

再生可能エネルギーを中心とした電力システムへの
転換に関する意見書

2026 年 7 月 7 日

法政大学社会学部教授 高橋 洋

はじめに

近年、再生可能エネルギー（以下、再エネ）を中心とした電力システムに転換する取り組みが、欧州を中心として世界各国で進展している。特に風力と太陽光による発電所の大量導入が目覚ましく、送電網の運用など安定供給を確保する仕組みは大きく変わりつつある。しかし、日本ではそもそも再エネに対する評価が低く、このような取り組みに大きく遅れている。

本意見書では、まずそもそも再エネを中心とした電力システムへの転換は安定供給を損なわずに技術的に可能なのか、経済的にも合理的なのか、欧州の取り組みを中心に検討する。その上で、日本においても同様の取り組みは可能なのか、どうして日本は遅れているのか、考察する。

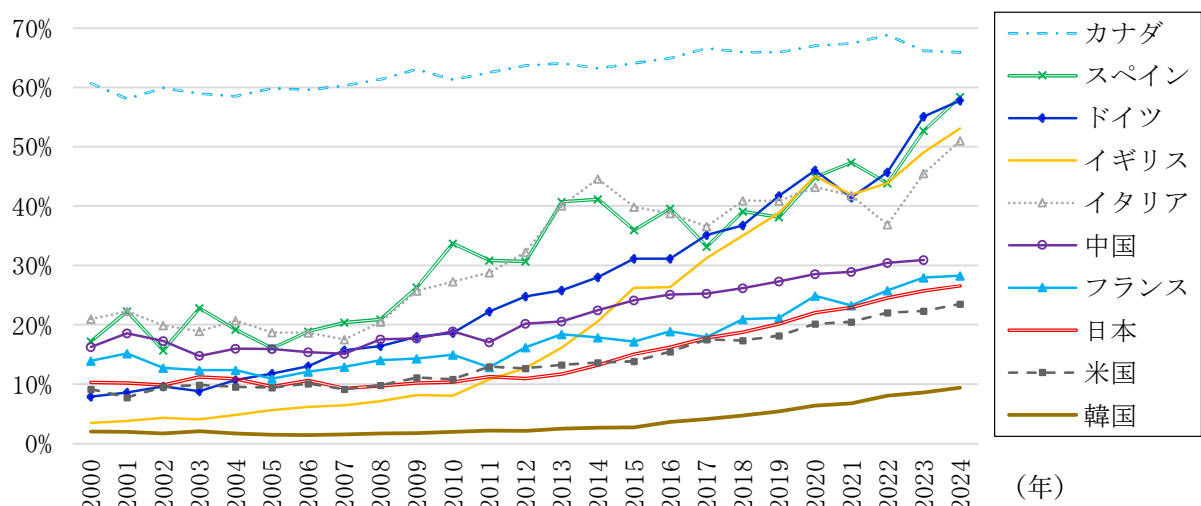
1：再エネを中心とした電力システムへの転換が世界の潮流

2015 年に気候変動枠組条約の下でパリ協定が合意され、世界的に脱炭素化の取り組みが求められている。エネルギーシステムの脱炭素化を実現するには、エネルギー消費の絶対量を減らす省エネを徹底しつつ、化石燃料を再エネ、原子力、水素などの脱炭素燃料に置き換えることが考えられる。日本社会における二酸化炭素排出量の約 4 割の責任を持つ電力システムにおいても、電源構成の 7 割程度を占める化石燃料による火力発電をこれら 3 種類の脱炭素電源に置き換えることが求められる。その中で、過去 20 年程度の間にも最も導入が加速しているのが再エネである。

図 1 の通り、多くの国で再エネの電源構成は右肩上がりが増え続けている。特に欧州の日本と規模の近い主要国には、再エネの電源構成が 50%を超えているところが多い。中でもドイツとイギリスは、2000 年時点で日本より再エネの電源構成が低かったにもかかわらず、2024 年時点で日本の 2 倍前後まで拡大していることは、注目に値する。その再エネの拡大の多くを担うのが、多様な地域で利用が可能かつ賦存量に実質的に制限のない太陽光と風力である。水力資源が莫大なカナダ¹のように、以前から有利な条件があった国は一部であり、固定価格買取制度や後述の電力システム改革によって政策的に促進してきた結果、欧州諸国は再エネの導入に成功しているのである。

図 1 主要国の再エネの電源構成の推移

¹ カナダの水力の電源構成は、1990 年に 61.5%、2024 年に 55.4%であった。IEA, Energy Statistics Data Browser.



出所：IEA, Energy Statistics Data Browser.

この傾向は今後も世界的に続くと予想されている。国際エネルギー機関 (IEA) による将来予測 (Net Zero Roadmap, 2023 update) では、2050 年までの脱炭素を実現するには、世界全体の 2040 年の電源構成の 85%が再エネになるとされる (表)。さらにイギリスは、既に 2024 年に石炭火力発電を全廃したが、2030 年までに電源構成の 80-84%が再エネになると予測している (NESO, Clean Power 2030)。日本政府の「2040 年度におけるエネルギー需給の見通し」において、2040 年の再エネの電源構成目標が 40-50%となっている (表) ことと比較すれば、世界の再エネへの評価と期待は極めて高い。

表 IEA による 2050 年脱炭素に向けた世界の電源構成予測

	再エネ	(太陽光)	(風力)	原子力	水素・アンモニア・CCS	既存火力
2022 年実績	30%	(4%)	(7%)	9%	0%	61%
2030 年	59%	(21%)	(19%)	10%	2%	29%
2040 年	85%	(38%)	(28%)	9%	3%	2%
2050 年	88%	(41%)	(31%)	8%	3%	0%
日本の 2022 年度実績	21.8%	(9.2%)	(0.9%)	5.6%	0%	72.6%
日本の 2040 年目標	40-50%	(23-29%)	(4-8%)	20%	30-40%	

出所 IEA, Net Zero Roadmap, 2023 update. NZE シナリオ。日本については、資源エネルギー庁「2040 年度におけるエネルギー需給の見通し」。太陽光・風力は再エネの内数。

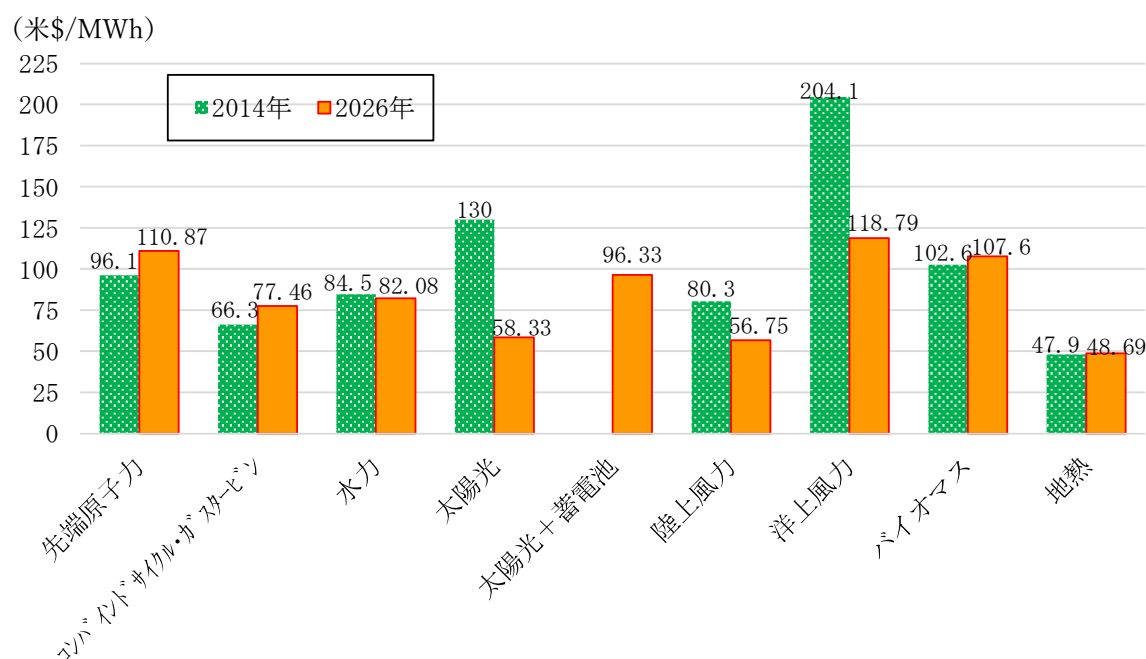
2：再エネを中心とした電力システムへの転換は経済的に合理的

上記のように再エネの導入が加速度的に進むのは、脱炭素のために経済全般や電力の安定供給を

犠牲にしている結果ではない。以下に 3 つの要因を示す通り、経済的にも合理的で技術的に実現可能だから、企業の投資が活発化しているのだ。

第 1 の要因は、再エネの発電コストが急速に低減したからである。図 2 の通り、この 12 年間で太陽光や（陸上）風力の発電コストは大幅に下がり、原子力や天然ガス火力を下回る最も安い電源になっている。2000 年代には未だ再エネの発電コストは高かったが、大量生産により太陽光パネルや風車のコストが大幅に低下したのである。

図 2 電源別の均等化発電単価（2014 年 vs. 2026 年）



出所：US Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2014, 2026. 2014 年の数値は 2019 年運転開始想定、2026 年の数値は 2031 年運転開始想定。

対照的に、原子力発電の新規建設は安全対策などのためにコストが大幅に上昇し、建設期間が長期化するなどリスクが高いことから推進国でも順調に進んでいない²。また天然ガスや原油については、ウクライナ戦争やイラン戦争を受けて価格が乱高下を繰り返し、経済社会に大きな影響を与えていることは周知の通りである³。欧州では炭素税などのカーボンプライシングが効いていることも、

² イギリスでは、2011 年の東京電力福島第一原発事故後も原子力を推進してきたが、1995 年のサイズウェル B 発電所以降、政府の支援策にも関わらず新たな運転開始がない。2020 年には日立製作所が採算性などを理由に原発建設プロジェクトから撤退した。日本経済新聞（2020 年 9 月 16 日）。

<https://www.nikkei.com/article/DGXMZ063917400W0A910C2MM8000/>

フランスでは、2024 年にフラマンビル 3 号機が運転開始したが、これは 2007 年の建設開始当初には 2013 年の運転開始予定だった。建設期間の長期化などにより、事業費は 4 倍に高騰したとされる。日本経済新聞（2024 年 12 月 23 日）。

<https://www.nikkei.com/article/DGXZQ0CB230VE0T21C24A2000000/>

³ イラン戦争を受けたガソリンなどに対する政府の補助金の支出は、2026 年 3 月分は 1,800 億円、4 月分は 3,100 億円、5 月分は 2,900 億円に上った。

火力発電のコストを上げる要因となっている。

さらに、日本で期待されている水素やアンモニアなど新たな脱炭素燃料や CCS（炭素回収貯留）については、現時点で商業化されたとと言えるコスト水準ではない。供給インフラも整っていないことから、IEA は 2050 年においても発電燃料用途に多くを期待していない（表）。経済的に合理的だから再エネが増えているし、今後も更に増えるのである。

3：再エネを中心とした電力システムへの転換は安定供給を損なわずに技術的に可能

第 2 の要因は、再エネ電力の安定供給上の課題が克服されてきたからである。風力や太陽光は変動性再エネと呼ばれ、天候に応じた出力となることから、精緻に需要と供給を一致させなければならない電力システムにおいて、これらの大量導入は困難と言われてきた。しかし 2010 年代以降の欧州は、電力システムの「flexibility：柔軟性」を高めることによりこの課題を克服してきた⁴。

柔軟性の手段は、伝統的には火力や水力の出力調整運転であり、日本でも長らくこれに頼ってきた。需要が変動するのは所与のものとした上で、出力調整可能な発電側がこれに追従するという考え方である。次の手段は、広い地域で電力を融通して需給調整する広域運用である。そのため特に欧州では、1990 年代以降、電力自由化と合わせて国内・国際の送電網の増強が進められてきた。天然の蓄電池と言われる揚水も歴史のある手段であり、実は日本の設備容量は 27GW と世界有数の規模である⁵。

これら供給側の手段に対して、電力自由化の目的の 1 つは価格メカニズムの発揮によって需給を調整することである。例えば、供給がひっ迫する時間帯には価格が上がるため、需要を抑制する効果を持つ。欧州では、卸電力取引価格がマイナスになるネガティブプライスの導入により、効果的に価格メカニズムを活用している⁶。需要家側が時間帯別料金などインセンティブに反応して需要を増やしたり減らしたりするデマンドレスポンスも、柔軟性の手段の 1 つである。これらが機能するためには、競争的で公正な電力取引市場が必要になる。

瞬時の充放電が得意な系統用蓄電池は、柔軟性を提供する最新的手段である。これまで大規模な定置用蓄電池は高価であったが、コストが 10 年間で 10 分の 1 程度に下がったことから、変動対策として太陽光発電と組み合わせても競争力のある手段になっている（図 2）。そのため 2020 年前後から多様な企業が参入して導入が加速しており⁷、送電網の増強の遅れを補い、需給調整市場を通して

⁴ 旧来の電力システムでは、出力調整運転が可能な火力発電を大量に有していたため、発電側から変動する需要側に追従して需給を合わせることを基本としてきた。しかし変動性再エネが増え、火力が減ることで、発電側からの需給調整が難しくなる。このため、火力発電以外の多様な方法を組み合わせることで需給調整を行う方策が、「柔軟性」の概念である。

⁵ 原子力の夜間運転など供給過剰時にその電力を使って水を汲み上げ、昼間などに水を落とすことで再び電力を生み出す（タイムシフト）ことができる。

⁶ 電力システムでは瞬時に需給を一致させなければならないため、発電電力量が消費電力量を上回る時間帯には、取引価格がマイナスを付けることにより、発電の抑制と消費の増加を合理的に促すことができる。なお、火力発電が中心の時代には、取引価格がゼロに近づくほど下がると、燃料費（限界費用）だけで赤字になるため火力発電を停止させることになり、ネガティブプライスの制度の必要性は低かった。

⁷ 例えば変動性再エネの電源構成が 30%を越えるイギリスでは、2016 年にゼロであった系統用蓄電池の設備容量が、2024

調整力を提供する重要な役割を果たしている。

さらに系統用蓄電池は、グリッドフォーミング技術のインバーターと組み合わせることで、これまで火力発電機などが提供してきた「慣性」まで提供できる⁸。太陽光や蓄電池などのインバーター電源が増えても、代わりに火力発電などの回転機が減ることで、慣性の不足による安定供給への影響が指摘されてきた。しかし、グリッドフォーミング・インバーター⁹を採用することでこの問題は一定程度解決可能であり、オーストラリアやイギリスでは系統用蓄電池のインバーターからの慣性の提供が始まっている。

これらの対応や新技術のお陰で、再エネの電源構成が 50%を超えた国においても停電が増えたわけではない。今後さらに再エネを増やす際にも、安定供給などの技術的な課題は克服可能と考えられている。

4：エネルギー安全保障の観点からの再エネの評価の高まり

第 3 の要因として、特に近年はエネルギー安全保障の観点から再エネの評価が高まり、導入が後押しされている。2022 年に始まったウクライナ戦争は世界的にエネルギー危機をもたらし、化石燃料を輸入に依存するリスクを再認識させた。特に欧州諸国は、化石燃料輸入のロシア依存からの脱却を決定し、純国産で輸入の必要がない再エネを「優先されるべき公益」(RePower EU Plan) と位置付けて、導入目標を前倒ししている。ドイツでも、2023 年に制定した陸上風力法において、国土面積の約 2%を陸上風力の用地に充てると規定して州間で異なる設置基準を統一するなど、再エネの導入を加速する対策を講じている。2026 年のイラン戦争も同様の危機をもたらしており、環境のためだけでなく安全保障のためにも、各国において再エネが政策的に優先されている。

他方、輸入した水素やアンモニア、化石燃料を輸入した上での CCS は、脱炭素であったとしてもエネルギー自給率を高めない。化石燃料をほぼ賦存しない日本のような国が、火力発電に依存し続けることは、エネルギー安全保障上のリスクが高い。準国産とされる原子力に期待する声もあるが、欧州ではウラン燃料をロシアからの輸入に依存していたため、2022 年以降、脱ロシアに伴って燃料調達の問題が生じている。また、前述の通り高コストである他、建設リードタイムの長さや運転の不確実性の観点から安定供給上の問題がある。脱炭素エネルギーの中でも再エネこそが自給率を確実かつ迅速に高める手段なのである。

年には 6.385GW に達している (Digest of UK Energy Statistics)。これは、電力市場規模が 3 倍の日本の設備容量の約 10 倍に当たる。

⁸ 慣性とは、回転機が回り続けるエネルギーを指し、電力の需給が急変した時に電力システム全体の周波数の変動を緩やかにする機能を果たしてきた。

⁹ 既存のインバーター (パワーコンディショナー) は電力システムの慣性に追従するグリッドフォロ잉技術に基づいている。しかし、インバーターにグリッドフォーミング技術が実装されることで、慣性を擬似的に提供できるようになった。

5：電力システム改革の重要性

欧州が再エネを中心とした電力システムへの転換を進めるに当たり重要な役割を果たしたのが、電力システム改革である¹⁰。1990年代までの電力システムは、世界的に地域別独占や発送電一貫体制を基本とし、原子力や大型火力といった集中型電源を柱として、価格メカニズムに頼らずに消費者に一方的に供給するという特徴を持っていた。このような旧来の電力システムは、法定独占の事業制度や総括原価主義に基づく認可料金などに支えられていたが、電気事業の自由化が進められ、再エネが大量導入される時代には、前述のような転換を阻害することになる。これを新たな事業制度に改めるのが、電力システム改革である。

例えば、小規模分散型の電源である再エネは、新規参入者を含む多様な事業者が各地で発電所の建設を手掛け、それらは送配電網に速やかに接続されなければならない。そのためには、引き続き自然独占である送配電網が開放され、一定のルールの下でどの事業者も平等に利用できるようにしなければならない。また、デマンドレスポンスなどの形で需要側の調整力を発揮させるには、卸電力取引所が整備され、新規参入者も含めて必要な量の電力を取引でき、需給に応じて市場価格が変動することが必要である。要するに、(特に変動性)再エネを導入するには、ただ電源を火力から置き換えるだけでなく、制度やルール全体を改革する必要があるのだ。

欧州では、1990年代以降、各国政府が送電事業者を資本的に独立させる所有権分離などの規制改革を徹底し、独立した送電会社を送電網の開放と建設を促した。法定独占である送電事業者は、発電事業者の利害に左右されることはなく、必要な送電網の整備を義務と考えている。変動性再エネの大量導入を前提として、必要な送電網への投資だけでなく柔軟性の調達を巡る制度改革にも前向きに応じてきた。また政府は、前日スポット市場や需給調整市場を整備するとともに、圧倒的な市場支配力を握る既存事業者の競争の状況を独立規制機関に監視させている。これらの結果、送電網の建設と広域運用が進み、広い市場で電力を取引することで価格メカニズムが効果的に発揮されるだけでなく、合理的な需給バランスを通じて安定供給にも寄与しており、変動性再エネの市場統合を促してきた。

この欧州の規制改革の過程では、様々な形で既存事業者からの強い反対があった。1990年代には、電力自由化や発送電分離、再エネの大量導入は安定供給を損なうとの主張が展開された。しかし政府が規制改革と競争政策を徹底した結果、市場が広域的に機能して競争が激化するとともに、送配電網が開放されかつ整備された。これらが前述の再エネの大量導入の基盤になったのである。そして既存事業者もこの市場環境の変化に対して、政府の指示を受けて送電事業を売却(所有権分離)するだけでなく、経営判断により将来性の低い火力発電事業を分離し、ドイツの RWE やデンマークのオーステッドのように再エネ発電事業に特化する、逆にドイツの E.ON のように電力小売り事業に

¹⁰ 電力システム改革については、高橋洋(2015)「電力システム改革の位置づけ～規制改革と環境政策の融合」新澤秀則・森俊介編『エネルギー転換をどう進めるか』岩波書店、諸富徹(2015)『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社、八田達夫(2012)『電力システム改革をどう進めるか』日本経済新聞出版社、などを参照のこと。

特化するなど、国際的なレベルも含めて業界再編を進めた。競争原理が働き、業界再編が進み、それがさらに電力システムの転換を促しているのである。

6：日本は再エネ導入の自然的・地理的条件に恵まれている

このように欧州を先頭に世界は再エネを中心とした電力システムへの転換を進めているが、日本はこれに大きく遅れている（図 1）。その要因は、日本の自然的・地理的な制約のためでない。

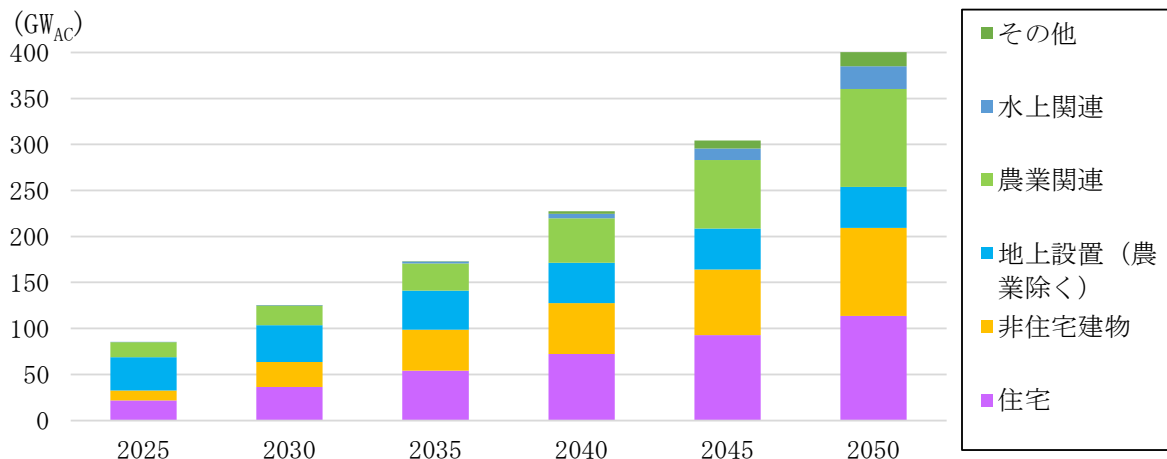
第 1 に、日本における再エネの賦存量は大きく、むしろ自然的・地理的に優位な面が多い。例えば、日本の日射量はドイツやイギリスより多く¹¹、北海道や東北、九州の風況は恵まれている¹²。世界第 6 位の海域面積を誇ることから、洋上風力の可能性はほぼ無限である。地熱の賦存量は世界第 3 位だが、これまでの発電設備の導入量では第 10 位に止まる。森林面積が国土の 67%を占めることが太陽光発電にとって不利との指摘もあるが、木質バイオマスの可能性は極めて大きいと言えよう。

第 2 に、再エネの設置場所がもうないとの指摘があるが、誇張されている。ドイツやイギリスといった人口密度が近い欧州の主要国が、既に日本の 2 倍以上の割合を導入しており、今後これを更に増やす予定だ。確かに近年、地域社会においてメガソーラーへの反対運動が見られ、丁寧な対応が必要だが、そもそも日本ではゾーニングなどが適切になされない中で、短期間で開発が進んだ弊害という側面が大きい。今後は立地規制を適正化して不適切案件を排除した上で、建築物の屋根や壁面、荒廃農地（25.7 万 ha）などへの設置、さらに営農型太陽光発電を進めていけば、現状の 5 倍程度の容量の導入が可能との予測もある（図 3）。例えば、住宅用太陽光発電は 2025 年末時点で約 260 万件だが、一戸建てが全国に約 3000 万戸あることを考えれば、その半分としても 5 倍の余地がある。ドイツでは、集合住宅のベランダなどに住人が自由に設置できる「プラグインソーラー」が、規制緩和に伴って急拡大している。日本でもこれが電気事業法上認められれば、さらに設置場所は広がるだろう。

図 3 太陽光発電の立地別累積導入量の見通し

¹¹ 世界銀行グループが提供する Global Solar Atlas によれば、全天日射量（Global Horizontal Irradiation）について、日本の 2.94～4.27 kWh/m² に対して、ドイツは 2.75～3.34kWh/m²、イギリスは 2.10～3.07kWh/m² である。

¹² 例えば、NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）の風況マップを参照のこと。
<https://localwind.infop.nedo.go.jp/nedo/>



出所：太陽光発電協会「PV OUTLOOK 2050」

第3に、日本は島国で国際送電線を通した広域運用が困難なことが、再エネ導入上の障壁として挙げられることがあるが、決定的な問題ではない。日本国内の電力需要はドイツの約2倍、島国イギリスの約3倍あり、たとえ海外と海底送電線を繋いで電力取引せずとも、その巨大な国内市場で広域運用を行えば柔軟性を高める効果は大きい。しかし、2015年に電力広域的運営推進機関が設置されたものの、広域運用は道半ばであり、その手段となる地域間連系線の増強は遅れている¹³。それが、後述する変動性再エネ電力の出力抑制¹⁴の増加の一因となっており、さらには北海道などにおける再エネ開発の障壁となっている。一方で、前述の系統用蓄電池の将来性が日本でも注目され、近年、系統接続申請が殺到している¹⁵。これが大量導入されれば、送電網の制約は大いに改善されるし、火力発電などの回転機の不足という将来的な懸念の解消にも寄与するだろう。

7：日本の電力システム改革は不徹底

このように日本の自然的・地理的な条件は恵まれており、再エネを中心とした電力システムへの転換は、安定供給を損なわずに可能であり、経済的にも合理的である。これを進めるためには電力システム改革が不可欠であるが、日本では徹底されていない。

例えば再エネ発電事業者らは、開放されたはずの送電線への接続に過大な手間や費用がかかることを問題視してきた。それは、送電網が十分に中立化されていないことの現れであり、実際に2023年には、旧一般電気事業者の子会社である一般送配電事業者が、同一グループの小売部門に対して

¹³ 例えば、北海道と本州を結ぶ海底送電線は、北海道の膨大な賦存量の再エネを活用する鍵となると期待されているが、建設が遅れている。日本経済新聞（2025年12月19日）。

https://www.nikkei.com/nkd/company/article/?DisplayType=1&ng=DGXZQ0UC195PS0Z11C25A2000000&nik_code=0041229

¹⁴ 供給過剰時に一般送配電事業者の指示によって再エネの発電所を運転停止させる措置。

¹⁵ 2025年末時点で、第一段階である接続検討受付が172GW、第二段階である接続契約申込みが30GW。接続済みは0.64GWに止まっており、大量の接続待ちが発生している。資源エネルギー庁次世代電力系統ワーキンググループ第9回資料1。

競合他社である新電力の顧客情報を漏洩した、電気事業法違反の事案が発生した¹⁶。日本でも 2020 年に発送電分離が実施されたが、資本関係には手を加えない法的分離という弱い措置に止まっていた。電力・ガス取引監視等委員会が 2015 年に経済産業省に設置され、一般送配電事業者を監視していたはずだが、それは不十分だったということになる。

また、再エネ電力の出力抑制が近年増加しているのは、送配電網の増強が不十分という理由に加えて、原子力などのベースロード電源は運転停止しないという給電ルールを定めているからである¹⁷。本来、市場取引の原則からすれば、燃料費ゼロの風力や太陽光は原子力よりも優位に立つ（メリットオーダー）はずである。しかし、原子力は安全性の懸念から日本では出力調整運転をしないため、代わりに風力や太陽光を止めるという、欧州とは異なる非合理的な給電ルールに基づいた運用が続いている。

さらに発電市場及び小売市場における競争環境は公正とは言えず、競争政策は不十分である。2023 年には複数の旧一般電気事業者によるカルテルが発覚し、公正取引委員会が排除措置命令を出した¹⁸。電力・ガス取引監視等委員会はこれに気づかなかったという。また前日スポット市場に前述のネガティブプライスが導入されていないため、需給調整において価格メカニズムを十分に活用できていない。

このように電力システム改革が徹底されず、既存事業者に有利な制度やルールが残され、旧来の電力システムが維持されていることが、再エネの大量導入が進まない主因と考えられる。

8：日本で再エネの大量導入が進まない真の要因

政府はどのように電力システム改革に前向きでないのだろうか。電力システム改革を 2012 年に始めたのは政府であり¹⁹、当初は電力システム改革に前向きで、再エネを中心とした分散型電源や市場メカニズムによるデマンドレスポンスなどを高く評価していた（例えば、2013 年 2 月の「電力システム改革専門委員会 報告書」）。しかし、2016 年から始まった電力システム改革貫徹のための政策小委員会での原発の費用負担問題²⁰の議論を転機に、市場メカニズムへの評価や競争促進の姿勢を弱めていったように思える。2022 年以降には、さらに電力システム改革から後退し、GX（グリーン・トランスフォーメーション）戦略で典型的に見られるように、将来的な供給力の不足の懸念を主張し、

¹⁶ 電力・ガス取引監視等委員会「一般送配電事業者の情報漏えい事案に関する制度的措置について、経済産業大臣に建議しました」（2023 年 6 月 29 日）。<https://www.egc.meti.go.jp/info/public/news/20230629002.html>

¹⁷ 欧州では、原子力などのベースロード電源を特に優遇する給電ルールはなく、限界費用ベースでの市場取引に応じて給電順位が決まる。再エネが停止することあれば、原子力が停止することもある。

¹⁸ 公正取引委員会「旧一般電気事業者らに対する排除措置命令及び課徴金納付命令等について」（2023 年 3 月 30 日）。https://www.jftc.go.jp/houdou/pressrelease/2023/mar/230330_daisan.html なお、中部電力、九州電力、中国電力などは、これを不服として処分取り消し訴訟を起こしている。

¹⁹ なお、開始当時は民主党政権であったが、2012 年末の政権交代を経て、2013 年に電力システム改革専門委員会の報告書をまとめる時点では、自民政権であった。

²⁰ この資源エネルギー庁の審議会では、東京電力福島第一原発事故後に経営上の困難に直面した原子力事業者を支援するために、廃炉や事故賠償の費用の一部を電力消費者が広く負担する託送料金から事後的に充当することを決めた。

自由化されたはずの発電市場において、原子力や脱炭素火力に対して後述する過剰な支援を行う方向に転換している。

そしてエネルギー源の中では、政府の再エネへの評価は欧州諸国だけでなく世界平均と比べても極めて低い（表）。再エネの「主力電源化」といった方針を示しつつも、前述の変動性や設置場所などの問題を強調し、電源構成目標から分かる通り、50%程度を上限と見ているようだ。その残りは、原子力と脱炭素火力が担うことになるが、化石燃料寄りと言われる IEA から見ても過大な期待であることは前述した（表）。

日本が再エネを抑えて原子力や火力を維持することは、これまでの議論から分かる通り、筆者には極めて非合理的に見える。それでも政府がそうする理由は、既存の電気事業の秩序を維持するためだと推察される。再エネだけでなく原子力も火力も一定量を維持し、送電網の独立は問わず、市場メカニズムにも期待しなければ、既存の電力システムが維持され、業界秩序は守られる。旧一般電気事業者の大規模発電を中心としたビジネスモデルだけでなく、原子炉や火力発電機の製造業、燃料を海外から輸送し供給する産業も巨大である。これらの産業分野には日本を代表する企業が少なくないこともあり、経済産業省としては維持する動機があるのではないかと考えられる²¹。

このような政策の方向性は、旧一般電気事業者の立場から見れば、極めて好都合だろう。旧一般電気事業者は、法定独占の時代から原子力や火力の発電事業に強みがあり、設備や人員を抱えているため、原子力はもちろん水素やアンモニアによる火力発電を続ける動機がある。これら大規模電源は、新規参入者が手掛けるのが難しいという競争上の優位性もある。また、送配電網を開放することは競合他社である再エネ発電事業者を利する。上記の政府方針と連動する形で、大規模電源や発送電一貫体制といった既存のビジネスモデルを維持しようとするのは、非常に理解しやすい。

とは言え、常識的に考えれば水素もアンモニアも極めて高コストであり、再エネ発電に十分な投資をせずに火力発電に投資することは、経営上合理的ではないだろう。だからこそ政府は、発電設備に対して GX 経済移行債を活用した補助金を、燃料に対して価格差を支援する CfD(差額決済契約) を、収益を 20 年間保証する長期脱炭素電源オークションを、混焼の段階から提供することとしている。原子力の新規建設に対する財政融資も含めて、これらの過剰な政府支援がなければ、どの事業者もこれら電源に投資しないだろう。

賦課金負担が批判の対象となることが多い再エネの固定価格買取制度は、2012 年の開始から 15 年を経て、事業用太陽光発電の買取価格を約 4 分の 1 に下げた上で、政府の方針により役割を終えようとしている。しかし、上記の脱炭素火力や原子力に対する支援策は、15 年間で同等の成果を出して終了するのだろうか。エネルギー政策として効果が低くとも、産業政策として効果が高ければま

²¹ その傍証に、2023 年に閣議決定された「GX 実現に向けた基本方針」では、「産業競争力強化」という語句が 9 回登場するなど、産業政策的意図が重視されている。

だ良いが、過去の産業政策の事例を見ても疑わしく、国民負担が膨らむ結果に終わる可能性が高い。

おわりに

再エネを中心とした電力システムに転換することは、脱炭素のためにもエネルギー安全保障のためにも、さらにはエネルギー費用の安定という観点からも合理的な選択肢であり、安定供給を損なわずに実現可能である。だからこそ欧州諸国を中心に各国は積極的に取り組んでいる。再エネの電源構成が50%を超えても安定供給は維持されており、その先の技術的な展望も確保されている。

同様の取り組みは、化石燃料に乏しく再エネ関連の条件に恵まれた日本にこそ意義があり、経済的にも技術的にも実現可能である。そのような取り組みが日本で進まないのは、電力システム改革が不十分だからであり、その背景には、政府がそもそも再エネを高く評価せず、電気事業や関連業界の秩序を維持する動機が働いているからと推察される。これは、脱炭素の観点からもエネルギー安全保障の観点からも合理的でなく、将来的に国民に大きな不利益をもたらす可能性が高い。

政府は再エネの導入目標を欧州の水準まで高め、電力システムの制度改革を徹底することにより、再エネを中心とした電力システムへの転換を推進すべきである。そして旧一般電気事業者は、既存のビジネスモデルの維持に固執するのではなく、送配電網を真に独立させた上で、再エネや系統用蓄電池などの新規事業に積極的に取り組むことで、将来性のあるビジネスモデルを確立すべきである。それが、日本の脱炭素やエネルギー安全保障にも貢献する近道になるだろう。

経歴著作等

高橋 洋（たかはし・ひろし） 法政大学社会学部教授

ソニー、内閣官房 IT 担当室主幹、富士通総研経済研究所主任研究員、都留文科大学地域社会学科教授などを経て、2023 年 4 月から現職。博士（学術、東京大学）。専門は電力システム改革、再生可能エネルギー政策。経済産業省資源エネルギー庁電力システム改革専門委員会委員、同基本問題委員会委員、内閣府参与などを歴任。編著書に、『電力自由化』（日本経済新聞出版社）、『エネルギー政策論』（岩波書店）、『エネルギー転換の国際政治経済学』（日本評論社）、『証言 原子力規制委員会は何をめざしたか』（岩波書店）など。