

退職記念論文

再生可能電力比率60%と石炭火力廃止に向けて、地域間連系線の拡張規模、蓄電池の必要規模、風力大量連系による電力需給解析

竹濱 朝美ⁱ

本稿は、日本の電力システムに2030～2035年の期間に、石炭火力発電と原子力発電を廃止し、再生可能エネルギー（以下、再エネ）電力比率60%を目標に、風力発電（以下、風力）を83GW、太陽光発電（PV：photovoltaics）を115GW、系統用蓄電池（1日周期バランス）を20GWで導入する場合について、電力需給バランスを推計した。需給解析には、在来電源発電機の起動停止計画—経済負荷配分運用（Unit Commitment-Economic Load Dispatch：UC-ELD）にかかる簡易モデルを作成した。解析の結果、再エネ電力比率60%は技術的に可能であるが、地域間連系線運用容量を、電力広域的運営推進機関（OCCTO）の2030年長期計画水準から大幅に増強する必要がある。連系線（北海道—東北、北海道—東京）を3GWに、（東北—東京）を15GWに、（中国—関西）を7GWに、（九州—関西、九州—中国）を5.5GWに増強することが必須である。系統増強により風力・PVの出力抑制率は、東北（1月）で12%から1%に、九州（5月）で13%から4%に、顕著に減少する。これらに加えて、重負荷期の東京（8月）と中部・関西（1月）では、デマンドレスポンス（DR）で35%の需要削減が必要である。東京（8月）には、系統用蓄電池はPV出力不足に備えて、7日分の放電容量を準備する必要がある。

キーワード：電力需給；発電機起動停止—経済負荷配分；出力抑制；地域間連系線拡張；デマンドレスポンス；系統用蓄電池（1日周期）

1 目的

本研究は、石炭火力発電と原子力発電を廃止し、再生可能エネルギー（以下、再エネ）電力比率60%を目標に、風力発電（以下、風力）と太陽光発電（以下、PV）を大量導入する場合の電力需給バランスを推計し、地域間連系線の拡張規模、蓄電池の必要量を概算する。再エネ電力比率60%を達成する目標年は、「2030～2035年の期間」とする。再エネ電力60%達成は、2030年が理想であるが、地域間連系線及び基幹送電網の増強と風力の大量導入には10年近い準備が必要であるため、2030～2035年とする。

具体的考察点は、以下のとおりである。第一に、IEAのNet-Zero by 2050シナリオ（IEA, 2021）の再エネ電力拡大と石炭火力発電（以下、石炭火力）の削減ロードマップを、日本のエネルギー基本計画と比較する。日本のエネルギー基本計画の問題点を確認する。第二に、2030～2035年を目途に、石炭火力と原子力発電（以下、原子力）の稼働もゼロとする場合について、電力需給バランスを考察し、再エネ電力比率60%の可能性を

i 立命館大学名誉教授、2026年4月より特別任用教授

検討する。第三に、電力需給解析に基づいて、地域間連系線の拡張規模、蓄電池とDR（デマンドレスポンス）の必要規模を検討する。地域間連系線の増強と出力抑制率、蓄電池、DRの導入量は相互に影響する要素であるため、ここでは、東北エリア、九州エリアに焦点をあてて、地域特性を評価する。

2 1.5℃上昇回避と石炭火力廃止、再エネ60%

2-1 IEA Net Zero シナリオのロードマップ

IEAのNet Zero by 2050シナリオによれば、IPCCの予測に基づけば、産業革命前の気候に比べて、地上平均気温1.5℃上昇を回避するためには、2030年までに、①世界全体で、再エネ電力比率（発電量比）を61%にすべきこと、②石炭発電について、2030年までに、「先進国は、CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage:二酸化炭素の回収、活用、貯留）¹⁾設備の無い石炭火力発電を廃止する」必要があると指摘する（IEA, 2021, p.26, 52）。表1に、IEAのNet Zeroシナリオのロードマップを示す。表1では、石炭火力比率は、2030年に8%となっているが、これは、途上国・新興国を含めた全世界の数字である。CCUS設備は、2030年でも、わずか1%程度しか普及しないと予測されるため、CCUS技術によって石炭火力を残存できる余地は、殆ど無いと言える。IEAシナリオに従えば、OECD各国は2030年には、石炭火力発電を事実上、廃止する必要がある。

Climate Analytics (2019) や U.N.-Convened Net-Zero Asset Owner Alliance (2020) も、1.5℃上昇回避のためには、OECD各国は、CCUS設備の無い石炭火力を2030年までに廃止すべきと主張する。国連気候変動枠組条約COP28会議（2023年12月）でも、パリ協定に従うには、「2030年までに、再生可能エネルギーの設備容量を3倍化すること、エネルギー効率を2倍化すること、CO2削減対策の無い石炭火力の削減を加速させること」が必須と指摘する（UNFCCC, 2023）。

2-2 エネルギー基本計画による石炭火力・原子力政策

経済産業省の「エネルギー基本計画」をIEA Net Zeroシナリオと比較しよう。表2に、エネルギー基本計画の「2030年見通し」「2040年見通し」と日本の発電量構成比（2021年実績）を要約した。2021年時点で、日本の石炭火力比率（発電量比）は30%に達しており、他方、再エネ発電量（水力含む）は、22%にとどまっている。日本がNet Zeroシナリオに従うためには、2030年末までの5年足らずで、石炭火力を廃止し、再エネ電力を22%から60%に引き上げる必要がある。

エネルギー基本計画「2030年見通し」は、再エネ電力比率を38%しか目指していない。「2040年見通し」ですら、再エネ電力比率は50%に過ぎない。しかもエネルギー基本計画は、2030年の石炭火力を19%（発電量比）、原子力を22%も残存させる計画である。

現在の日本には、設備容量で、石炭火力が53GW存在し、原子力が30GWも存在する（表3参照）。エネルギー基本計画は、CCUSとアンモニア混焼技術に依存して、石炭火力を大量温存させる方針であり、原子力については、40年を超える原子炉の稼働延長を前提としている。

これに対してEU各国では、2030年までに石炭火力の廃止を公約している。ベルギー、スウェーデン、ポルトガル、オーストリア、イギリスは、石炭火力の廃止をすでに達成済みである。アイルランド、スペイン、イタリア、デンマーク、フィンランド、フランスなども、2029年までに、石炭火力廃止を約束している。EU各国の石炭廃止の動き²⁾に比べると、日本の石炭火力削減の動きは、あまりに遅いと言える。

表1 IEA Net Zero シナリオのロードマップ、発電量構成比

	IEA Net Zero シナリオ, 世界発電量に占める比率 [%]		
	2020年	2030年	2050年
世界の総発電量	100%	100%	100%
再生可能エネルギー発電	29%	61%	88%
原子力発電	10%	10%	8%
水素技術活用発電	0%	2%	2%
化石燃料火力発電, CCUS 有り	0%	1%	2%
石炭火力 CCUS 有り	0%	1%	1%
天然ガス発電 CCUS 有り	0%	0%	1%
化石燃料火力発電, CCUS 無し	61%	25%	0%
石炭火力発電	35%	8%	0%
天然ガス発電	23%	17%	0%
重油, 石油発電	3%	1%	0%

(出所) IEA (2021), p.198, Table A.3, Electricity より作成。

表2 日本の発電構成とエネルギー基本計画「2030年見通し」の比較

発電量構成比 [%]		2021年	第 6 次エネルギー基本計画, 2030年の見通	第 7 次エネルギー基本計画, 2040年の見通	IEA Net Zero (世界) 2030年
石炭		30%	19%	30～40%	1% 8%
	(石炭火力 CCUS 有り) (石炭火力 CCUS なし)				
石油		3%	2%		1%
天然ガス LNG		34%	20%		0% 17%
	(天然ガス CCUS 有り) (天然ガス CCUS なし)				
原子力		7%	22%	20%	10%
その他・廃棄物		4%	0%		0%
水素技術		—	1%		2%
自然エネルギー				40～50%	61%
	(水力)	(9%)	(11%)	(10%)	
	(風力)	(1%)	(5%)	(8%)	
	(太陽光)	(9%)	(16%)	(29%)	
	(バイオ燃料)	(3%)	(5%)	(6%)	
	(地熱)	(0%)	(1%)	(2%)	
合計		100%	100%	100%	100%
化石燃料火力, 小計		68%	41%	30～40%	26%
再エネ・水力, 小計		22%	38%	40～50%	61%

(出所) 筆者作成、(注) 2021年実績は、IEA の統計値より作成。第6次エネルギー基本計画見通しは、資源エネルギー庁（2021）より要約。第7次エネルギー基本計画は、資源エネルギー庁（2025a, 2025b）より要約。表中の数字は、四捨五入のため、厳密には100%にならない場合がある。

表3 石炭火力発電・原子力発電の設備容量（運転開始のもの）

	石炭火力, 定格出力 (MW)	原子力, 定格出力 (MW)	
北海道電力	2,250	泊 1, 2, 3	2,070
東北電力	3,800	女川 2, 3, 東通 1	2,750
東京電力 HD	0	柏崎刈羽 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7	8,212
中部電力	0	浜岡 3, 4, 5	3,617
北陸電力	2,900	志賀 1, 2	1,746
関西電力	1,800	美浜 3, 高浜 1, 2, 3, 4, 大飯 3, 4	6,578
中国電力	3,259	島根 2	820
四国電力	1,450	伊方 3	890
九州電力	3,460	玄海 3, 4, 川内 1, 2	4,140
JERA (*1)	10,320	—	—
電源開発	7,912	—	—
常磐共同火力 (*2)	1,450	—	—
相馬共同火力 (*3)	2,000	—	—
その他の業者	12,319	—	—
石炭火力, 合計	52,920	原子力, 合計	30,823

（出所）筆者作成。（注）石炭火力設備容量は、経済産業省、電力調査統計、1-（1）表「電気事業者の発電所数」2025年11月データより要約。*1）JERAの株式は、東京電力フュエル＆パワー（株）と中部電力（株）がそれぞれ50%ずつ保有している。*2）常磐共同火力の株式は、東北電力とJERAがそれぞれ、49.11%ずつ保有している。*3）相馬共同火力の株式は、東北電力とJERAがそれぞれ50%保有している。原子力発電データは、各電力会社の原子力発電設備稼働状況、および、経産省電力調査統計、1-（1）表「電気事業者の発電所数」2025年11月データより要約。

3 再エネ電力の接続検討申込量、風力・太陽光発電の導入目標

日本国内の再エネ発電事業においては、実際には大量の事業計画が存在している。表4は、送電エリア別の風力・PVの接続検討申込、接続契約申込／承諾済、接続済の量である。2021年3月時点で、風力・PV事業の接続検討申込量は、接続済と接続契約申込・承諾済を含めると、PVでは115GW、風力では118GWもの規模に達している。PVは、東日本で53GW、中・西日本で、61GWの規模がある。風力は、東日本で78GW、中・西日本で40GWの規模がある。風力の接続検討申込量は、東日本に多く、PVの接続検討申込は、中・西日本に多い。

今回試算では、2030-2035年の風力・PVの導入目標量を、風力83GW、PV 115GWに設定した（図1参照）。これは、風力を現在の4GWから83GWに拡大させる風力大量連系シナリオである。導入目標量の設定は、風力について、送電管区の接続検討申込量の50%を目安とし、PVについて、接続検討申込量の全量を目安に設定した。ただし、関西、中部、東京エリアでは、風力は接続検討申込量の100%を接続すると想定した。北陸エリアの風力は、再生可能エネルギー情報提供システム（REPOS）³⁾の陸上風力ポテンシャルの30%と洋上風力（着床型）ポテンシャルの15%を導入すると想定した。

表 4 風力・PV の接続検討申込量（2021年時点）

[GW]	東日本		中・西日本		全日本	
	PV	風力	PV	風力	PV	風力
接続検討申込	14	63	14	26	28	88
接続契約申込 / 承諾済	15	13	9	12	24	25
接続済	24	3	39	2	63	5
合計	53	78	61	40	115	118

（出所）筆者作成。（注）2021年3月、および、2020年12月時点の各送電会社の統計による接続検討申込量。総合資源エネルギー調査会、省エネルギー・新エネルギー分科会、新エネルギー小委員会、系統ワーキンググループ、第36回会合（2022年3月）における送電会社報告資料より、筆者による要約。

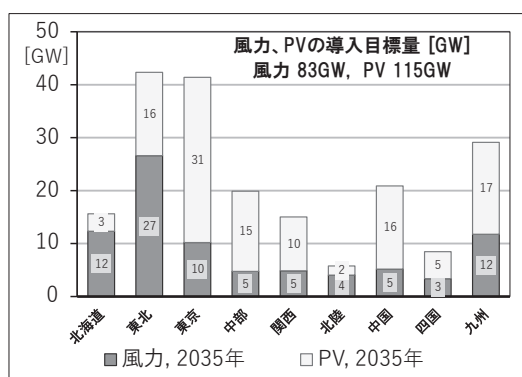


図 1 風力発電、PV 発電機の2030～2035年の導入目標量

（出所）筆者作成

4 電力需給バランス解析の方法

4-1 起動停止—経済運用の簡易モデル(UC-ELD)

電力需給バランスの解析には、荻本他（2019）、加藤他（2017）、Kato et al.（2013）を参考に、在来電源発電機の起動停止計画—経済負荷配分運用（UC-ELD）の簡易モデルを作成した。UC-ELD の簡易モデルを用いて、需給解析は、東日本、中西日本の二つの広域エリア別の需給バランス、および、九つの送電エリア別の需給バランスを解析した。

本モデルでは、各送電管区の在来電源発電機を、出力上昇／下降速度、最低出力下限、LFC（負荷周波数制御、以下 LFC）調整力への投入の有無に応じて、22種類の発電機グループ（石炭火力、石油火力、LNG 火力、ガス・コンバインドサイクル、揚水発電、水力、貯水池水力、原子力）に区分した。発電機の燃料種別と出力上昇／下降速度、周波数調整用 LFC 調整力の配分を考慮して、最低出力下限、最大出力を設定した。電源群ごとの設備容量を合算して、1時間あたり燃料費を最小化するように、発電機を運用する最適化計算を行った（竹濱・歌川, 2019）。目的関数は、1時間単位の平均燃料費の最小化である。最適化計算には、Matlab Optimization Tool Box の線形計画法を使用した。このモデルは、1時間当たりの有効電力量 MWh により需給バランスを解析する簡易モデルであり、電気品質（無効電力、位相、電圧、周波数等）は考慮していない。LFC 調整力は、

二次・三次調整力のみ考慮した。

4-2 UC-ELD の変数, 計算式, 制約条件

(1) 外生変数：

C_k : 電源グループ k の稼働可能な発電機定格出力（合算容量, [MW]）。 u_k : 稼働, または非稼働のバイナリー変数。 $D(t)$: 時間 t の電力需要 [MW]。 $PHy(t)$: 流込水力出力。 $PPV(t)$: PV 出力。 $PWd(t)$: 風力出力。 $PBioGe(t)$: バイオマス・地熱発電の出力。 $REIm(t)$ or $REEx(t)$: 再エネ電力の地域間連系線への受電または送電。 $Pmin_k$ or $Pmax_k$: 発電機の最低出力, または, 最大出力。 FK_k : 発電機の燃料費 [JPY/kWh]。 m : 電力供給不足のダミー価格。 UR_k or DR_k : 発電機の可能な最大出力上昇, または, 出力低下の比率 [1/h]。 w_k : 発電機グループ k の所内電力消費の比率。 $LHP(t)$: ヒートポンプ加温負荷, $LEV(t)$: 電気自動車 EV 充電負荷, $CRps_k$ or $CRng_k$: 電源グループの定格出力に対する LFC (load frequency control) の上げ調整力, または下げ調整力の比率。

(2) 内生変数：

$P_k(t)$: 電源グループの出力 [MW]。 $TK(t)$: 燃料費の総額 [JPY/h]。 $S(t)$: 電力供給不足 [MW]。

(3) 目的関数：

最適化計算は, Matlab optimization tool box の線形計画法により, 各 1 時間の燃料費を最小化した。

$$\min. TK(t) = \sum_{k=1}^N P_k(t) \times u_k(t) \times FK_k + m \times S(t) \quad \text{-----}(1)$$

(4) 制約条件

■電力需給バランス制約：

$$\begin{aligned} & 0.95 * \sum_{k=1}^N P_k(t) \times u_k(t) \times (1 - w_k) \\ & + 0.95 * \{PHy(t) + PPV(t) + PWd(t) + PBioGe(t)\} \\ & + S(t) + REIm(t) \\ & = D(t) + LHP(t) + LEV(t) + REEx(t) \end{aligned} \quad \text{-----}(2)$$

■負荷追従能力, 出力上昇／下降速度制約：

発電機の出力上昇／下降速度は, 石油火力 1～8 % of MW/分, 石炭火力 1～3 % of MW/分, LNG 3～8 % of MW/分, GTCC で 5～10% of MW/分とした（電力需給解析モデル標準化調査専門委員会, 2016, pp.1-151）。調整力の出力上昇／下降速度は, 1 分あたり変化速度を 1 時間値に換算した。

■最低出力制約：

最低出力下限は, LNG 汽力とガス・コンバインドサイクル (Gas-CC) は 20～30%, 石油火力は 15～25% とした。発電機の最低出力下限値は経産省データ⁴⁾を参照した。

5 風力・PVの大量連系に応じた需給調整対策

5-1 揚水発電、1日単位需給バランスのための蓄電池充放電

図2は、風力・PV発電の出力変動と、揚水発電と蓄電池の運用の関係を示す。需要から、再エネ電力を差し引いたものを、残余需要と呼ぶ。 $[\text{残余需要} = \text{需要} - (\text{風力出力} + \text{PV出力} + \text{他の再エネ出力})]$ 風力およびPV電力は、気象条件によって、刻々と、出力が変動する特徴がある。残余需要は、24時間の周期のなかで、時刻ごとに、刻々と変動するため、風力・PV出力の変動に応じて、火力発電の出力を上げ下げする必要がある。風力・PV発電システムを大量に電力網に連系する場合、風力・PV出力が需要に対して、過剰になる時間帯には、揚水発電の揚水運転や蓄電池充電によって、風力・PV出力の過剰電力を吸収し、他の電力エリアに域外送電する必要がある。反対に、風力・PV出力が少なく供給がひっ迫する時間帯には、揚水発電や蓄電池放電を行って、供給を補てんする必要がある。

蓄電池の運転モードは、揚水発電の時間モードに連動して、(a) 昼に蓄電池充電、夕・夜間に放電モード、(b) 夜に充電、昼に放電モードなど、送電管区と季節に応じて数種類を用意し、1日単位で切り替える。蓄電池充放電は、揚水発電の上池貯水率と同様の論理に従い、充電率(SOC)が一日の最初と最後で一致するように、1日単位で蓄電残量をバランスさせるように運転する(荻本他, 2021)。

5-2 需要側対応(デマンドレスポンス: DR)による需給調整

(1) 上げDR, 下げDR

電力網に連系する風力・PVの設備容量が大きくなるに従って、蓄電池充放電に加えて、需要家側で、需要を上げ/下げすることで、残余需要の変動幅を緩和する対策が必要になる。図3は、風力・PVの出力変動とデマンドレスポンス(DR)の投入イメージである。需要に対して、風力・PV出力が過剰気味になる時間帯に、送電会社の指令に従って、企業や工場が電力需要を増大させる(上げDR, 需要・電力負荷の増大)を行い。反対に、風力・PV出力が少なく電力供給がひっ迫する時間帯には、需要削減を行うことで需給調整を行う(下げDR, 需要の削減)。

PV出力が多い季節には、昼間に、揚水発電の揚水運転、蓄電池充電、上げDR(需要増大)を行う。PV出力がゼロで需要が拡大する夕・夜時間帯には、下げDRを投入する(需要削減)。風力・PVの出力パターンは、季節と地域により変動するため、それに合わせて、適切な時間運転モードを用意する。

(2) 産業部門、業務・サービス部門における上げDR, 下げDR

本モデルでは、サービス業務部門、産業部門の需要について、昼間に、需要増大(上げDR)を投入し、供給ひっ迫する夕方・夜間に、需要削減(下げDR)を投入する。家庭部門の需要は、全世帯を一律に変化させることは難しいため、家庭部門にはDRを投入しない。DR運用プログラムのためには、部門別の時間別需要曲線が必要であるため、電圧階級別スマートメーター30分値の電力消費データ(資源エネルギー庁(2022a), pp.47-52)を参照して、(a) 低圧電力・住宅エリア、(b) 特別高圧電力・商業エリア、(c) 特別高圧電力・工業地域の電力需要データから、家庭、サービス・業務、産業の部門別に、1時間単位「部門別需要モデル曲線」を作成し、DR運用の簡易プログラムを作成した。

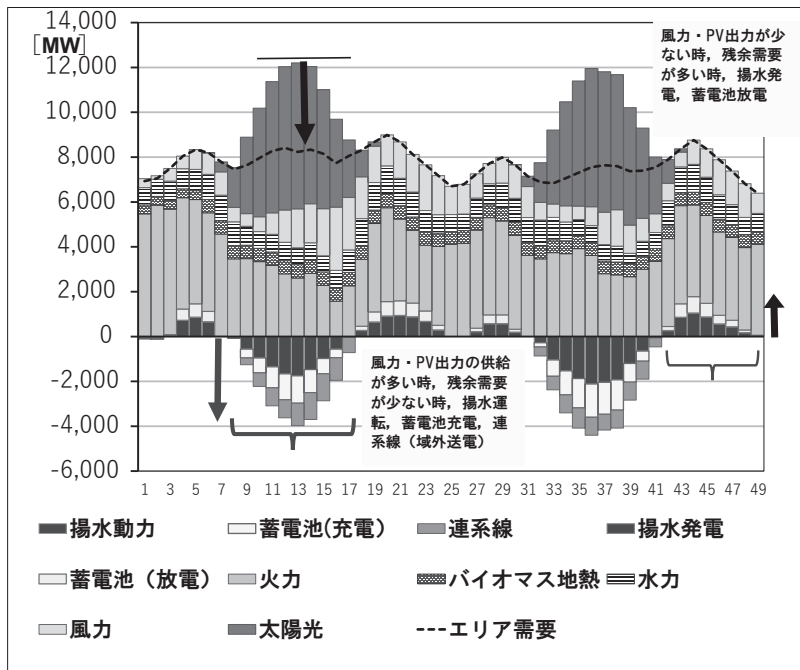


図2 揚水発電、蓄電池充放電による風力・PV出力変動への対応

(出所) 筆者作成

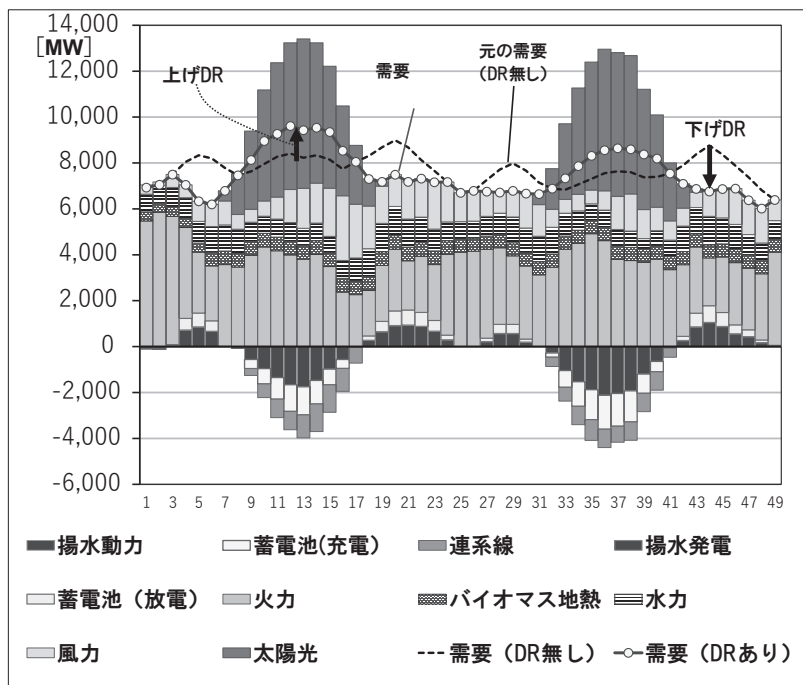


図3 DR（上げDR、下げDR）による風力・PV出力変動への対応

(出所) 筆者作成

6 需給解析の想定条件、2030～2035年の姿

6-1 石炭・原子力発電の廃止、エリア需要の想定

(1) 日本国内の石炭火力設備容量は、前述の表3の設備容量に廃止予定と稼働予定を含めても、合計で、53GW程度と推定する⁵⁾。これらは、CCUSの無い石炭火力であるので、2030年には、これら全ての石炭火力発電を、廃止させると想定した。

(2) 原子力発電は、全て稼働停止・廃止として試算する。

(3) 2030年の電力需要は、省エネと人口減少により、2020年水準から20%減少すると想定する。

6-2 蓄電池、需要側対応（DR）の想定

(1) 表5は、蓄電池の送電エリア別の設備容量（最大出力）の想定を示す。蓄電池設備容量（最大出力）は、全国で20GWを導入する。蓄電池の最大出力は、送電管区の年間最大需要の15%規模、または、揚水発電出力の70%の出力規模〔MW〕*6時間*5日分の容量で導入する。東北に2.3GW、東京に7.7GW、中部・関西に5.5GW、九州に1.6GWなどの容量で、5日分の導入を想定した。

(2) 蓄電池電気自動車（Battery Electric Vehicle：BEV）について、2030年には、送電管区の乗用車保有台数の20%がBEVに移行すると想定し、2030年には、全国で、乗用車BEVを1,200万台にする目標とした。今回試算には、蓄電池に貯蔵した電力だけで走行する電気自動車のみを対象とし、プラグイン・ハイブリッド（Plug-in Hybrid Electric Vehicle：PHEV）は、電気自動車に含めない。BEV乗用車は、毎日、8時間に分散して充電させる。トラックのBEV化については、今回試算には含めていない。

(3) 業務部門と産業部門では、DRを投入して、時間別需要の最大±35%まで、需要を増大あるいは削減させ、残余需要の変動に対応する。家庭部門のDRは、家庭用ヒートポンプ（HP）の加温負荷のみを算定対象とした。

(4) 簡易計算にするため、関西と中部エリアは、融合した電力管区とみなし合算計算とし、東日本、中・西日本に区分して解析する。需給バランスは、東日本、中・西日本の広域エリアと、9つの電力エリアの需給バランスを解析した。PV・風力出力実績、需要実績は、2020年度の送電会社エリア需給実績を用いた。

表5 1日単位の需給バランス用蓄電池の導入容量

蓄電池の出力	〔GW〕
北海道	0.8
東北	2.3
東京	7.7
中部・関西	5.5
北陸	0.8
中国	1.3
四国	0.4
九州	1.6
合計	20.3

（出所）筆者作成

6-3 地域間連系線運用容量の増強にかかる想定

(1) 表6は、地域間連系線の運用容量増強に関する想定である。再エネ電力60%達成のためには、北海道・東北の風力出力、九州、中国のPV出力が、東京、中部、関西の巨大需要エリアに送電されるように、地域間連系線の増強が重要になる。OCCTO（電力広域的運営推進機関）は、2035年までの連系線の長期計画を発表している。本モデルは、OCCTOの2030年に関する長期計画値（電力広域的運営推進機関、2023）に、「今回追加分」を上積みしたものが、「合計容量（本試算の想定容量）」である。最終的に、2030-2035年の連系線容量は、北海道—東京に1.8GW（直流送電）の新設、東北—東京を15.2GW、東京—中部を6GW、中国—関西を7.3GW、四国—関西を2.8GW、北陸—関西を3GW、九州—関西に新設2.7GWにすると想定した。

「今回追加分」は、OCCTO2030年計画値に対する追加増強分であり、「合計容量（本試算の想定容量）」が本モデルの2030年の想定容量である。追加増強の結果、北海道から東北または東京への域外送電、東北から東京への域外送電、九州から中国または関西への域外送電容量を大幅に拡大させた。図4は、本試算の連系線運用容量にかかる地域連結を示しており、表6の「合計容量（本試算の想定容量）」に対応している。

(2) 本モデルでは、再エネ電力は、他の全ての電源に対して最優先（priority）で、域内送電線の電力網に給電され、最優先で地域間送電線に送電されるものとした。したがって、再エネ電力は、原子力発電よりも最優先で、電力網に給電されるものとした。地域外送電について、再エネ電力比率（需要比）が40%に達しない電力エリアは、他エリアから、再エネの余剰電力を優先的に受電するものとして、送電計画を設計した。余剰電力の域外送電は、原則的に、北海道、東北から東京エリアへ、九州、四国、中国、北陸から、中部・関西エリアに、送電させる計画とした。最終的に、東京エリアで余剰電力が発生する場合は、東京エリアで電力貯蔵させる。これは、1時間単位の電力量 [MWh] による送電計画（供給計画）である。

(3) 各送電エリアの域内送電線は、混雑なく再エネ電力を送電することができるものと想定して計算した。地域間連系線の運用容量の10%分を、風力・PVの予測誤差を補てんするための調整力の融通とし、運用容量の90%まで、再エネ電力の地域間送電を行う。つまり調整力融通分を含めると、本モデルは、連系線の運用容量の100%を地域間送電に活用する（Yasuda et al., 2023）。送配電損失は、在来電源および再エネ電力のいずれも、発電量の5%とした。

表6 2030年における地域間連系線の運用容量増強に関する想定、OCCTO 長期計画との比較

[MW]	OCCTO 2030年 長期計画	今回追加分	合計容量(本試 算の想定容量)	備考
北海道 >> 東北	1,200		1,200	[北海道→東北1,200MW] + [北海道→東京1,800MW] を上積み
北海道 >> 東京		1,800	1,800	
東北 >> 東京	10,280	5,000	15,280	5,000MW を追加
東京 <<>> 中部	3,000	3,000	6,000	[東京→中部3,000MW] + 3,000MW を追加
北陸 >> 関西	1,900	1,100	3,000	[北陸→関西1,900MW] + 1,100MW を追加
中国 >> 関西	4,550	2,780	7,330	[中国→関西4,550MW] + 2,780MW 追加（九州→中国の送電可能量を追加）
四国 >> 関西	1,400	1,400	2,800	[四国→関西1,400MW] + 1,400MW を追加
九州 >> 中国	2,780		2,780	[九州→中国2,780MW] + [九州→関西2,780MW] を上積み
九州 >> 関西		2,780	2,780	

（出所）筆者作成（注）OCCTOの2030年計画値は、電力広域的運営推進機関（OCCTO）、2025年度第6回 運用容量検討会、「2026～2035年度の連系線の運用容量（年間・長期）」（2026年3月2日）を参照。

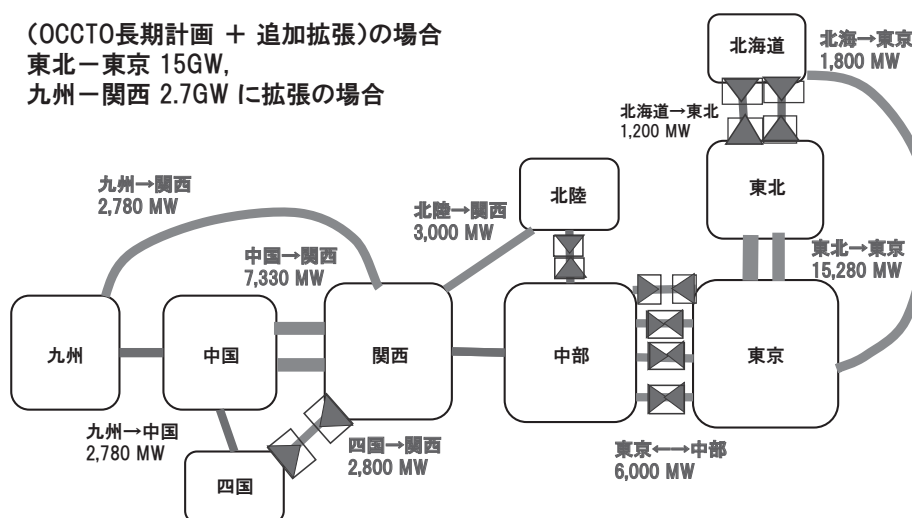


図4 地域間連系線の容量にかかる本試算の想定値、地域連結イメージ図（2030-2035年）
出所）筆者作成

7 電力需給の結果

7-1 再エネ電力比率

需給解析の結果を示す。東日本、中・西日本のいずれも、蓄電池およびDRを活用したことで、1月、8月の需要ピーク期にも電力不足は発生せず、需給バランスを維持することができた。図5は、9つの送電エリア全体（沖縄を除く）の再エネ電力比率を示す。再エネ電力比率は、62%（電力需要比）となり、再エネ比率60%の目標を達成した。つまり、風力83GW、PV115GWを電力網に接続するなら、再エネ60%目標を達成できる可能性があることを確認した。この再エネ比率は、北海道、東北から東京エリアに余剰電力を送電し、中・西日本から東京エリアに余剰分を送電し、かつ、余剰電力を、東京域内で蓄電池に電力貯蔵する場合を示している。

7-2 余剰電力、域外送電量、電力貯蔵量の季節偏差

風力・PVを大量連系する場合、各エリアの余剰電力と域外送電量は、季節と地域によって大きな偏りが発生する。図6は、電力需要の少なく、PV出力の多い5月の域外送電量であり、図7は、暖房需要がピークとなる1月の域外送電量について、地域別状況を示している。5月には、主としてPV出力について、東北、九州、中国、中部・関西から、大量の域外送電が発生する。しかし冬季1月には、北海道と東北から、もっぱら風力出力による余剰電力が域外送電される。とりわけ、西日本では、冬季にPV出力が少なく、域外送電できる余剰電力は乏しくなる。このため冬季1月には、西日本、特に関西エリアでは、下げDRを30～35%で実施することが必要で、具体的には、時間別需要に対して、電力需要を30～35%抑制する対策が必要である。

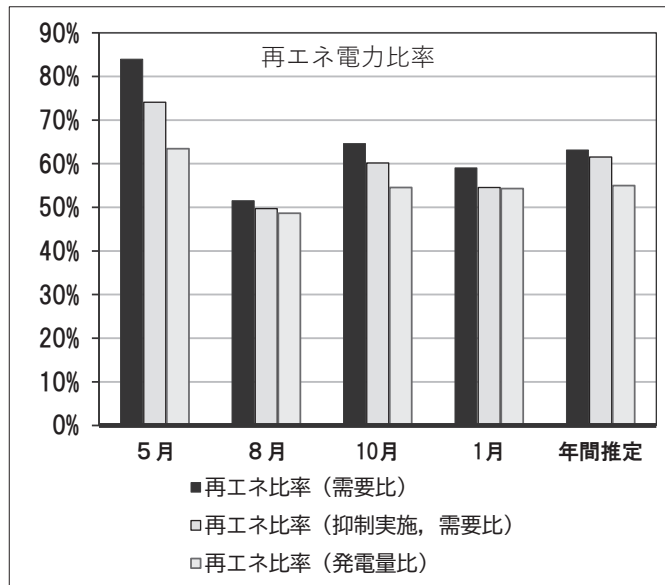


図5 再エネ電力比率，電力需要比（全国から東京に送電し，東京域内で余剰電力を蓄電する想定）

（注）筆者作成

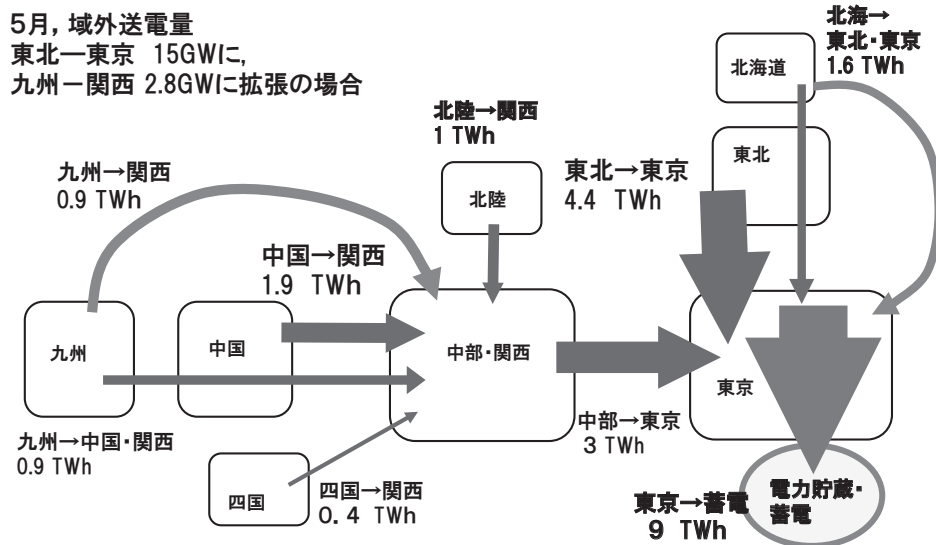


図6 域外送電量の地域イメージ，5月（軽負荷期），連系線増強の場合

（出所）筆者作成

1月、域外送電量

東北→東京 15GWに、
九州→関西 2.8GWに拡張の場合

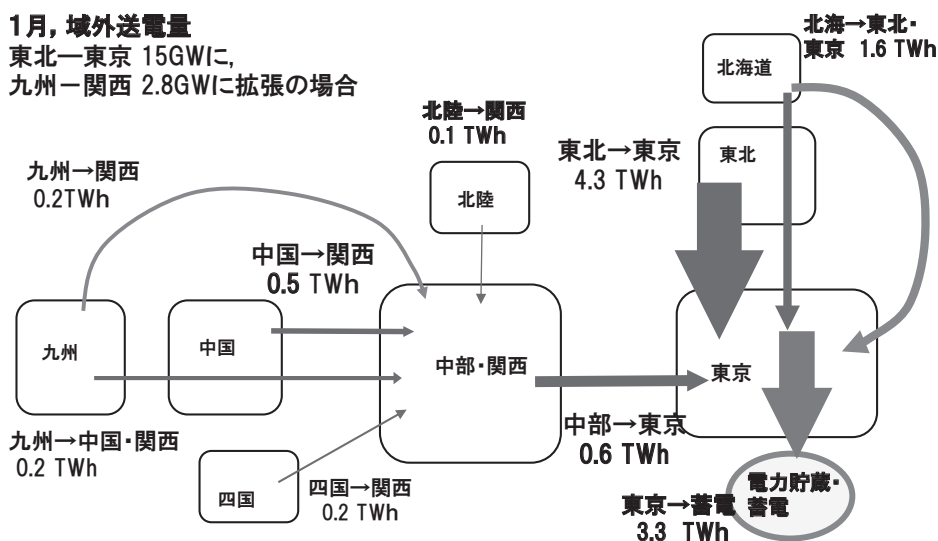


図7 域外送電量の地域イメージ，1月（重負荷期），連系線増強の場合

（出所）筆者作成

7-3 需給バランスの地域別特徴，DR 必要量，蓄電池必要量

(1) 需給バランスの地域特徴，再エネ余剰電力，DR による需給調整

図8は，東北エリアの10月の需給，図9は東北エリアの1月の需給を示す。東北エリアには，風力27GW，PV16GWを導入し，東北→東京の連系線を15.2GWに拡張した。東北エリアでは，5月と10月には風力とPVの両方から，1月には風力出力から，大量の余剰電力が生じる。これに対応して，余剰電力が多い時間帯には，上げDR（需要増大）を，再エネ電力が少ない時間帯には，下げDR（需要抑制）を，30%で投入することが需給調整に有効である。

図10は，東京エリアの8月需給を示す。8月は電力需要ピークの時期であるが，東北から風力の余剰電力の送電は減少し，かつ，西日本からPV余剰電力の送電も乏しくなる。東京エリアには，1日バランス蓄電池を7.7GW * 5日分の容量で導入するが，東京では電力供給がひっ迫し，蓄電池が充電できない日が連続で発生する。このため，東京の8月は，昼間に下げDR（需要削減）を35%で実施する必要がある，1日単位バランス蓄電池は，7日分準備する必要がある。

【電力需給バランス図の見方】図8，9，10，11，12について：

【正の値と負の値の見方】：ヒートポンプ・EV（電気自動車）のマイナス値は，ヒートポンプ加温稼働と電気自動車充電（電力消費）の負荷を示す。過剰のマイナス値は，電力過剰を示し，再エネ電力の出力抑制に関する必要量を示す。連系線移出はマイナス値で，連系線から域外送電を示す。揚水運転のマイナス値は，揚水発電の揚水運転負荷を示す。蓄電池充電は，マイナス値で負荷を表示している。グラフの単位は，10,000MWである。

需給グラフは，「発電出力および給電」（送電網にとって電力供給になるもの）を「積み上げの面グラフ」で，プラス値で示している。反対に，「負荷および電力消費」（送電網から見て，負荷となるもの）を「折れ線グラフ」で示す。ただし，折れ線グラフ（負荷）は，積み上げ表示ではないことに，注意されたい。

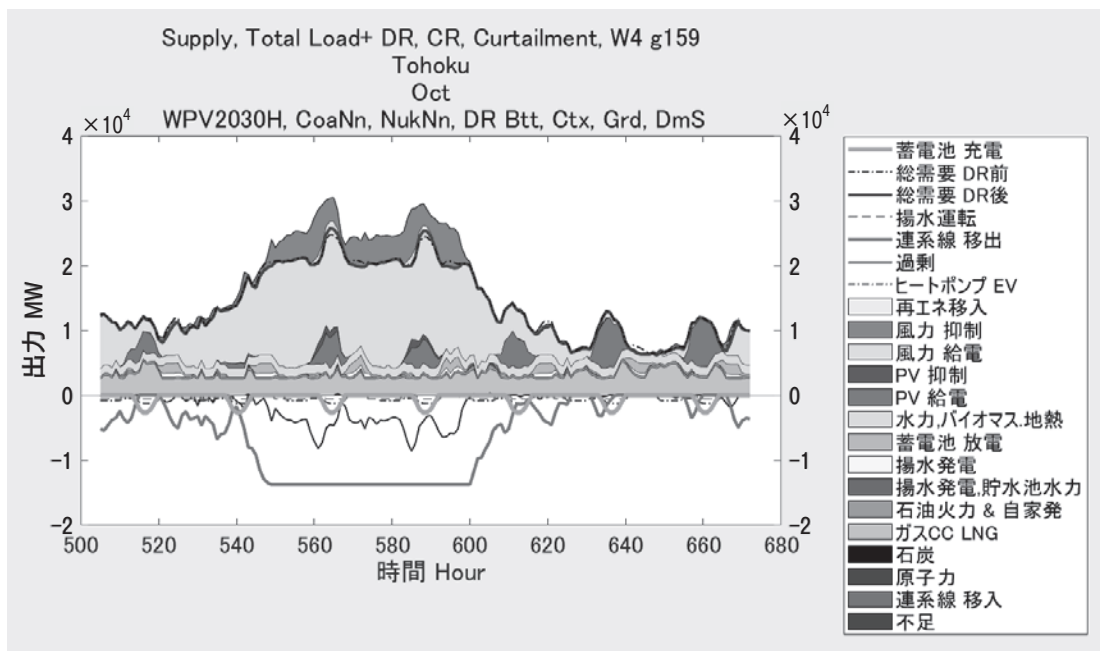


図8 東北エリアの需給，10月4週目 東北—東京の連系線を15GWに拡張の場合

(出所) 筆者作成 (注) グラフの単位は， $1 \times 10^4 \text{ MW} = 10,000 \text{ MW}$ 。

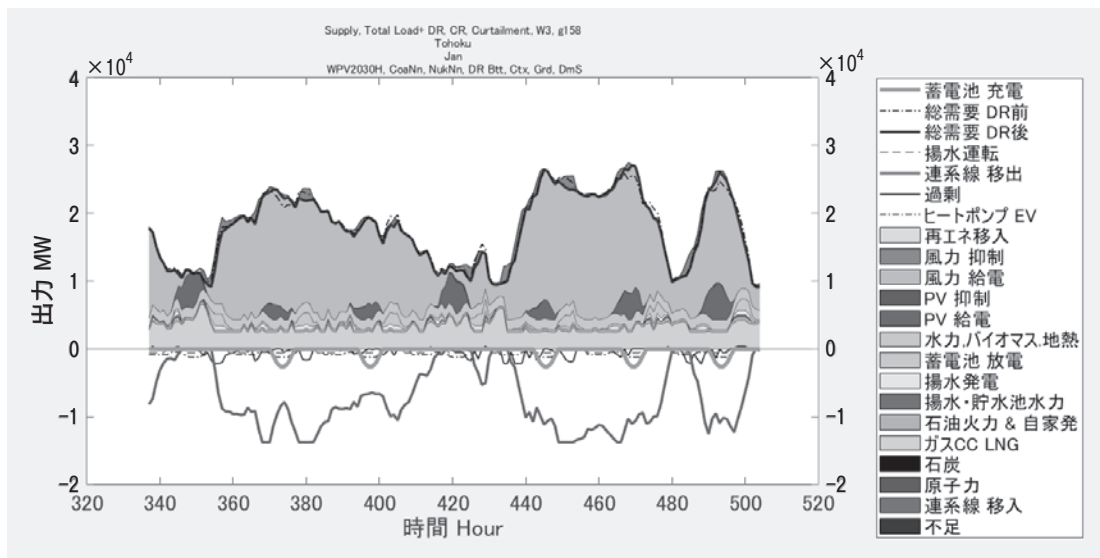


図9 東北エリアの需給，1月3週，東北—東京の連系線を15GWに拡張の場合

(出所) 筆者作成 (注) グラフの単位は， $1 \times 10^4 \text{ MW} = 10,000 \text{ MW}$ 。

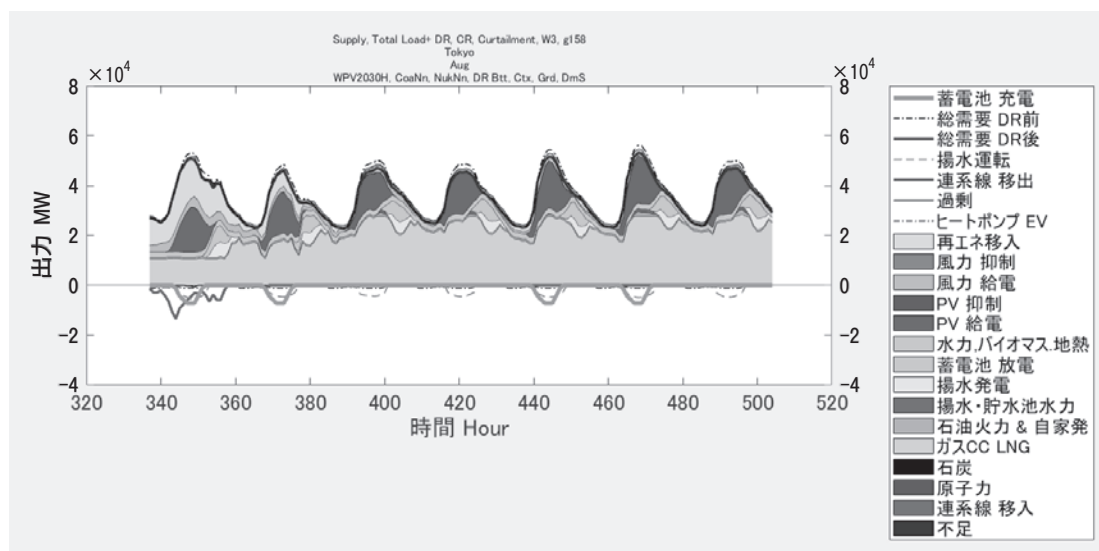


図10 東京エリアの需給，8月3週

（出所）筆者作成 （注）グラフの単位は、 $1 \times 10^4 \text{ MW} = 10,000 \text{ MW}$ 。

風力・PV出力は季節変動が大きいため、電力需要ピーク期には、供給不足回避策として、下げDR（需要削減）の活用が重要になる。東京エリアの8月、中部・関西エリアの1月と8月には、供給がひっ迫するため、下げDR35%で需要削減を行うことが需給バランス確保に効果がある。

（2）連系線増強による出力抑制の緩和

表7は、地域間連系線を増強することで、変動性自然電源（風力・PV）の出力抑制を削減できる効果について、東北と九州エリアに焦点をあてて、OCCTO計画値ケースと本試算ケースを比較した。

①連系線容量が不十分な場合、連系線容量の上限制約により、東北エリアで風力・PV電力が出力抑制され、東京向け送電量が縮小する。本試算は、東北—東京の連系線容量を10.2GWから、15.2GWに増強した。連系線容量10.2GWの場合、東北の出力抑制は17%（10月）、12%（1月）に達した。連系線容量を15.2GWに拡張すると、出力抑制は、5%（10月）、1%（1月）と限定的な水準に低下し、風力発電事業が可能な水準となる。東北—東京の連系線容量を増強することは、特に、東京の1月の需給バランス維持に大きな効果がある。1月は、東北で風力の余剰電力が大量発生するのに対して、東京は冬季需要ピークであり、東北から東京へ、風力余剰電力の送電が無い場合、東京は供給ひっ迫するリスクが残るからである。

②図11、図12は、九州エリアの5月、1月の電力需給である。今回試算では、九州—中国、九州—関西の連系線容量を、2.7GWから5.5GWに増強した。これにより、風力・PV電力の出力抑制率は、13%から4%（5月）、8%から2%（10月）に、3分の1以下に減少した（表7参照）。連系線増強により、九州の出力抑制率を大幅に縮小させることができた。

（3）1日バランス蓄電池の必要量、長期電力貯蔵の必要性

図8、図9、図10、図11、図12の「蓄電池充電」「蓄電池放電」は、1日24時間単位で充放電をバランスさせる蓄電池である。東北エリアの風力出力は、10月と1月には、20GW規模で約2日継続するような長時間・

大量出力になり，1日バランス蓄電池の充放電規模（約2GW）に比べて，はるかに大きい。1日バランス蓄電池は，東北の風力由来の余剰電力のごく一部しか吸収できない。この点を考慮すると，1日バランス蓄電池に加えて，月単位の長期蓄電池を導入する必要がある。長期蓄電池の必要規模については，風力・PVの余剰電力の詳細分析が必要であるため，今後の研究課題としたい。

表7 東北と九州エリアにおける風力・PVの出力抑制率，OCCTO計画値と本試算の比較

東北エリア	OCCTO 長期計画	追加増強, 本試算	九州エリア	OCCTO 長期計画	追加増強, 本試算
(東北—東京) 容量 (MW)	10,280	15,280	(九州—中国) + (九州—関西) 容量 (MW)	2,780	5,560
出力抑制率 (%)			出力抑制率 (%)		
5月	16%	3%	5月	13%	4%
8月	4%	0%	8月	2%	1%
10月	17%	5%	10月	8%	2%
1月	12%	1%	1月	4%	2%

(注) 筆者作成

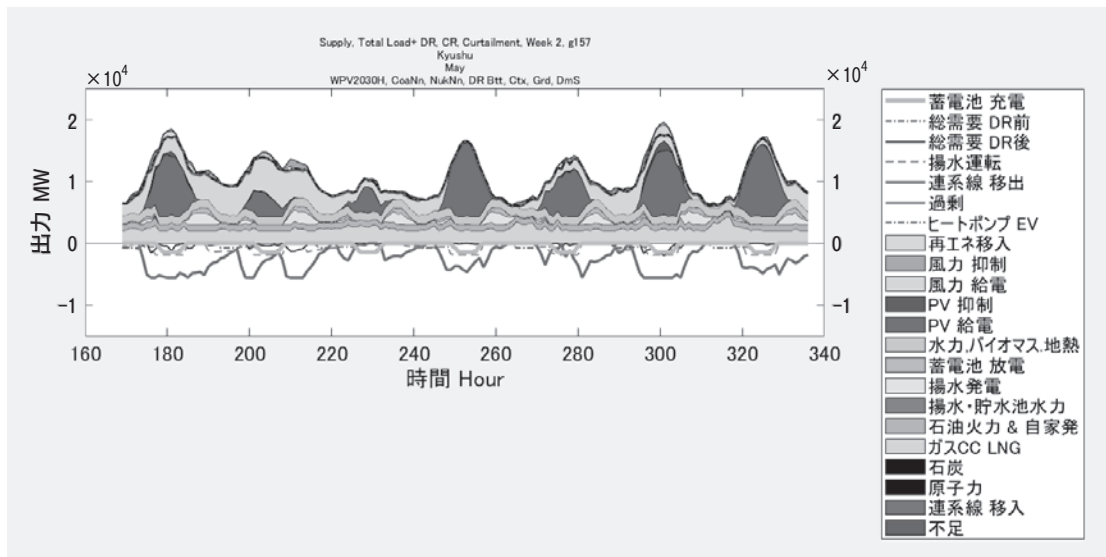


図11 九州エリアの需給，5月2週，九州—中国2.7GW，九州—関西2.7GWに拡張の場合

(注) 筆者作成 (注) グラフの単位は， $1 \times 10^4 \text{MW} = 10,000 \text{MW}$ 。

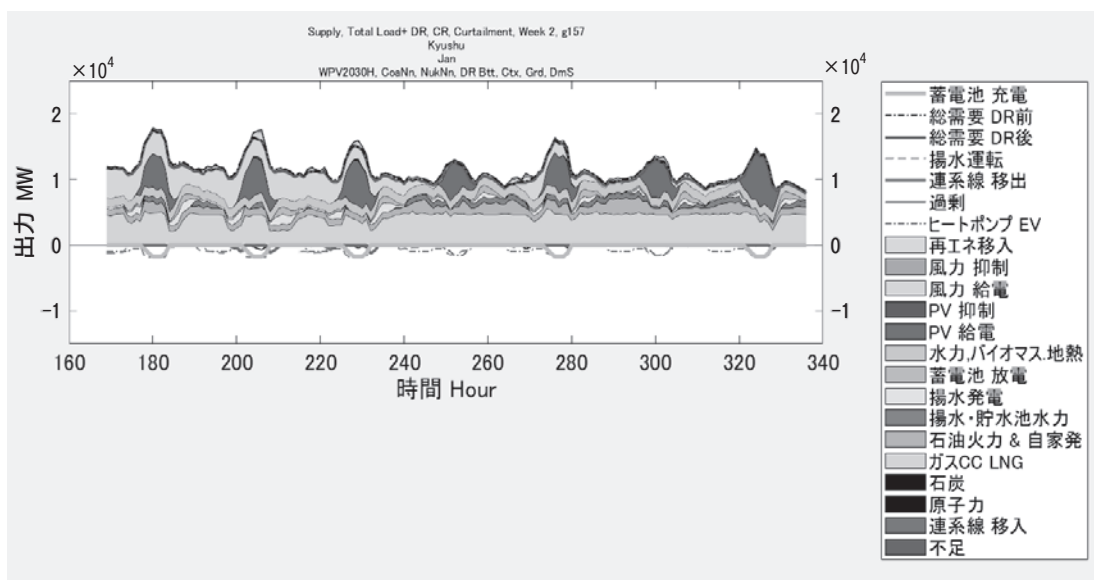


図12 九州エリアの需給1月2週，九州—中国2.7GW，九州—関西2.7GW に拡張の場合

(注) 筆者作成 (注) グラフの単位は， $1 \times 10^4 \text{ MW} = 10,000 \text{ MW}$ 。

8 まとめ

本稿では，風力・PVを大量導入し，2030－2035年を目途に，石炭火力と原子力を廃止した場合の電力需給バランスを推計した。以下の点を確認できた。

- ①風力83GW，PV115GWを導入し，1日単位バランス用蓄電池を20GW導入する場合，原子力及び石炭火力を廃止しても，再エネ電力比率60%を達成することができる。2022年時点で，風力は，全国で117GWもの接続検討申込量が存在している。風力の接続検討申込量のうち，83GWを送電網に連系するならば，再エネ比率60%は達成可能である。
- ②ただし，地域間連系線の運用容量を，OCCTOの2030年長期計画値から大幅に拡張する必要がある。特に，北海道→東京を1.8GW新設，東北→東京を15GW，中国→関西を7.3GWに，九州→関西を2.7GW新設などに増強する必要がある。
- ③東北，北海道，九州エリアでは，地域間連系線を増強すると，風力・PV電力の出力抑制を5%以下に，顕著に削減でき，再エネ電力比率を改善できる。連系線（東北→東京）を15GWにすると，東北エリアの風力・PVの出力抑制を5%～1%（10月，1月）に，顕著に低下させる。連系線（九州→関西）と（九州→中国→関西）を合計5.5GWに拡張すると，出力抑制率を4%以下に抑えることができる。地域間連系線の増強は，東京，中部，関西エリアに再エネ電力を30GW規模で送電できる点で，1日バランス蓄電池20GWよりも，需給調整効果ははるかに大きい。再エネ電力比率引き上げのためには，第一に，地域間連系線の増強を急ぐ必要がある。
- ④東京エリアでは，8月（夏季需要ピーク期）に，中部・関西エリアでは1月（冬季需要ピーク期）に，供給ひっ迫が生じるリスクがあるため，下げDRを35%（時間別需要の35%削減）で実施する必要がある。

⑤風力83GW, PV115GW の出力は、地域と季節により偏差が大きいため（図6，図7参照），需給調整には，1日単位バランス蓄電池20GW では不十分である。5月，10月に余剰電力を蓄電し，8月，1月の供給力を追加（蓄電池放電）するには，1日バランス蓄電池とDRに加えて，月単位の長期蓄電池・電力貯蔵を追加する必要がある。月単位蓄電池の必要量推計については，今後の研究課題としたい。

【謝辞】

本稿は，日本学術振興会の科学研究費助成，科研費（21K12356），基盤研究（C）「風力・太陽光電力の広域送電と電気自動車による2040年の電力需給，低炭素シナリオ」（2021-2023）の研究助成を受けた。火力発電機の設備容量と発電性能のデータ，電気自動車導入ポテンシャル推計，省エネポテンシャルについては，産業技術総合研究所研究員，歌川学氏から提供いただいた。DRの運転プログラムについては，歌川氏との共同研究での議論に基づいて，竹濱がプログラムの作成と解析をおこなってきた。深く感謝申し上げます。

【注】

- 1) CCUS は，排出された二酸化炭素を他の気体から分離・貯留し，分離した二酸化炭素を利用する方法である。発電所や化学工場などから排出された二酸化炭素を分離し，古い油田などの極めて深い地層に注入して貯留する方法などがある。
- 2) The Beyond Fossil Fuels: "Europe's Coal Exit". <<https://beyondfossilfuels.org/europes-coal-exit/>> (visited on 28th Feb 2024)
- 3) 再生可能エネルギー情報提供システム [REPOS（リーボス）] (<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/>)
- 4) 総合資源エネルギー調査会，省エネルギー・新エネルギー分科会，新エネルギー小委員会，系統ワーキンググループ第12回における電力各社の提出資料（2017年10月17日）。
- 5) 電力調査統計「電気事業者の発電所数，出力」（2022年度），日本卸電力取引所（JEPX）の「発電情報公開システム HJKS」より推計。

【参考文献】

- Beyond Fossil Fuel, "Europe's Coal Exit Overview of National Coal Phaseout Commitments", <<https://beyondfossilfuels.org/europes-coal-exit-tab/>> visited on 30th Mar. 2026
- Climate Analytics (2019) "Global and regional coal phase-out requirements of the Paris Agreement: Insights from the IPCC Special Report on 1.5° C" <https://cal-clm.edcdn.com/assets/report_coal_phase_out_2019.pdf?v=1679477882>
- International Energy Agency (IEA) (2021) *Net Zero by 2050*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf>
- Kato, T., K. Kawai, and Y. Suzuoki (2013), "Evaluation of forecast accuracy of aggregated photovoltaic power generation by unit commitment," IEEE Power & Energy Society General Meeting, DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672455
- Komiyama, R. and Y. Fujii (2017), "Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nation-wide power grid", *Energy Policy*, 101, pp.594-611
- U.N.-Convened Net-Zero Asset Owner Alliance (2020), "Thermal Coal Position", <<https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2020/11/Net-Zero-Asset-Owner-Alliance-Thermal-Coal-Position.pdf>>
- UNFCCC (2023), "COP28 Agreement Signals "Beginning of the End" of the Fossil Fuel Era", <<https://unfccc.int/>>

- news/cop28-agreement-signals-beginning-of-the-end-of-the-fossil-fuel-era> (visited on 12th Dec. 2023)
- Yasuda, Y., Carlini, E. M., Estanqueiro, A., Eriksen, P. B., Flynn, D., Herre, L.F., Hodge, B., Holttinen, H., Koivisto, M. J., Gómez-Lózar, E., Martínez, S. M., Menemenlis, N., Morales-España, G., Pelling, C., Ramos, A. and Smith, C., Vrana, T.K. (2023) "Flexibility chart 2.0: An accessible visual tool to evaluate flexibility resources in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 174 <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113116>>
- 荻本和彦・岩船由美子・占部千由・斉藤哲夫・片岡和人・東仁・磯永彰・福留潔（2019）「長期エネルギー需給見通しに基づく2030年の電力需給解析モデルの構築」第35回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.475-480, 論文番号19-3
- 荻本和彦・岩船由美子・占部千由・東仁・黒沢厚志（2021）「2050年の電力需給における低炭素化の可能性」『エネルギー・資源学会論文誌』42巻4号, pp. 204-214
- 加藤丈佳・真鍋 勇介・舟橋 俊久・松本 和也・栗本宗明・鈴置保雄（2017）「太陽光発電合計出力のランプ変動が系統周波数に与える影響に関する一検討」『電気学会論文誌 B』Vol.137, No.4, pp.297-305
- 経済産業省（2022），電力調査統計「電気事業者の発電所数，出力」（2022年度）
- 経済産業省（2025），電力調査統計「電気事業者の発電所数，出力」（2025年度12月）
- 資源エネルギー庁（2021）「経済産業省エネルギー基本計画の概要」<https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_02.pdf>
- 資源エネルギー庁（2022a）「令和3年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書2022）」pp.47-52. <https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2022/pdf/1_3.pdf, 2022年6月7日>
- 資源エネルギー庁（2022b），第36回総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会，系統ワーキンググループ（2022年3月），「再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について」（資料2-1～2-9, 各送電会社の報告資料<https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/036.html>（2026年4月19日閲覧）
- 資源エネルギー庁（2025a）「2040年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」<https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_03.pdf>
- 資源エネルギー庁（2025b）「エネルギー基本計画の概要」<https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_02.pdf>
- 四国電力送配電（2020）「再生可能エネルギーの出力制御見通しの算定結果について」12月11日，総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー省委員会，系統ワーキンググループ第28回会合
- 自然エネルギー財団（2024）「自然エネルギーによるエネルギー転換シナリオ:2040年に向けての展望」<https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20241212.php>
- 竹濱朝美・歌川学（2019）「2030年の西日本における電力需給分析：デマンドレスポンスおよび地域連系線活用——再エネ電源比率大幅拡大の検証」第38回エネルギー・資源学会研究発表会（pp.497-502, 論文番号22-1）
- 竹濱朝美・歌川学（2026）「再生可能電源比率60%と石炭火力廃止に向けて，風力発電の大量導入と蓄電池必要量，出力抑制の削減に関する一考察」第42回エネルギーシステム経済・環境コンファレンス講演論文集，（pp.379-304, 論文番号20-1）
- 電力広域的運営推進機関（OCCTO）（2023）「2023～2032年度の連系線の運用容量（年間・長期）（案）」，2023年2月13日，第4回運用容量検討会資料1-1
- 電力広域的運営推進機関（OCCTO）（2026）「2026～2035年度の連系線の運用容量（年間・長期）」，2026年3月2日，2025年度 第6回 運用容量検討会
- 電気学会 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会編（2016）電気学会技術報告第1386号「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」（電気学会発行）

Assessing the Feasibility of a 60% Renewable, Coal-Free Power System under High Wind Penetration: Inter-Regional Transmission and Battery Storage Requirements

TAKEHAMA Asamiⁱ

Abstract : This study evaluates Japan's power supply-demand balance for the 2030–2035 period under a decarbonization scenario targeting a 60% renewable electricity share, contingent upon the phase-out of coal-fired and nuclear generation. The analysis models integration of 83 GW of wind power, 115 GW of photovoltaics (PV), and 20 GW of battery energy storage systems (BESS) for daily-cycle balancing. Utilizing a unit-commitment (UC-ELD) model and interregional supply-demand analysis, the results demonstrate that a 60% renewable share is technically feasible, but that it necessitates substantial reinforcement of Interregional Transmission Lines (IRTs) beyond the 2030 long-term development plan of the Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan (OCCTO). Specifically, capacity expansions of 3 GW (Hokkaido-Tohoku/Tokyo), 15 GW (Tohoku-Tokyo), 7 GW (Chugoku-Kansai), and 5.5 GW (Kyushu-Kansai/Chugoku) are needed. Compared to the OCCTO baseline, these reinforcements significantly reduce renewable energy curtailment: from 12% to 1% in the Tohoku zone (January) and 13% to 4% in the Kyushu zone (May). Furthermore, the study identifies a critical requirement for demand response (DR) measures to reduce hourly commercial and industrial demand by up to 35% during peak demand periods, particularly in Tokyo (August) and Chubu-Kansai (January). Finally, findings indicate that during summer demand peaks in Tokyo, BESS requires at least a seven-day discharge capability to mitigate charging failures resulting from prolonged insufficient PV output.

Keywords : supply-demand grid balance; Unit Commitment-Economic Load Dispatch (UC-ELD); renewable curtailment; interregional transmission line development; demand response; daily-cycle BESS.

i Professor, College of Social Sciences, Ritsumeikan University