自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

ドイツの電力セクターの現状と政策展望

脱炭素化とエネルギー安全保障の両立

2025年12月

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

執筆担当者

カロリン・イプトナー　自然エネルギー財団 上級研究員

編集担当者

大野 輝之　自然エネルギー財団 常務理事

免責事項

本報告書に記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本報告書の情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、2011 年 8 月に設立されました。自然エネルギーを基盤とした安全・安心な社会を構築すること、気候危機を回避する持続可能なエネルギーシステムと経済を実現することを目的として活動しています。

英語版

Germany’s Power Sector Status and Policy Directions: Decarbonization and Energy Security

目次

図一覧

表一覧

主要な知見

- ドイツのエネルギー転換は、成熟した移行段階に入った。30年以上にわたる継続的な進展を経て、エネルギー転換は「拡大」から「拡大と統合」の段階へと移行している。現在、自然エネルギーは電力供給の主軸を占めている。もはや課題は「自然エネルギーでドイツを動かせるか」ではなく、送電網、柔軟性、蓄電、デジタル化をいかに迅速に発展させ、効率的に統合するかにある。

- 法的拘束力を持つ気候・エネルギー目標が長期的な政策安定性を支えている。連邦気候変動法および再生可能エネルギー法は、「2045年までの気候中立化」「2030年までに温室効果ガス65%削減」「2040年までに88%削減」、そして「2030年までに総電力消費の少なくとも80%を自然エネルギーで賄う」という中核目標を法的に明記している。これにより、政権交代を超えた一貫性が確保されている。

- 自然エネルギーはすでにドイツの電力システムの基盤となっている。2024 年には、自然エネルギーが総電力消費の 54%、総発電量の約 57%を占め、化石燃料を年間を通じてほぼ上回った。供給の中核を担うのは太陽光と風力であり、水力およびバイオマスがこれを支えている。

- 電力輸入の増加にもかかわらず、エネルギー安全保障は堅調に維持されている。ドイツは2023〜2024 年にかけて電力純輸入国となったが、これは欧州統合市場における価格主導の取引動向を反映したものであり、発電容量の不足を意味するものではない。国内発電能力は十分に確保されており、SAIDI（平均停電時間指数）などの信頼性指標は、自然エネルギー比率の上昇にもかかわらず高水準を維持している。

- 電力価格は依然として構造的に高い。価格負担の主因はガス価格への依存および税・賦課金・付加金などの構造的コスト要因にある。化石燃料の退出と送電網の最適化が進むにつれ、こうした移行期コストは今後低減していく見通しである。

- ドイツ政府の委託で作成された「エナギーヴェンデ・モニタリング報告書 2025」はエネルギー転換の大きな進展を確認しつつも、統合面での課題を指摘している。自然エネルギー目標は依然として達成可能とされているが、送電網拡張、柔軟性確保、デジタルインフラ整備が並行して進む必要がある。洋上風力や水素導入は計画より遅れており、スマートメーターの普及やシステムのデジタル化がようやく加速し始めた段階である。これらは今後のエネルギー転換成功の鍵となる要素である。

- 新政権は、市場メカニズムの活用や CCS/CCU、多様な水素形態を含む幅広い技術選択肢を重視し、単純な設備量の拡大から、部門横断的なシステム最適化へと政策の重心を移しつつある。こうした方針は短期的な柔軟性や競争力の向上に寄与し得る一方で、これらの手法が既に達成された構造的進展を遅らせることなく、むしろ加速させる方向に働くかどうかが、長期的な深い脱炭素化に向けた成否を左右する。

- 日本への示唆：ドイツの経験は、自然エネルギー拡大における「早期の野心設定」が後の効率化と統合の前提であることを示している。エネルギー転換の課題は「拡大」から「調整」へと進化するが、初期段階で十分な野心を持たなければ、深い脱炭素化の基盤は築けない。日本にとっては、より強力な短期目標と迅速な自然エネルギー導入を進めると同時に、送電網・デジタル化・柔軟性への早期投資を行い、野心と実行を並行して進めることが不可欠である。

1. 法的拘束力のある目標

ドイツのエネルギー転換の取り組みは、温室効果ガス削減、自然エネルギー導入、そして石炭・原子力発電の段階的廃止に関する長期的かつ法的拘束力をもつ目標を定めた包括的な法制度を基盤としている。これらの法定目標は、政権交代を超えて政策の継続性を確保し、今後策定される政策措置が従うべき枠組みを定義している。

以下に、**法的拘束力を有する**主要な気候・排出削減・エネルギー目標を示す；

- 気候保護は憲法上の義務

  ドイツ連邦共和国基本法の第 20a 条[1] は、国家が将来世代に対する責任の下、生命の維持に不可欠な自然的基盤および動物を保護する義務を負うことを定めている。2021 年の連邦憲法裁判所判決は、気候の保護がこの憲法上の義務に含まれることを改めて確認した。

- 2045 年まで温室効果ガス実質ゼロ（ネットゼロ）および 2050 年以降のネットマイナス排出の達成
  →連邦気候変動法 2019 年制定・2021 年改正[2]

- 温室効果ガス排出量 1990 年比で 2030 年までに 65%減、2040 年までに 88%減
  →連邦気候変動法 2019 年制定・2021 年改正[3]

- 2030 年までに総電力消費の少なくとも 80%を再生可能電力で供給
  →再生可能エネルギー法 EEG 2023[4,i]

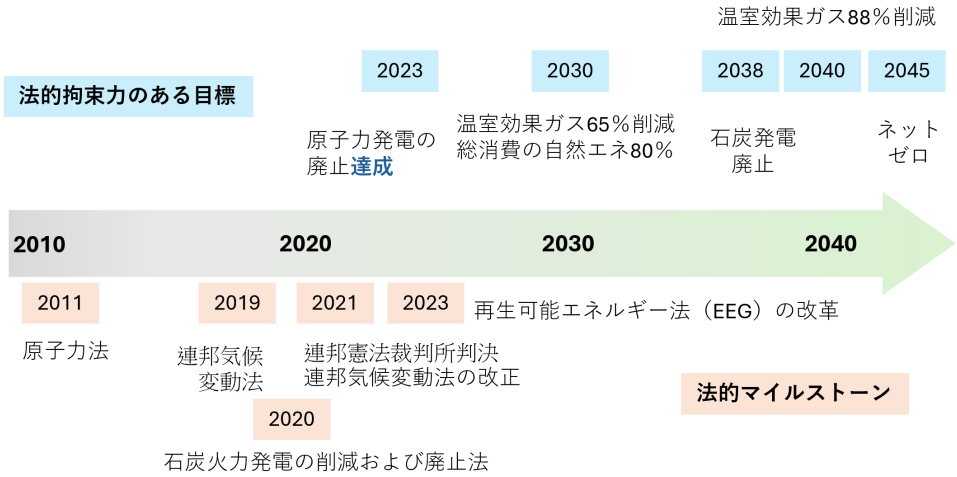
- 原子力発電の完全な廃止
  →原子力法 第 13 次改正〔2011 年〕[5]；2023 年 4 月に達成[6]

- 石炭火力発電の段階的廃止、遅くとも 2038 年までに完全終了
  →石炭火力発電の削減および廃止法 2020 年（石炭火力発電廃止法を呼ばれる）[7]

これらの法的コミットメントは、ドイツの気候および自然エネルギー目標が政治的選好ではなく、国家法に基づく法的義務であることを明確に示している。この法的継続性こそが、エネルギー転換（エナギーヴェンデ）の方向性を一貫して維持する基礎となっている。

[i] この目標は法的拘束力を持ち、すべての下位計画の基礎となる。EEG は技術別の拡大量も定めており、例えば 2030 年までに太陽光発電 215GW、陸上風力 115GW、洋上風力 30GW を想定している。これらは入札設計や送電網開発のための行政的計画値であり、法的に強制される成果目標ではない。

図 1：ドイツにおける気候およびエネルギー分野の法的マイルストーンと主要ターゲット



出典： 自然エネルギー財団作成

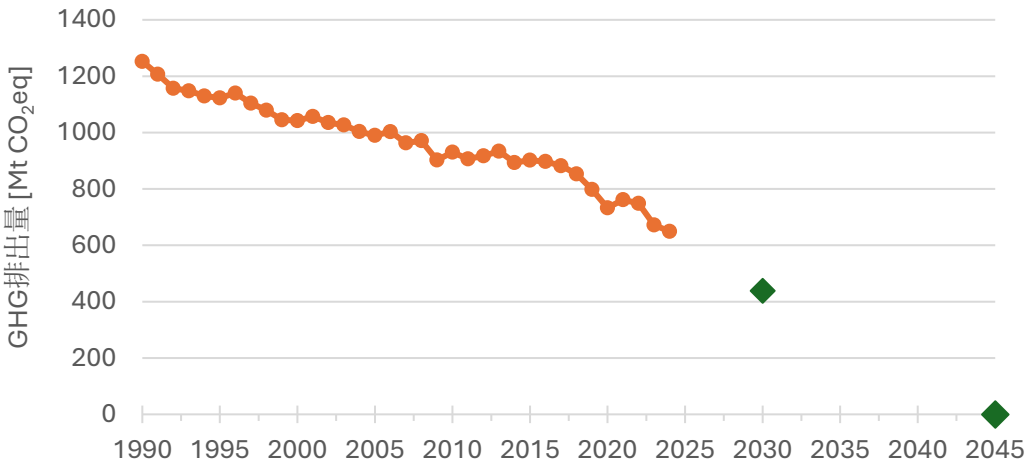
2. エネルギー転換の現状

過去 30 年間にわたり、ドイツのエネルギー転換は、国内の電力システムを根本的に変革し、温室効果ガス（GHG）排出量の着実な減少に大きく寄与してきた。進展が最も顕著なのは電力部門であり、輸送、建築、産業といった他部門の進捗は依然として緩やかであり、今後も引き続き部門横断的な脱炭素化の加速が必要である。本節では、現在の状況の概要を簡潔に示す。

2.1　温室効果ガス排出削減

ドイツの温室効果ガス排出総量は、1990 年のおよそ 1,250 百万トン CO_2換算から 2024 年には約 650 百万トンまで減少し、約 47%の削減となっている（図 2）。最も顕著な削減は電力部門において見られ、石炭利用の急減が主な要因である。これは、自然エネルギーの急速な拡大、高水準の炭素価格、そして石炭火力廃止政策の進展によるものである。ドイツは、1990 年比で少なくとも 65%削減（約 440 百万トン CO_2換算）という 2030 年の法的拘束力を持つ目標に、概ね順調に向かっているとみられる。しかし、今後数年間で排出削減のペースを一段と加速させる必要がある。

図 2：1990 年以降の温室効果ガス排出量と 2030 年・2045 年の目標値



出典：DataCube[8]に基づき自然エネルギー財団作成

2.2　ドイツの電力ミックス

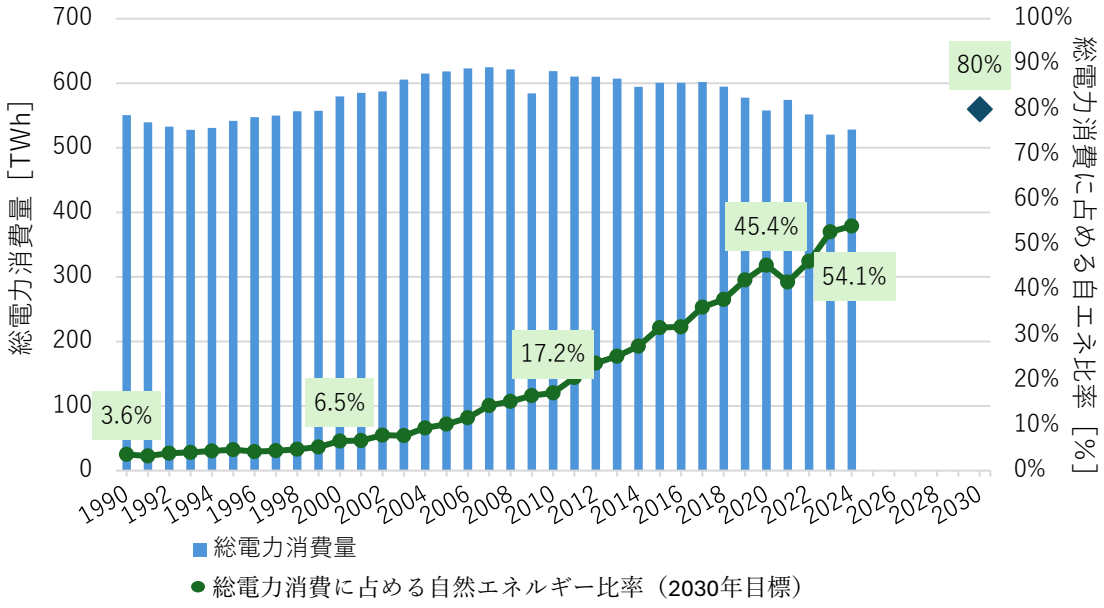
過去数十年にわたり、ドイツの発電構成は大きく変化し、その様子は図 3 および図 4 に示されている。2022 年までは従来型エネルギーが依然として過半をしめていたが、その後は自然エネルギーが国内電力供給の 5 割を超え主軸となった。2023 年以降、自然エネルギーによる発電量は化石燃料による発電量を上回り、2024 年にはほぼすべての月で自然エネルギーが従来型電源を超過した [9]。

ドイツの自然エネルギー電力比率には、「発電量（Electricity Generation）に占める比率」と「電力消費量（Electricity Consumption）に占める比率」の 2 種類の指標がある。国境を越えた電力取引が拡大するにつれ、これらの値には差が生じるようになっている。発電量は国内で発電された電力量のみを反映する一方、電力消費量は輸出入による調整を加えた統計指標である。このため、消費量ベースの自然エネルギー電力比率は、発電量ベースの比率と異なる場合がある。とりわけ重要なのは、2030 年までに総電力消費量の少なくとも 80%を自然エネルギー電力で賄うという法的拘束力

のある目標が、**総電力消費量**を基準として設定されており、電力輸入の電源構成も含めた指標である点である。総電力消費量に占める自然エネルギー電力比率は、1990 年の 4%未満から 2024 年には約 54.1%へ上昇し（図 3）、総発電量に占める比率は約 57%に達した（図 4）[10]。自然エネルギー電力の中核を担うのは風力発電であり、急速に拡大する太陽光発電、そして水力およびバイオマスによる安定的な供給がこれを支えている。こうした拡大は、再生可能エネルギー法（EEG）およびその度重なる改正によって、長期的な投資安定性と予見可能な報酬制度が提供されてきたことに支えられている。

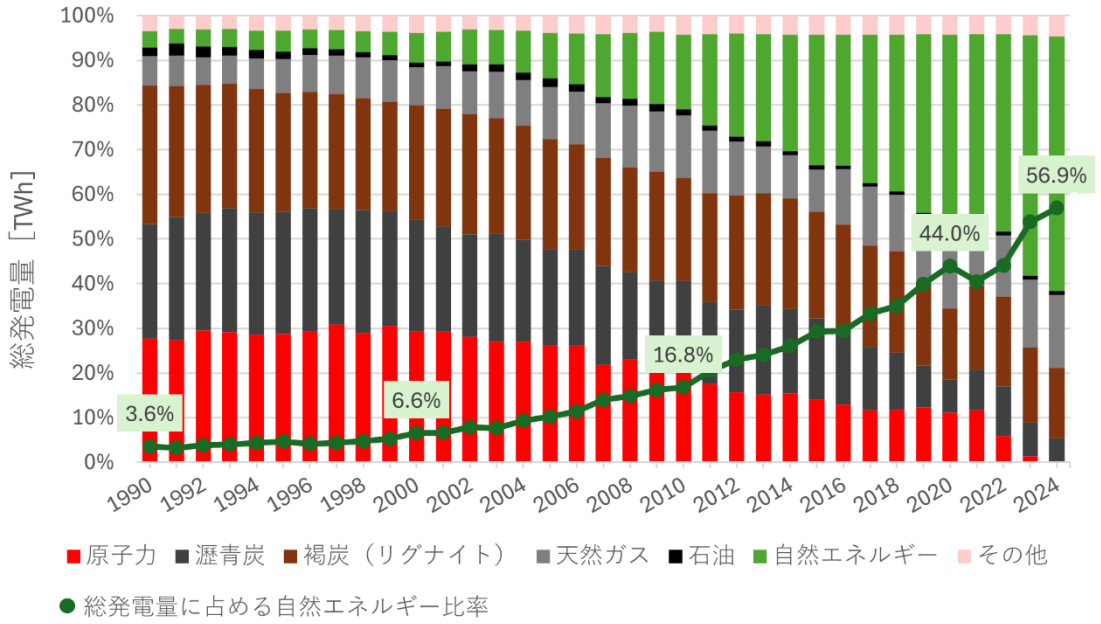
特に太陽光発電の伸びは顕著である。2024 年は、ドイツにおける太陽光発電導入量が過去最大を記録した年となり、約 16GW の新規設備が追加された。そのうち約 10GW が屋根上設置型（ルーフトップ）であった。この急速な拡大は、技術コストの低下、認可手続きの改善、そして継続的な政策支援の成果を反映している [11]。

図 3：1990～2024 年における総電力消費量と自然エネルギー比率



出典：AGEB[12]に基づき自然エネルギー財団作成

図 4：電源別の総発電量構成比（1990～2024 年）



出典：AGEB[13]に基づき自然エネルギー財団作成

表 1 は、主要な電源について、2015 年と 2024 年の設備容量および発電量を簡潔にまとめたものである。風力と太陽光への明確なシフトが見て取れる。

表 1：主要電源の設備容量と発電量（2015 年・2024 年）

	設備容量 ［GW］			総発電量 ［TWh］		
	2015 年	2024 年	増減率	2015 年	2024 年	増減率
原子力	10.8	0		91.8	0	
石炭	49.3	31.1	-37%	272.2	106.3	-61%
天然ガス	28.4	33.7	+19%	61.5	81.6	+33%
洋上風力	3.3	9.2	+179%	8.3	26.1	+214%
陸上風力	41.2	63.6	+54%	72.3	112.8	+56%
太陽光	39.8	100.2	+152%	38.1	75.4	+98%
水力	5.6	5.6	0%	19.0	22.5	+18%

出典：BDEW[14]（設備容量）と AGEB[15]（発電量）に基づき自然エネルギー財団作成

これらの動きを総合すると、ドイツの電力システムは構造的転換点を迎えたといえる。自然エネルギーは、もはや補完的な電源ではなく、**国家の電力供給を支える中核的基盤へ**と移行した。これにより、今後の脱炭素化およびシステム統合の次なる段階に向けた土台が整った。

2.3　残された課題

電力部門では大きな成果が見られる一方で、他部門におけるエネルギー転換の進展は依然として限定的である。輸送部門の排出量は 10 年以上横ばいが続き、建物部門の排出削減も緩やかにとどまっている。産業部門の脱炭素化には、競争力のある電力価格、水素ネットワークの迅速な整備、そして投資の確実性が必要である。部門横断的な重要課題として挙げられるのが、輸送・建物・産

業の各分野で排出削減を進める上で不可欠となる電化の進展速度である。ドイツは、2030 年までに 1,500 万台の電気自動車を普及させる目標[16]、鉄道網の継続的な電化[17]、家庭部門でのヒートポンプ導入加速[18,19]など、いくつかの部門別目標を掲げている。しかし、電化には依然として多くの障壁が存在する。電気自動車の普及ペースは伸び悩み、ヒートポンプの導入も暖房法をめぐる政治的議論の影響を受けている。産業部門では電力価格の高さや明確な電化ロードマップの欠如が課題となっているが、多くの産業プロセスは最終的に直接電化が必要となり、水素は高温熱需要や原料用途など、より限定的な分野にとどまると見込まれている。その結果、部門横断的な電化の進展にはばらつきが生じている。さらに、水素インフラの整備は想定よりも進捗が遅れている。

また、電力部門内においても、特に風力発電の拡大は計画ほど順調に進んでいない。長期化する認可手続き、地域住民の反対、新たな土地指定の遅れがプロジェクトの進行を妨げている。さらに洋上風力の整備も、サプライチェーンの制約や送電網接続能力の不足により遅れが生じており、2030 年の拡大量目標の達成に圧力をかけている。

送電網および蓄電インフラの整備も同様に大きな課題である。自然エネルギーの拡大が需要の集中する地域から遠い場所で進むため、ドイツの電力網にとって大きな負荷となっている。送電線の建設には長期的な計画・実施期間を要するためである。特に、風力発電が多く立地する北部と電力需要の高い南部の間では大規模な電力の南北フローが発生し、既存の送電容量を超過する場合もある。このため、SuedLink、SuedOstLink、Ultranet といった主要な南北送電プロジェクトが建設中であるが、地域的なボトルネックはいまだ存在し、特に洋上風力発電の出力抑制（カーテイルメント）や再給電措置（リディスパッチ）の発生要因となっている。2024 年におけるドイツ国内の系統混雑対策（リディスパッチ、予備力、カウンタートレーディング）の総量は約 30.3TWh（2023 年は 34.3TWh）に達し、その暫定的な費用は約 27 億 7,600 万ユーロ（2023 年は 33 億 3,500 万ユーロ）と見積もられている。それでもなお、自然電力の約 96〜97%は最終需要家に問題なく供給されている点は注目に値する[20]。

3. ドイツの電力供給、輸入および安全保障

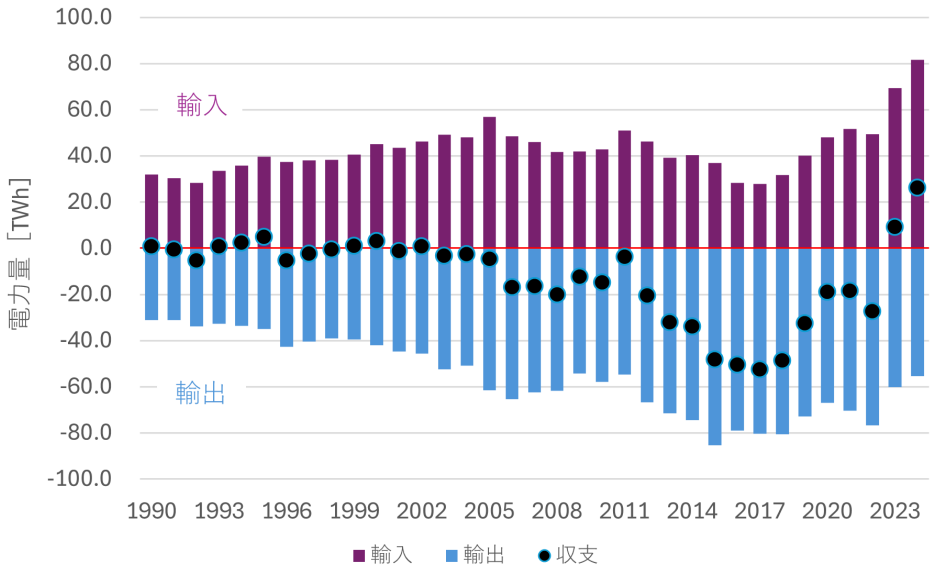
風力や太陽光などの変動型自然エネルギー（VRE, variable renewable energy）の増加に伴い、ドイツの電力供給の安定性をめぐる議論が高まっている。本章では、この問題をより詳しく検討する。

3.1　ドイツのエネルギー安全保障は維持されているか？

過去約 20 年間にわたり、ドイツは一貫して輸入量よりも多くの電力を輸出しており、強固な発電基盤とヨーロッパ電力システムにおける中心的役割を示してきた。しかし、この傾向は図 5 が示すように 2023 年および 2024 年に逆転し、ドイツは純輸入国となった。この変化は、国境を越えた電力取引における明確な転換点を示しており、かつて近隣諸国に電力を供給していたドイツが、現在は時にそれらの国々から電力を受け取る側に回っている。この変化は「エネルギー転換が限界に達したのではないか」「供給の安全性を損ねているのではないか」といった議論を呼んでいる。

2024 年、ドイツの電力輸入量は約 81.7TWh に達し、その主な相手国は北欧諸国、フランス、スイスであった。一方、輸出量は約 55.4TWh で、主な輸出先はオーストリア、チェコ、ルクセンブルク、ポーランドである。これにより、電力の純輸入超過は約 26.3TWh となった [21,22]。

図 5：1990～2024 年におけるドイツの電力輸入量と輸出量の推移



出典：AGEB[23]に基づき自然エネルギー財団作成

電力の輸出超過から輸入超過への転換は一見すると大きな変化に見えるが、ドイツのエネルギー安全保障は依然として揺るぎない。

その根拠は以下のとおりである。

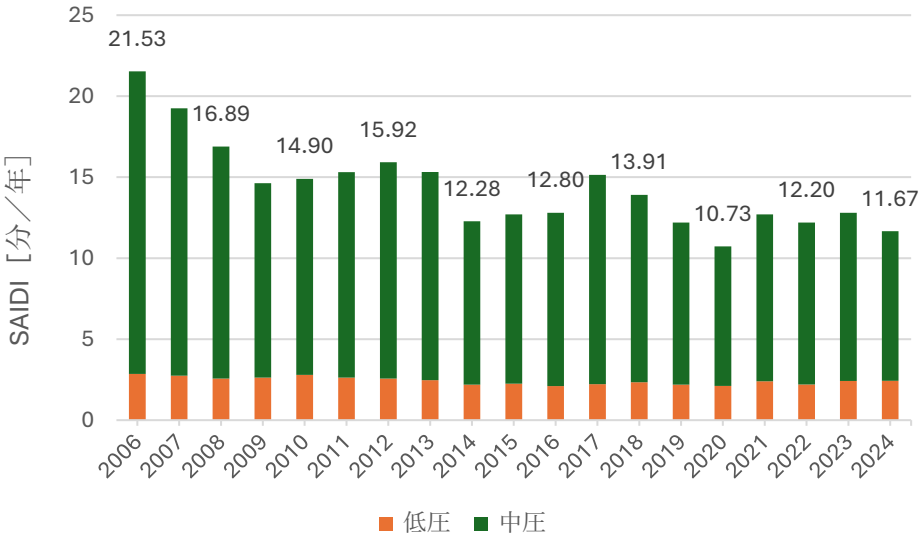
- 十分な国内発電能力
  連邦ネットワーク庁（BNetzA）および連邦経済・エネルギー省は、ドイツの利用可能な発電設備容量が国内需要を賄うのに十分であることを確認してい [24,25]。したがって、輸入は主として市場での価

格差に基づくものであり、物理的な供給不足を意味するものではない。この点については、次節「3.2」で詳しく述べる。

- 輸入規模の限定性
  2024 年の国内総電力消費量は約 522TWh[26]であり、純輸入量 26.3TWh はそのおよそ 5%にすぎない。したがって、ドイツは依然として高い自給性を維持しており、輸入は主に統合された欧州電力市場内でのコスト最適化のために行われている。将来的に自然エネルギーの拡大が進むことで、国内生産コストの低下によりこの輸入割合はさらに縮小すると見込まれる。

- 極めて高い信頼性
  システム平均停電時間指数（SAIDI）などの主要な信頼性指標は、1 年間で 1 需要家あたり 15 分未満にとどまり、ドイツを世界で最も信頼性の高い電力システムの一つとして位置づけている。図 6 に示すとおり、自然エネルギーの比率が増加しても SAIDI の値は悪化しておらず、むしろ年間の停電時間は一貫して減少傾向にある。

図 6：SAIDI 指標に基づくドイツの年間平均停電時間の推移



出典：BNetzA[27]に基づき自然エネルギー財団作成

要するに、輸入超過への転換が見られるものの、ドイツの電力供給の基盤的な強靭性と信頼性は依然として世界最高水準にある。

3.2　ドイツの国境を越えた電力取引の理解

ドイツが長年の純電力輸出国から純輸入国へと転じたことは、国内の供給能力不足を意味するものではない。2023 年の原子力発電所の停止により輸出余力は低下したものの、近年の輸入増加は主として、統合が進む欧州電力市場の機能を反映している。こうした市場では、電力の流れは国境ではなく価格シグナルに従い、越境取引はシステム全体のコスト最小化に寄与する。本節では、ドイツが現在純輸入国となっている主な要因について整理する。

電力市場メカニズムによる変化

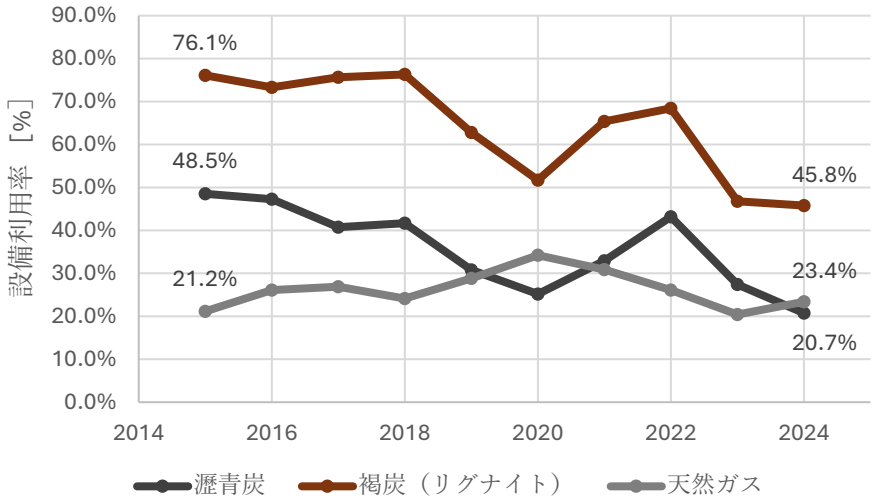
ヨーロッパでは、電力は統合された内部市場のもとで取引されており、システム全体のコストを最小化するよう設計されている。電力は最も安価に発電できる地域で生産され、国境を越えた電力の流れによって域内全体の需給バランスが調整される。たとえば、デンマークで強風により低コストの風力発電が行われたり、ノルウェーで豊富な水力が電力価格を押し下げたりする場合、ドイツが自国の高コストなガス・石炭火力を稼働させるよりも、電力を輸入した方が経済的となる。逆に、国内の太陽光・風力発電が豊富でドイツの電力価格が周辺国よりも低い場合には、電力は国外へと流出する。したがって、輸出入の発生はバランスの欠如を示すものではなく、市場が健全に機能している証拠である。

近年のドイツの輸入超過は、供給制約ではなく、主として市場経済の動きによるものである。2023 年および 2024 年には、CO_2排出枠価格の上昇とガス市場の変動により、国内の化石燃料発電の限界費用が上昇し、石炭火力およびガス火力の競争力が大幅に低下した。メリットオーダー方式のもとでは、限界費用がほぼゼロに近い自然エネルギーが優先的に送電されるため、越境取引は常に、最も低コストかつ低排出の発電源を自動的に選好する仕組みになっている。

安価な再生可能エネルギーの増加による化石燃料火力の利用減少

ドイツ国内における化石燃料発電の役割の変化も、近年の輸入増加を説明する重要な要因である。図 7 が示すように、過去 10 年で石炭火力およびガス火力発電所の設備利用率は着実に低下してきた。この下方トレンドの主因は、自然エネルギー電力の拡大である。風力・太陽光発電は限界費用が極めて低く、一度設置されればほぼゼロに近い短期的コストで発電できる。その割合が高まるにつれ、発電コストの高い化石燃料火力はメリットオーダーにおいて順位を下げ、稼働時間や設備利用率が低下する。この構造的変化により、燃料消費の削減、排出量の低減、化石燃料輸入への依存度の低下といった複合的な効果が生じている。

図 7：ドイツの火力発電所のフルロード比率（2015–2024 年）[ii]



出典：Energy Charts[28]に基づき自然エネルギー財団作成

[ii] 瀝青炭と褐炭（リグナイト）の違いについては、3.4 節を参照されたい。

利用率の低下は、設備容量の縮小とも並行して進んでいる。ドイツの石炭火力の設備容量は 2015 年以降およそ 40%減少しており（3.4 参照）、電源構成に占める石炭火力の役割は一段と小さくなっている。2021～2022 年に石炭火力の利用率が一時的に上昇したのはガス価格危機によるものであったが、その後は再び構造的な減少傾向に戻っている。総じて、この動きはドイツ国内の供給能力が依然として十分であること、そして輸入増加の背景には供給不足ではなく、市場価格に基づく経済的合理性があることを示している。

国による価格差および供給構造

ドイツと周辺諸国との価格差も、近年の電力輸入増加を説明する重要な要因である。2024 年のドイツの前日市場平均価格（day-Ahead price）は、自然エネルギー電力の増加とガス価格の緩和を背景に、2023 年の €95.2/MWh から €78.5/MWh に低下した。一方、周辺諸国の平均価格は €71.4/MWh（2024 年）及び€93.1/MWh（2023 年） とドイツより低く、多くの時間帯で輸入の方が経済的に有利となった。2024 年は 2023 年よりも価格差が拡大したため、ドイツの純輸入量も増加した [29]。

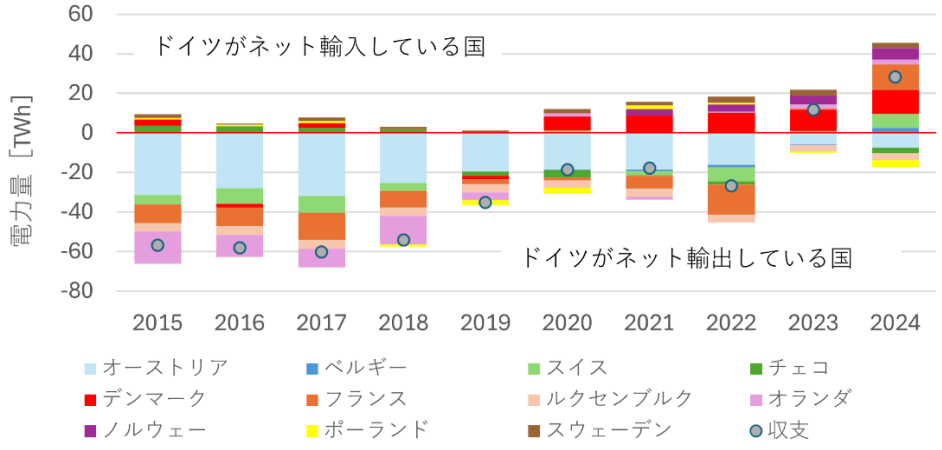
輸入パターン（図 8 参照）は、各国の電源構造の違いを反映している。たとえば：

- デンマークは自然エネルギー電源比率が約 88%と非常に高く、風況が良い時間帯には大量の低コスト風力発電を輸出している。2024 年のデンマークの前日市場価格は €70.8/MWh[30] で、ドイツの €78.5/MWh より低く、ドイツはデンマークからの純輸入となった。
- フランスは、原子力と自然エネルギーを合わせて約 96%が非化石電源で構成されている。多くの原子炉が老朽化し、資本費が償却済みであることから発電コストが低いため、低価格で電力を供給できる。2024 年のフランスの前日市場価格は €58.0/MWh[31] と、ドイツの周辺諸国の中でも最も低い水準であった。

  注：越境取引の方向転換を示す代表的な例として、2022 年には広範な原子力発電所の停止によりフランスがドイツからの電力輸入を増やしたことが挙げられる。これは、統合された欧州電力市場において、各国が状況に応じて輸入国にも輸出国にもなり得ることを示している。

一方、2024 年のオーストリアの平均価格は €81.5/MWh[32] とドイツを上回ったため、ドイツはオーストリアへ純輸出となった。このように、越境電力フローは相対的な価格差に従って動くという市場メカニズムを端的に示している。

図 8：1990～2024 年における国別のドイツの越境電力取引収支の推移



出典：Energy-Charts[33]に基づき自然エネルギー財団作成

今後、自然エネルギー、蓄電設備、需要側の柔軟性が拡大するにつれ、ドイツの価格競争力は一段と高まり、現在の純輸入超過は長期的には縮小していくと見込まれる。連邦ネットワーク庁（BNetzA）は、2035 年には純輸入量が総需要のわずか 1～2%にとどまると予測しており[34]、現在の輸入超過は構造的な依存ではなく、市場最適化によって生じる一時的な現象であることを示唆している。

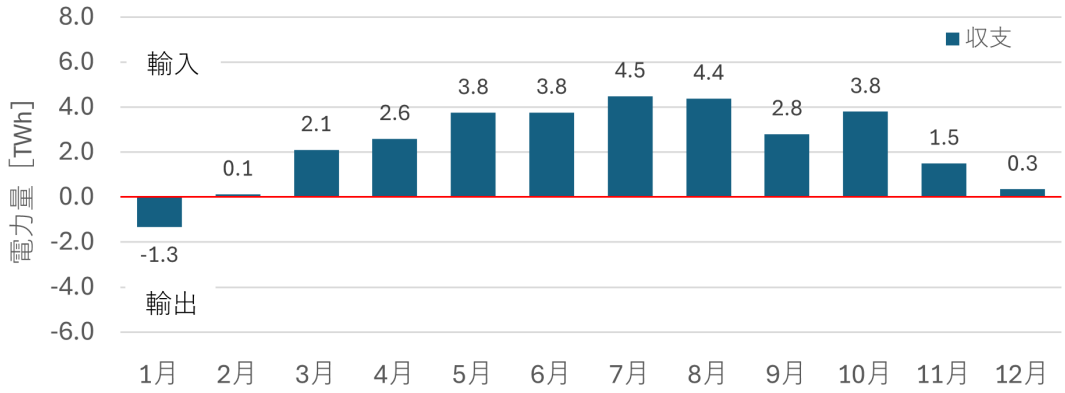
季節的な取引パターン

季節的な変動は、ドイツが構造的に海外電力へ依存していないことを示す追加的な根拠となる。ドイツの電力需要は、日照時間の短さや気温の低さなどに伴う消費パターンにより、一般的に夏よりも冬の方が高い。仮にドイツが供給不足を補うために輸入に依存しているのであれば、需要がピークとなり、太陽光発電が最も少ない冬季に輸入量が最大になるはずである。しかし、実際のデータはこの逆の傾向を示している。図 9 に示すように、輸入は夏季に増加し、冬季には大幅に減少し、月によっては純輸出となる場合もある。

このパターンは、欧州北部・中部における広域的な需要構造とも整合的である。これらの地域では冬季の方が電力需要が高く、一方で夏季の需要は比較的穏やかである。このような状況下では、構造的に輸入依存の国ほど冬季に多く輸入するはずだが、ドイツはその逆の季節パターンを示している。これは、越境電力フローが供給不足ではなく、市場価格や再生可能電源の出力状況によって決まっていることを意味している。

越境取引の方向は、域内の天候、自然エネルギー電源の出力、そして市場環境の変化に応じて常に変動している。

図 9：2024 年におけるドイツの季節別越境電力取引パターン



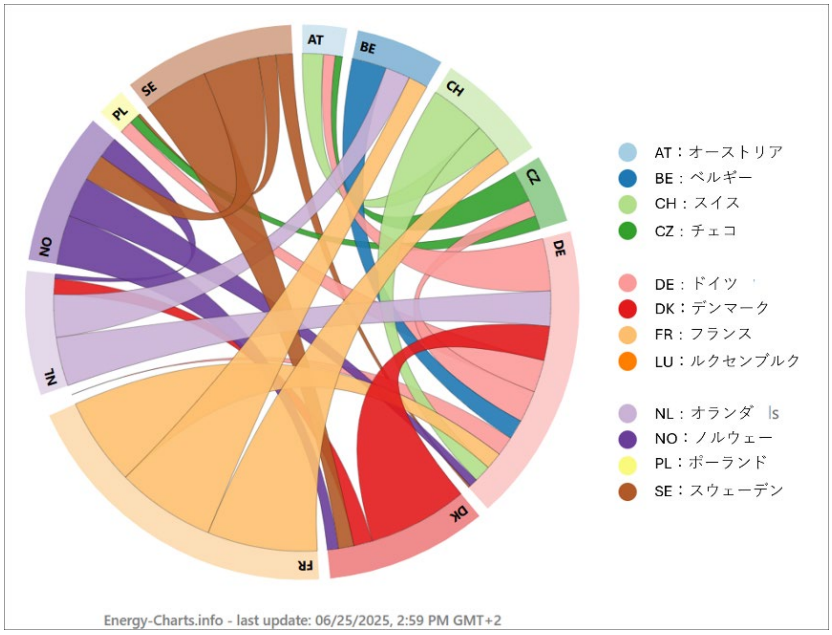
出典：Energy-Charts[35]に基づき自然エネルギー財団作成

ドイツの輸入電力の構成

ドイツの電力輸入の構成をみると、同国が「外国の化石エネルギーに依存している」とする一部の議論をさらに否定する内容となっている。まず強調すべきは、国境を越えて取引される電力を特定の発電所や燃料種別にまで遡って区別することはできないという点である。いったん発電されて送電網に流入した電力は、契約上の意図ではなく物理法則に従って系統内を流れる。たとえば、オーストリアで発電された電力がいったんフランス市場に送られたのち、ドイツに再輸出されるといったことも起こりうる。これまで「純輸入」や「純輸出」という表現で説明してきたが、実際には電力取引は双方向的かつ非常に動的である。ドイツは時間帯ごとの価格シグナルや系統状況に応

じて、近隣諸国への輸出と輸入を同時に行っている。このような相互依存の関係は、図 10 に示している。この図では、各国間の電力輸出・輸入を双方向フローとして一本の線で表す可視化。そのため、線の左右ではそれぞれの輸出量（A 国→B 国 / B 国→A 国）の取引量を示しており、両方向の量が異なる場合、線の太さも左右で異なる。例えば、ドイツとデンマークの間では、ドイツはデンマークから多く輸入する一方で、逆方向の輸出も少量ながら行っている。このため、デンマーク側では線が太く、ドイツ側ではやや細く表示されるという見え方になる。このように、図 10 は、欧州電力市場において各国が輸出国・輸入国として振る舞う動的な関係を視覚的に示したもの。

図 10：ドイツと周辺諸国との越境電力取引（線の太さは輸出電力量を示す）



出典：ISE Energy-Charts[36]に基づき自然エネルギー財団翻訳

（注：可読性を高めるため、凡例の位置とサイズを自然エネルギー財団が調整しています。）

連邦ネットワーク庁（BNetzA）が的確に述べているように、「電気には色がない」[37]。取引される電力の構成を分析するため、輸入電力および輸出電力は、取引期間中の輸出国の発電構成（電源ミックス）を用いて近似的に算出される。この手法は次の 2 つの主要な前提に基づいている。

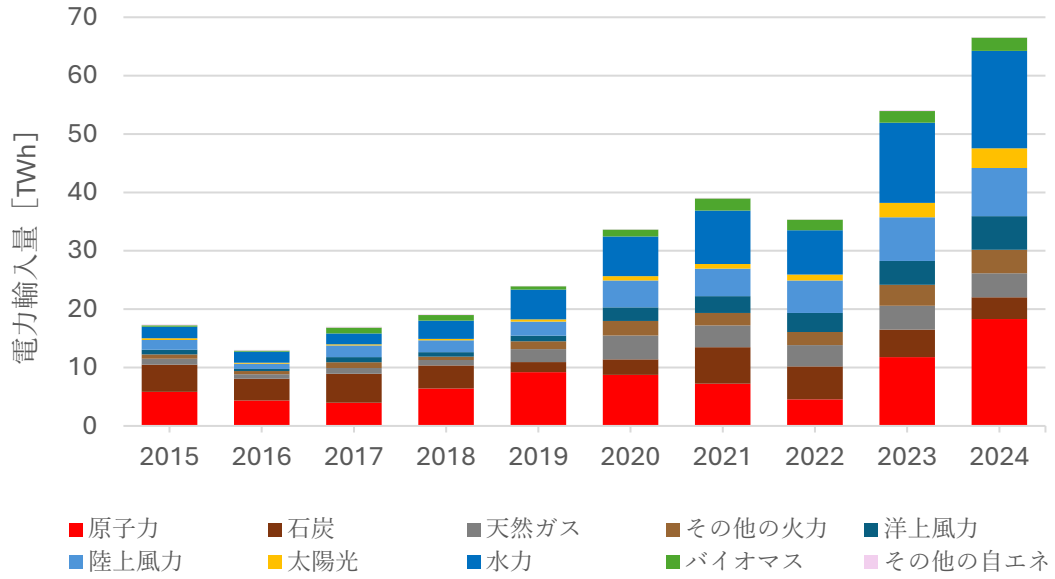
- 統計の基礎となるのは瞬間的な物理的電力フローではなく、商業取引データであること
- したがって、輸入電力の構成は取引時点における輸出国の発電構成を反映していること

この手法を適用した結果を示すのが図 11 である。これによると、2023 年および 2024 年にドイツが輸入した電力の過半は、自然エネルギーに由来していることがわかる。2024 年のドイツの輸入電力の構成は、自然エネルギーが 54.7%、原子力が 27.5%、石炭・ガスなどの従来型電源が 18%であった。2023 年もほぼ同様で、自然エネルギーが 55.3%、原子力が 21.8%、化石燃料が約 20%である。ドイツが輸入した電力の大半は自然エネルギーと原子力であり、これは市場の現実を反映している。すなわち、ドイツ国内で化石燃料火力を稼働させるよりも、近隣諸国の低コストの自然エネルギーや原子力による電力を輸入した方が安価になる時間帯が多い。したがって、越境取引は、海外の低コスト電力が存在する時間帯に主として発生している。

一部の論者は、ドイツが原子力による電力を輸入することで、事実上、自国の原子力廃止を相殺しているのではないかと指摘している。しかし、その規模は極めて小さい。前述のとおり、2024 年における輸入電力はドイツの総電力需要の約 5%にすぎず、そのうち原子力由来の電力は 30%未満である。したがって、これはドイツ全体の電力構成の 2%未満に相当し、決して大きな割合ではない。

今後、国内の自然エネルギー発電がさらに拡大し、電力価格が安定していくにつれて、輸入量は再び減少していくと見込まれる。このことは、ドイツのエネルギー転換が外国の化石燃料や原子力発電に依存していないことを改めて裏付けている。

図 11：2015～2024 年におけるドイツの輸入電力の電源構成



出典：BNetzA[38]に基づき自然エネルギー財団作成

本節のまとめ

全体として、ドイツの電力システムは依然として安定的で、均衡が取れており、国境を越えた調整を通じて一層最適化が進んでいると言える。

自然エネルギーは、変動の大きい化石燃料輸入への依存を低減することで、エネルギー主権を弱めるどころかむしろ強化している。現在のドイツの電力取引パターンは、エネルギー転換が成熟段階に入りつつあることを示しており、システムはより柔軟に、より相互接続的に、そしてより強靭になっている。ドイツの電力輸入は、自然エネルギー統合の限界を示すものではなく、むしろ地域協調と市場統合によって、自然エネルギーが高比率となる将来においてもコスト競争力と供給安定性の両立が可能であることを実証している。

3.3　なぜドイツの電力価格は高いのか

ドイツの電力価格は、家庭部門および産業部門の双方にとって主要なコスト負担としてしばしば指摘されている。確かに状況は厳しいものの、詳細に分析すると、主な要因は電力市場の構造的な要素および近年の市場ショックであり、エネルギー転換そのものが直接的な原因ではないことがわかる。

①　卸電力市場の動向

自然エネルギーの比率が高いにもかかわらず、ドイツの卸電力価格は依然として多くの周辺国よりも高い水準にある。その背景には、複数の構造的要因と市場設計上の要素が相互に影響し合っていることがある。ドイツおよび欧州の電力市場では、各時間帯の市場価格は限界的発電所（marginal plant）、すなわち需要を満たすために最後に必要とされる発電設備によって決定されるという仕組みが採用されている。この手法はしばしば議論を呼ぶが、近年においてはこの限界的発電所の多くがガス火力発電所であるため、ガス価格の上昇がそのまま卸電力価格の上昇に直結している。さらに、ドイツが原子力および石炭火力を段階的に廃止していることから、今後はガス火力が限界価格を形成する機会が一層増えると見込まれる[39]。

2022 年には、ウクライナ侵攻を契機とした世界的なエネルギーショックによって、ガスおよび石炭価格が急騰した。同時期に、①フランスの原子力発電所の停止、②干ばつによる水力発電量の減少、といった複合的要因が重なり、ドイツの卸電力取引価格は過去最高水準に達した。その後、価格は下落傾向にあるものの、ドイツは依然としてこの限界費用連動構造のために、ガス価格変動の影響を強く受けやすい状況にある。

加えて、北部から南部への送電経路（南北送電回廊）[iii]における系統混雑が価格裁定を妨げ、ドイツ国内で高コストの運用調整（リディスパッチ）を余儀なくしている。今後、送電網のさらなる拡充と最適化が進めば、こうした調整措置の必要性は減少し、自然エネルギーをより柔軟かつ効率的に活用できるようになり、その結果として電力コストの低減が期待される。自然エネルギーの拡大もコストの削減に繋がる見込みである。調査によると拡大量計画に沿って風力と太陽光を着実に拡大すれば、2030 年までに卸電力価格を最大 23%引き下げることができる。[40]

②　電気料金における非エネルギー要素と構造的コスト負担

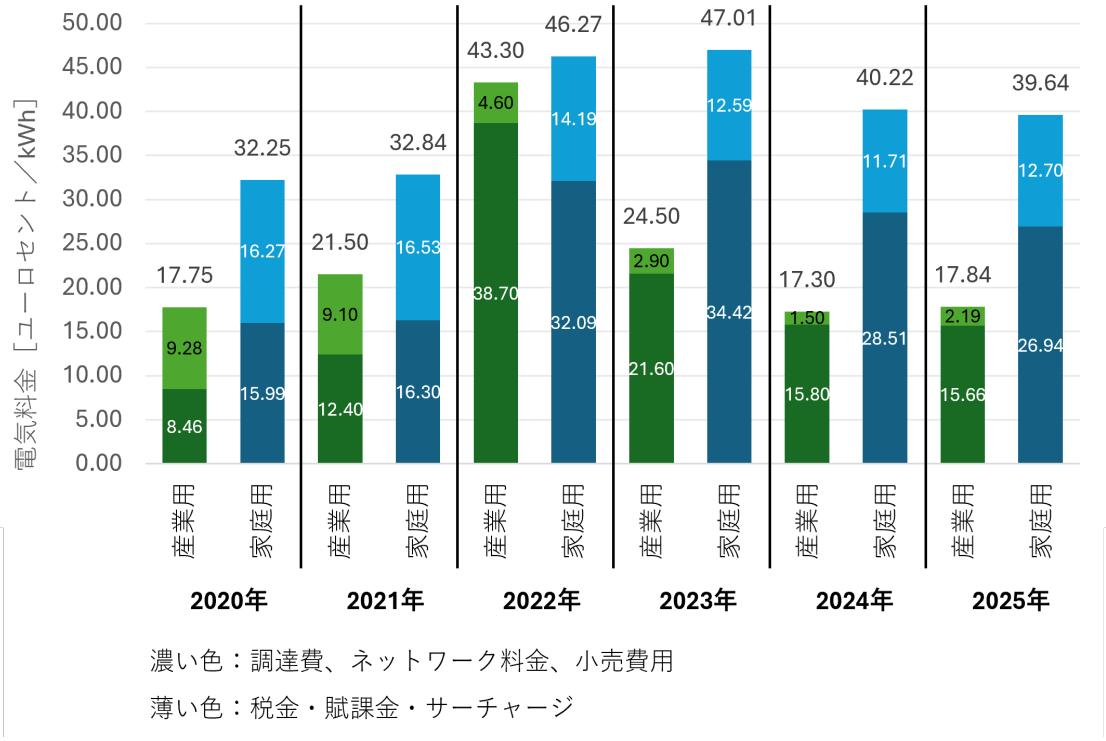
ドイツの家庭および産業向け電気料金は、単なる卸電力コストだけで構成されているわけではない。そこには、調達費用や小売事業者の利益幅、送電網使用料に加え、税金・賦課金・上乗せ金といった財政的要素が含まれている。後者の具体例としては、EEG 賦課金（再生可能エネルギー賦課金）[iv]、洋上送電網賦課金[v]、電力税、および消費税（VAT）などが挙げられる。

[iii] 「南北送電回廊」とは、北ドイツで発電された余剰風力電力を、産業集積地および人口の多い南部地域へ送電するために計画された高電圧直流送電（HVDC）プロジェクト群を指す。これらのプロジェクトの完成が遅れていることにより、送電網には慢性的なボトルネックが生じており、高コストのリディスパッチ（再給電）措置が必要となっている。その結果、卸電力市場における地域間価格差の一因ともなっている。

[iv] 再生可能電力に対する固定価格買取制度（FIT）および市場プレミアム制度の費用を賄うために設けられた賦課金であるが、2022 年に廃止された。

[v] この賦課金は、洋上風力発電設備の送電網接続費用を賄うために設けられている。

図 12：ドイツの産業部門および家庭部門の電力価格



出典：BDEW に基づき自然エネルギー財団作成。家庭用料金は年間電力使用量 3,500 kWh の世帯を対象としている。産業用料金は年間 0.16～20 GWh の需要家を対象としている。2025 年のデータは 2025 年 10 月までの分析に基く [41]。

図 12 は、2020 年から 2025 年にかけての産業部門および家庭部門の電力価格を示している。2022 年にはエネルギー危機に伴う卸電力価格および調整費用の過去最高水準を背景に、価格がピークに達したが、その後は再び下落傾向にある。ただし、家庭用電力価格は依然として高水準で推移している。消費者負担を軽減するため、再生可能エネルギー賦課金（EEG 賦課金）は 2022 年 7 月に廃止された [42,43]。一方で、産業用電力価格には家庭用と比べて賦課金や税負担が少ないことにも留意が必要である。産業界の負担を抑えるため、政府は各種支援策や軽減措置を講じている。それでもなお、ドイツの非エネルギーコスト要素（税金、賦課金、送電網使用料など）は欧州の中でも依然として高く、これが電力料金を構造的に EU 平均より高止まりさせている要因となっている [44]。

重要なポイント

- ドイツの電力価格が比較的高いのは、外的な市場ショックおよび電力システムの構造的特徴によるものである。特に、ガス火力発電が限界価格を形成する仕組みや、自然エネルギーの送電網統合がいまだ進行中であることが主な要因となっている。
- 税金、賦課金、送電網使用料といった構造的なコスト負担により、最終需要家は政策やシステムコストの影響を受けやすい。エネルギー転換を社会的にも産業的にも持続可能なものとするためには、これらの非エネルギー要素のさらなる改革が望まれる。
- 自然エネルギーの比率は 2024 年時点で 57%に達しており、今後も上昇が見込まれる。これに伴い、限界価格を決定する上での化石燃料依存は徐々に低下していく。

- 送電網の拡充とデジタル化、蓄電設備の開発、システム全体の柔軟性向上が、システムコストの削減と、低コストの自然エネルギー発電による恩恵を消費者へ十分に還元するための鍵となる。

要するに、ドイツの電力価格の課題は転換期におけるコスト負担を反映したものであり、エネルギー転換の失敗を示すものではない。システムが成熟していくにつれて、こうした移行期特有の圧力は次第に緩和されていくと見込まれる。

3.4 ドイツは 2023 年に原子力を廃止した。石炭も近く廃止できるのか？

ドイツは 2023 年に原子力発電の全廃を完了し、商業用の原子力発電はすべて停止した。エネルギー転換の次の段階は、依然として電源構成の中で最大の化石燃料源である石炭火力の廃止である。この変革の法的・経済的・技術的な基盤はすでに整っており、課題は移行期間中に信頼性を維持しつつ実行に移すことにある。

石炭火力発電廃止法は、すべての石炭火力発電を遅くとも 2038 年までに完全に終了するという法的拘束力のある期限を定めている [45]。

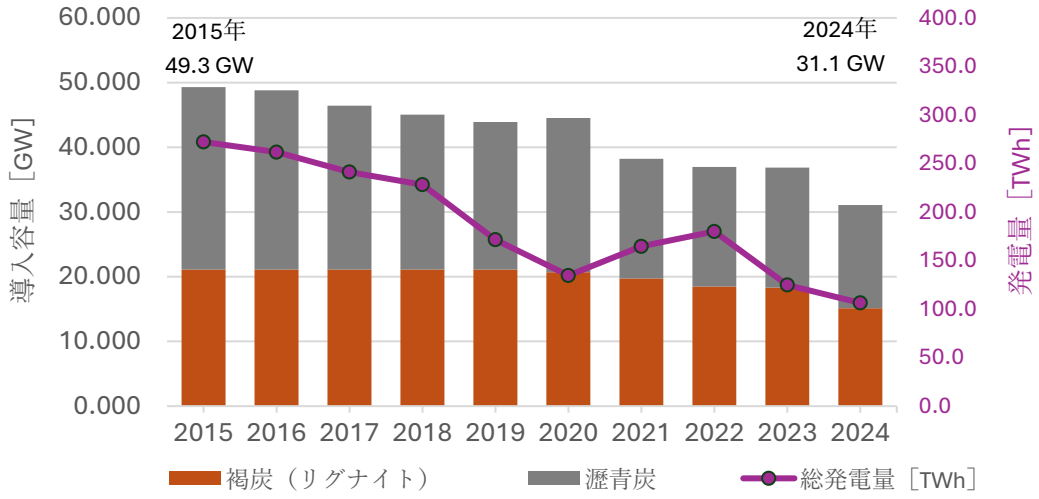
- 法律では中間目標が定められており、
    - 2030 年までに瀝青炭発電を約 8GW、褐炭発電を約 9GW に削減することとしている [vi]。
    - また、2026 年、2029 年、2032 年の定期的な「レビュー・ポイント」が設けられており、2035 年までの前倒し廃止が系統の安定性を保ちながら可能かどうかを評価する仕組みとなっている。
- さらに、同法は石炭地域への構造転換支援、事業者への補償措置、および計画的な廃止契約を行うための法的メカニズムを規定している。

図 13 は、石炭廃止に向けた進捗状況の概要を示している。

ドイツの発電における石炭利用はすでに急速に減少しており、2002 年の 290TWh から 2024 年には約 100TWh へと大幅に縮小した。かつてドイツの主要電源であった石炭は、現在では総発電量のおよそ 5 分の 1 にまで低下している。また、石炭火力の正味設備容量は 2015 年頃まで約 50.1GW で横ばいだったが、その後は着実に減少し、2024 年には 31.1GW（うち褐炭 15.1GW、瀝青炭 16.0GW）となり、37%の削減が達成されている。

[vi] 褐炭：水分が多く、発熱量が低いことから、生産地の近くで火力発電用の燃料として利用される。
瀝青炭：日本では、石炭と言うと瀝青炭を意味している。主に発電やボイラー用の燃料、コークスの原料として使用される。参考：石炭の分類について　https://coal.jogmec.go.jp/content/300380902.pdf

図 13：2002～2024 年における石炭火力発電所の設備容量および発電量



出典：BDEW[46]（発電設備容量）および AGEB[47]（発電量）に基づき
自然エネルギー財団が作成

CO_2排出枠価格の高騰、環境基準の強化、そして維持管理費の上昇により、石炭火力は他の発電源と比べて急速に競争力を失いつつある。同時に、自然エネルギー、蓄電、送電網の拡充、およびデジタル化されたシステム運用の進展によって、柔軟性が高く、強靭で、低コストの電力システムが形成されつつあり、CO_2集約型の石炭火力発電に依存する必要性は低下している。新規導入容量の規模はこの構造変化を端的に示している。2024 年時点で残る石炭火力の約 30 GW は 2038 年までに順次廃止される一方、EEG 2023 では、2024 年比で 2030 年までに太陽光発電を 100 GW 以上、陸上・洋上風力を合わせて 70 GW 以上追加する計画となっている。並行して、ドイツは約 12 GW の水素対応型ガス火力を移行期の柔軟な電源として整備している。これらの設備は当初は天然ガスで稼働し、2030 年代には低炭素水素への転換を前提としており、将来の完全な自然エネルギー電力システムを支える役割を担う（第 4.3 章参照）。

石炭のより早期の段階的廃止も可能である。例えば、ノルトライン＝ヴェストファーレン州は、州政府および RWE[vii]との合意に基づき、連邦法が 2038 年まで石炭利用を認めているにもかかわらず、2030 年までの石炭火力全廃をすでに約束している。新たな立法がなくとも、市場メカニズムと炭素価格の上昇によって、石炭火力は法定期限より前にメリットオーダーから外れる可能性が高い[48]。

総じて、石炭火力のフェーズアウトは法的に確立され、経済的にも進展しており、技術的にも十分実現可能である。

[vii] ドイツ最大級の電力会社であり、ノルトライン＝ヴェストファーレン州で稼働する褐炭鉱山の大部分を運営している企業。

4. 2025 年におけるドイツのエネルギー転換の方向性

2025 年は、ドイツのエネルギー転換が新たな段階を迎えた年である。キリスト教民主同盟／キリスト教社会同盟（CDU/CSU）と社会民主党（SPD）の連立政権が発足し、エネルギー政策の方向性において継続性と再調整の両方を示す形となった。重要なのは、ドイツの長期的な気候・エネルギー目標が依然として法的拘束力を持ち、新政権の連立協定および初期の政策声明の中で明確に再確認されたことである。**ドイツは引き続き、2045 年までの気候中立、2040 年までの温室効果ガス 88%削減、および 2030 年までに総電力消費の少なくとも 80%を自然エネルギーで賄うという目標を掲げている** [49,50]。

前章までに見てきたように、ドイツはすでに多くの気候・エネルギー目標に向けて大きな進展を遂げており、**今後もその歩みを続けるとみられる**。しかし、エネルギー転換の次の段階はより困難で複雑なものとなる。初期の進展は、自然エネルギーコストの低下、環境政党による政策支援、そして国民的支持によって支えられていた。**だが今後の段階では、さらなる自然エネルギーの拡大に加えて、変動電源の統合、送電網の近代化、大規模投資、エネルギー多消費型産業の転換といった課題への対応が求められる。この意味で、エネルギー転換は今、技術的野心の段階から成熟・統合の段階へと移行している**。

4.1 構造転換期における低成長の経済状況

近年のドイツのエネルギー政策をめぐる議論は、同国の経済状況全体の文脈を切り離しては理解できない。パンデミック後の力強い回復期を経て、ドイツ経済は現在、停滞と構造調整の段階に入っている。国内総生産（GDP）は 2023 年および 2024 年にかけてわずかに縮小し、産業生産と輸出はパンデミック前の水準を下回ったままである。インフレ率は 2025 年半ばには 2〜3%程度に落ち着いたが、投資および生産性の伸びは依然として鈍い。この景気減速は、外的ショックと構造的課題が重なった結果であり、いくつかの要因が際立っている。

- 世界的需要の低迷
  輸出志向型のドイツ産業は、海外からの受注減少、世界貿易の鈍化、地政学的不確実性の影響を受けている。
- 高い投入コストおよび資金調達コスト
  2022 年の化石燃料危機以降、ロシア産ガスの供給喪失や LNG 市場の変動により、エネルギー価格と原材料価格が急騰した。その後、価格は一定の落ち着きを見せているものの、危機前の水準を依然として上回っており、エネルギー多消費型製造業では利益率が圧迫されている（第 3.3 節参照）。
- 構造的・人口的圧力
  労働力人口の減少、高水準の人件費、デジタルインフラの遅れ、複雑な規制が生産性を抑制し、産業投資を遅らせている。
- 投資の遅延
  認可および計画手続きの長期化が、従来型およびグリーンエネルギー関連のインフラ整備の双方を遅らせ、投資家の間に不確実性の認識を生んでいる。

このような状況下で、政府が競争力とコスト効率の確保に焦点を再び当てているのは経済的に理解できる動きである [51,52]。

しかし、根本的な認識は明確である。**ドイツの長期的な競争力は、エネルギー転換を減速させることではなく、完遂することにかかっている。すなわち、化石燃料への依存を減らし、国内の自然エネルギー供給を加速させ、デジタルおよび物理的インフラを近代化することこそが、将来の経済力を左右する鍵となる。**

4.2 「エナギーヴェンデ・モニタリング報告書」2025

「エナギーヴェンデ・モニタリング報告書 2025」[53] は、2025 年 9 月に公表された。本報告書は連邦経済・エネルギー省の委託により、エネルギー経済研究所（EWI）および BET コンサルティング社が作成したものである。この委託は新政権の連立協定の一部として実施されたものであり、その目的は、ドイツが法的拘束力を持つ気候・エネルギー目標の達成に向けて順調に進んでいるかを評価し、システム転換上の重要なギャップを特定することである。報告書は、電力需要、供給の安全性、送電網、自然エネルギー、デジタル化、水素の 6 つの主要分野を対象としており、現状のレビュー、将来予測、政策調整のための技術的基礎資料として位置づけられている。

電力需要

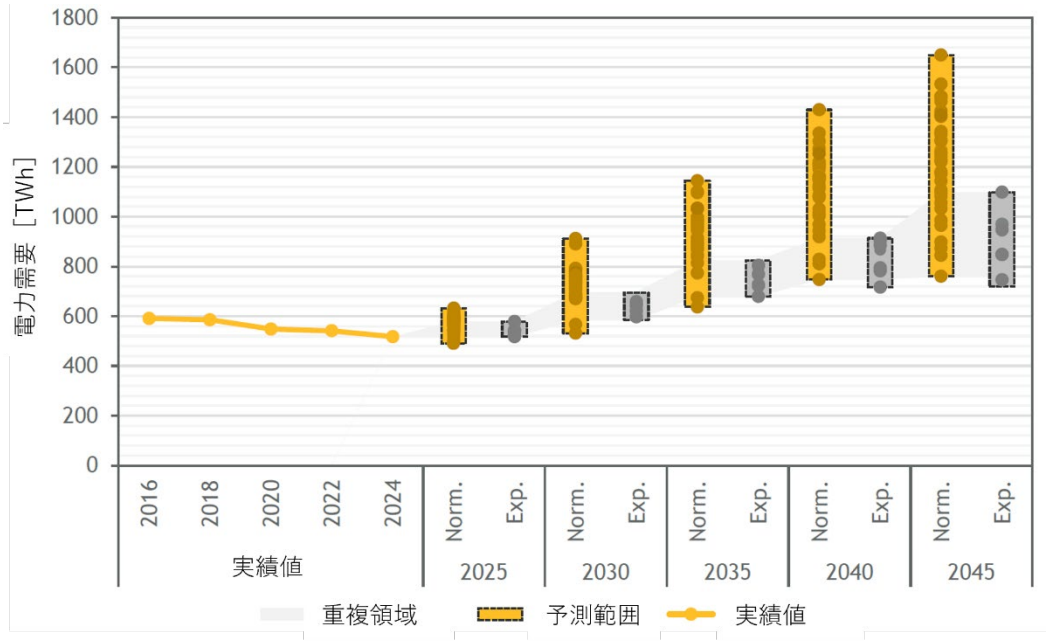
「エナギーヴェンデ・モニタリング報告書 2025」では、将来の電力需要を 2 つの補完的なシナリオ・アプローチによって分析している。

- ノルマティブ・シナリオ（Normative scenarios）
  トップダウン型かつ目標志向のロジックに基づくもので、ドイツの法的拘束力を持つ気候・エネルギー目標を起点とし、それを達成するために必要な電化水準や水素生産量などの関連要素を導き出す。
- エクスプロラティブ・シナリオ（Explorative scenarios）
  これに対してボトムアップ型の傾向分析的ロジックに基づき、現在の各部門の進展状況や政策措置を踏まえて、既存条件のもとでの将来見通しを算出する。

これらの異なるアプローチにより、電化率、水素生産、経済成長に関する前提が異なるため、電力需要の見通しにも幅が生じる。ただし、いずれのシナリオでも電力需要は大幅に増加すると予測されており、その増加ペースと規模には不確実性がある。各シナリオおよび試算結果の概要は図 14 に示されている。

2030 年の電力需要について、報告書は約 530～910TWh の範囲を示しており、そのうち 580～700TWh がエクスプロラティブ・シナリオおよび複数のノルマティブ・シナリオの共通した中心的レンジ（コア・コリドー）として位置づけられている。下限値に近いシナリオは、電化の進展が緩やかで、部門間連携（セクターカップリング）が限定的なケースを示す一方、上限値に近いシナリオは、電化の加速と国内水素生産の拡大を前提としている。いずれの場合でも、電力需要の傾向は明確に増加方向を示しており、エネルギー転換の成功は、全産業部門の脱炭素化と歩調を合わせた電力システムの拡大にかかっていることが確認されている。

図 14：各種シナリオにおける総電力需要の推移
（Norm.＝ノルマティブ・シナリオ、Exp.＝エクスプロラティブ・シナリオ）



出典： EWI/BET[54]に基づき自然エネルギー財団翻訳

したがって、政策およびインフラ計画においては、600～700TWh の範囲を 2030 年の現実的な計画ベースとして用いることが推奨されている。このレンジは、ほとんどのモデルで共通する中心的レンジ（コア・コリドー）の範囲内に位置している。

自然エネルギーの拡大とシェア

「エナギーヴェンデ・モニタリング報告書 2025」は、自然エネルギーによる発電が引き続き力強く拡大していることを確認しているが、その進展の度合いは技術分野によって異なる。

太陽光発電（PV）は依然として最も動的な成長分野であり、現行の政策措置のもとでは、2030 年までに約 215GW という EEG 目標の達成が可能と評価されている（図 15 参照）。ただし、この目標は野心的であり、2030 年時点の平均的な設備容量の見通しは約 186 GW となっている。

洋上風力発電は着実に進展しているものの、2030 年までに 30GW という法定目標を達成するための拡大量の軌道にはまだ届いていない。最新の産業界の評価によれば [55]、2030 年までに送電網へ接続可能となる洋上風力容量は約 21GW にとどまる見通しであり、法定目標をおよそ 3 分の 1 下回る水準である。この遅れの主な要因は、サプライチェーンの停滞や送電網接続プロジェクトの遅延にある。特に、いくつかの主要送電ルートの計画変更（再スケジューリング）や新たなルート設定要件が影響しており、複数の洋上接続プロジェクトが延期されている。その結果、30GW の達成時期はおおよそ 2 年遅れの 2032 年頃になると予測されている。

陸上風力発電の設備容量は、2030 年までに約 94～106GW へと拡大すると見込まれているが、これは EEG で定められた 115GW の目標をやや下回る水準である。数年間の停滞期を経て、2024 年には土地利用計画を簡素化し、指定区域を拡大するための連邦および州レベルの改革が実施され、許認可のペースが加速した。しかし現時点では、空間的制約や法的訴訟などにより、いくつかの州では依然としてプロジェクトの完了が遅れている。

バイオマス発電は概ね安定しており、2020 年以降約 9GW の設備容量を維持している。今後も増加は限定的で、EEG 2023 では 2030 年までに 8.4GW という目標が設定されており、これは老朽設備のリタイアに伴う緩やかな縮小を反映している。

太陽光発電、洋上風力、陸上風力の 2015 年から 2024 年までの開発動向と、2025 年から 2037 年までの将来の設備容量シナリオおよび目標値を図 15 に示している。

表 2 は、技術分野ごとに、2030 年時点での全エクスプロラティブ研究における平均設備容量、および年間フル負荷運転時間の範囲と、それに基づく 2030 年の発電量の推定値を示している。さらに、2030 年の総電力消費量（Gross Electricity Consumption）に占める各技術の想定シェアも併せて示している。

表 2：2030 年における各発電技術の総電力消費（GEC）に占める想定シェアの範囲

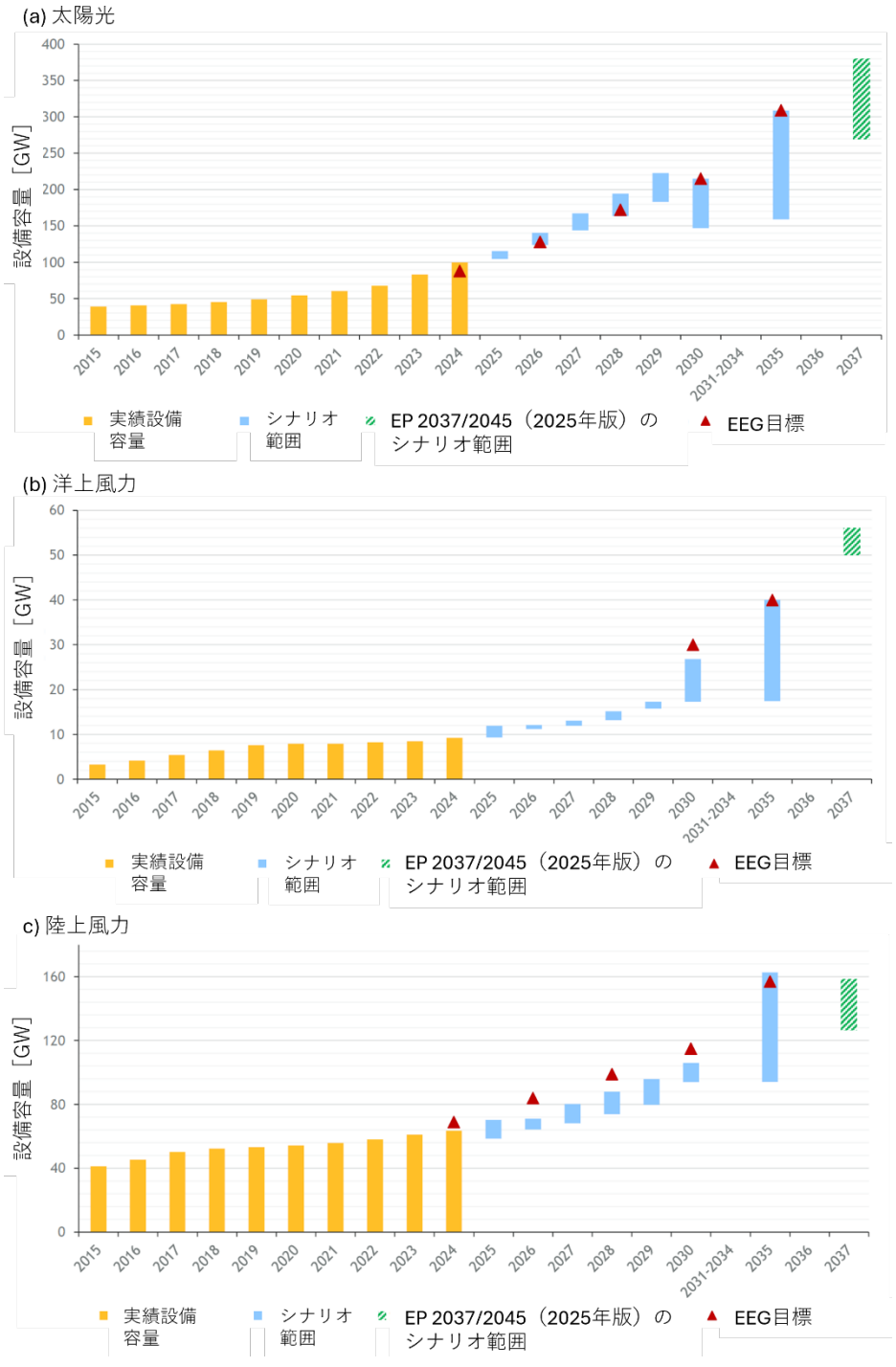
	2024 年の総電力消費に占める割合	2030 年の EEG 目標	2030 年の平均設備容量見通し	年間フル負荷運転時間の範囲	2030 年における想定発電量の範囲	2030 年の総電力消費に占める想定シェアの範囲
太陽光	14 %	215 GW	186 GW	851 - 1019 h	158 - 189 TWh	23 – 32 %
陸上風力	22 %	115 GW	100 GW	1900 - 2277 h	189 - 227 TWh	27 – 38 %
洋上風力	5 %	30 GW	21 GW	2485 - 4395 h	52 - 92 TWh	8 – 16 %
バイオマス	9 %	8.4 GW	8 GW	471 - 5156 h	4 - 43 TWh	1 – 7 %

出典：EWI/BET[56]に基づき自然エネルギー財団翻訳。
本表には、自然エネルギー財団が「2030 年の EEG 目標」の列を追加しています。

2030 年の総電力消費に占める自然エネルギーの割合は、62～97%の範囲になると予測されている。この幅の大きい見通しは、シナリオによって自然エネルギーの拡大ペース、総電力需要、気象条件に左右される発電量（カーテイルメントを含む）、および送電網統合の進捗速度が異なることによるものである。報告書は、自然エネルギーの拡大が引き続き野心的なペースで進み、送電網整備がそれに合わせて加速するのであれば、2030 年に総電力消費の 80%以上を自然エネルギーで賄うという法的目標は達成可能であると評価している。

同報告書は、高い年間拡大率を維持するためには、特に送電網の柔軟性やスマートインフラの導入を中心としたシステム統合が今後ますます重要になると指摘している。

図 15：2015～2035 年における（a）太陽光、（b）洋上風力、（c）陸上風力の設備容量および開発シナリオ。2037 年は NEP 2037/2045［2025］[viii]シナリオによる数値を示す。



出典：EWI/BET[57]に基づき自然エネルギー財団翻訳・統合

[viii] 「NEP 2037/2045」は、ドイツの送電網開発に関する公式な長期計画を定めたものであり、連邦ネットワーク庁（BNetzA）によって承認された文書である。

送電網の拡充

「モニタリング報告書 2025」によると、ドイツの送電網拡充は進展しているものの、依然としてエネルギー転換の中心的課題の一つである。陸上送電ネットワークについては、北部の風力発電地帯と南部の需要地を結ぶ SuedLink や SuedOstLink といった大規模プロジェクトがようやく前進していることから、2030 年の自然エネルギー目標を達成するために必要な輸送容量は確保できる見通しである。一方で、洋上送電接続については遅れが生じている。これは、サプライチェーンの混乱や、北海の砲撃演習区域付近で必要となったルート変更などによるものであり、2030 年の洋上風力 30GW 目標の達成は困難とされている。さらなる進展には、制度的および物流的要因の改善が不可欠である。プロジェクト数の増加に伴い、資機材の調達能力および建設能力が新たなボトルネックとなっており、資材費・人件費の上昇とサプライチェーンの逼迫が重なった結果、送電網開発計画（NEP）[58]の想定コストは 3,200 億ユーロから 4,400 億ユーロへ増加している。

また、配電網でも投資需要が高まっている。2045 年までの累計投資額は 2,350 億ユーロを超えると推計されており、これは近年の年間投資額の約 2 倍に相当する。一方で、空間的な調整の最適化、柔軟性の活用、デジタル化（特にスマートメーターの普及促進）によって最大 30%のコスト削減余地があるとされている。また、自然エネルギーや蓄電設備への立地インセンティブ、接続点の効率的利用、および NOXVA 原則 [ix]（最適化＞柔軟性活用＞強化＞拡張）の適用により、コストを削減し、接続を加速できるとされている。

報告書はさらに、送電網計画の透明性、効率的な運用、柔軟性の最大限活用のためには、特にスマートメーターの導入を通じたさらなるデジタル化が不可欠であると強調している。総じて、ドイツの送電網拡充はこれまでの年よりも確実に前進しているが、今後のシステム統合の成否は、調達能力、デジタルツールの活用、送電網と配電網の計画的連携にかかっている。

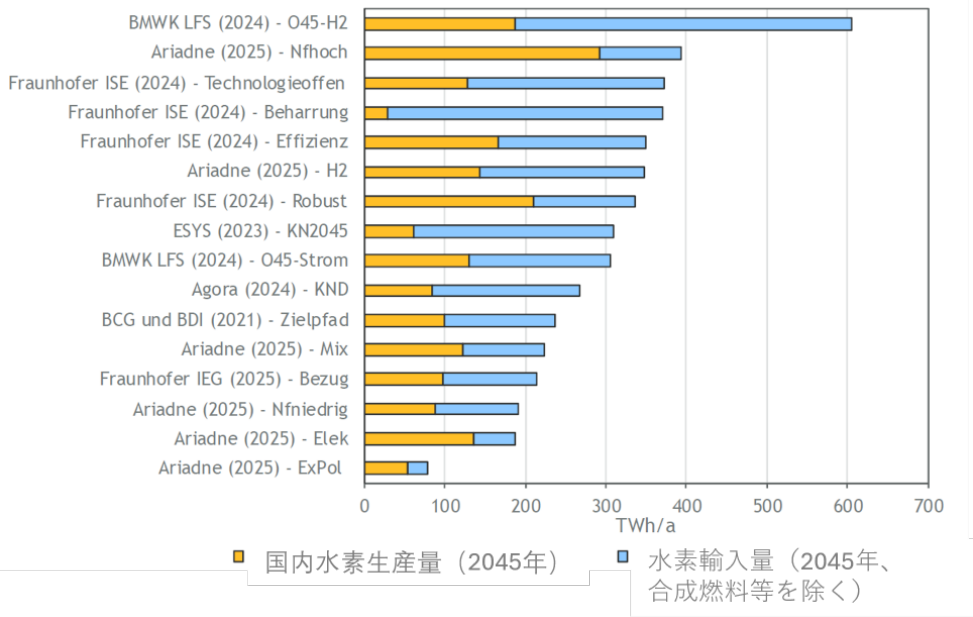
水素導入の加速と水素ネットワーク

「モニタリング報告書 2025」は、水素をドイツの長期的な脱炭素化戦略の中核的柱と位置づけているが、現在の開発ペースは 2030 年および 2045 年の気候目標の達成に必要な水準を大きく下回っていると結論づけている。分析された各シナリオにおいて、水素の総需要は現在のごくわずかな水準から 2045 年には 150〜650TWh へと増加すると予測されている。この見通しは、産業構造の転換、部門間連携（セクターカップリング）、および輸入戦略によって大きく左右される。また、輸入比率（インポートクオータ）は 2045 年時点で 26%から 92%の間で大きくばらついており、その様子は図 16 に示されている。

2030 年までに国内電解設備 10GW を整備するという国家目標は依然として野心的である。しかし、認可手続きの長期化や送電網接続の制約を踏まえると、報告書は 2030 年までに 10GW を完全に実現する可能性は低いと評価している。したがって、需要を満たすためには輸入の役割が極めて重要となり、特に欧州域内パイプライン連結や、アンモニアおよび水素誘導体向け港湾ターミナルを通じた供給が鍵となる。

[ix] NOXVA 原則：ドイツの送電網計画で用いられる優先順位の略称で、**N**etz**o**ptimierung vor Fle**x**ibilität, vor **V**erstärkung, vor **A**usbau（最適化 > 柔軟性活用 > 強化 > 拡張）を意味する。新設に先立ち、既存設備の効率化と柔軟性の活用を優先することで、コストおよび環境負荷を最小化することを目的としている。

図 16：各種研究における 2045 年時点の国内水素生産量と輸入量



出典：EWI/BET[59]に基づき自然エネルギー財団翻訳

報告書はまず、最終投資決定の遅れを回避するためには、安定した制度的および資金調達上の環境が不可欠であると強調している。さらに、国内の電解設備能力と水素インフラは並行して整備されなければならないことを指摘している。これらが調整されずに拡大すると、座礁資産の発生や、生産・輸入・消費拠点間の地域的不均衡を招くおそれがある。したがって、計画手続きの迅速化および水素インフラと電力網拡張の同期化が、水素導入を円滑かつコスト効率的に進めるための前提条件と位置づけられている。

供給安定性

「モニタリング報告書 2025」は、市場面での供給力の適正性、ネットワーク面での信頼性、およびシステム安定性（System stability）の 3 つの側面から供給安定性を評価している。総じて、現時点でドイツの供給安定性は確保されているが、将来的な供給力の適正性は不確実性を増しており、今後は需要、稼働可能な発電容量、柔軟性オプションの相互作用に左右されるとされている。

市場面での供給力の適正性について、報告書は以下の 2 つの主要報告書を参照している：欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）による「欧州資源適正性評価（European Resource Adequacy Assessment, ERAA）」[60]と連邦ネットワーク庁（BNetzA）による「電力供給安定性モニタリング 2025（Versorgungssicherheitmonitoring Strom, VSM）」[61]。これらの分析はいずれも、需要の増減にかかわらず、ドイツの信頼性基準を維持するためには追加的な確定容量（firm capacity）[x]と柔軟性の確保が不可欠であると結論づけている。また、2035 年に向けて必要な確定容量が増加する見通しが示されており、ガス火力発電所の長い計画・建設期間を踏まえ、早期の投資判断が求められるとされている。

[x] 確定容量（firm capacity）とは、需要がピークに達する時間帯でも確実に稼働できる電源容量のことであり、天候に依存しない火力発電や水力発電、蓄電池等で提供される「確度の高い供給力」を指す。

ネットワーク面での信頼性については、長期的には送電網の拡充と最適化、短期的にはリディスパッチ措置によって確保されていると説明されている。2027/28 年冬期までの分析では、十分な確保容量が確認されているものの、電力予備力の一部は引き続き国外から契約される予定である。また、この予備力は現時点では送電網拡張やリディスパッチ、柔軟性対策と一体的に最適化されていないことも指摘されている。

システム安定性については、「システム安定性ロードマップ」[62,xi] が策定されており、100%自然エネルギー条件下での安定運用への道筋を示している。その実施は概ね予定通り進行しているが、今後の遅延が将来のシステム堅牢性に影響を及ぼす可能性も指摘されている。

総じて、ドイツの供給安定性は依然として高水準を維持しているものの、その維持には、自然エネルギー拡大と並行した確定容量、柔軟性、および安定化対策の迅速な整備が不可欠である。

デジタル化

「モニタリング報告書 2025」は、**デジタル化を高比率の自然エネルギー統合および送電網運用・システム管理の効率向上を支える主要な要素として位置づけている**。数年間遅れていたスマートメーター導入は、2023 年に施行された「エネルギー転換のデジタル化再始動法（Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende)」[63] によって、現在は着実に進展している。 報告書は、透明性、データ品質、そしてネットワーク階層間の協調強化の重要性を強調している。特に、送電系統運用者（TSO）と配電系統運用者（DSO）の間での水平方向および垂直方向のデータ交換の高度化が、送電網計画とシステム運用の強化に不可欠であるとされている。

これらの改善は、NOXVA 原則（最適化 > 柔軟性活用 > 強化 > 拡張）に基づいて進めるべきであり、デジタル化が新たなインフラ整備に先立ってシステム最適化に効果的に寄与するよう設計される必要がある。

総じて、デジタル化は柔軟性・透明性・システム効率性を支える基盤と位置づけられており、分散型かつ自然エネルギー主導の電力システムを運用するための不可欠な要件である。

本節のまとめ

「モニタリング報告書 2025」全体を通じて繰り返し指摘されているのは、**システムの柔軟性とデジタル化の必要性**である。報告書は、自然エネルギー導入、送電網、蓄電設備の空間的な調整をより適切に行うことの重要性を強調している。また、スマートメーターおよびデジタル送電網管理システムの導入を加速することで、システムコストを大幅に削減し、全体効率を向上させる可能性があるとも指摘している。最終的に、報告書は発電・送電網・柔軟性・消費者参加をより効果的に結びつける、統合的かつシステム全体的なアプローチの必要性を訴えている。

主要な結果の概要は表 3 に示されている。

[xi]「システム安定性ロードマップ（System Stability Roadmap)」は、連邦経済・気候保護省が、連邦ネットワーク庁（BNetzA)、送電・配電系統運用者、産業界および研究機関と協力して策定したものである。このロードマップは 2023 年 12 月に連邦政府によって採択され、100%自然エネルギーに基づく安定した電力システムを実現するために、2030 年までに達成すべき 51 のプロセスと 18 のマイルストーンを定めている。

表 3：モニタリング報告書 2025 の主要な知見

電力需要	2030 年には 600～700TWh が見込まれるが、研究間で大きなばらつきが存在。主な要因は輸送、熱、産業分野の電化の進展。
自然エネルギー	太陽光発電の拡大は野心的ながら順調に進展しており、2030 年までに約 215GW の達成が可能。陸上風力は目標をやや下回り、洋上風力の 30GW 目標は 2032 年に遅延。 2030 年の総電力消費に占める比率は 62～97%と推定され、気象条件や出力抑制の影響を受ける。
送電網	送電・配電網の投資需要は 2045 年までに 6,500 億ユーロ超。柔軟性の調整と連携が鍵。
水素	2045 年の需要は 150～650TWh。2030 年の国内電解設備 10GW 目標の達成は困難と見られる。
供給安定性	短期的には安定しているが、将来的には容量市場の導入が推奨される
デジタル化	スマートメーター導入が加速中。データ統合と動的価格設定により大幅な効率改善が期待される。

出典：EWI/BET[64]に基づき自然エネルギー財団が作成

4.3 2025 年以降の政策展望

「エナギーヴェンデ・モニタリング報告書 2025」の公表を受け、ライヒ経済・エネルギー大臣はこれに対応する形で「気候中立を実現しつつ、競争力を維持する（Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben）」[65,66] と題する補足文書を発表した。この文書は、「2030 年までに電力構成の 80%以上を自然エネルギーとする」「2045 年までに気候中立を達成する」という主要目標の継続を改めて確認するとともに、10 の重点施策を提示している。

これらの施策（表 4）の多くについては詳細がまだ明らかではないものの、提示された内容は、より現実的で実務的な政策方針への転換を反映している。すなわち、市場メカニズムに基づく支援制度の導入、自然エネルギーと送電網拡大の緊密な連携、デジタル化への重点化、そしてより幅広い技術の活用といった方向性である。以下では、政府が公表した文書およびその他の政策声明に基づき、主要な論点をいくつか取り上げて検討する。

表 4：2025 年 9 月にドイツ政府が公表した 10 の重点施策

1	現実的な需要予測とシステム計画の実施
2	市場およびシステム志向の形で自然エネルギーを促進
3	送電網・自然エネルギー・分散型柔軟性の拡充を同期的に進める
4	技術中立的な容量市場を速やかに導入
5	電力システムの柔軟性とデジタル化を推進
6	統合的で流動性の高いエネルギー市場を維持・強化
7	支援制度を見直し、補助金を体系的に縮小
8	将来志向の研究を推進し、イノベーションを促進
9	水素導入を実践的に推進し、過剰な規制を緩和
10	CCS／CCU を気候保護の主要技術として確立

出典：BMWE[67]に基づき自然エネルギー財団が作成

自然エネルギー拡大のペース鈍化？

政府は依然として 2030 年までに電力の 80%を自然エネルギーで賄うという目標を堅持しているものの、最近の政府発言からは拡大ペースの緩和を示唆する姿勢がうかがえる。政府は、モニタリング報告書が示す 2030 年の電力需要見通し（600〜700TWh）のうち、実際の需要はその下限に近い水準になると見込んでおり（図 14 参照)、それに合わせて自然エネルギー拡大のペースを需要見通しに応じて調整する意向を示している。ライヒ経済・エネルギー大臣は、「成長をより精緻に管理し、過剰容量を避け、設置された 1GW ごとの利用効率を最大化する必要がある」と強調した。

本報告書執筆時点では具体的な措置はまだ発表されていないが、連邦経済・エネルギー省は、固定価格買取制度（FIT)、特に屋根上太陽光向けの制度を段階的に廃止し、市場メカニズムやダイレクトマーケティング方式へ移行することを検討している。また、送電網拡張の進捗に合わせて洋上風力の導入ペースを抑制する方針も視野に入れている [68] 。

このような調整は、経済的な現実主義（プラグマティズム）の表れといえる。特に、屋根上太陽光発電はすでに追加的な政府支援なしでも採算が取れる水準にあるため、一定の合理性がある。しかし一方で、こうした政策変更は投資家にとって不安定なシグナルを与えるおそれもある。もし自然エネルギーの導入ペースが鈍化し、送電網や柔軟性向上の取り組みが追いつかない場合、システムコストの上昇や 2030 年目標の達成困難化につながる可能性がある。今後の課題は、拡大のスピードと統合・デジタル化・柔軟性の向上をいかに両立させるかにある。

EU 枠組みにおけるガス火力発電政策

ドイツは原子力発電を廃止し、石炭火力からの段階的撤退を進める中で、柔軟なバックアップ電源としてのガス火力の追加導入が必要となっている（3.4 参照)。これにより、ガス火力はグリーン水素および完全に自然エネルギーに基づく将来の電力システムへの移行を支える移行期技術（トランジション・テクノロジー）として位置づけられている。こうした役割は、より柔軟で統合された自然エネルギーシステムへの移行を支えつつ、電力系統の安定性を確保するものとして、ドイツの長期的なエネルギー戦略にも明確に組み込まれている。前政権はすでに約 12.5 GW の水素対応型ガス火力の導入に向けた入札を計画しており、Agora Energiewende の分析によれば、2030 年代前半に供給力を確保するためには、2030 年までに 10GW 規模の水素対応・可変型電源が必要になると見込まれている [69,70]。

2025 年初頭、カタリーナ・ライヒ連邦経済・エネルギー大臣は、自然エネルギー発電が低下する時期の電力供給を確保するため、少なくとも 20GW の新規ガス火力設備を入札する方針を発表した [71]。当初の声明では、前政権が定めていたような「水素対応要件」については明示されなかったが、「エナギーヴェンデ・モニタリング報告書 2025」発表の場で、ライヒ大臣は新設ユニットも将来的に水素転換が可能なハイドロジェン・レディ型とすることを明確にした [72]。

しかし、これらの計画はすぐにブリュッセル（欧州委員会）による規制上の抵抗に直面した。2025 年 10 月の報道によれば、欧州委員会の競争総局および国家補助（State-Aid）部門が、提案された容量支援メカニズムの規模に懸念を示した。その結果、ドイツ政府は計画規模を約 12GW に縮小せざるを得ず、実質的には前政権の目標水準に戻す形となった。EU が介入した理由は明確である。これらのガス火力は限定的な稼働時間でバックアップ電源としてのみ運用される想定であり、経済的に成立させるには公的支援が必要となる。そのため、こうした補助金は欧州電力市場への介入とみなされ、EU 国家補助規則（State-Aid Rules）の承認を受ける必要がある [73,74]。

この一連の経緯は、ドイツのエネルギー政策が今や EU の厳格な規制枠組みの中で運用されていることを浮き彫りにしている。すなわち、国家的な野心は EU 市場および国家補助ルールと整合しなければならないという現実である。20GW から約 12GW への縮小は、EU と整合した容量メカニズムの設計が必要であることを示している。同時に、エネルギー転換のこの段階では、技術的実現可能性よりも「調整の難しさ」こそが最大のボトルネックであることも示している。

もし、明確な天然ガスからの転換時期と市場統合の枠組みが設定された上で水素対応型ガス火力が導入されれば、移行期における電力供給の安定性を確保しつつ、システム柔軟性と長期的な脱炭素化の双方を強化することができる。しかし、仮にこの導入が財政的負担を抑える目的に偏り、ガス火力が長期的に固定化されるような形となれば、化石ガス依存の延長と投資家の不確実性増大を招くおそれがある。この意味で、現在のガス火力容量をめぐる議論は、2025 年におけるドイツのエネルギー転換のより大きな課題、すなわち電力需要・システム統合・政治的調整のバランスをいかに取るかという問題を象徴している。

水素

ドイツは 2025 年 10 月、「水素加速法」の草案を公表した [75,76]。この法案は、水素を「強靭で経済的かつ気候中立なエネルギーシステムの中核的要素」と明確に定義し、生産・輸入・貯蔵を含むすべての水素インフラ事業を 2045 年まで「公益優先（overriding public interest）」[xii]の対象とする内容である。これは、ドイツ国内での水素ネットワーク整備を加速させることを目的とした措置である。

これまでの政権、特に緑の党が主導した時期には、再生可能電力を用いたグリーン水素のみを長期的選択肢とする方針が取られていた。しかし、新政権の連立合意および政策声明では、「あらゆる種類の水素とその誘導体」という表現が用いられ、より広い技術的選択肢を容認する姿勢が示されていた [77]。今回の水素加速法草案では、「気候中立的に製造された水素」という表現が採用されており、これには自然エネルギー由来のグリーン水素 [xiii]に加え、ブルー水素 [xiv]およびターコイズ水素 [xv]も含まれる。このより広義の定義は、水素の供給可能量を増やし、輸入依存度を低減することを目的としており、同時に気候目標との整合性も維持する設計となっている。その背景にある考え方は実務的な現実主義（プラグマティズム）である。政府は引き続き 2030 年までに国内電解設備 10GW を整備するという目標を維持しているものの、グリーン水素だけに依存していては短期・中期的な供給安定性を確保できないと認識している。なお、「エナギーヴェンデ・モニタリング報告書」（第 4.2 章参照）でも、10GW 目標の達成は困難であると指摘されている。

[xii] 「公益優先（overriding public interest）」とは、ある公共の利益が他の公共的または私的利益よりも明確に優先されるほど重要であると認められる場合に適用される法的概念である。エネルギー転換の文脈では、気候中立の達成に不可欠な事業（自然エネルギー、送電網、水素インフラ等）を円滑に進めるために優先的に位置づける目的で用いられる。

[xiii] グリーン水素：風力や太陽光など再生可能電力を用いた電気分解によって水を分解し、水素を製造する方式。温室効果ガス排出はほぼゼロであり、最も持続可能な水素形態とされる。

[xiv] ブルー水素：主に天然ガスを原料として製造され、その際に発生する CO_2を CCS 技術により大部分を回収・貯蔵する方式。ただし、天然ガス採掘時のメタン漏出が GHG 排出増加につながる可能性がある。

[xv] ターコイズ水素：メタン熱分解（メタン・パイロリシス）により、天然ガスを水素と固体炭素に分離して製造する方式。自然エネルギーを動力源とすることで低排出化の可能性を持つが、大規模展開はまだ初期段階にあり、商業化には時間を要すると専門家は指摘している。

一方で、批判的な立場からは、こうした方針転換が長期的な脱炭素化の方向性を不明確にするおそれがあるとの懸念も示されている。エネルギー専門家の中には、水素の「色」を区別せずに扱うことで、自然エネルギー由来の電解水素へのインセンティブが弱まり、EU再生可能エネルギー指令（RED III）に基づく認証制度の運用を複雑化させる可能性を指摘する声もある。これに対して、賛成派はこれを移行期における現実的対応と捉え、産業競争力の維持と水素インフラ整備の迅速化に必要な措置であると評価している。

カーボンマネジメントと市場型脱炭素化手法

ドイツ政府は、水素およびガス戦略を補完する形で、カーボンマネジメント技術および競争的資金支援制度を導入する方針を明確にしている。2025 年 8 月には、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCS/CCU）を可能とする法改正案が閣議決定され、これらの技術に関する認可および計画手続きを簡素化する内容が盛り込まれた。この改正案は、既存の「CO_2貯留法」を改正し、これまで限定的だった制度を産業規模での CCS 導入を可能とする基盤法へと転換するものである。改正案では、CO_2輸送および貯留に関する認可・計画手続きの簡素化、関連インフラ開発の公益優先（overriding public interest）指定、既存ガスパイプラインの転用および他の EU 加盟国への CO_2越境輸送を認めている。また、ドイツの大陸棚および排他的経済水域（EEZ）内での洋上 CO_2貯留を初めて許可する一方で、陸上での貯留は、各州が明示的に許可を決定しない限り原則として禁止される [78]。

この措置は、数年間の CCS 導入に対する慎重姿勢からの政策転換を示すものであるが、その一方で CCS/CCU の利用範囲を明確に制限している。主な対象は、セメント、石灰、鉄鋼、化学など、排出削減が技術的に困難な産業分野であり、産業脱炭素化における移行技術としての位置づけもなされている。一方で、石炭火力発電および石炭熱供給から排出される CO_2の回収・貯留は明示的に禁止されており、CO_2ネットワークを石炭燃焼由来の排出物に利用することも認められない。これにより、石炭火力発電の段階的廃止目標が CCS によって遅延・形骸化することを防ぐ狙いがある。なお、ガス火力発電所については、法案の本文には明記されていないが、政府文書「気候中立を実現しつつ、競争力を維持する」[79]では、発電施設を含むエネルギー供給分野において CCS の活用を想定しているとされており、ガス火力発電も対象に含まれると解釈されている。

同時に、ドイツ政府は産業部門の脱炭素化を支援する「カーボン・コントラクト・フォー・ディファレンス（CCfD）」制度を拡充しており、2026 年に第 2 回入札を実施する予定であ [80]。 この仕組みは、従来型の生産ルートと低炭素生産ルートのコスト差を補填するものであり、規制依存型ではなく成果重視かつ市場指向の脱炭素政策への転換を象徴している。

これらの措置を通じて政府は、特に CO_2排出量の多い産業部門における柔軟性と国際競争力の向上を図っている。

野心的な気候目標と整合した形で政策を成功裏に実施するためには、以下の要素が重要である。

- インフラ整備の加速
  電力送電網、水素ネットワーク、CO_2輸送・貯留といった基幹インフラを迅速に整備し、市場ベースの脱炭素化を実現する必要がある。これらがボトルネックとして残存しないようにすることが不可欠である。
- 制度的明確性の確保
  投資家が長期的な見通しと信頼性を持てるよう、法規制の明確化を図る必要がある。
- CCfD 入札及び CCS の実効性
  CCfD 制度の入札は、真の技術革新とコスト削減につながるものでなければならない。高コストな移行技術を温存するだけの仕組みになってはならない。

- CCS の利用条件
  さらなるカーボン・ロックインを招かないよう慎重に検討すべきである。
- 炭素価格制度との統合
  EU 排出量取引制度（EU ETS）などの市場メカニズムと整合的に設計することが不可欠である。そうすることで、競争をゆがめたり、化石燃料プロセスを延命させたりしないようにすることができる。

政府方針に対する反応

政府の新たな方針は、多くの産業分野から慎重ながらも概ね肯定的に受け止められている。その主な理由は、多くの施策が柔軟性の向上や制度的・官僚的障壁の緩和を目的としているためである。多くの関係者は、エネルギー転換が今や部門間の調整が最大の制約となる段階に入ったとの認識を共有しており、特にモニタリング報告書およびその現状分析については評価の声が多い。

一方で、新政権の一部の発言については懸念も示されている。たとえば、国際エネルギー機関（IEA）は、投資家が将来を見据えた意思決定を行うためには、ガス火力廃止戦略の明確化（具体的なタイムラインを含む）が必要だと指摘している [81]。

特に懸念されているのは、自然エネルギー拡大のペースが鈍化する可能性である。シンクタンクのアゴラ・エナギーヴェンデ（Agora Energiewende）は、「効率性という言葉が先送りの婉曲表現になってはならない」と強調し、次のように述べている。「自然エネルギーの拡大量目標を削減するのではなく、送電網の拡張と運用におけるコスト削減余地をより有効に活用し、電力価格を下げるべきである。[…] 自然エネルギーの着実な拡大とコスト効率的な送電網整備こそが、公共財政・産業・家計すべてにとって持続的に安価な電力価格を保証する。」 [82]

アゴラなどの批判的な立場からは、短期的なコスト効率に過度に焦点を当てることが、長期的な脱炭素化やエネルギー安全保障に必要な投資の遅れを招くとの懸念が示されている。また、政府が 2030 年の電力需要を 600〜700TWh の「下限付近」と見積もっている点についても、自然エネルギーや送電網への投資不足を招くリスクが指摘されている。もし電力需要が想定よりも速く増加した場合、産業の電化や部門間連携（セクターカップリング）が停滞する可能性がある。実際、モニタリング報告書自体も、完全な脱炭素化には電力需要の大幅な増加と野心的な自然エネルギー拡大が不可欠であると明記している。

総じて見れば、2025 年のドイツの政策方針はエネルギー転換の成熟段階を反映しているといえる。すなわち、「拡大」から「最適化」へ、「目標設定」から「実施の調整」へという転換である。新政権のアプローチは、自然エネルギー比率の追求という量的目標よりも、多様な技術の統合、柔軟性、産業競争力の確保に重きを置いている。この実務的なプラグマティズムは、ブルー水素やターコイズ水素を含む「気候中立的水素」の広義の定義による供給安定性の確保、そして CCS／CCU を産業脱炭素化の補完的手段として条件付きで容認する姿勢、といった政策の中に明確に表れている。これらの措置は、柔軟性を重視し、国際的な不確実性や欧州市場統合の中で経済的レジリエンスを高めることを目的としている。最終的に、この政策の再調整が脱炭素化の勢いを強化できるかどうかは、ドイツが新しい政策手段をいかに効果的に気候中立経済（2045 年目標）と整合させるかにかかっている。

5. ドイツの経験が日本に示すもの

ドイツのエネルギー転換（エナギーヴェンデ）は、日本にとって貴重でありながら警鐘的でもある教訓を提供している。「エナギーヴェンデ・モニタリング報告書 2025」および政府の新たな行動計画は、すでに大きな成果を上げた国が、いまやエネルギー転換を完遂するという、より複雑で困難な段階に直面していることを示している。初期の成果は、明確な政策シグナル、成熟した技術、部門別対策によってもたらされた。一方で、次の段階では、部門横断的な調整と柔軟性が求められる。残された排出は、産業、輸送、建物など、構造転換・大規模投資・社会的合意を要する分野に根深く残っている。

こうした背景のもとで近年のドイツ国内の議論を理解すべきであり、それは気候目標からの後退ではなく、より厳しい段階への移行を意味している。この段階では、コスト効率、供給安定性、そして国民の受容性が、長期的な成功の鍵を握る。

日本にとっての最大の教訓は、「野心」と「現実主義」を同時に進めることである。以下の 4 点が特に重要である。

1. **野心水準の引き上げ**
   第 7 次エネルギー基本計画が定めた 2040 年時点で再エネ比率 40〜50%という目標は、日本自身の 2050 年カーボンニュートラル目標と整合していない。近い将来におけるより強力な拡大加速がなければ、構造的な排出は半世紀を超えて残存する可能性がある。ドイツの経験は、早期かつ決定的な自然エネルギー拡大を、長期的かつ安定した政策枠組みで支えることこそが、後の深い脱炭素化の前提条件であることを示している。

2. **透明性のあるモニタリングと説明責任の確保**
   ドイツでは、定期的なモニタリング報告書やシナリオ分析を通じて、データに基づいた軌道修正が可能となっている。日本でも、独立した評価・監視メカニズムを設けることで、進捗状況への信頼性や部門間政策の整合性を高めることができる。

3. **エネルギー安全保障と気候戦略の統合**
   2022 年のガス価格危機は、化石燃料の輸入依存度が高い国ほど、国際的な価格変動の影響を強く受けることを示した。ドイツの経験は、電力部門における化石燃料の使用を減らすことが、こうした脆弱性を長期的に低減させる方向に働くことを示している。日本にとっての教訓は、輸入燃料への依存度を引き下げることが、長期的なエネルギー安全保障の強化につながるという点である。そのためには、国内の電源供給の拡大、システム柔軟性の強化、そして電力部門における燃料依存度の低減が必要となる。日本の場合、これらの優先事項は、自然エネルギーの導入加速、送電網運用の高度化、蓄電や需要側調整力の拡充、そして国際燃料市場への脆弱性の低減といった形で具体化される。

4. **送電網とシステム計画の優先**
   2025 年のドイツ政策およびモニタリング報告書は、自然エネルギー拡大の制約は技術ではなくインフラにあることを明らかにしている。日本の島嶼型電力系統では、送電・蓄電・デジタル柔軟性の早期調整が不可欠であり、長期的な計画性が鍵となる。

ドイツはすでに 1990 年比で約 47%の温室効果ガス排出削減を達成し、2024 年には総電力消費の約 54%を自然エネルギーで賄うまでに至っている。これらは、高度に産業化した大規模経済国として極めて顕著な成果である。今、進捗が鈍化しているように見えるのは失敗の証ではなく、転換がいかに進んだかを示す証左である。日本が取るべき道は、この進路を疑うことではなく、その経験から学び、さらにその先へ進むことである。

参考文献

[1] Basic Law for the Federal Republic of Germany Article 20a, "Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland Artikel 20a" (1994/2002), accessed 2025/10/30

[2] Federal Climate Change Act 2021 (also called Federal Climate Action Act 2021), "Bundes-Klimaschutzgesetz 2021", accessed 2025/10/30

[3] Federal Climate Change Act 2021 (also called Federal Climate Action Act 2021), "Bundes-Klimaschutzgesetz 2021", accessed 2025/10/30

[4] Renewable Energy Souces Act EEG 2023, "Erneuerbare-Energien-Gesetz", accessed 2025/10/30

[5] Atomic Energy Act AtG (13th Amendment) 2011, "Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtG-Novelle)", accessed 2025/10/31

[6] Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Nuclear Safety and Consumer Protection (BMUV), HP, "Atomkraftwerke in Deutschland: Abschaltung der noch betriebenen Reaktoren gemäß Atomgesetz (AtG)", accessed 2025/10/31

[7] Act to Reduce and End Coal-Fired Power Generation (KVBG) 2020, "Kohleverstromungsbeendigungsgesetz", accessed 2025/10/30

[8] German Environment Agency (UBA), Data Cube, "Greenhouse Gas Emissions Trends", accessed 2025/10/26

[9] Federal Statistical Office of Germany (Destatis), press release, "Electricity generation 2024", released 2025/03/12

[10] AG Energiebilanzen AGEB, data file, "Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990-2024", updated 2025/10/17

[11] Renewable Energy Institute, column, "Accelerating Solar Adoption Through Plug-in PV", released 2025/05/08

[12] AG Energiebilanzen AGEB, data file, "Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990-2024", updated 2025/10/17

[13] AG Energiebilanzen AGEB, data file, "Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990-2024", updated 2025/10/17

[14] BDEW, data file, "Installierte Leistung der Stromerzeugung in Deutschland", released 2025/07/15

[15] AG Energiebilanzen AGEB, data file, "Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990-2024", updated 2025/10/17

[16] Ministry for Economic Affairs and Energy, HP, "Rahmenbedingungen und Anreize für Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur", accessed 2025/11/19

[17] Ministry of Transport, article, "Mit der Elektrobahn klimaschonend in die Zukunft: Das Bahn-Elektrifizierungsprogramm des Bundes", released 2021/03/12

[18] Ministry for Economic Affairs and Energy, HP, "Zeig her deine Wärmepumpe", released 2022/11/22

[19] Federal Government, HP, "Für mehr klimafreundliche Heizungen", accessed 2025/11/19

[20] BNetzA, smard database, "Netzengpassmanagement 2024", released 2025/04/02

[21] AG Energiebilanzen AGEB, data file, "Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990-2024", updated 2025/10/17

[22] Fraunhofer ISE, database, "Energy-Charts: Annual cross border electricity trading of Germany", updated 2025/10/27

[23] AG Energiebilanzen AGEB, data file, "Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990-2024", updated 2025/10/17

[24] BNetzA, press release, "Strommarktdaten für das Jahr 2024", released 2025/01/03

[25] Ministry for Economic Affairs and Energy, HP, "Energieversorgungssicherheit stärken", accessed 2025/10/27

[26] AG Energiebilanzen AGEB, data file, "Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990-2024", updated 2025/10/17

[27] BNetzA Press Release, "Versorgungsunterbrechungen Strom in 2024", released 2025/09/10

[28] Fraunhofer ISE, database, "Energy Charts: Percentage of full load" updated 2025/11/19

[29] BNetzA, smard database, "Der Strommarkt im Jahr 2024", updated 2025/01/02

[30] BNetzA, smard database, "Der Strommarkt im Jahr 2024", updated 2025/01/02

[31] BNetzA, smard database, "Der Strommarkt im Jahr 2024", updated 2025/01/02

[32] BNetzA, smard database, "Der Strommarkt im Jahr 2024", updated 2025/01/02

[33] Fraunhofer ISE, database, "Energy-Charts: Annual cross border electricity trading of Germany", updated 2025/10/27

[34] BNetzA, report, "Versorgungssicherheit Srom – Bericht 2025", released 2025/09/03

[35] Fraunhofer ISE, database, "Energy-Charts: Monthly cross border electricity trading of Germany in 2024", updated 2025/10/27
[36] Fraunhofer ISE, database, "Energy Charts: Cross border electricity trading of Germany with its neighbours in 2024", screenshot 2025/10/25
[37] BNetzA, HP, "Energieträgerscharfer Außenhandel", accessed 2025/10/27
[38] BNetzA, smard database, "Der Strommarkt im Jahr 2024", updated 2025/01/02
[39] Energy Connect Bloomberg, article, "German Power Prices to Stay High as Link to Gas Seen Stronger", released 2025/04/08
[40] Agora Energiewende, report, "Effiziente Energiewende", released 2025/09/03
[41] BDEW, HP, "Strompreisanalyse Oktober 2025", updated 2025/01/13
[42] Ministry for Economic Affairs and Energy press release, "EEG-Umlage entfällt ab 1.7. vollständig", released 2022/07/01
[43] Ministry for Economic Affairs and Energy HP, "Besondere Ausgleichsregelung", accessed 2025/10/28
[44] Eurostat, "Electricity price statistics", updated 10/2025
[45] Act to Reduce and End Coal-Fired Power Generation (KVBG) 2020, "Kohleverstromungsbeendigungsgesetz", accessed 2025/10/30
[46] BDEW, data file, "Installierte Leistung der Stromerzeugung in Deutschland", released 2025/07/15
[47] AG Energiebilanzen AGEB, data file, "Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990-2024", updated 2025/10/17
[48] State Ministry for Economy and Energy NRW, HP, "Braunkohleausstieg 2030 im Rheinischen Revier", accessed 2025/10/28
[49] Chancellor Friedrich Merz's Government Declaration, "Regierungserklärung", speech given 2025/05/14
[50] The 2025 Coalition Agreement, "Koalitionsvertrag", released 2025/04/09, officially signed 2025/05/05
[51] Minister Katherina Reiche's Inaugural Speech, "Antrittsrede", speech given 2025/05/07
[52] Minister Katherina Reiche's "Parlament Speech", speech given 2025/05/16
[53] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, article, "Energiewende. Effizient. Machen", released 2025/09/15
[54] EWI/BET, Monitoring Report, "Energiewende. Effizient. Machen", released 2025/09/15
[55] Deutsche WindGuard, report, "Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland", released 2025/07/23
[56] EWI/BET, Monitoring Report, "Energiewende. Effizient. Machen", released 2025/09/15
[57] EWI/BET, Monitoring Report, "Energiewende. Effizient. Machen", released 2025/09/15
[58] Network Development Plan, HP, "Latest NDP", accessed 2025/10/29
[59] EWI/BET, Monitoring Report, "Energiewende. Effizient. Machen", released 2025/09/15
[60] ENTSOE-E, HP, "European Resource Adequacy Assessment ERAA", accessed 2025/10/29
[61] BNetzA, report, "Versorgungssicherheitsmonitoring", released 2025/09/03
[62] Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, HP, "Roadmap Systemstabilität", released 2024/10/28
[63] Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, press release, "Kabinett beschließt Neustart für die Digitalisierung der Energiewende und stellt Weichen für beschleunigten Smart-Meter-Rollout", released 2023/11/01
[64] EWI/BET Monitoring Report, "Energiewende. Effizient. Machen", released 2025/09/15
[65] Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, press release, "Monitoringbericht zur Energiewende vorgelegt – Bundesministerin Katherina Reiche schlägt zehn Schlüsselmaßnahmen vor", released 2025/09/15
[66] Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, article, "Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben", released 2025/09/15
[67] Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, press release, "Monitoringbericht zur Energiewende vorgelegt – Bundesministerin Katherina Reiche schlägt zehn Schlüsselmaßnahmen vor", released 2025/09/15
[68] Minister Reiche Press Conference, "Vorstellung des Monitorberichts zur Energiewende", speech given 2025/09/15
[69] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, press release, "Grünes Licht für Kraftwerksicherheitsgesetz", released 2024/07/05
[70] Agora Energiewende, publication, "Effiziente Energiewende", released 2025/09/03
[71] ZEIT, news article, "Wirtschaftsministerin Reiche dringt auf Neubau von Gaskraftwerken", released 2025/05/09
[72] Minister Reiche Press Conference, "Vorstellung des Monitorberichts zur Energiewende", speech given 2025/09/15

[73] ZDF Heute, news article, " Reiches Gas-Plan droht wohl an EU-Genehmigung zu scheitern", released 2025/10/21
[74] Spiegel Wirtschaft, news article, "Brüssel schrumpft Gaskraftwerkplan von Wirtschaftsministerin Reiche", released 2025/10/21
[75] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, newsletter, "Turbo für die Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland" released 2025/10/14
[76] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, draft, "Wasserstoffbeschleunigungsgesetz" released 2025/10/14
[77] Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, article, "Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben", released 2025/09/15
[78] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, press release, "Bundesregierung ebnet den Weg zur CO2-Speicherung und – Nutzung (CCS und CCU)", released 2025/08/06
[79] Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, article, "Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben", released 2025/09/15
[80] Government, HP, "Förderprogramm CO2-Differenzverträge", accessed 2025/10/29
[81] International Energy Agency IEA, energy policy review, "Germany 2025", released 2025/04/07
[82] Agora Energiewende, statement, "Statement zum Energiewende-Monitoring", released 2025/09/15

ドイツの電力セクターの現状と政策展望

脱炭素化とエネルギー安全保障の両立

2025年12月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門1丁目ビル 11F TEL：03-6866-1020（代表）

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org