

環境省 御中

# 令和元年度パリ協定等を受けた中長期的な温室効果 ガス排出削減達成に向けた再生可能エネルギー導入 拡大方策検討調査委託業務

---

報告書

2020年3月31日

 株式会社三菱総合研究所

環境・エネルギー事業本部



## はじめに

パリ協定では、温室効果ガスについて低排出型の発展のための長期的な戦略（以下「長期戦略」という。）の立案・通報等を規定している。我が国は、「最終到達点として「脱炭素社会」を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現していくことを目指す」とした長期戦略を策定しているところである。また、温室効果ガス削減目標として、2030年度において2013年度比26.0%減（2005年度比25.4%減）を掲げた地球温暖化対策計画（平成28年5月13日閣議決定）は、地球温暖化対策推進法に基づき、少なくとも3年ごとに目標及び施策について検討を加え、必要があると認めるときは、計画を変更することは少なくとも3年ごとに検討を加えることとされており、令和元年度は計画見直しを検討することとしている。

本業務は、再生可能エネルギーに関して、諸外国における先進事例の把握や我が国における導入拡大方策の検討を行うとともに、再生可能エネルギー導入拡大による技術的・社会経済的影響について、地域特性に注目しつつ調査・検討を行った。



## 目次

<b>1. 再生可能エネルギー導入促進に向けた動向調査</b> .....	<b>1</b>
1.1 諸外国における再生可能エネルギー（電気、熱）の導入実績及び見通し.....	1
1.1.1 世界 .....	1
1.1.2 OECD .....	8
1.1.3 EU.....	12
1.1.4 日本 .....	16
1.1.5 ドイツ.....	22
1.1.6 英国 .....	26
1.1.7 スペイン .....	30
1.1.8 イタリア .....	35
1.1.9 デンマーク.....	40
1.1.10 フランス .....	44
1.1.11 米国 .....	49
1.1.12 豪州 .....	54
1.1.13 中国 .....	59
1.1.14 韓国 .....	65
1.1.15 インド.....	69
1.1.16 カナダ.....	74
1.1.17 各国の再生可能エネルギー電気導入実績の比較.....	75
1.2 諸外国における再生可能エネルギー等分散型エネルギーの普及動向に関する調査	76
1.2.1 再生可能エネルギー電力 100%に向けたシナリオに係る文献調査.....	76
1.2.2 再生可能エネルギーの主力電源化を前提とした電力システムのあり方に係る文 献調査 .....	81
1.2.3 新たな電力関連ビジネスに関する動向調査 .....	84
1.2.4 総括：わが国の再生可能エネルギー大量導入に向けた今後の検討課題.....	87
1.3 海外文献等の翻訳 .....	89
1.3.1 対象文献の選定 .....	89
1.3.2 翻訳の手順.....	89
1.3.3 翻訳文献 .....	89
<b>2. 地域における再生可能エネルギー導入拡大に関する調査</b> .....	<b>91</b>
2.1 地域間連携による導入拡大の検討.....	91
2.1.1 モデル地域の選定.....	91
2.1.2 モデル地域における地域間連携による導入拡大の検討 .....	91
2.1.3 都市部と地方部の連携による再エネ導入の拡大に必要な事項 .....	98
2.2 地域新電力等による再生可能エネルギーの最大限の活用方策の検討 .....	100
2.2.1 卒 FIT 電源のインバランス制御の考え方整理.....	101
2.2.2 余剰電力予測手法の開発.....	106
2.2.3 需要側機器の外部制御手法の開発 .....	113

2.2.4 みやま市における実証 .....	121
2.2.5 地域新電力の経営へのインパクト評価 .....	129
2.2.6 まとめ .....	132
2.2.7 参考：世帯別データ .....	133
2.3 環境・経済・社会を統合的に考慮した分析 .....	146
2.3.1 イントロダクション .....	146
2.3.2 手法とデータ .....	149
2.3.3 結果と議論 .....	158
2.3.4 地域間連系線 .....	171
2.3.5 コスト分析 .....	174
2.3.6 今後の検討課題 .....	180
<b>3. 系統強化方策及びデマンド・レスポンス等の需要能動化方策の提案とその効果把握 .....</b>	<b>183</b>
3.1 調査の目的と想定する 2040 年の社会 .....	183
3.2 分析に用いるシミュレーションモデルの概要 .....	185
3.3 分析のケース設定 .....	186
3.4 分析の前提条件 .....	187
3.5 分析結果 .....	216
3.6 まとめと今後の課題 .....	233
<b>4. 再生可能エネルギー導入促進に向けた方策の検討 .....</b>	<b>235</b>
4.1 太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた方策の検討 .....	235
4.1.1 太陽光発電をめぐる現状の整理 .....	235
4.1.2 今年度の検討事項 .....	257
4.1.3 発電事業者視点での課題・取組の整理 .....	260
4.1.4 需要家視点での課題・取組の整理 .....	282
4.1.5 課題を踏まえた施策の検討 .....	315
4.2 風力発電の導入加速化・最大化に向けた具体方策の検討 .....	324
4.2.1 洋上風力発電を巡る動向 .....	324
4.2.2 今年度の検討事項 .....	342
4.2.3 保守・故障データの収集・共有に係る調査結果 .....	348
4.2.4 メンテナンスプログラム・O&M 人材育成に係る調査結果 .....	353
4.2.5 国によるゾーニング推進・高度化に係る調査結果 .....	362
4.2.6 調査結果まとめ・施策の方向性 .....	396
4.3 【参考】有識者集中ヒアリング、事業者等への個別ヒアリングについて .....	400

参考資料

海外調査関連

文献翻訳

## 図目次

図 1-1	世界の再生可能エネルギー発電設備容量	2
図 1-2	世界の再生可能エネルギーによる発電電力量	2
図 1-3	世界の熱消費量構成比（2018年）	3
図 1-4	世界の再生可能エネルギー発電設備容量【見通し】	5
図 1-5	世界の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	5
図 1-6	世界の熱消費量及び構成比の推移【見通し】	6
図 1-7	電源別発電電力量の推移（世界）	7
図 1-8	OECD加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量	8
図 1-9	OECD加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量	9
図 1-10	OECD加盟国の再生可能エネルギーによる熱消費量	9
図 1-11	OECD加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	10
図 1-12	OECD加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	11
図 1-13	電源別発電電力量の推移（OECD）	11
図 1-14	EUの再生可能エネルギーによる発電設備容量	12
図 1-15	EUの再生可能エネルギーによる発電電力量	13
図 1-16	EUの再生可能エネルギーによる熱消費量	13
図 1-17	EUの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	14
図 1-18	EUの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	15
図 1-19	電源別発電電力量の推移（EU）	15
図 1-20	日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量	17
図 1-21	日本の再生可能エネルギーによる発電電力量	18
図 1-22	日本の再生可能エネルギーによる熱供給量	18
図 1-23	日本のエネルギー需給構造と再生可能エネルギーによる発電量のシェア （2030年度）【見通し】	19
図 1-24	日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	20
図 1-25	日本の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	21
図 1-26	電源別発電電力量の推移（日本）	21
図 1-27	ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量	22
図 1-28	ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量	23
図 1-29	ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量	23
図 1-30	ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	24
図 1-31	電源別発電電力量の推移（ドイツ）	25
図 1-32	英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量	26
図 1-33	英国の再生可能エネルギーによる発電電力量	27
図 1-34	英国の再生可能エネルギーによる熱消費量	27
図 1-35	英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	28
図 1-36	英国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	29
図 1-37	電源別発電電力量の推移（英国）	29
図 1-38	スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量	30

図 1-39	スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量.....	31
図 1-40	スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量.....	31
図 1-41	スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】 .....	32
図 1-42	スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】 .....	33
図 1-43	スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】 .....	33
図 1-44	電源別発電電力量の推移（スペイン） .....	34
図 1-45	イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	35
図 1-46	イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量.....	36
図 1-47	イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量.....	36
図 1-48	イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】 .....	37
図 1-49	イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】 .....	38
図 1-50	イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】 .....	38
図 1-51	電源別発電電力量の推移（イタリア） .....	39
図 1-52	デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	40
図 1-53	デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量.....	41
図 1-54	デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量.....	41
図 1-55	デンマークの再生可能エネルギーによる電力消費量【見通し】 .....	42
図 1-56	電源別発電電力量の推移（デンマーク） .....	43
図 1-57	フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	44
図 1-58	フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量.....	45
図 1-59	フランスの再生可能エネルギーによる熱消費量.....	45
図 1-60	フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】 .....	46
図 1-61	フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】 .....	47
図 1-62	フランスの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】 .....	47
図 1-63	電源別発電電力量の推移（フランス） .....	48
図 1-64	米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	49
図 1-65	米国の再生可能エネルギーによる発電電力量.....	50
図 1-66	米国の再生可能エネルギーによる熱消費量 .....	50
図 1-67	米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】 .....	51
図 1-68	米国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】 .....	52
図 1-69	米国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】 .....	52
図 1-70	電源別発電電力量（米国） .....	53
図 1-71	豪州の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	54
図 1-72	豪州の再生可能エネルギーによる発電電力量.....	55
図 1-73	豪州の再生可能エネルギーによる熱消費量 .....	55
図 1-74	豪州の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】 .....	56
図 1-75	豪州の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】 .....	57
図 1-76	豪州の再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】 .....	57
図 1-77	電源別発電電力量の推移（豪州） .....	58
図 1-78	中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	59
図 1-79	中国の再生可能エネルギーによる発電電力量.....	60
図 1-80	中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】 .....	62

図 1-81	中国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	62
図 1-82	電源別発電電力量の推移（中国）	63
図 1-83	韓国の再生可能エネルギーによる発電設備容量	65
図 1-84	韓国の再生可能エネルギーによる発電電力量	66
図 1-85	韓国の再生可能エネルギーによる熱消費量	66
図 1-86	電源別発電電力量の推移（韓国）	68
図 1-87	インドの再生可能エネルギーによる発電設備容量	69
図 1-88	インドの再生可能エネルギーによる発電電力量	70
図 1-89	インドの再生可能エネルギーによる熱消費量	70
図 1-90	インドの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	71
図 1-91	インドの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	72
図 1-92	インドの再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】	72
図 1-93	電源別発電電力量の推移（インド）	73
図 1-94	カナダの再生可能エネルギーによる発電電力量	74
図 1-95	各国の再生可能エネルギーによる発電実績の比較	75
図 1-96	エネルギー起源 CO2 排出量（2010～2050 年）のシナリオ想定	77
図 1-97	パリ市・フランクフルト市の CO2 削減アプローチ	77
図 1-98	9 段階のロードマップと一次エネルギー消費量・CO2 排出量	78
図 1-99	欧州におけるエネルギーシステムコストの推移	79
図 1-100	シナリオ別の総費用	79
図 1-101	電力システム変革のためのイノベーション導入計画のステップ	82
図 1-102	柔軟性向上のためのソリューション概要	82
図 1-103	需要側柔軟性を活用した場合の負荷（需要）	83
図 1-104	自然エネルギー導入シナリオ（東日本）における電源脱後の周波数応答	83
図 1-105	Next Kraftwerke 社のビジネスモデルの概要	85
図 2-1	部門別エネルギー消費量（試算）	92
図 2-2	電力・電力以外のエネルギー消費量（試算）	93
図 2-3	横浜市内におけるエネルギー消費量の供給内訳（試算）	97
図 2-4	供給スキーム	99
図 2-5	「FIT 特例制度①」の概念図	100
図 2-6	余剰電力と自家消費の関係	101
図 2-7	インバランスの概念図（前日計画値と発電実績値の差分）	102
図 2-8	デマンドレスポンス機器としての HP 給湯機の優位性と留意点	103
図 2-9	HP 給湯機を用いたインバランス制御の運用フロー	104
図 2-10	仮想的な世帯データの構築方法	105
図 2-11	太陽光発電予測モジュールの計算フロー	106
図 2-12	電力需要予測の計算フロー	110
図 2-13	発電量の計画値・予測値と実績値の誤差（世帯合計）	111
図 2-14	余剰電力の計画値・予測値と実績値の誤差（世帯合計）	112
図 2-15	データの入出力構造のイメージ	113
図 2-16	湯量管理に関わる運転制御の考え方	114

図 2-17	インバランス制御のアルゴリズム .....	115
図 2-18	手動による沸上開始・停止制御の Web インターフェース .....	116
図 2-19	手動沸き上げ外部制御の動作確認 (2019/11/13).....	117
図 2-20	太陽光発電量の計画・予測・実績値およびインバランスの画面表示 (全世界帯) .....	119
図 2-21	電力需要量の計画・予測・実績値およびインバランスの画面表示 (全世界帯) .....	119
図 2-22	余剰需要量の計画・予測・実績値およびインバランスの画面表示 (全世界帯) .....	120
図 2-23	実証試験の概要 .....	121
図 2-24	HP 給湯機の外部制御前後のインバランス予測値変化(単位:Wh)_全世界帯合計	123
図 2-25	HP 給湯機の外部制御前後のインバランス実測値変化(単位:Wh)_全世界帯合計	124
図 2-26	HP 実証期間における余剰電力量の予測誤差 (世帯合計：基準化 MAE (%) ) .....	124
図 2-27	当初想定した昼間沸上制御イメージ .....	125
図 2-28	実証を踏まえて更新した昼間沸上制御イメージ.....	125
図 2-29	昼間沸上台数の決定の考え方 (晴天予報時) .....	126
図 2-30	九州エリアにおける JEPX エリアプライスとインバランス料金 (2019/11/16~2019/12/15) .....	127
図 2-31	対象期間における日射量と晴天指標の対応関係.....	128
図 2-32	プログラム改善後のインバランス発生量 .....	128
図 2-33	経済性評価の考え方 .....	129
図 2-34	HP 給湯機の外部制御による経済性評価 .....	130
図 2-35	2022 年以降のインバランス料金 .....	131
図 2-36	2018 年度の広域的予備率年間分布 .....	132
図 2-37	太陽光発電の計画値と実績値の比較例 (2019/11/16~2019/11/22) .....	133
図 2-38	需要予測と実績値の比較例 (2019/11/16~2019/11/22) .....	134
図 2-39	余剰電力の予測値と実績値の比較例 (2019/11/16~2019/11/23) .....	135
図 2-40	発電量の世帯別予測誤差 (基準化 MAE (%) ) .....	136
図 2-41	余剰電力量の世帯別予測誤差 (基準化 MAE (%) ) .....	137
図 2-42	実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 1) .....	138
図 2-43	実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 2) .....	139
図 2-44	実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 3) .....	140
図 2-45	実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 4) .....	141
図 2-46	実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 5) .....	142
図 2-47	実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 6) .....	143
図 2-48	実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 7) .....	144
図 2-49	実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 8) .....	145
図 2-50	日本の部門別 CO2 排出量の推移.....	146
図 2-51	日本の発電ミックスの推移 .....	147
図 2-52	SWITCH-Japan モデルの概念図.....	150
図 2-53	既存・計画中の地域間連系線の概要 .....	151

図 2-54	本シナリオにおける発電・蓄電設備の各投資期間での初期投資費用 括弧内は最大稼働期間.....	154
図 2-55	日本の原子力発電所の合計発電容量と運転期間の関係.....	155
図 2-56	日本の電力部門からの CO2 排出量（実線は実績値、破線は今回の試算で用いた目標値） .....	157
図 2-57	本シナリオにおける発電・蓄電容量の推移 .....	159
図 2-58	本シナリオにおける発電ミックスの推移 .....	161
図 2-59	本シナリオにおける 2050 年の 10 エリアの発電・蓄電容量（GW） .....	164
図 2-60	本シナリオにおける 2050 年の 10 エリアの発電ミックス（TWh） .....	165
図 2-61	本シナリオにおける日本全体の発電プロファイルの推移.....	169
図 2-62	本シナリオにおける 10 地域の発電プロファイル.....	171
図 2-63	本シナリオにおける 2050 年の発電、蓄電、送電容量（送電線の矢印の方向は、平均的な方向を表す） .....	172
図 2-64	各投資期間に建設された地域間連系線の容量.....	173
図 2-65	本シナリオにおける 2050 年の送電プロファイル.....	174
図 2-66	送電線の費用を比例倍した場合の 2050 年までに建設される各地域間送電線の変化 .....	176
図 2-67	送電線の費用を比例倍した場合の 2050 年の発電容量の変化.....	177
図 2-68	送電線高コストケースにおける各投資期間の地域間連系線追加容量.....	178
図 2-69	送電線高コストケースでの 2050 年の各エリアの発電・蓄電容量.....	178
図 2-70	送電線高コストケースでの 2050 年の各需要エリアの発電電力量.....	179
図 2-71	送電線高コストケースでの日本全体の電力プロファイル.....	180
図 3-1	Sustainable Development Scenario におけるエネルギー起源 CO2 の排出パス .....	183
図 3-2	WEO 2019 の各シナリオにおける日本の電源構成 .....	184
図 3-3	電力需給モデルの構造 .....	185
図 3-4	電力需要データの整理イメージ .....	188
図 3-5	北海道電力エリア年間電力負荷パターン .....	190
図 3-6	東北電力エリア年間電力負荷パターン .....	190
図 3-7	東京電力エリア年間電力負荷パターン .....	191
図 3-8	中部電力エリア年間電力負荷パターン .....	191
図 3-9	北陸電力エリア年間電力負荷パターン .....	192
図 3-10	関西電力エリア年間電力負荷パターン .....	192
図 3-11	中国電力エリア年間電力負荷パターン .....	193
図 3-12	四国電力エリア年間電力負荷パターン .....	193
図 3-13	九州電力エリア年間電力負荷パターン .....	194
図 3-14	沖縄電力エリア年間電力負荷パターン .....	194
図 3-15	エリア別の給湯機構成比の設定 .....	195
図 3-16	北海道電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機） .....	196
図 3-17	東北電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機） .....	196
図 3-18	東京電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機） .....	197
図 3-19	中部電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機） .....	197
図 3-20	北陸電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機） .....	198

図 3-21	関西電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）	198
図 3-22	中国電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）	199
図 3-23	四国電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）	199
図 3-24	九州電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）	200
図 3-25	沖縄電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）	200
図 3-26	夜間充電パターン（左図）及び昼夜間充電シフトパターン（右図）	201
図 3-27	平日の走行パターン（左図）及び休日の走行パターン（右図）	202
図 3-28	各クラスタにおける充放電パターン（平日）	203
図 3-29	各クラスタにおける充放電パターン（休日）	203
図 3-30	平均的な充放電パターン（左：平日、右：休日）	204
図 3-31	電力エリア別の製鋼用電炉の負荷パターン	205
図 3-32	電炉負荷パターン（平日：北海道電力管轄エリアの場合）	205
図 3-33	ヒートポンプ給湯機のシフト前負荷パターン	206
図 3-34	電気自動車のシフト前負荷パターン	206
図 3-35	製鋼用電炉のシフト前負荷パターン	207
図 3-36	2040 年断面のエリア別の原子力発電の設備容量	208
図 3-37	原子力、新設コンバインドサイクルガスタービン、新設石炭火力の負荷追従能力	209
図 3-38	太陽光発電の将来の導入量比較	211
図 3-39	風力発電の将来の導入量比較	212
図 3-40	連系線概念図	212
図 3-41	北海道における簡易試算イメージ	213
図 3-42	簡易試算による地域間連系線の想定増強量	214
図 3-43	蓄電池設定の比較	215
図 3-44	全国の年間発電量比率	216
図 3-45	ベースケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率	217
図 3-46	全国およびエリア別のメリットオーダー	217
図 3-47	風力需要地導入ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率	218
図 3-48	連系線大幅増強ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率	219
図 3-49	再エネ拡大ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率	219
図 3-50	再エネ拡大+連系線増強ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率	220
図 3-51	DR なしケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率	220
図 3-52	原子力負荷追従ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率	221
図 3-53	再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率	221
図 3-54	ケース別の再エネ容量と発電量	222
図 3-55	ケース別・エリア別の再エネ抑制率	223
図 3-56	ベースケースのエリア別・月別再エネ抑制率	224

図 3-57	再エネ拡大ケースのエリア別・月別再エネ抑制率.....	224
図 3-58	再エネ拡大+連系線増強ケースのエリア別・月別再エネ抑制率 .....	225
図 3-59	ベースケースの北海道の需給バランス .....	226
図 3-60	風力需要地導入ケースの北海道の需給バランス.....	227
図 3-61	連系線増強ケースの北海道の需給バランス .....	227
図 3-62	再エネ拡大ケースの北海道の需給バランス .....	228
図 3-63	再エネ拡大+連系線増強ケースの北海道の需給バランス.....	228
図 3-64	DR なしケースの北海道の需給バランス.....	229
図 3-65	原子力負荷追従ケースの北海道の需給バランス.....	229
図 3-66	再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢ケースの北海道の需給バランス.....	230
図 3-67	ケース別の北海道→東北向きの連系線利用状況.....	231
図 3-68	ケース別の東北→東京向きの連系線利用状況.....	231
図 3-69	ケース別の燃料費 .....	232
図 3-70	ケース別の火力の発電電力量 .....	232
図 4-1	太陽光発電（住宅用）の導入量・見込量・認定量.....	235
図 4-2	太陽光発電（事業用）の導入量・見込量・認定量.....	236
図 4-3	FIT 認定案件の稼働状況（2019年3月） 上：FIT 認定量、下：FIT 導入量 .....	237
図 4-4	戸建住宅における太陽光発電の採用率推移 .....	238
図 4-5	各機関の長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しの比較.....	239
図 4-6	戸建住宅における太陽光発電の導入ポテンシャル.....	240
図 4-7	太陽光発電（戸建住宅用以外）の導入ポテンシャル量.....	241
図 4-8	事業用太陽光発電の資本費の推移 .....	242
図 4-9	各国の事業用太陽光発電の資本費内訳（2018年）左.....	243
図 4-10	日本とドイツの事業用太陽光発電の資本費内訳（2017年） .....	243
図 4-11	住宅用太陽光発電の資本費の推移、および内訳（2019年） .....	244
図 4-12	各国の住宅用太陽光発電の導入コスト（2018年） .....	245
図 4-13	住宅用太陽光発電の FIT 買取価格・LCOE・電気料金比較 .....	247
図 4-14	事業用太陽光発電の FIT 買取価格・入札価格・LCOE・電気料金比較 .....	247
図 4-15	「固定プレミアム型」と「変動プレミアム型」の中間の制度.....	249
図 4-16	左：FIT 買取期間中 右：FIT 買取期間終了後.....	250
図 4-17	FIT を卒業する住宅用太陽光発電の推移 左：（年別） 右：（累積） .....	250
図 4-18	九州における出力抑制量、抑制率の推移 .....	252
図 4-19	九州における出力抑制発生日における1時間平均の需給バランス.....	253
図 4-20	東北北部エリア募集プロセスのスケジュール.....	254
図 4-21	ノンファーム接続の適用系統の整理 .....	254
図 4-22	国府町とソーラーフロンティア、町内の災害避難所4か所への太陽光発電・蓄電システム導入に向けたクラウドファンディング .....	256
図 4-23	太陽光発電導入加速化のための取組項目とヒアリング先.....	259
図 4-24	左：共同購入事業の概要 右：共同購入事業の流れ.....	260
図 4-25	大阪府および大阪市の太陽光発電設備の共同購入の取組み.....	261
図 4-26	東京都の再エネ電力共同購入の取組み .....	261

図 4-27	自家消費型太陽光発電システム国内市場の推移予測.....	263
図 4-28	自家消費型太陽光発電システムのビジネスモデル.....	264
図 4-29	オフサイト PPA モデルの一般的な類型.....	265
図 4-30	自家消費モデルの導入事例（自前設置）.....	265
図 4-31	自家消費モデルの導入事例（PPA）.....	266
図 4-32	自家消費モデルの導入事例（リース）.....	266
図 4-33	世界の地域別コーポレート PPA 新規契約容量の推移.....	268
図 4-34	欧州における国別のコーポレート PPA 新規契約容量の推移.....	268
図 4-35	PPA モデルのメリットおよび課題.....	269
図 4-36	再生可能エネルギー電力を調達する際のビジネスモデルの分類.....	270
図 4-37	コーポレート PPA のひな形契約書.....	271
図 4-38	企業調達ディレクトリの画面イメージ.....	271
図 4-39	環境アセス対象規模要件のイメージ.....	273
図 4-40	急傾斜地法において指定をうける区域の基準.....	274
図 4-41	営農型太陽光発電の件数（件）.....	275
図 4-42	営農型太陽光発電の下部の農地面積（ha）.....	276
図 4-43	農地における営農型太陽光発電の導入ポテンシャル.....	277
図 4-44	耕作放棄地（荒廃農地）の導入ポテンシャル.....	277
図 4-45	JA における取組みイメージ.....	279
図 4-46	農地転用許可制度の概要.....	279
図 4-47	農山漁村再生可能エネルギー法の概要.....	280
図 4-48	農山漁村の健全な発展に資する取組の例.....	281
図 4-49	RE100 加盟企業.....	283
図 4-50	RE100 参加企業における再生可能エネルギー調達方法の内訳（2017 年） .....	284
図 4-51	エネルギー属性証明の各国分布.....	288
図 4-52	米国における発電源証明（RECs）の取引方法.....	289
図 4-53	発電源証明の取引量（割合）.....	289
図 4-54	太陽光発電の割合による REC 価格の変化.....	290
図 4-55	グリーン電力プログラムの取引量推移（2010-2017）.....	291
図 4-56	グリーン電力調達目的での REC 価格の推移（2012-2018）.....	291
図 4-57	分離販売 REC の取引量推移（2010-2017）.....	292
図 4-58	RPS 遵守目的での州ごとの REC 価格の推移（2012-2018）.....	292
図 4-59	GO のイメージ.....	293
図 4-60	GO の市場取引量推移（2002~2018 年）.....	294
図 4-61	GO の電源種別発行量（TWh）.....	294
図 4-62	GO の価格平均と取引量（2016 年 10 月~2017 年 10 月）.....	295
図 4-63	北欧大規模水力の発電源証明の価格変動（2018 年~2021 年）.....	296
図 4-64	e-ROC オークションの結果.....	298
図 4-65	シェルエナジーのエネルギーミックス.....	299
図 4-66	フランスにおける GO オークションの結果.....	301
図 4-67	Powernext アクティビティ.....	301

図 4-68	I-REC 証明書発行の流れ	302
図 4-69	I-REC 発電設備登録画面	303
図 4-70	GCC による I-REC 発行の仕組み	304
図 4-71	顔の見えるでんき	306
図 4-72	電源構成 (左: 日本全体、右: みんな電力)	306
図 4-73	ENECT パワープールによる「顔の見える再エネ電力」の供給	307
図 4-74	ENECTION によるトラッキングシステムの特徴	308
図 4-75	対象事業者の非化石電源比率と事業者数	309
図 4-76	2030 年度目標達成に向けた手段 (59 事業者・複数回答)	310
図 4-77	非化石価値取引市場の概要	311
図 4-78	FIT 非化石証書の取引スキーム	311
図 4-79	左: トラッキングスキーム概要 右: トラッキングされる情報	313
図 4-80	I-REC を活用した場合の体制案	322
図 4-81	風力発電の導入量・見込量・認定済容量	324
図 4-82	環境アセス中の事業規模 (2019 年 10 月 28 日時点)	325
図 4-83	洋上風力発電の案件形成状況 (2019 年 8 月末時点)	325
図 4-84	着床式・浮体式洋上風力発電の導入可能量	326
図 4-85	陸上風力発電の導入可能量 (FIT 単価 15 円/kWh×買取期間 20 年間の場合)	327
図 4-86	JWPA による一般海域における着床式洋上風力発電のポテンシャル推計	328
図 4-87	JWPA による風力発電の導入目標	328
図 4-88	各国の資本費構造	329
図 4-89	各国の運転維持費構造	330
図 4-90	各国の LCOE	330
図 4-91	平成 26 年度の調達価格等算定委員会による洋上風力の想定と調達価格	332
図 4-92	再エネ海域利用法に基づく手続の概要	333
図 4-93	各国のセントラル方式概要	333
図 4-94	促進区域指定の候補地一覧	334
図 4-95	促進区域の指定プロセス及び想定スケジュール	334
図 4-96	前倒し環境調査の定義	335
図 4-97	海洋利用における合意形成プロセスの特徴	336
図 4-98	風車の基礎を製造するドイツのブレーマーハーフェン港	337
図 4-99	タービンを設置する大型の洋上作業船	337
図 4-100	想定されている洋上風力発電設備の規模	338
図 4-101	新制度の概要	338
図 4-102	EU 各国における行政手続きや系統連系にかかるリードタイム	340
図 4-103	洋上風力開発におけるリードタイムとコスト	341
図 4-104	洋上風力開発における障壁	341
図 4-105	日本における洋上風力市場の課題と必要施策の全体像	342
図 4-106	風力発電の障壁・課題と施策の方向性 (昨年度検討結果)	343
図 4-107	ゾーニングのイメージ	346
図 4-108	再エネ海域利用法と環境アセスに係る環境省の取り組み方針	347

図 4-109	SPARTA 参画企業 .....	349
図 4-110	設備利用率の分析例 .....	350
図 4-111	SPARTA の共有データの加工フロー .....	351
図 4-112	日本サバイバルセンターにおける GWO のトレーニング .....	355
図 4-113	日本サバイバルセンターにおける OPITO のトレーニング .....	356
図 4-114	日本サバイバルセンターにおける STCW のトレーニング .....	357
図 4-115	ロープアクセス技術を用いた風車の保守点検 .....	358
図 4-116	洋上油田・ガス田におけるロープアクセス技術を用いた保守点検 .....	358
図 4-117	IEA Wind Task 28 のフェーズ 1 報告書 .....	362
図 4-118	社会的受容性の 3 つの概念 .....	364
図 4-119	推薦する手法に関する報告書と社会的受容性を向上させる要素 .....	365
図 4-120	スコットランド政府が発行するガイドラインとガイドラインの目次 .....	366
図 4-121	本ガイドラインにおける合意形成プロセス .....	366
図 4-122	推奨される協議会開催までのプロセス .....	368
図 4-123	地域貢献の最大化のために求められる目標設定と便益提供手段の最適化 .....	369
図 4-124	Sheringham Shoal Community Fund の応募サイト .....	371
図 4-125	助成の対象となった国立公園のビジターセンター .....	371
図 4-126	2 つの発電所の位置と基金の対象となる地域 .....	372
図 4-127	東京大学海洋アライアンスによるガイドラインの構成 .....	373
図 4-128	前段階に立ち返った再検討 .....	375
図 4-129	BEATRICE OFFSHORE WIND FARM の立地概要 .....	378
図 4-130	ニュースレター .....	379
図 4-131	BOWL がもたらした社会経済効果 .....	380
図 4-132	Gemini Offshore Wind Farm の立地概要 .....	381
図 4-133	複合養殖と洋上ウィンドパークの概念設計 .....	382
図 4-134	Gemini Project がもたらした社会的価値 .....	382
図 4-135	Red-throated diver .....	384
図 4-136	London Array と Outer Thames Special Protection Area(SPA)の位置概要 .....	384
図 4-137	Hywind Scotland の立地概要 .....	386
図 4-138	Hywind Scotland の導入イメージ .....	387
図 4-139	Middelgrunden Offshore Wind Farm の建設段階の様子 .....	388
図 4-140	Navitus Bay Wind Park の開発予定地域 .....	390

## 表目次

表 1-1	世界の再生可能エネルギー熱消費内訳と成長率.....	3
表 1-2	世界の再生可能エネルギー熱消費量成長率【見通し】 .....	6
表 1-3	固定価格買取制度開始前後の設備導入容量 .....	17
表 1-4	中国における太陽熱および地熱エネルギーの熱供給実績 (TJ) .....	60
表 1-5	中国における再生可能エネルギー電気 (発電設備容量) の見通し (MW) ..	61
表 1-6	中国における再生可能エネルギー電気 (発電量) の見通し (GWh) .....	61
表 1-7	韓国の再生可能エネルギー源別普及目標 (%) .....	67
表 1-8	調査対象文献 .....	76
表 1-9	調査対象文献 .....	81
表 1-10	コーポレート PPA 活用で想定される課題と対応策の例 .....	84
表 2-1	市内の再生可能エネルギー発電のポテンシャル (試算) .....	95
表 2-2	市外からの再生可能エネルギー供給量 (試算) .....	96
表 2-3	市外調達のシナリオ .....	97
表 2-4	仮想的な世帯データの作成手順 .....	105
表 2-5	傾斜面日射量の推計式 .....	107
表 2-6	電力需要予測の予測手法 .....	109
表 2-7	検討した誤差指標の計算式 .....	111
表 2-8	自動沸上制御システムからの出力と承認プロセス.....	118
表 2-9	実証対象世帯の概要 .....	121
表 2-10	晴天指標に基づく昼間沸上台数決定方法 .....	127
表 2-11	経済性評価の試算条件 .....	129
表 2-12	2017 年の電力ミックスと 2030 年目標 .....	148
表 2-13	10 エリアにおける経済的な再生可能エネルギーのポテンシャル.....	153
表 2-14	地域間連系線の建設費用 .....	156
表 2-15	本シナリオにおける発電・蓄電容量の推移 (MW)。括弧内の数字は割合 (%) .....	160
表 2-16	本シナリオにおける電力ミックスの推移 (GWh) 括弧内の数値は割合 (%) .....	162
表 2-17	本シナリオにおけるエリアごとの各種電源の設備利用率.....	163
表 2-18	本シナリオにおける 2050 年の 10 エリアの発電・蓄電容量 (GW) .....	165
表 2-19	本シナリオにおける 2050 年の 10 エリアの発電ミックス (TWh) .....	166
表 2-20	本シナリオにおける変動再生可能エネルギーの出力抑制率 (%) .....	168
表 2-21	各地域間連系線の容量の現在と 2050 年までの変化と、2050 年の年間平均利 用率 (順方向/逆方向) .....	173
表 2-22	送電線高コストケースでの 2050 年の各エリアの発電・蓄電容量 (MW) ..	179
表 2-23	送電線高コストケースでの 2050 年の各エリアの発電電力量 (GWh) .....	180
表 3-1	シミュレーションで可変とするパラメータ .....	186
表 3-2	分析のケース設定 .....	186
表 3-3	電力需要データの整理方針 .....	187
表 3-4	2015 年及び 2040 年の年間電力需要 (億 kWh) .....	187

表 3-5 「エネマネオープンデータ」の概要 .....	189
表 3-6 各エリアの電力負荷パターンの特徴 .....	189
表 3-7 各クラスタの特長及び市場比率 .....	202
表 3-8 再生可能エネルギー発電の設備容量 .....	209
表 3-9 ベースケースの再生可能エネルギー導入量 .....	210
表 3-10 風力需要地導入ケースの太陽光・風力導入量.....	210
表 3-11 拡大ケースの太陽光・風力導入量 .....	210
表 3-12 蓄電池の経済性考慮にあたって用いたパラメータ .....	214
表 3-13 用途別の蓄電池設置容量の考え方（柔軟性潤沢ケース） .....	215
表 3-14 火力発電所の運転年数等の考え方 .....	215
表 3-15 ケース別の再生可能エネルギー抑制率の特徴.....	222
表 4-1 各一般送配電事業者の太陽光発電接続状況（2020年1月末時点） .....	237
表 4-2 設置可能面積算定条件（レベル）の基本的な考え方.....	240
表 4-3 耕作放棄地における設定レベル一覧 .....	240
表 4-4 太陽光発電（戸建住宅用以外）の導入ポテンシャル量の算定対象.....	241
表 4-5 事業用太陽光発電の運転維持費（2019年） .....	244
表 4-6 事業用・住宅用太陽光発電の資本費まとめ .....	246
表 4-7 ポスト FIT 検討の方針 .....	248
表 4-8 大手電力の買取メニュー .....	251
表 4-9 新電力の買取メニュー .....	251
表 4-10 特徴的な導入形態 .....	255
表 4-11 災害時における太陽光発電の自立運転についての実態調査.....	255
表 4-12 期待される導入場所とそのポテンシャル .....	258
表 4-13 自家消費型ビジネスモデルに対する各社へのヒアリング結果.....	267
表 4-14 調達方法の選定時における検討項目例 .....	270
表 4-15 大規模発電事業に対する各社へのヒアリング結果.....	272
表 4-16 農地・耕作放棄地の利用に関する各社へのヒアリング結果.....	278
表 4-17 気候変動に対応したイニシアティブの概要 .....	282
表 4-18 RE100 の概要 .....	282
表 4-19 RE100 に参加している日本企業と再生可能エネルギーの調達方法（2019年 10月時点） .....	284
表 4-20 RE Action の概要 .....	285
表 4-21 自治体の気候変動に関する取組の例 .....	286
表 4-22 再エネ電力を求める需要家のコメント・取組状況（事業者ヒアリングより） .....	287
表 4-23 再生可能エネルギー電源種ごとの需要家志向や小売事業者の取組み.....	287
表 4-24 英国における発電源証明 .....	297
表 4-25 フランスにおける発電源証明 法律改正 .....	299
表 4-26 トラッキングシステム 各社の取組み（ヒアリング結果） .....	304
表 4-27 トラッキングシステム整備についての事業者意見（ヒアリング結果） .....	305
表 4-28 非化石価値取引市場のオークションの入札概要及び入札結果.....	312
表 4-29 信頼できるトラッキングシステムに必要な要素と現状の対応状況.....	314

表 4-30	発電事業者視点での導入課題と施策案概要 .....	315
表 4-31	需要家視点での導入課題と施策案概要 .....	316
表 4-32	「共同購入プログラムの推進」の施策イメージ案.....	317
表 4-33	「オフサイト発電・PPA モデルの推進」の施策イメージ案 .....	318
表 4-34	「耕作放棄地・農地の有効活用」の施策イメージ案.....	319
表 4-35	「環境イニシアティブの推進」の施策イメージ案.....	320
表 4-36	「環境価値のプレゼンス向上」の施策イメージ案.....	321
表 4-37	日本における I-REC 活用案.....	322
表 4-38	英国における洋上風力の入札価格の推移 .....	331
表 4-39	洋上風力発電所(沿岸・沖合)における評価項目の選定の考え方(着床式の場合) .....	335
表 4-40	保守・故障データの収集と共有支援 施策イメージ(昨年度検討結果) ..	344
表 4-41	メンテナンスプログラム・O&M 人材育成支援 施策イメージ(昨年度検討結 果) .....	345
表 4-42	ORE Catapult の概要.....	348
表 4-43	SPARTA のデータ運用方法.....	350
表 4-44	保守・故障データの収集・共有支援に関するヒアリング結果.....	351
表 4-45	洋上風力の O&M に係る主要なトレーニングプログラムの概要 .....	353
表 4-46	各メンテナンスプログラムの実施領域・内容.....	354
表 4-47	GWO の基本安全訓練の内容構成.....	355
表 4-48	国内における各認証のトレーニング実施施設.....	359
表 4-49	メンテナンスプログラム・O&M 人材育成支援に関するヒアリング結果 ..	360
表 4-50	IEA Task28 の検討状況.....	363
表 4-51	配分的正義と手続き的正義 .....	364
表 4-52	本ガイドラインで扱う「地域貢献」の定義 .....	367
表 4-53	地域貢献パッケージの設計に影響を与える要因.....	367
表 4-54	地域貢献の例 .....	369
表 4-55	規模ごとの事例整理 .....	370
表 4-56	調整が必要な利害、価値の例 .....	373
表 4-57	主な事案と利害関係者の例 .....	374
表 4-58	再エネ海域利用法に基づく公募占用指針の評価基準における地域貢献の視点 .....	376
表 4-59	洋上風力発電における合意形成事例の概要 .....	377
表 4-60	Hywind Scotland の Stakeholder engagement strategy.....	386
表 4-61	海外事例から得られた日本への示唆 .....	392
表 4-62	合意形成に関するヒアリング結果 .....	393
表 4-63	環境アセス合理化に関するヒアリング結果 .....	394
表 4-64	合意形成・環境アセス合理化に関するヒアリング結果(求められる支援策) .....	395
表 4-65	調査結果を踏まえた施策の方向性 .....	396
表 4-66	O&M 人材育成の入口支援 施策イメージ.....	397
表 4-67	合意形成ガイドラインの作成 施策イメージ.....	398

表 4-68	来年度以降の要検討事項 .....	399
表 4-69	有識者集中ヒアリングのメンバー .....	400
表 4-70	事業者等への個別ヒアリング対象及びヒアリング事項.....	400

## 要約

第1章では、我が国、欧州各国、米国、豪州、中国、韓国、印度等における再生可能エネルギーの導入実績及び見通しを整理した。また、諸外国における再生可能エネルギーの政策動向についても整理した。さらに、本事業で実施した海外文献の翻訳業務について、その概要を整理した。

第2章では、地域に着目し、モデル地域を例に、地域間連携による再生可能エネルギーの導入拡大について検討した。また、需要家である地域住民の協力のもと、需要側機器を地域新電力会社が外部制御することによって、発生するインバランスを調整する機能を開発・評価することを目指し、シミュレーションによる検討と実証を行った。さらに、変動性再生可能エネルギーを大量に導入する上で、我が国の電力システム上の地域特性を踏まえ、最適な設備容量配置や必要となる地域間連系線容量についての定量分析を行った。

第3章では、国際エネルギー機関（IEA）の World Energy Outlook 2019 にて想定している2040年の社会と我が国の電源構成をベースとして、複数のケース設定を設けた上で電力の需給シミュレーションを行った。

第4章では、太陽光発電と風力発電を対象に、現状の動向を踏まえつつ、導入拡大に向けた施策イメージを検討した。

## Summary

In Chapter 1, we investigated installed capacity of renewable energy in Japan, European countries, the US, Australia, China, Korea and India. In addition, the policy trends of renewable energy in these countries were also marshalled. We also summarized the overview of the translation work of overseas literature conducted in this project.

In Chapter 2, we examined the expansion of renewable energy through inter-regional cooperation, taking some region as a model. We also conducted simulation studies and demonstrations to develop and evaluate a function to adjust the imbalance generated by externally controlling the demand-side equipment by a local electric power company. In addition, in introducing large amounts of variable renewable energy, we conducted a quantitative analysis on the optimal equipment capacity allocation and the required inter-regional interconnection capacity based on the regional characteristics of Japan's electric power system.

In Chapter 3, we simulated the supply and demand of electricity after setting up multiple cases based on the 2040 society and the power supply mix in Japan assumed in the IEA's World Energy Outlook 2019.

In Chapter 4, we examined the image of measures to expand the introduction of solar and wind power generation, taking into account the current trends.

## 1. 再生可能エネルギー導入促進に向けた動向調査

### 1.1 諸外国における再生可能エネルギー（電気、熱）の導入実績及び見通し

#### 1.1.1 世界

##### (1) 導入実績

##### 1) 電気

再生可能エネルギー電気の導入規模は、直近の5年間は毎年90～150GW程度（前年比約15～18%）の増加を続け、2018年の合計設備容量<sup>1</sup>は約1,230GWとなった。設備容量の伸びは、ほとんどが太陽光と風力の寄与分である（図 1-1）。

これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量<sup>2</sup>は、2018年には合計約2,600TWhに達した。世界全体の総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>3</sup>は、2017年の時点で約25%であった（図 1-2）<sup>4</sup>。特に太陽光発電は設備容量・発電量共に近年著しい拡大傾向にあり、2017年から2018年にかけて設備容量が前年比24%増、発電量は同34%増となっている。なお、風力発電の発電量は2011年の増加率が27%であったが、2017年は18%に留まった。

---

<sup>1</sup> 水力を除く。

<sup>2</sup> 水力を除く。

\*本章では「総発電量に占める再生可能エネルギーの割合」のみ水力発電も算入している。それ以外の「設備容量」「再生可能エネルギーによる発電量」に関しては、特に断りのない限り、水力以外の再生可能エネルギー源を対象に集計・分析を行った。

<sup>3</sup> 水力を含む。

<sup>4</sup> 2019年に公表されたIEA各種文献では、世界の総発電量最新値が2017年時点となっている。

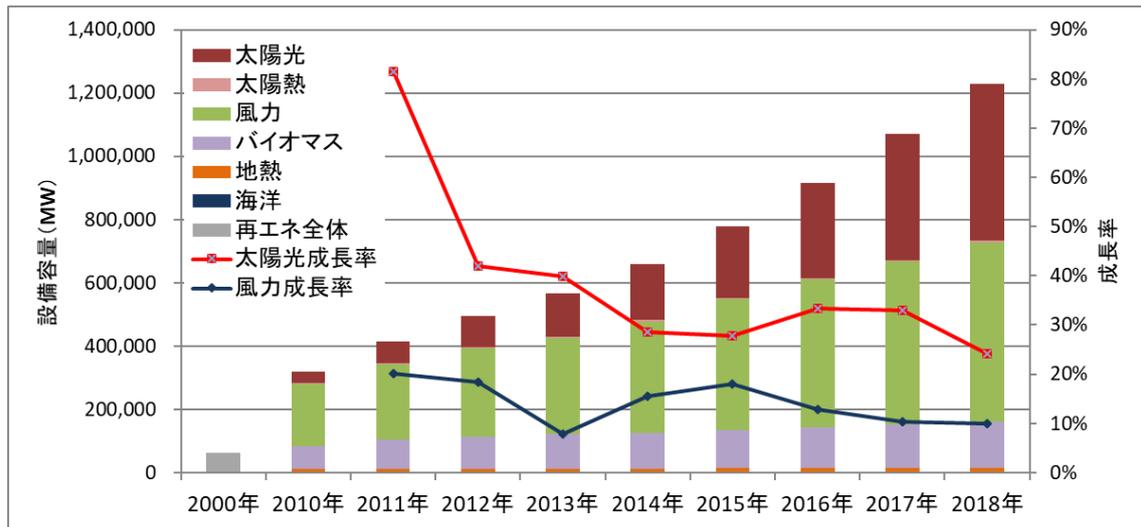


図 1-1 世界の再生可能エネルギー発電設備容量

注) 2000年の設備容量は再生可能エネルギー全体の合計値(水力を除く)。

注) 2018年は推計値。

出所) IEA, “World Energy Outlook” (2015, 2016, 2017, 2018, 2019 他) より作成

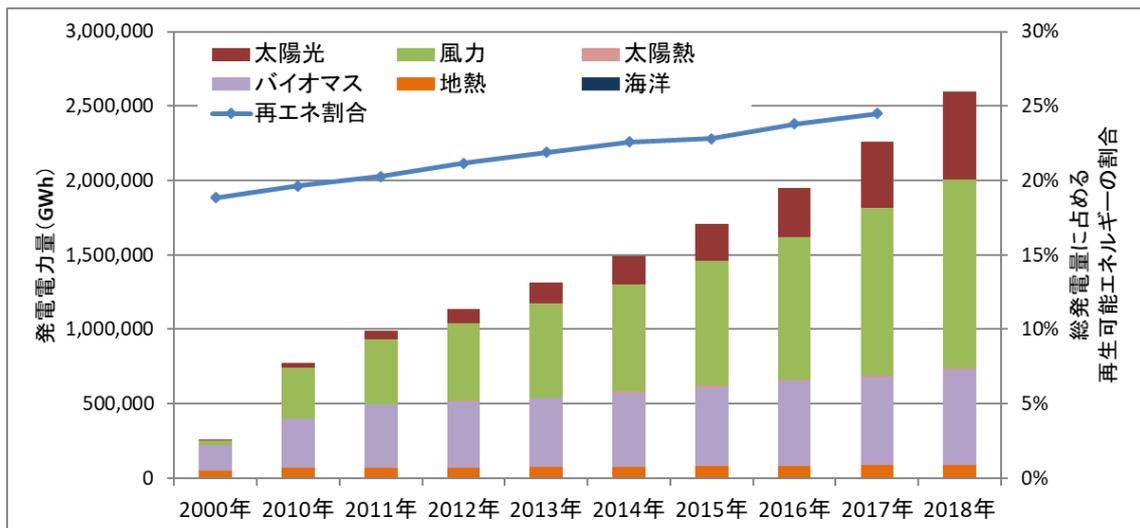


図 1-2 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。IEA 各種文献では、世界の総発電量の最新データが 2017 年現在となっている。そのため再生可能エネルギー割合も 2017 年を最新値としている。

注) 2018年は推計値。

出所) IEA, “World Energy Outlook” (2015, 2016, 2017, 2018, 2019 他) より作成

## 2) 熱

世界全体の熱エネルギー消費量は2018年に約208EJ<sup>5</sup>であった。うち、再生可能エネルギーによる熱消費量は、約21EJであり、熱消費量全体の約10%となった(図1-3)。2013～2018年にかけて再生可能エネルギー熱消費量は19%増加した(表1-1)。熱源の構成を見ると、7割近くがバイオマスの直接利用、18%が再エネ電気である(表1-1)。

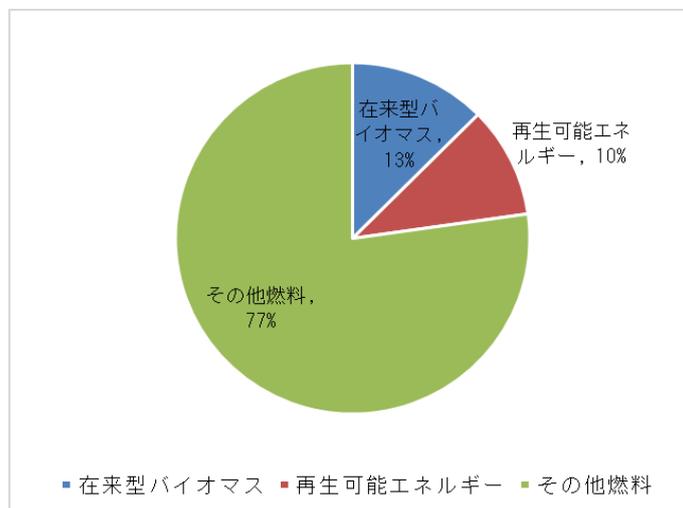


図 1-3 世界の熱消費量構成比 (2018年)

出所) IEA, “Renewables 2019 Analysis and Forecasts to 2024” より作成

表 1-1 世界の再生可能エネルギー熱消費内訳と成長率

内訳	2018年 (EJ) <sup>7</sup>	シェア	成長率 (2013-2018年)
熱エネルギー消費量合計	208	-	3%
再生可能エネルギー熱消費量	21.2	10.2%	19%
<b>再エネ熱内訳</b>			
地域熱供給	0.94	4.4%	26%
バイオマス	14.3	67.5%	10%
太陽熱	1.53	7.2%	82%
地熱	0.62	2.9%	83%
再エネ電気	3.81	18.0%	36%

出所) IEA, “Renewables 2019 Analysis and Forecasts to 2024” より作成

<sup>5</sup> IEA unit converter にて Mtoe (石油換算百万トン) を EJ (エクサジュール) に換算。

<sup>6</sup> 薪炭、家畜糞尿、作物残渣等の在来バイオマスを除く。

<sup>7</sup> IEA unit converter にて Mtoe (石油換算百万トン) を EJ (エクサジュール) に換算。

## (2) 導入見通し

### 1) 電気

IEA World Energy Outlook 2019によると、再生可能エネルギー電気の設備容量は2025年に約2,500GWと、2018年実績の約1,230GWからほぼ倍増する見通しとなっている(図 1-4)。これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量も、2025年には約5,200TWhに達し、2018年実績の約2,600TWhから倍増する見通しとなっている。(図 1-5)。2025年以降も再生可能エネルギーによる発電は増加を続け2040年には約12,000TWhに達する見込みである。電源別では、一貫して風力が約44%、次いで太陽光が約39%を占める。

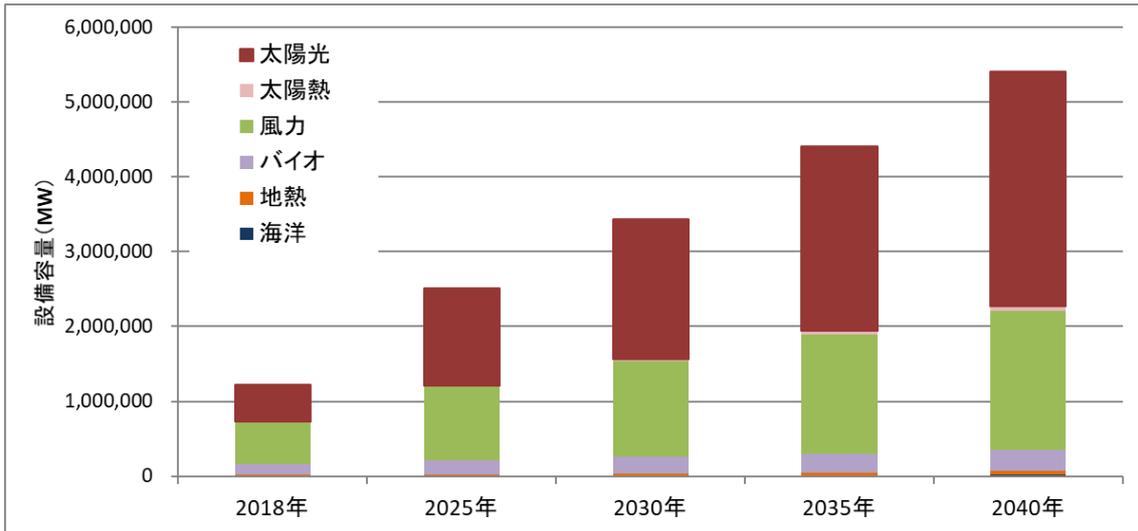


図 1-4 世界の再生可能エネルギー発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2019” より作成

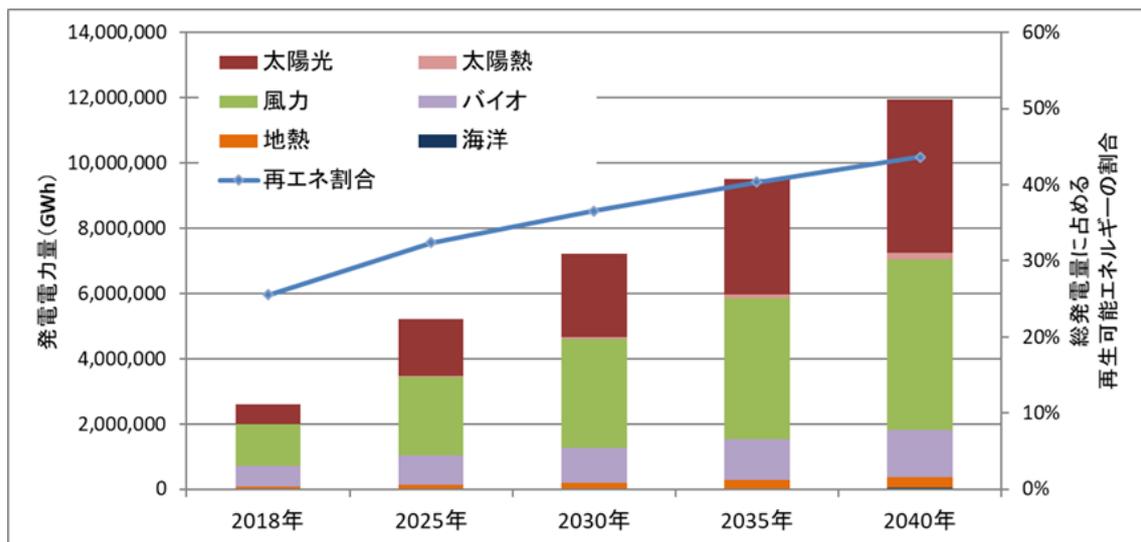


図 1-5 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2019” より作成

## 2) 熱

世界全体の再生可能エネルギー熱消費量は2019年から2024年にかけて年平均3.3%増加する見込みである（表 1-2）。熱源の構成は近代的バイオエネルギー（薪炭、家畜糞尿、作物残渣等の在来バイオマスを除くバイオエネルギー）が依然として大半を占める見込みである。次いでシェアが大きいのは再エネ電気である。これは、電源構成に占める再生可能エネルギーシェアが伸びていること、産業における電気使用量の増加が要因である。（図 1-6、表 1-2）。

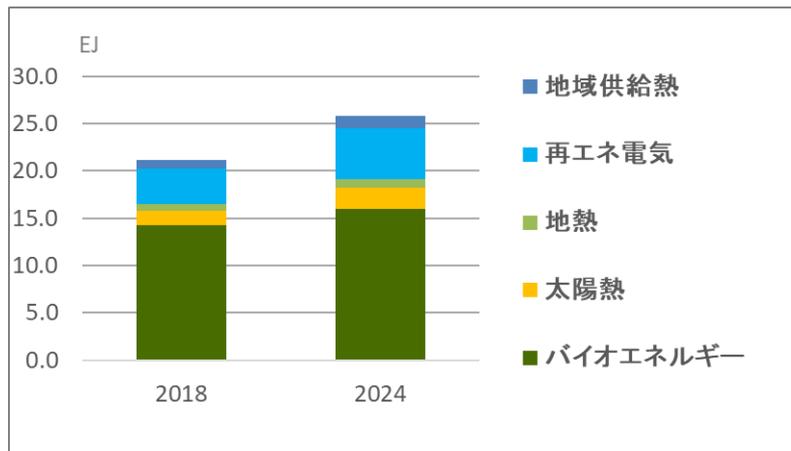


図 1-6 世界の熱消費量及び構成比の推移【見通し】

出所) IEA, “Renewables 2019 Analysis and Forecasts to 2024” より作成

表 1-2 世界の再生可能エネルギー熱消費量成長率【見通し】

内訳	2018年 (EJ)	2019-2024年	
		成長率	年平均成長率
熱消費量合計	208	6.0%	0.9%
再生可能エネルギー熱消費量	21.2	22.0%	3.3%
<b>再エネ熱内訳</b>			
地域熱供給	0.94	10.0%	5.9%
バイオマス	14.3	11.0%	1.8%
太陽熱	1.53	47.0%	6.5%
地熱	0.62	42.0%	6.0%
再エネ電気	3.81	36.0%	5.9%

出所) IEA, “Renewables 2019 Analysis and Forecasts to 2024” より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

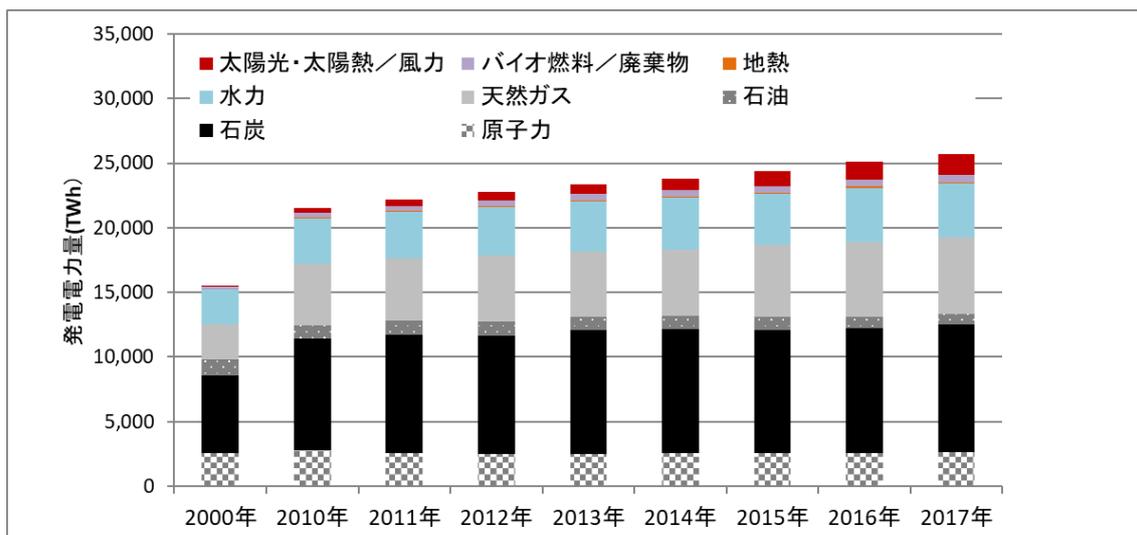


図 1-7 電源別発電電力量の推移（世界）

注) 水力は揚水発電を含む。

出所) IEA, “Electricity Information” ,2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## 1.1.2 OECD

### (1) 導入実績

2010年から2017年にかけて、再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>8</sup>は約2.6倍となり、2017年は約580GWに達した(図1-8)。2010～2012年までの伸び率は毎年約20%、2013年以降も毎年約10%の伸び率となっている。

それに伴い、発電量<sup>9</sup>についても、2010～2012年までは毎年約15%以上の増加、2014～2018は毎年10%程度の増加となっている。2018年の発電量は合計約1,430TWhに達した。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>10</sup>も直近の8年間で着実に増加を続け、2018年は26%となっている。風力の発電量は着実に増加しており、2010年の約269TWhから2018年には約745TWhに達している(図1-9)。太陽光も2010年の約30TWhから2018年には約315TWhとなり、10倍以上増加した(図1-9)。

再生可能エネルギーによる熱消費量<sup>11</sup>は、2010年から2012年まで約6,300PJで横ばいであったが、2013年に若干増加し約7,000PJとなった。それ以降2017年まで再び横ばいである。構成比はいずれの年もバイオマスが90%以上を占めている(図1-10)。

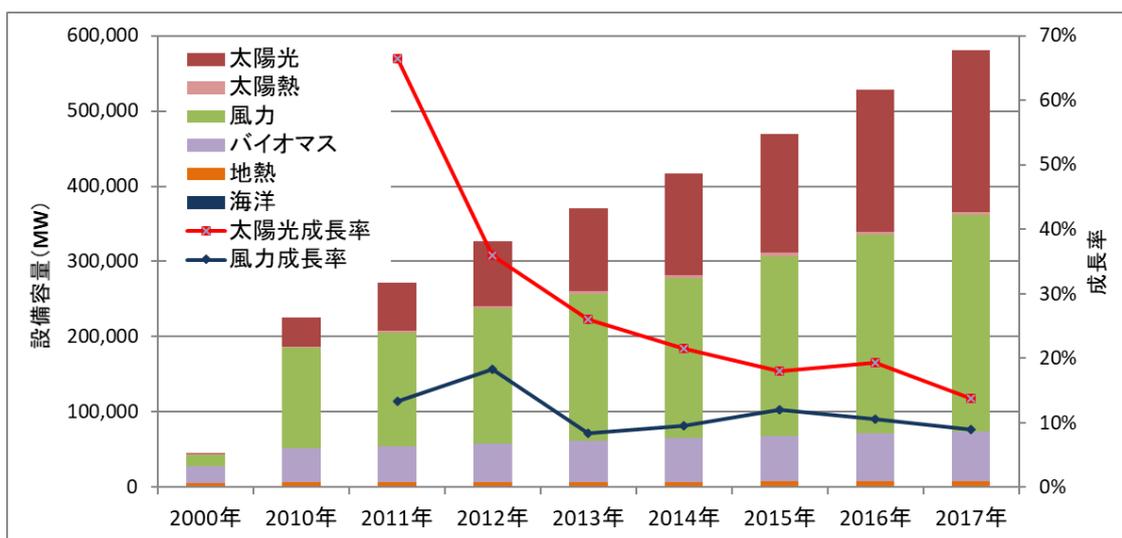


図 1-8 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>8</sup> 水力除く。

<sup>9</sup> 水力除く。

<sup>10</sup> 水力含む。

<sup>11</sup> 一般廃棄物(再生可能エネルギー由来)、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる発熱量の合計(以下、特に断りのない限り各国・地域共通)。

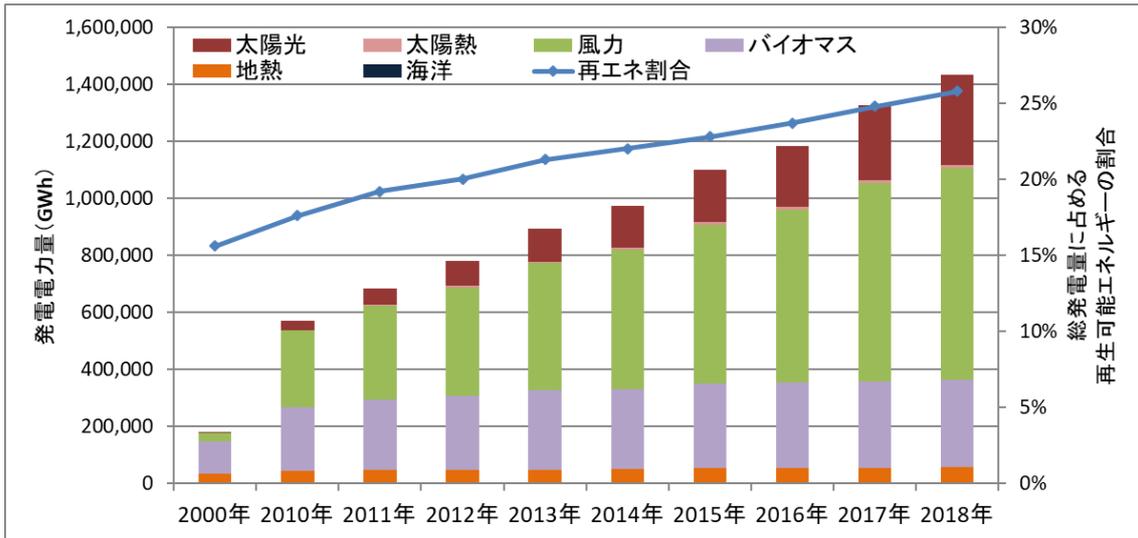


図 1-9 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギーの割合は水力発電を含む。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

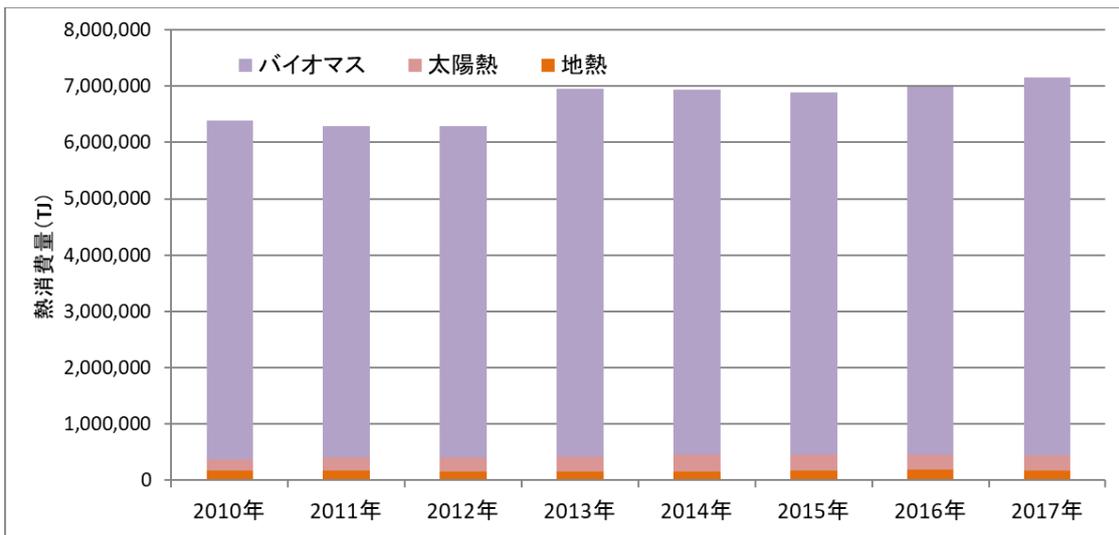


図 1-10 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>12</sup>は、2025年の約970GWから2040年には5割増の約1,450GW超に達すると見込まれている（図1-11）。合計発電量<sup>13</sup>は2025年の約2,300TWhから6割増加して、2040年には約3,700TWhに達する見込みである（図1-12）。再生可能エネルギー電気の構成比<sup>14</sup>を見ると、設備容量・発電量共に風力が約50%で推移する。また、2035年以降は一定量の海洋エネルギー発電も予測されている（図1-11、図1-12）。

再生可能エネルギー熱消費量については、建物部門では2013年の3.75EJから2020年には4EJへの増加が予測され、特にEU加盟国での導入量拡大が見込まれている。OECDアジア地域では、絶対量は限定的ながら韓国での地熱利用が増加する。産業部門の熱利用は主にバイオエネルギーによるものであり、2013年の3EJから2020年にかけて0.4EJ増加する見込みである<sup>15</sup>。

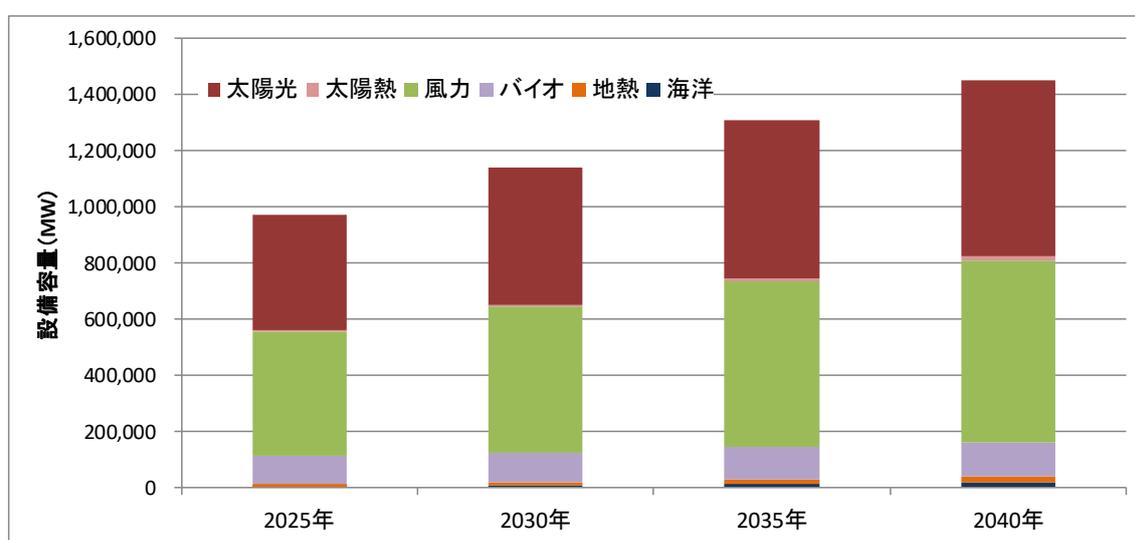


図 1-11 OECD加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2017” より作成

<sup>12</sup> 水力を除く。

<sup>13</sup> 水力を除く。

<sup>14</sup> 水力を除く。

<sup>15</sup> IEA, “Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015”, 2015, P.244

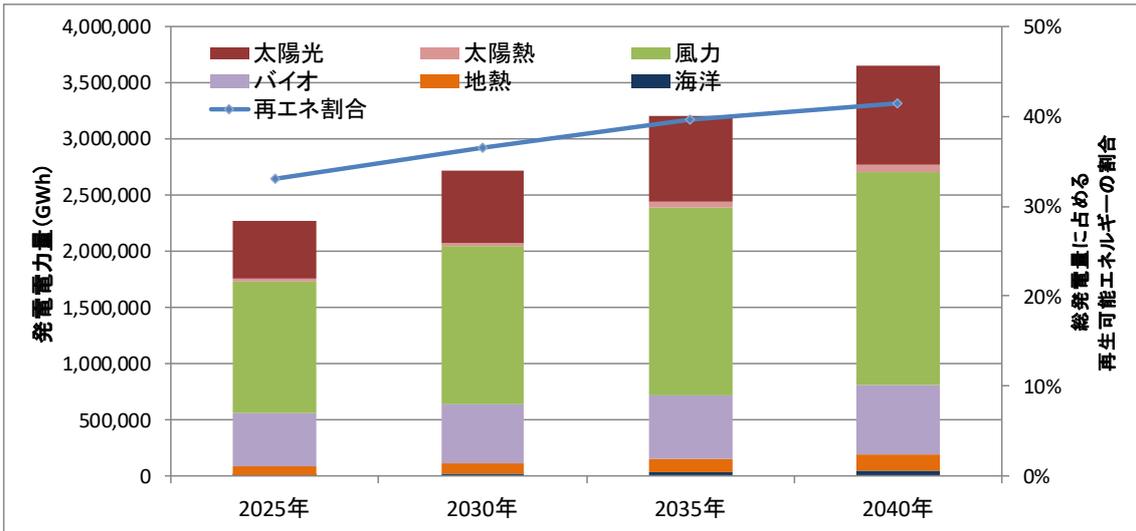


図 1-12 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギーの割合は水力発電を含む。  
出所) IEA, “World Energy Outlook 2017” より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

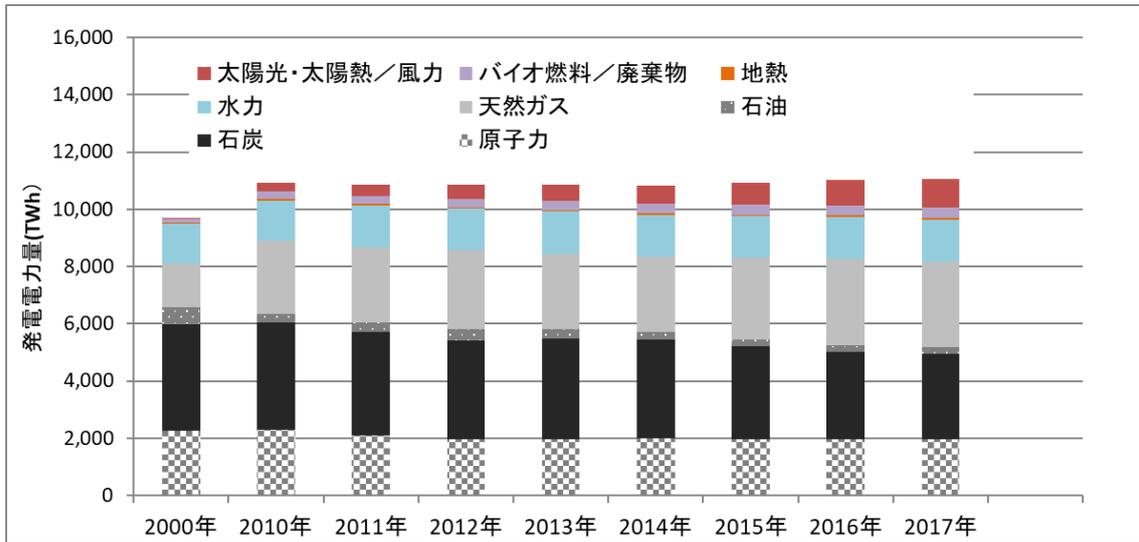


図 1-13 電源別発電電力量の推移 (OECD)

注) 水力は揚水発電を含む。  
出所) IEA, “Electricity Information”, 2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

### 1.1.3 EU

#### (1) 導入実績

2010年から2016年にかけて、再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>16</sup>は倍増し、2017年には約330GWに達した(図1-14)。2013年以降の伸び率は毎年約10%となっている。

発電量<sup>17</sup>も着実に増加しており、2018年には合計約740TWhに達した。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>18</sup>も2010年の24%から2017年は36%へと増加している(図1-15)。

再生可能エネルギーによる熱消費量<sup>19</sup>は、2010年の約3,200PJから2017年には約3,900PJと約21%増加した。構成比はいずれの年もバイオマスが90%以上を占めている(図1-16)。

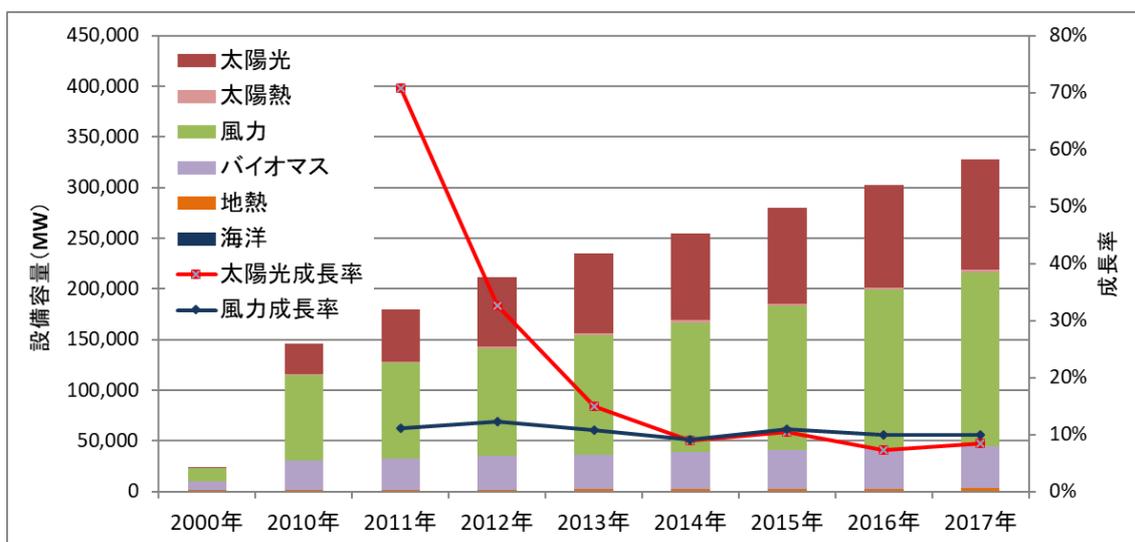


図 1-14 EU の再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 本データは欧州における OECD 加盟国の実績である。例えば、最新年のデータでは EU 加盟国であるが OECD 非加盟国のブルガリア、クロアチア、キプロス、マルタ、ルーマニアのデータは除外されている。また、EU 非加盟国であるが、OECD に加盟しているアイスランド、ノルウェー、スイス、トルコのデータが含まれている。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>16</sup> 水力除く。

<sup>17</sup> 水力除く。

<sup>18</sup> 水力含む。

<sup>19</sup> 一般廃棄物(再生可能エネルギー由来)、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる発熱量の合計(以下、特に断りのない限り各国・地域共通)。

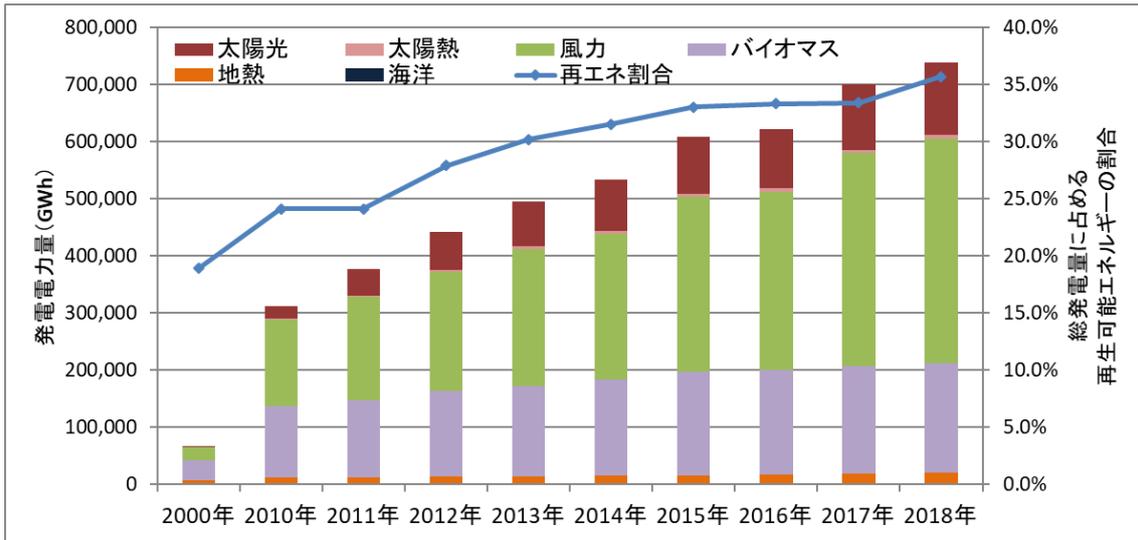


図 1-15 EUの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギーの割合は水力発電を含む。

注) 2018年は暫定値。

注) 本データは欧州における OECD 加盟国の実績である (対象国は発電設備容量のグラフと同じ)。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

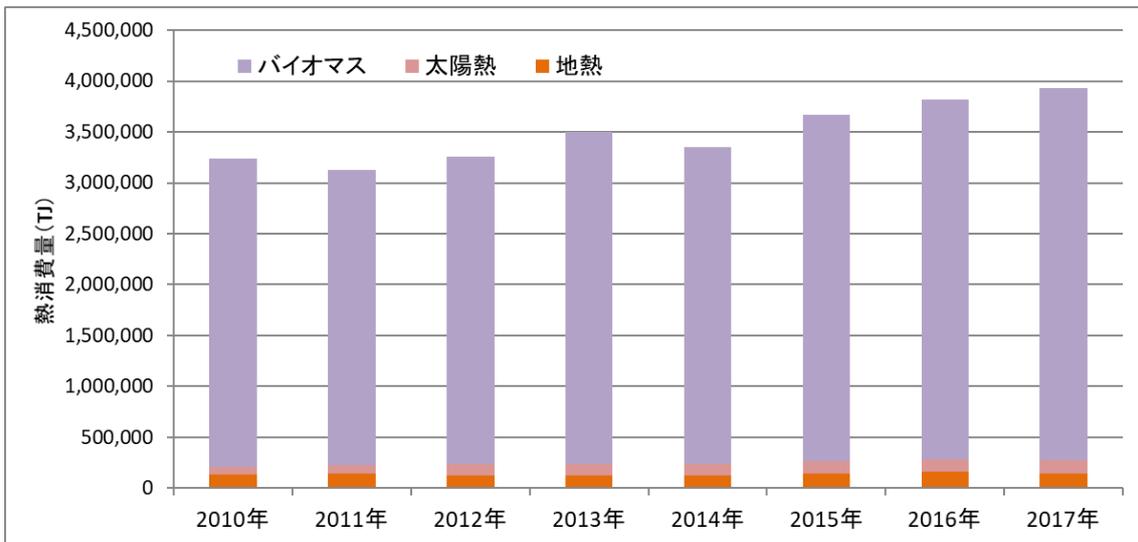


図 1-16 EUの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物 (再生可能エネルギー由来)、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

注) 本データは欧州における OECD 加盟国の実績である (対象国は発電設備容量のグラフと同じ)。

出所) IEA “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>20</sup>は、2025年の約540GWから2040年には4割増の約750GWに達すると見込まれている(図1-17)。合計発電量<sup>21</sup>は、2025年の約1,200TWhから、2040年には約1,950TWhに増加する見込みである(図1-18)。再生可能エネルギー電気の構成比<sup>22</sup>を見ると、設備容量・発電量共に風力が約50~60%で推移する。また、2035年以降は一定量の海洋エネルギー発電も予測されている(図1-17、図1-18)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2019年から2024年にかけて19%増加する見込みである。エネルギー効率化により、熱需要は2019年から2024年にかけて1%減少する見込みである<sup>23</sup>。

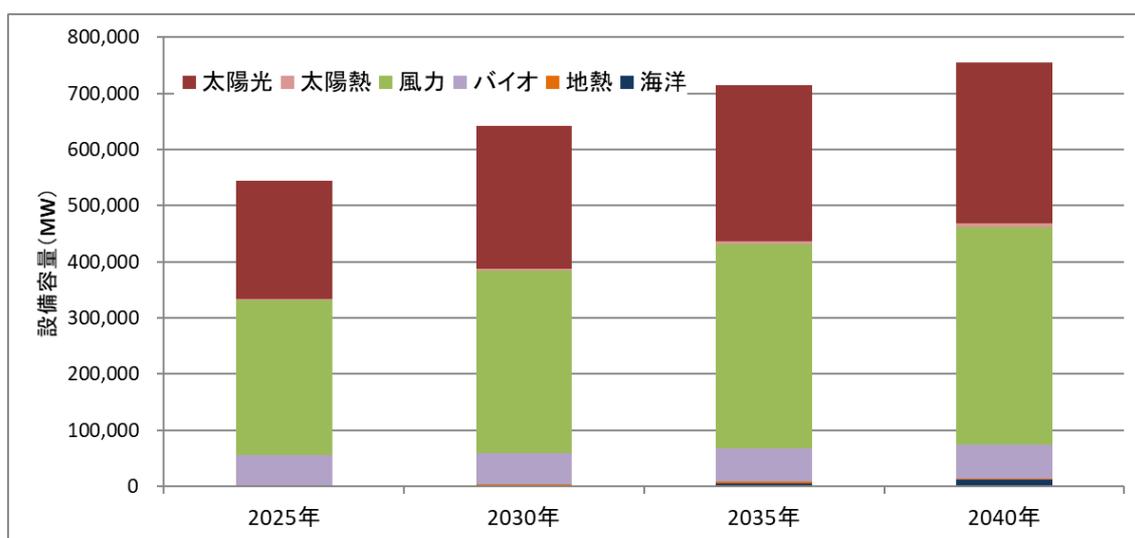


図 1-17 EU の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

注) 本データはEU加盟国の見通しである。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2019” より作成

<sup>20</sup> 水力を除く。

<sup>21</sup> 水力を除く。

<sup>22</sup> 水力を除く。

<sup>23</sup> 出所) IEA, “Renewables 2019 Analysis and Forecasts to 2024”

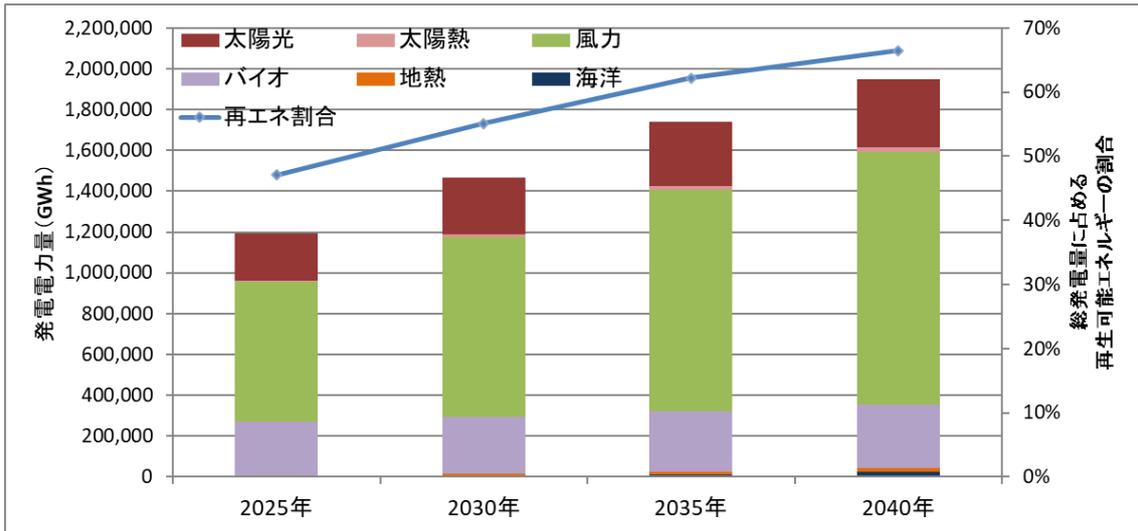


図 1-18 EUの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギーの割合は水力発電を含む。

注) 本データはEU加盟国の見通しである。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2019” より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

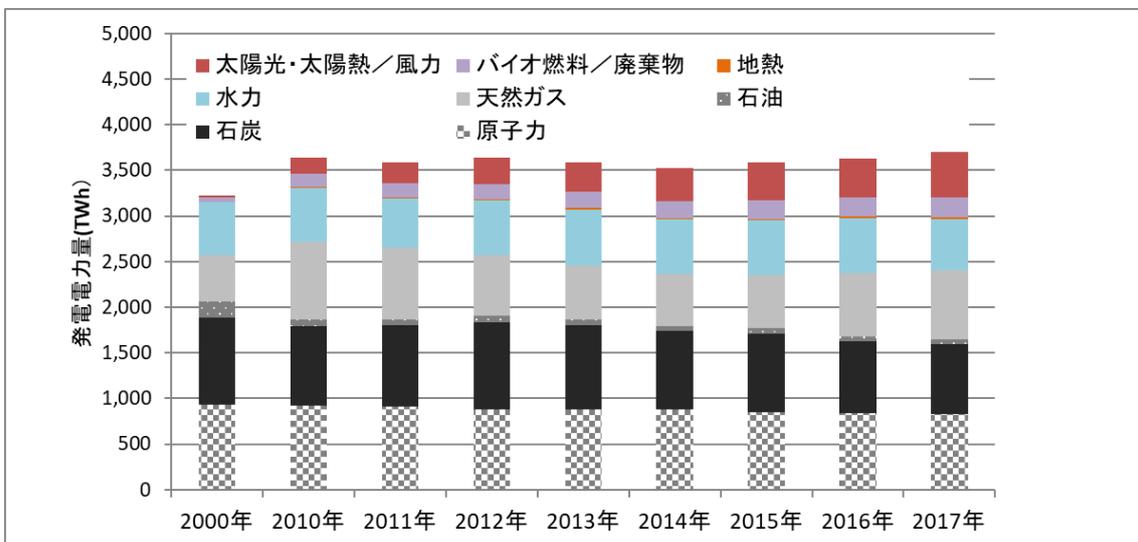


図 1-19 電源別発電電力量の推移 (EU)

注) 水力は揚水発電を含む。

注) 本データは欧州における OECD 加盟国の実績である (対象国は発電設備容量実績のグラフと同じ)。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

#### 1.1.4 日本

##### (1) 導入実績

2012（平成 24）年 7 月に固定価格買取制度（FIT）が開始され、再生可能エネルギーによる発電に係る合計設備容量<sup>24</sup>は、翌 2013 年に前年比約 6 割増に急増した。2017 年の伸び率は前年比約 1 割増となっている（図 1-20）。中小水力を含めると、FIT 制度が開始した 2012 年 7 月から 2019 年 3 月までの累積設備容量<sup>25</sup>は約 48GW に達している（表 1-3）。設備容量の増加はほとんどが太陽光（非住宅）によるものであり、FIT 開始後からの累積導入容量<sup>26</sup>は約 38GW となっている（表 1-3）。

これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量<sup>27</sup>も増加傾向にあり、IEA の統計値によると、2018 年は約 98TWh となった（2010 年の約 4 倍）（図 1-21）。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>28</sup>は、2010 年以降 10% 台ではあるが徐々に増加し、2018 年は 17.8% に達した（図 1-21）。

発電量の構成比<sup>29</sup>を見ると、2013 年まではバイオマスのシェアが最大であるが、FIT 導入後は太陽光が急成長し 2018 年は約 70% を占め、最大のシェアとなっている（図 1-21）。

再生可能エネルギー熱供給量については、千葉大学倉阪研究室・永続地帯研究会の研究によれば、直近の 7 年間で漸増傾向にあり、2010 年の約 65PJ から 2018 年には約 99PJ に達している。内訳は一般家庭・業務用の太陽熱直接利用が 32%、温泉熱・地中熱等の地熱利用が 25%、そして木質バイオマスが約 43% を占めている（図 1-22）。

---

<sup>24</sup> 水力を除く。

<sup>25</sup> 2012（平成 24）年 7 月から 2019（平成 31）年 3 月末時点まで。

<sup>26</sup> 2012（平成 24）年 7 月から 2019（平成 31）年 3 月末時点まで。

<sup>27</sup> 水力を除く。

<sup>28</sup> 水力を含む。

<sup>29</sup> 水力を除く。

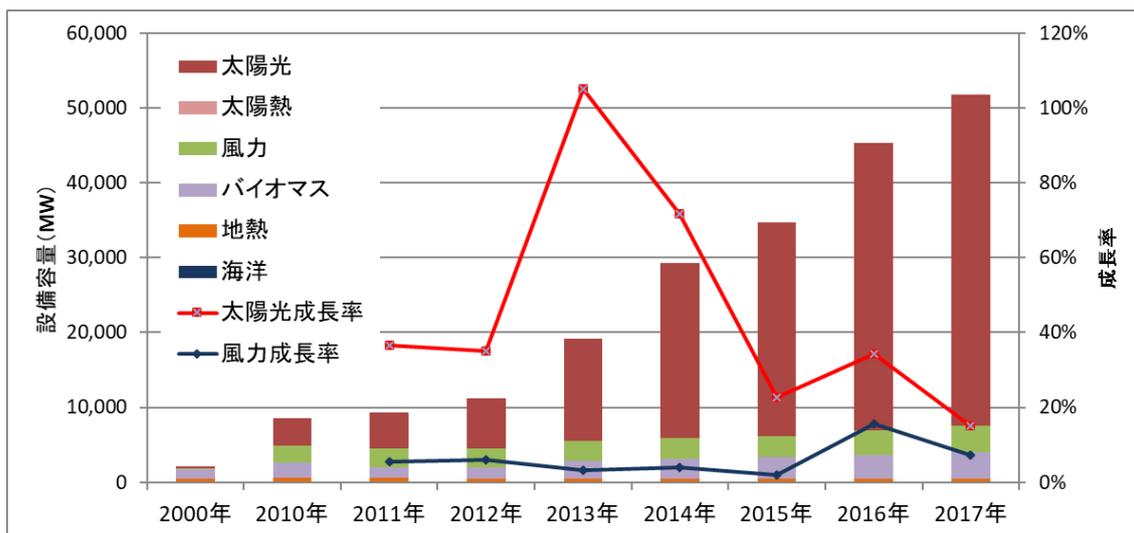


図 1-20 日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information” , 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

表 1-3 固定価格買取制度開始前後の設備導入容量

	制度導入前	制度導入後
	2012年6月末までの 累積導入容量(万kW)	2012年7月～2019年3月末までの 累積導入容量(万kW)
太陽光(住宅)	約 470	614
太陽光(非住宅)	約 90	3,843
風力	約 260	114
中小水力	約 960	36
バイオマス	約 230	171
地熱	約 50	3
合計	約 2,060	4,781

注) 制度導入後の「導入容量」は、制度の下で買取が開始された状態の設備が対象となっている。

注) 内訳ごとに四捨五入しているため、合計とは必ずしも一致しない。

出所) 資源エネルギー庁, 「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」, 2019年9月 [https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/046\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/046_01_00.pdf) (最終閲覧日: 2020年1月15日)

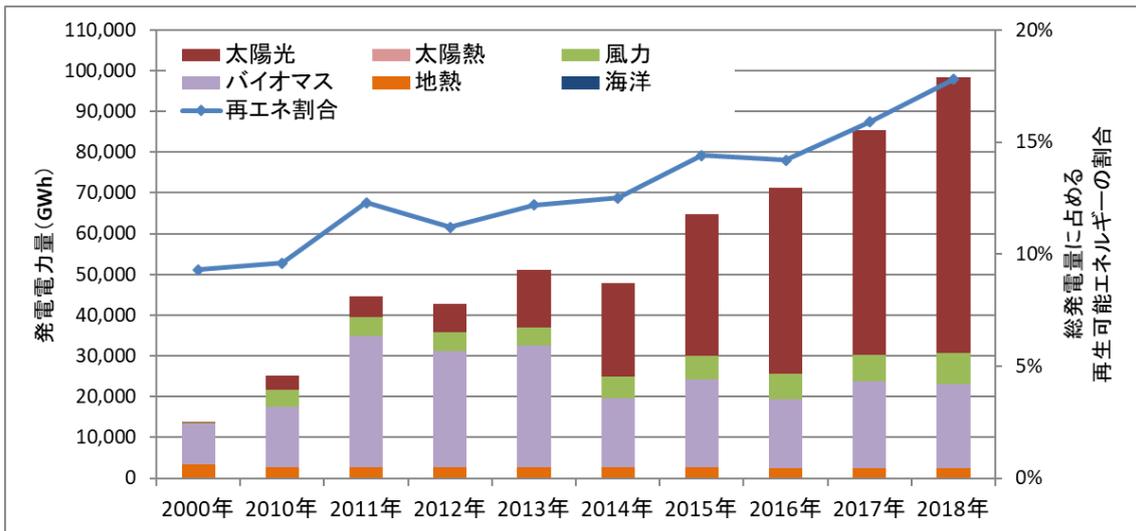


図 1-21 日本の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

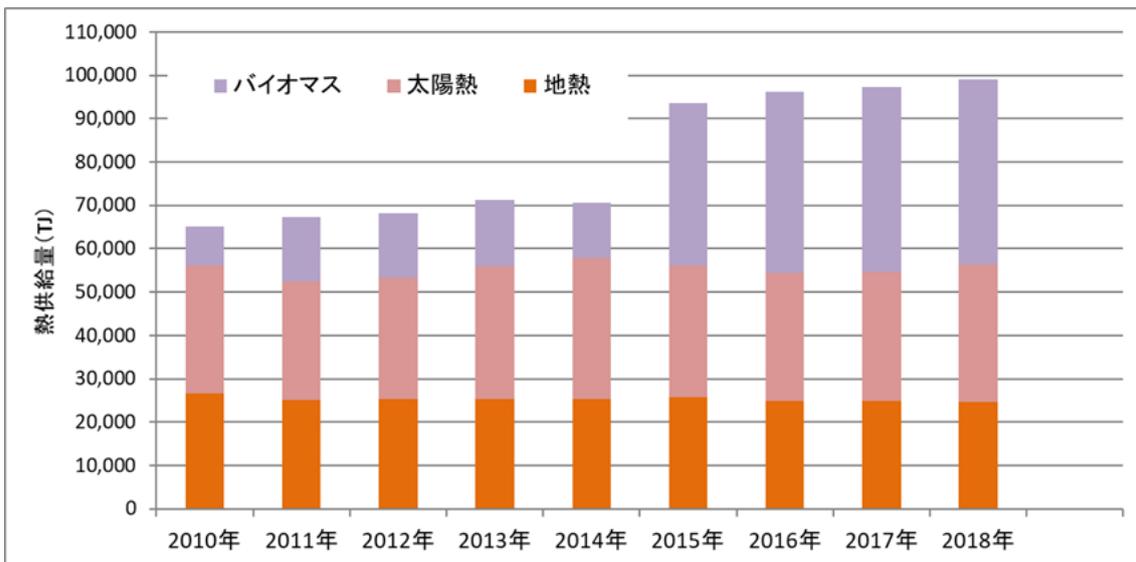


図 1-22 日本の再生可能エネルギーによる熱供給量

注) バイオマスは木質バイオマスに限るほか、コージェネを含む。

出所) 千葉大学倉阪研究室・永続地帯研究会, 「永続地帯報告書」 (2012 年度版、2013 年度版、2015 年度版、2016 年度版、2017 年度版、2018 年度版) より作成

## (2) 導入見通し

2015（平成 27）年 7 月、経済産業省は「長期エネルギー需給見通し」（以下「需給見通し」）を決定した<sup>30</sup>。これは、「エネルギー基本計画」<sup>31</sup>の方針に沿って政策目標を想定し、日本のエネルギー需給構造のあるべき姿を見通しとして示したものである。

図 1-23 は、政策目標が達成された場合に実現しうる 2030 年度の電源構成（エネルギーミックス）である。需給見通しによると全電源の総発電量は約 1,070TWh、うち 22～24%に相当する電力を再生可能エネルギー電気で供給する。電源別のシェアは、太陽光が総発電量の 7.0%程度、バイオマスが 3.7～4.6%程度、風力が 1.7%程度と見込まれている。

熱については、「廃熱回収・再生可能エネルギー熱を含む熱利用の面的な拡大など地産地消の取組を推進する」<sup>32</sup>との前提で、太陽熱 55 万 kl 程度、バイオマス等 667 万 kl 程度の導入量が想定されている<sup>33</sup>。

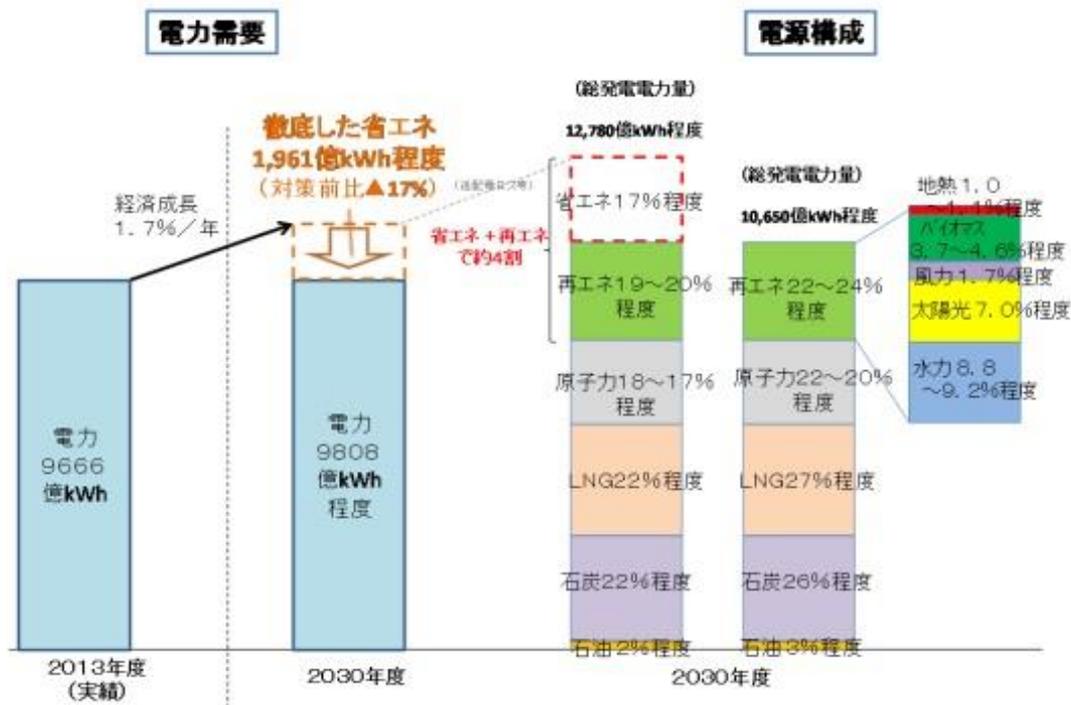


図 1-23 日本のエネルギー需給構造と再生可能エネルギーによる発電量のシェア（2030 年度）【見通し】

出所) 経済産業省, 「長期エネルギー需給見通し」, 2015 年 7 月

<sup>30</sup> 経済産業省, 「長期エネルギー需給見通し」, 平成 27 年 7 月

[http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004\\_2.pdf](http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf) (最終閲覧日: 2018 年 2 月 27 日)

<sup>31</sup> 「エネルギー基本計画」, 平成 26 年 4 月閣議決定

<http://www.meti.go.jp/press/2014/04/20140411001/20140411001-1.pdf> (最終閲覧日: 2018 年 2 月 27 日)

<sup>32</sup> 経済産業省, 「長期エネルギー需給見通し」, 平成 27 年 7 月, P.11

[http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004\\_2.pdf](http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf) (最終閲覧日: 2018 年 2 月 27 日)

<sup>33</sup> 資源エネルギー庁, 「長期エネルギー需給見通し関連資料」, 平成 27 年 7 月, P.60

[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011\\_07.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf) (最終閲覧日: 2018 年 2 月 27 日)

なお、IEA による見通しを以下に示す（図 1-24、図 1-25）。合計発電設備容量<sup>34</sup>は、2030 年に約 130GW、2040 年には約 160GW へと増加する。発電量<sup>35</sup>も 2030 年には約 190TWh、2040 年には約 250TWh に達する見込みで、2018 年実績値（図 1-21）のおよそ 2.5 倍となる。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合<sup>36</sup>は、2030 年に 27%、2040 年には 33% に到達する（図 1-25）。FIT 導入後の実績どおり、設備容量・発電量共に太陽光が最大のシェアを維持する見込みとなっている。また、IEA は 2030 年代以降、海洋エネルギー発電の規模拡大も予測している（図 1-24、図 1-25）。

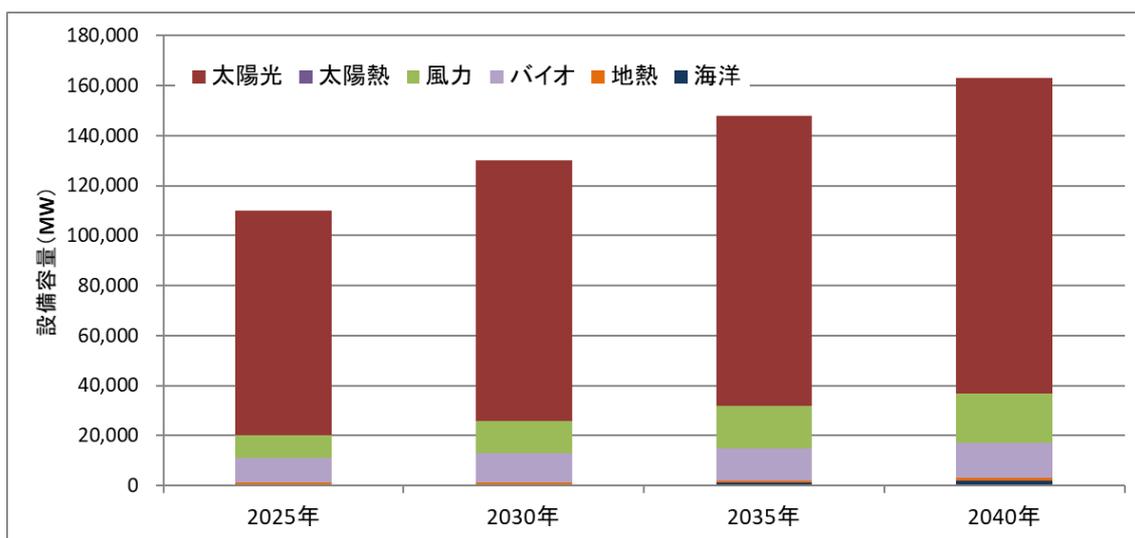


図 1-24 日本での再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2019” より作成

<sup>34</sup> 水力を除く。

<sup>35</sup> 水力を除く。

<sup>36</sup> 水力を含む。

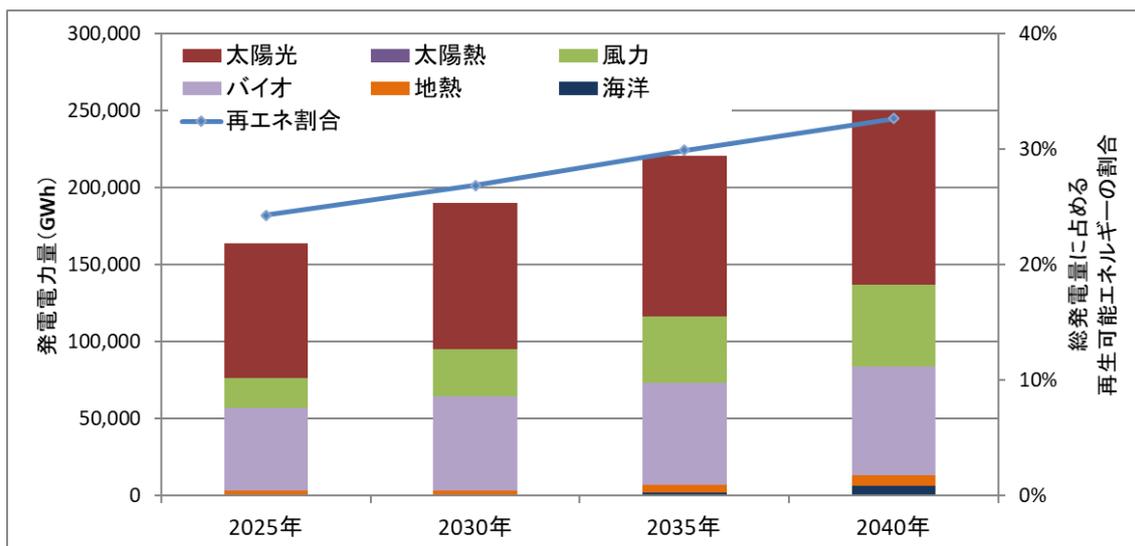


図 1-25 日本の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギーの割合は水力発電を含む。  
出所) IEA, “World Energy Outlook 2019” より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

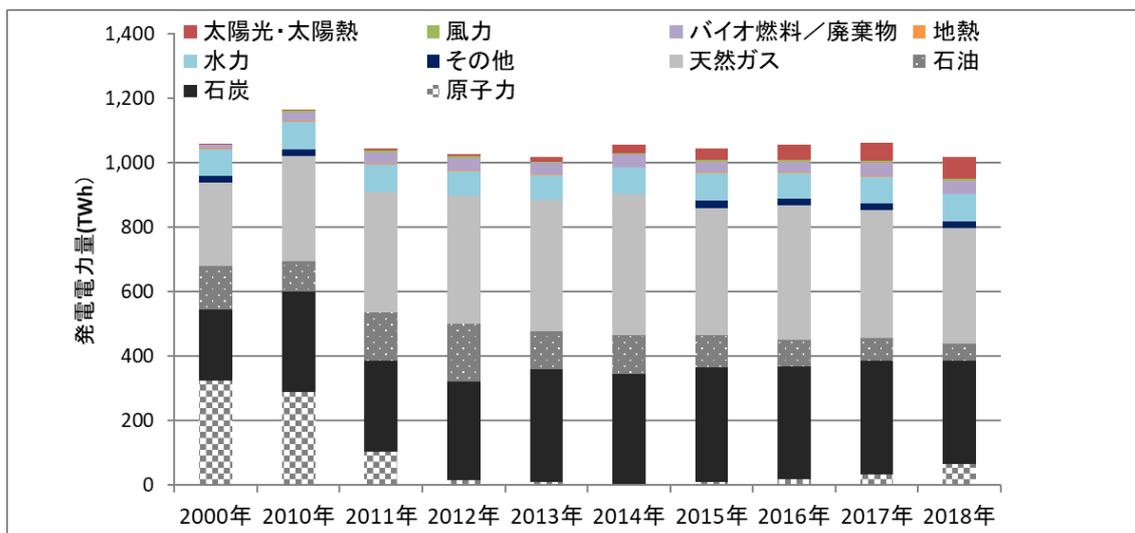


図 1-26 電源別発電電力量の推移 (日本)

注) 水力は揚水発電を除く。  
注) その他は海洋、燃料電池等。  
注) 2018年は暫定値。  
出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## 1.1.5 ドイツ

### 1) 導入実績

ドイツにおける再生可能エネルギーの発電設備容量は、着実に増加し続けているものの、太陽光の増加率は2014年から前年比約5%と鈍化傾向にある（図 1-27）。

発電電力量に占める再生可能エネルギー割合<sup>37</sup>は、近年増加傾向にあり、2018年には約35%となった。発電量<sup>38</sup>は約209TWhに達した。風力による発電量は2010年の約37TWhから2018年には112TWhへ増加し、2018年再生可能エネルギー発電量<sup>39</sup>の53%を占めており、風力による発電量の増加が再生可能エネルギー発電量の増加に大きく寄与している（図 1-28）。

再生可能エネルギーによる熱消費量に関しては、2013年以降、バイオマスが増加傾向にある（図 1-29）。

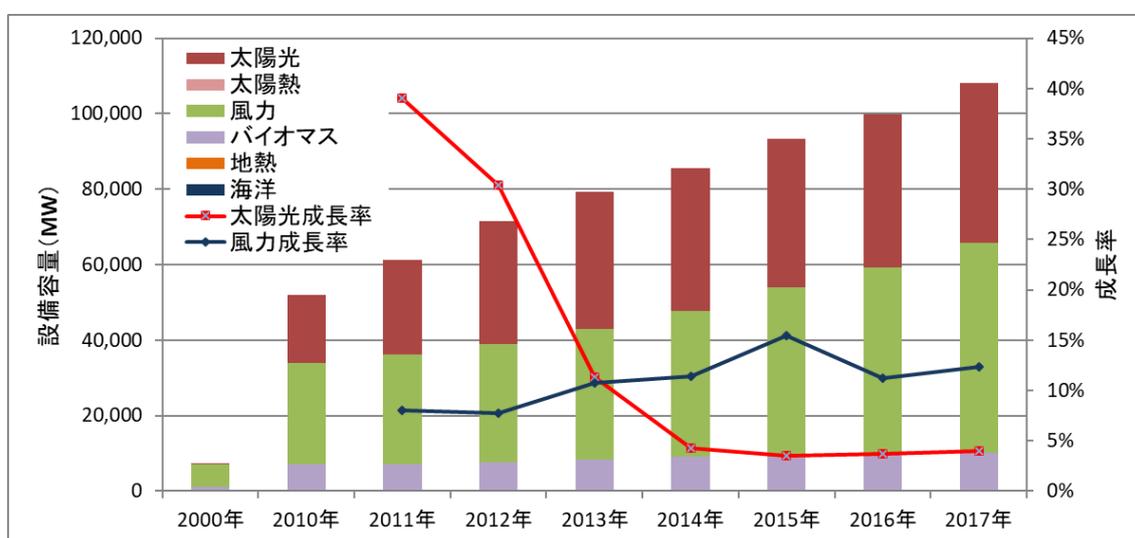


図 1-27 ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>37</sup> 水力を含む。

<sup>38</sup> 水力を除く。

<sup>39</sup> 水力を除く。

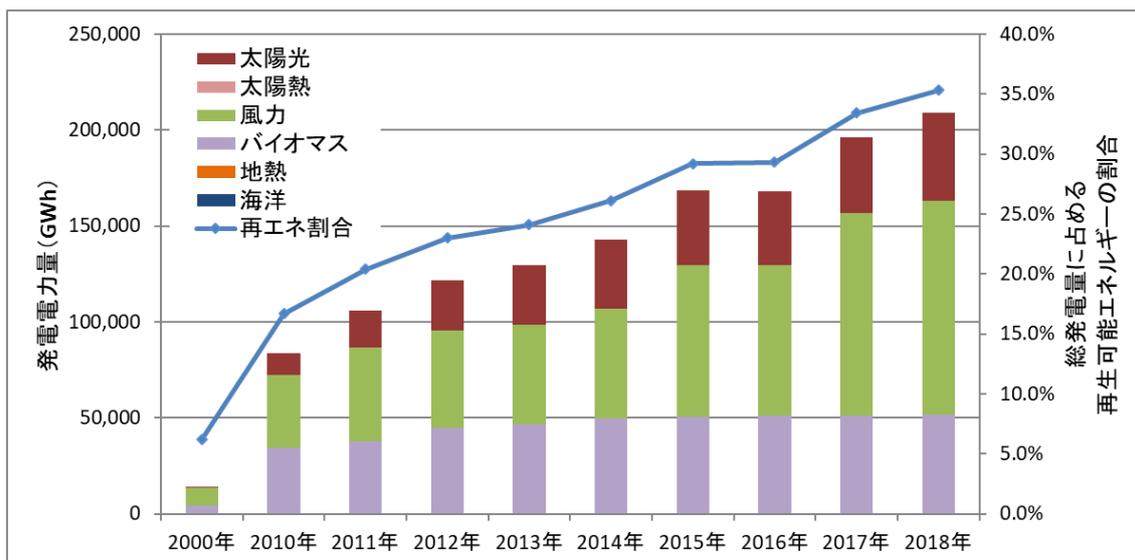


図 1-28 ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

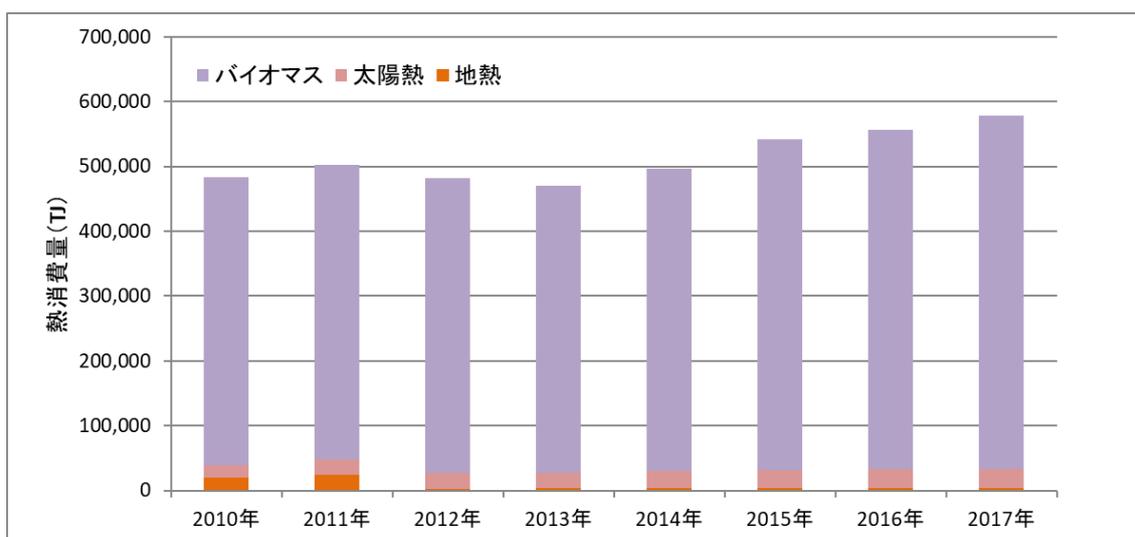


図 1-29 ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

EU加盟国は、2018年に制定された「ガバナンス規則 (REGULATION (EU) 2018/1999)」に基づき「エネルギー・気候統合計画」(THE INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN (NECP))を2018~2019年に策定している。この計画には、2030年までの再生可能エネルギーに関する項目(導入目標や国別目標達成に向けての政策手段等)が含まれている<sup>40</sup>。

ドイツ政府は、策定したNECPにおいて、2030年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合<sup>41</sup>を30%にするという目標を掲げている(直近の予測値は2020年の18%と算出されている)。この目標達成に向けて、示された2020~2040年の再生可能エネルギー導入拡大の見通し<sup>42</sup>は下図のとおりである。2030/2040年時点において、発電設備容量<sup>43</sup>は合計約150/165GWとなり、太陽光と風力(陸上と洋上)の合計が発電設備容量の95%以上を占める見込みである(図1-30)。再生可能エネルギーによる発電電力量の割合<sup>44</sup>は2030/2040年において、それぞれ50/54%となる見込みである。熱消費量<sup>45</sup>に占める再生可能エネルギーの割合<sup>46</sup>は、2030年において約30%となる見込みである。

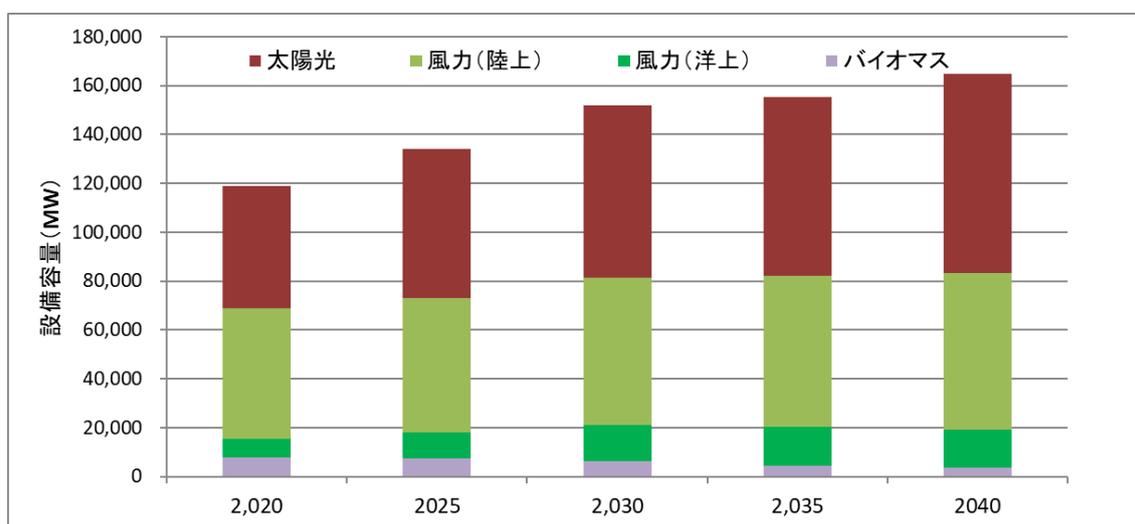


図 1-30 ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) ドイツ政府, 「Draft Integrated National Energy and Climate Plan (NECP)」, 2019より作成

<sup>40</sup> 欧州委員会ウェブサイト, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/national-energy-climate-plans> (最終閲覧日: 2020年1月15日)

<sup>41</sup> 水力を含む。

<sup>42</sup> EUのガバナンス規則では2030年までの計画の提出が求められているが、ドイツ政府のNECPは2040年までの計画を記載している。

<sup>43</sup> 水力を除く。

<sup>44</sup> 水力を含む。

<sup>45</sup> 再生可能エネルギー指令 (DIRECTIVE (EU) 2018/2001) によると、NECPに記載すべき熱供給量の定義は次のとおりである。「熱・冷供給に使用される再生可能エネルギー由来の熱量は、地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門における冷暖房及びプロセスに使用する熱量を合計して算定する。」

<sup>46</sup> ヒートポンプを含む

【参考】電源別発電電力量の推移

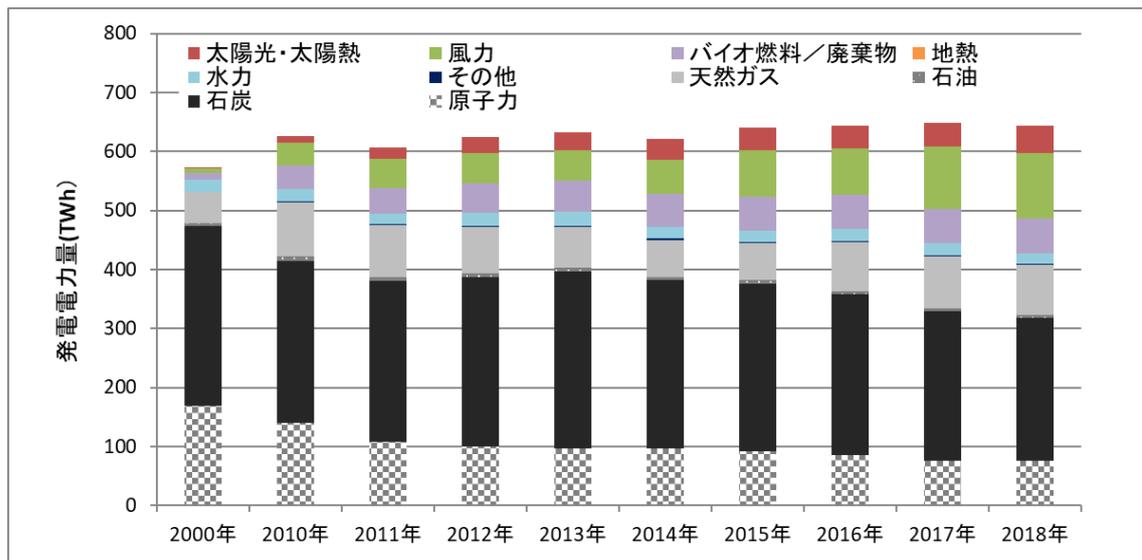


図 1-31 電源別発電電力量の推移 (ドイツ)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## 1.1.6 英国

### (1) 導入実績

英国における再生可能エネルギーの発電設備容量<sup>47</sup>は着実に増加しており、2017年には約39GWに達した。中でも、太陽光の発電設備容量は、2011-2015まで毎年前年比60%以上増加した（2017年は前年比約7%の増加）（図 1-32）。再生可能エネルギーによる発電量<sup>48</sup>も着実に増加しており（2016年を除く）、2018年は約106GWhに達した。それに伴い、総発電量に占める再生可能エネルギーの発電量<sup>49</sup>割合も増加しており、2018年には約34%となった。

また、再生可能エネルギーによる熱消費量については、2013年以降、バイオマスが増加しており、2017年には合計約140PJとなった（図 1-34）。

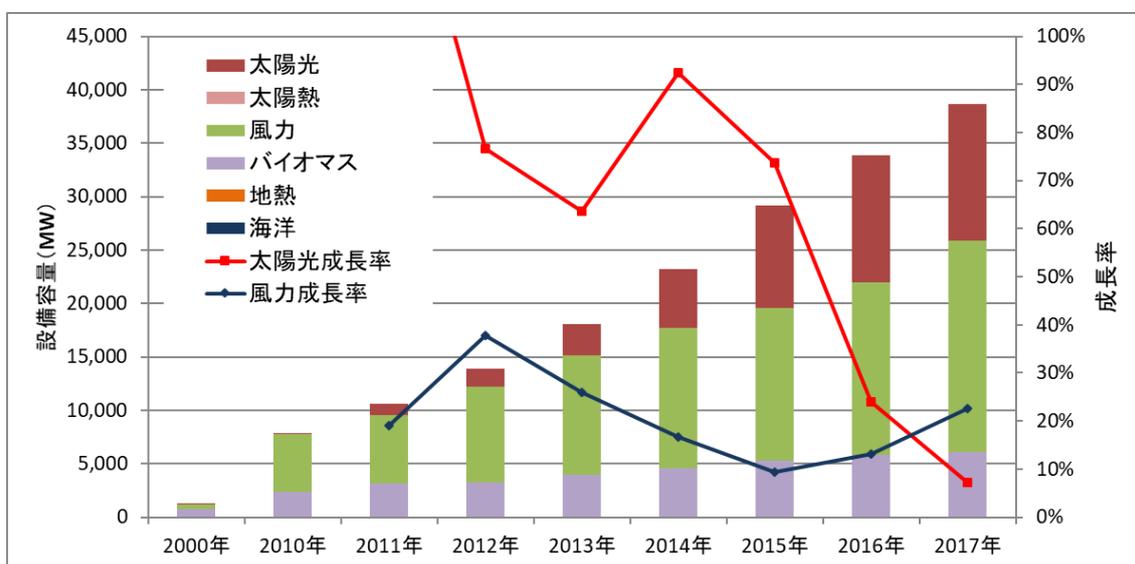


図 1-32 英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 2010～2011年にかけての太陽光設備の成長率は約930%であった。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019より作成

<sup>47</sup> 水力を除く。

<sup>48</sup> 水力を含む。

<sup>49</sup> 水力を除く。

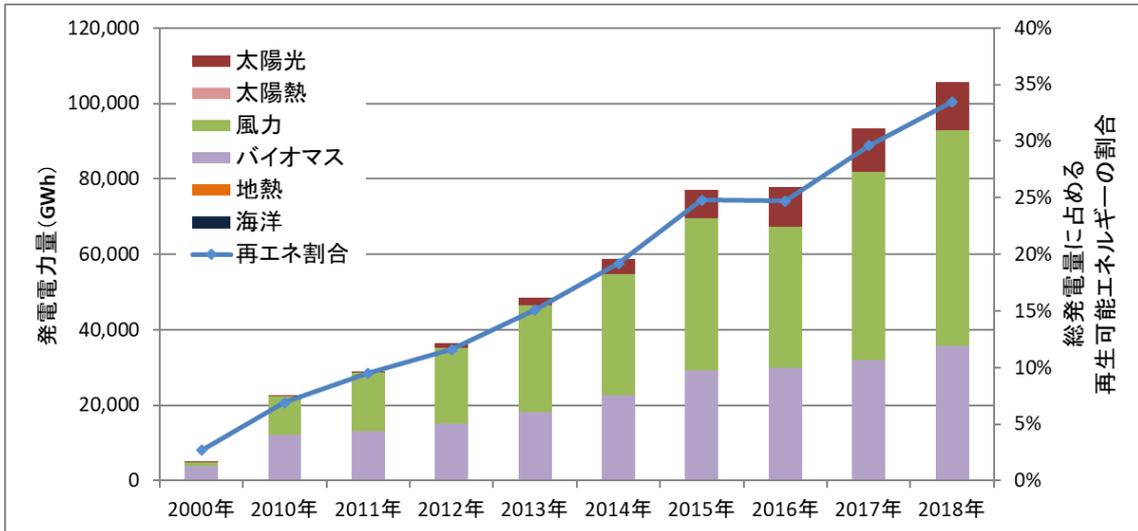


図 1-33 英国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

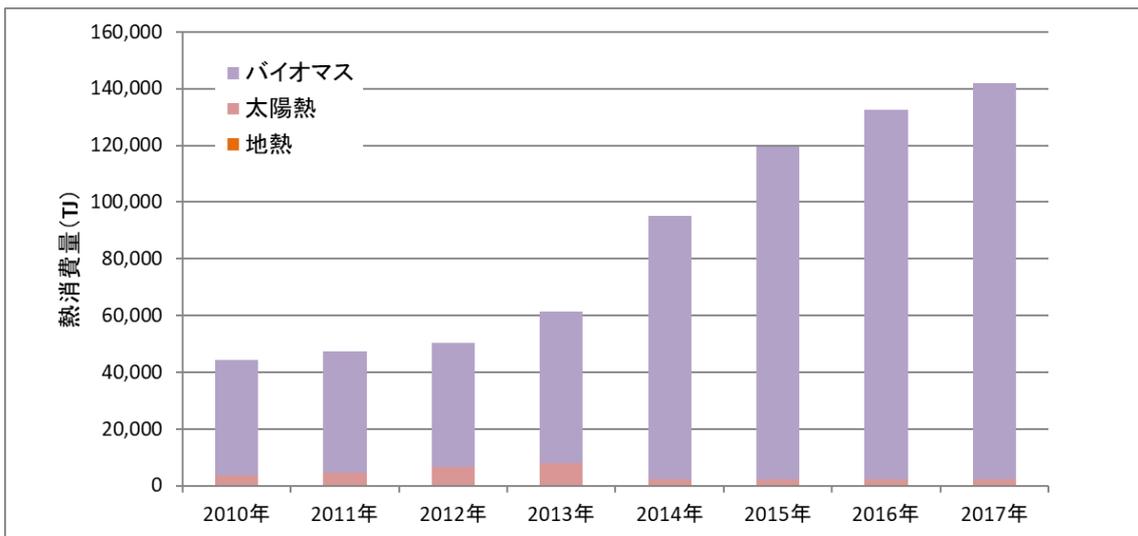


図 1-34 英国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

英国政府は、2019年に策定した「エネルギー・気候統合計画」(DRAFT OF THE INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN (NECP))において、「The Climate Change Act 2008」で掲げた2050年時点で1990年比80%の温室効果ガス削減という目標を継続している。

この目標に沿った見通しは「Future Energy Scenarios 2018」<sup>50</sup>に記載されており、下図のとおりである<sup>51</sup>。再生可能エネルギーの発電設備容量<sup>52</sup>は、2020年から2030年にかけて約44GWから約86GWと倍近く増加し、2050年には約130GWに到達する見込みである。発電電力量<sup>53</sup>は2020年に約130TWh、2030年に約240TWh、2050年には約350TWhと着実に増加する見込みである。総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>54</sup>は2020年の約47%から2030年には約80%に到達し、その後は横ばいとなる見込みである。洋上風力の大規模な導入拡大が見込まれている。(図1-35、図1-36)。

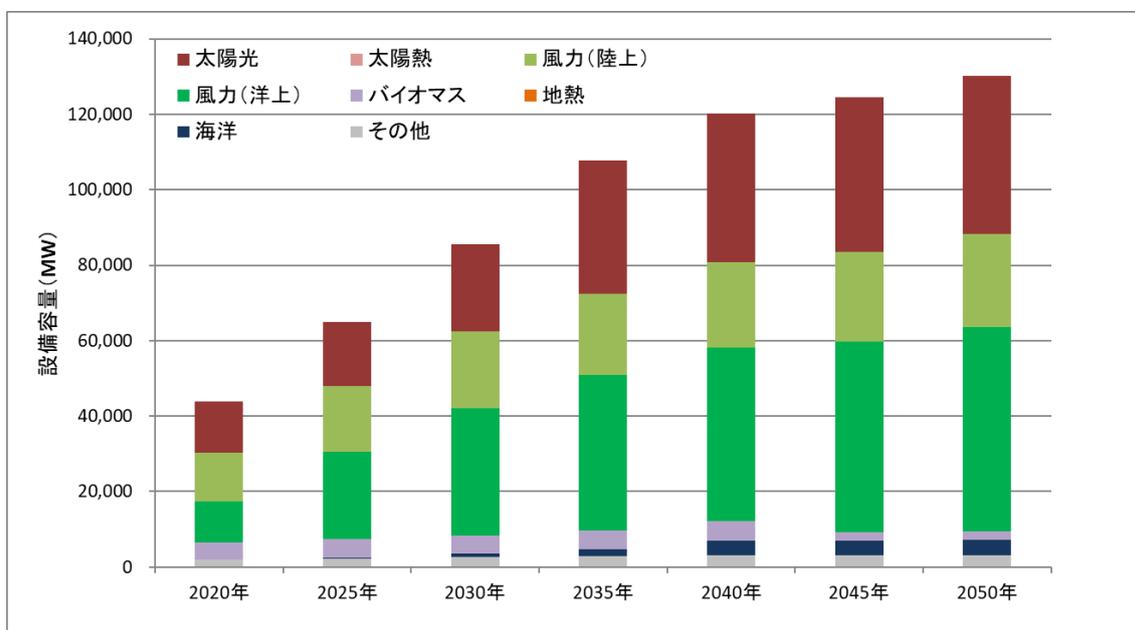


図 1-35 英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

注) 出所内の「2°C目標シナリオ」における見通しとなる。

出所) National Grid, 「Future Energy Scenarios 2018」より作成

<sup>50</sup> National Grid 「Future Energy Scenarios 2018」は、英国政府により作成された報告書ではないが、NECP内に英国のエネルギーミックスに関する参考情報として記載されている。

<sup>51</sup> 「Future Energy Scenarios 2018」には4つのシナリオが記載されているが、前述の目標を達成し、なおかつ、発電設備容量と発電電力量の双方が算出されている「2°C目標シナリオ」を示す。

<sup>52</sup> 水力を除く。

<sup>53</sup> 水力を除く。

<sup>54</sup> 水力を含む。

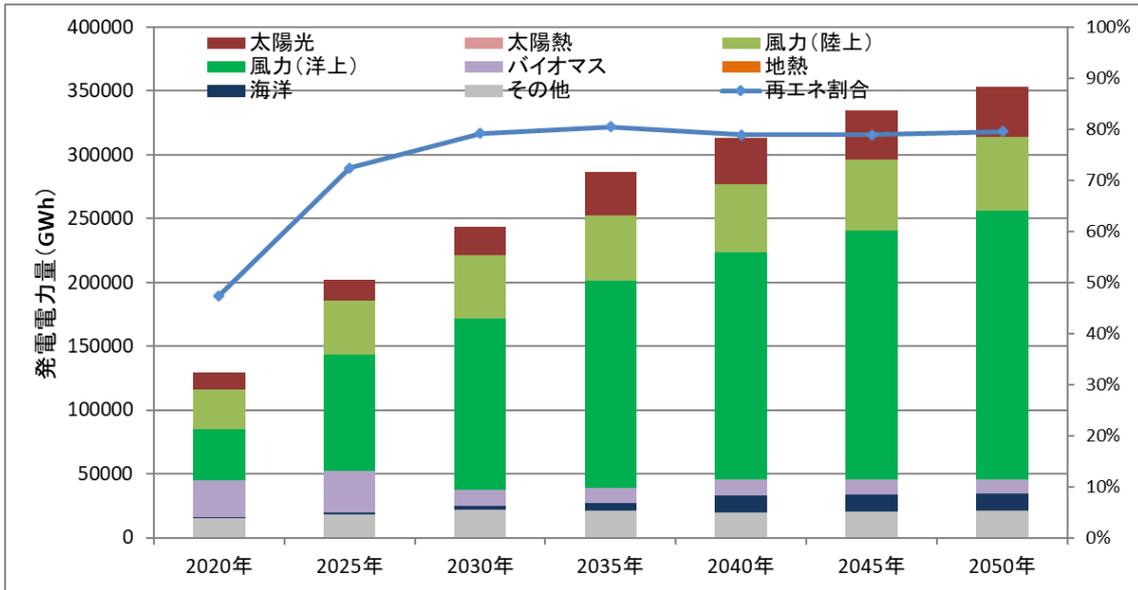


図 1-36 英国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 出所内の「2°C目標シナリオ」における見通しとなる。

出所) National Grid, 「Future Energy Scenarios 2018」より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

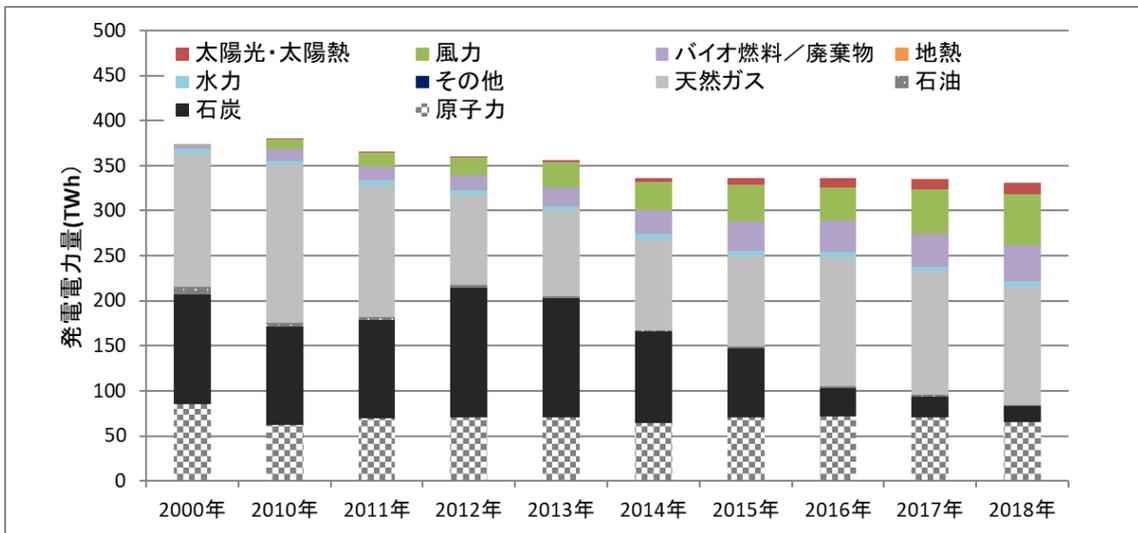


図 1-37 電源別発電電力量の推移 (英国)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2018年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019より作成

### 1.1.7 スペイン

#### (1) 導入実績

スペインにおける再生可能エネルギーの発電設備容量<sup>55</sup>は、2012年以降30GWの横ばいとなっている。これは、それまでの再生可能エネルギーの急激な増加で電力会社が収益悪化に陥ったのを受け、2013年にFIT制度が廃止されたことによる影響とみられる。(図 1-38)。

再生可能エネルギーによる発電電力量<sup>56</sup>が、2013年をピークに減少に転じているのも同じ理由によると考えられる(2017年からは若干増加している)。なお、2018年の総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>57</sup>は38.4%であった(図 1-39)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年以降、約170PJで横ばい状態が続いている(図 1-40)。

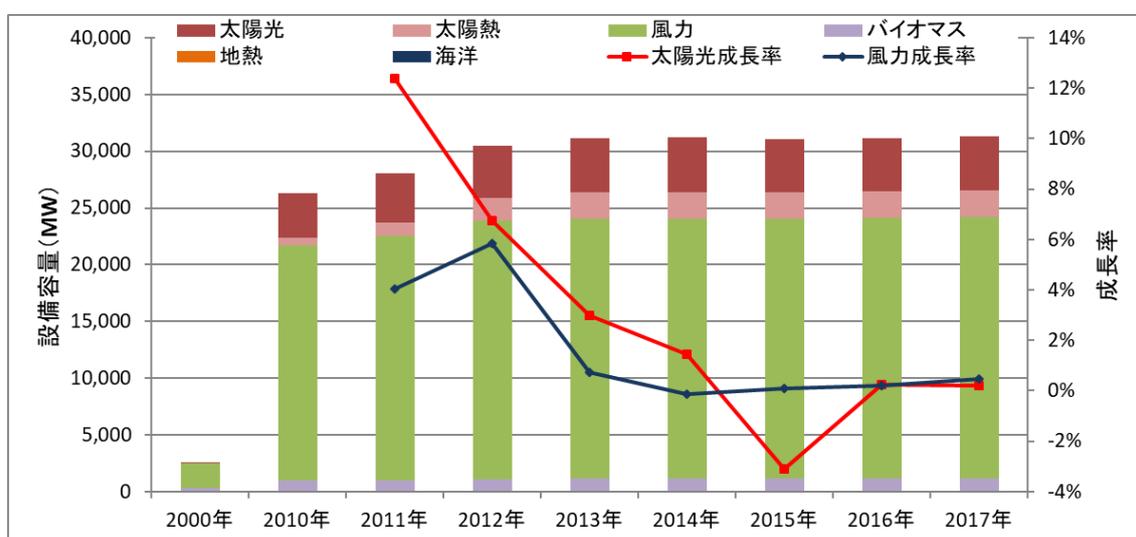


図 1-38 スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>55</sup> 水力を除く。

<sup>56</sup> 水力を除く。

<sup>57</sup> 水力を含む。

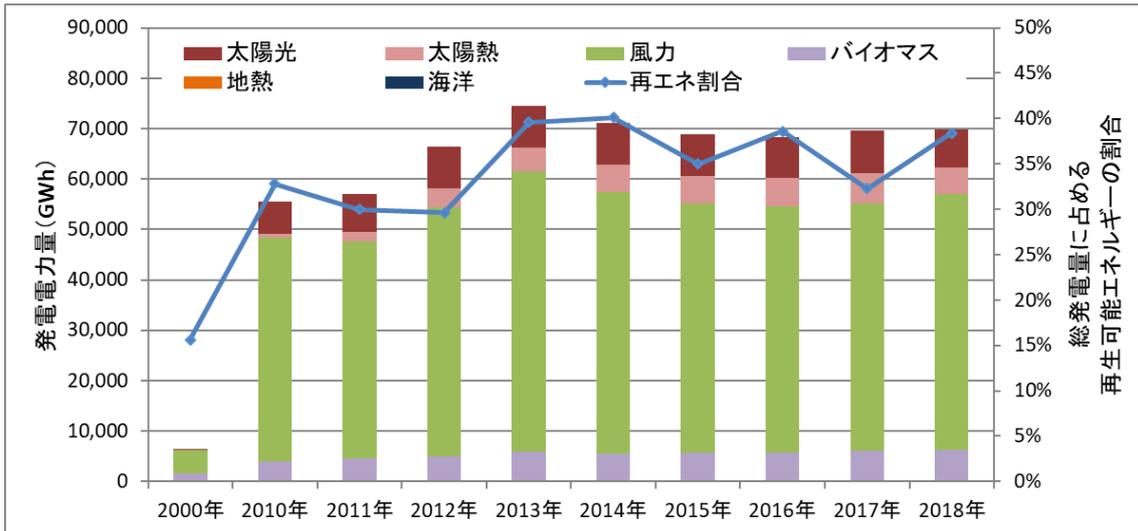


図 1-39 スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

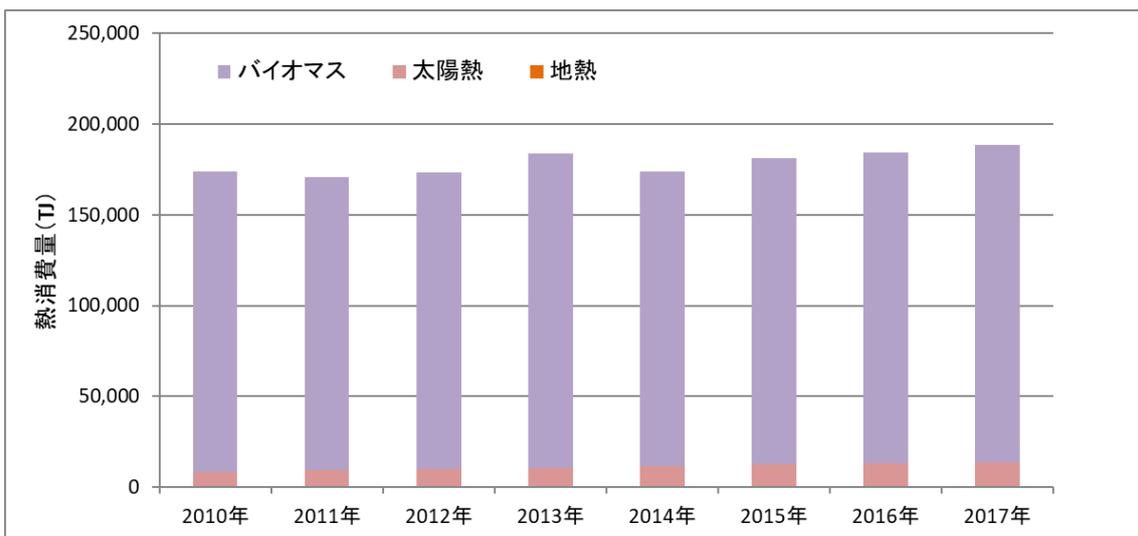


図 1-40 スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

スペイン政府は、2019年に策定した「エネルギー・気候統合計画」(DRAFT OF THE INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN (NECP))において、2030年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合<sup>58</sup>を42%にするという目標を掲げている(直近の実績値は2015年の16%、直近の予測値は2020年の20%である)。

この目標達成に向けて、示された再生可能エネルギー導入拡大の見通しは下図のとおりである。2030年時点で、再生可能エネルギーによる発電設備容量<sup>59</sup>は合計約97GW(図1-41)となり、総発電電力量の約73%(図1-42)が再生可能エネルギー<sup>60</sup>で供給される見込みである。内訳については、設備容量・発電電力量共に風力が5割強を、太陽光が3~4割程度を占める<sup>61</sup>(図1-41、図1-42)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2030年時点で合計約450PJに達し、熱消費の約34%を占める見込みである(図1-43)。

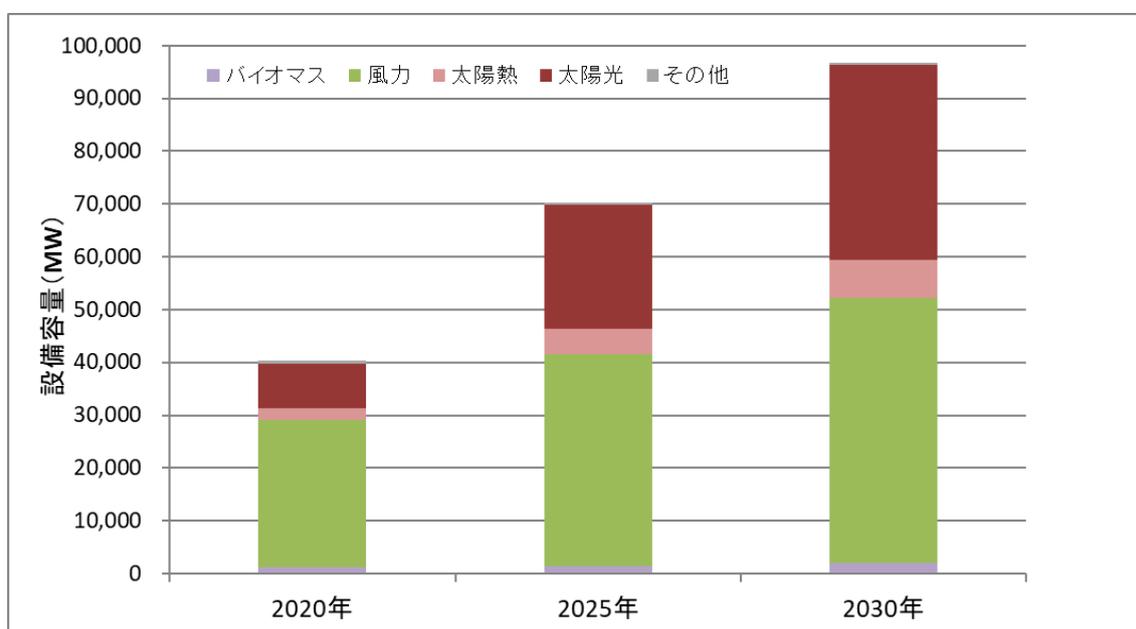


図 1-41 スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) スペイン政府, 「DRAFT OF THE INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN (NECP)」, 2019より作成

<sup>58</sup> 水力を含む。

<sup>59</sup> 水力を除く。

<sup>60</sup> 水力を含む。

<sup>61</sup> 水力を除く。

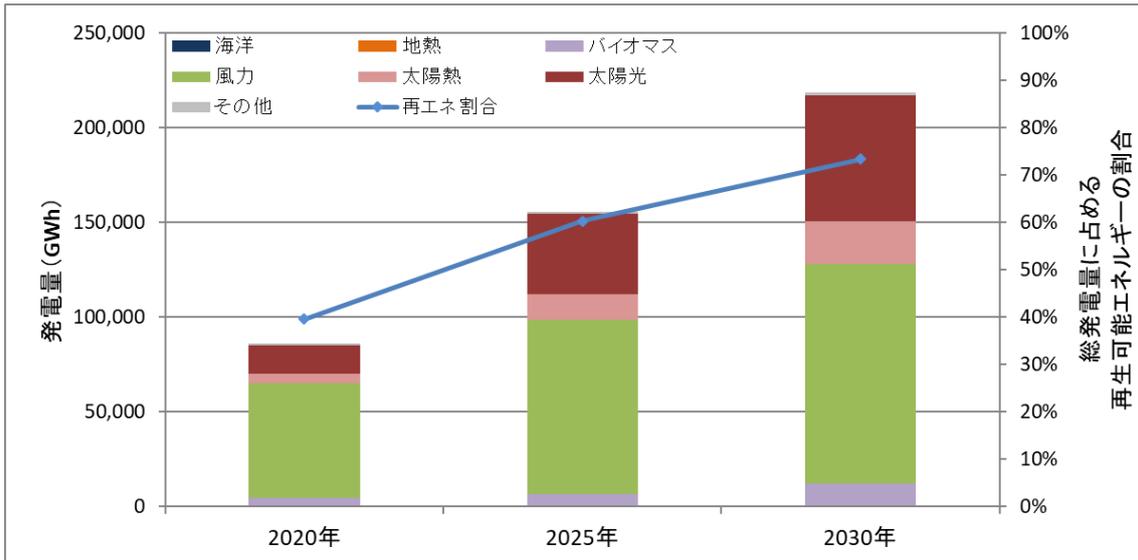


図 1-42 スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) スペイン政府, 「DRAFT OF THE INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN (NECP)」, 2019 より作成

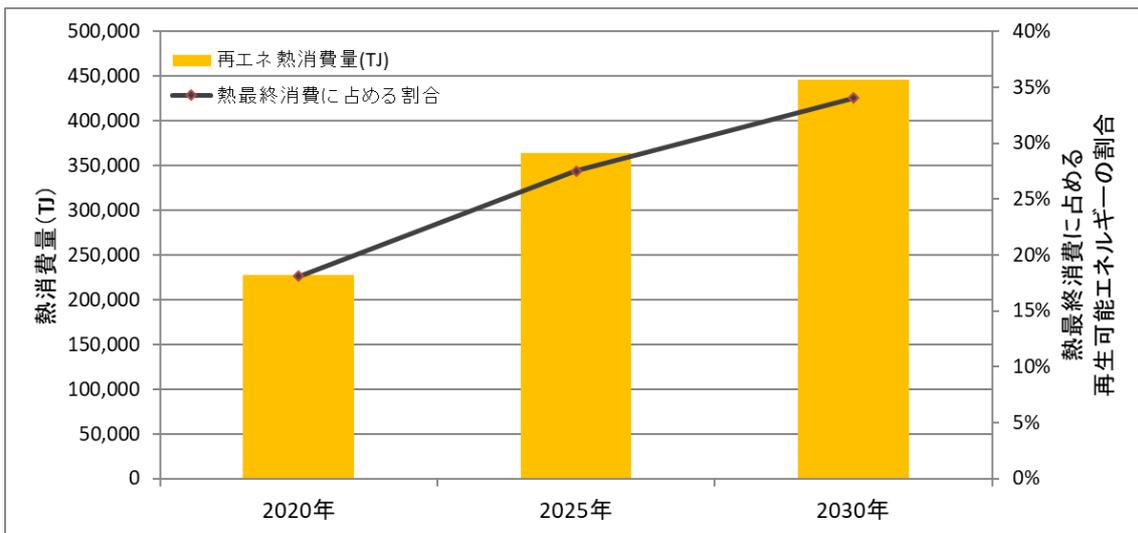


図 1-43 スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分を含む。

出所) スペイン政府, 「DRAFT OF THE INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN (NECP)」, 2019 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

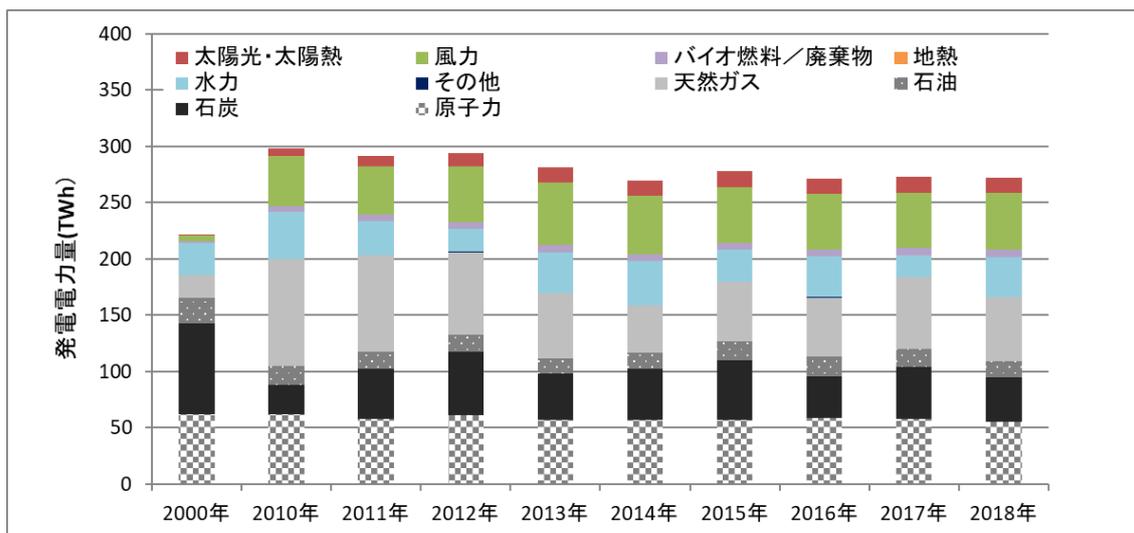


図 1-44 電源別発電電力量の推移（スペイン）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

### 1.1.8 イタリア

#### (1) 導入実績

イタリアにおける再生可能エネルギーの発電設備容量<sup>62</sup>は、2011年の導入拡大により前年比で約2倍に増加した。しかし、主に太陽光による買取負担増大が電力価格の高騰を招き、2013年にFIT制度が廃止されたため、以降は微増の状態が続いている（図 1-45）。

それに伴い、発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>63</sup>は、2010年から2014年までは毎年増加しており2014年には約45%に達した。それ以降は毎年減少し2017年には約35%まで低下したが、2018年には再び約40%まで増加した。太陽光、風力、バイオマスの割合が高い（図 1-46）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2013年以降、ほぼ横ばい状態にある（図 1-47）。

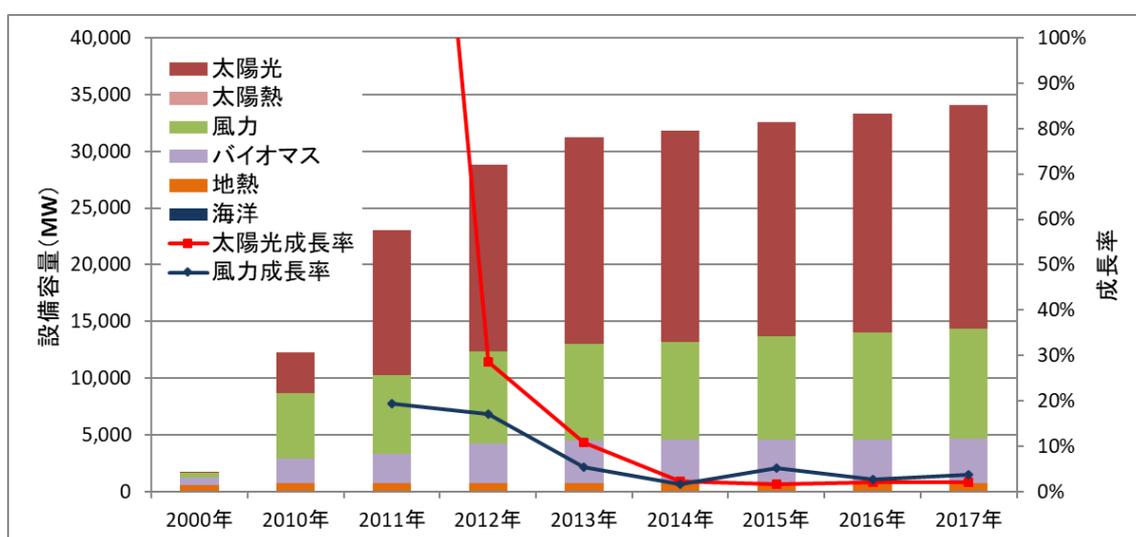


図 1-45 イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 2010～2011年にかけての太陽光設備の成長率は約250%であった。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019より作成

<sup>62</sup> 水力を除く。

<sup>63</sup> 水力を含む。

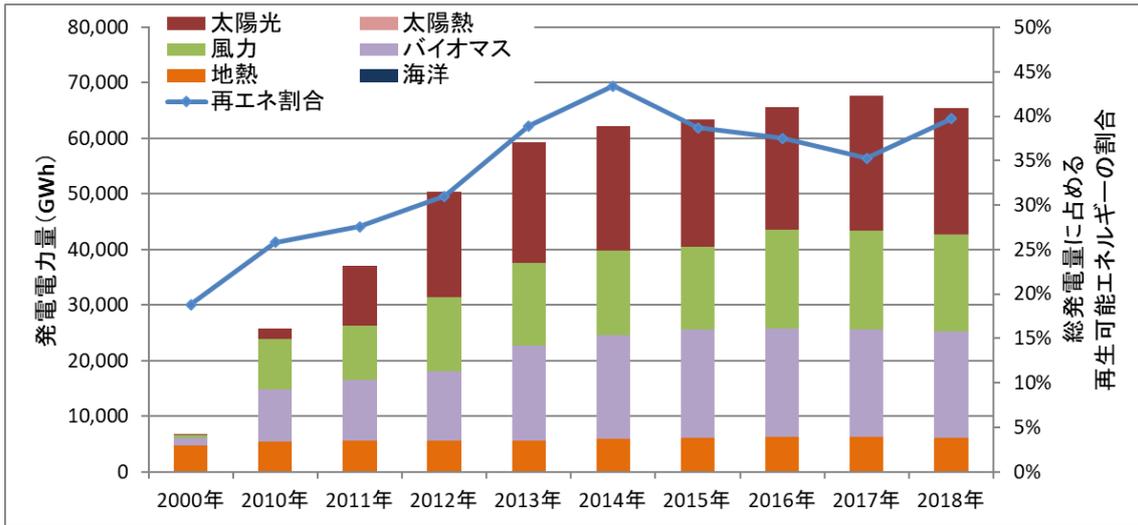


図 1-46 イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

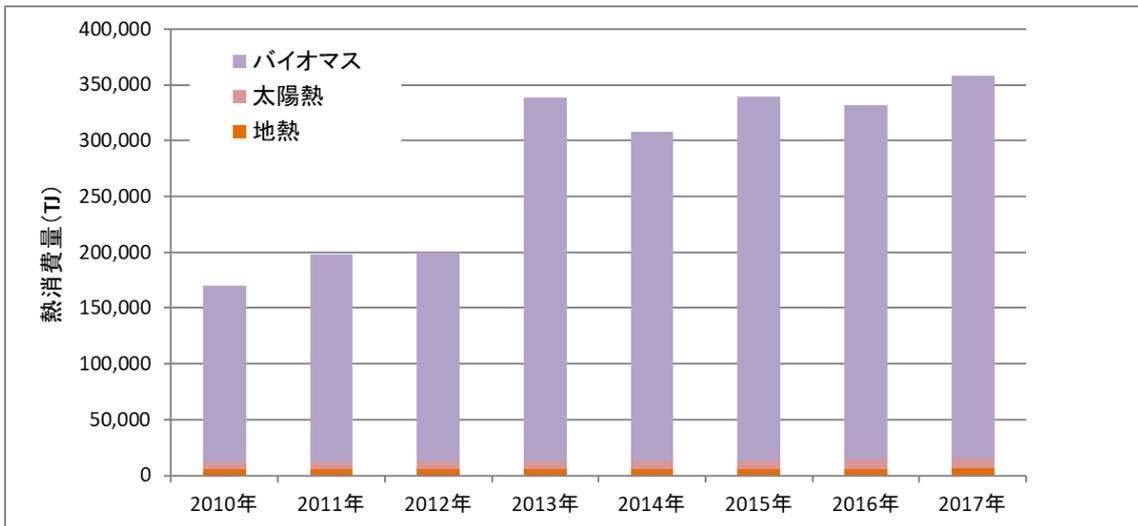


図 1-47 イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

イタリア政府は、2018年に策定した「エネルギー・気候統合計画」(DRAFT INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN (NECP))の目標シナリオにおいて、2030年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合<sup>64</sup>を30%にするという目標を掲げている(直近の実績値は2017年の18.3%である)。

この目標達成に向けて、示された再生可能エネルギー導入拡大の見通しは下図のとおりである。再生可能エネルギーによる発電設備容量<sup>65</sup>は、2025年に47GW、2030年に約74GWへと増加する見込みである(図1-48)。太陽光発電設備の増加が大きく寄与している。

設備増加に伴い、再生可能エネルギーによる発電電力量<sup>66</sup>は2025年に90TWh、2030年に137TWhへと増加する見込みである。2030年の総発電量に占める再生可能エネルギーによる発電量<sup>67</sup>の割合は、55.4%となる見込みである(図1-49)。

再生可能エネルギーによる熱消費量に関しては、2030年までに大きく増加はしないと見込まれている。しかし、建物の改善等により総熱消費量が減少するため、再生可能エネルギーによる熱消費は総熱消費量の約18.5%を占めるまでに増加すると見込まれている(図1-50)。

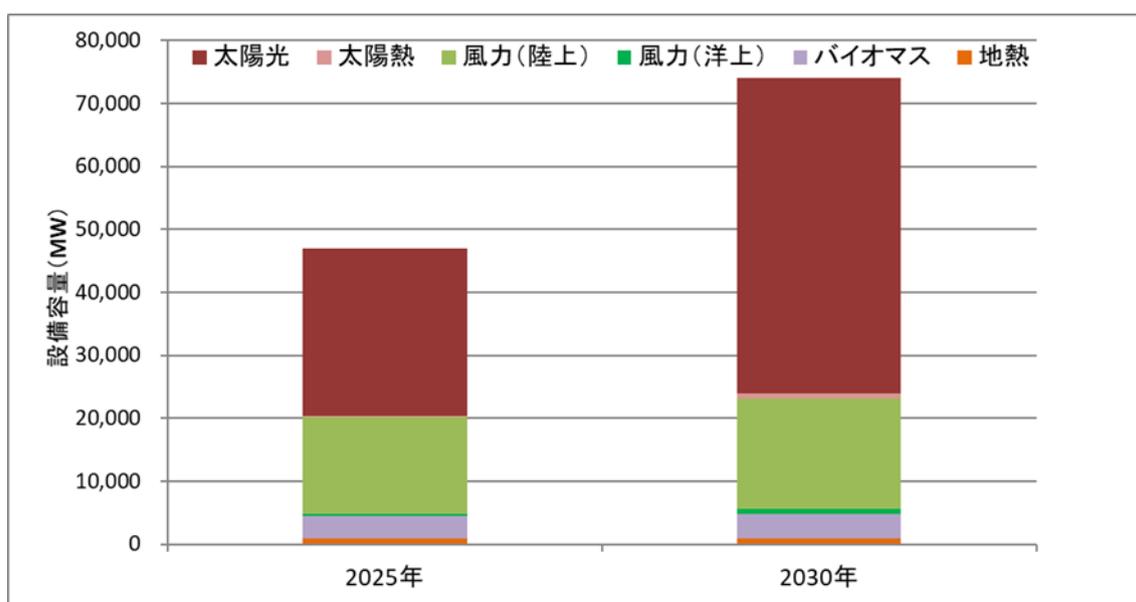


図 1-48 イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) イタリア政府「DRAFT INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN」, 2018より作成

<sup>64</sup> 水力を含む。

<sup>65</sup> 水力を除く。

<sup>66</sup> 水力を除く

<sup>67</sup> 水力を含む

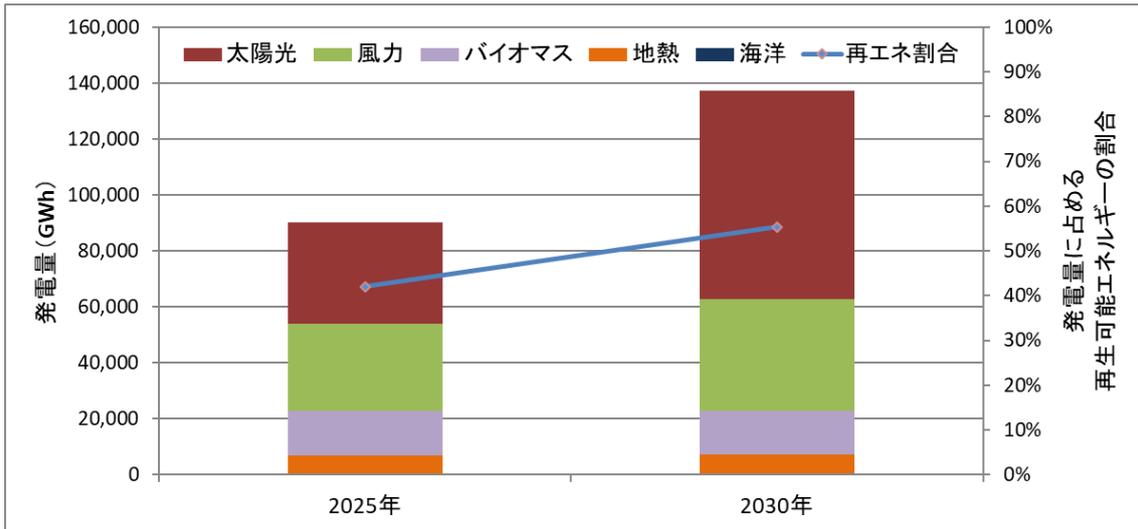


図 1-49 イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) イタリア政府「DRAFT INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN」, 2018 より作成

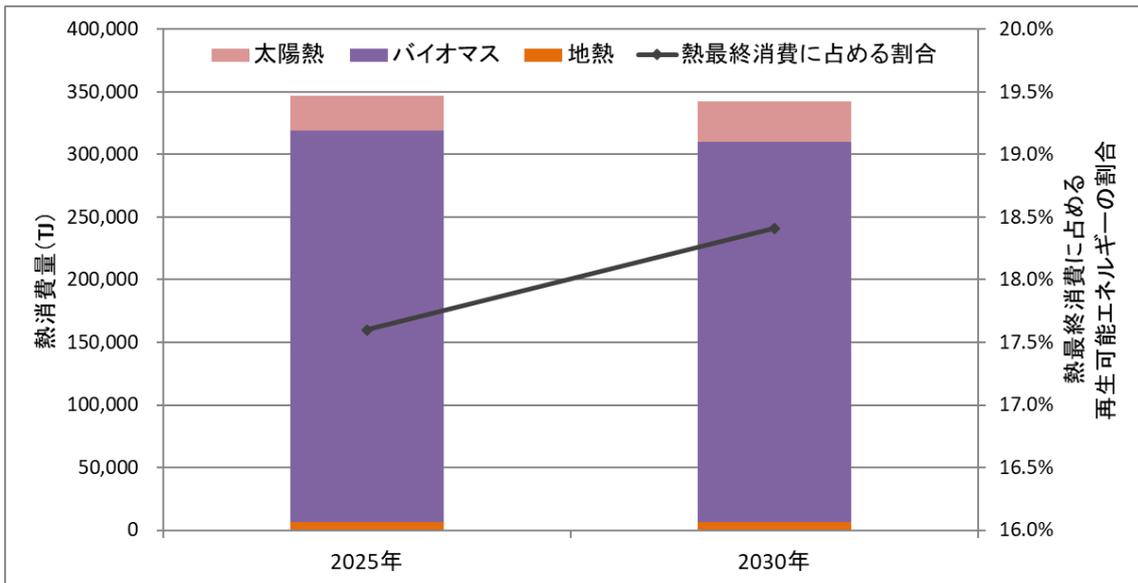


図 1-50 イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) イタリア政府「DRAFT INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN」, 2018 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

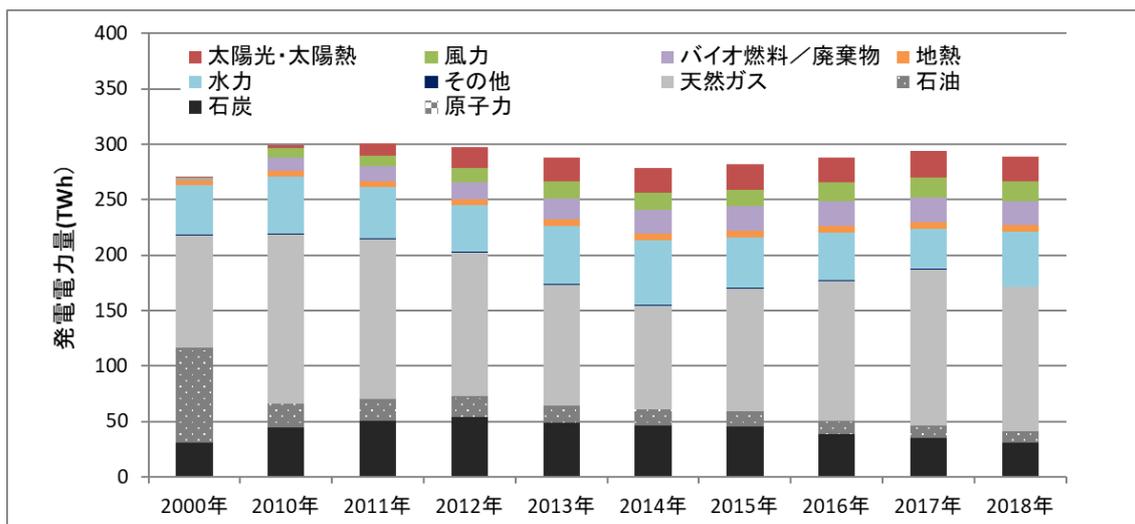


図 1-51 電源別発電電力量の推移 (イタリア)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## 1.1.9 デンマーク

### (1) 導入実績

デンマークにおける再生可能エネルギーの発電設備容量、発電電力量を見ると、風力の割合が高いが、2012年以降、太陽光の導入も少しずつ進んでいる（図 1-52、図 1-53）。発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>68</sup>は他国に比べて格段に高く、2018年は69.3%であった（2017年は約70.6%）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年から2014年までは大幅な増減がなかったものの、2014年以後は若干の増加を示し、2017年は合計約136PJであった（図 1-54）。

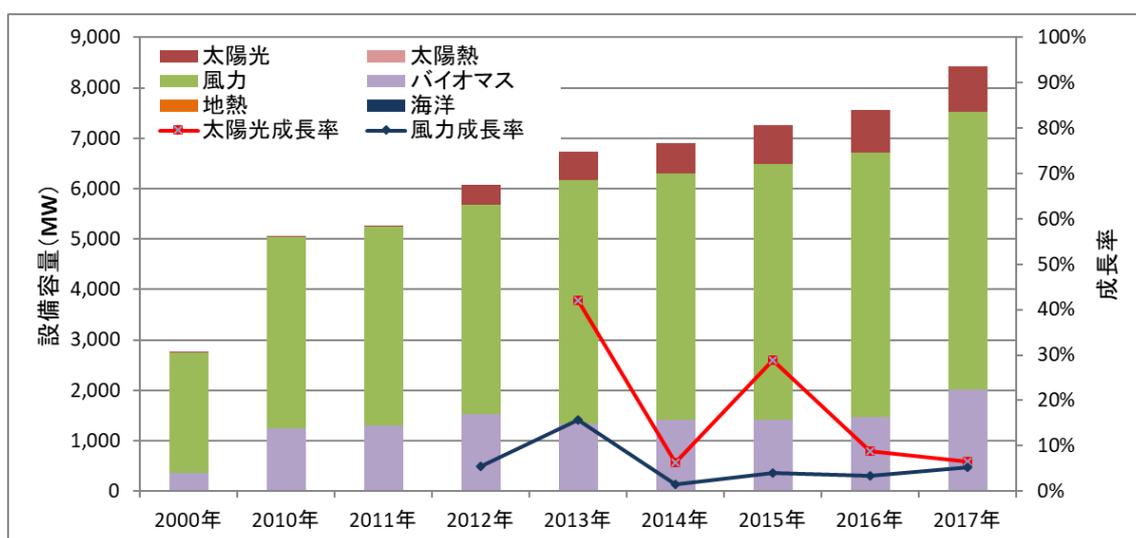


図 1-52 デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 太陽光の成長率は2012年を起点、風力の成長率は2011年を起点としている。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>68</sup> 水力を含む。

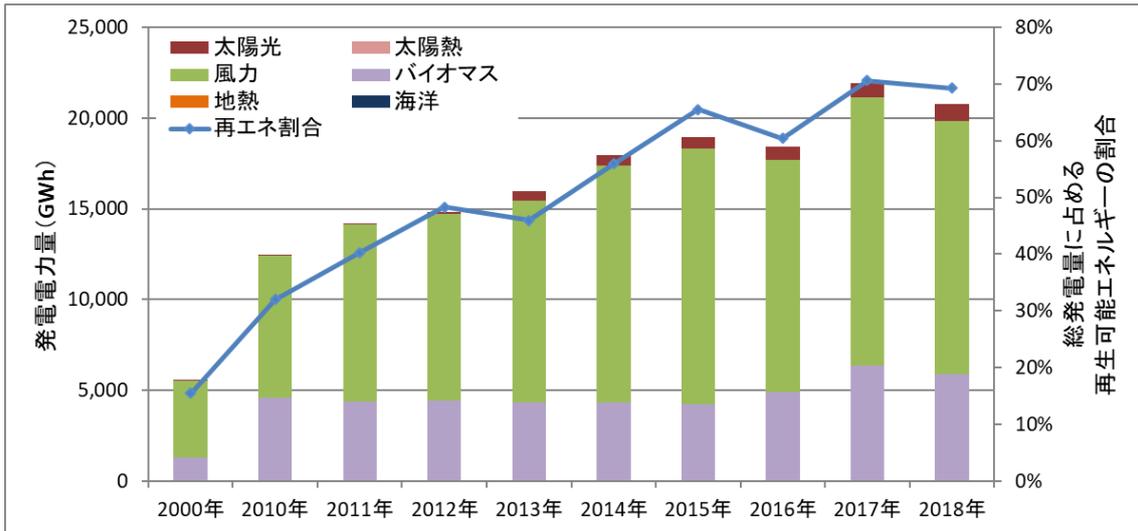


図 1-53 デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

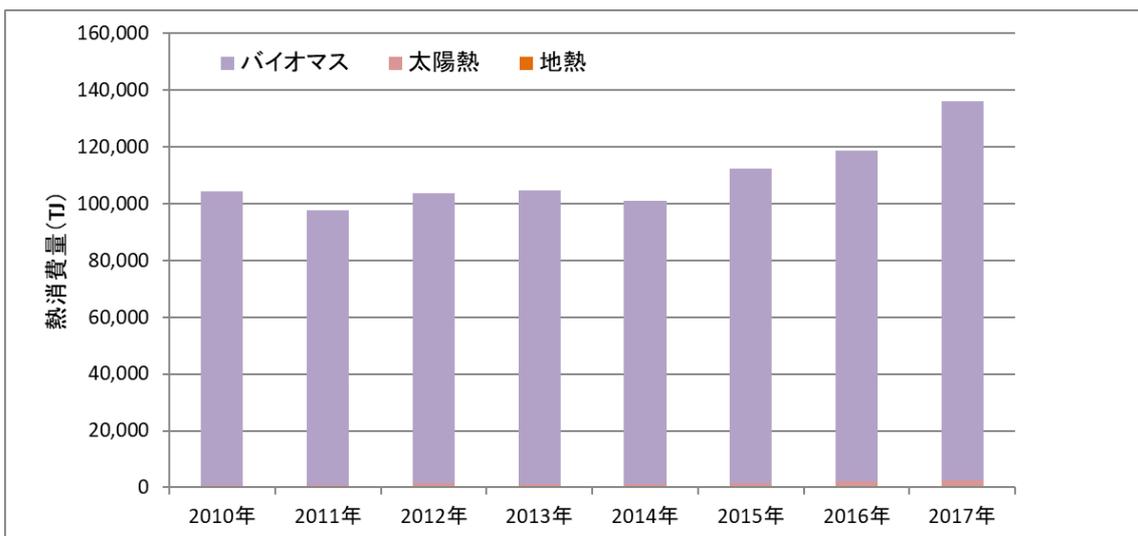


図 1-54 デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

デンマーク政府は、2019年に策定した「エネルギー・気候統合計画」(Draft Integrated National Energy and Climate Plan (NECP))において、2030年の最終エネルギー消費/電力消費/地域熱供給に占める再生可能エネルギーの割合をそれぞれ55%/100%超/90%以上という目標を掲げている。

「2019年デンマークエネルギー・気候見通し」(Denmark's Energy and Climate Outlook 2019)<sup>69</sup>によれば、再生可能エネルギーによる電力消費量<sup>70</sup>は、2020年の約26TWhから2030年には約49TWhまで増加する見込みである(図1-55)。電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合は2028年に100%を超え2030年には約109%に到達し(図1-55)、デンマークは再生可能エネルギーによる電力の輸出国となる見込みである。再生可能エネルギーの大量導入には、太陽光と洋上風力の設備容量増加が大きく寄与している。太陽光による発電容量は900MW(2017年)から4,900MW(2030年)に増加し、洋上風力による発電容量は1,300MW(2017年)から4,700MW(2030年)に増加する見込みである。

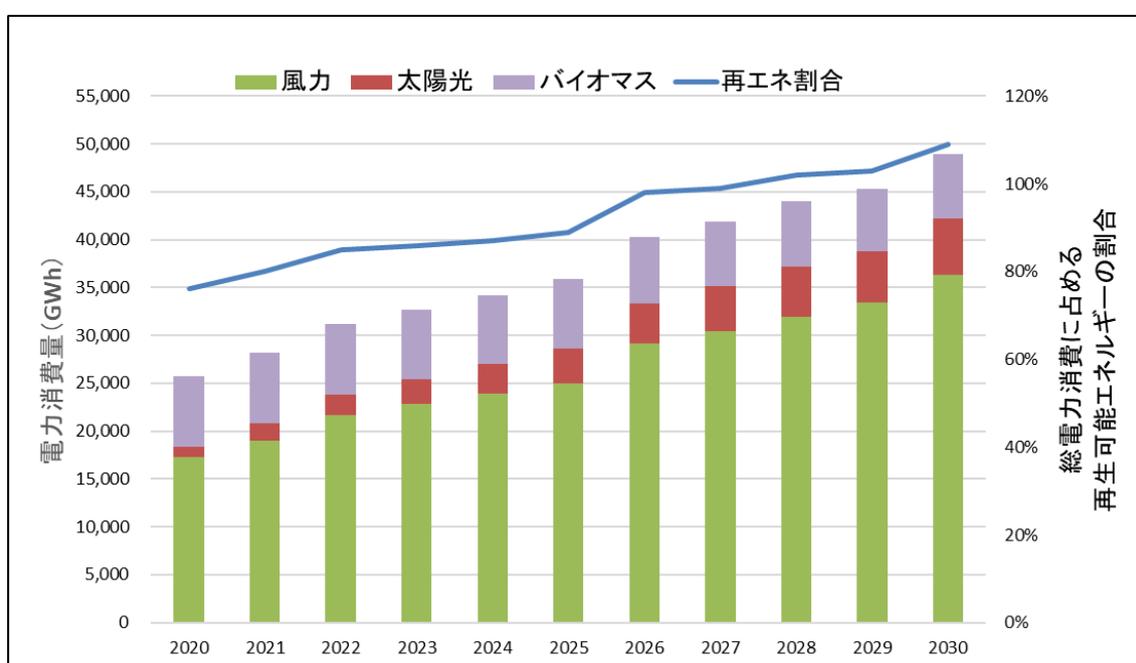


図 1-55 デンマークの再生可能エネルギーによる電力消費量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。また、水力発電による電力消費量は太陽光発電を含む。

ただし、水力発電による電力消費量は非常に少ない。

出所) デンマークエネルギー省、「Denmark's Energy and Climate Outlook 2019 (DECO2019)」より作成

<sup>69</sup> デンマークの「エネルギー・気候統合計画 (NECP)」に含まれ、現行の法規制等による現実的な予測を示した報告書である。

<sup>70</sup> 水力を含む。

【参考】電源別発電電力量の推移

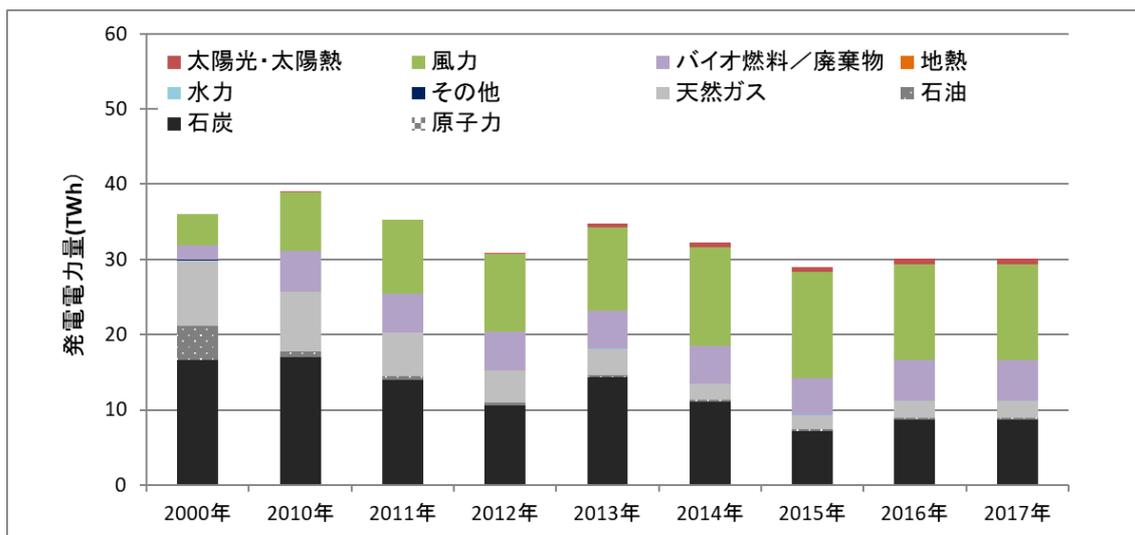


図 1-56 電源別発電電力量の推移（デンマーク）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2017年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

## 1.1.10 フランス

### (1) 導入実績

フランスにおける再生可能エネルギーの発電設備容量<sup>71</sup>、発電電力量<sup>72</sup>は、ともに着実に増加し続けている（図 1-57、図 1-58）。

また、2018 年の総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>73</sup>は、19.6%であった。内訳については、2010 年以降、風力が約 6 割を占めている。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010 年から若干の増減を伴うが概ね横ばいであり、2017 年は約 450PJ であった（図 1-59）。

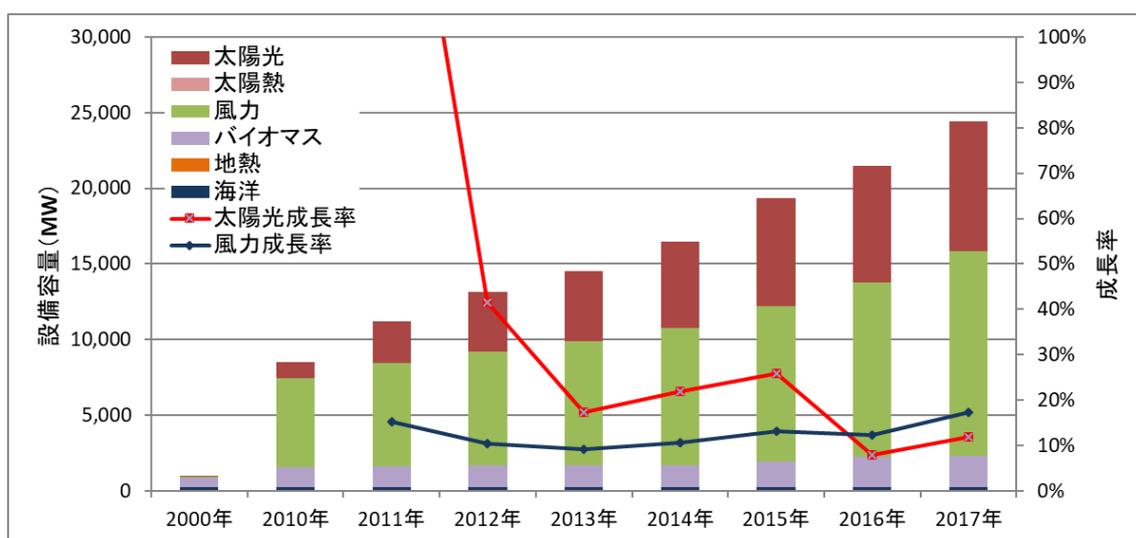


図 1-57 フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 2010～2011 年にかけての太陽光設備の成長率は 168%であった。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>71</sup> 水力を除く。

<sup>72</sup> 水力を除く。

<sup>73</sup> 水力を含む。

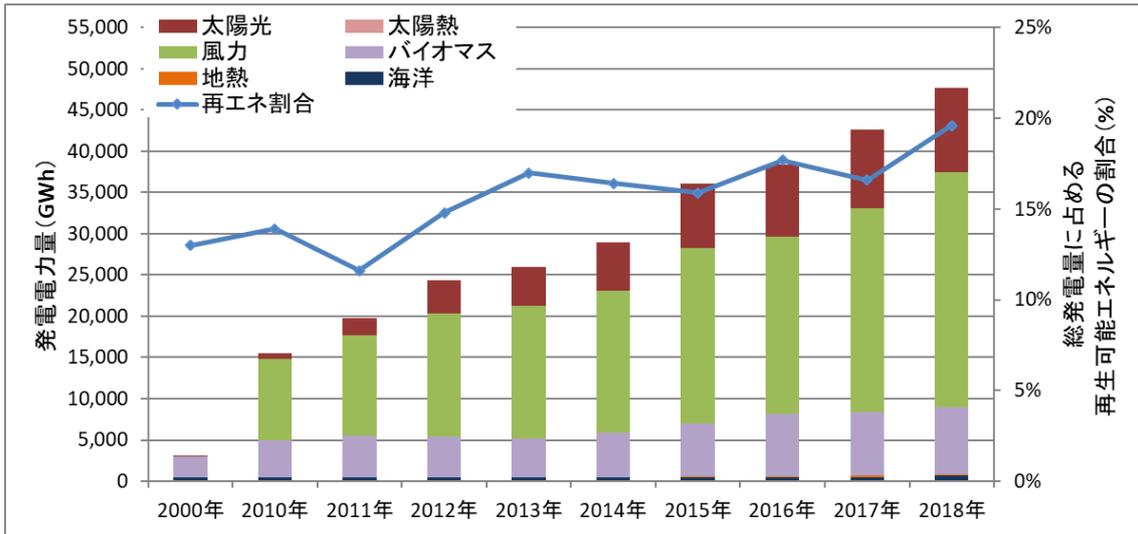


図 1-58 フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

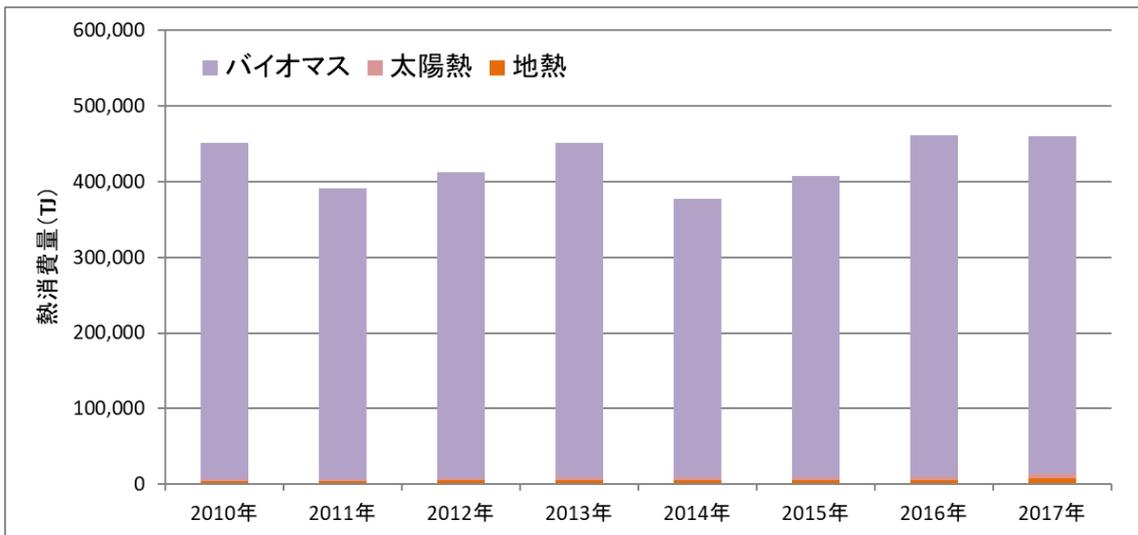


図 1-59 フランスの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

フランスでは、2019年に「エネルギー転換法」の改正案に当たる「エネルギーと気候に関する法案<sup>74</sup>」が採択され、2030年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの利用比率を33%に引き上げるなど、2020年より先の目標が決定された。導入目標達成の道筋として、2023年の発電設備容量<sup>75</sup>は合計約49GW、2028年には約86GWとなる見通しである。内訳としては、風力と太陽光が大きな割合を占める。特に、太陽光は2028年発電設備容量<sup>76</sup>の約半分を占める見通しである。2028年に再生可能エネルギーによる発電量は約160TWhに増加し、発電量全体に占める再生可能エネルギーの割合は36%に達する見込みである。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2028年に約640PJに達し、熱最終消費の約28%を占める見込みとなっている。

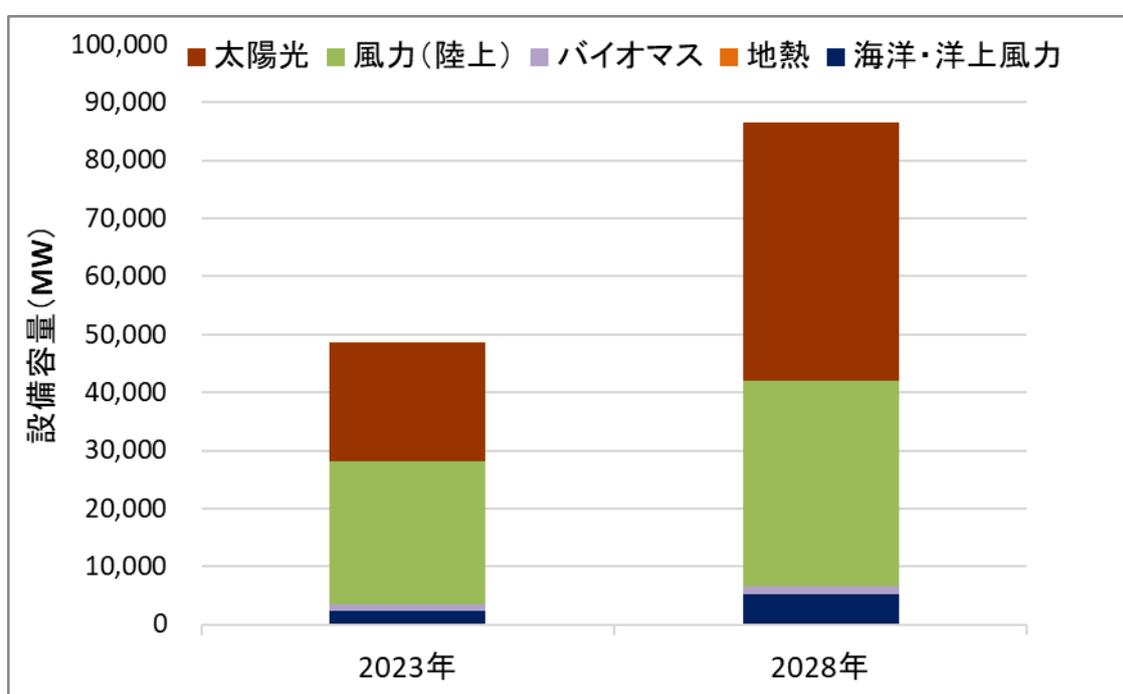


図 1-60 フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) フランス環境連帯移行省, 「Projet de Plan National Intégré Energie-Climat de la France」, 2019より作成

<sup>74</sup> Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

<sup>75</sup> 水力を除く。

<sup>76</sup> 水力を除く。

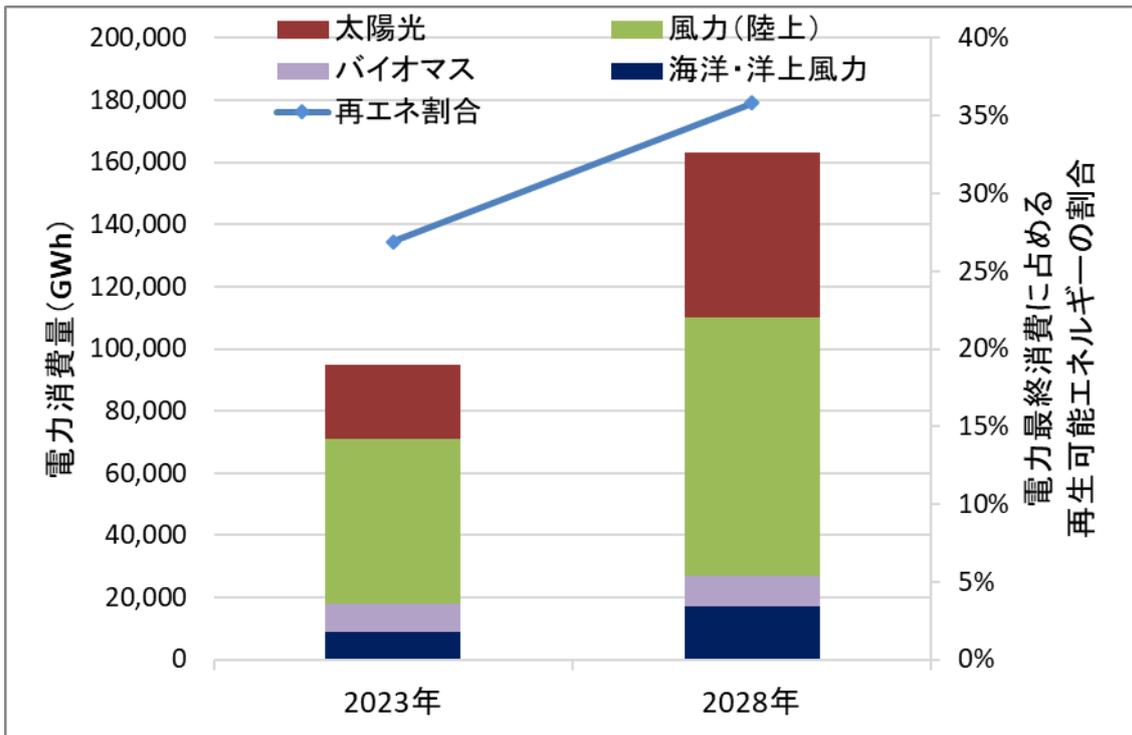


図 1-61 フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

出所) フランス環境連帯移行省, 「Projet de Plan National Intégré Energie-Climat de la France」, 2019 より作成

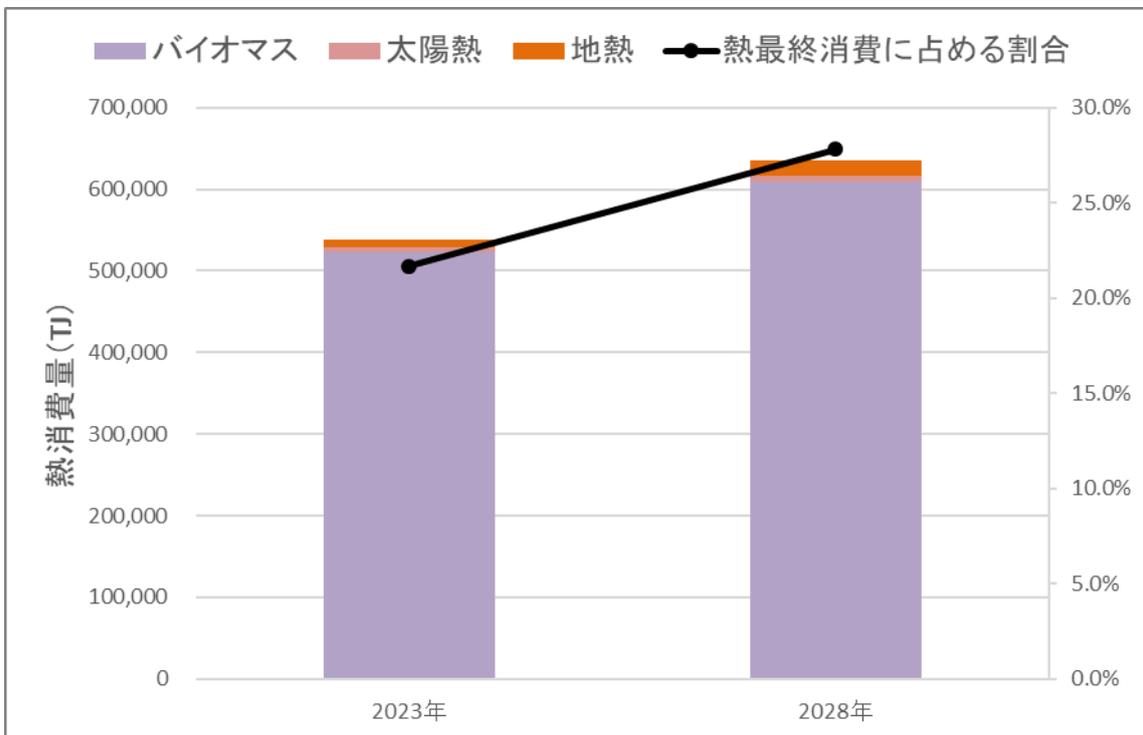


図 1-62 フランスの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

出所) フランス環境連帯移行省, 「Projet de Plan National Intégré Energie-Climat de la France」, 2019 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

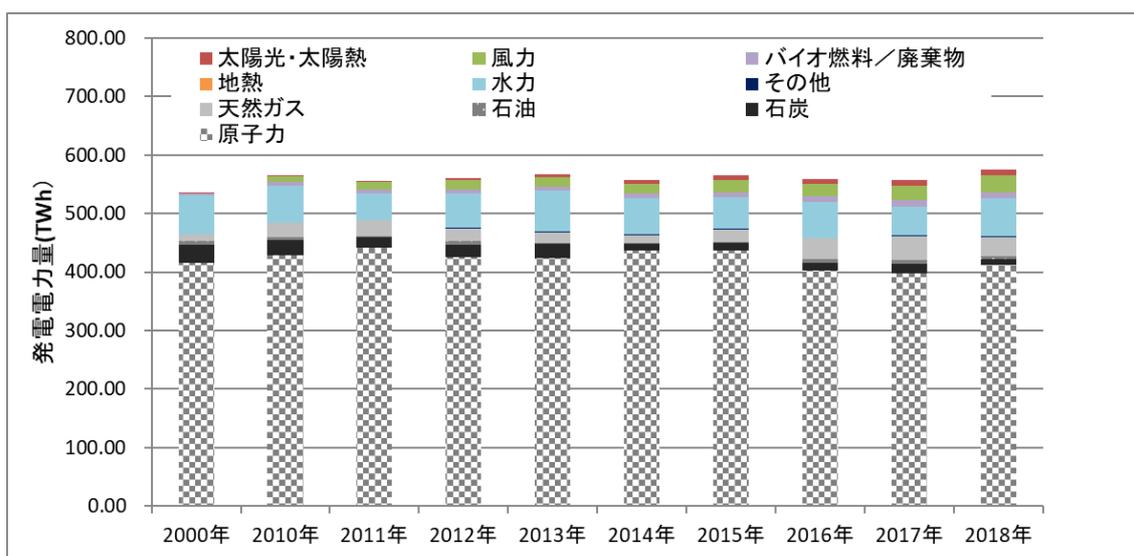


図 1-63 電源別発電電力量の推移 (フランス)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

### 1.1.11 米国

#### (1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>77</sup>は、2010年の約56GWから2017年には約147GWに増加した。直近の6年間では2012年の増加率が最も高く、前年比約3割増であった（図1-64）。

これに伴い、発電量<sup>78</sup>も毎年10～16%程度増加し、2018年は約460TWhに達している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>79</sup>は、2010年の約10%から2018年には約17%へと達した（図1-65）。

米国では、再生可能エネルギー電源<sup>80</sup>の中で風力の規模が最大であるが、太陽光も成長を続けており、2017年の太陽光設備容量は前年比25%増、発電量は前年比45%の成長率となっている（図1-64、図1-65）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年以降大幅な増加は見受けられず、2017年の実績は約1,900PJであった。いずれの年もバイオマスが94%以上を占めているが、太陽熱の消費量も伸びており、2015年は2010年比約6割増の約95PJに達した（2017年は前年比-6%と減少した）（図1-66）。

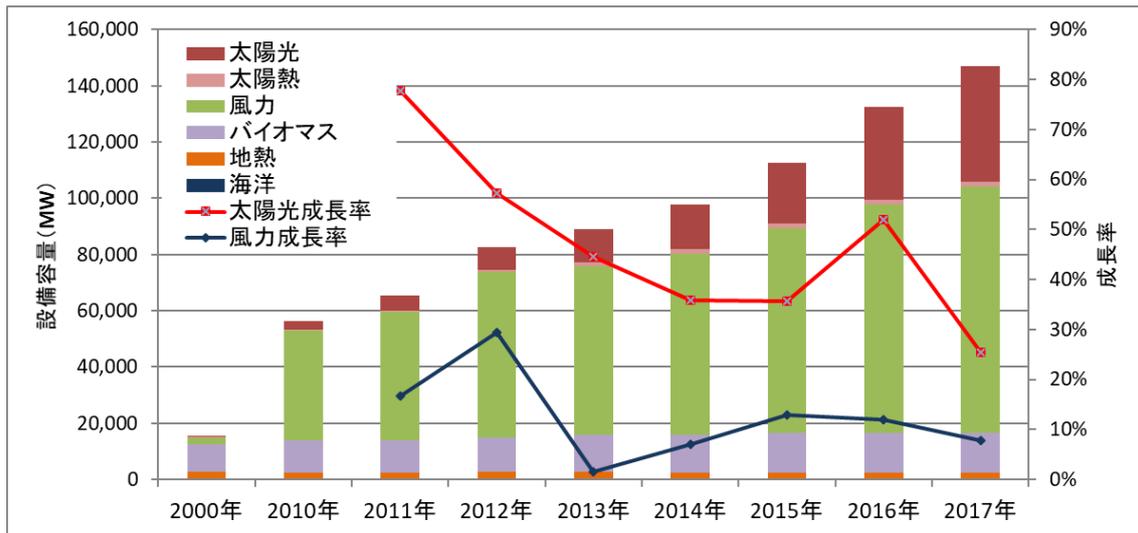


図 1-64 米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>77</sup> 水力を除く。

<sup>78</sup> 水力を除く。

<sup>79</sup> 水力を含む。

<sup>80</sup> 水力を除く。

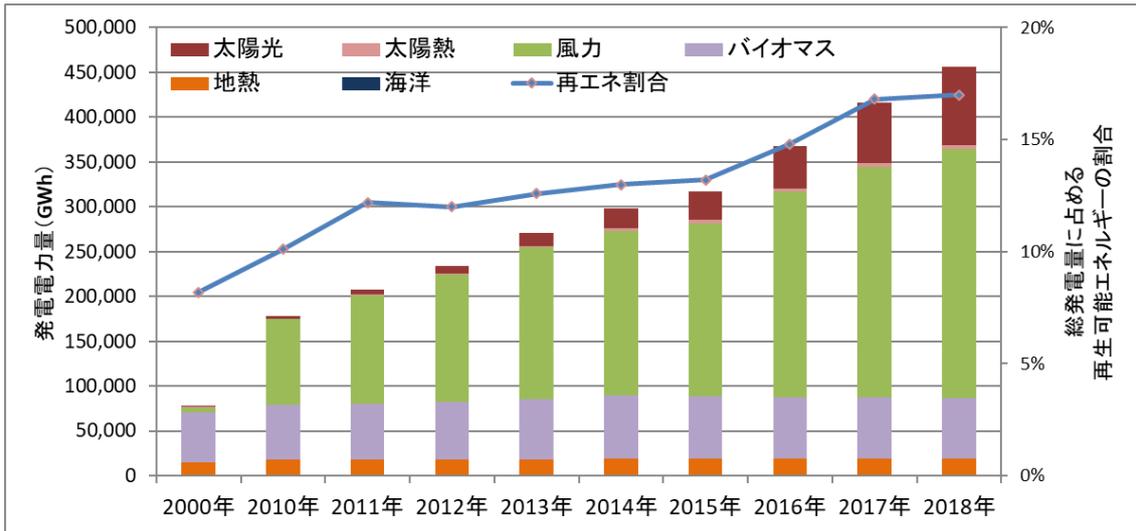


図 1-65 米国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

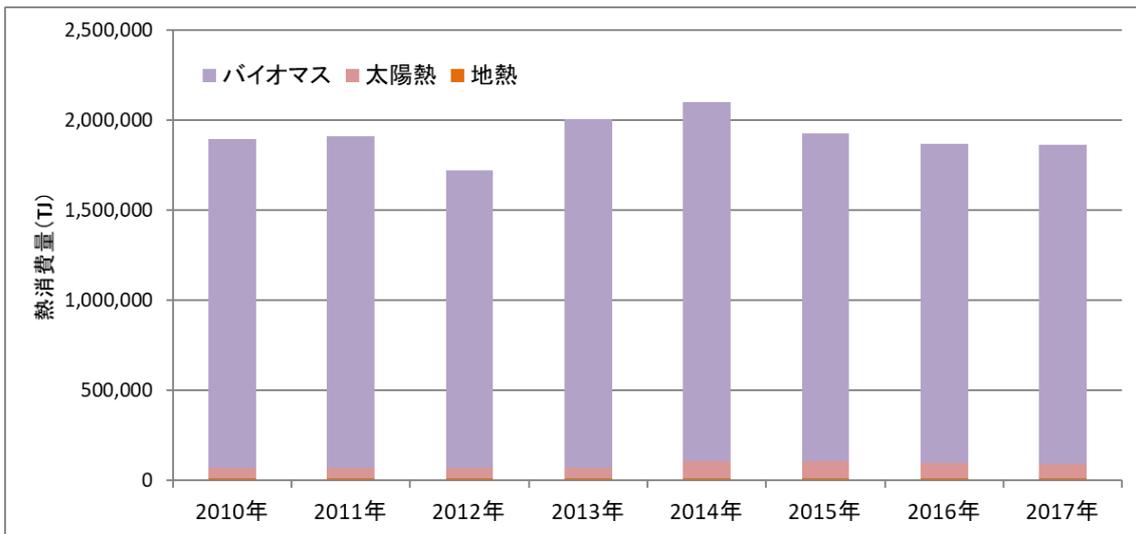


図 1-66 米国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

IEA World Energy Outlook によれば、再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>81</sup>は、2040年には約 580GW に達する見込みである。これは、2017 年実績値の約 4 倍に相当する（図 1-67）。

発電量<sup>82</sup>も 2025 年の約 820TWh から 2040 年には約 1,480TWh に達し、2018 年実績の約 3 倍となる（図 1-68）。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>83</sup>は 2030 年に 29%、2040 年には 37%までの上昇が予測されている（図 1-68）。

再生可能エネルギー熱に関しては、米国エネルギー情報局（EIA）が 2050 年までの見通しを部門別に公表している。再生可能エネルギーによる熱消費量は、2030 年から 2050 年にかけて約 23%増加し、2050 年には合計約 3,100PJ となる。内訳を見ると、産業及び住居部門におけるバイオマスが大半を占める（図 1-69）。

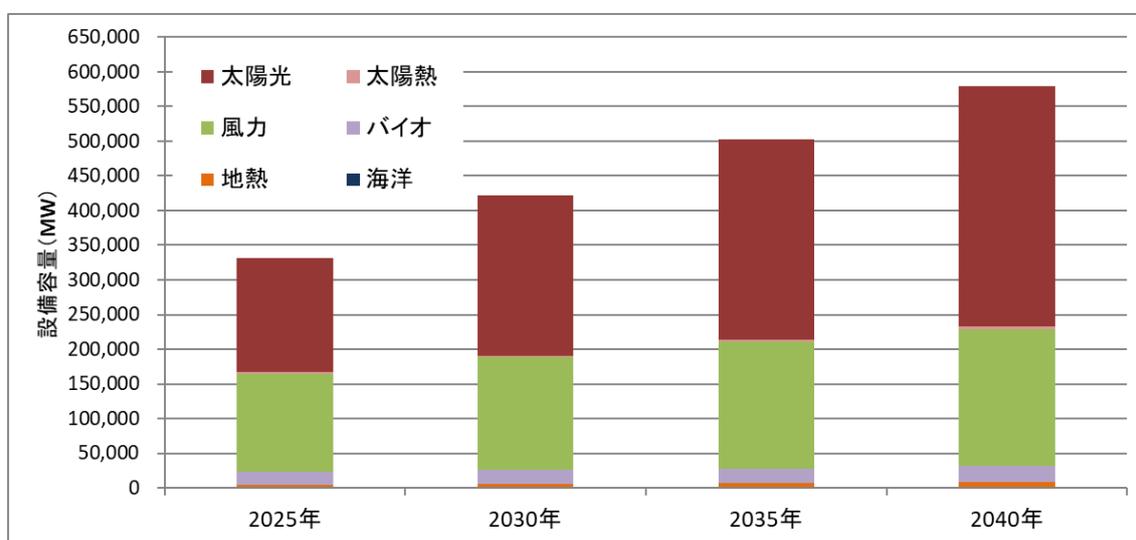


図 1-67 米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook”, 2019 より作成

<sup>81</sup> 水力を除く。

<sup>82</sup> 水力を除く。

<sup>83</sup> 水力を含む。

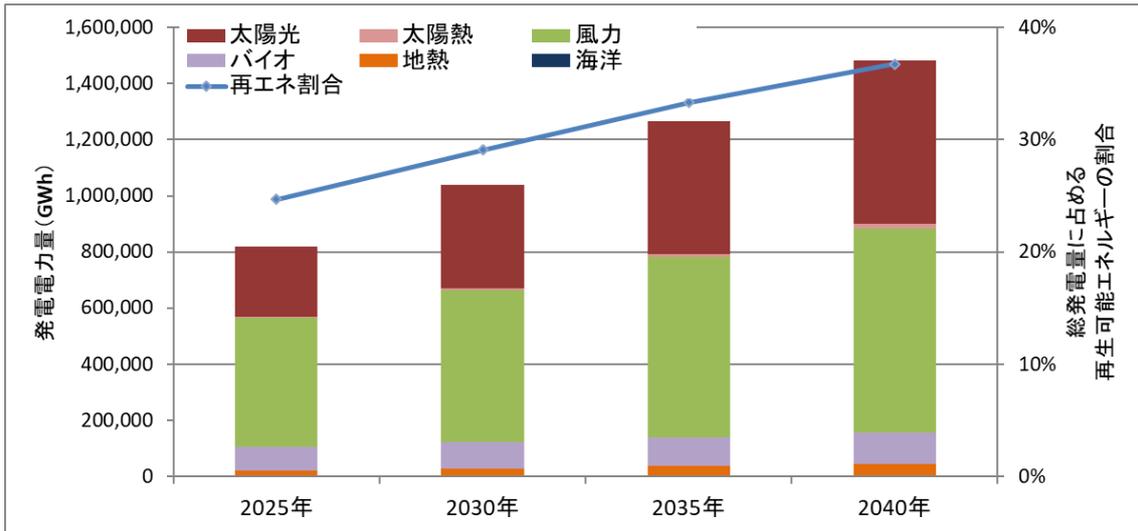


図 1-68 米国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギーの割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook”, 2019 より作成

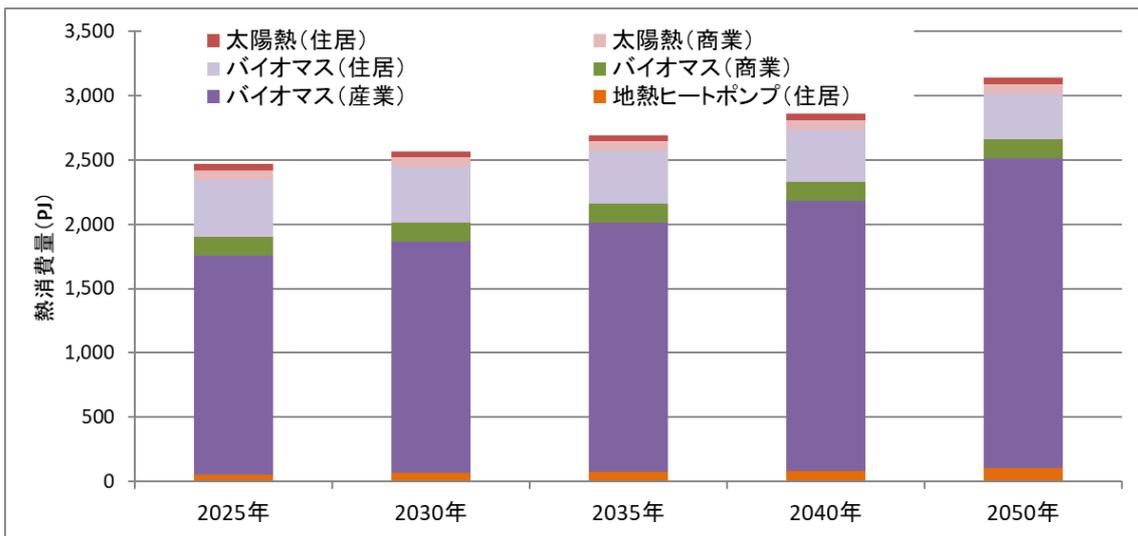


図 1-69 米国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

出所) EIA, “Annual Energy Outlook 2019” より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

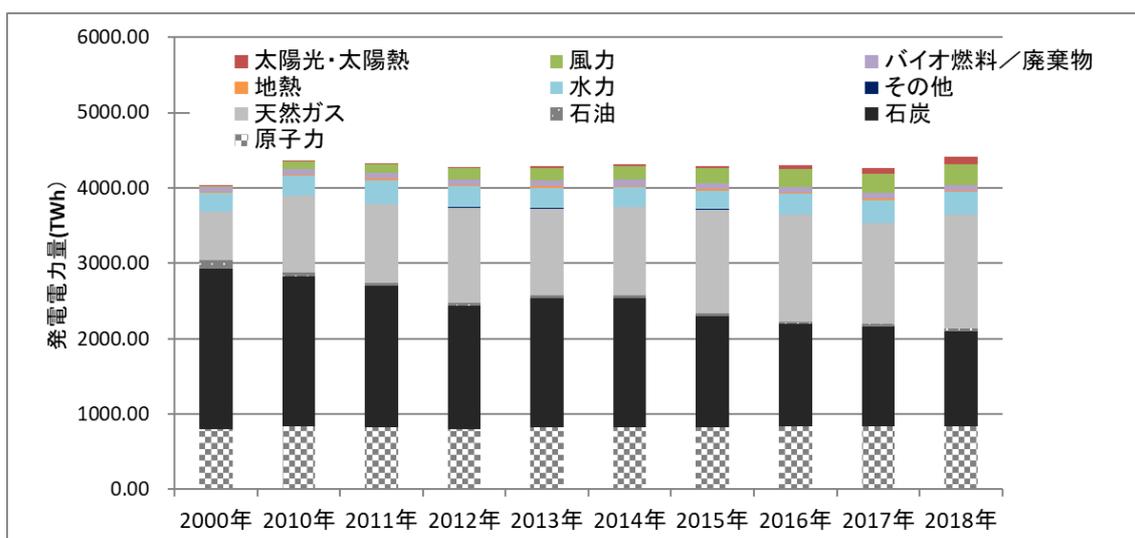


図 1-70 電源別発電電力量 (米国)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

### 1.1.12 豪州

#### (1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>84</sup>は、2010年の約3GWから急増し、2017年には約13GWに達している（図 1-71）。

これに伴い、発電量<sup>85</sup>も2010年の約8TWhから2018年には約29TWhに増加した。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>86</sup>は、2018年は17.1%であった。これは日本とほぼ同じ割合である。再生可能エネルギーによる発電量の構成比<sup>87</sup>については、過去7年間通して風力が50%以上を占めている（図 1-72）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年から2013年まで堅実に増加していたが、2014年以降は横ばいである。2017年は合計約185PJであった。豪州では地熱の直接利用実績がほとんどなく、バイオマスと太陽熱が消費されている（図 1-73）。

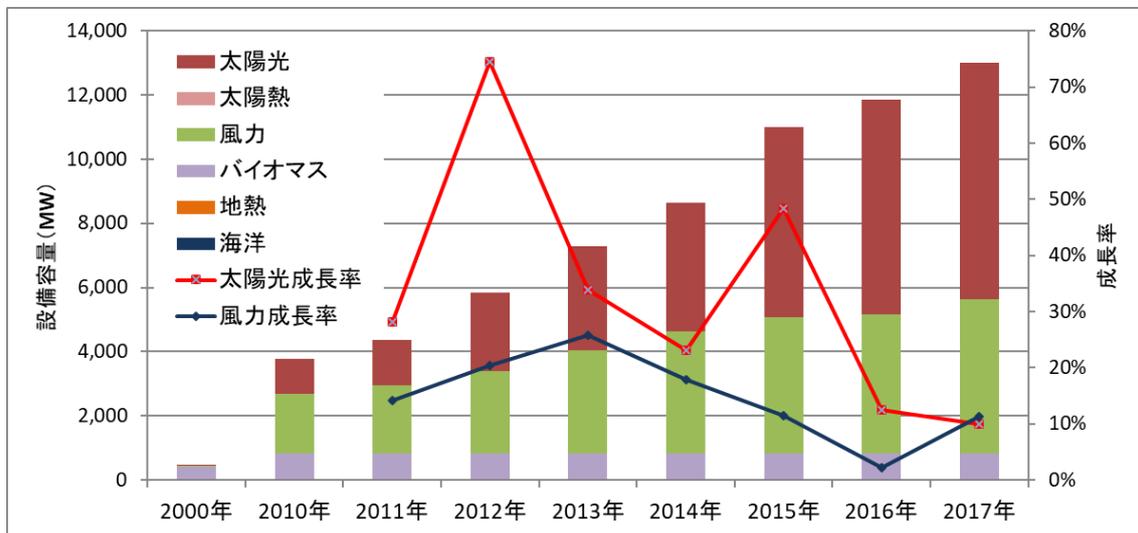


図 1-71 豪州の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>84</sup> 水力を除く。

<sup>85</sup> 水力を除く。

<sup>86</sup> 水力を含む。

<sup>87</sup> 水力を除く。

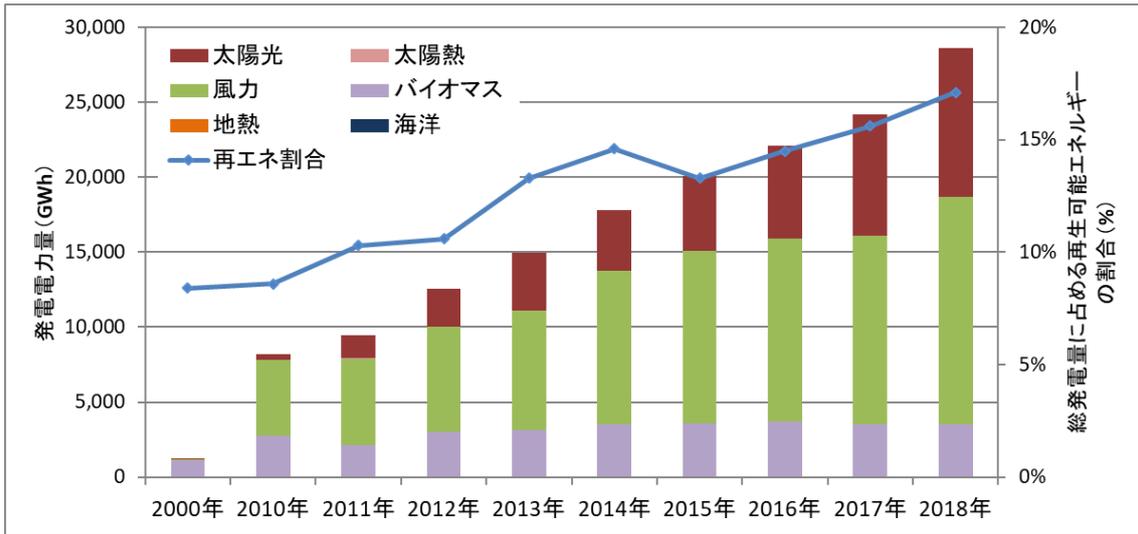


図 1-72 豪州の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

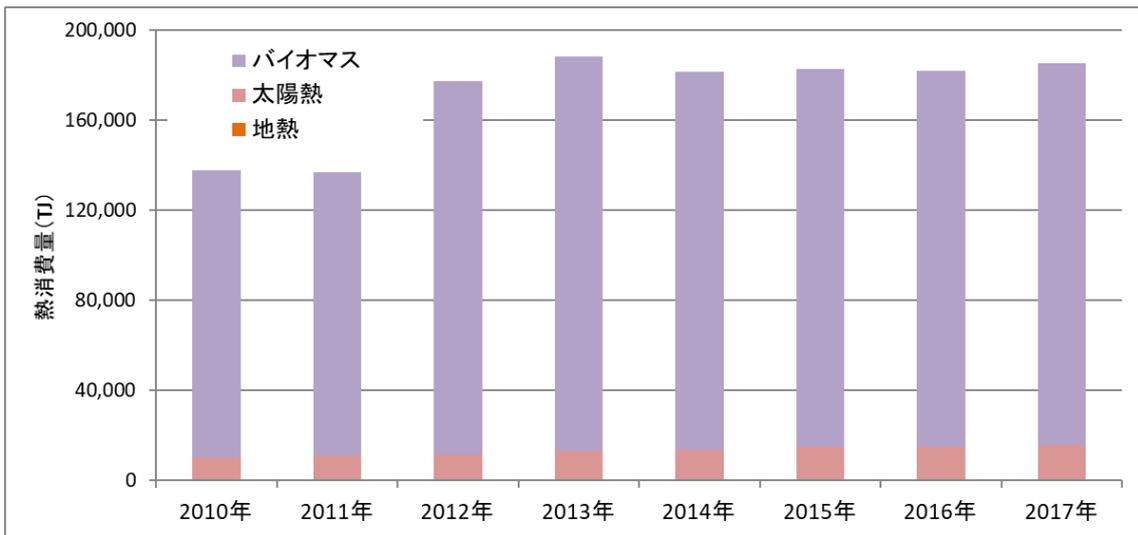


図 1-73 豪州の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

豪州の再生可能エネルギー導入見通しについては、IEA 等国際機関による分析はなされていない模様であるが、2016 年、シドニー工科大学の「持続可能な未来研究所（ISF：Institute for Sustainable Future）」<sup>88</sup>が 2050 年にかけてのモデル分析を実施している。

これによると、豪州政府の将来予測と現行政策に基づく「参照シナリオ」の下では、再生可能エネルギーの合計発電設備容量<sup>89</sup>は、2020 年の合計約 15GW から 2030 年には約 20GW に達する。これに伴い、発電量<sup>90</sup>は 2020 年の合計約 36TWh から 2030 年には約 45TWh へと増加する。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合<sup>91</sup>は 29%となる。再生可能エネルギーの電源構成<sup>92</sup>を見ると、IEA の実績値に比べ風力のシェアが高く、設備容量・発電量共に約 70%という見通しになっている（図 1-74、図 1-75）。

また、再生可能エネルギーによる熱供給量<sup>93</sup>は、2020 年の合計約 120PJ から 2050 年には約 160PJ へと増加する。IEA の実績値同様に、地熱の直接利用は現状維持シナリオでは見込まれていない（図 1-76）。

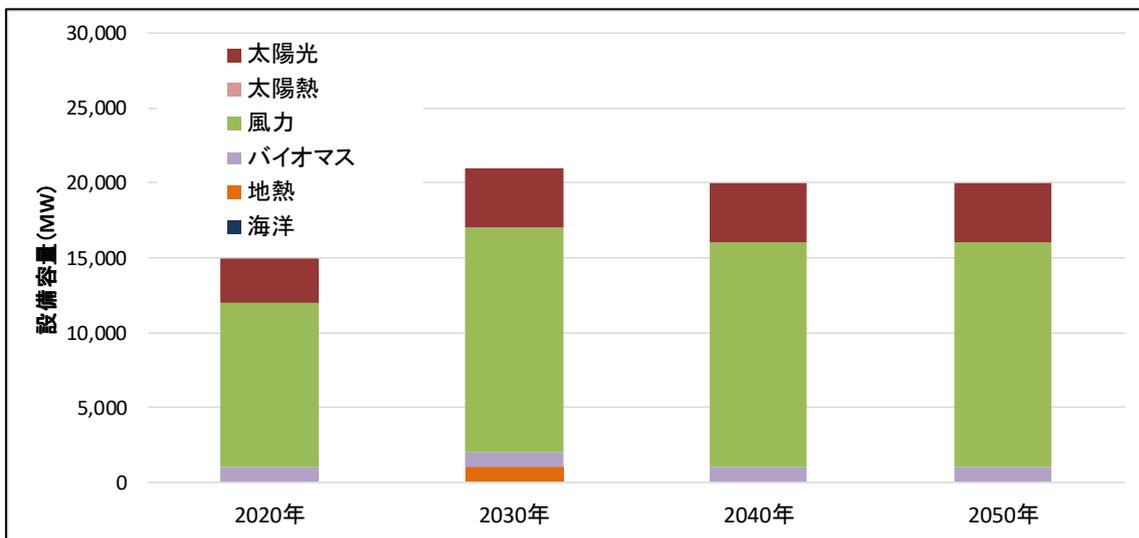


図 1-74 豪州の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) シドニー工科大学持続可能な未来研究所（ISF：Institute for Sustainable Future）”100% Renewable Energy for Australia”, 2016 より作成

<sup>88</sup> シドニー工科大学持続可能な未来研究所（ISF）ウェブサイト

<https://www.uts.edu.au/research-and-teaching/our-research/institute-sustainable-futures>（2018 年 2 月 26 日取得）

<sup>89</sup> 水力を除く。

<sup>90</sup> 水力を除く。

<sup>91</sup> 水力を含む。

<sup>92</sup> 水力を除く。

<sup>93</sup> ISF の文献では、「熱消費量」ではなく「熱供給量」が分析対象データとなっている。

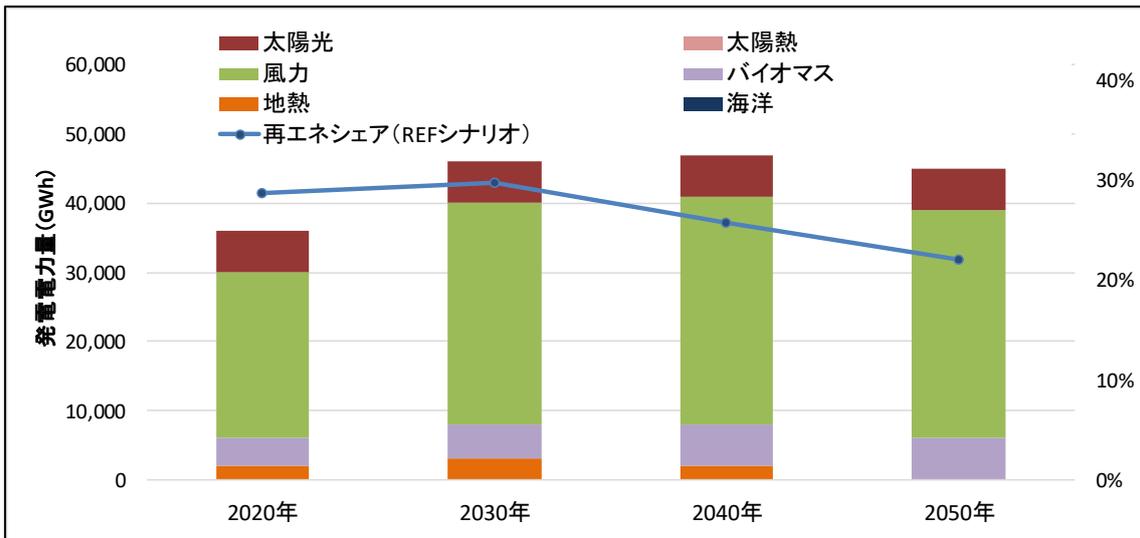


図 1-75 豪州の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) シドニー工科大学持続可能な未来研究所 (ISF : Institute for Sustainable Future) ”100% Renewable Energy for Australia”, 2016 より作成

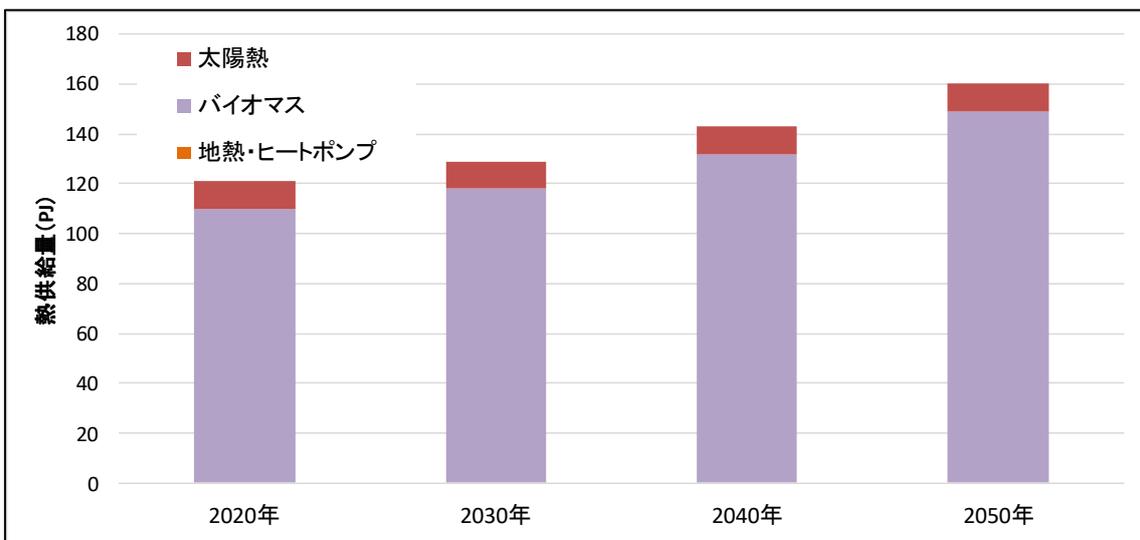


図 1-76 豪州の再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】

出所) シドニー工科大学持続可能な未来研究所 (ISF : Institute for Sustainable Future) ”100% Renewable Energy for Australia”, 2016 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

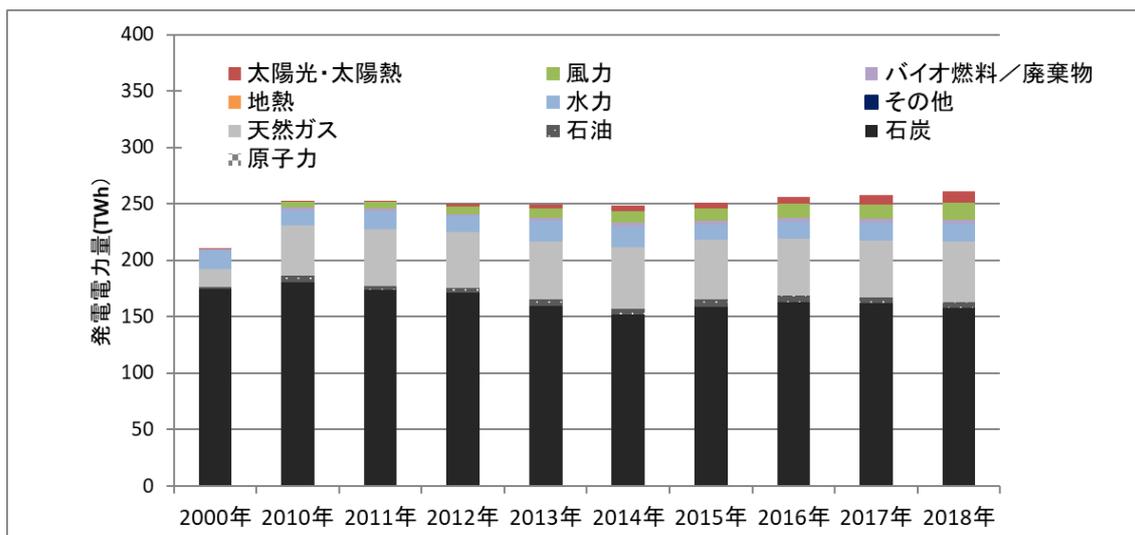


図 1-77 電源別発電電力量の推移（豪州）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2018 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

### 1.1.13 中国

#### (1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>94</sup>は、2010年以降毎年着実に増加し、2018年は前年比約22%増の約376GWに達した。これは2010年の約10倍に相当する(図1-78)。

これに伴い発電量<sup>95</sup>も2010年の約74TWhから2018年には約630TWhとなっている。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合<sup>96</sup>は、2010年の18%から2018年には26.2%へと増加した(図1-79)。

水力を除くと風力と太陽光の普及拡大が進展し、風力と太陽光が2018年再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>97</sup>のそれぞれ50%弱を占めた(図1-78)。再生可能エネルギーによる合計発電量<sup>98</sup>に対しては、太陽光が28%、風力が58%を風力が占めた(図1-78、図1-79)。

再生可能エネルギー熱については、太陽熱および地熱エネルギーの熱供給実績を表1-4に示す。太陽熱による熱供給量は2010～2014年にかけておよそ2倍増加して、約1,400PJとなった。地熱については、中低温(90～150℃)のエネルギーが熱供給に利用されており、同期間の供給量は100PJ前後で推移している。

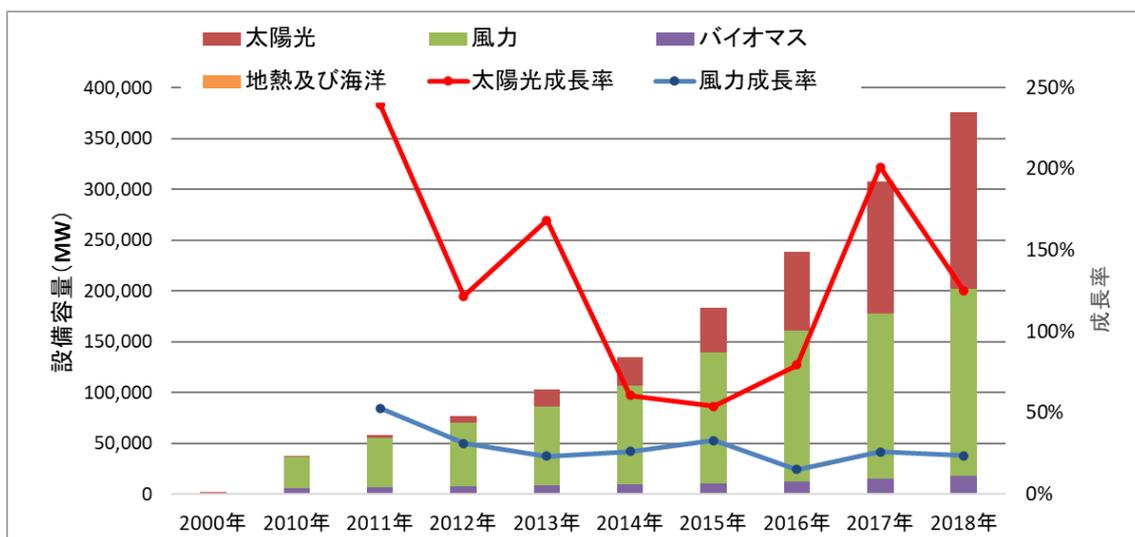


図 1-78 中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 2000,2016,2017年は地熱及び海洋の該当データなし。

出所) 文献 A, B, C, D, E, I, J, K, L, N (本項末尾を参照) より作成

<sup>94</sup> 水力を除く。

<sup>95</sup> 水力を除く。

<sup>96</sup> 水力を含む。

<sup>97</sup> 水力を除く。

<sup>98</sup> 水力を除く。

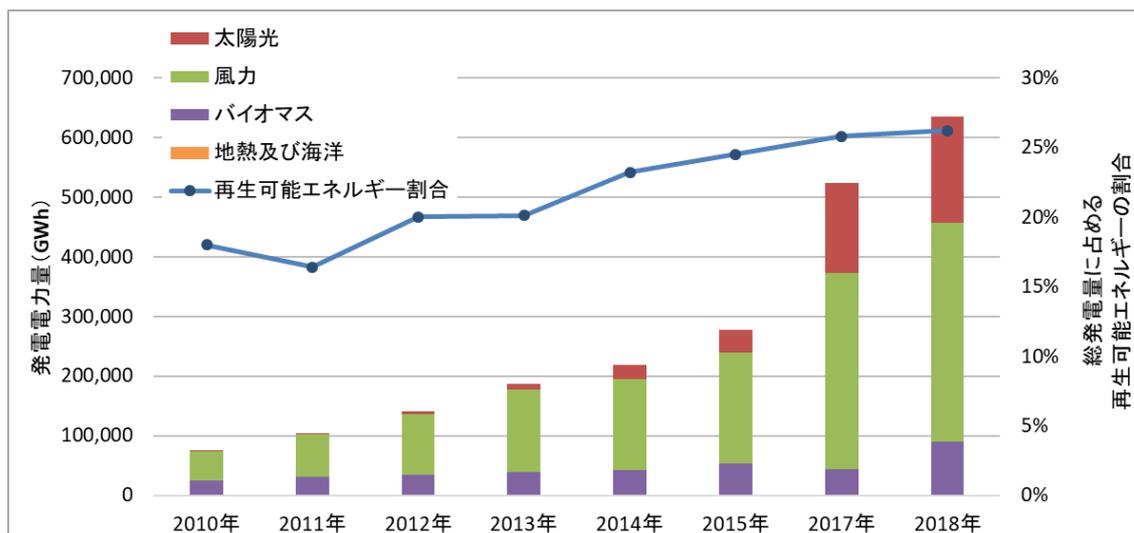


図 1-79 中国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力を含む。

注) 2016 年はデータなし。

出所) 文献 A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N (本項末尾を参照) より作成

表 1-4 中国における太陽熱および地熱エネルギーの熱供給実績 (TJ)

	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年
太陽熱	747,150	913,574	1,088,788	1,262,537	1,393,508
地熱	134,780	134,780	98,741	98,741	98,741

出所) 国家能源局新能源和可再生能源司, 国家可再生能源中心, 中国可再生能源学会风能专委会, 中国循環経済協会可再生能源委員会, 「再生可能エネルギーハンドブック 2015」 (可再生数据能源手冊 2015), 2015 年 7 月より作成

## (2) 導入見通し

中国では、2050 年までの中長期予測について、2018 年 10 月に国家発展改革委員会エネルギー研究所に所属する国家再生可能エネルギーセンターが「中国再生可能エネルギー展望 2018」報告書を作成公表した。同報告書に公表した 2°C 目標シナリオに基づく見通しを表 1-5~表 1-6 に示す。

2020~2050 年にかけて、中国で最も規模拡大が見込まれる再生可能エネルギー電源は風力と太陽光であり、2°C 目標達成シナリオでは 30 年間で設備容量・発電量共に 10 倍以上増加することとなる。

一方、太陽熱発電が 2020 年から 2050 年にかけて約 5 倍、地熱発電が約 49 倍、バイオマス発電は約 2 割の増加が見込まれている。

表 1-5 中国における再生可能エネルギー電気（発電設備容量）の見通し（MW）

電源の種類	2°C目標シナリオ		
	2020年	2035年	2050年
水力	343,000	454,000	532,000
風力	221,000	1,826,000	2,664,000
太陽光	224,000	1,962,000	2,803,000
太陽熱	5,000	38,000	33,000
バイオマス	48,000	64,000	57,000
地熱	1,000	5,000	50,000
海洋	0	13,000	20,000
合計	842,000	4,362,000	6,159,000

出所) 中国可再生能源中心,「中国再生可能エネルギー展望 2018」(中国可再生能源展望 2018),2018年10月より作成

表 1-6 中国における再生可能エネルギー電気（発電量）の見通し（GWh）

電源の種類	2°C目標シナリオ		
	2020年	2035年	2050年
水力	1,249,000	1,622,000	1,831,000
風力	496,000	5,159,000	7,612,000
太陽光	277,000	2,380,000	3,439,000
太陽熱	14,000	100,000	86,000
バイオマス	146,000	221,000	268,000
地熱	4,000	38,000	153,000
海洋	0	26,000	100,000
合計	2,186,000	9,546,000	13,489,000

出所) 中国可再生能源中心,「中国再生可能エネルギー展望 2018」(中国可再生能源展望 2018),2018年10月より作成

なお、再生可能エネルギー電気に係る IEA の見通しを図 1-80～図 1-81 に示す。再生可能エネルギーの合計設備容量<sup>99</sup>は、2030 年には約 1,200GW に達し、その後も導入規模は拡大し、2040 年には約 1,900GW になる見込みである（図 1-80）。

発電量<sup>100</sup>も同様に増加し、2030 年には約 2,300TWh、2040 年の時点では約 3,600TWh となる。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合<sup>101</sup>は、2025 年に 32%、2040 年には 43% への上昇が見込まれている（図 1-81）。

<sup>99</sup> 水力を除く。

<sup>100</sup> 水力を除く。

<sup>101</sup> 水力を含む。

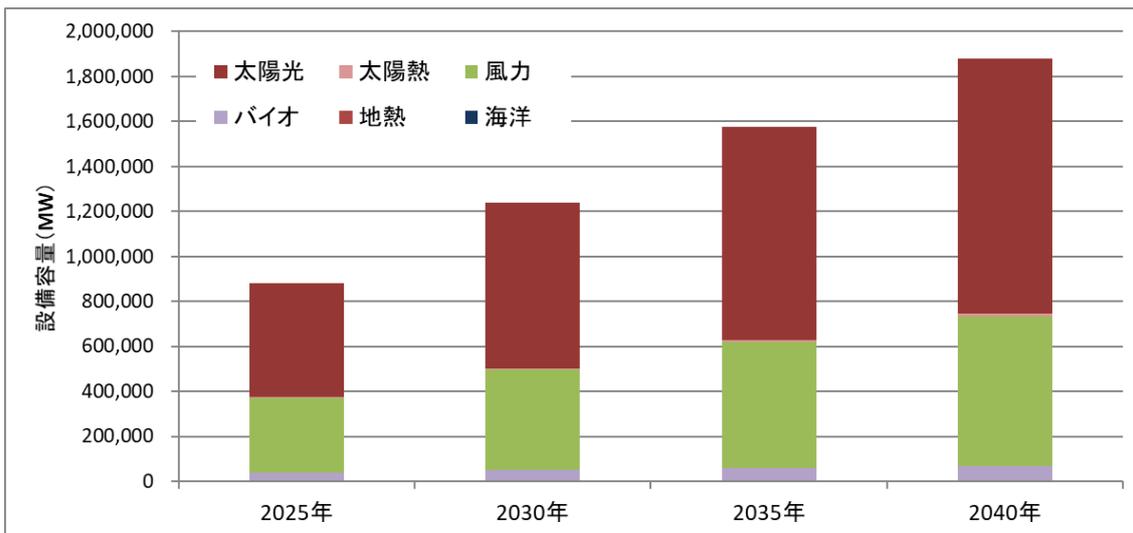


図 1-80 中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2019” より作成

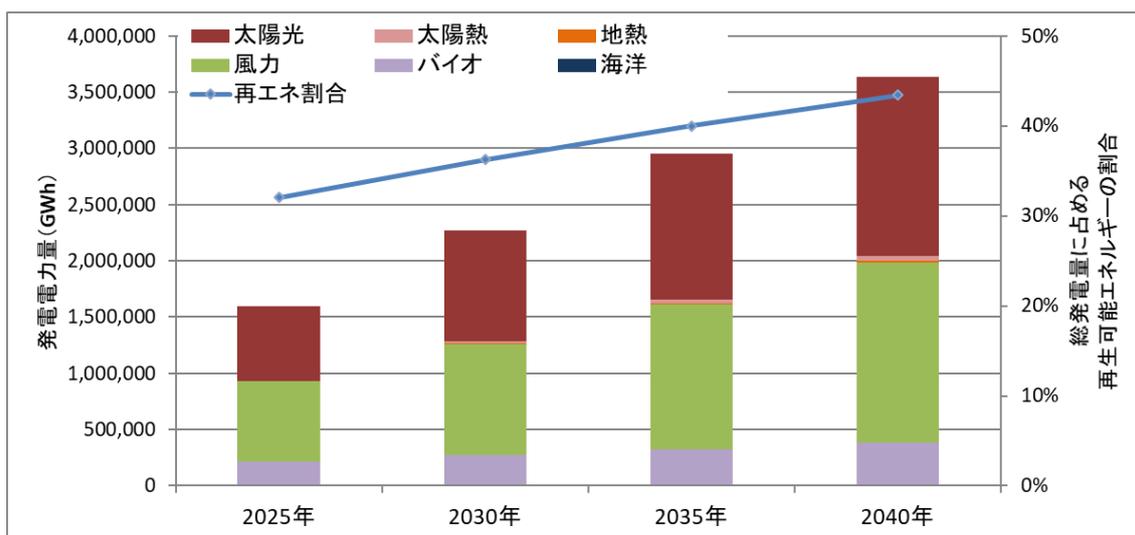


図 1-81 中国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2019” より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

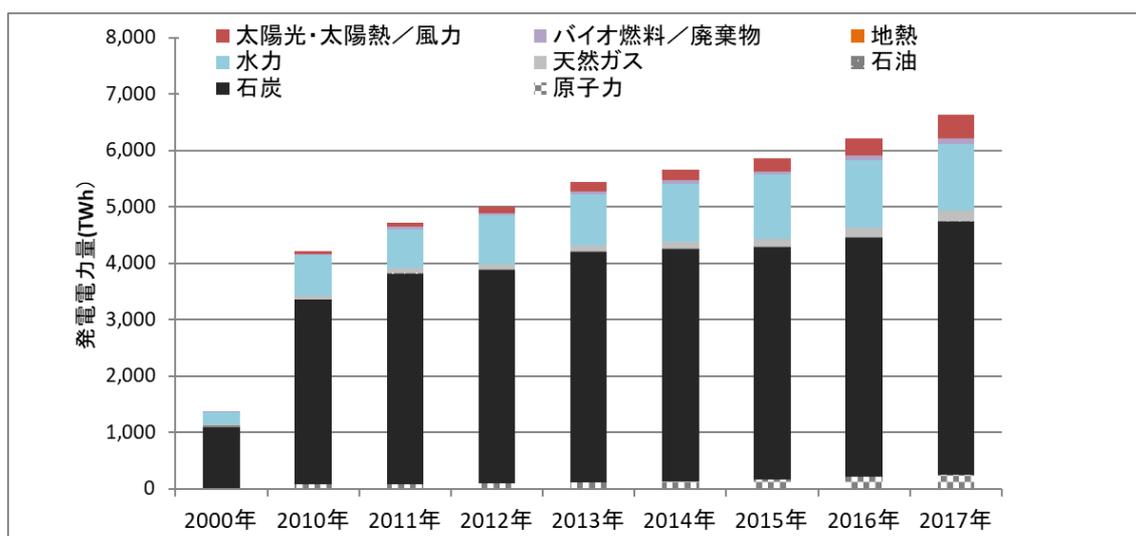


図 1-82 電源別発電電力量の推移（中国）

注）水力は揚水発電を除く。

出所）IEA, “Electricity Information”, 2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

【中国図表出所対照表】（図 1-78～図 1-79）

記号	発行元	文献・資料名	発行年
A	国家能源局新能源和可再生能源司、国家可再生能源中心、中国可再生能源学会风能专委会、中国循环经济协会可再生能源委员会	「可再生数据能源手册 2015」 （再生可能エネルギーハンドブック 2015）	2015年7月
B	国家能源局	「2015年太陽光発電関連統計データ」 （2015年光伏发电相关统计数据）	2016年 2月5日
C	中国電力企業聯合会	「全国電力工業統計快報データ一覧表」	2010年～2015 年
D	国家能源局	2015年風力発電産業の発展状況」	2016年 2月2日
E	国家可再生能源中心	「中国再生可能エネルギー2012」 （中国可再生能源 2012）	2013年 12月
F	中国水力発電工程学会	「全国水力発電の設備容量及び発電量 1980-2001」	2009年 6月5日
G	国家能源局	「2015年全社会電力消費量」 （2015年全社会用电量）	2016年 1月15日
H	国家能源局	「水力発電第13次5カ年計画発表稿」 （水电发展“十三五”规划发布稿）	2016年 11月29日
I	国家能源局	「关于2016年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报（2015年度における全国再生可能エネルギーの電力利用に関するモニタリング報告）」	2016年 8月16日
J	国家可再生能源中心	「中国再生可能エネルギー産業発展報告 2016年版」	2016年9月
K	国家能源局	「生物质能发展十三五规划（バイオマスの発展における第13次5ヶ年年計画）」	2016年10月
L	中国可再生能源中心	「中国再生可能エネルギー展望 2018」（中国可再生能源展望 2018）	2018年10月
M	中華人民共和国 国家統計局	「中華人民共和国 2017年国民経済と 社会発展統計公報」 （中华人民共和国 2017年国民经济和 社会发展统计公报）	2018年2月
N	国家能源局	2018年可再生エネルギー併網运行情况介绍	2019年1月

### 1.1.14 韓国

#### (1) 導入実績

韓国は、他の調査対象国に比べ再生可能エネルギーの導入規模が小さい。しかしながら、合計設備容量<sup>102</sup>は過去6年間で順調に増加しており、2017年は2010年の約8倍に当たる約10GWとなった（図1-83）。

発電量<sup>103</sup>も増加傾向にあり、2010年の約2.5TWhから2018年には約19TWhに達している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>104</sup>は小さく、2010年以降1%台で推移していたが、2017年は3.3%、2018年は3.8%へと増加している（図1-84）。

このような状況で、近年規模拡大がめざましいのは太陽光であり、2017年の設備容量は2010年の約9倍となり、約5.8GWとなった。また、2013年以降は海洋エネルギー発電の導入も進んでいる。

再生可能エネルギーによる熱消費量は2014年まで大幅に増加し、2014年は、2010年の約3倍に相当する約105PJとなった。しかし、その後は減少に転じ、2017年は約72PJとなった。消費量は相対的に少ないものの、地熱が着実に伸びており、2010年の約1.4PJから2017年は約7.7PJへと増加している（図1-85）。

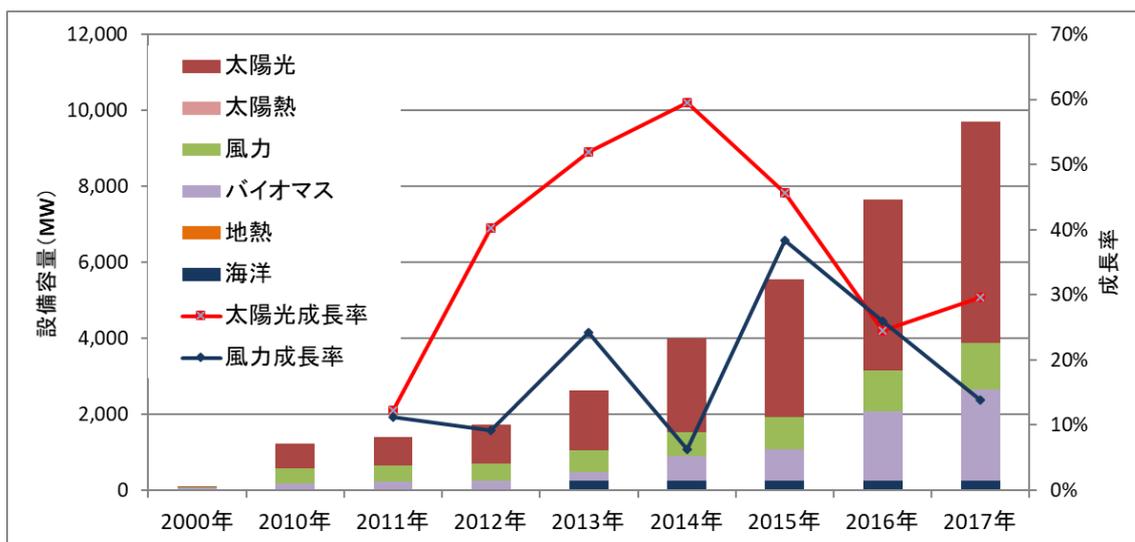


図 1-83 韓国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>102</sup> 水力を除く。

<sup>103</sup> 水力を除く。

<sup>104</sup> 水力を含む。

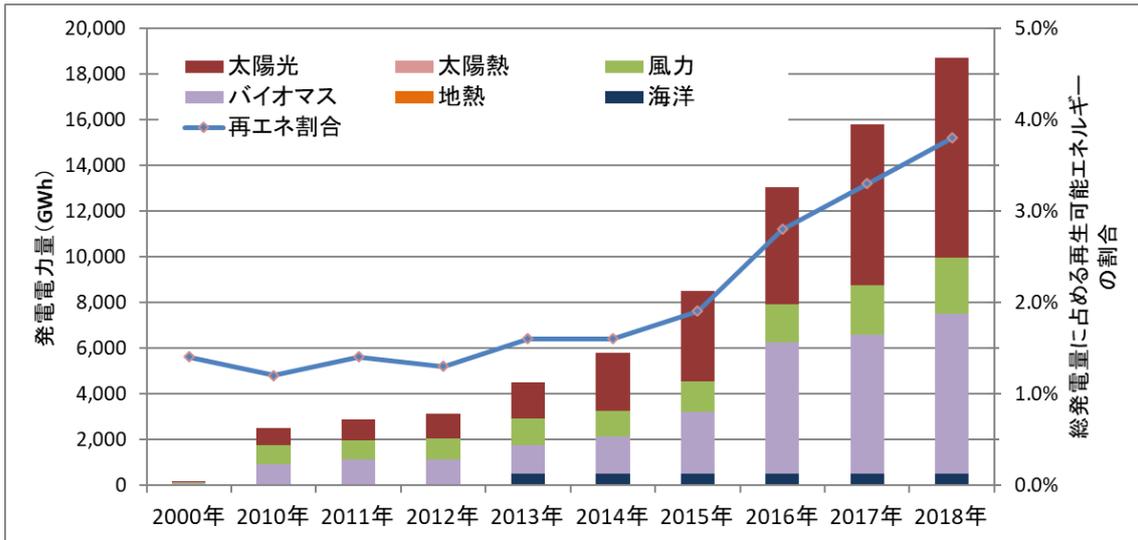


図 1-84 韓国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

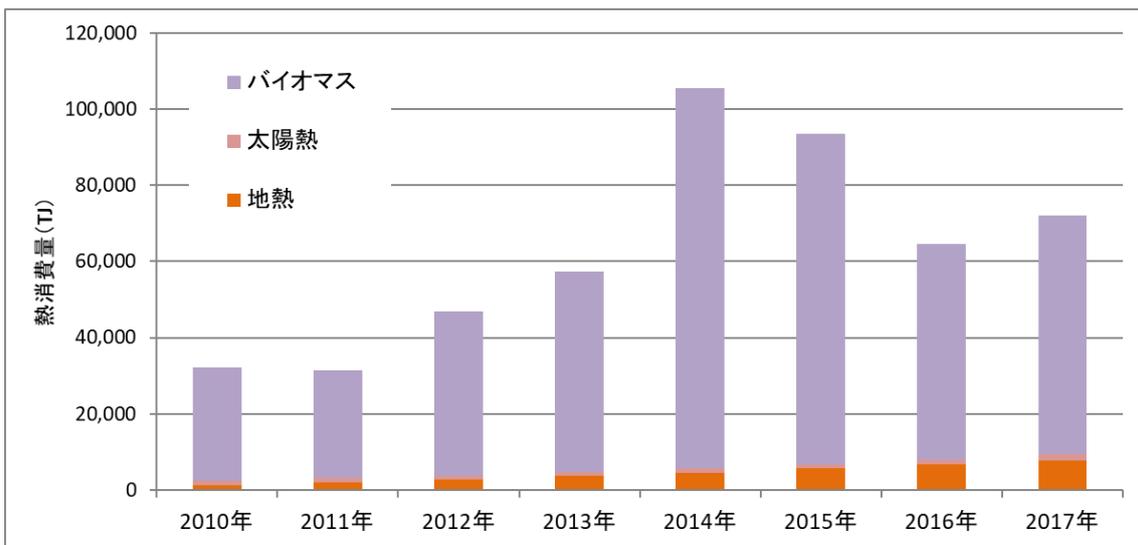


図 1-85 韓国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

韓国政府は、「低炭素グリーン成長基本法」<sup>105</sup>ならびに「エネルギー法」<sup>106</sup>に基づき、20年間を見通した「エネルギー基本計画」を5年毎に策定している。現在は「第2次エネルギー基本計画（2013～2035年）」の期間中であり、2035年には一次エネルギー供給に占める新・再生可能エネルギー<sup>107</sup>の比率（以下、普及率）を11%に高めるという目標も掲げられている。

2014年、韓国産業通商資源部は本計画を踏まえて「第4次新再生エネルギー基本計画（2014～2035）」を決定した。この計画では、新・再生可能エネルギーの普及率を2020年には5.0%、2025年には7.7%、2030年には9.7%、2035年には11%へと段階的に引き上げる目標が設定されている。併せてエネルギー源別の普及目標も表1-7のとおり設定されている。

また、「低炭素グリーン成長基本法」<sup>108</sup>に基づく「第2次グリーン成長5カ年計画（2014～2018年）」では、2018年までに新エネルギー及び再生可能エネルギーの普及率を4.7%に拡大する目標が設定されている。

表 1-7 韓国の再生可能エネルギー源別普及目標（%）

エネルギー源	2012年	2014年	2020年	2025年	2030年	2035年	年平均増加率
太陽熱	0.3	0.5	1.4	3.7	5.6	7.9	21.2
太陽光	2.7	4.9	11.7	12.9	13.7	14.1	11.7
風力	2.2	2.6	6.3	15.6	18.7	18.2	16.5
バイオ	15.2	13.3	18.8	19.0	18.5	18.0	7.7
水力	9.3	9.7	6.6	4.1	3.3	2.9	0.3
地熱	0.7	0.9	2.7	4.4	6.4	8.5	18.0
海洋	1.1	1.1	2.5	1.6	1.4	1.3	6.7
廃棄物	68.4	67.0	49.8	38.8	32.4	29.2	2.0

出所) 第4次新再生エネルギー基本計画（2014～2035年）より作成

<sup>105</sup> 第41条

<sup>106</sup> 第10条

<sup>107</sup> 韓国では「新エネルギーおよび再生エネルギー開発・利用・普及促進法」に基づき、新エネルギーと再生可能エネルギーを定義している。再生可能エネルギーは、太陽、バイオ、風力、水力、海洋、廃棄物、地熱の各エネルギーを指す。新エネルギーは、燃料電池、石炭液化/ガス化エネルギー、水素エネルギーを指す。

<sup>108</sup> 第9条1項

【参考】電源別発電電力量の推移

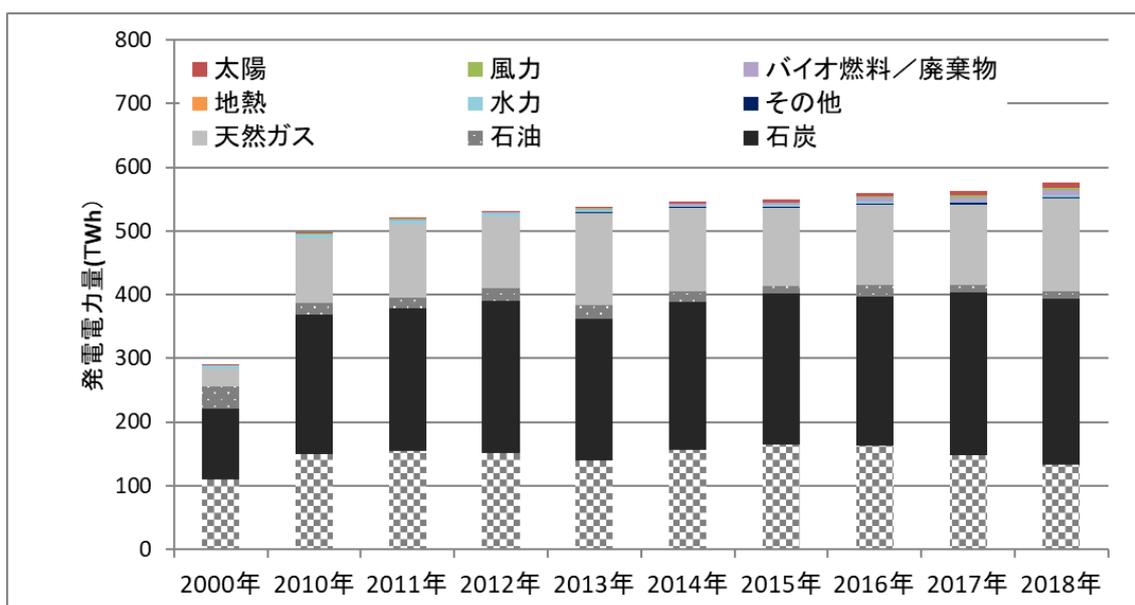


図 1-86 電源別発電電力量の推移（韓国）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2018年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

### 1.1.15 インド

#### (1) 導入実績

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の統計によると、再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>109</sup>は直近7年間で大幅に増加し、2018年は2010年比で約4.4倍の約73GWに達している。2018年の増加率は前年比20%であった（図1-87）。

IEAの統計によると、これに伴い、発電量<sup>110</sup>も2010年の約33TWhから2017年には約83TWhに増加している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>111</sup>は、2017年は約17%であった。これは日本とほぼ同じ割合である。再生可能エネルギーによる発電量の構成比<sup>112</sup>については、発電量ベースでは風力とバイオマスのシェアが高く、各50%内外で推移していたが、2016年からバイオマスのシェアが減少しており2017年には約20%まで減少した（図1-88）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年から2015年にかけて7,000PJ台で推移してきたが、2016年以降は6,000PJ台となっている<sup>113</sup>。（図1-89）。

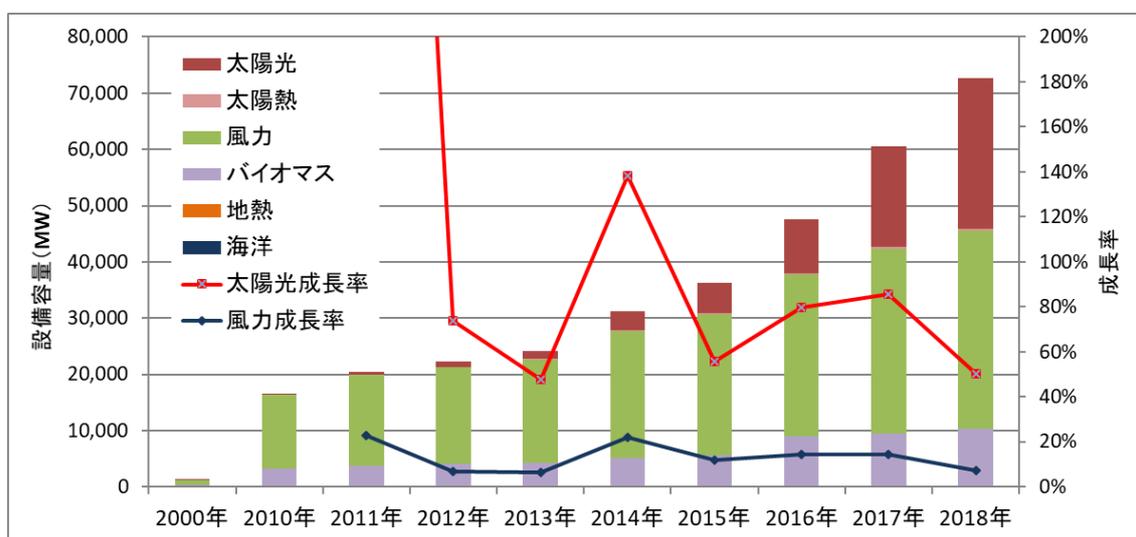


図 1-87 インドの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IRENA, “Renewable Energy Statistics 2019” より作成

<sup>109</sup> 水力を除く。

<sup>110</sup> 水力を除く。

<sup>111</sup> 水力を含む。

<sup>112</sup> 水力を除く。

<sup>113</sup> 他国に比べ絶対量が多いが、統計データの性質上、バイオ燃料と廃棄物が合算されている点に留意が必要である（グラフの注記参照）。

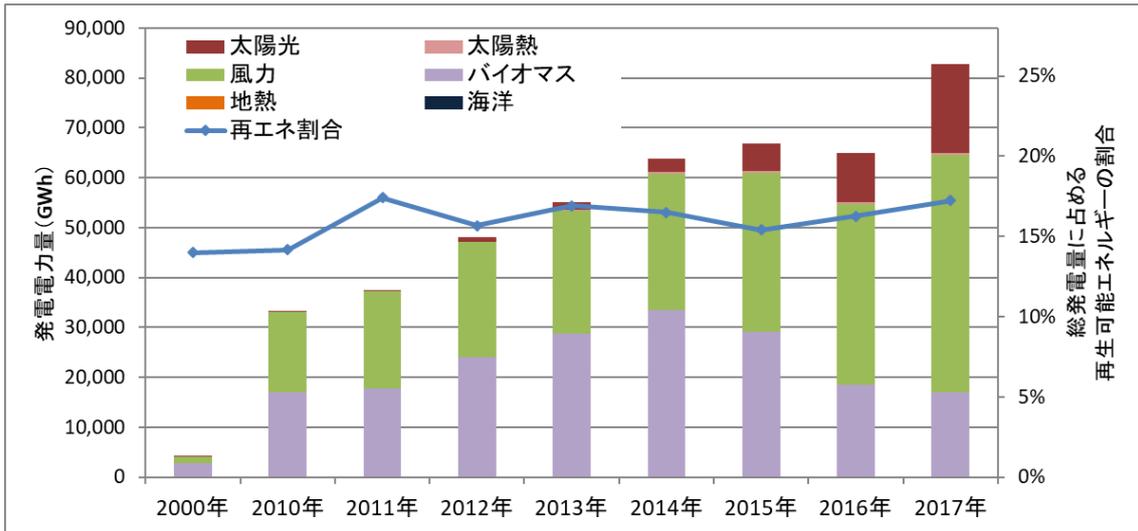


図 1-88 インドの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IRENA, “Renewable Energy Statistics 2019”ならびに IEA, “Renewables Information” ,2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

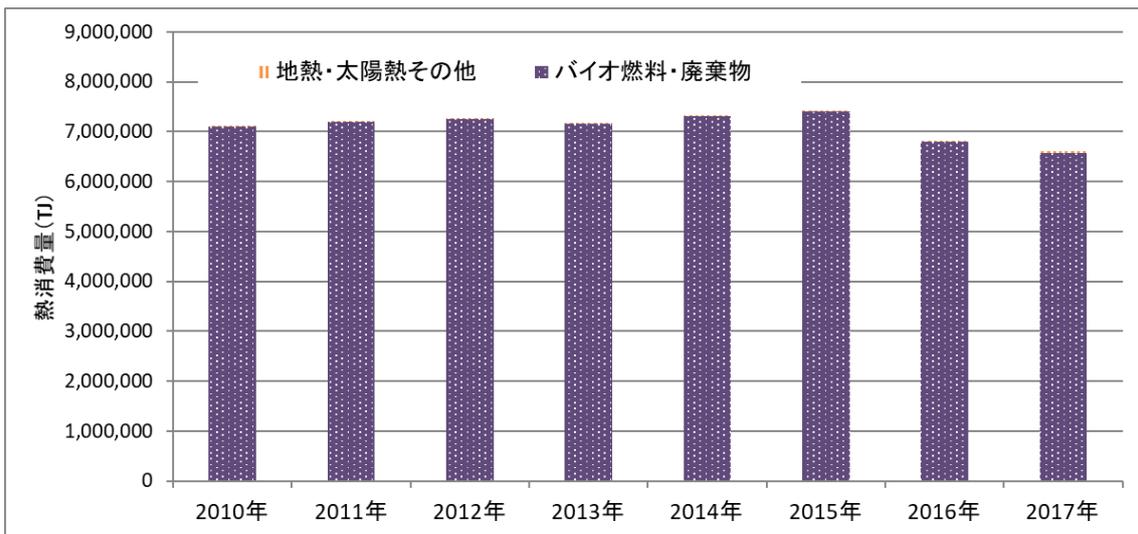


図 1-89 インドの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオ燃料・廃棄物には固形バイオ燃料、バイオガス、一般廃棄物、産業廃棄物等が含まれる。

出所) IEA, “World Energy Balances” 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

## (2) 導入見通し

IEA の”World Energy Outlook 2019”によると、再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>114</sup>は 2030 年に約 345GW、2040 年には約 869GW へと大きく増加する見込みである(図 1-90)。

これに伴い、発電量<sup>115</sup>も 2030 年の約 680TWh から 2040 年には約 1,700TWh に達する。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>116</sup>は 2030 年に 30%、2040 年には 45%までの上昇が予測されている(図 1-91)。

再生可能エネルギーによる熱消費量の見通しは、IRENA が 2 つのシナリオで分析を行っている。現行政策に基づく「参照シナリオ」では、2030 年の時点で合計約 7,600PJ に達すると見込まれている。一方、2030 年に利用可能となる再生可能エネルギー技術の進展を考慮した「REmap 2030」シナリオでは、約 6,000PJ にとどまるとの結果が示されている(図 1-92)。

「REmap 2030」シナリオでは伝統的なバイオマス(薪炭など)の利用がなくなる想定のため、参照シナリオよりも熱消費量が少なくなっている。

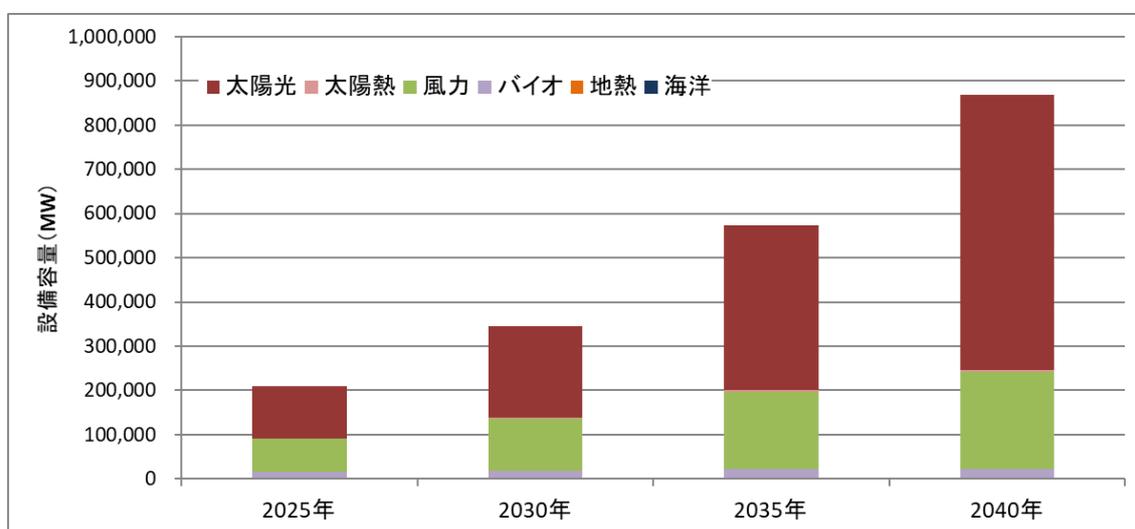


図 1-90 インドの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2019”より作成

<sup>114</sup> 水力を除く。

<sup>115</sup> 水力を除く。

<sup>116</sup> 水力を含む。

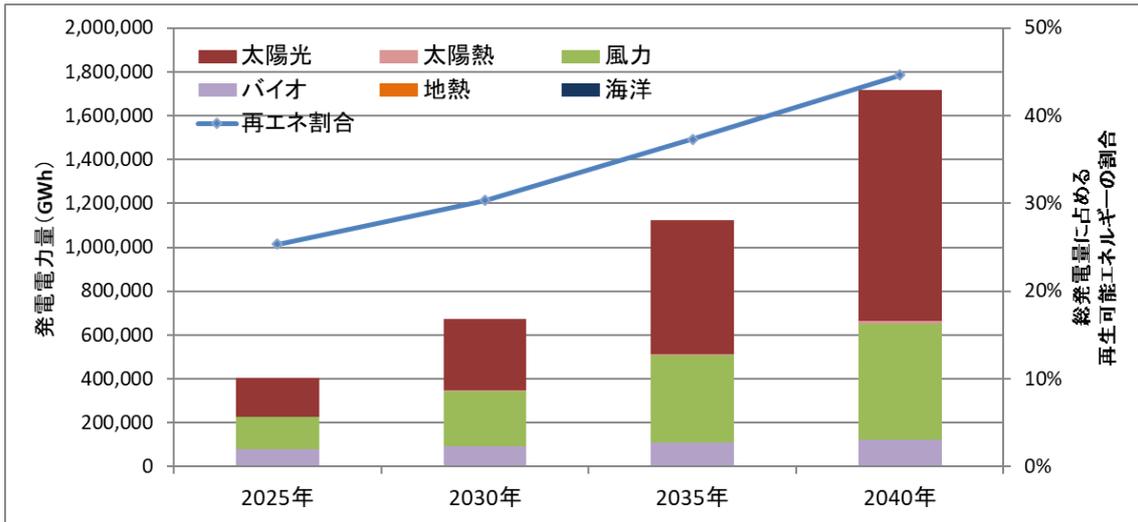


図 1-91 インドの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2019”より作成

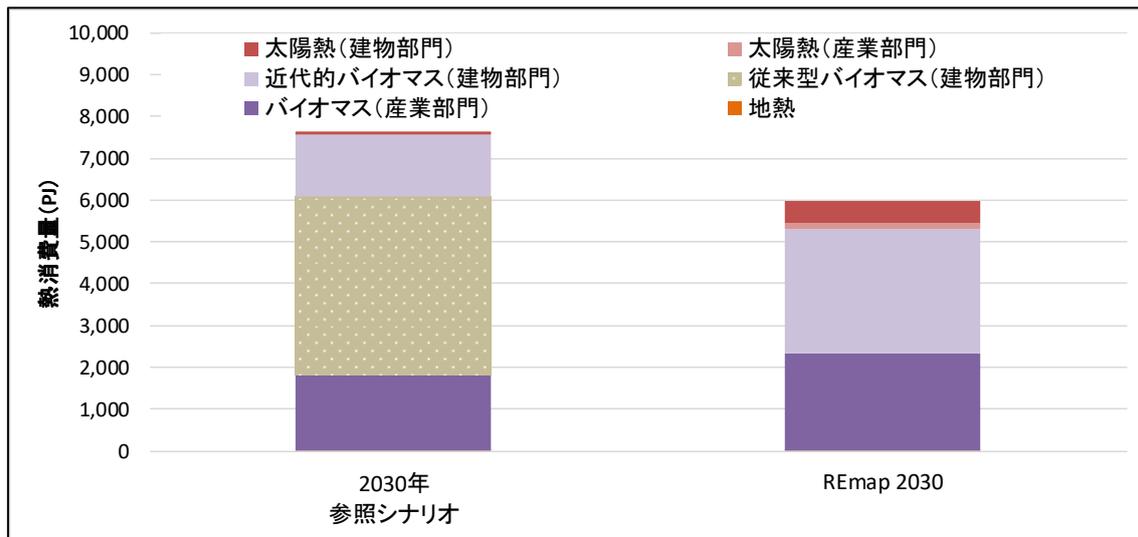


図 1-92 インドの再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】

出所) IRENA, “Remap : Renewable Energy Prospects for India”, 2017 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

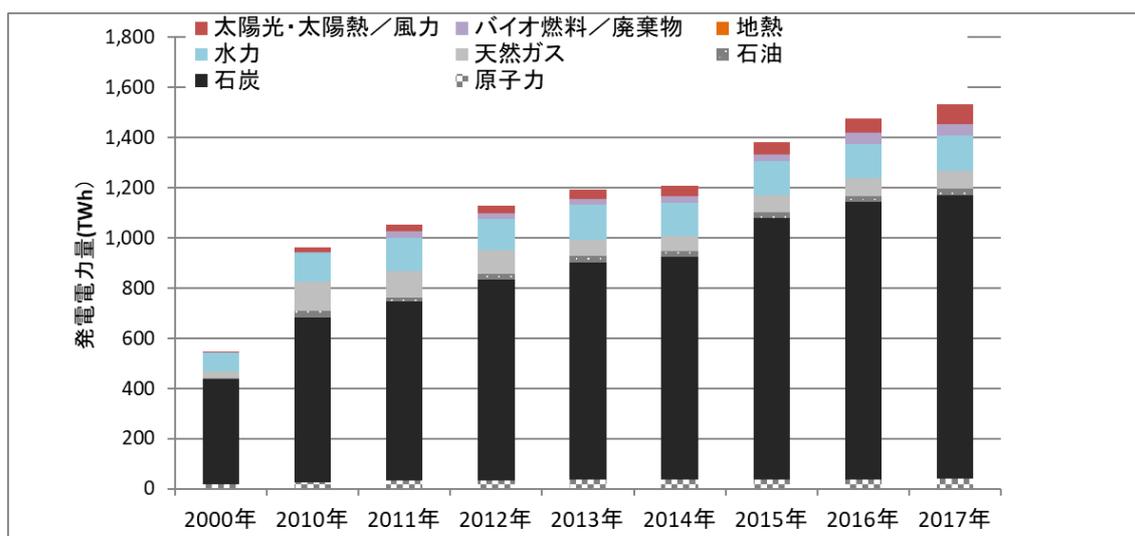


図 1-93 電源別発電電力量の推移（インド）

注）水力は揚水発電を含む。

出所）IEA, “Electricity Information”, 2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

### 1.1.16 カナダ

#### (1) 導入実績

カナダの再生可能エネルギーによる発電量<sup>117</sup>は2011年の17TWhから2016年の46TWhまで順調に増加していたが、2017年に減少し、2018年は41TWhとなっている。2011年以降に増加した発電量の多くの部分を風力が占めており、2018年には再生可能エネルギー発電量<sup>118</sup>の約73%を占めている。太陽光発電も徐々に伸びてきており、2018年には再生可能エネルギー発電量<sup>119</sup>の約9%の割合を占めるようになった(図1-94)。

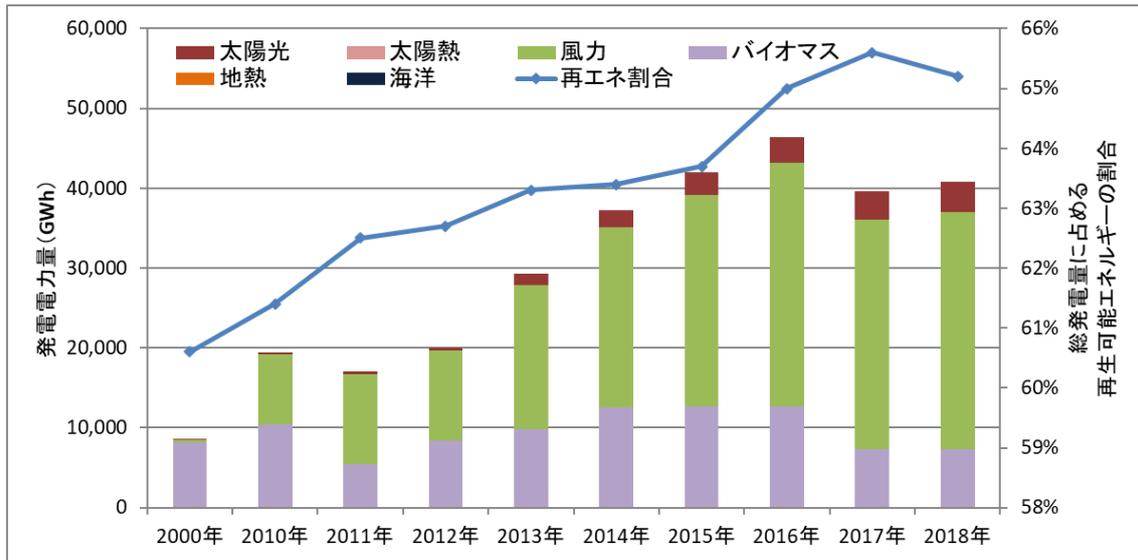


図 1-94 カナダの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2018年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 より作成

<sup>117</sup> 水力を除く。

<sup>118</sup> 水力を除く。

<sup>119</sup> 水力を除く。

### 1.1.17 各国の再生可能エネルギー電気導入実績の比較

各国の2018年（インドは2017年）における再生可能エネルギーによる発電量<sup>120</sup>、ならびに総発電量に対する再生可能エネルギーの割合<sup>121</sup>を図1-95に示す。再生可能エネルギーによる発電量<sup>122</sup>は中国と米国が突出しており、次いでドイツが多い。総発電量に占める再生可能エネルギーのシェア<sup>123</sup>を見ると、デンマークの69%、カナダの65%が突出している。欧州では30%超の国が多く、中国も26%となっている。なお、欧米諸国・中国は風力の割合が大きいのに対し、我が国は太陽光・バイオマスの比率が高い。

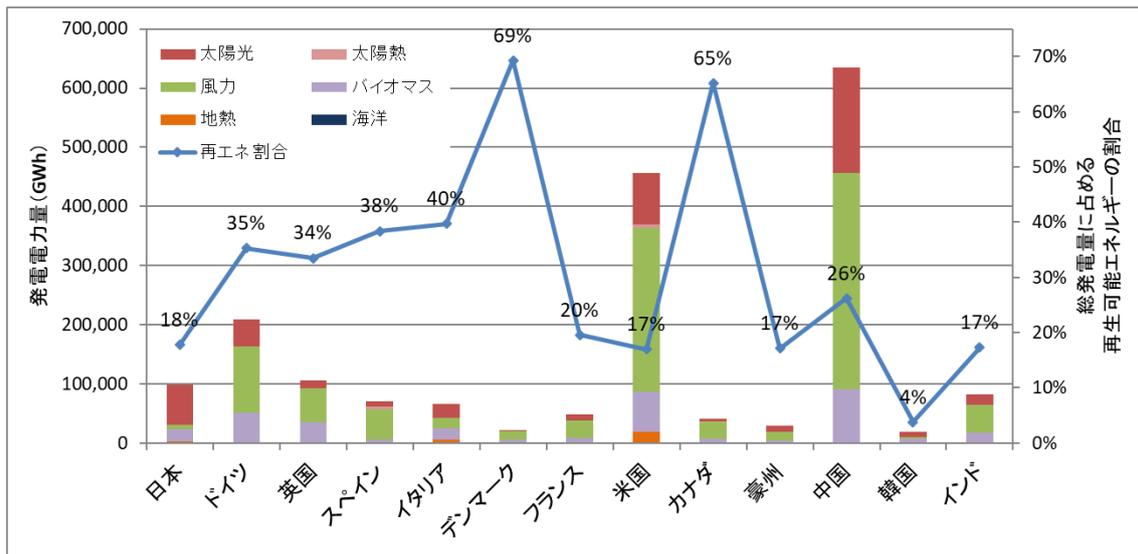


図 1-95 各国の再生可能エネルギーによる発電実績の比較

注) インドは2017年の発電実績である。

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “Renewables Information 2019”, 中国については文献 A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N (「中国図表出所対照表」参照), インドについては IRENA, “Renewable Energy Statistics 2019”より作成

<sup>120</sup> 水力を除く。

<sup>121</sup> 水力を含む。

<sup>122</sup> 水力を除く。

<sup>123</sup> 水力を含む。

## 1.2 諸外国における再生可能エネルギー等分散型エネルギーの普及動向に関する調査

### 1.2.1 再生可能エネルギー電力 100%に向けたシナリオに係る文献調査

#### (1) 調査対象文献等

以下の表 1-8 に示す文献を対象に、再生可能エネルギー100%の達成に向けた、電源構成の変遷、再生可能エネルギー100%の達成時期、技術的・経済的フィージビリティ、達成に向けて想定される課題と求められる施策等を取りまとめた。

表 1-8 調査対象文献

発表機関	文献名
IRENA	GLOBAL ENERGY TRANSFORMATION: A ROADMAP TO 2050 (2019)
Aalborg University (欧州委員会研究プロジェクト)	Smart Energy Europe: A 100% Renewable Energy Scenario for the EU28 (2015)
LuT University (フィンランド) and Energy Watch Group	Energy Transition in Europe across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors (2018)
OECD Nuclear Energy Efficiency	The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables (2019)
Dena (ドイツエネルギー機構)	Study Integrated Energy Transition (2018)

また、以下の海外の先進都市を対象に、戦略・計画の内容を整理した。

自治体	戦略・計画
ドイツ・フランクフルト市	Masterplan 100 % Climate Protection (100%気候保護基本計画) (2015)
フランス・パリ市	Plan Climat Air Energie Territoriale (気候・大気・エネルギー地域計画) (2018)
カナダ・バンクーバー市	Renewable City Strategy (再生可能都市戦略) (2015)
韓国・済州島特別自治道	済州カーボンフリーアイランド (Carbon-Free Island JEJU by 2030) (2013) ほか

個別の文献や戦略・計画の概要は、参考資料を参照のこと。

#### (2) 主な調査結果と考察

**2050年におけるエネルギー起源 CO2 排出量は、再生可能エネルギーの大量導入により 70～100%削減が達成目標として設定されている。**

文献調査では、いずれも気温上昇を 2℃以下（を十分に下回る水準）に抑えるためバックキャスト的に目標を設定しており、その上で、目標達成に向けたロードマップや経済影響を分析・評価するとともに、政策的な課題について整理している（図 1-96）。

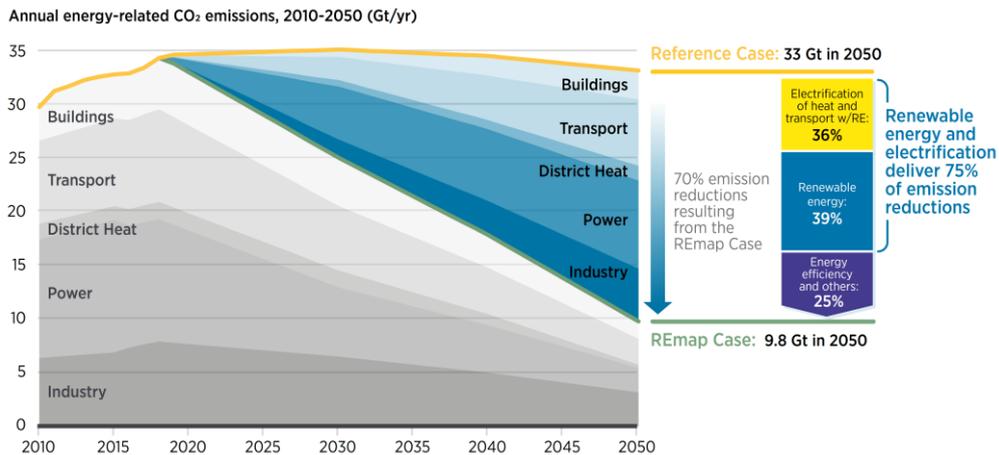
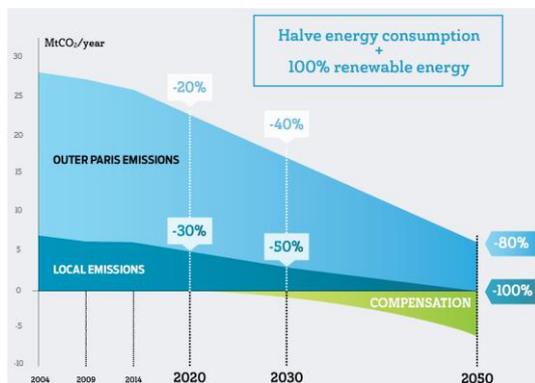


図 1-96 エネルギー起源 CO2 排出量（2010～2050 年）のシナリオ想定

出所) IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition) ,p23(Figure 4)

また、先行するパリ市・フランクフルト市の戦略・計画においても、2050 年に向けて「エネルギー消費を半減させつつ、残ったエネルギー需要を再生可能エネルギーで賄う」との方針が示されている（図 1-97）。横浜市も追随する動きを見せており、こうしたアプローチにより、世界の多くの地域で CO2 大幅削減を目指す動きが活発化する可能性がある。

【パリ市】



【フランクフルト市】

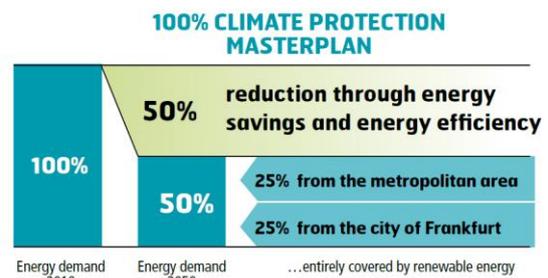


図 1-97 パリ市・フランクフルト市の CO2 削減アプローチ

出所) City of Paris, “Paris Climate Action Plan, Towards a Carbon Neutral City and 100% Renewable Energies” (2018) , p10

CLER, “Cities Heading Towards 100% Renewable Energy by controlling their consumption” (2018) , p9

再生可能エネルギーの大量導入に向けては、

- 運輸部門や熱利用における再生可能エネルギーの活用（電化もしくは水素・バイオ燃料の利用）
  - 需要側を含めた電力システムの柔軟性の確保
- が重要な課題として認識されている。

文献調査によると、再生可能エネルギーの大量導入による CO2 大幅削減(70～100%削減)の過程で、熱利用や輸送部門における再生可能エネルギー活用が重要な課題として認識さ

れており、具体的には、電化（ヒートポンプ、電気自動車）や再生可能エネルギー由来燃料（メタン、水素、バイオマス）が挙げられている（図 1-98）。この点について、先行するパリ市・フランクフルト市の戦略・計画においても、地域熱供給の再生可能エネルギー化や自動車の電動化（ないしガソリンゼロ化）が主要施策に掲げられており、再生可能エネルギーの大量導入に向けてエネルギー消費の構造変革を重視している姿勢がうかがえる。

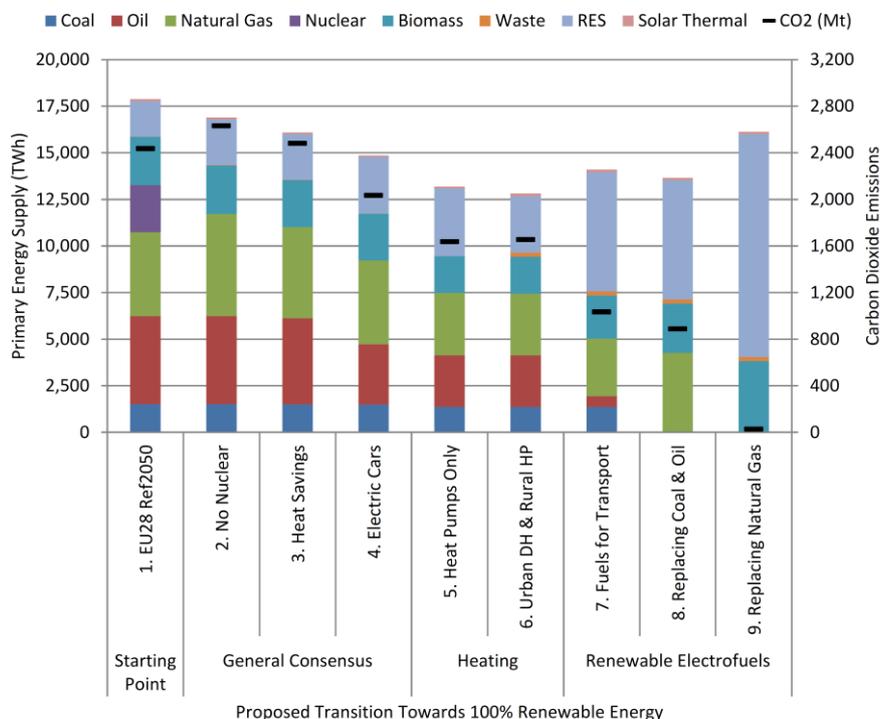


図 1-98 9段階のロードマップと一次エネルギー消費量・CO2 排出量

出所) Connolly, D., Lund, H., & Mathiesen, B. V., “Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union” (2016), p.21(Figure 11)

このほか、太陽光や風力といった変動性再生可能エネルギーの大量導入に対応するため、電力貯蔵技術やデマンドレスポンスなど、需要側を含めた柔軟性資源の活用が重要であるとしている文献が一部に見られ、さらに IRENA は柔軟性資源の活用を実現するための技術として、人工知能や IoT、ブロックチェーン等のデジタルイノベーションに注目している。

再生可能エネルギーの大量導入によるエネルギーコスト上昇の評価は、文献により見解が分かれている。

再生可能エネルギー導入に伴うエネルギーコストの上昇については、

- 環境面・健康面の被害低減や化石燃料への補助金削減によるメリットが、再生可能エネルギー導入コストを上回る。（IRENA）
- CO2 をほぼ全量削減する場合、コストは 12% 上昇する。（Aalborg University）
- エネルギーシステムコストは 2050 年にかけて安定して推移する。（LuT University、図 1-99）
- 変動性再生可能エネルギーが 75% の場合、エネルギーの総費用は 89% 増加する。（OECD、

図 1-100)

- 基準シナリオと比較した 2050 年までの追加投資額は 1.2~1.8 兆ユーロと推計される。  
(dena)

と各者で見解が分かれており、そのばらつきも大きい。この点について、算定的前提条件が異なるため横並びの比較は難しいが、電力システムが変動性再生可能エネルギーの出力変動に対応するために要する費用をどの程度見込んでいるかに応じて異なっている印象が強い。

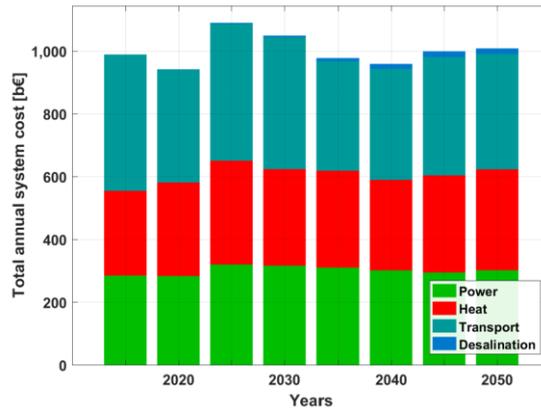


図 1-99 欧州におけるエネルギーシステムコストの推移

出所) LuT University, “Energy Transition in Europe across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors” (2018), p. II(Figure KF-2)

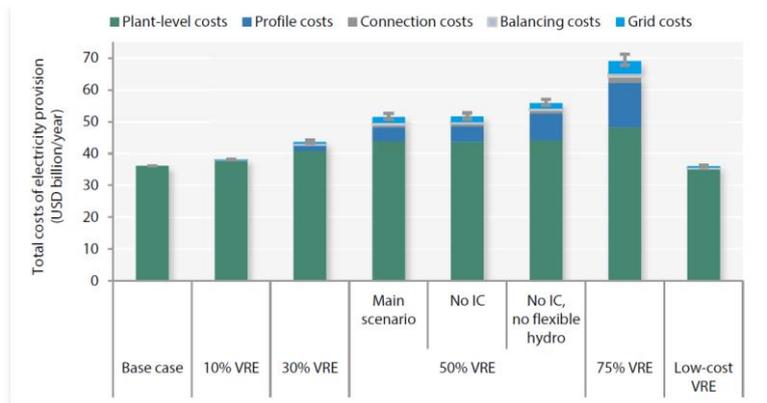


図 1-100 シナリオ別の総費用

出所) OECD/NEA, “The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables” (2019), p.20(Figure ES7)

再生可能エネルギーの大量導入を促進するための施策は、主に

- 再生可能エネルギーへの投資促進
  - 電力システムの柔軟性向上に向けた環境整備
- に着眼したものが想定されている。

再生可能エネルギーの大量導入を促進するための施策として、再生可能エネルギーへの投資促進に資するものが必要であるとの指摘が複数の文献からなされており、再生可能エネルギーの開発・導入に対する助成だけでなく、炭素税などのカーボンプライシング導入を掲げる文献も見られる。

このほか、電力システムの柔軟性を高めるための施策として、OECD は効率的なディスパッチ（給電指令）を実施するための短期市場の整備、IRENA は関連デジタル技術の開発を掲げている。

## 1.2.2 再生可能エネルギーの主力電源化を前提とした電力システムのあり方に係る文献調査

### (1) 調査対象文献等

以下の表 1-9 に示す文献を対象に、再生可能エネルギー100%の達成に向けた、電力システム変革のあり方について分析、研究、提唱している内容を調査し、とりまとめた。

表 1-9 調査対象文献

発表機関	文献名
IRENA	INNOVATION LANDSCAPE FOR A RENEWABLE-POWERED FUTURE: SOLUTIONS TO INTEGRATE VARIABLE RENEWABLES (2019)
IEA	Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility (2019)
ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE	DEMAND FLEXIBILITY: THE KEY TO ENABLING A LOW-COST, LOW-CARBON GRID (2018)
ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE	THE NON-WIRES SOLUTIONS IMPLEMENTATION PLAYBOOK: A PRACTICAL GUIDE FOR REGULATORS, UTILITIES, AND DEVELOPERS (2018)
自然エネルギー財団	2030 年日本における変動型自然エネルギーの大量導入と電力システムの安定性分析 (2019)

個別の文献や戦略・計画の概要は、参考資料を参照のこと。

### (2) 主な調査結果と考察

**変動性再生可能エネルギーの大量導入に向けて、発電部門だけでなく、送配電部門・需要家を含めた電力システム全体での柔軟性確保が求められている。**

太陽光や風力と言った変動性再生可能エネルギーを大量導入するためには、電力システムの柔軟性確保が必要であるが、とりわけデジタル化・分散化・電化の進展を背景に、需要側を含めて「テクノロジー」「制度設計」「ビジネスモデル」「系統運用」の各観点から具体的なソリューションを開発することが求められている（図 1-101、図 1-102）。

こうした中で政府の役割としては、需要側の柔軟性や蓄電池を活用して電力システム全体の柔軟性を向上させるため、これら柔軟性資源を十分念頭に置いて、政策立案や制度設計、あるいは電力部門および需要家の役割変更を促す市場改革を行うことが想定される。これらの制度変更や市場構築には一定程度の期間を要するため、長期的な視点に基づいた計画を政府があらかじめ作成、公表した上で、積極的に推進していくことが望まれる。



図 1-101 電力システム変革のためのイノベーション導入計画のステップ

出所) IRENA, “INNOVATION LADSCAPE FOR A RENEWABLE-POWERED FUTURE” (2019)より三菱総合研究所作成



図 1-102 柔軟性向上のためのソリューション概要

注) VRE : 変動性再生可能エネルギー、DER : 分散型エネルギー源

出所) IEA, “Status of Power System Transformation 2019 –Power system flexibility–“ (2019)より三菱総合研究所作成

変動性再生可能エネルギーの大量導入に向けた電力システムの柔軟性確保については、具体的な地域を想定した実践的な検討が進んでいる。

需要側の蓄電池や分散型エネルギー資源を活用した電力システムの柔軟性確保については、デジタル技術（AI/IoT）の進展を背景に、コンセプトの整理に留まらず、具体的な地域を想定した実践的な検討が進んでいるのが近年の傾向と言える（図 1-103）。

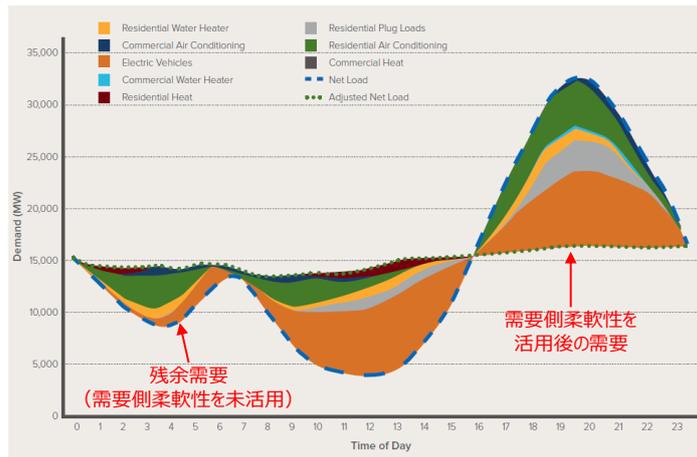


図 1-103 需要側柔軟性を活用した場合の負荷（需要）

出所) Rocky Mountain Institute, “DEMAND FLEXIBILITY -THE KEY TO ENABLING A LOW-COST, LOW-CARBON GRID” (2018), p.9 (Figure 5)

なお、わが国の電力システムの安定性に関する自然エネルギー財団の分析によれば、1.5GW の突発的電源脱落事故に対する応答を想定したモデルシミュレーションを行ったところ、現状の電力システムでも、一定の出力抑制や自然エネルギーによるアンシラリーサービス活用を前提に、2030 年の電力需要の 33~40%を再生可能エネルギーで賄うことが可能との結果が示されている（図 1-104）。さらに需要側の柔軟性向上も考慮することで、わが国における再生可能エネルギー導入量を一層増加させることができるものと考えられる。

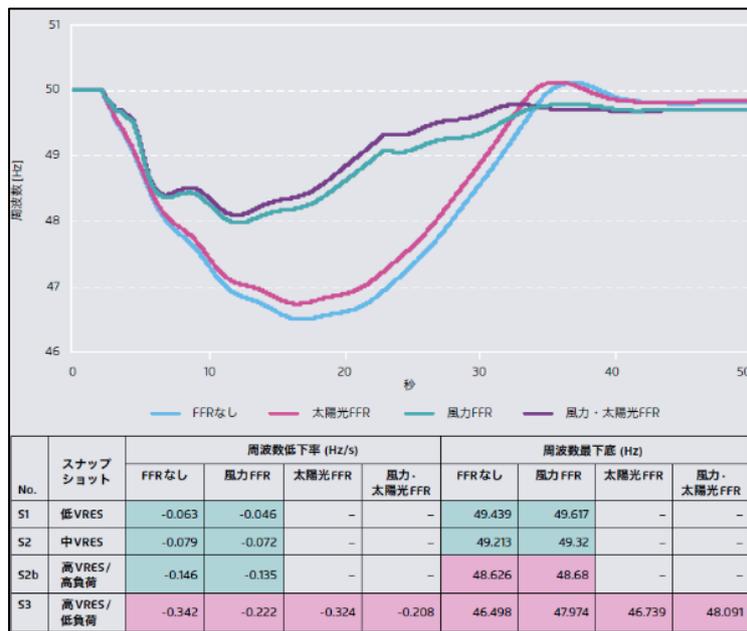


図 1-104 自然エネルギー導入シナリオ（東日本）における電源脱落后の周波数応答

出所) 自然エネルギー財団「2030 年日本における変動型 自然エネルギーの大量導入と電力システムの安定性分析」（2019）, p36 (図 11)

### 1.2.3 新たな電力関連ビジネスに関する動向調査

#### (1) 調査の概要

再生可能エネルギーの普及拡大に伴い、海外では新たな電力関連ビジネスが普及してきている。ここでは、

- コーポレート PPA (Power Purchase Agreement)
- VPP (Virtual Power Plant)

をとりあげ、ビジネスモデルの特徴や普及状況、事例などについてとりまとめた。(個別の電力関連ビジネスのとりまとめ結果は、参考資料を参照のこと。)

各ビジネスに係るわが国へのインプリケーションについて、以下に考察を試みる。

#### (2) 主な調査結果と考察

##### 1) コーポレート PPA

非化石証書制度を背景に、わが国のコーポレート PPA (発電事業者＝電力需要家間の契約) はオンサイト供給で行われるものに限定され、オフサイトについては小売事業者を通じた電力調達が続く中心になると考えられる。

コーポレート PPA は、再生可能エネルギー電力を安定的に取引する手段として、FIT 制度を持たない米国を中心に発達してきたが、FIP への移行を含め FIT による固定価格買取が終了した欧州の幾つかの国などでも増加傾向にある。

わが国については、FIT 単価が低減しているなか、需要家がイニシャルコストをかけずに太陽光を設置し、主に自家消費するスキームとして、オンサイト PPA の動きが散見される。しかしながら、系統を通じたオフサイトの再生可能エネルギー電力については、需要家が非化石証書を取得できない(直接的には小売業者に帰属する)ルールとなっていることから、多くの場合、需要家は再生可能エネルギー発電事業者と契約を交わすことなく、小売事業者の再生可能エネルギー電気販売メニューを通じた調達となっており、今後とも同様の傾向が続くものと考えられる。

なお、海外ではコーポレート PPA 活用で以下の表 1-10 に示す課題が指摘されているが、わが国においてもオンサイト PPA に関して今後同様の問題が生じることがないか、留意が必要である。

表 1-10 コーポレート PPA 活用で想定される課題と対応策の例

ビジネスモデルの課題	対応策の例
取引先の信用リスク	➢ 取引所によるクリアリング機能の活用
契約手続きの煩雑さ	➢ ひな形契約書の整備
小規模事業者の参加障壁	➢ 複数者(買い手、売り手)によるPPA (アグリゲーターの活用など)
適切な契約相手の発見	➢ マッチングサイトの活用

## 2) VPP

ドイツでは、VPP 事業者が電力市場に参入するための環境が整備されていることを背景に、実運用が進んでいる。

再生可能エネルギーの大量導入に向けては、調整力の確保や電力市場での自立が大きな課題となっているが、再生可能エネルギー電源の市場参加を助けることに加えて、需要側のリソースを集約しながら電力システムに対し柔軟性を提供する存在として、VPP に対する期待は大きい。実現にむけた課題は多岐に亘るが、ドイツでは 2009 年に設立された Next Kraftwerke 社などの実例がある（図 1-105）。

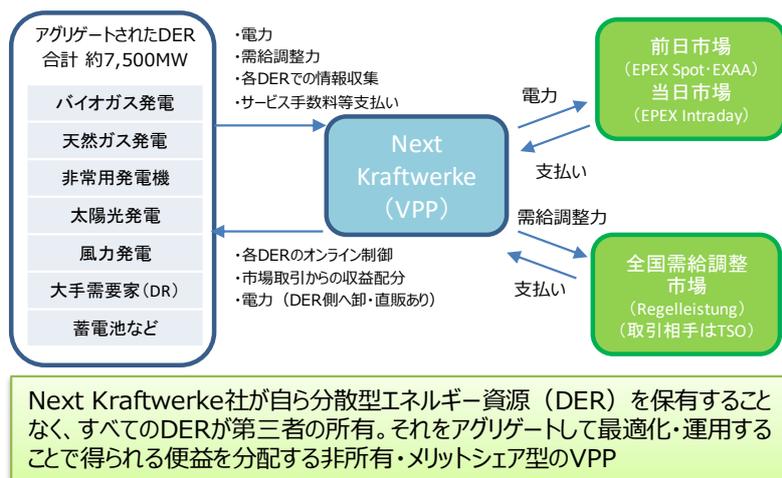


図 1-105 Next Kraftwerke 社のビジネスモデルの概要

出所) (一財) 日本エネルギー経済研究所、「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 (デジタル技術を活用した新たなエネルギービジネスに関する調査) 調査報告書」(2019)より作成

同社が VPP 事業を展開できている主な背景としては、以下の二点が挙げられる。

- VPP 事業を行う上では、各分散型エネルギー資源の発電・稼動状況等をライブでモニタリングし、負荷潮流等の最適化を図るとともに、気象データも勘案しながら前日/当日市場での入札行動を決めることが求められるが、同社はコントロールシステムや「Next Box」と呼ばれる遠隔操作装置を開発しており、これらを用いて自動で継続的に最適制御できる体制を整えている。
- ドイツでは、以下の制度改革を通じて、電力事業者がインバランスの抑制に向け努力し易い市場が整備され、VPP 事業者が参入しやすい環境となっている。
  - 2011 年 9 月から当日市場の取引単位が、1 時間コマに加えて 15 分コマを追加。2014 年 12 月以降は、前日市場でも 15 分単位で取引可能とし、インバランスの予測誤差を範囲にした入札行動を促進する制度改革となった。
  - 2015 年及び 2017 年に、当日市場のゲートクローズ時間と実運用の時間差を短縮した。(45 分前→30 分前→5 分前)

わが国においては、エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス(ERAB)検討会

において、

- アグリゲーションビジネスにおける通信規格の整理（サイバーセキュリティの確保など）
- FIT 併用逆潮流に係る計量方法の整理
- ネガワット取引に関するガイドライン整備（アグリゲーターの認定要件など）

といった課題について制度的基盤の整備が進められているところであるが、これらに加えて、上述したような **VPP** 事業の制御システムの開発普及や、**VPP** 事業者の参加し易い市場整備についても今後の検討が待たれるところである。

## 1.2.4 総括：わが国の再生可能エネルギー大量導入に向けた今後の検討課題

1.2.1～1.2.3 に述べた諸外国における再生可能エネルギー等分散型エネルギーの普及動向や検討状況、導入ロードマップを踏まえ、将来わが国が再生可能エネルギーの大量導入を進めていく上で今後検討すべき課題について、以下のとおり考察した。

### 1) 運輸部門や熱利用の需要取り込みに向けた電力システムのデザイン

1.2.1 でも指摘されているように、将来わが国が再生可能エネルギーの大量導入を図る上では、

- 運輸部門や熱利用における再生可能エネルギーの活用（電化もしくは水素・バイオ燃料の利用）
- 需要側を含めた電力システムの柔軟性の確保

が重要な課題である。すなわち、①自動車・船舶・航空、②ボイラ・給湯器、③工業炉 の各分野において脱炭素化を進める上では、技術開発を通じた供給側・需要側双方のコストダウンが前提となるが、導入に対してある程度比例して増大する太陽光・風力の出力変動に対応する観点から、併せて円滑に電力を輸送できる送配電網等の電力システムを設計することが求められている。

このようなインフラ設計は、需要家の特性（人口規模、産業構成など）や再生可能エネルギーの導入ポテンシャル、送配電網の整備状況、地域間連系線の利用可能性などを勘案しながら、地域ごとに検討することとなる。その中で

- 域内の電力需給ギャップの傾向（需要の変動及び太陽光・風力の出力変動等）
- 供給側・需要側で確保可能な柔軟性資源（火力発電の調整力、系統側蓄電池容量、太陽光・風力の出力制御、電気自動車等により利用可能な蓄電池容量、各種需要側機器によるデマンドレスポンス等）

を分析し、柔軟性確保に向けて望ましい送電網整備（地域間連系線や地域内の基幹送電線の容量増強、系統用蓄電池の容量増強など）を検討することが必要である。

また、1.2.2 でも言及されているように、電力システムの柔軟性を向上させるために需要側の設備も一定の役割を果たせるよう、物理面だけでなく制度・市場の面からもインフラ整備が求められる。

なお、長期的には電力を補完する再生可能エネルギーの貯蔵・輸送媒体として水素等も挙げられ、柔軟性確保においても一定の役割を果たすと期待される。また水素には、①～③のなかで技術的に電力利用が難しい一部用途<sup>124</sup>にも適用できる利点がある。現在の水素供給コスト（100 円/Nm<sup>3</sup>）は熱量等価の LNG 輸入価格（16 円/Nm<sup>3</sup>）と比較して 5 倍以上とされており<sup>125</sup>、水素導管敷設も必要<sup>126</sup>となるが、海外からの輸入も含めて将来的にコスト低減

<sup>124</sup> 例えば大型の貨物自動車や 150℃を超える蒸気生成が挙げられる。また、燃焼炉の多くは製品品質に応じて個別にオーダーメイドで設計されており、電気炉への代替が難しいとされる。

<sup>125</sup> 水素供給コスト、LNG の輸入価格とも、経済産業省「水素基本戦略」（2017 年）による。

<sup>126</sup> メタネーションにより水素をメタンに変換した場合には、既存の都市ガス網を利用可能である。もっとも、メタネーションのために追加的なコストを要する。

が実現すれば、再生可能エネルギー供給手段の選択肢になり得る。したがって、上述の分析検討にあたっては、電力システムに加えて水素等の供給をオプションに加え、統合的に検討することも一案である。

## 2) 電力システムに柔軟性を提供する需要家の巻き込み

再生可能エネルギーが大量導入された電力システムにおいて柔軟性が発揮されるためには、インフラを整備するだけでなく、実際に柔軟性を提供する担い手が必要であり、VPP事業者はその代表例と言える。1.2.3でも述べたように、VPP事業者による電力市場への参入については、わが国においてはエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス(ERAB)検討会で制度的基盤を整備しているところである。

他方、電気自動車の所有者など柔軟性の一端を担う需要家を如何に巻き込むかについては、一義的には各社のビジネスの中で検討すべきことではあるが、多くの需要家にとっては自らが柔軟性を提供する存在であるとの自覚に乏しく、VPPに対する認知度や受容性も低いものと考えられる。

したがって、VPP事業の制度的基盤を担保することと併行して、需要家に対してVPPへの参加について普及啓発することが望ましいと考えられる。その具体的方法として、例えば海外におけるVPP事業の先行事例を需要家目線で取り上げて、需要家が享受できるメリットを定量的に紹介することが一案である。

## 3) 再生可能エネルギー電力の円滑な調達を可能とするコーポレートPPAの拡大

前述のとおり、我が国では非化石証書を需要家が直接取引することが出来ないという制約が、コーポレートPPAの拡大の足かせとなっている可能性がある。オンサイトでの太陽光発電の導入拡大には、敷地面積的な制約があることから、今後企業が再生可能エネルギー電力を著達する手段としては、オフサイトの電源を活用することが有力と考えられる。

そのためには、非化石証書にトラッキング機能を持たせたうえで、需要家も直接取引できるような制度変更を求めていくか、信頼性のある統一的なトラッキングシステムの導入を検討すべきである。

また、非化石証書の市場価格は、コーポレートPPAを活用したビジネスモデルの経済性に大きな影響を与えることから、非化石証書(のうち、特に再生可能エネルギー価値)の価格に関して、ある程度の予見性を与えられるかどうか、検討が必要と思われる。

### 1.3 海外文献等の翻訳

本節では、本業務の中で実施した海外文献等の翻訳業務について示す。

#### 1.3.1 対象文献の選定

本業務では、海外文献の翻訳を実施することとし、環境省殿及び有識者と協議の上、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が 2019 年に発行した「Innovation Landscape for a Renewable-Powered Future: Solutions to Integrate Variable Renewables」を選定した。

#### 1.3.2 翻訳の手順

文献の翻訳は、おおよそ以下の手順に沿って行った。

- 用語集の準備
- 翻訳業者による下訳と中間チェック
- 有識者等による最終チェック

用語集の準備にあたっては、有識者及び環境省殿から用語集の提供を頂いた。

翻訳業者の外注管理と成果物に対する中間チェックは三菱総合研究所が実施した上で、海外文献の翻訳については有識者に最終的なチェックを行って頂いた。国内文献の翻訳については、翻訳業者とは異なる外注先の協力のもとでネイティブチェックを行い、品質の確保に努めた。

また、海外文献の翻訳にあたっては、文献の発行元である IRENA に対するライセンス交渉が必要であり、この交渉は主に環境省殿に行って頂いた。

#### 1.3.3 翻訳文献

実際に翻訳した文献は大部に亘ることから、参考資料に示す。



## 2. 地域における再生可能エネルギー導入拡大に関する調査

### 2.1 地域間連携による導入拡大の検討

本節では、都市部と地方部が連携して 2030 年度及びそれ以降の再生可能エネルギー導入拡大を目指すモデル地域を選定し、地域内でのエネルギー消費量の試算、再生可能エネルギーの域内導入量を推計するとともに、地域内の電力需要を全て再生可能エネルギーで賄うとした場合に必要となる域外から調達すべき再生可能エネルギー供給量を試算した。

あわせて、類似の検討を別の地域にて検討する際に必要と考えられるデータ等について整理を行った。

#### 2.1.1 モデル地域の選定

本業務では、都市部と地方部が連携して 2030 年度及びそれ以降の再生可能エネルギー導入拡大を目指す地域として、神奈川県横浜市を選定した。神奈川県横浜市は、2019 年に脱炭素社会の実現を目的とした再生可能エネルギーに関する連携協定を青森県横浜町・岩手県北広域振興局対象自治体等（久慈市、二戸市、葛巻町、普代村、軽米町、野田村、九戸村、洋野町、一戸町）・福島県会津若松市・福島県郡山市と締結している<sup>127</sup>。

#### 2.1.2 モデル地域における地域間連携による導入拡大の検討

地域間連携による導入拡大に当たっては、横浜市が掲げる「今世紀後半のできるだけ早い時期における温室効果ガス実質排出ゼロ（脱炭素化）の実現」（Zero Carbon Yokohama）を目指すことを前提に、同市の 2050 年のエネルギー消費量等の試算を実施した。

##### (1) 基本的考え方

温室効果ガス実質排出ゼロ（脱炭素化）の実現に向けた道筋は、大きく「エネルギー消費量の大幅な削減」と「エネルギー源を再生可能エネルギー主体へ転換」の 2 つに分けられる。2050 年のエネルギー消費量等を試算するに当たっては、可能な限りの省エネルギー化及び電化を進めたいうでエネルギー源を再生可能エネルギーに転換するという仮定を置いている。

他方、産業用熱源や船舶燃料等、現時点では電化が想定しにくい分野も存在する。これら電力以外のエネルギー（燃料）については、バイオマス燃料や水素燃料、メタネーションによる合成メタン等により賄うほか、CCUS（CO<sub>2</sub>回収・利用・貯留技術）により対応することが想定される。ただし、現時点では数量面・技術面双方の観点で利用可能な段階にないため、今後の技術開発による実用化が前提となる。また、温室効果ガスを最小化したうえで、なお残る排出量については市内企業との連携による海外プロジェクト等、市域内外での削減の取組により相殺することも考えられる。

<sup>127</sup> 神奈川県横浜市「「Zero Carbon Yokohama」の実現に向けて 脱炭素社会の実現を目指して横浜市と 12 の市町村が再生可能エネルギーに関する連携協定を締結」（発行日:2019 年 2 月）  
<https://www.city.yokohama.lg.jp/city-info/koho-kocho/press/ondan/2018/20190206-043-28987.files/php4xFtO6.pdf>

このように、2050年の「Zero Carbon Yokohama」の姿を描くに当たっては、技術的制約をはじめ様々な不確定要素が存在する。ここでは、こうした限界を認識したうえで、現時点での知見に基づき試算を行った。

## (2) 2050年のエネルギー消費量の試算

横浜市の2050年におけるエネルギー消費量について、各部門において一定の仮定を置きながら試算した結果は以下の通りである。市全体のエネルギー消費量は129.9PJであり、2013年（253.8PJ）比で約49%の削減となる。

エネルギー源別では、省エネルギーと電化が進展することにより、2050年に向けて電力以外（主に燃料）のエネルギー消費量が大きく低減する結果となった。ただし、産業部門やエネルギー転換部門については、市内に立地する製造業や火力発電所、製油所等の特性上、これらの取組を限定的なものと想定している。

電力消費量については、省エネルギーが進展する一方で、主に家庭部門、業務部門、運輸部門での燃料消費設備の電化が図られることによる影響が大きく、2050年に向けて微増する試算結果となった。

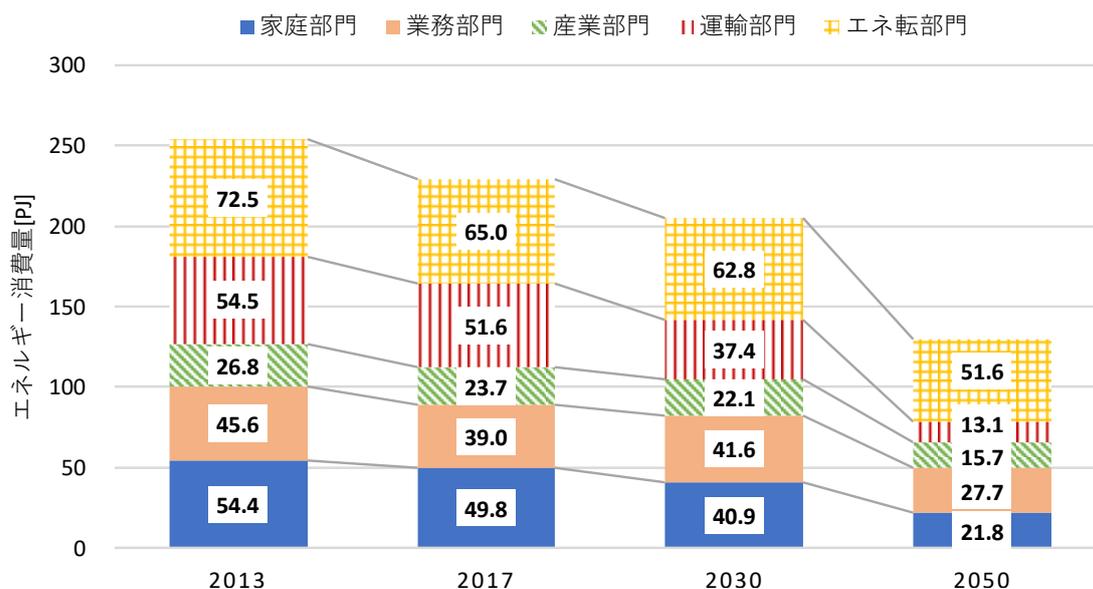


図 2-1 部門別エネルギー消費量（試算）

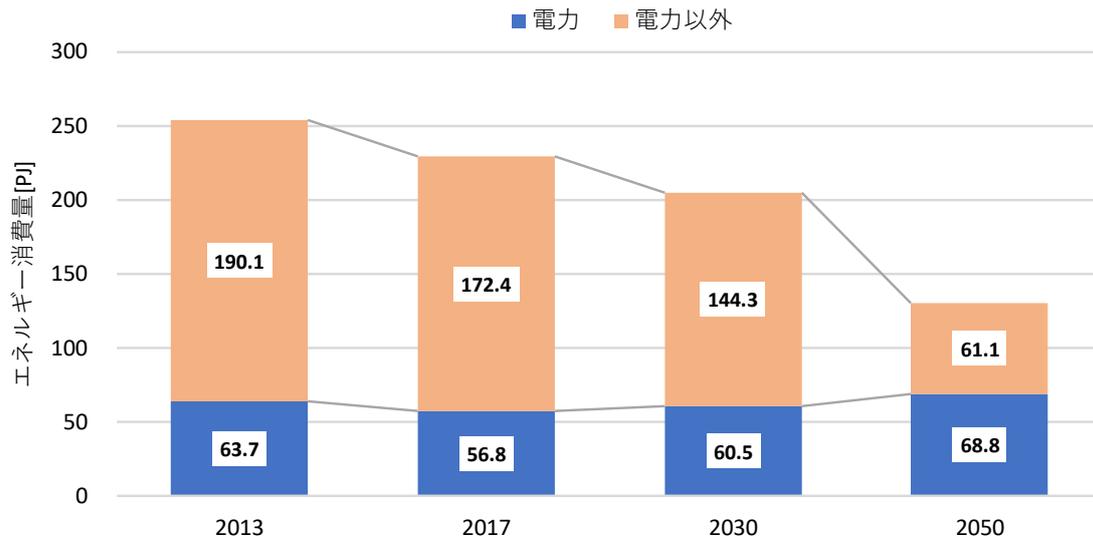


図 2-2 電力・電力以外のエネルギー消費量（試算）

各部門におけるエネルギー消費量を試算した際の前提は以下の通りである。

### 1) 家庭部門

省エネルギー対策による影響及び人口の減少に伴う自然減の双方を見込む形で、実行計画の想定している 2020～2030 年の推移と同様にエネルギー消費量の削減が 2050 年まで進むと想定した。

さらに、家庭部門のエネルギー消費構成を冷房、暖房、給湯、厨房、動力に分けた上で、このうち暖房、給湯、厨房の電化（エアコン、ヒートポンプ給湯器、IH 調理器など）が進むと想定した。その際、これらの電化率については、2030 年までは震災前（2005～2010 年）のトレンドが継続するものとし、2030 年以降は 2050 年に向けて電化率 100%を達成するよう直線的に進展するものと仮定した。

エネルギー消費量における「電力」と「電力以外」の比率は 2030 年時点ではおよそ 1 : 1、2050 年時点では「電力」100%と仮定している。

### 2) 業務部門

省エネルギー対策による影響及び延床面積の増加に伴う自然増による影響の双方を見込む形で、実行計画の想定している 2020～2030 年の推移と同様にエネルギー消費量の削減が 2050 年まで進むと想定した。

さらに、業務部門のエネルギー消費構成を冷房、暖房、給湯、厨房、動力に分けた上で、このうち冷房、暖房、給湯、厨房の電化（ヒートポンプ空調機、ヒートポンプ給湯器、IH 調理器など）が進むと想定した。その際、これらの電化率については、2030 年までは震災前（2005～2010 年）のトレンドが継続するものとし、2030 年以降は 2050 年に向けて電化率 100%を達成するよう直線的に進展するものと仮定した。

エネルギー消費量における「電力」と「電力以外」の比率は 2030 年時点ではおよそ 3 :

2、2050年時点では「電力」100%と仮定している。

### 3) 産業部門

実行計画に基づき2050年までの現状趨勢のエネルギー消費量を推計した上で、実行計画に示された省エネルギー対策を見込むことで2030年のエネルギー消費量を想定し、2050年については2030年までと同様の比率でエネルギー消費量の削減が進むと仮定した。

さらに、横浜市の製造業や農林水産業・鉱業・建設業の熱需要のうち、ヒートポンプによって代替される熱需要量を、横浜市地球温暖化対策計画書制度のデータをもとに推計した上で、2050年に向けた電化の進展を想定した。その際、ヒートポンプの将来の普及率や効率については、既往文献に基づき仮定した。

エネルギー消費量における「電力」と「電力以外」の比率は2030年時点で「電力」が40%台前半、2050年時点では「電力」が40%台後半と仮定している。

### 4) 運輸部門

実行計画に基づき2050年までの現状趨勢のエネルギー消費量を推計した上で、既往文献に基づき、ガソリン自動車からの転換と技術向上による省エネルギー率を想定した。また、自動車の電化率については、2030年は「長期エネルギー需給見通し」のEV（電気自動車）/PHEV（プラグイン・ハイブリッド自動車）の導入普及見通しを引用し、2050年はEVもしくはFCV（燃料電池自動車）が100%普及すると仮定した。なお、FCVの水素は電気分解により得ると仮定し、電力消費に算入した。

なお、鉄道は、既に電化率100%であること、実行計画にて明確な省エネが想定されていないことから、エネルギー消費量を直近からの横置きとした。また、船舶については、横浜に入港する船舶には大型船が多いことから、電化・省エネは想定せずに実行計画で想定する現状趨勢のエネルギー消費量を計上した。

エネルギー消費量における「電力」と「電力以外」の比率は2030年時点で「電力」が10%台前半、2050年時点では「電力」が80%台前半と仮定している。

### 5) エネルギー転換部門

省エネルギー対策による影響を見込む形で、実行計画の想定している2020～2030年の推移と同様に2050年までエネルギー消費量の削減が進むと想定した。

また、2050年度の電化率については、2011～2017年度の平均値で横置きと想定した。

エネルギー消費量における「電力」と「電力以外」の比率は2030年時点、2050年ともに「電力以外」が大半を占めると仮定している。

### (3) 2050年の再生可能エネルギーの試算

#### 1) 「Zero Carbon Yokohama」達成に必要となる再生可能エネルギー量

(2)で試算した2050年のエネルギー消費量129.9PJのうち電力が68.8PJ（191億kWh）、電力以外（燃料）が61.1PJを占める。「Zero Carbon Yokohama」を達成する上では、これらを再生可能エネルギーで賄うことが必要となる。

電力については、太陽光や風力等、自然エネルギーの発電により賄うこととなる。仮にこの電力を太陽光及び風力により賄おうとすると、太陽光の設置面積約91km<sup>2</sup>及び1MWの風力発電設備約4,260基が必要となる<sup>128</sup>。

他方、電力以外（燃料）については、(1)に述べたとおり、今後の技術開発による実用化を前提に、バイオマス燃料や水素燃料、メタネーションによる合成メタン等により賄うほか、CCUS（CO<sub>2</sub>回収・利用・貯留技術）、市内企業との連携による海外プロジェクト等による相殺により対応することが想定される。

#### 2) 市内の再生可能エネルギー供給ポテンシャル

横浜市の地球温暖化対策実行計画では、主要な再生可能エネルギー電源は太陽光、廃棄物、汚泥消化ガスであり、風力及び小水力の占める割合は非常に小さい。また、太陽光以外は2020年から2030年にかけて導入量が変わらない想定となっている。そこで、2050年の市内ポテンシャルの推計では、太陽光以外については2020年からの横置きとする。

太陽光発電のポテンシャルについては、環境省が公表している「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報」に示されている横浜市の導入可能量（92.1万kW：太陽光パネルの設置面積を保守的に見積もったケース）に基づき、11.5億kWhと推計される<sup>129</sup>。

以上の前提に基づき、2050年における市内の再生可能エネルギー発電のポテンシャルをとりまとめると以下のとおりとなる。

表 2-1 市内の再生可能エネルギー発電のポテンシャル（試算）

エネルギー種別	2050年の発電量
太陽光発電	11.5億kWh
風力発電	640万kWh
小水力発電	520万kWh
廃棄物発電	4億kWh
汚泥消化ガス発電	4,600万kWh
合計	16.1億kWh

<sup>128</sup> 太陽光・風力による発電量の比率を1：1に想定。また、事業用・住宅用の太陽光発電の平均設備利用率を14.3%、1kWあたり設置面積を事業用太陽光12.5m<sup>2</sup>・住宅用太陽光8m<sup>2</sup>、風力発電の設備利用率を25.6%と想定。

<sup>129</sup> 事業用・住宅用の太陽光発電の平均設備利用率を14.3%と想定。

### 3) 市外からの再生可能エネルギー供給量

2050年に想定される電力消費量（191億kWh）に対し、市内の再生可能エネルギーによる供給ポテンシャル（16.1億kWh）は8%分に過ぎないため、残り（175億kWh）は市外から再生可能エネルギー電力の供給を受けることが必要となる。

横浜市は2019年2月に、再生可能エネルギーの創出・導入・利用拡大等に関する連携協定を東北地方の12市町村と締結している。当該12市町村からの供給ポテンシャルについて、上述した「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報」を用いて太陽光及び陸上風力について推計<sup>130</sup>するとともに、別途推計した洋上風力を加えた結果、710.3億kWhとなった。

表 2-2 市外からの再生可能エネルギー供給量（試算）

	太陽光発電		陸上風力		洋上風力	合計
	導入可能量	発電量予測	導入可能量	発電量予測	発電量予測	発電量予測
	千kW	千kWh/年	千kW	千kWh/年	千kWh/年	千kWh/年
青森県横浜町	3	3,755	351	787,139	6,169,274	6,960,167
岩手県久慈市	27	33,793	1,392	3,121,644	0	3,155,436
岩手県二戸市	22	27,535	750	1,681,920	0	1,709,455
岩手県葛巻町	4	5,006	704	1,578,762	0	1,583,769
岩手県普代村	2	2,503	153	343,112	19,990,580	20,336,195
岩手県軽米町	6	7,510	405	908,237	0	915,746
岩手県野田村	2	2,503	215	482,150	7,165,924	7,650,577
岩手県九戸村	4	5,006	160	358,810	0	363,816
岩手県洋野町	10	12,516	865	1,939,814	23,222,599	25,174,929
岩手県一戸町	8	10,013	320	717,619	0	727,632
福島県会津若松市	79	98,875	333	746,772	0	845,648
福島県郡山市	186	232,795	613	1,374,689	0	1,607,484
				12市町村合計	千kWh/年	71,030,855
				発電量予測	億kWh/年	710.3

ただし、12市町村が発電する再生可能エネルギー電力の一部は、12市町村自身が脱炭素化を図り、自らの電力需要を満たすために用いられるものと考えられる<sup>131</sup>。この電力需要を横浜市と同様に推計すると47.9億kWhであり、当該電力量を除いた662.4億kWhが実際の供給ポテンシャルとなる。

なお、横浜市の電力需要のすべてを再生可能エネルギー電力で賄い、このうち市外調達に

<sup>130</sup> 市内と同様に、ポテンシャルを保守的に見積もったケース。中小水力、地熱、バイオマスについては、ポテンシャルないしFIT認定量が微小のため推計対象から除外した。

<sup>131</sup> 12市町村のうち岩手県9市町村及び郡山市は、2050年までの二酸化炭素排出実質ゼロを宣言している。

については12市町村からのものを含めすべてを太陽光・風力といった自然変動電源に依存する場合、太陽光・風力の出力変動と横浜市の需要変動とのギャップを蓄電池等により調整する必要がある。このギャップは市内外から調達する太陽光／風力の比率に応じて異なるが、ここでは12市町村の供給ポテンシャル及び洋上風力の不確実性に鑑み、発電量ベースで下記の3つのシナリオを想定し、必要となる蓄電池容量の試算を行った。試算結果は以下の通りである。

- シナリオ① 太陽光：風力＝1：1となるよう調達する  
 シナリオ② 太陽光：風力＝1：2となるよう調達する  
 シナリオ③ 市外については全量を風力から調達する

表 2-3 市外調達のシナリオ

	最小蓄電池容量
シナリオ① 太陽光：風力＝1：1	<b>13.6億kWh</b> (横浜市の電力需要の7.1%)
シナリオ② 太陽光：風力＝1：2	<b>18.7億kWh</b> (横浜市の電力需要9.8%)
シナリオ③ 横浜市内の太陽光 ＋風力	<b>32.1億kWh</b> (横浜市の電力需要の16.8%)

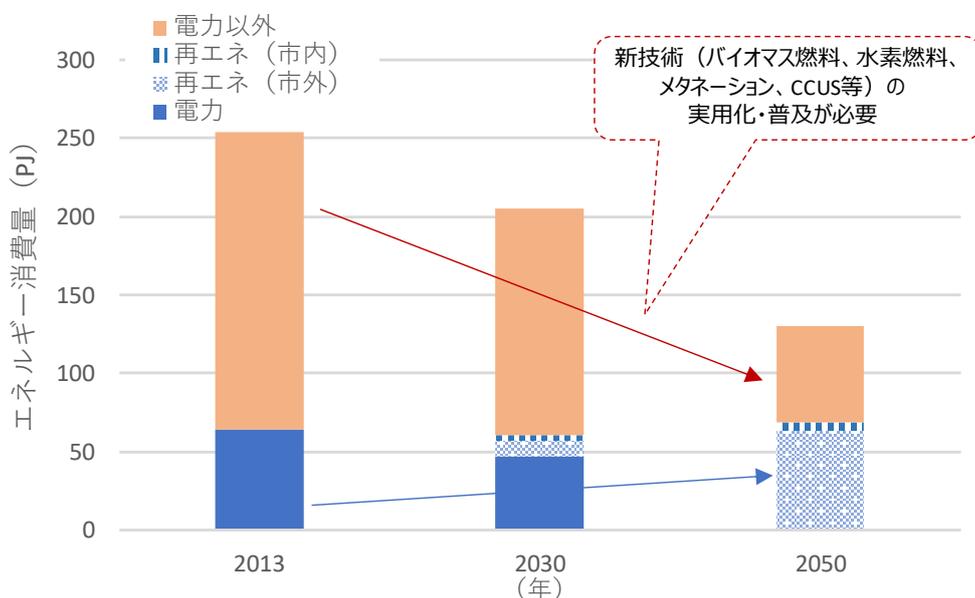


図 2-3 横浜市内におけるエネルギー消費量の供給内訳 (試算)

### 2.1.3 都市部と地方部の連携による再エネ導入の拡大に必要な事項

都市部と地方部の連携による再エネ導入の拡大を検討するに当たって、実施する都市部または地方部の自治体を実施すべき事項については下記の通りである。

#### (1) 自治体内のエネルギー消費量・再エネポテンシャルの現状・将来予測

現状のエネルギー消費量については資源エネルギー庁により都道府県別エネルギー消費統計<sup>132</sup>が公表されているが、市町村別のエネルギー消費量および将来予測値は公表されていないため、2.1.2 を参考にし、部門別に一定の仮定を置いたうえで、現状及び将来のエネルギー消費量を推計する必要がある。

再生可能エネルギーの供給ポテンシャルは、環境省が「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報」において市町村別に推計<sup>133</sup>しているため、その値を参考とすることが可能である。

#### (2) 地方部における自治体内の再エネ開発

再エネポテンシャルの値は自然条件などから算出されたものであり、都市部と地方部の連携の実現に当たっては、自治体内の再生可能エネルギー事業の開発を支援することが必要になる。

#### (3) 都市部と地方部のマッチング

エネルギー消費量の大きい都市部では、自治体内での再生可能エネルギーの導入は屋根置き太陽光発電などに限定される。そのため、再エネのポテンシャルの大きい地方部からの再エネ調達が求められる。

横浜市では、12 市町村と連携協定を締結することで、マッチングを可能としているが、同様の取り組みを他の都市部・地方部でマッチングする場合、国としての支援が必要になると考えられる。「2050 年までに二酸化炭素排出実質ゼロ」を宣言している 86 自治体（2020 年 3 月現在）<sup>134</sup>を対象に自治体を国がマッチング支援することで促進が可能になると考えられる。

#### (4) 実現に向けたスキームづくり

マッチングができ、連携協定等で協力が決まった後、実際に導入するに当たっては、新電力やプラットフォームなどによって都市部と地方部を実現させるスキームが必要になる。

<sup>132</sup> 資源エネルギー庁「都道府県別エネルギー消費統計」

[https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/energy\\_consumption/ec002/](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/energy_consumption/ec002/)（閲覧日:2020/03/25）

<sup>133</sup> 環境省「平成 28 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報の整備・公開等及び再生可能エネルギー設備導入に係る実績調査に関する委託業務報告書 巻末資料 5：賦存量・導入ポテンシャルに係る市区町村別集計表」[https://www.env.go.jp/earth/report/h29-05/h28\\_end-mat05.pdf](https://www.env.go.jp/earth/report/h29-05/h28_end-mat05.pdf)（閲覧日:2020/03/25）

<sup>134</sup> 環境省「2050 年二酸化炭素排出実質ゼロ表明自治体」

[https://www.env.go.jp/policy/focus\\_on\\_core\\_competencies/01\\_ponti\\_200324.pdf](https://www.env.go.jp/policy/focus_on_core_competencies/01_ponti_200324.pdf)（閲覧日:2020/03/25）

例えば、横浜市では、青森県横浜町から調達した電気を神奈川県横浜市で利用するに当たっては、新電力会社による特定卸供給を活用しており、これを参考に自治体新電力などを活用して、都市部の需要家と地方部の再エネ電源を連携することが考えられる。その際には、発電機の立地を証明できるトラッキングシステムを用いることによって、都市部と地方部の連携を可視化できる。

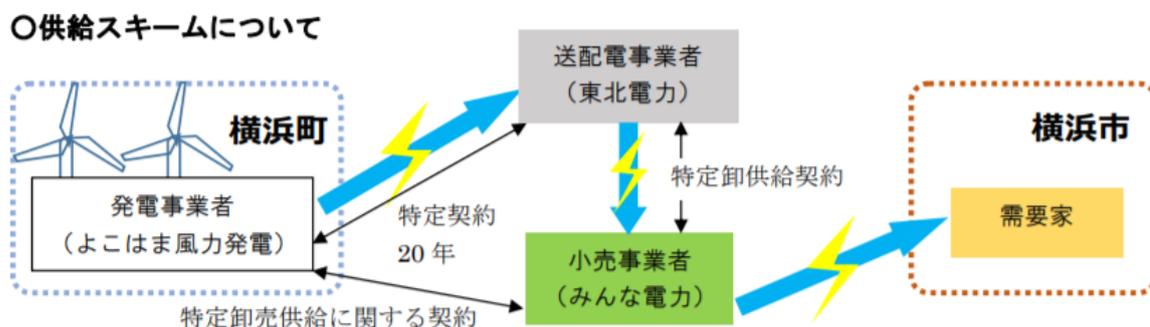


図 2-4 供給スキーム

出所) 神奈川県横浜市「青森県横浜町の再エネ電力を横浜市内へ供給開始」(発行日: 2020年9月)  
[https://www.city.yokohama.lg.jp/city-info/koho-kocho/press/ondan/2019/saiene190905.files/0003\\_20190905.pdf](https://www.city.yokohama.lg.jp/city-info/koho-kocho/press/ondan/2019/saiene190905.files/0003_20190905.pdf)

#### (5) 域外を含めた電力需給バランスの評価

今回のモデル地域である横浜市における検討では、市外から必要な再生可能エネルギーを調達する際に、需要側の変動と供給側の変動により生じる過不足を、蓄電池で解消した場合に必要な容量を簡易的に試算している。しかし、実際は特定のウィンドファームから供給される電力の変動は想定より大きい可能性があり、市外から送電線を経由して電力を受け取る際には、送電線の量的な制約が生じる可能性もある。

このような懸念がすぐに顕在化することはないものの、将来再生可能エネルギーで市内の需要を賄おうとする場合、現状の電力システムを前提とした場合に、主に地域間連系線の容量などがどの程度の制約となり得るか、定量的な評価が必要と考えられる。

## 2.2 地域新電力等による再生可能エネルギーの最大限の活用方策の検討

2019年11月以降、固定価格買取制度（以下、FIT）の買取期間が終了した住宅用太陽光発電設備、いわゆる「卒FIT」電源が市場に出始めている。卒FIT電源は、FIT電源と異なり、温室効果ガスの排出係数がゼロと計算できるため、地域新電力の低炭素化に向けた有望な再エネ電源である。また、多くの地域新電力が自前の電源を持たない中で、市場からの調達によらない電源確保の手段としても期待を集めており、こうした電源を有利な条件で調達できるかどうか、地域新電力の経営面にも大きな影響を与えようと考えられる。

一方で、卒FIT電源の調達には、計画値同時同量におけるインバランス発生リスクが発生する。同じ再エネ電源でもFIT電源の場合は、「FIT特例制度①」と呼ばれる制度を選択することで、地域新電力をはじめとする小売電気事業者のインバランスの発生リスクをゼロとすることができたが（図2-5）、卒FIT電源にはこの制度は適用されない。太陽光発電を含む変動性の電源による発電量を予測する手法は発展途上であり、こうしたノウハウや技術、システムの不足が、特に小さな地域新電力会社にとっての卒FIT調達の課題のひとつとなっている。



図 2-5 「FIT 特例制度①」の概念図

出所）経済産業省（2015）「小売り全面自由化に向けた固定価格買取制度の運用見直しについて」、p11

そこで本業務では、需要家である地域住民の協力のもと、需要側機器を地域新電力会社が外部制御することによって、発生するインバランスを調整する機能を開発・評価することを目指し、シミュレーションによる検討と実証を行った。本年度の検討内容を以下に整理する。

### (1) 余剰電力予想手法の開発と評価

本業務では、消費者の電力需要を適切に予測する手法を新たに開発し、「余剰電力」の予測誤差を抑える手法について開発・評価を行った。

### (2) 需要側機器の外部制御手法の開発

上記の余剰電力予想手法を活用しつつ、逐次の予測誤差をモニタリングしながら需要機器（ヒートポンプ給湯機（以下、HP給湯機）等）を外部制御するためのアルゴリズムを開発した。外部制御を行うにあたっては、HP給湯機の貯湯タンクの残湯やその後の給湯需要の見通しなどを踏まえ、湯切れリスクを可能な限り抑えることに留意して行った。

### (3) 実負荷ベースでの実証

開発した需要側機器の外部制御手法について、9 世帯を対象に実負荷ベースで実証した。実証を通じて、通信上の課題や需要側機器が独自有する制御機能との相互影響、アルゴリズムの作動時間と制御指示のタイミングについて確認した。また、実証の結果を踏まえて、新しい制御アルゴリズムを開発した。

### (4) 地域新電力の経営へのインパクト評価

シミュレーションでの分析結果や実負荷ベースでの実証結果を踏まえ、余剰電力予測手法と需要機器外部制御手法を活用した場合のインバランス抑制量について評価を行った。また、インバランス抑制に伴う地域新電力会社等の経営へのインパクトについて定量的な評価・分析を行った。

## 2.2.1 卒 FIT 電源のインバランス制御の考え方整理

ここでは、インバランス発生のも因である卒 FIT 電源予測の実務上での特徴と、本事業で実証を行うインバランス制御手法としての HP 給湯機の優位性について整理する。

### (1) 卒 FIT 電源の出力予測の特徴

太陽光発電の発電量予測については、これまでも様々な研究が行われてきた。こうした技術は、かなり高度化しているものの、本事業で開発を目指す卒 FIT の発電量を予測する技術とは主に以下の点で異なっており、多くの場合そのままでは転用できない。

#### 1) 「余剰電力」の予測

卒 FIT 電源として予測すべき出力は太陽光発電からの発電電力量（システム出力）ではなく、「余剰電力」である。これは、2019 年 11 月以降に市場に出始めている卒 FIT 電源は基本的に 10kW 未満の住宅用太陽光発電であるためである。こうしたことから、新電力事業者は各世帯の電力の消費パターンにも目を向ける必要がある。

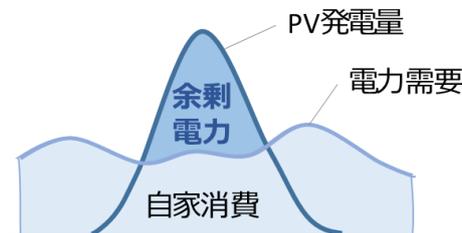


図 2-6 余剰電力と自家消費の関係

#### 2) 「前日」予測

現行制度下では、発電事業者および小売事業者は、前日 12 時までには翌日の 48 コマの発電計画と需要計画をそれぞれ策定・提出しなければならないため、インバランスの前提とな

る計画値は、「前日」の日射量予報値に基づいている。一般論として、前日の予測する時間から離れば離れるほど予測の誤差は大きくなる。このため、高精度な予測手法であっても、リアルタイムで雲の動きを検知して発電量を予測するような手法は計画段階では利用できない。

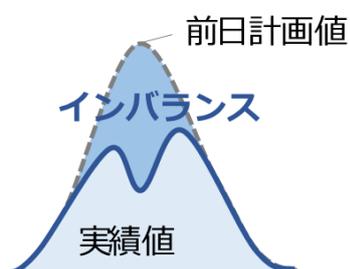


図 2-7 インバランスの概念図（前日計画値と発電実績値の差分）

### 3) 「合計値」の予測

新電力会社が卒 FIT 電源の発電計画を策定するのは各世帯からの個別の余剰電力ではなく、複数の発電地点の余剰電力を束ねたものである。このようなグルーピングによって、電力需要の「ならし効果」は一定程度期待できる。一方で、地域新電力会社の場合、買い取り対象としている地域が限定されている場合が多いため、発電地点が広域に分散している場合と比較して、発電量の予測誤差については「ならし効果」が得られにくい可能性が考えられる。

### 4) システム関連情報の不正確さ

通常の太陽光発電の発電量予測であれば、設備容量等のシステムに関する情報は所与として与えられることが多い。他方で、地域新電力が需要家から卒 FIT 電力を買い取る場合、需要家から与えられた情報が正確であるとは限らない。本実証では、参加世帯に対するヒアリング調査等からシステム出力や傾斜角・方位角などの情報を聞き取り調査によって収集したが、各世帯から報告されたシステムの設備容量は太陽光発電アレイの容量である場合と、パワーコンディショナ（PCS）の容量である場合が混在している可能性があり、本実証でも報告値と実際の出力に整合的でないケースも見られた。

## (2) 卒 FIT インバランスを制御手法としての HP 給湯機の優位性と留意点

### 1) 安定した電力需要

HP 給湯機は一旦沸き上げを開始すると、沸き上げが停止するまでは電力消費量は安定して推移する。また、空調機器のように、ユーザーの使い方によって電力負荷が変動することがない。このため、沸き上げによる電力消費の予測が立てやすく、デマンドレスポンスの機器として活用しやすい。ただし、HP 給湯機の場合、運転・停止の回数が増えれば全体のシステム効率が低下する可能性も考えられる。

### 2) 優れた蓄エネ機能

HP 給湯機の場合、貯湯槽にお湯を貯める機能を内蔵しているため、電力を消費する時間とお湯を消費する時間を切り離すことができる。「湯切れ」にならないよう湯量管理には最新の注意が必要であるが、電力消費の時間帯を自由に変更しても、ユーザーに不便を感じさせないという優れた蓄エネ機能を有しており、デマンドレスポンス機器として大きな強みである。

他方で、現在、市販されている HP 給湯機の多くは夜間での沸き上げを前提とした独自の制御機構を有している場合が多い。こうした制御機構との競合や管理上の不都合が起きないように、十分に留意して運用する必要がある。

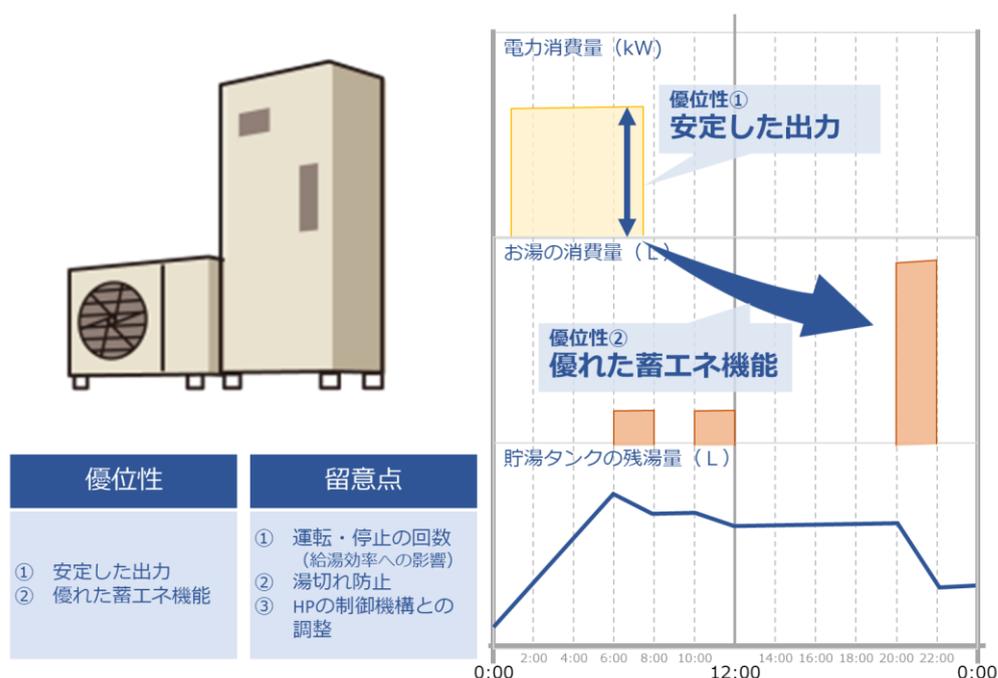


図 2-8 デマンドレスポンス機器としての HP 給湯機の優位性と留意点

### (3) 需要機器を用いたインバランス制御の運用フローの想定

需要機器を用いてインバランス制御を行うにあたり、新電力事業者の実務の運用（オペレーション）フローを図 2-9 のとおり想定した。

- ① 前日の AM 2:00 および AM 8:00 に予測日 48 コマの日射量予測データを入手（本事業では気象データを専門機関から購入）。
- ② 日射量予測データを用いて予測日当日の発電量を予想。また、前日の電力需要データや気温データを用いて電力需要を予測し、余剰電力の出力を算出。また、日射量予測や過去の湯消費量データ等に基づいて HP 給湯機の昼間沸上台数を同定。
- ③ 全世界帯の余剰電力予測値を束ねて発電計画値を予測日の前日 12:00 までに確定（スポット市場で取引）
- ④ 予測日当日に更新された日射量予測データ（AM 2:00、AM 8:00）を基に世帯別の余剰電力の出力をそれぞれ更新し、インバランス発生量を予測。インバランスの発生量を踏まえ、昼間沸上計画を変更。
- ⑤ 需要機器を外部制御によって運用し、インバランスの誤差を調整。

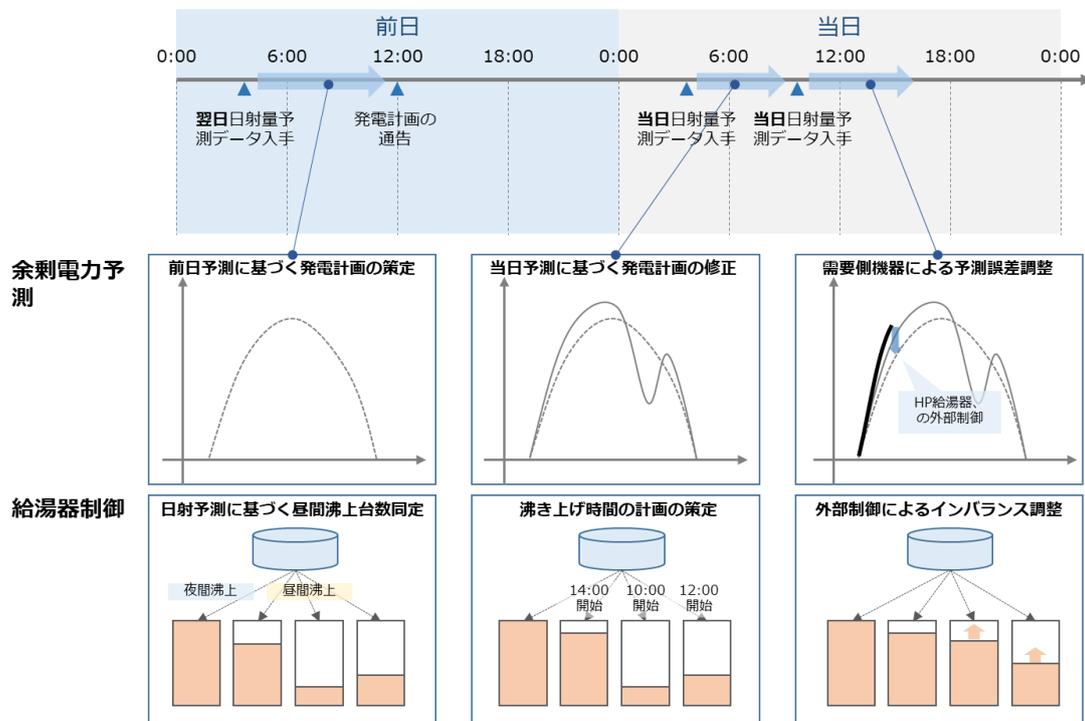


図 2-9 HP 給湯機を用いたインバランス制御の運用フロー

上記の通り、本年度の実証では毎日 AM 2:00、AM 8:00 の 2 回、以降 72 時間分の日射量予測データが更新されることとした。この場合、新電力会社が広域機関に対し計画を提出するタイミングで利用できる最新のデータは前日 AM 8:00 時点のデータとなる。

本検討ではこの時点の各種予測データを「(前日) 計画値」と呼び、当日になって AM 2:00、AM 8:00 の 2 回にわたって更新される最新の予想値を「(当日) 予測値」と区別して呼ぶこととする。一般的に「予測値」のほうが「計画値」よりも予測精度が高いと想定されるため、余剰電力の「計画値」と「予測値」に生まれた差異（＝インバランスの予想値）を最小化するような運転を行うことが今回の実証の主な目的である。

#### (4) 仮想的な世帯データの作成

需要機器を用いて卒 FIT 電源からの余剰電力量を制御するためには、太陽光発電設備が導入されている世帯の需要機器を制御する必要がある。しかし、本検討で得られる需要家データの中には、太陽光発電と HP 給湯機が同時に導入されている世帯として確認されたのは 1 件のみであった。

このため、太陽光発電が導入されている世帯（21 世帯）のデータと、HP 給湯機が導入されている世帯（10 世帯）のデータを下記の手順で機械的に組み合わせ、仮想的な世帯データ（10 世帯）を作成した（表 2-4、図 2-10）。

また、対象 10 世帯のうち、1 世帯は、実証期間中に住宅リフォームを開始したため、機器の使用を中断することとなったため、当該世帯を除いた 9 世帯を対象として実証を行った。

表 2-4 仮想的な世帯データの作成手順

- ① HP 給湯機導入世帯について、世帯構成人数をベースに降順で並べかえ。
- ② 太陽光発電世帯について、契約容量が大きい順番に並べ替え。ただし、契約容量が同じである場合は、太陽光発電設備の設備容量の降順で並べ替え。
- ③ 並べ変えた HP 給湯機世帯と太陽光発電世帯のデータを組み合わせ、仮想データを作成。

HP給湯機世帯		太陽光発電世帯	
世帯構成人数 (人)	HP運転方式	契約容量 (kVA)	太陽光発電設備容量 (kW)
6	給湯専用	12	9
5	フルオート通常	12	9
4	フルオート通常	11	9.4
4	給湯専用	10	7.2
4	フルオート通常	8	7.5
3	フルオート通常	8	5.04
3	フルオート通常	7	5.5
3	給湯専用	6	8.57
3	フルオート通常	6	5.5
3	給湯専用	6	4.9
		9	4.5
		6	4.5
		3	4.5
		9	3.9
		9	3.78
		9	3.69
		10	3.3
		9	3.16
		6	2.92
		6	2.42

今回は使用しない

図 2-10 仮想的な世帯データの構築方法

## 2.2.2 余剰電力予測手法の開発

既出の通り、インバランスは前日に立てた発電量の「計画値」と実際に余剰電力として計測された「実測値」の差分である。余剰電力を予測するためには、30分ごとのコマの世帯別の発電電力量と電力需要をそれぞれ世帯ごとに予測し、それを積算して余剰電力量を算出する必要がある（バランシンググループ全体の発電量合計値と電力需要合計値から余剰電力合計値を算出することはできない）。

そこで、本事業では、各世帯の太陽光発電の発電電力量を予測する太陽光発電モジュールと、各世帯の過去の電力消費パターンからそれぞれの時間帯（30分のコマ）における電力消費量を予測する需要予測モジュールを開発し、実装した。以下に各モジュールの概要を整理する。

### (1) 太陽光発電予測モジュール

住宅用太陽光発電システムのように、傾斜角や方位角が多種多様なシステムを取り扱う場合、それぞれの傾斜面への日射量を推計する必要がある。こうした傾斜面日射量について、水平面全天日射量（以下、全天日射量）より計算する手法はすでに開発され、様々な場面で適用されている。

そこで本事業では、既往文献等を参照しつつ、各コマにおける平面日射量の予測値を用いて各世帯のシステムの傾斜面日射量に換算し、システム性能係数（Performance ratio）を積算することで発電電力量の予想値を計算するモジュールを開発した。開発にあたっては、みやまスマートエネルギー社と契約している世帯のうち、太陽光発電を導入しており、HEMSから発電電力量が常時計測できる21世帯のデータを活用した。図2-11に太陽光発電予測モジュールの計算フローを示す。

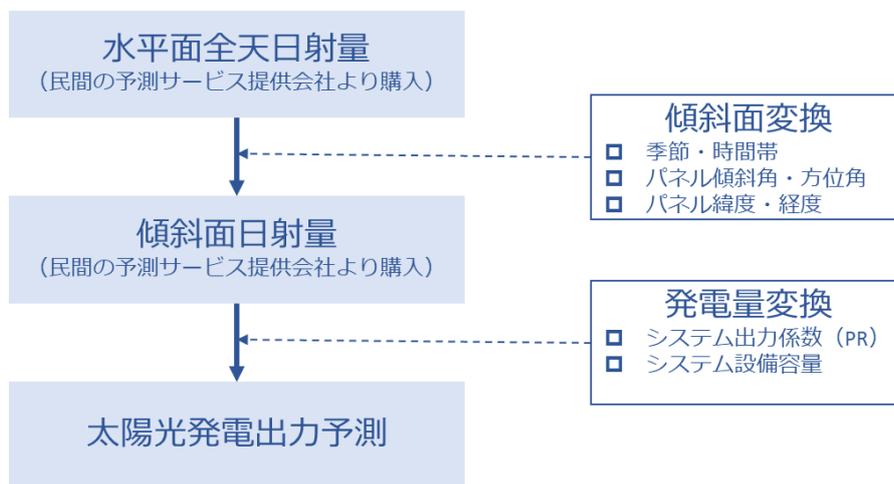


図 2-11 太陽光発電予測モジュールの計算フロー

## 1) 傾斜面変換

本モジュールにおける具体的な傾斜面日射量の推定手法は、Erbis らが開発した計算方法に依っている<sup>135</sup>。これは、日射量を斜面に直接降り注ぐ直達成分（太陽光球から直接地上に到達する成分）、大気中に含まれる水蒸気等で散乱し、様々な角度から入射する散乱成分、地上面からの反射成分の 3 つに分類してそれぞれ推計し、最終的に合算して算出する手法である。表 2-5 に傾斜面日射量の推計式を示す。

表 2-5 傾斜面日射量の推計式

まず、最初に全天日射量について直達成分と散乱成分に分解する。

$$H = H_d + H_b = I \sin h_s$$

$$\frac{H}{H_0} < 0.22 \text{ のとき}$$

$$\frac{H_d}{H} = 1.0 - 0.09 \frac{H}{H_0}$$

$$0.22 < \frac{H}{H_0} \leq 0.80 \text{ のとき}$$

$$\frac{H_d}{H} = 0.9511 - 0.1604 \frac{H}{H_0} + 4.388 \left( \frac{H}{H_0} \right)^2 - 16.638 \left( \frac{H}{H_0} \right)^3 - 12.366 \left( \frac{H}{H_0} \right)^4$$

$$\frac{H}{H_0} > 0.80 \text{ のとき}$$

$$\frac{H_d}{H} = 0.165$$

ここに、

$H_0$ : 大気外水平面日射量[kW/m<sup>2</sup>]

$H_d$ : 水平面散乱日射量[kW/m<sup>2</sup>]

$H_b$ : 水平面直達日射量[kW/m<sup>2</sup>]

$I$ : 法線面直達日射量[kW/m<sup>2</sup>]

$h_s$ : 太陽高度[rad]

である

次に、散乱成分と直達成分を用いて傾斜面日射量を算出する。

$$h_b = H_b \times \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

$$h_r = H \times p \times \frac{1 - \cos \theta_a}{2}$$

$$h_d = H_d \times \frac{1 + \cos \theta_a}{2}$$

<sup>135</sup> 松川洋、山田隆夫、塩谷正樹、黒川浩助（2004）「多面アレイ構造太陽光発電システムに対応したシミュレーション・ツールの開発」

ここに

$h_b$ :傾斜面直達日射量[kW/m<sup>2</sup>]

$h_r$ :傾斜面反射日射量[kW/m<sup>2</sup>]

$h_d$ :傾斜面散乱日射量[kW/m<sup>2</sup>]

$\theta_a$ :アレイの傾斜角[rad]

$\theta_z$ :天頂角[rad]

$\theta$ :入射角[rad]

$p$ :アルベド[%]

である。

なお、アルベドについては、NEDOの標準気象データベースの解説書<sup>136</sup>を参考に、積雪がない場合を想定して0.2を用いた。

## 2) システム性能係数

傾斜面日射量にシステム性能係数を積算することで、発電電力量が算出される。一般に、太陽光発電システムのPR (Performance Ratio:システム性能係数)の推定には、システムのAC/DC比率やパワコンのロス等のデータが必要となる。本実証において、これらのデータを入手することは場合によっては可能だが、データ収集のためのユーザーへの負担が大きい。また、今後の普及を考えると、個別のシステムに関するデータを細かく収集することは実務面で現実的ではない。加えて、(1)で述べた通り、各世帯から収集したこうしたデータは必ずしも正確であるとは限らない。

そこで、本モジュールでは任意の晴天時の日射量予測データと、発電量実績データを用いて、各世帯のシステムのPRを逆算し、各世帯のPR値のキャリブレーションを行うプログラムを組み込んだ。

---

<sup>136</sup> NEDO 新エネルギー部太陽光発電グループ (2015年12月) 「NEDO 標準気象データベースの解説書」

## (2) 電力需要予測モジュール

各世帯の電力需要は様々な要素の影響を受けると考えられる。既往の電力需要予測としては、重回帰やサポートベクター回帰などの回帰分析を用いた手法や時系列分析を用いた手法などが提案されてきた。例えば、森田らは、前日の同時刻の電力需要を予測値とする方法など、いくつかの簡易的な予測手法を提案したうえで、それぞれの予測手法の優位性が季節等によって変化することを指摘している<sup>137</sup>。

### 1) 電力需要予測手法

本事業ではこうした既往の電力需要予測手法や検討結果等を参考にしつつ、以下の4つの予測手法を用いることとした。また、森田らが指摘するように、予測モデルの当てはまりが、季節等によって変動する可能性があることから、直近日の需要予測結果と実績データのあてはまりをその都度確認し、誤差（MAE）が最小となるモデルを採用（毎日需要予測モデルを更新）することとした。以下に、需要予測モジュールに組み込んだ4つの電力需要予測手法とその計算フローを示す（表 2-6、図 2-12）。

表 2-6 電力需要予測の予測手法

予測手法	概要
予測手法①	多変量時系列モデル（VAR）と呼ばれる時系列解析手法を活用。過去2週間の時間帯別需要実績と気温データを入力。毎日0:00の時点で、48時間先（96コマ先）までの予測を実施。AIC指標を活用して最適なモデル次数を決定するアルゴリズムを構築。
予測手法②	上記と同様に多変量時系列モデル（VAR）を活用するが、AIC指標によるモデル次数決定を行わず、前日同時刻のデータが予測に反映されるようモデル次数を48に指定。
予測手法③	前日同時刻の電力需要をそのまま予測値とする方法
予測手法④	直近の同曜日の同時刻（7日前）の電力需要を予測値とする方法

\*AIC：統計モデルの良さを評価するための指標。

<sup>137</sup> 森田圭、真鍋勇介、加藤丈佳、船橋俊久、鈴置保雄(2017)「複数の簡易的なデータ参照方法の組み合わせによる翌日電力需要予測の検討」

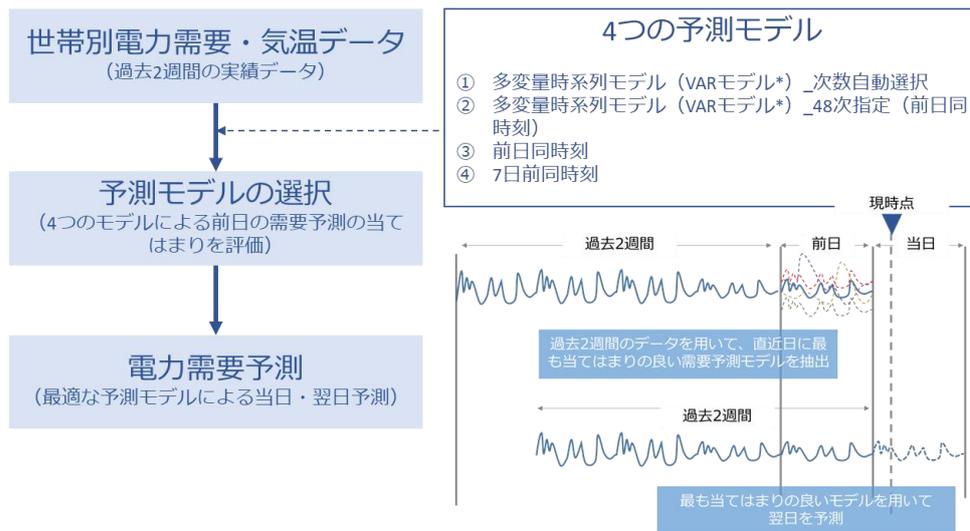


図 2-12 電力需要予測の計算フロー

上記の手法を用いて予測した世帯別の太陽光発電量、電力需要および余剰電力の予測値と実績値の比較例を図 2-37、図 2-38、図 2-39 にそれぞれ示す。

### (3) 予測精度の評価

発電量予測、需要予測、余剰電力予測の誤差を評価するにあたっては、評価パラメータとして ME (平均誤差)、RMSE (Root Mean Square Error : 平均二乗誤差)、および MAE (Mean Absolute Error : 平均絶対誤差) の 3 つを検討した。ME は予測値が実績値に対して大きいかどうかといった傾向を確認するのに有用であるが、誤差がプラスに現れる場合とマイナスに現れる場合の効果が相殺されてしまうため、誤差の程度 (大きさ) については RMSE および MAE といった指標を採用する必要がある。また、RMSE の方が MAE よりも外れ値 (大きなズレ) を、より大きな (深刻な) 誤差として扱う傾向があるため、インバランスの評価としては MAE が適していると考えられる。

また、MAE は発電の出力が大きくなるほど大きくなるため、誤差の大きさを比較することができない。そこで、それぞれのシステムの設備容量で除して基準化した値を誤差の評価指標として用いることとした (表 2-7)。

表 2-7 検討した誤差指標の計算式

$$ME = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (f_i - y_i)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (f_i - y_i)^2}$$

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n |f_i - y_i|$$

図 2-13 に、前日および当日の 2 つの時間帯における (AM2:00、AM8:00) 日射量予測に基づく発電量の計画値・予測値と実績値の基準化した MAE 値を、図 2-14 には、前日、当日の AM8:00 における余剰電力計画値・予測値の基準化 MAE 値をそれぞれ示す。(世帯別の誤差についてはそれぞれ図 2-40、および図 2-41 参照)

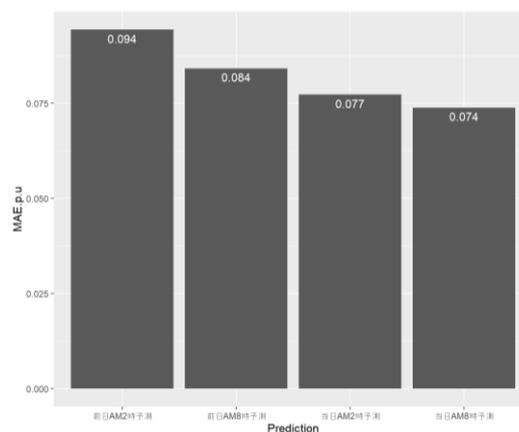


図 2-13 発電量の計画値・予測値と実績値の誤差 (世帯合計)

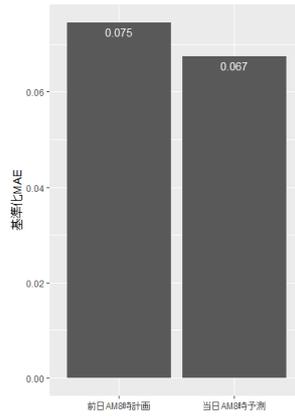


図 2-14 余剰電力の計画値・予測値と実績値の誤差（世帯合計）

図に示す通り、発電電力量および余剰電力の予測値は予測コマまでの時間が短くなるにつれて、精度が向上していることがわかるが、最新である当日 AM8:00 の予報値であっても大幅な改善とはなっておらず、一定の予測誤差があることがわかる。

上記の手法を用いて予測した世帯別の太陽光発電量、電力需要および余剰電力の予測値と実績値の比較例を図 2-37、図 2-38、および図 2-39 にそれぞれ示す。

## 2.2.3 需要側機器の外部制御手法の開発

### (1) データの入出力構造

図 2-15 は本事業における外部制御プログラムのデータ入出力のイメージを示したものである。図に示される通り、制御システムを運用するためには様々なサーバに格納データを必要なタイミングで収集し、制御実行者であるユーザーに適切に表示することが求められる。

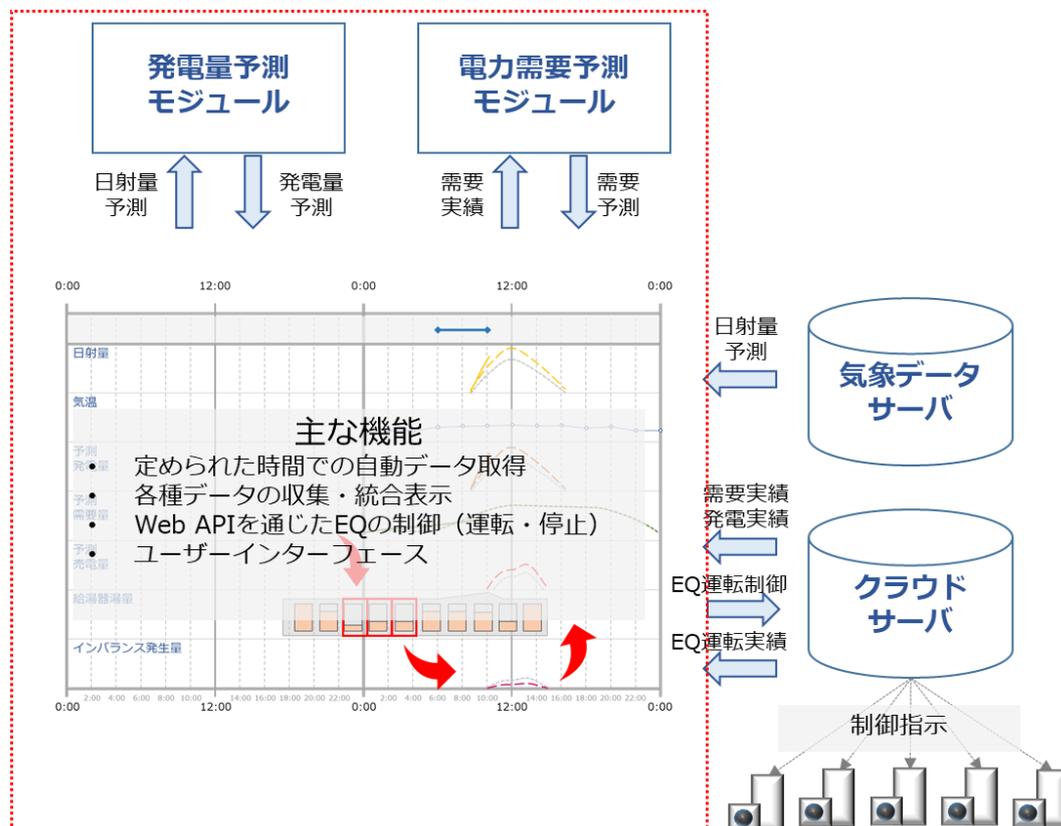


図 2-15 データの入出力構造のイメージ

本システムでは、クラウドサーバには5分間隔でアクセスし、太陽光発電の発電実測データや各世帯の使用電力量の最新実測データを取得することとした（ただし、クラウドサーバ上にアップロードされるデータは30分間隔のデータ）。

また、実証期間中の気象データサーバへのアクセスも5分単位とし、相手方のサーバへの負荷が過大になりすぎないように配慮しつつ、可能な限りリアルタイムでのデータが取得できる設計とした。また、HP給湯機の稼働状況については10分おきにデータ収集を収集している。

### (2) 湯量管理の考え方

HP給湯機の外部制御にあたっては、各世帯に設置されたHP給湯機の湯量管理に留意する必要がある。湯量管理の考え方としては、従来と同様にHP給湯機が持つ独自の湯切れ防

止機構を最大限活かす方法と、外部制御を行う地域新電力側で湯量をモニタリングし、湯切れしないようなアルゴリズムを外部制御に持たせる方法が考えられる（図 2-16）。

### 運転制御のパターン①：HP給湯機側が湯量管理

- 今後の普及展開を考え、**可能な限りエコーネットライトのWeb APIのプロパティの範囲内**で制御を行う。
- HP給湯機が有する湯切れ防止機能を最大限活用し、**湯量等の管理はPPS側では行わない**。

### 運転制御のパターン②：PPS側が湯量管理

- 需給管理やインバランス制御の自由度を高めるため、**湯量管理も含めてPPS側で制御**。
- エコーネットライトのWeb APIのプロパティにこだわらず、運用に必要なパラメータを取得。
- 常時、消費者の給湯需要やタンク貯湯量等を管理、制御するため、**HP給湯機の管理機能を無能化**。

図 2-16 湯量管理に関わる運転制御の考え方

後者の場合、湯量タンクのデータを常時モニタリングする必要があること、HP 給湯機メーカーによっては、こうしたデータの一部が提供されない可能性があることから、本事業では HP 給湯機が有する湯切れ防止機能を最大限活用した運用を目指すこととし、湯量等の管理は原則として PPS 側では行わないこととした。

### (3) インバランス制御のアルゴリズム

図 2-17 は本事業で開発したインバランス制御アルゴリズムである。まず、第一段階では湯切れリスクを最小化する観点から、本実証では余剰インバランスが発生すると予想されたときに昼間沸き上げを行う方向（下げ調整）の制御のみを実施し、前日に昼間沸上計画を策定したうえで、計画を停止する方向（上げ調整）は行わないこととした。

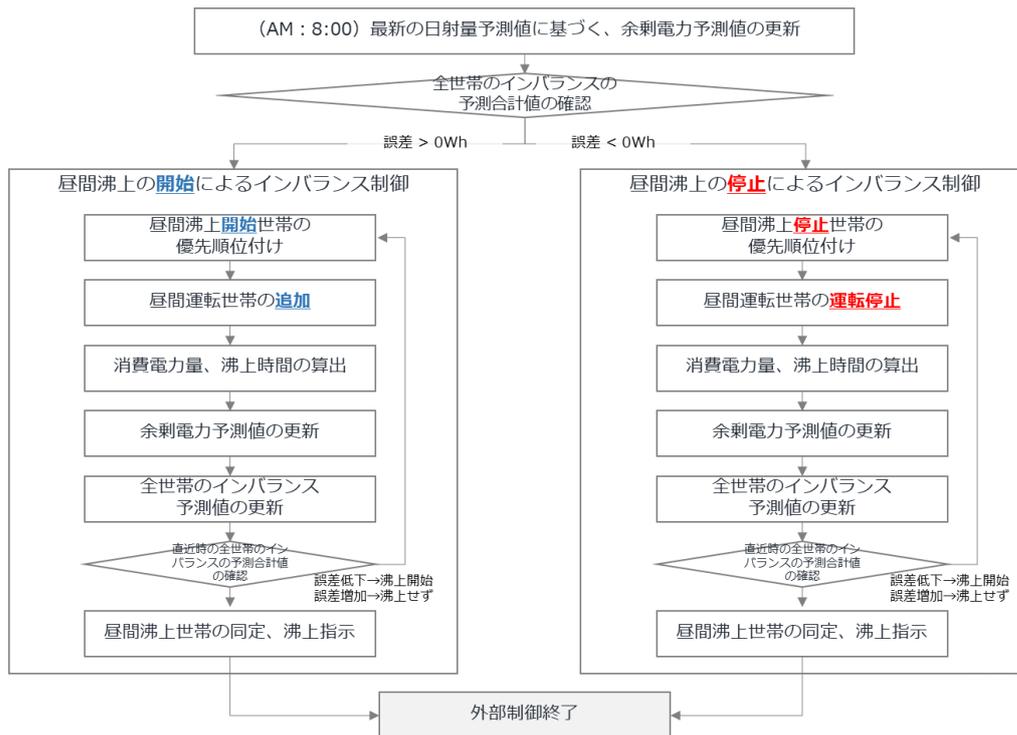


図 2-17 インバランス制御のアルゴリズム

#### ■ 沸上制御

- ① まず、当日の AM8:00 に気象予測が更新された時点で、48 コマの発電量、電力需要、および余剰電力の更新を行い、インバランスを算出。
- ② 全世帯のインバランス予測合計値を確認し、余剰インバランスが発生（当日予測値 > 前日計画値）すると見込まれる場合、昼間沸上を実施し、余剰電力の発生量を抑えるよう制御。
- ③ 制御にあたっては、湯量が少ない（湯切れリスクが大きい）世帯から優先的に沸き上げを検討。
- ④ 各世帯で外部制御による昼間沸上を実施した場合の、HP 給湯機の電力消費量、沸上継続時間を算出し、以後コマの電力消費量の予測値を更新。
- ⑤ 更新した余剰電力予測値をもとに全世帯のインバランス予想を合算し、インバランスが減少しているかどうかを確認。
- ⑥ インバランスが減少している場合、当該世帯の沸上を実施することとし、インバランスが減少しない場合は、実施しないこととする。

#### ■ 沸上停止制御

- ① 当日の AM8:00 に気象予測が更新された時点で、48 コマの発電量、電力需要、および余剰電力の更新を行い、インバランスを算出。
- ② 全世帯のインバランス予測合計値を確認し、不足インバランスが発生（当日予測値 < 前日計画値）すると見込まれる場合で、かつ外部制御による昼間沸上を実施している世帯がある場合、余剰電力の発生量が増加するよう、沸き上げを停止。

- ③ 制御にあたっては、湯量が多い（湯切れリスクが小さい）世帯から優先的に沸き上げ停止を検討。
- ④ 各世帯で外部制御による昼間沸上を停止した場合の、HP 給湯機の電力消費量の変化を算出し、沸上予定であった以後のコマの電力消費量の予測値を更新。
- ⑤ 更新した余剰電力予測値をもとに全世帯のインバランス予想を合算し、インバランスが減少しているかどうかを確認。
- ⑥ インバランスが減少している場合、当該世帯の沸上停止制御を実施することとし、インバランスが減少しない場合は、実施しないこととする。

#### (4) 外部制御プログラムのインターフェース

##### 1) 手動による沸上開始・停止外部制御

外部制御の実装に向けて、まずは手動による沸上制御のシステム開発を行った。図 2-18 に開発した手動による沸上制御・停止の Web システムインターフェースを示す。

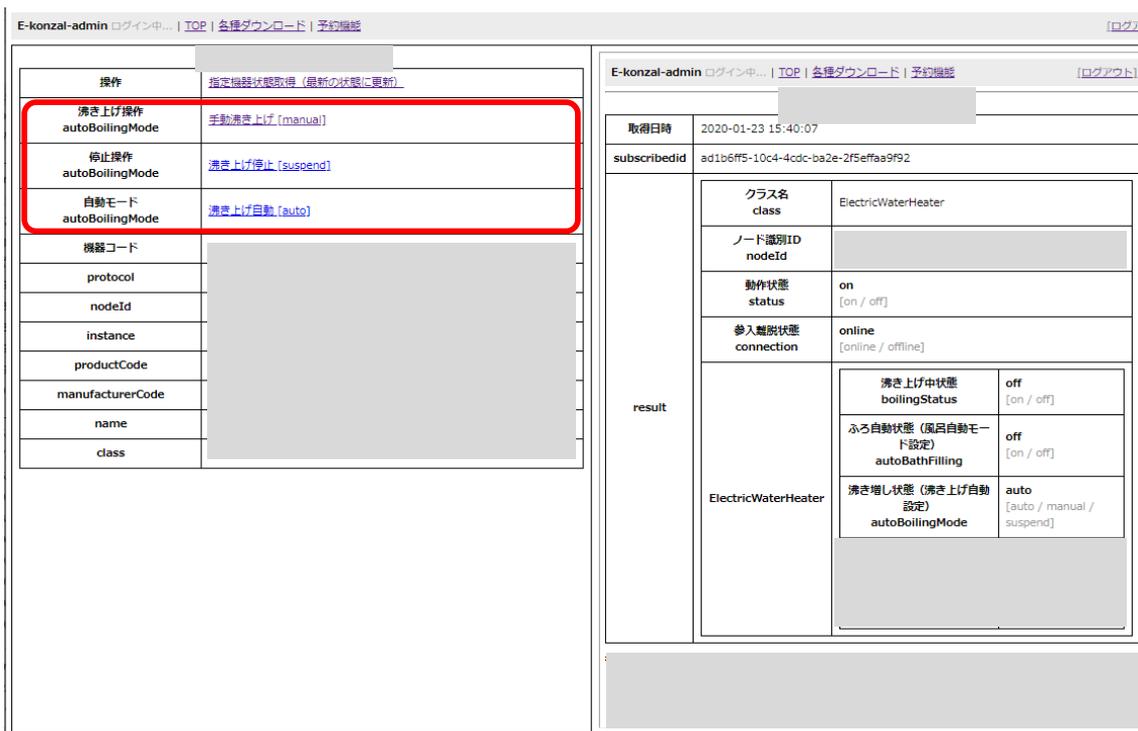


図 2-18 手動による沸上開始・停止制御の Web インターフェース

図 2-18 中の左表の 2 行目～4 行目の「手動沸き上げ[manual]」、「沸き上げ停止[suspend]」、「沸き上げ自動[auto]」を画面上でクリックすることで遠隔制御を行う。なお、開発した手動での沸上制御プログラムについては、ユーザーからの許可を得て、11 月

13日に動作確認を行い、意図したとおりに正常に動作したことを確認している(図 2-19)。

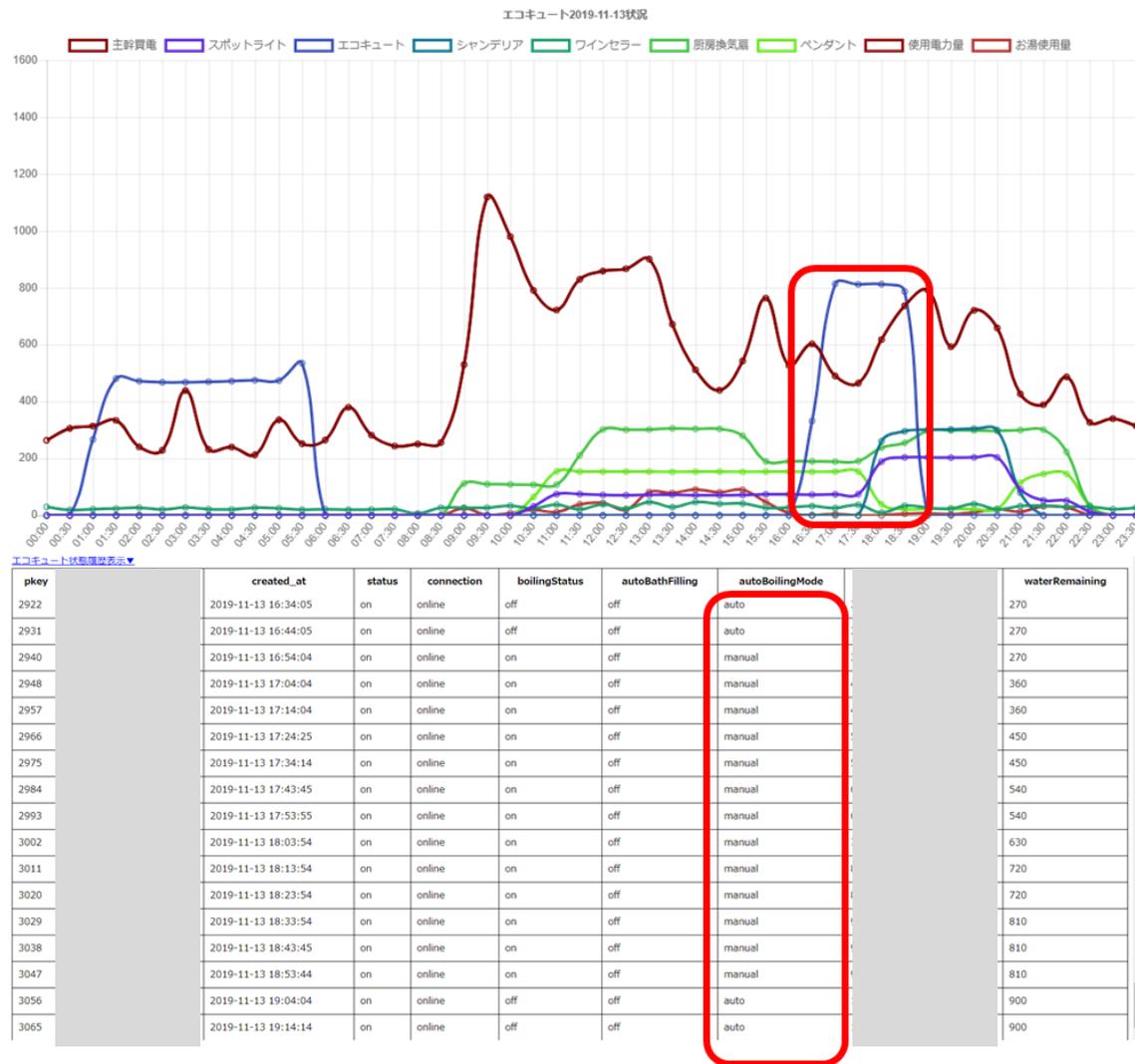


図 2-19 手動沸き上げ外部制御の動作確認 (2019/11/13)

## 2) 沸き上げ制御の自動化

手動による沸上開始・停止外部制御を踏まえ、インバランスの発生状況や予測データを見ながら、外部制御を自動化するプログラムの開発と実装を行った。同プログラムは AM8:00 の気象予測データ更新のタイミングで、外部制御の自動化プログラムを動作させ、インバランス予測値が小さくなるような制御を自動で行うプログラムであり、図 2-17 の制御フローを実装したものである。

計算が終わった時点で、実行予定時刻、対象機器、実行コマンド等が表示され、ユーザーが承認することでそのコマンドが実行される設計とした。本研究においては、自動制御プログラムが想定外のエラーやトラブルが発生した場合のリスクを考え、実証期間中は毎日コマンドを確認し、承認するプロセスを組み込んだ（表 2-8）。

表 2-8 自動沸上制御システムからの出力と承認プロセス

実行予定時刻 exec_date	給湯機タイプ	コマンド command	状態 status	自動制御
01/13 08:30	世帯7 フルオート通常	on 沸き上げ	承認待ち	<a href="#">承認する</a>   <a href="#">キャンセルする</a>
01/13 07:30	世帯9 給湯専用	on 沸き上げ	承認待ち	<a href="#">承認する</a>   <a href="#">キャンセルする</a>
01/13 07:30	世帯4 給湯専用	on 沸き上げ	承認待ち	<a href="#">承認する</a>   <a href="#">キャンセルする</a>

## 3) データの表示

### a. 太陽光発電量 (Wh)

太陽光発電の予測は前日 AM8:00 の時点で提供された日射量予測をもとに、発電量予測モジュールを用いて計算した「(前日) 計画値」(グレーの点線で表示) と、当日 AM8:00 前日の日射量予測データを用いて発電量予測を再計算した「(当日) 予測値」、さらには各世帯の HEMS から取得される太陽光発電量の実測値を足し合わせて計算する「実測値」を重ね合わせて表示した。

また、「(当日) 予測値」および「実績値」と「(前日) 計画値」の差、をそれぞれ「インバランス予測値」、「インバランス実績値」として棒グラフとして表示することとした。

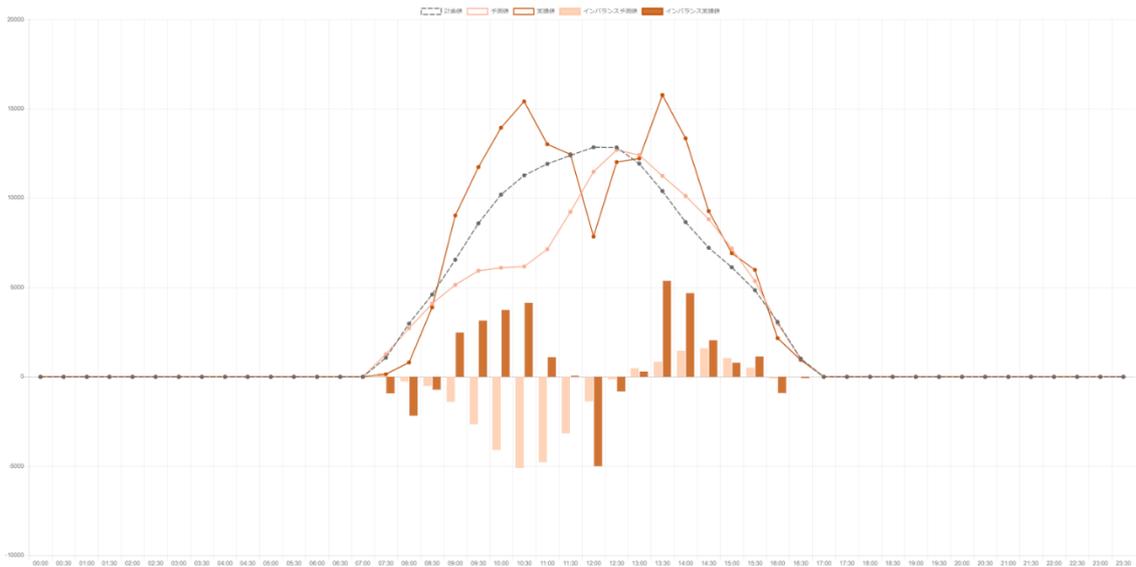


図 2-20 太陽光発電量の計画・予測・実績値およびインバランスの画面表示（全世界）

b. 電力需要量（Wh）

電力需要は、別途開発を進めている過去 2 週間の電力需要実績データや外気温データをもとに翌日の電力需要を推計する需要予測モジュールを用いて算出した。

なお、ここでいう電力需要は、実際の各世帯の電力需要そのものではなく、便宜上電力需要から、HP 給湯機の電力消費量を除いたものを表示していることに留意されたい。

このため、図 2-21 に示すとおり、本来 HP 給湯機が動いている夜間においては、計画値および予測値と実績値に乖離がみられる傾向にある。

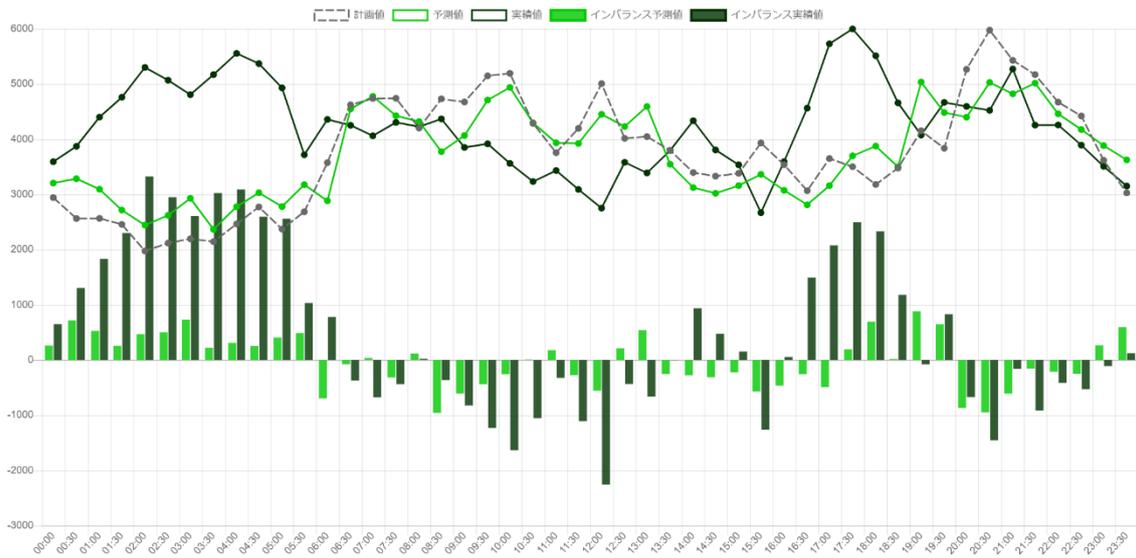


図 2-21 電力需要量の計画・予測・実績値およびインバランスの画面表示（全世界）

### c. 余剰電力量 (Wh)

前述の太陽光発電量予測値と電力需要予測値をもとに、「(前日)計画値」段階と「(当日)予測値」段階における余剰電力、さらには実測の余剰電力を表示することとした(図2-22)。

また、「(当日)予測値」、および「実測値」の「(前日)予測値」とのズレをそれぞれ「インバランス予測値」、「インバランス実測値」として表示した。

外部制御を行うユーザーはこの余剰電力のインバランス予測値を可能な限り抑制する(ゼロに近づける)よう、HP給湯機の制御を行うこととなるため、外部制御を行う日のトップページの最上段に余剰電力の推移グラフを表示している。

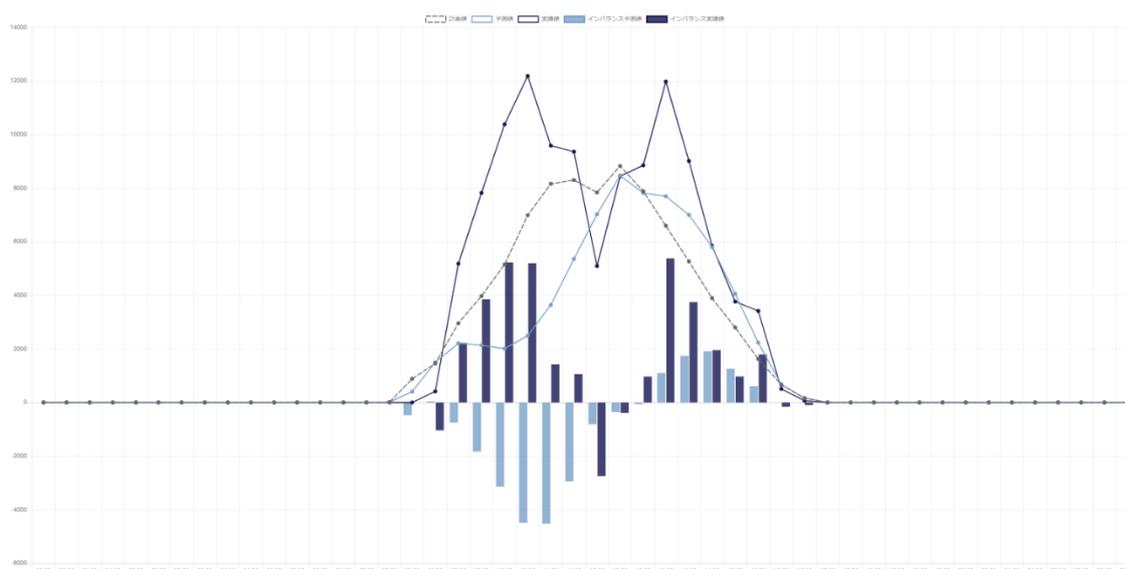


図 2-22 余剰需要量の計画・予測・実績値およびインバランスの画面表示(全世界帯)

### d. 個別世帯の表示

前述の通り、地域の新電力会社が制御する必要があるのは、バランスンググループ全体のインバランスであり、個別世帯のインバランスは本来管理する必要がない。他方で、本実証事業においては、発生したインバランスの要因の追及やHP給湯機の外部制御による電力消費量の変化の確認のために、個別世帯についても「太陽光発電量」、「電力需要量」、「余剰電力」を確認できる機能を付与した。それぞれのグラフの表示内容は基本的に全体を統合したグラフと同じである。

## 2.2.4 みやま市における実証

### (1) 実証試験の概要

開発したシステムを用いて、2019/12/16（月）～2019/12/23（日）にかけて、福岡県みやま市内の10世帯を対象にHP給湯機の外部制御の実証試験を実施した（図 2-23）。

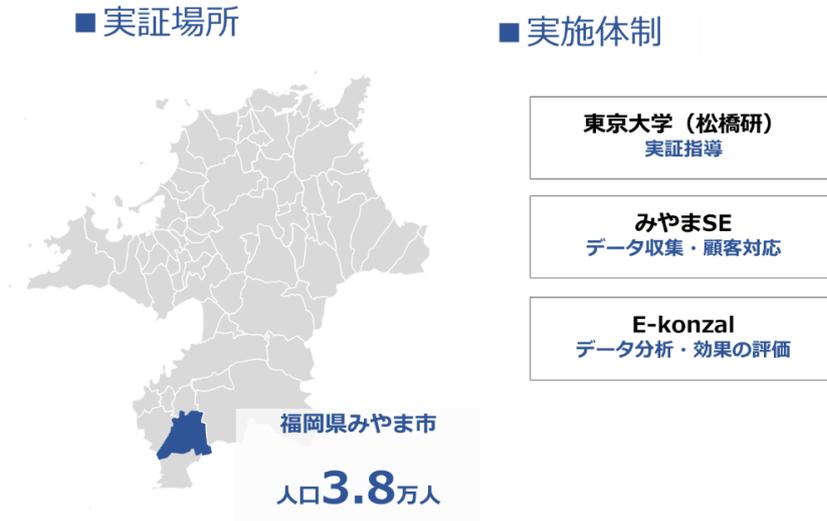


図 2-23 実証試験の概要

実証対象世帯の概要を表 2-9 に整理する。

表 2-9 実証対象世帯の概要<sup>138</sup>

契約容量	世帯 番号	世帯 人数	1人目			2人目			3人目			4人目		
			続柄	年齢	性別									
10 kVA	世帯 1	3	世帯主	70代	男	配偶者	70代	女	子	30代	女			
8 kVA	世帯 2	4	世帯主	70代	男	配偶者	70代	女	子	40代	男	子	40代	女
6 kVA	世帯 3	3	世帯主	70代	男	配偶者	70代	女	子	40代	男			
6 kVA	世帯 4	3	世帯主	40代	男	配偶者	40代	女	子	20代	男			
10 kVA	世帯 5	4	世帯主	50代	男	配偶者	50代	女	子	10代	男	子	10代	男
10 kVA	世帯 6	3	世帯主	60代	男	配偶者	50代	女	子	10代	男			
10 kVA	世帯 7	3	世帯主	70代	男	配偶者	70代	女	子	40代	男			
10 kVA	世帯 8													
8 kVA	世帯 9	4	世帯主	70代	男	配偶者	70代	女	子	50代	女	孫	20代	女

<sup>138</sup> 世帯 8 は一般の戸建住宅であるが、オフィス用途として民間企業に貸し出している物件のため居住者はいない。また、世帯 9 は電力消費量のデータは取得できているが、その他のデータ取得や外部制御ができない機種であり、今回の実証では制御を行っていない。

## (2) 実証結果

### 1) 外部制御プログラムの動作状況

図 2-42～図 2-49 は、各世帯の実証期間における自動沸上プログラムにおける生成コマンドとその実行状態、および HP 給湯機の沸上状態や電力消費量、残湯量等の時系列推移である。図に示される通り、開発したプログラムによって概ね正常に外部制御できたことが確認された（実証期間中の世帯別の HP 給湯機の動作状況については図 2-42～図 2-49 参照）。

図 2-43、および図 2-48 には外部制御の実行コマンドにはない「手動沸き上げ」が実施された痕跡がみられるが、これは湯切れを確認したユーザーが操作パネル上で別途沸き上げ指示を出したものと推察される。

一方で、実証期間において一部、人為ミス（12/23）が発生した。これはプログラム上で自動作成され沸き上げ指示に対し「承認」するプロセスが遅れたためである。また、時間内に承認を行っても、通信の関係上、直前の指示は通らないケースも確認された。こうした人為的なエラーの可能性を今後可能な限り排除していくことを目標に、システム開発を行っていく必要がある。

また、既出の通り本年度は実証の全体のデザインとして、HP 給湯機の沸上方向のみの制御を実施し、計画していた沸き上げの「沸き止め」制御は行わなかった。これは、冬季における HP 給湯機のユーザーの「湯切れ」を可能な限り防止する目的で行った判断である。しかしながら、実証期間中の HP 給湯機の動作を確認したところ、夜間に通常の沸上を行った後も、沸上は可能である場合が多いことが明らかとなった。（詳細は(3)参照）

このほか、昼間沸上時の電力消費量や沸上継続時間等についても、シミュレーションにおける想定を見直す必要性が示唆された。

## 2) 外部制御によるインバランス削減効果

図 2-24 は、余剰電力の当日予測値が AM8:00 に更新された際に、発生すると計算されたインバランス予測値（当日予測値 [HP 給湯機制御前] - 前日計画値：黒線）と、外部制御プログラムによって HP 給湯機を駆動させた後のインバランス予測値（当日予測値 [HP 給湯機制御前] - 前日計画値：（赤線））を示したものである。

グラフに示される通り、最新の予測データに基づいて余剰インバランス（下に凸の山）が期待したとおりに解消できていることがわかる。

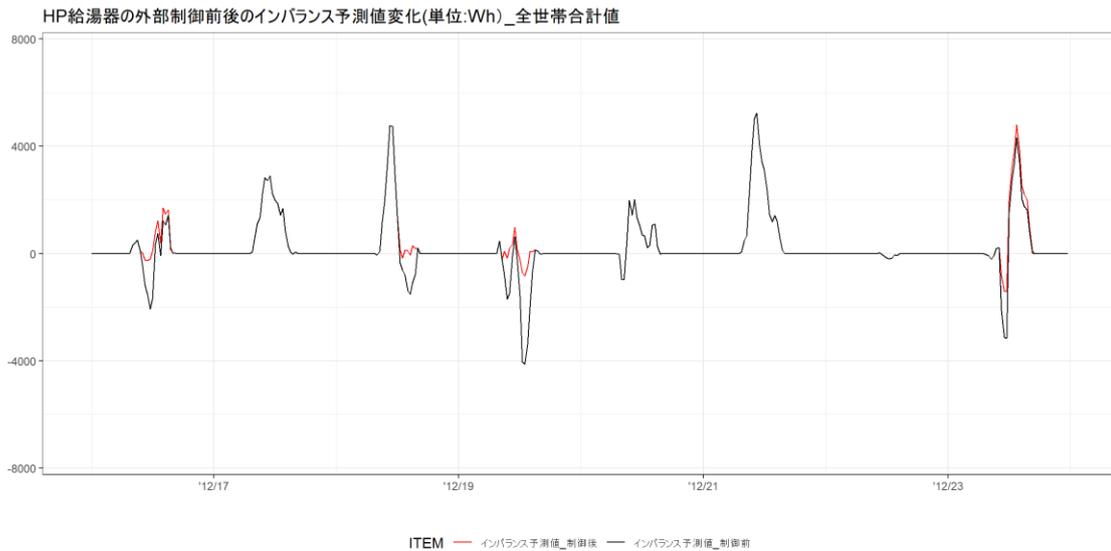


図 2-24 HP 給湯機の外部制御前後のインバランス予測値変化(単位:Wh)\_全世界合計

一方で、図 2-25 は、HP 給湯機によるインバランス制御を行わなかった場合のインバランス実測値（当日予測値 [HP 給湯機制御なし] - 前日計画値：黒線）と HP 給湯機によるインバランスを行った場合のインバランス実測値を求めたものである。図に示す通り、AM8:00 の時点で予測されたインバランスと実際の発生量の乖離が大きく、制御によって「逆効果」（12/19 の上に凸の山）につながってしまった時間存在するなど、実測ベースでは必ずしも効果的にインバランス抑制につながっていない結果となった。

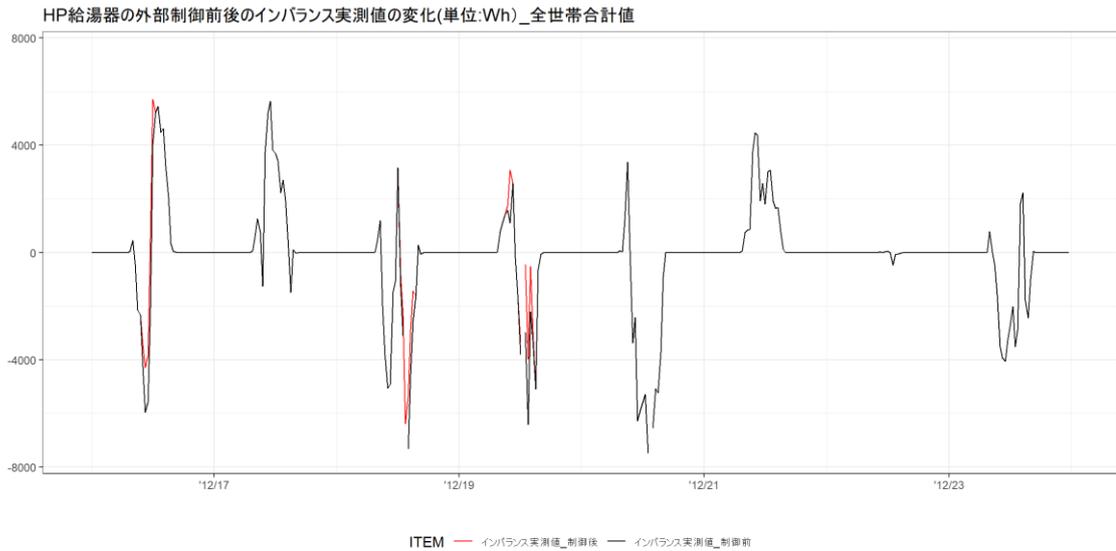


図 2-25 HP 給湯機の外部制御前後のインバランス実測値変化(単位:Wh)\_全世帯合計

図 2-26 は各世帯における実際の余剰電力の実測値に対する、前日計画値 (AM8:00)、HP 制御前の当日予測値 (AM8:00)、と HP 制御後の当日予測値の基準化 MAE を示したものである。図中の右下にある世帯合計値を見ると、HP の外部制御によってインバランスは減少しているものの、その効果は限定的となっている。

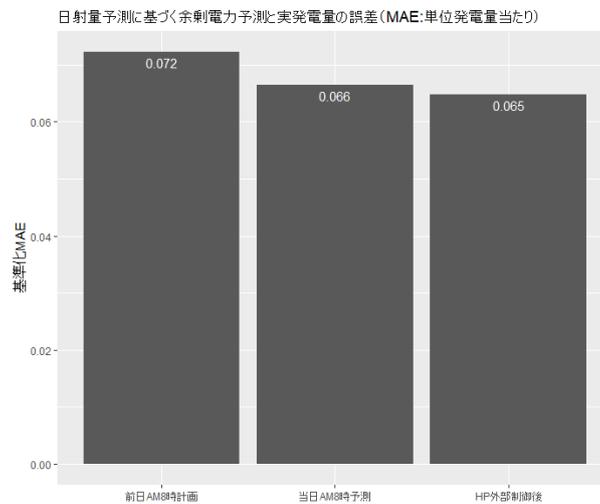


図 2-26 HP 実証期間における余剰電力量の予測誤差 (世帯合計 : 基準化 MAE (%))

これらの結果から、HP 給湯機は運用者の意図通りにある程度作動させることができるが、より効果的にインバランスを制御するためには、太陽光発電の日射量予測そのものの精度を大幅に改善する手法を検討する必要があるといえる。

### (3) 実証を踏まえた外部制御手法改善

#### 1) 外部制御プログラムの改善の方向性

実証段階では、夜間に通常の沸上を行った後は沸上余力がないものと想定し、システム開発を行っていた(図 2-27)が、実証期間における HP 給湯機の動作を確認したところ、夜間に通常の沸上を行った後も、沸上は可能である場合が多いことが明らかとなった。

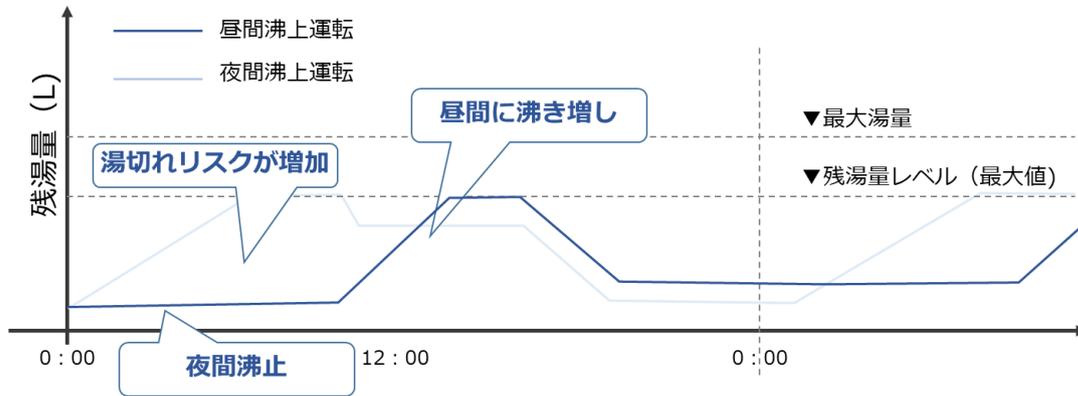


図 2-27 当初想定した昼間沸上制御イメージ

これは、夜間運転をベースとした場合であっても給湯需要が少ない世帯は夜間沸上直後も沸上余力を保有している場合が多いと換言できる。その場合、昼間沸上を実施するために、夜間の沸上を抑制する必要がない。このため、湯切れリスクを最小限に抑えながらの昼間沸上運転を制御が可能となり、不足インバランスへの対応も可能になると考えられる。そこで、これまでのプログラムを見直し、不足インバランス制御のプログラムを組み込んだ。具体的には、一部の世帯は昼間(手動)沸上を前提として計画(夜間は自動運転モードで運転)しておき、不足インバランスが発生した時には、計画していた昼間沸上を停止する運用である(図 2-28)。

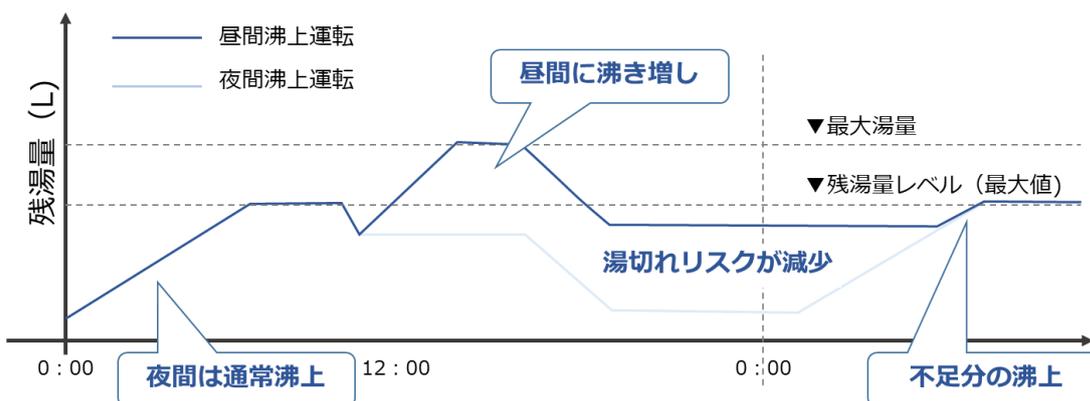


図 2-28 実証を踏まえて更新した昼間沸上制御イメージ

## 2) 前日天気予報による昼間沸上台数の決定方法

上記のプログラム改善を実施するためには、前日の計画策定時に昼間沸上を行う台数と機器を決め、それによる電力消費量の増加を計画に組み込んでおく必要がある。また、上げ調整力と下げ調整力の両方を具備するためには、日々の天候予測によって、計画策定時ににおける昼間沸上台数を変動させることが望ましい。

具体的には、前日の予報値が晴天であった場合、予報がはずれて曇りや雨天になると大きな不足インバランスが発生する。このため、できるだけ多くの HP 給湯機を昼間に沸き上げる計画を立てておき、予報が外れた場合の上げ「調整力 = 昼間沸上計画の停止」余力を備えておくことが有効であると考えられる。逆に、曇りや雨天など日射量が小さい予報となっている場合は、できるかぎり昼間沸上台数を抑え、インバランス発生時に沸上制御を行うことでインバランスの調整力が高まる（図 2-29）。

### 晴天時の場合

- 余剰電力の予測誤差としては、出力が低下する方向（思ったほどは晴れなかった）に出やすいため「上げ調整力」が求められる。
- 余剰電力の「上げ調整力」のためにはHP給湯器の電力需要を下げる（沸き止める）余力が必要。
- 昼間沸上台数を多く確保

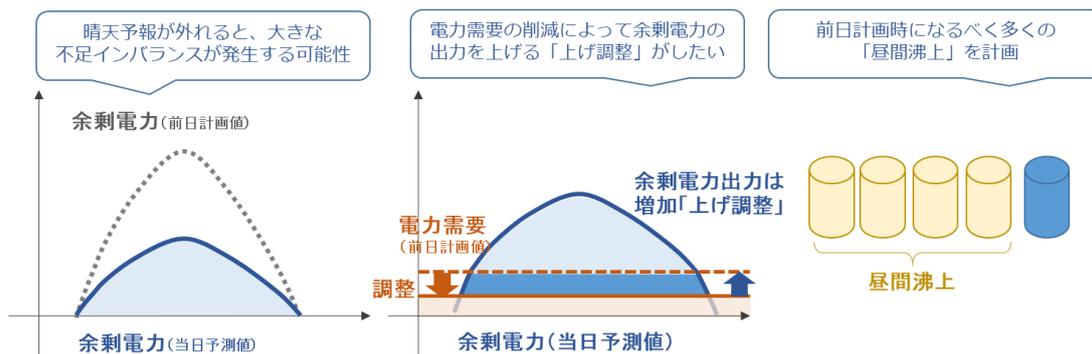
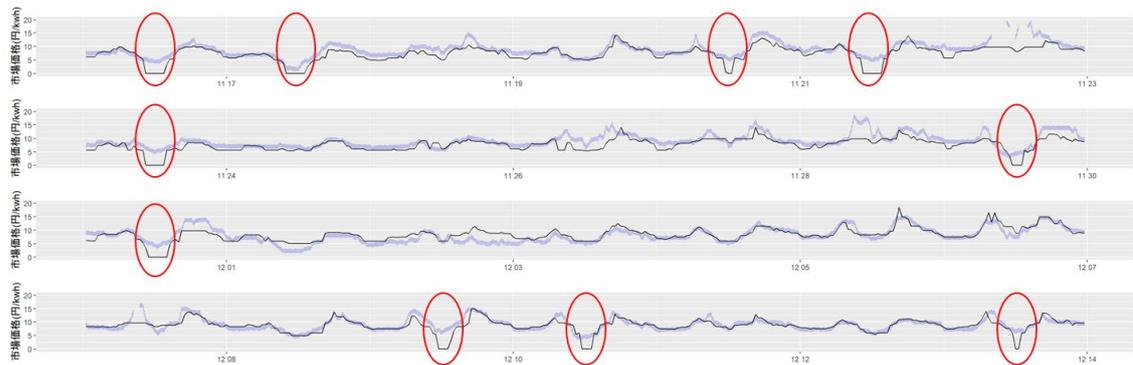


図 2-29 昼間沸上台数の決定の考え方（晴天予報時）

なお、晴天時に多く昼間沸上台数を計画することは、地域新電力にとっても経済面でのメリットが大きいと期待される。図 2-30 は実証期間における JEPX の九州エリアプライスおよびインバランス費用を示したものであるが、太陽光発電の発電量が大きい晴天時昼間の時間帯の市場価格はゼロ円となっている日も多くなっている。こうした、電気代が安価な時間帯に湯を沸かすことによって、電力調達コストの削減につながると考えられる。



\*黒の実線はJEPX九州エリアプライス、青の帯はインバランス料金（上限が不足インバランス、下限が余剰インバランス）

図 2-30 九州エリアにおける JEPX エリアプライスとインバランス料金  
(2019/11/16~2019/12/15)

そこで、本事業では、天候予測の上振れ、下振れリスクを回避する昼間の沸上台数の決定方法として、晴天度合いを評価する指標「晴天指標」を導入し、以下の計算式に基づいて昼間沸き上げ台数を決定することとした（表 2-10）。

表 2-10 晴天指標に基づく昼間沸上台数決定方法

<p>■晴天指標: <math>W_I</math></p> <p>晴天指標を以下の通りに定義</p> $W_I = \frac{H_{day}}{H_{0\_day}}$ $W'_I = W_I * W_{I\_max}$ <p>ここに</p> <p><math>H_{0\_day}</math>: 大気外水平面日射量の日積算値[kW/m<sup>2</sup>]</p> <p><math>H_{day}</math>: 水平面日射量の日積算値[kW/m<sup>2</sup>]</p> <p>■昼間沸き上げ台数: <math>N</math></p> $N = N_{max} \times \frac{W_I}{W_{I\_max}} \quad (\text{ただし、小数点未満は切り捨て})$ <p>ここに</p> <p><math>N_{max}</math>: 制御可能な HP 給湯機の最大台数</p> <p><math>W_{I\_max}</math>: 対象期間 2019/11/16~2019/12/16 における <math>W_I</math> の最大値 (≒0.75)</p>
--

図 2-31 に対象期間における日射量と晴天指標( $W_I$ )の対応関係を示す。

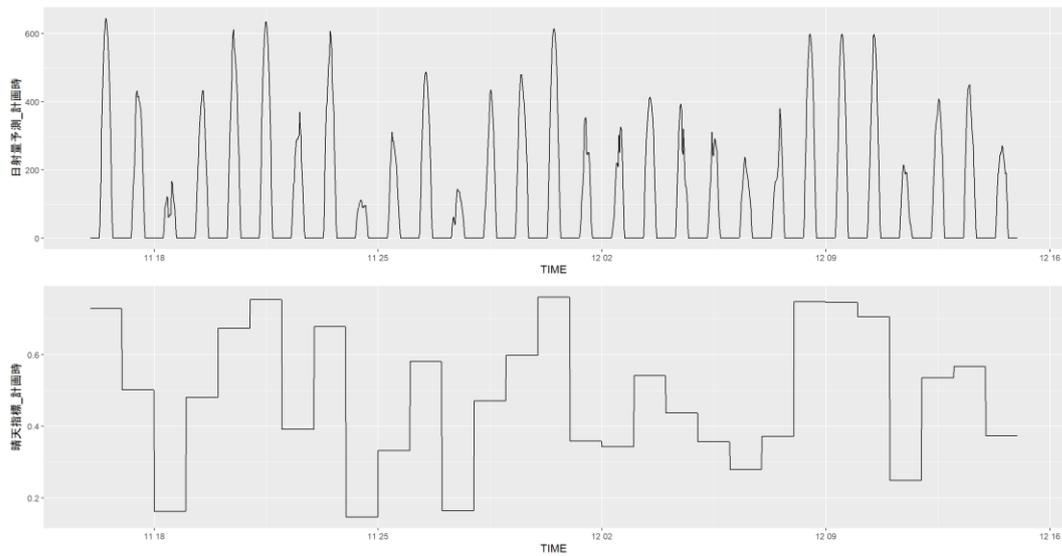


図 2-31 対象期間における日射量と晴天指標の対応関係

上記のようなインバランス制御のためのプログラムの変更を行ったうえで、インバランスの発生量を再度計算した。その結果、上げ調整/下げ調整について、シミュレーション上ではどちらも期待通りに抑制される方向の調整ができていることが確認できた(図 2-32)。

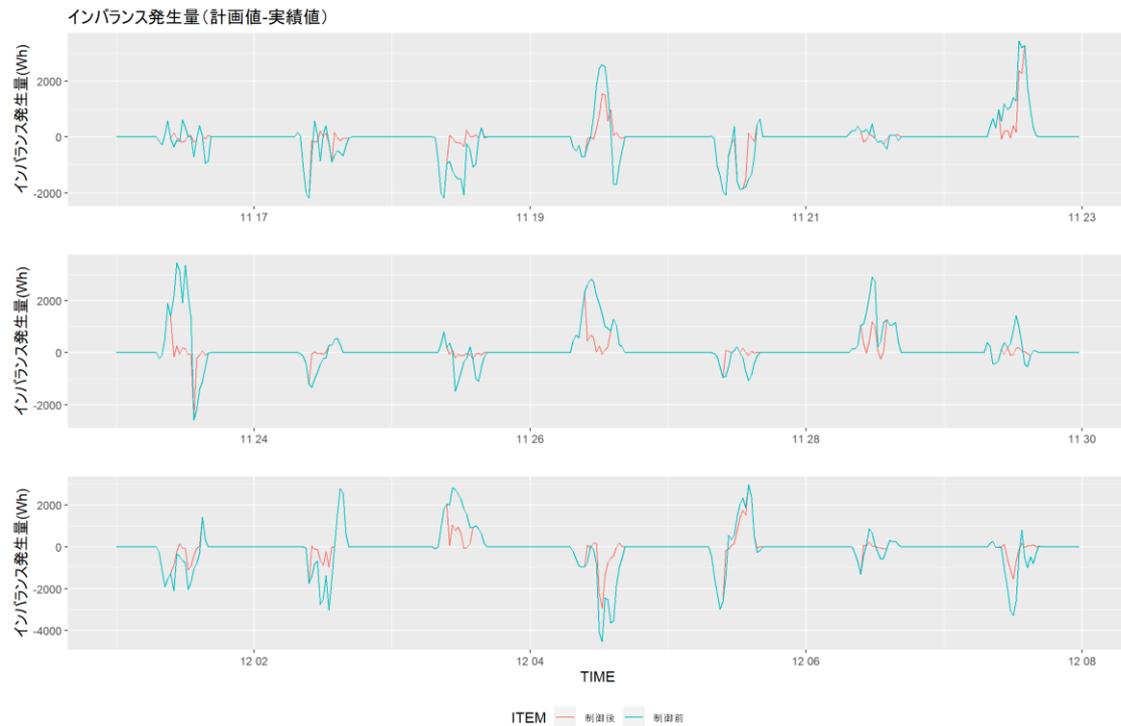


図 2-32 プログラム改善後のインバランス発生量

## 2.2.5 地域新電力の経営へのインパクト評価

### 1) 経済性評価の考え方

これまでのシミュレーション結果を踏まえ、実証後に改善したプログラムでHP給湯機を制御した場合の経済性の評価を行った。なお、実際の事業における経済性は地域新電力会社と制御を行う家庭との売電契約単価や、太陽光発電の余剰電力の買電契約単価等によって変動し、試算の前提条件によって結果が大きく変わると考えられる。

そこで、本検討ではこうした各新電力会社が固有に設定する取引金額の影響を受けない、電力市場と地域新電力間の断面のお金の流れのみに着目して経済性評価を行った(図 2-33)。

- PVの買取価格の設定により、地域新電力の収益は変動⇒地域新電力と家庭は利益相反の関係
- JEPXと地域新電力のやり取りはPVの買取価格によって影響を受けないため、この断面での費用で評価

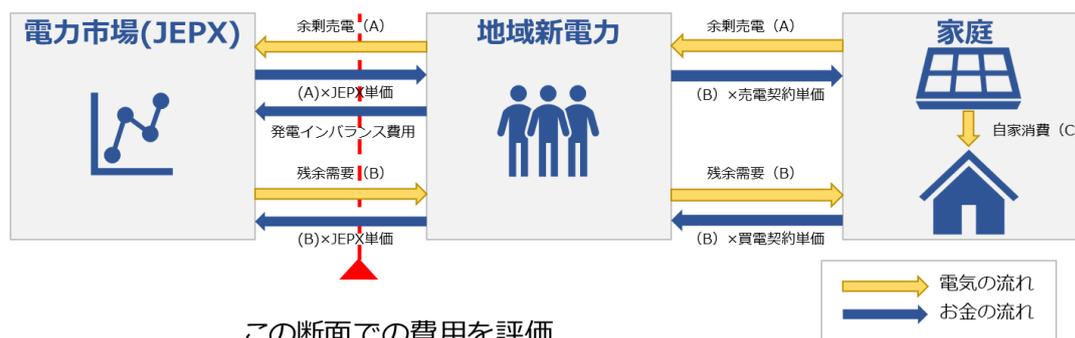
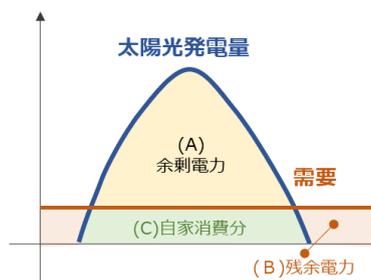


図 2-33 経済性評価の考え方

### 2) 試算条件

経済性評価の試算条件は表 2-11 の通りである。

表 2-11 経済性評価の試算条件

項目	試算条件
対象期間	30日間 (2019/11/16~2019/12/15)
世帯数	対象9世帯の総費用と売電収益の総和(託送料等は含まず)
金額	消費税込み

### 3) 評価結果

図 2-34 は、HP 給湯機の外部制御を行わない場合（HP 制御前）と、行った場合（HP 制御後）の地域新電力会社と JEPX 市場との断面における支払総額の変化を示したものである。また、HP 給湯機の外部制御を行わないものの、卒 FIT 電源の余剰電力を誤差なく予測できた場合（完全予測）ケースも参考までに示した。

図に示される通り、HP 制御前後によって1か月間で約4,000円（9世帯合計）のコスト低減が実現できるという試算結果となり、完全予測ケースよりも経済メリットは大きかった。これは対象期間における総費用の13%が低減できたことに相当する。こうした経済メリットの大部分は市場単価の安い時間帯への需要シフトが寄与している。

これらに加えて、こうした昼間の再エネ需要を吸収するような制御が可能となれば、系統の出力抑制を緩和できるなど社会全体でのメリットは大きい。ただし、現状では、新電力のような外部制御を実施する主体と、出力抑制緩和によってメリットを受ける主体（メガソーラー等の発電事業者等）が異なっており、相互をつなぐスキームがないことが課題であるといえる。

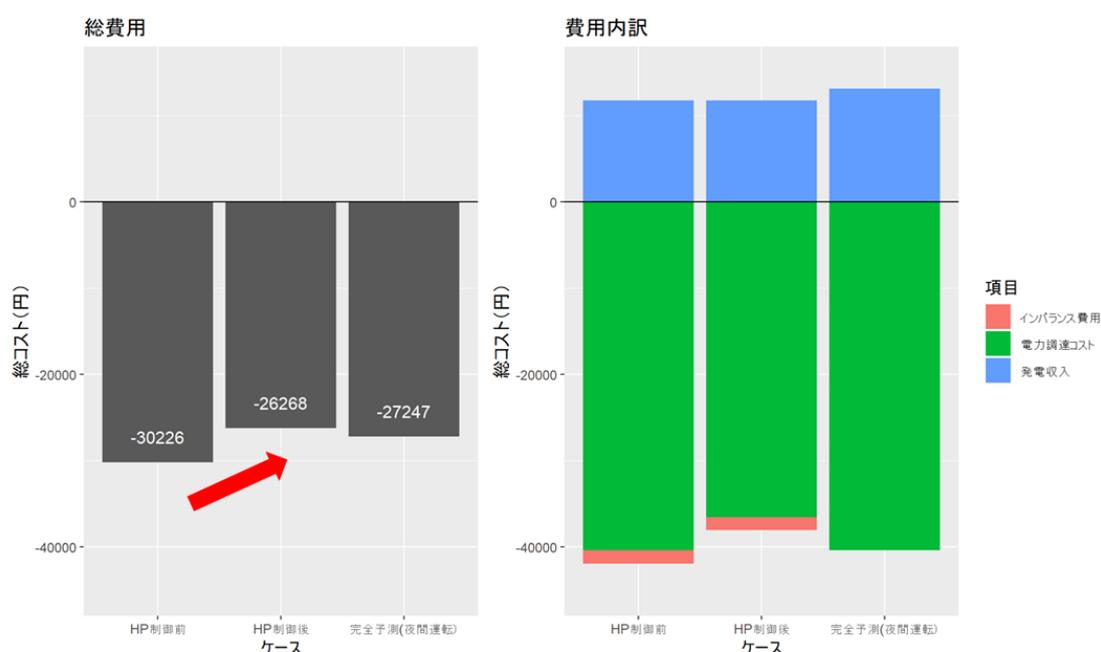


図 2-34 HP 給湯機の外部制御による経済性評価

なお、本事業を通じて改善を目指したインバランス費用については、全世帯を合計しても140円ほどのメリットであり、全体のインパクトとしては大きくない結果であった。これは、主に現行のインバランス制度では、インバランス発生によるペナルティが小さいこと、当日8時の時点の予測精度が十分に高くないことに起因する。

他方で、2022年には、需給ひっ迫時に追加的なインバランス費用を付加する制度となることが決定している。一般送配電事業者の予備率等の条件にもよるが、こうしたインバランス料金は最大200円/kWhにまで引き上げられることとなっており、その際にHP給湯機の運用が可能であれば大きなメリットとなる。

なお最大料金の200円/kWhはあくまで暫定的な措置としての料金設定であり、制度設計

の委員会では、最大インバランス料金は 1900 円/kWh にするという議論もあった。また、電力・ガス取引監視塔委員会事務局の中間とりまとめ資料においても、「将来的（2024 年度）には補正料金算定インデックスを各一般送配電事業者等の予備率（広域予備率）と一本化することを目指す」ことが明記されている。

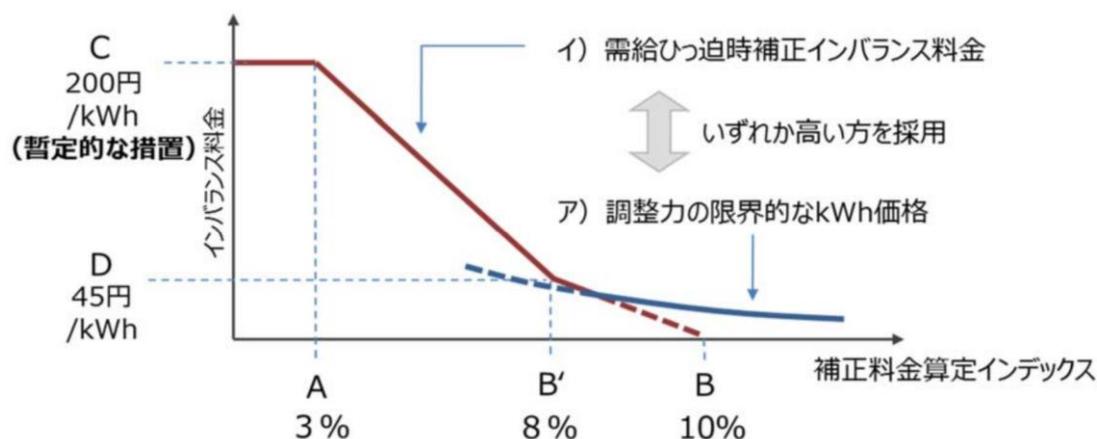


図 2-35 2022 年以降のインバランス料金

（出典）電力・ガス取引監視塔委員会事務局（2019 年 12 月）「2022 年度以降のインバランス料金制度について（中間とりまとめ）」

本年度の検討の対象エリアである九州エリアは、需要に対して供給力が比較的大きいエリアであるが、東日本などの需給ひっ迫エリアの新電力事業者等はインバランス料金への対応が特に重要になると考えられる。電力広域機関が公表している広域的予備率の年間分布のグラフによると東日本（50Hz）エリアにおいてひっ迫融通を発動したときの予備率が 8%以下となるコマ数は 2016 年度が約 15 コマ、2017 年度は約 90 コマ、2018 年度は約 60 コマとなっている（図 2-36）。

仮に、需給ひっ迫時のインバランス料金を 122.5 円/kWh（200 円/kWh と 45 円/kWh の平均値）とし、100 件程度の HP 給湯機の外部制御が可能であるとすると、当該時間の制御だけで年間最大 9.2（2016 年度）～55.1 万円（2017 年度）のメリットとなる<sup>139</sup>。

$$551,250 \text{ 円} = 122.5 \text{ 円/kWh} \times 0.5\text{kW/ (世帯・コマ)} \times 90 \text{ コマ(2017 年度)} \times 100 \text{ 世帯}$$

また、将来的に最大料金が 1900 円/kWh にまで引き上げられた場合は、インバランス費用も約 10 倍となり、極めて大きな経済的インパクトとなると考えられる。このように、本事業で開発したようなインバランス制御機能を具備しているかどうかによって、地域新電力における経営のリスク低減にも寄与しうることが示唆された。

<sup>139</sup> HP 給湯機の 1 台当たりの出力を 0.5kW/コマとし、これがすべてインバランス低減に活用できた場合を想定。

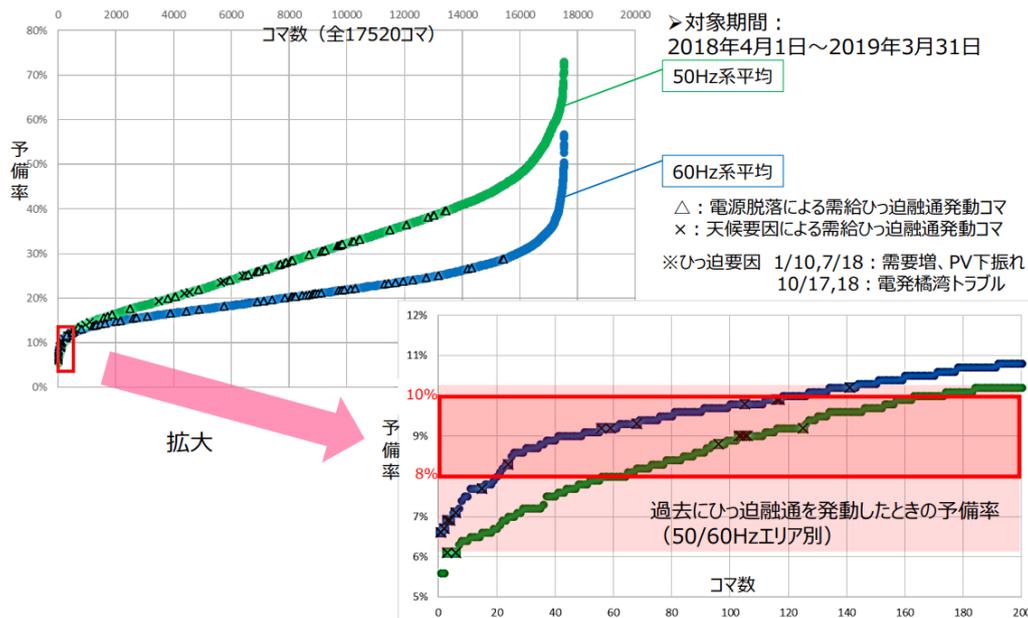


図 2-36 2018 年度の広域的予備率年間分布

(出典) 電力広域的運営推進機関 (2019 年 6 月) 「インバランス料金制度の見直しについて」

## 2.2.6 まとめ

実証により、HP 給湯機の運転特性を踏まえたより効果的なインバランス制御方法を開発した。また、その経済性を評価したところ、現行制度下では、インバランス単独での経済性は限定的であったが、昼間の市場価格の低減メリットとあわせることで経済メリットを生み出しつつ、インバランスの低減ができることがわかった。また、2022 年度以降の制度変更を見据えると、こうしたインバランス制御による経済効果はますます増加することが想定される。

今後、本事業で開発したシステムを実用化させるためには、特に日射量予測の誤差を低減するための取り組みが不可欠であると考えられる。既に市場には、簡易的な手法で日射量を実測する手法も開発されている。こうした技術を最大限活用しつつ、インバランスの発生状況をリアルタイムでモニターできれば、最初の 15 分に発生したインバランスを残りの 15 分で補正するなどの柔軟な運用も可能になり、さらに実用的なシステムになると考えられる。

## 2.2.7 参考：世帯別データ

### 1) 各種予測モジュールの出力結果と実績値の比較

#### a. 太陽光発電予測モジュールの出力例

開発した太陽光発電予測モジュールを用いて推計した発電量の前日計画値と、実測値を比較した例（期間：2019/11/16～2019/11/22）を図 2-37 に示す。図に示されるとおり、晴天時における予測はおおむね妥当となっているものの、曇天時・雨天時は誤差が大きく、また誤差が同じ方向に表れやすい傾向が見て取れる。

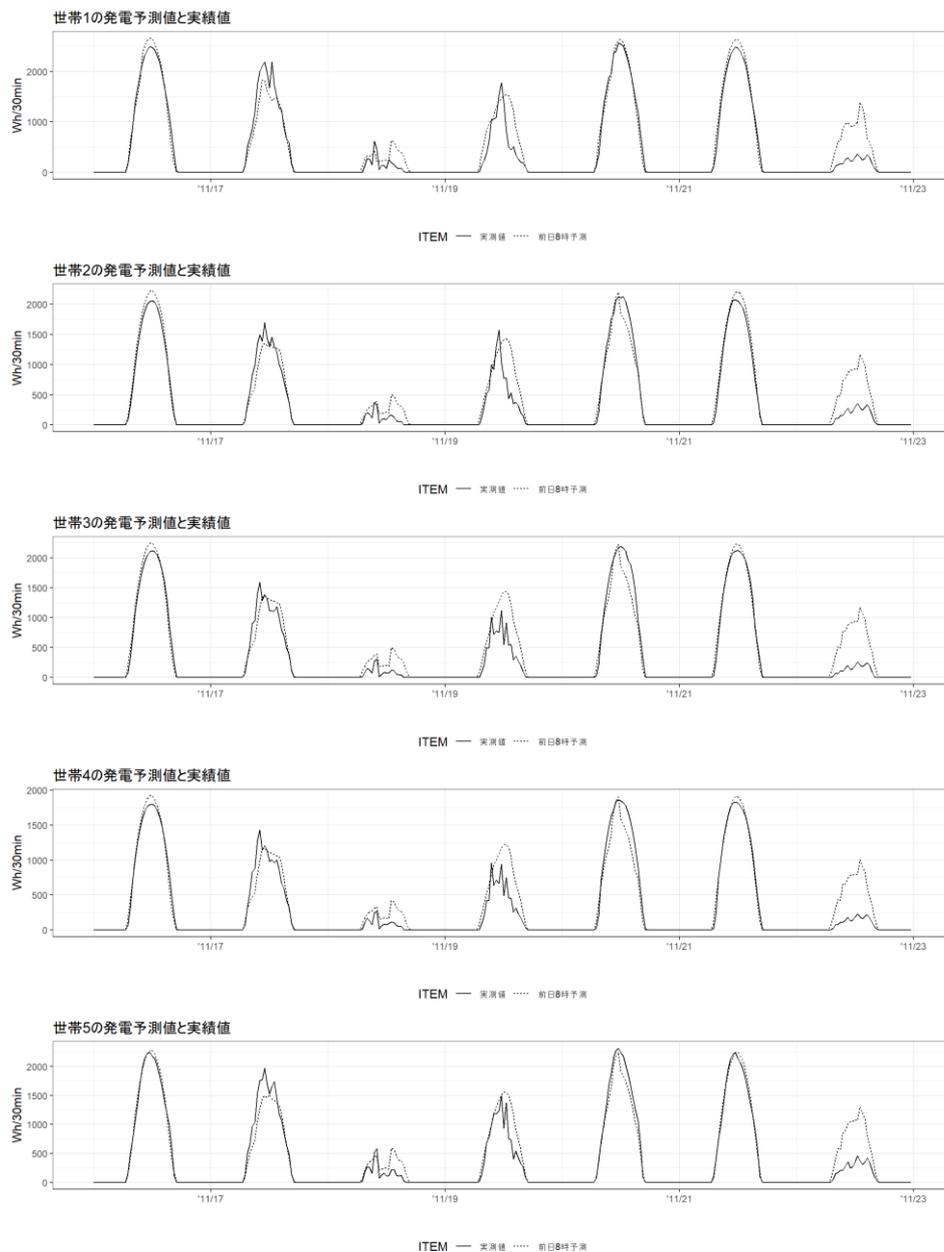


図 2-37 太陽光発電の計画値と実績値の比較例（2019/11/16～2019/11/22）

## b. 電力需要予測モジュールの出力例

上記の電力需要予測モジュールを用いて推計した各世帯の電力需要予測値と、実測値を比較した例（期間：2019/11/16～2019/11/22）を図 2-38 に示す。図に示されるとおり、電力の消費パターンが大きく異なること、世帯によっては電力需要の日変動が大きく、大きな予測誤差が出る場合があることなどがわかる。

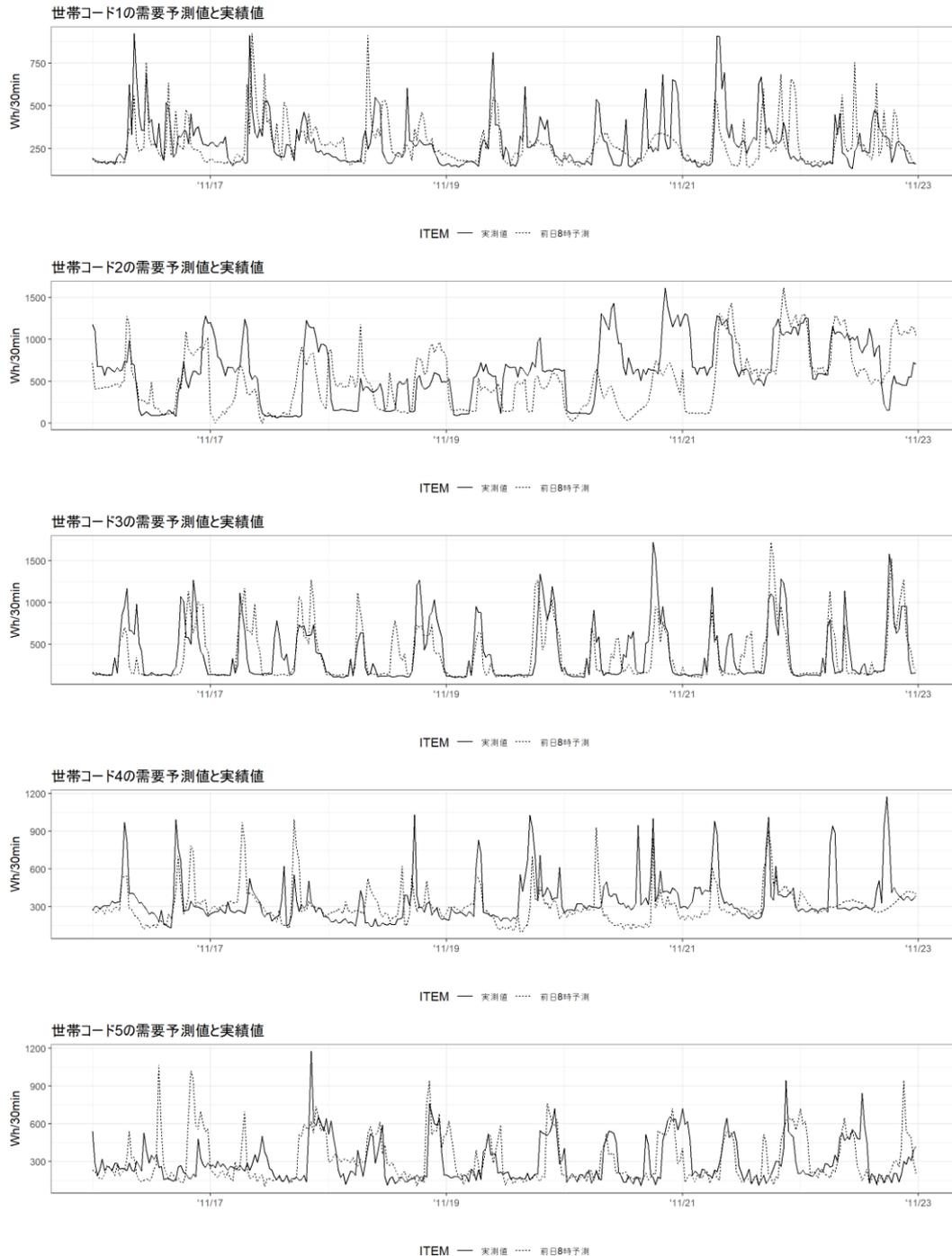


図 2-38 需要予測と実績値の比較例（2019/11/16～2019/11/22）

### c. 余剰電力の予測

太陽光発電量と電力需要をもとに、余剰電力量＝太陽光発電量-電力需要（ただし、太陽光発電量-電力需要 > 0 の時間帯）として余剰電力量を算出した。図 2-39 に、2019/11/16～2019/11/22 の期間の余剰電力量の予測値と実績値を示す。概ね良好な予測値となっているが、11/22 は日射量の予測が大きく外れたことによってそれぞれの世帯で大きなインバランスが発生している。

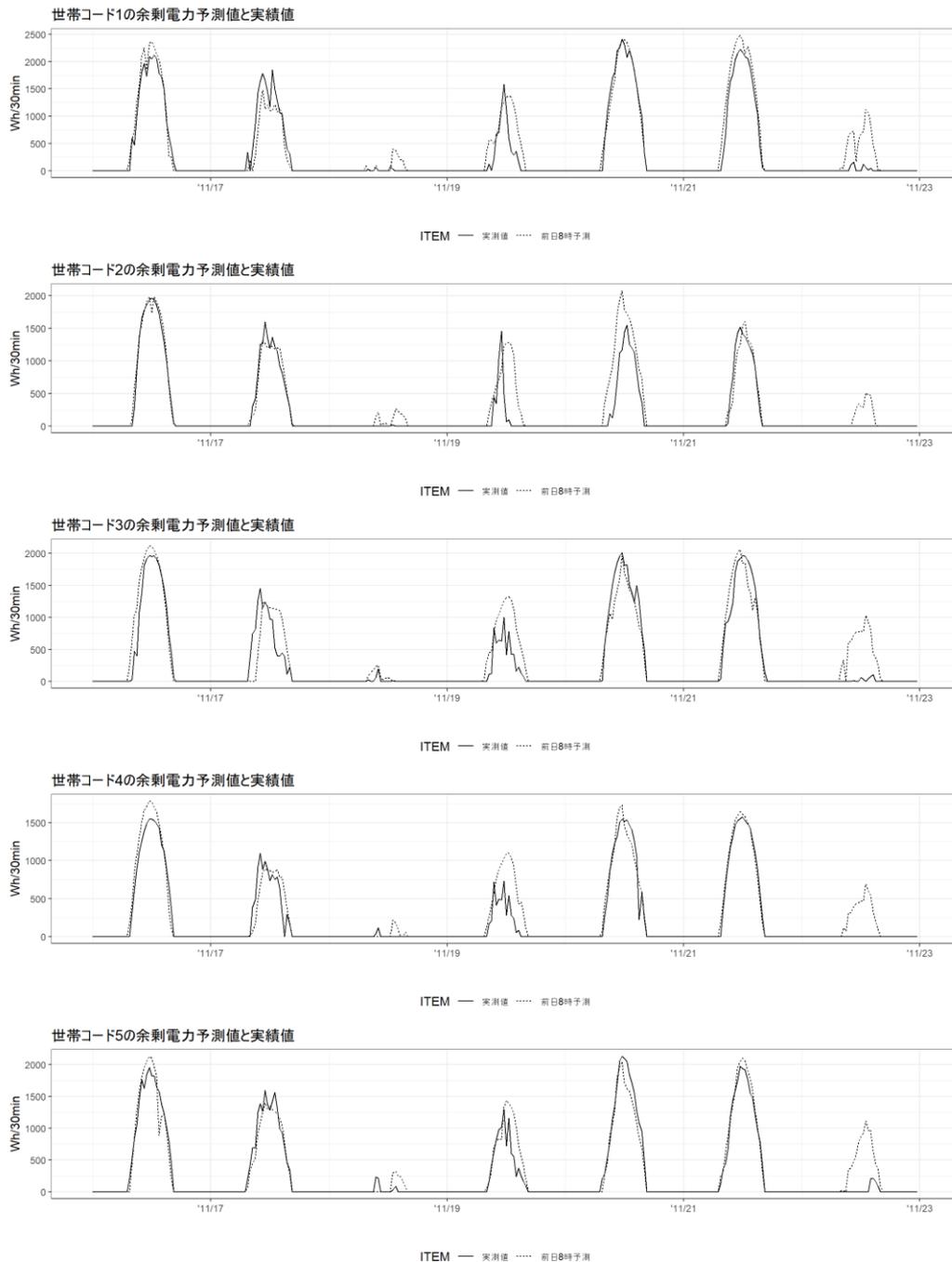


図 2-39 余剰電力の予測値と実績値の比較例（2019/11/16～2019/11/23）

## 2) 予測誤差の評価データ (2019/11/16~2019/12/15)

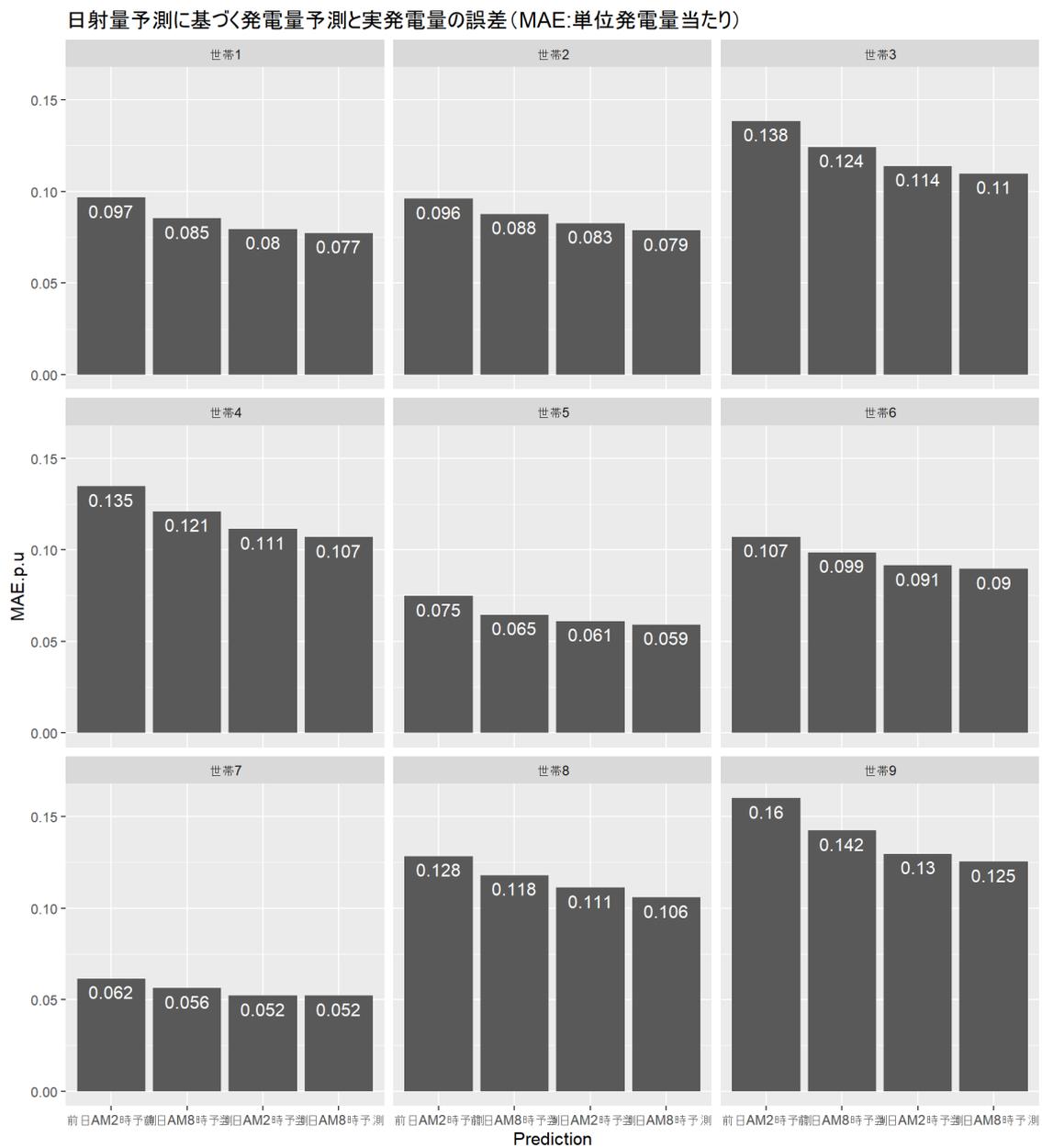


図 2-40 発電量の世帯別予測誤差 (基準化 MAE (%))

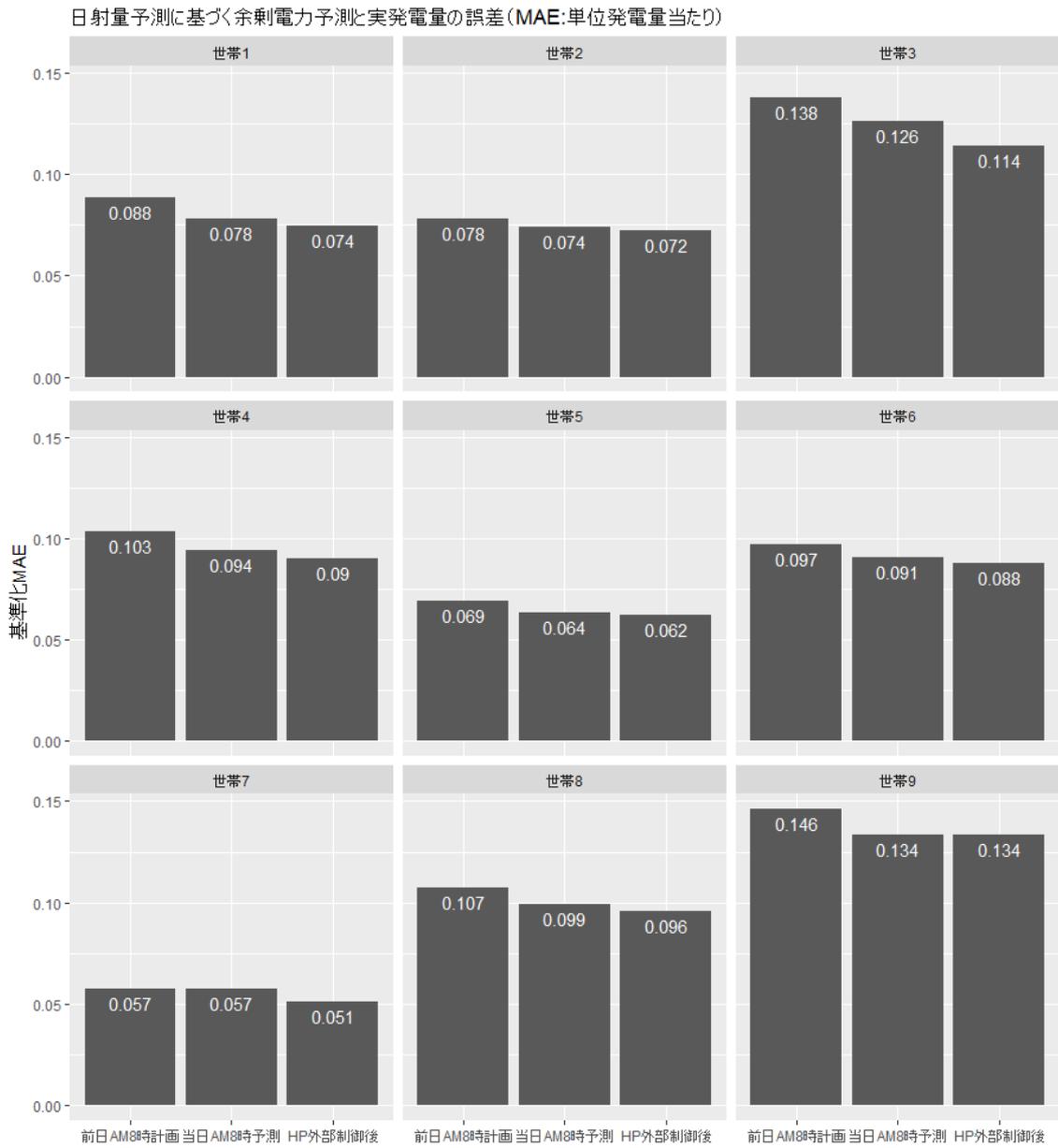


図 2-41 余剰電力量の世帯別予測誤差（基準化 MAE (%)）

### 3) 実証期間の HP 給湯機稼働状況 (2019/12/16~2019/12/23)

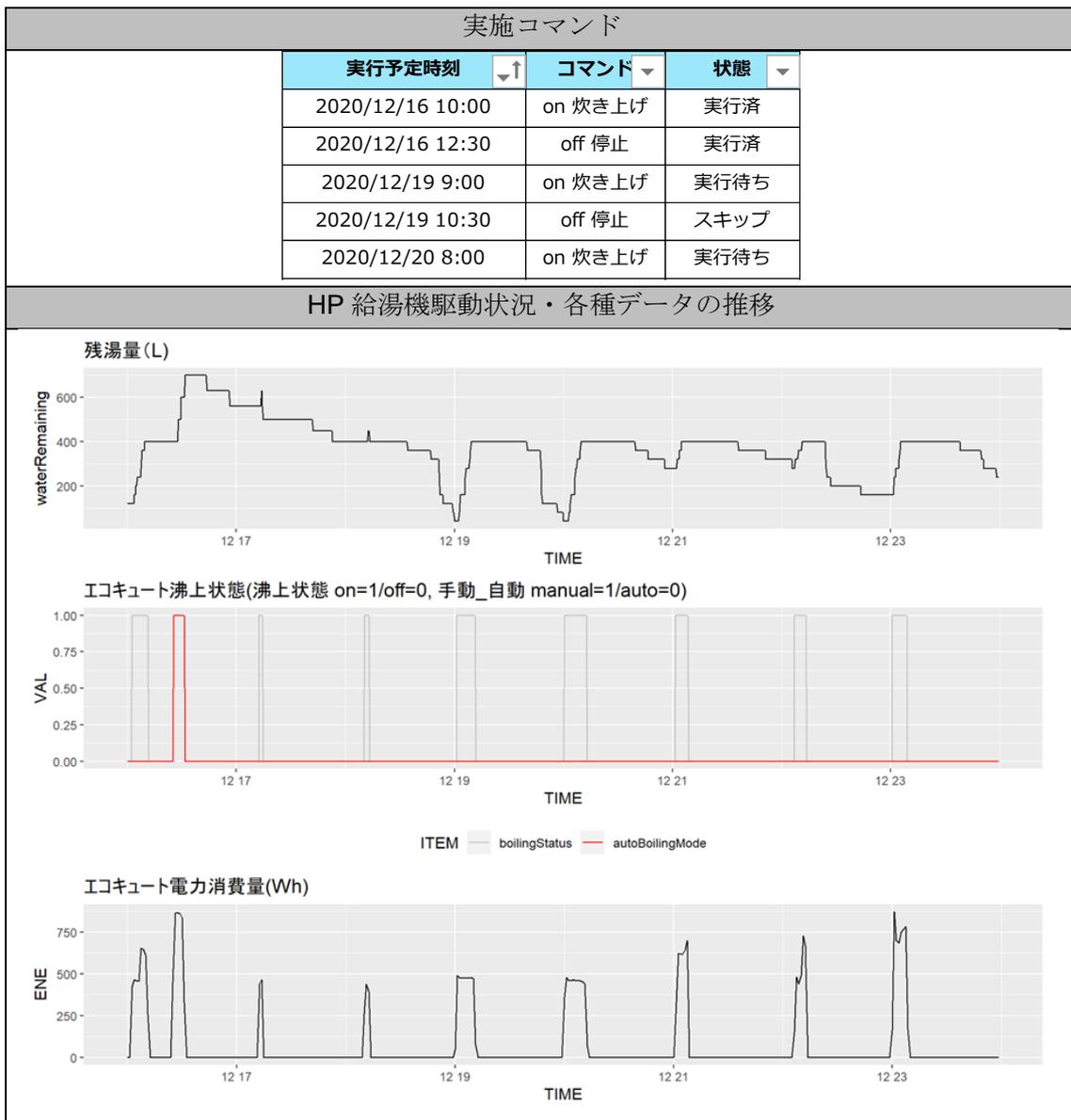


図 2-42 実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 1)

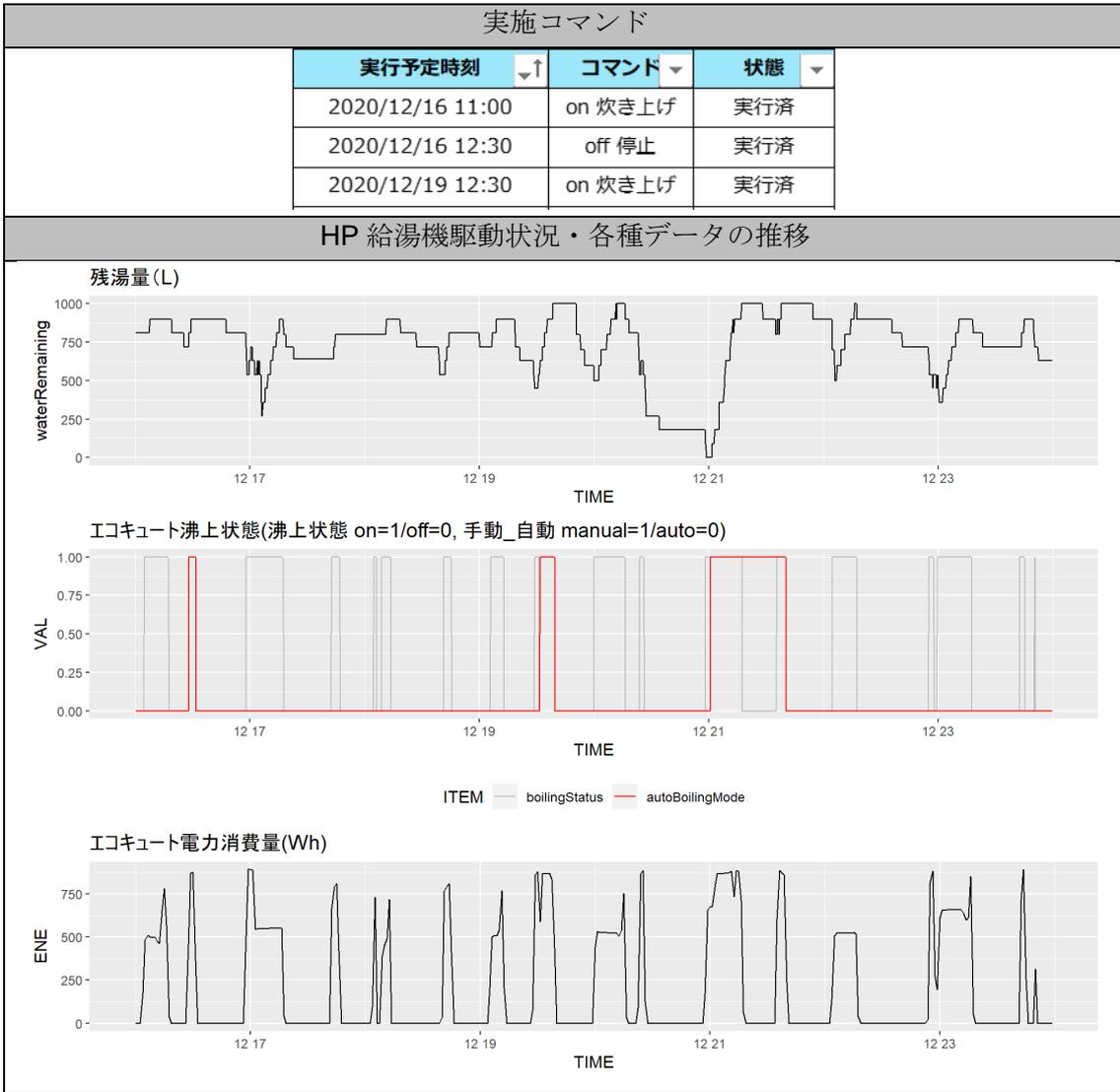


図 2-43 実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 2)

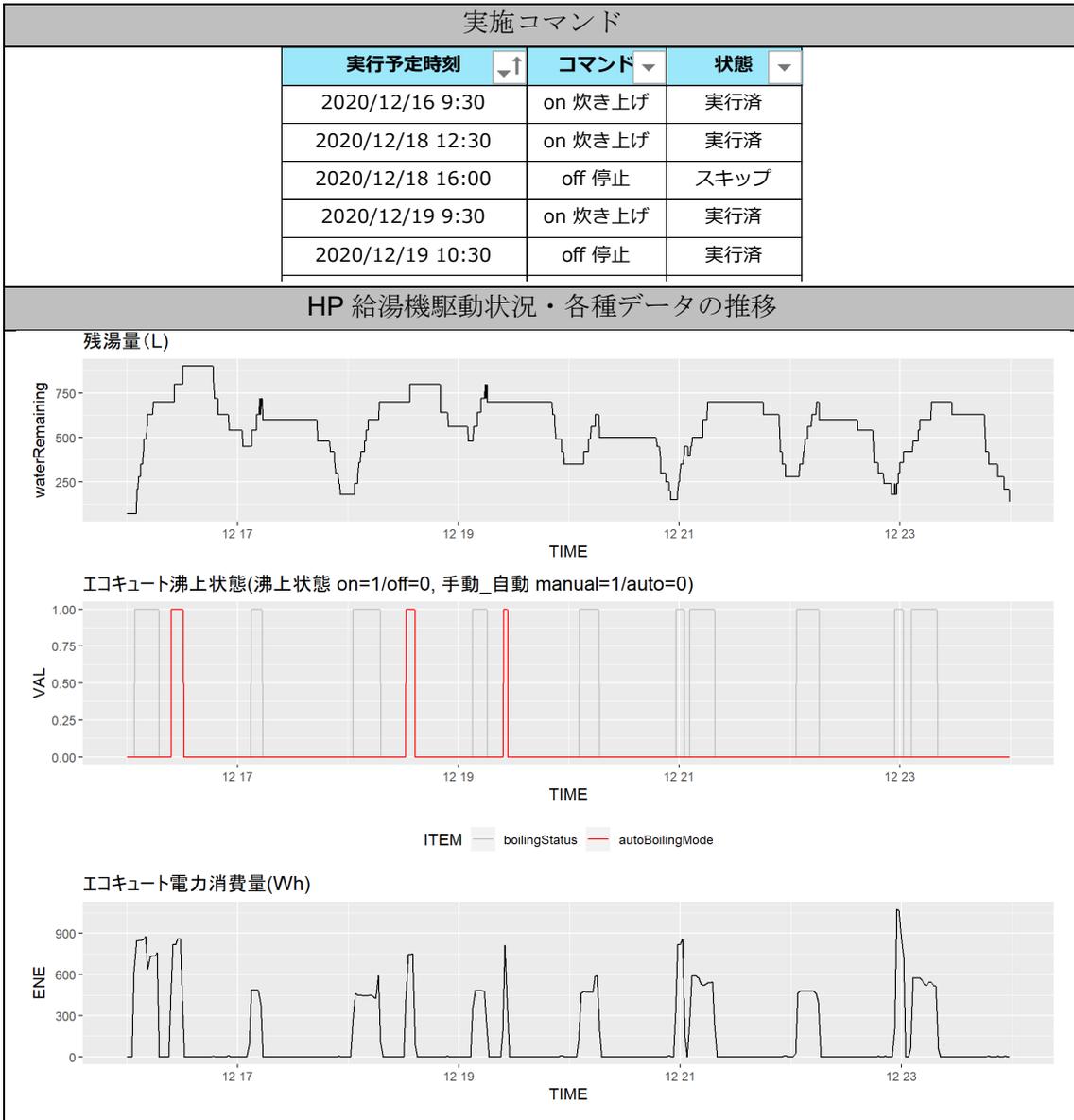


図 2-44 実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 3)

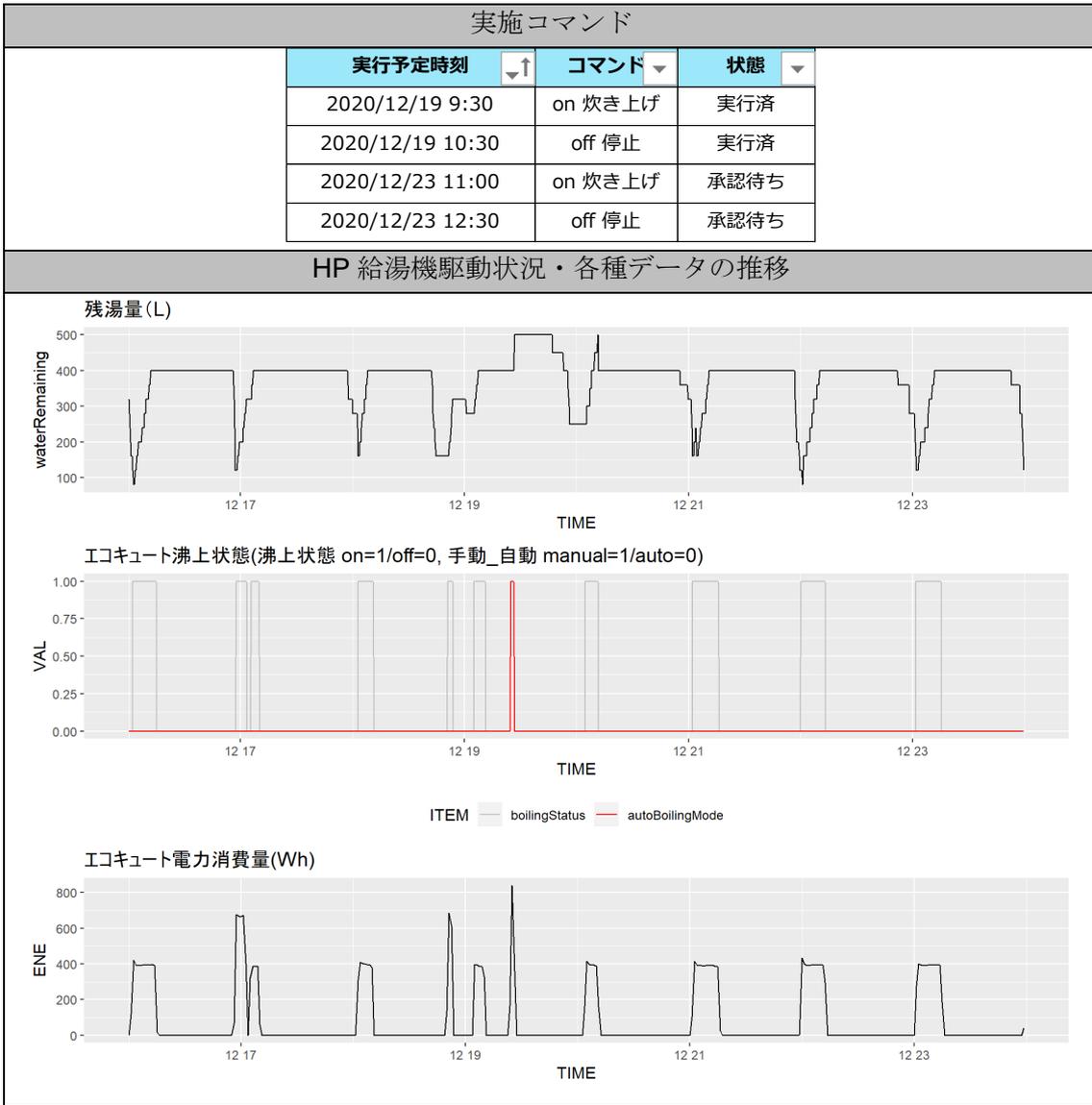


図 2-45 実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 4)

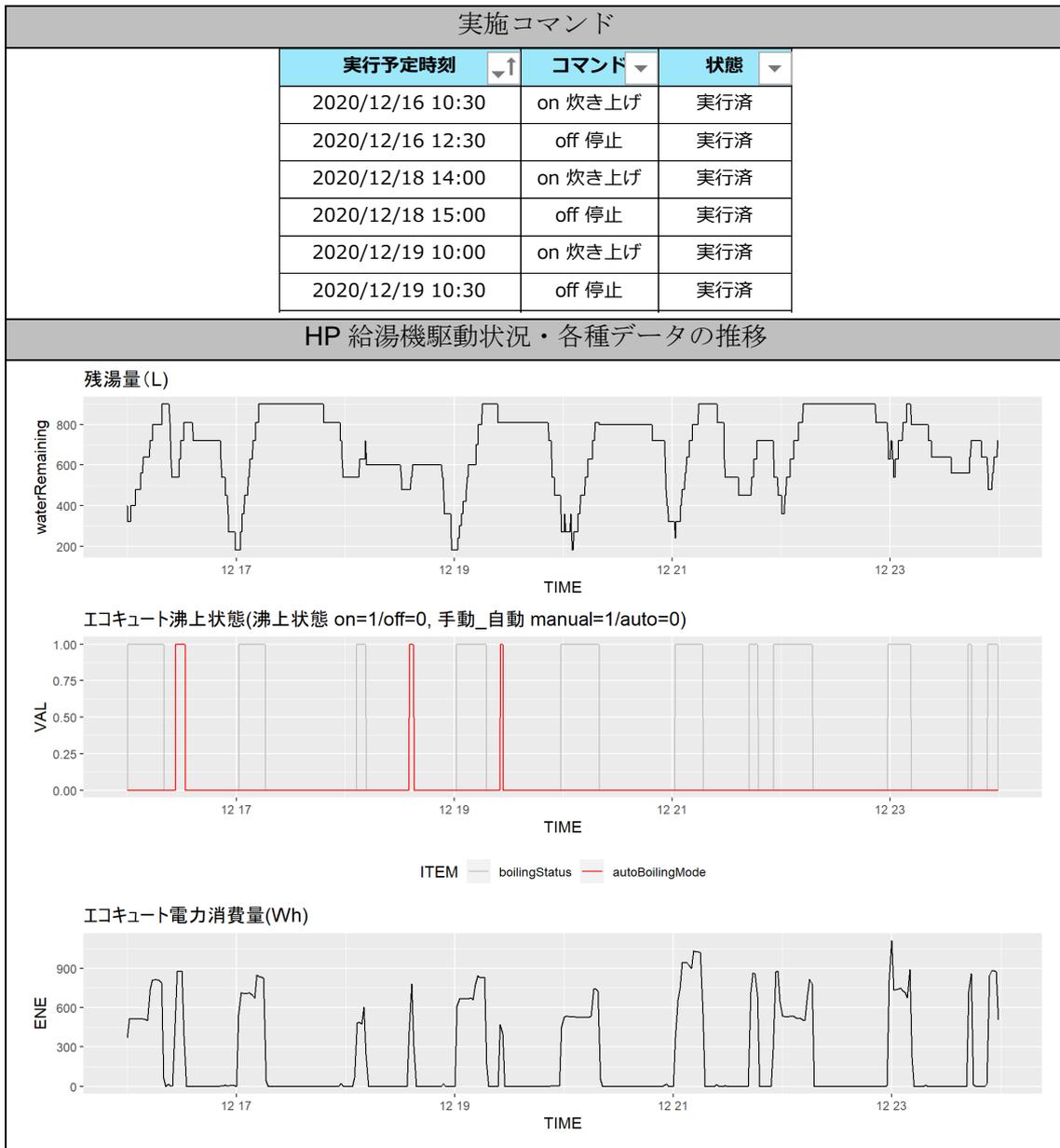


図 2-46 実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況（世帯 5）

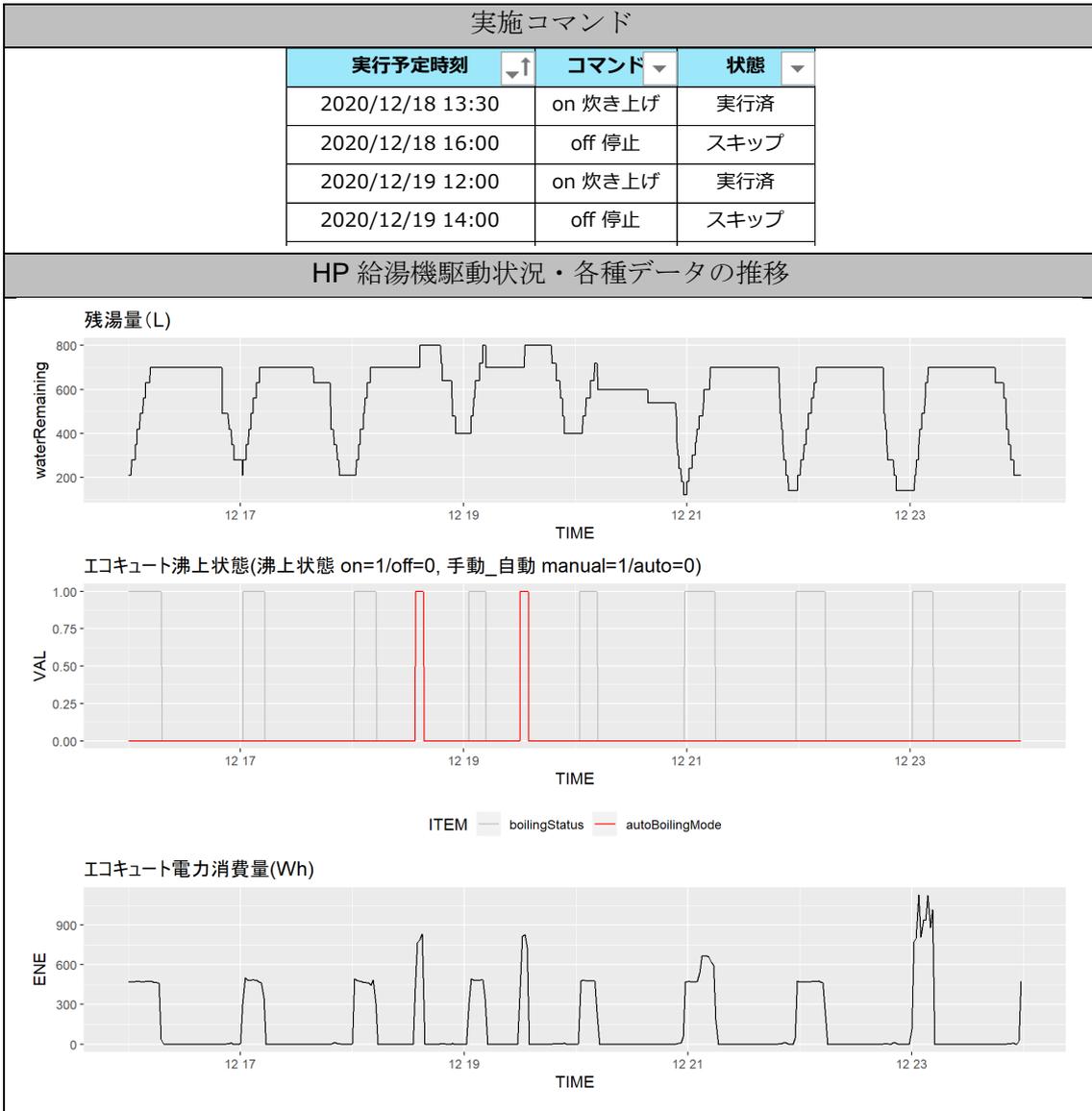


図 2-47 実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 6)

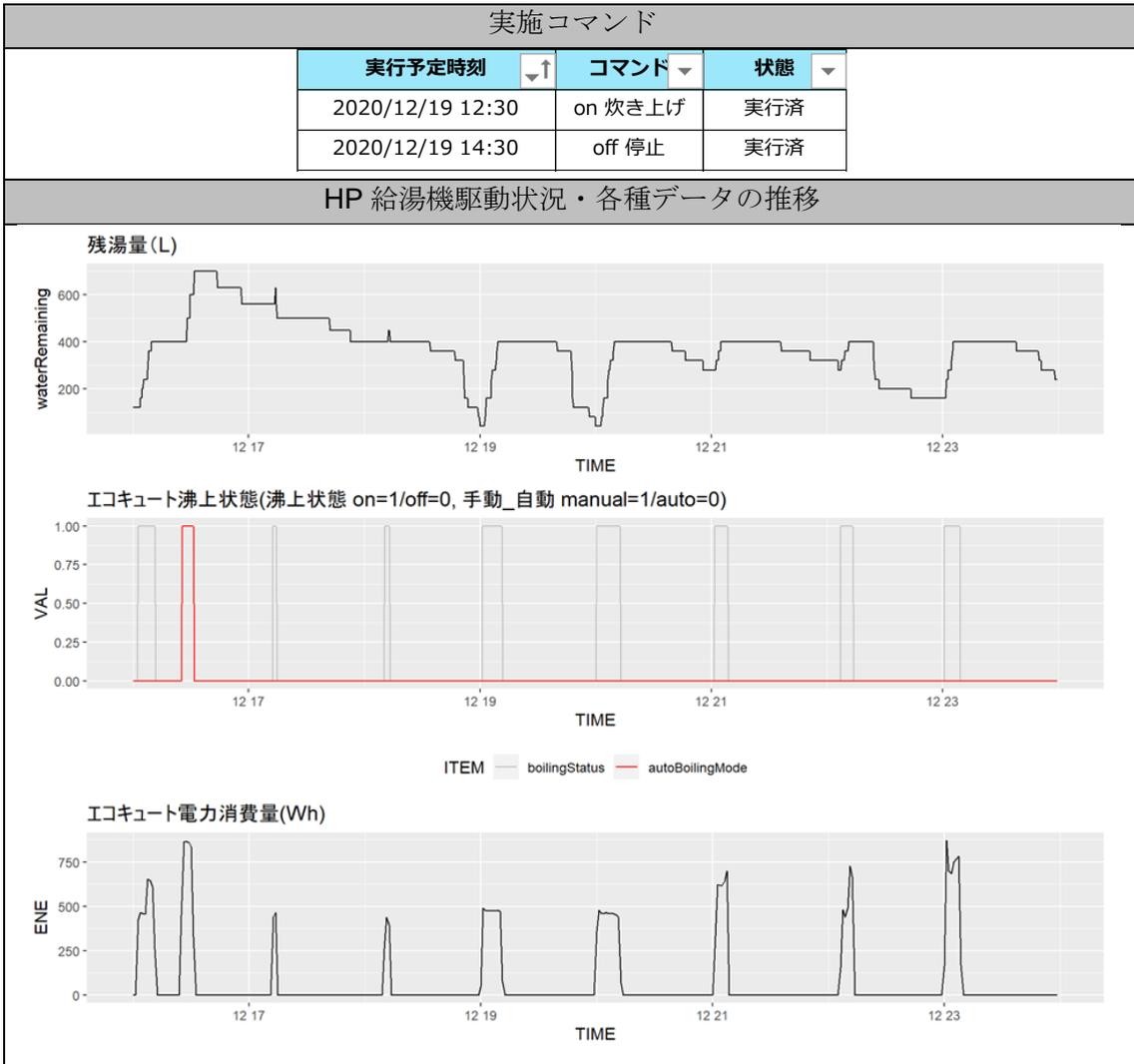


図 2-48 実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況（世帯 7）

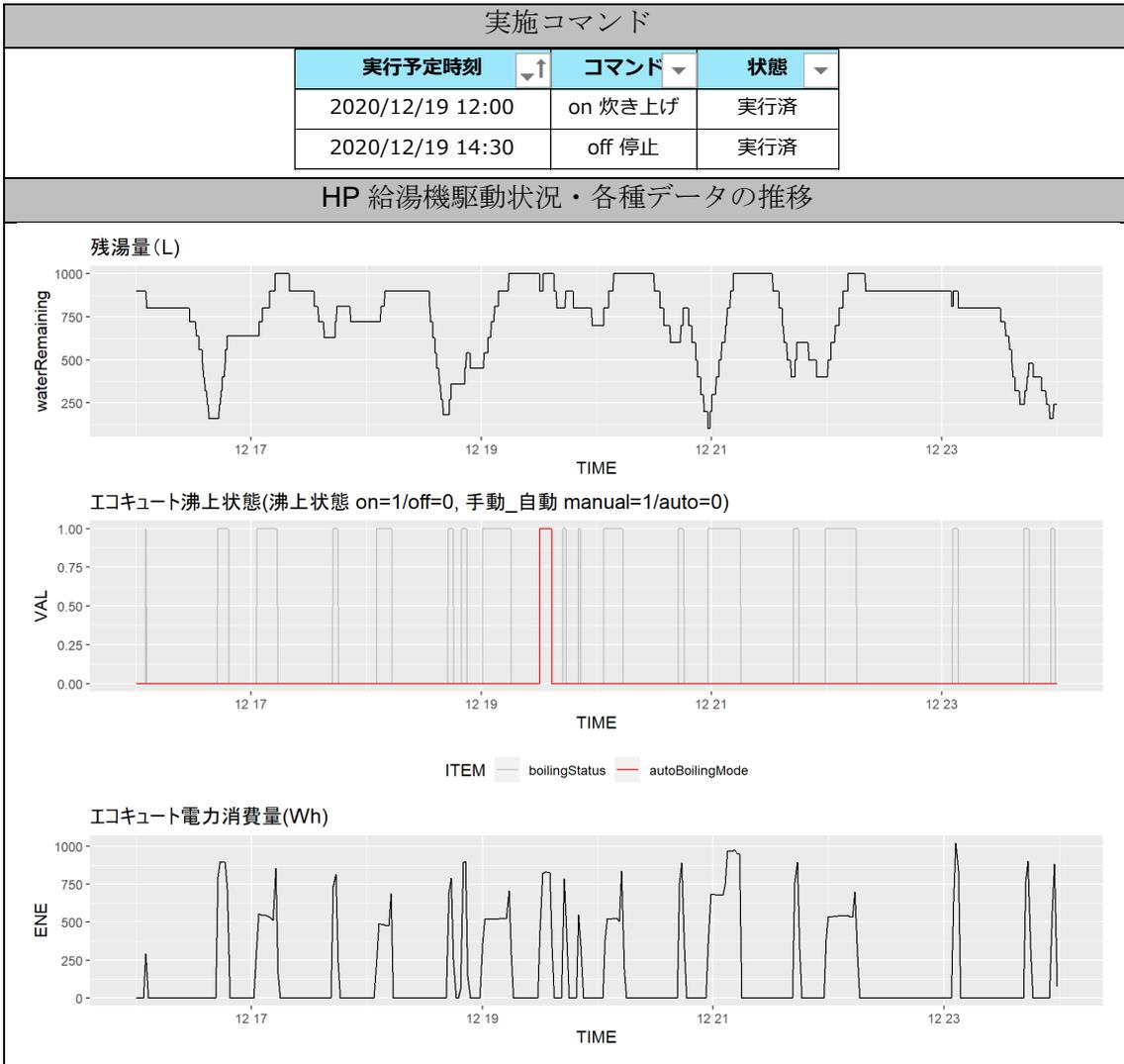


図 2-49 実証期間における実行コマンドと HP 給湯機の稼働状況 (世帯 8)

## 2.3 環境・経済・社会を統合的に考慮した分析

本節では、変動性再生可能エネルギーを大量に導入する上で、我が国の電力システム上の地域特性を踏まえ、最適な設備容量配置や必要となる地域間連系線容量についての定量分析をカリフォルニア大学バークレー校の協力の下で行った。

### 2.3.1 イントロダクション

電力部門の脱炭素化は、気候変動による壊滅的な影響を緩和するために不可欠である。図 2-50 に示すとおり、日本において電力部門の温室効果ガス排出量は増加を続けており、2005 年には産業部門を抜いて日本の最大の排出部門となった。2017 年度には日本の温室効果ガス排出総量の約 39% を占めている<sup>140</sup>。排出量増の主な要因は、電力需要そのものの増加(2000 年度 940TWh/年から 2017 年度 1,056 TWh/年)に加え、図 2-51 に示すように、2000 年以降の電力ミックスに占める原子力発電の割合の低下と、その穴を埋める火力発電の割合の増加が挙げられる。したがって、電力ミックスの中で増加し続けてきた火力発電を、再生可能エネルギーをはじめとするゼロ・エミッション電源に置き換え、温室効果ガスの最大の排出部門である電力部門を脱炭素化することが、日本の地球温暖化対策として喫緊の課題である。それに加え、全部門での総排出量削減のためには、脱炭素化を進めた電力によって産業部門 (27%)、交通部門 (18%)、商業部門 (5%)、住宅部門 (5%) の電化をすすめることが温室効果ガスの排出削減のために有効である<sup>141</sup>。

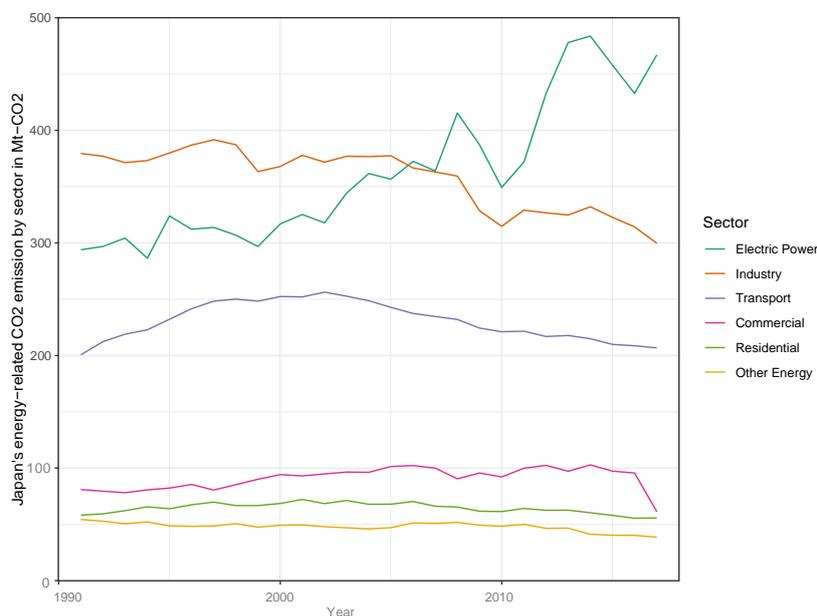


図 2-50 日本の部門別 CO2 排出量の推移

<sup>140</sup> 国立環境研究所. 2019. 日本の温室効果ガス排出量データ 2019 年確報値. [http://www-gio.nies.go.jp/aboutghg/data/2019/L5-7gas\\_2019-GIOweb\\_1.0.xlsx](http://www-gio.nies.go.jp/aboutghg/data/2019/L5-7gas_2019-GIOweb_1.0.xlsx)

<sup>141</sup> International Energy Agency. 2019. World Energy Outlook 2019.

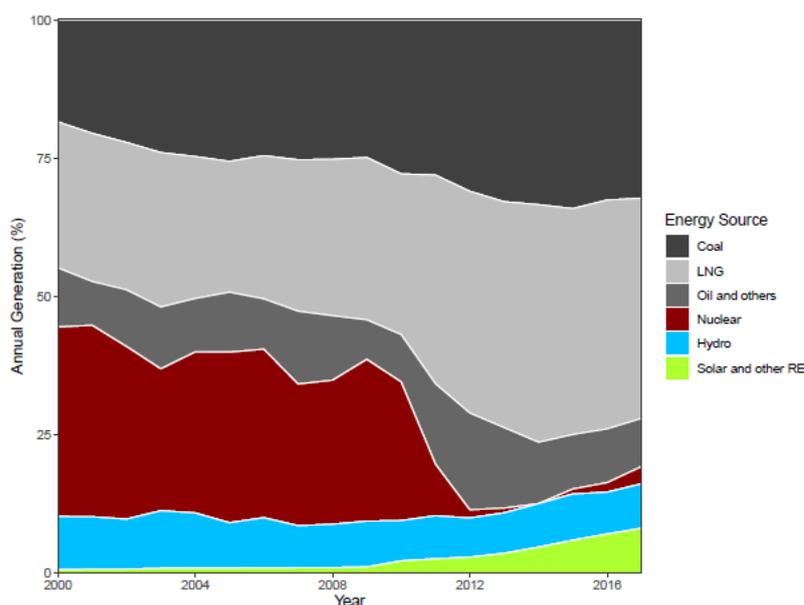


図 2-51 日本の発電ミックスの推移

温室効果ガスの削減について、日本政府は短期と長期の目標を有する。短期では、パリ協定に基づく国別約束草案に明記されたとおり、2030年に2013年比で温室効果ガスを26%削減することを目指している<sup>142</sup>。なかでも電力部門に関しては、長期エネルギー需給見通しに沿って表 2-12 のとおり 2030年までに目指すべき電力ミックスを具体的に定めている<sup>143</sup>。

一方、長期的には、日本政府は2050年までに80%の温室効果ガスの削減を掲げている<sup>144</sup>。さらに、2019年に発表したパリ協定に基づく長期戦略において、日本は今世紀後半のなるべく早い時期に温室効果ガスの排出と吸収を地球規模でバランスさせ、カーボンニュートラルを達成することを掲げた<sup>145</sup>。

前述のとおり、全部門の合計では2030年までに26%の温室効果ガス排出削減を掲げているが、2030年の排出係数は0.37 kg/t-CO<sub>2</sub>、電力需要は1,065 TWh/yearという長期エネルギー需給見通しの目標値から計算すると、電力部門の排出削減率は約18%となる(2013年比)。また、表 2-12 にまとめた2030年の電力ミックス目標によれば、日本政府は「ゼロ・エミッション電源」を2030年までに44%に高めることとしている。「ゼロ・エミッション電源」には様々な再生可能エネルギーと原子力発電が含まれる。2017年時点では、再生可能エネルギーと原子力発電は発電電力量のそれぞれ16.1%と3.1%を占める。これらの合計は総発電電力量の19.2%に過ぎず、したがって、短期目標を達成するためには、2030年までにゼロ・エミッション電源を電力ミックスにおいて倍以上増やすことが必要である。この目標と

<sup>142</sup> 日本の約束草案(平成27年7月17日) <https://www.env.go.jp/en/earth/cc/2030indc.html>  
<https://www.env.go.jp/en/earth/cc/2030indc.html>

<sup>143</sup> 経済産業省. 2015. 長期エネルギー需給見通し

<sup>144</sup> 日本政府. 2016. 地球温暖化対策計画(2016年5月13日閣議決定) <https://www.env.go.jp/press/files/en/676.pdf>

<sup>145</sup> 日本政府. 2019. パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略

[https://unfccc.int/sites/default/files/resource/The 20Long-term 20Strategy 20under 20the 20Paris 20Agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/The%20Long-term%20Strategy%20under%20the%20Paris%20Agreement.pdf)

現状とのギャップを埋めるためには、再生可能エネルギーの大規模な導入等が不可欠である。さらに、長期的な電力部門の脱炭素化のためには、ゼロ・エミッション電源の割合を100%まで高めなければいけない。

しかし、今後の長期的な気候変動対策として、ネットゼロ・エミッションを目指す際に今後大量導入が必要なこれらのゼロ・エミッション電源の多くは時間的な出力調整が困難である（つまり柔軟性がない）ほか、設置可能な場所が固定あるいは限定されている。このため、今後の電力システムの計画や設計においては、一定以上の時間と場所の解像度を持ち、こうしたゼロ・エミッション電源の出力調整困難な性質と地理的な限定を反映することができるモデルが必要となる。カリフォルニア大学バークレー校再生可能エネルギー研究所では、電力ミックスにゼロ・エミッション電源が占める割合が極めて高くなる状態を適切に反映するために、このような時間的・地理的解像度を必要に応じて柔軟に調整できる容量計画モデル（capacity expansion model）である SWITCH モデルを開発し、世界各国の電力システムの脱炭素化に向けたプランニングや政策対話に貢献してきた<sup>146</sup>。本分析では、この SWITCH モデルの日本版を開発し、日本政府が目指す 2050 年以降の電力システムの脱炭素化を最小の費用で達成するための政策を検討するにあたって必要な検討を行った。

表 2-12 2017 年の電力ミックスと 2030 年目標

種類 単位	2017		2030 (Target)		変化
	TWh/year	%	TWh/year	%	%
LNG	420	39.8	288	27	-32
石炭	341	32.3	277	26	-19
石油	92	8.7	32	3	-65
原子力	33	3.1	213-234	20-22	+545-610
再生可能エネルギー	170	16.1	256-234	24-22	+201-176
太陽光	55	5.2	75	7	36
風力	6.5	0.1	18	1.7	+179
水力	85	8.0	94-98	8.8-9.2	+10-15
地熱	2.5	0.0	11-12	1.0-1.1	+326-369
バイオマス	21	0.2	39-49	3.7-4.6	+88-133
合計	1,056	100%	1,065	100%	+1

出所) 資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し 参考資料」より作成

<sup>146</sup> J.Johnson,et al.2019.Switch 2.0: A Modern Platform for Planning High-Renewable Power Systems. SoftwareX. 10 100251.

## 2.3.2 手法とデータ

### (1) モデル

#### 1) 概要

SWITCH は、電力システムにおける様々な種類の発電技術、送電システム、蓄電技術への長期的な投資を最適化する計画ツールである<sup>146</sup>。この計画ツールの特徴は、毎時の電力需要や変動再生可能エネルギーの設備利用率の外生的な変化を特に考慮に入れて、火力発電、原子力発電、再生可能エネルギー、蓄電、送電から成る電力システムの様々な特徴と制約を反映できることである。このため、長期的に変動再生可能エネルギーが基幹電源として電力ミックスの中で非常に高い割合を占める電力システムを計画・検討する際に有効なモデルとなりうる。SWITCH は、これまでに北アメリカ<sup>147</sup>、<sup>148</sup>、<sup>149</sup>、<sup>150</sup>中国<sup>151</sup>、チリ<sup>152</sup>、ニカラグア<sup>153</sup>、ケニア<sup>154</sup>、などの国々における電力システムの脱炭素化の検討や政策対話に用いられてきた。

以上を踏まえ、本分析では、人口 1.26 億人を抱え、150GW を超える最大需要を供給する日本の複雑な電力システムの長期的な脱炭素化のありうる形を定量的かつ地理的に検討する際のベースとして、SWITCH-Japan モデルを開発した。SWITCH-Japan モデルは、電力システムの信頼性、運用可能性、炭素制約等の様々な制約を満たしながら、2020 年から 2050 年までの電力需要を供給しつつ、目的関数である電力システムの投資・運用にかかる社会的総費用を最小化する設計変数を計算する混合整数線形計画法 (a mixed-integer linear program: MILP) を用いている。SWITCH-Japan モデルの概念図を図 2-52 に示した。

---

<sup>147</sup> J.Nelson, et al. 2012. High-resolution modeling of the western North American power system demonstrates low-cost and low-carbon futures. *Energy Policy*. 43. 436-447

<sup>148</sup> A. Mileva, et al. 2013. Sunshot solar power reduces costs and uncertainty in future low-carbon electricity systems. *Environmental Science & Technology* 47 (16), 9053- 9060

<sup>149</sup> D.L. Sanchez, et al. 2015. Biomass enables the transition to a carbon-negative power system across western North America. *Nature Climate Change*. 5 (3), 230- 234

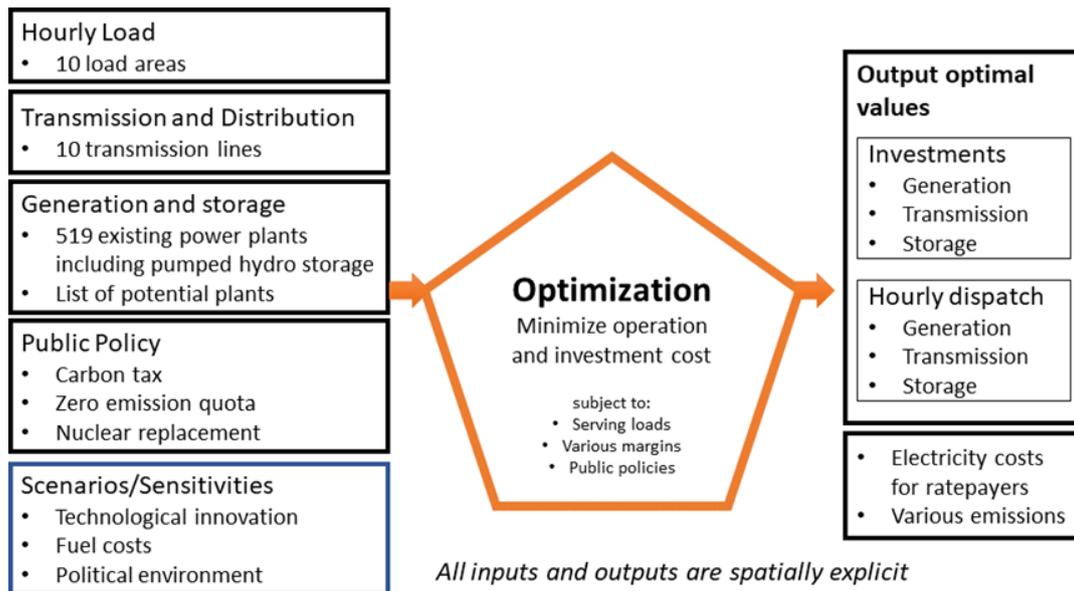
<sup>150</sup> A. Mileva, et al. 2016. Power system balancing for deep decarbonization of the electricity sector. *Applied Energy*. 162, 1001-1009

<sup>151</sup> G. He, et al. 2016. SWITCH-China: A systems approach to decarbonizing China's power system. *Environmental Science & Technology*. 50 (11), 5467-5473

<sup>152</sup> J.P. Carvalho, et al. 2014. Envisioning a sustainable Chile: 5 findings about the future of the Chilean electricity and energy system. NDRC Working Paper <https://www.nrdc.org/sites/default/files/envisioning-sustainable-chile-report.pdf>

<sup>153</sup> D. Ponce de Leon, et al. 2015. Evidence and future scenarios of a low-carbon energy transition in Central America: a case study in Nicaragua. *Environmental Research Letters*. 10 (10) 104002

<sup>154</sup> J.P. Carvalho, et al. 2017. Sustainable low-carbon expansion for the power sector of an emerging economy: The case of Kenya. *Environmental Science & Technology*. 51. 10232-10242



1

図 2-52 SWITCH-Japan モデルの概念図

今年度は、将来のシナリオ分析や主要パラメータに関する感度分析を本格的に行うための準備として、プロトタイプ的な基礎的分析を行った。

## 2) 地理的解像度

本研究では、2016 年の電力小売参入全面自由化まで地域の独占的な小売事業者であった一般電気事業者の管轄に合わせ、図 2-53 のとおり、まず日本を 10 の需要エリアに分割した。2016 年までは原則として一般電気事業者による小売の地域独占が認められており、かつ発電と送配電の垂直統合がなされていたため、長距離かつ超高压の地域間連系線の投資は限定的であった。その一方で、再生可能エネルギーは地理的な条件によって発電可能量や設備利用率、均等化発電費用等が決まるが、高い供給ポテンシャルを誇る地域が大需要地域から遠方に存在することが国を問わず一般的である。この場合、結果として、比較的小さい地域間連系線の容量が経済的な変動再生可能エネルギーの導入の制約となることが多い。したがって地域連系線の拡張は、炭素制約という国レベルの目標の達成においても大きな経済的な便益となりうる。

SWITCH-Japan における最適化では、図 2-53 に示すとおり、既存の 10 需要エリアをつなぐ 10 の地域間連系線を用いた。すなわち、既存の地域間連系線の容量拡張を認め、新たな需要エリアの組み合わせをつなぐ地域間連系線（例えば九州地域と沖縄地域）の建設は、現時点で SWITCH-Japan モデルの中では認めていない。なお、図 2-53 の数値は運用容量を表す<sup>155</sup>。

<sup>155</sup> 経済産業省.再エネの大量導入に向けて～「系統制約」問題と対策  
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/saiene/keitouseiyaku.html>

**Notes**

1.  $\rightleftarrows$  represents direct current
2. The numbers are operation capacity in August 2019.
3. a: By 2027, 4.55 GW of capacity will be added between Tohoku and Tokyo.
- b. By 2027, 1.8 GW of capacity will be added between Tokyo and Chubu.

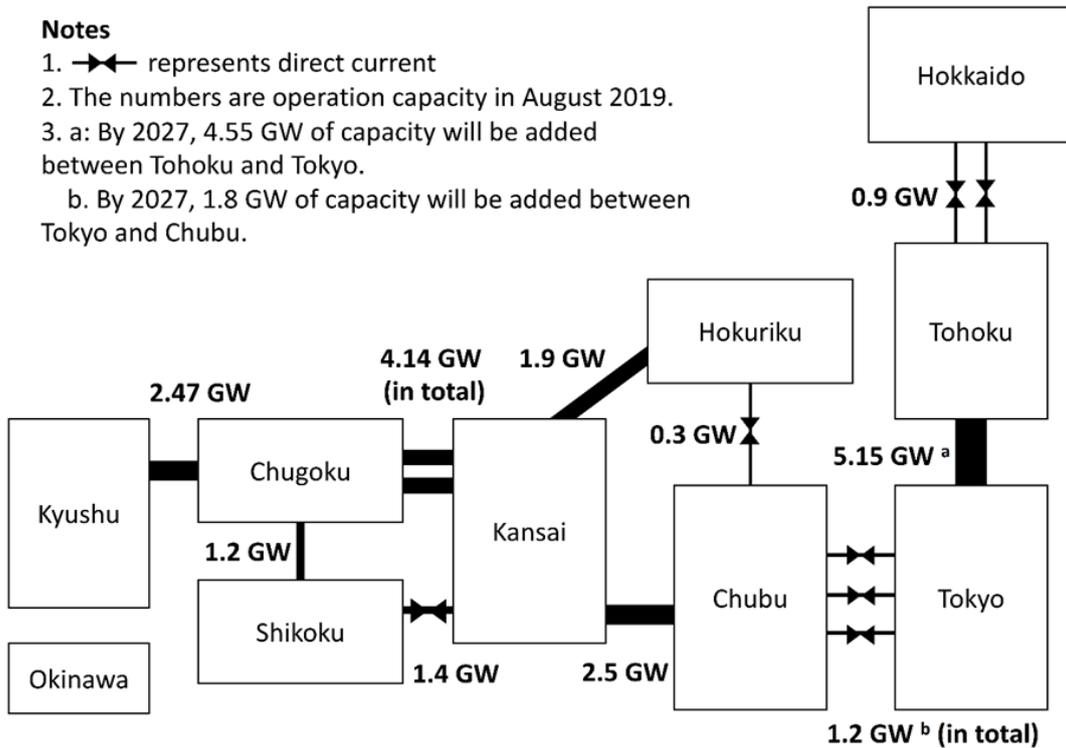


図 2-53 既存・計画中の地域間連系線の概要

3) 時間的解像度

今後 40 年間の電力システムダイナミクスをシミュレートするため、SWITCH-Japan モデルは 4 つのレベルの時間的解像度を導入した。投資期間、月、日、時間である。本研究では 2017-2026, 2027-2036, 2037-2046, 2047-2056 という 10 年間にわたる投資期間を 4 つ設け、それぞれを 2020、2030、2040、2050 と呼んだ。1 投資期間あたり 12 ヶ月間、1 ヶ月あたり 2 日間 1 日あたり 24 時間の時間ユニットを持つ。その結果、(4 投資期間) x (12 ヶ月/投資期間) x (2 日/月) x (24 時間/日) = 2204 時間が 40 年間の代表としてサンプリングされ、10 需要エリアにおいて各時間ごとの発電、送電、蓄電量が計算される。

月に 2 日サンプリングされるのは、各需要エリアの各月で最大の需要となる日（ピーク日）と、中央値の日（平常日）である。各電力会社の需要には、2016 年度のデータを用いた。重みは、ピーク日に 1、平常日に月の日数から 1 を引いた数をかけた。これは、各月に 1 日だけピーク日があり、残りの日は平常日の需要があると解釈される。この重み付けの仕組みにより、計算によって得られる日数は 40 年間の合計日数と等しくなる。

4) 目的関数と設計変数

SWITCH-Japan モデルは、電力システムの投資・運用に関する社会的総費用を目的関数とし、それを最小化する設計変数を決定する混合整数線形計画モデルである。設計変数は資本投資変数と運転変数の 2 種類である。各投資期間の最初に、資本投資変数が新たに追加する

発電所、送電線、蓄電池等の設備を決定するとともに、既存の発電所のなかで廃棄する設備を決定する。各時間のベースロード電源（石炭火力、原子力、地熱）と変動電源（太陽光及び風力）の発電電力量は、予め過去データから定められた各時間の設備利用率と、資本投資変数によって決定される。一方、運転変数は各時間に各発電所がどれだけ発電するか、各蓄電設備がどれだけ蓄電、放電するか、送電線がどれだけ送電するか、を決定する。蓄電設備は1日毎にエネルギーバランスを保つ（つまり1日単位で蓄電量と放電量が一致する）ことを制約として持っている。こうした各時間の発電、送電、蓄電（放電）の運転と、各投資期間の資本投資量は、それぞれの変数を通じて同時に最適化がなされている。

## 5) 主な制約条件

SWITCH-Japan モデルは、大きく分けて主に3種類の制約条件がある。1)全時間・全需要エリアにおいて電力需要が満たされること、2)同じく全時間・全需要エリアにおいて各種の-marginが満たされること、そして3)全期間において炭素制約が満たされることの3つである。詳細については、次のセクションで具体的な数値とともに紹介する。

### (2) データ及びパラメータ概要

#### 1) 電力需要（毎時）

10 需要エリアにおける時間ごとの電力需要設定の基礎データとして、2016年度の電力需要データを用いた。まず、上記のとおり、各月の最大需要日と平常日を2016年度の電力需要データからサンプリングした。2020年は2016年度と同じ電力需要とし、その後はエネルギー効率の上昇や人口減少によって電力需要が10年ごとに5%ずつ減少すると仮定した（すなわち、2020年を1として、2030年0.95、2040年0.952、2050年0.953）。

#### 2) 変動再生可能エネルギーの設備利用率（毎時）と経済的ポテンシャル

10 需要エリアごとの変動再生可能エネルギー（太陽光発電及び風力発電）の各時間の設備利用率は、同じく2016年度の各月の設備利用率の中央値の日のそれをサンプリングした。現時点では洋上風力発電所が商用稼働していないことから、洋上風力発電所の設備利用率は、陸上風力発電所のものを用いた。ただし、一般的に洋上発電所の設備利用率は陸上発電所を上回ることが多い。したがって、現時点では洋上風力の導入を過小評価している可能性があり、次年度以降の精緻化が必要と考えられる。

本研究で用いた各種再生可能エネルギーの各需要エリアにおけるポテンシャルを表2-13にまとめた。これらの数値は、環境省が実施した再生可能エネルギーポテンシャル調査<sup>156</sup>のなかで、経済的なポテンシャルを参考に設定した。一方、住宅太陽光発電及び火力発電、蓄電池には導入の上限を設けていない。

<sup>156</sup> 環境省.再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報 <https://www.env.go.jp/earth/zoning/index.html>

表 2-13 10 エリアにおける経済的な再生可能エネルギーのポテンシャル

エリア	太陽光	陸上風力	洋上風力	地熱
北海道	20,000	46,000	90,900	2,200
東北	40,000	22,000	15,140	1,940
東京	84,000	2,000	10,760	220
中部	46,000	2,000	6,770	0
北陸	0	0	0	900
関西	39,000	0	0	0
中国	33,000	9,000	0	0
四国	17,000	0	0	0
九州	69,000	9,000	0	0
沖縄	3,000	0	11,510	0
合計	351,000	90,000	135,080	5,260

出所) 脚注の 156 を参照

### 3) 既存・建設中の発電所・蓄電施設データ

既存及び建設中の発電所（揚水発電所含む）の情報は日本卸電力取引所（JPEX）と各電力会社のウェブサイトから収集した。本モデルにおける既存の発電所は合計 519 である。それぞれの発電所については、定格容量、運転開始年、最長稼働年数、建設費、変動 OM 費、固定費、燃料費、ヒートレート（発電効率）、系統への接続費、新設の可否と最大新設容量、定期検査の割合、脱落の確率、蓄電・放電の効率（蓄電設備のみ）、立ち上げ時の燃料及び費用、最低出力等の情報を付し、最適化計算のパラメータとして用いた。これらの発電所はそれぞれの投資期間（2020、2030、2040、2050）において最適化計算によって新設及び廃棄が決定される。運転の計算においては、最適化計算によって投資が決定された新規の発電所が各投資期間の最初に追加される。それと同時に、既存の発電所は、バイナリー（2 値）の変数で各資本投資期間の冒頭に、最大稼働年数を迎える前に廃止するか否かが決定される。一度廃止された発電所は、その後には再稼働されることは認められない。

各投資期間における発電所及び蓄電設備の建設費用を図 2-54 にまとめた。括弧内の数値は、各発電所及び蓄電設備の最大稼働年数である。2020 年、2030 年のコスト情報は、日本政府の発電コスト検証ワーキンググループ<sup>157</sup>の数値を活用した。一方、それ以降の数値は

<sup>157</sup> 経済産業省. 発電コスト検証ワーキンググループ

同委員会の報告には含まれないことから、国内の費用も国際的な水準に収束すると仮定し、米国国立再生可能エネルギー研究所（NREL）の Annual Technology Baseline（ATB）参照ケースシナリオ<sup>158</sup>の数値を用いた。費用には、図 2-54 に示した建設費用に加え、年間の固定費、変動費も各種技術ごとに設定した。基本的には上記の 2 つのソースによるが、不明なパラメータは SWITCH モデルのデフォルト値を用いた。

なお、最適化計算において、建設費用は最大稼働期間内で各年度の年間費用（現在価値）に転換される。同様に、発電、送電、蓄電に係る運用及び保守点検（OM）費用も最大稼働期間内で毎年発生するものとする。このような年間価値に変換された建設費用、及び OM 費用を 40 年間の検討期間で合算した費用が目的関数に含まれる。

日本の火力発電所は、40 年以上稼働するものも多いが、本モデルにおいては最大稼働年数（火力発電所なら 40 年）が到達した場合には廃止するものとした。

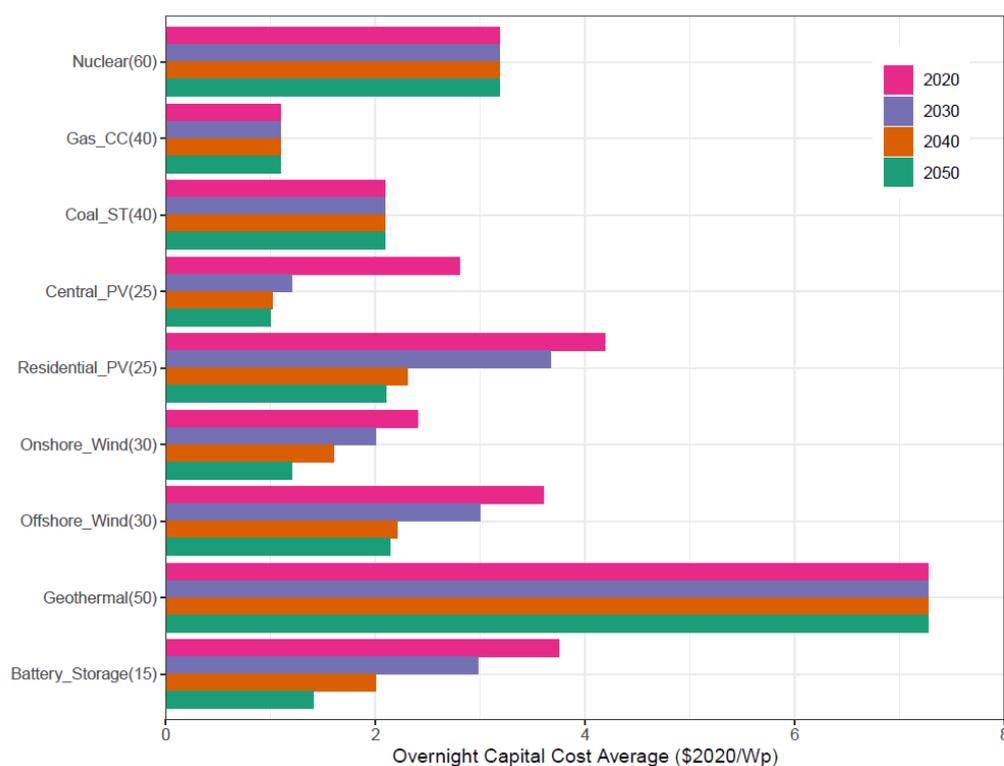


図 2-54 本シナリオにおける発電・蓄電設備の各投資期間での初期投資費用  
括弧内は最大稼働期間

長期的な日本の温室効果ガス削減目標の達成においては、既存及び建設中の稼働可能な原子力発電所の運転年数の設定の仕方が電力ミックス及び電力費用に非常に大きな影響を与える。原子炉等規制法では、日本の原子力発電所の運転許可は設置工事について最初に使用前検査に合格した日から起算して 40 年与えられるが、一度に限り最長 20 年間の延長が認められている。図 2-55 に、経済産業省「日本の原子力発電所の状況」<sup>159</sup>の数字をもとに

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/pdf/cost\\_wg\\_03.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_03.pdf)

<sup>158</sup> NREL, Annual Technology Baseline <https://atb.nrel.gov/>

<sup>159</sup> 経済産業省,2019.日本の原子力発電所の状況

計算した、運転期間を 40 年、50 年、60 年とした場合の原子力発電所の合計容量を示した。仮に延長がない場合には 2050 年以降、その容量がゼロとなる。本研究では、最も楽観的なケースとして、32 基全ての稼働可能な原子力発電所（建設中のものを含む）が 20 年間の運転延長を得るものと仮定して検討をすすめる。ただし、本ケースは既存・建設中の原子力発電所を最大限活用できたケースであるため、実際は様々な要因から、再稼働ができない、あるいは運転延長が認められないケースもありうる。

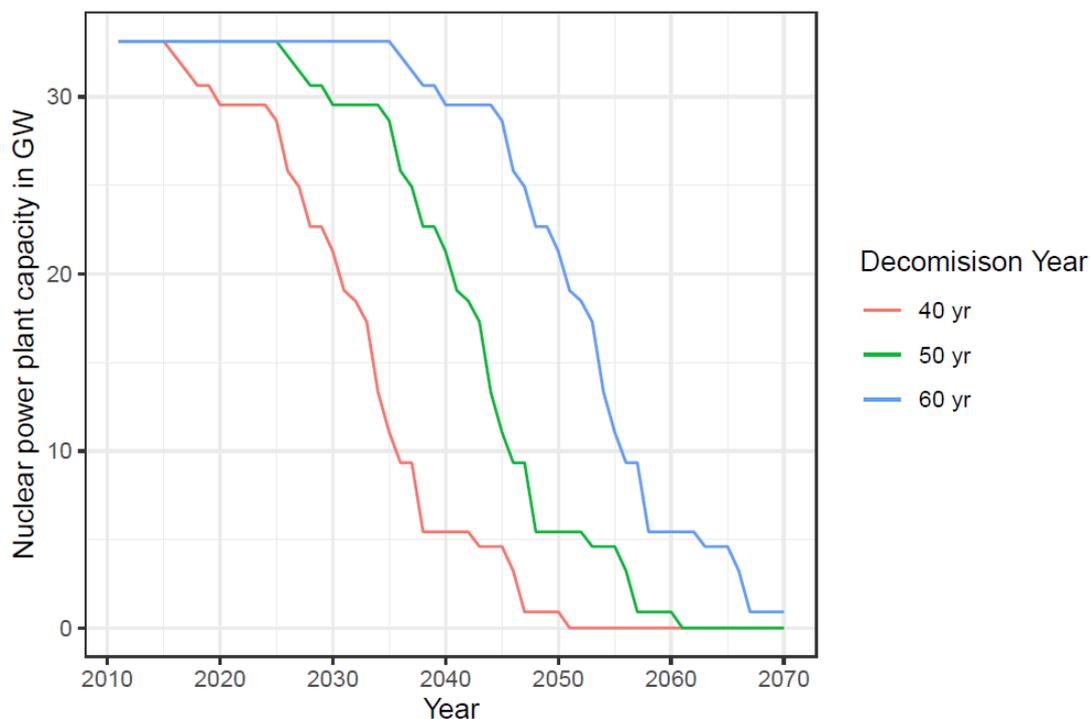


図 2-55 日本の原子力発電所の合計発電容量と運転期間の関係

#### 4) 燃料費の設定

2020 年から 2050 年までの化石燃料の価格は、IEA の World Energy Outlook の既存政策シナリオ（Stated Policies Scenario。以前の新政策シナリオ）の値を用いた<sup>141</sup>。この既存政策シナリオは、すでに各国政府が表明している政策が実施された場合の価格を表し、本シナリオに用いる値として設定した。

#### 5) リザーブの設定

本研究では、スピニング・リザーブ及びサブプリメンタル（リプレイスメント）・リザーブの 2 種類のリザーブを設定した。スピニング・リザーブは、既に電力系統に接続しており、電源脱落が生じたときなどにその脱落分を即埋め合わせる電源である。スピニング・リザーブとして、各需要エリアの需要の 10% に風力発電・太陽光発電の発電量の 10% を加えたスピニング・リザーブ電源を常に確保することとした。サブプリメンタル・リザーブは、その時

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/nuclear/001/pdf/001\\_02\\_001.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/001/pdf/001_02_001.pdf)

点では電力系統に接続していなくても良いが、10 分間以内に必要な電力の供給等が可能な電源である。このサプリメンタル・リザーブとして各需要エリアの需要の 10%のクイックスタート電源を常に確保することとした。なお、天然ガス火力発電がスピニング・リザーブを提供する際には発電効率の低下が起きることや、水力発電はスピニング・リザーブを提供できるのは発電容量の 20%まで、などの技術的な制約も SWITCH モデルにおいて実装している。

## 6) 地域間連系線のデータ

地域間連系線の建設費用は、表 2-14 に掲げた直近の実績値及び見積もり値を用いた<sup>160</sup>、<sup>161</sup>、<sup>162</sup>、<sup>163</sup>。SWITCH-Japan モデルでは、追加運用容量あたりの建設費用（百万円/MW）は、同一地域連系線においては将来にわたって一定であると仮定した。また、直近の工事实績値・見積もり値のない、その他の 6 地域連系線については、特性が類似するものの数値を適用した。すなわち、直流の中部北陸間及び関西四国連系線には、同じ直流である北海道本州連系線の 205.7 百万円/MW を用いた。また、西日本の交流地域間連系線の中部関西間、関西北陸間、関西中国間、及び中国四国間の連系線には、同様の中国九州間連系線の 56.1 百万円/MW を用いた。このほか、連系線の最大稼働期間は法定耐用年数の 36 年間を用いた。送電ロス率は 4%とした。

表 2-14 地域間連系線の建設費用

名称	建設費用 [Million JPY]	追加容量 [MW]	単位容量当たり費用 [Million JPY/MW]	AC/DC
Hokkaido-Tohoku 北海道本州間連系線	61,700	300	205.7	DC
Tohoku-Tokyo 東北東京間連系線	153,000	4,550	33.6	AC
Tokyo-Chubu 東京中部間連系線	183,700	900	204.1	DC (+FC)
Chugoku-Kyushu 中国九州間連系線	157,000	2,800	56.1	AC

<sup>160</sup> 電力広域的運用推進委員会. 2019. 第 42 回広域系統整備委員会 北海道本州間連系設備に係る計画策定プロセスについて [https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2019/files/seibi\\_42\\_04\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2019/files/seibi_42_04_01.pdf)

<sup>161</sup> 電力広域的運用推進委員会. 2018. 第 39 回広域系統整備委員会 東北東京間連系線に係る広域系統整備計画について [https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2018/files/seibi\\_39\\_03\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2018/files/seibi_39_03_01.pdf)

<sup>162</sup> 電力広域的運用推進委員会. 2019. 第 42 回広域系統整備委員会 広域系統整備計画の進捗状況について（報告） [https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2019/files/seibi\\_42\\_03\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2019/files/seibi_42_03_01.pdf)

<sup>163</sup> 電力広域的運用推進委員会. 2017. 第 31 回広域系統整備委員会中国九州間連系線に係る計画策定プロセスの検討の方向性について [https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2017/files/seibi\\_31\\_02\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2017/files/seibi_31_02_01.pdf)

出所) 脚注の 160、161、162 及び 163 を参照

### (3) 分析の方向性

第一に、2030 年 18%削減、2050 年 80%削減に沿って電力部門からの温室効果ガス排出量を制約するシナリオを設定し、本シナリオ内での電力システムの変化を検討した。図 2-56 に本シナリオで想定した排出削減経路を示した。本

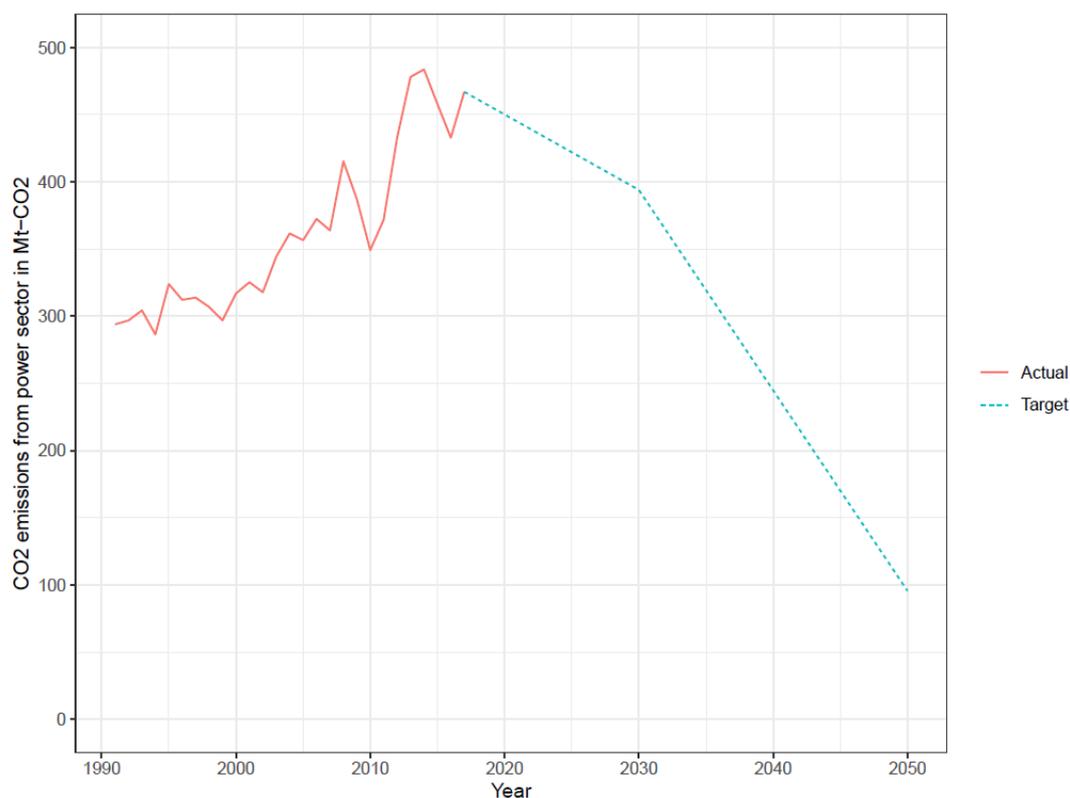


図 2-56 日本の電力部門からの CO2 排出量（実線は実績値、破線は今回の試算で用いた目標値）

出所) 実績値は日本国温室効果ガス排出インベントリより作成

第二に、地域間連系線の建設費用の感度分析として、本シナリオから単位容量あたりの建設費用が全ての連系線で一定倍減少又は増加した場合の発電、蓄電、及び送電への投資の変化について検討を行った。1/100 倍から 3 倍まで幅広く建設費を変化させてマクロな傾向を分析した上で、2 倍のケースを送電線高コストケースとして比較を行った。

### 2.3.3 結果と議論

#### (1) 本シナリオ:2050 年温室効果ガス排出量 80%削減

##### 1) 発電・蓄電

図 2-57、表 2-15 のとおり、2050 年に電力部門からの温室効果ガスを 80%削減するためには、非常に大規模な陸上風力発電 (89GW)、太陽光発電 (87GW)、洋上風力発電 (35GW) の導入が必要であることがわかった。それら変動再生可能エネルギーの導入量は、発電容量全体の 66%に達した。このうち、太陽光発電は 2019 年 3 月時点で約 60GW が導入されているため、そこからの増加分は 27GW である一方で (ただし地域や種類は異なる。後ほど詳述。)、風力発電は 1.6GW から陸上・洋上を合わせて 127GW の追加となる。発電容量が最も低下したのは石炭火力発電で、2020 年から 2050 年の間に 48GW から 11GW まで大幅に減少した。減少幅では石炭火力発電に次いで大きいのが天然ガス火力発電で、72GW から 47GW まで減少した。

その結果、図 2-58、表 2-16 に示すとおり、火力発電が発電電力量に占める割合は、2020 年段階の 65%から 2050 年には 23%まで減少した。一方で、再生可能エネルギーと原子力発電と合わせたゼロ・エミッション電源は 77%に達した。そのうち、変動再生可能エネルギーは全体の発電電力量の約 50%と非常に高い割合を占める。このことから、系統運用にとって大きな挑戦となる。変動再生可能エネルギーの大規模導入に伴い、表 2-17 のとおり、石炭火力発電所の設備利用率は 35%-78%にとどまり、ベースロード電源ではなく、出力調整を行う電源として用いられることとなる。また、LNG 火力発電所の発電所は 0%-64%と、より低い設備利用率となっている。本モデルでは、建設を開始した火力発電所までを建設見込みとして含めているが、それ以外にも計画中の石炭火力発電所は数多く存在する。今後建設される石炭火力発電所は、40 年間という稼働期間を考えると 2050 年にはまだ稼働できる状態にあるが、炭素制約のために許容される発電電力量は図 2-58 に示すとおり、ごく限られている。すなわち、石炭火力発電所のさらなる新設は設備利用率を更に低下させるため、経済的な面からもリスクが大きいと考えられる。

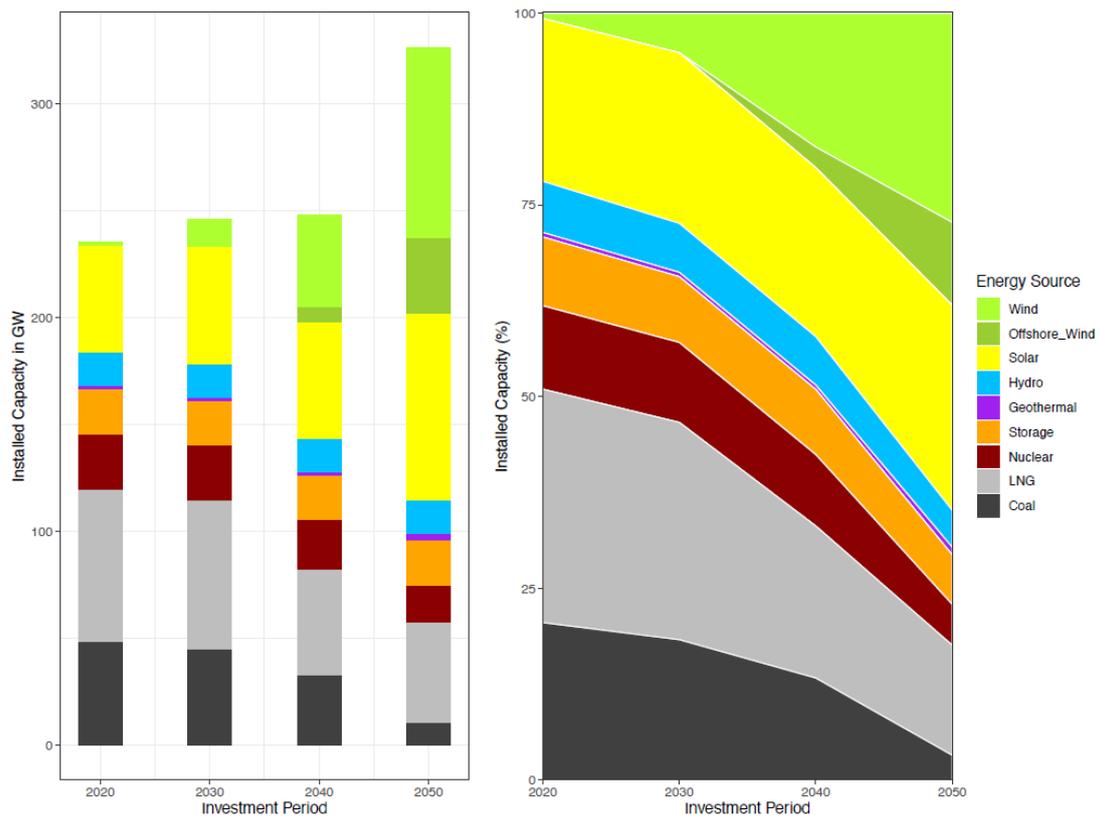


図 2-57 本シナリオにおける発電・蓄電容量の推移

表 2-15 本シナリオにおける発電・蓄電容量の推移 (MW) 。括弧内の数字は割合 (%)

種類	2020	2030	2040	2050
陸上風力発電	1,610 (0.68)	12,631 (5.14)	43,313 (17.45)	89,021 (27.27)
洋上風力発電	0 (0)	0 (0)	6,632 (2.67)	35,190 (10.78)
太陽光発電	49,967 (21.23)	54,707 (22.26)	54,707 (22.04)	87,373 (26.77)
水力発電	15,697 (6.67)	15,697 (6.39)	15,697 (6.32)	15,697 (4.81)
地熱発電	1,386 (0.59)	1,386 (0.56)	1,386 (0.56)	3,190 (0.98)
蓄電 (揚水発電含む)	21,100 (8.96)	21,100 (8.58)	21,100 (8.50)	21,127 (6.47)
原子力発電	25,620 (10.89)	25,620 (10.42)	23,130 (9.32)	17,410 (5.33)
LNG 火力発電	71,665 (30.45)	69,670 (28.34)	49,217 (19.83)	46,825 (14.35)
石炭火力発電	48,324 (20.53)	44,998 (18.31)	33,039 (13.31)	10,574 (3.24)
合計	235,368	245,808	248,210	326,408

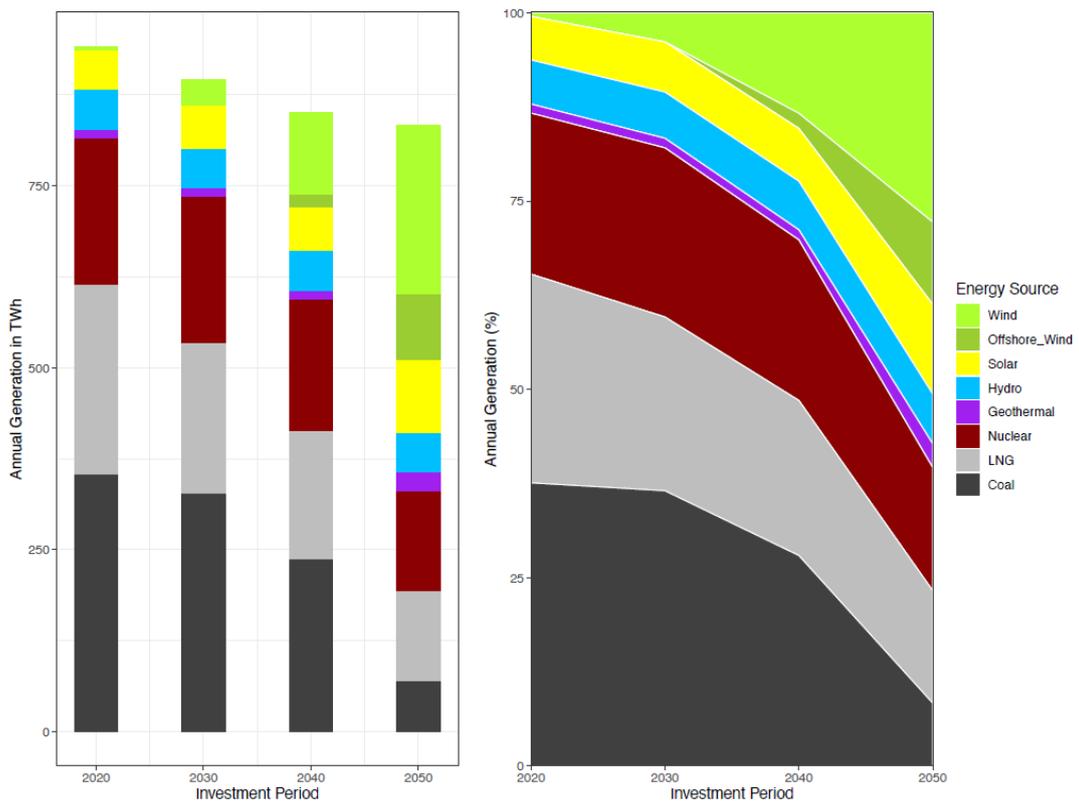


図 2-58 本シナリオにおける発電ミックスの推移

表 2-16 本シナリオにおける電力ミックスの推移 (GWh)  
括弧内の数値は割合 (%)

種類	2020	2030	2040	2050
陸上風力発電	4,313 (0.46)	34,374 (3.84)	113,452 (13.33)	231,450 (27.78)
洋上風力発電	0 (0)	0 (0)	17,021 (2.00)	90,820 (10.90)
太陽光発電	54,512 (5.79)	59,702 (6.66)	59,678 (7.01)	99,475 (11.94)
水力発電	55,013 (5.84)	55,013 (6.14)	55,013 (6.46)	55,013 (6.60)
地熱発電	11,365 (1.21)	11,365 (1.21)	11,365 (1.21)	26,158 (3.14)
原子力発電	201,315 (21.38)	201,315 (22.47)	181,636 (21.33)	136,414 (16.37)
LNG 火力発電	260,971 (27.72)	206,705 (23.07)	175,236 (20.58)	124,442 (14.93)
石炭火力発電	353,938 (37.60)	327,361 (36.54)	237,953 (27.95)	69,453 (8.34)
合計	941,427	895,836	851,350	833,226

表 2-17 本シナリオにおけるエリアごとの各種電源の設備利用率

エリア	陸上風力	洋上風力	太陽光	水力	地熱	原子力	LNG 火力	石炭火力
北海道	0.31	0.31	0.13	0.40	0.94	0.90	0.00	-
東北	0.32	0.32	0.12	0.40	0.94	0.90	0.09	0.61
東京	0.29	0.29	0.12	0.40	0.94	0.90	0.23	-
中部	0.26	0.26	0.13	0.40	-	0.90	0.39	0.35
北陸	-	-	-	0.40	0.94	0.90	0.21	-
関西	-	-	0.13	0.40	-	0.90	0.35	0.75
中国	0.30	-	0.13	0.40	-	0.90	0.61	0.76
四国	-	-	0.14	0.40	-	0.90	0.64	0.78
九州	0.29	-	0.13	0.40	-	0.90	0.58	0.75
沖縄	-	0.29	0.13	-	-	-	0.26	-

次に、それぞれのエリアについて分析する。図 2-60 のとおり、陸上・洋上風力発電所は日本全体に広く導入されたが、中でも北海道地方（陸上風力 46GW）、東北地方（陸上風力 21GW、洋上風力 15GW）に特に集中して導入される結果となった。その他、関東地方（13GW）、中部地方（9GW）、中国地方（9GW）、九州地方（9GW）、沖縄地方（2GW）に導入された。その一方で、太陽光発電は中部地方（33GW）、関西地方（32GW）、九州地方（18GW）などの関東以南の一部の地方に集中して導入された。既存の太陽光発電は、固定価格買取制度の比較的高い買取価格のために全ての地域に広く導入されているが、25年の稼働期間の終わりを迎えたあと、他の再生可能エネルギー電源との相対的な価格等によって導入されない地域があった。同様に、住宅用太陽光発電よりも大規模太陽光発電所の方が安価なことから、最適化計算の結果、住宅用太陽光発電は25年の寿命の後（2040年）にリプレイスはされなかった。

石炭火力発電は2020年に関西地域で9.3GWが建設され、それが2050年まで稼働を続けることとなった。

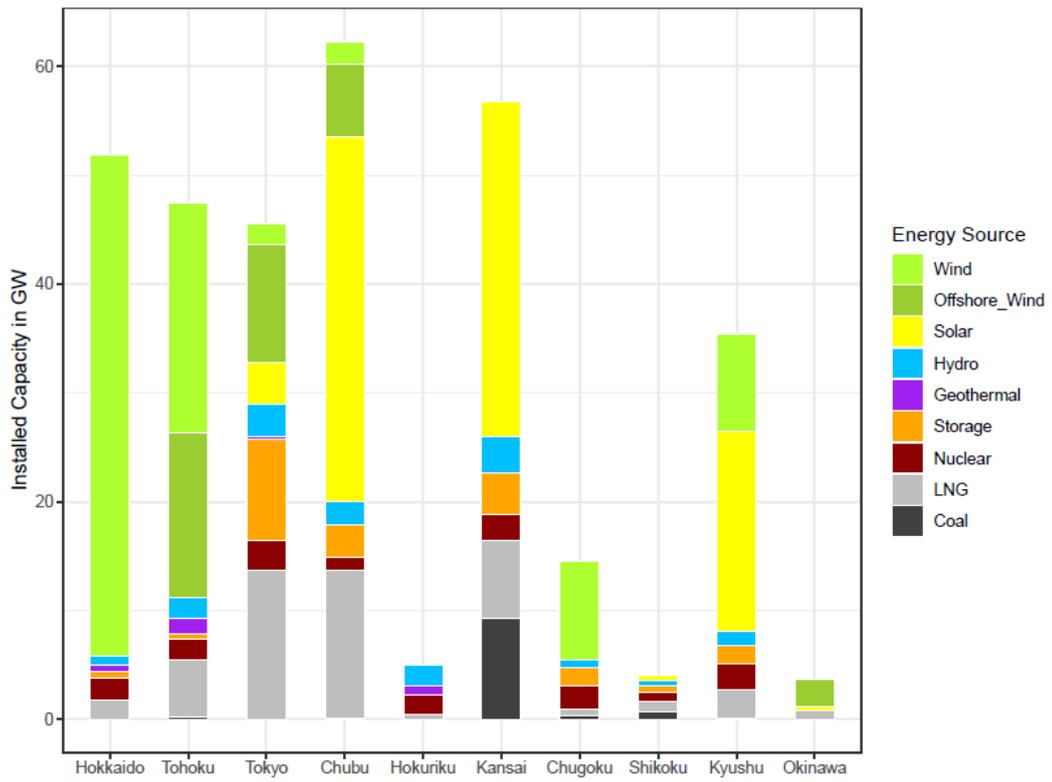


図 2-59 本シナリオにおける 2050 年の 10 エリアの発電・蓄電容量 (GW)

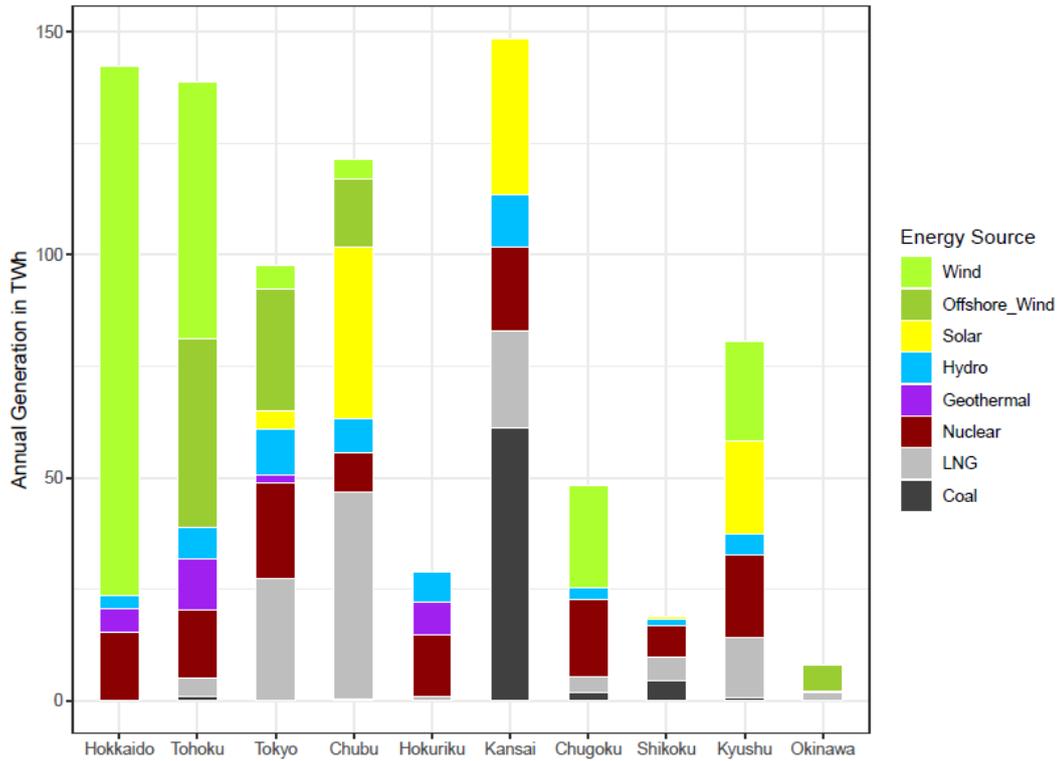


図 2-60 本シナリオにおける 2050 年の 10 エリアの発電ミックス (TWh)

表 2-18 本シナリオにおける 2050 年の 10 エリアの発電・蓄電容量 (GW)

エリア	陸上風力	洋上風力	太陽光	水力	地熱	蓄電	原子力	LNG 火力	石炭火力
北海道	46,000	0	0	850	642	579	2,070	1,707	0
東北	21,021	15,140	0	1,984	1,428	449	1,930	5,286	149
東京	2,000	10,760	3,915	2,916	220	9,400	2,720	13,649	0
中部	2,000	6,770	33,485	2,142	0	3,019	1,140	13,574	110
北陸	0	0	0	1,929	900	0	1,750	425	0
関西	0	0	30,746	3,347	0	3,781	2,360	7,194	9,277
中国	9,000	0	0	784	0	1,617	2,190	635	278
四国	0	0	507	465	0	600	890	935	650
九州	9,000	0	18,384	1,280	0	1,645	2,360	2,627	110
沖縄	0	2,520	336	0	0	37	0	793	0

表 2-19 本シナリオにおける 2050 年の 10 エリアの発電ミックス (TWh)

エリア	陸上風力	洋上風力	太陽光	水力	地熱	原子力	LNG 火力	石炭火力
北海道	118,996	0	0	2,978	5,266	15,150	57	0
東北	57,717	42,350	0	6,956	11,709	15,257	4,154	796
東京	5,040	27,615	3,917	10,214	1,804	21,502	27,439	0
中部	4,400	15,148	38,593	7,507	0	9,012	46,383	340
北陸	0	0	0	6,763	7,380	13,834	776	0
関西	0	0	35,123	11,730	0	18,656	21,780	61,270
中国	22,805	0	0	2,751	0	17,312	3,413	1,861
四国	0	0	593	1,629		7,036	5,223	4,468
九州	22,491	0	20,897	4,485		18,656	13,386	718
沖縄	0	5,707	351	0	0	0	1,831	0

資本投資期間ごとの再生可能エネルギーの導入を見ると、図 2-57、図 2-58 のとおり、2040 年までは比較的穏やかな変化にとどまる。本モデルにおいては、固定価格買取のような特定技術に対する資金的補助を含めておらず、純粋に最小費用経路を計算しているため、洋上風力発電の導入は 2040 年までは行われぬ。同様の理由で、住宅用太陽光発電の新設も起きないようにしている（モデルの設定を変更すれば、そうしたシナリオで計算することも可能）。太陽光発電は 2040 年まではほぼ一定に推移した後、2050 年に増加する。ただし、2040 年には 2010 年代に導入された全国各地に存在する既存の太陽光発電所が稼働期間の終わりを迎える（稼働年数 25 年のため）が、2040 年から 2050 年にかけて導入される太陽光発電は、図 2-60 のとおり、中部地方、関西地方、九州地方等に集中している。これは、より安価な風力発電所との競合が少ない地域である。北海道、東北、中国地方では、2050 年には競合する価格競争力の高い風力発電が太陽光発電を置き換えている。また、先述のとおり、2020 年時点では全国に幅広く存在する住宅用太陽光発電は、2050 年までに稼働終了時期を迎えた後、比較的高価な建設費用のため、2050 年には導入されていない。

地熱発電は、ポテンシャルのある全ての地域で導入が進み、2050 年の設備容量で 3.2GW、発電電力量の 2.9%を占めるまでに増加している。

電力部門における温室効果ガス 80%削減という目標達成ケースでは、太陽光発電及び風力発電という変動再生可能エネルギーが発電電力量の 50.6%に達する。一般的に、変動再生可能エネルギーが発電電力量の 50%程度を超えると蓄電の導入が必要になることが多いと言われているが、本シナリオでは、2050 年に初めてそのレベルを超えることになる。このような非常に高い変動再生エネルギーの導入率のもとでの系統運用には困難が伴う。このため、2050 年には、電力システムの柔軟性を高めることが必要となる。柔軟性の向上には、出力を柔軟に調整できる電源（天然ガス火力発電、水力発電等）の活用、送電線の拡張、蓄電容量（揚水発電、蓄電設備）の増加などがありうる<sup>164</sup>。変動再生可能エネルギーの大量導入には蓄電設備の容量増加が有効であるが、日本にはすでに 21GW の揚水発電が存在するため、蓄電設備は沖縄地域での 36GW 増加にとどまった。ただし、変動再生可能エネルギー

<sup>164</sup> IRENA. 2018. Power system flexibility for energy transition.  
<https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Power-system-flexibility-for-the-energy-transition>

一の発電電力量に占める割合が 2020 年の 6.3%から 2030 年の 10.5%、2040 年の 22.3%、2050 年の 50.6%まで上昇していくにつれて、図 2-61、図 2-62 に示すとおり、揚水発電が稼働する機会が増加しており、太陽光発電や風力発電の短期的な受け止め先として系統運営に重要な役割を果たしていることがわかる。2020 年時点での揚水発電の利用パターンは、電力需要が小さく、したがって電力価格が低い夜間に蓄電をし、昼間のピーク時に発電をするという想定どおりの運転パターンをとっている。しかし、太陽光発電及び風力発電の変動再生可能エネルギーが大規模に導入された 2050 年には、ピーク電力が大きくなる 7 月 8 月を除き、昼間の太陽光発電のシンク（貯蔵先）として稼働していることがわかる。

ただし、変動再生可能エネルギーの割合が非常に高い需要エリアでは、一定の出力抑制も避けられない。2050 年変動再生可能エネルギーの出力抑制率を表 2-20 にまとめた。電力ミックスに占める再生可能エネルギーの割合が高く、かつ電力網が独立している沖縄で最も高い値（洋上風力 10.1%）を記録している。このほか陸上風力発電では北海道が最も高く 4.6%、その他のエリアでも約 2%程度の出力抑制となる。また、図 2-63 によっても出力抑制の存在が確認できる。

これらの結果は、Dunholm らのテキサス（ERCOT）における変動再生エネルギーの増加と蓄電池や出力制御の必要性に関する研究結果とも整合的なものであり、この Dunholm らの研究では、変動再生可能エネルギーが発電電力量の 50%程度では、その出力抑制率は 10%未満に抑えられることをシミュレーションによって明らかにしている。一方、変動再生可能エネルギーの割合を 8 割まで高めつつ出力抑制率を 10%未満に抑えるためには、蓄電池や需要側での追加対策が必要と述べている。日本においても、電力部門での温室効果ガスの削減率を 100%に高めた場合、変動再生可能エネルギーの割合は 50%から大きく高まることが明らかであり、蓄電池や需要側での対策を更に追加すべきことが示唆される。

表 2-20 本シナリオにおける変動再生可能エネルギーの出力抑制率 (%)

種類	エリア	出力抑制率 (%)
太陽光発電	東京	2.0
太陽光発電	中部	2.2
太陽光発電	関西	2.1
太陽光発電	四国	2.0
太陽光発電	九州	0.0
太陽光発電	沖縄	5.1
陸上風力発電	北海道	4.6
陸上風力発電	東北	2.1
陸上風力発電	東京	2.0
陸上風力発電	中部	2.0
陸上風力発電	中国	2.0
陸上風力発電	九州	0.8
洋上風力発電	東北	0.3
洋上風力発電	東京	0.2
洋上風力発電	中部	0.3
洋上風力発電	沖縄	10.1

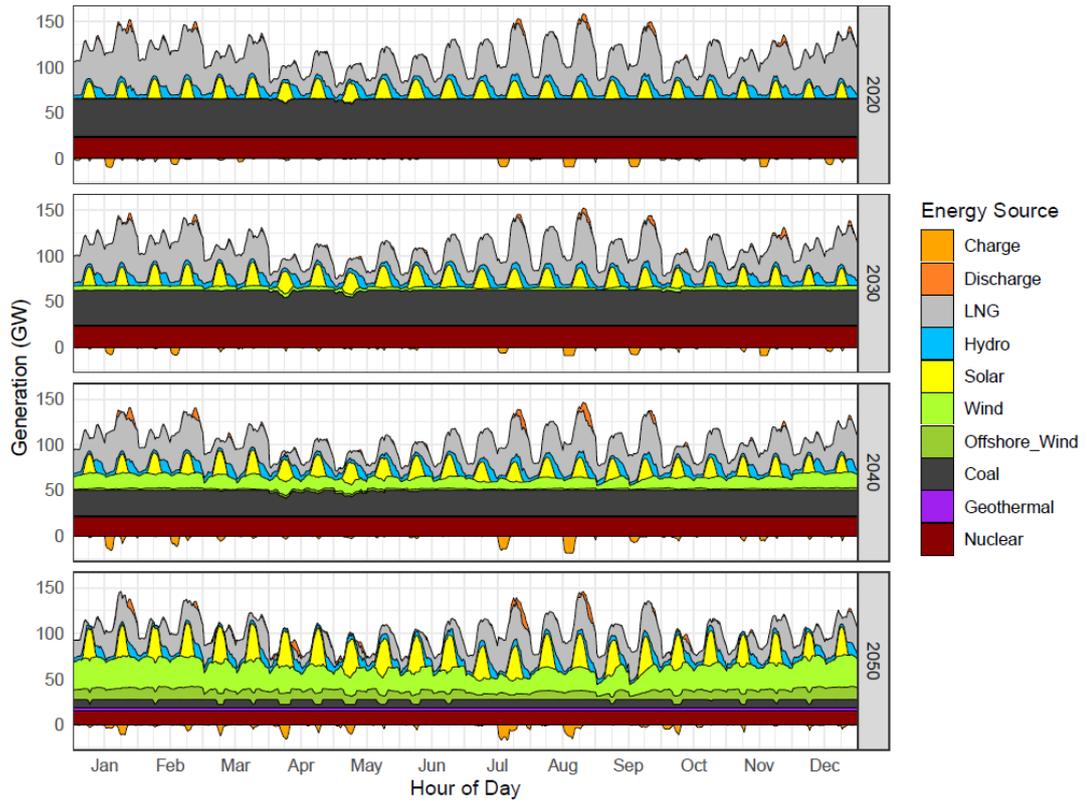
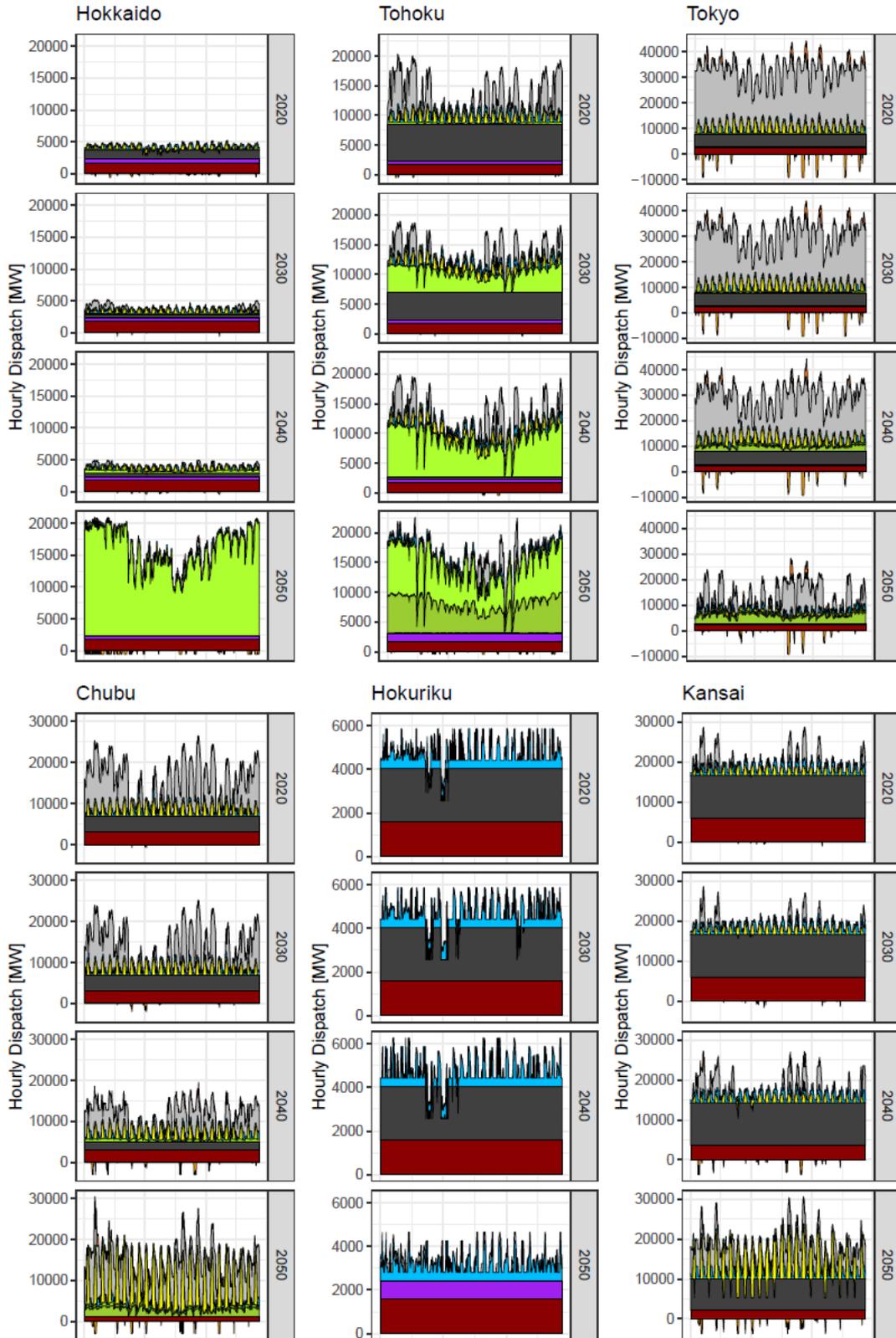


図 2-61 本シナリオにおける日本全体の発電プロファイルの推移



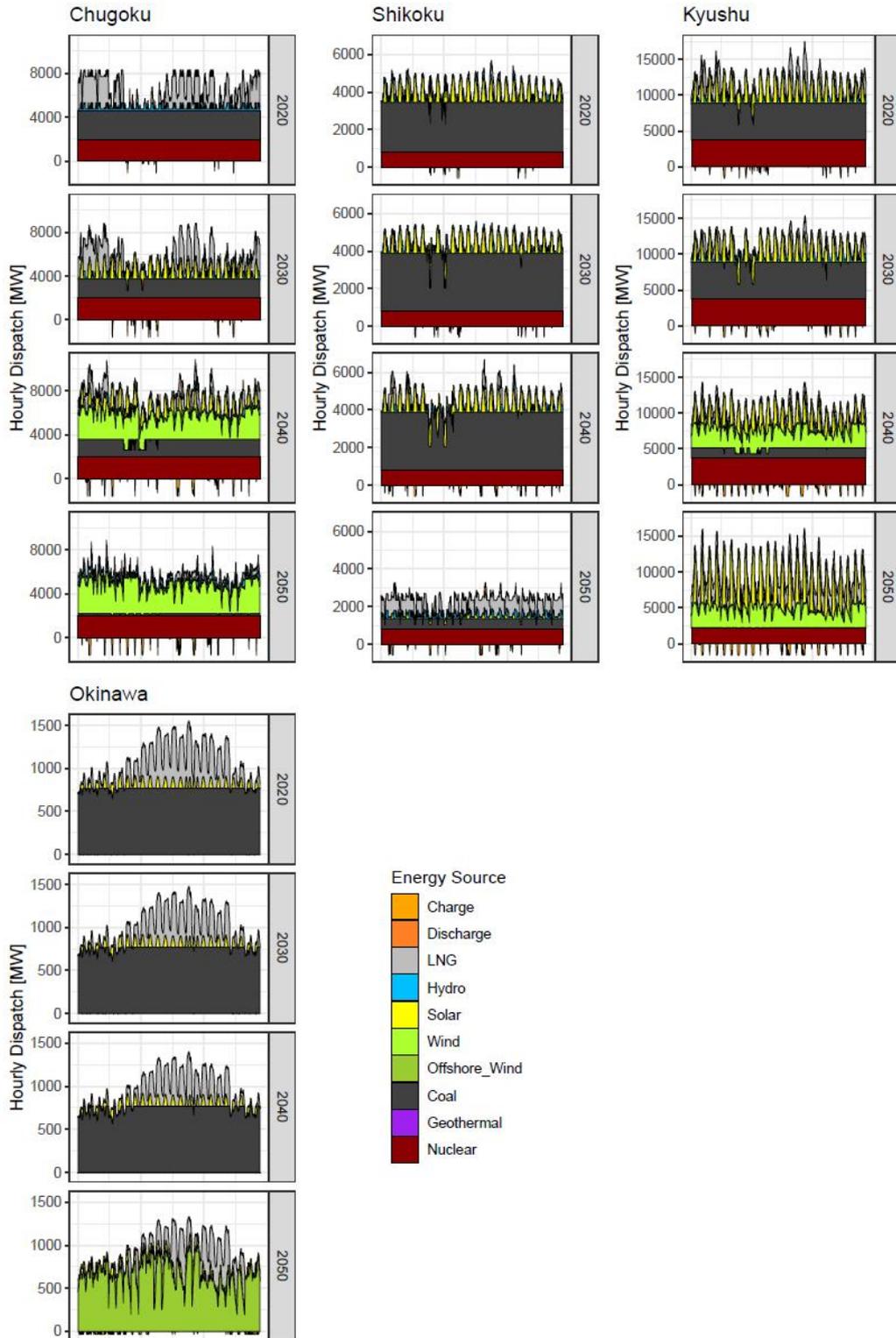


図 2-62 本シナリオにおける 10 地域の発電プロフィール

### 2.3.4 地域間連系線

日本の電力システムの脱炭素化のためには、再生可能エネルギーに大きなポテンシャルを有する地域と電力の大需要地とをつなぐ、地域間連系線への大規模な投資が必要である。

図 2-63 は、本シナリオにおける 2050 年の発電容量、送電容量、平均的な送電線の流れをまとめたものである。表 2-21、図 2-64 に、追加的に建設された地域間連系線をまとめた。規模的には、大規模な風力発電への投資を行った北海道及び東北地方から電力の大需要地の関東地方に向けて、最も大きな地域間連系線の投資が行われた。北海道本州間連系線は 14.7GW、東北東京間連系線は 19.3GW の容量が追加されている。ただし、これらの地域間連系線の追加が必要となった原因である風力発電及び太陽光発電への大規模な投資は 2040 年以降に特に増加するため、地域間連系線への投資の多くは 2050 年に行われている。

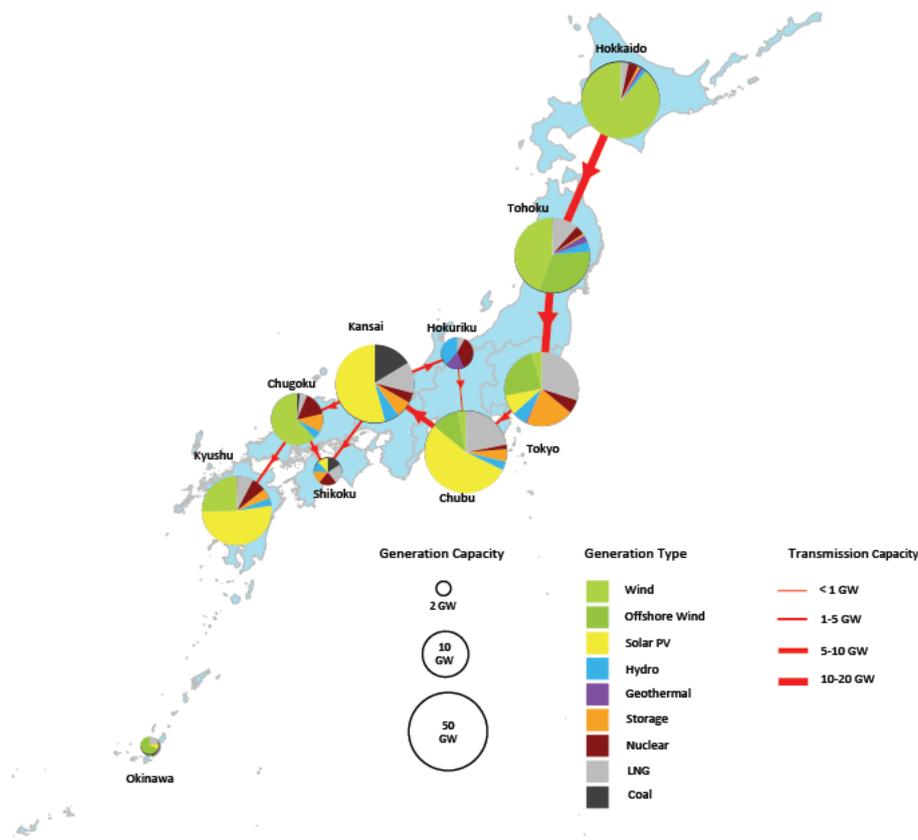


図 2-63 本シナリオにおける 2050 年の発電、蓄電、送電容量  
(送電線の矢印の方向は、平均的な方向を表す)

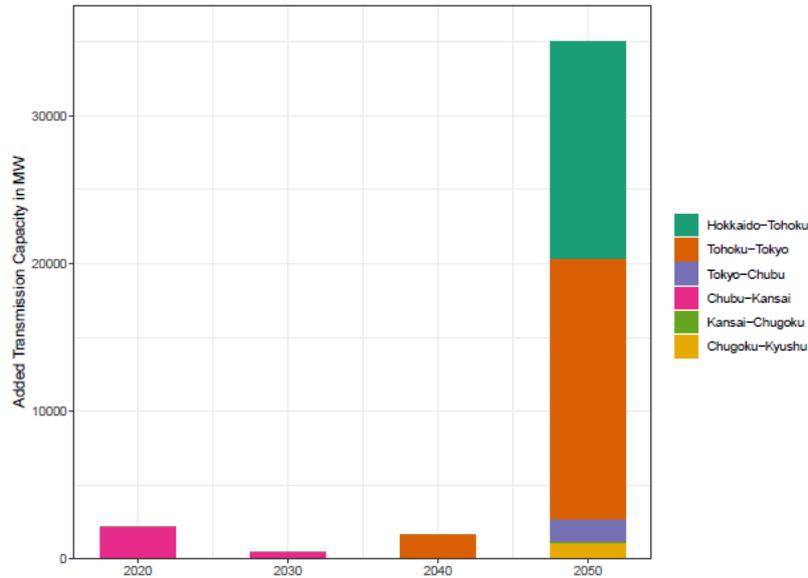


図 2-64 各投資期間に建設された地域間連系線の容量

表 2-21 各地域間連系線の容量の現在と 2050 年までの変化と、2050 年の年間平均利用率（順方向/逆方向）

地域間連系線	現在の運用容量 [MW]	2050 年の運用容量 [MW]	変化 [MW]	年間平均利用率 (*) (2050 年) [%]
北海道東北間	900	15,613	+14,713	83.1/0.0
東北東京間	5,150	24,466	+19,316	79.8/0.0
東京中部間	1,200	2,661	+1,461	23.0/18.6
中部関西間	2,500	5,220	+2,720	17.4/2.1
関西中国間	4,140	4,250	+110	52.2/0.1
中国九州間	2,470	3,589	+1,111	25.6/11.6
中部北陸間	300	300	0	30.1/22.0
関西北陸間	1,900	1,900	0	9.6/5.2
関西四国間	1,400	1,400	0	55.2/0.0
中国四国間	1,200	1,200	0	4.4/1.6

(\*) 順方向/逆方向

図 2-65 に、地域間連系線の時間的な出力を示した。また、表 2-21 に年間平均利用率をまとめた。これらからわかるように、北海道と東北から東京に向けて風力発電による電力が常時大規模に輸出されていることがわかる。年間平均利用率は約 8 割で、逆方向への送電は行われていない。一方、太陽光発電が主力電力となっている九州地方は、昼間の太陽光発電のピーク時に中国地方へ輸出し、夜間には中国地方の風力発電による電力を輸入していることがわかる。関西地方は、中国と四国に対して一方的に送電を行っており、年間平均利用率が 50%以上と北海道東北間、東北東京間に次いで高い。その他の地域は、より複雑な挙動が見られる。

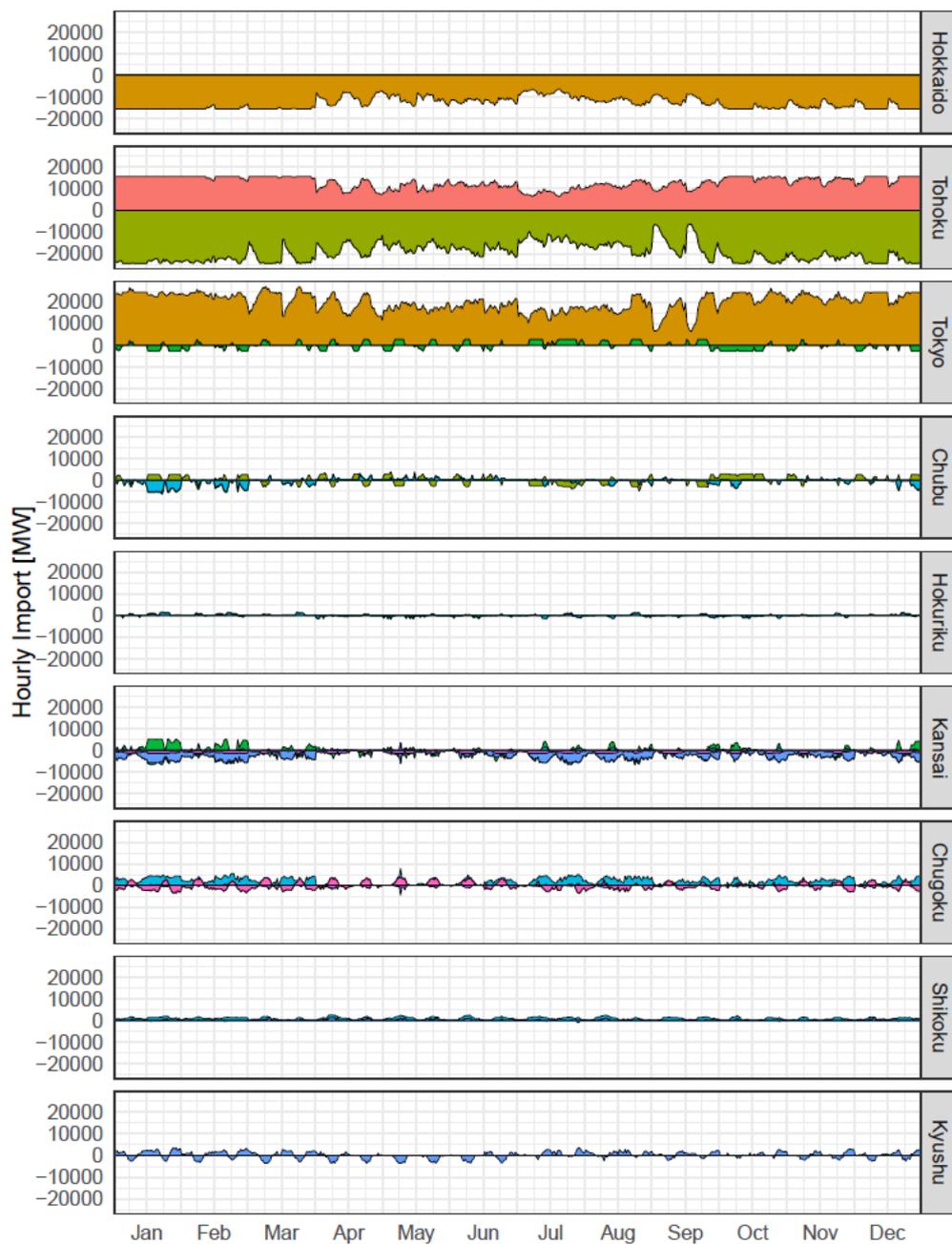


図 2-65 本シナリオにおける 2050 年の送電プロフィール

### 2.3.5 コスト分析

本シナリオにおいて、電力コストは40年間ほぼ一定であった。2020年には119ドル/MWh、2030年には123ドル/MWh、2040年には120ドル/MWh、2050年には114ドル/MWhと若干低下傾向である。太陽光発電と風力発電、地域間送電線の建設費用、地域内送配電の運用費用の増加分に対して、燃料費の削減分が概ねバランスする結果となった。これは、地域間連系線が十分な容量をもつことにより、広域的な系統運用が可能となり、広域的なメリットオーダーによって経済的な発電が可能となったために、多額の新規投資にも関わらず、電力コストの上昇が抑えられている。なお、全体の発電費用のうち、発電に係る固定費用が最大で

53%を占め、次いで燃料費が23%、需要エリア内送配電費用が21%、地域間連系線建設費用が3%であった。

## (1) 感度分析：地域間連系線の建設費用と発電・送電への投資の関係

その他の条件は本シナリオと全く同じとし、地域間連系線の建設費用のみを定数倍に変化させ、最適化計算を行った結果の概要を図 2-66、図 2-67 に示した。次に、地域間連系線が2倍になったケースを詳細に分析した。

### 1) 送電線コスト定数倍ケース

まず、横軸の1を本シナリオとし、そこから連系線の建設コストが3倍、2倍、1/3倍、1/10倍、1/30倍、1/100倍と変化した場合に、各送電線の追加運用容量がどうなるかを示したのが図 2-67 である。定性的には、地域間連系線の投資額が他の費用に対して無視できるほど小さい場合、連系線のつながっていない沖縄以外の9エリアを一つのエリアとみなして、日本全体の電力需要を最も安い費用で満たすための発電の投資と運用を行うことで、広域的なメリットオーダーを実現することができる。その際の連系線の容量は、それ以上増やしても送電需要がない容量となる。このため、非現実的な値ではあるが、地域間連系線の建設費用を1/100まで小さくして、電力システムの変化を調べた。

図 2-66、図 2-67 示すとおり、送電線が安価になるほど、北海道と東北の洋上風力・陸上風力の導入量を増やすために北海道本州間連系線、東北東京間連系線が増え続けるが、容量はそれぞれ40GW前後で飽和していることがわかる。風力発電の導入量が増加する分、太陽光発電と地熱発電の導入量は減少し、石炭火力が若干増加する。また、東京中部間連系線、中部関西間連系線もそれに合わせて増加する。

一方、地域間連系線の建設費用の変化に対して、中国九州間連系線の変化は非常に小さく、本シナリオの1.1GWから最大でも2.0GWまでしか増えない。中部北陸、関西中国、関西四国は、地域間連系線が本シナリオの1/30以下の極めて安価な場合にのみ、若干の追加導入が見られる。一方、関西北陸、中国四国は最も安価なケースでも追加建設は認められない。以上より、大規模な太陽光発電の導入が見込まれる西日本においても、連系線の拡張需要は東日本に比較して非常に小さい。

地域間連系線の費用が増加すると、連系線需要は北海道本州、東北東北間で減少する。特に、もともと高価な北海道本州間連系線の感度が非常に大きい。また、安価な北海道・東北地方の風力資源の導入が減少し、各地域の太陽光発電の導入が増加する。また、中部関西と中国九州も地域間連系線の建設費が増加するにつれて減少する。

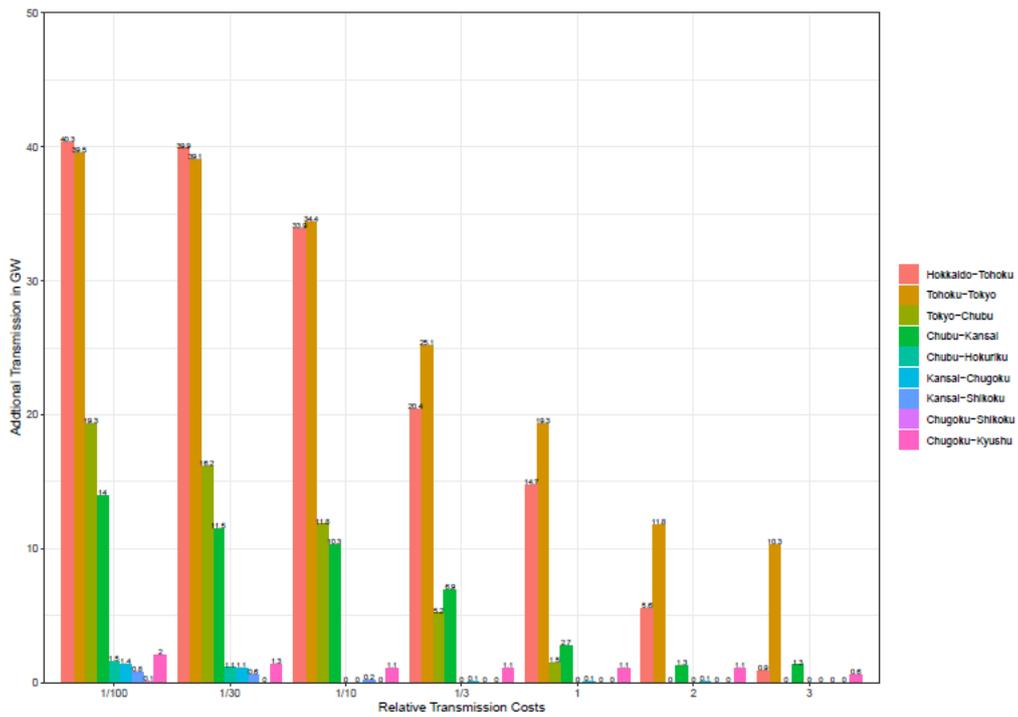


図 2-66 送電線の費用を比例倍した場合の 2050 年までに建設される各地域間送電線の変化

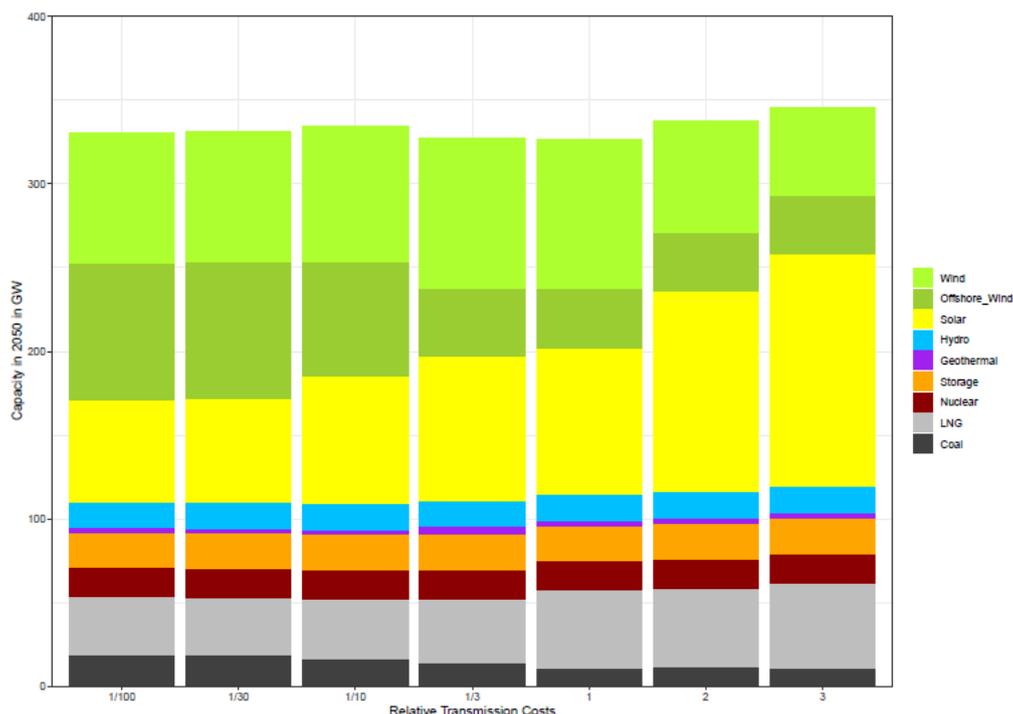


図 2-67 送電線の費用を比例倍した場合の 2050 年の発電容量の変化

## 2) 送電線高コストケース

以上を踏まえ、送電線の費用が本シナリオの 2 倍（「送電線高コストケース」という。）とした場合の地域別の詳細な分析を行った。まず、最も大きな違いは、北海道本州間連系線と東北東京間連系線の拡張が半分程度に抑制され（図 2-68）、その分北海道での風力発電導入量が半分以下まで減少することである（図 2-69）。次に、北海道・東北地方から関東地方に送電される風力発電の減少を補う形で、関東地方の太陽光発電が大幅に増加する。関東地方はもともと最大の揚水発電の容量を有するため、増加した太陽光発電の変動分も問題なく吸収できている。その他の影響としては、九州地方で蓄電池が 36MW 導入されたこと、及び図 2-71 のとおり、2050 年の石炭火力発電の出力変動が大きい（すなわち設備利用率が低い）ことが挙げられる。また、全体コストは本シナリオと比較して 1-2% 程度増加し、121 ドル/MWh（2020 年）、125 ドル/MWh（2030 年）、126 ドル/MWh（2040 年）、120 ドル/MWh（2050 年）と推移した。

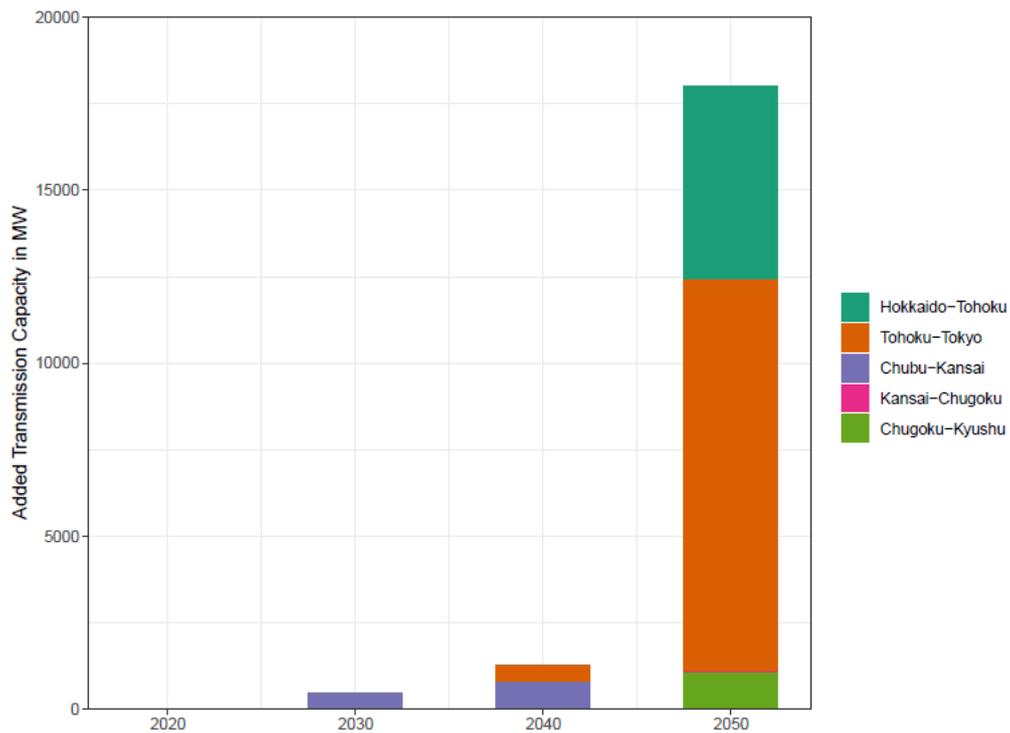


図 2-68 送電線高コストケースにおける各投資期間の地域間連系線追加容量

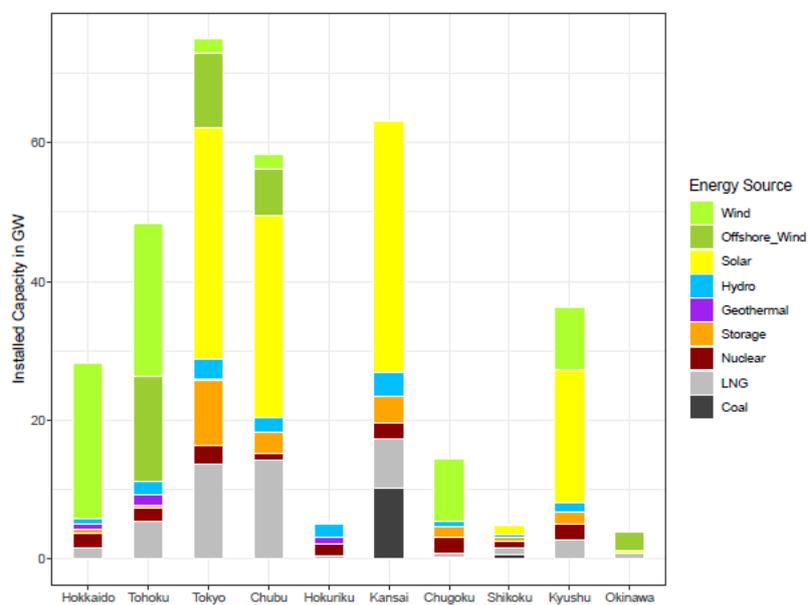


図 2-69 送電線高コストケースでの 2050 年の各エリアの発電・蓄電容量

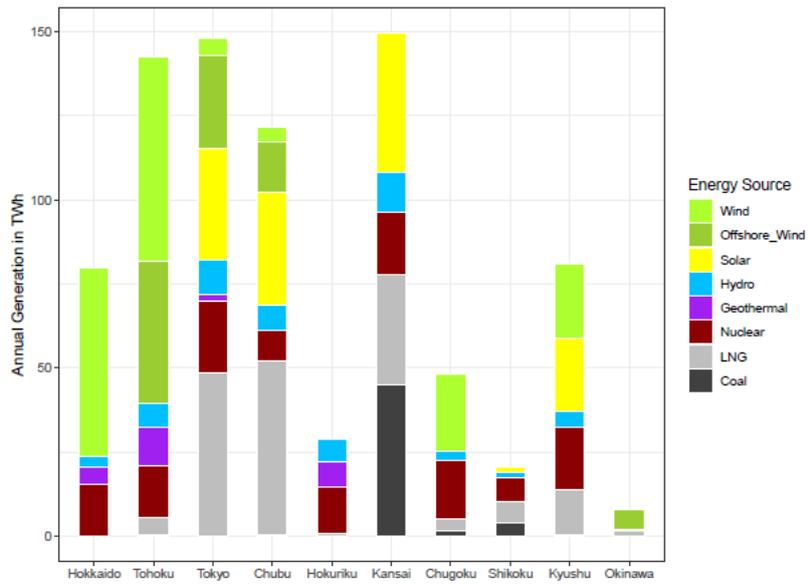


図 2-70 送電線高コストケースでの 2050 年の各需要エリアの発電電力量

表 2-22 送電線高コストケースでの 2050 年の各エリアの発電・蓄電容量 (MW)

エリア	陸上風力	洋上風力	太陽光	水力	地熱	蓄電	原子力	LNG 火力	石炭火力
北海道	22,410	0	0	850	642	579	2,070	1,707	0
東北	22,000	15,140	0	1,984	1,428	449	1,930	5,286	149
東京	2,000	10,760	33,320	2,916	220	9,400	2,720	13,649	0
中部	2,000	6,770	29,047	2,142	0	3,019	1,140	14,062	110
北陸	0	0	0	1,929	900	0	1,750	425	0
関西	0	0	36,341	3,347	0	3,781	2,360	7,194	10,152
中国	9,000	0	0	784	0	1,617	2,190	635	278
四国	0	0	1,362	465	0	600	890	935	650
九州	9,000	0	19,220	1,280	0	1,682	2,360	2,627	110
沖縄	0	2,685	374	0	0	36	0	760	0

表 2-23 送電線高コストケースでの 2050 年の各エリアの発電電力量 (GWh)

エリア	陸上風力	洋上風力	太陽光	水力	地熱	原子力	LNG 火力	石炭火力
北海道	56,255	0	0	2,978	5,266	15,150	212	0
東北	60,462	42,373	0	6,956	11,709	15,257	5,154	482
東京	5,040	27,615	33,335	10,214	1,804	21,502	48,588	0
中部	4,387	15,141	33,497	7,507	0	9,012	51,799	336
北陸	0	0	0	6,763	7,380	13,834	802	0
関西	0	0	41,469	11,730	0	18,656	32,497	45,192
中国	22,771	0	0	2,751	0	17,312	3,620	1,696
四国	0	0	1,583	1,629	0	7,036	6,031	4,194
九州	22,147	0	21,635	4,485	0	18,656	13,322	632
沖縄	0	6,039	281	0	0	0	1,572	0

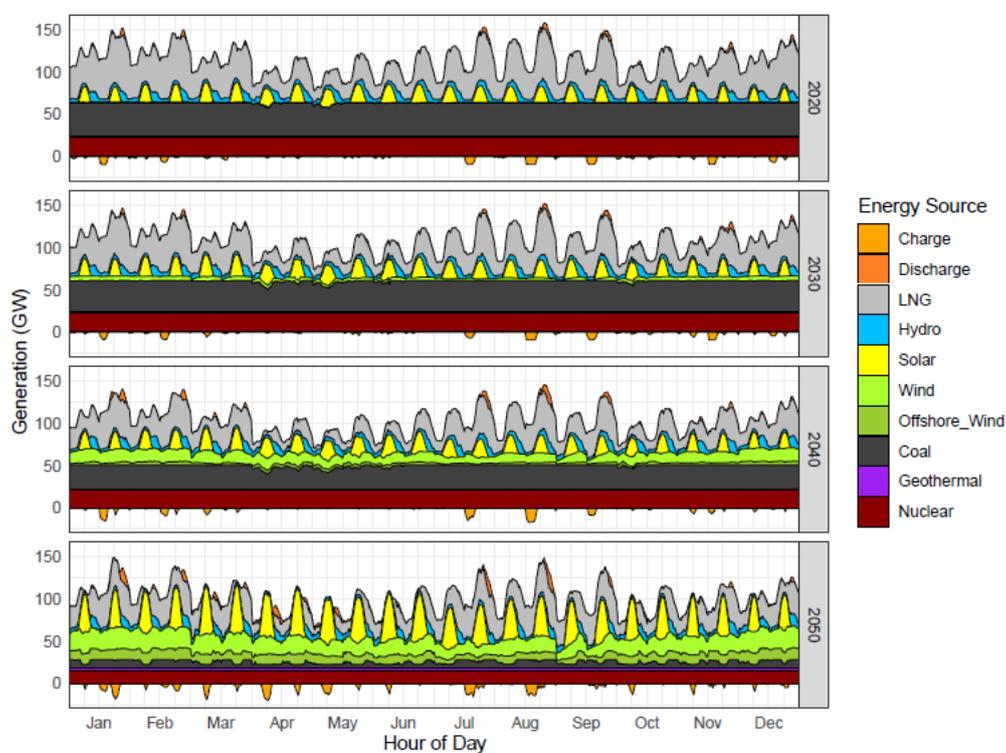


図 2-71 送電線高コストケースでの日本全体の電力プロファイル

### 2.3.6 今後の検討課題

本研究では、社会的な総費用を最小化するような風力発電、太陽光発電、地熱発電、送電線、蓄電装置への最適な投資・運用を模擬した SWITCH-Japan モデルを構築し、基礎的な検討を行った。モデルで示されたいくつかの最適経路を現実に落とし込むためには、現実の電力システムが SWITCH-Japan モデルなどの容量拡張モデル (capacity expansion model) のよ

うな統合的な政策フレームと単一の市場参加者によって経済的に運用されているわけではないことを踏まえ、モデルによって得られた最適化経路に近づけるように、多様な利害を有する市場参加者を様々な政策を通じて誘導することにより、社会的な総費用を低下させることが必要である。<sup>165</sup>

また、温室効果ガスの最も経済的な大規模削減においては、北海道及び東北地方の風力発電の活用が重要であり、それらが大消費地へと送電する地域間送電線への大規模な投資が必要であることが明らかとなった。日本政府の長期エネルギー需給見通しでは、再生可能エネルギーの導入促進に資する電力系統の整備や系統運用の広域化をすすめ、メリットオーダーを実現することの重要性などがすでに示されており<sup>143</sup>、電力広域的運営推進機関の広域系統長期方針においても議論が行われているところである<sup>166</sup>。今年度得られた成果をもとに、今後具体的な検討を加えるべき項目や内容として、以下の事項が考えられる。

- ・ 今世紀後半のできるかぎり早期にカーボンニュートラルを目指すという方針に沿って、電力部門での100%温室効果ガス削減を目指すシナリオ
- ・ 大規模な太陽光発電の導入時のシンク（貯蔵庫）として期待される交通部門の電化（EV及びFCV）のシナリオの検討
- ・ 地方における雇用創出や産業創出など、再生可能エネルギー大量導入のコベネフィット
- ・ 地域共生循環圏の推進（原則として地域内でエネルギー自給）と全体コストとの関係（上述の雇用創出や経済影響とのトレードオフを中心に）
- ・ 技術進歩（蓄電池、再生可能エネルギー）と全体コストとの関係

---

<sup>165</sup> A.J. Conejo, et al. 2016. Investment in Electricity Generation and Transmission: Decision Making under Uncertainty. Springer

<sup>166</sup> 電力広域的運営推進機関. 2017. 広域系統長期方針



### 3. 系統強化方策及びデマンドレスポンス等の需要能動化方策の提案とその効果把握

#### 3.1 調査の目的と想定する 2040 年の社会

本章では、国際エネルギー機関（IEA）の World Energy Outlook 2019 版（以下、WEO2019 という。）にて想定している 2040 年の社会と我が国の電源構成をベースとして、電力の需給シミュレーションを行った。

WEO2019 では複数のシナリオが設定されているが、ここで想定する 2040 年の社会としては、パリ協定が目指す、気温上昇 2°C を十分に下回る社会と整合的な 2040 年の社会とする。そこで参考となるシナリオは、Sustainable Development Scenario（SDS）と考えられる。SDS は、66% の確率で気温上昇を 1.8°C 未満に、50% の確率で 1.65°C 未満に抑えるシナリオとされている（図 3-1）。

**Figure 2.5 ▶ Energy-related CO<sub>2</sub> emissions in the Sustainable Development Scenario to 2050 and extended pathway to 2100**

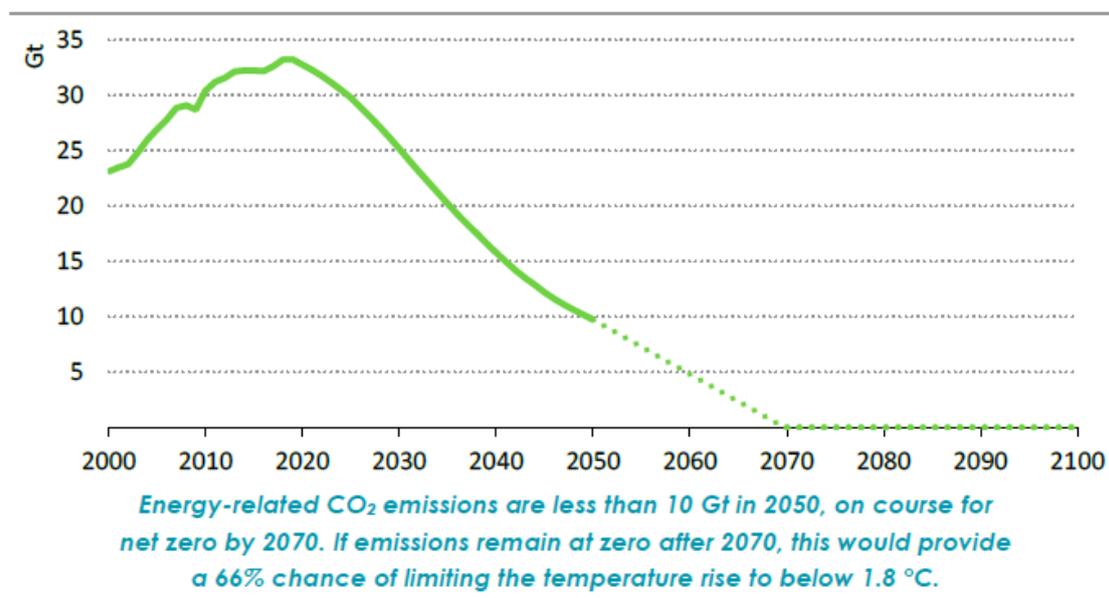


図 3-1 Sustainable Development Scenario におけるエネルギー起源 CO<sub>2</sub> の排出パス

出所) IEA 「World Energy Outlook 2019」 (2019 年 11 月), p88

そこで、2040 年時点に WEO2019 で想定している再生可能エネルギーの導入量を前提とし、電力シミュレーションモデルを用いて主に以下の点を確認する。

- 現状の電力システムを前提とした場合に利用可能な発電電力量
- 再生可能エネルギーのエリア配置や連系線増強が与える影響
- DR 資源活用による再エネ電力抑制回避の効果
- 再生可能エネルギーの更なる導入拡大による効果
- 電力システム上で十分な柔軟性が確保された場合の影響 等

なお、WEO2019 の各シナリオが示す日本の各種電源の設備容量は図 3-2 のとおりである。SDS における概要は以下のとおり。

- 2040 年には石炭火力の設備容量が大幅に減少する。
- 原子力発電は 2030 年 33GW → 2040 年 38GW と増加する。
- 太陽光発電は 148GW、風力発電は 49GW、水力発電は 70GW（おそらく揚水発電込み）、バイオマス発電 15GW、地熱発電 4GW、海洋エネルギー発電 4GW となっている。

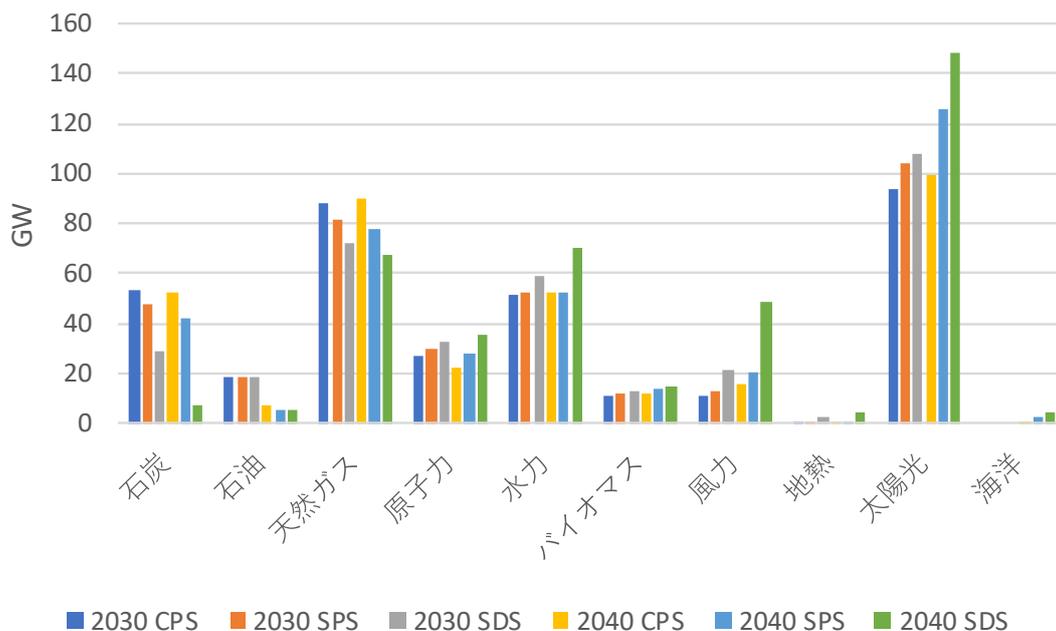


図 3-2 WEO 2019 の各シナリオにおける日本の電源構成

CPS : Current Policies Scenario

SPS : Stated Policies Scenario

SDS : Sustainable Development Scenario

出所) IEA 「World Energy Outlook 2019」 (2019 年 11 月) ,より三菱総研作成

### 3.2 分析に用いるシミュレーションモデルの概要

分析に用いるシミュレーションモデルは、平成 29 年度及び平成 30 年度パリ協定等を受けた中長期的な温室効果ガス削減達成に向けた再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務、にて用いた電力需給モデルとする。

これは、電力需給の年間の最適設備運用（分散型電源や需要側設備の制御も含む）をシミュレーションするモデルであり、電力会社が実施している、需給運用計画や経済負荷配分の考え方を発展させたものである（図 3-3）。マクロな需給バランス（調整力含む）確保を対象としており、潮流・周波数変化・電圧変動等を扱うものではない。

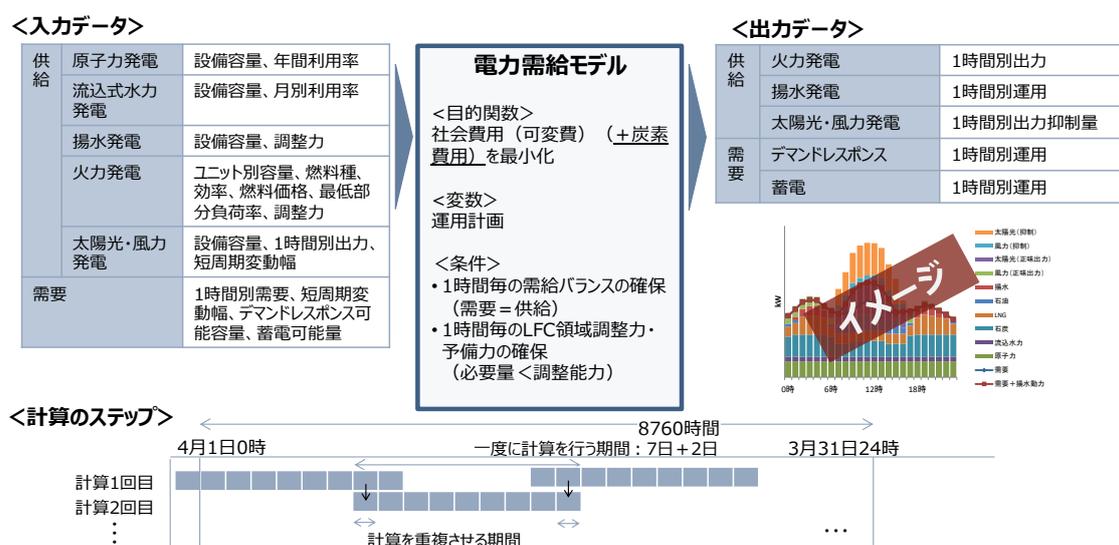


図 3-3 電力需給モデルの構造

### 3.3 分析のケース設定

分析の目的を踏まえた上で、施策の効果を把握する観点から、複数のケース設定を想定する。ケース間で可変とするパラメータは表 3-1 のとおりとし、ケース設定は表 3-2 のとおりとする。

表 3-1 シミュレーションで可変とするパラメータ

風力発電の配置	<ul style="list-style-type: none"> <li>過年度調査でも、風力発電についてはポテンシャルに比例させる配置と、需要を考慮した配置の2パターンを想定していた。</li> <li>今回も風力発電のポテンシャルに比例させた配置をベースとしつつ、エリア別需要を考慮した配置も想定する。</li> </ul>
地域間連系線容量	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力の配置をポテンシャルに比例させた場合、北本連系線及び東北東京間連系線は大幅な増強が不可欠と考えられる。そこで、連系線の利用率 50%を確保できる容量までの増強を見込むパターンと、利用率 30%を許容してより大幅な増強を見込むパターンを想定する。</li> <li>なお、本来的には、連系線の増強は費用便益分析により必要性が検討されるべきだが、ここでは便宜上、経済性のある程度考慮する代理指標として利用率を採用した。</li> </ul>
再エネ導入量	<ul style="list-style-type: none"> <li>ベースケースでも大幅な再エネ導入を想定するが、より野心的な目標達成を見据え、一定量再エネ(太陽光及び風力)の設備容量を増やした場合の、発電電力量への影響を把握する。</li> </ul>
DR 資源活用	<ul style="list-style-type: none"> <li>家庭用 HP 給湯機、電気自動車、製鋼用電炉を DR 資源として活用することをベースとしつつ、活用しなかった場合の影響も把握する。</li> </ul>
原子力運転パターン	<ul style="list-style-type: none"> <li>我が国の原子力発電は通常、定格出力での運転であるが、海外では負荷追従運転が行われている。そこで、欧州における想定(図 3-37 参照)を参考に、再エネを最大限活用する観点から負荷追従運転を可能とした場合の影響を把握する。</li> </ul>
蓄電池容量	<ul style="list-style-type: none"> <li>柔軟性確保にあたっては、まず経済性を考慮し、蓄電池設置コストが 10 年で回収できる容量のみの導入を想定する。</li> <li>別途、柔軟性を潤沢に確保出来るケースとして、調整力の制約がほぼ生じない程度に十分な蓄電池の導入を想定する。</li> </ul>

表 3-2 分析のケース設定

	風力配置	連系線	太陽光・風力導入量	DR 資源	原子力	柔軟性
ベースケース	ポテンシャル見合い	利用率 50%	標準	活用	定格運転	経済性考慮
風力需要地導入ケース	需要見合い	利用率 50%	標準	活用	定格運転	経済性考慮
連系線大幅増強ケース	ポテンシャル見合い	利用率 30%	標準	活用	定格運転	経済性考慮
再エネ拡大ケース	ポテンシャル見合い	利用率 50%	拡大	活用	定格運転	経済性考慮
再エネ拡大×連系線大幅増強ケース	ポテンシャル見合い	利用率 30%	拡大	活用	定格運転	経済性考慮
DR 効果検証ケース	ポテンシャル見合い	利用率 50%	標準	活用せず	定格運転	経済性考慮
原子力負荷追従ケース	ポテンシャル見合い	利用率 50%	標準	活用	負荷追従運転	経済性考慮
再エネ拡大×連系線大幅増強ケース×柔軟性潤沢ケース	ポテンシャル見合い	利用率 30%	拡大	活用	定格運転	潤沢確保

### 3.4 分析の前提条件

#### (1) 電力需要

電力需要データの整理方針を表 3-3 に、環境省殿想定 of 2015 年及び 2040 年の家庭部門及び業務部門の用途別電力消費量を表 3-4 に示す。

表 3-3 電力需要データの整理方針

電力需要データ整理方針の概要	
全般	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2017 年及び 2040 年の 2 パターンについて以下の部門別・用途別に推計</li> <li>・ 2017 年               <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 年間総需要量: 環境省提供データ</li> <li>➢ 時刻別需要量: 全部門 →各電力会社公表データ                   <ul style="list-style-type: none"> <li>家庭 →大阪大学提供データ</li> <li>業務 →BEMS データ</li> <li>産業・その他→全部門から家庭、業務を除いて算出</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>・ 2040 年               <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 年間総需要量: 環境省提供データ</li> <li>➢ 時刻別需要量: 用途別の負荷形状は変えず、用途別需要量の比を乗じて算出                   <ul style="list-style-type: none"> <li>運輸(EV) →岩船先生論文をもとに設定</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>・ DR 資源としては以下を想定</li> <li>・ (家庭)HP 給湯器、(産業)電炉、(運輸)EV</li> </ul>
家庭	・ 空調、照明、給湯、厨房、その他
業務	・ 空調、その他
産業・その他	・ 区分無し
運輸	・ EV(2040 年のみ想定)

表 3-4 2015 年及び 2040 年の年間電力需要 (億 kWh)

		2015	2040			2015	2040
家庭	冷房消費電力量	159	102	業務	冷房消費電力量	652	669
	暖房消費電力量	804	561		暖房消費電力量	335	328
	厨房消費電力量	51	141		厨房消費電力量	57	418
	給湯消費電力量	191	261		給湯消費電力量	9	136
	動力消費電力量	1,512	970		動力消費電力量	1,830	1,203

#### 1) 電力需要データの整理イメージ

将来におけるエリア別 (10 エリア) ・月別・平休日別・時間別の電力需要は以下の方法で作成した。

具体的には、①まず電力会社の公表データから、現状のエリア別・月別・平休日別・時間別の電力需要曲線を作成、②次に部門別・用途別に分解、③これを将来のエリア別・部門別・用途別の電力需要増減を考慮して変形することで作成した (図 3-4) 。

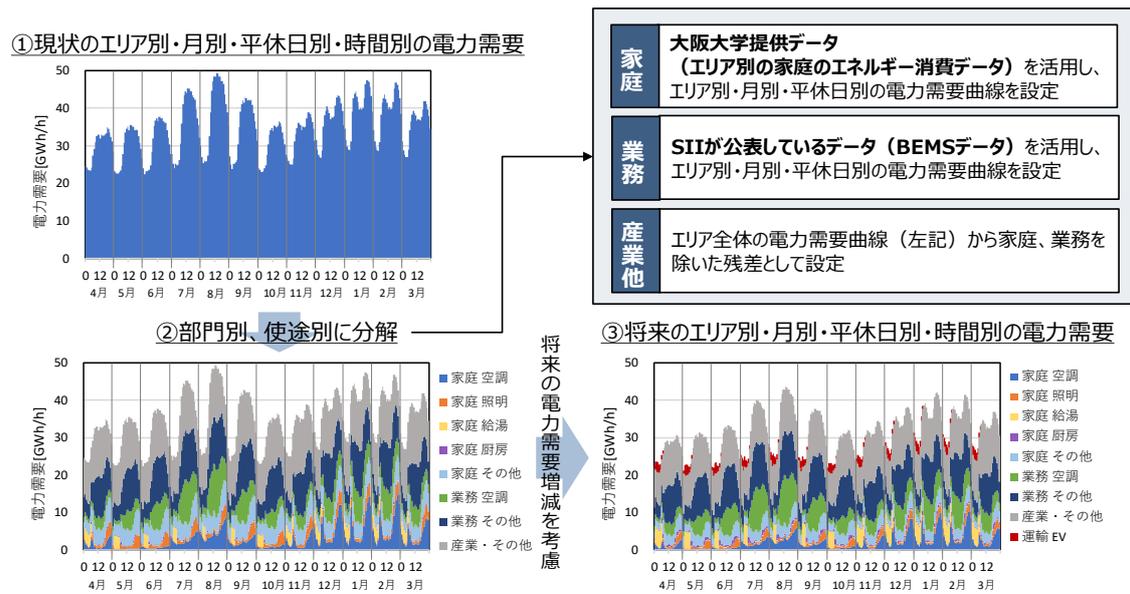


図 3-4 電力需要データの整理イメージ

## 2) 家庭・業務部門の電力需要曲線の設定方法

家庭部門のエリア別の電力需要曲線の設定にあたっては、大阪大学が開発した「家庭用エネルギー最終需要モデル」を用いて推計したエリア別・エネルギー用途別の時刻別エネルギー消費量データを活用した。

業務部門のエリア別の電力需要曲線については、以下の式のとおり、「①エリア別・建物用途別の床面積あたり電力消費原単位」と、「②エリア別・建物用途別の床面積」より設定した（建物用途は事務所・ビル、デパート・スーパー、卸小売、飲食店、学校、ホテル・旅館、病院、劇場・娯楽場、その他に分類）。

業務部門のエリア別の電力需要曲線（月別・平休日別・時刻別）

$$= \Sigma (\text{エリア別・建物用途別の床面積あたり電力消費原単位 (月別・平休日別・時刻別)} \times \text{エリア別・建物用途別の床面積})$$

「①エリア別・建物用途別の床面積あたり電力消費原単位」については、SII（一般社団法人環境共創イニシアチブ）のウェブサイト上で公表されている「エネマネオープンデータ」（下表参照）を基に作成した。

「②エリア別・建物用途別の床面積」は、EDMC（エネルギー・経済統計要覧）、法人土地・建物基本調査等より推計した（表 3-5）。

表 3-5 「エネマネオープンデータ」の概要

概要	内容
概要	経済産業省「平成 23 年度エネルギー管理システム導入促進事業費補助金(BEMS)」の実績報告データ(BEMS のローデータを含む)
公開データ項目	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 事業所属性:所在地の地域区分、建物用途<sup>※1</sup>、延床面積、契約電力</li> <li>・ 電力使用量:事業所全体の時刻別電力使用量、エネルギー使途別<sup>※2</sup>の時刻別電力使用量</li> <li>・ その他:BEMS 属性(計測点数、計測対象、制御点数、制御対象等)</li> </ul>
公開データ件数	5,727 事業所

※1:平成 28 年 12 月公開データより、データ内容が変更となり、現在は建物用途ではなく、日本標準産業分類に基づく業種が公表されている。

※2:エネルギー使途は、空調、照明、動力、電灯、冷蔵・冷凍に分類されている。

### 3) 各エリアの電力負荷パターンの特徴

エリア別に推計した 2017 年と 2040 年の平日・休日別の電力負荷パターンを図 3-5～図 3-14 に示す。また、各エリアの電力負荷パターンの特徴を表 3-6 に示す。

表 3-6 各エリアの電力負荷パターンの特徴

エリア名	特徴
北海道電力エリア	・ 寒冷期の家庭の空調電力消費量大きい
東北電力エリア	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 平日、休日を問わず産業・その他の電力消費量が占める比率大きい</li> <li>・ 北海道エリアほどではないものの、寒冷期の家庭の空調電力消費量大きい</li> </ul>
東京電力エリア	・ 業務部門の電力消費量が占める比率大きい
中部電力エリア	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 平日は産業・その他の電力消費量が占める比率大きい</li> <li>・ 業務部門の電力消費量も一定の比率を占める</li> </ul>
北陸電力エリア	・ 北海道エリアほどではないものの、寒冷期の家庭の空調電力消費量大きい
関西電力エリア	・ 東京電力エリアと同様に業務部門の電力消費量が占める比率大きい
中国電力エリア	・ 業務部門と産業部門が同程度の比率を占める
四国電力エリア	・ 四国エリア以南(九州エリア、沖縄エリア)では年間を通じたピークが夏に顕著に現れている
九州電力エリア	・ 東京、関西エリアと同様に業務部門の占める比率が高い
沖縄電力エリア	・ 夏の家庭の空調電力消費量の増加が顕著にみられる

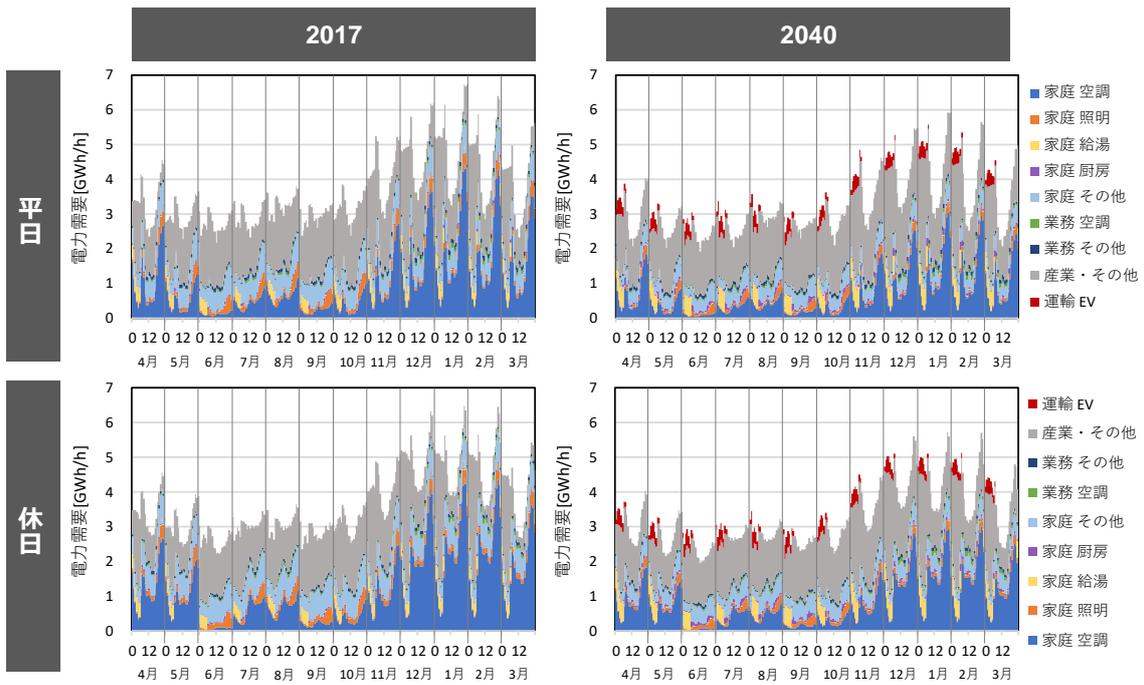


図 3-5 北海道電力エリア年間電力負荷パターン

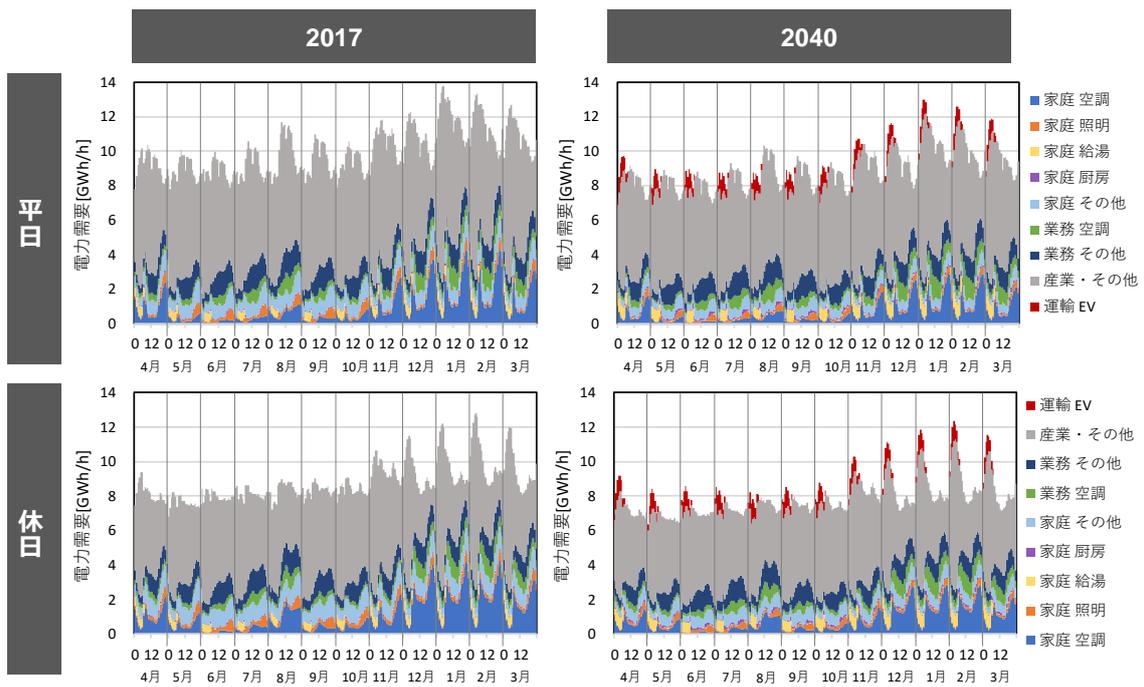


図 3-6 東北電力エリア年間電力負荷パターン

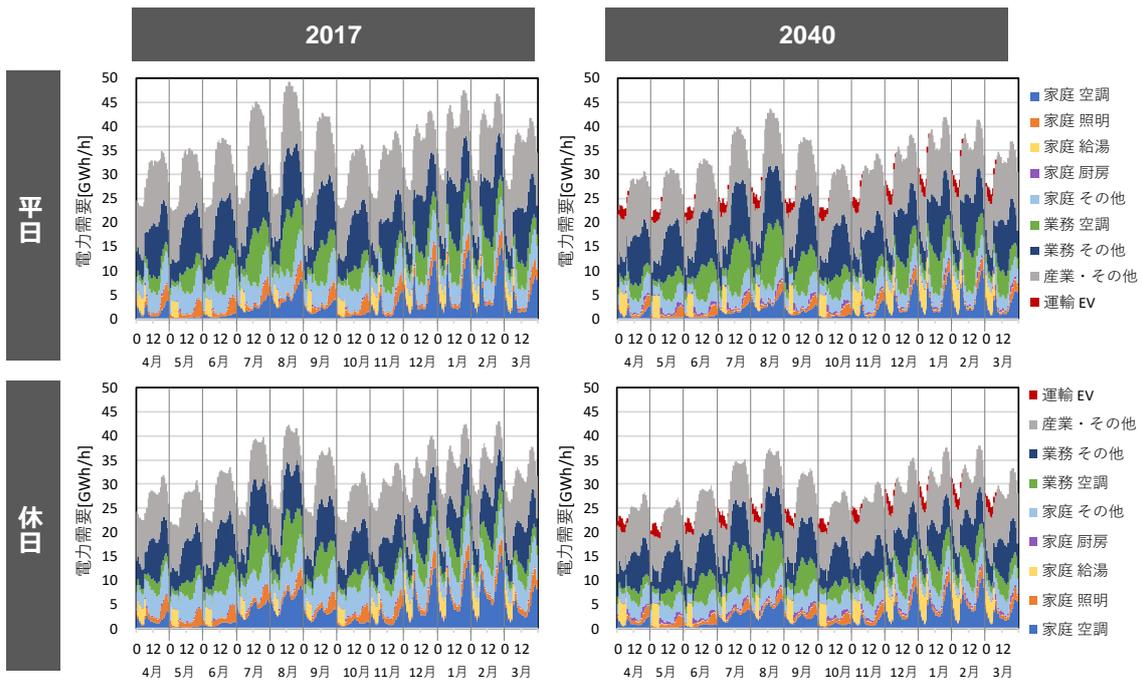


図 3-7 東京電力エリア年間電力負荷パターン

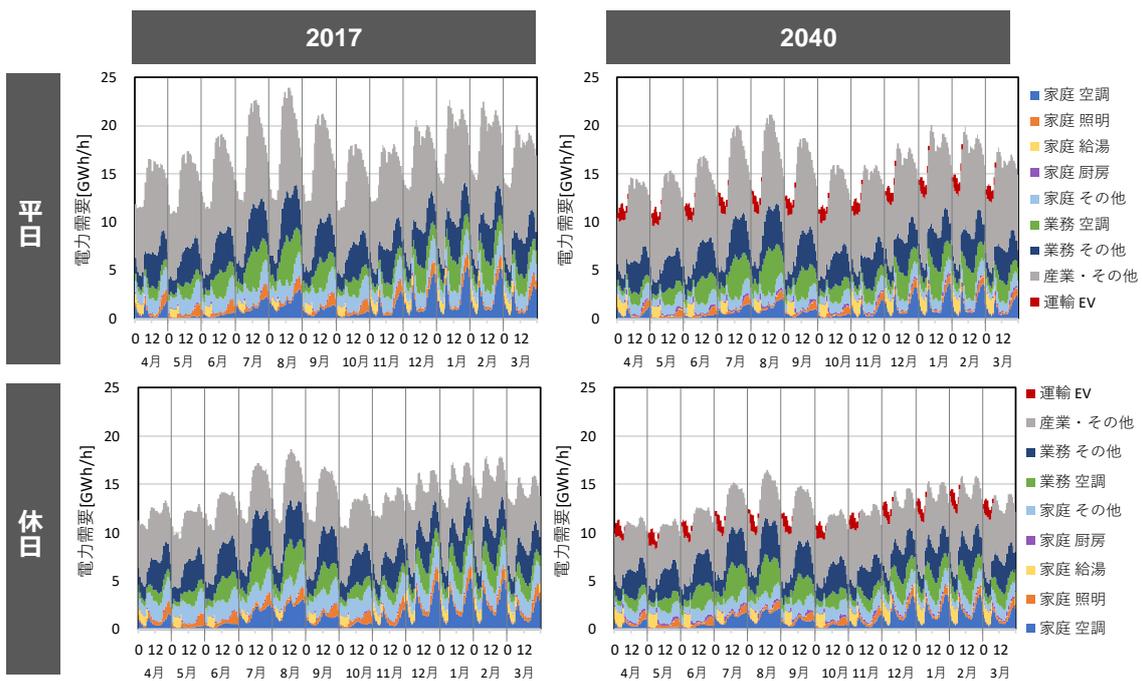


図 3-8 中部電力エリア年間電力負荷パターン

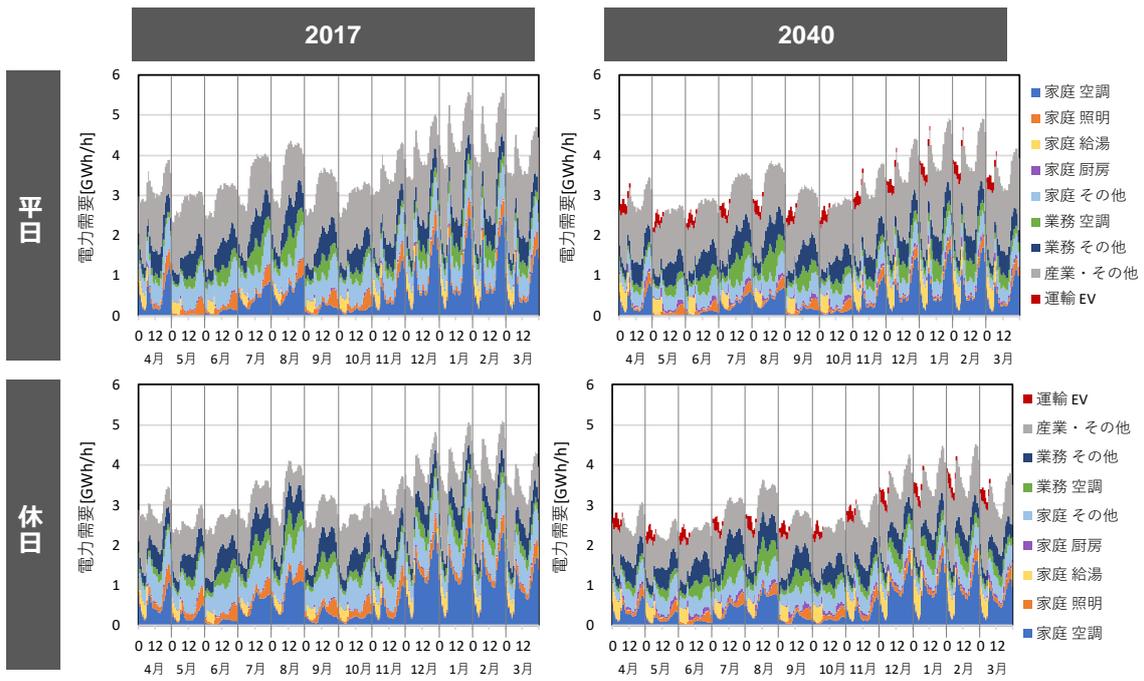


図 3-9 北陸電力エリア年間電力負荷パターン

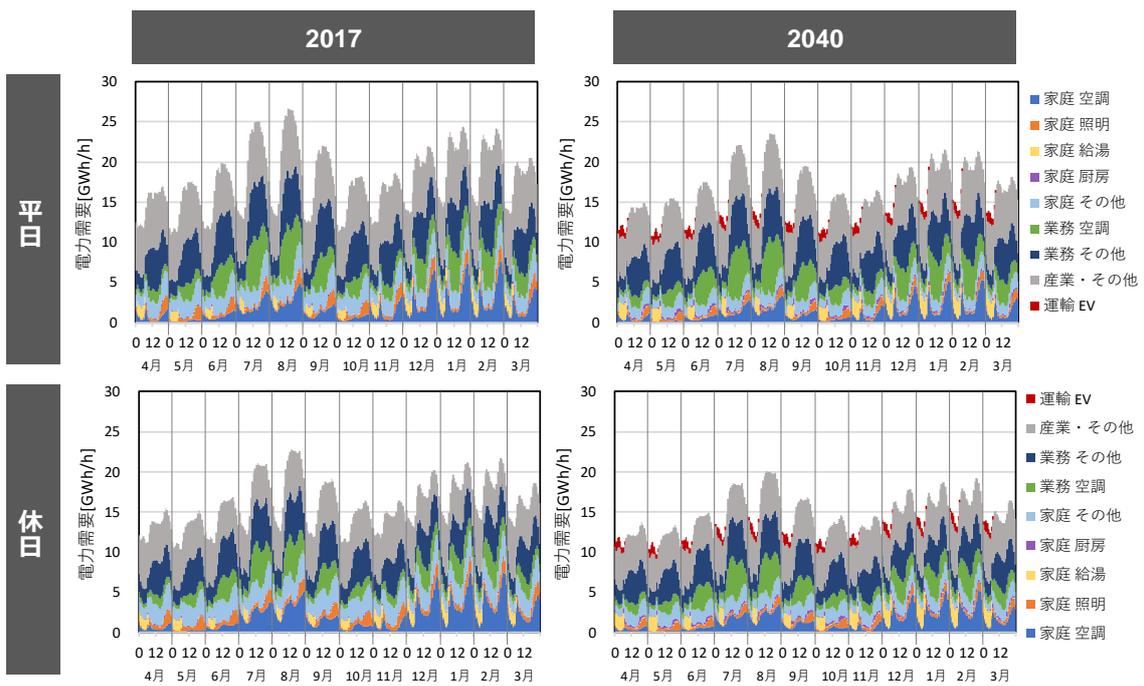


図 3-10 関西電力エリア年間電力負荷パターン

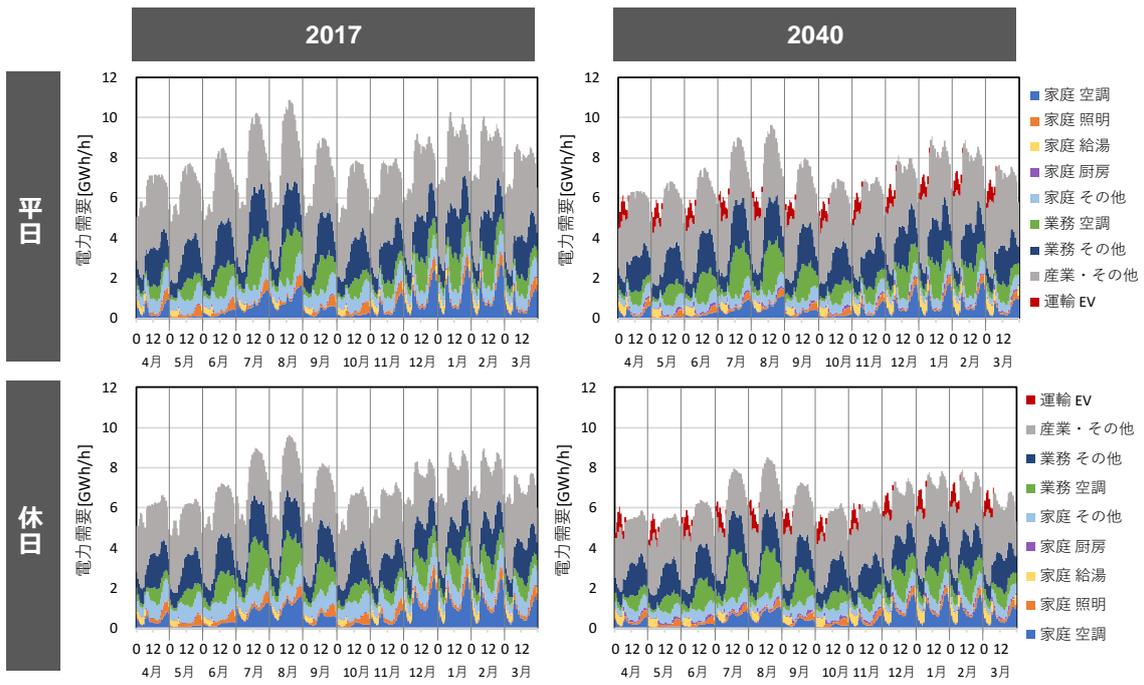


図 3-11 中国電力エリア年間電力負荷パターン

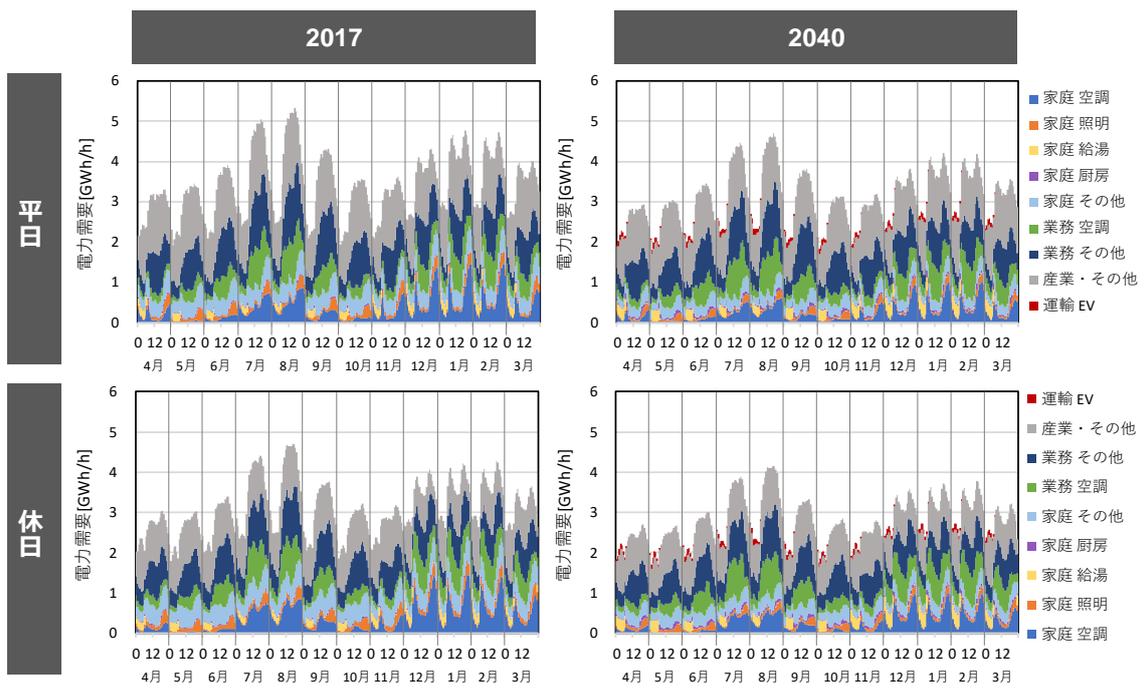


図 3-12 四国電力エリア年間電力負荷パターン

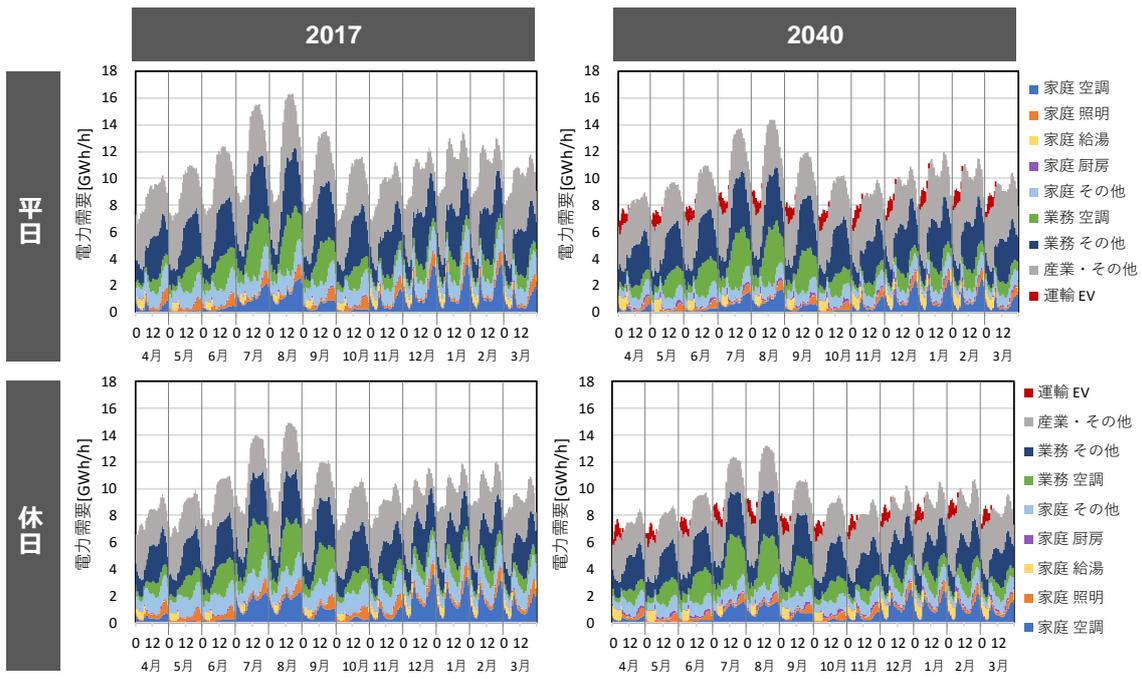


図 3-13 九州電力エリア年間電力負荷パターン

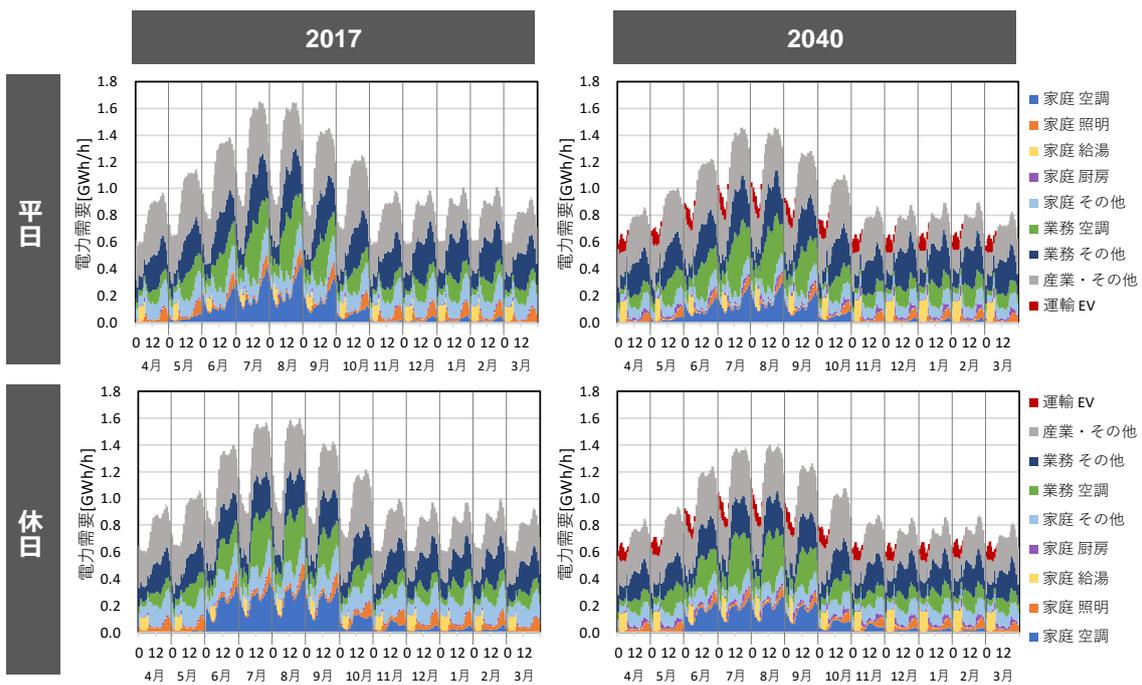


図 3-14 沖縄電力エリア年間電力負荷パターン

## (2) デマンドレスポンス資源

### 1) デマンドレスポンス資源の負荷パターン設定

#### a. ヒートポンプ給湯機の負荷パターン設定

DR 活用前の負荷パターンは、(1)で推計した電力会社エリア別電力負荷パターンのおりとする。

HP 給湯機の 2040 年の導入台数は、環境省殿想定（全国で 3,127 万台）とし、世帯数（社人研推計：4,730 万世帯）の 65%に普及している想定とした。地域別には、全国平均となる 65%普及をベースに、地域別の給湯電力需要と一致するように各エリアの HP 給湯器台数、電気温水器台数を調整した。

2040 年時点における各エリアの給湯器構成比は、環境省殿想定 of HP 給湯器普及台数：3,127 万台が全国に平均的に普及していると仮定した際の比率：65%をベースとして、エリア別の年間給湯電力消費量と HP 給湯器及び電気温水器による年間電力消費量が一致するように各エリアの台数を調整した。例えば、北陸エリアについては HP 普及率 65%とすると、残り全てが電気温水器だとしても年間の給湯電力需要に満たないため HP 普及率を高め、逆に九州は 65%普及していると年間の消費電力量を超えてしまうために 65%未満となるように調整した（図 3-15）。

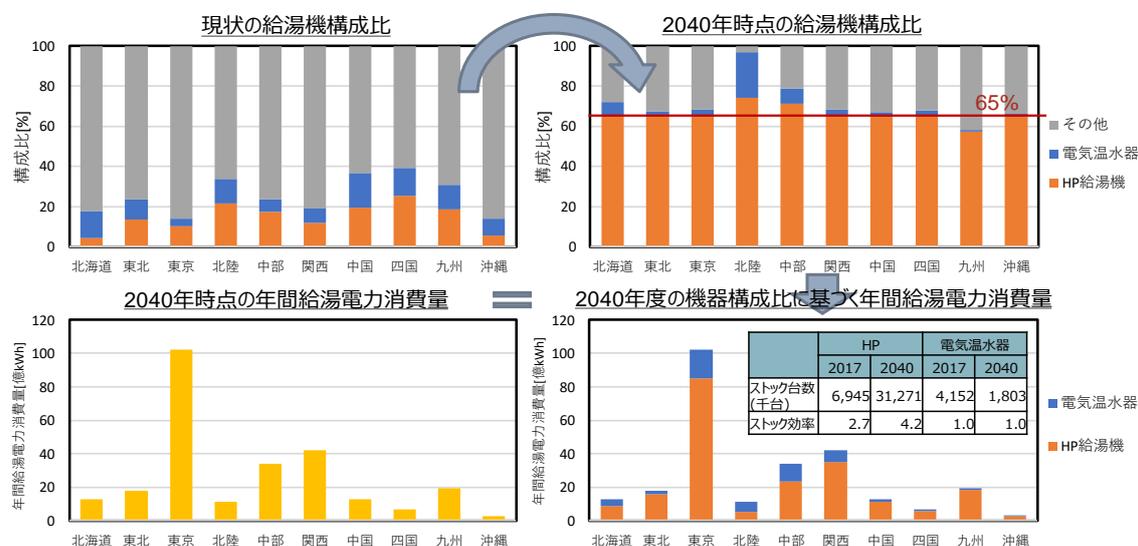


図 3-15 エリア別の給湯器構成比の設定

上記のおり推計した 2017 年と 2040 年の平日・休日別のエリア別 HP 給湯機負荷パターンを図 3-16～図 3-25 に示す。

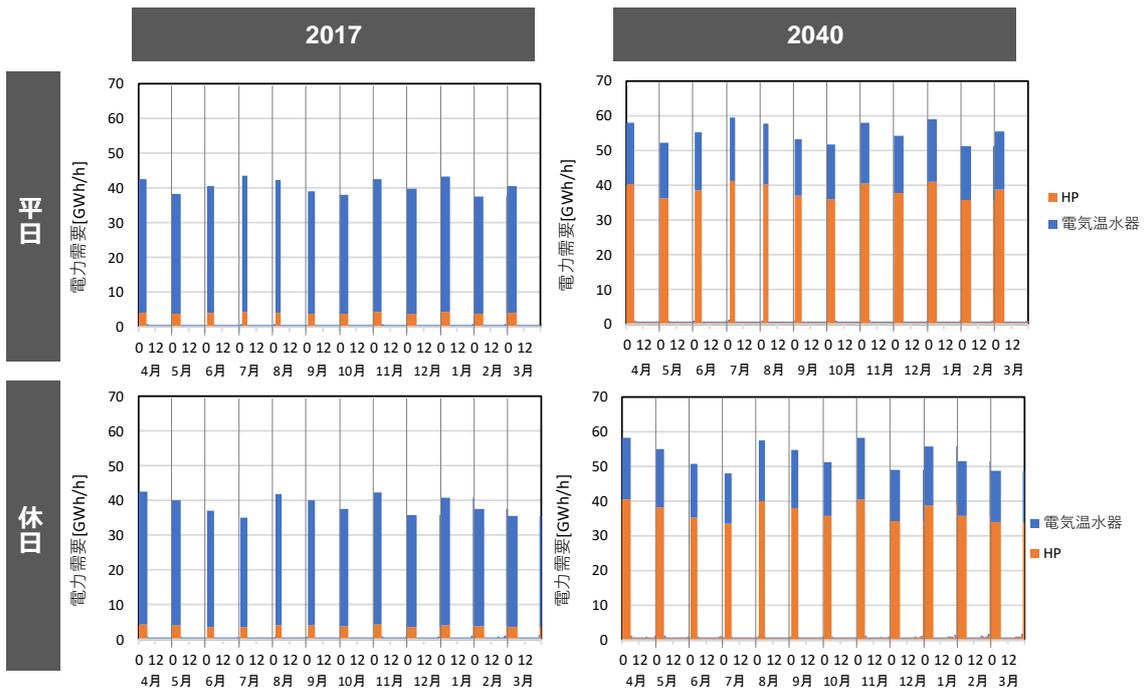


図 3-16 北海道電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

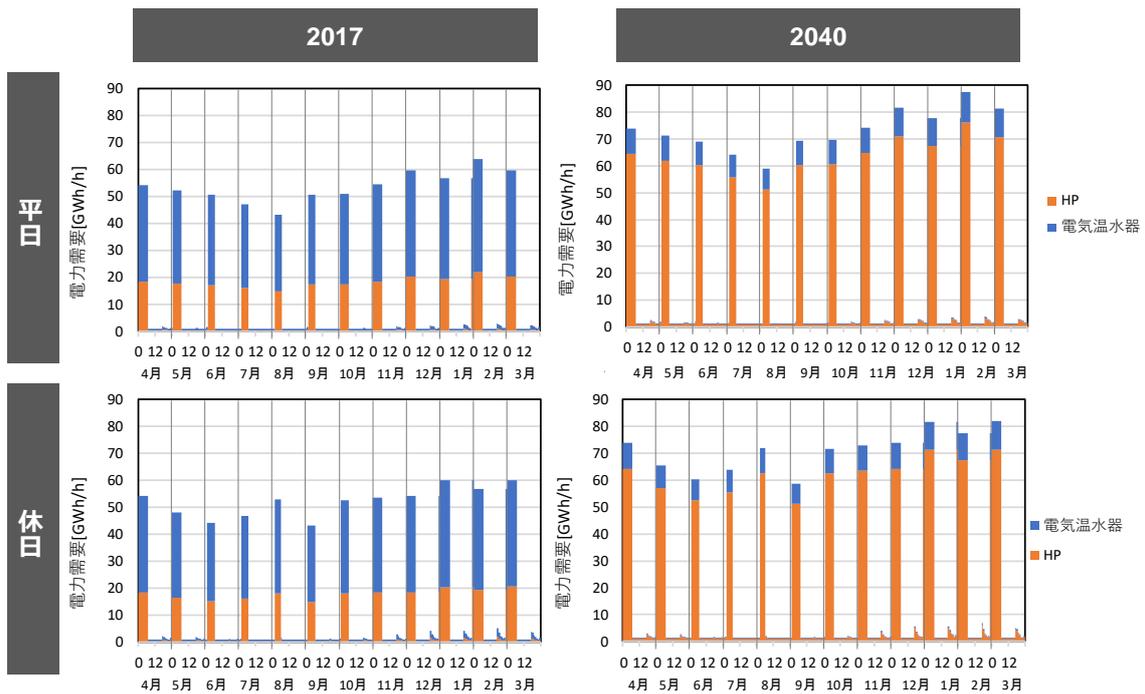


図 3-17 東北電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

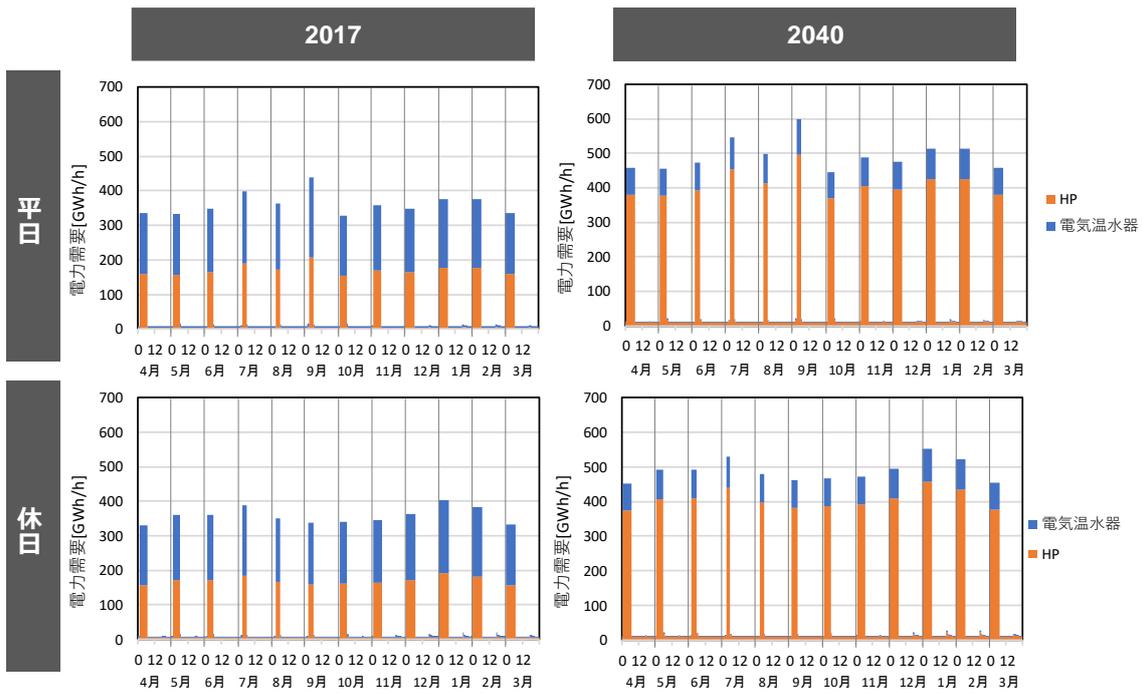


図 3-18 東京電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

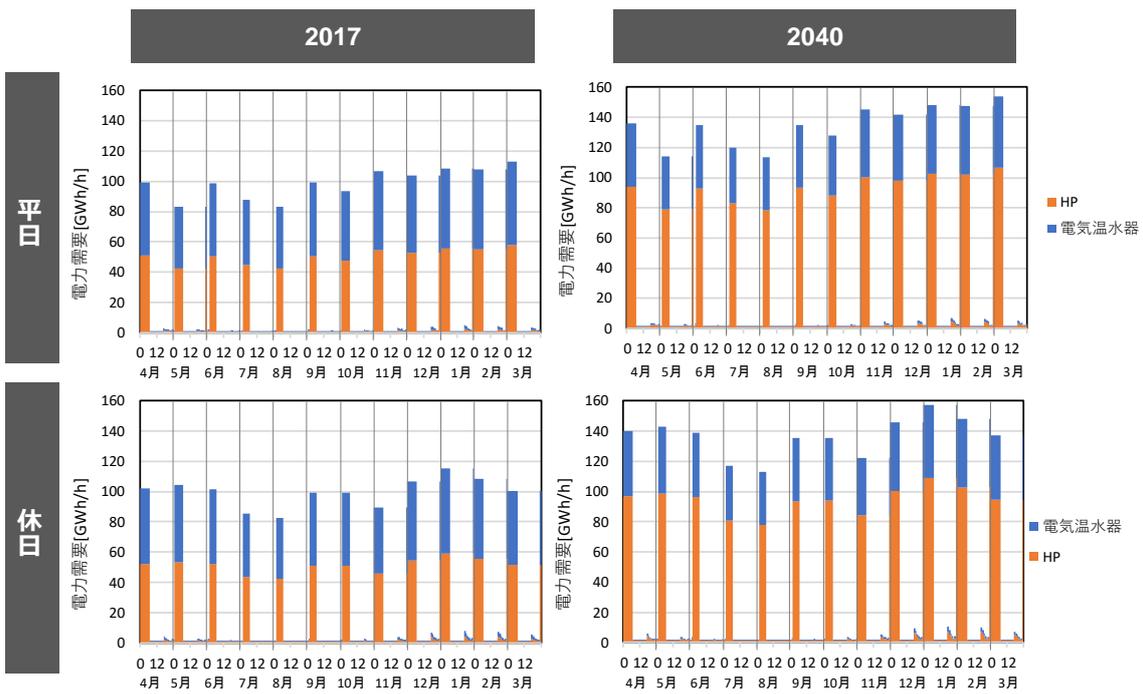


図 3-19 中部電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

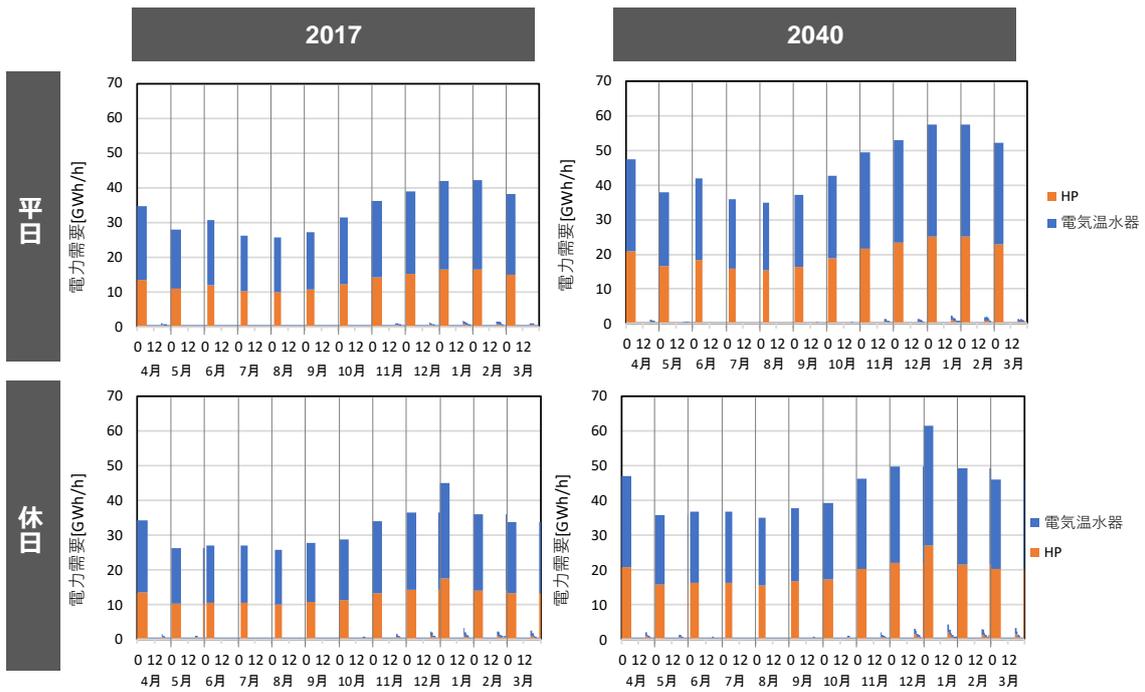


図 3-20 北陸電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

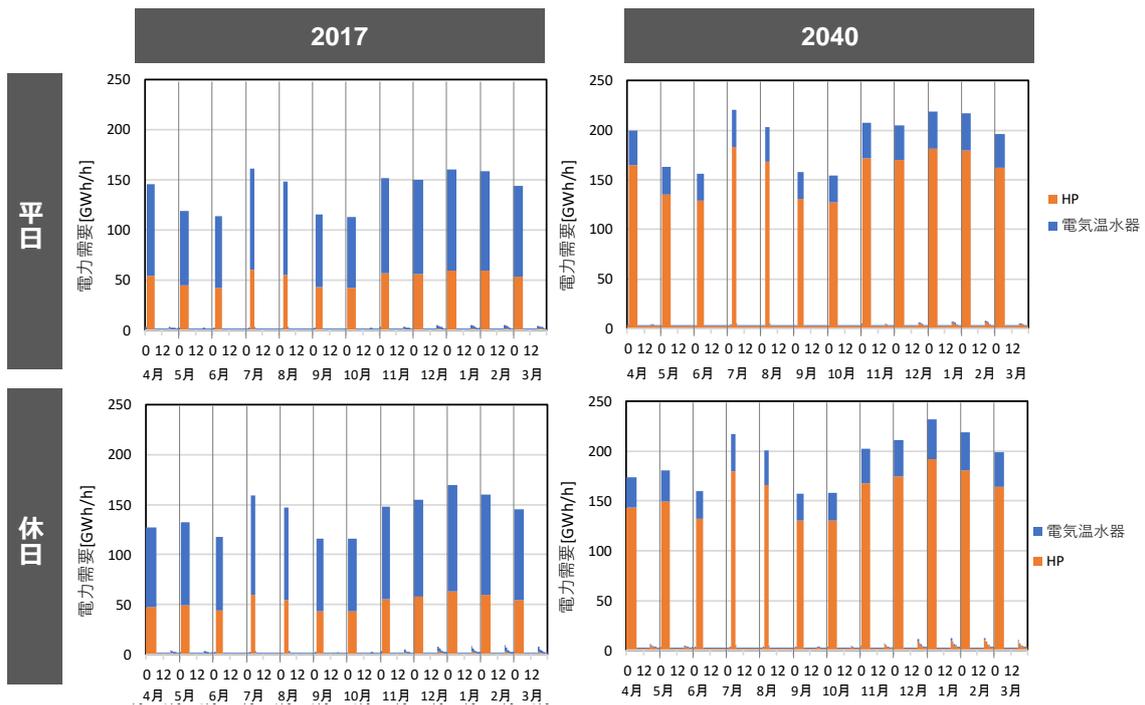


図 3-21 関西電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

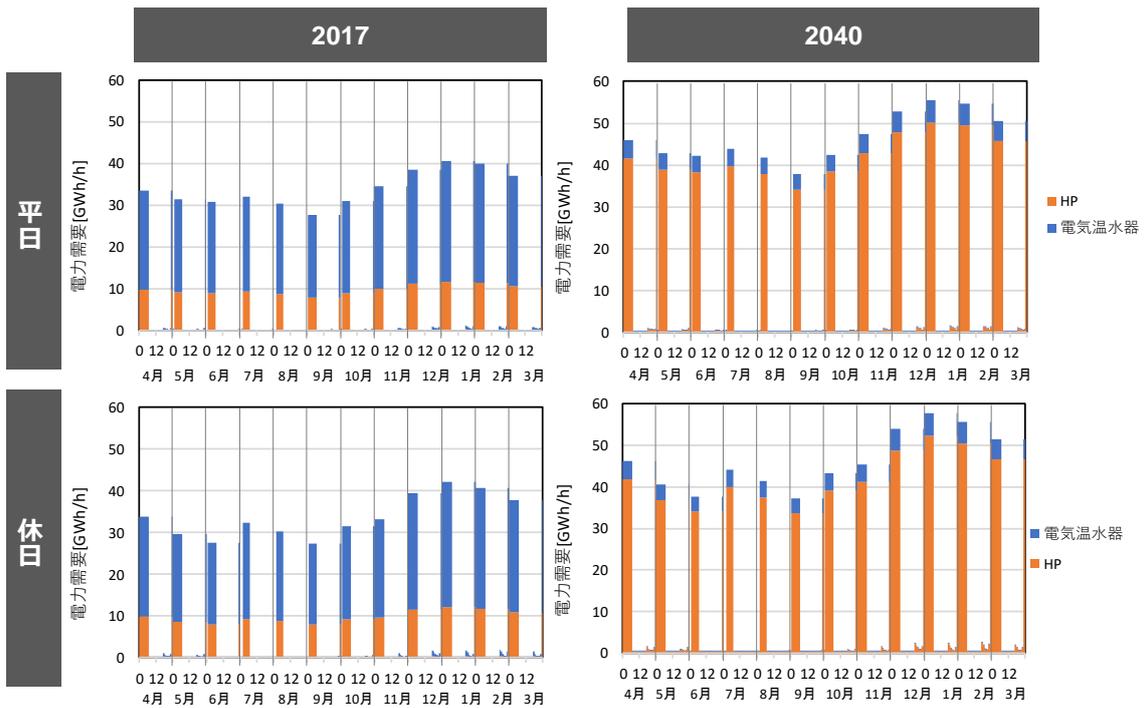


図 3-22 中国電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

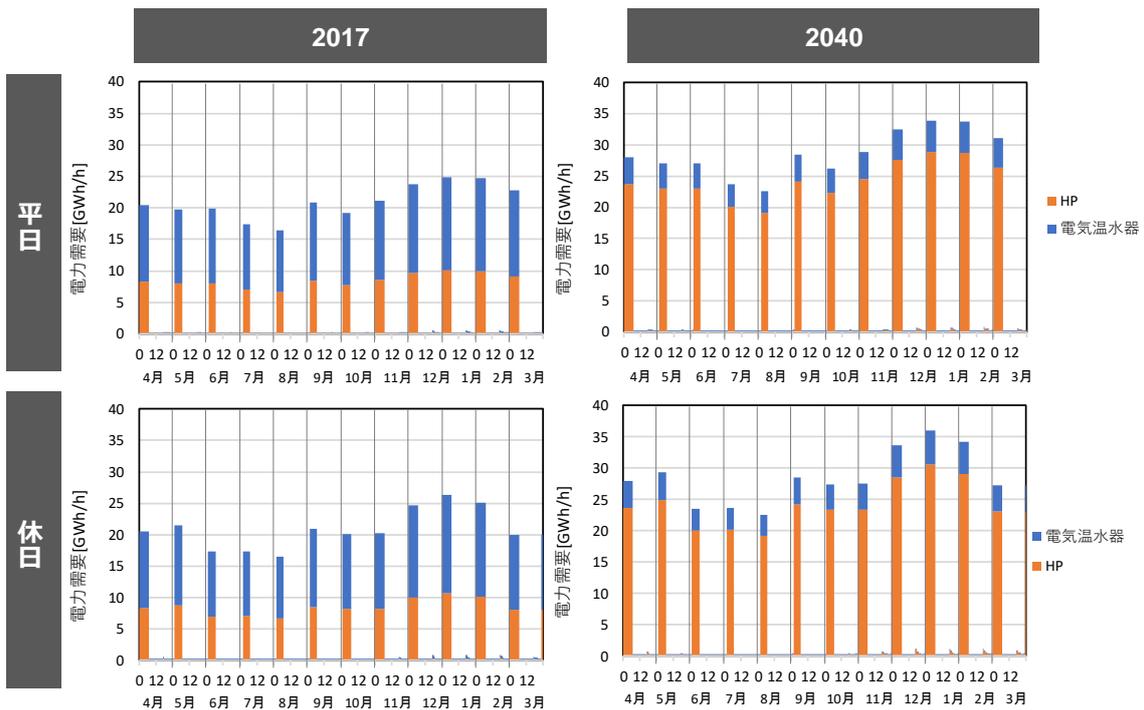


図 3-23 四国電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

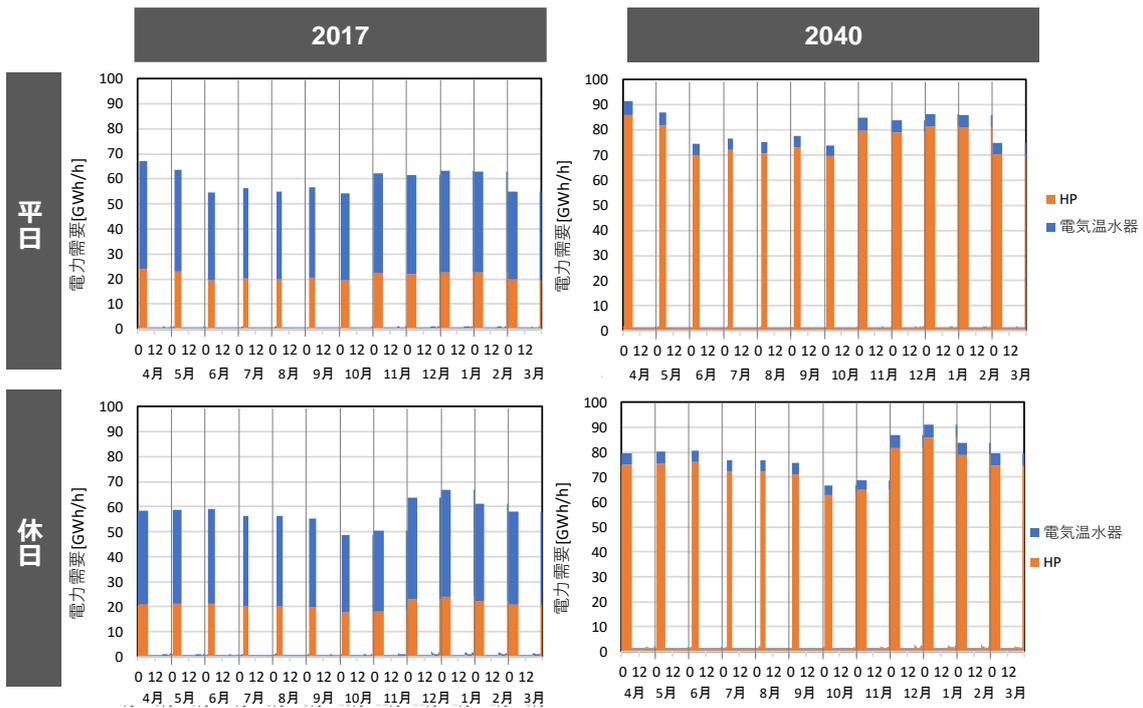


図 3-24 九州電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

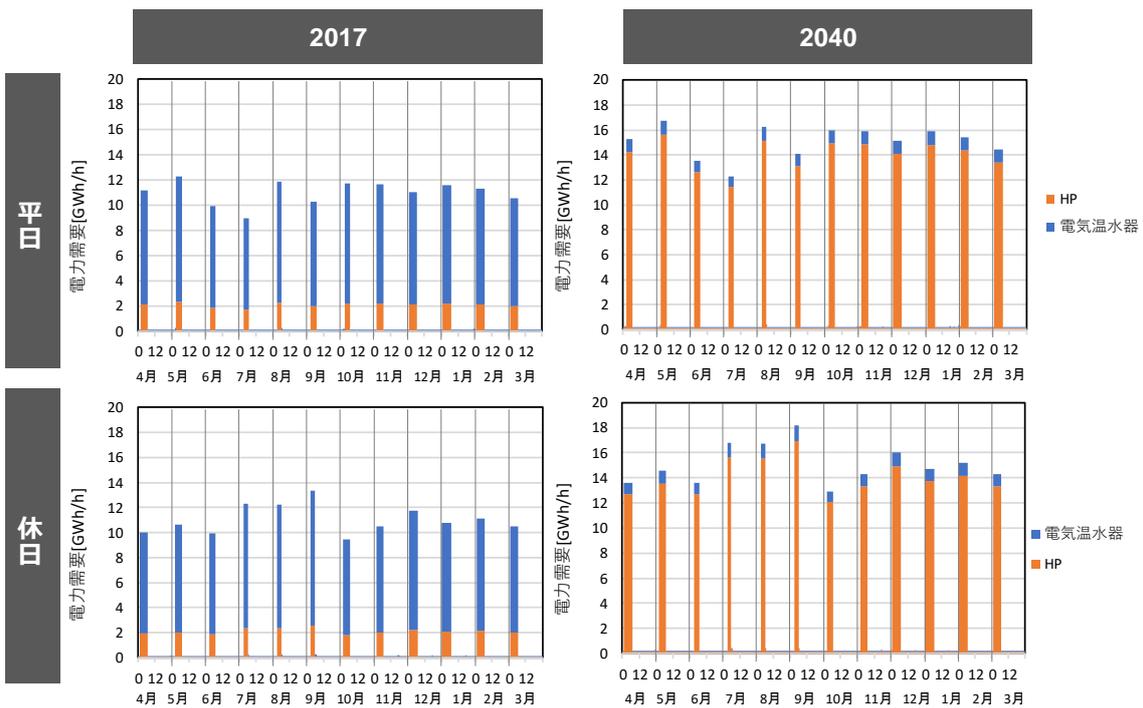


図 3-25 沖縄電力エリア給湯負荷パターン（家庭用 HP 給湯機）

b. 電気自動車の負荷パターン設定

過年度調査では、DR 活用前の充電パターンは図 3-26 のとおり全ての電気自動車が夜間

に接続されている想定となっており、現実的ではないと思われるため、補正が必要であった。

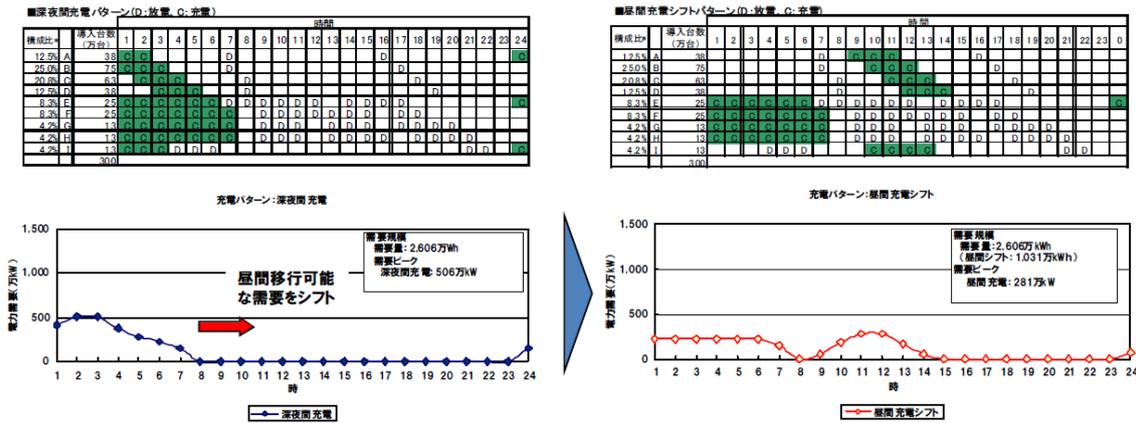


図 3-26 夜間充電パターン（左図）及び昼間充電シフトパターン（右図）

出所) 資源エネルギー庁「電気自動車及びヒートポンプ給湯器の導入による需要創出の効果について」  
(2008年10月)

本年度は、道路交通センサスの自動車起終点調査（OD 調査）をもとに、東京大学岩船先生他<sup>167</sup>が行った自家用個人電気自動車のクラスター別走行パターン（全国平均値）をもとに、充電パターンを改めて設定することとした。平日、休日それぞれ5パターンに類型化された走行クラスターの特長、走行パターン及び市場比率が示されており、その情報をまとめたものは表 3-7、図 3-27 のとおり。なお、短距離走行（平均 15km/日以下）のクラスター（CL1）は、他のクラスターに比べ市場比率が大きいため、昼間走行する非通勤パターン（CL1a）と朝夕に走行する通勤パターン（CL1b）に細分化して評価する。他方、稼働していない自動車が相当程度の比率で存在している点にも留意が必要である。

<sup>167</sup> 東京大学岩船他、第 37 回エネルギー・資源学会研究発表会「2050 年の電気自動車走行需要に関する検討」

表 3-7 各クラスタの特長及び市場比率

	走行クラスタ	特長	市場比率
平日	CL1	短距離走行車（市場比率が大きいため、昼間走行する非通勤パターン（CL1a）と朝夕に走行する通勤パターン（CL1b）に細分化）	41%
	CL2	通勤車（遅めの出勤、帰宅時間は分散）	7%
	CL3	通勤車（早めの出勤、早めの帰宅）	6%
	CL4	通勤車（早めの出勤、遅めの帰宅）	5%
	CL5	非通勤車（昼間走行）	5%
	非稼働	-	36%
休日	CL1	短距離走行車（市場比率が大きいため、昼間走行する非通勤パターン（CL1a）と朝夕に走行する通勤パターン（CL1b）に細分化）	36%
	CL2	通勤車	4%
	CL3	午後から外出	4%
	CL4	昼から外出	3%
	CL5	午前 から外出	4%
	非稼働	-	50%

出所) 東京大学岩船他「2050年の電気自動車走行需要に関する検討」を元にMRI作成

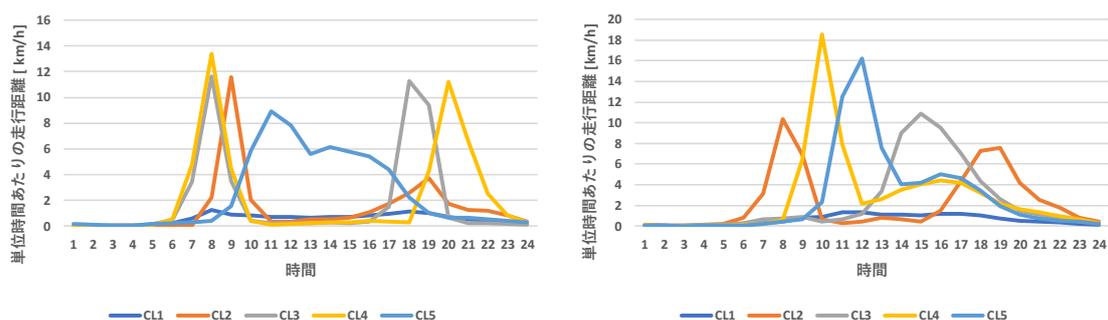


図 3-27 平日の走行パターン（左図）及び休日の走行パターン（右図）

出所) 東京大学岩船他「2050年の電気自動車走行需要に関する検討」を元にMRI作成

平日、休日それぞれの充電パターンの推計手順を示す。まず、図 3-27 で示した各クラスタの走行パターン及び、自家用個人電気自動車の一般的な電費 7 km/kWh<sup>167</sup>を用いて、消費電力パターンに変換した。

そのうえで、各クラスタで夜間走行量の少ない時間帯を充電時間と想定し、充電パターンを作成する。この時、走行データを見て他の時間と比べ値が小さくなっている時間を境として、各クラスタで特有の閾値を設定し、夜間充電時間数を想定した。本来ユーザーごとに充電パターンは異なるが（例えば何日間か走らせて SOC がある程度下がってから充電するケースもあれば、こまめに毎日充電するケースもある）、今回は平均的な値として、1日あたりの消費電力量を前述の夜間充電時間数で除した値を、1時間あたり均等に充電するパターンとした（図 3-28、図 3-29）。

最後に、各クラスタの市場比率で単位時間当たりの消費電力量、充電量に重みづけを行い、1台当たりの平均的な充放電パターンを算出する(図 3-30)。なお、昼間シフト可能時間は前述の閾値に基づき、下記赤矢印の範囲を想定し、CL1a、CL5 及び非稼働については、昼間シフトは厳しいと判断した。休日についても平日同様の考え方で作成し、CL1a、CL4、CL5 及び非稼働については、昼間シフトは厳しいと判断した。

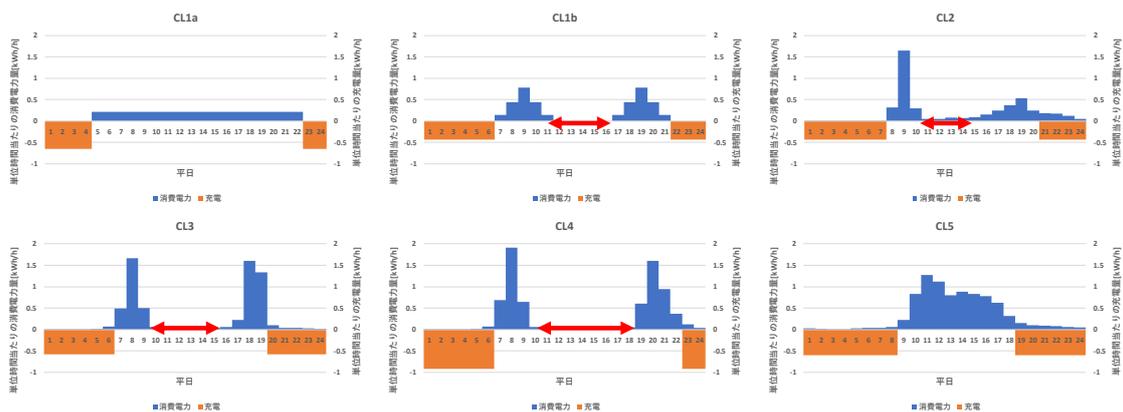


図 3-28 各クラスタにおける充放電パターン(平日)

出所) 東京大学岩船他「2050年の電気自動車走行需要に関する検討」を元にMRI作成

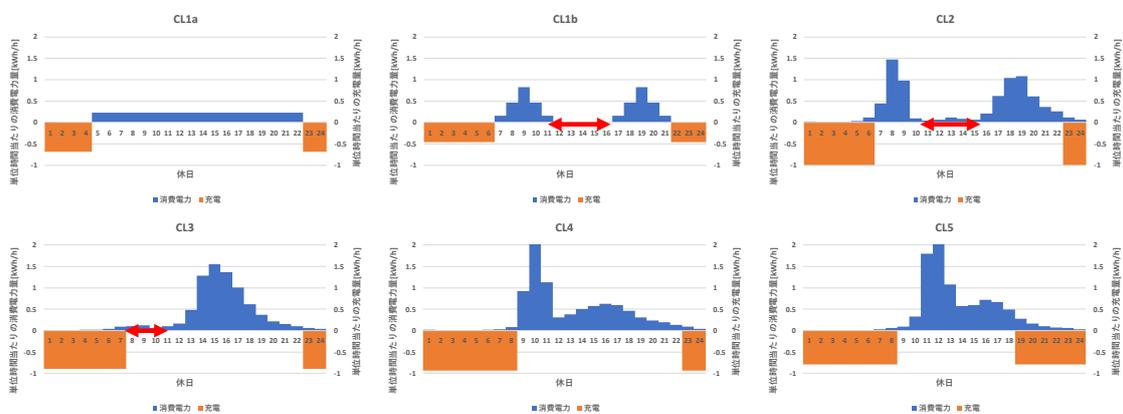


図 3-29 各クラスタにおける充放電パターン(休日)

出所) 東京大学岩船他「2050年の電気自動車走行需要に関する検討」を元にMRI作成

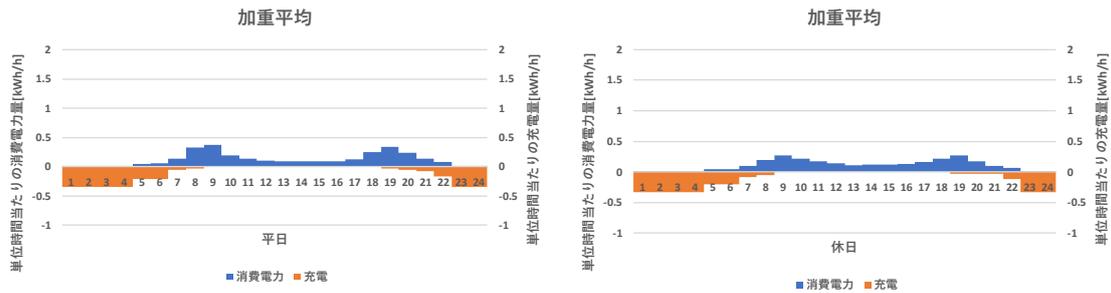


図 3-30 平均的な充放電パターン（左：平日、右：休日）

出所) 東京大学岩船他「2050年の電気自動車走行需要に関する検討」を元にMRI作成

なお、電力需給シミュレーションへのインプットデータは、環境省過年度データによる2040年におけるエリア別の自家用個人電気自動車の電力消費量の推計結果を基に、そのうち中位シナリオと整合が合うように、図3-30の平均的な充放電パターンに対してエリア別の拡大推計を行った結果を使用した。なお、DR資源ポテンシャルについては、これら夜間充電のうち、CLごとに考慮したシフト可能需要のみ（平日：CL1a、CL5及び非稼働以外、休日：CL1a、CL4、CL5及び非稼働以外）を組み込んでいる。

### c. 製鋼用電炉の負荷パターン設定

モデル事業所に実施したヒアリング調査より、電炉稼働時の平均的な消費電力は58MWh/h（最大出力は84MWだが、挿入・出庫時には電気炉は通電しない）と想定する。また、提供頂いた当該事業所の粗鋼生産量と、全国の電力会社管轄エリア別の製鋼用電炉の粗鋼生産量データから、エリアごとの電炉稼働時の消費電力を推計した（図3-31）。さらに、ヒアリング情報をもとに、平均的な電炉の通常運転パターンは、平日は22時開始8時終了（10時間、ただし木曜日は7時終了で炉内耐火物の補修を行う）、土日は終日運転であると想定する。エリアを代表として北海道電力管轄エリアの運転パターンを図3-32に示す（その他エリアは縦軸が図3-31の値となる）。

なお、電力需給シミュレーションでは、2040年における電炉による生産量は足元と変わらない想定として、足元と同じ負荷パターンを設定している。

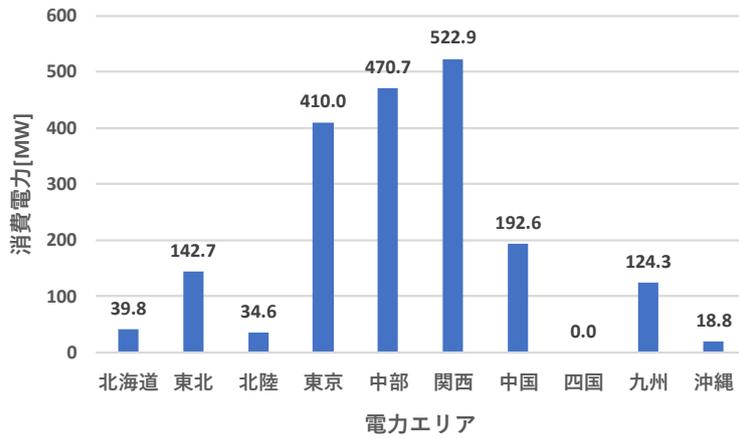


図 3-31 電力エリア別の製鋼用電炉の負荷パターン

出所) 事業者ヒアリング結果及び事業者提供データをもとに MRI 作成

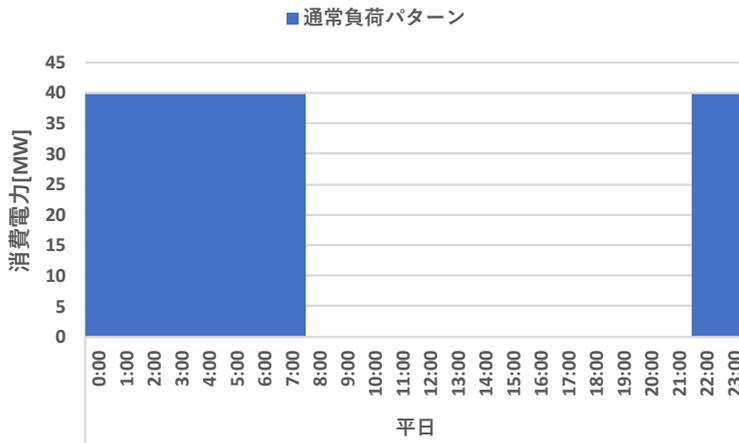


図 3-32 電炉負荷パターン（平日：北海道電力管轄エリアの場合）

出所) 事業者ヒアリング結果及び事業者提供データをもとに MRI 作成

## 2) 分析で想定する資源量

### a. ヒートポンプ給湯機の資源量と負荷パターン

全国の HP 給湯機の需要は環境省殿想定 3,142 万台の導入とする。HP 給湯機を保有している世帯のうち、75%が DR に協力表明し、さらに実際に協力可能な世帯はこれらのうち 75%とする（全体の 56%が協力可能）。

シフト前の全国平均的な負荷パターンは図 3-33 のとおりとする。

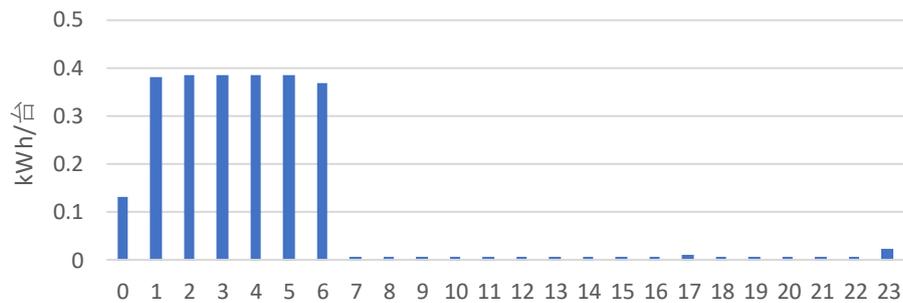


図 3-33 ヒートポンプ給湯機のシフト前負荷パターン

### b. 電気自動車の資源流と負荷パターン

全国の電気自動車の需要は環境省殿想定である 2,289 万台導入とする。電気自動車を保有している世帯のうち、75%が DR に協力表明しているとする。なお、実際に協力可能かどうかという点は、乗用車の利用パターンを考慮済みであるため、掛け目は設定しない。

シフト前の全国平均的な負荷パターンは、先の検討結果をもとに、全国平均では 1 台あたり図 3-34 のとおりとする。

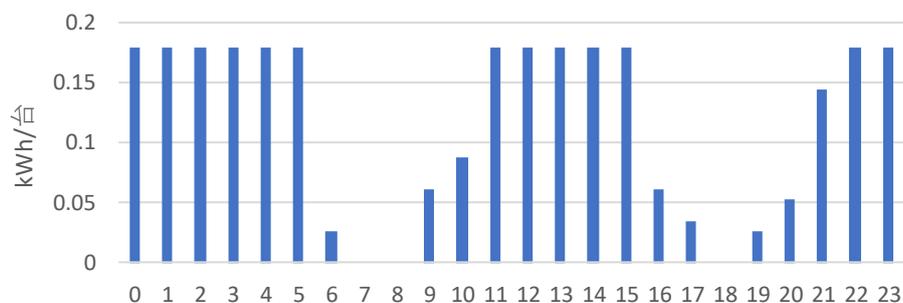


図 3-34 電気自動車のシフト前負荷パターン

### c. 製鋼用電炉の資源量と負荷パターン

全国の製鋼用電炉の電力需要はヒアリングをもとに設定する。曜日によってはメンテナンスの関係で DR 対応が困難と考えられるため、実際に DR 協力可能な事業所（電力需要）は 80%とする。なお、土日は 24 時間稼動のためシフト不可とする。

シフト前の全国平均的な負荷パターンは、先の検討結果をもとに図 3-35 のとおりとする。

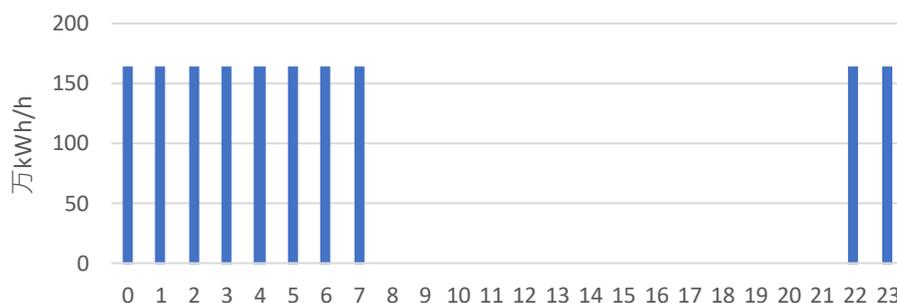


図 3-35 製鋼用電炉のシフト前負荷パターン

### (3) 原子力及び再生可能エネルギーの設定

#### 1) 原子力及び再生可能エネルギーの設備容量の基本的な考え方

3.1 で言及したように、想定する 2040 年の社会は WEO2019 の SDS シナリオをベースとするため、この電源構成を参考としつつ、我が国における原子力の状況を踏まえ、以下の変更を加えたものをベースの電源構成とする。

- 我が国では原子力発電の依存度を可能な限り低減させることとしているため、2040 年の原子力発電の設備容量は、2040 年の CPS シナリオに同じ (22GW) とするとともに、現行の定期点検ルールを踏まえ設備利用率を 80% とする。
- 太陽光と風力以外の再生可能エネルギーについては、今年度は導入拡大の施策検討を行わないことを踏まえ、2040 年の SPS の設備容量を採用する。
- 太陽光と風力については、原子力の発電電力量の減少分を補完するという考え方もあるが、想定する電力需要自体が異なることから、ひとまず SDS シナリオどおりの設定とする。
- ただし、原子力の発電電力量の減少分を補完するよう、太陽光と風力の設備容量を増加させるケースを別途設けることとする。

#### 2) 原子力発電のエリア別設備容量

2040 年断面の全国の設備容量は、WEO2019 の CPS にある 22GW とする。エリア配置は、以下のエリア別設備容量で按分する (図 3-36)。

- 現時点で廃炉になっていない原子力発電所であって、40 年+20 年延長での運転を前提として 2040 年でも運転可能なものを対象とする。
- ただし、原子力規制委員会の専門家調査団が、原子力建屋の直下に活断層の存在を認めている志賀 1 号と敦賀 2 号は対象外とする。
- 建設中であるが、新規制基準の審査中である大間原子力と島根 3 号を含むものとする。

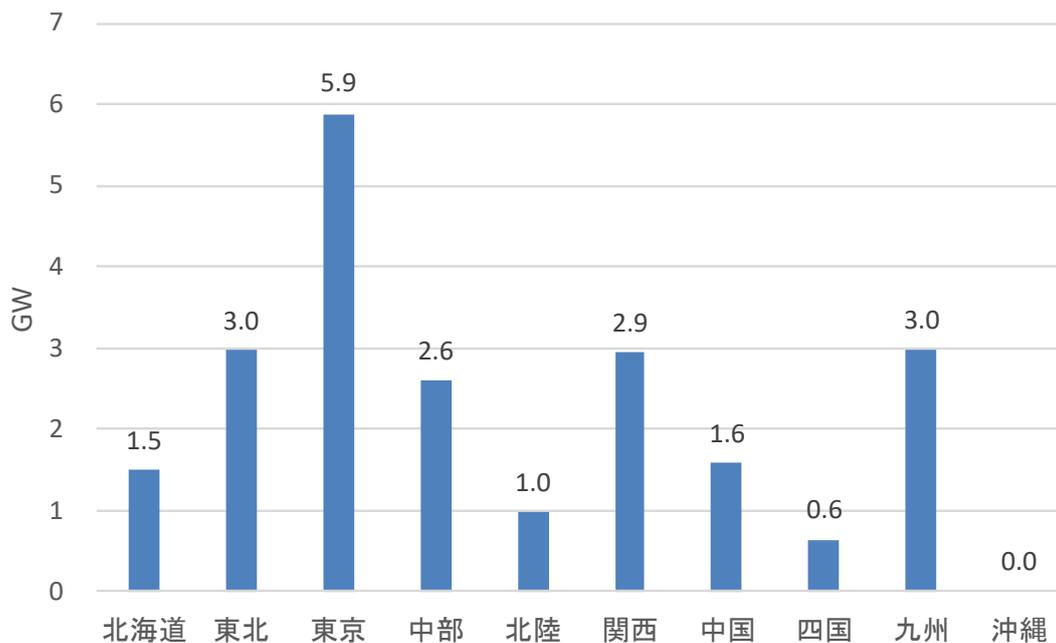


図 3-36 2040 年断面のエリア別の原子力発電の設備容量

### 3) 原子力の負荷追従運転

原子力の負荷追従運転を想定する場合、最低出力を設定する必要がある。欧州委員会の支援の元で設立された Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP) によると、原子力発電の最低出力は 50%との文献があり、本調査ではこの値を採用する。

なお、原子力発電はこれまで明示的にランニングコストを設定していなかったが、負荷追従運転を許容するケースの場合、資源エネルギー庁のコスト検証 WG におけるランニングコストを設定した。(図 3-37)

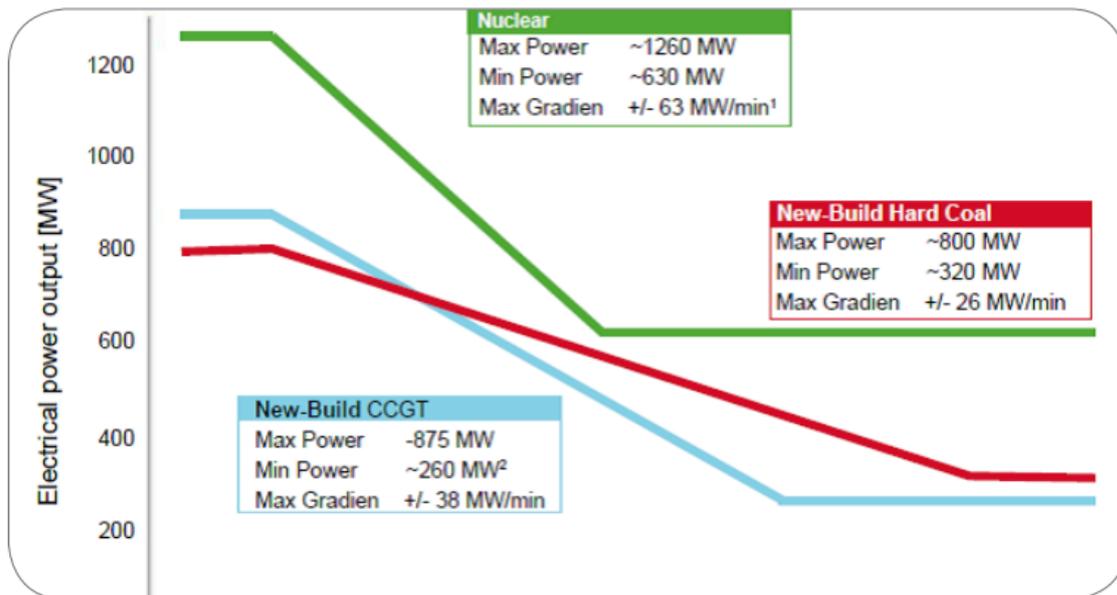


図 3-37 原子力、新設コンバインドサイクルガスタービン、新設石炭火力の負荷追従能力

出所) SNETP, Nuclear Energy Factsheets Load following capabilities of Nuclear Power Plants, 2017 年 7 月

#### 4) 再生可能エネルギーの設備容量

再生可能エネルギーの種類別の設備容量の考え方は 1) に示したとおりであるが、エリア別の配置は表 3-8 に示すとおりとする。この考え方に基づき、ベースとなる再生可能エネルギーのエリア別導入量を表 3-9 に、風力を需要地に配置したケースの導入量を表 3-10 に、太陽光と風力の導入量を拡大させたケースの導入量を表 3-11 に示す。

表 3-8 再生可能エネルギー発電の設備容量

	設備容量の考え方	エリア配置の考え方
太陽光発電(ベース)	<ul style="list-style-type: none"> <li>WEO2019 の SDS の値(148GW)とする</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力エリア別の太陽光発電の、接続済・接続契約申込の合計量を按分指標として配分する</li> </ul>
太陽光発電(拡大)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子力発電の SDS と CPS の発電量差分(121TWh)の半分を賄うようベースケースに比べて増加(217GW)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ベースに同じ</li> </ul>
風力発電(ベース、需要地導入)	<ul style="list-style-type: none"> <li>WEO2019 の SDS の値(49GW)とする</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ベースケースの場合、環境省のゾーニング基礎調査における陸上・着床・浮体それぞれの電力供給エリア別ポテンシャルの比率を採用</li> <li>風力需要地導入ケースの場合、日本風力発電協会の想定を採用</li> </ul>
風力発電(拡大)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子力発電の SDS と CPS の発電量差分(121TWh)の半分を賄うようベースケースに比べて増加(70GW)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ベースに同じ</li> </ul>
水力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>SPS の値(52GW)から既存の揚水発電設備容量(27.5GW)を控除し</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>追加導入分は、資源エネルギー庁の包蔵水力調査における開発中・未開</li> </ul>

	設備容量の考え方	エリア配置の考え方
	た値とする	発ポテンシャル量で按分
地熱発電	・ SPS の値(1GW)とする	・ 電力エリア別の地熱発電の、接続済・接続契約申込の合計量を按分指標として配分する
バイオマス発電	・ SPS の値(14GW)とする	・ 電力エリア別のバイオマス発電の、接続済・接続契約申込の合計量を按分指標として配分する

表 3-9 ベースケースの再生可能エネルギー導入量

単位: 万 kW	太陽光	風力 (陸上)	風力 (着床)	風力 (浮体)	水力	地熱	バイオマス
北海道	402	1,693	382	184	147	10	46
東北	1,917	764	157	110	515	48	372
東京	4,222	55	107	33	334	0	254
中部	2,035	107	60	13	378	1	88
北陸	232	50	7	28	278	0	21
関西	1,336	129	12	18	385	0	175
中国	1,310	101	9	80	109	0	279
四国	593	53	27	25	107	0	30
九州	2,673	184	155	208	199	42	132
沖縄	80	49	65	35	0	0	4
合計	14,800	3,185	980	735	2,453	100	1,400

表 3-10 風力需要地導入ケースの太陽光・風力導入量

単位: 万 kW	太陽光	風力 (陸上)	風力 (着床)	風力 (浮体)
北海道	402	327	26	0
東北	1,917	880	377	151
東京	4,222	126	263	241
中部	2,035	235	196	147
北陸	232	126	5	0
関西	1,336	386	5	4
中国	1,310	260	0	0
四国	593	134	0	33
九州	2,673	679	108	159
沖縄	80	34	0	0
合計	14,800	3,185	980	735

表 3-11 拡大ケースの太陽光・風力導入量

単位: 万 kW	太陽光	風力 (陸上)	風力 (着床)	風力 (浮体)
北海道	589	2,020	702	350
東北	2,811	911	288	210
東京	6,190	66	196	63
中部	2,984	127	109	26
北陸	340	59	12	53
関西	1,960	154	22	34
中国	1,921	120	17	151

単位: 万 kW	太陽光	風力 (陸上)	風力 (着床)	風力 (浮体)
四国	870	64	49	48
九州	3,919	220	285	397
沖縄	117	58	119	68
合計	21,700	3,800	1,800	1,400

なお、各種の文献から得られる我が国の太陽光発電の将来の導入見通しと、今回想定した導入量の関係は図 3-38 のとおりとなる。2040 年時点の見通しを示している文献は少なく、調査した範囲では今回参照した IEA の WEO のみであった。一方で、2050 年に向けたは 200～445GW まで幅広い見通しが存在している。仮に 2030 年を 100GW 程度と見込むと、今回の拡大ケース (217GW) は、電力中央研究所の想定 (356GW) や WWF ブリッジシナリオ (359GW) に向かうパスと見ることが出来る。

同様に、風力発電についても整理すると図 3-39 のとおりとなる。2040 年時点の見通しを示している文献は、調査した範囲では今回参照した IEA の WEO の他に、日本風力発電協会 (JWPA) が目標値を示している。2050 年に向けたは 75～104GW までの幅の見通しが存在している。今回設定した拡大ケースの 2040 年 70GW は、JWPA の目標値を超えるものであり、2050 年の野心的な見通しへの通過点として遜色ないと考えられる。

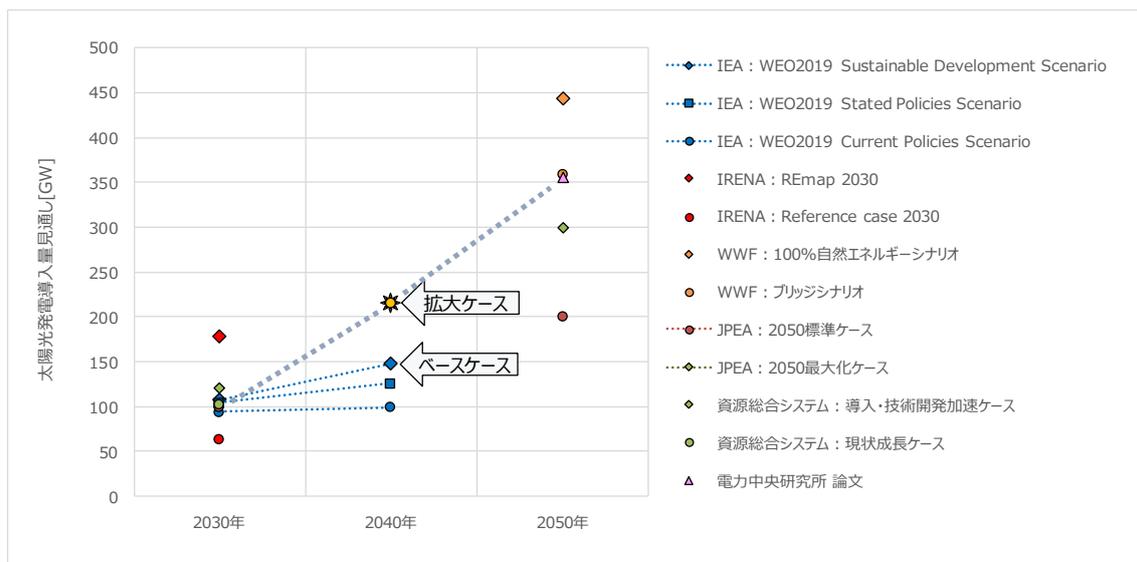


図 3-38 太陽光発電の将来の導入量比較

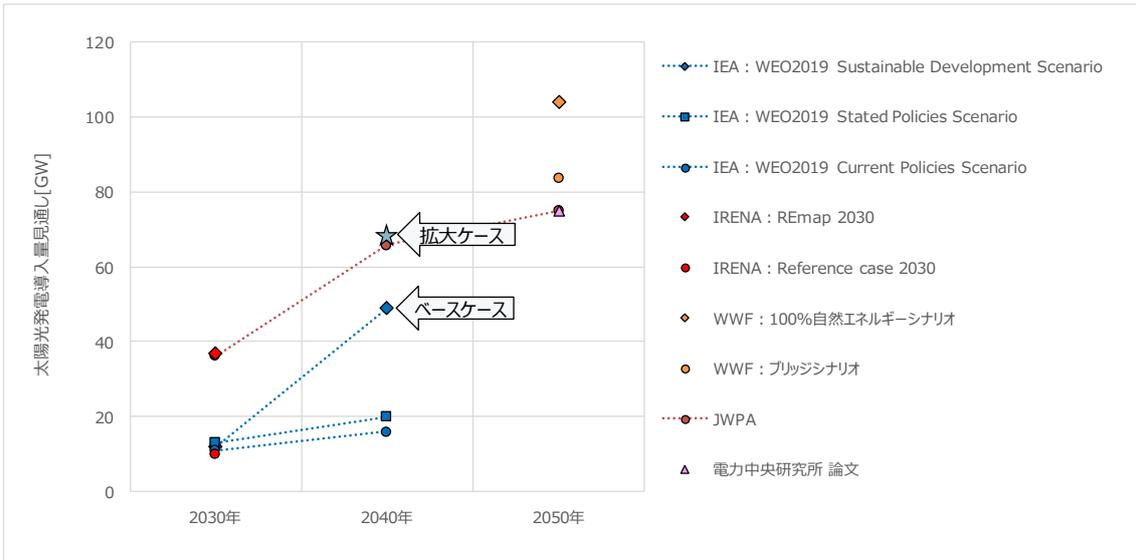


図 3-39 風力発電の将来の導入量比較

#### (4) 地域間連系統

地域間連系統は、図 3-40 に示す OCCTO 公表の運用容量およびマージンの現状および今後予定されている増強見通しをベースに、以下に示す増強を考慮して利用可能容量を設定した。

##### 2019年度（8月平日昼間帯）における運用容量算定結果

※各エリア内数値は、2019年度送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。

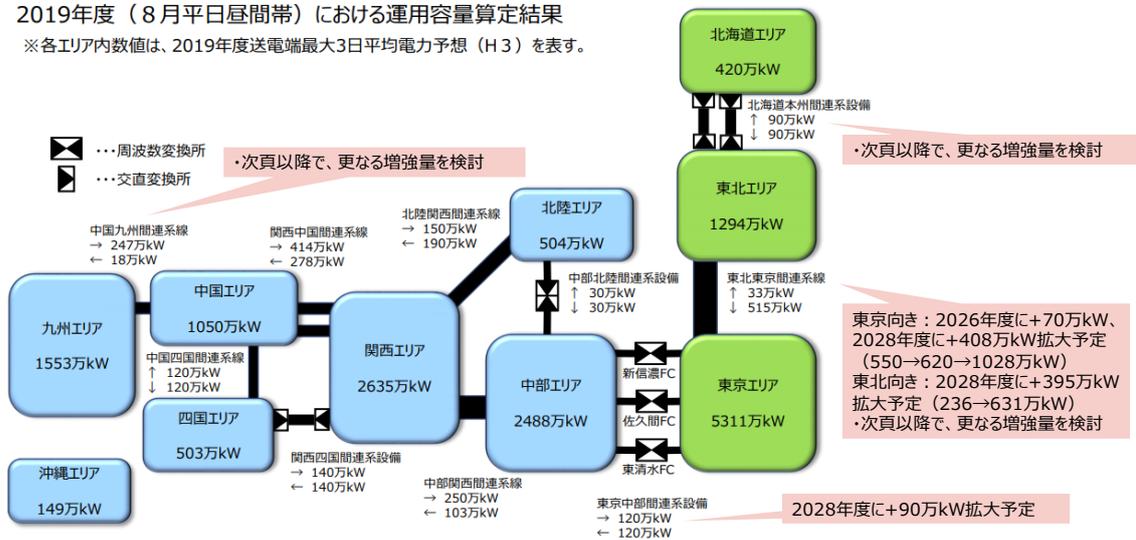


図 3-40 連系統の概念図

出所) OCCTO, 2019~2028 年度の連系統の運用容量 (年間計画・長期計画), 2019年3月にMRI 追記

北海道や九州では需要に比べて莫大な量の変動性再生可能エネルギーの導入を想定するため、地域間連系統の拡大が望ましいと考えられる。ここでは、以下に示す簡易的な手法を用いて地域間連系統の必要量を検討した (図 3-41)。

- エリアごとに 8760 時間の需要パターン、水力の出力パターン、太陽光及び風力の時

間別出力、地熱とバイオマスの設備利用率を設定（2016年度を採用）

- 今回想定する太陽光及び風力の設備容量を乗じ、太陽光及び風力の出力を算定
  - 同様に今回想定する原子力、地熱、バイオマスの設備容量に、設備利用率を乗じてそれぞれの出力を算定
  - 需要－（原子力＋水力＋太陽光＋風力＋地熱＋バイオ）により残差を算出し、これを連系線利用量と仮定
  - 連系線利用量の絶対値のデュレーションカーブを作成した上で、連系線利用率を設定の上で必要量を探求
- なお、東北東京間の場合、連系線利用率 50%で設定した増強済北本連系線からの流入量も考慮した
- ここで、本試算では、連系線の定期点検などによる利用率低減は考慮していない。

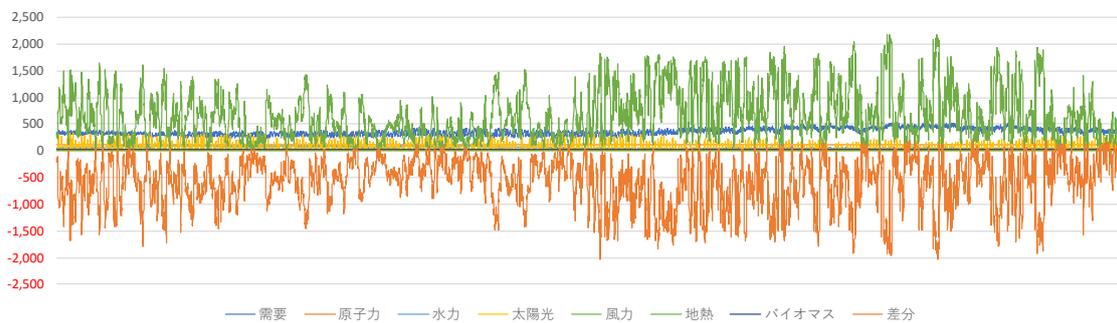


図 3-41 北海道における簡易試算イメージ

簡易試算が比較的容易な北本連系線、東北東京間連系線、関門連系線を対象に、実際に試算した結果を図 3-42 に示す。

北海道→本州向きは 1,076 万 kW に増強しても利用率 50%を確保出来る見通しとなった。利用率 30%を許容すると 1,949 万 kW まで増強可能となる（2018 年度の北海道→本州向きの利用率は 22%程度）。

東北→東京向きは利用率 50%を前提とすると 1,591 万 kW となり、2028 年には運用容量が 1,028 万 kW に増強されることを踏まえても、追加的な増強が可能となる。なお、利用率 30%を許容すると 2,693 万 kW まで増強可能となる。

九州→中国向きは、九州エリアでは太陽光発電の導入が支配的であり、そもそも連系線利用時間帯が日中に限られるため、利用率 50%を確保出来る容量は存在しない結果となった。ベースケースは利用率 50%、大幅増強ケースは利用率 30%となる容量と想定する。なお、本来連系線の増強量は費用便益評価によって決まるものであるが、ここでは利用率をもって経済的な代理指標として簡易的に想定している。

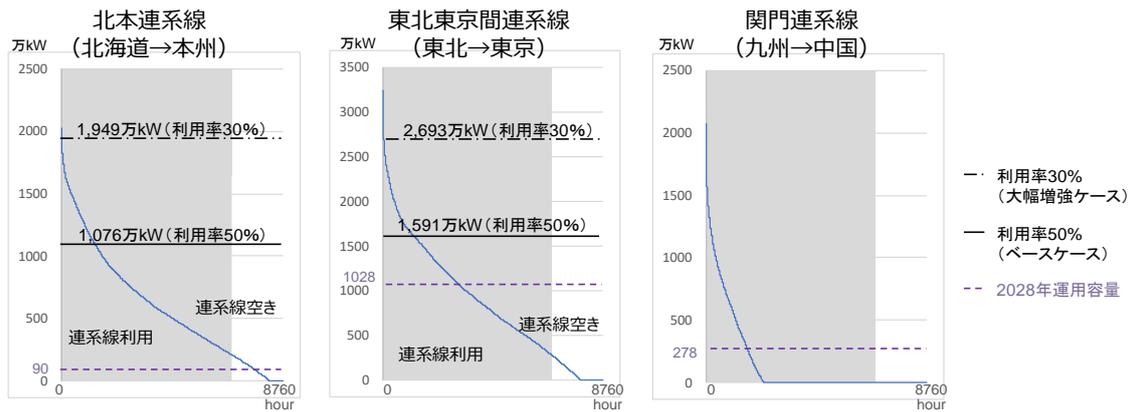


図 3-42 簡易試算による地域間連系線の想定増強量

### (5) 柔軟性の確保

柔軟性を確保する方策としては、火力発電の出力調整、揚水発電及び蓄電池の活用、DR資源の活用、再生可能エネルギーの出力抑制など、様々な方策がある。

本試算では、火力発電の運用については、ユニットごとに LFC 最低出力を設定し、調整力を確保しつつ出力を下げる柔軟な運用を想定している。揚水発電及び蓄電池については、火力発電の燃料費が最小となる最適化計算のもとで、再生可能エネルギーを極力活用できる運用を模擬している。

ここで、蓄電池の導入量については、経済性を考慮したケースと、柔軟性を潤沢に確保する観点から設定したケースの2とおりを想定した。

経済性を考慮したケースでは、蓄電池の導入コストを、蓄電池によって得られる収益により10年間で投資回収が可能な量のみを設置する想定とした。

$$(\text{放電価値} \cdot \text{調整力価格} \times \text{放電量} \cdot \text{調整力稼働時間}) \times 10 \text{ 年間} > \text{蓄電池価格}$$

経済性評価に必要なパラメータは表 3-12 のとおりであるが、例えば三次調整力の価格には調整力公募の平均落札額を用いているものの、この金額には kW 価値と ΔkW 価値の両方が含まれている可能性があるなど、パラメータは今後も精査が必要である。

表 3-12 蓄電池の経済性考慮にあたって用いたパラメータ

	設定	出所等
放電価値	10 円/kWh	天然ガス火力発電コスト (炭素価格考慮後)
二次調整力価格	11,300 円/kW・年	エネ庁委託「蓄電池を活用した新たなエネルギー産業に関する調査」2016における推計 (1.29円/kW.h)。火力・水力の年間固定費をもとに算出されている。
三次調整力価格	1,700 円/kW・年	調整力公募電源I-a (ピーク調整力) 平均落札額 - 上述の二次調整力価格。上げのみ・下げのみであれば半額と想定
蓄電池価格	2.8 万円/kWh	The Economics of Load Defection, Rocky Mountain Institute(2015)の2050年想定値をもとに設定。
時間率 (長周期)	11 kWh/kW	調整力公募における電源I-aの継続時間
時間率 (短周期)	3 kWh/kW	北海道電力・住友電気工業「南早来変電所 大型蓄電システム実証事業平成28年度報告 (3回目)」を元に想定 (0.93万円/kW)
蓄電池充放電効率	90%	系統ワーキンググループ 2016年10月30日「資料1 再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法に関する基本的考え方について (案)」での言及値

柔軟性を潤沢に確保する上では、過年度調査における蓄電池の必要量の検討結果を踏ま

え、表 3-13 の考え方に従い、太陽光と風力のエリア別の設備容量に応じて蓄電池を設置した。

表 3-13 用途別の蓄電池設置容量の考え方（柔軟性潤沢ケース）

用途	設置容量の考え方
二次調整力用	エリア別に太陽光と風力の発電設備容量の合成和の 15%相当 (合計 2,643 万 kW)
三次調整力用	エリア別に太陽光と風力の発電設備容量の合成和の 30%相当 (合計 5,285 万 kW)
需給バランス用	三次調整力用の蓄電池容量に対して時間率 11 時間を想定 (合計 5.8 億 kWh)

なお、いずれのケースであっても、柔軟性確保のために、調整力はエリアを跨いで融通可能とした。

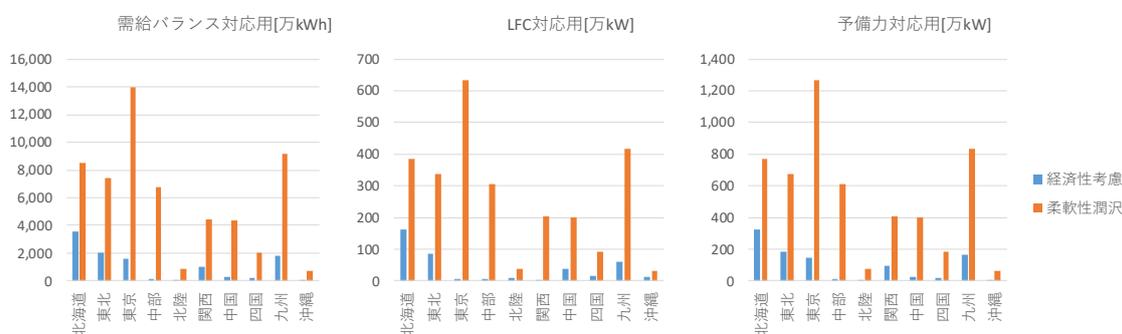


図 3-43 蓄電池設定の比較

### (6) 火力発電の想定

火力発電については、将来の新設計画を考慮しつつ、既設の設備については平成 29 年度調査を参考に表 3-14 に示す考え方を採用した。なお、CCS はいずれの火力発電所でも想定していない。

表 3-14 火力発電所の運転年数等の考え方

燃料種	既設設備の考え方
石炭火力	現存・計画中のものうち、45 年経過したものは、休廃止されると想定した。
天然ガス火力	現存・計画中のものうち、45 年経過したものは、「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」に基づく「BAT の参考表【平成 29 年 2 月時点】」を基に、発電効率 63% (発電端 LHV) の同規模のものにリプレースされると想定した。
石油火力	需給バランスや調整力を確保するために必要量が存続すると想定した。

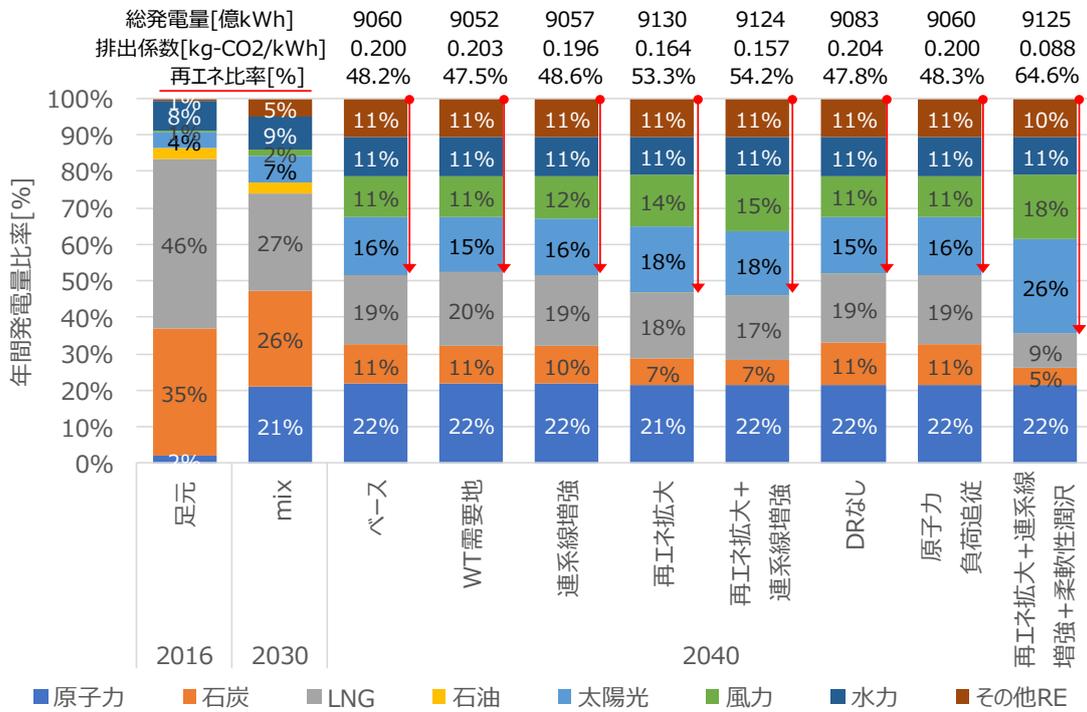
### 3.5 分析結果

#### (1) 2040年の発電量構成

2040年のケース別の全国の年間発電量比率を図 3-44 に示す。再エネ比率は、小さい順に WT 需要地 47.5% < DR なし 47.8% < ベースケース 48.2% < 原子力負荷追従 48.3% < 連系線増強 48.6% << 再エネ拡大 53.3% < 再エネ拡大+連系線増強 54.2% < 再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢 64.6% である。

WT 需要地ケースの場合、エリア別の設備利用率の違いにより、ベースケースより風力の平均設備利用率が低い点に留意が必要である（後で示すとおり、抑制率は改善している）。

再エネの拡大によって、太陽光と風力の構成比が増え、石炭火力の比率を下げることに繋がっている。さらに、需給バランス用と調整力用の蓄電池を増やし、柔軟性を潤沢に確保することで、同じ太陽光と風力の設備容量でも発電電力量を大幅に増やすことが可能となっている。



※CO2 排出量は、需要端ベースの値（電力需要 8120 億 kWh）を分母として算出  
 ※発電量比率の分母は総発電量は揚水発電や蓄電池のロスを含むため、同一想定でも%が変わる

図 3-44 全国の年間発電量比率

#### (2) ケース別のエリア別発電量構成

##### 1) ベースケース

ベースケースのエリア別発電量構成を図 3-45 に示す。北海道、東北は他エリア（主に東京）への送電量が多く、その分東京は受電量が多くなっている。北海道、東北、沖縄では再生可能エネルギーの中では風力の割合が高いが、他のエリアでは太陽光の割合の方が高い。

北海道では再エネ比率が 70%以上となっている（他社受電は再エネに含まない場合）。

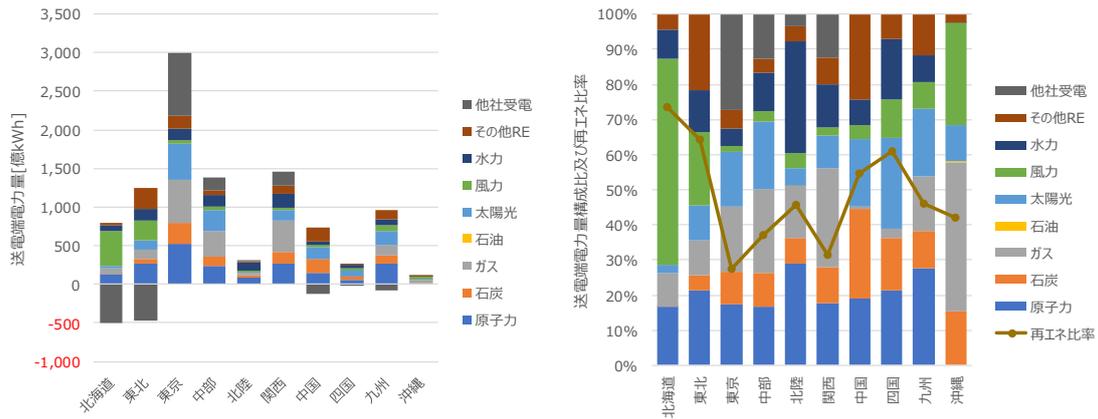


図 3-45 ベースケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率

※他社に送電している量は除外している

中国・四国エリアでは、高額な炭素税（1万円/tCO<sub>2</sub>）を設定したにも関わらず、石炭火力の比率が高く、天然ガス火力はあまり稼働していない。そこで、エリア別のメリットオーダーに、火力供給電力の平均値と +1σ の容量を加えた図（図 3-46）にて検証を行った。

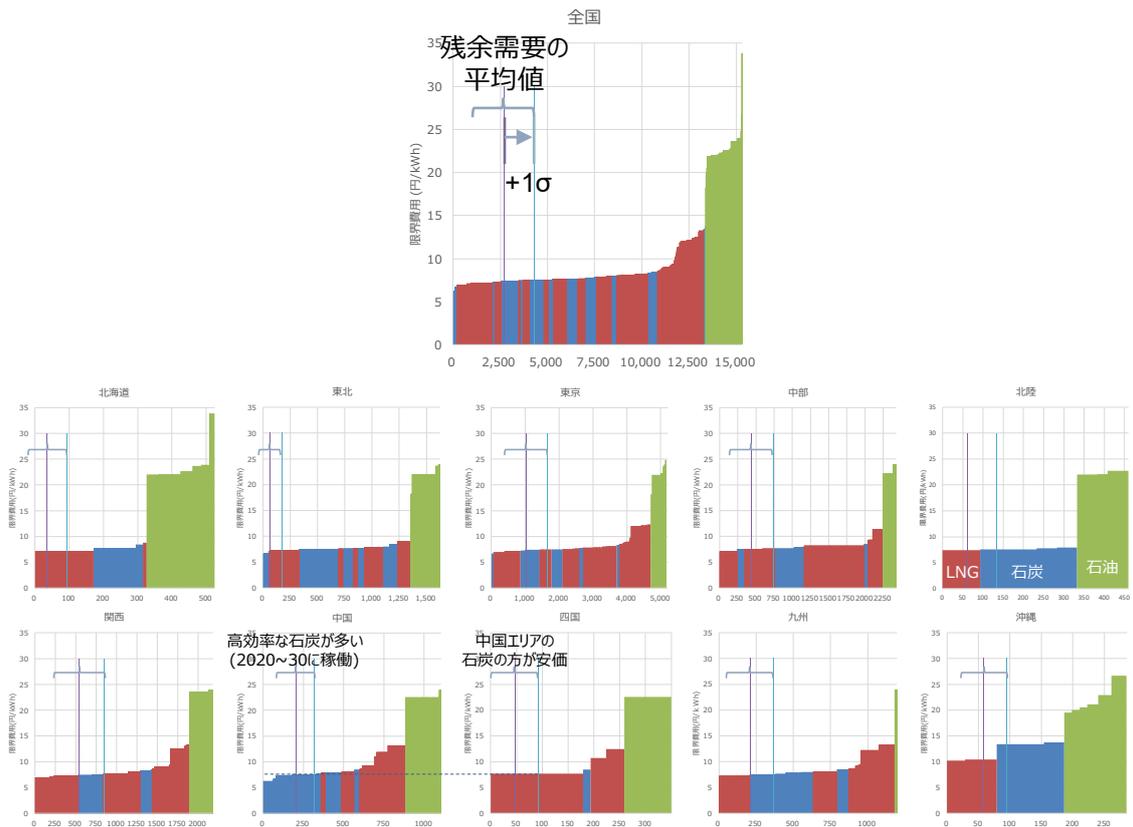


図 3-46 全国およびエリア別のメリットオーダー

これを見ると、中国エリアについて、火力が供給する電力の平均値 + 1σ の範囲に、2020~2030 年に稼働する高効率な石炭火力のみが存在していることが分かる。また、隣接

する四国エリアの火力と比べると、中国エリアの高効率石炭の方が限界費用が小さい事が分かる。以上より、中国・四国エリアの電源構成は、LNG が少なく石炭が多い結果となっている。

## 2) 風力需要地導入ケース

風力発電の配置を需要地寄りとしたため、北海道の風力発電量と他エリア送電比率は大きく低下している。再エネ比率が最も高いのは東北（他社受電は再エネに含まない場合）であり、ベースケースと比べて北海道と沖縄は大きく減少しているが、他のエリアはほぼ上昇している。（図 3-47）

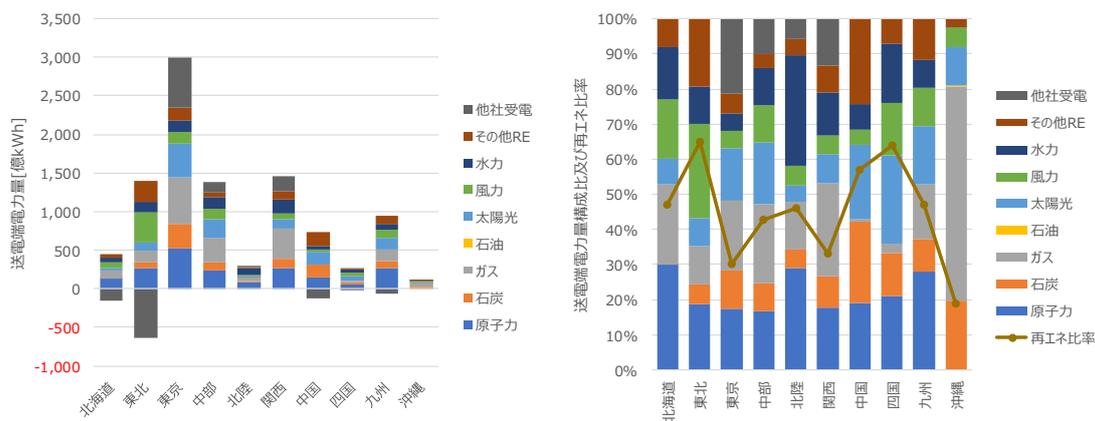


図 3-47 風力需要地導入ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率

※他社に送電している量は除外している

## 3) 連系線大幅増強ケース

北本と東京東北間の連系線容量が増加したため、北海道東北の他エリア送電量はベースケースに比べて増加している。北海道・東北の風力が増加し、東京の石炭・LNG 火力が減少している。（図 3-48）

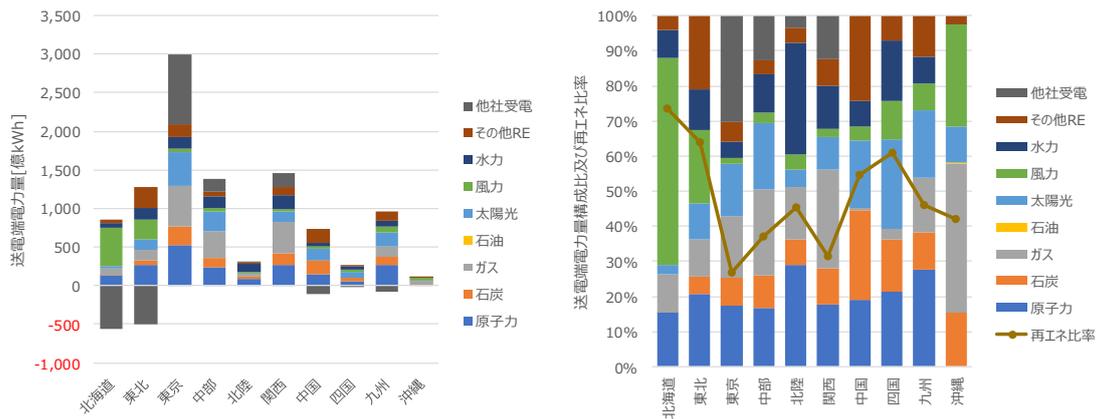


図 3-48 連系線大幅増強ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率

※他社に送電している量は除外している

#### 4) 再エネ拡大ケース

ベースケースに比べ、全体的に再エネ比率は上昇している。ただし、北海道、東北は他エリア（主に東京）への送電比率は大きくは変わっておらず、連系線容量が同じであるため、増やした分の再エネ電力を十分には送れていない可能性がある。（図 3-49）

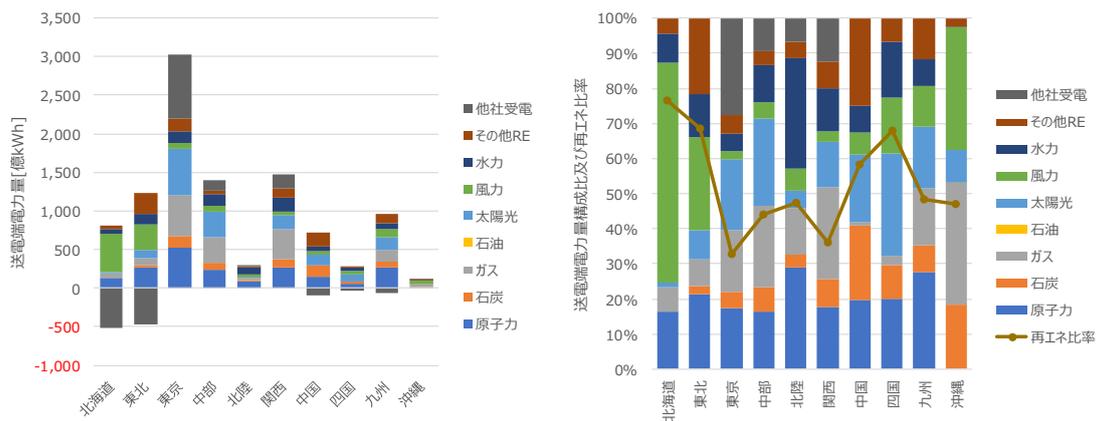


図 3-49 再エネ拡大ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率

※他社に送電している量は除外している

#### 5) 再エネ拡大+連系線増強ケース

ベースケースに比べ、北海道、東北は再エネの発電量、東京への送電量ともに増えている。再エネ拡大ケースに比べ、北海道は風力の発電量、送電量が増加し、東京のガス火力が減少している。（図 3-50）

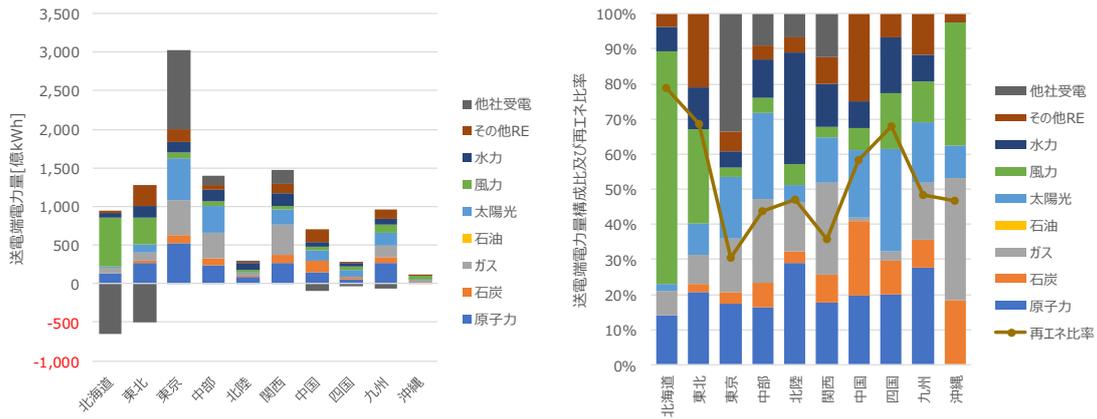


図 3-50 再エネ拡大+連系線増強ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再生能源比率

※他社に送電している量は除外している

## 6) DR なしケース

ベースケースと比べ、目立った変化はないものの、中部、四国エリアでは火力の比率が上昇している（ただし、減少しているエリアも存在する）。火力の比率は変わらないが、石炭火力の比率が高くなったエリアも存在する（東京、関西、中国、九州）。

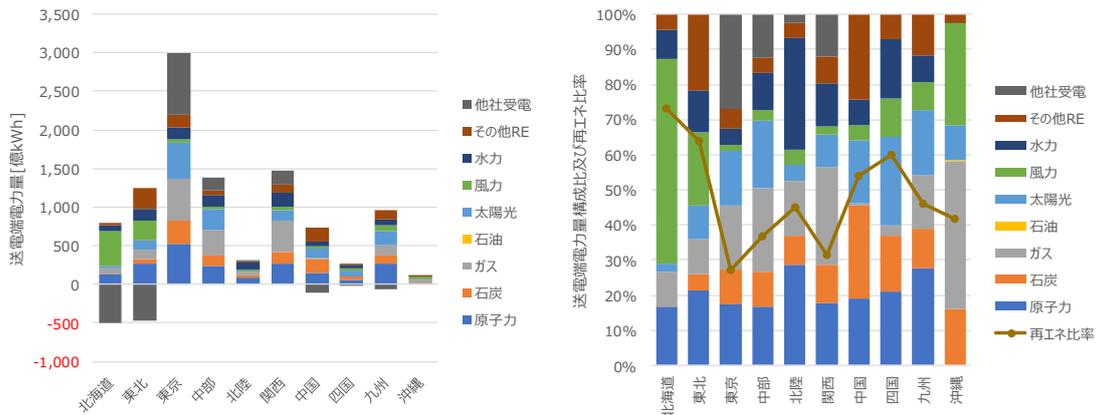


図 3-51 DR なしケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再生能源比率

※他社に送電している量は除外している

## 7) 原子力負荷追従ケース

大半のエリアで原子力の比率が低下しているが、その割合はさほど大きくない。ただし、後段で示すように再エネの抑制率はかなり低下しており、負荷追従運転による効果は認められる。（図 3-52）

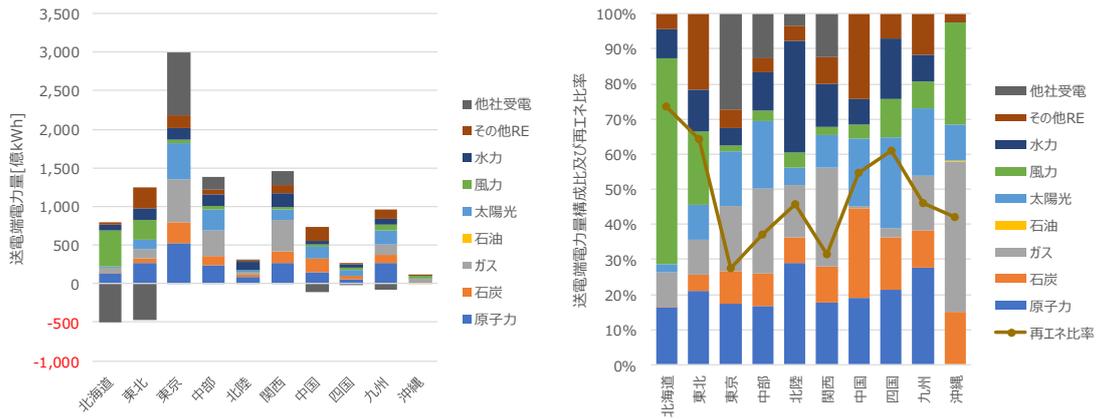


図 3-52 原子力負荷追従ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率

※他社に送電している量は除外している

### 8) 再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢ケース

再エネ拡大+連系線増強ケースと比較して、多くのエリアで再エネの構成比が上昇しており、特に九州・沖縄で石炭火力が減少し、再エネ比率が上昇している（図 3-53）。需給バランス用及び調整力・予備力確保用に導入した蓄電池が再エネ電力の有効利用に寄与したと考えられる。

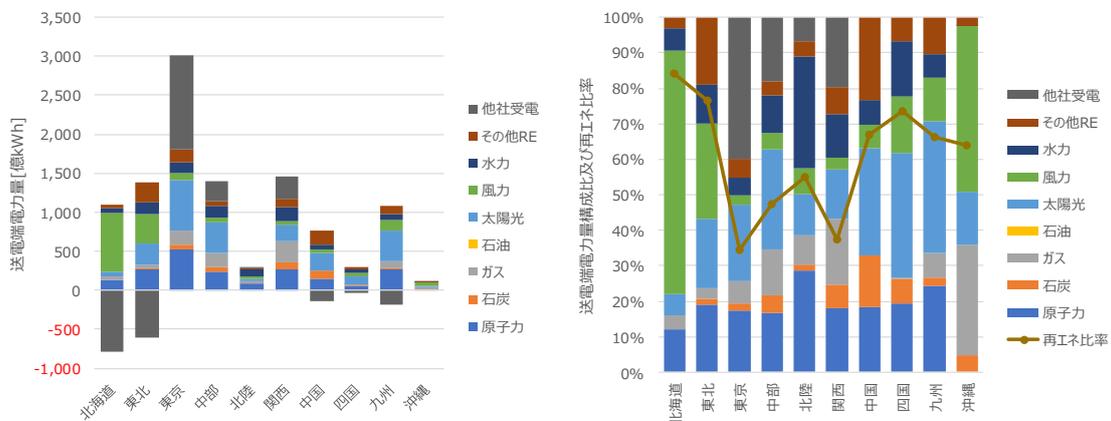


図 3-53 再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢ケースのエリア別の送電端電力量及び構成比※・再エネ比率

※他社に送電している量は除外している

### 9) ケース別の再エネ設備利用率

ベースケースと再エネ拡大ケースにおける設備利用率は以下のとおりであり、対策を行わずに再エネを拡大すると、設備利用率が低下することが分かる。

ベースケース PV13.4%,WT22.6% > 再エネ拡大 PV12.7%,WT19.5%  
 (抑制がない条件: PV13.5%,WT23.3% PV13.5%,WT23.0%)

再エネ拡大ケースについて、連系線増強を加味すると設備利用率の低減は抑えられる。そのため、再エネ拡大に合わせて連系線を増強することは再エネの有効活用に資するものであることが分かる。

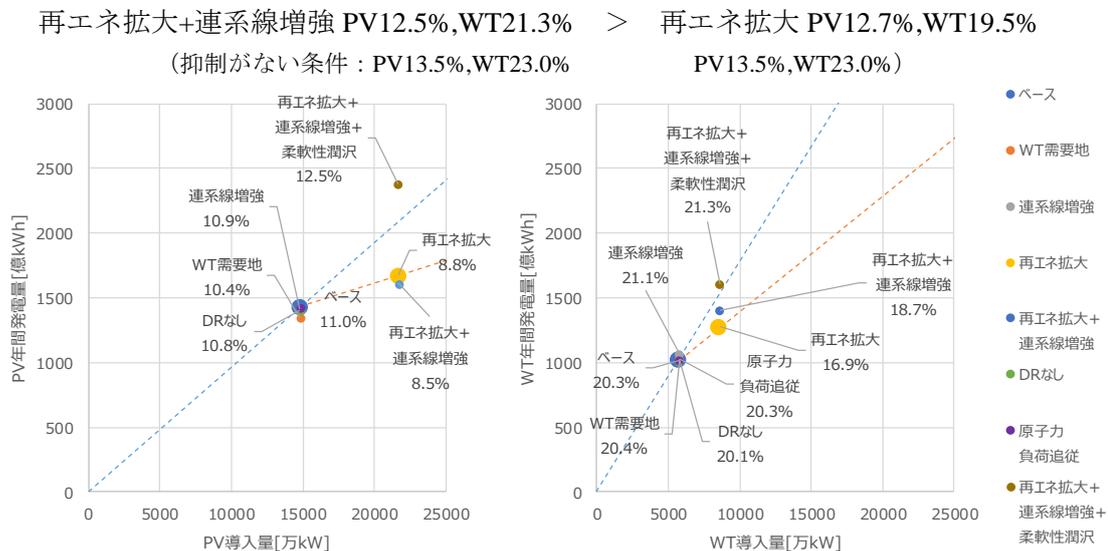


図 3-54 ケース別の再エネ容量と発電量

※WT 導入量は、陸上 20%,洋上 30%と仮定し陸上風力の容量に換算

### (3) 再生可能エネルギーの抑制率

#### 1) ケース別・エリア別の再生可能エネルギー抑制率比較（年間）

ケース別・エリア別の再生可能エネルギーの抑制率を図 3-55 に示す。全国抑制率は、太陽光・風力導入量がベースのシナリオは 14%、拡大シナリオは 29%であり、対策を取らずに再エネのみを拡大させると、抑制率がかなり上昇してしまう。特に九州エリアでは、発電した電力の半分程度が抑制されてしまう。他のケースについては表 3-15 のとおり。

表 3-15 ケース別の再生可能エネルギー抑制率の特徴

風力需要地ケース	● 北海道・東北エリアの風力が減ったため、これらのエリアではベースケースより抑制率が低い。一方、需要地では抑制率が上昇しており、全国で見ると微減となっている。
連系線増強ケース	● 北海道・東北エリアの風力を東京で消費するため、北海道・東北エリアで抑制率が減り、東京エリアでは増加している。全国で見るとベースケースより抑制率が低くなっている。
再エネ拡大ケース	● すべてのエリアで再エネが増えたため、ベースケースより抑制率が高い。特に九州エリアでは5割近く、北海道でも4割を超えている。
再エネ拡大+連系線増強ケース	● 連系線増強したため、再エネ拡大ケースより特に北海道では抑制率が下がっている。東京エリアでは抑制率が2割を超えているが、全国で見ると再エネ拡大ケースより低下している。
DRなしケース	● ベースケースからDRを外したため抑制率は上がっているもの

	の、上昇率は全国で1%程度である。
原子力負荷追従ケース	● 原子力の出力を抑えられるようになったため、ベースケースより抑制率が低くなっているが、その差はごくわずかである。
再エネ拡大+連系線増強ケース+柔軟性潤沢ケース	● 柔軟性の確保により、調整力制約がほぼ解消したため、再エネ拡大+連系線増強ケースに比べ、全てのエリアで抑制率が大幅に低下している。

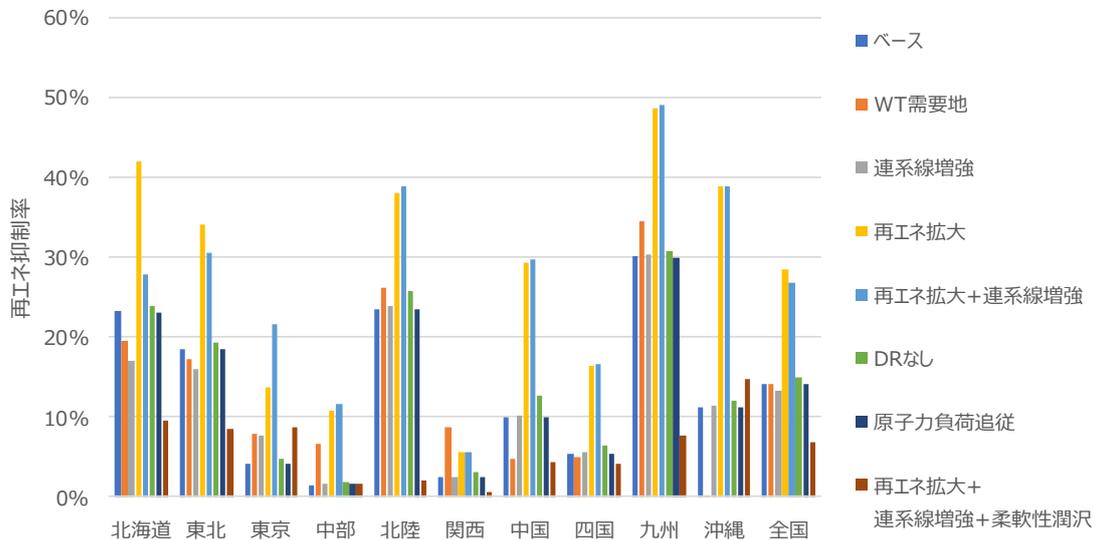


図 3-55 ケース別・エリア別の再エネ抑制率

なお、出力抑制される余剰電力は、水素や熱への変換や、セクターカップリング（熱や運輸部門などを電化によって電力部門と連携）によって、再生可能エネルギー電力を最大限活用する取組が欧州で進んでいる。

## 2) ケース別・エリア別・月別の再生可能エネルギー抑制率比較

ここでは、エリア別・月別の再生可能エネルギーの抑制率について、特にケース間の差が顕著であるベースケース・再エネ拡大ケース・再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢ケースで比較を行った。

### a. ベースケースのエリア別・月別の再生可能エネルギー抑制率

全国平均に比べて抑制率が高く出るのは北海道・東北・北陸・九州・沖縄となっている。月別では、主に太陽光の発電量が多く電力需要の比較的少ない春の抑制率が高い傾向にあるが、沖縄は11～3月の抑制率が高く、4月以降はかなり低下している。（図 3-56）

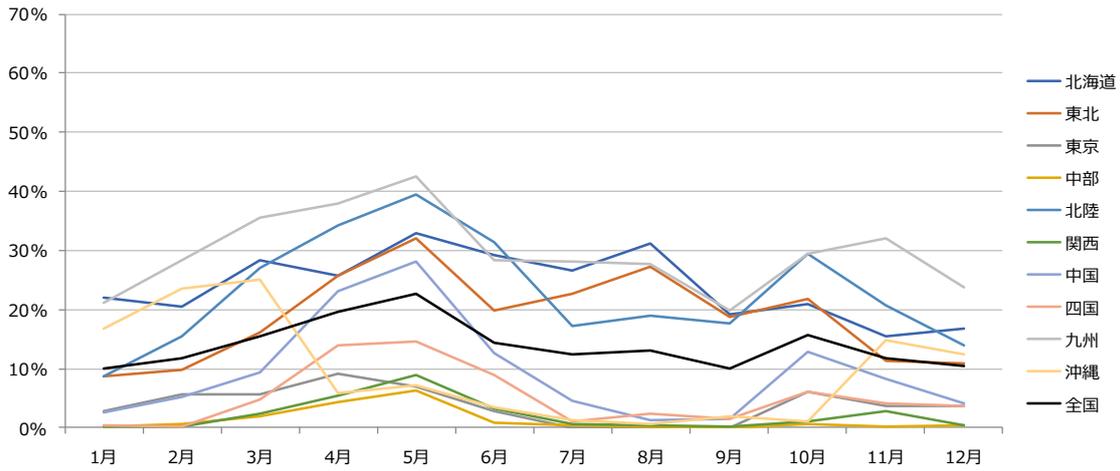


図 3-56 ベースケースのエリア別・月別再エネ抑制率

b. 再エネ拡大ケースのエリア別・月別再エネ抑制率

ベースケースに比べ、全体的に抑制率が大幅に上昇している。特に北海道と九州では、太陽光の出力が下がる冬でも、風力発電の影響によって抑制率が高くなっている。東北・北陸・中国では太陽光の発電量が多い春の抑制率が高い傾向にある（図 3-57）。

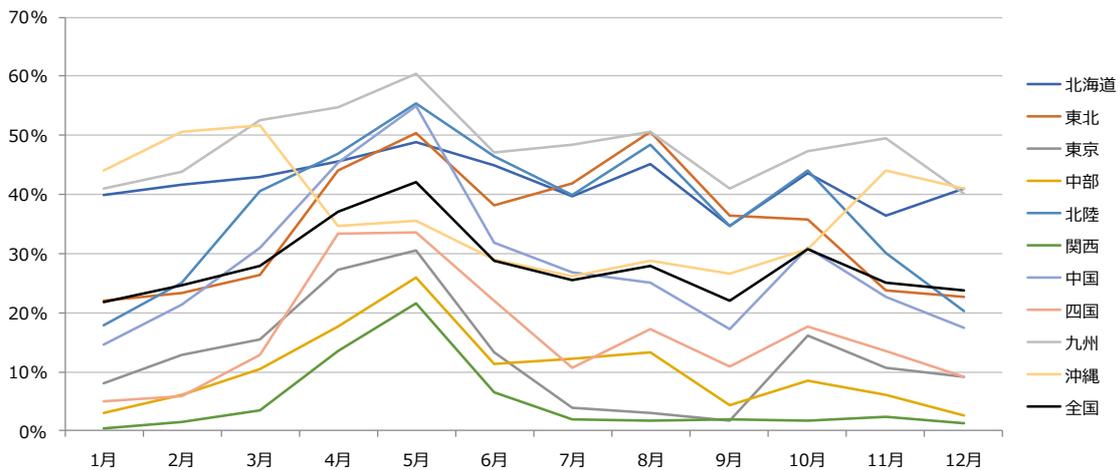


図 3-57 再エネ拡大ケースのエリア別・月別再エネ抑制率

c. 再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢ケースのエリア別・月別再エネ抑制率

連系線の増強とともに柔軟性が潤沢に確保され、調整力制約がほぼ解消されたことで、ベースケースや再エネ拡大ケースに比べ、全てのエリアで抑制率が大幅に低下している。沖縄を除くと、抑制が生じるのは空調需要が少ない春と秋となっており、夏・冬ではほとんど抑制が生じていない（図 3-58）。

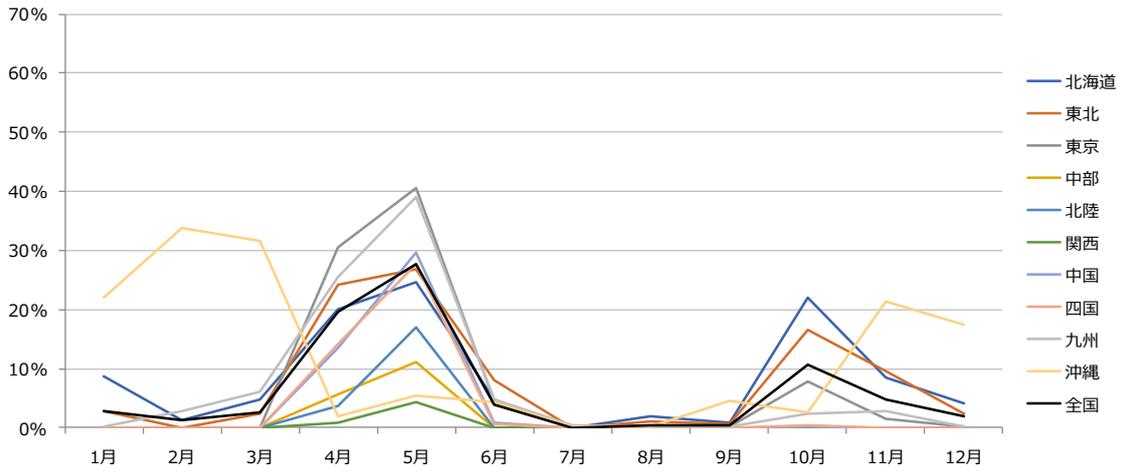


図 3-58 再エネ拡大+連系線増強ケースのエリア別・月別再エネ抑制率

#### (4) ケース別の北海道の需給バランス

ここでは、特に風力の大量導入により、需要を大幅に上回る再生可能エネルギーの導入を想定している北海道を対象に、月別の需給バランスを確認する。

##### a. ベースケース

ベースケースの北海道の需給バランスを図 3-59 に示す。なお、図の見方は、正は供給資源、負は需要資源を表しており、抑制が必要な場合は抑制量を需要資源に計上することで、需要と供給がバランスするよう表現している。

いずれの月でも、昼間の時間帯は再生可能エネルギーを大量に抑制することで需給のバランスを確保している。夜間は連系線を最大限活用して主に風力によって発電された電力を本州に送電している。

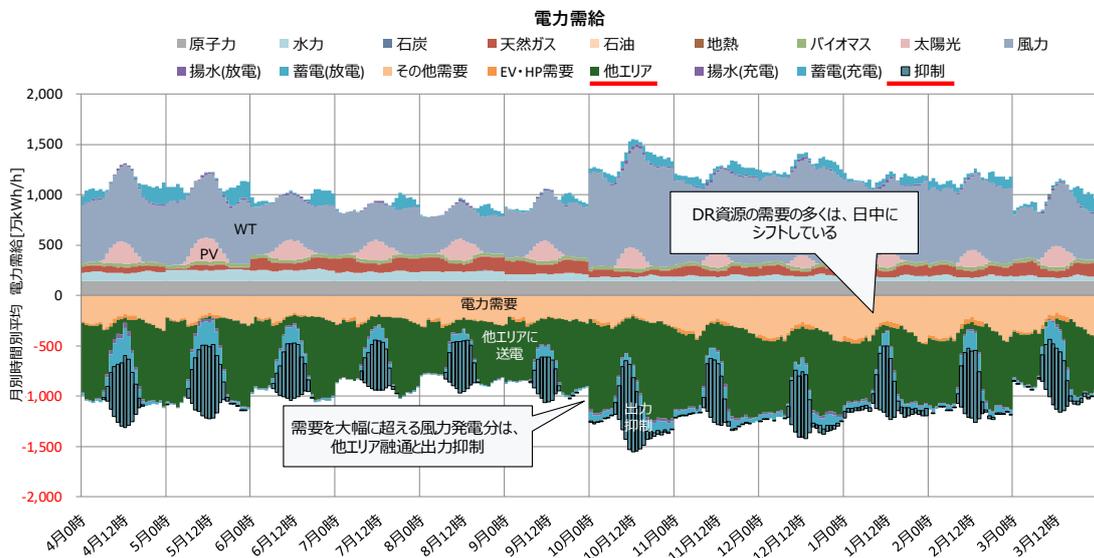


図 3-59 ベースケースの北海道の需給バランス

##### b. 風力需要地導入ケース

風力需要地導入ケースの北海道の需給バランスを図 3-60 に示す。風力発電を需要地中心に導入することで、ベースケースに比べて北海道の風力発電の出力が大きく減少していることがわかる。そのため、他エリアへの送電・出力抑制とも大きく減少している。

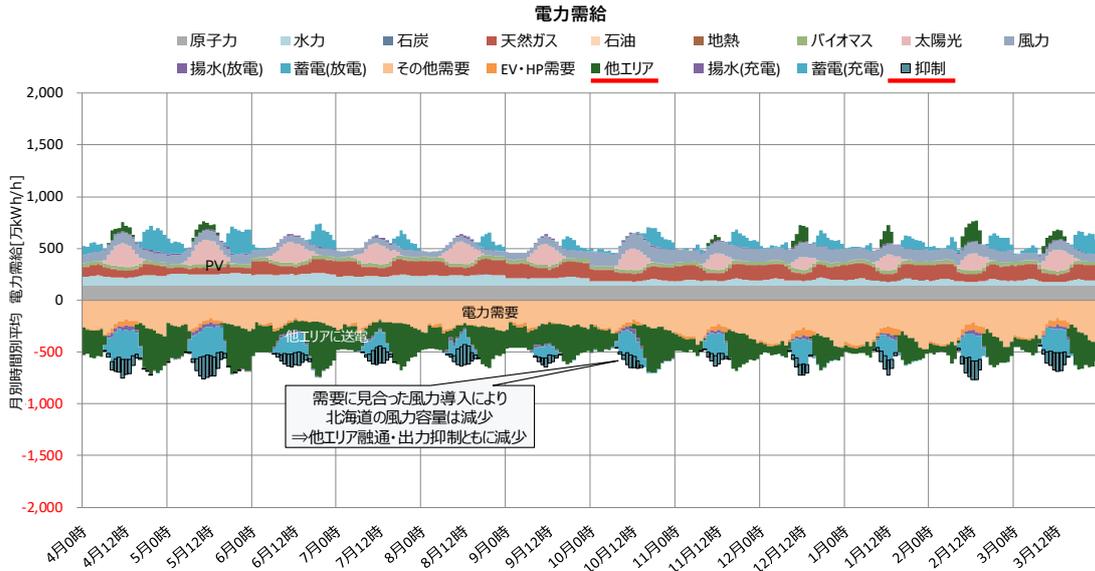


図 3-60 風力需要地導入ケースの北海道の需給バランス

### c. 連系線増強ケース

連系線増強ケースの北海道の需給バランスを図 3-61 に示す。連系線の大幅増強によって、送電可能量が増えた結果、再生可能エネルギーの出力抑制はベースケースより減少している。

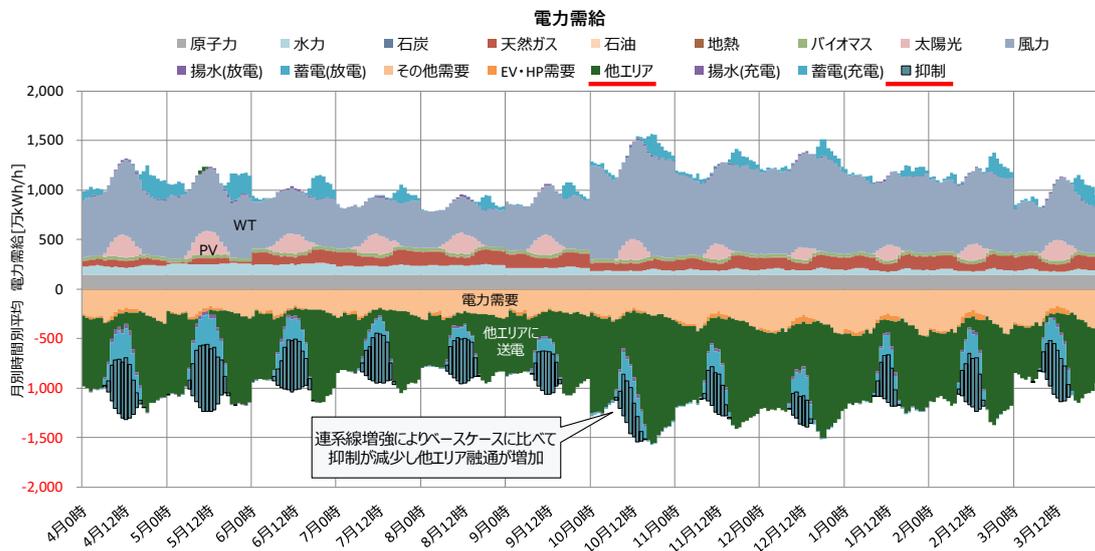


図 3-61 連系線増強ケースの北海道の需給バランス

### d. 再エネ拡大ケース

再エネ拡大ケースの北海道の需給バランスを図 3-62 に示す。特段の対策を取らずに再エネのみを拡大させているため、再生可能エネルギーをより抑制させることで需給のバランスを確保している。

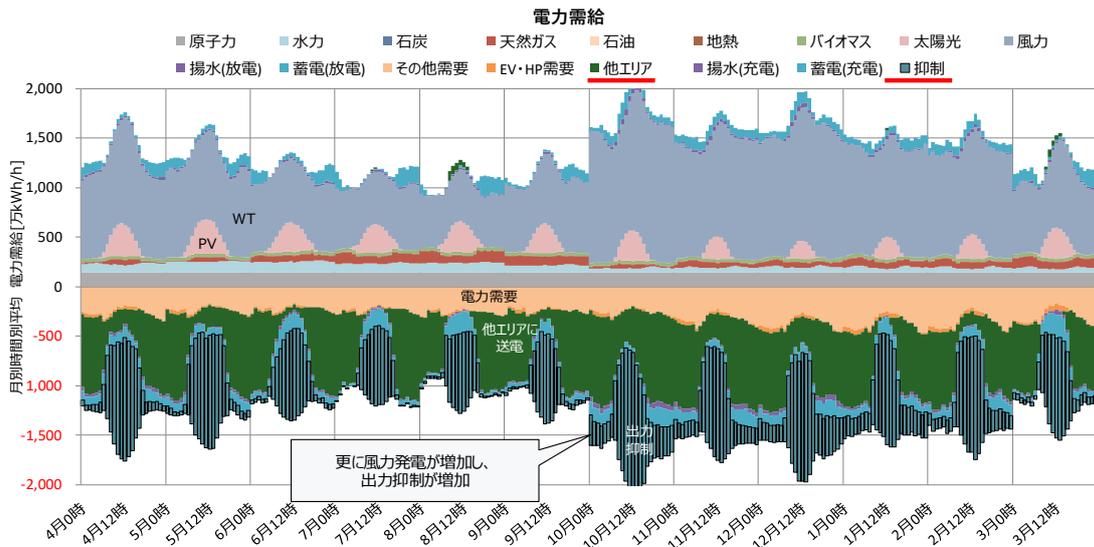


図 3-62 再エネ拡大ケースの北海道の需給バランス

e. 再エネ拡大+連系線増強ケース

再エネ拡大+連系線増強ケースの北海道の需給バランスを図 3-63 に示す。連系線の増強という対策を講じたことで、再エネ拡大ケースに比べて抑制率が減少している。

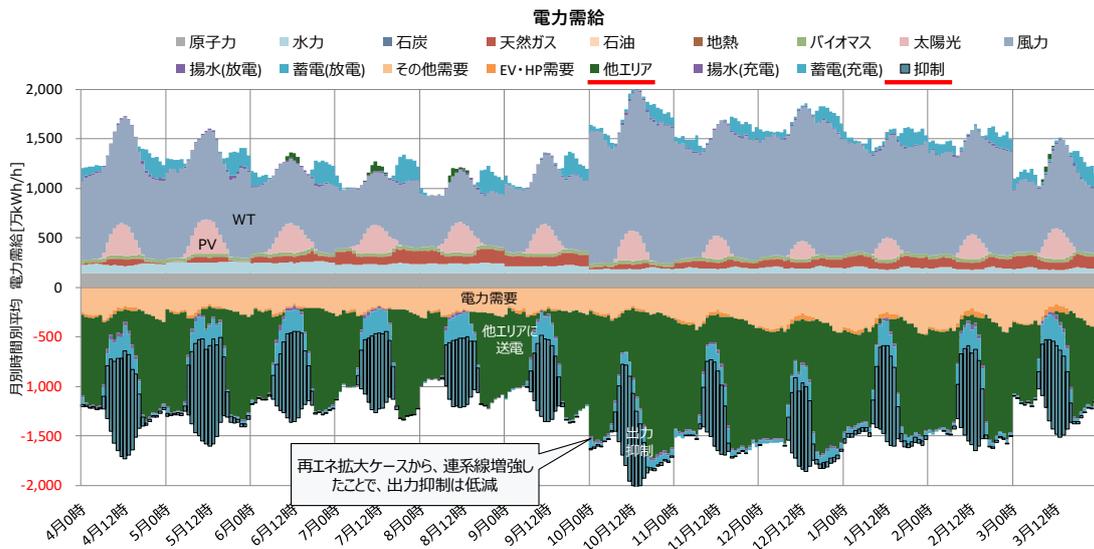


図 3-63 再エネ拡大+連系線増強ケースの北海道の需給バランス

f. DR なしケース

DR なしケースの北海道の需給バランスを図 3-64 に示す。図に示すとおり、DR 資源の需要はほぼ夜間に固定化されており、昼間の需要創出に使われていない。その結果、再生可能エネルギーの抑制率はベースケースよりやや増えている。

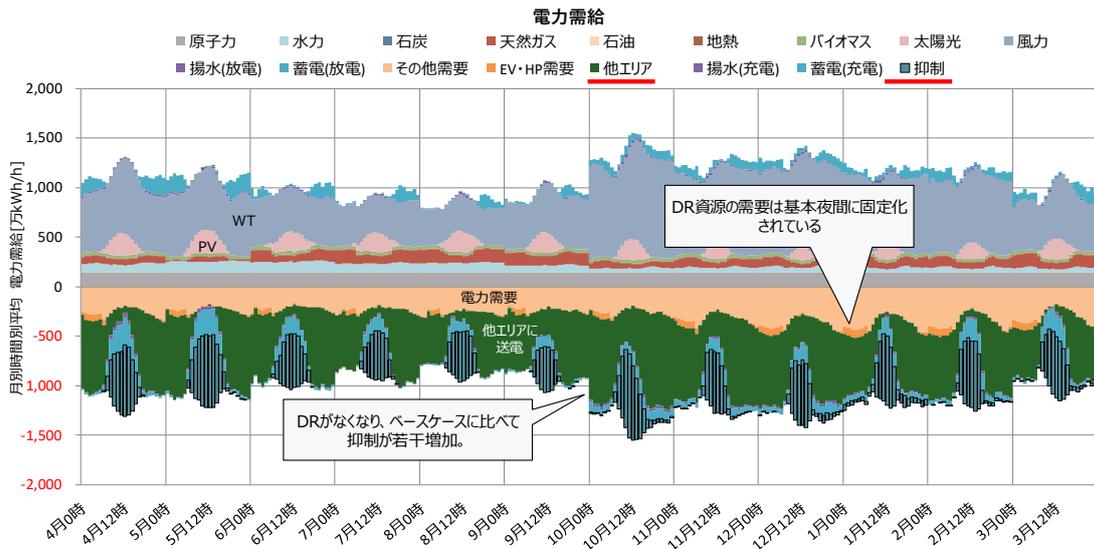


図 3-64 DR なしケースの北海道の需給バランス

### g. 原子力負荷追従ケース

原子力負荷追従ケースの北海道の需給バランスを図 3-65 に示す。ベースケースではフラットだった原子力の出力が多少時間によって変動しており、再生可能エネルギーの抑制率はベースケースよりやや低くなっている。

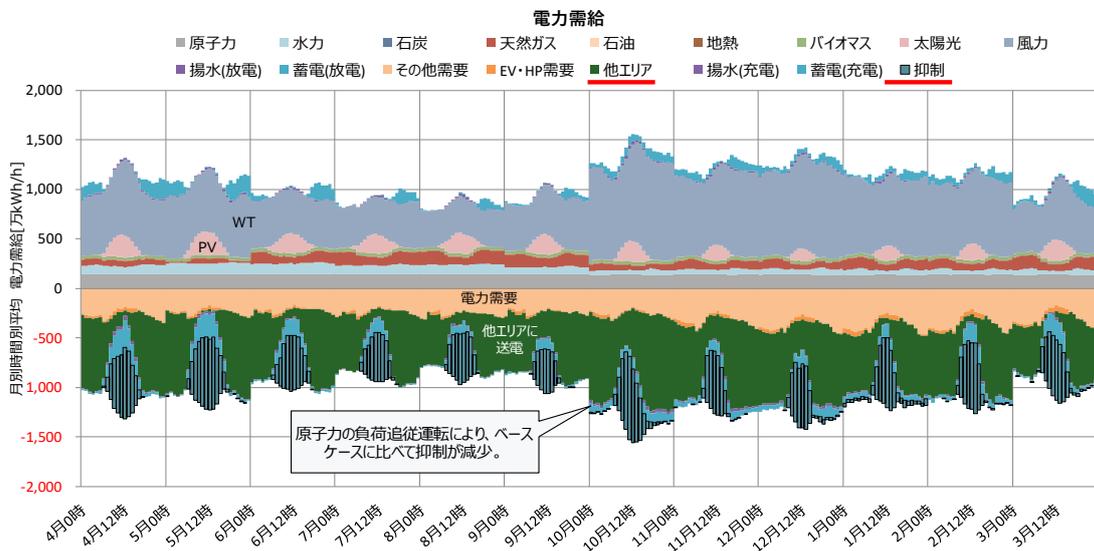


図 3-65 原子力負荷追従ケースの北海道の需給バランス

### h. 再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢ケース

再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢ケースの北海道の需給バランスを図 3-66 に示す。再エネ拡大+連系線増強ケースに比べ、十分に設置された蓄電池が昼間の需要を創出しており、出力抑制は大幅に低下している。また、調整力の制約がほぼ解消したことで、天然ガ

ス火力の出力も減っている。

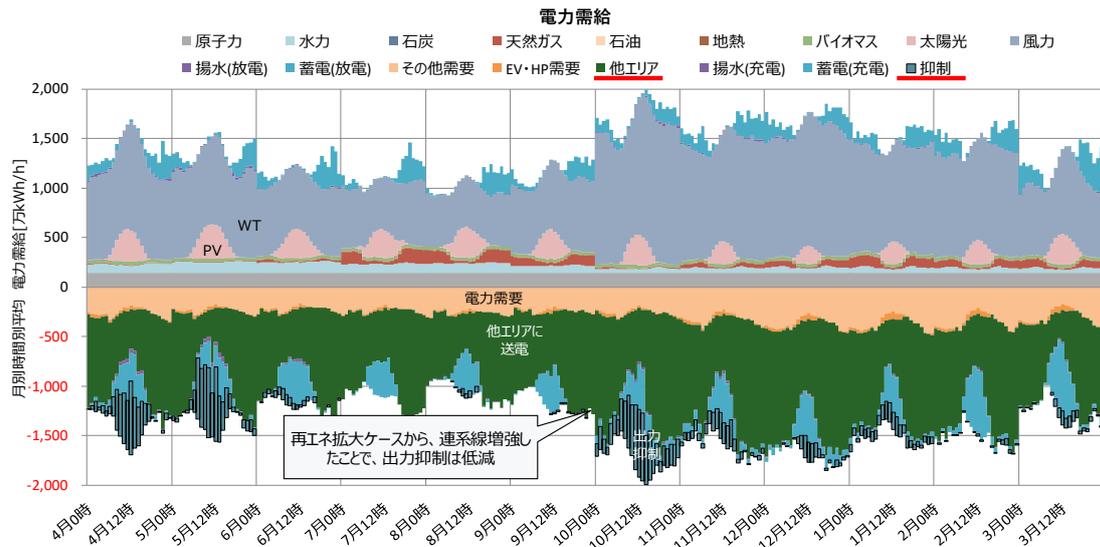


図 3-66 再エネ拡大+連系線増強+柔軟性潤沢ケースの北海道の需給バランス

#### (5) 地域間連系線利用状況の変化

ケース別の北本連系線及び東北東京間連系線の利用状況を図 3-67 及び図 3-68 に示す。ベースケースでは、簡易的な試算によって北本連系線（北海道→東北向き）及び東北東京間連系線（東北→東京向き）は利用率 50%となる容量を設定したが、簡易試算では考慮していなかった火力発電の出力が上乘せされたこと等により、北本連系線の利用率は 57%、東北東京間連系線は 73%の利用率となっていた。

風力需要地ケースは、ベースケースに比べて北海道の風力導入量が大幅に減っているため、北本連系線の利用率が減少している。

連系線大幅増強ケースでは、ベースケースに比べて北本・東北東京の利用量が大幅に増加している。

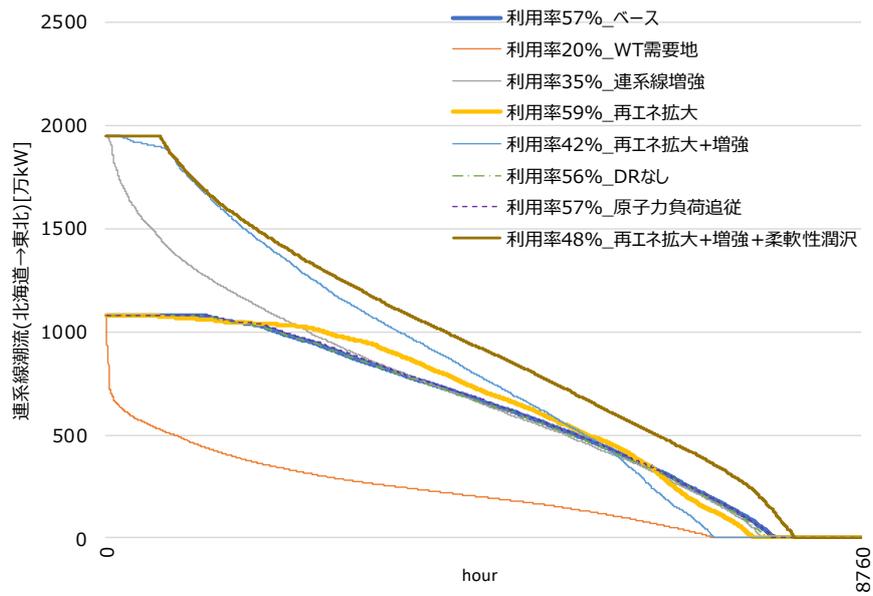


図 3-67 ケース別の北海道→東北向きの連系線利用状況

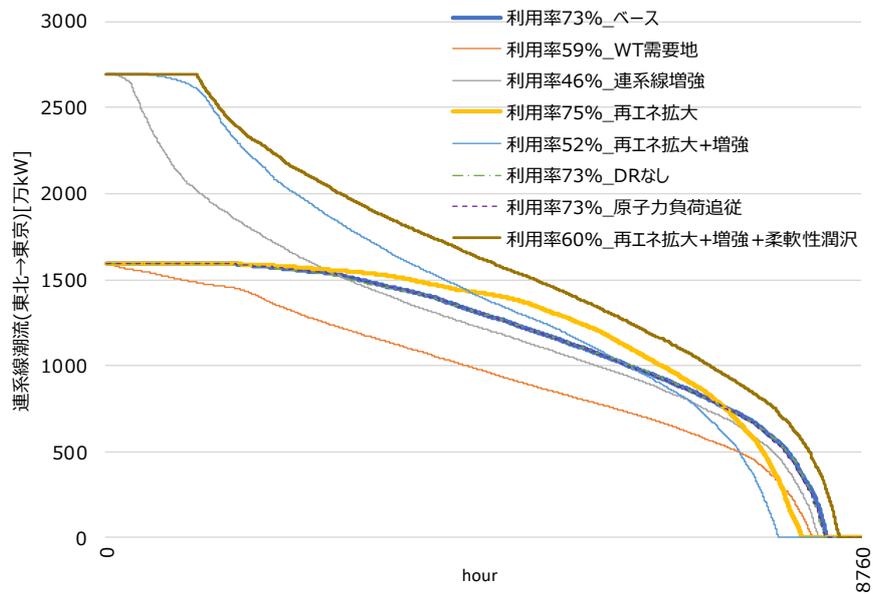


図 3-68 ケース別の東北→東京向きの連系線利用状況

## (6) ケース別の燃料費の比較

火力合計の燃料費を比較すると、太陽光・風力導入量がベースのシナリオは 1.51~1.58 兆円のところ、再エネ拡大シナリオは 1.36~1.39 兆円となり、再エネ拡大により 0.1~0.2 兆円程度の燃料費低減効果が期待される。ただし、当然ながら再エネ拡大そのものに設備費用が必要となるほか、連系線の増強費用、柔軟性の確保に要する費用など、モデルでは評価対象外となっている各種の資本費も考慮した上で、費用対効果を考えていく必要がある。なお、2016 年度の電力各社決算に記載されている実績値とベースシナリオを比較すると、燃料費のみを評価すると 55%の低減となる。(図 3-69、図 3-70)

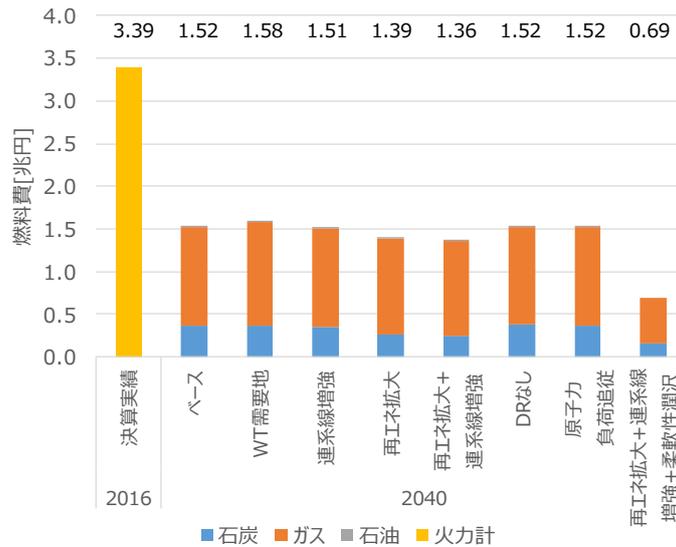


図 3-69 ケース別の燃料費

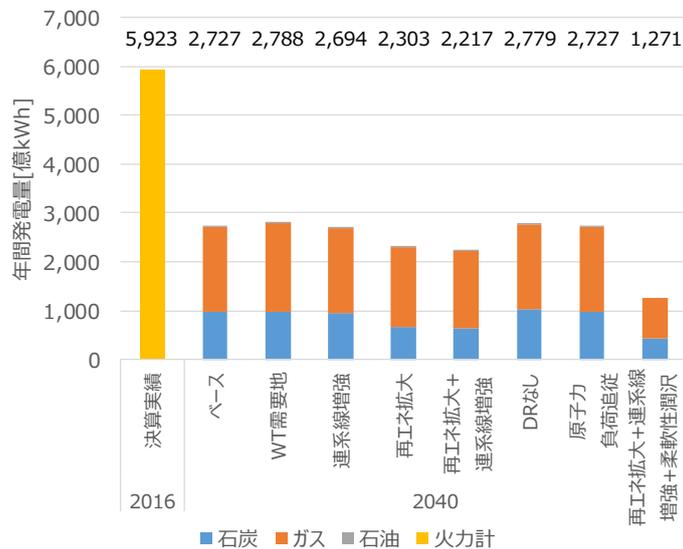


図 3-70 ケース別の火力の発電電力量

### 3.6 まとめと今後の課題

本章では、2040年を対象に、WEO2019のSDSシナリオが想定する社会を念頭に、我が国の電力需給に関するシミュレーションを様々なケースを想定して実施した。シミュレーションから得られた主な示唆としては、以下に示す事項が挙げられる。

- 太陽光と風力の大量導入を想定しつつ、地域間連系線の必要な増強量について利用率を指標とした場合、現行の北本連系線容量の10倍を超える増強を想定する必要がある。
- ベースケースに対して追加的な取り組みを考慮せずに太陽光・風力の導入量を増やしても、設備利用率の低下を招いてしまうため、これらの導入拡大と連系線の増強や柔軟性の確保といった対策はパッケージで進める必要がある。
- 太陽光と風力の大量導入を織り込む場合、柔軟性の確保が非常に重要である。需給バランス用・調整力確保用に蓄電池の大量導入やデマンドレスポンスの活用、地域間の調整力の共有など柔軟性の潤沢な確保を想定すると、出力抑制率が大幅に低下する。

また、電力需給シミュレーションという観点からの今後の課題は、主に以下に示す事項が挙げられる。

- 太陽光と風力の導入量は、WEO2019のSDSシナリオをベースに設定したが、2040年時点でこの導入量に達成するため、設置場所や設置主体を含む導入シナリオを検討する必要がある。
- DR資源を活用して再生可能エネルギーの導入拡大を支えるためには、今回想定しなかった新たなDR資源の活用とモデルへのインプットを検討する必要がある。
- 地域間連系線の増強は本来、費用便益分析により必要量が決定されるものであり、既にOCCTOではこの考え方に従った評価を始めている。今後は増強費用と増強によって得られる便益による評価が必要である。
- 今回のシミュレーションに用いたモデルは、あくまで運用面から燃料費最小化の観点で最適な解を求めるものであり、連系線以外にも再生可能エネルギーの設備費用や蓄電池の設備費用なども評価の対象外となっている。いずれは設備費+運用費の両方を考慮した最適化を検討する必要がある。



## 4. 再生可能エネルギー導入促進に向けた方策の検討

### 4.1 太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた方策の検討

本節では、太陽光発電が置かれている状況や課題を明確にし、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた太陽光発電の導入加速化・最大化を実現するために必要な方策を検討し、施策イメージという形で整理を行った。

#### 4.1.1 太陽光発電をめぐる現状の整理

##### (1) 太陽光発電の導入状況

##### 1) 太陽光発電の導入量および FIT 認定量

住宅用（10kW 未満）太陽光発電の導入量および FIT 認定量を図 4-1 に示す。2018 年度末時点における住宅用太陽光発電の導入量は 1,084 万 kW であり、既に長期エネルギー需給見通し（以下、エネルギーミックス）の 2030 年導入見込量（900 万 kW）を上回っている。新規導入量は、2014 年以降は総じて減少傾向にあったが、2018 年度末時点では 73 万 kW であり、前年度末の 66 万 kW から持ち直している。

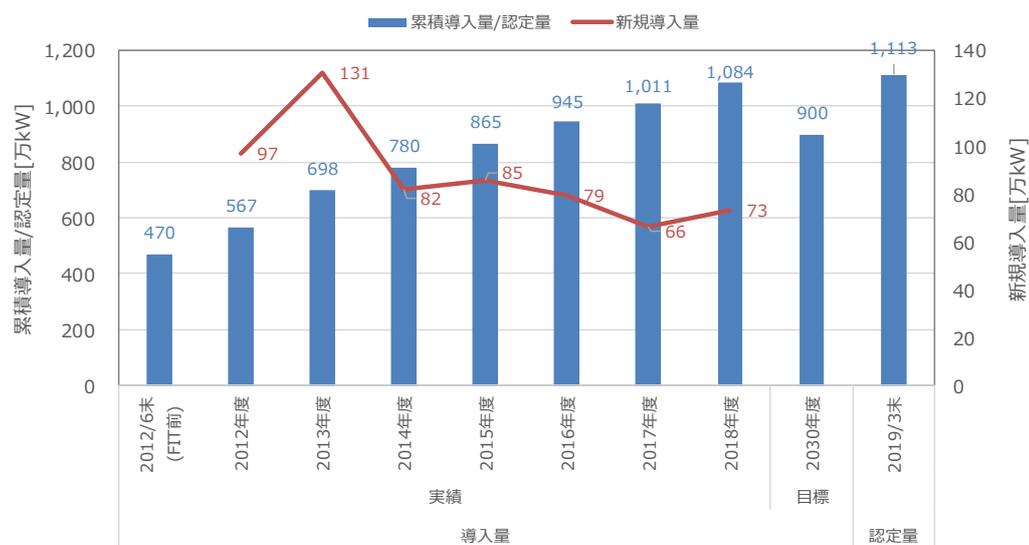


図 4-1 太陽光発電（住宅用）の導入量・見込量・認定量

出所) 導入量・認定量：資源エネルギー庁 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト「設備導入状況の公表」データより作成（閲覧日：2019年11月5日）、

見込量：長期エネルギー需給見通し 関連資料（平成27年7月資源エネルギー庁）

事業用（10kW 以上）太陽光発電の導入量および FIT 認定量を図 4-2 に示す。2018 年度末時点における事業用太陽光発電の導入量は 3,933 万 kW であり、エネルギーミックスの 2030 年導入見込量（5,500 万 kW）の 7 割程度の水準を達成している。導入状況および認定状況

を規模別に着目すると、未稼働案件では 2MW 以上の特別高圧設備が大半を占める。一方、稼働済案件に着目すると、低圧設備（50kW 未満）と高圧設備（50kW 以上、2MW 未満）がほぼ同程度の割合を示し、両者を合わせると稼働済設備の約 8 割を占めている。我が国においては、小規模太陽光が市場をけん引している現状が読み取られる。新規導入量は、2015 年度から減少傾向にあるが、2018 年度に関しては「未稼働案件に対する新たな対応」の影響もあり駆け込み導入が増えたものと想定され、前年度に比べて微増した。



図 4-2 太陽光発電（事業用）の導入量・見込量・認定量

出所) 導入量・認定量：資源エネルギー庁 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト「設備導入状況の公表」データより作成（閲覧日：2019年11月5日）、  
見込量：長期エネルギー需給見通し 関連資料（平成27年7月資源エネルギー庁）

## 2) FIT 認定における事業用太陽光発電の稼働状況

FIT 認定における事業用太陽光発電について、認定年度別の認定量および導入量を図 4-3 に示す。2019年3月末時点での FIT 認定量は 70,246MW（7,025 万 kW）であり、一方で同じ時点での導入量は 38,426MW（3,843 万 kW<sup>168</sup>）である。FIT 認定を受けているものの運転を開始しない未稼働案件も多く存在するが、2016年8月以降に接続契約を締結した案件は「認定から3年」の運転開始期限が設定され、それ以前の未稼働案件についても、定められた期限までに設備を稼働しない場合は買取期間の短縮または買取価格の見直し措置が取られることとなっている。

<sup>168</sup> 4.1.1(1)I)では、2018年度末の事業用太陽光の導入量を 3,933 万 kW としているが、これは FIT 制度以前から導入されていた設備の導入量 90 万 kW を含んでいる。

＜2019年3月末時点のFIT認定量＞

単位：MW

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度 (40円)	2,298	46	389	676	547	968	3,445	6,466	14,835
2013年度 (36円)	7,831	27	369	1,009	843	919	5,402	9,957	26,358
2014年度 (32円)	3,826	16	278	569	390	325	1,661	5,454	12,520
2015年度 (27円)	1,653	4	91	225	149	103	494	771	3,489
2016年度 (24円)	2,461	3	107	334	209	164	606	1,658	5,542
2017年度 (21円)	643	2	59	218	100	104	361	※入札対象 39	1,527
2018年度 (18円)	3,430	4	132	524	280	269	1,139	196	5,974
	22,143	102	1,425	3,556	2,519	2,852	13,108	24,541	70,246

＜2019年3月末時点のFIT導入量＞

単位：MW

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	10kW-全体合計
2012年度	2,413	45	380	559	405	637	1,790	541	6,770
2013年度									
2014年度	3,582	23	261	563	462	539	1,948	1,000	8,376
2015年度	2,923	13	238	561	430	440	2,294	1,265	8,165
2016年度	1,936	8	142	356	266	250	1,342	1,145	5,446
2017年度	1,492	4	96	295	183	185	1,048	1,459	4,762
2018年度	1,523	4	82	265	144	160	883	1,845	4,907
	13,870	97	1,199	2,600	1,890	2,210	9,306	7,256	38,426

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

図 4-3 FIT 認定案件の稼働状況 (2019年3月) 上：FIT 認定量、下：FIT 導入量

出所) 第46回調達価格等算定委員会 資料1 (2019年9月24日), p.41

### 3) 一般送配電事業者の太陽光発電接続状況

各一般送配電事業者が公表している太陽光発電の接続状況を表 3-7 に示す。接続済設備容量が 5,416 万 kW、接続契約申込 (承諾済含む) 段階の設備容量が 3,242 万 kW であり、この両者を合わせればエネルギーミックスの 2030 年導入見込量 (住宅用・事業用合わせて 6,400 万 kW) を満たしている。ただし、東京電力、中部電力、関西電力及び沖縄電力を除いた一般送配電事業者においては、無制限無補償での出力制御対象分の設備が一定量存在する。特に、北海道電力、東北電力および九州電力では、接続契約申込のおよそ 7 割～9 割が出力制御対象となっており、系統混雑の課題が顕在化している。

表 4-1 各一般送配電事業者の太陽光発電接続状況 (2020年1月末時点)

単位：万kW

	北海道電力 ※	東北電力	東京電力	中部電力 ※	北陸電力	関西電力	中国電力 ※	四国電力	九州電力	沖縄電力	合計
接続検討申込	28	302	1,144	105	47	132	366	38	128	0.4	2,290
接続契約申込 (承諾済含む)	49 [46]	624 [459]	1,086	283	31	217	283 [110]	77 [53]	582 [519]	10.2	3,242 [1,187]
接続済	185 [73]	550 [162.6]	1,431	872	101 [13]	562	483 [17]	269 [46]	928 [211]	35.0	5,416 [523]
合計	263	1,476	3,661	1,260	179	911	1,132	383	1,638	45.7	10,949

※北海道電力、中部電力、中国電力は2019年12月末時点の状況での公表状況  
※【 】は、指定ルールにおける (無制限無保証での) 出力制御対象分

出所) 各社 HP の「再生可能エネルギー発電設備の接続状況等について」より MRI 作成 (閲覧日：2020年3月23日)

#### 4) 戸建住宅における太陽光発電の採用率の推移

国土交通省の住宅市場動向調査報告書による、戸建住宅における太陽光発電の採用率推移を図 4-4 に示す。年度毎により若干の上下はあるものの、新築戸建住宅（注文住宅）では全体的に 40%前後の採用率で推移している。

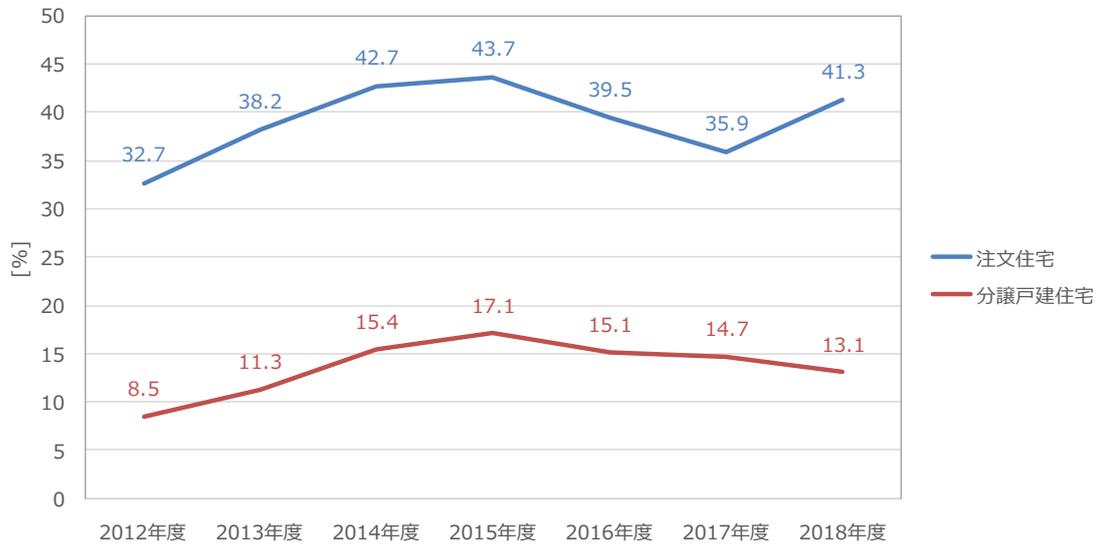


図 4-4 戸建住宅における太陽光発電の採用率推移

出所) 国土交通省「平成 30 年度 住宅市場動向調査～調査結果の概要～」(平成 31 年 3 月) p.16 より作成

#### 5) 太陽光発電の導入量見通し

各機関が公表している長期シナリオにおける、太陽光発電の導入量見通しを図 4-5 に示す。2030 年断面では 100GW 前後の導入量見通しが多いものの、各シナリオによって 64～179GW の範囲とばらつきが大きい。2040 年の予測を示しているシナリオでは 71～150GW の見通し範囲であり、また、2050 年は JPEA が 200GW と想定している他に、356～445GW を見込んだ積極的な見通しも存在する。

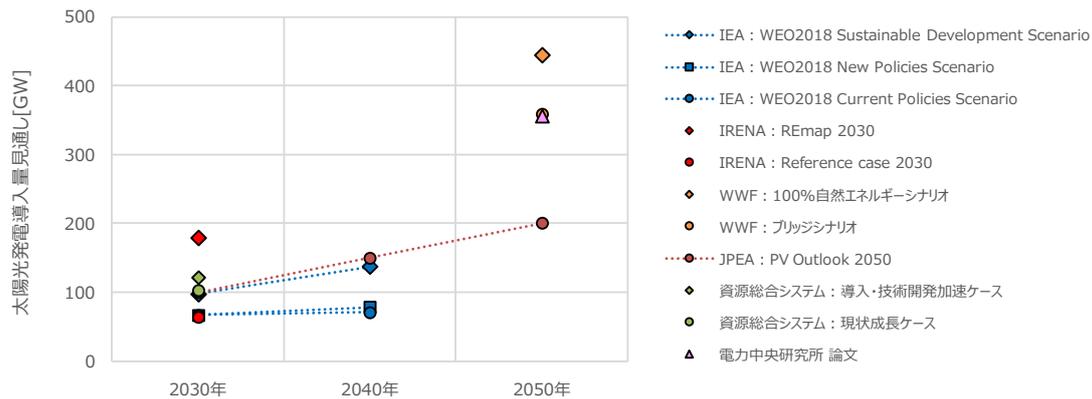


図 4-5 各機関の長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しの比較

出所) 下記の資料を基に MRI 作成。

IEA “World Energy Outlook 2018, WEO2018\_AnnexA” (2018 年)

IRENA ”ROADMAP FOR A RENEWABLE ENERGY FUTURE, Remap results by country”<sup>169</sup> (2016 年 3 月) p.24

WWF ジャパン「脱炭素社会に向けた長期シナリオ 2017」(2017 年 2 月) p.46, p.50 (表 6.5、表 6.10)  
太陽光発電協会「JPEA PV OUTLOOK 2050」(2017 年 6 月) p.2 (図 2-1)

資源総合システム「主力電源として真の発展を迎える太陽光発電システム（[関西] 太陽光発電展 2019 特別講演資料）」<sup>170</sup> (2019 年 9 月) p.20

電力中央研究所「Y19501：2050 年の CO2 大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析」(2019 年 4 月) p.14

## 6) 太陽光発電の導入ポテンシャルとの比較

環境省が公表している「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報」に基づいた、戸建住宅太陽光発電の導入ポテンシャルを図 4-6 に示す。設置可能面積算定条件(レベル)によって異なるが、導入ポテンシャル量は 4,570 万 kW～16,649 万 kW の範囲が示されている。2019 年 3 月末時点の住宅用太陽光発電の導入量は 1,084 万 kW であり、最も低いレベル 1 (現状で一般に設置されているレベル) の導入ポテンシャルと比較しても、導入拡大への余地は大きい。

<sup>169</sup> IRENA の Reference Case 2030 の導入見通し量 64GW (6,400 万 kW) は、エネルギーミックスの 2030 年導入見込量をそのまま採用している。

<sup>170</sup> 資源総合システムの導入見通し量は DC ベース値であるため、過積載率 (DC/AC 比) を 1.3 として AC 値へ換算した。

基本的な考え方						
レベル1	現状で一般に設置されているレベル					
レベル2	現状の延長線上として、設置可能なスペースにできるだけ設置するレベル					
レベル3	住宅の建替えも想定し、太陽光を最大限導入するレベル					
屋根形状別の設置の考え方						
レベル	切妻	寄棟	片流れ	陸屋根	入母屋	無落雪(M型)
レベル1	南向き屋根のみに設置	南向き屋根のみに設置	南向き片流れ屋根のみに設置	可能な限り設置	南向き屋根のみに設置	北側南向き屋根に設置
レベル2	南・東・西向き屋根に設置	南・東・西向き屋根に設置	南・東・西向き片流れ屋根に設置	同上	南・東・西向き屋根に設置	北側南向き及び南側北向き屋根に設置
レベル3	全ての向きの屋根に設置	全ての向きの屋根に設置	全ての向きの屋根の設置	同上	全ての向きの屋根に設置	全ての向きの屋根に設置

導入ポテンシャル
4,570万kW
12,609万kW
16,649万kW

※レベル3における推計値が最終的に「導入ポテンシャル」となる。

図 4-6 戸建住宅における太陽光発電の導入ポテンシャル

出所) 環境省「平成 25 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」(平成 26 年 8 月), p.22

環境省が公表している戸建住宅以外の太陽光発電の導入ポテンシャルを表 4-2、表 4-3、図 4-7 に示す。算定対象となっている土地・施設は表 4-4 のとおりである。設置可能面積算定条件(レベル)によって異なるが、導入ポテンシャル量は 7,199 万 kW~19,282 万 kW の範囲が示されている(集合住宅等への導入を含む)。設置可能レベル 1 にてポテンシャルが大きい分類は、耕作放棄地、工場等、共同住宅、学校などが挙げられる。2019 年 3 月末時点の事業用太陽光発電の導入量は 3,933 万 kW であり、最も低いレベル 1 (設置しやすいところに設置するのみ)の導入ポテンシャルと比較しても、導入量拡大への余地は大きい。なお、ゾーニング基礎調査におけるポテンシャルには、施設跡地や山林などが含まれていない点に留意が必要である。

表 4-2 設置可能面積算定条件(レベル)の基本的な考え方

レベル	基本的な考え
レベル1	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 屋根 150 m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>・ 設置しやすいところに設置するのみ</li> </ul>
レベル2	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 屋根 20 m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>・ 南壁面・窓 20 m<sup>2</sup>以上設置</li> <li>・ 多少の架台設置は可(駐車場への屋根の設置も想定)</li> </ul>
レベル3	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 切妻屋根北側・東西壁面・窓 10 m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>・ 敷地内空地なども積極的に活用</li> </ul>

※レベル3での値が最終的には「導入ポテンシャル」となる

出所) 環境省「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」(平成 23 年 4 月)

表 4-3 耕作放棄地における設定レベル一覧

カテゴリー	レベル1	レベル2	レベル3
耕作放棄地	1,500 m <sup>2</sup> 以上	150 m <sup>2</sup> 以上	対象とした耕作放棄「赤」のすべて

出所) 環境省「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」(平成 23 年 4 月)

表 4-4 太陽光発電（戸建住宅用以外）の導入ポテンシャル量の算定対象

分類	対象となっている土地・施設
耕作放棄地	耕作放棄地
工場等	大規模工場、中規模工場、小規模工場、工業団地、倉庫、火力発電所 原子力発電所
共同住宅	大規模共同住宅、中規模共同住宅
学校	幼稚園、小学校・中学校・高校、大学、その他の学校
商業施設	大規模商業施設、中規模商業施設、小規模商業施設、宿泊施設、ゴルフ場
土木構造物等	堤防敷・河川敷、重要港湾、地方港湾、漁港
文化施設	公民館、体育館、その他の文化施設
その他	本庁舎、支庁舎、病院、上水施設、公共下水、農業集落排水、道の駅、 一般廃棄物、産業廃棄物安定型、産業廃棄物管理型、空港、JR・私鉄、SA、PA、 のり面、中央分離帯、都市公園、国立・国定公園

出所) 環境省「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」(平成 23 年 4 月)

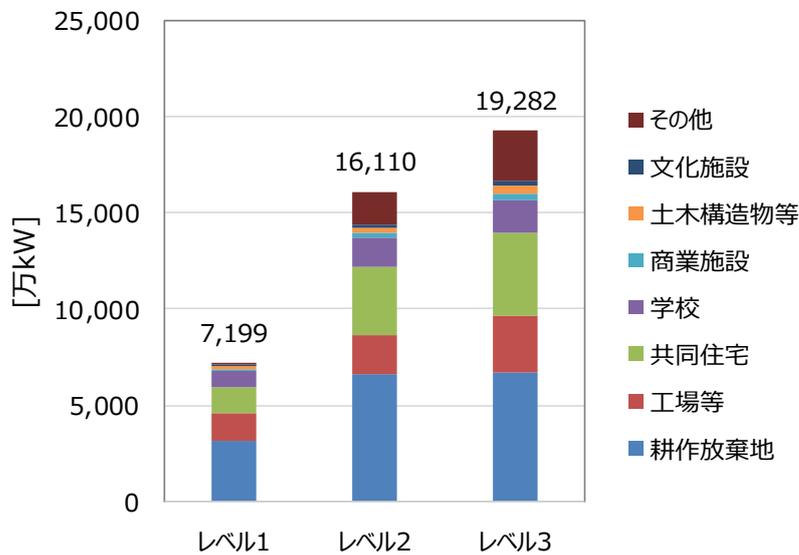


図 4-7 太陽光発電（戸建住宅用以外）の導入ポテンシャル量

出所) 環境省「平成 25 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」(平成 26 年 5 月)より作成

## (2) 太陽光発電のコスト動向

### 1) 事業用太陽光発電の資本費動向

IRENA による、各国の事業用太陽光発電の資本費推移を図 4-8 に示す。日本の事業用太陽光発電の資本費は、2010～2018 年の 8 年間で 46% 低減している。ただし、欧米や中国、インド等では同時期に 60～80% のコスト低減を達成しており、世界水準と比べて日本のコスト低減ペースは遅い。また、2018 年時点で比較すると、日本の資本費は他国に比べて高い水準となっている。FIT 認定の定期報告データにおける資本費（1,000kW 以上）は 22～27 万円/kW であり、IRENA の最新試算値とほぼ同程度である。また、入札平均落札価格から想定される資本費は、着実に低減している。

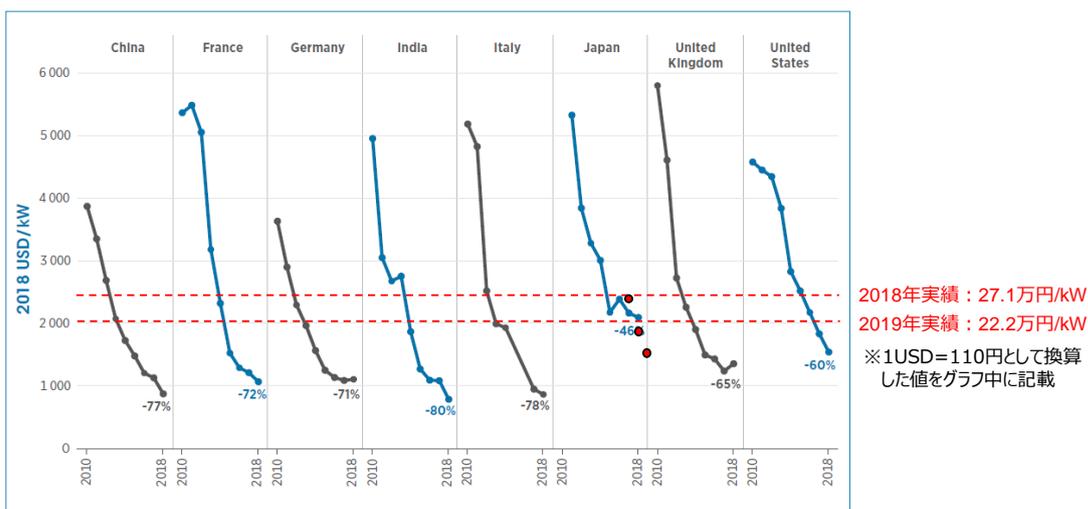


図 4-8 事業用太陽光発電の資本費の推移

出所) IRENA ” Renewable Power Generation Costs in 2018” p.45 (Figure2.3) に MRI 追記

IRENA による、各国の事業用太陽光発電の資本費内訳を図 4-9 に示す。日本の資本費は 1USD=110 円として試算すると約 23.1 万円/kW であり、ほとんどの費目について他国に比べて高い。ドイツと比較すると、資本費全体は約 1.9 倍であり、特に工事費、パワコン<sup>171</sup>、ソフトコスト（資金調達、許認可、補助申請など）が高い。

<sup>171</sup> 同資料の 2017 年版において日本のパワコン費用は 1.6 万円であり、年によって変動が大きい点に留意が必要である。

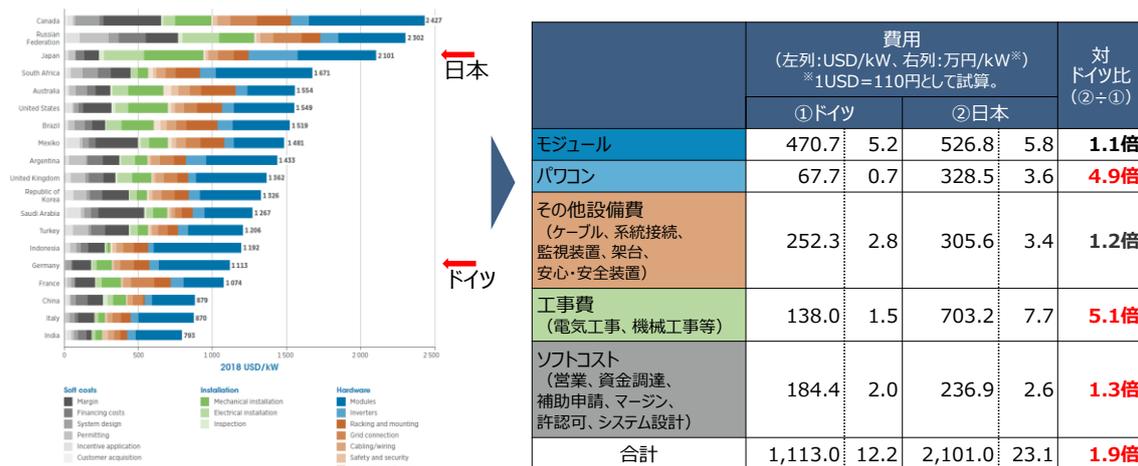


図 4-9 各国の事業用太陽光発電の資本費内訳 (2018年) 左  
ドイツ・日本における事業用太陽光発電の資本費内訳 (2018年) 右

出所) IRENA ” Renewable Power Generation Costs in 2018” p.46 (Figure2.4)  
IRENA 提供資料 (Datafile Renewable Power Generation Costs in 2018 v2-2) より MRI 作成

また、アッパーオーストリア応用科学大学の論文による、日本とドイツにおける事業用太陽光発電の資本費内訳を図 4-10 に示す。日本における 2017 年の事業用太陽光発電の資本費は、1USD=110 円として試算した場合、屋根設置システム (20-1,000kW) で 22.3 万円/kW (ドイツの約 1.8 倍)、地上設置システム (1,000kW 以上) で 20.8 万円/kW (ドイツの約 2.0 倍) である。特に「工事費」が最もコスト差が大きく、その要因として①人件費の高騰、②施工業者の不足、③施工業者のノウハウ不足、などが挙げられている。その他に「太陽光パネル」もコスト差が大きく、①日本製品志向、②FIT 価格が十分に高いケースにおける値下げ誘因の欠如、③FIT 認定後の仕様変更の難しさによる価格交渉力の低下、などが高コスト要因として挙げられている。それ以外に、「架台」は厳しい安全基準への適合のためにコストが高くなっていると分析されている。

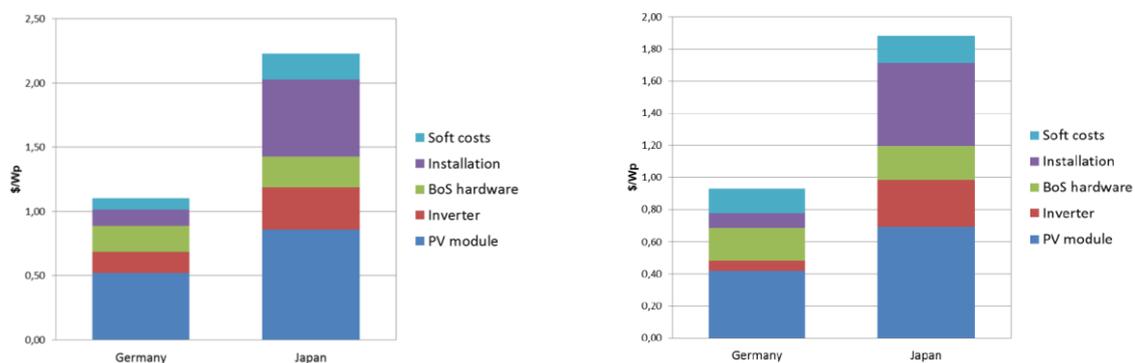


図 4-10 日本とドイツの事業用太陽光発電の資本費内訳 (2017年)  
左: 屋根設置システム、右: 地上設置システム

出所) Robert Höller, Daniel Gudopp and Tobias Leschinsky “Solar PV Cost Reduction Potential in Japan”  
(2019年4月) p.21 (Figure15, 16)

## 2) 事業用太陽光発電の運転維持費動向

事業用太陽光発電の 2019 年運転維持費実績値を表 4-5 に示す。運転維持費の平均値は 0.55 万円/kW/年、中央値は 0.44 万円/kW/年となっている。2020 年度の調達価格 (FIT 価格) 算定における運転維持費の想定値は 0.5 万円/kW/年であり、この値は 2018 年度の調達価格算定時の想定値から 3 年間変化していない。

表 4-5 事業用太陽光発電の運転維持費 (2019 年)

	運転維持費(万円/kw/年)						
	10-50kw 未満	50-500kw 未満	500- 1,000 kw 未満	1000kw 以上	1,000- 2,000kw 未満	2,000kw 以上	10kw 以上全体
平均値	0.55 (0.57)	0.44 (0.44)	0.57 (0.55)	0.64 (0.63)	0.63 (0.61)	0.69 (0.78)	0.55 (0.56)
中央値	0.44 (0.47)	0.33 (0.33)	0.48 (0.44)	0.59 (0.57)	0.57 (0.55)	0.69 (0.77)	0.44 (0.46)
件数	19,829	2,016	1,033	1,797	1,579	218	24,675
2019 年度 想定値	0.5						

( )内は 2018 年度の委員会で検討した運転維持費

出所) 資源エネルギー庁 第 49 回調達価格等算定委員会 資料 1 (2019 年 11 月 5 日), p.34

## 3) 住宅用太陽光発電の資本費動向

住宅用太陽光発電の資本費推移を図 4-11 に示す。住宅用太陽光発電の資本費は、2012 年から 2019 年の 7 年間で約 30%低下している。2019 年度の資本費は、新築で 30.6 万円/kW、既築で 34.6 万円/kW であり、新築の方が安い傾向にある。内訳では、太陽光パネルが約 60%、工事費が約 20%を占めており、この 2 項目で全体の 8 割を占めている。

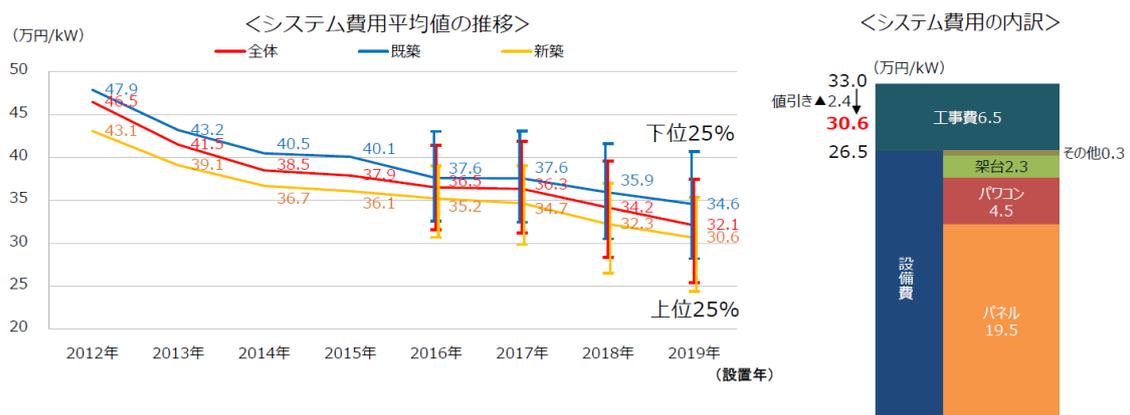


図 4-11 住宅用太陽光発電の資本費の推移、および内訳 (2019 年)

出所) 資源エネルギー庁 第 49 回調達価格等算定委員会 資料 1 (2019 年 11 月 5 日), p.48

IEA による、各国の住宅太陽光発電の導入コストを図 4-12 に示す。日本の住宅用太陽光

発電の資本費は、約 2,300USD/kW (1 ドル=110 円で換算すると約 25.3 万円/kW) である。この価格は米国や英国よりは低いものの、インド、中国、ドイツ等、大半の国と比較して依然として高い水準となっている。資本費のうち太陽光パネルが占める割合は 15~35%と低く、その他コストの差が、各国資本費の差の大半を占めている。日本については、「災害対策のための厳しい安全基準等によって工事費が高い」と分析されている。

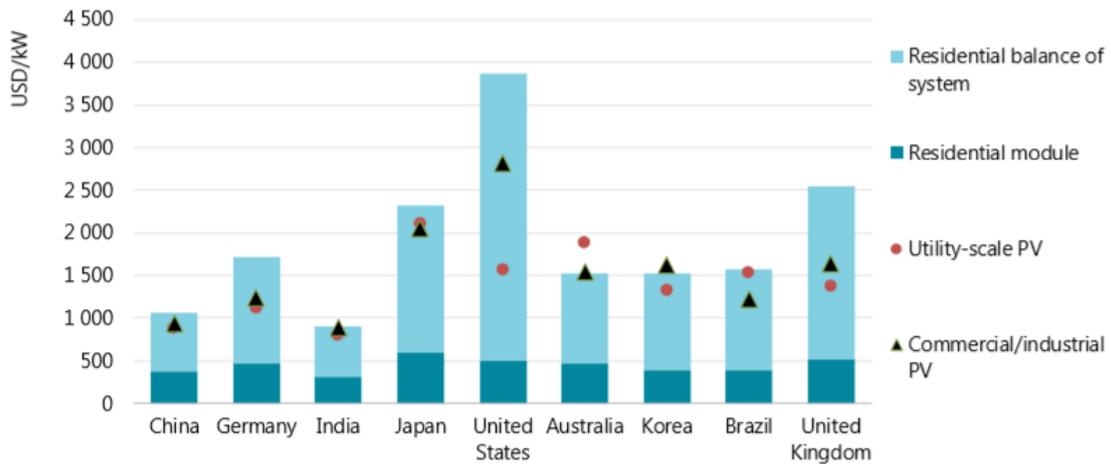


図 4-12 各国の住宅用太陽光発電の導入コスト (2018 年)

出所) IEA ” Renewables 2019 - Analysis and Forecast to 2024 ” (2019 年 10 月) p.72 (Figure2.5)

#### 4) 太陽光発電のコスト動向まとめ

各機関の文献等で示されている太陽光発電の資本費について、ドイツと日本で比較して整理した結果を表 4-6 に示す。ドイツの資本費に対する日本の資本費の比率は、事業用設備で 1.7 倍～2.0 倍、住宅用設備で 1.4 倍となっており、日本の太陽光発電はドイツを代表とした海外と比較して高い水準にある。日本の資本費が高い要因として、工事費、モジュール、パワコン等が挙げられている。特に工事費における差が大きく、建設業の人材不足による人件費の高騰、海外と比べて大規模事業者が少ないことによる施工ノウハウ不足、厳しい安全基準に適合するための複雑な工事等が課題である。

表 4-6 事業用・住宅用太陽光発電の資本費まとめ<sup>172</sup>

		調達価格 算定委員 会[1]	IRENA[2]	IEA[3]	アッパーオーストリア応用科学大学 [4]	
		2019 年	2018 年	2018 年	2017 年屋根設置 (20-1,000kW)	2017 年地上設置 (1,000kW 以上)
事業用 資本費 [万円 /kW]	ドイツ	—	12.2	13.2	12.1	10.2
	日本	22.2	23.1	22.0	22.3	20.8
	比率	—	1.9 倍	1.7 倍	1.8 倍	2.0 倍
住宅用 資本費 [万円 /kW]	ドイツ	—	—	18.7	—	—
	日本	—	—	25.3	—	—
	比率	—	—	1.4 倍	—	—

出所) [1]資源エネルギー庁 第 49 回調達価格等算定委員会 資料 1 (2019 年 11 月 5 日) , p.26, p.48

[2]IRENA ” Renewable Power Generation Costs in 2018” p.46 (Figure2.4)

[3] IEA ” Renewables 2019 - Analysis and Forecast to 2024 ” (2019 年 10 月) p.72 (Figure2.5)

[4] Robert Höller, Daniel Gudopp and Tobias Leschinsky “Solar PV Cost Reduction Potential in Japan” (2019 年 4 月) p.21 (Figure15, 16)

#### 5) 太陽光発電の FIT 買取価格・均等化発電原価 (LCOE) ・電気料金の比較

住宅用太陽光発電 (10kW 未満) の FIT 買取価格、均等化発電原価 (LCOE) 、電気料金を比較した結果を図 4-13 に示す。住宅用太陽光発電の LCOE は既に電気料金単価を下回っており、FIT 買取価格においても電気料金単価を下回る水準となっている。

事業用太陽光発電 (10kW 以上) の FIT 買取価格、入札価格、均等化発電原価 (LCOE) 、電気料金を比較した結果を図 4-14 に示す。事業用太陽光発電の LCOE は電力総合単価とほぼ同水準に達しており、買取価格はおおむね電気料金並みの水準に達している。一方、卸電力スポット価格との差は縮まっているものの依然として高く、FIT 制度適用外の一般電力市場における価格競争力は未だ低い。

<sup>172</sup> 1USD=110 円で換算。また、IEA の数値はグラフから目視で読み取った概算値。また、各文献によって、費目の細かいバウンダリーが揃っていない可能性はある点に注意。

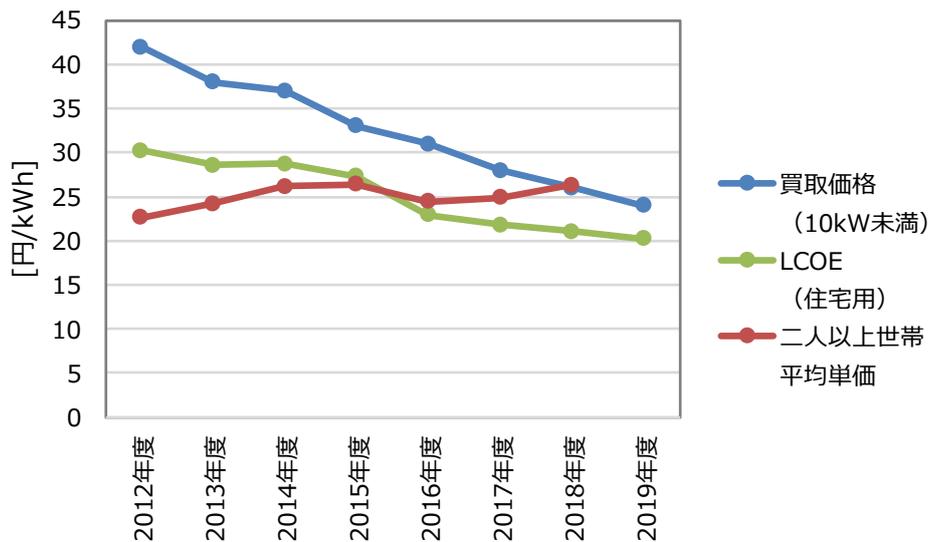


図 4-13 住宅用太陽光発電の FIT 買取価格・LCOE・電気料金比較

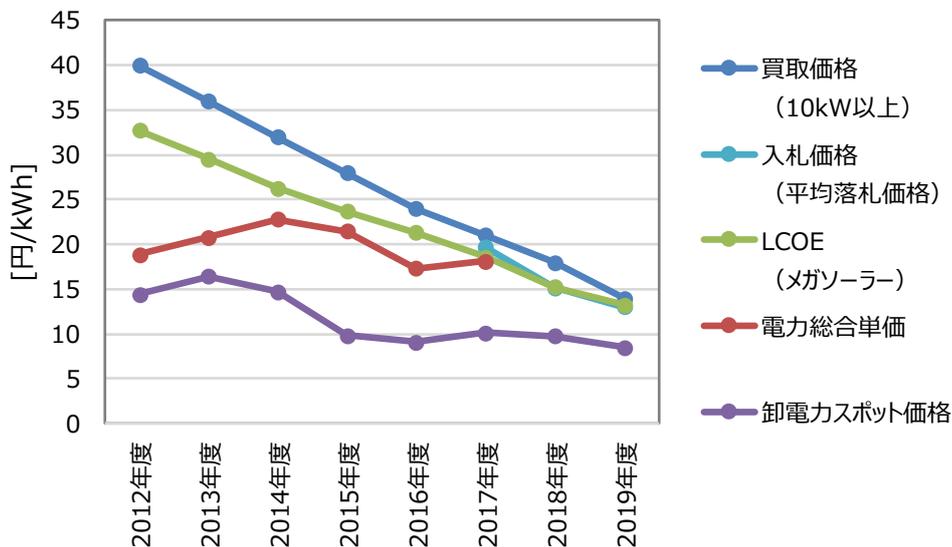


図 4-14 事業用太陽光発電の FIT 買取価格・入札価格・LCOE・電気料金比較

出所) 買取価格・入札価格は調達価格等算定委員会資料およびとりまとめ、二人以上世帯平均単価は総務省統計局の家計調査、電力総合単価はエネルギー・経済統計要覧、卸電力スポット価格は日本卸電力取引所ウェブサイトの取引情報、LCOEは毎年度の調達価格等算定委員会資料に記載の実績値をコスト等検証WGの発電コストレビューシートに反映させて推計して作成。

### (3) 太陽光発電の事業環境

#### 1) FIT 制度の抜本見直しについて

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（再エネ特措法）では、2020 年度末までに固定価格買取制度（以下、FIT 制度とする）の抜本見直しが行われることとなっている。この検討過程において、一定規模以上の太陽光発電は「競争電源」の 1 つと位置づけられ、欧州等で導入が進んでいる FIP（Feed in Premium）制度の適用が行われるようになる見通しである。FIT 制度の特徴とポスト FIT 制度での検討を表 4-7 に示す。FIT 制度が有している①投資インセンティブの確保を維持しながら、②市場取引の免除を抜本的に見直すという観点に立っている。

FIP とは、発電した電気を卸市場や相対取引で自由に売電し、そこに、「あらかじめ決めた FIP 価格と参照価格の差（プレミアム）×売電量」の収入を上乗せする仕組みである。市場での売電収入を超えるプレミアムを受けることを通じて、投資インセンティブが確保される。

プレミアムの設計は図 4-15 のように、参照価格の変更頻度による。一定期間（1 か月～1 年程度）ごとに市場参照価格を変更することにより、相当程度の投資予見性を確保しつつ、再生可能エネルギー事業者に対して市場を意識した行動を促すべきといわれている。FIT 制度と同様に、新制度においても入札制を積極的に活用し、コスト低減を促すべきといわれている。

表 4-7 ポスト FIT 検討の方針

	FIT 制度の特徴	ポスト FIT 制度での検討
① 投資インセンティブ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 長期の調達期間にわたって送配電事業者が固定価格で買取。</li> <li>・ コストに見合った発電収入への予見性を確保。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 初期の投資コストが大きく、回収にも時間がかかるという事業性を踏まえると、引き続き必要。</li> </ul>
② 市場取引の免除	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 送配電事業者等の買取義務や FIT インバランス特例により、再生可能エネルギー事業者は市場取引を自ら行うことを免除される。</li> <li>・ 市場における売れ残りやインバランスのリスクから遮断。</li> <li>・ 発電事業者は発電に注力でき、参入障壁を引き下げる効果があった。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 意欲のある事業者の積極的なビジネスや電力システム全体の最適化の支障になりつつあるため、見直すべき。</li> <li>・ 主力電源として他の電源と同様に、市場への統合を図るべき。</li> </ul>

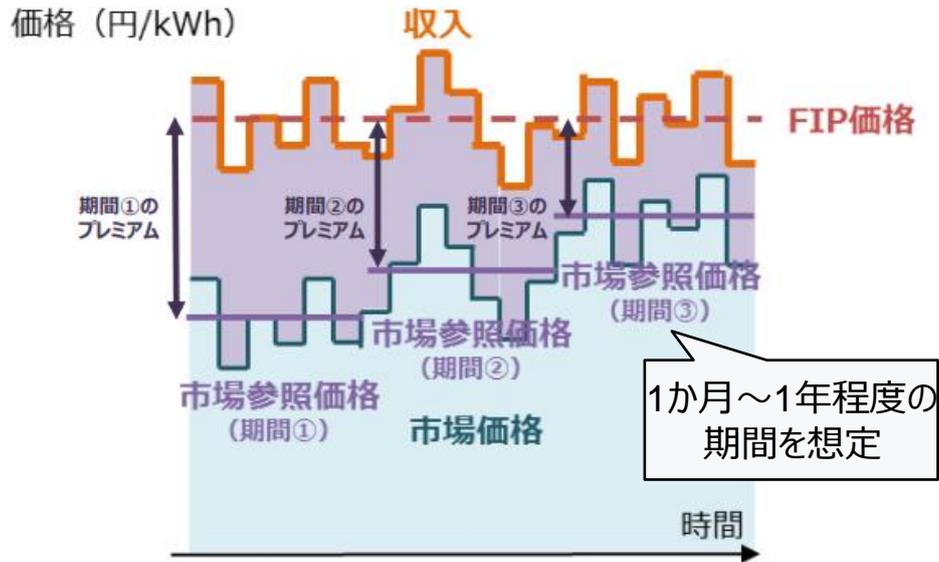


図 4-15 「固定プレミアム型」と「変動プレミアム型」の中間の制度

出所) 資源エネルギー庁 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 (第1回) 論点1. 電源の特性に応じた制度構築 (2019年9月19日)

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/saiene\\_shuryoku/001/pdf/001\\_008.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/saiene_shuryoku/001/pdf/001_008.pdf)

## 2) 住宅卒 FIT の状況

### a. FIT 買取期間終了後のイメージ

2009年11月に開始したFIT制度で導入された10kW未満の住宅太陽光発電が、2019年11月より順次終了する。FIT買取期間中とFIT買取期間終了後のイメージを図4-16に示す。

一般に、太陽光パネルは20~30年間、またはそれ以上発電し続けることが可能である。買取期間終了後も長きにわたって自立的な電源として発電していく役割が期待されている。FIT制度による買取期間が終了した電源については以下を基本としており、官民一体となった広報・周知が重要と考えられている。

- ①電気自動車や蓄電池と組み合わせるなどして自家消費する
- ②小売電気事業者やアグリゲータに対して、相対・自由契約で余剰電力を売電する<sup>173</sup>

<sup>173</sup> 資源エネルギー庁、住宅用太陽光発電のFIT買取期間終了に向けた対応  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/pdf/008\\_03\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/008_03_00.pdf)

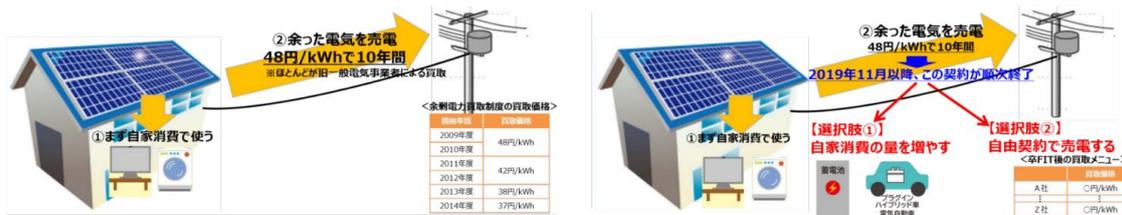


図 4-16 左：FIT 買取期間中 右：FIT 買取期間終了後

出所) 資源エネルギー庁再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第 16 回）、  
 更なる再エネ拡大を実現するためのエネルギー需給革新の推進～需給一体型モデルの活用～（2019  
 年 7 月 5 日）[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/pdf/016\\_02\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/016_02_00.pdf)

### b. 住宅卒 FIT の kW 規模

FIT を卒業する住宅太陽光の推移を図 4-17 に示す。2019 年 11 月・12 月だけで約 53 万件  
 で 200 万 kW が対象となる。累積では、2023 年までに約 165 万件、670 万 kW に達し、これ  
 らが自家消費または余剰電力の売電に移行する。



図 4-17 FIT を卒業する住宅用太陽光発電の推移 左：（年別） 右：（累積）

出所) 資源エネルギー庁、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第 8 回）住  
 宅用太陽光発電の FIT 買取期間終了に向けた対応（2018 年 9 月 12 日）

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/pdf/008\\_03\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/008_03_00.pdf)

### c. 住宅卒 FIT に対する買取メニュー

大手電力会社は再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の取り  
 まとめの要請どおり、2018 年内に買取メニュー等の発表時期を公表し、そのスケジュール  
 に従って、2019 年 4 月から 6 月までの間に表 4-8 に示すとおり具体的な卒 FIT 後の買取メ  
 ニューを公表した。

表 4-8 大手電力の買取メニュー

事業者	メニュー
北海道電力	8 円/kWh、8 円+北電ポイント/kWh
東北電力	9 円/kWh、預かりプラン(電気使用量から差し引き)
東京電力	8.5 円/kWh、預かりプラン(詳細は後日発表)
中部電力	7~8 円/kWh、8.1 円相当/kWh(Amazon ギフト券)、7 円+2WAON ポイント/kWh
北陸電力	8 円/kWh、年間定額プラン(1.5~3.5 万円/年)
関西電力	8 円/kWh
中国電力	7.15 円/kWh
四国電力	7 円/kWh、預かりプラン(電気使用量から差し引き。150kWh 超は 8 円買取)
九州電力	7 円/kWh
沖縄電力	7.5 円/kWh

※このほかにも、契約条件等によりカスタマイズされたさまざまなプランがある。

出所) 資源エネルギー庁、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会、更なる再エネ拡大を実現するためのエネルギー需給革新の推進～需給一体型モデルの活用～(2019年7月5日) [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/pdf/016\\_02\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/016_02_00.pdf) より作成

新電力からも表 4-9 のとおり特色のある買取メニューが発表されており、顧客獲得競争が本格化している。

表 4-9 新電力の買取メニュー

	事業者	メニュー	エリア
広域型	スマートテック	10 円/kWh	東北、関東、中部、近畿、中国、九州エリア
	シェアリングエネルギー	8 円/kWh	東北、関東、中部、近畿、中国、九州エリア
	出光昭和シェル	8.5 円/kWh(九州エリア以外)、 7.5 円/kWh(九州エリア)	全国(沖縄除く)
	JXTG エネルギー	10 円/kWh	中部、北陸、関西、中国、四国エリア※他エリアは今後発表
地域型	静岡ガス	7+ $\alpha$ 円/kWh※ $\alpha$ は増額分で今後発表	静岡全域、山梨・長野の一部
	東邦ガス	9 円/kWh、9.5 円/kWh(同社サービス利用者)	愛知、岐阜、三重及び周辺地域
	大阪ガス	8.5 円/kWh、9~9.5 円/kWh(同社サービス利用者)	関西エリア
	サーラグループ	8 円相当ポイント/kWh、10 円相当ポイント/kWh(同社サービス利用者)	中部エリア
	宮崎電力	8 円/kWh、10 円/kWh(同社サービス利用者)	宮崎県内
			8 円/kWh、10 円/kWh & 11 円/kWh(7・8 月のみ)
限定型	積水ハウス	11 円/kWh	同社の住宅オーナー
	積水化学工業	9 円/kWh、12 円/kWh(蓄電池あり)	同社の住宅オーナー
	ならコープでんき	10 円/kWh、11 円/kWh(同社サービス利用者)、 11 円/kWh(同社サービス利用者+再エネ基金参加者)	組合員

※このほかにも、契約条件等によりカスタマイズされたさまざまなプランがある。

出所) 資源エネルギー庁再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会、更なる再エネ拡大を実現するためのエネルギー需給革新の推進～需給一体型モデルの活用～（2019年7月5日）[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/saisei\\_kano/pdf/016\\_02\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/016_02_00.pdf) より作成

### 3) 系統制約の状況

#### a. 九州における出力抑制の状況

九州における再生可能エネルギー出力抑制量及び抑制率の推移を図 4-18 に示す。九州本土では 2018 年 10 月 13 日に初めて出力抑制が発生した。その後、電力需要が低く太陽光出力が大きくなる春期（2019 年 3 月・4 月）を迎え、抑制日数・量とも急増することとなった。

2018 年度における抑制発生日数は計 26 日、太陽光・風力の抑制率は 0.9%（太陽光 0.9%、風力 0.3%）。なお、本抑制率は抑制対象外の案件（旧ルール 500kW 未満の太陽光等）も含めた平均値であり、抑制対象案件に限定した抑制率は当該数値を上回ることとなる。

玄海原発 3 号機が定期点検に入った 2019 年 5 月中旬以降、九州本土での制御は発生していない。

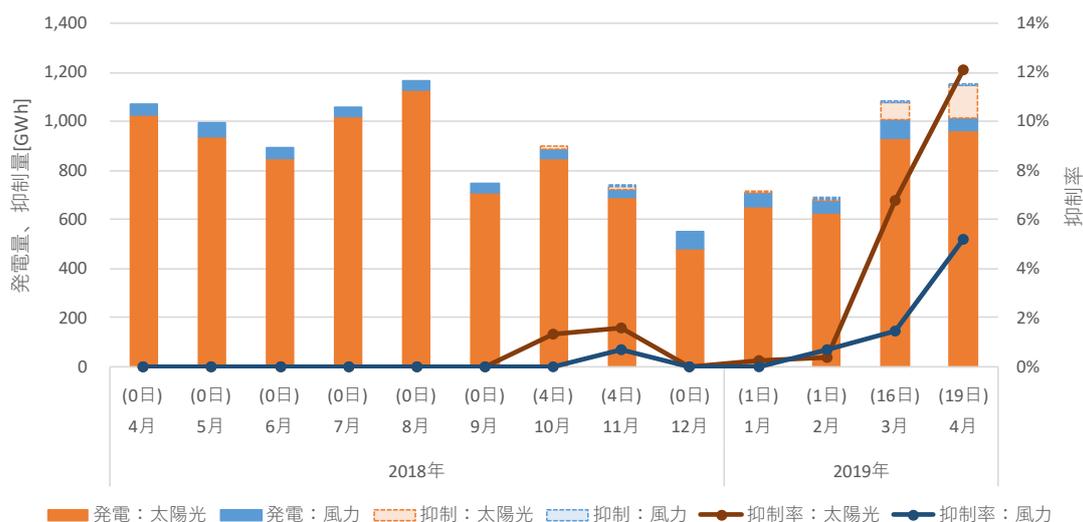


図 4-18 九州における出力抑制量、抑制率の推移

※カッコ内の日数は各月の抑制発生日数。抑制率は「抑制率＝再生可能エネルギー制御量÷(再生可能エネルギー制御量＋再生可能エネルギー発電量)」より算出。

出所) 九州電力ウェブサイト「エリア需給実績」より MRI 作成

出力抑制の発生日においては、図 4-19 のとおり供給量はエリア需要を大きく超えている。地域間連系線の活用、揚水発電の活用に加えて、再生可能エネルギーの出力抑制によって、エリアの需給バランスを確保させている。

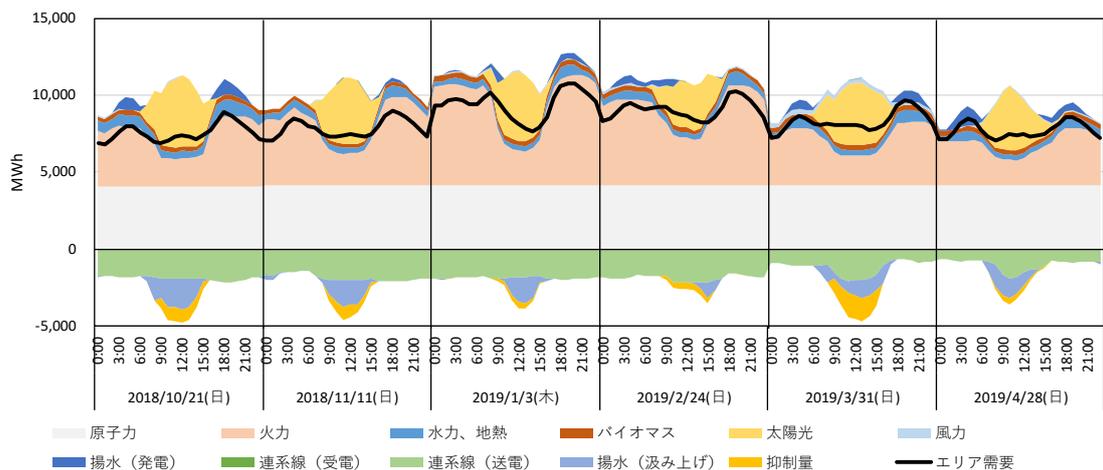


図 4-19 九州における出力抑制発生日における 1 時間平均の需給バランス

※各月における抑制発生最終日の時刻別データ

出所) 九州電力ウェブサイト「エリア需給実績」より MRI 作成

## b. 系統制約への対応

東北北部エリアでは、連系を希望する複数事業者で系統増強工事費用を共同負担する「東北北部エリア電源接続案件募集プロセス」が進められている。本プロセスのスケジュールを図 4-20 に示す。ローカルな系統制約による抑制を許容したうえで、工事完了前の暫定接続を認めるスキームを持つ。

また、東京電力管内では「ノンファーム適用系統」の導入を進めている。図 4-21 に示すとおり、出力制御システムや規程類の改定等の対応など、試行に向けた検討を行っているところだが、千葉方面にて「試行的な取組み」を前提とした新たな電源をノンファーム型接続として受け入れることとなった。

【今後のスケジュール】

今後、辞退意思表明等も踏まえた追加選定後の優先系統連系希望者への再接続検討を実施し、10月下旬に検討結果を回答予定。

	今後のスケジュール(予定)
・入札の受付開始	2018年7月23日
・入札の受付締切	2018年8月29日
・第1次保証金の振込期限	2018年8月30日
・開札	2018年9月3日~9月5日
・優先系統連系希望者の決定 ・再接続検討の開始	2018年11月30日
<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">                     先行事業者の契約取下げを踏まえた対応(追加)                 </div> ・参考情報の提供開始 ・入札対象工事の再検討 ・優先系統連系希望者の追加選定	2019年4月22日
	2019年7月31日
	2019年10月下旬
・再接続検討結果の回答 ・再接続検討の結果を踏まえた共同負担意思の確認 ・第2次保証金の振込期限 ・工事費負担金補償契約の締結 ・本プロセスの完了 ・本プロセスの結果公表	再接続検討結果回答後、2ヶ月程度

終了

図 4-20 東北北部エリア募集プロセスのスケジュール

出所) 第22回系統ワーキンググループ 資料4「東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの対応について」(東北電力)(2019年8月1日), p.17

- これまでの委員会で例示していた「増強困難系統」については、以降「ノンファーム適用系統」と整理し、その特徴に応じて下表のとおり分類する。
- ノンファーム適用系統は、基幹系統に適用していく。
- このうち、ノンファーム適用系統(工事困難)に該当する場合には、系統作業時の影響を考慮のうえ、当面は個別系統の状況を確認しながら検討していく。

要件	要件の評価結果	系統増強の取扱い	電源接続の取扱い	
費用対効果(要件①)	費用対効果あり	系統増強実施	ファーム型接続※1	
	費用対効果なし	電源接続時に系統増強しても費用対効果がないが、系統改修時にあわせて増強することで費用対効果がある場合	系統改修計画時に改めて増強判断 <b>ノンファーム適用系統(判断保留)</b>	ノンファーム型接続(増強後、ファーム型接続※1)
		系統改修にあわせて増強したとしても費用対効果がない	想定したシナリオの範囲内では増強しないただし、想定したシナリオ外の変化があれば再検討(定期評価の中で確認) <b>ノンファーム適用系統(費用対効果なし)</b>	ノンファーム型接続
工事实現性(要件②)	工事の完工が困難	基本的に増強しない <b>ノンファーム適用系統(工事困難)</b>	ノンファーム型接続※2	

※1:増強完了までは暫定接続可 ※2:当面は個別系統の状況を確認しながら検討

図 4-21 ノンファーム接続の適用系統の整理

出所) 第42回広域系統整備委員会 資料6-(1)「基幹系統の設備形成の在り方について」(2019年8月5日), p26

#### 4) 特徴的な導入形態

固定価格買取制度の創設以降、この制度を前提とした平置き太陽光発電設備が大量に導入されるようになったが、適地の減少等により、表 4-10 に示すような多様な導入形態が見受けられるようになった。

表 4-10 特徴的な導入形態

導入形態	特徴
営農型	<ul style="list-style-type: none"> <li>農地に支柱を立てて、営農を継続しながら上部空間に太陽光発電設備を設置する方式</li> <li>現状では FIT を活用した売電方式が一般的だが、一定の電力需要があれば自家消費型も可能か</li> </ul>
水上設置型	<ul style="list-style-type: none"> <li>ため池やダム湖などで、活用されていない水面の一部を利用して太陽光発電を設置する方式</li> <li>現状では基本的に FIT を活用した売電方式である</li> </ul>
自家消費型	<ul style="list-style-type: none"> <li>一定の電力需要がある施設での自家消費を前提に太陽光発電を設置する方式</li> <li>建物の屋根面への設置が多いが、工場敷地内に平置きする場合もある</li> </ul>

#### 5) 災害時に備えた導入

2018年9月の北海道胆振東部地震によって発生した大規模停電時、及び2019年9月に上陸した台風15号によって発生した大規模停電に際し、太陽光発電協会は太陽光発電の自立運転機能の活用状況について調査を実施した。

表 4-11 に示すとおり、8割前後の家庭で自立運転機能を利用し、停電時に有効活用できたとの結果が得られている。

表 4-11 災害時における太陽光発電の自立運転についての実態調査

	北海道胆振東部地震(アンケート調査)	台風15号(ヒアリング調査)
調査期間	2018年9月25日～28日	2019年9月20日～10月10日
自立運転機能利用状況	蓄電池を併設しないケースでも85.0%(428件中364件)が自立運転機能を利用	蓄電池を併設しないケースでも79.8%(486件中388件)が自立運転機能を利用
自立運転機能利用者の主な声	<p>冷蔵庫の中の食材を腐らせずに済んだ。 炊飯器でご飯を炊くことができた。 携帯電話を充電できた。また、近所の方も充電することができた。 ポータブルTVで震災情報をいち早く入手することができた。 特に、蓄電機能を併設されている方からは、約2日間問題なく生活できた。近所が真っ暗な中、自宅のみが電気がついていた、等普段と同じ生活ができた</p>	<p>冷蔵庫を使うことができたので、中の食べ物を腐らせずに済んだ。 日中に冷蔵庫・洗濯機・扇風機・テレビが使えた。 近隣の方へ携帯の充電等で貢献できたことが嬉しかった。 特に、蓄電機能を併設されている方からは、1週間程度停電が続いたが太陽光(発電)のみで電気が供給できて大変助かった、夜電気が使用出来ることで子供も安心して過ごせた</p>
自立運転機能を活用しなかった理由	<p>運転方法が判らなかつた:33件 自立運転機能があることを知らなかつた:13件 その他:14件(自立運転用コンセント未設置(屋外設置PCGS)、コンセントの場所が判らなかつた、自立運転機能が作動しなかつた、等)</p>	<p>運転方法が分からなかつた:60件 自立運転機能があることを知らなかつた:24件 その他:14件(携帯が使えず自立運転の方法が調べられなかつた、年配のユーザーで調べる方法が分からなかつた)</p>

出所) 太陽光発電協会「災害時における太陽光発電の自立運転についての実態調査結果」  
<http://www.jpea.gr.jp/topics/181018.html> (2019年11月5日閲覧) より MRI 作成

町内避難所への太陽光発電システム導入に向け、クラウドファンディングを行った事例もある(図 4-22)。

ソーラーフロンティアは宮崎県東諸県郡国富町と国富町田尻に CIS 薄膜太陽電池工場を保有し、太陽電池の製造を行っている事業者である。宮崎県では台風や梅雨の時期の集中豪雨など、度々大きな自然災害が発生している。国富町内の避難所に太陽光発電システムを導入するプロジェクトを立ち上げ、10月25日よりクラウドファンディングによる資金の募集を開始。台風・地震など非常時の電源確保に役立たせる考えである。避難所4校に導入するための目標金額を210万円と設定し、424万円の寄付が集まった<sup>174</sup>。



図 4-22 国府町とソーラーフロンティア、町内の災害避難所4か所への太陽光発電・蓄電システム導入に向けたクラウドファンディング

出所) 国府町、ソーラーフロンティア株式会社「国府町とソーラーフロンティア、町内の災害避難所4か所への太陽光発電・蓄電システム導入に向けたクラウドファンディングを開始」  
[http://solarfrontier.com/jpn/news/2019/1023\\_press.html](http://solarfrontier.com/jpn/news/2019/1023_press.html) (2019年11月5日閲覧)

<sup>174</sup> <https://www.furusato-tax.jp/gcf/647>

#### 4.1.2 今年度の検討事項

##### (1) 目指すべき導入レベル

本年度の検討では 2040 年の導入量を見据えた形で、太陽光発電の導入加速化・最大化を実現するための方策を検討する。ここで、2040 年に目指すべき太陽光発電の導入レベルとは、パリ協定に基づいた 2050 年の温室効果ガス排出量 80%削減や、その先の脱炭素社会の実現を見据えたものである必要がある。

各機関が公表している長期シナリオにおける、太陽光発電の導入量見通しは図 4-5 に示したところであるが、既往研究によるシナリオでは 2040 年に 71~151GW、2050 年に 200~445GW という導入量が想定されており、幅広い数字が示されている。発電電力量は DC 容量/AC 容量比率(過積載率)によるが、DC 容量ベースでは太陽光発電 100GW に対して 1,000 億 kWh 程度の発電量であると考え、我が国の電力総需要およそ 8,000 億 kWh に対して数千億 kWh 程度の太陽光発電電力、すなわち数百 GW 程度の導入量を期待すべきと考えられる。

## (2) 導入加速化のための検討事項

### 1) 発電事業者視点での検討

環境省の「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報」による太陽光発電の導入ポテンシャルを表 4-12 に示す。住宅向けと非住宅向けで設置可能面積算定条件（レベル）の考え方は異なるものの、レベル 1 のみではポテンシャル量が 118GW に留まるため、目指すべき数百 GW の導入量を実現するためにはレベル 2（287GW）、レベル 3（359GW）の土地・施設活用を念頭に導入を進める必要がある。さらに、農地（営農型）や水上といった、ゾーニング調査対象外の場所にも導入を進めることが求められる。具体的に導入を期待すべき場所は表 4-12 のとおりであるが、特に戸建住宅や耕作放棄地のポテンシャルが大きく、これらの設置場所をどのように活用するかが重要となる。

表 4-12 期待される導入場所とそのポテンシャル

導入場所	ゾーニング調査によるポテンシャル		
	レベル 1	レベル 2	レベル 3
戸建住宅 (特に既築)	46GW	126GW	166GW
集合住宅	14GW	36GW	44GW
工場	14GW	20GW	29GW
学校・商業施設等	10GW	18GW	20GW
耕作放棄地	32GW	66GW	67GW
<b>合計</b>	<b>118GW</b>	<b>287GW</b>	<b>359GW</b>
農地(営農型)・水上等	調査対象外(過年度調査では 13GW 程度)		

出所) 環境省「平成 25 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」(平成 26 年 5 月)より作成

これらの導入場所を積極的に活用するための方法としていくつかの取組項目に着目して、関連する自治体・事業者ヒアリングを行った。取組項目とヒアリング先を図 4-23 に示す。

ポテンシャルが大きい戸建住宅に関しては、導入費用低減が重要であるという認識のもと、スケールメリットを活かして価格低減を図る共同購入事業に着目した。同様にポテンシャルの大きな耕作放棄地に関しては、農地の活用方法として代表的な営農型太陽光発電と、耕作放棄地を大規模発電事業として活用する取組みに着目した。その他に、工場や商業施設向けとして近年着目を浴びている自家消費型モデルに関して検討を行った。

導入場所	取組項目	特徴	ヒアリング先
戸建住宅 (特に既築)	共同購入事業	太陽光発電設備や再生可能エネルギー電力購入希望者を募り、一括発注により価格低減を促進	● 共同購入事業の取組自治体
集合住宅	自家消費型	一定の電力需要がある施設での自家消費を前提に太陽光発電を設置して電力供給	● 小売電力事業者 ● 発電事業者
工場 学校・商業施設等	大規模発電事業	広大な土地を利用して大規模発電所を設置し、売電事業やPPAなどを実施	● 発電事業者
耕作放棄地	営農型太陽光	農地に支柱を立てて、営農を継続しながら上部空間に太陽光発電設備を設置	● 小売電力事業者 ● 発電事業者 ● 農業団体
農地・水上等			

図 4-23 太陽光発電導入加速化のための取組項目とヒアリング先

## 2) 需要家視点での検討

太陽光発電の導入を加速化するためには、発電事業者視点で供給量を増やすこと以外に、電力需要家の再生可能エネルギー需要を喚起することも重要となる。欧米企業の主導などで環境配慮に対する取組みが広まるにつれて、RE100 や SBT などの環境イニシアティブが浸透し始めている。一方で、環境価値の取引手法については、我が国では 2018 年に非化石価値取引市場が創設されたばかりでありまだまだ改善の余地は大きい。特に、非化石価値に詳細な発電情報（属性）を付与するトラッキング手法については、その仕組みが十分に整っていないという現状がある。これらが適切に整備されることで、再生可能エネルギーの環境価値取引が活発化し、ひいては再生可能エネルギーの需要増加にもつながるものと期待される。

このような状況を受け、再生可能エネルギーに対する需要を喚起しつつ、非化石価値の取引手法のあるべき姿の検討を、関連事業者へのヒアリングや先行している欧米諸国の手法を参考にして実施する。

## 3) 自治体・事業者へのヒアリング内容

課題把握や施策検討のため、上記に取り組む関連事業者へヒアリングを行った。ヒアリング項目は下記のとおり。

- 太陽光発電の導入加速化にあたって有望と思われる導入形態
- 太陽光発電の導入拡大をするために有効な方策・必要な施策
- 需要家の再生可能エネルギー電力ニーズの現状、課題
- 我が国におけるトラッキングシステムのあるべき姿
- 再生可能エネルギー電力の需要量を増やすために有効な方策・必要な施策
- 再生可能エネルギー導入加速化検討の深掘りにあたり推薦するヒアリング先

#### 4.1.3 発電事業者視点での課題・取組の整理

##### (1) 共同購入事業

##### 1) 新築・既存戸建住宅向けの太陽光発電の共同購入

新築・既存戸建て住宅へ太陽光発電を導入する際の課題として、高額な導入費用が挙げられる。この課題に対する取組みとして、神奈川県と協定を締結したアイチューザー株式会社が、2019年5月17日より「太陽光発電設備の共同購入事業」を実施した。神奈川県の取組の概要を図4-24に示す。太陽光発電設備の購入希望者を県民から広く募って一括発注することで、スケールメリットを活かして、通常よりも安価な費用で設備を導入できるようにすることを目指した取組みである。

本共同購入事業における施工事業者については公募が行われ、複数の応募の中から審査を実施し、最も安価な入札価格を提示した y h 株式会社(横浜市の事業者)を施工事業者として選定した。本事業での太陽光発電設備の設置価格は、市場価格と比較して20～27%の価格低下が図られた。神奈川県としては、今後も本事業に継続して取り組む予定である。

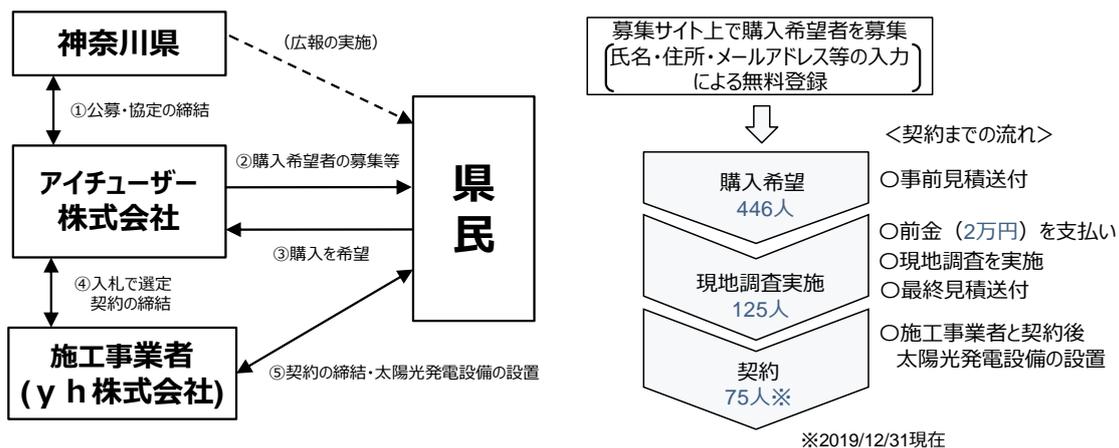


図 4-24 左：共同購入事業の概要 右：共同購入事業の流れ

また、大阪府および大阪市でも「太陽光発電および蓄電池システムの共同購入支援事業」において共同購入の支援事業者を募集し、アイチューザー株式会社が支援事業者に決定している。大阪府および大阪市の取組みの概要を図4-25に示す。2020年4月～6月に共同購入希望者を募集する予定である。

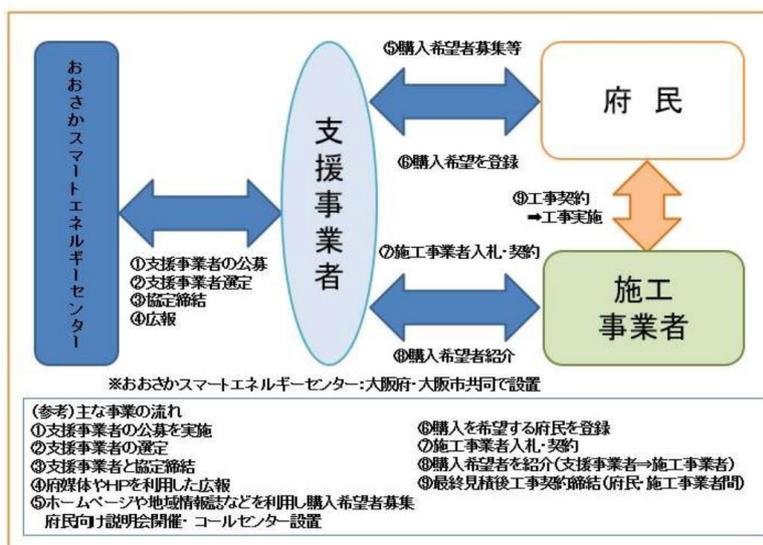


図 4-25 大阪府および大阪市の太陽光発電設備の共同購入の取組み

出所) 大阪ホームページ

<http://www.pref.osaka.lg.jp/attach/37038/00000000/yoryo.pdf> (2020年1月24日閲覧)

## 2) 再生可能エネルギー電力の共同購入

東京都では、再生可能エネルギー電力の共同購入希望者を募集し、一定量の需要を取りまとめることで再エネ電力プランの価格低減を促す「みんなでいっしょに自然の電気」キャンペーンを実施している。東京都の取組みの概要を図 4-26 に示す。神奈川県や大阪府・大阪市の事例と同様にアイチューザー株式会社が共同購入を支援しており、2019年12月3日～2020年1月21日の第1回購入希望者募集では4,334世帯の応募が集まった。

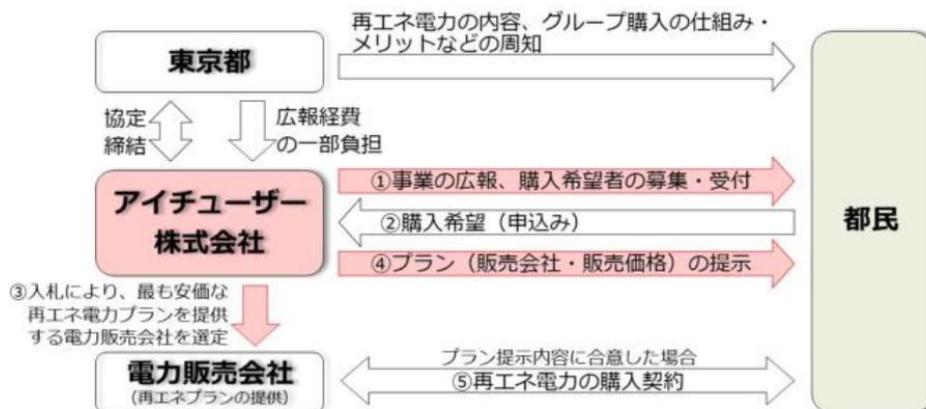


図 4-26 東京都の再エネ電力共同購入の取組み

出所) 東京都ホームページ

[http://www.kankyo.metro.tokyo.jp/climate/renewable\\_energy/saienegroupkonyu.html](http://www.kankyo.metro.tokyo.jp/climate/renewable_energy/saienegroupkonyu.html) (2020年1月24日閲覧)

大阪府の吹田市においても、東京都と同様に、アイチューザー社の支援のもと再生可能エネルギー電力の共同購入事業を実施している。2020年1月28日～2020年2月28日の間に購入希望者募集を行い、更に2020年4月16日まで応募者追加登録を受け付けているが、2020年3月19日時点では711世帯<sup>175</sup>の応募が集まっている。

各自治体で太陽光発電設備や再生可能エネルギー電力の共同購入の動きが進んでおり、今後も同様の動きが広がることが想定される。

---

<sup>175</sup> 吹田市「みんなで簡単やさしい電気の切替」特設ホームページ：<https://group-buy.jp/energy/suita/home#>より（2020年3月19日閲覧）

## (2) 自家消費型発電

### 1) 自家消費型太陽光発電システムの市場

富士経済は 2019 年 10 月、自家消費型太陽光発電システム市場に関する調査結果を発表した。自家消費型太陽光発電システムの国内市場の推移予測を図 4-27 に示す。2030 年度と同市場は、2018 年度比で約 4.7 倍の 7,694 億円に拡大すると予測している。パリ協定以降の脱炭素化に向けた動きとそれに伴う ESG 投資の活発化、太陽光発電のコスト低下、FIT 制度による売電型太陽光発電事業の鈍化が後押しするとしている。特に非住宅用は需要増加が期待され、2023~2024 年度ごろには半数が自家消費型になると予測した。



図 4-27 自家消費型太陽光発電システム国内市場の推移予測

出所) 富士経済,「自家消費型太陽光発電システム国内市場の推移予測」<https://www.fuji-keizai.co.jp/file.html?dir=press&file=19084.pdf&nocache> (2020 年 3 月 23 日閲覧)

### 2) 自家消費型太陽光発電システムのビジネスモデル

自家消費型太陽光発電システムのビジネスモデルは、大きく下記の 3 通りに分けられる。

- 自前で設置・運営して自家消費するケース (自前設置)
- 第三者が設置して電力購入契約を結び自家消費するケース (PPA)
- 第三者が設置してリース料金を支払い自家消費するケース (リース)

PPA (Power Purchase Agreement) とリースの概略スキームを図 4-28 に示す。PPA モデルは、PPA 事業者が需要家施設のオンサイト (敷地内) またはオフサイト (敷地外) に太陽光発電設備を提供・設置し、そこで発電された電力を (オフサイトの場合は送配電系統を通じて) 供給して需要家が自家消費分として買い取る仕組みである。リースモデルは、リース会社が需要家施設に太陽光発電設備を設置し、リース料金を受け取って設備を貸与する方式

である。どちらも需要家が発電設備を所有しないことから第三者所有モデルと呼ばれる。

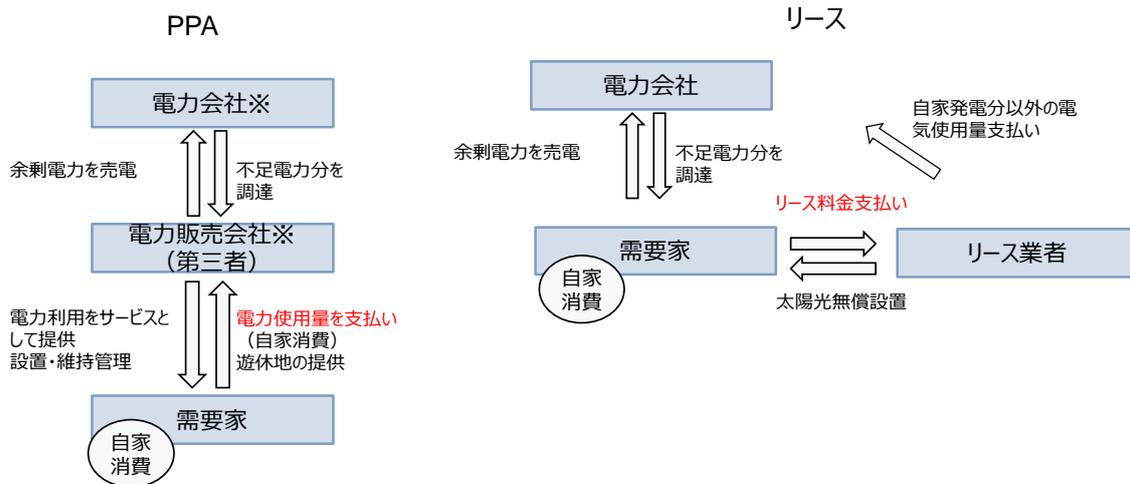


図 4-28 自家消費型太陽光発電システムのビジネスモデル<sup>176</sup>

オフサイト PPA については、さらに需要家の立地する市場の構造等に応じて利用可能なモデルが分類される。オフサイト PPA モデルの一般的な類型を図 4-29 に示す。発電所と需要家が同一の電力管内に属している場合は、物理的な電力供給を受けることが可能であるため「物理的オフサイト PPA」と呼ばれる。

一方、発電所と需要家が同一電力管内に属さない場合は「バーチャル（金融）オフサイト PPA」と呼ばれる手法が用いられる。発電事業者は一般電力市場に電力を販売し、需要家は同様に一般電力市場から電力を購入する。この際の電力売買は、市場取引に応じた電力価格で行われる。ただし、発電事業者と需要家は直接 PPA 契約を結び、契約電力と実際に市場取引した電力価格との差額を補填する。同時に、電力とは別に再生可能エネルギー発電源証明 (GOs 等) も発電事業者から需要家へ提供することで、需要家はあたかも発電事業者が直接電力供給をしているかのように再生可能エネルギー電力を調達することができる。ただし、日本においては発電事業者が再生可能エネルギー発電源証明を直接販売することはできないため、同様の手法を実現する場合は小売電力事業者の介在が必要となる。

<sup>176</sup> 後述する NTT ファシリティーズの事例では、小売電気事業者として電力販売会社と電力会社を兼ねるため、余剰電力を引き取り、不足電力を供給するスキームとなっている。

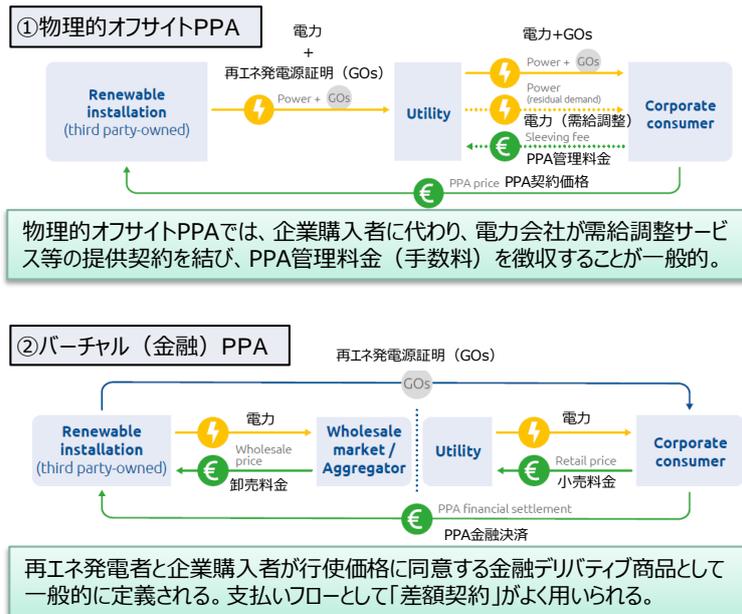


図 4-29 オフサイト PPA モデルの一般的な類型

出所) RE-Source, “Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe” (2019) , p33,38 (Figure14, 15)より作成

以下に、各ビジネスモデルの導入事例を示す。最初に、自前設置の例として、あみプレミアム・アウトレットの導入事例を図 4-30 に示す。あみプレミアム・アウトレットでは、敷地内の駐車場にカーポート型太陽光発電システムを設置し、施設共用部の年間電気使用量の約 80%を自家消費している。

名称	あみプレミアム・アウトレット
事業者	三菱地所・サイモン
所在地	茨城県稲敷郡阿見町よしわら4-1-1
導入時期	2016年2月稼働
発電規模	1000 kW
導入の背景	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 「環境経営の推進」のもと、省エネづくりを意識した施設づくりを行っていた。</li> <li>● その取り組みを一層強化するために、自家消費型太陽光発電の導入を行った。</li> </ul>
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国内最大級のカーポート型太陽光発電。</li> <li>● 施設共用部の年間電気使用量の80%を自家消費し、約580 tのCO<sub>2</sub>削減効果が期待。</li> <li>● 国の補助金を活用することで、13年ほどで投資回収できる試算であり全量買取と大差はない。</li> <li>● 真夏時の遮熱効果や悪天候時の雨除けとしての副次的効果により、顧客満足度向上。</li> </ul>



カーポート型太陽光発電の外観

図 4-30 自家消費モデルの導入事例（自前設置）

出所) 自然エネルギー財団 「自然エネルギー活用レポート No. 11 駐車場 500 台分の上部空間にメガソーラー」 (2018年2月23日)

PPA の例として、F グリーンいわき太陽光発電所の導入事例を図 4-31 に示す。本事例では、NTT ファシリティーズが第一三共ケミカルファーマと PPA 契約を締結している。NTT ファシリティーズのグリーン電力提供サービス「F グリーン電力」を活用し、第一三共ケミカルファーマの小名浜工場の遊休地に NTT ファシリティーズが保有・運用する太陽光発電所を設置し、発電電力を工場へ提供することで自家消費を実現する。

名称	Fグリーンいわき太陽光発電所
事業者	NTTファシリティーズ
所在地	福島県いわき市泉町下川字大剣389-4
導入時期	2020年度内
発電規模	3.3MW、想定年間発電量は4,155MWh
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 第一三共ケミカルファーマ小名浜工場の遊休地を活用し、自家消費型として太陽光発電設備を設置・運用。</li> <li>● 同工場のCO2年間排出量の約20%を削減できる。</li> <li>● NTTファシリティーズが小売電気事業者として不足分の電力を供給し、余剰電力を引き取って逆潮流させる。</li> </ul>



Fグリーンいわき太陽光発電所の完成予想図

図 4-31 自家消費モデルの導入事例（PPA）

出所) NTT ファシリティーズ「第一三共ケミカルファーマに「F グリーン電力」を提供」 <https://www.ntt-f.co.jp/news/2019/191008.html> (2020年3月17日閲覧)

リースの例として、エクソルと TEPCO ホームテックのプログラム「のせトク？」の事例を図 4-32 に示す。これは、初期費用 0 円で自家消費型太陽光発電の設置・利用が可能となるプログラムである。顧客は定額の利用料（リース料金）を支払うことで、太陽光発電電力による自家消費や余剰電力の売電を行うことができる。契約が満了する 10 年後にはシステムが無償譲渡される。

名称	のせトク？
事業者	エクソル及びTEPCOホームテック
所在地	—
導入時期	2019年1月28日に発表
発電規模	—
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽発電の自家消費により電気料金を削減し、余った電力をFITなどにより売電。</li> <li>● ユーザーは太陽光発電システムの利用料（定額）をTEPCOホームテックに支払う。</li> <li>● 利用契約が満了する10年後には太陽光発電システムが無償譲渡され、利用料の支払いもなくなる。</li> <li>● ハウスメーカーやビルダーにとっては太陽光発電システムの設置費用を住宅ローンの計算枠から切り離し、付加価値の高い住宅として提案できる。</li> <li>● 太陽光、蓄電池、エコキュート、エアコン、IHクッキングヒーター、HEMSを対象機器とし、組み合わせは利用者が選択可能。</li> </ul>

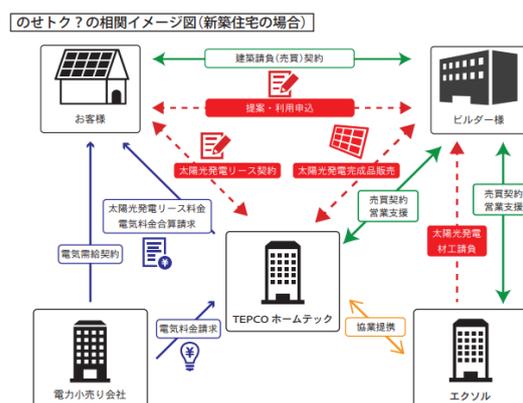


図 4-32 自家消費モデルの導入事例（リース）

出所) 株式会社エクソルプレスリリース「エクソルと TEPCO ホームテックが初期費用 0 円の太陽光発電システム設置モデル「のせトク？」で協働開始」 [https://www.tepco-ht.co.jp/blog/wp-content/uploads/2019/01/20190128\\_pressrelease\\_nosetoku.pdf](https://www.tepco-ht.co.jp/blog/wp-content/uploads/2019/01/20190128_pressrelease_nosetoku.pdf) (2019年1月28日)

### 3) 自家消費型ビジネスモデルに関する各社へのヒアリング結果

自家消費型ビジネスモデルへの取組みに関する各社へのヒアリング結果を表 4-13 に示す。事業所の敷地内や屋根に設置する「オンサイト型」の自家消費モデルについては、大規模な需要家においては設置場所が足りず、そのため敷地外から送配電系統・自営線を活用して電力を供給する「オフサイト型」の自家消費型モデルが必要になるとの見識が示されている。一方で、オフサイト型の場合は一般の電力供給と同様に託送料や賦課金が必要であり、それらも含めたコストがネックとなり大きくは普及が進んでいない。同じ競争条件下での、一般電源に対するコスト競争力不足という課題が示された。

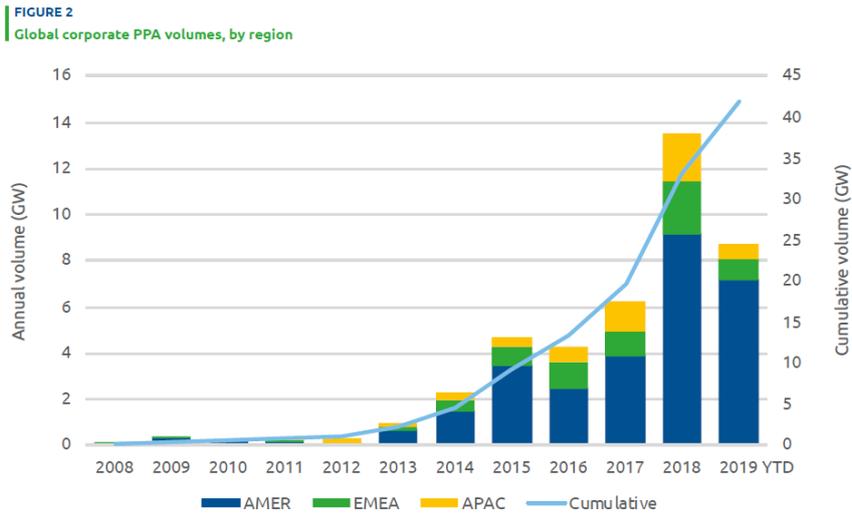
表 4-13 自家消費型ビジネスモデルに対する各社へのヒアリング結果

	ヒアリング結果
自家消費型モデルに対する印象	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 企業における CO<sub>2</sub> 削減の動きは高まっているものの、省エネには限界があり、そのような企業において再生可能エネルギーのニーズが高まっている。</li> <li>● オンサイト型の自家消費型モデルは様々な企業が取り組んでいる。</li> <li>● オフサイト型の自家消費型モデルについては、欧州で PPA の事例があるものの、日本では普及が進んでいない。</li> </ul>
各社の取組	<ul style="list-style-type: none"> <li>● オンサイト型(PPA、TPO)とオフサイト型(非 FIT 発電設備をエリア外に設置して当該電力を小売販売)の 2 つの自家消費型モデルを展開している。</li> <li>● 環境省の補助金を活用して、社会福祉施設等への太陽光＋蓄電池のシステム導入を進めている。防災・減災の観点からも社会的ニーズが高い。</li> <li>● 行政施設向けを中心に、地域新電力を介した PPA を行っている。</li> </ul>
導入拡大に向けた課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 大規模事業所では、需要量は大きいもののパネルの設置場所が限られる。オンサイト型では供給量が不足し、オフサイト型モデルの普及が必要となる。</li> <li>● オフサイト型は、託送料や賦課金を加えたコスト競争力が課題である。</li> </ul>

### 4) 海外市場における PPA 普及状況、取組

海外市場では、企業の再生可能エネルギー電力調達手法の一つとして、欧米を中心に PPA が大きく普及している。世界におけるコーポレート PPA の新規契約容量推移を図 4-33 に示す。PPA は、政府の再生可能エネルギー支援制度が不安定であった米国を中心として拡大した。米国では、再生可能エネルギー設備への税控除 (ITC) 制度の中断など、再生可能エネルギーの供給不足フェーズに PPA 締結量が急増した。Google による最初のコーポレート PPA の締結以降は、Microsoft や Apple、Walmart 等の大企業によるコーポレート PPA 締結が進んでいる。PPA 契約を締結することで発電事業者は長期間の安定収入が見込めるようになり、プロジェクトの「融資適格性 (バンカビリティ)」も向上するため、再生可能エネルギー発電所の建設におけるファイナンス組成を下支えする役割も果たしている。

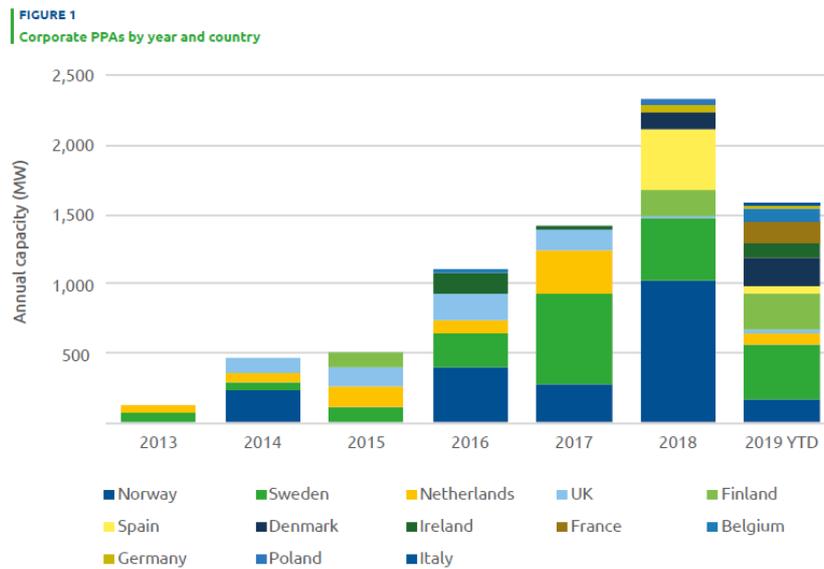
欧州やアジア・太平洋地域でも、2015 年前後より徐々に PPA 契約容量が増加している。欧州における国別のコーポレート PPA 新規契約容量の推移を図 4-34 に示す。再生可能エネルギー支援制度の廃止・中断のあったスペイン、英国、イタリア、アイルランド等で、代替の再生可能エネルギー調達手法として契約容量が増加したという背景がある。米国企業を中心とした世界各地でのコーポレート PPA 需要増も、普及の原動力となっている。



Source: BloombergNEF  
 Note: Chart is for off-site PPAs only. APAC capacity is estimated. Pre-market reform Mexico PPAs excluded. Figures are subject to change and may be updated as more information is made available. Data is through June 2019.

図 4-33 世界の地域別コーポレート PPA 新規契約容量の推移

出所) RE-Source, “Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe” (2019) ,p9 (Figure 2)



Source: WindEurope

図 4-34 欧州における国別のコーポレート PPA 新規契約容量の推移

出所) RE-Source, “Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe” (2019) ,p7 (Figure 1)

このように、再生可能エネルギーの支援制度が廃止、あるいは薄くなると、企業が再生可能エネルギー電力を求める手法として PPA が重要な位置づけを担うようになる。我が国においても、小規模のものを除いた太陽光発電は競争電源と位置付けられており、FIT 制度の

支援を受けない自立的な普及が求められている。そのため、今後太陽光発電の導入量を拡大していくためには、PPA 市場の環境整備も同時に行い、欧米と同様の普及を促すことが必要になると考えられる。

欧米の事例を基にした、PPA のメリット及び課題を図 4-35 に示す。需要家にとっての再生可能エネルギー電力の調達手法としてのメリットだけでなく、発電事業者にとっても一定価格での売電契約によるリスクヘッジというメリットが存在するが、一方でビジネスモデルに関する課題も存在する。

<b>発電事業者にとってのメリット</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 支援制度対象外の再生可能エネルギー発電設備について、売電価格に一定の保証を得られる</li> <li>➤ 電力の直接販売を必要とする支援制度類型（FIT制度、FIP制度、CfD等）の採用国における「売電価値」の価格リスクヘッジが可能</li> </ul>
<b>需要家にとってのメリット</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ RE100やCDP、SBT等を受けた再生可能エネルギー調達のニーズ増大に対応して、温室効果ガス排出削減や持続可能な商品/サービスの提供をアピール可能</li> </ul>

ビジネスモデルの課題	対応策の例
取引先の信用リスク	➤ 取引所によるクリアリング機能の活用
契約手続きの煩雑さ	➤ ひな形契約書の整備
小規模事業者の参加障壁	➤ 複数者（買い手、売り手）によるPPA（アグリゲーターの活用など）
適切な契約相手の発見	➤ マッチングサイトの活用

図 4-35 PPA モデルのメリットおよび課題

これらの課題に対して、欧州では PPA 市場環境整備の取組みが行われている。欧州の再生可能エネルギー団体、CDP、持続可能な開発のための世界経済人会議（WBSCD）などにより共同設立された RE-Source Platform が、欧州における企業の再生可能エネルギー電力調達を推進するためのツールキットを開発し、無償で提供している。このツールキットは参入企業・政策立案者の認識向上と、取引の迅速化・安価化を目的としている。ツールキットの主な構成は下記の 3 点である。

- 購入企業向け入門書：  
欧州で企業が再生可能エネルギー電力を調達する際に取り得るビジネスモデルを 14 に分類し、それぞれの特徴、検討事項、事例（ケーススタディ）を整理したもの。企業が適切なモデルを選択するための材料を提供している。（図 4-36、表 4 23）
- コーポレート PPA ひな形契約書：  
EFET（European Federation of Energy Traders）と共同策定した、初となるコーポレート PPA 用の国際標準ひな形契約書。（図 4-37）

● 企業調達ディレクトリ：

EU 諸国に、スイス、ノルウェーを加えた 30 ヶ国において、国別にどのような再生可能エネルギー電力調達手法が選択可能かを、契約実績等とともに開示。（図 4-38）

TABLE 2  
Decision-making characteristics to purchase green electricity

		On-site	Self-owned	Physical electricity delivery	Long-term fixed cost	Local visibility - in sight of consumers and local community	More suitable for SMEs	Additionality - encourages new build renewable projects
Common Models On-site	A1: Self-owned on-site	•	•	•	•	•	•	•
	A2: Leasing	•		•	•	•	•	•
	A3: On-site PPA	•		•	•	•		•
	A4: Private-wire PPA			•	•	(*)		•
Common Models Off-site	B1: Physical PPA			•	•			•
	B2: Financial PPA				•			•
Off-site Variants	C1: Self-owned off-site		•					•
	C2: Multi-buyer PPA			(*)	•		•	•
	C3: Multi-seller PPA			(*)	•			•
	C4: Cross-border PPA			(*)	•			•
	C5: Multi-technology PPA			(*)	•			•
	C6: Proxy generation PPA			(*)	•			•
General & Top-up Models	D1: Green electricity supply						•	
	D2: Unbundled GOs						•	

(\*) Parentheses indicate that the feature is possible in that model but not definite and depends on the situation.

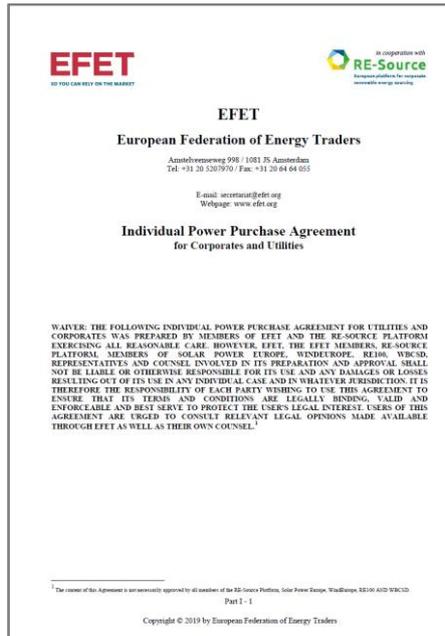
図 4-36 再生可能エネルギー電力を調達する際のビジネスモデルの分類

出所) RE-Source, “Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe” (2019) ,p17 (Table 2)

表 4-14 調達方法の選定時における検討項目例

項目	内容
オンサイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>敷地内または近隣(屋根、地上、または駐車場の屋根等)に設置スペースがあるか。</li> <li>太陽光、風力タービンにより効率的に発電できる天然資源があるか。</li> <li>自治体が再生可能設備の設置を受け入れるか。</li> </ul>
自社所有	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力を調達する再生可能設備を所有するか。所有することで設備に関する決定をすべて自社で行うことができるが、リスクも伴う。</li> <li>プロジェクト資金を自社で負担できるか、外部借入りの必要があるか。</li> <li>外部調達の費用はいくらか。</li> </ul>
物理的送電	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能設備と自社の受電点との間に物理的送電線があるか。</li> </ul>
長期固定費用	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギー調達における長期的な電力価格の管理が一義的な動機か。固定価格のストラクチャーが可能であるが、別のストラクチャー(インフレ指標や他の指標との連動など)も可能である。</li> </ul>
地域の可視性	<ul style="list-style-type: none"> <li>社員、顧客、ブランドにとって持続可能な証明の地域可視性は重要か。専用線 PPA モデル(どれだけ近隣かにもよる)により、地域可視性が高まるということも考えられる。</li> </ul>
中小企業向け	<ul style="list-style-type: none"> <li>中小企業か。これらのモデルは、実施時に比較的少ないリソースおよび知見で済む。管理負担を分担する第三者の支援を受け、別のモデルを利用することも可能である。</li> </ul>
付加価値	<ul style="list-style-type: none"> <li>新設再生可能設備を建設するか、既設の改修をすることで、プラスの環境影響を与えることができるか。</li> </ul>

出所) RE-Source, “Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe” (2019) より三菱総合研究所で作成



策定前に関連業界等にも回  
付され、複数の金融機関がバ  
ンカビリティを確認済み。

図 4-37 コーポレート PPA のひな形契約書

出所) RE-Source Platform ウェブサイト <http://resource-platform.eu/toolkit/> (2020年1月27日閲覧)

COUNTRY: Netherlands

Model	Possible	Done
<b>Common models</b>		
<b>On-site</b>		
A1: Self-owned on-site	✓	
A2: Leasing	✓	✓
A3: On-site PPA	✓	✓
A4: Private-wire PPA	✗	
<b>Off-site</b>		
B1: Physical PPA	✓	✓
B2: Financial PPA	unknown	✓
<b>Off-site variants</b>		
C1: Self-owned off-site	unknown	
C2: Multi-buyer PPA	✓	✓
C3: Multi-seller PPA	✓	✓
C4: Cross-border PPA	unknown	
C5: Multi-technology PPA	unknown	
C6: Proxy generation PPA	unknown	
<b>General &amp; Top-up models</b>		
D1: Green electricity supply	✓	✓
D2: Unbundled GOs	✓	✓

図 4-38 企業調達ディレクトリの画面イメージ

出所) RE-Source Platform ウェブサイト <http://resource-platform.eu/toolkit/> (2020年1月27日閲覧)

### (3) 大規模発電事業

#### 1) 大規模発電事業に関する各社へのヒアリング結果

再生可能エネルギーの導入加速化を実現するためには、小規模な発電所の促進以外に、特別高圧（2MW）規模以上の大規模発電所の導入も拡大させなければならない。このような大規模発電事業への取組みを実施している事業者に、取組み内容と課題・要望に関するヒアリングを実施した。各社へのヒアリング結果を表 4-15 に示す。

発電事業者の立場からは土地と系統制約が大きな課題であり、新たな大規模発電所の検討は非常に難しい状況にあることが挙げられた。また、自治体による発電所認可のハードルや、制度変更・乱開発などによる悪いイメージが普及を阻害しているという課題も存在する。一方で、数少ないケースではあるが、自治体が積極的に発電設備の導入に関与している場合は開発もスムーズに進むことが多い。このような事例を水平展開し、自治体との協力体制の下で大規模発電所を普及させる取組みが重要である。

表 4-15 大規模発電事業に対する各社へのヒアリング結果

項目	ヒアリング結果
大規模発電事業への取組・印象	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光については新規開発がゼロの状況である。適地がない。</li> <li>● 自治体は、再生可能エネルギーを導入することでどのようなことができ、どうメリットがあるのかを理解できていない。その説明から必要であり、非常に大変である。</li> <li>● 再生可能エネルギー反対派で、話も聞いてくれない首長も多い。自治体自身が導入に非常に積極的で上手く進んだ例もあるが、これは非常にレアなケースである。</li> <li>● 乱開発や事故によって太陽光に対する悪い印象が根付いてしまった。</li> </ul>
導入拡大に向けた課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 新規案件の適地がなく、土地、系統制約の問題が大きい。</li> <li>● 自治体の理解を得ることに非常に苦心する。</li> <li>● 太陽光に対して金融機関の消極化が進み、資金調達が厳しくなっている。事後の制度変更によって、投資の確実性がないと市場が認識した結果である。</li> </ul>
導入拡大に向けた要望	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 入札・公募のような形で、設置場所を国の主導で工面してもらいたい。</li> <li>● 不真面目な事業者のせいで、真面目に努力している事業者が不条理を被らないよう、行政で制御してほしい。</li> <li>● FIT 制度上、増設を行うと既認定設備の調達価格までが下がってしまう。限られた土地を有効活用するため、むしろ増設を促すような制度にしてほしい。</li> </ul>

#### 2) 環境配慮に関する規制

太陽光発電に悪いイメージをもたらした例として、森林伐採や山地の大規模造成など自然環境への負荷を伴った形での発電所設置が相次いだことや、傾斜地に大規模設置された発電所が豪雨災害などで崩落するといった事故事例がある。

これらに対する規制として、2020年4月より適用される法アセス（30MW/75ha 相当～）や、自治体が個別に定める条例アセスが存在する。法アセス、条例アセスの対象規模要件を図 4-39 に示す。傾斜地の利用や山地の大規模造成などに対しては、斜面崩壊対策を含めた土地安定性や、周囲環境への影響などを適切に調査・評価することが求められる。

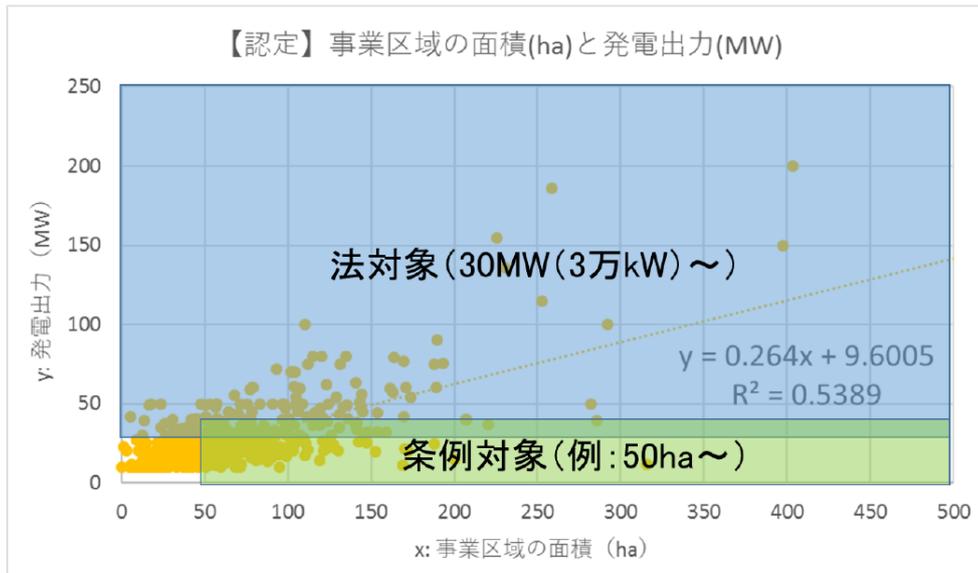


図 4-39 環境アセス対象規模要件のイメージ

出所) 環境省「太陽光発電施設等に係る環境影響評価の基本的考え方に関する検討会報告書」(2019年3月), p10 (図5)

また、傾斜地利用に関しては砂防三法(砂防法、地滑り等防止法、急傾斜地法)による規制も存在する。例として、急傾斜地法によって指定を受ける区域の基準を図 4-40 に示す。これらの指定を受ける斜面は開発に都道府県知事の許可が必要であり、また電気事業法においても適切な対応が求められる。上記以外の傾斜地利用については、新エネルギー発電設備事故対応・構造強度WGにおいても検討が進められているところである。社会的信用を失うような無秩序な案件開発を規制、制御するために、このような法律や規則を適切に設け、また運用することが、再生可能エネルギーの推進と同時に必要である。そのような対応が、引いては市場の適切な成長に貢献することとなる。

**【急傾斜地崩壊危険区域指定基準】**

- ・急傾斜地（傾斜度が30度以上）の高さが5メートル以上の土地
- ・急傾斜地の崩壊により危害が生ずるおそれのある人家が5戸以上ある、または5戸未満であっても官公署、学校、病院、旅館等に危害が生ずるおそれがある区域

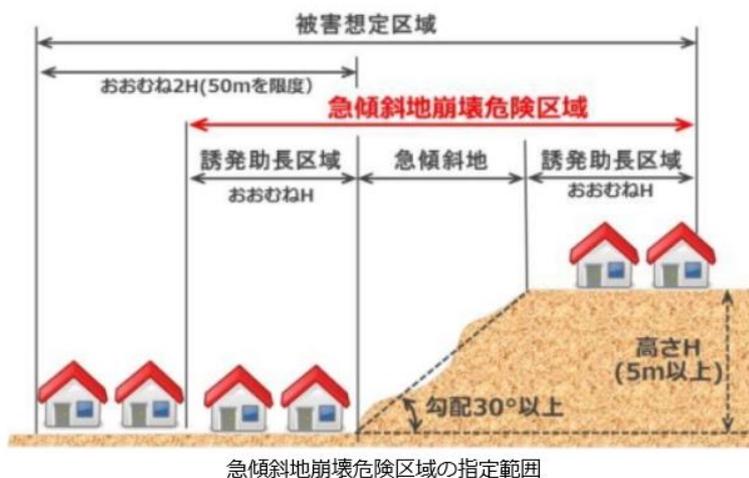


図 4-40 急傾斜地法において指定を受ける区域の基準

出所) 東京都建設局「用語の解説：砂防三法指定区域（砂防指定地・地滑り防止区域・急傾斜地崩壊危険区域）」 [https://www.kensetsu.metro.tokyo.lg.jp/jigyo/river/dosha\\_saigai/map/kasenbu0090.html](https://www.kensetsu.metro.tokyo.lg.jp/jigyo/river/dosha_saigai/map/kasenbu0090.html) (2020年2月20日閲覧)

#### (4) 農地・耕作放棄地の活用

##### 1) 営農型太陽光発電の概要

農地や耕作放棄地を活用して太陽光発電を導入する方法として、「営農型太陽光発電（ソーラーシェアリング）」の取り組みが進んでいる。営農型太陽光発電とは、農作物育成を行いながらその上部空間に太陽光パネルを設置し、同一の場所で土地と太陽光をシェアして農作物育成と同時に発電を行う方式である。作物の販売収入に加えて、売電収入や発電電力の自家消費などによって農業従事者の収入が増加することにより、農業経営の更なる規模拡大や 6 次産業化の推進が期待できる。営農型太陽光発電設備の下部で育成される農作物は、お茶、稲、さといも、サツマイモ、キャベツ、白菜、レタス、みつば、ブドウ、もも、梨、いちご、ねぎ、アスパラ、ナス、エンドウ、ミョウガ等のあまり日光を必要としない「光飽和点（植物の成長を促すのに必要な光の強さの限界）」が低い作物が栽培に向いていると言われている。

営農型太陽光発電の導入件数、および発電設備下部の農地面積を、それぞれ図 4-41、図 4-42 に示す。平成 30 年 3 月末時点で営農型太陽光発電の設置に係る農地一時転用の許可を得ているのは全国で 1,905 件、営農型発電設備の下部の農地面積は 481.8ha で、どちらも概ね増加傾向にある。都道府県別にみると、千葉県が 312 件で最も多く、次いで群馬県が 214 件、静岡県が 210 件となっている。

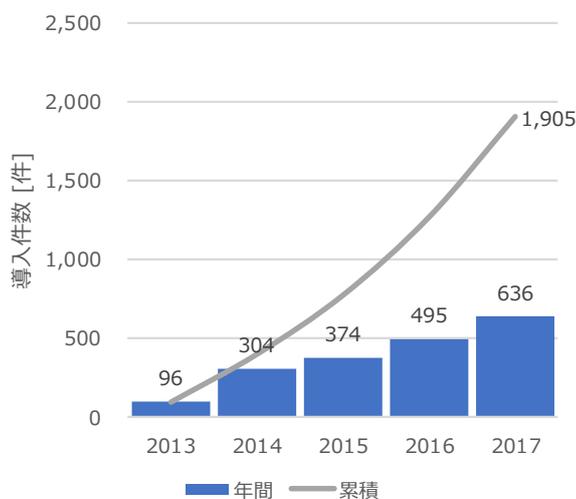


図 4-41 営農型太陽光発電の件数（件）

出所) 農林水産省「農地に太陽光パネルを設置するための農地転用許可実績について」

<https://www.maff.go.jp/j/nousin/noukei/totiriyo/attach/pdf/einogata-27.pdf> (2020 年 2 月 20 日閲覧) を基に、三菱総合研究所にて作成。

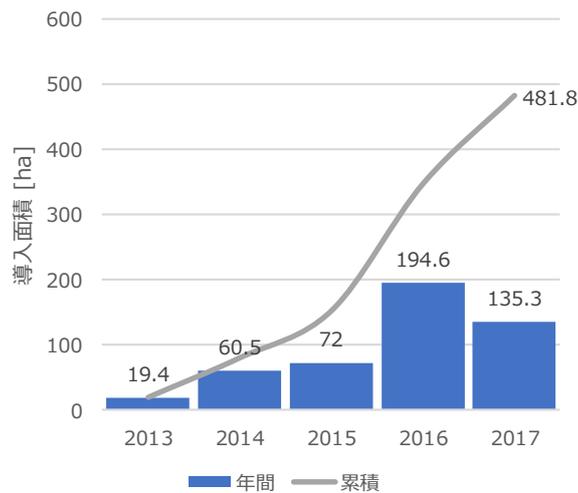


図 4-42 営農型太陽光発電の下部の農地面積 (ha)

出所) 農林水産省「農地に太陽光パネルを設置するための農地転用許可実績について」

<https://www.maff.go.jp/j/nousin/noukei/totiriyo/attach/pdf/einogata-27.pdf> (2020年2月20日閲覧) を基に、三菱総合研究所にて作成。

## 2) 農地・耕作放棄地の導入ポテンシャル

昨年度の調査における、農地における営農型太陽光発電の導入ポテンシャル推計結果を図 4-43 に示す。「稲作経営体数を除く農業経営体数」をベースに、「45 歳未満及び 65 歳以上かつ農業後継者がいる農家数比率」と、「一戸当たりの導入容量として 49kW」を乗じて推計を行った。2050 年の導入ポテンシャルは、系統制約がない場合において約 538 万 kW、系統制約が厳しい北海道、東北北部、九州を除いた場合は約 387 万 kW である。これは 2040 年、2050 年に太陽光発電が目指すべき導入量と比べてそこまで大きな割合ではないが、一定程度のポテンシャルを有している。

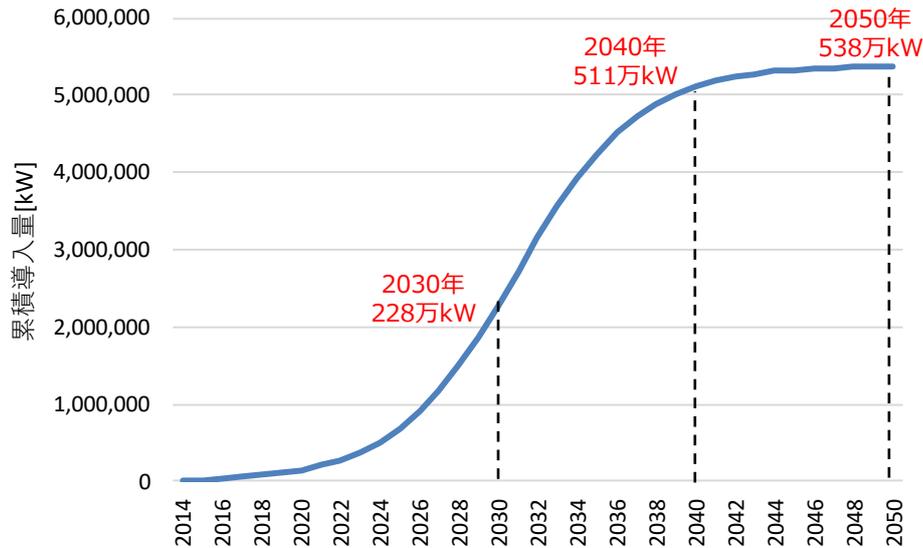


図 4-43 農地における営農型太陽光発電の導入ポテンシャル

一方で、耕作放棄地の導入ポテンシャルは非常に大きい。耕作放棄地（荒廃農地）の導入ポテンシャルを図 4-44 に示す。環境省の再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査（H22）においては、耕作放棄地（荒廃農地）の導入ポテンシャルは 33GW～70GW と示されている。ただし、この数値は平成 22 年度の調査に基づくものであり、最新の荒廃農地面積や太陽光パネル出力を基に同様の推計を行うと、導入ポテンシャルは 86GW～183GW となる。これは対象となる耕作放棄地を 100%太陽光発電に活用するという前提の数字であるが、「設置可能面積算定条件レベル 1 の耕作放棄地のうち、50%の敷地を活用」という前提であっても導入ポテンシャルで 43GW、発電量で 647 億 kWh が見込まれる。2040 年、2050 年で想定している数百 GW の導入量に対して 1～2 割程度に相当し、大きなインパクトがある。

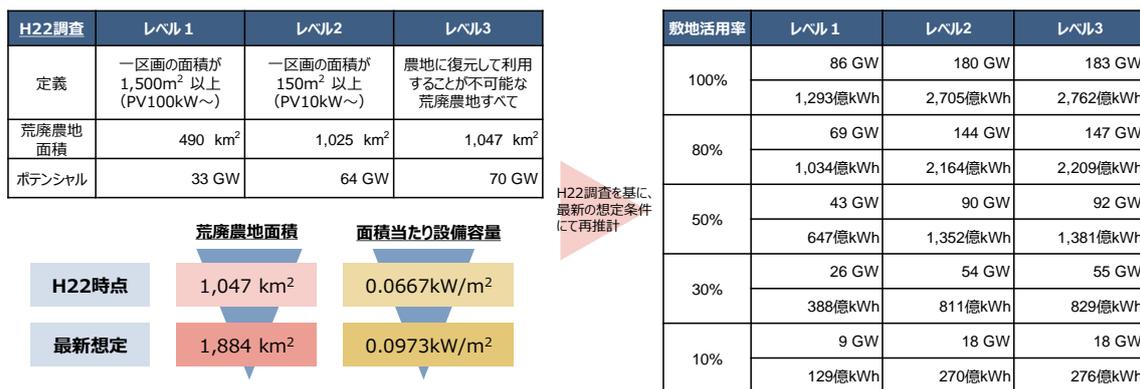


図 4-44 耕作放棄地（荒廃農地）の導入ポテンシャル

出所) 環境省「H22 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 報告書」(2011年3月)、農林水産省「平成30年の荒廃地面積について」<https://www.maff.go.jp/j/nousin/tikei/houkiti/attach/pdf/index-6.pdf> (2020年2月20日閲覧)を基に、三菱総合研究所にて作成。

### 3) 農地・耕作放棄地の利用に関する各社へのヒアリング結果

農地利用（営農型太陽光発電）や耕作放棄地利用に関する各社へのヒアリング結果を表 4-16 に示す。営農型太陽光発電というコンセプト自体は総じて好印象ではあるものの、農地利用に対する制約、コスト、関連情報や認知度の不足などが課題として挙げられた。

表 4-16 農地・耕作放棄地の利用に関する各社へのヒアリング結果

	ヒアリング結果
営農型、農地活用に対する印象	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 農業は収入変動が大きい。エネルギー事業との組み合わせにより安定的な副収入を得られることは強みである。</li> <li>● 農地の有効活用、農地の生産効率向上、里山・農業の保全、エネルギーの地産地消といったメリットを有し、農村の新たな経済モデルとなりうる。</li> <li>● 新規開発がなく、生態系への影響が少なく、環境負荷の低い電源である。</li> <li>● 営農型は地域性もあり、電力需要家からの人気は高い</li> <li>● 発電事業者が農家を探すという方式は持続可能ではない。農家が副収入を得るといった感覚での取組み方が良い。</li> </ul>
各社の取組	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電関連企業との提携、専用ローンなどにより導入を支援している。</li> <li>● 農協、農業委員会、組合員に対する情報提供・意識醸成を進めている。</li> </ul>
導入拡大に向けた課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 農地法の制限で発電設備を導入したくてもできない耕作放棄地が存在する。</li> <li>● 上部設置は構造的に揺れに対して危険で、設置コストが高くなる</li> <li>● 農作物を育てるための土地再生のコストが高い。</li> <li>● 需要が近くにない。オフサイト発電となるとコスト競争力が課題となる。</li> <li>● FIT 制度の未稼働案件が送電容量を確保してしまうことが障壁となっている。</li> <li>● 農家の多くが高齢者であり発電事業への関心が薄い。若手農家でも農業経営への知識・関心が薄い場合もあり、発電事業の担い手が不足している。</li> <li>● 金融機関が農業経営を分からないことも多く、リスク評価（融資）ができない。</li> <li>● 営農型発電の開始前と比較して収穫量 80%以上の確保が求められるが、実績が少なくエビデンスを提示が困難である。</li> </ul>
導入拡大に向けた要望	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 大規模農地の転用は原則不許可であるが、発電所の適地が減っている中で農地を有効活用する手立てが欲しい。</li> <li>● 活用されていない農地が大量に存在する場合は、上下シェア構造にこだわらず、隣のスペースを活用できるようにしたい。</li> <li>● 営農型は高コストとなる傾向があるため、補助金の併用があればなお良い。</li> <li>● 太陽光パネルの下で作れる作物の種類、収量についてのデータ、作物別の光飽和点などの定量情報があることが望ましい。</li> </ul>

このような中、JA では組合員に向けて再生可能エネルギーの導入支援を行っている。JA の取組みを図 4-45 に示す。JA では太陽光関連企業 4 社と連携した全国提携スキームを構築しており、提携 4 社は全国都道府県下の JA 支部と個別にビジネスマッチング契約を締結し、契約を締結した JA 支部が太陽光発電（野立て・営農型）に関心をもつ組合員を仲介することで、太陽光発電の導入を支援している。また、JA 組合員が太陽光発電を導入する際にはローンなどによる貸し付けも行っている。

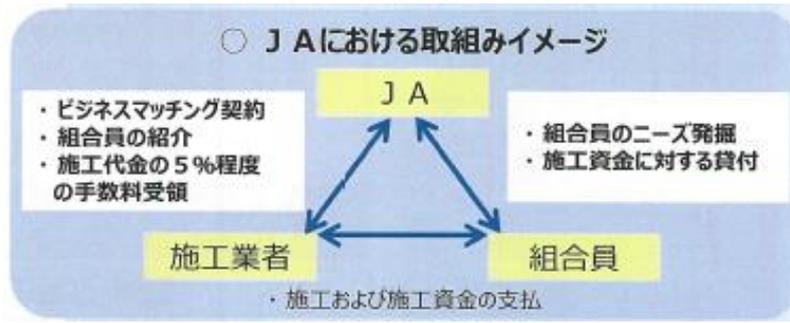


図 4-45 JAにおける取組みイメージ

出所) 農林中央金庫提供資料

#### 4) 農地・耕作放棄地に関する関連法規

農地を農業以外の用途で利用する場合は、農地法に基づく農地転用を行い、農地利用許可を取得する必要がある。営農型太陽光発電も例外ではなく、太陽光発電を支持する支柱部分に関して農地転用を行わなければならない。農地転用許可制度の概要を図 4-46 に示す。農地転用が原則的に可能なのは小規模な第 2 種農地および第 3 種農地であり、農用区域内農地（農業振興地域）や第 1 種農地（10ha 以上）の転用は原則不許可である。例外許可はあるものの難易度が高く、農地を活用した太陽光発電では必然的に小規模のものが中心となる。

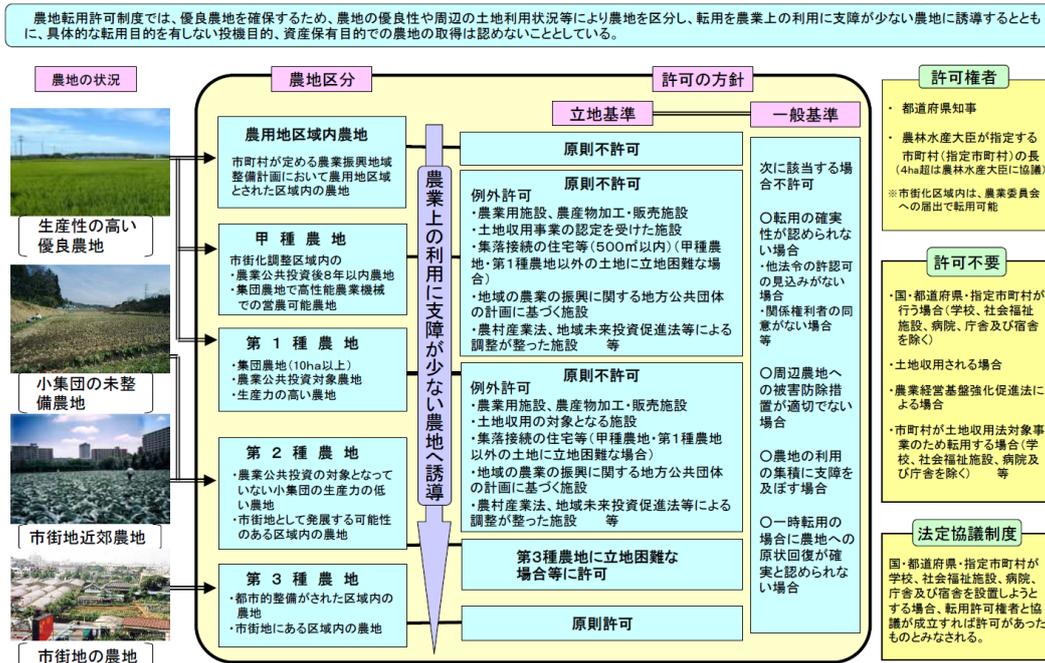


図 4-46 農地転用許可制度の概要

出所) 農林水産省ホームページ「農地転用許可制度の概要」

[https://www.maff.go.jp/j/nousin/noukei/totiriyo/attach/pdf/nouchi\\_tenyo-30.pdf](https://www.maff.go.jp/j/nousin/noukei/totiriyo/attach/pdf/nouchi_tenyo-30.pdf) (2020年1月30日閲覧)

一方で、農地の中には、農業後継者がいないなどの理由によって放置され、農業を行うた

めの土地再生が困難な状況にある荒廃農地も多く存在する。このような荒廃農地などを大規模に有効活用する手法として、農山漁村再生可能エネルギー法が制定されている。農山漁村再生可能エネルギー法の概要を図 4-47 に、制度利用の要件でもある「農山漁村の健全な発展に資する取組」の例を図 4-48 に示す。

本制度では、市町村などの自治体が主体となり、農地や林地などを有効活用するための「基本計画」を策定する。基本計画は、地域の農林漁業団体や有識者・住民らからなる有識者会議を経て作成される必要があるが、この計画に基づいた適切な土地利用であれば、前述の第1種農地に相当する広大な農地や耕作放棄地であっても、農地転用を行い大規模な再生可能エネルギー発電所を建設することができる。また、制度の利用にあたっては、売電収入を農業設備や地域貢献に活用するなど地域活性化を図ることが前提となっており、地域経済循環の実現にもつながる。過疎化や高齢化で苦しむ地方にとってもメリットのある制度であり、このような制度を積極的に活用して地方の土地を有効活用することが、地方自身にとっても国土に限られたわが国にとっても非常に有益である。

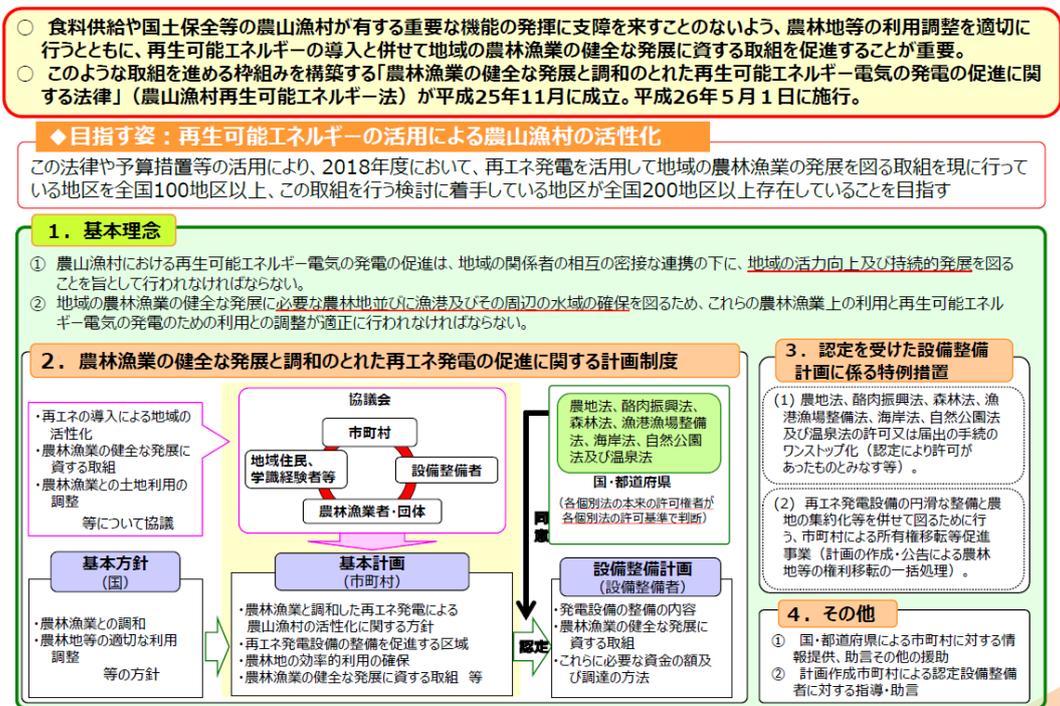


図 4-47 農山漁村再生可能エネルギー法の概要

出所) 農林水産省「再生可能エネルギーを活用した農山漁村の活性化」

[https://www.env.go.jp/policy/local\\_keikaku/training2016/siryu/nousangyoson.pdf](https://www.env.go.jp/policy/local_keikaku/training2016/siryu/nousangyoson.pdf)（2020年1月30日閲覧）

- 再生可能エネルギー事業と併せて、農林漁業の健全な発展に資する取組を行うことが重要。
- 取組内容については、市町村がそれぞれの事情に応じて個別具体的に定める。
- 再生可能エネルギー事業の売電収入の一部を利用するものや、電力・熱・副産物を利用するものなど様々な例が考えられる。



図 4-48 農山漁村の健全な発展に資する取組の例

出所) 農林水産省「再生可能エネルギーを活用した農山漁村の活性化」

[https://www.env.go.jp/policy/local\\_keikaku/training2016/siryou/nousangyoson.pdf](https://www.env.go.jp/policy/local_keikaku/training2016/siryou/nousangyoson.pdf) (2020年1月30日閲覧)

#### 4.1.4 需要家視点での課題・取組の整理

##### (1) 太陽光の事業環境 導入促進に関連する動き

##### 1) 気候変動対応に対応したイニシアティブ

気候変動に関するパリ協定（2015年12月）を機に、世界各地で再生可能エネルギーを利用する動きが広がっている。再エネ電力を効率よく調達するための環境整備が進み、企業の取組みを後押しする国際的なプロジェクトが活発に始まっている。

表 4-17 に示すような非政府組織主体のイニシアティブに参加し、対外的に宣言する企業が増えている。RE100、SBTは国際的な枠組みであり、RE Actionは2019年10月に発足した日本独自のイニシアティブで、RE100の対象となっていない団体を対象としている。

表 4-17 気候変動に対応したイニシアティブの概要

枠組		概要	参加企業
RE 100	世界	使用電力を100%再生可能エネルギーに転換することを宣言するイニシアティブ。年間消費電力量が10GWh以上の企業に限定される。	世界(欧州、米国、中国、インド等):206社 日本:25社
RE Action	日本独自	自治体、教育機関、医療機関や企業(年間消費電力量が10GWh以下の企業)など、あらゆる需要家団体が、使用電力の再生可能エネルギー100%化宣言を表明し、共に行動を示していくイニシアティブ。	参加団体数38団体 アンバサダー6団体
SBT	世界	Science Based Targetsの略称。世界の平均気温の上昇をパリ協定と整合したレベルに抑えるために、企業に対して科学的な知見と整合した削減目標を設定するように求めるイニシアティブ。	世界:285社

##### a. RE100

RE100は気候変動に対応したイニシアティブのなかでも代表的なプロジェクトである。RE100の概要を表 4-18 に示す。

RE100に加入した企業は、自然エネルギー100%での事業活動を行うという宣言をする。具体的には、2050年までに事業活動に使用するエネルギーを太陽光や風力などの再生可能エネルギー（原子力発電を含まない）で100%調達することを目標に掲げている。達成方法としては、自社で発電設備を賄うか、電力市場から再生可能エネルギーを購入するかの方法がある。

RE100加盟企業のロゴを図 4-49 に示す。世界で206社、日本25社が参加しており、取組みが広がっている。

表 4-18 RE100の概要

定義	世界でも有数の影響のある企業が、100%再エネ電力で操業することを宣言する協働イニシアティブ
----	--

目的	先進的企業によって、政策決定者や投資家に、高まる再生可能エネルギー需要に応え、頑強な低炭素社会への移行という強いシグナルを出す。
実施主体	The Climate Group と CDP
参加企業 ※2019/10/31 時点	世界(欧州、米国、中国、インド等): 206 社 日本: 25 社
想定される参加意義	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 社会に対する再生可能エネルギーの必要性アピール</li> <li>・ エネルギー関連ビジネスの推進</li> <li>・ 企業評価向上</li> <li>・ 社内の意識付け</li> </ul>
再生可能エネルギー 認定基準	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 厳密な要件を設けず</li> <li>・ 発電設備の情報を重視(→トラッキングが必要)</li> </ul>



図 4-49 RE100 加盟企業

出所) 日本ユニシスウェブサイト「CDP、RE100 など需要側からの再エネムーブメント」

<https://www.unisys.co.jp/solution/lob/energy/cis/column/re100.html>

RE100 加盟企業における、再生可能エネルギー調達手法の構成は図 4-50 のとおりである。2017 年度は再エネ電力証書の割合が前年度より増加し 46% を占め、再エネ電力メニューの割合は前年度より減少し 35% となっている。電力購入契約の割合は増加傾向にあり、16% となっている。

Approaches to renewable electricity sourcing by RE100 members (% of total)



図 4-50 RE100 参加企業における再生可能エネルギー調達方法の内訳（2017 年）

出所) RE100 Progress and Insights Annual Report, November 2018 に三菱総合研究所加筆

<http://media.virbcdn.com/files/fd/868ace70d5d2f590RE100ProgressandInsightsAnnualReportNovember2018.pdf>

RE100 に参加している日本企業と再生可能エネルギーの調達方法を表 4-19 に示す。こうした企業の多くは、太陽光発電事業の推進・自家消費と「地域に根差した再生可能エネルギーの購入」を掲げている。

表 4-19 RE100 に参加している日本企業と再生可能エネルギーの調達方法（2019 年 10 月時点）

RE100 の達成手段		参加企業	
自家発電	事務所・工場等での自家消費再生可能エネルギー発電事業	太陽光	リコー、アスクル、大和ハウス、ワタミ、イオン城南信用金庫、エンビプロ HD、ソニー、芙蓉総合リース、戸田建設、大東建託、パナソニック、旭化成ホームズ、フジクラ
		風力	大和ハウス工業、ワタミ、戸田建設
		水力	大和ハウス工業
		その他	富士フィルム HD(コジェネ)
購入電力	企業敷地外の発電者とグリッド経由直契約	住宅用卒 FIT 余剰電力の購入	積水ハウス、旭化成ホームズ
	小売電気事業者の再エネ由来電力メニュー	地域に根差した再生可能エネルギーの購入	ワタミ、富士通、コニカミノルタ、野村総合研究所、パナソニック、旭化成ホームズ
		ネクスト・エナジー・アンド・リソース「グリーンでんき」	アスクル

RE100 の達成手段		参加企業	
		東京電力「アクアプレミアム」	イオン、ソニー
		みんな電力「ENECT RE100 プラン」	丸井グループ
		特に指定なし	リコー、城南信用金庫、パナソニック、フジクラ
	環境価値の購入	グリーン電力証書	ソニー、戸田建設
		Jクレジット	リコー
		非化石証書	城南信用金庫

出所) 環境省・経済産業省「RE100 詳細資料」(2018年8月28日更新版) ,p.44, <https://japan-clp.jp/archives/4115>、各社 WEB サイトより作成

## b. RE Action

RE Action は 2019 年 10 月に発足した日本独自のイニシアティブで、RE100 の対象となっていない消費電力が 10GWh 未満の企業や自治体、学校、病院等を対象としたものである。概要を表 4-20 に示す。

RE100 と RE Action は日本で互いに協力しながら、再生可能エネルギーがあらゆる規模の企業にとって事業上、理にかなっていることを証明し、取組みを加速していくものとされている。

省庁・都道府県や政令市はアンバサダーとして RE Action の応援をすることができる。

表 4-20 RE Action の概要

定義	自治体、教育機関、医療機関や企業(年間消費電力量が 10GWh 以下の企業)など、あらゆる需要家団体が、使用電力の再生可能エネルギー100%化宣言を表明し、共に行動を示していくイニシアティブ。
目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギー需要家の裾野を拡大し、再生可能エネルギー価格の低廉化とさらなる需要の増加という好循環を創出する。</li> <li>将来的に経済合理性をもって再生可能エネルギーを調達できる社会環境の構築を目指す。</li> <li>RE100 で対象外となっている日本国内の電力需要の約 40~50%程度を占める中小企業を取り込む。</li> </ul>
実施主体	グリーン購入ネットワーク(GPN) イクレイ日本(ICLEI) 公益財団法人地球環境戦略研究機関(IGES) 日本気候リーダーズ・パートナーシップ(JCLP)
コミットメントの要件	<ol style="list-style-type: none"> <li>遅くとも 2050 年までに消費電力の 100%を再生可能エネルギーへ転換する目標を設定し、対外的に公表</li> <li>再生可能エネルギー推進に関する政策エンゲージメントの実施</li> <li>毎年の進捗報告(消費電力量・再生可能エネルギー比率)</li> </ol>
参加企業 ※2019/11/11 時点	参加団体数 38 団体 アンバサダー6 団体(外務省、環境省、京都市、さいたま市、浜松市、横浜市)
再生可能エネルギー認定基準	TCG の RE100 の基準に準じる。

出所) RE Action, <https://saiene.jp/>

脱炭素化や再生可能エネルギー100%の実現に取り組む自治体は表 4-21 に示すとおり、広がりを見せている。

表 4-21 自治体の気候変動に関する取組の例

自治体名と取組名称		発表日	概要
横浜市	Zero Carbon Yokohama	2019年10月	2050年を見据えて「今世紀後半のできるだけ早い時期における温室効果ガス実質排出ゼロ(脱炭素化)の実現」を本市の温暖化対策の目指す姿とする
巻岐市	気候非常事態宣言	2019年9月25日	日本各地で気象災害により痛ましい被害が発生し、本市においても集中豪雨による災害や水不足などの異常自体が発生していることから、気候変動が人間社会や自然界にとって著しい脅威となっていることを宣言。2050年までの再生可能エネルギーへの移行を掲げる。
鎌倉市	気候非常事態宣言	2019年10月4日	世界の地方自治体が次々と宣言しており、日本の自治体もこの動きに呼応するべきであると考え、本市もSDGs未来都市として宣言。温室効果ガスのゼロエミッション達成を目標として掲げる。
所沢市	所沢版 RE100	2018年6月7日	毎月25日を「RE100の日」に制定し、その日1日の市役所本庁舎、上下水道局庁舎、市民医療センターの使用電力を再生可能エネルギー100パーセントにする取組みを実施
京都市	京都宣言	2017年12月10日	地球環境京都会議2017において、温室効果ガスの大排出源である都市の責務を示した「持続可能な都市文明の構築を目指す京都宣言」を発表
宝塚市	宝塚エネルギー2050ビジョン	2015年3月	2050年までに家庭用の電力再エネ自給率50%、熱利用再エネ自給率50% 2050年までに家庭・業務・産業用の電力再エネ活用率100%、熱利用再エネ活用率100% 2050年までに多くの市民が交通分野の再生可能エネルギーを利用
長野市	長野県環境エネルギー戦略～第三次長野県地球温暖化防止県民計画～	2013年2月	2020年までに県内発電設備容量の再生可能エネルギー自給率124.3%(=年間消費量の13.9%) 2030年までに県内発電設備容量の再生可能エネルギー自給率162.9%(=年間消費量の23.4%) 2050年までに県内発電設備容量の再生可能エネルギー自給率284.2%(=年間消費量の41.3%)
福島県	福島県再生可能エネルギー推進ビジョン	2012年3月	2040年までに一次エネルギー需要量を100%再生可能エネルギーとする。

出所) 各地方公共団体ホームページより MRI 作成

## 2) 需要家が求める再生可能エネルギー

RE100 や ESG の問い合わせが増えており、特にグローバル企業、海外との合弁会社が多い。TCFD の賛同企業、SBT 宣言をしているところの関心度は高い。

再エネ電力を求める需要家のコメント・取組状況を表 4-22 に示す。みんな電力は 2,000 以上の企業と契約している。大企業も顧客とはなっているものの、再生可能エネルギーの供給量的に十分とは言えない。

FIT 電気には環境価値がないので、RE100 企業には非化石価値証書を購入して提供している。最近では、地域の有力企業が RE100 宣言はしないものの、電力を通じて地域に貢献したいというニーズがある。非化石価値以外に、「顔の見える価値」(産地・生産者価値)が認められている。

表 4-22 再エネ電力を求める需要家のコメント・取組状況（事業者ヒアリングより）

大手企業	<ul style="list-style-type: none"> <li>工場などの現場の電力はほとんど切り替わっていない点が課題。</li> </ul>
商業施設	<ul style="list-style-type: none"> <li>自社保有ビル 30 数か所から再生可能エネルギー100%に切り替え、来年にはほぼ切り替え終わる商業施設もある。</li> <li>ある店舗では、青森県の卒 FIT 風力や新潟県にある小水力などから調達している。</li> </ul>
ファッション	<ul style="list-style-type: none"> <li>ファッションブランドは BtoC でブランドイメージを大切にするため、「サステナブル」をキーワードとしてブランド戦略を進めている。</li> <li>そもそも電力消費が大きくないため、取組みやすいという事情もある。</li> <li>地域の再エネを調達しているところもある。</li> </ul>
教育機関	<ul style="list-style-type: none"> <li>大学などの教育機関も取組みが進んできている。</li> <li>文科省と協力して切り替えてもらってほしい。電力消費量という観点でもインパクトが大きい。</li> </ul>
飲食店	<ul style="list-style-type: none"> <li>少しずつ進んでいるが、飲食店は特にコストに厳しいので切替は厳しい。</li> </ul>
役所	<ul style="list-style-type: none"> <li>環境省では、RE100 へ参画し、2030 年までの環境省 RE100 達成に向けて取り組むとともに、RE Action に対してアンバサダーとして参加。</li> <li>防衛省では、防衛省・自衛隊が調達する電力に占める再生可能エネルギー比率の大幅引き上げを検討。</li> </ul>

再生可能エネルギー活用に対する意識レベルの向上、レピュテーションリスクを気にする企業は増加傾向にある。再生可能エネルギー電源種ごとの需要家志向や小売事業者の取組みを表 4-23 に示す。各事業者が太陽光、風力を中心とした再生可能エネルギーの供給量増加に取り組んでいる。環境負荷・追加性や他産業とのシナジー効果については、今後一層ニーズが高まると見込んでいる。

表 4-23 再生可能エネルギー電源種ごとの需要家志向や小売事業者の取組み

	電源種ごとの需要家志向	小売事業者の取組み
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所に紐づいた再エネ電力として、あるいは追加性の観点から需要が多い。</li> <li>地域性のある再生可能エネルギー、特に農家の営農型太陽光は人気が高い。</li> <li>防災・減災ニーズや、造成不要の観点から、オンサイト自家消費型を推進。</li> <li>造成で山の生態系を崩す太陽光発電は不可という需要家も現れるだろう。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギーの供給量を増やすために、太陽光の導入を優先している。</li> <li>リスク分散の観点から、他の再生可能エネルギー電源開発も進めている。</li> <li>素性の分からない再生可能エネルギーは使用しない。メガソーラー等も、地域での合意形成が取れているものに限定。</li> </ul>
風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所に紐づいた再エネ電力として、あるいは追加性の観点から需要が多い。</li> <li>洋上風力は不可という漁業従事者も現れるだろう。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光と風力の両方がある姿が望ましい。件数が多いのは太陽光であるが、供給量が多いのは風力である。</li> <li>大規模クラスで推進している。</li> </ul>
バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> <li>輸入燃料を用いたバイオマス発電を避ける企業も現れている。</li> <li>追跡性が不十分な原料を燃料とすることは不可というケースもある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>林業を成り立たせるために木質バイオマスとリンクさせられないか検討中。</li> <li>農業従事者向けに家畜糞尿を使ったバイオマスを検討している。</li> </ul>
水力	<ul style="list-style-type: none"> <li>比較的安価な非化石電源として利用が可能。</li> <li>アップル、パタゴニア等の外資企業は、自然破壊や追加性の観点から大型水力を再生可能エネルギー電源として認めていない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>農業従事者向けにマイクロ水力を検討している。</li> </ul>

## (2) 再生可能エネルギーの価値向上

### 1) 各国における発電源証明

#### a. エネルギー属性証明システムの分布

海外のエネルギー属性証明は図 4-51 のとおり、地域別に統一された認証システムを持つものが多い。北米では RECs、欧州では GOs、ラテンアメリカ、アフリカ、アジア圏などの 31 か国（2020 年 2 月 21 日時点）では I-REC<sup>177</sup>が用いられている。

I-REC はグリーン電力証書の国際的機関。米国の REC や欧州の GO のように公式の証書管理制度がある国以外で、第三者的に各国のグリーン電力証書を国際的に認定する NGO である。オランダに本部がある。



図 4-51 エネルギー属性証明の各国分布

出所) Natural Capital Partners, <https://www.naturalcapitalpartners.com/solutions/solution/renewable-energy> (2020 年 2 月 25 日閲覧)

The International REC Standard “authorized Issuance Country List” ,

[https://www.irecstandard.org/assets/doc\\_4007.pdf](https://www.irecstandard.org/assets/doc_4007.pdf) (2020 年 2 月 25 日閲覧) 紺字の国名は発行者が Green Certificate Company (GCC) となっているもの。

#### b. 米国

##### ア) Renewable Energy Certificates (RECs)

米国においては、発電源証明として Renewable Energy Certificates (RECs) が用いられている。RECs は、RPS 制度における再生可能エネルギー導入量を達成するために取引されている

<sup>177</sup> I-REC の導入国には、中国や台湾、インドなど、I-REC 以外にその国独自のシステムを併用している場合があるため留意が必要である。

る。また、企業が持続可能目標を達成するという目的（RE100を含む）のためにも REC が活用される。REC の取引手法として、図 4-52 に示すとおり 7 種類の方法が挙げられる。取引量としては図 4-53 に示すとおり、分離販売の REC が大半を占めている。

	概要	対象顧客
<b>グリーン電カプログラム</b> (Utility Green Pricing)	電力会社の顧客が、プレミアム価格を支払いグリーン電力を調達	住宅、小規模企業
<b>電力会社との再エネ契約</b> (Utility contracts)	特定の顧客が、電力会社と（多くは長期の）グリーン電力契約を結んで調達	大規模企業
<b>分離販売REC</b> (Unbundled RECs)	顧客が実際の電力とは別でREC（発電源証明）のみを購入する	全顧客 (主に企業、公共機関)
<b>自由化市場からの調達</b> (Competitive Suppliers)	自由化市場において、グリーン電力を別の電力会社から購入	全顧客
<b>CCA（電力共同購入）</b>	コミュニティで購入電力を取りまとめ、大口顧客として電力を購入	全顧客 (主に住宅、小規模企業)
<b>PPA</b>	オフサイトの再エネプロジェクトからのグリーン電力を長期契約	企業、公共機関
<b>コミュニティソーラー</b>	太陽光プロジェクトの一部を購入（共同所有）し、所有分のグリーン電力を調達	全顧客 (主に住宅、小規模企業)

図 4-52 米国における発電源証明（RECs）の取引方法

出所) NREL ” Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2017 Data)” (2018 年 10 月)  
p.2 (Table.1) より三菱総合研究所にて作成

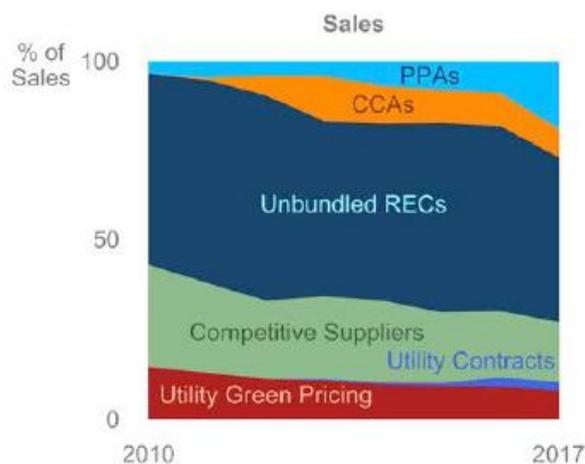


図 4-53 発電源証明の取引量（割合）

出所) NREL ” Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2017 Data)” (2018 年 10 月)  
p.4 (Figure.1)

## イ) 取引量及び価格

グリーン電力プログラムによる REC 価格（再エネ電力への対価として支払うプレミアム料金）は、代表的なプログラムの平均では住宅向け\$0.016/kWh、非住宅向け\$0.013/kWh である。

住宅向け：\$0.016/kWh（TOP10 プログラム）、\$0.022/kWh（その他）※～\$0.08/kWh まで  
非住宅向け：\$0.013/kWh（TOP10 プログラム）、\$0.022/kWh（その他）

図 4-54 に示すとおり REC 価格は太陽光電力の割合によっても変化し、太陽光 0% の場合は平均\$0.017/kWh、太陽光 50% 以上の場合は平均\$0.033/kWh 程度となる。米国では風力が安価であり、太陽光の割合が増えるほど REC 価格は上昇する傾向にある。グリーン電力プログラムの取引量推移（2010-2017）を図 4-55 に示す。2010 年の 540 万 MWh から 2017 年の 890 万 MWh まで増加している。

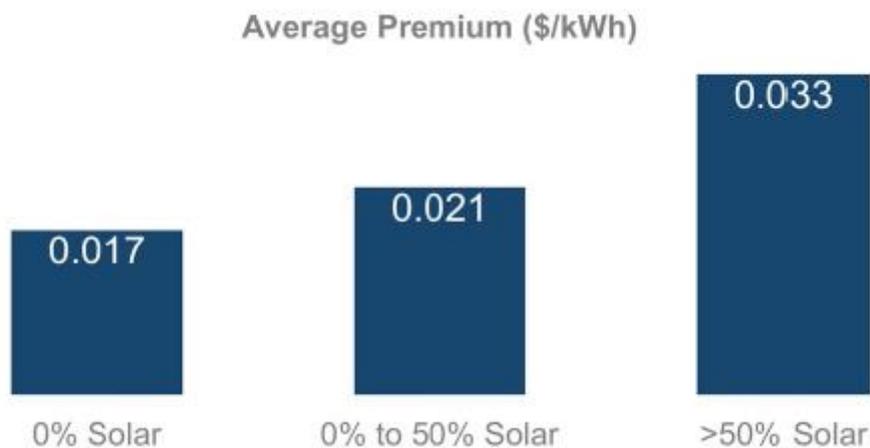


図 4-54 太陽光発電の割合による REC 価格の変化

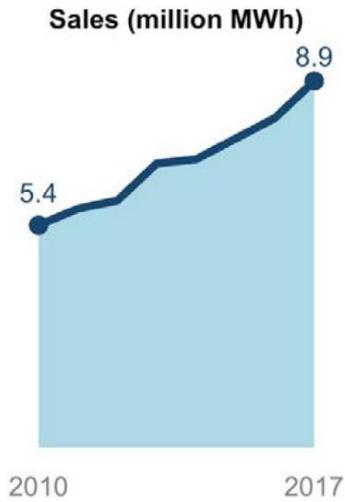


図 4-55 グリーン電力プログラムの取引量推移 (2010-2017)

出所) NREL ” Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2017 Data)” (2018年10月)  
p.8、11 (Figure.6、9)

RE100等のグリーン電力調達目的での分離販売RECの価格を図4-56に示す。直近においては市場要求の増加に伴い上昇傾向にあるが、おおよそ\$0.3~1.2/MWh程度の範囲で推移している。分離販売RECは比較的大量の取引(2015年においては1件あたりの平均取引量は610MWh/年)がなされることもあり、グリーン電力プログラムなど他の取引方法と比べてREC価格は低くなる傾向がある。分離販売RECの取引量推移(2010-2017)を図4-57に示す。2010年の1,980MWhから2017年の5,180MWhまで増加している。

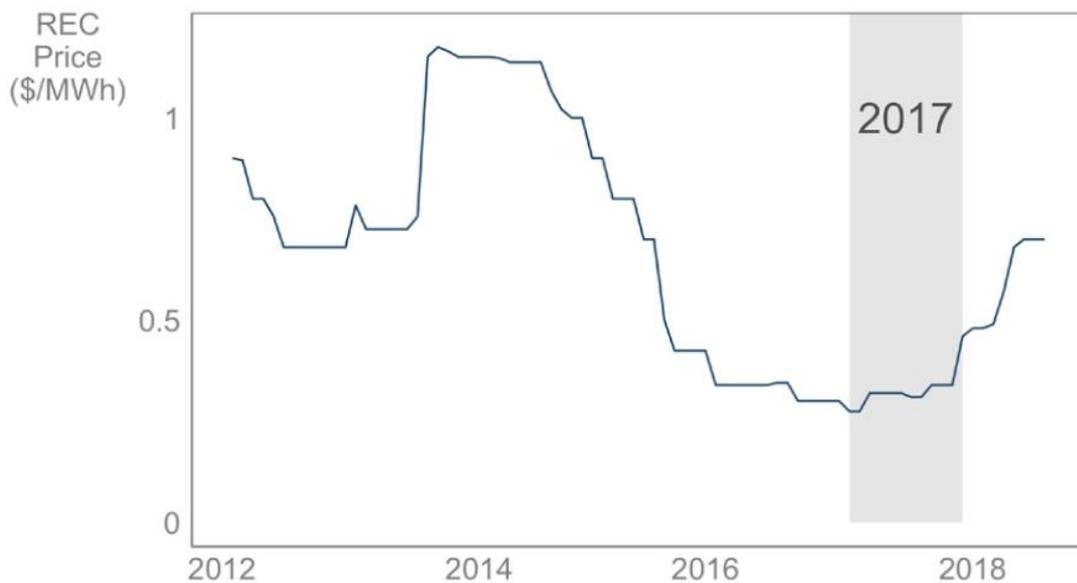


図 4-56 グリーン電力調達目的でのREC価格の推移 (2012-2018)

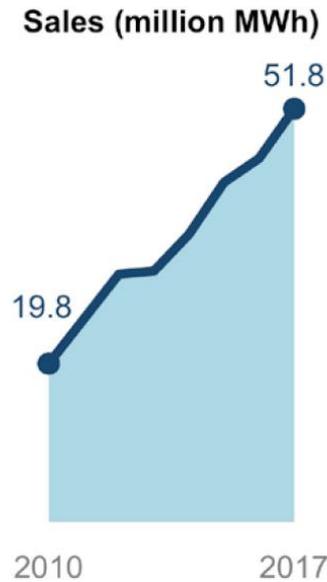


図 4-57 分離販売 REC の取引量推移 (2010-2017)

出所) NREL ” Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2017 Data)” (2018 年 10 月) p.18,19 (Figure.18,19)

RPS 遵守目的での Unbundled REC の価格は、図 4-58 に示すとおり州ごとのばらつきが大きい。米国の大手 ISO (独立系統運用機関) である PJM 管内においては、2017 年の価格では REC で最大\$10/MWh 程度 (PA 州)、SREC (太陽光由来の電力に限定した REC) で最大\$500/MWh (ワシントン DC) 程度まで存在する。

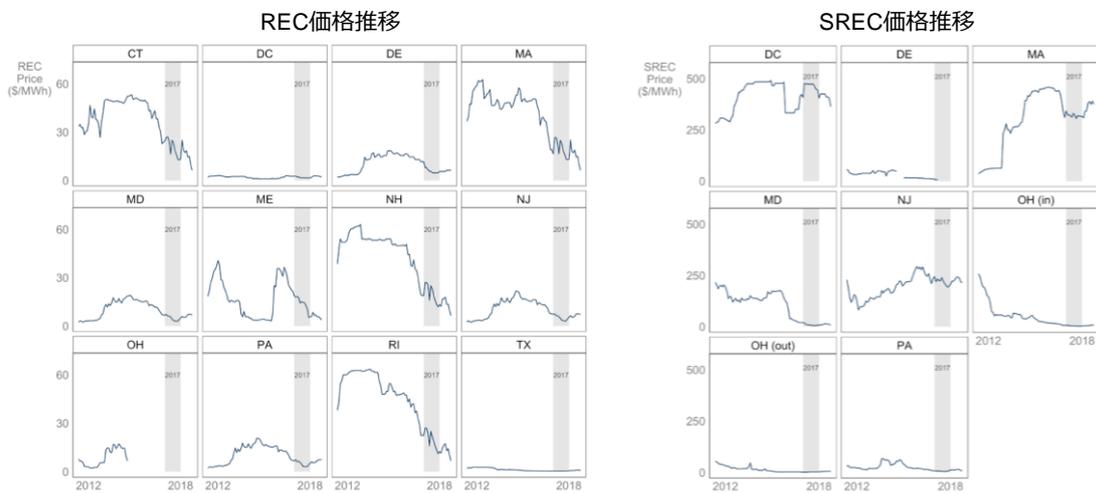


図 4-58 RPS 遵守目的での州ごとの REC 価格の推移 (2012-2018)

出所) NREL ” Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2017 Data)” (2018 年 10 月) p.20, 21 (Figure.20, 21)

## c. 欧州

### ア) Guarantee of Origin (GO)

電力小売自由化にともない、消費者に対する電力に関する正確な情報公開と証明の必要性が高まったことから、EU では EU 自然エネルギー指令に基づき、発電源証明 (Guarantee of Origin: GO) の制度化が加盟国に義務付けられた。

2009 年 EU 自然エネルギー指令 (Directive 2009/28/EC) において、加盟国間での証書取引を可能にするため、欧州全域で統一が図られている。加盟国は再生可能エネルギー源から生産される電力の起源が保証されることを保証するものとする。

GO の発行のイメージを図 4-62 に示す。GO は再生可能エネルギーによる電力の生産者からの要求に応じて発行される。原単位は 1MWh とする。電源、発電期間、発電場所容量、補助金等の程度、稼働開始時期、発行日、発行国 ID の情報が付加される。GO は物理的な電力と分離し他取引が認められている。エネルギーを生産する 1 ユニットに対しては、1 つの発電源証明のみが発行される。発生から 12 か月以内に利用しなければならない。電力小売事業者が発電源証明を購入し、消費者に対して再エネプランとして販売するのに使われていることが多い。

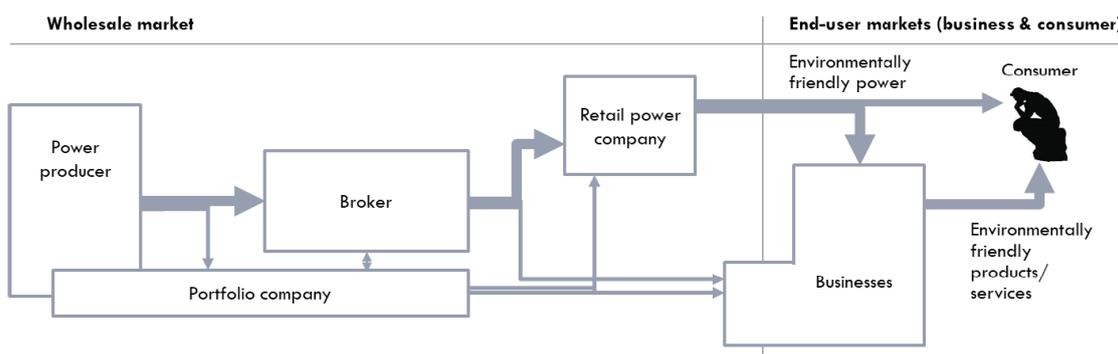


図 4-59 GO のイメージ

出所) osloeconomics, Analysis of the trade in Guarantees of Origin,  
<https://www.energinorge.no/contentassets/ac0b5a4fc38b411b9195a77737a461e/analysis-of-the-trade-in-gos.-oslo-economics.pdf> (2019 年 12 月 10 日閲覧)

### イ) 取引量及び価格

図 4-60 に示すとおり、GO 付き再生可能電力の総需要見込みは 2018 年に 520TWh となる。これは、2017 年の 470TWh から 10%増加している。GO 付き再生可能電力の総供給見込みは 2018 年に 596TWh となる。需要供給ギャップは近い将来縮小するとみられている。

水力発電は依然として最大の再生可能電力であるが、風力と太陽光の増加によって比率が低下している。(図 4-61)

### Market Development Guarantees of Origin

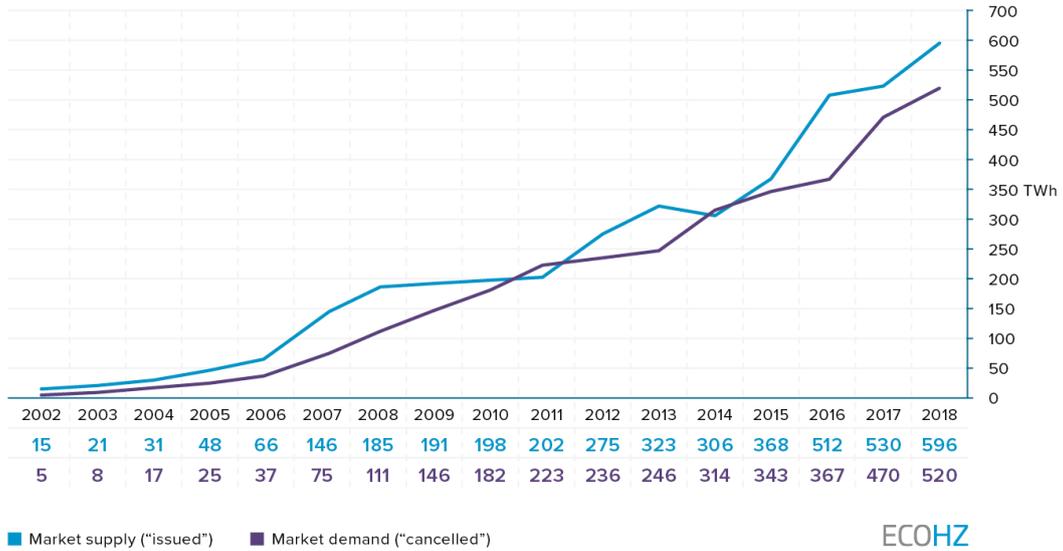


図 4-60 GO の市場取引量推移 (2002~2018 年)

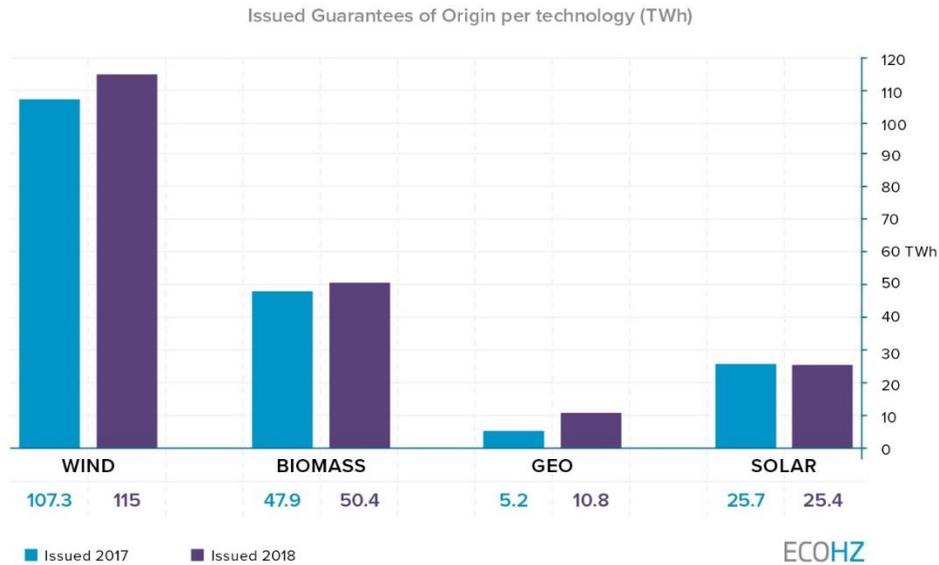


図 4-61 GO の電源種別発行量 (TWh)

出所) ECHOHZ, “The European market for renewable energy reaches new heights” ,  
<https://www.ecohz.com/press-releases/new-milestone-demand-for-renewable-electricity-surpasses-500-twh-in-europe/> (2020 年 2 月 5 日閲覧)

GO の卸売価格は、2018 年に平均 1.30€/MWh。北欧水力の GO は 2.29€/MWh と高値で取引された。これらの価格水準は、販売量の増加と相まって、市場価値を大幅に増加させた。

現在、市場は調整されており、2019 年の GO 価格は 0.40~0.50€/MWh、2020 年については 0.75 ~0.85€/MWh となる見込みである。2030 年には 2.0~2.5€/MWh に向かって徐々に

増加すると想定されている。

Greenfact に報告された 2016 年 10 月から 2017 年 10 月までの平均価格は図 4-62 に示すとおり、大規模北欧水力の 0.26€/MWh (32.5 円/MWh) からオランダ風力 3€/MWh (375 円/MWh) までと幅広い。これらは卸売り電力価格の 1~8% 程度である。

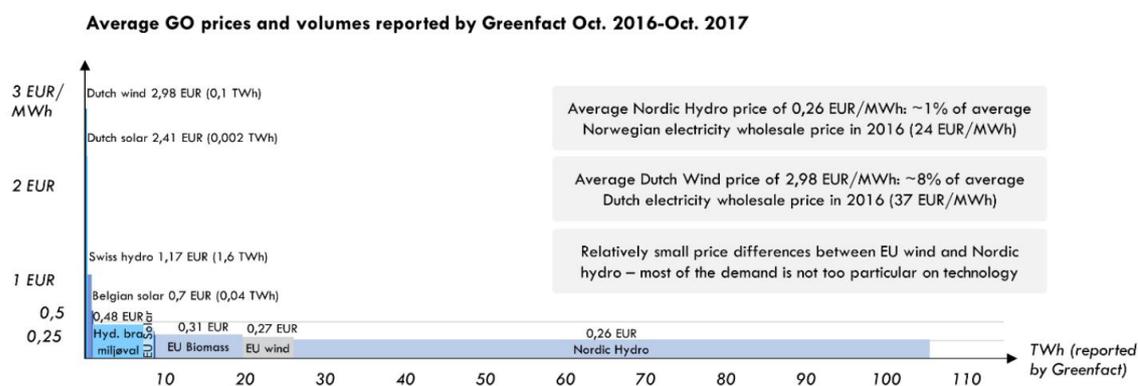


図 4-62 GO の価格平均と取引量 (2016 年 10 月~2017 年 10 月)

出所) osloeconomics, Analysis of the trade in Guarantees of Origin,

<https://www.energinorge.no/contentassets/ac0b5a4fc38b4111b9195a77737a461e/analysis-of-the-trade-in-gos.-oslo-economics.pdf> (2019 年 12 月 10 日閲覧)

発電源証明の価格は図 4-63 のように再生可能エネルギー需要によって変動する。北欧大規模水力の発電源証明の価格変動を示す。2011 年は福島原発事故に起因して、価格が高騰した。先物価格を反映して、今後の価格上昇が予想されている。2018 年には、2017 年時の 2 倍の 0.5€/MWh (約 63 円/MWh) と予測されていた。

※125 円/ユーロとして換算

Figure 2-10: Prices on Large Nordic Hydro GOs 2007-2017 and future prices for 2018-2021



Source: ECOHZ (2007-2017), Greenfact (forward prices), Oslo Economics

図 4-63 北欧大規模水力の発電源証明の価格変動（2018年～2021年）

出所) osloeconomics, Analysis of the trade in Guarantees of Origin,  
<https://www.energinorge.no/contentassets/ac0b5a4fc38b4111b9195a77737a461e/analysis-of-the-trade-in-gos.-oslo-economics.pdf> (2019年12月10日閲覧)

#### d. ドイツ

ドイツにおいては、小売事業者に供給電力の電源構成の開示を義務化している。発電源証明は、供給電力における再生可能エネルギーの比率、もしくは発電量を証明する電子証明書として活用されている。

殆どの GO は企業へ販売されている。ドイツでは、2014年に72%が企業（公共サービスを含む）へ、28%が消費者へ販売された。

管轄はドイツ連邦環境庁（UBA）。EU 自然エネルギー指令 2009 を受けて制定された EEG において、2011年12月8日に発電源証明令が施行。電子登録手続、証明の発行、承認、移転及び無効化等が規定されている。

GO は各設備の発電事業者が発効され、電力取引業者、小売業者のアカウントを移行し、最終的に消費者に対して、消費電力の電源が開示されることで無効化される。

GO は発電源を証明する電子的なデータであり、それ自体に経済的な価値はなく、売買することができない。ただし、①GOの有効期限である1年間が経過した、または②電力の小売業者によって有効期限内のGOが無効化された、いずれかの場合にはGOを証書化し売買できる。

発電源証明制度は、EEGに基づくFIT及び市場プレミアムの対象電力以外の、その他の再生可能エネルギー電力（その他の直接販売電力、EEG39条に基づくグリーン電力特権の対象電力）が交付対象となっている。すなわち、発電事業者が自主的にFITか、プレミアムか、GOかを選択するようになっている。

ドイツ大手電力会社 RWE の子会社 RWE Vertrieb AG が 2012 年に供給した電力の電源構成をみると、再生可能エネルギー電力のほとんどは EEG 対象であり、発電源証明の発行対象となる再生可能エネルギーは 0.1% と非常に小さい。

ドイツ国内における供給電力の電源構成のうち、発電源証明の発行対象となる再生可能エネルギーの占める比率は 3.5% (EEG 電力は 20.8%) であり、発電源証明が利用される電力市場は現状では小さい。

#### e. 英国

##### ア) Renewable Obligation Certificate (ROC) 、 Renewable Energy Guarantee of Origin (REGO)

英国では、電力供給事業者に対して販売電力の一定割合をグリーン電力とするよう義務付ける RPS 制度を再生可能エネルギー義務 (Renewable Obligation, RO 制度) として 2004 年 4 月に導入した。2014 年からは、電力供給事業者に電力を市場で販売させ、販売量と時間に応じ卸市場の電力価格と定められた買取価格の差額を決済する差額決済取引 (Contract for Difference, CfD) に移行している。

表 4-24 に示すとおり、再生可能エネルギー義務証書 (Renewable Obligation Certificate: ROC) 及び再生可能エネルギー発電証書 (Renewable Energy Guarantee of Origin: REGO) という 2 種類のグリーン電力に関する証書がある。気候変動免除証書 (Levy Exemption Certificate: LEC) という証書も存在したが、2015 年 8 月で終了した。

表 4-24 英国における発電源証明

	ROC	REGO
概要	RO 制度の下で認可された発電事業者 に Ofgem が発行する電子証明書	EU 再生可能エネルギー指令で規 定される、認可された発電事業者 に Ofgem が発行する電子証明書
用途	RO 制度による義務を遵守していること を証明するために十分量の ROC を提示 する(できない場合、バイアウトファンド に罰金を支払う)	グリーンエネルギー供給事業者認 証制度の目標達成や、温室効果 ガス排出量報告に用いることが可 能
1MWh 当たり発行量	再生可能エネルギー技術に応じて 0.9~5 の値が決まっている	1MWh につき 1 単位発行
物理的な電力と証書の関係	物理的な電力と証書は分離して取引さ れる	物理的な電力と証書は分離して取 引される
有効期限	RO 制度の認可期間 20 年を過ぎた発電 設備からの電力については OC を発行 できない。 RO 認可設備の最終期限となる 2037 年 3 月 31 日以降の発電については ROC を発行できない。	最初の発電月から 16 か月(北アイ ルランドは 19 か月)
取引主体	発電事業者と専門のグリーン証書取引 業者	発電事業者と供給事業者
FIT との関係	マイクロ発電設備 (~5MW) は RO か FIT かの二者択一で、一度 FIT を選択すると 以降は乗り換えできない(5MW 超に拡 張された場合のみ認可)。	FIT 認可設備でも受け取り可能。

	ROC	REGO
価格	2019年にe-ROCオークションで史上最高の平均価格54£/ROC超	—

## イ) 取引量及び価格

再生可能エネルギー義務証書 (Renewable Obligation Certificate: ROC) オークションの結果を図 4-64 に示す。1ROCあたりの平均価格 (円/ROC) は増加傾向にある。※1ポンド=140円として計算

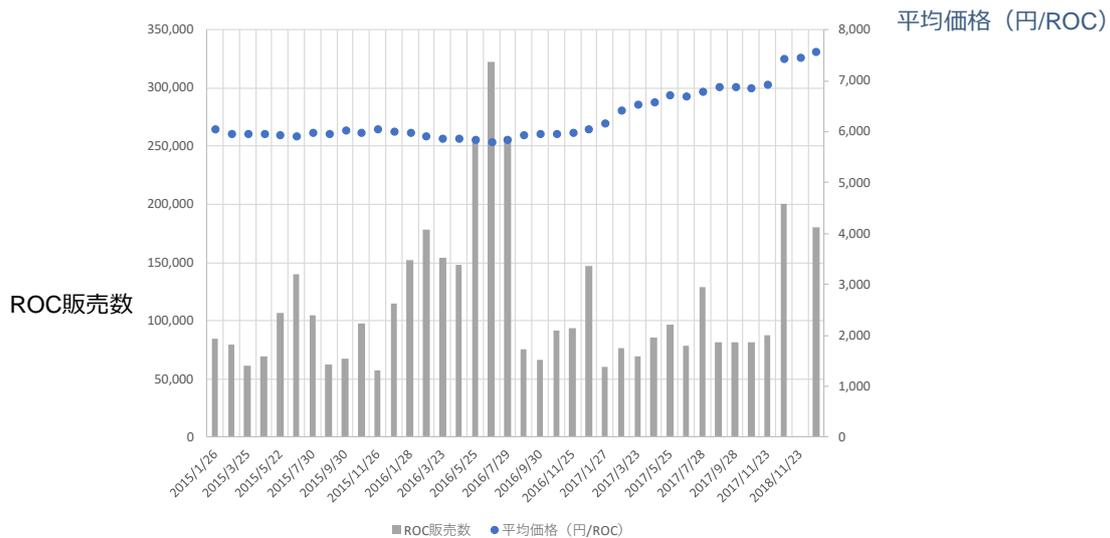


図 4-64 e-ROC オークションの結果

REGO は、供給者が再生可能な発電所から調達する電力の割合について、消費者に対して透明性を提供することを目的として設計されている。電力と分離して取引ができる。2019年4月時点で、REGOの現在の価格は0.35£/MWh (1£=1.18€として0.413€/MWh)。単純な需給経済に基づいており、供給側が需要量を満たしているため価格が低くなっている。REGOは、「実質的には化石燃料ベースである供給者」を、ごくわずかな証書費用のみで「発電所に紐づいた再エネ電力を調達するために実際に労力と費用をかけている供給者」と同一視させてしまうもの、として批判されている。

シェルエナジー (旧ファーストユーティリティ) は再生可能エネルギーから調達している比率はエネルギーミックスのわずか3.7%であったが、余剰REGOを安価に購入することで70万人の顧客に100%再生可能な電力を供給しているものとみなされることとなった (図 4-65)。

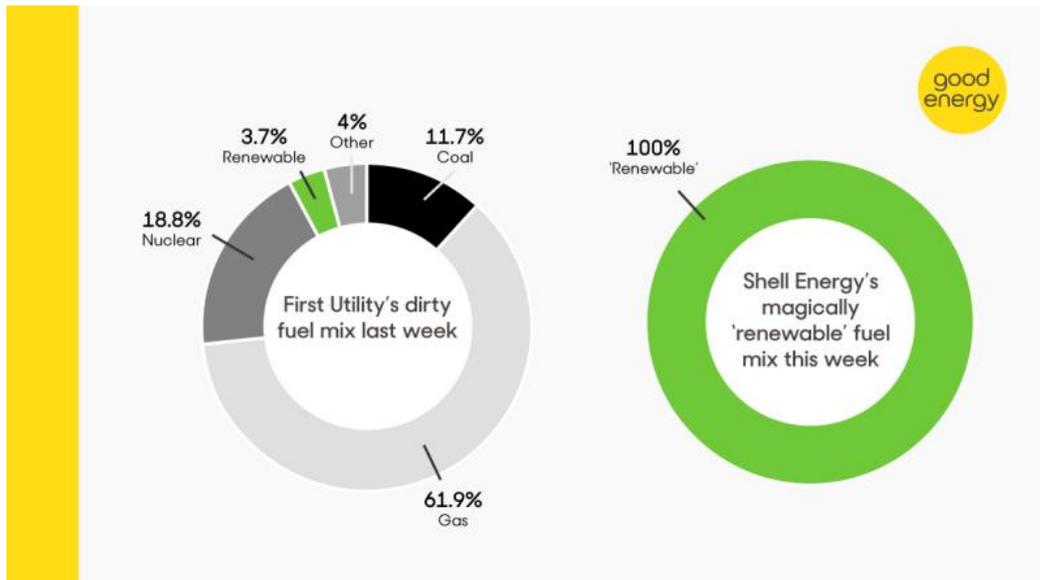


図 4-65 シェルエナジーのエネルギーミックス

出所) Energy post.eu “Stop trading renewable energy supply certificates, speed up the transition” ,  
<https://energypost.eu/stop-trading-renewable-energy-supply-certificates-speed-up-the-transition/> (2020年2月6日閲覧)

Current±, “How do you solve a problem like REGOs: The need for a new origin certificate” ,  
<https://www.current-news.co.uk/blogs/how-do-you-solve-a-problem-like-regos-why-a-new-origin-certificate-is-needed#close> (2020年2月6日閲覧)

## f. フランス

### ア) エネルギー法における GO の改正

2011年6月1日、エネルギー法 (Code de l'énergie) において、要求する生産者に対して、再生可能エネルギーまたはコジェネレーションによってフランスで生産される電力量の発電源証明を提供することが定められた。(Article L314-14)

2019年11月8日にエネルギーと気候に関する法案 (loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.) が採択され、GO (Garanties d'origine)の法律が表 4-25 のとおり変更された。

表 4-25 フランスにおける発電源証明 法律改正

条文	概要	旧(2017.2.26-019.11.10)	新(2019.11.10-)
Article 14-14	化石燃料由来の電力を再エネ電力と称して売ることを防ぐ	電力系統に非接続な生産者と、再生可能エネルギーまたはコジェネレーション由来の電力の自家消費者に対して GO を発行する。 販売をもって消費とみなしていたので、自家消費した場合は GO は消費されなかった。	自家消費電力分も消費とみなされるようになり、販売した場合と同様に GO を消費する。再生可能エネルギー消費としてカウントされることになる。
Article L314-14-1	再生可能エネルギーの	100kW を超える再生可能エネルギー発電設備で、生産者によって GO の発行が法令で定められた期間内に要求されていないものについては、	

条文	概要	旧(2017.2.26-019.11.10)	新(2019.11.10-)
	地域内消費を促進	GOのすべてまたは一部が自動的に発行され、国の管理下に置かれる。 —	上記の再生可能エネルギー発電設備が設置されている自治体の要請に基づいて、発電設備が設置されている自治体内での自家消費が再生可能エネルギー由来であることを証明するために、エネルギー大臣は当該自治体もしくは自治体への電力供給者に対して無料でGOをすべてまたは一部譲渡。このように譲渡されたGOの販売は不可。
Article L446-18	バイオガスにも再生エネルギーと同条件でGOが適用される	—	フランスで生産され、天然ガスネットワークに注入されるバイオガスのGOを、要求する生産者に発行する。

出所) legifrance,

<https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&idArticle=LEGIARTI000039360955&dateTexte=&categorieLien=cid> (2019年12月26日閲覧)

[https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do;jsessionid=52887EFB1C2552457CFF9AC956E693D2.tplgfr37s\\_3?idArticle=LEGIARTI000039370076&cidTexte=LEGITEXT000023983208&categorieLien=id&dateTexte=](https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do;jsessionid=52887EFB1C2552457CFF9AC956E693D2.tplgfr37s_3?idArticle=LEGIARTI000039370076&cidTexte=LEGITEXT000023983208&categorieLien=id&dateTexte=) (2019年12月26日閲覧)

[https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do;jsessionid=52887EFB1C2552457CFF9AC956E693D2.tplgfr37s\\_3?idArticle=LEGIARTI000039370061&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20191110&categorieLien=id&oldAction=](https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do;jsessionid=52887EFB1C2552457CFF9AC956E693D2.tplgfr37s_3?idArticle=LEGIARTI000039370061&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20191110&categorieLien=id&oldAction=) (2019年12月26日閲覧)

ORIGO.” Petite loi devenue grande : d’ importantes modifications pour les GO dans la loi énergie climat. ” <https://origo-renouvelable.com/fr/petite-loi-devenue-grande-dimportantes-modifications-pour-les-go-dans-la-loi-energie-climat/> (2019年12月26日閲覧)

L’ OID, “Electricité verte : les garanties d’ origine sont-elles l’ outil adapté ?” <https://o-immobilierdurable.fr/electricite-verte-les-garanties-dorigine-sont-elles-loutil-adapte/> (2019年12月26日閲覧)

Seban Associates, “QUELLES SONT LES AMBITIONS DU PROJET DE LOI RELATIF À L’ ÉNERGIE ET AU CLIMAT ?” , <http://www.seban-associes.avocat.fr/quelles-sont-les-ambitions-du-projet-de-loi-relatif-a-lenergie-et-au-climat/> (2019年12月26日閲覧)

## イ) オークションの実施

2019年9月18日に初のGOオークションを開催した結果を図4-66に示す。GOの管轄はエコロジー・持続可能開発・エネルギー省である、運営委託先はPowernext（現在はEEXに統合）。

Powernext 及び ECC に登録してオークションに参加した参加者は、7日間の期間で注文し、取引制限を調整する。オークションが行われた最長2日後に結果が公開され、GOの支払いと配布が行われる。平均して、太陽光発電は0.20€/MWh、風力発電は0.23€/MWhで取引されている。

September 2019			
Region	Volume Offered - MWh	Volume allocated - MWh	Weighted Average Price - €/MWh
Auvergne-Rhône-Alpes	112 075	112 075	0,25
Bourgogne-Franche-Comté	74 534	74 534	0,25
Bretagne	94 528	94 528	0,26
Centre-Val de Loire	108 648	108 648	0,27
Grand Est	326 839	326 839	0,25
Haut-de-France	363 562	363 562	0,20
Île-de-France	26 933	26 933	0,18
Normandie	82 112	82 112	0,16
Nouvelle-Aquitaine	181 674	181 674	0,17
Occitanie	169 942	169 942	0,21
Pays de la Loire	99 140	99 140	0,18
Provence-Alpes-Côte d'Azur	75 746	75 746	0,16

September 2019			
Technology	Volume Offered - MWh	Volume allocated - MWh	Weighted Average Price - €/MWh
Wind	1 223 663	1 223 663	0,23
Hydraulic	72 986	72 986	0,24
Solar	198 179	198 179	0,20
Thermal	220 905	220 905	0,14

図 4-66 フランスにおける GO オークションの結果

出所) Powernext, <https://www.powernext.com/french-auctions-guarantees-origin> (2019年12月26日閲覧)

Powernext SA は 2001 年に設立され、AMF の監視下で運営されている規制市場である。パリに本拠を置き、欧州全体で PEGAS プラットフォームを介して欧州エネルギー取引所 (EEX) グループの天然ガス事業を手掛け、フランスで発電源証明の国家登録を運営している (図 4-67)。

2016 年 1 月 1 日より、European Energy Exchange (EEX) が Powernext シェアの 87.73% を所有する筆頭株主となっていたが、2020 年 1 月 1 日より完全統合された。

Natural Gas Spot	Day Ahead	Natural Gas Futures	Month	Guarantees of Origin*	Year
End of Day €/MWh	DA 2020-01-20	Settlement Price €/MWh	Month February 2020	Volume certified in France	2020
TTF	10.917 €	TTF	10.921 € ↘	3 456 543 MWh	* A guarantee of origin is an electronic document exclusively used to prove to the final customer that a quantified amount of electricity originates from renewable energy or is produced by cogeneration.
NCG	11.485 €	NCG	11.472 € ↘		
GPL	11.410 €	GPL	11.363 € ↘		
CEGH VTP	11.946 €	CEGH VTP	11.700 € ↘		
All contracts ➤	Last publication 2020-01-19	All contracts ➤	Last publication 2020-01-19	Registry data ➤	Last publication 2020-01-16

図 4-67 Powernext アクティビティ

出所) eex, “Integration of Powernext into EEX”, <https://www.powernext.com/> (2020年1月28日閲覧)

## g. I-REC

### ア) I-REC 基準における証書の流れ

I-REC 証明書発行の流れを図 4-68 に示す。



図 4-68 I-REC 証明書発行の流れ

出所) The International REC Standard, Significant growth in I-REC Standard usage and market,

<https://www.irecstandard.org/news/significant-growth-in-i-rec-standard-usage-and-market> (2020年2月14日閲覧)

- ① 発電設備の所有者は自らまたは第三者機関を通じて、発電設備を登録し、「登録者」となる。
- ② 登録者は発電設備の登録を希望する国または地域を担当する発行者にレジストリアクセスを申請する。
- ③ 発電設備は I-REC レジストリの登録が完了する前に、第三者による監査が必要。通常、現地の発行者が指名されていない地域 (RotW) の発行者は、国の系統運用者、規制機関または公的機関による詳細な設備の確認を要求する。すべての発行者は、第三者による定期的かつアドホックな監査を受ける。
- ④ 登録者は発電に対して I-REC の発行を要求できる。” I-REC Issuing Request Form” とコピー、発電量の証拠、公式な第三者による発電の詳細な検証結果を提出する。
- ⑤ 発行者は I-REC レジストリアクセスを介して申請登録者に電子的に I-REC を発行。
- ⑥ REC が発行される前に、第三者によって発電データが監査される必要がある。通常、RotW 発行者は国の系統運用者、規制機関または公的機関からの確認を必要とする。
- ⑦ レジストリ内にアカウントを開設。I-REC を保有または取引したい小売電気事業者や需要家はレジストリアカウントをもつことで、「参加者」となる。I-REC 事務局は審査を行い、参加を拒否する権利を持つ。
- ⑧ 登録者はどのレジストリアカウントでは I-REC を受け取るか宣言。発行者によって申請が承認されると、要求された I-REC をその取引アカウントに発行。
- ⑨ 発行者は I-REC の発行に関する請求書を登録者に送信。I-REC が発行される前に、請求書の全額を支払われる必要がある。登録者は発行者に手数料を支払う。
- ⑩ I-REC レジストリには取引アカウントと償却アカウントがある。取引アカウントの所有者である参加者は、希望に応じて I-REC を譲渡する権利をもつ。取引アカウントにある I-REC は、別の取引アカウントに転送するか、償却アカウントに入れることができる。I-REC を第三者に転送すると、使用・償却・転送に関するすべての権利を放棄することになる。I-REC を償却アカウントに転送すると償却され、別の取引アカウントまたは償却アカウントに転送することはできない。

出所) The International REC Standard, I-REC GUIDE [https://www.irecstandard.org/assets/doc\\_3994.pdf](https://www.irecstandard.org/assets/doc_3994.pdf) (2020年2月14日閲覧)

I-REC Standard [https://www.irecstandard.org/assets/doc\\_4005.pdf](https://www.irecstandard.org/assets/doc_4005.pdf)

The International REC Standard, MEMO Fee structure as of February 2020, [https://www.irecstandard.org/assets/doc\\_3983.pdf](https://www.irecstandard.org/assets/doc_3983.pdf) (2020年2月25日閲覧)

## イ) I-REC Device Register

I-REC レジストリでは、図 4-69 のように国名、発電設備 ID、プロジェクト名、発行者が検索できるようになっており、詳細を開くと住所、地図へのリンク、再生可能エネルギーの種類、発電容量、登録日、運転開始日が表示される。

### Report : I-REC Device Register

Additional details can be viewed by clicking the > in the left column.

Device ID	Name	Issuer	Country
End With	[No Filter]	DCCE : Dubai Carbon Centre of Excellence [No Filter]	AD : Andorra [No Filter]
> AES-002A	AES Tiete Energia S.A. / Agua Vermelha	INSTTOTU : Instituto Totum	BR : Brazil
> AES-003S	Centrais Eolicas Seraima S.A.	INSTTOTU : Instituto Totum	BR : Brazil
> AGAVANZA	Agavanzal	GCC : The Green Certificate Company (Central Issuer)	ES : Spain
> AGUAFRIA	Agua Fria Solar	GCC : The Green Certificate Company (Central Issuer)	HN : Honduras
> ALDEADA1	Aldeadávila 1	GCC : The Green Certificate Company (Central Issuer)	ES : Spain
> ALDEADA2	Aldeadávila 2	GCC : The Green Certificate Company (Central Issuer)	ES : Spain
> ALETAI01	Aletai Phase 1	GCC : The Green Certificate Company (Central Issuer)	CN : China
<b>Details</b>			
Address	Burqin, Altay, Xinjiang Province CN	Lat/Long 47.624900, 89.935300 Map Link Capacity 49.500MW	Commissioning Date 2013-11-01 Registration Date 2016-04-01 Supported 1
Technology	T020001 Wind : Onshore	Primary Fuel	F01050100 Renewable : Mechanical source or other : Wind
<b>Scheme</b>			
Page 0 in 0, items 0 to 0 of 0.			
> ALLDUHAN	Allain Duhangan Hydro	GCC : The Green Certificate Company (Central Issuer)	IN : India
> ALTTULUA	Alto Tulua	GCC : The Green Certificate Company (Central Issuer)	CO : Colombia
> AMATASOL	Amata Solar Monsoon Carbon	GCC : The Green Certificate Company (Central Issuer)	TH : Thailand

Page 4 in 48, items 31 to 40 of 479.

Export to CSV Ignore Paging

図 4-69 I-REC 発電設備登録画面

出所) I-REC Registry, <https://registry.irecservices.com/Public/ReportDevices/> (2020年2月25日閲覧)

## ウ) Green Certificate Company

Green Certificate Company (GCC) は 1999 年に設立された。Association of issuing bodies の設立メンバーであり、最初の I-REC 発行者である (図 4-70)。

I-REC 証明書は RE100 及び CDP の要件を満たすものとして参照されている。GHG プロトコルスコープ 2 ガイドンスの主要な品質基準を提供している。GCC はすべてのステークホルダーから完全に独立したサービスプロバイダーであり、規制機関もサポートできる。

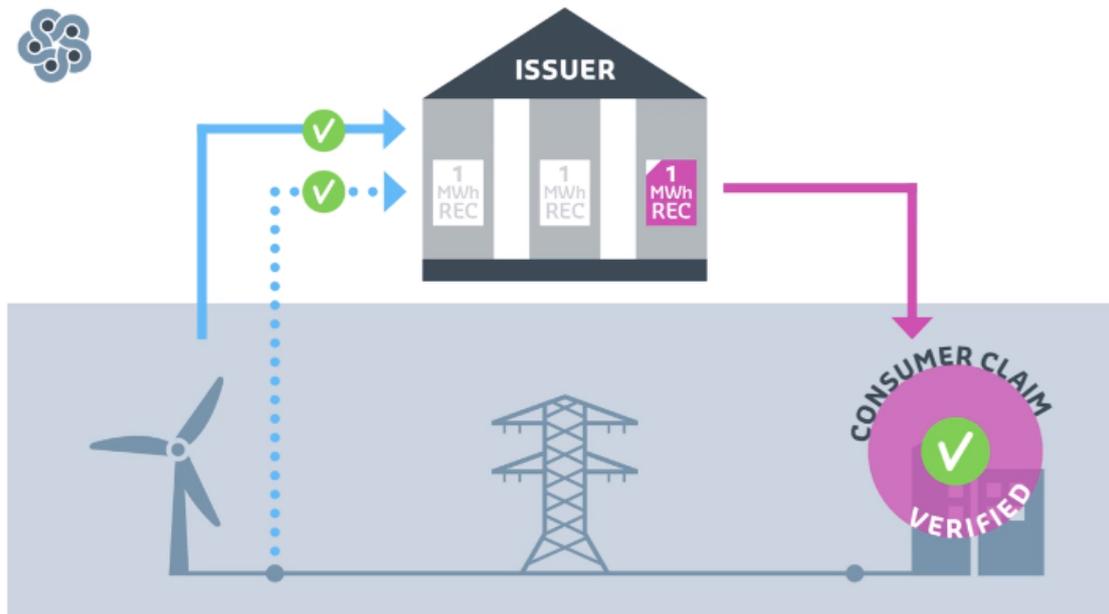


図 4-70 GCC による I-REC 発行の仕組み

出所) GCC、Introduction to How I-REC works <https://gcc.re/> (2020年2月14日閲覧)

## 2) 日本におけるトラッキングシステム

### a. 各社の取組

各社のトラッキングシステムについての取組みは表 4-26 のとおり。

表 4-26 トラッキングシステム 各社の取組み (ヒアリング結果)

	ヒアリング結果
事業者 A	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 独自のブロックチェーン P2P 電力取引システムを自前開発。</li> <li>● 卒 FIT を P2P で紐づけるシステムも作成している。将来的には個人と個人の紐づけをしていきたい。</li> </ul>
事業者 B	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 小売メニューには再生可能エネルギー100%と再生可能エネルギー30%を提示している。自社電源はトラッキング可能としている。</li> <li>● BtoC 中心だが、BtoB のケースも出てきている。</li> </ul>
事業者 C	<ul style="list-style-type: none"> <li>● トラッキングシステムはない。第三者認証については希望があれば対応。</li> </ul>

今後のトラッキングシステム整備についての事業者意見 (コメント) を表 4-27 に示す。需要家にとってトラッキング付きの再生可能エネルギーニーズは一層高まると見込まれており、社会的には国として統一的なトラッキングシステムが必要である。

一方で、誰がどう整備するかについては議論の余地がある。先行している企業では、全ての再生可能エネルギーがトラッキング付きになった世界で自社の価値をどう出していくかに懸念を示すところもある。

表 4-27 トラッキングシステム整備についての事業者意見（ヒアリング結果）

	ヒアリング結果
トラッキングシステムの必要性	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 欧米ではトラッキングシステムが存在している。日本に国として統一的なトラッキングシステムがないことは問題である。</li> <li>● 企業によって取り扱っている分量が異なるので、ある程度オーソライズされたトラッキングシステムがあったほうがよい。</li> <li>● RE100 等にはトラッキングが必須。SBT では厳密には求められないものの、トラッキングはあったほうが良いという声はある。</li> <li>● 非化石価値証書には、大型水力、原子力も入ってきてしまうので、需要家としてトラッキング付きの再生可能エネルギーニーズは高まっていくのではないかと。</li> <li>● 非 FIT の非化石価値証書のトラッキングについて、社会的には対応すべき。</li> </ul>
トラッキングシステム整備の方向性	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 費用の面で、政府主体でなく、民間企業を入れた方がよい。</li> </ul>
自社事業との関連	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 政府が非 FIT のトラッキングについて検討するのであれば関与したい。</li> <li>● トラッキングシステムによって、一部発電源が紐づけられていることに（事業者としての）価値がある。全部紐づくことになったらどのような社会になるのか、すべて整合性が取れるのかといった懸念がある。</li> </ul>

## b. みんな電力の取組

### ア) 家庭向け再エネ電力小売「顔の見えるでんき」

みんな電力の「顔の見えるでんき」は図 4-71 に示すように、電気を仕入れる自然エネルギー発電所（全国で約 200 箇所）のなかから、顧客がお気に入りの発電所を「応援」すると、顧客の電気料金の一部が応援金としてみんな電力から発電所に支払われる仕組みとなっている。

供給する電力の電源構成を図 4-72 に示す。再生可能エネルギーで発電した FIT 電気を積極的に仕入れることで国内トップクラスの FIT 電源比率を達成している。FIT 電気を主とすると排出係数が高くなるので、非 FIT や非化石証書を組み合わせた再生可能エネルギー 100% プランもある。



図 4-71 顔の見えるでんき

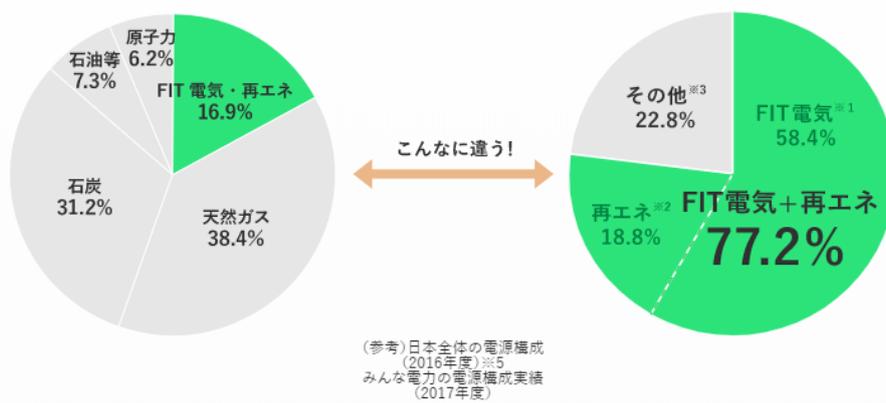


図 4-72 電源構成 (左：日本全体、右：みんな電力)

出所) みんな電力、「みんな電力の3つの特徴」、<https://minden.co.jp/personal/quality> (2020年1月28日閲覧)

- ※1 FIT 電気を調達する費用の一部は、みんな電力の顧客以外も含めた電気を利用するすべての人から集めた賦課金により賄われており、この電気の CO2 量には火力発電なども含めた全国平均の電気の CO2 排出量を持った電気として扱われる。
- ※2 他社から調達した電気については、①調達した電気の発電所が特定できるものについては、該当発電所の発電方法により仕分け、②調達した電気の発電所が特定できない場合は、調達先企業の電源構成に基づき仕分け
- ※3 一般送配電事業者からのインバランス供給を受け電気と他社から調達している電気の一部で発電所が特定できないものについては、「その他」として仕分けしている。

#### イ) 法人向け「顔の見える電力」

みんな電力は独自のブロックチェーン P2P 電力取引システム「ENECTION2.0」を自前開発した。2018年9月より実証を開始し、4月から商業的に展開している。

図 4-73 に示すように多数の再生可能エネルギー発電事業者が ENECT パワープールに参加しており、需要家と相対で取引できる。RE100 企業や自治体などが、希望する電源を指定して電力購入を行う。

発電事業者は FIT 価格に加えて指定を受けた需要先との約定量に応じた「約定プレミアム」を受け取る経済的メリットがある。卒 FIT 電源については買取先の需要家との間で価格を決めることができるので、RE100 企業等に有利に買い取ってもらうことや、金銭以外のメリットに変えることも可能である。

balancing group within which electricity generation and demand are matched 30 minutes at a time, and the results are recorded on the NEM blockchain. Electricity is individually purchased using ZEM tokens. The data on the demand side is reported as a preliminary value and can be obtained the following day, but the data on the supply side is only available once a month, so tracking is being conducted.

The data on the demand side is reported as a preliminary value and can be obtained the following day, but the data on the supply side is only available once a month, so tracking is being conducted.

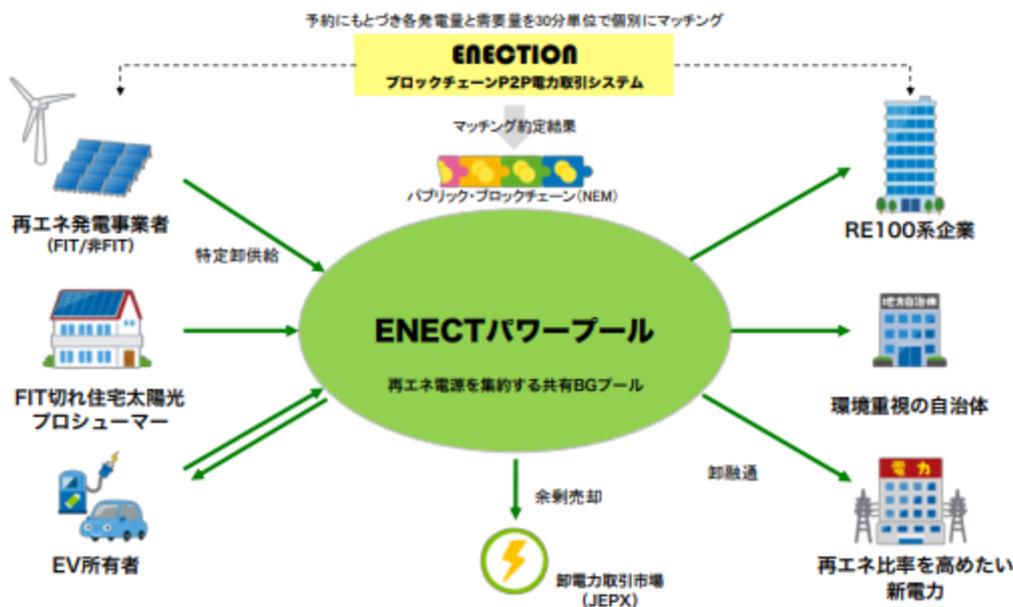


図 4-73 ENECT パワープールによる「顔の見える再エネ電力」の供給

出所) みんな電力「世界初！ブロックチェーンによる電力トレーサビリティを商用化！」

[https://minden.co.jp/personal/wp-content/uploads/2018/12/release\\_20181205.pdf](https://minden.co.jp/personal/wp-content/uploads/2018/12/release_20181205.pdf) (2020年1月28日閲覧)、

経済産業省第33回総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会資料6-1 みんな電力説明資料

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/033\\_06\\_01.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/033_06_01.pdf) (2020年1月28日閲覧)

#### ウ) ENECTION によるトラッキングシステム

欧米など、再生可能エネルギーが普及する国では発電源証明が導入されており、我が国でも経済産業省が非化石証書に電源のトラッキングを付与する検討を開始している。

家庭用太陽光の卒FIT電源は2019年だけで53万件も発生する。これらを再エネ電力として利用・価値化するためには各電源の発電量を把握し、利用の証明をする必要がある。

みんな電力の ENECTION によるトラッキングの仕組みを図 4-74 に示す。30分単位、kWh 単位の精度で、約定あたり5円以下と、高い電力取引の証明を低コストで実施することができる。大企業だけでなく、個人や小規模なユーザーも再エネ電力を利用できる。

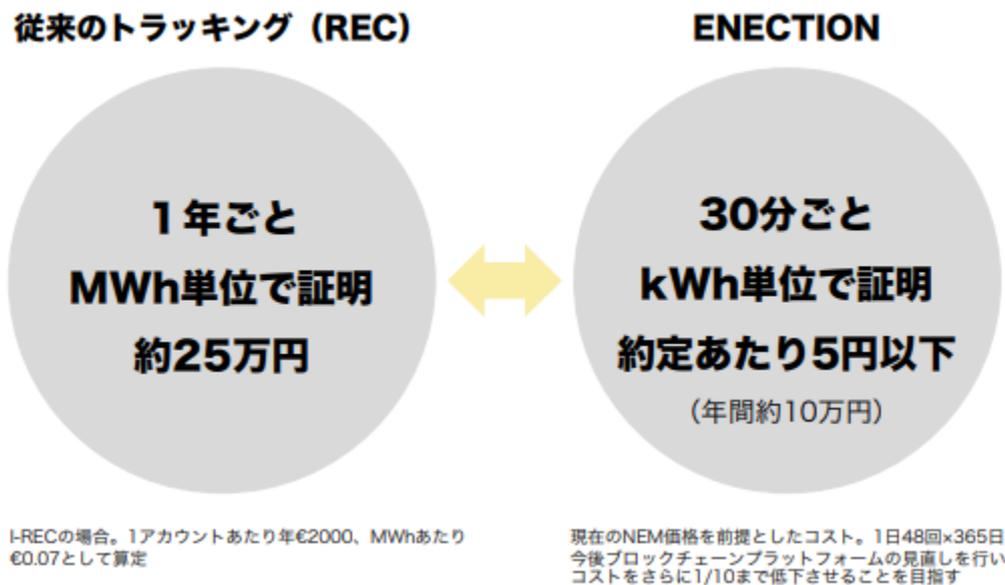


図 4-74 ENECTION によるトラッキングシステムの特徴

出所) みんな電力「世界初！ブロックチェーンによる電力トレーサビリティを商用化！」  
[https://minden.co.jp/personal/wp-content/uploads/2018/12/release\\_20181205.pdf](https://minden.co.jp/personal/wp-content/uploads/2018/12/release_20181205.pdf) (2020年1月28日閲覧)

c. 非化石価値への取組

ア) 小売電気事業者に対する非化石電源比率目標

エネルギー供給構造高度化法（以下、高度化法という。）が2009年に制定され、年間販売電力量が5億kWh以上の小売電気事業者（46社、カバー率98%）に対して、エネルギーミックスを踏まえ、自ら供給する電気の非化石電源比率を2030年度に44%以上にすることを求めている。

なお2018年度には図4-75に示すとおり、対象事業者全体の非化石電源比率は23%、非化石電源比率が30%以上の事業者は5事業者のみであり、現状と比較すると大幅な非化石電源の増加を必要としている。

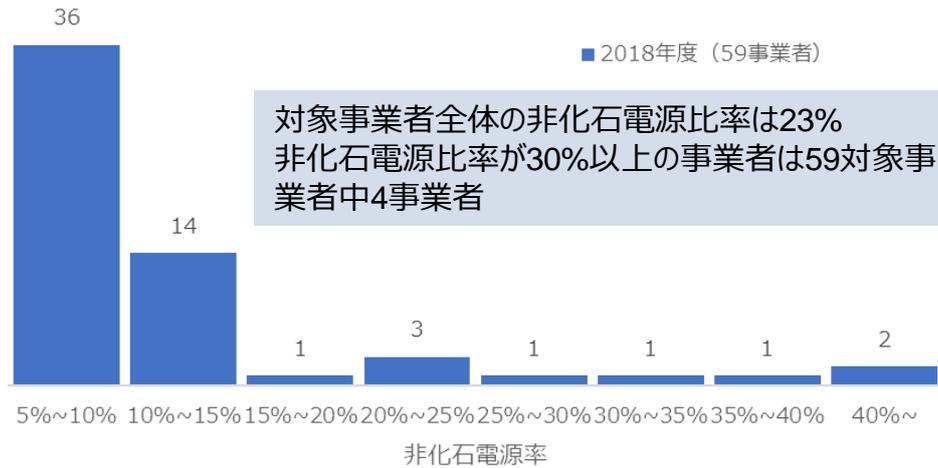


図 4-75 対象事業者の非化石電源比率と事業者数

出所) 資源エネルギー庁、第 32 回制度検討作業部会、エネルギー供給構造高度化法の間目標の策定について (2019 年 5 月 31 日)

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/032\\_04\\_03.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/032_04_03.pdf)

制度検討作業部第二次中間とりまとめ (2019 年 7 月) において、2020 年度の具体的な目標の決定を年内目途に行うこととされた。高度化法に基づく非化石エネルギー源の利用の目標達成のための計画 (達成計画) の現状と当該目標達成に向けた取組が記載されている。

図 4-76 に示すとおり、多くの事業者が目標達成の方法として「非化石証書の購入」を挙げた。

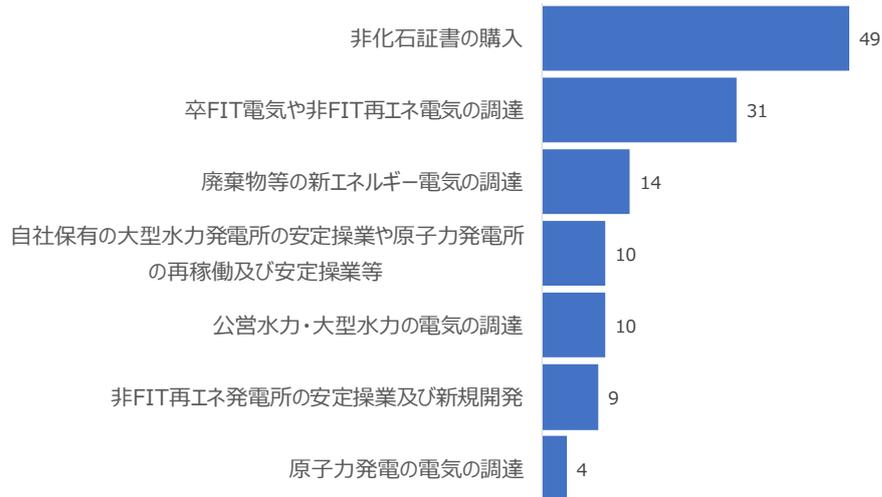


図 4-76 2030 年度目標達成に向けた手段 (59 事業者・複数回答)

出所) 資源エネルギー庁、第 34 回制度検討作業部会、高度化法の中間評価の基準となる目標値の設定について (2019 年 9 月 13 日)

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/034\\_04\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/034_04_00.pdf) より作成

2019 年 12 月の第 36 回制度検討作業部会において、2020 年度目標値については概ね合意が得られた。その内容が下記のとおり。

- 2020 年度の非化石電源比率想定は 26.1% (19 年度供給計画)
- GF 総量 5.7%を加味して算定した 2020 年度の非化石電源比率目標は 31.8% (激変緩和加味なし)
- 2018 年度の売残り証書分 (△8.6%) を激変緩和量の水準とした場合、GF 設定非対象事業者の 2020 年度の非化石電源比率目標値は 23.2%
- GF 設定事業者については 23.2%から各事業者の GF を引いたもの。
- このとき、各小売事業者の証書購入量は 9.0%

#### イ) 非化石価値取引市場

高度化法の非化石電源比率目標達成を促し、FIT 賦課金の国民負担の軽減に資するため、非化石電源 (再生可能エネルギー、原子力) から電気の持つ「非化石価値」を証書化し取引するための「非化石価値取引市場」が 2018 年 5 月に創設された。

非化石取引市場のイメージを図 4-51 に示す。非化石価値は物理的な電気とは分けて取引される。二重に非化石価値が計上されないように、相対取引も含め、発電段階ですべての非化石電源の非化石価値を分離し、全ての非化石電源を一律に証書発行の対象とする。証書は高度化法の非化石電源比率報告時、及び、温暖化対策法上の排出係数を算定する際に使用することができる。

2018 年 5 月からは FIT 電源分の非化石証書を対象として取引が行われている。非 FIT 非化石電源の認証手段についても速やかに検討を進めるべきである。

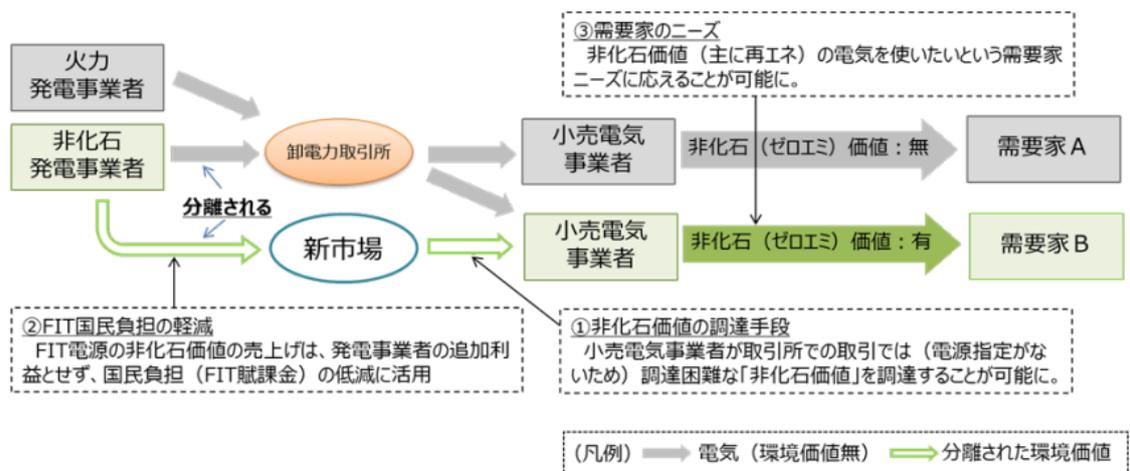


図 4-77 非化石価値取引市場の概要

出所) 資源エネルギー庁、第 32 回制度検討作業部会、エネルギー供給構造高度化法の中間目標の策定について (2019 年 5 月 31 日)

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/seido\\_kento/pdf/032\\_04\\_03.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/032_04_03.pdf)

2018 年 5 月に取引が開始された FIT 電気に係る非化石証書については、図 4-78 に示すとおり、FIT 法上の費用負担調整機関である低炭素投資促進機構 (GIO) が FIT 電気の買取量 (kWh) に相当する非化石証書を卸電力取引所 (JEPX) を通じて、小売電気事業者に売却する。FIT 電気についてはマルチプライスオークション方式とされている。

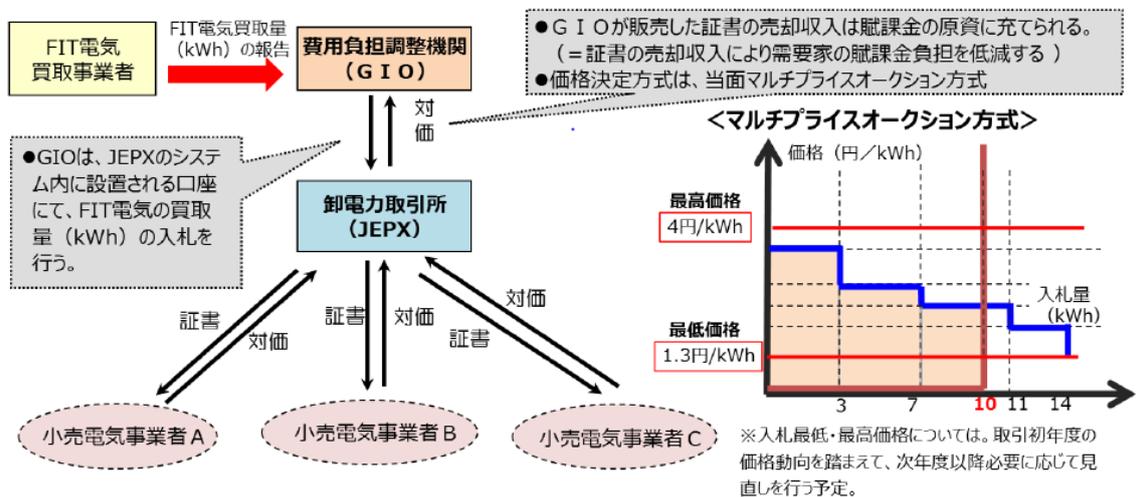


図 4-78 FIT 非化石証書の取引スキーム

出所) 第 3 回電力システム改革貫徹のための政策小委員会 市場整備ワーキンググループ資料 3 (平成 28 年 11 月 9 日)

これまでに実施された FIT 電気に係る非化石証書のオークションの入札概要・結果を表 4-28 に示す。直近の 2019 年度第 1 回非化石証書オークションの約定量は初めて 1 億 kWh

を超え、過去最高の約定量となった。

現状では非化石証書の市場投入量に対する約定量はわずかであるものの、2020年度以降においては高度化法の目標達成に向けた非化石価値市場の活用が期待される。

表 4-28 非化石価値取引市場のオークションの入札概要及び入札結果

	2017年度	2018年度第1回	2018年度第2回	2018年度第3回	2018年度第4回	2019年度第1回
取引日	2018年5月18日	2018年8月10日	2018年11月9日	2019年3月1日	2019年5月17日	2019年8月9日
入札対象	2017年4月～12月 FIT電気	2018年1月～3月 FIT電気	2018年4～6月 FIT電気	2018年7～9月 FIT電気	2018年10～12月 FIT電気	2019年1～3月 FIT電気
市場投入量	約530億kWh	不明	不明	不明	不明	不明
約定量	5,155,738kWh (市場投入量の約 0.01%)	2,241,311kWh	21,020,374kWh	8,557,640kWh	3,500,555kWh	106,376,433kWh
約定最高価格	4.00円/kWh	4.00円/kWh	1.40円/kWh	4.00円/kWh	1.40円/kWh	2.00円/kWh
約定最安価格	1.30円/kWh	1.30円/kWh	1.30円/kWh	1.30円/kWh	1.30円/kWh	1.30円/kWh
約定量加重平均 値	1.30円/kWh	1.30円/kWh	1.30円/kWh	1.30円/kWh	1.30円/kWh	1.30円/kWh
入札参加会員数	26	7	9	40	18	20
約定会員数	26	7	9	40	18	20

出所) 日本卸電力取引市場、非化石価値取引市場取引結果 <http://www.jepx.org/market/nonfossil.html> より作成

#### d. トラッキング付非化石証書取引

##### ア) 実証実験の概要

資源エネルギー庁及びその委託を受けた日本ユニシスが実施主体となり、2019年2月に販売される非化石証書について、電源種や発電所所在地等属性情報(トラッキング情報)を付与する実証実験を行った。その概要及びトラッキング情報を図 4-79 に示す。

事業者ニーズを把握するとともに、属性情報の管理・追跡のためにどのような情報基盤や仕組み(以下、トラッキングスキーム)が必要か検討することを目的とする。

2019年度中に実施される4度の非化石証書オークションすべてにおいてトラッキング付非化石証書の販売を実施する。2020年度以降についても実施予定であり、需要家のRE100に対する報告等に活用可能となることで、今後の取引量拡大が期待される。

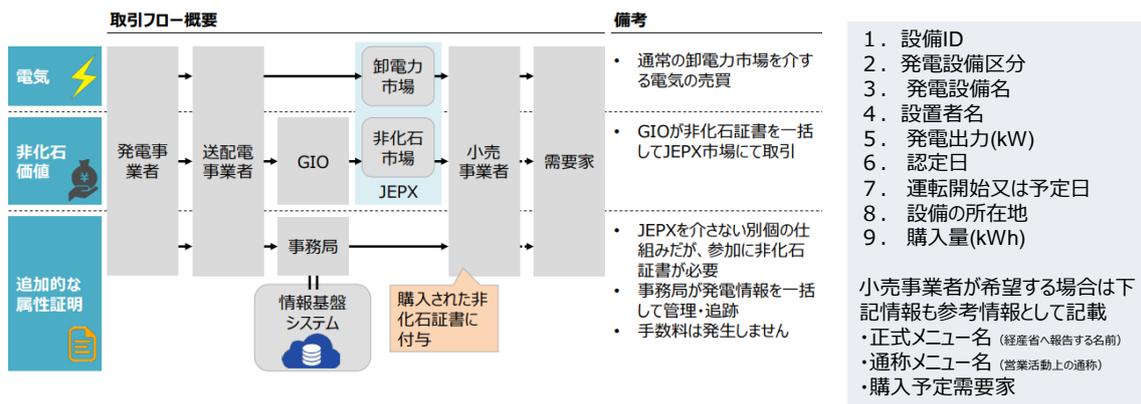


図 4-79 左：トラッキングスキーム概要 右：トラッキングされる情報

出所) トラッキング非化石証書の販売にかかる事業者説明

[https://www.meti.go.jp/press/2019/07/20190701001/20190701001\\_02.pdf](https://www.meti.go.jp/press/2019/07/20190701001/20190701001_02.pdf)

トラッキング付非化石証書の販売にかかる事業者向け説明資料 (2019年9月25日)

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/nonfossil/2019-2-tracking/pdf/manual.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/nonfossil/2019-2-tracking/pdf/manual.pdf)

#### トラッキング付非化石証書実証の課題

##### 空押さえの防止

- PPA 等がない場合は先着順にて割当が行われるが、そのトラッキング付非化石証書については、競合する小売電気事業者が希望のトラッキング付非化石証書を購入できないようにするために、空押さえを行う事業者が発生するおそれがある。
- 今回該当事業者はいなかったものの、次回実証で属性情報の取り置きを行ったが、理由なく非化石証書を必要量購入しない場合は、当該事業者名を公表すると明記。

##### GIO 及び資源エネルギー庁設備認定情報との情報連系強化

- 今回の実証においては参加事業者情報のみ認定情報や発電実績情報を得て運営したが、対象数の増加に対応できるようになっておく必要がある。

##### 変更情報のリアルタイムアップデート

- 登録事業者、設備保有者、発電実績、設備関連情報、再エネ特定卸契約の有無等を実態に即したかたちで把握し、変更情報もリアルタイムで入手できるようにする。

##### 非化石証書の即時発行

- 現行法制度下における運用では、発電量の確定が GIO の費用負担金調整後になるため、2 か月以上の期間を経ないと非化石証書が発行できない。費用負担金調整と並行して非化石証書の割り当てを実施し、確定後すぐ取引可能とするなどの方策が必要。

##### 発電源情報の詳細な管理

- 今回の実証においては 3 か月間分の実績を集計後に非化石証書を発行したが、今後はさらに短い単位で詳細な発電源情報を管理し、非化石価値市場でより細かな単位でのオークションを実施できるようにする。

##### 卒 FIT を含む非 FIT、FIT 双方を統合した運営

- 非化石価値市場活性化の観点では、卒 FIT を含めたトラッキングスキームを想定す

るべき。

- ・ 将来的なトラッキング情報を管理する情報基盤ロードマップが必要。

出所) 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事業 (非化石証書の利用価値向上に係る調査) 調査報告書平成 31 年 3 月 [https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/H30FY/000294.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H30FY/000294.pdf)

## イ) 課題

2019 年 2 月より、資源エネルギー庁及びその委託を受けた日本ユニシスが実施主体となり、トラッキング付き非化石証書の実証実験を行っている。信頼できるトラッキングシステムに必要な要素と現状の対応状況を表 4-29 に示す。

表 4-29 信頼できるトラッキングシステムに必要な要素と現状の対応状況

必要な要件	現状満たしていること	現状満たしていないこと
標準化された証明情報内容	必要な情報項目を含んでいる	MWh 単位で発行されておらず、設備単位
登録発電機からのすべての再生可能エネルギー発電量に対して証明が発行	FIT 電源について、非化石価値証書が購入されない分は、事業者の残差に反映される	—
地理的な対象範囲を明確化(二重登録の阻止)	系統電力について、非化石価値証書に統合する	系統電力に対するグリーン電力証書については課題がある。
独立性・透明性	—	第三者認証、透明性は明らかでない。

出所) 資源エネルギー庁、「トラッキング付非化石証書の販売にかかる事業者説明」、  
[https://www.unisys.co.jp/solution/lob/energy/fit\\_tracking/pdf/20190701\\_tracking\\_doc.pdf](https://www.unisys.co.jp/solution/lob/energy/fit_tracking/pdf/20190701_tracking_doc.pdf) (2020 年 2 月 26 日閲覧)  
及び CDP 提供資料より作成

以上を整理すると、現状の制度では下記に示す課題がある。

- FIT 発電事業者及び小売事業者を対象とする。需要家は小売事業者を介して再エネ電力メニューを買うことしかできず、非化石証書単体の取引ができない。
- 現状トラッキング付きは FIT 再エネに限定されている。本来は非 FIT 再エネを含めたトラッキングスキームが必要である。
- ガバナンスが整っていない。第三者認証が行われておらず、システムの透明性も担保されていないので、トラッキングが意味をもたない。
- グローバルな取引をすることができない。
- 実証段階であり、この先の動向が不透明である。

#### 4.1.5 課題を踏まえた施策の検討

##### (1) 導入拡大のための施策概要

##### 1) 発電事業者視点での課題に対する施策方向性

調査やヒアリング結果をもとに、環境省が主体となって取り組むことが可能と考えられる施策案の検討を行った。あくまで一例ではあるが、発電事業者視点で検討および整理した導入課題と施策案の概要を表 4-30 に示す。施策案のうち、①共同購入プログラムの推進、②オフサイト発電・PPA モデルの推進及び再生可能エネルギー促進区域の整備、③農山漁村再生可能エネルギー法の利用促進及び営農事例に関する情報収集と公表、については参考例としてではあるが詳細を後述する。

表 4-30 発電事業者視点での導入課題と施策案概要

導入場所	導入にあたっての課題	施策案概要
戸建住宅 (特に既築)	<ul style="list-style-type: none"> <li>インセンティブの不足</li> <li>認知度不足</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>共同購入プログラムの推進【①】</li> <li>レジリエンス対応などのメリットの周知</li> </ul>
集合住宅	<ul style="list-style-type: none"> <li>分譲住宅の区分所有者合意</li> <li>発電電力量の配分(共有区分のみか、占有区分を含むか)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>分譲集合住宅におけるモデルケース創出</li> <li>ZEH 推進策と連携した支援策の検討</li> <li>賃貸住宅サブリース事業者との連携</li> </ul>
工場 学校・商業施設等	<ul style="list-style-type: none"> <li>価格競争力、インセンティブ不足</li> <li>オンサイトの設置場所不足</li> <li>認知度不足</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>自家消費モデルへの補助金継続</li> <li>オフサイト発電・PPA モデルの推進【②】</li> </ul>
大規模用地	<ul style="list-style-type: none"> <li>設置場所(土地)の不足</li> <li>自治体の理解(悪イメージ)</li> <li>系統の空容量確保</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギー促進区域の整備【②】</li> <li>系統制約への対応 (経済産業省にて対応中)</li> </ul>
耕作放棄地	<ul style="list-style-type: none"> <li>農地転用のハードル、農業政策とのすみ分け</li> <li>自治体・農業団体の理解</li> <li>系統の空容量確保</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>農山漁村再生可能エネルギー法の利用促進【③】</li> <li>系統制約への対応 (経済産業省にて対応中)</li> </ul>
農地・水上等	<ul style="list-style-type: none"> <li>価格競争力</li> <li>農業団体の理解、認知度不足</li> <li>農作物収量、周辺環境への影響</li> <li>安全性の確保、悪イメージ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>営農型発電のシェアリング構造緩和 (上下シェア以外に平面シェアの許容)</li> <li>営農事例に関する情報収集と公表【③】</li> <li>安全ガイドライン整備(NEDOにて検討中)</li> </ul>

## 2) 需要家視点での課題に対する施策の方向性

発電事業者視点での検討と同様に、調査やヒアリング結果等をもとに、環境省が主体となって取り組むことが可能と考えられる需要家視点での施策案の検討を行った。あくまで一例ではあるが、需要家視点で再生可能エネルギー需要喚起の趣旨で検討および整理した課題と施策案の概要を表 4-31 に示す。施策案のうち、④環境イニシアティブの更なる推進及び中小企業の環境活動に対する経済支援、⑤電源構成・化石燃料比率の開示義務化、統一的なトラッキングシステムの整備及び追加性も考慮した再生可能エネルギー調達スキーム構築、については参考例としてではあるが詳細を後述する。

表 4-31 需要家視点での導入課題と施策案概要

分類	需要喚起のための課題	施策案概要
大企業	<ul style="list-style-type: none"> <li>旧一電との関係性</li> <li>安価な既存電気料金</li> <li>化石燃料消費に対するプレッシャーの欠如</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>環境イニシアティブの更なる推進【④】</li> <li>電源構成・化石燃料比率の開示義務化【⑤】</li> </ul>
中小企業	<ul style="list-style-type: none"> <li>ESG 投資と関係が希薄</li> <li>資金調達への高いハードル</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>中小企業の環境活動に対する経済支援【④】</li> </ul>
自治体等	<ul style="list-style-type: none"> <li>地域循環共生や防災を前提としたシステム(蓄電池)の経済性</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>レジリエンス対応などのメリットの周知</li> <li>地域の分散型・防災システムへの補助金継続</li> </ul>
大学・研究機関等	<ul style="list-style-type: none"> <li>経済合理性の欠如(安価な既存電気料金)</li> <li>長期契約による制約</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源構成・化石燃料比率の開示義務化【⑤】</li> </ul>
環境価値トラッキング	<ul style="list-style-type: none"> <li>統一されたトラッキングシステムの不在</li> <li>大量かつ安価な既存再エネ電力の存在(他の再生可能エネルギー需要が喚起されない)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>統一的なトラッキングシステムの整備【⑤】</li> <li>追加性も考慮した再生可能エネルギー調達スキーム構築【⑤】</li> </ul>

## (2) 詳細な施策イメージ案

### 1) 共同購入プログラムの推進

戸建住宅（特に既築）に対しては、導入費用を低減させる取組みとして共同購入プログラムが有効と考えられる。施策イメージ案を表 4-32 に示す。

共同購入プログラムに取り組む地方公共団体、民間事業者等の事業運営を、国が支援・広報をしていくことにより、地方公共団体と民間事業者のマッチングや他の地域への横展開を図っていくことが望ましい。

表 4-32 「共同購入プログラムの推進」の施策イメージ案

<p>施策の背景・目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● FIT 買取価格の低下による投資回収長期化への懸念等から、太陽光発電設備の新規導入量が停滞している。</li> <li>● ある特定のエリア内で設置希望者を募集し、太陽光パネルをまとめて調達する「共同購入プログラム」の実施により、新たな需要を発掘するとともに、スケールメリットを活かした価格の引き下げを図る。</li> </ul>
<p>施策のイメージ案</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地方公共団体と民間事業者が連携して、特定エリア内で太陽光発電設備の設置希望者の募集を行った上で、集まった希望者を対象に設置を行う施工事業者を、入札により選定する。</li> <li>● 環境省は、モデル事業として、先行的に共同購入プログラムに取り組む地方公共団体、民間事業者等の事業運営を支援する。</li> <li>● 加えて、モデル事業を通じて創出された先行事例の紹介・広報を実施することで、地方公共団体と民間事業者とのマッチング、他の地域への横展開を図る。</li> </ul> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;"> <pre> graph TD     A[環境省] --&gt; B[モデル事業の実施を通じた支援（先行事例の創出） 先行事例の紹介・広報]     B --&gt; C[地方公共団体/民間事業者]     C -- "公募・選定（入札）" --&gt; D[PV施工業者]     C -- "募集" --&gt; E[設置希望者]     D &lt;--&gt;  "契約締結"  E     E &lt;--&gt;  "PV設置"  D             </pre> </div>
<p>期待される効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 調達ロットの拡大や設置工事のエリアの集約化により、太陽光発電設備の設備費・工事費が低減し、設置希望者が通常よりも安価に太陽光発電設備を設置できる。また、地方公共団体に関与することで、信頼性の担保にもつながると期待される。</li> <li>● 施工事業者にとっても、広報・営業等を行うことなく、一定規模の施工業務を受注できるというメリットが期待される。</li> </ul>
<p>施策化にあたって検討すべき課題・論点</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 大量受注に対応可能な地域の PV 施工事業者の発掘・育成・キャパシティ向上が必要となるが、どのような支援がありうるか。</li> <li>● 地方公共団体と民間事業者の連携を円滑に行うにはどのような対策が必要か。</li> </ul>

## 2) オフサイト発電・PPAモデルの推進

工場・学校・商業施設等や大規模発電事業に対しては、将来の再生可能エネルギー電力供給・調達手法の主流となることが期待されるオフサイト発電・PPAモデルの推進や、設置場所不足という課題を解決する手法として再生可能エネルギー促進区域の整備などが有効と考えられる。表 4-33 に施策イメージ案を示す。

日本では事例が少ないオフサイト型の発電モデルや PPA モデルを普及促進させるための市場環境整備や、また、大規模発電事業向けに国や環境省が主導を取って設置場所を確保することが再生可能エネルギーの導入を加速化するために望まれる。

表 4-33 「オフサイト発電・PPAモデルの推進」の施策イメージ案

<p>施策の背景・目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>工場屋根などのオンサイト発電では設置場所が不足することから、今後の再生可能エネルギー拡大にはオフサイト発電が求められる。</li> <li>オフサイト設置に対するコスト支援や、海外で新たな再生可能エネルギー調達手法として台頭している PPA モデルの市場環境を整備することで、オフサイト発電普及への道筋をつけ、将来的な競争力向上と一層の普及に導く。</li> </ul>
<p>施策のイメージ案</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>オフサイト設置で自家消費を行う場合の自営線、あるいはオフサイト PPA 用発電設備に対する補助を行い、オフサイト発電モデルを支援。事例共有による啓蒙も行う。</li> <li>PPA 環境の整備として、再生可能エネルギー調達ガイドラインや PPA 支援ツールを作成して、オフサイト活用スキームを業界へ周知。</li> <li>洋上風力と同様に再生可能エネルギー促進区域を整備し、大型発電所を誘致。促進区域は公募などによって地方自治体から募り、国や環境省が主導を取って評価・指定を行う。</li> </ul> <div data-bbox="555 1178 1321 1525" style="text-align: center;"> <pre> graph TD     Env[環境省] -- 情報発信 --&gt; Retailer[小売事業者]     Env -- 情報発信 --&gt; Producer[発電事業者]     Env -- 情報発信 --&gt; Consumer[需要家]     Retailer -- PPA料金 --&gt; Producer     Producer -- 電気 --&gt; Retailer     Retailer -- PPA料金 --&gt; Consumer     Consumer -- 電気 --&gt; Retailer     Env -- 補助 --&gt; Producer     </pre> <p>The diagram illustrates the relationships between four main entities: the Ministry of Environment (環境省), Retailers (小売事業者), Power Producers (発電事業者), and Consumers (需要家). The Ministry of Environment provides information (情報発信) to all three entities. It also provides subsidies (補助) to Power Producers. Retailers purchase electricity (電気) from Power Producers and pay PPA fees (PPA料金) to them. Retailers also purchase electricity (電気) from Consumers and pay PPA fees (PPA料金) to them.</p> </div>
<p>期待される効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>補助事業として事業者を呼び込むことで、オフサイト発電や PPA の認知度が向上する。導入事例をロールモデルとしてオフサイト発電が普及すれば、将来的なコスト競争力の向上にもつながる。</li> <li>再生可能エネルギー促進区域の設定により大規模発電所を効率的に導入可能。また、競争原理が働くためコスト削減も期待される。</li> </ul>
<p>施策化にあたって検討すべき課題・論点</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>支援終了後にオフサイト発電モデルを自立的に普及させるためには、どのように支援することが適正なのか。</li> <li>促進区域となる自治体にも還元できるスキームの検討、また具体的にどの程度の規模をターゲットとするか。</li> </ul>

### 3) 耕作放棄地・農地の有効活用

表 4-34 に耕作放棄地や農地を活用するための施策イメージ案を示す。これらの土地を有効に活用するための制度や事例を自治体や農業団体、事業者と共有し、事業環境を整備することで普及を図っていく。

表 4-34 「耕作放棄地・農地の有効活用」の施策イメージ案

<p>施策の背景・目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再生可能エネルギー導入適地が減少する中で、年々増加している耕作放棄地は大きな導入ポテンシャルを有している。</li> <li>● 大規模農地は大型発電所に適するものの農地転用は原則不可である。一方で、農山漁村再生可能エネルギー法などを活用すれば、耕作放棄地や農地を発電事業に有効活用しつつ、発電事業収入によって農地所有者や自治体にも貢献することが可能となる。</li> </ul>
<p>施策のイメージ案</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 自治体、農業団体や事業者へ農山漁村再生可能エネルギー法の活用方法や利点、導入事例などの情報発信を行い、制度活用を推進。</li> <li>● 制度を活用する自治体に対して制度面を含めた支援を実施。自治体が自ら積極的に導入へ取り組む方向に誘導して普及を図る。</li> <li>● 小規模農地は営農型太陽光が普及するよう、事例集や育成可能な作物情報などを共有し、認知度の向上と事業環境を整備。</li> </ul> <div data-bbox="598 929 1268 1288" style="text-align: center;"> <pre> graph TD     Env[環境省] -- 支援 --&gt; LG[地方自治体]     Env --- Info[情報発信・制度活用を促進]     Agri[農水省] --- Info     LG -- 計画許可 --&gt; PG[発電事業者]     PG -- 収益還元 --&gt; LG     LG -.-&gt; LO[土地所有者]     LO -- 土地提供 --&gt; PG     PG -- 土地賃料 --&gt; LO     </pre> </div>
<p>期待される効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 大規模な再生可能エネルギー発電所の設置場所確保が容易になると期待される。</li> <li>● 農地所有者は未利用の耕作放棄地を有効活用することができ、また、自治体は農業支援・地域振興のための原資を確保することができる。</li> </ul>
<p>施策化にあたって検討すべき課題・論点</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地権者や自治体に対していかにメリットを訴求するか、また再生可能エネルギーに対するネガティブイメージをどのように払拭するか。</li> </ul>

#### 4) 環境イニシアティブの推進

表 4-35 に施策イメージ案を示す。RE100、SBT、RE Action といった環境イニシアティブを国・地域をあげて一層推進し、事例共有や表彰、地域に根付いた広報・Web 広報を積極的に行っていくべきである。中小企業の環境活動に対する融資や税制優遇などの経済メリット付与も合わせて検討する。

表 4-35 「環境イニシアティブの推進」の施策イメージ案

<p>施策の背景・目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● RE100 へ加入する日本企業は急増傾向にある。また、ESG の取組を評価する投資家の増加を背景に、SBT を掲げる企業が出始めている。さらに中小企業や自治体を対象とした RE Action が発足し、再生可能エネルギーシフトが加速している。</li> <li>● 環境イニシアティブをもとにした企業の取組・効果等を幅広く広報することで、再生可能エネルギーに積極的に取り組む需要家を増加させていく。</li> </ul>
<p>施策のイメージ案</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 環境省主体で推進。事例共有や表彰などを行い、地方局での放映、地方広報紙、Web サイトや Web マガジンに掲載。</li> <li>● RE Action などを宣言した中小企業に対する優遇施策として、融資や税制優遇などの経済メリット付与を行う。</li> <li>● 環境イニシアティブについての簡単なリーフレットを自治体などに配布。また、専用ウェブサイトを用意して、事例の共有や、自治体と企業のマッチングなどを支援。</li> </ul> <div data-bbox="603 1010 1270 1335" style="text-align: center;"> <pre> graph TD     A[環境省] -- 情報発信 --&gt; B[地方自治体]     A -- 情報発信・表彰・優遇施策 --&gt; C[需要家]     C -- アピール --&gt; D[一般消費者]     D -- 購買・投資 --&gt; C     </pre> </div>
<p>期待される効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需要家の環境意識への高まりと、再生可能エネルギーの更なる導入や環境価値取引の活発化・適正化が期待される。</li> </ul>
<p>施策化にあたって検討すべき課題・論点</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 優遇施策を行う場合、どれだけの経済メリットが妥当なのかを定量的に分析する必要がある。</li> </ul>

## 5) 環境価値のプレゼンス向上

表 4-36 に施策イメージ案を示す。統一的なトラッキングシステムの整備、追加性も考慮した再生可能エネルギー調達スキーム構築、電源構成・化石燃料比率の開示義務化を検討することが望ましい。

表 4-36 「環境価値のプレゼンス向上」の施策イメージ案

<p>施策の背景・目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 日本ではトラッキング付き非化石証書の実証実験を独自で進めているが、特にガバナンスに課題を抱えている。</li> <li>● 再生可能エネルギー活用に対して需要家の意識レベルは向上しており、レピュテーションリスクを気にする企業は増加傾向にある。</li> <li>● 日本に国として統一的なトラッキングシステムがないことは問題である。非化石価値証書では大型水力とその他の再生可能エネルギーとの区別がつかないので、需要家にとってトラッキング付きの再生可能エネルギーニーズは今後高まってくると期待される。</li> </ul>
<p>施策のイメージ案</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 例えば I-REC の活用などによる方法で、非 FIT 電源を含めた統一的なトラッキングシステムを導入し、国が指名する発行機関による運用を推進。</li> <li>● 需要家に対する電源構成や化石燃料比率(再生可能エネルギー比率)の開示を義務化。</li> <li>● 追加性を含めた入札や補助の仕組みを整備。</li> </ul> <div data-bbox="603 969 1270 1227" style="text-align: center;"> <pre> graph TD     A[環境省] --- 協力  B[経済産業省]     A --- C[情報発信、システム・制度の整備]     B --- C     C --&gt; D[発電事業者]     C --&gt; E[需要家]             </pre> </div>
<p>期待される効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● I-REC を活用すれば、日本語のインターフェースのデザインのみでレジストリ構築費用をかけずにトラッキングシステムを導入することができる。</li> <li>● 再生可能エネルギーの中を色分けすることで、需要家ニーズにこまやかに対応できる。結果としてより良い再生可能エネルギーを後押しできる。</li> <li>● 「再生可能エネルギー利用が褒められる」から「化石燃料使用が批判される」とすることで、需要家の再生可能エネルギーシフトを効果的に進めることができる。</li> </ul>
<p>施策化にあたって検討すべき課題・論点</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 非化石価値証書のトラッキングシステムやグリーン電力証書など、これまで取り組んできた制度とどう折り合いをつけていくか。</li> </ul>

### (参考) I-REC を活用したひとつの提案

例えば図 4-80 のように、トラッキングシステムとしての必要な機能や要件を備えている I-REC を活用し、非 FIT 電源を含めた統一的なトラッキングシステムを整備してはどうか。まずはトライアルをしてみて、それを踏まえて独自の制度を構築することも検討してはどうか。既存のシステムを使えば効率的であるし、I-REC による監査を定期的に行うことになってガバナンスへの信頼性が確保できる。取引費用（国内発行者が設定可能）の 10% を監査費用として I-REC に支払うことになる。日本において I-REC を活用する場合は表 4-37 のように整備することが望ましい。

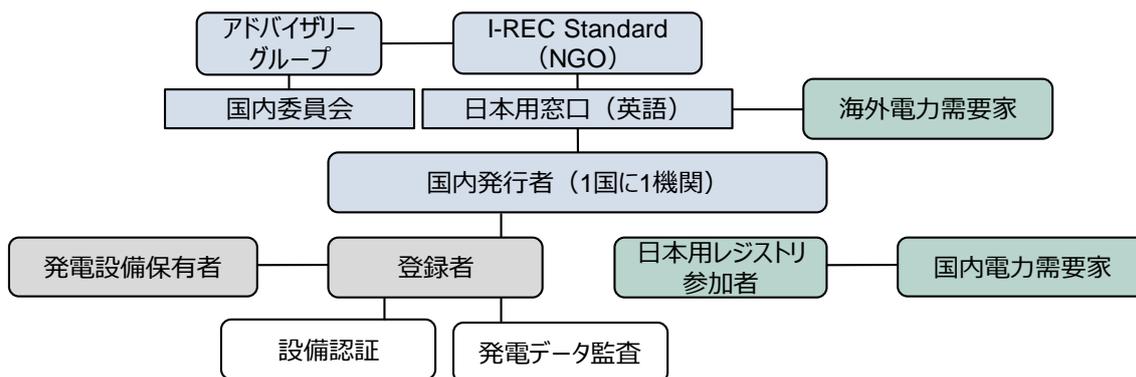


図 4-80 I-REC を活用した場合の体制案

出所) CDP 提供資料より作成

表 4-37 日本における I-REC 活用案

- 国内サーバに日本用レジストリを構築する。
  - レジストリ構築費用が不要。日本語のインターフェースのデザインのみ作ればよい。
- 政府が国内でトラッキングシステムを運用する企業（発行者）を募る。
  - 入札ではなく機関を指名するかたちが、コストベネフィットの観点から望ましい。
- 発行者は現地の言語を話し、事業者をサポートすることが期待される。
  - 日本では日本語を話す発行者が事業者をサポートすることが期待される。シンガポールでは SP グループが発行者となっている。
- I-REC Standard の日本用窓口を英語で用意する。
  - 海外企業からも日本操業用のトラッキング付き証書を購入可能になり、海外との取引が可能になる。
- アドバイザリーグループの下に国内委員会を作る。
  - 課題と考えられることとして、アドバイザリーグループに日本人はいないことが挙げられるため。

### (3) 来年度以降の検討の方向性

今年度の調査結果を踏まえて、来年度以降の検討事項案を下記に示す。取りまとめた施策イメージ案のより詳細な検討を行うとともに、発電所適地を多く有すると期待される自治体との連携をどのように実現するかを、検討の方向性として想定する。

- 耕作放棄地活用手法の深掘り：大きな導入ポテンシャルを有している耕作放棄地を有効活用すべく、農山漁村再生可能エネルギー法の活用事例を詳細に調査し、事業実現の成功要因や課題・改善点の整理を行う。それらの情報をもとに、他自治体や事業者への水平展開を加速させるための具体的な施策案を立案する。
- 自治体との連携モデル検討：大規模発電所の適地が少なくなっている中で、横浜市の取組みのような適地を有する地方自治体との連携は、今後その重要性を増していく。自治体での取組事例を整理して、発電事業者や需要家とどのように連携すれば双方に理がある形のかを検討し、取組みを普及拡大させるためのモデルケースを創出する。
- トラッキングシステムの導入支援：我が国として統一されたトラッキングシステムを整備することが、非化石価値市場を活性化させるために必要である。本年度検討した I-REC の活用を含めて、統一システムを導入するための金銭面、制度面などの課題とその解決策を整理・検討し、導入までの筋道を描く。

## 4.2 風力発電の導入加速化・最大化に向けた具体方策の検討

ここでは、我が国における風力発電の導入動向を整理し、導入促進に向けた課題と対応策の検討を行った。今年度の検討では、特に今後導入拡大が期待される洋上風力発電を中心に扱った。

### 4.2.1 洋上風力発電を巡る動向

洋上風力発電の導入加速化・最大化に向けた具体方策を検討する基礎情報として、洋上風力発電の導入状況・導入見通し、コスト動向、事業環境等について各種文献調査及びヒアリング調査を実施し、日本における洋上風力発電を巡る動向を整理した。

#### (1) 洋上風力発電の導入状況・ポテンシャル

##### 1) 洋上風力発電の導入状況

風力発電は、環境アセスメントや関連ステークホルダーとの調整等により、運転開始までに一定の期間を要するため、FIT 制度導入後も導入量はあまり伸びていない。2019 年 3 月末時点での導入量は 373.5 万 kW（陸上：373.1 万 kW、洋上：0.4 万 kW）である（図 4-81）。一方、環境影響評価手続（以下、環境アセス）中の案件（2019 年 10 月 28 日時点）の発電容量は 3,267 万 kW（陸上：1,783 万 kW、洋上：1,464 万 kW）であり（図 4-82）、環境アセス中の案件の発電容量と累積導入量と合わせると、エネルギーミックスの 2030 年導入見込量 1,000 万 kW の約 3.5 倍の水準となっている。

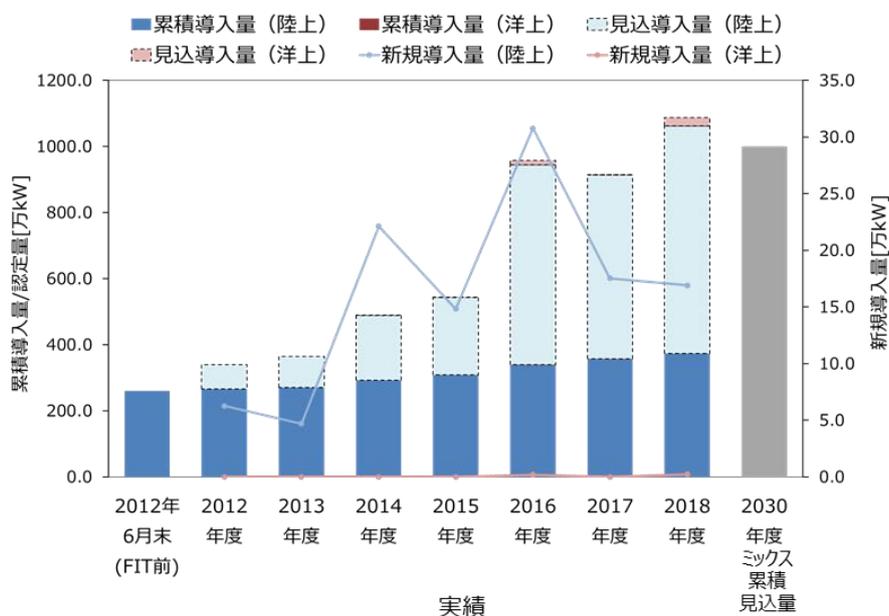


図 4-81 風力発電の導入量・見込量・認定済容量

出所) 資源エネルギー庁「なっとく再エネ」認定・導入量、第 46 回調達価格等算定委員会（2019 年 9 月 24 日）資料 1 p.9 より MRI 作成

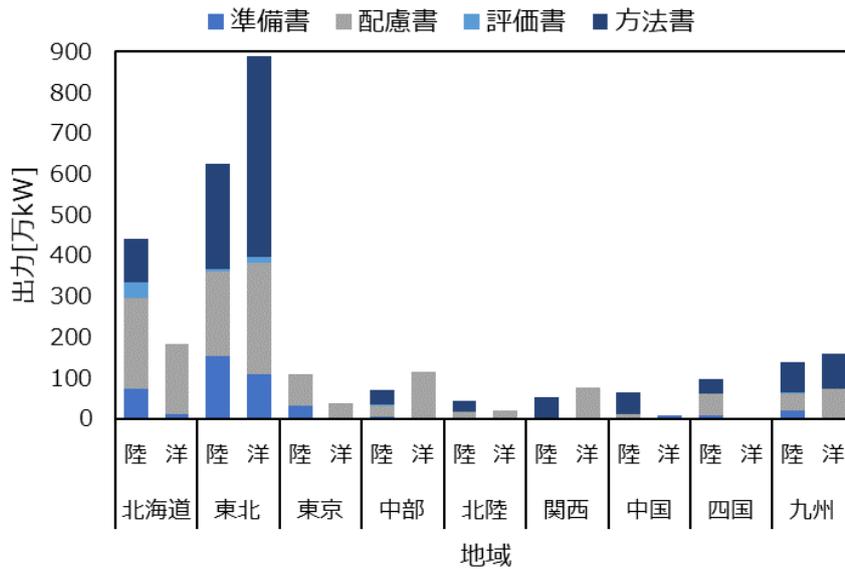


図 4-82 環境アセス中の事業規模 (2019年10月28日時点)

出所) 環境省「環境影響評価情報支援ネットワーク」(閲覧日: 2019年10月28日)

[http://assess.env.go.jp/2\\_jirei/2-1\\_tetsudukichu/index.html](http://assess.env.go.jp/2_jirei/2-1_tetsudukichu/index.html)よりMRI作成

現在、北海道や東北、九州を中心に、多くの洋上風力案件が環境アセスの手続きを進めている(図 4-83)。

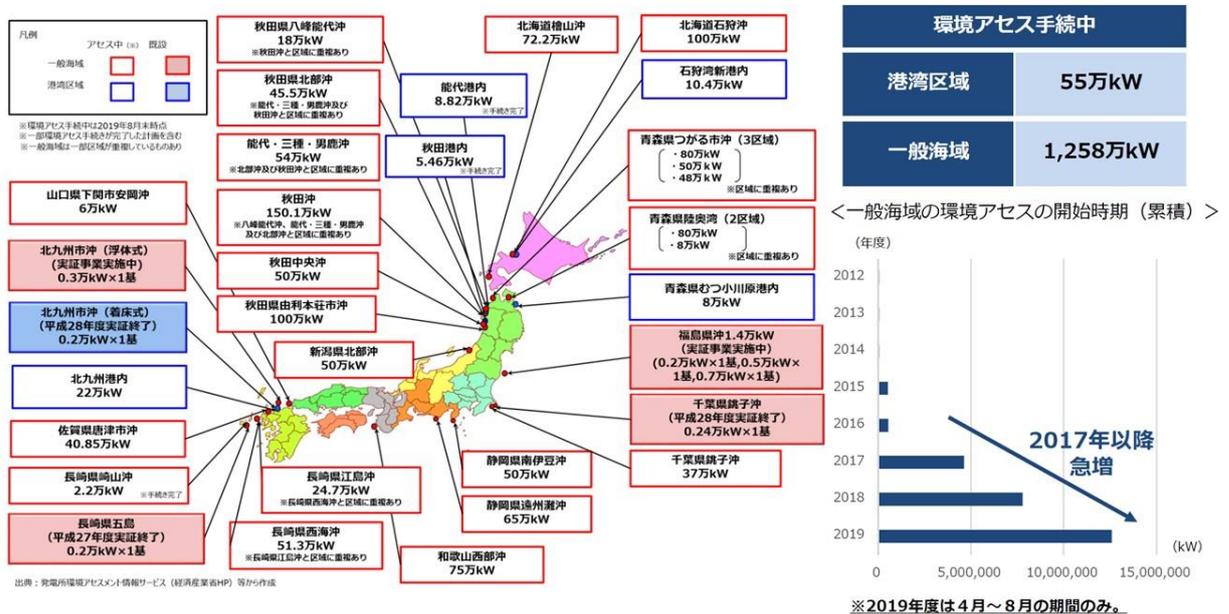
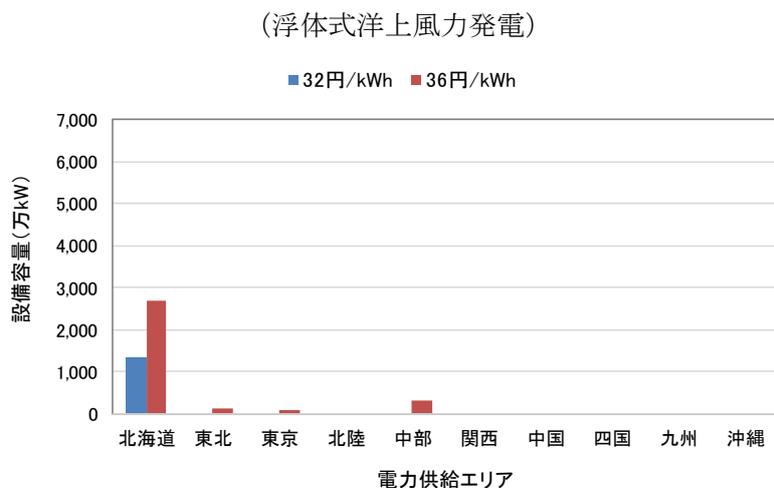
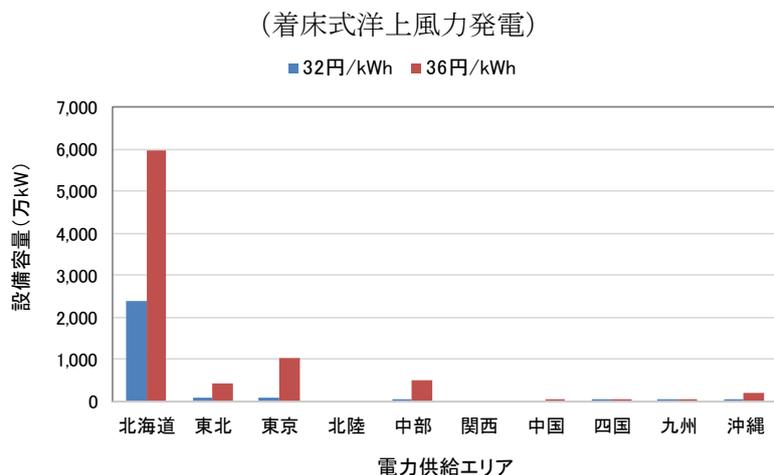


図 4-83 洋上風力発電の案件形成状況 (2019年8月末時点)

出所) 資源エネルギー庁「第46回調達価格等算定委員会」(2019年9月)資料1 p.52

## 2) 洋上風力発電の導入可能量（環境省ゾーニング調査）

環境省ゾーニング調査（平成 27 年度）では、着床式洋上風力の導入可能量<sup>178</sup>は、FIT 単価 32 円/kWh×買取期間 20 年の場合に 2,630 万 kW、FIT 単価 36 円/kWh×買取期間 20 年の場合に 8,203 万 kW と推計されている。浮体式洋上風力の導入可能量は、FIT 単価 32 円/kWh×買取期間 20 年の場合に 1,326 万 kW、FIT 単価 36 円/kWh×買取期間 20 年の場合に 3,192 万 kW と推計されている（図 4-84）。



※風速が 6.5m 以上、離岸距離が 30 km 未満、水深が 200m 未満、国立・国定公園に指定されていない、という 4 条件を満たした海域において、単機出力 5,000kW の風車を設置することを想定し、事業採算性基準を税引前 PIRR ≥ 10% に設定して推計。

図 4-84 着床式・浮体式洋上風力発電の導入可能量

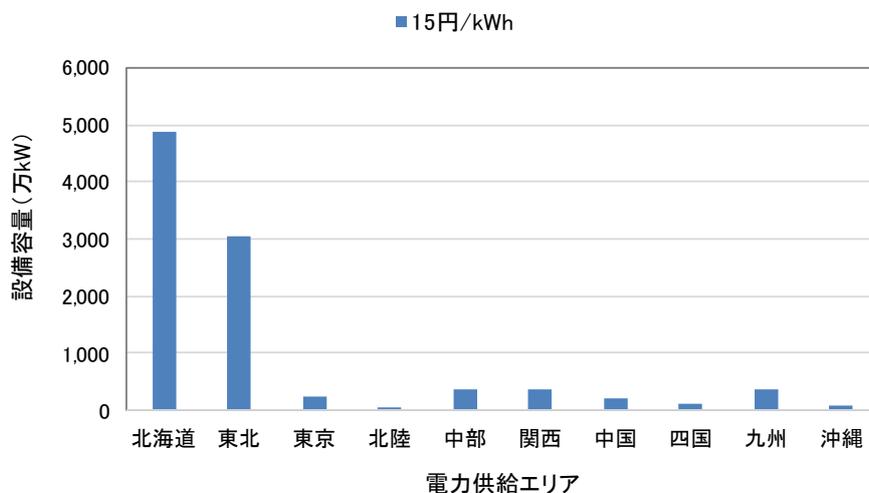
出所) 環境省「平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」（平成 28 年 3 月）p.70（図 3.1-36）より MRI 作成

なお、環境省ゾーニング調査（平成 27 年度）によると、陸上風力発電の導入可能量<sup>179</sup>は、

<sup>178</sup> エネルギーの採取・利用に関する特定の制約条件や年次等を考慮した上で、事業採算性に関する特定の条件を設定した場合に具現化することが期待されるエネルギー資源量。

<sup>179</sup> エネルギーの採取・利用に関する特定の制約条件や年次等を考慮した上で、事業採算性に関する特定

FIT 単価 15 円/kWh×買取期間 20 年間の場合、9,727 万 kW（3,020 億 kWh/年）と推計されている（図 4-85）。



※風速が 5.5m 以上、居住地から距離 500m 以上、国立・国定公園に指定されていない等の条件を満たしたエリアにおいて、単機出力 2,000kW の風車を 10 基設置することを想定し、事業採算性基準を税引前 PIRR  $\geq 8\%$  に設定して推計。

図 4-85 陸上風力発電の導入可能量 (FIT 単価 15 円/kWh×買取期間 20 年間の場合)

出所) 環境省「平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」(平成 28 年 3 月) p.51 (図 3.1-22) より MRI 作成

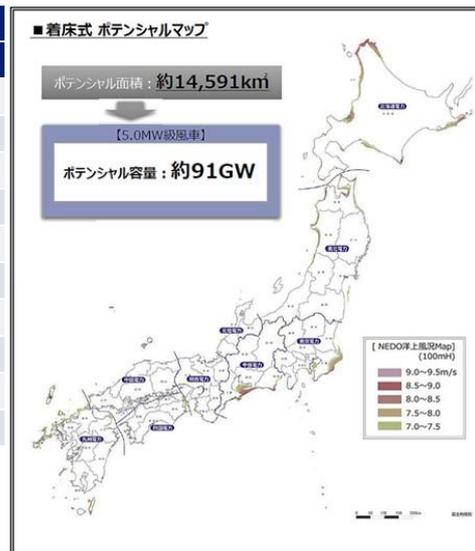
### 3) 洋上風力発電の導入ポテンシャル (JWPA)

日本風力発電協会 (JWPA) は年平均風速 7.0m/s 以上、水深 10~40m、約 20 km<sup>2</sup>以上のまとまったエリアを確保できる海域を選定し、着床式洋上風力発電の導入ポテンシャル<sup>180</sup>を推計している。5.0MW 級風車を想定した場合のポテンシャルは全国合計で 91.9GW (9,191 万 kW) と試算されている (図 4-86)。

の条件を設定した場合に具現化することが期待されるエネルギー資源量。

<sup>180</sup> エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量

	全体容量	風速別(m/s)容量 MW				
		7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-9.0	9.0-
北海道	34,492	9,688	13,391	8,648	2,337	428
東北	15,999	6,595	6,211	2,192	876	126
東京	12,680	5,650	5,322	1,480	126	101
中部	11,243	3,112	3,395	3,477	1,260	0
北陸	0	0	0	0	0	0
関西	1,449	1,247	195	6	0	0
中国	510	435	76	0	0	0
四国	2,482	2,173	258	50	0	0
九州	13,051	8,724	3,880	447	0	0
全国	91,906	37,623	32,729	16,301	4,598	655



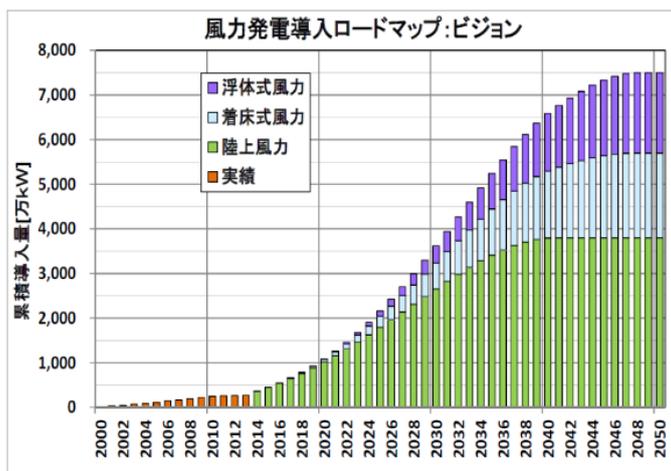
※5.0MW級（ロータ径126m）風車を前提としたポテンシャルを示している。約100MW以上のプロジェクトを想定し、風車離隔を10D×5Dとし必要面積を算出（D=ロータ径）。年平均風速7.0m/s以上、水深10～40m、約20km<sup>2</sup>以上のまとまったエリアを確保できる海域を選定している。

図 4-86 JWPAによる一般海域における着床式洋上風力発電のポテンシャル推計

出所) 一般社団法人日本風力発電協会「洋上風力発電の導入促進に向けて～特に洋上風力新法に係る課題と要望～」(2018年3月) p.7

#### 4) 洋上風力発電の導入見通し (JWPA)

日本風力発電協会 (JWPA) では、“JWPA Wind Vision” (2016年2月)を公表しており、2030年に3,620万kW（陸上風力2,660万kW、着床式洋上風力580万kW、浮体式洋上風力380万kW）の導入目標が掲げられている（図4-87）。



年度	風力発電導入実績と導入目標値[万kW]			発電電力量 [億kWh]	
	合計	陸上	着床		浮体
2010	248	245	3	0	43
2020	1,090	1,020	60	10	230
2030	3,620	2,660	580	380	810
2040	6,590	3,800	1,500	1,290	1,620
2050	7,500	3,800	1,900	1,800	1,880

図 4-87 JWPAによる風力発電の導入目標

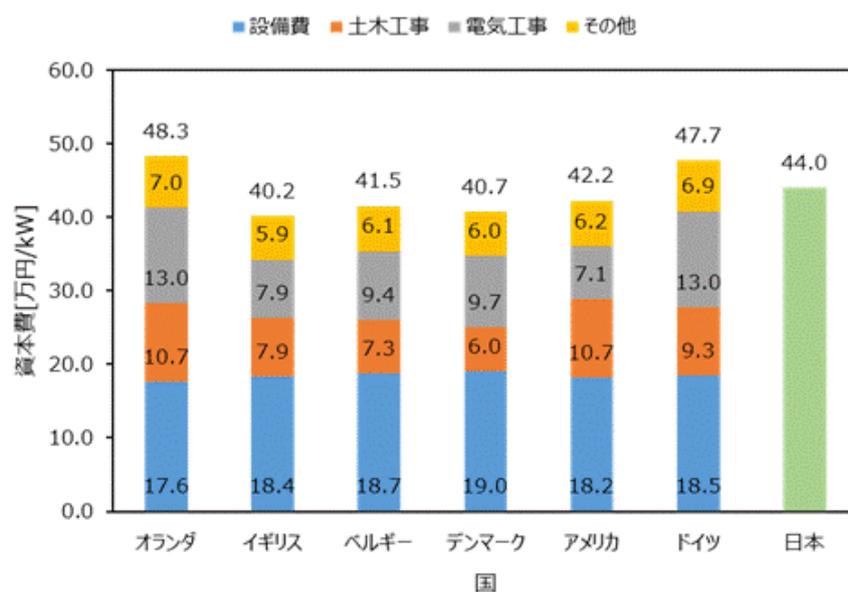
出所) 一般社団法人日本風力発電協会「JWPA Wind Vision Report～真に信頼される電源を目指して～」(2016年2月) p.3 (図2.1-1)

## (2) 洋上風力発電のコスト動向

### 1) IEA Wind Task 26 によるコスト試算結果

IEA Wind Task 26 の報告書では、欧米 6 ヶ国と日本における洋上風力の資本費は約 40～48 万円/kW と試算されている（図 4-88）。国ごとの設備費の違いは小さい一方で、土木工事や電気工事、その他における費用は各国でばらついている。運転維持費は、約 0.7～1.3 万円/kW/年と試算されている（図 4-89）。

本試算では、世界の運転開始済みの案件の資本費や運転維持費等に基づく基準値を設定し、各国の条件により基準値の補正を行っている。日本では設置場所を銚子沖と想定し、その物理条件（水深や離岸距離、平均風速）による補正を行っている。また、計画段階にある案件の技術パラメータ（タービンの容量や基礎構造、電力ケーブル）や、財務と税による補正も加えている。資本費については、銚子沖の水深や離岸距離が世界平均よりも低い水準にあるため、比較的安価な試算結果になっていると推察される。実績が豊富な欧州のデータに基づく試算であるため、今後導入が進む日本の実態とは異なる可能性がある点に留意が必要である。

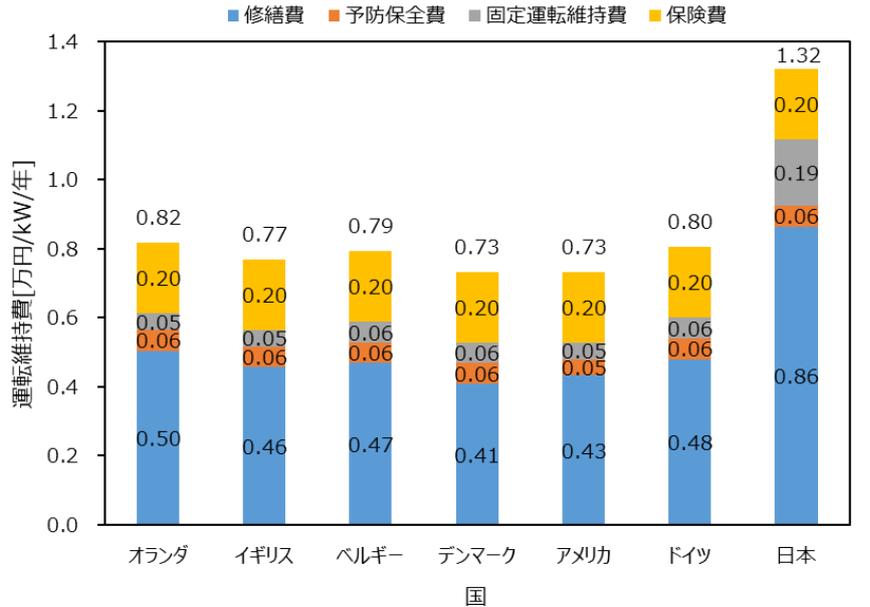


※1€=120 円で換算

※その他には建設時の保険費とプロジェクト管理費、偶発的な出来事に伴う支出が含まれる

図 4-88 各国の資本費構造

出所) IEA Wind “IEA Wind TCP Task 26: Offshore Wind Energy International Comparative Analysis” (2018 年 10 月) p.53 Table 14 より MRI 作成

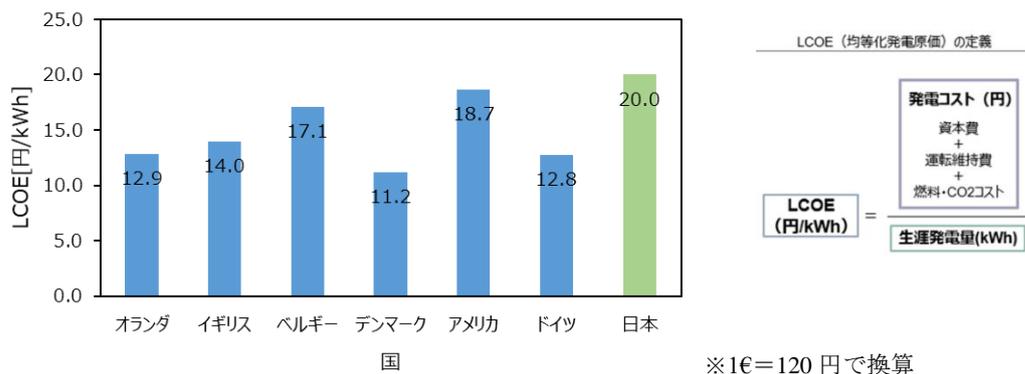


※1€=120円で換算

図 4-89 各国の運転維持費構造

出所) IEA Wind “IEA Wind TCP Task 26: Offshore Wind Energy International Comparative Analysis” (2018年10月) p.53 Table 14 より MRI 作成

IEA の報告書では欧米 6 カ国と日本の洋上風力における、発電量や発電にかかる直接的コストによって算出される LCOE (均等化発電原価) は約 11~20 円/kWh と試算されており、各国におけるばらつきが大きい (図 4-90)。これは主に風速や設備利用率が影響していると想定される。日本の LCOE については、①銚子沖の風速が基準値よりも遅いこと、②想定されている設備容量が基準値よりも低く、船舶の使用料等の固定費用が増大すること、の 2 点より LCOE は各国より高くなっている。



※1€=120円で換算

図 4-90 各国の LCOE

出所) IEA Wind “IEA Wind TCP Task 26: Offshore Wind Energy International Comparative Analysis” (2018年10月) p.46 Table 12 より MRI 作成

## 2) 英国における入札価格

英国において、2014年から2019年にかけて CfD 制度<sup>181</sup>の入札が行われた洋上風力発電所における落札価格の推移は表 4-38 の通り。入札制度の導入以降、事業者間の競争が加速した結果、入札価格の下落が進んでおり、最新の入札額は 5.55 円/kWh となっている。

表 4-38 英国における洋上風力の入札価格の推移

PJ名	入札日	助成スキーム	入札額 (円/kWh)	入札容量(MW)
East Anglia One	2014年6月	CfD	16.01	714
Neart na Gaoithe	2014年6月	CfD	16.78	448
Triton Knoll	2017年9月	CfD	10.47	860
Moray Firth	2017年9月	CfD	8.05	950
Hornsea Two	2017年9月	CfD	8.05	1,386
Doggerbank Creyke Beck A P1	2019年9月	CfD	5.55	1,200
Doggerbank Creyke Beck B P1	2019年9月	CfD	5.83	1,200
Doggerbank Creyke Teeside A P1	2019年9月	CfD	5.83	1,200
Forthwind	2019年9月	CfD	5.55	12
Seagreen Phase 1	2019年9月	CfD	5.83	454
Sofia Offshore Wind Farm Phase 1	2019年9月	CfD	5.55	1,400

※1GBP=140 円換算

出所) IEA Wind TCP Task 26, “Offshore Wind Energy International Comparative Analysis”, P27(2018年10月)、Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Contracts for Difference(CfD). Allocation Round3: results – published 20 September 2019, revised 11 October (<https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-3-results>)<閲覧日: 2020/3/21>より MRI 作成

## 3) 日本の FIT 制度における洋上風力のコスト想定値

日本の FIT 制度では平成 26 年度に洋上風力の調達価格が設定された。その際、国内外で商用化実績のある安価な基礎構造を採用する前提で、資本費は 56.5 万円/kW、運転維持費は 2.25 万円/kW/年と設定された (図 4-91)。また、設備利用率は 30%と想定し、調達価格は 36 円/kWh に設定された。

<sup>181</sup> Contracts for Difference の略。低炭素発電事業者を対象とした差額契約型の FIT 制度。低炭素発電事業者と Low Carbon Contracts Company (政府所有の有限責任会社) との間で個別の差額決済契約を締結し、レファレンス・プライス (参照価格) が行使価格 (固定価格) を下回る場合には、発電事業者が差分を受け取り、上回った場合には、発電事業者が差分を支払う仕組み。(東京海上日動リスクコンサルティング株式会社「平成 30 年度 新興国におけるエネルギー使用合理化等に資する事業 (海外における再生可能エネルギー等動向調査) 調査報告書」 p.176 (2019年3月))

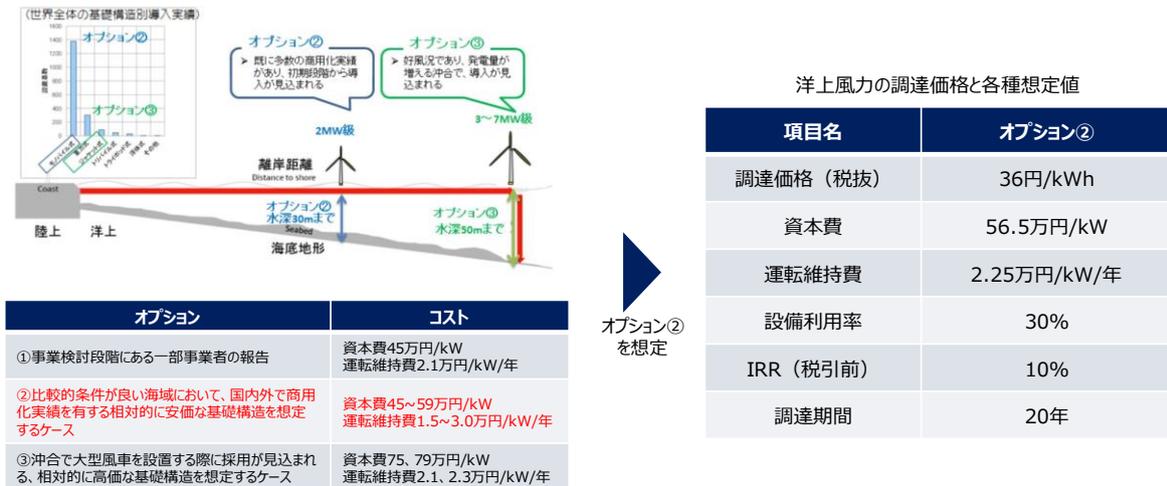


図 4-91 平成 26 年度の調達価格等算定委員会による洋上風力の想定と調達価格

出所) 資源エネルギー庁「平成 26 年度調達価格及び調達価格に関する意見」(平成 26 年 3 月) p.15・p.16 および p.37 より MRI 作成

### (3) 洋上風力発電の事業環境

#### 1) 再エネ海域利用法の概要

再エネ海域利用法は、洋上風力発電の円滑な導入のため、国が促進区域を指定し、公募によって促進区域内の海域を最大 30 年間占有することができる事業者を選定する制度を定め、事業の安定性を確保しつつ、コストの低減を図る法律である(図 4-92)。促進区域の指定に当たり国による区域の状況の調査が行われることになり、日本版セントラル方式とも呼ばれる。

2030 年度までに運転が開始されている促進区域を 5 区域とする KPI が設定されているが、これは上限ではなく、今後区域設定数が KPI を超える可能性がある。

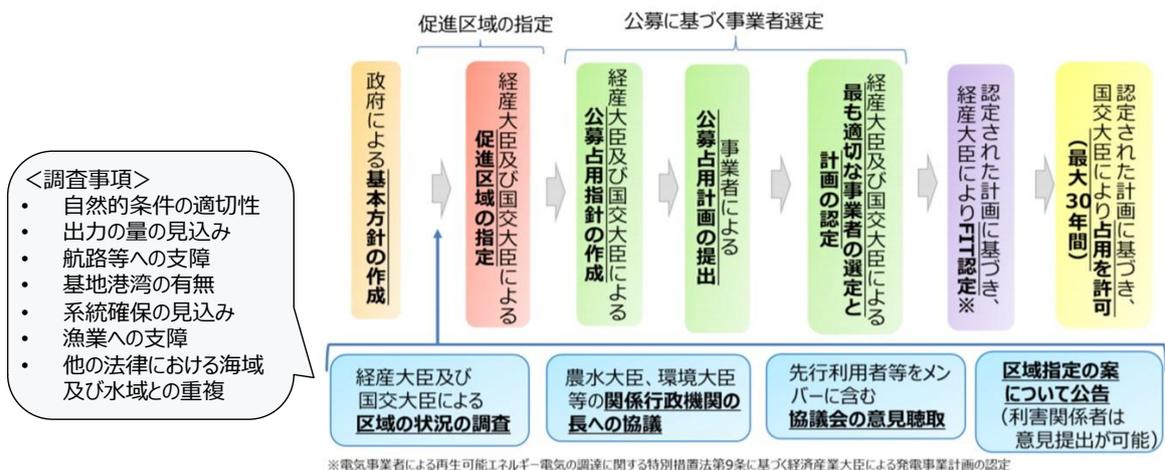


図 4-92 再エネ海域利用法に基づく手続の概要

出所) 経済産業省資源エネルギー庁 国土交通省港湾局 (2019) 交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会 合同会議 『中間整理』 p.6 (2019年4月)

セントラル方式は、再生可能エネルギーの開発地域、導入計画や環境アセスメント、海域調査等を政府が主導して行い、プロジェクトの実施事業者を競争入札で決定する方式のことを指す。従来事業者側が負担していた事業開発リスクが大幅に軽減されることにより、開発コストの低減につながっている。

国によって、政府側責任の領域が異なる。例えば、オランダでは、ゾーニング・海域選定・海域調査・許認可・接続申込・接続検討・系統連系工事までの一連の工程を全て政府が実施している(図 4-93)。一方、英国では、政府はゾーニングのみを実施しており、事業者側責任の範囲が広い。

プロセス国	ゾーニング	海域選定	海域調査	許認可	接続申込	接続検討 系統連系工事	政府側 リスク管理	事業者側 リスク管理
英国	Crown Estate	Developer	Developer	Developer via PINs	Developer/ National Grid	Developer/ OFTO	リスク小	リスク大
ドイツ 2014年	BSH	Developer	Developer	Developer via BSH	Developer/ TSO	TSO	↑ ↓	↑ ↓
ドイツ 2017年	BSH	BSH	BSH	Developer via BSH	BSH	TSO		
オランダ	RVO	RVO	RVO	RVO	RVO/TSO	TSO		

政府側責任
  事業者側責任

図 4-93 各国のセントラル方式概要

出所) 日本風力発電協会 (2018) 「自由民主党再生可能エネルギー普及拡大議員連盟『洋上風力発電の導入促進に向けて ～特に洋上風力新法に係る課題と要望～』」 p.9 (2018年3月16日)

## 2) 促進区域の動向

公募対象となる促進区域の指定に向けて、既に一定の準備が進んでいる区域は11か所ある。このうち4区域(秋田県能代市・三種町・男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖、千葉県銚子市沖、長崎県五島市沖)では、地元関係者との合意形成といった環境整備が進捗しており、「有望区域」とされている(図 4-94)。

本有望区域のうち、長崎県五島市沖は、令和元年12月27日に促進区域に指定された<sup>182</sup>。

<sup>182</sup> 経済産業省 促進区域の指定について

([https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/yojo\\_furyoku/dl/public/nagasaki\\_goto\\_pub.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/public/nagasaki_goto_pub.pdf))< 閲覧日: 2020/3/21 >

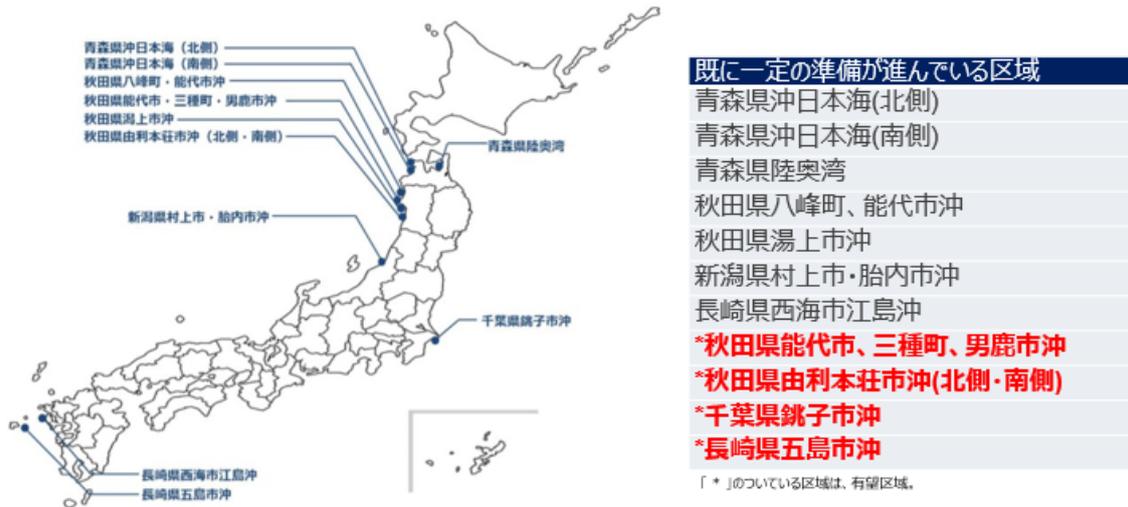


図 4-94 促進区域指定の候補地一覧

出所) 資源エネルギー庁『国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案』資料1 p.51 (2019年9月)

促進区域の指定には、有望な区域選定のための情報収集・協議会における調整・国による詳細調査を経ることとなっている。

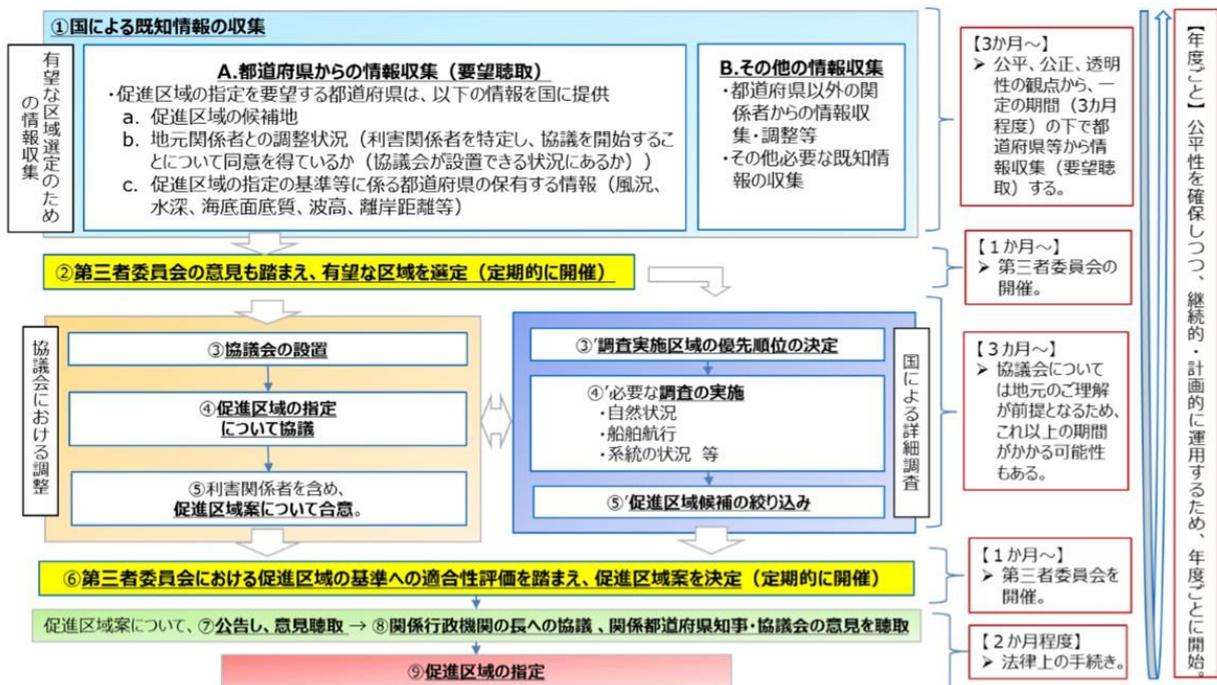


図 4-95 促進区域の指定プロセス及び想定スケジュール

出所) 経済産業省資源エネルギー庁 国土交通省港湾局 (2019) 交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会 合同会議 『中間整理』p.20 (2019年4月)

### 3) 洋上風力発電の環境アセスメントに関する検討状況

風力発電設備の導入には、地元との調整や環境アセスメント、立地のための各種規制・制約への対応が必要となり、導入に時間がかかることが課題となっている。

本課題に対し、環境アセスメントについては、環境省と経済産業省で連絡会議を設置し、前倒し環境調査による手続期間短縮（3~4年から半減を目標）のための具体的方策を取りまとめた「中間報告」が公表されている。

また、FIT申請においても、従来は「準備書についての勧告書等」が必要であったところ、2016年12月の制度運用変更により、「方法書手続を開始したことを証する書類」となり、FIT申請タイミングの前倒しも実現している。

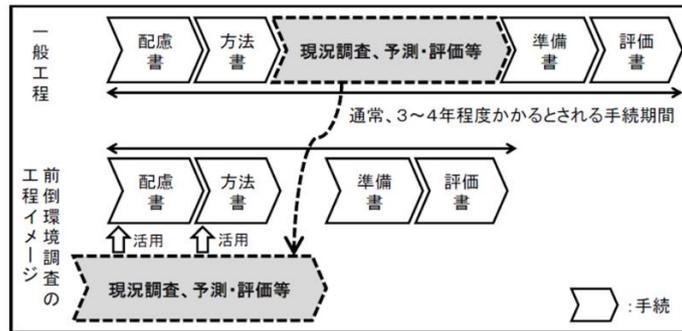


図 4-96 前倒し環境調査の定義

出所) NEDO「環境アセスメント迅速化手法のガイド ―前倒し環境調査の方法論を中心に― 風力発電所総論」p.2（2018年3月30日）

洋上風力発電の環境アセスメントについては、沿岸洋上風力発電所、沖合洋上風力発電所に分類して環境影響の評価項目が検討された（表 4-39）。

表 4-39 洋上風力発電所（沿岸・沖合）における評価項目の選定の考え方（着床式の場合）

環境要素の区分	影響要因の区分	工事の実施			土地または工作物の存在及び供用	
		工所用資材等の搬出入	建設機械の稼働	造成等の施工による一時的な影響	地形変化及び施設の使用	施設の稼働
大気環境	大気質	窒素酸化物 粉じん等				
	騒音及び超低周波音	騒音及び超低周波音				
	振動	振動				
水環境	水質	水の濁り				
	底質	有害物質				
	その他	流向・流速 水中音				
その他の環境	地形及び地質	重要な地形及び地質				
	その他	風車の影				
動物	重要な種及び注目すべき生息地 (海域に生息するものを除く)					
植物	重要な種及び注目すべき生息地、海域に生息する動物					
生態系	重要な種及び重要な群落、海域に生育する植物					
生態系	地域を特徴づける生態系					
景観	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観					
人と自然との触れ合い活動の場	主要な人と自然の触れ合いの活動の場					
廃棄物等	産業廃棄物 残土					
一般環境中の放射性物質	放射線の量					

■ 発電所アセス令における評価項目 □ 場合によって検討すべき項目

出所) 環境省「洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会報告書 概要版」p.5（2017年3月）よりMRI作成

#### 4) 洋上風力発電開発における合意形成プロセス

洋上風力の導入の際には地域との合意形成が重要となるが、設置場所が海域となるため、求められる合意形成プロセスが陸上風力とは異なる。

東京大学海洋アライアンスの報告書では、海洋利用における合意形成の特徴として、①海域の管理者の不在、②合意形成における情報不足、③関係者がプロフェッショナル主体となること、④一般市民の利害が表面化しにくいこと、の4点を挙げている<sup>183</sup> (図 4-97)。このような海域特有の状況を踏まえた合意形成プロセスが求められる。

諸外国では洋上風力における合意形成に係る検討が進められている事例がいくつかある。例えば、Island Institute<sup>184</sup>による報告書では、グッドプラクティスの研究から、簡単に相互学習ができる環境の構築と地域社会への利益の提供の2点が洋上風力開発における合意形成に重要であると指摘している<sup>185</sup>。

海域管理における一般的な法令は存在せず、海域については所有者が法令で定められていない。

合意形成において必要な情報が不足しがちで、かつ、取得困難である場合が多い。

漁業者、海運事業者、発電事業者等合意形成における関係者がプロフェッショナル主体。

陸域利用と比較して一般市民の直接的な関わりが薄く、一般市民の利害が表面化しにくい。

図 4-97 海洋利用における合意形成プロセスの特徴

出所) 東京大学海洋アライアンス 海洋利用に関する合意形成のガイドラインについて～「海洋空間計画」の策定に向けて (2018年6月) より MRI 作成

<sup>183</sup> 東京大学海洋アライアンス 海洋利用に関する合意形成のガイドラインについて～「海洋空間計画」の策定に向けて (2018年6月)

<sup>184</sup> アメリカのメイン州における地域 (120の島と沿岸) の持続可能性について研究している機関。

<sup>185</sup> Island Institute “Engaging Communities in Offshore Wind: Case Studies and Lessons Learned from New England Islands” (2015年12月)

## 5) 洋上風力発電の必要インフラ

洋上風力の建設には、数百～数千トンの大型部品（基礎やタワーなど）の保存・運搬のための、高い耐荷重性と広大なヤードを備えている港が必要となる（図 4-98）。また、洋上風力の設置には SEP 船、ジャッキアップ船、起重機船等の特殊な大型の洋上作業船が必要となる（図 4-99）。



図 4-98 風車の基礎を製造するドイツのブレーマーハーフェン港

出所) EUROPEAN UNION, Supply Chain, Port Infrastructure and Logistics Study: for offshore wind farm development in Gujarat and Tamil Nadu (2016年6月) p.36 (Figure 19)



図 4-99 タービンを設置する大型の洋上作業船

出所) EUROPEAN UNION, Supply Chain, Port Infrastructure and Logistics Study: for offshore wind farm development in Gujarat and Tamil Nadu (2016年6月) p.77 (Figure 80)

## 6) 洋上風力発電の設置基地となる港湾確保に向けた港湾法の改正

洋上風力発電の導入促進を目的として、2019年10月に港湾法の一部を改正し、国が洋上風力発電設備の設置等の基地となる港湾（海洋再生可能エネルギー発電設備等拠点港湾）を指定し、当該港湾の埠頭を発電事業者に長期間貸し付ける制度を創設した（図4-101）。国は埠頭における複数事業者の利用の調整を行う。また、港湾区域における公募占用計画の認定の有効期間を20年から30年に延長された。

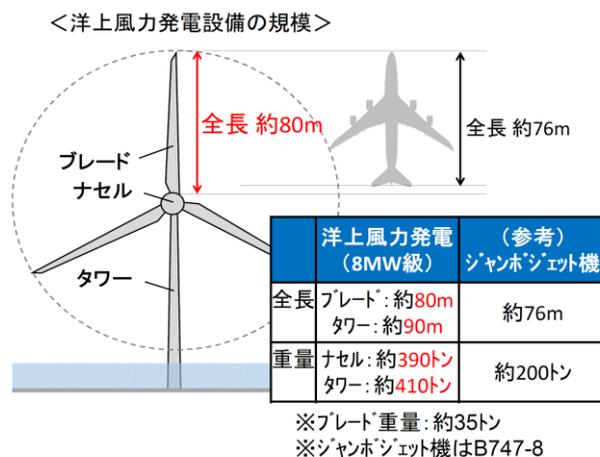


図 4-100 想定されている洋上風力発電設備の規模

出所) 国土交通省「港湾法の一部を改正する法律案」を閣議決定～洋上風力発電設備の設置等のための埠頭貸付制度の創設・国際基幹航路の維持・拡大に関する取組の強化～（概要）（2019年10月）  
[https://www.mlit.go.jp/report/press/port01\\_hh\\_000213.html](https://www.mlit.go.jp/report/press/port01_hh_000213.html)（閲覧日 2019年11月6日）

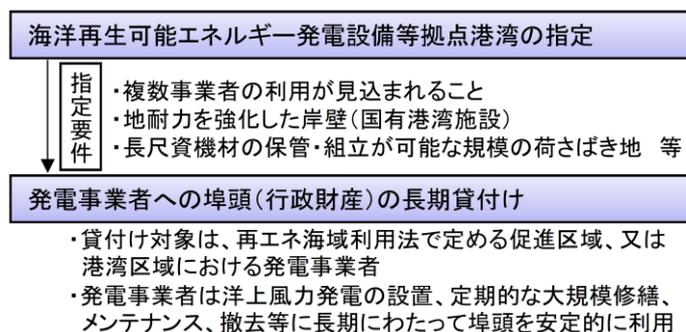


図 4-101 新制度の概要

出所) 国土交通省「港湾法の一部を改正する法律案」を閣議決定～洋上風力発電設備の設置等のための埠頭貸付制度の創設・国際基幹航路の維持・拡大に関する取組の強化～（概要）（2019年10月）  
[https://www.mlit.go.jp/report/press/port01\\_hh\\_000213.html](https://www.mlit.go.jp/report/press/port01_hh_000213.html)（閲覧日 2019年11月6日）

#### (4) 洋上風力発電の現状・課題のまとめ

##### 1) 洋上風力発電の導入状況

- 再エネ海域利用法の成立を受けて、洋上風力の開発案件が増加している。環境アセス手続き中の案件と累積導入量を合わせると、ミックスの約3.5倍の水準に達している。
- 環境省や JWPA のポテンシャル調査を踏まえると、今後も導入の余地は大きく残されている。

##### 2) 洋上風力発電のコスト動向

- 海外（特に欧州）においては、洋上風力の低コスト化が進み、CAPEX では 40～50 万円/kW、LCOE では 10～15 円/kWh の水準を達成している。
- 一方日本においては、導入実績が少なく、コスト実態はこれから明らかになる状況である。

##### 3) 洋上風力発電の事業環境

- 再エネ海域利用法のもと、現在 4 区域で促進区域の指定に向けた手続きが進められている。今後さらに追加で促進区域が指定される可能性がある。
- 洋上風力の環境アセスについては、環境影響の評価項目に関する考え方が提示されている。また、環境アセスの迅速化に向けた制度改正が実施されている。
- 洋上風力の開発には、地域との円滑な合意形成が重要である。諸外国においても合意形成プロセスに関するスタディーが進められている。
- 港湾インフラの整備に関しては不十分な状況にある。国交省を中心に港湾法改正を含めた取り組み・検討が進められている。

【参考：EU の風力発電導入におけるバリアスタディ】

欧州風力エネルギー協会（EWEA）は2010年に発表した「WindBarriers」において、EU各国の風力発電の導入を妨げるバリア（障壁）について分析を行っている。リードタイムやコスト、関連するステークホルダー数（行政機関や送電系統運用者、配電系統運用者等）等の指標を用いて、行政手続きと系統連系の2領域におけるバリアを評価している。

その結果、環境アセスや系統制約等が主要なバリアとなっており、建設の許可や系統への接続許可にかかる合計リードタイムは陸上風力で平均54.8ヶ月、洋上風力で平均32ヶ月と長くなっていることが明らかになった（図4-102）。

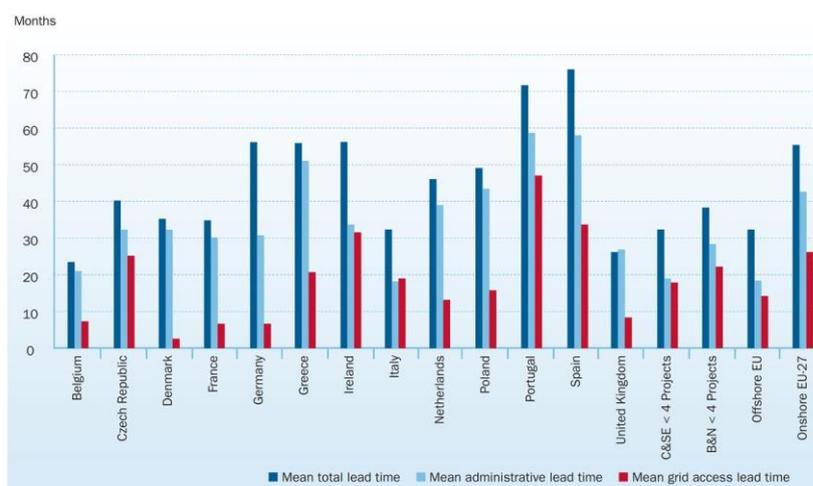


図 4-102 EU 各国における行政手続きや系統連系にかかるリードタイム

出所) EWEA WindBarriers: Administrative and grid access barriers to wind power (2010年7月) p.43

「WindBarriers」では、2010年に市場が発展しつつあった洋上風力（当時はEU全体で合計357MWが導入済み）についても言及している。

洋上風力においては、海上空間計画(Maritime Spatial Planning: MSP)などの効率的で合理的な意思決定プロセスを国が主体として実施しているため、陸上風力に比べ、行政手続きに係るリードタイムが短くなっている（図4-103）。一方でコストは高く、特に環境アセスの経験の蓄積の不足が障壁となっている（図4-104）。また、洋上という地理的な条件により、系統連系に係るリードタイムやコストは比較的高い。

本報告書では行政手続きと系統連系の両方において、国境を越えた協力が必要であると指摘している。

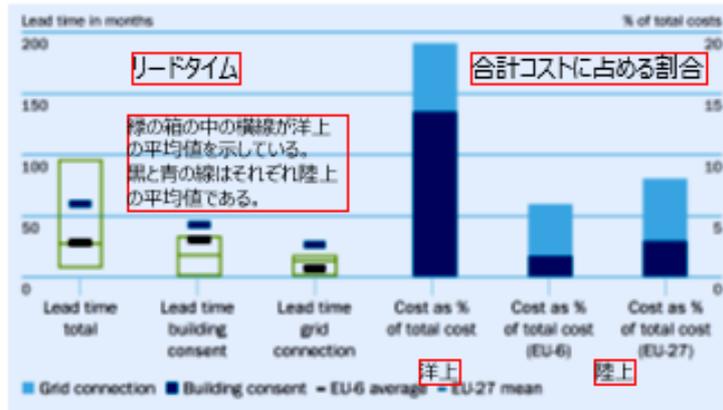


図 4-103 洋上風力開発におけるリードタイムとコスト

出所) EWEA WindBarriers: Administrative and grid access barriers to wind power (2010年7月) P142 赤枠で囲まれた箇所はMRI加筆

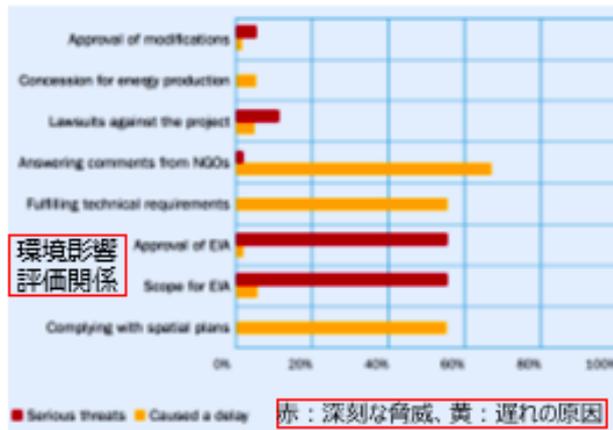


図 4-104 洋上風力開発における障壁

出所) EWEA WindBarriers: Administrative and grid access barriers to wind power (2010年7月) P143 赤枠で囲まれた箇所はMRI加筆

#### 4.2.2 今年度の検討事項

##### (1) 洋上風力発電市場の課題・施策を踏まえた検討事項

洋上風力発電の市場拡大のためには、民間投資の呼び込み、サプライチェーン・インフラの形成、及び参入障壁の除去を進める必要があり、各省において、必要施策の検討が為されている（図 4-105）。

また、昨年度は、風力発電の障壁・課題と施策の方向性として、図 4-106 に示す施策案について検討を行った。

各省における現在の検討状況や、昨年度の検討結果を踏まえ、政策的支援の必要性について議論が不足している事項として「保守・故障データの収集・共有支援」、「メンテナンスプログラム・O&M 人材育成支援」、「国によるゾーニングの推進高度化（合意形成支援・環境アセス合理化）」に焦点を当て、詳細調査・検討を行うこととした。

調査は、文献・ウェブにおける公開情報を取りまとめるとともに、業界団体、発電事業者、ゼネコン、O&M 事業者にヒアリングを実施し、詳細な課題・ニーズ等を把握した。

課題	必要施策	国による取り組み動向	検討事項
民間投資の呼び込み	野心的な導入目標・計画の策定	▶ 2030年以降の目標値未設定	LCOE削減のため、設備利用率向上を目的として、 <b>保守・故障データの収集と共有支援</b> が有効ではないか？
	継続的な支援策の実施	▶ FIT法抜本見直し（入札制度の導入等）	
	日本版セントラル方式の導入	▶ 再エネ海域利用法の成立	
	導入コスト・LCOEの削減	▶ FIT法抜本見直し（入札制度の導入等）	
サプライチェーン形成・インフラ整備	国内産業育成・人材育成	▶ 再エネ海域利用法公募占用指針における評価基準への地域貢献要素の設定	地域の雇用創出が期待される <b>O&amp;M業務の人材育成</b> に関するより具体的な検討が必要ではないか？
	インフラの戦略的整備（港湾・船舶）	▶ 港湾法改正・拠点港整備に向けた検討	
	地域経済活性化	▶ 再エネ海域利用法公募占用指針における評価基準への地域貢献要素の設定	
参入障壁の除去	系統連系制約の解消	▶ コネクト&マネージ等の導入	国が主導したゾーニングを推進し、その中で <b>地域との合意形成支援</b> や <b>環境アセスの合理化</b> を進めることが有効ではないか？
	関連規制の合理化	▶ 環境アセス：評価項目の考え方整理	
	地域との合意形成支援	▶ 再エネ海域利用法における協議会設置	

図 4-105 日本における洋上風力市場の課題と必要施策の全体像

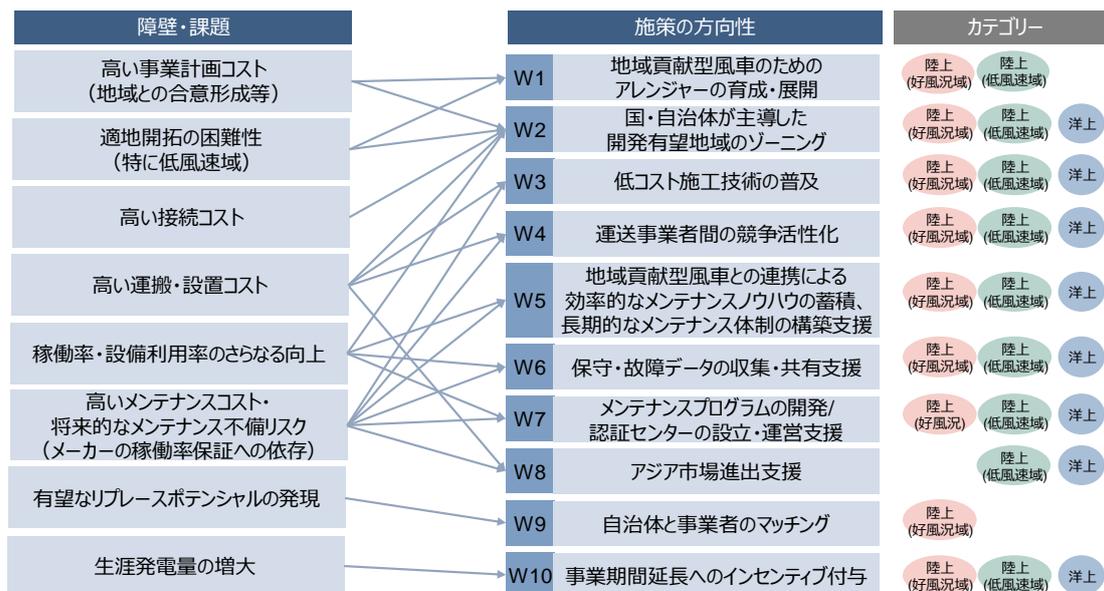


図 4-106 風力発電の障壁・課題と施策の方向性（昨年度検討結果）

## (2) 検討事項① 保守・故障データの収集・共有支援

昨年度、事業者へのヒアリング調査等を踏まえ、保守・故障データの収集・共有支援を施策案として以下の内容を提示した。

本施策案について、事業者における具体的ニーズや、実現に向けた課題、要検討事項について、さらに詳細調査を行った。

表 4-40 保守・故障データの収集と共有支援 施策イメージ（昨年度検討結果）

<p>施策の背景・目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 大型部品の故障に伴う大規模修繕の防止や、計画的・効率的なメンテナンス実施によるダウンタイムの削減のためには、事業者において故障を予兆する必要があるが、風車の保守・故障データや関連情報が不足している状況。</li> <li>● 風車の保守・故障データが事業者間で共有され、業界全体として事故予兆に係るノウハウを向上すれば、メンテナンスコストの削減、ダウンタイムの削減による稼働率・設備利用率の向上が期待される。</li> </ul>
<p>施策のイメージ</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 公的な性格を持つ機関がハブとなり、保守・故障データの収集・共有を図るデータベースを構築する。</li> <li>● 又は、自治体等が主導し風力発電事業者との意見交換・協議の場などを設置することで、地域単位で風力発電事業者の相対での合意の下、保守・故障データの共有を図る。</li> <li>● 国は、これらの風力発電事業者同士の連携に関する優良事例の発信やマニュアルの作成等を行う。</li> </ul>
<p>期待される効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● メンテナンスコストの削減             <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 大型部品の故障に伴う大規模修繕の防止</li> <li>➢ 計画的、効率的なメンテナンスの実施による部品調達コスト等の削減</li> </ul> </li> <li>● 稼働率・設備利用率の向上（計画的・効率的なメンテナンスの実施によるダウンタイムの削減）</li> </ul>
<p>施策化にあたって検討すべき課題・論点</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● メーカー・風力発電事業者が競争関係にある中、データ共有のインセンティブをどのように付与するか。</li> <li>● 事業者同士が相互にメリットを享受するためには、どのような事業者がメリットを感じ、どういった主体が主導しやすいか。</li> <li>● メーカー・風力事業者がデータを提供しやすくするための配慮事項は何か（個別事業所が特定できなくなるデータの可能など）</li> </ul>

(3) 検討事項② メンテナンスプログラム・O&M人材育成支援

昨年度、事業者へのヒアリング調査等を踏まえ、メンテナンスプログラムの開発／認証センターの設立・運営支援を施策案として以下の内容を提示した。

本施策案について、事業者における具体的ニーズや、実現に向けた課題、要検討事項について、さらに詳細調査を行った。

表 4-41 メンテナンスプログラム・O&M人材育成支援 施策イメージ（昨年度検討結果）

<p>施策の背景・目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力発電のメンテナンス技術者は不足している状況にあり、今後の健全な運用のためには、人材育成・増員が重要課題。</li> <li>● 風力発電のメンテナンス業務実施にあたっては、GWO (Global Wind Organization) の安全に係るトレーニングや各風車メーカーの技術トレーニングを受ける必要があり、取得に係る時間・費用面の負担が大きい状況。</li> <li>● また、各発電事業者・メンテナンス事業者にて独自の技術トレーニングも実施されているが、各社の OJT となっており、トレーニング内容は統一されていない。</li> <li>● GWO のトレーニングや、業界として統一された技術トレーニングを国内かつ 1 か所で受講可能なセンターを設立できれば、事業者の負担軽減となり、それを活用したメンテナンス技術者の育成が期待される。また、メンテナンス技術者が増えれば、市場全体として低コスト化が期待できる。</li> </ul>
<p>施策のイメージ</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● メンテナンスに必要な技術トレーニングの標準化を行うプログラムの開発を支援する。</li> <li>● 必要なトレーニングを一括で受講できるトレーニングセンターの設立・運営を支援する。</li> </ul>
<p>期待される効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● メンテナンス技術者の育成に係る事業者負担の軽減</li> <li>● メンテナンス技術者の増員</li> <li>● メンテナンスコストの削減</li> </ul>
<p>施策化にあたって検討すべき課題・論点</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● メンテナンスプログラムの開発、トレーニングセンターの運用は民間ベースで行われているが、国としてどのような支援がありうるか。</li> <li>● メンテナンスノウハウの共有に係る民間事業者のインセンティブ付与。</li> <li>● 風車のメンテナンス業務に係る認知度の向上</li> </ul>

(4) 検討事項③ 国によるゾーニングの推進・高度化（合意形成支援・環境アセス合理化）

環境省では、事業計画が立案される前の早期の段階において、地方自治体主導で、関係者の協議のもと、再生可能エネルギー導入を促進するエリア、環境保全を優先するエリア等を設定する「ゾーニング」を行うことを促進している（図 4-107）。

平成 28 年度から風力発電に係るゾーニング手法検討モデル事業を 10 地方自治体において実施し、平成 30 年 3 月に「風力発電に係る地方公共団体によるゾーニングマニュアル」を策定・公表した。

ゾーニングを踏まえた事業計画が立案されることにより、地元の合意形成の円滑化が期待される。また、環境アセスメントに要する審査期間、調査期間の効率化・短縮化が見込まれることから、風力発電の円滑な導入を促進することが期待される。従って、国によるゾーニングの推進・高度化に向けて、合意形成支援及び環境アセスの合理化の観点から、具体的なニーズや、実現に向けた課題、要検討事項について、詳細調査を行った。

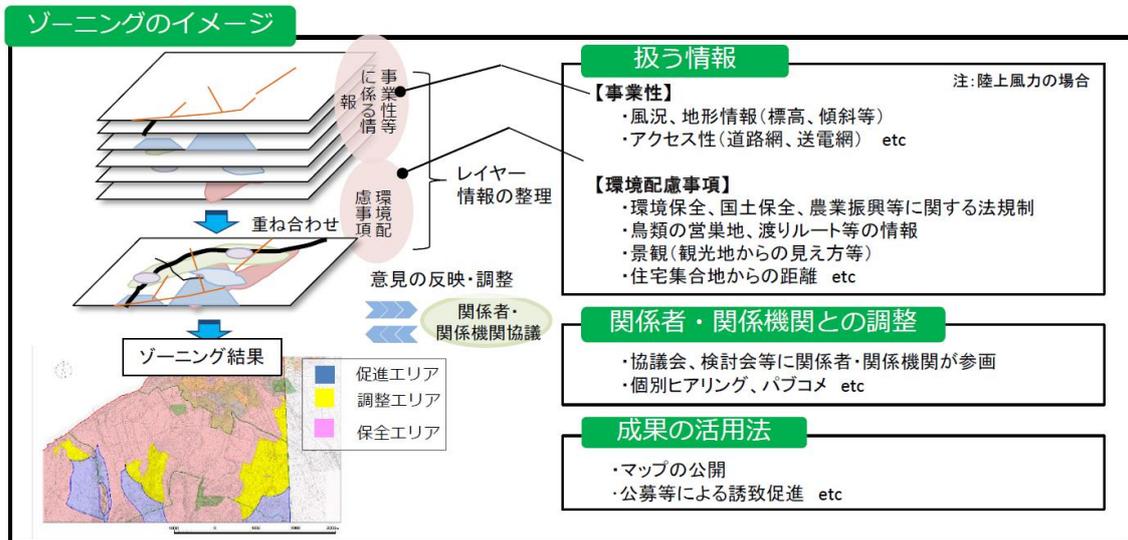


図 4-107 ゾーニングのイメージ

出所) 環境省環境影響評価制度小委員会（第 6 回）資料 3「最近の環境影響評価手続状況等について」  
P15（2019 年 4 月 25 日）

洋上風力の開発に向けては、地域との円滑な合意形成が重要であるが、事業者個々のノウハウや、自治体担当者の裁量に依る部分が多いのが現状である。洋上風力先進国である英国等における先行事例を調査し、地域との合意形成に関する支援施策に対する事業者のニーズ、有効な具体施策について調査・検討を行った。

風力発電の環境アセスについては、環境調査の前倒しによる期間短縮に向けた取り組みが進められている。また、「環境影響評価審査の簡素化による期間の短縮化」についても検討される予定となっている。これらの取り組みに加え、さらに検討すべき環境アセスの合理化に関する事業者のニーズや課題について調査を行った。

○再エネ海域利用法における環境省の関与

- ・基本方針においては、海洋環境の保全等に関する事項を定めることとなっており、こうした観点から環境大臣も協議を受けた上で、閣議決定。
- ・促進区域の指定にあたっては、経済産業大臣及び国土交通大臣は、海洋環境の保全の観点から、環境大臣とも協議を行うこととされている。
- ・協議会においても、環境省は必要に応じて参加、助言、資料の提供等の協力ができる。

○再エネ海域利用法とゾーニングの関係

- ・海洋環境保全に関する情報を収集し、主務大臣や事業者へ情報提供して環境配慮を促すことが、重大な環境影響の回避、低減につながるとともに、事業者の事業の予見可能性を高めることにもなる。
- ・そのため、環境省としては、環境保全に係るゾーニングモデル事業及び実証事業において得られた海洋環境保全に関する情報を活用して促進区域指定の協議に対応する。なお、事業実施に付随して得られた海洋環境保全以外の情報については、地方公共団体が活用することも可能。

○ゾーニングと環境影響評価手続の関係

- ・再エネ海域利用法においては、環境影響評価法の特例は設けられていない。したがって、公募によって選定された事業者は、環境影響評価法に基づき環境影響評価手続を実施する必要がある。
- ・区域指定の段階から環境配慮が適切になされていることを前提としつつ、環境影響評価審査の簡素化による期間の短縮化を図ることとする。

図 4-108 再エネ海域利用法と環境アセスに係る環境省の取り組み方針

出所) 環境省環境影響評価制度小委員会 (第6回) 資料3 「最近の環境影響評価手続状況等について」  
p.19 (2019年4月25日)

#### 4.2.3 保守・故障データの収集・共有に係る調査結果

##### (1) 欧州におけるデータ共有事例：SPARTA

###### 1) SPARTA の概要

SPARTA(System Performance, Availability and Reliability Trend Analysis)とは、安全性・信頼性・可用性を向上させながら、風力発電の運用パフォーマンスを改善し、洋上風力発電のコスト削減を目指したプロジェクトである<sup>186</sup>。

組織構成としては、海洋再生エネルギーの民間研究機関 ORE Catapult、英国王室領を管理する公益法人 Crown Estate がスポンサーとなっており、ORE Catapult がプラットフォームを組成し、データを提供する運営主体となっている<sup>187</sup>。ORE Catapult とは、沖合での再生可能エネルギーに関して技術開発および調査を行っている、イギリスの研究センターである（表 4-42）。

表 4-42 ORE Catapult の概要

設立の目的	独自の施設・知識を活用することによって、委託製造者（OEM）や風力タービン・関連機器製造者、開発事業者、所有者/オペレーターと連携し、既存の再生可能エネルギー技術を改善したり、次世代の再生可能エネルギー技術を開発したりすることにある。
組織編制	上記の目的を達成するために、「運用とパフォーマンス（Operation & Performance）」、「テストと検証（Testing & Validation）」、「調査と技術革新（Research & Innovation）」の3部門に分かれており、数々のプロジェクトやそれに基づいたケーススタディの結果を年次ごとに報告している。
担当部署	SPARTA のプロジェクト/ケーススタディは「運用とパフォーマンス」部門が調査・研究を担当している。
構成員	コンピューターサイエンス、データ管理、情報システム、機械工学、海洋技術の専門家で構成される学際的な研究チームを組成しており、風・波・潮流に関する課題の対処とデータの洞察を進めている。
提供サービス	活動の一環として、いくつかのベンチマークを提供している。そのなかで SPARTA は洋上風力の可用性、信頼性、パフォーマンスの改善をサポートし、効率の改善、コスト削減、セクターの革新、投資、開発を促すプロジェクトである。

出所) ORE Catapult “About Us | ORE Catapult | Offshore Wind, Wave & Tidal Technology Innovation”

<https://ore.catapult.org.uk/about-us/> (閲覧日 2019 年 11 月 29 日)

ORE Catapult “Data and Digitalisation | Operational Performance | ORE Catapult”

<https://ore.catapult.org.uk/operation-performance/strategic-programmes/data-digital/> (閲覧日 2019 年 11 月 29 日) より作成

<sup>186</sup> ORE Catapult(2018), “SPARTA | Case Studies | Offshore Renewable Energy Catapult”

(<https://ore.catapult.org.uk/stories/sparta/>) < 閲覧日:2019/11/26 >

<sup>187</sup> ORE Catapult (2018), “System Performance, Availability and Reliability Trend Analysis”

(<https://ore.catapult.org.uk/stories/system-performance-availability-and-reliability-trend-analysis-sparta/>) < 閲覧日:2019/11/26 >

SPARTA の参画企業は国の洋上風力発電設備を運用している 9 事業者である (図 4-109)。各事業者が運営する風力発電所 19 ヶ所、タービン 1256 機、設置容量 4,467MW からデータを収集しており、これによりイギリス国内で稼働している洋上風力発電の設備容量のうち 60% の運用データがカバーされている。ブレードから陸上変電所までの細部にわたり、風力発電事業に関する 88 の KPI (設備利用率・風況等) の分析に必要なデータが収集されており、原則として毎月報告・処理されている<sup>188</sup>。



図 4-109 SPARTA 参画企業

出所) ORE Catapult SPARTA”Sparta Portfolio Review 2018/19”p.2<発行日 : 2018 年 6 月 13 日>

## 2) SPARTA の提供サービス

参加企業に毎月提供されるベンチマークでは、複数のレベルに分かれた包括的なデータセットだけでなく、分析したデータを一目でわかる図表の形式に整理したものを参照することができる<sup>189</sup> (図 4-110)。このベンチマークによって、事業者は、自身の発電所が業界全体のなかでどの位置を占めているのかを確認することができる。

<sup>188</sup> ORE Catapult SPARTA, “Sparta Portfolio Review 2018/19”, p.5 (2018 年 6 月 13 日)

<sup>189</sup> ORE Catapult “System Performance, Availability and Reliability Trend Analysis”

<https://ore.catapult.org.uk/stories/system-performance-availability-and-reliability-trend-analysis-sparta> <閲覧日:2019/11/26>



図 4-110 設備利用率の分析例  
(2018-19 年にかけての設備利用率の月別平均値、および季節別平均値)

出所) ORE Catapult SPARTA “Sparta Portfolio Review 2018/19” p.10<発行日：2018 年 6 月 13 日>

### 3) SPARTA のデータ運用方法

収集された運用データ（ローデータ）は秘匿化されているため閲覧できないが、個社・個別の風車を特定できないデータにはアクセス可能であり、閲覧することができる。

SPARTA ではデータ収集にあたって表 4-43 に示す原則を遵守することが定められている。

表 4-43 SPARTA のデータ運用方法

原則	内容
秘匿性	事業者間におけるデータ共有と産業ベンチマーキングの提供を可能にするために、参画企業に提供する運用データには秘匿化処理を実施している。
透明性	データ収集方法が準拠する定義・方法論はメトリック・ハンドブックとして刊行され、分析結果の透明性が担保されている。
品質	持続的な検証と評価基準の担保によって良質かつ信頼性のある成果を提供している。
データの 代表性	英国水域内にある洋上風力発電所の設備 60%以上という代表性のある母集団にもとづいてベンチマークが行われている。
産業主導	SPARTA は所有者/事業者による所有者/事業者のためのシステムであり、つねに産業上のニーズ充足という観点から運営されている。
毎月の ベンチマーク	参画企業には毎月最新のベンチマークが提供される。これによって期間ごとの変異や特徴だけでなく、新規導入された風力発電の運用とモデリングの最適化に関する情報を伝達することができる。

出所) ORE Catapult SPARTA “Sparta Portfolio Review 2018/19” p.3、5<発行日：2018 年 6 月 13 日>

SOMPO リスクマネジメント株式会社・株式会社北拓 「平成 30 年度新エネルギー等の保安規制高度化事業委託調査（風力発電設備データ利活用検討調査）報告書」 p.50<発行日：2019 年 3 月 15 日>

洋上風力性能ベンチマークは 2014 年 1 月から利用可能であり<sup>190</sup>、所有者/事業者はローデ

<sup>190</sup> ORE Catapult SPARTA “Annual Report 2018/19, p.5（出版日不明、閲覧日 2019 年 11 月 29 日）

ータを提供することで、ORE がデータに基づいて処理・作成したベンチマークにアクセスすることができる（図 4-111）。

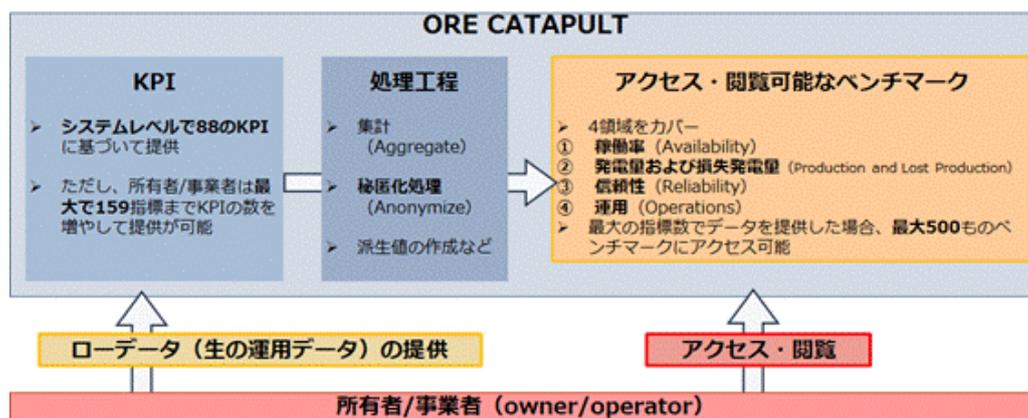


図 4-111 SPARTA の共有データの加工フロー

出所) ORE Catapult SPARTA “About Us | ORE Catapult | Offshore Wind, Wave & Tidal Technology Innovation” <https://ore.catapult.org.uk/about-us/> (閲覧日 2019 年 11 月 29 日)  
 ORE Catapult SPARTA “Annual Report 2018/19” ,p.29-30 (出版日不明、閲覧日 2019 年 11 月 29 日) を基に MRI 作成

## (2) 保守・故障データの収集・共有支援に関するヒアリング調査結果

保守・故障データの収集・共有支援に関する事業者ニーズについてのヒアリング調査結果を表 4-44 に示す。

特に洋上風力のノウハウがない新規事業者においては、保守・故障データの共有へのニーズが高く、O&M 計画の策定への貢献が期待されることが分かった。また、現在 NEDO の技術開発プログラムにおいて、欧州事例と同様に、O&M データの共有・データベース化に係る技術開発が実施されており、本課題に対しては、民間ベースでの取り組みが進められていることが分かった。現時点で支援策に対する具体的な要望は挙げられなかった。

表 4-44 保守・故障データの収集・共有支援に関するヒアリング結果

検討事項	ヒアリング結果概要
検討事項① 保守・故障データの 収集・共有支援	<p>&lt;現状と課題&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力は国内にノウハウがないことや新規事業者が存在することから、保守・故障データの共有へのニーズが高い。最新の機種を日本に設置した際の特徴をデータから抽出することで、適切な O&amp;M や合理的な計画策定が可能になるだろう。</li> <li>● NEDO の技術開発プログラムにおいて、稼働率データや故障データなどの O&amp;M データを共有し、データベース化する取り組みが昨年度より進められている。また、収集したデータを可視化するプラットフォームを構築しようとしている。</li> </ul> <p>&lt;求められる支援策&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>－ (現時点で支援策に対する具体的な要望は挙げられなかった)</li> </ul>



#### 4.2.4 メンテナンスプログラム・O&M 人材育成に係る調査結果

##### (1) 洋上風力発電の主要なメンテナンスプログラム

洋上風力発電の O&M 実施のためには、表 4-38 表 4-45 に挙げるメンテナンスプログラムの認証取得を求められることがある。特に風車メーカー及び風力発電事業者による非営利団体 GWO によるトレーニング認証は、海外において風車の O&M 業務を実施する際のデファクトスタンダードとなっている。

表 4-45 洋上風力の O&M に係る主要なトレーニングプログラムの概要

認証機関及び条約名	概要
Global Wind Organization (GWO)	世界の風車メーカーと発電事業者によって設立された非営利団体であり、風力発電業界における安全な作業環境の実現を支援するためのトレーニング認証を行っている。
Offshore Petroleum Industry Training Organization (OPITO)	石油産業従事者の安全な作業標準や作業者の安全教育を普及するための組織として設立され、洋上作業における安全確保を目的としている。
The International Convention on Standards of Training, Certification and Watchkeeping for Seafarers (STCW)	国際条約であるSTCW条約に基づき、船員の最低限の能力要件達成を義務づけている。条約加盟国政府はこの条約に基づき、船員の教育機関を監督し、能力証明を行い資格証明書の発給を行っている。
Industrial Rope Access Trade Association (IRATA)	ロープアクセス技術者の資質向上や新技術の開発などを行っている世界最大規模のロープを使用する技術者協会であり、ロープアクセス技術のトレーニング認証を行っている。

出所) IRATA International ホームページ <https://irata.org/> <閲覧日：2019年11月26日>

トアス株式会社ホームページ <https://www.ropeclimbing.jp/> <閲覧日：2019年11月26日>

日本サバイバルトレーニングセンターホームページ <http://n-s-t-c.com/> <閲覧日：2019年11月26日>

イオスエンジニアリング&サービス株式会社「GWO 安全トレーニング」<https://eos-es.co.jp/img/work/training01.pdf> <閲覧日：2019年11月26日>

国土交通省ホームページ「STCW 条約に基づく船員の資格証明書等」

<https://www.mlit.go.jp/sogoseisaku/kotsu/bunya/kaiji/stcw.html> <閲覧日：2019年12月6日>

## (2) 各メンテナンスプログラムの概要

各メンテナンスプログラムにおいて、作業時の安全確保と緊急時の対応方法に係るトレーニングメニューが設定されており、各メンテナンスプログラムの実施目的に応じてトレーニング領域・内容が異なっている（表 4-46）。

表 4-46 各メンテナンスプログラムの実施領域・内容

認証名	作業時の安全確保				緊急時の対応方法					
	安全に関する導入	個人の安全と社会的責任	高所作業	ロープアクセス技術	防火と消火	マニュアルハンドリング	ヘリコプターの安全と脱出	応急処置	シーサバイバル	救命艇
GWO (BST5)	-	-	○	-	○	○	-	○	○	-
OPITO (BOSIET)	○	-	-	-	○	-	○	○	○	○
STCW	-	○	-	-	○	-	-	○	○	○
IRATA	-	-	○	○	-	-	-	-	-	-

出所) IRATA International ホームページ <https://irata.org/> <閲覧日：2019年11月26日>  
 トーアス株式会社ホームページ <https://www.ropeclimbing.jp/> <閲覧日：2019年11月26日>  
 日本サバイバルトレーニングセンターホームページ <http://n-s-t-c.com/> <閲覧日：2019年11月26日>  
 ニッサイマリン工業株式会社「日本サバイバルセンターパンフレット」3頁（2018年）  
 イオスエンジニアリング&サービス株式会社「GWO 安全トレーニング」<https://eos-es.co.jp/img/work/training01.pdf> <閲覧日：2019年11月26日>

### 1) GWO の概要

Global Wind Organization (GWO) は世界の風車メーカーと発電事業者によって設立された非営利団体であり、風力発電業界における安全な作業環境の実現を支援するためのトレーニング認証を行っている<sup>191</sup>。

現在、40カ国以上に認証を受けたトレーニング施設があり、9万人以上がトレーニングを受講している。認証を受けるには、GWO が認定したトレーニング施設でトレーニングを受講する必要がある。また、有効期限があり、2年に1回更新する必要がある。欧州の洋上風力業界では、保守契約時にメーカーや発電事業者から GWO のトレーニング認証を求められることが多い。

<sup>191</sup> Global Wind Organization ホームページ <https://www.globalwindsafety.org/> <閲覧日：2019年11月26日>



図 4-112 日本サバイバルセンターにおける GWO のトレーニング

出所) ニッスイマリン工業株式会社「日本サバイバルセンターパンフレット」5 頁 (2018 年)

表 4-47 GWO の基本安全訓練の内容構成

モジュール名	主な内容
ファーストエイド	応急処置に必要な知識や技術
Manual Handling	怪我人の搬送方法等
Fire Awareness	防火・消火の技術と火災時の脱出方法
高所作業	ハーネス等の使用方法や高所からの脱出及び救助技術
海上サバイバル	おぼれた際の応急処置や海上における安全の確保法

出所) イオスエンジニアリング&サービス株式会社「GWO 安全トレーニング」<https://eos-es.co.jp/img/work/training01.pdf><閲覧日：2019 年 11 月 26 日>より MRI 作成

## 2) OPITO の概要

Offshore Petroleum Industry Training Organization (OPITO) は石油産業従事者の安全な作業標準や作業者の安全教育を普及するための組織として設立され、洋上作業における安全確保を目的としている<sup>192</sup>。

OPITO が策定した作業標準や訓練方法等は、世界中の海洋資源開発産業で使用されている。また、有効期間は 4 年となっている。現在、45 ヶ国に合計 200 施設の認定トレーニングセンターがあり、毎年 35 万人以上の人々が基準に従ってトレーニングを受けている。洋上風力業界でも、洋上作業における安全確保のために OPITO の準拠したトレーニングを受講することがある。



図 4-113 日本サバイバルセンターにおける OPITO のトレーニング

出所) ニッセイマリン工業株式会社「日本サバイバルセンターパンフレット」3 頁 (2018 年)

<sup>192</sup> 日本サバイバルトレーニングセンターホームページ <http://n-s-t-c.com/> <閲覧日：2019 年 11 月 26 日>

### 3) STCW の概要

国際条約である STCW 条約（船員の訓練並びに資格証明並びに当直の基準に関する国際条約）では、船員の最低限の能力要件達成を義務づけている<sup>193</sup>。条約加盟国政府はこの条約に基づき、船員の教育機関を監督し、能力証明を行い資格証明書の発給を行っている。また、5 年に 1 回更新する必要がある。能力要件やトレーニングカリキュラム等は国際海事機関（International Maritime Organization）が管理をしている。ジャッキアップ船等の自走能力を持たない船を除いて、基本的に全ての船員は STCW に準拠したトレーニングを受講する必要がある<sup>194</sup>。



図 4-114 日本サバイバルセンターにおける STCW のトレーニング

出所) ニススイマリン工業株式会社「日本サバイバルセンターパンフレット」4 頁 (2018 年)

<sup>193</sup> 国土交通省ホームページ「STCW 条約に基づく船員の資格証明書等」

<https://www.mlit.go.jp/sogoseisaku/kotsu/bunya/kaiji/stcw.html> <閲覧日：2019 年 12 月 6 日>

<sup>194</sup> 独立行政法人海技教育機構ホームページ「STCW 条約第 6 章基本訓練講習の開始について」

<https://www.jmets.ac.jp/news/n-2017042401.html> <閲覧日：2019 年 12 月 6 日>

#### 4) IRATA の概要

Industrial Rope Access Trade Association: 産業用ロープアクセス協会 (IRATA) はロープアクセス技術者の資質向上や新技術の開発などを行っている世界最大規模のロープを使用する技術者協会である<sup>195</sup>。

実務経験時間によって技術レベルを3段階に分ける、3年ごとの更新トレーニング制度を設ける、等の運用によって厳格なロープアクセス技術・知識レベルの管理・維持を図っている<sup>196</sup>。EU では基本的にロープアクセス業務に携わる際には、IRATA 資格を必須としている。ロープアクセス技術を用いることで、安全に低コストで風車の保守点検を実施することができる (図 4-115 ロープアクセス技術を用いた風車の保守点検)。



図 4-115 ロープアクセス技術を用いた風車の保守点検

出所) IRATA International ホームページ「RENEWABLE ENERGY」<https://irata.org/page/renewable-energy/>

<閲覧日: 2019年11月26日>



図 4-116 洋上油田・ガス田におけるロープアクセス技術を用いた保守点検

出所) IRATA International ホームページ「OFFSHORE OIL & GAS」<https://irata.org/page/renewable-energy/><

閲覧日: 2019年11月26日>

<sup>195</sup> IRATA International ホームページ <https://irata.org/> <閲覧日: 2019年11月26日>

<sup>196</sup> トーアス株式会社ホームページ <https://www.ropeclimbing.jp/> <閲覧日: 2019年11月26日>

### (3) 国内におけるメンテナンスプログラムの実施状況

国内においてトレーニングを受けられる施設は限られており、GWO は 2 カ所、OPITO は 1 カ所、IRATA は 3 カ所のみとなっている一方、STCW は比較的多くの施設でトレーニングを受講できる（表 4-48）。

トレーニング期間と費用は、GWO が 6 日で約 50 万円、OPITO が 1~3 日で 7~18 万円、STCW が 2~5 日で約 30 万円、IRATA が 5 日で約 16 万円となっている。

表 4-48 国内における各認証のトレーニング実施施設

認証	認証施設	期間	費用
GWO	<ul style="list-style-type: none"> <li>イオスエンジニアリング&amp;サービス株式会社のトレーニング施設（青森県）</li> <li>日本サバイバルトレーニングセンター（福岡県）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>基本安全訓練（5モジュール）で 6日程度</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>基本安全訓練（5モジュール）は 515,000円<sup>注1</sup></li> </ul>
OPITO	<ul style="list-style-type: none"> <li>日本サバイバルトレーニングセンター（福岡県）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>コースによって異なり、1~3日程度</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>70,000~185,000円<sup>注1</sup></li> </ul>
STCW	<ul style="list-style-type: none"> <li>日本サバイバルトレーニングセンター（福岡県）</li> <li>海技大学校（各地）</li> <li>日本船員雇用促進センター（各地）</li> </ul> <p style="text-align: center;">等</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2~5日程度</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>298,000円<sup>注1</sup></li> </ul>
IRATA	<ul style="list-style-type: none"> <li>株式会社ルナビルメンテナンス（東京都）</li> <li>株式会社F（神奈川県）</li> <li>トアス株式会社（兵庫県）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>最低4日で、標準的には5日程度</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>165,000円<sup>注2</sup></li> </ul>

注 1 日本サバイバルセンターの価格を参照（2019 年 11 月 26 日時点）

注 2 トアス株式会社の価格を参照（2019 年 11 月 26 日時点）

出所) IRATA International ホームページ <https://irata.org/> <閲覧日：2019 年 11 月 26 日>

トアス株式会社ホームページ <https://www.ropeclimbing.jp/> <閲覧日：2019 年 11 月 26 日>

日本サバイバルトレーニングセンターホームページ <http://n-s-t-c.com/> <閲覧日：2019 年 11 月 26 日>

### (4) メンテナンスプログラム・O&M 人材育成支援に関するヒアリング結果

メンテナンスプログラム・O&M 人材育成支援に関する事業者ニーズについてのヒアリング調査結果を表 4-49 に示す。

現在は GWO が業界のデファクトスタンダードとなっており、日本においても本認証の取得が求められる可能性が高いこと、また、風車メーカー独自のメンテナンスプログラムを受講する必要があり、国が主導してこれらを代替するようなメンテナンスプログラムの策定は困難であることが分かった。また、O&M を担う人材の母数が少なく、風力業界の認知度を上げることが課題として挙げられた。

求められる支援策としては、O&M 人材の裾野を広げる観点で、O&M の基礎的事項を理解してもらうための簡易プログラムの開催に対する支援や、風力業界の認知度を上げる取り組みに対する支援が挙げられた。また、規制面では、風車の O&M 関連データの開示義務化に対する意見も寄せられた。

表 4-49 メンテナンスプログラム・O&M 人材育成支援に関するヒアリング結果

検討事項	ヒアリング結果概要
<p>検討事項② メンテナンス プログラム・ O&amp;M 人材育成 に係る支援</p>	<p>&lt;現状と課題&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力の O&amp;M においては、GWO の取得がデファクトスタンダードになっている。</li> <li>● GWO は主に安全面のトレーニングプログラムであり、技術面のトレーニングは風車メーカー各社のトレーニングを受ける必要がある。</li> <li>● 最新風車は技術の高度化が進んでおり、O&amp;M 技術を取得するためには風車メーカーの下で実績を積む必要があるが、風車メーカーは O&amp;M 業務でかせぐビジネスモデルへと変化していることから、トレーニング内容の開示には消極的である。</li> <li>● 日本において求めるべき認証について、現在国交省海事局の専門委員会において議論中。ダブルスタンダードはコストアップにつながるため、デファクトスタンダードである GWO に準拠するのが望ましい。</li> <li>● 欧州では洋上作業時の船舶と作業員のモニタリング・最適管理を行うマリンコーディネーションセンター (MCC) の設置が要求されており、日本においても必要になる可能性がある。</li> <li>● 技術面のトレーニングについては、風車メーカーは情報開示に消極的であり、風車メーカーの下で徐々にノウハウを吸収していくしかない。高度な技術トレーニングに関する標準プログラムの作成は困難。</li> <li>● 人材を育成するには、まずは風力業界を知ってもらうことが重要である。メンテナンスプログラムや認証センターを作っても人材が集まらなければ意味がない。</li> <li>● 自治体レベルでは、高校の授業の一環として取り組んでいる例もあり、効果を実感している。北九州市や福島県（特にいわき市）、秋田県、青森県などが積極的に取り組んでいる。JWPA も出前講座を実施している。</li> </ul> <p>&lt;求められる支援策&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力の O&amp;M においては、GWO の取得がデファクトスタンダードになっている。</li> <li>● GWO は主に安全面のトレーニングプログラムであり、技術面のトレーニングは風車メーカー各社のトレーニングを受ける必要がある。</li> <li>● 最新風車は技術の高度化が進んでおり、O&amp;M 技術を取得するためには風車メーカーの下で実績を積む必要があるが、風車メーカーは O&amp;M 業務でかせぐビジネスモデルへと変化していることから、トレーニング内容の開示には消極的である。</li> <li>● 日本において求めるべき認証について、現在国交省海事局の専門委員会において議論中。ダブルスタンダードはコストアップにつながるため、デファクトスタンダードである GWO に準拠するのが望ましい。</li> <li>● 欧州では洋上作業時の船舶と作業員のモニタリング・最適管理を行うマリンコーディネーションセンター (MCC) の設置が要求されており、日本においても必要になる可能性がある。</li> <li>● 技術面のトレーニングについては、風車メーカーは情報開示に消極的であり、風車メーカーの下で徐々にノウハウを吸収していくしかない。高度な技術トレーニングに関する標準プログラムの作成は困難。</li> <li>● 人材を育成するには、まずは風力業界を知ってもらうことが重要である。メンテナンスプログラムや認証センターを作っても人材が集まらなければ意味がない。</li> <li>● 自治体レベルでは、高校の授業の一環として取り組んでいる例もあ</li> </ul>

検討事項	ヒアリング結果概要
	り、効果を実感している。北九州市や福島県（特にいわき市）、秋田県、青森県などが積極的に取り組んでいる。JWPA も出前講座を実施している。

## 4.2.5 国によるゾーニング推進・高度化に係る調査結果

### (1) IEA における合意形成に係る検討状況

#### 1) IEA Wind Task28 の概要

風力発電の普及を阻害する主要な社会的要因として、風力発電に対する立地地域の反対が挙げられている<sup>197</sup>。

IEA Wind Task28 は、立地地域における合意形成、それによる風力発電に対する社会的受容性の向上のために 2008 年に発足した IEA 風力実施協定の研究タスクである<sup>198</sup>。スイスやドイツ、日本など 11 ヶ国が IEA Wind task28 に参画し、「誰が風力発電の何を問題視しているのか」「いかなる具体的方策でその問題を解決できるのか」という点について議論が進められている。風力発電を物理現象という観点から分析するのではなく、物理現象に対する人々の主観的な理解や評価を分析しているという点に特徴がある。

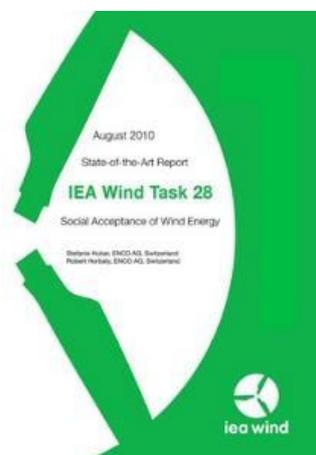


図 4-117 IEA Wind Task 28 のフェーズ 1 報告書

出所) IEA Wind, “IEA Wind Task 28: Social Acceptance of Wind Energy” (2010 年 8 月) P1

#### 2) IEA Wind Task28 の検討状況

IEA Wind Task28 はこれまでに 3 つのフェーズで検討が進められてきた。2020 年 3 月にフェーズ 3 の報告書が公開される予定となっている (表 4-50)。

<sup>197</sup> 丸山康司「風力発電の社会的受容性の課題と解決策:— IEA Wind Task28 を踏まえて—」風力エネルギー: 36(2), pp. 171. (2012 年)

<sup>198</sup> 丸山康司「2 IEA Wind 各 Task における日本の取り組み Task 28 -Social Acceptance of Wind Energy Projects」風力エネルギー: 41(2), pp. 169-170. (2017 年)

表 4-50 IEA Task28 の検討状況

	実施時期	検討内容
フェーズ1	2008年～ 2011年	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力発電の社会的受容性に係る主要な問題として住民の価値の多様性があること、一般的かつ普遍的な適用可能性を備えた解決方策の定式化は困難であること、<b>社会的受容性は受忍限度の問題ではなく利益とリスクの配分の問題</b>であることなどを指摘。</li> <li>風力発電の社会的受容性に関する標準的なモデルが作成され、以降準用されるようになった。</li> </ul>
フェーズ2	2012年～ 2015年	<ul style="list-style-type: none"> <li>社会受容性や開発過程への影響を定量的に評価する手法について検討し、共通の調査手法を開発</li> <li>ワークショップ等で蓄積した知見から、利害関心の対立しているステークホルダー同士が共通の基盤で議論するための基盤を提供する中間支援組織や仲介組織の必要性を提言。</li> </ul>
フェーズ3	2017年1月～ 2019年12月	<ul style="list-style-type: none"> <li>主要な目的は下記の通り。</li> <li>① 価値付加に関する研究: 風力発電に係るデータのメタ分析、研究方法の標準化による国際比較、新しい調査方法の開発などを行うとともに、それらを通じて新しい研究機会や研究者を確保する。</li> <li>② 積極的支援・普及活動: 個人やコミュニティのニーズだけでなく社会の気候目標と両立可能な仕方でも風力発電を利用するための枠組の普及と整備を推進する。</li> <li>③ 学際的取組: 定例会議を通じて風力発電にかかわる情報交換のための学際的かつ国際的なネットワークの構築を推進し、実務家から研究者へのフィードバックや知識の越境的な相互連携を促進する。</li> </ul>

出所) 丸山康司 (2017) 「2 IEA Wind 各 Task における日本の取り組み「Task 28 -Social Acceptance of Wind Energy Projects」 風力エネルギー: 41(2), pp. 169-170. (2017 年)  
 IEA wind Task 28 ”IEA Wind Task 28 Social Acceptance of Wind Energy Projects” (2010 年 8 月)  
 IEA wind Task 28 “Task 28 Work Plan and Objectives” <https://community.ieawind.org/task28/28workplan>  
 <閲覧日: 2020 年 2 月 17 日>

### 3) IEA Wind Task28 のフェーズ 1 社会的受容性と配分的正義、手続き的正義

Task28 では分析のための枠組みとして、ある技術が社会に受け入れられる条件や程度を示す概念「社会的受容性」を用いている。

- 社会的受容性は、社会・政治的受容性と市場からの受容性、地域社会からの受容性という 3 要素から構成される (図 4-118)。

Task28 のフェーズ 1 において、社会解として注目されているのは配分的正義 (Distributive Justice) と手続き的正義 (Procedural Justice) である。この 2 つを適切に行うことが社会的受容性を高めることにつながると指摘している<sup>199</sup> (表 4-51)。

配分的正義は、風力発電によって生じる利害が誰にどのように生じているかを明らかにしたうえで、そのバランスの妥当性を問う視点とされている。

手続き的正義は、ステークホルダーの意見や要望が適切に扱われるような社会的過程が存在するかを問う視点とされている。

<sup>199</sup> 丸山康司「再生可能エネルギーの社会化：社会的受容性から問いなおす」有斐閣 (2014 年 12 月)

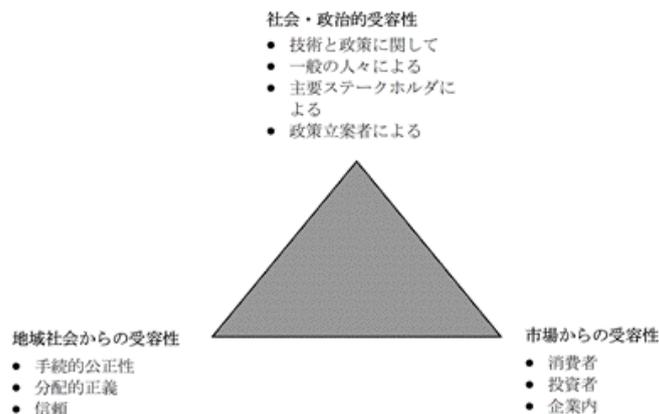


図 4-118 社会的受容性の3つの概念

出所) IEA Wind, “IEA Wind Task 28: Social Acceptance of Wind Energy” (2010年8月) P12 Fig. 2-1

表 4-51 分配的正義と手続的公正性

分配的正義
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力発電プロジェクトからの便益を受けるのが少数派で、風車の近くで生活する人々が単に不快感に堪えなければいけない状態は社会的受容性を低下させる。</li> <li>● 適切に被害（コスト）と便益を配分することが求められる。</li> </ul>
手続的公正性
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力発電プロジェクトの導入手続きにおいて、地域のステークホルダーと対話する場が不足していた場合、地域の反対が生じやすい。</li> <li>● 適切なコミュニケーションや参加手続きを適用することが求められる。</li> </ul>

出所) IEA Wind, “IEA Wind Task 28: Social Acceptance of Wind Energy” (2010年8月)  
 丸山康司 「2 IEA Wind 各 Task における日本の取り組み Task 28 -Social Acceptance of Wind Energy Projects」 風力エネルギー: 41(2), pp. 169-170. (2017年)

#### 4) IEA Wind Task28 のフェーズ 2 社会的受容性のモニタリングと仲介組織の役割

フェーズ 2 では、社会的受容性のモニタリング手法とステークホルダー同士の仲介をする存在の役割を中心に検討している<sup>200</sup>。また、フェーズ 1 の内容も含めて、社会的受容性を向上させるために推薦する手法をまとめている。

社会的受容性のモニタリング手法について、情報の収集・整理に留まっており、フェーズ 3 で引き続き検討することになっている。

利害関心の対立しているステークホルダー同士が共通の基盤で議論するための場を提供する中間支援組織をいかに配属するのか、またいかなる組織を仲介者として活用するのが議論されてきた。その中で政府機関や NGO などの様々な機関が、中立の立場の仲裁機関として機能し得ることが事例から示唆された<sup>201</sup>。

推薦する手法を整理した報告書においては、①大きな社会的摩擦が予見される場所の回避、②環境影響の最小化、③ステークホルダーにとっての利益の最大化、の 3 点が社会的受容性を向上させ得る重要な要素として指摘している<sup>202203</sup> (図 4-119)。

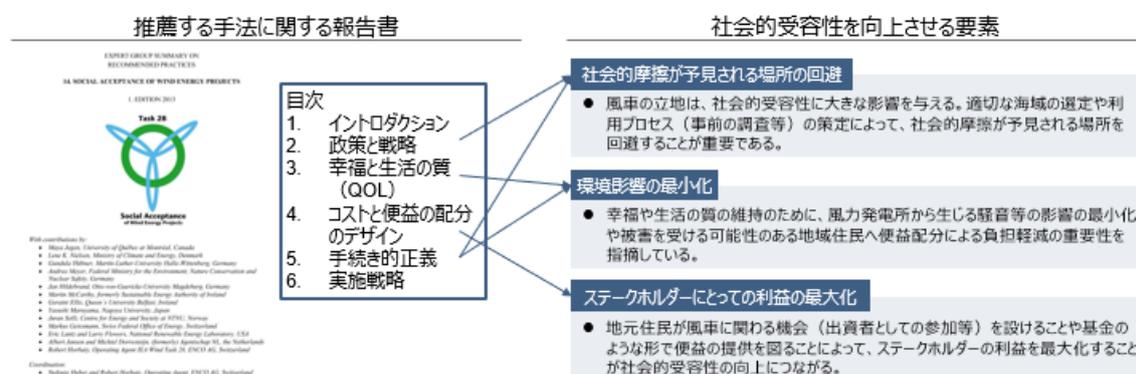


図 4-119 推薦する手法に関する報告書と社会的受容性を向上させる要素

出所) IEA Wind Task 28 ”Recommended Practice 14: SOCIAL ACCEPTANCE OF WIND ENERGY PROJECTS”(2013 年 1 月) p.2 青枠で囲まれた箇所は MRI が加筆

<sup>200</sup> IEA Wind “Task 28, Social Acceptance of Wind Energy Projects” <http://www.socialacceptance.org/> < 閲覧日: 2020 年 2 月 25 日 >

<sup>201</sup> IEA Wind “IEA Wind Technology Collaboration Programme: 2017 Annual Report” (2018 年 9 月)

<sup>202</sup> IEA Wind Task 28 ” Recommended Practice 14: SOCIAL ACCEPTANCE OF WIND ENERGY PROJECTS” (2013 年 1 月)

<sup>203</sup> 丸山康司 「風力発電事業と地域社会」 風力エネルギー: 38(1), 9-13. (2014)

## (2) スコットランド政府による合意形成ガイドライン

### 1) ガイドラインの概要

スコットランド政府は 2015 年に、洋上風力を中心とした洋上再エネ開発における地域貢献に関するガイドラインを作成している（図 4-120）。

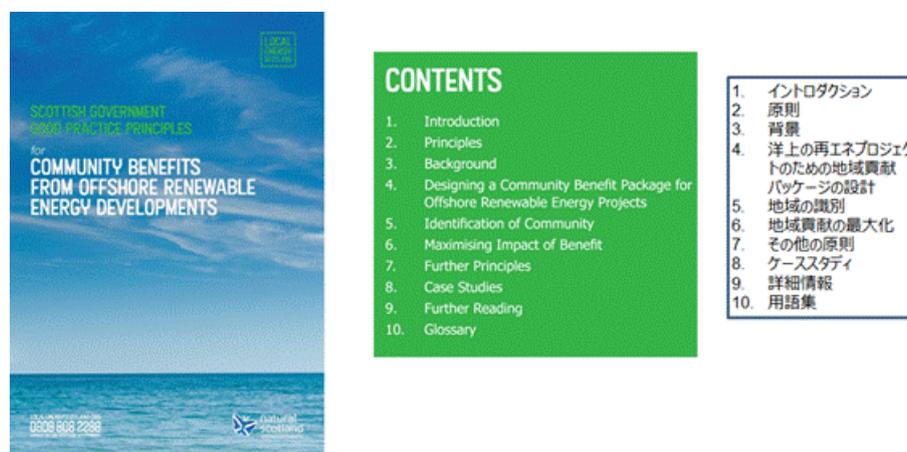


図 4-120 スコットランド政府が発行するガイドラインとガイドラインの目次

出所) Scottish Government“Scottish Government Good Practice Principles for Community Benefits from Offshore Renewable Energy Developments.” (2015 年 7 月) p.1-2. 青枠で囲んだ部分は MRI 加筆

本ガイドラインでは主に洋上風力発電事業者を対象として、再エネ発電事業による地域貢献の実現のために推奨される原則及び手順をまとめている。本ガイドラインで推奨される合意形成プロセスでは、計画の許認可に関する議論と地域貢献に関する議論が独立に実施されている（図 4-121）。本ガイドラインでは後者の地域貢献に関するプロセスに焦点が当てられており、地域貢献の手段とステークホルダーの特定方法、地域貢献の効果を最大化する方法について、グッドプラクティスから得られた知見を基に整理されている。また、ケーススタディとして地域貢献策として設けられた基金の例を具体的に紹介している。

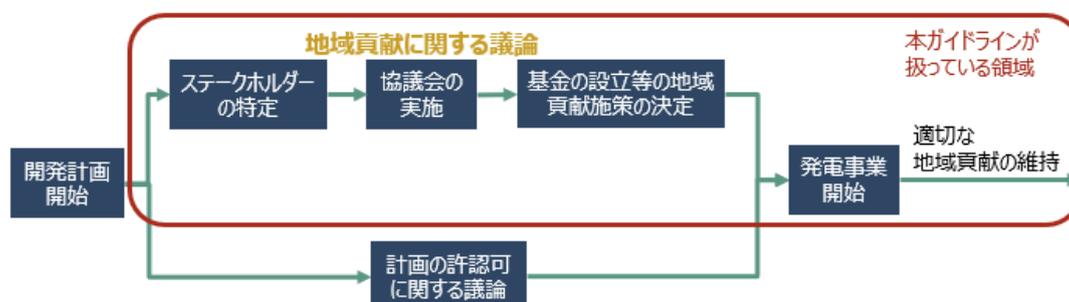


図 4-121 本ガイドラインにおける合意形成プロセス

出所) Scottish Government“Scottish Government Good Practice Principles for Community Benefits from Offshore Renewable Energy Developments.” (2015 年 7 月) より MRI 作成

## 2) 地域貢献を実現するための原則

### a. 地域貢献の定義と地域貢献パッケージ設定

本ガイドラインで扱う「地域貢献」は、許認可等の議論とは別に発電事業者が自発的に行なうものと定義されている。また、養生風力に関連するサプライチェーンによる産業振興・雇用創出や開発による地域への悪影響に対する補填でもなく、それらが既に適切に提供されていると考え、さらに追加的に提供される地域への便益を「地域貢献」として扱っている（表 4-52）。

どのような地域貢献をパッケージとして提供するかは、案件ごとに固有の要因を考慮した上で柔軟に決定する必要があると指摘している（表 4-53）。そのため、統一的な方法は提示していないが、本ガイドラインでは基金による地域貢献をパッケージに含むことを推奨している。

表 4-52 本ガイドラインで扱う「地域貢献」の定義

再エネ開発によって地域にもたらされる5つの便益	
1. 関連インフラの整備などの発電事業から直接得られる便益	
2. 雇用創出による社会経済的な便益	
3. 地域が出資者として参画することによる便益	
4. 発電事業者から地域への金銭支払いによる便益（基金など）	本ガイドラインが「地域貢献」と呼称する領域
5. その他（電気料金の割引や発電事業に関係の施設・インフラの整備など）	

出所) Scottish Government“Scottish Government Good Practice Principles for Community Benefits from Offshore Renewable Energy Developments.” (2015年7月) p.5-8 より MRI 作成

表 4-53 地域貢献パッケージの設計に影響を与える要因

案件ごとに固有の要因の例
● プロジェクト規模
● 採用している技術
● 海岸から発電施設までの距離 (海岸から見えるか否か)
● 研究目的と商業目的のどちらか

出所) Scottish Government“Scottish Government Good Practice Principles for Community Benefits from Offshore Renewable Energy Developments.” (2015年7月) p.10 より MRI 作成

## b. ステークホルダーの特定と協議会の進め方

協議会に先立ち、ステークホルダーを特定するために下記の 2 点について初期調査を行うことが推奨されている。

- 便益を受けるべき地理的な地域はどこか？
- 対象となる地域内で、誰が適切な接触者かつ協議の対象となるべきか？

ステークホルダーの特定に統一的な指標を用いることは推奨されていない。地域との対話を通じて適切なステークホルダーを選定すること、いつでも追加のステークホルダーが議論に参加できる枠組みを設けること、の 2 点が重要とされている。また、自治体は適切なステークホルダーを紹介し、対話を促進する役割を担う必要があると指摘している。

協議会を実施する際には、関連する団体や個人に対して議論への参加を促した上で、対等でオープンな議論をする必要性が指摘されている。地域貢献に関する協議会での意見は、開発許認可に関する議論で意見を表明する権利に影響を与えず、同様に開発許認可に関する議論での意見も地域貢献に関する議論に影響を与えないようにする必要性を指摘している。

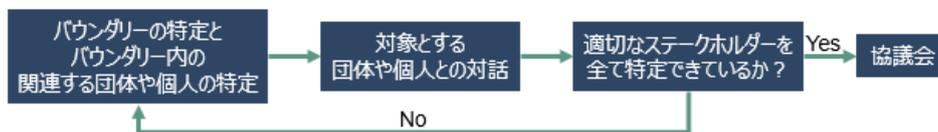


図 4-122 推奨される協議会開催までのプロセス

出所) Scottish Government“Scottish Government Good Practice Principles for Community Benefits from Offshore Renewable Energy Developments.” (2015 年 7 月) p.12-13 より MRI 作成

## c. 地域貢献の最大化

地域貢献を最大化するためには、下記の 2 点をそれぞれ最適化することが必要であると指摘している (図 4-123)。

- 持続可能な地域社会の構築に資するような目標設定
- 便益の提供手段

地域貢献は、最終的にその地域の社会的・経済的・環境的に良い影響を与え、強靱で持続可能な地域社会の構築に資することを目的とするべきであるとされている。便益は、発電事業者と地域社会が相応しいと考えるプロジェクトに関する基金設立や金銭支払い、その他の形式で提供されることが提示されている。



図 4-123 地域貢献の最大化のために求められる目標設定と便益提供手段の最適化

出所) Scottish Government“Scottish Government Good Practice Principles for Community Benefits from Offshore Renewable Energy Developments.” (2015年7月) p.15-16 より MRI 抜粋及び作成

### 3) 地域貢献具体例の紹介

本ガイドラインで扱う地域貢献の例として、スコットランド以外の事例も含めて整理されている。観光支援などを目的とする新たな基金の設立や公共性の高いプロジェクトへの資金提供、教育支援など、受益者が偏らないような形式で地域貢献を実施している例が多く報告されている（表 4-54）。

表 4-54 地域貢献の例

区分	内容	紹介事例数*
新たに設立するコミュニティ基金	海洋開発や被災者支援、観光支援など目的は様々な基金の設立。	13
既存の基金	地域的な開発基金や自然保護基金などへの資金提供。	2
収益の配分	自然エネルギーによって得られた収益を均等に分配する機関設立。	3
プロジェクトへの直接投資	地域内の公共性の高いプロジェクトへの資金提供。	7
教育への支援	技能向上を目的としたトレーニングなどの実施。	6
教育プログラムの提供	教育機関でのワークショップ開催や気候変動などに関する出前授業。	4
電気料金の割引	地域に対する電気料金の割引の提供。ガイドライン作成時点では、電気料金割引制度の実施例は存在しない。	1 (提案段階)
便益提供のための協定	自治体等との間で拘束力のある協定を結び、地域への便益提供を実施。	2

※参考としてガイドラインにおける紹介事例数を示した。必ずしも、全ての例が網羅されている訳ではない点に留意。

出所) Scottish Government“Scottish Government Good Practice Principles for Community Benefits from Offshore Renewable Energy Developments.” (2015年7月) p.18-23 より MRI 作成

スコットランド政府による合意形成ガイドラインに記載されている地域貢献事例を発電所の規模ごとに整理すると、規模の大きいプロジェクトは様々な形式で地域貢献を図っていることが多い（表 4-55）。例えば、630MW の London Array 洋上風力発電所では基金の設立に加え、既存の自然保護基金への投資や特定のプロジェクトへの直接投資、奨学金の設立など多様な形式で地域貢献を実現している。一方、100MW 以下の小規模なプロジェクトでは、基金の設立や直接投資という形で地域貢献を実施している。

表 4-55 規模ごとの事例整理

区分	内容	紹介事例数*	容量 (MW)			
			100以下	101-499	500以上	不明
新たに設立するコミュニティ基金	海洋開発や被災者支援、観光支援など目的は様々な基金の設立。	13	3	5	5	0
既存の基金	地域的な開発基金や自然保護基金などへの資金提供。	2	0	0	2	0
収益の配分	自然エネルギーによって得られた収益を均等に分配する機関設立。	3	0	0	0	3
プロジェクトへの直接投資	地域内の公共性の高いプロジェクトへの資金提供。	7	1	5	1	0
教育への支援	技能向上を目的としたトレーニングなどの実施。	6	0	2	3	1
教育プログラムの提供	教育機関でのワークショップ開催や気候変動などに関する出前授業。	4	0	2	2	0
電気料金の割引	地域に対する電気料金の割引の提供。ガイドライン作成時点では、電気料金割引制度の実施例は存在しない。	1 (提案段階)	0	1	0	0
便益提供のための協定	自治体等との間で拘束力のある協定を結び、地域への便益提供を実施。	2	0	1	0	1

※参考としてガイドラインにおける紹介事例数を示した。必ずしも、全ての例が網羅されている訳ではない点に留意。

出所) Scottish Government“Scottish Government Good Practice Principles for Community Benefits from Offshore Renewable Energy Developments.” (2015年7月) p.18-23 より MRI 作成

以下、スコットランド政府によるガイドラインにおいて、主要な地域貢献策として扱われているコミュニティ基金の事例の中から3事例 (Sheringham Shoal Community Fund、Eneco Luchterduinen Fund、East Coast Community Fund) 取り上げる。

#### a. Sheringham Shoal Community Fund の概要

316MW の Sheringham Shoal 洋上風力発電所は Sheringham Shoal Community Fund を設立し、年間約 1300 万円の資金提供を実施している。

この基金の提供を受けるプロジェクトは地域の持続可能性への寄与や海洋環境の重視等の基金が定めるいくつかの目的の 1 つ以上に合致する内容であることが求められる。対象地域内の団体であれば誰でも、応募フォームから提案概要を送ることが可能である。その提案が認められた場合、より詳細な提案提出が求められ、最終的な資金提供の判断へと進む。街灯の LED への交換や地域施設の暖房の更新など、幅広い内容のプロジェクトに交付している。



図 4-124 Sheringham Shoal Community Fund の応募サイト

出所) Sheringham Shoal Community Fund <https://www.norfolkfoundation.com/funding-support/grants/groups/sheringham-shoal-community-fund/> <閲覧日：2020年2月25日>

#### b. Eneco Luchterduinen Fund 基金の概要

130MW の Luchterduinen 洋上風力発電所は Eneco Luchterduinen 基金を設立し、年間約 540 万円の資金提供を実施している。

プロジェクトは発電所に近い沿岸地域の持続可能性に寄与するものである必要がある。基金の提供を受けるプロジェクトは、2年に一度コンペを実施して決定する。これまで、環境負荷の少ない車両の開発やプラスチックのリサイクル事業、国立公園のビジターセンターの設備更新等が受賞している。



図 4-125 助成の対象となった国立公園のビジターセンター

出所) Eneco“Eneco Luchterduinen Fonds” <https://www.eneco.nl/over-ons/wat-we-doen/in-de-praktijk/windpark-eneco-luchterduinen/luchterduinen-fonds/> <閲覧日：2020年2月25日>

### c. East Coast Community Fund の概要

1200MW の Hornsea Project One 洋上風力発電所と 573MW の Race Bank 洋上風力発電所は合同で East Coast Community Fund を設立し、年間約 6500 万円の資金提供を実施している。

2つの発電所に近い沿岸地域を基金の対象地域としており、対象地域内で実施するプロジェクトを対象に、年に2回資金提供を実施している。最低で約14万円、最高約700万円までの助成金が提供される。海岸の環境についての教育や旧式設備の更新など幅広い用途で使用されている。助成対象となったプロジェクトの概要や助成額は全てホームページ上で公開されている。一部はスキル基金として、地域の住民を対象に教育及び雇用支援に提供している。



図 4-126 2つの発電所の位置と基金の対象となる地域

出所) GrantScape“East Coast Community Fund” <https://www.grantscape.org.uk/fund/eastcoastcommunityfund/>

<閲覧日：2020年2月25日>

### (3) 東京大学海洋アライアンスによる海洋利用に関する合意形成ガイドライン

#### 1) ガイドラインの概要

東京大学海洋アライアンスは国内外の海洋空間計画に関する調査によって得られた知見を、2017年にガイドラインとしてまとめている。本ガイドラインは、海の利用に関する利害を調整し、実際に利用計画を決めていく主体となる地方自治体を主な読者として想定している。

合意形成プロセスを「準備段階」、「合意形成の実施段階」、「フォローアップ」の3区分に整理している。さらにそれらを合計6つの小区分に分割し、それぞれの段階における留意点を研究成果や事例を盛り込みながらまとめている(図4-127)。

本ガイドラインの構成（図中の数字は、対応する章を示す）



図 4-127 東京大学海洋アライアンスによるガイドラインの構成

出所) 東京大学海洋アライアンス「海洋利用に関する合意形成プロセスに係るガイドライン」（2017年10月）p.3 青枠で囲まれた部分はMRI加筆

## 2) 準備段階における留意点

最初に利害調整の対象となる利害や価値を把握する必要があると報告している。利害や価値の例としては、漁業と生態系、景観への影響や地域への効果、事業性が挙げられている（表 4-56）。

次に利害関係者を特定する必要があると指摘している。利害関係者の例として、漁業者や海運事業者、一般市民などが挙げられている（表 4-57）。また、特定された利害関係者の利害の程度を明確化することの必要であると主張している。一般市民は直接の利害関係者ではないものの、情報を一般公開し、意見を求めることが、円滑に合意形成を進める上では重要とされている。

さらに、海域の範囲や、管理者、規制等についての法制度を明確化することが重要とされている。

表 4-56 調整が必要な利害、価値の例

分野	利害、価値の例
1. 海洋利用	漁業、海上交通の安全の確保への影響 など
2. 海洋環境への影響	生態系や海洋動植物、騒音、景観への影響 など
3. 社会・地域経済	地域活性化への効果、官公庁の関係部署における調整 など
4. 事業性	事業や維持管理に関わる費用、事業に要する期間、設置工事による影響、制度的な問題が生じるリスク、不測の事態に対する計画の柔軟性 など

出所) 東京大学海洋アライアンス「海洋利用に関する合意形成プロセスに係るガイドライン」（2017年10月）p.4

表 4-57 主な事案と利害関係者の例

事案	主な利害関係者
1. 洋上風力発電施設の設置	電気事業者、漁業者、海運事業者、管理者（港湾、海域）、遊漁者、観光事業者（海洋レジャーなど）、一般市民（海洋レジャーなど）
2. 海岸の埋立・造成	埋立・造成地利用者（製造業者、土地開発事業者など）、漁業者、海運事業者、管理者（海岸、港湾、海域）、一般市民（沿岸の住民など）
3. 漁業における利用調整	漁業者、遊漁者

出所) 東京大学海洋アライアンス「海洋利用に関する合意形成プロセスに係るガイドライン」(2017年10月) p.5

### 3) 実施段階における留意点

実施段階では、特に以下の3点に留意する必要があると指摘している。

#### a. 当該海域に関する情報の共有

関係者間で情報の格差が生じないように、漁獲量や潮流など合意形成の判断に必要な基礎データは共有を図ることが重要とされている。また、意思決定の基礎となるデータは中立の立場で収集することが必要とされている。ただし、現段階では海洋利用に関する情報は不完全かつ少ないことが多く、限られた情報に基づいて意思決定せざるを得ないことに留意すべきであると指摘している。

#### b. 関係者間におけるコミュニケーション手法

関係者と構成する会議体の機能として、周知機能と合意形成機能のどちらを重視するのか明確化することが望ましいとされている。また、調整役が意思決定すべき事項をリストアップし、抜け漏れのないようにする必要性を指摘している。

適切な規模かつ一方の利害に偏らない構成で会議を進めるべきであるとされている。その際、十分な議論を行い、利害を表出させることが重要とされている。

#### c. 合意形成に当たっての視点

関係者間の利益が両立しない場合は、関係者間のコミュニケーションを通じて優先すべき利益を決定すべきであると報告している。潜在的利害関係者である一般市民の意向についても、把握手段とその意向を合意形成に取り込む方法を検討することが重要とされている。

#### 4) フォローアップ段階における留意点

合意内容が実行されない場合は、関係者による不信感が増大することが報告されている。そのため、どのように合意内容を実行に移していくか、履行の手段を明確にすることを求めている。

合意内容が着実に履行されているか、定期的に評価や見直しを行う体制と手法についても、予め決定しておくことが推奨されている。必要に応じて、「準備段階」や「合意形成の実行段階」に戻ることも考慮すべきであると指摘している（図 4-128

図 4-128 前段階に立ち返った再検討  
）。

本ガイドラインの構成（図中の数字は、対応する章を示す）

前段階から再検討する  
余地を残す必要がある



図 4-128 前段階に立ち返った再検討

出所) 東京大学海洋アライアンス「海洋利用に関する合意形成プロセスに係るガイドライン」(2017年10月) 赤枠と赤枠に囲まれた文章は MRI 加筆

#### (4) 国内外のガイドライン調査結果から得られる日本への示唆

欧州においては、雇用創出や産業振興などの開発から直接得られる便益に加えて、より公共的で幅広い主体が便益を受けられるような地域貢献策（基金の設立など）が推奨・実施されている点が特徴に挙げられる。

日本においても、地域貢献の重要性は認識されており、再エネ海域利用法に基づく公募占用指針の評価基準では「地域との調整、地域経済等への波及効果」が設定されている。しかし、日本では経済波及として、雇用創出や産業振興が議論の中心となっている（表 4-58）。そのため、日本においても、基金の設立やプロジェクトへの直接投資、教育支援など、現状の議論の枠を超えた地域貢献策を検討することが有効と考えられる。その基礎資料としてガイドラインが有効活用される可能性がある。

表 4-58 再エネ海域利用法に基づく公募占用指針の評価基準における地域貢献の視点

大項目	小項目	確認の視点の例	確認方法の例
地域との調整、地域経済等への波及効果	関係行政機関の長等との調整能力	地域との調整のため、関係行政機関の長等と調整を行うもの実績	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関係行政機関等との調整の実績</li> <li>- 国内の洋上風力における実績</li> <li>- 国内の陸上風力における実績</li> <li>- その他国内における実績</li> </ul>
	周辺航路、漁業等との協調・共生	関係漁業者や関係海運業者等との協調・共生方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関係漁業者や関係海運業者等の地元関係者に、どのように対話し、理解を得ながら進めていくのかが明らかにされているか</li> </ul>
	地域への経済波及	地域への経済波及はどれくらい見込まれるか	<ul style="list-style-type: none"> <li>・例えば以下を想定</li> <li>- 地元雇用がどこにどれだけ増えるか</li> <li>- 地元工場等がどれだけつくれ、どれだけ投資が促進するか等</li> </ul>
	国内への経済波及	国内への経済波及はどれくらい見込まれるか	<ul style="list-style-type: none"> <li>・例えば以下を想定</li> <li>- 国内雇用がどこにどれだけ増えるか</li> <li>- 国内工場等がどれだけつくれ、どれだけ投資が促進するか等</li> </ul>

日本においては雇用創出や産業振興が議論の中心

## (5) 海外における合意形成ケーススタディ

### 1) 海外における合意形成事例の概要

合意形成に係る支援策の検討に役立つ海外事例として表 4-59 のとおり 4 事例を紹介する。

4 事例は、地域に洋上風力が導入されたことによって、地域経済効果が見られた事例である。

法的要件に対応しているだけでなく、下記の通り各事業で自主的に合意形成の工夫がなされている。

その他、小規模ではあるが、地域住民との合意を形成して事業を実施した Middelgrunden Offshore Wind Farm、また地域住民からの反対を受けて事業が中止になった Wight 島の事例を紹介する。

表 4-59 洋上風力発電における合意形成事例の概要

		BEATRICE OFFSHORE WIND FARM	GEMINI OFFSHORE WIND FARM	THE LONDON ARRAY	HYWIND SCOTLAND
自主 アセス 実施	鳥類などの調査	-	-	○	-
	法的要件外のステークホルダーとの協議	○	○	○	○
情報 開示	地方紙やニュースレターの活用	○	-	-	○
	ウェブサイト・データベースの開設	○	○	○	○
地域 経済 効果の 創出	地元企業の活用	○	○	○	-
	コミュニティファンドの設立	○	-	○	-
	地域経済効果の創出	○	○	△	△

### 2) 事例① : BEATRICE OFFSHORE WIND FARM

#### a. 事業概要

Beatrice Offshore Wind Farm Limited (BOWL) は世界で 4 番目に大きなウィンドファームである。7MW の風車を 84 基導入しており、合計発電容量は 588MW である。

事業者は Scottish and Southern Energy (SSE) Renewables (40%) と Copenhagen Infrastructure Partners (35%) と Red Rock Power (25%) のジョイントベンチャーであり、事業者を代表して SSE Renewables が開発・建設・運営を担当している<sup>204</sup>。

<sup>204</sup> SSE Renewables (2019) “Beatrice Building for the future Socio-economic benefits and learnings.re Socio-economic benefits and learnings” p.2 [https://sse.com/media/624688/Beatrice-Economic-Report\\_FINAL\\_WEB.pdf](https://sse.com/media/624688/Beatrice-Economic-Report_FINAL_WEB.pdf)  
<発行日 : 2019 年 7 月 23 日 >

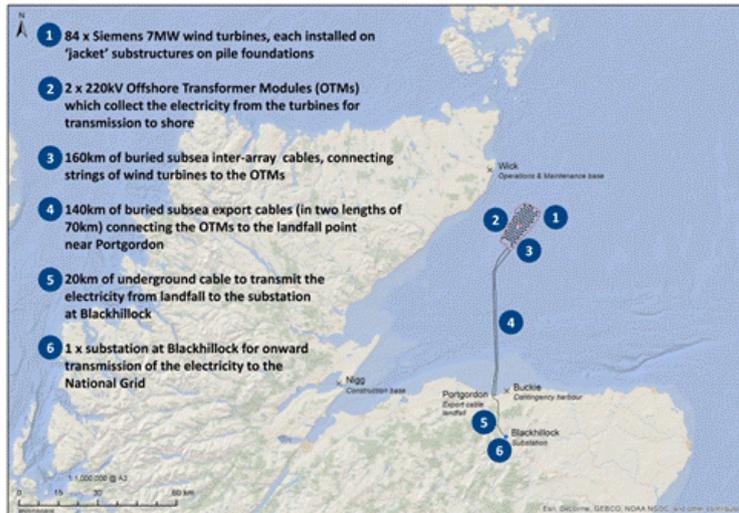


図 4-129 BEATRICE OFFSHORE WIND FARM の立地概要

出所) Beatrice Offshore Windfarm Ltd (2016) Project Overview Beatrice Offshore Windfarm Ltd.” p.2

<https://sse.com/media/426620/OplusM-Exhibition-Boards-Sept-2016-website.pdf> <閲覧日: 2020年2月4日>  
より作成

## b. 法的要件

Planning Act(2008)による事前申請相談(Pre-application Consultations, PAC)および環境影響評価(EIA)である。PACは、NSIP(Nationally Significant Infrastructure Projects、イングランドとウェールズで主要なインフラストラクチャーの開発事業)に分類されている事業を対象にしており、Pre-Application Consultation Process Guidance に従った手続きが必要になる<sup>205</sup>。

主な EIA の項目としては下記の通り<sup>206</sup>。

- EIA の範囲や適切な方法・技術を通知すること
- 風力発電所および洋上送電設備への詳細な提案の検討を通知すること
- 幅広いステークホルダーに関与すること
- サイト独自、一般的な制約の両方を識別すること
- Rochdale Envelope(EIA の提出時点で未決定や不確実な事項があるときに利用されるアプローチで、最悪の事態を想定すること)の変数を伝えること
- 情報の差を認識し、それに対して、地域と産業のナレッジを共有すること
- 重要ではないと考えられる事項を検討の対象外にすること
- 重要な影響がある可能性を低減することと、認識された重要な影響への緩和措置を開発し、認めること

<sup>205</sup> Department for Communities and Local Government (2008) “Planning Act 2008: Guidance on the pre-application process - Consultation” p.5-8 <発行日: 2015年3月>

<sup>206</sup> Beatrice Offshore Windfarm Ltd (2012) “Beatrice Offshore Wind Farm Environmental Statement”, Volume 1, p.5-1,5-2 <http://marine.gov.scot/sites/default/files/00392805.pdf> <発行日: 2012年4月>

### c. 自主アセス

EIA の結果を受けて、漁業への悪影響を最小限に抑えるための緩和措置として、BOWL およびそのコンサルタントが提案した方策に対して、全てのステークホルダーと地域コミュニティがコメントを行った。

合意形成のため、BOWL は EIA を開始前の 2009 年から Stakeholder Engagement Plan (SEP) の作成を実施した。SEP とは合意形成のためにステークホルダーに参加を促す戦略であり、この SEP では公共を含む、法的ステークホルダーと法的要件以外のステークホルダー(英国王立鳥類保護協会)の両方を対象としている<sup>207</sup>。

### d. 情報開示

ニュースレターや地元メディアの活用、ウェブサイトの開設によって関係者からのフィードバックや質問を広く受け付けた。



図 4-130 ニュースレター

出所) SSE Renewables “Beatrice offshore wind farm newsletter - October 2011”

<https://sse.com/media/113139/BeatriceNewsletterOctober2011.pdf> <発行日：2011年10月>

### e. 地域経済効果の創出

事業地に投資するため、コミュニティファンドを2つ設立している。1つは建設地点向け、もう1つは地域のコミュニティ向けである。投資内容は地域の施設、芸術、教育、ウェルビーイングとスポーツである<sup>208</sup>。

<sup>207</sup> Beatrice Offshore Windfarm Ltd (2012) “Beatrice Offshore Wind Farm Environmental Statement”, Volume 1, p.5-1,5-2 <http://marine.gov.scot/sites/default/files/00392805.pdf> <発行日：2012年4月>

<sup>208</sup> SSE Renewables (2019) “Beatrice Building for the future Socio-economic benefits and learnings.re Socio-economic benefits and learnings” p.8<発行日：2019年7月>

Beatrice Offshore Wind Farm によって、スコットランドと英国に、今後 25 年にわたって開発・建設・運営に当たって多くの雇用が創出予定であり、UK 全体で、19,110 人、スコットランドで 7,180 人の雇用が創出される予定である（図 4-131）。

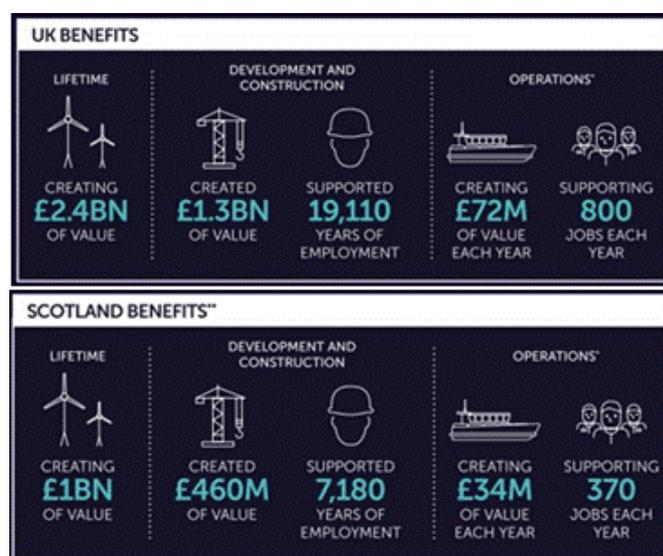


図 4-131 BOWL がもたらした社会経済効果

出所) SSE Renewables (2019) “Beatrice Building for the future Socio-economic benefits and learnings.re Socio-economic benefits and learnings” p.4-5<発行日：2019年7月>

### 3) 事例②：GEMINI OFFSHORE WIND FARM

#### a. 概要

Gemini Offshore Wind Farm は世界最大級の洋上風力発電所であり、300MW の発電所 (Buitengaats, ZeeEnergie) を 2 か所保有し、合計発電容量は 600MW である<sup>209</sup>。当初は BARD GRUPPE により独立して建設されていた 2 つの発電所が、2011 年にオランダの Typhoon 社の管理下に移り、Gemini Project と改称された<sup>210</sup>。

現在の事業者は Canadian Northland Power (60%)、風車建設を担う Siemens Wind Power (20%)、ALTE LEIPZIGER / HALLESCH (10%)、HVC (10%) の 4 社のコンソーシアムである<sup>211</sup>。

<sup>209</sup> Gemini Ltd (2020) About Gemini Wind Park. <https://www.geminiwindpark.nl/about-gemini-wind-park.html>  
<閲覧日：2020年2月4日>

<sup>210</sup> Huurman (2017) “How the Environmental Impact Assessment and the Public Debate interact.” pp.31-32  
<http://resolver.tudelft.nl/uuid:0a86323f-6f57-48e6-b7e1-390ac9a0ad54> <発行日：2017年7月15日>

<sup>211</sup> Gemini Ltd (2020) About Gemini Wind Park. <https://www.geminiwindpark.nl/about-gemini-wind-park.html>  
<閲覧日：2020年2月4日>

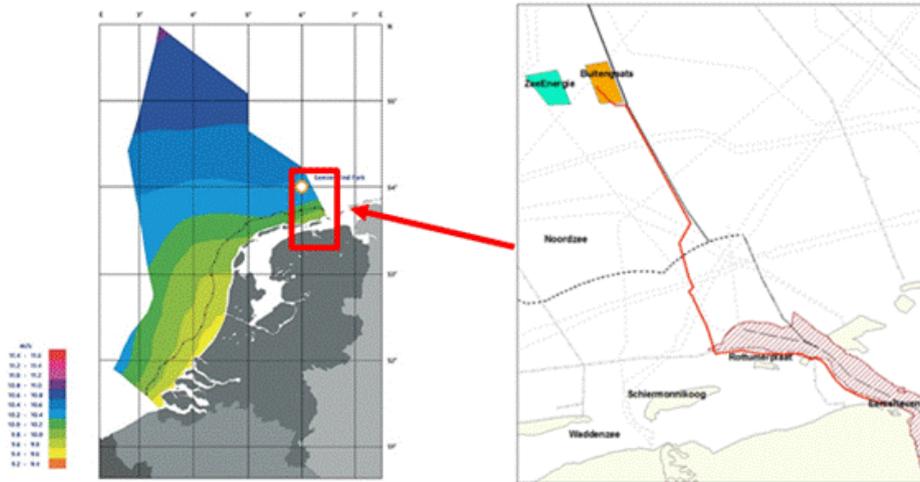


図 4-132 Gemini Offshore Wind Farm の立地概要

出所) Gemini Ltd “About Gemini Wind Park” <https://www.geminiwindpark.nl/about-gemini-wind-park.html> <閲覧日：2020年2月4日>および Arcadis Ltd “Gemini Non Technical Summary EIA.” p.5 <発行日：2014年2月11日>より作成

#### b. 法的要件

対応が必要な法的枠組みは、環境影響評価(EIA)と適切性評価(Appropriate Assessment: AA)である。このうち EIA については、関連する法律の改正に加えて発電所がオランダとドイツの境界上に位置していることから、「拡張 EIA 手順」(extended EIA procedure)への対応が必要になり、幅広い範囲で、より詳細の項目を確認することが求められた<sup>212</sup>。

#### c. 自主アセス

EIA の結果を受けて、アカデミア・漁業関係者・政府等の利害関係者によるコンソーシアムが組成され、漁業に対する洋上風力の影響を緩和する措置の検討を行い、産業のニーズに合った海藻やムラサキイガイの養殖を含む包括的なウィンドパークの設計が可能になった<sup>213</sup> (図 4-133)。

#### d. 情報開示

ウェブサイトを開設して、プロジェクトで実施された環境モニタリング、プロジェクトの重要事項、開発の様子を撮影した写真など、プロジェクトに関する多くの情報を提供した<sup>214</sup>。

<sup>212</sup> Arcadis Ltd “Gemini Non Technical Summary EIA.”pp.5-7 <発行日：2014年2月11日>

<sup>213</sup> Damgaard, Pedersen “Go offshore - Combining food and energy production” p.11  
[https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/118776369/FINAL\\_Go\\_Offshore\\_Digital\\_version.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/118776369/FINAL_Go_Offshore_Digital_version.pdf). <発行年：2015年11月>

<sup>214</sup> Gemini Project “Ecological monitoring reports”<https://geminiwindpark.nl/ecological-reports.html> <閲覧日：2020年2月4日>

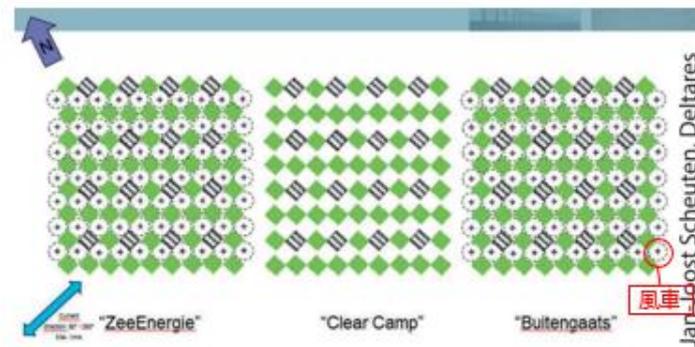


図 4-133 複合養殖と洋上ウィンドパークの概念設計

出所) Damgaard, Pedersen “Go offshore - Combining food and energy production” p.10

[https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/118776369/FINAL\\_Go\\_Offshore\\_Digital\\_version.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/118776369/FINAL_Go_Offshore_Digital_version.pdf) <発行年：2015年11月>赤字部分はMRI加筆

#### e. 地域経済効果の創出

株主である Van Oord 社は Gemini Project は、建設と設置段階で約 500 人の正社員を雇用し、25 年間の運用段階で年間 120 人のフルタイムの仕事を創出するとしている。Gemini Project による直接・間接的な社会的価値を約 8.7 億ユーロと試算している<sup>215</sup> (図 4-134)。

プロジェクト開始段階において、当時の事業者 BARD が国内企業でないことに対する反発があったことに対し、できるだけ多くの国内企業の活用を宣言したほか、プロジェクトオーナーをオランダの Typhoon 社に変更した<sup>216</sup>。

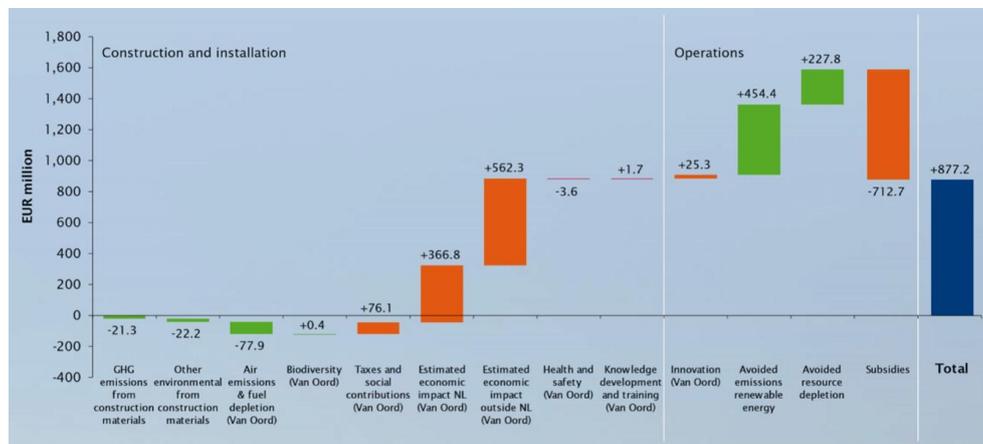


図 4-134 Gemini Project がもたらした社会的価値

出所) Van Oord Ltd (2017) Accelerating the energy transition - The power of offshore wind. <閲覧日：2020年1月31日>

<sup>215</sup> Van Oord Ltd (2017) Accelerating the energy transition - The power of offshore wind. p.3.

[https://www.vanoord.com/sites/default/files/the\\_power\\_of\\_offshore\\_wind.pdf](https://www.vanoord.com/sites/default/files/the_power_of_offshore_wind.pdf) <閲覧日：2020年2月4日>

<sup>216</sup> Huurman “How the Environmental Impact Assessment and the Public Debate interact.” pp.31-32

<http://resolver.tudelft.nl/uuid:0a86323f-6f57-48e6-b7e1-390ac9a0ad54> <発行日：2017年7月15日>

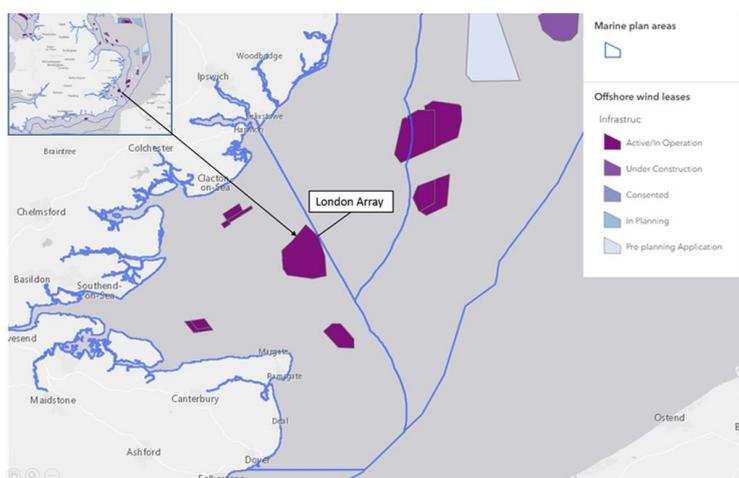
#### 4) 事例③ : THE LONDON ARRAY

##### a. 概要

London Array は世界初の商用での大規模洋上風力発電所であり、風車を 175 機導入しており、合計発電容量は 630MW である<sup>217</sup>。

当初はフェーズ 1 で 630MW、フェーズ 2 で 370MW の開発が予定されていたが、環境への影響を考慮してフェーズ 2 の開発は中止された<sup>218</sup>。

事業者は E.ON (30%)、Orsted (25%)、Masdar (20%)、ケベック州貯蓄投資公庫(25%)の 4 社により設立された、風力発電所開発のためのコンソーシアムである<sup>219</sup>。



出所) UK Government (2020) Explore Marine Plans. <https://explore-marine-plans.marineservices.org.uk/> < 閲覧日 : 2020 年 1 月 31 日 > より MRI 作成

##### b. 法的要件

BOWL と同様、事前申請相談(Pre-application Consultations, PAC)および環境影響評価(EIA)である。

##### c. 自主アセス

合意形成の過程では、公開展示会を開催しプロジェクトについて周知を図るとともに、地域住民からの懸念や質問を受け付ける専門チームを設けた。London Array は漁業に影響を与える可能性があり、船舶との衝突を引き起こす可能性もあるため、地元の漁業者と協議してきた。緩和策には、漁業に関する基金の設立や、直接的に漁業への影響を受ける人々に対しての補償が含まれている。London Array は Outer Thames Special Protection Area(SPA)と重

<sup>217</sup> London Array Ltd (2020) London Array | The Project. <http://www.londonarray.com/the-project-3/>  
< 閲覧日 : 2020 年 2 月 4 日 >

<sup>218</sup> London Array Ltd (2020) London Array | Phase Two. <http://www.londonarray.com/the-project-3/phase-2/>  
< 閲覧日 : 2020 年 2 月 4 日 >

<sup>219</sup> London Array Ltd (2020) London Array. <http://www.londonarray.com/> < 閲覧日 : 2020 年 2 月 4 日 >

なっており、red-throated diver(日本名：アビ)の保護地域である<sup>220</sup> (図 4-135、図 4-136)。王立鳥類保護協会(RSPB)は、鳥類の健全性に悪影響を及ぼす可能性を指摘し、London Arrayのフェーズ2には鳥類のモニタリングといった追加の評価が必要とされた。London Arrayはフェーズ2を実施しないことを決定し、RSPB および Natural England と協力して red-throated diver の保護に取り組んでいる<sup>221</sup>。



図 4-135 Red-throated diver

出所) The Royal Society for the Protection of Birds (2014) RSPB responds to London Array expansion decision.  
<http://ww2.rspb.org.uk/our-work/rspb-news/news/363107-rspb-responds-to-london-array-expansion-decision>  
<閲覧日：2020年2月4日>

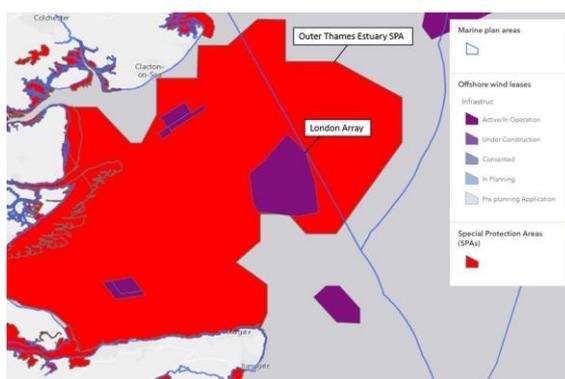


図 4-136 London Array と Outer Thames Special Protection Area(SPA)の位置概要

出所) UK Government "Explore marine plans." <https://explore-marine-plans.marineservices.org.uk/> <閲覧日：2020年2月4日>より作成

#### d. 情報開示

協議会や公示でプロジェクトの詳細を公開するだけでなく、プロジェクトのウェブサイトで事業の最新情報を公開している<sup>222</sup>。

<sup>220</sup> UK Government (2017) Outer Thames Estuary Special Protection Area extension: consultation outcome.  
<https://www.gov.uk/government/consultations/outer-thames-estuary-special-protection-area-extension-comment-on-proposals> <閲覧日：2020年2月4日>

<sup>221</sup> The Royal Society for the Protection of Birds (2014) RSPB responds to London Array expansion decision.  
<http://ww2.rspb.org.uk/our-work/rspb-news/news/363107-rspb-responds-to-london-array-expansion-decision> <閲覧日：2020年2月4日>

<sup>222</sup> UK Government (2017) Outer Thames Estuary Special Protection Area extension: consultation outcome.  
<https://www.gov.uk/government/consultations/outer-thames-estuary-special-protection-area-extension-comment-on-proposals>

#### e. 地域経済効果の創出

London Array により、90 人の無期雇用が創出され、地域の事業者と O&M に関する継続的な契約が締結された。Ramsgate の O&M 拠点を建設する際は、できる限り地元の請負業者を利用していた<sup>223</sup>。

コミュニティファンドを設立し、Thanet Heart of the Community Awards、Kent Coastal Week、Moving with the Wind Event、Ramsgate Week sailing regatta など、いくつかのコミュニティ・イベントを後援している。プロジェクトには自然保護への投資が含まれており、自然保護を目的とした 20 万ポンドの基金を設立した<sup>224</sup>。

### 5) 事例④ : HYWIND SCOTLAND

#### a. 概要

Hywind Scotland は世界初の商用浮体式洋上風力発電所である<sup>225</sup>。6MW の風車を 5 基導入しており、合計発電容量は 30MW である<sup>226</sup>。事業者は Equinor (75%)と Masdar (25%)のジョイントベンチャーである<sup>227</sup>。

---

[proposals](#)<閲覧日：2020年2月4日>

<sup>223</sup> London Array Ltd “Environmental Statement, Non-Technical Summary”. p.14,15.

<https://www.londonarray.com/downloads/Non-technical-summary.pdf><発行日：2005年6月>

<sup>224</sup> London Array (2013) London Array Brochure. p.14 <https://www.londonarray.com/wp-content/uploads/London-Array-Brochure.pdf><閲覧日：2020年2月4日>

<sup>225</sup> Statoil, Masdar “Hywind Scotland The world’s first commercial floating wind farm.” [www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/newsroom-additional-documents/news-attachments/brochure-hywind-a4.pdf](http://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/newsroom-additional-documents/news-attachments/brochure-hywind-a4.pdf)<発行日：2017年10月16日>

<sup>226</sup> Equinor “Hywind - leading floating offshore wind solution” <https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html><閲覧日：2020年2月4日>

<sup>227</sup> Statoil, Masdar “Hywind Scotland The world’s first commercial floating wind farm.” [www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/newsroom-additional-documents/news-attachments/brochure-hywind-a4.pdf](http://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/newsroom-additional-documents/news-attachments/brochure-hywind-a4.pdf)<発行日：2017年10月16日>



図 4-137 Hywind Scotland の立地概要

出所) Equinor (2020) Hywind - leading floating offshore wind solution. <https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html> < 閲覧日 : 2020 年 2 月 4 日 >

b. 法的要件

BOWL と同様、事前申請相談(Pre-application Consultations, PAC)および環境影響評価(EIA)である。

c. 自主アセス

合意形成過程における利害関係者との協議・相談を管理するため、利害関係者管理計画・管理データベースが開発され、協議・相談の結果および求められる行動についての情報を保存・更新していた<sup>228</sup> (表 4-60)。

表 4-60 Hywind Scotland の Stakeholder engagement strategy

大分類	小分類
1. 利害関係者の特定	a. 利害関係者の特定 b. 利害関係者データベースの開発と保守 : 連絡先・議事録・必要なアクション等を含む利害関係者とのコミュニケーションを保存する
2. インプットとコメントの募集	a. 最初期のコミュニケーションの提供 : すべての利害関係者に向けて文書を送付し、最初期の段階でフィードバックを可能にする b. 法定相談員・その他の選定コンサルティエとの会議 / プロジェクトの範囲と調査研究の方法を議論するワークショップの開催 c. コンサルティエへ配布するためのEIAスコopingレポートの作成 d. コンサルティエへのスコopingレポートの配布・フィードバックの仕組みを提供 e. 公開意見聴取イベントの開催 : 広範なコミュニティがプロジェクトを認識・貢献する機会を確保する
3. 継続的な対話	a. 主要な問題に関して、EIAを通じて関連組織・各個人と継続的に会議を開催 b. プロジェクトからの重要なメッセージの広報 : 公開イベント、プレスリリース、印刷物 (ニュースレター、ファクトシート、ディスプレイボードなど)、Webサイト、関連する会議やイベントへの参加など
4. フィードバックの提供	a. 意見聴取・EIAの過程に対するフィードバックのための会議・発表 b. 実施されたコンサルテーションと主要な結果について詳細に記述した最終的な協議報告書を作成
5. 法定意見聴取	a. 28日間の公開意見聴取期間 b. 公開意見聴取により提起された課題に対する、規制当局・アドバイザーとの協働による取り組み
6. コミットメントと継続的な相談	a. プロジェクト全体を通したコミットメント登録の開発・保守、ESで行われたコミットメントと同意条件の追加登録 b. EIARからの推奨事項と同意条件を環境管理計画に組み込み、実装まで確実に引き継ぎ c. プロジェクトの同意後も、必要に応じた継続的な意見聴取

出所) Statoil (2015) “Hywind Scotland Pilot Park - Environment Statement.” p.7-2  
[http://marine.gov.scot/datafiles/lot/hywind/Environmental\\_Statement/Environmental\\_Statement.pdf](http://marine.gov.scot/datafiles/lot/hywind/Environmental_Statement/Environmental_Statement.pdf) < 発行日 : 2015 年 4 月 >

<sup>228</sup> Statoil (2015) “Hywind Scotland Pilot Park - Environment Statement.” p.7-2  
[http://marine.gov.scot/datafiles/lot/hywind/Environmental\\_Statement/Environmental\\_Statement.pdf](http://marine.gov.scot/datafiles/lot/hywind/Environmental_Statement/Environmental_Statement.pdf) < 発行日 : 2015 年 4 月 >

#### d. 情報開示

Equinor の Web サイト上で、機器の開発・市場展望等の事業に関する情報に加え、地域社会への貢献・透明性など多くの情報を公開し、分かりやすい言葉で説明を行っている。また、一般の人々に浮体式風力発電の技術を説明するビデオも作成している<sup>229</sup>。

Hywind は事業の透明性確保に努めており、ORE Catapult(沖合での再生可能エネルギーに関して技術開発および調査を行っている、イギリスの研究センター)の実施する SPARTA(運用データのプラットフォーム化プロジェクト)に運用データを共有している<sup>230231</sup>。

#### e. 地域経済効果の創出

国内で行われる運用保守及び廃棄に伴う雇用増加効果は長期雇用 33 人・一時雇用 21 人、また経済効果は約 4,400 万ポンドと算出されている<sup>232233</sup>。



図 4-138 Hywind Scotland の導入イメージ

出所) Equinor (2019) How Hywind works. <https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us/hywind-up-close-and-personal.html> <閲覧日：2020 年 2 月 4 日>

<sup>229</sup> Equinor (2015) The worlds first floating wind farm. [https://www.youtube.com/watch?time\\_continue=30&v=PpMOP5ogWWA&feature=emb\\_logo](https://www.youtube.com/watch?time_continue=30&v=PpMOP5ogWWA&feature=emb_logo)  
<閲覧日：2020 年 2 月 4 日>

<sup>230</sup> ORE Catapult “Platform for Operational Data (POD)” <https://pod.ore.catapult.org.uk/> <閲覧日：2020 年 2 月 4 日>

<sup>231</sup> Equinor “Equinor and ORE Catapult collaborating to share Hywind Scotland operational data” <https://www.equinor.com/en/news/2019-11-28-hywind-scotland-data.html> <発行日：2019 年 11 月 28 日>

<sup>232</sup> Optimat “Hywind Scotland Pilot Park Project-Assessment of socio-economic indicators and Impacts Enquiry No. 027063.” <https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/impact-assessment/Hywind/Statoil-Socio-economic%20impact%20assessment.pdf> <発行日：2014 年 8 月>

<sup>233</sup> Statoil “Hywind Scotland Pilot Park - Environment Statement.” p.18-3 [http://marine.gov.scot/datafiles/lot/hywind/Environmental\\_Statement/Environmental\\_Statement.pdf](http://marine.gov.scot/datafiles/lot/hywind/Environmental_Statement/Environmental_Statement.pdf)  
<発行日：2015 年 4 月>

## 6) 事例⑤ : Middelgrunden Offshore Wind Farm

### a. 事業概要

2001年にコペンハーゲン港から約3.5kmの距離に設立された。建設当初は洋上風力発電所としては世界最大とされ、1基あたり2MWの風車20基(合計40MW)、年間発電量85,000MWhからなる<sup>234</sup>。現地のNPO法人「コペンハーゲン環境・エネルギー事務所」、ならびに約8,500名の組合員を擁する「ミドルグロン風力協同組合」がそのうち50%(10基)を保有する<sup>235</sup>(残り50%は民間企業KøbenhavnsEnergiが所有している<sup>236</sup>)。ミドルグロン協同組合は発電所に建設に出資を行うことによって、風車の所有権だけでなく、出資額に応じて電力を利用する権利を行使することができる<sup>237</sup>。



図 4-139 Middelgrunden Offshore Wind Farm の建設段階の様子

出所) Renewable-Technology “Middelgrunden Offshore Wind Farm, Oresund” <https://www.renewable-technology.com/projects/middelgrunden-wind-farm-denmark/> <閲覧日: 2020年2月20日>

### b. 法的要件

1996年にリュネッテン風力発電所の操業に成功したことを受けて、組合形式によるより本格的な風力発電建設の計画案が地域住民から提出された後デンマークエネルギー庁(Danish Energy Agency)の補助金を利用したプロジェクトの一環で1997年に実行可能性や住民の意見に関する実態調査が実施され承認を受け、97年からは公聴会も複数にわたって開

<sup>234</sup> Renewable-Technology “Middelgrunden Offshore Wind Farm, Oresund” <https://www.renewable-technology.com/projects/middelgrunden-wind-farm-denmark/> (閲覧日: 2020年2月20日)

<sup>235</sup> 京都府議会「ミドルグロン風力発電所・クリスチャンスハウ環境ポイント」  
<http://www.pref.kyoto.jp/gikai/katsudo/torikumi/kaigai/documents/21kaigai-e1.pdf> <閲覧日: 2020年2月20日>

<sup>236</sup> Renewable-Technology “Middelgrunden Offshore Wind Farm, Oresund” <https://www.renewable-technology.com/projects/middelgrunden-wind-farm-denmark/> (閲覧日: 2020年2月20日.)

<sup>237</sup> 京都府議会「ミドルグロン風力発電所・クリスチャンスハウ環境ポイント」  
<http://www.pref.kyoto.jp/gikai/katsudo/torikumi/kaigai/documents/21kaigai-e1.pdf> <閲覧日: 2020年2月20日>

催され、99年には最終許可が下された<sup>238</sup>。

建設計画の立案に際してデンマーク環境庁によって行われた環境アセスメント(環境影響調査)では、景観への影響、廃棄物による汚染、騒音、海峡における海流への影響、船舶の航行への影響、生物への影響、漁業への影響、ブレードの影の影響等の項目が検討された。これらの項目の多くは問題がないことが確認・報告された反面、もっとも深刻な環境問題として風力発電の建設に伴う景観の変化があることが調査によって明らかになっている。これをうけて、風力発電所の列を減らす、風景に調和する曲線状に配置するなどの措置が講じられた<sup>239</sup>。

### c. 自主アセス

自然環境に係る問題については環境保護団体からの支援を得ることで問題の解消に努めたほか、建設に反対する人々に対しては、相手と協議しつつ提示された問題点に対処するように努めた<sup>240</sup>。

### d. 情報開示

開発状況の一般市民への開示のため、実現可能性調査の初期段階でプロジェクトのウェブサイトが設立された。2000年9月時点で49,000人以上の訪問があった。ウェブサイトは定期的に更新され、パンフレット等のビジュアル資料・コンサルテーションへの回答・EIAレポート等の情報が随時公表された<sup>241</sup>。

現在は、過去の環境評価・実現可能性調査のレポート等が引き続き公表されているほか、機器の故障・メンテナンス等に関する報告・リアルタイムの電力生産状況・株式の配当や取引についての情報などが公開されている<sup>242</sup>。

### e. 地域経済効果の創出

ウェブサイトで主な協力業者・サプライヤーを公表している。請負業者については、風力タービンは Bonus Energy A/S、海底ケーブル敷設工事は NKT Cables、財団機能は E Pihl & Son A/S と Monberg & Thorsen A/S の2者によるコンソーシアムがそれぞれ担当しており、これらは当時すべてデンマーク国内の企業であった<sup>243</sup>。

---

<sup>238</sup> Renewable-Technology

“Middelgrunden Offshore Wind Farm, Oresund”

<https://www.renewable-technology.com/projects/middelgrunden-wind-farm-denmark/>(閲覧日: 2020年2月20日)

<sup>239</sup> 一般財団法人みなと総合研究財団公式HP, 「洋上ウィンドファーム建設における環境への配慮について」[http://www.wave.or.jp/outline/doc/20041117\\_HokuouWindfarm.pdf](http://www.wave.or.jp/outline/doc/20041117_HokuouWindfarm.pdf)(閲覧日: 2020年2月20日.)

<sup>240</sup> 京都府議会「ミドルグロン風力発電所・クリスチャンスハウ環境ポイント」

<http://www.pref.kyoto.jp/gikai/katsudo/torikumi/kaigai/documents/21kaigai-e1.pdf><閲覧日: 2020年2月20日>

<sup>241</sup> Københavns Miljø-og Energikontor “HAVMØLLER PÅ MIDDELGRUNDEN Forundersøgelser, fase 2 og 3”

<http://www.middelgrunden.dk/middelgrunden/sites/default/files/public/file/ENSrapport.pdf> p.58

<発行日: 2000年9月>

<sup>242</sup> Middelgrundens Vindmøllelaug “Offshore Wind Farm outside the Harbour of Copenhagen.”

<http://www.middelgrunden.dk/> <閲覧日: 2020年2月25日>

<sup>243</sup> Middelgrundens Vindmøllelaug “Elværksamarbejdet og leverandører”

コペンハーゲン市は、設備による騒音・日照・事故の発生等による環境影響から波及して発生する社会経済的影響について評価しており、負の社会経済的影響はほぼないとしている<sup>244</sup>。

## 7) 事例⑥ : Wight 島

### a. 事業概要

Navitus Bay Wind Park は 970MW のプロジェクトで、イギリスのワイト島の西で検討されていた<sup>245</sup>。Crown State が不動産として管理しているイギリス海域の洋上風力ウィンドファーム向けのリース入札を実施し、オランダのエネルギー会社 Eneco とフランス電力公社 EDF の英国子会社 EDF エナジーが 2012 年に洋上風力発電を開発する共同出資の合弁会社として設立した「エネコ・ウィンド UK」社がワイト島西海域を落札し、同地域を拠点とする洋上風力発電プロジェクトを開始した<sup>246</sup>。

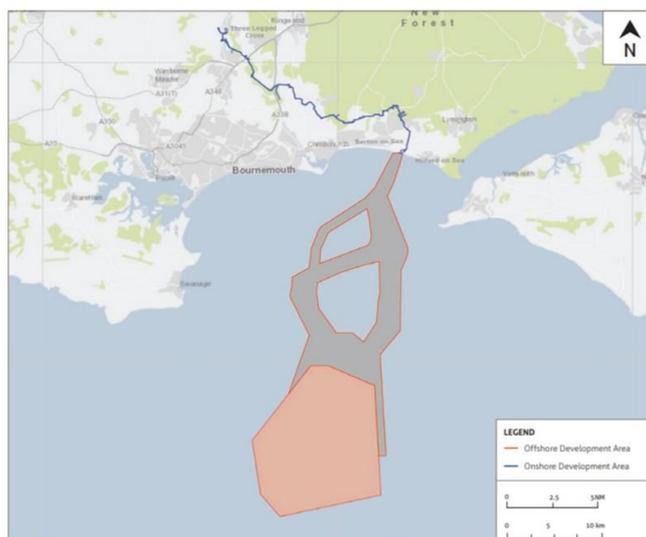


図 4-140 Navitus Bay Wind Park の開発予定地域

出所) NavitusBay “Navitus Bay Wind Park ES Non-Technical Summary” p.5<発行日:2014年4月1日>

[http://www.middelgrunden.dk/middelgrunden/sites/default/files/public/file/Elvaerkssamarbejdet\\_leverandoerer.pdf](http://www.middelgrunden.dk/middelgrunden/sites/default/files/public/file/Elvaerkssamarbejdet_leverandoerer.pdf)<閲覧日:2020年2月25日>

<sup>244</sup> Københavns Kommune “Vindmøller på Prøvestenen: VVM-redegørelse og miljøvurdering”  
<https://www.kk.dk/sites/default/files/edoc/55810c26-9e07-4ea7-bfd3-476ec5377443/1dfd3251-8873-4768-b7ab-f26cee0825a8/Attachments/4ff9f86a-44ba-445e-b61b-f513c6d2b80f.pdf> p.43-44 <発行日:2011年8月>

<sup>245</sup> NavitusBay “Navitus Bay Wind Park ES Non-Technical Summary”<発行日:2014年4月1日>

<sup>246</sup> 欧州環境インサイト「EBS ニュースメール 2012年5月号」  
<https://www.ebsuktd.com/newsletter/pdf/newsmail32.pdf><閲覧日:2020年2月20日>

## b. ユネスコおよび地元の反対

ユネスコは Navitus Bay Wind Park の風車群によって世界遺産に登録されているジュラシック・コーストの景観が大きく損なわれることを警告した<sup>247</sup>。このユネスコの警告に連動するかたちで地域住民や環境保護団体を担い手とする反対運動が展開されるようになり、ワイト島議会以外の勢力はほぼ一様に反対の立場を明確にした。地域の環境や生態系の破壊、景観の損壊、観光業への負の影響などが洋上風力発電に反対する根拠として参照された。これに対して事業者は環境アセスメントの綿密な実施を強調するとともに、反対派が公聴会で議論に参加することを要望した<sup>248</sup>。

## c. プロジェクトの不許可

2015 年にエネルギー・気候変動省は、プロジェクトの不許可を決定した。その理由としては、海の風景・ランドスケープに対する洋上・陸上の影響、世界遺産への影響、考古学・遺産への影響、レクリエーションダイビング、観光と社会経済、運用およびナビゲーションの安全性、騒音と振動の観点で影響が懸念されること、予想される不利益が利益を上回ることが挙げられている<sup>249</sup>。

---

<sup>247</sup> Daily Mail “Monstrous wind farm that will 'dwarf' the Isle of Wight: Unesco threatens to withdraw World Heritage status from Jurassic Coast after plans to build 200 offshore turbines”  
<https://www.dailymail.co.uk/news/article-2638335/Wind-farm-dwarf-Isle-Wight.html> <発行日: 2014 年 5 月 24 日>

<sup>248</sup> Muenstermann, I, 2012, ‘Wind Farming and the Not-in-My-Backyard Syndrome: A Literature Review Regarding Australia’s Challenge in Relation to Climate Change and CO2 Emissions,’ Young, S, & Silvern, S, eds., International Perspectives on Global Environmental Change, InTechOpen, 463.  
<https://www.intechopen.com/books/international-perspectives-on-global-environmental-change/wind-farming-and-the-not-in-my-backyard-syndrome-a-literature-review-regarding-australia-s-challenge> <発行日: 2012 年 2 月 3 日>

<sup>249</sup> Department of Energy & Climate Change “Planning Consent Application Decision Navitus Bay Wind Park”  
<発行日: 2015 年 9 月 11 日>

## (6) 海外事例から得られる日本への示唆

海外事例調査を踏まえた日本への示唆として表 4-61 の事項が抽出された。社会受容性を高めるため、手続き及び配分（地域に流れる資金の公平性）の両面において十分な配慮を行うとともに、自主アセスの実施、積極的な情報開示、基金等による地域経済効果の創出等が、合意形成の円滑化に効果的であることが示唆された。

表 4-61 海外事例から得られた日本への示唆

合意形成手法	示唆
社会受容性	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地域から反対が起こりやすい地点（世界遺産・景勝地等）での開発は回避する。</li> <li>● ステークホルダー（周辺地域・環境保護団体を含む）の適切な選定や情報開示による手続き的正義および基金の設立などの配分的正義の両方を実現することが重要である。</li> </ul>
自主アセス実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地域の状況に応じた丁寧な自主アセスの実施が推奨されている。</li> <li>● 例えば貴重な鳥類が生息している場合、法的要件以外でも重要なステークホルダーがいる場合には、アセスの対象外であっても状況に応じてアセス対象とするように指導する。</li> </ul>
情報開示	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 日本では事業計画段階環境配慮書の縦覧は場所や期間が限定されているなど、洋上風力発電事業の情報を取得することが困難である。</li> <li>● 事業のウェブサイトを開設して日時・場所に限定されず情報を確認できるようにすることや、地方紙・ニュースレターにより最新情報を提供することを推奨する。</li> </ul>
地域経済効果の創出	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地域の企業を建設および運用段階で活用することを推奨する。</li> <li>● 地域に売電収益の一部を還元するために基金の設置等を推奨する。</li> <li>● 地域経済効果を算出できるツールを事業者を提供し、見える化する。</li> </ul>

## (7) 合意形成・環境アセス合理化に関するヒアリング調査結果

地域との合意形成支援や環境アセスに関する事業者ニーズや求められる支援策について事業者に対しヒアリング調査を行った。

その結果、合意形成については、国や自治体が主導した合意形成の実施を求める声が最も多かった。また、風力に関する正しい情報発信支援を求める声が挙げられた。また、ガイドライン等によるベストプラクティス等の共有についても賛同の声が挙げられた。

表 4-62 合意形成に関するヒアリング結果

検討事項	ヒアリング結果概要
<p>検討事項③ 国による ゾーニング推進 ・高度化 (合意形成支援・ 環境アセス合理 化)</p>	<p>&lt;現状と課題（合意形成）&gt; <u>国や自治体が主導した合意形成</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● オランダのようなセントラル方式（開発以前の各種調査、地元調整、系統連系手続き等を全て国が実施）の導入を希望している。セントラル方式の中で、合意形成の知見が蓄積されていくことが理想的。</li> <li>● 漁業者との調整は行政のサポートがないと難しい。促進区域の決定の段階で、基本的事項については漁業者と合意形成が出来ているが、詳細な条件交渉や風車配置に係る協議等は、促進区域決定後に事業者が行うこととなっており、合意形成に至れないリスクが残されている。</li> </ul> <p><u>情報発信支援</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力を含めて風力全般が世間に正しくアピールできていない。正しい知識を広める必要がある。</li> </ul> <p><u>情報共有</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● まずは、ベストプラクティスを整理することが求められるのではないか。</li> <li>● 合意形成のガイドラインを策定する場合、事業者向けとなるのか、再エネ海域利用法の中で都道府県や市町村が活用することになるのか、ガイドラインの位置づけの整理が必要。</li> <li>● 合意形成のガイドラインを策定する場合、単なる事例紹介ではなく、各地域貢献策を実施する際に必要となる仕組みを取りまとめること（望ましい組織体、必要となる手続き・法対応、地元組織との連携方法など）が有効である。</li> <li>● 合意形成のガイドラインは、自治体を対象としたものが特に有用ではないか。自治体は経験がなく、手探りで進めていることが多い。行政側の手元資料となるようなもの</li> </ul>

環境アセス合理化については、促進区域やゾーニング地域における環境アセスの手続き合理化に対する意見が多く挙げられた。また、調査事項の整理・国の見解の統一化や、各種調査・データ収集支援を求める声が多かった。

表 4-63 環境アセス合理化に関するヒアリング結果

検討事項	ヒアリング結果概要
<p>検討事項③ 国による ゾーニング推進 ・高度化 (合意形成支援・ 環境アセス合理 化)</p>	<p>&lt;現状と課題（環境アセス）&gt;  <u>環境アセス手続きの合理化</u>  <ul style="list-style-type: none"> <li>● 再エネ海域利用法の区域指定の過程の中で、実質的には配慮書手続きと同等の調査が実施されているのではないかと考えられる。</li> <li>● 方法書の手続きについても、再エネ海域利用法の区域指定やアセス課のゾーニングが担っている部分だと考えている。そのため、方法書までの手続きを免除しても良いのではないかと考えられる。方法書の手続きが免除されれば、環境アセスに係る期間をさらに短縮できるのではないかと考えられる。</li> </ul> <u>調査事項の整理・国の見解の統一</u>  <ul style="list-style-type: none"> <li>● 環境アセスについては国で調査・検討項目を決めていただきたい。建設地域により必要な事項が異なると事業者には負担になる。</li> <li>● 魚や海の哺乳類に関する調査は、生物学的な影響調査と資源の観点からの影響調査を切り分ける必要がある。双方を混同してしまうと、調査が非常に難しくなる。</li> <li>● 科学的な検証結果に基づき審査プロセスを進めていただきたい。科学的検証結果では解消できない住民の不安や反対に対しては、環境アセスの手続きとは別に、事業者の責任として、誠意を持って対応していく必要がある。事業を実施しながらの事後モニタリングを許容していただきたい。</li> <li>● 騒音や低周波音と健康の関係について国としての考え方を提示し、広く周知していく取り組みを進めてほしい。また、実際に低周波音を感じてもらえる場を設けることによって不安を低減することも考えられる。</li> </ul> <u>各種調査・データ収集支援</u>  <ul style="list-style-type: none"> <li>● 漁業者や地域住民に説明するためのデータ・参考文献が無い。国による、類似データの収集や、風況のよい場所における重点的な調査などをお願いできないか。 <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 海中構造物が漁業に与える影響、橋梁等の類似する海中構造物建設時のデータ、鳥類に与える影響、バードストライクの事後調査方法、建設中や稼働中の水中音が生物に与える影響などについて、国が主導してデータ収集・共有を出来ないか。</li> </ul> </li> </ul> </p>

求められる支援策としては、促進区域やゾーニング地域における環境アセスの手続き合理化の検討、環境影響に関する情報支援（データ収集、情報発信、実証事業）が挙げられた。

また、ベストプラクティス等の共有に関するニーズが存在し、合意形成ガイドラインの作成については、自治体向けと事業者向けでコンテンツを分けて作成する案が挙げられた。

表 4-64 合意形成・環境アセス合理化に関するヒアリング結果（求められる支援策）

検討事項	ヒアリング結果概要
検討事項③ 国による ゾーニング推 進・高度化 （合意形成支援・ 環境アセス合理 化）	<求められる支援策> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 合意形成に係るガイドラインの作成（自治体向け、事業者向け）。</li> <li>● 促進区域の手続きやゾーニング結果に基づく、配慮書・方法に係る環境アセス手続きの合理化余地に関する検討。</li> <li>● 洋上風力の環境影響に関する情報発信支援（科学的データや事例等に基づく情報発信）。</li> <li>● 洋上風力の環境影響に関する情報支援（関連データ収集・共有など）。</li> </ul>

## 4.2.6 調査結果まとめ・施策の方向性

### (1) 調査結果を踏まえた施策の方向性

調査結果を踏まえ、各検討事項における施策の方向性を表 4-65 のとおり整理した。

保証・故障データの収集・共有支援については、事業者におけるニーズは高く、実現に向けて民間ベースでの取り組みが進められていることが分かった。

メンテナンスプログラム・O&M 人材育成支援については、GWO が業界のデファクトスタンダードとなっていることや、風車メーカー独自のメンテナンスプログラムの受講の必要性など、業界構造が確立しており、メンテナンスプログラム自体を国が策定するなどの支援策の必要性は小さいことが分かった。一方で、O&M 業務に従事する人材の不足が課題となっており、人材確保に向けて、風力業界の認知度向上など、O&M 人材育成の入口支援が求められていることが分かった。

国によるゾーニングの推進・高度化については事業者における政策的支援のニーズが高く、環境アセスの合理化や、事業者や自治体に対する情報共有支援、及び地域との合意形成を円滑化するための情報発信支援などが必要施策として挙げられた。このうち情報共有支援については、国内外事例を踏まえ、合意形成に係るガイドラインの作成が具体的な施策案として挙げられた。

上記を踏まえ、O&M 人材育成の入口支援、及び合意形成に係るガイドラインの作成について、具体的な施策イメージの検討を行った。

表 4-65 調査結果を踏まえた施策の方向性

検討事項	現状と課題	施策の方向性
保守・故障データの収集・共有支援	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高い保守・故障データの共有へのニーズ</li> <li>● NEDOの技術開発プログラムにおいて民間ベースでの取り組みが進められている</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 動向を引き続きフォロー</li> </ul>
メンテナンスプログラム・O&M人材育成支援	<ul style="list-style-type: none"> <li>● GWOが業界のデファクトスタンダード</li> <li>● 風車メーカー独自のメンテナンスプログラムを受講する必要性</li> <li>● 風力業界の認知度を上げることが課題</li> </ul>	<p><b>O&amp;M人材育成の入口支援 (★)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● O&amp;Mの基礎的事項を理解してもらうための簡易プログラムの開催に対する支援</li> <li>● 風力業界の認知度を上げる取り組みに対する支援</li> </ul>
国によるゾーニングの推進・高度化 (合意形成支援・環境アセス合理化)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 国や自治体が主導した合意形成の実施を求める声</li> <li>● 風力に関する正しい情報発信の必要性</li> <li>● ベストプラクティス等の情報共有へのニーズ</li> <li>● 促進区域やゾーニング地域における環境アセスの手続き合理化を求める声</li> <li>● 調査事項の整理・国の見解の統一化を求める声</li> <li>● 各種調査・データ収集支援の必要性</li> </ul>	<p><b>環境アセス合理化</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 促進区域やゾーニング地域における環境アセスの手続き合理化の検討</li> </ul> <p><b>情報共有支援</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 合意形成ガイドラインの作成 (自治体向け、事業者向け) (★)</li> </ul> <p><b>情報発信支援</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力の環境影響に関する関連データ収集・共有</li> <li>● 洋上風力の環境影響に関する科学的データに基づく検証結果や事例等に関する情報発信</li> </ul>

## 1) O&M 人材育成の入口支援

風力発電のメンテナンス技術者は不足している状況にあり、今後の健全な運用のためには、人材育成・増員が重要課題である。一方で風力発電のメンテナンス業務の認知度は低く、就業希望者を増やすために認知度を上げる取り組みが必要となる。特に洋上風力については洋上作業を伴うことから、洋上風力の基礎的な事項に関する理解を深めることが重要である。

具体的な施策イメージを表 4-66 に示す。業界団体や O&M 事業者、自治体における、風力発電の O&M 人材育成に係る取り組み（高校生や大学生等を対象とした簡易講座の開催、メンテナンス業務の簡易講習会の開催など）に対し、必要なツール作成や資金面での支援を行うことが有効と考えられる。また、これらの取り組みについて国がモニタリングを行い、効果の検証や、取り組み改善に向けたアドバイスを実施することが有効と考えられる。

表 4-66 O&M 人材育成の入口支援 施策イメージ

<p>施策の背景・目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 風力発電のメンテナンス技術者は不足している状況にあり、今後の健全な運用のためには、人材育成・増員が重要課題。</li> <li>● 一方で風力発電のメンテナンス業務の認知度は低く、就業希望者を増やすために認知度を上げる取り組みが必要。</li> <li>● 特に洋上風力については洋上作業を伴うことから、洋上風力の基礎的な事項に関する理解を深めることが重要。</li> </ul>
<p>施策のイメージ</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 業界団体や O&amp;M 事業者、自治体における、風力発電の O&amp;M 人材育成に係る取り組み（高校生や大学生等を対象とした簡易講座の開催、メンテナンス業務の簡易講習会の開催など）に対し、必要なツール作成や資金面での支援を行う。</li> <li>● これらの取り組みについて国がモニタリングを行い、効果の検証や、取り組み改善に向けたアドバイスを実施する。</li> </ul>
<p>期待される効果</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● メンテナンス技術者の裾野の拡大</li> <li>● 適切なメンテナンスによる稼働率・設備利用率の向上、及び LCOE の削減（大規模修繕の防止、ダウンタイムの削減）</li> </ul>
<p>施策化にあたって検討すべき課題・論点</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 教育現場や文科省との調整。</li> <li>● 既存の関連施策との棲み分け、整理。</li> <li>● モニタリング方法の検討。</li> </ul>

## 2) 情報共有支援：合意形成ガイドラインの作成

地域住民等との合意形成に向けては、自治体と民間事業者が連携して取り組んでいくことが必要となる。しかし、自治体によっては、洋上風力に関する知見や合意形成ノウハウが不足しており、主体的な取組が難しい場合がある。また、事業者においても地域貢献に関するベストプラクティスや、新たな地域貢献策の実施方法に関する知見が不足している場合もある。そこで、洋上風力の基礎情報、合意形成に係るベストプラクティス、新たな地域貢献策の実施方法等を取りまとめた合意形成ガイドラインを作成し、自治体と事業者の双方を情報面で支援することが有効と考えられる。

ガイドラインの策定にあたっては、自治体と事業者それぞれにおいて必要とされている情報について精査し、実効的なコンテンツ作りに向けた具体的な検討を進める必要がある。また、合意形成ガイドラインの利用者に対する定期的なモニタリングによりガイドライン作成の効果や改善点を把握するとともに、日本における合意形成のベストプラクティスは、これから形成されていく段階であることから、定期的に内容を更新することが重要となる。

表 4-67 合意形成ガイドラインの作成 施策イメージ

施策の背景・目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地域住民等との合意形成に向けては、自治体と民間事業者が連携して取り組んでいくことが必要。</li> <li>● 一方、自治体によっては、洋上風力に関する知見や合意形成ノウハウが不足しており、主体的な取組が難しい場合がある。</li> <li>● また、事業者においても地域貢献に関するベストプラクティスや、新たな地域貢献策の実施方法に関する知見が不足している場合がある。</li> <li>● 洋上風力の基礎情報、合意形成に係るベストプラクティス、新たな地域貢献策の実施方法等を取りまとめた合意形成ガイドラインを作成し、自治体と事業者の双方を情報面で支援する。</li> </ul>
施策のイメージ	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 自治体向け、事業者向けの合意形成ガイドラインを作成する。</li> <li>● 合意形成ガイドラインの利用者に対する定期的なモニタリングによりガイドライン作成の効果や改善点を把握するとともに、新たな事例の収集などを行い、定期的に内容を更新する。</li> </ul>
期待される効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 自治体における、洋上風力や合意形成に関する基礎的知識の醸成による、主体性の向上や合意形成の円滑化。</li> <li>● 事業者における、地域貢献策の実効性の向上、多様な地域貢献策の創出、合意形成の円滑化。</li> </ul>
施策化にあたって検討すべき課題・論点	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 現場で求められている実効的なコンテンツは何か。</li> <li>● 自治体向け、事業者向けで、どのようなコンテンツを組み立てるべきか。</li> <li>● モニタリング方法。</li> </ul>

## (2) 来年度以降の検討の方向性

今年度の調査結果を踏まえ、来年度以降の要検討事項を表 4-68 のとおり整理した。

施策イメージを取りまとめたものについては、実施に向けたさらなる具体的検討を行うとともに、その他の事項については、施策の方向性を整理するための追加的調査を実施する必要がある。

表 4-68 来年度以降の要検討事項

検討事項	施策の方向性	来年度以降の検討の方向性
メンテナンスプログラム・O&M人材育成支援	<b>O&amp;M人材育成の入口支援</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>● O&amp;Mの基礎的事項を理解してもらうための簡易プログラムの開催に対する支援</li> <li>● 風力業界の認知度を上げる取り組みに対する支援</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ O&amp;M人材育成の入口支援として期待される具体的なツール等の把握、必要な施策イメージの具体化</li> </ul>
国によるゾーニングの推進・高度化（合意形成支援・環境アセス合理化）	<b>導入加速化に向けた環境アセスの在り方検討</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 促進区域やゾーニング地域における環境アセスの手続き合理化等の検討</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 合理化に関するこれまでの取組を把握した上で、引き続き検討</li> </ul>
	<b>情報共有支援</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 合意形成ガイドラインの作成（自治体向け、事業者向け）</li> <li>● 洋上風力の環境影響に関する関連データ収集・共有</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 合意形成ガイドラインの作成（自治体・有識者にもヒアリング）</li> <li>✓ 事業者において必要とされている関連データの調査・整理、それを踏まえた施策の方向性の検討</li> </ul>
	<b>情報発信支援</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力の環境影響に関する科学的データに基づく検証結果や事例等に関する情報発信</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 過年度までの風力発電の環境影響に関する各省庁の取りまとめ結果の整理</li> <li>✓ 情報共有支援に係る検討結果も踏まえた、施策の方向性の検討</li> </ul>

### 4.3 【参考】有識者集中ヒアリング、事業者等への個別ヒアリングについて

本章の検討にあたっては、有識者への集中ヒアリング調査、事業者等への個別ヒアリング調査を実施した。以下にそれぞれの実施概要を示す。

#### (1) 有識者集中ヒアリング

再生可能エネルギーの導入加速化・最大化に向けてより詳細な検討を行うため、表 4-69 に示すメンバーにより、4 回にわたって集中的な議論を行った。

表 4-69 有識者集中ヒアリングのメンバー

メンバーの業種
研究機関 A
研究機関 B
研究機関 C
研究機関 D
研究機関 E
NGO

#### (2) 事業者等への個別ヒアリング

再生可能エネルギーの導入加速化・最大化に向けてより詳細な検討を行うため、事業者等への個別ヒアリングを、表 4-70 に示すヒアリング対象先に対して実施した。

表 4-70 事業者等への個別ヒアリング対象及びヒアリング事項

ヒアリング対象先	ヒアリング事項
地方公共団体	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電の導入加速化に向けた課題と必要施策</li> <li>● ソーラーシェアリング事業の概要と事業拡大における課題</li> <li>● 需要側の再エネ電力ニーズの見通しと必要な施策</li> <li>● 今後期待する再エネ電源とその拡大に必要な施策</li> <li>● 推薦するヒアリング先</li> </ul>
発電事業者 A	
小売電気事業者	
発電事業者 B	
金融機関	
発電事業者 C	
NGO	
メンテナンス事業者 A	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力の導入加速化に向けた課題と必要施策</li> <li>● 洋上風力の導入支援・コスト低減方策案に対するご意見</li> <li>● 推薦するヒアリング先</li> </ul>
メンテナンス事業者 B	
業界団体	
発電事業者 D	
発電事業者 E	
発電事業者 F	
研究機関 B	