



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

エネルギー危機を踏まえた電力システム改革の提言

2022年11月2日

公益財団法人 自然エネルギー財団

作成担当者

この提言書は、自然エネルギー財団の電力システム改革研究チームが執筆しました。財団の特任研究員の高橋洋 都留文科大学教授には、研究チーム全体を率いて執筆全般に示唆をいただきました。

(主な執筆者)

高橋 洋 特任研究員/都留文科大学教授
木村 誠一郎 上級研究員
工藤 美香 上級研究員

免責事項

本提言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提言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。

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東京電力福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義ソフトバンクグループ代表を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には、自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした 社会の構築を目的として活動しています。

目次

はじめに	1
第1章：エネルギー危機の構図	2
第1節：電力の価格高騰と「電力難民」問題の背景	2
第2節：電力の需給ひっ迫の背景	3
第3節：「供給力不足」の実相と太陽光の役割	4
第2章：電力システム改革10年の成果と更なる課題	8
第1節：電力システム改革10年の成果	8
第2節：エネルギー危機で明らかになった課題	10
第3章：電力システム改革の理念に基づく電力の安定供給を実現するための提言 .12	12
第1節：短期的対策（～1、2年）	12
第2節：中期的な対策（～5年）	14
第3節：長期的な対策（～10年）	17
おわりに	20
参考資料1：家庭用太陽光発電・蓄電池の導入と経済性シミュレーション	21
参考資料2：49kW太陽光発電所に過積載・蓄電池導入を行いFiPで運用した場合の電力供給量シミュレーション	24

はじめに

2022年2月のロシアのウクライナ侵攻を受けて、世界的にエネルギー危機が叫ばれている。化石燃料の国際価格が高騰し、欧州ではロシアによる供給停止も起きている。これらの影響も受け、日本でもエネルギー価格が高騰し、企業や家計の負担を増加させている。中でも電力分野では、新電力の撤退や企業が電力供給先を見つけられない「電力難民」も発生している。また3月や6月には、電力の需給ひっ迫が懸念される事態が起きた。これらエネルギー危機について、「脱炭素の急ぎ過ぎが原因」、「原子力発電の再稼働を急ぐべき」などという主張が行われ、さらには電力システム改革自体が間違いだったという意見すらでてきている。

しかし今般の危機の本質は、化石燃料の供給構造が抱える不安定性に由来するリスクであり、1970年代の石油危機を例として、過去にも繰り返されてきた。またその代替として原子力に頼ることも発電コストの高騰や建設に長期間を要すること、放射性廃棄物の問題などを踏まえれば、現実的な選択肢ではない。むしろ、自然エネルギーの導入率が、代表的先進国の半分以下にとどまっていること、将来の導入目標も低いこと、さらに市場メカニズムを効果的に活用できていないことなどが、日本が直面している危機の背景にあるといえる。つまり、エネルギー転換の遅れと電力システム改革の不徹底こそが、より本質的な要因と考えられる。

このような観点から、本提言では、電力分野に焦点をあて、今般のエネルギー危機の構図を分析し、これと関係する電力システム改革の現状を確認する。その上で、危機を克服して安定供給を確保するとともに、化石燃料の利用から脱すべく、本来の電力システム改革を加速・徹底するための提言を行う。

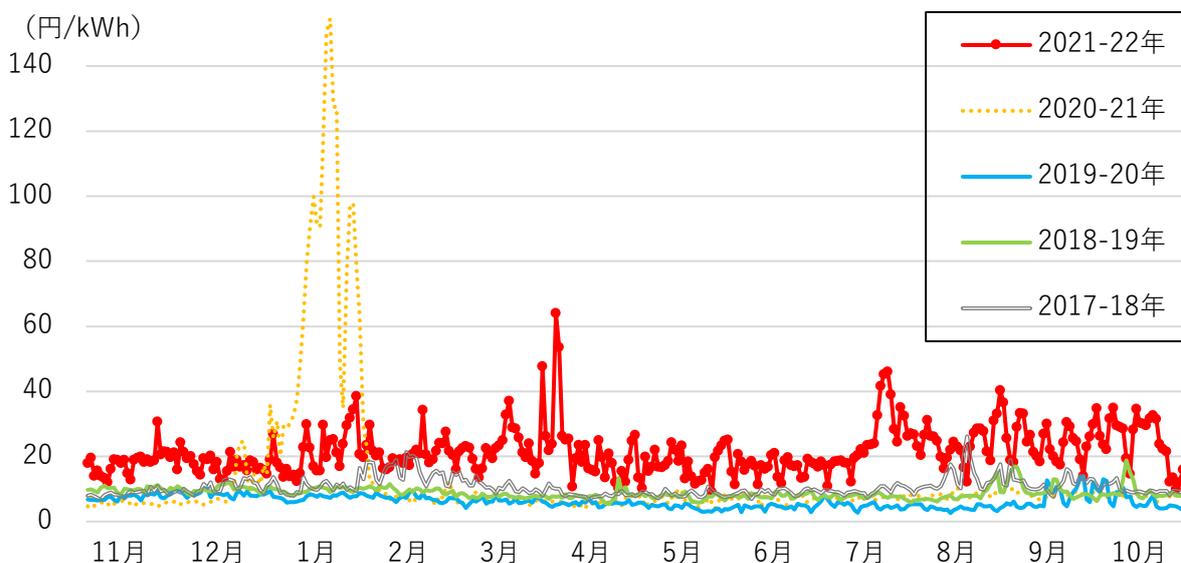
第1章：エネルギー危機の構図

今般の日本におけるエネルギー危機は、電力分野において、化石燃料の価格高騰に端を発する新電力の撤退や「電力難民」という小売・需要側の問題と、需給ひっ迫という発電・系統運用側の問題の2つに分けることができる。これらは、重なっている部分もあるが、その要因は本質的に異なる。それぞれの危機の構図を正確に理解することが、解決策の策定に寄与する。

第1節：電力の価格高騰と「電力難民」問題の背景

第1の「電力難民」については、2021年1月の電力スポット価格の高騰に遡ることができる。この際には、2021年末頃からの化石燃料の国際価格の影響は限定的で、さらに国内の電力需給はひっ迫していない中で、スポット価格のみが1ヶ月にわたって突如として高騰した。電力・ガス取引監視等委員会（電取委）の調査によれば、大手電力会社等が、天然ガスの在庫の減少を受け、止むを得ず玉出しを減らした結果であり、公正競争上問題ないと整理された。

図1：電力スポット価格の推移：11月1日～9月30日



出所：日本卸電力取引所のシステム価格（1日平均値）を基に自然エネルギー財団作成。

しかしながら、図1の通り、2月以降には10円/kWh以下という以前の状況に戻ったことから、2021年1月（橙波線）のスポット価格が急高騰している事態は、明らかに異常であろう。市場機能に何らかの問題があったと考えるべきだが、その説明は十分に尽くされていない。

2021年の11月から、価格は再度高騰し始めている（図1：赤線）。この際には、新型コロナウイルスからの経済回復に伴う化石燃料の国際価格の高騰が主因と考えられる。

さらに 2022 年 2 月以降はロシアのウクライナ侵攻が加わり、10 月現在に至るまで、スポット価格は 20 円/kWh 前後を推移している。日本の電源構成の 75%は化石燃料に依存する火力発電であるため、燃料価格が 2～3 倍になれば、電力価格も高騰するのは避けられない。

これは、小売電気事業者にとって販売価格の逆ザヤが 1 年近く続いていることを意味する。実際に大手電力の 4-6 月決算では、10 社中 7 社が純損益で最終赤字を計上した。それでも大手電力は社内取引の割合が高いが、新電力はスポット価格高騰の影響を受けやすい。そのため、新電力の 1 割以上に相当する 104 社が、小売事業の撤退や契約停止、倒産や廃業となった¹。

その影響を特に受けたのが、規模別販売電力量ベースで 2 割以上を占める、新電力と契約をしていた高圧の需要家である。大手電力との契約もできない状況に陥った需要家も多い。この結果、10 月には、本来は一時的な緊急措置である一般送配電事業者と最終保障供給契約（「最終保障供給約款」に基づく供給契約）を結んだ需要家が 4.5 万件を超えるという異常事態に陥っている²。これには、最終保障供給の料金が、高騰する市場価格を下回った特殊状況もあるが、ここしか行き場がなかったという事情もある。そして、逆ザヤが積み上がることを避けるため、2022 年 9 月から最終保障供給の料金は実質市場連動となったために、これら需要家の支払う料金は跳ね上がることになる。

自由競争であるから、赤字続きになれば事業撤退はやむを得ない。また新電力の中には、価格高騰に備えた対策が不十分だったところもあるだろう。しかし、これほど多くの新電力が撤退に追い込まれた背景には、電力システム改革を経ても依然として国内の火力発電設備の 8 割を大手電力が保有するといういびつな構造にあることや、先物市場が小さく利用しづらいこと、グロスビディングにより拡大したように見えるスポット市場も、実質的には機能していると言い難いことなどがある。

第 2 節：電力の需給ひっ迫の背景

第 2 の需給ひっ迫は、2022 年に入り、東京電力パワーグリッド（以下、東電 PG）管内などで発生した。まず 3 月 16 日には、福島沖地震により太平洋岸に立地した計 6.5GW の火力発電所が運転停止した結果、突発的に需給バランスが崩れた。供給力が明らかに足りない場合、一般送配電事業者は部分的に負荷遮断することで、需給バランスを回復し、大規模停電を回避する。このため、東電 PG 管内で 210 万戸が停電した。

¹ 帝国データバンク、「新電力会社」事業撤退動向調査（6 月）。

² 2022 年 2 月までは、1 千件未満で推移していた。電力・ガス取引監視等委員会ニュースリリース（2022 年 10 月 17 日）。

次に3月22日には、地震による火力の運転停止が続く中、真冬並みの寒さが東京を襲い、電力需要が増大した。前日の21日の時点で翌日の予備率がマイナスになると見込まれたため、初めての電力需給ひっ迫警報が発令された³。この際は、警報の発令が遅かったために企業などによる節電の取組が遅れたが、最終的には需要が抑制され、また地域間連系線を使った電力融通も奏功し、停電には至らなかった。

最後に、6月末に東電PG管内で電力需給ひっ迫注意報⁴が4日連続で発令された。この際は、6月としては史上初の猛暑日が続く、電力需要が急増した結果、予備力に余裕がなくなった。これに対しても節電努力や電力融通により、なんとか事なきを得た。

このように、今般の需給ひっ迫は自然現象に由来する突発的な要因が大きい。また必ずしも全国各地で需給ひっ迫が起きているわけではない。どこでどのような「供給力不足」だったのか、節を移して確認したい。

第3節：「供給力不足」の実相と太陽光の役割

第1に、そもそも今般の需給ひっ迫は、ほぼ東電PG管内のみで起きている。需給ひっ迫警報が出された3月22日も、需給ひっ迫注意報が出された6月末も、そのひっ迫した30分コマの多くが東電PG管内であった（表1）。一方で、年間最大需要を記録することが多い7月や8月は、今夏も猛暑により電力需要は増大したが、どの管内でも需給ひっ迫の注意報も警報も発令されなかった。全国的な危機でなければ、地域間の電力融通が効果的なはずであり、実際に今回も一定程度活用された。

表1：2022年3月、6月、7月、8月の全国のエリア別広域予備率

	5%未満コマ数		備考
		うち東電PG管内コマ数	
3月	58	41	58の内42コマが3/22 17コマが東北電力ネットワーク管内
6月	22	16	22の内21コマが6/27-30
7月	30	5	
8月	18	7	年間最大需要を記録

注：電力広域的運営推進機関（広域機関）のデータから、10エリアの30分単位のエリア別広域予備率を算出した。3月であれば、全コマ数=48コマ×30日×10エリア=14,400コマとなる。

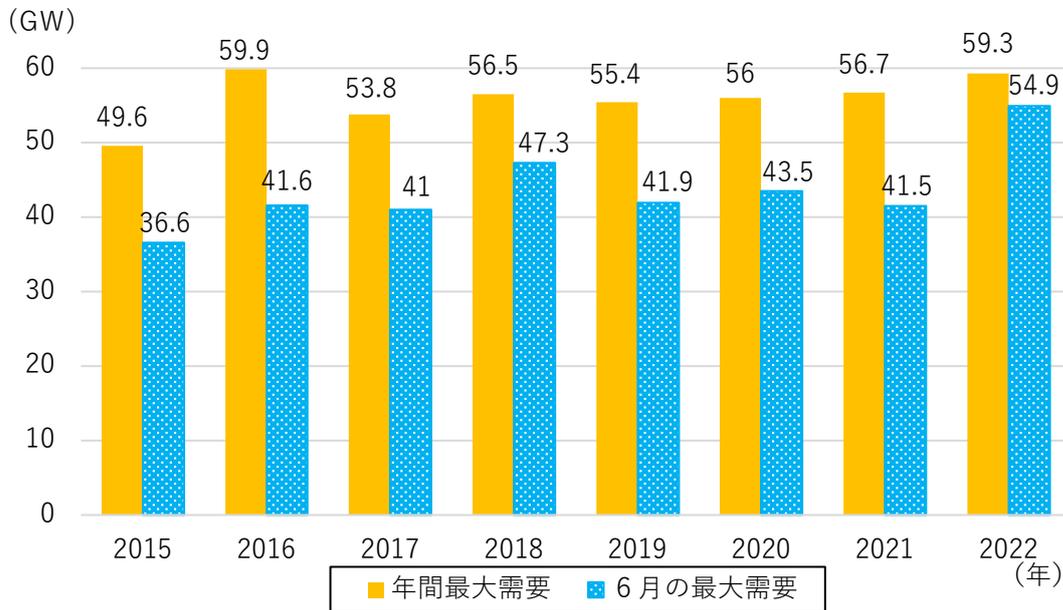
出所：広域機関のデータを基に自然エネルギー財団作成。

³ 3月22日については、東北電力ネットワーク管内でも需給ひっ迫警報が発令された。3月16日の地震により止まった火力の多くが東北電力ネットワーク管内にあったからである。

⁴ 需給ひっ迫警報は、翌日の予備率が3%以下の時に、注意報は5%以下の時に、発令される。

第2に、その東電 PG 管内についても、どの時期のどのような「供給力不足」なのかは検証が必要である。東電 PG 管内の年間最大需要は、真夏の 60GW 程度であり⁵、今夏も含めて一般送配電事業者はこれに適切に対応してきた（図2）。しかし、6月の最大需要が50GWになるのは稀であり、例年これらの時期には火力発電所の1割程度が計画停止されている。原子力は全て停止しているが、それも事前に織り込んで運転計画が作成されている。そのような前提の下で、6月に異常な猛暑による需要増が起きた結果、需給に余裕がなくなったのである。東電 PG 管内は、2017年1-2月にも電力融通を受けている。気象状況の変化による需要の変化に、域内の系統運用の高度化や自然エネルギー電源の導入が追いついておらず、供給力不足の一因になっている可能性がある。

図2：東京電力管内の年間と6月の最大需要



出所：東電 PG「でんき予報」を基に自然エネルギー財団作成。

⁵ 今夏の東電 PG 管内の最大需要は、8月2日13-14時の59.3GWであった。この時の予備率実績は8%で、需給ひっ迫は生じていない。東電 PG「でんき予報」。

第3に、脱炭素化の推進が供給力不足を招いたのか、という問題である。脱炭素化のために二酸化炭素排出量の高い石炭火力は早期にフェーズアウトされるべきであり、また、電力自由化したのだから、収益性の低下した老朽火力を廃止するのは合理的な選択でもある。しかし、欧州諸国と異なり、日本は脱石炭火力を明確化しておらず、2030年時点の石炭火力の電源構成目標は19%と高い（第6次エネルギー基本計画）⁶。それどころか、政府と大手電力会社などは2011年以降、積極的に石炭火力の新增設を進めてきたのが現実である。この結果、火力発電の設備容量は2021年時点では2011年とほぼ同じ水準にある。脱炭素化政策が供給力不足を招いたわけではない。

同じ期間に原子力発電の廃炉が進み、また再稼働できない原子炉が多いために、火力発電と原子力発電の合計では、供給力が減少していることは事実である。しかし、ここで問われるべきは、2030年に原子力発電で電力の20-22%を供給するという実現可能性の低いシナリオに固執し、自然エネルギー電源の拡大を中心に十分な代替電源を確保しようとしなかったエネルギー政策の誤りであろう。

第4に、太陽光発電の役割は肯定的に評価されるべきである。経済産業省は、太陽光の出力減を需給ひっ迫の一因として発表している⁷。3月22日には、確かに悪天候により太陽光の発電電力量は限定的だった。しかし、それは事前に予測された現象であり、予め他の手段で対応できたのである。地震により太陽光が大量に運転停止したわけではない。それどころか、この日は、事前の見通しでは太陽光の供給力は39万kWであったものが、実際は最大で174万kWを記録しており、むしろ多く発電している。

また6月末には、夕方にひっ迫度合いが高まるのが太陽光のせいだと問題視された。しかし、太陽光発電の発電電力量が夕方に減少するのは当然のことであり、この時間帯には火力や揚水発電、電力融通、更に他の自然エネルギー電源で補うべきものだ。逆に正午前後には、東電PG管内の需要の25%を太陽光が担っており、午後の遅い時間帯に発電する揚水発電への寄与分も含めて大きな貢献をした。変動電源のシステム統合には、様々な手段の合理的な活用が不可欠であり、それが電力システムの「柔軟性」に繋がる。

⁶ 資源エネルギー庁「2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」（2021年10月）。

⁷ 例えば、資源エネルギー庁「2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫に係る検証について」経済産業省総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（第47回）（2022年4月12日）資料3-4。要因3つの内1つが、「太陽光の出力大幅減」。

自然エネルギーに課題があるとすれば、東電 PG 管内のみならず全国的に風力発電の導入が著しく遅れていることである。風力は太陽光が発電しない夜間にも発電し、太陽光の出力が弱まる曇天時にむしろ発電電力量を増やす傾向にある。太陽光と風力という二つの変動型自然エネルギーは、相互に補完する関係にある。太陽光に加え風力の導入を加速することにより、一層電力供給の安定化に寄与することができる。この遅れも、後述の通り、政策的要因が大きい。

以上のように、電力の価格高騰と「電力難民」問題は、化石燃料が抱える本質的な脆弱性の表れであるが、同時に日本の電力システム改革の不十分性にも起因した問題である。また電力の需給ひっ迫については、主に東電 PG 管内に限定的な問題であり、ウクライナ侵攻が加速したエネルギー危機との関係は薄い。脱炭素の急ぎすぎという指摘はあたらず、むしろ石炭火力などを代替すべき自然エネルギー電源の導入の遅れこそが問われるべきである。

今回のエネルギー危機の教訓とすべきは、化石燃料への依存を減らすことの重要性であり、純国産で価格競争力を増している自然エネルギーの導入を加速し、エネルギー自給率を高めることである。同時に、自然エネルギーの導入を促進するためにも電力システム改革を徹底していくことである。

第2章：電力システム改革10年の成果と更なる課題

それでは、日本における電力システム改革は、どこまで進んでいるのだろうか。電力システム改革は、東京電力福島第一原発事故後、2012年に資源エネルギー庁に設置された電力システム改革専門委員会から始まった。それ以前からあった電力自由化とは異なり、より自然エネルギーの導入を意識した包括的な制度改革である。それから10年が経過し、主要な改革は実施され、一部の成果は上がりつつある。一方で、今般のエネルギー危機により様々な課題が改めて認識された。

第1節：電力システム改革10年の成果

電力システム改革専門委員会の報告書を受けて、政府は「電力システム改革の基本方針」（2013年4月2日閣議決定）を公表した。その3つの柱は、「広域系統運用の拡大」「小売及び発電の全面自由化」「法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保」であり、2020年までに段階的に実施された。

まず、広域系統運用の拡大を実現するため、2015年に電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）が設置された。これにより、それまでの各電力会社間の限定的な協力関係から、全国規模での系統運用を議論・整備する体制が出来上がった。また、2016年には小売・発電の全面自由化が開始され、2022年3月には販売電力量の約2割を新たに参入した小売電気事業者が供給している⁸。2020年4月からは発送電分離が実施され、発電・小売部門とは別の会社が送配電業務を担っている⁹。

加えて、自由化した市場への行政の監視機能を強化するため、2015年に電取委が設置された。電取委は、市場監視とともに市場制度の改革提案を行うなど、公正な競争環境を整備する役割が期待されている。

⁸ 資源エネルギー庁「電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について」電力・ガス基本政策小委員会（第54回）（2022年10月17日）資料5。

⁹ 沖縄電力を除く。

これらの改革の成果は徐々に表れ始めている。需給状況に応じて、広域機関を通じた周辺地域との電力融通が当たり前のように実施されるようになった。この間、北海道・本州間の連系線が 60 万 kW から 90 万 kW へ、東西周波数変換施設が 120 万 kW から 210 万 kW に増強され、広域運用に活用されている¹⁰。地域間連系線の利用ルールは、先着優先から原則メリットオーダーに変わり（間接オークション）、限界費用が安い自然エネルギーが地域間連系線を通じて全国で利用できる仕組みも導入された。調整力を広域で確保・運用する需給調整市場も開始した。更に、2050 年に向けた系統計画であるマスタープランの策定が進められており、洋上風力のポテンシャルを考慮した北海道・本州間の長距離海底送電線も含まれている¹¹。

揚水発電は、太陽光による昼間の安い電力を吸収して夕方以降に発電する運用に変更され、系統に柔軟性を提供しており、現在より一層の活用に向けた議論が進められている。

こうした中で、太陽光発電の導入量は増加し、2021 年までの累積導入量は 75GW（世界第 3 位）で¹²、各地の昼間の電力供給を支えている。他方で風力発電は、系統整備や接続ルールの問題等に直面し、4.5GW と低迷している。

電力システム改革の議論は、2013 年の「基本方針」の柱が実施済みとなった後も継続している。2020 年と 2022 年の電気事業法改正で導入された配電事業やアグリゲーター（特定卸供給事業）、蓄電事業は、分散型である自然エネルギーの特性や自由化された電力市場を活かした新たな事業として、法的に位置づけられた。

このように、この 10 年で行われた電力システム改革は、自然エネルギーによる限界費用の安い電力が全国で活用され、地域の安定供給に貢献し、需要家のニーズに応え、新しい事業が展開される革新的な産業・市場を創成する素地を作ってきたといえる。

一方、前章で見たように、今般のエネルギー危機はこれまでの電力システム改革の到達点が決して十分とは言えず、なお大きな課題を残していることも示唆している。

¹⁰ 東西周波数変換施設については、過去に増強計画の反対もあったが、前述の東電 PG 管内の電力ひっ迫時には、大きな役割を果たしており、増強されなければさらに厳しいひっ迫状態になっていた。

¹¹ 資源エネルギー庁「次世代電力ネットワークの構築に向けて」電力・ガス基本政策小委員会（第54回）（2022年10月17日）資料4-2。

¹² IRENA, "Renewable Capacity Statistics 2022" (April 2022)

第2節：エネルギー危機で明らかになった課題

今般のエネルギー危機は、化石燃料の利用から速やかに脱却すべきことを再認識させ、実際に欧州は自然エネルギーと省エネルギーという両輪によって、脱ロシアと脱化石燃料という二つの課題への対応を同時に加速している。対照的に日本では、2021に決定された第6次エネルギー基本計画においても、2030年の自然エネルギーの導入目標は36-38%と、欧州各国に比較すれば依然として低い(表2)。2022年2月のウクライナ侵攻後エネルギー危機が加速しても、その引き上げをめざす議論は政府からは全く聞かれない。

表2：欧州諸国と日本の再エネ導入率の実績と目標

	ドイツ	イギリス	イタリア	スペイン	日本
2020年実績	44%	43%	42%	44%	20%
2030年目標	80%	(注)	70%	74%	36-38%

注：英国は2030年の導入率目標を掲げていないが、2030年までに洋上風力発電を10GWから50GWに増やし、2035年までに太陽光発電を14GWから70GWに増やすことを目標にしている。

出所：IEA, Energy Atlas (実績)、各国政府資料、EMBER "European renewables target tracker" (Last update October 2022) を基に自然エネルギー財団作成。

政府は、コストが低く純国産である自然エネルギーの導入を加速すべきであり、そのためには、電力システム改革の進め方を見直し、加速していくことが必要である。その主な課題は以下のとおりである。

第1は、大手電力と新電力の競争条件の格差である。電源構成の75%が火力発電である以上、化石燃料価格が高騰する中で、電力の価格高騰は平均的には避けられない。それでも、大手電力は自社電源を大量に保有し、社内取引が多くを占め、それらは市場価格の影響の度合いが小さいため、新電力より相対的に被害が小さい。大手電力の発電部門と小売部門が完全に分離されていないため、新電力は同等の条件で電力を調達できないし、規模が小さい先物市場の活用にも限度がある。電取委は、大手電力会社に対して内外無差別な卸売を求めているが、道半ばである。公正な競争の結果でなく新電力が撤退するとすれば、電力システム改革の徹底度合いに問題がある。

第2に電力の需給ひっ迫については、一部地域における突発的な事態だとしても、短期的には需要側で対応することが効果的であり、そのための制度の確立が課題となる。無理な節電や大臣によるお願いベースでは長続きせず、合理的なデマンドレスポンス(DR)が求められる。このためには、価格シグナルが機能する公正な電力市場が不可欠であるが、今般のひっ迫に対して効果的に活用されなかった。これは、スポット市場の寡占や需給調整市場や先物市場の機能不全、内外無差別の不徹底などに起因すると思われる。

第3に、エネルギー危機の構造的要因として、自然エネルギーの導入が遅れていることである。欧州諸国と比べれば、日本の遅れは明らかであり（表2）、これが需給面からも価格面からも今般の危機に影響している。この遅れは、系統接続や出力抑制など、未だに自然エネルギーの導入に制約が多く、自然エネルギーを取り巻く電力市場が公正ではないからである。また、北海道や東北などの莫大な風力資源を全国で有効活用するなど、抜本的に自然エネルギーの導入を加速するには、広域機関で検討中のマスタープランの強化と実現を急がなくてはならない。

このように今般のエネルギー危機には、電力システム改革を十分に実行してこなかったことが、大きく働いている。しかし政府は、エネルギー危機への対応として、電力システム改革の徹底や自然エネルギー導入の加速を打ち出さず、寧ろ原発の再稼働の拡大や新增設にまで言及した。特に新增設については、諸外国の事例を見ても極めてコスト高である上、実現しても10年以上先の話になると思われ、危機対応としては的外れである。

第3章：電力システム改革の理念に基づく電力の安定供給を実現するための提言

これからの改革は、2013年の電力システム改革専門委員会の報告書に明記された、電力システム改革の理念を踏まえる必要がある。この記述を改めて見直すと、「再生可能エネルギーを含めた多様な供給力の活用がこれまで以上に求められる」一方で、「原子力発電への信頼が大きく揺らいだ」こともあり、「今後中長期的に電力価格の上昇圧力となる」ことが示唆されている。そのために、「需要側の工夫や分散型電源が、需給を均衡させるための手段としてより期待される」とまで明記されている。今般のエネルギー危機において、これら手段が十分に活用されなかったことは反省しなくてはならない。

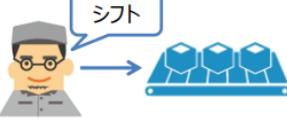
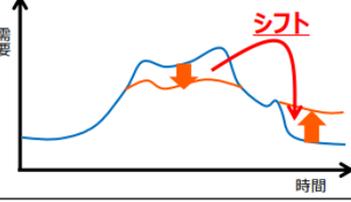
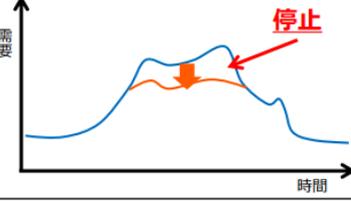
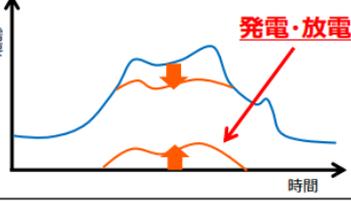
2021年の第6次エネルギー基本計画では、2050年脱炭素の長期目標が位置付けられ、再生可能エネルギー最優先の原則も明記された。エネルギー危機を克服するとともに脱炭素・脱化石を実現するため、自然エネルギーの主力電源化は待ったなしである。そのため、電力システム改革の理念に基づき、以下の対策が考えられる。それらは、1、2年以内に効果が生じる「短期的対策」、5年程度の時間軸で行われる「中期的対策」、10年以上の長期的スパンで取り組む「長期的対策」である。

第1節：短期的対策（～1、2年）

短期的対策とは、大掛かりなインフラ投資やシステム改修、制度変更などを伴わずとも、現状の枠組みにおいて対応可能な対策を意味する。そのうち、専門委員会報告書においても記されていた有効な方策が、DRである。

経済産業省によれば、DRは3手法に分けられる（図3）。第1の手法は、工場などで適用可能なピークシフトであり、例えば、生産工程を分散化するなどにより、電力のピーク時間帯をずらす。第2はいわゆる節電であり、電力が不足する時間帯に電気製品等の運転を停止するなどにより、電力使用量を純減する。第3は、太陽光発電設備や蓄電設備を導入することで、電力不足への対応を技術的に行う。

図 3：DR の実施手法

生産設備によるDR（ピークシフト）	空調等によるDR（純減）	発電機・蓄電池等によるDR
		
		
<p>指定の時間帯に生産設備を停止させることでDRを行う。 停止させた分は夜間等にシフトすることで生産量を維持する。</p>	<p>指定の時間帯に空調等の負荷設備を停止させることでDRを行う。</p>	<p>指定の時間帯に発電機を発電、または蓄電池を放電することで節電を行う。</p>

出所：資源エネルギー庁「ダイヤモンド・リスポンス（DR）の活用に向けて」¹³。

第2の節電としてのDRは、経済産業省も力を入れている。具体的には「電気利用効率化促進対策事業」という名称で2022年度に1,784億円の予算が計上され、需要家はDRを含む節電プログラムに参加表明を行うと、個人2,000円、法人20万円が政府より支給されることとなった。経済産業省によると、小売電気事業者250社以上が節電プログラムに参加し、2022年12月から2023年2月の冬季のDR実施に向けた準備を進めているとされる¹⁴。

その際、時間帯に関係なく電力消費を減らすだけでなく、特にひっ迫時あるいは価格高騰時に減らすことで、効果が大きくなる。そのためには、市場メカニズムを活用し、消費側にインセンティブを与えることが不可欠である。そのような料金メニューやDR支援サービスに対して、補助が与えられるようにすべきであるし、大前提として、適切な価格シグナルが発せられる公正な競争環境を整備することも重要である。

とはいえ、価格のみで消費側を動かすことには限界がある。空調等を自動制御する支援機器など、テクノロジーを活用することで、消費側の行動変容を促すことが容易になる。特に、近年のコスト低下が著しい太陽光発電及び蓄電池を、消費側に導入することが有効である。自然エネルギーの導入は、価格高騰対策としても需給ひっ迫対策としても効果は大きい。更に家庭への太陽光発電の設置は、短期間で可能であり、既存システムへの負荷も小さい。従って、これら機器への補助は効果が大きい。財団が行ったシミュレーションでも、太陽光発電の導入が（また適切な補助金の活用で蓄電池の導入も）経済性を担保しながら供給力の拡大に貢献することが示されている（後掲参考資料1を参照）。

¹³ 電力・ガス基本政策小委員会（第50回）（2022年5月27日）資料4-3。

¹⁴ 2022年10月7日西村経済産業大臣の閣議後記者会見の概要。

以上から、短期的対策（～1、2年）として、以下を提言する。

（短期的対策に対する提言）

- ・ デマンドレスポンスの導入・適用拡大による需要抑制（消費者に広く受け入れられる DR メニューの開発などを通じた小売電気事業者による積極的貢献）
- ・ 技術（太陽光発電・蓄電池）を活用したデマンドレスポンスの持続的拡大
- ・ 蓄電池導入に対する補助施策の拡充

第2節：中期的な対策（～5年）

電力の安定供給について、今後5年程度を見据えて実施する対策としては、大きく2つの視点が挙げられる。一つ目は既存の自然エネルギー発電所をより有効活用し、需給ひっ迫時などに適切な供給力を提供できるような体制にすること、もう一つが、さらなる自然エネルギー発電所の導入を促す方法であり、具体的には送電線運用を高度化することである。以下、それぞれについて述べる。

1) 既存の自然エネルギー発電所からの需給ひっ迫時の供給力の提供

電力系統への蓄電池導入の設置場所にかかる議論は、需要側、発電側、系統用の3つが考えられる。需要側については、短期的対策でも述べた通り、ここ数年で蓄電池の価格は低下してきており、補助金の金額次第では需要家サイドに導入のインセンティブが生じ始めている。すなわち、災害への備えとしてのコストを見込まずとも、経済的な視点のみで導入が進む可能性が見えてきた。

系統用蓄電池については、2022年の電気事業法改正に伴って蓄電ビジネスが発電事業の一つとして位置付けられることが定まり、2021年度補正予算から経済産業省の補助金も設定され¹⁵、導入が進みつつある。系統用蓄電池ビジネスにおける収益源は大きく2つあり、1つが時間帯ごとの電力価格の値差を利用した売買電に伴う差益（kWh 価値の提供）、もう1つが需給調整市場からの収益（ Δ kW 価値の提供）である。すなわち、それら市場が蓄電池ビジネスの収益源として成立すれば、投資が促されることになる。一般的に蓄電池の充放電ロス（揚水発電に比べて小さいとされる（揚水発電の充放電ロス：30%程度、蓄電池の充放電ロス：10%程度）ことから、揚水発電に代わる電力の安定供給手段として期待できる。一方で導入コストは、揚水発電が蓄電容量（kWh）に対して2-3万円程度で建設できる¹⁶のに対し、蓄電池はその数倍（少なくとも2倍）以上であることを踏まえると、蓄電池を電力貯蔵手段としてみなせるようになるまでには、一定の時間が必要と思われる。

¹⁵ 2021年度補正 再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業ウェブサイト。

¹⁶ 三菱総合研究所「蓄電システムをめぐる現状認識」蓄電システム普及拡大検討会（第1回）（2020年11月19日）資料5。

発電側蓄電池については、経済産業省が設置する委員会（総合エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会）においても議論が行われている。この中では、既存の自然エネルギー発電所によって電力の安定供給を図るための具体的取り組みが検討されており¹⁷、既存 FiT 太陽光発電所への蓄電池導入も俎上に載っている。

- ・取り組み①： FiT 発電所の FiP 移行推進
- ・取り組み②： 既存 FiT 太陽光発電所への蓄電池導入インセンティブの付与
- ・取り組み③： 既存 FiT 太陽光発電所へのパネル増設インセンティブの付与

これら3つの取り組みは、変動型自然エネルギー発電をより電力市場へ統合する動きと捉えられる。もっぱら天気次第で発電電力量が変わるとされてきた自然エネルギーについて、発電者がより高い収益を得ようとする経済行動によって、需給を安定化させようとする点は、電力システム改革の趣旨に即していると言えよう。

とりわけ、取り組み②および③は、既存 FiT 太陽光発電所が保有する系統接続容量を有効に活用し、あらたな送電線敷設などを伴わずとも自然エネルギー電力の供給力を増やし、さらに需給ひっ迫が起きうる時間帯に電力供給がより行われる仕組みであると言える。これこそ、電力システム改革が目指していた価格シグナルに基づく需給調整機能であり、今後5年程度の中期的な視点を考慮すると、既存の FiT 太陽光発電所はそれを実現する有力な候補となる。参考資料2（後掲）に、既存の FiT 太陽光発電所へ蓄電池を導入し、また太陽光パネルを過積載化することにより、系統容量の有効活用を進めた場合のシミュレーション結果の一例を示すが、これらの取り組みを合わせて行うことで電力の安定供給に貢献することがわかる。

2) 送電線運用の高度化による自然エネルギー発電所の導入拡大

第3節で触れる通り、自然エネルギーの大量導入には、送電線の増強が不可欠である。しかしながら、送電線建設には一般的に5年以上の時間がかかることから、5年以内の中期的対策としては、日本版コネクト&マネージが現実的かつ効果的な手段である。

日本版コネクト&マネージとは、既存送電線の運用を高度化させることで、自然エネルギー電源の接続を拡大するものであり、具体的には想定潮流の合理化、N-1電制、ノンファーム型接続の3つを指す。既に想定潮流の合理化について実施されており¹⁸、ノンファーム型接続については、図4の通り基幹系統について2021年1月から適用

¹⁷ 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（第44回）（2022年8月17日）資料1。

¹⁸ 広域機関「想定潮流の合理化の適用に関するお知らせ」（2018年2月21日）。

が開始され、N-1 電制については、特別高圧系統について 2022 年 6 月から適用が開始されている。

ノンファーム型接続については、基幹系統のみでは不十分であり、ローカル系統まで対象を拡大すべきである。現在、東電 PG 管内において一部試行的な取り組みが進められており¹⁹、それらの結果も踏まえ、今年度から具体的な検討が行われる予定である。既存の送電線を前提として、自然エネルギー発電の接続を拡大できることから、取り組みを加速すべきである。

図 4：日本版コネクト & マネージの導入見通し

(参考) 適用系統・電源と制御対象・方法の整理

	1. 基幹混雑(平常時)			2. ローカル混雑(平常時)			3. N-1電制(事故時)		
	①適用系統	②適用電源	③制御対象	①適用系統	②適用電源	③制御対象	①適用系統	②適用電源	③制御対象
基幹系統 (上位2電圧)	2021.1	2022.4	(調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023年中				2022.6		2023.4
ローカル系統		2021.1	系統混雑の見通し などに変化があれば 対象の拡大を検討	2022年度末頃	2022年度末頃				
配電系統 (高圧)		空き容量の無い系統 に接続される電源		検討予定	検討予定	検討予定			
配電系統 (低圧)		10kW未満		10kW未満				10kW未満	
④制御方法	再給電方式 <small>(1) 再給電方式(一定の順序)の開始に向けた論点</small>			検討予定			N-1電制 <small>(2) N-1電制本格適用に関する債権債務関係</small>		

※平常時の配電混雑においては、当面、分散型エネルギーリソースを活用したNEDOプロジェクトにおいて必要となる要素技術等の開発・検証を進める。

- ①適用系統：ノンファーム型接続またはN-1電制の考え方をどの送変電設備に適用するか
- ②適用電源：ノンファーム型接続の考え方をどの電源に適用するか
- ③制御対象：利用(出力制御)の考え方をどの電源に適用するか
- ④制御方法：平常時及び事故時において系統容量を超過した場合に電源をどのように出力制御するか

39

出所：資源エネルギー庁「電力ネットワークの次世代化」²⁰。

以上から、中期的対策(～5年)として、以下を提言する。

(中期的対策に対する提言)

- ・ 既存の自然エネルギー発電所への蓄電池導入/FiP移行を促す制度導入
- ・ ローカル系統へのノンファーム型接続の拡大による自然エネルギー発電所の接続拡大

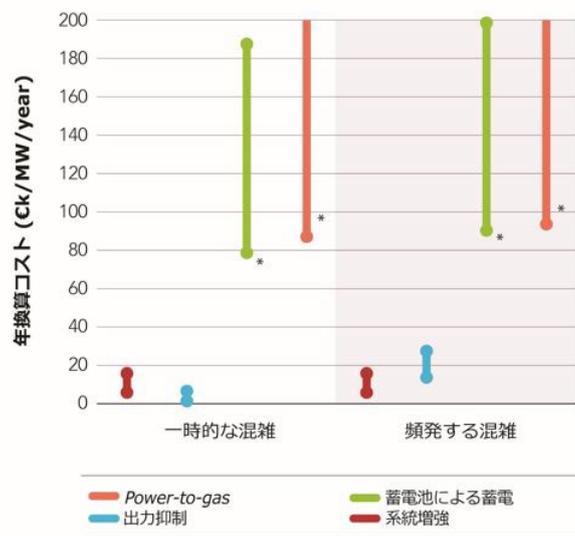
¹⁹ 東電 PG「ローカル系統へのノンファーム型接続の試行適用について」(2021年4月1日)。

²⁰ 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会(第41回)(2022年4月26日)資料1。

第3節：長期的な対策（～10年）

電力供給における自然エネルギー電源比率を高め、それによって電力の安定供給を実現する長期的な対策として、自然エネルギーポテンシャルの高い地域から需要地への送電線の増強が、極めて効果的である。図5は、フランスの送電事業者 RTE が、系統混雑を緩和する手段の均等化コストを比較したものであるが、水素製造などの Power to Gas や蓄電池に比べて、送電線増強が経済性を伴う手段であることが示されている。中期的な対策として示したノンファーム型接続などは、既存の送電線容量の範囲内で自然エネルギー電源の導入を促す手段であるが、それを大幅に超える自然エネルギー電源の導入を行うには、送電線増強が最も経済合理性を有すると考えられる。

図5：系統混雑を緩和するための技術的オプションの比較



* 均等化費用分析が低い場合の想定条件は、蓄電池及びPower-to-gas設備の最大負荷容量（定格容量ではない、瞬時ピーク対応の容量）の50%設定とした。そのため、追加の発電出力抑制が必要になる。

出所：RTE, “French transmission network development plan 2019 edition,” Figure 34²¹, Economic comparison of the various solutions for managing constraints on the transmission system (2018 cost assumptions) (自然エネルギー財団が仮訳追加)

表3に2024年度以降の地域間連系線の運用容量見通しを示す。2028年度に、北海道本州間連系設備、東北東京間連系線、東京中部間連系設備の運用容量が拡大していることがわかる。北海道本州間および東北東京間については、2021年度に再エネ賦課金を一部原資とする送電線整備が行われることが決まり、整備に向けた準備が進められている。東京中部間については、東日本大震災を機に進められてきた50Hz/60Hz周波数変換所の増強であり、2028年度に300万kWまで増強されることが決まり、整備が進められている。その一方、2028年度以降の送電線増強計画は、2022年10月時点で具体的には決まっていない。

²¹ RTE French transmission network development plan 2019 edition

表 3：2031 年度までの地域間連系線運用容量

連系線	潮流方向	2024～2027 年度	2028～2031 年度
北海道本州間連系設備	北海道向	90 (①)	120 (①)
	東北向	90 (①)	120 (①)
東北東京間連系線	東北向	236 (①)	631 (①)
	東京向	555 (②)	1028 (②)
東京中部間連系設備	東京向	210 (①)	300 (①)
	中部向	210 (①)	300 (①)
中部関西間連系設備	中部向	250 (④) 【200 (④)】	
	関西向	134 (④) 【25 (④)】	
北陸フェンス	北陸向	150 (④) 【70 (④)】	
	中部・関西向	190 (②) 【125 (④)】	
中部北陸間連系設備	北陸向	30 (①)	
	中部・関西向	30 (①)	
北陸関西間連系線	北陸向	150 (④) 【70 (④)】	
	関西向	190 (②) 【125 (④)】	
関西中国間連系線	関西向	455 (③)	
	中国向	278 (①)	
関西四国間連系設備	関西向	140 (①)	
	四国向	140 (①)	
中国四国間連系線	中国向	120 (①)	
	四国向	120 (①)	
中国九州間連系線	中国向	278 (①) 【157 (④)】	
	九州向	23 (④) 【0 (④)】	

注：() の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。

【】内の数字は、最大需要時以外で空き容量が小さくなると予想される値を示す。

出所：広域機関「2022～2031 年度の連系線の運用容量 (年間・長期)」²²を基に自然エネルギー財団作成。

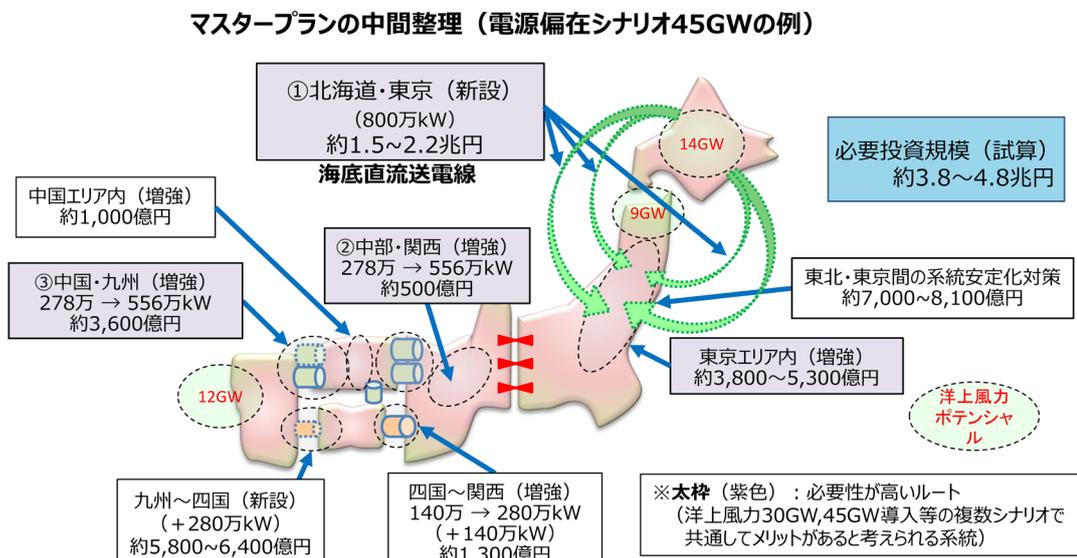
ただし、第 6 次エネルギー基本計画において、洋上風力の導入の推進が記され、2030 年までに 10GW、2040 年までに 30-45GW の案件形成を目指すとされた。そして、それら洋上風力発電ポテンシャルの多くは、北海道・東北・九州エリアに賦存することから、それら電力を東京・中部・関西の大需要地に送るため、送電線増強に関する検討結果も併せて示された (図 6)。

²² 広域機関「2022～2031 年度の連系線の運用容量 (年間・長期について)」別紙 1 (2022 年 3 月 1 日)。

なお広域機関では、2022年7月より将来の洋上風力発電の導入に向けた具体的な系統計画策定プロセスが広域系統整備委員会で始まっており、2024年1月ごろを目標に系統整備計画の検討を進めている²³。ただし、北海道－東京間については日本海ルート2GWの導入を中心に検討されており、これは、マスタープラン中間整理²⁴で示された必要増強規模である4-8GWと比較して小さい。北海道・東北エリアの洋上風力発電ポテンシャル(20GW以上)を最大限活用するには、広域系統整備委員会で議論が始まった連系線増強案(日本海ルート2GW)以上のさらなる増強も早晚必要となることは明らかであり、今後、それら検討も併せて行われる必要があるだろう。

また、九州－中国間については関門連系線ならびに中国エリア内の増強を含む検討も実施されている状況である。

図6：第6次エネルギー基本計画で示された地域間連系線増強のイメージ



出典：広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 中間整理

出所：資源エネルギー庁「2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」（2021年10月）

以上から、長期的対策（～10年）として、以下を提言する。

（長期的対策に対する提言）

- ・ 洋上風力発電を中心とする自然エネルギーポテンシャルを最大限活用する送電線増強計画の立案と整備の実施

²³ 広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会（マスタープラン検討委員会）で日本全体で必要な系統計画が示され、より詳細なルート検討等が広域系統整備委員会で実施される。

²⁴ 広域機関「マスタープラン 中間整理」（2021年5月31日）

おわりに

今般のエネルギー危機は、日本全国に化石燃料や電力の価格高騰をもたらしており、極めて深刻である。しかしその電力分野における実態は、脱炭素の行き過ぎや電力システム改革自体の間違いなどではない。むしろ自然エネルギーの大量導入や電力システム改革の遅れが、大きな要因であることを、本提言では示した。市場メカニズムを活用した DR や送電線を活用した地域間の電力融通など、2012 年から必要性が指摘されながら、十分に実現されていない点が多く、今こそそれらを加速することが、エネルギー危機への最大の対応策となるだろう。

短期的には、DR の導入・適用拡大による需要抑制が効果的であり、更に蓄電池などのテクノロジーを活用した DR も拡大させたい。中期的には、FiP への移行を契機とした自然エネルギー発電所からの供給力の提供を進めるとともに、既存の系統を有効活用するため、ノンファーム型接続はローカル系統まで拡大すべきである。長期的には、洋上風力発電の適地と電力需要地を結ぶため、長距離送電線の増強を加速化すべきである。

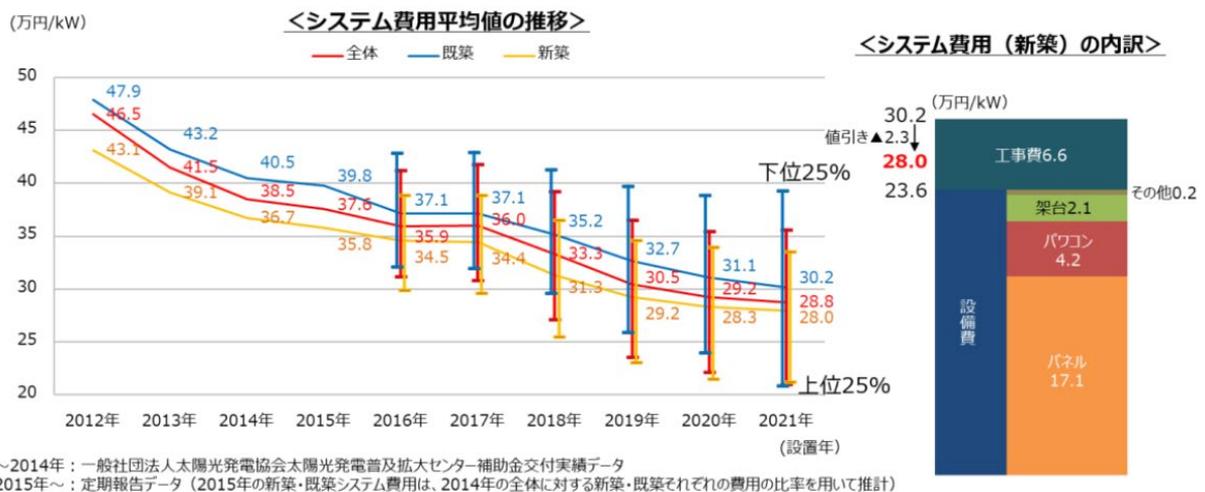
より深刻なエネルギー危機に直面している欧州は、脱ロシアと脱化石燃料という二つの課題への対応を同時に加速している。エネルギー危機は化石燃料の危機であり、脱炭素と脱化石は同じ方向を指している。化石燃料をほとんど持たない日本こそ、自然エネルギーと省エネルギーを柱としたエネルギー転換を急がなければならない。そのためには、本提言で示した全ての施策を総動員し、電力システム改革を加速・徹底すべきである。

参考資料 1：家庭用太陽光発電・蓄電池の導入と経済性シミュレーション

昨今の技術進展なども踏まえ、電力の安定供給への短期的対策として有効であり、かつ、需要家メリットも大きい手段が、需要側への太陽光および蓄電池の導入である。

FiT 制度の導入以降、家庭用太陽光発電のシステム費用は大きく下がってきた。経済産業省の調達価格等算定委員会によると、太陽光発電システム価格は全国平均で 28.8 万円/kW まで下がった（図 7）。2012 年度の同 46.5 万円/kW と比較すると、およそ 40%の価格低下が観察されている。

図 7：家庭用太陽光発電のシステム価格



出所：経済産業省調達価格等算定委員会「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」（2022年2月4日）。

また、蓄電池価格も徐々に下がってきている。三菱総合研究所が2021年度に出した資料²⁵では家庭用蓄電池の工事費込みシステムコストは2019年度実績で18.7万円/kWhであり、2030年度目標が7万円/kWhとされた。一方、2022年10月時点の市場価格はすでに10万円/kWhを切った商品も出てきており、容量次第では一部2030年度目標に近い価格となりつつあるものもある。

ここで家庭用太陽光発電・蓄電池を導入する場合の経済性についてシミュレーションを行う。計算条件は図8とする。この場合は、年間発電量は6,833kWhとなり、4,783kWhの余剰が発生する。2022年度FiT価格17円/kWh(税込)で売電した場合、売電収入は81,311円(税込)となるため、10年間で81.3万円の収入が得られることになる。一方、自家消費分は2,050kWhであるため67,117円(税込)の電気料金削減効果が得られる。また、再エネ賦課金を今後10年間平均で4.00円/kWh(税込)とし、燃料費調整額を仮に6.00円/kWh(税込)として10円/kWh(税込)を考慮すれ

²⁵ 三菱総合研究所「定置用蓄電システムの価格目標価格および導入見通しの検討」経済産業省定置用蓄電システム普及拡大検討会（第3回）（2021年1月19日）資料4。

ば、自家消費に電気代低減効果は年間 87,617 円となり、10 年間では 87.6 万円の電気代が削減できることとなる。従い、売電収入と電気代削減効果を合わせると 168.9 万円となり、投資額である 172.8 万円に近くなる。この結果は、太陽光発電の導入が需要家の経済性を担保しながら供給力の拡大に貢献していることを意味する。

図 8：家庭用太陽光発電・蓄電池導入シミュレーションの計算条件

<p>(太陽光発電設備)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電設備容量：6kW ・ 過積載：なし ・ 導入費用：28.8 万円/kW (税込) ・ 設備利用率：13% ・ 自家消費率：30% ・ 余剰売電率：70% 	<p>(電気料金)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 東京電力エナジーパートナー夜トク 8 ・ 7 時～23 時：32.74 円/kWh (税込) ・ 23 時～翌 7 時：21.16 円/kWh (税込) <p>(蓄電設備)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 蓄電設備：13.5kWh ・ 導入費用：13 万円/kWh (税込)
---	--

出所：自然エネルギー財団作成。

なお、昨今の太陽光発電設備の導入では、パワーコンディショナー容量以上の太陽光発電容量を導入する、いわゆる“過積載”と呼ばれる手法が一般的となっている。過積載は導入費用の上昇に対して設備利用率の上昇の方が大きくなるため採算性がより改善する方向に働く。すなわち、設計次第ではより経済性を有しながら太陽光発電設備の導入ができると考えられる。

ここで蓄電池を追加して導入した場合について検討する。蓄電池により余剰売電量 4,783kWh の 8 割を自家消費できたとした場合、その活用量は 3,826kWh となる。昼間時間帯と深夜時間帯とで半分ずつ電力を使うとすれば電気料金削減額の増加は年間 103,111 円 (税込) となり、再エネ賦課金および燃料費調整額を同様に考えれば、電気代削減額の増加は年間 141,371 円 (税込) となる。一方、売電収入は売電量が少なくなる分、減少し年間 16,262 円 (税込) となる。蓄電池導入による電気代削減額、売電収入額の増減を加味すると、太陽光発電と蓄電池を合わせて導入した場合、10 年間で 245.3 万円 (税込) の電気代削減効果となる。蓄電池の導入費用は図 8 の設定の通り 175.5 万円 (税込) であることから、太陽光発電と合わせた総投資費用は 348.3 万円となる。

蓄電池を導入する場合、容量次第では太陽光発電の余剰分による売電収入は大きな割合を占めないことから、FiT 制度を使わず、当初から非 FiT とした上で、補助金を活用して投資に伴う費用を低減することも有効である。例えば、東京都が 2022 年度に実施している太陽光発電・蓄電池導入補助金を活用する場合、太陽光発電は 3kW 超で 10 万円/kW (新築)・12 万円/kW (既築) が補助され、蓄電池も導入費用の 1/2 (10 万円/kWh・最大 80 万円/戸) が補助される。

今回のシミュレーション設定において両方を使用すれば、太陽光発電に 60-72 万円、蓄電池に 80 万円適用されることから、合計 140-152 万円が補助されることになる。すなわち、需要家においては 10 年以内の投資回収が可能となり、同時に、電力の安定供給に貢献することになる。これは、三菱総合研究所の資料でも示された蓄電池の導入価格目標（7 万円/kWh）を補助金により実現しているともみなし得る。つまり、補助施策が不要になり自律的に蓄電池の導入が進む費用領域になるような導入拡大施策を行うことは、補助施策としても理にかなっていると言えよう。

参考資料 2 : 49kW 太陽光発電所に過積載・蓄電池導入を行い FiP で運用した場合の 電力供給量シミュレーション

既存太陽光発電所に対し、発電容量を過積載する場合、また蓄電池を後付けで導入した場合の系統側への電力供給量を分析した。分析条件は以下のとおりである。

- ・ 発電所： 太陽光発電所
- ・ 発電所容量： 49kW（既設）
98kW（過積載増設時）
- ・ 蓄電池諸元： 5kW/27kWh（ケース①）
25kW/135kWh（ケース②）
- ・ 日照データ： NEDO 日照データ（福島県浜通り）
- ・ 市場価格： 2020 年度 JEPX 前日スポット市場（東京エリア）
- ・ 蓄電池運用： 現時点価格と先 5 時間平均価格を比較し蓄電・放電を決定
- ・ 系統からの充電： 行わない

計算結果を図 9 に示す。横軸は 24 時間を、縦軸は系統への電力供給量を示す。図中の平均とは年間平均値であり、 σ は標準偏差を示す。すなわち、365 日のうちの約 3 分の 2 の日は、点線内の発電がなされていることがわかる。

図 9（左上）は 49kW 出力の既設発電所を想定した場合の推定発電量であるが、この場合、確保している系統容量（= 発電所容量：49kW）のほとんどを使用していないことがわかる。言い換えると、確保した系統容量 49kW の発電が行われる時間帯がわずかな時間に限られることを意味している。

このことから、系統容量をより有効に活用しようとする考えに立てば、太陽光パネルを過積載とし、供給量を増加させることは電力の安定供給に寄与するという視点からも適当と言える。図 9（右上）は既存発電所を改造し、2 倍過積載を行った場合の年間平均プロファイルであるが、年間の 2/3 以上の日数でピーク時間帯（11-13 時）は 25kW 以上の電力を系統側へ供給していることがわかる。

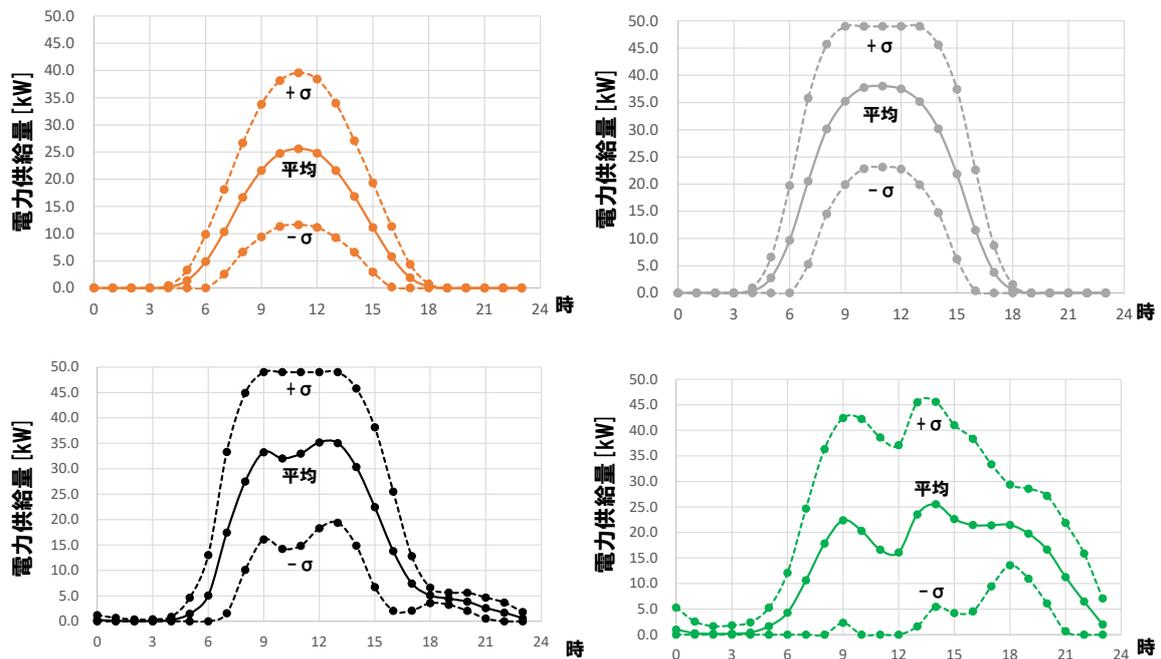
さらに、過積載化（太陽光パネル 98kW）した太陽光発電所に蓄電池を設置した場合のシミュレーションを行った。蓄電池容量は 5kW/27kWh と 25kW/135kWh の 2 種類を想定し、FiP 制度に基づいて電力を市場に販売した場合、発電容量に対して蓄電容量が限られる（5kW/27kWh）と、系統への電力供給量にほとんど影響を及ぼさない（図 9（左下））ものの、一定規模（25kW/135kWh）の蓄電池が設置されると、系統への電力供給量において昼間の量が減り、夕方にかけて供給量が増えることがわかる（図 9（右下））。つまり、太陽光発電所など変動型自然エネルギー発電所へ蓄電池を設置し、FiP 制度と併用するならば、太陽光発電所が電力の安定供給へより貢献することになる。なお、既存発電所の過積載化ならびに事後的蓄電池を導入した場合の発電事業者における経済性については、FiP 制度の設計次第である。自然エネルギー発

電事業者のうち、FiT 期間が一定期間経過した発電所について FiT 終了後を見据えた事業展開を本格的に検討する動きも見られており、それら事業者の取り組みを FiP 制度の中で取り込んでいくことができれば、太陽光発電所が夕方の需要ピーク時などの電力供給により貢献する状況が生まれると言えよう。

また、再エネ賦課金について、FiP+過積載化+蓄電池導入を行った場合、増加するとは一概には言い切れない。なぜなら、そのような発電所は、市場価格が高い時間帯に系統へ電力供給を行うが、市場価格が高いということは再エネ賦課金の計算根拠となる回避可能費用も高くなる。反対に、電力価格が安い昼間などにさらに太陽光発電所を導入すると、回避可能費用が押し下げられ、再エネ賦課金の増加につながる。すなわち、太陽光発電所において、過積載を行いかつ蓄電池を伴って、FiP 制度に基づいて系統側への電力供給の時間をタイムシフトさせると、系統容量を有効活用できるだけでなく、再エネ賦課金の抑制に一定の効果が生じる可能性がある。

図 9：49kW 太陽光発電所に過積載・蓄電池導入を行い FiP 制度で運用した場合のシミュレーション結果

(左上：過積載なし、右上：2 倍過積載、左下：2 倍過積載 + 5kW/27kWh 蓄電池導入、右下：2 倍過積載 + 25kW/135kWh 蓄電池導入)



出所：自然エネルギー財団作成。

エネルギー危機を踏まえた電力システム改革の提言

2022 年 11 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 11F TEL：03-6866-1020（代表）

info@renewable-ei.org

www.renewable-ei.org