

自然エネルギーで脱原発はできるか？（Ⅵ） ～主力電源化に向けて①；広域連系送電網が切り札か！～

技術士（衛生工学・建設・環境）
環境計画センター 会長代行 鍵谷 司

はじめに

2022年2月24日のロシアによるウクライナ侵攻を境にして、LNG等のエネルギー価格が高騰及び輸入制限が現実化し、化石燃料のほとんどを輸入に依存している我が国においては、電力の安定供給に黄信号がともっている。それまで、自然エネルギーを主体として再生可能エネルギーの普及拡大に関するニュースが連日のごとくマスコミを賑わせていたが、トーンダウンしている。とくに、ドイツの脱原発政策がモデルのごとく取り上げられていたが、その背景は、天然ガスのロシア依存を高め、電力不足時にはフランスから原発で発電した電力を購入し、安定供給を図る仕組みが脱原発の姿である。逆に、今回のようにエネルギーの安定供給が揺らぐと、隣国からの電力供給は無制限でないの、供給源を確保できなければ重大な社会問題となり、国家存続の危機に直面する。

自然エネルギー発電は、発電量に占める割合が低い時点では、原発や火力など主電源が余裕をもって電力を供給しているので、たとえ変動性再エネ（風力、太陽光）が全面的に停止し、発電量がゼロになったとしても十分にカバーできるので、ほとんど問題にならない。しかしながら、主電源化に向けて発電割合が高くなると、発電量の変動幅が大くなるので、それをカバーする十分なバックアップがなければ、停電と隣り合わせになる。

当然、そのような事態を想定した対策として蓄電システム（蓄電池、揚水発電所）、あるいは、広域連系送電線による外部からの給電システムが整備されてきたが、必ずしも十分とは言えず、いずれも脆弱である。現に2018年9月に発生した北海

道胆振東部地震では、道内の発電所はすべて停止し、しかも本州との間に広域送電網が整備されていたにも関わらず機能せず、道内全体がブラックアウトに陥った。

以下、日本における電源設備容量等及び自然エネルギー発電の位置づけを概観し、自然エネルギー発電の主力電源化に向けた取り組みについて紹介する。今回は、自然エネルギーの最大の欠点をカバーする広域送電網に焦点を当てて紹介する。

1. 自然エネルギー発電の主電源化に向けて

自然エネルギーの最大の長所は、国内で無限のエネルギー源から電力を確保できることであり、設置できる面積もまだまだ広大である。他方、最大の欠点は、気象条件により発電量が時々刻々と大きく変動し、不安定なことである。安定して電力を供給するためには、予備電源により変動部分をカバーする、他の電力会社と融通し合う、あるいは大型蓄電池の設置等の対応が実施されている。しかし、自然エネルギーによる電力の割合が大きくなるに従って十分に対応することが難しくなり、様々な問題が派生する。

1. 1 日本の電源構成と発電量について

電力調査統計や全国の電力需給データなどによると、2021年の日本国内の全発電電力量（自家消費を含む）は、従来とほぼ同じ約1兆kW強である。電源別割合は、表1及び図1に示した通り、2021年度では、火力が約72%強、原子力が6%弱、自然エネルギーが22%強である。とくに、火力（石油、石炭、LNG）の内訳は、二酸化炭素排出

量の多い石炭及びLNGが低下傾向にあるが、火力は全発電量の70%以上を占める。しかしながらウクライナ情勢が緊迫しており、ロシアからの輸入が途絶えると急に大量に確保することは難しく、燃料不足及び価格高騰は避けがたい。

一方、原子力発電は、総発電量は6%程度であるが、2011年3月の福島第一原発の事故以来、厳しい安全基準が制定され、10年を経過しているが、稼働は数基にとどまっている。原発事故前には54基の原子炉が運転し、総発電量の25%を占めていた。しかし、現在では、26基が廃止（廃止措置中含む）、停止中（定期点検中含む）が26基であり、稼働中が7基である²⁾。火力燃料の高騰や安定確保難及び二酸化炭素削減の観点から火力依

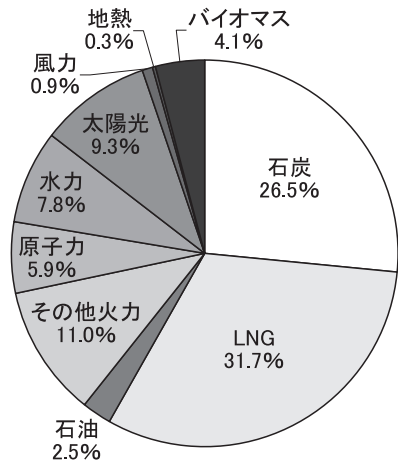


図1 日本全体の電源構成 (2021年速報)¹⁾

存はさらに難しくなる。その結果、原子力発電の稼働を急ぐ必然性が生まれる。また、自然エネルギー発電も有効な手段であるが、最大の欠点である時々刻々と変動あるいは発電量ゼロを補完するバックアップなくして発電設備を増強することは停電のリスクが大きくなると思料される。

1. 2 自然エネルギー源の構成と発電量

自然エネルギーの発電量及び電源別の割合の推移を表2に示した。

2014年から2021年の8年間に約10%上昇し、約22.4%を占める。このうち、水力が約1/3を占めるが、毎年8%程度で安定し、変動は小さい。つまり、発電所の廃止や新設がほとんどないことを意味する。一方、太陽光発電の割合は、全体の9.3%を占め、自然エネルギーの40%強を占め、毎年順調に割合が大きくなり、設置が普及している。しかしながら、意外にも風力発電は全体のわずか0.87%で、自然エネルギーの4%弱であり、ほとんど普及していない。

このように、自然エネは22.4%であり、発電量の変動の大きいVRE（太陽光、風力）はわずか10%強に過ぎない。現状では、火力が70%強を占めており、この分がたとえゼロになったとしても火力発電の出力調整で容易に対応できる。しかしながら、これら自然エネルギーが主電源になると

表1 我が国の総発電量と電源別発電量の推移¹⁾

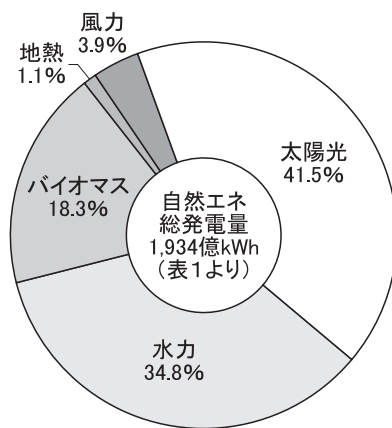
年		2014	2016	2018	2019	2020	2021	備考
総発電量		10,583	10,514	10,501	10,216	10,008		自家発電含む
発電事業者のみ		8,230	9,079	8,922	8,632	8,454	8,635	
再エネ エネルギー	水力	8.0%	7.6%	7.8%	7.4%	7.9%	7.8%	大規模含む
	バイオマス	1.5%	1.9%	2.2%	2.7%	3.2%	4.1%	自家消費含む
	地熱	0.24%	0.22%	0.22%	0.24%	0.25%	0.25%	
	風力	0.47%	0.54%	0.69%	0.76%	0.86%	0.87%	電力需給データ
	太陽光	1.9%	4.4%	6.5%	7.4%	8.5%	9.3%	自家消費含む
自然エネルギー		12.1%	14.7%	17.4%	18.5%	20.8%	22.4%	
VRE		2.3%	5.0%	7.2%	8.2%	9.4%	10.2%	変動性再エネ
火力	石炭		30.2%	28.2%	27.8%	27.6%	26.5%	
	LNG		38.9%	37.4%	36.0%	35.4%	31.7%	
	合計	87.9%	83.6%	77.9%	75.0%	74.9%	71.7%	石炭、LNG、石油ほか
原子力		0.0%	1.7%	4.7%	6.5%	4.3%	5.9%	

※単位：発電量は億kWh

表2 自然エネルギーによる発電量³⁾

年	2014	2016	2018	2019	2020	2021	備考
総発電量	10,583	10,514	10,501	10,216	10,008		自家発電含む
電気事業者発電量	8,230	9,079	8,922	8,622	8,454	8,635	自家発電含まず
自然エネ総発電量	747	1,007	1,192	1,234	1,295	1,365	
再エネ	水力	702	819	850	843	858	大規模含む
	バイオマス	20	109	144	168	191	自家消費含まず
	地熱	24	22	21	20	20	
	風力	0.34	50	59	63	76	電力需給データ
	太陽光	0.9	6.5	108	132	163	自家消費含まず
VRE	1.2	56.5	167	195	239	264	変動性再エネ

※単位：億kWh

図2 自然エネルギーに占める割合 (2021年)¹⁾

想定すると、発電量がゼロになる可能性があるの
で、この分を火力発電により供給調整を行わな
ければならない。これら調整電源は、自然エネルギー
の変動が非常に大きい場合に備えて瞬時に対応す
るためには、常に稼働状態を維持する必要がある。
つまり、電源ゼロのリスクをバックアップするた
めに同等の発電設備が必要であり、二重投資にな
りかねない。

このように自然エネルギーの主力電源化にあたっ
ては、たとえ発電量がゼロになったとしても補完
できるバックアップ体制を整備しておくことが絶
対条件である。その対策としては蓄電（蓄電池や
揚水発電）と広域的連系送電網の整備が推進され
てきた。

なお、EUでは、風力発電が日本の2倍の40%
であるとの比較論もあるが、立地条件や広域連系
送電網の確立など根本的な違いを理解しておくべ

きである。欧州大陸は、台風が少なく、まして日
本のような巨大台風はほとんど上陸しない。また、
遠浅の海が多く、着床式で容易に大型風力発電を
設置できる。なによりも欧州全体が広域送電網で
繋がっており、かつ不足分を購入できる運営管理
体制が確立されている。他国と数値だけを単純比
較しても意味のないことであり、電力安定供給の
仕組みを理解した上で議論してほしい。

なお、表1（引用資料1）自然エネルギー白書
よりは、発電量（自家消費を含む）の割合を示し、
表2は引用資料3）電力調査統計で公表された
自然エネルギー発電量であり、自家消費電力を
含んでいない。違いに注意して下さい。

2. 日本の自然エネルギー発電と将来計画⁴⁾⁵⁾

2020年10月の「2050年カーボンニュートラル宣
言」が行われ、日本国内におけるエネルギー政策
は脱炭素に向けて、再生可能エネルギーの主力電
源化に大きく舵が切られた。2030年に向けて新た
な取り組みが始まっているので、以下に紹介する。

2.1 第6次エネルギー基本計画で定める電源構成

2021年10月に策定された第6次エネルギー基本
計画では、旧エネルギーミックスと比較して石炭
などの化石電源の割合を緩やかに減少させつつ、
再エネの割合を36%から38%（状況に応じて38%
以上）とし、温室効果ガスの削減割合を46%、さ
らに50%以上を目指すとして明記された。

旧基本計画では、発電電力量を省エネによる電
力消費抑制を図り、2030年10,650億kWを計画し

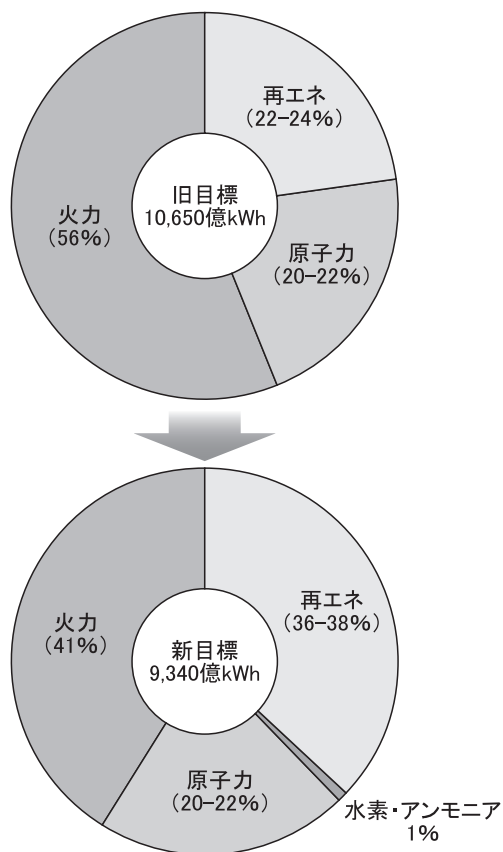


図3 2030年の電源構成割合
(第6次エネルギー基本計画)

ていたが、今回はさらに節電を強化して消費抑制を拡大し、総発電量を9,340億kWhとした。図3に示すように総発電量に占める火力を49%から41%に、原子力は22%程度で横ばい、再生可能エネを22～24%から36～38%に増強する計画である。なお、旧基本計画では、2030年度の計画を2021年度で22.4%、目標をすでにクリアしているので、実現はそれほど難しいとは思えない。むしろ、自然エネルギーの大幅増加に伴う発電用の変動に対するバックアップシステムの充実が大きな課題であろう。

2. 2 2030年度の再生可能エネルギーの導入⁴⁾⁵⁾

(1) 再エネ導入量の考え方

第6次エネルギー基本計画では、再エネの主力電源化を想定した2030年に向けた具体的な取り組みが明示されている。

①地域と共生する形での適地確保；再エネ促進区

域の設定による太陽光・陸上風力の導入拡大、再エネ海域利用法に基づく洋上風力の増加に取り組む。

- ②事業規律の強化；太陽光発電に特化した技術基準の執行、小型電源の事故報告の強化等による安全対策強化、地域共生の円滑化を図る条例策定支援。
- ③コスト低減・市場への統合；FIT・FIP制度で入札制度の活用や中長期的な価格目標設定、発電事業者が市場で自ら売電するなど再エネの市場への統合。
- ④系統制約の克服；連系線等の基幹系統の増強、ノンファーム型接続を拡大、再エネが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用できる系統利用ルールの見直し。
- ⑤規制の合理化；風力発電の導入円滑化に向けアセスの適正化、地熱の導入拡大に向け自然公園法・温泉法・森林法の規制の運用の見直しなど。
- ⑥技術開発の推進；建物の壁面、強度の弱い屋根にも設置可能な次世代太陽電池の研究開発・社会実装を加速、浮体式の要素技術開発を加速、大深度掘削技術の開発など。

(2) 2030年度の再生可能エネルギー導入見込み量

2030年度の再生可能エネルギー導入見込み量は

表3 2030年度の再エネの導入見込み量

再生可能エネ	2019年度	2030年度 (野心的水準)
太陽光	55.8 (690)	103.5～117.6 (1,290～1,460)
陸上風力	4.2 (77)	17.9 (340)
海上風力	—	5.7 (170)
地 熱	0.6 (38)	1.5 (110)
水 力	50.0 (796)	50.7 (980)
バイオマス	4.5 (262)	8.0 (470)
発電設備容量	115.1	1,800～1,970
発電電力量	1、853	3,360～3,530

※設備容量；GW＝100万kW、()内は発電量；億kWh

表3に示す。

- 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、確証の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す（政策対応強化ケース）。
- 2030年度の温室効果ガス46%削減に向けて、その施策強化等の効果が実現した場合には、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成：36～38%）の再エネ導入を目指す。
- なお、この水準は、上限やキャップではなく、今後、現時点で想定できないような取り組みが進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、さらなる高みを目指す。

以上の計画に基づく、VREの割合は、全発電量のおおよそ20%を占め、現状の2倍に増える。つまりバックアップによる補完電力も2倍必要になることを意味する。このことは、今後10年間でこれまで整備した発電能力とほぼ同じ130GW（1.3億kW）もの発電設備を整備する必要がある。

【参考：太陽光発電の導入量のイメージ】

太陽光発電は、現状で56GW（5,600万kW）であるが、2030年までにほぼ倍増となる104～118GWとすると、今後10年間に60GW程度の導入が新たに必要になる。つまり、毎年、約6GWの導入を10年間継続することが求められる。1GWは100万kWなので、設備容量では、600万kWであり、原発が約6基分に相当する。例えば、太陽光パネルの出力容量1kWあたりの年間発電量は約1,000kWhが目安とされているので、総発電量は約60億kWhとなり、原発の総発電量の1基分弱に相当する。設置規模の目安は次の通りである。

- すべての新築戸建て住宅に設置されると、年間約30万戸×5kW×10年＝15GW程度となる。
＝5kWの屋根置き太陽光発電設備を1,200万カ所に相当
- 1MW（1,000kW）のメガソーラーの設置には、面積で1ha（100m×100m）が必要であるので、60,000カ所を必要とする。72ホールゴルフ場600カ所に相当

3. 自然エネルギーの主力電源化と課題について

自然エネルギーによる発電を促進、拡大を基本方針とし、法律で電力会社に買取りを義務付けているが、需要と供給との調整や送電網の容量不足などにより、買い取れない事態が起きている。一方、自然エネルギー発電は、時々刻々変動する不安定な電源であり、かつ発電量ゼロにも対応しなければならないので、予備電源の確保が必須である。なお、電源確保には膨大な費用と技術者の確保並びに建設に長期間を要するので、整備は容易ではない。

3. 1 再エネのバックアップの必要性和対応

（1）自然エネルギーの普及とバックアップ電源

自然エネルギーの最大の長所は、国内で無限のエネルギー源からクリーンで安価な電力を確保できることであり、設置できる面積もまだまだ確保できそうである。他方、最大の欠点は、気象条件により発電量が時々刻々と大きく変動し不安定であるので、安定して電力を供給するためには、予備電源等により変動部分をカバーする必要がある。しかし、自然エネルギーによる電力の割合が大きくなるに従って予備電源等の設備規模が大きくなるので、様々な問題が派生し、その普及が困難になる。その対応として次の方法がある。

①予備電源の確保と平準化

電力需要は、夏の昼間が最も大きく、春秋の夜に著しく低下し、2倍程度変動する。すなわちピーク時の電力需要を抑制できれば予備電源の発電設備容量を大きくする必要がなくなる。このため、最大電力消費時間帯のシフトやピークカットにより電力需要の平均化が試みられている。予備電源としては、火力発電所の増築、大型蓄電池の拡大、あるいは揚水発電所の利用などがある。

例えば、図4に示すように、供給側で余裕時に蓄電してピーク時に使用する、需要側には電気料金をピーク時に高くし、それ以外を安くするなど、のピーク対策が試行されている。いずれにしても膨大な発電容量の予備電源が必要であり、常時、準備していなければならない。つまり、自然エネ

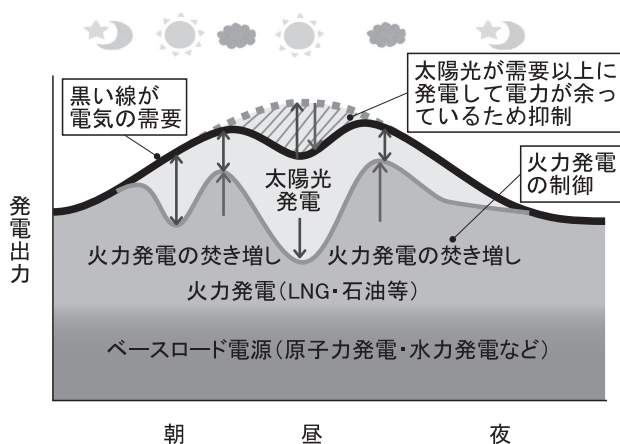


図4 電力需給の変動イメージ⁶⁾

ルギーによる発電は、気象条件により発電量がゼロになるので、その分のバックアップ電源を確保しなければならない。電力会社としては二重投資になりかねず、いずれ電気消費者の負担増につながる。予備電源を確保できていなければ、たとえ法律で義務付けられていても買い取ることはできないのである。

②電力融通網（連系線）の拡大の必要性

広域連系線による電力の需給は、地域の電力の需給のバランスが崩れた場合、電力に余剰が発生した場合は隣接エリアに電力を供給し、不足時には給電を受けることで電力の需給を平準化できる。最大需要を想定した過度の発電設備が不必要なので、経済的、かつ合理的である。図5に示すように、我が国では、経済成長には安定した電力の供給体制が必要との理由で9電力に地域独占が認められ、隣接する地域エリア同士で電力を融通し合う広域送電網が整備されてきた。

しかし、自然エネルギー発電のポテンシャルは、太陽光発電は九州・四国エリアに、風力発電は北海道・東北エリアに偏っており、従来の広域送電線で需給バランスを講じることができない状況にある。また、既存の広域連系線を活用して電力の需給調整を行うにしても、隣接エリアの送電線を活用するので、その送電容量に縛られる、あるいは隣接エリアも同様に電力が過剰あるいは不足に陥った場合には、さらに調整が難しくなる。

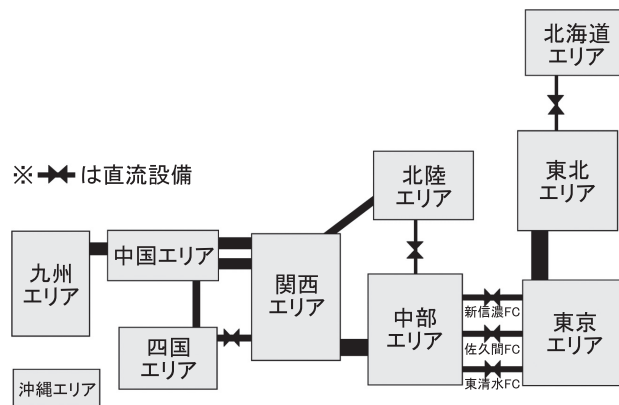


図5 地域広域連系線の接続状況⁶⁾

3. 2 日本の広域送電網の現状と課題

全世界で取り組む地球温暖化対策として、二酸化炭素排出量の抑制が大きな課題であり、特に排出量の約1/3を占める発電事業における排出抑制が目標達成の成否を握る。各種電源のうち、二酸化炭素を排出しない自然エネルギー発電が強力に推進されている。しかしながら、これら自然エネルギーの発電ポテンシャルは、地域により大きく偏るので、従来の送電網では送電できない状況に陥っている。

(1) 日本の広域連系送電線整備の概要

【従来の広域連系線の特徴】^{6) 7)}

図6に広域連系送電線の設置状況及び増設計画を示した。送電線は、電力会社の管轄する地域ごとにエリア間を1点連系とし、ほぼ日本列島の地形に沿って2,000km以上の長距離を「くし型系統線」で整備された。9電力会社が隣接する電力会社との間で電力を融通する送電線を整備してきた結果である。従来、主電源は火力であるので、火力発電の調整あるいは増設により電力消費分の変動をカバーできていた。しかし、太陽光発電等による末端の発電量が増えると、火力発電所の出力を落とす、あるいは夜間になると太陽光発電がゼロになるので、火力の通常出力に戻す必要がある。火力発電所では出力調整を瞬時にできないので、自然エネルギー発電が普及するにしたがって調整が難しくなる。

図6から広域連系線の特徴及び問題点を読み取

※  は直流設備
 ※ 地域間連系線の容量は設備容量を表す

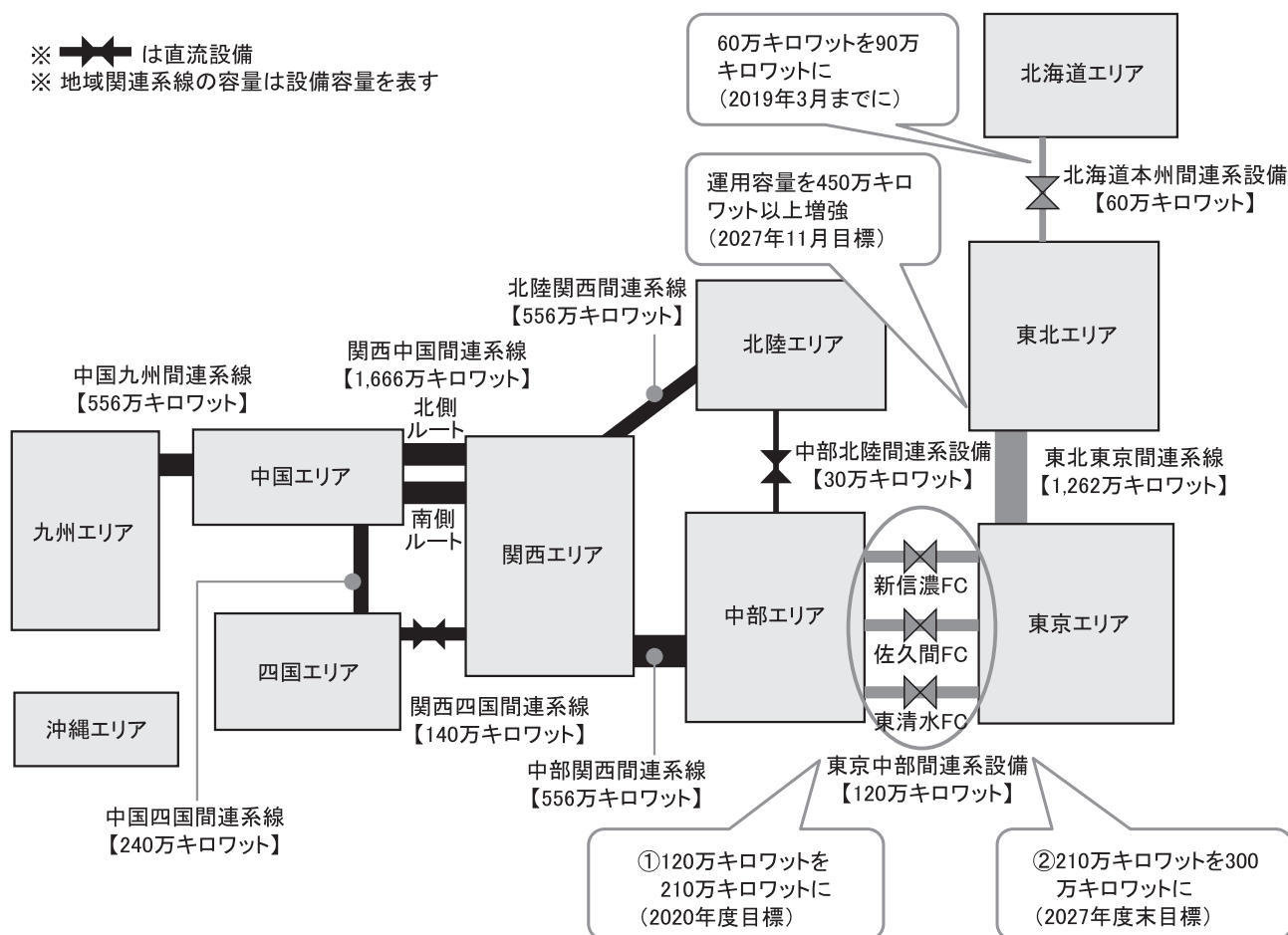


図6 地域間連系線の現状と増強計画⁶⁾

ると次の通りである。

- ①西地区（関西・中国・四国・九州・北陸・中部）と東地区（東京・東北・北海道）エリアでは、新潟～静岡ラインを境にして周波数が異なるので、周波数変換しなければ接続できない。西側は60サイクルで、東側は50サイクルである。なお、周波数が2種類存在する理由は、電力系統発展の過程で、東日本はドイツから機器を購入（50Hz）し、西日本はアメリカから購入（60Hz）したためである。
- ②関西エリアと中部エリアの電力需給は、周囲エリアの5系統から電力の融通ができるが、もっとも電力需要の大きな東京エリアは、2系統である。とくに、西側ラインは、給電能力が十分にあったとしても周波数変換が必要であり、その変換能力が小さいので、ここがネックになる。実質、北海道・東北ラインに限られるのでかなり脆弱である。

2011年3月に起こった東日本大震災及び福島第一原発事故では、遠方の火力発電所6ヵ所（約650万kW）が停止し、また、広域連系線による必要電力が確保できず、計画停電が行われたことは記憶に残る。

【広域送電容量の増強と計画】

我が国の発電設備能力は約1.7億kW程度であり、このうち東京電力が約6,400万kWで約3割以上を占める。最大の電力消費エリアである首都圏に対する連系線は北海道・東北系統線と西側系統線の2系統がある。しかし、中部以西（60Hz）と関東以北（50Hz）では周波数が異なるので連系するためには周波数変換が必要である。西日本からの連系線容量はわずか120万kWであり、240万kWへの増設が急がれている。周波数変換を増設するためには長期間の工期と莫大な経費が必要であり、短期間で増強することは難しい。つまり、周波数変換能力を現状の2倍に増強しても240万kWに

過ぎない。安定供給には現状の東北東京間系統線1本(1,262万kW)に依存せざるを得ないのであり、さらに450万kW以上の増強が急がれている。しかし、同一ルートで複数系統に増強しても災害時にはともに破損する可能性があり、リスク回避が求められる。

一方、風力発電が普及している北海道から東北・首都圏への連系線は60万kWから90万kWに増設され、さらに30万kWの増設が計画されている。とくに、隣接する東北エリアからの送電能力が東京エリアの安定給電の鍵を握っているので増設が急がれている。北海道・東北エリアでは、大規模な洋上風力発電計画が推進されており、既存連系線を増強しても対応は難しく、新たに海底ケーブル方式による系統線の新設が検討されている。

【新たな送電網の整備計画：海底ケーブル】⁹⁾¹⁰⁾¹¹⁾

2050年カーボンニュートラルを実現するためには、火力からの脱却を図り、二酸化炭素の排出しない自然エネルギーへの主力電源化がクローズアップされている。とくに、風向・風力が安定している北海道・東北エリアは、洋上風力発電の大量導入が可能であるので、新たな系統線の整備が検討されている。とくに、適地が大需要地から離れているため、長距離を効率的に送電するために、一

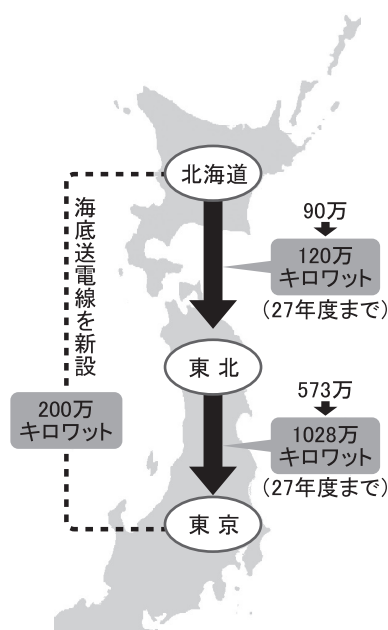


図7 東日本地域の地域間送電網の増強計画

般的な交流送電による増強以外に、海底ケーブルを用いた超高压の海底直流送電の導入が検討されている。

当面、図7に示す既存系統線の増強と日本海側ルートの200万kWの海底ケーブルによる系統線の新設が計画されている。最終的に図8に示すように、4,500万kWの洋上風力発電を想定し、日本海側と太平洋側ルートが想定されている。

3.3 広域連系送電網の整備状況

電気事業法の一部改正により、平成27年4月1日、「電力広域的運営推進機関」が発足した。その役割の概要を図9に示す。これまで、原則として地域ごとに行われていた電力需給の管理を、地域を越えてより効率的にやり取りすることで、安定的な電力需給体制が強化された。

すべての電気事業者は、広域機関システムを通

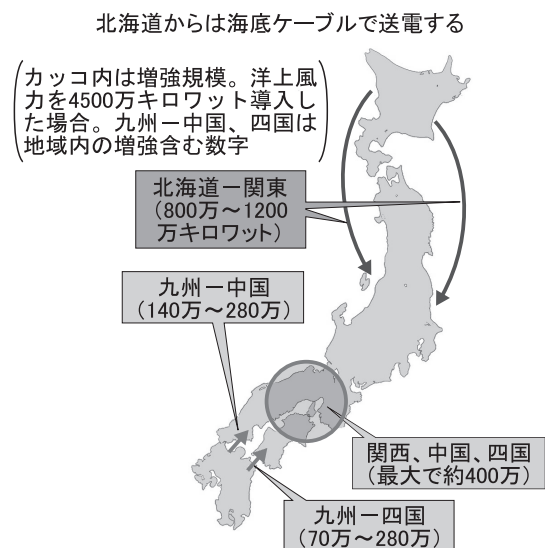


図8 将来の連系系統線の増強と海底ケーブルの新設

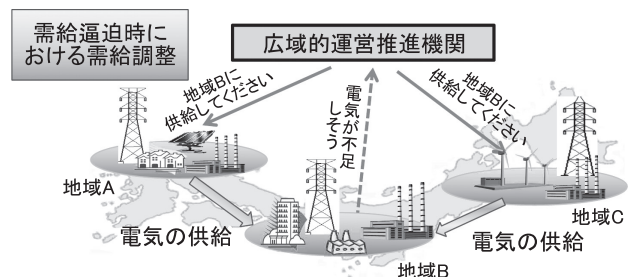


図9 広域的運営推進機関の役割¹¹⁾

じて、発電や需給に関する年間・月間・週間・翌日・当日の計画を広域機関へ提出し、広域機関はこれらの計画を受け付け、全国やエリア及び事業者の需給バランス状況を把握する。また、全国10の供給エリア単位で管理されている電力の需給状況や送電網の運用状況を、全国規模で一元的に把握する。状況を把握するため、各供給エリアの「中央給電指令所」と連携し、リアルタイムで24時間・365日監視を行っている。電力の需給状況を監視する中で、どこかのエリアで需要に対して供給が不足することが見込まれた場合には、ほかのエリアの電気事業者に対して、発電量を増やす（焚き増し）などして、不足しているエリアに融通するよう指示し、安定的な電力需給を管理する制度で、図9に役割を図示した。

おわりに

第6次エネルギー基本計画では、2050年の二酸化炭素排出実質ゼロに向けて2030年における具体的な取り組みが明記された。実質、二酸化炭素排出量ゼロを実現するためには、電源構成を従来の火力から再エネへと転換する必要がある、自然エネルギー発電をこれまでの2倍を目標としている。しかしながら、自然エネルギーの切り札である洋上風力発電の立地は、北海道と東北エリアに偏在しているため、新たに広域送電網の拡大・整備が

必要になる。

とくに、我が国では9電力会社が地域の電力の安定供給を任されたため自エリア内の電力の需給に重点が置かれ、緊急時には隣接エリアとの地域送電線が整備されてきた。その結果、日本全体で俯瞰すると「くし状」の送電網が形成され、遠方エリアとの電力需給調整が困難である。また、静岡－新潟ラインを境に東側と西側では周波数が異なるので、周波数変換が必要であり、その容量が小さいので、大きな障害となっている。

平成27年に電気事業法が改正され、個別の電力会社による電力の管理を電力広域的運営推進機関が管理できるようになり、広域運用が容易になり、電力の安定供給及び経済的運用に大きな役割を果たしている。

自然エネルギー発電は、二酸化炭素削減及び電力の安定供給の視点から我が国が推進すべき重要な施策であり、今後ともさらなる拡大が不可欠である。これを実現するためには、従来の主力電力を火力発電と想定した広域送電網では対応できないので、新たに海底ケーブルを想定した送電網の設置に取り組んでいることを紹介した。

今回は、電力の安定供給を支える広域連系線について欧州の事例を紹介するとともに、もう一つの電力供給の安定化方策である蓄電方式について注目してみたい。

〈引用・参考文献〉

- 1) 自然エネルギー白書；ISEP特定非営利活動法人環境エネルギー政策研究所
- 2) 原子力発電所の現在の運転状況；原子力規制委員会
- 3) 電力調査統計；資源エネルギー庁
- 4) 第6次エネルギー基本計画について；資源エネルギー庁（令和3年2月）
- 5) 【1から分かる】第6次エネルギー基本計画のポイント；エバーグリーンマーケティング(株)（2021.12）
- 6) 再エネの大量導入に向けて～「系統制約」問題と対策；資源エネルギー庁（2017.10）
- 7) 地域間連系線の増強について；総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力需給検証小委員会 第9回会合資料6
- 8) 電力ネットワークの次世代化 系統制約の克服に向けた送電線設備の増強・利用ルールの高度化；資源エネルギー庁（2020年8月31日）
- 9) 海底直流送電の導入に向けて；資源エネルギー庁（2021年3月）
- 10) 電力システム改革の鍵を握る「広域機関」；資源エネルギー庁（2018-01-26）
- 11) 広域系統整備に関する検討について；第61回広域系統整備委員会資料1；広域系統整備委員会事務局（2022年6月3日）
- 12) 地域間送電網の増強、グリーン電力が増える？；日本経済新聞（2021.4.16）