

参考資料 1

ドイツのエネルギー変革に関する動向調査

目次

1. ドイツのエネルギー変革とは	2
1.1 ドイツ国民は再生可能エネルギーとエネルギー変革を今も支持している.....	2
1.2 再生可能エネルギーの成長.....	9
2. 再生可能エネルギーの導入拡大による影響分析	15
2.1 再生可能エネルギーとコスト.....	15
2.2 賦課金額の決定システム.....	15
2.3 ドイツの卸電力市場.....	15
2.3.1 電力卸市場の創出.....	15
2.3.2 メリットオーダー.....	16
2.4 卸市場の電力価格の推移.....	18
2.4.1 Phelix Base.....	19
2.4.2 Phelix Peak.....	20
2.4.3 Block Offpeak.....	21
2.4.4 その他.....	22
2.5 卸電力市場で取り扱われる再生可能エネルギー電力量の推移.....	23
2.5.1 電力量の推移.....	23
2.5.2 卸市場で取引される再生可能エネルギー電力量.....	26
2.5.3 排出権取引価格.....	27
2.6 賦課金の市民負担.....	29
2.6.1 賦課金と電力価格.....	29
2.6.2 電力消費者の負担.....	29
2.6.3 賦課金の推移.....	30
2.6.4 将来の賦課金について.....	35
2.6.5 電気代と家庭支出.....	37
2.6.6 一般家庭の電力消費量.....	38
2.6.7 電力価格高騰とエネルギー貧困.....	41
2.7 市民参加による普及.....	41
2.7.1 再生可能エネルギーの電力の拡大が電力の安定供給に与える影響.....	45
2.8 ドイツ国内の石炭、褐炭、天然ガス火力の設備利用率の推移.....	46
3. ドイツ国内の系統対策	51
3.1 需給調整のためのルール・仕組み.....	51
3.1.1 概要.....	51
3.1.2 再生可能エネルギー優先接続ルールと需給調整.....	52
3.1.3 国際連系線の利用.....	53
3.2 現在の系統運用における課題と対応方策.....	54
3.2.1 系統の課題.....	56
3.2.2 ヨーロッパの文脈における系統開発.....	62
3.2.3 主に再生可能エネルギーの大量導入に起因してこれまで生じた系統対策費用.....	63

3.2.4 系統増強費用の負担ルール	64
3.3 出力抑制の頻度と抑制量の推移	66
3.3.1 再給電指令	66
3.3.2 再生可能エネルギーの出力抑制の頻度と抑制量の推移	70
3.4 電力の輸出入.....	71
3.4.1 ドイツと隣国の電力輸出入	71
3.4.2 ドイツの電力輸出入収支とフランスとの輸出入量について	77
4. 火力・原子力に関する動向.....	79
4.1 背景	79
4.2 容量リザーブの概要.....	79
4.2.1 容量リザーブ政令.....	79
4.2.2 容量リザーブを選択した理由	81
4.2.3 2022 年以降の動向に関して	83
4.3 将来の石炭・褐炭・天然ガスの設備容量見通しと発電電力量見通し	83
4.3.1 ドイツ全体の発電量・電力供給量に対する石炭・褐炭・天然ガスの占める割合83	
4.3.2 現在と将来のドイツ国内総電力需要量.....	85
4.3.3 石炭・褐炭火力発電及び天然ガス火力発電の設備容量と将来見通し	88
4.4 石炭・褐炭抑制と天然ガス利用率向上に向けた取り組み	92
4.4.1 石炭・褐炭・天然ガス発電設備の稼働状況	92
4.5 褐炭・石炭火力発電所の稼働率見通し	93
4.5.1 褐炭抑制に向けた政策	95
4.5.2 褐炭への支援の抑制	96
4.5.3 石炭抑制に向けた取り組み	98
4.5.4 褐炭・石炭抑制政策のまとめ	102
4.6 天然ガス利用率向上に向けた取り組み	103
4.6.1 ガス火力発電所の稼働率見込み.....	103
4.6.2 天然ガス火力発電のコスト	105
4.6.3 天然ガスの支援策.....	107
4.7 大電力会社の動き	107
4.8 脱原子力に向けた進捗状況と今後の見通し	110
4.8.1 廃炉コストの負担.....	113
4.8.2 ドイツ政府と電力会社の訴訟について	113
まとめ	115

目 次

図 1	ドイツのエネルギー源別年間一次エネルギー供給量 (PJ)	2
図 2	1990 年以降のドイツの温室効果ガス排出量推移	3
図 3	エネルギーに関連した燃料別の二酸化炭素排出量 (1990～2015 年)	4
図 4	ドイツのデカップリング (1990～2015 年)	4
図 5	ドイツのエネルギー変革に関連した目標	5
図 6	ドイツ国民の再エネに対する受容度	6
図 7	再エネを支持する理由	7
図 8	再エネ発電設備に対する受容度	8
図 9	2016 年のドイツ国内の電力ミックス	10
図 10	再エネ発電設備の容量の推移 (1990～2015 年)	10
図 11	再エネの発電量の推移 (1990～2015 年)	11
図 12	学習曲線による太陽光モジュール価格の低下モデル	11
図 13	屋根上太陽光の価格の推移 (2006～2015 年)	12
図 14	FIT 電源とマーケットプレミアム電源の比率	13
図 15	発電コストと固定価格買取制度	14
図 16	: メリットオーダー	17
図 17	メリットオーダー効果によるスポット価格の低下	18
図 18	: EEX Phelix ベースの価格推移	19
図 19	: EEX Phelix ピークの価格推移	20
図 20	: EEX Block Offpeak 1 (1 時～8 時) の価格推移	21
図 21	: EEX Block Offpeak 2 (21 時～24 時) の価格推移	21
図 22	フランス (上) とドイツ (下) のスポット市場のピーク価格の推移	22
図 23	: 再生可能エネルギーによる発電量割合 (2016 年)	23
図 24	: 電力・熱・交通における再エネ割合 (1990～2015 年)	24
図 25	再エネにおける発電量に占める割合 (2015 年)	25
図 26	EEX スポットと先物市場の電力取引量の推移 (2002～2015 年)	26
図 27	: 二酸化炭素排出権価格・余剰排出権量推移 2008～2015 年	28
図 28	家庭向け電力価格と発電コスト (卸価格) の推移 (2006～2014 年)	29
図 29	EEG 賦課金の内訳	30
図 30	EEG 賦課金の推移 (1998～2016 年)	31
図 31	EEG 賦課金の負担内訳	32
図 32	一般家庭の電気代の平均単価 (年間電力消費 3500kWh、セント/kWh)	33
図 33	産業需要家の電気代の平均単価 (年間電力消費 160MW～20GWh、セント/kWh)	34
図 34	賦課金額の推移予測 (2010～2035 年)	35
図 35	電気代の推移予測 (2010～2035 年)	36
図 36	ドイツ国内の物価推移	37
図 37	: 家庭での年間平均電力消費量	38
図 38	: 世帯規模ごとの平均電力消費量	38
図 39	一般的な家庭の電力費の推移 (2010～2016 年)	39
図 40	EEG 賦課金に対する意見	40

図 41 : ドイツ国内のエネルギー協同組合の設立数 (2006~2012 年)	42
図 42 エネルギー協同組合の構成	42
図 43 : 再生可能エネルギー設備所有者構成 (2012 年)	43
図 44 電源別の発電容量 (2002~2016 年)	46
図 45 火力発電所発電容量推移のメタ分析 (1990~2050 年)	47
図 46 火力発電所発電量推移のメタ分析 (1990~2050 年)	47
図 47 石炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)	48
図 48 褐炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)	48
図 49 天然ガス火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)	49
図 50 電源別設備利用率 (1990~2014 年)	50
図 51 ドイツの需給調整の流れ	52
図 52 ドイツと隣国における需給調整メカニズム	53
図 53 ドイツ国内で特に系統混雑が発生した地域 (2015 年)	57
図 54 送電系統整備法による整備計画の状況 (2016 年第 3 四半期)	59
図 55 連邦需給計画法に基づく系統開発計画	60
図 56 系統対策を実施した配電系統運営者の数	61
図 57 ヨーロッパの電力市場に向けた政治的な共同作業	62
図 58 高圧送電系統運営者の投資と支出	63
図 59 配電系統運営者の投資と支出	64
図 60 ピークキャッピングと系統整備コスト抑制効果	65
図 61 系統混雑解消にかかるコスト (2009~2015 年)	66
図 62 再給電指令による調整量	67
図 63 再給電指令のコスト	67
図 64 送電系統運営者ごとの再給電指令のコスト	68
図 65 再給電指令と風力の給電量	69
図 66 再生可能エネルギーの出力抑制の発生時間 (2010~2015 年)	70
図 67 ドイツの物理的な電力フロー (左) と取引電力量 (右) の推移 (2012~2016 年)	71
図 68 ドイツにおける電力の輸出入量 (1998~2015 年)	72
図 69 ドイツにおける電力の輸出入量 (2006~2015 年)	72
図 70 電力輸出入価格 (2006~2015 年)	73
図 71 ドイツと近隣諸国の物理的な電力フロー (2016 年、GWh)	74
図 72 2016 年のドイツと隣国の電力取引量	74
図 73 ドイツの周辺国からの電力輸入の物理的フローと取引 (2015 年)	75
図 74 ドイツの周辺国への電力輸出の物理的フローと取引 (2015 年)	75
図 75 EU 各国の電力自給率	77
図 76 ドイツの電源別年間発電量 (1990~2016 年)	83
図 77 電源別の発電割合 (2015 年)	84
図 78 電力消費量推移 (1990~2020 年)	85
図 79 発電設備の容量の推移の予測 (2011~2050 年)	86
図 80 ドイツ国内の発電量の見積もりと予測 (2011 年~2050 年)	87
図 81 褐炭及び石炭火力発電所の新設・閉鎖状況 (2002~2016 年)	88
図 82 ガス火力発電所の新設・閉鎖状況 (2002~2016 年)	89

図 83	電源別の計画されている新設数、容量（2015～2025年、20MW以上のみ）	90
図 84	ドイツ国内の化石燃料を用いる発電所の容量合計の推移（2002～2016年）	91
図 85	電源別の最大負荷稼働時間の推移（2010～2012年）	92
図 86	褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析	93
図 87	褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析	94
図 88	発電用資源別補助金推移（1970～2014年）	96
図 89	ドイツ国内の褐炭使用量（1990～2015年）	97
図 90	国内石炭と輸入石炭の価格比較（1958～2002年）	100
図 91	ドイツ国内の石炭採掘量の推移（1957～2016年、1000トン）	101
図 92	石炭採掘量と輸入量の推移（1991～2015年）	101
図 93	RWE社の天然ガス火力発電設備の発電量の比較（2009年と2011年）	104
図 94	天然ガス火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析	105
図 95	天然資源価格と二酸化炭素排出権価格の推移	106
図 96	褐炭・石炭・ガス火力発電別限界コスト	106
図 97	E.OnとRWEの分社化の構造	108
図 98	innogy社の手がける事業	109
図 99	ドイツ国内原子力発電所の容量の推移（2007～2016年）	110
図 100	ドイツの2015年ベースロード発電量に占める各エネルギーの割合	111

表目次

表 1	ドイツのエネルギー関連目標	5
表 2	再生可能エネルギー電力の販売量（2015 年）	27
表 3	家庭のエネルギーに対する支出割合	41
表 4	太陽光発電事業の投資元	44
表 5	陸上風力発電事業の投資元	44
表 6	ドイツ国内の家庭の平均停電時間（年間）	45
表 1	ドイツ政府が電力市場 2.0 で定めた目標	54
表 2	ドイツの電力市場のトレンドとその課題	56
表 3	系統エリア別再給電指令発生状況（2015 年）	58
表 4	系統に対する投資コスト	63
表 5	出力抑制措置の電力量とその補償額	70
表 6	フランス・ドイツ 2 国間電力の物理的フロー	77
表 7	フランスと隣国の電力フローと取引量（2014 年）	78
表 7	ドイツ国内の発電量の見積もりと予測	86
表 8	従来型発電設備容量の推移	90
表 9	2050 年までの年間平均稼働時間の見通しと予測	95
表 10	電力市場法 § 13g 安定供給のための待機に指定された褐炭火力発電所	96
表 11	褐炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014 年）	98
表 12	石炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014 年）	99
表 13	ドイツ国内の原子力発電所リスト（2015 年）	111
表 14	2022 年までの廃炉計画	112

はじめに

ドイツの推進するエネルギー変革は、日本でもよく聞かれるようになった。しかしながら、再生可能エネルギーと電力の安定供給、将来の社会に対する責任など、多様な議論が飛び交うエネルギー変革の議論を正確に把握することは容易ではなく、日本国内のみならず、ドイツ国内でも混乱した議論が見受けられる。

そこで、本調査ではドイツのエネルギー変革について政府機関などの信頼できる組織の公開情報をベースにドイツのエネルギー変革を整理する。本調査では、出来る限り客観的な議論の整理を意識し、主に統計や図表を用いて整理を行った。

多様なテーマを整理する試みにあたり、すべての議論を紹介することが現実的ではないため、本調査では、ドイツのエネルギー変革とは、再生可能エネルギーの導入拡大による影響分析、ドイツ国内の系統対策、火力・原子力に関する動向、に絞って紹介する。

1. ドイツのエネルギー変革とは

1.1 ドイツ国民は再生可能エネルギーとエネルギー変革を今も支持している

近年、ドイツは国を挙げてエネルギーの消費供給構造を転換する取り組みを進めている。「Energiewende（エネルギー変革、エネルギーシフト）」と呼ばれるこの取組は、「ドイツのエネルギー供給システムを、すべての人の福祉のために、完全に再構築することである。ドイツは、競争力のあるエネルギー価格と高い福祉のレベルを損なうことなく、環境にやさしく、エネルギー節約的な国民経済を実現する」¹ことを目指している。

ドイツのエネルギー変革は、電力に限らず、エネルギーに関わる全ての分野にまたがる政治的意思である。

例えば、電力、熱、交通を含む1次エネルギー供給量は、1990年から2015年の間に10.7%減少している。再生可能エネルギーが全体に占める割合は1990年当時1.3%であったのが、2015年には全体の12.5%を占めるまでに成長した。他方で、再生可能エネルギーを除いた1次エネルギー供給量だけを1990年から2015年で比較して見ると、25年間で約21%も削減されている。最も減少したのは褐炭で51%、次に原子力の40%、続いて石炭の27%であり、その一方でガスは23%増えている。

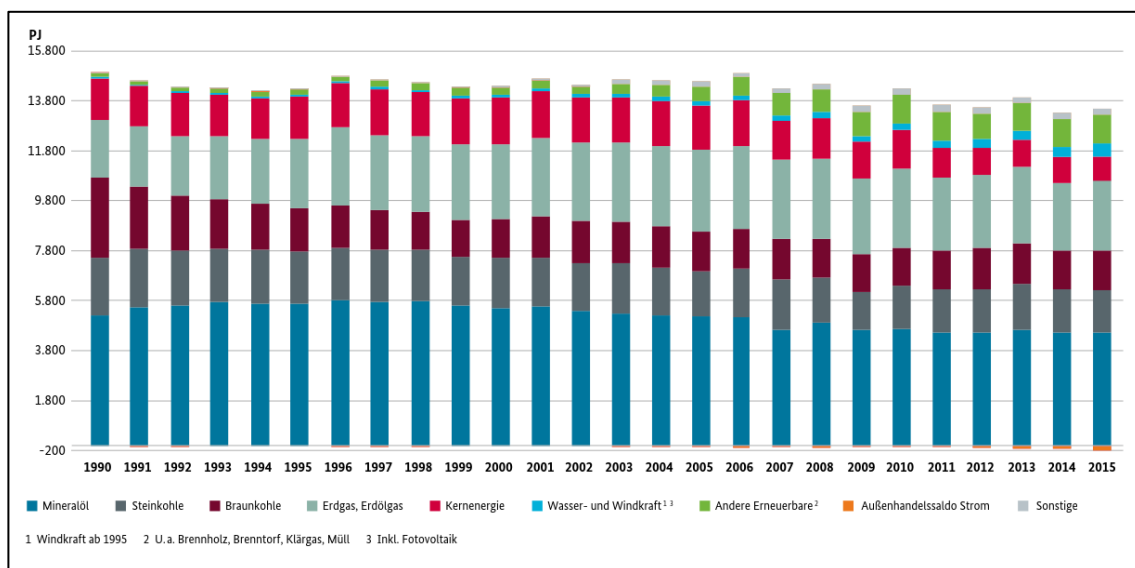


図 1 ドイツのエネルギー源別年間一次エネルギー供給量 (PJ)

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017年

- Mineralöl 石油
- Steinkohle 石炭
- Braunkohle 褐炭
- Erdgas, Erdöl 天然ガス
- Kernenergie 原子力
- Wasser- und Windkraft 水力・風力
- Andere Erneuerbare その他再生可能エネルギー
- Außenhandelsaldo Strom 電力国際取引

¹ <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/ma%C3%9Fnahmen-im-ueberblick.html;jsessionid=AAE84E73C67F9BB84D5A98F973B16EE7.s4t1>

Sonstige その他

1. Windkraft ab 1995 風力は 1995 年から計算
2. U.a. Brennholz, Brenntorf, Klärgas, Müll 主に木質、汚泥ガス、廃棄物
3. Inkl. Fotovoltaik 太陽光含む

また、ドイツの二酸化炭素排出量 2015 年末までの削減実績は、1990 年比 27.2%削減であるものの、国内目標である 2020 年マイナス 40%の目標にはまだ達していない。

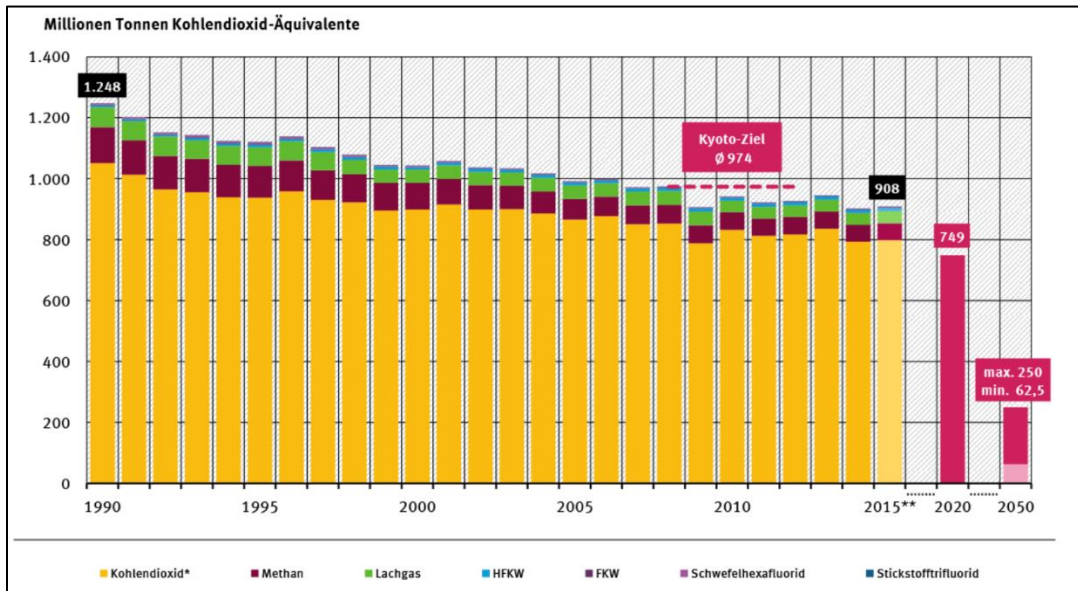


図 2 1990 年以降のドイツの温室効果ガス排出量推移

出所：連邦環境庁ウェブサイト, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>, 2017 年 3 月 2 日取得

Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalente 100 万二酸化炭素換算トン

Kohlendioxid 二酸化炭素

Methan メタンガス

Lachgas 笑気ガス

FKW フロンガス

Schwefeldioxid 二酸化硫黄

Stickstofftrifluorid 三フッ化窒素

2015 年 7 月、ドイツ政府は 2020 年二酸化炭素削減目標の達成に向けた具体的な追加施策として、電力分野でさらに 2200 万トン削減することを発表した²。中でも具体的な政策となるのが褐炭火力発電所の段階的停止である。ドイツ国内の総褐炭発電容量の約 13%に相当する 2.7GW 分を 2016 年より段階的に停止し、これにより 2020 年までにおよそ 1100 万から 1250 万トンの削減を見込んでいる。場合によっては追加で 1500 万トンの削減も要請される³。

ドイツ国内のエネルギー部門から排出される二酸化炭素量を表したのが下のグラフである。ドイツの二酸化炭素総排出量の約 40%はエネルギー部門から発生している。

² <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=718136.html>

³ Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende、2015 年 7 月 1 日 CDU/CSU 及び SPD による政党間合意より作成

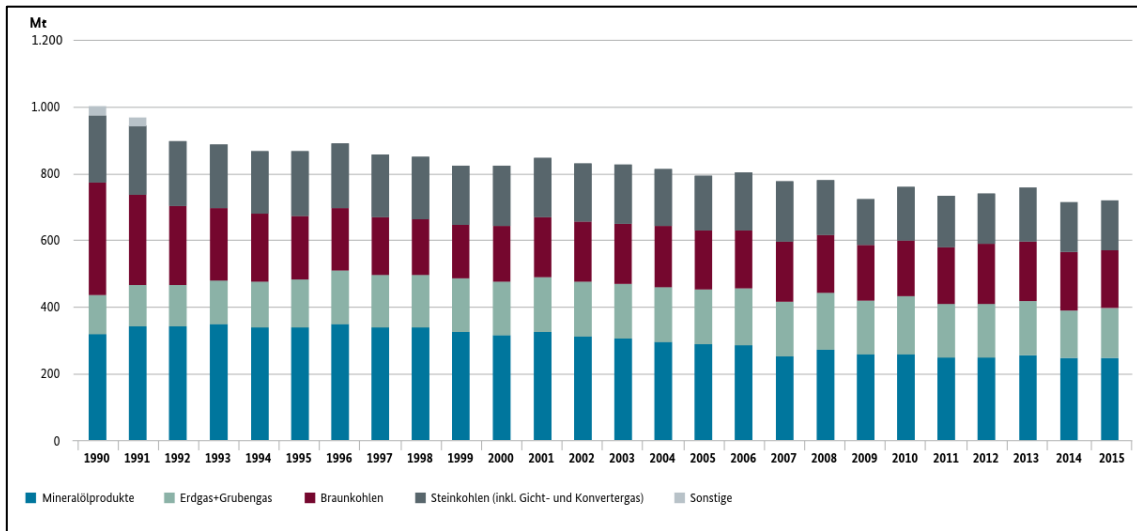


図 3 エネルギーに関連した燃料別の二酸化炭素排出量（1990～2015 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017 年

Mineralölprodukte 鉱油
 Erdgas+Grubengas 天然ガス・汚泥ガス
 Braunkohlen 褐炭
 Steinkohlen (inkl. Gicht- und Konvertergas) 石炭
 Sonstige その他

二酸化炭素削減の伸び悩みがある一方、デカップリングは長期的には進んでいるといえる。

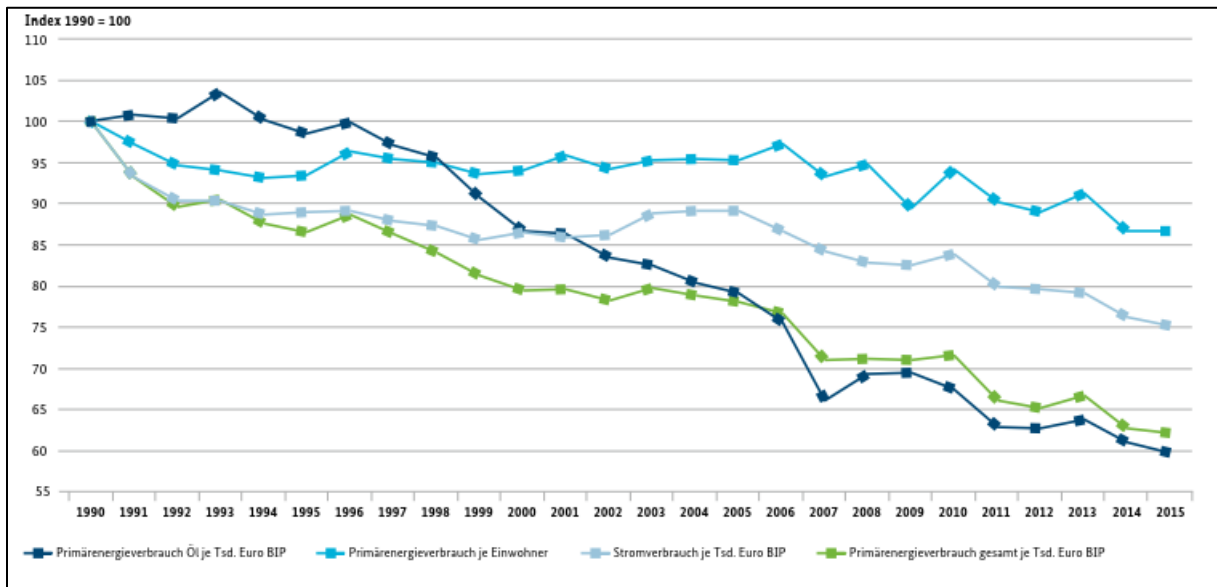


図 4 ドイツのデカップリング（1990～2015 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten:Gesamtausgabe」2017 年

Primärenergieverbrauch Öl je Tsd. Euro BIP 一次エネルギー消費（GNP1000 ユーロあたりの石油消費量）
 Primärenergieverbrauch je Einwohner 一人あたりの一次エネルギー消費
 Stromverbrauch je Tsd. Euro BIP 電力消費（GNP1000 ユーロあたり）

エネルギー変革の実現に向け、ドイツ政府は複数の数値目標を掲げている。ドイツのエネルギー変革の柱の中では省エネも非常に重要な役割を果たし、特にエネルギーの熱利用における省エネ、すなわち建物の省エネ化は大きなテーマとなっている。そのため、エネルギー目標には、1次エネルギー消費量を2050年までに50%削減(2008年比)が掲げられている。

表 1 ドイツのエネルギー関連目標

目標	2020年	2030年	2040年	2050年
温室効果ガス削減(1990年比)	40%削減	55%削減	70%削減	80~95%削減
再生可能エネルギー比率(最終エネルギー消費)	18%	30%	45%	60%
再生可能エネルギー電力比率	35%	50%	65%	80%
1次エネルギー削減率(2008年比)	20%	年率2.1%で改善		50%
電力消費削減率(2008年)	10%			25%

出所：ドイツ連邦政府、「エネルギーコンセプト」、2010年

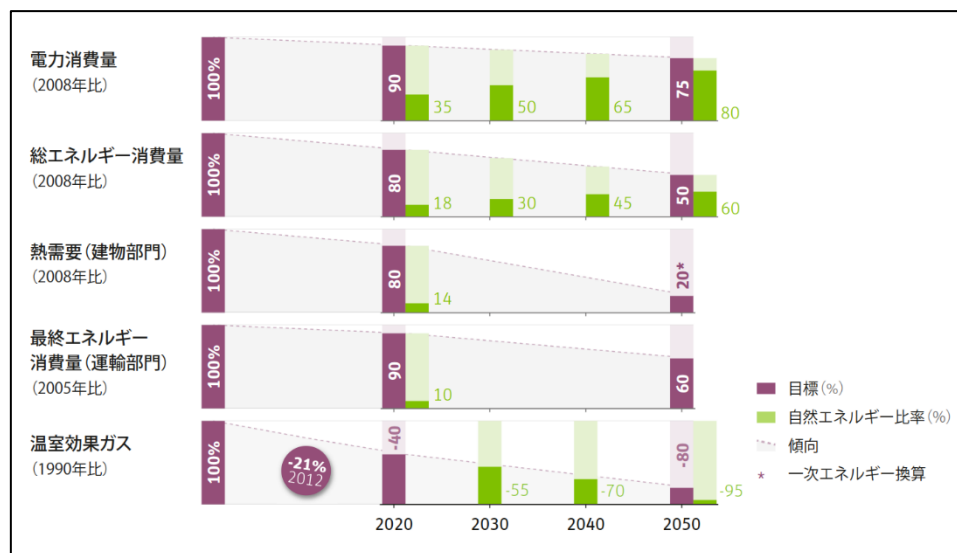


図 5 ドイツのエネルギー変革に関連した目標

出所：ハインリッヒ・ベル・財団、「エネルギー転換」、2012年

ドイツ国内ではエネルギー変革（Energiewende）は日常でも使用される用語となり、国民もこの取り組みに対して高い支持を示している。

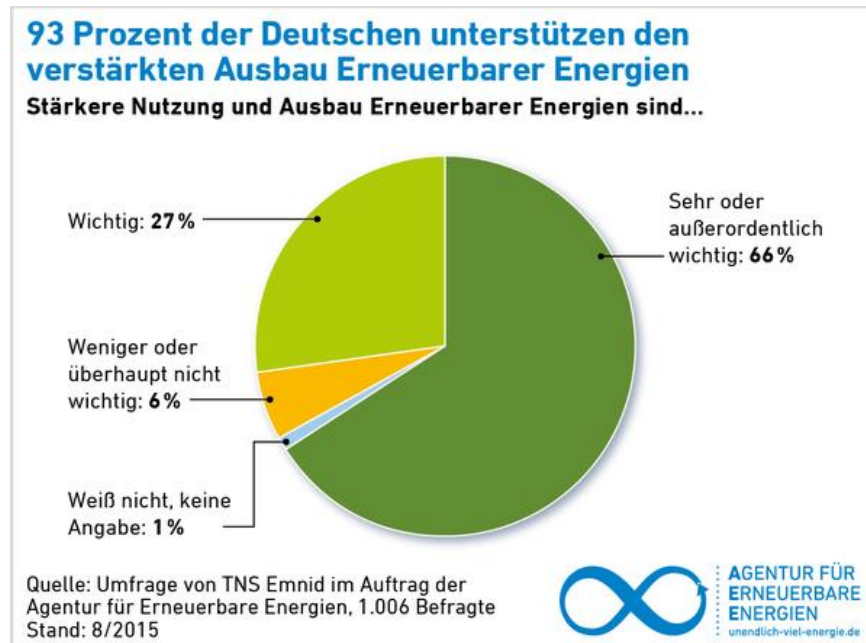


図 6 ドイツ国民の再エネに対する受容度

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト，<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/umfrage-akzeptanz-erneuerbare-energien-2015>、2017年2月26日取得

93 Prozent der Deutschen unterstützen den verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien

93%のドイツ人が再生可能エネルギー設置の強化を支持している

Stärkere Nutzung und Ausbau Erneuerbarer Energien sind...

より積極的な再生可能エネルギーの設置、利用は...

Sehr oder außerordentlich wichtig

とてもまたは非常に重要

Weiß nicht, keine Angabe

わからない。無回答。

Weniger oder überhaupt nicht wichtig

あまり、全く重要でない

Wichtig

重要

Quelle: Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbaren Energien, 1006 Befragte

出所：TNS Emnidによる再生可能エネルギーエージェンシー委託調査、有効回答数 1006

Stand: 8/2015

2015年8月時点

また、国民が再生可能エネルギーを支持する理由も様々である。

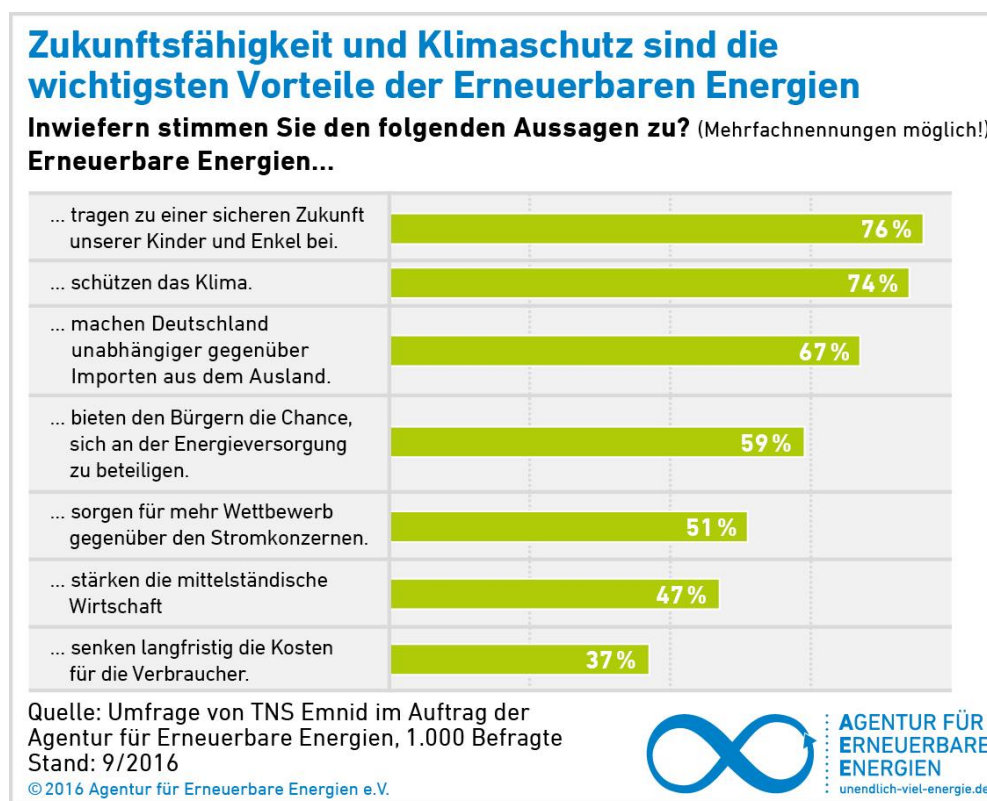


図 7 再エネを支持する理由

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト, <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/repraesentative-umfrage-weiterhin-rueckenwind-fuer-erneuerbare-energien>、2017年2月26日取得

Zukunftsfähigkeit und Klimaschutz sind die wichtigsten Vorteile der Erneuerbaren Energien

将来性と気候保護が再生可能エネルギーの最も重要な利点である

Inwiefern stimmen Sie den folgenden Aussagen zu?(Mehrfachnennungen möglich)

以下の文にあなたは賛成しますか？(複数回答可)

Erneuerbare Energien...

再生可能エネルギーは...

Tragen zu einer sicheren Zukunft unserer Kinder und Enkel bei

私達の子供と孫の世代の安全な将来に貢献する

Schützen das Klima

気候を保護する

Machen Deutschland unabhängiger gegenüber Importen aus dem Ausland

ドイツの外国からの資源輸入の依存度を引き下げる

Bieten den Bürgern die Chance, sich an der Energieversorgung zu beteiligen

市民にエネルギー供給に参加する機会を与える

Sorgen für mehr Wettbewerb gegenüber den Stromkonzernen

電力コンツェルンに対する競争力を高める

Stärken die mittelständische Wirtschaft

中小企業の経済状況を強化する

Senken langfristig die Kosten für Verbraucher

長期的に消費者のコストを低減させる

Quelle: Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien, 1008 Befragte

出所: TNS Emnidによる再生可能エネルギーエージェンシー委託調査、有効回答数 1008

Stand: 9/2016

2016年9月時点

また、再生可能エネルギー設備に対する受容度は、発電設備が近郊にある回答者ほど高くなることも長年の調査の結果明らかになっている。ただし、これは再生可能エネルギーに限らずすべての発電設備に同様の傾向が見られる。その理由としては、これらの設備が地域にもたらず経済効果がすべての設備で認識されていることが考えられるだろう。しかし、他の発電設備と比較して再生可能エネルギーの受容度が高いことも事実である。

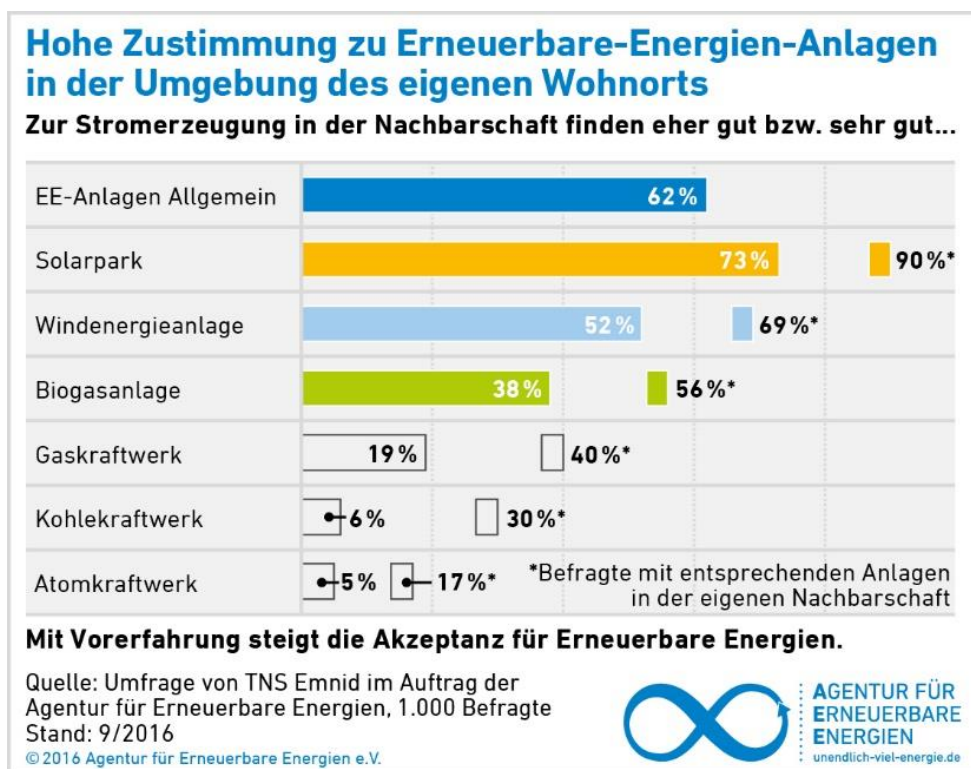


図 8 再エネ発電設備に対する受容度

出所: 再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト, <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/repraesentative-umfrage-weiterhin-rueckenwind-fuer-erneuerbare-energien>、2017年2月26日取得

Hohe Zustimmung zu Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Umgebung des eigenen Wohnortes

近郊に発電設備のある人ほど再生可能エネルギーに対して高い支持を示す

Zur Stromerzeugung in der Nachbarschaft finden eher gut bzw. sehr gut...

近郊に発電設備が存在することについて、良いまたはとても良いと感じる

EE-Anlagen Allgemein

再生可能エネルギー設備全般

Solarpark

太陽光発電

Windenergieanlage

風力発電

Biogasanlage

バイオガス設備

Gaskraftwerk

天然ガス設備

Kohlenkraftwerk

石炭火力

Atomkraftwerk

原子力発電

*Befragt mit entsprechenden Anlagen in der eigenen Nachbarschaft

*近郊に実際に該当する設備が存在する人の回答

Mit Vorerfahrung steigt die Akzeptanz für Erneuerbare Energien

身近に設備がある人ほど再生可能エネルギーの受容度は高い

Quelle: Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbaren Energien, 1008

Befragte

出所：TNS Emnid による再生可能エネルギーエージェンシー委託調査、有効回答数 1008

Stand: 9/2016

2016年9月時点

このように、最新の調査でも再生可能エネルギーに対するドイツ国民の受容度は高いレベルにあることが示されている一方、近年は特に再生可能エネルギー電力を中心として様々な議論がドイツ国内で巻き起こっていることが日本でも紹介されている。

しかし、すでに示したように、ドイツ国内では再生可能エネルギーに対する受容度は高く、エネルギー変革に対する一般的な受容度も高いと考えられるため、批判は再生可能エネルギー推進の方法にあると考えて良いだろう。

そこで、本稿ではドイツのエネルギー変革の中でも特に日本でも取り上げられやすい電力を取り上げ、ドイツのエネルギー変革を取りまとめる。本稿では、特に以下の観点を中心に調査を行った。1つ目が再生可能エネルギーの経済的影響、2つ目は再生可能エネルギー電力が系統に与える影響、3つ目は再生可能エネルギーが他の電源に与える影響である。

1.2 再生可能エネルギーの成長

各論に入る前に、改めてドイツの再生可能エネルギーの状況を概観する。

ドイツ政府は再生可能エネルギーを積極的に推進しており、その代表的な政策の1つに再生可能エネルギー法 (EEG) がある。EEG は 2000 年に施行された後、いくつかの改正が行われている。

2000 年の EEG 導入当初は、固定価格買取制度 (Feed-in Tariff, FIT) と呼ばれる仕組みが取り入れられていた。

FIT とは、一定期間にわたり、再生可能エネルギーによる給電量を定められた価格ですべて買い取ることを保証する仕組みである。再生可能エネルギーをもちいる発電事業者は発電した電力がすべて買い取られることが保証されているため、事業の経済性が確保される。こうした価格保証は再生可能エネルギーの成長を促進する。

FIT は再生可能エネルギー発電事業者の内部収益率 (IRR) が 7%程度になるよう買い取り価格を設定しており、買い取り価格は定期的に見直されることになっている。

ドイツの EEG では再生可能エネルギー発電事業者が受け取る電力買い取りに必要な財源は賦

課金（以下、EEG 賦課金）として電気代に上乗せして徴収する仕組みとなっている。

FIT は 2000 年以降のドイツ国内の再生可能エネルギーの成長の大きな原動力となっていることは間違いなく、2016 年の電力ミックスでは再生可能エネルギーは 29.5%を占めるまでに成長している。

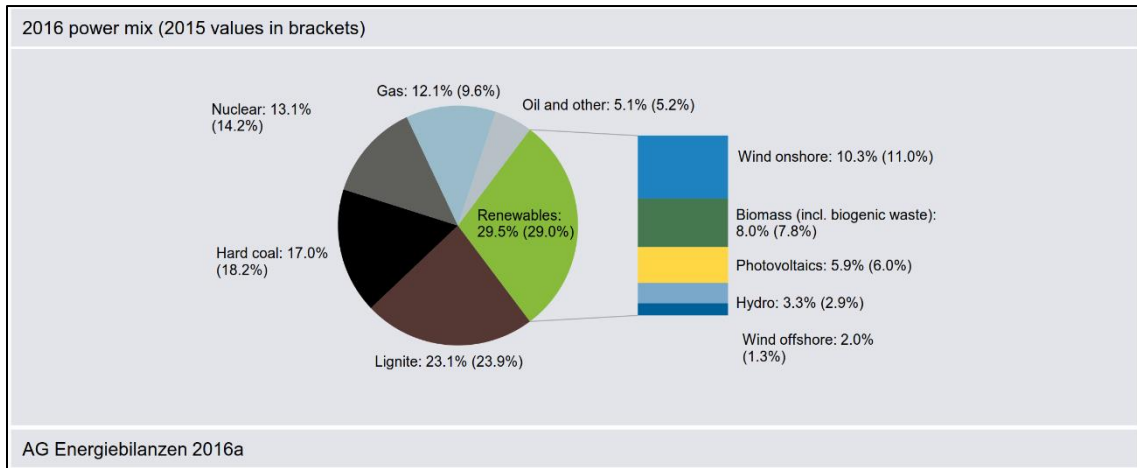


図 9 2016 年のドイツ国内の電力ミックス

出所：Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」、2017 年

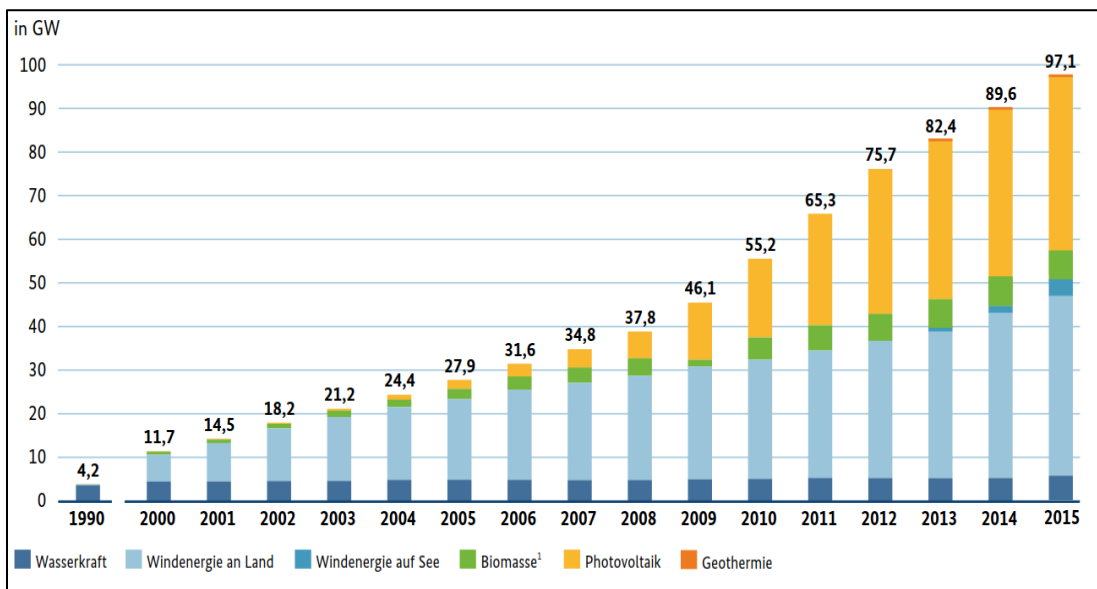


図 10 再エネ発電設備の容量の推移 (1990~2015 年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016 年

凡例 (左から)

水力、陸上風力、洋上風力、バイオマス、太陽光、地熱

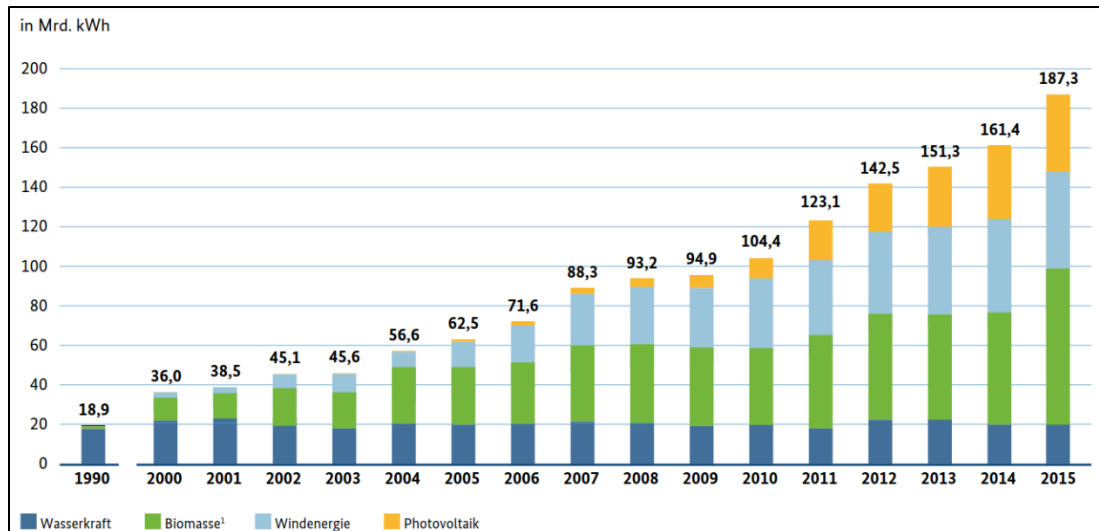


図 11 再エネの発電量の推移（1990～2015年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016年

凡例：左より

水力、バイオマス、風力、太陽光

FITは、こうして発電単価の高い再生可能エネルギーの普及を促進し、規模の経済を活かして発電単価を引き下げ、再生可能エネルギーを補助の必要のない電源に育てる仕組みである。FITにより爆発的と言ってもよいほど急速に再生可能エネルギーが普及した結果、再生可能エネルギーの発電単価も大幅に下落した。

以下に、太陽光のコストを示す。

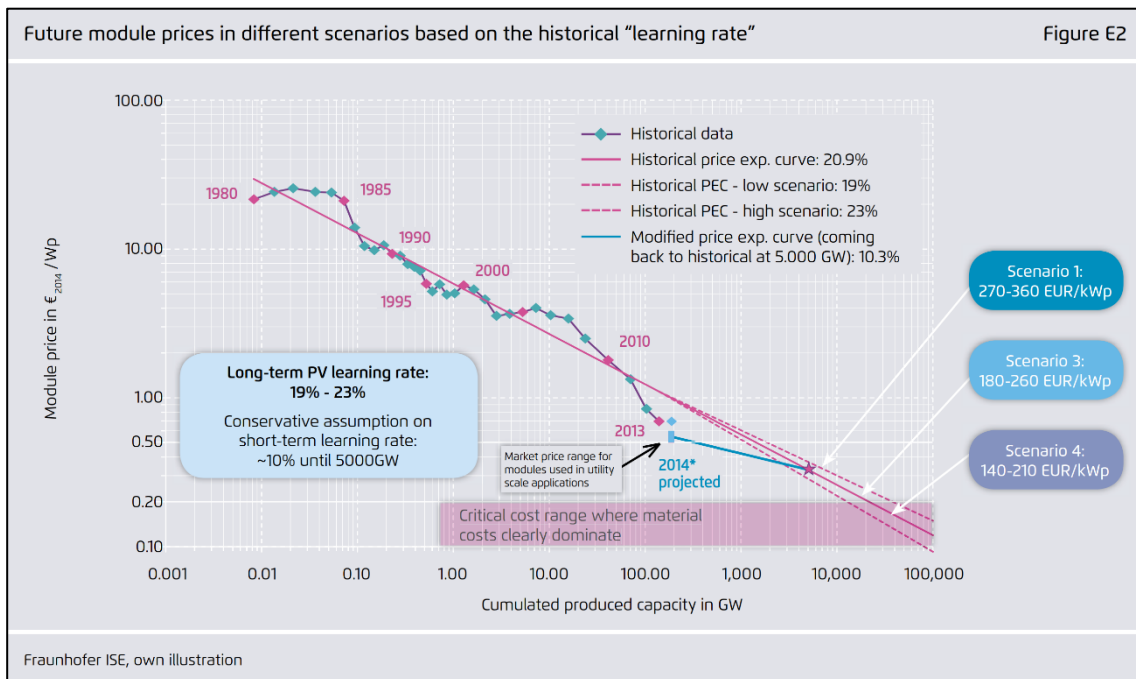
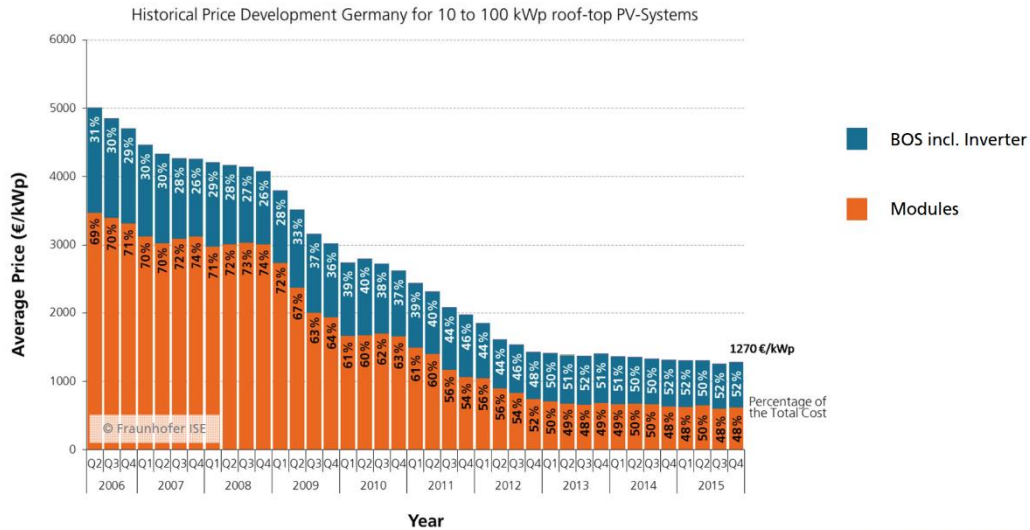


図 12 学習曲線による太陽光モジュール価格の低下モデル

出所：Agora Energiewende、「Current and Future Cost of Photovoltaics」、2015年

Average Price for PV Rooftop Systems in Germany (10kWp - 100kWp)



40

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer
ISE

図 13 屋根上太陽光の価格の推移（2006～2015年）

出所：Fraunhofer ISE、「PHOTOVOLTAICS REPORT」、2016年

ドイツでは再生可能エネルギーが普及するにつれ、再生可能エネルギーと市場の統合の必要性が議論されるようになった。すなわち、補助を受けて発電単価が下がった再生可能エネルギー電源については補助を低減または撤廃し、他の電源と同様に市場に統合してゆくべきという主張である。これを受けて、ドイツ政府は2014年に EEG を改正し、一部を除いて FIT から「直接市場化 (Direktvermarktung)」に移行した。直接市場化では、マーケットプレミアム方式が採用されている。

それまで、FIT では再生可能エネルギー電源は「系統への優先接続」と「全量買い取り」が保証されていたが、これを市場に統合する方向へと転換し、以降発電事業者が自ら市場で再生可能エネルギー電力を販売する仕組みに変更した。ただし、再生可能エネルギー発電事業者は、予め定められた買い取り価格と、彼らが市場で再生可能エネルギー電力を売却して得た収益の差額を受け取ることは引き続き認められた。

つまり、2014年以降の新設の設備については原則「全量買い取り」は廃止されたが「系統への優先接続」は引き続き認められていた。さらに、2015年には太陽光発電の中でも平地に立つ太陽光発電設備については、入札によって支援する設備を決定する方式を試験的に導入することになった。2017年からは入札制度が他の電源にも採用されるようになった。

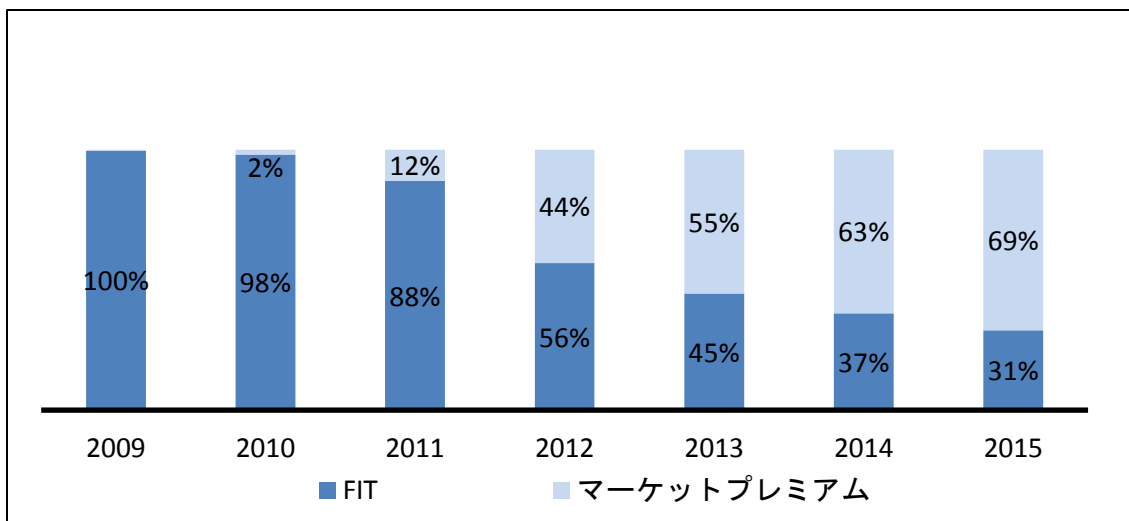


図 14 FIT 電源とマーケットプレミアム電源の比率

出所：連邦ネットワーク規制庁、「EEG in Zahlen」、2016 年

これらの変更には、ドイツのエネルギー変革を支えてきた市民参加の前提が覆される、入札で支援を受けられる設備容量に上限を設けることで再生可能エネルギーの発展そのものが阻害される、などの批判がある。

しかし、ドイツでは一般家庭の電力小売価格よりも屋根上太陽光発電の発電単価が低くなるグリッド・パリティが起きており、近いうちに太陽光発電と蓄電池を組み合わせた価格でも一般家庭の電力小売価格を下回る蓄電パリティが起きると言われる。つまり、EEG は 2000 年導入当初の目的である再生可能エネルギーの独り立ちという観点からみて一定以上の成功を収めた政策であることは認めるべきだろう。

むしろ EEG の問題は、再生可能エネルギーの普及が急激に進み、政策がその変化に対応できなかった点にあると見る専門家もいる。つまり、太陽光発電で特に顕著であるが、発電単価の急激な低下に買い取り価格の変更が追いつかず、高い収益率を見込んだ設備の新規設置容量が急増し、賦課金額が上昇したことが問題である。

しかし、EEG、特に FIT の目的であった再生可能エネルギーの普及と発電単価の低下については十分な成功を遂げたと言えるだろう。

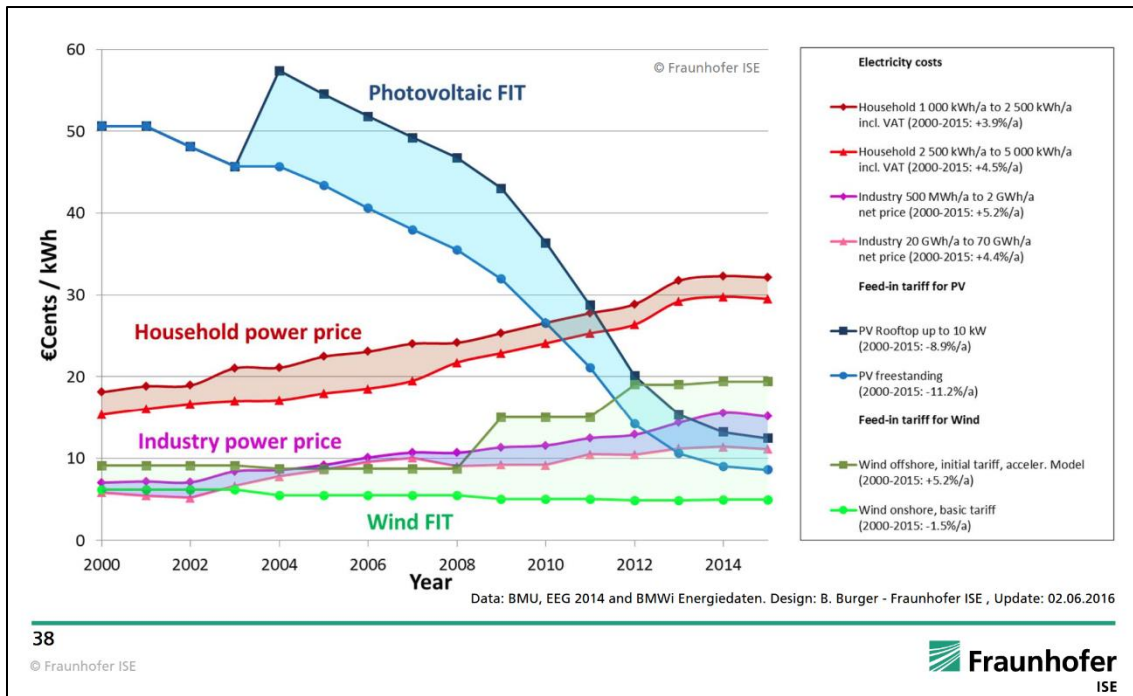


図 15 発電コストと固定価格買取制度

出所：Fraunhofer ISE、「PHOTOVOLTAICS REPORT」、2016年

2. 再生可能エネルギーの導入拡大による影響分析

2.1 再生可能エネルギーとコスト

近年ドイツの再生可能エネルギーがドイツの電気代に与える影響が議論されている。

ドイツの再生可能エネルギーが電力市場に影響を与える理由は主に 2 つある。1 つは再生可能エネルギーが卸市場での電力の取引価格に与える低下圧力、2 つ目は再生可能エネルギーの支援にかかるコストを国民全体が負担する仕組みによる電力価格の上昇圧力である。

確かに、ドイツの再生可能エネルギーの発電単価は普及に伴い、大幅に低下した。しかし、一般電力消費者が負担する賦課金の額は、再生可能エネルギーの給電量と買い取り価格を基に決定されるため、単価が下がっても給電量が多ければ、賦課金総額は下がりにくいなどの問題がある。

EEG で認められた再生可能エネルギー電源の支援に必要な資金は EEG 賦課金という形で電力消費者から回収することはすでに述べたが、この EEG 賦課金の額は、電力卸市場での平均価格と買い取り価格の差によって決められている。すなわち、買い取り価格が高く、卸価格が低い状態であるほど賦課金の額は高くなる。これは、再生可能エネルギーの持つ特徴を考えると非常に大きな意味を持つ。

2.2 賦課金額の決定システム

賦課金の額は、買い取り額と卸価格の平均の差額で決まる。したがって、買い取り額が一定であれば、賦課金の額は電力卸市場の価格に左右される。

ごく簡単にまとめると、

賦課金の総額 = EEG による再生可能エネルギー電力の買い取り総額 - (EEG による再生可能エネルギーの卸電力市場での販売量 × 電力卸市場での平均価格)

である。EEG による支援、FIT または直接市場化の支援を受ける再生可能エネルギー設備は EEG 設備と呼ばれ、現行の EEG ではすべて卸電力市場で販売しなければならない。ただし、EEG の支援を受けない再生可能エネルギー設備は相対契約での販売も認められている。

また、賦課金の負担はすべての電力消費者が平等に負担するわけではなく、国際的な競争にさらされている企業⁴は、賦課金の負担が免除されている。また、自家消費設備にも負担減免措置が認められている。これらの企業・組織が免除された賦課金はその他の電力消費者が負担することとなり、結果的に一般家庭の負担が大きくなることは常に批判されてきた。

2.3 ドイツの卸電力市場

2.3.1 電力卸市場の創出

EU の加盟国はほとんどが電力・ガス市場を完全に自由化している。これらの国では電力を取引するために電力卸市場が設置されており、数か国にまたがって取引する市場も存在する。

⁴ EEG 2017 では、電力消費量が 1GWh 以上で、粗付加価値における電気代の割合が少なくとも 16%以上の企業で指定された業種に該当する企業と定められている。

ドイツでもライプチヒに 2002 年に設置された EEX において石炭、ガス、二酸化炭素排出権とともに電力先物が取引されている。また、スポット市場はフランスのパリにある EPEX が開設している。

エネルギー市場自由化は、EU 加盟国にとっては 1996 年の欧州域内の電力市場統合と競争の活性化を図る EU 指令 (96/92/EC)、1998 年のガス市場の自由化に関する EU 指令 (98/30/EC) の議決によって推進することが義務付けられたものである。これに基づいてドイツでも 1998 年に「エネルギー事業法の新規定のための法律 (Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrecht)」を制定し、同年から電力市場が、2004 年からはガス市場が自由化された。

電力市場は大きくは、発電、送配電、小売の 3 つの市場に分けることができる。このうち、送配電は現在もコンセッションと呼ばれる入札を経て 20 年間にわたって送配電網を運営する企業を決め、その企業が独占的に運営することが多い。そのため、系統の運営費は、託送費として電気代に上乗せして徴収されている。

一方、発電部門は完全に自由化されており、一部の発電事業者は電力消費者と直接の相対契約を結ぶが、一部の事業者は電力を卸市場で販売している。また、電力小売事業者には、販売する電力を卸市場で調達している企業もある。そのため、すでに述べたようにドイツにもライプチヒに EEX と呼ばれる電力卸市場が存在し、主に電力の先物取引を扱っている。また短期の電力取引を行うスポット市場はパリの EPEX に開設されている。

電力は同時同量の原則があり、需要と供給量を常にバランスさせる必要がある。こうした系統のバランスを確保するために、系統運営者は調整電源市場と呼ばれる、卸市場とは独立した取引も行っている。しかし、本稿では各市場の性格や取引形態についてはこれ以上取り上げない。

2.3.2 メリットオーダー

再生可能エネルギーが卸市場で重要な役割を果たすのは、再生可能エネルギーの発電時にかかるコストが安価だからである。ドイツでは再生可能エネルギーの設備投資は FIT で保証され、賦課金を通じて消費者から徴収される。一方、バイオマスなどの一部の電源を除けば再生可能エネルギーは燃料費がかからない。そのため、再生可能エネルギー設備は運営費が非常に安価であることも特徴である。EEG の支援を受けている再生可能エネルギー設備は卸市場で電力を販売することが義務付けられているため、現在は大量に非常に安価な電力が卸市場に流れ込んでいる。

卸市場での取引価格は、理論的には短期変動コストで決まる。短期変動コストとは、この場合は燃料費と炭素排出権の和に等しくなる。

再生可能エネルギー（水力発電、風力発電や太陽光発電）は燃料費がほぼゼロであり、発電中は二酸化炭素を排出しないため、短期限界費用が低く、電力卸市場ではこれらの電源が優先的に落札されていく。下図にあるように、電力の供給曲線は、短期変動コストの低い再生可能エネルギーから順に並び、次に短期コストの低い電源（褐炭・石炭など）から高い電源（天然ガスなど）の順に並ぶ。

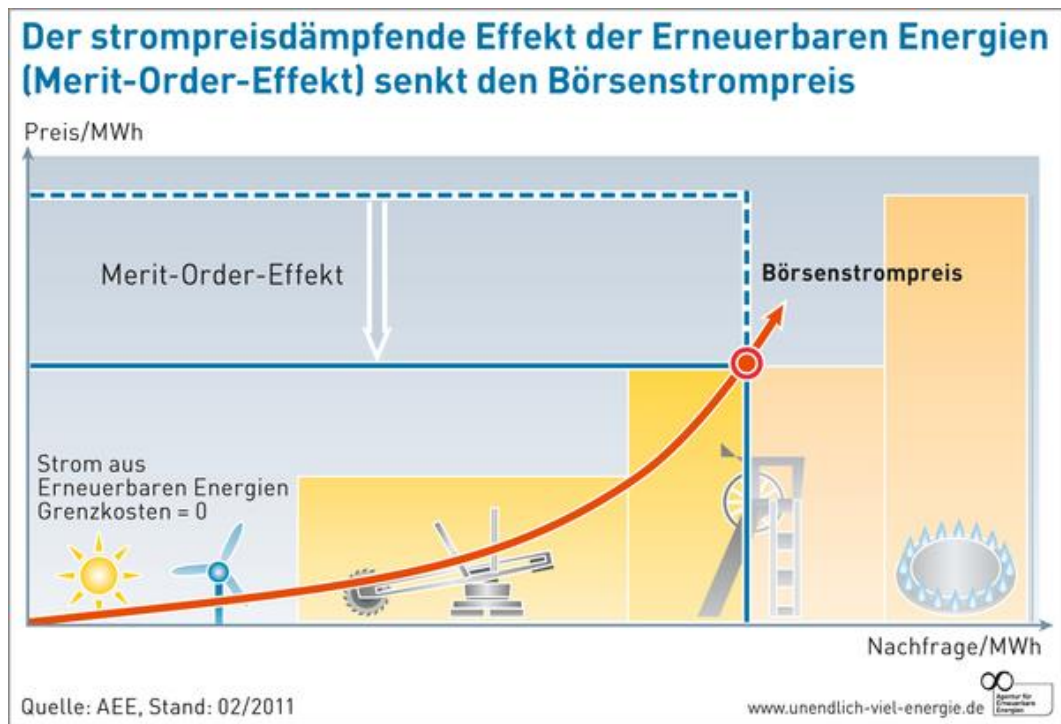


図 16 : メリットオーダー

出所：再生可能エネルギーエージェンシー、「BILDUNG DES BÖRSENSTROMPREISES UND MERIT-ORDER-EFFEKT」、2011年

Der strompreisdämpfende Effekt der Erneuerbaren Energien (Merit-Order-Effekt) senkt den Börsenstrompreis

再エネによる価格抑制効果（メリットオーダー）が卸市場価格を押し下げる

Preis/MWh 価格 (MWh)

Börsenpreis 卸価格

Strom aus Erneuerbaren Energien Grenzkosten = 0 再エネ電力は限界費用が 0

Nachfrage/MWh 需要 (MWh)

出所：AEE、2011年2月

つまり、エネルギーの需要が一定とした場合、卸市場での電力価格は再エネが入る量に応じて供給曲線が右にずれ（または下に下がり）、取引価格は下がる。電力需要が変わらないとすれば、燃料コストが高い化石燃料による火力発電所で発電された電力は売れなくなる。つまり、再生可能エネルギーの電力がまず買われ、再エネでは埋まらない残りの需要を火力が埋めることになる。結果的に、火力発電所の稼働時間が大幅減となり、経済性が悪化する。

ドイツではこのようにして、最新のガス火力発電所の経済性が悪化し、稼働停止の申請を行った発電所の存在が問題として取り沙汰されたが、2016年は天然ガスの資源価格の低下もあり、ガス火力発電所の発電量は回復した⁵。

⁵ Agora Energiewende、「Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016」、2017年

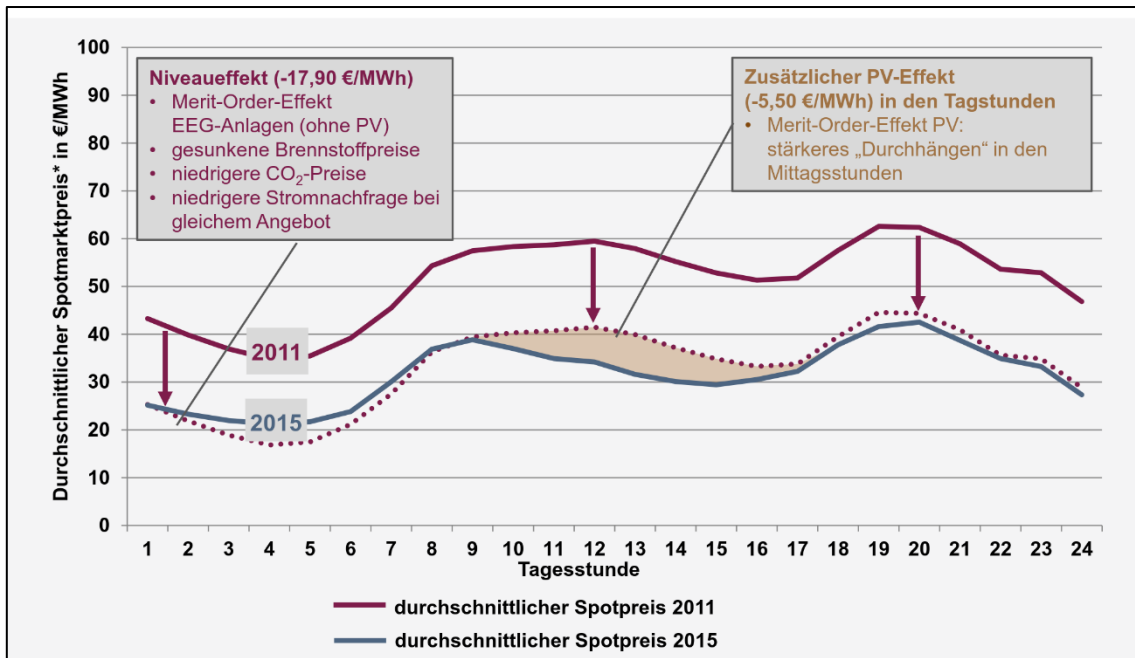


図 17 メリットオーダー効果によるスポット価格の低下

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017年

Niveaueffekt (-17,90 €/MWh)	レベル効果
• Merit-Order-Effekt EEG-Anlagen (ohne PV)	
EEG 設備 (太陽光除く) のメリットオーダー効果	
• gesunkene Brennstoffpreise	資源価格の低下
• niedrigere CO ₂ -Preise	低い排出権価格
• niedrigere Stromnachfrage bei gleichem Angebot	供給に比して低い電力需要
Zusätzlicher PV-Effekt (-5,50 €/MWh) in den Tagstunden	
一定の時間における太陽光の追加のメリットオーダー効果	
• Merit-Order-Effekt PV: stärkeres „Durchhängen“ in den Mittagsstunden	
太陽光のメリットオーダー効果：日中に特に価格を引き下げる	
Durchschnittlicher Spotmarktpreis* in €/MWh	
平均スポット価格 (ユーロ/MWh)	
Tagesstunde	自国
durchschnittlicher Spotpreis 2011	平均スポット価格 (2011年)
durchschnittlicher Spotpreis 2015	平均スポット価格 (2012年)

再生可能エネルギー電力の卸市場での販売量が今後も増加し続けると、従来型の原子力や褐炭・石炭火力などが低廉安価で安定した電力を供給するというベースロード電源の考え方が成り立たなくなり、まず再生可能エネルギーが需要をまかない、再生可能エネルギーではマカに切れなかった需要をその他の「柔軟な電源」で調整するという「残余需要 (Residual Last)」の考え方に基づいた取引となる可能性がある。しかし、本稿は電力市場の将来を取り扱う調査ではないため、残余需要については割愛する。

2.4 卸市場の電力価格の推移

以上、再生可能エネルギーによる卸価格の低下圧力についての理論を説明してきた。電力の卸

価格は再生可能エネルギーの低い短期変動コストの影響を受け易いのである。

実際には、卸市場で取引される電力商品は複数の商品がある。以下では、それぞれの商品について価格の推移を示す。

2.4.1 Phelix Base

Phelix とは、Physical Electricity Index の略であり、一日の平均取引価格を示す。Phelix Base とはベースロード電源として取引される電力の価格であり、1 日の基本的な (Base の) 電力を賄うために取引される。取引単位は 1 時間 1MW である。

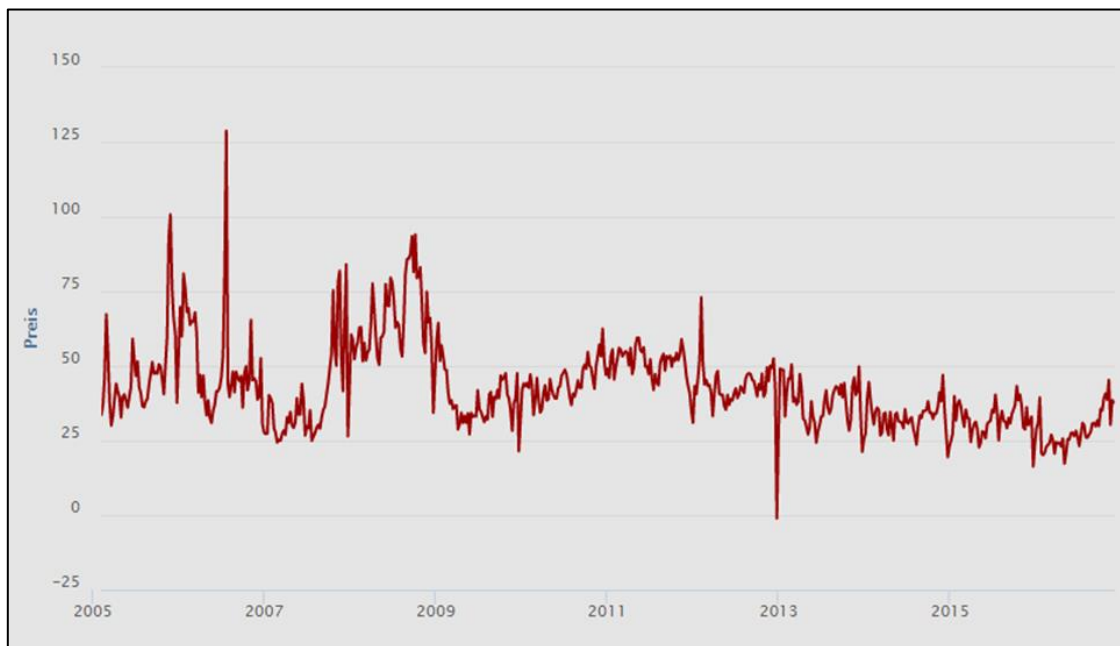


図 18 : EEX Phelix ベースの価格推移
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

2.4.2 Phelix Peak

Phelix Peak はピークロードに対応する電力を取引する市場の価格である。1 日の中で電力需要が高まる時間帯（8-20 時）における電力供給が取引される。

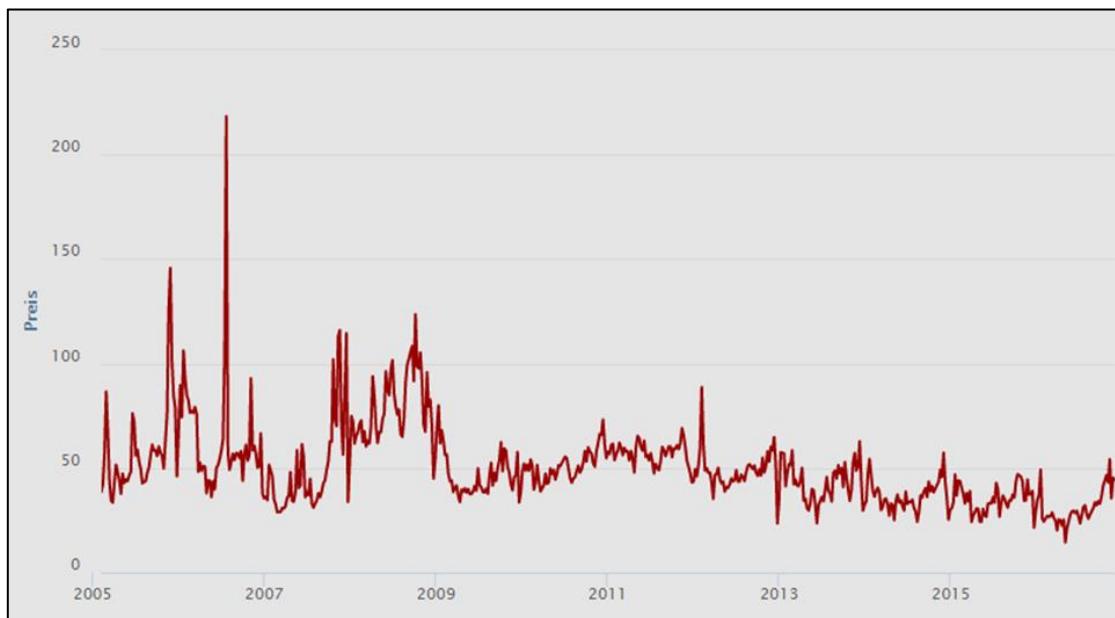


図 19 : EEX Phelix ピークの価格推移
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

2.4.3 Block Offpeak

Block Offpeak は電力需要が少ない時間帯、すなわち 20 時から翌日 8 時までの間でベースロード取引を上回る電力需要に対応するオフピーク電源を取引する市場である。

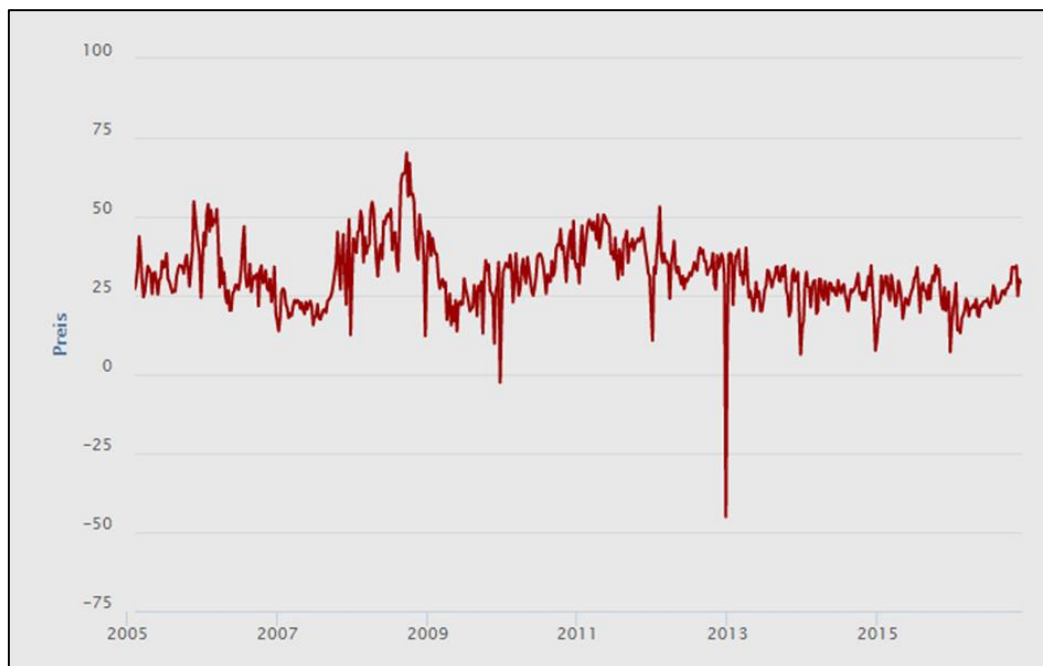


図 20 : EEX Block Offpeak 1 (1 時～8 時) の価格推移
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

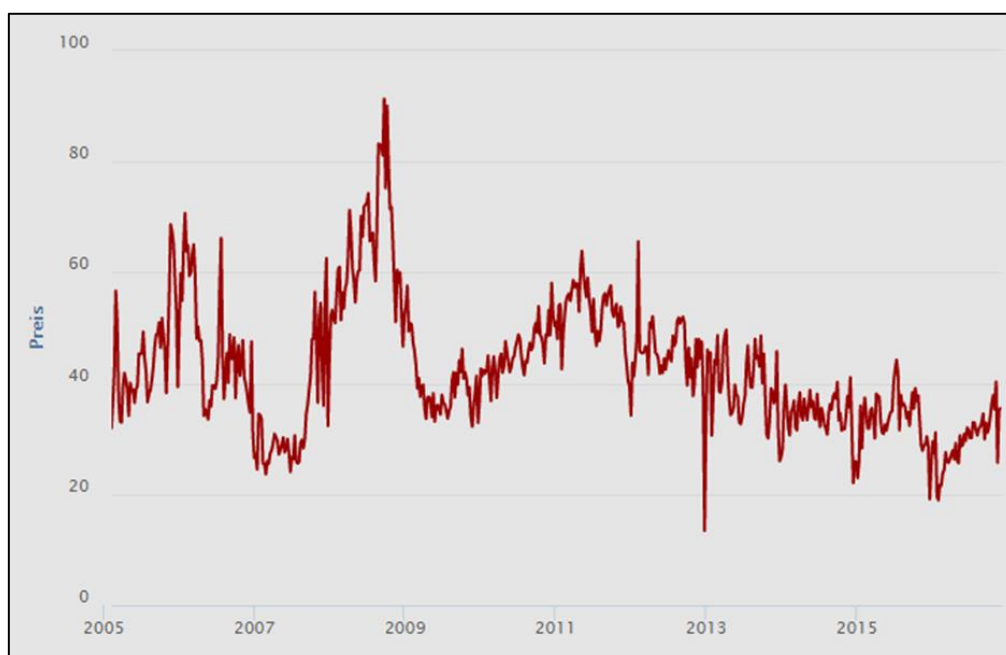


図 21 : EEX Block Offpeak 2 (21 時～24 時) の価格推移
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

2.4.4 その他

下の図は、2009年1月1日から2017年3月1日までのフランス（上）とドイツ（下）の卸市場でのピーク電源の取引を並べたものである。

これを見ると価格の変動はドイツが激しいが、フランスのほうが高値をつけていることがわかる。

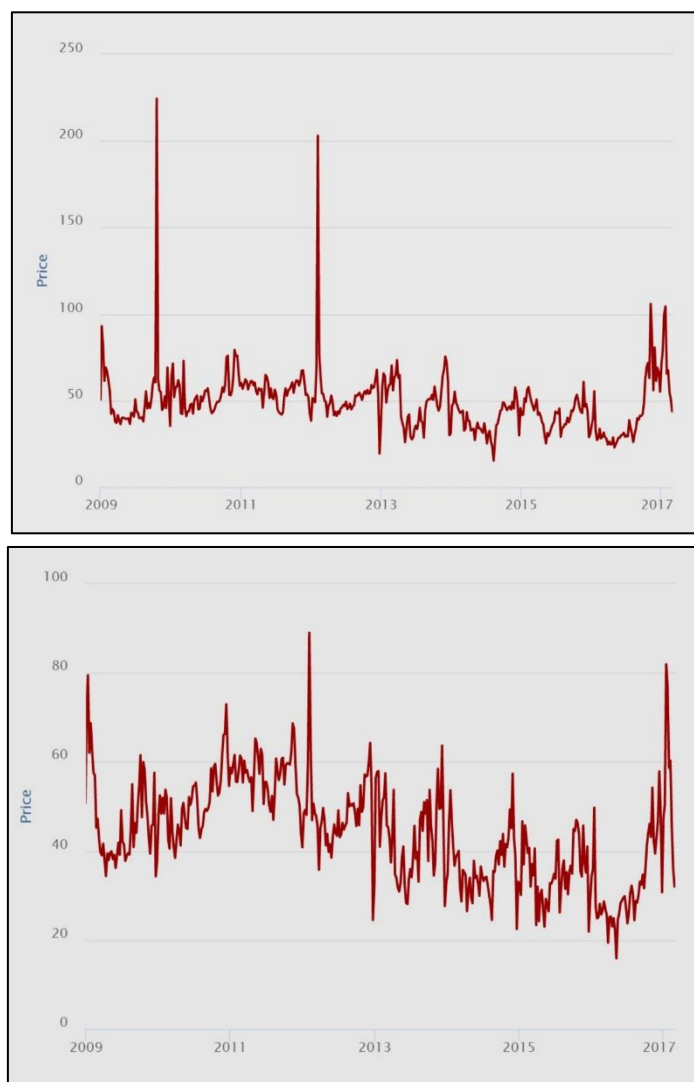


図 22 フランス（上）とドイツ（下）のスポット市場のピーク価格の推移

出所: EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/auction#!/2017/03/01>、
2017年3月1日取得

2.5 卸電力市場で取り扱われる再生可能エネルギー電力量の推移

2.5.1 電力量の推移

ドイツ国内における再生可能エネルギー電力の割合（送電ロス含む）は2016年時点で29.5%となっていた。電力消費における再生可能エネルギーの割合は32%を超えており、2050年までに35%に到達すると予想されている。

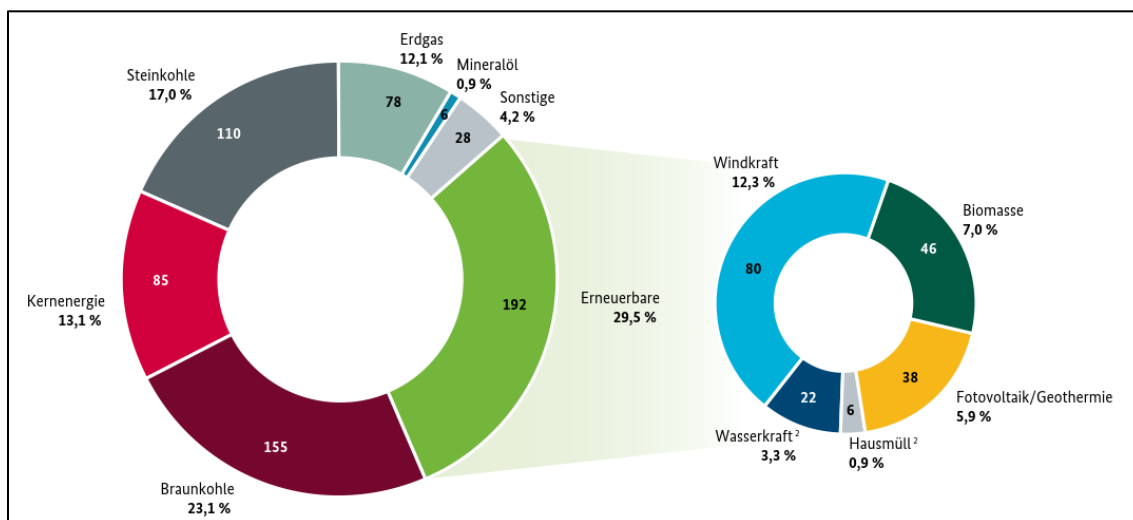


図 23：再生可能エネルギーによる発電量割合（2016年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiesaten」、2017年

Erdgas	天然ガス
Mineralöl	石油
Sonstige	その他
Erneuerbare	再生可能エネルギー
Braunkohle	褐炭
Kernenergie	原子力
Steinkohle	石炭
Wasserkraft	水力
Biomasse	バイオマス
PV/Geothermie	太陽光/地熱
Hausmüll	廃棄物
Windkraft	風力

再生可能エネルギーは電力分野のみで利用されるわけではない。ドイツのエネルギー変革目標においても他の分野での再生可能エネルギーの利用促進を掲げている。

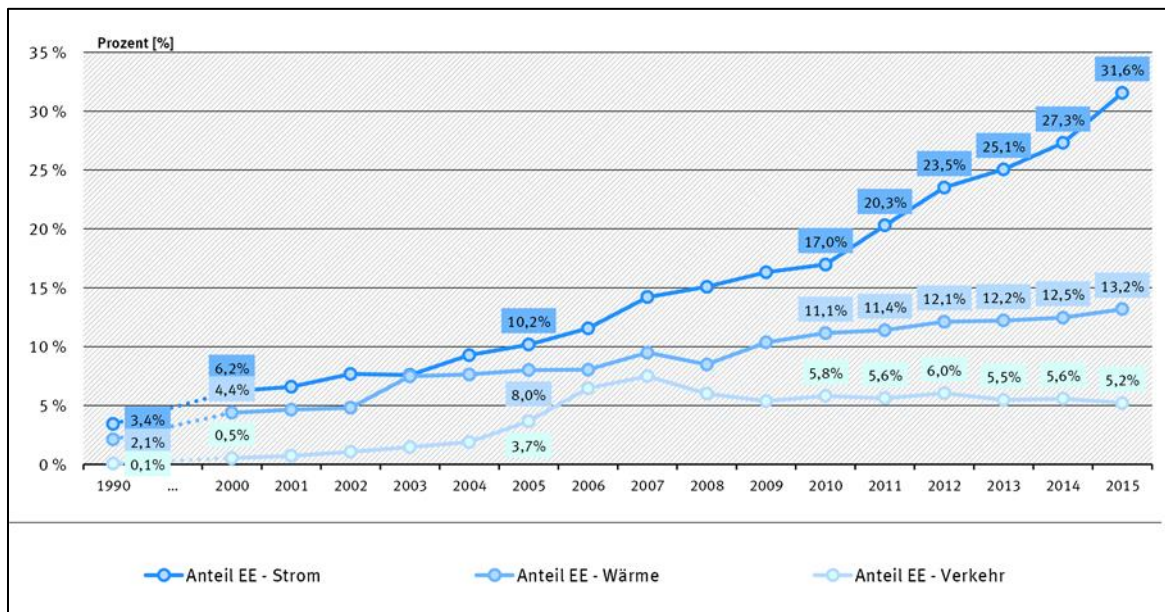


図 24：電力・熱・交通における再エネ割合（1990～2015年）

出所：連邦環境庁、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016年

Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und für Verkehr

再生可能エネルギーが粗電力消費、熱の最終エネルギー消費、交通の最終エネルギー消費に占める割合

Entwicklung von 1990 bis 2015 1990～2015年

Prozent 百分率

Anteil EE-Strom

電力に占める再生可能エネルギー割合

Anteil EE-Wärme

熱に占める再生可能エネルギー割合

Anteil EE-Verkehr

交通における再生可能エネルギー割合

EEG によって、特に大きな成長を遂げたのは風力と太陽光発電である。特に風力については経済性の面からも、これまで、そして将来的な電力供給の軸となることが予想される。化石燃料等をすべて含めた全発電量からみても、風力は 12.3% と大きな割合を占める。

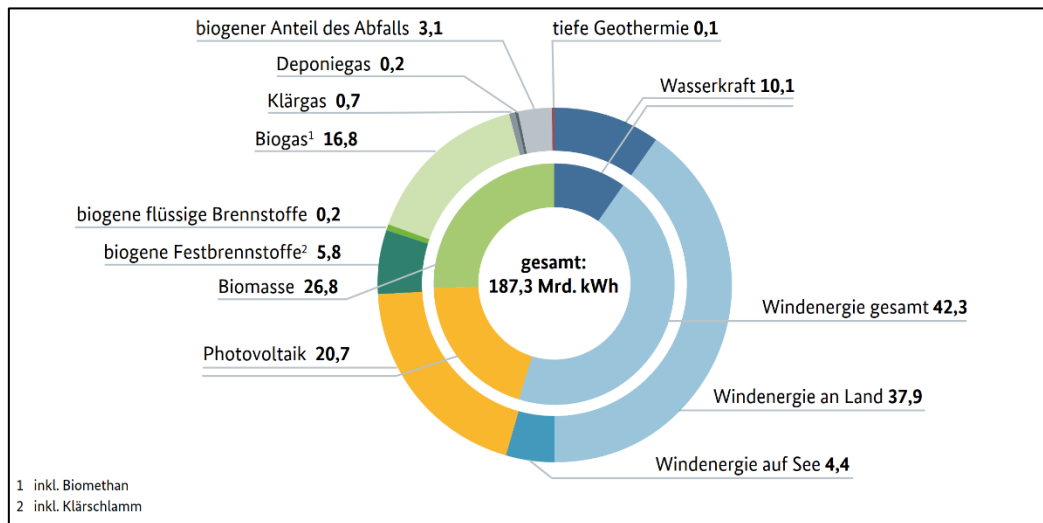


図 25 再エネにおける発電量に占める割合 (2015 年)

出所：連邦環境庁、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016 年

- Wasserkraft 水力
- Windenergien gesamt 風力全体
- Windenergien an Land 陸上風力
- Windenergien auf See 洋上風力
- Photovoltaik 太陽光
- Biomasse バイオマス
- Biogene Festbrennstoffe 生物由来の固形燃料
- Biogene flüssige Brennstoffe 生物由来の液体燃料
- Biogas バイオガス (バイオメタンを含む)
- Klärgas 汚泥ガス (下水汚泥)
- Deponiegas 埋め立てガス
- Biogener Anteil des Abfalls 生ゴミ

2.5.2 卸市場で取引される再生可能エネルギー電力量

ドイツ卸電力市場 EEX では 2015 年時点で年間およそ 3000TWh の電力が取引されている。ただし、これには複数回取引される電力も含まれる。

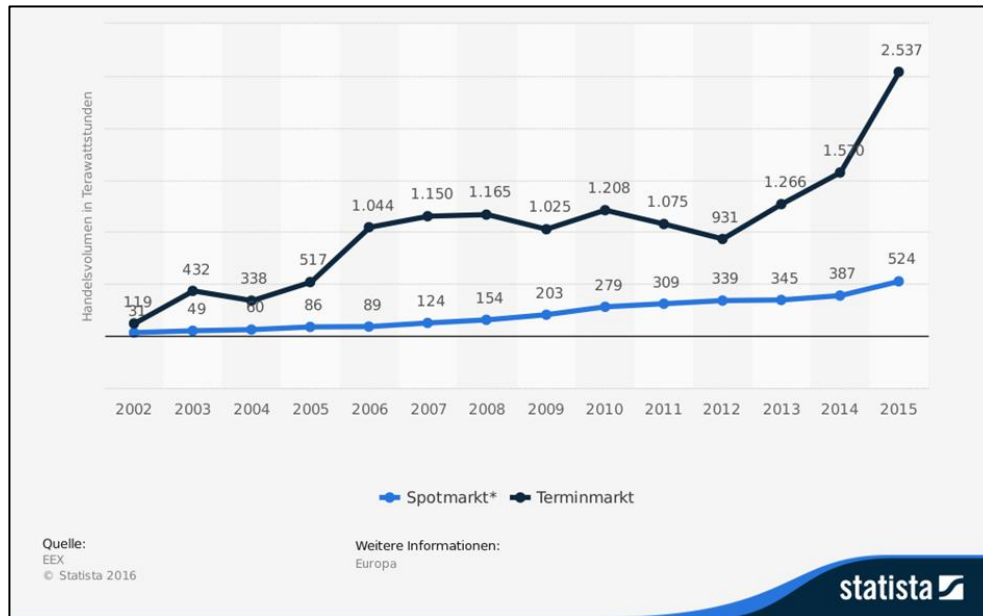


図 26 EEX スポットと先物市場の電力取引量の推移（2002～2015 年）

出所：Statista ウェブサイト, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12486/umfrage/entwicklung-der-eex-handelsvolumina/>、2017 年 3 月 2 日取得

Handelsvolumen in Terawattstunden 取引量 (TWh)

Spotmarkt スポット市場

Terminmarkt 先物市場

また、ドイツ国内の再生可能エネルギー電力は、すべてが卸市場で売買されるわけではない。一部は相対契約を通じて発電事業者から直接顧客へ販売される。再生可能エネルギー電力のうち、FITの支援を受けている電力は約50TWhである。また、マーケットプレミアムを受け取っているのが約84TWhほど、支援を受けていない電力が約1.2TWhである。

表 2 再生可能エネルギー電力の販売量 (2015 年)

2014年の支援方法	EEG2014による分類							
	水力	汚泥ガス等	バイオマス	地熱	陸上風力	洋上風力	太陽光	合計
FIT								
新規設置容量 (MW)	843.7	323.1	2,266.10	24.7	5,995.70	65.3	32,835.30	42,353.80
給電量 (GWh)	2,444.80	531.8	11,153.60	80.1	6,679.80	21.8	28,652.10	49,563.90
支払額 (100万ユーロ)	254.7	38.1	2,285.80	17.2	598.7	3.4	9,471.10	12,669.10
マーケットプレミアム								
新規設置容量 (MW)	619	176.3	4,633.50	8.7	35,152.80	3,362.80	6,491.50	50,444.70
給電量 (GWh)	2,860.80	891.4	29,474.60	53.1	64,147.40	8,140.20	6,558.40	112,125.90
支払額 (100万ユーロ)	152.1	34.7	4,425.90	11.7	4,483.90	1,259.00	1,169.10	11,536.50
その他の販売								
新規設置容量 (MW)	86.8	10.4	0.4	0	93.1	0	5.6	196.3
給電量 (GWh)	41.8	14.5	0	0	94.8	0	1.2	152.3

出所：連邦ネットワーク規制庁、「EEG in Zahlen」、2016年

2.5.3 排出権取引価格

卸市場での電力の取引以外に電力価格を決定する要因として、排出権取引がある。排出権取引はEUの気候変動対策の1つとして、二酸化炭素排出量が多い発電所や工場を対象として排出量上限を設定し、それ以上の排出量がある場合には排出権を購入する、あるいは、排出量を削減した場合には排出権を売却できるシステムになっている。これにより、二酸化炭素排出量の削減を促すというのが最大の目的である。

火力発電所を例に挙げると、設備ごとに排出量の割り当てが決まっている。排出量を排出権以下に抑えると余った排出権を売却できるが、発電量の増加にともない二酸化炭素排出量が増加したことにより割り当てられた排出量を超える二酸化炭素を排出する場合は排出権を購入しなければならない。排出権を購入することは、電力の短期変動コストの増加を意味し、理論的には卸電力市場での取引価格も上昇する。

排出権取引は、電力価格への影響空見れば2005年のシステム導入時の目的を達成したとは言い難い。結論から言うと、排出権の取引価格が低い水準にとどまり、火力発電所の発電量が増加しても、短期変動コストに与える影響は極めて小さくなってしまった。また初期の割当量が大きす

ぎたために、各企業が排出権を持て余している状況にある。

こちらは再生可能エネルギーとは直接の関係はないが、卸市場における取引価格の低下要因となつて、賦課金を圧迫する可能性がある。



図 27：二酸化炭素排出権価格・余剰排出権量推移 2008～2015 年

出所：Deutsche Emissionshandelsstelle、「Emissionshandel in Zahlen」、2015 年

Mio. EUA 100 万排出単位

Kumlierter Überschuss HP2 + HP3 取引期間 2 と 3 からの累積余剰

IC EUA front December 排出権価格

2.6 賦課金の市民負担

2.6.1 賦課金と電力価格

以上、ドイツの EEG 賦課金の決定には卸市場の価格と排出権取引の価格が重要であり、特にこの 2 つの価格が低迷していることが賦課金額の上昇の原因となっている。特に、再生可能エネルギーによるメリットオーダーが卸市場の価格の低下の原因となっており、再生可能エネルギーの発電単価の低下が賦課金の上昇圧力となっていることには注意が必要である。

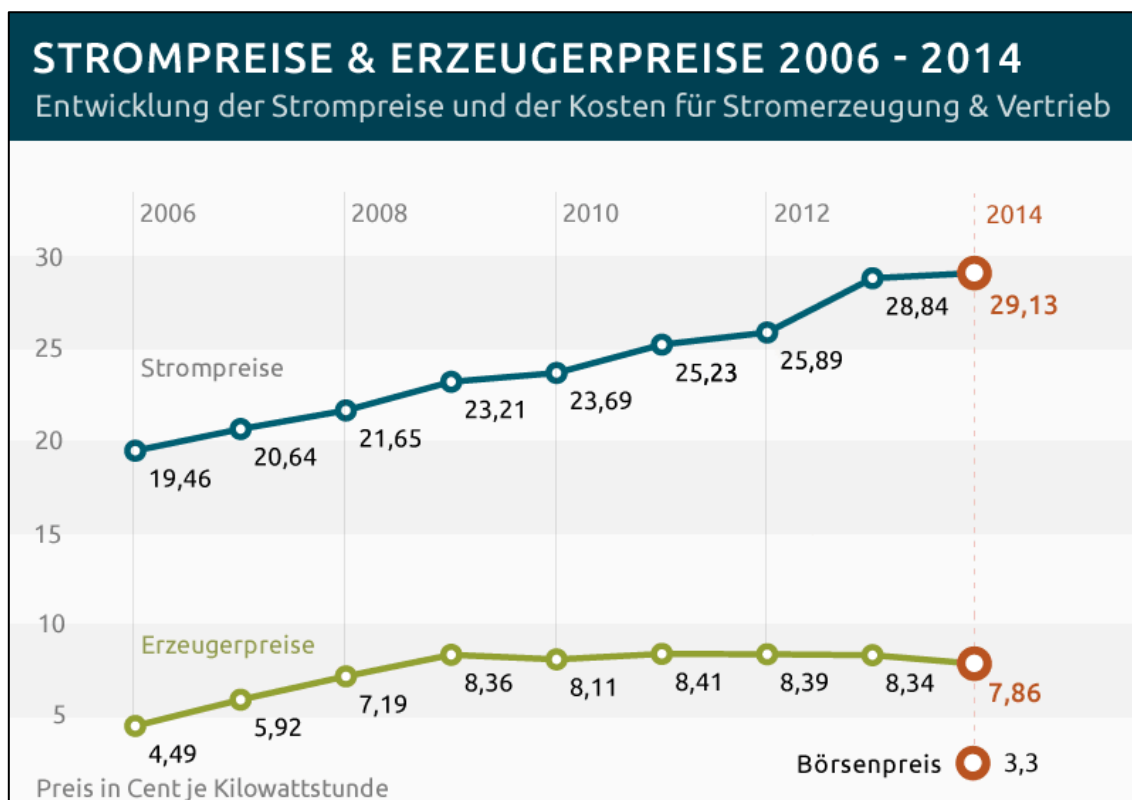


図 28 家庭向け電力価格と発電コスト（卸価格）の推移（2006～2014 年）

出所：Strom-Report ウェブサイト, <https://1-stromvergleich.com/strompreise/>, 2017 年 3 月 2 日

Strompreise & Erzeugungspreise 2006 – 2014

電気代と発電価格（2006～2014 年）

Entwicklung der Strompreise und der Kosten für Stromerzeugung & Vertrieb

電気代と発電・営業コストの推移

Strompreise 電気代

Erzeugungspreise 発電コスト

Preis Cent je Kilowattstunde セント/kWh

Börsenpreis 卸価格

2.6.2 電力消費者の負担

すでに述べたように、ドイツ国内の EEG 賦課金額の決定は政治において大きなテーマである。特に、企業が免除された賦課金負担は家庭電力消費者に転嫁されるため、どの企業が賦課金負担を免除されているのか、いくら免除されているのかは公平な市場競争環境の観点から EU でも問

題視され、EEG2017の改正の際にはEUの意見が大幅に取り入れられることとなった。

しかし、再生可能エネルギーの成長に伴い、賦課金総額は近年まで一貫して上昇しており、2017年の賦課金額は、6.88セント/kWhとなっている。

ドイツでは、賦課金にも税金がかかるため、実際の電力消費者の負担額はこれよりも大きくなる。

2.6.3 賦課金の推移

再生可能エネルギー電力の支援にかかるコストは、電気代から EEG 賦課金として徴収していることはすでに述べた。

2016年の EEG 賦課金額は 6.354 セント/kWh であるが、その内訳は以下のとおりである。

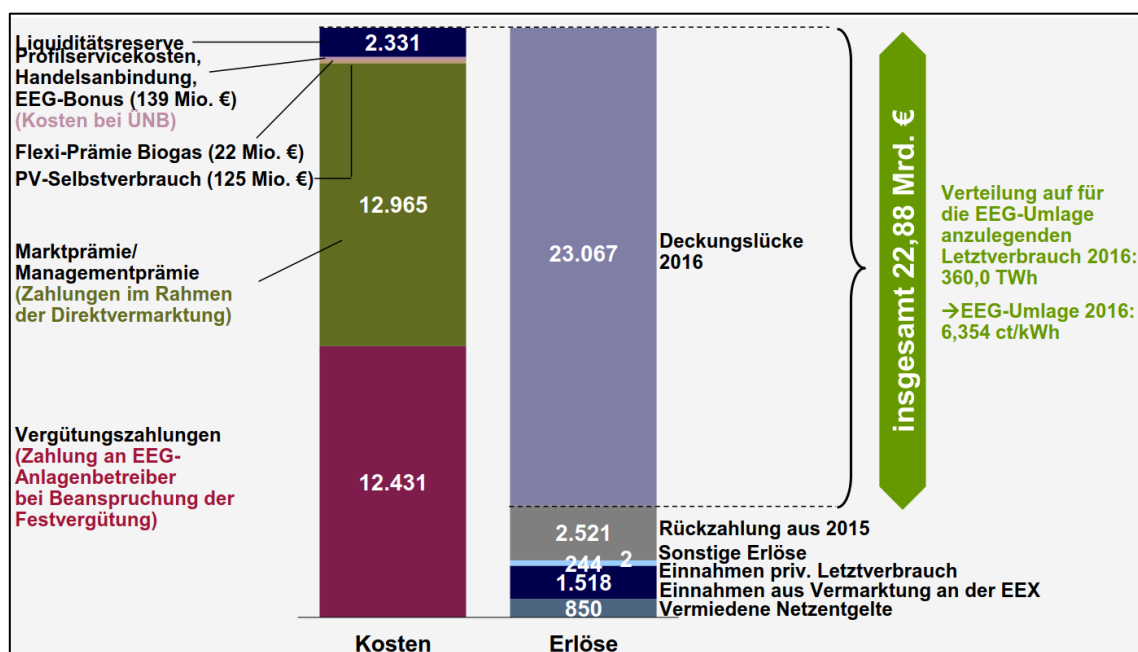


図 29 EEG 賦課金の内訳

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017年

Liquiditätsreserve Profilservicekosten, Handelsanbindung	流動性担保など
EEG Bonus	EEG ボーナス
Flexi Prämie Biogas	バイオガス柔軟性プレミアム
PV Selbstverbrauch	PV 自家消費
Marktprämie Biogas/ Managementprämie (Zahlungen im Rahmen der Direktvermarktung)	バイオガスマーケットプレミアム/マネジメントプレミアム (直接市場化支出分)
Vergütungszahlungen (Zahlung an EEG Anlagenbetreiber bei Beanspruchung der Festvergütung)	FIT 支援
Deckungslücke	不足分
Rückzahlung aus 2015	2015年からの繰越
Sonstige Erlöse	その他収入
Einnahmen priv. Letztverbrauch	家庭自家消費からの収入
Einnahmen aus Vermarktung an der EEX	EEXでの販売からの収入
Vermieden Netzentgelte	回避託送費

Insgesamt 合計
 Verteilung auf für die EEG-Umlage anzulegenden Letztverbrauch 2016
 2016年のEEG賦課金総額
 EEG Umlage 2016 2016年のEEG賦課金
 Kosten コスト
 Erlöse 収入

また、EEG導入以来の賦課金の推移は以下のとおりである。図には示されていないが2017年のEEG賦課金額は6.88セント/kWhである。

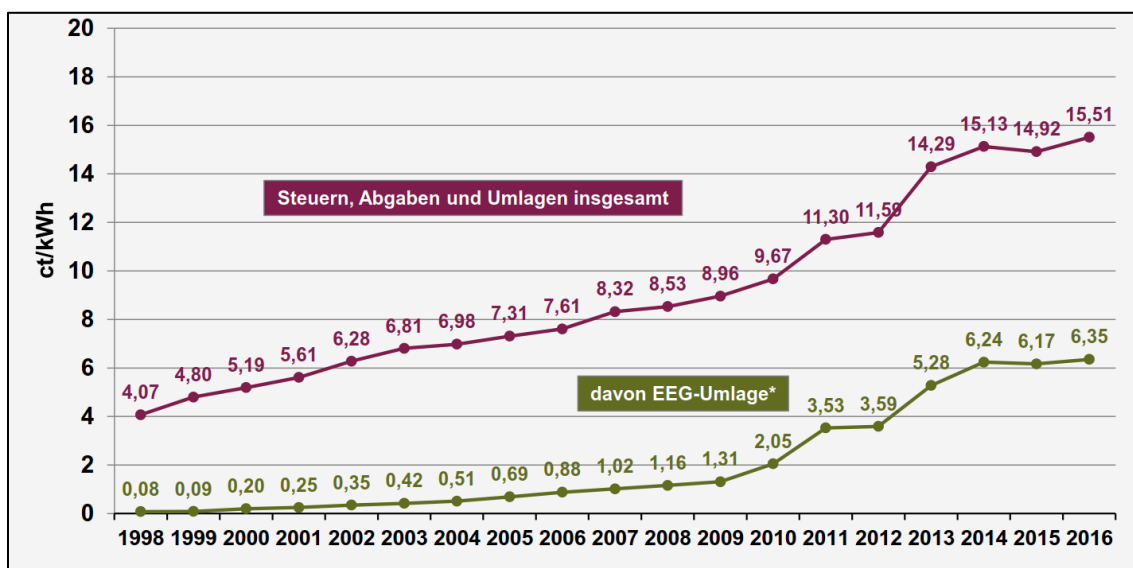


図 30 EEG 賦課金の推移 (1998~2016 年)

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017 年

Steuern, Abgaben und Umlagen insgesamt 税金、賦課金合計
 EEG-Umlage EEG 賦課金額

すでに述べたように、EEG 賦課金負担が免除されている企業などが存在する。そのため、すべての電力消費者が kWh あたりで同じ金額の賦課金を負担しているわけではない。

2015 年の賦課金総額 229 億ユーロの負担内訳は以下のとおりである。

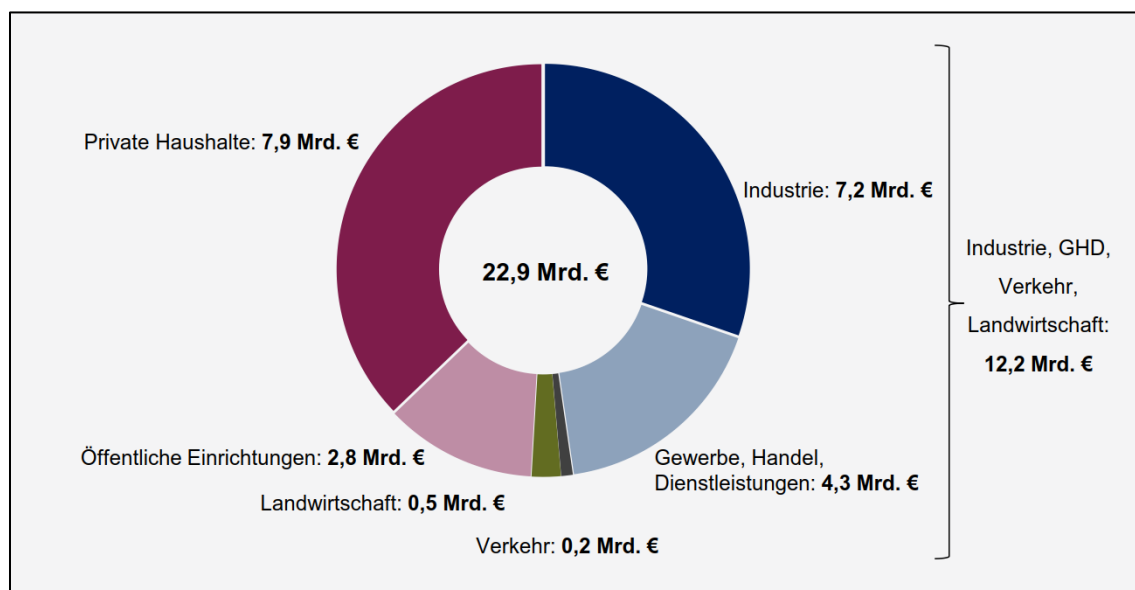


図 31 EEG 賦課金の負担内訳

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017 年

Industrie 産業

Industrie, GHD, Verkehr, Landwirtschaft すべての大口需要家

Gewerbe, Handel, Dinesleistungen 商工業者

Verkehr 交通

Landwirtschaft 農家

Öffentliche Einrichtungen 公的機関

Private Haushalte 一般家庭

結果的に家庭用電気料金と産業用電気料金の推移は以下のとおりである。

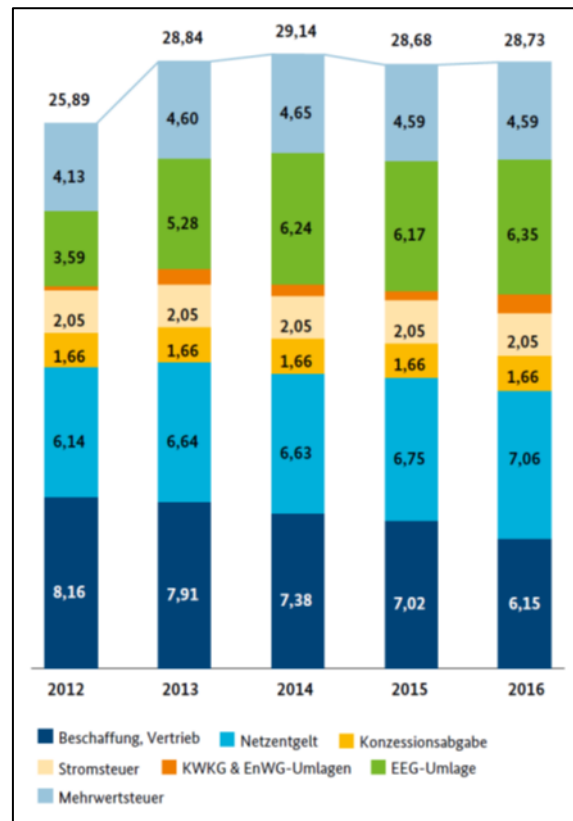


図 32 一般家庭の電気代の平均単価（年間電力消費 3500kWh、セント/kWh）
出所：連邦経済エネルギー省、「EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe」、2016年

Beschaffung, Vertrieb 電力調達費
 Netzentgelt 託送費
 Konzessionsabgabe コンセッションフィー
 Stromsteuer 電力税
 KWKG & EnWG Umlagen コージェネ法・電力事業法賦課金
 EEG Umlage EEG 賦課金
 Meherwertsteuer 付加価値税

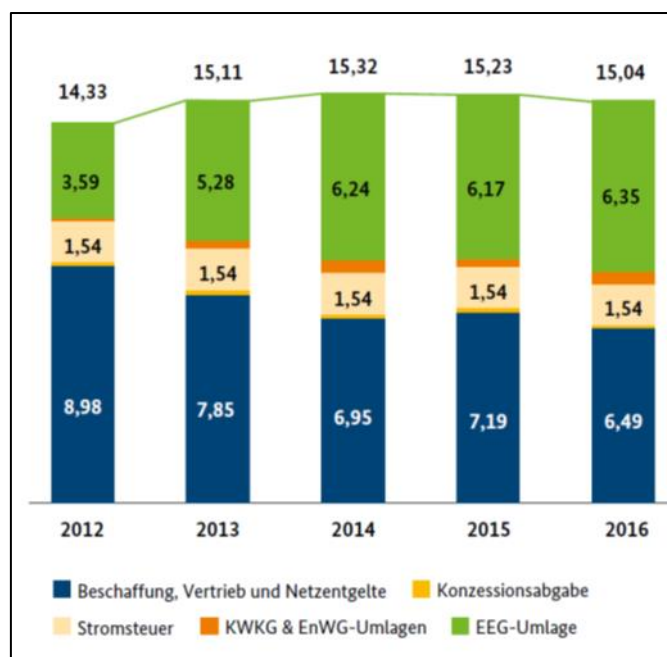


図 33 産業需要家の電気代の平均単価（年間電力消費 160MW~20GWh、セント/kWh）
 出所：連邦経済エネルギー省、「EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe」、2016年

Beschaffung, Vertrieb	電力調達費
Netzentgelt	託送費
Konzessionsabgabe	コンセッションフィー
Stromsteuer	電力税
KWKG & EnWG Umlagen	コージェネ法・電力事業法賦課金
EEG Umlage	EEG 賦課金

電気代で注意が必要なことは、EEG 賦課金以外の税金の額は、賦課金込みの電気代にかかる点である。つまり、電気代の高騰に関する議論においては、付加価値税は賦課金にも加算される点を留意する必要がある。

2.6.4 将来の賦課金について

2017年には6.88セント/kWhまで高騰している EEG 賦課金であるが、すでに述べたように、再生可能エネルギーの市場統合を目指した法改正があり、政府も EEG の賦課金の無制限の高騰を避けるべき努力してきた経緯がある。その結果、EEG 賦課金は2023年ころにピークを迎え、その後は徐々に低下していく

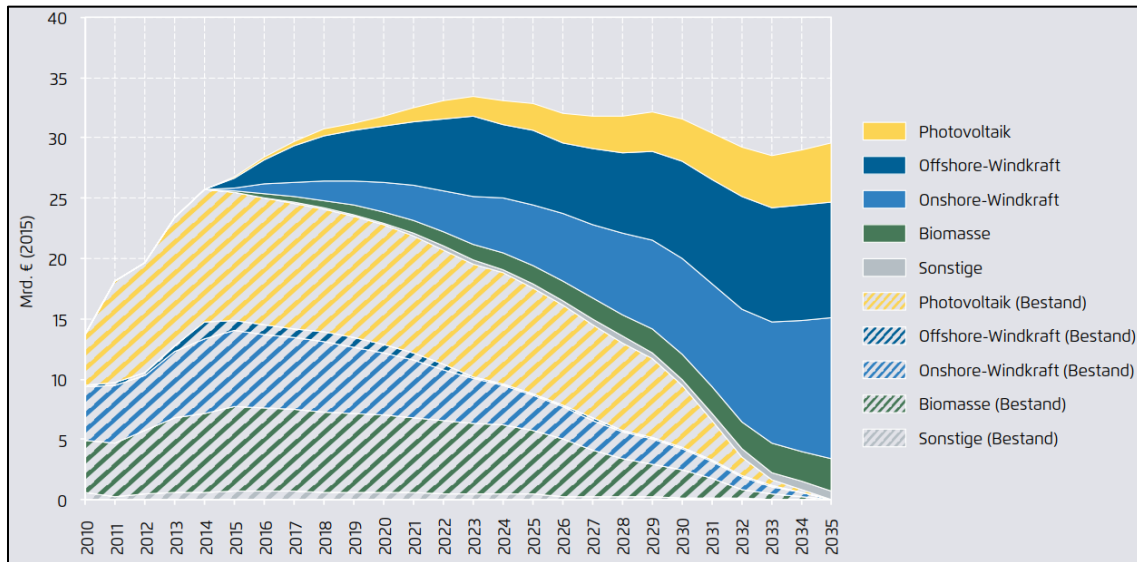


図 34 賦課金額の推移予測 (2010~2035 年)

出所：Agora Energiewende、「Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035」、2015 年

Mrd. € 10 億ユーロ (2015 年)

Photovoltaik 太陽光

Offshore Windkraft 洋上風力

Onshore Windkraft 陸上風力

Biomasse バイオマス

Sonstige その他

Photovoltaik (Bestand) 太陽光 (既設)

Offshore Windkraft (Bestand) 洋上風力 (既設)

Onshore Windkraft (Bestand) 陸上風力 (既設)

Biomasse (Bestand) バイオマス (既設)

Sonstige (Bestand) その他 (既設)

電気代の内、税抜き部分はおおよそ EEG 賦課金と電力コスト（卸価格）で決まる。卸価格は再生可能エネルギーの影響で低迷するため、EEG 賦課金が下がれば電気代は下がる。
 以上の前提で、今後の電気代（税抜き）を予測したものが以下である。

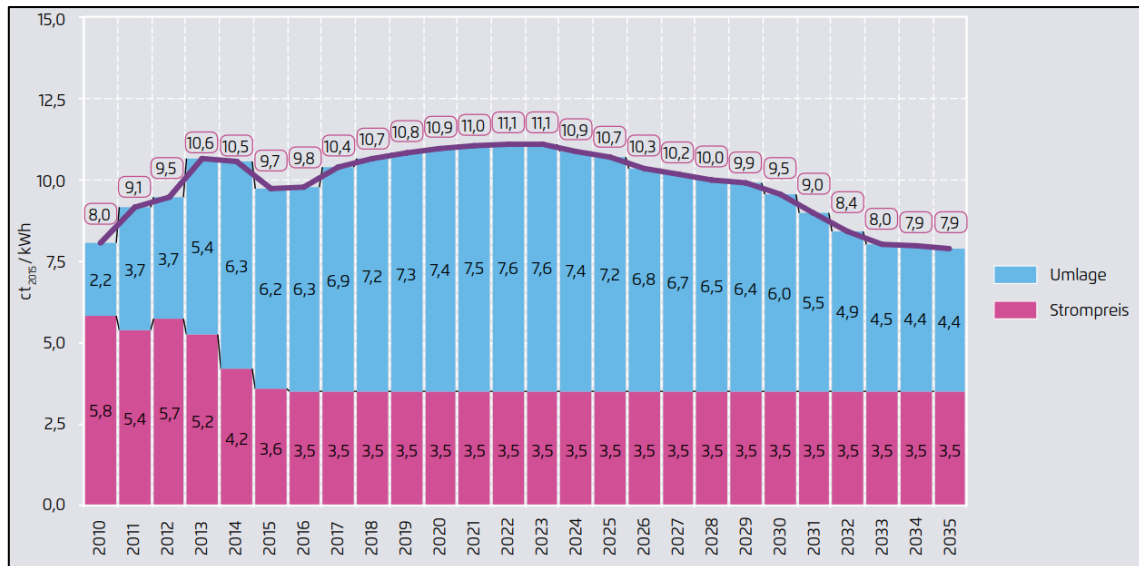


図 35 電気代の推移予測（2010～2035 年）

出所：Agora Energiewende、「Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035」、2015 年

注：EEG 賦課金と Phelix Base Year Future の合計

Umlage 賦課金

Strompreis 卸価格

2.6.5 電気代と家庭支出

ドイツの電気代の議論では多くの場合、kWhあたりの電気代ばかりが紹介される傾向にあり、ドイツ全般の物価上昇や家庭の電力消費量の変化などが考慮されていないケースもある。連邦統計局によれば、ドイツの物価は一貫して上昇傾向にある。過去20年ほどの物価上昇率は年1~2%の間を推移している。

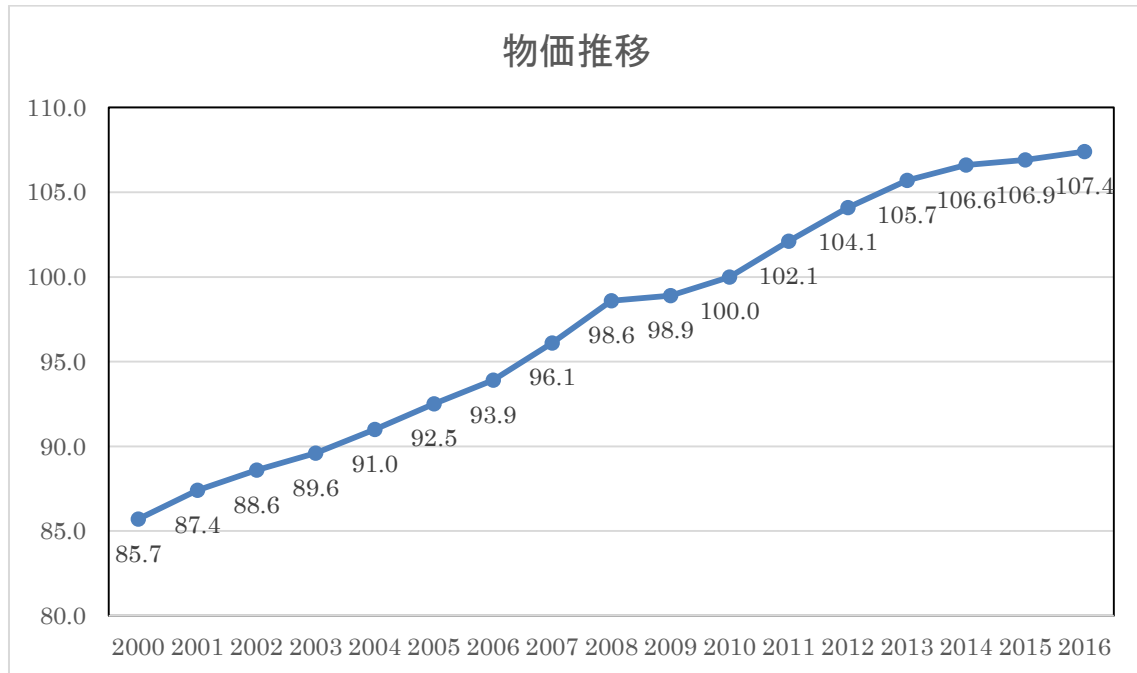


図 36 ドイツ国内の物価推移

出所：連邦統計局、「Verbraucherpreisindex für Deutschland」、2017年を基に作成

注：2010年を100とする。

電力価格統計は物価調整がなされていないことが多いため、家計に与える負担の計算には注意が必要である。

2.6.6 一般家庭の電力消費量

ドイツでは、家庭で消費される電力量は産業分野に次いで2番目に多く、全電力消費量の約25%に相当し、約1300億kWhが家庭で消費されている(2016年)。長期的には、家庭の消費量は2006年まで上昇した後、10年続けて減少傾向にある。また、この間にドイツの世帯数も若干増加しているため、世帯ごとの平均消費量も減少となっている。

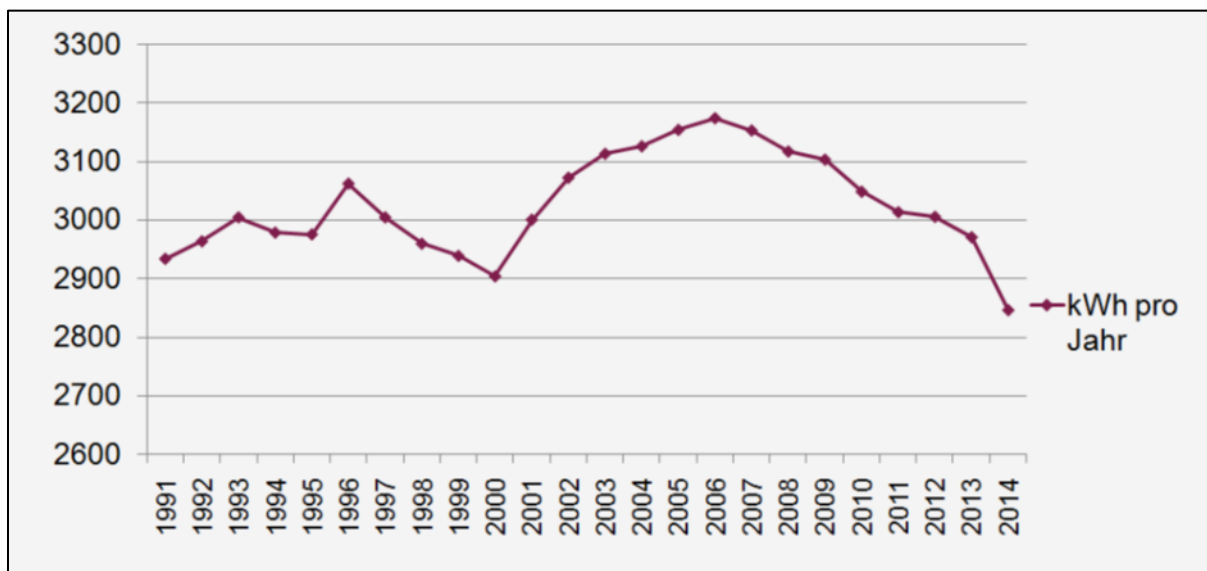


図 37: 家庭での年間平均電力消費量

出所: BDEW、「Stromverbrauch im Haushalt」、2016年

注: 給湯を含む、暖房は含まず。

kWh pro Jahr	kWh/年
--------------	-------

ただし、ドイツは世帯規模が1991年の2.27から2016年には2.01まで減少しており、その点も留意する必要がある。世帯規模ごとの平均的な電力消費量は以下のとおりである。

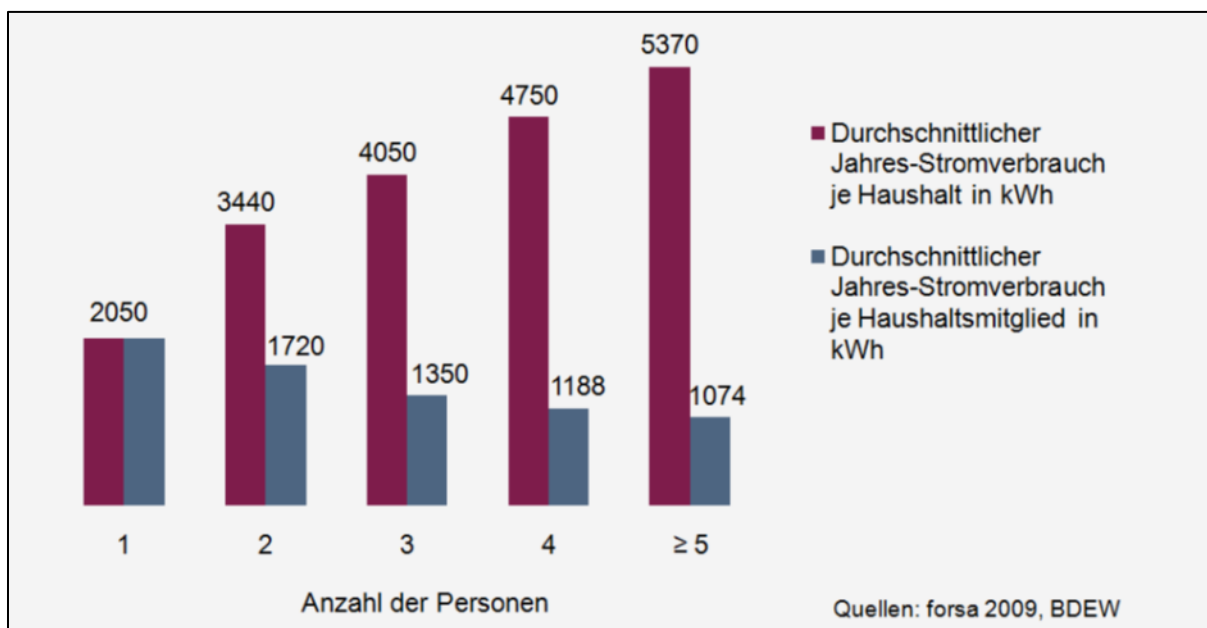


図 38: 世帯規模ごとの平均電力消費量

出所: BDEW、「Stromverbrauch im Haushalt」、2016年

注：給湯を含む、暖房は含まず。

Durchschnittlicher Jahres-Stromverbrauch je Haushalt in kWh
 1 世帯の平均年間電力消費量
 Durchschnittlicher Jahres-Stromverbrauch je Haushaltsmitglied in kWh
 世帯規模ごとの一人あたりの平均年間電力消費量
 Anzahl der Personen
 世帯規模
 Quellen 出所

以上より、1 世帯（3 人家族）あたりの月の電気代はここ数年上昇していない。

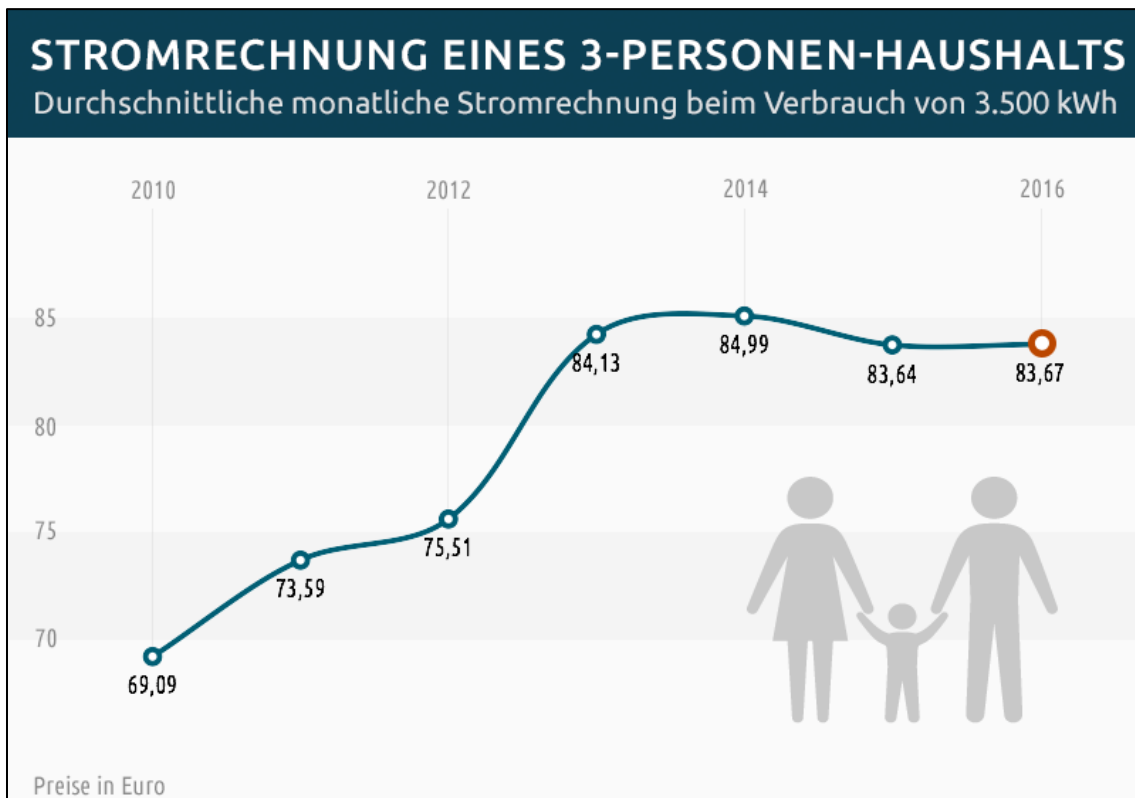


図 39 一般的な家庭の電力費の推移（2010～2016 年）

出所：Strom-Report ウェブサイト, <https://1-stromvergleich.com/strompreise/>, 2017 年 3 月 2 日

注：月の電力消費が 3500kWh の家庭の月の電力費

Stromrechnung eines 3-Personen-Haushalts
 3 人世帯の電気代
 Durchschnittliche monatliche Stromrechnung beim Verbrauch von 3500kWh
 電力消費量 3500kWh の平均的な月の電気代
 Preis in Euro 価格はユーロ
 Daten データ

ドイツの市民が現在の電気代をどう捉えているかについて、日本でも多様な情報が紹介されている。ここでは、1つの事例を紹介する。

この調査は再生可能エネルギーエージェンシーの委託で毎年実施されているが、ほぼ60%にのぼる回答者が、EEG 賦課金の額を受け入れていることが伺える。

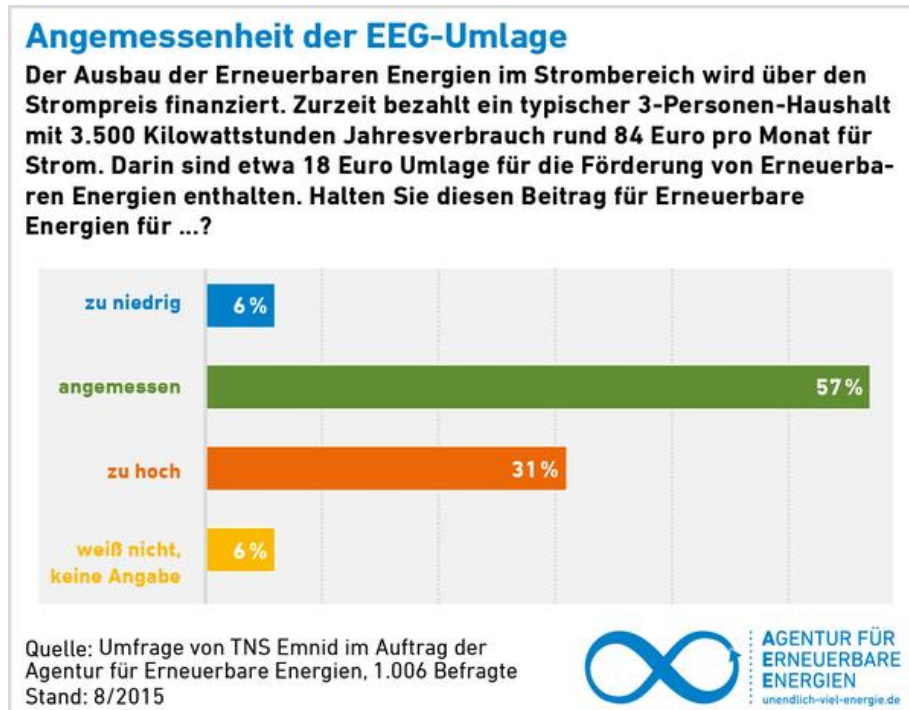


図 40 EEG 賦課金に対する意見

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト，<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/akzeptanz-umfrage-2016>、2017年3月2日取得

Angemessenheit der EEG-Umlage

EEG 賦課金は適切か。

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Sotrombereich wird über den Strompreis finanziert. Zurzeit bezahlt ein typisch 3-Personen-Haushalt mit 3500 Kilowattstunden Jahresverbrauch rund 84 Euro pro Monat für Strom. Darin sind etwa 18 Euro Umlage für die Förderung von Erneuerbaren Energien erhalten. Halten Sie diesen Beitrag für Erneuerbare Energien für...?

電力セクターにおける再生可能エネルギーの促進は電気代から回収されています。現在、典型的な3人世帯は年間3500kWhの電気を消費しており、月に84ユーロを支出しています。このうつに約18ユーロが再生可能エネルギーの支援に使われています。この再生可能エネルギー賦課金の額についてどう思いますか。

Zu niedrig 低すぎる

Angemessen 適切

Zu hoch 高すぎる

Weiß nicht, keine Angabe 分からない、無回答

Quelle 出所

2.6.7 電力価格高騰とエネルギー貧困

ドイツ国内で問題となるのが電気代の高騰により、電気代が支払えなくなり、電気を止められたという家庭である。すでに見たように、過去数年の電気代の上昇は家計に対して小さくない影響を与えていることは明らかである。一方で、エネルギー貧困の問題を考える際には、電気代だけでなく、他のエネルギーに対する支出も見る必要がある。

これを見る限り、電力はエネルギー支出の中ではガスと同等かそれ以下となっており、ガソリンよりも少ないことがわかる。1人世帯で特に大きな問題は、ガソリンの支出であり、貧困1人世帯ではその負担は家計の11%を超えるほどである。

表 3 家庭のエネルギーに対する支出割合

家庭のタイプ	平均年収 (ユーロ)	エネルギー総支出 (電力、ガス、ガソリン)	収入における支出 の割合	電力	ガス	ガソリン
1人世帯	22,879	2,641	11.6%	2.3%	2.3%	7.0%
貧困1人世帯 (平均収入の 60%)	13,714	同上	19.3%	3.8%	3.8%	11.7%
4人世帯	55,804	4,070	7.3%	2.3%	1.5%	3.4%
貧困4人世帯	33,482	同上	12.2%	3.9%	2.6%	5.7%

出所：経済エネルギー省、「Die Energie der Zukunft」、2015年

2.7 市民参加による普及

すでに示したように、ドイツのエネルギー変革が高い支持を得ている理由の1つに、このエネルギー変革の担い手としての市民の存在がある。

再生可能エネルギーは、地域の経済価値創出のツールと認識されており、市民参加が重視されている。市民が再生可能エネルギーに投資する方法は多様であり、例えば個人投資、あるいは組合を共同で設立する、農家が取り組むなどが挙げられる。

ここで言う、市民モデルとは、2013年にリューネブルグ大学と Trend: research が行った市民参加型再生可能エネルギープロジェクト現状調査に基づき、個人や地域の個人事業者等の類似法人、組合が参加する事業のうち、これらが50%以上の議決権を持つものを指す⁶。

EEG 施行後、発電事業者として市民が中心となり組織化された組合による市場参加が増加した。組合数は過去10年に10倍の成長を遂げ、現在は1000弱の組合が国内に存在する。また、こうした組合員の9割以上が一般市民となっている。

⁶ Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015年

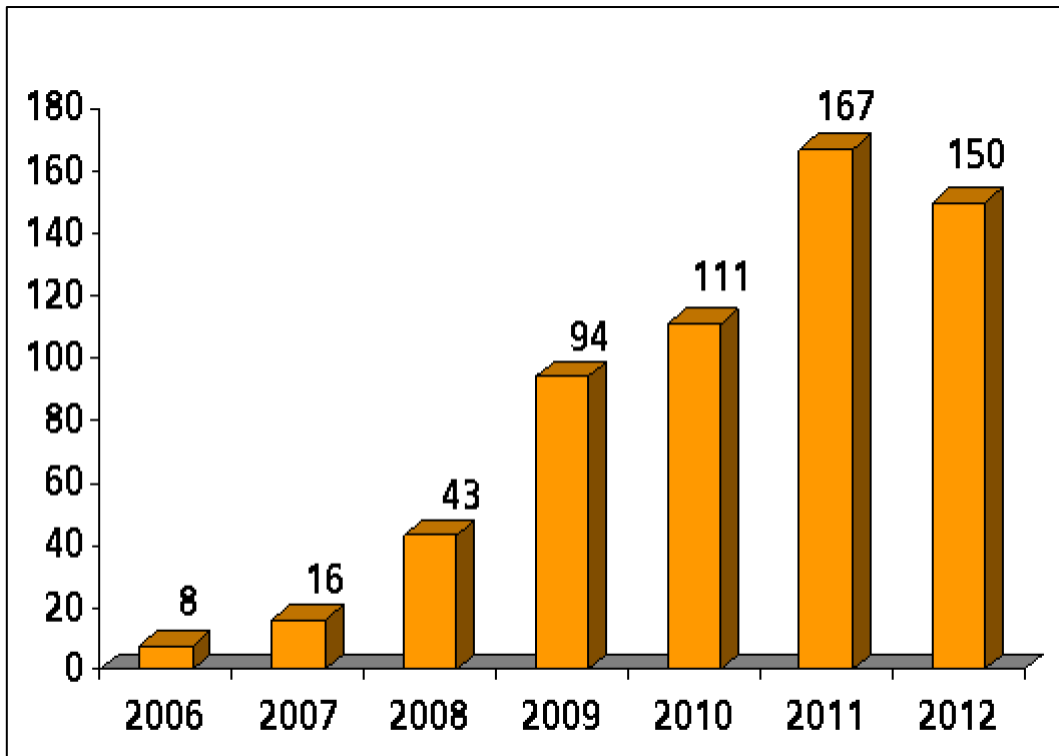


図 41：ドイツ国内のエネルギー協同組合の設立数（2006～2012 年）

出所：DGRV、「Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände」、2013 年

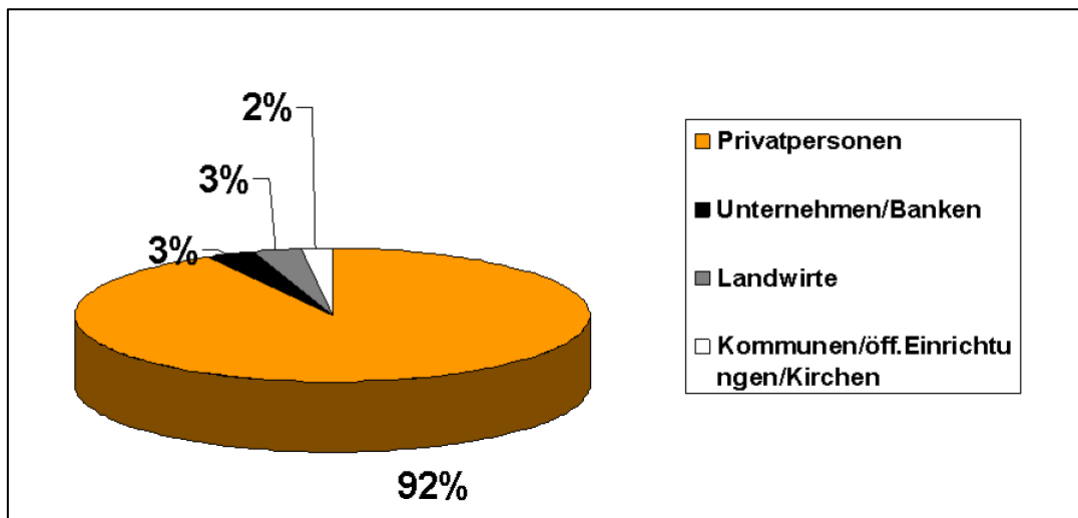


図 42 エネルギー協同組合の構成

出所：DGRV、「Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände」、2013 年

Privatperson	一般市民
Unternehmen/Banken	企業/銀行
Landwirte	農家
Kommunen/öff. Einrichtungen/Kirchen	自治体、公的機関、教会

2012年までに設置された再生可能エネルギー源を利用した発電設備の所有者のおよそ半数は一般市民や農家となっている。これに対し、EnBW、E.ON、RWE、Vattenfallの4大電力会社はわずか5%程度となっている。

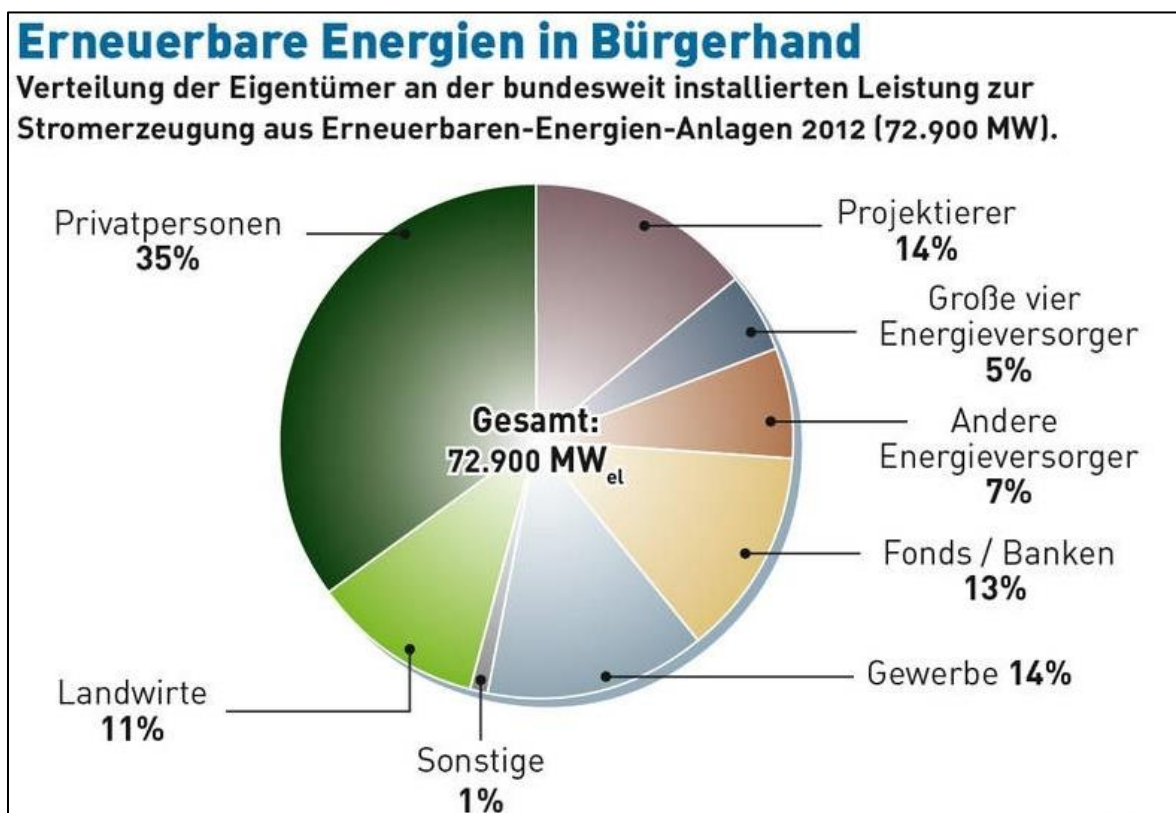


図 43：再生可能エネルギー設備所有者構成（2012年）

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト，<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/eigentumsverteilung-an-erneuerbaren-energien-anlagen-2012>、2017年3月2日取得

Erneuerbare Energien in Bürgerhand
 市民の手によるエネルギー変革
 Verteilung der Eigentümer an der bundesweit installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen 2012 (72,900MW)
 ドイツ国内に設置された再生可能エネルギー発電設備の所有者の割合（2012年）
 Projektierer ディベロッパー
 Große vier Energieversorger 4大電力会社
 Andere Energieversorger その他電力会社
 Fonds/Banken ファンド/銀行
 Gewerbe 商工業者
 Sonstige その他
 Landwirte 農家
 Privatpersonen 一般市民

太陽光発電では、市民による自宅屋根への太陽光発電設備も市民モデルに含まれている。設備数で見るとこれが約半数にのぼるが、発電容量としては 4.4GW と、国内全体の 12%弱にとどまる。市民モデルで最も多いのは発電容量 10～50kWp の設備となっており、合計 11.1GW である。両者を合わせて 15.5GW が市民モデルとなる。うち、15.3GW が農家等である⁷。

表 4 太陽光発電事業の投資元

	太陽光発電設備容量 (2012 年末)	2012 年に稼働した太陽 光発電設備
市民エネルギー	15.5GW (48%)	40 億 3000 万ユーロ (30.4%)
その内 —狭い意味での市民エネルギー	15.3GW (47%)	39 億 6000 万ユーロ (29.9%)
機関投資家	15.7GW (49%)	85 億ユーロ (64%)
電力会社	1.1GW (3.5%)	7 億ユーロ (5%)
合計	32.4GW	133 億ユーロ

出所：Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015 年

風力発電では設備への投資規模も大きいことから、農家が単体で投資するモデルは割合として太陽光発電と比較すると、市民モデル 15.6GW に対し、7.6GW と小さい。

表 5 陸上風力発電事業の投資元

	陸上風力発電設備容量 (2012 年末)	2012 年に稼働した陸上 風力発電設備
市民エネルギー	15.6GW (50%)	6 億 7000 万ユーロ (26%)
その内 —狭い意味での市民エネルギー	7.6GW (25%)	3 億 6000 万ユーロ (26%)
機関投資家	12GW (40%)	10 億 5000 万ユーロ (41%)
電力会社	3.2GW (10%)	8 億 5000 万ユーロ (33%)
合計	30.9GW	26 億ユーロ

出所：Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015 年

また、バイオガスは出力 3200MW 以上のうち、70%以上が農家による運営であるとされている。2013 年にはバイオガス発電設備で 25.4TWh の電力が発電されたが、そのうち 24.13TWh が農家により運営されている設備からのものであり、95%に相当する。また、同時に供給された熱量 10.9TWh のうち 10.35TWh、同じく 95%が農家の設備からであった⁸。

⁷ Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015 年

⁸ Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeneffekte von Bürgerenergie」、2015 年

2.7.1 再生可能エネルギーの電力の拡大が電力の安定供給に与える影響

再生可能エネルギーは発電量が天候に左右されるため、変動型電源と呼ばれている。電力システムは同時同量の原則で運営されており、需要と供給のバランスを取り続けないと停電してしまう。変動型電源は需要量に合わせて発電量をコントロール出来ないため、再生可能エネルギーが大量に導入されるとシステムの管理に支障をきたすリスクが指摘されている。

連邦ネットワーク規制庁の統計によると、ドイツ国内の停電時間は全国平均で2006年から減少傾向にある。2015年には年間で12分まで減少し、約10年で40%ほど改善されたことになる。一方で再生可能エネルギー電力供給割合が30%を超えているが、供給の安定性が確保できていると言える。

表 6 ドイツ国内の家庭の平均停電時間（年間）

	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
停電時間 (分)	21.53	19.25	16.89	14.63	14.9	15.31	15.91	15.32	12.28	12.7

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Versorgungsqualität - SAIDI-Werte 2006-2015」、2016年

2.8 ドイツ国内の石炭、褐炭、天然ガス火力の設備利用率の推移

再生可能エネルギー電力の供給量が拡大すると、従来型電源の供給量は減少する。2016年の従来型電源の発電量は、約435TWhと計画発電量より17%ほど少なくなると推計されている。2020年には計画発電量と実供給量の差が20%まで拡大すると言われている。

しかし2022年の脱原発に向けて原子力発電所が計画的に閉鎖されている以外は、従来型電源の発電容量は再生可能エネルギーの増加にあわせた減少はしておらず、従来型電源の稼働率が下がっている。

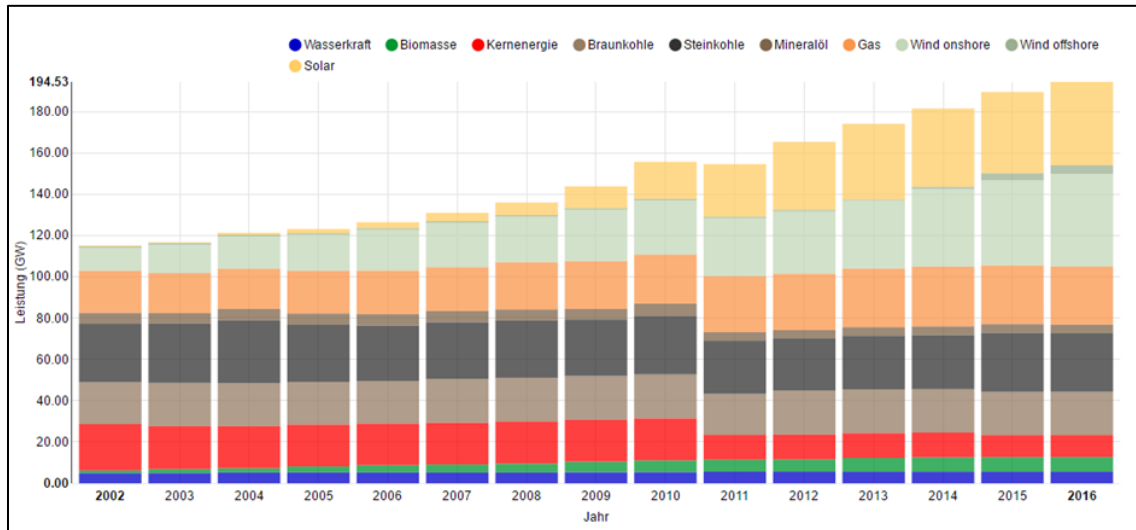


図 44 電源別の発電容量 (2002～2016年)

出所：Fraunhofer ISE ウェブサイト, <https://www.energy-charts.de/>、2017年3月2日取得

Wasserkraft 水力
 Biomasse バイオマス
 Kernenergie 原子力
 Braunkohle 褐炭
 Steinkohle 石炭
 Mineralöl 石油
 Gas 天然ガス
 Wind onshore 陸上風力
 Wind offshore 洋上風力
 Solar 太陽光
 Leistung(GW) 容量 (GW)

従来型電源の稼働率の低下は従来型電源の経済性に関わるため、大きな問題であり、稼働率が低下すれば稼働停止せざるをえない電源も出てくる。そのため、様々な機関が将来の従来型電源の推移予測を提示している。

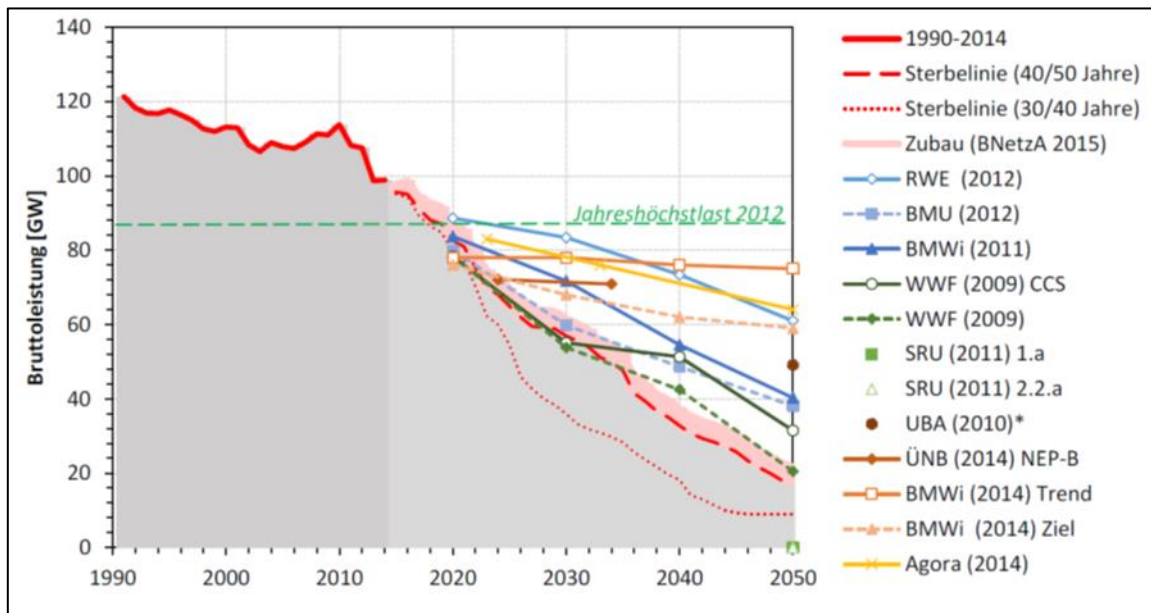


図 45 火力発電所発電容量推移のメタ分析（1990～2050年）

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016年

Bruttoleistung (GW) グロス発電容量 (GW)

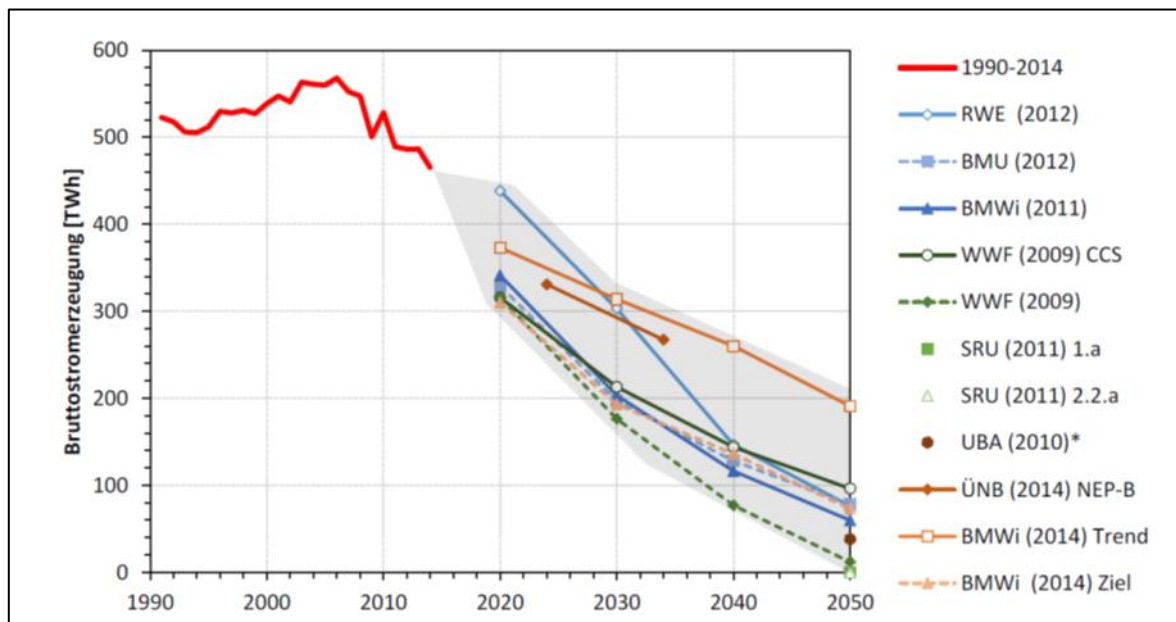


図 46 火力発電所発電量推移のメタ分析（1990～2050年）

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016年

Bruttostromerzeugung (TWh) グロス発電量 (TWh)

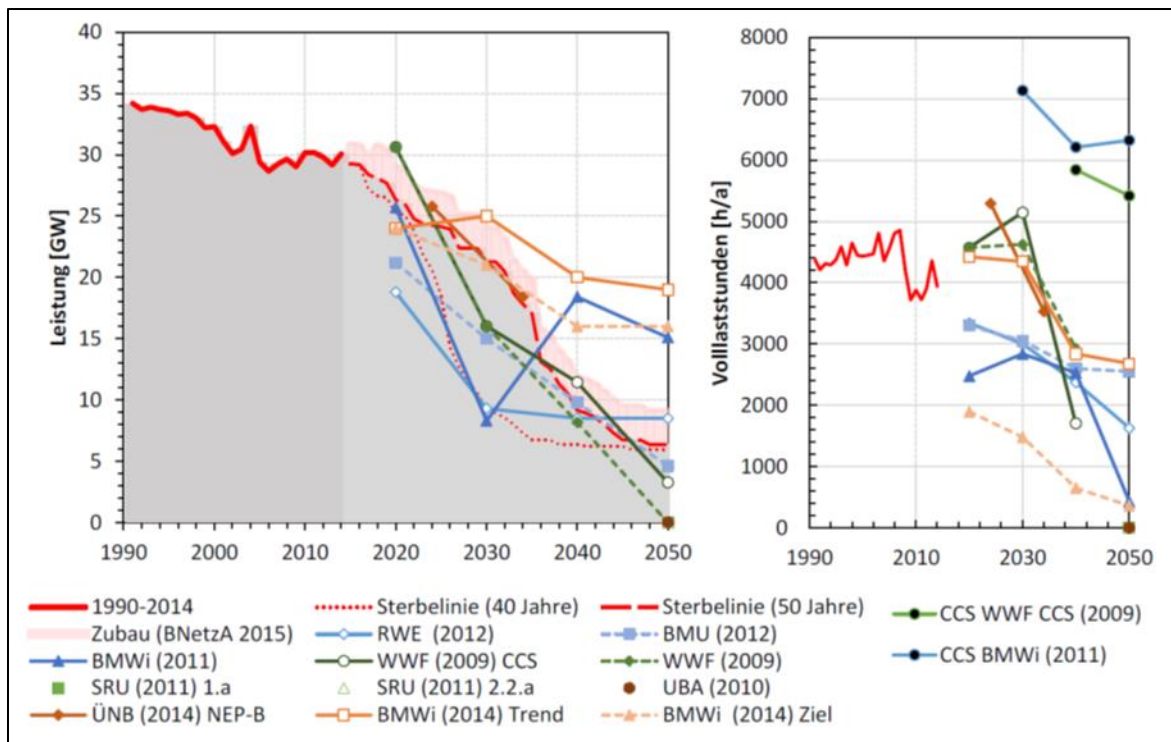


図 47 石炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016 年

Leistung (GW) 発電容量 (GW)
 Volllaststunden (h/a) 最大負荷稼働時間 (時間/年)

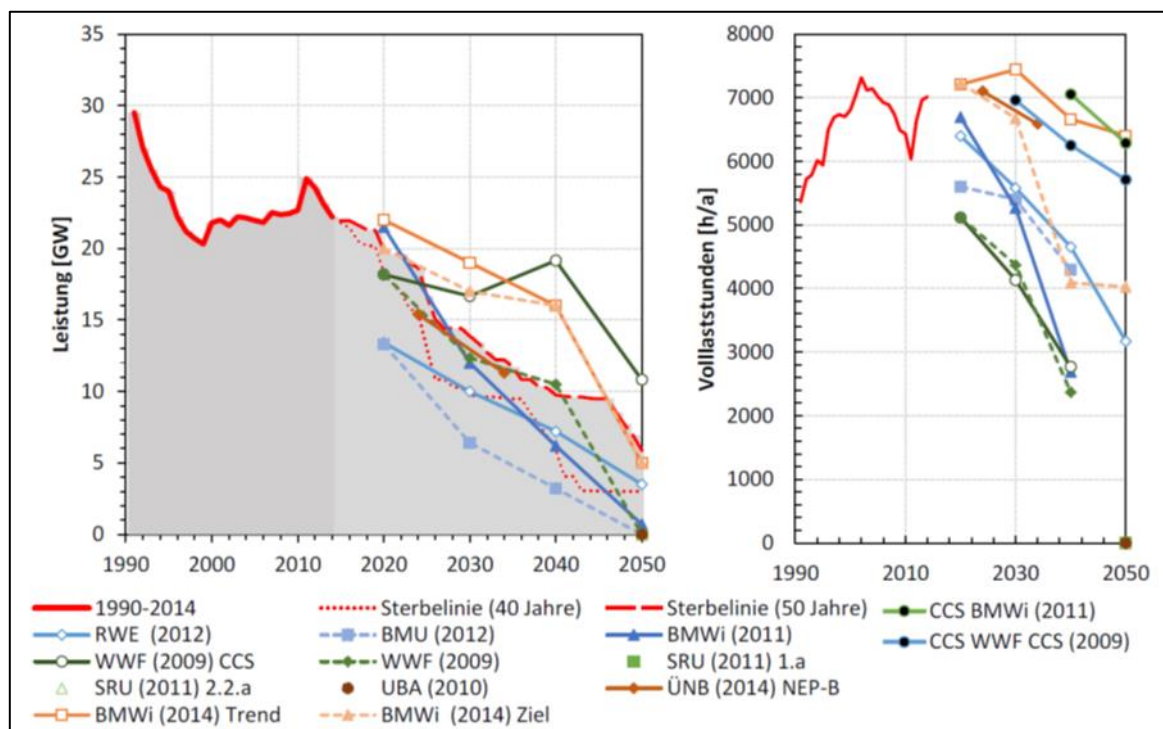


図 48 褐炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016 年

Leistung (GW) 発電容量 (GW)
 Volllaststunden (h/a) 最大負荷稼働時間 (時間/年)

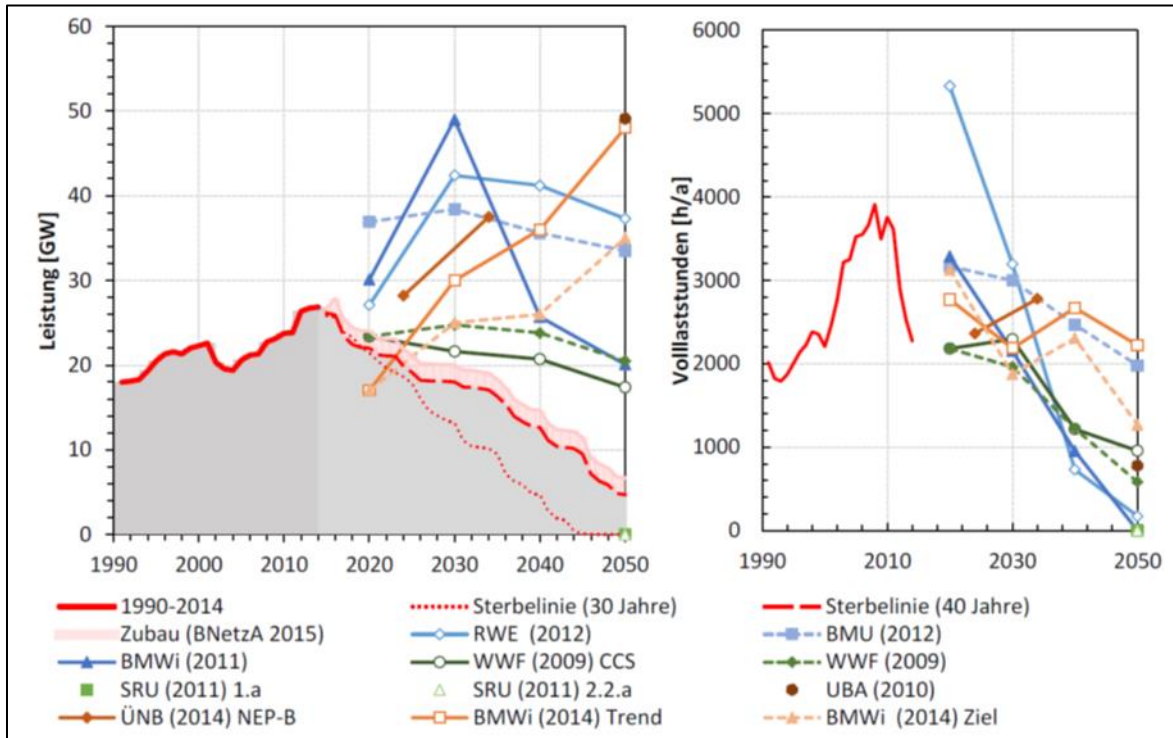


図 49 天然ガス火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016 年

Leistung (GW) 発電容量 (GW)
 Volllaststunden (h/a) 最大負荷稼働時間 (時間/年)

すでに述べたように、再生可能エネルギーの増加に伴い、卸価格は低下している。5年ほど前までは1MWhあたり約50ユーロだった卸価格が現在は20ユーロほどまで低下しており、この価格では資源価格の高い天然ガスだけでなく、低コストと言われる褐炭火力発電所も経済性を失う可能性がある。

一方で、一部の従来型発電設備は今後も再生可能エネルギーの発電量が拡大してもピーク電力の供給等、バックアップとして必要となる。卸電力市場での電力取引価格は低下を続けることが予想されるため、従来型の発電設備は高い効率性が求められることになる。

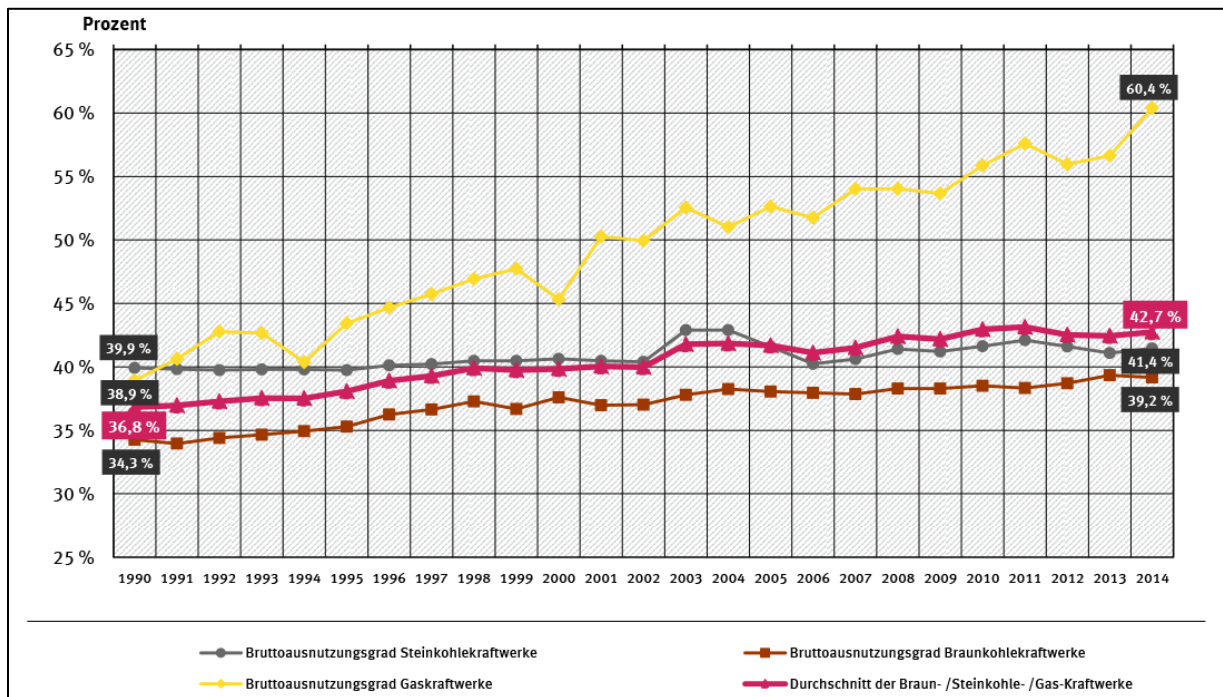


図 50 電源別設備利用率 (1990~2014 年)

出所：連邦環境庁、「Konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien」、2017 年

Bruttoausnutzungsgrad Steinkohlenkraftwerke 石炭火力の設備利用率

Bruttoausnutzungsgrad Braunkohlekraftwerke 褐炭火力の設備利用率

Bruttoausnutzungsgrad Gaskraftwerke 天然ガスの設備利用率

Durchschnitt der Braun- /Steinkohle- /Gas-Kraftwerke

褐炭・石炭・天然ガス火力の設備利用率の平均

3. ドイツ国内の系統対策

3.1 需給調整のためのルール・仕組み

3.1.1 概要

ドイツは、国内を4つの管理エリアに分け、それぞれの地域を高圧送電系統運営者が運営している。高圧送電系統運営者は入札によって決定しており、現在の4つの高圧送電系と運営者はすべて、4大大手電力会社から分離して設立された企業である。配電網についても同じくエリアを定め、主に公募によって運営者を決定する。ドイツ国内の配電網運営者のリストは連邦ネットワーク規制庁が公開している⁹。2017年3月現在、登録されている配電網運営者は887社あるが、これらの一部は複数の配電エリアを運営しており、配電エリアの数はこれより多い。

送電系統運営者の入札の管理は国が行っているが、配電系統運営者については自治体が行っており、自治体にルールの決定権がある。これらの系統運営者が需給調整にもっとも重要な役割を果たしている。

システムの安定的な運営のためには、周波数調整など様々な観点から対応が必要となるが、本稿では再生可能エネルギーに由来する、電力の一時的な供給過剰による系統混雑への対策に絞って取り上げる。即ち、調整電源についてはここでは、原則として取り上げない。

システムの状況は系統運営者が把握しており、必要に応じて発電事業者と協力して調整を行っている。

まず、ゲートクローズのタイミング、45分前までの需給調整の責任はバランシンググループ（Bilanzkreis）が負っている。バランシンググループは発電事業者や小売業者、仲介業者などで構成されている¹⁰。

ドイツ国内の再生可能エネルギー発電事業者でフィードインプレミアムの支援を受けている場合は、電力の卸市場への販売は、直接市場家と呼ばれるアグリゲーターが請け負っている。発電事業者が自らアグリゲーターとなることも可能だが、エネルギー協同組合のような小規模な事業者の場合、卸市場での電力販売の許認可を得ることは簡単ではなく、通常は外部のアグリゲーターを利用する。

ゲートクローズまではこれらのバランシンググループが需給調整の責任を負うが、それ以降は系統運営者が責任を負うことになる。

バランシンググループは、通常は相対契約や卸市場で電力を調達し、発電計画に基づいて電力を供給する。発電計画は45分前まで変更可能であり、バランシンググループは発電計画を遵守することが求められる。一義的な需給調整はこれにより、実施される。

ゲートクローズ後の需給にずれが生じた場合は、送電系統運営者が事前に確保した電源を用いて需給調整を行う。送電系統運営者によるこの電源の調達は、卸市場以外の場で行われる。

⁹

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/Uebersicht_Netzbetreiber_VersorgungUntern/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber_node.html
1、2017年3月2日取得

¹⁰ 電力中央研究所、「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題」、2014年

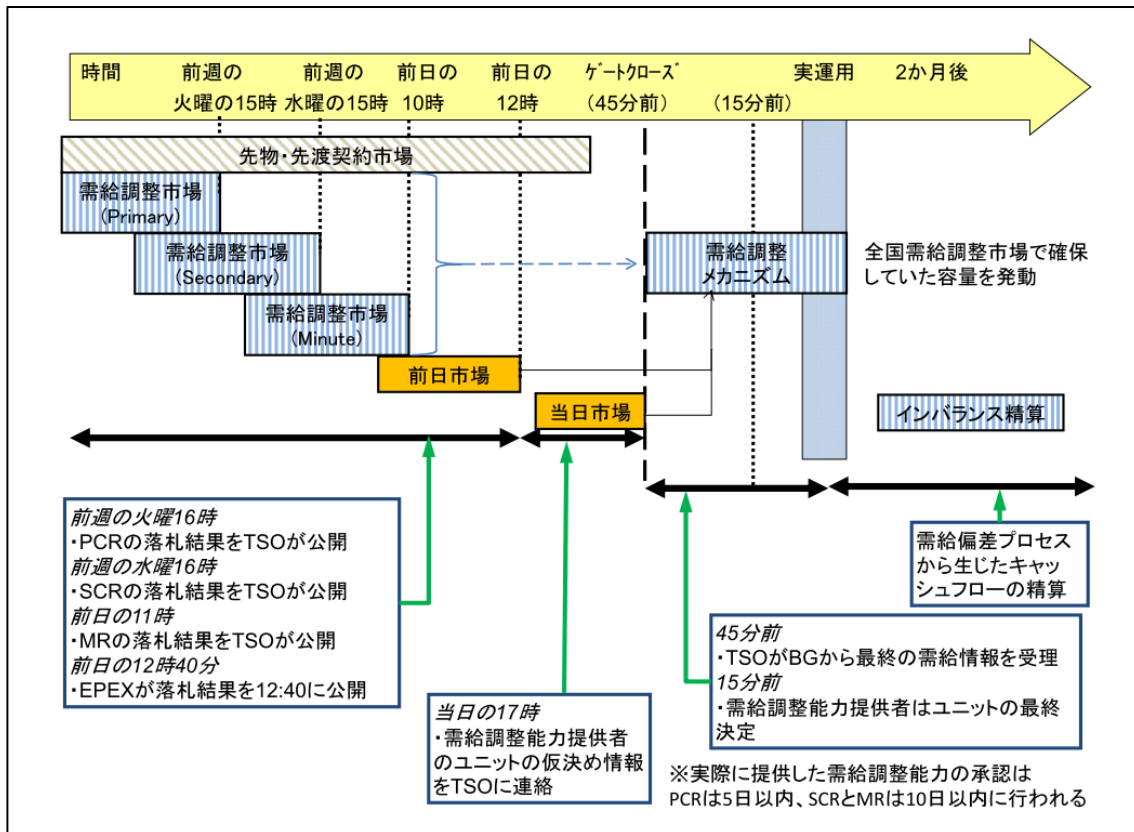


図 51 ドイツの需給調整の流れ

出所：電力中央研究所、「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題」、2014年

3.1.2 再生可能エネルギー優先接続ルールと需給調整

電力は他の商品と異なり、停電を回避するために需要と供給を常に一致させねばならない。この需給調整のために様々な規制が存在している。

しかし、もっとも重要な原則の1つが再生可能エネルギーの優先接続である。これまでの系統運営では、需要に合わせて供給量を管理する方法が主であったが、変動型の再生可能エネルギーでは需要に合わせた調整ができないため、需給調整の困難さは大規模集中型の従来型電源による系統運営よりもはるかに大きい。しかし、ドイツ政府は原則として再生可能エネルギーの優先接続を認めており、再生可能エネルギーによる電力は発電量の変動や技術的困難さにかかわらず、常に従来型に優先して接続される。そのため、再生可能エネルギーを含む給電量が需要を超え、系統容量が逼迫する系統混雑が発生する際は、まずは従来型電源を系統から切り離すことになる。

再生可能エネルギー電力の出力増加で系統に大量の電力が供給される課題に対応する系統安定化措置は、以下のエネルギー事業法、EEG、コージェネ法に基づいて対策が取られる。

具体的には、

1. 電力が送られる系統を切り替えることによる混雑解消
2. 需給調整契約負荷の調整（ディマンドサイドマネジメント）、混雑相殺する方向に融通実施（カウンタートレード）、系統運営者が確保している予備力による出力調整（再給電指令）
3. 給電指令による電源の出力抑制

の順番に対策が取られる¹¹。

この内、1と2は従来型電源でのみで行い、これらでは系統混雑が解消しない場合のみ3を実施する。3の措置を実施する場合は最終手段としての再生可能エネルギーの出力が認められているが、ここでも従来型電源の出力抑制がまず行われる。

なお、3の措置を実施する場合、従来型電源については無補償で切り離しが行われるが、再生可能エネルギー電源については、EEGで受け取ることができるはずだった逸失利益については補償される。再生可能エネルギーの出力抑制の補償は、送電系統運営者が託送費を通じて回収しており、最終的には電力消費者が負担している。

3.1.3 国際連系統の利用

国際連系統を利用する広域需給調整メカニズムでは、需給調整に国外の電源を用いるルールの原則として、ゲートクローズ後に国際連系統に空き容量がある場合のみを認めている。

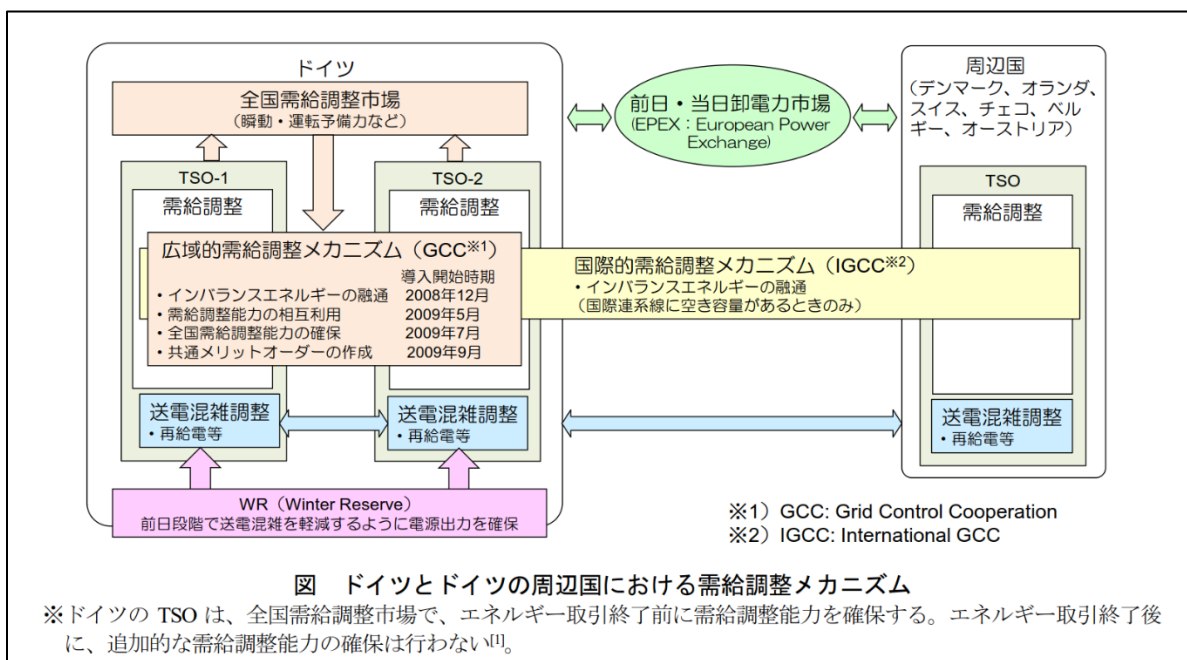


図 52 ドイツと隣国における需給調整メカニズム

出所：電力中央研究所、「ドイツの需給調整メカニズムの広域化の動向と課題」、2015年

一方で、再給電指令に国外の電源を利用するか否かは各送電系統運営者による判断に任されており、国は詳細を把握していない。そのため、需給調整に国際連系統を利用するルールは各送電系統運営者が作成している。

再給電指令は、主に従来型電源を利用して行われるが、この際、経済的な観点などで従来型電源が必要な量の出力抑制ができない場合がある。その場合、ドイツ国内全体の電力が供給過剰の状態に陥る。そのため、ドイツでは隣国、特にポーランドに電力を格安またはマイナス価格で引

¹¹ 東京海上日動リスクコンサルティング株式会社、「平成26年度 新エネルギー等導入促進基礎調査事業（海外における新エネルギー等 導入促進施策に関する調査） 報告書」、2015年

き渡している。このためポーランドとの国境沿いに相転移設備を導入するなどして対応を図っている。

一方で、日本との違いとして挙げられる点は、ドイツ国内の電力の供給過剰の原因として再生可能エネルギー電量の供給過剰だけではなく、従来型電源の柔軟性の不足も問題として取り上げられていることである。ドイツ政府が電力市場 2.0 を唱える背景には、ドイツ国内の電力供給過剰の原因として再生可能エネルギーではなく、従来型電源も大きな課題と捉えている点にある。

電力市場 2.0 については後述する。

3.2 現在の系統運用における課題と対応方策

現在、ドイツで国内生じている問題は大きく以下の課題にわけられる。

1. 分散変動型の再生可能エネルギーの設置が進み、一部地域では大量の電力が系統に供給されている
2. 一方で、本来調整可能な従来型電源であるが、再生可能エネルギーの出力変動に十分対応できるほどの柔軟性がなく、発電量の抑制が不十分なために電力供給過剰の問題を従来型電源で克服できなくなっている
3. 需給調整はドイツ全土で行われるが、調整に必要な系統は大規模集中型の従来型電源に合わせた投資がなされてきた過去の経緯もあり、特に北に多い再生可能エネルギーを南の電力需要地に送る系統の整備が遅れている
4. そのため、需給調整は系統を通じて供給地から需要地へ送られるのではなく、供給地の出力を抑制し、需要地の出力を増強させることで対応しているが、これにはコストがかかる

そのため、ドイツではこれらの課題を解決する需給調整が必要となっている。再生可能エネルギーの増強を柱に据えるエネルギー変革を成功させるためには、これらの課題に取り組む必要があり、長い間議論されてきた。その成果としてドイツ政府が公表した新しい電力市場改革の素案とも言える「電力市場 2.0」では、より再生可能エネルギーに合わせた市場の調整を目指すことが明らかになった。

電力市場 2.0 で重視されているのは、供給の安定性、コスト効率性、イノベーションと持続可能性である。そのために、市場メカニズムをこれまでよりも活用する、柔軟で効率性の高い電力供給システムを作る、追加の供給の安定性を確保するメカニズムを作成する、を重要なテーマとし、20 個の改革項目を提案した¹²。

表 7 ドイツ政府が電力市場 2.0 で定めた目標

市場メカニズムの活用強化
1. 電力市場での自由な価格形成の補償（価格上限の撤廃）
2. 市場での影響力の強いプレイヤーを監視し、透明性を高める
3. バランシンググループを維持するための義務の強化
4. バランシンググループの取引を 15 分毎にする（ゲートクローズを 15 分前とする）

¹² 連邦経済エネルギー省、「An electricity market for Germany's energy transition」、2015 年

柔軟で効率性の高い電力供給システム
5. 電力市場の将来の発展をヨーロッパの文脈と結びつける
6. 調整電源市場を新しいプレーヤーに開放する（再生可能エネルギーを調整電源として活用する）
7. 賦課金や税金と託送費のターゲットモデルを開発する
8. デマンドサイドの柔軟性をより活用するため、特別託送費を改正する
9. 託送費のシステムの開発を継続する
10. 柔軟な電力消費者のアグリゲーションのためのルールを明確にする
11. 電気モビリティのより幅広い活用を支援する
12. バックアップ電源の取引を可能にする
13. スマートメーターを漸進的に導入する
14. 再生可能エネルギー設備のピークカットを通じて系統を拡張するコストを削減する
15. 最小発電量を評価する
16. 電力市場にコージェネシステムを統合する
17. 電力市場のデータの透明性を高める
追加の供給の安定性の確保
18. 供給の安定性を監視する
19. 容量リザーブを導入する（褐炭発電所の限定的な利用）
20. 系統サービスの開発を継続する

出所：連邦経済エネルギー省、「An electricity market for Germany's energy transition」、2015年
注：カッコ付けは著者

この中で重要なことは、ドイツではフランスやイギリスと異なり容量市場を設けない代わりに実質的に卸市場での価格上限を撤廃していること、再生可能エネルギーと電源の柔軟性を重視し、それに合わせて系統を拡充すること、従来型電源は追加、つまり限定的な電源とすることである。

この白書では、日本で一般的なベース電源とピーク電源という概念は消えており、残余需要とそれを支える柔軟性の高い電源という新しい概念が導入されている。そのため出力調整能力の低い褐炭発電所は今後市場から退出することが長期的な目標となる。安価で安定しており、ドイツの産業を支えてきた従来型では唯一と言える国内資源である褐炭についても柔軟性が低い電源として廃止する方向性であるが、コスト効率性を重視するため、これらを容量リザーブとして当面は確保する方針である。

その他に重要な点はスマートメーターを導入して電力市場をデジタル化し、再生可能エネルギーを調整電源としてより積極的な活用を目指す方向性である。そのため、従来は市場外送電系統運営者が確保していた調整電源についても市場での取引を積極的に進める方針である。

さらに、連邦経済エネルギー省は、長期的な電力市場のトレンドをまとめ、今後ドイツ政府が取り組むべき課題を「電力 2030 (Strom 2030)」¹³として公表した。

この報告書に盛り込まれた 12 のトレンドとそれにとまなう 12 の課題は以下のとおりである。

¹³ 連邦経済エネルギー省、「Strom 2030」、2016年

表 8 ドイツの電力市場のトレンドとその課題

12 のトレンド	12 の課題
太陽光と風力による変動型電源が系統を圧迫している	電力システムの継続的な柔軟化が必要
化石燃料用いる大規模発電所 (Kraftwerkspark) の稼働が大幅に低下している	二酸化炭素排出量を安定して削減し、構造改革を実施する
電力市場のヨーロッパ化	欧州規模で電力市場の統合と柔軟化に取り組む
供給の安定性を欧州域内市場の枠組みで取り組む	供給の安定性を欧州規模で確保し、共同で対策 (Instrument) を開発する
電力をより効率的に利用する	電力の効率的利用に対するインセンティブを強化する
セクターカップリング：暖房、自動車、産業の分野で化石燃料に代わり、より多くの再生可能エネルギー電力を利用するようになっている	再生可能エネルギー電力の熱・交通市場における競争条件を改善する
近代的なコージェネ設備による残余電力 (residualer Strom) の発電で、熱におけるエネルギー変革 (Wärmewende) に貢献する	近代的な電力と熱の供給システム利用に対するインセンティブを導入する
バイオマスの交通と産業分野における利用が増えている	バイオマスの交通と産業分野における利用を促進するインセンティブを整備する
よく整備されて系統がコスト効率的な柔軟性を提供する	系統整備を遅滞なく、系統需要に適合し、コスト効率的に行う
再生可能エネルギーの割合が高まる中でもシステムの安定性を確保する	系統安定のための手法とプロセスを継続的に改善し、協調させる
系統整備の資金調達を公正に、系統に適合するように行う	託送費規制を継続的に改善する
エネルギー経済 (ビジネス) がデジタル化のチャンスを活かす	インテリジェントな計測システムを導入し、コミュニケーションプラットフォームを作りあげ、システムの安定性を確保する

出所：経済エネルギー省、「Strom 2030」、2016年

すでに述べたように、電力市場 2.0 や「Strom2030」では電源側の対策として、系統負担を減らす議論が盛んに行われている。当日市場のゲートクローズを現在の 45 分前から 15 分前まで短縮する、柔軟性電源をより積極的に活用する、セクターカップリングを強化することなどが挙げられているが、ここでは系統に絞ってその対策を取り上げる。

3.2.1 系統の課題

ドイツ国内ではこれまで技術的、社会的、賦存力の観点から再生可能エネルギーに有利な北ドイツに多くの再生可能エネルギー設備が建設されてきた。特に陸上風力は北ドイツでの大量導入

が進み、風力発電の発電量が増えると系統で吸収しきれなくなり系統混雑が発生する。

電力市場の自由化、再生可能エネルギーの促進によって系統混雑の問題はますます深刻になっており、その解決策が必要である。蓄電池などの設備の増強に加え、供給の安定性を確保するためには系統の増強が急務となっている。

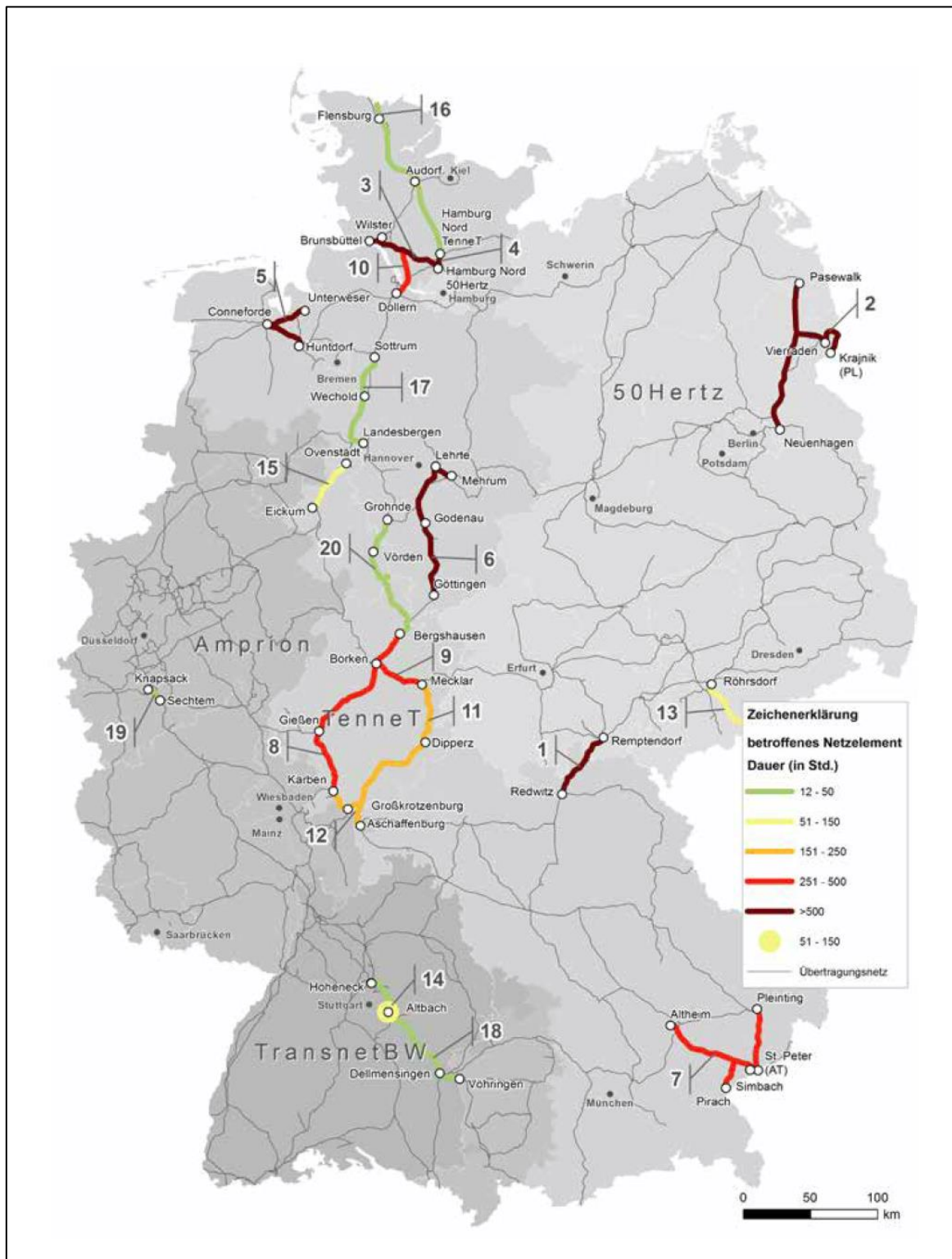


図 53 ドイツ国内で特に系統混雑が発生した地域（2015年）

出所：Bundesnetzagentur、「3. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2015」、2015年

Zeichenserklärung 凡例

Betroffenes Netzelement Dauer (in Std.) 該当する系統 (時間)

Übertragungsnetz 送電系統

表 9 系統エリア別再給電指令発生状況 (2015 年)

系統エリア	時間 (時間)	電力量 (GWh)
TenneT: 南部系統地域	422	108
Oberbayern	190	57
Nordostbayern	221	49
Unterfranken	11	2
TennT: 中部系統地域	1,165	225
Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	689	136
Mehrum-Grohnde-Lehrte-Krümmel	41	6
Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	435	83
TennT: 北部系統地域	1,165	225
Conneforde	549	103
Landesbergen	2	<0.1
Schleswig-Holstein und Hamburg	8	2
Amrion	5	2

出所：連邦ネットワーク規制庁、「3. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2015」、2015年

ドイツ国内には現在 220kV と 380kV をあわせて 3 万 5000km の系統が存在する。その他に 60～110kV の系統が 9 万 5000km、6～30kV の系統が 50 万 km、230VPP 及び 400V の系統が 116 万 km 敷設されている。

ドイツ国内の系統整備の作成は高圧送電系統運営者が行い、計画の許認可は州政府の権限となっており、国は関与できない。現在ドイツ国内で連邦法で認めている計画は 22 あり、このうち 6 つが 380kV の地底ケーブルを敷設する。ただし、2016 年現在で稼働している地底ケーブルはない。

送電系統整備法により再生可能エネルギーの増強によって必要とされる系統の新設は 1800km に及ぶと評価されているが、2016 年現在、このうちの 650km が実現されており、全体の 35% に上る。また、建設が許可されている整備計画は 900km である。また、洋上風力を利用するのであれば、さらに 4500km の超高压系統が必要となる¹⁴。

¹⁴ Dena、「Netzstudie II」、2010 年

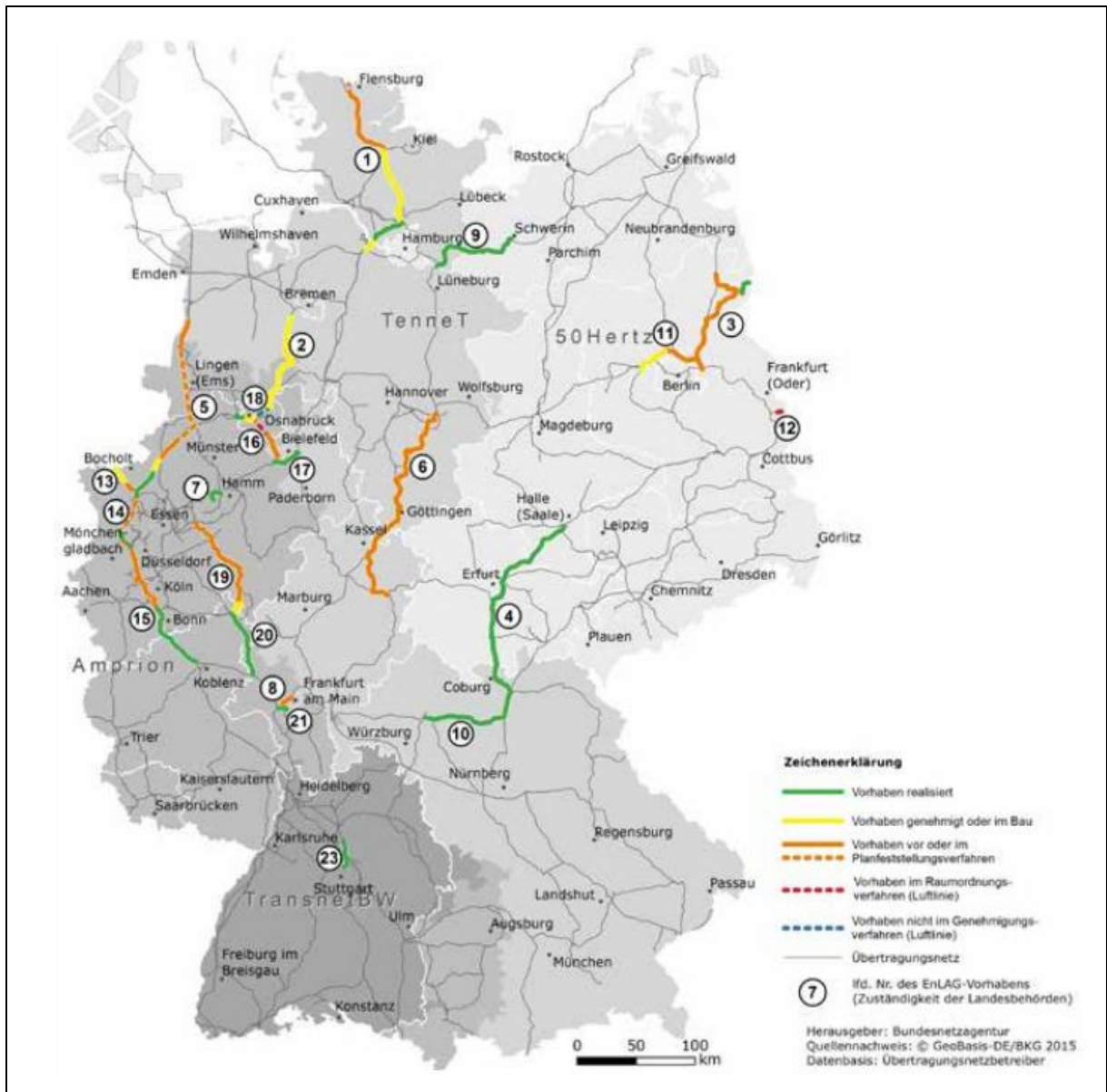


図 54 送電系統整備法による整備計画の状況（2016 年第 3 四半期）

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017 年

凡例は上から
 建設済み
 建設許可済みまたは建設中
 整備計画の決定手続中または前
 空間整備計画における手続き中
 いずれの手続き中にもない
 送電系統

ただし、ドイツ政府が策定した連邦需給計画における長期的な整備計画で必要とされる系統は更に長距離になっている。連邦需給計画で検討されている系統計画は 43 あり、この内の 16 が州をまたぐ系統となる。連邦需給計画で検討している系統の総延長は 6100km である。こちらの計画についてはこれまでに 400km のみが認可され、80km しか終了していない。

特に南北をつなぐ系統は電力ハイウェイとも呼ばれており、速やかな整備が期待されている。

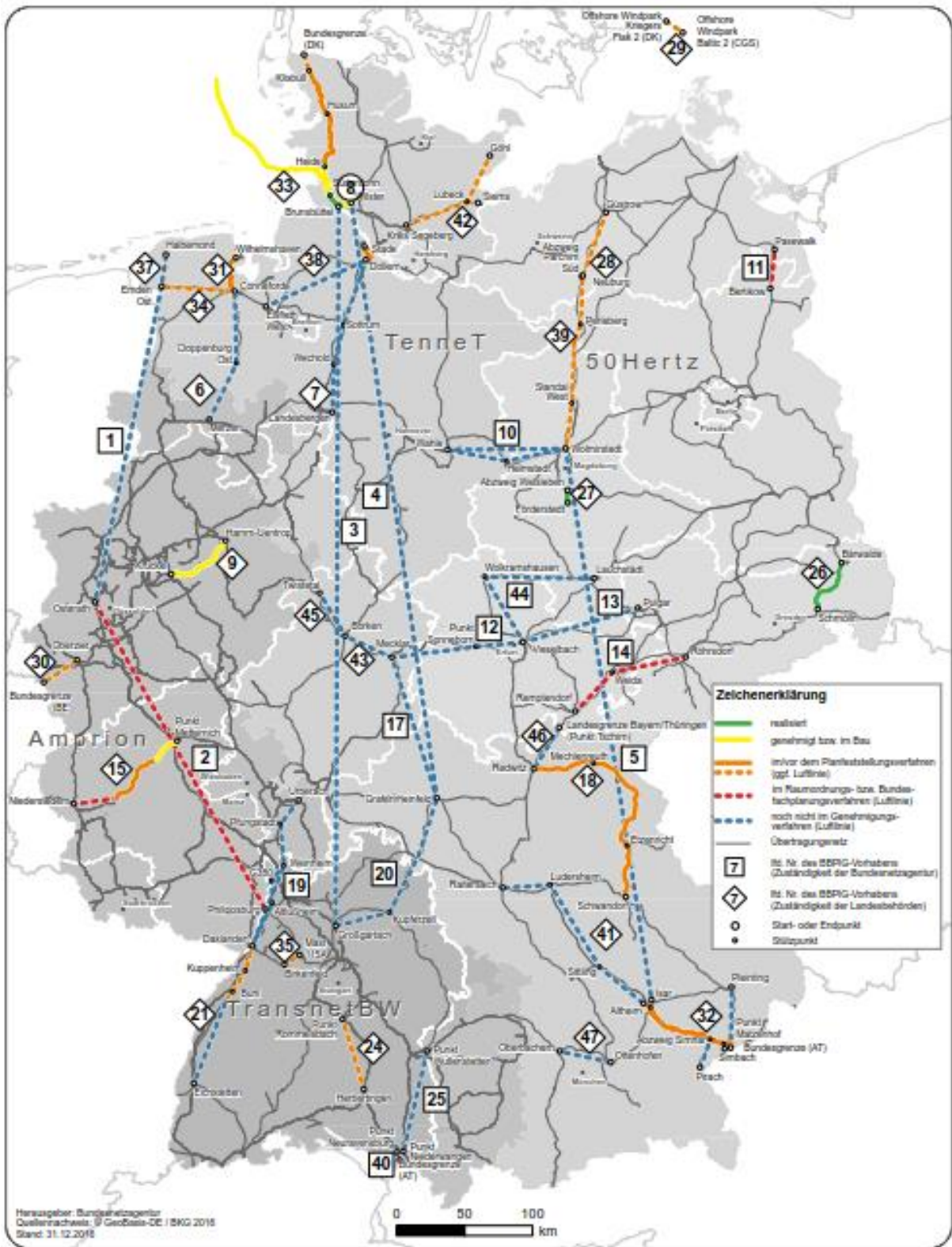


図 55 連邦需給計画法に基づく系統開発計画

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Stand des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zum vierten Quartal 2016」、2017年

これらの 43 の計画の内、8 つがパイロットプロジェクトとして進められており、5 つが高圧直

流送電のための地底ケーブルが計画されている¹⁵。

配電系統でも多くの最適化が必要であり、これまでに多くの配電系統運営者が対策を実施している。

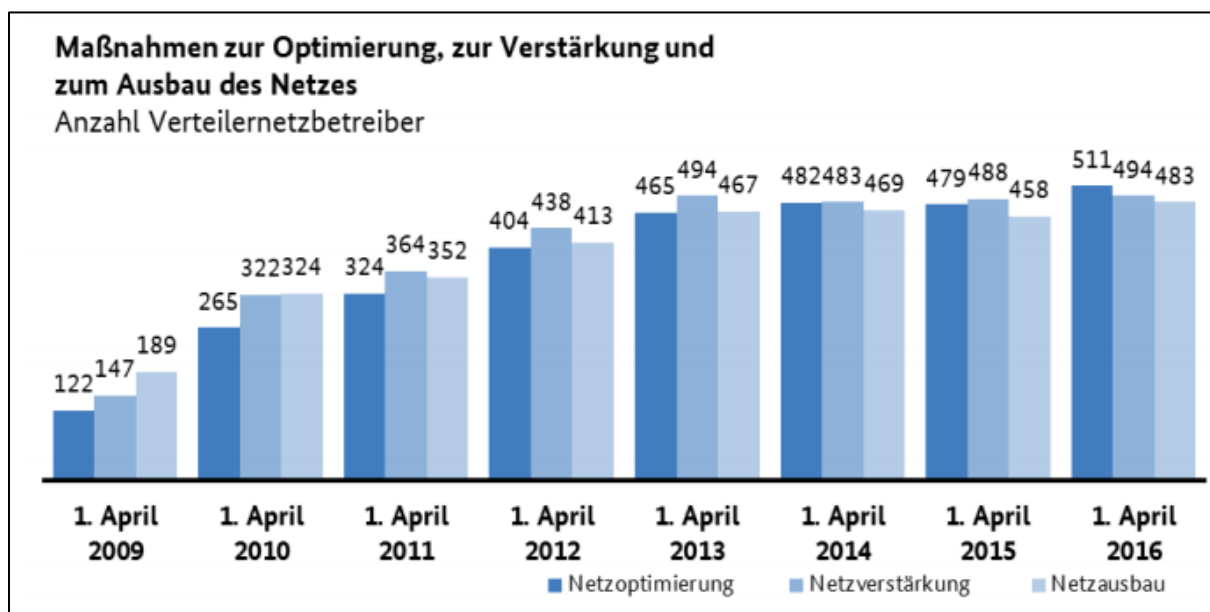


図 56 系統対策を実施した配電系統運営者の数

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017年

Maßnahme zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes	
系統の最適化、増強、新設	
Anzahl Verteilernetzbetreiber	配電系統運営者の数
Netzoptimierung	系統最適化
Netzverstärkung	系統増強
Netzausbau	系統新設

他にもヨーロッパの電力 EU 域内市場の設立により、他国との電力融通を活発化することが、系統増強が必要な理由として挙げられる。

¹⁵ https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=1、2017年3月2日取得