

低炭素社会の実現に向けた
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく
イノベーション政策立案のための提案書

ゼロカーボン電源システムの安定化と技術・ 経済性評価 (Vol.3)

－ 2030 年政府案実現の見通し評価と
2050 年ゼロカーボン電源化への課題－

令和 4 年 3 月

**Economic and Technological Evaluation for Zero Carbon Electric Power
System Considering System Stability (Vol. 3):**
Evaluation of Government Plan “Outlook for Energy Supply and Demand in 2030”
and Issues to Achieve Zero-carbon Power Supply in 2050

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies

国立研究開発法人科学技術振興機構
低炭素社会戦略センター

LCS-FY2021-PP-05

概要

2050年のゼロカーボン電源およびそれに向けての2030年の電源構成をLCSの多地域電源構成モデルを用いて検討した。予想される電力需要の増大に対し、時間変動の大きな太陽光発電や風力発電の利用を上げるとともに、安定化のために蓄電システムを組み込んだ電源構成にすることで、大幅なコストアップなしに電力供給が可能である見通しを得た。さらに、資源エネルギー庁が2021年10月に示した第6次エネルギー基本計画の「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」についても、その電源構成と電源技術に関するパラメーターをLCSの多地域電源構成モデルに組み込んで評価した。政府が示した電源構成案に対し、蓄電システムを組み込み慣性力制約の緩和を可能にすることで、想定している電力需要だけでなく、より大きな需要にも対応でき、さらに原子力依存度も発電コストも低くできる見通しを得た。

Summary

The zero-carbon power supply system in 2050 and the power supply configuration in 2030 aiming for zero carbon were examined using the LCS multi-region optimal power generation model. In response to the expected increase in power demand, we obtained the prediction that power supply is possible without a significant cost increase by spreading the use of solar power generation and wind power generation, which have large time fluctuations, and by adopting a power supply configuration that incorporates a power storage system for stabilization. In addition, the "Outlook for Energy Supply and Demand in 2030" of the 6th Strategic Energy Plan presented by the Agency for Natural Resources and Energy in October 2021 was evaluated by incorporating the parameters related to the power supply configuration and power source technology into the LCS multi-region optimal power generation model. By incorporating a power storage system into the power source composition plan proposed by the government and making it possible to relax inertial force constraints, we obtained the prediction of being able to meet not only the expected power demand but also larger demand and lower the dependence on nuclear power and the cost of power generation.

目次

概要

1. 本提案／報告の位置づけ	1
1.1 本提案／報告に関連した技術・研究開発の動向等	1
1.2 本提案／報告に関連した政策等の動向	1
1.3 本提案／報告等の脱炭素社会実現等における位置づけ、意義	1
2. 明るく豊かなゼロエミッション社会に向けての電源構成	2
2.1 LCSの多地域電源構成モデル	2
2.2 2030年および2050年に向けての電力需要	2
2.3 2030年および2050年に向けての電源関連技術の見通し	3
2.4 2030年および2050年の電源構成と経済性評価	4
3. 2030年政府見通し案の評価と2050年ゼロエミッション化に向けての課題	6
3.1 政府見通し案の検証方法	6
3.2 多地域電源構成モデルによる政府案検証結果（電力需要864TWh/yへの対応）	7
3.3 多地域電源構成モデルによる検証結果（需要増大への対応力）	9
4. まとめ	10
5. 政策立案のための提案	11
参考文献	12

1. 本提案／報告の位置づけ

1.1 本提案／報告に関連した技術・研究開発の動向等

LCS では多地域電源構成モデルを用いて、明るく豊かな低炭素、さらには脱炭素社会の実現に求められる電源構成案とその実現に必要な技術研究に関して提案してきた [1-3]。この多地域電源構成モデルは、電力を供給する各発電技術の導入可能性や、組み込まれた各電源・電力関連技術による電力システムの安定運用についても、一貫したモデルで解析することができる。これまで、太陽光発電の大量導入の定量的な経済評価 [1] から始まり、再生可能エネルギーの主力電源化には慣性力制約を緩和する技術と余剰電力を融通する蓄電システムの必要性とその経済効果の見積などの提案を行ってきた [2, 3]。さらに LCS では電力の安定化に関し、家庭の燃料電池 [4] や EV アグリゲーター [5] の電力システムの調整力市場への参入可能性に関する経済性の評価も、別途進めてきた。

一方、2030 年および 2050 年における CO₂ 排出削減率については、いくつかの研究機関でそれぞれの想定に基づく目標値を示しており [6-10]、その中で推定される電力需要への供給を成立させる電源構成について、計算モデルを用いてのシミュレーションにより解析し提案している。CO₂ 削減率の見通しや電力需要・電源構成については「日本政府の 2030 年温室効果ガス 46%削減目標は 脱原発と脱石炭で十分に実現可能だ」[10] に比較してまとめられている。原子力の利用や自然エネルギーの導入率に多少の違いがあるが、CO₂ 削減率 (2013 年比) では、2030 年には 47～65%、2050 年には 100%の削減が可能としている。一方で、例えば 2030 年の電力消費については概ね 10～30%の削減が進むとし、2050 年についてもばらつきはあるが楽観的な見方が主流のようである。また、提案する構成案の継続性や成立性を総合的にまとめたものが多く、シナリオの選択肢の論点を定量的な技術評価と経済性評価とに基づいて明示しているものがない。

1.2 本提案／報告に関連した政策等の動向

菅 (前) 政権は 2021 年 4 月 22 日に、「2050 年温室効果ガス実質ゼロそして 2030 年温室効果ガス 46%削減、さらに 50%の高みを目指す」ことを宣言した [11]。これを受け、同 10 月に「第 6 次エネルギー基本計画」が閣議決定され [12]、そのなかで 2030 年の電源構成については、「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し (関連資料)」として発表している [13]。2030 年の電力需要は 864 TWh と設定されており、例えばこれは 2020 年実績値の 907 TWh [14] よりも少ない。これを成立させるため、多方面にわたる省エネルギーの目標値が盛り込まれており、国内の CO₂ 排出 46%削減に対し電源としては最終的に、2013 年に対して 62%減の 219 Mt になるとの見通しと、これを実現する電源構成が示されている。石炭発電が依然として残存し、原子力は現状より大幅に増大させる構成となっており、現状の電力インフラに依存して CO₂ 削減目標を達成できる解を例示している内容である。エネルギー基本計画 [12] のなかでは、欧州の例に倣い複数シナリオの重要性を述べているものの、今回の見通し案 [13] では単一のシナリオの提示にとどまっている。2050 年のゼロエミッション電源実現に向けては、水素・アンモニア発電や炭素貯留・再利用とともにさらなる再生可能エネルギーの利用拡大が示されているが、それに向けてどのようなシナリオを定量的に比較検討したのかなどの、科学的な議論の内容は公表されていない。

1.3 本提案／報告等の脱炭素社会実現等における位置づけ、意義

2030 年および 2050 年の電力需要とこれに対応する電源構成は、実現すべきゼロカーボン社会がどのようなものなのかというビジョンに基づいて検討され、提案されるべきものである。そして 2030 年は 2050 年のゼロカーボン達成に向けての重要なステップであり、持続可能な構成への入り口になるものでなければならない。ビジョンについては、例えば政府が「世界最先端デジタル国家」[15] を目指すならば、そのための IT インフラを支える電力需要のおそらく急激な増大

にどのように対応するかを、定量的に明らかにする必要がある。また運輸部門でも産業部門でも化石燃料から電気にシフトするなかでは、電力需要の増大が予想される [16, 17]。自動車のEV化は、走行時のエネルギー消費が抑制され省エネルギーになるものの、充電のために電力需要は増大する。さらに自動運転になればそれを支える通信インフラにも電力は必要になる。産業部門においては、一例としての製鉄の電炉化により製鉄時のエネルギー消費は抑制され、リサイクルにより鉄鉱石や石炭などの資源輸入も減少するが、電力需要は増大する。

本提案書では、LCS が想定する 2050 年およびその中間段階の 2030 年の電力需要の増大に対応する電源構成について述べる。さらに、政府が提案した 2030 年の電源構成見通しを LCS の多地域電源構成モデルを用いて評価検証し、2050 年に向けてどのような課題があり何が有効かを、LCS のこれまでの手法 [18, 19] を踏襲して、両者の定量的技術・経済性評価に基づく比較から解析し、選択すべきシナリオを提案する。

2. 明るく豊かなゼロエミッション社会に向けての電源構成

2.1 LCS の多地域電源構成モデル

LCS での多地域電源構成モデルを用いた技術・経済性評価の概略を図 1 に示す [2, 3]。電源構成モデルでは LCS の考える将来ビジョンに基づき電力需要や二酸化炭素排出量削減目標を設定し、主に総発電コストを最小化させる線形計画法による計算で、電源構成ならびにそのコストを評価する。LCS における定量的技術評価の結果としての技術シナリオやコスト情報を、パラメーターとしてモデルに反映させる。モデルでは全国を 9 つの一般配電事業者の地域（沖縄を除く）に分割し、季節ごとの代表日における各地域の一時間毎の電力需要や風力や太陽光などの再生可能エネルギーの出力係数を設定する。太陽光発電については雨天も設定。制約条件には各発電設備の制約、変動に対する制約、地域間の送電制約、蓄電システム稼働の制約、各地域の気象条件や地理的条件による制約を定めている。全ての設備を各地域に割り付けており、各地域における慣性力の比率に制約を加えている。

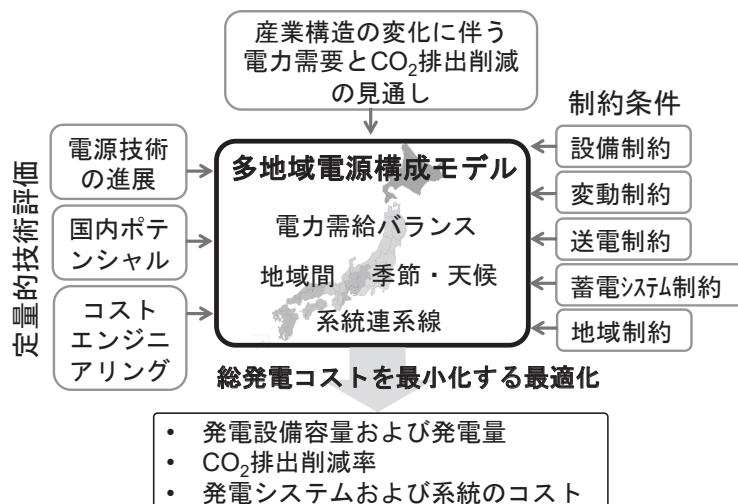


図 1 多地域電源構成モデルを用いた技術・経済性評価

2.2 2030 年および 2050 年に向けての電力需要

LCS で考える最新のビジョン "2030 年政府案の実現性と 2050 年明るいゼロカーボン (ZC) 社会", (2021 年度低炭素社会戦略センターシンポジウム) [18] では、2030 年の電力需要を 1,200 TWh、

発電のCO₂削減率70%、2050年の電力需要を2,000～3,000 TWh、発電のCO₂削減率100%と設定し、産業の拡大とCO₂削減が両立するビジョンを示している。電力需要の拡大については、主にITインフラの整備や自動車のEV化、さらには電炉によるリサイクル鉄の利用拡大などを挙げている。ITインフラの整備については、扱う情報量の拡大に伴ってデータセンターやネットワークが消費する電力がどの程度増えるのかを、いくつかの前提を置いて検討中で、例えば2020年度提案書[20]によれば、2030年で180 TWhの電力需要増が見込まれる。自動車のEV化については、EV車の電費性能の進捗度合いに依存するが、2030年で15 TWh、2050年で50 TWhの電力需要が増大すると見込み、リサイクル鉄では2030年で5 TWh、2050年で20 TWhの増大を見込み、他のシナリオも含めた産業連関分析による評価・解析により、2030年1,200 TWh、2050年2,000～3,000 TWhの電力需要を見込んでいる[18]。

2.3 2030年および2050年に向けての電源関連技術の見通し

2050年のゼロカーボン電源およびそれに向けての2030年の電源構成を検討する上で、再生可能エネルギーの発電ポテンシャルと蓄電システムの技術ならびにポテンシャルの見通しは重要な要素である。太陽光発電のポテンシャル分布については、立地条件を見直すことにより1,000 TWh/y以上の供給が可能な見通しが得られており[21]、風力発電については、環境省HP[22]によれば、陸上で1,100 TWh/y以上、洋上では3,000 TWh/y以上の供給が可能との見通しが得られている。一方、季節や気象条件により時間にも場所にも依存して変動する再生可能エネルギーに対しては、これに合わせて電力を融通する蓄電システムの導入が重要であり、例えば、LCSの提案する新揚水発電については可能容量とポテンシャル分布の情報を見直している[23]。また規模を任意に設定でき運用コストも比較的小さな蓄電池システムについては、Liイオン電池をはじめ様々な蓄電池の比較を行ってきた[24]。そのなかで2030年ならびに2050年を考えると、自動車のEV化と電源系の蓄電池システムの両方にLiイオン電池が使用され続けると、LiやCoなどの希少資源が逼迫すると予想された[25]。蓄電システムとしての鉛蓄電池は、重量当たりの充電容量や充放電効率ではLiイオン電池に劣るものの、充放電電力量当たりのコストではアドバンテージがあり、資源面でも生産能力の面でも導入ポテンシャルがあることが明らかとなった。本提案書では蓄電池システムとして、表1に示すパラメーターを導入し、これまでのLiイオン電池から主に鉛蓄電池を検討対象とすることとした。モデルの単純化のために、蓄電システムとして一種類の蓄電池のみを採用するが、現実の電源システムでは、用途や場所さらには稼働条件にあわせて、Liイオン電池、NAS電池、レドックスフロー電池などとの組み合わせで全体の蓄電システムが構築されるべきものと考えられ、これらの詳細は今後の研究課題である。

表1 蓄電池のパラメーター¹⁾

電池		鉛蓄電池	Liイオン電池
建屋+インバーター	単価	11 円/Wh	11.6 円/Wh
	年経費率	7%	13%
電池本体	単価	3.5 円/Wh	9.5 円/Wh
	年経費率	7%	16%
充放電効率		81%	90%

一方、2050年のゼロカーボン電源を考えると、再生可能エネルギーのみで構成されるゼロエミッション電源システムを目指すのか、わずかにガス火力発電の調整力を利用し、発生する二酸化

¹⁾ リチウムイオン電池のパラメーターについては既報提案書をベースにLCSにて試算[23, 26]、鉛蓄電池については[27]を参考にLCSにて試算。

化炭素を DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage) 技術により貯留するのか、異なるシナリオが想定できる。本提案書ではこれらと比較することとした。また、DACCS のコストや貯留地確保の重要性については別途検討中であり、引き続いての研究が必要である [28, 29]。

2.4 2030 年および 2050 年の電源構成と経済性評価

2.2 および 2.3 の情報を基に、2030 年および 2050 年の電源構成とその経済性を、多地域電源構成モデルにおける総電力コスト最小化する計算により解析した。2030 年は電力需要 500 ～ 1,400 TWh/y、CO₂ 削減率 60、70、80%を条件に、2050 年は電力需要 800 ～ 3,000 TWh/y、CO₂ 削減率 90、95、100%を条件に表 2 に示す設定でそれぞれ 522 および 440 のケースを計算した。太陽光や風力の導入拡大を前提に、2050 年において現状の 3 倍の 3,000 TWh/y の電源構成を検討し得ることは、日本は諸外国に比べ有利である。

表 2 多地域電源構成モデルの計算条件

年		2030	2050
CO ₂ 削減率		60%、70%、80%	90%、95%、100%
電力需要		500～1,400	800～3,000
電源構成 (TWh)	原子力	100, 50, 0	0
	石炭	CO ₂ 排出量に連動*、0	CO ₂ 排出量に連動*、0
	LNG	CO ₂ 排出量に連動*	CO ₂ 排出量に連動*
	水力	≤130	≤140
	太陽光	≤1,000、上限なし	400、700、1,000、≤1,200
	陸上風力	100	200,400
	洋上風力	0	上限なし
	地熱	≤12	≤12+ ≤100 (高温岩体)
	バイオマス	≤10	≤31
慣性力制約		50%、25%	25%
蓄電システム (GWh-ST)	蓄電池 (鉛、LiB)	≤500、≤1000、上限なし	上限なし (鉛蓄電池のみ)
	揚水	≤26	≤28 (揚水)、≤290 (新揚水)
	水素 (電気分解)	0	上限なし
計算ケース数		522	440

*CO₂ 排出量の制限内で発電量を計算

代表的な結果を表 3 に示す。発電量は各発電による発電量、利用量は蓄電システムに蓄えた後供給にまわった電気量で、充放電ロス分を差し引いている。発電コストは総発電費用を電力需要で割ったものである。2030 年のケース A1 ～ 3 については、電力需要 1,000 および 1,200 TWh に対し、

CO₂削減率70%が12円/kWh前後の発電コストで提供でき、評価する狙いや蓄電池の変更や情報の更新などにより詳細な条件は異なるものの、概ね前提案書[30]と同等の発電コストとなった。さらにA1とA2では原子力発電所を現状並みの50TWh/y稼働するか否かの比較を行ったが、発電コストとして0.1円/kWhの違いしかなく、原子力発電の代替として再生可能エネルギーと蓄電システムを増やしてもその費用はほぼ相殺された。実情としては、放射性廃棄物の廃棄方法も不確実な原子力発電はよりコスト高になるリスクがあり、稼働に対してのコストメリットはないことが明らかとなった。

2050年については、LCSの考える将来ビジョン[17]から予測される電力需要の最低値の1,200TWh/yについても中間値である2,000TWh/yについても、大幅なコストアップなしに、かつ原子力発電の稼働に依存することなく、電力供給可能であることが分かった。計算結果として導かれた太陽光や風力の発電電力量も、2.3で見積もった国内ポテンシャルに収まるレベルであった。一方、CO₂削減率90%と100%を比較するB1とC1およびB2とC2の発電コストはそれぞれ2.2円/kWhおよび3.0円/kWhの違いが見られた。これは総発電費用(電力需要×発電コスト)の差分として2.6兆円と6.0兆円になる。CCSやDACCSによるCO₂貯留にかかる費用[28, 29]と比較して、いずれがより良いシナリオかについては、経済規模から見ても非常に重要な研究課題である。

表3 2030年および2050年の電源構成

ケース		A1	A2	A3	B1	B2	C1	C2
年		2030			2050			
CO ₂ 削減率		70%			90%		100%	
電力需要 (TWh)		1,000		1,200	1,200	2,000	1,200	2,000
発電量 (TWh)	原子力	0	50	0	0	0	0	0
	石炭	0	0	0	0	0	0	0
	LNG	383	383	383	128	128	0	0
	水力	130	130	130	140	140	140	140
	太陽光	464	404	703	557	1,000	745	1,000
	陸上風力	100	100	100	400	400	400	400
	洋上風力	0	0	0	0	468	0	837
	地熱	12	12	12	112	112	112	112
	バイオマス	10	10	10	30	31	31	31
	合計	1,099	1,089	1,337	1,366	2,278	1,428	2,520
利用量 (TWh)	蓄電池	166	190	307	229	341	294	234
	揚水	1	1	1	35	271	126	321
	水素	0	0	0	0.28	0.88	8	32
蓄電池容量(GWh-ST)		714	552	1,219	881	1,381	1,126	1,161
発電コスト (円/kWh)		12.0	11.9	12.1	11.7	13.7	13.9	16.7

以上の計算結果は、蓄電池や揚水(新揚水を含む)さらには電解水素製造と水素発電を組み合わせた蓄電システム[18, 31]を必要に応じて増強することを前提としている。もちろん蓄電システムを増強する費用は、電源構成モデル内に内生化されているものの、鉛蓄電池1,000GWhを整

備する場合の総費用（蓄電容量単価×容量）は14.5兆円になる。「2030年度におけるエネルギー需給の見通し（関連資料）」[13]でも述べられているように、アグリゲーター、マイクログリッドなど分散型エネルギーリソースとしての蓄電システムの運用に関する技術的さらには経済的な成立性の検討加速が必要である。さらに、今回例示した表3の結果は、慣性力制約25%で計算されたものである。現在試験的な運用評価が行われている蓄電池による周波数制御などデジタル慣性力による電源の安定化[32,33]を、実証ではなく実用のレベルまでに早急に進める必要がある。

3. 2030年政府見通し案の評価と2050年ゼロエミッション化に向けての課題

3.1 政府見通し案の検証方法

2021年9月に資源エネルギー庁から「2030年におけるエネルギー需給の見通し」として、電力需要864TWhに対し、62%のCO₂排出削減を達成する電源構成が示された[13]。2章では、LCSが将来ビジョンをベースに検討した電源構成を説明した。これら二つの電源構成案の本質的な違いと2050年のゼロカーボン電源に向けての課題を明らかにするために、上記2030年の見通し[13]において政府が示した電源構成（以下、政府案と略す）および資源エネルギー庁で公表されている発電コスト検証ワーキンググループの報告書[34]、ならびに各電源の諸元一覧[35]に記載されている電源の性能やコストに関する情報を、LCSの多地域電源構成モデルに入力し、総電力コストを計算して評価することにした。政府案の電力コスト[13]はFIT買い取り費用、燃料費を合わせたものを電力需要量で割ったものが9.9～10.2円/kWhとして示されている。しかし、本提案書では電源構成の違いの比較検討を主眼としていることから、「エネルギー政策の議論の参考としても使用される」[34]という発電コスト検証ワーキンググループの「新たな発電設備を更地に建設した際のkWh当たりのコストを一定の計算式に基づき試算」した数値を利用する。これはLCSの、電源に関するコストエンジニアリング結果として多地域電源構成モデルに入力しているパラメーターと同じ考え方のものであり、このことにより、政府案とLCS案の定量的比較のためのコストおよび基本性能や動作条件など数字上の整合性を確保した。表4に政府案と検証条件を示す。

表4 2030年の電力需給見通し（政府案）とモデル検証条件

項目	政府2030見通し（案）			LCS検証条件	
	発電端電力量 (TWh)	CO ₂ (Mt)	送電端電力量 (TWh)	送電端電力量 (TWh)	CO ₂ (Mt)
電力需要	864		864	864～1,200	
電源構成	原子力	188～206	180～198	≤198	
	石炭	178	139	167	139
	石油等	19	12	18	12
	LNG	187	67	184	67
	水力	98		98	
	太陽光	129～146		129～146	≥137
	陸上風力	34		34	≥34
	洋上風力	17		17	≥17
	地熱	11		10	10
	バイオマス	47		39	39
水素	9		9	9	
合計	～934～	219	～902～	～911～	219
電源安定化技術	揚水、地域間連系線増強			蓄電池システム追加	

政府案における各発電電力量は、各発電の所内率を差し引かない発電端の電力量と推察 [36] されるが、各発電の需要に対する寄与を見るにはこれを差し引いた送電端の方が理解しやすく、LCS のモデルでも送電端の電力量を扱っていることから、各発電の電力量は送電端電力量で計算することとした。電力需要は政府案で見積もられている 864 TWh を最小値とし、1,200 TWh まで需要が大きくなった場合の計算を加えることとした。原子力発電については、新設の計画が公表されていないことから政府案の最大値を上限とした。一方今後のゼロエミッション電源に向けて、さらに再生可能エネルギーの比率が高まっていくことを想定し、太陽光発電については政府案の中間値を、陸上および風力発電については政府案の数字を下限とした。電源安定化技術として、揚水発電や地域間連系線増強の記載内容を利用し、LCS として提案している蓄電池システム (2 章と合わせるために鉛蓄電池) の導入有無を条件とした。細かな設定については、脚注²⁾に追記した。

3.2 多地域電源構成モデルによる政府案検証結果 (電力需要 864 TWh/y への対応)

表 5 に多地域電源構成モデルによる政府案の検証結果を示す。表中電源システムの安定化条件を変えた C1 ~ D4 の 8 つのケースを比較した。まず C1 では揚水発電は利用するが、連系線の強化をしない設定で、921 TWh の発電量に対し、再生可能エネルギーの出力抑制が 18 TWh 発生し、表 4 にある標準的に設定した発電電力量 902 TWh (所内率を除かなければ記載どおり 934 TWh) より若干多い 904 TWh で 864 TWh の需要に対応できる結果となった。この出力抑制は太陽光や風力発電のうち、需給バランスの計算上供給にまわらなかった電力量であり、出力抑制成分と見なすことができる。一方 C2 では連系線を強化することにより、地域間の電力融通のために原子力が上限値近くからわずかに低下するなど必要電力量が緩和され、909 TWh の発電量、出力抑制も 5 TWh に減少している。この二つのケースでは、政府案の設定値に対し風力発電が 14 ~ 8 TWh 大きくなっているが、概ね需要と供給がほぼ設定値通りでバランスしていることから、LCS の多地域電源構成モデルが政府案の検証ツールとして利用可能であると判断できる。一方、LCS が提案する蓄電池システムを適用した C3 では政府案の下限以下の原子力の稼働により総発電量も 899 TWh で出力抑制 16 TWh があるにもかかわらず対応できている。連系線の強化が地域間の空間的な電力融通をするのに対し、蓄電システムは時間的な融通として機能し、電力量の安定供

²⁾・発電システムのコストは、発電コスト検証ワーキンググループ報告書 [34] の、政策経費を含む数字を利用。数値に幅があるものについては STEPS の数字を採用した。系統コストは LCS のパラメーターを利用した。

- ・LCS の多地域電源モデルの構成上、太陽光発電は事業用のみ、バイオマス発電は木質専焼、水素は水素専焼のみに設定し、単純化した。
- ・変換効率、所内率、CO₂ 排出係数は諸元データ [35] の値を参考にし、CO₂ 排出量については見通し案の数字が 219 Mt になるように発電効率を微調整した。稼働率についても諸元データの値を上限値としたが、原子力発電については稼働可能性のある発電容量に対し発電電力量の最大値が 206 TWh と大きい [13]、80% を上限とした。LNG 火力発電は、調整力として利用されるため、稼働率の上限を 70% としたが、条件によってはより低い値となり、発電単価は計算条件に依存して上昇した。
- ・電力安定化に関する制約式 (需給バランス、可能な時間当たりの出力変動幅、LFC・GF 制御条件、慣性力制約など) は LCS のモデルのまま利用した。
- ・揚水発電所については政府案 [32] に記載の設備容量 27 GW、ロス率 30%、kW 単価 20 万円を採用し、最大貯水容量はいくつかの揚水発電施設の仕様値を確認し、最大出力で 7 時間稼働できる量と設定した。
- ・連系線の容量や送電損失率および連系線増強に関する情報は、電力広域的運用推進機関 HP [37] の情報を参照した。連系線強化のための投資額 3.8 ~ 4.4 兆円は計算に組み込まず、計算結果で考察する。地域間の振替ロス、最近の自励式直流送電技術 (直流変換ロス < 1%) [38] を参考に、今回は振替ロスをゼロと設定した。
- ・本章で導入を検討する蓄電池は、2 章の設定と同じ鉛蓄電池を採用し、計算内に組み込んだ。

給により効果的であることが分かった。もちろん連系線の強化も合わせる C4 ではさらに必要電力量は抑制され、地域間でアンバランスな原子力発電の稼働をより少なくすることができる。総電力コストも蓄電システムの有無が 0.7 円 /kWh (およそ 0.6 兆円) の経済効果となる。連系線強化は、原子力発電のアンバランスを解消するには有効だが、蓄電システム強化は、それに加えて太陽光や風力発電による電力の有効活用にも、非常に有効である。

例えば蓄電システムによるデジタル慣性力が有効に利用でき、従前の慣性力電源の比率の制約を 25%まで緩和できたとする D1 ~ 4 のケースでは、蓄電池のない D1、D2 ではほとんど構成にもコストにも変化がないのに対し、D3 と D4 では原子力の稼働が大きく減り、太陽光や風力が大きくなっている。慣性力制約を緩和する技術と蓄電池の組み合わせは、太陽光や風力のような変動する再生可能エネルギーの電源構成への導入比率を高め、有効に利用するために非常に効果的に作用することが分かった。アイルランドでは既に慣性力制約を緩和する（非同期機による電力供給率を引き上げる）実証実験が進んでおり、2030 年には 95%を実現するとしている [39]。今回の計算によると、蓄電池としてはおよそ 270 GWh という大容量を必要とするが、その費用（表 1 の蓄電単価×蓄電容量 270 GWh で約 4 兆円、年当たりで約 3,000 億円）が計算に組み込まれており、蓄電池費用を賄っても全体では大幅に低コスト化できている。これに対し、連系線の強化は原子力発電など地域間で偏りのある電源電力を融通するのに有効であり、地域毎の需要や供給を設定・計算している LCS の多地域電源モデルでも、総発電量や再生可能エネルギーの出力抑制低減には寄与するものの、一方でトータルコストの削減に対しては効果が見えていない。今回の計算には費用として組み込んでいない連系線強化に必要な 3.8 ~ 4.4 兆円の投資額 [13] が妥当なのか、検討が必要であると考えられる。

表 5 政府案の多地域電源構成モデルによる検証結果 (需要 864 TWh/y)

シナリオ番号		C1	C2	C3	C4	D1	D2	D3	D4
安定化条件	慣性力制約	50%				25%			
	連系線強化	×	○	×	○	×	○	×	○
	蓄電池利用	×	×	○	○	×	×	○	○
電力需要 (TWh/y)		864							
発電量 (TWh)	原子力	195	188	172	158	182	182	135	134
	石炭	167	167	167	167	167	167	167	167
	石油等	18	18	18	18	18	18	18	18
	LNG	184	184	184	184	184	184	184	184
	水力	98	98	98	98	98	98	98	98
	太陽光	137	137	137	137	140	137	156	148
	陸上風力	48	42	48	47	54	43	50	50
	洋上風力	17	17	17	17	17	17	17	17
	地熱	10	10	10	10	10	10	10	10
	バイオマス	39	39	39	39	39	39	39	39
	水素	9	9	9	9	9	9	9	9
合計	921	909	899	884	918	903	884	875	
利用量 (TWh)	揚水	15	17	1	0	11	12	1	0
	蓄電池	0	0	48	52	0	0	43	42
蓄電池容量 (GWh-ST)		0	0	277	277	0	0	269	274
電力量 (TWh)	出力抑制	18	5	16	1	17	1	8	0
	供給電力量	904	904	883	883	901	902	876	875
発電コスト (円/kWh)		15.8	15.8	15.1	15.0	15.8	15.7	15.0	15.0

3.3 多地域電源構成モデルによる検証結果（需要増大への対応力）

多地域電源構成モデルで、より需要が大きくなった場合の電源構成を検討した。CO₂ 排出量を 219 Mt に固定しており、原子力発電の上限を変えることは困難であることから、前節と同じくポテンシャルとして強化可能な太陽光と風力を増やし得る設定で計算した。結果を表 6 に示す。

表 6 政府案の多地域電源構成モデルによる検証結果（需要増大への対応力）

シナリオ番号		E1	E2	F1	F2	G1	G2
安定化 条件	慣性力制約	25%					
	連系線強化	○	×	○	×	○	×
	蓄電池利用	×	○	×	○	×	○
電力需要 (TWh/y)		1,000			1,200		
発電量 (TWh)	原子力	198	198	198	198	0	0
	石炭	167	167	167	167	167	167
	石油等	18	18	18	18	18	18
	LNG	184	184	184	184	184	184
	水力	98	98	98	98	98	98
	太陽光	190	220	262	307	548	356
	陸上風力	126	64	320	180	592	343
	洋上風力	17	17	17	17	17	17
	地熱	10	10	10	10	10	10
	バイオマス	39	39	39	39	39	39
	水素	9	9	9	9	9	9
	合計	1,056	1,023	1,321	1,227	1,682	1,241
利用量 (TWh)	揚水	32	1	64	1	81	5
	蓄電池	0	67	0	112	0	173
蓄電池容量(GWh-ST)		0	300	0	361	0	525
電力量 (TWh)	出力抑制	8	5	58	3	420	16
	供給電力量	1,048	1,018	1,263	1,223	1,262	1,224
発電コスト (円/kWh)		15.9	14.9	16.2	14.2	20.3	14.6

再生可能エネルギーの比率が高くなることから、慣性力制約の緩和が必須と考えられるため、ここでは慣性力電源比率 25%以上の制約条件のみを議論する。E1・E2 は 1,000 TWh、F1・F2 は 1,200 TWh で、連系線強化と蓄電池利用の効果を比較している。また G1・G2 のケースでは、将来の経年による廃炉の進行を見据えて、原子力発電ゼロのケースも想定した。ケース E の比較では、E1 の連系線強化では、太陽光よりむしろ時間変動が少ない風力の比率が高く、揚水が積極的に利用されている。一方蓄電池を利用する E2 では単価が安く容量を増やすことのできる蓄電池が選択され、同じく単価の安い太陽光の利用を広げられる。発電量の余剰分も多く発電コストは 1 円 /kWh の差（総発電コストでは 1 兆円）が出ている。さらに F1 の需要 1,200 TWh では、太陽光や風力発電の時間的変動に対して揚水発電だけでは蓄電システムの容量が足りず、大幅な出力抑制の発生を伴い、発電コストは 2 円 /kWh の差（総発電コストでは 2.4 兆円）になった。さら

に原子力発電を利用しないケース G1 では、太陽光発電や風力からの発電量のかなりの部分を利用できず、計算上は大量の出力抑制が発生してしまう。これに対し蓄電システムを十分に有する G2 では発電コストを大きく増大させることなく出力抑制も許容可能なレベルで、1,200 TWh の需要に対応できている。G1 と G2 の発電コスト差は 5.7 円 /kWh に広がる (総発電コストでは 7 兆円の差)。電力需要の増大への対応にも、さらには太陽光や風力などの時間変動が大きな再生可能エネルギーの利用拡大への対応にも、蓄電システムの拡充が非常に有効であり、ゼロカーボン電源に向けて対応力のある安定な電源構成を構築するには欠かせないものであることが明らかとなった。

4. まとめ

図 2 に本提案書で検討した代表的な結果を示す。予想される 1,200 TWh の需要に対し、政府案である連系線強化による電源構成において、F1 では均等に各電源が利用されているが、蓄電システムの利用も少なく発電コストも高めである。さらに原子力発電を使わない G1 では需給が大きくアンバランスになり、極端に太陽光や風力が増えるが有効に利用できず、発電コストが大きく増大する。一方、蓄電池を導入する F2 では導入しない F1 と大きく変わらないように見えるが、原子力発電への依存をなくした G2 でも大きくアンバランスになることなく F1 に対してわずかのコストアップで需要に対応可能であることから、蓄電池の導入が電源系の安定性に大きく貢献していることが分かる。この G2 の電源構成は、2 章で示した A3 と比較すると各発電のコストなどのパラメーターの違いから詳細では異なるものの、太陽光と風力を合わせた変動性の再生可能エネルギーの比率や蓄電池を積極的に利用する点では類似した構成といえる。本提案書では LCS とコスト検証ワーキンググループの二つの異なる技術評価に基づくパラメーターの情報に基づいて計算したが、2050 年のゼロカーボン電源に向けた 2030 年の電源構成の最適化という点では、類似した結果を示すことになった。

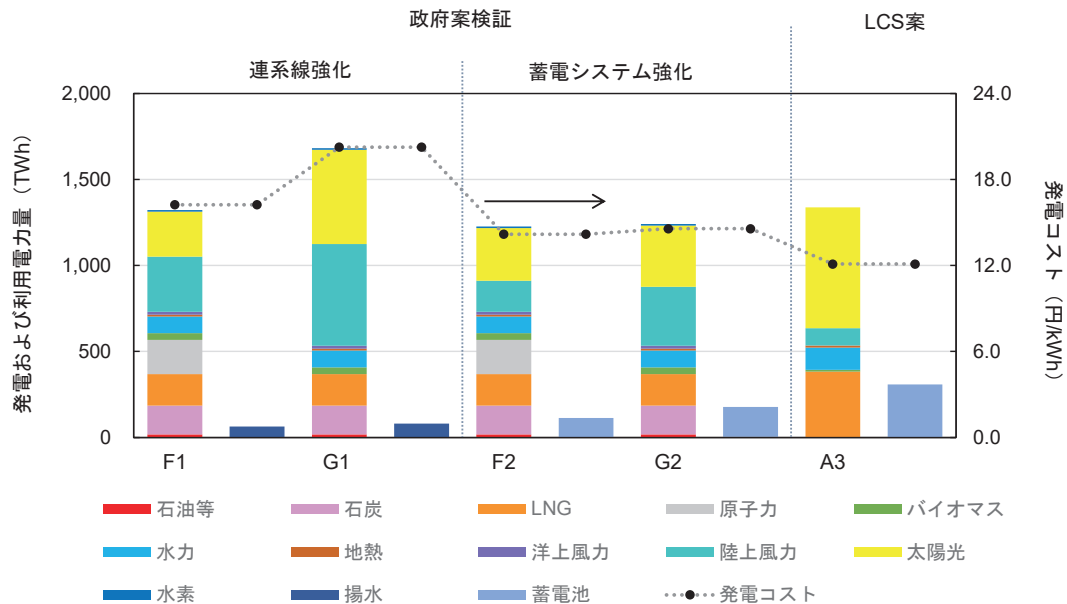


図 2 1,200 TWh の需要に対する電源構成と発電コスト

今回比較対象とした政府案は、需要 864 TWh に対し 62%の CO₂ 削減という、これまでよりゼロカーボン電源側に踏み込んだ電源システムを構成しているが、内容を詳細に検証すると現状のインフラをなるべく最大限に活用することと、電力需要を抑制して数字目標を成立する方向性の、電力供給側の視点により検討されたものと推察される。しかしながら、将来に向けての産業構造の変化や国際競争力の強化を考えれば、より大きな電力需要に対応するケースについても検討の必要がある。例えば、「デジタル社会の実現に向けた重点計画」[14]として、日本の競争力を IT 技術の強化により高める政策の実行を進めるならば、それに必要な電力の確保をエネルギー政策にも反映する必要がある。さらに、2030 年の電力構成は 2050 年のゼロカーボン電源に向けての経由地点であることから、大幅に拡大可能な太陽光ならびに風力発電の比率を今後大きくしていった場合の対応力を織り込んだ電源構成にも目を向けて、定量的な数字を示すことが重要であると考えられる。その場合においても、第 6 次エネルギー基本計画での基本視点である「3E+S (Energy Security, Economic Efficiency, Environment, Safety)」をさらに追求するものであることが前提となる。原子力発電に関しては事故処理終結の見通しが見えておらず、今後は依存しないケースについて総合的に検討する必要がある。

一方、LCS で用いている電源構成モデルは、扱いやすさと計算時間を適度な範囲に収めるために、単純化されており（例えば 7 代表日による年間表現など）、場合によっては精度や条件設定が十分でない（例えば雨天・曇天の連続などの評価）可能性がある。今後更なるモデルの拡張と入力パラメーターの精度向上ならびに最新情報への設定更新を継続的に進めて、より定量性と再現性を高めたシミュレーションとして電源構成の更なる検討を進めるだけでなく、各電源技術、特に、蓄電システムのより詳細な稼働解析を通じた仕様や構成へのフィードバックなどにも検討範囲を拡げていく予定である。

5. 政策立案のための提案

- 現状の電源構成を中心に設定した CO₂ 削減目標を達成する検討ではなく、将来の明るく豊かな社会に必要な電力需要を織り込み、2050 年のゼロエミッション電源に向けての対応力のある電源構成シナリオの検討が必要である。
- 2050 年のゼロエミッション電源に向けては、増大ポテンシャルの高い太陽光発電と風力発電の構成比率を増やしていくことは必須であり、地域間での電力融通を高める系統線の増強よりむしろ時間的な電力融通を担う蓄電システムの拡充および積極的利用が欠かせないことが分かった。蓄電池だけでなく新揚水発電 [23] や電気分解を介した水素発電システム [31] を含めた蓄電システムの技術発展を考慮して、経済性を見通しを追求し続ける必要がある。

参考文献

- [1] “低炭素社会づくりのための総合戦略とシナリオ”，科学技術振興機構低炭素社会戦略センター，2012年7月。
- [2] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書，“低炭素電源システムの安定化と技術・経済性評価—2050年CO₂排出量80%削減に向けた日本の電源システムの課題—”，科学技術振興機構低炭素社会戦略センター，2017年3月。
- [3] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書，“ゼロカーボン電源システムの安定化と技術・経済性評価 (Vol.1) —安定的かつ経済的なゼロカーボン電力供給のための技術開発課題—”，科学技術振興機構低炭素社会戦略センター，2020年3月。
- [4] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書，“電力システムの調整力としてのSOFCの利用可能性についての分析”，科学技術振興機構低炭素社会戦略センター，2020年3月。
- [5] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書，“電気自動車を活用した負荷周波数制御の通信遅延補償のための制御方式の提案”，科学技術振興機構低炭素社会戦略センター，2021年7月。
- [6] 気候ネットワーク提言レポート，“「2050年ネットゼロへの道すじ」2030年・2040年の削減目標と政策提案”，(2021年3月)，https://www.kiconet.org/wp/wp-content/uploads/2021/03/NetZero-Report-2050_JP2.pdf, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [7] “脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略”，自然エネルギー財団，
https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_JP-RenewablePathwaysDecarboStrategy.pdf, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [8] “脱炭素社会に向けた2050年ゼロシナリオ”，WWF ジャパン，
<https://www.wwf.or.jp/activities/basicinfo/1576.html>, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [9] 秋元 圭吾，佐野 史典，“2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析 (中間報告)”，公益財団法人地球環境産業技術研究機構，
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_005.pdf, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [10] “日本政府の2030年温室効果ガス46%削減目標は脱原発と脱石炭で十分に実現可能だ”，未来のためのエネルギー転換研究グループ，
https://green-recovery-japan.org/pdf/greenhousegas_2030.pdf, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [11] 首相官邸 HP，“地球温暖化対策推進本部”，令和3年4月22日，
https://www.kantei.go.jp/jp/99_suga/actions/202104/22ondanka.html, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [12] 資源エネルギー庁 HP，“第6次エネルギー基本計画”，
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [13] 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) 令和3年10月”，
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_03.pdf, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [14] 資源エネルギー庁 HP，“2020年度エネルギー需給実績 (速報)”，総合エネルギー統計，2021年11月26日公表，
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/gaiyou2020fy.pdf, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [15] “世界最先端デジタル国家創造宣言・官民データ活用推進基本計画”，政府CIOポータル，
<https://www.kantei.go.jp/jp/singi/it2/kettei/pdf/20200717/siryu1.pdf>, (アクセス日 2022年2月10日)。
- [16] 国土交通省 HP，“カーボンニュートラルに向けた自動車政策検討会”，
<https://www.mlit.go.jp/jidosha/content/001395256.pdf>, (アクセス日 2022年2月10日)。

- [17] 経済産業省 HP, “金属産業の現状と課題”,
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/seizo_sangyo/pdf/010_03_00.pdf, (アクセス日 2022年2月10日).
- [18] 山田興一, “2030年政府案の実現性と2050年明るいゼロカーボン(ZC)社会”, 2021年度低炭素社会戦略センターシンポジウム講演資料,
https://www.jst.go.jp/lcs/sympo20211203/item/20211203_shiryu_yamada.pdf, (アクセス日 2022年2月3日).
- [19] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “ゼロカーボン社会に向かう産業構造の変化例—拡張型産業連関表の適用—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2020年3月.
- [20] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “情報化社会の進展がエネルギー消費に与える影響 (Vol.3) —ネットワーク関連消費エネルギーの現状と将来予測および技術的課題—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2021年2月.
- [21] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “国土の有効利用の検討にもとづいた太陽光発電ポテンシャルと分布”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2022年3月.
- [22] 環境省 HP, “令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書”, 株式会社エックス都市研究所, アジア航測株式会社, 令和2年3月,
https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/dat/report/r01/r01_whole.pdf/, (アクセス日 2022年2月3日).
- [23] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “日本における蓄電池システムとしての揚水発電のポテンシャルとコスト (Vol.4) —気候変動に対応した提案—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2022年3月.
- [24] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “蓄電池システム (Vol.7) —蓄電システムの経済性の考察 (現状の効率、コストと今後の課題) —”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2020年1月.
- [25] 谷口昇, “各種蓄電池の供給可能量”, 2021年度LCSウェビナー, “2030年, 温室効果ガス46%減社会の姿”, (2021年6月11日),
<https://www.jst.go.jp/lcs/relations/events/webinar20210611.html>, (アクセス日 2022年2月3日).
- [26] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “蓄電池システム (Vol.8) —全固体リチウムイオン電池の製造コスト計算と研究課題—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2020年3月.
- [27] “エネルギー・大型二次電池・材料の将来展望 2018—動力・電力貯蔵・家電分野編—”, 富士経済調査報告書 (2018年4月).
- [28] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “二酸化炭素の Direct Air Capture (DAC) 法のコストと評価 (Vol.2) —吸着分離プロセス—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2021年3月.
- [29] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “石炭ガス化ならびに天然ガスリフォーミングによる水素製造の経済性とCO₂排出量—ゼロカーボン社会に向けての国内CO₂貯留場所確保の重要性—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2021年9月.
- [30] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “ゼロカーボン電源システムの安定化と技術・経済性評価 (Vol.2) —2050年のゼロカーボン電源に向けたシナリオ解析—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2021年9月.
- [31] 低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書, “カーボンフリー水素の経済性とCO₂排出量 (Vol.2) —”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2018年2月.
- [32] 関西電力 HP, “蓄電池を活用した周波数制御技術に関する実証試験および独自検証の取り組み”

み結果について”，

- https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/souhaiden/2020/0325_1j.html, (アクセス日 2022年2月3日).
- [33] 資源エネルギー庁 HP, “2050年の脱炭素日本を支えるエネルギーミックス—次期エネルギー基本計画の策定にむけて”, 自然エネルギー財団, 総合エネルギー調査会資料,
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/044_006.pdf,
(アクセス日 2022年2月3日).
- [34] 資源エネルギー庁 HP, “基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告 (令和3年9月)”, 発電コスト検証ワーキンググループ,
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_01.pdf, (アクセス日 2022年2月3日).
- [35] 資源エネルギー庁 HP, “各電源の諸元一覧”, 発電コスト検証ワーキンググループ,
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_02.pdf, (アクセス日 2022年2月3日).
- [36] 資源エネルギー庁 HP, “総合エネルギー統計の解説”,
https://www.enecho.meti.go.jp/appli/public_offer/2020/data/20210215_003_04.pdf, (アクセス日 2022年2月3日).
- [37] 電力広域的運営推進機関 HP, “2021～2030年度の連系線の運用容量”,
https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2020/files/1_2021_2030_unyouyouryou.pdf,
“一般送配電事業者 供給区域需要想定 (送電損失率)”,
https://www.occto.or.jp/juyousoutei/2020/files/210120_sanko_ippansouhaiden_kyoukyukuiki_soutei.pdf,
“マスタープランに関する中間整理 (概要版)”,
https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2021/files/masuta_gaiyou.pdf, (いずれもアクセス日 2022年2月3日).
- [38] “世界で進む高圧直流送電 (HVDC) の導入とその背景”, 日立評論,
<https://www.hitachihyoron.com/jp/archive/2020s/2020/02/pdf/gir.pdf>, (アクセス日 2022年2月3日).
- [39] “Shaping our electricity future”, EirGrid and SONI Technical report, February 2021, <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Full-Technical-Report-on-Shaping-Our-Electricity-Future.pdf>,
(アクセス日 2022年2月18日).

低炭素社会の実現に向けた
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく
イノベーション政策立案のための提案書

**ゼロカーボン電源システムの安定化と技術・
経済性評価 (Vol.3)**
— 2030 年政府案実現の見通し評価と
2050 年ゼロカーボン電源化への課題—

令和 4 年 3 月

**Economic and Technological Evaluation for Zero Carbon Electric Power
System Considering System Stability (Vol. 3):**

**Evaluation of Government Plan “Outlook for Energy Supply and Demand in 2030”
and Issues to Achieve Zero-carbon Power Supply in 2050**

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies,
Center for Low Carbon Society Strategy,
Japan Science and Technology Agency,
2022.3

国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター

本提案書に関するお問い合わせ先

- 提案内容について・・・低炭素社会戦略センター フェロー 古木 真 (FURUKI Makoto)
主任研究員 浅田 龍造 (ASADA Ryuzo)
上席研究員 西川 浩 (NISHIKAWA Hiroshi)
- 低炭素社会戦略センターの取り組みについて・・・低炭素社会戦略センター 企画運営室

〒102-8666 東京都千代田区四番町5-3 サイエンスプラザ 8 階

TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273

<https://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2022 JST/LCS

許可無く複写・複製することを禁じます。
引用を行う際は、必ず出典を記述願います。