

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.4）**

—2050 年ゼロカーボン電源に求められる蓄電システムの構成の検討—

令和 5 年 1 月

**Economic and Technological Evaluation for Zero Carbon Power System
Considering System Stability (Vol. 4) :**

Studies on Configuration of Storage Systems Required for Zero-Carbon Power Supplies 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-FY2022-PP-03

概要

2050年のゼロカーボン電源システムの検討には、変動性再生可能電源と蓄エネルギーシステムの構成や動作を最適化するプログラムが必要である。今回、LCSの多地域電源構成モデルを年間8,760時間の電力需要に対応させるように変更することで、変動性再生可能電源出力の時間変動、気象条件による変動、季節に依存する変動と、その対応としての電力供給の安定化に必要な蓄エネルギーシステムの構成を定量的に評価できるようになった。鉛蓄電池およびLiイオン電池、揚水および新揚水発電、電解水素と水素タービンを組み合わせた水素蓄エネシステムを例に、電力単価が最小になる最適化を行ったところ、太陽光と洋上を含む風力発電のポテンシャルを活用すれば、電力需要1,000～3,500 TWhの電力需要に対し大幅なコストアップなしに対応可能との結果を得た。蓄電システムとしては、放電時間が短く入替回数の多い日々の電力融通システムとしての蓄電池システムと、放電時間が長く入替回数の少ない季節間の電力融通システムとしての水素蓄エネシステムの両者が必要で、それぞれの技術の特長を活かし、これらを組み合わせたシステム構成が有効であることが分かった。再生可能エネルギーの主力電力化に向けて、トータルシステムとして効率よく安定な電力供給を確保するためにも、各システムの規模や仕様を含む総合的な蓄電システムの具体的な全体戦略を、定量的な評価を通して早急に提案する必要がある。

Summary

The study of zero-carbon power systems for 2050 requires a program to optimize the configuration and operation of variable renewable power sources and energy storage systems. By modifying the LCS multiregional power supply configuration model to accommodate 8,760 hours of annual electricity demand, it is now possible to quantitatively evaluate the temporal, weather-related, and seasonal variations in the output of variable renewable power sources and the configuration of the energy storage systems needed to stabilize the electricity supply in response to these variations. Using lead-acid batteries and lithium-ion batteries, pumped and newly pumped storage power generation, and a hydrogen energy storage system combining electrolytic hydrogen and hydrogen turbines as examples, optimization was conducted to minimize the unit cost of electricity, and it was found that if the potential of solar power and wind power, including offshore wind power, is utilized, an electricity demand of 1,000 to 3,500 TWh can be met without significant cost increase. For storage systems, it is necessary to have both a battery system as a daily power interchange system with short discharge times and frequent replacements, and a hydrogen energy storage system as a seasonal power interchange system with long discharge times and few replacements, and we were able to determine a storage system that combines and makes the most use of the features of each storage technology. In order to ensure that renewable energy becomes the main power source, and to ensure an efficient and stable power supply as a total system, it is necessary to propose a concrete overall strategy for a comprehensive energy storage system as soon as possible, including the scale and specifications of each system, through quantitative evaluation.

目次

概要

1. 本提案／報告の位置づけ	1
1.1 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
1.2 本提案／報告に関連した技術・研究開発の動向等	1
1.3 本提案／報告に関連した政策等の動向	2
2. 多地域電源構成モデルの設定と評価条件	2
2.1 電源モデルの基本設定	2
2.2 蓄電システム評価の条件	4
3. 多地域電源構成モデルによる検証結果	7
3.1 コスト最小化における蓄電システム選択	7
3.2 蓄電システムの利用形態と仕様の最適化	10
3.3 蓄電システムの利用形態と仕様の最適化	12
3.4 輸入水素による水素蓄エネシステム補完の可能性	16
3.5 原子力利用の効果と蓄電システムへの影響	18
3.6 電力需要変化の影響	20
4. まとめ	21
5. 政策立案のための提案	22
参考文献	23

1. 本提案／報告の位置づけ

1.1 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

これまで LCS では 2050 年のゼロカーボン (ZC) 電源システムを検討し、太陽光や風力を主力電源とする電源構成で年間 1,000 ～ 2,000 TWh の需要に対して供給が可能で、これに必要な蓄電システムの重要性について提案してきた [1-3]。さらに、2050 年に GDP 1050 兆円 (年率成長率 2.0%) を目指すシナリオでは、3,000 TWh/y を越える電力需要が見込まれ、これも洋上風力発電を大幅に増強した ZC 電源構成により供給可能であることを示した [4]。例えば資源エネルギー庁の第 6 次エネルギー基本計画は、2030 年に向けての徹底した省エネルギーの推進により 864 TWh/y という電力需要を対象に検討しているが [5]、LCS としては、2050 年という将来の電源構成を考えるうえで、電力需要を低く設定して成立性を高めるのではなく、明るく豊かなシナリオに必要なレベルで検討する [3-4] ことが重要と考えている。そしてその電源構成に欠かせない技術要件は、定量的に明確化され、計画的な戦略の下で整備・構築されていかなければならず、太陽光や風力などの電源だけでなく、ZC 電源構成における蓄電システムの具体的な姿を描くことが、今、強く求められている。しかしながら、これまで LCS で電源構成の評価に用いてきた多地域電源構成モデルは、各季節および平日・休日さらには晴天・雨天を組み込んだ 14 代表日の平均的な日負荷曲線を延長して年間需要に対する電力供給を評価するもので、実際に起きうる連続する日々の変動を扱わなかったことから、蓄電システムに求められる様々な時間範囲 (時間・日・週・月など) での充放電特性や年間を通して必要な蓄電容量を評価するには十分なモデルとはいえなかった。そこで、本提案書では多地域電源構成モデルの基本構成を組み直し、年間 8,760 時間の電力需要に対応する電源構成を評価するように変更することにした。沖縄を除く 9 地域の 2017 ～ 2021 年度 (2018 年度は除く) の実際の年間電力需要のデータや同じ年度の太陽光・風力の実績データ [6-15] を用い、2050 年の ZC 電源を設定したときの電源構成と各電源および蓄電システムの容量および動作を評価し、ZC 電源に向けての課題と望ましい対応について蓄電システムを中心に検討した。

1.2 本提案／報告に関連した技術・研究開発の動向等

年間 8,760 時間をベースとする電源構成モデルはいくつかの研究機関で検討され、2030 年や 2050 年の電源構成に関してそれぞれの視点に基づく仮定を置いて評価され、CO₂ の削減見通しやコストを最小化する構成などが報告されている。小宮山涼一らは、カーボンニュートラル電源構成に必要な電力貯蔵システムを Li イオン電池、NAS 電池、揚水を組み合わせで評価しており、ネットゼロさらには再エネ出力抑制無しの実現に向けては、より大きな設備容量が必要としている [16]。自然エネルギー財団では自然エネルギー 100% を実現する 2050 年の電源構成において 30 GW の揚水、87 GW の蓄電池、EV を組み合わせた運用設備容量 1.1 TWh が電力貯蔵設備として導入される必要があると見積もっている [17]。一方、日本エネルギー経済研究所では、2050 年のカーボンニュートラルのモデル試算例として、揚水と蓄電池の組み合わせで 1 TWh 相当の、圧縮水素貯蔵として 3.8 TWh 相当のエネルギー貯蔵容量が必要としている [18]。また、蓄電システムの構成やコスト構造の違いによる利用形態の違いについても考察しており、対象は CO₂ 排出量 80% 削減だが水素貯蔵量の推移などもシミュレーションしている [19]。一方、電力需要側からの視点として IEA (International Energy Agency) の “Projected Costs of Generating Electricity (2020 Edition)” [20] によれば、年間サイクル数と放電時間により蓄電システムに割り当てられるアプリケーションが異なることがマッピングされており、例えば Seasonal storage については大きな放電時間と少ないサイクルになることが示されている。また Oliver Schmidt らによれば [21]、年間放電回数と放電時間に対し、コスト優位な蓄電システムの選択が示され、蓄電池・揚水・水素などがマッピングされている。すなわち 2050 年の ZC 電源構成には、十分な規模の蓄電システムが必

要であり、用途に応じてその要求特性に適合した仕様の蓄電システムが選択されることになる。本提案書では、相互作用をもって最適化される必要のある蓄電システム群それぞれの仕様と容量ならびにその年間動作を平準化応答性、稼働時間、自己放電、放電深度（DOD）などをパラメータとして具体的に評価し、2050 年に向けての開発課題や環境整備について検討する。

1.3 本提案／報告に関連した政策等の動向

2021 年 8 月の「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」[22] では、各電源を電力システムに受け入れるコスト、として揚水発電のロスや蓄電池の性能比較が取り扱われているが、あくまでコストとしての検討であり、電力系統全体の安定供給に必要な蓄電システム像は示されていない。さらに最新の、2022 年 9 月の「エネルギーの安定供給の再構築」[23] では原子力発電の再稼働や新規増設に力点が置かれる一方、蓄電システムについては定置用蓄電池の導入加速策として、自立的な導入拡大に環境整備についての記載があるに留まっている。揚水や水素とあわせて、再生可能エネルギーの大量導入を支える蓄電システムは、概念図としてはあるものの定量的な評価を進めた結果は示されていない。一方、長期間の電力貯蔵に位置づけられている水素については、例えば 2021 年 3 月の「今後の水素政策の課題と対応の方向性 中間整理（案）」[24] で、水電解装置の更なるコスト低減や水素発電の利用が扱われているものの、これを組み合わせた蓄エネルギーシステムの具体的な導入に向けた計画はなく、輸入水素や水素モビリティを含む水素利用の関連技術による裾野拡大が主に述べられており、自然エネルギー財団が指摘している[25] ような、選択されるべき脱炭素化に本当に必要な水素の用途を示し、導入に向けたロードマップを描くには至っていない。

2. 多地域電源構成モデルの設定と評価条件

2.1 電源モデルの基本設定

2050 年におけるゼロカーボン電源構成を計算するにあたり、設定した電源モデルの基本構成を表 1 に示す。電力需要データは 2020 年度の 9 地域（北海道・東北・東京・北陸・中部・関西・中国・四国・九州）の 8,760 時間分の実績値 [6-15] に対し、需要電力量の全地域の総計が最適化計算で設定する全電力需要の目標値に一致するように定数を掛けて利用した。すなわち 2020 年度の各地域における各時間の電力需要の相対分布を 2050 年の電力需要に利用した。さらに変動性再生可能エネルギーである太陽光ならびに風力の発電量も電力需要と同時刻・同地域の気象条件の下での数値として利用するため、同年度の 8,760 時間分の発電電力量に定数を掛けて、各地域の導入設備容量と発電電力量の相対関係を維持したまま、年間総計が表 2 の賦存量（後述最適化計算における導入量の上限）と年間発電ポテンシャル（発電電力量の上限）の相対関係と一致するように調整した。また、「3.2 蓄電システムの利用形態と仕様の最適化」の中では、年度間の差異を評価するため、2017・2019・2021 年度のそれぞれの電力需要と変動性再生可能エネルギーの地域および時間分布を用いた計算結果とも比較した。2018 年度は北海道で大規模停電があったため、データとしては評価しなかった。

表1 電源モデルの基本構成

地域	9地域	北海道・東北・東京・北陸・中部・関西・中国・四国・九州
時間	8,760時間	4月1日より3月31日（閏年は3月31日を除く）
電力需要	9地域×8,760時間	2017, 19, 20, 21年度実績データに定数を掛け設定需要に合わせる
電源	太陽光	同年度の9地域実績データ合計が発電ポテンシャルと賦存量導入において一致させ、これを上限とする
	風力	同上。洋上風力は陸上風力と共通の実績データを利用。
	水力・地熱・バイオマス	賦存量を上限にコスト最適化の条件で運転。出力制御上下限は個別に設定
	原子力	同上。運転中および再稼働申請中の範囲。設定条件によって利用あるいは利用しない
	輸入水素	同上。水素蓄エネシステムの代替。ガス火力の特性を継承
蓄電システム	揚水	電力は太陽光・風力を融通。開発可能な賦存量を上限に設定
	蓄電池	同上。蓄電池は製造能力と資源量条件に容量上限を設定
	水素蓄エネシステム	同上。電解水素を蓄積し、必要時に水素タービンで発電
目的関数	コスト最小化	発電・蓄電システムの固定費・変動費、連系線を含む送電コストの総和最小化

表2の太陽光発電ならびに風力発電の2050年における設置可能な最大設備容量（賦存量）と年間発電ポテンシャルの関係は、LCS提案書「国土の有効利用を考慮した太陽光発電のポテンシャルと分布」[26]および環境省の「ゾーニング基礎情報」[27]を参考に、各地域に設置可能な設備容量＝賦存量と賦存量上限における発電ポテンシャルを整理し、モデル計算の基礎データとした。コスト最小化計算の結果として導入される各地域の設備容量とその年間発電電力量の比率（設備稼働率に相当）は、この賦存量（GW）と発電ポテンシャル（TWh/y）の比率を維持させた。その他の電源の容量と発電電力量については、最適化計算の中で年間最大稼働率の範囲内で運転するものとした（表1）。発電および蓄電システムの固定費と変動費（主に燃料費）さらには連系線を含む送電コストが最小となる最適化計算はGAMS¹⁾を用い、およそ6,000,000の制約式(27ブロック)と4,000,000の変数(19ブロック)、約26,000,000の非ゼロ要素からなる線形計画法を解いた。2050年の電源構成はZC電源群により構成されるものとし、年間電力需要1,000～3,500 TWhの範囲で、2,000 TWh/yを中心に計算した。

¹⁾ GAMS (General Algebraic Modeling System) は最適化計算に適した数値計算ソフトウェアである。今回は変数が多く、計算収束のために、ソルバー xpress による Newton-Barrier 法で最適化計算を実施した。

表 2 変動性再生可能電源の賦存量 (GW : 上段) と年間発電ポテンシシャル (TWh/y : 下段)

		太陽光	陸上風力	洋上風力	
				固定式	浮体式
北海道	賦存量(GW)	124	230	111	208
	ポテンシシャル(TWh/y)	184	558	351	689
東北	賦存量(GW)	87	111	56	157
	ポテンシシャル(TWh/y)	130	295	166	487
東京	賦存量(GW)	134	8	32	41
	ポテンシシャル(TWh/y)	200	21	95	130
北陸	賦存量(GW)	17	7	10	46
	ポテンシシャル(TWh/y)	25	15	27	136
中部	賦存量(GW)	89	14	24	18
	ポテンシシャル(TWh/y)	132	34	76	64
関西	賦存量(GW)	54	19	12	39
	ポテンシシャル(TWh/y)	80	45	34	113
中国	賦存量(GW)	53	24	18	93
	ポテンシシャル(TWh/y)	79	56	47	277
四国	賦存量(GW)	33	7	11	45
	ポテンシシャル(TWh/y)	49	17	31	137
九州	賦存量(GW)	98	26	53	118
	ポテンシシャル(TWh/y)	147	58	149	356
合計	賦存量(GW)	689	447	327	766
	ポテンシシャル(TWh/y)	1,026	1,099	976	2,389

2.2 蓄電システム評価の条件

電力コスト最小化を計算するための各電源の基礎パラメータを表 3 に示す。備考に記載したが、主にこれまで LCS が公表してきた提案書をベースに、一部の情報は更新して使用した。変動性再生可能電源の風力および太陽光は賦存量を上限とし、導入量に応じた電力が供給される。水力・地熱・バイオマスは、賦存量と年間最大稼働率を上限とする範囲で運転するものとする。原子力は、利用しないケースと 26 GW を固定値として導入したケースを検討した。輸入水素は水素蓄エネシステムの代替として設定し、利用するケースでは導入出力容量に上限を設けない条件とした。輸入水素による発電のゼロエミッション化に必要な CCS や DAC さらには海外からの輸送や国内貯蔵に費用は変動費の 21.6 円 /kWh に含めた [33]。表 3 での変動費（主に燃料費）は、その燃料が有するエネルギー（一次エネルギー：kWh 単位）に対する単価であり、実際の燃料コストは変換効率と所内率を反映したコストとなる。発電コストおよび単価は以下の式で表される。

$$\text{発電コスト (円 /y)} = \text{固定費 (円 /W} \cdot \text{y)} \times \text{導入量 (GW)} \times 10^9 + [\text{変動費 (円 /kWh)} \div \{\text{変換効率} \times (1 - \text{所内率})\}] \times \text{発電電力量 (TWh/y)} \times 10^{12} \quad (1)$$

$$\text{発電単価 (円 /kWh)} = \text{発電コスト (円 /y)} \div \{\text{発電電力量 (TWh/y)} \times 10^9\} \quad (2)$$

表3 電源システムの主要パラメータ

		固定費	変動費*	発電効率		年間最大稼働率 (%/y)	平均稼働率 (%/y)	賦存量(上限)		備考
		建設費等 (円/W・y)	燃料費等 (円/kWh)	変換効率 (%)	所内率 (%)			(GW)	(TWh)	
洋上風力	浮体式	41.9	—	—	—	—	35.6	118	—	[28]
	固定式	30.7	—	—	—	—	34.1	327	—	
陸上風力		16.8	—	—	—	—	28.1	447	—	
太陽光		5.0	—	—	—	—	17.0	689	—	[29]
水力	小水力	25.6	—	100.0	0.004	0.72	—	11.9	—	[30]
	中水力	25.6	—	100.0	0.004	0.48	—	15.46	—	
地熱	地熱発電	38.7	—	0.8	0.1	0.8	—	1.67	—	
	高温岩体	35.1	—	0.8	0.2	0.75	—	15.18	—	[31]
バイオマス		43.8	0.717	0.3	0.16	0.9	—	4.28	—	[30]
原子力		60.0	1.7	100.0	0.04	0.7	—	26**・無	—	[32]
輸入水素		16.0	21.6	53.0	0.02	0.9	—	任意・無	—	[33]
揚水発電	揚水	6.0	—	83.7	—	0.5	—	28	—	[30]
	新揚水	7.5	—	92.2	—	0.5	—	380	—	[34]
蓄電池	鉛蓄電池	1.7	—	93.3	—	0.5	—	任意	1・20	表4に 詳細
	Liイオン	2.8	—	97.5	—	0.5	—	任意	1・20	
水素蓄エネシステム		16.0	0.009	53.0	0.02	0.5	—	任意・無	346	

*変動費は一次エネルギー基準、**原子力を利用する場合の導入量は26 GW固定

揚水・蓄電池・水素蓄エネシステムについては表4に詳しく記載した。揚水および新揚水発電は、放電時間を5時間に固定している[34]。したがって、貯水量に相当する蓄電量(Wh単位)は出力の5時間分に相当する。充電の入力も同様なので、モデルでは充電の方が放電より変換効率の分だけ時間を要する設定となる。一方、蓄電池では入出力側(インバーターなど)の固定費:出力と蓄電側(蓄電池本体や建屋など)の固定費:蓄電を分離してモデル化している[35]。蓄電池の容量に対する入出力の電気系の能力の比率も、コスト最小化の検討範囲に加えることで、蓄電池システムの仕様検討も行う。蓄電に対する最大出力(放電だけでなく充電も含む)の比率は充放電時間²⁾として表され、必要な出力が小さいまたは長時間であるほど充放電時間は長く設定される。蓄電池モデルとしては鉛蓄電池とリン酸鉄系Liイオン電池を設定し、それぞれの特徴を変換効率(充放電効率)と自己放電ならびに運用上の放電深度に反映させた。蓄電システムとしてはさらに水素蓄電システムを設定している[36]。アルカリ電解水素をタンクに蓄積し、必要に応じて水素タービンにより発電する設定で、圧縮水素を蓄積するものと液化水素を蓄積するものを想定し、液化については液化装置の利用電力もモデルに反映させた[37]。想定しているタンクが大きい(10,000～100,000 m³)ことから、アルカリ電解槽とタンクと水素タービンは同一サイトに建築する設定で、電解水素を輸送するコストなどは設定しなかった。また、液体タンクおよび液化装置については、現状レベルと将来期待される技術レベルの二つを設定した。表4の水素

²⁾ 設定された蓄電容量に対する充放電出力の最大値なので、満充電を放電する最短時間を意味する。

蓄エネシステムにおいては、水素タービンと電解槽のコストは共通仕様である。一方、個別仕様である圧縮気体タンクと液体タンクでは、タンクの固定費は密度が高くできる液体タンクの固定費：蓄エネは非常に低い。これに対し圧縮気体タンクの方は、液化装置が不要で電解槽と合算した固定費：出力も低く押さえられ、変換効率も 63.4%と液体タンクを用いるものより高い。液体タンクを用いた場合の固定費：出力における「電解槽＋液化装置」の行は、液化装置の固定費と液化に必要な電力が上乘せされているために、固定費：出力が高くなり、変換効率が低下している。さらに、「将来技術」は液化装置と液体タンクについて「現状技術」に対し、設備コスト・変換効率両面での改善を見込んでいる [37] (以降、特にことわりのない場合は「現状技術」の液化装置ならびに液体タンクを用いた水素蓄エネシステムを扱う)。ここでも、水素蓄エネシステムは蓄電池と同様に、水素製造の充電（蓄エネ）時間とさらに水素タービンの放電（発電）時間の両方をタンク容量とはそれぞれ個別に独立して最適化し、三つの機能である充電（電解槽）・タンク・放電（水素タービン）の導入比率が、最適仕様として計算されるようにしている。また、本提案書ではあえてよりシンプルに蓄電システムの動作や仕様を観察・評価するために、これまでのモデル [1-3] で評価していた電力安定供給のための慣性力制約は適用せず、慣性力のない太陽光や蓄電池のパワーコンディショニングシステム（PCS）だけでも可とした。現在技術検討が進んでいる同期電動機（M）と同期発電機（G）を組み合わせた M-G セット [38] や Grid Forming Inverter [39] の開発と導入が進んで、2050 年の ZC 電源構成において電源の慣性力制約が大幅に緩和されることが期待される。

表 4 では、最終的な放電（発電）出力 1 W および 1 Wh のために必要な固定費および変動費、すなわち各費用を送電端送出電力（および電力量）で割った値を記載している。蓄電池の蓄電固定費も、水素蓄エネシステムのタンクならびに電解槽や液化装置も変換効率分割り増しされている。充電（水素製造）や放電（発電）の度に変換効率を算入させると、相互のコストの大小が分かりにくくなるためである。したがって、変動費に記載されている工業用水や輸入水素の単価も、表 3 の値とは異なり、水素タービンの発電効率を見込んでいる。以降議論する容量単価、放電単価および電力単価は以下で表される。充放電コストの一般式（式 (5)）に対し、揚水・新揚水の放電コストは、蓄電の固定費が出力側に組み込まれているため固定費は出力側だけとなり（式 5a）、揚水と蓄電池には変動費を設定せず、水素については固定費：出力に水素タービンと H₂ 製造すなわち（アルカリ）電解槽および液化装置がそれぞれ加えられる（式 5c）。

$$\text{放電時間 (h)} = \text{蓄電容量 (TWh)} \div \text{放電出力 (GW)} \times 10^3 \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{充放電コスト (円/y)} = & \text{固定費：出力 (円/W}\cdot\text{y)} \times \text{出力導入量 (GW)} \times 10^9 + \text{固定費：蓄電} \\ & \text{(円/Wh}\cdot\text{y)} \times \text{蓄電導入量 (TWh)} \times 10^{12} + \text{変動費 (円/Wh)} \times \text{放電電力量 (TWh/y)} \times 10^{12} \quad (5) \end{aligned}$$

揚水・新揚水については、

$$\text{揚水充放電コスト (円/y)} = \text{固定費：出力 (円/W}\cdot\text{y)} \times \text{出力導入量 (GW)} \times 10^9 \quad (5a)$$

蓄電池については、

$$\text{充放電コスト (円/y)} = \text{固定費：出力 (円/W}\cdot\text{y)} \times \text{出力導入量 (GW)} \times 10^9 + \text{固定費：蓄電} \\ \text{(円/Wh}\cdot\text{y)} \times \text{蓄電導入量 (TWh)} \times 10^{12} \quad (5b)$$

水素については（圧縮気体タンクの場合は液化装置を含まない）、

$$\begin{aligned} \text{充放電コスト (円/y)} = & \{ \text{固定費：水素タービン (円/W}\cdot\text{y)} + \text{固定費：電解槽と液化装置} \\ & \text{(円/W}\cdot\text{y)} \} \times \text{出力導入量 (GW)} \times 10^9 + \text{固定費：タンク (円/Wh}\cdot\text{y)} \times \text{蓄電導入量 (TWh)} \\ & \times 10^{12} + \text{変動費 (円/Wh)} \times \text{放電電力量 (TWh/y)} \times 10^{12} \quad (5c) \end{aligned}$$

$$\text{容量単価 (円/Wh}\cdot\text{y)} = \text{充放電コスト (円/y)} \div \{ \text{蓄電容量 (TWh)} \times 10^{12} \} \quad (6)$$

$$\text{放電単価 (円/kWh)} = \text{充放電コスト (円/y)} \div \{ \text{利用電力量 (TWh/y)} \times 10^9 \} \quad (7)$$

$$\text{電力単価 (円 /kWh)} = \{ \text{発電コスト (円 /y)} + \text{充放電コスト (円 /y)} + \text{送電コスト (円 /y)}^3) \} \div \{ \text{電力需要 (TWh/y)} \times 10^9 \} \quad (8)$$

表4 蓄電システムのパラメータ

		固定費		変動費 (円/Wh)	充放電 時間(h)	変換(充放電) 効率			自己放電 (%/h)	放電深度 (%)	備考
		出力(H ₂ 製造) (円/W・y)	蓄電(エネ) (円/Wh・y)			製造/充電 効率(%)	発電/放電 効率(%)	所内率 (%)			
水力	揚水発電	6.0	—	—	5	83.7	83.7	—	—	—	放電時間を5 hとし、固定費は出力側に集約、蓄電容量(Wh)は出力(W)の5倍[34]
	新揚水発電	7.5	—	—	5	92.2	92.2	—	—	—	
電池	鉛蓄電池	1.68	0.56	—	任意	93.3	93.3	—	0.0158	70	出力系はインバーターなど。蓄電池の建屋は蓄電側の固定費に算入[3,35]
	Liイオン電池 (リン酸鉄系)	2.80	1.34	—	任意	97.5	97.5	—	0.0071	95	
水素蓄エネシステム	水素タービン	16.0	—	—	任意	—	53	2	—	—	水素タービンの仕様は共通
	圧縮気体タンク	—	0.61	—	—	—	—	—	—	—	1 MPa、25,000 m ³ の球形タンクでLCSIにて算定
	アルカリ電解槽	23.4	—	1.7×10 ⁻⁵	任意	63.4	—	—	—	—	電解槽は[36]を更新、変動費は工業用水
	水素タービン	16.0	—	—	任意	—	53	2	—	—	現状技術をベースに液体水素を介した機構
	液体タンク (現状技術)	—	0.0521	—	—	—	—	—	0.0042	—	真空パーライト断熱タンク10,000 m ³ を想定[37]
	電解槽+液化装置 (現状技術)	81.3	—	1.7×10 ⁻⁵	任意	53.2	—	—	—	—	タービン発電出力1Wに必要な水素製造[36]
	水素タービン	16.0	—	—	任意	—	53	2	—	—	将来技術をベースに液体水素を介した機構
	液体タンク (将来技術)	—	0.0201	—	—	—	—	—	0.0042	—	積層真空断熱タンク100,000 m ³ を想定[37]
	電解槽+液化装置 (将来技術)	55.2	—	1.7×10 ⁻⁵	任意	55.9	—	—	—	—	タービン発電出力1Wに必要な水素製造[36]
輸入水素発電		16.0	—	0.0417	任意	—	53	2	—	—	DACを含む輸入水素6 円/MJと設定[33]

3. 多地域電源構成モデルによる検証結果

3.1 コスト最小化における蓄電システム選択

蓄電池は20 TWhの容量を上限に鉛およびLiイオン電池の両方を許容し、水素蓄エネシステムは圧縮気体タンクと液体タンク（現状技術と将来技術）をそれぞれ選択する設定で、電力需要1,000～3,500 TWh/yに対する電源構成をコスト最小化で計算した。その結果、図1に示すように、これまで[4]と同様におおむね1,000～3,500 TWhまでゼロカーボン電源構成が成立し得る結果となった。水素蓄エネシステムとしては、液体タンクを使用した方がコスト優位であることが判った。一方、水素蓄エネシステムを利用しないケースでは3,000 TWhまでしか解が得られなかった。電源の構成比率を液体タンク（現状）の計算結果（表5）を例に蓄電システムとしての揚水と蓄電池の利用状況を見ると、鉛蓄電池だけが利用されていた。すなわち、このケースでは蓄電システムとして液体タンクを利用した水素と鉛蓄電池の2者により、1,000～3,500 TWhまでのコスト最小ゼロカーボン電源を構成し得ることを示している。

³⁾ 送電コストは、系統線と連系線のそれぞれの固定費[1-3]と変動費からなる。固定費は、将来の電力需要増大と地域間の電力融通に必要な投資を見込むため、変動費は最適化計算で発生し得る連系線や蓄電システムへの不要な電気の流れを抑制するために、モデルに盛り込まれている。変動費としての送電費は、複数社の公開情報[40, 41]を参考に0.32 円/kWhとした。

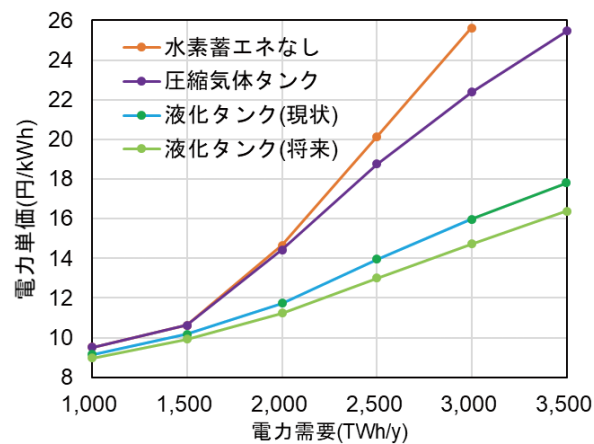


図 1 水素蓄エネシステムの違いによる電力単価の変化

表 5 液体タンク（現状技術）使用時の電源構成計算結果

	電力需要 (TWh)	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000	3,500
発電電力量 (TWh/y)	洋上風力	0	89	309	776	1,408	2,102
	陸上風力	310	523	845	1,099	1,099	1,099
	太陽光	595	947	1,026	1,026	1,026	1,026
	水力	140	140	140	140	140	140
	地熱	111	111	111	111	111	111
	バイオマス	11	11	23	25	28	29
	原子力	—	—	—	—	—	—
	輸入水素	—	—	—	—	—	—
	発電合計	1,167	1,822	2,455	3,178	3,812	4,507
放電電力量 (TWh/y)	揚水	0	0	0	0	0	0
	新揚水	0	0	0	0	0	0
	鉛蓄電池	256	391	424	418	429	467
	Liイオン電池	0	0	0	0	0	0
	水素	5	15	34	65	98	126
	蓄電システム出力合計	261	406	457	482	526	593
電力単価 (円/kWh)		9.16	10.18	11.74	13.95	15.98	17.81

液体タンク水素蓄エネシステムと鉛蓄電池の動作をそれぞれの蓄電（エネ）状態（SOC: State of Charge）の時間変化として 2,000 TWh/y の結果を例に観察すると、図 2 に示すように、水素蓄エネシステムは、春から夏にかけて蓄電量が増大し、9 月中旬に向けて一旦全てを放電して空になる。引き続き秋口に充電されたものが冬に放出される（図 2a）。一方、鉛蓄電池は、日々充電と放電が多少の天候の変化に起因する揺らぎをともなって繰り返されている。表 6 にまとめた計算結果としての水素蓄エネシステムならびに鉛蓄電システムの仕様と動作の集計値を見ると、二つのストレージシステムの稼働状態の違いがはっきりする。水素蓄エネの出力と蓄電容量の比からくる放電時間は鉛蓄電池に比べてはるかに長く、さらに電解槽の出力と蓄電容量の比からくる充電時間はそれにもまして長い。液体タンクの容量に対し水素タービンの出力はそれほど大きい必要はなく、アルカリ電解槽は小規模で稼働率を上げるとコストパフォーマンスが良くなるということになる。この結果は、年間の充放電入替回数（利用電力量 / 蓄電容量）にも端的に表れており、鉛蓄電池が日々の時間的電力融通に、水素蓄エネシステムが季節間の時間的電力融通に、利用されていることが分かる。また、鉛蓄電池と水素蓄エネシステムそれぞれに必要な融通電力量と蓄電容量はそれぞれおよそ 424 TWh/y、34 TWh/y と 4 TWh、20 TWh と見積もられる。日々

の融通は繰り返し使用するために利用電力量の割に蓄電容量はさほど要求されないが、季節間の方は年に2回程度の利用のため非常に大きな蓄電容量を要求される。水素蓄エネシステムは全体での変換効率が低くさらに放電単価も非常に高いにもかかわらず利用されており、大容量を必要とする季節間融通には、容量単価が最も低い水素蓄エネを選択せざるを得ない設定になっていることが分かる。以下、これを理解するための単純化した概算（表3の設定値を利用）である。

✓表6の水素蓄エネシステムの固定費と変動費の総和はおよそ年間2.5兆円になるが、同じ蓄電容量の20 TWhを鉛蓄電池で賄おうとすると、蓄電池本体（建屋も含むがインバーターは含まない）側の固定費だけで年間10兆円を超えてしまう。

✓任意のタイミングで発電できる水素蓄エネシステムの最大出力60 GWを、例えば賦存量に余裕のある浮体式洋上風力で賄おうとすれば、平均稼働率36%を加味すると167 GW分の洋上風力発電機の導入が必要で、その固定費が約7兆円/年になる。

このような周辺状況から、水素蓄エネシステムを利用することが選択され、最小の運用コストになるように、蓄積タンクの容量と仕様としての充放電時間が最適化されている。

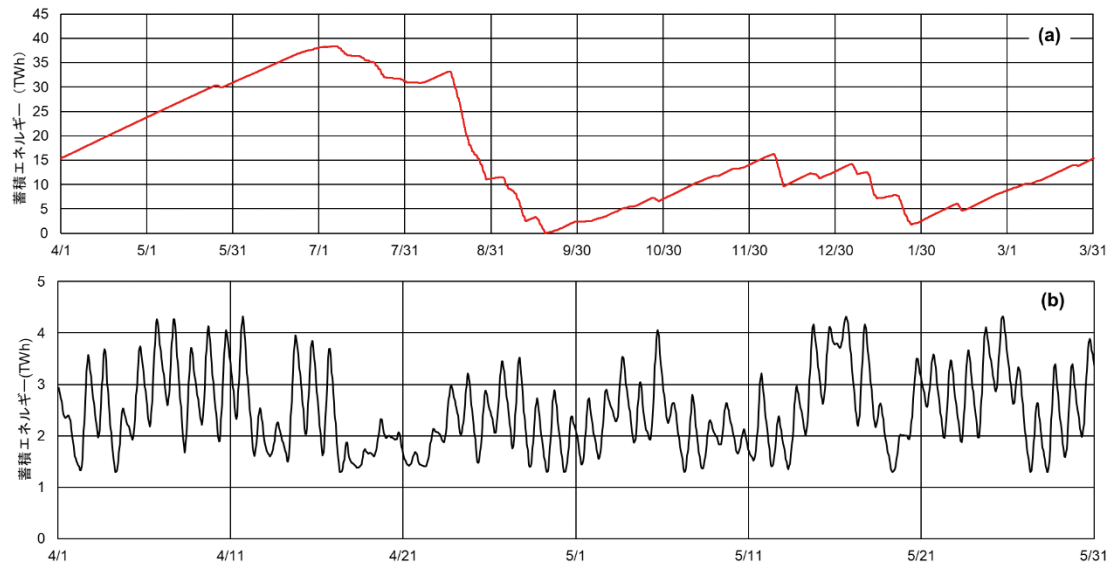


図2 水素蓄エネシステムの年度内 SOC 変化 (a) と鉛蓄電池の2ヶ月間変化 (b)

表6 水素蓄エネシステムならびに鉛蓄電池システムの仕様と動作 (2,000 TWh/y、蓄電池 20 TWh)

	充電出力 H ₂ 製造 (GW)	稼働率 (%)	蓄電容量 (TWh)	入替回数 (回)	放電出力 (GW)	充放電時間 (h)	年間利用 電力量 (TWh/y)	稼働率 (%)	容量単価 (円/Wh・y)	放電単価 (円/kWh)
水素蓄エネ	6	59.6	19.9	1.7	60	3,094(充) 332(放)	34	6.4	0.13	74.8
鉛蓄電池	313	16.6	4.03	105(150)*	313	13	424	15.4	0.69	6.57

* DOD 70%を考慮した実質的な入替回数

3.2 蓄電システムの利用形態と仕様の最適化

季節間の時間的電力融通に関して、なぜこのように大容量の蓄電システムが必要となるのか、1年を4つの季節に分けて評価した。2020年度の需要および太陽光と風力のデータを用いた表5のうち需要2,000および3,500 TWhの結果を、春(3-5月)・夏(6-8月)・秋(9-11月)・冬(12-2月)の4つの季節に分割し表7、8を得た。

表7 四季に分割した発電および蓄電構成 (2,000 TWh/y)

	年間	春(3-5月)	夏(6-8月)	秋(9-11月)	冬(12-2月)
電力需要	2,000	455	514	472	559
洋上風力	309	79	57	69	104
陸上風力	845	203	149	194	298
太陽光	1,026	316	282	225	203
水力	140	12	50	41	37
地熱	111	12	33	34	32
バイオマス	23	3	8	7	5
蓄電池	424	119	109	101	96
水素	34	0	15	7	12
水素(製)*	-134	-46	-22	-31	-34
蓄電池(充)*	-490	-138	-124	-117	-111
未利用**	-145	-74	-7	-21	-43

*電力融通が判るように蓄積に回ったエネルギーを負の値で追記

**未利用は出力抑制として利用されなかった発電ポテンシャル

表8 四季に分割した発電および蓄電構成 (3,500 TWh/y)

	年間	春(3-5月)	夏(6-8月)	秋(9-11月)	冬(12-2月)
電力需要	3,500	796	899	827	978
洋上風力	2,102	528	376	465	733
陸上風力	1,099	270	179	256	395
太陽光	1,026	316	282	225	203
水力	140	21	59	40	20
地熱	111	19	37	33	22
バイオマス	29	6	9	8	5
蓄電池	467	142	101	109	116
水素	126	1	85	32	8
水素(製)*	-529	-198	-43	-110	-178
蓄電池(充)*	-545	-169	-114	-128	-134
未利用**	-237	-73	-1	-32	-130

*電力融通が判るように蓄積に回ったエネルギーを負の値で追記

**未利用は出力抑制として利用されなかった発電ポテンシャル

ここで春の3月は年度末のものを年度初めの4・5月に合算している。天候などの連続性は正確には保証されないが、例えば蓄電システムのSOCは年度末と年度初めを一致させるように計算していることから大きな問題はないと判断した。結果を図にすると、2,000 TWh/yの図3では電力需要は夏と冬が大きく、太陽光は夏が大きく、風力は冬が大きく夏が小さい。結果として春に貯めた水素を夏に消費し、規模は小さめだが秋に貯めた分を冬に消費している。図4の3,500 TWhになると風力の寄与がさらに大きくなり、夏の電力不足を冬と春の風力で賄っている状態になる。またここで、ゼロ以下に示した充電量とゼロ以上の発電量を見比べると、水素蓄エネシステム(現状技術)が変換効率の悪いシステムであることが分かる。さらに、最下部に示した未利用電力は、給電にも充電にも回らなかった風力および太陽光電力、いわゆる出力抑制に相当する部分だが、風力の発電量が多い冬と春に多いことがみられる。

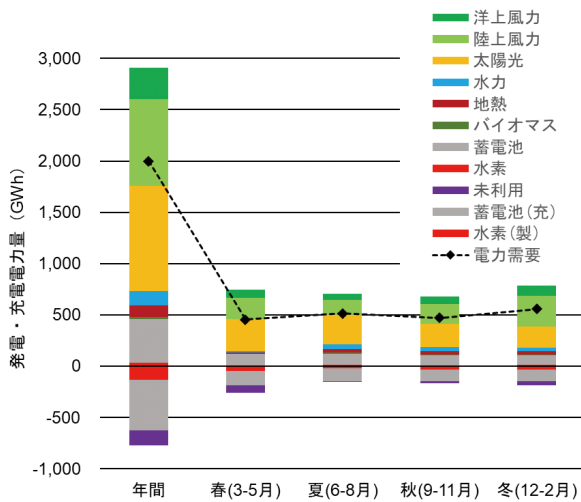


図3 季節間の需要違いと電力融通 (2,000 TWh/y)

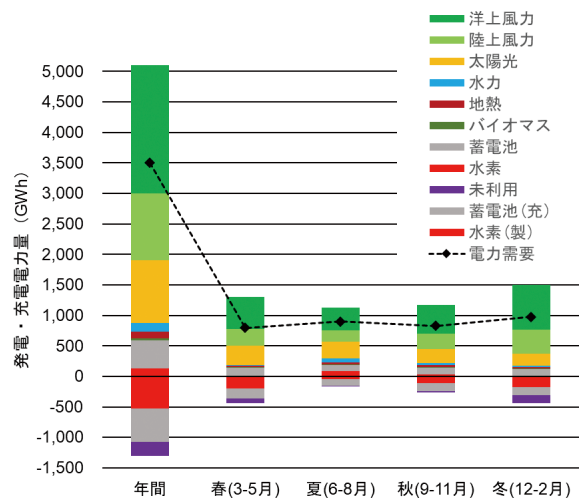


図4 季節間の需要違いと電力融通 (3,500 TWh/y)

以上は2020年度のデータに基づく結果だが、用いる年間データによって結果が異なるのかを見るため、2017・2019・2021年の電力需要ならびに風力と太陽光の値を用いたものも比較した。結果、先ず電力単価は図5に示すように1,000～3,500 TWhの範囲で、年度間のコストに大きな違いはなかった。電力融通が最も顕著に表れる水素蓄エネシステム SOC の変化は、2,000 TWh/y の需要における変化を図6にまとめたが、どの年も春のエネルギー蓄積を夏に消費する動作が共通し、多少のばらつきはあるものの蓄エネシステムに求められる容量も近似しており、最大値が高い年度データでは発電コストも高くなる傾向が見られる。2050年のゼロカーボン電源システムでは、特に年間需要が大きいときには、夏の電力ひっ迫に対する大容量の水素蓄エネシステム整備が重要な課題となることが示された。

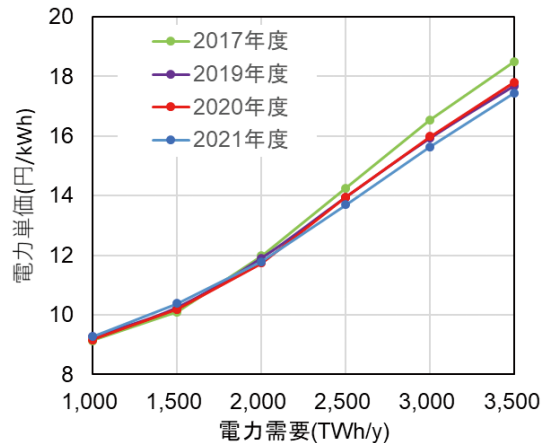


図5 1,000～3,500 TWh/yの需要に対する電力単価の用いた年度データによる違い

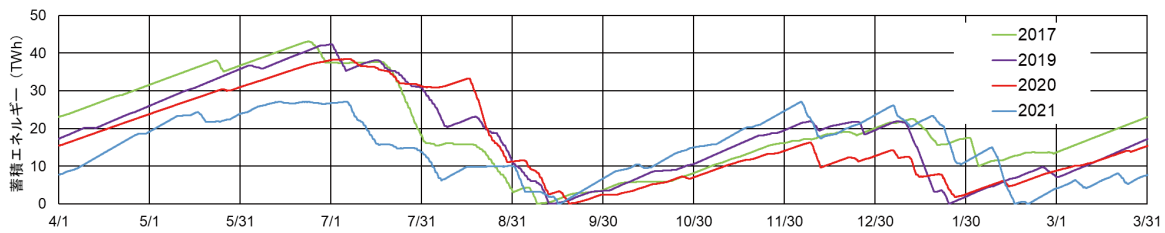


図 6 用いる年度データの違いによる水素蓄エネシステムの SOC 年度内変化 (2,000 TWh/y)

3.3 蓄電システムの利用形態と仕様の最適化

蓄電システムとしての揚水や、鉛蓄電池とは仕様設定の異なるリン酸鉄系 Li イオン電池の使われ方を、鉛蓄電池とともにケーススタディするために、準備可能な蓄電池の賦存量を 1 TWh に制限⁴⁾してコスト最小化計算を行った。1,000 ～ 3,500 TWh の年間需要に対する電源構成と電力単価を表 9 に、賦存量 20 TWh の場合との単価の比較を図 7 に示す。鉛蓄電池の容量が制限されることで、揚水・新揚水そして Li イオン電池が利用される結果となった。それ以外の電源構成としては大きな変化はなく、総電力単価は、およそ 0.2 ～ 0.6 円 /kWh 上昇した。需要が大きいほどその差は多少広がっているものの、水素蓄エネシステムの形式を変えた時ほどは顕著でない。蓄電システム導入の変化は利用電力量を見るよりもむしろ、導入された蓄電容量を見た方が分かりやすい。

表 9 蓄電池の賦存量上限 1 TWh における電源構成と電力単価

	電力需要(TWh)	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000	3,500
発電電力量(TWh/y)	洋上風力	0	86	305	776	1,420	2,152
	陸上風力	312	542	840	1,099	1,099	1,099
	太陽光	613	957	1,026	1,026	1,026	1,026
	水力	140	140	140	140	140	140
	地熱	111	111	111	111	111	111
	バイオマス	17	14	24	26	29	29
	原子力	—	—	—	—	—	—
	輸入水素	—	—	—	—	—	—
	発電合計	1,193	1,850	2,447	3,179	3,825	4,558
	放電電力量(TWh/y)						
放電電力量(TWh/y)	揚水	17	15	11	8	6	6
	新揚水	37	167	108	95	134	161
	鉛蓄電池	193	199	86	71	58	65
	Liイオン電池	0	0	221	230	201	177
	水素	9	24	40	79	117	155
	蓄電システム出力合計	257	405	465	482	517	564
電力単価(円/kWh)		9.32	10.48	12.10	14.31	16.46	18.37

⁴⁾ 鉛蓄電池と Li イオン電池両方の賦存量に対し 20 TWh と 1 TWh の上限を設けた。1 TWh は現在日本の鉛蓄電池生産量 20 GWh/年 [42] や鉛地金 200 kt [43] の規模に対し、現存の市場埋蔵量と最新のバイポーラ型鉛蓄電池 [44] の導入を前提としたレベルである。一方、世界市場に対し日本の鉛産業シェアは 2% [43] にすぎず、世界レベルの資源調達やリサイクル技術浸透で、Li (リン酸鉄系) も含め 20 TWh の設定も可能と想定した [45]。

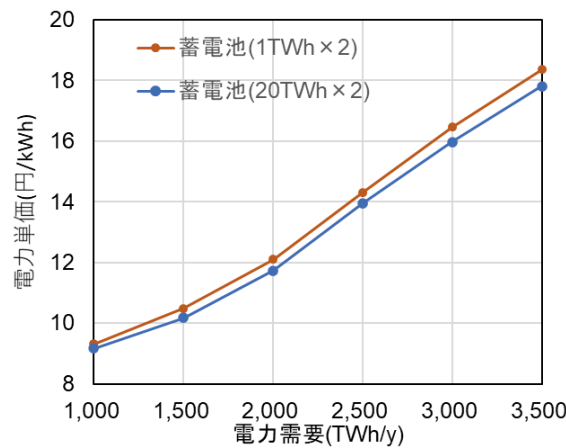


図7 蓄電容量上限設定による電力単価の変化

蓄電池賦存量設定の検討として、蓄電池の上限を 20 TWh にした時には、1,000 ～ 3,500 TWh の電力需要変化に対し水素以外は鉛蓄電池のみが導入され（図 8 (a)）、2 ～ 9 TWh に蓄電容量が増大している。一方、1 TWh に上限設定することで（図 8 (b)）、鉛蓄電池容量は当初の 1,000 TWh/y より上限に到達し、揚水発電も同様に上限 14 GWh に到達している。新揚水発電と Li イオン電池は、需要の増大に合わせて導入容量を増大させている。蓄電システムの種類と導入量は、それぞれの利用形態におけるコスト最小化のルールに従うはずである。そこで、表 4 の蓄電システムのコストパラメーターで任意としている充放電時間（揚水・新揚水は 5 時間固定）を変数に、各システムの容量単価をプロットし、図 9 を得た。結果、液体タンクの水素蓄電システムと鉛蓄電池は放電時間 60 ～ 70 時間を境にコストが逆転する設定であることが分かる。放電時間が 60 時間を超える大規模長周期の電力融通には水素蓄電システムが低コストで運用でき、日々の電力融通としての数時間から十数時間の放電時間では、蓄電池や揚水発電がコスト優位である。この図では DOD は反映しているものの、自己放電などは保持時間を定義していないために組み込めていない。また、容量単価（円 /Wh・y）は蓄電容量を保持するための年間費用であり、数字上は放電一回当たりの単価となる。繰り返して充放電すれば、入替回数で割った値（＝トータル放電量で割った値）が放電出力側から見た最終的な放電単価（円 /kWh）となる（式 6, 7）。ただし入替回数と放電時間の間には強い負の相関関係があり（長い放電時間は入替回数を多くできない）、同じ放電時間での上下単価比較により蓄電システムの選択が決定すると考えられる。放電時間の長い領域では水素蓄エネが、短い領域では容量制約の範囲で、鉛蓄電池・揚水・新揚水・Li イオン電池の順で導入され、図 9 の解析結果は図 8 の計算結果と整合する。

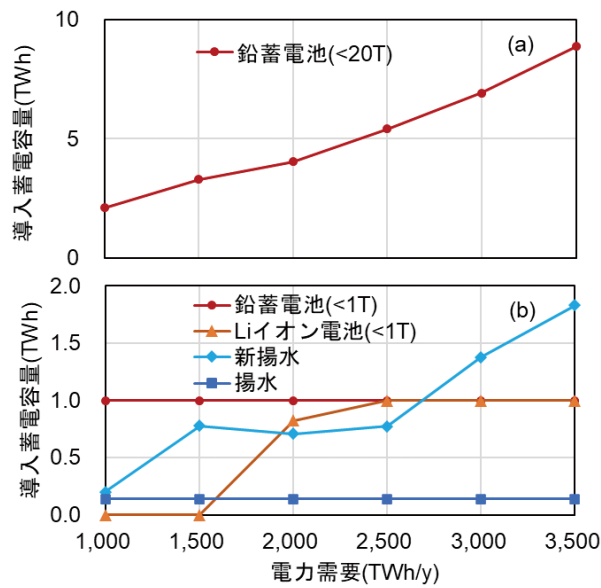


図 8 電力需要 1,000 ～ 3,500 TWh/y に対する蓄電システム導入容量
 (a) 蓄電池上限 20 TWh、(b) 上限 1 TWh

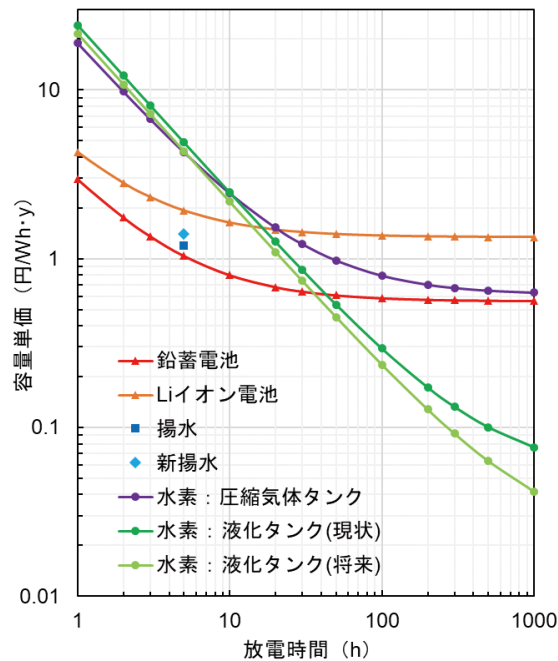


図 9 容量単価と放電時間の関係

図 10 にそれぞれの蓄電システムの年間需要 2,000 TWh における年度初め 2 か月分の蓄積エネルギー (SOC) を示す。いずれのシステムも日々の充放電を繰り返しているものの、Li イオン電池の充放電周期が最も規則的で、新揚水がパターンは異なるものの規則性が高い。一方、鉛蓄電池や揚水は、より長い複数日に跨る変動にも対応する動作がみられる。計算結果として得られた各蓄電システムの仕様や稼働状況を表にして比較すると (表 10)、入替回数は Li イオン電池と新揚水が多く、鉛蓄電池と揚水が少ない。充放電時間でも鉛蓄電池に対して Li イオン電池は半分以下になっている。

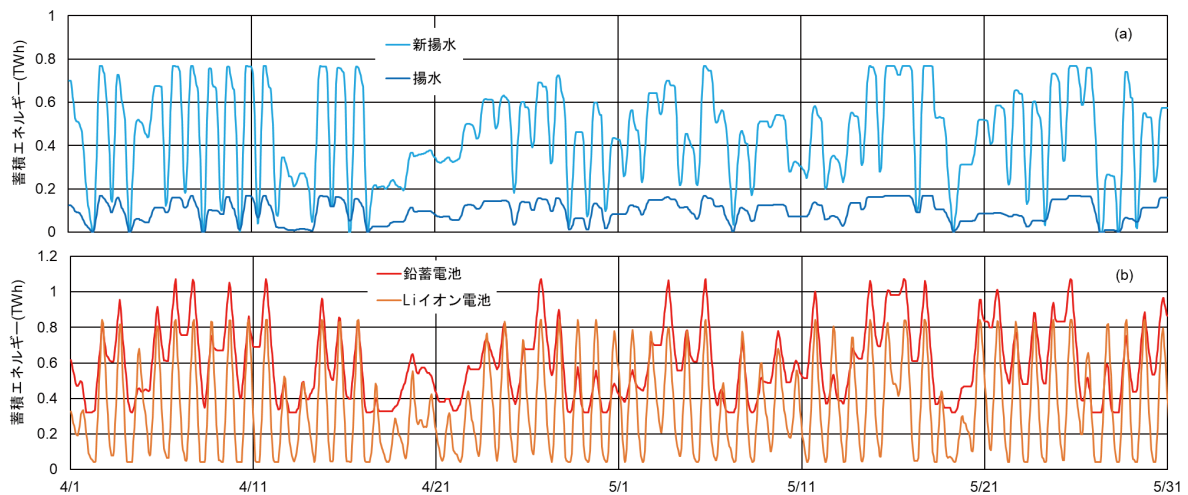


図 10 蓄エネシステムの2ヶ月間 SOC 変化 (2,000 TWh/y、蓄電池 1 TWh)
 (a) 揚水・新揚水 (b) 蓄電池

表 10 各蓄電システムの仕様と動作 (2,000 TWh/y、蓄電池 1 TWh)

	充電出力 H ₂ 製造 (GW)	稼働率 (%)	蓄電容量 (TWh)	入替回数 (回)	放電出力 (GW)	充放電時間 (h)	年間利用 電力量 (TWh/y)	稼働率 (%)	容量単価 (円/Wh・y)	放電単価 (円/kWh)
水素蓄エネ	8	56.1	20.4	2.0	70	2502(充) 290(放)	40	6.5	0.14	71.2
鉛蓄電池	53	19.9	1.0	86(122)*	53	19.0	86	18.6	0.65	7.57
Liイオン電池	104	25.0	0.82	269(283)**	104	7.9	221	24.4	1.69	6.29
揚水	28	5.2	0.14	77	28	5	11	4.4	1.2	15.6
新揚水	141	9.4	0.71	152	141	5	108	8.7	1.5	9.84

* DOD 70%および**DOD95%を考慮した実質的な入替回数

図 11 に各蓄電システムの電力需要 1,000 ～ 3,500 TWh/y に対して、計算結果として得られた仕様としての放電時間と稼働状況としての入替回数をマッピングした結果を示す。水素蓄エネシステムは放電時間が長く入替回数の少ない領域に分布し、稼働率も 5%程度である。一方蓄電池は放電時間が短く、入替回数が多い領域に分布している。Li イオン電池が稼働しなかった電力需要範囲での鉛蓄電池の動作と Li イオン電池の動作は一致するが、両方が稼働すると鉛蓄電池は放電時間が長く入替回数が少ない領域にシフトする。水素蓄電システムが分布する領域が、季節間の電力融通、Li イオン電池が分布する領域が日々の電力融通だとすると、鉛蓄電池が電力需要 2,000 TWh 以上で分布する領域は、天候など複数日に跨る電力融通に求められる蓄電システムの仕様と動作を表すものと考察される。鉛蓄電池とリン酸鉄系 Li イオン電池のコスト構造だけでなく、充放電効率（鉛蓄電池が充+放電で 85%に対し Li イオン電池が 95%と高効率に設定されている）などもこの役割分担に寄与していると考えられる。一方、新揚水を含む揚水発電システムは、設定上 5 時間の放電時間の軸上にある。ただしここでも、低コストだが変換効率の低い設定の揚水が新揚水よりも入替回数の少ない側にプロットされ、コストだけでなく充放電効率の違いが分布を分けていることが伺える。パラメータ設定と分布から仕様や運転状況のシミュレーションが可能であり、他方電力システム側の蓄電システムへの要求仕様が推定できることから、このような解析により将来の蓄電システム設計の更なる検討が効率的に進められることが期待される。図 11 は、Oliver Schmidt ら [21] による蓄電システム選択を表すマッピングと良い整合をする。このプロットは、電力システムにおいて必要な蓄電システムの仕様や稼働状態を予測・検討するうえでも、今後の蓄電システムの整備に必要な知見を与えることが判った。

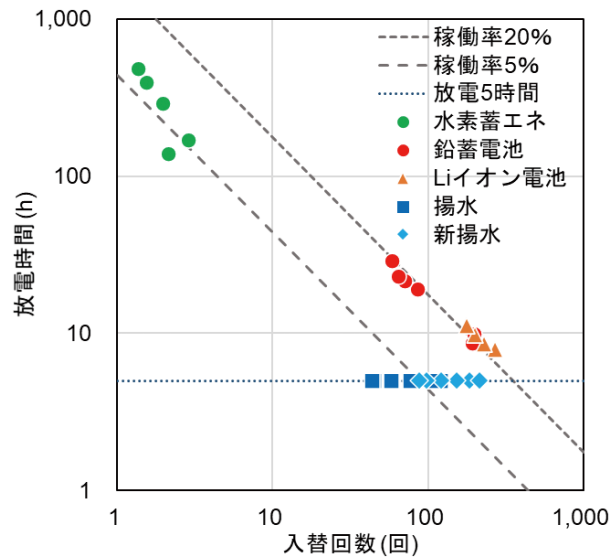


図 11 蓄電システムの仕様と稼働状態のマッピング
 補助線は放電時間 5 時間（設定値）と稼働率 5% および 20%

3.4 輸入水素による水素蓄エネシステム補完の可能性

図 12 に液体タンクを利用した電源構成と輸入水素を利用した電源構成の 1,000 ～ 3,500 TWh の年間需要に対する電力単価を示す。現状技術の液体タンクに比べれば若干低価格になるものの、将来技術の液体タンクとは総電力単価としてあまり差異が見られなかった。表 11 に 2,000 TWh/y の需要の時の電源構成と総電力単価をまとめたが、輸入水素によって洋上風力などの導入容量は抑制されたものの、水素以外の蓄電システムとしての鉛蓄電池の稼働状態は変わっておらず、若干だが出力抑制としての未利用電力が増えている。そこで、輸入水素発電の仕様や運転状況を水素蓄エネシステムと比較してみると、表 12 にあるように発電側の出力はほぼ同等で、稼働率が多少ことなる程度である。図 13 には、水素蓄エネシステムと輸入水素発電の稼働の状況を SOC ではなく、発電出力として比較して示した。年度内の推移を見れば、輸入水素による発電は蓄電の機能がないことから電力融通の要素はないものの、水素蓄エネシステムよりもさらに多く、電力が不足する期間に稼働している。すなわち、変動性再生可能電源の季節間発電ポテンシャルの違いに起因して発生する電力不足分の補充に利用されていることが判る。

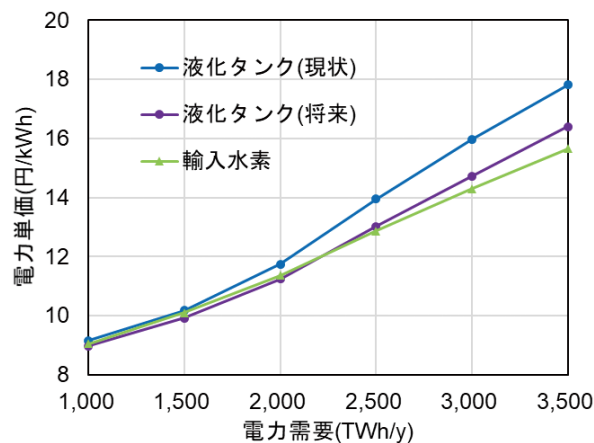


図 12 水素蓄エネシステムと輸入水素の総電力単価の比較

表 11 水素蓄エネおよび輸入水素利用時の電源構成 (年間需要 2,000 TWh/y)

		水素蓄エネ (液化)		輸入水素
		現在	将来	
電力需要(TWh)		2,000	2,000	2,000
発電電力量(TWh/y)	洋上風力	309	220	129
	陸上風力	845	897	895
	太陽光	1,026	1,026	1,026
	水力	140	140	140
	地熱	111	111	111
	バイオマス	23	28	14
	原子力	—	—	—
	輸入水素	—	—	59
	発電合計	2,455	2,422	2,375
放電電力量(TWh/y)	揚水	0	0	0
	新揚水	0	0	0
	鉛蓄電池	424	435	421
	Liイオン電池	0	0	0
	水素	34	44	—
	蓄電システム出力合計	457	479	421
未利用電力(TWh/y)		147	83	161
電力単価(円/kWh)		11.74	11.24	11.36

表 12 水素蓄電システムと輸入水素発電の仕様と動作 (2,000 TWh/y)

	充電出力 H ₂ 製造 (GW)	稼働率 (%)	蓄電容量 (TWh)	入替回数 (回)	放電出力 発電出力 (GW)	充放電時 間 (h)	出力 電力量 (TWh)	稼働率 (%)	容量単価 (円/Wh・y)	放電単価 発電単価 (円/kWh)
水素蓄エネ (現状)	6	59.6	19.9	1.7	60	3,094(充) 332(放)	34	6.4	0.13	74.8
水素蓄エネ (将来)	11	46.0	26.8	1.7	63	2,434(充) 424(放)	44	8.0	0.08	48.7
輸入水素	—	—	—	—	60	—	59	11.3	—	57.8

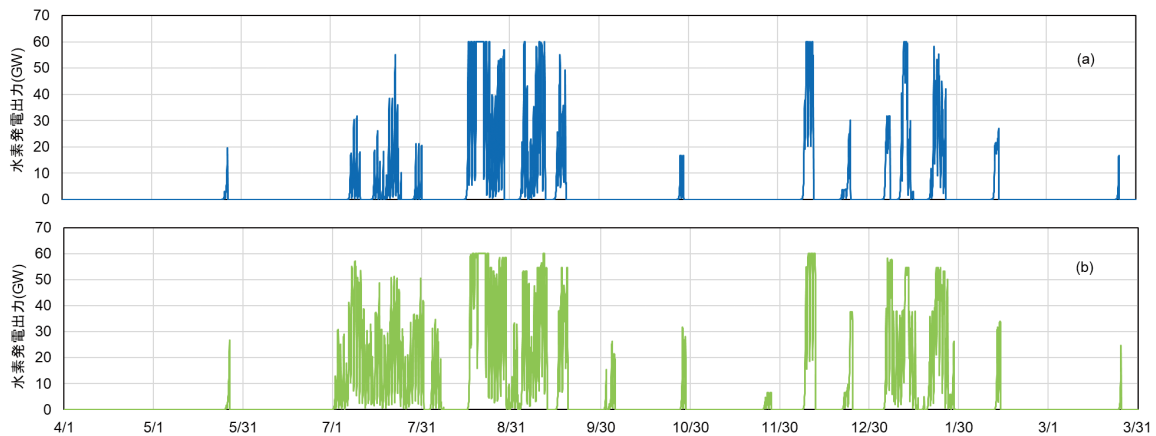


図 13 水素発電の年度内稼働 (年間需要 2,000 TWh/y)
 (a) 水素蓄エネシステム (現状技術)、(b) 輸入水素

電力単価の大小は設定したパラメータによって左右され、輸入水素がもっと安く供給できる可能性もあれば、世界的な需要の高まりや為替変動の影響ですっと入手しにくくなる可能性もある。一方、電解水素を用いた蓄エネは、比較しているタンクを含む液体貯蓄技術だけでなく、電解技

術そのものも抜本的な革新が進められており（例えば [46]）、大幅に低コスト化する技術検討を推進する必要がある。いずれにしろインフラとして液体水素貯蔵技術と水素タービンが共通することから、水素蓄エネシステムと輸入水素による発電は、将来に向けて並行して開発・整備を進めることが効率的であると考ええる。もちろん、水素以外にアンモニアを利用したり、天然ガスを利用したりしたうえで CO₂ を回収・貯蔵あるいは再利用する方法も考えられるが、インフラ整備に要する期間や必要予算規模を考えると、選択肢を絞る検討は早期に着手すべきである。

3.5 原子力利用の効果と蓄電システムへの影響

現在政府では原子力発電所の最大限活用が検討されており [23]、原子力発電が 2050 年の ZC 電源構成においてどのような役割を果たし得るかを検討することは必要である。一例として再稼働中および再稼働申請中の原子力発電所と同じレベルの発電所（出力はおおよそ 26 GW）を 2050 年に稼働させた場合の影響を評価した。原子力発電所は設置決定から稼働までに時間を要し、一旦稼働を決めた場合は停止のコストが高いことから、導入量は固定して最適化の対象にはしなかった。運転の固定費や変動費はコスト検証ワーキンググループの資料 [32] を参考にしたが、一方で、原子力の安全対策・（福島を含む）廃炉コストや核燃料再処理インフラの整備さらには最終処分場確保など、未だトータルシステムが見通せないなかで 2050 年における原子力の発電コストが 2030 年に対する見通しよりずっと悪くなるリスクが十分にある。そこで、ワーキンググループのコストとともに、この固定費と変動費の両方を単純に倍にしたケースも参考として検討した。また、原子力発電所の運転に関しては、コスト最小化計算の中で最適な出力調整をした場合と出力一定で稼働した場合の両方を検討した。出力一定の条件は、原子力発電所の稼働・停止がランダムで結果的に平均した一定出力が出ているモデルの代替である。実際に 2017～2021 年度の範囲での原子力発電所の稼働状況は、全国トータルでは図 14 に示すような出力となっており [6-15]、2021 年度は多少夏と冬の出力が高めで需要に合わせた出力調整がなされたかもしれないが、それ以外の年度の出力変動はランダムで、発電所そのものの都合により現実的な稼働と停止が決まっているようである。

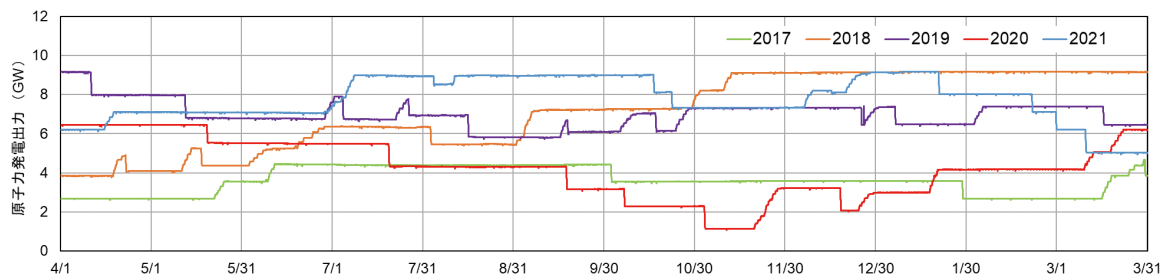


図 14 2017～2021 年度における全国の原子力発電所稼働状況

図 15 に原子力稼働による電力単価の変化を示す。コスト検証ワーキンググループの単価 11.5 円 /kWh（変動費と固定費を稼働率 70% で計算したもの）は、太陽光や陸上風力より高いが、洋上風力やそれと蓄電システムを組み合わせたコストよりは低いいため、電力需要が小さい領域では単価が下がり、電力需要が大きい領域では単価を下げる効果が出ている。ただし、例えば出力一定でコスト 2 倍のケースでは、ほぼ全電力需要範囲で原子力発電稼働のコストメリットがなくなっている。中心とした電力需要 2,000 TWh/y の時の電力構成の計算結果を表 13 にまとめた。出力調整をとまなう場合は、風力特に洋上風力の構成比率が大きく減少しており、これが原子力にほぼ入れ替わっている状況である。さらに水素の利用が減っており出力調整の効果が出ている。一方出力一定では、バイオマスの利用が減少しつつ発電合計が増大していることから、原子力を

一定量動かすことが非効率な状況を誘発させていることがうかがえる。また、水素の利用も出力調整の時ほどは抑制されていない。他方、放電時間の短い蓄電システムである鉛蓄電池の利用電力量はほとんど変化がなく、出力調整時には若干の増大がみられる。ベースロード電源としての原子力は日々の変動に対して安定化には貢献せず、水素でカバーされていた領域の調整機能の一部が鉛蓄電池に回されたものとみられる。表13で電源構成の比率は原子力のコスト2倍の影響はほとんどなく、最終的な電力単価のみが変化している。このケースでは、計算に原子力発電所の導入量の最適化を行わなかったためだと考えられる。

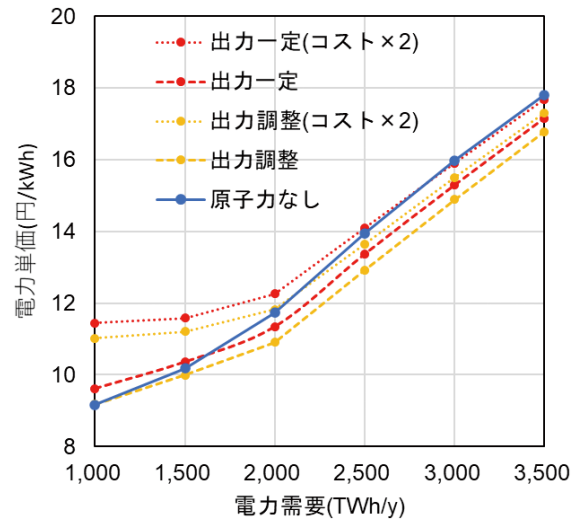


図15 原子力稼働による電力単価の変化

表13 原子力発電稼働時の電源構成（年間需要 2,000 TWh/y）

		原子力 無	出力調整		出力一定	
			コスト×1	コスト×2	コスト×1	コスト×2
電力需要(TWh)		2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
発電電力量(TWh/y)	洋上風力	309	149	149	190	190
	陸上風力	845	768	768	777	777
	太陽光	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026
	水力	140	140	140	140	140
	地熱	111	111	111	111	111
	バイオマス	23	25	25	18	18
	原子力	—	159	159	159	159
	輸入水素	—	—	—	—	—
	発電合計	2,455	2,378	2,378	2,422	2,422
放電電力量(TWh/y)	揚水	0	0	0	0	0
	新揚水	0	0	0	0	0
	鉛蓄電池	424	441	441	425	425
	Liイオン電池	0	0	0	0	0
	水素	34	25	25	30	30
	蓄電システム出力合計	457	466	466	455	455
未利用電力(TWh/y)		147	93	93	128	128
電力単価(円/kWh)		11.74	10.90	11.82	11.34	12.26

さらに詳しく、コスト 1 倍のケースについて電力需要 2,000 TWh/y の時の実際の稼働状態と蓄電システムの運転状態への影響を見てみた。図 16 (a) では原子力の出力を、(b) では水素、(c) では鉛蓄電池の影響を SOC で観察した。本提案書では線形モデルを扱っているために、実際の原子力発電のステップ的な出力変動を再現できていないことは、本質的には問題にはならないと考えるが、ご容赦されたい。最適化の結果として、出力調整のケースでは、原子力発電は夏と冬に最大出力になり、年間稼働率 70% の範囲で春と秋に出力を弱める。これによって、鉛蓄電池はほとんど影響がないが、水素蓄電システムの最大容量はおよそ 60% に抑制できている。夏に向けての抑制が大きいのにに対し、冬はあまり変わらないのは、コストが高めの洋上風力発電（冬に出力が大きい）の比率が下がっているためであると理解される。一方、年間では同じ電力量を出しているにもかかわらず出力一定の条件では、夏に向けての水素 SOC の抑制は小さくなり、冬に向けては却って大きくなっている。2050 年において原子力発電の稼働にコストメリットがあるかどうかは、安全性確保や廃棄物処理のリスクの問題とともに、稼働状態を需要と供給の関係にあわせて、決められたスケジュールの下で、あるいは状況変化に追従して調整できるかも重要であることが示された。

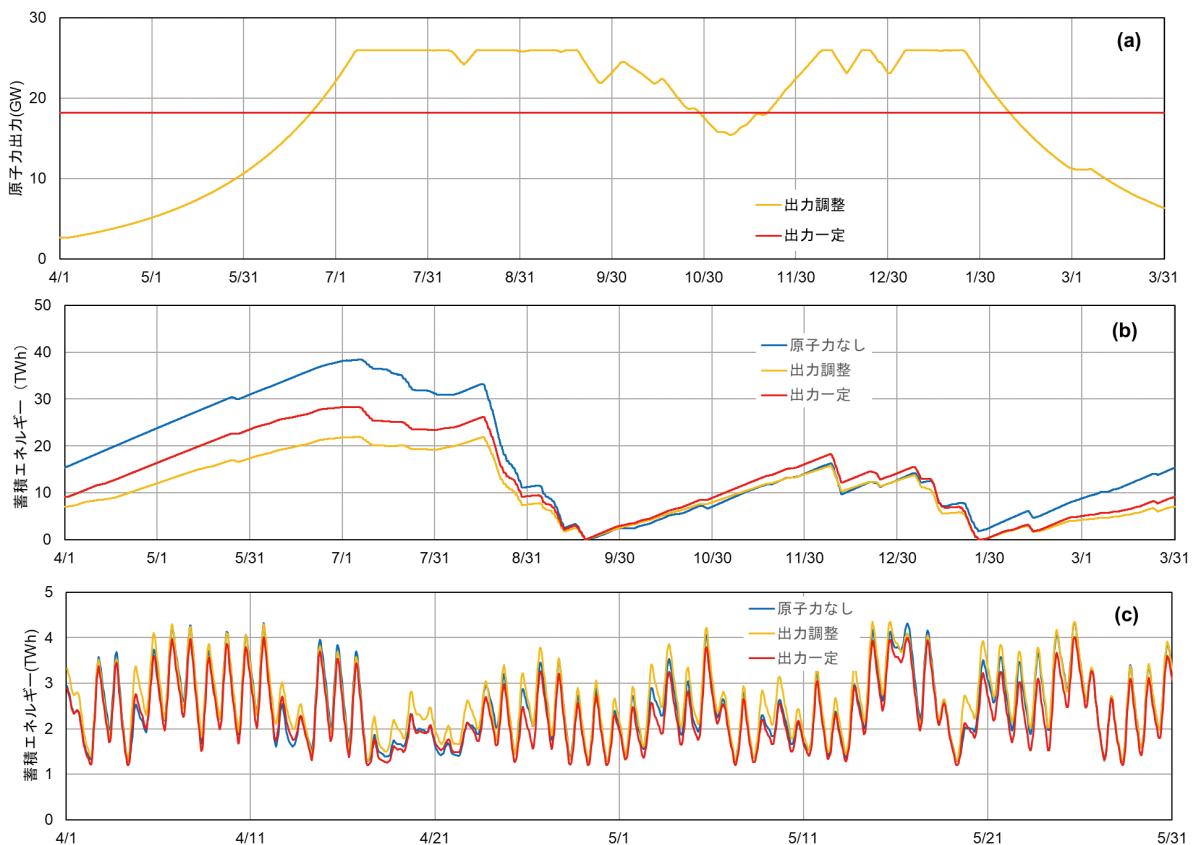


図 16 原子力発電の出力 (a) と水素蓄エネ SOC (b) の年度内変化と
鉛蓄電池の 2 か月間の蓄積エネルギー変化 (c)

3.6 電力需要変化の影響

本提案書では、電力需要データを 2020 年度の実績データを中心に用い、電力需要を 1,000 ～ 3,500 TWh の範囲で変化させる場合は、これに一定の係数を乗じて需要データとしていた。一方で 2050 年の需要については、産業構造も変化し、特に情報産業で用いられる電力の比率が大きくなることが予想されている [4]。その詳細を予想することは容易ではなく結果の正しさを証明する

ことも困難であるが、例えば現状よりも電力需要の変化が日々においても季節においても小さくなった場合の影響を見ておくことは可能であり、意味がある。そこで2020年の電力需要の半分が年間を通して一定となった場合（地域ごとは同じ比率での需要として、各地域の各時間における電力需要の半分と年間平均需要の半分を加算した）の電力構成最適化を検討した。結果、図17示すように0.5～0.6円/kWh程度低コスト化する結果となった。これは主に水素蓄電システムの規模縮小の影響であり、図18に示すように、水素蓄電システムの年間のSOCで半減とは言えないものの35%程度軽減されている。このように電力需要の特に季節間変化は、必要な蓄電システムの規模を大きく左右する。図17および18では平坦化する例を比較したが、例えば化石燃料の利用を減らせば、冬の電力需要が極端に増大するようなケースも予測し得る。2050年の蓄電システムを設計するうえで、需要の季節間差異が蓄電システムの規模を左右する重要な要素であり、供給側だけでなく需要側の予測も組み合わせた検討が必須であることが明らかとなった。

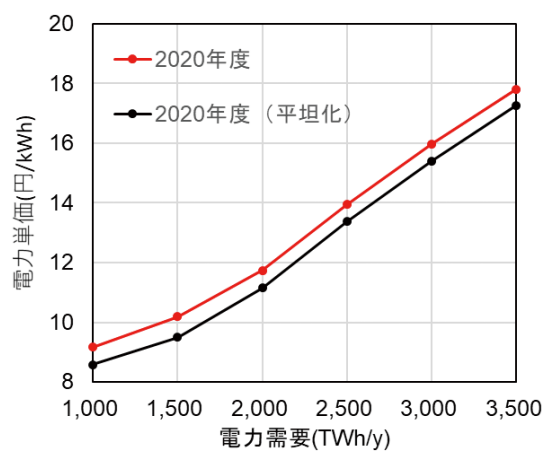


図17 電力需要平坦化の総電力単価への影響

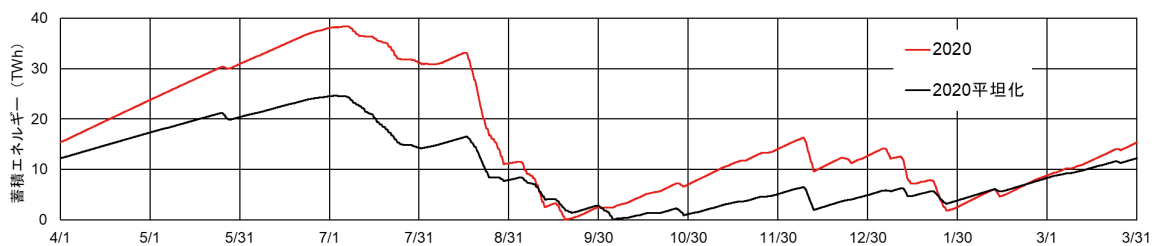


図18 電力需要平坦化の水素蓄電システム蓄積エネルギーへの影響

4. まとめ

LCSの多地域電源構成モデルを改造し、8,760時間の連続データを扱えるようにすることで、蓄電システムに求められる規模や仕様を蓄積エネルギーや運転状況と合わせて評価できるようになった。対象としたゼロカーボン(ZC)電源システムは太陽光と風力という変動性再生可能エネルギーが主力でありかつ潤沢にある前提で、この変動性再生可能電源の時間や天候や季節に依存して変化する出力に対し、同じく変動する需要をどう賄えるかを想定される電力需要の範囲で検討した。得られた主たる知見と考察は以下である。

- 変動性再生可能電源を中心とするZC電源システムは、十分な規模と性能の蓄電システムを整備することにより、想定される1,000～3,500TWhの年間需要に対し、大幅なコストアップな

しに賄うことが可能となる。

- ZC 電源システムには、電源出力の日々や天候による変動と季節による変動の両方に対して電力を融通する蓄電システムが必須であり、それぞれに求められる仕様が大きく異なる。前者には放電時間の比較的短い（数～数十時間）蓄電池や揚水発電、後者には放電時間の長い（>百時間）水素蓄エネシステムが選択される。
- 放電時間の短い蓄電システムでは、モデルとして設定した鉛蓄電池システムでこれを全て担うことが最もコスト優位であった。資源確保を含め、大容量化に向けた計画立案とそれに基づく環境整備を早急に進める必要がある。また、鉛蓄電池の更なる性能向上とともに、揚水や新揚水、他の蓄電池との組み合わせの有効性も継続して評価することは重要である。
- 放電時間の長い蓄電システムとしての水素蓄エネシステムでは、水素を蓄積するタンクを水素密度の高い液体水素タンクにすることがシステム全体のコスト低減に極めて有効であった。必要なタンク容量は、コスト最小化の下で最適化されたものであり、実際に準備すべき規模は、安全係数としてどれだけを見込むか別途検討する必要がある。また将来に向けては、電解システムとともに液化システムの更なる高効率化や低コスト化に向けた技術開発が期待される。
- ZC 電源構成において、輸入水素による水素発電と水素蓄エネシステムは、算出された運転状況が類似しており、同様の働きをするものと考えられる。インフラとしても液体タンクや水素タービンが共通しており、どのように整備をしていくかは両者を並立させて検討し、最終的に水素は輸入に頼らない電解システムに収束させるように検討することが有効であると考ええる。
- 2050 年の ZC 電源システムは、原子力の稼働を必須としない。現在原子力発電の再稼働が検討されているが、2050 年において主力となる変動性再生可能電力とそれを支える蓄電システムに対し、原子力発電のようなベースロード電源がこれと協調して動作することができると、トータルの電力単価に大きく影響する。今後の利用については、原子力発電の出力一定を前提とすると一部に非効率を発生させるリスクがあり、さらに予期せぬトラブルでランダムに大規模な停止が発生すると、安定な電力供給に対する脅威となることを十分考えなければならない。
- 今回の検討では、電力需要の構造が主に現状の延長上（定数倍）であることを前提条件としているが、例えば需要の半分を時間および季節に対し年間で平坦としたケースでは、水素蓄エネシステムの必要規模が軽減され、総電力コストが低下した。逆にコストが増大するケースも想定し得る。電源構成を考えるうえで、将来の電力需要の構造を予測あるいは意図を持ってケーススタディすることは重要で、今後の継続的な検討が必要である。

本提案書では、2050 年の ZC 電源構成における蓄電システムに要求される規模や役割を明らかにすることを目的に、多地域電源構成モデルを改造・更新した。用いたパラメータは主に LCS のコストエンジニアリングによるもので、技術革新や経済情勢に合わせて日々チェック・更新していく必要がある。さらに、蓄電システムとしては今回取り上げなかったナトリウム硫黄（NAS）電池やレドックスフロー型電池 [47] も含めて議論する必要がある。また、実際のデータとして各地域の需要・太陽光発電・風力発電を用いることで天候による需要と発電の関連性を高めたが、例えば陸上風力と同じデータを用いた洋上風力は、実際には発電出力がもっと安定していることが予想される、水力その他についてもどのような設定が適切か、データの更なる収集と合わせてモデルの高度化が必要である。今回の考察の対象にしなかったが、連系線強化を含めた送電網の整備は、モデルでは計算結果が出ている。これらは今後の地域間での需要予測とも関わりを持っており、今後の継続的な検討・評価が望まれる。

5. 政策立案のための提案

- 変動性再生可能電力の日々および週レベルの気象条件による変動、年間の気象条件に依存した需要と供給のバランスの変動、それぞれに対して適切な仕様の蓄電システムを整備しなければ

効率が大きく下がるリスクがある。規模も大きいことから、政府主導で早く増強に着手する必要がある。

- 変動性再生可能電力の日々変動に対しては鉛蓄電池が、季節変動に対しては水素蓄エネシステムが有効である。鉛蓄電池については容量増大に向けた高いリサイクル率に基づく資源確保と生産能力の向上が重要である。水素蓄エネについては、液体水素タンクのように単位蓄積エネルギー当たりのコストが低いことが全体の運用コストに強く作用する。またより効率の高い電解水素発生システムの開発も、強く求められる。一方で低コスト化の選択肢としてアンモニアやメチルシクロヘキサン (MCH) などの検討もあり得る。蓄電 (エネ) システム全体の安全性も含めた技術開発リスクと経済性の評価を通して方式を選択し、戦略的に仕様の設計を開始する必要がある。
- 再生可能エネルギーの主力電源化を目指し、輸入化石燃料およびこれを起源とする燃料に強く依存しない、セキュリティの高い ZC 電源システムの構築を目指すならば、出力抑制などが大きく発生しないように、変動性再生可能電源の導入レベルに合わせて、蓄電システムの規模を継続的かつ計画的に増強していく必要がある。今回の電源構成モデルのように需要と供給の両面から定量的に必要なシステムの規模と仕様をシミュレーションするモデルが有効であり、これを継続的に活用し、更新・強化していく必要がある。

参考文献

- [1] 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.1)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 令和2年3月.
- [2] 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.2)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 令和3年9月.
- [3] 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)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 令和4年3月.
- [4] 山田興一, “ZC に向かう 2030、2050 年の明るい社会”, 2022 年度 LCS ウェビナー, “2050 年, ゼロエミッションの社会像～シナリオとプラン～”, (2022 年 6 月 24 日), <https://www.jst.go.jp/lcs/pdf/webinar20220624-1.pdf>, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [5] “第 6 次エネルギー基本計画 (令和 3 年 10 月)”, 資源エネルギー庁 HP, https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/, (アクセス日 2022 年 12 月 2 日).
- [6] “発電量の推移”, 環境エネルギー政策研究所 HP, (例えば https://isep-energychart.com/graphics/electricityproduction/?region=hokkaido&period_year=2020&period_month=4&period_day=1&period_length=12+months&display_format=residual_demand), (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [7] “北海道エリアの需給実績”, ほくでんネットワーク HP, https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [8] “過去実績データのダウンロード”, 東北電力ネットワーク HP, <https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/download.html>, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [9] “エリア需給実績データについて”, 東京電力パワーグリッド HP, https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_data-j.html, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [10] “エリア需給実績データについて”, 北陸電力送配電 HP, https://www.rikuden.co.jp/nw_jyukyudata/area_jisseki.html, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [11] “でんき予報, エリア需給実績データ”, 中部電力パワーグリッド HP, <https://powergrid>.

- chuden.co.jp/denkiyoho/, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [12] “関西エリアの需給実績の公表”, 関西電力送配電 HP, <https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/area-performance.html>, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [13] “供給区域の需給実績”, 中国電力ネットワーク, <https://www.energja.co.jp/nw/service/retailer/data/area/>, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [14] “需給関連情報(需給実績)の公表について”, 四国電力送配電, https://www.yonden.co.jp/nw/renewable_energy/data/supply_demand.html, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [15] “系統情報の公開, エリア受給実績”, 九州電力送配電, https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure.html, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [16] “再エネ主力電源化に向けた最適電力需給シミュレーション分析”, 第 5 回 再エネ講座公開研究会, 『米国型送電システムおよび我が国の実潮流による 2050 年送電シミュレーションと課題, 京都大学再生可能エネルギー経済学講座, 2022 年 7 月 25 日, http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/pbfile/m000457/pbf20220725090535.pdf, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [17] “2050 年の脱炭素日本を支えるエネルギーミックス”, 自然エネルギー財団, 資源エネルギー庁 総合エネルギー調査会 基本政策分科会資料, 2021 年 6 月 30 日, https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [18] “2050 年カーボンニュートラルのモデル試算”, 日本エネルギー経済研究所, 資源エネルギー庁 総合エネルギー調査会 基本政策分科会資料, 2021 年 6 月 30 日, https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/044/, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [19] 川上恭章, 松尾雄司, “エネルギーシステム技術選択モデルによる GHG80% 削減分析”, Journal of Japan Society of Energy and Resources, Vol.41, No.3, p.68-76, https://doi.org/10.24778/jjser.41.3_68.
- [20] “Projected Costs of Generating Electricity (2020 Edition)”, P. 114, IEA report <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>, (アクセス日 2022 年 10 月 31 日).
- [21] Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, and Iain Staffell, “Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies”, Joule Volume 3, Issue 1, 16 January 2019, P.81-100, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X>, (アクセス日 2022 年 11 月 1 日).
- [22] “基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告”, 資源エネルギー庁 発電コスト検証ワーキンググループ 令和 3 年 9 月資料, 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 11 月 1 日).
- [23] “エネルギーの安定供給の再構築”, 資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 令和 4 年 9 月 28 日資料, https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2022/050/050_004.pdf, (アクセス日 2022 年 11 月 1 日).
- [24] “今後の水素政策の課題と対応の方向性 中間整理(案)”, 経済産業省 水素・燃料電池戦略協議会 2021 年 3 月 22 日資料, https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/pdf/025_01_00.pdf, (アクセス日 2022 年 11 月 1 日).
- [25] “日本の水素戦略の再検討「水素社会」の幻想を超えて”, 自然エネルギー財団 2022 年 9 月, https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_JapanHydrogenStrategy_202209.pdf, (アクセス日 2022 年 11 月 1 日).
- [26] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “国土の有効利用を考慮した太陽光発電の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.
- [27] 環境省, “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.

- [28] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “風力発電システム (Vol.2)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2020年3月.
- [29] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “太陽光発電システム (Vol.6)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2020年3月.
- [30] 低炭素社会の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)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2020年3月.
- [31] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “地熱発電 (Vol.2)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2018年3月.
- [32] “基本政策分科会に対する 発電コスト検証に関する報告”, 経済産業省 総合資源エネルギー調査会 コスト検証ワーキンググループ報告書, 2021年9月 (2022年4月差替), https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/index.html#cost_wg, (アクセス日 2022年11月24日).
- [33] 低炭素社会の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”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2021年9月.
- [34] 低炭素社会の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)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2022年9月.
- [35] 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/relation/events/webinar20210611.html>, (アクセス日 2022年11月15日).
- [36] 低炭素社会の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.
- [37] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “石炭ガス化による水素、アンモニアの経済性と CO₂ 排出量”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2019年2月.
- [38] “再エネの主力電源化に向け、次々世代の電力ネットワーク安定化技術の開発に着手”, 新エネルギー・産業技術総合開発機構 HP, ニュースリリース, 2020年6月20日, https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101550.html, (アクセス日 2022年12月05日).
- [39] “再生可能エネルギーの出力や需要の変動による停電の発生を防ぎ、マイクログリッドの安定稼働を実現する GFM インバーターの効果を実機検証”, 東芝 HP, 研究開発ニュース, 2022年8月26日, <https://www.global.toshiba/jp/technology/corporate/rdc/rd/topics/22/2208-02.html>, (アクセス日 2022年12月05日).
- [40] “2020年度の送配電部門の収支について”, 北陸電力送電株式会社 HP, https://www.rikuden.co.jp/nw_hoshin/attach/2020kakobun.pdf, (アクセス日 2022年9月28日).
- [41] “2021年度託送供給等の収支について (第3表, 第9表)”, 東京電力パワーグリッド HP, <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/retailservice/shushi-j.html>, (アクセス日 2022年9月28日).
- [42] “エネルギー・大型二次電池・材料の将来展望 2021—ESS・低地用蓄電池分野編—”, 株式会社富士経済, 2021年7月5日.
- [43] “鉛の需要動向”, 平成30年度第7回金属資源セミナー、独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構, 2019年1月23日, https://mrirc.jogmec.go.jp/wp-content/uploads/2019/01/mrseminar2018_07_03.pdf, (アクセス日 2022年11月15日).
- [44] “再生エネ活用の本命「バイポーラ型蓄電池」リチウムイオン電池比でトータルコスト1/2実用化へ”, 古河電気工業株式会社・古河電池株式会社ニュースリリース, https://www.furukawa.co.jp/release/2020/ene_20200609.html, (アクセス日 2022年11月15日).
- [45] 低炭素社会の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.10)”, 科学技術

- 振興機構低炭素社会戦略センター，2023 年 2 月．
- [46] H. Dotan, A. Landman, S.W. Sheehan, K.D. Malviya, G.E. Shter, D.A. Grave, Z. Arzi, N. Yehudai, M. Halabi, N. Gal, N. Hadari1, C. Cohen, A. Rothschild, and G S. Grader, “Decoupled hydrogen and oxygen evolution by a two-step electrochemical-chemical cycle for efficient overall water splitting” , Nature Energy Vol.4 September 2019, p.786-795, <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0462-7>, https://www.nature.com/articles/s41560-019-0462-7.epdf?author_access_token=rI0UIzcWotdOs_GwwDeG7tRgN0jAjWel9jnR3ZoTv0MVEpapPv7W-5kAqqh2YgqlOMFMZXxrNIu9LDZh3CQPITR1rkU16DBZoHbIISRY-rUvgc88FiLOL4xKSyxI6T7yvURm0RKvof2jXeSc3r311Q%3D%3D, (アクセス日 2022 年 11 月 15 日)．
- [47] 低炭素社会の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．

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.4)**
—2050 年ゼロカーボン電源に求められる蓄電システムの構成の検討—

令和 5 年 1 月

**Economic and Technological Evaluation for Zero Carbon
Power System Considering System Stability (Vol.4) :**
Studies on Configuration of Storage Systems Required for Zero-Carbon Power Supplies 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,
2023.1

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 研究員 古木 真 (FURUKI Makoto)
特任研究員 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。

