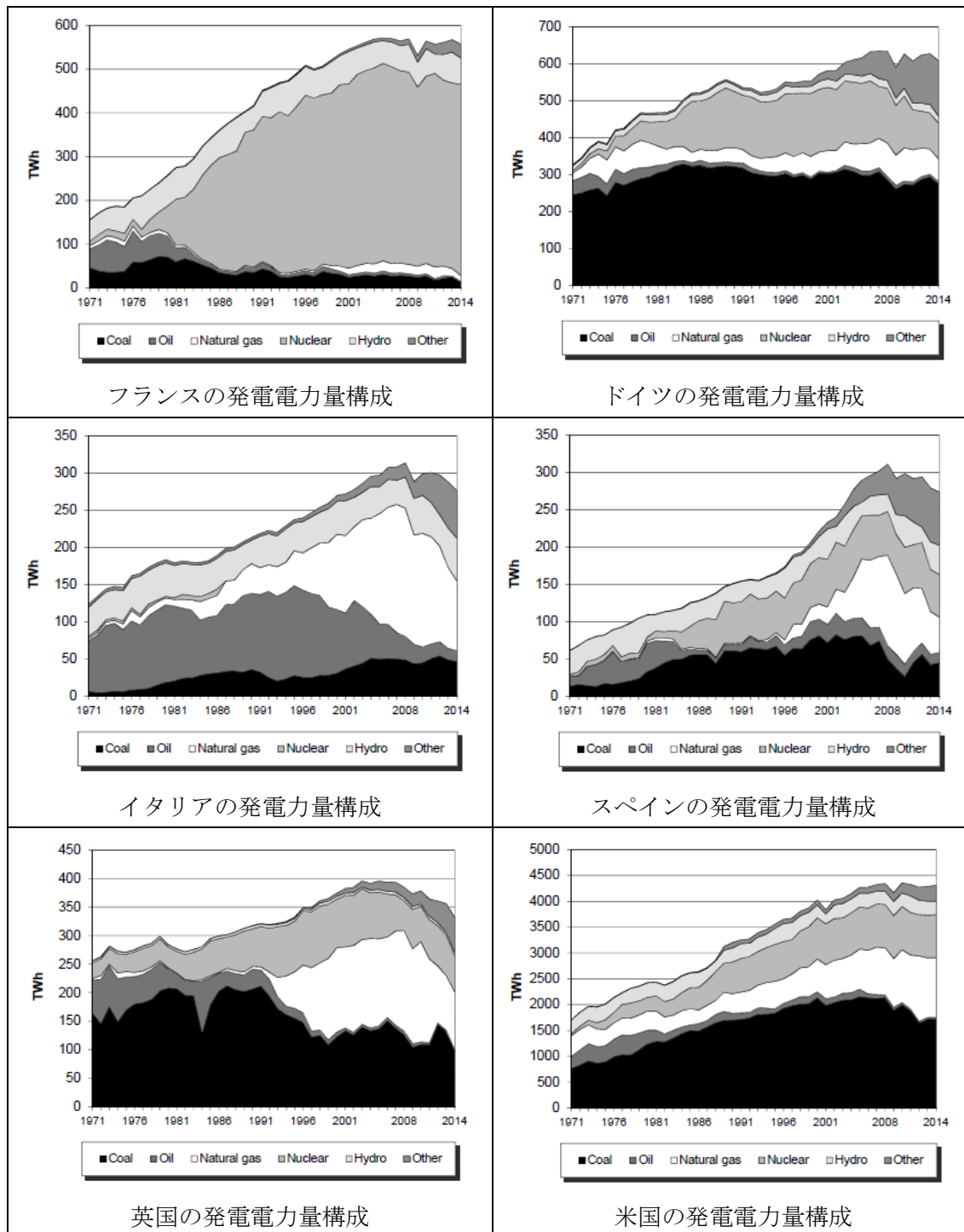


図 1-42 欧米主要国の発電電力量構成の推移

出典) Electricity Information (IEA) 統計値

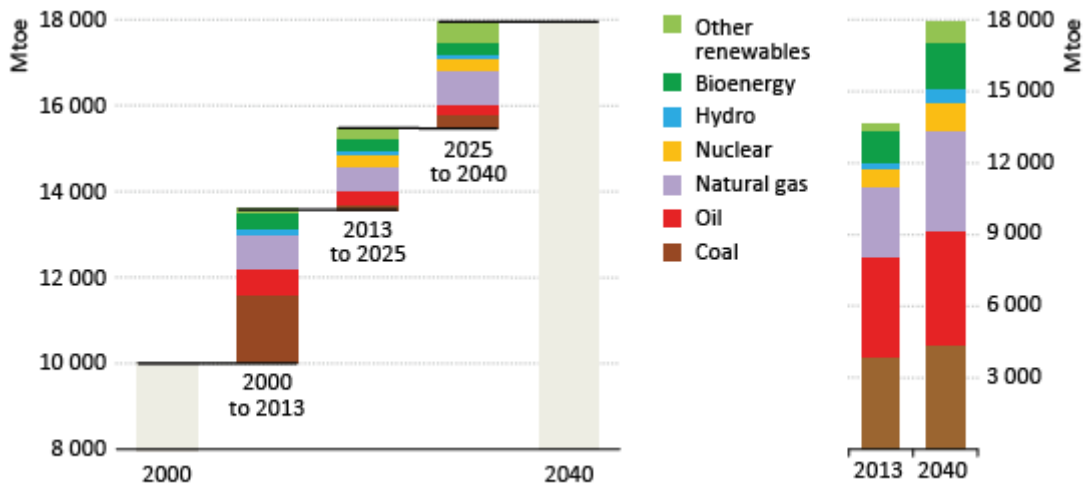
1.1.2 諸外国における再生可能エネルギーの普及見通し

(1) 世界全体の見通し

IEA の World Energy Outlook 2015 の New Policies Scnario では、2040 年に向けた一次エネルギー需要の増加のうち、再生可能エネルギーは 34% と最も比率が高い (図 1-43)。水力以外の再生可能エネルギーと天然ガスは 2025 年以降導入が加速化するとされている。

発電設備容量ベースで今後最も導入が進むのは再生可能エネルギー発電であり、New Policies Scnario では 2014 年時点でのシェア 30% から 2040 年には 44% まで拡大する (図 1-44)。

発電電力量ベースでは、2040 年には総発電電力量のうちおよそ 1/3 が再生可能エネルギー由来になるとされている (図 1-45)。風力と太陽光による発電は、2013 年には 3% のシェアであるが、2040 年には 15% まで増えるとされている。



Note: The level of nuclear in 2013 was slightly lower than in 2000.

図 1-43 New Policies Scenario における世界の燃料別一次エネルギー需要の見通し

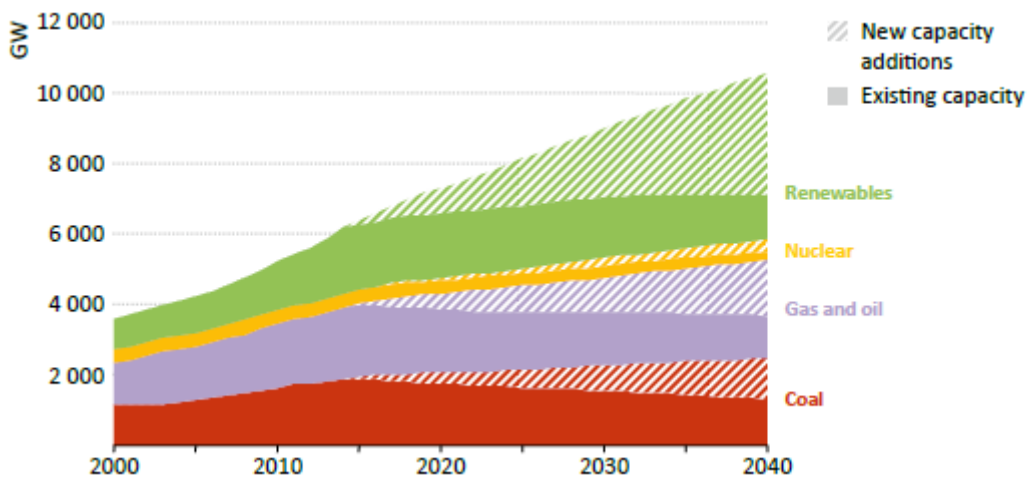


図 1-44 New Policies Scenario における世界の電源種別設備容量の見通し

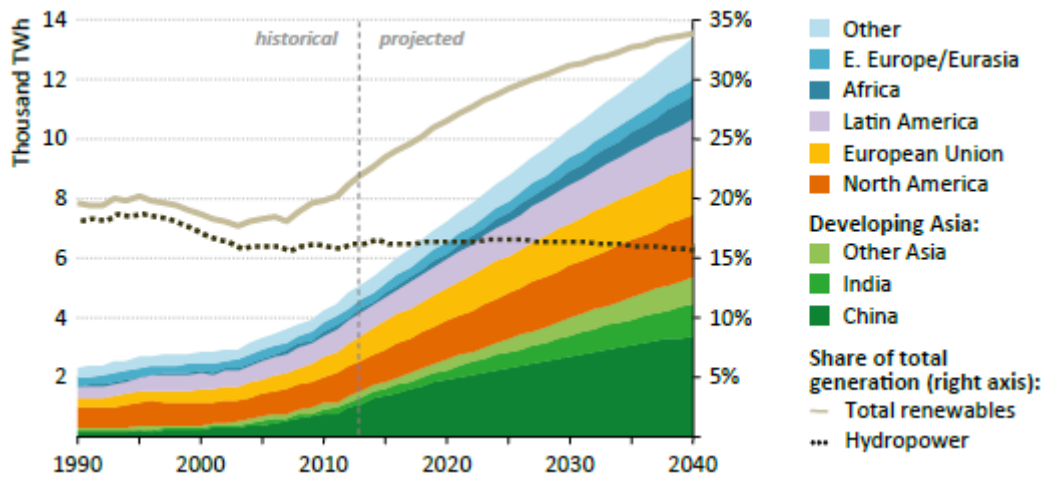


図 1-45 New Policies Scenario における世界の地域別再生可能エネルギー発電の見通し

(2) 欧州の見通し

EU では、EU 再生可能エネルギー指令にて 2020 年までに EU における再生可能エネルギー比率を全設備容量の 20%とする目標が示されており、目標達成に向けた各国の再生可能エネルギーの導入目標、導入見通しが欧州委員会の 2011 年 12 月発効のロードマップ（EU Energy Roadmap 2050）内で示されている。

EU Energy Roadmap 2050 では、2050 年に向けて想定される政策シナリオ毎にエネルギーの供給構造の見通しが示されている。図 1-46 に Reference scenario（リファレンスシナリオ）、High RES scenario（再生可能エネルギー高比率シナリオ）における再生可能エネルギーによる設備容量の見通しを示す。また、再生可能エネルギーによる発電電力量についてはシナリオ毎の詳細は示されていないため、エネルギー生産量⁸の見通しを図 1-47 に示す。Reference scenario、High RES scenario とともに太陽光、風力を中心に再生可能エネルギーの設備容量、エネルギー生産量ともに 2050 年までに大きく増加することが見込まれている。

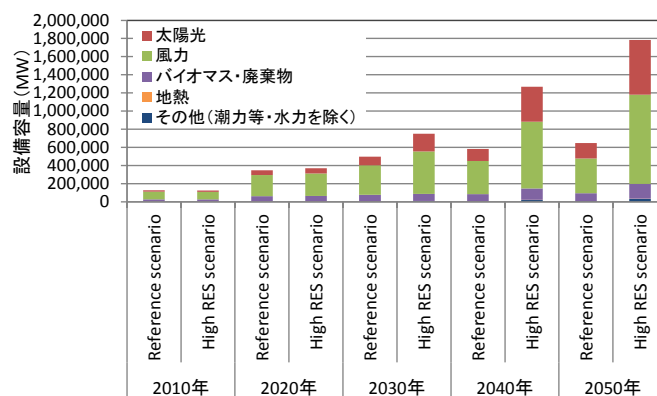


図 1-46 EU の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し（EU Energy Roadmap 2050）
出典）EU Energy Roadmap 2050

⁸ エネルギー生産量とは、エネルギー供給量のうち輸入分を除いた量。

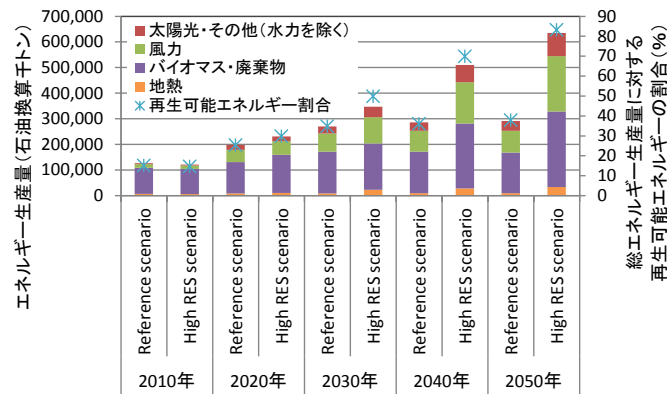


図 1-47 EU の再生可能エネルギーによるエネルギー生産量の見通し (EU Energy Roadmap 2050)

出典) EU Energy Raodmap 2050

(3) ドイツの見通し

ドイツでは、ドイツのエネルギー供給構造の改革に向け、2050年までのドイツのエネルギー政策を設定する Energy Concept of 2010 を 2010 年に策定している。Energy Concept of 2010 の設定する目標は表 1-2 のとおりである。送電力消費量に対する再生可能エネルギーのシェアとしては 2030 年に 50%、2050 年には 80% を目標に掲げている。

表 1-2 Energy Concept of 2010 で設定された目標

	2020年	2030年	2040年	2050年
気候に悪影響を及ぼす温室効果ガスの削減割合 (1990年比)	40%	55%	70%	80-95%
一次エネルギー供給の削減割合	20%	—	—	50%
電力消費量の削減割合(2008年比)	10%	—	—	25%
建物における熱需要の削減割合※(2008年比)	20%	—	—	—
最終エネルギー消費に対する再生可能エネルギーのシェア	18%	30%	45%	60%
総電力消費量に対する再生可能エネルギーのシェア	35%	50%	65%	80%
最終エネルギー消費に対するエネルギー変換効率	年2.1%向上させる			

出典) Energy Concept of 2010

1.2 諸外国における再生可能エネルギーに関する動向

1.2.1 再生可能エネルギー電気の入札に関する動向

(1) ドイツの再生可能エネルギー法の動向と入札制度概要

1) 再生可能エネルギー法改正の経緯

ドイツでは、再生可能エネルギーの開発推進のため、1991年に「電力買取法」、更に2000年に「再生可能エネルギー法（Erneuerbare-Energien-Gesetz: EEG）」を制定している。同法により、「固定価格買取制度（Feed-in Tariff: FIT）」が導入され、電力会社に対して再生可能エネルギー電源からの発電電力を高い価格で買い取るのが義務付けられた。

再生可能エネルギー法2009年改正法から、太陽光発電設備についてのみ、前年の新規導入設備容量に応じて、適用する買取価格を調整する仕組みが導入された。さらに、2012年の再生可能エネルギー法改正（EEG2012）において、それまでの固定価格買取制度（FIT）に加え、市場プレミアム制度（FIP）を導入し、事業者はFITかFIPを選択出来る仕組みとしていた。具体的には、再生可能エネルギー発電事業者には、従来どおりの固定価格での売電に加えて、発電電力を直接市場で販売し、規定の計算式に従って算出される市場プレミアムを受け取るオプションが導入された。

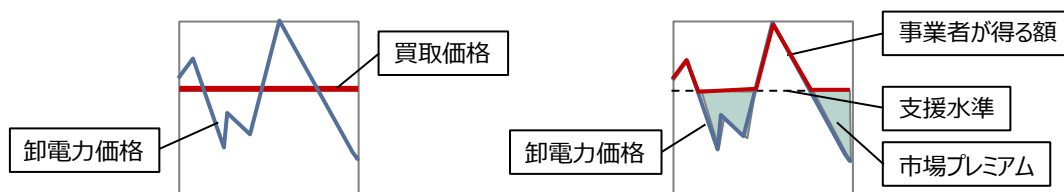


図 1-48 FIT と FIP の比較

さらに、2014年の再生可能エネルギー法改正（EEG2014）において、2017年までに再生可能エネルギーの買取価格を入札制度により決定することを策定した。入札制度に関する経験を積むため、2015年4月から、パイロットプロジェクトとして、地上設置型太陽光設備を対象とした入札を実施している。

2) パイロット入札制度の概要

地上設置型太陽光設備を対象としたパイロット入札は、下記の要点に従い設計された。

- 再生可能エネルギーの増加目標を、高い容認度と多様な参加者のもと経済的に達成する
- 地上設置型太陽光設備の増設を継続的に進める
- 今後導入する他の再生可能エネルギーの入札制度設計のために経験を積む

また、現行の買取価格との比較を容易にするために、買取価格の決定方法のみ変更し、送電網・システム効率を上げることや地理的配分を考慮に入れた規定は設けなかった。

表 1-3 パイロット入札制度の概要

項目	概要		
	2015 年	2016 年	2017 年
入札量	1 回目 : 150 MW	1 回目 : 125 MW	1 回目 : 100 MW
	2 回目 : 150 MW	2 回目 : 125 MW	2 回目 : 100 MW
	3 回目 : 200 MW	3 回目 : 150 MW	3 回目 : 100 MW
	合計 : 500 MW	合計 : 400 MW	合計 : 300 MW
設備容量	100kW～10MW (約 20 ヘクタール (1 ヘクタール=100m×100m) 以内の土地に相応)		
設置場所	EEG2014 の規定を適応(2016 年入札より設置場所を追加) ・高速道路又は鉄道の沿線で、かつ、その軌道の外縁から 110m 以内 ・既に舗装されている敷地(駐車場等) ・産業用地、交通用地、住宅用地又は軍用地から転用された土地		
調達期間	20 年		
応札	1 回の入札につき、1 回のみ(手数料:715€)		
入札方式	Pay-as-bid: 低価の参加者から順番に入札量に達するまで。応札した価格での支払いを実施。 Uniform-pricing: 最後に(一番高く)落札した参加者の応札価格を、他の落札者にも適用。(2015 年第 2、3 回のみ)		
買取価格上限額	公表		
落札権利の譲渡 (設置するまで)	不可		
他の土地への転用	可。応札時に提示した場所と異なる場所に設置した場合、買取価格が 0.3ct/kWh 減少。		
保証金	1 回目 (応札時) : 4€/kW 2 回目 (落札時) : 50€/kW		
補欠審査 (次点以降の者の繰り上げ)	2 回目の保証金を入金しない場合、権利失効。罰金として、送電事業者が 1 回目の保証金を徴収。また、該当容量が 30MW 以上の場合、入札時に次点意向の者に対して審査を実施。		

出所) BMWi、BNetzA

3) 2015 年のパイロット入札結果

ドイツ連邦ネットワーク庁（BNetzA）が公表した 2015 年のパイロット入札結果を下記に示す（表 1-4）。

表 1-4 パイロット入札の結果（2015 年）

	第 1 回	第 2 回	第 3 回
応札締切日	2015/4/15	2015/8/1	2015/12/1
入札量	150MW	150MW	200MW
入札方式	Pay-as-bid	Uniform-pricing	Uniform-pricing
買取価格上限額	11.29ct/kWh	11.18ct/kWh	11.09ct/kWh
応札数(書類不備による失格者数)	170 件(37 件)	136 件(15 件)	127 件(13 件)
応札容量	715MW	558MW	562MW
落札数	25 件	33 件(最終的に 32 件)	43 件
落札容量	157MW	159 MW	204MW
落札価格	平均 9.17ct/kWh (8.48~9.43ct/kWh)	8.49ct/kWh	8.00ct/kWh
応札価格	8.48~11.29ct/kWh (平均 8.65ct/kWh)	1.00~10.98ct/kWh	0.09~10.98ct/kWh
その他	入札量の 40%以上を Sybac Solar 社の複数の子会社が落札。	第 1 回と同じ設置場所での応札が 55 件(約 213MW)。内、大半が前回と同じ事業者。	今回初めて、個人、協同組合が数件落札した。
応札時の市場プレミアムによる買取価格 (2015 年 8 月 31 日以前の稼働設備は入札に参加しなくてもよい)	9.02ct/kWh	8.93ct/kWh	

出所) BNetzA

4) ドイツ連邦経済・エネルギー省（BMWi）による入札の経験に関する報告書

BMWi は、EEG2014 第 99 条に基づき、入札の経験に関する報告書を公表した。報告書では、競争性、参加者の多様性、費用（買取価格や業務費用）、増加目標の達成、設置場所の観点から、パイロット入札結果を評価している。また、BnetzA による報告を踏まえ、今後の変更点についても提示した。以下に、BMWi の評価の内容を示す。

- 競争性

2012 年から 2014 年の間、地上設置型太陽光設備の設置が 40%減少しており、準備段階では、十分な参加者を得られるか不明であったが、3 回の入札とも高い競争率で行われ、入札

制度が機能すると分かった。しかし、長期的に競争が成立するかは、現時点では、不明である。

● 参加者の多様性

個人から株式会社まで、多様な参加者を得た。落札者の多くは、入札のために設立した有限会社や有限合資会社であった（図 1-49、図 1-50 参照）。地上設置型太陽光発電設備は、大抵、専門事業者が計画を立てて建設し、建設後は、運営事業者の手に移る。

また、複数のプロジェクトを同時に計画し、複数の子会社を参加させる企業が多く参加し、第1、2回では、比較的、入札量の多くを競り落とした。しかし、これらの企業は、入札を行う前から、この市場において優勢であった。

1MW 以下の参加者（最少参加者 200kW、最少落札者 499kW）は合計 58 件あった。

小規模な事業者が入札へ参加しやすくなるよう、計画が進展している場合には、保証金を半減させた。その結果、個人や組合の参加者の 80%が、計画を進展させて入札に参加した。反対に、計画を進展させている企業の参加者は、50%未満であった。

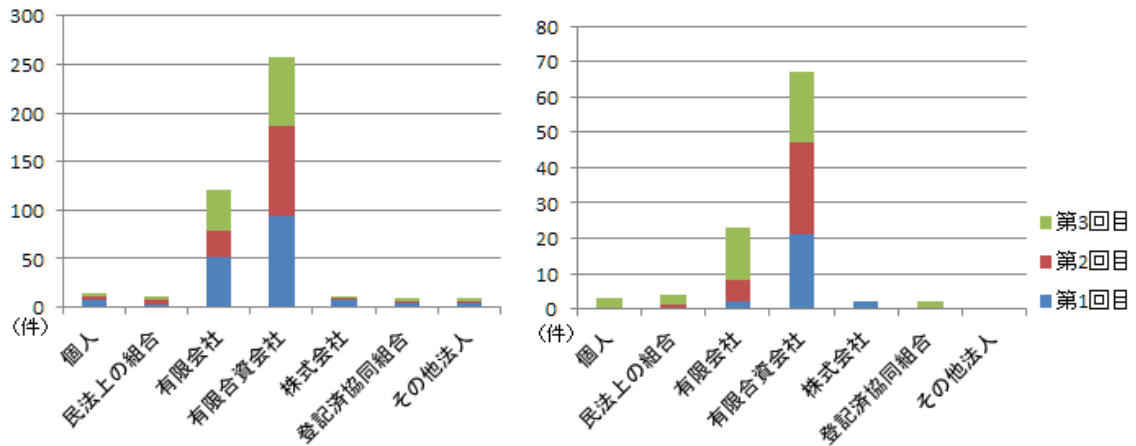


図 1-49 パイロット入札における事業者別参加者数（左）と落札者数（右）
出所）BNetzA より作成

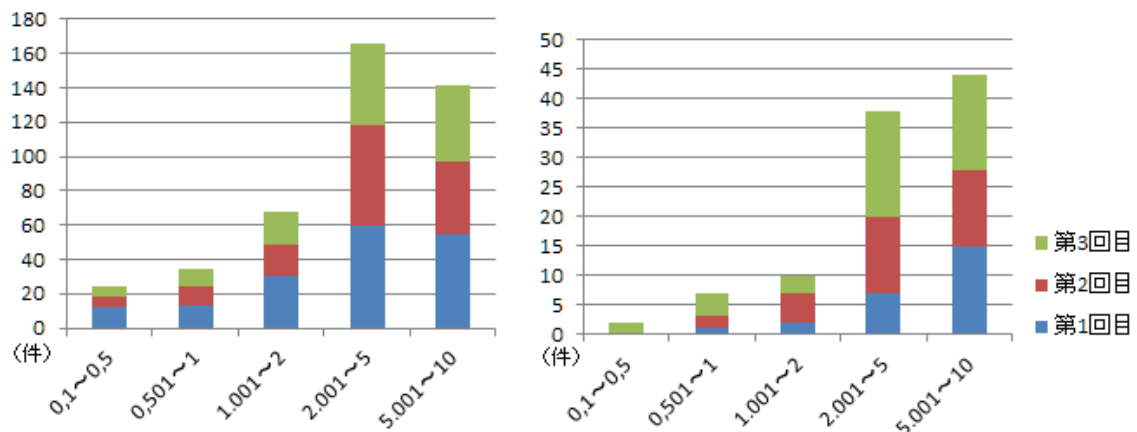


図 1-50 パイロット入札における容量別参加者数（左）と落札者数（右）
出所）BNetzA 資料より作成

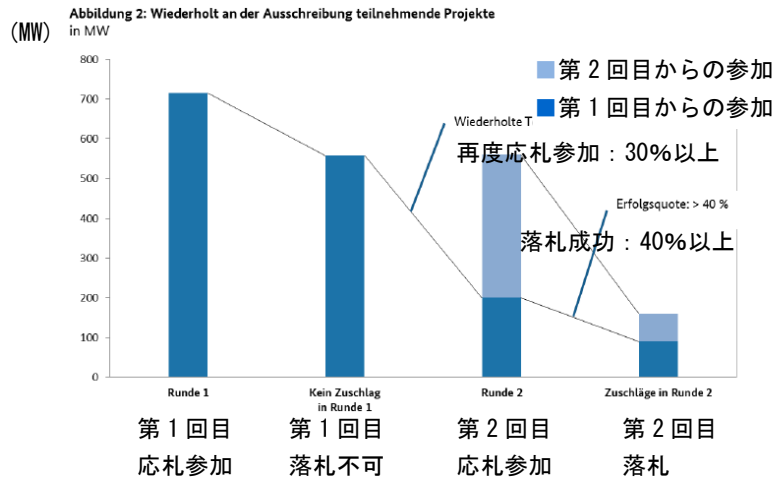


図 1-51 パイロット入札に再度参加する事業者の割合（容量）

出所) BNetzA

● 買取価格

第1回と第2、3回の入札を、異なる方式で行った。第2、3回の Uniform-pricing 方式では、1ct/kWh で応札する等、落札の可能性を高めるための戦略的な行動が見られた。この行動は、非経済的な買取価格や実現率の低下につながるリスクを高める。また、この方式では、複数のプロジェクトを計画している参加者が多いため、実費での応札ではなく一方で低額で応札して落札を得ておき、もう一方で最終的に決定される買取価格が高くなるよう高額で応札する等の戦略的な行動も起こりやすい。

買取価格については、現行の制度による買取価格と比較した場合、第1回の平均は、稼働時の買取価格（市場プレミアムが逡減した15か月後の価格とする）より0.3ct/kWh 高く、第3回は稼働時の買取価格を下回る結果となった。

● 増加目標の達成

目標達成は実現率次第である。現時点で実現率は予想出来ないが、落札者へのアンケート調査の結果、設備の建設時期を下記のとおり回答している。

表 1-5 建設時期についてのアンケート

2015年 第4四半期	2016年 第1四半期	2016年 第2四半期	2016年 第3四半期	2016年 第4四半期	2017年	無回答
20	9	6	18	0	2	2

また、増加目標を達成するための今後の検討課題として、期限内に設置されなかった設備容量（MW）を、今後の入札量に新たに追加することや、設備の実現率が100%でないことを予め考慮し、常に入札量を割増しておくことが挙げられる。

● 設置場所の傾向

入札参加者が提示した設置場所は、3分の2が転用地、3分の1が高速道路・鉄道の沿線であった。ブランデンブルグ州（ベルリン周辺）のように、産業・交通・住宅・軍用地から

の転用地を多く保有する州の落札率が高い。太陽光の強さではなく、使用できる土地の多さが落札の決め手となっている。

● 入札制度において奨励される変更点

入札の経験（パイロット入札）に関する評価を踏まえ、以下の制度変更を推奨する。

- ・ 価格分析と Uniform-pricing 方式に見られた戦略的な行動に鑑み、今後の入札は pay-as-bid 方式で行う。時と場合により、Uniform-pricing 方式で行うことも考え得る。
- ・ 補欠審査（2 回目の保証金の未払者の設備容量が合計 30MW 以上の場合）は、最終結果公表を遅らせるため廃止する。不足容量は今後の入札に追加する。
- ・ 委任状を廃止する。
- ・ 公的土地台帳の証明書提出を廃止し、参加者は土地所有者から土地使用許可を得ていることについて言及をおこなう。
- ・ 利用土地について、建造施設（滑走路、ゴミ処分場等）と商工業地域の定義を明確にする。
- ・ 複数設備の前提条件を EEG と一致させる。
- ・ 保証金半減措置は、多様な参加者を得るのに効果的であったため、今後も続ける。また、更に多様な参加者を得るための措置を検討する。

5) 各関係団体によるパイロット入札結果の評価

パイロット入札結果について、各関係団体は自己のサイトに評価を掲載した。下記にその概要を示す。

☆ 第 1 回入札結果の評価

- ・ ドイツ連邦エネルギー・水道連合会（BDEW）
増加量を管理し、費用対効果を高めるには入札形式が適している。今回、再生可能エネルギーの買取価格を入札で決定することが機能すると明白になった。しかし、初回の入札への多数参加は、既に以前から計画していたプロジェクトの参加に起因する。今後の入札を分析してみないと、長期に渡り競争が持続するか推測できない。高い競争性を維持するには、今後、対象となる土地を拡大することが必要である。
- ・ ドイツ連邦再生可能エネルギー連合会（BEE）
事前に計画されていたプロジェクトが加わることで、多数の参加者になったと推測されるため、現時点では評価できない。また、入札による買取価格の平均は 9.17ct/kWh で、現行の買取制度におけるプロジェクト実現時（2 年後）の買取価格 8.5ct/kWh よりも明らかに高い。
- ・ ドイツ連邦太陽光産業連合会（BSW-Solar）
多数の入札参加者が、ドイツの太陽光設備への投資準備があることと、このテクノロジーが低い価格基準に達したことを証明している。参加者の約 20%のみが落札出来たことを大変残念に思う。また、BNetzA の公表によると、一企業が全体容量の 40% を落札したそうだが、他にもそのようなケースがあるのか、参加者の多様性について

解明して欲しい。

◇ 第2・3回入札結果の評価

- ・ PV Magazine

経験豊富な Wattner、IBC Solar、Enerparc や、薄利でも経営が成り立つ大手電力会社 EnBW、E.ON が落札に成功している。また、非現実的な価格で応札した参加者も多数いる。各自が応札価格に責任を持ち、思惑が制限される Pay-as-bid 方式のほうが Uniform-pricing 方式より適している。

- ・ ドイツ連邦再生可能エネルギー連合会（BEE）

建設しない際の罰金を設定しなければ、投げ売り状態で落札を得、結局建設しないという問題が常に起こる。また、入札により参加者の多様性が失われる、と IZES の研究が示しており、市民団体の参加しないエネルギーヴェンデは受け入れられなくなるだろう。諸外国の例からも、入札制度は成功していない。イギリス、アイルランド、ポルトガル、ルクセンブルグは既に入札制度を廃止している。

※イギリスは現在 CfD 制度のもと、再生可能エネルギーの入札を行っている。過去に行っていた NFFO（Non-Fossil Fuel Obligation）の入札制度は廃止された。

6) 2016年の再生可能エネルギー法改正（EEG2016）において導入される入札制度

2015年12月と2016年2月、BMWは、再生可能エネルギーの買取価格を2017年までに入札制度により決定するために、2016年に改正する再生可能エネルギー法（EEG2016）の概要について公表した。

EEG2016は、2016年の夏に成立し、2016年末頃から実施される予定である。

a. 入札制度の目的

入札制度を導入する目的は、高い容認度のもと、再生可能エネルギーを経済的に増加させていくことである。よって、下記の3点を主要点として、入札制度を設計する。

- ・ 再生可能エネルギーの成長目標を守る
- ・ 再生可能エネルギーの買取費用を削減する
- ・ 以前同様、多様な参加者を確保する

b. 入札制度の概要

入札制度に移行するのは、太陽光、陸上風力、洋上風力の1MW以上の設備で、年間に増設される再生可能エネルギー設備による発電量の約80%にあたる。また、バイオマス設備については、中期的に、新設設備と既存設備（2000年から買取制度が始まっており、2020年以降に買取期間終了となる設備）を対象とした入札制度を導入することを検討している。

表 1-6 太陽光・陸上風力・洋上風力設備を対象とする入札制度の概要

	太陽光	陸上風力	洋上風力
買取価格	スライド式の市場プレミアム(事業者が電力を卸市場に直接販売し、卸電力価格に市場プレミアムが上乗せされる方式)		
入札方式	Pay-as-bid		
参加要件	1MW~10MW ・地上設置型 ・建物屋上 ・その他施設(ごみ処理場等)	1MW 以上 アイミッション(公害・汚染)防止法に基づく認可を得た設備	1MW 以上 2021 年より稼働する設備
対象外		・2016 年末までに汚染防止法に基づく認可を得、2018 年末までに稼働する設備は EEG2014 の買取価格を選択可能(2017/3/15 までに選択) ・プロトタイプ(年間 100MW まで)	2016 年末までに系統接続許可もしくは接続容量を得、2020 年までに稼働する設備 ・プロトタイプ(年間 50MW まで)
設置場所	・高速道路、又は鉄道沿線の外縁から 110m 以内 ・既に舗装されている敷地(駐車場等) ・産業、交通、住宅、軍用地からの転用地 ・自然環境条件の悪い農地(年間 10 件まで落札可) ・連邦不動産庁の所有地		2021-2024 年の稼働設備: 水深によりボーナス追加 2025 年以降の稼働設備: BSH と BNetzA が土地開発計画で指定した土地での、中央型(デンマーク)モデルの入札をおこなう。
入札量	500MW/年	成長計画に合わせて調整 初回は約 2,900MW/年(グロス) 最低 2,000MW/年(グロス)	2017 年:2.5GW 2020 年以降:平均 800 MW/年
入札回数	3 回/年 2018 年より 2/1、6/1、10/1	2017 年:2 回 (初回:2017/5/1) 2018 年:4 回 2019 年以降:3 回 (太陽光と同じ)	2017 年:2 回 2020 年以降:未定
買取価格上限額	規定	7,0cent/kWh (100%基準立地換算値)	規定
優遇措置		市民エネルギー団体への優遇措置として、入札参加までの費用を軽減するため、アイミッション防止法に基づく認可を得る前に参加可能。(年間 6 基、18MW まで)	
入札保証金	1 回目(応札参加)の保証金を少し増額予定	2 回目(落札後)の保証金のみ:30€/kWh (太陽光より低額)	
罰則	落札後、一定の期間内に実現しない場合、罰金を徴収。	設備を 2 年以内に建設しない場合、罰則。権利は落札後 30 か月後に失効するが、訴状により一回延長可。	落札後、一定の期間内に実現しない場合、罰金を徴収。
落札した設備設置権利の譲渡	権利=プロジェクト	不可	不可

	太陽光	陸上風力	洋上風力
	前提条件を満たしている場合、譲渡可能。その際は買取価格削減。稼働時には、プロジェクトを応札時に提示した場所に設置、又は、譲渡条件の順守等の証明が必要		
その他		設備の高さ 100 m、風力 6.45m/s を基準値として、設備の高さ、風力に応じて買取価格を計算。また、買取価格は年間、自動的に 1% ずつ減少。	

注) BSH : ドイツ連邦海運・水路庁

出所) BMWi

表 1-7 入札制度設計の遷移 (参考)

	学術的提案書を踏まえた BMWi の原案 (パイロット入札制度設計の検討案)	パイロット入札制度	EEG2016 で検討している入札制度		
			太陽光	陸上風力	洋上風力
入札対象	設備容量(MW)	設備容量(MW)	設備容量(MW)		
調達価格	導入・比較のし易さを考慮し、現在の直接販売に付与するスライド式の市場プレミアム。(容量へのプレミアム、固定プレミアムも検討)	直接販売に付与するスライド式の市場プレミアム	直接販売に付与するスライド式の市場プレミアム		
設備容量	25MW 以下に拡大(EEG2014 の対象は 10MW 以下) 長所:費用効率 短所:景観・環境保護	100kW~10MW 大規模にしないことで、設置が一地域に集中しないよう考慮。	1MW~10MW	1MW 以上 (年間 100MW までのプロットタイプは対象外)	1MW 以上 (年間 50MW 以内のプロットタイプは対象外)
設置場所	十分な参加者を得るには、土地利用の自由度による。よって、競争力と効率の観点から、場所制限の緩和を学術的提案書は奨励。 一方、EEG2014 では、景観・環境保護の観点から、設置場所をより厳しく制限した。 (2010 年以降、農地設置は買取対象外)	2015 年(EEG2014 と同じ) ・高速道路と鉄道の外縁 110m まで ・産業、交通、住宅、軍用地からの転用地 ・舗装された土地(駐車場等) 2016 年以降追加 ・連邦不動産庁所有地 ・自然環境条件の悪い農地(年間 10 件まで落札可能)	左記以外に、以下の地上設置型以外も追加 ・建物屋上 ・その他施設(ゴミ処分場等)		2020 年以降の入札から、中央機関が事前調査した土地。
入札量	非実現の可能性を考慮し、成長目標より多めに設定。 最低成長目標 400MW を達成するよう 600MW/年。	2015 年 500MW 2016 年 450MW 2017 年 300MW	地上設置型以外も含む 500MW/年	再エネの成長目標に合わせて調整 最低 2,000MW/年(グロス)	2020 年以降:800MW/年 (2017 年:2.5GW)
入札回数	継続的に増加するよう、年 2~4 回。	3 回/年	3 回/年	2~4 回/年	
オークション方式	パイロット入札には、単純で理解しやすい Pay-as-bid	通常: Pay-as-bid 第 2、3 回目: Uniform-pricing	Pay-as-bid		
買取価格上限額	低い競争率の場合、参加者が最高値に近い価格をつける可能性があるため、適度な割増(固定買取価格と比べた入札による追加費用やリスク)を加えた LCOE(均等化発電原価)ベースの設定(=野心的な上限額)を学術的提案書は奨励。	野心的な上限額(左記)を採用。 実際の価格は、居住建物屋上と遮音壁設置 PV 設備(40kWh 超え~1MW)の市場プレミアム価格(市場プレミアム同様に逦減)	規定	7.0ct/kWh (100%基準立地換算値)	規定

	学術的提案書を踏まえた BMWi の原案 (パイロット入札制度設計の検討案)	パイロット入札制度	EEG2016 で検討している入札制度		
			太陽光	陸上風力	洋上風力
	地上設置型 PV の LCOE: 南ドイツ:0.079~0.098 €/kWh 北ドイツ:0.093~0.116 €/kWh	第 1 回目: 11.29ct/kWh			
参加資格	下記書類提出 ・ 地区詳細計画の太陽光発電施設設置等を目的として作成・変更する決定書 ・ 配電事業者の配送電網接続承諾書	少なくとも、地区計画の太陽光発電施設の設置等を目的として作成・変更する決定書が必要。		アイミッション防止法に基づく認可が必要。市民エネルギー団体への優遇措置として、認可を得る前に参加可能	
入札保証金	1 回目(入札参加)の保証金:2~5€/kWh 2 回目(落札後)の保証金:25~50€/kWh 地区詳細計画における計画が進展している場合、保証金半減。 (プロジェクトの実現性を高め、かつ、小規模な参加者も負担可能な範囲は?)	1 回目の保証金:4€/kWh 2 回目の保証金:50€/kWh 地区計画における計画が進展している場合、保証金半減。	入札参加の保証金を少し増額予定。	2 回目の保証金のみ: 30€/kWh (太陽光より低額) 市民団体は 1 回目:15€/kWh、 2 回目:15€/kWh	
罰則	2 段階に分けた罰則。 例えば、18 か月を超えた建設遅延の場合、買取期間削減、買取価格削減、罰金等。 24 か月を超えた建設遅延の場合、権利失効、罰金。 落札した権利を早期返還した場合は低い罰金。	・ 2 回目の保証金を平日 10 日以内に納めず、権利失効の場合、1 回目の保証金を徴収。 ・ 9 か月以内の権利返還は、2 回目の保証金の半額を徴収。 ・ 18 か月以内に稼働しない場合、買取価格 0.3ct/kWh 削減。 ・ 2 年以内に応札量の 5%以上が未設置の場合、該当量の権利失効、罰金 50€/kWh。(落札時の保証金が半減されている場合、罰金も半減。)	落札後、一定の期間内に実現しない場合、罰金を徴収。	落札後、一定の期間内に実現しない場合、罰金を徴収。 権利は落札後 30 か月後に失効するが、訴状により一回延長可。	落札後、一定の期間内に実現しない場合、罰金を徴収。
落札した設備設置権利の譲渡	1.権利=プロジェクト(第三者にプロジェクトを売れる)	第三者へ譲渡不可。 権利=落札者	権利=プロジェクト	不可	不可

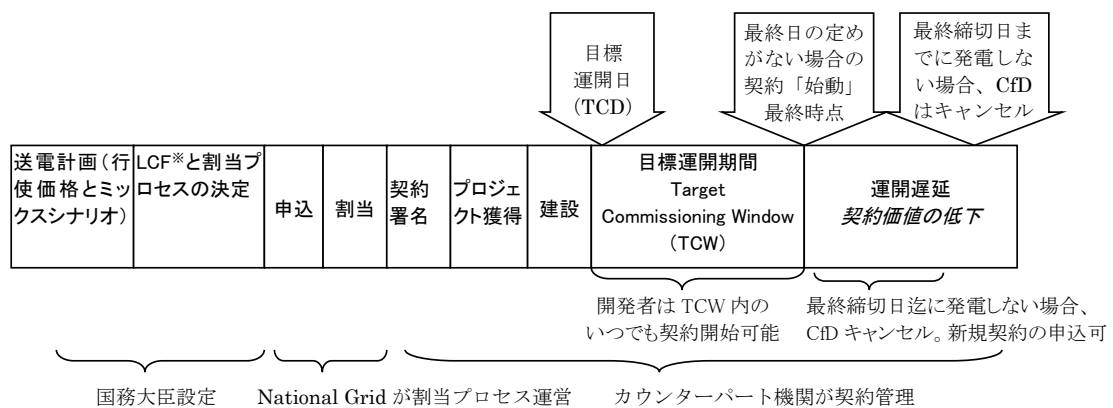
	学術的提案書を踏まえた BMWi の原案 (パイロット入札制度設計の検討案)	パイロット入札制度	EEG2016 で検討している入札制度		
			太陽光	陸上風力	洋上風力
	2.権利＝落札者(適応プロジェクトを選べる) 3.権利＝売買、譲渡できる証明書 上記 1、2 が好ましい。 戦略的な参加者がひそむ可能性があり、セカンダリー市場は認められない。	落札者が他の場所に設置することも可能だが、買取価格は 0.3ct/kWh 減少。 (また、落札者は設備を稼働し、補償権利を得た後、設備、会社、運営事業者の権利を売ることができる。)	調達価格削減で譲渡可能。稼働時には、プロジェクトを応札時に提出した場所に設置、又は、譲渡条件の順守等の証明が必要。		

出所) BMWi、地上設置型 PV の LCOE : Fraunhofer ISE

(2) イギリスの入札制度概要⁹

イギリスでは、「2013年エネルギー法（Energy Act 2013）」に基づき、2014年度から低炭素発電事業者を対象とした差額決済契約型（CfD：Contracts for Difference）FIT という形の長期契約システムが導入されている。この CfD FIT は、低炭素発電事業者と CfD カウンターパートとなる Low Carbon Contracts 社（政府所有の有限責任会社）との間で、個別の差額決済契約（CfD）を締結する。本契約のもと、レファレンス・プライス（参照価格）がストライクプライス（行使価格）を下回る場合には、発電事業者が差分を受け取り、上回った場合には、発電事業者が Low Carbon Contracts 社に差分を支払う仕組みとなっている。CfD FIT 契約を締結する低炭素発電事業者を選定する際に、割当（アロケーション）プロセスの中で、よりストライクプライスの低いプロジェクトを入札方式で選定している。

プロジェクトの開発者は、送電系統運用者（National Grid 社）による「割当（アロケーション）」を受ける段階と実際の投資契約を締結する段階の二段階にわたって支援を受ける。



※LCF（Levy Control Framework）：賦課金管理枠組み

図 1-52 イギリス：CfD FIT 対象プロジェクトのスケジュールイメージ
出所）エネルギー・気候変動省（DECC）資料をもとに作成

上記の割当（アロケーション）手続きの中で、申請プロジェクトが、あらかじめ定められた CfD 予算を超過した場合に入札が行われる。入札制度の制度設計の概要は下表のとおり。

⁹ 入札制度の詳細は参考資料「平成 27 年度諸外国の再生可能エネルギー政策の調査成果報告書」を参照されたい。

表 1-8 イギリス：差額契約型（CfD）FIT 制度における入札制度概要

根拠法令	2013 年エネルギー法（Enrgy Act 2013 Chapter 32）
制度開始年	2014 年度～
対象設備	・5MW 以下の太陽光、風力、嫌気性消化、水力発電は、別途 FIT 制度の対象のため入札制度対象から除外
実施主体	・National Grid 社（送電系統運用者）：入札実施・運営 ・Low Carbon Contracts 社※：落札後の契約管理 ※政府が 100%株式を保有している民間事業者
支援期間	・15 年間
支援枠 （入札容量）	・募集容量の設定なし。 ・賦課金管理枠組み（Levy Control Framework）で設定された低炭素発電への補助金に年間上限額を設定しており、その上限額の範囲内で設定された年度別 CfD 予算内となるように落札プロジェクトを決定。
年間入札回数	・年 1 回（予定）
入札上限価格	・向こう 5 年間のエネルギー源別、運開年度別の行使価格（ストライクプライス）が公表されており、これを上限価格として入札を実施
入札下限価格	・なし
落札者決定方式	・エネルギー源別の管理上のストライクプライス、稼働年度等のパラメーターをもとに評価して、落札者を決定
導入担保手法	・民間事業者が契約業務、申請計画通り進んでいるかをチェック ・契約調印時から 12 ヶ月以内に開発事業者にプロジェクトの具体的な進捗を求め、達成できない場合、契約解約 ・開発事業者が一定の期間までに運開しない場合は支援額が減額され、過度の供給遅延時には契約解除

(3) フランスの入札制度概要

フランスの再生可能電力分野の導入促進施策としては、これまで、原則として固定価格買取制度（特定地域に立地する風力発電設備を除いて 12MW 以下を対象）を主要促進制度としている。但し、「2000 年電力自由化法」の第 6 条に基づき政府が策定する「発電への投資複数年計画」の目標設備容量の未達成分については、補完的にエネルギー源別に競争入札制度を実施している。

また、2011 年 3 月の命令（アレテ）に基づき、それ以降に新規設置される新規太陽光発電設備のうち、100kW 超の設備は、競争入札制度により対象設備を選定することとなった。この命令に基づき導入された地上設置型及び 250kW 超の屋根設置型太陽光発電を対象とした入札制度の概要は、下表のとおり。

表 1-9 フランス：地上設置型、250kW 超の屋根設置型太陽光対象の入札制度概要

根拠法令	2000 年電力自由化法 2011 年 3 月 4 日付アレテ、2013 年 1 月 7 日付アレテ
制度開始年	2011 年
対象設備	・12MW 以下の地上設置型太陽光 ・250kW～12MW の屋根設置型太陽光
実施主体	・エネルギー規制委員会 (CRE) : 一次審査 ・エコロジー・持続可能開発・エネルギー省 (MEDDE) : 二次審査
支援期間	・20 年間
支援枠 (入札容量)	・少なくとも年間 400MW
年間入札回数	・年 1 回
入札上限価格	・募集カテゴリーごとに設定
入札下限価格	・募集カテゴリーごとに設定
落札者決定方式	・総合評価方式(支援価格、環境影響、産業リスク、モジュールのカーボンフットプリント等をもとに総合評価点を算出)
導入担保手法	・プロジェクトごとに 1MW あたり 50,000 ユーロの建設保証を提供するが、一定条件を満たすと段階的にリリース ・落札決定通知の受領から 22 ヶ月経過後、遅延した期間に 2 倍を乗じた期間、落札価格での支援期間が 20 年から短縮 ※系統運用者の工事遅延による場合は、連系工事完了後 2 ヶ月以内に設置すれば免責

(4) オランダの入札制度概要

オランダでは、再生可能エネルギーの導入支援策として、競争入札によりプレミアム価格（FIP）制度の支援額を決定する制度（通称 SDE+）が、2011 年 7 月より実施されている。再生可能エネルギー発電事業者を対象に、卸電力市場価格と再生可能エネルギー発電価格の差額を補填する形で、プレミアムを支給する制度となる。入札制度の概要は下表のとおり。

表 1-10 オランダ：SDE+（2015 年）の入札制度概要

根拠法令	再生可能エネルギー生産インセンティブ制度決定 (Besluit stimulerend duurzame energieproductie)
制度開始年	2011 年 7 月
対象設備	新規再生可能エネルギー設備(陸上/洋上風力、太陽光、水力、バイオマス、バイオガス、地熱、波力) ※再生可能熱生産設備、コジェネを含む
実施主体	オランダ企業庁(Rijksdienst voor Ondernemend Nederland) ¹⁰ : 申請受付 オランダ経済省(Minister of Economic Affairs): 予算上限・支援額決定
支援期間	風力・太陽光・水力・地熱: 15 年 バイオマスは対象技術、設備に応じて設定(5~12 年)
支援枠 (入札容量)	・募集容量の設定なし ・オランダ経済省が、前年の予算消化状況、落札したプロジェクトの実現状況、電力価格見通しのシナリオの変化等を踏まえて毎年決定する予算上限に基づき、支援枠を決定
年間入札回数	・2015 年は年 9 回開催(但し、予算上限に達した時点で終了) ※2011~14 年は年 4~6 回実施
入札上限価格	・エネルギー源、入札回ごとに基準価格(上限価格)を設定
入札下限価格	・設定なし
落札者決定方式	・年間数次(2015 年は 9 回)にわたり開催される入札時期ごとに、エネルギー源別の基準価格(上限価格)が設定されており、年間予算上限に達するまで基準価格以下で入札した者が落札 ・予算以上の申請があった場合は、基本額が低い分類が優先
導入担保手法	・落札後 1 年以内に設備を受注し、エネルギー源別に定められた一定期間内(1.5 年~5 年)に稼働開始しなかった場合、罰則規定あり

¹⁰ 2014 年、NL Agency と National Service for the Implementation of Regulations が合併して発足した、経済省傘下の企業庁。特に海外市場や新興市場での拡大を目指す国内企業への情報、財政支援を行う。

1.2.2 ドイツの電力市場等に関する動向

(1) 電力市場及び気候変動対策に関する動向

ドイツは、現在、持続可能なエネルギー供給システムに転換するためのエネルギーヴェンデ（Energiewende）政策を進めている。その目標は、国家の気候保護目標の達成、2022年の原子力利用の廃止、エネルギー安定供給と競争力の確保にある。そのために、再生可能エネルギーを拡大し、また、エネルギー効率を高めてエネルギー消費量を減らす戦略を立てている。

表 1-11 エネルギーコンセプト 2010 による目標

		2020 年	2030 年	2040 年	2050 年
気候保護	温室効果ガス排出量 (1990 年比)	-40%	-55%	-70%	-80～-95%
再生可能エネルギー	総電力消費量に占める割合	35%	50%	65%	80%
	最終エネルギー消費量に占める割合	18%	30%	45%	60%
省エネルギー	一次エネルギー消費 (2008 年比)	-20%	—	—	-50%
	総電力消費量 (2008 年比)	-10%	—	—	-25%
	建物部門	-20% (熱需要)	—	—	-80% (一次エネルギー)
	交通部門 最終エネルギー消費 (2005 年比)	-10%	—	—	-40%

出所) エネルギーコンセプト 2010 (連邦政府 Bundesregierung)

国家の目標に従い再生可能エネルギーが増加するにつれて、それに応じた電力市場へと改革する必要性が出てきた。そこで、2014年10月、ドイツ連邦経済・エネルギー省 (BMWi) は、グリーンブックを公表して、電力市場改革のために検討すべき課題を提示した。そして、様々な形での検討を重ねた後に、ホワイトブックを公表して、電力市場改革の方針について最終的な結論を出した。現在 (2016年3月時点)、ホワイトブックで示された電力市場改革の基本方針と施策を実行すべく、電力市場法草案、容量リザーブ指令等の立法手続きを行っている。

1) グリーンブック

2014年10月、BMWi は、電力市場改革のディスカッションペーパー「エネルギーヴェンデのための電力市場 (グリーンブック)」を公表した。グリーンブックでは、ドイツの電力市場の概要や、市場情勢の変化が整理され、今後の改革方針について検討すべき課題が挙げ

られている。

a. ドイツの電力市場情勢の変化

1998年、ドイツの電力市場が自由化されて以降、効率的な発電、取引が行われるようになり、容量が過剰な傾向にあった。そこに、再生可能エネルギー設備の増加、化石燃料を使用する火力発電所の新設、ヨーロッパの経済危機による景気減速が加わり、その状況に拍車がかかった。2014年には、ドイツに關係する電力市場全体で、約60GWの過剰容量となっている。また、景気減速でCO₂排出量が減り、欧州排出量取引制度（EU-ETS）の排出権価格も低迷している。過剰容量と低いCO₂排出権価格の結果、卸電力価格が下がり、従来の火力発電所の経済性が悪化した。現在、多くの火力発電所が停止中である。

また、ドイツの政策においては、2020年までに原子力発電所を段階的に閉鎖することを決定している。その反対に、再生可能エネルギーについては、再生可能エネルギー法（EEG）で一層増加させていくことを定めている。

再生可能エネルギーの増加に伴い、柔軟なピークロード電源やデマンド・サイド・マネジメント（DSM）の需要が高まる一方、ベースロード、ミドルロード電源の需要が減少してきている。今後は、コントロール可能な発電所を中心とした電力システムから、風力と太陽光による変動的な再生可能エネルギーの発電量に合わせて、柔軟な発電、柔軟な需要、蓄電システムで応じる電力システムへと移行する。

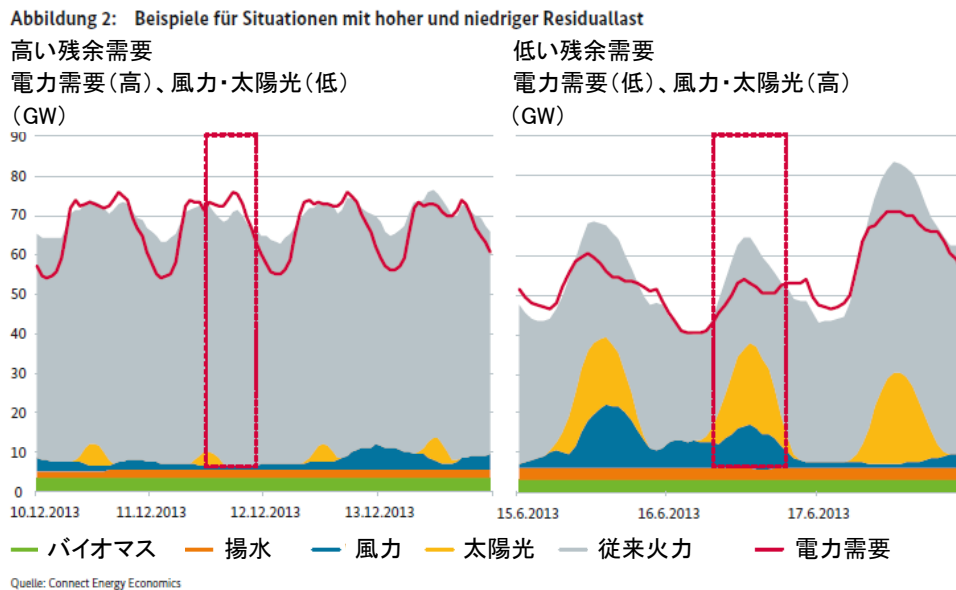


図 1-53 高い残余需要と低い残余需要の例

注) 残余需要：需要から変動的な再生可能エネルギー（太陽光・風力）による発電量を引いた残りの需要
出所) グリーンプック (BMWi)

b. 今後の電力市場設計における検討課題

風力、太陽光による変動的な再生可能エネルギーが増加する中、十分な容量を確保する、容量を必要時に必要な場所に活用するという電力市場の2つの重要な役割を、今後、どのように機能させるか検討が必要である。その際、システムの柔軟性（柔軟な発電、柔軟な需要、

蓄電設備、送配電網の拡張)が鍵となる。

また、十分な容量を確保するための手段として、現在の電力市場を最適化した電力市場 2.0 か、容量市場の導入か、基本方針の選択が必要である。どちらを採用するにしても、過渡期の安定供給のために、補足的に容量リザーブを導入する。

表 1-12 電力市場設計における検討案

電力市場の役割	検討案
十分な容量の確保	<p>どちらの選択が必要。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 現在の電力市場を最適化した電力市場 2.0 ● 容量市場の導入
現存する容量を最適化して活用	<ul style="list-style-type: none"> ・ スポット市場・予備力市場の改善 ・ バランシンググループ(同時同量義務が課されている単位主体)の改善 ・ 送配電網の拡張 等

出所) グリーンブック (BMW)

容量の確保については、ヨーロッパの様々な国でも議論されている。欧州委員会の見解では、容量市場の設立は最終手段であり、市場に容量が少なく、少しの介入では不十分な場合のみ調整介入すべきとしている。

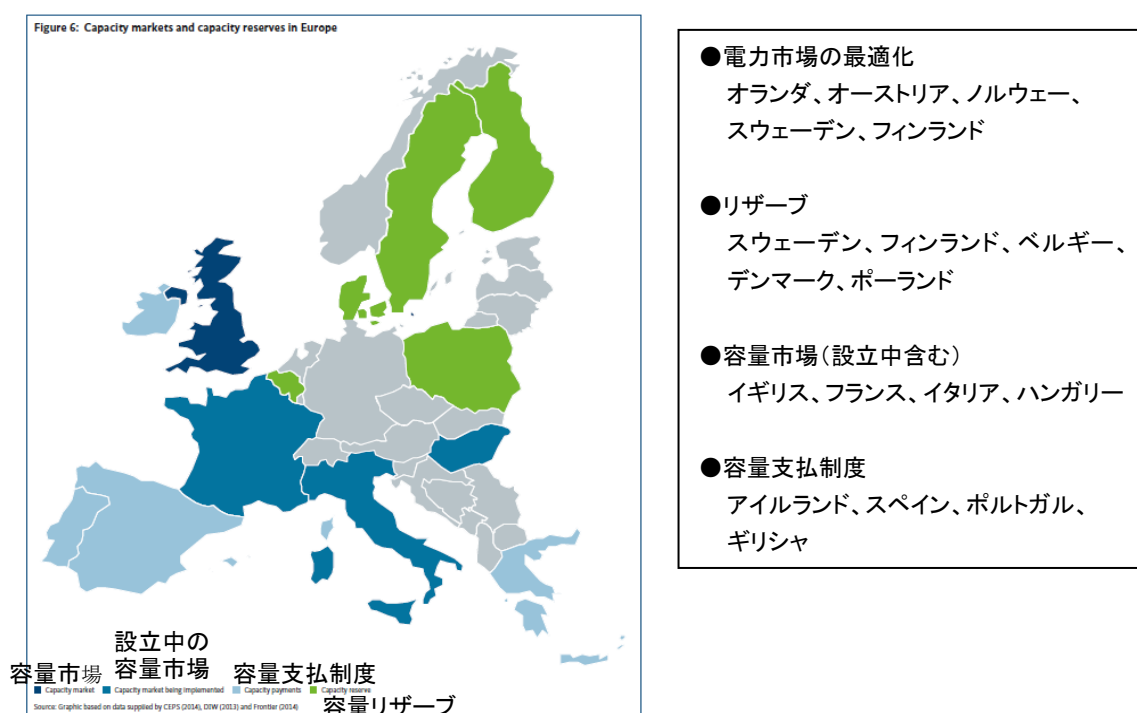


図 1-54 ヨーロッパの容量市場等の導入状況

出所) グリーンブック (BMW)

表 1-13 電力市場 2.0 と容量市場導入の比較

	電力市場 2.0	容量市場の導入
	最適化された電力市場が安定供給を実現。	安定供給を実現するために、国家が行動しなくてはならない。
機能方法	<ul style="list-style-type: none"> 電力市場が容量用意のインセンティブになる。必要な設備投資は電力市場から資金を得る。 国家が市場規則を定める。電力消費者自身が、需要を通して、容量基準を決める。 容量は電力市場で暗示的に報酬を受け、予備力市場やオプション契約、供給契約等で明示的に報酬を受ける。 	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場が容量用意のインセンティブになる。必要な設備投資は、補足的な容量市場から資金を得る。 国家が電力市場よりも多い容量基準を用意する。 容量は容量市場で明示的に報酬を受ける。
支持者の考え	<ul style="list-style-type: none"> 電力市場が十分な容量を用意する。 柔軟なオプション(DSM、電力網補助設備(蓄電等))が十分に用意され、経済的に開発される。 スポット市場でプライスパイクが起こる。これは、平均的な電力価格にほとんど影響を与えず、流動的な価格が柔軟性を促進する。 電力市場のプライスパイクが、十分な投資、また、ピーク電源への投資を促進する。 一般の電力消費者はプライスパイクから保全されている。企業は保全するか電力市場に積極的に参加するか自由に決断できる。 残りのリスクから保全するために、リザーブで、高い容量基準を経済的に準備する。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力市場は十分な容量を用意しない。 柔軟なオプション(DSM、電力網補助設備(蓄電等))が十分用意されない、もしくは、電力市場では十分に開発されない。 補足的な調整介入が必要。容量市場が必要。 高い容量基準が追加費用を正当化する。(電力消費者への割当金) スポット市場でのプライスパイクは社会的に容認されない。 プライスパイクが十分な投資を促進するか不確か。 容量市場の多い容量基準により、スポット市場でのプライスパイクが減少する。
必要な措置	<ul style="list-style-type: none"> バランスグループマネージメントの改善、送配電網拡張、予備力市場の改善等を実施する。 価格の上限を設定しないことを法律で明言する。 マークアップ(仕入原価に利潤を加えて販売価格を決めること)が禁止されてはならない。 容量リザーブを導入する。 安定供給に関するモニタリングを継続的に実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> バランスグループマネージメントの改善、送配電網拡張、予備力市場の改善等を実施する。 容量市場のモデル、容量市場の設計、用意する容量を決める。 ヨーロッパ域内市場と両立できなくてはならない。 容量リザーブを導入する。 安定供給に関するモニタリングを継続的に実施する。

注) プライスパイク：需給が特にタイトな時に、電源の限界費用を大きく超えて市場価格が上昇すること

出所) グリーンブック (BMW)

2) ホワイトブック

BMWは、グリーンブック発表後、コンサルテーション(意見の募集)を行い、2015年7月、電力市場改革方針の最終的な結論を示すホワイトブックを公表した。

ホワイトブックでは、コンサルテーション、専門家の研究、近隣国や関係者とのディスカッション等を踏まえた上で、十分な容量を確保するための手段として、容量市場の導入ではなく、電力市場 2.0 を選択したことが記載されている。また、電力市場 2.0 と容量リザーブ

の導入に際して実行する施策も 20 項目挙げられた。

a. コンサルテーションの結果

コンサルテーションの結果、各関係団体や国民から約 700 通の意見書が集まった。

大多数の意見書が、グリーンブックで挙げた現在の容量の最適化と容量リザーブの導入に賛成していた。また、各団体や州政府、近隣国においては、電力市場 2.0 を求める声が多かった（図 1-55、図 1-56）。

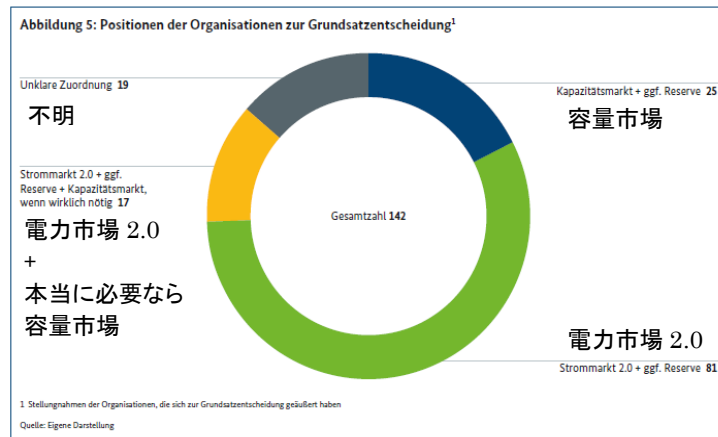


図 1-55 電力市場改革における各関係団体の意見（電力市場 2.0 か容量市場の導入か）
出所）ホワイトブック（BMWi）

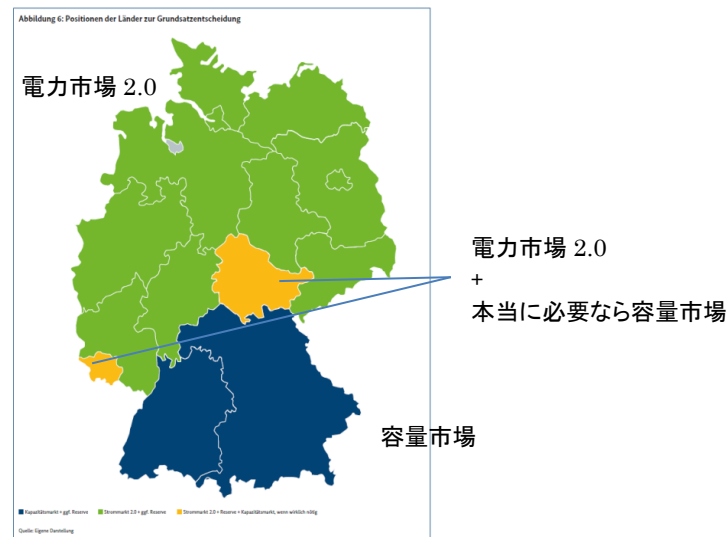


図 1-56 電力市場改革における州政府の意見（電力市場 2.0 か容量市場の導入について）
出所）ホワイトブック（BMWi）

コンサルテーションで寄せられた電力市場 2.0 の支持者と容量市場の支持者の意見を、安定供給の実現（固定費回収）、経済性、イノベーションと持続性の 3 つの観点から整理した。

表 1-14 電力市場 2.0 の支持者と容量市場導入の支持者の意見

	電力市場 2.0 の支持者	容量市場導入の支持者
安定供給の実現 (固定費回収)	<ul style="list-style-type: none"> 電力市場 2.0 の市場メカニズムでも、安定供給の実現は可能。 現在の低い卸電力価格は過剰容量による。 先物市場では、容量に対しても支払っている。 プライスパイクは消費者へ影響を与えない。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力市場 2.0 では、発電所や DSM に必要な投資を促すインセンティブにはならない。 電力価格のプライスパイクについて、社会は容認しない。又、市場支配力悪用の可能性も孕んでいる。
経済性	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場は、電力市場の競争性を侵害する。 容量市場は、多額の費用、複雑さ、市場支配力、リスク等をもたらしかねない。 容量市場の導入により、ヨーロッパ市場との調和が難しくなる。 	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場の導入は、多額の費用にはならない。 投資の不確実性や市場支配力の濫用も電力市場 2.0 の費用として考慮すべき。
イノベーションと 持続性	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場は柔軟な市場への変革を妨げる。 容量市場は、電力市場の価格シグナルを弱める。 容量市場は CO2 排出量を増やす。 	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場は、柔軟な発電設備や他の柔軟性への資金提供を可能にする。

出所) ホワイトブック (BMW)

b. BMWi が電力市場 2.0 を選択した理由

上記の 3 点（安定供給の実現、経済性、イノベーションと持続性）について、コンサルテーション、専門家の研究、近隣国や関係者とのディスカッション等を踏まえた結果、BMWi は、電力市場 2.0 への改革を選択することを決定した。

① 安定供給の実現（固定費回収）

- ・ ドイツはヨーロッパの中央に位置しており、ピーク時や再生可能エネルギーを調整するには、国境を越えた電力取引により経済的な安定供給が可能である。
- ・ ドイツとヨーロッパの電力市場では、現在、60GW の過剰容量になっている。BMWi の委託研究によると、ドイツと近隣国の電力市場を活用することで、2025 年までの電力需要を 100% 近くカバーすることができる。また、今後 10 年、現在建設中の発電所、一時停止中の発電所を使用することで、投資費用の少ないコジェネレーションやガスタービン等のピーク電源の建設のみ必要とされるという結果も出ている。
- ・ 過剰容量が解消されれば、低い卸電力価格も解消され、再び、プライスパイクが定期的に出現する。風力と太陽光による再生可能エネルギーの変動に伴い、電力価格も頻繁に変動する。
- ・ 発電事業者は、スポット市場、先物取引、その他オプション契約、予備力市場等、様々な方法で利益を得る可能性がある。
- ・ 電力市場 2.0 で市場メカニズムにより固定費を捻出し、安定供給を実現するには、卸電力価格が自由に形成されること、電力供給者が供給義務を必ず果たすことが重要な前提条件となる。
- ・ 電力市場 2.0 と合わせて容量リザーブを導入することで、更に安定性を高められる。容量リザーブで利用される発電所は、容量市場と異なり、電力市場に参加しないため、競争性や価格形成をゆがめることなく、需給逼迫時に、需給バランスをとることが出来る。

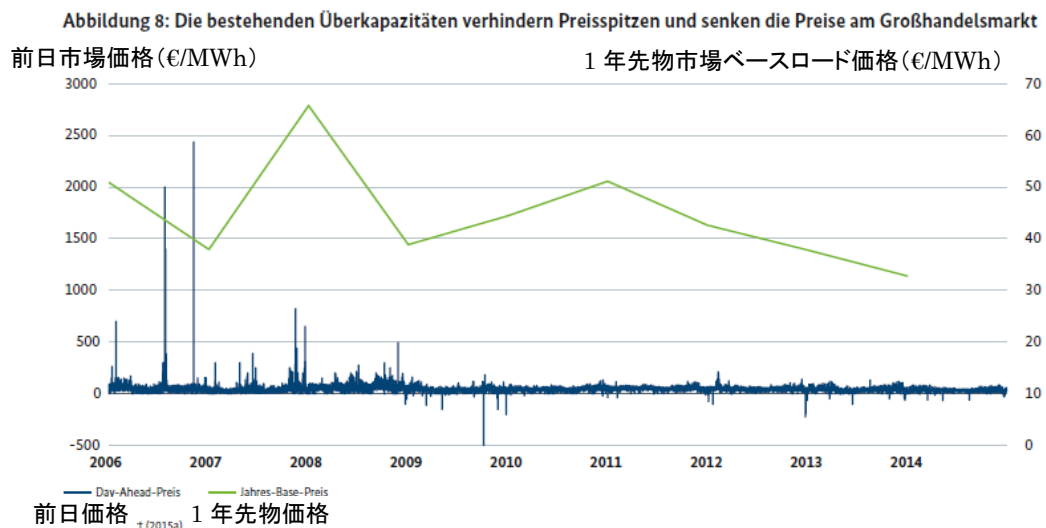


図 1-57 過剰容量によるプライスパイクの不発生と先物市場における取引価格の低下 (出所) ホワイトブック (BMWi)

② 経済性

- ・ 容量市場は高い容量基準になる傾向があり、そのため費用も高くなる。
- ・ PJM の例を見ても、容量市場は設計が複雑で、多額の追加費用が生じる可能性がある。
- ・ 電力市場 2.0 では、風力と太陽光による発電を調整するための技術を問わない柔軟なオプションを効率よく取り入れることが可能である。また、幅広い柔軟なオプション間での競争が激しくなれば、費用を下げることも出来る。
- ・ 容量市場の設計者は、柔軟なオプションの経済性やポテンシャルを把握するのが難しい。また、後に改善が必要になった場合に、迅速な反応も出来ない。

③ イノベーションと持続可能性

- ・ 風力と太陽光による発電が増えれば増えるほど、柔軟な電力システムが必要になってくる。IT でコントロールされた産業界、スマートグリッド技術による企業、商工業、一般家庭の管理、蓄電技術等、様々な分野でイノベーションが起こり得る。そのためには、市場のシグナルを重視して投資を促す電力市場 2.0 の方が適している。
- ・ 電力市場 2.0 に比べて、容量市場は、高い発電量と電力輸出量により、CO2 排出量を増やす傾向がある。

c. 電力市場 2.0 で実行する施策

電力市場 2.0 で安定供給を実現するためには、①市場メカニズムの強化、②柔軟で効率的な電力供給、③安定供給の強化、の 3 点が重要なポイントとなる。また、それを実行するための施策として 20 項目挙げた。

① 市場メカニズムの強化

表 1-15 市場メカニズム強化のための施策

	措置	内容
1	自由な価格形成を保障	電力価格は重要な投資シグナルで、電力システムの柔軟性を促進する。 価格の信頼性のために、エネルギー事業法に電力市場の目標を規定する。
2	市場支配的地位の濫用監視	自由な価格形成を保障するため、ドイツ連邦カルテル庁は市場支配的地位の濫用監視の手引を作成し、定期的に市場権力について報告書を作成する。
3	balancing group の需給維持のインセンティブ強化	balancing group は、今後、需給バランスが取れず、予備力を使用した場合、予備力を用意（容量）する費用も負担する。また、調整電力価格の計算方法を変更する。
4	balancing group を 15 分単位で責任追及	balancing group が 15 分単位で供給義務を遂行することを法的に明記する。

② 柔軟で効率的な電力供給

表 1-16 柔軟で効率的な電力供給のための施策

	措置	内容
5	ヨーロッパ域内市場との融合	2015年6月、ドイツと電力近隣諸国で「域内エネルギー市場の枠組みにおける電力安定供給に係る地域協力共同宣言」に調印したのを始まりとして、今後の安定供給をヨーロッパ大で考えていく。
6	予備力市場をすべての提供者に開放	予備力市場を改善(事前時間短縮、商品の小型化等)し、蓄電設備・柔軟な消費者・再エネ設備等の参加を可能にする。
7	託送料・国税の目標作成	電力価格に託送料・国税が上乘せされており、これが価格シグナルを弱める。よって、託送料・国税の目標モデル案を作成し、今後の改革の方向性を事前に示す。
8	柔軟な大規模消費者への託送料減免要件を見直し	電力大口消費者の柔軟性ポテンシャルは高いが、託送料減免規則のため、行動を制限されている。将来的には、大口消費者が予備力市場に参加する等できるよう減免規則を精査する。
9	託送料体系の改善	現在、地域により託送料が異なるが、公平な費用負担になるよう、出来る限り差を減らす。
10	柔軟な電力消費者の集合体の規則を明白にする	今まで、大口消費者のみ DSM で役割を果たしてきたが、今後、中・小規模の柔軟な電力消費者をグループ化して活用出来るよう規則を定める。まずは、集合体の予備力市場の算入が容易になるよう検討する。
11	電気自動車の普及	電気自動車は持続可能な乗り物であり、将来的には電力市場で柔軟な役割を果たす。そのために、充電インフラ整備の枠組みを改善する。
12	非常用電力供給設備の市場参入	非常用電力供給設備が電力需要ピーク時に電力供給出来るようにする。また、新規設備の電力市場への参加が可能になるよう法的に定める。
13	スマートメーターの導入	「エネルギーヴェンデのデジタル化法」制定(下記3)d参照)電力部門をデジタル化し、柔軟な需給をコントロールする。また、データ保護の観点から、厳しいセキュリティ基準を採用する。
14	再生可能エネルギーの出力規制	送配電網整備の費用を削減できるよう、再生可能エネルギー設備の年間発電量3%以内の出力規制を可能にする。
15	最低出力評価	現在、システム安定のために常に20GW以上の出力があるが、再生可能エネルギーが増える中、非効率でないか、今後、定期的に連邦ネットワーク庁が評価し報告書を作成する。
16	コジェネレーションの電力市場参入	「コジェネレーション法」を改正する。(下記3)d参照)柔軟で効率よいコジェネレーションを活用する。
17	電力市場データの透明性強化	透明性のある最新の電力データを公開するための、電力市場データのオンラインプラットフォームを構築する。

③ 安定供給の強化

表 1-17 安定供給の強化のための施策

	措置	内容
18	モニタリング	BMWi は、ヨーロッパの電力市場との関係を考慮に入れた、ドイツの安定供給に関する報告書を定期的に発行する。
19	容量リザーブ	「容量リザーブ指令」制定。(下記 3)b 参照) 電力市場 2.0 に伴い、容量リザーブを導入する。需給逼迫時に容量リザーブで確保した発電所を使用する。容量市場と違い、容量リザーブ用の発電所は電力市場に参加しない。
20	系統リザーブ	送配電網拡張計画が完了するまで、送配電網の安定のために、送電事業者は系統リザーブを必要とする。よって、系統リザーブを 2017 年末から 2023 年末まで延長する。

3) 電力市場改革における法規の改廃・制定（ホワイトブックの施策実行）

ホワイトブックで決定された電力市場改革の基本方針と施策を実行するために、様々な法規の改廃や制定が行われる。その中心として、電力市場法と容量リザーブ指令が制定される。

電力市場法は、概則的法規であり、関連する複数の法令の改廃・制定をこの法に包み込んで一括して行う（いわゆる束ね法に相当）。この中で、主に、エネルギー事業法（EnWG）、再生可能エネルギー法（EEG）、リザーブ発電所指令が改正される。

また、その他には、エネルギーヴェンデのデジタル化法が制定され、コジェネレーション法が改正される（図 1-58）。

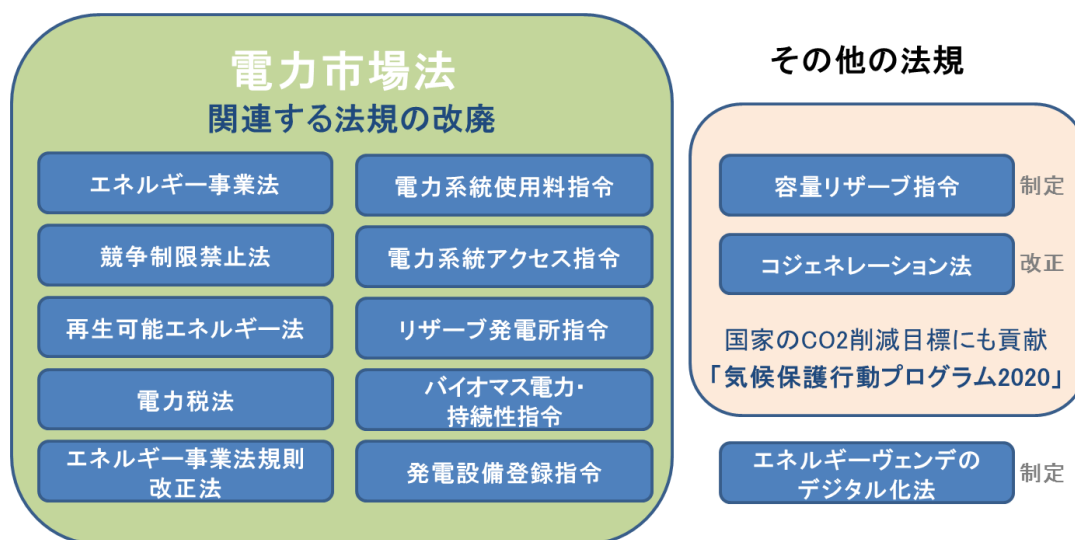


図 1-58 電力市場改革に伴い改廃・制定される法規

出所) 電力市場法草案、ホワイトブック（BMWi）より作成

a. 電力市場法草案

2015年11月、ドイツ連邦内閣は、電力市場改革の中心となる電力市場法草案を決議した。現在、2016年春の成立を目指して、立法手続きを行っている最中である。

この法において、ホワイトブック及び2015年7月に連立政権で合意した施策が実行される。具体的には、市場メカニズムを強化し、全ての電力供給者及び柔軟なオプションが相互に競争する枠組み作りを進める。また、需給バランスを調整するバランシンググループ責任者の役割を強化する。これらの施策で、今後、再生可能エネルギーが更に増えた場合においても、安定供給を維持する。

また、国境を越えて容量を利用する方が、国内に必要な容量を用意するより経済的であるため、電力市場2.0をヨーロッパ域内市場に統合させていく。

以上を反映した電力市場の原則が、エネルギー事業法第1条に追記される予定である。

【エネルギー事業法 第1条】

1. 電力価格は市場での競争原則に基づき自由に決められる。価格の制限はない。
2. バランシンググループと調整電力システムは電力安定供給のために重要である。よってバランシンググループは使命を確実に遂行しなければならない。
3. 柔軟な需給が大切である。効率的かつ柔軟な発電設備、蓄電設備、需要間の競争及び電力部門と熱・交通部門の連携によりエネルギー供給費用を下げ、環境にやさしいシステムへの変換と安定供給を実現する。
4. 再生可能エネルギーの増加を考慮し、送配電網を拡張する。
5. 電気自動車の充電インフラストラクチャを電力供給システムへ取り入れ、環境にやさしく、確実で、価値のあるシステムを作り上げる。
6. 電力市場の透明性を高め、電力市場のデータを活用できるよう改善する。
7. ドイツと隣接する国々及びノルウェーとの電力市場の連携を強化する。市場連結・電力取引の強化、予備力市場と前日・当日スポット市場の統合を促進する。

b. 容量リザーブ指令（ホワイトブックの措置19に関連）

電力市場改革において、電力市場2.0による安定供給を更に確実にするために、容量リザーブを導入する。2015年10月、その枠組みとなる容量リザーブ指令草案が公表された。

容量リザーブとして待機する発電所は、自由な価格形成にも関わらず、予想に反した需給逼迫時のみ、送電事業者の指示により利用される。これに該当する発電所は、入札により調達され、維持費用が手当される。容量市場と異なり、電力市場には参加することが出来ない。また、容量リザーブの契約期間が終了後、再び、リザーブの入札には参加出来るが、電力市場に戻ることは認められない。よって、入札には、電力市場において経済的な運営が成り立たない発電所が参加することになる。

また、容量リザーブは、一時的に、CO₂を削減するための気候保護対策にも貢献する。

2014年の「気候保護行動プログラム2020」（下記(2)1参照）により、電力部門はCO₂を追加で2200万トン削減しなければならない。その具体策の一つとして、現存する褐炭発電所の13%にあたる2.7GWの老朽化した褐炭発電所を容量リザーブへ移行し、4年後に閉鎖することで1,100~1,250万トンのCO₂を削減する。既に、RWEやVattenfall等の所有する8つの褐炭発電所を2016年10月から段階的に容量リザーブへ移行することが決定してい

る。

また、2022 年以降に、系統リザーブ用（送配電網の安定のために活用）に南ドイツに起動の速い 2GW の発電所を新設し、容量リザーブとしても活用する。

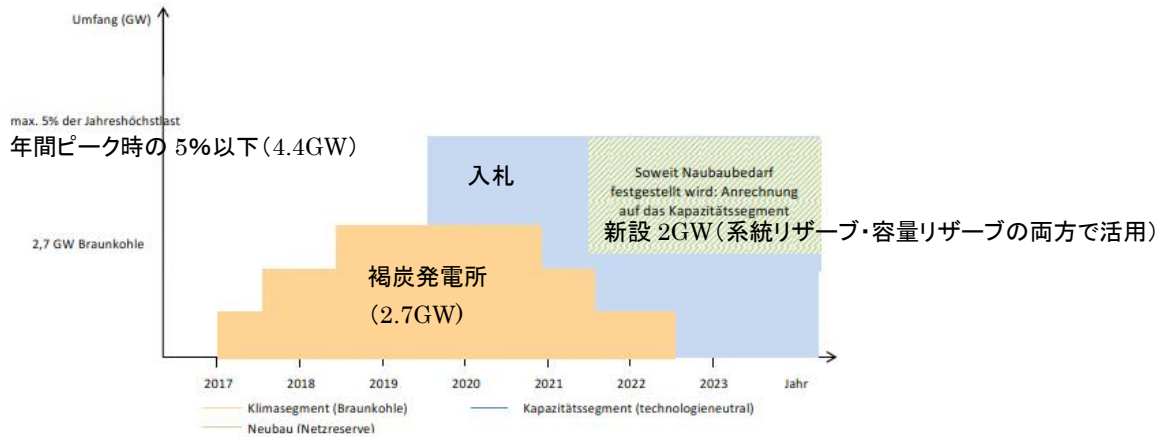


図 1-59 容量リザーブ

出所) BMWi

c. コージェネレーション法の改正（ホワイトブックの措置 16 に関連）

コージェネレーション（CHP）は、柔軟な運転が可能で、エネルギーヴェンデで重要な役割を果たすポテンシャルを持っているが、現在の低い卸電力価格により、CHP の経済性が脅かされている。この状況を踏まえて、CHP の維持と増加の観点からコージェネレーション法が改正され、2016 年 1 月 1 日から施行されている。

主な改正点としては、一般供給用の CHP や蓄熱施設・配管への助成の増額、2022 年まで助成期間の延長、自家消費用の CHP の助成削減もしくは廃止、100kW 以上の CHP からの電力に対する市場直接販売の義務化、賦課金負担要件の変更等が挙げられる。

また、今回の改正では、国家の CO₂ 削減目標に貢献するよう、「気候保護行動プログラム 2020」（下記（2）1）参照）による CO₂ 削減策の一つとして、CO₂ 排出量の少ないガス火力 CHP の支援を通して、400 万トンの CO₂ を削減することも盛り込まれた。具体的には、2016 年以降に新設・改修される石炭・褐炭火力の CHP は助成対象外となる。また、既存の石炭・褐炭火力からガス火力等に改修した場合には、助成額に 0.6ct/kWh のボーナスが上乗せされる。

その他、年間の助成費用の上限が、7 億 5000 万ユーロから 15 億ユーロに引き上げられた。助成費用は、コージェネレーション賦課金として、電力消費者に転嫁される。

d. エネルギーヴェンデのためのデジタル化法草案（ホワイトブックの措置 13 に関連）

エネルギーヴェンデのためのデジタル化法において、電力セクターをデジタル化するための技術的、データ保護法的な枠組みを作る。スマートテクノロジーで、需要をコントロールし、多数の分散型の再生可能エネルギー発電設備を安定して取り入れ、柔軟かつ効率的な電力システムを実現する。

スマートメーターは、費用対効果のある場所にだけに導入する。また、スマートメーター

のデータに関しては、ドイツ連邦情報技術安全局のプロファイル保護及び技術基準による安全性の高い技術で保護される。

(2) 中・長期的な気候変動対策

1) 気候保護行動プログラム 2020 (Aktionsprogramm Klimaschutz 2020)

2014年12月、ドイツ連邦内閣は、2020年までに温室効果ガスを40%削減(1990年比)する目標を強化し達成するために、「気候保護行動プログラム2020」を決定した。

この行動プログラムには、CO₂排出削減量を現行計画と比べ、6,200万から7,800万トン増やす施策が盛り込まれ、その実現のために各部門が協力する。

電力部門は、追加措置により2,200万トンのCO₂を削減する。電力市場改革において制定される容量リザーブ指令(上記(1)3)b.参照)、コジェネレーション法改正(上記の(1)3)c.参照)により、これに基づく措置が実行される。

その他、国家行動計画(NAPE)によるエネルギー効率改善で、2,500万から3,000万トンの削減を目指す。

表 1-18 電力部門におけるCO₂排出量削減のための追加措置

措置	CO ₂ 削減量	費用負担
「容量リザーブ指令」 褐炭発電所2.7GWを容量リザーブへ移行、4年後に閉鎖	1,100~1,250万トン	賦課金
状況により、2018年以降、褐炭発電所による追加削減	150万トン	未定
「コジェネレーション法」改正 ガス火力CHPへの置換促進	400万トン	コジェネレーション賦課金
建物の省エネ化	250万トン	公的資金 年間11.6億€以内 (2020年まで)
共同体の省エネ化	100万トン	
産業の省エネ化	100万トン	
鉄道の省エネ化	100万トン	

出所) BMWi

2) 気候保護計画 2050 (Klimaschutzplan 2050)

欧州連合は、2050年までに温室効果ガス排出量を1990年比80%から95%削減することを目標としており、ドイツはそれを達成するために、「気候保護計画2050」の策定を進めている。既に、ドイツ連邦環境省は策定に向けた国民との対話プロセスを始めている。ヘンドリックス環境大臣は、エネルギー供給や交通・建築、農業、廃棄物経済、都市開発、産業、商工業など幅広い部門での変革が不可欠だとしている。

ドイツ連邦内閣は、2016年夏に「気候保護計画2050」を承認する予定である。

1.3 我が国に必要な対策・施策等の検討

1.3.1 固定価格買取制度を巡る動向

我が国の固定価格買取制度については、総合資源エネルギー調査会の中で表 1-19 に示す動きがあった。また、こうした一連の審議を受け、固定価格買取制度の根拠法である再エネ特措法改正案が 2016 年 2 月 9 日に閣議決定された。

ここでは、これらの中で主要なテーマに関して整理を行った。

表 1-19 総合資源エネルギー調査会における固定価格買取制度関連の動向

会合名称	平成 27 年度の主な検討テーマ
省エネルギー新エネルギー分科会新エネルギー小委員会	<ul style="list-style-type: none"> ● 電源の特性や実態を踏まえた、バランスの取れた再生可能エネルギーの導入拡大 ● 再生可能エネルギーの導入拡大と国民負担の抑制の両立 ● 長期安定的に電力供給の一翼を担う、低コスト・自立電源化の実現 ● 再生可能エネルギー導入拡大に向けた広域的な系統利用システム・ルールの構築について
買取制度運用ワーキンググループ	<ul style="list-style-type: none"> ● 回避可能費用の算定方法の見直しについて ● 小売全面自由化に向けた固定価格買取制度の運用見直しについて
系統ワーキンググループ	<ul style="list-style-type: none"> ● 接続可能量の算定について
基本政策分科会再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会	<ul style="list-style-type: none"> ● 認定制度の見直しと未稼働案件への対応 ● 長期安定的な発電を促す仕組み ● コスト効率的な導入 ● リードタイムの長い電源の導入促進 ● 電力システム改革を活かした導入拡大

(1) 回避可能費用単価の算出方法の見直しについて

回避可能費用単価については、主に買取制度運用ワーキンググループで議論され、見直しの方針が新エネルギー小委員会（第 12 回）にて報告されている。以下に、その報告の概要を示す。

1) 見直しの必要性

現行のルールでは、「垂直一貫体制を前提として、再生可能エネルギー電気の調達が増加することにより、買取義務者である一般電気事業者が自社電源を調整する（短期的な焚き減らしから長期的な電源構成まで含む）ことを前提として回避可能費用を算定し、その結果を

加重平均することにより、同じく買取義務者である新電力及び特定電気事業者の回避可能費用を算定する」としている。

しかし、電力システム改革によって小売全面自由化となった後は、「①事業者概念が変わり、ライセンス制の導入により垂直一貫体制がなくなる、②経過措置があるものの、総括原価方式が廃止され、発電原価の算定が困難となる、③卸電力市場の活性化が期待され、制度上もインバランス料金が市場価格連動となる」等の変化が生じるため、回避可能費用の算定方法の考え方そのものを再設定すべき、との前提で見直しに向けた議論が行われた。

2) 見直し後の回避可能費用の算定方法

買取制度運用ワーキンググループの議論を踏まえ、小売全面自由化後には、スポット市場と1時間前市場の加重平均(30分値をそのまま用いる)を使用すべき、となった。また、回避可能費用が買取価格を上回る場合は、原則、買取義務者が費用負担調整機関に対し、回避可能費用と買取価格の差分を支払うこととしている。

ここで、回避可能費用が今後市場価格に連動することになった場合、現行の回避可能費用より高値になると想定される。その際、回避可能費用が市場価格より安いことに着目して、買取価格に例えば1円のプレミアムを付して再エネ電気を調達していた事業スキームが成り立たなくなるという懸念が示された。

そのため、回避可能費用の算定方法の変更について、激変緩和措置が盛り込まれることとなった。具体的には、5年程度の間は現状の回避可能費用を適用することとなった。

なお、回避可能費用が市場価格連動になった場合、基本的に国民負担(買取価格と会費可能費用の差分に近い)は減る方向に寄与すると考えられている。

(2) 認定制度の見直しについて

現行の認定制度は、事業者が設備認定を取得してから、系統への接続申込を行い、接続契約の締結を結び、設置工事が行われて運転を開始する流れであった。このとき、接続申込をした時点での買取価格が適用されていた(太陽光発電は2015年度から、接続契約時または接続申込から270日経過後のいずれか早い方の時点に変更となった)。

その結果として、適用される買取価格が決定したあと、長期間未稼働状態が続く案件が多数発生してしまった(実際に設備を調達するタイミングを遅らせることで、設備価格の低下を期待する事業者が存在した)。

そこで、再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会において、認定制度の見直しが議論され、以下のとおりとなった。すなわち、まず認定の時期を系統接続の締結後とすることで、事業確度の高い案件のみを認定することとした。さらに、認定後に安全性の確保や発電能力の維持、発電事業の継続性、地域との共生を求めることとした。

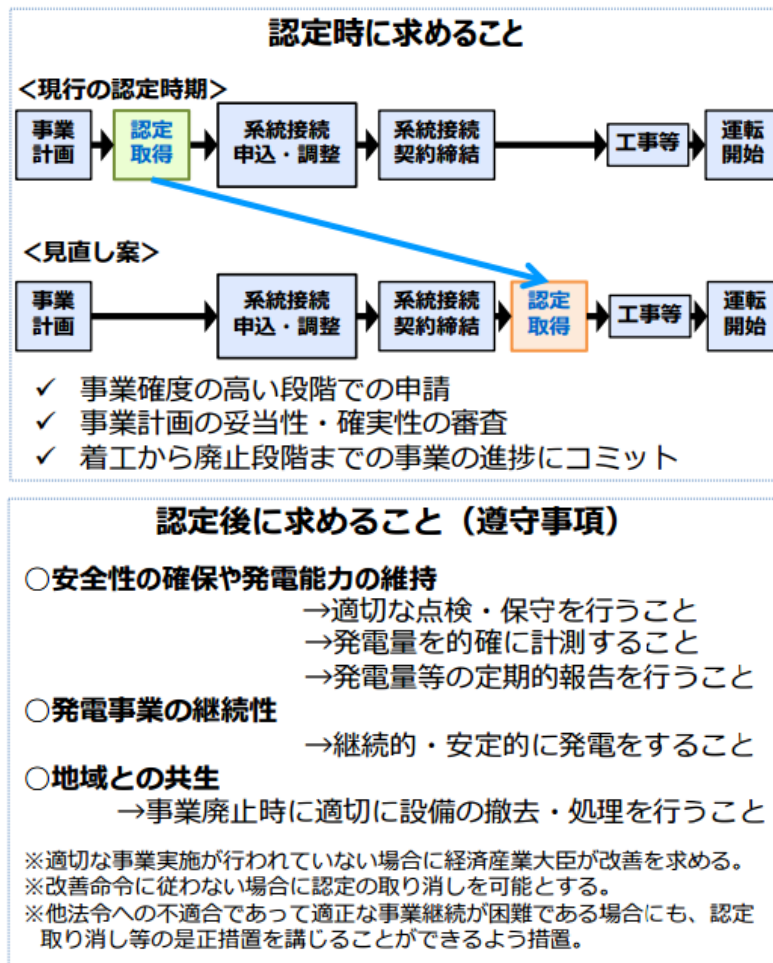


図 1-60 見直し後の認定制度のイメージ

(3) コスト効率的な導入とリードタイムの長い電源の導入促進について

いずれも再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会にて議論されたものであり、コスト効率的な導入については、太陽光発電の導入拡大が進む中で、欧米に比べて依然として我が国のコストが高く、買取価格水準も欧州の約2倍と高い水準にあることから、コスト効率的な導入を促す価格決定方式に移行することが適切とした。具体的には、以下の4つのオプションが提示された。

- 特に効率的に発電できる事業者のコストを基準として毎年決定する方式（いわゆる「トップランナー方式」）
- 買取価格の低減スケジュールを複数年にわたり予め決定する方式
- 買取価格の低減率を導入量に連動させて変更させる方式
- 買取価格を入札により決定する方式

また、「将来の買取価格についての予見可能性を向上させるとともに、その目標に向けた事業者の努力やイノベーションによるコスト低減を促す観点から、電源毎に中長期的な買取価格の目標を示すことが必要」であるとした。

一方で、太陽光以外の風力発電・地熱発電・水力発電といったリードタイムの長い電源の導入が進んでいないことが課題として挙げられている。そのため、毎年翌年度価格を決定する現行方式を見直し、事業収益の予見可能性をより高める観点から、リードタイムに応じて数年先（2～5年程度）の認定案件の買取価格をあらかじめ決定する方式を採用すべきとした。

(4) 再エネ特措法改正案について

先に挙げた検討の方向性を踏まえて、2016年2月9日には再エネ特措法の一部を改正する法律案が閣議決定された。法案の概要としては以下の4点が示されている。

- 新認定制度の創出
 - ✓ 再生可能エネルギー発電事業者の事業計画について、その実施可能性（系統接続の確保等）や内容等を確認し、適切な事業実施が見込まれる場合に経済産業大臣が認定を行う制度を創設する。
- 買取価格の決定方式の見直し
 - ✓ 調達価格の決定について、電源の特性等に応じた方式をとることができるようにするため、電気の利用者の負担の軽減を図る上で有効である場合には、入札を実施して買取価格を決定することができる仕組みを導入する。
 - ✓ 開発期間に長期を要する電源などについては、あらかじめ、複数年にわたる調達価格を定めることを可能とする。
- 買取義務者の見直し等
 - ✓ 広域運用等を通じた再生可能エネルギー電気の更なる導入拡大を図るため、買取義務者を小売電気事業者等から一般送配電事業者等に変更する。
 - ✓ 買い取った電気を卸電力取引市場において売買すること等を義務づけるとともに、供給条件を定めた約款について、経済産業大臣への届出を義務づける等の措置を講じる。
- 賦課金減免制度の見直し
 - ✓ 電気を大量に消費する事業所における賦課金の減免制度について、我が国の国際競争力を強化するという制度趣旨を明確化するとともに、この制度の対象となる事業者の省エネルギーに向けた取組を確認することができるように制度を見直す。

なお、入札制度については、事業用太陽光を対象として大規模な案件から実施することとされている。

また、実際に入札を実施するにあたっては、以下の内容を含む入札実施指針を定めることとしている。

- 入札対象とする再生可能エネルギー発電設備の区分等
- 入札に付する再生可能エネルギー発電設備の出力量（入札量）
- 入札参加者資格に関する基準
- 参加に当たっての保証金の額等
- 入札価格の上限額（これは非公表となる場合がある）
- 入札に基づく調達価格の決定方法（pay as bid か uniform pricing か）

- 入札に付する再生可能エネルギー発電設備の調達期間
- 落札者の認定の申請期限 など

1.3.2 安定的な再生可能エネルギー導入に向けた方策

1.3.1 で示したとおり、今後は我が国でも大規模太陽光を対象とした入札制度が導入される見込となった。これは、1.2.1 でも示したとおり、欧州各国でも導入が進んでいる制度である。

ここでは、欧州における入札制度の実態を踏まえ、今後入札制度の詳細を検討する上でポイントとなる点を整理しておく。

対象規模	<ul style="list-style-type: none"> ● ドイツでは、パイロット入札制度では 100kW 以上の設備を対象としたところ、落札案件のほとんどは 2MW 以上であり、数百 kW 台の案件はほとんど落札に至らなかった。 ● 多様な事業者が再エネ事業に参加することを優先するならば、数百 kW 台の案件については、入札対象外とするか、入札枠そのものを別に用意することが考えられる。
買取価格決定方式	<ul style="list-style-type: none"> ● ドイツでは pay as bid と uniform pricing の 2 とおりが試されたが、uniform pricing の場合非常に低価格で入札する戦略的な行動が見られた。 ● この場合、非経済的な買取価格や実現率の低下に繋がるリスクがあるとして、EEG2016 では pay as bid 方式が採用された。 ● 我が国においても同様の理由から、決定方式は pay as bid 方式が適切と考えられる。
上限額設定	<ul style="list-style-type: none"> ● ドイツ、イギリス、フランス、オランダいずれの制度でも、上限額は設定されている。 ● 効率的な事業を促す観点からは上限額を設定しておくことが望ましいと考えられるが、その場合は対象規模は大型な設備に限定されていることが望ましいと考えられる。
実現率の担保	<ul style="list-style-type: none"> ● 落札決定後などから一定期間を経ても運開しない場合には、契約を解除するなどの方式を採用しているケースが多い。また、その際には保証金が罰金として回収されることが多い。 ● 欧州でも落札後の実現率についてはまだ不透明なところもあるが、オランダの実績を見る限りではある程度離脱する可能性がある。離脱を防ぐための実現率の担保措置を検討するとともに、実際に離脱があった場合の対応についても想定しておく必要がある。