

1.2 諸外国における再生可能エネルギーの政策動向

1.2.1 ドイツ

(1) 政策の概観

1) 「エネルギー転換」政策の概要

ドイツ政府は、2010 年、長期的な指針「エネルギーコンセプト（Energiekonzept）」を公表し、2050 年までに再生可能エネルギーを主体とするエネルギー供給構造へ転換する方針を示した。また、2011 年、東日本大震災の原発事故を受けて、脱原子力に向けたエネルギー政策方針を閣議決定した。この 2 つが、現在ドイツが進める「エネルギー転換（Energiewende）」政策の基本的枠組みとなっている。

「エネルギー転換」の目標は、国家の気候保護目標の達成（表 1-16）、2022 年末までに原子力利用の廃止、エネルギー安定供給と競争力の確保とされている。そして、その目標を達成するための主な方策として、再生可能エネルギーを大幅に拡大することと、エネルギー効率を高めてエネルギー消費量を減らすことを掲げている。

表 1-16 エネルギー転換の数値目標と現状（2016 年）

		2016 年 ¹	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年
GHG	温室効果ガス排出量 (1990 年比)	-27.6%	-40%以上	-55%以上	-70%以上	-80~-95%
再生可能エネルギー	最終エネルギー消費量に占める割合	14.6%	18%	30%	45%	60%
	総電力消費量に占める割合	31.5%	35%以上	50%以上 EEG: 2025 年 40~45%	65%以上 EEG: 2035 年 55~60%	80%以上
	熱消費量に占める割合	13.0%	14%			
	交通部門に占める割合	5.2%	10% ³			
省エネとエネルギー消費量	一次エネルギー消費量 (2008 年比)	-6.5%	-20%	-	-	-50%
	エネルギーの経済効率性(年)	1.1%/年 (08~16 年)	2.1%/年(2008~2050 年)			
	総電力消費量(2008 年比)	-1.7%	-10%	-	-	-25%
	建物部門における一次エネルギー 需要(2008 年比)	-15.9% ²		-	-	-80%
	建物部門における熱需要 (2008 年比)	-11.1% ²	-20%			
	交通部門における最終エネルギー 消費量(2005 年比)	1.3% ²	-10%	-	-	-40%

注 1) 推定値、注 2) 2015 年の値、注 3) EU 目標

出所) BMWi, “Fuenfter Monitoring - Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft - Berichtsjahr 2015”, “Erneubare in Zahlen 2016”, UBA ウェブサイト, <https://www.umweltbundesamt.de/daten>, (2018 年 2 月 20 日取得) より作成

2017 年に実施した「エネルギー転換」のための主な施策は以下のとおりである。

- ① 再生可能エネルギー法（EEG2017）に基づく入札の実施
- ② EEG2017 の下、「借家人電力」補助法の制定：家主の太陽光発電設備による電力を賃借人に提供した場合、電力への補助と租税公課の減免を適用

(2) 再生可能エネルギー電力への支援施策

1) 再生可能エネルギー法（EEG）の概要と改正動向

再生可能エネルギー法（Erneuerbare-Energien-Gesetz：EEG）は、再生可能エネルギーにより発電された電力を促進し、環境へ負荷をかけない電力供給へ移行するための法である。国が再生可能エネルギー電力を固定価格で買い取り、系統事業者がその電力を優先して供給することを保証した。これにより、施行当初（2000 年）は、総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合は約 6% しかなかったが¹¹⁴、2017 年には 36%（推定値）¹¹⁵にまで成長した。

表 1-17 再生可能エネルギー法の改正動向

年	法の名称	概要
1990	「電力供給法」制定	EEG の前身。再生可能エネルギー電力の買取を電力供給業者に義務化。
2000	EEG 制定	再生可能エネルギー導入拡大のためにインセンティブ付与。再生可能エネルギー電力の国による固定価格での買取を保証。長期目標：持続可能なエネルギー供給、気候・環境保護、再生可能エネルギー発電の技術開発を推進。
2004	初の EEG 改正	初めての大きな改正。買取価格の見直し。
2009	EEG 改正（EEG 2009）	全 22 条から 66 条に。買取価格に関する規定の詳細な改正。
2010	EEG 改正	太陽光の買取価格を引き下げ。
2012	EEG 改正（EEG 2012）	再生可能エネルギーの市場統合への道を開く（卸電力市場での直接販売が可能に）。太陽光の買取価格引き下げ（2 度目）。
2014	EEG 改正（EEG 2014）	再生可能エネルギー発電電力量が供給量の 25% を越え、2 番目に多いエネルギー供給源となる。再生可能エネルギー種別に導入目標を設定。卸電力市場への直接販売を義務化（100kW 超）。
2016	EEG 改正（EEG 2017）	電力の約 3 分の 1 が再生可能エネルギー由来になり、最大のエネルギー供給源となる。再生可能エネルギーの支援の決定に競争入札を導入。また、再生可能エネルギーの導入拡大を系統の増強と同調させる。

出所）BMW i, “Fit fuer den Strommarkt. Fit fuer die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017” , 2016
国会図書館調査及び立法考査局, 「ドイツの再生可能エネルギー法」, 2005, 2009, 2012, 2014 より作成

¹¹⁴ BMW i, “Fit fuer den Strommarkt. Fit fuer die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017” , 2016、

¹¹⁵ BDEW ウェブサイト, <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/erneuerbaren-anteil-liegt-2017-bei-ueber-36-prozent/>, （2018 年 2 月 20 日取得）

2) 2017 年再生可能エネルギー改正法 (EEG 2017)

2017 年 1 月 1 日より、改正された再生可能エネルギー法 (EEG 2017) が施行されている。

EEG 2017 では、太陽光、陸上風力、洋上風力、バイオマスへの支援決定に競争入札を導入した。これは、再生可能エネルギーが、もはや、固定価格の買い取りで守られるべき未熟なテクノロジーでなくなったためである¹¹⁶。今後は、競争の下、計画性をもって、費用効率よくエネルギー転換が進められる。EEG 2017 のコンセプトは以下の通りである。

① 再生可能エネルギーの導入目標 (コリドー) の順守

EEG 2014 より再生可能エネルギーの導入目標が掲げられている。今後も、入札において導入量を管理する。

② 再生可能エネルギーの導入拡大を費用効率良く推進

入札制度の導入により、再生可能エネルギーの導入拡大にかかる費用を抑える。

③ 入札制度において、全ての事業者は公平なチャンスを得る

参加事業者の多様性を維持することは、「エネルギー転換」が国民に容認され続けるために重要である。

また、現在、一部地域において再生可能エネルギーの導入が急速に進んだため、頻繁に系統混雑が発生し、再生可能エネルギー電力が出力抑制されていることから、再生可能エネルギーの導入拡大を系統の増強のスピードと同調させていく規定が新たに追加された。

EEG 2017 の主な改正点を表 1-18 に示す。

¹¹⁶ BMWi, “Fit fuer den Strommarkt. Fit fuer die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017” ,2016

表 1-18 EEG 2017 の主な改正点

項目	主な改正事項								
導入目標	再生可能エネルギー種別の導入目標改定 <table border="1"> <tr> <td>陸上風力</td><td>2017～2019 年:2,800MW/年(グロス) 2020 年以降:2,900MW/年(グロス)</td></tr> <tr> <td>洋上風力</td><td>2020 年までに総設備容量 6.5GW、2030 年までに 15GW</td></tr> <tr> <td>太陽光</td><td>2,500MW/年(グロス)</td></tr> <tr> <td>バイオマス</td><td>2017～2019 年:150MW/年(グロス) 2020～2022 年:200MW/年(グロス)</td></tr> </table>	陸上風力	2017～2019 年:2,800MW/年(グロス) 2020 年以降:2,900MW/年(グロス)	洋上風力	2020 年までに総設備容量 6.5GW、2030 年までに 15GW	太陽光	2,500MW/年(グロス)	バイオマス	2017～2019 年:150MW/年(グロス) 2020～2022 年:200MW/年(グロス)
陸上風力	2017～2019 年:2,800MW/年(グロス) 2020 年以降:2,900MW/年(グロス)								
洋上風力	2020 年までに総設備容量 6.5GW、2030 年までに 15GW								
太陽光	2,500MW/年(グロス)								
バイオマス	2017～2019 年:150MW/年(グロス) 2020～2022 年:200MW/年(グロス)								
再生可能エネルギー電力への支援	以下の設備の支援水準決定に競争入札を導入 ● 750kW 超の陸上風力、洋上風力、太陽光 ● 150kW 超のバイオマス(既存設備も参加可能)								
系統増強との同調	送電線の増強が進むまで、送電事業者による再給電指令(欄外注参照)にかかる費用を減らすため、下記の措置を実施 ● 出力抑制を減らすため、余剰電力を熱分野に使用 ● 系統混雑の地域において、陸上風力の建設を制限 ● 洋上風力の導入管理								
国境を越えた入札	年間の再生可能エネルギー新設設備容量の 5%を EU の協定国へ開放								
その他の入札	陸上風力と太陽光の合同入札(2018～2020 年):400MW/年 系統・安定供給のための革新的技術の入札(2018～2020 年):50MW/年								
今後、施行規則で制定可能な事項	家主の太陽光発電設備による電力を賃借人に提供する場合、電力への補助と租税公課の減免を適用								

注) 再給電指令：電線の過剰負荷を避けるために、供給発電所を変えるよう、送電事業者が市場ベースの発電計画に介入することである。一つ以上の発電所の供給出力を下げ、同時に他の一つ以上の発電所の供給出力を上げるにより、全体の供給出力合計は変わらない。送電事業者の管轄地域を越えても適応される。(出所) BNetzA, “Monitoring Bericht 2016”, 2016

出所) “EEG 2017”、BMWi, “EEG-Novelle 2017”, 2016 より作成

a. 入札制度

ア) 入札制度の概要

2017 年より、再生可能エネルギー発電への支援額を競争入札において決定している。対象となるのは、設備容量が 750kW を超える新規の陸上風力、洋上風力、太陽光発電設備と、設備容量が 150kW を超える新規のバイオマス発電設備である。(バイオマスのみ、既存設備の参加も認められる。)

ドイツでは、2000 年から、固定価格買取制度(Feed-in Tariff: FIT)に基づき、再生可能エネルギー電力を固定価格で買い取ってきた。EEG 2012 以降、FIT の他に、市場プレミアム制度(Feed-in Premium: FIP)による支援が選択可能となり、EEG 2014 では、最終的に 100kW を超える設備に FIP を義務づけた。

FIP は、設備事業者が再生可能エネルギー電力を電力市場に直接販売する際、卸電力価格に上乗せして、市場プレミアムが支援される制度である。

今回導入された入札制度では、FIP による市場プレミアムを算出するための支援水準を競争入札において決定する。落札に成功した設備への支援期間は、以前同様、20 年である。但し、既存のバイオマス設備の場合、支援期間は 10 年である。

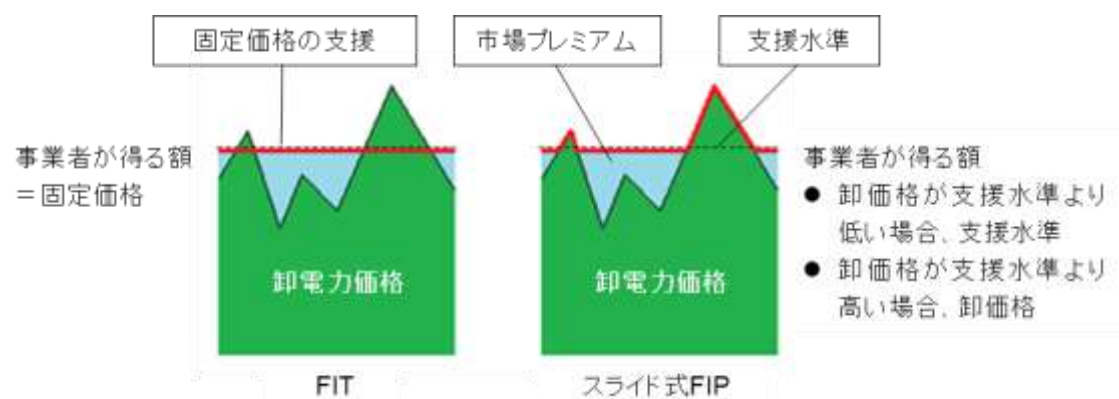


図 1-102 FIT とスライド式 FIP による再生可能エネルギーの支援

注) 現在も FIT の選択は可能だが、FIT による太陽光・陸上風力・洋上風力の支援は、FIP の支援水準より 0.4ct/kWh 低く、水力・バイオマス・地熱等の支援は、0.2ct/kWh 低く設定されている。

出所) 各種資料より作成

表 1-19 入札制度、FIP/FIT の対象設備

	入札制度の対象	FIP/FIT の対象
太陽光	・750kW 超の新規設備 (地上設置型は上限 10MW)	・750kW 以下の新規設備
陸上風力	・750kW 超の新規設備	・750kW 以下の新規設備 ・プロトタイプ(年間 125MW 以内) 【経過措置】 ・2016 年末までに汚染防止法(BImSchG)に基づく認可を得、2017 年 1 月末までに連邦ネットワーク庁の登録簿に登録し、2018 年末までに稼働開始する設備
洋上風力	・2021 年以降に稼働開始する設備	・プロトタイプ(年間 50MW 以内) 【経過措置】 ・2016 年末までに系統接続許可を得、もしくは接続容量を割り当てられ、2020 年末までに稼働開始する設備
バイオマス	・50kW 超～20MW の新規設備 (現在の支援期間が残り 8 年以内の 20MW 以下の既存設備も参加可能)	・150kW 以下の新規設備 【経過措置】 ・2016 年末までに汚染防止法、連邦法、建築法のいずれかの認可を得、2018 年までに稼働開始する 20MW 以下の設備

注) FIT による支援は 100kW 以下の設備のみ選択可能

出所) “EEG 2017”、EnergieDialog.NRW ウェブサイト, <http://www.energie-dialog.nrw.de/eeg-2017-die-wichtigsten-aenderungen/>, (2017 年 2 月 10 日取得) より作成

また、入札の方式について、2015 年から実施した地上設置型太陽光のパイロット入札で Pay-as-bid 方式と Uniform-pricing 方式を試した結果、EEG2017 に基づく入札は、Pay-as-bid 方式で実施する。但し、陸上風力の入札に参加する市民エネルギー組合と、バイオマスの入札に参加する既存設備に対しては、Uniform-pricing 方式を適用する。

- 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。

イ) 太陽光発電の入札

① 概要

太陽光発電設備の年間の導入目標 2,500MW の内、600MW を入札にかける。

2015 年から 2016 年まで計 6 回、地上設置型太陽光発電設備を対象にパイロット入札を実施しており、2017 年以降は、地上設置型以外の太陽光発電設備も入札対象に加えて、パイロット入札とほぼ同じ制度設計で実施する。

表 1-20 太陽光発電設備の入札制度概要

項目	内容
対象設備	750kW 超の新規設備 ● 地上設置型(上限 10MW) ● 建物屋上、防音壁 ● その他の建造施設(ゴミ処分場等)
日程と入札量	毎年 2/1、6/1、10/1(各 200MW) 前年設置の入札以外で支援される地上設置型設備容量を差し引き 応札のなかった容量や落札時の保証金不支払の容量を次回入札に追加
参加条件	地の所有者である、もしくは、所有者から許可を得ていること 地上設置型に利用可能な土地区分 ● 高速道路又は鉄道の沿線で、外縁から 110 メートル以内 ● 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 ● 連邦不動産庁の土地 ● 自然環境条件の悪い地域の耕地(管轄の州に許可された場合のみ) ● 2010/1/1 以前に商業・工業地に指定されていた土地等
応札上限額	750kW 以下の地上設置型、屋上、防音壁 PV への FIP の支援水準 (2017 年 10 月時点では、8.84ct/kWh)
保証金	応札時:5€/kW 落札時:45€/kW(地区詳細計画に建設が決定している場合、20€/kW)
稼働期限	24 か月
罰則	落札時に保証金を支払わない場合、権利失効と応札時の保証金徴収。 24 か月を経過後、権利失効と落札時の保証金徴収。(延長措置なし。) 建設容量が 5%以上少ない場合、未建設容量×50€/kWh
支援の対象	落札した事業者は他の場所への設備設置も可能。支援水準の減少なし。 自然環境条件の悪い耕地は、同カテゴリー内でのみ設置場所の変更可能。

出所) “EEG 2017”、BMW 各種資料、Energie Dialog.NRW ウェブサイト

<http://www.energiedialog.nrw.de/eeg-2017-die-wichtigsten-aenderungen/>, (2017 年 2 月 10 日取得) より作成

② 2017 年～2018 年 2 月の入札結果

2017 年～2018 年 2 月に、太陽光発電の入札を 4 回実施した。結果は、表 1-21 のとおりである。

第 2 回以降の入札では、バイエルン州の自然環境条件の悪い耕地が多く落札している。また、地上設置型のカテゴリーに該当しない設備は、10MW 以上の設備設置も認められており、第 3 回の入札では、69MW 規模のその他建造物（ゴミ処分場など）が入札に参加した（落札したかは不明）。

表 1-21 2017 年～2018 年 2 月実施の太陽光発電設備の入札結果

	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回
締切日	2017/2/1	2017/6/1	2017/10/1	2018/2/1
方式	pay-as-bid	pay-as-bid	pay-as-bid	pay-as-bid
入札量(MW)	200 MW	200 MW	200 MW	200 MW
参加件数 (容量)	97 件 (488MW)	133 件 (646MW)	110 件 (754MW)	79 件 (546MW)
応札価格 (ct/kWh)	6.00 – 8.86 (平均 6.87)	5.34 - 65.40 (平均 6.54)	4.29 – 7.20 (平均 5.23)	–
落札件数 (容量)	38 件 (200MW)	32 件 (200.6MW)	20 件 (222MW)	24 件 (–)
落札価格 (ct/kWh)	6.00- 6.75 (平均 6.58)	5.34 - 5.90 (平均 5.66)	4.29 - 5.06 (平均 4.91)	3.86 – 4.59 (平均 4.33)
書類不備等による不適格件数	9 件 (27MW)	17 件 (56MW)	6 件 (20MW)	16 件 (–)
支援水準上限 額(ct/kWh)	8.91	8.91	8.84	8.84

出所) BnetzA 各種公表資料より作成

また、2015 年から 6 回実施したパイロット入札と 2018 年 2 月までに実施した入札の平均落札価格の推移を図 1-103 に示す。回を重ねるごとに落札価格が低減している。

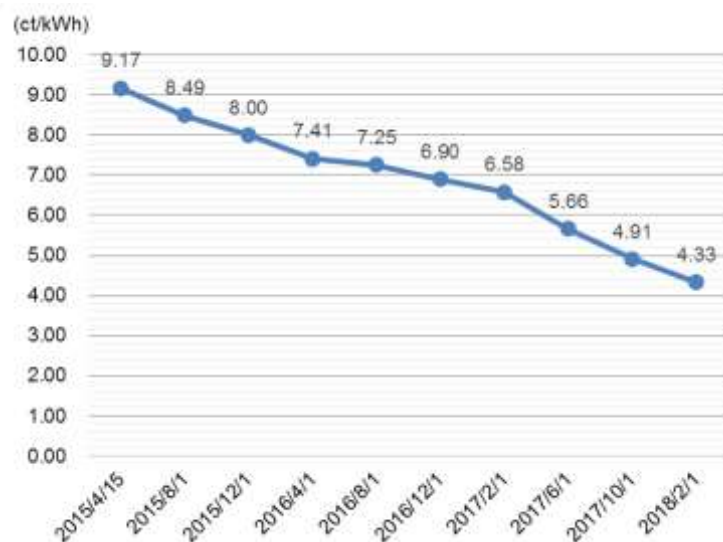


図 1-103 太陽光発電設備の入札結果の推移

出所) BnetzA 公表の各種資料より作成

③ 落札設備の稼働率

連邦ネットワーク庁（BnetzA）は、入札で落札した事業者が、実際に2年以内に設備を建設したか、稼働率を公表している。パイロット入札の稼働率を表 1-22 に示す。稼働率は、各回とも90%を超えている。

表 1-22 地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札における落札設備の稼働率

	第1回目 2015/4/15	第2回目 2015/8/1	第3回目 2015/12/1
落札件数	25 件 (157MW)	33 件 (159MW)	40 件 (-)
稼働件数	25 件 (156MW)	29 件 (-)	36 件 (-)

出所) BnetzA ウェブサイト,

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/15052017_PV.html ,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/28082017_PVAusschreibung.html,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180109_PVFreiflaechenanlagen.html?nn=265778, (2018 年 1 月 20 日取得) より作成

ウ) 陸上風力発電の入札

① 概要

設備容量が750kWを超える新規の陸上風力設備に入札制度を導入する。

また、地域によっては導入量を制限する。近年、陸上風力の導入が進んだために、ドイツ北部で頻繁に系統混雑が起こり、近隣国へも影響を与えている。それを緩和するため、該当地域においては、その地域の2013～2015年の年間導入量平均の58%以内に導入制限する。

さらに、参加事業者の多様性を確保するため、地元の市民エネルギー組合への優遇措置を実施する。

表 1-23 陸上風力発電の入札制度概要

項目	内容
対象設備	750kW 超の新規設備
日程と入札量	【2017 年】5/1(800MW)、8/1(1000MW)、11/1(1000MW) 【2018～2019 年】2/1、5/1、8/1、10/1(各 700MW) 【2020 年以降】2/1(1,000MW)、6/1(950MW)、10/1(950MW)
参加条件	環境汚染防止法(BImSchG)に基づく認可の取得
支援水準	● 基準立地に換算した価格で応札し、風況や設備の高さに応じた支援水準を適用。基準立地は、地上 100m の風況 6.45m/s) ● 今までは最初の 5 年とそれ以降に分けた 2 段階の支援水準であったが、今後は、20 年間同一。  出所) BMWi, “ EEG-Novelle 2016 Eckpunkt”
応札上限額	7.0ct/kWh(基準立地換算値) 2018 年以降は、直近 3 回の入札の最高落札価格の平均に 8%上乗せした額
保証金	応札時:30€/kW
稼働開始期限	24 か月
罰則	応札容量の 5%以上の建設遅延:2 か月 10€/kW、3～4 か月 20€/kW、4 か月以上 30€/kW 権利は落札後 30 か月で失効するが、訴状により一回延長可能。但し、30 か月から支援開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮
支援の対象	落札した支援の権利は、応札時に提示した認可証をもつ設備にのみ適用され、他の設備や認可証への適用は不可。
系統混雑地域での導入制限	系統混雑地域での建設を 2013～2015 年の年間導入量平均の 58%に制限 (「h.「再生可能エネルギーの導入拡大と系統の増強」参照)
市民エネルギー組合への優遇措置	● 応札までに、汚染防止法に基づく認可を取得出来ていなくてもよい ● 保証金の半分は、汚染防止法に基づく認可取得後に納入 ● Uniform-Pricing 方式の適用。支援水準は、応札額でなく最高落札価格 ● 建設期限を最大 2 年延長可
市民エネルギー組合への条件	● プロジェクトの規模は、合計 18MW 以内、6 基まで ● 10 人以上の個人からなる組合で、半数以上の議決権が個人にあること。会社は 10%以上の議決権を持たない。 ● 設置場所の地方公共団体が 10%出資していること
経過措置	入札移行前の駆け込み建設を防ぐため、 ● 2017 年 3～8 月の間、毎月、支援水準を 1.05%低減 ● 直近一年で 2,500MW の導入量を上回った場合、2017 年 10 月以降、四半期ごとに、支援水準を最大 2.4%逡減

出所) “EEG 2017”、BMWi 各種資料、Energie Dialog.NRW ウェブサイト

<http://www.energiedialog.nrw.de/eeg-2017-die-wichtigsten-aenderungen/>, (2017 年 2 月 10 日取得) より作成

② 2017 年～2018 年 2 月の入札結果

2017 年～2018 年 2 月に、陸上風力発電設備の入札を 4 回実施した。結果は表 1-24 のとおりである。

2017 年の入札では、市民エネルギー組合が大部分を落札した。風力エネルギー連盟(BWE)は、市民エネルギー組合が事前に汚染防止法による認可を取得しなくてもよいため、入札では一般参加者に比べて圧倒的に有利になると指摘している。また、BNetzA や報道によると、第 2 回の入札で落札した市民エネルギー組合 37 件（一般も 5 件）の設立には、UKA という組織が関与しており、その組合の多くは、入札の約 1 ヶ月前に設立されたばかりとのことである。

2018 年 2 月と 5 月の入札では、市民エネルギー組合にも汚染防止法による認可書の提出が義務付けられている。そのため、2018 年 2 月の入札結果を見ると、市民組合による落札件数が少ない。また、落札価格も上昇している。BWE によると、これがプロジェクトの資金調達を可能にする現実的な価格ではないのかとの見解を示している。

表 1-24 2017 年～2018 年 2 月実施の陸上風力発電の入札結果

	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回
締切日	2017/5/1	2017/8/1	2017/11/1	2018/2/1
方式	pay-as-bid	pay-as-bid	pay-as-bid	pay-as-bid
入札量	800MW 系統混雑地域上 限 258MW	1,000MW 系統混雑地域上 限 322MW	1,000MW 系統混雑地域上 限 430MW	700MW 系統混雑地域上 限 197.3MW
参加件数 (容量)	256 件 (2,137MW)	281 件 (2,927MW)	210 件 (2,591MW)	132 件 (989MW)
(内)市民組合	169 件 (1,523MW)	217 件 (2,461MW)	171 件 (2,307MW)	—
応札価格 (ct/kWh)	4.20 - 7.00 (平均 5.83)	3.50 - 6.45 (平均 4.64)	2.2 - 6.66 (平均 4.02)	-
落札件数 (容量)	70 件 (807MW)	67 件(1,013MW)	61 件 (1,000.4MW)	83 件 (709MW)
(内)市民組合	65 件 (775MW)	60 件 (958MW)	60 件 (992.4MW)	19 件 (—)
落札価格 (ct/kWh)	4.20 - 5.78 (平均 5.71)	3.50 - 4.29 (平均 4.28)	2.2 - 3.82 (平均 3.82)	3.80 - 5.28 (平均 4.73)
書類不備等による 不適格件数	12 件 (61MW)	14 件 (103MW)	15 件 (172MW)	—
支援水準上限額 (ct/kWh)	7.00	7.00	7.00	6.30

出所) BnetzA 各種公表資料より作成

エ) 洋上風力発電の入札

① 入札概要

洋上風力の入札制度については、EEG の改正と同時に新たに制定された「洋上風力法 (Windenergie-auf-See-Gesetz : WindSeeG)」に定められている。

2021 年以降の入札には、「中央モデル (zentrale Modell)」を適用する。「中央モデル」とは、連邦海運・水路庁 (BSH) と連邦ネットワーク庁 (BNetzA) が、予め、場所の事前調

査を行い、その結果定めた洋上風力サイトにて入札を実施することである。

また、「中央モデル」が整備されるまで、2017年、2018年には過渡期の入札を実施する。対象となるのは、2016年8月以前から計画中もしくは認可取得済みであり、2021年から2025年に稼働開始予定の設備である。

その他、系統増強のスピードに合わせて洋上風力の導入を進めるため、年間の導入量が規定されている。

表 1-25 洋上風力発電の入札制度概要

項目	内容
対象設備	(過渡期)2021年～2025年に稼働開始する設備 (中央モデル)2026年以降に稼働開始する設備
日程と入札量	(過渡期) 【2017年】4/1(1,550MW) 【2018年】4/1(1,550MW) (年別導入容量:2021～2022年:500MW/年、2023～2025年:700MW/年) (中央モデル) 【2021年～】9/1(平均840MW/年)
参加条件	(過渡期)2016年8月以前に計画中もしくは必要な認可取得済みの設備
応札上限額	(過渡期)12ct/kWh (中央モデル)2018/4/1の入札における最低落札価格
保証金	(過渡期)100€/kW (中央モデル)200€/kW
支援の対象	落札した支援の権利は、他の場所に設置される設備へは適応不可。

出所) “WindSeeG”, 2017、BMWi・BnetzA 各種資料、Freshfields Bruckhaus Deringer ウェブサイト、
http://knowledge.freshfields.com/de/Germany/r/1591/neues_windseeg, (2017年2月10日取得) より作成

② 2017年の入札結果

2017年に、洋上風力発電設備の入札を1回実施した。結果は表 1-26 のとおりである。

落札4件中3件は、デンマークの国営電力会社 Dong Energy (2017年11月に Ørsted に改名) が 0.00ct/kWh (2件) と 6.00 ct/kWh (1件) で落札した。低価格での落札について同社は、20年に及ぶノウハウの蓄積、直近4年で40%コスト減少、タービンの大型化による出力増、今後の電力価格の上昇予想、北海の良好な風況等が理由だとコメントしている¹¹⁷。

残り1件はドイツの大手電力会社 EnBW が 0.00 ct/kWh で落札しており、近くに同社の洋上風力ファームがあり、コスト削減とシナジー効果を見込めることとコメントしている¹¹⁸。

他国の2016年の入札においても、デンマークで Vattenfall が 4.99ct/kWh、オランダで Shell が 5.4ct/kWh で落札しており、支援価格低下の傾向が見られる¹¹⁹。

¹¹⁷ Tagesspiegel ウェブサイト, <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/windkraft-auf-see-das-ist-kein-spielcasino-geld/19736844.html>, (2017年5月10日取得)

¹¹⁸ EnBW プレスリリース, https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_157185.html, (2017年5月10日取得)

¹¹⁹ WELT ウェブサイト, <https://www.welt.de/wirtschaft/article163681001/Die-brutale-Kostenwahrheit-ueber-die->

表 1-26 洋上風力発電の 2017 年の入札結果

	第 1 回
締切日	2017/4/1
方式	pay-as-bid
入札量	1,550MW
参加件数	—
応札価格	—
落札件数(容量)	4 件 (1,490MW)
落札価格(ct/kWh)	0.00～6.00 (平均 0.44)
書類不備等による不適格件数	—
支援水準上限額(ct/kWh)	12.00

出所) BnetzA 各種公表資料より作成

オ) バイオマス発電の入札

① 概要

新規と既存のバイオマス設備に対して、入札制度を導入する。

今回、既存の設備も対象としたのは、2000 年から始まった FIT の支援期間がもうじき終了する設備の経済性を考慮してのことである。

既存の設備に適用される主な特別措置は以下の通りである。

- 支援期間が残り 8 年以下の既存設備も入札に参加可能（設備容量の下限なし）
- 落札に成功した 150kW 以下の既存設備の支援水準には、応札価格ではなく最高落札価格を適用（Uniform-pricing 方式）
- 落札価格に関係なく、支援水準は、その設備が受けた直近 3 年の支援水準平均を越えてはならない
- 支援開始日は、落札公表後 1～3 年以内で選択可能
- 支援期間は 10 年
- 支援開始から 6 か月以内に、需要に応じた柔軟な運転が技術的に可能なことを証明する環境監査人の証明書の提示が必要

表 1-27 バイオマス発電の入札制度概要

項目	内容
対象設備	150kW 超~20MW の新規設備 (現在の支援期間が残り 8 年以内の 20MW 以下の既存設備も参加可能)
日程と入札量	【2017~19 年】9/1(150MW) 【2020~22 年】9/1(200MW) 前年に設置された入札以外で支援される容量を差し引き、また、落札されなかった容量を次回の入札に追加
入札方法	(新規) Pay-as-bid: 支援水準=応札価格 (既存) Uniform-pricing: 支援水準=最高落札価格
補償期間	(新規) 20 年 (既存) 10 年
参加条件	(新規) ● 汚染防止法による許可証もしくは建設許可証の取得 ● バイオガス設備の場合、年間投入されるバイオマスの量(重量)に占めるトウモロコシ、穀粒の割合が、 2017~18 年: 50%以下、2019~20 年: 47%以下、2021~22 年: 44%以下 (既存) ● 支援期間の残りが 8 年以下 ● 柔軟な運転が技術的に可能なことを証明する環境監査人の証明書の提示
応札上限額	(新規) 14.88ct/kWh (既存) 16.9 ct/kWh(但し、落札価格に関係なく、支援水準は、その設備の直近 3 年の支援水準平均を越えない) 2018 年以降、年ごとに 1%ずつ逡減
支援対象の発電量	バイオガス: 設備容量 50%の発電量 バイオマス: 設備容量 80%の発電量 (需要に基づく運転を促進するため)
保証金	応札時: 60€/kW
稼働期限	24 か月
罰則	(新規) ● 提訴係属中等で延長申請が認められる場合以外、24 カ月経過後権利失効 ● 応札容量の 5%以上の稼働開始が落札公表後 18 か月以上: 20€/kW、20 か月以上: 40€/kW、22 か月以上: 60€/kW ● 24 カ月から支援期間開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮 (既存) ● 環境監査人による証明書の提示が、支援期間開始から、7 カ月以降: 20€/kW、9 カ月以降: 40€/kW、11 カ月以降: 60€/kW
支援の対象	落札した支援の権利は、応札時に記載した設備(許可書含む)にのみに適用され、他の設備や許可書への適用は不可。

出所) “EEG 2017”、BMW 各種資料、Energie Dialog.NRW ウェブサイト

<http://www.energiedialog.nrw.de/eeg-2017-die-wichtigsten-aenderungen/>, (2017 年 2 月 10 日取得) より作成

② 2017 年の入札結果

2017 年に、バイオマス発電設備の入札を 1 回実施した。結果は表 1-28 のとおりである。

予想通り、参加者が少なく応札量に達しなかった。また、落札設備の多くは応札の上限額に近い支援水準で落札した(既存設備には、応札価格に関わらず最高落札価格を適用する)。

表 1-28 バイオマスの 2017 年の入札結果

	第 1 回
締切日	2017/9/1
方式	pay-as-bid
入札量	122,446kW
参加件数 (容量)	33 件 (40,912kW)
応札価格	9.86 - 16.90
落札件数(容量)	24 件(27,551kW) 新設:4 件 既設:20 件
落札価格 (ct/kWh)	9.86 - 16.90 (平均 14.30) 新設:平均 14.81 既設:平均 14.16
書類不備等による 不適格件数	9 件 (13,361kW)
支援水準上限額 (ct/kWh)	新設:14.88 既設:16.90

出所) BnetzA 各種公表資料より作成

b. FIP /FIT

入札制度対象外の新規小型設備、プロトタイプは、引き続き、市場プレミアム制度 (Feed-in Premium : FIP) 、及び、固定価格買取制度 (Feed-in Tariff : FIT) による支援を受けることができる。但し、FIT を選択できるのは、100kW 以下の設備のみである。また、FIT を選択した場合、太陽光・陸上風力・洋上風力は 0.4ct/kWh、水力・バイオマス・地熱等は 0.2ct/kWh、FIP の支援水準から減額される。再生可能エネルギーの種類に関わらず、支援期間は、以前同様、20 年である。

以下に、EEG 2017 に基づき 2017 年 1 月 1 日より適用された FIP の支援水準を示す。支援水準は、稼働開始時期に応じて通減する。

バイオマス、洋上風力、水力、地熱、埋立地・下水・鉱山ガスには、予め規定された通減率を適用する。例えば、バイオマスの場合、支援水準が年 2 回 0.5% ずつ通減する。

太陽光、陸上風力の場合、以前同様、過去の導入量に応じて、通減率が四半期毎に自動的に調整される。直近 6 カ月の導入量が多い程、支援水準の通減率が引き上げられる仕組みである。

ア) 太陽光発電

750kW 以下の新規設備が対象である。支援の通減率については、直近 6 カ月の導入量に応じて、2017 年 2 月 1 日、5 月 1 日、8 月 1 日、11 月 1 日に、自動的に向こう 3 ヶ月について毎月の通減率が決まる。一例を挙げると、2016 年 7 月～12 月の 6 か月間に、1,012.599MW の太陽光発電設備が導入された。直近 1 年の導入量相当に換算するために、2 を掛けて、2,025.197MW。よって、下表のとおり、2017 年 2～4 月の毎月の通減率は 0% となる。

2018 年 1 月時点の支援水準は、750kW 以下の地上設置型が 8.84ct/kWh、屋上設備等の 10kW 以下 12.60 ct/kWh、40kW 以下 12.27 ct/kWh、750kW 以下 11.01 ct/kWh である。

表 1-29 太陽光の FIP/FIT による支援水準（2017 年 1 月時点）と逓減率

設備の種類	設備容量	支援水準(ct/kWh)
居住用建物の中・屋上、防音壁以外	750kW 以下	8.91
居住用建物の中・屋上、防音壁	10kW 以下	12.70
	40 kW 以下	12.36
	750kW 以下	11.09

年間総導入量(直近 6 カ月の導入量×2)	毎月の逓減・逓増率
7,500MW 超	-2.80%
6,500~7,500MW	-2.50%
5,500~6,500MW	-2.20%
4,500~5,500MW	-1.80%
3,500~4,500MW	-1.40%
2,500~3,500MW	-1.00%
2,300~2,500MW	-0.50%
2,100~2,300MW	-0.25%
1,700~2,100MW	0%
1,300~1,700MW	+1.50%
1,300MW 以下	+3.00%

出所) “EEG 2017” より作成

イ) 陸上風力発電

FIP/FIT の対象となるのは以下の設備である。

- 750kW 以下の新規設備
- プロトタイプ（年間 125MW 以内）
- 経過措置として、2016 年末までに汚染防止法に基づく認可を得、2017 年 1 月末までに連邦ネットワーク庁の登録簿に登録し、2018 年末までに稼働開始する設備

経過措置に該当しない設備（2019 年以降に稼働開始する 750kW 以下の新規設備、プロトタイプ）には、入札と同様、20 年間、一律の価格で支援する。

経過措置に該当する設備には、2000 年の EEG 制定時から導入されている、二段階の支援を適用する。稼働開始から最初の 5 年の支援は、高額に設定されている。また、風況の悪い場所に設置された設備には、以前同様、高額の支援期間を延長する仕組みも適用する。

2018 年末までに稼働する設備への支援水準は、入札移行前に駆け込みの建設を防ぐため、2017 年 3 月 1 日～8 月 1 日に、毎月 1.05% ずつ逓減する。それ以降は、太陽光と同様の仕組みで、2017 年 10 月 1 日、2018 年 1 月 1 日、4 月 1 日、7 月 1 日、10 月 1 日に、6～17 カ月前の 1 年間の総導入量に応じて、支援水準が逓減する。但し、太陽光と異なり、毎月ではなく、四半期ごとに逓減する。

2018 年 1 月時点の支援水準は、初期支援が 7.49ct/kWh、残り期間の支援が 4.17 ct/kWh である。

表 1-30 陸上風力の FIP/FIT による支援水準（2017 年 1 月時点）と逓減率

対象期間	支援水準(ct/kWh)
稼働開始から 5 年間	8.38
以降、残りの期間	4.66

直近 1 年の総導入量	四半期ごとの逓減・逓増率
3,500MW 超	-2.4%
3,300~3,500MW	-1.2%
3,100~3,300MW	-1.0%
2,900~3,100MW	-0.8%
2,700~2,900MW	-0.6%
2,500~2,700MW	-0.5%
2,400~2,500MW	-0.4%
2,200~2,400MW	-0.3%
2,000~2,200MW	-0.2%
1,800~2,000MW	0%
1,600~1,800MW	+0.2%
1,600MW 以下	+0.4%
特別措置(2017 年 3~8 月)	毎月 1.05%逓減

出所) “EEG 2017” より作成

ウ) 洋上風力発電

FIP/FIT の対象となるのは、以下の設備である。

- プロトタイプ（年間 50MW 以内）
- 経過措置として、2016 年末までに系統接続許可を得、もしくは接続容量を割り当てられ、2020 年末までに稼働開始する設備

2021 年以降に稼働開始するプロトタイプの支援は以下の通りである。逓減率についての規定は今のところない。

表 1-31 洋上風力プロトタイプの FIP/FIT による支援水準

プロトタイプの稼働開始時期	支援水準(ct/kWh)
2021 年~2025 年末に稼働開始する設備	12
2026 年以降に稼働開始する設備	2018/4/1 の入札における最低落札価格

出所) “WindSeeG” , 2017 より作成

2020 年末までに稼働開始する設備への支援は、EEG2014 までの陸上風力同様、二段階構造で、稼働もない期間の支援を高額に設定されている。最初の 12 年間の支援は、12 海里を 1 海里超えるごとに 0.5 カ月ずつ、水深 20 メートルを 1 メートル超えるごとに 1.7 カ月ずつ延長される。また、2019 年末までに稼働する設備は、稼働開始から 8 年間 19.40 ct/kWh、以降 3.90 (ct/kWh) の支援を選択することも可能である。

逓減率については、2018 年、2019 年に、0.50ct/kWh (19.40ct/kWh の支援の場合、1.00ct/kWh) ずつ逓減し、2020 年に 1.00 ct/kWh 逓減する。

表 1-32 2020 年末までに稼働開始する洋上風力発電の FIP/FIT による支援水準と逓減率

支援水準 (ct/kWh)	稼働開始から 12 年間 (もしくは 8 年間)	15.40 (19.40)
	以降	3.90
年間逓減率 (ct/kWh)	2018、2019 年 (19.40 ct/kWh の支援の場合)	-0.50 (-1.00)
	2020 年	-1.00

出所) “EEG 2017” より作成

エ) バイオマス発電

FIP/FIT の対象となるのは、以下の設備である。

- 150kW 以下の新規設備
- 経過措置として、2016 年末までに汚染防止法、連邦法、建築法のいずれかの認可を得、2018 年までに稼働開始する 20MW 以下の設備

バイオマスの支援水準は以下の通りである。また、支援水準は、年 2 回（4 月 1 日、10 月 1 日）に 0.5% ずつ逓減する。

表 1-33 バイオマス発電の FIP/FIT による支援水準（2017 年 1 月時点）

	設備容量	支援水準(ct/kWh)
バイオマス	150kW 以下	13.32
	500 kW 以下	11.49
	5MW 以下	10.29
	20MW 以下	5.71
有機廃棄物の発酵	500kW 以下	14.88
	20MW 以下	13.05
家畜ふん尿の発酵	75kW 以下	23.14

出所) “EEG 2017” より作成

オ) 水力発電

水力の支援水準は以下の通りである。支援水準は、2018 年 1 月 1 日以降、毎年 0.5% ずつ逓減する。

表 1-34 水力発電の FIP/FIT による支援水準（2017 年 1 月時点）

設備容量	支援水準(ct/kWh)
500 kW 以下	12.40
2MW 以下	8.17
5MW 以下	6.25
10MW 以下	5.48
20MW 以下	5.29
50MW 以下	4.24
50MW 超	3.47

出所) “EEG 2017” より作成

カ) 地熱発電

地熱の支援水準は、設備規模に関係なく、一律 25.20 ct/kWh である。支援水準は、2021 年 1 月 1 日以降、毎年 5% ずつ逓減する。

キ) 埋立地・下水・鉱山ガス発電

埋立地・下水・鉱山ガスの支援水準は以下の通りである。支援水準は、2018 年 1 月 1 日以降、毎年 1.5% ずつ逓減する。

表 1-35 埋立地・下水・鉱山ガス発電の FIP/FIT による支援水準（2017 年 1 月時点）

	設備容量	支援水準(ct/kWh)
埋立地ガス	150kW 以下	8.17
	500 kW 以下	5.66
下水ガス	500 kW 以下	6.49
	5MW 以下	5.66
鉱山ガス	1MW 以下	6.54
	5MW 以下	4.17
	5MW 超	3.69

出所) “EEG 2017” より作成

c. 系統の増強状況に応じた再生可能エネルギーの拡大導入

現在、ドイツでは、系統混雑が頻繁に発生している。その原因は、自動車産業等の需要地が南部にあるが、脱原子力政策により、南部の原子力発電所が閉鎖したこと、また、近年、北部を中心に、導入目標を上回る風力設備が建設されたこと、北部から南部に送電するための系統の建設が遅延していることにある。

2016 年に系統混雑解消のために出力抑制された再生可能エネルギー電力量を図 1-104 に示す。出力抑制の補償額は推定 3 億 7300 万ユーロであった。

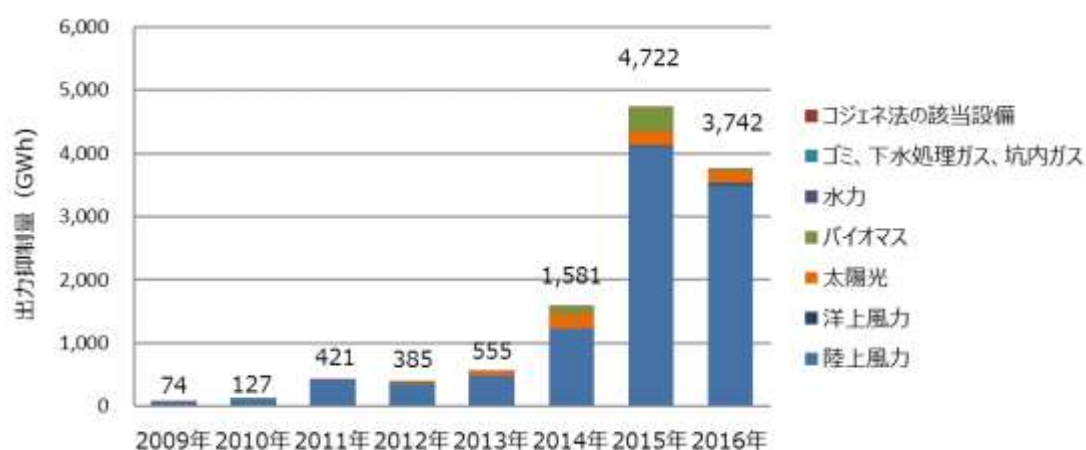


図 1-104 再生可能エネルギー電力の出力抑制量の推移

出所) BnetzA, “Monitoring Bericht 2017”, 2017 より作成

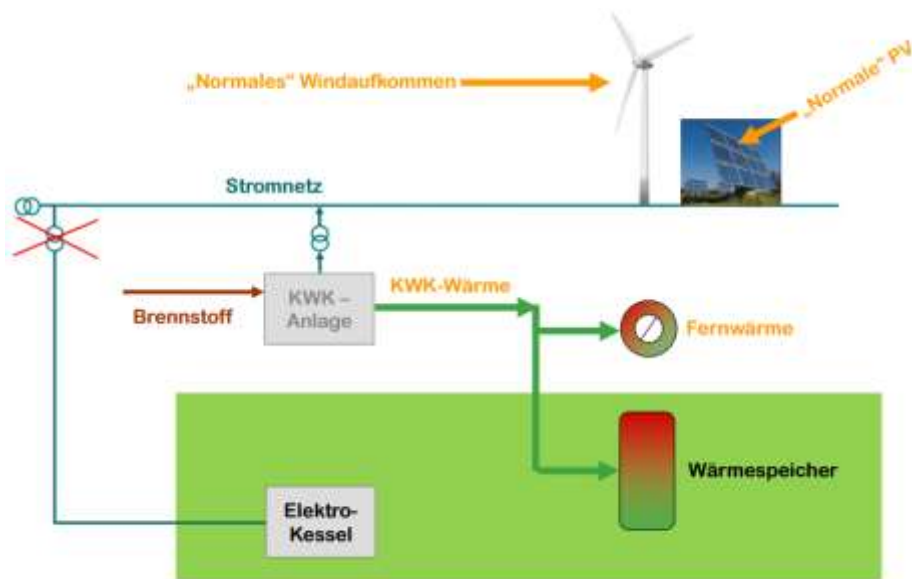
また、ドイツでは、再生可能エネルギーを出力抑制する前に、主にコンベンショナルな電源を対象とした送電事業者の再給電指令に基づく措置を実施する。再給電指令とは、電線の過剰負荷を避けるために、供給発電所を変えるよう、送電事業者が市場ベースの発電計画に介入することである。一つ以上の発電所の供給出力を下げ、同時に他の一つ以上の発電所の供給出力を上げることにより、全体の供給出力合計が変わらない。

2016 年の再給電指令に該当した供給量は、上げ代・下げ代合わせて 11,475GWh、補償額は 2 億 2000 万ユーロであった。

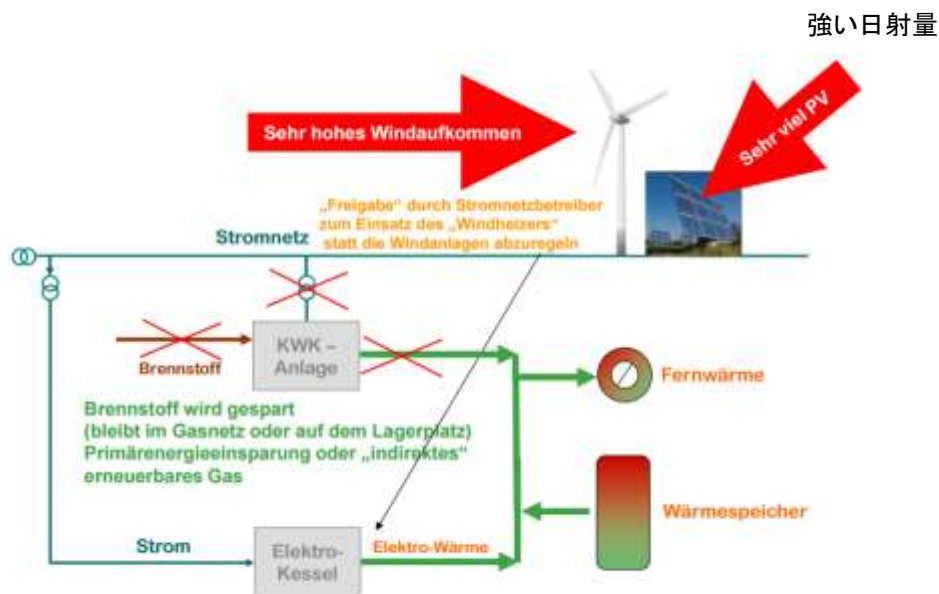
このような状況のため、系統の増強状況に合わせて、再生可能エネルギーを導入するよう、以下の 3 つの措置を実施する。

① 出力抑制される再生可能エネルギー電力を熱分野に利用する

連邦ネットワーク庁 (BnetzA) により規定された系統混雑が多く発生する「系統増強地域」において、出力抑制される再生可能エネルギー電力を熱分野に使用するよう、送電事業者は、合計 2GW のコージェネレーション (CHP) と契約できる。2GW に達しない場合は、他の技術との契約も可能にする指令の制定を提案できる (エネルギー事業法第 13 条の追記・変更)。



【通常の風況、日射量の場合】



【強風、強い日射量の場合】

図 1-105 出力抑制される再生可能エネルギー電力の熱分野への利用方法

出所) Vattenfall Europe Wärme AG, “Integration Erneuerbarer Energien in das Strom-Wärme-System:”, 2015

② 系統増強地域における陸上風力の建設を制限する

連邦ネットワーク庁 (BnetzA) は、EEG2017 において付与された制限権限により、「系統増強地域指令」を定めた。図 1-106 に示す通り、「系統増強地域」では、陸上風力の年間導入量を、その地域の 2013 年～2015 年の年間導入平均の 58%にあたる 902MW 以内に制限し、系統混雑の緩和を図る。



図 1-106 陸上風力の導入を制限する「系統増強地域」

出所) BnetzA ウェブサイト,

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html, (2017 年 2 月 21 日取得)

③ 洋上風力の導入量と導入地域を管理する

表 1-36 洋上風力の年別導入計画

年	導入量	導入地域
2021 年	500MW/年	バルト海のみ
2022 年	500MW/年	バルト海と北海
2023～2025 年	700MW/年	バルト海と北海
2026 年以降	840MW/年	バルト海と北海

出所) BMWi, “EEG-Novelle 2017”, 2016 より作成

d. 「借家人電力」補助法

「借家人電力」補助法は、EEG2017 より授けられた制定権に基づき制定された。この法により、年間合計 500MW を上限に、家主の設置した屋根置き太陽光発電設備（100kW 以下）からの電力の住人への販売が支援される。

家主が住人に売電する場合、設備規模に応じて、2.21～3.81ct/kWh の補助が支給され、EEG 賦課金と売上税を除く租税公課（託送料、電力税など）の支払いが免除される。但し、住人への売電価格は地域の電力価格の 90%以下にしなければならない。

よって、住人は、通常より 10%程度安い価格で電力を利用できるが、「借家人電力」は義務ではなく、地域の電力供給を選択することも可能である。

近年、太陽光発電の年間導入量が目標の 2,500MW を下回っており、同法を通じて、住宅における太陽光発電設備の普及促進を図る。連邦経済エネルギー省では、「借家人電力」を導入可能な住宅は、全住宅の 18%にあたる約 380 万軒あると試算している¹²⁰。

¹²⁰ 連邦政府ウェブサイト, <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2017/04/2017-04-26->

3) 再生可能エネルギー熱の支援施策

a. 再生可能エネルギー熱法（EEWärmeG）

主に¹²¹再生可能エネルギー電力を対象とした「再生可能エネルギー法（EEG）」が制定された当時、再生可能エネルギー熱を対象とした法は制定されなかった。しかし、1999 年より「市場活性化プログラム（Marktanreizprogramm：MAP）」が実施され、再生可能エネルギー熱の設備導入に対する資金支援が行われてきた。

2009 年、「再生可能エネルギー熱法（EEWärmeG）」が制定され、新築建物の熱（冷）需要において一定割合の再生可能エネルギーを利用するよう義務付けられた。現在は、公共機関の既存建物が大掛かりな改修をする場合にも、同様の義務が課せられている。詳細は、表 1-37 のとおりである。

また同法では、既に実施中の MAP を、改めて法的根拠を持つ制度として規定している。

表 1-37 再生可能エネルギー熱の利用義務の概要

項目	義務の内容		
対象	50 m²以上の新築建物の所有者（個人、国、企業に関わらず） - 公的機関の既存建物の大規模改修時		
再エネ源別の利用基準	エネルギー源	新築建物	公的建物の改修
	太陽エネルギー	15%	15%
	バイオガス	30%	25%
	固形・液体バイオマス	50%	15%
	地熱、空気・水を熱源とするヒートポンプ	50%	15%
代替手段	再生可能エネルギーを利用しない場合、以下の代替手段も可能。また、再生可能エネルギー利用、代替手段の組み合わせも可能。 - 所定の要件を満たす排熱利用設備及び高効率のコージェネレーション（CHP）から熱需要の 50%以上を供給 - 省エネルギー令（EnEV）で定められた年間の一次エネルギー需要と建物外皮性能の基準よりも 15%省エネ - 以下のいずれかを利用した地域熱供給網から供給 ・大部分に再生可能エネルギーを利用 ・廃熱利用設備や CHP からの熱を 50%以上供給 ・再エネ、廃熱、CHPを組み合わせた熱を 50%以上供給 - 公的建物の屋上に太陽熱設備を設置し、第三者に供給		
義務履行	州政府認定の専門家による証明を受け、地方行政府に提出		
違反時の罰則	- 証明書の不提出、提出遅延等があった場合、50,000 ユーロ以下の罰金 - 証明書類を 5 年間保存していなかった場合、20,000 ユーロ以下の罰金		

出所）再生可能エネルギー熱法（EEWärmeG）、環境省、「諸外国の再生可能エネルギー熱政策」、2014

mieterstrom.html;jsessionid=D01240C9C53265C31DC54C1CEC3BB859.s7t2, (2017 年 7 月 2 日取得)

¹²¹ バイオマス CHP 等には、「EEG」や「コージェネレーション法」に基づき、発電電力に対してプレミアムを付与することで間接的に熱生産の支援を行っている。（参考）環境省、「諸外国の再生可能エネルギー熱政策」、2014

b. 市場活性化プログラム (MAP)

市場活性化プログラム (MAP) は、1999 年から実施されている再生可能エネルギー熱設備への財政支援プログラムである。2009 年に施行された再生可能エネルギー熱法に、財政支援の条項が設けられ、改めて MAP を法的根拠のある支援策として扱うこととなった。

MAP には 2 つの支援策がある。1 つは、小規模設備を対象とした連邦経済・輸出管理庁 (BAFA) による補助、もう 1 つは、大規模設備を対象としたドイツ復興金融公庫 (KfW) による長期低利融資と部分的債務免除である。

支援対象者は、個人、個人事業主、自治体、企業、非営利団体である。既に 150 万台以上の設備が MAP の支援を受けている¹²²。

ア) 連邦経済・輸出管理庁 (BAFA) による MAP

連邦経済・輸出管理庁 (BAFA) による MAP では、100kW 以下の太陽熱、バイオマス、ヒートポンプを対象に補助金を交付する。補助額は、表 1-38 のとおりである。既存建物への設備設置、既存・新築建物への革新的技術導入の支援に重点を置いている。

また、2016 年より、既存建物の熱供給設備の近代化・交換を促すことを目的とした省エネ促進プログラム (Anreizprogramm Energieeffizienz : APEE) が実施されている。化石燃料を利用した暖房から、太陽熱、バイオマス、ヒートポンプ利用に交換・追加した場合、MAP 補助額が 20%割増しされる。また、暖房の省エネ効率改善に必要な措置を実施した場合は、さらに追加で 600 ユーロのプレミアムが支給される。

¹²² BMWi, “FAQ zum Marktanreizprogramm (MAP)”

表 1-38 BAFA による MAP の補助額

再エネ種類		建物状態	設置技術	補助額(€)
太陽熱 (集光器)	温水、暖房、冷房など	既存	ベーシック	500～
			革新的技術	100～200 €/m2
		新築	革新的技術	75～150 €/m2
バイオマス	ペレットストーブ	既存	ベーシック	2,000～
			革新的技術	—
		新築	革新的技術	—
	ペレットボイラー	既存	ベーシック	3,000～
			革新的技術	4,500
		新築	革新的技術	3,000
	サイロ付ペレットボイラー	既存	ベーシック	3,500～
			革新的技術	5,250
		新築	革新的技術	3,500
	サイロ付ウッドチップボイラー	既存	ベーシック	3,500
			革新的技術	5,250
		新築	革新的技術	3,500
	木質ガス化ボイラー	既存	ベーシック	2,000
			革新的技術	3,000～5,250
		新築	革新的技術	2,000～3,500
ヒートポンプ	ガスヒートポンプ	既存	ベーシック	4,500～
			革新的技術	6,750～
		新築	革新的技術	4,500～
	電気ヒートポンプ (空気熱源)	既存	ベーシック	1,300～
			革新的技術	1,950～
		新築	革新的技術	1,300～
	電気ヒートポンプ (水、太陽熱源)	既存	ベーシック	4,000～
			革新的技術	6,000～
		新築	革新的技術	4,000～

注) 各種ボーナスあり

出所) BAFA 資料より作成

イ) ドイツ復興金融公庫 (KfW) による MAP

ドイツ復興金融公庫 (KfW) による MAP では、大型の太陽熱集約設備、バイオマス設備、ヒートポンプ、バイオガス導管、地熱設備、熱供給網、蓄熱設備への投資費用について、最大 3 年間の支払猶予期間がついた長期低利融資と部分的債務免除を提供する。純投資費用の 100%が融資対象である (地熱設備のみ 80%)。

表 1-39 KfW による MAP の低利融資・部分的債務免除額

種類	設備	低利融資	部分的な債務免除額
太陽熱	40 m ² 超の太陽集熱器	100%	投資費用の 30%～50% 又は、 年間集熱量×モジュール数×0.45€
バイオマス	固形バイオマス燃焼設備	100%	20€/kWth 上限、各種ボーナスあり
	100kWth～2MWth のバイオマス CHP	100%	40€/kWth
ヒートポンプ	100kWth 超の高効率ヒートポンプ(対象外:空気-水式、空気-空気式)	100%	80€/kWth 上限、各種ボーナスあり
バイオガス	300m 以上の未精製バイオガス用の導管	100%	投資費用の 30%以内
地熱 (掘削深度 400m 超)	熱生産設備	80%	200€/kWth 上限、掘削への補助あり
	コージェネレーション		(1－電力容量／熱容量)×200€ /kWth 上限、採掘への補助あり
熱供給網	一定割合以上の再生可能エネルギー熱を供給する導管	100%	60€/m 投資費用の 30%以内 各種ボーナスあり
蓄熱設備	10 m ³ 超の主に再生可能エネルギー熱を蓄える蓄熱設備	100%	250€/m ³ 投資費用の 30%以内

出所) BMWi, “Marktanreizprogramm 2015”, 2015、kfw, “Merkblatt Erneubare Energien” より作成

(3) パリ協定を踏まえた中・長期的な気候変動対策

1) 気候保護計画 2050 (Klimaschutzplan 2050)

a. 概要

2016 年 11 月 14 日、ドイツ政府は「気候保護計画 2050 (Klimaschutzplan 2050)」を採択し、2016 年 11 月 17 日、パリ協定に基づく気候変動に対する長期戦略として国連に提出した。

2015 年より、環境・自然保護・建築・原子力安全省 (BMUB) が管轄となり、各州、市町村、関連団体、国民間の対話協議を通じた提案と、専門家の分析・シナリオ評価をベースに「気候保護計画 2050」の草案が作成されたが、経済・エネルギー省 (BMWi)、交通省 (BMVI)、農業省 (BMEL) の反対に合い、数か月かけた大幅な変更を経て採択された。

連邦政府は、2010 年の「エネルギーコンセプト」にて、2050 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比 80～95%削減する目標を定めている。「気候保護計画 2050」では、その目標達成のために必要とされる各部門 (エネルギー、建物、産業・商工業、交通、農業・土地利用) における 2050 年のビジョンと、中間地点である 2030 年のマイルストーン・施策について方向性を示している。さらに、2030 年の温室効果ガスの削減目標についても設定した。

今後、影響評価を行い、2018 年以降、対策を具体化していく。

本計画は、テクノロジーニュートラルとオープンイノベーションを通じたドイツの競争

力を維持することに焦点を置いている。内容は、今後も状況に応じて継続的にアップデートされる。

表 1-40 各部門における 2030 年の温室効果ガス削減目標

	GHG 排出量 (1990 年)	GHG 排出量 (2014 年)	GHG 排出量目 標(2030 年)	GHG 削減率 (1990 年比)
エネルギー	466	358	175 - 183	61 - 62%
建物	209	119	70 - 72	66 - 67%
運輸	163	160	95 - 98	40 - 42%
産業	283	181	140 - 143	49 - 51%
農業	88	72	58 - 61	31 - 34%
その他	39	12	5	87%
合計	1248	902	543 - 562	55 - 56%

注) 単位=百万 CO2 換算トン

出所) Bundesregierung, “Klimaschutzplan 2050”, 2016 より作成

b. エネルギー部門

① 2050 年ビジョン

再生可能エネルギーが、今後、重要な一次エネルギー源となる。全部門で、徹底した省エネルギー（Efficiency First）を行い、残りの需要については、再生可能エネルギー、もしくは、再生可能エネルギー由来の電力で賄う。再生可能エネルギー由来の燃料（バイオマス等）は、主に航空・船舶交通、及び産業の一部など、電力を効率的に利用できない所に使われる。

2030 年以降は、交通部門や建物の熱供給の電化により、今日よりも電力需要が増える予想される。長期的には、再生可能エネルギーがほぼ全ての発電を担う。安定供給を確保しつつ、再生可能エネルギーをベースにした電力供給に転換することは、技術的に実行可能である。バイオマスについては、主に廃棄物由来のものを、熱源として使用する。

転換期には、CO2 排出の少ない天然ガス発電所と既存の最新の石炭（褐炭）火力発電所が、暫定的に重要な役割を担う。特に、電力市場向けのコージェネレーションは、太陽光・風力発電の出力に応じて柔軟に対応できる。

気候変動対策の目標は、石炭・褐炭火力発電を段階的に減らしていくことでのみ達成できる。しかし、褐炭産業からの段階的な撤退について具体的に決定する前に、該当地域の将来の具体的な見通しを確立させる必要がある。

連邦政府は、「成長、構造転換、地域開発」委員会を設置し、2018 年より始動させる。委員会は、構造転換をサポートするための、経済的発展、構造転換、社会的容認、気候変動対策を組み合わせる開発する。

世界的に見ても、今日の再生可能エネルギーに対する投資は、化石燃料を利用する発電所に対する投資を大幅に上回っている。特に、エネルギー部門で、温室効果ガスを最も多く排出している石炭・褐炭火力発電所には、新設計画の頓挫、投資からの撤退等、転換期の兆しが見える。ドイツ政府も、国際協力において、石炭火力発電所の新設と既に廃止された石炭火力発電所の置換への支援をほぼ提供していない（近代化は例外）。

② 2030 年におけるマイルストーンと施策

エネルギー部門における主な対策は、再生可能エネルギー・コージェネレーションの導入拡大、電力網の拡張、「電力市場法」で導入された褐炭火力の容量リザーブである。また、「省エネ国家行動計画（NAPE）」にて省エネを促進する。欧州規模では、排出量取引が重要である。

表 1-41 エネルギー部門における気候変動対策

施策	内容
「グリーンブック 省エネ(Grünbuch Energieeffizienz)」	BMW 公表の「グリーンブック 省エネ」にて、今後の省エネ戦略について検討
再生可能エネルギーの導入拡大	競争入札による再生可能エネルギーへの支援と導入量管理。系統の増強。事業者の多様性の確保
「2030 年の電力(Strom 2030)」	BMW 公表の「2030 年の電力」で、今後のエネルギーシステムについて検討。省エネ、再生可能エネルギーの直接的利用(太陽熱、地熱)、再生可能エネルギー由来の電力の熱・交通・産業分野における効率的利用が重要
分野連結(Sector coupling)の推進	熱部門、交通部門との連結
再生可能エネルギーの支援資金となる租税公課の改革	再生可能エネルギーを供給するための資金負担を改善し、再生可能エネルギー電力の競争力強化
研究・開発支援	再生可能エネルギー技術、電力網、蓄電、部門連結の技術(Power to Gas、Power to Liquid 等)、省エネ技術への支援を増やす
研究・開発支援 「成長、構造転換、地域開発」委員会設置	2018 年に委員会を設置し、転換により影響を受ける分野や地域をサポートするよう、経済的發展、構造転換、社会的容認、気候変動対策を共にもたらすことのできる手段を開発
排出量取引制度(EU-ETS)の強化	欧州規模での主要な気候変動策

出所) Bundesregierung, " Klimaschutzplan 2050", 2016 より作成

c. 建物部門

気候ニュートラルな建物基準にする計画が収められている。主に、包括的な近代化により、新設・既存建物のエネルギー基準を段階的に改善する。また、再生可能エネルギーを利用した暖房システムを推進する。

d. 運輸部門

乗用車・商用車における、温室効果ガス排出のない動力エネルギーの供給、そのために必要なインフラストラクチャ、部門連携の課題に取り組む。

また、近距離公共交通と鉄道交通、自転車・歩行による交通を支援する。

e. 産業・経済部門

連邦政府は、産業界とともに、今まで回避不可だった生産工程での排出を削減するための研究・開発・市場導入プログラムに取り組む。例えば、CO₂ 回収・利用（CCU）等。

f. 農業部門

連邦政府は、過剰な肥料使用による一酸化二窒素の排出を削減する。肥料に関する指令を制定し、2028 年から 2032 年の間に 70kg 窒素/Ha を達成する。また、2021 年までに、反芻

動物からの排出を削減する包括的戦略を作成する。

g. 土地利用・林業部門

土地利用・林業部門には、目標値は設定されていないが、森林の炭素吸収量の保持と向上が重要である。よって、ドイツの森林面積の拡大に尽力する。また、連邦と州の共同課題「農業構造及び海岸保全の改善（GAK）」の「森林」支援で、気候保護を考慮するよう連邦政府は努めている¹²³。

2) 2030 年の電力（Strom 2030）

2016 年、連邦経済・エネルギー省（BMWi）はディスカッションペーパー「2030 年の電力」を公表し、各研究のシナリオ分析から得た 2050 年の目標達成と費用効率の高い電力供給を実現するためのトレンド（動向）と今後取組むべき課題 12 項目を示した。そして、それを基に各州政府、各省庁、連邦議会議員、ステークホルダー、学者、社会団体の間でディスカッション、一般向けのコンサルテーションを実施した。その検討結果を表 1-42 に示す。

表 1-42 電力供給の長期的なトレンドと課題

	トレンド	課題(検討結果)
1	風力と太陽光による変動型電源がシステムの中心となる	システムの柔軟化と部門連結に向けた 5 つの方策 1. 租税公課を改善し、電力と燃料の競争条件を同等にする 2. 予備力市場やスマートメーターを活用したデマンドレスポンス等、あらゆるテクノロジーの市場参加を可能にする
2	分野連結(セクターカップリング): 暖房・自動車・産業部門において、化石燃料の代わりに再エネ電力の利用増加	3. 系統、熱供給網、電気自動車の充電所などインフラを整備・更新 4. テクノロジー研究と市場導入を資金支援によりサポート 5. 暖房、自動車、建物等の品質基準の設定
3	化石燃料を用いる発電所の大幅な稼働低下	「エネルギーコンセプト」と「気候保護計画 2050」の実施 ● 石炭・褐炭火力による CO ₂ 排出を徐々に削減 ● 中期的には、過渡期の技術として柔軟な CHP を利用 ● ETS による CO ₂ 価格のインセンティブ強化
4	電力市場の欧州化	欧州の電力市場の統合と柔軟化 ● リアルタイムに近い欧州内の当日取引を導入 ● 主要な市場である当日・前日市場の強化 ● 地域間の協力と同盟国への割当確保
5	欧州域内電力市場の枠組みで国内の安定供給を保証	「最新」の安定供給の分析 ● 欧州の系統連携の機会を利用し、国外を含めた安定供給を考察 ● 安定供給の評価用の確率的アプローチを開発 ● 期待する目標基準の設定
6	電力をより効率的に利用	電力の効率的な利用へのインセンティブの強化 ● “Efficiency First”を実施 ● 熱・交通部門での電力利用の増加(部門連結)に合わせ、電力効率へのインセンティブを保持・強化 ● エネルギーシステムの効率化・柔軟化
7	近代的な CHP が、太陽光・風力で満たせない電力需要を供給し、また、熱改革に貢献	近代的・柔軟な CHP を支援 ● 熱供給網に様々な柔軟な技術を利用。地域の状況に応じて、CHP、Power-to-Heat、太陽熱、地熱、廃熱による熱を建物に供給

¹²³ 参照) Bundesregierung, ” Klimaschutzplan 2050” , 2016

		● 自治体の熱供給計画を基準とする ● 産業分野における柔軟性への阻害要因を取り除く
8	交通・産業部門におけるバイオマスの利用増加	バイオマスは、代替が出来ない所、高コストの代替策しかない所に利用 ● 交通分野:長期的には、航空・船舶・重量貨物にバイオマスを利用 ● 産業分野:中温のプロセスにバイオマスを利用し脱炭素を推進 ● 電力分野:他に安い再エネ源があるため、フル稼働時間を最低限に抑え、柔軟性として、また追加の熱供給用にバイオマスを利用
9	拡張整備された系統がコスト効率の高い柔軟性を提供	系統拡張・更新 ● 国・州・自治体による系統拡張計画を支援し、遅延なく実施。整備された近代的な系統を、長期的に費用効率高いエネルギー供給のための重要な柔軟性として利用 ● 今後、更なる系統拡張を減らすための施策を検討し、場合によっては系統計画に反映させる
10	再生可能エネルギーの割合が高い中でも、安定した系統を実現	系統安定化のための施策開発・適用 ● 送電事業者、配電事業者、市場参加者間の調整・協力の実施 ● 送・配電事業者と市場参加者の責任を定義 ● スマートネットワークを利用した管理コンセプトの開発 ● 系統安定を欧州大で調整していく
11	公平かつ適切に、系統整備の資金を調達	近代的な電力系統に見合う託送料を適用 ● 市場主導の発電事業者と需要家による柔軟性への障壁を排除 ● 系統要件の変化に伴い分散型電源への託送料減免を徐々に廃止 ● 系統拡張と再エネ拡大の効率的な相互作用を調査
12	エネルギー部門においてデジタル化によりもたらされる機会を活用	デジタル化の推進 ● 費用効率の高いエネルギー供給のために、エネルギー転換のデジタル化法によるスマートネットワークのポテンシャルを最大限に活用 ● モデル地域にて、ビジネスモデルをテストし、法的枠組みの変更を視野に入れた経験値を集める ● 配電網において、柔軟な発電事業者と需要家の統合を可能にする

出所) BMWi, “Ergebnispapier Strom 2030”, 2017 年より作成

(4) 再生可能エネルギーの今後の課題

ドイツは、2000 年に再生可能エネルギー法 (EEG) を制定し、再生可能エネルギー電力を補助することで、再生可能エネルギーの導入量を急速に増やしてきた。その結果、2017 年の電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合は約 36% (推定値) にまで成長した。

しかしその反面、再生可能エネルギーの補助費や系統対策費が増大し、最終的な転嫁先である需要家の電力料金が上昇しつづけている。

そのため、EEG を何度も改正し、補助方式の変更や導入量の管理を通して費用削減に努めてきた。2017 年施行の EEG 2017 では、入札制度により費用効率を改善し、導入量や導入地域をより厳しく管理する方針をとっている。

また、電力部門において再生可能エネルギーの導入が進む一方、運輸、建物、産業部門で石油や天然ガスの利用が増加しており、全体の一次エネルギー消費量も 4 年連続で上昇している。移民政策による人口増加や産業部門の生産量増加も一因ではあるが、エネルギー効率改善も進んでいない状況のせいでもある。

それに伴い、CO₂ 排出量も 3 年連続、横ばい状態が続いている。ドイツは 2020 年までに GHG 排出量 40%削減 (1990 年比) の目標を設定しているが、連邦政府の公表した「温室効果ガスインベントリ報告書 2017 年 (Projektionsbericht 2017)」によると、現状のままだと、最高でも 35.7%の削減にとどまると予測している。

よって、今後は、省エネを一層促進することと、運輸部門や熱供給部門を電力部門と連結

(セクターカップリング) して電力部門以外のエネルギー供給構造の転換を進めることが必要との認識が広まっている。それには例えば、電気自動車やヒートポンプの普及が考えられる¹²⁴。

また、「(5)ドイツにおける Power-to-Gas の取組動向」にて、再生可能エネルギー電力を利用した部門連結の技術として注目を集めている Power-to-Gas の取組動向について取り上げる。

(5) ドイツにおける Power-to-Gas の取組動向

1) 概要

ドイツは、2050 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比 80%以上削減し、総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 80%以上にする目標を定めている。

Power-to-Gas は、上記二つの目標達成に貢献する技術だと考えられている。

第一に、Power-to-Gas は、余剰な再生可能エネルギー電力を貯蔵し、再生可能エネルギーの出力変動を平準化することができる。この結果、再生可能エネルギーと系統を調和させ、再生可能エネルギーの導入拡大に貢献する。

第二に、Power-to-Gas 技術を用いて再生可能エネルギー電力から生成された水素やメタンを熱供給や運輸用燃料に利用することで、熱供給部門、運輸部門の低炭素化を進めることができる。

2015 年のパリ協定に基づき国連に提出したドイツの長期戦略「気候保護計画 2050 年 (Klimaschutzplan 2050)」にも、Power-to-Gas、Power-to-Liquid について、部門連結 (セクターカップリング) のための技術として、引き続き、研究・開発していくと記載されている。

ここでは、連邦経済・エネルギー省 (BMWi) 傘下のドイツ・エネルギー機構 (Deutsche Energie-Agentur: dena) のウェブサイト「Strategie Plattform Power to Gas」と dena の公表資料「Power-to-Gas ポテンシャルマップ (Potenzialatlas Power to Gas)」の情報を基に、ドイツにおける取組の動向について報告する。

2) Power-to-Gas とは

Power-to-Gas とは、電力を水素やメタンなどのガスに変換し、貯蔵・利用する技術のことである。

従来、電力は貯蔵できないという認識から、「同時同量」の原則に基づき、需要と供給を常に一致させるシステムが構築されてきた。

しかし、近年、出力調整が難しい再生可能エネルギーが増えてきたため、変動する発電電力を平準化するための手段が必要となってきた。それには、例えば、系統拡張、予備力、そして、バッテリー、揚水、Power-to-Gas などの電力貯蔵設備が該当する。Power-to-Gas は、電力をガスに変換して貯蔵するため、他の貯蔵技術に比べ、大容量かつ長期間の貯蔵が可能である (図 1-107 電力貯蔵技術の特性)。よって、今後、出力変動型の再生可能エネルギー

¹²⁴ Agora-Energiewende, “Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017”, 2018、Leopoldina, “Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende”, 2017

を中心としたエネルギーシステムになるにつれて、重要性が増してくると予測される¹²⁵。

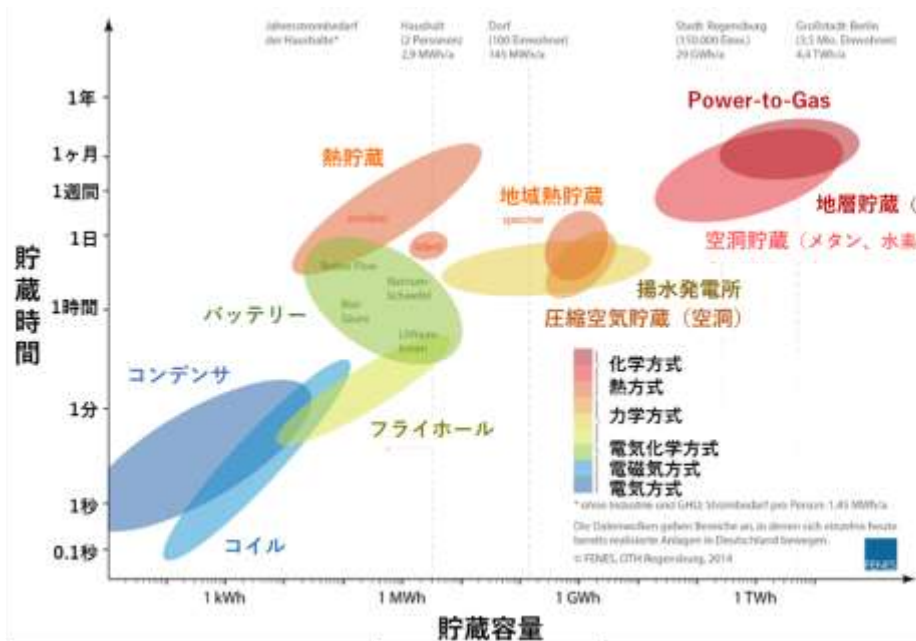


図 1-107 電力貯蔵技術の特性

出所) Fenés, “OTH Regensburg, “Energiespeicher in Deutschland”, 2014/3 より作成

また、Power-to-Gas 技術により生成された水素・メタンは、電力部門で再発電に利用する以外に、他の様々な部門でも利用することができる（図 1-108）。例えば、交通（運輸）部門では、水素を燃料として燃料電池自動車に、天然ガスと成分が似ているメタンを天然ガス自動車（CNG）に利用できる。熱供給部門では、天然ガスの代替として水素（一部）・メタンを暖房や給湯に利用できる。産業部門では、水素を原油の精製に利用できる。



図 1-108 Power-to-Gas による水素・メタンのサプライチェーン

出所) dena, “Potenzialatlas Power to Gas”, 2016/6 より作成

¹²⁵ Fraunhofer IWES, “Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern”, 2015

3) ドイツが Power-to-Gas に取り組む意義

a. エネルギー消費部門の低炭素化

ドイツは、2050 年までに CO₂ 排出量を 1990 年比 80%以上削減する目標を定めている。図 1-109 に、2014 年の CO₂ 排出量と 2050 年の目標値を示す。発電部門だけでなく、熱供給部門、運輸部門でもエネルギー供給構造を転換し、排出削減に努める必要があることが分かる。

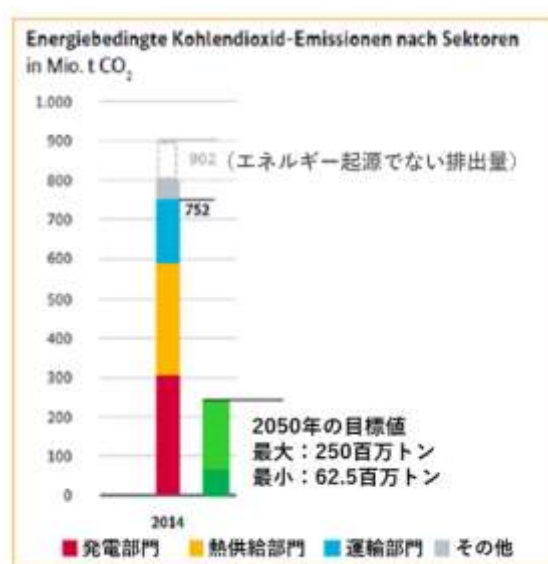


図 1-109 部門別のエネルギー起源の CO₂ 排出量（2014 年）と 2050 年の目標

出所) dena, “Potenzialatlas Power to Gas”, 2016/6 より作成

また、図 1-110 に、2015 年の部門別の石油・天然ガス消費量を示す。特に交通（運輸）部門の熱部門で利用されている石油・天然ガスを再生可能エネルギー由来の水素やメタンに替えることで、大幅な排出削減が見込まれる。



図 1-110 2015 年の部門別の石油・天然ガス消費量

注) 交通部門には、商業及び海洋航海用の動力含む

出所) Agora Energiewende, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe”, 2018 より作成

b. 再生可能エネルギーの電力システムへの統合

ドイツは、2050 年までに総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 80%以上に高める目標を定めている。

現在、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、供給量が需要量を上回り、需給ギャップや系統混雑が頻繁に発生している。そのため、電力システムにおいてエネルギー貯蔵設備など、余剰電力を平準化するための柔軟な手段が必要とされている。図 1-111 2050 年までに必要な柔軟性・貯蔵設備の推測に、様々な機関が公表した 2050 年までに必要とされる柔軟性（余剰電力の吸収源）についての推測値を示す。

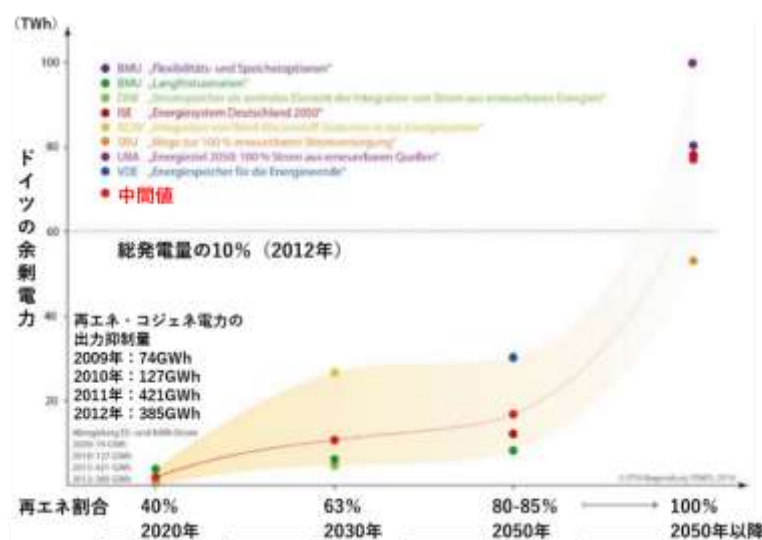


図 1-111 2050 年までに必要な柔軟性・貯蔵設備の推測

出所) dena, “Potenzialatlas Power to Gas”, 2016/6 より作成

ただし、2014 年に BMWi が開催した「貯蔵設備カンファレンス（Speicherkonferenz）」の結果報告書では、短期的には、貯蔵設備の需要は限られており、系統拡張やデマンドサイドレスポンス等の利用が、電力システムの柔軟性を高める最も経済的な方法であり、長期的に見て、再生可能エネルギーの割合がかなり高くなった時に、初めて、貯蔵設備を経済的に運営することができると報告されている¹²⁶。

dena の公表資料でも、Power-to-Gas を利用した電力システムが有益となるのは、再生可能エネルギーの割合が 70%以上になる時だと記述されている。しかし、系統拡張に関して、国民の理解がなかなか得られないため、他の柔軟性技術とともに、Power-to-Gas も、系統の負荷軽減策の一つになる可能性があるともしている。

また、再生可能エネルギー設備が多く立地し、系統拡張の遅れから系統混雑が発生している地域に Power-to-Gas を設置することを勧めている。分析調査によると、2020～2030 年における Power-to-Gas 設備は、今後も風力発電設備の導入が進むと予想されるドイツの北西部や東部への設置が適していると報告されている。

¹²⁶ BMWi, “Schlussfolgerungen aus der Speicherkonferenz 2014”, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/schlussfolgerungen-speicherkonferenz.pdf?__blob=publicationFile&v=3, (2018 年 3 月 14 日取得)

c. 「気候保護計画 2050 (Klimaschutzplan 2050)」に示された Power-to-Gas の役割

パリ協定に基づき国連に提出されたドイツの長期戦略「気候保護計画 2050」においても、今後の Power-to-Gas 技術の利用について記載されている（表 1-43 「気候保護計画 2050」に示された Power-to-Gas 技術の役割）。

特に、部門連結（セクターカップリング）のための技術として利用することが検討されている。部門連結とは、再生可能エネルギー主体のエネルギーシステムにより、現在分かっている電力・交通・熱供給・産業部門において互いのインフラを調和させ、効率的な 1 つのシステムに統合することである（産業部門は含まれない場合もある）。

表 1-43 「気候保護計画 2050」に示された Power-to-Gas 技術の役割

部門	項目	内容
エネルギー	2030 年にむけた施策	再エネ、系統、蓄電、部門連結の技術(主に Power-to-Gas、Power-to-Liquid)、省エネ技術・施策の研究開発を支援。
建物	2030 年のマイルストーン	目標達成のための方法の一つとして、再エネの直接利用や Power-to-Gas (ガスパイプライン等に供給できる持続可能な燃料用ガス)、Power-to-Liquid を通じて再エネを利用するシステムが考えられる。
	施策 - 地域における部門連結と熱供給	GHG 排出量の少ない熱供給システムへの転換を可能にする費用効率のよい革新的技術(再エネ源を利用した低温システム、システムに有益な貯蔵コンセプト、Power-to-Gas・Power-to-Liquid による持続可能な燃料の製造・分配・利用方法など)の研究・開発・市場導入を支援。
運輸	2050 年のビジョン	ヨーロッパの電気自動車分野の技術を強化する。ヨーロッパにおいて国際的競争力を持つ電池(バッテリーセル)の生産が必要であり、電池・蓄電技術の研究・開発を進めていく。また、他の動力やエネルギー源に切り替える場合、例えば、eFuels/power to X を利用した燃焼エンジンは重要なオプションであり、これを保持していく。 航空交通など電力を直接利用できない所ではバイオ燃料が重要な役割を果たすが、持続可能なバイオマスには限りがある。そのため、電力を水素、合成メタン、合成液体燃料に変換するのが適切。製造された水素は燃料電池に、炭化水素は船舶や航空機に優先的に利用する。
	2030 年のマイルストーン	大型車両の場合、内燃機関やトランスミッションの効率向上、ハイブリッド化、空気力学の改善、抵抗力を最適化したタイヤ、車両の長さ調節、最適化されたガスモーターでの水素、LNG、再エネメタンの利用により、2030 年までに年間走行距離あたり GHG 排出量を約 30%削減する可能性がある。
	2030 年にむけた施策	今後、電気自動車、プラグインハイブリッド車、水素燃料電池車が市場に大量に登場する。(省略)。電力由来の燃料に関して、政府の適切な資金支援により既に多くを成し遂げた。電解による水素製造や合成メタン製造のための実証設備が多く建設されたが、その利用について慎重に検討していく。また、2014 年には、電力由来の液体燃料(Power-to-Liquid)を製造する初の実証設備も稼動開始した。バイオ燃料のコストパリティを成し遂げるには、電解装置のマテリアル・表面研究が重要である。遠洋航海・内陸水運では、メタン利用をするための第一歩が始まっている。
		政府は、「政府のモビリティ・燃料戦略」の開発において、例えば、大型輸送車両のイニシアチヴとともに、全技術を対象とした代替駆動装置・代替燃料の導入加速を検討する。代替燃料の 1 つである水素は、燃料電池にも燃焼モーターにも利用することができ、また、今後、場合によっては、液体有機水素キャリア(LOHC)により貯蔵が容易になるかもしれない。
産業	2050 年のビジョン	今後、化石エネルギー源を CO2 排出のないニュートラルなエネルギー源に代替することが重要である。これには、再エネ(電力・バイオマス・水素)や CO2 回収・貯蔵・利用(CCU)が含まれる。

出所) ドイツ政府, “Klimaschutzplan 2050”, 2016 より作成

4) Power-to-Gas のサプライチェーン

a. ガス（水素・メタン）の生成方法

ア) 水素

水素は様々な資源から生成が可能であるが、Power-to-Gas では、水を電気分解して水素と酸素を発生させる水電解技術を使用する¹²⁷。

水電解の化学式¹²⁸： $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$

水電解の方式には、アルカリ水電解、固体高分子形水電解（PEM）、固形酸化物形電解セルによる高温水蒸気電解（SOEC）がある。ドイツでは、現在、アルカリ方式か PEM 方式が利用されている。表 1-44 アルカリ水電解装置と PEM 水電解装置の特徴に、この 2 つの水電解方式の特徴を示す。

PEM 方式は、再生可能エネルギーの出力変動に対応することができ、応答速度も速いといった長所があるが、アルカリ方式に比べて高額である¹²⁹。また、SOEC に利用される固形酸化物形セル（SOC）は、可逆動作が可能で、電解モードで水素を生成し、燃料電池モードで発電する。水素と熱から発電する固形酸化物形燃料電池（SOFC）は実用化されているが¹³⁰、SOEC は、まだ研究段階である¹³¹。

表 1-44 アルカリ水電解装置と PEM 水電解装置の特徴

	アルカリ水電解	PEM 水電解
投資コスト	800 – 1,500 €/kWh	2,000 – 6,000 €/kWh
効率(高発熱量)	67 – 82 %	44 – 86 %
エネルギー消費量	4.0 – 5.0 kWh/Nm ³ H ₂	4.0 – 8.0 kWh/Nm ³ H ₂

出所) dena, “Power to Gas system solution.”, 2015 より作成

イ) メタン

メタンは、水電解した水素を二酸化炭素と反応させて生成する。生成されたメタンは天然ガスと成分が似ており、合成天然ガスとして利用することが可能である。

メタン化の化学式： $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$

メタンを生成する方法は 2 種類ある。サバティエ反応と呼ばれる触媒を用いた化学反応による方法と古細菌と呼ばれる微生物を用いた方法である。

¹²⁷ 参照) 経済産業省「CO₂ フリー水素ワーキンググループ報告書」, 2017/3

¹²⁸ 出所) ASUE, “Power to Gas Erzeugung von regenerativem Erdgas”, 2014/6

¹²⁹ dena, “Power to Gas system solution.”, 2015/11

¹³⁰ dena ウェブサイト, <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/sunfire/>, (2018 年 3 月 1 日取得)

¹³¹ BMWi, “Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit”, 2013/03

触媒を用いる方法では、従来の火力発電所、セメント・鉄鋼の製造工程から排出される二酸化炭素と、バイオガスや汚泥ガス等、生物に由来する二酸化炭素の両方を利用できる。

一方、微生物を用いる方法では、生物由来の二酸化炭素のみが利用可能である。近年、ドイツでは、微生物を用いたメタン生成方法の開発が進んでいる¹³²。例えば、バイオガス設備から事前に二酸化炭素を分離することなく、バイオガス設備の発酵槽内でメタン化反応させ、メタン含有量 96～99%のガスを効率的に生成している¹³³。

ウ) 液体炭化水素 (Power-to-Liquid)

水素と二酸化炭素または一酸化炭素を反応させてメタノールやフィッシャー・トロプシュ合成を用いて液体の炭化水素化合物 (合成液体燃料) を生成する。

b. 貯蔵・インフラストラクチャー

ア) 水素

水素の貯蔵には、ガスを圧縮して高圧タンクに貯蔵する方法、液体として真空断熱容器に貯蔵する方法、水素吸蔵合金やカーボンナノチューブ (CNT) に吸蔵する方法がある。

輸送方法については、高圧ガスボンベに充填するか液化し、トラックで輸送するか、水素専用のパイプラインを敷布して供給する。水素を天然ガスパイプラインに直接注入するには、パイプラインの水素耐性が必要であり、現在、天然ガスパイプラインに混合可能な水素の容積はドイツでは 2%以内と規定されている。技術的には 10%まで可能だと言われている。

また、貯蔵や輸送の際の取り扱いを容易にするため、様々な機関や企業が、液体有機水素キャリア (LOHC) などの開発を進めている。

イ) メタン

メタンは、天然ガスに近い性質を持っているため、無制限に既存の天然ガスパイプラインに注入すること、天然ガスタンクへの貯蔵することが可能である。

現在、ドイツには、約 1,000 TWh のエネルギーを輸送可能な 51.1 万キロメートルの天然ガスパイプラインが敷布されており、生成されたメタンが、このインフラストラクチャーを利用できるのは大きな利点である。

¹³² DENA, “Potenzialatlas Power to Gas.”, 2016/6

¹³³ DENA, “Power to Gas system solution.”, 2015/11



図 1-112 ドイツの天然ガスパイプライン

出所) BMWi ウェブサイト, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html> (2018 年 2 月 28 日取得)

c. 利用用途

ア) 電力部門

① 系統安定化策

Power-to-Gas は、遅延している系統拡張の役割を担うことができる。再生可能エネルギー電力の供給量が多く、需給ギャップや地域の系統混雑が発生した場合に、出力抑制対象の電力を取り入れ、系統混雑の緩和を図ることができる。系統混雑の緩和のためには、過負荷状態の系統連結点に設置し、地域の需給状況に合わせて運営することが考えられる。但し、系統を 10% 拡張するのに相当するには、1MW の Power-to-Gas 設備が 6~8 万基必要とされる。

また、短期的に需給バランスが崩れた際に、予備力として活用することもできる。現在、多くの Power-to-Gas 実証設備は、周波数偏差を解消するためのセカンダリ予備力を市場に提供している。

② 再発電

Power-to-Gas により電力から生成された水素やメタンは長期に渡り、大容量貯蔵することができる。よって、ガスパイプラインや地下貯蔵設備に貯蔵し、需要に応じて、ガス火力、コージェネレーション、燃料電池で再発電することが可能である。これにより、化石燃料によるベースロード電源を削減できる。また、卸価格の安い時に電力を調達し、高い時に供給してコストを削減することも可能である。しかし、専門家によると、短中期的には、Power-to-Gas によるガスの再発電では経済的でないという見解を示している。

イ) 熱供給部門

① 暖房・給湯利用

Power-to-Gas による水素・メタンを天然ガスパイプラインに注入し、家庭や商工業の暖房・給湯に利用することができる。ドイツの天然ガス消費量の約 80%は熱供給に利用されるため、それを代替した場合、CO₂ 排出削減に大きく貢献する。

現在、Uniper（元 E.ON）と Greenpeace Energy は、風力電力から製造された水素を天然ガスパイプラインに混合し、ガス需要家に約 0.06 ユーロ/kWh で販売している。

今後の課題としては、水素の場合は、天然ガスパイプラインの水素耐性が挙げられる。現在、水素の天然ガスパイプラインへの混合量は 2%までと規定されている。

また、メタンの場合は、パイプラインへの注入への制限はないが、メタン生成費用が天然ガスに比べてかなり高いことが課題である（図 1-113 天然ガス・バイオメタン・PtG メタンの価格）。

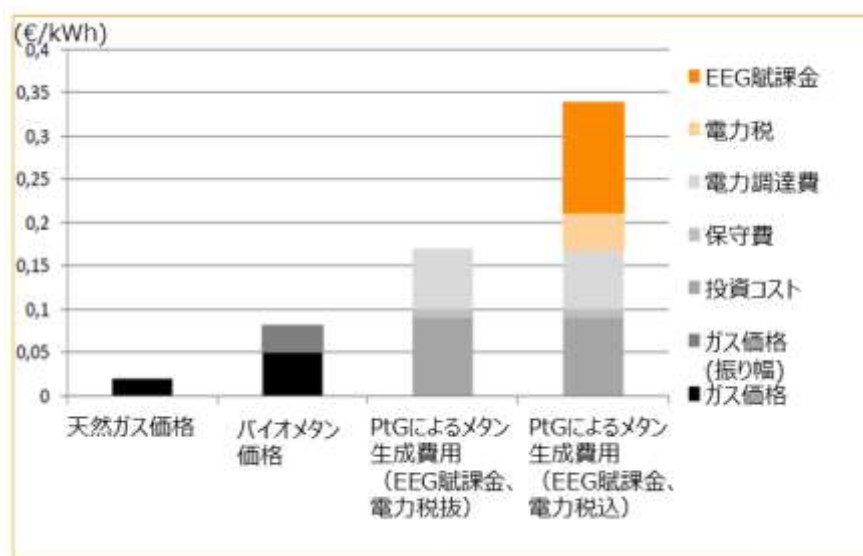


図 1-113 天然ガス・バイオメタン・PtG メタンの価格

出所) dena, “Potenzialatlas Power to Gas”, 2016 より作成

② 廃熱利用

Power-to-Gas による水素・メタンをコージェネレーションで再発電する際に生じる廃熱や、水電解やメタン化する際に生じる廃熱を、地域の熱供給に利用できる。

ウ) 運輸部門

水素は、燃料電池車（FCV）の燃料として使用できる。FCV の長所としては、電気自動車に比べて、走行距離が長く、燃料となる水素の充填時間も短い。

そのため、ドイツの各州では、公共交通機関であるバスや鉄道に燃料電池車両を導入する計画が進んでいる。また、空港のロジスティックや製造工程に、燃料電池駆動のトラクターやフォークリフト等を利用する取組も進んでいる。この取組は「水素・燃料電池技術国家革

新プログラム（NIP）」で支援されている。

また、現在、FCV の普及のために、インフラ整備が進められている。

これを目的として自動車メーカーやエネルギー企業が共同で運営する「H2 Mobility」では、2018 年までに 100 ヶ所、2023 年までに 400 ヶ所の水素ステーションを設立することを目指している。2017 年 10 月時点では、41 ヶ所の水素ステーションが稼動中である¹³⁴。

一方、メタンは、天然ガスの替わりとして、天然ガス車（CNG）の燃料として利用できる。現在、ドイツでは 10 万台の CNG 車用に約 1,000 ヶ所の天然ガススタンドが設置されている。メタンは天然ガスパイプラインが利用できるため、インフラは十分整備されている。

Audi では、g-tron という CNG 車に e-gas を提供するプロジェクトを実施している。これは、g-tron がガススタンドで充填した天然ガスと同量のメタンを、Audi の Power-to-Gas 設備で再生可能エネルギー電力から生成し天然ガスパイプラインに供給することで、g-tron に間接的に再生可能エネルギー由来のメタンを供給する仕組みとなっている。

運輸部門には、GHG 排出を削減するよう強い圧力がかけられており、燃料価格も比較的高い水準にあることから、市場の見通しは比較的良好である。

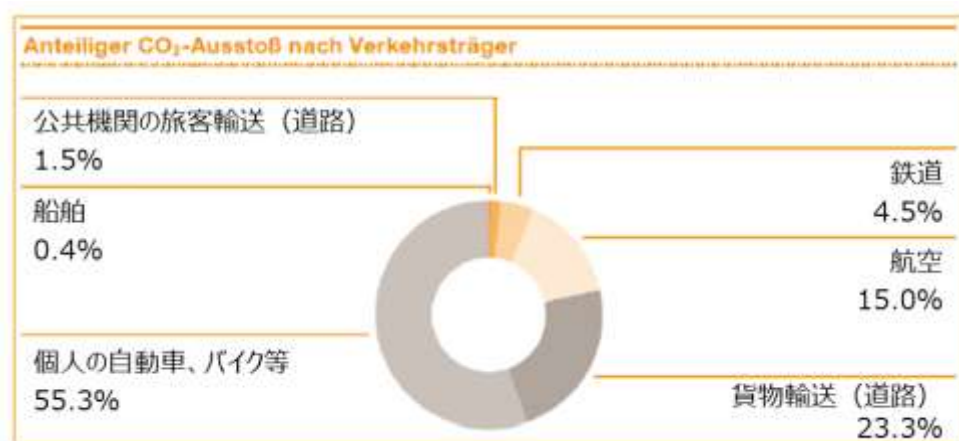


図 1-114 交通手段別の CO2 排出の割合

出所) dena, “Potenzialatlas Power to Gas”, 2016 より作成

エ) 産業部門

産業部門では、水素は製油、化学産業（アンモニア、メタノールの製造）、鉄鋼、ガラス製造、植物油脂の加工等に、原料として利用されている（図 1-115）。

現在、ドイツの産業部門における水素の年間生産量は約 190 億 m³（16 億 kg）である。その内の約 40%が原油の精製に、約 25%が化学産業用のアンモニアの製造、約 20%がメタノールの製造に利用されている。これらの水素の大部分は、化石燃料から製造され、地産地消されている。

現状では、電力由来の水素は、化石燃料由来の水素の価格と張り合うことはできない。し

¹³⁴ NOW ウェブサイト, <https://www.now-gmbh.de/de/aktuelles/presse/neue-wasserstoffstation-in-bad-rappenau>, 2018 年 3 月 2 日取得

かし、再エネ由来の水素は、産業部門において CO2 排出量を大幅に削減するポテンシャルがあり、産業事業者にとって、EU 排出量取引制度による排出権の購入にかかる費用を減らす手段になり得る。

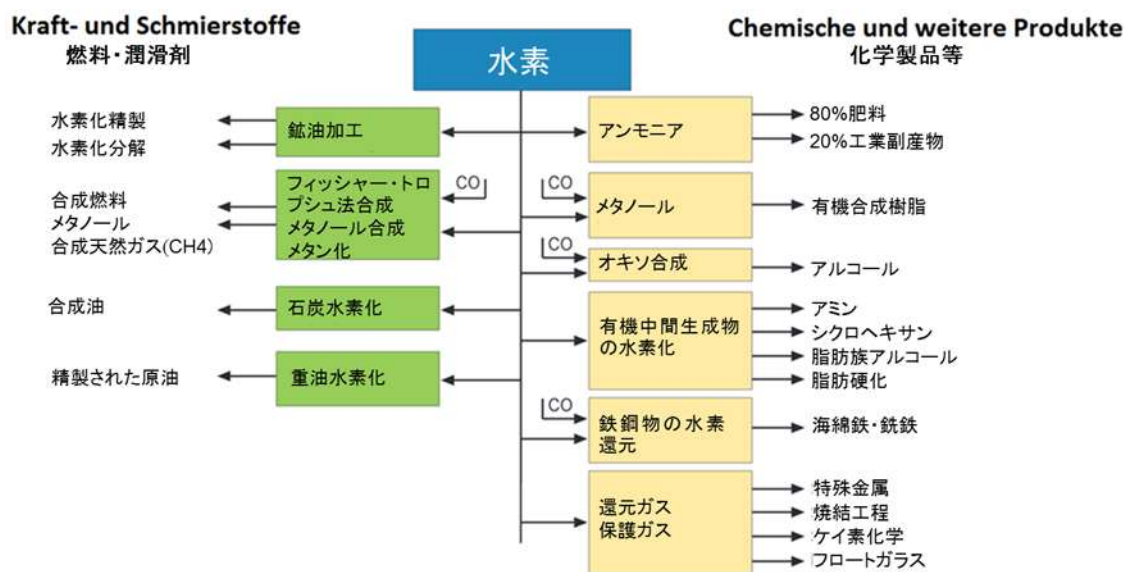


図 1-115 産業部門における水素の原料利用

出所) dena, “Potenzialatlas Power to Gas”, 2016 より作成

5) Power-to-Gas に取組む企業・団体

以下に現在、ドイツで Power-to-Gas 技術の開発に取り組んでいる企業・機関等を挙げる。¹³⁵

- ✓ ガス製造
 - 電解装置：Hydrogenics, ITM Power, McPhy Energy, Siemens, GP, Joule, Thyssen Krupp
 - メタン化：MAN, Viessmann (MicrobEnergy), Etogas
- ✓ ガス利用
 - 水素：E-ON, Enertrag, Wind-Projekt GmbH, Stadtwerke Mainz, Thüga AG
 - メタン：Audi, Viessmann
- ✓ ネットワーク
 - ガス管：Open Grid Europe, gasunie
- ✓ 貯蔵
 - Greenpeace Energy, E-ON, Thüga, EnBW, RWE, Vattenfall Europe, Trianel, Wingas, Swissgas
- ✓ 自動車（水素、メタン）
 - VW, Toyota, Total

¹³⁵ Greenpeace Energy, “Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas fuer die Energiewende in Deutschland”, 2015

- ✓ 化学産業（Power-to-X）
Evonik, Bayer Material Science
- ✓ 団体
DVGW, VKU, NOW, biogasrat, DUH
- ✓ 研究機関
ZSW, Fraunhofer IWES und ISE, FENES OTH Regensburg, IAEW RWTH Aachen, DVGW-DBI, DVGWGUT, RLI, DLR, BTU Cottbus, HS RheinMain

6) ドイツで実施・計画中の Power-to-Gas プロジェクト

dena のウェブサイト “Strategie Plattform Power to Gas” によると、現在、ドイツでは、33 件の Power-to-Gas 検証プロジェクトが進行中である。



図 1-116 ドイツにおける Power-to-Gas 実証試験マップ

出所) dena, Strategie Plattform Power to Gas ウェブサイト, http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1, 2018 年 3 月 1 日取得

a. プロジェクトの傾向

ドイツで実施中・計画中のプロジェクト 33 件で生成されるガス・液体の種類は、表 1-45 に示すとおり、水素 18 件、メタン 13 件、液体炭化水素 1 件である。また、残り 1 件は、様々なガス生成と様々な水電解方式の検証といった複合的な試験を実施する予定である。

利用される水電解装置の多くは、アルカリ方式か PEM 方式である。PEM 方式は、再生可能エネルギーの出力変動に対応することができ、応答速度も速いといった長所があるが、アルカリ方式に比べて高額である。

また、SOEC 方式を利用したプロジェクトも 2 件実施されている。SOEC に使用される固体酸化物形セル（SOC）は、可逆動作が可能であり、水電解による水素生成も、燃料電池による発電もできるのが特徴である。

表 1-45 プロジェクトにおける生成ガス・液体と水電解方式

	水素	メタン	液体炭化水素化合物
アルカリ水電解	9	2	0
PEM 水電解	8	6	0
その他	SOEC:1	不明:5	SOEC:1
合計件数	18	13	1

出所) dena, Strategie Plattform Power to Gas ウェブサイトより作成

また、実施・計画中のプロジェクトの検証目的を、表 1-46 に示す。

メタンに関しては、変換に利用する CO₂ の源（バイオガス由来、火力燃焼由来等）、CO₂ 循環・削減方法について検証するプロジェクトも多い。

表 1-46 プロジェクトにおける生成ガス・液体の利用用途

	水素	メタン	液体炭化水素
系統安定化(予備力供給等)	5	1	0
ガス管供給(暖房・温水、CHP 等)	9	3 (ガス管供給は不明だが、 CHP 等で熱供給 3)	0
モビリティ用燃料	8	2	1
産業利用(原材料)	2	0	1
再発電(CHP・燃料電池)	9	3	0
その他(設備の検証等)	0	6	0

注) 分類の仕方により多少の前後あり。プロジェクトによっては複数の利用用途あり。

出所) dena, Strategie Plattform Power to Gas ウェブサイトより作成

b. プロジェクトの概要

現在、ドイツで実施・計画中のプロジェクト 33 件の概要を、表 1-47 ドイツで実施・計画中の Power-to-Gas プロジェクトに示す。

表 1-47 ドイツで実施・計画中の Power-to-Gas プロジェクト

	プロジェクト名	概要	代表企業・団体	開始	特色
1	Smart Grid Solar	バイエルン州の太陽光導入拡大に向け、太陽光発電設備と電力貯蔵設備（バッテリー、水素等）の相互作用について調査し、低・中圧系統の安定化を図る。需要に応じて燃料電池で再発電。LOHC 水素貯蔵設備も利用。	Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.	2016	系統の安定化、水素発電
2	Windpark RH2-WKA und RH2-P2G	140MW の陸上風力パークに水素製造・貯蔵設備を併設し、需要に応じて電力供給。再エネのバックアップ電源としての役割を担い、再エネと系統の融和を図る。	Wind-projekt GmbH	2009	廃熱利用、水素燃料、水素発電
3	Power-2-Hydrogen-Tankstelle Hamburg	余剰電力由来の水素をモビリティ用ステーションに利用。設備の経済的な運営のために、柔軟な電解を実施。また、送電事業者の要請に応じて、短期的に電力消費量を変え、ミニット、セカンダリ予備力を提供することも可能。	innowatio GmbH(元 Clean Energy Sourcing AG, CLENS),SHELL	2015	水素燃料、水素貯蔵、予備力の供給
4	Windgas Haßfurt	グリーンピースエネルギーとハスフルト市が共同実施。目的は 50MW の再エネ設備が接続する配電網の安定化。再エネの余剰電力を吸収し、系統の周波数安定用のプライマリ予備力を提供。水素を天然ガスに混合し Windgas として販売。	Windgas Haßfurt GmbH & Co. KG	2016	配電網の安定化予備力提供、公共のガス管供給、熱用の水素販売
5	GrInHy(Green Industrial Hydrogen)	ザルツギッター鉄鋼産業地域に、150kW の SOC 設備を設置。製鋼地域での設備の技術性・経済性について検証。	Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH	2017	水素の原料利用
6	Energiepark Mainz	8MW の風力設備に接続された PtG 設備を産業地区に設置。6MW の電解装置の運転検証。変動する再エネ電力の消費量を調整し、セカンダリ予備力を提供。	Stadtwerke Mainz, ラインマイン大学、Linde, Siemens	2013	水素燃料、貯蔵、原料利用、熱供給、発電、ガス管供給
7	H2Herten	水素と燃料電池の技術開発のために水素コンピテンスセンターを設立。再エネによる水素を活用した電力の安定供給を実証。具体的には、水素を燃料電池で再発電し、調整電力、予備力に活用。	ノルトライン・ヴェストファーレン州, AH GmbH	2011	水素燃料、再発電、予備力提供
8	RWE-Demonstrationsanlage Ibbenbüren	電力大手 RWE が PEM 電解を使用した PtG 設備を建設・試験。目的は、風力・太陽光による電力の PtG への活用の実証。水素は地域の RWE のガス管網に供給。	RWE Deutschland AG	2014	水素のガス管供給、廃熱利用
9	Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg	研究機関と水力発電事業者が共同で、最新の PtG 設備を包括的にモニタリング。水素は、燃料電池自動車の燃料として、現地やトレーラーで輸送して利用。また、天然ガス管網に供給し、天然ガス自動車の燃料にすることも検討。	太陽エネルギー・水素研究センター(ZSW), Energiedienst	2016	水素燃料
10	Wasserstofftankstelle Stuttgart Talstraße	アルカリ電解設備付のバス・自動車用水素ステーション。自動車への急速充填が可能(3 分でフル充填)。水素の貯蔵、燃料利用の技術性・経済性について調査。今後系統の過負荷軽減についてもモデリング。	Netze BW (EnBW)	2013	水素燃料

	プロジェクト名	概要	代表企業・団体	開始	特色
11	bioCONNECT	醸造所の発酵過程で生じる CO ₂ を利用したメタン生成について研究。余剰の再エネ電力とアルコール産業からのバイオマスを利用し、シナジー効果を調査。	オストヴェストファーレン＝リッペ大学	2016	メタン生成
12	biologische Methanisierung mittels Rieselbettreaktor	トリクルベット反応器を利用した生体触媒によるメタン生成方法を開発し、特許を取得。高濃度のメタンと少ないエネルギー消費量の特徴とする。今後は、二酸化炭素ガスをバイオガスに置き換えて試験を行う予定。	ブランデンブルク工科大学	2015	メタン生成
13	Extyron Zero-Emission-Wohnpark	目的は、メタンを生成する商業用 PtG 設備から、37 件の住宅に CHP で熱・電力を供給すること。生成メタンの燃焼により排出される CO ₂ を PtG 設備の触媒に利用し、再びメタンを生成する。Green Tec Awards 2016 受賞。	Extyron	2015	メタン生成、メタン貯蔵、メタン発電、メタン熱供給、廃熱利用
14	WindGas Hamburg	E.ON(現在 Uniper)などが、ハンブルクに PEM 電解設備を設置。風力から水素を生成し地域のガス管へ供給。ハンブルクは、産業地域と風力設備の中間に位置し、また水素供給用のインフラが整備されている。	Uniper, Hydrogenics, SolviCore, Fraunhofer IWES, DLR	2013	水素のガス管供給
15	Exytron Demonstrationsanlage	商用パイロットプロジェクト用の CO ₂ 循環型 PtG 設備の試験を実施。電解による水素と CO ₂ から生成されるメタンを、コジェネやガス火力に使用し、熱や電力を供給。また、そこから排出される CO ₂ を再びメタン生成に利用して CO ₂ を循環。	Exytron	2015	メタン生成、メタン貯蔵、メタン発電、メタン熱供給、廃熱利用
16	WindGas Falkenhagen	E.ON(現 Uniper)が実証設備を設置。発電と消費を切り離し、風力エネルギーを天然ガス管網に供給する方法をテストする世界最初の実証設備。	Uniper, Swissgas	2012	水素のガス管供給
17	Hybridkraftwerk Prenzlau	再エネによる安定・持続的なエネルギー供給を実証。目的は、250kW の PtG 設備の建設・試験運転、電力市場の柔軟性要件に応じた運用コンセプト開発、設備運用を最適化するための研究運転、再エネの貯蔵運用・経済性について評価。	Enertrag	2011	水素貯蔵、水素燃料、廃熱利用、水素のガス管供給
18	Audi e-gas Projekt	PtG 設備による水素と CO ₂ からメタンを製造し、天然ガス車の燃料として利用。メタンは、天然ガス管網へ供給される。送電事業者 TenneTにより、セカンダリ予備力市場に参加することを認定されている。	Audi	2011	メタン燃料、廃熱利用、予備力の供給
19	Wasserstofftankstelle Hafen City	ハンブルク市の Vattenfall による水素ステーション。主にハンブルク高架鉄道の燃料電池バスへ供給。供給水素の半分を現地の PtG 設備で生成、半分を配送により補充。再エネ証明書の購入をもって、再エネ電力の使用とする。	Vattenfall Europe Innovation	2013	水素燃料
20	Multi-Energie-Tankstelle H2BER	ブランデンブルク国際空港のそばに、燃料電池自動車に水素を供給するための電解設備(500kW)付きステーションを設置。電解に必要な電力は空港から 15km 離れた風力発電所から供給。水素は、固形用貯蔵設備に貯蔵。	TOTAL Deutschland, Linde, ENERTRAG, McPhy Energy など	2012	水素燃料、水素のガス管供給、水素貯蔵、水素発電(コジェネ)、水素熱供給
21	H ₂ -Forschungszentrum der BTU Cottbus	大学の水素研究センターにて、余剰再エネを利用した水素生成、貯蔵・変換、水素の利用方法など、一連のサプライチェーンについて複合的な試験を実施。	ブランデンブルク工科大学、ENERTRAG AG	2010	水素貯蔵、水素発電

	プロジェクト名	概要	代表企業・団体	開始	特色
22	HYPOS	目的は、技術革新、規模の拡大、予備力・CO ₂ 証明書を提供などにより、再エネの余剰電力から水素を経済的に生成する方法を確立すること。東独の産業企業など様々な分野から 90 の企業・機関が参加。	Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik など	2013	水素のガス管供給、メタン生成、水素貯蔵
23	sunfire Power-to-Liquids	SOEC 電解で生成した水素 CO ₂ と結合し、炭化水素化合物の液体「Blue Crude」を製造。精製後、モビリティ・航空用燃料や石油化学製品の原料として利用。	sunfire, 連邦教育・研究省 (BMBF)	2013	水素燃料、原料利用
24	CO ₂ RRECT	水電解による水素と褐炭発電所排出の CO ₂ を結合し、メタンやメタノールの製造に利用。プロジェクトの目的は、ピーク時の再エネ電力の活用、CO ₂ の排出削減、化石燃料の消費削減。	Bayer Technology Services, Bayer Material Science, BMBF, RWE, Siemens	2011	メタン生成
25	BioPower2Gas	水電解による水素をバイオガス設備からの CO ₂ と生体触媒し、バイオメタンに変換。バイオメタンはガス管網に供給され、需要に応じてコジェネで利用。柔軟な設備運転について試験。	MicrobEnergy, EAM, IdE, CUBE Engineering	2013	メタン生成、メタンのガス管供給
26	Power to Gas Pilotanlage Allendorf	BioPower2Gas プロジェクト(前行)の結果を踏まえ、大規模なメタン生成の実証試験実施。また、メタンのモビリティ用燃料利用を検討。	MicrobEnergy, Schmack Biogas, Viessmann 等	2014	メタン生成、メタンのガス管供給
27	Power to Gas Biogasbooster	余剰電力による水素を、下水処理場のバイオガス設備から排出される CO ₂ と特殊な微生物を用いて、バイオメタンに変換。市営乗物の燃料にする計画。	MicroPyros	2014	メタン燃料
28	Methanisierung am Eichhof	ヘッセン州のバイオガス研究センターにて、バイオガスに含まれる CO ₂ を事前に分離せず直接利用してメタンを生成する方法を試験する。また P2G 設備とバイオガス設備の複合運転についても試験。	ETOGAS, Fraunhofer IWES, ヘッセン州環境省、チューリンゲン州環境省, ZSW Stuttgart	2012	メタン生成
29	Strom zu Gas - Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe	ガス・電力の供給事業者による電解技術の実証。地域のガス管網への供給や、コジェネで再発電についても実証する。	Thüga グループ企業	2012	水素のガス管供給、水素発電(コジェネ)、予備力の供給
30	ZSW-Forschungsplattform Power-to-Gas	電力を電解により水素に、水素からメタンに変換する一連の生産チェーンを試験。目的は、250kW の電解槽の構築・テスト運転、電力市場に合わせた柔軟な運転、設備・運転の最適化、再エネシステムにおける貯蔵設備と経済性に関する研究。	ZSW Stuttgart, Fraunhofer IWES	2012	メタン生成
31	Viessmann Power-to-Gas im Euclino	自生原料を利用したバイオガス設備の 100 m ³ の発酵槽で、直接メタンを生成することについて研究。バイオガスには、メタン 52%、CO ₂ 48% 含有。	Viessmann グループ MicrobEnergy	2012	メタン生成
32	Stromlückenfüller	PEM 電解による水素とバイオガス設備からのバイオメタンを利用して、コジェネで再発電。目的は、再エネを容量市場、予備力市場へ参加させること。	GP Joule, H-Tec Systems, North-Tec	2013	水素発電、廃熱利用、水素貯蔵
33	Viessmann Mikrobielle Methanisierung	下水処理設備で PtG を利用。余剰電力を貯蔵し、汚泥ガスによるメタン生成。	Viessmann, MicrobEnergy GmbH, Schmack Biogas 等	2013	メタン生成、メタン発電、メタン熱供給

出所) dena, “Potenzialatlas Power to Gas”, 2016

7) Power-to-Gas 推進ロードマップ

2017年6月、denaが公表したPower-to-Gas推進のためのロードマップを、次頁の図1-118に示す。ここでは、様々なPower-to-Gasパイロットプロジェクトによる成果を基に、長期的な視点でPower-to-Gas技術を包括したエネルギーシステムを構築するために、検討すべきエネルギー政策や産業政策の戦略が描かれている。

具体的には、まず、Power-to-Gasの利用を制限する法的枠組みを改善し、電力にかかる租税公課を他のエネルギーと同等にする。また、CO₂削減や化石燃料代替のインセンティブを与える制度設計も必要である。さらに、出力抑制対象の電力の活用の仕方を考え、電力・熱供給・運輸部門などのインフラの開発計画を共同で実施する。そして、事業者がPower-to-Gas技術をそれに最適化させ、幅広い範囲での活用方法を検討していくことが重要である。

8) Power-to-Gas 技術の可能性（まとめ）

現在稼働中のPower-to-Gas設備は、主に実証試験を目的としているが、水電解技術やメタン化技術など、既に市場に適合した産業規模の設備も存在する。また、変動する発電電力量に対応できる応答速度の速い設備が開発されており、予備力市場に参加する設備もある。今後の技術的な課題としては、水電解装置など各技術のコスト削減、装置の大型化、変換効率の向上などが挙げられる。

また、Power-to-Gasの一番の課題は、ガスの製造コストが高く、設備を運営するための経済性が確保できないことにある。余剰な再生可能エネルギー電力を利用するだけでは、経済的な運営は難しいため、今後の実用化を視野に入れ、Power-to-Gasによるガスをアフリカなど国外から輸入することを検討した報告書もでてきている。その際には輸送も課題となる。

しかし、経済性以外の要素として、国民の容認が得にくいため遅延している系統拡張の代わりや、CO₂排出削減の減らない運輸部門などで気候変動対策として活用するなど重要な役割を担う可能性も十分に考えられる。

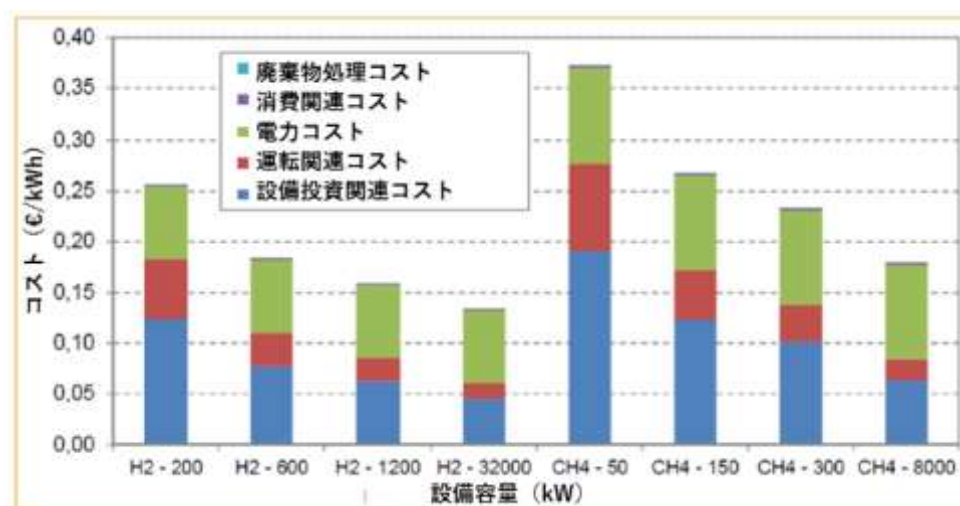


図 1-117 アルカリ電解装置を利用した水素とメタンの製造コスト比較

出所) dena, “Potenzialatlas Power to Gas”, 2016/6 より作成

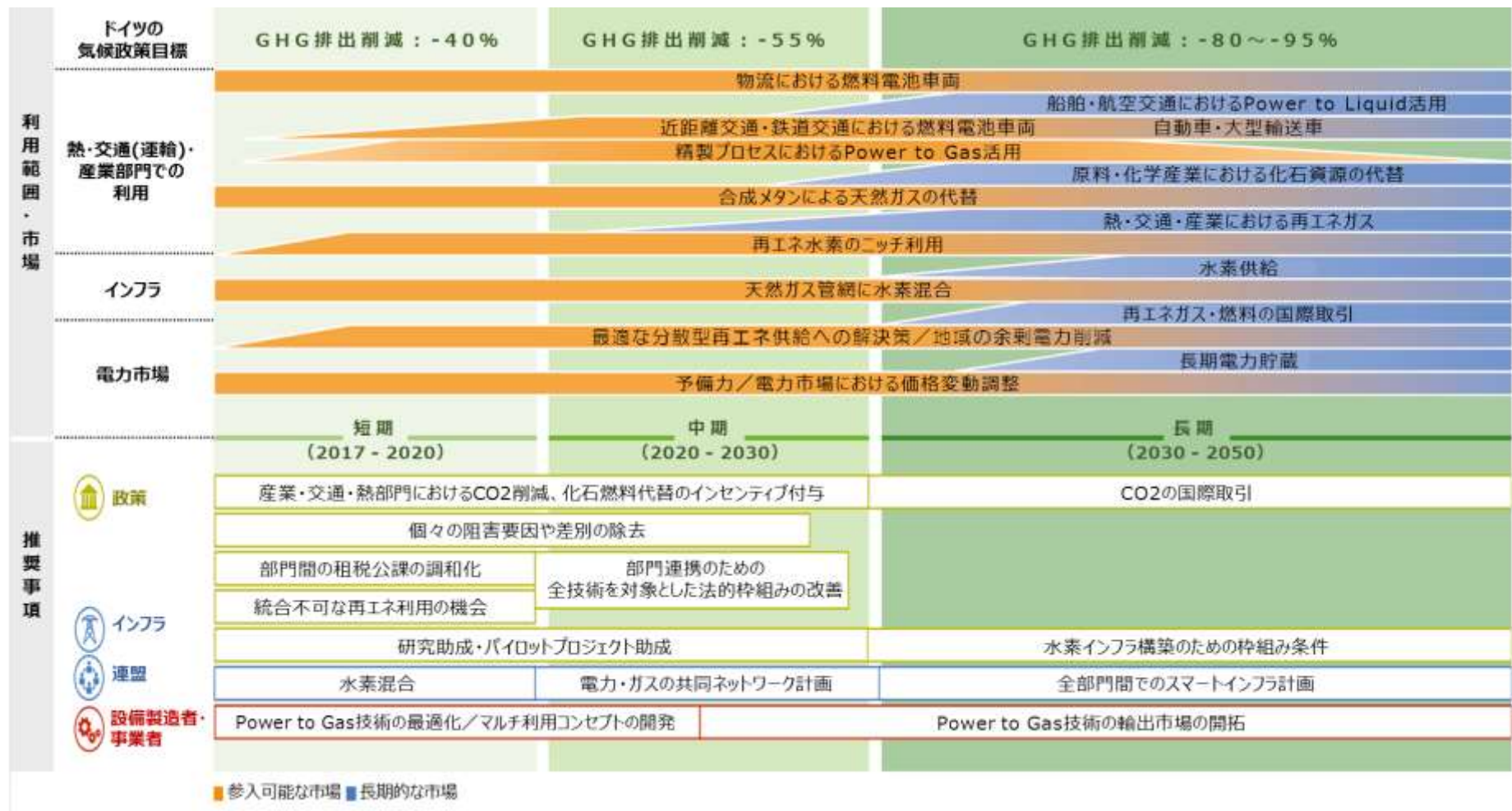


図 1-118 dena 公表の「Power-to-Gas」推進ロードマップ

出所) dena, “Roadmap Power to Gas”, 2017 より作成

1.2.2 英国

(1) 政策の概観

1) EU 指令に基づく 2020 年導入目標達成に向けた進捗状況

英国では、気候変動対策として 2008 年に施行された 2008 年気候変動法（Climate Change Act 2008）において、温室効果ガスを 2050 年までに 1990 年比 80%とする削減目標を掲げている。この目標を達成するために、英国政府は 2009 年に The UK Low Carbon Transition Plan を、2011 年に The Carbon Plan: Delivering our low carbon future を策定した。すべての省庁が一丸となって排出削減に取り組むこと、そのために各省庁が排出削減のための予算を確保することが求められている（図 1-119）。

セクター別では、排出量の多い電力及び重工業における排出削減に力点を置いている。特に電力部門では、①原子力、②再生可能エネルギー、③CCS（二酸化炭素回収貯留）付帯火力、の 3 つの低炭素電力を導入促進し、その一方で老朽火力はバックアップ電源として位置付けている。

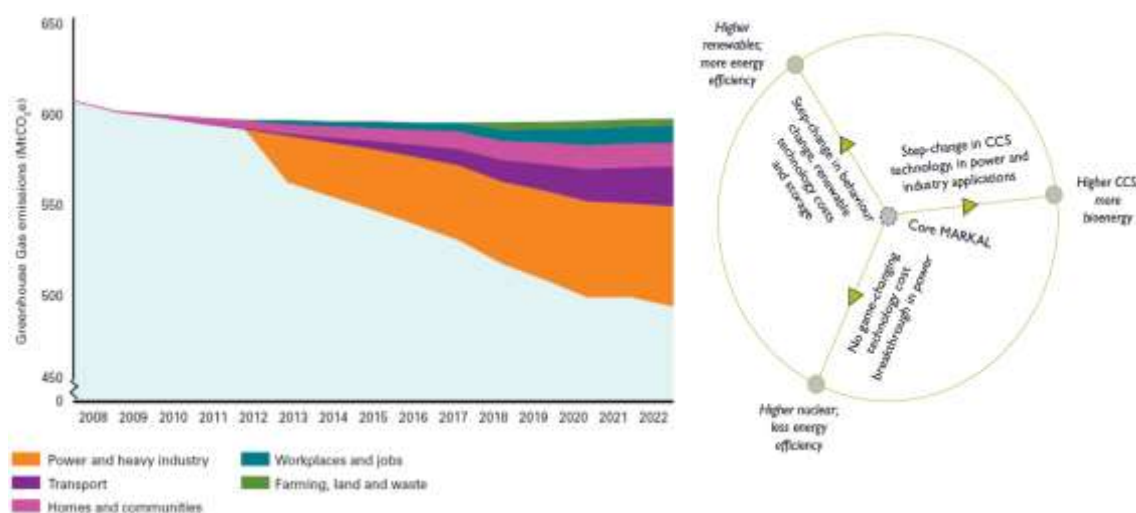


図 1-119 英国：GHG 排出削減計画及び低炭素電力導入促進

出所) UK government, “The UK Low Carbon Transition Plan”, 2009

UK government, “The Carbon Plan: Delivering our low carbon future”, 2011

再生可能エネルギーについては、2009 年の EU 指令に基づき、同年の 2009 年に策定した National Renewable Energy Action Plan にて、2020 年までに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 15%と設定した（図 1-120）。

再生可能エネルギー導入の推移と将来目標を図 1-121 に示す。風力が主要な再生可能エネルギーとなっており、2020 年時点では総容量 38,210MW の 4 分の 3 を占め、バイオマス、太陽光がそれに続くが見込まれている。太陽光は 2015 年頃からの増加が著しい。2020 年には更に新規の再生可能エネルギー電源として潮力、波力が加わっている。英国北部のスコットランド地域は、これら海洋エネルギーの導入及び研究開発の先進地域として世界から注

目されている。

再生可能エネルギー導入目標の部門別内訳を見ると、電力、熱、運輸の各部門でそれぞれ49%、30%、21%を占める（図 1-122）。各部門における再生可能エネルギーの割合を見ると、電力部門の30%が再生可能エネルギーであり、同様に熱部門の12%、運輸部門の10%がそれぞれ再生可能エネルギーである。

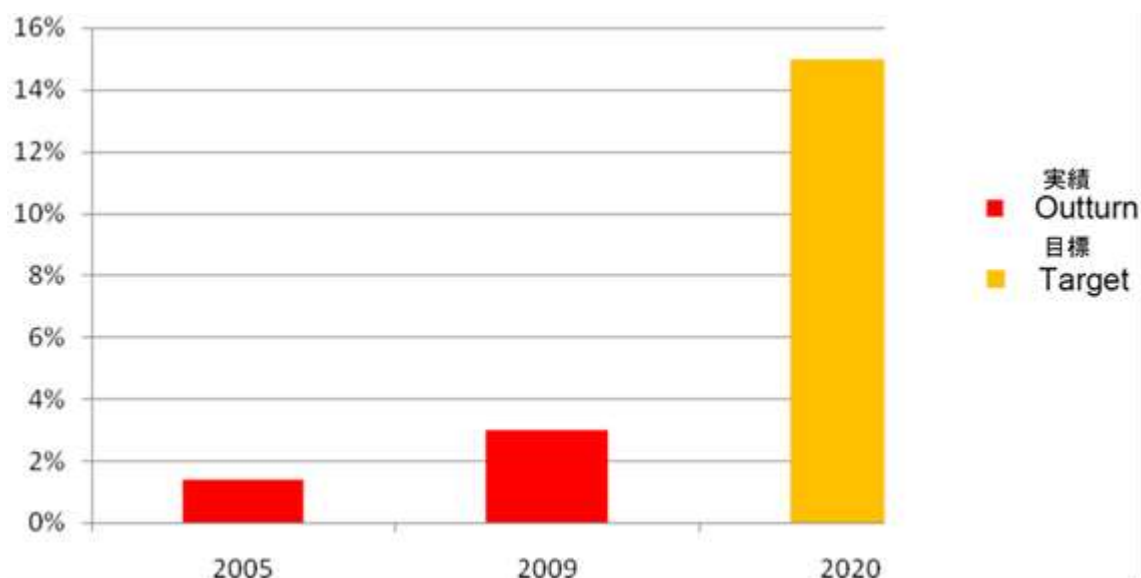


図 1-120 英国：再生可能エネルギーの導入目標

出所) UK government, “National Renewable Energy Action Plan”, 2009 より作成

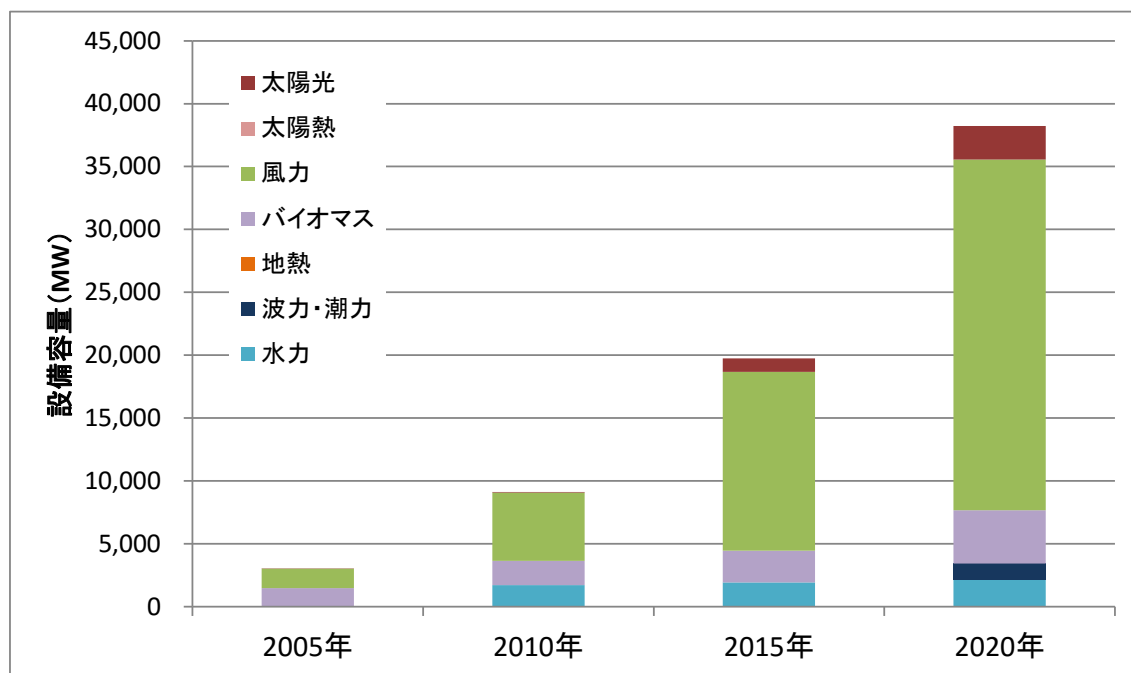


図 1-121 英国：電力分野の再生可能エネルギー導入推移と目標

出所) UK government, “National Renewable Energy Action Plan”, 2009 より作成

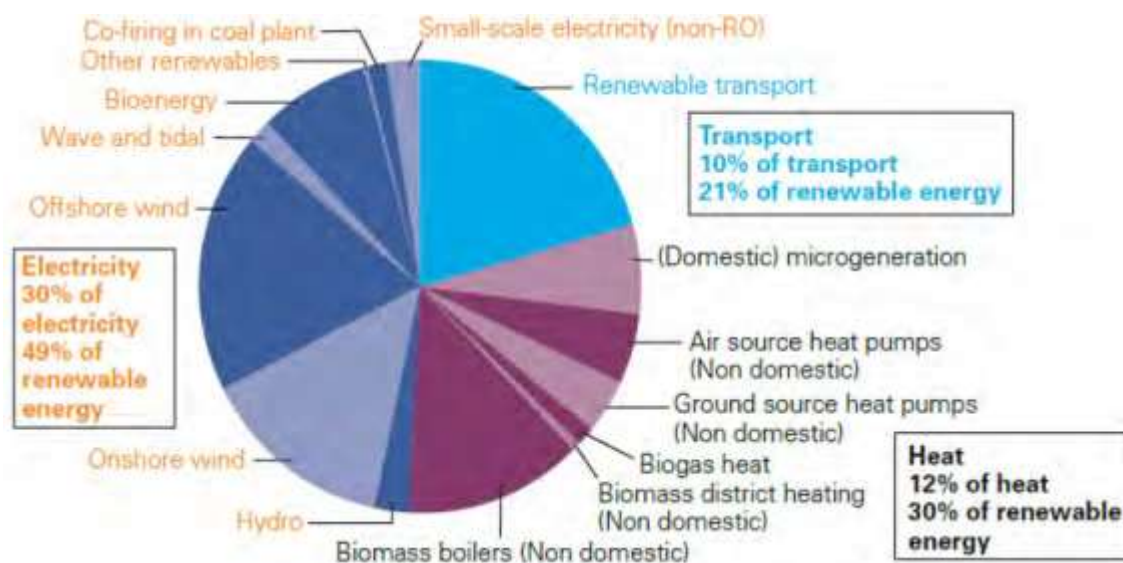


図 1-122 英国：2020 年再生可能エネルギー導入目標の部門別内訳

出所) UK government, “National Renewable Energy Action Plan”, 2009

2) クリーン成長戦略

2017 年 10 月、英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS : Department for Business, Energy & Industrial Strategy、以下 BEIS とする）は、温室効果ガスを削減しつつ、国民所得を引き上げるクリーン成長の達成を目指した「クリーン成長戦略(The Clean Growth Strategy)」¹³⁶を公表した。

このクリーン成長戦略では、パリ協定の目標達成に向けた技術や事業の低炭素化の動きが、環境面のメリットのみならず経済的機会になることを前提として、産業・ビジネス、家庭、輸送、発電、自然資源、農業、廃棄物等の幅広い施策を挙げている。

戦略では、英国の排出削減に向けたアプローチとして、「英国の納税者、消費者、および事業者にとって、最小限の実質負担額で国内のコミットメントを達成すること」、「クリーン成長への移行により、英国の社会・経済的便益を最大化すること」の 2 点を指針としており、特に、企業や家庭のエネルギー費用が高くなりすぎないことを重視している。その上で、発電部門では、排出削減対策のない石炭火力発電の 2025 年までの閉鎖、洋上風力発電の促進、原子力発電の継続などが重要な政策と提言として盛り込まれている。

その戦略で掲げられた「政府が取る重要な政策と提言」のうち、「クリーン、スマート、柔軟性のある発電の実現」の概要は表 1-48 のとおり。

¹³⁶ 英国政府 “The Clean Growth Strategy”, Oct 2017

表 1-48 英国：クリーン成長戦略での重要な政策と提言（発電分野抜粋）

クリーン、スマート、柔軟性のある発電の実現(英国の排出量の 21%)
32. 以下により、一般家庭および事業者向けの発電コストを削減する。 ✓ 消費者がエネルギーをより柔軟に使用し、2050 年までに 400 億ポンドまでの節減を開放するスマートシステムプランの実施。 ✓ Ofgem と National Grid とともに独立した系統運用者を創出し、系統全体の激しい競争、協調、およびイノベーションを通じ、低料金を維持する。 ✓ Dieter Helm CBE 教授が主導する、次回のエネルギーコストに関する第三者レビューに対応する。 ✓ Ofgem に、マーケット全体の実現可能な基準とデフォルト料金に上限を課すよう求める。 33. 2025 年までに発電向けの排出削減対策のない石炭の使用を段階的に廃止する。 34. Hinkley Point C を通じ新たな原子力を実現し、今後のパイプラインのプロジェクト向けに競争力のある価格を確保するため、開発事業者との協議を進める。 35. 以下を通じ、洋上風力などの再生可能技術の市場への道筋を改善する。 ✓ 2019 年春に計画された次の入札に伴い、差額決済契約(CfD:Contract for Difference)のポット 2 入札は 5 億 5,700 万ポンドを上限とする。 ✓ 10GW の新設容量となり、経済性が高ければ、2020 年代に建設される、追加的な導入の機会にもなり得る、意欲的な Sector Deal for offshore wind を策定する際に、産業界と協働する。 36. 事業者には排出量 1 トンあたりの支払額に明瞭性を与える、電力セクターの合計炭素価格を対象とする。2020 年代に向けた炭素価格については、2017 年秋期予算編成方針で定められる。 37. イノベーション: 以下を含む、公的資金 9 億ポンドの投資 ✓ 蓄電費用を削減するためのスマートシステム、高度革新的デマンドレスポンス技術、および系統のバランシングの新技术の開発投資に 2 億 6,500 万ポンド ✓ 将来の原子力燃料、新たな原子力製造技術、リサイクルおよび再処理等の分野への作業を支援するために原子力に 460 百万ポンド ✓ 洋上風力タービンブレード技術および基礎への投資といった、再生可能エネルギーコストをさらに削減するために 177 百万ポンド

注) 項番は原文のまま

出所) 英国政府ウェブサイト、“The Clean Growth Strategy, Leading the way to a low carbon future” 2017
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/651232/BEIS_The_Clean_Growth_online.pdf、2018 年 1 月 29 日取得より作成

(2) 再生可能エネルギー電力の支援施策

英国では 2002 年 4 月より、供給事業者（電力小売事業者）に、販売電力量のうち、一定比率の再生可能エネルギー電力導入を義務付ける Renewables Obligation (RO) 制度と呼ばれる RPS 制度を導入し、再生可能電力の導入促進を進めてきた。

RO は制度が複雑であること等の理由により、小規模電源の導入が進まなかった。そこで英国政府は、小規模再生可能エネルギーを奨励するために、2010 年度から FIT (Feed in Tariff) 制度を導入した。FIT の適用対象は設備容量が 5MW 未満の太陽光、水力、風力、バイオマス（嫌気性消化のみ）を用いた再生可能エネルギー発電設備である。50kW 以上 5MW 未満の設備は RO と FIT の選択制となっている。

また、RO 及び FIT により英国では再生可能エネルギーの導入が順調に伸びている一方で、再生可能エネルギー導入による国民負担が増大している点が課題となっている。この問題を克服するために、RO の後継となる制度として 2013 年より市場メカニズムが働く CfD (Contract for Difference、差額決済契約) を導入することとなった。2015 年度以降に稼働した大規模設備は、RO 制度から新たに実施される CfD による支援に順次移行される。具体的に

は、2014 年度以降、両制度が併存する一定の経過期間を経て、2017 年度以降は CfD 制度による支援に一本化することを目指していた。

しかし、2015 年 5 月に実施された総選挙で勝利した与党の保守党は、再生可能エネルギーに対する支援制度を基本的に縮小する方向で様々な政策変更を行った。2015 年 6 月 18 日、エネルギー・気候変動省（DECC）は、陸上風力に関して、2017 年 4 月の RO 制度廃止を 1 年前倒し、2016 年 4 月から実施する提案を議会に提出し、10 月に可決された（但し、6 月 18 日時点で、建設許可、系統連系申請等を取得している事業は除く）。2016 年度以降、5MW 超の陸上風力発電については、RO 制度、CfD 制度の双方で支援対象から除外されている。

英国の再生可能エネルギー発電分野の主要な導入促進政策として、CfD 及び FIT の内容を以下に説明する。

1) CfD(Contract for Difference、差額決済契約)

CfD は市場競争原理を導入し、RO や FIT 等と比較して制度コストを抑えることを狙いとしている。再生可能エネルギー発電事業者は、競争入札を通じた電力事業者との長期契約や電力市場での取引など、通常の市場ルートを通じて電力を販売することが求められる。

この CfD は、再生可能エネルギー発電事業者と CfD カウンターパートとなる Low Carbon Contracts Company（政府所有の有限責任会社）との間で個別の差額決済契約を締結し、参照市場価格（Market Reference Price）が行使価格（Strike Price）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、発電事業者が差分を支払う仕組みとなっている（図 1-123）。

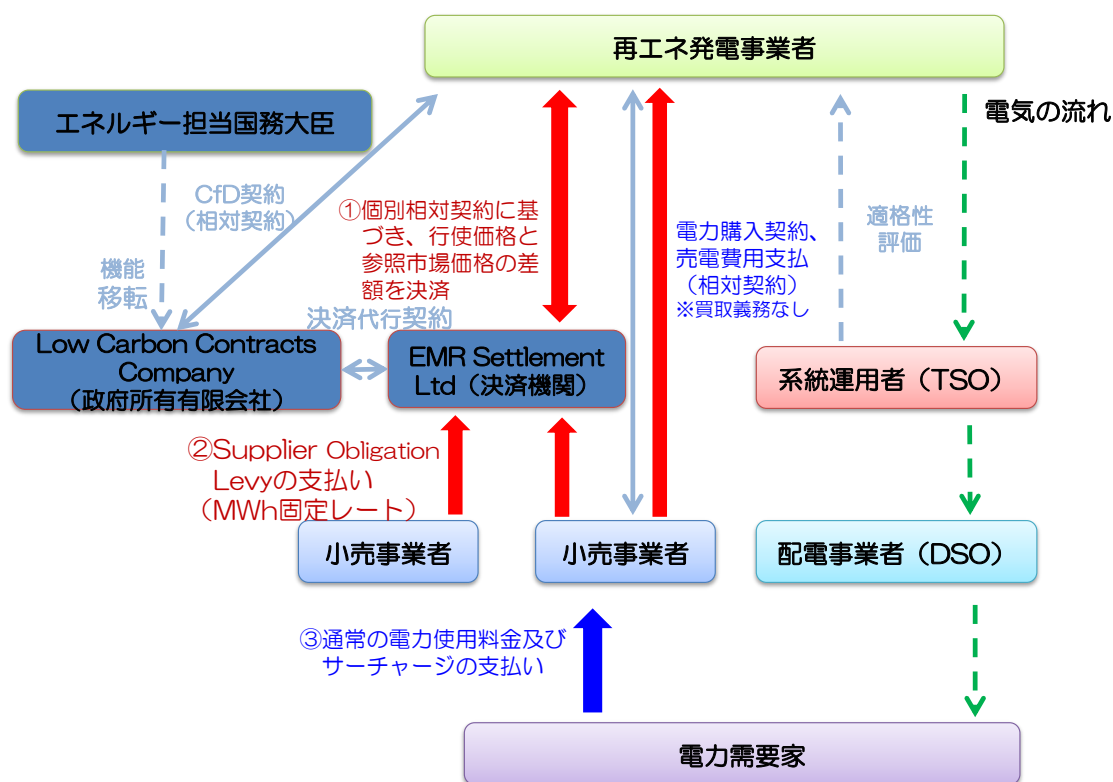


図 1-123 英国：CfD の仕組み

出所）エネルギー・気候変動省（DECC），“CFD counterparty and the supplier obligation” 2015 より作成

CfD では対象とする再生可能エネルギーは、陸上風力や太陽光などの成熟技術と、洋上風力や波力、潮力などの非成熟技術の 2 つのポット（類別）に分類されている（表 1-49）。

表 1-49 英国：CfD の対象となる再生可能エネルギーの種類

ポット 1 成熟技術	陸上風力(5MW 以上)、太陽光(5MW 以上)、廃棄物 CHP 付、水力(5MW～50MW)、埋立地ガス、下水ガス
ポット 2 非成熟技術	洋上風力、波力、潮力、先進的転換技術、嫌気性分解、バイオマス専焼 CHP、地熱

出所) 英国政府, “Implementing Electricity Market Reform”, 2014 より作成

割当（Allocation）と呼ばれる支援対象設備の募集回ごとに、募集する再生可能エネルギー源と運開年度別の入札上限価格が設定される。加えて、賦課金管理枠組み（Levy Control Framework）で低炭素発電への補助金に関する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支援プロジェクトを決定する。

申請したプロジェクトへの支援額合計が年間上限額を超えた場合には、募集ポット、運開年度別に均一価格方式で入札を実施し、落札プロジェクトが支援対象となる。

送電系統運用者（National Grid 社）による発電事業者への割当（Allocation）について、その第 1 回割当ラウンドが 2014 年 10 月に実施され、入札結果が 2015 年 2 月に公表された。

政府が定めた行使価格の上限値と、第 1 回割当ラウンドの結果を表 1-50 に示す。

表 1-50 英国：CfD 第 1 回割当ラウンドの行使価格上限値及び落札価格・容量

再エネ種	2015 年度運開			2016 年度運開		
	上限値 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量	上限値 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量
ポット 1 成熟技術						
太陽光	120.00	50.00	32.88MW	115.00	79.23	38.67MW
陸上風力	95.00	–	0MW	95.00	79.23	45.00MW
廃棄物 CHP	80.00	–	0MW	80.00	–	0MW
ポット 2 非成熟技術						
洋上風力	155.00	–	0MW	155.00	–	0MW
先進的転換技術	155.00	–	0MW	150.00	–	0MW
再エネ種	2017 年度運開			2018 年度運開		
	上限値 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量	上限値 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量
ポット 1 成熟技術						
太陽光	110.00	–	0MW	100.00	–	0MW
陸上風力	90.00	79.99	77.50MW	90.00	82.50	626.05MW
廃棄物 CHP	80.00	–	0MW	80.00	80.00	94.75MW
ポット 2 非成熟技術						
洋上風力	140.00	119.89	714.00MW	140.00	114.39	418.00MW
先進的転換技術	140.00	119.89	36.00MW	140.00	114.39	26.00MW

注) 2018 年度運開の廃棄物 CHP は行使価格上限値の 80€/MWh での落札

出所) BEIS ウェブサイト、

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407465/Breakdown_information_on_CfD_auctions.pdf (2018 年 1 月 29 日取得) より作成

第 1 回割当ラウンドでは、2015 年度から 2018 年度を運開年度とする計 27 プロジェクトが落札した。なお、第 1 回割当ラウンドで落札した 27 件のプロジェクトのうち、2015 年度を運開年度として 50 ポンド/MWh の行使価格で落札をした 2 件の太陽光プロジェクト (Wick Farm Solar Park および Royston Solar Farm) は、プロジェクト開発の中止が公表されている。その後、さらに 2 件のプロジェクト (Neart na Gaoithe 洋上ウィンドファームおよび Netly Landfill Solar 太陽光ファーム) の契約が解除となり、2016 年 3 月現在、23 件のプロジェクトがマイルストーン義務を履行した。2016 年夏には、Charity Farm 太陽光プロジェクトが CfD 制度のもとで初めて運転を開始した。

その後、2016 年 11 月、英国政府は洋上風力を含む未成熟技術に 2021 年度および 2022 年度の運開年度ごとに 2 億 9,000 万ポンド (2011 年度価格) の予算を確保し、Budget Notice 案を公表した。2017 年 4 月実施された第 2 回割当ラウンドでは、ポット 2 と呼ばれる非成熟技術を対象として募集がされ、第 1 回割当ラウンドの対象エネルギーである太陽光発電や陸上風力発電といったポット 1 の成熟技術が除外された。

2017 年 9 月 11 日に公表された第 2 回割当ラウンドでは、洋上風力発電が合計で約 3.2GW を落札する結果となった。第 1 回割当ラウンドでの洋上風力発電平均落札価格を比較すると、2021 年度運開プロジェクトは 38%、2022 年度運開プロジェクトは 50% 低減する結果と

なった。政府が定めた行使価格の上限値と、第 2 回割当ラウンドの結果を表 1-51 に示す。

表 1-51 英国 : CfD 第 2 回割当ラウンドの行使価格上限値及び落札価格・容量

再エネ種	2021 年度運開			2022 年度運開		
	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量	上限価格 (£/MWh)	落札価格 (£/MWh)	落札容量
洋上風力	105.00	74.75	860.00MW	100.00	57.50	2,336MW
バイオマス専焼 CHP	115.00	74.75	85.64MW	115.00	—	0MW
先進的転換技術	125.00	74.75	56.31MW	115.00	40.00	8MW

出所) BEIS ウェブサイト、

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/643560/CFD_allocation_round_2_outcome_FINAL.pdf (2018 年 1 月 29 日取得) より作成

英国政府は、2017 年 10 月 12 日付で公表したクリーン成長戦略で、2019 年春に洋上風力発電などポット 2 (未成熟技術) の割当ラウンドに 5 億 5,700 万ポンドを充当すると、公表した。

政府は、今後電力料金負担者に最適な価値を与えつつ、低炭素発電、およびスコットランドなど、地域のコミュニティに直接便益を与えることが期待されている離島の風力プロジェクトの開発を引き続き支援を可能にする、CfD スキームへの変更を加えることを検討している。政府は、CfD への変更案について、適宜コンサルテーションを実施する予定である。

2) FIT(Feed in Tariff)

英国政府は小規模の再生可能エネルギー発電を奨励するために FIT を 2010 年 4 月に導入した。その後、ほぼ毎年度、数次による改正が行われたが、2017 年 12 月末時点で、2017 年 3 月 20 日施行の The Feed-in Tariffs (Amendment) Order 2017 が直近の改正となっている。

以下には 2016 年 2 月 8 日以降の直近の FIT 制度の概要を整理する。

FIT の適用対象となるエネルギー種、設備、買取期間を表 1-52 に示す。

表 1-52 英国 : FIT の対象となる再生可能エネルギー

エネルギー種	太陽光、風力、嫌気性消化、水力
設備	50kW 未満の設備 2009 年 7 月 15 日以降に移動開始した 50~5,000kW の設備 - 対象は小規模発電設備であり、主な参加者は個人家庭、コミュニティを想定 - そのため信頼性の高い技術を対象として、未成熟な技術は対象外
買取期間	20 年間

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング、「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016 年 2 月より作成

英国の FIT では、発電量に対して支払われる「発電価格」と余剰電力売電量に対して支払われ

る「売電価格」が設定される。発電者は、年間ベースで売電価格制度への参加または脱退を選択でき、独自に売電をすることも可能である。「発電価格」については、買取対象となる再生可能エネルギー発電設備について、エネルギー源別、設備容量別、設備稼働年別に細かく買取価格が設定されている。

2017 年度に稼働開始する風力、水力、嫌気性消化発電に適用される発電価格、売電価格を表 1-53 に示す。

表 1-53 英国：2017 年度新規 FIT 設備に適用される発電価格、売電価格（太陽光以外）

単位：ペンス/kWh

再エネ種	設備規模	稼働開始時期		
		2017/4/1～6/30	2017/7/1～9/30	2017/10/1～12/31
風力 (発電価格)	50 kW 未満	8.39	8.33	8.26
	50-100 kW	4.95	4.92	4.88
	100-1,500 kW	3.22	2.88	2.58
	1,500-5,000 kW	0.83	0.81	0.80
水力 (発電価格)	100 kW 未満	7.80	7.80	7.78
	100-500 kW	6.26	6.25	6.24
	500-2,000 kW	6.26	6.25	6.24
	2,000-5,000 kW	4.54	4.54	4.54
嫌気性消化 (発電価格)	250 kW 未満	6.24	5.57	4.99
	250-500 kW	5.90	5.27	4.72
	500-5,000 kW	2.24	1.99	1.76
売電価格		5.03	5.03	5.03

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) ウェブサイト、<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates>, 2017 年 12 月 21 取得より作成

四半期ごとに、直近の導入量に応じて価格が逡減する仕組みが導入されており、嫌気性消化発電の発電価格が大きく逡減している。

太陽光発電に関しては、2012 年 4 月以降の新規設備のうち、250kW 未満の設備（地上設置型を除く）について、「高」、「中」、「低」という 3 つの資格区分を導入し、一定のエネルギー効率要件を満たした設備、且つ 26 以上の設備認定を受けていない発電者による設備には、高い発電価格を導入する仕組みが設けられた。

2017 年度に稼働開始する太陽光発電に適用される発電価格、売電価格は表 1-54 のとおり。

表 1-54 英国：2017 年度新規 FIT 設備に適用される発電価格、売電価格（太陽光）

単位：ペンス/kWh

再エネ種	設備規模		稼働開始時期		
			2017/4/1～6/30	2017/7/1～9/30	2017/10/1 ～ 12/31
太陽光 (発電価格)	10 kW 未満	低	0.48	0.43	0.38
		中	3.73	3.66	3.60
		高	4.14	4.07	4.00
	10-50 kW	低	0.48	0.43	0.38
		中	3.92	3.86	3.80
		高	4.36	4.29	4.22
	50-250 kW	低	0.48	0.43	0.38
		中	1.79	1.75	1.70
		高	1.99	1.94	1.89
	250-1,000 kW		1.63	1.59	1.54
	1,000-5,000 kW		0.48	0.43	0.38
	スタンドアローン		0.35	0.29	0.23
売電価格			5.03	5.03	5.03

注) 250kW 未満の設備は、発電者の資格要件に応じて下記 3 区分の異なる発電価格を適用。

高：エネルギー効率要件を満たした、25 以下の設備認定しか受けていない発電者による設備に適用

中：エネルギー効率要件を満たした、26 以上の設備認定を受けている発電者による設備に適用

低：上記のいずれにも当てはまらない設備に適用

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) ウェブサイト、<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates> より作成, 2017 年 12 月 21 取得より作成

(3) 再生可能エネルギー熱の支援施策

英国では、再生可能エネルギー熱の導入促進政策として、住宅と非住宅に対して、再生可能エネルギー熱設備で生成した熱量に応じて、長期間にわたり固定価格を支払う RHI (Renewable Heat Incentive、再生可能熱インセンティブ制度) を 2011 年に導入した。2011 年 11 月に非住宅部門、2014 年 4 月に住宅部門に導入された。RHI は、再生可能熱に対する世界初の FIT 制度として注目されている。

RHI の助成対象エネ種と助成単価を表 1-55 に示す。支払い期間は 20 年間である。

英国政府は 2015 年後半に、RHI を 2020/21 年まで延長することを発表した。RHI 向け予算を 2015 年度の 4 億 3,000 万ポンドから、2020 年度には 11 億 5,000 万ポンドにまで増加させる予定である。

表 1-55 英国：RHI の助成対象エネ種と助成単価

< 非住宅用（2017 年 9 月 20 日以降認定設備分） >

エネルギー種	適格設備	適格規模	支援額
小型商業用バイオマス	固形バイオマス (固形廃棄物由来のバイオマス含む)	200kWth 未満	2.96p/kWh (Tier 1) 2.08p/kWh (Tier 2)
中型商業用バイオマス		200kWth 以上 1MWth 未満	2.96p/kWh (Tier 1) 2.08p/kWh (Tier 2)
大型商業用バイオマス		1MWth 以上	2.96p/kWh (Tier 1) 2.08p/kWh (Tier 2)
固形バイオマス CHP システム (2013 年 12 月 4 日以降に稼働した設備)	固形バイオマス CHP システム	制限なし	4.29p/kWh
地中熱ヒートポンプ	地中熱ヒートポンプ及び 水熱ヒートポンプ	制限なし	9.09p/kWh (Tier 1) 2.71p/kWh (Tier 2)
大気熱ヒートポンプ (2013 年 12 月 4 日以降に稼働した設備)	大気熱ヒートポンプ	制限なし	2.61p/kWh
大深地熱 (2013 年 12 月 4 日以降に稼働した設備)	大深地熱	制限なし	5.22p/kWh
全ての太陽集熱設備	太陽集熱	制限なし	10.44p/kWh
バイオメタン燃焼	バイオメタンガス	当初 40,000MWh	3.20p/kWh
		次の 40,000MWh	1.89 p/kWh
		残り 40,000MWh	1.45 p/kWh
小型バイオガス燃焼	バイオガス燃焼 設備	200kWth 未満	2.88p/kWh
中型バイオガス燃焼 (2013 年 12 月 4 日以降に稼働した設備)		200kWth 以上 1MWth 未満	2.26p/kWh
大型バイオガス燃焼 (2013 年 12 月 4 日以降に稼働した設備)		1MWth 以上	0.86p/kWh

注) Tier 1 は設備稼働時間 1,314 時間までの熱量に対して支払われる価格を指し、Tier 2 は設備稼働時間 1,315 時間以降の熱量に対して支払われる価格である。

< 住宅用（2017 年 9 月 20 日～2017 年 12 月 31 日申請分） >

再生可能エネルギー熱技術	単価
固形バイオマス	6.54p/kWh
大気熱ヒートポンプ	10.18p/kWh
地熱・水熱ヒートポンプ	19.86p/kWh
太陽熱パネル(給湯用平板または真空管)	20.06p/kWh

出所) Ofgem ウェブサイト、<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/non-domestic-rhi/contacts-guidance-and-resources/tariffs-and-payments-non-domestic-rhi> および
<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/domestic-rhi/contacts-guidance-and-resources/tariffs-and-payments-domestic-rhi/current-future-tariffs> より作成（2017 年 12 月 22 日取得）

(4) 火力発電に対する規制の動向

英国政府は、2013 年から運用を開始した EPS (Emissions Performance Standard) にて、新設火力の CO₂ 排出基準値を 450g-CO₂/kWh に規定した (表 1-56)。

また、既設火力については、英国政府は EU-ETS における炭素の取引価格が低迷し、低炭素技術への投資インセンティブが低いことを問題視して、2013 年 4 月より炭素の下限価格 (CPF: Carbon Price Floor) を電力部門へ導入した。当初は CPF を約 16 ㎍/t-CO₂、2020 年に 30 ㎍/t-CO₂、2030 年に 70 ㎍/t-CO₂ とすることを目標とした。しかしながら、産業界が寄せられた競争力低下を懸念する声を反映させて、2016～2019 年度までの課金水準を引き下げ、最高 18 ㎍/t-CO₂ に固定することとした。

なお、再生可能エネルギーの導入拡大等により火力発電の経済性が悪化し、供給量が不足した場合に対応する電力容量市場 (Capacity Market) が 2014 年に導入された。電力供給が不足する際には、電気事業者が一定期間にわたり発電容量の供給を約束する制度である。

表 1-56 英国：EPS の対象プラントと排出基準

対象プラント	● 化石燃料またはガス化プラントで製造された燃料を使用する、50MW 以上の新設の化石燃料プラント ● 完全な二酸化炭素回収・貯留 (CCS) システムを持つプラントは対象外 ✓ 「完全な」とは、発電で発生する CO₂ の一部または全部の回収、回収された CO₂ の輸送、永遠の貯留を含む。 ✓ 対象外となる期間は、運転開始から 3 年後または 2027 年末の、いずれか早い日まで
排出性能基準 (EPS)	CCS の導入を前提に、排出基準を設定 ✓ 基準値：450g-CO₂/kWh (2044 年まで：2013 年から 30 年程度の投資回収を想定して設定)

出所) 英国政府ウェブサイト, http://www.legislation.gov.uk/uksi/2015/933/pdfs/uksiem_20150933_en.pdf,
(2017 年 12 月 22 日取得) より作成

2017 年 10 月公表のクリーン成長戦略では、2025 年までに CCS 等の削減対策のない石炭火力発電設備を廃止する方向を打ち出している。これに先だち、ビジネス・エネルギー・産業戦略省は、2016 年 11 月に英国内に立地する石炭火力発電所の閉鎖に関するコンサルテーションで意見募集をした¹³⁷。2016 年 11 月のコンサルテーションでは、既存設備にも 2025 年以降は新規設備と同様の規制基準を適用するか、2025 年以降は既存設備向けの CO₂ 排出基準を新たに策定して課すかの選択肢が示されている。クリーン成長戦略では、間もなくコンサルテーションに対する政府回答を公表することが示されているが、2017 年 12 月末時点で政府回答は公表されていない。

¹³⁷ ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS)、「Coal Generation Great Britain, The pathway to a low-carbon future: consultation document」

(5) 今後の課題

1) 再エネ支援制度の予定外の改正

英国では、再生可能電力の支援制度について、遡及的な改正を行わない原則が制度施行時に示されている。他方、支援制度に伴う国民負担等に配慮して、予定されていた改正を前倒しで実施するなどにより、混乱が生じている事例が見られる。

2010 年度から施行している 5MW 以下の小規模設備を対象とした FIT 制度では、買取価格（発電価格）の見直し要件及び時期については、根拠法である 2008 年エネルギー法には明確に規定されていない。制度開始時には、当時の大規模設備向けの支援制度である RO 制度のバンディング係数の見直しと同じタイミングでの、定期的な制度レビュー実施を行うと公表していた。当初の予定では、RO 制度の早期バンディング見直しおよび定期見直しに伴う RO 制度の変更同様、2013 年に第 1 回の見直しを行い、その後は 5 年ごとのレビュー実施を予定していた。しかし、2010 年 10 月に公表された政府の歳出見直し (Spending Review) を受けて、当時の政権は 2011 年末までに最初のレビューを実施することを決定した。

以降、コンサルテーションを経て新規設備に適用する発電価格を見直す改定が数次にわたり実施されている。

2011 年度までに設備認定を受けた太陽光発電設備について、設備認定時に適用された発電価格は以下のとおりである。2011 年度中は、8 月 1 日と 3 月 3 日の 2 回、新規設備に適用する発電価格が引き下げられている。

表 1-57 英国：2017 年度新規 FIT 設備に適用される発電価格（太陽光）

単位：ペンス/kWh

設備容量	設備認定時期			
	2010/4/1～ 2011/3/31	2011/4/1～ 2011/7/31	2011/8/1～ 2012/3/2	2012/3/3～ 2012/3/31
4kW 以下(新築)	36.1	37.8	37.8	21.0
4kW 以下(既築)	41.3	43.3	43.3	21.0
4～10kW	36.1	37.8	37.8	16.8
10～50kW	31.4	32.9	32.9	15.2
50～100kW	31.4	32.9	19.0	12.9
100～150kW	29.3	30.7	19.0	12.9
150～250kW	29.3	30.7	15.0	12.9
250～5,000kW	29.3	30.7	8.5	8.5
地上設置型	29.3	30.7	8.5	8.5

出所) 電力・ガス市場規制局 (Ofgem) ウェブサイト, <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates> より作成, (2017 年 12 月 21 日取得) より作成

太陽光発電設備に関しては、2011 年度に実施されたコンサルテーションを経て、2011 年 8 月 1 日以降に認定される設備について、50kW 超の設備に適用する発電価格を引き下げる改正を行った。また、2012 年 3 月 3 日以降に認定を受けた太陽光発電設備に関しても、50kW 以下の設備については発電価格を大幅に引き下げた。

この2012年3月3日以降の新規設備に適用する買取価格の改定に関して、エネルギー・気候変動省は、2011年10月30日に2011年12月12日以降の新規設備に新たな買取価格を適用することを提案したコンサルテーションを公表した。

本コンサルテーションの意見募集期間が12月23日までだったにもかかわらず、公表から6週間後の12月12日以降の新規設備に引き下げた買取価格を適用する提案に関して、太陽光関連企業や環境NPOがこの引き下げは違法であるとして政府を提訴した。2011年12月に、高等法院が政府の決定に「法的な問題がある」と判断し、その後の控訴院、最高法院も高等法院の判断を支持した。

こうした訴訟の結果を受け、エネルギー・気候変動省は、2012年1月に公表したコンサルテーションの回答で、2012年3月3日以降の新規太陽光発電設備に引き下げた買取価格を適用すると公表した。しかしながら、一連の違法な発電価格の引き下げにより、太陽光発電関連企業、消費者及び市場に損害がもたらされたとして、2014年7月に、エネルギー・気候変動省に対して損害賠償請求を認めた判決が確定した。

2015年5月には、陸上風力の拡大を抑制することをマニフェストに掲げていた保守党が総選挙で単独過半数を占めると、再生可能エネルギー支援政策も方向転換が行われた。RO制度についても、当初は2016年度に稼働する設備まで制度の対象とする予定であったが、5MW超の太陽光発電設備は2014年度まで、陸上風力発電設備と5MW以下の太陽光発電設備は2015年度まででRO制度に基づく設備認定を前倒しで打ち切る措置がとられた。

2) 再エネ増加に伴う国民負担の増大

英国財務省は2017年11月22日に、政策文書「Annual Budget 2017」を公表した¹³⁸。その中で、エネルギーへの持続可能な投資に関連して、今後のCfDの予算として、5億5,700万ポンドを計上することを示している。5億5,700万ポンドには、2020年代前半に実施予定のCfDの割当ラウンド（主に洋上風力発電対象）と、2025年以降に稼働予定のHinkley C原子力発電所の費用（年10億ポンド）が含まれている。このため、2025年以前に稼働開始を予定している洋上風力発電以外の再生可能エネルギー発電プロジェクトは、政府支援が見込めない状況となっている。

再生可能電力の支援制度（RO、FIT、およびCfD）の費用予測は表1-58のとおり。なお、以下にはCfDの追加予算である5億5,700万ポンドは含まれない。

表 1-58 英国：再生可能電力支援制度に伴う費用負担予測（2011年度価格）

単位：10億ポンド

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RO	3.9	4.6	5.0	5.1	5.1	5.1	5.0	5.0	4.9
FIT	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
CfD	0.1	0.6	1.1	1.6	2.1	2.3	2.4	2.5	2.5
合計	5.2	6.4	7.3	7.9	8.4	8.6	8.6	8.7	8.6

出所）英国財務省 “Control for Low Carbon Levies” 2017 より作成

¹³⁸ 英国政府ウェブサイト、<https://www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2017-documents/autumn-budget-2017>（2017年12月21日取得）

英国財務省は、エネルギー費用をできる限り低く抑えるため、低炭素電力に係る賦課金の流れを管理することに重点を置いている。CfD、FIT、および RO などの低炭素電力賦課金のコスト合計をモニタリングして、負担が長期にわたって実質ベースで引き下げられるまで、新たな低炭素電力賦課金を導入しない方針を示している。

1.2.3 スペイン

(1) 政策の概観

スペイン政府は 2010 年に National Renewable Energy Action Plan 2011-2020（NREAP）を策定した。将来への温室効果ガス排出削減を実現するために、石油、石炭を減少させていくとともに、天然ガス、再生可能エネルギーを増加させていく計画である（図 1-124）。

再生可能エネルギーの導入目標については、2009 年の EU 再生可能エネルギー促進指令（2009/28/EC）で定められた 2020 年目標（全体で 20%）を受け、NREAP では 2020 年までに 22.7%と設定していた。その後 2011 年に策定された再生可能エネルギー導入計画 2011-2020（PER）では、目標値を 20.8%と下方修正している。

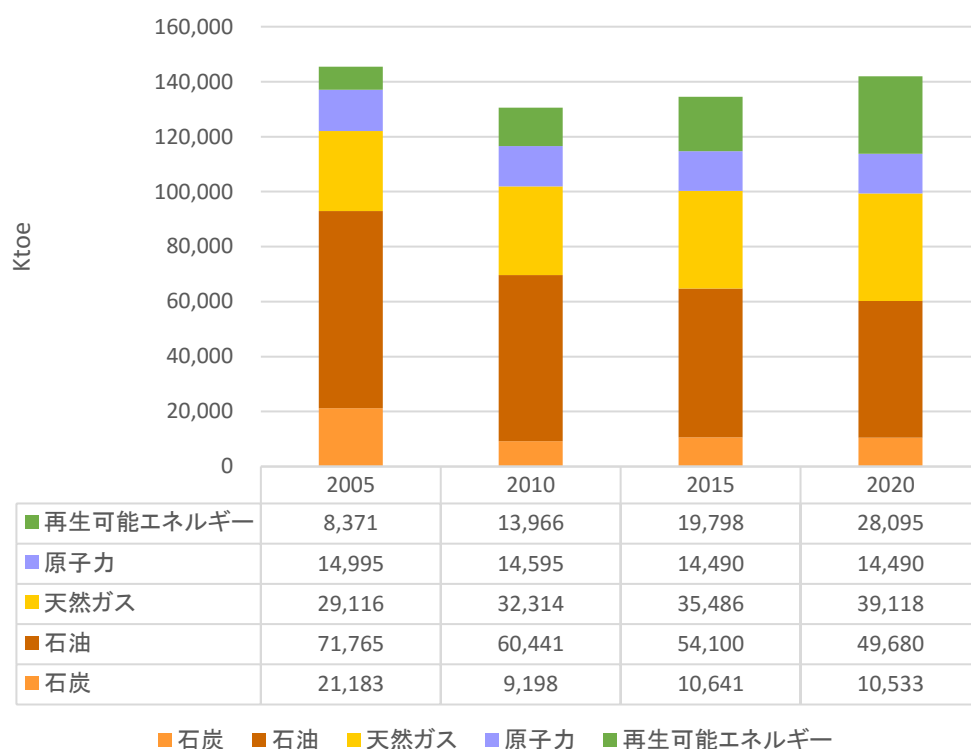


図 1-124 スペイン：エネルギーミックスの将来計画

出所) 産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010 より作成

電力供給については石炭と石油火力を減少させて、再生可能エネルギーと天然ガス火力、特にコンバインドサイクルガス火力（CCGT）を増加させる計画を立てている（図 1-125）。

スペインにおける再生可能エネルギー導入の推移と将来目標を図 1-126 に示す。水力、太陽光、風力が主要な再生可能エネルギーとなっており、2020 年時点では総容量 75,544MW のうち約半分を風力、残りを水力と太陽光が占めている。近年では太陽光発電と風力発電の増加率が著しい。2020 年には新規の再生可能エネルギー電源として地熱、潮力、波力が加わっている。

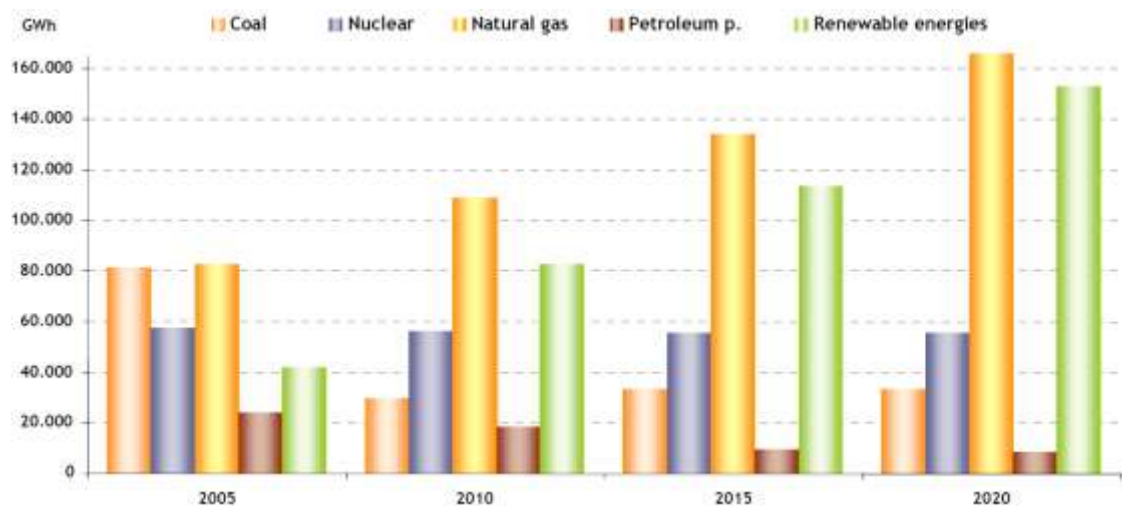


図 1-125 スペイン：電力供給計画

出所) 産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010 より作成

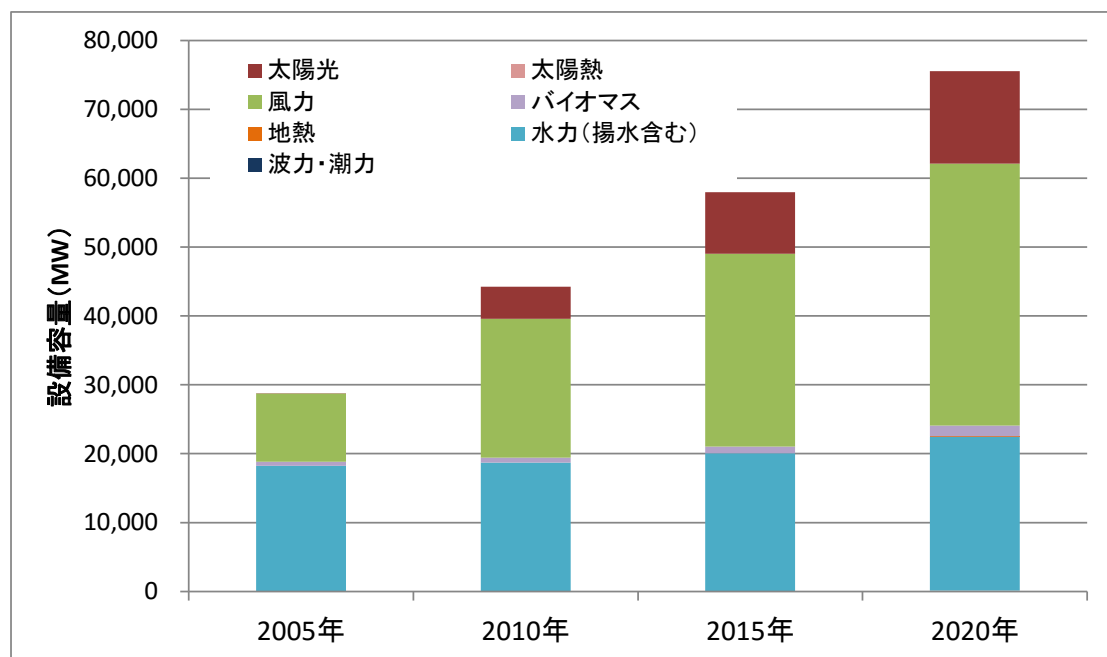
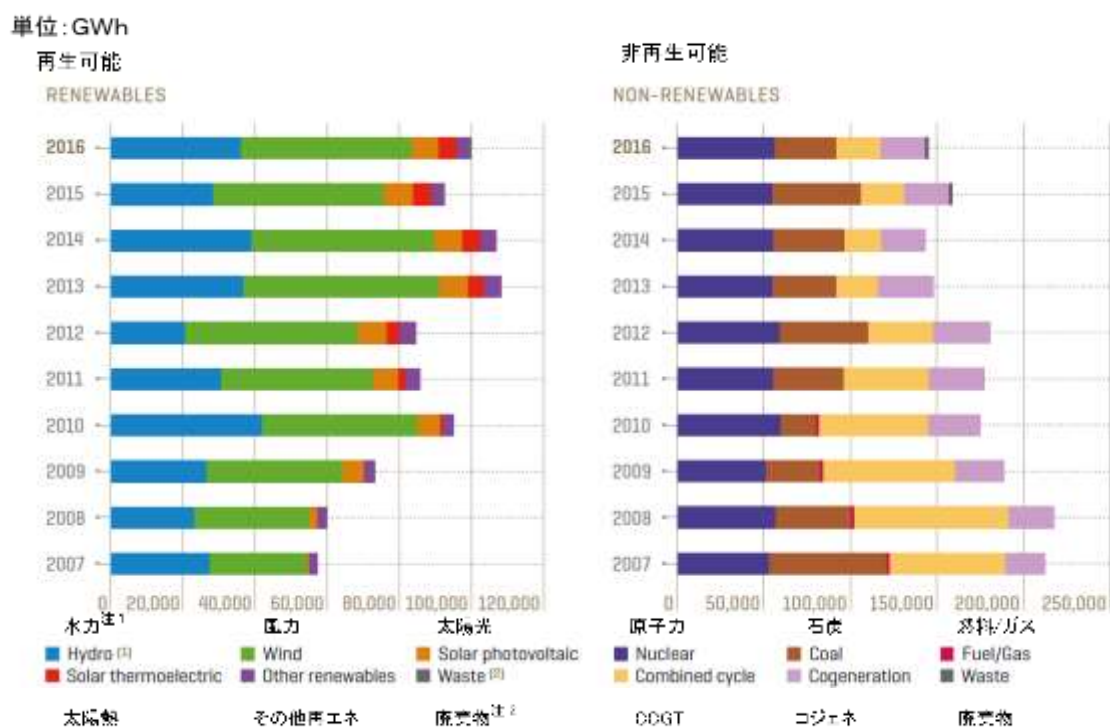


図 1-126 スペイン：再生可能エネルギー導入推移と目標

出所) 産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010 より作成

2016 年の再生可能発電の実績を見ると、再生可能エネルギー発電が全発電量の 40.8% を占めており、2015 年の 36.9% からさらに上昇している。この要因として、2016 年は、前年と比較して水力発電の発電量が 25.5% 増加したことが挙げられる（図 1-127）。



注 1) 揚水発電を含まない。

注 2) 2014 年までその他再生エネを含む。都市固形廃棄物発電量の 50%分を再生エネと推計。

図 1-127 スペイン：再生可能/非再生可能エネルギー発電量の推移（2007～2016 年）

出所）Red Eléctrica de España (REE), “the Spanish electricity system in 2016” 2017 より作成

(2) 再生可能エネルギーの支援施策

スペインは 1980 年代以降、EU の中でも積極的に再生可能エネルギーの導入促進に取り組んできた。図 1-128 に示すように、1994 年に開始された FIT (Feed-in Tariff) 制度により、風力発電を中心として再生可能エネルギーが急激に増加し、さらには 1999 年からは FIT に加えて FIP (Feed-in Premium) 制度を選択できるようになって導入に拍車をかけることとなった。これにより、スペインはドイツ等とともに世界に冠たる再生可能エネルギー大国の位置を占めることとなった。

また、スペインでは、2003 年に電力小売市場の自由化が完全施行され、小規模需要家に規制料金で電力供給を受ける資格を与える制度設計がなされた。この規制料金が低く抑えられたままであったため、FIT 制度の支援制度のコストが組み込まれた系統利用料金を含む電力料金の徴収不足が続き、電力会社の累積赤字が拡大する結果を招いた。そのためスペイン政府は、2013 年 7 月 13 日に、電力市場改革の一環としてそれまでの FIT 制度を廃止し、新制度に移行することとした。2017 年末現在、新規設備については、競争入札制度に基づき支援水準を決定する設備容量ベースの補助金制度が施行されている。

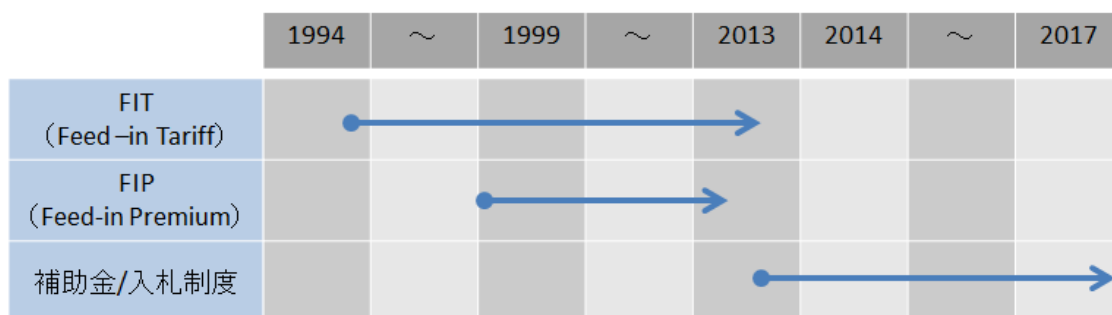
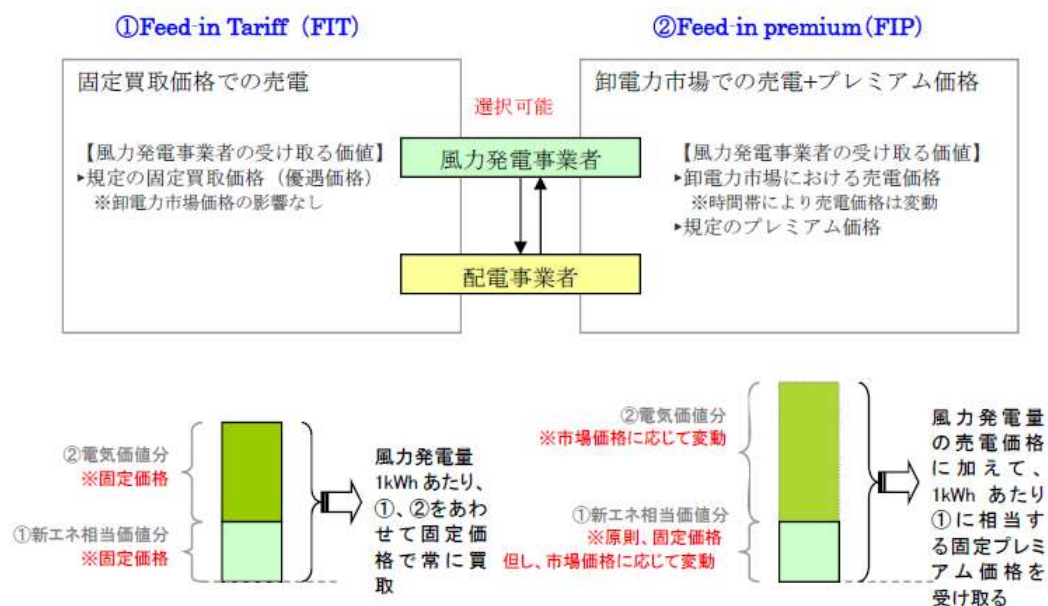


図 1-128 スペイン：主な再生可能エネルギー導入支援策の経緯

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/>より作成

1) FIT/FIP (2013 年 7 月終了)

スペインにおける FIT と FIP の概念及び対象電源を図 1-129 に示す。再生可能エネルギー事業者は、いずれかを選択することができた。



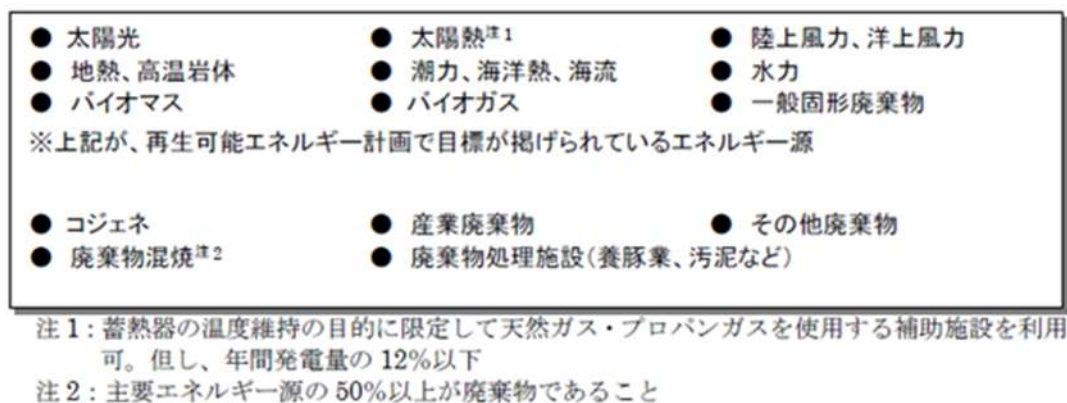


図 1-129 スペイン：FIT と FIP の概念及び対象電源

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016 年 2 月

再生可能エネルギー発電所からの電力を規定された固定価格で売電するのが FIT である。電気価値に、再生可能エネルギーの価値を合わせた、固定価格で電気事業者に販売する方式である。

これに対して、自由市場で売電し規定のプレミアム価格を受け取るのが FIP である。電力市場において電気価値部分を販売し、それに加えて再生可能エネルギーの固定のプレミアム価値を上乗せして受け取ることができる方式である。

2) 補助金/入札制度

スペインでは FIT と FIP により再生可能エネルギーの導入が急激に拡大した。その結果、電気事業者が FIT の固定価格、FIP のプレミアム価格で買い取るための費用が急増し、再生可能エネルギーを送電するために必要な電力系統インフラの拡充に要する費用も増加することとなった。

その一方で、スペインでは電力小売市場の自由化における制度設計の問題等により、電気事業者による電力料金の徴収不足が続いており、その結果として累積赤字が拡大し、大きな社会問題となっていた。

そのため 2010 年代に入り、スペイン政府は電力市場改革を進め、その一環として 2013 年に FIT 及び FIP 制度を廃止し、それに代わる形で 2014 年に補助金制度を導入した。

新制度としての補助金制度の概要を表 1-59 に示す。再生可能エネルギー発電事業の適切な IRR として 7.4%を設定している点が特徴である。

表 1-59 スペイン：再生可能エネルギー補助金制度の概要

目的	● 産業・エネルギー・観光省が、発電システムの安定化・低コスト化を図り、従前の FIT 制度で年々増大した累積債務を食い止め、投資家に安心をもたらすための制度改革を実施。
対象設備	● 新制度は、再生可能エネルギー、コジェネ、廃棄物発電の既存設備にも適用されるとともに、新規設備を対象とする。

	● 従来制度における支援対象とする設備の容量上限（100MW）を撤廃。
支援水準	● 妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率（IRR）として約 7.4%を想定。 ● 市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定（支援）料金」が支払われる。 ● 「特定（支援）料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額（投資額、運転・維持費）と、変動支援額（燃料費、運転・維持費）とを分けて盛り込む。 ● 既存設備のうち、これまでの投資収益率が 7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り。 ● 各設備の支援水準の評価条件も規定され、6 年ごと、3 年ごと、または毎年の修正を想定。

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016 年 2 月より作成

さらに、新規設備に加えて、既存設備にも制度打ち切りが適用されている点が特色である。つまり FIT/FIP の制度により導入された再生可能エネルギー発電事業者が、これまで保証されてきた固定価格、あるいはプレミアム価格の受け取りを、制度の廃止と共に打ち切られることとなった。

また、新規設備については、産業・エネルギー・観光省が策定する法令・規則等に基づき実施する競争入札制度に基づいて、支援対象設備や支援水準を決定する。2016 年 1 月に実施された第 1 回入札では、陸上風力発電 500MW、バイオマス発電 200MW を対象として募集が行われた。第 1 回入札では、リパワリングプロジェクトも対象となり、特定の事業に対してでなく入札者別の設備容量に対して入札が行われた。

入札手順及び結果の監督は電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC：Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia）、入札管理は電力取引市場を運営する OMEL 社の子会社である OMI-Polo Español（OMIE）が行う。第 1 回入札では、参加者は、既定の基準参照発電所の初期投資額からの割引率（0～100%）を入札し、割引額が大きい者が落札する仕組みとなる。基準参照発電所の初期投資額が上限価格となり、陸上風力発電は 120 万ユーロ/MW、バイオマス発電は 335 万ユーロ/MW に設定された。

その後は、2017 年 5 月に技術要件なしで 3,000MW、2017 年 7 月に風力と太陽光に限定して 3,000MW の募集が行われた。第 3 回は、風力と太陽光別の募集容量は定められていない。

第 1 回から第 3 回までの入札制度の概要は表 1-60 のとおりである。

表 1-60 ス페인：補助金制度に関する入札制度設計

	第 1 回入札	第 2 回入札	第 3 回入札
実施時期	2016 年 1 月	2017 年 5 月	2017 年 7 月
募集容量	700MW	3,000MW	3,000MW (最大 3,000MW を追加可能)
募集形態	技術別(陸上風力、バイオマス)	技術要件なし	技術特定 (陸上風力・太陽光)

	第 1 回入札	第 2 回入札	第 3 回入札
入札要素	基準参照発電所の初期投資額からの割引率	単一超過費用（ユーロ/MWh）	単一超過費用（ユーロ/MWh）
落札価格決定方式	均一価格方式	均一価格方式	均一価格方式
上限価格	風力:120 万ユーロ/MW バイオマス: 335 万ユーロ/MW		
下限価格	なし(0 ユーロ/MW)	なし(0 ユーロ/MW)	なし(0 ユーロ/MW)
事前認定要件	資格等はなし	要事前資格(建築許可)	要事前資格(建築許可)
保証金	20 ユーロ/kW	60 ユーロ/kW (段階的回収)	60 ユーロ/kW (段階的回収)
完成期限	落札公示から 48 ヶ月	2019 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
入札手数料 (落札者)	0.17 ユーロ/kW	0.08 ユーロ/kW	0.08 ユーロ/kW
権利譲渡	権利譲渡可	権利譲渡不可	権利譲渡不可

出所) Pablo del Rio, CSIC, “Case Study: Auctions for wind and PV in Spain”, 2017 より作成

第 3 回入札までの落札結果は表 1-61 のとおり。

表 1-61 スペイン：補助金制度に関する落札結果

単位：MW

	第 1 回入札 (2016 年 1 月)	第 2 回入札 (2017 年 5 月)	第 3 回入札 (2017 年 7 月)	合計
陸上風力	500	2,980	1,128	4,608
太陽光	0	1	3,909	3,910
その他	200	19	0	219
合計	700	3,000	5,037	8,737

出所) Pablo del Rio, CSIC, “Case Study: Auctions for wind and PV in Spain”, 2017 より作成

再生可能エネルギー源で技術中立的に行われた 2017 年 5 月の第 2 回入札では、募集容量 3,000MW のうち陸上風力の落札容量が 2,980MW を占めた。他方、陸上風力と太陽光に限定して技術中立的に実施した 2017 年 7 月の第 3 回入札では、太陽光の落札容量が 3,909MW にのぼったのに対して、陸上風力は 1,128MW であった。第 2 回、第 3 回入札の落札プロジェクトの事業実施期限は、ともに 2019 年 12 月 31 日までとなっている。

3) その他の促進政策

その他の再生可能エネルギー促進政策を表 1-62 に示す。

表 1-62 スペイン：再生可能エネルギー補助金制度の概要

エネルギー多様化・省エネルギー基金	● 2014 年より、エネルギー多様化・省エネルギー研究所（IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía）および欧州地方開発基金（European Regional Development Fund, ERDF）の出資で、1 億 2,300 万ユーロからなる基金が発足 ● 補助の対象は新築・既設建物における省エネルギー対策や太陽光、太陽熱、バイオマスといった再生可能エネルギー ● 支援対象となる経費の最大 70%分の融資を受けることが可能 ● 公共利益のためのプロジェクトに対しては最大 100%かつ無利子の融資
PAREER-CRECE プログラム	● 2013 年から産業・エネルギー・観光省および IDAE によって、PAREER プログラムを実施 ● 住宅およびホテルでエネルギー効率の向上もしくは再生可能エネルギー熱（バイオマス、太陽熱、地熱）利用機器を導入する場合に、その資金を融資する制度 ● 2015 年にこの制度は強化され、対象は住宅とホテルに限らない全ての既設建物となり、支援も施工内容に応じて最大で費用の 30%を支給したうえで、最大で費用の 70%の融資を受けることも可能
ソーラーオブリゲーション	● 新築・改築建物に対する太陽熱使用義務が建築基準法に盛り込まれた。 ● これによって、家庭用温水需要の一定割合（30-70%）を太陽熱により供給することが義務付けられている。 ● ただし、当該建築物が日陰に設置されている場合や、温水需要を他の再生可能エネルギーまたはコジェネレーション（熱電併給）によって満たしている場合などは例外とされる。

出所）日本エネルギー経済研究所、「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向編」, 2016 年 2 月より作成

(3) 今後の課題

1) 国民負担の増大への対応

スペインでは、特別制度の対象電源からの固定価格買取、補助金制度にかかる追加費用は、系統利用（アクセス）料金の一部として、需要家から徴収される。この系統利用料金は、あらかじめ需要家の契約電圧ごとに設定されている。

単位:10 億ユーロ

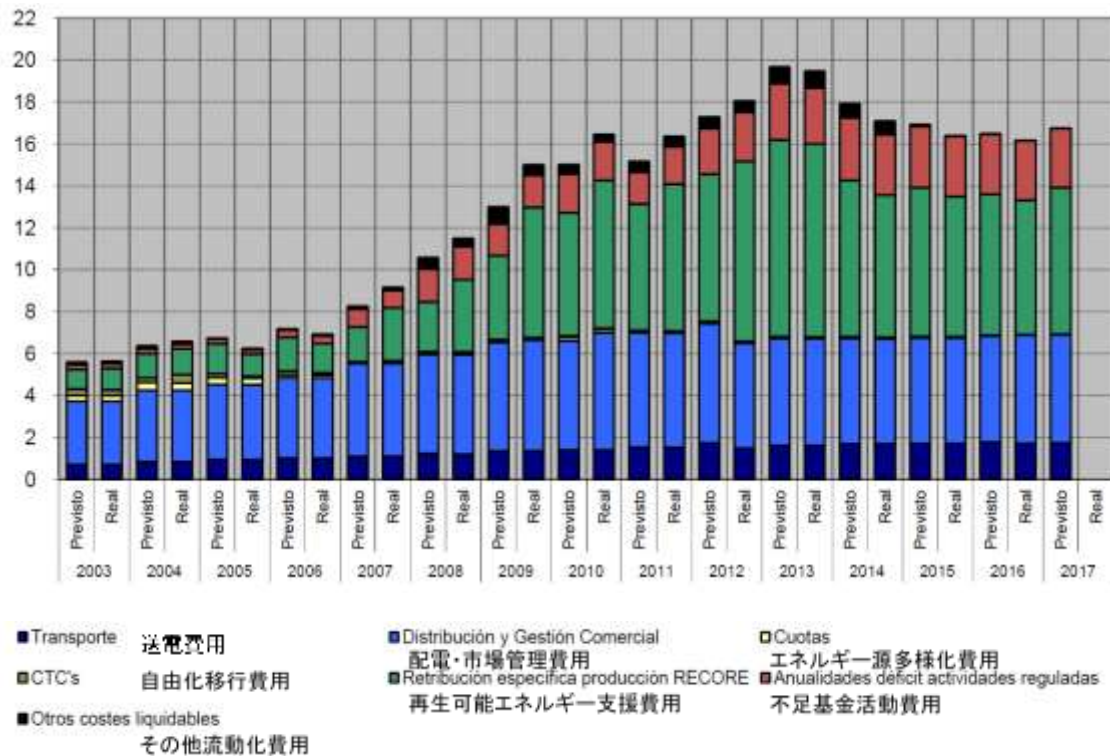


図 1-130 スペイン：系統利用（アクセス）料金の予測・実績額（2003～2017 年）

出所) 国家市場・競争委員会（CNMC）, “Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos de Septiembre de 2017”
2017 より作成

この系統利用料金は前年時点での予測費用に応じて徴収されるが、徴収不足に伴う赤字額が課題となっていた。スペインでは、2003 年に電力小売市場の自由化が完全施行されたが、小規模需要家は規制料金での電力供給を受ける資格を得る制度設計がなされた。この規制料金が低く抑えられたままであったため、系統利用料金を含む電力料金の徴収不足が続き、電力会社の累積赤字が拡大する結果を招いた。

2012 年には、年間の徴収不足に伴う赤字が約 56 億ユーロとなり、負債総額は 255 億ユーロに達した。単年の徴収不足/余剰額の推移は図 1-131 のとおり。

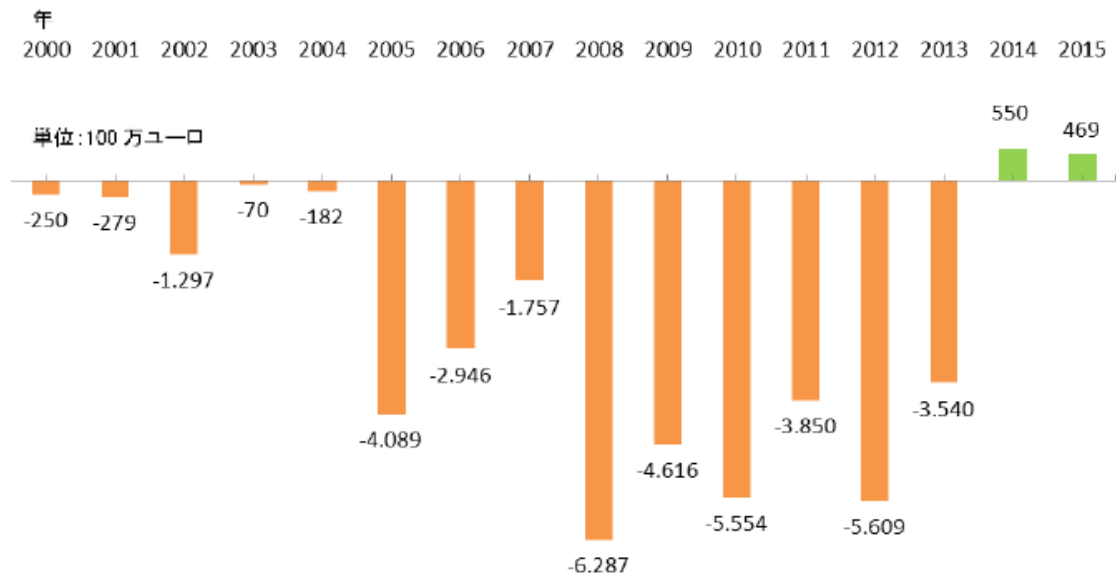


図 1-131 スペイン：アクセス料金の年間不足/余剰額の推移（2000～2015 年）

出所）国家市場・競争委員会（CNMC），“ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE EL ESTADO ACTUAL DE LA DEUDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO Eólica 2017” 2017 より作成

1.2.3(2)で述べた固定価格買取制度の廃止及び新たな設備容量あたりの支援制度への移行等の電力市場改革の効果もあり、2014 年以降は単年の収支が黒字に転換している。2016 年末時点でも累積負債総額が約 231 億ユーロ残っているが、2015 年末の約 251 億ユーロからは 7.9%ほど圧縮されている。

他方、既存設備も含めた固定価格買取制度の廃止と新制度への移行に伴い、既存設備に従前の支援制度で想定されていた支援額が提供されない状況となっている。陸上風力発電へのインセンティブ額の推移を見ると、発電量の増加に伴い、インセンティブ総額も増加している。2011 年にインセンティブ総額が減額したのは、2010 年 12 月の政令で導入した既存設備を含む買取価格（インセンティブ）を適用する年間上限時間の導入に伴うものと推測される。また、2014 年以降、発電量あたりの支援制度（FIT/FIP 制度）が廃止され、既存設備も含め、設備容量あたりのインセンティブを提供する制度に移行したため、年間のインセンティブ額が 12.5 億ユーロと一定になって総額が大幅に減額されている。

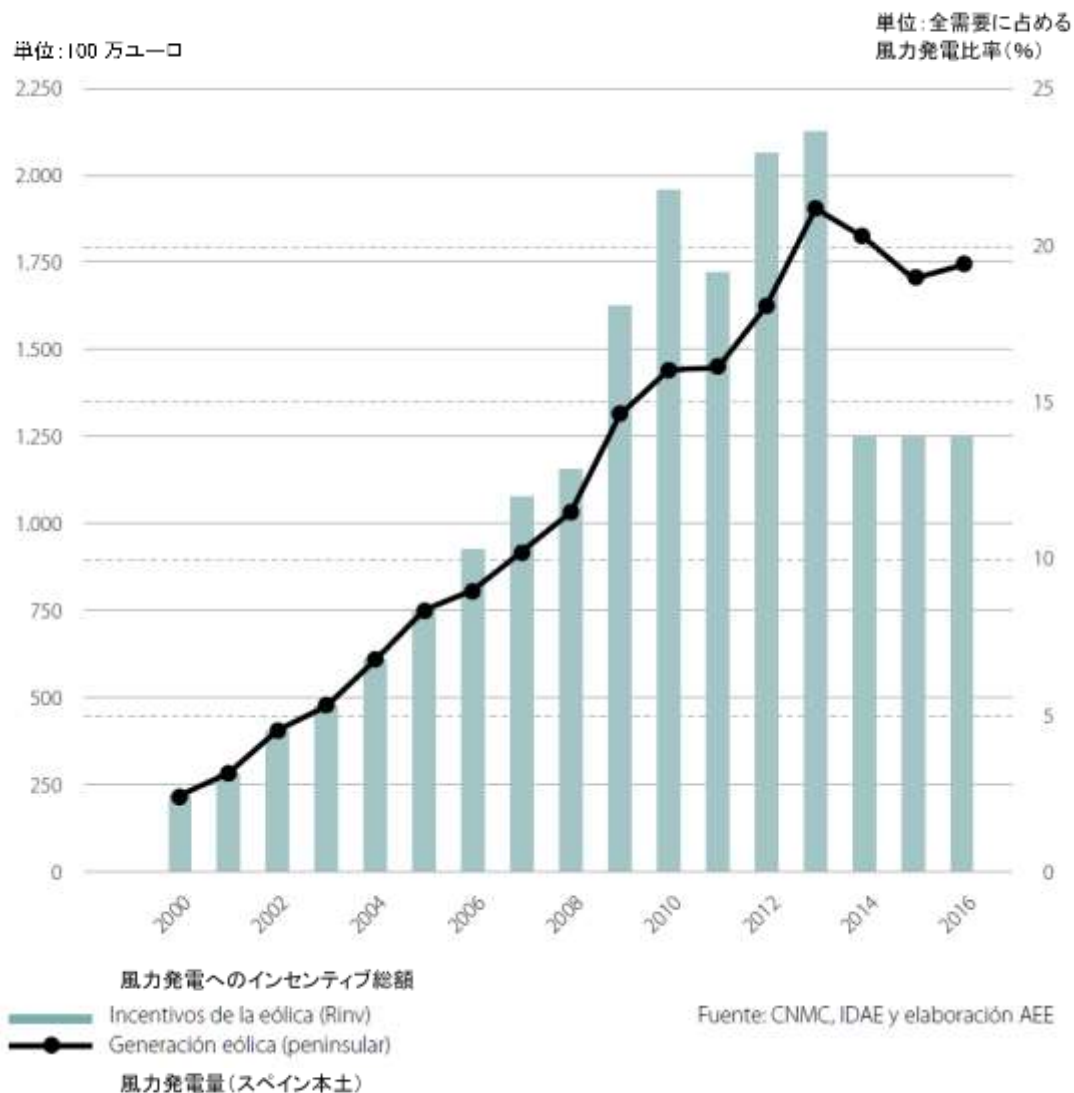


図 1-132 スペイン：風力発電量とインセンティブ額の推移（2000～2016 年）

出所) La Asociación Empresarial Eólica (AEE) , “Eólica 2017” 2017 より作成

こうした遡及的な制度改正に対して、影響を受けた再生可能エネルギープロジェクトへの海外投資家が、エネルギー憲章条約（ECT：Energy Charter Treaty）に盛り込まれた「投資家対国家の紛争解決（ISDS：Investor-State Dispute Settlement）条項」に基づき、国際仲裁・調停機関¹³⁹に対してスペイン政府を訴える動きが見られる。このうち、国際投資紛争解決センター（ICSID）に提訴された案件では、2017 年 5 月に、太陽熱発電設備を所有するルクセンブルクの企業からの訴えに対して、その訴えの一部を認め、スペイン政府に対して制度改

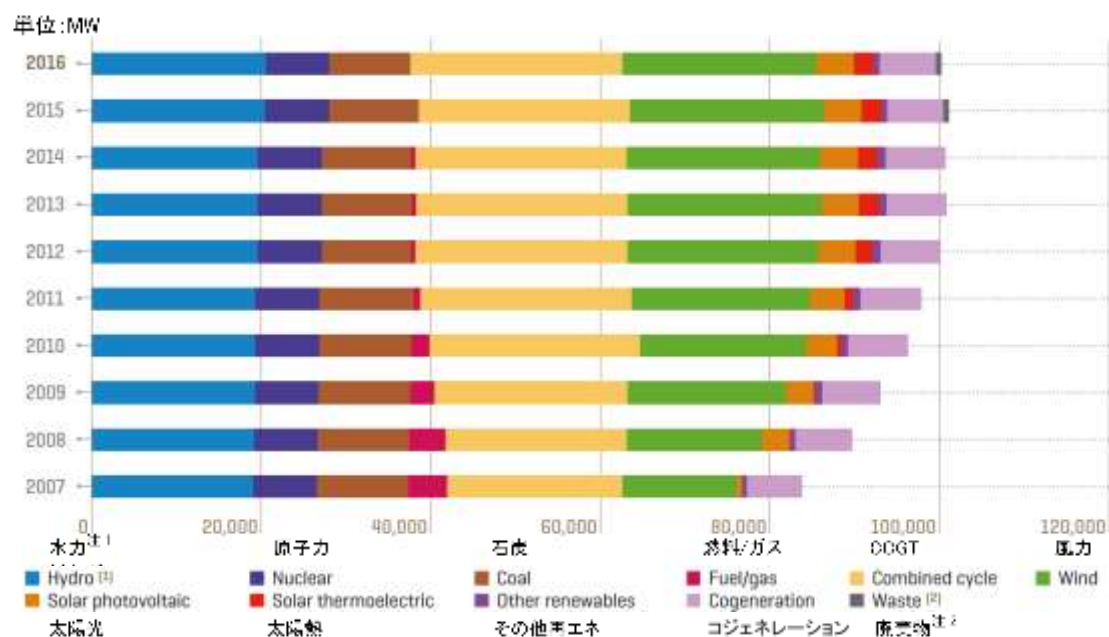
¹³⁹ 主な国際仲裁・調停機関として、1) 国際投資紛争解決センター（ICSID：International Centre for Settlement of Investment Disputes）、2) 国際商業会議所（ICC：International Chamber of Commerce）、3) ストックホルム商業会議所仲裁協会（SCC：Arbitration Institute of the Stockholm Chamber of Commerce）等がある。

経済産業省ウェブサイト http://www.meti.go.jp/policy/trade_policy/epa/investment/info.html（2018 年 2 月 14 日取得）より作成

正に伴う補助減額分に相当する 128 百万ユーロ及び利息相当分の支払いを命じる判決が出された¹⁴⁰。2017 年末時点で、ICSID では、スペイン政府に対する制度改正に伴う補助減額に対する訴訟案件について、20 件以上が保留となっている。

2) 火力発電に対する規制の動向

スペインでは、近年、火力発電設備容量の CCGT 化と、風力発電を中心とした再生可能エネルギー発電設備容量の急増が見られる。2007 年以降のエネルギー源別の発電設備容量の推移を見ると、石炭火力発電及び石油火力発電の設備容量の減少を、CCGT 発電と風力発電の新規設備容量が補う形となっている（図 1-133）。



注 1) 揚水発電による発電量を含む。

注 2) 2014 年まで「その他再エネ」、「コジェネレーション」を含む。

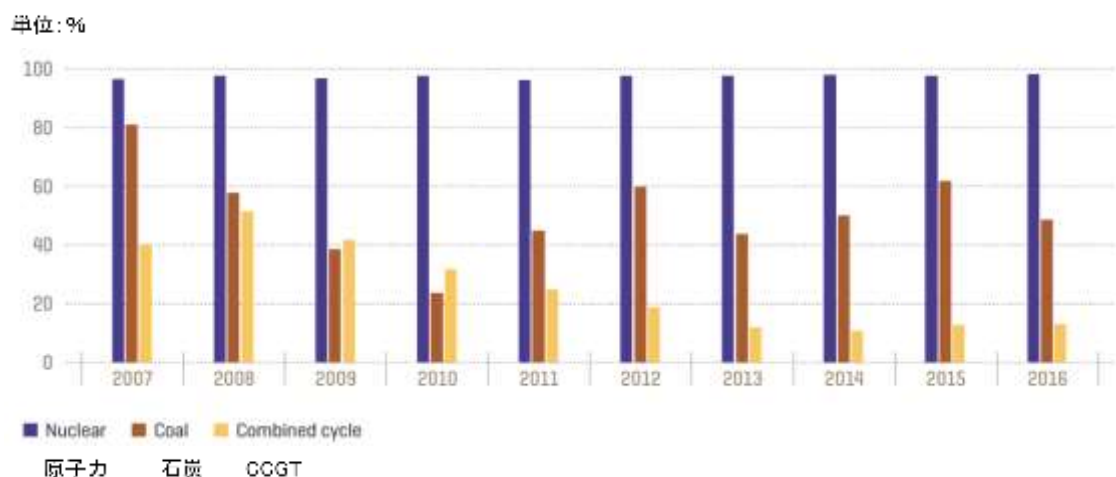
図 1-133 スペイン：エネルギー源別発電設備容量の推移（2007～2016 年）

出所) Red Eléctrica de España (REE), “the Spanish electricity system in 2016” 2017 より作成

スペインでは、2016 年中に 5 基 932.2MW 分の石炭火力発電所が閉鎖された。発電量で見ると、スペイン本土の電源ミックスにおける石炭火力発電量は、2015 年の 20.3%から 2016 年の 14.4%まで急激に減少している。

他方、CCGT 発電は、スペイン本土の発電量が 25,686GWh となり、2015 年の発電量を 1.7%増加したが、設備利用率は 13%であった。

¹⁴⁰ PV Magazine ウェブサイト、<https://www.pv-magazine.com/2017/05/05/spain-loses-its-first-renewable-energy-case-in-international-courts/>（2018 年 2 月 14 日取得）



注) 設備利用率: 当該発電設備の利用可能発電量/最大発電量に対する実発電量の比率

図 1-134 スペイン: 本土における火力・原子力発電所の設備利用率の推移

出所) Red Eléctrica de España (REE), “the Spanish electricity system in 2016” 2017 より作成

スペイン政府は、石炭火力発電について、EU レベルで定められた以上に特別な規制を加えることはしていない。スペインでは容量メカニズムが導入されており、その仕組みを通じて石炭火力発電に対しても、発電事業者が保有する容量に対して、公的主体が容量に応じた報酬を定期的に支払う方式が採用されている。2007 年以降、水力発電に加え、石炭、石油、ガス発電事業者は容量メカニズムの支払い対象となっており、そのうち石炭火力発電設は環境面の改善や国内で産出された石炭の燃焼に関する様々な補助金を得ている¹⁴¹。

こうした石炭火力発電に対する支援について、2017 年 11 月時点で、欧州委員会は、EU の国家補助ガイドラインルールに抵触している可能性を調査している¹⁴²。

他方、ナダル・エネルギー相は 2017 年 11 月 13 日、大手電力会社 Iberdrola 社が 11 月 10 日に同社の脱炭素化推進策としてスペイン国内に所有する 2 石炭火力発電所(合計出力 87.4 万 kW) の閉鎖認可申請を行ったと発表したことに対し、「これは企業の決定であり、国のエネルギー政策とは一致しない。企業の決定はエネルギー政策に合致しなければならないことは我々が常に主張するところである」と述べ、閉鎖を認めない方針を明らかにした¹⁴³。

¹⁴¹ <http://www.climatechangenews.com/2016/12/13/spains-hidden-e1bn-subsidy-to-coal-gas-power-plants/> (2017 年 12 月 8 日取得)

¹⁴² http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-4965_en.htm (2017 年 12 月 8 日取得)

¹⁴³ 電気事業連合会 Web サイト、http://www.fepec.or.jp/library/kaigai/kaigai_topics/1257072_4115.html (2017 年 12 月 8 日取得)

1.2.4 イタリア

(1) 政策の概観

1) EU 指令に基づく 2020 年導入目標達成に向けた進捗状況

イタリアは再生可能エネルギーの利用を積極的に進めており、欧州でドイツに次ぐ設備容量を誇る太陽光発電を含め、再生可能エネルギーが国内の全発電量の 3 分の 1 を上回る。温暖化対策としての側面に加え、国内資源が乏しいためエネルギーの海外依存度が非常に高い同国にとって、エネルギー安全保障の観点からも、再生可能エネルギーは重要な電源である。2005 年に太陽光発電に対する固定価格買取制度を導入し、それ以降の 10 年程度は、再生可能エネルギーによる発電量が着実に伸長してきた。

2010 年にイタリア経済開発省は、「2009 年 EU 再生可能エネルギー促進指令 (2009/28/EC)」に基づく国内実施計画として、「国家エネルギー計画 (PAN : Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili)」を策定した。この中で、2020 年の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率を EU 指令と同じ 17% と設定しているが、イタリアで再生可能エネルギーに関する業務を包括的に担う国営の電力サービス管理会社 (Gestore dei Servizi Elettrici SpA: GSE) によると、2015 年に 17.5%、2016 年に 17.3% と既に 2020 年目標を達成している (図 1-135) ¹⁴⁴。

そこで、2012 年には新たなエネルギー政策の枠組みとして「国家エネルギー戦略 (SEN : Strategia Energetica Nazionale)」が策定され、2013 年から施行されている。SEN では、2050 年までの競争力、環境、安全、成長に対して個別に目標を設定しており、再生可能エネルギーについては、2020 年における最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率 19~20% を目標として掲げている ¹⁴⁵¹⁴⁶。

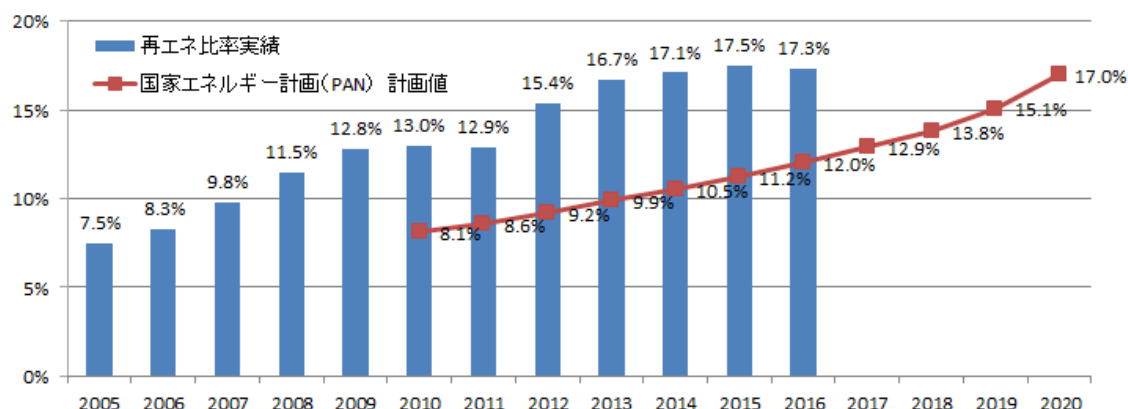


図 1-135 イタリア：最終エネルギー消費量に占める再エネ比率の実績および計画値

出所) GSE, “Energia da fonti rinnovabili in Italia - Rapporto Statistico 2016”, 2017 より作成

¹⁴⁴ 2016 年の各部門における再エネ比率実績は、電力部門が 34.0%、冷暖房部門が 18.7%、運輸部門が 7.2%。

¹⁴⁵ イタリア経済開発省, “Italy’s National Energy Strategy”, 2013 より作成

¹⁴⁶ Deloitte ウェブサイト, “European energy market reform: Country profile: Italy”, 2015

2) 再生可能エネルギー2030 年導入目標

2017 年 11 月 10 日に、イタリア政府は新たなエネルギー政策の枠組みとして「2017 年国家エネルギー戦略（Strategia Energetica Nazionale: SEN 2017）」を公表した。この 2017 年国家エネルギー戦略では、2030 年までに達成すべきエネルギー戦略、目標が設定されている。

2017 年国家エネルギー戦略では、再生可能エネルギー関連で表 1-63 の目標を掲げている。

表 1-63 イタリア：2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年の再エネ導入目標

	2015 年実績	【参考】 旧 SEN 2020 年目標	2030 年目標
最終エネルギー消費	17.5%	19～20%	28%
電力分野	33.5%	35～38%	55%
熱分野	19.2%	20%	30%
輸送燃料分野	6.4%	10%	21%

出所）イタリア経済開発省，“Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”，2017 より作成

この 2030 年の電力分野の目標を達成するにあたり、2017 年国家エネルギー戦略では、2030 年の発電量ベースでの電源ミックスとして、図 1-136 のような数値が示されている。2015 年実績と比較して、太陽光は 23TWh から 72TWh、風力発電を 15TWh から 40TWh まで発電量を増加させることを想定している。他方、火力発電については、電力系統の予備電源として重要と位置付ける天然ガス発電を 118TWh まで増加させる一方で、2025 年までに石炭火力発電の閉鎖を進めることが示されている。

単位：TWh

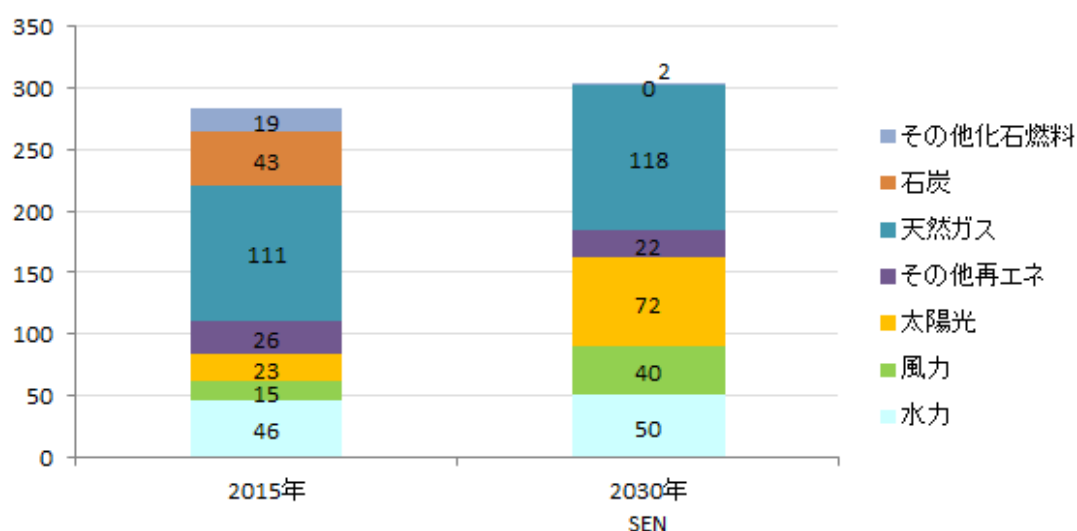


図 1-136 イタリア：2017 年国家エネルギー戦略での 2030 年電源別発電量

出所）イタリア経済開発省，“Strategia Energetica Nazionale, 10 Novembre 2017”，2017 より作成

3) 再生可能エネルギー支援に伴う国民負担の動向

再生可能エネルギーの普及が進むにつれ、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの賦課金による国民負担の増大と共に電気料金も上昇した。イタリアでは(2)で後述の再生可能電力の支援施策である買取制度を含め、再生可能エネルギー普及を促進する業務は国営企業の電力サービス管理会社（GSE）が担っている¹⁴⁷。発電事業者に支払われる買取価格（インセンティブ）は、再生可能エネルギー賦課金（A3 料金）として電気料金に上乗せし、GSE が配電事業者を介して電力の消費者である需要家から徴収する仕組みとなっている¹⁴⁸。したがって、インセンティブを受ける電力量の増加に伴い、それに比例して需要家の負担も増すことになる。再生可能エネルギー賦課金の総額は 2016 年に 144 億ユーロとなっている（図 1-137）。年間電力消費量 2,640kWh の家庭需要家を例にすると、年間負担額は 102 ユーロとなる（電力料金単価として試算すると 3.9 ユーロセント/kWh に相当）（表 1-64）。こうした国民負担の増大への対応策は、(5)1)今後の課題で後述する。



図 1-137 イタリア：A3 料金の負担額実績と今後の見通し（2009～2019 年）（単位：10 億ユーロ）

出所）GSE, “Rapporto delle attività 2016” p.148

注）2009～2017 年は実績、2018 年～は GSE による予測

¹⁴⁷ GSE ウェブサイト, GSE はイタリア政府が 100%株式を保有する国営企業で、再生可能エネルギーによる発電した電力に財政的インセンティブを与え、また同電力を買取りし、電力市場での再販売も行う。一方、インセンティブ対象の発電事業者は手数料（管理費用）を設備容量などに応じて GSE に支払う。

¹⁴⁸ 徴収される費用には GSE の運営費なども含まれる。

表 1-64 イタリア：電力需要家種別の A3 料金負担額の例（2016 年）

需要家種別	年間負担額（ユーロ/年）	左記の年間需要量及び負担額に基づく単価試算 （ユーロセント/kWh）
家庭（2,640kWh/年）	102 ユーロ	3.9 ユーロセント
家庭（3,500kWh/年）	165 ユーロ	4.7 ユーロセント
低圧（15,000kWh/年）	1,163 ユーロ	7.8 ユーロセント
中圧（500kW, 2,000 時間利用）	51,405 ユーロ	5.1 ユーロセント
高圧（3MW, 2,500 時間利用）	321,736 ユーロ	4.3 ユーロセント

出所）GSE, “Rapporto delle attività 2016” p.147 より作成

(2) 再生可能エネルギー電力の支援施策

イタリアでは、電力市場自由化に適合した再生可能エネルギー電力の導入促進政策として、市場メカニズムを利用した RPS 制度の導入が、1999 年に施行された電力自由化法で規定され、2002 年 1 月に第 1 期クォータ義務期間を開始した。大規模発電設備については RPS 制度に基づく支援を進める。その一方で、2005 年以降、太陽光発電、太陽熱発電、小規模再生可能エネルギー発電設備を対象とした固定価格買取（FIT、FIP）制度を RPS 制度と並行して順次導入した。

しかし、2011 年 3 月 3 日付政令で、現行の RPS 制度を 2015 年いっぱいまで廃止し、2013 年 1 月以降に稼働開始する設備を対象とした新たな固定価格買取（FIT、FIP）制度に移行することが決定された。その後、2012 年 7 月 6 日付経済開発省令にて、太陽光、太陽熱発電以外の新規再生可能エネルギー発電設備（小規模再生可能エネルギー発電設備を含む）を対象とした新たな FIT、FIP 制度の制度概要を規定した。この 2012 年 7 月 6 日付省令では、以降の新規太陽光発電及び太陽熱発電の支援制度を従来の FIP 制度から FIT 制度に切り替えること、太陽光発電向けの FIP 制度を終了する条件も定められた。太陽光発電に対する累計年間支援費用が 2013 年 6 月 6 日時点で、予算上限額として規定されている 67 億ユーロに達したことに従い、2013 年 7 月 6 日をもって新規の太陽光発電設備の支援制度への申請が打ち切られた。なお、太陽光発電以外を対象とした買取制度では、省令で定められた一定規模以上の大規模発電設備は、競争入札で支援対象設備を決定する。

イタリアで、これまでに再生可能エネルギー電力普及を図るために導入されてきた主な支援施策の変遷は図 1-138 のとおり。2017 年時点では、太陽光発電以外の再生可能エネルギー発電を対象とした FIT、FIP 制度（大規模設備は競争入札で支援対象設備を決定）が施行されている。

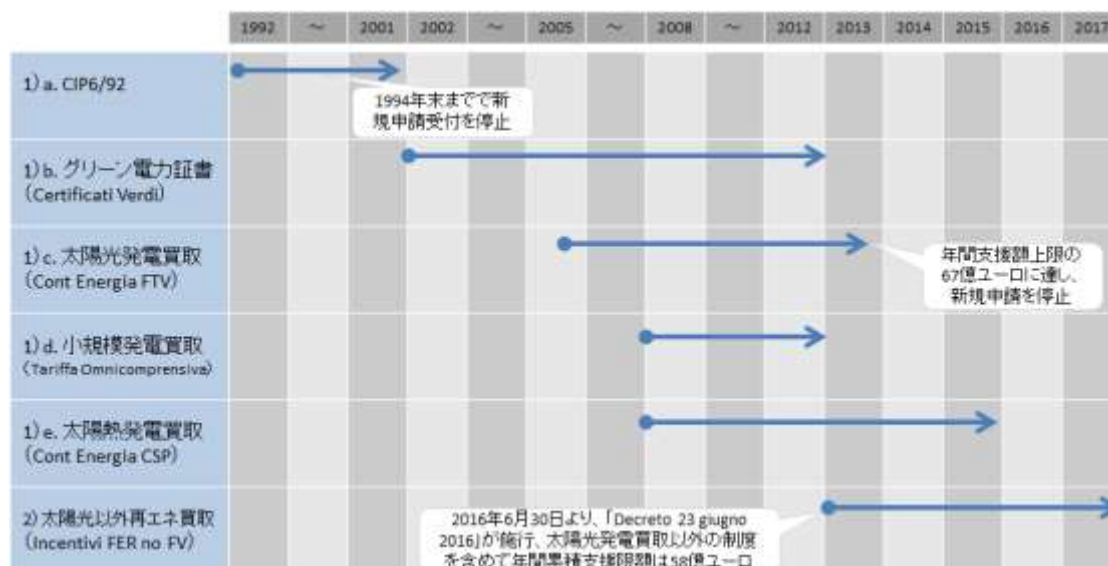


図 1-138 イタリア：再生可能エネルギー普及を目的として導入された支援施策

出所) GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

1) 既に新規設備の申請を終了した支援制度

a. 1992 年の固定価格買取制度（CIP 6/92）

この制度は、1992 年に実施されたイタリアで最初の FIT 制度である。1992 年 4 月に、新エネルギー・コジェネレーション設備などの類似エネルギー源による電力を、従来のイタリア電力公社が株式会社化された Enel 社に販売する際の価格が、物価問題に関する関係閣僚会議（CIP : Comitato Interministeriale dei Prezzi）において定められた（CIP 6/92）¹⁴⁹。この CIP6/92 が定める販売価格は、発電設備が新たに運転を開始した時から 8 年間優遇料金が適用されるものであった。しかし、この制度は助成金財源の不足を理由に 1994 年末までの買取申請提出分を最後に申請が打ち切られた。ただし、その後も、申請済みの設備には稼働後に支援制度が適用された。優遇料金による収益性への期待に加え、1999 年 4 月に電力市場自由化暫定措置（Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 “Decreto Bersani”）に基づいて Enel 社は発電シェアを 2003 年 1 月までに 50%以下とすることが規定され、発電市場での独占的な地位が制限されたため、コジェネレーション設備や風力発電設備については、導入促進に一定の成果が見られた。しかし、太陽光発電に関しては、例えば 1999 年の新規設備に適用される買取価格が 287.6 リラ（約 14.9 ユーロセント）/kWh で、当時の発電コストと比較して安価な買取価格に設定されていたため、CIP6/92 制度の効果は表れなかった。

b. グリーン電力証書（Certificati Verdi）¹⁵⁰

グリーン電力証書制度は、2002 年に開始した再生可能エネルギー電気の導入義務制度

¹⁴⁹ IEA ウェブサイト, <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/italy/name-22520-en.php>, interministerial Price Committee CIP 6/92（最終閲覧日：2018 年 3 月 27 日）

¹⁵⁰ GSE, “Decreto legislativo 16 marzo 1999”

(Renewables Portfolio Standard) である。グリーン電力証書は、再生可能エネルギー発電事業者に対して発行される、再生可能エネルギー電力売買を証券化したものである¹⁵¹。グリーン電力証書制度は、化石燃料資源による発電事業者、および電力輸入業者は、送電網に再生可能エネルギー由来の電力を一定量流すよう義務付けたものである。事業者は、自らの再生可能エネルギー設備により発電するか、またはグリーン電力証書を保有する発電事業者が市場に流通させた同証書を購入することが義務付けられていた。証書取引は、相対取引、またはイタリア電力市場管理会社（GME）が管理する証書取引市場において行われた。再生可能エネルギー電力の義務比率は当初の2%から段階的に引き上げられ、2012年には7.55%に達した。しかし、2011年3月3日付政令（Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28）に基づき、本制度の対象を2015年中の発電実績分までとしたため、2015年には本制度による再生可能エネルギー電力義務比率は0%になった。2017年現在、グリーン電力証書制度は廃止されており、GSEが規定額でグリーン電力証書の買取を行っている。

c. 太陽光発電買取制度（Conto Energia FTV）

2005年7月28日付生産活動省令（DM 28/7/2005）によって、2005年11月から太陽光発電を対象としたFIPが導入された。本制度は第1次から第5次まで5回にわたりインセンティブ価格、および対象とする設備の容量上限などが変更された。2012年の第5次制度からは新規設備に対する支援形態がFIPからFITに変更された。2013年7月、法令で規定された年間の累積予算上限額である58億ユーロに達したため、新たに建設される太陽光発電設備に対する本制度の適用を停止した。

d. 小規模発電買取制度（Tariffa Omnicomprensiva: TO）

太陽光、太陽熱発電を除く再生可能エネルギーによる小規模発電者（1MW未満、ただし風力は200kW未満）に対して適用される固定価格買取制度である。買取期間は15年で、買取価格は再生可能エネルギー源により異なる。2012年末をもって新規設備の募集を停止し、下記2)の2012年7月6日付省令（DM 6/7/2012）に基づくFIT、FIP制度に引き継がれた。

e. 太陽熱発電買取制度（Conto Energia CSP）¹⁵²

2008年4月11日付経済開発省令（DM 11/4/2008）により、買取期間25年間の太陽熱発電による電力の買取価格に、プレミアムを加算するFIPが導入されたものである。設備容量による設備容量によるプレミアム価格の変動はないが、併用する太陽熱以外の補助熱源の割合によって価格が変動する。2012年7月6日付経済開発省令（DM 6/7/2012）により、集光設備の面積によってもプレミアム価格が変動するように内容が改定された。2017年現在、下記2)の2016年6月23日付経済開発省令（DM 23/6/2016）により、太陽熱発電に対する買取価格などは変更されている。

¹⁵¹ 発電事業者、および電力輸入業者は、前年度に生産あるいは輸入した電力量を毎年3月31日までにGSE（2015年10月まではイタリア電力網管理会社（GRTN））に報告。同社が報告に基づき発行する「グリーン電力証書」と呼ばれる、再エネ源による電力生産証明書を取得する権利を与える。

¹⁵² イタリア経済開発省，“Gazzetta Ufficiale N. 101 del 30 Aprile 2008”

2) 太陽光以外再エネ買取制度 (Incentivi FER no FV)

1)c で述べたとおり、2013 年 7 月に太陽光発電普及を促進する固定価格買取（補助金）制度である「Conto Energia FTV（太陽光発電買取制度）」が終了し、2017 年現在イタリアでは太陽光発電に対する固定価格買取制度はない。現在実施されている支援制度は、太陽光以外の再生可能エネルギーを促進する「Incentivi FER no FV（太陽光以外再エネ買取制度）」である。

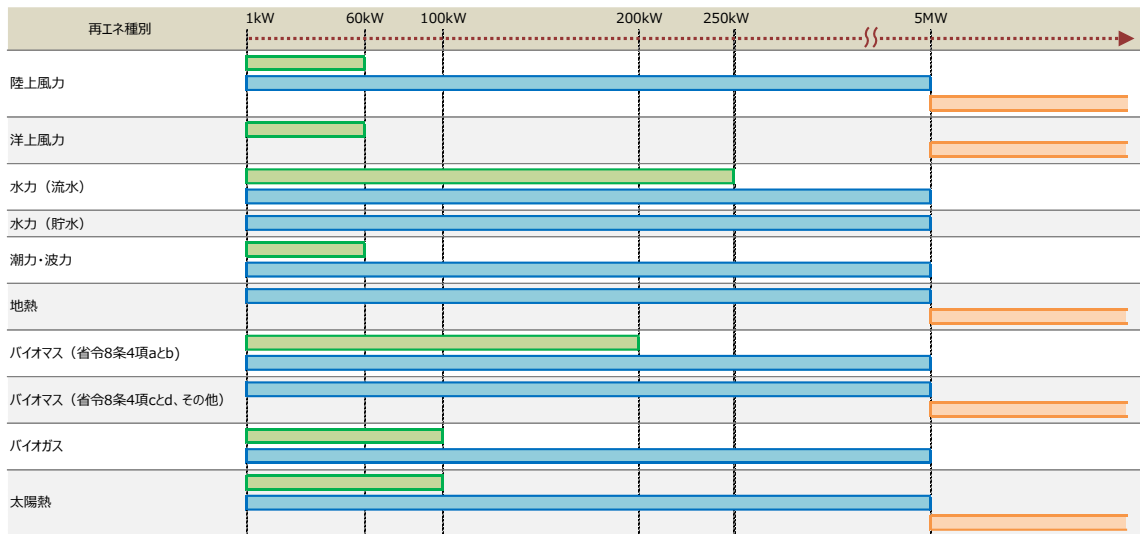
2012 年 7 月 6 日付経済開発省令（DM 6/7 2012）で、2013 年 1 月 1 日以降に新たに稼働する 1kW を超える太陽光を除く再生可能エネルギー発電設備を対象に新たな買取制度が導入された¹⁵³。登録手続きを免除される水力発電の閾値を 50kW 以下から 250kW 以下に引き上げる、入札対象とする水力、地熱発電の閾値を 5MW 超に引き下げる、登録・入札から稼働開始までの稼働期間を変更するなど、本制度の内容を一部改正する、2016 年 6 月 23 日付経済開発省令（DM 23/6 2016）が 2016 年 6 月 30 日から施行されている。

支援対象となる設備は図 1-139 で示すとおり、再生可能エネルギーの種類や設備容量により異なる。支援対象となる設備は、㉞登録手続きを免除して制度の対象となる設備（直接申請：Accesso diretto）、㉟登録手続きを経て対象となる設備（登録：Registro）、㊱入札を経て対象となる設備（入札：Aste）、の 3 種類があり、それぞれ定められた方法で制度が適用される。

本制度では、系統に流された発電電力量全量が固定価格買取制度の対象となる。図 1-140 は発電設備の属性（新設／改修等、設備容量の規模区分）に応じた買取価格（包括的買取価格：TO、インセンティブ：I）の算出方法を図示したものである。設備容量 500kW を閾値として、買取価格が異なる。設備容量が 500kW 以下の小規模発電設備には包括的買取価格が適用される。これは、発電した電力を GSE が 2016 年 6 月 23 日付経済開発省令で定められた固定買取価格（表 1-65）で買取るものである。一方、500kW を超える設備については、発電した電力を市場で直接売電し、固定買取価格から当該設備が設置されている地域の時間帯別市場価格（prezzo zonale orario）を差し引いた額を GSE がインセンティブとして支払う。なお、洋上風力、地熱、バイオガス、バイオマス、液体バイオ燃料による発電設備で同省令に示されている条件にあった設備にプレミアムが付与される。例えば洋上風力の場合、発電設備の系統連系に必要な費用を自己負担した場合に 40 ユーロ/MWh が、またバイオガスの場合は、要件により異なるプレミアムが規定されているが、その一つとして設備の窒素回収と高効率コジェネレーション化で 30 ユーロ/MWh が加算される。

¹⁵³ グリーン電力証書対象の設備も Incentivi FER noFV に移行に関する手続きが規定されている。

新規、再稼働、全改修、出力増強設備



改修設備

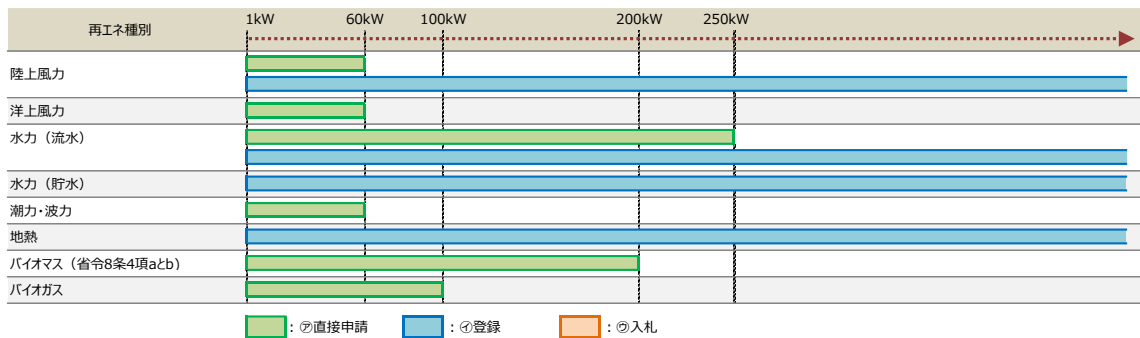


図 1-139 イタリア：電源種別によるインセンティブ申請体系¹⁵⁴

出所）GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

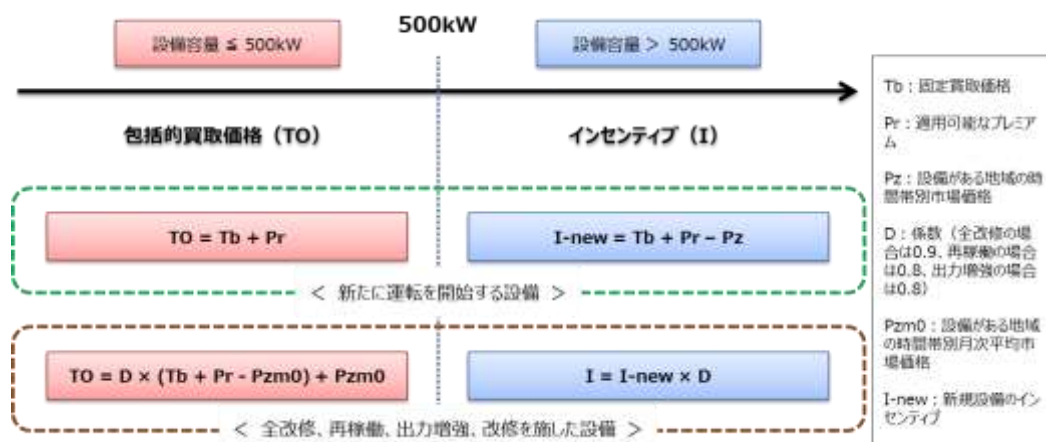


図 1-140 イタリア：太陽光以外の固定買取価格の算出方法

出所）GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

¹⁵⁴ 省令 8 条 4 項 a は主に植物、b はワラ、もみ殻など利用可能な副産物。省令 8 条 4 項 c と d は廃棄物、その他には、埋立地ガス、下水汚泥処理ガス、液体バイオ燃料である。

表 1-65 イタリア：固定買取価格の比較

再エネ種別		DM 6/7/2012			DM 23/6/2016			増減率
		設備容量 (kW)	対象期間 (年)	固定買取価格 (€/MWh)	設備容量 (kW)	対象期間 (年)	固定買取価格: Tb (€/MWh)	
風力	陸上	1<P≤20	20	291	1<P≤20	20	250	-14%
		20<P≤200	20	268	20<P≤60	20	190	-29%
		200<P≤1,000	20	149	60<P≤200	20	160	-40%
		1,000<P≤5,000	20	135	200<P≤1,000	20	140	-6%
		P>5,000	20	127	1,000<P≤5,000	20	130	-4%
	洋上	1<P≤5,000	25	176	P>5,000	20	110	-13%
水力	流水	P>5,000	25	165	1<P≤5,000	25	-	-
		1<P≤250	20	257	P>5,000	25	165	0%
		250<P≤500	20	219	1<P≤250	20	210	-18%
		500<P≤1,000	20	155	250<P≤500	20	195	-11%
		1,000<P≤5,000	25	129	500<P≤1,000	20	150	-3%
	貯水	P>5,000	30	119	1,000<P≤5,000	25	125	-3%
地熱	高度技術※	1<P≤5,000	25	101	P>5,000	30	90	-24%
		P>5,000	30	96	1<P≤5,000	25	101	0%
		1,000<P≤5,000	15	300	P>5,000	30	90	-6%
		P>5,000	20	194	1,000<P≤5,000	15	300	0%
		1<P≤1,000	20	135	P>5,000	-	-	-
		1,000<P≤5,000	25	99	1<P≤1,000	20	134	-1%
太陽熱	高度技術※	P>5,000	25	85	1,000<P≤5,000	25	98	-1%
		1<P≤5,000	25	200	P>5,000	25	84	-1%
		1<P≤250	-	-	1<P≤5,000	25	200	0%
		250<P≤5,000	-	-	1<P≤250	25	324	-
		P>5,000	-	-	250<P≤5,000	25	296	-
バイオガス	省令表1-Bにある植物（アカザ、ケナフ、ベンガル麻など）	1<P≤300	20	180	P>5,000	25	291	-
		300<P≤600	20	160	1<P≤300	20	170	-6%
		600<P≤1,000	20	140	300<P≤600	20	140	-13%
		1,000<P≤5,000	20	104	600<P≤1,000	20	120	-14%
		P>5,000	20	91	1,000<P≤5,000	20	97	-7%
	省令表1-Aにある利用可能な副産物（ワラ、もみ殻、削りくずなど）	1<P≤300	20	236	P>5,000	20	85	-7%
		300<P≤600	20	206	1<P≤300	20	233	-1%
		600<P≤1,000	20	178	300<P≤600	20	180	-13%
		1,000<P≤5,000	20	125	600<P≤1,000	20	160	-10%
		P>5,000	20	101	1,000<P≤5,000	20	112	-10%
	2012年7月6日付省令付属書2にある廃棄物	1<P≤300	20	216	P>5,000	-	-	-
		300<P≤1,000	20	216	1<P≤300	-	-	-
		1,000<P≤5,000	20	109	300<P≤1,000	-	-	-
		P>5,000	20	85	600<P≤1,000	-	-	-
		1<P≤300	20	229	1,000<P≤5,000	-	-	-
バイオマス	省令表1-Bにある植物（アカザ、ケナフ、ベンガル麻など）	300<P≤1,000	20	180	1<P≤300	20	210	-8%
		1,000<P≤5,000	20	133	300<P≤1,000	20	150	-17%
		P>5,000	20	122	1,000<P≤5,000	20	115	-14%
		1<P≤300	20	257	P>5,000	-	-	-
		300<P≤1,000	20	209	1<P≤300	20	246	-4%
	省令表1-Aにある利用可能な副産物（ワラ、もみ殻、削りくずなど）	1,000<P≤5,000	20	161	300<P≤1,000	20	185	-11%
		P>5,000	20	145	1,000<P≤5,000	20	140	-13%
		1<P≤300	20	174	P>5,000	-	-	-
		300<P≤1,000	20	125	1<P≤300	-	-	-
		P>5,000	20	99	300<P≤1,000	20	119	-5%
	2012年7月6日付省令付属書2にある廃棄物	1,000<P≤5,000	20	94	P>5,000	20	99	0%
		1<P≤300	20	90	1,000<P≤5,000	20	94	0%
		300<P≤1,000	20	111	P>5,000	-	-	-
		1,000<P≤5,000	20	88	1<P≤300	20	111	0%
		P>5,000	20	85	300<P≤1,000	20	88	0%
埋立地ガス		1<P≤300	20	121	P>5,000	-	-	-
		300<P≤1,000	20	110	1,000<P≤5,000	20	60	-50%
		P>5,000	20	110	P>5,000	-	-	-

出所）GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

また、㊷、および㊸の設備については、それぞれ年間の支援対象とする設備容量の上限が設けられている。2016年に、㊷については、陸上風力 60MW、水力 80MW、地熱 30MW、バイオマス¹⁵⁵・バイオガス・下水汚泥処理ガス・埋立地ガス・液体バイオ 90MW、潮力・波力 6MW、太陽熱 20MW である。㊸の入札については、陸上風力 800MW、洋上風力 30MW、地熱 20MW、バイオマス 50MW、太陽熱 100MW となっている。

㊷、および㊷に関しては、2017年6月29日までに新たに運転を開始する設備は、2012年7月6日付経済開発省令で定められた固定買取価格（表 1-65）を申請することができる。本制度は、2017年12月31日（㊷と㊸については2016年12月31日）、または他の制度を含めた年間累積買取額が 58 億ユーロに達した日から 30 日後、の何れか早く到達した日に終了する¹⁵⁶。

¹⁵⁵ ㊷、㊸のバイオマスについては、DM 23/6/2016 の第 8 条 4 項

¹⁵⁶ GSE によると 2017 年 12 月 31 日現在、年間累積買取額は 52 億 4,000 万ユーロである。

3) 簡易売電制度 (Ritiro Dedicato : RID)

簡易売電制度 (Ritiro Dedicato : RID) とは、2007 年 11 月の決議に基づき、GSE が発電容量 1MW に満たない小規模発電事業者と契約した上で電力を買取り、市場で販売する制度である¹⁵⁷。発電事業者は GSE との契約において年間 2GWh を上限に、電力・ガス・水規制局 (Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico : AEEGSI¹⁵⁸) が定めた最低保証価格 (prezzi minimi garantiti) か、発電設備が設置されている地域の時間帯別月次平均市場価格 (prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato)¹⁵⁹での売電かを選択する。ただし、年間買取電力量の上限を超えた部分については、後者の市場価格での買取りとなる。発電事業者は、RID の適用を受ける場合、4)で後述のネットメタリング (Scambio sul Posto)、および他の再生可能エネルギー促進のインセンティブ制度との併用はできない。

最低保証価格 (及び年間買取上限) は、AEEGSI により毎年改定され、その計算方法は決議で定められている (表 1-66)¹⁶⁰。また、2014 年 12 月の経済開発省令 (DM 24/12/2014) により、RID の制度を適用する発電事業者は、表 1-67 に示すとおり、電源、および設備容量に応じて GSE に手数料を支払うこととなった。本省令は 2015 年 1 月 1 日から適用されており、単価は毎年見直しが行われる。すべての電源種別について年間の上限額は事業所あたり 10,000 ユーロと定められている。

¹⁵⁷ AEEGSI, “Deliberazione AEEG n.280/07”, 2007

¹⁵⁸ 2017 年時点。2018 年 1 月以降は、組織改編に伴い、Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) が所管。

¹⁵⁹ 2017 年 1 月の平日 8 時から 6 時の平均市場価格は、中央北部が 85.88 ユーロ/MWh、中央南部が 66.64、北部が 95.43、サルディーニャ島が 65.92、シチリア島が 65.12、南部が 63.83 であった。平均して前年同月比で 1.5 倍の価格であった。

¹⁶⁰ Deliverazione 618/2013/R/EFR により現在の計算方法、およびバイオマス、バイオガスを除き、年間買取電力の上限が改正されている。最低保証価格＝前年の最低保証価格× (1+前年の消費者物価指数/100)

表 1-66 イタリア：GSE 買取り最低保証価格の推移

単位：ユーロ/MWh

電源	年間買取上限	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
バイオマス、バイオガス	2.0GWh	92.3	92.5	92.4	92.3
埋立ガス	1.5GWh	48.9	49.0	49.0	49.0
風力	1.5GWh	48.9	49.0	49.0	49.0
太陽光	1.5GWh	38.9	39.0	39.0	39.0
水力	0.25GWh -	153.2	153.5	153.4	153.3
	0.25GWh - 0.5GWh	105.4	105.6	105.5	105.4
	0.5GWh - 1.0GWh	66.5	66.6	66.6	66.6
	1.0GWh - 1.5GWh	57.6	57.7	57.7	57.7
地熱	1.5GWh	51.2	51.3	51.2	51.1
その他	1.5GWh	38.9	39.0	39.0	39.0

出所) GSE, “Prezzi minimi garantiti” より作成

表 1-67 イタリア：電源、および発電容量別 RID 手数料

単位：ユーロ/kW

発電容量(P)	太陽光	風力	水力	その他
1<P≤20kW	0.7	0.9	1.1	1.2
20kW<P≤200kW	0.65	0.8	0.9	1
200kW<P	0.6	0.7	0.8	0.9

出所) GSE, “Decreto 24/12/2014”, 2014 より作成

4) ネットメータリング (Scambio sul Posto : SSP)

ネットメータリング (Scambio sul Posto : SSP) とは、発電電力量のうち自家消費量を超えた分を、必要となった時にクレジットとして購入量と相殺することができる、ネットメータリング制度のことである。2008 年 6 月の決議により、2009 年から対象となる発電事業者（後述）は、SSP を利用することができるようになった¹⁶¹。事業者は SSP を契約することにより、発電された電力が自家消費量を上回る場合には、その超過分はクレジットとして繰り越しするか、年度ごとに所定の価格で支払を受けることができる。一方、発電された電力が自家消費を下回る場合は、発電設備がある地域の月次平均市場価格（prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato）で送電コストが算出される。SSP は、3)で前述の RID、および他の再生可能エネルギー促進のインセンティブ制度との併用はできない。

SSP は、2012 年 12 月の決議（Deliberazione 570/2012/R/EFR）、および 2014 年 12 月の省令（DM 24/12/2014）で改正されている。現行 SSP 制度で対象になるのは次のとおりである。

- 再生可能エネルギーによる発電設備か、再生可能エネルギー以外による発電割合が 5%以下のハイブリッド発電設備で、2007 年 12 月 31 日までに運転を開始した 20kW に満たない設備
- 2008 年 1 月 1 日から 2014 年 12 月 31 日に運転を開始した 200kW に満たない設備
- 2015 年以降に運転を開始した 500kW に満たない設備

¹⁶¹ AEEGSI, “Deliberazione ARG/elt 74/08”, 2008

- 200kW までの発電が可能な高効率 CHP 発電設備

2013 年 7 月に太陽光発電に対するイタリアの支援制度である太陽光発電買取制度（Conto EnergiaFTV）が終了しているため、SSP は太陽光発電の新規導入を促す唯一の支援制度となる¹⁶²。

なお、2014 年 12 月の経済開発省令（DM 24/12/2014）で、発電容量が 3kW を超える設備で発電する事業者は、その容量に応じた手数料を毎年 GSE に支払うことになった（表 1-68）。本改定は、2015 年 1 月 1 日から適用されている。

表 1-68 イタリア：ネット・メータリング（SSP）の手数料

発電容量(P)	固定費(€/年)	変動費(€/kW)
$P \leq 3\text{kW}$	0	0
$3\text{kW} < P \leq 20\text{kW}$	30	0
$20\text{kW} < P \leq 500\text{kW}$	30	1

出所) GSE, “Decreto 24/12/2014”, 2014 より作成

(3) 再生可能エネルギー熱の支援施策

1) 熱エネルギーインセンティブ 2.0（Conto Termico 2.0）

熱エネルギーインセンティブ（Conto Termico）は、既存の建物に対する冷暖房や給湯を目的としたバイオマス・ボイラー、太陽熱システム、ヒートポンプなど小規模の再生可能エネルギー熱利用を促進するための補助金制度である¹⁶³。2012 年 12 月 28 日付経済開発省令（DM28/12/2012）に基づき 2013 年 6 月から Conto Termico（CT 1.0）が実施されていたが、2016 年 2 月 16 日付経済開発省令（DM 16/2/2016）により、申請の簡略化や支払いまでの期間の短縮、太陽熱システムの設置面積を 1,000 m²から 2,500 m²に拡大するなど、改定された新たな Conto Termico（CT 2.0）が 2016 年 5 月 31 日より施行されている。CT 2.0 では、購入、および設置に係る費用の 65%を上限に、プラント種別、エネルギー源、設備容量、設置場所により 2 年、または 5 年間で払い戻す仕組みとなっている。本制度の対象は、学校などの公的機関に対するものと、個人、企業、社会的協同組合などいわゆる民間主体に対するものに分かれており、それぞれ年間累積額の上限は 2 億ユーロ、7 億ユーロと定められている。上限に到達した日から 60 日後に新規の受付は終了する。上限に達しない場合、施行から 2 年後に上限の見直しが行われる。なお、制度の運営は GSE によって行われるが、前出の再生可能エネルギー電力の支援制度と異なり、支援金として費やされた分は賦課金としてガス料金に上乗せされる。

(4) 火力発電に対する規制の動向

イタリアの石炭火力発電所に対する規制は、EU における気候変動目標を基本として、欧州排出量取引制度（EU ETS : EU Emissions Trading Scheme）による CO₂ 排出削減目標、EU

¹⁶² Renewable Energy World ウェブサイト, <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/02/solar-pv-provides-7-8-percent-of-italy-s-electricity-in-2015.html>（2018 年 2 月 14 日取得）

¹⁶³ 当該制度は、エネルギー消費効率改善を目的とした既存の建物に対する改修（intervention）も対象となるが、申請できるのは公的な建物を管理する行政機関のみである。

再生可能エネルギー指令に基づく再生可能エネルギー国家行動計画、エネルギー効率化指令によるホワイト証書（エネルギー効率証書）制度の3つのEU規制に対応したものとなっている。

火力発電に関しては、EUのCCS指令¹⁶⁴を国内法化した2011年9月14日付立法政令（Decreto Legislativo 14 settembre 2011 n. 162）により、熱容量300MW以上の燃焼設備は建設許認可手続きの際、CO₂貯蔵に適した地質学的サイトの利用可能性、CO₂輸送システムの技術的・経済的実用性、CO₂捕獲設備追加設置の技術的・経済的可能性について報告書を提出することが義務付けられるようになった。

2017年5月11日に、カレンダ（Carlo Calenda）経済開発相が、新たな国家エネルギー戦略（SEN）案を公表する際に、30億ユーロを投じ、2025年から2030年にかけて稼働している石炭火力発電所（8GW）の段階的廃止を実施することが可能であると議会で表明した¹⁶⁵。2017年6月12日から8月31日まで実施された国家エネルギー戦略（案）のコンサルテーションでは、石炭火力発電の段階的閉鎖（2025～2030年）に向けて、稼働年数に応じて自然に2GWの閉鎖が進むシナリオ、サルディーニャ島の2設備とラツィオ州の1設備（計3GW）のみが稼働するシナリオ、全設備が閉鎖するシナリオの3パターンが提示された。

2017年11月10日に公表された「2017年国家エネルギー戦略（Strategia Energetica Nazionale: SEN 2017）」では、2025年までに石炭火力発電所を廃止する方針が示されている。一方でその実現に向けては、再生可能エネルギーの55%導入に向けた投資に加えて、北部地域における1.5GWの新規ガス火力発電設備容量（少なくとも50%がCCGT）の実現、サルディーニャ島と本土、もしくはサルディーニャ島とシチリア島及び本土をつなぐ新たな電力系統の実現、もしくはサルディーニャ島における400MWの蓄電容量かガス火力発電への追加投資が必要と主張されている。さらに系統増強や1GW分のデマンドレスポンス容量の貢献も期待される旨が示されている。

(5) 今後の課題

1) 再エネ増加に伴う国民負担の増大

イタリアでは、2011年以降、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギー発電への支援額の増加に伴い、最終電力需要家に課されるA3料金の金額も増加傾向にある。

GSEの予測では、2016年の再生可能発電の支援制度に伴う費用総額は144億ユーロと見積もられている。ただし、2017年10月にGSEが公表した支援総額の予測では、図1-141のように2016年をピークとして減少傾向に転じる見込みになっている。この主な要因としては、従来のグリーン電力証書（RPS）制度等で支援対象としている大規模な発電設備に対するインセンティブ期間が終了すること等が挙げられている。なお、本予測は将来的な電力価格を46ユーロ/MWhとした前提を置いた予測となっている。

¹⁶⁴ Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006

¹⁶⁵ <https://www.argusmedia.com/~media/files/pdfs/white-paper/italian-energy-strategy-white-paper.pdf?la=en>
(2017年11月28日取得)

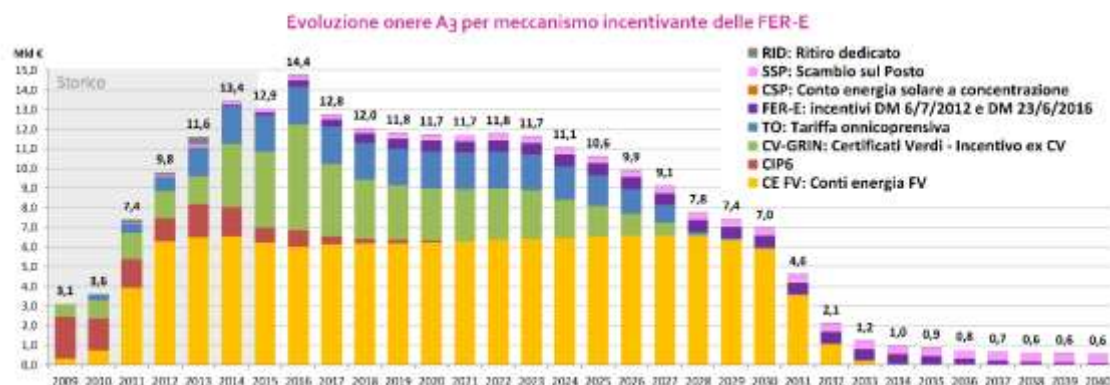


図 1-141 イタリア：A3 料金による再生可能発電支援額の実績と将来予測

注) RID：簡易売電手続き、SSP：ネットメータリング、CSP：太陽熱買取、FER-E：2012 年・2016 年デクレ、TO：小規模 FIT、CV-GRIN：グリーン証書、CIP6：旧 FIT、CE FV：太陽光支援制度

出所) GSE, “La spesa energetica delle famiglie e le risorse impegnate per la promozione delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica. Scenari evolutivi a politiche correnti” p.21, 2017

こうした国民負担の増大に対して、イタリアの再生可能電力促進制度では、あらかじめ年間の累積負担額の上限を法令で定め、その累積負担額の上限に支援対象が到達した場合に、新規の申請を停止する条項を設けている。(2)1)c で上述のとおり、太陽光発電を対象とした FIT、FIP 制度は、累計年間支援費用が 2013 年 6 月 6 日時点で規定されている 67 億ユーロに達したことに従い、2013 年 7 月 6 日をもって新規の太陽光発電設備の FIT 制度への申請が打ち切られた。

加えて、既に支援対象としている太陽光発電設備についても、イタリア政府は、産業界への負担の軽減を目的として、発電容量が 200kW を超える太陽光発電設備に対する固定の買取り価格を漸次的に引き下げる法律¹⁶⁶を 2014 年 8 月に可決し、翌年 1 月から施行している。本法律は、太陽光発電設備の運転開始から 20 年間、保証されていたインセンティブ額を削減するもので、発電事業者や投資家を含め、関係者の反発を招いている。また、欧州委員会は再生可能エネルギーに関する政策文書において、既存の投資がもたらす利益に対する投資家の正当な期待を擁護し、「インセンティブの漸次的な減額や事前の通知を伴わない変更は避けるべきだ」と主張している¹⁶⁷。なお、イタリア憲法裁判所は 2017 年 1 月 24 日に、当該法律の第 26 条 2 項、および 3 項についてその合法性を認める決定（第 16/2017）を下している¹⁶⁸。

当該法律では、太陽光発電事業者は次の中から何れか 1 つの条件を選択する。条件の選択申請がない場合には自動的に一番目の条件が適用される。

- 発電設備の規模に応じて、6～9%のインセンティブ額削減を受け入れる（表 1-69）

¹⁶⁶ イタリア経済開発省, “Decreto Legge 24 giugno 2014, n.91 (the Spalma-Incentivi provision)”, 2014

¹⁶⁷ European Commission ウェブサイト,

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf

¹⁶⁸ McDermott Will & Emery ウェブサイト, <https://www.mwe.com/en/thought-leadership/publications/2017/01/italian-const-court-backs-feed-in-tariff-cuts>

- 17～25%のインセンティブ額削減を受け入れ（表 1-70）、引き換えに買取期間を 20 年から 24 年に延長する
- 2019 年まで大幅な削減を受け入れ、2020 年以降は削減幅を減らす¹⁶⁹

表 1-69 イタリア：太陽光発電の発電容量に応じたインセンティブ削減率

設備容量	削減率
200kW～500kW	6%
500kW～900kW	7%
900kW 超	8%

出所) イタリア経済開発省, “Decreto Legge 91/2014 Spalma-Incentivi”, 2017 より作成

表 1-70 イタリア：太陽光インセンティブの買取り残存期間と削減率

インセンティブの 残存期間(年)	インセンティブ 削減率
12	25%
13	24%
14	22%
15	21%
16	20%
17	19%
18	18%
19 年以上	17%

出所) イタリア経済開発省, “Decreto Legge 91/2014 Spalma-Incentivi”, 2017 より作成

こうした国民負担増大への対応策に加えて、電力料金改革の効果もあり、年間電力消費量 2,700kWh の家庭需要家による A3 料金の年間負担額は、2016 年の 107 ユーロから下がり 78 ユーロとなっている。2018 年以降、6 年ほどは年間負担額が 80 ユーロ前後で推移する予測となっているが、その後は支援制度の対象期間が終期を迎える再生可能エネルギー発電設備が増加し、年間負担額が減少していく見通しとなっている。

¹⁶⁹ 日本エネルギー経済研究所ウェブサイト, <http://eneken.ieej.or.jp/data/5666.pdf>

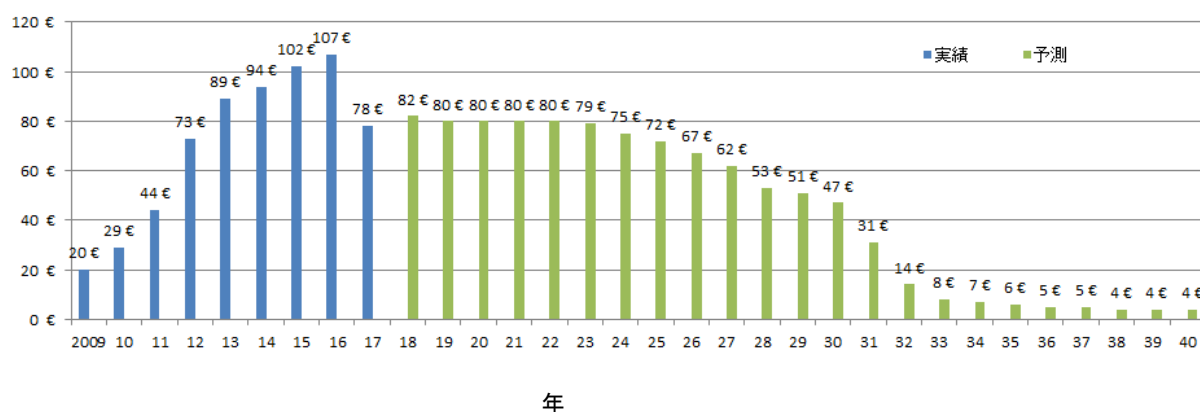


図 1-142 イタリア：家庭需要家（年間電力消費量 2,700kWh）の A3 料金年間負担額の実績と将来予測

出所) GSE, “La spesa energetica delle famiglie e le risorse impegnate per la promozione delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica. Scenari evolutivi a politiche correnti” p.22, 2017 より作成

2) 再エネ増加に伴う系統強化の必要性

イタリアでは、電気需要がそれほど多くないシチリア島を含む南部地域に偏在して特に風力発電が導入されている。2016 年における太陽光発電及び風力発電の地域別導入量は図 1-143 のとおりである。

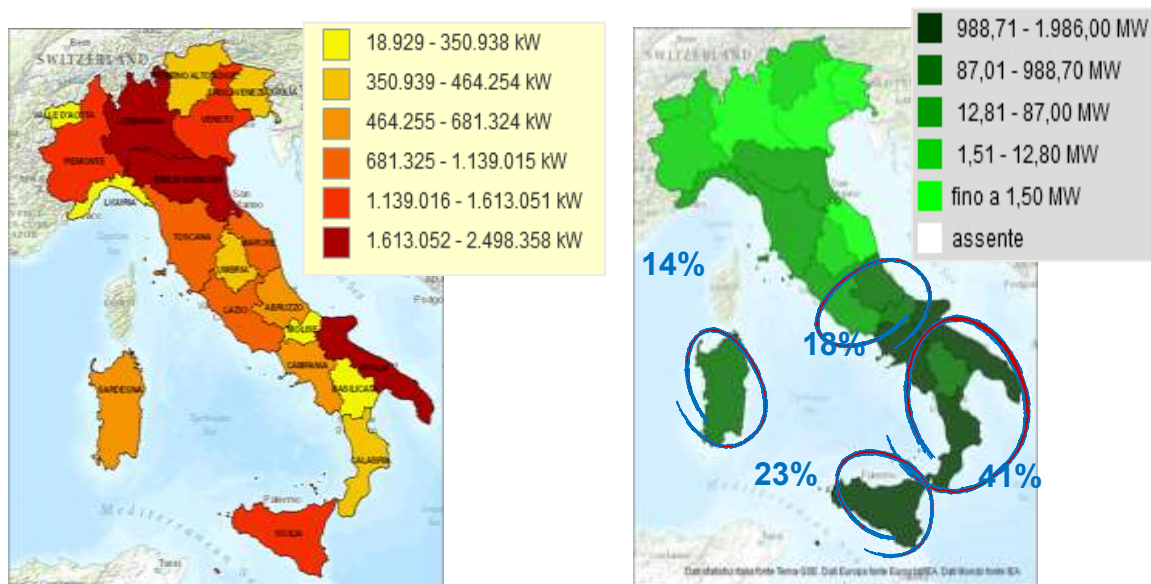


図 1-143 イタリア：太陽光・風力発電の州別導入状況（2016 年）
（左：太陽光発電、右：風力発電）

出所) Marco Pietrucci (Terna), “Terna Energy Storage Projects, Role of storage in the network operation Energie rinnovabili al 2020”, 2017

イタリアでは、再生可能エネルギー発電設備は「優先接続」の対象となっており、系統運用者が容量不足を理由として連系を拒否することは認められていない。送電系統運用者（Terna 社）としては、連系申込があった再生可能エネルギー発電設備は、系統増強を行いつつ 100%受け入れることを原則としている。

こうして南部地域に多くの再生可能エネルギー発電設備が設置される一方で、イタリアの主要な需要地は北部地域となる。そのため、再エネ発電設備が多く導入されている一方で負荷が少ない南部から、需要地である北部への送電系統の送電制約により、再生可能エネルギー発電設備の出力抑制をする時間帯が生じている。

こうした課題に対して、Terna 社は、系統分析により、400kV、220kV の特高压送電系統および 150、132 kV の高压系統に関して、再生可能エネルギー源からの発電を全量使用するために取るべき施策の特定を行った。図 1-144 は、再生可能エネルギー源からの発電を全量使用することを目的とした、400kV 特高压系統で実施された主な開発工事の概略である。



図 1-144 イタリア：再生可能発電量増加を目的とした 380 kV 系統の主な事業

注) VHV grid reinforcements：特高压系統増強、VHV/HV substations：特高压/高压 変電所
出所) Terna, “Sustainability Report 2016” p.108

また、再エネ導入拡大に伴い生じた系統課題に対する検討が行われ、短期的な課題解決手法として、系統運用者が蓄電池を保有・運用することが選ばれた。送電系統運用者の Terna 社は、2つの大型蓄電池設置プロジェクト（主に離島地域での系統安定化を目的とした Power Intensive プロジェクト、南部地域での系統混雑緩和を目的とした Energy Intensive プロジェクト）を開始した。蓄電池の設置場所、出力規模は図 1-145 のとおりである。

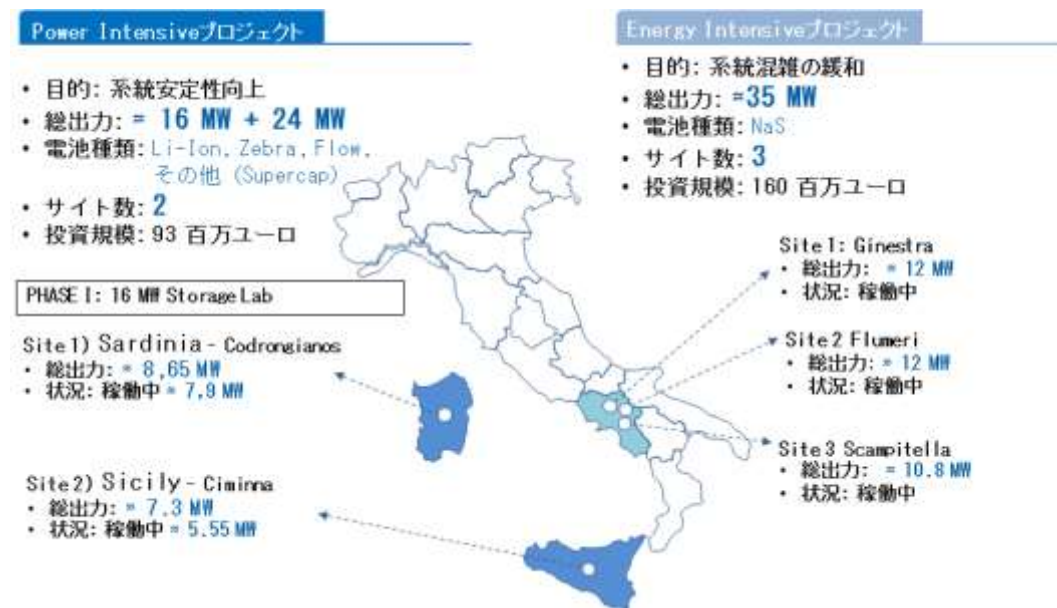


図 1-145 イタリア：Terna 社による系統への大型蓄電池設置プロジェクト

出所) Marco Pietrucci (Terna) , “Terna Energy Storage Projects, Role of storage in the network operationEnergie rinnovabili al 2020”, 2017 より作成

本大型蓄電池設置プロジェクトは、系統問題を解決するために選定された異なる電池技術の性能分析が行えるように設計されている。リチウムイオン電池、ナトリウム-塩化ニッケル二次電池（ゼブラ電池）、スーパーキャパシタ電池、フロー電池、NAS 電池等の様々な技術の蓄電池を設置され、条件に合った最善の技術を選ぶための実証実験が行われている。



図 1-146 イタリア：大型蓄電池設置プロジェクトで採用された蓄電池技術種類

出所) Marco Pietrucci (Terna), “Terna Energy Storage Projects, Role of storage in the network operation Energie rinnovabili al 2020”, 2017 より作成

3) 新たな再生可能エネルギー支援策のあり方

イタリアにおいて再生可能エネルギー電力普及の拡大に大きな役割を果たしてきた固定価格買取制度であるが、2011 年を境に調整局面を迎え、2012 年には制度全般に対する抜本的な見直しの方向が打ち出された。これは、買取価格が当時の設備設置費用を考慮すると合理的な補助水準を大きく上回っており、その結果として電気料金の高騰を招いたことによる¹⁷⁰。

加えて、同国経済は 2008 年の世界金融危機以降停滞している。経済の立て直しは最重要課題であり、中でも失業率や顕在化している不良債権問題対策は喫緊の課題である。国際通貨基金（IMF）は 2016 年 7 月 11 日に発表した報告書で、イタリアの経済活動が 2008 年の世界金融危機前の水準に戻るのには 2020 年代半ばになるとの見通しを示し、低成長がほぼ 20 年に及ぶ可能性があるとの警告している¹⁷¹。2017 年 2 月、イタリア経済開発省は 2017 年の同国の経済成長率を 0.6~1.0%との予測を発表した。民間消費と貿易が低調となり、英国の EU 離脱問題の影響を大きく受けると予想している¹⁷²。

現在実施されている固定価格買取制度は 2017 年末に終了した。イタリア政府は今後、経済を立て直しつつ、再生可能エネルギー普及の拡大を進めるため、事業者の収益と需要家の電気料金の負担のバランスを考慮しながら、補助金なしで発展する新たな再生可能エネルギー

¹⁷⁰ IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2014”によると、2010 年~2014 年の 5 年間に世界の太陽光コストは概ね半分に、火力発電のコストと競争的な水準にあるといえる。

¹⁷¹ IMF, “ITALY: IMF Country Report No. 16/222”, July 2016

¹⁷² JETRO ウェブサイト, <https://www.jetro.go.jp/>, 世界のビジネスニュース「イタリア 2017 年の経済成長見通し」

ギー普及政策を模索する段階にある。

2017 年 11 月に公表された 2017 年国家エネルギー戦略では、2030 年までに再生可能電力の比率を 55%まで引き上げる意欲的な目標が設定されているが、その達成に向けた具体策は、2018 年前半に予定されている議会選挙後の政府の役割と見込まれている。

1.2.5 デンマーク

(1) 政策の概観

1) 再生可能エネルギー2020 年導入目標

デンマークは、EU の「再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）」で、2020 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの導入比率を 30%まで引き上げる目標を設定している。これに伴い、2010 年の「国家再生可能エネルギー行動計画（National Action Plan for renewable energy in Denmark）」で、2020 年までに最終エネルギー消費の 30%を再生可能エネルギーで賄うと同時に、分野別では電力の約 52%、熱・冷房の約 40%、輸送用燃料の約 10%を再生可能エネルギー由来にする目標を発表した。その後、2012 年に合意された「エネルギー協定（Danish Energy Agreement of March 2012）」では、より積極的な再生可能エネルギー導入方針を打ち出し、2020 年における再生可能エネルギー導入目標を 35%に引き上げた。

表 1-71 デンマーク：2020 年までの再生可能エネルギー導入目標

2020 年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー		割合
【2009 年 再生可能エネルギー利用促進指令】		30.0%
【2010 年 国家再生可能エネルギー行動計画】		30.0%
	電力分野	51.9 %
	熱・冷房分野	39.8 %
	輸送用燃料分野	10.1 %
【2012 年 エネルギー協定】		35.0%

出所) Ministry for Climate and Energy, “National Action Plan for renewable energy in Denmark” 2010、
Ministry of Climate, Energy and Building, “DK Energy Agreement, March 22 2012” 2012 より作成

2) 再生可能エネルギー2050 年導入目標

2011 年に新たに発足したデンマーク内閣は 2011 年 2 月に「エネルギー戦略 2050」を発表し、「2050 年までに全てのエネルギーを 100%再生可能エネルギーで賄う」という目標を示した。その後、「エネルギー戦略 2050」の考え方に基づきデンマーク内閣が 2011 年 11 月に発行した「Our Future Energy」において、グリーン成長を加速させるための具体的な戦略や 2050 年の目標達成に向けた中間目標が設定された。また、2012 年にデンマーク政府と野党との間で締結された「エネルギー協定」では、「エネルギー戦略 2050」で示された長期目標が改めて確認されたほか、長期目標達成のための中間目標について与野党が合意した。

デンマークは、電力と熱に関しては、2035 年に 100%再生可能エネルギーで賄うことを掲げている。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、2030 年に 50%を目指す。また、石炭火力発電を段階的に廃止し、2020 年に石炭の消費量を 2011 年比 65%削減して 2030 年までに石炭の利用から脱却することを目指している。重油ボイラーについても、2030 年までの脱却を目標としている。

表 1-72 デンマーク：100%再生可能エネルギーに向けた中・長期目標

デンマーク政府目標	2020 年の“Our Future Energy”
2050 年に 100%再生可能エネルギー	化石燃料の総消費量を 2010 年比 26%削減
2035 年までに電力と熱で 100%再生可能エネルギー	電力と熱のための化石燃料の消費量を 2010 年比 50%削減
2030 年に石炭から脱却	石炭の消費量を 2011 年比 65%削減
2030 年までに重油ボイラーから脱却	重油ボイラーの数を 2010 年比で半減
2020 年に電力消費の半分を風力で賄う	電気消費量の 52%を風力発電で賄う
EU 目標	2020 年の“Our Future Energy”
2020 年に最終エネルギー消費の 30%を再生可能エネルギー	最終エネルギー消費の 36%を再生可能エネルギー
2020 年に輸送用燃料の 10%を再生可能エネルギー	輸送用燃料の 10%以上を再生可能エネルギー

出所) The Danish Government, “Our Future Energy” 2011 より作成

3) 再生可能エネルギー導入目標達成に向けた進捗状況

デンマークでは、最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合が、2005 年の 16%から 2016 年は 32.4%に増加した。この数値は、既存の政策により 2020 年までに 40%を超えると予想されている。よって、EU 指令に基づく 2020 年の再生可能エネルギー導入目標のうち、最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率 30%という目標水準を 2016 年時点で既に達成している。

いっぽう、同じく EU 指令に基づいた、2020 年に輸送用燃料の少なくとも 10%を再生可能エネルギー由来とする目標は、このままでは達成できない見通しである。2016 年現在、デンマークでは輸送用燃料のエネルギー消費量のうち約 95%を化石燃料が占めており、2020 年の目標を達成するためには追加の政策が必要であると考えられている。現行の政策のままでは、2020 年時点の輸送用燃料における再生可能エネルギーの割合は、鉄道の電化が進められたとしても 8.4%程度と予測されている。

電力消費量については、2016 年の時点で再生可能エネルギーが 52.4%を占めており、中でも風力発電は電力消費量の 37.6%を占めた（表 1-73）。2020 年に電力消費量の半分を風力発電で賄う目標に関して、デンマークエネルギー庁は 48%になると予測しており、国際エネルギー機関（IEA）は目標が達成されると見込んでいる¹⁷³。

表 1-73 デンマーク：2015 年から 2016 年にかけての再生可能エネルギー導入比率推移

再生可能エネルギー割合	2015 年	2016 年	推移
総発電量における風力発電の割合	51.0%	44.2%	-6.8%
電力消費量における風力発電の割合	42.0%	37.6%	-4.4%
総発電量における再生可能エネルギーの割合	66.9%	61.6%	-5.4%
電力消費量における再生可能エネルギーの割合	55.2%	52.4%	-2.8%

出所) Energinet, “Environmental Report 2017” より作成

¹⁷³ International Energy Agency, “Energy Policies Outlook of IEA Countries: Denmark 2017 Review” 2017

(2) 再生可能エネルギーの支援施策

1) 再生可能エネルギー電力の支援施策

a. プレミアム価格買取（FIP）制度

デンマークでは 1970 年代から風力発電に対する補助制度が開始され、これまでに様々な形で政府による導入支援策が講じられてきた。2004 年に固定価格買取制度が廃止された後、風力発電への投資停滞時期を経て、2009 年から開始された再生可能エネルギーのプレミアム価格買取制度（FIP）が 2017 年末時点も続いている。FIP では、卸市場での電力販売価格に、プレミアム価格（上乗せ価格）が再生可能エネルギー発電事業者に支給される。大型洋上風力についてはプレミアム価格の水準決定に入札制度を導入している。

プレミアム価格の原資は、公共サービス義務（PSO：Public Service Obligation、以下 PSO とする）として電気料金に賦課され、全ての電力需要家が負担する。PSO には、FIP 等の気候変動・環境対策費用のほかに、エネルギーセキュリティに係る費用や、研究開発に係る費用が織り込まれている。

なお、海外の発電事業者は PSO 賦課金を原資とするデンマーク政府の補助金を受け取ることができないため、デンマークは EU から、PSO 制度の不公平性について批判されてきた。その結果、2016 年 11 月に、デンマーク政府は 2017 年以降 2022 年までに段階的に PSO 制度を廃止し、PSO に代わる財源を国の予算で賄うことを決定した。

ア) 陸上風力発電

2014 年 1 月 1 日以降に稼働開始した陸上風力設備の買取価格は表 1-74 のとおり。例えば、出力が 25kW を超える設備についてはプレミアム価格と市場価格の合計が上限 0.58DKK /kWh と設定されているため、市場価格が 0.33DKK /kWh を超えた時点でプレミアム価格は減額される。

表 1-74 デンマーク：陸上風力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
>25 kW	変動プレミアム (上限あり)	0.25 (+市場価格)	・定格出力運転時間 6,600 時間まで ・ローター面積 5.6MW/m ² 相当 ・市場価格との合計の上限は 0.58 DKK /kWh
		+0.013	・balancing費用として加算(接続開始から 20 年間)
電力会社出資	固定プレミアム	0.33	・買取価格の設定は接続開始から 10 年間
		売電価格+0.10	・無期限で売電価格にボーナスとして付加
10-25kW	固定プレミアム	1.32	・自家消費の場合 ・系統接続から 12 年間 ・補助決定から 2 年以内に系統連系が必要
≤10kW	固定プレミアム	2.12	・自家消費の場合 ・系統接続から 12 年間 ・補助決定から 2 年以内に系統連系が必要

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 12 月 12 日取得

ただし、この支援制度は、陸上風力への国の補助金制度に対する EU の承認期限である 2018 年 2 月に終了する予定である。デンマーク政府は代わりに、2018 年以降は(4)2)で後述する陸上風力と太陽光を対象とした入札制度の導入を提案している。なお、2017 年 1 月 1 日以降に買取制度を利用する陸上風力発電設備は、プロジェクトごとの補助額の合計が 1,500 万ユーロを超えてはならないとされている。

イ) 洋上風力発電

デンマークでは、入札により大規模洋上風力の事業者が選定されるが、一部の洋上風力については入札対象外で固定の買取価格が設定される。入札対象外の洋上風力発電の買取価格は表 1-75 のとおり。出力が 25kW 未満の設備の買取価格は、25kW 未満の陸上風力の仕組みと同様である。ただし、2017 年半ば時点で、本支援制度を利用して入札対象外の洋上風力発電が稼働した例はない。

表 1-75 デンマーク：入札対象外の洋上風力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
電力会社出資	固定プレミアム	0.353	・定格出力運転時間 42,000 時間まで
		売電価格 +0.10	・無期限で売電価格にボーナスとして付加 ・発電事業者が系統利用料金を支払う場合は追加で 0.007 DKK /kWh 支給
領海・EEZ 内の 実証試験	固定プレミアム	0.70	・定格出力運転時間 15,000 時間まで ・ローター面積 12.7MW/m ² 相当 ・総設備容量は 50MW ・2016 年末に終了 ・市場価格がマイナスの場合は支給されない

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 12 月 12 日取得

入札対象の洋上風力発電の買取価格は、入札結果によって表 1-76 のとおり異なる。なお、入札への参加資格要件として、事業者の財務および技術に関する基準が設定されている。財務力は、年間売上高（過去 3 年間の平均値）150 億 DKK 以上、株主資本比率 20%以上、長期債務格付け BBB-または Baa3 以上等が必須要件となっている。技術要件は、10 年以内に 100MW 以上の類似洋上風力案件を最低 1 件開発・管理したこと、10 年以内に 25MW 以上の風力発電設備を最低 1 件維持・管理したこと等が基準となっている。

なお、本支援制度では落札者に対して電力系統への接続が保証されており、落札者に変電所および水中ケーブルを提供する義務を国営送電事業者である Energinet が負っている。

表 1-76 デンマーク：入札対象の洋上風力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
Horns Rev 2	固定プレミアム	0.518	・2004 年 6 月 7 日に決定 ・発電量 10TWh まで適用(接続開始から 20 年以内)
Rødsand 2	固定プレミアム	0.629	・2008 年 2 月 7 日に決定 ・発電量 10TWh まで適用(接続開始から 20 年以内)
Anholt	固定プレミアム	1.051	・2009 年 4 月 30 日に決定 ・発電量 20TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない(ただし年間最大 300 時間まで)
Horns Rev 3	固定プレミアム	0.77	・2013 年 12 月 6 日に決定 ・発電量 20TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない
Vesterhav Syd	固定プレミアム	0.475	・2015 年 2 月 20 日に決定 ・発電量 8.5TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない
Vesterhav Nord	固定プレミアム	0.475	・2015 年 2 月 20 日に決定 ・発電量 9TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない
Kriegers Flak	固定プレミアム	0.372	・2015 年 5 月 6 日に決定 ・発電量 30TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 12 月 12 日取得

ウ) バイオマス発電

バイオマスを原料とするスターリングエンジンや、その他の特殊な発電プラントで生産された電力の買取価格は表 1-77 のとおり。プレミアム価格は、2007 年に対する前年の物価指数の変化率の 60%をベースとして毎年 1 月 1 日に改定される。

表 1-77 デンマーク：バイオマス発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
≤6kW	固定プレミアム	0.793 または 1.30	・2012 年 11 月 20 日以降に系統接続 ・1.30 DKK /kWh の支援価格を選択した場合は、系統接続から 10 年間のみ適用 ・2014 年 1 月 1 日以降に接続開始した設備は、2018 年 1 月 1 日まで毎年 0.14 DKK /kWh ずつ支援価格を引き下げ ・2017 年 1 月 1 日以降は補助総額が最大 1,500 万ユーロ

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 12 月 12 日取得

エ) バイオガス発電

バイオガス発電による電力の買取価格は表 1-78 のとおり。プレミアム価格は、2007 年に対する前年の物価指数の変化率の 60%をベースとして毎年 1 月 1 日に改定される。専焼、混焼ともに、プレミアム価格に加えて 0.26 DKK /kWh のボーナス価格が支給される¹⁷⁴。バイオガス発電施設の多くは、デンマークの高度な集約型農業セクターにとって、家畜排泄物の処理施設としての役割を担っている。

また、出力が 6kW 未満のバイオガス専焼設備（2012 年 11 月 20 日以降に系統接続）は、1.3 DKK /kWh のプレミアム価格を選択することができる。ただし、この場合はプレミアム価格の適用期間が 10 年間に限定され、2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備についてはプレミアム価格が 2018 年 1 月 1 日まで毎年 0.14 DKK /kWh ずつ減額される。

表 1-78 デンマーク：バイオガス発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
専焼	変動プレミアム	0.793	
		+0.26	・ボーナス価格として加算
		+0.10	・2016 年から年 0.02 DKK /kWh ずつ減額され 2019 年末に終了
混焼	変動プレミアム	0.431 (+市場価格)	・バイオガスによる発電量のみに適用
		+0.26	・ボーナス価格として加算
		+0.10	・2016 年から年 0.02 DKK /kWh ずつ減額され 2019 年末に終了
≤6kW	固定プレミアム	0.793 または 1.30	・2012 年 11 月 20 日以降に系統接続 ・1.30 DKK /kWh の支援価格を適用した場合は、系統接続から 10 年間のみ適用 ・2014 年 1 月 1 日以降に接続開始した設備は、2018 年 1 月 1 日まで毎年 0.14 DKK /kWh ずつ支援価格を引き下げ

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 12 月 12 日取得

オ) 太陽光発電

太陽光発電については、2013 年から 2017 年までの 5 年間に、年間 20MW 分の太陽光発電向け予算が確保されている。2016 年、2017 年は、発電容量が 500kW 未満の太陽光発電設備のみが対象である。太陽光発電による電力の買取価格は表 1-79 のとおり。

なお、2017 年 1 月 1 日以降に買取制度を利用する設備については、プロジェクトごとの合計補助額が 1,500 万ユーロを超えてはならない。

¹⁷⁴ このボーナス価格は、前年の天然ガス価格が 53.2DKK/GJ を上回った場合に、その差 1DKK/GJ につき 0.01DKK/kWh 引き下げられ、下回った場合は同じ割合で引き上げられる。

表 1-79 デンマーク：太陽光発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
≤6kW 住宅 (自家消費)	固定プレミアム	1.30	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は支援価格が毎年 0.14 DKK /kWh ずつ引き下げられる (2016 年: 0.88 DKK /kWh、2017 年: 0.74 DKK /kWh)
公共施設 (太陽光設置を目的としていない建物に設置)	固定プレミアム	1.45	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は支援価格が毎年 0.17 DKK /kWh ずつ引き下げられる (2016 年: 0.94 DKK /kWh、2017 年: 0.77 DKK /kWh)
公共施設 (自家消費なし)	固定プレミアム	0.90	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は支援価格が毎年 0.06DKK/kWh ずつ引き下げられる (2016 年: 0.72 DKK /kWh、2017 年: 0.66 DKK /kWh)

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 12 月 12 日取得

カ) 水力・波力発電

水力発電、波力発電による電力の買取価格は表 1-80 のとおり。水力・波力ともに、2016 年 1 月 1 日以降に系統接続された設備は 500kW 未満が支援対象となる。また、2017 年 1 月 1 日以降の設備はプロジェクトあたりの補助総額が最大 1,500 ユーロである。

表 1-80 デンマーク：水力・波力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
水力	固定プレミアム	0.10	・系統接続から 20 年間
波力 (>6kW)	固定プレミアム	0.60 0.40	・運転開始後 10 年間 ・運転開始後 11～20 年目
波力 (≤6kW)	固定プレミアム	1.30	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は 2018 年 1 月 1 日までプレミアム価格を毎年 0.14 DKK /kWh ずつ引き下げられる (2016 年: 0.88 DKK /kWh、2017 年: 0.74 DKK /kWh)

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 12 月 12 日取得

b. ネットメータリング制度

デンマークでは全ての電力消費量に対して PSO の賦課金が上乗せされるが、ネットメータリング制度は、発電事業者が発電量の全てまたは一定量を自家消費する場合、自家消費のために発電された電力に関する PSO の支払いがすべて、または一部免除される制度である。地熱発電以外の全ての再生可能エネルギーがネットメータリング制度の対象であり、免除の範囲は再生可能エネルギーの種類や出力規模によって異なる。発電設備は系統に接続され、Stamdataregistret と呼ばれるデータ登録簿に登録される必要がある。

表 1-81 デンマーク：ネットメタリング制度の対象設備と条件

対象設備	条件
風力	・>25kW: 電力系統に接続されているか、エネルギー消費地に立地 ・≤25kW: 電力系統に接続されている
太陽光	・>50kW: 電力系統に接続されているか、エネルギー消費地に立地 ・≤50kW: 電力系統に接続されている
バイオガス、水力 バイオマス	・>11kW: エネルギー消費地に立地 ・≤11kW: 電力系統に接続されている

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 12 月 12 日取得

PSO が免除される範囲は、表 1-82 のとおり。

表 1-82 デンマーク：ネットメタリング制度による PSO 免除

免除の範囲	対象設備
全ての PSO の免除	・≤50kW の太陽光発電設備 ・≤25kW の風力発電設備 ・≤11kW のバイオガス、水力、バイオマス発電設備
PSO のうち再生可能エネルギー導入支援費の免除	・>50kW の太陽光発電設備 ・>25kW の風力発電設備 ・>11kW のバイオガス、水力、バイオマス発電設備

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 12 月 22 日取得

c. 陸上風力発電の導入促進策

2009 年に施行された「再生可能エネルギー促進法 (Lov om fremme af vedvarende energy)」において、主に陸上風力発電の導入促進のために下記の支援策が打ち出された。

ア) 不動産価値補償 (Loss of value scheme)

高さが 25m 以上の陸上風力発電設備を建設する際、不動産価値が 1%以上減る場合に、土地の所有者は減額分の補償を受けることができる。

イ) 地域住民の出資優先権 (Purchasing right scheme)

高さが 25m 以上の陸上風力発電設備または入札対象外の洋上風力発電設備を建設する事業者は、最低 20%の株式を地域住民に売却しなければならない。株式の購入権利を持つのは、立地自治体かつ建設地から半径 4.5km 以内に居住する 18 歳以上の全ての住民である。

d. バイオガス発電の導入促進策

デンマークは、2020 年に国内で発生する家畜排泄物の 50%をバイオガス発電プラントの原料として利用する目標を掲げている。特に風力発電が盛んなデンマークでは、再生可能エネルギーのポートフォリオの中で天候に左右される風力発電を補うものとして、バイオガス発電が有効だと考えられている。

バイオガスの役割としては、分散型 CHP の燃料、天然ガスパイプラインへの混入、産業分野のプロセス燃料、輸送燃料などが期待され、表 1-83 のような支援策が発表されている。

表 1-83 デンマーク：バイオガス発電の導入促進策

2020 年に向けたバイオガス発電の導入拡大のための施策（抜粋）

- CHP を利用するバイオガス発電プラントへの支援の継続
- 家畜糞尿由来のバイオガス発電プラントへの追加補助（天然ガス価格に応じて補助額は引き下げられる可能性あり）
- 天然ガス導管に接続して売電するバイオガス発電プラントへの新たな補助制度
- バイオガスが商業利用または輸送に使用される場合の補助（39 DKK/GJ）
- バイオガス発電プラント導入時の初期投資への補助率 20%から 30%への増加
- 自治体への債務保証

出所）The Danish Government, “Our Future Energy” 2011 より作成

こうした支援の結果、図 1-147 のとおり、デンマークでは 2012 年以降にバイオガス発電量が着実に増加している。2015 年から 2016 年にかけて、ガスアップグレード後に天然ガスネットワークに供給されるバイオガスの量は約 3 倍となった。

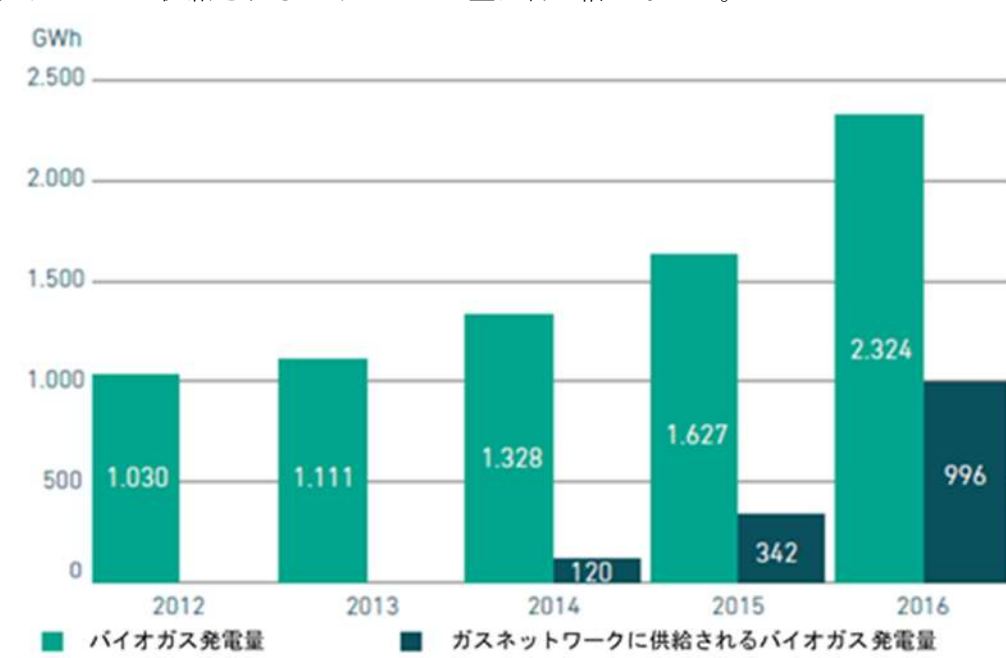


図 1-147 デンマーク：バイオガス発電量の推移

出所）Energinet.dk, “Annual Report 2016” ,p.49 より作成

2) 再生可能エネルギー熱の支援施策

デンマークにおける再生可能エネルギー熱の導入促進にかかる施策は、「熱供給法（The Heat Supply Act）」に基づく自治体の熱電供給（CHP：Combined Heat and Power）及び地域暖房（DH：District Heating）導入義務と、CHP への補助金やエネルギー税などの税制優遇措置等の経済的インセンティブが柱となる。

「熱供給法」は 1970 年代の石油危機を背景として 1979 年に制定され、1982 年に施行された後、2000 年に改正された。「熱供給法」が制定された当初の主な目的は、国産の天然ガスを輸入石油に代わる地域暖房の燃料として普及させることと、大規模火力発電所における CHP の排熱を有効活用することであった。ただし、現在デンマークは 2050 年までに化石燃料から完全に脱却することを目指しているため、地域暖房の燃料についても天然ガスを含む化石燃料からバイオマス原料への転換を推進している。

地域暖房は、デンマークにおける建物用の熱供給の約半分を担っており、住宅および商業部門で最も重要な熱源である。デンマークでは最終エネルギー消費の約 30%が住宅部門によるエネルギー消費であるが、住宅部門における最終エネルギー消費のうち約 83%が暖房に利用され、残りの約 17%が家電製品に使用されている。

2013 年から、デンマークでは地域暖房または天然ガス網に接続されている地域において新築建物への石油ボイラーおよびガス火力ボイラーの設置を禁止している。また、2016 年からは既存建物についても石油ボイラーの設置を禁止している。

表 1-84 のとおり、デンマークでは 2015 年に地域暖房のエネルギー消費における再生可能エネルギーの割合が 51%に達した。再生可能エネルギーの原料は、バイオマス（木材、廃棄物、わら、バイオ燃料）、バイオガス、太陽熱、地熱、ヒートポンプである。

表 1-84 デンマーク：地域暖房のエネルギー消費における再生可能エネルギー割合の推移

	2000 年	2005 年	2010 年	2015
地域暖房における再生可能エネルギー	19%	27%	34%	51%

出所) Danish Energy Agency, “Denmark’s Energy and Climate Outlook 2017”p.30, 2017 より作成

a. 熱電併給（CHP）導入支援

ア) 補助金

1981 年にバイオマスを利用している地域暖房設備および CHP への投資に対する補助金を初めて導入し、1984 年、1992 年にもそれぞれ CHP への投資に対する補助金を投入した。1994 年には、バイオ燃料を原料とする地域暖房設備または天然ガスを利用した CHP の導入・拡大時の補助を実施した。

イ) 税制優遇

1991年に地域暖房のための化石燃料に対する課税（エネルギー税およびCO₂税）が強化され、再生可能エネルギーによるCHPを活用した熱供給システムへの投資を促進した。2002年には地域暖房設備のCHP化を進めるため、暖房に利用する燃料への税金を高く設定する一方で発電用の燃料を非課税とする仕組みを導入し、熱単体の生産からCHPへの移行を促進した。

b. バイオマスおよびバイオガス CHP のプレミアム

バイオガス CHP による熱供給に対して、下表のプレミアム価格（2013年1月1日以降）が支払われる。プレミアム価格は、天然ガス価格が53.2 DKK /GJを上回った場合にはその差額を引き下げ、下回った場合にはその差額を引き上げる。上限価格は、物価指数に連動して毎年改定される。なお、加算して支払われる10DKK/GJのボーナス価格は、2016年以降、0.02 DKK /GJ ずつ引き下げられて、2019年に廃止される。

表 1-85 デンマーク：バイオガス CHP の熱供給プレミアム（2017年12月15日時点）

燃料	プレミアム価格	備考
バイオガス	26 DKK /GJ (2013年1月1日以降)	・前年の天然ガス価格が 53.2 DKK /GJ を上回った場合に、その差分が引き下げられる ・前年の天然ガス価格が 53.2 DKK /GJ を下回った場合に、その差分が引き上げられる
	+10 DKK /GJ (2016年1月1日以降)	・ボーナス価格として上記のプレミアム価格に加算される ・毎年 2DKK /GJ ずつ引き下げられ、2019 年末までに終了

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年12月15日取得

c. 税制優遇（エネルギー税）

1970年代、また1980年代に、熱供給のために使用する化石燃料へのエネルギー税が導入される一方で、バイオマスおよびバイオガスは適用を除外された。1980年代に石油と天然ガスの価格が下落したが、消費者がエネルギー消費を抑える動機を確保すべく、これらのエネルギーへの税率は維持された。さらに、1991年に地域暖房のための化石燃料に対する課税（エネルギー税およびCO₂税）が強化され、地域暖房システムにおける再生可能エネルギーの利用が促された。

その後、2009年の税制改革において、再生可能でない電気、天然ガス、石炭、石油への課税額が増加した際、熱供給のために使用される再生可能でない電気および化石燃料に対する税金も15%増額された。一方、再生可能エネルギー（大気熱、水力、バイオマス、バイオガス、地熱、太陽熱）を原料とする熱供給に関しては、エネルギー税が課されない。

図 1-148 は、デンマークエネルギー庁が2015年12月に発行した「Regulation and planning of district heating in Denmark」において示された熱生産のための燃料コストである。例えば、天然ガスボイラーの燃料コスト自体は木質ペレットボイラーよりも安い、エネルギー税

や CO₂ 税が加算され、総コストが高くなっていることが分かる。

2016 年時点における暖房用燃料の税率は表 1-86 のとおりで、わらや木材などのバイオマス燃料にはエネルギー税および CO₂ 税が課されていない。

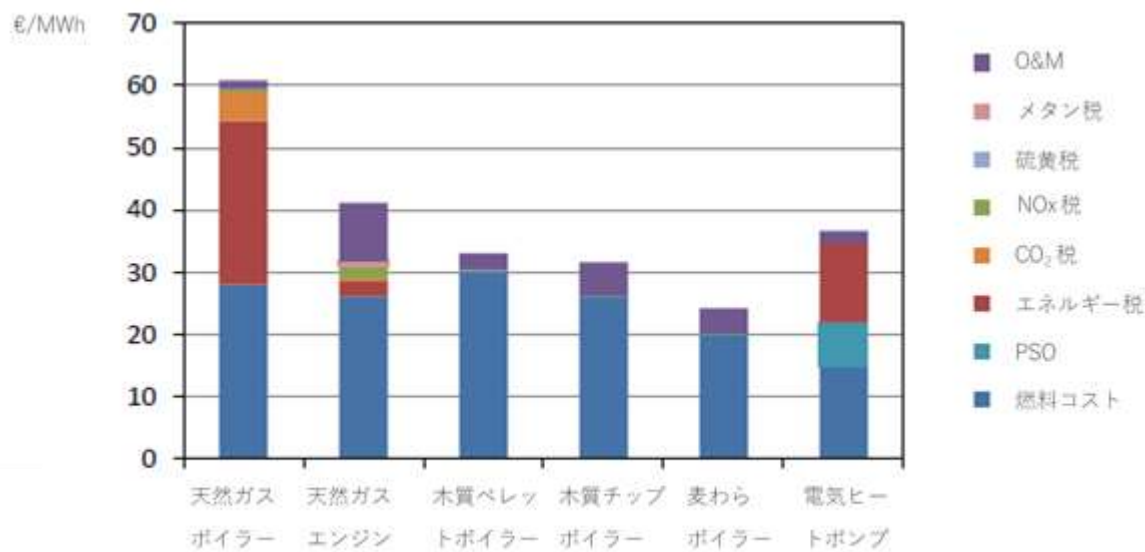


図 1-148 デンマーク：租税公課を含めた熱生産のための燃料コスト

出所) Danish Energy Agency, “Heat Supply in Denmark” 2005, p.9

表 1-86 デンマーク：暖房用燃料の税率（2016 年）

燃料	エネルギー税	CO ₂ 税	NOx 税	SO ₂ 税	PSO ^{※1}	合計
石油	54.9	12.7	1.3	0	0	68.9
天然ガス	54.9	9.7	1.0	0	0.4	66.0
石炭	54.9	16.2	2.6	2.3 ^{※2}	0	76.0
わら、木材など	0	0	2.4	1.8 ^{※2}	0	4.2

出所) International Energy Agency, “Energy Policies of IEA Countries: Denmark 2017 Review” 2017, p.36 より作成

※1 PSO は 2017 年から 2022 年までに段階的に廃止される ※2 変動する数値

(3) 火力発電に対する規制の動向

1) 大型火力発電所における石炭からの脱却

1993 年に結ばれたバイオマス協定では、大型石炭火力発電所に対して石炭利用の許可を継続して与えた代わりに、バイオマス資源の混焼が義務付けられた。また、2005 年には、もともと電気のみを生産していた集中型 CHP がバイオマスおよびバイオガスを燃料とする場合にプレミアムを受けることができる制度が導入された。（(2) 2) b 参照）その後、2008

年のエネルギー協定により、大型木質バイオマス混焼発電所においても麦わらや木質チップの利用拡大が促進された。

こうした支援制度が追い風となり、デンマークの発電量における石炭の割合は、2006 年の約 54%から 2016 年の 28.8%に減少した。同期間に、一次エネルギー供給量に占める石炭の割合は 27%から 12%に減少している。なお、石炭の消費のうち 90%以上が発電目的の使用である。

2017年2月、デンマーク最大の発電事業者である Ørsted(エルステッド、旧 DONG Energy)は、2023 年 1 月 1 日までに全ての石炭火力発電を停止することを発表した¹⁷⁵。Ørsted によれば、同社は近年、既に数カ所の CHP プラントの原料を木質チップや木質ペレットに変換しており、2006 年以降の温室効果ガス排出量を約半分削減することに貢献している。Ørsted は現在、デンマーク国内の発電所の大部分を保有しているため、発表のとおり石炭火力発電が停止されれば、デンマークの火力発電所の燃料ポートフォリオに大きな影響を与えることとなる。

2) 地域暖房における石炭からの脱却

1976 年に発表された「エネルギー計画」では、天然ガスの利用拡大と同時に、熱供給計画における石油から石炭への切り換えが目指された。しかし、1980 年代以降は環境負荷の大きい石炭から他の燃料への転換が強く推奨されてきた。熱生産のために利用される燃料は天然ガス、石炭、廃棄物、バイオマスなど様々であるが、1986 年に発表された「コージェネレーション協定」では、天然ガス、ワラ、木質チップ、廃棄物やバイオガスなどの国産燃料を利用して合計 450MW の小規模 CHP プラントを建設することが約束された。

その後、1991 年に地域暖房のための化石燃料に対するエネルギー税が強化されたことを受けて、エネルギー税および VAT を含めた石炭の燃料コストは割高となった。こうした変化を背景に、図 1-149 のとおり、デンマークにおける地域暖房の燃料構成は石炭の割合が減るいっぽうで、再生可能エネルギーの割合が高くなっている。

¹⁷⁵ Ørsted ウェブサイト、<https://orsted.com/en/Company-Announcement-List/2017/02/1529598> (2018 年 2 月 14 日取得)

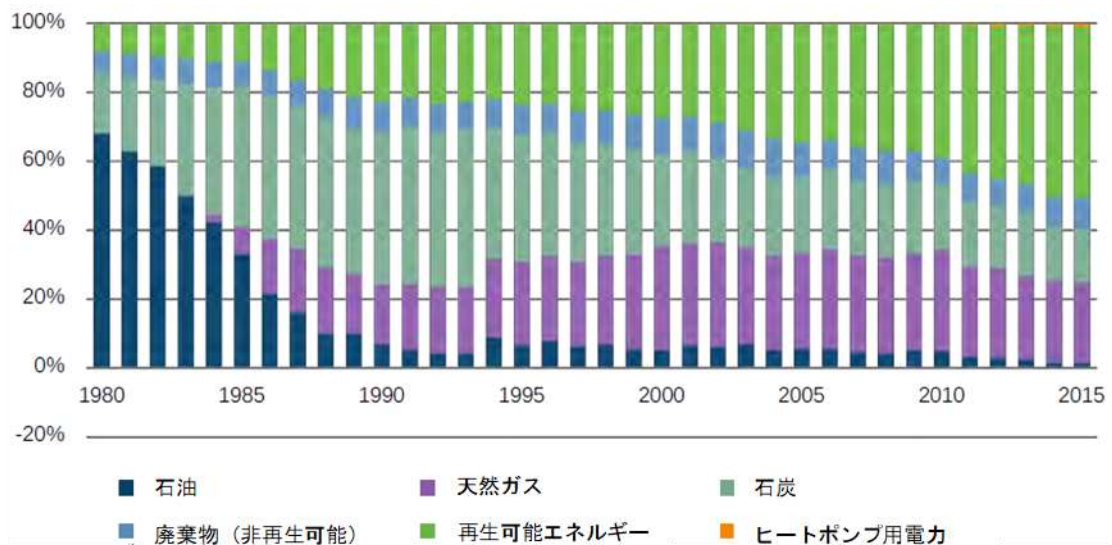


図 1-149 デンマーク：地域暖房の燃料構成の推移（1980～2015 年）

出所）Danish Energy Agency, “The Danish Energy Model - Innovative, efficient and sustainable”, p.13 より作成

(4) 今後の課題

デンマークでは、1990 年代から徐々に再生可能エネルギーの導入が進み、2000 年代に入り再生可能エネルギーの普及が一層拡大した。ただし、「2035 年までに電力と熱を 100%再生可能エネルギー由来とする」または「2050 年にエネルギー消費を 100%再生可能エネルギーとする」といった野心的な目標を達成するためには課題も存在している。以下で、デンマークにおける再生可能エネルギーの導入状況と、導入拡大に伴って発生している課題について述べる。

1) 公共サービス義務コストの上昇

再生可能エネルギーの普及に伴い、デンマークでは電力料金に上乗せされる公共サービス義務（PSO）に係るコストの上昇が問題となってきた。下表は過去 5 年間の PSO の推移である。

表 1-87 デンマーク：PSO の電力料金への上乗せ単価の推移

年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年
DKK/kWh	0.155	0.174	0.216	0.225	0.233

出所）Energinet.dk, “Annual Report 2016” p.51 より作成

図 1-150 は、過去 5 年間の再生可能エネルギーに対する補助金額の推移である。2015 年は総額 7,981 百万 DKK のうち、56%にあたる 4,480 百万 DKK が洋上、陸上を合わせた風力発電への支出であり、29%にあたる 2,322 百万 DKK が分散型 CHP プラントへの補助であった。

単位：百万 DKK

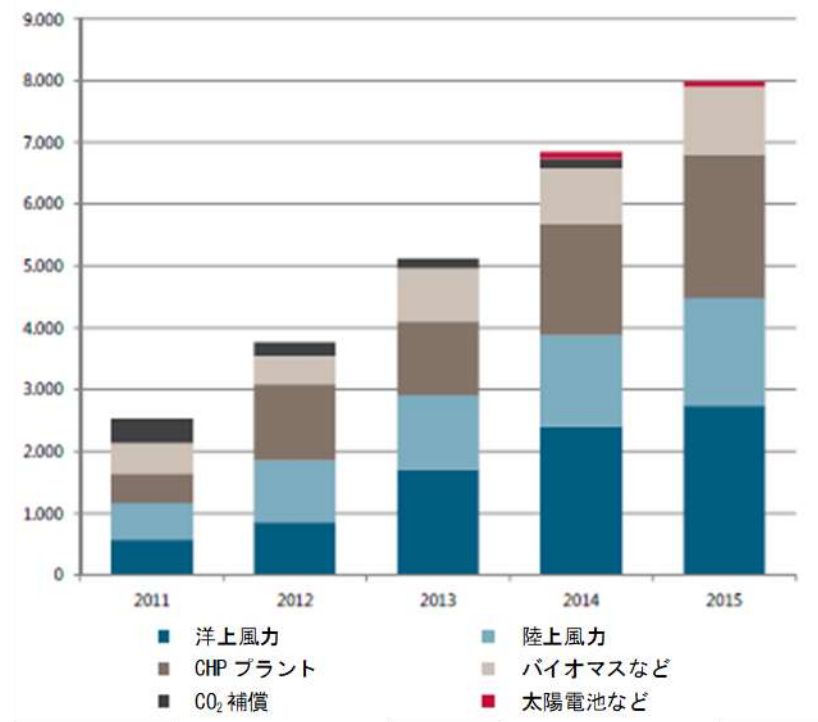


図 1-150 デンマーク：再生可能エネルギーへの補助の推移

出所) Energinet.dk, “Annual Report 2015” 2016, p.30 より作成

Energinet によると、2016 年の再生可能エネルギーへの補助金額は 7,400 百万 DKK で、図 1-151 のとおり、洋上と陸上を合わせた風力発電への支出が全体の約半分の 3,704 百万 DKK である。次いで支出が多いのは、分散型 CHP プラント（約 27%）、バイオマス等（約 19%）となっている。

PSO コストの上昇が続く中、2014 年に欧州委員会は「デンマークの PSO の仕組みは輸入される電力に対して不公平である」との見解を示した。これは、デンマークで消費されるあらゆる電力が PSO の賦課の対象となるのに対し、国内で生産された電力のみが PSO を原資として支給されるプレミアム価格の恩恵を受けるためである。

PSO に対する内外からの批判を受けて PSO のありかたに関する議論が進み、2016 年 11 月にデンマーク政府は、PSO を 2017 年から 2022 年にかけて段階的に廃止する決定をした。2022 年以降、再生可能エネルギー普及のための補助は消費者の電力料金ではなく、政府の予算によって賄われることになる。

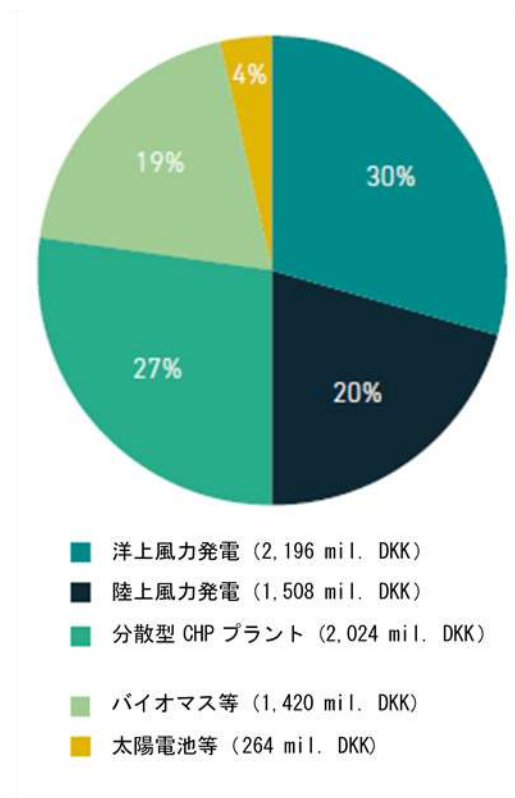


図 1-151 デンマーク：2016 年の再生可能エネルギーへの補助

出所) Energinet.dk, “Annual Report 2016” 2017, p.52 より作成

なお、デンマークでは大型洋上風力発電に対して入札制度が導入された結果、大型洋上風力発電の買取価格単価が減額し、プロジェクトの総コストが政府の想定よりも低くなっているものの、PSO の段階的な廃止により 2017 年以降の歳入の減少は政府にとって新たな課題である。Energinet によれば、2017 年の PSO の電力価格への平均上乗せ額は 0.161DKK/kWh 程度と予測されている。

2) 風力発電および太陽光発電の入札制度（2018-2019 年）

デンマーク国内における上述の PSO コスト上昇の問題に加えて、2014 年に制定された欧州委員会のガイドラインでは、再生可能エネルギーへの支援策を 2017 年以降は原則として明確で透明、かつ公平な競争入札に基づくものとするよう加盟国に求めている。

こうした中、デンマークでは 2018 年および 2019 年に、陸上風力発電、開放地区の洋上風力発電、太陽光発電に対して、新たに技術中立型の入札制度を導入する予定である。デンマークエネルギー庁によると、本入札制度のための予算は 11 億 6,500 万 DKK で、2018 年に 3 億 6,500 万 DKK、2019 年に 6 億 5,000 万 DKK の予算がそれぞれ充当される。なお、開放地区の洋上風力発電は、開放地区用の申請方法で建築許可を取得していて、この建築許可が現行の再生可能エネルギー普及法における入札のために取得されたものでない洋上風力発電が対象となる。

2017 年 12 月に公表された入札制度案によると、新たな入札制度は新設の設備を対象としており、落札者には電力価格に加えて発電電力 kWh あたりの落札した固定価格プレミアムが支給される。契約数の合計は現時点では未決定である。固定価格プレミアムの支給期間は国内電力供給系統への連系日から 20 年間で、固定価格プレミアムはノルドプール電力取引所におけるスポット価格がマイナス価格になる時間帯は支給対象とならない。

2018 年には入札予算 3 億 6,500 万 DKK に達するまで最安値の応札価格が落札され、複数の応札価格が同額の場合は予定発電量の規模に従い、大規模から小規模の順で順位付けされる。入札制度案では、応札の上限価格を 13.00øre/kWh としている。予定発電量を算出する際に前提となる再エネ種類別発電量は、陸上風力が 3,400 時間/年、開放地区の洋上風力が 4,450 時間/年、太陽光が 1,155 時間/年となっている。

落札者には発電設備の建設と系統連系の義務があり、陸上風力発電および太陽光発電設備は契約締結から 2 年以内に、洋上風力発電設備は契約締結から 4 年以内に系統連系しなければならない。

デンマークエネルギー庁は、本入札制度案に対する意見や質問を 2018 年 1 月 29 日の午前 10 時まで受け付けており、届いた意見や質問および回答はウェブサイト上で公開される予定である。

3) バイオマス利用の促進

バイオマス利用に関する分析が実施された結果、デンマークエネルギー庁は 2014 年、デンマークにおける持続可能なバイオマスの利用は気候変動に好影響を与えるとして、バイオマスの利用促進について産業界へ協力を求めた。これに対して、産業界は政府の要請に応える形で 2014 年末に「持続可能なバイオマスのための産業協定」を結び、大規模 CHP プラントでのバイオマス利用の促進について合意した。

こうした背景もあり、近年、特に固形バイオマスの消費量が増加している。ただし、表 1-88 のとおり、国内におけるバイオマスエネルギーの生産量については、ここ数年で特筆すべき変化は見られない。

表 1-88 デンマーク：バイオマスエネルギーの国内生産量（TJ）

バイオマス種類	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年
ワラ	18,301	20,296	18,564	19,716	19,647
木質チップ	12,425	10,753	11,320	13,915	13,841
薪	19,660	19,659	17,872	21,943	22,492
木質ペレット	1,749	1,843	1,916	2,669	2,617
木質廃棄物	6,996	7,191	7,065	9,411	7,627
再生可能廃棄物	20,539	19,283	19,399	18,944	19,239
バイオ燃料	940	877	725	636	274
バイオマス合計	80,611	79,901	76,862	87,234	85,735

出所) Danish Energy Agency, “Energy Statistics 2016” p.5、 “Energy Statistics 2015” , p.5、 “Energy Statistics 2014” , p.5 より作成

他方、輸入バイオマスによるエネルギー消費量は図 1-152 のとおり増加傾向にある。デンマークエネルギー庁によれば、固形バイオマスの消費量は今後も顕著に増加し、2020 年には現在と比較して約 2 倍にまで増える見込みである。これは、上述のバイオマス協定の影響もあり、主に大規模 CHP プラントでの木質ペレットや木質チップの消費量が増加していることが大きな原因である。また、(3)1)で上述の発電所における石炭利用を 2023 年までに停止するという Ørsted の計画が現実のものとなった場合、固形バイオマスの消費量は 2020 年以降も増加することが予想される。こうした中、価格が変動するバイオマスをいかに安定的に確保するかが今後の重要な課題である。

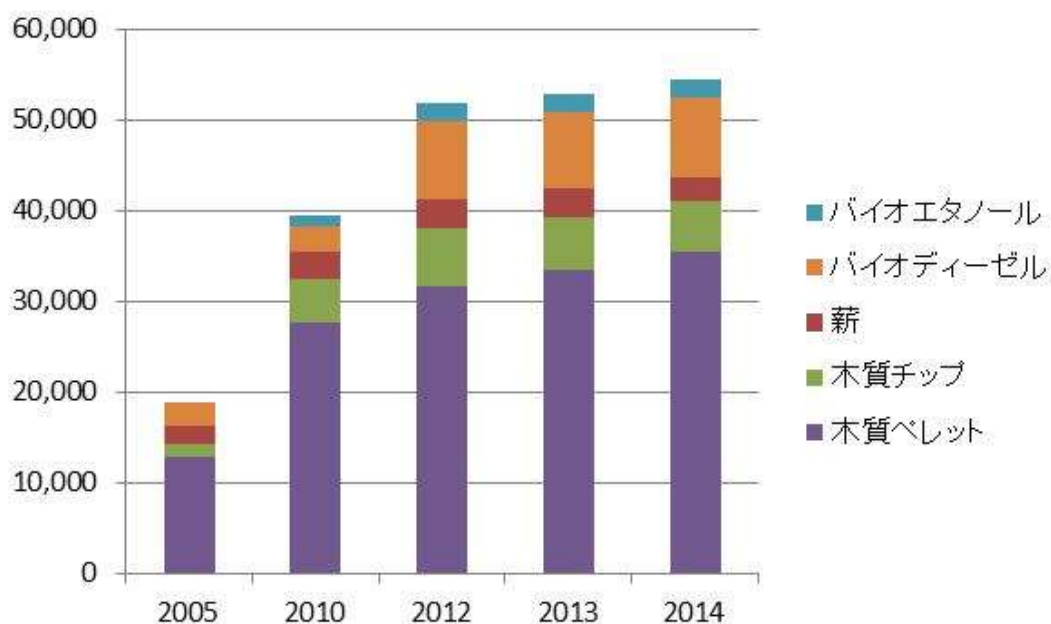


図 1-152 デンマーク：輸入バイオマスによるエネルギー生産量の推移（TJ）

出所）Danish Energy Agency, “Energy Statistics 2014” ,2015, p.5 より作成

4) 風力発電の導入拡大を支えるための送電網の構築

デンマークは、風力発電からの余剰電力がある際に、ノルウェー、スウェーデン、ドイツの需要家に電力を販売している。逆に、デンマークは主に風が少ない時には、価格に応じてノルウェーの水力発電、ドイツの太陽光発電、スウェーデンの水力発電またはバイオマス発電等から電力を購入している。このように、風況や、ノルドプール電力取引所の卸電力価格の多大な影響を受けるため、デンマークの電力貿易の状況は年によって大きく異なる。

例えば、2015 年は風況が非常に良かったため、国内の風力発電設備の大部分が存在するデンマーク西部では、2015 年の年間発電時間 8,760 時間のうち 16%に相当する 1,460 時間で発電量が余剰となっていた。逆に、2016 年は年間を通じて風が弱く、風力発電による発電量は 2015 年比で 10%減少した。

図 1-153 は、1990 年から 2016 年までのデンマークの電力純輸出量の推移であり、プラスの値は輸出量、マイナスの値は輸入量を表している。2015 年はノルウェー、スウェーデン

からの輸入量が多く、ドイツへの輸出量が多かったが、2016 年はスウェーデンへの輸出量が増え、ドイツからの輸入量が増えた。2016 年に、ノルウェーとドイツからデンマークへの電力純輸入量はそれぞれ 18.2PJ、7.8PJ で、デンマークからスウェーデンへの電力純輸出量は 7.8PJ であり、デンマークとしては電力純輸入量が 18.2PJ となった。

デンマーク国内の電力システムは比較的小さいが、風力発電による電力のより広範な販売機会を確保すべく、デンマークは隣国との国際連系を計画している。完成すればデンマーク最大の洋上風力設備となる Kriegers Flak ではドイツとの連系が計画されており、この国際連系は世界で初めて洋上風力を經由するものとなる。なお、EU は Kriegers Flak—ドイツ間および Endrup—オランダ間の国際連系に対して 17 億 DKK の資金援助を表明している。

また、デンマークとノルウェーの間の電力連系が 2014 年に強化された他、オランダや英国との電力連系網の整備が計画されている。

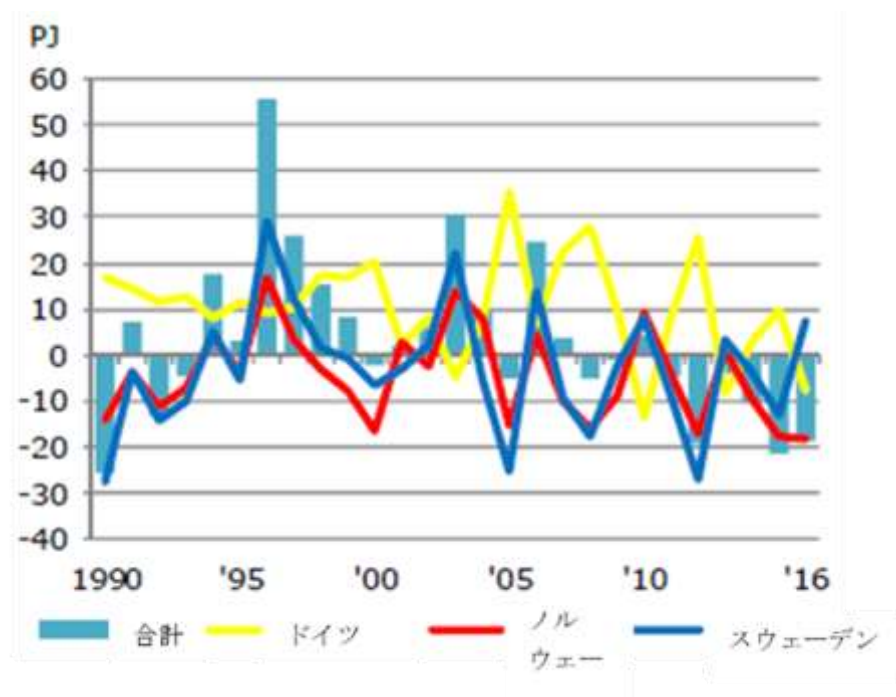


図 1-153 デンマーク：電力純輸出入量の推移（2015 年）

出所）Danish Energy Agency, “Energy Statistics 2016” 2017, p.13 より作成

1.2.6 フランス

(1) 政策の概観

1) EU 指令に基づく 2020 年導入目標達成に向けた進捗状況

フランスでは、2009 年 8 月に官報に公布された「環境グルネルの実施に関するプログラム法（第 1 法）¹⁷⁶」の第 2 条において、2020 年までに最終エネルギー消費の少なくとも 23% を再生可能エネルギーとする目標が掲げられている。

¹⁷⁶ Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1)

この 2020 年再生可能エネルギー導入目標に対して、2015 年実績は 14.9%となっており、2009 年の「EU 再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）¹⁷⁷」に基づきフランスが策定した「国家再生可能エネルギー行動計画（national renewable energy action plan）」の計画値の 17.0%と比較しても進捗が遅れており、2020 年目標値達成には遠い状況にある。

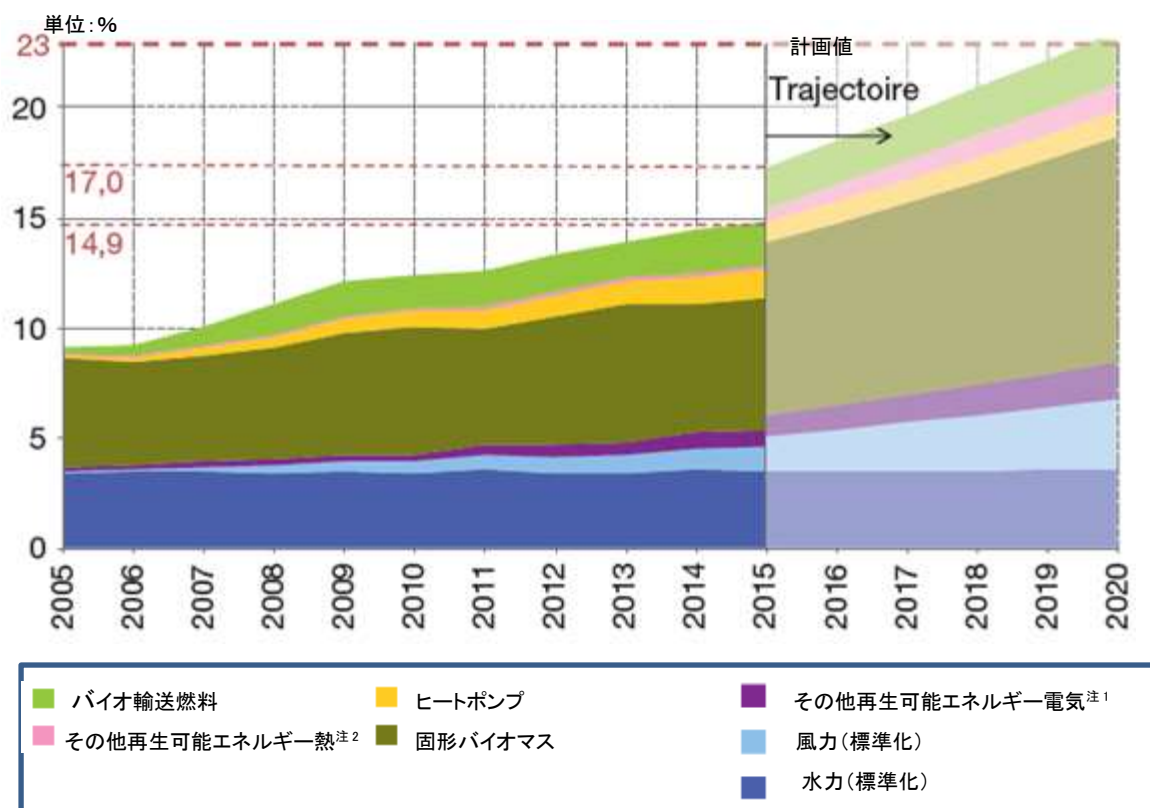


図 1-154 フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の実績と計画値

注 1) 太陽光、海洋エネルギー、地熱、バイオマス（木材、バガス、バイオガス）、廃棄物発電

注 2) 太陽熱、地熱、バイオガス

¹⁷⁷ Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

2) 再生可能エネルギー2030 年導入目標

2015 年に「エネルギー転換法¹⁷⁸」が成立し、2030 年までに再生可能エネルギーの利用比率を 32%に引き上げることなど、2020 年より先の目標が決定された。

分野別の導入目標は表 1-89 のとおりである。

表 1-89 フランス：エネルギー転換法に基づく 2030 年再生可能エネルギー導入目標

最終エネルギー消費	2020 年に 23%、2030 年に 32%まで再生可能エネルギー比率を達成
発電分野	2030 年までに再生可能エネルギー電力比率 40%を達成
熱分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギー熱比率 38%を達成
輸送燃料分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギー燃料比率 15%を達成
ガス分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギーのガス比率 10%を達成

出所) エネルギー転換法 (Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte) ,2015 より作成

エネルギー転換法におけるこれらの目標を達成するため、政府は、「複数年エネルギー計画 (PPE : programmation pluriannuelle de l' énergie、以下 PPE とする) 」と呼ばれる新たな計画ツールを導入した。エネルギー法典 (Code de l'énergie) 141 条で規定されるこの PPE は、需要管理、エネルギー源の多様化、供給の確保、エネルギー貯留および系統の拡張といった複数の分野を対象としている。エネルギー法典では、定量的な目標を定める初回の期間を 2016～2018 年度としており、以降 5 年を 1 期とし、2 期分が策定される。2018 年に実施予定の第 1 回の見直し以降、5 年毎の見直しとなる。

再生可能エネルギー分野については、この PPE 策定に先立って、2016 年 4 月 24 日に、Ségolène Royal 環境エネルギー大臣が、上述の 2030 年までの導入目標に対応した新たな再生可能エネルギー「投資複数年計画 (PPI : Programmation Pluriannuelle des Investissements) 」に関連するアレテ¹⁷⁹に署名した。本アレテでは、発電分野だけでなく、熱分野、輸送燃料分野においても、2023 年までの再生可能エネルギー源別の導入目標を設定している。

風力発電、特に洋上風力の導入遅延と太陽光発電の予測を上回るコスト削減を考慮し、上記のアレテでは風力発電目標の導入を後ろ倒しにする一方、太陽光発電の導入目標を 2018 年の 5,400 MW を 10,200 MW に、2023 年を 20,200 MW へと引き上げた (2008 年にフランスは、2020 年度に洋上風力を 6 GW、陸上風力を 19GW とする導入目標を掲げていた) 。

その後、従来型エネルギー源の目標も含めた第 1 回 PPE が 2016 年 10 月 27 日付のデクレ¹⁸⁰ で導入され、先行して公表されたアレテによる再生可能エネルギーの数値目標を反映さ

¹⁷⁸ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

¹⁷⁹ Arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables

フランスのアレテ (arrêté) は大臣、県知事、コミューン (市町村) の長およびその他の行政機関が制定する命令。日本の施行規則に相当する規定がアレテで制定されている。

¹⁸⁰ Décret no 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

デクレ (décret) は大統領および首相が制定する命令。フランスのデクレには日本の政令に相当するものと、国務院 (コンセイユ・デタ) の議決を経て成立し法律と同等の効力を持つデクレ・アン・コンセイがある。

せている。なお、この PPE では「参照シナリオ（低・エネルギー消費＋高・再エネ開発）」と「代替シナリオ（高・エネルギー消費＋低・再エネ開発）」の 2 つのシナリオ¹⁸¹が示されており、2023 年末の目標は幅を持った形で示されている。

発電分野におけるエネルギー源別の 2018 年、2023 年における導入目標は表 1-90 のとおりである。

表 1-90 フランス：複数年エネルギー計画（PPE）の発電分野のエネルギー源別導入目標

エネルギー源	2018 年末	2023 年末	備考
陸上風力	15,000MW	21,800～26,000MW	
洋上風力	500MW	3,000MW	500～6,000 MW 追加の可能性有り (第 1 回のプロジェクト実施からの知見、地域の意思決定プロセスや助成条件次第で異なる)
海洋エネルギー	—	100MW	200～2,000 MW 追加の可能性有り (パイロットファームからの知見、地域の意思決定プロセスや助成条件次第で異なる)
太陽光	10,200MW	18,200～20,200MW	1 年あたり平均で約 1.5GW の増設に相当
水力 (発電量)	25,300MW (61 TWh)	25,800～26,050MW (63～64 TWh)	
バイオマス	540MW	790～1,040MW	
メタン発酵	137MW	237～300MW	
地熱	8MW	53MW	

出所) “Décret no 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie” 2016 より
作成

3) 温暖化長期戦略における再エネの位置づけ

エネルギー転換法では、第 8 編 173 条で、エネルギー移行を進める上での重要なツールとして、国家低炭素戦略（Stratégie nationale bas carbone）及び国全体の排出量上限値（カーボン・バジェット）の制定が位置づけられている。

2016 年 12 月、フランス政府は国連気候変動枠組条約事務局に対して、「フランス国家低炭素戦略（French National Low-Carbon Strategy）」を提出した。本戦略は、温室効果ガス排出量を 1990 年比で 2030 年までに 40%、2050 年までに 75%削減する目標達成に向けた包括的枠組みと部門別の戦略であり、国や地域圏等の公的機関の意思決定者に対し法的強制力を有するものとなっている。他方、企業や世帯にとっては、削減目標の達成を促すためのツールとしての位置付けであり、法的拘束力はない¹⁸²。

本戦略では、目標達成のためのモニタリング指標として、カーボン・バジェットを設定しており、2050 年及び第 3 期カーボン・バジェット（2024～28 年）までの部門別の削減目標や達成手段も示している。2028 年までのカーボン・バジェットは、図 1-155 のとおりである。なお、部門別の配分は厳密なものでなく、各部門への対策の意識付けを目的に示されている。

¹⁸¹ 参照シナリオは、2030 年までの省エネ目標を達成するペースで省エネが進み、再生可能エネルギーの開発が迅速に進んだと仮定したシナリオ。代替シナリオは、エネルギー需要が若干停滞し、再生可能エネルギーの開発ペースが予定よりも鈍化した場合を想定したシナリオ。

¹⁸² 環境省、第 15 回長期低炭素ビジョン小委員会（2017 年 6 月 12 日開催）、資料 1「諸外国の長期戦略の概要」p.6

エネルギー転換部門については、2050 年までに、2013 年比で温室効果ガス排出量を 96% 削減する目標が示されている。

具体的な取組として、エネルギー効率向上のペースアップ（GDP あたりエネルギー強度の引き下げ、エネルギー総需要の抑制措置）及び 2050 年のエネルギーミックスにおける脱炭素の徹底を進めることを部門固有の戦略として掲げている¹⁸³。

エネルギー転換部門固有の戦略として掲げられている事項は、表 1-91 のとおりである。

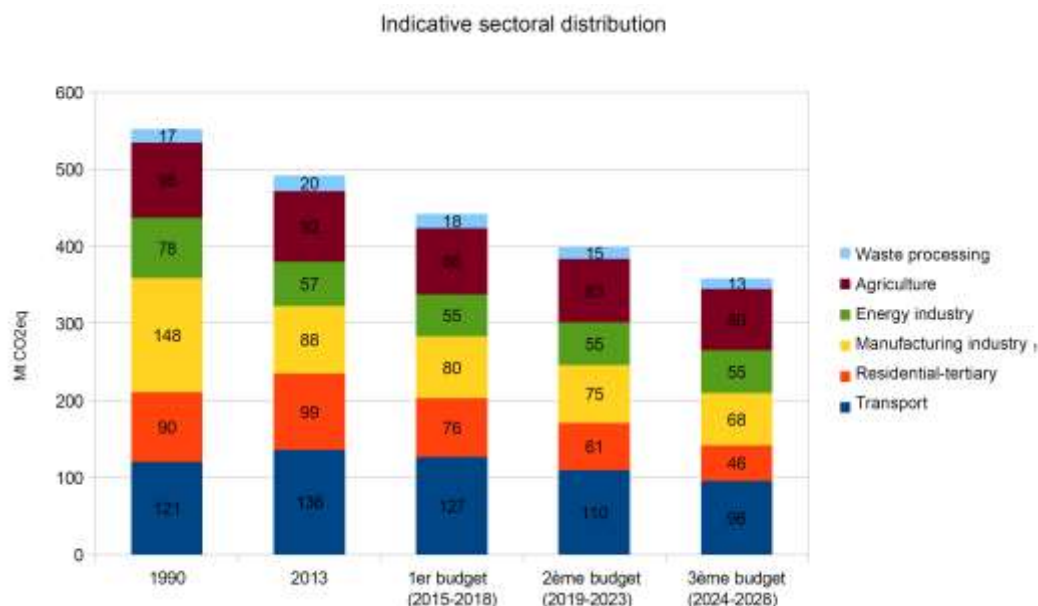


図 1-155 フランス：国家低炭素戦略における部門別の排出上限値

出所) “French National Low-Carbon Strategy, Summary for decision-makers” p.18

¹⁸³ 環境省、第 15 回長期低炭素ビジョン小委員会（2017 年 6 月 12 日開催）、資料 1「諸外国の長期戦略の概要」p.51

表 1-91 フランス：国家低炭素戦略におけるエネルギー転換部門の戦略

A. 需要の抑制および規制	● エネルギー効率の向上。 ● 電化の促進。 ● 需要の平準化と管理手法の改善等によるピーク時の電力消費量の緩和。
B.1 エネルギーミックスの脱炭素化と柔軟性の向上【発電】	● 化石燃料を使用する火力発電所への投資を抑制。 ✓ ピーク時需要対応の発電所がミドル電源として何年も稼働する事態を避ける ✓ ミドル電源として使用する場合でも、化石燃料ベースの発電所新設への投資を避けることが望ましい。 ✓ 天然ガスコジェネについては、後日再エネによるコジェネへと容易に変更可能な柔軟性の高い投資先を優先 ✓ 2050 年までの稼働が見込まれる化石燃料使用発電所における炭素回収貯留システム普及の可能性(必要に応じてレトロフィットを行う)を見込む。 ● 再生可能エネルギーの導入により柔軟性に対するニーズの高まりに対応するため、水力発電の柔軟性向上、スマートネットワークや蓄電の拡大、近隣国との相互接続を拡大。 ● 本土との系統連系が行われていない地域については、再エネ電力を一層振興。
B.2 エネルギーミックスの脱炭素化と柔軟性の向上【熱供給】	● 再生可能熱エネルギー（バイオマス、地熱など）及び熱回収（工業プロセス、建物の熱慣性由来する熱）に生産をシフト。 ● 都市熱ネットワークの拡大。
B.3 エネルギーミックスの脱炭素化と柔軟性の向上【欧州・国際レベル】	● EU 域内排出量取引制度（EU-ETS）。 ● 石油製品需要の縮小及び精製所からの排出削減に向けた国際協力。

出所）環境省、第 15 回長期低炭素ビジョン小委員会（2017 年 6 月 12 日開催）、資料 1「諸外国の長期戦略の概要」p.51 より作成

(2) 再生可能エネルギー電力の支援施策

フランスでは、再生可能エネルギー電力の主な導入促進施策として、固定価格買取制度と競争入札制度による支援を行っている。2015 年のエネルギー転換法施行以前は、2000 年電力自由化法¹⁸⁴（現行のエネルギー法典）に基づく発電分野における投資複数年計画（PPI）の目標設備容量の未達分について、補完的にエネルギー源別に実施する仕組みとして競争入札制度を活用し、導入目標達成の確実性担保を図っていた。エネルギー転換法施行後は、エネルギー法典 311-10 条に基づき、所管省庁が、2016 年 10 月 24 日付のデクレで設定された PPE の目標設備容量未達分について入札を募集することができるとされている。

エネルギー転換法施行前後の主要促進制度の適用対象を整理すると以下のとおり。

¹⁸⁴ Loi no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

表 1-92 フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行前）

	陸上風力発電	太陽光発電	左記以外
設備容量 12MW 超	固定価格買取 または 競争入札	競争入札	競争入札
設備容量 100kW 超、 12MW 以下	固定価格買取 または 競争入札	競争入札	固定価格買取 または 競争入札
設備容量 100kW 以下	固定価格買取 または 競争入札	固定価格買取 または 競争入札	固定価格買取 または 競争入札

出所）エネルギー規制委員会（CRE：Commission de régulation de l'énergie）ウェブサイト、
<http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/obligations-d-achat>、2018 年 2 月 6 日取得より作成

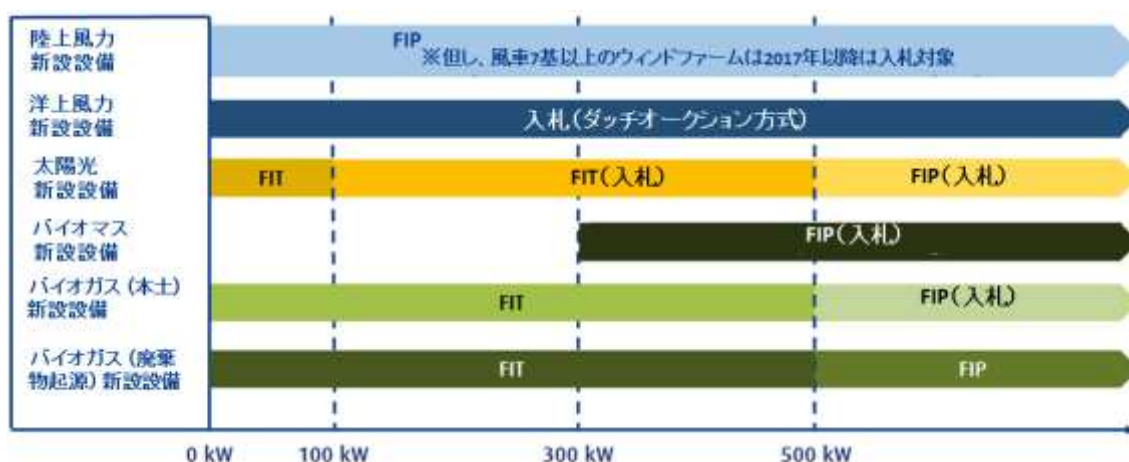


図 1-156 フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行後）

注）バイオガス発電は 12MW 以下の設備が支援対象

出所）Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW), “Neuordnung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich Stand: Februar 2017” p.6, 2017 より作成

1) 固定価格買取制度（エネルギー転換法以前）

フランスでは、2000 年電力自由化法で固定価格買取制度が導入され、エネルギー源別の買取価格や要件は、下位法令（アレテ等）により別途規定された。配電系統運用者であるフランス電力会社（EDF）およびその他の小規模配電事業者が、15 年間もしくは 20 年間にわたって、支援対象となる発電設備からの電力の買電契約を固定価格で締結することが義務付けられた。

支援対象とする再生可能エネルギー発電設備は、12 MW 以下のプロジェクトに限定されている。但し、陸上風力発電は、2005 年 7 月に施行された「エネルギー政策基本法¹⁸⁵」で、原則として「風力発電開発区域（ZDE：zone de développement de l' éolien）」に立地する設備のみを支援対象とする一方、上記の 12MW という設備容量上限を撤廃した。

¹⁸⁵ Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique

本土に設置される再生可能エネルギー発電設備に適用される買取価格は表 1-93、表 1-94 のとおりである。なお、太陽光については、2011 年 3 月のアレテ施行以降、新規設備に適用する買取価格を四半期ごとに調整する仕組みに改定された。

表 1-93 フランス：本土における再生可能エネルギー源別の買取価格【太陽光以外】

エネルギー源	買取期間	本土の新規設備に適用される 1kWh あたりの買取価格	
陸上風力	15 年間	最初の 10 年間	8.2 ユーロセント
		以降 5 年間	2.8 ユーロセント *年間稼働時間 3,600 時間以上 ～ 線形補間法により決定
			6.8 ユーロセント *年間稼働時間 2,800 時間 線形補間法により決定
			8.2 ユーロセント *年間稼働時間 2,400 時間以下
洋上風力	20 年間	最初の 10 年間	13.0 ユーロセント
		以降 10 年間	3.0 ユーロセント *年間稼働時間 3,800 時間以上 ～ 線形補間法により決定
			9.0 ユーロセント *年間稼働時間 3,200 時間 ～ 線形補間法により決定
			13.0 ユーロセント *年間稼働時間 2,800 時間以下
水力	20 年間	6.07 ユーロセント 出力規模に応じて 0.5～2.5 ユーロセント/kWh のボーナス + 冬季は、出力規模に応じて 0～1.68 ユーロセント/kWh の追加ボーナス	
海洋エネルギー (波力、潮力など)	20 年間	15.0 ユーロセント	
地熱	15 年間	20.0 ユーロセント エネルギー効率に応じて 0～8 ユーロセント/kWh のボーナス	
バイオマス混焼 (植物性、動物性)	20 年間	4.34 ユーロセント エネルギー効率、利用資源に応じて 7.71～12.53 ユーロセント/kWh の ボーナス	
バイオガス	15 年間	8.121～9.745 ユーロセント 技術種類に応じて 0～4 ユーロセント/kWh のボーナス	
メタンガス化	15 年間	11.19～13.37 ユーロセント 技術種類に応じて 0～4 ユーロセント/kWh のボーナス + メタンガス化により 0～2.6 ユーロセント/kWh のボーナス	
一般固形廃棄物 (バイオガス除く) ※新規設備が対 象	15 年間	4.5 ～5.0 ユーロセント エネルギー効率に応じて 0～0.3 ユーロセント/kWh のボーナス	

注) 11 年目以降の買取価格は当該設備の年間稼働時間によって決定。例えば、年間稼働時間が 3,000 時間の陸上風力の場合、上記の 3,600 時間と 2,800 時間の価格をもとに線形補間法により価格を決定
出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト、<http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/obligations-d-achat>, 2017 年 12 月 12 日取得より作成

表 1-94 フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格（2013 年 2 月～）

単位：ユーロセント/kWh

種類	建物 用途	出力	2013 年				2014 年			
			2 月	4 月	7 月	10 月	1 月	4 月	7 月	10 月
建物 一体	住宅	～9kW	31.59	30.77	29.69	29.10	28.91	27.94	27.38	26.97
建物部分一体		～36kW	18.17	16.81	15.21	14.54	14.54	14.16	13.95	13.74
		36～ 100kW	17.27	15.97	14.45	13.81	13.81	13.81	13.25	13.05
その他設置		～12MW	8.18	7.96	7.76	7.55	7.36	7.17	6.98	6.80

種類	建物 用途	出力	2015 年				2016 年			
			1 月	4 月	7 月	10 月	1 月	4 月	7 月	10 月
建物 一体	住宅	～9kW	26.57	26.17	25.78	25.39	25.01	24.63	24.27	23.9
建物部分一体		～36kW	13.46	13.95	14.70	14.40	13.82	13.27	13.01	12.4
		36～ 100kW	12.79	13.25	13.96	13.68	13.13	12.61	12.36	11.8
その他設置		～12MW	6.62	6.45	6.28	6.12	5.96	5.80	5.66	

出所）エネルギー規制委員会（CRE）ウェブサイトより作成

2) プレミアム価格（FIP）制度（エネルギー転換法以降）

2016 年 5 月 29 日、30 日の官報で、2015 年エネルギー転換法 104 条で導入が規定されていたプレミアム価格（FIP）制度の施行に関するデクレ¹⁸⁶が公布された。新たな FIP 制度では、再生可能エネルギー発電事業者が自ら電力を市場等で販売して得る売電収入に、エネルギー源別にアレテで定められたプレミアム価格が上乘せされる。

FIP 制度に関するデクレの公布以降、EDF 等と電力購入契約を締結した設備は、以下を除き FIP 制度の対象となる。なお、FIP 制度に係るデクレの施行前に FIT 制度に基づく電力購入契約の権利を得ていた事業は、引き続き現行の FIT が適用される（ただし、当該デクレの施行後 18 ヶ月以内とする期限が設定されている。）。

ここで、300kW 超のバイオマス発電設備、500kW 超の太陽光発電設備、500kW 以上のバイオガス発電設備、洋上風力発電（浮体式等の助成を受けたものを除く）に関しては、入札により支援対象設備を決定するとともに、入札の仕様で落札後の支援形態を FIP 制度とすることが規定されている。

既に FIT 制度での売電契約を締結している再生可能エネルギー発電設備についても、FIP 制度の適用対象となる要件を満たしている設備は、FIP 制度に支援形態を切り替えることができる。さらに、こうした既存設備は、FIP 制度に切り替えてから 3 年以内であれば、FIT 制度に支援形態を戻すことが認められている。

¹⁸⁶ Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité、及び

Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie

表 1-95 フランス：FIP 制度の適用が除外される対象設備要件

水力発電	設備容量 500kW 以下
太陽光発電	・設備容量 100kW 以下の屋根設置型設備 ・簡易入札による設備容量 100kW 超、500kW 以下の屋根設置型設備
バイオガス発電	設備容量 500kW 未満（フランス本土に立地する無害廃棄物及び生野菜類メタン化によるバイオガスを使用したプロジェクト）
陸上風力発電	1 基あたり定格出力 3MW 以下の風車による 6 基以下の風力発電設備
洋上風力発電	浮体式洋上発電設備

出所）European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/>、およびエネルギー規制委員会（CRE）ウェブサイト、
<http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres>（ともに 2018 年 2 月 14 日取得）より作成

FIP 制度での支援を受ける再生可能発電事業者は、卸電力取引市場（EPEX spot）の前日市場/当日市場や、電力供給事業者/アグリゲーターとの電力購買契約に基づき、売電を行う。この売電収入に加えて、エネルギー源別の基準価格（現状の固定買取価格に相当）と事後的に算定された市場平均価格¹⁸⁷の差分に相当する市場販売プレミアム額を EDF から得る。なお、2017 年に運用を開始予定の容量市場で得られる収益は、市場販売プレミアムから差し引かれる。

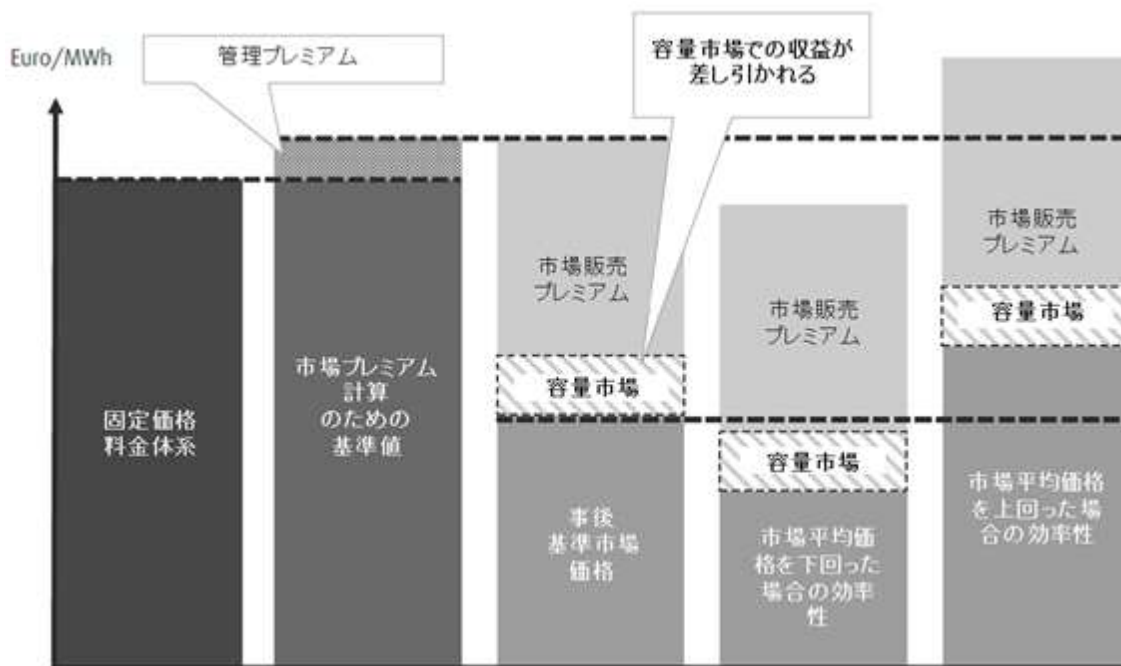


図 1-157 フランス：FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み

出所）Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW), “Die Direktvermarktung von erneuerbaren Energien in Frankreich Eckpunkte der Verordnungen zur Einführung der Direktvermarktung mit Marktprämie” 2016 より作成

¹⁸⁷ 価格指標としては、前日市場での市場価格平均、フランス市場での先物価格平均、上記二つのコンベネーションのいずれかによることとされている。

デクレでは、FIP 制度を選択したものの、売電先が見つからない再生可能エネルギー発電事業者向けに最終手段（「ラストリゾート」）として EDF が買取をする制度が設けられている。ただし、この「ラストリゾート」サービスを利用した場合の売電価格は、基準価格の 80%を超えてはならないと規定されている。

卸電力取引市場の取引価格がマイナスになった場合には、当該時間帯の発電量に対して市場販売プレミアムは支給されない。ただし、年間を通してバイオマス発電は 70 時間、太陽光発電は 15 時間を超過して市場価格がマイナスになった場合には、市場販売プレミアムを受け取ることができる。

3) 競争入札制度

フランスでは、固定価格買取制度と並行して、特定の再生可能エネルギー源を対象とした競争入札制度を実施している。上述のとおり、エネルギー政策を所管する大臣（2017 年末時点では環境連帯移行大臣）が、エネルギー転換法の施行以前は 2000 年電力自由化法に基づく再生可能エネルギー源別の投資複数年計画（PPI）、施行以降はエネルギー法典に基づく PPE の目標が達成されていない場合、当該再生可能エネルギー源による発電設備を対象とした入札を行うことが可能となっている。

2017 年末までに公表されている競争入札のスケジュールは表 1-96 のとおりである。

表 1-96 フランス：再生可能エネルギー発電を対象とした競争入札の実施状況

エネルギー源	募集容量	募集締切
陸上風力	500MW	2005 年 1 月 30 日
洋上風力	500MW	2004 年 8 月 13 日
(第 1 回)バイオマス、バイオガス	250MW	2004 年 4 月 19 日
(第 2 回)バイオマス、バイオガス	300MW	2007 年 8 月 9 日
(第 3 回)バイオマス	250MW	2009 年 7 月 15 日
(第 4 回)バイオマス(12MW 超)	200MW	2011 年 2 月 28 日
太陽光(地上設置型)	300MW	2010 年 1 月 25 日
洋上風力	95MW	2011 年 5 月 30 日
太陽光(250kW 超)	450MW	2012 年 2 月 8 日
太陽光(100-250kW)	30MW ずつ 計 150MW	第 1 期:2012 年 1 月 20 日 第 2 期:2012 年 3 月 31 日 第 3 期:2012 年 6 月 30 日 第 4 期:2012 年 9 月 30 日 第 5 期:2012 年 12 月 31 日 ※第 6 期、7 期はキャンセル
洋上風力	5 サイト計 2,400~3,000MW	2012 年 1 月 11 日
太陽光(250kW 超)	400MW	2013 年 9 月 16 日
洋上風力	2 サイト計 960~1,000MW	2013 年 11 月 29 日
太陽光(100-250kW)	40MW ずつ 計 120MW	第 1 期:2013 年 10 月 31 日 第 2 期:2014 年 2 月 28 日 第 3 期:2014 年 6 月 30 日
太陽光(250kW 超)	800MW (当初 400MW 注)	2015 年 6 月 1 日
太陽光(100-250kW) (屋根置き型・ソーラーカーポート)	80MW ずつ 計 240MW	第 1 期:2015 年 9 月 21 日 第 2 期:2016 年 1 月 21 日

エネルギー源	募集容量	募集締切
	(当初 40MW 計 120MW)	第 3 期:2016 年 5 月 20 日
バイオマス	60MW ずつ 計 180MW	第 1 期:2016 年 8 月 22 日 第 2 期:2017 年 9 月 1 日 第 3 期:2018 年 8 月 31 日
水力		2016 年 12 月 19 日
太陽光 (500kW-17MW、地上設置型)	500MW ずつ 計 3,000MW	第 1 期:2017 年 2 月 3 日 第 2 期:2017 年 6 月 1 日 第 3 期:2017 年 12 月 1 日 第 4 期:2018 年 6 月 1 日 第 5 期:2018 年 12 月 3 日 第 6 期:2019 年 6 月 3 日
太陽光 (100kW-8MW、建物設置型、温室、営農型、カーポート)	150MW ずつ 計 1,350MW	第 1 期:2017 年 3 月 10 日 第 2 期:2017 年 7 月 7 日 第 3 期:2017 年 11 月 6 日 第 4 期:2018 年 3 月 9 日 第 5 期:2018 年 7 月 6 日 第 6 期:2018 年 11 月 5 日 第 7 期:2019 年 3 月 8 日 第 8 期:2019 年 7 月 5 日 第 9 期:2019 年 11 月 4 日
バイオマス CHP	40MW	2017 年 6 月 2 日
小規模水力発電 (1MW 以上)	新規サイト 20MW 既存設備改修 15MW ずつ 計 105MW	第 1 期:2018 年 1 月 31 日 第 2 期:2019 年 1 月 31 日 第 3 期:2020 年 1 月 31 日
陸上風力発電	500MW ずつ 計 3,000MW	第 1 期:2017 年 12 月 1 日 第 2 期:2018 年 6 月 1 日 第 3 期:2018 年 12 月 1 日 第 4 期:2019 年 6 月 1 日 第 5 期:2019 年 12 月 1 日 第 6 期:2020 年 6 月 1 日
太陽光または陸上風力	200MW	2018 年 9 月 3 日

注) この内訳は、地上設置型に 200MW、屋根設置型に 150MW、ソーラーカーポートに 50MW
出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト, <http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/appels-d-offres>,
2017 年 12 月 14 日取得より作成

特に太陽光発電については、2011 年 3 月 4 日付アレテにより、100kW 超の新規設備は、競争入札により支援設備を決定する方式に移行した。フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、価格だけでなく太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。

4) その他の再生可能エネルギー

a. エネルギー転換に向けた投資額還付制度 (CITE)

フランスでは、2005 年 1 月から、各個人家庭における再生可能エネルギー機器やヒートポンプ、省エネ機器等への投資に対して、投資額の最大 40%を税額控除の形で払い戻す「エネルギー投資額還付制度 (CIDD : Le crédit d'impôt dédié au développement durable)」を開始した。本制度は、築 2 年以上で、日常的に居住している建物のエネルギー改修を行う際に、その費用を所得税から控除する制度で、再生可能エネルギー電気・熱の両方を対象にし

ており、当初は家庭におけるバイオマス、太陽光、太陽熱温水器を主な対象としていた。なお、太陽光発電設備は、2014 年 1 月 1 日以降、税額控除の対象から除外されている。

その後、数次の改正を経て、2014 年 9 月以降は「エネルギー転換のための投資額還付制度（CITE : Le crédit d'impôt pour la transition énergétique、以下 CITE とする）」となり、新築・改築住戸における設備投資額の 30%の税額控除を通じ、再生可能エネルギーを利用する機器購入を促進している。2017 年 11 月末時点で、本税額控除は 2018 年 12 月 31 日まで延長されることが決定している。また、2019 年以降は、設置工事の竣工時に支払われる補助金に変更予定となっている。

b. 付加価値税の減免

フランスでは、消費財の購入に付加価値税（VAT）が課されるが、「2000 年財政法（Loi n° 99-1172）」によって、再生可能エネルギー設備の購入・設置に賦課される VAT が 7%に減免された。この VAT 軽減税率の対象となる再生可能エネルギー種は、風力、太陽エネルギー、水力及びバイオマスである。2014 年 1 月 1 日以降は、フランス本土の風力、水力及びバイオマスの VAT 軽減税率が 5.5%に変更となり、太陽光（3kW 以下まで¹⁸⁸）は 10%に引き上げられた。

(3) 再生可能エネルギー熱の支援政策

フランスにおける主な再生可能エネルギー熱支援制度は、熱基金（Le fonds chaleur）と一般家庭向けの 3 つの制度（エネルギー投資額還付制度、エネルギー供給者に対する省エネルギー証書制度、および無利子のエコローン制度（Eco-PTZ : écoprêt à taux zéro））で構成されている。

1) 熱基金

熱基金（Le fonds chaleur）は、再生可能エネルギー及び廃熱回収による熱生産を支援する目的で、2008 年 12 月に設立された。環境・エネルギー管理庁（ADEME : Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie）が、管理・執行を行う。

熱基金は、大規模バイオマスとそれ以外のプロジェクトの 2 つのプログラムに分かれている。

大規模バイオマス（年 1ktoe 以上）を対象とした、「産業・農業・公共サービス業向けバイオマス熱（BCIAT）」プログラムでは、環境・エネルギー管理庁が年に 1 回公募入札を実施し、そこで選定されたバイオマス設備に対し、FIP を供与する。プレミアムの額は、対象となる設備の規模により異なる。

公共部門および農業・産業部門に対するプレミアム価格（FIP）は、表 1-97 のとおり。

¹⁸⁸ 3 kW を超えた分には、標準税率が適用される。

表 1-97 フランス：熱基金に基づくプレミアム価格

エネルギー生産 (年間 toe)	公共部門に対する 地方交付金(ユーロ/toe)	農業・産業部門に対する 地方交付金(ユーロ/toe)
0～250 toe	1,750	1,100 (木材業界は 650)
250～500 toe	1,250	
500～1,000 toe	600	600
>1,000 toe	300	BCIAT による公募入札対象

注) 例えば年間エネルギー生産量が 1,100 toe である公共部門の設備に対するプレミアムは、 $1,750 \times 250 + 1,250 \times 250 + 600 \times 500 + 300 \times 100 = 1,080,000$ ユーロとなる。

出所) ECOFYS 社サイト, “Renewable Energy Policy Country Profiles 2011 version”

http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_re-shaping_country_profiles_2011.pdf, 2017 年 3 月 2 日取得より作成

また、これ以外のセクターおよび上記基準に該当しないバイオマス小規模設備プロジェクトに関しては、地域ごとに当該地域を担当する環境・エネルギー管理庁が、公募によりプロジェクトを選定する。スケジュールおよび仕様に関しては、当該管轄機関により異なる¹⁸⁹。

2) エネルギー転換に向けた投資額還付制度 (CITE)

フランスでは、2005 年 1 月から、「2005 年財政法」に基づき、各家庭における再生可能エネルギー機器やヒートポンプ、省エネ機器等への投資に対して、投資額の一定比率を税額控除の形で払い戻す「エネルギー投資額還付制度 (CIDD)」を開始した。この制度は、再生可能電力・熱の両方を対象にしている、制度開始当初は家庭におけるバイオマス熱利用機器、太陽光発電パネル、太陽熱温水器を主な支援対象としていた。

その後、2014 年 9 月 1 日に本制度は、「エネルギー転換に向けた投資額還付制度 (CITE)」に改正された¹⁹⁰。主な対象機器及び技術仕様、性能要件等は、表 1-98 のとおりである。なお、再生可能エネルギー機器のうち、太陽光発電パネルは、2010 年以降は支援水準が引き下げられていき、CITE では支援対象外となっている。

この他にも、ガラス窓用断熱材、壁/床/玄関ドアの断熱、暖房/給湯用の生産/供給設備の断熱等も税額控除の対象となる。

¹⁸⁹環境・エネルギー管理庁 (ADEME) ウェブサイト, <https://appelsaprojets.ademe.fr/aap/ENERGIEBIO2016-76> (2018 年 2 月 14 日取得)

¹⁹⁰ 住宅については 2015 年 1 月 1 日以降、省エネ改築の際に所定の技術基準を満たす認証業者を利用することが税額控除の条件となっている。認定業者は RGE (Recognized Guarantor of the Environment) と呼ばれる。

表 1-98 フランス：エネルギー転換に向けた投資額還付制度の主な機器の対象要件

対象機器	特徴及び性能要件
個別・集合ボイラー	コンデンシングボイラー(2017 年 9 月 27 日以降、重油ボイラーは対象除外)
ガスマイクロ CHP ボイラー	電気容量 3kVA 以下
ヒートポンプ	・空気熱/水冷式ヒートポンプ(暖房/給湯用):COP3.4 以上 ・地中熱ヒートポンプ(暖房/給湯用):COP3.4 以上 ・ヒートポンプ給湯器:テスト標準 EN16147 に従って下記を満たすもの - 室内/室外の空気をエネルギー源:COP2.4 以上 - 排気をエネルギー源:COP2.5 以上 - 地中熱をエネルギー源:COP2.3 以上
家庭用太陽熱温水器、及び太陽光との複合システム	・CSTBat、Solar Keymark、または同等の認定の太陽熱集光器システム ・但し、太陽熱集熱パネルの税込 1,000 ユーロ/㎡を上限
風力/水力/バイオマス発電設備	太陽光発電パネルは除外
木材またはその他バイオマスで稼働する暖房/給湯設備	
熱供給網への接続設備	

出所) 環境・エネルギー管理庁 (ADEME) ウェブサイト¹⁹¹より作成

2017 年 11 月末時点で、本税額控除は 2018 年 12 月 31 日まで延長されることが決定している¹⁹²。また、2019 年以降、設置工事の竣工時に支払われる補助金に変更予定となっている。

3) 省エネルギー証書

省エネルギー証書 (CEE : Certificats d' économies d' énergie) 制度は、エネルギー供給業者 (電力、ガス、LPG、冷暖房、燃料) に対し、需要家の省エネ促進を義務づけるものである。本制度は、2006 年に導入され、2015 年より第 3 期 (1 期は 3 年) に入っている。エネルギー販売量に応じて省エネ量に係る複数年目標が供給事業者間に配分され、事業者は需要家における省エネを促進することで義務を達成する仕組みとなっている。ヒートポンプや太陽熱設備、木材使用ボイラーを設置することにより省エネを達成した場合も、省エネルギー証書の発行対象となる。

4) 無利子エコローン (Eco-PTZ)

Eco-PTZ とは、30,000 ユーロまでの無担保・無利子ローン (原則 10 年間) を所定のエコリノベーションを行う住宅 (マンションを含む) の占有者又は大家に対し供与するものであ

¹⁹¹ 環境・エネルギー管理庁の関連サイトアドレスは以下のとおり。 <http://www.ademe.fr/particuliers-eco-citoyens/financer-projet/renovation/dossier/credit-dimpot/credit-dimpot-transition-energetique-0>

例えば、屋根・外壁等の断熱や、再生可能エネルギーを使用した暖房ないし給湯の導入などについて、複数の工事を同時に行うことが要件となっている。

¹⁹² <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/prolongation-du-credit-dimpot-transition-energetique-en-2018-en-faveur-des-economies-denergie-et>

¹⁹³ 例えば、屋根・外壁等の断熱や、再生可能エネルギーを使用した暖房ないし給湯の導入などについて、複数の工事を同時に行うことが要件となっている。

る。2014年9月1日以降、RGE（Recognized Guarantor of the Environment）企業によって、施工された工事のみが本ローンの対象となる。上限は一種類の工事あたり 10,000 ユーロ（全体では 30,000 ユーロ）である。

(4) 火力発電に対する規制の動向

2016 年時点で、石炭火力発電の発電量は 7.3TWh となり、フランス国内の発電端発電量の約 1.4%となっている。フランス政府は、2023 年までに石炭火力発電から脱却することを目標としている。

表 1-99 フランス：エネルギー源別の設備容量、発電量の推移（2014～16 年）

エネルギー源	設備容量 (GW)			年間発電量 (TWh)			
	2014 年末	2015 年末	2016 年末	2014 年	2015 年	2016 年	
合計	128.9	129.3	130.8	540.6	545.1	531.3	
原子力	63.1	63.1	63.1	415.9	416.8	384.0	72.3%
水力	25.4	25.4	25.5	68.2	58.7	63.9	12.0%
化石燃料火力	24.4	22.6	21.8	27.0	33.2	45.9	8.6%
石炭	5.1	3.0	3.0	8.3	8.5	7.3	1.4%
燃料油	8.9	8.6	7.1	4.4	2.8	3.3	0.6%
ガス	10.4	10.9	11.7	14.3	21.9	35.3	6.6%
再生可能(除く水力)	16.0	18.2	20.4	29.5	36.4	37.5	7.1%
風力	9.1	10.3	11.7	17.0	21.1	20.7	3.9%
太陽光	5.3	6.2	6.8	5.9	7.4	8.3	1.6%
再生可能火力 ^注	1.6	1.7	1.9	6.6	7.9	8.5	1.6%

注) 廃棄物、バイオマス、バイオガス

出所) エネルギー規制委員会 (CRE), “Report 2016-2017, Fonctionning of the wholesale electricity, CO2 and natural gas markets” 2016 より作成

(5) 今後の課題

以下では、2016 年に国際エネルギー機関 (International Energy Agency、以下 IEA とする) が公表した報告書「Energy Policies of IEA Countries, France 2016 Review」で指摘されている再生可能エネルギー導入促進に向けた課題を中心に、その課題の概要と対応策の状況を整理する。

1) 許認可等の管理手順の複雑さ

上述の IEA による報告書では、フランスにおける許認可手続きについて、以下のような課題を指摘している。

表 1-100 フランス：再生可能エネルギー発電設備の許認可に関する課題

- 行政手続きの煩雑さ
行政手続きの煩雑さは、風力発電導入の主な障壁の 1 つであった。2013 年に許認可申請から陸上風力発電建設までの期間は、ドイツの 3 倍の時間がかかっている。かなりの数のプロジェクト、特に風力発電が系統連系待ちとなっている。プロジェクトは導入までに通常 7 年から 10 年かかる。
- 国民の支持（パブリックアクセプタンス）
2013 年および 2015 年の欧州委員会に提出した国別進捗報告書によると、バイオマス発電および風力発電プロジェクトに対する世間の支持（周辺住民等による受容）は物議を醸す問題である。多くの数のプロジェクトが許認可取得後に異議を申し立てられ、訴訟によりプロジェクトのさらなる遅延と不確実性がもたらされる。
- 中央政府と地方政府における手続き
地方自治の構造を考慮すると、フランスにおけるプロジェクトは、様々な政府レベルの複数の許認可が求められる。そのため、多種多様なレベルの協議、申し立て、レビューの機会が増え、手続きが複雑である。地方政府と中央政府で別の規則があることによる障壁としては、レーダー規則（気象または軍事）、地域の風力発電スキームと風力タービン開発地域との重複、および環境アセスメントの対象設備としての風車の分類等が挙げられる。

出所) International Energy Agency, “Energy Policies of IEA Countries, France 2016 Review” 2016 より作成

同報告書では、「再生可能エネルギー（主に風力発電）の緩やかな導入は、風力発電及びバイオマス発電の社会的な認知度が欠けていることとあわせて、様々な許認可・法的手続きの長期化（陸上風力発電で許認可に対する異議申し立て処理終了まで平均 7 年間）といった非経済的障壁の結果」と評価している。

2015 年に、こうした課題に対してフランス政府は、風力発電で著しい発展余地がある地域において、単一許可（一括手続き及び認可付与）を伴う明確な改善方針を打ち出した。

具体的には、2016 年 5 月 30 日施行のデクレ No.2016-687 により、設置許可が必要となる再生可能エネルギー発電所の閾値を 50 MW に引き上げた（従来はエネルギー源別に 4.5～30 MW）。

その後、2017 年 10 月に、環境連帯移行省は、陸上風力発電の導入拡大に向けた規制緩和に関する作業部会を設置した。2018 年 1 月に、陸上風力発電の導入促進を加速させ、社会の受容度を引き上げるための 10 の提言をまとめた報告書「Conclusions du groupe de travail 《éolien》」を公表した¹⁹⁴。この提言には、陸上風力発電設備に対する訴訟にかかる期間短縮に向けた方策や、行政手続きの簡素化等に向けた対策が盛り込まれた。今後、環境連帯移行省で政策化が検討させる見込みとなっている。

¹⁹⁴ 環境連帯移行省ウェブサイト、<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/plan-liberation-des-energies-renouvelables-sebastien-lecornu-presente-conclusions-du-groupe-travail>（2018 年 2 月 14 日取得）

2) 再生可能エネルギー導入費用の拡大

フランスでは、需要家の支払う電力公共サービス賦課金（CSPE : contribution au service public de l'électricité）¹⁹⁵により、固定価格買取に係る追加費用（買取価格と回避可能原価の差額）を賄っていた。

2015～2018 年における電力公共サービス賦課金の実績額及び予測額は表 1-101 のとおりである。

表 1-101 フランス：電力公共サービス賦課金の実績額・予測額（2015～18 年）

単価：100 ユーロ

エネルギー源		財源	2015 年 (実績)	2016 年 (実績)	2017 年 (予測)	2018 年 (予測)
風力	本土	賦課金	1,024.2	1,004.0	1,284.5	1,513.2
	海外領土	賦課金	5.3	4.7	5.8	9.4
太陽光	本土	賦課金	2,378.0	2,444.9	2,432.1	2,592.3
	海外領土	賦課金	244.4	249.1	264.9	289.3
その他再エネ	本土	賦課金	542.0	660.0	750.6	922.1
	海外領土	賦課金	4.9	6.2	8.1	9.1
	海外領土	予算	7.0	11.6	20.1	55.4
再生可能エネルギー合計			4,206	4,381	4,766	5,390
FIT(再エネ除く)	本土	予算	499.5	501.0	571.5	688.5
CHP	本土	予算	462.4	445.6	556.7	674.8
CHP(12MW 超)	本土	予算	32.3	51.9	0.0	0.0
その他 FIT	本土	予算	4.8	3.5	14.8	13.7

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ,”DELIBERATION N°2017-169, 13 juillet 2017, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018” 2017 より作成

近年は、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入拡大で、電力公共サービス賦課金の負担額が増加している。2015 年に電力需要家に課せられる単価は 1.95 ユーロセント /kWh、平均的な一般家庭の電力料金単価の 12% となった。

ただし、フランスでは、エネルギー法典の規定により、賦課金を一定以上引き上げる場合に別途省令で定めが必要であることも背景となり、近年は費用回収に必要な賦課金単価を設定しない状態が続き、累積赤字が拡大していく状況にあった。2012 年末における電力公共サービス賦課金徴収の累積赤字額は、フランスのエネルギー規制委員会の試算では、35 億ユーロとされており、これはフランスの国内総生産 (GDP) の 0.18% に相当する。

こうした事態を受けて、2013 年 1 月に、EDF の抱える未収費用を政府が弁済することとなった。

また、こうした電力公共サービス賦課金の負担増に対して、政府は、①2016 年以降、電力公共サービス賦課金を国内電力最終消費税 (TICFE : Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) に一本化するとともに、②2017 年からは電力需要家だけでなく化石燃料需要家にも負担を求める制度改正を行った。

¹⁹⁵ 電力公共サービス賦課金には、買取義務に係る追加費用の補てんに加えて、i) 非連系地域における追加的費用、ii) 社会保障 (必需品特別料金)、iii) 自由化市場への移行に伴う市場調整暫定料金 (TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché) の費用等も含まれている。

2016 年、2017 年、2018 年の電力公共サービス賦課金としての需要家の負担額は、2.25 ユーロセント/kWh となっている。