

脱炭素に向けた電力・水素設備の構成・運用最適化に関する  
研究

Optimization of configuration and operation of  
electricity and hydrogen facilities for decarbonization

2024年2月

原田 耕佑  
Kosuke HARADA



脱炭素に向けた電力・水素設備の構成・運用最適化に関する研究

Optimization of configuration and operation of  
electricity and hydrogen facilities for decarbonization

2024年2月

早稲田大学大学院 先進理工学研究科  
電気・情報生命専攻 先進電気エネルギーシステム研究

原田 耕佑  
Kosuke HARADA





# 概要

気候変動対策や持続可能な社会の構築への強い社会的要請から、国際的に再生可能エネルギー (Renewable Energy: RE) の導入が進められている。しかし主要な RE である変動性 RE (Variable Renewable Energy :VRE) の出力は気象条件に依存するため、導入量の増加に伴い需給調整が困難となる。この問題に対応するために、蓄電池、水素、デマンドレスポンスなどの様々な新技術が検討されている。また、日本は RE 資源に乏しく、適地が需要地から遠いため、エネルギー資源の輸入や、国内の送電線の増強の必要性が議論されている。水素は、使用時に温室効果ガスを排出しないエネルギーキャリアであり、可搬性、貯蔵性にすぐれ、発電のみならず運輸、化学、熱等の各部門の脱炭素が可能なことから、各国で戦略的な導入が目指されている。日本では 2023 年に水素基本戦略が改定され、2040 年時点で 1200 万トン/年程度の需要創出や、国際的な水素サプライチェーンの構築を目指すことが示された。しかし、RE による水の電気分解により製造するグリーン水素は高コストであり、将来の最適なサプライチェーンの絵姿は未だに確立されていない。このように不確実性が高い状況において政策・投資判断を行うにあたり、様々なシナリオ分析を行うためにエネルギー需給モデルがしばしば活用される。エネルギー需給モデルは、エネルギー供給・変換・需要までのサプライチェーンを数理計画問題として定式化したうえで、典型的には総費用が最小となるような設備の構成や運用を出力するものである。これまでにも、VRE 大量導入時のエネルギーシステムを解析するための需給モデル開発に関する先行研究は数多く行われてきた。分析の対象も世界全体から小規模なマイクログリッドまで幅広い。しかしながら、水素をはじめとする新しい技術を適切に評価する上で、以下の論点の考察が十分には行われていなかった。

1. 需給調整力の必要量・供給量の検討：VRE 大量導入時には、その発電量の急激な変動に対処するためにより多くの需給調整力が必要と考えられる。しかし、必要となる需給調整力を定量的に評価したうえで、調整力の確保を制約条件として考慮したモデルはほとんど報告されていない。特に、火力発電の部分負荷効率や、起動停止コストを考慮したうえで、蓄電池や水素製造装置による需給調整の価値について総合的に論じた報告は知られていない。
2. 精緻な水素需給の考慮：水素の輸入と国内製造の双方を考慮したうえで、水素の需給を 1 時間単位で取り扱うモデル化はほとんど行われていない。また、複数の水素貯蔵技術や、水素製造中の需給調整を考慮して、水素関連設備の運用について分析した事例は知られていない。
3. 単一発電所からのエネルギー輸送に関する最適設備構成：VRE で発電した電力は、通常送電線によって系統に送電されるが、近年、蓄電池の併設により送電のタイムシフトを行ったり、水素に変換して水素として輸出したりすることが検討されている。従来、VRE 併設の

設備構成や運用を最適化する研究は、マイクログリッドの文脈で多く行われてきたが、全国大の電力需給に応じた最適化を目指す研究はほとんど見られず、全体最適な設備構成や運用については十分明らかでない。

そこで本論文では、これらの各課題に対応する定式化表現を提案し、その効果を明らかにすることを目的として、モデリングを行うとともに、モデルが必要とするパラメータの設定方法について考察を行った。さらに、開発したモデルを活用したケーススタディを行い、2050年カーボンニュートラル達成時の国内の電源構成や各技術の最適運用の特徴について分析を行った。また、モデル開発の過程で必要となった計算量削減について、新たな手法を提案し、その妥当性を検証した。

本論文は、全7章で構成されている。各章の概要は次の通りである。

第1章では、本研究の背景について説明し、既往の研究について分析を行ったうえで、本論文の目的と位置づけを述べる。

第2章では、本研究で対象とするシステムの範囲を定義し、需給モデルの基本的な定式化について詳述する。需給モデルは、電中研と早稲田大学で開発されたWOPTIGENを改良する形で定式化した。WOPTIGENは電源部門の表現に優れた需給モデルであり、総費用が最小となる設備構成および設備の1時間ごとの運用を決定する最適化型モデルである。改良点として、まず、毎時の需給調整力必要量を確保する前提を織り込む定式化を行った。調整力必要量はVRE導入に伴って増加することを考慮するため、国内の送配電事業者の公開データを分析して設定した。調整力供給量は従来の火力発電に加え、蓄電池による調整力供給に専念する運用や、水電解装置の水素製造中の需給調整力供給を考慮して定式化を行った。次に、毎時の水素需給を表現するモデル化を行った。ここで、発電部門以外の水素需要は国の目標と整合するよう、産業部門と運輸部門との水素消費について、1時間ごとの需要カーブを考慮できるようモデル化した。

第3章では、第2章で開発したモデルを用いたケーススタディを行う。VREの普及が進む九州エリアを評価対象として、VREの普及レベルや炭素価格に応じたエネルギー貯蔵設備の導入量やそれらの最適運用の特徴を調べた。この結果、輸入水素が30円/Nm<sup>3</sup>で利用できる場合でも、国内VRE導入量がkWhベースで需要比50%程度まで増大すると、国内製造した水素が利用されることが明らかになった。水電解装置の最適化された運用における設備利用率10~35%であり、主に余剰電力を活用して行われた。水素火力の最適化された運用における設備利用率も20%程度と低く、水素製造装置と同時に稼働することはなかった。需給調整力については、太陽光発電の出力が大きくなる昼間に必要量が増大し全国で4GW程度に達する。必要な需給調整力の大部分は、蓄電池、揚水発電、水電解装置によって供給され、水素火力は熱効率の良い定格運転が中心となることが示唆された。また、本手法による需給調整力確保制約を取り除いた場合に、蓄電設備の必要量や各設備の毎時の運用が大きく異なる結果を得ることから、RE普及局面における需給モデル分析における本手法の重要性を確認した。

第4章では、対象エリアを日本全国に拡張し、さらに2050年カーボンニュートラルを前提としたケーススタディの結果について述べる。本ケーススタディに際して、水素需給の考慮について、輸入水素費用を固定費と変動費に分解し、水素貯蔵について高压ガス貯蔵と液化水素貯蔵について考慮できるようモデルの改良を行った。ケーススタディの主要な結果として、2050年時点でカーボ

ンニュートラルを達成するベース条件において、国内全体で蓄電池は 366 GWh、水電解装置は 18 GW、液化水素タンクが 1084 GWh 導入された。このとき、国内水素消費の供給源は、海外と国内とで 97:3 で、ほとんどが輸入水素によって賄われた。また、国内で製造された水素は、貯蔵されずに発電部門以外の水素需要にてただちに消費された。国内の水素需給の調整は、輸入水素を受け入れる液化水素貯蔵により行われることが分かった。

第 5 章では、第 2 章で開発したモデルに改良を加え、特定の VRE 発電所に併設すべき蓄電池や水素製造装置等の設備構成の最適化について論じる。VRE 併設設備最適化に関する先行研究の多くは、全国系統の需給を考慮せず、全体最適な設備構成や運用が明らかでないという課題が存在した。本研究では、全国系統を表現した既存系統ノードと、追加再エネノードとの 2 つのノードを持つシステムを対象とし、ノード間の電力および水素によるエネルギー輸送を考慮したモデルを構築し、VRE 併設設備の最適な構成および運用を分析した。カーボンニュートラルを前提としたケーススタディにおいて、太陽光発電と風力発電とで最適な併設設備の構成が大きく異なる結果を得た。太陽光発電の場合は、全国的に発電のタイミングが同期的であるため、直接送電するよりも、現地で蓄電や水素製造を行い、発電設備の定格容量の 27% 程度の送電線による送電と、10% の水素パイプラインによる水素供給が選択された。また、昼間の発電電力を蓄電し、夜間に水素製造をする運用も見られた。一方、風力発電の場合は、発電所での蓄電や水素製造は行わず、発電設備の定格容量のほぼ 100% の容量の送電線により直接送電する構成が最適であった。これは、風力発電は設備利用率が高く、また既存系統ノードとの発電の同時性が低いためと考えられる。

第 6 章では、計算量削減のための二段階計算手法を提案する。第 5 章で開発した複数ノードからなるモデルは、計算量が大きく求解が困難であった。計算量削減は、モデルの簡略化により行われることが多いが、本研究では問題分割により複数のノードを逐次的に最適化して準最適解を得る二段階計算手法を提案した。本手法の導入により、1 週間で完了しない演算が、1 日未満で実行できるようになった。また、同手法によって得られる準最適解の精度を調べ、ノード間の容量比が十分に大きい場合、実用的な精度で求解できることを示した。

第 7 章では、研究成果を総括するとともに、開発したモデルの限界や今後の研究課題を示す。また、本成果の政策提言や、事業での具体的な活用に向けた展望についても併せて述べる。

# 目次

概要	i
図目次	viii
表目次	x
第 1 章 序論	1
1.1 研究の背景	1
1.2 エネルギー需給モデル	7
1.3 本論文の目的	13
1.4 本論文の構成	14
1.5 記号および略語	15
第 2 章 電力・水素需給最適化モデルの構成	21
2.1 本章の概要	21
2.2 分析の対象	21
2.3 ベースとなる需給モデル	23
2.4 検討 (1): 再エネ大量導入時の需給調整力確保	24
2.5 検討 (2) 水素フローの分析のための構成	38
2.6 構築モデルの全体像	41
第 3 章 ケーススタディ: 九州エリアを対象としたエネルギートランジションに関する考察	56
3.1 本章の概要	56
3.2 第 2 章で構築したモデルとの相違点	56
3.3 主要な前提	57
3.4 ケース設定	60
3.5 各ケースの結果の概要	61
3.6 CO <sub>2</sub> 排出量低減効果	64
3.7 各電源の運用と LFC 供給に関する考察	65
3.8 LFC 供給量制約を考慮することによる効果	70

3.9	水素の運用における特徴 . . . . .	72
3.10	結論 . . . . .	74
<b>第4章</b>	<b>ケーススタディ: ゼロエミッション前提における電力・水素設備運用に関する考察</b>	<b>78</b>
4.1	本章の概要 . . . . .	78
4.2	主要な前提 . . . . .	78
4.3	ケース設定 . . . . .	83
4.4	ベースケースにおける結果の概要 . . . . .	84
4.5	水素関連設備の運用に関する分析 . . . . .	86
4.6	水素輸入の柔軟性に関する分析 . . . . .	89
4.7	感度解析: LIB および水電解装置の設備単価が与える影響の分析 . . . . .	91
4.8	結論 . . . . .	92
<b>第5章</b>	<b>遠隔再エネ発電所におけるエネルギー輸送・貯蔵設備最適化</b>	<b>96</b>
5.1	本章の概要 . . . . .	96
5.2	先行研究のレビュー . . . . .	97
5.3	分析の対象 . . . . .	100
5.4	輸送技術のモデリング . . . . .	100
5.5	構築モデルの全体像 . . . . .	103
5.6	ケーススタディ . . . . .	107
5.7	結論 . . . . .	112
<b>第6章</b>	<b>マルチノードモデルにおける二段階準最適化手法の開発</b>	<b>117</b>
6.1	本章の概要 . . . . .	117
6.2	手法の概要 . . . . .	117
6.3	手法の効果 . . . . .	118
6.4	手法の適用範囲 . . . . .	118
6.5	結論 . . . . .	119
<b>第7章</b>	<b>結論</b>	<b>121</b>
7.1	本研究の成果 . . . . .	121
7.2	本研究の限界 . . . . .	123
7.3	本研究の活用に向けた展望 . . . . .	124
<b>謝辞</b>		<b>128</b>
<b>公表論文</b>		<b>130</b>

# 目次

1.1	年限付きのカーボンニュートラルを表明している国・地域（2022年10月時点） [4].	2
1.2	発電技術ごとの積算導入設備容量（～2021: 実績, 2022-: 推定）. [6]	4
1.3	太陽光発電または陸上風力から製造される水素のエリアごとの長期コスト [15].	6
1.4	2050年カーボンニュートラルの実現に向けた日本における取組 [19].	7
1.5	エネルギー需給モデルの概念図.	9
1.6	本論文の構成	14
2.1	第2章の構成	21
2.2	電力・水素需給モデルの想定設備構成.	23
2.3	発電機による周波数調整の仕組み [30].	25
2.4	需給調整市場の商品ごとの要件	25
2.5	(a) 九州エリアの2020/3/16のPV発電電力5分値, (b) 東北エリアの2020/4/22の風力発電電力5分値.	30
2.6	各5分値データのパワースペクトル強度	31
2.7	九州エリアにおけるPV発電電力変動量（30分移動平均発電電力との差分）の(a)ヒストグラムおよび(b)QQプロット	32
2.8	九州エリアにおけるPV発電電力と発電電力変動量の関係. 直線は, 変動率の $3\sigma$ （発電出力の $\pm 12.5\%$ ）を表す.	32
2.9	各エリアにおけるPV設備容量と, 発電電力変動率の $3\sigma$ 値の関係. 青線は	33
2.10	東北エリアにおけるWT発電電力変動量（30分移動平均発電電力との差分）の(a)ヒストグラムおよび(b)QQプロット. (a)には東北エリアのPV発電電力変動量のヒストグラムも含む.	34
2.11	東北エリアにおけるWT発電電力と発電電力変動量の関係. 直線は, 変動率の $3\sigma$ 相当値（発電設備容量の $\pm 4.4\%$ ）を表す.	34
2.12	2020/1/1 0:00～3:00のPJM regulation D 指令値	36
2.13	(a) アルカリ型, (b) PEM型, および(c) SOEC型の水電解セルの作動原理図	36
2.14	ENEOS 中央技術研究所内に設置した定格15kWのPEM型水電解装置の応答プロファイル	37
2.15	モード遷移のイメージ. (a) 火力発電機のモード遷移. (b) 蓄電設備のモード遷移.	45

3.1	FCV 向け水素需要カーブ. . . . .	58
3.2	VREBase-hyd30 ケースにおける炭素価格ごとの (a) 最適設備容量および (b) 年間火力発電・蓄電・水素関連費用 (網掛け: 燃料費, 塗り潰し: 固定費). . . . .	62
3.3	代表ケースの最適設備容量. . . . .	63
3.4	代表ケースの設備別年間発電・消費電力量. . . . .	63
3.5	(a) 輸入水素 (青) と国産水素 (橙) の年間需要. (b) 国産水素の固定費単価 (棒グラフ・左軸), 水電解装置利用率 (散布図・右軸). . . . .	65
3.6	炭素価格と CO <sub>2</sub> 排出量の関係. . . . .	66
3.7	VREBase-hyd30-cp10 ケースにおける, 11/1~7 の各電源の運用および LFC 需給. (a) 電力フロー, (b) 予備力の確保状況, (c) LFC 必要量および設備ごとの供給量, (d)-(h) 各設備のモード別設備容量 ((d) 石炭火力 (本ケースでは導入なし), (e) LNGCC, (f) H2CC, (g) LIB, (h) NaS 電池 (本ケースでは導入なし). . . . .	68
3.8	VREHH-hyd30-cp20 ケースにおける, 11/1~7 の各電源の運用および LFC 需給. . . . .	69
3.9	設備別 LFC 供給量 (週平均). (a) VREBase-hyd30-cp10 ケース, (b) VREHH-hyd30-cp20 ケース. . . . .	70
3.10	LNGCC の運転モード割合 (週平均). (a) VREBase-hyd30-cp10 ケース, (b) VREHH-hyd30-cp20 ケース. . . . .	71
3.11	LIB の運転モード割合 (週平均). (a) VREBase-hyd30-cp10 ケース, (b) VREHH-hyd30-cp20 ケース. . . . .	71
3.12	VREBase-hyd30-cp10 (LFC 制約考慮なし) ケースにおける, 11/1~7 の各電源の運用および LFC 需給. (a) 電力フロー, (b) 予備力の確保状況, (c) LFC 必要量および設備ごとの供給量, (d)-(h) 各設備のモード別設備容量 ((d) 石炭火力 (本ケースでは導入なし), (e) LNGCC, (f) H2CC, (g) LIB, (h) NaS 電池 (本ケースでは導入なし). . . . .	73
3.13	代表 2 ケースにおける, LFC 考慮あり/なしでの最適設備容量の比較 . . . . .	74
3.14	VREHHH-hyd30-cpinf における水電解有無による火力発電・蓄電・水素関連費用および VRE 抑制率の差. . . . .	75
4.1	風力発電の想定パワーカーブ. . . . .	81
4.2	全国の洋上風力発電プロファイル. . . . .	81
4.3	ベースケースにおける電力供給および需要の内訳. . . . .	85
4.4	ベースケースにおける電力需給プロファイル. (a) 5 月, (b) 8 月, (c) 11 月, (d) 2 月の各代表日. . . . .	87
4.5	ベースケースにおける年間の電力フロー. (a) LIB (プラス: 放電, マイナス: 充電), (b) 水素関連設備 (プラス: H2CC; マイナス: WE). . . . .	88
4.6	ベースケースにおける (a) 月間の水素供給量および水素需要量, (b) WE および H2CC の月平均設備利用率. . . . .	89

4.7	ベースケースにおける (a) 時間ごとの水素フロー, (b) 水素貯蔵量. . . . .	90
4.8	ベースケース (水素輸入量が柔軟であるケース) および <b>hydfix</b> ケース (水素輸入量が一定であるケース) における (a) 設備容量, (b) エネルギー貯蔵設備容量, (c) 蓄電・水素関連設備にかかる年間費用. . . . .	91
4.9	<b>hydfix</b> ケースにおける (a) 時間ごとの水素フロー, (b) 水素貯蔵量. . . . .	92
4.10	WE および LIB 単価を変化させた各ケースにおける WE および LIB の最適化された設備容量. . . . .	93
5.1	第 5 章の構成 . . . . .	96
5.2	日本における一般送配電事業者エリア別の (a) PV および陸上風力導入ポテンシャル [103], (b) 洋上風力導入ポテンシャル [104] . . . . .	97
5.3	マルチノード化された電力・水素需給モデルの設備構成. . . . .	101
5.4	エネルギー輸送技術のモデル概念図 . . . . .	101
5.5	ベースケースにおける代表日の電力・水素プロファイル. (a) EG ノードの電力プロファイル, (b) PV-base ケースにおける AR ノードの電力・水素プロファイル, (c) WT-base ケースにおける AR ノードの電力プロファイル. . . . .	112
5.6	PV ((a)~(d)) または WT ((e)~(h)) に対する併設設備の最適構成に対する PTE および HPL の単価の影響. . . . .	113
6.1	2 段階最適化手法のコンセプト. . . . .	118
6.2	AR ノードの設備容量計算に及ぼす VRE 容量と反復回数の影響. 実線: 1 回目の反復, 点線: 2 回目の反復. . . . .	119
7.1	開発モデルを活用した事業ポートフォリオ構築の検討イメージ. . . . .	126



# 表目次

1.1	RE 導入における課題の解決に資する水素の機能 . . . . .	6
1.2	電力および水素部門を 1 時間スケールで考慮可能な主なモデル. Framework: Opt: optimization, Eq: equilibrium, Sim: simulation. . . . .	11
2.1	需給調整力市場の各商品の必要量の基本的な算出方法 . . . . .	26
2.2	各エリアの送配電会社の 5 分値データの公開範囲. . . . .	30
2.3	輸入水素コストの設定 . . . . .	40
2.4	水素貯蔵技術に関するコスト設定 . . . . .	41
2.5	設備ごとのオペレーションモードの一覧. . . . .	44
2.6	石炭火力発電が可能な遷移. . . . .	46
2.7	LNGCC および H2CC が可能な遷移. . . . .	46
2.8	設備ごとの最大設備稼働率に関する設定. Thermal は, Coal, LNGCC, H2CC を含む. . . . .	49
3.1	発電設備容量の想定. . . . .	57
3.2	ベースケースにおける各設備のコストおよび性能に関する設定. . . . .	59
3.3	The VRE capacity settings and required LFC capacity in each case . . . . .	60
3.4	ケースごとの VRE 抑制率 (cp2 ケース. VREHHH のみ cpinf (ゼロエミッション)の結果も併記). . . . .	64
4.1	第 3 章と第 4 章のケーススタディの主な相違点 . . . . .	78
4.2	発電設備容量の想定. . . . .	79
4.3	選定した AMeDAS 観測地点の 90m 換算年平均風速. . . . .	80
4.4	2050 年時点の部門別水素需要想定. . . . .	82
4.5	ベースケースにおける各設備のコストおよび性能に関する設定. . . . .	83
4.6	第 4 章のケーススタディにおけるケース一覧. . . . .	84
4.7	ベースケースにおける最適設備構成. . . . .	85
5.1	HVDC エネルギー損失に関するパラメータ設定. . . . .	102
5.2	HVDC の建設コストに関するパラメータ設定. . . . .	102

5.3	213 万 Nm <sup>3</sup> /h のモデル水素パイプラインの性能およびコストに関する仮定. . . . .	103
5.4	ベースケースにおけるコストおよびエネルギーロスの想定値 (100 km, 1 GW). . . . .	108
5.5	ケース一覧. . . . .	109
5.6	ベースケースにおける各ノードの最適化された設備構成. . . . .	110

# 第1章

## 序論

本章では、研究の背景として、脱炭素循環型社会の構築の向けて普及が進む再生可能エネルギー電源が大量に導入された際に生じる課題を述べ、CO<sub>2</sub>を排出しないエネルギー源として近年注目を集める水素が果たす役割について述べる。また、将来の最適なエネルギーシステムの構成の分析に有用なエネルギー需給モデルに関する研究例を紹介するとともに、先行研究の課題を整理し、本研究の目的および位置づけを明らかにする。

### 1.1 研究の背景

#### 1.1.1 エネルギー供給・消費の動向

エネルギーは人間社会の発展に欠かせないものである。世界のエネルギー消費量は、経済成長とともに増加し、2021年には439 EJに達した [1]。国際エネルギー機関 (IEA) の見通しでは、2022年時点で各国政府が表明した長期的なネット・ゼロやエネルギー・アクセスの目標を含むすべての意欲的な目標が予定通りかつ完全に達成されるという想定に基づく「表明公約シナリオ\*1」において、世界のエネルギー需要は2050年には約433EJと、同水準を維持するものと見込まれている [1]。現在、一次エネルギー供給の79%が化石燃料によって供給されているが [1]、化石燃料は生産速度が人間の消費速度よりも小さい枯渇性資源であり、人類が半永久的に依存し続けることは不可能である。主な化石燃料の可採埋蔵量を年間生産量で除した可採年数は、2022年現在、石油が53.5年、天然ガスが48.8年、石炭が139年である [2]。また、化石燃料の燃焼過程は二酸化炭素 (Carbon dioxide, CO<sub>2</sub>) を排出する。CO<sub>2</sub>は温室効果ガス (GHG\*2) の1種であり、大気中のCO<sub>2</sub>濃度の増加は気候変動の要因と考えられる。IPCC第6次報告書 [3] では、人間活動が地球温暖化を引き起こしてきたことには「疑う余地がない」とされ、1850~1900年を基準とした世界平均気温は2011~2020年に1.1°Cの温暖化に達した、と報告されている。

このような背景から、国際社会は化石資源に依存しないエネルギー供給構造への転換に向けた取り組みを加速している。国際連合によって提唱され、2015年に採択された「持続可能な開発目標

---

\*1 Announced Pledges Scenario, APS

\*2 GreenHouse Gasses

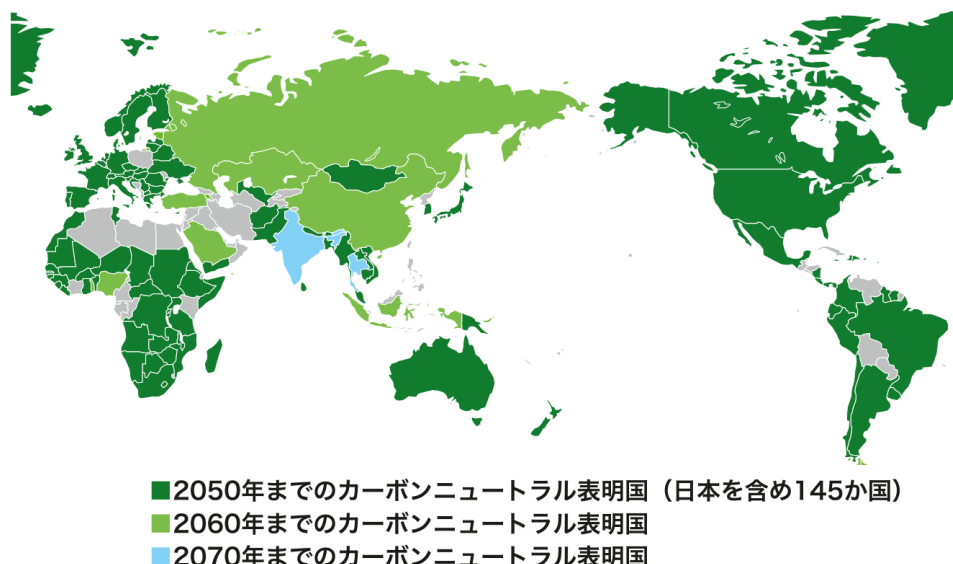


図 1.1 年限付きのカーボンニュートラルを表明している国・地域（2022 年 10 月時点） [4].

(SDGs<sup>\*3</sup>)」は、世界各国が協力して、貧困削減、環境保護、社会的・経済的な公平性の促進、持続可能な開発を達成するための具体的な 17 の目標と 169 の達成目標を設定している。この中では、「エネルギーをみんなに そしてクリーンに」という目標のターゲットとして、①エネルギーへの普遍的なアクセスの確保、②再生可能エネルギー (RE<sup>\*4</sup>) の割合の大幅拡大、③エネルギー効率改善が設定された。また、気候変動対策における特に重要な国際的な枠組みとして、1992 年にリオデジャネイロで開催された国際連合地球サミット (Earth Summit) において国際連合によって採択された「国連気候変動枠組条約 (UNFCCC<sup>\*5</sup>)」がある。UNFCCC のもとで 2015 年に締結された「パリ協定」は、UNFCCC の加盟国 196 か国すべてが削減目標をもって参加することを義務付けた画期的な合意である。パリ協定の長期目標は、「世界的な平均気温上昇を産業革命以前に比べて 2°C より十分低く保つとともに、1.5°C に抑える努力を追求すること」とされ、この目標を達成するため、2023 年から 5 年ごとに進捗を確認することとなっている。このような状況の中、各国は具体的な年限付きで温室効果ガスの排出量と吸収量を均衡させる「カーボンニュートラル」を目指す目標を相次いで表明している [4]。図 1.1 には、2022 年時点の表明国を示す。2050 年までのカーボンニュートラル達成を表明している国・地域は 145 か国あり、これらの国における世界全体の CO<sub>2</sub> 排出量に占める割合は 40.0% (2018 年実績) である。日本も 2020 年 10 月に、首相の所信表明演説の中で 2050 年カーボンニュートラルを宣言した。また、2070 年までのカーボンニュートラル達成を表明している国・地域は 155 か国あり、これらの国における世界全体の CO<sub>2</sub> 排出量に占める割合は 89.4% (2018 年実績) に及ぶ。

持続可能で、かつ気候変動への影響の小さいエネルギー供給構造に転換するための技術的な方策として、①エネルギー利用効率の向上、②エネルギー資源の脱炭素化、③ CO<sub>2</sub> の分離回収・利用・

<sup>\*3</sup> Sustainable Development Goals

<sup>\*4</sup> Renewable energy

<sup>\*5</sup> United Nations Framework Convention on Climate Change

貯蔵 (CCUS<sup>\*6</sup>) などが挙げられ、有効な対策を組み合わせる用いることが有効と考えられる。これらの対策の中でも、近年は RE の導入によるエネルギー資源の脱炭素化が急速に進められている。

再生可能エネルギー (RE) とは、使用の速度と同じ、またはそれを超える速度で自然過程により補給される、太陽光や地球物理学的・生物学的資源から作られる、あらゆる形態のエネルギーである [5]。RE には、バイオマス、太陽エネルギー、地熱、水力、潮流、波力、海洋温度差エネルギー、及び風力エネルギーなどが含まれる。特に、太陽光エネルギーを電力に変換する太陽光発電 (PV<sup>\*7</sup>) と、風力エネルギーを回転式発電機により電力に変換する風力発電 (WT<sup>\*8</sup>) は、コストの低減が進んでいることから、図 1.2 に示すように急速に普及している [6]。また、水力発電は古くから行われている持続可能な発電方法であり、国際的にも多くの設備量を有するが、適地が限定されるため、今後大幅に導入量を増加させることは難しい。

これらの主要な RE は、生産地点において化学エネルギーではなく電力エネルギーとして生産されるという点で、従来型のエネルギーと大きく異なる。化石資源を一次エネルギー、化石資源を燃料として発電した電力エネルギーを二次エネルギーと呼称することがあるが、RE の導入が進んだ世界観においてはもはや電力を一次エネルギーとみなして取り扱うべきであり、電力部門以外の脱炭素化を電力または電力から変換したエネルギー源によって行う必要性が生じることは、非常に重要なパラダイムシフトである。そこで、将来のエネルギーシステムのあるべき姿を検討する上で、電力エネルギーを起点として熱需要や運輸需要を満たすプロセスを考慮する必要性が出てくる。この概念は「セクターカップリング」として知られている [7]。セクターカップリングの具体的な方法として、電力から水素を製造し利用する方法 (Power to Gas) や、電力から製造した水素を用いてメタノールやガソリンなどの液体燃料を製造し利用する方法 (Power to Liquid) 等が提案され、実証も進められている。これらは、従来安価に入手できた化石燃料からより高価な電力へと変換するプロセスとは逆向きの、高価な RE から化学エネルギーを合成する方法が主であり、当然ながら化石資源を直接利用する方法と比較すると経済性がかなり悪く、様々な技術開発によりプロセス効率の向上が目指されている。このため、最終エネルギー需要を化学エネルギーに依存しないための電化の推進が重要視されており [8]、一例として、運輸需要の電化手段である電気自動車の導入に対し経済的に支援する政策が一部の国で導入されている。

### 1.1.2 変動性再生可能エネルギーの導入に起因する電力システム上の課題

PV や WT のように、エネルギー供給量が気象条件に依存する再生可能エネルギーを、特に変動性再生可能エネルギー (VRE<sup>\*9</sup>) と呼ぶ。VRE は従来型の電源と多くの点で異なる性質を持つため、電力系統内への VRE の大量導入に起因して、複数の課題が顕在化している。特に系統規模で発現すると考えられている代表的な課題を以下に示す [9]。

---

\*6 Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage

\*7 Photovoltaics

\*8 Wind turbines

\*9 Variable Renewable Energy

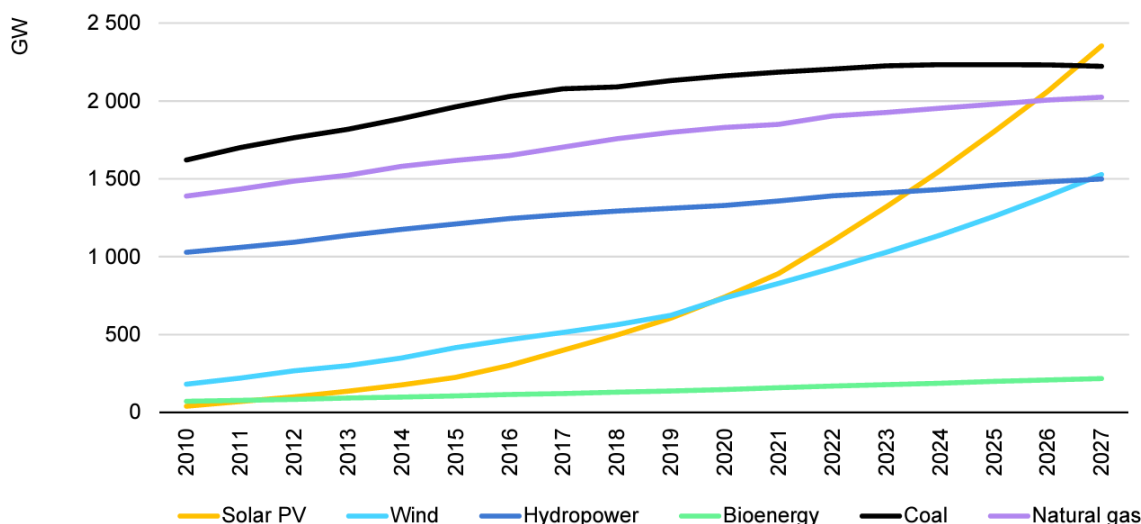


図 1.2 発電技術ごとの積算導入設備容量 (～2021: 実績, 2022-: 推定). [6]

■間欠性による余剰電力・供給不足の発生 VRE は、発電量が気象条件に依存するため、長期間発電できない場合があり、電力需要を満たせなくなる懸念がある。また、VRE の大量導入により、電力需要を上回る発電出力が生じた場合に出力抑制を行う必要がある。実際に、日本において、各エリアで起因する出力抑制が行われている [10]。

対策として、VRE の発電状況に応じた電力需要のシフト (デマンドレスポンス DR と呼ばれる)、蓄電池を用いる方法などが提案されている。

■出力変動による周波数調整力の不足 VRE は、気象条件の急激な変化に伴う発電量の急増や急減が発生しうる。システムの周波数を安定に保つためには、発電量の増減を何らかの方法で補償する必要がある。

対策として、周波数調整力を有する電源 (火力発電、揚水発電等) の確保、蓄電池の活用、VRE の出力抑制による周波数調整等が提案されている。

■予測困難性による予備力確保の必要 VRE の発電量は予測が難しいため、発電量予測が外れた場合に、他の電源を事前の計画と異なる運用を行うことで補う必要がある。特に予測された発電量を実際の発電量が下回った場合には、電力需要を満たすために追加の発電が必要となる。このため、必要に応じてすぐに発電可能な予備的な設備を確保しておく必要があり、結果として VRE の追加を行っても既存の設備の稼働を減らすことが難しいという課題が指摘されている。

■立地制約による送電容量不足 RE の年間発電量は地域的な気象条件に大きく依存する。また、多くの RE はエネルギー密度が低く、十分な発電量を得るためには広範囲に発電設備を設置する必要があるため、従来の電源と異なるエリアに建設される場合が多い。このため、従来の送電網をそのまま用いることができず、送電線の大幅な増強が必要になる場合がある。

対策として、送配電設備の計画的な増強、蓄電池等で発電電力を平準化して送電することによる

送電設備の設備利用率向上，エネルギー需要の RE の適地への立地誘導等が検討されている。

### 1.1.3 水素エネルギーの利活用

ここまでで述べた RE の持つ様々な課題を克服するために近年注目が集まっている技術として、水素エネルギーの利活用がある。水素は、製造、貯蔵、運搬がそれぞれ複数の手段で行うことができるエネルギーキャリアであり、利用時に GHG を排出しない。

水素の製造方法のうち工業的にスケールアップ可能な主要な方法として、天然ガスや石炭等の化石資源を改質して得る方法と、水の電気分解による方法とがある [11]。水素の製造方法に応じて、色の名前をつけて分類することがあり、改質により製造される水素は「グレー水素」と呼ばれる。グレー水素の製造工程においては CO<sub>2</sub> を排出する。2022 年現在、世界で製造される水素の 95% 以上は化石資源由来のグレー水素である。グレー水素の製造過程で排出される CO<sub>2</sub> を、CCUS 技術により回収し、貯留・利用した場合には「ブルー水素」と呼ばれる。RE 由来の電力を利用して水の電気分解により製造される水素は、「グリーン水素」と呼ばれる。ブルー水素とグリーン水素はともに CO<sub>2</sub> 排出がグレー水素に比べて大幅に小さいという点で共通しているが、ブルー水素は、化石資源由来であるという点と CO<sub>2</sub> の貯留に適した地層が有限であるという点で、本質的には持続可能ではない。しかし、現段階ではグリーン水素よりも安価な製造方法であるため、カーボンニュートラルへの移行期における技術として重要視されている [12]。

水素は常温でガス状の物質であり、エネルギー密度は非常に小さい。このため、水素を貯蔵・輸送する場合、高圧に圧縮する方法のほか、必要に応じて別の形態（「水素キャリア」と呼ばれる）に変換する方法も有効である [13]。代表的な水素キャリアとして、液化水素、アンモニア、有機ヒドライド（典型的には「メチルシクロヘキサン」）、合成メタン、合成メタノール、合成液体燃料などがある。

水素の利用先は、水素を燃料とした火力発電や燃料電池による発電、水素ガスタービン等による熱供給、燃料電池等による運輸分野への適用、鉄鋼・石油精製・化学分野における還元用途など、非常に幅広く検討されている。一方、CO<sub>2</sub> フリー水素が既存燃料と比較して高価であることを考慮すると、電化が困難な用途を中心に水素の利用が有効な分野を特定することの重要性も指摘される [14]。具体的には、高温熱需要や、製鉄や石油化学分野における還元用途、航空分野（CO<sub>2</sub> と水素から製造される合成燃料の活用も含む）、長距離貨物輸送等での活用は特に有望視されている。

これらの水素の特徴が、どのように RE 導入における課題の解決に資するのかを、表 1.1 にまとめ、特に電力の欠点である可搬性や貯蔵性の乏しさを補うことで、各種課題の解決に資することが期待される。また、特に日本においては、国内の再エネ適地が少なく高コストであるため、海外からの RE 由来のエネルギー源の輸入が、有力なオプションとして検討されている。高コストとなる原因として、大規模な土地が少ないために工事費が高コストになることや、適地が需要地から遠隔であることでエネルギー輸送コストがかかることも指摘されている。図 1.3 に、VRE から製造する水素の地域ごとのコストを示す [15]。降雨が少なく赤道に近い中東を始めとするエリアでは、砂漠のような安価な土地が利用可能であることと、高い PV の設備利用率が期待できることから、安価な水素製造が可能である。また、南米の太平洋側など、一部の海沿いの地域を中心とした、年間

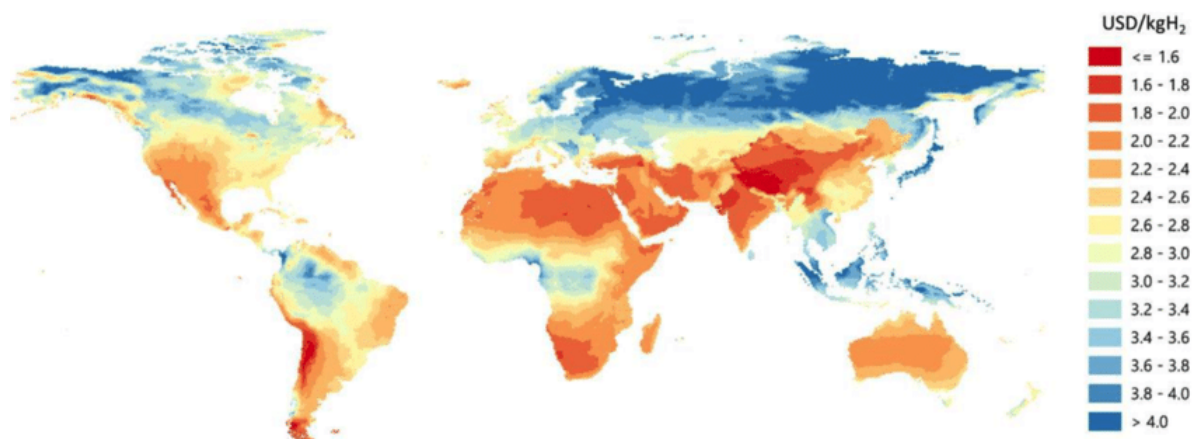


図 1.3 太陽光発電または陸上風力から製造される水素のエリアごとの長期コスト [15].

表 1.1 RE 導入における課題の解決に資する水素の機能

再エネ導入の課題	課題解決に資する水素の性質
国内の適地が限定的	可搬性 (海外からの輸入キャリアとして機能)
国内の適地が偏在	可搬性 (水素輸送による系統増強コスト低減)
発電が間欠的	貯蔵性 (化学エネルギーとして貯蔵可能)
電源部門以外の脱炭素化が困難	多用途性 (熱・還元用途に利用可能)
短周期の電力需給変動が増加	電力-水素変換設備の高い応動特性

を通して安定した強風が吹く地域では、風力発電による電力コストが低いため、同様に安価な水素を入手可能である。

このような状況の中、日本は 2017 年に世界に先駆けて水素基本戦略を策定し、2030 年に最大 300 万トン/年、2050 年に 2,000 万トン/年程度の水素等導入目標を掲げた [16]。また、これまでに述べていない水素の性質として、電力から水素を製造する水電解型の水素製造装置や、水素から発電する水素火力発電や燃料電池の応動特性の高さが、電力需給変動の緩和に貢献する可能性についても指摘されている [17]。

将来のエネルギーシステムにおける水素の位置付けを適切に評価するうえでは、これらの水素の性質を余すことなく考慮することが重要である。

#### 1.1.4 日本におけるエネルギー政策

エネルギーに関する政策は、各国の地理的、経済的、政治的、社会的な条件に応じて決定される。日本は化石エネルギー資源に乏しく、エネルギー資源の大半を輸入に頼っており、エネルギー自給率は 13% にとどまる [1]。我が国では、安全性 (Safety) を前提とした上で、エネルギーの安定供給 (Energy Security) を第一とし、経済効率性の向上 (Economic Efficiency) による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合 (Environment) を図る、「S+3E」の考え方を



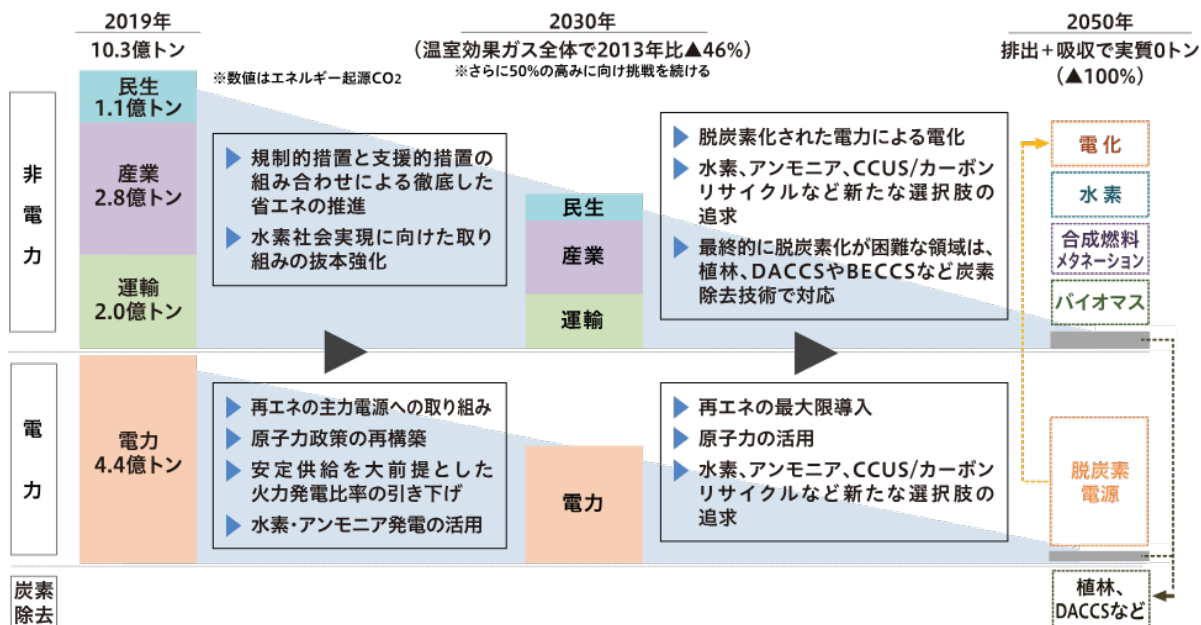


図 1.4 2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた日本における取組 [19].

原則としてエネルギー政策が策定されてきた。

近年の脱炭素の潮流を受けて、2020年10月26日の首相所信表明演説において、2050年カーボンニュートラルの実現を目指すことが宣言された。その後、2021年4月の地球温暖化対策推進本部及び米国主催の気候サミットにおいて、「2050年目標と統合的で野心的な目標として、2030年度にGHGを2013年度から46%削減することを目指す。さらに、50%の高みに向けて、挑戦を続けていく」ことを表明した。

2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画[18]では、上記の目標達成への道筋として、2030年に向けては「徹底した省エネ」、「再生可能エネルギーの最優先の原則に基づく主力電源化の徹底」、「非効率な火力のフェードアウト」等を行うことで、2030年度の排出削減目標の達成を目指すこととされた。さらに、2050年カーボンニュートラルに向けては「再エネについては、主力電源として最優先の原則のもとで最大限の導入に取り組み、水素・CCUSについては、社会実装を進めるとともに、原子力については、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していく」としつつ、「あらゆる選択肢を追求する」とされ、不確実性の高い状況における「産業界、消費者、政府など国民各層が総力を挙げた取組」が必要とされた。これらの取り組みの概要を図1.4に示す。

## 1.2 エネルギー需給モデル

### 1.2.1 エネルギー需給モデルの重要性

ここまで述べたように、カーボンニュートラルの達成に向けて、エネルギーシステムの抜本的な改革が必要になると考えられるが、2050年に向けては技術的、社会的、地政学的な不確実性を多分

に孕んでおり、その具体的な構成は、現時点ではまったく明らかではない。しかし、そのような状況であっても、気候変動対策のために残された時間は少なく、将来に向けた技術開発やインフラ構築への投資を行っていく必要がある。

不確実性の高い状況で最適な将来のエネルギーシステムの在り方を検討する上では、多様な前提をおいた複数のシナリオを想定し、それぞれのシナリオでどのような世界観が成立するかを推測するシナリオプランニングの手法が有効である。エネルギーシステムを分析するための有効なツールとして、エネルギー需給モデルがある。エネルギー需給モデルの概念図を、図 1.5 に示す。

エネルギー需給モデルは、エネルギーの生産、変換、輸送、利用までの一連のサプライチェーンにおける構成要素の連関を数式で表現したシミュレーションツールを指す。エネルギー需給モデルは、資源・設備価格等の様々な前提条件のもとで、典型的にはサプライチェーンの構築・運用コストが最小となるような設備構成および運用を、時系列シミュレーションや数理計画法等の手法により決定する。より具体的には、モデルの入力として、エネルギー需要、資源コスト、設備コストなどを与えることが多く、モデルの出力として、各設備の導入量、時間ごとの物質やエネルギーのフロー、コスト、CO<sub>2</sub> 排出量などが得られることが多い。

エネルギー需給モデルは 1970 年代から、特に政策立案や技術開発目標の策定の文脈で活用されている。すなわち、政策や特定の技術の性能向上・コスト低減により、モデルに入力する前提条件が変化した場合に、社会費用や設備導入量等がどのように変化するのかを分析することにより、その政策や技術開発の定量的な効用の評価を目的とされることが多い。エネルギー需給を含む統合評価モデルによるコンピュータシミュレーションの初期の有名な事例の 1 つは、国際的なシンクタンクであるローマクラブが 1972 年に発表した「成長の限界」で用いられた World3 モデルであろう [20]。エネルギーや資源、環境汚染等を含めた広範なモデリング手法により、「人口増加や環境汚染などの現在の傾向が続けば、100 年以内に地球上の成長は限界に達する」という予測を行い、全世界に衝撃を与えた。その後、1973 年の第一次石油危機を経て、特にエネルギー分野に特化したモデルとして、1979 年に MARKAL<sup>\*10</sup> が発表された [21]。これは、完全予見部分均衡最適化モデルとして、相互接続されたすべてのシステム要素の投資および運用レベルを選択することにより、割引後の総システムコストを最小化するモデルである。MARKAL の時間分解能を改善した後継モデルである 2005 年に発表された TIMES<sup>\*11</sup> [22] と合わせて、現在では 100 を超える機関で活用されている [23]。現に、需給モデルによるシナリオプランニングは多くの国のエネルギー政策決定に影響を与える重要なツールとしての地位を占めており、脱炭素に向けた抜本的なエネルギーシステムの変革の局面において、その重要性はますます増加している。

## 1.2.2 カーボンニュートラルに向けたエネルギー需給モデルに関する研究例

エネルギー需給モデルは、主に計算時間や前提条件の収集の労力の観点から、あらゆる構成要素を十分にモデル化した万能なモデルは存在せず、分析の目的に応じて適切な定式化手法を用いて、必要な精度を満たすようにモデリングされるべきものである。このため、世界的なデファクトスタ

---

\*10 MARKet ALlocation

\*11 The Integrated MARKAL-EFOM System



図 1.5 エネルギー需給モデルの概念図.

ンダードとも呼べるモデルは現時点で存在せず、様々なエネルギー需給モデルが使い分けられている状況である。たとえば 2018 年のレビュー論文 [24] では、75 の需給モデルが比較対象として取り上げられている。

エネルギー需給モデルを、定式化のアプローチに着目して分類すると、以下の手法に大別される。技術開発の不確実性が高い状況において、将来の最適なエネルギーミックスや設備構成、各設備の運用の特徴について調べるといった目的に対しては、このうち「最適化モデル」や「応用一般均衡モデル」、またこれらの手法を組み合わせたモデルが用いられることが多い。

■**最適化モデル** 特定の目的関数（例えば、コスト最小化や排出量の最小化）を最適化するもの。エネルギー資源の供給と需要の間のバランスなどを制約条件とし、制約条件を満たす範囲で最良の解を得る。多くの場合、非線形な関係は線形近似され、線形計画問題に帰着される。最適なエネルギーミックスを決定したり、新しい技術の導入に伴うコストと利益を評価したりする際に有効である。

■**シミュレーションモデル** エネルギーシステムの時間発展を定式化し、動的な挙動を時系列で追跡するもの。エネルギー需要の変動や再生可能エネルギーの導入が電力系統に与える影響など、時間に依存する要素を分析する際に有効である。

■**応用一般均衡モデル (AGE モデル)** 経済全体を模倣して、市場の異なるセクター間の相互作用を捉えるもの。市場の需要と供給の均衡が取れるような価格が得られるまで反復計算を繰り返し、収束判定を行う。エネルギー政策や環境規制が経済全体に及ぼす長期的な影響を調査する際に有効である。

■**エージェントベースモデル** 個々のエージェント（例えば、消費者、企業）の行動と相互作用をモデル化し、エージェント同士や市場との相互作用を考慮して、各エージェントのふるまいを決定するもの。市場設計の評価や、各国の意思決定を考慮したエネルギー需給分析などに有効である。

また、エネルギー需給モデルを特徴づける代表的なパラメータとして、地理的なカバレッジ（世界レベル、国家レベル、地域レベル、マイクログリッドレベルなど）、考慮される技術領域、時間分解能等がある。これまでに国際的な報告例が豊富なエネルギー需給モデルのうち、国家レベルの解析に活用可能で、少なくとも電源部門と水素需給とを考慮可能で、少なくとも電源部門に関して 1 時間～数時間程度の時間分解能で考慮可能な主なモデルを表 1.2 に示す。多くのモデルは最適化型

モデルであり、ある条件のもとで費用が最小となる構成を特定することを目的としている。一方、一部のモデルは応用一般均衡モデルを組み合わせて実装されており、電力コストに応じた需要の増減なども内省的に表現可能である。これらのモデルの多くは、時間分解能や考慮する技術等の設定を、ある程度自由に実装できる。特に、オープンソースで公開されているモデルは、研究者が自由にモデルを拡張することができる。

なお、各モデルは日々改良が重ねられていると考えられ、また、モデル構造に関する情報公開の程度も差があることから、その性質を正確に把握することは容易ではない点には留意されたい。

表 1.2 電力および水素部門を 1 時間スケールで考慮可能な主なモデル。Framework: Opt: optimization, Eq: equilibrium, Sim: simulation.

#	Model	Framework	Availability
1	BALMOREL	Opt + Eq	Open-Source
2	Calliope	Opt	Open-Source
3	EnergyPlan	Opt	Free
4	ETM	Opt + Eq	Unknown
5	ETSAP-TIAM	Opt + Eq	need to contract
6	EUCAD	Opt	Unknown
7	ficus	Opt	Open-Source
8	IMAKUS	Opt	Unknown
9	MARKAL	Opt + Eq	Commercial
10	MESSAGE	Opt	Available upon request
11	PRIMES	Eq	Not available
12	PyPSA	Opt	Open-source
13	REMix	Opt	Not available
14	SNOW	Eq	Free
15	Temoa	Opt	Open-source
16	TIMES	Opt + Eq	Commercial
17	urbs	Opt	Open-Source (GPLv3)

### 1.2.3 既存のエネルギー需給モデルにおける課題

前節に述べた通り、カーボンニュートラルを前提としたエネルギーシステムの構築に向け、エネルギー需給モデルを活用した各種の分析が精力的に行われている。

一方で、これまでの研究の課題として、モデリングに関する課題と、ケーススタディの充足性に関する課題とがそれぞれ存在している。モデリングに関する課題とは、特に VRE 普及を前提としたエネルギーシステムの分析において、これまで報告されているモデルでは考慮されていない、あるいは考慮が不十分な要素が存在するという課題である。これにより、得られる結果の蓋然性が低下してしまうという問題が生じうる。ケーススタディの充足性に関する課題とは、エネルギー需給モデルによるシナリオ分析の対象が、実際のエネルギーシステムの多様性を十分に反映したものになっていないという課題である。シナリオ条件（エネルギー価格、送電システムの構成、RE ポテンシャル等）は地域によって大きく異なるため、ある国に関する分析をそのままほかの国の政策決定に用いることが困難である。また、技術進展により、シナリオ分析の結果の陳腐化が早く、最新のデータソースに基づくシナリオ分析を継続的に行っていく必要がある。

#### (1) モデリングに関する課題

モデリングに関する具体的な課題として、本研究では特に以下の 3 つの論点に着目した。

■VRE の短周期変動に対する需給調整力の考慮 VRE 大量導入時には、その発電量の急激な変動に対処するためにより多くの需給調整力が必要との報告がある [25]。しかし、必要となる需給調整力を定量的に評価したうえで、調整力の確保を制約条件として考慮したモデルはほとんど報告されていない。特に、火力発電の部分負荷効率や、起動停止コストを考慮したうえで、蓄電池や水素製造装置による需給調整の価値について総合的に論じた報告は知られていない。

■精緻な水素需給の考慮 VRE の発電出力の影響をモデリングする上では、少なくとも 1 時間ごとの時間解像度での解析が重要との指摘がある [26]。しかし、水素の輸入と国内製造、発電部門以外の水素利用を考慮したうえで、水素の需給を 1 時間単位で取り扱うモデル化はほとんど行われていない。また、複数の水素貯蔵技術や、水素製造設備や水素発電設備が有する電力システムの需給調整を考慮して、各設備の運用について分析した事例は知られていない。さらに、輸入水素の調達の柔軟性に関して、任意のタイミングで任意の量を調達可能と仮定する文献も多いが、調達方法が制約された際にエネルギー供給にどのような影響があるかについて分析した事例は知られていない。

■単一発電所を想定したノードからのエネルギー輸送 VRE で発電した電力は、通常送電線によって系統に送電されるが、近年、蓄電池の併設により送電のタイムシフトを行ったり、水素に変換して水素として輸出したりすることが検討されている。従来、VRE 併設の設備構成や運用を最適化する研究は、マイクログリッドの文脈で多く行われてきたが、全国大の電力需給に応じた最適化を目指す研究はほとんど見られず、全体最適な設備構成や運用については十分明らかでない。

## (2) ケーススタディの充足性に関する課題

ケーススタディの充足性に関する課題とは、エネルギー需給モデルを用いた分析を行う際の前提とするシナリオの網羅性が低く、将来の不確実性を十分に捉えた分析結果の提供が不十分であるという課題である。具体的な課題として、本研究では特に以下の論点に着目した。

■ゼロエミッションを前提とした分析の不足 脱炭素に向けた国際社会の意思決定は、当初の想定よりも早く、目標も加速的に引き上げられている。日本も2020年10月にカーボンニュートラル宣言を行うまでは、2050年時点でGHG 80%減の目標が掲げられていたため、2020年までの研究ではカーボンニュートラルを前提としたシナリオ分析の例がほとんど見られない。また、エネルギー資源の利用可能性などの状況は国ごとに大きく異なるため、エネルギー需給モデルによるケーススタディは、国ごとに精緻な前提を作りこんで実施する必要がある。したがって、ある一国を対象とした分析の結果を他国のエネルギーシステム分析に直接利用することが難しいという性質がある。このため、特に日本のエネルギーシステム移行に関して、カーボンニュートラル達成のための様々な不確実性を考慮した広範なケーススタディを積み重ねてゆく必要がある。

## 1.3 本論文の目的

本論文は、我が国が目指すカーボンニュートラル達成に向けて、最適なエネルギーシステムの構成および運用の分析に資することを旨とする。特に、これまでに十分に論じられていない以下の論点について検証可能なモデルを構成したうえで、開発したモデルを用いたケーススタディにより、将来のエネルギーシステムの具体的な絵姿を示すことを目的とする。

1. VRE 普及時のエネルギーシステムにおいて、増大が見込まれる短周期変動に対応するための需給調整力の必要量と供給量の定量的な分析を行う。また、需給調整力確保を目的として導入される技術の特定と、その運用に関する分析を行う。同時に、VRE 普及レベルに応じた最適な構成や運用の変化に明らかにする。
2. 将来のエネルギーミックスにおいて水素がどのように調達、貯蔵、利用されるのか、1時間ごとの最適な水素フローに基づいた分析を行う。また、水素輸入に関する調達量の柔軟性が、最適なエネルギーシステム構成にどのような影響を与えるかに関する分析を行う。
3. VRE 普及局面における、遠隔地に設置された RE から需要地への最適なエネルギー輸送方法に関する分析を行う。これには、直接の送電、水素への変換による輸送、および発電所でのエネルギー貯蔵方法を含む。また RE の種類や輸送単価が、最適構成に与える影響について分析を行う。

上記の各分析を行うために、既存の研究で十分にモデリングされていない以下の点について定式化を行い、分析の目的に合うモデルの開発を行う。

1. VRE の短周期変動に対する需給調整力の必要量と、各技術の需給調整力供給量を定量化し、需給調整力確保制約を含めたモデル化を行う。また、需給調整力の考慮の有無による結果の

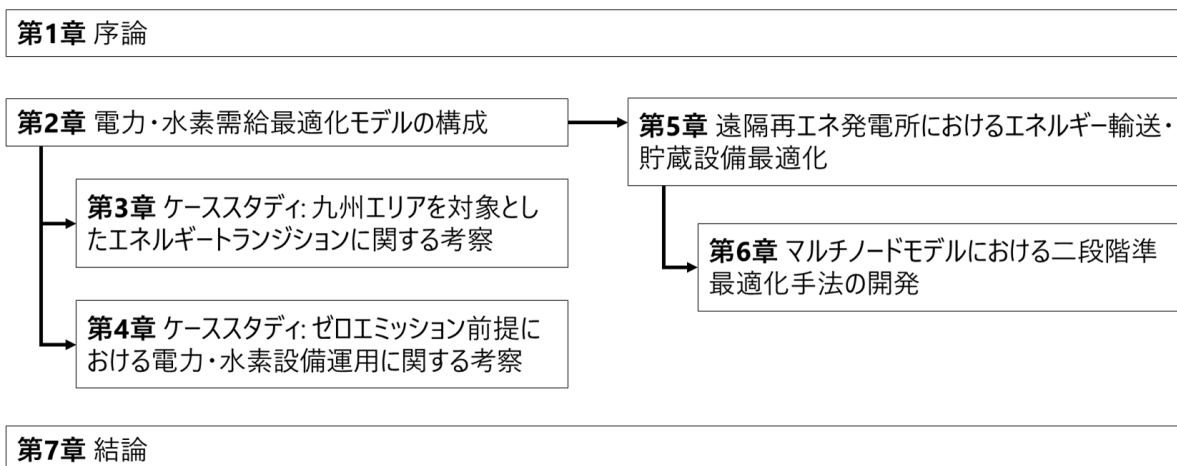


図 1.6 本論文の構成

違いについて考察し、モデル化の重要性を定量的に示す。

2. 発電部門以外における水素需要、水素輸入、水素貯蔵を含め 1 時間ごとのフローを考慮可能なモデルを構築する。また、水素の輸入の柔軟性について表現可能なモデルを構成する。
3. 全国を想定したエネルギー需給モデルと、単一の発電所のモデルを接合し、モデル間のエネルギー輸送に関して送電技術および水素輸送技術を実装した需給モデルを構築する。

## 1.4 本論文の構成

本論文は、全 7 章で構成される。構成図を図 1.6 に示す。

第 1 章では、本研究の背景について説明し、エネルギー需給モデルに関する既往の研究の課題を指摘したうえで、本論文の目的と位置づけを整理した。

第 2 章では、本研究で対象とするシステムの範囲を定義し、需給モデルの基本的な定式化について詳述する。まずベースとするモデルの選択を行ったうえで、主な改良点である需給調整力確保制約の精緻化と、水素需給の定式化について述べる。需給調整力確保制約の精緻化に関して、既存の研究における課題を詳細にレビューしたのち、VRE 短周期変動に対応する需給調整力必要量と、蓄電池や水素製造装置による需給調整力供給量の決定方法について提案する。水素需給の定式化についても既報についてレビューしたのち、水素輸入のモデリングおよび発電部門以外の水素需要の設定方法を中心に述べる。最後に、以上の提案を盛り込んで定式化した需給モデルの全体像について述べる。

第 3 章では、第 2 章で開発したモデルによるケーススタディを行う。特に、需給調整力確保制約が、全体の結果に与える影響に関して論じる。具体的には、VRE の普及が進む九州エリアを評価対象として、VRE の普及レベルや炭素価格に応じたエネルギー貯蔵設備の導入量やそれらの最適運用の特徴を調べる。代表的なケースにおける需給調整力確保状況について詳細に分析を行う。また、需給調整力確保制約を取り除いた場合の結果と比較し、需給調整力確保制約を適切に考慮する



ことの重要性を示す。

第4章では、対象エリアを日本全国に拡張し、さらに2050年カーボンニュートラルを前提としたケーススタディの結果について述べる。この中で、特に、カーボンニュートラルを前提としたエネルギーシステムにおける水素の役割について詳細に論じる。具体的には、水素供給における国内製造と輸入のシェアに関する分析や、水素貯蔵技術の導入量、季節による水素製造設備や水素を利用した発電設備の運用に関する詳細な分析を行う。また、水素の調達量の柔軟性に関する仮定が全体の結果に与える影響を評価する。

第5章では、第4章で開発したモデルに改良を加え、遠隔地に設置されたVREから需要地までのエネルギー輸送方法と、VREに併設すべき設備の最適構成および運用について論じる。まず、VREからのエネルギー輸送方法や設備構成の最適化に関する既存の研究についてレビューを行い、課題について整理する。そのうえで、本研究の特徴である、全国系統を表現した既存系統ノードと、追加再エネノードの2つのノードを持つシステム構成について提案する。また、ノード間の電力および水素によるエネルギー輸送を考慮したモデルを構築する。次に、構築したモデルを用いて、単一のVRE発電所から需要地までのエネルギー輸送方法と、発電所に併設すべき設備の最適構成および運用について考察を行う。この中で、VREの種別(PVまたは風力発電)による最適な構成の違いに関する分析や、エネルギー輸送設備の単価が最適構成に与える影響について詳細に論じる。

第6章では、計算量削減のための二段階計算手法を提案する。第5章で開発した複数ノードからなるモデルは、計算量が非常に大きく求解が困難であった。本研究では問題分割により、複数のノードを逐次的に最適化して準最適解を得る二段階計算手法を提案する。同手法によって得られる準最適解の精度を調べ、ノード間の容量比が十分に大きい場合、実用的な精度で求解できることを示す。

最後に、第7章では本研究の実施事項と得られた知見を総括するとともに、開発したモデルの限界や今後の研究課題を示す。また、本成果を政策提言や事業投資判断に活用するための具体的な展望についても併せて述べる。

## 1.5 記号および略語

本論文においては、以下の各記号および略語を本文中で用いる。

Sets は集合、Constants はモデルに対して外生的に与える定数、Positive Variables はモデルにより最適化される非負の値を取る内生変数を表す。

なお、時刻  $h$  におけるノード  $n$  の電力需要を表す定数である  $d_{n,h}^{\text{ele}}$  のようにノードの情報を含む定数や変数については、分析対象が単一ノードからなる場合、 $n$  を省略して  $d_h^{\text{ele}}$  のように記述する。

## Nomenclature

### Sets

$\mathcal{F}$  Set of facilities ( $\ni i$ )  
(= $\{PV, WT, Nuclear, Hydropower, Geothermal, Biomass, PSHF, PSHV, LIB, WE,$

H2CC})

- $\mathcal{H}$  Set of hours ( $\ni h, 1 \leq h \leq 8760$ )  
 $\mathcal{M}$  Set of all operation modes ( $\ni m$ ) (see Table 2.5)  
 $\mathcal{M}^+$  Set of generating (discharging) modes  
 $\mathcal{M}^-$  Set of charging modes  
 $\mathcal{M}_m^{\text{from}}$  Set of modes that can transition from mode  $m$   
 $\mathcal{M}_m^{\text{to}}$  Set of modes that can transition to mode  $m$   
 $\mathcal{N}$  Set of nodes ( $\ni n$ )

### Constants

- $\eta_i^{\text{rt}}$  Roundtrip energy efficiency of plant  $i$  (for storages)  
 $\eta_i^m$  Partial load efficiency of plant  $i$  in mode  $m$   
 $\eta_{\text{PTE}}$  energy efficiency of PTE  
 $c_i$  Conversion ratio of plant  $i$  [kWh/Nm<sup>3</sup>] (for H2CC and WE)  
 $cc_i$  Capital cost of plant  $i$  [JPY kW<sup>-1</sup>]  
 $cp_{\text{HPL}}$  Energy loss due to compressor power [kWh Nm<sup>-3</sup>]  
 $d_{n,h}^{\text{ele}}$  Demand of electricity in node  $n$  in hour  $h$   
 $d_{n,h}^{\text{hyd}}$  Demand of hydrogen in node  $n$  in hour  $h$   
 $f^m$  fuel consumption rate of H2CC in mode  $m$  when the rated operation is set to 1 [-]  
 $fc_i$  Annual fixed cost of plant  $i$  [JPY kW<sup>-1</sup> y<sup>-1</sup>]  
 $hp$  Unit price of imported hydrogen price [JPY Nm<sup>-3</sup>]  
 $l^{\text{allow}}$  Allowed LFC rate for demand fluctuation  
 $l_{\text{dem}}^{\text{req}}$  Required LFC rate for demand fluctuation  
 $l_{\text{PV}}^{\text{req}}$  Required LFC rate for PV power fluctuation  
 $l_{\text{WT}}^{\text{req}}$  Required LFC rate for WT power fluctuation  
 $l_i^{\text{sup},m}$  Supplied LFC rate from plant  $i$  in mode  $m$   
 $oc_i$  Operation and maintenance cost of plant  $i$  [JPY kW<sup>-1</sup> y<sup>-1</sup>]  
 $p_{n,i,h}^+$  Power generation of plant  $i$  in node  $n$  in hour  $h$  [kW] (for PV, WT, Nuclear, Geothermal, and Biomass)  
 $r$  Discount rate  
 $y_i$  Durability years of plant  $i$  [y]

### Positive variables

- $F_{n1,n2,h}^{\text{HPL}}$  Hydrogen flow in HPL from node  $n1$  to  $n2$  in hour  $h$  [Nm<sup>3</sup> h<sup>-1</sup>]  
 $F_{n1,n2,h}^{\text{PTE}}$  Power flow in PTE from node  $n1$  to  $n2$  in hour  $h$  [kW]  
 $H_{n,i,h}^+$  Hydrogen generation (discharge) of plant  $i$  in node  $n$  in hour  $h$  [Nm<sup>3</sup> h<sup>-1</sup>] (for WE and tank)  
 $H_{n,i,h}^-$  Hydrogen consumption (charge) of plant  $i$  in node  $n$  in hour  $h$  [kW] (for H2CC and tank)  
 $H_{n,h}^{\text{imp}}$  Hydrogen imports in node  $n$  in hour  $h$  [kW]

$OBJ$	Objective function (total cost) [JPY]
$P_{n,i,h}^+$	Power generation (discharge) of plant $i$ in node $n$ in hour $h$ [kW] (for PSHV, PSHF, LIB, WE, and H2CC)
$P_{n,i,h}^-$	Power consumption (charge, curtailment) of plant $i$ in node $n$ in hour $h$ [kW] (for PV, WT, PSHV, PSHF, LIB, WE, and HPL)
$S_{n,i,0}$	Stored energy of storage $i$ in node $n$ before hour 1 [kWh]
$S_{n,i,h}$	Stored energy of storage $i$ in node $n$ after hour $h$ [kWh]
$V_{n,0}$	Stored hydrogen in tank in node $n$ before hour 1 [Nm <sup>3</sup> ]
$V_{n,h}$	Stored hydrogen in tank in node $n$ after hour $h$ [Nm <sup>3</sup> ]
$X_{n1,n2}^{HPL}$	Capacity of HPL between node $n1$ and $n2$ [Nm <sup>3</sup> h <sup>-1</sup> ]
$X^{imp}$	Maximum capacity of hydrogen import [Nm <sup>3</sup> h <sup>-1</sup> ]
$X_{n1,n2}^{PTE}$	Capacity of PTE between node $n1$ and $n2$ [kW]
$X_{n,i,h}^m$	Capacity of plant $i$ in node $n$ in hour $h$ at mode $m$ [kW] (for PSHF, PSHV, LIB, and H2CC)
$X_{n,i}$	Installed capacity of plant $i$ in node $n$ [kW]

### Abbliations

AR node	Additional renewables node
EG node	Existing grid node
GHG	Greenhouse gasses
H2CC	Hydrogen-fueled combined cycle power plants
H2TG	Hydrogen tank (gas)
H2TL	Hydrogen tank (liquid)
HPL	Hydrogen pipeline
LFC	Load frequency control
PSHF	Pumped storage hydropower (fixed speed)
PSHV	Pumped storage hydropower (variable speed)
PTE	Power transmission equipment
PV	Photovoltaics
WE	Water electrolyzers
WT	Wind turbines

### 参考文献

- [1] *World Energy Balances 2022*. Tech. rep. IEA, 2022. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances> (visited on 11/11/2023).
- [2] *Statistical Review of World Energy 2023*. Energy Institute, 2023. ISBN: 978 1 78725 379 7. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (visited on 11/04/2023).

- [3] *Summary for Policymakers*. Tech. rep. IPCC, 2023. URL: <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/> (visited on 11/04/2023).
- [4] 『日本のエネルギー 2022 年度版「エネルギーの今を知る 10 の質問」 | 広報パンフレット | 資源エネルギー庁』. Japanese. URL: <https://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/energy2022/> (visited on 11/25/2023).
- [5] *Special Report on Global Warming of 1.5 °C*. Tech. rep. IPCC, 2018. URL: <https://www.ipcc.ch/sr15/> (visited on 10/27/2021).
- [6] *World Energy Outlook 2020*. IEA, 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (visited on 10/30/2021).
- [7] Jasmine Ramsebner et al. “The sector coupling concept: A critical review”. In: *WIREs Energy and Environment* 10.4 (2021). \_eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/wene.396>, e396. ISSN: 2041-840X. DOI: 10.1002/wene.396. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/wene.396> (visited on 11/05/2023).
- [8] Siavash Ebrahimi, Michael Mac Kinnon, and Jack Brouwer. “California end-use electrification impacts on carbon neutrality and clean air”. In: *Applied Energy* 213 (Mar. 2018), pp. 435–449. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.01.050. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191830059X> (visited on 01/03/2024).
- [9] Simon R. Sinsel, Rhea L. Riemke, and Volker H. Hoffmann. “Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review”. In: *Renewable Energy* 145 (Jan. 2020), pp. 2271–2285. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2019.06.147. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119309875> (visited on 01/03/2024).
- [10] 『出力制御の予見性を高める情報公開・開示について』. Japanese. URL: [https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/grid/04\\_01.html](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/04_01.html) (visited on 01/03/2024).
- [11] M. Hermesmann and T. E. Müller. “Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems”. In: *Progress in Energy and Combustion Science* 90 (May 2022), p. 100996. ISSN: 0360-1285. DOI: 10.1016/j.pecs.2022.100996. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128522000053> (visited on 11/06/2023).
- [12] Daniel Addokwei Tetteh and Saeed Salehi. “The Blue Hydrogen Economy: A Promising Option for the Near-to-Mid-Term Energy Transition”. In: *Journal of Energy Resources Technology* 145.042701 (Oct. 2022). ISSN: 0195-0738. DOI: 10.1115/1.4055205. URL: <https://doi.org/10.1115/1.4055205> (visited on 01/03/2024).
- [13] Rong Lan, John T. S. Irvine, and Shanwen Tao. “Ammonia and related chemicals as potential indirect hydrogen storage materials”. In: *International Journal of Hydrogen*

- Energy*. 10th International Conference on Clean Energy 2010 37.2 (Jan. 2012), pp. 1482–1494. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.10.004. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319911022968> (visited on 01/03/2024).
- [14] *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. Tech. rep. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, Jan. 2022. (Visited on 11/12/2023).
- [15] *The Future of Hydrogen*. Tech. rep. Paris: IEA, June 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (visited on 11/12/2023).
- [16] 『水素基本戦略』. Japanese. Dec. 2017. URL: [https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisei\\_energy/pdf/hydrogen\\_basic\\_strategy.pdf](https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisei_energy/pdf/hydrogen_basic_strategy.pdf) (visited on 01/03/2024).
- [17] Meiling Yue et al. “Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 146 (Aug. 2021), p. 111180. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111180. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121004688> (visited on 12/06/2023).
- [18] 『第6次エネルギー基本計画』. Japanese. Tech. rep. 経済産業省 資源エネルギー庁, Oct. 2021.
- [19] 『日本のエネルギー政策 ～2030年、2050年に向けた方針～ | 日本のエネルギー事情と原子力政策』. Japanese. URL: <https://www.jaero.or.jp/sogo/detail/cat-01-04.html> (visited on 11/26/2023).
- [20] Donella H. Meadows et al. *The Limits to growth; a report for the Club of Rome’s project on the predicament of mankind*. New York, Universe Books, 1972. ISBN: 978-0-87663-165-2. URL: <http://archive.org/details/limitstogrowthr00mead> (visited on 11/05/2023).
- [21] H. Abilock, C. Bergstrom, and J. Brady. *MARKAL: a multiperiod, linear-programming model for energy systems analysis (BNL version)*. Tech. rep. BNL-26390; CONF-791007-3. Brookhaven National Lab., Upton, NY (USA), Jan. 1979. URL: <https://www.osti.gov/biblio/6069021> (visited on 11/05/2023).
- [22] Loulou Richard et al. *Documentation for the TIMES Model PART I*. Tech. rep. Energy Technology Systems Analysis Programme, Apr. 2005. URL: <http://iea-etsap.org/docs/TIMESDoc-Intro.pdf> (visited on 11/01/2023).
- [23] George Giannakidis et al., eds. *Informing Energy and Climate Policies Using Energy Systems Models: Insights from Scenario Analysis Increasing the Evidence Base*. Vol. 30. Lecture Notes in Energy. Cham: Springer International Publishing, Apr. 2015. ISBN: 978-3-319-16539-4. DOI: 10.1007/978-3-319-16540-0. URL: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-319-16540-0> (visited on 11/05/2023).
- [24] Hans-Kristian Ringkjøb, Peter M. Haugan, and Ida Marie Solbrekke. “A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables”.

- In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96 (Nov. 2018), pp. 440–459. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2018.08.002. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118305690> (visited on 11/29/2023).
- [25] Takashi Ikegami et al. “Numerical definitions of wind power output fluctuations for power system operations”. In: *Renewable Energy* 115 (Jan. 2018), pp. 6–15. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2017.08.009. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117307619> (visited on 10/27/2021).
- [26] 大槻 貴司, 小宮山 涼一, and 藤井 康正. 「発電・自動車用燃料としての水素の導入可能性：地域細分化型世界エネルギーシステムモデルを用いた分析」. Japanese. In: 『日本エネルギー学会誌』 98.4 (2019), pp. 62–72. DOI: 10.3775/jie.98.62.

## 第2章

# 電力・水素需給最適化モデルの構成

### 2.1 本章の概要

本章では、図 2.1 の構成に従い、最適化モデルの構成について述べる。まず、分析対象とする電力・水素システムを定義する。次に、基礎となる最適化手法について概説する。その後、本研究のポイントである、需給調整力の確保制約の定式化、および水素の輸入、消費を含む水素需給の定式化について、既存の研究における課題を指摘し、本研究における提案を説明する。最後に、上記を含めて構成したエネルギー需給モデルの全体像を述べる。

### 2.2 分析の対象

本研究は、VRE 大量導入時の電力系統における需給調整力の分析と、水素の活用が電力需給に与える影響を詳細に分析することが主な目的であるため、電源部門および水素部門に関する表現力の高いモデルを構成する必要がある。

本章から 4 章までの分析では、図 2.2 に示す設備構成を対象とする。本設備構成において、総費用最小となる最適設備容量および時間ごとのエネルギーフロー（電力潮流および水素フロー）を線形計画法により決定する。

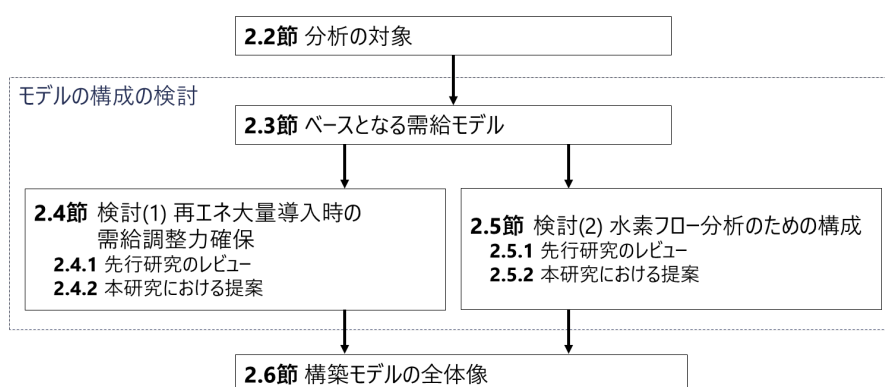


図 2.1 第 2 章の構成

エネルギー需要として、電力需要の他、水素需要を考慮する点が特徴である。水素と電力との変換はモデル内で考慮されるため、この水素需要は発電部門以外での水素需要を表す。具体的には、熱需要、運輸需要、化学プロセスでの利用などを想定する。

一般的な電源としては、原子力発電、石炭火力発電、LNG コンバインドサイクル発電 (LNGCC) を含めた。また、第 3 章における分析では九州エリアを対象とするが、九州エリアでは製鉄所の副生ガスによる発電設備が一定規模存在するため、これを考慮した。また、将来技術として、水素の燃焼による発電技術である水素火力発電 (H2CC<sup>\*1</sup>) を考慮した。これは、LNGCC における混焼の延長で専焼を達成するものと仮定し、原則として LNGCC と同様の能力を有する設備とみなす。水素による発電デバイスとして純水素型燃料電池も有力な候補であるが、排熱利用を考慮するか、大胆なコスト低減の仮定を置かない限り H2CC に対する優位性を持たないため、今回は含めない。また、域内で発電する RE として、太陽光発電、風力発電、水力発電、地熱発電、バイオマス発電を考慮した。

また、国内での水素製造技術の導入を想定した。水素の製造方法は複数あるが、製造時に直接 CO<sub>2</sub> 排出を伴わない水電解法による製造方法を前提とする。

系外からのエネルギー移入としては、石炭、LNG、バイオマスの輸入の他、水素の輸入を明示的に考慮した。輸入した水素は貯蔵、H2CC の燃料としての利用、水素需要への供給のいずれかに用いられる。輸入水素は、製造時に GHG をほとんど排出しない CO<sub>2</sub> フリー水素を前提とする。具体的な製造国や製造方法は限定しないが、主に化石資源の改質と CCUS を組み合わせて製造されるブルー水素か、VRE と水電解を組み合わせて製造されるグリーン水素を想定している。

貯蔵技術としては、揚水発電、蓄電池、水素貯蔵を考慮した。揚水発電は、固定速と可変速とで、その発電電力および消費電力の調整能力が異なることから、これらは異なる設備として取り扱う。蓄電池に関して、2020 年に世界で導入されたエネルギー貯蔵設備の 93% は、リチウムイオン電池 (LIB) であった<sup>\*2</sup>[27]。日本においては、すでに一定程度のナトリウム硫黄 (NAS) 電池が導入されていることを踏まえ、本研究では LIB および NAS 電池を分析対象とする。水素貯蔵として、低圧ガスホルダーにより貯蔵と液化水素による貯蔵の 2 種類の技術を考慮する。国内製造水素については低圧ガスホルダーに貯蔵し、輸入水素については液化水素として貯蔵することを想定する。

太陽光および風力発電の導入量については、補助金等の政策や既存導入量、地域差等の影響による不確実性が大きいと見られ、設備容量は最適化対象とせず、外生的に与えた。

CCUS の代表的な技術の 1 つである二酸化炭素回収貯留 (CCS<sup>\*3</sup>) 技術については、現時点で国内での CO<sub>2</sub> 貯留ポテンシャルが不明確であり、その展開可能性に関して不確実性が高いため、分析の対象から外した。また、大気からの二酸化炭素回収技術 (DAC<sup>\*4</sup>) も CCUS 技術と組み合わせることで炭素除去が可能なネガティブエミッション技術の 1 つとして有望視されているが<sup>\*5</sup>、現時点では技術確立しておらず、コスト低減に関する見通しが極めて不確実であることと、本研究にお

---

\*1 水素コンバインドサイクル発電

\*2 揚水、圧縮空気貯蔵をのぞく。

\*3 Carbon dioxide Capture and Storage

\*4 Direct Air Capture

\*5 DAC と CCS とを組み合わせる技術を、DACCS と呼ぶことがある。



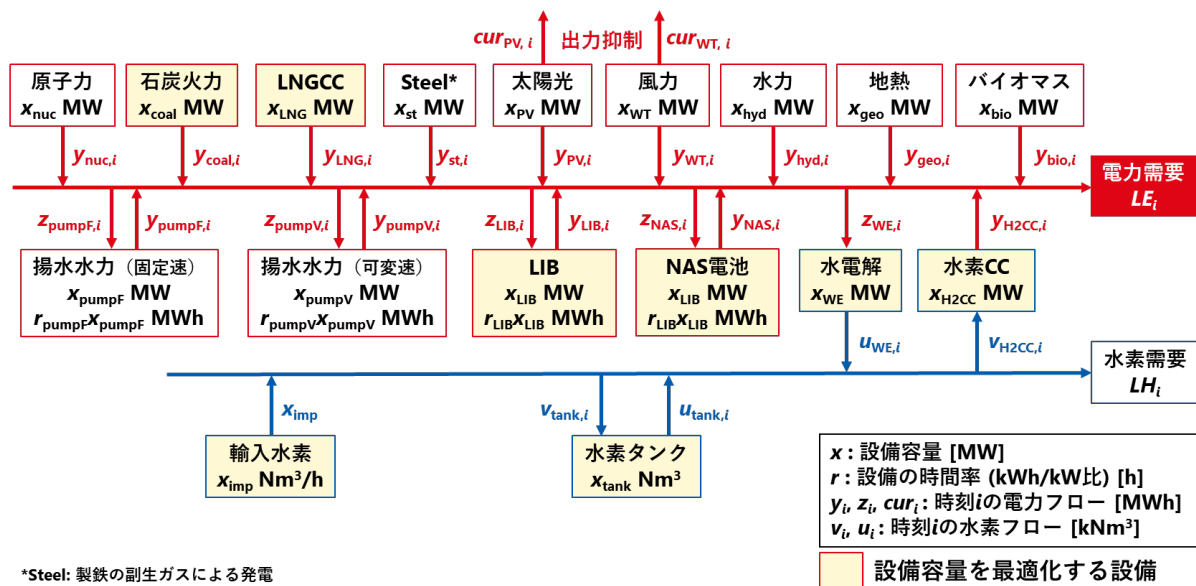


図 2.2 電力・水素需給モデルの想定設備構成.

いては、国内 VRE 導入と、化石燃料輸入と DAC との組み合わせについて比較することを主要な論点とするものではないことから、分析の対象から外した。同様に、バイオマス発電と CCS とを組み合わせる BECCS\*<sup>6</sup> についても分析の対象外とした。

## 2.3 ベースとなる需給モデル

本研究では、様々な前提における将来あるべきエネルギーシステム像をバックキャスト的に検討する趣旨から、単年の総費用を最小化する「最適化型モデル」を採用する。また、電源部門における分析を詳細に行う目的から、電中研により開発された「マルチモード電源構成モデル (MM-OPG モデル)」[28] を改良した「WOPTIGEN」[29] をベースモデルとして採用する。WOPTIGEN は、単年の総費用（設備償却費、設備維持費、燃料費、炭素費用等の総和）を最小化すべき目的関数、各設備の設備容量と 1 時間ごとの設備稼働（電力フロー）を決定変数とする線形計画問題として定式化された最適化型モデルである。このモデルの重要な特徴は、火力発電・揚水発電・蓄電設備等の運転状態をモードとして考慮し、各モードを異なる種別の電源であるかのように取り扱い、モードの遷移に一定の制約条件を課すことで、以下のような一般に非線形な要素を近似的に考慮できることである：

- 部分負荷運転時の効率低下
- 発電機ごとの最低負荷率
- 発電機の最低起動時間
- 運転状態ごとの需給調整能力

\*<sup>6</sup> BioEnergy with Carbon Capture and Storage

- 発電機の起動コスト
- 発電機がバンク状態にあるときの燃料消費
- 発電機の起動にかかる時間と、起動中の燃料消費

ここで、各モードにある設備容量を連続量として取り扱う、言い換えれば、容量が無限小の各設備が無数に存在するという仮定を行うことで、すべての変数を連続量として取り扱うことができ、線形計画問題に帰着し、高速な求解を実現している。

本研究では、これらの特徴を活かして、特に過去に研究が十分に行われていない需給調整にかかる運用に関する分析と、水素関連設備の運用に関する分析を精緻に行うことを目的として、次節以降の検討を行ったうえで、本研究で用いるモデルを構築した。

## 2.4 検討 (1): 再エネ大量導入時の需給調整力確保

### 2.4.1 日本における需給調整力確保に関する現状の運用

国際的に、電力系統には交流電力が用いられている。電力系統には発電機やモータなど、系統の交流周波数と同期して稼働する設備が接続されており、あらかじめ定められた周波数を逸脱することで設備に悪影響を及ぼす可能性があるため、電力系統の周波数を一定に保つことは重要である。電力系統の周波数を一定に保つためには、電力系統に接続された電源による発電電力と、需要電力を完全に一致させる必要がある。発電電力が需要を上回ると、発電機の回転系を含む系統全体が持つエネルギー量が増加することにより、系統周波数は上昇し、発電電力が需要を下回ると逆に系統周波数は減少する。

現在に及ぶまで、系統周波数の安定化は、主に火力発電機の出力を増減させることによって行われてきた。具体的には、電力需要から、VRE 等の制御できない電源の出力を差し引いた「残余需要」の変動に合わせるように、火力発電機の出力を変動させることで調整を行う。残余需要の変動は、その変動周期によって分類可能であり、変動周期ごとに異なる機能を用いて調整されている。各機能の概念図を図 2.3 に示す。ごく短周期の変動については、発電機が観測した周波数にもとづいて、発電機出力をわずかに増減させることで、周波数が目標値に維持されるように稼働することで対応される。この機能はガバナフリー (GF) と呼ばれる。GF よりも長周期の残余需要変動については、送配電事業者が監視し、周波数変動を解消するように各電源に出力変動指令を行うことで需給調整を行う。この制御を負荷周波数制御 (LFC) とよぶ。LFC よりもさらに長周期の成分についても、送配電事業者による将来の残余需要の予測に基づいて、発電機の起動停止を含めた出力指令が行われる。この指令は、発電機ごとの燃料費や燃焼効率なども考慮して経済的になるように決定されることから、経済負荷配分制御 (EDC) と呼ばれる。

日本では従来これらの調整力の確保は調整力公募によって行われてきたが、電力システム改革の過程において全面的に市場化されることが決定し、2024 年度より需給調整市場の全商品が開設される予定である。需給調整市場における各商品の定義を図 2.4 に示す。GF に相当する一時調整力、LFC に相当する二次調整力①、EDC はさらに周期によって 2 つの区分に分類され、二次調整力②および三次調整力①までの 4 区分で調達が行われる。これらに加え、送配電事業者が買い取ってい

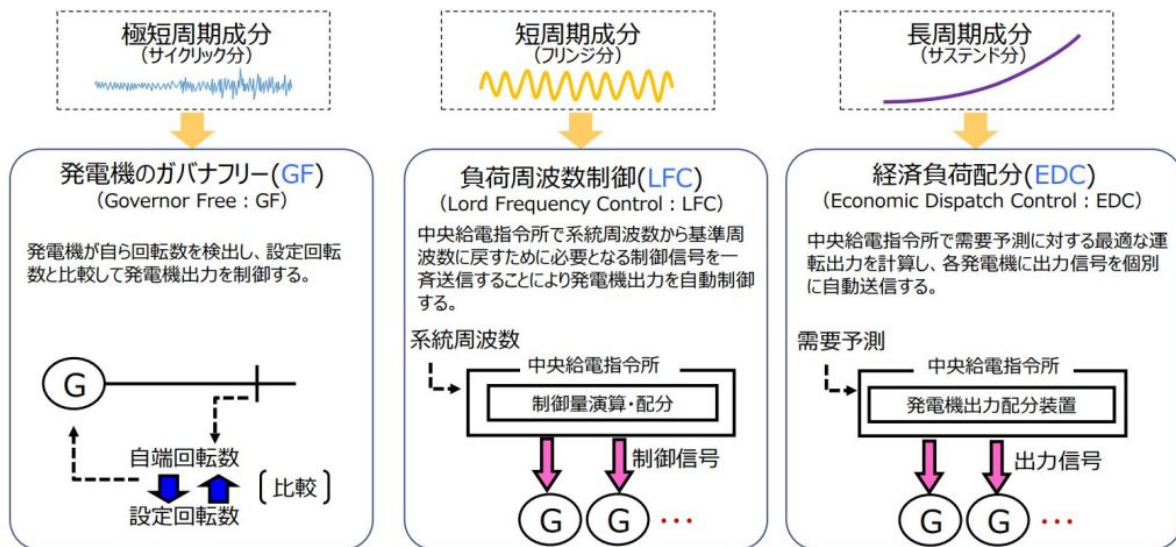


図 2.3 発電機による周波数調整の仕組み [30].

	一次・二次調整力 (GF・LFC※1)		二次調整力② (EDC※2-H)	三次調整力① (EDC※2-L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)	二次調整力① (LFC※1)			
指令・制御	—	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
回線※3	—	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※4,5	45分以内
継続時間	5分以上※4	30分以上※5	30分以上	商品ブロック時間(4時間)	商品ブロック時間(4時間)
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量とし、機器性能上のGF幅を上限とする	5分以内に出力変化可能な量とし、機器性能上のLFC幅を上限とする	5分以内に出力変化可能な量とし、オンラインで調整可能な幅を上限とする	15分以内に出力変化可能な量とし、オンラインで調整可能な幅を上限とする	45分以内に出力変化可能な量とし、オンライン(簡易指令システムも含む)で調整可能な幅を上限とする
最低入札量	5MW※6	5MW※6	5MW※6	5MW※6	1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
応札が想定される主な設備	発電機・蓄電池・DR等	発電機・蓄電池・DR等	発電機・蓄電池・DR等	発電機・DR・自家発電剰等	発電機・DR・自家発電剰等
商品区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 点線の商品区分けは将来の検討課題  
 ※2 小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる  
 ※3 「専用線等」については、回線速度やセキュリティを考慮して専用回線・電力専用網などとするを検討中  
 ※4 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定  
 ※5 後段の調整力への受け渡しを含めて今後見直す可能性あり  
 ※6 専用線設置数増加や中央給電指令システムの大幅な改造による一般送配電事業者にとって著しいコスト増とならないことを考慮し設定

図 2.4 需給調整市場の商品ごとの要件

る RE 出力の前日断面における予測誤差に対応するための調整力を確保する三次調整力②を加えた 5つの区分で需給調整力を調達する設計となっている。一次調整力から三次調整力①までの各商品ごとに調達する容量の基本的な算出方法を表 2.1 に示す。電力需要実績から VRE 発電電力実績を差し引いた残余需要の 1~10 秒周期の実績値に基づき、その周期ごとの変動成分に対応する振幅について、99.87 パーセンタイル値をとって計算されることとなっている。

表 2.1 需給調整力市場の各商品の必要量の基本的な算出方法

商品区分	対応する制御	必要量の算出方法
一次調整力	GF	(残余需要元データ - 残余需要 10 分周期成分) の 3 $\sigma$ 相当値
二次調整力①	LFC	(残余需要 10 分周期成分 - 残余需要 30 分周期成分) の 3 $\sigma$ 相当値
二次調整力②	EDC	(残余需要予測誤差 30 分平均値のコマ間の差) の 3 $\sigma$ 相当値
三次調整力①	EDC	(残余需要予測誤差 30 分平均値のコマ間で連続する量) の 3 $\sigma$ 相当値

## 2.4.2 先行研究のレビュー

### (1) VRE 大量導入時の需給調整力必要量に関する研究例

VRE が電力系統に大量導入された場合に必要となる需給調整力の容量に関する定量的な研究の例として、池上らは、実際の発電所運用をモデル化することにより、VRE 発電量データから LFC 必要量を定量的に計算する手法を提案している [25]。この手法により、442MW の総風力発電容量を持つ 20 の風力発電所の 10 秒ごとの発電量データを分析し、3  $\sigma$  相当の発電量変動対応として、風力発電設備容量の 4.4% の LFC 容量を確保する必要があることを明らかにした。しかし、この研究では、設備導入量の増加が必要量にどのような変化を与えるのかについては分析されていない。

柳川らは、名古屋市内 5 地点で同時観測された日射量データをもとに、太陽光発電システムの出力変動に対して確保すべき LFC 容量について分析し、火力発電所が太陽光発電所の出力変動に対応すると仮定した場合、必要な LFC 容量は太陽光発電所の設備容量よりも大きくなる可能性を指摘した。しかし PV 大量導入時の影響の定量的評価については考察が及んでいない [31]。

VRE 導入量が増大した場合の発電量変動の平滑化効果は古くから盛んに研究されている [32, 33, 34, 35, 36]。平滑化効果の大きさは、PV と WT とで異なり、また、発電所間の距離に応じて異なるが、総じて、LFC 領域 (~10 分程度の周期の変動) では、十分な平滑化効果が得られるとする結果が報告されている。日本での実績に基づいた分析例として、榎本らは東北電力系統と九州電力系統の監視制御・データ収集システムに記録されている複数の風力発電所の実際の高時間分解能風力発電出力データを用いて、地理的平滑化効果を、変動周期領域ごとに定量的に評価した [37]。その結果、必要な LFC 容量  $y$  [p.u.] について、風力発電設備容量を  $x$  [MW] としたときに、東北電力エリアでは  $y = 0.535x^{-0.403}$ 、九州電力エリアでは  $y = 0.588x^{-0.476}$  となることを示した。完全な平滑効果が得らると指数部が  $-0.5$  となることを考慮すると、強い平滑化効果が得られることが示されたといえる。

これらの研究を総括すると、VRE の短周期変動が系統に与える影響の分析は 2000 年代頃を中心に行われ、系統に対して一定の影響がある一方、VRE 導入容量に対する必要 LFC 容量の比率は平滑化効果により導入容量の増加とともに低減するという結果が得られている。一方で、実際に

VRE の大量導入が進んだ近年のデータを分析した報告例は乏しく、これらの結果が十分に検証されている状況ではない。

## (2) LFC 確保を考慮したエネルギーシステム最適化に関する研究例

需給調整力確保を、エネルギー需給モデル内で考慮する方法の 1 つは時間分解能の向上により、エネルギー需要や VRE 出力の短周期変動を明示的に考慮する方法である。近年は、電力部門を 1 時間粒度で表現できる需給モデルが多く報告されている [38, 39]。1 時間よりも高い時間分解能での検討例としては、小宮山ら [40] や杉山ら [41] のように日本の電力部門に絞って全国の基幹システムをモデル化したうえで、1 年間で 10 分間隔のタイムスライスで最適化可能なモデルを構築した報告が存在するが、このような高い時間分解能の報告は乏しい。報告が乏しい原因として、モデルの計算量が著しく大きくなることと、電力需要や VRE 発電量の 1 時間未満の分解能のデータセットの整備が困難であることが考えられる。実際の電力システムにおける需給変動は、分単位の変動もシステム安定性に大きな影響をもたらすため、このアプローチにより、需給調整力確保を十分に評価することは難しいと考えられる。

別のアプローチとして、需給調整力の必要量を確保する制約式をモデル内に組み込む方法が報告されている。Østergaard ら [42] は、エネルギーモデルである EnergyPLAN を活用して周波数調整力の供給を明示的に考慮している。しかしながら、この研究は、離島の小さなシステムにおける電力供給のうち、周波数調整を供給可能な従来電源やコージェネレーション設備による供給を常時 30% 確保するという制約により考慮するもので、その根拠は不明確である。荻本らは、蓄電池の需給調整能力に着目し、1 日ごとの電源の運用計画を、需給調整を考慮して決定する手法を提案している [43]。これは、エネルギー効率をもとに設備稼働を最適化したのち、需給調整力が不足する場合は所定のルールに基づいて需給調整力が不足しなくなるまで電源の稼働を調整する方法である。しかしこの方法では、需給調整力の供給は最適化の対象とされておらず、最適な運用になっているかが不明であるという点や、混合整数線形計画問題として定式化されており計算規模が大きく、1 日ごとの運用決定を行うために長期的な電力貯蔵の最適化が行われにくいという課題を有している。山本らは、電源部門に着目し、時間ごとの LFC 必要量を満足する LFC 供給量を常時確保することを明示的に考慮するモデルを報告している [28]。この研究の中では、LFC を考慮した場合とそうでない場合とで、蓄電池の最適導入量を始めとして、得られる最適設備構成が有意に異なることを指摘している。ただし、LFC 必要量は、需要変動と VRE の発電電力変動を合成して計算しているが、発電電力変動の大きさが VRE 導入量の増加に伴ってどのように変動するかの考察は行われておらず、発電電力にたいして一定の比率を考慮しており、均し効果等を考慮した VRE 大量導入時の LFC 必要量については十分考察されていない。また、LFC 供給についても、火力発電所による供給を中心にモデリングされており、蓄電池の優れた応動特性や水素関連設備による LFC 供給は考慮されていない。

また、時間帯や季節に応じて、各設備がどのように需給調整力を担うのかに関する分析は、特に VRE が大量導入された全国規模のシステムにおける各設備の最適な運用を理解する観点で重要であるが、そのような報告はこれまでに見られない。

### 2.4.3 本研究における提案

前項までの既報の分析を踏まえて、本研究では以下の3点を行う。

- VRE 大量導入時の需給調整力確保容量の需給モデルへの組み込み
- 蓄電池及び水素関連設備による需給調整力供給のモデル化
- VRE 大量導入時における需給調整力供給構造の分析

#### (1) 基本的な定式化

前項の通り、需給調整力はその変動周期に応じて複数の区分で調達される。GF に相当する変動成分については、VRE 発電量変動の平滑化効果が十分大きく [44]、LFC 領域と比較して将来的な必要量増大の懸念が小さいことから、本研究では制約式を設けない。また、EDC に相当する変動成分については、後述の通り予備力確保制約によって確保されると考え、特別の制約式を設けない。そこで、以下では、LFC の確保に着目した検討を行う。

1 時間毎に、時刻  $h$  における LFC 必要量 ( $LFC_h^{\text{req}}$ ) 以上の LFC 供給量 ( $LFC_h^{\text{sup}}$ ) を確保する制約条件により表現する (式 2.1)。

$$LFC_h^{\text{req}} \leq LFC_h^{\text{sup}} \quad (\forall h \in \mathcal{H}). \quad (2.1)$$

周波数を一定に保つために確保すべき LFC 容量は、電力需要から VRE 発電電力を差し引いた残余需要の時間内変動により決定する。電力需要と、VRE 発電電力の短周期変動は相互に相関を持たないと考えられており、文献 [28] にもとづき、需要変動および各発電電力の時間内変動を代数的に合成する方法で LFC 必要量により、LFC 必要量の合計を算出する。式 2.2 の平方根内の第 1 項が需要変動に対応するもの、第 2 項が PV 発電電力の変動（発電可能電力  $p_{\text{PV},h}^+$  から、出力抑制電力  $P_{\text{PV},h}^-$  を差し引いた出力に比例すると仮定する）に対応するもの、第 3 項が WT 発電電力の変動の変動（設備容量  $x_{\text{WT}}$  に非解列割合  $(1 - P_{\text{WT},h}^-/p_{\text{WT},h}^+)$  を乗じた容量に比例すると仮定する）に対応するもの、第 4 項が許容調整残である。許容調整残とは、系統の周波数の変動幅の許容範囲に応じて、LFC 領域の需給調整における不一致を許容可能な容量であり、需要 (kW)  $\times$  系統定数 (%kW/Hz)  $\times$  周波数変動許容幅 (Hz)  $\div 100$  により求められる。

$$LFC_h^{\text{req}} = \sqrt{(de_h l_{\text{load}}^{\text{req}})^2 + \left( (p_{\text{PV},h}^+ - P_{\text{PV},h}^-) l_{\text{PV}}^{\text{req}} \right)^2 + \left( x_{\text{WT}} \left( 1 - \frac{P_{\text{WT},h}^-}{p_{\text{WT},h}^+} \right) l_{\text{WT}}^{\text{req}} \right)^2 - (d_h^{\text{ele}} l_{\text{allow}})^2} \quad (2.2)$$

この式は、時刻  $h$  における PV および WT の非解列割合（出力抑制されていない設備の割合）をそれぞれ  $\alpha_{\text{PV},h}$ ,  $\alpha_{\text{WT},h}$  とすると、式 2.3 の形式で表すことができる。

$$LFC_h^{\text{req}} = \sqrt{(de_h l_{\text{load}}^{\text{req}})^2 + (p_{\text{PV},h} \alpha_{\text{PV},h} l_{\text{PV}}^{\text{req}})^2 + (x_{\text{WT}} \alpha_{\text{WT},h} l_{\text{WT}}^{\text{req}})^2 - (d_h^{\text{ele}} l_{\text{allow}})^2} \quad (2.3)$$

しかしながら、この式は内生変数の 2 次式であるため、線形計画問題に帰着することができない。そこで、既報 [45] の方法により線形に緩和する。この方法の要諦は、PV および WT の非解列割合の増加に伴って LFC 必要量が逡増的に増加するという関係を表す曲面を、任意の数の平面により安全側で区分近似するものである。

$$LFC_h^{\text{req}} = \max_{i,j} LFC_{h,i,j}^{\text{req}} \quad (2.4)$$

ただし、

$$\begin{aligned} LFC_{h,i,j}^{\text{req}} = & \frac{\alpha_{\text{PV},h} - \alpha_{\text{PV},h,i}}{\alpha_{\text{PV},h,i+1} - \alpha_{\text{PV},h,i}} L_{h,i+1,j+1} + \frac{\alpha_{\text{PV},h,i+1} - \alpha_{\text{PV},h}}{\alpha_{\text{PV},h,i+1} - \alpha_{\text{PV},h,i}} L_{h,i,j+1} \\ & + \frac{\alpha_{\text{WT},h} - \alpha_{\text{WT},h,j}}{\alpha_{\text{WT},h,j+1} - \alpha_{\text{WT},h,j}} L_{h,i+1,j+1} + \frac{\alpha_{\text{WT},h,j+1} - \alpha_{\text{WT},h}}{\alpha_{\text{WT},h,j+1} - \alpha_{\text{WT},h,j}} L_{h,i+1,j} \\ & - L_{h,i+1,j+1} \end{aligned} \quad (2.5)$$

ここで、

$$L_{h,i,j} = \sqrt{(de_h l_{\text{load}}^{\text{req}})^2 + (p_{\text{PV},h} \alpha_{\text{PV},h,i} l_{\text{PV}}^{\text{req}})^2 + (x_{\text{WT},h} \alpha_{\text{WT},h,j} l_{\text{WT}}^{\text{req}})^2 - (de_h l^{\text{allow}})^2} \quad (2.6)$$

である。 $\alpha_{\text{PV},h,i}$  および  $\alpha_{\text{WT},h,j}$  の区間を細かく取ればよりよい近似となる。本研究では、 $\alpha_{\text{PV},h,i} = 0, 0.3, 0.5, 1.0$  ( $i = 0, 1, 2, 3$ ),  $\alpha_{\text{WT},h,j} = 0, 0.3, 0.5, 1.0$  ( $j = 0, 1, 2, 3$ ) とした。

ここで、需要変動および許容調整残は将来的にも大きく変わらないと考え、それぞれ  $l_{\text{dem}}^{\text{req}} = 0.015$ ,  $l^{\text{allow}} = 0.01$  とする [46]。したがって、検討が必要なパラメータは、 $l_{\text{PV}}^{\text{req}}$  と  $l_{\text{WT}}^{\text{req}}$  であり、以下でその定量化に関する議論を行う。

なお、この定式化手法の課題として、需給モデルにおいて、VRE 設備容量を最適化対象の内生変数として取り扱う場合、制約条件が二次式となり、線形計画問題として取り扱うことができない。したがって、本モデルでは、VRE 設備容量は外生変数とし、ケーススタディの対象として扱うこととする。

## (2) VRE の発電電力変動量の評価方法

$l_{\text{PV}}^{\text{req}}$  と  $l_{\text{WT}}^{\text{req}}$  の算出にあたり、各送配電事業者が公開する 5 分ごとの PV および WT の発電電力データの分析を行った。各送配電事業者の 5 分値データの公開状況を表 2.2 に示す。東京電力及び四国電力は、当日分の 5 分値データについては公開があるものの、過去分に遡ってデータを入手できなかった。風力発電電力については、導入が進む東北エリアのみ公開されている。本稿の分析は、2021/2/5 時点で入手可能なすべてのデータを用いて行った。

はじめに、この 5 分値データについて、概観する。

大きな出力変動が発生した事例について図 2.5 に示す。PV 発電の出力変動の事例として、2020/3/16 14:00~14:05 にかけて、九州電力エリアにおいて、5 分間で 810 MW の出力減少があった。これは当時の PV 設備容量の 9%、14:00 時点の九州電力エリアの電力需要の 9% に及ぶ (図 2.5(a))。風力発電の事例として、2020/3/16 14:00~14:05 にかけて、東北電力エリアにおいて、5 分間で 140 MW の出力減少があった。これは当時の風力発電設備容量の 10%、14:00 時点の東北電力エリアの電力需要の 9% に及ぶ (図 2.5(b))。送配電事業者各社の系統運用基準によれば、GF



表 2.2 各エリアの送配電会社の 5 分値データの公開範囲.

エリア	PV 発電電力	WT 発電電力
北海道	2019/9/23～	-
東北	2020/4/15～	2020/4/15～
東京	-	-
中部	2019/4/1～	-
北陸	2019/9/30～	-
関西	2019/9/12～	-
中国	2020/4/1～	-
四国	-	-
九州	2019/9/5～	-

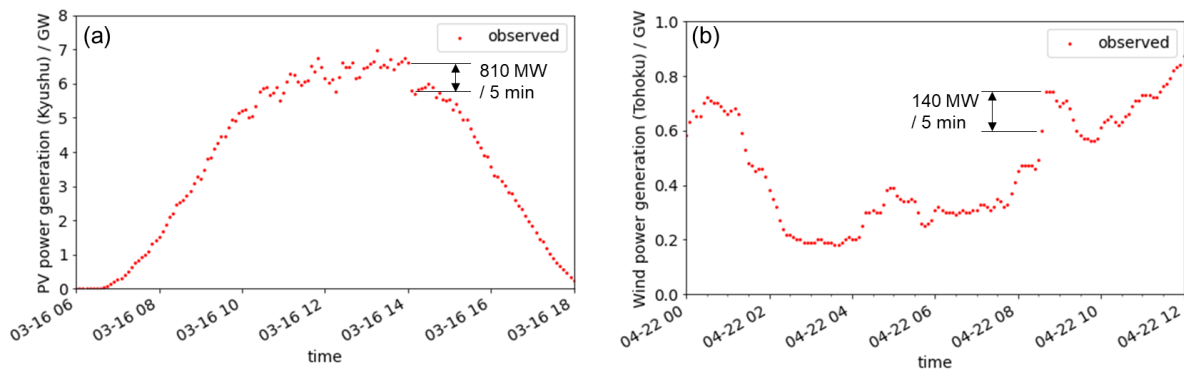


図 2.5 (a) 九州エリアの 2020/3/16 の PV 発電電力 5 分値, (b) 東北エリアの 2020/4/22 の 風力発電電力 5 分値.

の確保容量は系統容量の 3~4%, LFC の確保容量は系統容量の 1~2% とされており, このような VRE 出力の急変動への対応は既に困難になりつつある可能性がある.

各発電電力データのパワースペクトルを図 2.6 に示す. 灰色の点線で示す東北エリアの風力発電電力 (02\_tohoku wind) と, それ以外の PV 発電電力とで, 3 時間よりも長い周期において, 強度が大きく異なり, PV が 1 日周期の強い周期性を持つことが見て取れる. PV 発電電力については, 3 時間よりも長い長周期成分は概ね各社で同じ傾向を取っている. すなわち, 長周期成分についてはエリア特性や発電設備の均し効果の影響をほぼ受けておらず, 自然現象による周期性の発現を示唆している. 一方, 3 時間よりも短周期の領域におけるスペクトル強度はエリアごとにばらつきがあり, エリアごとの発電設備の密度の違いによる均し効果やエリアによる天候の安定性などの特性の影響を受けている可能性がある. なお, 北海道エリアで異常なスパイクが見られるが, 元データを確認すると 30 分ごとに明らかに異常なギャップを含むデータとなっていることから, 精度に疑義があるため, 本研究では使用しないこととする.



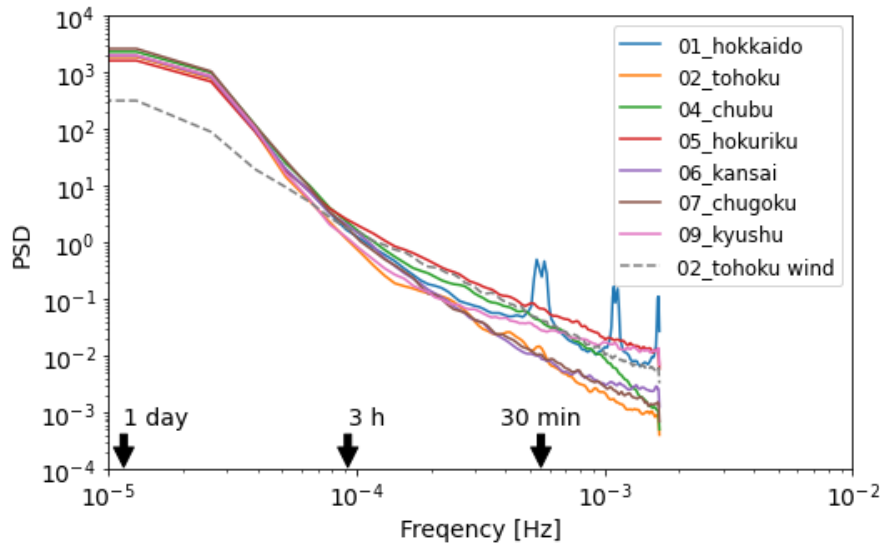


図 2.6 各 5 分値データのパワースペクトル強度

### (3) PV 発電電力に対する LFC 確保比率 $I_{PV}^{req}$ の決定

先述の通り、需給調整市場における LFC 確保容量は 30 分周期よりも早く、10 分周期よりも遅い変動を対象とすることから、5 分ごとの発電電力実績値を中心とする 30 分間移動平均発電電力との差分を本稿では「変動量」と定義し、LFC によって調整すべき量と考える。すなわち、発電電力変動に伴う LFC 確保容量は、この変動量の最大値を推定することにより決定する。

ここで、PV 導入の進む九州エリアを例に、PV の発電電力変動量を詳細に分析する。発電電力が 0 より大きいときの発電電力変動量のヒストグラムを図 2.7(a) に示す。変動量分布は正規分布よりも裾が長い fat tail な分布になっており、このことは図 2.7(b) の QQ プロットが直線からそれぞれ右上と左下に外れていることから推定される。発電電力と変動量の絶対値との関係を図 2.8 に示す。おおよそ楕円状に分布するが、これは発電電力が小さいとき（グラフの左側）は日の出や日の入り前後の発電電力の変動が大きくなりえない時間帯のデータが多く含まれること、また発電電力が大きいとき（グラフの右側）は晴天の日中のデータが多く、好天のために発電電力の変動が小さくなることによると考えられる。

PV が発電しない夜間には発電電力の変動が発生しないことを念頭に、PV 発電電力の変動に対応する LFC 容量、すなわち変動量の最大値が PV 出力に比例するものとして、発電出力に対する変動量の比率（「変動率」）の標準偏差の 3 倍に相当する直線を図中に黒の点線で示す。この黒点線で示す LFC 容量を確保することで、PV の発電電力変動におよそ対応できると考えられる。この傾きは、発電出力に対して  $\pm 12.5\%$  となった。なお、PV の発電電力が非常に小さいときには変動率が非常に大きくなることから、標準偏差の計算においては PV 発電出力が設備容量の 1% 未満のデータについては除外して計算した。ここで、確保容量を標準偏差の 3 倍により決定するのは、表 2.1 に示す通り国の考え方と整合するものだが、一方で、確保容量を 10 万 kW 程度逸脱するような変動が 1 年に 1 回程度生じる可能性があることにも留意が必要である。

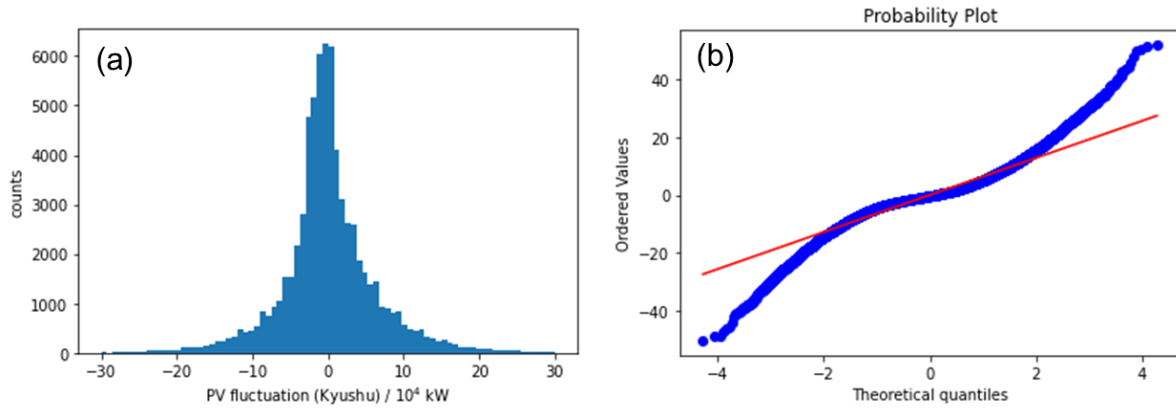


図 2.7 九州エリアにおける PV 発電電力変動量（30 分移動平均発電電力との差分）の (a) ヒストグラムおよび (b)QQ プロット

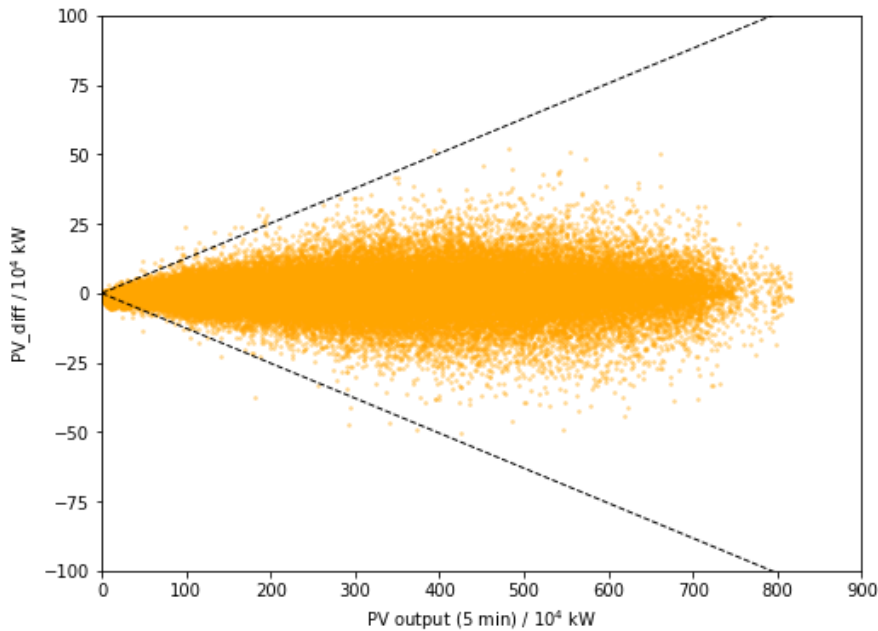


図 2.8 九州エリアにおける PV 発電電力と発電電力変動量の関係。直線は、変動率の  $3\sigma$ （発電出力の  $\pm 12.5\%$ ）を表す。

次にこの分析を各エリアに対して実施した結果を図 2.9 に示す。横軸が 2021 年度末時点の PV 発電設備容量、縦軸が PV 発電電力変動率の  $3\sigma$  値を表す。PV 設備容量が増大したときに、変動率が小さくなる傾向がみられるが、これは設備の増加に伴って非同期的な変動が相殺されて発現する均し効果によるものと考えられる。そこで、完全な均し効果が得られると仮定し、変動率の  $3\sigma$  値が PV 設備容量  $X_{PV}$  [MW] の  $1/2$  乗に反比例するものとして、式 2.7 のように変動率の  $3\sigma$  値の推定値である LFC 確保比率  $l_{PV}^{req}$  を表すこととする。

$$l_{PV}^{req} = \frac{\alpha}{\sqrt{X_{PV}}} \quad (2.7)$$

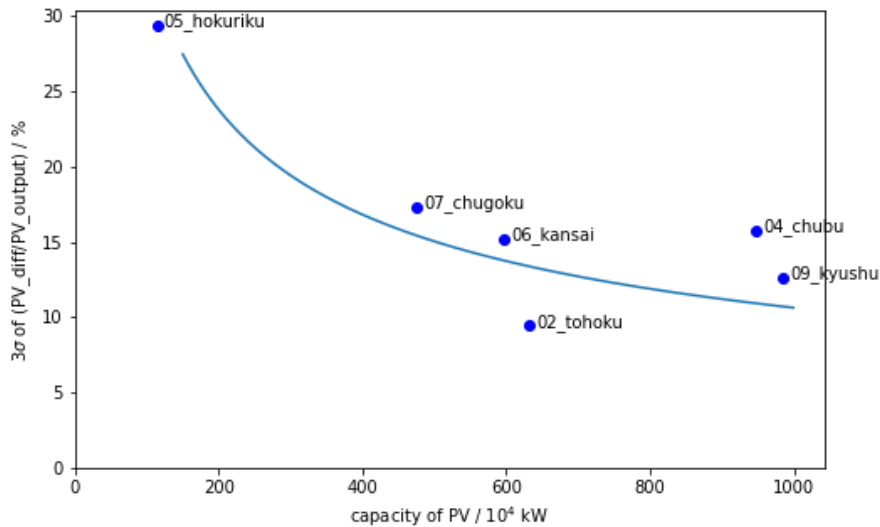


図 2.9 各エリアにおける PV 設備容量と、発電電力変動率の 3 σ 値の関係。青線は

式中の  $\alpha$  について非線形最小二乗法によりフィッティングを行ったところ、 $\alpha = 10.6$  を得た。例えば PV 導入量が 10 GW のとき、 $l_{PV}^{req} = 0.106$  となり、PV 発電電力の  $\pm 10.6\%$  の LFC 容量を確保することを表す。図 2.9 中の青線は、この値を代入した式 2.7 を、曲線で示したものである。一部外れているエリアがあるものの、全体的な傾向は捉えることができているものと判断し、本研究ではさらなる設備導入量の増大時においても十分な均し効果が得られるとの前提をとる。

以上の結果にもとづき、本研究では式 2.3 における  $l_{PV}^{req}$  は、PV 設備容量  $X_{PV}$  [MW] を用いて、式 2.8 により与える。

$$l_{PV}^{req} = \frac{10.6}{\sqrt{X_{PV}}} \quad (2.8)$$

なお、発電電力に比例するように LFC 確保容量を決定する方法の課題として、発電電力が予測できることを前提とすること、発電量が大きいときに過剰に LFC 容量を確保することになることが挙げられる。これらを解決する方法として、発電設備容量に対する比率により決定する確保容量と、理論上の最大確保必要量として快晴時発電電力（夜間等はゼロになる値）とのどちらか小さい方を確保容量とする方法が考えられるが、詳細な検討は今後の課題である。

#### (4) WT 発電設備容量に対する LFC 確保比率 $l_{WT}^{req}$ の決定

つづいて、風力発電電力の変動に対して確保すべき LFC 容量について考察する。風力発電電力データは東北電力エリアのみで公開されていたことから、このデータによりパラメータを推計する。東北エリアにおける発電電力が 0 より大きいときの発電電力変動量のヒストグラムを図 2.10(a) に示す。PV と同様、変動量分布は正規分布よりも裾が長い fat tail な分布になっているが、重ねて表示した PV 発電電力変動量と比べるとより裾が長い分布を取っている。このことは図 2.10(b) の QQ プロットが直線からそれぞれ右上と左下に外れていることから推定される。

発電電力と変動量の絶対値との関係を図 2.11 に示す。PV と比較して、より長方形型に分布しており、発電電力にかかわらず変動が生じることがわかる。そこで、WT 発電電力の変動に対応する

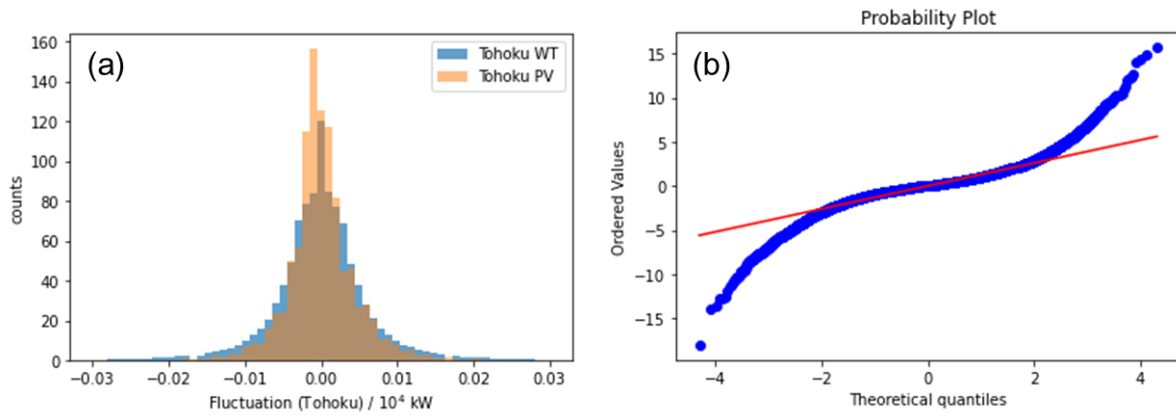


図 2.10 東北エリアにおける WT 発電電力変動量（30 分移動平均発電電力との差分）の (a) ヒストグラムおよび (b)QQ プロット. (a) には東北エリアの PV 発電電力変動量のヒストグラムも含む.

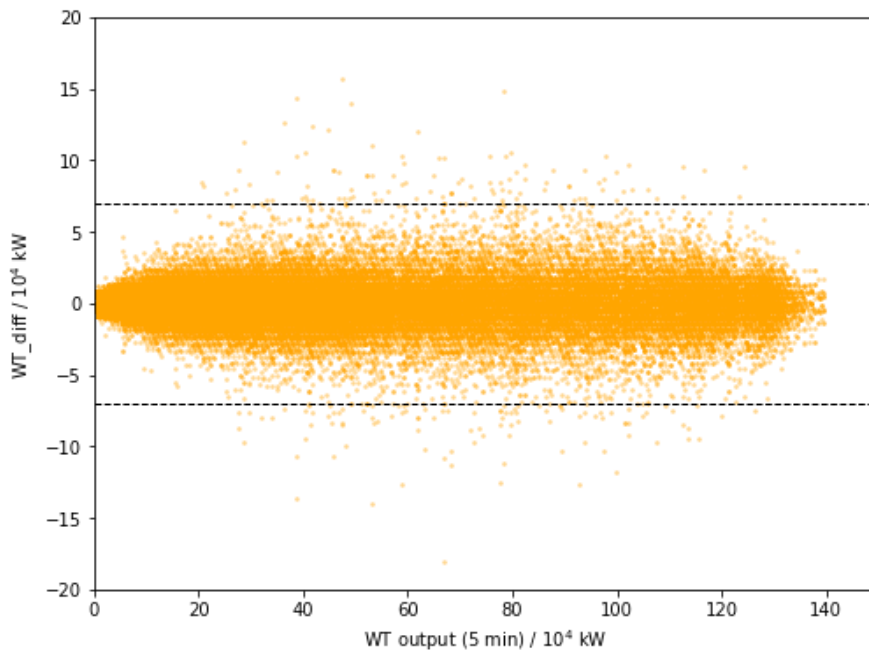


図 2.11 東北エリアにおける WT 発電電力と発電電力変動量の関係. 直線は、変動率の 3  $\sigma$  相当値 (発電設備容量の  $\pm 4.4\%$ ) を表す.

LFC 容量, すなわち変動量の最大値は WT 出力にかかわらず一定として, 発電設備容量に対する変動量の比率 (「変動率」) の標準偏差の 3 倍に相当する直線を図中に黒の点線で示す. なお, 正規分布よりもかなり fat-tail な分布であることを考慮し, 3  $\sigma$  相当の値として変動率の絶対値の 99.87 パーセンタイル値を採用することとした. この黒点線で示す LFC 容量を確保することで, WT の発電電力変動におよそ対応できると考えられる. この点線は, 発電設備容量に対して  $\pm 4.4\%$  となった. 既報に基づいて完全な均し効果が得られると仮定し, 変動率の 3  $\sigma$  値が WT 設備容量  $X_{WT}$  [MW] の 1/2 乗に比例するものとして, 式 2.9 のように変動率の 3  $\sigma$  値の推定値である LFC 確保比率

$l_{WT}^{req}$  を表すこととする。

$$l_{WT}^{req} = \frac{\alpha}{\sqrt{X_{WT}}} \quad (2.9)$$

ここで、東北エリアの 2021 年度末の風力発電設備容量  $X_{WT} = 1600$  MW のときに  $l_{WT}^{req} = 0.044$  より  $\alpha = 1.75$  を得る。

以上の結果にもとづき、本研究では式 2.3 における  $l_{WT}^{req}$  は、PV 設備容量  $X_{WT}$  [MW] を用いて、式 2.10 により与える。

$$l_{WT}^{req} = \frac{1.75}{\sqrt{X_{WT}}} \quad (2.10)$$

なお、特に日本においては洋上風力発電の適地が偏在していることから、導入量増加時に十分な均し効果が得られない可能性もあり、今後も実測データに基づくより詳細なデータ解析を行う必要があると考えられる。

#### (5) 蓄電池・水素関連設備による LFC 供給量

つづいて、これまでの需給モデルで十分に考慮されていなかった、蓄電池や水素関連設備の LFC 供給力の具体的な設定について以下に述べる。

■蓄電池 蓄電池は、すでに欧州市場などを中心に、周波数調整に活用されている。LIB や NAS 電池は非常に高い応答特性を有しており [47]、数秒以内のレスポンスで、その出力帯全域にわたり出力を調整することができる [48, 49]。

そこで、本研究では、充放電時の需給調整に加えて、蓄電池の出力帯全域を需給調整に活用する運用を想定することを提案する。本モデルにおいては、LFC モードを定義し、LFC モード状態である 1 時間毎の蓄電池設備容量を決定する。

LFC モードにある蓄電池（蓄電池タイプを  $i$  とする）が時刻  $h$  に供給する LFC 容量  $LFC_{i,h}^{sup}$  は、上げ調整力、下げ調整力とも、LFC モードにある蓄電池の充放電出力の総和  $X_{i,h}^{LFC}$  [kW] に等しいとしたうえで、SoC 制約や設備不調等により LFC 供給ができない設備が存在することを考慮して 0.9 を乗じて系統に実際に供出可能な LFC 容量とした（式 2.11）。

$$LFC_{i,h}^{sup} = 0.9X_{i,h}^{LFC} \quad (2.11)$$

LFC モードでは、1 時間のコマ内で充電と放電を繰り返すことによる充放電損失が発生することが想定される。エネルギー損失量を定量化するため、PJM\*7 が公開する 2020/1/1～2020/1/31 の Regulation D 商品の 2 秒ごとの指令値シグナルデータ [50] を参照し、蓄電池を LFC モードで運用した場合の充放電プロファイルを決定した。プロファイルの例を図 2.12 に示す。Regulation D は、2 秒ごとの指令値に応じた制御を求める商品であり、日本の二次調整力①（LFC 相当）に対応するものである。このプロファイルでは、指令値が 0 を超えている上げ調整指令（LFC モードで作動する蓄電池の場合は放電に対応）の時間帯が約 50% で、その間の平均指令値も 50% であり、下げ調整力も同様であった。そこで、LFC 供給モードにある 1kW の蓄電池は、1 時間の間に平均で

\*7 PJM は北米最大の地域送電機関 (RTO) として知られ、米国 13 州とワシントン DC 地域の電力システムを管轄しながら、卸電力市場も運営する独立系統運用機関 (ISO) である。

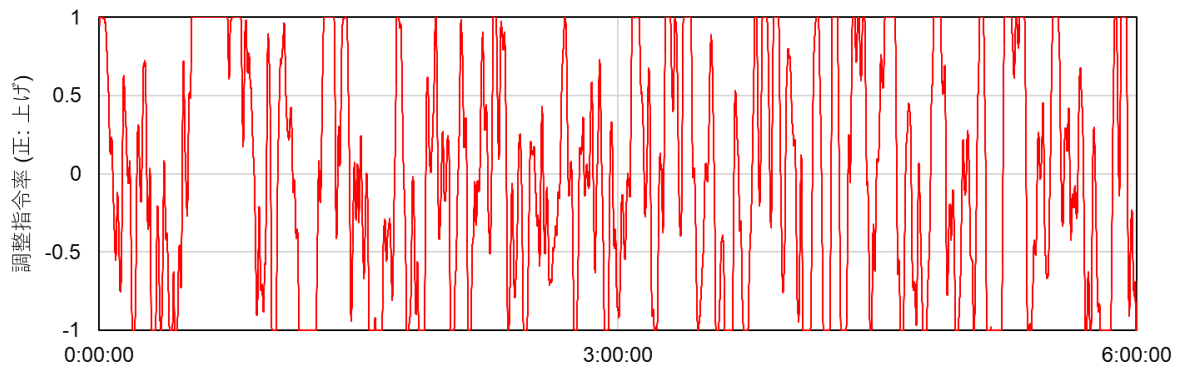


図 2.12 2020/1/1 0:00~3:00 の PJM regulation D 指令値

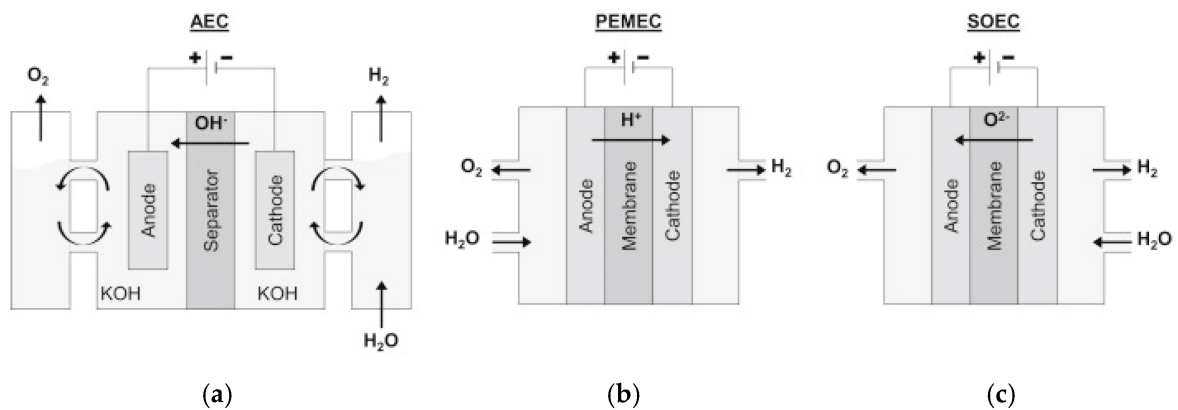


図 2.13 (a) アルカリ型, (b) PEM 型, および (c) SOEC 型の水電解セルの作動原理図

0.5kW の充電および放電をそれぞれ 30 分間ずつ実施し, 0.25 kWh の充放電を行うものと仮定する. この充放電に伴うエネルギーロスを, 式 2.12 の通りモデルに織り込んだ.

$$E_{i,h}^{\text{loss}} = 0.25\eta_i^{\text{rt}} X_{i,h}^{\text{LFC}} \quad (2.12)$$

ここで,  $E_{i,h}^{\text{loss}}$  は時刻  $h$  における設備  $i$  の消費エネルギー量 [kWh],  $\eta_i^{\text{rt}}$  は設備  $i$  のラウンドトリップエネルギー効率,  $X_{i,h}^{\text{LFC}}$  は設備  $i$  のうち LFC モード状態にある容量 [kW] である.

■水電解装置 水電解型の水素製造装置 (水電解装置, WE<sup>\*8</sup>) は, 常温で動作するアルカリ型および固体高分子膜 (PEM<sup>\*9</sup>) 型, 高温で動作する固体酸化物型 (SOEC<sup>\*10</sup>型) とがよく知られている. それぞれのタイプの水電解セルの作動原理を図 2.13 に示す. アルカリ型および PEM 型は数百 MW クラスの商用スケールでの導入が進められている一方, SOEC 型は研究開発段階にある技術である.

水電解装置の電解電力の出力調整による系統の周波数安定性への貢献に関する研究や実証の報告

\*8 Water electrolyzer.

\*9 Polymer electrolyte membranes または proton exchange membranes

\*10 Solid Oxide Electrolysis Cell



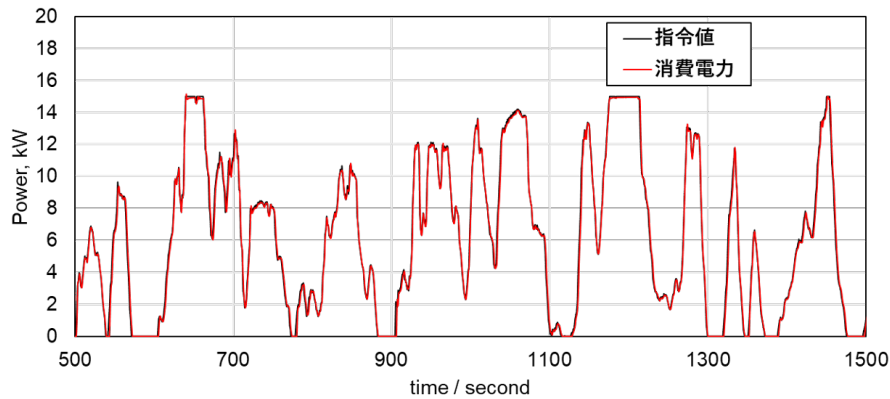


図 2.14 ENEOS 中央技術研究所内に設置した定格 15kW の PEM 型水電解装置の応答プロファイル

例がある。特に、PEM 型は、非常に高い応答特性を有することで知られる。実際に、筆者らは、ENEOS 株式会社中央技術研究所に設置された市販の PEM 型水電解装置の実機を用いて、PV 発電電力を模擬する変動出力を吸収するよう電解電力を調整する試験を行い、電解槽以外の設備を含め、1 秒間で出力を 100% 変動させるような高速な制御にも追従可能な、十分高い応答特性を有することを報告した [51]。図 2.14 にその結果の一部を示すが、消費電力指令値と実際の消費電力が、1 秒以内程度の遅れ時間で完全に追従している。この結果は、装置の出力帯全域を LFC 制御に活用可能なレベルの応答特性であるといえる。変動による劣化の影響については十分な検討が行われているとはいいがたいが、電解停止や極端な低負荷運転を伴わない限り、ダイナミックな変動運転による劣化影響は軽微という報告もある [52]。

また、アルカリ型について、100%/sec 程度の出力変動が可能という報告例があり [53]、LFC 領域での活用も十分に可能と考えられる。一方、大規模な商用機では、1%/sec 以下の変動率制約を課している例もあり、これは電解槽以外のプラント設備における圧力変動等の影響によるとされる [54]。

SOFC 形については、温度制御性の問題から負荷変動運転は難しいとされる [55]。また、高温（最高 1000 °C）で作動するための大規模な熱源（通常は原子力発電所や大規模な工業施設）および安定した電力供給と組み合わせる必要がある。その結果、SOEC の使用は特定の場所や最終用途に限定されることになる [55]。

以上の通り、常温で運転可能なアルカリ型や PEM 型の水電解装置については、その電解電力を調整することで、LFC 領域の短周期の調整力を供給するポテンシャルを有すると考えられる。そこで、本研究では、水電解による LFC 供給能力に着目した分析を行う目的に照らし、柔軟性に関するデータが豊富な PEM 型水電解装置を用いることを前提とした検討を行う。

水電解装置が供給可能な LFC 能力は、設備容量を  $x_{WE}$  [MW]、時刻  $h$  における水電解出力を  $P_{WE,h}$  [MW] としたとき、式 2.13 により定義する。これは、装置の定格の範囲で、上げ調整力および下げ調整力を等しく出せるとの仮定による。また、制御が困難な補機類の存在や、運転可能出力下限の存在を考慮し、0.9 を乗じて系統に実際に供出可能な LFC 容量とした。

$$LFC_{WE,h}^{\text{sup}} = 0.9 \times \min(P_{WE,h}, x_{WE} - P_{WE,h}) \quad (2.13)$$

なお、水電解装置は、水素製造を行いながらその出力を上下させることで調整力を供給するため、電解電力の調整に伴う追加的なエネルギーロスが発生しないものとした。

## 2.5 検討 (2) 水素フローの分析のための構成

### 2.5.1 先行研究のレビュー

#### (1) 電源構成モデルに水素需給を統合する研究例

国家単位のエネルギーシステムを対象として、電源構成モデルに水素需給モデルを統合する試みは、多数の報告例が存在している。たとえば、Brown ら [56] は、電力、輸送、熱需要を考慮し、欧州における年間のエネルギー供給に関する分析を行い、余剰電力による水素製造や長期熱エネルギー貯蔵 (LTES) が電力系統に柔軟性をもたらし、風力と太陽光による変動の平滑化とシステム全体のコスト削減に大きく貢献することを示した。Lopes ら [57] は、2050 年までのボリビアのエネルギーシステムの脱炭素化を分析し、大量の PV 導入とともにエネルギー消費の電化が大幅に進む一方、水素が運輸部門やメタン化やフィッシュアトロブシユ反応による液体燃料の製造原料として重要な役割を果たすことを示した。Bogdanov ら [58] は、電力、熱、輸送、産業の各セクターについて 1 時間ごとの時間分解能で取り扱うモデルを構築し、カザフスタンの脱炭素化に関する分析を行い、カザフスタンで見られるような厳しい気候条件とエネルギー集約的な産業の場合であっても、2050 年までにゼロエミッションのシステムへの移行が可能であることを示した。

これらの研究では、電力部門と他のセクターを統合したモデルを用いて、1 時間程度の時間解像度でエネルギーシステムを最適化する例が多い。これにより、表 1.1 で示した水素の特徴がそれぞれ検討され、多くの有用な知見が抽出されている。一方で、特に輸入水素を考慮するモデルによるケーススタディの報告は限定的である。これは、VRE 適地が少なく水素製造ポテンシャルが小さく、島国であるという日本特有の課題に基づくものであるためと考えられる。

#### (2) 日本国内を対象としたケーススタディ

日本国内を対象としたケーススタディによる分析の例として、川上ら [59] は輸入水素および国内水素製造を含むモデルにより日本全体の 1 時間ごとの電力需給および年間の非電力部門のエネルギー需給を最適化し、輸入水素を最大限導入したうえで、一部地域で国内水素製造も行うことが最適との結果を得ている。また、土肥ら [60] は国内での水素製造・混焼利用の経済性を試算し、水素と蓄電池が完全には競合せず経済的に共存可能であると指摘した。Burandt ら [61] は、マルチセクターからなるシステムモデルと、VRE の発電量の不確実性を表現した確率論的電源構成モデルとを組み合わせ、ネット・ゼロ・エミッション目標に向けた日本のエネルギー・システムの変革に対する水素輸入の可用性と価格の両方の影響を分析し、この中では、安価な水素の輸入が日本のエネルギーシステムの総費用低減に重要な役割を果たすことを指摘した。また、輸入水素が利用できない状況でも、高コストな国内再エネと電化の進展によりネットゼロが達成可能なシナリオについても提示した。小宮山ら [62] は、電源構成モデルに水素の製造・貯蔵・発電モデルを統合し、VRE 余剰電力の水素貯蔵を考慮したモデルを開発し、10 分周期という高い時間分解能で VRE の変動を



考慮しながら日本における水素貯蔵の導入可能性を分析し、余剰電力貯蔵という単一の目的では水素導入が進みにくいことを指摘した。秋元ら [63] は、輸入水素が利用可能な場合、2050 年に GHG を 80 % 減とする目標を前提とすると輸入水素が経済的に大規模に導入されることを明らかにしたほか、大槻ら [26] は世界全体を詳細に地域分割し、水素製造・輸送のインフラ費用を含めた最適化を行うことで、水素の国際輸送が経済合理性を有する可能性を示した。

このなかで、水素需給については年間で一致するという粗い制約のもと最適化を行う例も多く [26]、高い時間解像度での水素フローの考察を行った報告例は乏しい。水素需要についても、運輸部門やガス部門など特定の部門に絞って考慮する検討例も多い。類似の研究例として、国際水素サプライチェーンをどのように構築するべきかという観点に焦点を当てた分析 [64, 65] や、国際間取引に最適な水素キャリアに関する分析 [66, 67] は一定の報告例が見られるが、水素の国際取引とともに電源部門とのセクターカップリングを含めて詳細に議論した例はほとんど見られない。輸入水素を考慮するものも一定単価でいつでも任意の量が輸入できると仮定した研究がほとんどであり、輸入量の柔軟性に関して論じた報告は見られない。

また、水素が果たす役割は、許容される温室効果ガス排出量の制約が厳しくなり、VRE の普及率が高まるほど大きくなると考えられるが、カーボンニュートラルを前提としたシナリオ分析を行っている報告例は多くない [61]。

### (3) 先行研究における課題

これらの研究における課題をまとめると以下の通りとなる。

- 水素需給の一致制約が年単位で考慮され、1 時間ごとの水素フローが分析されていない報告例が多い
- 水素輸入が考慮されていないか、考慮されている場合でも一定単価で輸入可能とされ、輸入設備費用を考慮されていない。また、水素の輸入量の柔軟性が、エネルギーシステムの最適構成に与える影響について分析された事例が見られない。
- 水素製造設備および水素発電設備が有する需給調整能力が適切に評価した報告例が見られない。
- カーボンニュートラルを前提としたシナリオ分析の事例が乏しい。

## 2.5.2 本研究における提案の概要

本研究では、前項で整理した先行研究の課題を解消したモデルを構築したうえで、構築したモデルを用いたケーススタディにより VRE 普及時のエネルギーシステムにおいて水素が果たす役割を詳細に分析することを目的とする。モデル構築におけるポイントは次の通りである。

- 1 時間毎の水素需要・供給の考慮
- 水素輸入費用の固定費・変動費への分解
- 複数の水素貯蔵設備の考慮

表 2.3 輸入水素コストの設定

Item	value	unit
fixed cost	3.67	JPY h <sup>-1</sup> (Nm <sup>3</sup> h <sup>-1</sup> ) <sup>-1</sup>
marginal cost	26.7	JPY Nm <sup>-3</sup>

- 水素製造設備および水素発電設備が有する需給調整能力の考慮

それぞれのポイントに関して、以下のとおり具体的な定式化手法を提案する。

### (1) 1 時間毎の水素需要・供給の考慮

水素の需要量および供給量は、1 時間毎の分解能で考慮され、需給を 1 時間ごとに一致させる制約 (2.14) を含む。

$$\sum_{i \in \mathcal{F}} H_{i,h}^+ + H_h^{\text{imp}} = \sum_{i \in \mathcal{F}} H_{i,h}^- + d_h^{\text{hyd}} \quad (\forall h \in \mathcal{H}). \quad (2.14)$$

ここで、 $H_{i,h}^+$  は設備  $i$  が時刻  $h$  に製造（水素タンクであれば送付）する水素流量、 $H_h^{\text{imp}}$  は時刻  $h$  に輸入される水素流量、 $H_{i,h}^-$  は設備  $i$  が時刻  $h$  に消費（水素タンクであれば貯蔵）する水素流量、 $d_h^{\text{hyd}}$  は時刻  $h$  における発電部門以外における水素需要を表す。

外生変数として与えるべき水素需要  $d_h^{\text{hyd}}$  は、次章以降のケーススタディ内で設定を行う。

### (2) 水素輸入費用の固定費・変動費への分解

前章で述べた通り、特に国際的な水素の輸送は、常温の気体水素によって行うことはエネルギー密度の観点で現実的でない。輸入キャリアについては序章で述べた通り複数の方法が提案、検証されているが、いずれの方法も一長一短であり、コスト的に明確に有意なキャリアは現時点で存在しない。本研究では論点の発散を防ぐため、これらのキャリアの優位性の比較はスコープ外として、実証の進む液化水素に着目してモデリングを行った。

液化水素の輸入に関する 2030 年以降の標準的なコスト設定を表 2.3 に示す。文献 [68] に基づいて固定費と変動費への分解を行い、プラント渡しコストとして外生的に与えた。

### (3) 複数の水素貯蔵技術の考慮

水素の貯蔵については、ガス貯蔵および液化水素貯蔵の 2 種類を考慮する。液化水素貯蔵においては貯蔵された水素のボイルオフ（自然蒸発による損失）を考慮するが、ボイルオフ量以上の水素消費がある場合は、損失はないものとした。

液化水素として輸入された水素は、液化水素タンクに貯蔵されるものとした。また、国内で製造した水素は、水電解装置の出口圧力程度の低圧タンク（～1MPa）に貯蔵するものとした。このため、低圧タンクに貯蔵する際には追加の圧縮動力は不要なものとした。

水素の貯蔵に関する標準的なコスト設定を表 2.4 に示す。

表 2.4 水素貯蔵技術に関するコスト設定

Item	value	unit
水素タンク 設備費 (低圧ガス)	4700	JPY Nm <sup>-3</sup>
水素タンク 設備費 (液化水素)	313	JPY Nm <sup>-3</sup>
ボイルオフレート (液化水素)	1	% day <sup>-3</sup>

#### (4) 水素製造設備および水素発電設備が有する需給調整能力の考慮

水素製造設備が有する需給調整能力については、2.4.3 項で検討したとおりである。水素発電設備について、H2CC の運転特性に関する報告例は乏しいため、LNGCC との混焼の延長で技術確率が行われることを想定し、LNGCC と同等の運転特性を有するものとする。

## 2.6 構築モデルの全体像

本節では、前説までの検討を反映して構築したモデルの全体像を示す。外生変数の具体的な設定の一部は、次章以降における各ケーススタディの前提として示す。

### 2.6.1 最適化手法

ベースモデルである WOPTIGEN と同様に、すべて線形計画問題として定式化した。離散変数を用いずに起動コスト、部分負荷効率、周波数調整力 (LFC) 必要量や最小停止時間等を考慮でき、大規模な問題でも効率的に厳密解が得られる点の特徴である。

特定の 1 つの期間 (典型的には 1 年) を対象として最適化するモデルであるため、10~20 年スパンでの電源の残存性などを考慮していないことに留意が必要である。時間解像度は電力フロー・水素フローを含むすべての制約条件で 1 時間とした。

計算ツールとして GAMS を、ソルバーは CPLEX を用いた。計算サーバとして、CPU: Intel Core i9-9980XE, Memory: 128 GB のワークステーションを用いた。

### 2.6.2 目的関数

最小化すべき目的関数 OBJ を式 2.15 に示す。内生変数は大文字、外生変数は小文字とした。この式は、設備容量を最適化する各設備の固定費、各燃料費 (石炭, LNG, 輸入水素) および炭素価格の和を意味する。近年の低効率石炭火力発電廃止の動きは、実質的な炭素価格の増大と対応していると考えることができ、将来像の検討における脱炭素の選好度の指標とみなせるため、CO<sub>2</sub> 排出量削減に関する環境価値は目的関数に炭素価格を導入することで表現した。

$$OBJ = \sum_{i \in \mathcal{F}} (fc_i \cdot X_i) + \sum_{i \in \mathcal{F}} \left( (fp_i + cp \cdot ghg_i) \cdot \sum_{h \in \mathcal{H}} F_{i,h} \right) + hp \cdot \sum_{h \in \mathcal{H}} H_h^{\text{imp}} + fc_{\text{imp}} \cdot X^{\text{imp}}. \quad (2.15)$$

ここで、設備  $i$  の固定費単価  $fc_i$  は、設備費  $cc_i$  [円/MW]、使用年数  $y_i$  [y]、年間維持費単価  $oc_i$  [円/MW/y]、割引率  $r$  [/y]、を用いて、式 2.16 で与えられる。(水素タンクは単位中の [MW] は [Nm<sup>3</sup>] に読み替える。水素輸入設備は単位中の [MW] は [Nm<sup>3</sup>/h] に読み替える。)

$$fc_i = \frac{cc_i}{1 - (1 + r)^{-y_i}} + oc_i \quad (2.16)$$

## 2.6.3 制約条件

### (1) 需給バランス

式 2.17 および 2.18 は、それぞれ電力および水素のバランス式を表す。 $p_{i,h}^+$  には、外生的に与えられる RE の発電量が含まれる。 $P_{i,h}^+$  には、発電量を内生的に決定する各発電設備の発電電力、蓄電設備の放電電力が含まれる。 $P_{i,h}^-$  には、水電解装置による消費電力、各蓄電設備の充電電力、再生可能エネルギーの抑制電力が含まれる。

$$\sum_{i \in \mathcal{F}} (P_{i,h}^+ + p_{i,h}^+) = \sum_{i \in \mathcal{F}} P_{i,h}^- + d_h^{\text{ele}} \quad (\forall h \in \mathcal{H}), \quad (2.17)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{F}} H_{i,h}^+ + \sum_{i \in \mathcal{F}} H_{i,h}^{\text{imp}} = \sum_{i \in \mathcal{F}} H_{i,h}^- + d_h^{\text{hyd}} \quad (\forall h \in \mathcal{H}). \quad (2.18)$$

### (2) 最大出力

各設備  $i$  の入出力電力は容量を超えない。水素タンクの入出力に上限はない。

$$P_{i,h}^+ \leq (1 - plt_i) X_i \quad (\forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}), \quad (2.19)$$

$$P_{i,h}^- \leq (1 - plt_i) X_i \quad (\forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}). \quad (2.20)$$

### (3) 水素の輸入量

1 時間に輸入される水素量  $H_h^{\text{imp}}$  は、水素輸入設備キャパシティ  $X^{\text{imp}}$  を上限とした、0 以上の任意の値を取る。

$$H_h^{\text{imp}} \leq X^{\text{imp}} \quad (\forall h \in \mathcal{H}) \quad (2.21)$$

ただし、水素輸入量は、1 回の荷揚げの所要時間を考慮し、毎時任意の値をとることはできず、1 日の間は一定流量とする制約を課す。

$$H_{h-1}^{\text{imp}} = H_h^{\text{imp}}, \text{ if } H \not\equiv 0 \pmod{24} \quad (\forall h \in \mathcal{H}) \quad (2.22)$$

#### (4) VRE 出力抑制の最大量

VRE の出力抑制は、施設の発電電力を超えない範囲で行われる。

$$P_{i,h}^- \leq p_{i,h}^+ \quad (\forall i \in \{\text{PV}, \text{WT}\}, \forall h \in \mathcal{H}). \quad (2.23)$$

#### (5) モード割り当て

揚水可変速水力発電 (PSHV)、揚水固定速水力発電 (PSHF)、LIB、NAS 電池、石炭火力、LNGCC、H2CC については、複数の運転・停止モードを取るようにモデリングされている。この定式化は、部分負荷効率、起動・停止コスト、運転負荷に基づく LFC 供給能力の影響を考慮したものである。モード一覧を表 2.5 に示す。各モードに属する容量の合計が設備全体の容量と等しくなるようにしながら、容量の一部を異なるモードに遷移する。

$$X_i = \sum_{m \in \mathcal{M}} P_{i,h}^m \quad (\forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}). \quad (2.24)$$

表 2.5 設備ごとのオペレーションシモンモードの一覧.

mode	$m$	meanings	$f^m$	$\eta_{\text{Coal}}^m$	$\eta_{\text{LNGCC}}^m, \eta_{\text{H2CC}}^m$	$\eta_{\text{LIB}}^m, \eta_{\text{NAS}}^m$	$\eta_{\text{PSHF}}^m$	$\eta_{\text{PSHV}}^m$	$l_{\text{Coal}}^{\text{sup},m}$	$l_{\text{LNGCC}}^{\text{sup},m}, l_{\text{H2CC}}^{\text{sup},m}$	$l_{\text{LIB}}^{\text{sup},m}, l_{\text{NAS}}^{\text{sup},m}$	$l_{\text{PSHF}}^{\text{sup},m}$	$l_{\text{PSHV}}^{\text{sup},m}$
<b>Generation(discharge)</b>													
G100		Generation 100 %	1.00	1.0	1.0	1.0	0.996	0.996	0	0	0	0	0
G90		Generation 90 %	0.90	0.998	0.992				0.05	0.05			
G80		Generation 80 %	0.80			0.9936	1.0	1.0			0.15	0.15	0.15
G75		Generation 75 %	0.75	0.992	0.967				0.05	0.05			
G70		Generation 70 %	0.70										
G60		Generation 60 %	0.60	0.967	0.917	0.9787			0.05	0.05	0.35		
G50		Generation 50 %	0.50		0.875					0.05			
G45		Generation 45 %	0.45	0.913					0.05				
G30		Generation 30 %	0.30	0.842	0.675				0	0			
<b>Charging(pumping)</b>													
C100		Charging 100 %	1.00			1.00	0.996	0.996			0	0	0
C80		Charging 80 %	0.80			0.9936		1.00			0.15		0.15
C60		Charging 60 %	0.60			0.9787					0.35		
<b>Others</b>													
LFC		supply											0.9
HS		hot starting	0.7574 <sup>a</sup>	(1.0)	(1.0)								
			6.744 (Coal)										
CS		cold starting	1.9 (LNGCC) <sup>a</sup>	(1.0)	(1.0)								
BK		banking	0.0242 <sup>a</sup>	(1.0)	(1.0)								
ST		stopping	0.0 <sup>a</sup>	(1.0)	(1.0)								

<sup>a</sup> Ratio to fuel consumption in rated operation.

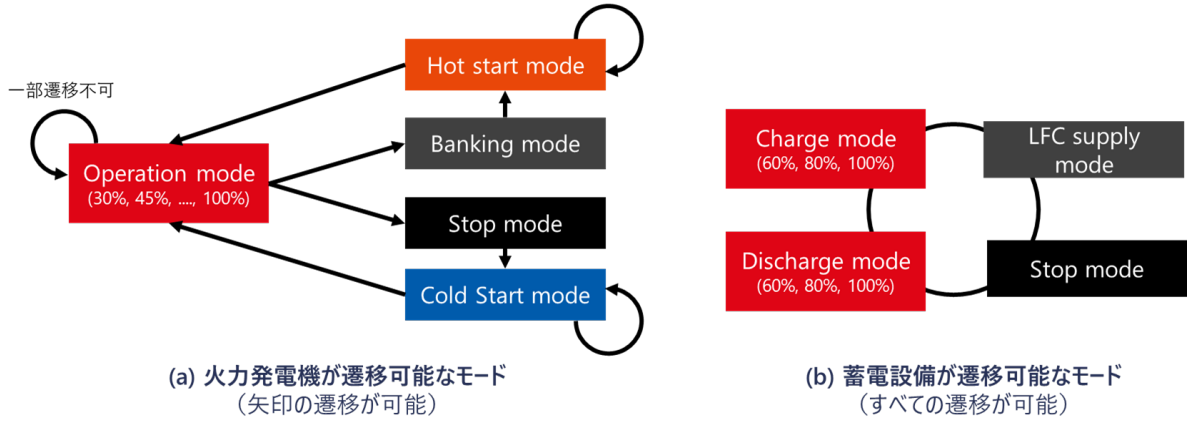


図 2.15 モード遷移のイメージ. (a) 火力発電機のモード遷移. (b) 蓄電設備のモード遷移.

## (6) モード遷移

石炭火力, LNGCC, H2CC にはモード遷移の制約がある. モード遷移制約は本モデルに特徴的な制約である. 例えば, H2CC はコールドスタートモード経なければ「停止状態」から「運転状態」に移行することができない. また, 石炭火力のような出力変化率が遅い設備は, G30 モードから G100 モードに直接 (1 時間で) 遷移することができない.

石炭火力で可能なモード遷移を表 2.7 に, LNGCC および H2CC で可能なモード遷移を表 2.7 に示す. また, 石炭火力は停止後 8 時間, LNGCC および H2CC は停止後 4 時間は起動できないものとする. これは, 時刻  $h$  に  $CS$  モードである設備容量が, 8 時間前または 4 時間前に停止モード ( $ST$  モード) をとっている設備容量以下であるという制約により表現する.

これらのモード遷移の概念図を, 図 2.15 に示す. 蓄電設備もモードごとの定式化を行うが, 蓄電設備には起動モード等がないことから任意の遷移が可能である.

定式化としては, あるモード  $m$  から遷移可能なモードの集合を  $\mathcal{M}_m^{\text{from}}$  として, 時刻  $h$  にモード  $m$  にある設備は時刻  $h+1$  に必ず  $\mathcal{M}_m^{\text{from}}$  のいずれかのモードに遷移すること (式 2.25), また, モード  $m$  に遷移可能なモードの集合を  $\mathcal{M}_m^{\text{to}}$  として, 時刻  $h$  にモード  $m$  にある設備は時刻  $h-1$  に必ず  $\mathcal{M}_m^{\text{to}}$  のいずれかのモードであったこと (式 2.26) を条件として表現する.

$$X_{i,h}^m = \sum_{m' \in \mathcal{M}_m^{\text{from}}} X_{i,h}^{m,m'} \quad (\forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}, \forall m \in \mathcal{M}), \quad (2.25)$$

$$X_{i,h}^m = \sum_{m' \in \mathcal{M}_m^{\text{to}}} X_{i,h-1}^{m',m} \quad (\forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}, \forall m \in \mathcal{M}). \quad (2.26)$$

## (7) 各モード状態の設備の発電出力および消費電力

各設備の発電出力  $P_{i,h}^+$  および消費電力  $P_{i,h}^-$  は, 各モードにある設備容量  $X_{i,h}^m$ , モードごとの出力  $f^m$  の積を, 全モード分足し合わせることで決定される. さらに, 発電出力は, 所内率  $plt_i$

表 2.6 石炭火力発電が可能な遷移.

Mode before transition ( $m$ )	Set of transitionable modes ( $M_m^{to}$ )
$G100$	$G100, G90, G75, G60, G45, BK, ST$
$G90$	$G100, G90, G75, G60, G45, G30, BK, ST$
$G75$	$G100, G90, G75, G60, G45, G30, BK, ST$
$G60$	$G100, G90, G75, G60, G45, G30, BK, ST$
$G45$	$G100, G90, G75, G60, G45, G30, BK, ST$
$G30$	$G90, G75, G60, G45, G30, BK, ST$
$HS$	$G60, G45, G30$
$CS$	$G60, G45, G30$
$BK$	$HS, BK$
$ST$	$CS, ST$

表 2.7 LNGCC および H2CC が可能な遷移.

Mode before transition ( $m$ )	Set of transitionable modes ( $M_m^{to}$ )
$G100$	$G100, G90, G75, G60, G50, G30, BK, ST$
$G90$	$G100, G90, G75, G60, G50, G30, BK, ST$
$G75$	$G100, G90, G75, G60, G50, G30, BK, ST$
$G60$	$G100, G90, G75, G60, G50, G30, BK, ST$
$G50$	$G100, G90, G75, G60, G50, G30, BK, ST$
$G30$	$G100, G90, G75, G60, G50, G30, BK, ST$
$HS$	$G100, G90, G75, G60, G50, G30$
$CS$	$G100, G90, G75, G60, G50, G30$
$BK$	$HS, BK$
$ST$	$CS, ST$

に応じて自家消費分を控除する.

$$P_{i,h}^m = \begin{cases} (1 - plt_i) X_{i,h}^m \cdot f^m & (\forall m \in \mathcal{M}^+) \\ X_{i,h}^m \cdot f^m & (\forall m \in \mathcal{M}^-) \end{cases} \quad (2.27)$$

$(\forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H})$

$$P_{i,h}^+ = \sum_{m \in \mathcal{M}^+} P_{i,h}^m \quad (\forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}) \quad (2.28)$$

$$P_{i,h}^- = \sum_{m \in \mathcal{M}^-} P_{i,h}^m \quad (\forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}) \quad (2.29)$$



### (8) 燃料消費

設備  $i$  の時刻  $h$  における燃料消費量の定格時燃料消費量に対する比  $F_{i,h}$  は、式 2.30 の通り、設備種別ごとに設定される各モードごとの燃料消費量の和によって決定される。燃料消費量は、起動コストおよび部分負荷効率を考慮して決定される。モードごとの燃料消費量  $f^m$  と部分負荷効率  $\eta_j^m$  は、表 2.5 に示す。石炭火力、LNGCC の具体的な値は文献 [69] による。

$$F_{i,h} = \sum_{m \in \mathcal{M}_i} \frac{X_{i,h}^m \cdot f^m}{\eta_j^m} \quad (2.30)$$

### (9) 電力-水素 変換効率 (水素消費量)

本モデルでは、電気と水素とを相互に変換する設備として、H2CC と水電解装置 とを考慮している。H2CC の熱効率は LNGCC と同等、すなわち定格運転時で 57% とし、所内率  $plt_i$  は 2.3% とする。したがって、水素と電力の変換係数  $c_i$  は  $c_{\text{H2CC}} = 3.54 \times 0.57 = 2.018 \text{ kWh Nm}^{-3}$  とする。水電解装置のシステム効率  $c_{\text{WE}}$  は  $4.5 \text{ kWh Nm}^{-3}$  に固定する。

H2CC については、部分負荷効率と起動コストを、表 2.5 のとおり、LNGCC と同一であると仮定した。これらのパラメータを用いて、発電電力と消費水素量の関係は式 2.31 の通り表現される。水電解装置の時間  $h$  における水素製造量は式 2.31 により決定される。

$$H_{\text{H2CC},h}^- = \sum_{m \in \mathcal{M}} (X_{\text{H2CC},h}^m f^m / c_{\text{H2CC}} \eta_{\text{H2CC}}^m) \quad (\forall h \in \mathcal{H}), \quad (2.31)$$

$$H_{\text{WE},h}^+ = P_{\text{WE},h}^- / c_{\text{WE}} \quad (\forall h \in \mathcal{H}). \quad (2.32)$$

### (10) LFC 確保容量

2.4 節での検討に基づき、毎時の LFC 確保容量に関する制約を式 2.33 の通りに考慮する。

$$LFC_h^{\text{req}} \leq LFC_h^{\text{sup}} \quad (\forall h \in \mathcal{H}). \quad (2.33)$$

LFC 必要量は式 2.34 をベースに、2.4 節の方法により線形近似をおこなってモデルに組みこむ。

$$LFC_h^{\text{req}} = \sqrt{(de_h l_{\text{load}}^{\text{req}})^2 + \left( (p_{\text{PV},h}^+ - P_{\text{PV},h}^-) l_{\text{PV}}^{\text{req}} \right)^2 + \left( x_{\text{WT}} \left( 1 - \frac{P_{\text{WT},h}^-}{p_{\text{WT},h}^+} \right) l_{\text{WT}}^{\text{req}} \right)^2 - (d_h^{\text{ele}} l_{\text{allow}})^2} \quad (2.34)$$

ここで、需要変動に対応する LFC 確保割合  $l_{\text{load}}^{\text{req}} = 1.5[\%]$ 、最終的に許容される変動割合 (許容調整残)  $l_{\text{allow}}^{\text{req}} = 1.0[\%]$  とする。PV 変動, WT 変動に対応する LFC 確保割合はそれぞれ、 $l_{\text{PV}}^{\text{req}} = \frac{10.6}{\sqrt{X_{\text{PV}}}}$ ,  $l_{\text{WT}}^{\text{req}} = \frac{1.75}{\sqrt{X_{\text{WT}}}}$  とする。

LFC 供給能力は、各設備の LFC 供給能力の和である (式 2.35)。各モードにおける LFC 供給力は、表 2.5 に示す。LIB は、充放電時に LFC を供給し、LFC 供給専用モードをとることができ、

この LFC 供給専用モードにおける LFC 容量は、設備の定格出力の 0.9 倍となる。水電解装置は、水素生産量から決まる調整可能量に応じて LFC を供給することができる。

$$LFC_h^{\text{sup}} = \sum_{n \in \mathcal{N}} \sum_{i \in \mathcal{F}} \sum_{m \in \mathcal{M}} (X_{i,h}^m J_i^{\text{sup},m}) + \sum_{n \in \mathcal{N}} (0.9 \times \min(P_{\text{WE},h}, X_{\text{WE}} - P_{\text{WE},h})) \quad (2.35)$$

$$(\forall h \in \mathcal{H}).$$

### (11) 揚水、蓄電池、水素タンクの貯蔵量

揚水発電と蓄電池の運用は、貯蔵電力量  $S$  が常にゼロより大きく、最大貯蔵可能電力量以下となるように行う。ここで、蓄電設備  $i$  の最大貯蔵可能電力量は、設備容量  $X_i$  と時間率  $hr_i$  の積によって決まるものとし、時間率は設備ごとに決まる一定の値とした。同様に、水素タンクの運用は、貯蔵水素量  $V$  がゼロより大きくタンク容量以下となるように行う。

時刻  $h$  における各貯蔵量は、時刻  $h-1$  の貯蔵量に、時刻  $h$  における運転による増減を足し合わせたものとなる (2.36)。充放電効率  $\eta^{\text{rt}}$  は往復のエネルギー効率として定義され、充電時および放電時にそれぞれ充放電損失が生じるものとする\*11。なお、計算対象期間の初期時刻および終端時刻では、それぞれの貯蔵量は設備容量（最大貯蔵量）の 0.5 倍であるとした。

$$S_{i,h} = S_{i,h-1} - \sum_{m \in \mathcal{M}^+} \left( \frac{P_{i,h}^m}{\sqrt{\eta_i^{\text{rt}} \eta_i^m}} \right) + \sum_{m \in \mathcal{M}^-} \left( P_{i,h}^m \sqrt{\eta_i^{\text{rt}} \eta_i^m} \right) - 0.25 \eta_i X_{i,h}^{\text{LFC}} \quad (2.36)$$

$$(\forall i \in \{\text{PSHF}, \text{PSHV}, \text{LIB}, \text{NAS}\}, \forall h \in \mathcal{H}),$$

$$V_h = V_{h-1} - H_{i,h}^+ + H_{i,h}^- \quad (2.37)$$

$$(\forall i \in \{\text{H2TG}, \text{H2TL}\}, \forall h \in \mathcal{H}).$$

### (12) 予備力の確保

設備全体の供給能力が最大需要に耐えられるように、予備力を確保する制約が課される。これは日本において容量市場により予備力を確保することと同等の制約である。

具体的には、直ちに発電を開始できる供給力の合計は、電力需要の 103 % 以上でなければならない。予測誤差や制御の不確実性を考慮し、PV では発電電力の 30 %、LIB では 90 % の供給力を有する者と仮定した。

\*11 この仮定は、実際の放電可能容量が定格容量よりも小さくしてしまうことになるため、検討が必要な可能性がある。

$$\begin{aligned}
\sum_{n \in \mathcal{N}} \left( \sum_{i \in \{\text{Nuclear, Biomass, Geothermal, Hydro}\}} p_{i,h}^+ \right. \\
+ (1 - plt_{\text{H2CC}}) \sum_{m \in \mathcal{M}^+} X_{\text{H2CC},h}^m \\
+ \sum_{i \in \{\text{PSHF, PSHV}\}} ((1 - plt_i) ava_{i,h} X_i) \\
\left. + 0.9 X_{\text{LIB}} + 0.3 (p_{\text{PV},h}^+ - P_{\text{PV},h}^-) \right) \\
\geq 1.03 d_h^{\text{ele}} + P_{\text{WE},h} \\
(\forall h \in \mathcal{H}).
\end{aligned} \tag{2.38}$$

### (13) 月ごとの最大設備利用率

設備のメンテナンスによる設備稼働率の低下を考慮し、最大稼働率を設備ごと、月ごとに設定した。標準的な設定を表 2.8 に示す。実装としては、停止モードにある設備割合の下限值  $p_{i,h}^{\text{stop},\text{min}}$  として設定した。

$$P_{i,h}^{\text{stop-mode}} \geq p_{i,h}^{\text{stop},\text{min}} \quad (\forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}). \tag{2.39}$$

表 2.8 設備ごとの最大設備稼働率に関する設定。Thermal は、Coal, LNGCC, H2CC を含む。

Month	Thermal	PSHF	PSHV	NaS	LIB
1	95.0%	72.7%	100.0%	90.0%	90.0%
2	95.0%	72.7%	100.0%	90.0%	90.0%
3	80.0%	100.0%	75.0%	90.0%	90.0%
4	75.0%	100.0%	75.0%	90.0%	90.0%
5	75.0%	100.0%	75.0%	90.0%	90.0%
6	75.0%	100.0%	75.0%	90.0%	90.0%
7	95.0%	77.3%	100.0%	90.0%	90.0%
8	95.0%	77.3%	100.0%	90.0%	90.0%
9	90.0%	77.3%	100.0%	90.0%	90.0%
10	80.0%	100.0%	75.0%	90.0%	90.0%
11	80.0%	100.0%	75.0%	90.0%	90.0%
12	85.0%	72.7%	100.0%	90.0%	90.0%
average	85.0%	87.5%	87.5%	90.0%	90.0%

### (14) その他

本検討では、同期化力を有するスマートインバータの普及を前提とし、慣性力の下限值制約は考慮しない。

## 2.6.4 本モデルで考慮されない要素

本モデルは研究の目的を達成するために構成しており、以下に掲げる各要素については捨象され、十分に考慮されていない。これらの各要素については既報で考慮されている部分も多いため、検討の目的に応じて考慮の対象に含めたモデルを構築し、分析を行うことも可能であると考えられる。

■電力・水素部門以外のエネルギーフロー 本モデルは、電力および水素部門を詳細に分析するため、他部門を含むエネルギー需給全体を取り扱うものではない。ただし、国内水素需要には、最終エネルギー需要として熱需要や運輸需要の一部を含んでいる。

■複数年にわたる設備の残存 本モデルは、ある単年の設備構成を最適化するものであり、設備を複数年運用した場合の収益性を評価するものではない。なお、設備容量の最低容量を考慮することはできるため、ある年の設備容量から推定される計算対象年における残存容量を最低容量とする制約を課すことで、将来方向の設備残存を考慮することは可能である。一方で、10年後に資産価値が落ちるために新設を行わない、という類の多年評価に基づく設備容量の最適化を行うことはできない。

■ネガティブエミッション技術 2.2節で述べた通り、国内でのCCSについては、現時点で国内での貯留ポテンシャルが不明確であり、その展開可能性に関して不確実性が高いため、分析の対象外としている。また、DACも炭素除去技術として有望視されているが、コスト低減に関する見通しが極めて不確実であることから、分析の対象外としている。

■送電線制約 本モデルはマルチノードモデルを取り扱うことは可能であるため、送電線の容量制限を含むケーススタディを行うことは可能である。しかし、本論文では、計算時間の制約から、日本全国を1地域として取り扱っており、次章以降のケーススタディの結果は、連系線制約等を含まないものである。

## 参考文献

- [25] Takashi Ikegami et al. “Numerical definitions of wind power output fluctuations for power system operations”. In: *Renewable Energy* 115 (Jan. 2018), pp. 6–15. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2017.08.009. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117307619> (visited on 10/27/2021).
- [26] 大槻 貴司, 小宮山 涼一, and 藤井 康正. 「発電・自動車用燃料としての水素の導入可能性：地域細分化型世界エネルギーシステムモデルを用いた分析」. Japanese. In: 『日本エネルギー学会誌』 98.4 (2019), pp. 62–72. DOI: 10.3775/jie.98.62.
- [27] *Energy storage technology mix, 2015-2020*. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/energy-storage-technology-mix-2015-2020> (visited on 11/12/2023).

- [28] Hiromi Yamamoto, Shigeru Bando, and Masahiro Sugiyama. *Development of a Power Generation Mix Model Considering Multi Modes of Operation of Thermal Power Fleets and Supply-Demand Adjustability*. ja. Tech. rep. Y12030. CRIEPI, May 2013, p. 56. URL: <https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y12030>.
- [29] 矢部 邦明 and 林 泰弘. 「蓄電池を再生可能エネルギーと併用する場合の環境性と経済性のエネルギーチェーンを考慮した評価」. Japanese. In: 『エネルギー・資源学会論文誌』 40.3 (2019), pp. 69–77. DOI: 10.24778/jjser.40.3\_69.
- [30] 『第14回 需給調整市場検討小委員会 資料2』. Japanese. Tech. rep. 電力広域的運営推進機関, Nov. 2019. URL: [https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019\\_jukyuchousei\\_14\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_14_haifu.html) (visited on 12/05/2023).
- [31] 柳川 茂幸 et al. 「日射量の多地点同時観測に基づく太陽光発電の出力変動に対する lfc 容量の評価」. Japanese. In: 『電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌)』 121.9 (2001), pp. 1094–1102. DOI: 10.1541/ieejpes1990.121.9\_1094.
- [32] Aimee E. Curtright and Jay Apt. “The character of power output from utility-scale photovoltaic systems”. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16.3 (2008). \_eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/pip.786>, pp. 241–247. ISSN: 1099-159X. DOI: 10.1002/pip.786. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.786> (visited on 11/01/2023).
- [33] Takashi Oozeki et al. “An evaluation method for smoothing effect on photovoltaic systems dispersed in a large area”. In: *2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. ISSN: 0160-8371. June 2009, pp. 002250–002251. DOI: 10.1109/PVSC.2009.5411366. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5411366> (visited on 11/01/2023).
- [34] Andrew D. Mills and Ryan H. Wisler. “Implications of geographic diversity for short-term variability and predictability of solar power”. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. ISSN: 1944-9925. July 2011, pp. 1–9. DOI: 10.1109/PES.2011.6039888. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6039888> (visited on 11/01/2023).
- [35] Masahiro Asari et al. “A study on smoothing effect on output fluctuation of distributed wind power generation”. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*. Vol. 2. Oct. 2002, 938–943 vol.2. DOI: 10.1109/TDC.2002.1177602. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1177602> (visited on 11/01/2023).
- [36] Hannele Holttinen. “Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries”. In: *Wind Energy* 8.2 (2005). \_eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/we.143>, pp. 197–218. ISSN: 1099-1824. DOI: 10.1002/we.143. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.143> (visited on 11/01/2023).

- [37] Takanori Enomoto et al. “Geographical smoothing effects on wind power output variation in Japan”. In: *International Journal of Smart Grid and Clean Energy* (2018), pp. 188–194. ISSN: 23154462, 23733594. DOI: 10.12720/sgce.7.3.188-194. URL: <http://www.ijsgce.com/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=72&id=382> (visited on 11/11/2023).
- [38] Hans-Martin Henning and Andreas Palzer. “A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30 (Feb. 2014), pp. 1003–1018. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2013.09.012. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113006710> (visited on 10/30/2023).
- [39] Henrik Lund et al. “Two energy system analysis models: A comparison of methodologies and results”. In: *Energy*. Third Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems 32.6 (June 2007), pp. 948–954. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2006.10.014. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054420600291X> (visited on 10/30/2023).
- [40] 小宮山 涼一 et al. 「出力変動を考慮に入れた太陽光発電と蓄電池の最適電源構成からみた導入可能性分析」. Japanese. In: 『電気学会論文誌 C (電子・情報・システム部門誌)』 131.10 (2011), pp. 1705–1714. DOI: 10.1541/ieejeiss.131.1705.
- [41] 杉山 達彦, 小宮山 涼一, and 藤井 康正. 「全国の電力基幹システムを考慮した最適電源構成モデルの開発と太陽光・風力発電大量導入に関する分析」. Japanese. In: 『電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌)』 136.12 (2016), pp. 864–875. DOI: 10.1541/ieejpes.136.864.
- [42] Poul Alberg Østergaard. “Ancillary services and the integration of substantial quantities of wind power”. In: *Applied Energy* 83.5 (May 2006), pp. 451–463. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2005.04.007. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261905000619> (visited on 10/29/2023).
- [43] 荻本 和彦 et al. 「将来の電力システムの需給調整力の解析手法」. Japanese. In: 『電気学会論文誌 C (電子・情報・システム部門誌)』 132.8 (2012), pp. 1376–1383. DOI: 10.1541/ieejeiss.132.1376.
- [44] 名古屋 洋之, 駒見 慎太郎, and 荻本 和彦. 「相互平滑化効果を考慮した太陽光発電大量導入時の出力変動想定の一手法」. Japanese. In: 『電気学会論文誌 C (電子・情報・システム部門誌)』 131.10 (2011), pp. 1688–1696. DOI: 10.1541/ieejeiss.131.1688.
- [45] Hiromi Yamamoto et al. *An Evaluation of Effects of Large-Scale Introduction of Renewable Power on Capacities and Operation Modes of Power Generation Systems in Japan*. ja. Tech. rep. Y14002. CRIEPI, Dec. 2014.
- [46] New Energy and Industrial Technology Development Organization, ed. *Renewable Energy Technology White Paper*. ja. 2nd ed. MORIKITA PUBLISHING. URL: <https://www.morikita.co.jp> (visited on 03/20/2022).

- [47] Ioannis Mexis and Grazia Todeschini. “Battery Energy Storage Systems in the United Kingdom: A Review of Current State-of-the-Art and Future Applications”. In: *Energies* 13.14 (Jan. 2020). Number: 14 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, p. 3616. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13143616. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/14/3616> (visited on 11/13/2023).
- [48] Andreas Poullikkas. “A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27 (Nov. 2013), pp. 778–788. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2013.07.017. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004620> (visited on 11/13/2023).
- [49] Jorge Morel, Shin’ya Obara, and Yuta Morizane. “Control of Sodium-Sulfur Battery for the Frequency Regulation in a Power System Containing Large Amounts of Solar and Wind Power”. In: *The Proceedings of the Thermal Engineering Conference 2013* (2013), pp. 365–366. DOI: 10.1299/jsmeted.2013.365.
- [50] *Ancillary Services*. URL: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services.aspx> (visited on 03/12/2022).
- [51] 原田 耕佑 et al. 「水素製造と蓄電を組み合わせた再エネ電力変動緩和技術」. ja. In: 『電気学会電力・エネルギー部門大会論文集』. Vol. 2020. 2020, p. 152. URL: [https://jglobal.jst.go.jp/detail?JGLOBAL\\_ID=202102240777451653](https://jglobal.jst.go.jp/detail?JGLOBAL_ID=202102240777451653) (visited on 11/13/2023).
- [52] Georgios Papakonstantinou et al. “Degradation study of a proton exchange membrane water electrolyzer under dynamic operation conditions”. In: *Applied Energy* 280 (Dec. 2020), p. 115911. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115911. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920313751> (visited on 12/02/2023).
- [53] Mahdi Kiaee et al. “Demonstration of the operation and performance of a pressurised alkaline electrolyser operating in the hydrogen fuelling station in Porsgrunn, Norway”. In: *Energy Conversion and Management* 94 (Apr. 2015), pp. 40–50. ISSN: 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.01.070. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415000837> (visited on 11/13/2023).
- [54] V. A. Martinez Lopez et al. “Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 182 (Aug. 2023), p. 113407. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113407. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123002642> (visited on 11/13/2023).
- [55] *Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers*. Tech. rep. Deloitte, Jan. 2021. URL: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/jp/Documents/global-business-support/jp-gbs-fueling-the-future-of-mobility-hydrogen-electrolyzers.pdf> (visited on 11/01/2023).

- [56] T. Brown et al. “Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system”. In: *Energy* 160 (Oct. 2018), pp. 720–739. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2018.06.222. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421831288X> (visited on 11/30/2023).
- [57] Gabriel Lopez et al. “Pathway to a fully sustainable energy system for Bolivia across power, heat, and transport sectors by 2050”. In: *Journal of Cleaner Production* 293 (Apr. 2021), p. 126195. ISSN: 0959-6526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.126195. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652621004157> (visited on 11/30/2023).
- [58] Dmitrii Bogdanov et al. “Full energy sector transition towards 100% renewable energy supply: Integrating power, heat, transport and industry sectors including desalination”. In: *Applied Energy* 283 (Feb. 2021), p. 116273. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.116273. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920316639> (visited on 11/30/2023).
- [59] 川上 恭章 and 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：気象条件が技術選択や Ghg 削減費用に与える影響」. Japanese. In: 『エネルギー・資源学会論文誌』 41.3 (2020), pp. 68–76. DOI: 10.24778/jjser.41.3\_68.
- [60] 土肥 英幸, 葛西 昌弘, and 杉村 丈一. 「再生可能エネルギー大量導入における蓄電池および水素混焼技術の定量的影響評価」. Japanese. In: 『エネルギー・資源学会論文誌』 39.4 (2018), pp. 1–9. DOI: 10.24778/jjser.39.4\_1.
- [61] Thorsten Burandt. “Analyzing the necessity of hydrogen imports for net-zero emission scenarios in Japan”. In: *Applied Energy* 298 (Sept. 2021), p. 117265. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117265. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921006814> (visited on 10/31/2021).
- [62] 小宮山 涼一, 大槻 貴司, and 藤井 康正. 「再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源構成の検討」. Japanese. In: 『電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌)』 134.10 (2014), pp. 885–895. DOI: 10.1541/ieejpes.134.885.
- [63] 秋元 圭吾 and 佐野 史典. 「パリ協定 2 °C 目標から見た我が国の 2050 年排出削減目標に関する分析」. Japanese. In: 『エネルギー・資源学会論文誌』 38.1 (2017), pp. 1–9. DOI: 10.24778/jjser.38.1\_1.
- [64] Andrew Chapman et al. “A review of four case studies assessing the potential for hydrogen penetration of the future energy system”. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.13 (Mar. 2019), pp. 6371–6382. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.168. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991930326X> (visited on 11/30/2023).
- [65] Gondia S. Seck et al. “Hydrogen and the decarbonization of the energy system in europe in 2050: A detailed model-based analysis”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*



- 167 (Oct. 2022), p. 112779. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112779. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122006633> (visited on 11/30/2023).
- [66] Andreas Züttel et al. “Hydrogen: the future energy carrier”. In: *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* 368.1923 (July 2010). Publisher: Royal Society, pp. 3329–3342. DOI: 10.1098/rsta.2010.0113. URL: <https://royalsocietypublishing.org/doi/abs/10.1098/rsta.2010.0113> (visited on 11/30/2023).
- [67] Kaveh Mazloomi and Chandima Gomes. “Hydrogen as an energy carrier: Prospects and challenges”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16.5 (June 2012), pp. 3024–3033. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.028. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112001220> (visited on 11/30/2023).
- [68] Philipp-Matthias Heuser et al. “Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO2 free hydrogen”. In: *International Journal of Hydrogen Energy*. Special Issue on Selected Contributions from the European Hydrogen Energy Conference 2018. Málaga, Spain. March 14th - 16th 44.25 (May 2019), pp. 12733–12747. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.12.156. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918341582> (visited on 03/23/2023).
- [69] 矢部 邦明 and 山本 博巳. 「自然変動電源の地域集中が電源構成と出力抑制に及ぼす影響評価」. Japanese. In: 『電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌)』 137.7 (2017), pp. 499–510. DOI: 10.1541/ieejpes.137.499.

## 第3章

# ケーススタディ：九州エリアを対象としたエネルギートランジションに関する考察

### 3.1 本章の概要

本章では、第2章で開発したモデルを用いて、VREの導入が進むにつれてどのように水素の果たす役割が変化するか、どのようにLFC供給の構造が変化するかについて考察を行う。また、LFC供給を考慮しない場合の結果とを比較することで、本提案手法の効果についても併せて論じる。考察に当たっては、日本国内でも特にVRE導入ポテンシャルが高く、実際にVRE導入が進んでいる九州エリアを対象とする。

なお、本章の結果は、文献[70]に発表した結果を拡張したものである。

### 3.2 第2章で構築したモデルとの相違点

本章の結果は、前章で構築したモデルのうち、特に水素の需給に関する一部の要素について完全に実装されていない前世代のモデルにより得たものである。本モデルの実装のうち、全章で説明したモデルとの差分は以下のとおりである。

- 輸入水素は、毎時任意の量を輸入することはできず、常時一定量を輸入すると仮定している。これは、輸入水素の調達において、需要に応じた柔軟な調達が困難であることにもとづく仮定である。
- 上記の過程により、輸入水素設備の設備利用率は100%となるため、輸入水素費用は実質的に固定費と変動費に分解せず、すべてプラント渡しの一定額として計算される。
- 水素の貯蔵方法として、ガスによる貯蔵のみを考慮している。

そこで、水素需給に関する考察に関しては、第2章の検討内容を完全な形で実装したモデルによる結果を用いて、次章で詳細に行うこととする。

表 3.1 発電設備容量の想定.

設備	設備容量 [MW]
Nuclear	2,360
Steel gas	716
Hydro	2,030
Geothermal	630
Biomass	1,060
Pumped Hydro (fixed speed)	1,100
Pumped Hydro (variable speed)	1,200

### 3.3 主要な前提

#### 3.3.1 発電設備容量・発電電力

各電源の発電設備容量は文献 [29] を参考に、表 3.1 の通り設定した。原子力は今後新設されず、運開後 40 年で廃止した場合の 2030 年時点の設備容量を想定した。揚水発電は 2021 年時点の導入量を維持するものとした。

#### 3.3.2 発電電力カーブ

太陽光、風力、一般水力、地熱、バイオマス、副生ガス発電の毎時発電電力は、2018 年度の毎時出力実績 [71] をもとに、設定した各設備容量となるよう定数倍した。ただし太陽光は、先述の 10kW 未満の設備による自家消費分の推定発電電力を加えたものを 2018 年度実績として、これを定数倍した。

#### 3.3.3 電力需要・連系線潮流

今回の試算では、九州エリアの 2018 年度の電力需要実績 [71] に、10 kW 未満の設備の太陽光発電による自家消費分を足し戻して実需要カーブを推定した。ただし、1 時間ごとの自家消費量は公開データが存在しないため、次のような簡略化した方法で推定した。すなわち、自家消費率を 6 % として (2019 年 3 月時点の太陽光発電設備のうち 10kW 未満の設備の割合 (20 % [72]) に、自家消費率 (30% [73]) を乗じて求めた)、公開されている毎時の太陽光発電電力実績 [71] を 6/94 倍した発電電力カーブを自家消費分、100/94 倍した発電電力カーブを太陽光発電電力とした。連系線潮流は、本モデルによる最適化ができないため、2018 年度実績を用いた。

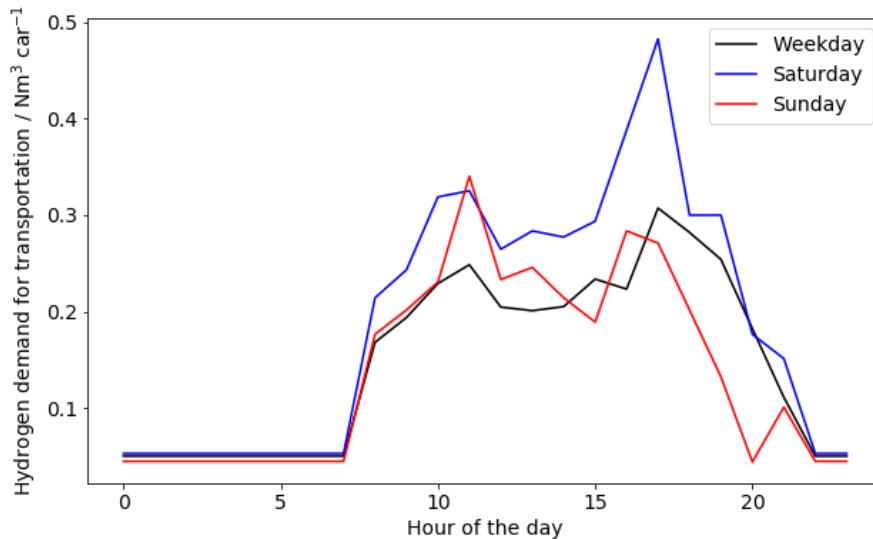


図 3.1 FCV 向け水素需要カーブ.

### 3.3.4 水素需要

発電用途以外の水素需要は、FCV 向け需要と産業向け需要を仮定し、1 時間ごとの需要を外生的に与えた。

FCV 向け需要は、2030 年時点の FCV 普及台数を 30 万台 [74] としたときの水素需要（全国で 4 億 Nm<sup>3</sup>/年）を、ガソリンスタンドの時間帯別来客数データ [75] に基づいて曜日ごとに 1 時間ごとの値に割り当てて年間の需要曲線を作成した。作成した需要カーブを図 3.1 に示す。

産業向け需要については、今後の見通しの不確かさが大きいですが、年間を通じて一定とし、現在製油所等で自家消費されている水素需要（全国で 150 億 Nm<sup>3</sup>/年 [76]）の 10 % が CO<sub>2</sub> フリー水素に置換されると仮定した。

全国に対する九州エリアの割合を、FCV は 10 %、産業向けは 7 % とした [77]。

### 3.3.5 各電源の諸元・設備費

各電源・蓄エネ設備の諸元は、文献 [29, 78, 79, 80, 81] に基づき表 3.2 のとおり設定した。（これらの値は当然大きな不確実性を持つが、開発したモデルの特徴に議論を絞るため、本章ではケーススタディの対象としない。）H<sub>2</sub>CC は LNG 混焼の延長で達成されると仮定して、LNGCC 同等とした。充放電効率はラウンドトリップのエネルギー効率を表す。水素タンクは球形ガスホルダーを想定し、通常の水電解装置で製造可能な 1 MPa 以下の低圧で貯蔵するものとし、追加の圧縮動力等が不要のため貯蔵・放出に伴うエネルギーロスはないもの（充放電効率 100 %）とした。

なお、国内水素製造について、水電解装置は費用最小運転をするため、証書等による取引を仮定しない限り CO<sub>2</sub> フリーとは限らない点に留意されたい。

表 3.2 ベースケースにおける各設備のコストおよび性能に関する設定.

設備	Capital cost	O&M cost	Lifetime	Discharge time	Efficiency	Fuel cost	GHG emission
		[%-capex/y]	[y]	[h]		[JPY/kWh]	[kgCO <sub>2</sub> /kWh]
Coal	250 kJPY kW <sup>-1</sup>	3.98	40	-	42% <sup>a</sup>	5.63 <sup>a</sup>	0.829 <sup>a</sup>
LNGCC	120 kJPY kW <sup>-1</sup>	3.04	40	-	52% <sup>a</sup>	10.5 <sup>a</sup>	0.35 <sup>a</sup>
H2CC	120 kJPY kW <sup>-1</sup>	3.04	40	-	52% <sup>a</sup>		
PSHF	-	-	-	8	$\eta_{\text{PSHF}}^{\text{rt}} = 70\%b$		
PSHV	-	-	-	8	$\eta_{\text{PSHV}}^{\text{rt}} = 70\%b$		
LIB	43 kJPY kWh <sup>-1</sup>	3.0	15	2	$\eta_{\text{LIB}}^{\text{rt}} = 87\%b$		
NaS battery	43 kJPY kWh <sup>-1</sup>	3.0	15	6	$\eta_{\text{LIB}}^{\text{rt}} = 75\%b$		
WE	50 kJPY kW <sup>-1</sup>	2.0	15	-	79%		
H <sub>2</sub> Tank (gas)	4.7 kJPY Nm <sup>-3</sup>	1.0	30	-	100% <sup>c</sup>		

<sup>a</sup> At rated power.

<sup>b</sup> Roundtrip energy efficiency at rated power.

<sup>c</sup> Since low-pressure storage using the discharge pressure of WE is assumed, no additional compression power is assumed for storage.

<sup>d</sup> Used to store only imported hydrogen, not domestically produced hydrogen.

表 3.3 The VRE capacity settings and required LFC capacity in each case

case	PV capacity [MW]	WT [MW]	VRE / demand [%MWh]
Base(2030)	13,320	2,030	21.3 %
H	21,630	6,473	38.0 %
HH	29,720	10,335	54.8 %
HHH(2050)	45,900	18,060	88.2 %

### 3.4 ケース設定

本章の試算では、感度解析の対象とした変数は、VRE 導入量、輸入水素単価、炭素価格の 3 つである。それぞれ、4 通り、2 通り、8 通りの仮定を行い、 $4 \times 2 \times 8 = 64$  ケースの試算を行った。文中におけるケース名の表記は以下の通りとする。

VRE[Base, H, HH, HHH]-hyd[30, 40]-cp[0-3, inf]

例えば、VRE 導入量 H ケース、輸入水素単価 30 円/Nm<sup>3</sup>、炭素価格 2 万円/t-CO<sub>2</sub> のとき、VREH-hyd30-cp2 と表す。cpinf は炭素価格無限大、すなわち炭素の排出を認めないゼロエミッションケースを表す。

#### 3.4.1 VRE 導入量

VRE の設備容量は最適化対象とせず、表 3.3 に示す通り、ケースごとに外生的に与えた。電力広域的運営推進機関が毎年公表している「供給計画のとりまとめ」[82]における 2029 年度末の九州エリア設備容量を Base ケース、文献 [83] の 2050 年社会受容性考慮最大導入ケースを最大 (HHH ケース) とし、その間を線形補間することで中間ケース (H, HH の 2 ケース) を作成した。HHH ケースのエリア別導入容量は、2029 年度末供給計画におけるエリアごと導入比率と同一とした。域内の年間電力需要に対する PV および WT の発電電力量 (出力制御考慮前) の比は、Base ケースで 21.3%、HHH ケースでは 88.2% にのぼる。日本全体における VRE 比率が 50-60% に及ぶ局面では、北海道や九州などの再エネ適地ではこのように非常に高い VRE 比率となることを想定しているものである。

#### 3.4.2 輸入水素単価

本章の検討では、輸入水素は毎時一定量の CO<sub>2</sub> フリー水素を一定価格で受け入れるものと仮定した。水素単価は 30 円/Nm<sup>3</sup> および 40 円/Nm<sup>3</sup> の 2 ケースを設定した。この水素価格はプラント渡し価格であり、荷揚げコスト等も含むが、水素貯蔵コストはタンクの設備費として考慮しているため含まない。なお、国は 2030 年に 30 円/Nm<sup>3</sup> の CIF 価格 (プラント渡し価格ではないことに

留意されたい) 目標をおいている [84].

### 3.4.3 炭素価格

炭素価格は、ケーススタディの設計変数として、0 - 30000 円/t-CO<sub>2</sub> の範囲で一定値を与えた。また、炭素価格を無限大にする構成についても併せて試算を行った。なお、本モデルは、DACCS や BECCS 等のネガティブエミッション技術を含まないため、炭素価格無限大ケースはゼロエミッション構成を指す。

## 3.5 各ケースの結果の概要

本研究で着目した LFC 需給および水素フローに関する詳細な分析を行うにあたり、まずは本モデルの主要なアウトプットである、最適化された電源構成およびエネルギーミックスについて論じる。

### 3.5.1 炭素価格の影響

はじめに、VREBase-hyd30 ケースにおいて炭素価格を変化させたときに最適設備容量およびエネルギーミックスに与える影響を調べた。結果を図 3.2(a) に示す。石炭火力と LNGCC の定格運転における燃料費が等価となる 10,157 円/t-CO<sub>2</sub>、同じく LNGCC と輸入水素による H2CC とが等価となる 17,509 円/t-CO<sub>2</sub> を境に、燃料の大きな置換が見られるが、石炭火力と LNGCC の性能の違いや、H2CC 導入に伴って水素タンクの導入が必要となることなどから、いずれのケースでも LNGCC は一定程度の設備量が必要となる。

炭素価格 0 円/t-CO<sub>2</sub> (VREBase-hyd30-cp0) では小規模に水電解装置が導入されるが (0.4 GW)、このケースでは安価な石炭発電の電力が利用可能なため、国内水素需要を輸入水素ではなく国内電力によって製造した水素によって部分的に供給しているものである。各ケースの年間の火力発電・蓄電・水素関連費用 (目的関数から炭素価格ペナルティを除いたもので、VRE 費用も含まない) の内訳を図 3.2(b) に示す。炭素価格を増加させ、主として用いられる燃料種が転換されるごとに大きく燃料費が増加し、cpinf (ゼロエミッション) ケースでは炭素価格 0 のときの約 2 倍となる。また、水素発電の増加により輸入水素費用の占める割合が増大し、ゼロエミッションケースでは 90% 以上となる。

### 3.5.2 国内 VRE 導入量および輸入水素コストの影響

水素発電が一定量導入される炭素価格 20,000 円/t-CO<sub>2</sub> ケースにおける、VRE 導入量および輸入水素コストの影響を分析した。ケースごとの最適設備容量を図 3.3 に、設備別の年間発電・消費電力量を図 3.4 に示す。VRE 導入量の増大に伴って、必要な火力発電の設備量は減少する。また、効率は比較的低いが kWh 単価の安い NAS 電池や水素蓄電 (水電解 + H2CC) が相当量導入されており、特性に応じた各エネルギー貯蔵技術の共存が最適構成となる。一方、kW 単価は、NAS 電

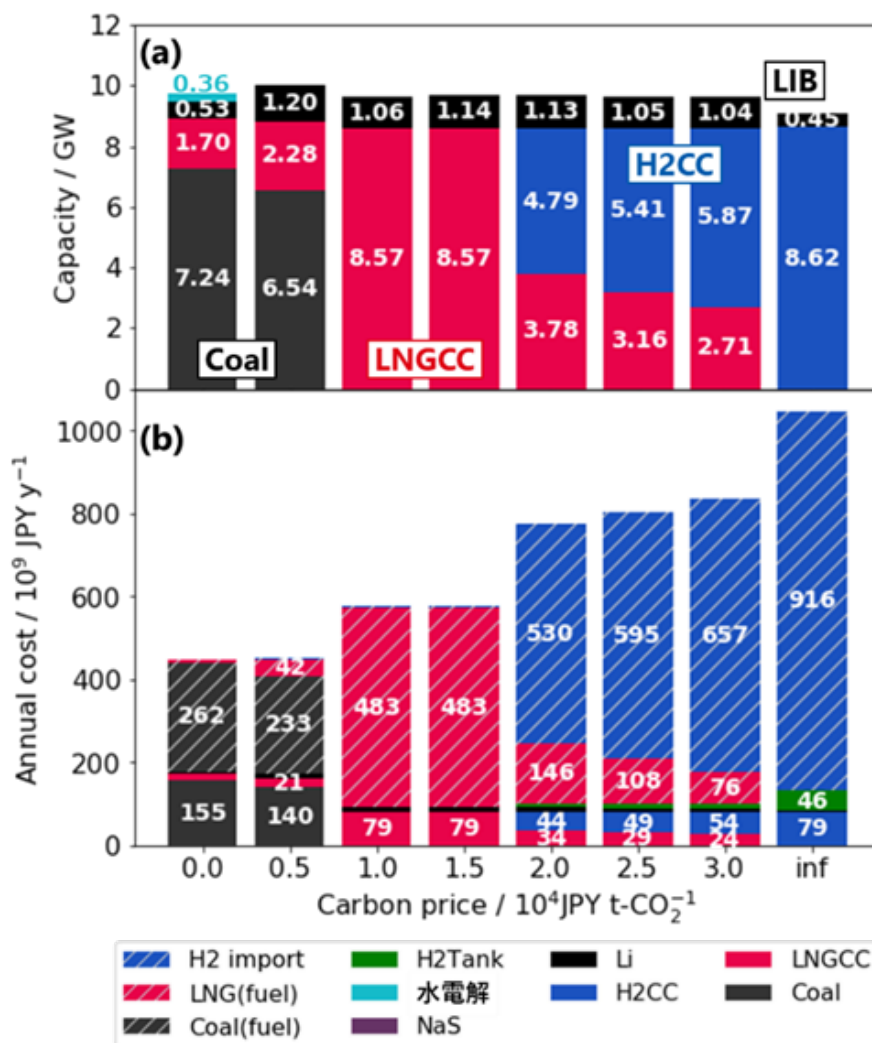


図 3.2 VREBase-hyd30 ケースにおける炭素価格ごとの (a) 最適設備容量および (b) 年間火力発電・蓄電・水素関連費用（網掛け：燃料費，塗り潰し：固定費）。

池 (13.8 万円/kW) よりも LIB (8.6 万円/kW) の方が安価なため、LFC 容量の確保や VRE が一時的に不足した際の予備力確保といった短時間出力が求められる用途に対応する設備として、いずれのケースでも一定量の LIB が導入されていると考えられる。

hyd30-cp2 ケースにおいて、VRE 導入量が VREHH まで増加すると LNGCC の導入量が増加する。これは VRE による発電電力量の増加に従って火力発電の設備利用率が低下し、毎時同量を受け入れる輸入水素を保管するための水素タンクコストを算入する H2CC の価格競争力が LNGCC に対して低下するためと考えられる。(LNGCC に有利な設定であるが、海外での CO<sub>2</sub> フリー水素製造が VRE 発電状況に依存し、生産量調整が難しいことを考慮すると一定の妥当性はあると考えられる。) 一方、VREHHH まで導入量が増えると、国内製造水素による H2CC が LNGCC よりも経済的になり、H2CC 導入量が増加する。ただし国内 VRE 発電量に限りがあるため、LNGCC をすべて H2CC で置換するには至らない。VRE 抑制率は、VRE 導入量が増加するほど大きくなる (表 3.4)。



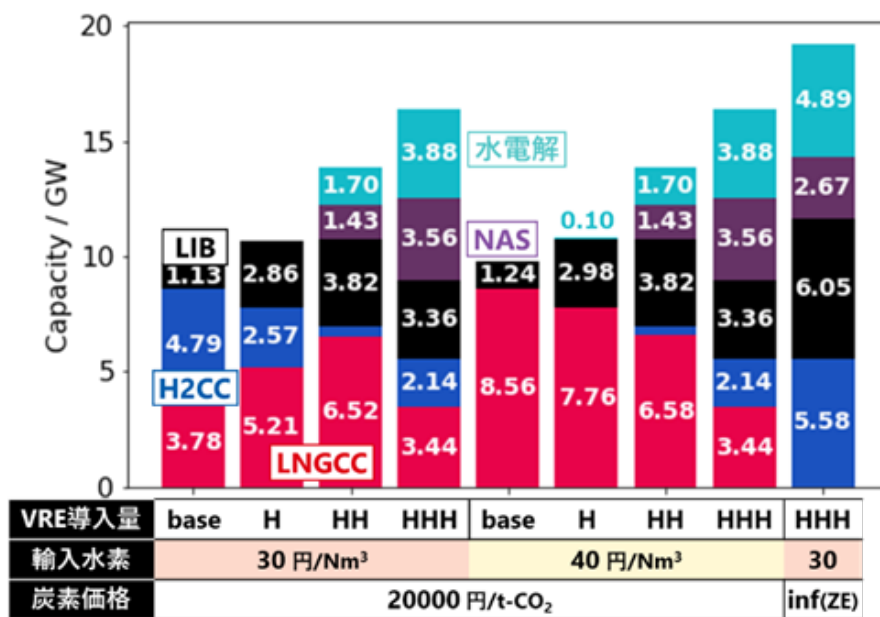


図 3.3 代表ケースの最適設備容量.

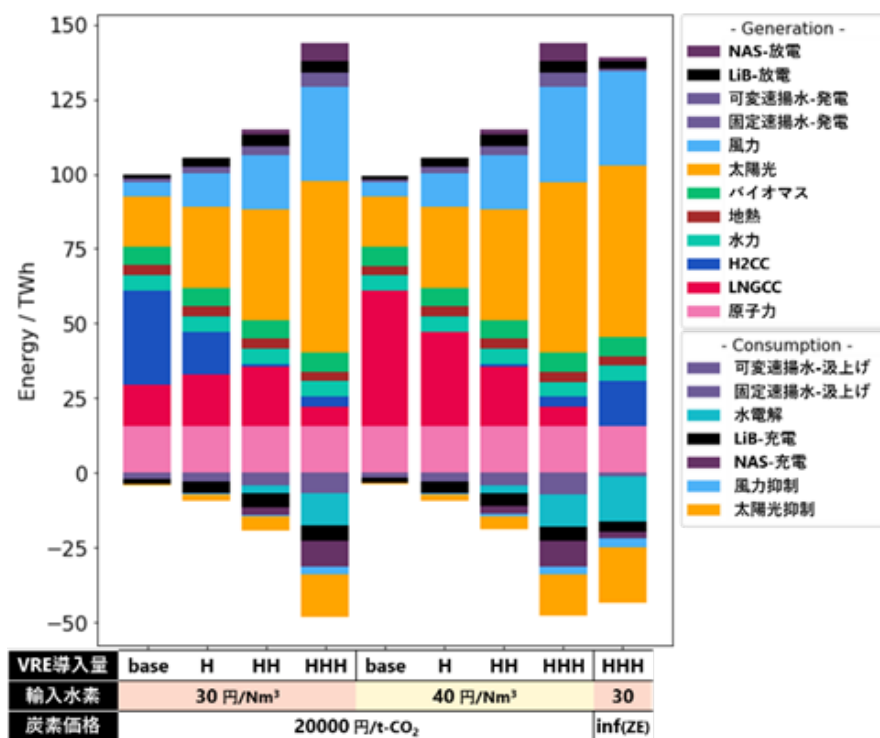


図 3.4 代表ケースの設備別年間発電・消費電力量.

表 3.4 ケースごとの VRE 抑制率 (cp2 ケース. VREHHH のみ cpinf (ゼロエミッション) の結果も併記).

	VREBase	VREH	VREHH	VREHHH
hyd30	1.5 %	7.6 %	9.4 %	19.4 % (cp2) 24.5 % (cpinf)
hyd40	1.3 %	7.0 %	9.5 %	21.0 % (cp2) 22.0% (cpinf)

VREHH-hyd30-cp2 と VREHHH-hyd30-cp2 とを比較すると、VRE 発電量・抑制量はそれぞれ 33.4 TWh, 11.9 TWh 増加し、これらのケースの差分として追加導入された VRE の抑制率は 36 % にのぼる。なお、輸入水素単価による VRE 抑制率の違いはほとんど見られないが、抑制率を上げるための蓄電設備の追加導入よりも LNGCC 発電量増加のほうが低コストなためと考えられる。cpinf (ゼロエミッション) ケースにおいては、輸入水素単価が大きい hyd40 は hyd30 に比べて国内 VRE の利用率を高める構成が最適となり、抑制率が低減される。

次に、ケースごとの国産水素および輸入水素需要を図 3.5(a) に示す。30 円/Nm<sup>3</sup> の輸入水素が利用可能な場合、国内 VRE 発電量が需要量の 50 % 未満 (VREBase および VREH) のとき輸入水素の発電利用が大規模に行われるが、国内 VRE 導入が十分に進むと輸入水素に対する国産水素のコスト競争力が増大するため水素輸入量は急激に低下し、国産水素の発電利用による消費が拡大する。輸入水素単価が 40 円/Nm<sup>3</sup> の場合、20,000 円/t-CO<sub>2</sub> という炭素価格では LNG から輸入水素への燃料転換に不十分なため、輸入水素はほとんど導入されない。それでも VRE 導入量が VREH 以下のときは、国内水素需要を満たすために国産水素ではなく輸入水素が用いられる。また、LNG が利用できない VREHHH-hyd30-cpinf (ゼロエミッション) においては、水素の国内製造を大規模に導入する一方、国内 VRE の 24.5 % は抑制し、不足するエネルギーは輸入水素によって供給する構成が経済的である。ゼロエミッションケースを除くほとんどのケースで、輸入水素か国産水素のいずれか一方のみを消費する結果となっているが、これは本モデルが水素の消費地を考慮していないため、安価に入手可能な手段のみが選択されるという自然な結果と考えられる。例外的に、VREHH-hyd30-cp2 では輸入水素と国産水素が共存して用いられている。これは、余剰電力には限りがあり、電力の kWh 価値が時間帯によって大きく異なるため、国内水素製造の限界費用は製造量に応じて遡増することから、輸入水素単価以下で製造可能な量だけ国産水素を製造し、残りは輸入水素を利用するという解を得たものと考えられる。

### 3.6 CO<sub>2</sub> 排出量低減効果

ここまで見た各ケースにおける、炭素価格と CO<sub>2</sub> 削減量との関係を図 3.6 に示す。縦軸は、電源部門での CO<sub>2</sub> 排出量を年間電力使用量 (国内水素製造分も含む) で除した値としている。なお、VRE 導入量は外生的に与えているため、炭素価格の増減に伴う VRE 導入量の変化による CO<sub>2</sub> 排出量削減効果は含んでいない点に注意されたい。輸入水素が 30 円/Nm<sup>3</sup> で利用可能な場合 (図 3.6 における青線)、2~3 万円/t-CO<sub>2</sub> 程度の炭素価格でほぼ脱炭素化が達成され、VREBase ケースであっても輸入水素の活用により排出量原単位 50 g-CO<sub>2</sub>/kWh 以下となる。一方、hyd40 ケースでは炭素価格を増加させても、蓄電設備の導入による国内 VRE の抑制率低減効果はあまり見られず

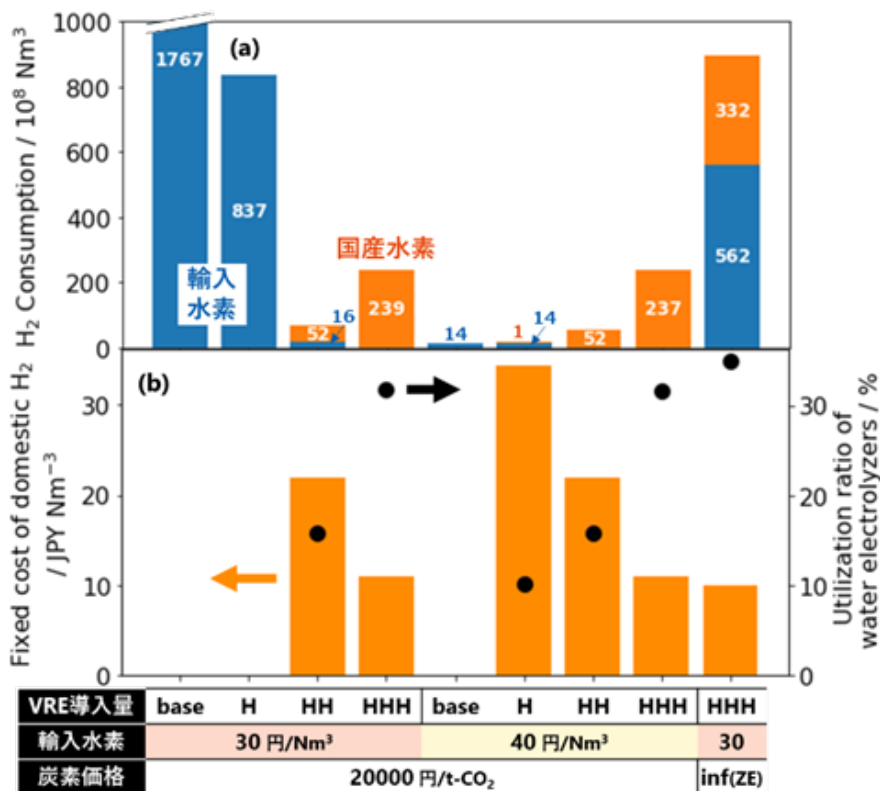


図 3.5 (a) 輸入水素（青）と国産水素（橙）の年間需要. (b) 国産水素の固定費単価（棒グラフ・左軸）、水電解装置利用率（散布図・右軸）.

(VREHH ケースでは炭素価格 1 万円/t-CO<sub>2</sub> のとき VRE 抑制率 12.7 %, 3 万円/t-CO<sub>2</sub> のとき 7.6 %), CO<sub>2</sub> 排出量は下げ止まる. したがって, 安価な CO<sub>2</sub> フリーエネルギーの輸入は脱炭素化の達成に向けて重要なオプションである. 政策的に国内 VRE 導入をどの程度進めていくかの長期的な戦略は, 水素をはじめとする輸入 CO<sub>2</sub> フリーエネルギーのコスト低減戦略や導入戦略とセットで議論されるべきであろう. VREBase-hyd30-cp3 では, VREBase-hyd30-cp0 ケースと比べて電力部門の CO<sub>2</sub> 排出量を 93% 削減できており, CO<sub>2</sub> 排出量の削減費用 (VRE 導入量増加効果を含まない) は, 約 1.3 万円/t-CO<sub>2</sub> と試算された.

### 3.7 各電源の運用と LFC 供給に関する考察

#### 3.7.1 各設備の詳細な運用の分析

本研究の主要な目的の 1 つは, 将来の LFC 供給の運用を詳細に分析することである. 本研究で開発したモデルは, 各電源の稼働状況がモード遷移によってあらわされるため, 部分負荷運転の様子などを詳細に分析することができるという大きな特徴を持つ. そこで, ここまでの各ケースのうち, 代表的なケースにおける各電源の運用と LFC 供給に関して考察を行う.

代表ケースとして, 以下の 2 ケースを取り上げて, 詳細に分析する.

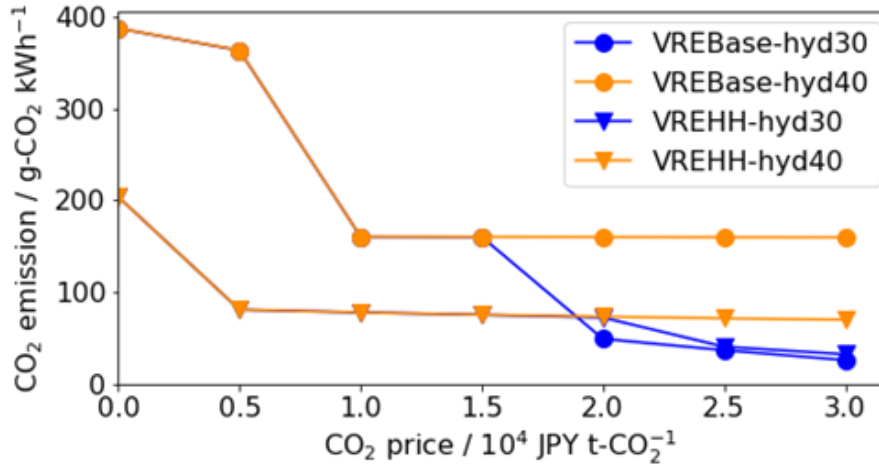


図 3.6 炭素価格と CO<sub>2</sub> 排出量の関係.

1. VREBase-hyd30-cp10 ケース: VRE 導入量の前提として比較的蓋然性の高い 2030 年度断面を想定し、電源構成も現時点での供給計画に近い LNGCC 中心となるケース
2. VREHH-hyd30-cp20 ケース: 大規模な VRE 導入が進むことにより域内での水素製造が一定程度行われ、さらに輸入水素による水素火力発電が大規模に導入されるケース

はじめに、本モデルのアウトプットがどのように得られるのかを示すために、VREBase-hyd30-cp10 ケースにおける、11/1~7 の各電源の運用を図 3.7 に示す。

図 3.7(a) は電力フローを表す。九州では、PV の普及率が高く、昼間は電力需要を上回る PV 発電が生じることがある。このため、昼間の余剰電力を蓄電池や揚水発電より汲み上げ、夜間に放電する運用が見られる。図に表示した 11/1~7 の間は、出力制御は発生していないが、年間を通すと春と秋に一定程度の出力制御が発生している。

図 3.7(b) は予備力の確保状況を表す。基本的に十分な予備力が確保されているが、特に PV 発電出力が増加した 11/3 および 11/4 は、LNGCC を昼間にバンキングモード（発電しない状態）に維持することから、最低限の予備力の未確保された状況となっている。

図 3.7(c) は LFC の必要量および設備ごとの供給量を示す。必要量を見ると、PV の発電電力による供給の割合が増える昼間に、LFC 必要量が大きくなっている事が分かる。供給量の内訳については、ほとんどの時間帯で灰色の LIB による LFC 供給が目立つ。昼間は、LNGCC を部分負荷運転させることで LFC 供給を行っているが、PV の発電が多い 11/3 や 11/4 は、LNGCC の大部分を LFC 供給ができないバンキングモードに移行させるため、代わりに揚水発電および LIB によって LFC 供給を行っている。

図 3.7(e) は LNGCC の運転モードごとの設備容量を表す。この時期は、設備の約 8 割が稼働し、特に夜間は最も効率の良い定格運転が行われる。昼間は PV 発電が増えるために出力を絞り、主に 30% 負荷運転または 50% 負荷運転が行われる。一部の設備は、発電出力をゼロとしながら完全には停止しないバンキングモードでの運用が行われる。これは、昼間のみ停止し、夜に立ち上げることによる起動停止コストをかけるよりも、バンキングモードによる燃料消費のほうが経済性を持つ

ことによると考えられる。

図 3.7(e) は LIB の運転モードごとの設備容量を表す。昼間の余剰電力に対して余裕のある設備容量を持っているため、定格での充放電はあまり行われず、部分負荷運転による充放電を行うことで、充放電と LFC 供給を同時に行うことが多い。昼間は、一部の設備が LFC モードを取っている。これは、火力発電による LFC 供給を行いつつ余剰電力を充電するオペレーションよりも、火力発電の出力を停止し、蓄電池が LFC 供給に専念する方が、コスト的に有利になりうることを示唆している。LFC モードで運用することによる充放電損失はモデルに織り込んでおり、蓄電池のオペレーションはかなり複雑であり、実際に電力需給に応じて最適に運用するためには、適切な市場設計や事業者による高度なオペレーションが必要となると考えられる。

同様に、より VRE が普及する前提である VREHH-hyd30-cp20 ケースの、11/1~7 の各電源の運用を図 3.8 に示す。図 3.8(a) の電力フローに示す通り、好天時は需要の 2 倍程度の PV 発電が見られる。この余剰電力は、種々の電力貯蔵技術による貯蔵（揚水、LIB、NAS 電池）が行われるとともに、水電解装置による水素製造に活用される事が分かる。

図 3.8(c) に示す LFC 必要量は、図 3.7 と比較して増加していることがわかる。これは、主に PV の導入量増加により増加する発電電力変動に対応するための必要量である。

図 3.8(g) に LIB の運転モード割合を示す通り、余剰電力発生時にも、LIB は LFC 供給を行うために、フル出力での充電を行わず、あえて出力を絞って充電を行っている。充電を行いながら LFC 供給を行う方法としては、フル出力での充電を行う設備と LFC モードで運用する設備とを適当な比率で組み合わせる方法と、充電出力を絞ることで LFC 供給を行う方法とが考えられる。LFC モードを用いると、LIB の LFC 供給ポテンシャルを最大限活用できるが、充電と放電を繰り返すことによる充放電ロスが発生するため、このモードを用いなければ LFC ただし、VRE の出力制御が発生している時間帯は、電力の限界費用が 0 円/kWh となっていることを意味するため、充放電ロスの多い運用を行っても全体の結果に影響を与えないため、11/4 には S80 モード（定格 80% 出力での充電）と LFC モードを組み合わせた運用が一定程度ランダムに選択されている可能性がある。

図 3.8(h) に示す通り、NAS 電池は LFC モードを取った時の充放電ロスが LIB よりもさらに大きいことから、フル出力での充電を行う傾向がみられる。

### 3.7.2 年間を通した LFC 供給の傾向

両ケースにおける LFC 供給の設備ごとの割合を週単位で平均化して年間を通して示したものが図 3.9 である。年間を通した LFC 供給における設備ごとの寄与割合は、VREBase-hyd30-cp10 ケースでは、LNGCC 33%、LIB 51 %、揚水発電 16 %であった。季節別にみると、LNGCC の設備利用率が高まる夏や冬には、LNGCC の寄与率が高まる傾向が見られる。年間を通して、LIB は不足する LFC 供給力を埋める役割を果たすものと示唆される。更なる VRE 普及を想定した VREHH-hyd30-cp20 ケースにおいては、LNGCC 3%、LIB 66 %、NaS 電池 16 %、揚水発電 10 %、水電解装置 5 %であった。VRE の普及に伴い、火力発電による LFC 供給の寄与が年間を通して大幅に低下するとともに、蓄電設備による供給が大半を占めるような結果である。

図 3.10 に示す、ケースごとの LNGCC の運用モード割合（週平均）を合わせて観察すると、

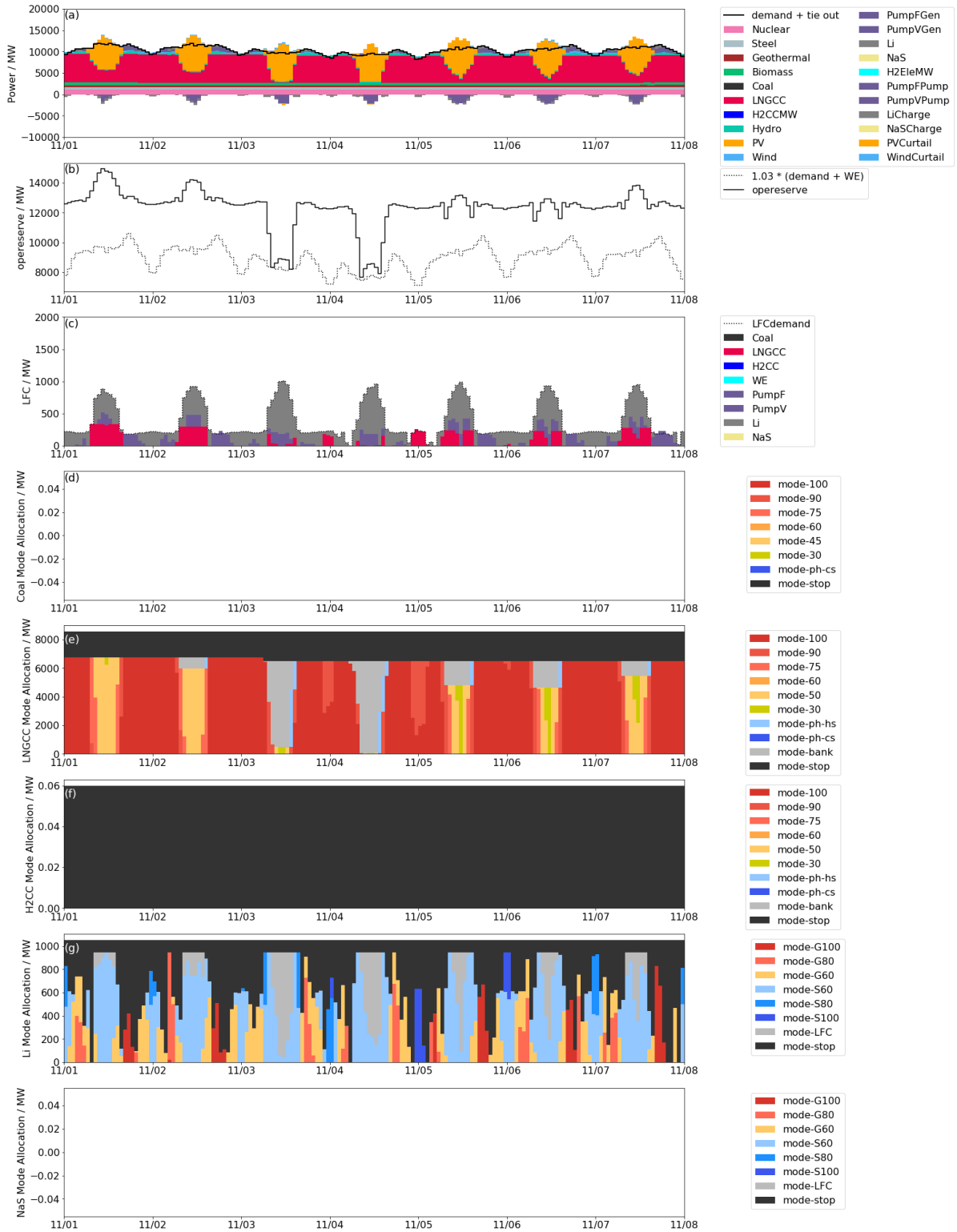


図 3.7 VREBase-hyd30-cp10 ケースにおける, 11/1~7 の各電源の運用および LFC 需給. (a) 電力フロー, (b) 予備力の確保状況, (c) LFC 必要量および設備ごとの供給量, (d)-(h) 各設備のモード別設備容量 ((d) 石炭火力 (本ケースでは導入なし), (e) LNGCC, (f) H2CC, (g) LIB, (h) NaS 電池 (本ケースでは導入なし).

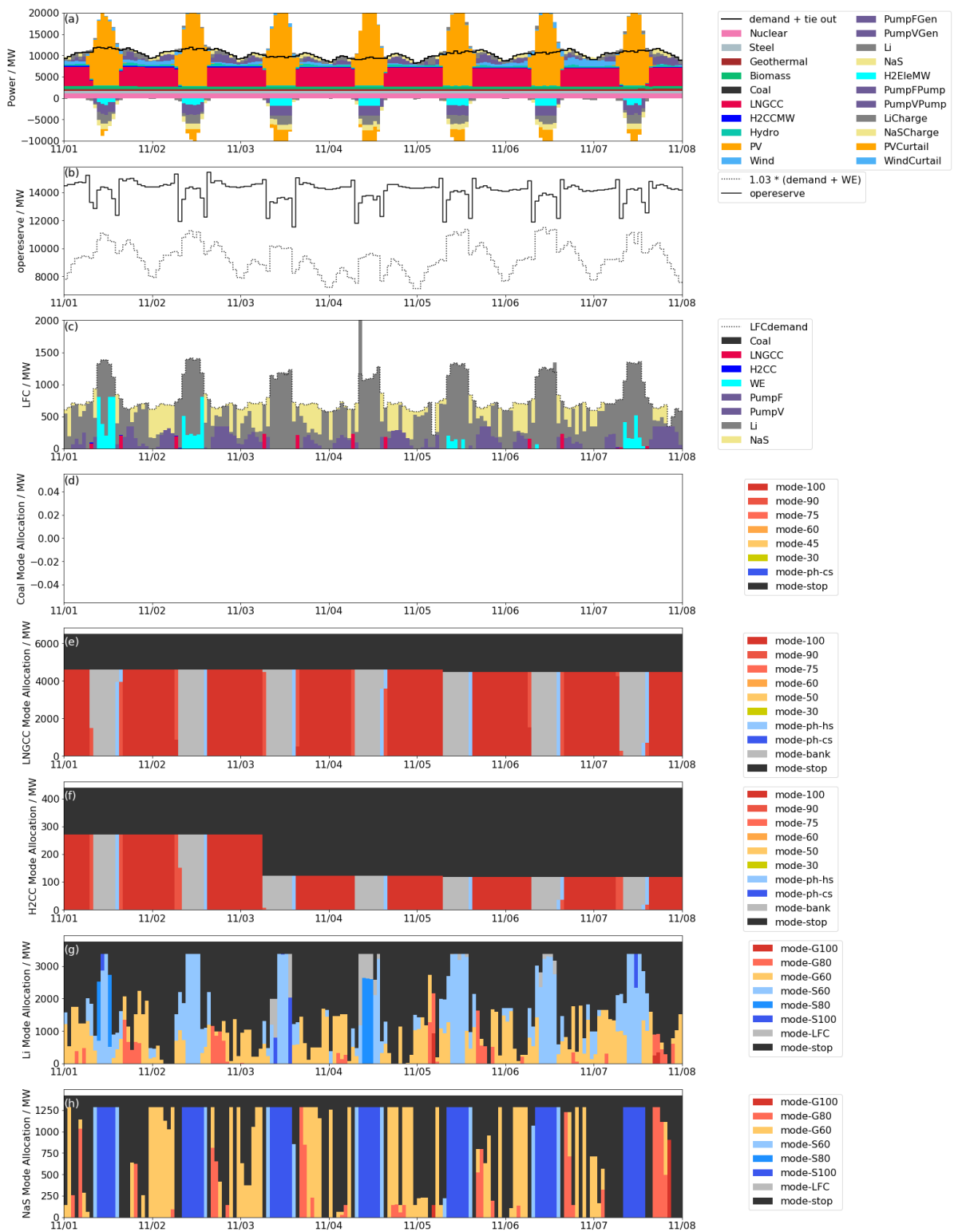


図 3.8 VREHH-hyd30-cp20 ケースにおける、11/1~7 の各電源の運用および LFC 需給。

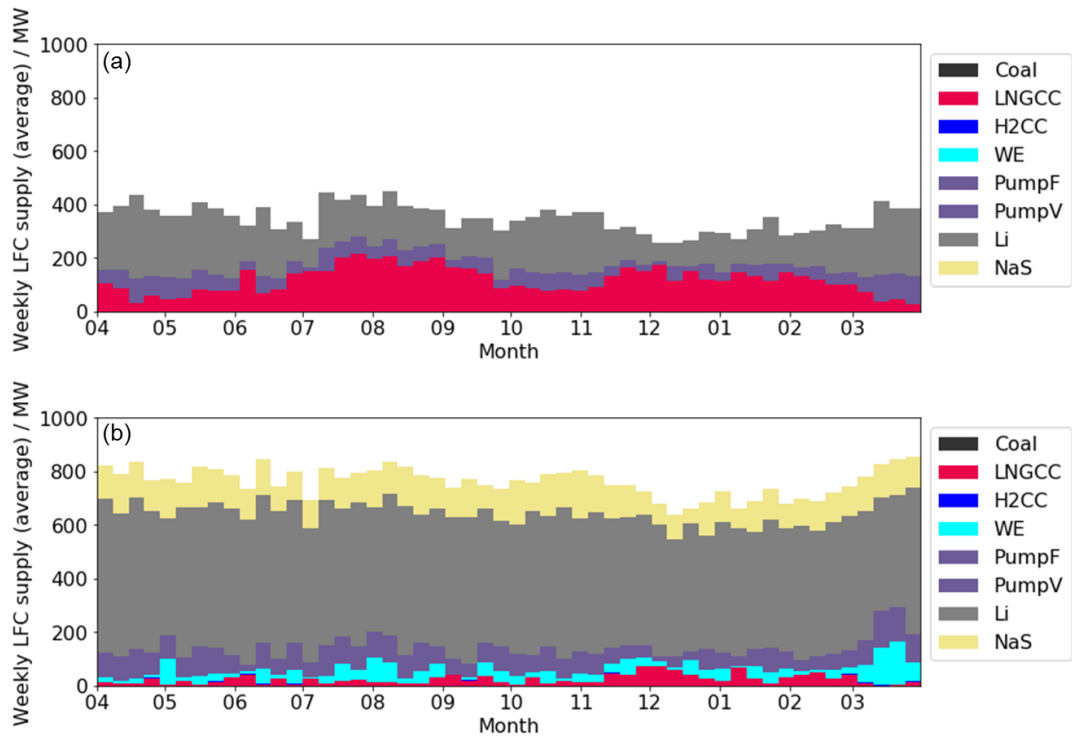


図 3.9 設備別 LFC 供給量 (週平均). (a) VREBase-hyd30-cp10 ケース , (b) VREHH-hyd30-cp20 ケース.

VREBase-hyd30-cp10 ケースでは年間を通じて比較的高い設備稼働率（年平均設備稼働率は）での運転が行われ、部分負荷運転も頻繁に行われる一方、VRE の普及が進んだ VREHH-hyd30-cp20 ケースでは、特に冬季以外の設備稼働率が低くなり、運転時も効率の良い定格運転が中心となっている。これは、VRE の普及とともに、タイムシフト用途での LIB 導入が大規模に進み、その余力 LFC 供給に活用する余地が生まれたことで、火力発電機の効率を低下させてまで LFC 供給を担う必要性が小さくなったためと考えられる。

同様に、図 3.11 にケースごとの LIB の運用モード割合（週平均）を示す。LIB の導入量は VRE の導入が進むとともに大幅に増加する一方で、LIB の運用の傾向は両ケースで類似している。いずれも部分負荷での充放電が主要な運転モードであり、年間を通して一部の時間帯で LFC モードで運用されている。このことは、VRE 普及率にかかわらず、LIB の主要な役割は、余剰電力のタイムシフトと LFC の供給であることを示唆している。

### 3.8 LFC 供給量制約を考慮することによる効果

LFC 供給力確保制約は、左辺と右辺とが一致する頻度が高く、厳しい制約条件の 1 つとなっている。たとえば、VREBase-hyd30-cp10 ケースにおいては年間 8760 時間中 7533 時間 (86%) で、VREHH-hyd30-cp20 ケースにおいては年間 8760 時間中 8369 時間 (96%) で、LFC 必要量 = LFC 供給量となっている。これは、この制約が設備構成や運用の最適化の結果に大きな影響を及ぼして



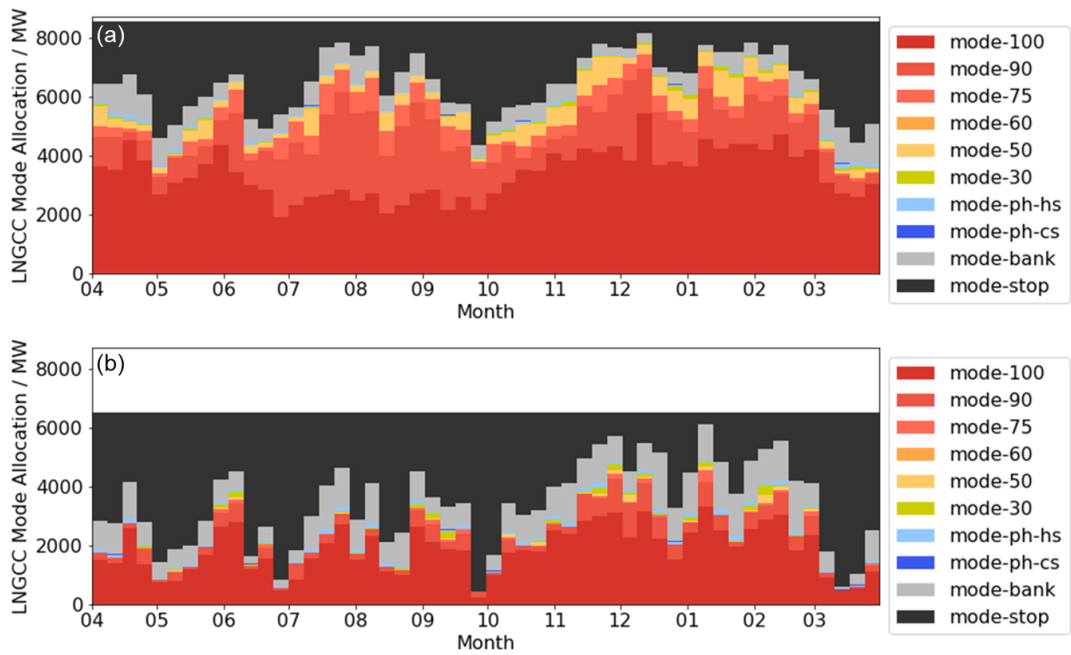


図 3.10 LNGCC の運転モード割合 (週平均). (a) VREBase-hyd30-cp10 ケース , (b) VREHH-hyd30-cp20 ケース.

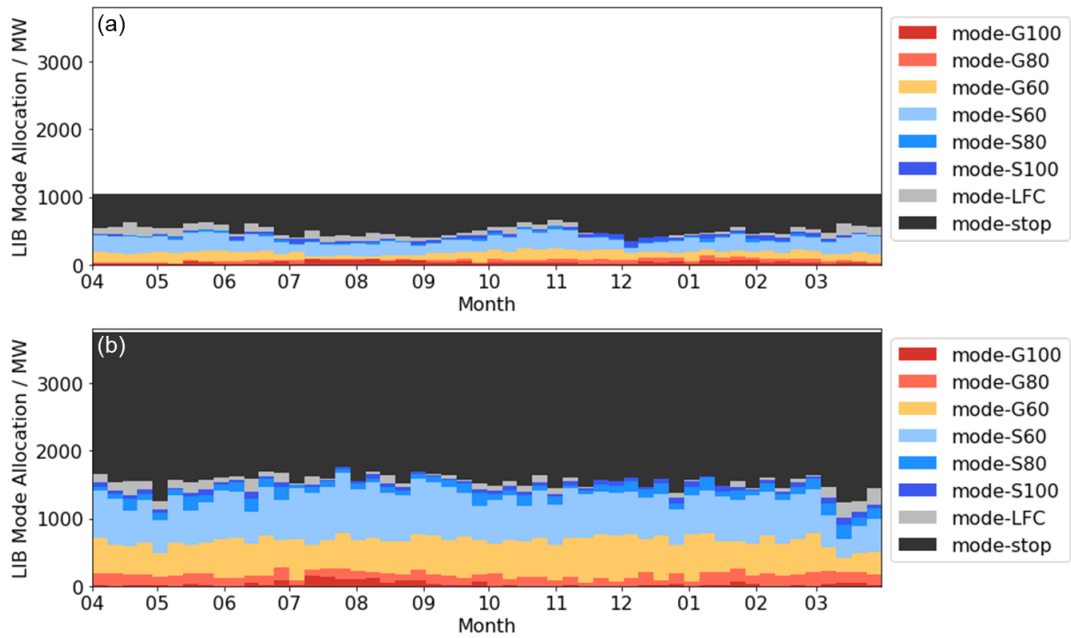


図 3.11 LIB の運転モード割合 (週平均). (a) VREBase-hyd30-cp10 ケース , (b) VREHH-hyd30-cp20 ケース.

いることを示唆している。

そこで、本研究により、LFC 供給構造を詳細にモデリングした効果を定量的に確認するため、LFC 供給力確保制約を考慮しない場合の結果との比較を行う。VREBase-hyd30-cp10 ケースと前提条件を揃え、LFC 供給力を確保する制約のみを取り除いたケースについて試算を行った。結果を 11/1～7 の各電源の運用を図 3.12 に示す。LFC 供給力確保を考慮したケースの結果である図 3.7 と比較すると、まったく運用の様相が異なることがわかる。

図 3.12(c) は LFC 必要量および供給量を表している。点線で示す LFC 必要量に対して、塗りつぶしであらわされる LFC 供給量が常に不足している。図 3.12(e) は LNGCC のモードの割合を示すが、LNGCC は PV 発電出力が増加する昼間において、バンキングモードや最低出力での運転を行い、LFC 供給を行っていない。結果として余剰電力の発生はやや低減されている。図 3.12(g) のとおり、LIB は定格での充電または放電のみの運用となる。主には昼間の余剰電力を充電して夜間に放電するという、揚水発電と同様の運用となる。当然ながら LFC モードは一切用いられない。

このように、LFC 供給力確保制約を考慮しない場合に、最適運用が大きく異なることが明らかとなった。結果として、LFC 考慮を適切に行う場合とそうでない場合とで、最適設備構成、とくに蓄電設備容量について、大きな差異が生じる (図 3.13)。VREBase-hyd30-cp10 ケースでは、LFC 考慮を行わない場合、LIB もほとんど導入されない。LFC 考慮ありのケースで導入された 1.1GW の LIB は、LFC 供給のみならず、余剰電力の充電と夜間における放電を行ういわゆるタイムシフトの運用が見られたことから、LIB の最適な導入量を評価するうえでは、複数のユースケースを適切に考慮する必要があることが示唆される。同様に、VREHH-hyd30-cp20 ケースでは、LFC 考慮を行うことで、LIB や水電解装置の導入が増える一方、NaS 電池の導入量が減少した。これは、LIB は kW 単価が NaS 電池より小さいため、LFC 供給能力として比較的高い LIB が優先的に導入された結果、NaS 電池が担っていたタイムシフトの役割を一部肩代わりしたものとみられる。

以上の検討より、特に VRE が普及し、従来型電源による LFC 供給が自然には行われぬ局面において、電源構成や電源運用を考察するうえで、LFC 必要量の確保を正しく取り扱うことが重要であることが示された。

## 3.9 水素の運用における特徴

### 3.9.1 国内水素製造の効果

国産水素が導入されるケースにおける国産水素の固定費単価は、図 3.5(b) に示す通り輸入水素単価よりも小さく、余剰電力を活用した水素製造を行うことで、輸入水素よりも安価な水素製造が可能である。実際、他の炭素価格での結果も含め、水電解装置が導入される場合の最適な利用率は 10 - 35 % であり、水素製造は余剰電力が発生している時間帯に選択的に行われている。余剰電力は無償で利用できると思われるため、水素製造コストは固定費に強く依存する。したがって、国内水素コスト低減においては水電解装置の一層の低価格化が重要である。(ただし送電コストについて別途検討が必要である。)

国内水素製造を行う効果を詳細に確認するため、VREHHH-hyd30-cpinf における水電解利用不

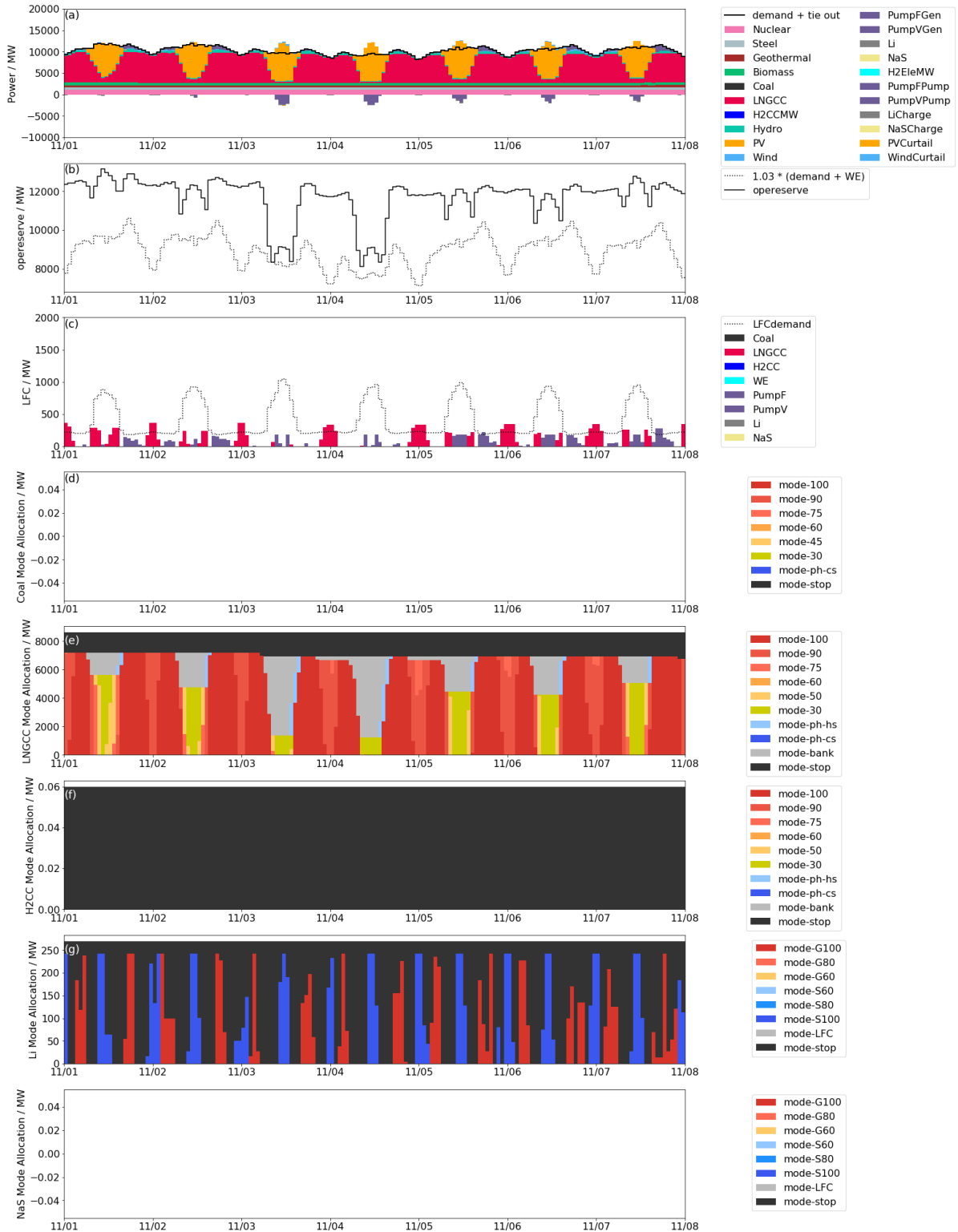


図 3.12 VREBase-hyd30-cp10 (LFC 制約考慮なし) ケースにおける, 11/1~7 の各電源の運用および LFC 需給. (a) 電力フロー, (b) 予備力の確保状況, (c) LFC 必要量および設備ごとの供給量, (d)-(h) 各設備のモード別設備容量 ((d) 石炭火力 (本ケースでは導入なし), (e) LNGCC, (f) H2CC, (g) LIB, (h) NaS 電池 (本ケースでは導入なし).

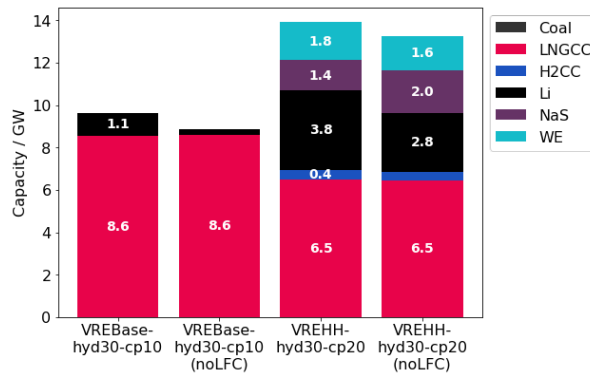


図 3.13 代表 2 ケースにおける，LFC 考慮あり/なしでの最適設備容量の比較

可ケースとの比較を行った結果を図 3.14 に示す。水電解が利用可能な場合，最適な VRE 抑制率が 37.3 % から 24.3 % に大きく低下することから，水素による電力貯蔵は大量導入された国内 VRE の活用に非常に効果的である。このときの最適な水素タンク容量 [kNm<sup>3</sup>] と水電解装置設備容量 [kNm<sup>3</sup>/h] との比は  $268264/21708 = 12.4$  h であり，任意の容量比による構成が可能のため安価に長時間の蓄エネルギーが可能という特徴が，他の蓄電技術との差別化要因の 1 つと考えられる。また，水電解が利用可能なケースでは，年間で 333 億 Nm<sup>3</sup> の国産水素を製造することで，利用不可の場合に比べて 174 億円の総費用削減効果があるが，この削減分は主に国内 VRE 抑制率の減少に伴う輸入水素量の減少による。

### 3.9.2 水素需給プロファイルの特徴

水素関連設備の詳細な運用および 1 時間ごとの水素需給フローにおける特徴の分析については，第 4 章でより精緻化したモデルによるケーススタディを行ったため，その結果をもとに 4.5 節にて分析を行う。

## 3.10 結論

本章では，第 2 章で構築したモデルを用いて，VRE 導入の進む九州エリアを対象とした初期的なケーススタディにより，次のような結果を得た。

- 本モデルにより，VRE 大量導入時における LFC 必要量および LFC 供給量を 1 時間ごとに詳細に分析可能であることを示した。具体的な分析により以下のような結果を得た。
  - LFC 必要量は，VRE 普及に伴って大幅に増大する。
  - 将来的に LFC 供給を担う主体は VRE 普及率によって大きく異なるものの，VRE 導入が進むにつれ蓄電池が担う割合が大きくなる。例えば，2030 年度の VRE 普及率 (kWh 比率で 21%) のとき，代表的なケースにおいて蓄電設備 (LIB, NaS 電池, 揚水発電の合計) が LFC 供給を担う比率は 64% であったが，2040 年を想定した VRE 普及率 (kWh 比率で 21%) においては，92% にまで増大した。

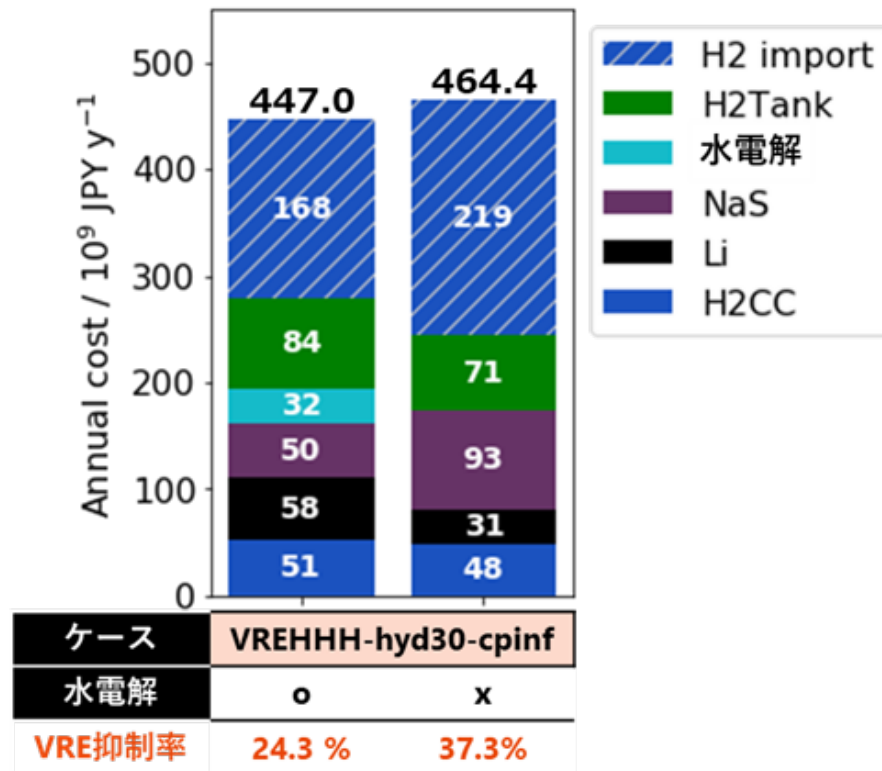


図 3.14 VREHHH-hyd30-cpinf における水電解有無による火力発電・蓄電・水素関連費用および VRE 抑制率の差.

- 蓄電池が LFC 供給のみに専念する LFC モードを設定したところ、特に電力供給の主体が PV となり LFC 供給力の不足する昼間において、盛んに LFC モードが用いられることが確認された。
- また、VRE が普及し、国内での水素製造が導入されると、特に余剰電力が発生するものの十分ではない時間帯において、水電解装置が部分負荷運転を行い LFC 供給を行う運用が見られた。
- LFC 必要量確保制約を考慮した場合としない場合との結果の差異を示した。
  - 当該制約の有無により、蓄電池導入量に 1 桁程度の差異が生じうる。
  - 当該制約を考慮する場合、蓄電池や火力発電の最適運用は、LFC 供給を行うための部分負荷運転や LFC 供給モードでの運用が多くみられる。
- 最適な構成や水素導入量は、輸入水素コストや国内 VRE 導入量によって大きく異なる。多くのケースで、特性やコストの異なる複数の電力貯蔵手段 (LIB, NAS, 国産水素, 輸入水素) が共存して導入される。
  - 輸入水素が 30 円/Nm<sup>3</sup> で利用できる場合でも、国内 VRE 導入量が kWh ベースで需要比 50 % 程度まで増大すると、国内製造した水素を用いた水素発電が導入される。これは国内水素製造単価が 30 円/Nm<sup>3</sup> を下回ることを示唆する。(ただし本モデルでは送電コストを考慮していない点に留意が必要。)

- このときの水電解装置の最適運用の特徴として、10 – 35 % 程度の利用率で主に余剰電力を活用して行われることと、LFC 供給に寄与することが挙げられる。

## 参考文献

- [29] 矢部 邦明 and 林 泰弘. 「蓄電池を再生可能エネルギーと併用する場合の環境性と経済性のエネルギーチェーンを考慮した評価」. Japanese. In: 『エネルギー・資源学会論文誌』 40.3 (2019), pp. 69–77. DOI: 10.24778/jjser.40.3\_69.
- [70] 原田 耕佑 et al. 「輸入水素および国内製造水素の発電・直接利用を含む電源構成・需給最適化モデルの構築」. Japanese. In: 『エネルギー・資源学会論文誌』 42.5 (2021), pp. 315–324. DOI: 10.24778/jjser.42.5\_315.
- [71] 『系統情報の公開』. ja. URL: [https://www.kyuden.co.jp/td\\_service\\_wheeling\\_rule-document\\_disclosure.html](https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure.html) (visited on 11/16/2023).
- [72] 『再生可能エネルギー 事業計画認定情報』. Japanese. URL: <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary> (visited on 11/16/2023).
- [73] 『太陽光発電について』. Japanese. Tech. rep. 第 63 回 調達価格等算定委員会: 経済産業省, Nov. 2020. URL: <https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/063.html> (visited on 11/16/2023).
- [74] 『平成 30 年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査（日独における水素導入シナリオに関する調査）報告書』. Japanese. Tech. rep. 経済産業省, Feb. 2020. URL: <https://cir.nii.ac.jp/crid/1690294973953493760> (visited on 12/04/2023).
- [75] 宮崎 茂次 and 柳川 佳也. 「ガソリンスタンドにおける自動勤務表スケジューリング」. Japanese. In: 『生産管理』 12.2 (2006), pp. 85–91. DOI: 10.14846/seisankanri1995.12.2\_85.
- [76] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構, ed. 『NEDO 水素エネルギー白書』. 日刊工業新聞社, Feb. 2015. ISBN: 978-4-526-07356-4. URL: [https://www.nedo.go.jp/library/suiso\\_ne\\_hakusyo.html](https://www.nedo.go.jp/library/suiso_ne_hakusyo.html) (visited on 12/04/2023).
- [77] 『九州経済の現状 (2021 年版)』. Japanese. Tech. rep. 九州産業経済局. URL: [https://www.kyushu.meti.go.jp/keiki/chosa/genjyo/genjo\\_2021\\_r2.pdf](https://www.kyushu.meti.go.jp/keiki/chosa/genjyo/genjo_2021_r2.pdf) (visited on 11/01/2023).
- [78] 総合資源エネルギー調査会. 『各電源の諸元一覧』. jan. Tech. rep. 資源エネルギー庁, Sept. 2021. URL: [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/pdf/cost\\_wg\\_20210908\\_02.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_02.pdf) (visited on 12/01/2023).
- [79] 『ガス事業の現状と課題』. Japanese. 2015. URL: <http://www.city.mitsuke.niigata.jp/secure/18241/genjokadai.pdf> (visited on 11/14/2020).

- [80] *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*. Tech. rep. IRENA, Oct. 2017. URL: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets> (visited on 12/03/2023).
- [81] 『よくあるご質問』. ja. URL: <https://www.ngk.co.jp/product/nas-faq.html> (visited on 12/03/2023).
- [82] 『2020 年度供給計画の取りまとめ』. Japanese. Tech. rep. 電力広域的運営推進機関, Mar. 2020. URL: [https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/200331\\_kyokei\\_torimatome.pdf](https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/200331_kyokei_torimatome.pdf) (visited on 11/01/2023).
- [83] 朝野 賢司, 永井 雄宇, and 尾羽 秀晃. 『ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討』. Japanese. Tech. rep. 電力中央研究所, Dec. 2020. URL: [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/034/034\\_007.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/034/034_007.pdf) (visited on 11/01/2023).
- [84] Ministry of Economy, Trade and Industry. *The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells*. Mar. 2019. URL: [https://www.meti.go.jp/english/press/2019/0312\\_002.html](https://www.meti.go.jp/english/press/2019/0312_002.html) (visited on 03/24/2022).

## 第4章

# ケーススタディ：ゼロエミッション前提 における電力・水素設備運用に関する 考察

### 4.1 本章の概要

本章では、分析対象を日本全国に拡張した上で、2050年ゼロエミッション構成を前提とした分析を行う。特に、毎時の水素需給に関する分析を詳細に行う。この中では、水素関連設備の運用の特徴の考察のほか、水素の輸入に関する条件設定がどのように全体の結果に影響を及ぼすかについて考察を行う。さらに各種設備コストに対する感度解析を行う。

第3章との相違点について、表4.1にまとめる。

### 4.2 主要な前提

#### 4.2.1 発電設備容量

各電源の発電設備容量は表4.2の通り設定した。水力・地熱・バイオマスは、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 [85] に示されている政策強化ケースの値ま

項目		第3章	第4章
モデル	水素輸入量	毎時一定	1日単位で変動
	輸入水素費用	変動費のみ	固定費も考慮
分析対象	エリア	九州エリア	日本全国
	設備	石炭やLNGを含む	ゼロエミッションのみ
主な考察対象		LFC供給力	水素需給

表4.1 第3章と第4章のケーススタディの主な相違点



表 4.2 発電設備容量の想定.

設備	設備容量 [MW]
Nuclear[86]	23,740
Geothermal[85]	1,480
Biomass[82]	5,130
Hydro[85]	23,200
Pumped Hydro (fixed speed)	25,312
Pumped Hydro (variable speed)	4,626
PV[86]	260,000
Wind[86]	90,000

たは 2020 年度における 2029 年度末供給計画 [82] を用いた.

原子力は今後新設されず, 運開後 60 年で廃止した場合の 2050 年時点の設備容量を想定した.

揚水発電は 2021 年時点の導入量を維持するものとし, 可変速のみ汲み上げ運転時にも LFC 供給可能とした.

#### 4.2.2 電力需要

電力需要は, 各送配電事業者が公開する 2020 年度の電力需要実績 [87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 71] に, 3.3.3 節の方法で, 10 kW 未満の設備の太陽光発電による自家消費分を足し戻して実需要カーブを推定した.

#### 4.2.3 PV 発電量

各送配電事業者が公開する 2020 年度の 1 時間ごとの太陽光発電電力実績 [87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 71] に, 3.3.3 節の方法で 10kW 未満の設備による自家消費分の推定発電量を加えたものをベースカーブとして, 設備容量に応じて定数倍した.

#### 4.2.4 風力発電量

風力発電のプロファイルは, 将来の洋上風力発電の普及により, 現在と発電プロファイルが大きく変化する可能性が高いため, 陸上風力と洋上風力に分けて作成した.

陸上風力のプロファイルは, 各送配電事業者が公開する 2020 年度の風力発電実績 [87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 71] を設備容量に応じて定数倍することで作成した.

洋上風力のプロファイルは, AMeDAS[95] の風速 10 分値を基に作成した. 電中研が公開する洋上風力発電導入ポテンシャルマップ [96] において, ポテンシャルの大きいエリアの近傍の観測点を抽出した. AMeDAS の風速データは高さ 10m で測定されているため, この風速  $v_{10}$  を式 4.1 により高度 90m の風速  $v_{90}$  に変換した [97]. 式 4.1 で 1/8 とした乗数部分は, 市街地では 1/2~1/4,

表 4.3 選定した AMeDAS 観測地点の 90m 換算年平均風速.

観測地点	90m 換算年平均風速
宗谷岬	10.25
銚子	7.64
飛島	6.94
野母崎	6.87
松前	6.65
室蘭	6.43
稚内	6.37
浜中	6.32
浜益	6.31
にかほ	5.71
湖山	5.62
石田	5.57
八森	5.56
上大津	5.49
枕崎	5.45
石巻	5.38
瀬戸	5.28
三国	5.10

障害物のない海上では 1/10 程度となる経験則によって決定される値であるが、選択した地点はいずれも海岸に近いことから、1/8 とした.

$$v_{90} = v_{10} * (90/10)^{1/8} \quad (4.1)$$

このように得られた高さ 90m 換算風速の年間平均が 5 m/s 以上の地点を、計算対象とした. 選定した地点の一覧を表 4.3 に示す.

ここで、洋上風力発電の建設地は、年平均風速が 7m/s 以上の地点を中心に選択されると考えられることから、年間平均風速が 7 m/s 未満の地点は、7 m/s となるように定数倍により規格化した. 次に、風速を発電電力に変換するパワーカーブは文献 [97] を参考に、図 4.1 のとおり設定した. このように得た各地点の発電プロファイルを、エリアごとに平均したうえで、「洋上風力産業ビジョン (第 1 次)」 [98] が示すエリア別の 2040 年時点の洋上風力発電導入目標 (全国 45GW) に従って、重みをつけて合計し、全国発電プロファイルとした.

最終的に得られた日本全国の洋上風力発電プロファイルを、縦軸を時刻、横軸を日付として図 4.2 に示す. 年間を通して、9 時頃から 18 時頃の昼間に発電量が大きい傾向が見られる. また、6~8 月は発電量が低下し、12~2 月には発電量が大きくなる傾向が見られる.

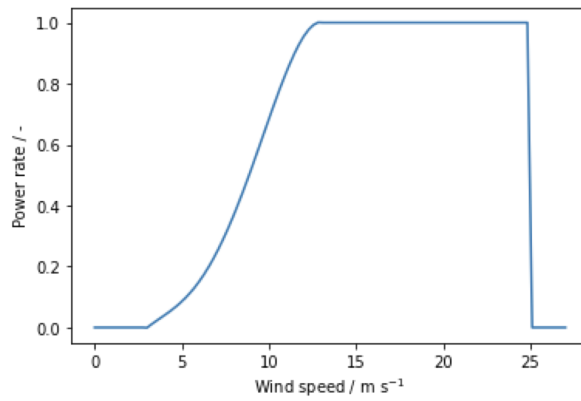


図 4.1 風力発電の想定パワーカーブ.

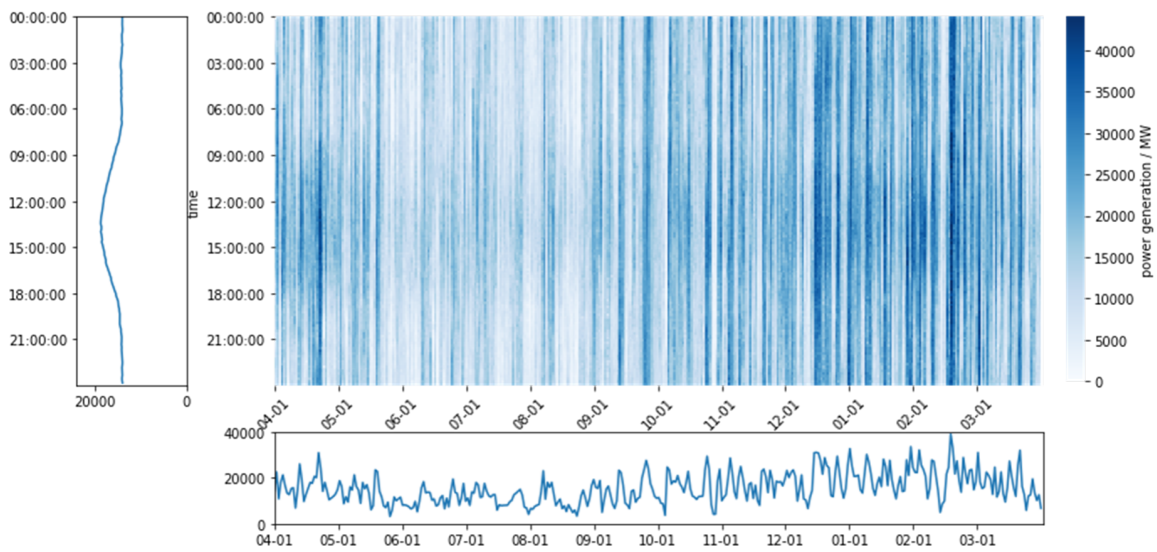


図 4.2 全国の洋上風力発電プロフィール.

#### 4.2.5 原子力

原子力発電の発電量は、年間を通じて一定とし、設備容量の 80% を常時出力するものとした。

#### 4.2.6 その他の発電量

一般水力、地熱、バイオマス発電の毎時発電量カーブは、2020 年度の毎時出力実績をもとに、それぞれ設定した設備容量となるよう定数倍して作成した。

表 4.4 2050 年時点の部門別水素需要想定.

部門	水素需要想定 [ $10^6$ t/y]
transport	2.80
steam generation and chemicals	7.60
metallurgy and ceramics	2.50
low temperature process heat	0.70
CHP and DH	2.80
buildings	2.30
total	18.70

#### 4.2.7 水素需要

水素は、発電用途以外の需要が存在するものとした。2050 年カーボンニュートラルを前提としたときの国内水素需要の解析の例は乏しいが、文献 [61] を参考に、国が示している 2050 年時点 2000 万トン/年の導入目標と整合するよう、4.4 のように設定した。このうち、運輸 (transport) 部門向け需要については、3.3.4 と同様に年間の需要曲線を作成した。その他の需要は、年間一定とした。

#### 4.2.8 輸入水素費用

第 2 章で検討した通り、輸入水素費用は、輸入設備費等の固定費と、水素調達コスト等の変動費に分解して考慮した。想定した輸入水素のプラント渡しコストは表 2.3 の通りとする。また、第 3 章の仮定と異なり、ベースケースにおいては、輸入水素は、1 日ごとに任意の量の CO<sub>2</sub> フリー水素を一定価格で受け入れるものと仮定する。一方、輸入水素を毎時一定量で輸入する必要があるとする `impfix` ケースについても検討を行う。

#### 4.2.9 各電源の諸元・設備費

各電源・蓄電設備の諸元・設備費は、表 4.5 のとおり設定する [78, 99, 84, 100, 101]。原則として第 3 章の前提と同じとする。ただし、エネルギー資源帳が公開する「各電源の諸元一覧」が 2021 年に更新されたため [78]、H2CC のスペックについて更新をしている。また、近年価格低下が著しい LIB について、第 3 章の試算時よりもさらに価格低減が進むことを想定し、15 kJPY/kWh をベース条件として設定した。これに伴い、NaS 電池は LIB に対してすべてのスペックで劣後することとなるため、すべてのケースで導入されないことが自明となるため、構成から除外した。また、水素タンクについて、第 3 章で設定した低圧ガスタンクに加え、輸入水素を貯蔵する液化水素タンクを想定した。

表 4.5 ベースケースにおける各設備のコストおよび性能に関する設定.

設備	Capital cost	O&M cost [%-capex/y]	Lifetime [y]	Discharge time [h]	Efficiency
H2CC	161 kJPY kW <sup>-1</sup>	4.43	40	-	57% <sup>a</sup>
PSHF	-	-	-	8	$\eta_{\text{PSHF}}^{\text{rt}} = 70\%$ <sup>b</sup>
PSHV	-	-	-	8	$\eta_{\text{PSHV}}^{\text{rt}} = 70\%$ <sup>b</sup>
LIB	15 kJPY kWh <sup>-1</sup>	2.0	15	4	$\eta_{\text{LIB}}^{\text{rt}} = 87\%$ <sup>b</sup>
WE	50 kJPY kW <sup>-1</sup>	2.0	15	-	79%
H <sub>2</sub> Tank (gas)	4.7 kJPY Nm <sup>-3</sup>	2.0	30	-	100% <sup>c</sup>
H <sub>2</sub> Tank (liq.)	313 JPY Nm <sup>-3</sup>	4.0	20	-	- <sup>d</sup>

<sup>a</sup> Thermal efficiency at rated operation.

<sup>b</sup> Roundtrip energy efficiency.

<sup>c</sup> Since low-pressure storage using the discharge pressure of WE is assumed, no additional compression power is assumed for storage.

<sup>d</sup> Used to store only imported hydrogen, not domestically produced hydrogen.

#### 4.2.10 炭素価格

本章では、ゼロエミッション構成を前提としており、石炭火力および LNGCC を取り扱わないため、炭素価格についても取り扱わない。

### 4.3 ケース設定

本章の試算で感度解析の対象とした変数は、LIB 単価、水電解装置単価である。また、輸入水素調達の柔軟性に関する仮定について、2 種類のケースを設定した。本章で試算したケース一覧を表 4.6 に示す。

■設備単価 特に技術進展に関する不確実性の高い LIB および 水電解装置 の単価低減に対する感度解析を行う。ケース名は  $LxWy$  とし、LIB 単価は  $x = 10, 15$  [kJPY kW<sup>-1</sup>]、水電解装置単価は  $y = 25, 35, 50$  [kJPY kW<sup>-1</sup>] とする。L15W50 をベースケースとし、技術進展により LIB と水電解装置がより安価になるケースを分析する。

■輸入水素調達の柔軟性の仮定 ベースケースの別の派生ケースとして、輸入水素調達の柔軟性に関して、以下の 2 通りの設定のもと試算を行った。

- 輸入設備キャパシティを上限として、1 日ごとに任意の流量で輸入可能 (flexible: ベース

表 4.6 第 4 章のケーススタディにおけるケース一覧.

ケース名	LIB 単価	水電解装置単価	輸入水素調達の柔軟性
L15W50(Base)	15000 円/kWh	50000 円/kW	flexible
L15W35	15000 円/kWh	35000 円/kW	flexible
L15W25	15000 円/kWh	25000 円/kW	flexible
L10W50	10000 円/kWh	50000 円/kW	flexible
L10W35	10000 円/kWh	35000 円/kW	flexible
L10W25	10000 円/kWh	25000 円/kW	flexible
Base-hydfix	15000 円/kWh	50000 円/kW	年間を通して一定

ケース)

- 年間を通じて、毎時一定の量を輸入する (hydfix ケース)

前者は、柔軟な国際水素サプライチェーンが構築されているか、流動性の高い水素市場が成立しており、需要に応じて調達量を調整できるとの仮定に基づく。多くの文献ではこの仮定を採用している。一方、後者は、CO<sub>2</sub> フリー水素の製造は VRE に基づくために柔軟な調整が困難であり、年間を通しておおむね一定量で調達する必要があるという制限が発生するという仮定に基づく。(第 3 章の試算はこの仮定のもと試算を行った。)

## 4.4 ベースケースにおける結果の概要

はじめに、ベースケースにおいて得た結果の概要を述べる。

### 4.4.1 最適設備構成およびエネルギーミックス

ベースケースにおいて最適化された各設備容量を表 4.7 に示す。主要な発電技術として、外生的に設備容量を与えた PV 260 GW と風力 90 GW に加え、57.7 GW の H2CC が導入された。また、18 GW の水電解装置が導入され、国内での水素製造も見られた。この世界観においては、91.4 GW の LIB が導入された。貯蔵技術として、366 GWh の LIB のほか、1084 GWh の液化水素貯蔵が導入された。これは、全量を 57.7 GWh の水素発電で消費した場合には、熱効率を考慮すると、定格運転で約 11 時間分である。一方、国内で製造した水素を貯蔵する低圧水素タンクはまったく導入されなかった。これは、水素の直接需要が、国内での水素製造ポテンシャルよりも大きいため、国内で製造した水素はただちに国内の水素需要に消費されるためである。

図 4.3 には、技術ごとの発電量と消費量を示す。855TWh の電力需要に加え、26TWh を水素製造が消費している。LIB の充放電は、エネルギー需給に大きなインパクトを与えており、年間約 110TWh の充電、95TWh の放電が行われている。太陽光発電と風力発電の合計 557TWh のうち、12TWh (2.2%) が抑制され、545TWh (97.8%) が利用され、電力需要の 64% をカバーし

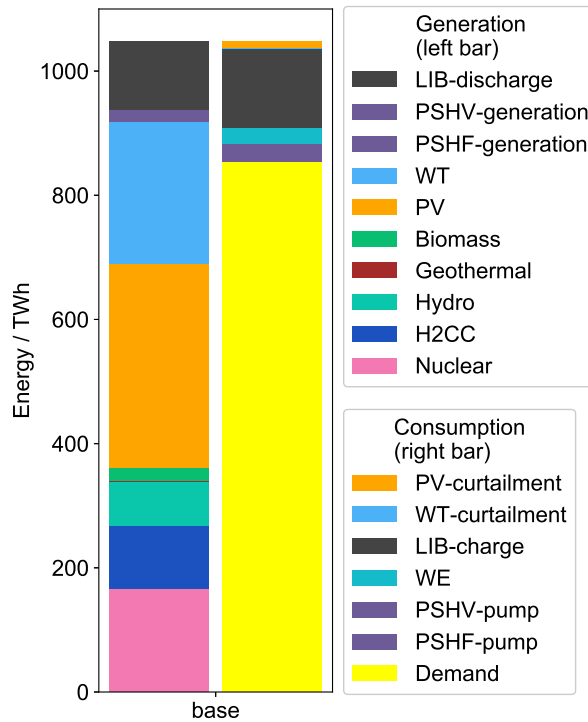


図 4.3 ベースケースにおける電力供給および需要の内訳。

表 4.7 ベースケースにおける最適設備構成。

設備	最適化された設備容量
PV	260 GW (given)
WT	90 GW (given)
LIB	91.4 GW / 366 GWh
WE	18.0 GW
H2CC	57.7 GW
H <sub>2</sub> Tank (gas)	0
H <sub>2</sub> Tank (liq.)	1084 GWh

ている。

#### 4.4.2 電力フロー

ベースケースにおける季節ごとの電力需給プロファイルを図 4.4 に示す。

いずれの季節においても、ベースケースの電源構成においては、多くの日で日中に PV による大量の余剰電力が発生する。余剰電力の大半は、LIB や揚水発電によって蓄電され、夕方から夜にかけて放電される。特に図 4.4(a) に示す春頃は電力需要が小さい一方で PV 発電量は大きいため、一

部の余剰電力は活用しきれず、出力抑制により廃棄されている。

各設備の最適運転は季節によって大きく異なる。春と秋は電力が大量に余るため、水素製造装置の設備利用率が高く、LIB に蓄えた電力でも水素を製造する様子が見られる。夏と冬は電力需要が多いため、水電解装置は稼働せず、H2CC による発電の割合が比較的大きい。

H2CC は、起動と停止によるコストが発生するにもかかわらず、電力が余っている時間帯には停止し、1 日単位で起動と停止（またはバンキング）を繰り返す運用も多くみられる。低コストでの起動停止が可能な設備の優位性が現在よりも増大すると考えられる。

図 4.5 に、ベースケースにおける LIB、水電解装置、H2CC の年間の 1 時間ごと電力フローを示す。図 4.5(a) に示す通り、LIB は概ね昼に充電して夜に放電する 1 日サイクルで充放電を行うため、年間を通して同じような稼働状況となっている。一方、図 4.5(b) の青線で示す水電解装置の稼働は、電力需要の多い夏や冬にはほとんど見られない。オレンジ線で示す H2CC の出力も季節ごとに大きく異なり、夏や冬を中心に稼働が増すものの、設備容量の 57.7 GW よりも少ない出力で運転することがほとんどである。H2CC と水電解装置は同時に稼働していない。先述の通り、国内の水電解装置で製造した水素は貯蔵されず、ただちに国内の水素需要の供給に使用されている。したがって、H2CC はすべて輸入水素によって稼働している。

ただし、この結果は域内の水素輸送を考慮していないために得られた可能性がある。すなわち、輸入水素の利用が難しい地域においては、H2CC 稼働時も含めて、水素需要地点で水素製造を行うオペレーションが生じうる可能性がある。

## 4.5 水素関連設備の運用に関する分析

### 4.5.1 国産水素と輸入水素の利用の傾向

図 4.6 (a) に、ベースケースにおける月別水素需給を示す。年平均では、水素供給量の 97% を輸入水素が占めている。国産水素の製造量は月によって大きく異なり、春や秋に増加するが、輸入水素に比べるとシェアはかなり小さい。

水素の直接利用需要は、国内での水素製造量を大幅に上回るため、国内で生産された水素はガスタンクに貯蔵されることなくただちに利用される。ただしこれは、国内の水素製造拠点と水素需要拠点間の水素輸送を自由に行えるという仮定に基づく結果であり、実運用上は一定の製造拠点に一定のバッファを持つ必要がある可能性がある。一方、輸入水素用の液化水素タンクは、年間を通じた水素需要の増減を平準化するために大規模に設置されている（1084GWh）。

電力需要の多い夏と冬は、発電用の水素の輸入が増える。この時期には余剰電力がほとんどないため、国内水素製造はほとんど行われぬ。図 4.6 (b) は、ベースケースにおける月別の水電解装置と H2CC の設備利用率を示している。水電解装置と H2CC の稼働は対照的な傾向を示しており、水電解装置の設備利用率が高い月は、H2CC の設備利用率は低い。結果として、水電解装置、H2CC とも年平均設備利用率はかなり低く、水電解装置は 17%、H2CC は 20% にとどまっている。H2CC に関しては、発電した電力そのものの価値よりも、VRE の発電電力を補うようにエネルギー供給を行う柔軟性と、予備力を提供する容量価値が、相対的に大きくなることを示している。水電解装置



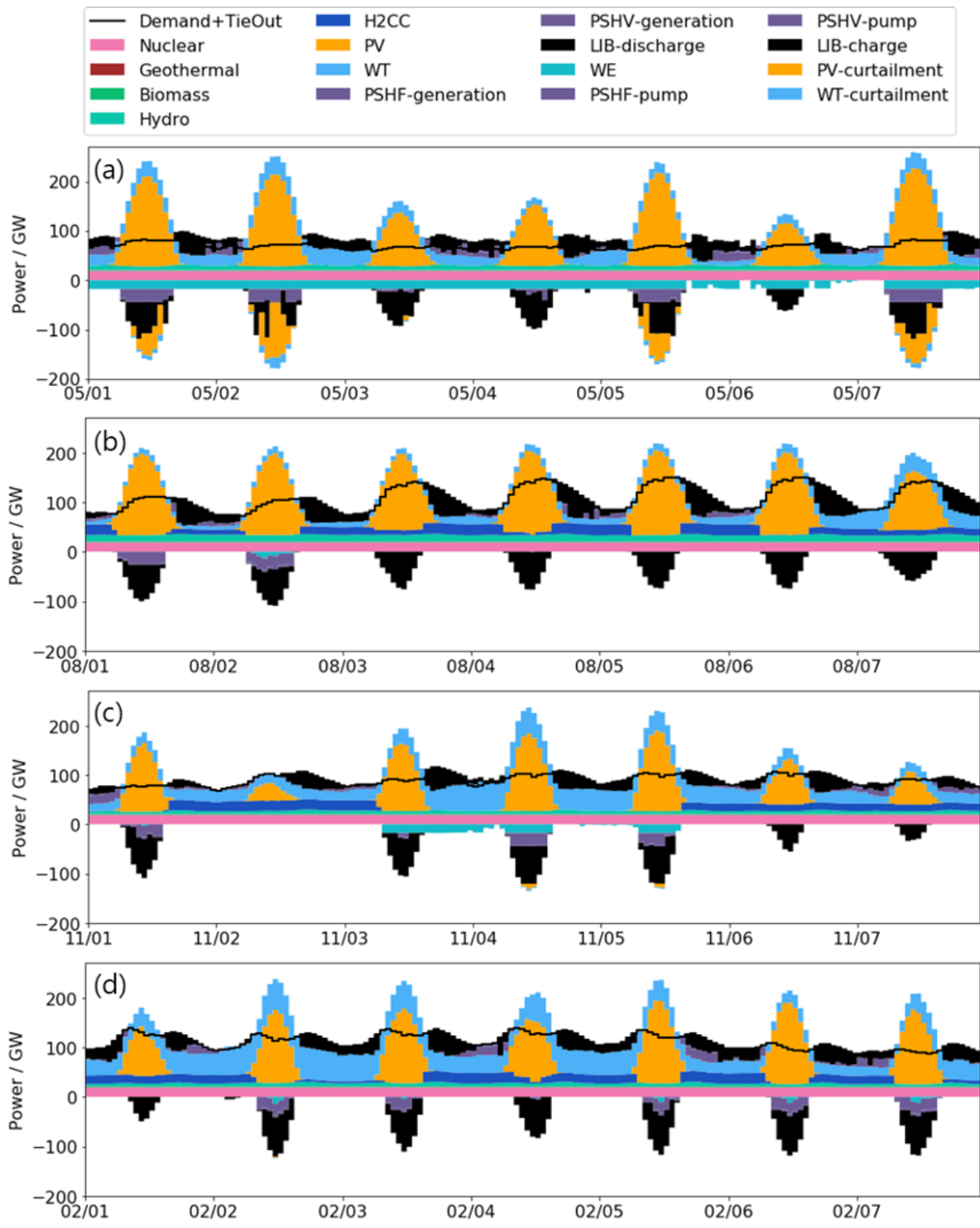


図 4.4 ベースケースにおける電力需給プロファイル. (a) 5月, (b) 8月, (c) 11月, (d) 2月の各代表日.

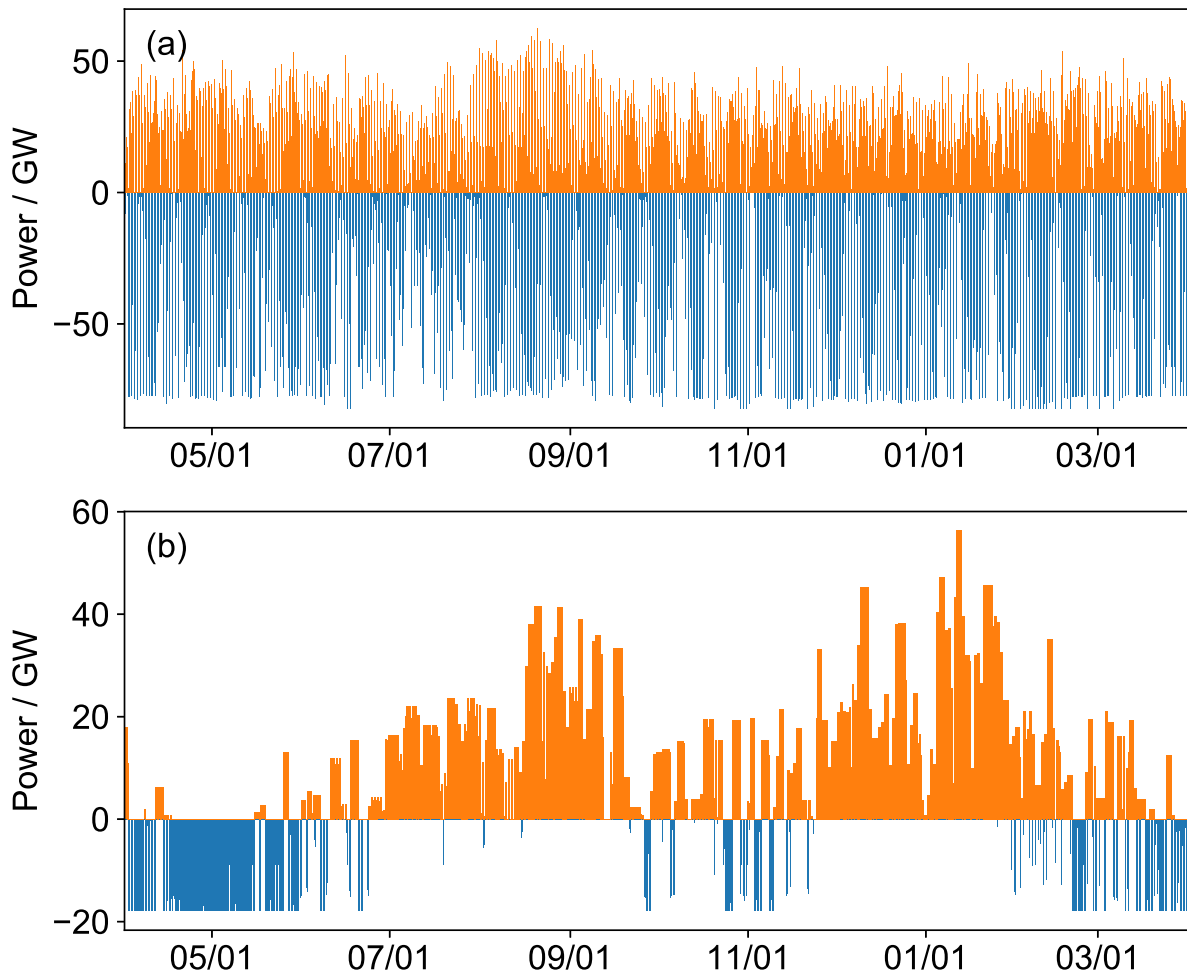


図 4.5 ベースケースにおける年間の電力フロー。(a) LIB (プラス: 放電, マイナス: 充電), (b) 水素関連設備 (プラス: H2CC; マイナス: WE).

の年間コスト（減価償却費とメンテナンス費の合計）は  $5429 \text{ 円 kW}^{-1}$  であり、設備利用率が 17% の場合には、水素製造量あたりに換算すると  $15.7 \text{ 円 Nm}^{-3}$  である。国内で製造される水素は、輸入水素コスト（輸入設備の設備利用率が 100% の場合に  $30.3 \text{ 円 Nm}^{-3}$ ）よりも安価に製造できる範囲で導入されていると考えられるため、ベースケースにおける国産水素製造コストの構成は、水電解装置の設備費と電力費がそれぞれおよそ半分ずつを占めるものであることが示唆される。

#### 4.5.2 年間の水素フロー

ベースケースにおける年間の水素フローおよび水素貯蔵量を図 4.7 に示す。図 4.7(a) の青線は輸入水素量を示す。春や秋の電力需要の小さいときは H2CC の稼働率が非常に低いため、輸入量を減らすことで調整している。一方、夏や冬は輸入設備をフル稼働させて水素の輸入を行っている。しかし、最需要期である 8 月や 1 月は、それでも水素が不足してしまうため、その前の時期である 7 月ないし 11 月から最大の輸入量で水素を調達しながら徐々に在庫を積み上げるオペレーションを

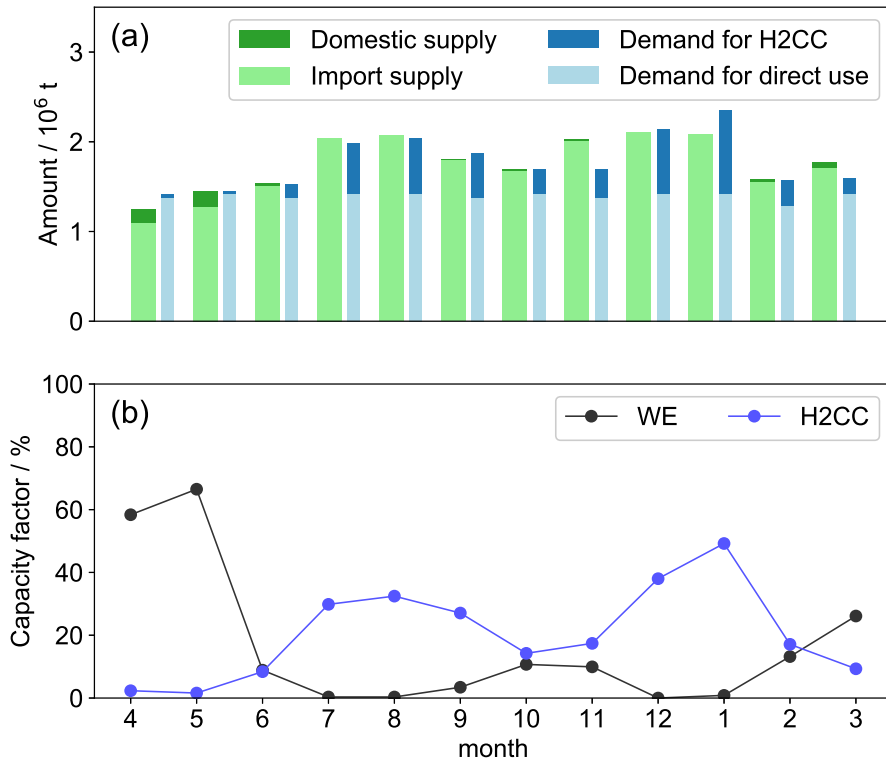


図 4.6 ベースケースにおける (a) 月間の水素供給量および水素需要量, (b) WE および H2CC の月平均設備利用率.

行っている。液化水素貯蔵の在庫が積み上がると、ボイルオフによる損失が大きくなるが、今回の試算においては、在庫が積み上がった局面においても、水素需要がボイルオフ量を上回っているため、在庫を保管することによる追加コストは生じていない。

ただし、この結果は夏場の需要や VRE 発電量が数ヶ月前の時点で完全予見である前提での結果であり、実際はこれらの不確実性から、より多くの在庫を確保しておく必要がある可能性があることに留意が必要である。

## 4.6 水素輸入の柔軟性に関する分析

輸入水素の取り扱いに関して、ベースケースでは、毎日任意の量の水素を輸入できるようにシステムを設定することでこの結果を得た。一方で、再生可能エネルギーによる水素製造量は製造現場の発電量に依存するため、柔軟な水素調達は困難な可能性がある。そこで、本節では毎時一定の量を輸入するケース (hydfix ケース, 第 3 章の試算はこの仮定に基づいて行った) との結果の差分を分析する。hydfix ケースの各種前提はベースケース (L15W50 ケース) と同一とした。

図 4.8 には、ベースケースと hydfix ケースにおける主要な結果を示す。図 4.8(a) に示す通り、hydfix ケースでは、H2CC の導入量はほとんど変化しない一方、水電解装置の導入量は 1/3 程度に減少した。これは、hydfix ケースでは夏や冬の需要期に合わせて春や秋にも多量の水素を輸入

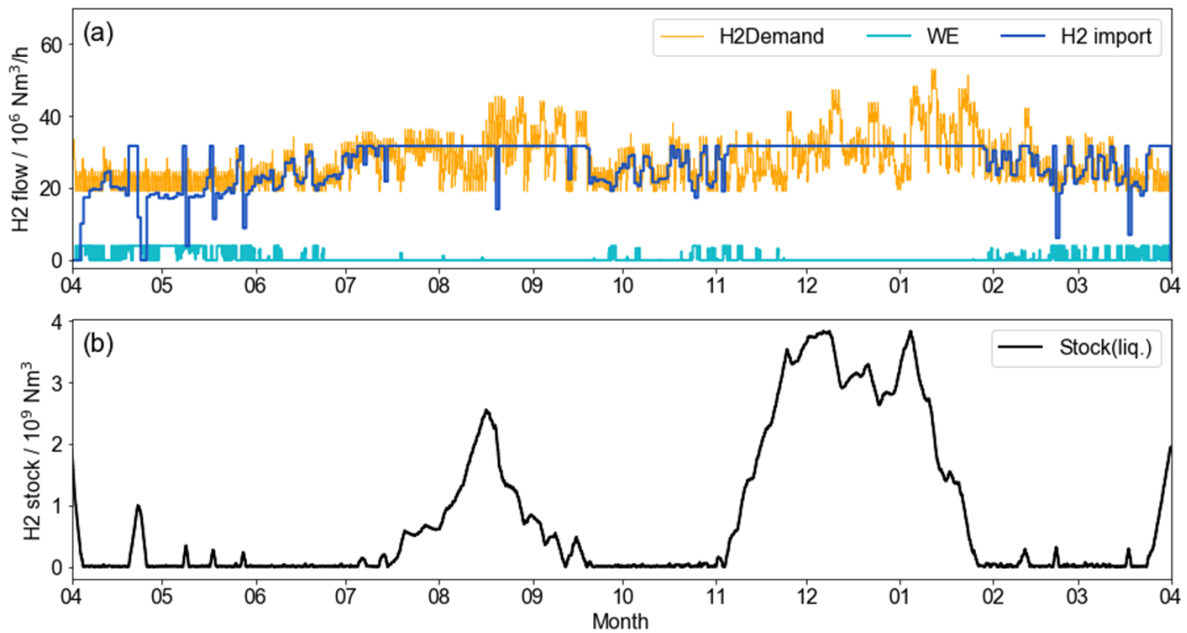


図 4.7 ベースケースにおける (a) 時間ごとの水素フロー，(b) 水素貯蔵量。

する必要があるため，春や秋に多くの余剰電力が発生して安価な国内水素が製造できる状況であっても，輸入水素を用いることになるためと考えられる．図 4.8(b) には貯蔵設備容量を示すが，LIB の容量がほとんど変化しない一方，輸入水素を貯蔵する液化水素タンク設備は *hydfix* ケースでは 2.5 倍程度に増加している．これは輸入量の調整が困難であるという理由によるものと理解しやすい．LIB の多くは LFC 調整に用いられるため，図 4.8(c) には，容量を最適化した各設備および輸入水素に関する年間費用を示す．主に液化水素タンクの大規模化と年間の輸入水素量の増大に伴って，総費用が 9.73 兆円から 10.09 兆円へと約 3600 億円のコスト増加となっている（年間電力需要で割り返すと，約 0.42 円/kWh に相当する）。

国内の VRE 抑制率をみると，ベースケースで 2.2% であるのに対し，*hydfix* ケースでは 9.0% と大幅に大きい．これは，春や秋に輸入水素が在庫過剰となるため，余剰電力による水素製造を行う必要がなく，VRE の活用が行われないことによると考えられる．また，H2CC の年平均設備利用率はベースケースの 20.2% に対し，*hydfix* ケースでは 23.3% とやや大きい．これも，春や秋に余剰の輸入水素在庫により H2CC を稼働させる機会が増えることによる．

図 4.9 には，*hydfix* ケースにおける水素フローおよび水素貯蔵量の推移を示す．ベースケースの結果（図 4.7）と比較すると，年間を通して，相当量の水素在庫を抱えている様子が分かる．最需要期である 12 月～1 月で必要となる水素を確保するために年間の水素輸入量および水素貯蔵量の最適容量が決定され，残りの期間は常に一定で輸入される水素を消費するよう，H2CC の稼働が調整される．この輸入量と貯蔵量の関係は，水素タンク単価が上がれば最大貯蔵量を下げ，代わりに輸入量を増やすという関係にあり，年間の需要カーブに基づいて最適に決定される．

以上のように，年間を通じて一定量の水素を輸入する場合，大量の水素貯蔵施設を確保する必要があり，トータルコストが増加することが確認された．このことは，長期契約調達とスポット調達

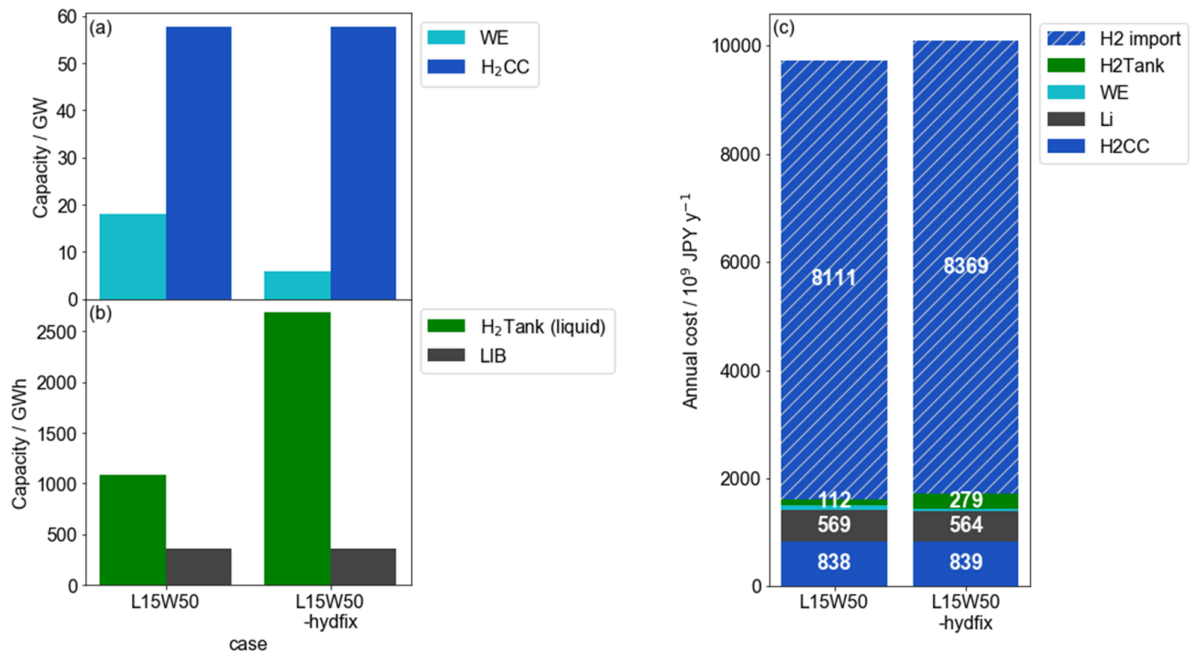


図 4.8 ベースケース（水素輸入量が柔軟であるケース）および hydfix ケース（水素輸入量が一定であるケース）における (a) 設備容量, (b) エネルギー貯蔵設備容量, (c) 蓄電・水素関連設備にかかる年間費用.

を組み合わせたり、有機ハイドライドの低コスト長期貯蔵を活用するなど、国内需要に柔軟に対応できるサプライチェーンの構築が重要であることを示唆する。また、国内における水素製造装置の最適導入量や、再エネの出力抑制比率等を議論する際には、これら輸入資源の柔軟性について慎重に設定する必要があることをも示している。

現実的には、今回試算した2つの極端なケースを組み合わせたとような世界になることが想定される。これを需給モデルで考慮するためには、長期契約コストとスポット調達コストとをそれぞれ設定するようなモデル化を行うことが必要であると考えられる。また、海外における水素製造およびその出荷に関する精緻な検討も重要である。

## 4.7 感度解析: LIB および水電解装置の設備単価が与える影響の分析

本研究で考慮した各種技術のうち、特に LIB と水電解装置は比較的新しい技術であり、その技術進展は著しい。そこで、LIB と水電解装置の設備単価をそれぞれ変化させた場合の感度解析を行った。

図 4.10 に、各ケースにおける最適化された設備容量を示す。ベースケース (L15W50) では、18GW の水電解装置が設置されている。このケースでは、50 万トンの国産水素と 2090 万トンの輸入水素のうち、460 万トンが発電に使用され、1670 万トンが非電力部門で消費される。

水電解装置のコストが低減する L15W35, L15W25 ケースでは、水電解装置の導入量が増加してい

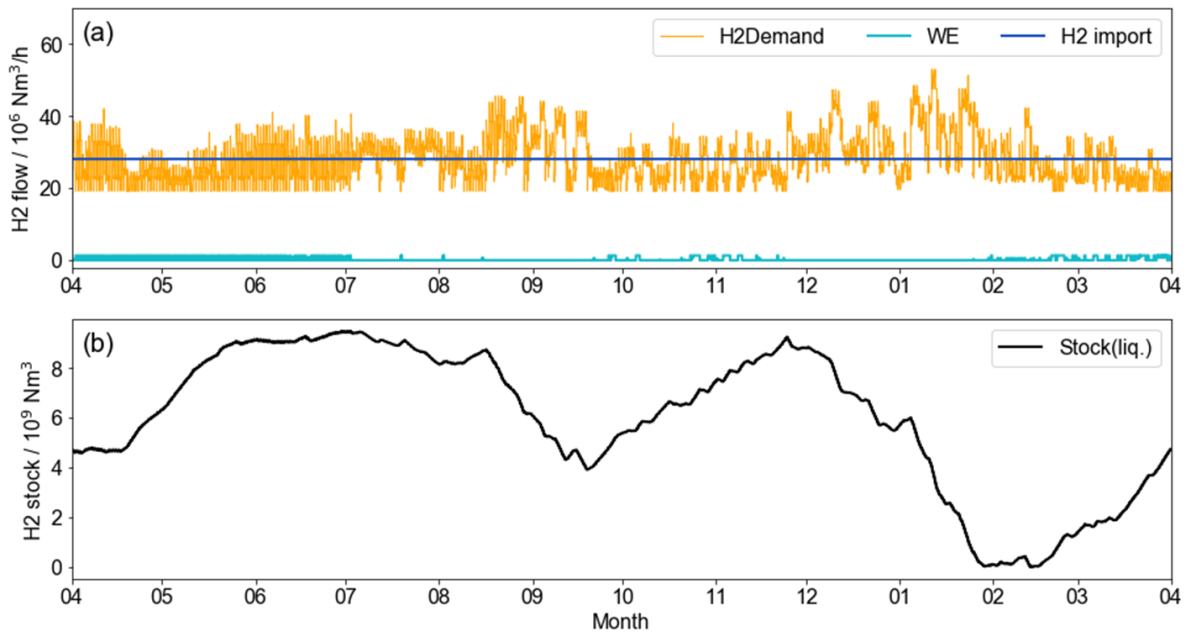


図 4.9 hydfix ケースにおける (a) 時間ごとの水素フロー, (b) 水素貯蔵量.

る一方で、LIB の容量はほぼ低減されない。同様に、LIB のコストが低減する L10W50 ケースでは、LIB の設備容量はベースケースの 1.3 倍に増加する一方、水電解装置 の設備容量は 17GW となり、L15W50 ケースとほぼ同じであった。これらの結果は、LIB と水素製造装置の役割が明確に異なり、容易に置換されるものではないことを示唆する。

より具体的には、これまで分析した通り、LIB の主な役割は余剰電力を充電して需要の多い時間帯に放電をするいわゆるタイムシフトを行うことと、需給調整力の供給を行うことである。一方で、国内で製造した水素は、貯蔵して発電に使うタイムシフト的な運用には用いられず、発電以外の部門で直接消費される傾向であった。すなわち、国産水素の主な役割は、RE による余剰電力を活用し、発電部門以外の脱炭素化を行うことであるといえる。

なお、いずれのケースでも、国産水素を貯蔵する水素ガスタンクは設置されず、国産水素は貯蔵されることなく、ただちに輸送・消費される結果となった一方で、輸入水素を貯蔵する液体タンクは、LIB の 3 倍程度の規模 ( $\sim 1000 \text{ GWh}$ ) で導入され、季節的な需要変動の吸収に貢献する様子が見られた。

## 4.8 結論

本章では、ゼロエミッション前提の日本全国を対象としたケーススタディを行い、次のような結果を得た。

- 本モデルにより、水素の発電部門以外での需要、輸入水素、国内での水素製造を 1 時間ごとに考慮し、水素需給プロファイルに関する精緻な分析を行うことができることを示した
- 本モデルを活用し、2050 年ゼロエミッションを前提としたケーススタディを行い、以下のよ



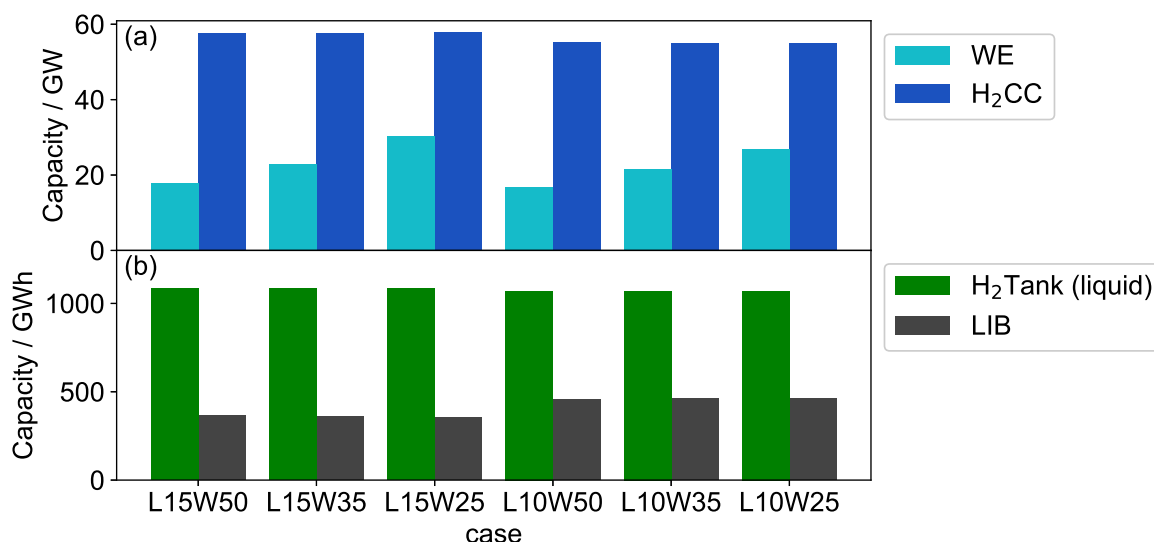


図 4.10 WE および LIB 単価を変化させた各ケースにおける WE および LIB の最適化された設備容量。

うな結果を得た。

- 2050 年を想定した水素需要，輸入水素コスト，国内 VRE 普及前提においては，供給される水素のうち国内製造と輸入水素との比率はおよそ 97:3 となり，大半が輸入によって賄われた。
  - 国内で製造される水素量は，発電部門以外での水素需要より常に少ないため，貯蔵されずただちに消費される。
- 輸入水素調達の柔軟性に関して，日次で任意の輸入量を決定可能なケースと，年間を通して一定量の輸入が必要な *hydfix* ケースとの 2 通りの設定での分析を行った。その結果，最適構成や運用において両ケースで大きな差異が見られ，国内需要に柔軟に対応できる国際水素サプライチェーンの構築の重要性が示唆された。
  - *hydfix* ケースではベースケースと比較して，総費用が 9.73 兆円から 10.09 兆円へと約 3600 億円のコスト増加となる。これは主に液化水素タンクの大規模化と年間の輸入水素量の増大による。
  - 同時に，春や秋のエネルギー需要が少ない時期には過剰な水素輸入が行われるため，国内の VRE 抑制率は 2.2% から，*hydfix* ケースでは 9.0% に大幅に悪化する。
- LIB および水電解装置の設備単価が与える影響の分析を行った。その結果，LIB の価格低減は水電解装置の設備導入量にほとんど影響を与えず，同様に水電解装置の価格低減は LIB の設備導入量にほとんど影響を与えなかった。これは，LIB と水素製造装置の役割が明確に異なるためと考えられる。
  - 具体的には，LIB の主な役割は余剰電力を充電して需要の多い時間帯に放電をするいわゆるタイムシフトを行うことと，需給調整力の供給を行うことであるのに対し，水電解装置の主な役割は，RE による余剰電力を活用し，発電部門以外の脱炭素化を行うことである。

## 参考文献

- [61] Thorsten Burandt. “Analyzing the necessity of hydrogen imports for net-zero emission scenarios in Japan”. In: *Applied Energy* 298 (Sept. 2021), p. 117265. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117265. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921006814> (visited on 10/31/2021).
- [71] 『系統情報の公開』. ja. URL: [https://www.kyuden.co.jp/td\\_service\\_wheeling\\_rule-document\\_disclosure.html](https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure.html) (visited on 11/16/2023).
- [78] 総合資源エネルギー調査会. 『各電源の諸元一覧』. jan. Tech. rep. 資源エネルギー庁, Sept. 2021. URL: [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/pdf/cost\\_wg\\_20210908\\_02.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_02.pdf) (visited on 12/01/2023).
- [82] 『2020 年度供給計画の取りまとめ』. Japanese. Tech. rep. 電力広域的運営推進機関, Mar. 2020. URL: [https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/200331\\_kyokei\\_torimatome.pdf](https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/200331_kyokei_torimatome.pdf) (visited on 11/01/2023).
- [84] Ministry of Economy, Trade and Industry. *The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells*. Mar. 2019. URL: [https://www.meti.go.jp/english/press/2019/0312\\_002.html](https://www.meti.go.jp/english/press/2019/0312_002.html) (visited on 03/24/2022).
- [85] 資源エネルギー庁, ed. 『2030 年度におけるエネルギー需給の見通し』. Japanese. URL: [https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\\_plan/pdf/20211022\\_03.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_03.pdf) (visited on 10/31/2021).
- [86] 資源エネルギー庁. 『2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討』. Japanese. May 2021. URL: [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/2021/043/043\\_004.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_004.pdf) (visited on 10/28/2021).
- [87] 『北海道エリアの需給実績』. Japanese. URL: [https://www.hepco.co.jp/network/renewable\\_energy/fixedprice\\_purchase/supply\\_demand\\_results.html](https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html) (visited on 11/26/2023).
- [88] 『過去実績データのダウンロード』. Japanese. URL: <https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/download.html> (visited on 11/26/2023).
- [89] 『エリア需給実績データについて | でんき予報の解説』. Japanese. URL: [https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area\\_data-j.html](https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_data-j.html) (visited on 11/26/2023).
- [90] 『でんき予報』. ja. URL: <https://powergrid.chuden.co.jp/denkiyoho/index.html> (visited on 11/26/2023).
- [91] 『エリア需給実績について』. Japanese. URL: [https://www.rikuden.co.jp/nw\\_jyukyudata/area\\_jisseki.html](https://www.rikuden.co.jp/nw_jyukyudata/area_jisseki.html) (visited on 11/26/2023).
- [92] 『過去の電力使用実績データのダウンロード』. ja. URL: <https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/download/index.html> (visited on 11/26/2023).



- [93] 『供給区域の需給実績』. ja. URL: <https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/data/area/> (visited on 11/26/2023).
- [94] 『需給関連情報 (需給実績)』. ja. URL: [https://www.yonden.co.jp/nw/renewable\\_energy/data/supply\\_demand.html](https://www.yonden.co.jp/nw/renewable_energy/data/supply_demand.html) (visited on 11/26/2023).
- [95] 『アメダス』. Japanese. URL: <https://www.jma.go.jp/bosai/map.html#5/34.507/137.021/&elem=temp&contents=amedas&interval=60> (visited on 11/26/2023).
- [96] 『洋上風力導入量 GIS 評価ツール』. Japanese. URL: <https://www.denken-serc.jp/rpg/offshore/> (visited on 11/26/2023).
- [97] 『風力発電導入ガイドブック 2008』. Japanese. 新エネルギー・産業技術総合開発機構, Feb. 2008. URL: [https://www.nedo.go.jp/library/pamphlets/ZZ\\_pamphlets\\_08\\_3dounyu\\_fuuryoku2008.html](https://www.nedo.go.jp/library/pamphlets/ZZ_pamphlets_08_3dounyu_fuuryoku2008.html) (visited on 11/28/2023).
- [98] 『洋上風力産業ビジョン (第1次)』. Japanese. Tech. rep. 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会, Dec. 2020.
- [99] Wesley Cole, A. Will Frazier, and Chad Augustine. *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update*. Tech. rep. NREL/TP-6A20-79236. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), June 2021. DOI: 10.2172/1786976. URL: <https://www.osti.gov/biblio/1786976-cost-projections-utility-scale-battery-storage-update> (visited on 04/02/2022).
- [100] Kosuke Harada et al. “Optimal Operation Model for the Power System, Including Hydrogen Demand and Imported Hydrogen”. In: *Journal of Japan Society of Energy and Resources* 42.5 (2021), pp. 315–324. DOI: 10.24778/jjser.42.5\_315.
- [101] M. Reuß et al. “Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model”. In: *Applied Energy* 200 (Aug. 2017), pp. 290–302. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917305457> (visited on 03/20/2023).

## 第5章

# 遠隔再生エネルギー発電所におけるエネルギー 輸送・貯蔵設備最適化

### 5.1 本章の概要

本章では、第2章で構築したモデルを発展させ、遠隔地にあるVREからのエネルギー輸送を考慮し、VRE発電所に併設すべき蓄電池や水素製造・貯蔵設備などのエネルギー貯蔵設備の最適構成と、電力および水素によるエネルギー輸送の経済性を分析するモデルを構築する。また、構築したモデルを用いて、第4章と同様の条件設定のもとで、最適構成及び運用について分析する。

本章の構成を5.1に示す。

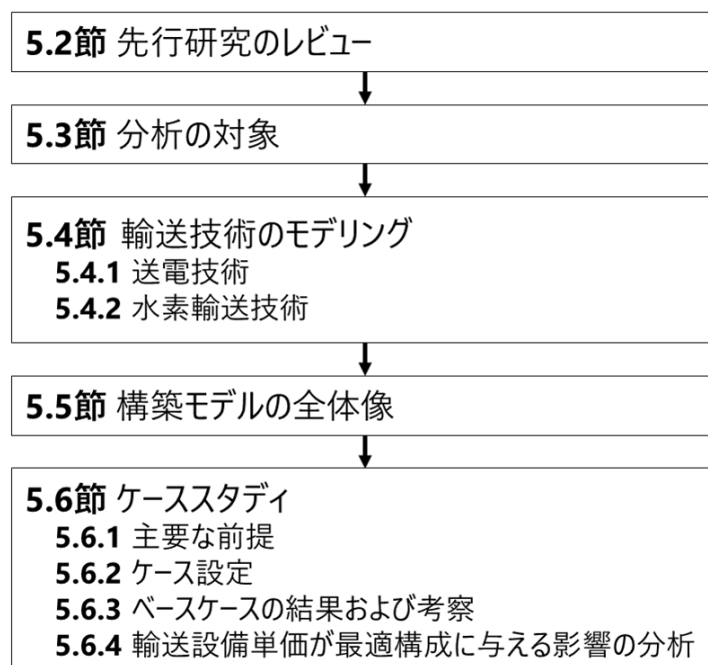


図 5.1 第5章の構成

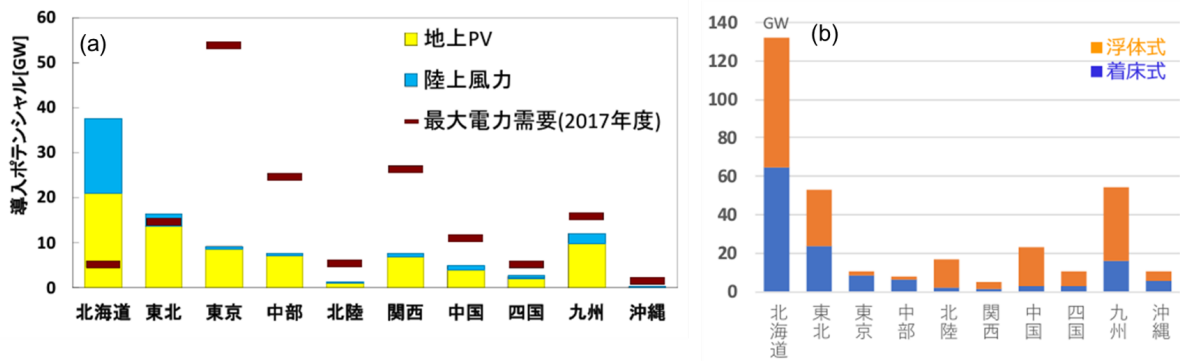


図 5.2 日本における一般送配電事業者エリア別の (a) PV および陸上風力導入ポテンシャル [103], (b) 洋上風力導入ポテンシャル [104]

## 5.2 先行研究のレビュー

### 5.2.1 研究の背景

序論で述べた通り、VRE 導入の課題の 1 つとして、地域遍在性が挙げられる。これは、気象条件や地形、土地利用の状況、自然災害のリスク等により VRE 利用可能な土地が制限されることによる。図 5.2 には、電力中央研究所の試算による日本におけるエリアごとの PV および風力発電の導入ポテンシャルを示す。東京や関西などの需要地では電力需要よりも VRE 導入ポテンシャルが乏しい一方で、北海道、東北、九州エリアでは需要を大きく上回る VRE 導入ポテンシャルがあることが報告されている。このため、国内での VRE 導入比率を高めるうえでは、遠方の電力を需要地にエネルギー輸送するため、地域間連系線の大幅な増強が必要であるのみならず域内送電線に関しても抜本的な構成の見直しが必要であることが指摘されている [102]。

限られた送電容量を効率的に使用するためには、送電設備の設備利用率を向上することが重要である。この観点で、国内ではノンファーム型接続や N-1 電制の導入を始めとした制度改革が行われている。ノンファーム型接続とは、従来は接続契約を申し込んだ順に系統容量を確保し、すべての電源が同時に定格出力で発電しても送電可能な容量を確保していたところ、これを保証せず、系統容量が逼迫した場合に出力制御することを前提とした接続方式である。これにより、より多くの電源を系統に接続することで、設備利用率が向上される。また、N-1 電制とは、従来、送配電設備の 1 系統が故障した場合にも運用が継続できるよう、2 回線の系統であれば 50% の空き容量を常時確保して運用していたところ、故障が発生した場合に、リレーシステムで各発電所から送電線への接続を瞬時に制限することで、従来の制約を超えて系統運用を行うことで、設備利用率を拡大する手法のことである。

一方、VRE を保有する発電事業者にとっては、系統制約で送電ができないタイミングが発生することによる機会損失が発生し、さらにその発生タイミングや頻度の予見性が低いことから、事業リスクとして織り込む必要があり、VRE 投資コストの増大につながる。この対策として、VRE を保有する発電事業者は、VRE に蓄電池や水素製造設備を併設することで、以下のようなメリット

を享受できる。

■送電のタイミングの制御による売電収入の増加 発電した電力を電力卸売市場に売電する場合、より市場価格の高い時間帯に多くの電力を販売することが望ましい。電力の貯蔵が可能な場合、電力市場価格が安い時に充電し、高いときに放電することでメリットが得られる。さらに、上述した系統制約による出力制御等が発生した場合に、充電や水素製造を行うことで、機会損失を回避することができる。

■ピークカットによる発電側基本料金の削減、送変電設備の設備容量低減 系統を利用する発電事業者は、設備容量に応じた発電側基本料金を負担する必要があるため、発電量が一定以上の時に蓄電池の充電や水素製造を行うことで、送電線の使用容量を削減し、支出を低減することができる。同様に、送変電設備や連系点までの送電線容量を削減することができる。(送電線や送変電設備の設備利用率を向上することと等価である。)

■余剰電力の自家消費による安価な水素製造 余剰電力の活用方法として、水素製造が提案されている。製造した水素はパイプライン等で輸送することで、安価に CO<sub>2</sub> フリー水素を供給することができると考えられる。また、製造した水素を用いて、電力の価値が高い時間帯に水素発電を行うこともできる。実際に、洋上発電設備に水素製造設備を併設させ、電力系統を接続せずに水素を出荷する設備として運用するプロジェクトも見られる [105]。

これらのメリットを享受するにあたり、最適な併設設備構成や最適な運用方法は、各設備のコストや市場環境によって異なる。発電事業者は、将来的に VRE が普及したときの市場環境を見越して設備構成を決定する必要があるが、その際には将来の全国大の電力需給の状況を考慮する必要がある。

そこで、本研究では、日本全国に再エネ導入が進んだときの日本全体のエネルギー需給を最適化計算により求めたうえで、全国に比べて十分小さいローカルな VRE 発電拠点を追加するときの、最適な併設設備の構成や、各設備の運用を求めるためのモデルを開発する。

## 5.2.2 先行研究のレビュー

将来の VRE 大量導入時において、発電事業者が VRE に併設させるべき設備の構成および運用を最適化する方法として、地理的解像度を高めたモデルによる分析を行う方法が考えられる。水素輸送を含むエネルギー需給を高い地理的解像度で分析した例は数少ない。一例として、田原らは、日本国内を 357 地点のノードと 462 本のブランチで表現した地域細分化型電源構成モデルを用いて、都市ガス部門と統合した分析を行った [106]。これにより炭素価格が高い条件下では、輸入水素を利用した火力発電の導入が進む一方で、国内での水素製造によるメタン合成の導入は限定的にしが行われず、都市ガス部門における CO<sub>2</sub> 排出量削減の困難さを指摘した。この検討では、エリアごとの最適な蓄電池・水素製造設備導入量の分析には非常に有用である一方で、1 ノードには多くの需要や発電所が縮約されており、発電事業者が単一の発電所の設備構成を最適化する上では、直接利用することは難しい。

一方、単一の再生可能エネルギー源とその併設設備（蓄電池、水素製造装置、送電線、水素輸送など）からなるローカルシステムに焦点を当てた分析例も多く報告されている。これらの分析例は大きく3種類に分類可能である。1番目は、エネルギー需要、発電設備、蓄電池や水素製造装置等のエネルギー変換設備とを含むマイクログリッドを分析対象として、その最適な構成及び運用を調べるものである [107, 108, 109, 110, 111]。2番目は、ある発電設備の発電出力に着目し、蓄電池や水素製造により平準化し、安定電力として供給するためのコストを調べるものである [112, 113, 114]。3番目は、エネルギー輸送に着目し、ある発電所で生産したエネルギーを最適に輸送する方法を分析する研究である [115, 116, 117]。

1番目の例として、例えば、Okundamiya[107]は、水素貯蔵を含むハイブリッドPV/燃料電池グリッドリンク発電システムのサイズを最適化することによって、マイクログリッドを安定化させる経済的な構成を特定した。Gabrielli et al.[108, 109]は、季節的な蓄電を伴うマルチエネルギーシステムの最適設計・運用のために、典型的な代表日を用いたMILPモデルの計算削減を行い、1時間分解による年間最適化を達成した。Hafez et al.[118]は、電力系統に接続されたマイクログリッドの運用を、電力市場価格に応じて最適化することで、効率的な制御が可能であることを示した。

2番目の例として、Nishi et al.[112]は、太陽光発電システムに併設した水電解装置による水素供給コストを、その抑制を考慮して分析した。Kikuchi et al.[113]は、太陽光発電システムに併設した蓄電池と水電解装置による水素供給コストを分析した。Yamamoto et al.[114]は、蓄電池と水素貯蔵とを組み合わせたハイブリッド蓄電システムと、太陽光と風力とを組み合わせた発電システムにより、これらの設備構成を最適化することで、電力の供給コストを削減できることを示した。

3番目の例として、Samsatliら [115]は、イギリス国内の運輸部門のエネルギー需要を風力発電によって発電した電力によって賄う場合のエネルギーシステムとして、送電と水素輸送を組み合わせることでコスト最適なネットワークを設計可能であるとした。また、エネルギーの安定供給の観点で、送電（特にHVDC）と水素パイプラインによる輸送の経済性が、その延長やエネルギー輸送規模に応じてどのように変化するかを比較した報告例もあり、一部の条件では水素による輸送が経済的になるという結果も得られている [116, 117]。

しかし、これらの各種の検討における共通の課題として、多くの研究で、電力および水素輸送にかかるコストやエネルギーロスが十分にモデリングされていないこと、また全国規模の電力需給との相互作用が十分に考慮されていないことが挙げられる。後者に関して、系統連系を考慮したマイクログリッドの最適化に関する研究であっても、常時一定価格で電力を調達可能と仮定しているものが多い [118]。一部の文献では、変動する電力市場価格という形で全国のエネルギー需給を間接的に考慮している [111]が、将来の市場環境を反映するものではなく不十分である。この課題のため、蓄電池や水素製造を活用して送電タイミングを制御するタイムシフトの効果が十分に評価されておらず、地域全体のVRE普及レベルに応じた最適構成を適切に分析することができなかった。

そこで、本研究では、再生可能エネルギーの設備容量を所与として、蓄電池・水素製造・水素発電・水素タンクを含むエネルギーシステムの設備構成最適化と、既存系統への接続容量の最適化を同時に行うモデルを開発した。具体的には、第2章で構成した電力-水素エネルギー需給モデルに、単一の発電所を想定したノードを追加したうえで、ノード間のエネルギー輸送を含めて最適化するモデルの構築を目指す。また、このモデルを活用し、以下の各論点を明らかにすることを目標とし

たケーススタディを行う。

- VRE 発電所の設備容量と、送電線・水素パイプラインの容量との最適な比率
- VRE 発電所の設備容量と、併設すべきエネルギー貯蔵設備の容量との最適な比率
- PV と WT とで、どのように最適設備構成が異なるか

## 5.3 分析の対象

本章における分析の用いるモデルは、第 2 章で構築したモデルをベースとして、複数のノードを考慮できるように拡張したものである。モデルのノード数は原理的には任意に設定可能であるが、本章では全国系統を表現した「既存系統ノード (EG<sup>\*1</sup>ノード)」と、単一の VRE 発電所およびその併設設備を表現した「追加再エネノード (AR<sup>\*2</sup>ノード)」との 2 つのノードからなるシステムを検討対象とする。システム全体の概念図 5.3 に示す。

第 2 章のモデルとの主な違いは、エネルギー輸送技術として、送電と水素輸送を考慮している点である。輸送技術のモデリングの詳細については、次節で述べる。

また、本章での分析は、第 4 章と同様にゼロエミッションを前提としたため、石炭火力および LNGCC は計算の対象外とした<sup>\*3</sup>。

## 5.4 輸送技術のモデリング

遠隔再エネからのエネルギー輸送技術として、送電技術および水素輸送技術を考慮する。図 5.4 には、モデルの概要を示す。

### 5.4.1 送電技術

送電技術 (PTE<sup>\*4</sup>) としては、高圧直流送電 (HVDC) を採用する。海底ケーブルでの交流での送電は誘電損失が非常に大きいため、50km 程度以上の送電は HVDC が有利とされる [119] ことから、特に日本で今後普及が見込まれる洋上風力を想定した場合、HVDC を用いる蓋然性が高いと考えられる。

HVDC 輸送によるエネルギー損失率  $\lambda_{\text{HVDC,total}}$  は、AC/DC 変換損失  $\lambda_{\text{HVDC,AC-DC}}$ 、長さ  $L$  の直流ケーブルのオーム損  $\lambda_{\text{HVDC,cable}} \cdot L$ 、DC/AC 変換損失  $\lambda_{\text{HVDC,DC-AC}}$  の総和により与えられる (式 5.1)。

$$\lambda_{\text{HVDC,total}} = \lambda_{\text{HVDC,AC-DC}} + \lambda_{\text{HVDC,cable}} \cdot L + \lambda_{\text{HVDC,DC-AC}} \quad (5.1)$$

既報 [110] に基づき、各パラメータの値は表 5.1 のとおり設定する。

---

\*1 Exiting Grid

\*2 Additional Renewables

\*3 これらの技術を含めた計算を行うことは技術的には容易である。

\*4 Power transmission equipment

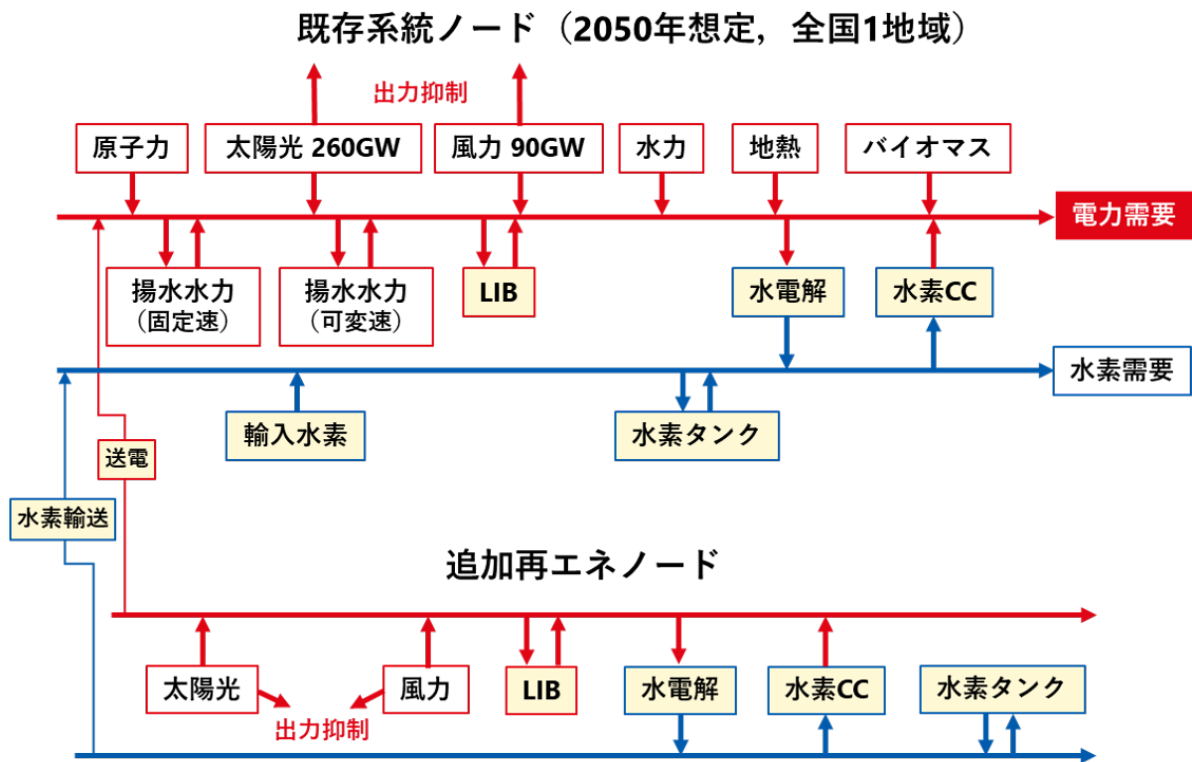


図 5.3 マルチノード化された電力・水素需給モデルの設備構成.

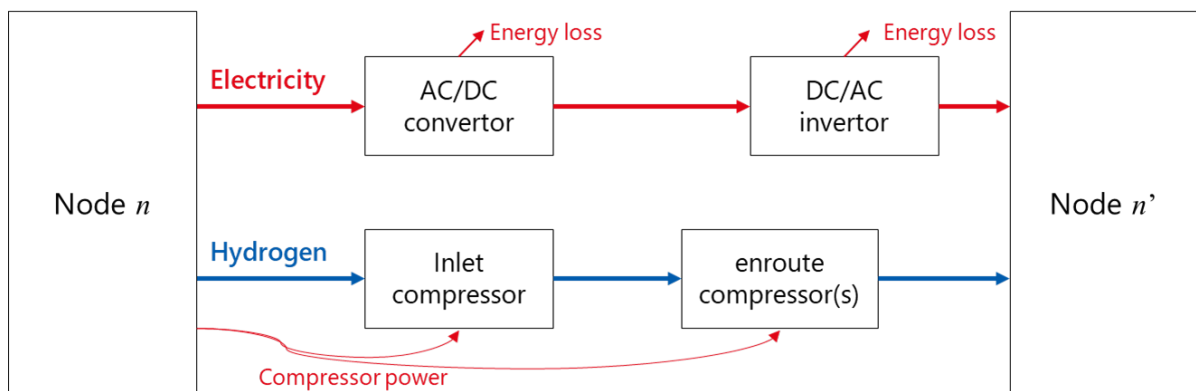


図 5.4 エネルギー輸送技術のモデル概念図

HVDC の建設コストは、コンバータステーション (AC/DC, DC/AC) とケーブルの建設コストの総和により与えられる。間接費等を含む各単価と、関連するパラメータについて、既報 [120, 121, 122] に基づき表 5.2 のとおり設定する。

表 5.1 HVDC エネルギー損失に関するパラメータ設定.

Parameter	Value
$\lambda_{\text{HVDC,AC-DC}}$	1.79 %
$\lambda_{\text{HVDC,cable}}$	1.04 %/100km
$\lambda_{\text{HVDC,DC-AC}}$	1.90 %

表 5.2 HVDC の建設コストに関するパラメータ設定.

Parameter	Value
コンバータステーション建設費	3000 万円 / MW
ケーブル建設費	18 万円/km/MW
年間維持費用	3% of capex
償却年数	40 年

## 5.4.2 水素パイプライン

長距離の水素輸送技術としては、水素パイプライン (HPL<sup>\*5</sup>) による輸送を前提に考慮する。水素パイプライン設備は、図 5.4 に示す通り、パイプライン、入口圧縮機、中間圧縮機から構成されるものとする。モデルプラントとして、文献 [123] にて検討されている 213 万 Nm<sup>3</sup>/h (約 600 MW) のキャパシティを持つ 1500 km の水素パイプラインを想定した。その性能およびコストは表 5.3 のとおり定めた。パイプラインでの圧力損失を考慮し、モデルプラントでは、500 km おきに中間圧縮機を設置するものとして設計し、必要なパイプライン径や圧縮機動力が計算される。これらの圧縮機動力は水素流量に比例するものとし、そのエネルギーは電力として水素輸送元ノードにて電力需要が発生するものとした。

なお、水素パイプラインを運用する場合、パイプラインの圧力を調整することでパイプライン内の水素をバッファとして、あたかも水素貯蔵設備のように用いる方法が提案されている [124]。本研究でも検討を行ったが、少なくとも長距離輸送においては、効率的な輸送を行う上でパイプライン内に大きな差圧を持たせる必要があるため、バッファを持った運転は困難である。また、短周期の変動を吸収するバッファとして機能させることも考えられるが、短周期での圧力変動がパイプラインの寿命に悪影響を与える可能性が指摘されている [125]。以上より、本研究ではパイプライン内のガス貯蔵量は一定とみなす。

\*5 Hydrogen pipeline



表 5.3 213 万 Nm<sup>3</sup>/h のモデル水素パイプラインの性能およびコストに関する仮定.

Category	Parameter	Value
Design assumption	最大流量	191 t/h
	水電解装置出口圧	2.0 MPa
	入口圧縮機最小吸込圧	2.0 MPa
	入口圧縮機最大吐出圧	7.0 MPa
	パイプライン最小出口圧	2.0 MPa
	圧縮機効率	95 %
Calculated values	入口圧縮機定格動力	112 MW
	中間圧縮機定格動力	79.9 MW / station
	合計圧縮機動力	56 Wh Nm <sup>-3</sup> / 100km
Cost assumption	設備費 (パイプライン, 工事費含む)	3855 億円
	設備費 (圧縮機, 工事費含む)	236 億円
	設備費間接費率	40 % of capex
	年間維持費 (パイプライン)	2.6 % of capex
	年間維持費 (圧縮機)	5.0 % of capex
	償却年数 (パイプライン)	50 年
	償却年数 (圧縮機)	15 年

## 5.5 構築モデルの全体像

以上のように構築したモデルの全体像を示す. 第 2 章との類似も多いが, すべての式をマルチノード化しているため, 改めてすべての制約条件について記載する.

### 5.5.1 最適化手法

基本的な最適化手法は, 第 2 章で示した方法と同一であるが, 本章の研究では計算量削減のため, モデルの分割を行い, 短時間で準最適解を得る二段階計算手法を開発し, 利用している. 二段階計算手法の具体的な内容と妥当性の検証は第 6 章で述べる.

### 5.5.2 目的関数

最小化すべき目的関数  $obj$  を式 5.2 に示す. 第 2 章で構築したモデルをマルチノード化したうえで, ノード間の輸送設備コストが含まれる. ここではわかりやすさのために, 輸送設備コストについてはノードが AR ノード及び EG ノードの 2 つのみであることを前提として, このノード間の送電線容量  $X_{EG,AR}^{PTE}$  および水素パイプライン容量  $X_{EG,AR}^{HPL}$  に関する費用のみを表示としているが, 多

数ノードの場合はこれらの間のすべての輸送設備コストの和として表現される。なお、ゼロエミッションを前提とするため、LNG や石炭の燃料費を含まない形式としている。

$$OBJ = \sum_{n \in \mathcal{N}} \sum_{i \in \mathcal{F}} (f c_i \cdot X_{n,i}) + \sum_{h \in \mathcal{H}} h p \cdot H_h^{\text{imp}} + f c_{\text{imp}} \cdot X^{\text{imp}} + f c_{\text{PTE}} \cdot X_{\text{EG,AR}}^{\text{PTE}} + f c_{\text{HPL}} \cdot X_{\text{EG,AR}}^{\text{HPL}} \quad (5.2)$$

固定費単価  $f c_i$  の定義は第 2 章と同一である。

### 5.5.3 制約条件

#### (1) 需給バランス

式 2.17 および 2.18 をマルチノード化し、ノード間のエネルギー輸送を含めて以下の通り定式化する。需給バランスは各ノードごとに毎時一致させる必要がある。

$$\sum_{i \in \mathcal{F}} (P_{n,i,h}^+ + p_{n,i,h}^+) = \sum_{i \in \mathcal{F}} P_{n,i,h}^- + \sum_{n' \in \mathcal{N}} F_{n,n',h}^{\text{PTE}} + d_{n,h}^{\text{ele}} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}), \quad (5.3)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{F}} H_{n,i,h}^+ + \sum_{i \in \mathcal{F}} H_{n,i,h}^{\text{imp}} = \sum_{i \in \mathcal{F}} H_{n,i,h}^- + \sum_{n' \in \mathcal{N}} F_{n,n',h}^{\text{HPL}} + d_{n,h}^{\text{hyd}} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}). \quad (5.4)$$

#### (2) 最大出力

式 2.19 および式 2.20 の対象を全ノードに拡張した。

$$P_{n,i,h}^+ \leq (1 - \text{pl}t_i) X_{n,i} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}), \quad (5.5)$$

$$P_{n,i,h}^- \leq (1 - \text{pl}t_i) X_{n,i} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}). \quad (5.6)$$

#### (3) 水素の最大輸入量

本試算では、水素輸入基地がただ 1 つであるとしたため、式 5.7 と同一である。

$$H_h^{\text{imp}} \leq X^{\text{imp}} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}) \quad (5.7)$$

#### (4) VRE 出力抑制の最大量

式 2.23 の対象を全ノードに拡張した。VRE の出力抑制は、施設の発電電力を超えない範囲で行われる。

$$P_{n,i,h}^- \leq p_{n,i,h}^+ \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \{\text{PV}, \text{WT}\}, \forall h \in \mathcal{H}). \quad (5.8)$$

(5) モード割り当て

式 2.24 の対象を全ノードに拡張した。

$$X_{n,i} = \sum_{m \in \mathcal{M}} P_{n,i,h}^m \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}). \quad (5.9)$$

(6) モード遷移

式 2.25 および式 2.26 の対象を全ノードに拡張した。

$$X_{n,i,h}^m = \sum_{m' \in \mathcal{M}_m^{\text{from}}} X_{n,i,h}^{m,m'} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}, \forall m \in \mathcal{M}), \quad (5.10)$$

$$X_{n,i,h}^m = \sum_{m' \in \mathcal{M}_m^{\text{to}}} X_{n,i,h-1}^{m',m} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}, \forall m \in \mathcal{M}). \quad (5.11)$$

(7) 各モード状態の設備の発電出力および消費電力

式 2.27, 2.28, 2.29 の対象を全ノードに拡張した。

$$P_{n,i,h}^m = \begin{cases} (1 - plt_i) X_{n,i,h}^m \cdot f^m & (\forall m \in \mathcal{M}^+) \\ X_{n,i,h}^m \cdot f^m & (\forall m \in \mathcal{M}^-) \end{cases} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}) \quad (5.12)$$

$$P_{n,i,h}^+ = \sum_{m \in \mathcal{M}^+} P_{n,i,h}^m \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}) \quad (5.13)$$

$$P_{n,i,h}^- = \sum_{m \in \mathcal{M}^-} P_{n,i,h}^m \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \mathcal{F}, \forall h \in \mathcal{H}) \quad (5.14)$$

(8) 燃料消費

本章はゼロエミッション前提とするため、燃料消費を考慮しない。(H2CC による水素消費は、次項で考慮される。)

(9) 電力-水素 変換効率 (水素消費量)

式 2.31 および式 2.32 の対象を全ノードに拡張した。

$$H_{n,\text{H2CC},h}^- = \sum_{m \in \mathcal{M}} (X_{n,\text{H2CC},h}^m f^m / c_{\text{H2CC}} \eta_{\text{H2CC}}^m) \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}), \quad (5.15)$$

$$H_{n,\text{WE},h}^+ = P_{n,\text{WE},h}^- / c_{\text{WE}} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}). \quad (5.16)$$

(10) LFC 確保容量

第 2 章と同様の定式化とする。ノード間の LFC の融通は考慮せず、必要量、供給量ともすべてのノードの総和により考慮するものとする。

(11) 揚水, 蓄電池, 水素タンクの貯蔵量

式 2.36 および式 2.37 の対象を全ノードに拡張した.

$$\begin{aligned}
S_{n,i,h} &= S_{n,i,h-1} - \sum_{m \in \mathcal{M}^+} \left( \frac{P_{n,i,h}^m}{\sqrt{\eta_i^{\text{rt}} \eta_i^m}} \right) \\
&+ \sum_{m \in \mathcal{M}^-} \left( P_{n,i,h}^m \sqrt{\eta_i^{\text{rt}} \eta_i^m} \right) - 0.25 \eta_i X_{n,i,h}^{\text{LFC}} \\
&(\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \{\text{PSHF}, \text{PSHV}, \text{LIB}, \text{NAS}\}, \forall h \in \mathcal{H}),
\end{aligned} \tag{5.17}$$

$$\begin{aligned}
V_{n,h} &= V_{n,h-1} - H_{n,i,h}^+ + H_{n,i,h}^- \\
&(\forall n \in \mathcal{N}, \forall i \in \{\text{H2TG}, \text{H2TL}\}, \forall h \in \mathcal{H}).
\end{aligned} \tag{5.18}$$

(12) エネルギー輸送に伴うエネルギーロス

ノード間のエネルギー輸送に伴うエネルギーロスは, ノード  $n$  からノード  $n'$  に輸送するとき, エネルギー輸送元ノードであるノード  $n$  における電力消費として表す. 具体的には, PTE については送電電力あたりのエネルギー損失率  $\lambda_{\text{HVDC},\text{total}}$  を用いて式 5.19 のとおり, HPL については, 水素流量あたりの圧縮機消費電力  $\lambda_{\text{HPL}}$  [kWh Nm<sup>-3</sup>] を用いて式 5.20 のとおり表される.

$$P_{n,\text{PTE},h}^- = \lambda_{\text{HVDC},\text{total}} \cdot F_{n,n',h}^{\text{PTE}} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}) \tag{5.19}$$

$$P_{n,\text{HPL},h}^- = \lambda_{\text{HPL}} \cdot F_{n,n',h}^{\text{HPL}} \quad (\forall n \in \mathcal{N}, \forall h \in \mathcal{H}) \tag{5.20}$$

(13) 予備力の確保

式 2.38 をマルチノード化した. 予備力はノードごとではなく, 全ノードの総和において確保されていけばよいものとした.

$$\begin{aligned}
&\sum_{n \in \mathcal{N}} \left( \sum_{i \in \{\text{Nuclear}, \text{Biomass}, \text{Geothermal}, \text{Hydro}\}} p_{n,i,h}^+ \right. \\
&\quad \left. + (1 - pl_{\text{H2CC}}) \sum_{m \in \mathcal{M}^+} X_{n,\text{H2CC},h}^m \right. \\
&\quad \left. + \sum_{i \in \{\text{PSHF}, \text{PSHV}\}} ((1 - pl_i) a v a_{i,h} X_{n,i}) \right. \\
&\quad \left. + 0.9 X_{n,\text{LIB}} + 0.3 (p_{n,\text{PV},h}^+ - P_{n,\text{PV},h}^-) \right) \\
&\quad \geq 1.03 d_{n,h}^{\text{ele}} + P_{n,\text{WE},h} \\
&\quad (\forall h \in \mathcal{H}).
\end{aligned} \tag{5.21}$$

(14) 月ごとの最大設備利用率

設備のメンテナンスによる設備稼働率の低下を考慮し, 設備ごとに月間最大稼働率 (停止モードにおける設備稼働率の下限值) を設定した.

## (15) その他

本検討では、同期化力を有するスマートインバータの普及を前提とし、慣性力の下限值制約は考慮しない。

## 5.6 ケーススタディ

本節では、前節で開発したモデルを用いたケーススタディを行う。既存系統ノード (EG ノード) に関する各種の前提は、第 4 章のベースケースと同一とする。したがって、二段階最適化手法におけるステップ 1 で EG ノードを最適化して得られる演算結果は、第 4 章のベースケースとして得られる結果と完全に同一のものになるため、本章ではステップ 2 によって得られる結果を中心に分析する。

### 5.6.1 主要な前提

外生変数に関する設定のうち、EG ノードに関する設定は、原則として第 4 章の設定にならう。

#### (1) AR ノードの VRE 発電量

追加再エネノード (AR ノード) には、PV または風力発電所を 1 基設置すると仮定し、その発電量カーブをアメダスデータを基に作成した。PV の発電量は、PV の大量導入が見込まれ、比較的設備利用率の高い鹿児島の日射量実績に基づいて作成した。全天日射量から PV 発電量への変換条件は以下の通りとした。

- 発電量は全天日射量に比例するものとした
- 過積載率は 120% とした
- 日射量  $1 \text{ kW/m}^2$  のとき、定格発電量が出るとした
- 設備利用率 14% となるように定数倍して調整した。

風力発電は、大量の洋上風力発電の導入が見込まれる東北・北海道の中で最も風況の良い松前町の風速実績をもとに発電カーブを作成した。風速から WT 発電量への変換は、4.2.4 節で述べた方法に基づいて行った。

#### (2) 輸送設備に関する前提

ベースケースにおけるノード間の距離の前提は、100 km とした。ベースケースにおける 100 km, 1 GW のときの輸送費用の基準価格およびエネルギー損失は、5.4 節での検討をもとに、表 5.4 のとおりとした。輸送設備容量は本モデルにより内生的に求められ、輸送コストもこれに比例するものとする。

表 5.4 ベースケースにおけるコストおよびエネルギーロスの想定値 (100 km, 1 GW).

Parameter	Value
<b>HPL</b> [116, 123]	
Capital cost of pipeline	$8.95 \times 10^{10}$ JPY
Capital cost of inlet compressors	$3.19 \times 10^9$ JPY
Capital cost of enroute compressors	$2.28 \times 10^9$ JPY
Energy intensity (pressuring power) ( $\lambda_{\text{HVDC, total}}$ )	$56 \text{ Wh Nm}^{-3}$
<b>PTE</b> [116, 110]	
Capital cost of HVDC	$4.84 \times 10^{10}$ JPY
Total energy loss rate ( $\lambda_{\text{HPL}}$ )	4.73 %

## 5.6.2 ケース設定

本稿の試算でケーススタディの対象とした変数は、AR ノードの発電プロファイル、PTE 単価および HPL 単価である。本稿で試算したケース一覧を表 5.5 に示す。なお、感度解析の対象としたパラメータは、EG ノードの設備構成に影響を与えないものであるから、EG ノードの設備構成はすべてのケースで第 4 章におけるベースケースの結果と同一となる。

### (1) AR ノードの発電プロファイル

AR ノードに設置する VRE は、PV または風力のいずれかとする。設備容量は 100 MW に固定する。

### (2) PTE 単価および HPL 単価

ノード間輸送技術である PTE および HPL の単価について、ベースケースの 0.5 倍～5 倍までの範囲でそれぞれ 4 段階でケース設定を行う。各輸送技術の建設コストは、主に発電所ノードの立地に依存する様々な敷設条件によって異なると考えられる。たとえば、水素需要が近傍に存在し、既存の HPL を利用できる、あるいは敷設距離が送電線に比べて短くてすむようなケースでは、PTE に対して相対的に HPL の敷設コストが低減できると考えられる。逆に、水素需要地が遠い一方で空き容量のある送電設備への連系点が発電所の近くで確保できる場合は、相対的に PTE の敷設コストが低減できると考えられる。このような様々な状況を考慮すると、PTE 単価および HPL 単価に関する不確かさは非常に大きいと考えられるため、それぞれベースケースの 0.5 倍から 5 倍までの範囲でケーススタディを行う。

表 5.5 ケース一覧.

ケース名	AR ノード内の VRE 設備	PTE 単価	HPL 単価
PV-Base	PV 100 MW	base	base
PV-HPL-L			base x 0.5
PV-HPL-H			base x 2
PV-HPL-HH			base x 5
PV-PTE-L		base x 0.5	base
PV-PTE-L-HPL-L			base x 0.5
PV-PTE-L-HPL-H			base x 2
PV-PTE-L-HPL-HH			base x 5
PV-PTE-H		base x 2	base
PV-PTE-H-HPL-L			base x 0.5
PV-PTE-H-HPL-H			base x 2
PV-PTE-H-HPL-HH			base x 5
PV-PTE-HH		base x 5	base
PV-PTE-HH-HPL-L			base x 0.5
PV-PTE-HH-HPL-H			base x 2
PV-PTE-HH-HPL-HH			base x 5
WT-Base	WT 100 MW	base	base
WT-HPL-L			base x 0.5
WT-HPL-H			base x 2
WT-HPL-HH			base x 5
WT-PTE-L		base x 0.5	base
WT-PTE-L-HPL-L			base x 0.5
WT-PTE-L-HPL-H			base x 2
WT-PTE-L-HPL-HH			base x 5
WT-PTE-H		base x 2	base
WT-PTE-H-HPL-L			base x 0.5
WT-PTE-H-HPL-H			base x 2
WT-PTE-H-HPL-HH			base x 5
WT-PTE-HH		base x 5	base
WT-PTE-HH-HPL-L			base x 0.5
WT-PTE-HH-HPL-H			base x 2
WT-PTE-HH-HPL-HH			base x 5

### 5.6.3 ベースケースの計算結果

はじめに、標準的な輸送設備コスト前提によるベースケース（PV-Base ケースおよび WT-Base ケースをまとめてベースケースと呼ぶ）の結果について述べる。

#### (1) 設備の構成とエネルギーミックス

ベースケースにおけるそれぞれのノードの設備容量の計算結果を表 5.6 に示す。ステップ 1 で最適化された EG ノードの結果は、第 4 章におけるベースケースの結果と同一であり、LIB の容量が 91.4 GW、水電解装置の容量が 18.0 GW となる。

AR ノード内の各設備の最適化された設備容量は、太陽光発電と風力発電とで大きく異なる。まず、PV の場合、100 MW の発電設備に対して 40 MW / 160 MWh の大容量の蓄電池が設置された。さらに、12 MW の水素製造装置と 9.6 MW の水素パイプラインを設置する事で、また水素の出荷も一定量行われている。ただし、水素タンクは導入されず、発電所側での水素貯蔵は導入されなかった。これらの設備により PV の発電電力が平準化され、最適化された送電線容量は 26.6 MW と発電設備に対してかなり小さい。

一方、風力発電の場合、発電所内への蓄電池や水素製造装置の設置はほとんど行われず。発電された電力は 99.3 MW という発電設備容量とほぼ同じ容量の送電設備により、EG ノードに直接送られている。

表 5.6 ベースケースにおける各ノードの最適化された設備構成。

Facility	EG node	AR node	AR node
		(PV-Base case)	(WT-Base case)
PV	260 GW (given)	100 MW (given)	0 (given)
WT	90 GW (given)	0 (given)	100 MW (given)
LIB	91.4 GW (366 GWh)	39.9 MW (160 MWh)	0
WE	18.0 GW	12.1 MW	0.7 MW
H2CC	57.7 GW	0	0
H <sub>2</sub> Tank (gas)	0	0	0
H <sub>2</sub> Tank (liq.)	1084 GWh	-	-
PTE to EG node	-	26.6 MW	99.3 MW
HPL to EG node	-	9.6 MW	0.6 MW

#### (2) 発電所併設設備の運用プロファイル

これらの結果を理解するために、図 5.5 に、ベースケースにおける代表的な期間における EG ノードおよび AR ノードの電力プロファイルを示す。図 5.5(a) は、EG ノードの電力プロファイル



である。昼間は主に PV による余剰電力が恒常的に発生しており、その大部分は揚水発電や LIB によって蓄電されるほか、水素製造に消費される。PV の発電量が大きい日 (5/24 や 5/28) には、出力抑制が行われる。

図 5.5(b) は、PV-Base ケースにおける同期間の AR ノードの電力プロファイルである。PV が発電する時間帯は、EG ノードにおいて電力が余剰となっている時間帯と重なっており、この時間帯に PTE で送電することを避け、LIB への充電や水素製造が行われることがわかる。蓄電された電力は、夜間や明け方など、EG ノードで電力が不足する時間帯に放電され、EG ノードに送電される様子が見られる。水素は貯蔵されず、製造すると同時に EG ノードに送られている。EG ノード内の水素製造設備よりも、高い設備利用率で継続的に運転される様子が見られるが、これは PTE による送電ロスよりも、HPL によるエネルギーロスの方が小さいためと考えられる。

図 5.5(c) は、WT-Base ケースにおける同期間の AR ノードの電力プロファイルである。PV-Base ケースとは全く様相が異なり、発電した電力をそのまま PTE により EG ノードに送電している様子が見られる。これは年間を通してこのような運用となっている。

この差異は、EG ノードに導入されている VRE 設備が PV 中心であること、また、PV は日中に全国的に発電量が集中するために発電時間帯の電力価値の低下効果(「共食い効果」や「カニバリゼーション効果」と呼ばれる [126]) が強く、送電時間をずらすことによる電力価値の向上効果が大きいことに起因していると考えられる。

#### 5.6.4 エネルギー輸送設備費用の影響

つづいて、エネルギー輸送設備単価が、併設設備の最適構成に与える影響を図 5.6 に示す。図 5.6(a) および (e) は、PV および風力に接続すべき送電線容量である。送電線単価が上昇するほど、送電線の容量を小さくする、すなわち発電側のピークカットを行う傾向が見られる。興味深いのは、PV の場合は図 5.6(b) に示す通り LIB を併設させてピークカットを行うのに対して、風力の場合は図 5.6(g)(h) に示す通り水電解+水素パイプラインを設置して、余剰電力による水素製造を志向する点である。これらの傾向は、HPL 単価の影響はあまり顕著に見られず、水電解装置と HPL の最適設備容量も含め、HPL 単価よりもむしろ PTE 単価に強く依存する。

いずれの場合も、AR ノードには H2CC や水素タンクは設置されない。H2CC に必要な資本コストが高いため、余剰電力貯蔵としての LIB と比較した場合の H2CC の経済性は、1kW の H2CC につき 19kWh の水素タンクを設置した場合にのみ成立する。このケーススタディでは、国内の水素は貯蔵や発電には使用されないが、水素の需要が豊富なため、すぐに他の用途に消費される。

PTE 単価が 0.5 倍のケースでは、HPL は導入されない。一方、HPL 単価が 0.5 倍の場合でも、PTE の導入容量がゼロになることはない。この結果は、遠隔地の変動再生可能エネルギーをすべて水素に変換して出荷することは経済合理性が小さいことを示唆する。すなわち、系統側で需給が逼迫しているときに送電することで得られる価値は相対的に大きいため、送電線の設置は高い経済性を有することが示唆される。

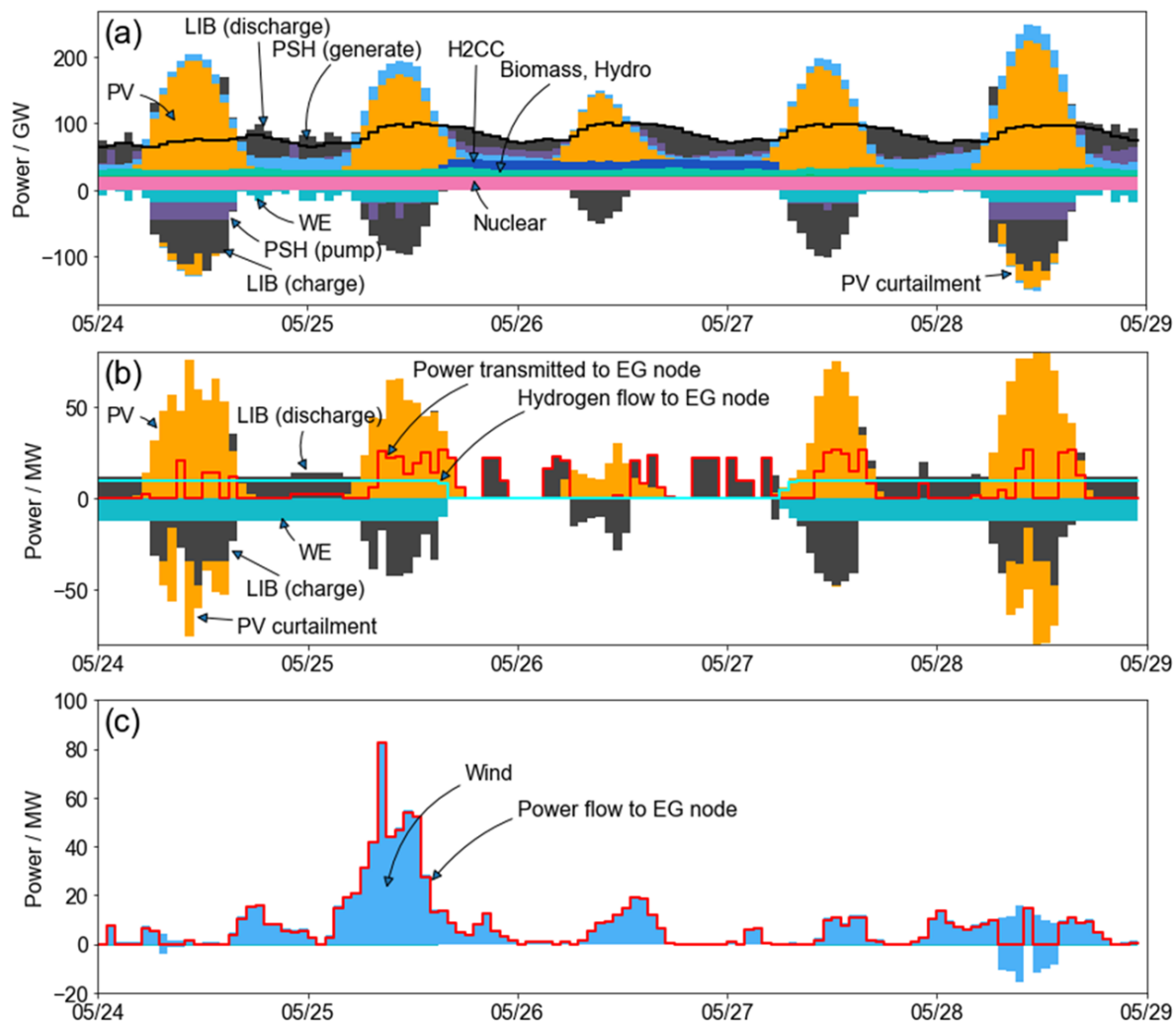


図 5.5 ベースケースにおける代表日の電力・水素プロフィール。(a) EG ノードの電力プロフィール, (b) PV-base ケースにおける AR ノードの電力・水素プロフィール, (c) WT-base ケースにおける AR ノードの電力プロフィール。

## 5.7 結論

本章では、第 2 章で構築した電力・水素需給最適化モデルをマルチノード化し、単一の VRE 発電所およびその併設設備（蓄電池、水素製造設備等）からのエネルギー輸送を含め、全体を最適化するモデルを構築した。このモデルを用いて、非化石電源のみで構成される電力系統に再生可能エネルギーが大量に導入されることを想定したケーススタディを行い、コストを最小化する設備（蓄電池、水電解装置、水素タンク、送電設備、水素パイプライン）の容量と運転特性を検討した。その結果、以下のことが明らかになった：

- 2050 年カーボンニュートラル達成を想定した電源構成を前提としたとき、遠隔地における再生可能エネルギー発電設備に併設すべき蓄電設備とエネルギー輸送設備の最適構成は、PV

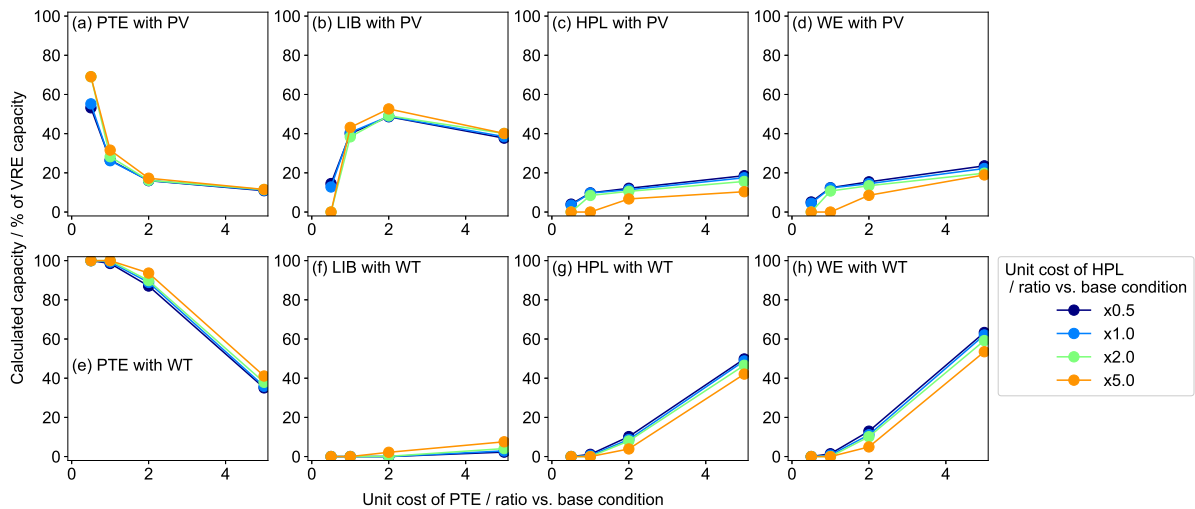


図 5.6 PV ((a)~(d)) または WT ((e)~(h)) に対する併設設備の最適構成に対する PTE および HPL の単価の影響。

と風力発電とで大きく異なる。

- PV の場合，併設蓄電池による発電側のピークカットや，水素製造+水素パイプラインでの水素輸送を行うことで，送電設備容量を削減する構成が選択された。
- 風力の場合，蓄電設備や水素製造設備を併設することなく，発電設備容量と同程度の送電設備が導入された。
- いずれのケースにおいても，発電所からのエネルギー輸送には送電線は利用することが経済合理的である．ベースケースにおいて，最適な送電設備容量は PV 発電所の定格容量の 27%，風力発電所の定格容量の 98% であった．送電線単価が 5 倍の場合でも，PV の 17%，風力の 40% の送電線の導入が行われた。
- 水電解装置および水素輸送が経済合理的に導入されるかどうかは，水素パイプライン単価よりもむしろ送電線単価に強く依存する．導入される場合は，発電電力による水素製造のみならず，LIB に蓄えられた電力を使っての水素製造も行われる。

本研究で開発されたモデルとその結果は，将来，再生可能エネルギー発電所とともに導入される併設設備，送電，水素輸送の種類を検討する際に有用である．このモデルの限界の 1 つは，巨大ノードである EG ノード内のエネルギー輸送を考慮していないことである．また，送電線やパイプラインの単価が線形でない状況など，より具体的な地理的状況を考慮したケーススタディも必要である．さらに，この研究では，大きな水素需要と水素輸入の柔軟性を想定している．これらの水素供給と需要の仮定を変更した場合の全体的な結果への影響を判断するために，さらなる分析が必要である．

## 参考文献

- [102] 安田 陽 and 濱崎 博. 「風力発電大量導入を考慮した 2050 年長期エネルギーシナリオにおける電力系統投資・経済モデル分析」. Japanese. In: 『風力エネルギー利用シンポジウム』 39 (2017), pp. 492–495. DOI: 10.11333/jweasympo.39.0\_492.
- [103] 尾羽 秀晃, 永井 雄宇, and 朝野 賢司. 『土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価 | 電力中央研究所 報告書』. ja. Tech. rep. Y18003. 電力中央研究所, Mar. 2019. URL: <https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=Y18003> (visited on 11/19/2023).
- [104] 秀晃 尾羽 et al. 『再エネ海域利用法を考慮した洋上風力発電の利用対象海域に関する考察 | 研究資料 Y19502』. ja. Tech. rep. Y19502. 電力中央研究所, Nov. 2019. URL: <https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/research/publications/view?indexId=46> (visited on 11/19/2023).
- [105] *AquaVentus Förderverein e.V.* de-DE. URL: <https://aquaventus.org/> (visited on 11/19/2023).
- [106] 田原 聡史, 藤井 康正, and 小宮山 涼一. 「日本国内における最適電源構成と組み合わせた水素製造・メタン合成技術の経済性評価」. Japanese. In: 『エネルギー・資源学会論文誌』 43.3 (2022), pp. 75–83. DOI: 10.24778/jjser.43.3\_75.
- [107] M. S. Okundamiya. “Size optimization of a hybrid photovoltaic/fuel cell grid connected power system including hydrogen storage”. In: *International Journal of Hydrogen Energy*. Sustainable Energy and Environmental Protection 46.59 (Aug. 2021), pp. 30539–30546. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.185. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920344359> (visited on 03/22/2023).
- [108] Paolo Gabrielli et al. “Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage”. In: *Applied Energy* 219 (June 2018), pp. 408–424. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.07.142. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917310139> (visited on 03/22/2023).
- [109] Paolo Gabrielli et al. “Robust and optimal design of multi-energy systems with seasonal storage through uncertainty analysis”. In: *Applied Energy* 238 (Mar. 2019), pp. 1192–1210. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.064. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919300649> (visited on 03/22/2023).
- [110] Thu Win May, Yew Ming Yeap, and Abhisek Ukil. “Comparative evaluation of power loss in HVAC and HVDC transmission systems”. In: *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*. ISSN: 2159-3450. Jan. 2016, pp. 637–641. DOI: 10.1109/TENCON.2016.7848080.

- [111] Sina Parhizi, Amin Khodaei, and Mohammad Shahidehpour. “Market-Based Versus Price-Based Microgrid Optimal Scheduling”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 9.2 (Mar. 2018). Conference Name: IEEE Transactions on Smart Grid, pp. 615–623. ISSN: 1949-3061. DOI: 10.1109/TSG.2016.2558517. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7460108> (visited on 11/19/2023).
- [112] Mina Nishi, Hiromi Yamamoto, and Katsuhito Takei. 『再生可能エネルギーを用いた電解水素の経済性 -国内外コスト比較と電解設備容量抑制の効果-』 . ja. Tech. rep. M19003. CRIEPI, Mar. 2020. URL: <https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=M19003> (visited on 10/30/2021).
- [113] Yasunori Kikuchi et al. “Battery-assisted low-cost hydrogen production from solar energy: Rational target setting for future technology systems”. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.3 (Jan. 2019), pp. 1451–1465. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.11.119. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918337212> (visited on 10/30/2021).
- [114] Hiromi Yamamoto, Hanako Fujioka, and Kunihiko Okano. “Cost analysis of stable electric and hydrogen energy supplies derived from 100% variable renewable resources systems”. In: *Renewable Energy* 178 (Nov. 2021), pp. 1165–1173. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2021.06.061. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121009277> (visited on 10/27/2021).
- [115] Sheila Samsatli, Iain Staffell, and Nouri J. Samsatli. “Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain”. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41.1 (Jan. 2016), pp. 447–475. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.10.032. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915300574> (visited on 11/19/2023).
- [116] Michael A. Semeraro. “Renewable energy transport via hydrogen pipelines and HVDC transmission lines”. In: *Energy Strategy Reviews* 35 (May 2021), p. 100658. ISSN: 2211-467X. DOI: 10.1016/j.esr.2021.100658. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X21000444> (visited on 03/19/2022).
- [117] A. Taieb and M. Shaaban. “Cost Analysis of Electricity Transmission from Offshore Wind Farm by HVDC and Hydrogen Pipeline Systems”. In: *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*. Mar. 2019, pp. 632–636. DOI: 10.1109/GTDAasia.2019.8715900.
- [118] Omar Hafez and Kankar Bhattacharya. “Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids”. In: *Renewable Energy* 45 (Sept. 2012), pp. 7–15. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2012.01.087. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112000985> (visited on 11/19/2023).

- [119] Abdulrahman Alassi et al. “HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112 (Sept. 2019), pp. 530–554. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2019.04.062. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302837> (visited on 11/26/2023).
- [120] EEP-Electrical Engineering Portal and Edvard Csanyi. *Analysing the costs of High Voltage Direct Current (HVDC) transmission*. Aug. 2014. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/analysing-the-costs-of-high-voltage-direct-current-hvdc-transmission> (visited on 11/28/2023).
- [121] *Electricity Ten Year Statement 2015*. Tech. rep. National Grid plc, Nov. 2015.
- [122] *Offshore Transmission Technology*. Tech. rep. ENTSO-E, Mar. 2011.
- [123] Mohd Adnan Khan, Cameron Young, and David B Layzell. “The Techno-economics of Hydrogen Pipelines”. In: *Transition Accelerator Technical Briefs* 1.2 (2021).
- [124] Christopher G. Arges, Gokul Venugopalan, and Deepra Bhattacharya. “(Invited) Electrochemical Pumping for Hydrogen Storage and Distribution in the Natural Gas Pipeline”. In: *ECS Meeting Abstracts* MA2022-01.39 (July 2022). Publisher: IOP Publishing, p. 1786. ISSN: 2151-2043. DOI: 10.1149/MA2022-01391786mtgabs. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/MA2022-01391786mtgabs/meta> (visited on 11/26/2023).
- [125] Abdalla M. Abdalla et al. “Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review”. In: *Energy Conversion and Management* 165 (June 2018), pp. 602–627. ISSN: 0196-8904. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.03.088. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418303170> (visited on 11/26/2023).
- [126] Werner Antweiler and Felix Muesgens. “On the long-term merit order effect of renewable energies”. In: *Energy Economics* 99 (July 2021), p. 105275. ISSN: 0140-9883. DOI: 10.1016/j.eneco.2021.105275. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988321001808> (visited on 12/02/2023).

## 第 6 章

# マルチノードモデルにおける二段階準最適化手法の開発

### 6.1 本章の概要

第 5 章で提案した輸送を含む最適化モデルは、計算量が膨大であり、通常の求解が困難であった。本研究においては、この課題を解決するために問題を分割し、2 段階で求解する方法を採用した。

本章では、具体的な手法の説明を行った後、手法の効果、適用可能な範囲の検証結果について述べる。

### 6.2 手法の概要

前章で定義したモデルの特徴は、十分に大きな既存システムノードと、既存システムノードと比較して十分小規模な単一発電所を想定した追加再エネノードから構成されることである。したがって、追加再エネノードにおける設備構成の変化が、既存システムノードの設備構成に与える影響が十分小さいとみなせると考えられる。そこで、この特徴を生かした計算量削減手法として、計算を 2 段階に分割する手法を検討した。

提案手法のコンセプトを図 6.1 に示す。本手法は 2 つのステップからなる。ステップ 1 では、追加再エネノードが存在しないものとして、既存システムノードの設備構成および運用が最適化される。つづくステップ 2 では、ステップ 1 で得られた設備構成を固定したうえで、追加再エネノードおよびノード間のエネルギー輸送設備を含めて最適化を行う。ステップ 2 では、システムノードを含むすべての設備の設備運用が最適化される。この手法における重要なポイントは、ステップ 2 における追加再エネノードの追加による既存システムノードの設備容量変化の影響を考慮していないことである。

本手法は見方を変えれば、単一の発電所の建設が、システム全体の設備構成に影響を与えないと仮定することと等しい。ステップ 2 では既存システムノード内の設備の運用も含めて最適化を行うため、単一の発電所のエネルギー供給が、システム全体のエネルギー設備の運用に与える影響は考慮される。現実的には、発電事業者が単一の発電所の設備構成を検討する場合に、システム側への設備追加等を同時に考慮することはまれであることから、「システムの構成を所与として、発電所併設備の構成のみを

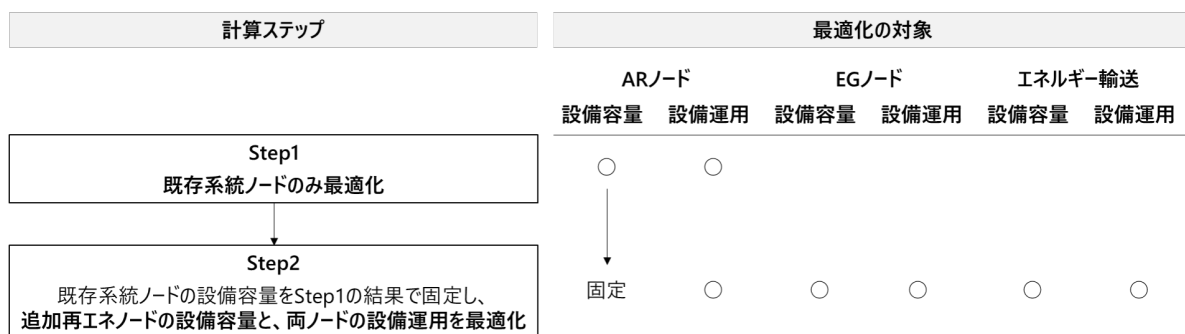


図 6.1 2 段階最適化手法のコンセプト。

最適化対象とする」という前提を取った場合の最適解を得る手法であると捉えることもできる。また、多くのマイクログリッドの最適化に関する研究においては、マイクログリッド系外とのエネルギー授受に関して、その取引価格や取引可能量を所与のものとして与えているが、これはマイクログリッドの構成や運用が、系統全体のエネルギー設備の運用に影響を及ぼさないと仮定していることと等価である。このような仮定と比較すると、本手法は、発電所併設設備の運用が系統側の設備の運用に与える影響を含めて最適化することから、エネルギー設備の運用に関する相互作用を考慮可能であるという点で、より優れた手法であるといえる。

## 6.3 手法の効果

前章の条件のもと各ケースにおける計算において、本手法を適用せずに全体を同時に最適化する演算を行った場合に 1 週間の計算時間で求界が不可能であったところ、本手法を適用することで、ほとんどのケースにおいて 1 日以内の計算時間で計算が完了することが確認された。したがって、本手法は、計算量削減の観点で実用上十分な効果を得られることを確認した。

## 6.4 手法の適用範囲

### 6.4.1 検証の方法

提案手法における重要な仮定として、「ステップ 2 における AR ノードの追加による EG ノードの設備容量変化が十分小さい」ことが挙げられる。したがって、EG ノードの設備容量に対して AR ノード内の各設備容量が十分小さいことが、本手法の適用要件となると考えられる。そこで、AR ノードにおける VRE の設備容量と、AR ノードの追加が EG ノードの設備容量に与える計算精度の低下との関係を調べた。

計算精度の確認方法として、得られた解の変化が十分に小さいことを確認する。具体的には、最初の試行で得られた AR ノードの容量を固定して EG ノードを最適化し、そして EG ノードの容量を固定して再度最適化した。



## 6.4.2 検証の結果

検証の結果を図 6.2 に示す。白抜きのマーカーが、本手法によって得られた AR ノードの各設備容量である。RE 容量が 100MW 追加された場合の蓄電および輸送設備の最適化された設備容量の、RE 設備容量に対する計算比率は、1MW や 10MW が追加された場合と比較してほぼ同じであり、線形性が保たれている。

また、図 6.2 において塗りつぶされたマーカーは、本手法による計算を 2 回反復して得られた AR ノードの各設備容量である。AR ノードの VRE 容量が 100MW 以下の場合、結果は 1 回目の計算と 2 回目の計算とでの変化が 1% 未満にとどまっており、最初の試行で得られた準最適解が十分に最適解に近いことが示唆された。

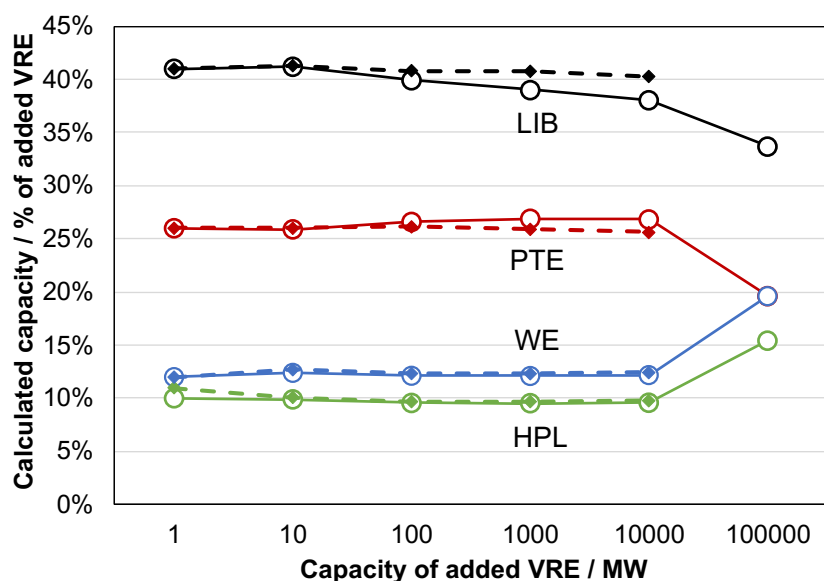


図 6.2 AR ノードの設備容量計算に及ぼす VRE 容量と反復回数の影響。実線：1 回目の反復，点線：2 回目の反復。

## 6.5 結論

本章では、大規模な既存系統ノードと、既存系統ノードと比較して十分に小さい単一発電所を想定した追加再エネノードとを接続した 2 ノードモデルにおいて、そのノードの容量の差に着目し、二段階で計算を行うことで計算量を削減する手法を提案した。近似精度について、計算の反復による解の安定性から、ノードの容量比がおおよそ 1:1000 以上であれば、十分な近似精度を維持しながら計算量を削減できることを確認した。

ただし、本手法の適用範囲が限定的である点には留意が必要である。追加再エネノードにおける VRE 容量が大きい場合は、本手法の適用が難しい。また、3 ノード以上のモデルに対しての適用可能性は明らかでない。さらに、計算時間の都合から、厳密な最適解との比較は未確認であり、定量

的な精度が保証された手法でないことも重要な点であり、より詳細な検証は今後の課題である。

ただし、先に述べた通り、系統の構成を所与として、発電所併設設備の構成のみを最適化対象とした最適解を得る手法とみなすこともでき、この観点で運用時の相互作用も考慮した最適化を行う手法であることから、特に発電事業者が発電所内の設備構成を最適化するという一般的なユースケースに対しては十分に有効な手法であると考えられる。

# 第7章

## 結論

### 7.1 本研究の成果

本論文は、我が国が目指すカーボンニュートラル達成に向けて、最適なエネルギーシステムの構成および運用の分析に資することを目指し、既報での検討が不十分であった需給調整力確保制約、水素需給の詳細分析、遠隔再エネ併設設備構成の最適化の3点に着目し、エネルギー需給モデルの構築およびケーススタディを行い、以下の結果を得た。

#### 7.1.1 需給調整力確保

##### ■実施事項

- VRE 普及時の需給調整力必要量の定量化を行った。
- 蓄電池や水素製造装置を含めた需給調整力供給のモデル化を行った。
- 特に九州エリアを対象としたケーススタディにより、将来の電源構成における需給調整力確保に関する分析を行った。

##### ■主要な結果

- 需給調整力必要量は、VRE 普及に伴って大幅に増大する。
- 需給調整力供給を担う技術は VRE 普及率によって大きく異なるものの、VRE 導入が進むにつれ蓄電池が担う割合が大きくなる。九州エリアを対象とした試算では、2030 年度の VRE 普及率 (kWh 比率で 21%) のとき、代表的なケースにおいて蓄電設備 (LIB, NaS 電池, 揚水発電の合計) が需給調整力供給を担う比率は 64% であったが、2040 年を想定した VRE 普及率 (kWh 比率で 21%) においては、92% にまで増大した。
- 蓄電池が需給調整力供給のみに専念する需給調整力供給モードを設定したところ、特に電力供給の主体が PV となり需給調整力供給の不足する昼間において、盛んに需給調整力供給モードが用いられることが確認された。
- また、VRE が普及し、国内での水素製造が導入されると、特に余剰電力が発生するもの十

分ではない時間帯において、水電解装置が部分負荷運転を行い需給調整力供給を行う運用が見られた。

- 需給調整力必要量確保制約を考慮した場合としない場合との結果の差異を示し、本制約の考慮が重要であることを示した。具体的には、当該制約の有無により、蓄電池導入量に1桁程度の差異が生じうる。また、蓄電池や火力発電の最適運用は、需給調整力供給を行うための部分負荷運転や需給調整力供給モードでの運用が多くみられるようになる。

## 7.1.2 水素プロファイルの分析

### ■実施事項

- 水素の発電部門以外での需要、輸入水素、国内での水素製造を1時間ごとに考慮可能なモデルを構築した。
- 輸入水素に関して、コストの精緻化、調達柔軟性に関する分析を行った。

### ■主要な結果

- 2050年の日本全国を想定したベース条件での試算において、供給される水素のうち国内製造と輸入水素との比率はおよそ97:3となり、大半が輸入によって賄われた。
- 最適な構成や水素導入量は、輸入水素コストや国内VRE導入量によって大きく異なる。多くのケースで、特性やコストの異なる複数の電力貯蔵手段(LIB, NAS, 国産水素, 輸入水素)が共存して導入される。
- LIBおよび水電解装置の設備単価が与える影響の分析を行った。その結果、LIBの価格低減は水電解装置の設備導入量にほとんど影響を与えず、同様に水電解装置の価格低減はLIBの設備導入量にほとんど影響を与えなかった。これは、LIBと水素製造装置の役割が明確に異なるためと考えられる。
- 2050年時点で国内に設置された水電解装置の最適運用の特徴として、10-35%程度の利用率で主に余剰電力を活用して行われることと、需給調整力供給に寄与することが挙げられる。
- 国内で製造される水素量は、発電部門以外での水素需要より常に少ないため、貯蔵されずただちに消費される。
- 輸入水素調達の柔軟性に関して、柔軟な輸入が可能なケースと、常に一定量の輸入が必要なケースとの2通りの設定での分析を行った。その結果、最適構成や運用において両ケースで大きな差異が見られ、国内需要に柔軟に対応できる国際水素サプライチェーンの構築の重要性が示唆された。

## 7.1.3 遠隔再エネの併設備構成の最適化

### ■実施事項

- 全国を想定したエネルギー需給モデルと、単一の発電所のモデルを接合し、モデル間のエネルギー輸送に関して送電技術および水素輸送技術を実装した需給モデルを構築した。
- 2050年ゼロエミッション構成を前提としたケーススタディにより、100 MWのPVまたは風力発電を備える発電所に併設すべき蓄電・水素製造設備の最適構成と、系統ノードへのエネルギー輸送設備の最適構成を分析した。
- 試算にあたり、計算量削減のため準最適解を得る2段階計算手法を導入し、その適用範囲について検証した。

## ■主要な結果

- 遠隔地における再生可能エネルギー発電設備に併設すべき蓄電設備とエネルギー輸送設備の最適構成は、PVと風力発電とで大きく異なる。PVの場合、併設蓄電池による発電側のピークカットや、水素製造+水素パイプラインでの水素輸送を行うことで、送電設備容量を削減する構成が選択された。一方、風力の場合、蓄電設備や水素製造設備を併設することなく、発電設備容量と同程度の送電設備が導入された。
- PVと風力の最適構成の違いは、設備利用率の違いと、全国的な発電タイミングの同時性が両者で異なることに起因すると考えられた。
- 二段階計算手法では、系統ノードおよび発電所ノードの容量比がおおよそ1:1000以上であれば、十分な近似精度を維持しながら計算量を削減できることを確認した。

## 7.2 本研究の限界

序論および2.6.4節で述べた通り、エネルギーシステムの分析にあたっては万能な需給モデルの開発は困難であり、分析の目的に応じて適切なモデルの選択を行う必要がある。本研究の主要な目的は、既存の需給モデルで十分に考慮が行われていないポイントに着目してその分析手法を提案することであり、万能な分析モデルを開発することではない。したがって、本モデルには以下のような重要な限界が存在する。

- エリアまたは日本全体を1ノードで表現しているため、連系線を含む域内のエネルギー輸送の影響が考慮されていない。
- 需要側技術(DR, EV充電のタイムシフト等), CCS, DAC等, 将来導入の可能性があるものの不確実性の高い技術については考慮していない。
- 単年度最適化モデルであるため, 将来のある1年だけを考慮した最適構成が得られ, 長期的な設備の残存については, 設備容量の上下制限という形でしか考慮されない。
- 水素需要について外生的に与えており, 水素価格の変化や競合技術の成熟による水素需要の変化を考慮されていない。

これらはいずれも重要なポイントである一方、既報によって検討されている要素も多いため、本研究の成果と組み合わせてモデルを発展させることが期待される。

## 7.3 本研究の活用に向けた展望

本研究をはじめ、エネルギー需給モデルによるシナリオ分析は既に政策決定分野では活用が進んでいる。以下では、本研究から得られる政策決定への示唆のほか、まだ活用が途上である民間企業の投資判断への活用に向けた展望を述べる。また、その課題について指摘し、今後必要な取り組みについて述べる。

### 7.3.1 政策決定への示唆

本研究では、主に、VRE 大量導入時における需給調整力の供給フローや、国内水素製造の競争力、遠隔再エネからのエネルギー輸送について論じた。これらの結果は、2050年カーボンニュートラル達成時のあるべきエネルギーシステムの一例を提示するものであり、たとえば以下のような政策への示唆を引き出すことができる。

- 需給調整の主力が蓄電池となることを前提とした環境整備が必要であり、専用線の不要化や、エリアごとの TSO との調整の簡素化などにより、参入障壁を極力下げることが望ましい
- 輸入水素調達においては、特に需要期に輸入量を増やすことのできるサプライチェーン構築が重要である。海外での水素製造プロジェクトにおける設備構成や、グリーン水素製造であれば製造地の発電プロファイルを含めたプロジェクトポートフォリオの最適化が望ましい。
- 遠隔再エネからのエネルギー輸送に関して、特に PV に関しては発電所内への蓄電池設置等により、送電線の設備利用率を高めることが望ましい。これを促す政策として、kW ベースの発電側基本料金をより強化する方法などが考えられる。

### 7.3.2 事業性評価での活用

企業が抱える課題として、エネルギーシステムの不確実性が高いために、発電所、蓄電池、水素製造装置等の設備投資が将来にわたりもたらす収益の予見性が低いというものがある。需給モデルを活用したシナリオ分析は、たとえば以下のような分析に活用できる可能性がある。

- 系統用蓄電池事業：市場規模の見立てや、将来にわたる収益性試算に活用する。また、将来の蓄電池のあるべきマルチユース運用について分析し、そのような運用を実現可能なシステム構築を行う。
- 国内での水素製造事業：輸入水素利用に対して経済性が上回る条件をプロジェクト条件に応じて分析する。
- 再エネ併設設備：将来の電源構成の変化も見越したうえで、再エネに併設すべき蓄電池の設備容量の検討に活用する。また、再エネ併設での水素製造プロジェクトの収益性試算に活用する。

なお、これらの分析にあたっては、各市場（エネルギー市場、容量市場、需給調整市場）で形成される価格に関する分析を行うことが望ましい。エネルギー需給モデルにより市場価格を分析した報告例は複数存在しており、応用一般均衡モデルと組み合わせる方法や、最適化問題のシャドウプライスを用いる方法などが提案されている。特に後者の方法は本研究のモデルに対して容易に適用可能である。特に、本モデルで構築した需給調整力確保制約のシャドウプライスの分析により、より正確な需給調整市場の価格形成分析を行うことができる可能性があり、今後の重要な検討課題である。

また、需給モデル評価の結果を活用し、将来のエネルギーシステムで重要な役割を果たすことが示唆される技術開発への投資判断を行うことも可能である。一例として、本研究の場合、蓄電池を需給調整に活用する技術が将来的により重要になることから、より制御遅延がなく、劣化に影響を与えずに蓄電池を高速に制御する技術や、従来の LFC 信号にとどまらず蓄電池の応答特性を生かしてより周波数安定化に貢献可能な制御信号を割り当てる技術等の開発が重要であることが示唆される。

### 7.3.3 投資ポートフォリオ検討での活用

複数の事業の収益性を比較する場合にしばしば問題となるのが、案件を通して一貫性をもった前提による収益性試算が難しいことである。このため、投資案件の優先順位を正確に評価することが困難であるという課題が存在する。エネルギー需給モデルによるシナリオ分析には、整理された前提データが必要であることから、同一の条件で複数の事業の事業性評価を行う際に有効なツールとなりうる。具体的には、以下の手順で事業投資のポートフォリオを最適化することが可能と考える。最適化手順のイメージを図 7.1 に示す。

1. エネルギー需給モデルに入力する前提として特に不確実性の高いパラメータをシナリオドライバーとして抽出する。
2. 抽出されたパラメータについて、検討範囲と発生確率を考慮して、複数のシナリオとそれぞれのシナリオの発生確率を設定する。
3. 複数のシナリオそれぞれの前提やエネルギー需給モデルのアウトプットをもとに各事業の事業性評価を行う。
4. 各シナリオの発生確率で重みを付けて、各事業の採算性指標の平均値をとることで、その事業が持つオプションバリューを算出する。オプションバリューの大きさを比較しつつ、また、特定のシナリオにバリューが偏らないようリスク耐性の高い事業ポートフォリオの構築を念頭に、投資の優先順位を判断する。

ただし、本モデルでは複数年にわたる事業評価を行うことができないため、既報 [127, 128] の例のような多年評価が可能なモデルを構築したうえで活用することが重要であると考えられる。

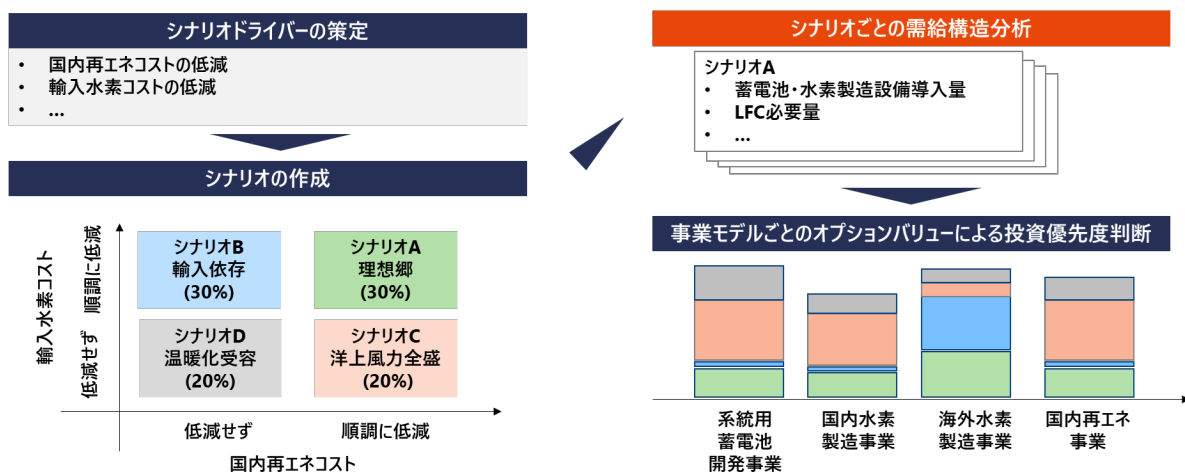


図 7.1 開発モデルを活用した事業ポートフォリオ構築の検討イメージ。

### 7.3.4 活用に向けた課題

エネルギーシステムモデルは、様々な機関でそれぞれに開発や拡張が行われ、各国の政策立案や各企業の意思決定に活用されているが、これらのモデルは、序論で述べた通り、様々な機関で独自に開発・拡張され、それらの透明性や妥当性が問題になることもしばしばある。また、モデルに入力する前提条件の設定は分析結果に非常に大きな影響を与える一方、膨大な入力データの妥当性を客観的に評価することが難しい。

今後のエネルギー需給モデルの理想的な在り方として、研究者コミュニティが協同してオープンソースのモデリングフレームワークを整備し、モデルへの入力や出力の形式を極力標準化することが望ましいと考える。また、たとえば国が公開する前提をもとにした標準的なデータセットを、モデルに入力可能な形でフォーマットして整備することも重要である。これらの標準的なモデルやデータセットに容易にアクセスできる環境を整えることで、より多くの意思決定者が容易にエネルギー需給モデルを活用できるようになり、長期的な視野のもと適切な意思決定を行うことを支援できるようになるものと考えられる。これは、特に現代のIT業界においてはOSS<sup>\*1</sup>貢献活動として一般的に行われつつある活動である。筆者も今後の研究活動の一環として、競争領域と協調領域を見極めつつ、既存のオープンソースの需給モデルの改善提案等を通し、本研究を含む研究成果を研究者コミュニティに対して積極的に還元する取り組みを進める所存である。

## 参考文献

- [127] 川上 恭章, 小宮山 涼一, and 藤井 康正. 「高時間解像度の発電部門を持つエネルギーシステム技術選択モデルによる CO<sub>2</sub> 削減シナリオの分析」. In: 『電気学会論文誌b (電力・エネルギー部門誌)』 138.5 (2018), pp. 382–391. DOI: 10.1541/ieejpes.138.382.

\*1 Open Source Software



- [128] 大槻 貴司 et al. 「2050 年 CO<sub>2</sub> 正味ゼロ排出に向けた日本のエネルギー構成」. Japanese. In: 『電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌)』 142.7 (2022), pp. 334–346. DOI: 10.1541/ieejpes.142.334.

# 謝辞

本論文は、筆者が早稲田大学理工学術院工学系研究科電気・生命情報専攻博士後期課程の在学中の成果をまとめたものです。本研究を進めるにあたり、多くの方々にご指導、ご助言をいただきました。

修士課程での研究分野（電気化学）とは全く異なる分野への進学を受け入れていただき、終始あたたかいご指導と激励を賜りました。早稲田大学 教授 林泰弘先生に心から敬意と感謝の意を表します。早稲田大学研究院 スマート社会技術融合研究機構 主任研究員 矢部邦明先生には、研究活動の当初より本論文の執筆に至るまで、多大なるご指導をいただきました。要領が悪く研究時間を確保できないことも多々あったなか、粘り強くご指導いただき、最終的に複数の論文を出版できたことは偏に矢部先生のお蔭であり、心よりお礼申し上げます。

また、本研究のベースとなるモデルの利用・改良を快諾いただいた、電力中央研究所 需要デザイングループ 上席研究員 山本博巳氏にも深くお礼申し上げます。

早稲田大学 研究院教授 石井英雄先生、早稲田大学理工学術院 教授 若尾真治先生、同 石山敦士先生、同 近藤圭一郎先生、北海道大学大学院情報科学研究院 教授 北裕幸先生、同 准教授 原亮一先生、早稲田大学大学院 教授 川上智子先生には、主に審査を通して貴重なご助言を賜りました。厚くお礼申し上げます。

筆者は社会人学生として本研究に取り組みました。特に博士課程への進学のきっかけを与えていただき、業務と研究活動の両立を支援いただいた ENEOS 株式会社 中央技術研究所長 佐藤康司氏には厚くお礼申し上げます。また、筆者の上長として研究活動に対して特に配慮いただいた ENEOS 株式会社 中央技術研究所 グループマネージャー（当時）後藤晃氏、梶田琢也氏、長谷川貴将氏に心よりお礼申し上げるとともに、共同研究に関するサポートをいただいた技術戦略室各位、業務上のフォローをいただいた同僚各位に厚く感謝いたします。

博士論文の執筆に際してサポートいただいた金子曜久先生をはじめとする林研究室のスタッフの皆様や、卓越大学院プログラムのスタッフの皆様にも大変お世話になりました。深く感謝いたします。また、卓越大学院プログラムの同期の皆様にもお世話になりました。特に同じ ENEOS 株式会社から進学した井手浩平氏には日頃より相談に乗っていただき、心の支えとなりました。改めてお礼申し上げます。

そして、日頃よりあたたかく見守ってくれた両親、義両親と、常に応援し全面的に筆者を支えてくれた妻 恵理、娘 怜依に、心から感謝します。

活動中、業務、育児、研究のいずれに対しても中途半端な取り組み方となってしまう、各方面に

多大なご迷惑をおかけしたにもかかわらず、辛抱強く応援いただいたすべての皆様に、心より感謝いたします。

# 発表状況

## 学術論文（査読あり）

- : 学位論文の根拠となる論文
- Kosuke Harada, Kuniaki Yabe, Hirofumi Takami, Akira Goto, Yasushi Sato, Yasuhiro Hayashi, "Two-step approach for quasi-optimization of energy storage and transportation at renewable energy site", Renewable Energy, Vol. 211, pp. 846 – 858, July 2023.
- 原田耕佑, 矢部邦明, 高見洋史, 後藤晃, 佐藤康司, 林泰弘, 「輸入水素および国内製造水素の発電・直接利用を含む電源構成・需給最適化モデルの構築」, エネルギー・資源学会論文誌, Vol. 42, Issue 5, pp. 315 – 324, 2021 年 9 月.

## 国際会議（査読あり）

- Kosuke Harada, Kuniaki Yabe, Yasuhiro Hayashi, "Optimal Configuration Of Energy Storage And Hydrogen Production At Renewable Energy Sites In A Power System Without Fossil Fuels In Japan", Proc. 23rd World Hydrogen Energy Conference (WHEC 2022), June 2022.

## 国内会議

- 矢部邦明, 原田耕佑, 林泰弘, 「東北における残余需要の変動実績と今後の周波数調整力必要量の考察」, 令和 4 年 電気学会全国大会, 2022 年 3 月.
- 原田耕佑, 矢部邦明, 林泰弘, 「非化石電源のみの電力系統における再エネ併設蓄電・水素製造設備の最適構成」, 第 38 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2022 年 1 月.
- 原田耕佑, 矢部邦明, 林泰弘, 「ゼロエミッション電源構成における輸入水素・国内水素製造の最適導入量に設備単価が与える影響の分析」, 令和 3 年 電気学会電力・エネルギー部門大会, 2021 年 8 月.
- 矢部邦明, 原田耕佑, 林泰弘, 「九州における太陽光発電出力の短周期変動実績と周波数調整力必要量」, 令和 3 年 電気学会電力・エネルギー部門大会, 2021 年 8 月.
- 原田耕佑, 矢部邦明, 林泰弘, 「水素需要および輸入水素利用を含むエネルギーシステムの最

適運用モデルの構築」, 第 37 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2021 年  
1 月.