



2026年5月

宮本美智代 || エネルギー経済スペシャリスト、日本

日本のエネルギー安全保障対応が再生可能エネルギーの盲点を 生み出している

- 日本は中東のエネルギー危機への対応として、輸入依存の根本的な要因に対応するのではなく、石炭火力発電の拡大や原子力発電所の再稼働により液化天然ガス(LNG)の使用削減を優先している。
- 日本の政策対応は、柔軟性に欠けるベースロード電源の拡大に重点をおいている。その一方で、地政学リスクにさらされることなく同等のエネルギー安全保障上の利益をもたらし得る国内の再生可能エネルギーが犠牲にされている。石炭と原子力を優先することは、電力システムの硬直性を高め、再生可能エネルギーの統合を抑制する。
- 原子力発電所が再稼働すると再生可能エネルギーの出力制御との関連は、日本の複数の地域で明らかである。九州、関西、東京のいずれにおいても、原子力発電所が稼働するにつれて、再生可能エネルギーの出力が抑制されている。出力制御は、現在のクリーンエネルギーの活用が阻害されるにとどまらず、収益を減少させ、資金調達能力が損なわれることで、将来の再生可能エネルギープロジェクトへの投資意欲を弱める。
- 日本の消費者は二重のコストを負担している。再生可能エネルギー賦課金は、出力制御された発電にも充てられている一方で、化石燃料への継続的な依存により、消費者は変動の激しい輸入価格にさらされ続けている。

中東における地政学上の緊張の高まりで、日本が輸入化石燃料に[依存している](#) 実態を改めて浮き彫りにした。特に、ホルムズ海峡を通過する液化天然ガス(LNG)への依存が大きい。最近の価格上昇により、供給の安定性や燃料輸入コストに対する懸念はさらに高まっている。

この課題に対する日本政府の対応は、石炭火力発電を拡大し、原子力発電所を再稼働することで、LNGの使用を削減するというものだ。政府は、これらの電源を安定的で安価な国内供給源として位置づけている。

しかし、この取り組みは、意図せぬ結果を招く可能性がある。制約の多い日本の電力システムにおいて石炭火力発電や原子力発電が拡大すれば、国内の再生可能エネルギーが締め出される可能性がある。再生可能エネルギーは、より低コストで同等のエネルギー安全保障上の利益をもたらし得る代替手段である。このような政策対応は、出力制御の増加、新たな再生可能エネルギー容量への投資の阻害、消費者コストの上昇、脱炭素化に向けた進展の停滞につながる可能性がある。日本は、一つのエネルギー安全保障上の課題に対処する中で、その課題を生み出した要因をむしろ強化してしまうリスクを抱えている。



日本の既存の政策対応:石炭と原子力

日本がエネルギー安全保障の懸念への対応は、二つの既存の措置を優先している。つまり、短期的にはLNGを節約するために石炭火力発電を拡大し、中長期的には原子力発電所の再稼働を加速することである。しかし、こうした戦略は、輸入依存を招いている根本の要因には対応していない。

石炭の拡大

2026年3月27日、経済産業省は、非効率石炭火力発電所(CFPP)に対する設備利用率上限(50%)を2026年度は適用しないと**発表した**。非効率石炭火力発電所とは、熱効率**42%**未満で運転する発電所を指し、その対象となる設備容量は合計で約**9GW(ギガワット)**である。こうした発電所の設備利用率を引き上げれば、LNG消費量を年間推計**50万トン**削減できる可能性がある。

表面的には、この措置は日本のエネルギー安全保障上の懸念と合うように見える。日本の輸入石炭の約**71%**はオーストラリア産であり、中東の供給リスクに直接さらされる事態は軽減できるためである。

しかし、この措置の効果を制約し得る実務上の課題は、すでに顕在化している。2026年3月、九州地方にあるJ-POWER松浦火力発電所(出力2,000メガワット(MW))は、発電所の運転に必要な軽油の調達難により、出力を50%**削減**した。同様に、JFEスチール西日本製鉄所(福山地区)も、重油不足により石炭火力発電設備1基の運転を**停止**した。これらの事態は、石炭火力発電でさえも依然として石油供給網の混乱に間接的にさらされており、石炭がLNGの代替となり得る範囲には限度があることを示している。

原発再稼働:既存の政策方針の加速

短期的な措置と並行して、現在の中東情勢は、より長期的に原子力を重視する日本の政策方針方向を強化する可能性がある。

東京電力の柏崎刈羽原子力発電所6号機(6号機)は、設備容量1,356MWであり、福島原発事故から14年を経て2026年1月21日に再稼働した。技術的な不具合による複数回の停止を経て、**2026年4月16日に営業運転に入った**。6号機は、**年間約110万トンのLNG**を代替すると見込まれている。ホルムズ海峡を通過する日本のLNG輸入量は年間約400万トンであり、LNG総輸入量の6%にあたる。高市早苗首相は、6号機の再稼働と石炭火力発電の拡大を組み合わせることで、ホルムズ海峡経由のLNG輸入量を約**4割**節約できると**述べている**。同首相は、2025年10月の就任以来、安定した電力供給の確保、エネルギーコストの削減、産業活動の支援に原子力エネルギーが不可欠であると強調してきた。

2026年3月時点で、日本の**原子炉36基のうち15基**が稼働しており、総発電容量は**37GW**に達する。運転可能な原子炉がすべて稼働すれば、日本のLNG需要は年間さらに**1,250万トン**減少する可能性がある。これはLNG需要削減余地の大きさを示す一方、電力システムの柔軟性に関する課題をさらに悪化させる。

2026年4月初旬、日本の原子力規制委員会は、稼働中の一部の原子炉の停止を防ぎ、さらなる再稼働を促進するため、テロ対策要件を**改定**した。

対応策の代償

日本の政策対応は、柔軟性に欠けるベースロード電源の拡大に重点を置いている。これは、より低コストで同等のエネルギー安全保障上の利益をもたらし得る国内の再生可能エネルギーという代替



手段を犠牲にする可能性がある。石炭や原子力を優先することは、再生可能エネルギーの発電が抑えられ、投資の減少、消費者負担の増加の可能性を高めるとともに、脱炭素化目標の達成を危うくする。

出力制御:柔軟性に欠けるベースロード電源が再エネを締め出している

原発の再稼働と再生可能エネルギーの出力制御との関連は、日本の複数の地域で明らかである。主要な原発が再稼働するたびに、再生可能エネルギーの出力抑制が増加している。

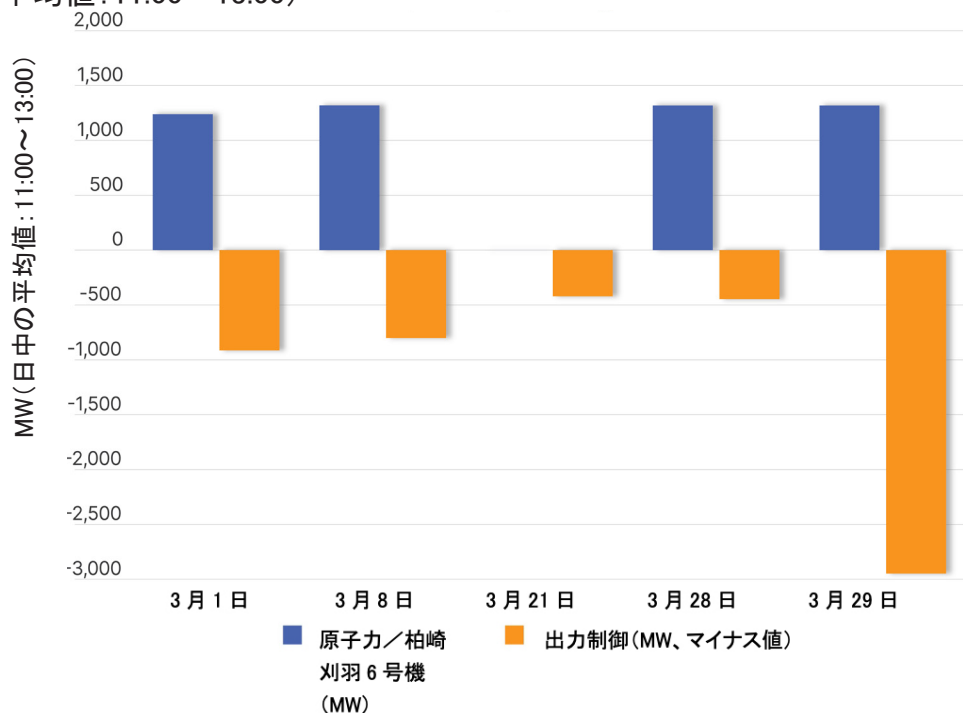
九州では、玄海原子力発電所3・4号機の再稼働後、[2018年10月から](#)大規模な太陽光発電の出力抑制が始まった。これは、日本で再生可能エネルギーの出力抑制が持続的に行われるようになった最初の事例である。関西では、複数の原子力発電所が同時に稼働した2023年6月に出力制御が始まり、その後は頻度が増している。

同様の傾向は東京エリアでも現れつつある。6号機の再稼働後、東京電力は3月1日に初めて再生可能エネルギーの出力を制御した。日中には最大[1,810MW](#)の出力制御が行われ、瞬時の最大値を記録した。

6号機がフル出力で運転されたことで、原子力発電による増幅効果が明確となった。3月29日には、需要が3月21日比で約[3,500MW](#)減少した一方で、同機により[1,319MW](#)の柔軟性に欠ける供給が追加された結果、出力制御が急増した。3月29日だけでも、出力制御は最大[3,290MW](#)に達し、原子力発電がなかった3月21日に記録された水準の7倍以上となった。

さらに、6号機がフル出力で稼働した3月28日から29日にかけて、抑制された電力(失われた発電量の総量)は16.2ギガワット時(GWh)に達した。これに対し、3月1日、8日、21日の合計は9.2GWhにとどまり、3分の2の期間であるにもかかわらず、ほぼ2倍の水準となった。

図1: 2026年3月の東京電力管内における原子力発電量と再生可能エネルギーの出力制御(日中の
平均値: 11:00~13:00)



出典: 東京電力

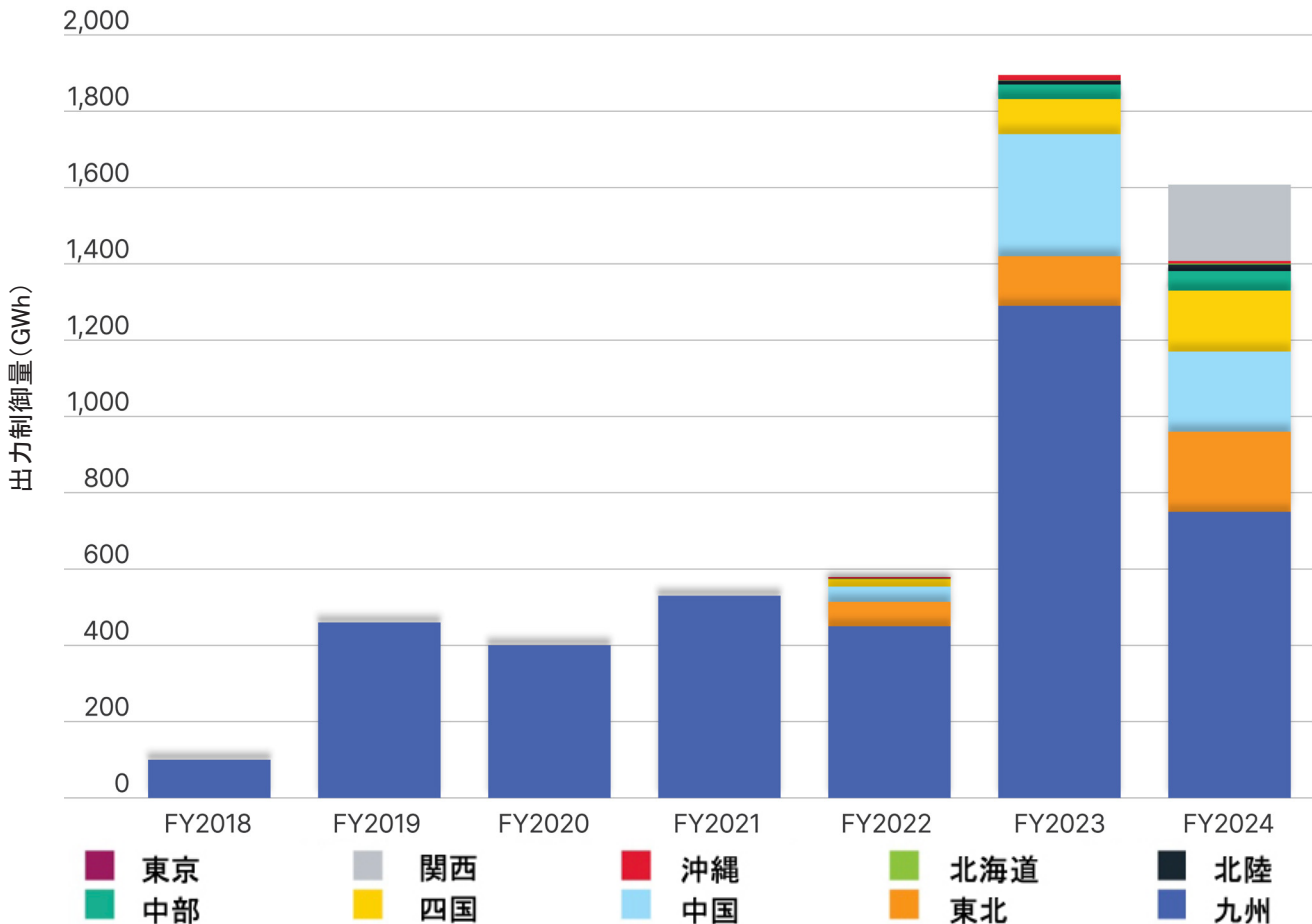
注: 3月21日、柏崎刈羽6号機は停止中だった。出力制御=太陽光と風力の出力制御の合計。マイナス値で表示されている。



原子力発電所はベースロード電源として運転し、発電を安定して維持できる一方で、短期的な運転の柔軟性には限りがある。需要や再生可能エネルギーの出力変動に応じて出力を容易に引き下げることはできない。石炭やLNGなどの火力発電所も、設備容量の30%~50%程度の最低出力を維持する必要があり、発電量を柔軟に削減する能力が限られている。石炭利用の拡大は、原子力発電所の再稼働によってもたらされる柔軟性の欠如をさらに強め、電力システムが変動する再生可能エネルギーの出力を受け入れる能力を低下する。

出力制御は、2018年度の100GWhから2023年度の1,895GWhへと急増し、その後も急速に拡大している。全国では、2025年度前半だけで1,740GWhの出力制御が発生しており、その背景にある構造は東京の事例と同様の構造が確認される。2025年度までに、日本のすべての一般送配電事業者(TSO)で出力制御が発生したことになる。

図2: 日本の各エリア再生可能エネルギー出力制御量(2018年度~2024年度)



出典: 経済産業省

注: 日本の会計年度(FY)は4月1日から翌年3月31日まで。

さらに、系統インフラは、再生可能エネルギー出力を受け入れる電力システムの能力にさらなる制約を加えている。出力抑制が発生した2026年3月の各日、東京エリアは地域間連系線を通じて近隣

エリアから電力を受け入れていた。3月1日だけでも、東北エリアからの受電量はほぼ5GWに達し、前年の倍となった。電力システムは、地域内で発電される再生可能エネルギーを捨てる一方で、他地域から電力を受け入れていた。これは、供給不足というよりも、給電ルールやシステム運用に構造的な硬直性があるということを示す逆説である。系統用蓄電池は、日中の余剰電力を蓄えて後で利用できるものだが、出力制御時間帯に充電でなく放電していた。これは有効な調整力としての役割を果たせずには、導入容量が限られていることを反映している。



ベースロード電源による対応は再生可能エネルギー投資を危うくする

出力制御は、現在のクリーンエネルギーを無駄にするにとどまらない。将来の再生可能エネルギープロジェクトへの投資意欲を弱めることになる。一部の欧州市場と異なり、日本では[出力制御に対する補償](#)が行われない。失われた発電量は収益の減少につながり、出力制御リスクはプロジェクトの資金調達可能性に直接的な制約となる。

開発事業者は、発電された電力のみを対価とする固定価格買取(FIT)制度から、蓄電池から放電された電力の販売を可能にするフィードインプレミアム(FIP)制度へと移行することで対応している。この移行は、蓄電システムを導入することで、出力制御による損失を軽減し、価格差益の機会をとらえるのを後押しするものである。2025年3月時点で、FIP認定容量は[1,889件のプロジェクトにわたり約3.8GW](#)に達し、前年比で2倍超となった。

蓄電システムの導入で、設備投資は増加し、運用もさらに複雑化することになる。さらに、投資家の関心は高いものの、[大規模導入](#)には至っていない。系統接続のボトルネック、政策の不安定性、高い蓄電池コストが、依然として大きな障壁となっているためである。かつて比較的lowコストで安定していた投資モデルは、より資本集約的でリスクに左右されやすいものへと変わりつつある。

政策の動向により、この投資不確実性をさらに高めている。事業用太陽光発電(地上設置)は日本の大規模太陽光発電拡大を牽引してきたが、2027年度以降、プロジェクトの規模にかかわらずFITとFIP制度の両[支援の対象外](#)となる。同時に、新規の再生可能エネルギープロジェクトは、ノンファーム型接続に基づいて系統に接続することが[必要となり](#)、系統の混雑時には無補償で出力制御が行われることになる。

収益保証の支援が撤廃され、プロジェクトが無補償の出力制御リスクにさらされることで、新規の大規模太陽光発電開発に投資する魅力が大きく損なわれることになる。国内の再生可能エネルギー容量拡大することによるエネルギー安全保障の重要性が、かつてなく高まっている時期には、なおさらである。

消費者の負担が増加

出力制御の増加と化石燃料依存の継続による消費者の経済的負担ますます増加しています。2026年度の日本の再生可能エネルギー賦課金は[1キロワット時\(kWh\)あたり4.18円\(0.026米ドル\)](#)であり、月間400kWhを消費する一般的な世帯は、再生可能エネルギー賦課金だけで年に約[20,064円\(126.1米ドル\)](#)支払うことになる。これらの支払いのうち、出力制御によって実質的に失われる割合は高まっている。

2025年上半期、日本全国で[1,740GWh](#)の再生可能エネルギーの出力が制御された。これは、2025年度の[1kWhあたり3.98円\(0.025米ドル\)](#)の賦課金単価に基づく、約69億円に相当する。エネルギー経済・財務分析研究所(IEEFA)が[東京電力の需給データ](#)に基づいて試算したところ、2026年3月に5回出力制御されたことで、発電量が25.4GWh減少した。賦課金換算で約1億円に相当する。2025年度の事業用太陽光発電(50kW以上、入札対象外)のFIT買取価格である[1kWhあたり8.9円\(0.056米ドル\)](#)に基づく、2億2600万円に相当する。今後、原子力再稼働とともに出力制御が増加するにつれ、消費者が再生可能エネルギー賦課金を通じて支払う金額と、実際に受け取る電力との間の乖離は拡大する可能性が高い。

同時に、イラン情勢に起因する燃料価格高騰は、電気料金に再び上昇圧力をかけている。LNG火力発電への依存度が高い東京電力と中部電力は、調達燃料のコストを反映させるため、[2026年4月](#)から[小売料金体系を改定した](#)。現在の燃料価格の想定に基づく、2026年6月以降、一般家庭の電



気代は約15,000円(94.3米ドル)増加する見通しだ。これまで政府の補助金は小売電気料金への影響は抑えられてきたが、2026年4月からの値上げは、輸入燃料コストに対する根本的なリスクが依然未解決であることを示している。

その結果、消費者が十分に活用されていない再生可能エネルギーと、輸入化石燃料への継続的な依存の両方に対して費用を負担している電力システムが生じている。

結論

LNGの輸入への依存を減らし、安定した供給を維持することは、日本にとって正当であり喫緊の政策目標である。しかし、現在の取り組みは、より強靱な電力システムを構築するものではなく、LNGを石炭や原子力発電で置き換えるという短期的な代替を優先しており、その過程で、解消を目指す脆弱性をかえって助長してしまうおそれがある。

同時に、再生可能エネルギーは、システム上の制約がかかっている。ベースロード電源は柔軟性に欠け、システムの柔軟性にも限りがあるためだ。消費者は、十分に活用されていない再生可能エネルギーのコストを負担しながら、変動の激しい化石燃料コストにさらされ続けている。

輸入燃料費の上昇から日本を守るには、政策の再調整が必要である。送電網への投資、蓄電設備の導入、低コストの国内発電を優先する市場改革を通じて、システムの柔軟性を高めれば、原子力と再生可能エネルギーが、競合するのではなく互いに補完し合う電力源として機能するようになる。エネルギー安全保障は、供給の確保だけでなく、外部の脆弱性にさらされる事態を減らせるかにもかかっている。このような変化がなければ、日本は、エネルギー安全保障上のある課題に対応しながら、その課題を生み出した条件を固定化してしまうリスクがある。



IEEFAについて

エネルギー経済・金融分析研究所(IEEFA)は、エネルギー市場、動向、政策に関連する問題を調査している。同研究所の使命は、多様で持続可能かつ収益性の高いエネルギー経済への移行を加速させることである。<http://www.ieefa.org/>

著者について

宮本美智代

宮本美智代は、IEEFAのエネルギー金融スペシャリストであり、アジアのエネルギー市場、特に日本を専門とする。気候変動政策、市場分析の経験に加え、日本および世界的な脱炭素化への動きに対する強い関心を持っている。mmiyamoto@ieefa.org

本報告書は、情報提供および教育利用のみを目的としている。エネルギー経済・財務分析研究所(IEEFA)は、税務、法務、投資、金融商品、会計に関する助言を提供しない。本報告書は、税務、法務、投資、金融商品、会計に関する助言を提供することを目的としておらず、そのために依拠すべきではない。本報告書のいかなる情報も、投資や金融商品に関する助言として、売買の申し出の提案や勧誘として、あるいは金融商品、金融商品のクラス、証券、企業、ファンドの推奨、見解、支持、後援として意図されたものではない。IEEFAは、読者が下した投資やその他の決定について一切責任を負わない。投資の調査および意思決定は、読者自身が責任を負うものとする。本報告書は、投資に関する一般的な指針や、金融商品に関する具体的または一般的な推奨や見解の情報源として作成されたものではない。本報告書に記載された意見は、他者に帰属するものでない限り、IEEFAの現時点での見解である。提示された情報の中には、第三者から提供されたものも含まれ得る。IEEFAはそうした第三者情報を信頼に足るものと考え、可能な限り公開情報をもとに確認を行ったが、その正確性、適時性、あるいは完全性は保証しない。また、それらの情報は予告なく変更される場合がある。