環境省 御中

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

2019 年 3 月 29 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

我が国では、地球温暖化対策の長期的目標として、2050 年までに温室効果ガスの排出量を 80%削減することを目指すこととしている（第四次環境基本計画（平成 24 年４月 27 日閣議決定）及び地球温暖化対策計画（平成 28 年５月 13 日閣議決定））。また、世界共通の長期目標として２℃目標のみならず 1.5℃への言及がなされた「パリ協定」が 2016 年 11 月４日に発効する等、世界各国において長期的な目標を見据えた温暖化対策が進められている。また、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。この長期戦略策定の土台とするため、環境省では 2017 年３月に「長期低炭素ビジョン」を取りまとめ、2050 年までに温室効果ガスの排出量の 80%削減を実現した社会の絵姿と、目指す姿に向けた政策の方向性を示した。

本業務では、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

1. 諸外国等おける再生可能エネルギーの普及動向等に関する調査 1

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 7
1.1.3 EU 11
1.1.4 日本 15
1.1.5 ドイツ 21
1.1.6 英国 26
1.1.7 スペイン 31
1.1.8 イタリア 36
1.1.9 デンマーク 42
1.1.10 フランス 46
1.1.11 米国 50
1.1.12 豪州 55
1.1.13 中国 60
1.1.14 韓国 67
1.1.15 インド 71
1.1.16 カナダ 76
1.1.17 各国の再生可能エネルギー電気導入実績の比較 77
1.2 諸外国における再生可能エネルギーの政策動向 78
1.2.1 ドイツ 78
1.2.2 英国 83
1.2.3 スペイン 92
1.2.4 イタリア 98
1.2.5 デンマーク 100
1.2.6 フランス 103
1.2.7 オーストラリア 108
1.2.8 中国 111
1.3 欧米主要国における再エネ支援関連トピックスの情報収集 146
1.3.1 FIT 以外の再エネ導入のあり方の検討 146
1.3.2 再生可能エネルギーによる調整力確保に係る政策動向 161
1.3.3 再生可能エネルギーの普及促進に係る系統整備動向 170

2. 再生可能エネルギー導入促進に向けた具体的方策の検討 177

2.1 太陽光の導入加速化・最大化に向けた具体方策の検討 177
2.1.1 太陽光発電をめぐる現状の整理 179
2.1.2 現状を踏まえた目指すべき方向性とその実現に向けた課題の整理 198
2.1.3 課題を踏まえた施策イメージの検討 219
2.1.4 施策効果も踏まえたコスト低減・導入量拡大に関する具体的検討 251

2.1.5 今後の検討課題の整理 274
2.1.6 【参考】事業者等へのヒアリング、有識者集中ヒアリングについて 276
2.2 風力発電の導入加速化・最大化に向けた具体方策の検討 278
2.2.1 風力発電をめぐる現状と課題 278
2.2.2 課題を踏まえた目指すべき方向性の整理 295
2.2.3 課題と目指すべき方向性を踏まえた施策イメージの検討 300
2.2.4 施策効果を踏まえたコストの具体的検討 316
2.2.5 施策効果を踏まえた導入量の具体的検討 327
2.2.6 今後の検討課題の整理 334
2.2.7 【参考】事業者等へのヒアリング、有識者集中ヒアリングについて 336
2.3 参考情報 337
2.3.1 自治体におけるリプレース案件の情報開示事例 337
2.3.2 土地不明者用地に対する法的対応状況と再生可能エネルギーへの活用可能性 338
3. HP 給湯器を用いたデマンドレスポンスによる影響評価 341
3.1 みやま市における HP 運転時間シフト効果実証事業 341
3.1.1 昼間沸き上げ運転の特性分析 342
3.1.2 昼間沸き上げによる HP の効率改善に関する分析 350
3.1.3 PPS 事業者としてのビジネスモデルの評価 363
3.2 電気自動車を用いたデマンドレスポンスの可能性 386
3.2.1 我が国における電気自動車を巡る状況 386
3.2.2 デマンドレスポンス資源としての技術的特徴と課題 388
3.2.3 電気自動車の使用実態について 392
3.2.4 ビジネスモデル検討に必要な情報整理 395
3.3 地域における電気自動車用充電設備の最適な配置の在り方の検討 397
3.3.1 目的 397
3.3.2 組合せ最適化手法 398
3.3.3 検討対象 398
3.3.4 計算結果 404
3.3.5 参考文献 409
3.4 下水処理施設のデマンドレスポンス資源による系統安定化 410
3.4.1 既往研究におけるデマンドレスポンス資源のポテンシャル 410
3.4.2 下水処理施設を対象とした負荷シフトに関する分析 413
3.4.3 まとめと今後の課題 419
4. 系統強化方策及びディ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 ... 421
4.1 分析目的と用いたモデルの概要 421
4.1.1 住宅用 PV システム経済性評価モデル 421
4.1.2 電力需給モデル 424
4.2 需要能動化を考慮した住宅 PV システムの経済性評価 427
4.2.1 前提条件 427

4.2.2 評価結果と今後の課題 431
4.3 需要能動化が再生可能エネルギー電力の抑制回避に与える影響評価 434
4.3.1 前提条件 434
4.3.2 評価結果 438
4.3.3 検討課題 442
5. 海外文献等の翻訳 445
5.1 対象文献の選定 445
5.2 翻訳の手順 445
5.3 翻訳文献 445
6. 国内外の再生可能エネルギー導入量分析手法に関する情報収集 447
6.1 はじめに 447
6.2 再生可能エネルギーのポテンシャル計算 447
6.2.1 再生可能エネルギーのポテンシャルに関する階層 447
6.2.2 技術的ポテンシャル特定の手順 448
6.2.3 経済的ポテンシャルの計算方法 451
6.2.4 結果と議論 455
6.3 再生可能エネルギー導入阻害要因の実証分析 464
6.3.1 概要 464
6.3.2 データと分析方法 465
6.3.3 結果と議論 474

参考資料 1　太陽光発電設備の導入意向に関するアンケート調査結果概要

参考資料 2　変動性再生エネルギーの比率拡大に向けた市場設計の適応（仮約）

図 目 次

図 1-1　世界の再生可能エネルギー発電設備容量 1
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(2017 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】 4
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】 4
図 1-6　世界の熱消費量及び構成比の推移【見通し】 5
図 1-7　電源別発電電力量の推移（世界） 6
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 7
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 8
図 1-10　OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる熱消費量 8
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】 9
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【見直し】 10
図 1-13　電源別発電電力量の推移（OECD） 10
図 1-14　EU の再生可能エネルギーによる発電設備容量 11
図 1-15　EU の再生可能エネルギーによる発電電力量 12
図 1-16　EU の再生可能エネルギーによる熱消費量 12
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】 13
図 1-18　EU の再生可能エネルギーによる発電電力量【見直し】 14
図 1-19　電源別発電電力量の推移（EU） 14
図 1-20　日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量 15
図 1-21　日本の再生可能エネルギーによる発電電力量 16
図 1-22　日本の再生可能エネルギーによる熱供給量 17
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】 18
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】 19
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】 19
図 1-26　電源別発電電力量の推移（日本） 20
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 21
図 1-28　ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量 22
図 1-29　ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量 22
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】 23
図 1-31　ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】 24
図 1-32　ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】 24
図 1-33　電源別発電電力量の推移（ドイツ） 25
図 1-34　英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量 26
図 1-35　英国の再生可能エネルギーによる発電電力量 27
図 1-36　英国の再生可能エネルギーによる熱消費量 27
図 1-37　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 1-38　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 1-39　英国の再生可能エネルギー熱消費量【見通し】.....29
図 1-40　電源別発電電力量の推移（英国）.....30
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.....31
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.....32
図 1-43　スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量.....32
図 1-44　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】.....33
図 1-45　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】.....34
図 1-46　スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】.....34
図 1-47　電源別発電電力量の推移（スペイン）.....35
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.....36
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.....37
図 1-50　イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量.....37
図 1-51　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】.....38
図 1-52　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】.....39
図 1-53　イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】.....39
図 1-54　イタリアの 2016～2020 年の再生可能エネルギーによる発電設備導入量.....40
図 1-55　電源別発電電力量の推移（イタリア）.....41
図 1-56　デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量.....42
図 1-57　デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量.....43
図 1-58　デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量.....43
図 1-59　デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】.....44
図 1-60　電源別発電電力量の推移（デンマーク）.....45
図 1-61　フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量.....46
図 1-62　フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量.....47
図 1-63　フランスの再生可能エネルギーによる熱消費量.....47
図 1-64　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】.....48
図 1-65　電源別発電電力量の推移（フランス）.....49
図 1-66　米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....50
図 1-67　米国の再生可能エネルギーによる発電電力量.....51
図 1-68　米国の再生可能エネルギーによる熱消費量.....51
図 1-69　米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】.....52
図 1-70　米国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】.....53
図 1-71　米国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】.....53
図 1-72　電源別発電電力量（米国）.....54
図 1-73　豪州の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....55
図 1-74　豪州の再生可能エネルギーによる発電電力量.....56
図 1-75　豪州の再生可能エネルギーによる熱消費量.....56
図 1-76　豪州の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】.....57
図 1-77　豪州の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】.....58
図 1-78　豪州の再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】.....58
図 1-79　電源別発電電力量の推移（豪州）.....59
図 1-80　中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....60

図 1-81　中国の再生可能エネルギーによる発電電量 61
図 1-82　中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】 65
図 1-83　中国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】 65
図 1-84 電源別発電電力量の推移（中国） 65
図 1-85　韓国の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....67
図 1-86　韓国の再生可能エネルギーによる発電電力量.....68
図 1-87　韓国の再生可能エネルギーによる熱消費量 68
図 1-88　電源別発電電力量の推移（韓国） 70
図 1-89　インドの再生可能エネルギーによる発電設備容量.....71
図 1-90　インドの再生可能エネルギーによる発電電力量.....72
図 1-91　インドの再生可能エネルギーによる熱消費量.....72
図 1-92　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】 73
図 1-93　インドの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】 74
図 1-94　インドの再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】 74
図 1-95　電源別発電電力量の推移（インド） 75
図 1-96　カナダの再生可能エネルギーによる発電電力量.....76
図 1-97　各国の再生可能エネルギーによる発電実績の比較.....77
図 1-98　英国：CfD の仕組み 84
図 1-99　イギリス：洋上風力発電向けの新たな用地リースの候補地.....91
図 1-100　スペイン：エネルギーミックスの将来計画.....92
図 1-101　スペイン：主な再生可能エネルギー導入支援策の経緯.....93
図 1-102　スペイン：エネルギー源別発電設備容量の推移（2007～2017 年） 96
図 1-103　スペイン：本土における火力・原子力発電所の設備利用率の推移.....97
図 1-104　イタリア：再生可能エネルギー普及を目的として導入された支援施策.....98
図 1-105　フランス:最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の実績と計画値 103
図 1-106　フランス:再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行後） 105
図 1-107　豪州：再生可能エネルギー発電量の推移 108
図 1-108　豪州：NEM における電源構成.....110
図 1-109　一次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源（水力を除く）の省別目標 116
図 1-110　太陽光発電の買取価格に関するエリア区分.....120
図 1-111　中央政府及び地方政府の補助金合計額（元/kWh） 125
図 1-112　ドイツ：風力測定ネットワークの測定地点の推移.....151
図 1-113　ドイツ：風力発電設備の障害要因 152
図 1-114　ドイツ：風力発電設備故障の外的要因（月別、立地別） 153
図 1-115　ドイツ：風力発電設備故障の影響する部位.....154
図 1-116　ドイツ：風力発電設備故障における部位別頻度、一般的な停止期間.....155
図 1-117　ドイツ：風力発電設備の平均技術的可用率の推移.....156
図 1-118　ドイツ：風力発電設備の容量別、立地別の平均技術的可用率.....157
図 1-119　EECS 管理の GoO 取引量（2016/10～2017/10） 159

図 1-120　Nordic Hydro の GoO の卸取引価格推移（2007～2017）.....160
図 1-121　ドイツ：50Hertz、Amprion、TransnetBW、Tennet エリアの二次制御予備力、ミニット制御予備力調達容量の推移.....162
図 1-122　ドイツ：需給調整市場の取引規模の推移.....163
図 1-123　ドイツ：需給調整に関わる市場プロセス.....164
図 1-124　英国：需給調整に関わる市場プロセス.....168
図 1-125　ドイツ：ブランデンブルク州 Havelland 郡、Fläming 郡 2020 年地域計画.172
図 2-1 太陽光発電（住宅用）の導入量・見込量・認定量.....179
図 2-2　太陽光発電（事業用）の導入量・見込量・認定量.....180
図 2-3　戸建住宅用以外における太陽光発電の導入ポテンシャル量の試算結果.....181
図 2-4　JPEA PV OUTLOOK における太陽光発電の導入量の見通し （上：累積導入量、下：新規導入量）.....182
図 2-5　日本と欧州の住宅用太陽光発電資本費の要素別比較 （日本：2016 年、欧州：2014 年）.....183
図 2-6　各国の住宅用太陽光発電システムの導入コストの導入コストの推移.....184
図 2-7　住宅用太陽光発電（10kW 未満）の買取価格・LCOE・電気料金比較.....185
図 2-8　世界及び日本における事業用太陽光の資本費.....186
図 2-9　日本の事業用太陽光発電の規模別の資本費.....186
図 2-10　各国の事業用太陽光発電の資本費内訳（2016 年）.....187
図 2-11　日本とドイツの事業用太陽光発電資本費の要素別比較（2014 年値） （10kW 以上 50kW 未満）.....188
図 2-12　日本とドイツの事業用太陽光発電資本費の要素別比較（2014 年値） （50kW 以上 500kW 未満）.....188
図 2-13　日本とドイツにおける同一メーカー（海外メーカー）のモジュールコスト比較（2014 年値）.....189
図 2-14　日本とドイツの事業用太陽光発電の運転維持費の比較 （日本 : 2016 年、ドイツ：2015 年）.....190
図 2-15　事業用太陽光発電（10kW 以上）太陽光の買取価格・LCOE・電気料金比較.....192
図 2-16　報道における太陽光発電事業における問題事例.....197
図 2-17　報道における太陽光発電事業における問題事例の土地利用別比率.....197
図 2-18　太陽光発電の現状・課題を踏まえた目指すべき方向性.....198
図 2-19　新築住宅購入検討世帯における太陽光発電の導入意向（N=1005）.....200
図 2-20　既築住宅居住世帯（太陽光発電を既に設置している世帯除く）における 太陽光の導入意向（N=785）.....200
図 2-21　導入意向がある既築住宅居住世帯のリフォーム予定別内訳（N＝157）.....201
図 2-22　太陽光発電の導入意向がある世帯における導入希望理由.....201
図 2-23　導入希望理由別（希望理由に CO2 排出削減への貢献を含むか否か）の 許容可能な初期投資額（投資回収年数 9 年の場合）、投資回収年数（初期投資額 150 万円の場合） （上：許容可能な初期投資額、下：許容可能な投資回収年数）.....202
図 2-24　導入希望理由別（希望理由に非常用電源としての活用を含むか否か）の 許容可能な初期投資額（投資回収年数 9 年の場合）、投資回収年数（初期投資額 150 万

円の場合）（上：許容可能な初期投資額、下：許容可能な投資回収年数）.....203
図 2-25 太陽光発電の導入意向がない世帯における導入を希望しない理由.....204
図 2-26 導入意向がある世帯、及び導入意向がない世帯のうち希望しない理由に 初期費用の高さを挙げた世帯の許容可能な初期投資額（投資回収年数：9 年の場合）.....204
図 2-27 導入意向がある世帯、及び導入意向がない世帯のうち希望しない理由に 投資回収年数の長さを挙げた世帯の許容可能な投資回収年数（初期投資額 150 万円の場合）.....205
図 2-28 導入意向がある世帯における初期投資ゼロ・サービスの利用意向（N＝879）.....206
図 2-29 導入意向がない世帯における初期投資ゼロ・サービスによる導入意向（N=909）.....206
図 2-30 導入を希望する世帯における固定価格買取制度（FIT 制度）終了後の導入意向.....207
図 2-31 水上設置型太陽光発電のシステム概要.....211
図 2-32 水上設置型太陽光発電と地上設置型太陽光発電の発電量の比較（例）.....212
図 2-33 水上設置型太陽光発電プロジェクト Top70 の国別の導入内訳.....212
図 2-34 営農型太陽光発電の外観（例）.....214
図 2-35 住宅用太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた課題と施策の方向性.....219
図 2-36 欧州で実施されている共同購入プログラムのスキーム.....220
図 2-37 「かながわソーラーバンクシステム」で提供されている情報の例.....223
図 2-38 米国における住宅用太陽光発電販売モデルの推移.....225
図 2-39 ヒートポンプ式給湯機の稼働シフトのイメージ.....227
図 2-40 EV・V2H による住宅用太陽光の自家消費率向上の試算例（EV についてミドルクラス（最大充電量 12～20kWh/日）を想定した場合）.....228
図 2-41 防災型太陽光発電システムの例.....230
図 2-42 カリフォルニア州における気候区分[1].....234
図 2-43 住宅用太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸イメージ..236
図 2-44 事業用屋根置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた課題と施策の方向性.....237
図 2-45 自家消費型システムを対象とした新たなビジネスモデルの例.....240
図 2-46 事業用屋根置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸イメージ.....244
図 2-47 事業用平置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた課題と施策の方向性.....245
図 2-48 事業用平置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸イメージ.....250
図 2-49 コスト見通し・導入量見通しにあたって想定するシナリオ.....251
図 2-50 住宅用太陽光のコスト・導入量の推計方法の全体概要.....252
図 2-51 PV システム導入ポテンシャル推計モデルの概要.....253
図 2-52 PV システム経済性評価モデルの概要.....254
図 2-53 住宅用太陽光の導入率推計に用いた導入率関数（上：新築、下左：既築・リ

フォーム時、下右：既築・リフォーム時以外）.....255
図 2-54　住宅用太陽光の国内累積導入量と設備費の関係（学習曲線）.....260
図 2-55　CO_2 削減価値等の訴求による導入促進効果の反映方法イメージ（新築の例）.....263
図 2-56　屋根貸しモデルを用いた場合の導入率の想定 （左：既築・リフォーム時、右：既築・リフォーム時以外）.....264
図 2-57　投資回収年数受容曲線を用いた導入量試算の考え方.....266
図 2-58　投資回収年数受容曲線.....268
図 2-59　S 字曲線のイメージ.....271
図 2-60　風力発電の導入量・FIT 認定量.....278
図 2-61　環境アセス中の案件の事業規模（2018 年 7 月 27 日時点）.....279
図 2-62　JWPA による風力発電の導入目標.....279
図 2-63 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）.....280
図 2-64 着床式洋上風力発電の導入可能量.....280
図 2-65 浮体式洋上風力発電の導入可能量.....281
図 2-66　陸上風力発電の資本費構造.....281
図 2-67　日本とドイツの風力発電の資本費比較（2015 年ユーロ価値）.....282
図 2-68　日本と海外の運転維持費の比較.....283
図 2-69　日本とドイツの風力発電の運転維持費比較.....283
図 2-70　日本と諸外国との設備利用率の比較.....284
図 2-71　北東北エリアの募集プロセス案件における出力制御見通し試算結果.....289
図 2-72　長周期の出力変動緩和対策のイメージ.....290
図 2-73　系統安定化技術の例.....291
図 2-74　北海道道北地域における環境アセスへの対応事例.....292
図 2-75　モデルケース別のリプレース特性と主な環境影響評価項目との関係（供用時）.....293
図 2-76　海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律案における占用までの手続きの流れ.....294
図 2-77　風力発電の現状と目指すべき方向性.....295
図 2-78　地域貢献型再エネ事業の定義の観点.....296
図 2-79　地域貢献型風車の意義・メリット.....297
図 2-80　 SCoE の概要.....298
図 2-81　 SCoE を用いた陸上風力と洋上風力の評価例（英国）.....299
図 2-82　課題と目指すべき方向性を踏まえた施策イメージ.....300
図 2-83　風力発電等に係るゾーニング導入可能性検討モデル事業.....303
図 2-84　洋上風力発電のゾーニング結果例（北海道岩内町）.....304
図 2-85　海鳥、猛禽類等の鳥類の飛翔軌跡図.....305
図 2-86　競争的再生可能エネルギーゾーン（CREZ）と新規送電線建設計画（左：候補地選定プロセス　右：選定された CREZ と送電線敷設計画）.....306
図 2-87　英国における洋上風力の開発指定エリア（Round3）と指定フロー.....306
図 2-88　英国における洋上風力開発エリアの指定フロー.....307

図 2-89　SPARTA 参画企業.....311
図 2-90　SPARTA における設備利用率の分析例.....311
図 2-91　株式会社北拓のトレーニングセンター.....313
図 2-92　ドイツ BZEE アカデミーのトレーニングセンター.....313
図 2-93　風力発電の導入加速化・最大化の時間軸のイメージ.....315
図 2-94　資源エネルギー庁による風力発電の価格目標.....317
図 2-95　風力発電の価格目標のイメージ.....317
図 2-96　JWPA による 2050 年導入目標値（ビジョン）.....318
図 2-97　陸上風力発電の資本費構造.....319
図 2-98　ウィンドリフトの概要.....320
図 2-99　風力発電の接続費推移.....321
図 2-100　運転維持費の比較.....322
図 2-101　出力階層別導入基数の推移.....323
図 2-102　北海道の発電所における年間設備利用率（平成 29 年度実績）.....328
図 2-103　風力発電の環境アセスメントの手続き期間の内訳（迅速化後）.....330
図 2-104　風力発電の開発フロー.....330
図 2-105　開発可能エリアの開発確率分析方法の概要.....333
図 3-1　昼間沸き上げイメージ.....343
図 3-2　昼間沸き上げ実証期間.....344
図 3-3　モニターごとのデータ取得状況（2018 年 8 月～2019 年 10 月）.....345
図 3-4　モニターごとのデータ取得状況（2018 年 11 月～2019 年 1 月）.....346
図 3-5　世帯別日給湯需要.....348
図 3-6　給湯負荷（エネルギーサービス供給量 kcal）と外気温の相関.....349
図 3-7　システム効率の計算式.....350
図 3-8　世帯別の日システム効率の経時推移.....351
図 3-9　夜間沸き上げ期間の日システム効率と運転時外気温（2018/2/1-2018/8/20）352
図 3-10　昼間沸き上げ期間の日システム効率と運転時外気温（2018/8/21-2019/1/31）
.....354
図 3-11　HPCOP と気温の相関.....358
図 3-12　HPCOP と HP ユニットへの入水温度の相関.....358
図 3-13　HP ユニットのエネルギーの入出力、HPCOP、タンク貯湯量の経時変化.360
図 3-14　気温と HP ユニットへの入水温度の経時変化.....360
図 3-15　世帯 6 のヒートポンプ給湯器の熱収支（8/21～9/2）.....361
・　図 3-16　(1) 3 つの沸き上げ制御手法のアルゴリズム.....364
図 3-17　みやま市内の家庭用太陽光発電の kW あたり日発電量と天気予報の比較
（2018/6/1~2018/6/30）.....364
図 3-18　シミュレーション結果と実測結果の比較（10 世帯の年間総電力消費量）.365
図 3-19　電力消費量のシミュレーション結果と実データの比較　（世帯 1：2018/5/1～
2018/5/13）.....366
図 3-20　タンク貯湯量のシミュレーション結果と実データの比較　（世帯 1：2018/5/1
～2018/5/13）.....366
図 3-21　昼間沸き上げ時による DR ポテンシャル(10 世帯合計：実証制御方式).....367

図 3-22　昼間沸き上げ時による DR ポテンシャル(10 世帯合計：沸き上げ時間変更後) 368
図 3-23　夜間運転・昼間運転における電力総消費量と PV 発電電力量のイメージ...369
図 3-24　夜間運転・昼間運転による家庭のキャッシュフローのイメージ.....370
図 3-25　夜間運転・昼間運転による PPS のキャッシュフローのイメージ.....370
図 3-26　家庭部門の光熱費年間収支内訳（ケース①）.....372
図 3-27　家庭部門の光熱費年間収支総額（ケース①）.....373
図 3-28　太陽光発電保有世帯の電力消費曲線とオール電化料金メニュー.....375
図 3-29　太陽光買取価格の変化による PPS の年間収支への影響（ケース①）.....375
図 3-30　 PPS の年間収支内訳 （ケース①：PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）.....376
図 3-31　ケース②の料金メニュー.....376
図 3-32　家庭部門の光熱費年間収支内訳（ケース②）.....377
図 3-33　家庭部門の光熱費年間収支総額（ケース②）.....377
図 3-34　太陽光買取価格の変化による PPS の年間収支への影響（ケース②）.....379
図 3-35　 PPS の年間収支内訳 （ケース②：PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）.....379
図 3-36　ケース③の料金メニュー.....380
図 3-37　リアルタイムプライシングの市場上乗せ価格の考え方.....380
図 3-38　家庭部門の光熱費年間収支内訳（ケース③）.....381
図 3-39　家庭部門の光熱費年間収支総額（ケース③）.....381
図 3-40　 PPS の年間収支内訳 （ケース③：PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）.....383
図 3-41　太陽光買取価格の変化による PPS の年間収支への影響（ケース③）.....383
図 3-42　九州エリアの月別・時間帯別市場価格の変動.....384
図 3-43　我が国における電気自動車・プラグインハイブリッド車の保有台数推移..386
図 3-44　長期エネルギー需給見通しにおける次世代自動車販売シェア目標.....387
図 3-45　ERAB 検討会が目指すべき将来像.....388
図 3-46　ERAB 検討会における通信規格に関する検討の方向性（案）イメージ.....389
図 3-47　EVPS を活用した上げ DR のユースケース（案）.....390
図 3-48　「関西 VPP プロジェクト」における上げ DR・下げ DR の実証結果.....392
図 3-49　日本の自動車の走行パターン（平日、自家用車）.....393
図 3-50　深夜間充電パターン.....393
図 3-51　通勤車クラスタ別走行距離.....394
図 3-52　非通勤車クラスタ別走行距離.....394
図 3-53　2018 年 10 月以降の九州エリアスポット価格の比較.....396
図 3-54 2020 年の夜間人口分布設定.....400
図 3-55 都市構造の変化がない場合の 2030 年の夜間人口分布設定.....401
図 3-56 都市構造の変化がない場合の 2040 年の夜間人口分布設定.....401
図 3-57 人口が集中するように都市構造が変化する場合の 2030 年の夜間人口分布設定 401
図 3-58 人口が集中するように都市構造が変化する場合の 2040 年の夜間人口分布設定 402
図 3-59 人口が分散するように都市構造が変化する場合の 2030 年の夜間人口分布設定 402

図 3-60 人口が分散するように都市構造が変化する場合の 2040 年の夜間人口分布設定 402
図 3-61 2020 年の従業者数分布設定 403
図 3-62 人口が集中するように都市構造が変化する場合の 2030 年の従業者数分布設定 403
図 3-63 人口が集中するように都市構造が変化する場合の 2040 年の従業者数分布設定 403
図 3-64 人口が分散するように都市構造が変化する場合の 2030 年の従業者数分布設定 404
図 3-65 人口が分散するように都市構造が変化する場合の 2040 年の従業者数分布設定 404
図 3-66 夜間人口による利用機会基準での配置(都市構造が変化しない場合) 406
図 3-67 夜間人口による利用機会基準での配置(人口が集中する都市構造変化がある場合) 406
図 3-68 夜間人口による利用機会基準での配置(人口が分散する都市構造変化がある場合) 406
図 3-69 従業員数による利用機会基準での配置(人口が集中する都市構造変化がある場合) 407
図 3-70 従業員数による利用機会基準での配置(人口が分散する都市構造変化がある場合) 407
図 3-71 夜間人口による利用者数基準での配置(都市構造が変化しない場合) 407
図 3-72 夜間人口による利用者数基準での配置(人口が集中する都市構造変化がある場合) 408
図 3-73 夜間人口による利用者数基準での配置(人口が分散する都市構造変化がある場合) 408
図 3-74 従業員数による利用者数基準での配置(人口が集中する都市構造変化がある場合) 408
図 3-75 従業員数による利用者数基準での配置(人口が分散する都市構造変化がある場合) 409
図 3-76 利用機会基準での夜間人口を使用した配置と従業員数を使用した配置の比較 409
図 3-77 下水処理場のプロセスフロー例 410
図 3-78 下水処理場のエネルギー消費構造（原油換算比較） （左：エネルギー種別の消費量の割合、右：施設別のエネルギー消費量の割合） 411
図 3-79 ヒアリング対象施設における下水処理フロー図 413
図 3-80 流入下水と主ポンプ電力使用量の時間帯別推移（5 月平均） 415
図 3-81 主要設備における季節ごとの電力消費量（4 月・7 月・10 月・1 月） （左：主ポンプ 4 台 / 右：送風機 2 台） 416
図 3-82 太陽光発電ピーク時間帯における主ポンプ電力消費量（年間平均） 417
図 3-83 降水の有無と主ポンプ電力使用量の関係（年間平均） 418
図 4-1 需要能動化を考慮した住宅 PV システムの経済性評価の概要 421
図 4-2 住宅用 PV システム構成 422

図 4-3　各クラスタの EV 走行需要 422
図 4-4　EV 走行需要パターン 423
図 4-5　電力需給モデルの概要 425
図 4-6　戸建て住宅の PV 保有・非保有世帯それぞれでの機器保有構成比率 430
図 4-7　戸建て住宅の PV 保有世帯の平均設備容量 431
図 4-8　住宅用 PV システム経済性評価モデルによる評価条件 431
図 4-9　需給バランスの例（FIT 早期終了、新築） 433
図 4-10　電力需給モデルによる評価条件 438
図 4-11　太陽光の地域別・月別抑制率 440
図 4-12　風力の地域別・月別抑制率 440
図 4-13　需給バランスの例（全国合計） 441
図 6-1　GPRA（Government Performance and Results Act）に基づいて政府に提出された陸上風力発電所の費用内訳 [4] 452
図 6-2　米国における風力発電コストの目標値の推移 [4] 453
図 6-3　6,581 の事業エリア（LCOE）と既存の風力発電所（449 ヶ所。赤）と環境アセスメント中の風力発電所（371 ヶ所。青）の地理的分布 456
図 6-4　既存の風力発電所（449 ヶ所。赤）と環境アセスメント中の風力発電所（371 ヶ所。青）の地理的分布 457
図 6-5　各事業エリア（POA）における発電容量のヒストグラム（各事業エリアの面積の 25%を風力発電に供したと仮定して計算） 458
図 6-6　既設の 449 の陸上風力発電所の特徴量に関するヒストグラム 459
図 6-7　既に開発された事業エリア（青）と未開発の事業エリア（赤）における各特徴量の分布 460
図 6-8　風力発電の均等化発電コスト（LCOE）の分布（赤が現在、青が 2030 年） 461
図 6-9　現時点での全体 LCOE の地理的分布 462
図 6-10　2030 年時点での全体 LCOE の地理的分布 463
図 6-11　（再掲）既存の風力発電所（449 ヶ所。赤）と環境アセスメント中の風力発電所（371 ヶ所。青）の地理的分布 469
図 6-12　風力発電所が近接している割合の推移 470
図 6-13　風力発電所の G 関数 471
図 6-14　トップ 5 製造企業の風力発電所の分布 472
図 6-15　2030 年時点での事業エリアの開発可能性を上位から 20%ずつ相対的にランク付けしたものの地理的分布 476
図 6-16　2030 年時点での事業エリアの開発可能性を上位から 20%ずつ相対的にラン付けしたものの電力会社ごとの分布 478
図 6-17　ロジスティック回帰モデルの ROC（曲線の色はしきい値の値を表す） 479
図 6-18　開発済み事業エリアにおける開発確率の分布（パーセンタイル） 480
図 6-19　2030 年コストデータを用いた未開発事業エリアの開発確率(%)と容量(MW)の関係（発電 LCOE が 6.3 円/kWh 以下のものに限定） 481
図 6-20　県別の市場的ポテンシャル（2030 年） 483
図 6-21　2030 年の市場的ポテンシャル（発電 LCOE6.3 円/kWh 以下で未開発の地域） 484

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】.....5
表 1-3　固定価格買取制度開始前後の設備導入容量.....16
表 1-4　イタリアの 2016～2020 年の再生可能エネルギーによる累積発電電力量.....40
表 1-5　フランス：エネルギー転換法に基づく 2030 年再生可能エネルギー導入目標48
表 1-6　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）.....61
表 1-7　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電設備容量）（MW）.....62
表 1-8　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電電力量）（億 kWh）.....62
表 1-9　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電以外）（TJ）.....63
表 1-10　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） 63
表 1-11　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）.....64
表 1-12　韓国の再生可能エネルギー源別普及目標（%）.....69
表 1-13　ドイツ：2012 年末のエネルギー事業法改正法第 17 条に基づく規定の概要.79
表 1-14　ドイツ：陸上風力入札制度での市民エネルギー団体への優遇措置.....80
表 1-15　ドイツ：陸上風力入札制度の結果.....81
表 1-16　英国：CfD の対象となる再生可能エネルギーの種類.....84
表 1-17　英国：CfD 第 1 回割当ラウンドの行使価格上限値及び落札価格・容量.....85
表 1-18　英国：CfD 第 2 回割当ラウンドの行使価格上限値及び落札価格・容量.....86
表 1-19　英国：FIT の対象となる再生可能エネルギー.....86
表 1-20　英国:2018 年度新規 FIT 設備に適用される発電価格、売電価格（太陽光以外）.....87
表 1-21　英国：2018 年度新規 FIT 設備に適用される発電価格、売電価格（太陽光）.....88
表 1-22　英国：Smart Export Guarantee 制度で支援対象とする適格基準.....90
表 1-23　英国：洋上風力発電の発電ライセンス付与に関する入札実施状況.....91
表 1-24　スペイン：再生可能エネルギー補助金制度の概要.....94
表 1-25　スペイン：補助金制度に関する入札制度設計.....95
表 1-26　スペイン：補助金制度に関する落札結果.....95
表 1-27　デンマーク：100%再生可能エネルギーに向けた中・長期目標.....100
表 1-28　デンマーク：2018 年実施の技術中立的な入札結果.....102
表 1-29　フランス：エネルギー転換法に基づく 2030 年再生可能エネルギー導入目標.....104
表 1-30　フランス：複数年エネルギー計画（PPE）の発電分野のエネルギー源別導入目標.....105
表 1-31　フランス：地上設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017 年～）.....106
表 1-32　中国の再生可能エネルギーに関する計画.....112
表 1-33　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電設備容量）(億 kW).....113
表 1-34　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電量）（億 kWh）.....113
表 1-35　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電を除く）（TJ）.....114
表 1-36　太陽光エネルギーの開発利用目標（2020 年まで）.....114

表 1-37　地熱エネルギーの開発利用目標（2020 年まで、全国合計） 116
表 1-38 風力発電の新規導入目標【省別】（2017 年～2020 年）（MW） 117
表 1-39　太陽光発電の新規導入目標【省別】（2017 年～2020 年）（MW） 118
表 1-40　第 13 次 5 カ年計画期間中におけるバイオマス発電の建設配置方案（MW）
.....119
表 1-41　（大型）太陽光発電所からの買取価格（元/kWh） 121
表 1-42　太陽光発電トップランナー基地の建設計画 122
表 1-43　太陽光発電のトップランナー基地リスト（2017 年） 123
表 1-44　分散型太陽光発電の補助金（元/kWh） 124
表 1-45　太陽光発電：貧困層世帯に対する優遇買取価格（元/kWh） 126
表 1-46　再生可能エネルギー（水力を除く）電力の割当指標（意見募集稿） 127
表 1-47　風力発電の買取価格エリア 128
表 1-48　陸上風力発電の買取価格（元/kWh） 129
表 1-49　洋上風力発電の買取価格（元/kWh） 129
表 1-50　バイオマス発電の買取価格（元/kWh） 130
表 1-51　分散型電源市場化取引への参加条件 131
表 1-52　グリーン電力証書制度の概要 132
表 1-53　グリーン電力証書取引状況 132
表 1-54　地熱開発利用 135 計画の各省・市・自治区の目標.....134
表 1-55　再生可能エネルギーによる熱供給の目標（2020 年まで） 135
表 1-56　火力発電に対する規制政策の一覧（2007～2017 年） 136
表 1-57　「棄光・棄風・棄水」問題の現状と要因 137
表 1-58　太陽光発電重点地域の買取保証時間 139
表 1-59　風力発電重点地域の買取保証時間 139
表 1-60　太陽光発電重点地域の買取時間実績（2016 年度） 140
表 1-61　風力発電重点地域の買取時間実績（2016 年度） 140
表 1-62　太陽光発電重点地域の買取時間実績（2017 年度） 141
表 1-63　風力発電重点地域の買取時間実績（2017 年度） 141
表 1-64　重点区域における水力発電の利用状況（2017 年 1～9 月） 142
表 1-65　重点省における太陽光発電の利用状況（2017 年 1～9 月） 142
表 1-66　重点省における風力発電の利用状況（2017 年 1～9 月） 143
表 1-67　全国規模での「棄水・棄風・棄光」問題の改善目標.....143
表 1-68　2017 年の特高圧送電網おける再生可能エネルギーの送電利用状況.....145
表 1-69　シエル・テール社による英国でのフロート型太陽光発電の開発事例.....146
表 1-70　豪州：Solar for Renters プログラムの仕組み 149
表 1-71　発電源証明の概要 158
表 1-72　GoO の取引量・平均価格（2016/10～2017/10） 159
表 1-73　ドイツ：Next Kraftwerke 社の概要 161
表 1-74　ドイツ：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査.....165
表 1-75　ドイツ：需給調整メカニズム参加の事前認可取得済み容量（2018 年 11 月時点） 166
表 1-76　ドイツ：需給調整力の取引実績（2016 年）【再掲】 167

表 1-77　英国：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査.....169
表 1-78　ドイツ：自然環境に配慮した風力発電施設立地点の許可の枠組み.....170
表 1-79　ドイツ：ベルリン市の配電網買い戻しのための住民投票提案の骨子.....174
表 1-80　カナダ・オンタリオ州：家庭向け配電料金体系改定の主な目的.....175
表 2-1　戸建住宅における太陽光発電の導入ポテンシャルの考え方.....180
表 2-2　非住宅における太陽光発電導入ポテンシャルの考え方.....181
表 2-3　耕作放棄地における太陽光発電導入ポテンシャルの考え方.....181
表 2-4　ドイツ・日本における事業用太陽光発電の資本費内訳（2016 年）.....187
表 2-5　事業用太陽光発電の規模別の設備利用率.....191
表 2-6　太陽光発電の規模別の必要手続き.....191
表 2-7 太陽光発電の資本費及び運転維持費のまとめ.....193
表 2-8　太陽光発電の高コスト要因.....194
表 2-9　九州本土の再エネ発電所に対する出力制御指令実績（2019 年 3 月 26 日時点）.....196
表 2-10　住宅用太陽光発電に関する一般世帯向けアンケート調査の実施概要.....199
表 2-11　自家消費型太陽光発電のメリット.....208
表 2-12　自家消費型太陽光の導入事例.....209
表 2-13　自家消費型太陽光発電の導入適地と導入拡大に向けた課題.....210
表 2-14　水上設置型太陽光発電の地上設置型太陽光とのコスト比較.....213
表 2-15　水上設置型太陽光発電の導入適地と導入拡大に向けた課題.....214
表 2-16　営農型太陽光発電の設置のための農地転用許可実績の推移.....215
表 2-17　営農型太陽光発電のコストの試算事例.....216
表 2-18　営農型太陽光の導入適地と導入拡大に向けた課題.....216
表 2-19　上下水道施設のデマンドレスポンス資源としての特徴とポテンシャル.....217
表 2-20　事業用平置き太陽光の目指すべき方向性の実現に向けた課題のまとめ.....218
表 2-21　欧州における共同購入事業の成約世帯数・価格低減率の実績（例）.....221
表 2-22　「共同購入プログラムの推進」の施策イメージ.....222
表 2-23　「価格に関する情報提供」の施策イメージ.....224
表 2-24　屋根貸しモデルのサービス事例とその概要.....226
表 2-25　「自家消費型のメリット訴求・DR 等を活用したモデル事例の創出」の 施策イメージ.....229
表 2-26　「環境価値・防災価値等のマルチベネフィットの訴求」の施策イメージ..231
表 2-27　「緑の贈与」における贈与税の非課税限度額.....234
表 2-28　気候区分毎の調整係数[2].....234
表 2-29　カリフォルニア州における新築住宅への太陽光発電設置義の例外規定.....235
表 2-30　カリフォルニア州における新築住宅への太陽光発電設置義務化の費用便益分析.....235
表 2-31　「公共施設等への率先導入」の施策イメージ.....239
表 2-32　「先行事例の創出／民間向けのリース事業創出」の施策イメージ.....241
表 2-33　地方公共団体における再生可能エネルギー利用設備の導入検討義務、又は導入義務の事例.....242
表 2-34　「環境価値等のマルチベネフィットの訴求」の施策イメージ.....243

表 2-35 「水上設置型太陽光の生態系への影響等に対する安心確保」、「営農型太陽光の農作物への影響等に対する安心確保」の施策イメージ.....246
表 2-36 JPEA で運営されている「PV マスター技術者制度」の概要.....247
表 2-37 施策④ セカンダリー市場活性化に向けたマッチング支援.....248
表 2-38 「地域のデマンドレスポンス資源の活用」の施策イメージ.....249
表 2-39 PV 導入条件適合率.....256
表 2-40 HP の普及割合の想定（新築・既築別）.....257
表 2-41 EV の普及割合の想定（新築・既築共通）.....257
表 2-42 評価対象システムの想定と評価に用いた発電・需要パターン.....258
表 2-43 住宅用太陽光の設備容量の想定.....259
表 2-44 住宅用太陽光のコストの想定.....260
表 2-45 住宅用太陽光の売電価格の想定.....262
表 2-46 電力料金単価の想定.....262
表 2-47 2040 年度における住宅用太陽光の LCOE・導入量推計結果.....265
表 2-48 レベル別の導入ポテンシャル量（万 kW）.....267
表 2-49 設置可能面積算定条件（レベル）の基本的な考え方.....268
表 2-50 自家消費型における事業用太陽光発電のコスト低減の考え方.....269
表 2-51 自家消費型の施設区分別の買取単価.....270
表 2-52 2040 年における自家消費型太陽光の導入量推計結果.....270
表 2-53 FIT の動向と系統制約による 4 つのシナリオに応じた導入見込量の考え方.....272
表 2-54 水上設置型及び営農設置型それぞれのポテンシャル量.....272
表 2-55 水上設置型及び営農設置型における事業用太陽光発電のコスト低減の考え方.....273
表 2-56 2040 年の平置き太陽光発電導入量推計結果.....274
表 2-57 太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた今後の検討課題.....275
表 2-58 事業者等へのヒアリング調査の実施概要.....276
表 2-59 有識者集中ヒアリングのメンバー.....277
表 2-60 陸上風力（20kW 以上）における設備利用率（中央値）の推移.....284
表 2-61 風力発電の資本費及び運転維持費の比較.....285
表 2-62 風力発電の高コスト要因と対応方策 （文献調査・事業者ヒアリング調査結果を踏まえた整理）.....286
表 2-63 地域貢献型再エネ事業の具体的内容と地域におけるメリット.....297
表 2-64 北海道浜頓別町における地域貢献型風車の概要.....298
表 2-65 地域貢献型風車のためのアレンジャーの育成・展開 施策イメージ.....301
表 2-66 国・自治体が主導した開発有望地域のゾーニング 施策イメージ.....302
表 2-67 ゾーニング手法に関するモデル事業実施地域.....303
表 2-68 洋上風力の絞り込み要件と制約条件（北海道岩内町）.....304
表 2-69 地域貢献型風車によるメンテナンスノウハウの蓄積の支援 施策イメージ.....308
表 2-70 保守・故障データの収集と共有支援 施策イメージ.....309
表 2-71 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 施策イメー

ジ 312
表 2-72　事業期間延長へのインセンティブ付与　施策イメージ.....314
表 2-73　コスト低減の検討方針（陸上風力） 316
表 2-74　接続費のシナリオ 321
表 2-75　設備利用率の推移 323
表 2-76　本調査と JWPA におけるコスト削減要素の比較 325
表 2-77　導入量推計におけるリプレース対象の設定 327
表 2-78　環境アセスの段階別運転開始時期の設定 329
表 2-79　環境アセスの各段階における発電容量の変化率（陸上風力） 331
表 2-80　アセスの各段階から運転開始までの設備容量の実現率（陸上風力） 331
表 2-81　2018 年 8 月の入札における入札件数・入札容量.....332
表 2-82　東北北部エリアにおける風力発電の連系可能量の算出方法.....332
表 2-83　ヒアリング対象・ヒアリング事項 336
表 2-84　有識者集中ヒアリングメンバー 336
表 2-85　所有者不明土地法及び土地収用法による空地利用ルール.....338
表 3-1　2017 年度までと本年度の実証内容のまとめ 342
表 3-2　実証世帯の概要 342
表 3-3　昼間沸上の制御方法 343
表 3-4　夜間沸き上げ期間の日システム効率の世帯別回帰分析結果（世帯 1～5） ...353
表 3-5　夜間沸き上げ期間の日システム効率の世帯別回帰分析結果（世帯 6～10） .353
表 3-6　昼間沸き上げ期間の日システム効率の世帯別回帰分析結果（世帯 1～5） ...355
表 3-7　昼間沸き上げ期間の日システム効率の世帯別回帰分析結果（世帯 6～10） .355
表 3-8　HPCOP 計測器設置実証世帯の概要.....356
表 3-9　各種データの計測・推計方法 357
表 3-10　昼間沸き上げ期間の HP 効率（HPCOP）の回帰分析結果（世帯 6） 359
表 3-11　ベースケースのシナリオ 371
表 3-12　PPS 事業者のキャッシュフロー（ケース① : PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）
.....374
表 3-13　PPS 事業者のキャッシュフロー（ケース② : PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）
.....378
表 3-14　PPS 事業者のキャッシュフロー（ケース③ : PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）
.....382
表 3-15　長期エネルギー需給見通しにおける次世代自動車導入・普及見通し.....387
表 3-16　再エネ出力制御回避の実現に向けた論点 391
表 3-17　電気自動車の使用実態に関する文献一覧 392
表 3-18　主ポンプ設備の平休日稼働差に基づくデマンドレスポンスポテンシャル推計
.....417
表 4-1　本モデルの主な制約式 424
表 4-2　本モデルの主な制約式 426
表 4-3　2030 年度における住宅用太陽光発電の設備容量の想定.....427
表 4-4　2030 年度における HP、EV の電力消費量の想定 427
表 4-5　評価対象システムの想定と評価に用いた発電・需要パターン.....428

表 4-6　2030 年度における住宅用太陽光発電の売電価格の想定.....429
表 4-7　2030 年度における電力料金単価の想定 429
表 4-8　各シナリオの自家消費率 432
表 4-9　各シナリオの PV 導入によるランニングメリット 432
表 4-10　水上設置と営農設置以外の平置き太陽光の導入量想定.....434
表 4-11　太陽光発電と風力発電のエリア別導入量の考え方.....434
表 4-12　電力需要の想定 435
表 4-13　変動量と調整力量の想定 436
表 4-14　柔軟性の想定 436
表 4-15　ディマンドレスポンス対応量（消費電力量）の設定.....437
表 4-16　蓄電池量の想定 437
表 4-17　太陽光および風力の地域別抑制率 439
表 6-1　再生可能エネルギーのポテンシャルの種類と規定要因.....447
表 6-2　使用したデータ 448
表 6-3　開発不可地域の設定 449
表 6-4　土地利用分類、排除地域分類と実際の風力発電所分布.....450
表 6-5　開発規制地域のタイプ（本調査では全てのタイプを事業エリアから）.....450
表 6-6　日米の費用比較（米国の費用はすべて 1 ドル 110 円で日本円に換算）.....453
表 6-7　LCOE 計算に関するパラメータ 454
表 6-8　既存の風力発電所が事業エリアに含まれていない原因.....459
表 6-9　LCOE の内訳.....464
表 6-10　6,581 事業エリアの変数の要約（太字は統計モデルの説明変数、非説明変数）
.....467
表 6-11　ロジスティック回帰分析の結果 474
表 6-12　混同行列（Confusion Matrix） 480
表 6-13　2030 年コストデータを用いた未開発事業エリアの開発確率(%)と容量(MW)
の関係（発電 LCOE が 6.3 円/kWh 以下のものに限定） 482

要 約

第 1 章では、我が国、欧州各国、米国、豪州、中国、韓国、インド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。さらに、これら諸外国に置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。

第 2 章では、太陽光発電と風力発電を対象に、現状や課題を整理した上で、導入拡大に向けた施策イメージを検討した。さらに 2040 年に向けたコスト低減と導入量を検討した。

第 3 章では、みやま市に拠点を置くみやまスマートエネルギー株式会社の需要家を対象に、HP 給湯機の運転時間を実際にシフトさせる実証試験を行い、当該実証試験を通じて得られた課題を整理するとともに、ビジネスモデルの検討を行った。

また、電気自動車を用いたデマンドレスポンスの可能性、電気自動車用充電設備の最適配置のあり方について検討を行った。さらに、下水処理施設におけるデマンドレスポンス資源の活用可能性についても検討を行った。

第 4 章では、系統強化方策やデマンドレスポンス等の需要能動化方策を考慮したうえで、住宅 PV システムの経済性を評価するとともに、電力需給モデルを用いた定量分析評価を行った。

第 5 章では、本事業で実施した海外文献及の翻訳業務について、その概要を整理した。

第 6 章では、陸上風力発電の経済的・市場的ポテンシャルの推計と阻害要因の実証分析を実施した。

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.

In Chapter 2, we considered the current situations and issues for PV and wind power generation, and examined the policy images for increasing the capacity of these variable renewable sources. In addition, we studied the cost reduction of the PV and wind power and the capacity for 2040.

In Chapter 3, we conducted demonstration tests to shift the operating time of the heat pump water heater for customers of Miyama Smart Energy Co., Ltd. based in Miyama City, organized tasks obtained through the demonstration tests, and we examined the business model as a Power Produce & Supplier business entity.

We also examined the possibility of the demand response using the electric vehicles and optimal allocation of the EV charging stand.

In addition, we evaluated the potential and utilization possibility about the demand response resources in the municipal sewerage treatment facilities.

In Chapter 4, quantitative analysis and evaluation using the household PV economic model and the electricity supply and demand model were carried out while considering demand activation strategies such as enhancement measures of power system and demand response.

In Chapter 5, we summarized the overview of the translation work of overseas literature conducted in this project.

In Chapter 6, We conducted an estimation of the economic and market potential of onshore wind power and an empirical analysis of the obstructive factors.

1. 諸外国等おける再生可能エネルギーの普及動向等に関する調査

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 70～150GW 程度（前年比約 14～18%）の増加を続け、2017 年の合計設備容量[1]は約 1,070GW 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[2]は、2017 年には合計約 2,250TWh 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[3]は、2016 年の時点で約 24%であった（図 1-2）[4]。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、2016 年から 2017 年にかけて設備容量、発電量ともに前年比約 33%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、2016 年は 13%に留まった。

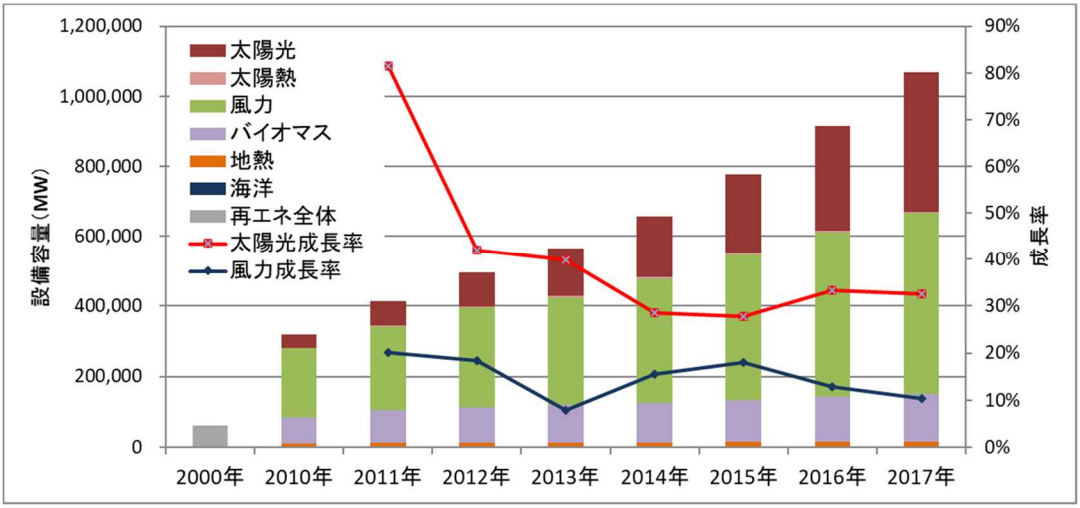


図 1-1　世界の再生可能エネルギー発電設備容量

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）。2017 年は推計値。
出所）IEA,　“World Energy Outlook”(2015, 2016, 2017, 2018 他)より作成

---

[1] 水力を除く。

[2] 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。

[3] 水力を含む。

[4] 2017 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 2016 年時点となっている。

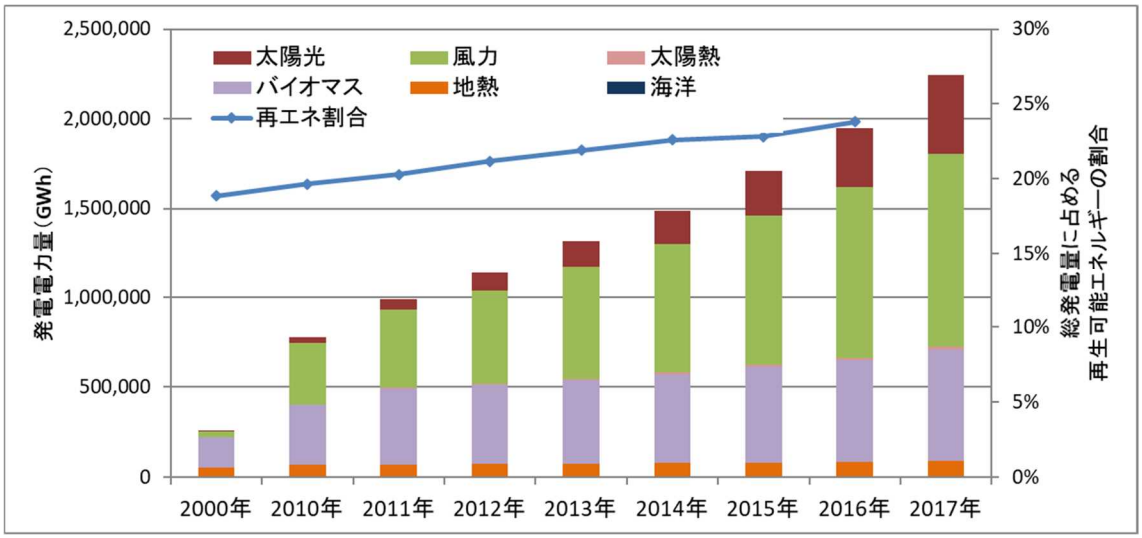


図 1-2　世界の再生可能エネルギーによる発電電力量

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 2016 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 2016 年を最新値としている。

注）2017 年は推計値。

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

2) 熱

世界全体の熱エネルギー消費量は 2017 年に約 207EJ[5]であった。うち、再生可能エネルギーによる熱消費量[6]は、約 20EJ であり、熱消費量全体の約 10%となった（図 1-3）。2012～2017 年にかけて再生可能エネルギー熱消費量は 18%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）。

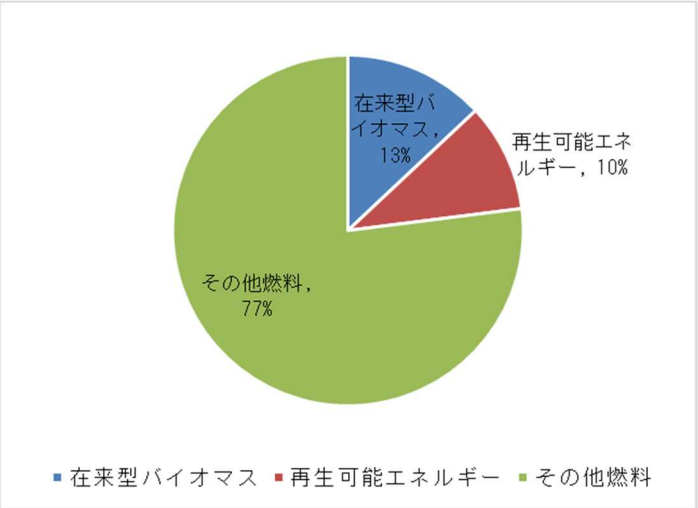


図 1-3　世界の熱消費量構成比(2017 年)

出所）IEA, “ Renewables 2018 Analysis and Forecasts to 2023”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	2017 年（EJ）[7]	シェア	成長率（2012-2017 年）
熱エネルギー消費量合計	207	-	4%
再生可能エネルギー熱消費量	20	9.7%	18%
再エネ熱内訳			
地域熱供給	0.92	4.6%	31%
バイオマス	13.5	67.6%	9%
太陽熱	1.38	6.9%	82%
地熱	0.59	2.9%	89%
再エネ電気	3.6	18.0%	33%

出所）IEA, “ Renewables 2018 Analysis and Forecasts to 2023”より作成

[5] 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。
[6] 薪炭、家畜糞尿、作物残渣等の在来バイオマスを除く。
[7] 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 2018 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 2,300GW と、2017 年実績の約 1,070GW から 2 倍以上増加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 4,800TWh に達し、2017 年実績の約 2,240TWh から 2 倍以上増加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 10,500TWh に達する見込みである。電源別では、一貫して風力が約 45%、次いで太陽光が約 35%を占める。

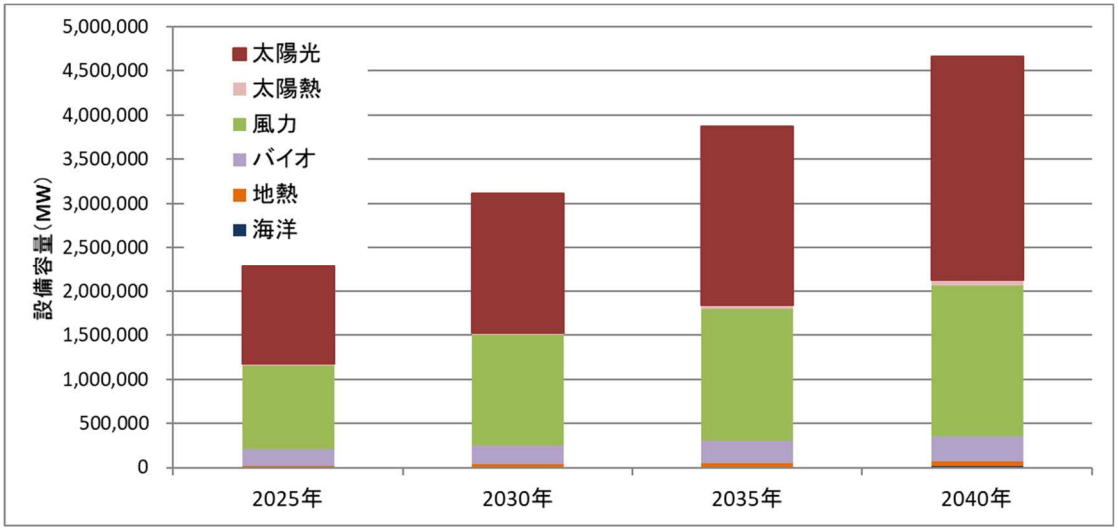


図 1-4　世界の再生可能エネルギー発電設備容量【見通し】

出所）IEA, “World Energy Outlook 2018” より作成

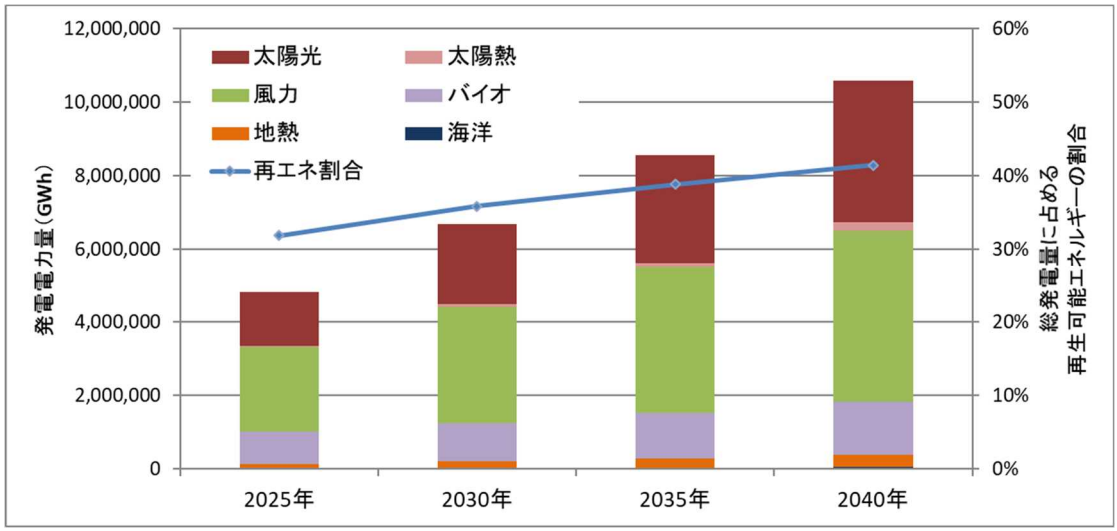


図 1-5　世界の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

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 2018” 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 2017 年から 2023 年にかけて年平均 3.1%増加する見込みである。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）。

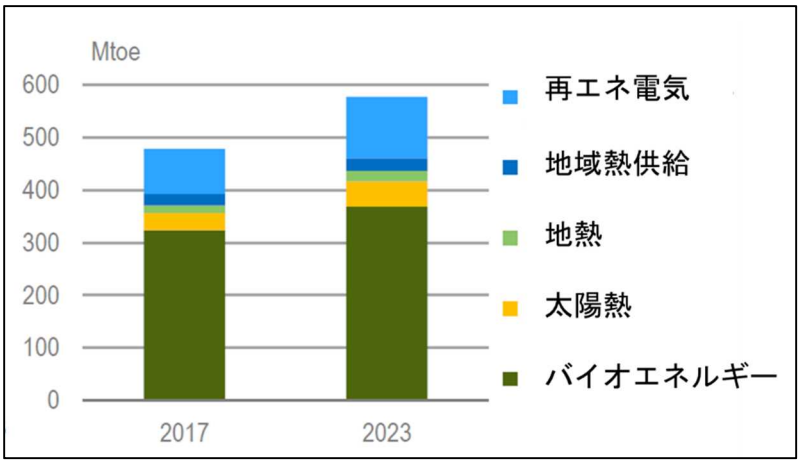


図 1-6　世界の熱消費量及び構成比の推移【見通し】

出所）IEA, “ Renewables 2018 Analysis and Forecasts to 2023”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	2017 年（Mtoe）	2017-2023 年	
		成長率	年平均成長率
熱消費量合計	4945	7.0%	1.1%
再生可能エネルギー熱消費量	478	20.0%	3.1%
再エネ熱内訳			
地域熱供給	22	11.0%	1.7%
バイオマス	323	12.0%	1.9%
太陽熱	33	46.0%	6.5%
地熱	14	44.0%	6.3%
再エネ電気	86	38.0%	5.5%

出所）IEA, “ Renewables 2018 Analysis and Forecasts to 2023”より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

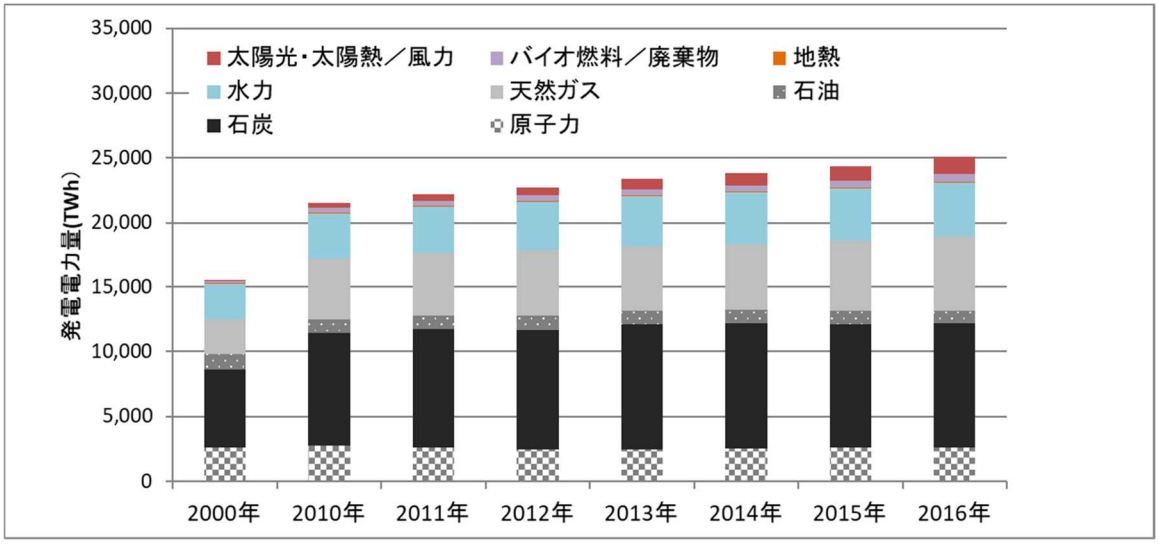


図 1-7　電源別発電電力量の推移（世界）

注）水力は揚水発電を含む。

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

1.1.2 OECD

(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[8]は約 2.3 倍となり、2016 年は約 530GW に達した（表 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[9]についても、2010～2012 年までは毎年約 15%以上の増加、2014～2017 は毎年 10%程度の増加となっている。2017 年の発電量は合計約 1,330TWh に達した。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合[10]も直近の 7 年間で着実に増加を続け、2017 年は 25%となっている。飛躍的に発電量が増加したのは風力であり、2000 年の約 28TWh から 2017 年には約 696TWh に達している（表 1-9）。

再生可能エネルギーによる熱消費量[11]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 2016 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（表 1-10）。

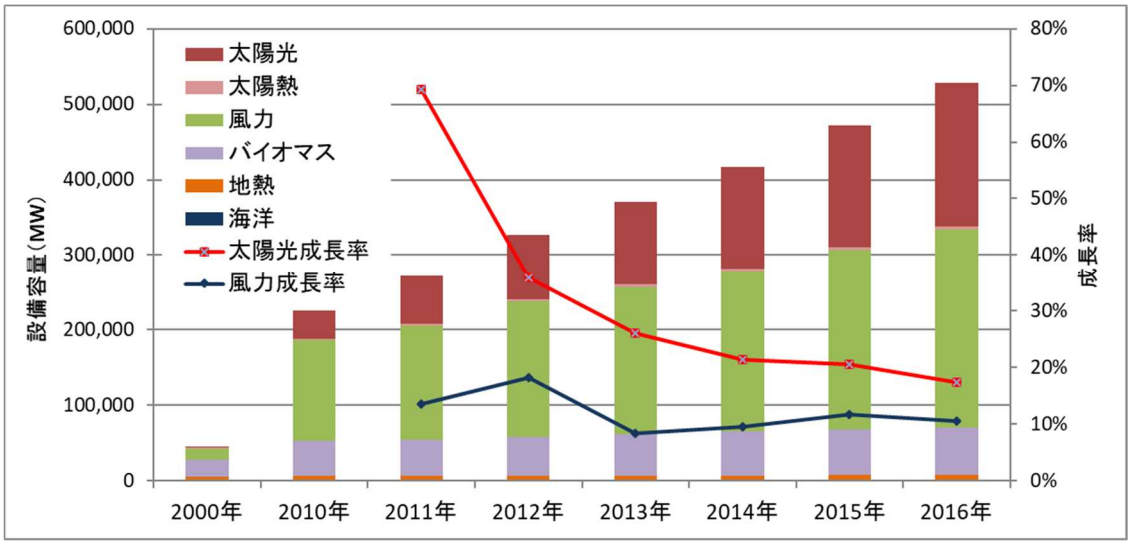


図 1-8　OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

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

[8] 水力除く。

[9] 水力除く。

[10] 水力含む。

[11] 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）。

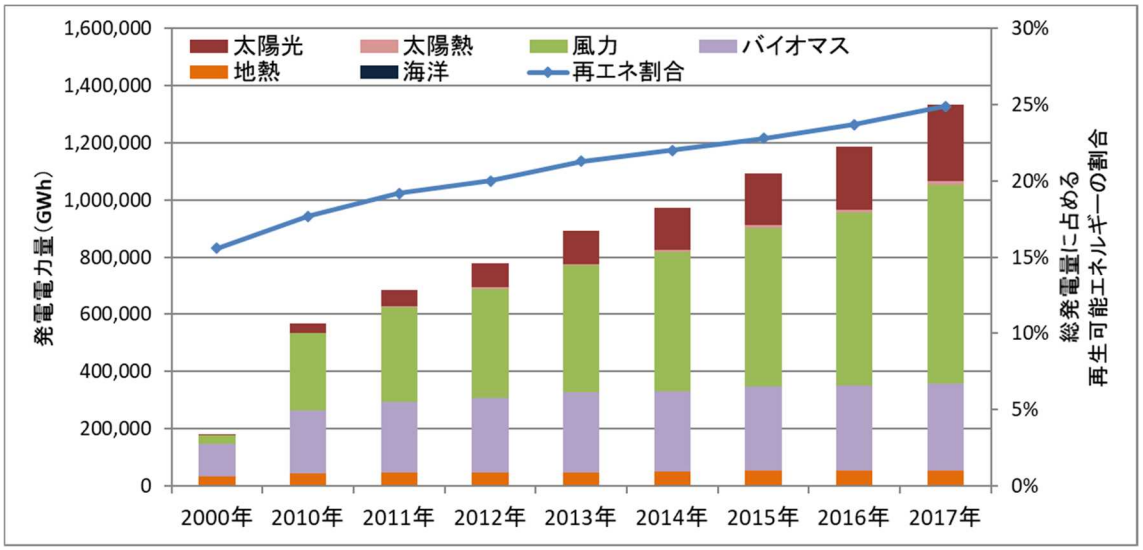


図 1-9　OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギーの割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA,“Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

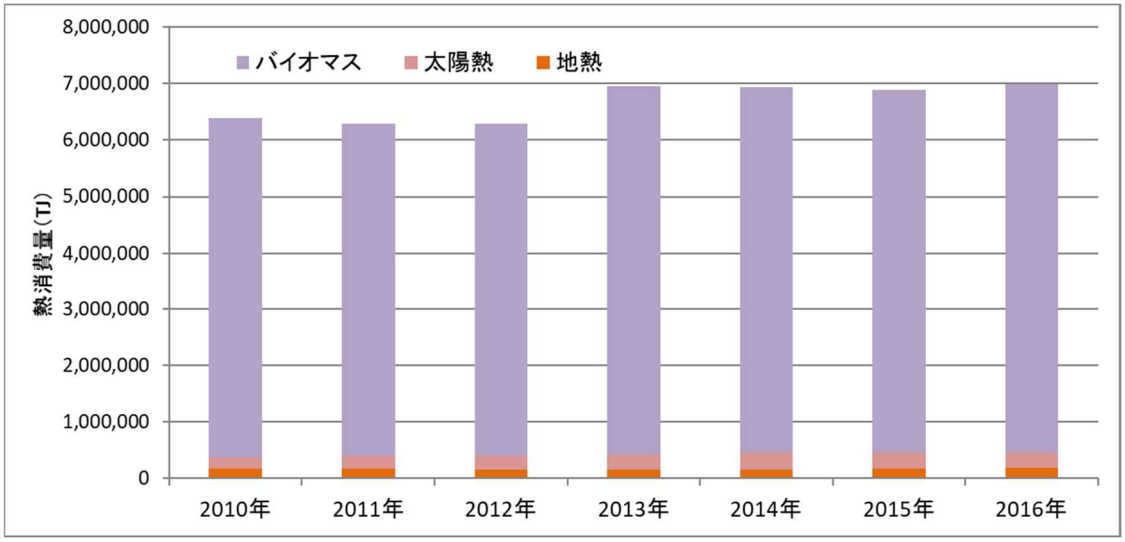


図 1-10　OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる熱消費量

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 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[12]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[13]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[14]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 へと約 2%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[15]。

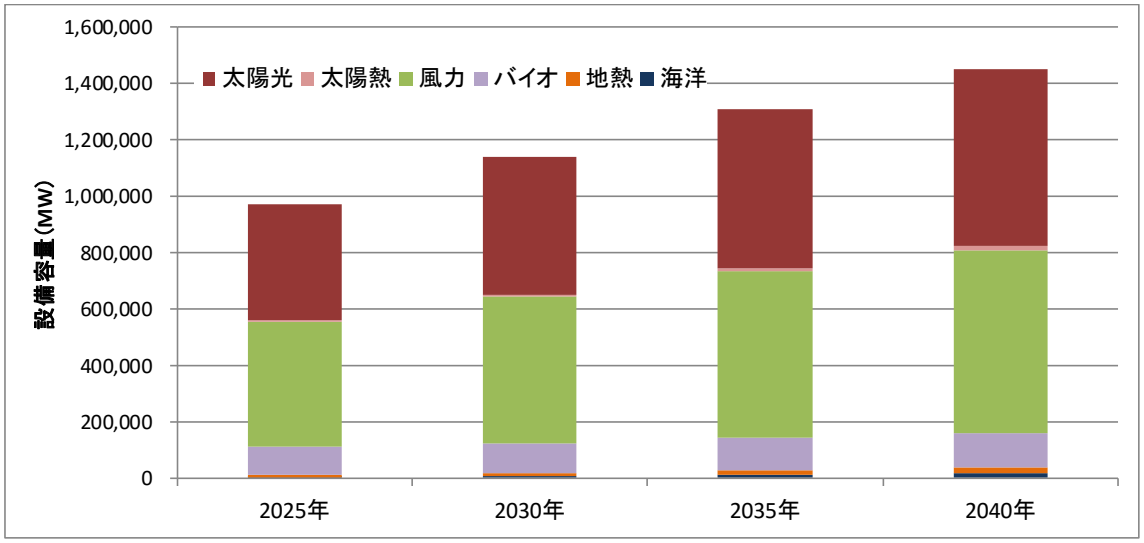


図 1-11　OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

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

[12] 水力を除く。
[13] 水力を除く。
[14] 水力を除く。
[15] IEA, “Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015”, 2015, P.244

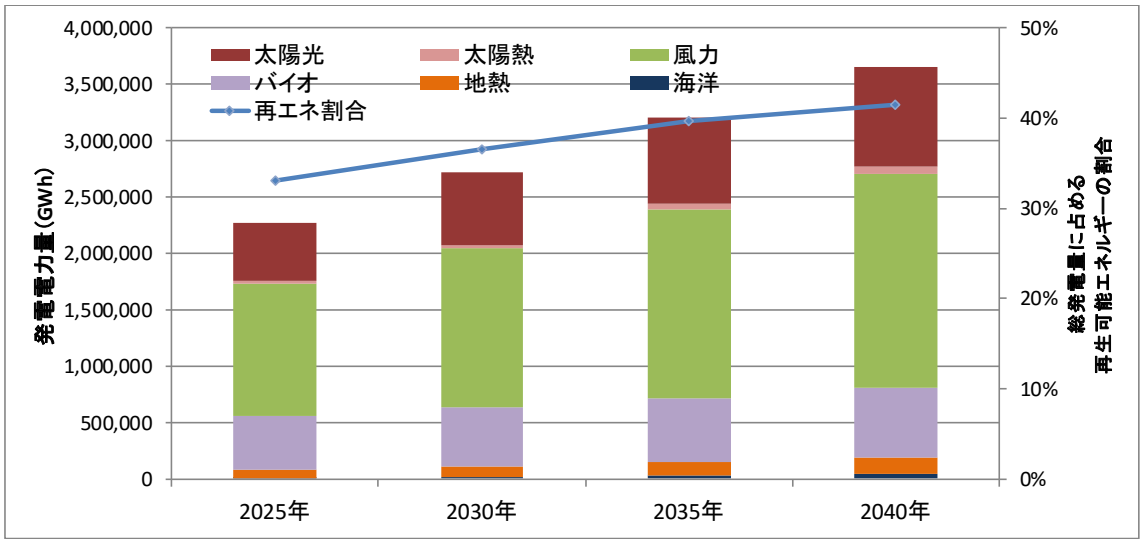


図 1-12　OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見直し】

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

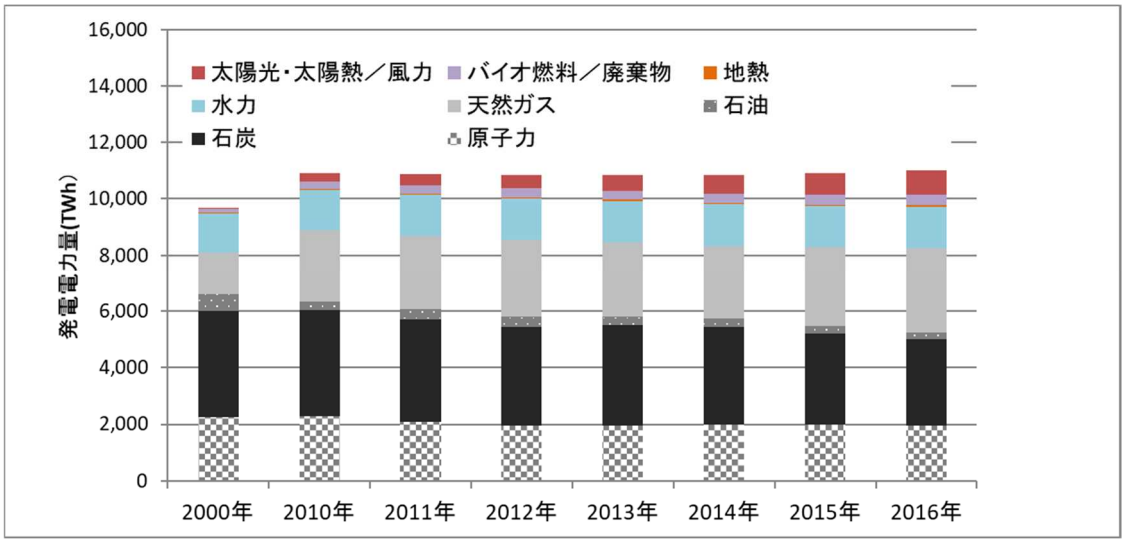


図 1-13　電源別発電電力量の推移（OECD）

注）水力は揚水発電を含む。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[16]はほぼ倍増し、2016 年は約 300GW 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[17]も着実に増加しており、2017 年には合計約 700TWh に達した。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合[18]も 2010 年の 24%から 2017 年は 33%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[19]は、2010 年の約 3,200PJ から 2016 年には約 3,800PJ と約 18%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）。

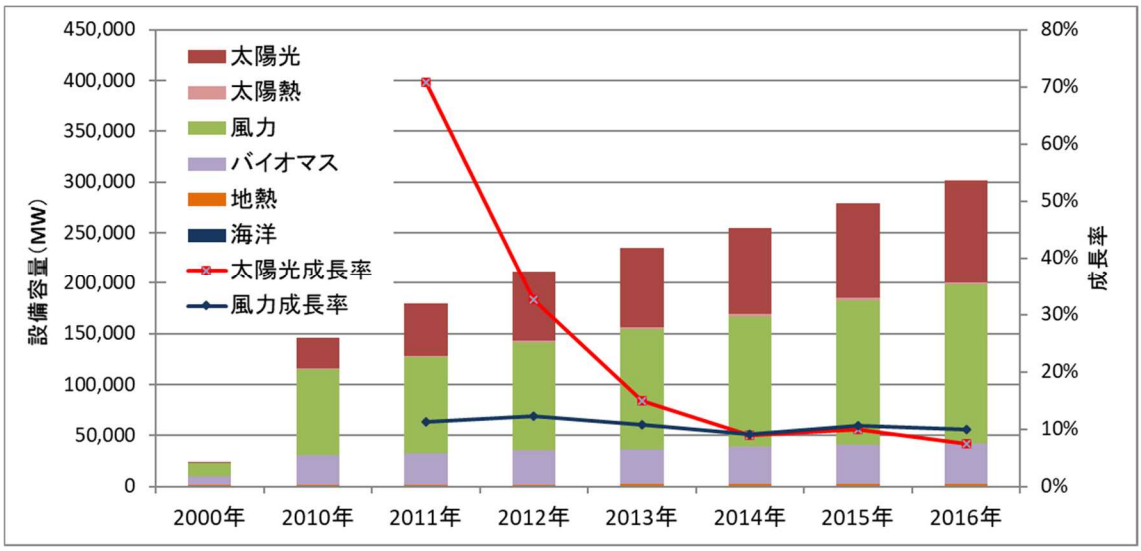


図 1-14　EU の再生可能エネルギーによる発電設備容量

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、リトアニア、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 より作成

[16] 水力除く。

[17] 水力除く。

[18] 水力含む。

[19] 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）。

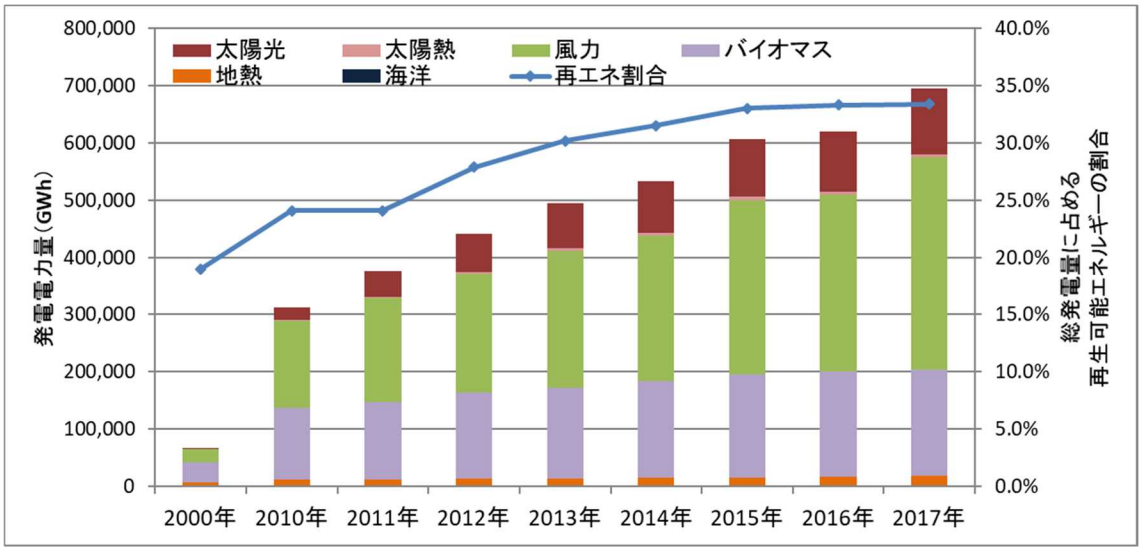


図 1-15　EU の再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギーの割合は水力発電を含む。
注）2017 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 より作成

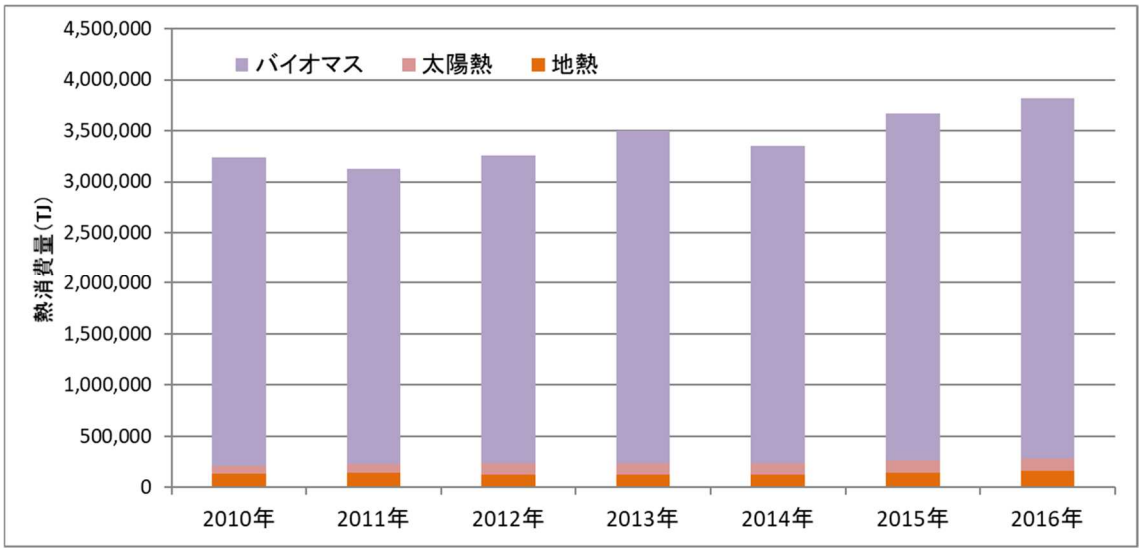


図 1-16　EU の再生可能エネルギーによる熱消費量

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 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[20]は、2025 年の約 490GW から 2040 年には 4 割増の約 705GW に達すると見込まれている（図 1-17）。合計発電量[21]は、2025 年の約 1,100TWh から、2040 年には約 1,800TWh 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[22]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、2018 年から 2023 年にかけて 15%増加する見込みである。部門別では、ビル部門の再エネ熱消費量が 18%増加、産業部門は 10%増加する見通しである。エネルギー効率化により、熱需要は 2018 年から 2023 年にかけて 2%減少する見込みである[23]。

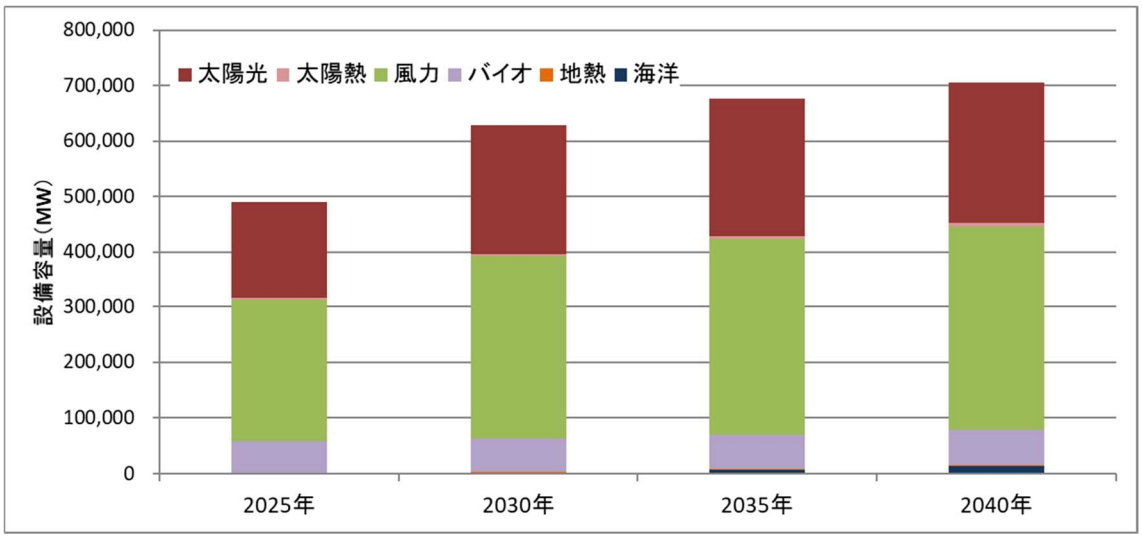


図 1-17　EU の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

注）本データは EU 加盟国の見通しである。
出所）IEA,“Renewables 2018 Analysis and Forecasts to 2023”より作成

[20] 水力を除く。
[21] 水力を除く。
[22] 水力を除く。
[23] 出所）IEA, “ Renewables 2018 Analysis and Forecasts to 2023”

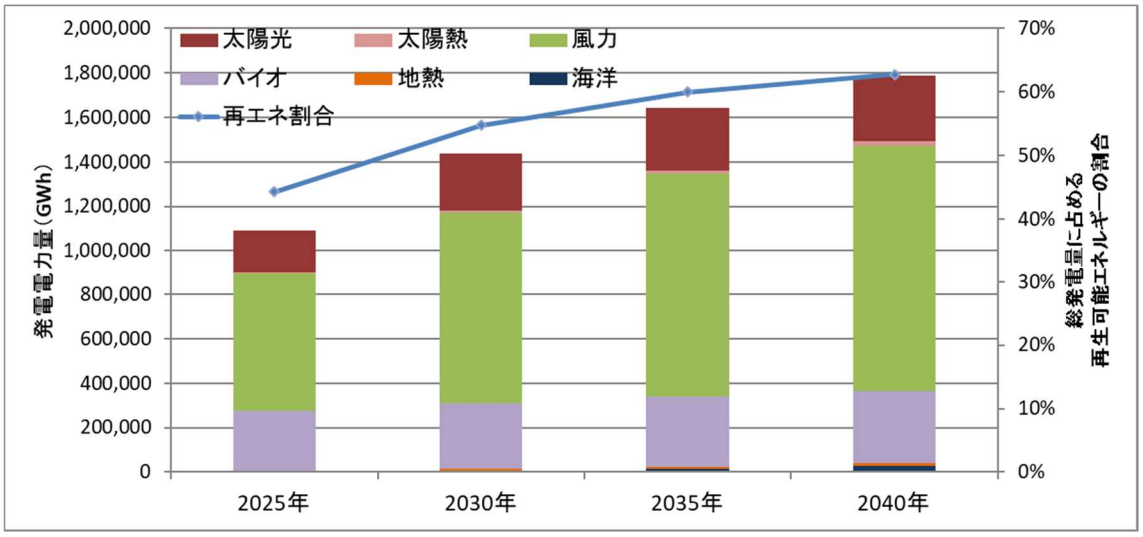


図 1-18　EU の再生可能エネルギーによる発電電力量【見直し】

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 2018”より作成

【参考】電源別発電力量の推移

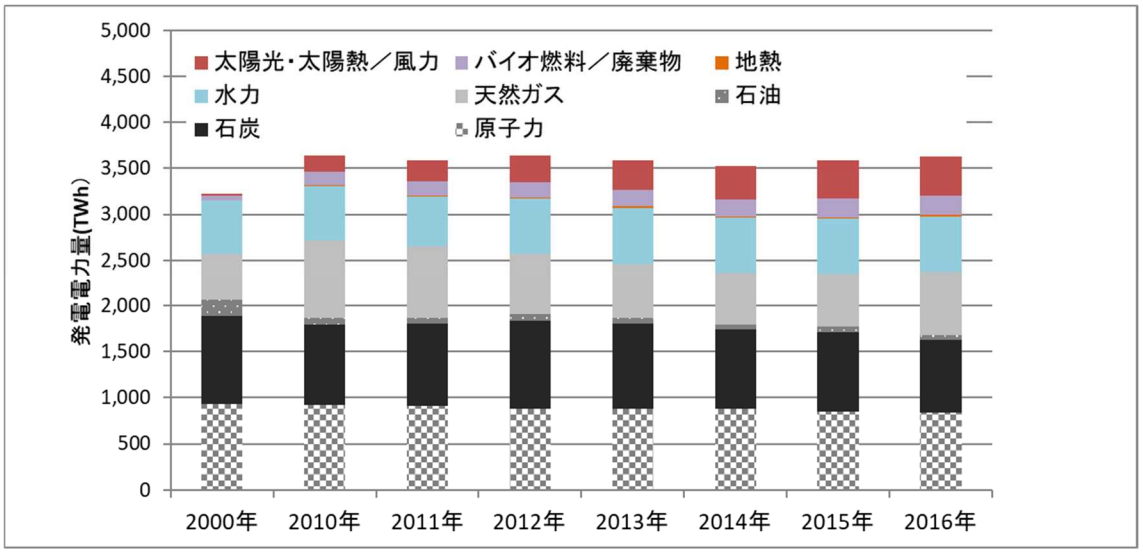


図 1-19　電源別発電電力量の推移（EU）

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 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[24]は、翌 2013 年に前年比約 6 割増に急増した。2016 年の伸び率は前年比約 2 割増となっている（図 1-20）。中小水力を含めると、制度開始後の累積設備容量[25]は約 35GW に達している（表 1-3）。

これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量[26]も増加傾向にあり、IEA の統計値によると、2017 年は約 87TWh となった（2010 年の 3 倍強）（図 1-21）。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合[27]は、2010 年以降 10%台ではあるが徐々に増加し、2017 年は 15.6%に達した（図 1-21）。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[28]は約 29GW となっている（表 1-3）。

発電量の構成比[29]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 2017 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 2017 年には約 93PJ 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 27%、そして木質バイオマスが約 40%を占めている（図 1-22）。

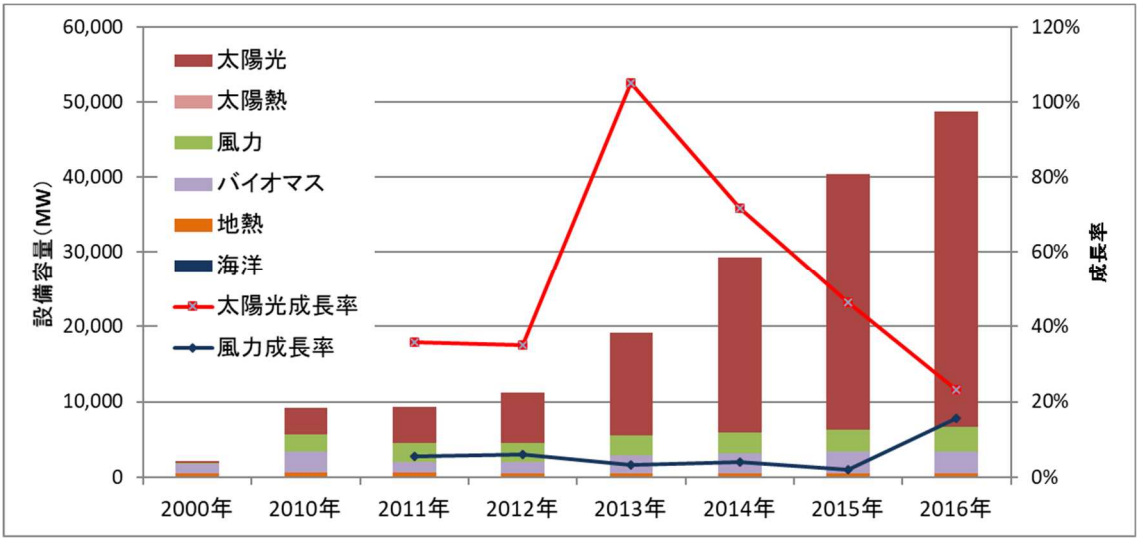


図 1-20　日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量

注）2016 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information” , 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

[24] 水力を除く。
[25] 2012（平成 24）年 7 月から 2017（平成 29）年 3 月末時点まで。
[26] 水力を除く。
[27] 水力を含む。
[28] 2012（平成 24）年 7 月から 2017（平成 28）年 3 月末時点まで。
[29] 水力を除く。

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 平成 24 年 6 月末までの 累積導入容量（万 kW）	制度導入後 平成 24 年 7 月～平成 29 年 3 月末までの累積導入容量（万 kW）
太陽光（住宅）	約 470	475
太陽光（非住宅）	約 90	2,875
風力	約 260	79
中小水力	約 960	24
バイオマス	約 230	85
地熱	約 50	1
合計	約 2,060	3,539

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,「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト 平成 29 年 3 月末時点の状況（平成 29 年 8 月 10 日更新）」,
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html（最終閲覧日：2018 年 2 月 27 日） 経済産業省　再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会（第 1 回） - 配布資料 3（平成 29 年 5 月 25 日）

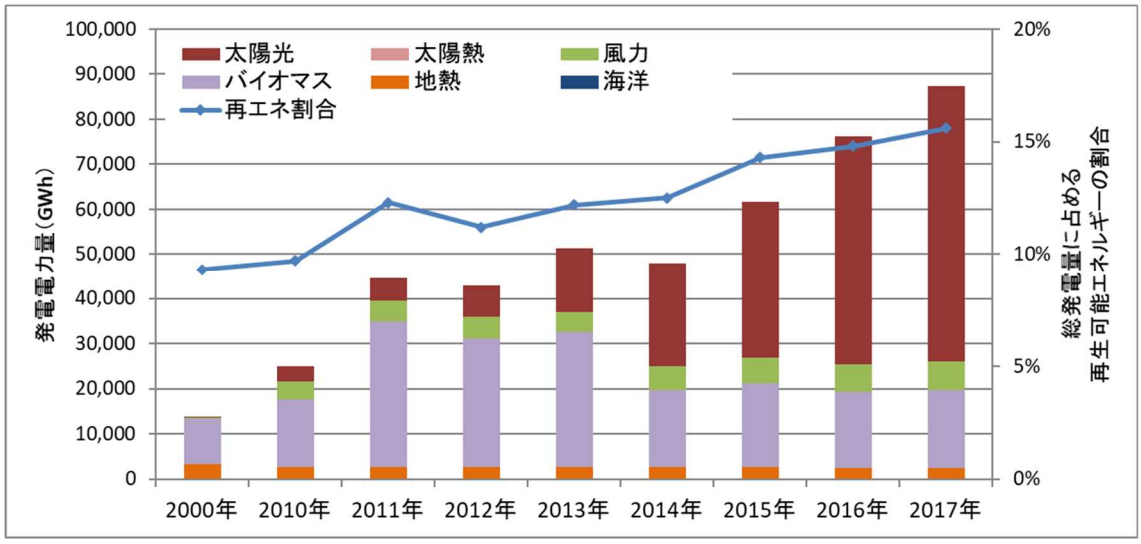


図 1-21　日本の再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

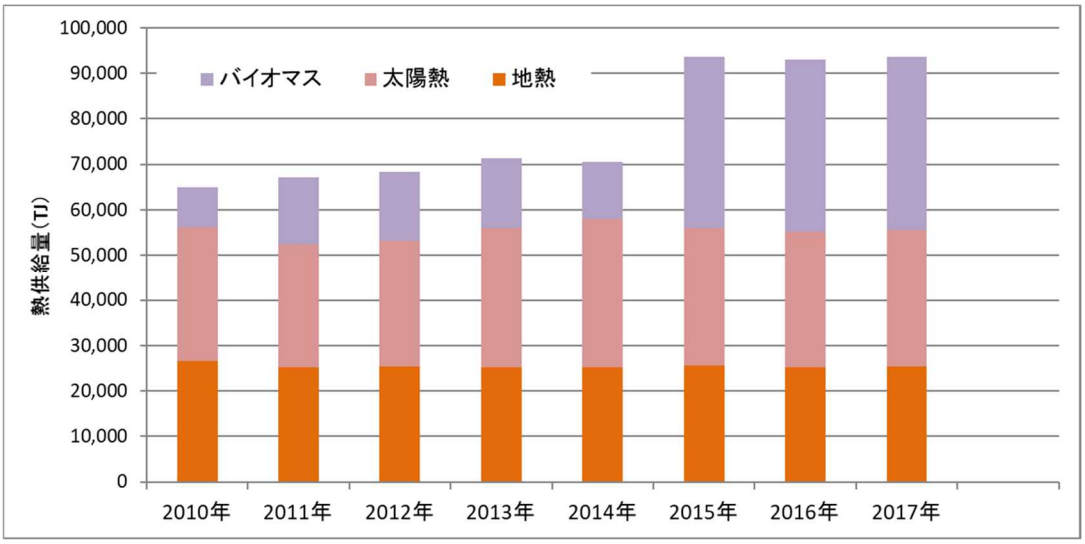


図 1-22　日本の再生可能エネルギーによる熱供給量

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）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[30]。これは、「エネルギー基本計画」[31]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」[32]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[33]。

---

[30] 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（最終閲覧日：2018 年 2 月 27 日）
[31] 「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）
[32] 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（最終閲覧日：2018 年 2 月 27 日）
[33] 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（最終閲覧日：2018 年 2 月 27 日）

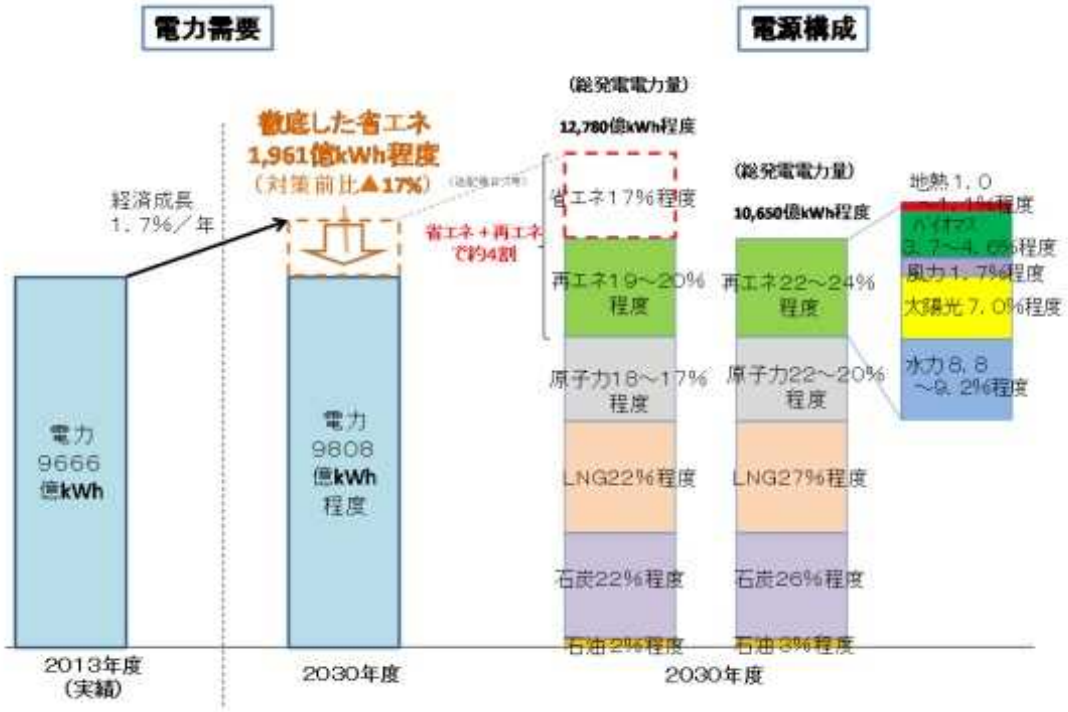


図 1-23　日本のエネルギー需給構造と再生可能エネルギーによる発電量のシェア（2030 年度）【見通し】

出所）経済産業省,「長期エネルギー需給見通し」, 2015 年 7 月

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[34]は、2030 年に約 90GW、2040 年には約 110GW へと増加する。発電量[35]も 2030 年には約 155TWh、2040 年には約 195TWh に達する見込みで、2017 年実績値（図 1-21）のおよそ 2.2 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[36]は、2030 年に 23%、2040 年には 27%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）。

[34] 水力を除く。
[35] 水力を除く。
[36] 水力を含む。

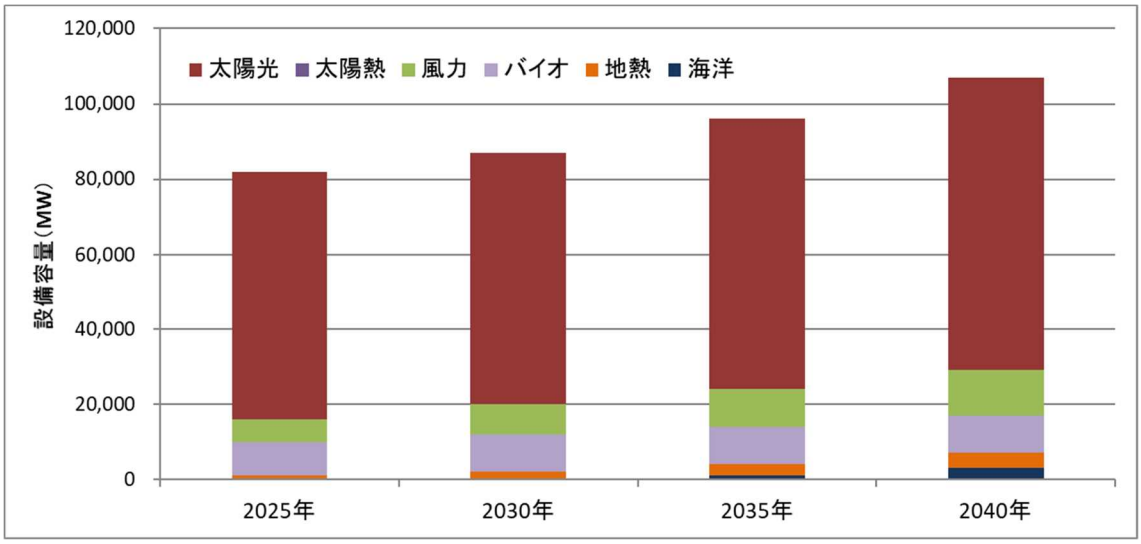


図 1-24　日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所）IEA, “World Energy Outlook 2018”より作成

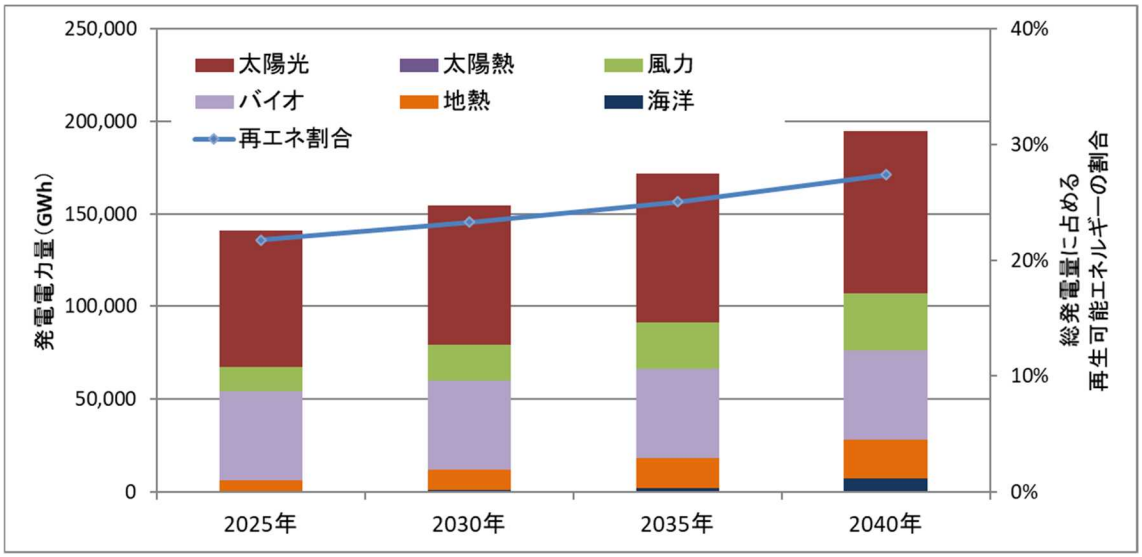


図 1-25　日本の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

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 2018”より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

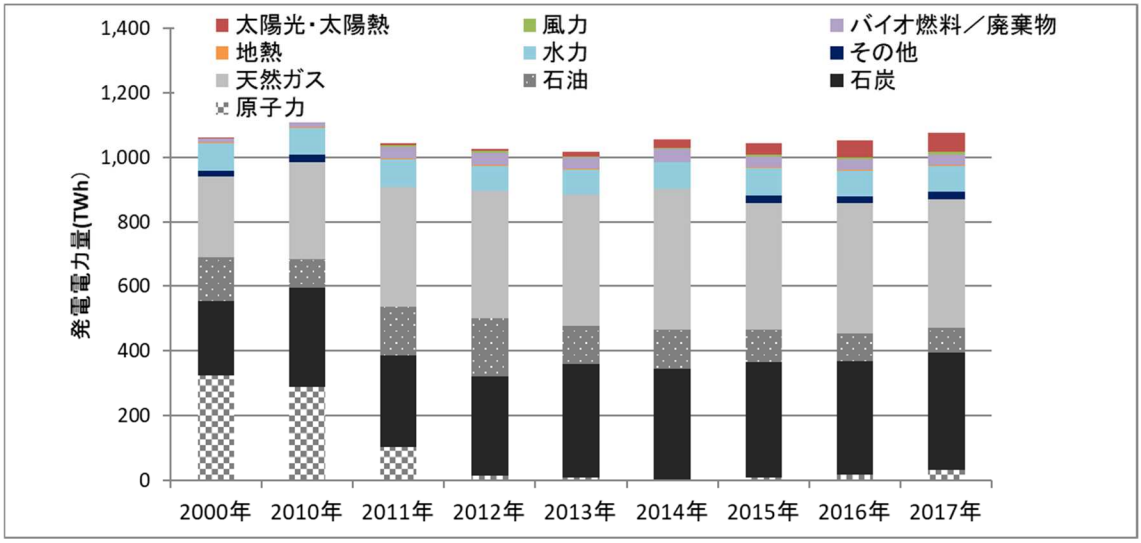


図 1-26　電源別発電電力量の推移（日本）

注）水力は揚水発電を除く。
注）その他は海洋、燃料電池等。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[37]は、近年増加傾向にあり、2017 年には約 33%となった。発電量[38]は約 200TWh に達した。風力による発電量は 2010 年の約 37TWh から 2017 年には 106TWh へ増加し、2017 年発電量[39]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）。

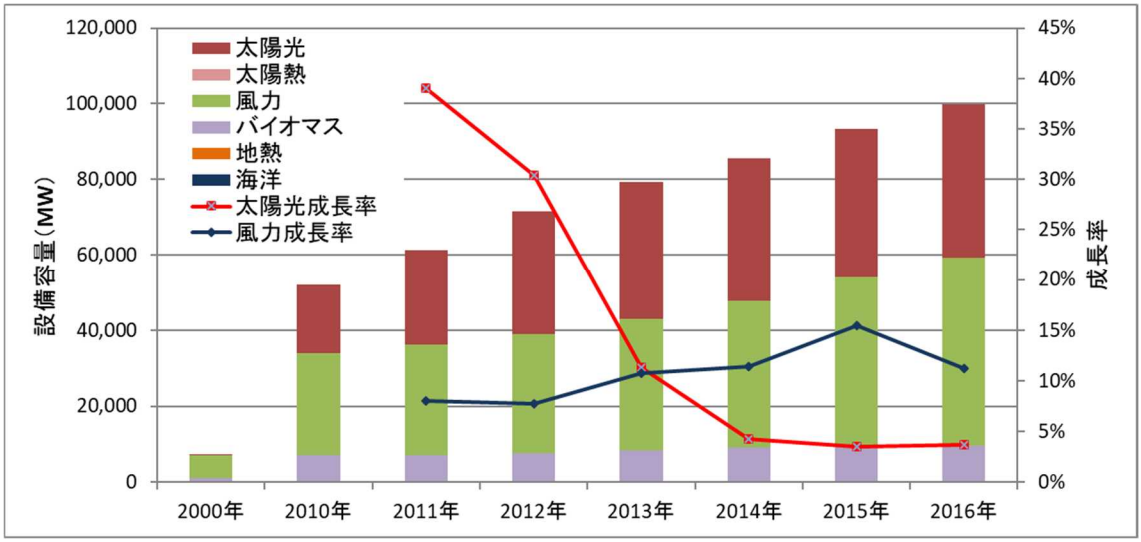


図 1-27　ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量

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

[37] 水力を含む。
[38] 水力を除く。
[39] 水力を除く。

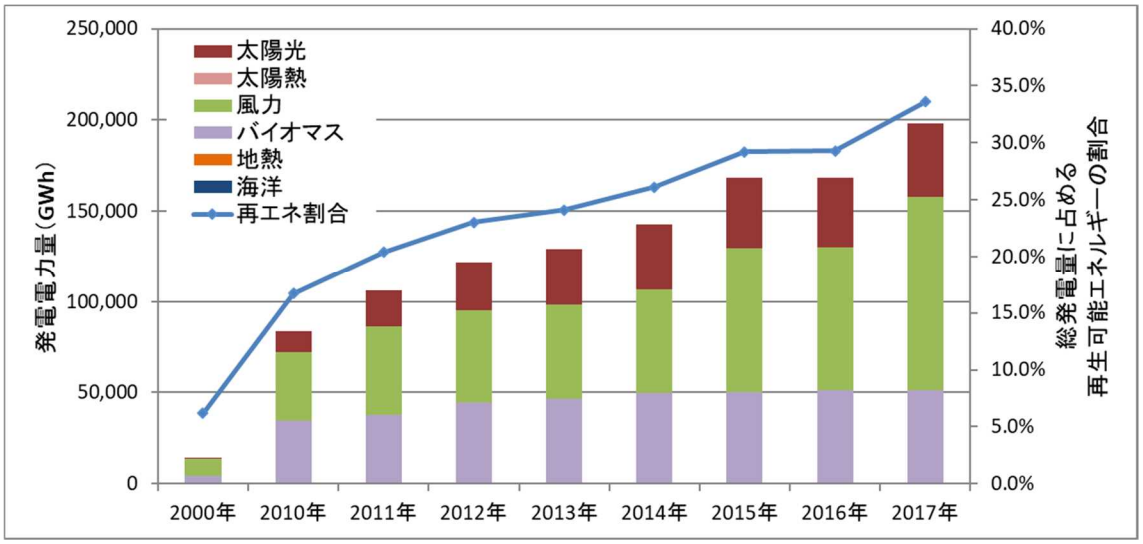


図 1-28　ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

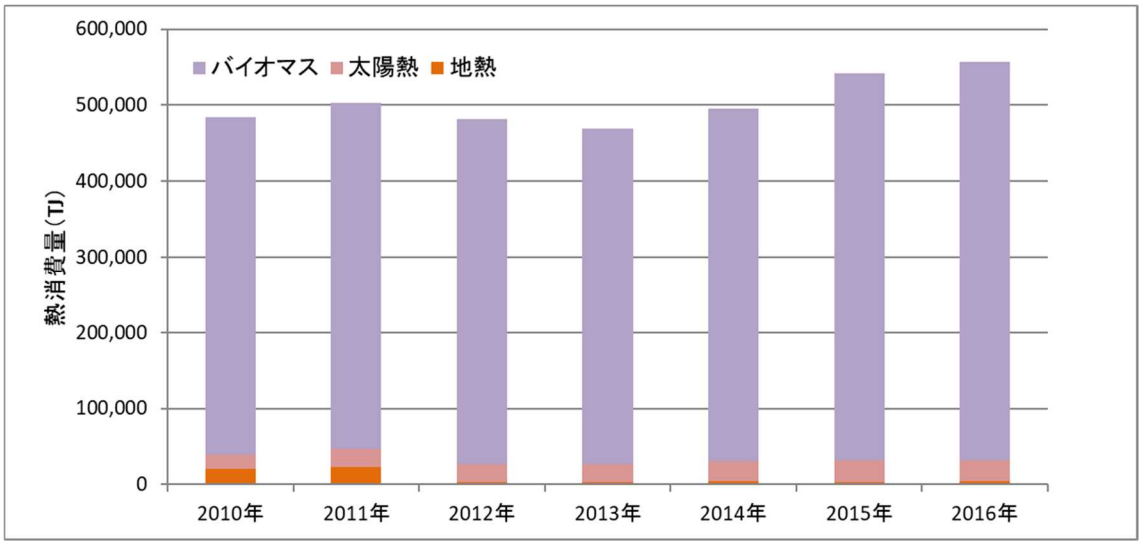


図 1-29　ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量

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 より作成

(2) 導入見通し

EU 加盟国は、2009 年に制定された「再生可能エネルギー指令（Directive 2009/28/EC）」に基づき「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP) を 2010 年に策定している。この計画には、2020 年までの再生可能エネルギー導入目標と導入拡大の見通し、国別目標達成に向けての政策手段が記述されている[40]。

ドイツ政府が NREAP に示した 2017～2020 年の見通しは下図のとおりである[41]。計画期間最終年の 2020 年時点において、発電設備容量[42]は合計約 110GW となり、太陽光と風力で 9 割を占める（図 1-30）。再生可能エネルギーによる発電電力量[43]は 2020 年に合計約 200TWh となり、風力が約 50%、太陽光は約 20%の割合となる（図 1-31）。

再生可能エネルギーによる熱消費量[44]は、2020 年時点で合計約 600PJ まで増加し、熱最終消費に占める割合は約 16%となる見込みである（図 1-32）[45]。

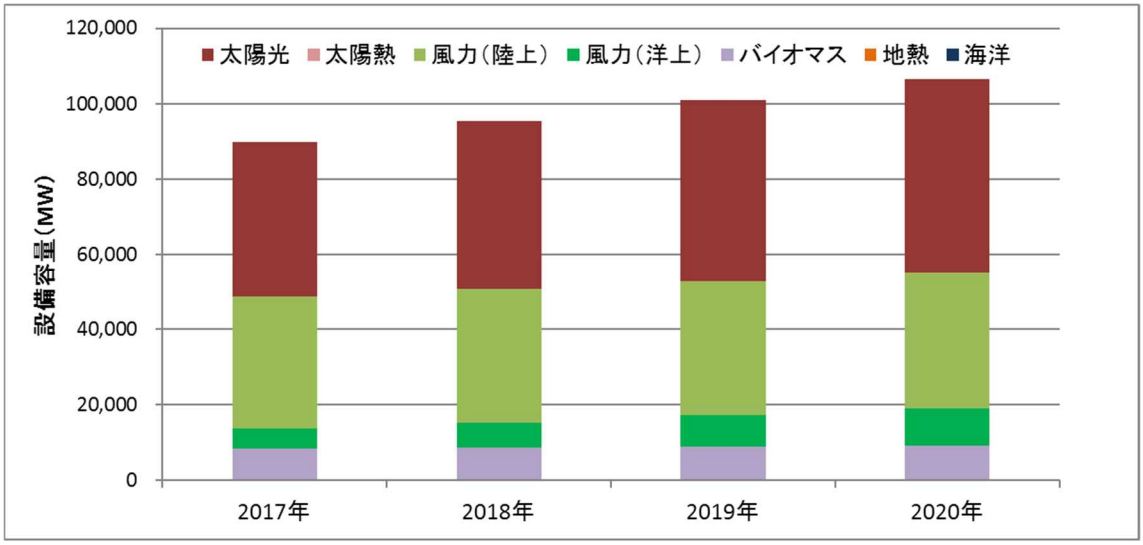


図 1-30　ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所）ドイツ政府,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

---

[40] 欧州委員会ウェブサイト, https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive（最終閲覧日：2018 年 2 月 27 日）

[41] EU 加盟国が NREAP に記載する 2020 年までの見通しは、2005 年実績及び 2020 年目標を基に、再生可能エネルギー指令（Directive 2009/28/EC）に規定された一律の計算方法により算定されたものである。

[42] 水力を除く。

[43] 水力を除く。

[44] 再生可能エネルギー指令（Directive 2009/28/EC）によると、NREAP 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。」

[45] ヒートポンプによる供給分を含む。

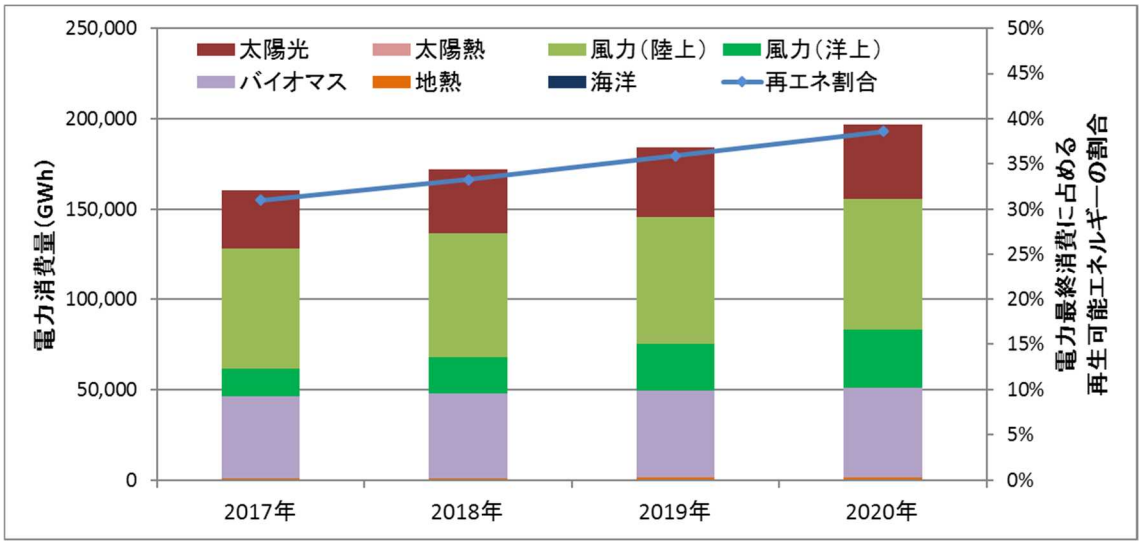


図 1-31　ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
出所）ドイツ政府,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

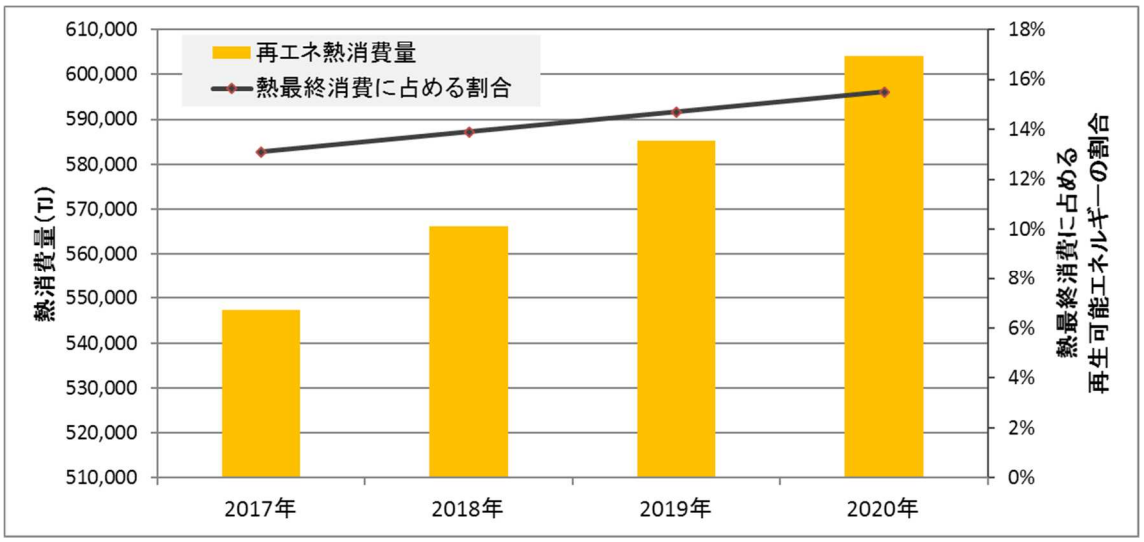


図 1-32　ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

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）ドイツ政府,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

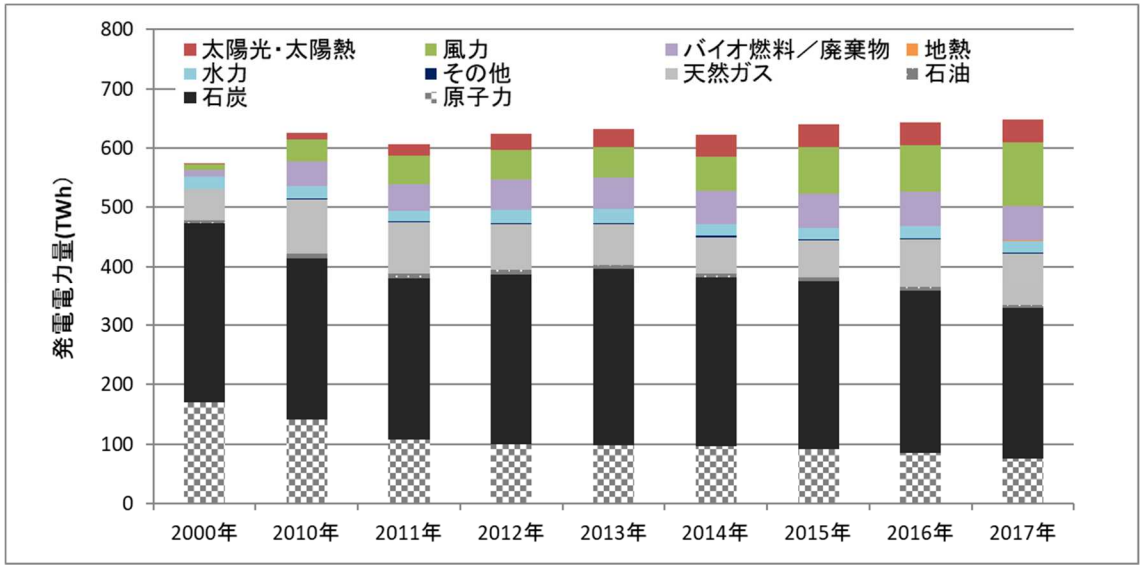


図 1-33　電源別発電電力量の推移（ドイツ）

注）水力は揚水発電を除く。
注）その他は海洋、燃料電池等。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[46]は着実に増加しており、2016 年には約 34MW 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（2016 年は前年比約 25%の増加）（図 1-34）。再生可能エネルギーによる発電量[47]も着実に増加しており（2016 年を除く）、2017 年は約 93GWh 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[48]割合も増加しており、2017 年には約 30%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、合計約 130PJ となった（図 1-36）。

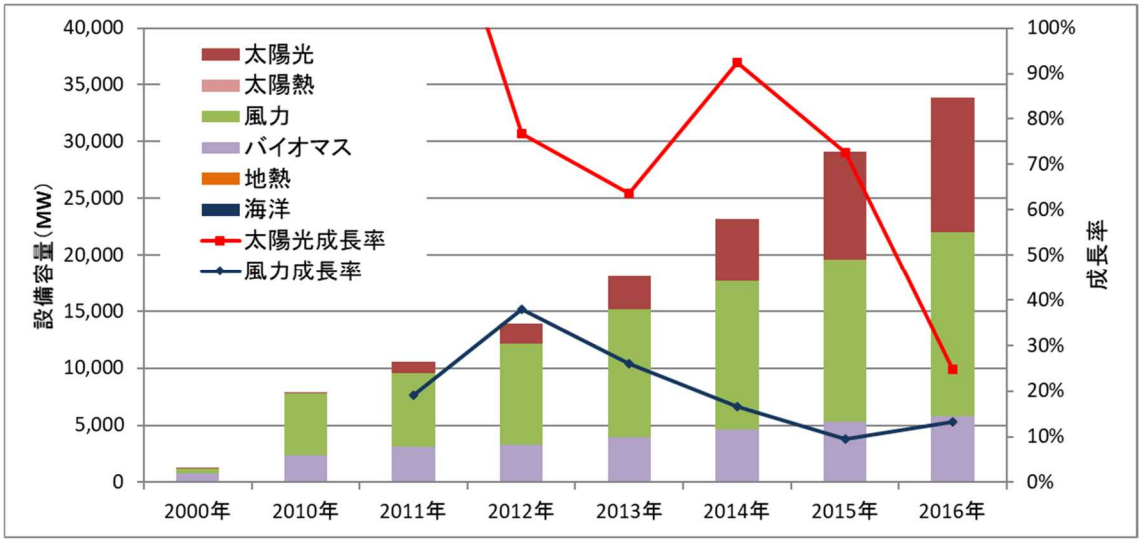


図 1-34　英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

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 より作成

[46] 水力を除く。
[47] 水力を含む。
[48] 水力を除く。

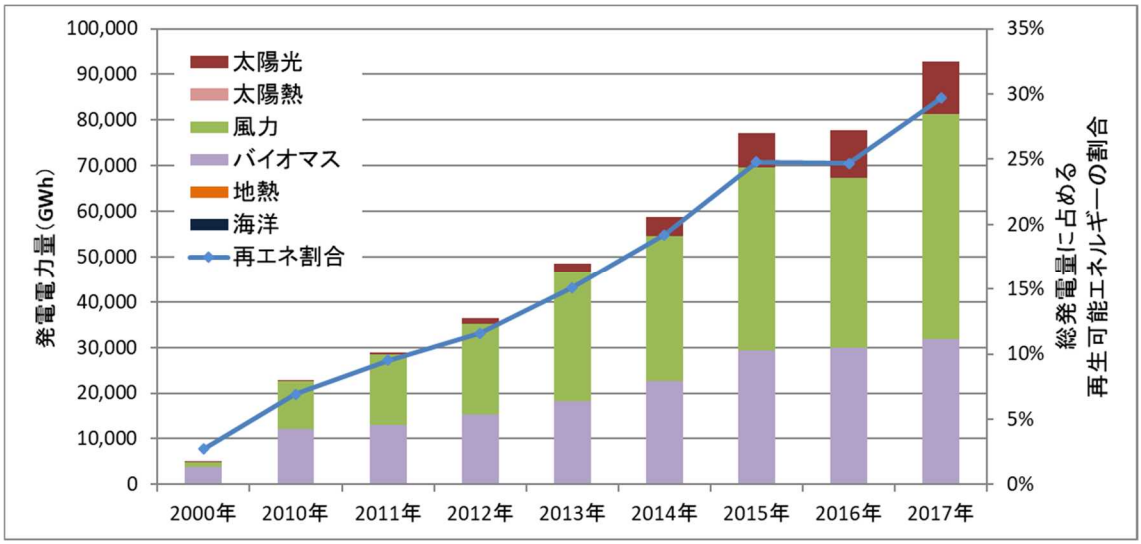


図 1-35　英国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

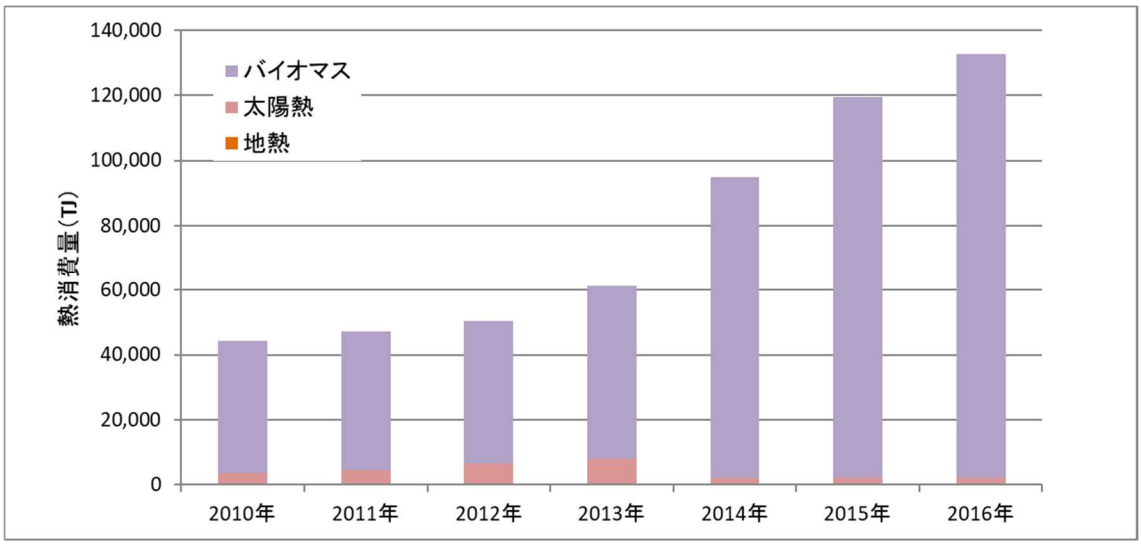


図 1-36　英国の再生可能エネルギーによる熱消費量

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 より作成

(2) 導入見通し

英国政府は、2010 年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」（National Renewable Energy Action Plan：NREAP）において、2020 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[49]を 15%に引き上げるという目標を掲げている。

この目標に沿った見通し[50]は下図のとおりである。2020 年の時点で、再生可能エネルギーの発電設備容量[51]は約 36GW、発電電力量[52]は合計約 110TWh に増加し、総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合[53]は 31%に達する。洋上風力の導入拡大が見込まれている。（図 1-37、図 1-38）。

再生可能エネルギーによる熱消費量については、2020 年の時点で合計約 165PJ に達し、熱最終消費の約 8%に相当する見込みである（図 1-39）。

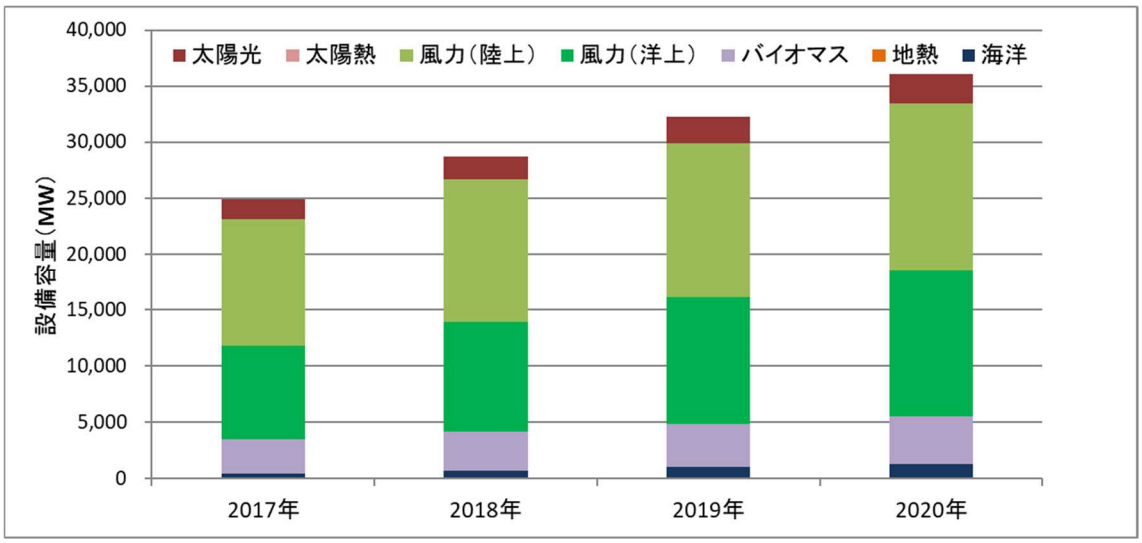


図 1-37　英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所）英国政府,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」2010 より作成

[49] 水力を含む。

[50] EU 加盟国が NREAP に記載する 2020 年までの見通し（Indicative trajectory）は、2005 年実績及び 2020 年目標を基に、再生可能エネルギー指令（Directive 2009/28/EC）Annex 1.B に規定された一律の計算方法により算定されたものである。

[51] 水力を除く。

[52] 水力を除く。

[53] 水力を含む。

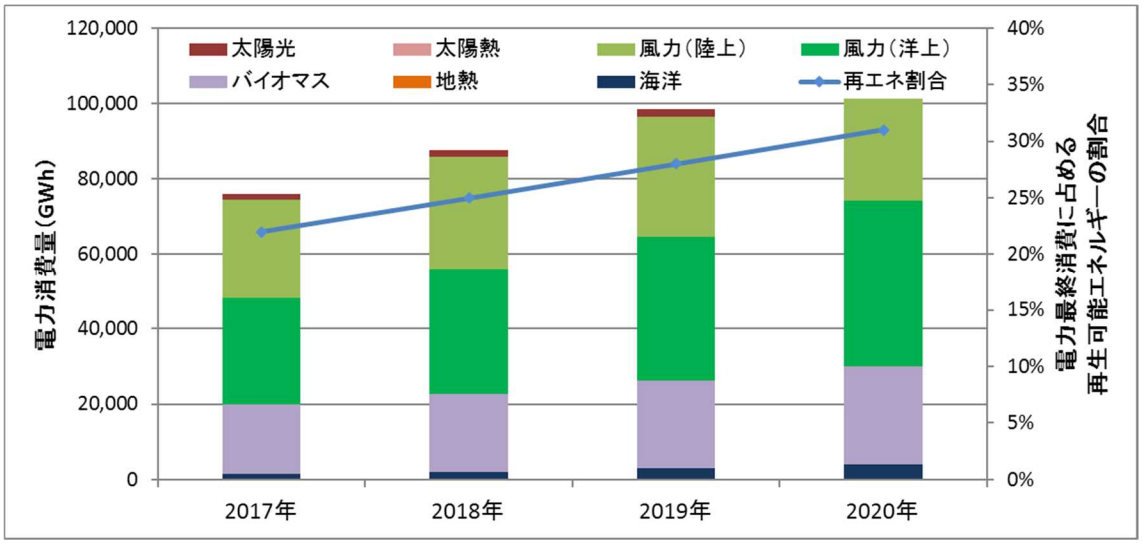


図 1-38　英国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
出所）英国政府,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

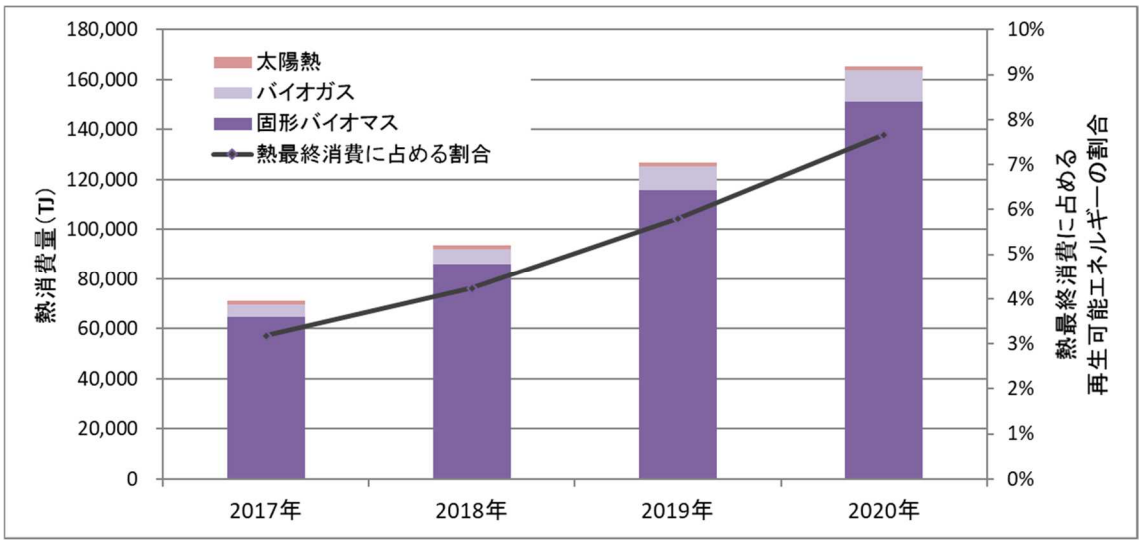


図 1-39　英国の再生可能エネルギー熱消費量【見通し】

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）英国政府,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

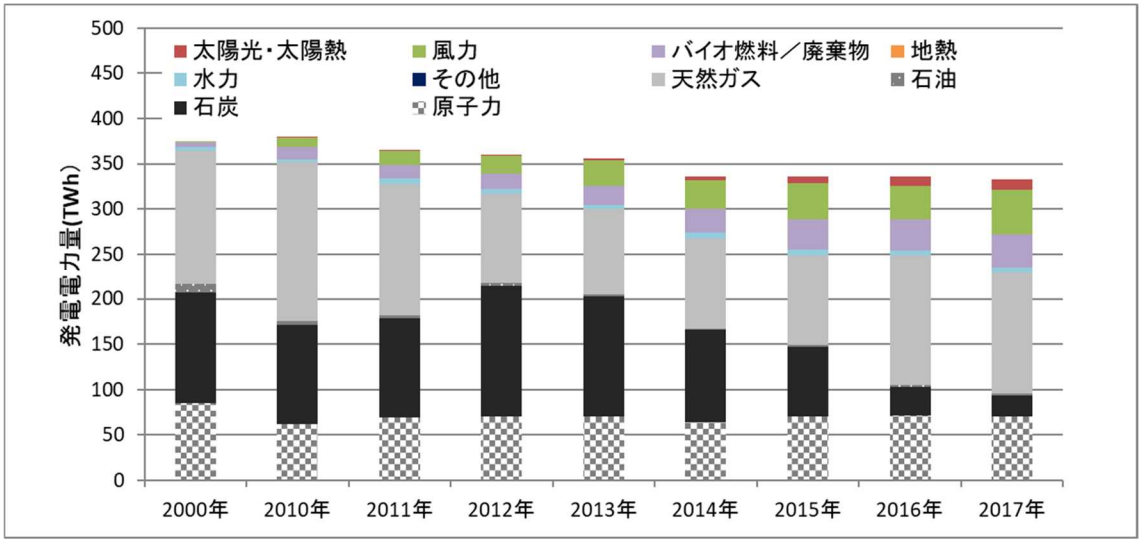


図 1-40　電源別発電電力量の推移（英国）

注）水力は揚水発電を除く。
注）その他は海洋、燃料電池等。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[54]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 1-41)。

再生可能エネルギーによる発電電力量[55]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 年は若干の増加）。なお、2017 年の総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合[56]は 32.4%であった（図 1-42）。

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 1-43）。

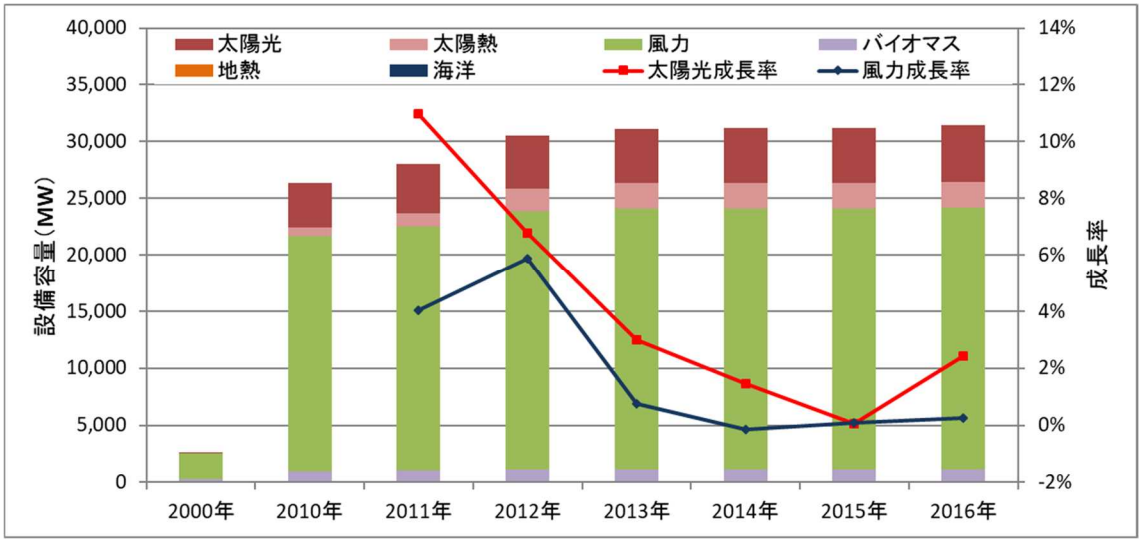


図 1-41　スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量

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

[54] 水力を除く。
[55] 水力を除く。
[56] 水力を含む。

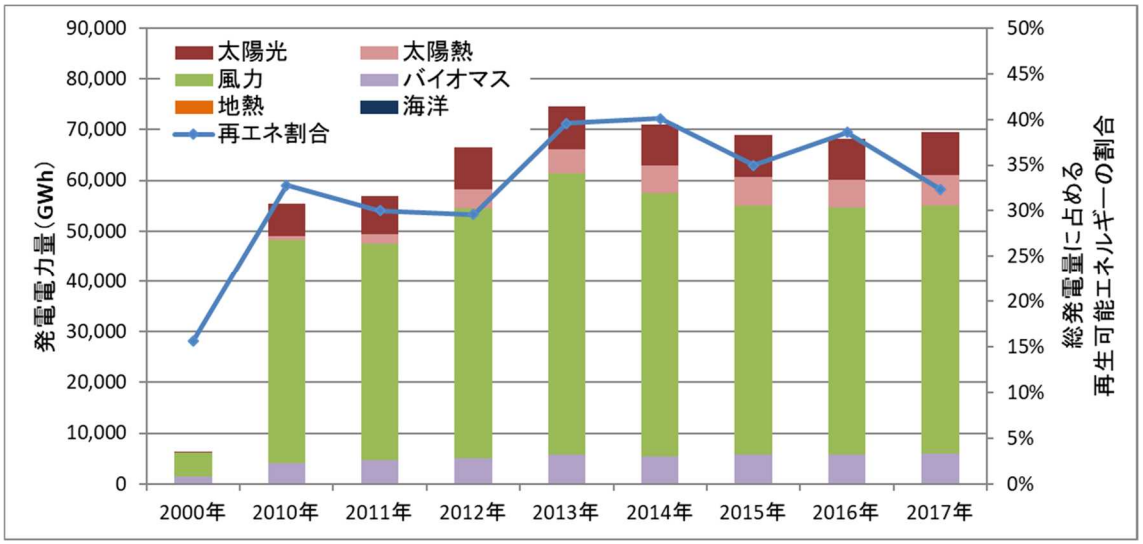


図 1-42　スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

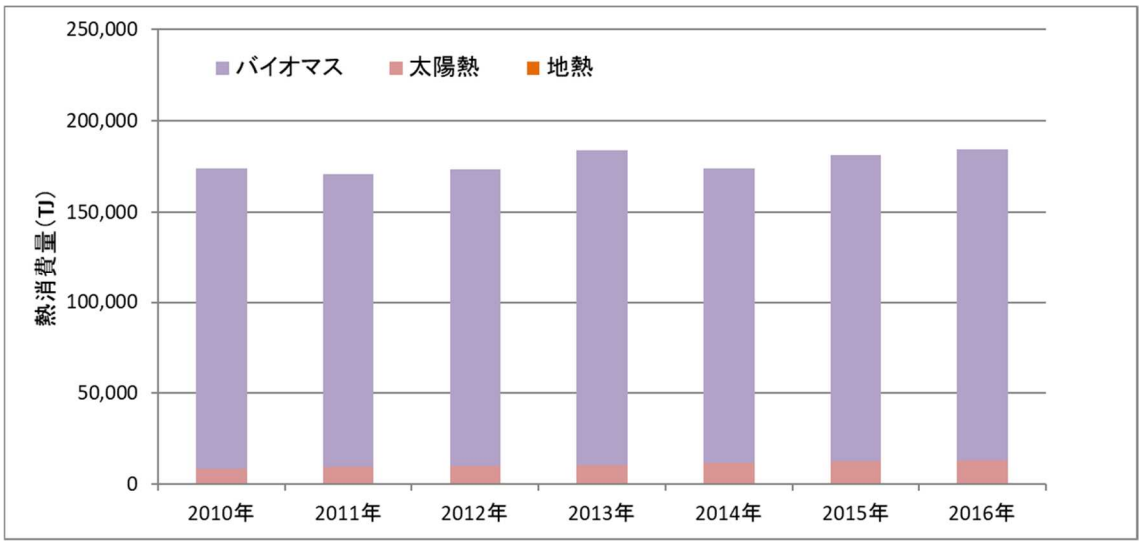


図 1-43　スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量

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 より作成

(2) 導入見通し

スペイン政府は、2010 年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」（National Renewable Energy Action Plan：NREAP）において、2020 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の目標を 22.7%と設定したが、2011 年に策定した再生可能エネルギー導入計画 2011-2020（PER）にて、20.8%と下方修正した。

これに沿った導入拡大の見通し[57]は下図のとおりである。2020 年時点で、発電設備容量[58]は合計約 50GW となり、総発電電力量の 40%を再生可能エネルギー[59]で供給する。内訳については、設備容量・発電電力量共に風力が 7 割強を、太陽光、太陽熱がそれぞれ 1 割程度を占める（図 1-44、図 1-45）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020 年時点で合計約 220PJ に達し、熱消費の約 18%を占める見込みである（図 1-46）。

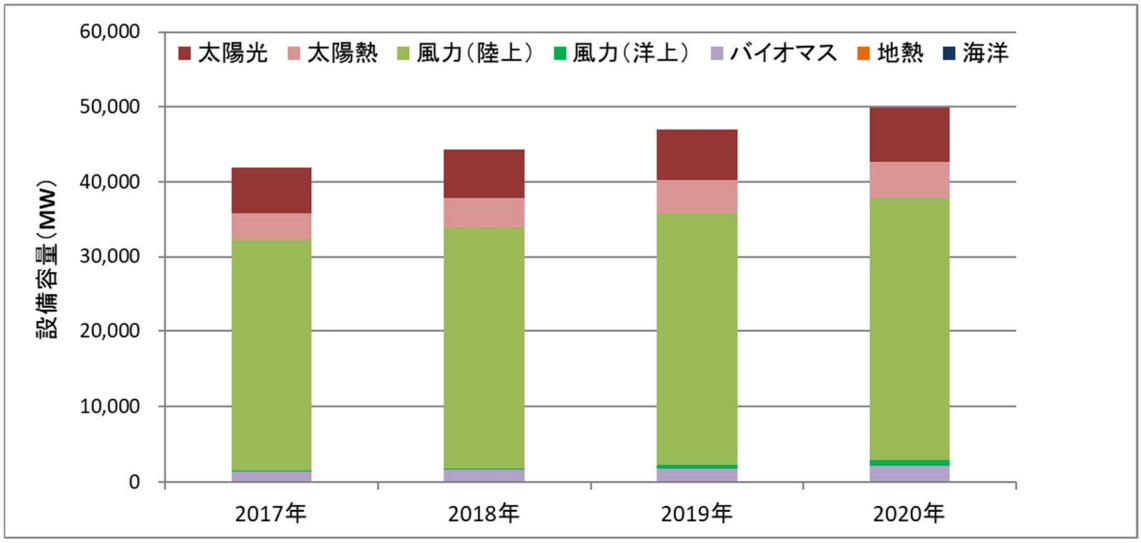


図 1-44　スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所）スペイン政府,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

[57] EU 加盟国が NREAP に記載する 2020 年までの見通し（Indicative trajectory）は、2005 年実績及び 2020 年目標を基に、再生可能エネルギー指令（Directive 2009/28/EC）Annex 1.B に規定された一律の計算方法により算定されたものである。

[58] 水力を除く。

[59] 水力を含む。

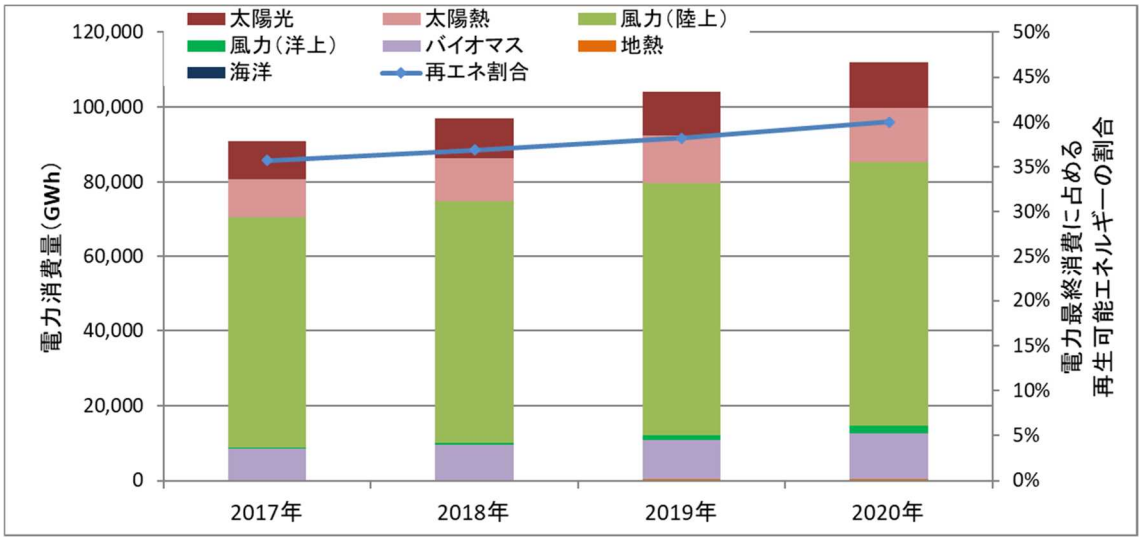


図 1-45　スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

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,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

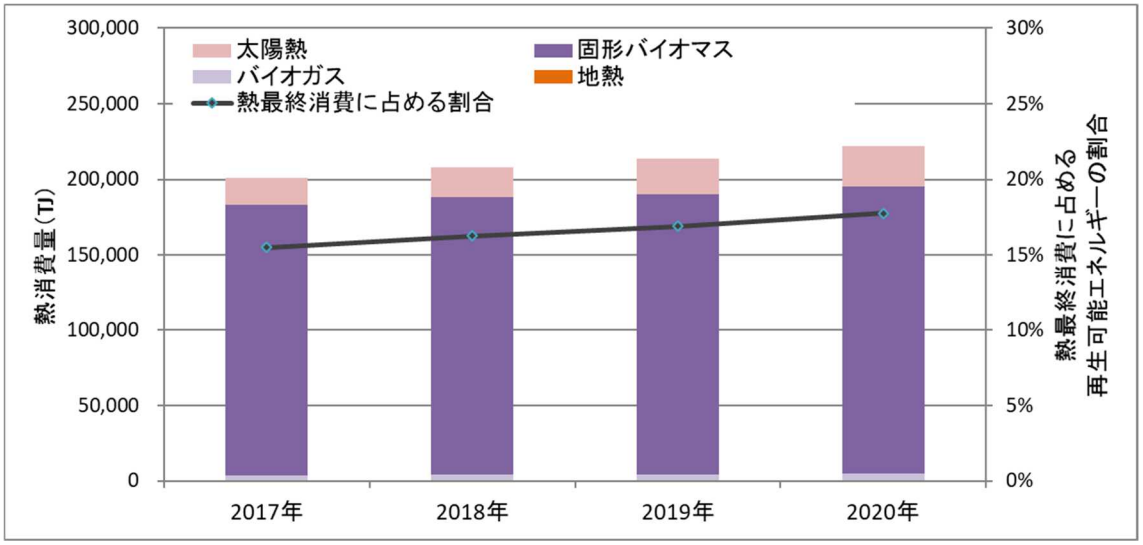


図 1-46　スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

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は含まない。
出所）スペイン政府,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

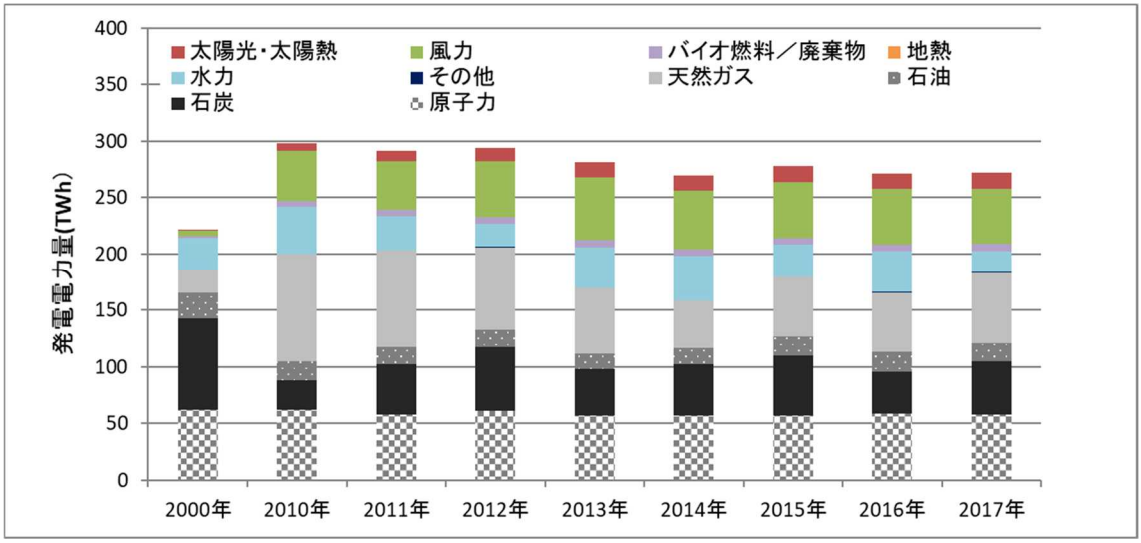


図 1-47　電源別発電電力量の推移（スペイン）

注）水力は揚水発電を除く。
注）その他は海洋、燃料電池等。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[60]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 1-48）。

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[61]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。しかし、それ以降は毎年減少しており、2017 年は約 36%であった。太陽光、風力、バイオマスの割合が高い（図 1-49）。

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 1-50）。

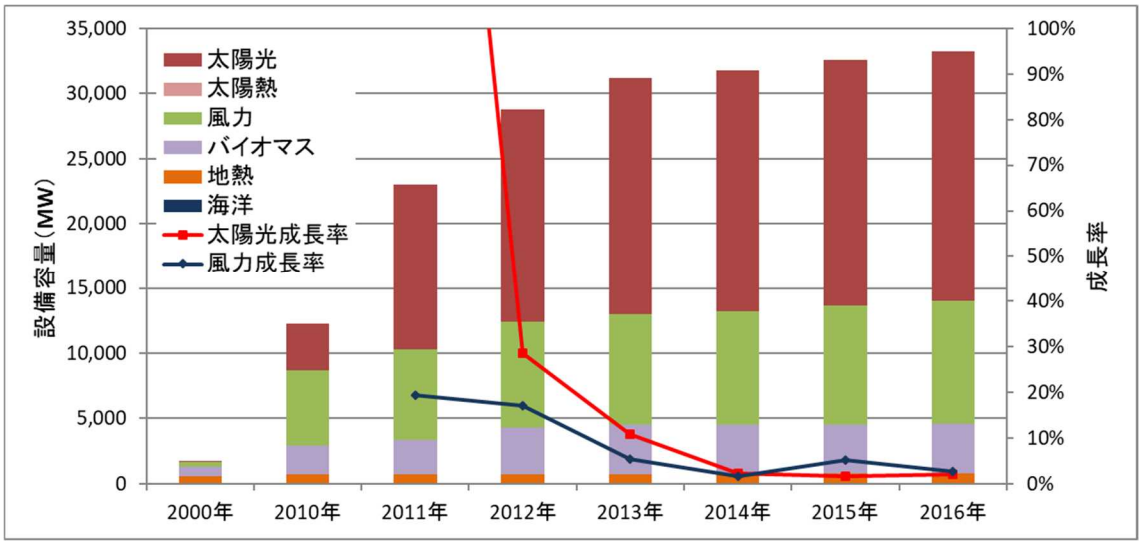


図 1-48　イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量

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 より作成

[60] 水力を除く。
[61] 水力を含む。

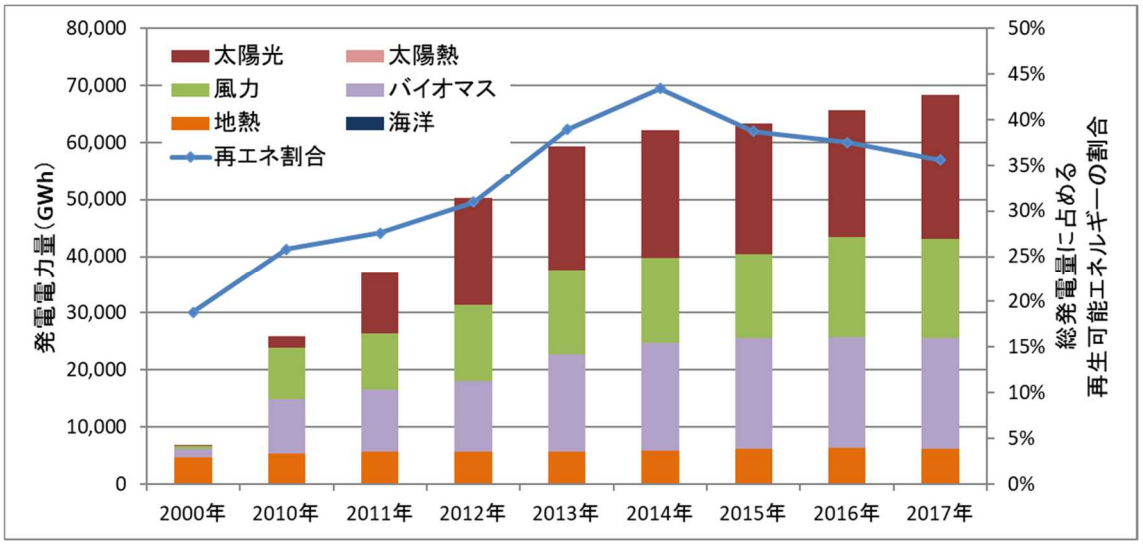


図 1-49　イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注）2017 年は暫定値。

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

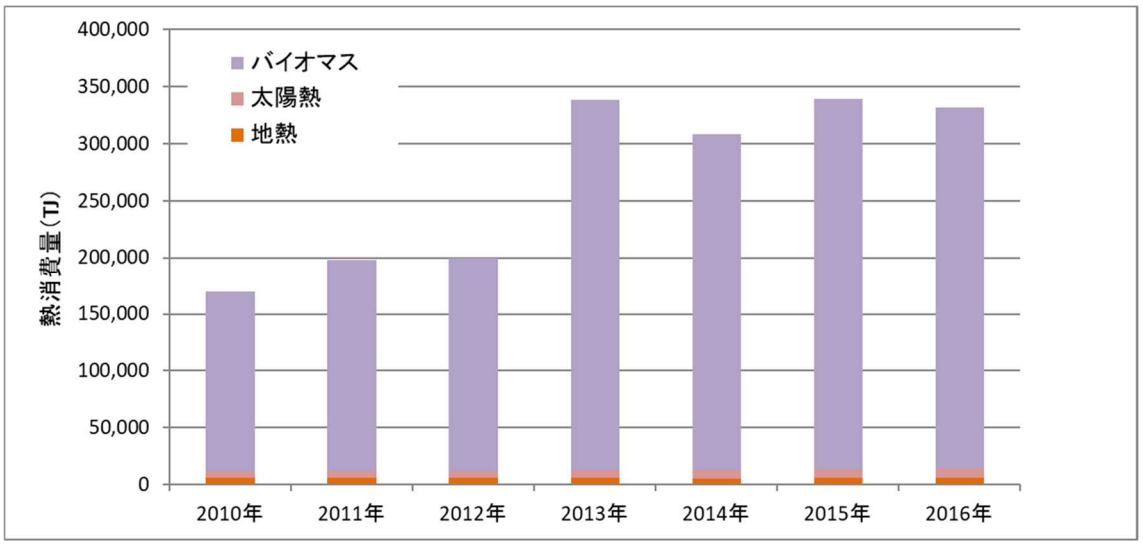


図 1-50　イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量

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 より作成

(2) 導入見通し

イタリア政府は、2010 年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」（National Renewable Energy Action Plan：NREAP）において、2020 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[62]を 17%に引き上げる目標を掲げていた。

この目標達成に向けて、NREAP に示された導入拡大の見通し[63]は下図のとおりである。2020 年には、発電電力量の約 26%を再生可能エネルギー[64]で供給する（図 1-51、図 1-52）。再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020 年時点で合計約 320PJ に達し、熱消費の約 12%を占めると見込まれている（図 1-53）。

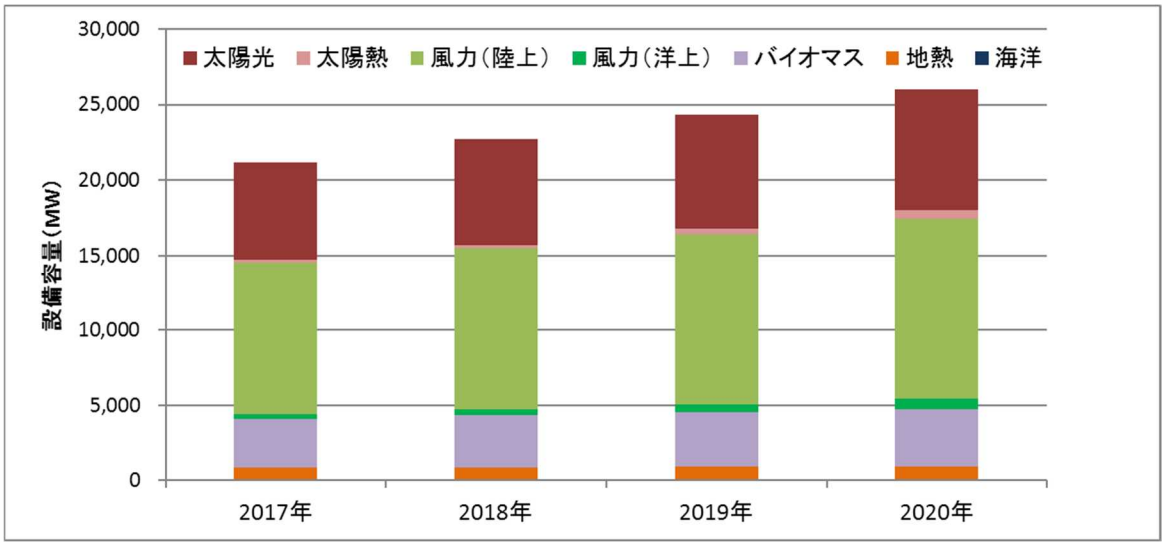


図 1-51　イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所）イタリア政府,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

[62] 水力を含む。

[63] EU 加盟国が NREAP に記載する 2020 年までの見通し（Indicative trajectory）は、2005 年実績及び 2020 年目標を基に、再生可能エネルギー指令（Directive 2009/28/EC）Annex 1.B に規定された一律の計算方法により算定されたものである。

[64] 水力を含む。

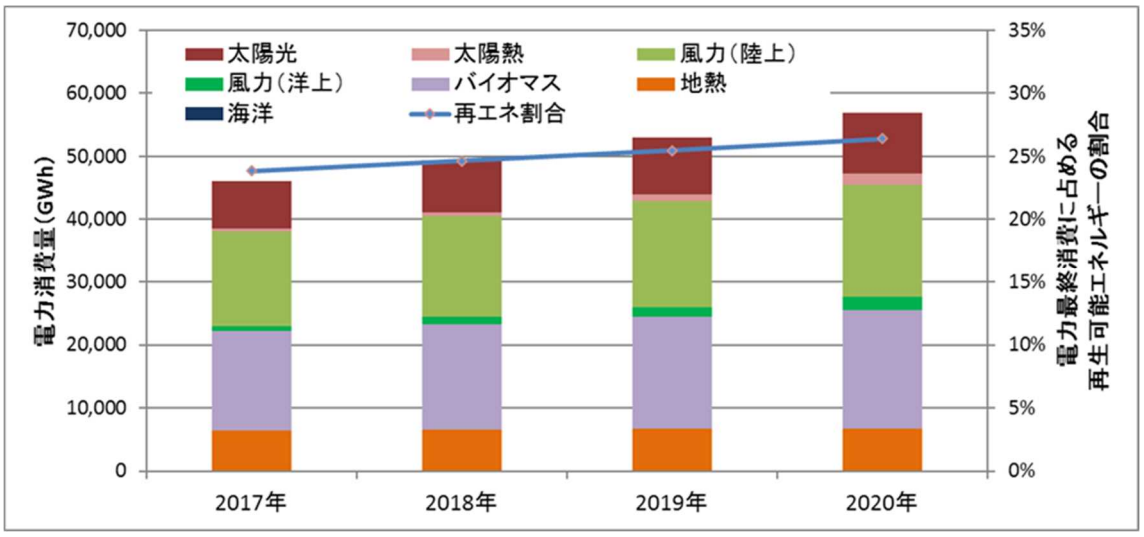


図 1-52　イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

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,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

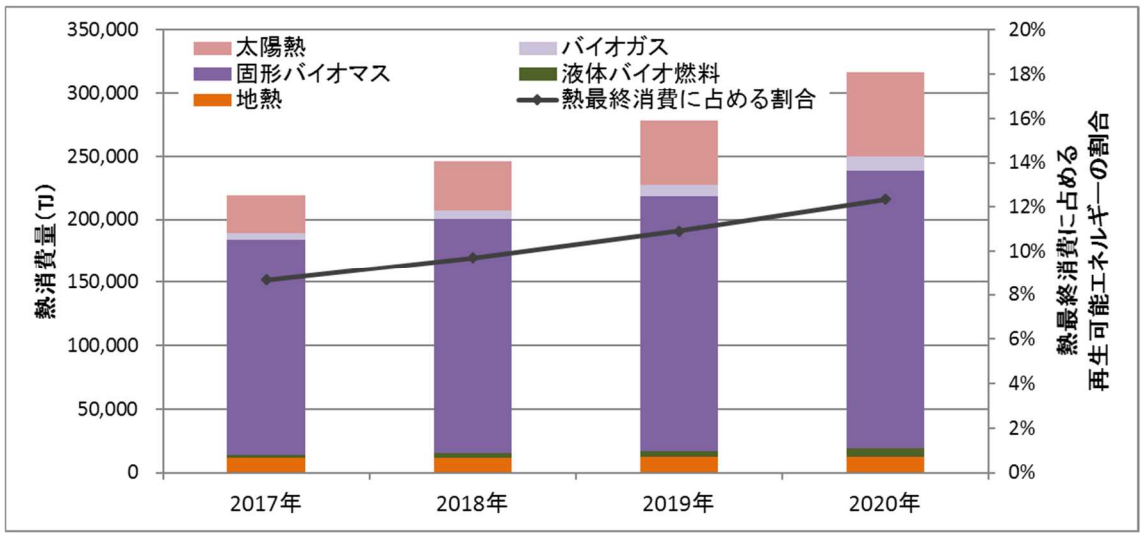


図 1-53　イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

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,「国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）」, 2010 より作成

また、イタリアの国営電力サービス管理会社（Gestore dei Servizi Elettrici SpA: GSE）は、2016 年 12 月発表の「2020 年までの再生可能エネルギー（Energie rinnovabili al 2020）」において、国内の 2016 年から 2020 年までの再生可能エネルギーの設備導入量（図 1-54）、発電電力量（表 1-4）について予測を示している。

なお、太陽光を除く新規設備導入量が 2017 年をピークに減少傾向にあるのは、買取制度

等の認定が 2016 年末に小規模設備などの一部を除き終了しているためと考えられる[65]。

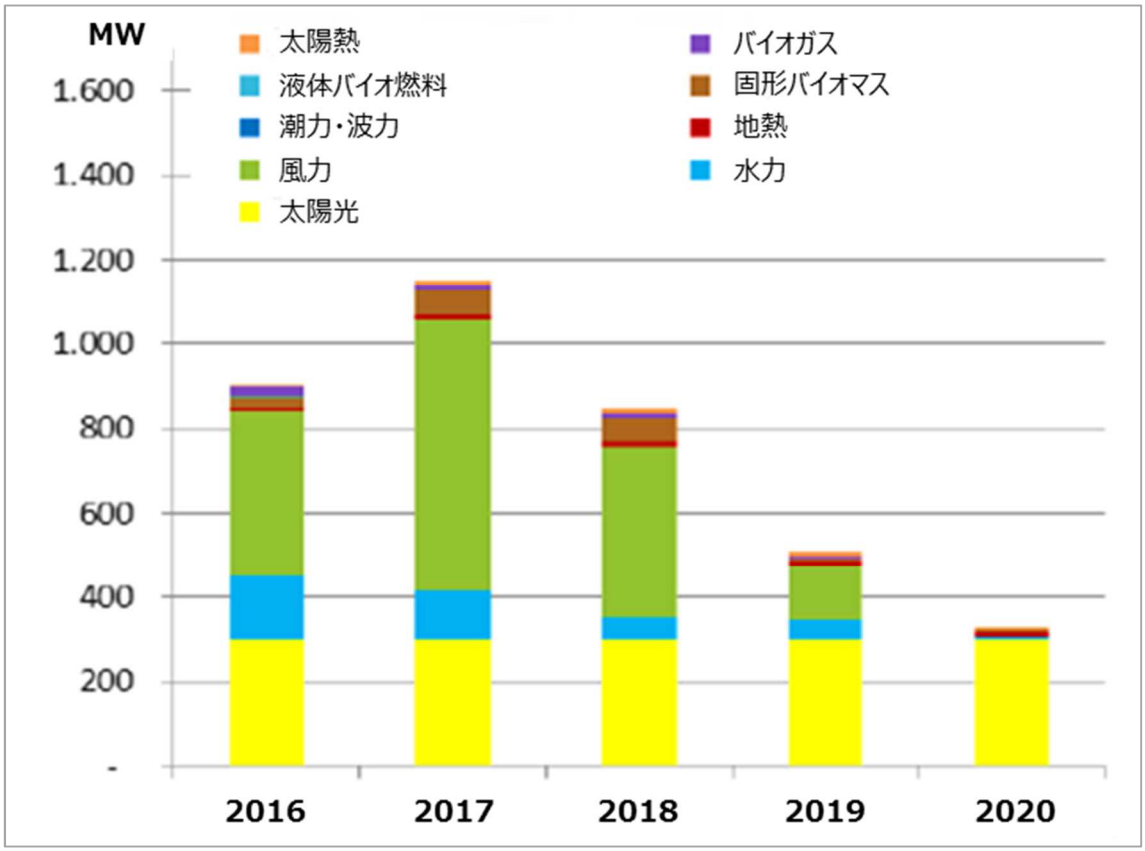


図 1-54　イタリアの 2016～2020 年の再生可能エネルギーによる発電設備導入量

出所）GSE, “Energie rinnovabili al 2020: Scenari tendenziali”, 2016 より作成

表 1-4　イタリアの 2016～2020 年の再生可能エネルギーによる累積発電電力量

再エネ種別	2016-2020 年 導入見込量（GWh）
太陽光	1,620
水力	1,432
風力	3,224
地熱	385
湖力・波力	0
固形バイオマス	815
液体バイオマス	12
バイオガス	323
太陽熱	123
合計	7,934

出所）GSE, “Energie rinnovabili al 2020: Scenari tendenziali”, 2016 より作成

[65] 2016 年 6 月 23 日付省令（DM 23/6/2016）太陽光を除く再生可能エネルギーに適用され、2016 年 12 月 31 日に一部を除き終了している。

【参考】電源別発電電力量の推移

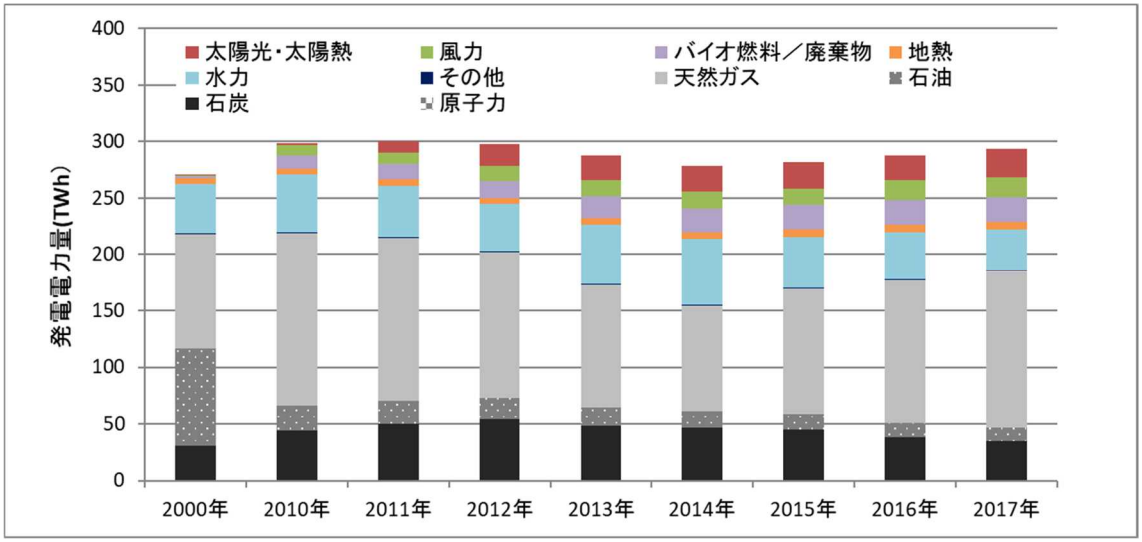


図 1-55　電源別発電電力量の推移（イタリア）

注）水力は揚水発電を除く。
注）その他は海洋、燃料電池等。
注）2016 年は暫定値。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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 1-56、図 1-57）。発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合[66]は他国に比べて格段に高く、2017 年は 70.7%であった（2016 年は約 60.5%）。

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、2016 年は合計約 116PJ であった（図 1-58）。

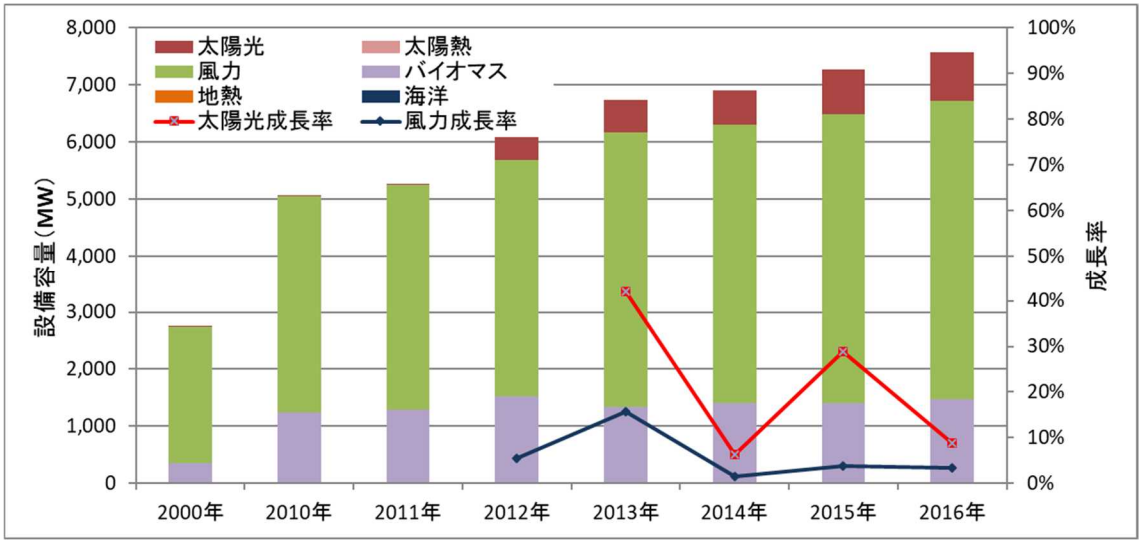


図 1-56　デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量

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 より作成

[66] 水力を含む。

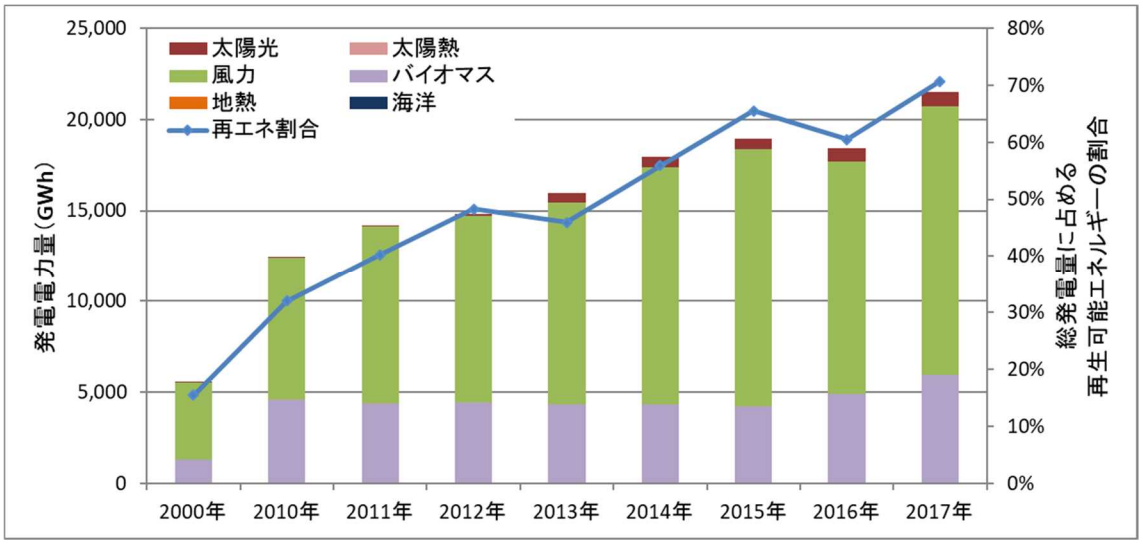


図 1-57　デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

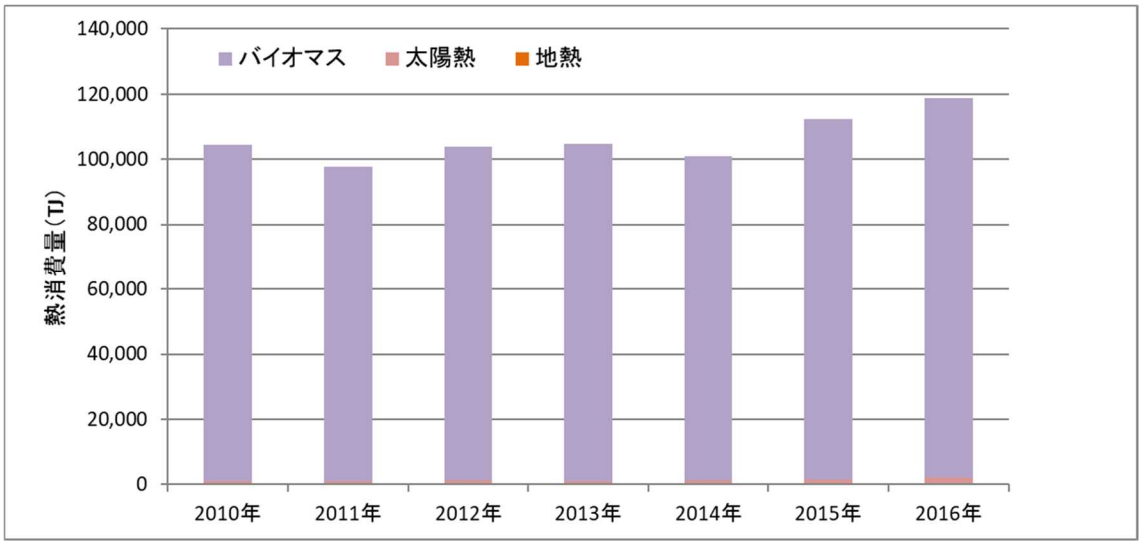


図 1-58　デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量

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 より作成

(2) 導入見通し

デンマーク政府は 2011 年 2 月に「エネルギー戦略 2050」を発表し、「2050 年までに全てのエネルギーを 100%再生可能エネルギーで賄う」という目標を示した。「エネルギー戦略 2050」の考え方に基づきデンマーク内閣が 2011 年 11 月に発行した「Our Future Energy」において、デンマークは、電力と熱に関しては、2035 年に 100%再生可能エネルギーで賄うことを掲げている。

しかし、「2018 年デンマークエネルギー・気候見通し」（Denmark's Energy and Climate Outlook 2018）によれば、再生可能エネルギーによる電力消費量[67]は、2022 年の約 29TWh をピークに徐々に減少する見込みである（図 1-59）。旧来の風力発電設備が徐々に撤去されること、新たな風力発電設備建設のイニシアティブがないことにより、再生可能エネルギー発電量の多くの割合を占める風力発電電力量が減少見込みであることが要因である。総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合も、2021 年の約 86%をピークに 2030 年には 57%に減少する見込みである。風力発電電力量の減少に加え、電力消費量の増加がその要因である。

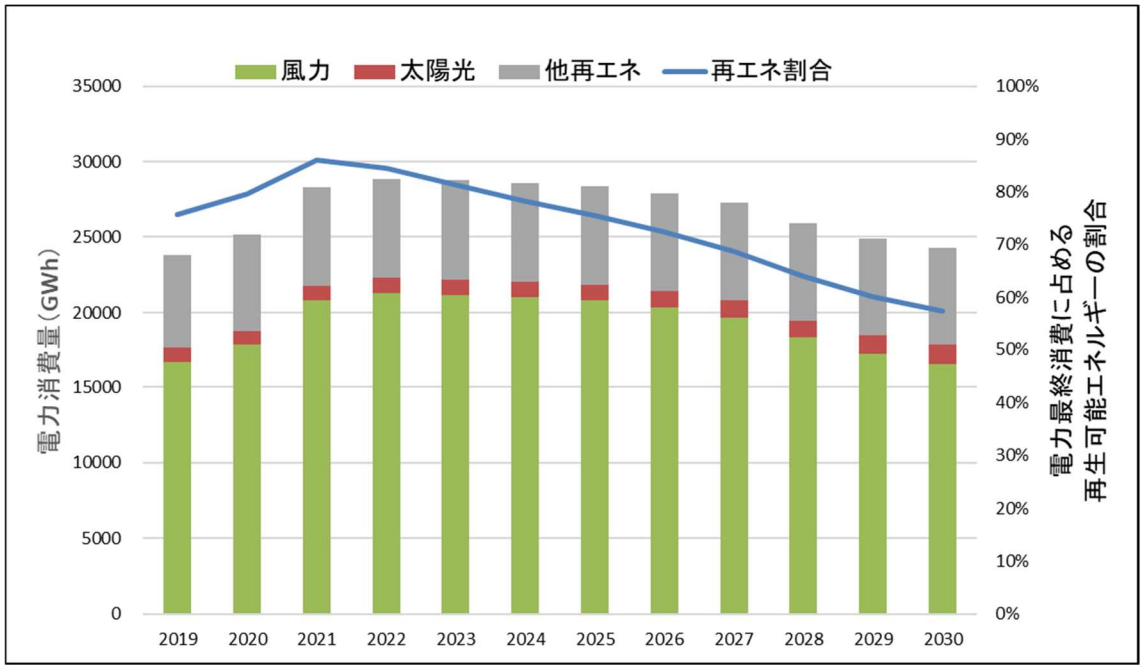


図 1-59　デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
出所）デンマークエネルギー省,「Denmark's Energy and Climate Outlook 2018（DECO2018）」より作成

[67] 水力を含む。

【参考】電源別発電電力量の推移

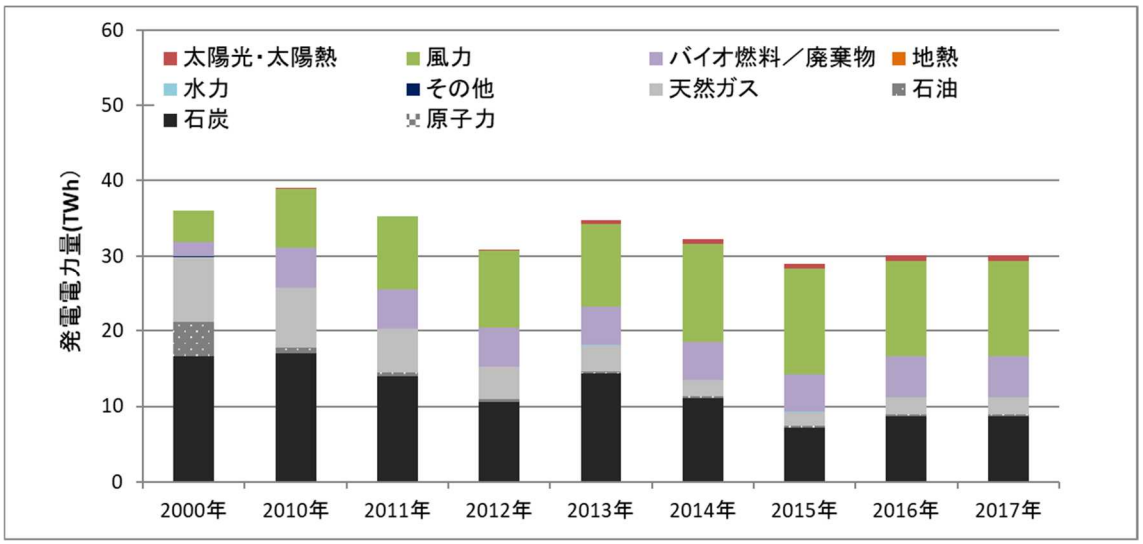


図 1-60　電源別発電電力量の推移（デンマーク）

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[68]、発電電力量[69]は、ともに着実に増加し続けている（図 1-61、図 1-62）。

また、2017 年の総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合[70]は、16.5%であった。内訳については、2010 年以降、風力が 6 割以上を占めている。

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、2016 年は約 450PJ であった（図 1-63）。

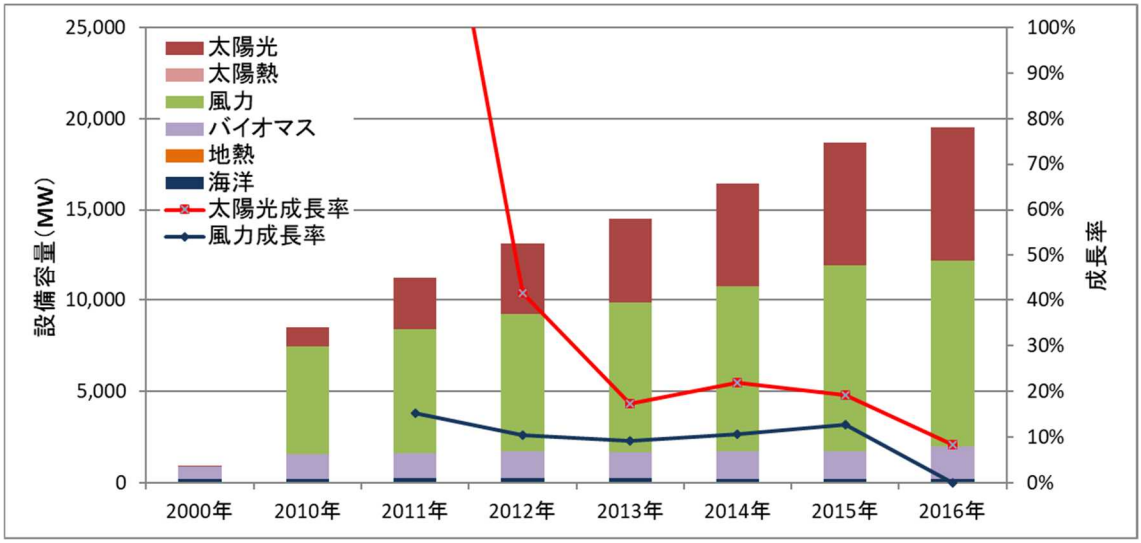


図 1-61　フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量

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 より作成

[68] 水力を除く。
[69] 水力を除く。
[70] 水力を含む。

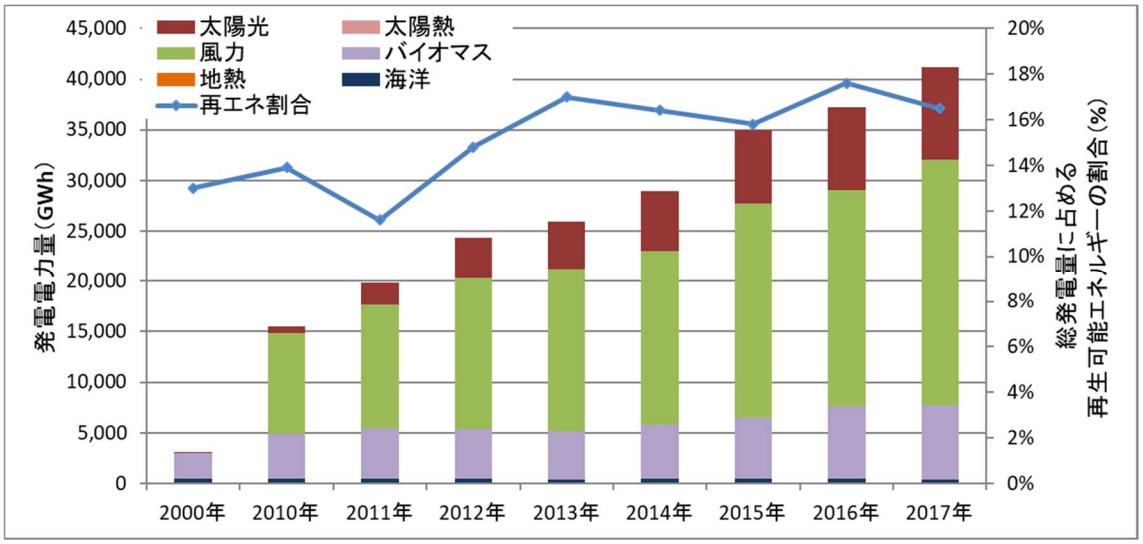


図 1-62　フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

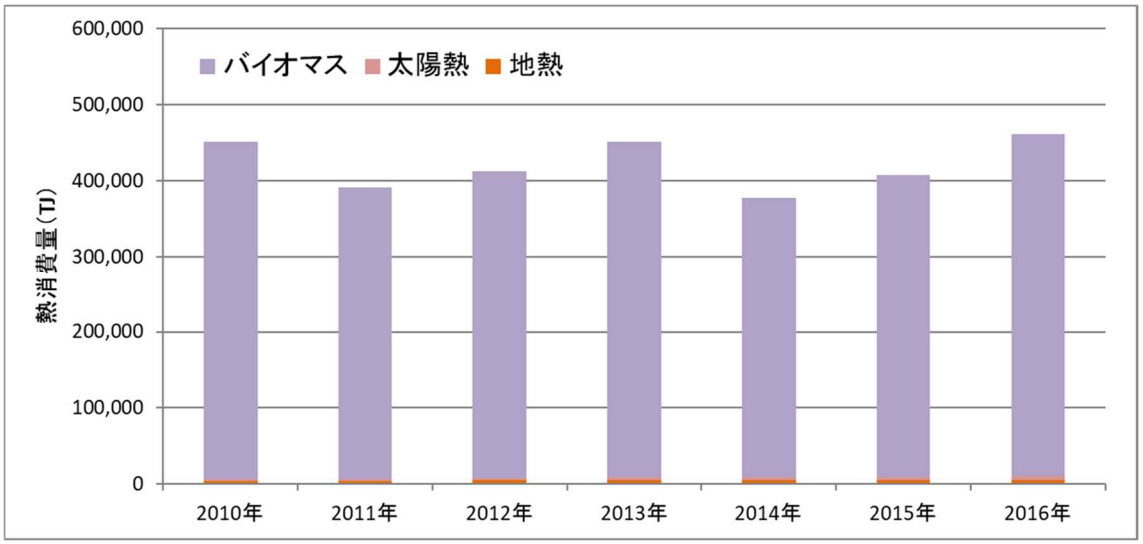


図 1-63　フランスの再生可能エネルギーによる熱消費量

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 より作成

(2) 導入見通し

フランスでは、2015 年に「エネルギー転換法[71]」が成立し、2030 年までに再生可能エネルギーの利用比率を 32%に引き上げることなど、2020 年より先の目標が決定された。分野別の導入目標は表 1-5 のとおりである。導入目標達成の道筋として、2023 年の発電設備容量[72]は合計約 50GW、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[73]の約半分を占める見通しである。

表 1-5　フランス：エネルギー転換法に基づく 2030 年再生可能エネルギー導入目標

最終エネルギー消費	2020 年に 23%、2030 年に 32%まで再生可能エネルギー比率を達成
発電分野	2030 年までに再生可能エネルギー電力比率 40%を達成
熱分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギー熱比率 38%を達成
輸送燃料分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギー燃料比率 15%を達成
ガス分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギーのガス比率 10%を達成

出所）エネルギー転換法（Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte）,2015 より作成

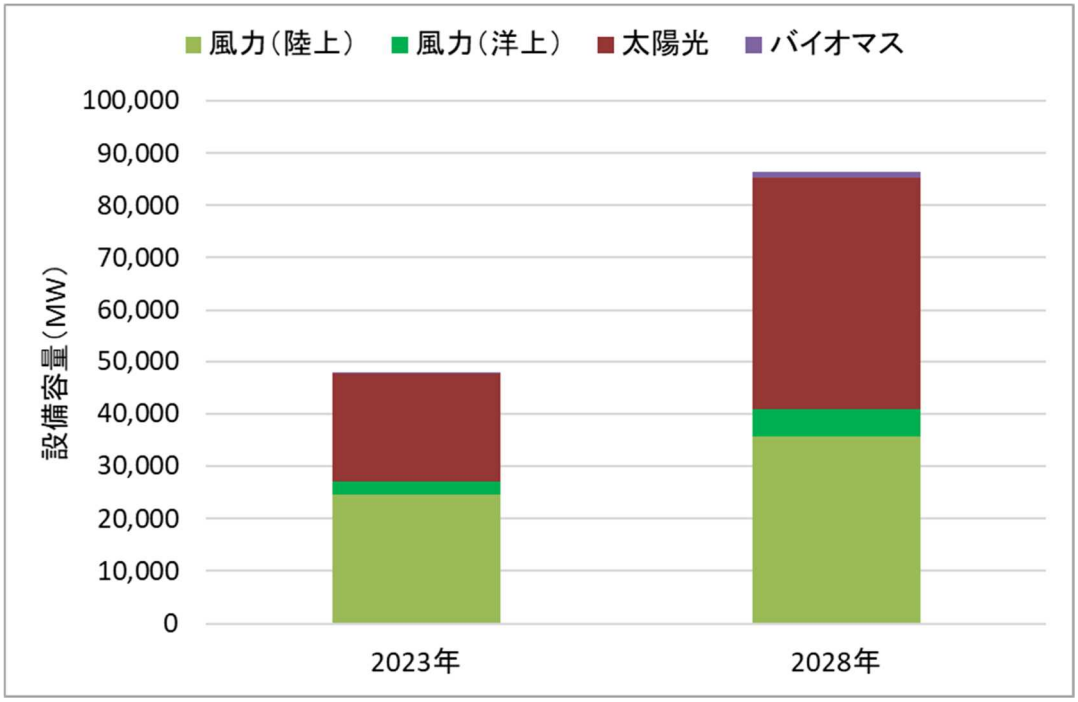


図 1-64　フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所）フランス環境移行連帯省“Présentation de la Programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE) et la Stratégie nationale bas carbone”2018, Reference scenario より作成

[71] Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

[72] 水力を除く。

[73] 水力を除く。

【参考】電源別発電電力量の推移

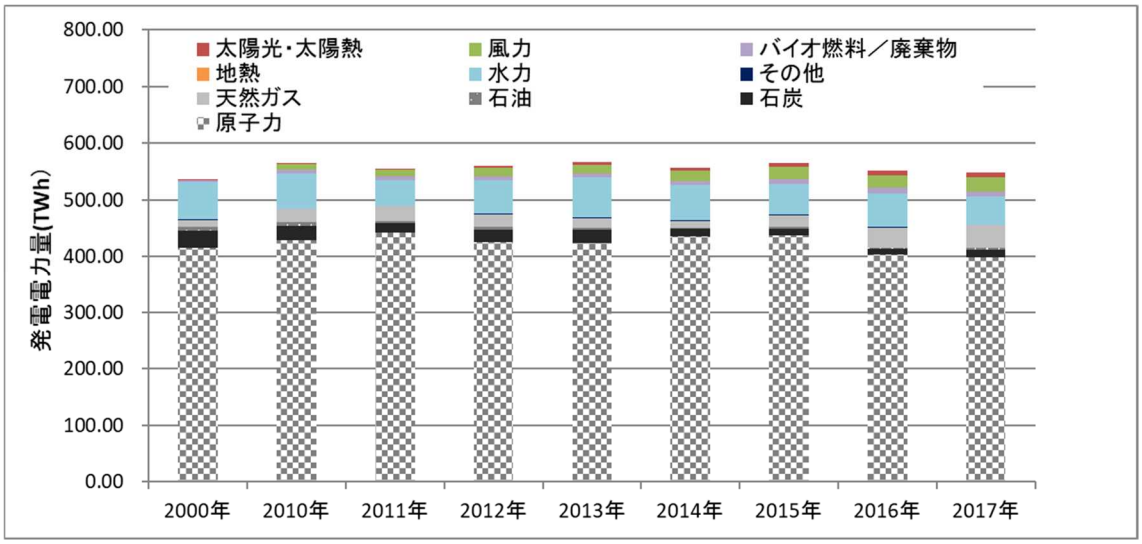


図 1-65　電源別発電電力量の推移（フランス）

注）水力は揚水発電を除く。
注）その他は海洋、燃料電池等。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[74]は、2010 年の約 56GW から 2016 年には約 130GW 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 1-66）。

これに伴い、発電量[75]も毎年 10～16%程度増加し、2017 年は約 420TWh 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[76]は、2010 年の約 10%から 2017 年には約 18%へと達した（図 1-67）。

米国では、再生可能エネルギー電源[77]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、2016 年の太陽光設備容量は前年比 52%増、発電量は前年比 45%の成長率となっている（図 1-66 図 1-67）。

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なく、2016 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（2016 年は前年比-14%と減少した）。（図 1-68）。

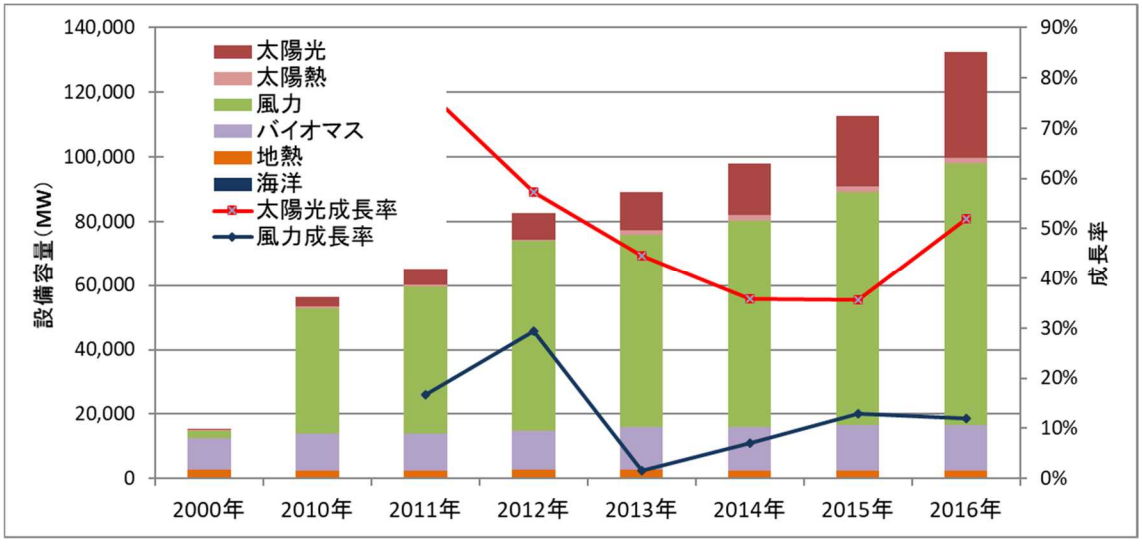


図 1-66　米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

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

[74] 水力を除く。
[75] 水力を除く。
[76] 水力を含む。
[77] 水力を除く。

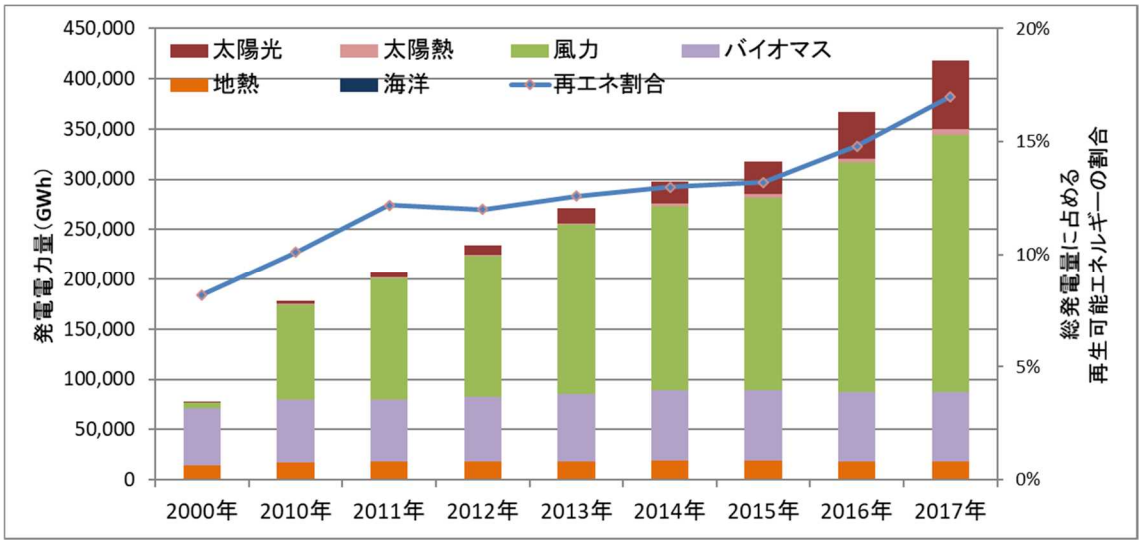


図 1-67　米国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

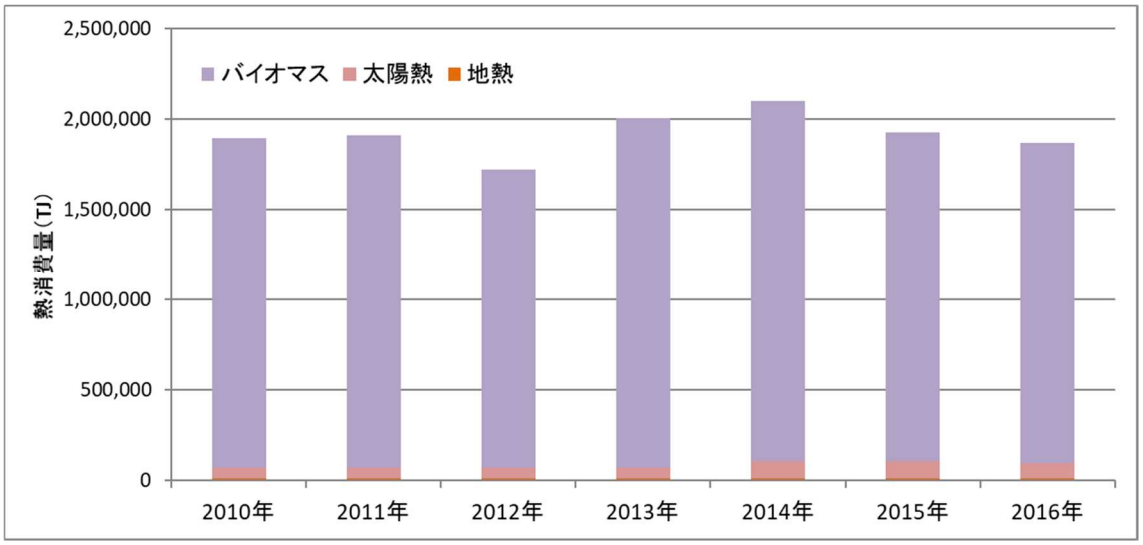


図 1-68　米国の再生可能エネルギーによる熱消費量

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 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[78]は、2040 年には約 450GW に達する見込みである。これは、2016 年実績値の 3.4 倍に相当する（図 1-69）。

発電量[79]も 2025 年の約 770TWh から 2040 年には約 1,230TWh に達し、2017 年実績の約 3 倍となる。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合[80]は 2030 年に 28%、2040 年には 33%までの上昇が予測されている。（図 1-70）。

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 27%増加し、2050 年には合計約 2,900PJ 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 1-71）。

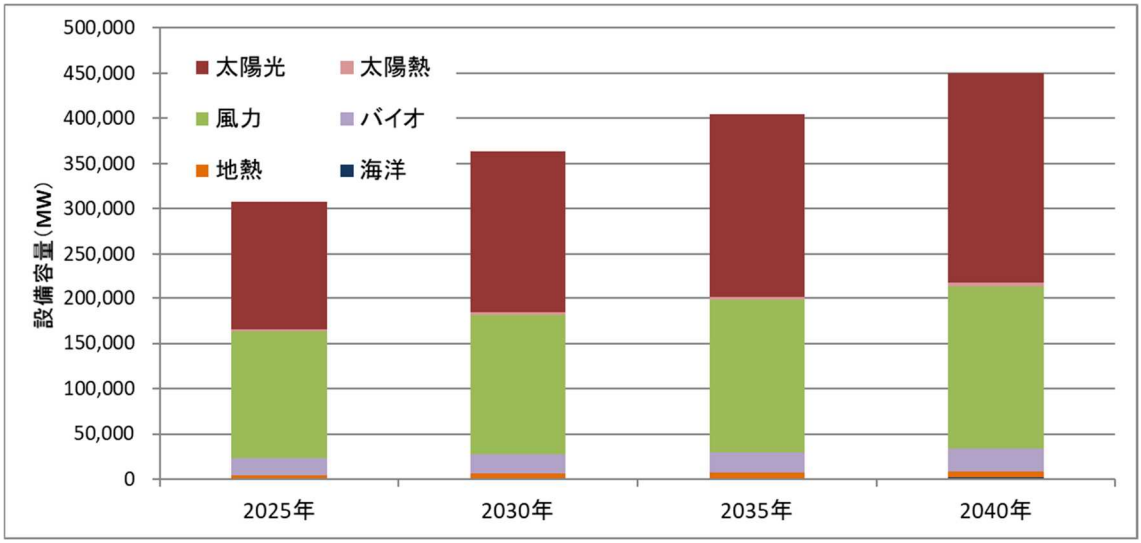


図 1-69　米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所）IEA, “World Energy Outlook”, 2018 より作成

[78] 水力を除く。
[79] 水力を除く。
[80] 水力を含む。

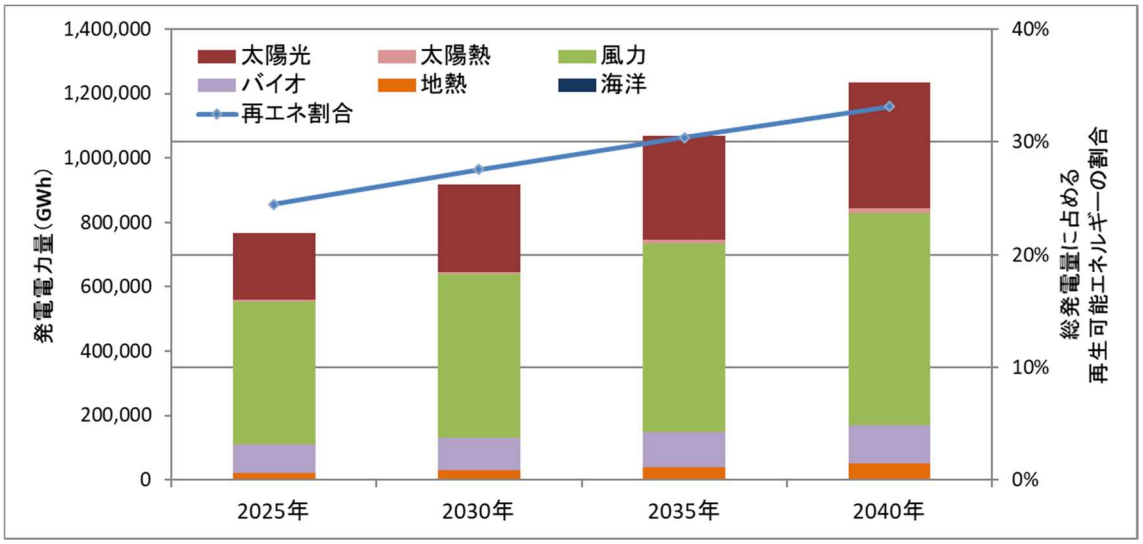


図 1-70　米国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

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”, 2018 より作成

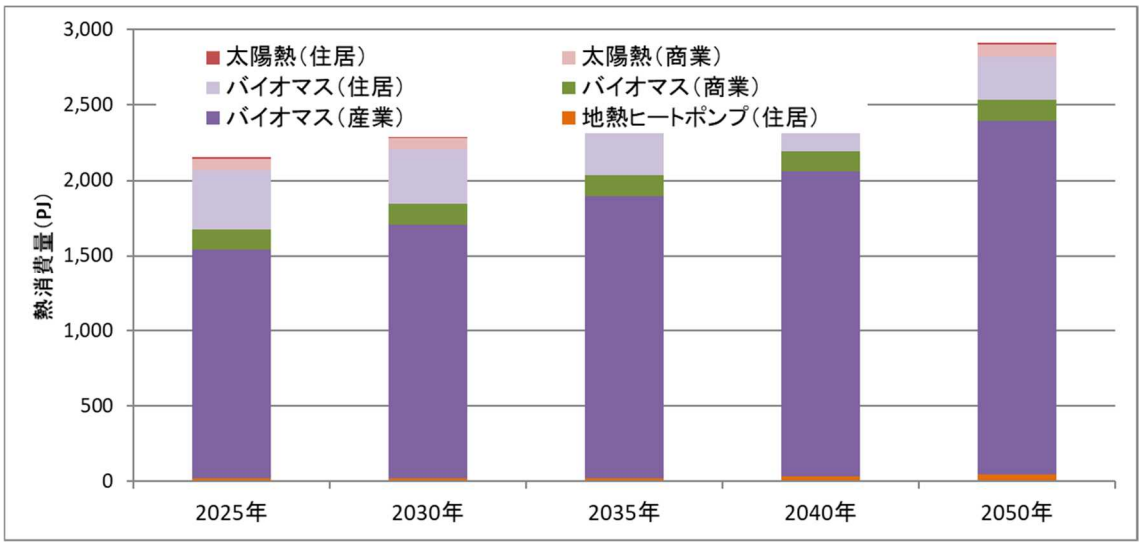


図 1-71　米国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

出所）EIA, “Annual Energy Outlook 2018” より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

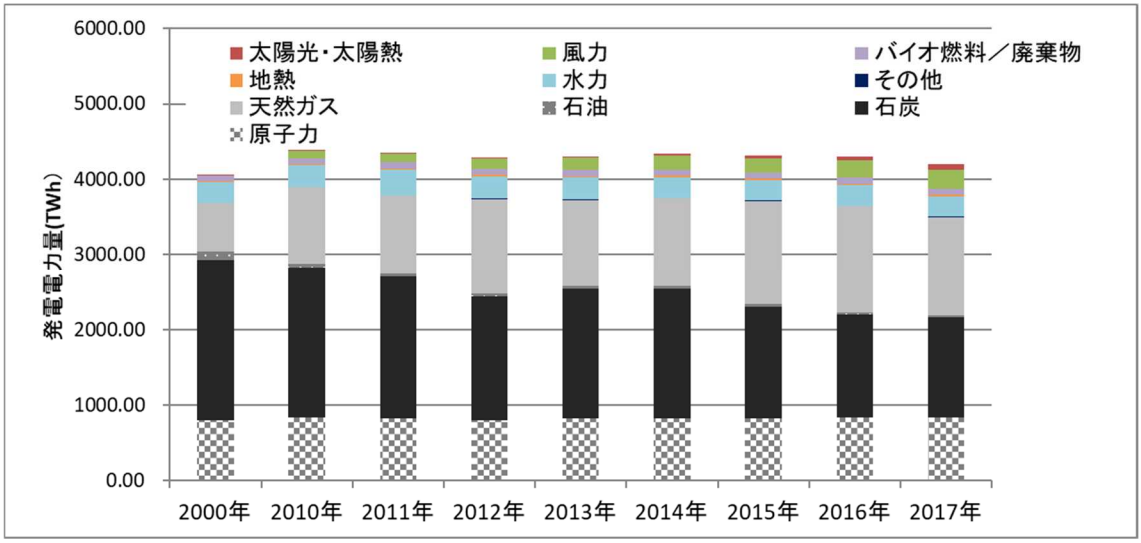


図 1-72　電源別発電電力量（米国）

注）水力は揚水発電を除く。
注）その他は海洋、燃料電池等。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[81]は、2010 年の約 3GW から急増し、2016 年には約 9.8GW に達している（図 1-73）。

これに伴い、発電量[82]も 2010 年の約 8TWh から 2017 年には約 24TWh 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[83]は、2017 年は 15.6%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[84]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 1-74）。

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 180PJ 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 1-75）。

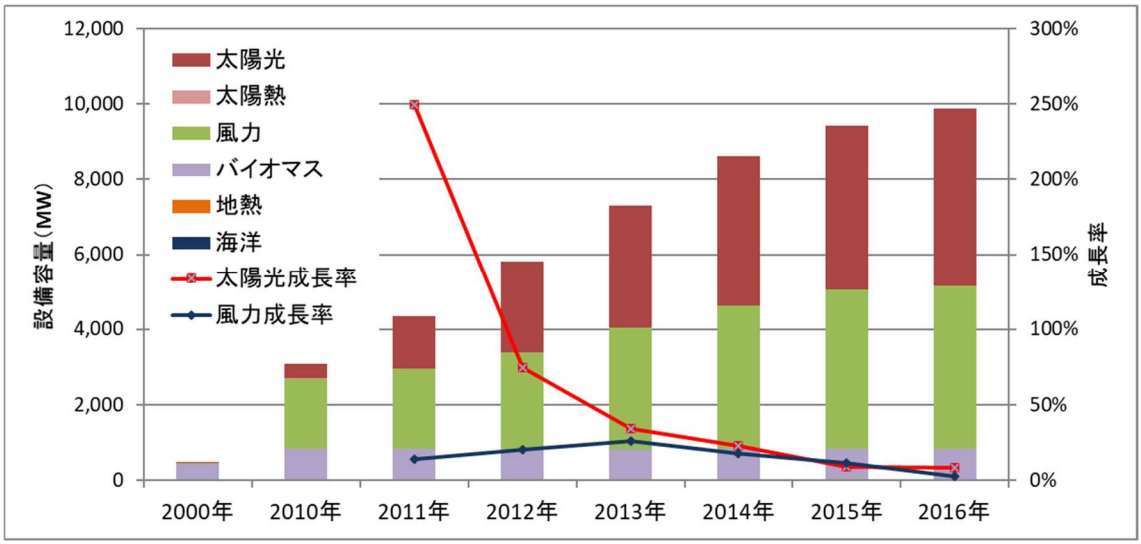


図 1-73　豪州の再生可能エネルギーによる発電設備容量

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

[81] 水力を除く。
[82] 水力を除く。
[83] 水力を含む。
[84] 水力を除く。

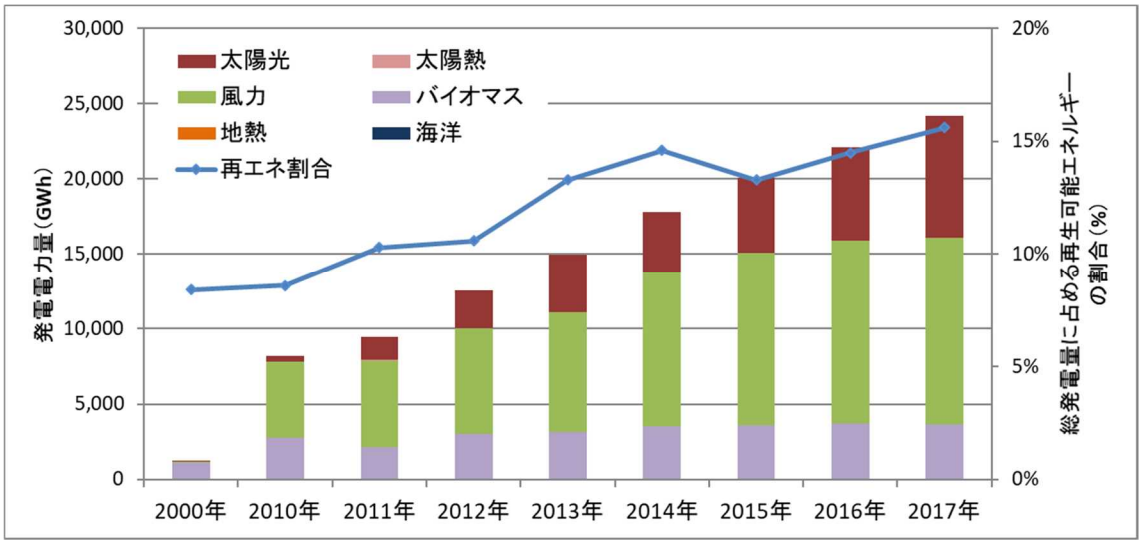


図 1-74　豪州の再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

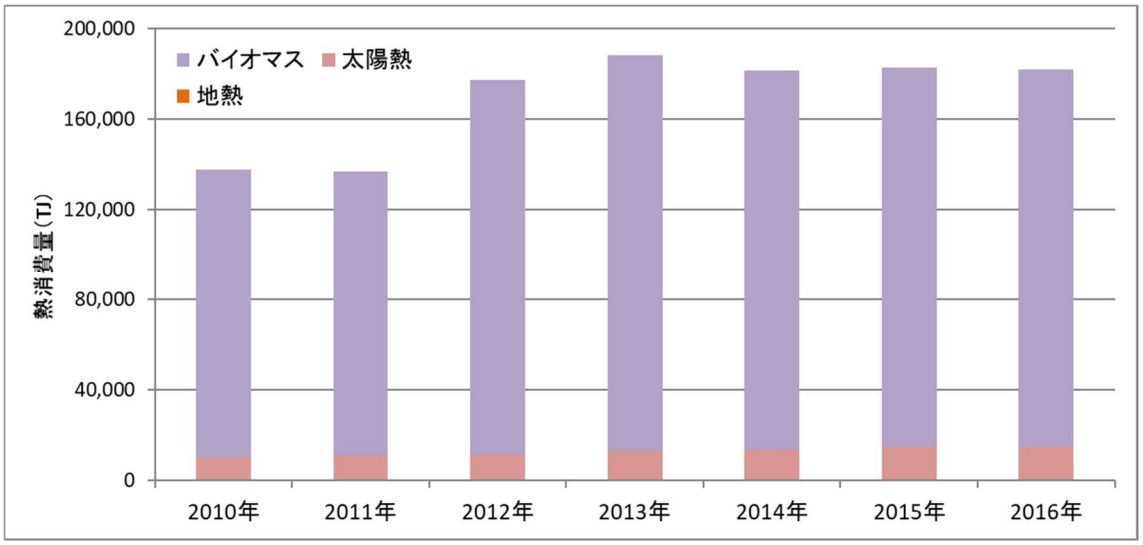


図 1-75　豪州の再生可能エネルギーによる熱消費量

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 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）」[85]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[86]は、2020 年の合計約 15GW から 2050 年には約 20GW に達する。これに伴い、発電量[87]は 2020 年の合計約 36TWh から 2050 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[88]は 29%となる。再生可能エネルギーの電源構成[89]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 1-76, 図 1-77）。

また、再生可能エネルギーによる熱供給量[90]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 1-78）。

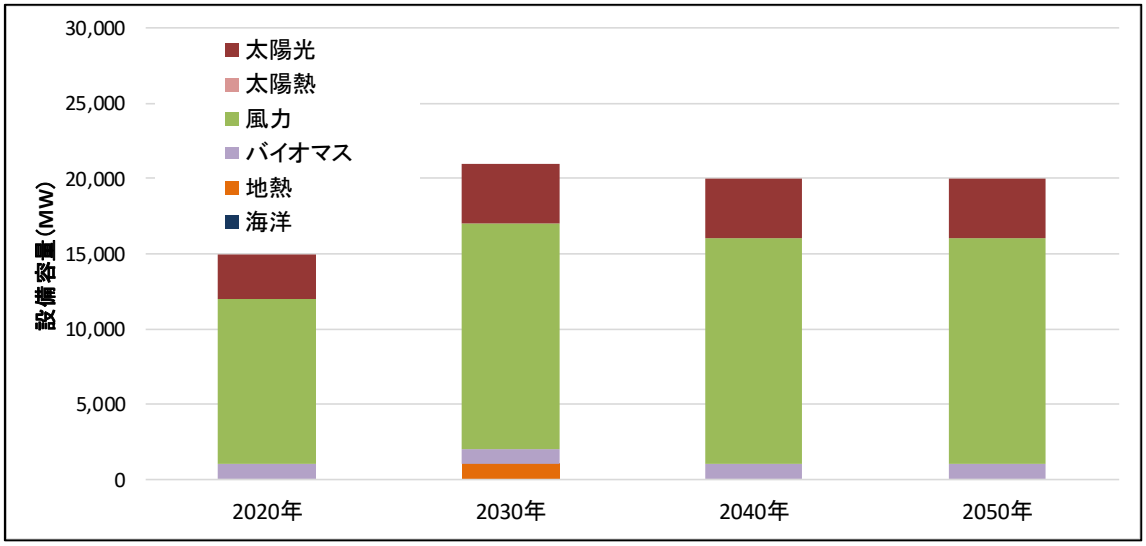


図 1-76　豪州の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

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

[85] 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）

[86] 水力を除く。

[87] 水力を除く。

[88] 水力を含む。

[89] 水力を除く。

[90] 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。

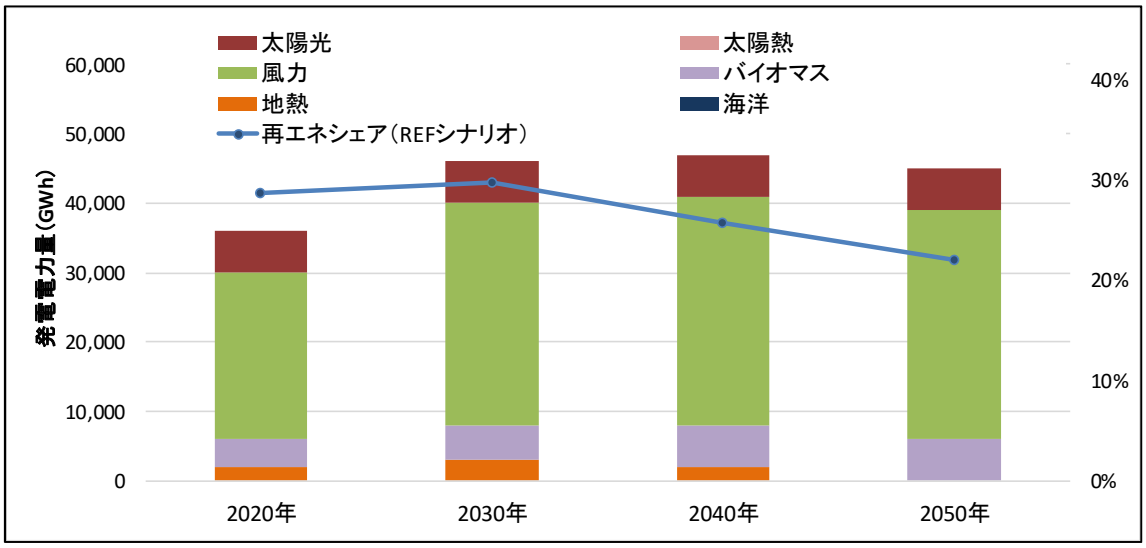


図 1-77　豪州の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

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

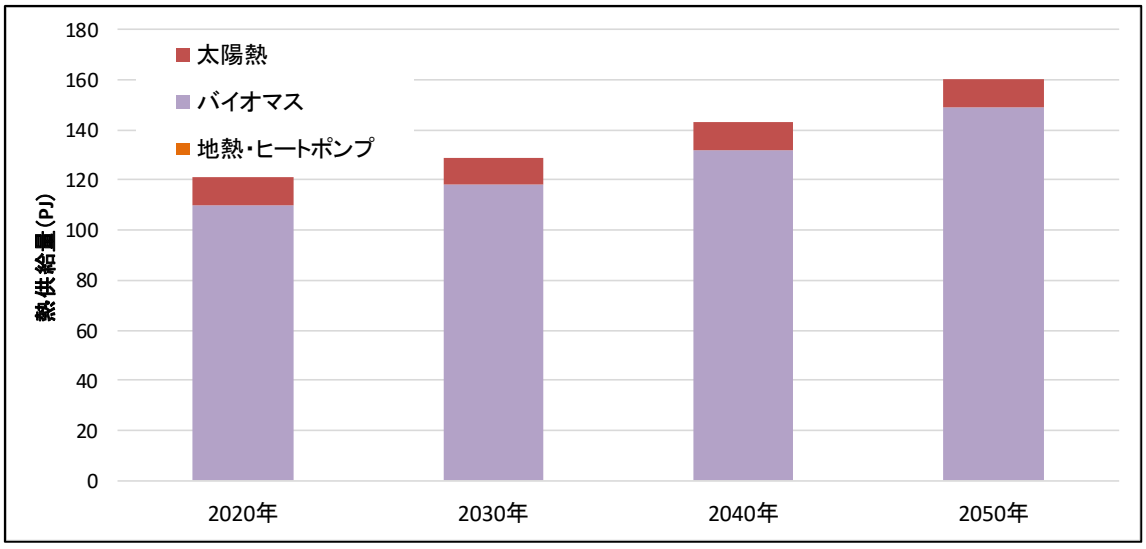


図 1-78　豪州の再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】

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

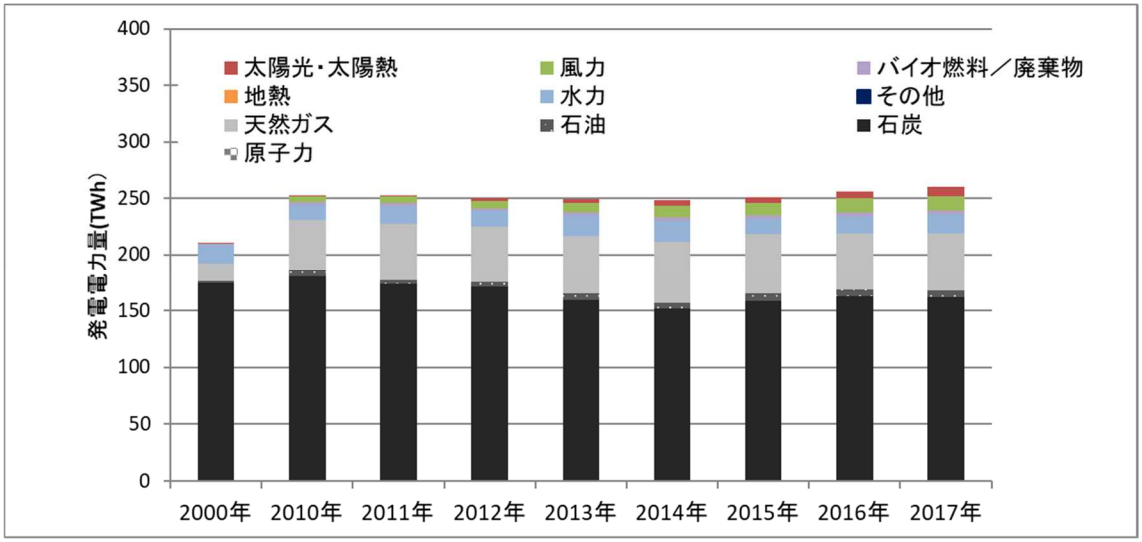


図 1-79　電源別発電電力量の推移（豪州）

注）水力は揚水発電を除く。
注）その他は海洋、燃料電池等。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[91]は、2010 年以降毎年着実に増加し、2017 年は前年比約 30%増の約 308GW に達した。これは 2010 年の約 8 倍に相当する（図 1-80）。

これに伴い発電量[92]も 2010 年の約 74TWh から 2017 年には約 520TWh 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[93]は、2010 年の 18%から 2017 年には 25.8%へと増加した（図 1-81）。

水力を除くと風力が最大の再生可能エネルギー電源であるが、太陽光の普及拡大も進展している。2017 年には再生可能エネルギー電気の合計設備容量の 42%、合計発電量の 29%を占めた（図 1-80、図 1-81）。

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 1-6 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。

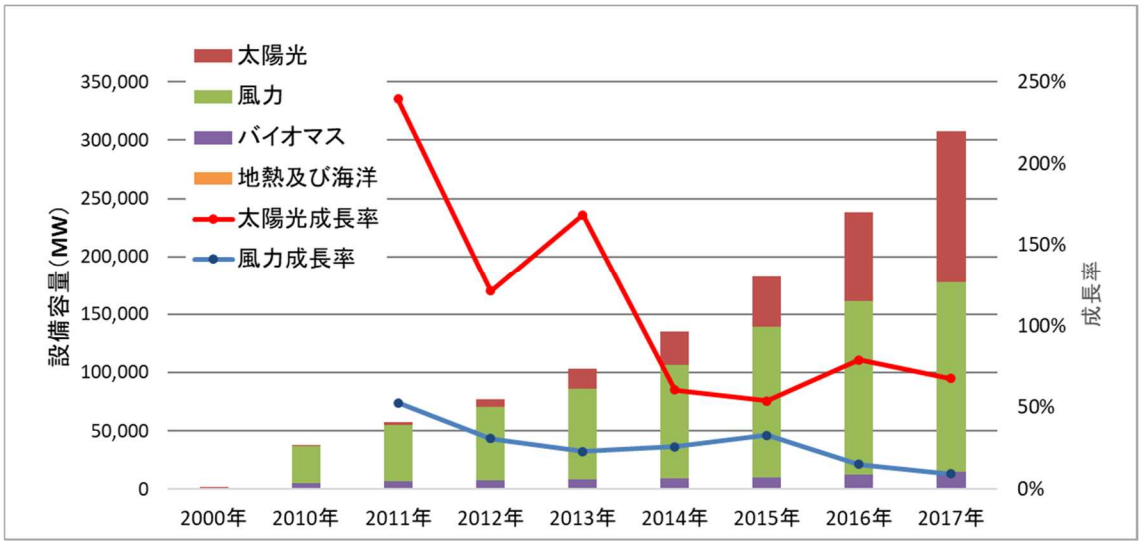


図 1-80　中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

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（本項末尾を参照）より作成

[91] 水力を除く。
[92] 水力を除く。
[93] 水力を含む。

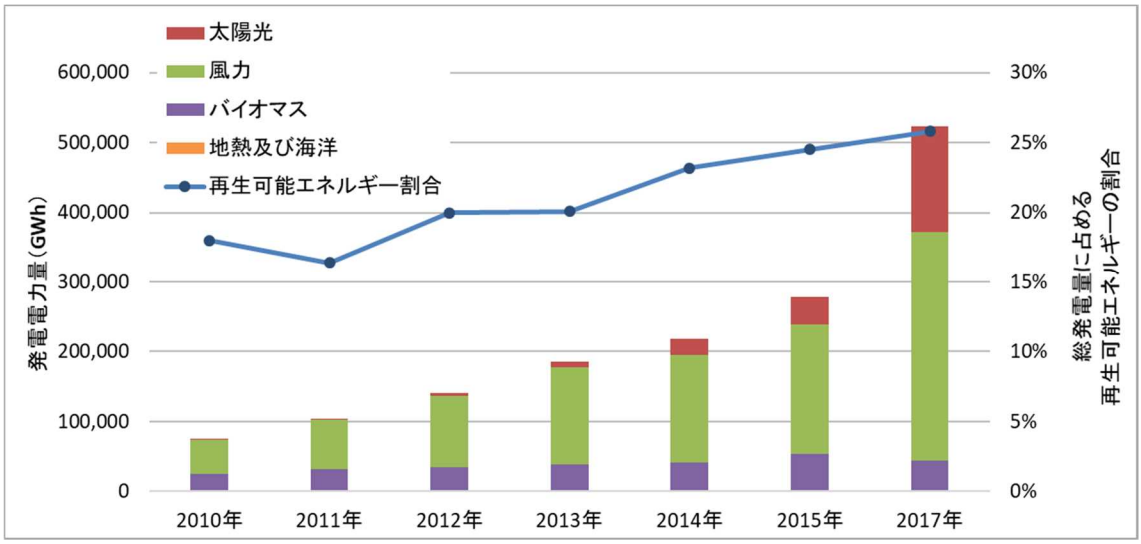


図 1-81　中国の再生可能エネルギーによる発電電量

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（本項末尾を参照）より作成

表 1-6　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風能専委会，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」（可再生数据能源手册 2015），2015 年 7 月より作成

(2) 導入見通し

中国政府（国家能源局）は、2016 年 12 月に「再生可能エネルギー発展第 13 次 5 カ年計画（正式版）」[94]を公表した。表 1-7 は、計画に盛り込まれた再生可能エネルギー電気に関する 2020 年の達成目標である。水力を除く再生可能エネルギー発電設備の合計設備容量はおよそ 340GW と設定されている（2015 年実績値は図 1-80 のとおり約 180GW）。発電量ベースでは表 1-8 のとおり、水力を含む再生可能エネルギー電源で総発電量の 27%をまかなう目標が設定されている。発電以外の再生可能エネルギーについても目標値が公表され、太陽熱・地熱・バイオマスの直接利用は合計約 5,000PJ の規模を目指すこととなっている（表 1-9）。

[94] 詳細は 1.2.13 参照

表 1-7　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電設備容量）（MW）

電源の種類	2020 年目標(MW)
水力発電(揚水発電以外)	340,000
揚水発電	40,000
風力発電(陸上)	160,000
風力発電(洋上)	50,000
太陽光発電(発電所)	105,000
太陽光発電(分散型)	
太陽熱発電	5,000
バイオマス発電	15,000
合計(水力を除く)	335,000

出所）国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 カ年計画」（可再生能源发展“十三五”规划）（正式版）, 2016 年 12 月より作成

表 1-8　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電電力量）（億 kWh）

電源の種類	2020 年目標(億 kWh)	
	年間発電量	発電量シェア(%)
水力(揚水除く)	12,500	17.7
風力	4,200	6.0
太陽光	1,245	1.8
太陽熱	200	0.3
バイオマス	900	1.3
再エネ合計	19,045	27.0
全電源の発電量	70,537	100.00

出所）国家発展改革委員会「再生可能エネルギー発展第 13 次 5 カ年計画（正式版）」, 2016 年 12 月より作成

表 1-9　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電以外）（TJ）

熱源の種類	2020 年目標(TJ)
太陽熱温水器	2,812,800
地熱	1,172,000
バイオガス	281,280
バイオマス固形燃料	439,500
バイオエタノール燃料	111,340
バイオディーゼル	87,900

注）「バイオエタノール燃料」及び「バイオディーゼル」については、運輸部門用途も含む。
出所）国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 カ年計画」（可再生能源发展“十三五”规划）（正式版）, 2016 年 12 月, 国家発展改革委員会,「バイオマス発展の第 13 次 5 カ年計画」（生物质能发展十三五规划）, 2016 年 12 月より作成

また、2050 年までの中長期予測については、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℃目標シナリオに基づく見通しを表 1-10～表 1-11 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□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 1-10　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℃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

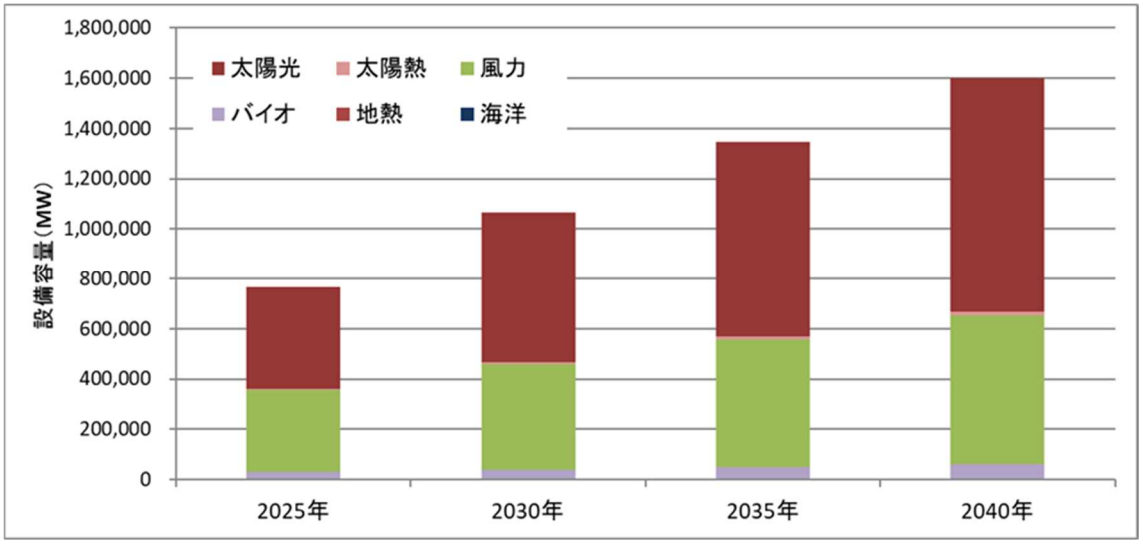
表 1-11　中国における再生可能エネルギー電気（発電量）の見通し（GWh）

電源の種類	2℃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 1-82～図 1-83 に示す。合計設備容量[95]は、2015 年実績の約 180GW（図 1-80）から 2030 年には約 1,100GW とおよそ 6 倍に達する。その後も導入規模は拡大し、2040 年には約 1,600GW になる見込みである（図 1-82）。

発電量[96]も同様に増加し、2030 年には約 2,000TWh、2040 年の時点では約 3,100TWh 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[97]は、2025 年に 32%、2040 年には 42%への上昇が見込まれている（図 1-83）。



[95] 水力を除く。
[96] 水力を除く。
[97] 水力を含む。

図 1-82　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 2018”, 2018 より作成

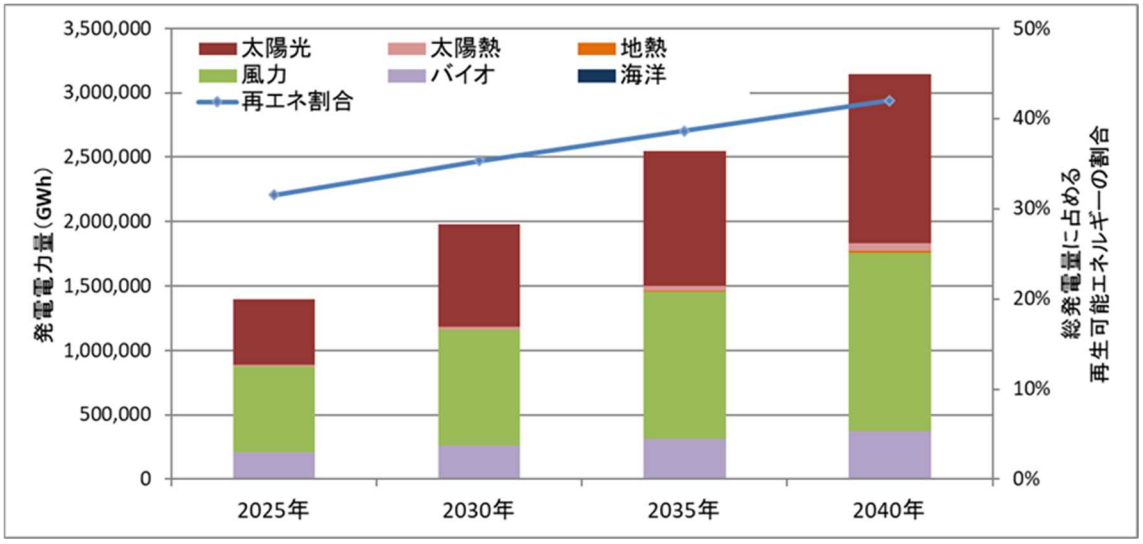


図 1-83　中国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

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 2018”, 2018 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

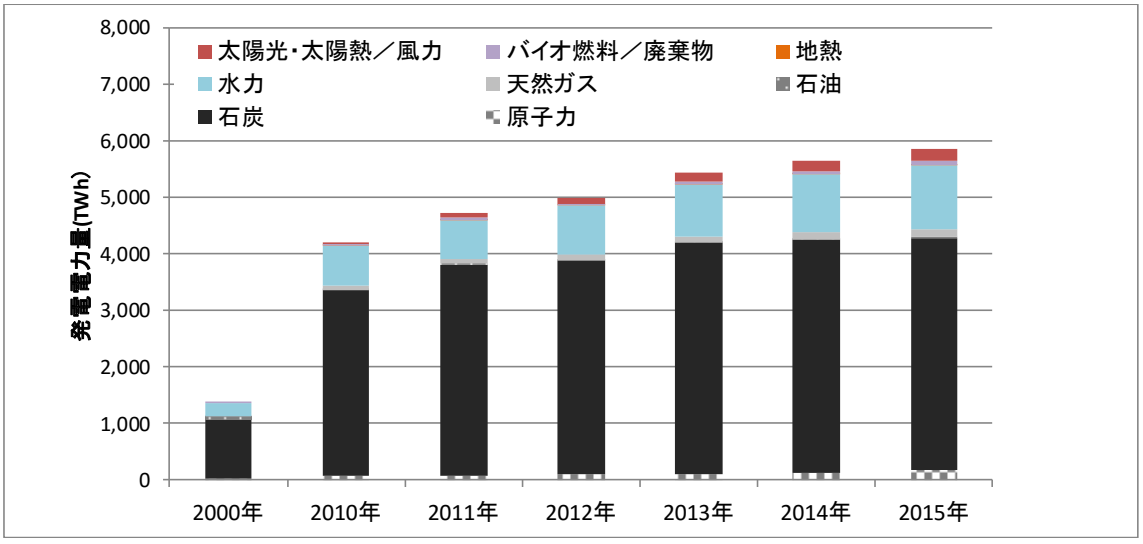


図 1-84 電源別発電電力量の推移（中国）

注）水力は揚水発電を除く。

注）2015 年は暫定値。

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

【中国図表出所対照表】（図 1-80～図 1-81）

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風能専委会、中国循環経済協会可再生能源委員会	「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

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[98]は過去 6 年間で順調に増加しており、2016 年は 2010 年の約 5.7 倍に当たる約 7GW となった（図 1-85）。

発電量[99]も増加傾向にあり、2010 年の約 2.5TWh から 2017 年には約 17TWh 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[100]は小さく、2010 年以降 1%台で推移していたが、2016 年は 2.2%、2017 年は 3.5%へと増加している（図 1-86）。

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、2016 年の設備容量は 2010 年の約 7 割となり、約 4.5GW 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、2016 年は約 65PJ 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 2016 年は約 6.7PJ へと増加している（図 1-87）。

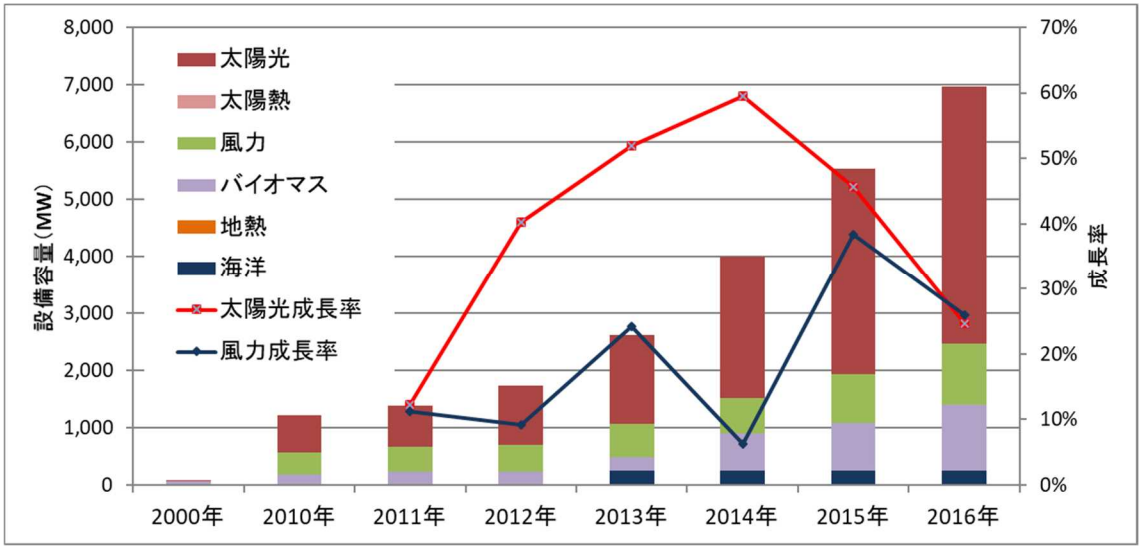


図 1-85　韓国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

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

[98] 水力を除く。
[99] 水力を除く。
[100] 水力を含む。

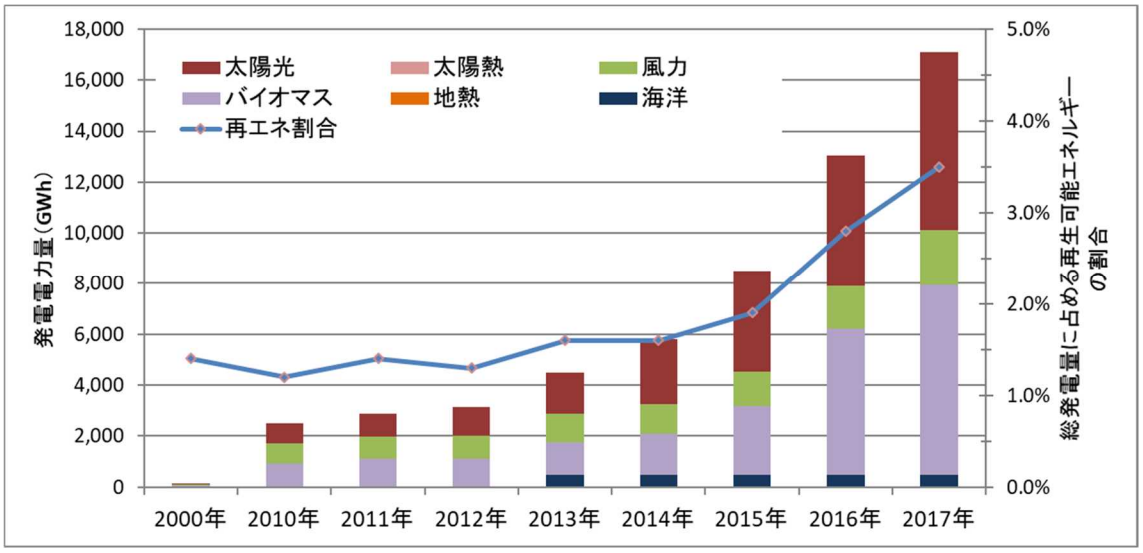


図 1-86　韓国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

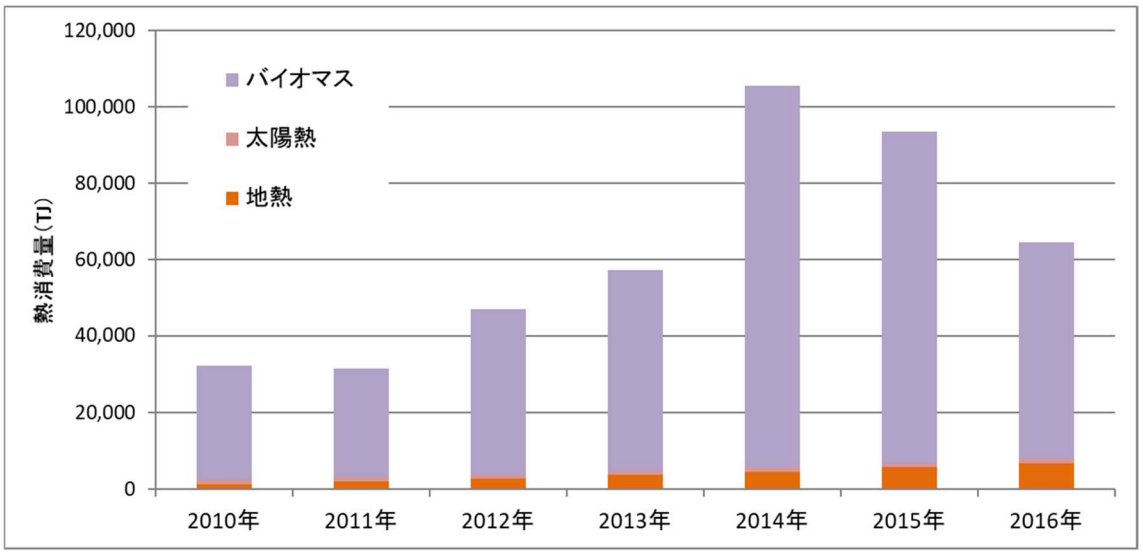


図 1-87　韓国の再生可能エネルギーによる熱消費量

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 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」[101]ならびに「エネルギー法」[102]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[103]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 1-12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」[104]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 1-12　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

[101] 第41条

[102] 第10条

[103] 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。

[104] 第9条1項

【参考】電源別発電電力量の推移

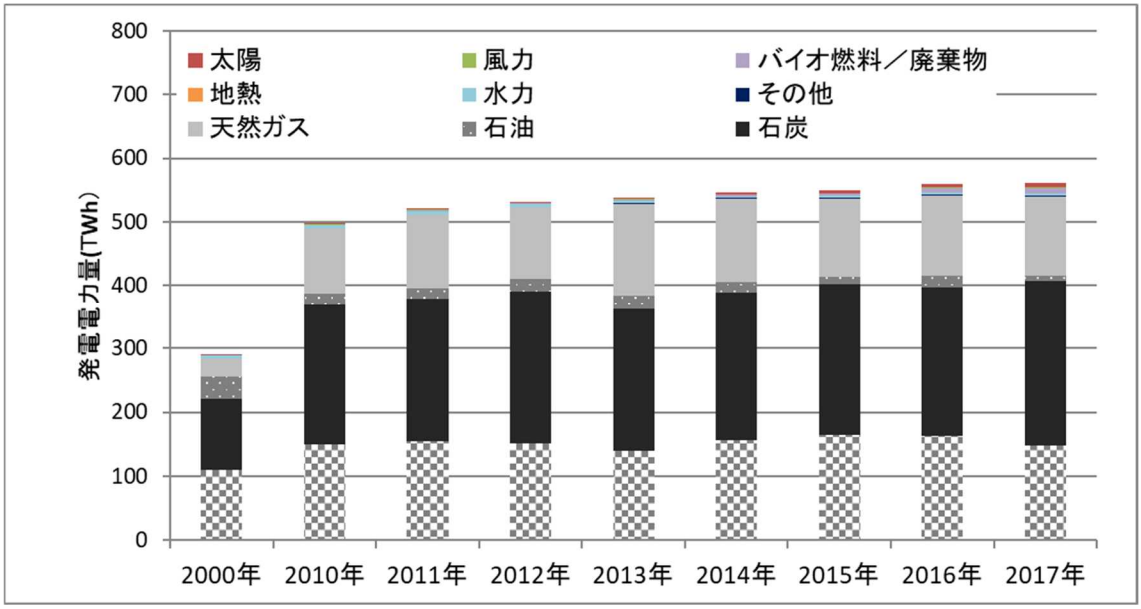


図 1-88　電源別発電電力量の推移（韓国）

注）水力は揚水発電を除く。
注）その他は海洋、燃料電池等。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[105]は直近 6 年間で大幅に増加し、2017 年は 2010 年比で約 3.7 倍の約 60GW に達している。2017 年の増加率は前年比 27%であった（図 1-89）。
IEA の統計によると、これに伴い、発電量[106]も 2010 年の約 34TWh から 2016 年には約 64TWh 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[107]は、2016 年は約 16%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[108]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 年はバイオマスのシェアが約 28%まで減少した（図 1-90）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010 年以降、毎年 7,000PJ 台となっている（2016 年は 7,000PJ を若干割り込んだ）[109]。（図 1-91）。

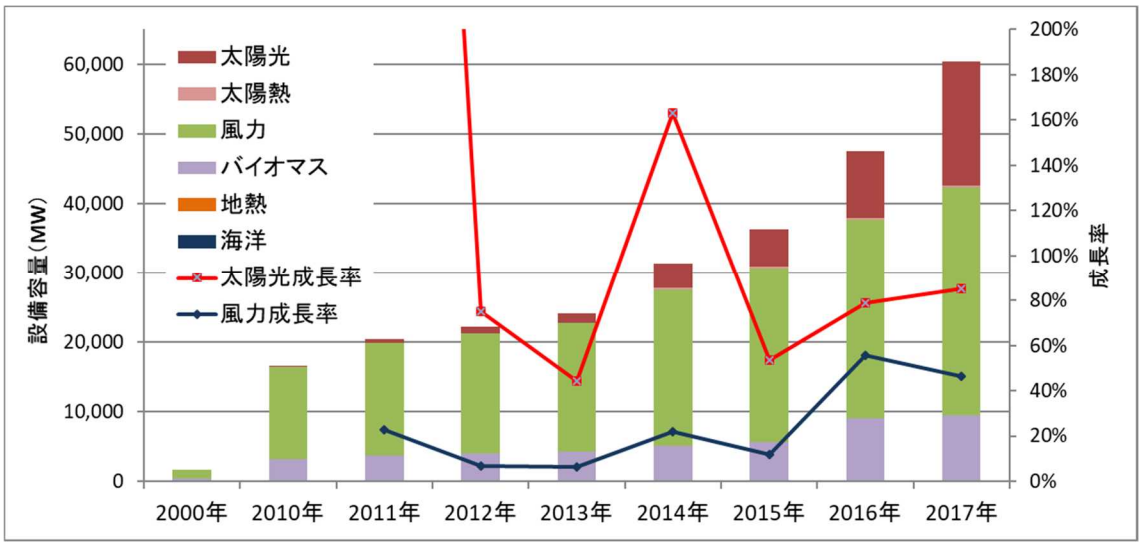


図 1-89　インドの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所）IRENA, “Renewable Energy Statistics 2018”より作成

[105] 水力を除く。
[106] 水力を除く。
[107] 水力を含む。
[108] 水力を除く。
[109] 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）。

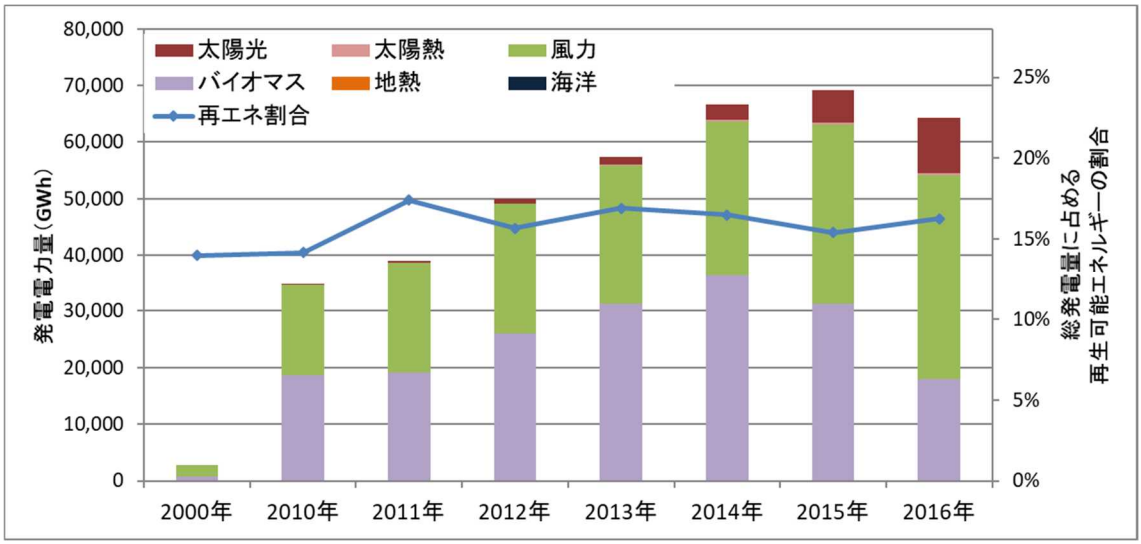


図 1-90　インドの再生可能エネルギーによる発電電力量

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 201”ならびに IEA,“Renewables Information”,2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

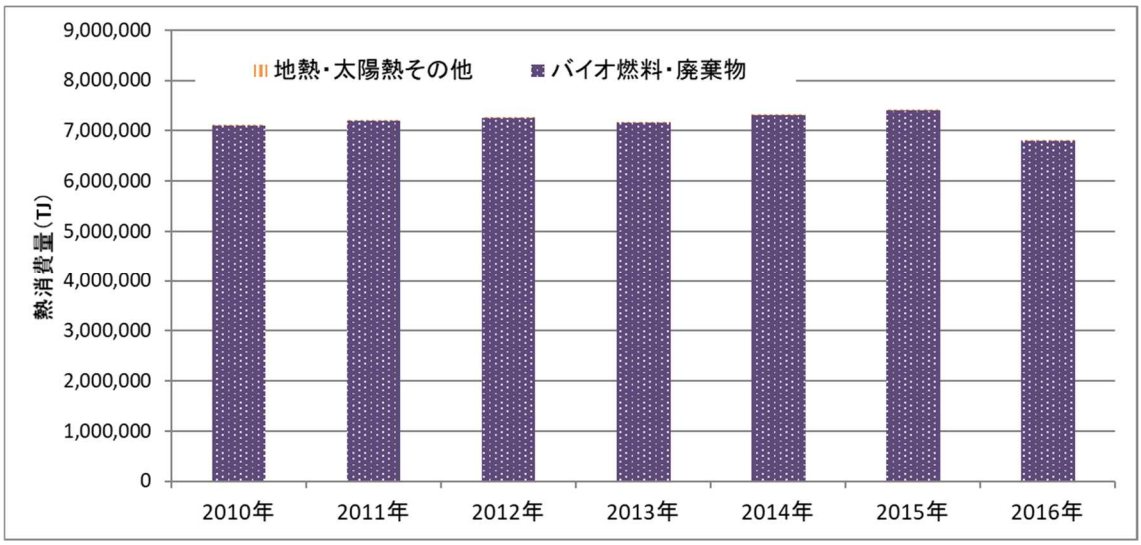


図 1-91　インドの再生可能エネルギーによる熱消費量

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 より作成

(2) 導入見通し

IEA の”World Energy Outlook 2018”によると、再生可能エネルギー電気の合計設備容量[110]は 2030 年に約 345GW、2040 年には約 687GW に達する見込みである（図 1-92）。

これに伴い、発電量[111]も 2030 年の約 660TWh から 2040 年には約 1,380TWh に達する。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合[112]は 2030 年に 30%、2040 年には 38%までの上昇が予測されている（図 1-93）。

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 1-94）。

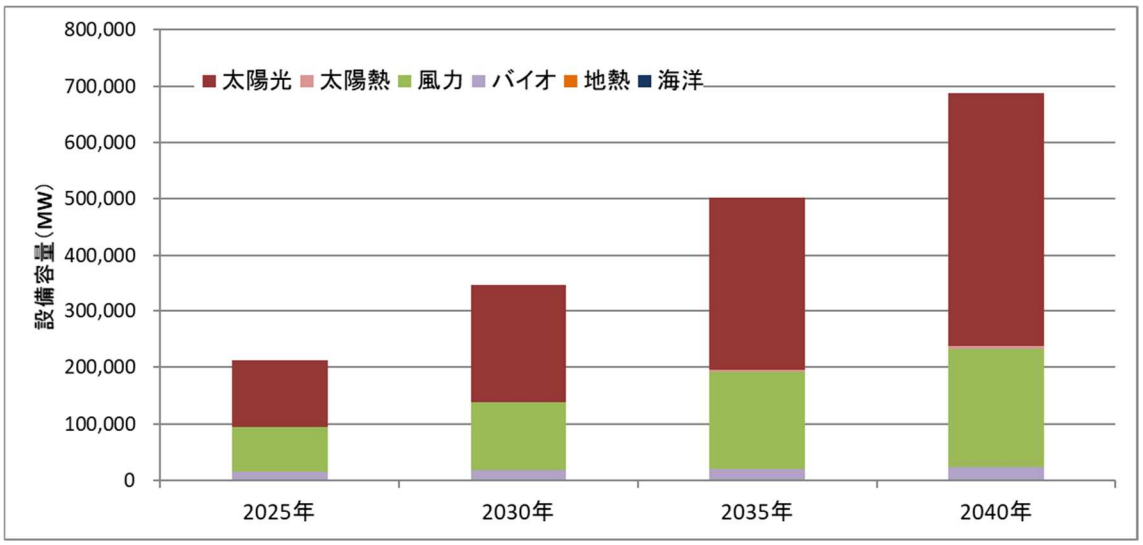


図 1-92　インドの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所）IEA, “World Energy Outlook 2018”より作成

[110] 水力を除く。
[111] 水力を除く。
[112] 水力を含む。

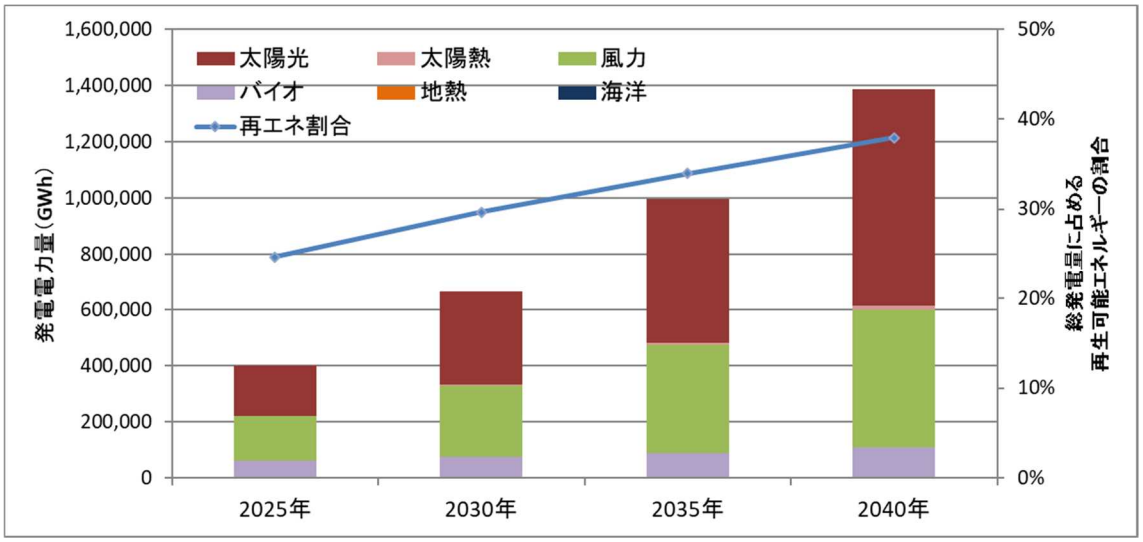


図 1-93　インドの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

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 2018”より作成

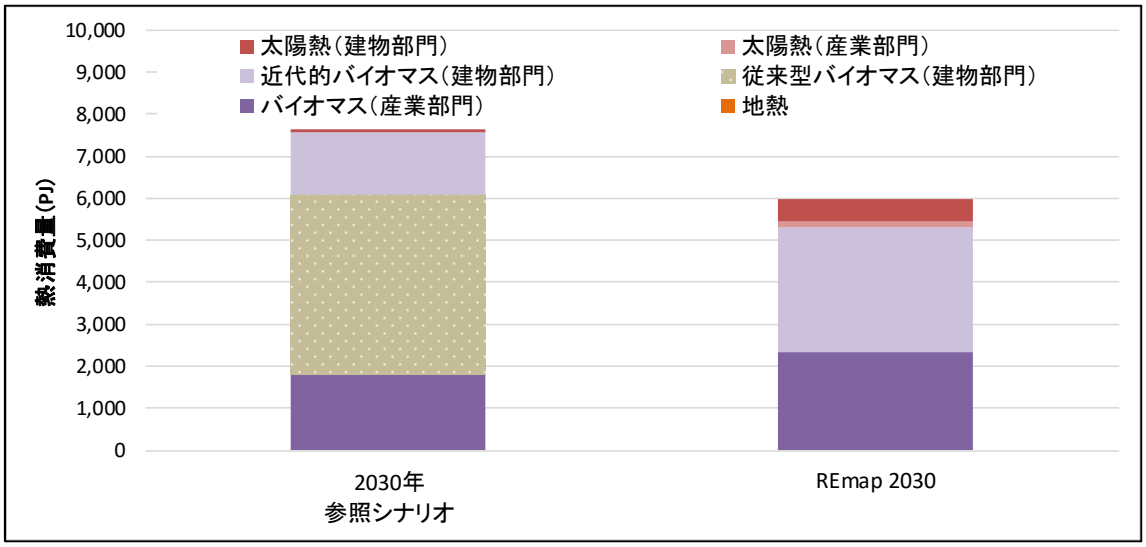


図 1-94　インドの再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】

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

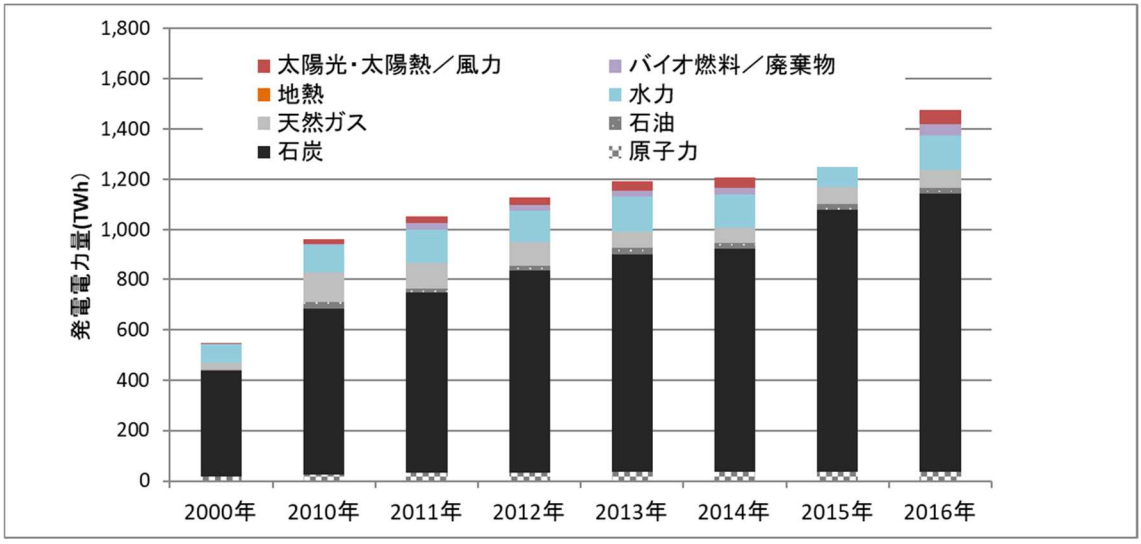


図 1-95　電源別発電電力量の推移（インド）

注）水力は揚水発電を含む。
出所）IEA, “Electricity Information”, 2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 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[113]は 2011 年以降順調に増加してきており、2017 年には 48TWh に達した。増加した発電量の多くの部分を風力が占めており、2017 年には再生可能エネルギー発電量[114]の約 65%を占めている。太陽光発電も徐々に伸びてきており、2017 年には再生可能エネルギー発電量[115]の約 7%の割合を占めるようになった（図 1-96）。

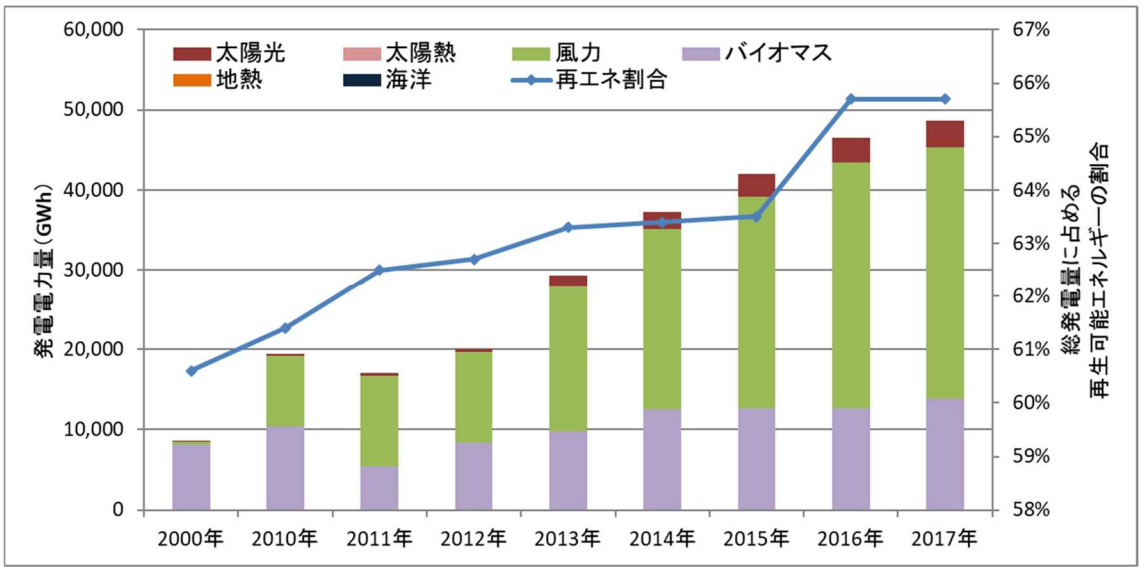


図 1-96　カナダの再生可能エネルギーによる発電電力量

注）再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。
注）2017 年は暫定値。
出所）IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 2017, 2018 より作成

[113] 水力を除く。
[114] 水力を除く。
[115] 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 2017 年（インドは 2016 年）における再生可能エネルギーによる発電量[116]、ならびに総発電量に対する再生可能エネルギーの割合[117]を図 1-97 に示す。再生可能エネルギーによる発電量は米国が突出しており、次いで中国、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（水力を含む）を見ると、デンマークの 71%を筆頭に欧州で 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。

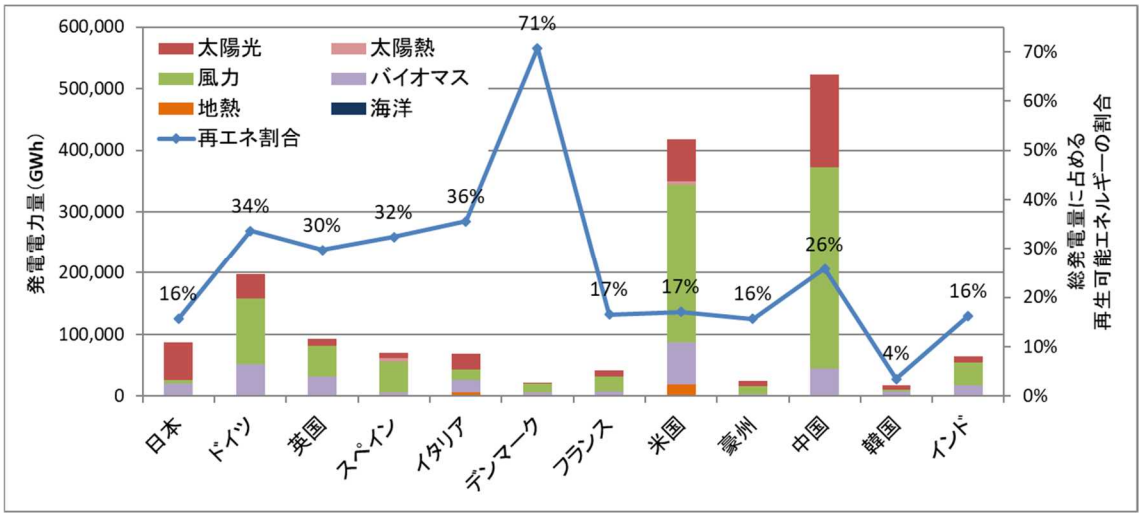


図 1-97　各国の再生可能エネルギーによる発電実績の比較

注）インドは 2016 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”, 2015, 2016, 2017,2018, 中国については文献 A, B, C, D, E, F, G, H, I,J,K,L,M（「中国図表出所対照表」参照），インドについては IRENA, “ Renewable Energy Statistics 2017”, IEA, ” Electricity Information（2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018）”より作成

[116] 水力を除く。

[117] 水力を含む。

1.2 諸外国における再生可能エネルギーの政策動向

1.2.1 ドイツ

(1) 再生可能エネルギー電力の支援施策

以下では、ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大に向けた取り組みのうち、2018 年度中に改正等が行われた点を整理する。

1) エネルギー一括法による再生可能エネルギー法改正

2018 年 11 月 5 日に、ドイツ連邦政府は、エネルギー一括法（Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirt-schaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften）法案[118]を閣議決定した。このエネルギー一括法案は、再生可能エネルギー法（EEG）、CHP 法（KWKG）、エネルギー事業法（EnWG）、その他のエネルギー関連規制の改正法案であった。その後、本法（は 2018 年 12 月 17 日に成立し、12 月 20 日に公布され、翌 21 日に施行された[119]。

本法では、新規太陽光発電に適用する支援水準について、40～750kW の屋根設置設備に適用する支援価格を大幅に引き下げることを規定している。2019 年 1 月の新規稼働設備には 10.36 ユーロセント/kWh の支援価格が適用されるが、2 月、3 月および 4 月の新規稼働設備には、それぞれ 9.87 ユーロセント、9.39 ユーロセント、8.90 ユーロセントの支援価格が適用される。他方、40kW 以下の小規模太陽光発電設備は、支援水準は 2017 年改正法の規定どおりで法改正の対象とならない。

加えて、本法では、陸上風力発電と 750kW 超の太陽光発電を対象とした入札について、それぞれ 2019 年に 1GW、2020 年に 1.4GW、2021 年に 1.6GW の入札を行うことを盛り込んでいる。この技術別の入札に加えて、技術中立的な入札（合同入札）として 2019 年に 250MW、2020 年に 400MW、2021 年に 500MW の入札募集を行うことを規定している。

また、法案の時点では、これまでは系統混雑が生じた場合に、系統運用者が系統の安定性を図るため、従来型発電のみを対象として実施している再給電指令[120]について、従来型発電よりも効果的に混雑を解消できる再生可能エネルギー発電設備や CHP 発電設備がある場合に、これら設備も再給電指令の対象とすることが提案されていた。この改正は、再給電指令にかかるコストを削減することを目的としている。本条項については、成立した改正法からは削除され、他法令の改正法案で継続審議となっている。2019 年 1 月に実施した連邦ネットワーク庁へのヒアリングでは、2019 年中に改正法が成立する見込みであるが、その後に具体的な運用ルールの検討が行われる予定となっており、実際に新たな基準で系統運用が

---

118 ドイツ連邦経済・エネルギー省ウェブサイト、
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiesammelgesetz.pdf（2018 年 12 月 13 日取得）

119 http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl118s2549.pdf（2019 年 2 月 19 日取得）

120 系統混雑の解消のために実施される系統運用者による電源の出力調整指示。ドイツの現状のルールでは、再生可能エネルギー発電設備や CHP 設備は優先電源として扱われており、従来型発電を技術的に可能な限り抑制してからでないと優先電源に対して出力抑制指示ができないこととなっている。

行われるのは数年後になるとの見解であった。

2) 洋上系統賦課金の改正

2017 年 7 月にドイツ政府は、系統利用料金を引き下げ、残りの費用をより公正に負担することを目的とした系統料金構造近代化法（NEMoG: Act on the Modernisation of the Grid Fee Structure （*Netzentgeltmodernisierungsgesetz*））を採択した。2019 年から 2022 年末まで、送電系統利用料金は、国内で徐々に調整されて、ドイツ国内で生じている系統料金の地域格差を解消していくことを目指している。

その一環として本法令に基づき、2019 年から洋上風力発電の系統連系にかかる費用負担の方法が改正された。ドイツでは、北海・バルト海の海域で進行している洋上風力発電プロジェクトについて、送電系統への連系が遅滞なく行われるかが課題となっていた。2012 年末に施行されたエネルギー事業法（EnWG）改正法では、洋上発電設備の連系遅延により生じた損害を補償するための財源として、送電系統運用者と電力需要家の双方から洋上系統賦課金として徴収する規定を設けた。改正法の中で関連する第 17 条の概要は表 1-13 のとおり。

表 1-13　ドイツ：2012 年末のエネルギー事業法改正法第 17 条に基づく規定の概要

・洋上施設系統整備計画

送電系統運用者は、毎年、洋上施設系統整備計画（Offshore-Netzentwicklungsplan）を共同で作成することとされた。この計画においては、洋上施設の系統整備を最適に行うための措置やスケジュールが定められ、計画は拘束力を有する。（第 17b 条）

・洋上施設の系統連系の遅延の際の補償

さらに、洋上施設の系統連系の遅延の際の責任を、誰がどの範囲で分担するかが明確にされた。送電系統運用者による洋上施設の系統連系が予定期日より遅延し、洋上施設による電力供給ができない場合には、洋上施設の事業者は、施設の稼働準備が整った日以降（ただし、早くとも予定期日から 11 日目以降）、送電系統運用者に対して、類似の施設が当該日数に供給する平均電力量に基づいて、再生可能エネルギー法が定める買取価格の 90%の補償金額を要求することができるとされた。これは、系統連系の遅延について、送電系統運用者に責任があるか否かを問わない。系統連系の遅延が送電系統運用者の故意による場合には、洋上施設の事業者は、再生可能エネルギー法が定める買取価格の 100%の補償金額を要求することができる。（第 17e 条）

・送電系統運用者の負担及び消費者への転嫁

洋上施設の系統連系が遅延したために送電系統運用者が洋上施設に支払った補償金額[注]の負担を社会全体で調整する仕組み（Belastungsausgleich）が定められた。

補償金額は、送電系統運用者 4 社が、消費者への電力供給量に応じて負担する。送電系統運用者が負担した額は、消費者の電気料金に転嫁される。消費者の負担は、0.25 セント/kWh を上限とするとされている。上限の場合には、標準的な 4 人世帯の 1 年間の負担は 8.75 ユーロと試算されている。

系統連系の遅延が送電系統運用者の故意による場合には、当該送電系統運用者が補償金額を全額負担する。系統連系の遅延が送電系統運用者の過失による場合には、補償金額の一部を当該送電系統運用者が負担し、残額が、上述の負担調整の仕組みにより、消費者の電気料金に転嫁される。当該送電系統運用者の負担額は、1 億 1 千万ユーロを上限とするが、重大な過失でなければ 1,750 万ユーロを上限とする。（第 17f 条）

注：この項の負担調整において、送電系統運用者及び需要家が負担する額は、厳密には、「補償金額＋つなぎ融資のための費用-納入業者の違約金や保険会社等第三者からの給付」である。

出所）国立国会図書館 調査及び立法考査局、「【ドイツ】洋上風力発電への投資を促進するエネルギー事業法の改正」、『外国の立法』No.254-2 （2013 年 2 月）

2018 年まで洋上発電設備の系統連系線建設が遅延した場合の補償費用として課されていた洋上系統賦課金であるが、2019 年 1 月 1 日からは陸上変電所から洋上プラットフォームへの系統連系に係る費用も、系統利用料金による負担から本賦課金を通じた電力需要家による負担とする改正がなされた。その結果、2018 年には 0.037 ユーロセント/kWh が課せられていた洋上系統賦課金が、2019 年には 0.416 ユーロセント/kWh に大幅に引き上げられることとなった。ドイツ国内の送電系統運用者 4 社による 2019 年の費用予測のうち、建設遅延に伴う補償支払が約 1.4 億ユーロであるのに対して、系統連系に係る費用を約 15.6 億ユーロと見積もっており、当該費用を賦課金額に反映していることが要因となっている[121]。改正前は、洋上風力発電の連系費用を、北海・バルト海沿岸を系統運用エリアとする 2 送電系統運用者（TenneT TSO GmbH、50Hertz Transmission GmbH）管内の電力需要家が負担していた。本改正により、ドイツ国内の他の 2 送電系統運用者（TransnetBW GmbH、Amprion GmbH）管内の電力需要家も洋上風力発電の連系費用を負担することで、系統利用に係る料金の地域格差是正を目指している。

3) 陸上風力入札におけるコミュニティプロジェクトの扱いの変更

2017 年再生可能エネルギー法改正法（EEG2017）で導入された新規の陸上風力発電設備を対象とした入札制度では、応札者が市民エネルギー団体の場合に優遇措置を設けている。

表 1-14 ドイツ：陸上風力入札制度での市民エネルギー団体への優遇措置

優遇される応札者の要件	a)この団体が入札を届け出た時点で市民エネルギー団体であり、 b)この団体も、議決権を有する構成員のいずれも、入札の 12 ヶ月前から、団体自体・構成員自身が、又は他の団体の議決権のある構成員として、陸上風力発電設備の落札権を得ていることがなく、かつ c)団体が陸上風力発電設備が建設される予定の土地の所有者であるか、この土地の所有者の賛同を得て入札に参加している
入札可能な設備容量	・18MW 以下の最大 6 基までの陸上風力発電設備

[121] Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ウェブサイト、https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Offshore-Netzumlagen-Uebersicht（2018 年 12 月 13 日取得）

優遇内容	・連邦侵害防止法（Bundes-Immissionsschutzgesetz – BimSchG）に基づく環境影響評価の認可を得る前に入札に参加可能（第 1 回～第 3 回入札のみ） ・入札時の保証金額を 30 ユーロ/kW から 15 ユーロ/kW に減額（環境影響評価の承認を得てから 2 ヶ月以内に 15 ユーロ/kW の二次保証金を納付） ・あわせて落札から稼働までの実施期限が、通常は 30 ヶ月のところ 54 ヶ月に延長 ・当該入札回の最高落札額を買取価格に適用

出所）2017 年再生可能エネルギー法改正法第 36g 条をもとに作成

2017 年 5 月、8 月にそれぞれ募集が締め切られた第 1 回、第 2 回の入札では、表 1-14 の優遇を受ける対象となる「市民エネルギー団体」が、ほぼ独占的に落札する結果となった。そのため、制度改正の検討が進められ、2018 年 2 月に募集が締め切られた第 4 回、第 5 回入札は暫定的に、その後の第 6 回以降は法改正により市民エネルギー団体についても連邦侵害防止法に基づく環境影響評価の認可を得ていることが入札参加要件に加えられた。

その結果として、市民エネルギー団体による落札は、全体の落札設備容量に対して概ね 20%以下で推移している。

第 4 回の入札結果を受けて、ドイツ風力発電協会は「初めてすべての応札者間で公平な競争が可能となった」と評価している[122]。

表 1-15　ドイツ：陸上風力入札制度の結果

	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回
募集締切	2017 年 5 月 1 日	2017 年 8 月 1 日	2017 年 11 月 1 日	2018 年 2 月 1 日
募集容量	800MW	1,000MW	1,000MW	700MW
応札状況	256 件 2,137MW	281 件 2,927MW	210 件 2,591MW	132 件 989MW
うち市民エネルギー団体	169 件 1,523MW	217 件 2,461MW	171 件 2,307MW	22 件 194MW
落札状況	70 件 807MW	67 件 1,013MW	61 件 1,000MW	83 件 709MW
うち市民エネルギー団体	65 件 776MW （96.2%）	60 件 958MW （94.6%）	60 件 993MW （99.3%）	19 件 155MW （21.9%）
除外件数	12 件 60MW	14 件 103MW	15 件 172MW	2 件 16MW
平均落札価格（ｾﾝﾄ/kWh）	5.71 ｾﾝﾄ	4.28 ｾﾝﾄ	3.82 ｾﾝﾄ	4.73 ｾﾝﾄ
落札価格範囲（ｾﾝﾄ/kWh）	4.20 ｾﾝﾄ ～5.78 ｾﾝﾄ	3.50 ｾﾝﾄ ～4.29 ｾﾝﾄ	2.20 ｾﾝﾄ ～3.82 ｾﾝﾄ	3.80 ｾﾝﾄ ～5.28 ｾﾝﾄ

[122] ドイツ風力発電協会ウェブサイト、
https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/ausschreibungen-wind-an-land-markt-findet-sich-annaeherung-an-echten-marktwert-buergerenergie-blei/（2018 年 12 月 4 日取得）

	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回
実際の適用価格	5.25 セント ～5.78 セント	4.16 セント ～4.29 セント	3.80 セント 3.82 セント	3.80 セント ～5.28 セント
入札価格範囲（セント/kWh）	4.20 セント ～7.00 セント	3.50 セント ～6.45 セント	2.20 セント ～6.66 セント	3.80 セント ～6.28 セント
入札上限価格（セント/kWh）	7.00 セント	7.00 セント	7.00 セント	6.30 セント
減額なしの稼働開始期限[注]	2019 年 5 月 26 日	2019 年 8 月 22 日	2019 年 11 月 29 日	2020 年 2 月 27 日
稼働開始期限（失効期限）[注]	2019 年 11 月 26 日	2020 年 2 月 22 日	2020 年 5 月 29 日	2020 年 8 月 27 日

	第 5 回	第 6 回	第 7 回	第 8 回
募集締切	2018 年 5 月 1 日	2018 年 8 月 1 日	2018 年 10 月 1 日	2019 年 2 月 1 日
募集容量	670.161MW	670.161MW	670.161MW	700MW
応札状況	111 件 604MW	91 件 709MW	62 件 396MW	72 件 499MW
うち市民エネルギー団体	15 件 113MW	4 件 43MW	9 件 58MW	11 件 92MW
落札状況	111 件 604MW	86 件 666MW	57 件 363MW	67 件 476MW
うち市民エネルギー団体	15 件 113MW （18.7%）	4 件 43MW （6.5%）	9 件 58MW （16.0%）	11 件 92MW
除外件数	0 件 0MW	5 件 42MW	5 件 32MW	5 件 23MW
平均落札価格（セント/kWh）	5.73 セント	6.16 セント	6.26 セント	6.11 セント
落札価格範囲（セント/kWh）	4.65 セント ～6.28 セント	4.00 セント ～6.30 セント	5.00 セント ～6.30 セント	5.24 セント ～6.20 セント
実際の適用価格	4.65 セント ～6.28 セント	5.30 セント ～6.30 セント	6.12 セント ～6.30 セント	5.24 セント ～6.20 セント
入札価格範囲（セント/kWh）	4.30 セント ～6.28 セント	4.00 セント ～6.30 セント	5.00 セント ～6.30 セント	5.24 セント ～6.20 セント
入札上限価格（セント/kWh）	6.30 セント	6.30 セント	6.30 セント	6.20 セント
減額なしの稼働開始期限[注]	2020 年 2 月 27 日	2020 年 8 月 24 日	2020 年 10 月 26 日	2021 年 2 月 22 日
稼働開始期限（失効期限）[注]	2020 年 11 月 24 日	2021 年 2 月 24 日	2021 年 4 月 26 日	2021 年 8 月 23 日

注）落札者が市民エネルギー団体の場合には、24 ヶ月延長

出所） 連邦ネットワーク庁ウェブサイト、
www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_Onshore.xlsx、2019 年 2 月 20 日取得より作成

1.2.2 英国

(1) 再生可能エネルギー電力の支援施策

英国では、2002 年 4 月より、供給事業者（電力小売事業者）に、販売電力量のうち、一定比率の再生可能エネルギー電力導入を義務付ける Renewables Obligation（RO）制度と呼ばれる RPS 制度を導入し、再生可能電力の導入促進を進めてきた。

RO は制度が複雑であること等の理由により、小規模電源の導入が進まなかった。そこで英国政府は、小規模再生可能エネルギーを奨励するために、2010 年度から FIT（Feed in Tariff）制度を導入した。FIT の適用対象は設備容量が 5MW 以下の太陽光、水力、風力、バイオマス（嫌気性消化のみ）を用いた再生可能エネルギー発電設備である。50kW 以上 5MW 以下の設備は RO と FIT の選択制となっている。

また、RO 及び FIT により英国では再生可能エネルギーの導入が順調に伸びている一方で、再生可能エネルギー導入による国民負担が増大している点が課題となっている。この問題点を克服するために、RO の後継となる制度として 2013 年より市場メカニズムが働く CfD（Contract for Diffrence、差額決済契約）を導入することとなった。2015 年度以降に稼働した大規模設備は、RO 制度から新たに実施される CfD による支援に順次移行される。具体的には、2014 年度以降、両制度が併存する一定の経過期間を経て、2017 年度以降は CfD 制度による支援に一本化することを目指していた。

しかし、2015 年 5 月に実施された総選挙で勝利した与党の保守党は、再生可能エネルギーに対する支援制度を基本的に縮小する方向で様々な政策変更を行った。2015 年 6 月 18 日、エネルギー・気候変動省（DECC）は、陸上風力に関して、2017 年 4 月の RO 制度廃止を 1 年前倒し、2016 年 4 月から実施する提案を議会に提出し、10 月に可決された（但し、6 月 18 日時点で、建設許可、系統連系申請等を取得している事業は除く）。2016 年度以降、5MW 超の陸上風力発電については、RO 制度、CfD 制度の双方で支援対象から除外されている。

英国の再生可能エネルギー発電分野の主要な導入促進政策として、CfD 及び FIT の内容を以下に説明する。

1) CfD(Contract for Diffence、差額決済契約)

CfD は市場競争原理を導入し、RO や FIT 等と比較して制度コストを抑えることを狙いとしている。再生可能エネルギー発電事業者は、競争入札を通じた電力事業者との長期契約や電力市場での取引など、通常の市場ルートを通じて電力を販売することが求められる。

この CfD は、再生可能エネルギー発電事業者と CfD カウンターパートとなる 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、市場卸電力の平均価格に基づく参照市場価格（Market Reference Price）が、政府が決定した行使価格（Strike Price）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となっている（図 1-98）。行使価格は、電源特有の要因、市場、政策上の検討事項を考慮し、政府が決定する。参照価格は、出力に不確実性のある電源（風力、太陽光、波力、潮流発電）とベースロード電源で、回避可能原価に相当する参照市場価格（Market Reference Price）について異なる指標を採用している。出力に不確実性のある発電設備には時間ごとの前日市場の卸電力取引価格を、ベースロード発電設備には冬

季（10 月～翌年 3 月）と夏季（4 月～9 月）の季節ごとに先物市場で設定された平均価格を参照価格に適用する。

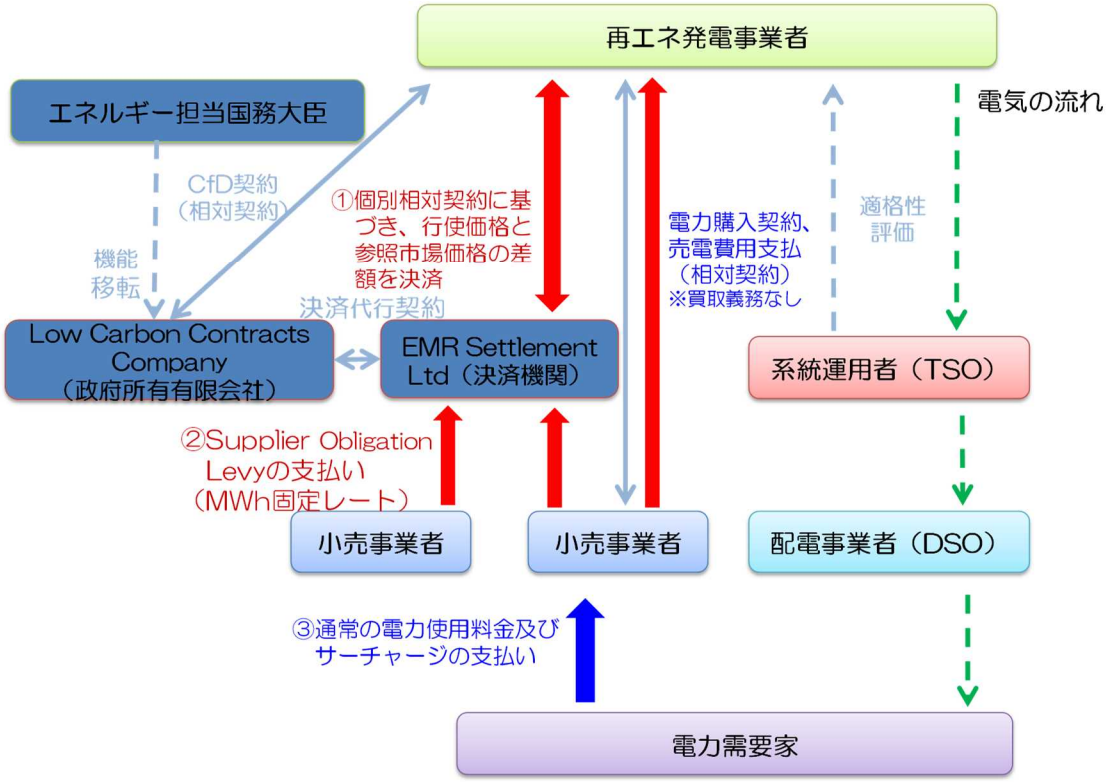


図 1-98　英国：CfD の仕組み

出所）エネルギー・気候変動省（DECC），“CFD counterparty and the supplier obligation”2015 より作成

CfD では対象とする再生可能エネルギーは、陸上風力や太陽光などの成熟技術と、洋上風力や波力、潮力などの非成熟技術の 2 つのポット（類別）に分類されている（表 1-16）。

表 1-16　英国：CfD の対象となる再生可能エネルギーの種類

ポット 1 成熟技術	陸上風力（5MW 超）、太陽光（5MW 超）、廃棄物 CHP 付、水力（5MW～50MW）、埋立ガス、下水ガス
ポット 2 非成熟技術	洋上風力、波力、潮力、先進的転換技術、嫌気性分解、バイオマス専焼 CHP、地熱

出所）英国政府，“Imlementing Electricity Market Reform”, 2014

割当（Allocation）と呼ばれる支援対象設備の募集回ごとに、募集する再生可能エネルギー源と運開年度別の入札上限価格が設定される。加えて、賦課金管理枠組み（Levy Control Framework）で低炭素発電への補助金に関する年間上限額を設定しており、その上限額の範囲内で設定された年度別 CfD 予算内となるように支援プロジェクトを決定する。

申請したプロジェクトへの支援額合計が年間上限額を超えた場合には、募集ポット、運開年度別に均一価格方式で入札を実施し、落札プロジェクトが支援対象となる。

送電系統運用者（Nationa Grid 社）による発電事業者への割当（Allocation）について、そ

の第 1 回割当ラウンドが 2014 年 10 月に実施され、入札結果が 2015 年 2 月に公表された。
政府が定めた行使価格の上限値と、第 1 回割当ラウンドの結果を表 1-17 に示す。

表 1-17　英国：CfD 第 1 回割当ラウンドの行使価格上限値及び落札価格・容量

再エネ種	2015 年度運開			2016 年度運開		
	上限値（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量	上限値（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量
ポット 1 成熟技術						
太陽光	120.00	50.00	32.88MW	115.00	79.23	38.67MW
陸上風力	95.00	-	0MW	95.00	79.23	45.00MW
廃棄物 CHP	80.00	-	0MW	80.00	-	0MW
ポット 2 非成熟技術						
洋上風力	155.00	-	0MW	155.00	-	0MW
先進的転換技術	155.00	-	0MW	150.00	-	0MW

再エネ種	2017 年度運開			2018 年度運開		
	上限値（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量	上限値（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量
ポット 1 成熟技術						
太陽光	110.00	-	0MW	100.00	-	0MW
陸上風力	90.00	79.99	77.50MW	90.00	82.50	626.05MW
廃棄物 CHP	80.00	-	0MW	80.00	80.00	94.75MW
ポット 2 非成熟技術						
洋上風力	140.00	119.89	714.00MW	140.00	114.39	448.00MW
先進的転換技術	140.00	119.89	36.00MW	140.00	114.39	26.00MW

注）2018 年度運開の廃棄物 CHP は行使価格上限値の 80 £/MWh での落札

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）ウェブサイト、
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407465/Breakdown_information_on_CFD_auctions.pdf（2019 年 3 月 9 日取得）より作成

第 1 回割当ラウンドでは、2015 年度から 2018 年度を運開年度とする計 27 プロジェクトが落札した。なお、第 1 回割当ラウンドで落札した 27 件のプロジェクトのうち、2015 年度を運開年度として 50 ポンド/MWh の行使価格で落札をした 2 件の太陽光プロジェクト（Wick Farm Solar Park および Royston Solar Farm）は、プロジェクト開発の中止が公表されている。その後、さらに 2 件のプロジェクト（Neart na Gaoithe 洋上ウィンドファームおよび Netly Landfill Solar 太陽光ファーム）の契約が解除となり、2016 年 3 月現在、23 件のプロジェクトがマイルストーン義務を履行した。2016 年夏には、Charity Farm 太陽光プロジェクトが CfD 制度のもとで初めて運転を開始した。

その後、2016 年 11 月、英国政府は洋上風力を含む未成熟技術に 2021 年度および 2022 年度の運開年度ごとに 2 億 9,000 万ポンド（2011 年度価格）の予算を確保し、Budget Notice 案を公表した。2017 年 4 月実施された第 2 回割当ラウンドでは、ポット 2 と呼ばれる非成熟技術を対象として募集が行われたが、第 1 回割当ラウンドの対象エネルギーである太陽光発電や陸上風力発電といったポット 1 の成熟技術が除外された。

2017 年 9 月 11 日に公表された第 2 回割当ラウンドでは、洋上風力発電が合計で約 3.2GW を落札する結果となった。第 1 回割当ラウンドでの洋上風力発電平均落札価格を比較すると、2021 年度運開プロジェクトは 38%、2022 年度運開プロジェクトは 50%低減する結果となった。政府が定めた行使価格の上限値と、第 2 回割当ラウンドの結果を表 1-18 に示す。

表 1-18　英国：CfD 第 2 回割当ラウンドの行使価格上限値及び落札価格・容量

再エネ種	2021 年度運開			2022 年度運開		
	上限価格（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量	上限価格（£/MWh）	落札価格（£/MWh）	落札容量
洋上風力	105.00	74.75	860.00MW	100.00	57.50	2,336MW
バイオマス専焼 CHP	115.00	74.75	85.64MW	115.00	-	0MW
先進的転換技術	125.00	74.75	56.31MW	115.00	40.00	8MW

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）ウェブサイト、
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/643560/CFD_allocation_round_2_outcome_FINAL.pdf（2018 年 1 月 29 日取得）より作成

英国政府は、2017 年 10 月 12 日付で公表したクリーン成長戦略で、2019 年春に洋上風力発電などポット 2（未成熟技術）の割当ラウンドに 5 億 5,700 万ポンドを充当すると公表した。

政府は、今後電力料金負担者に最適な価値を与えつつ、低炭素発電、およびスコットランドなど、地域のコミュニティに直接便益を与えることが期待されている離島の風力プロジェクトの開発を引き続き支援を可能にする、CfD スキームへの変更を加えることを検討している。政府は、CfD への変更案について、適宜コンサルテーションを実施する予定である。

次回の CfD 第 3 回ラウンドは、2019 年 5 月の開催を予定しており、それまでに最終予算公告が公表される予定となっている。

2) FIT(Feed in Tariff)

英国政府は小規模の再生可能エネルギー発電を奨励するために FIT を 2010 年 4 月に導入した。その後、ほぼ毎年度、数次による改正が行われたが、2018 年 12 月末時点で、2017 年 3 月 20 日施行の The Feed-in Tariffs (Amendment) Order 2017 が直近の改正となっている。

以下には 2016 年 2 月 8 日以降の直近の FIT 制度の概要を整理する。

FIT の適用対象となるエネルギー種、設備、買取期間を表 1-19 に示す。

表 1-19　英国：FIT の対象となる再生可能エネルギー

エネルギー種	● 太陽光、風力、嫌気性消化、水力
設備	● 50kW 未満の設備 ● 2009 年 7 月 15 日以降に稼動開始した 50kW 以上 5,000kW 以下の設備 ● 対象は小規模発電設備であり、主な参加者は個人家庭、コミュニティを想定

	● そのため信頼性の高い技術を対象として、未成熟な技術は対象外
買取期間	● 20 年間

出所）東京海上日動リスクコンサルティング,「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査　再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016 年 2 月をもとに作成

英国の FIT では、発電量に対して支払われる「発電価格」と余剰電力売電量に対して支払われる「売電価格」が設定される。発電者は、年間ベースで売電価格制度への参加または脱退を選択でき、独自に売電をすることも可能である。「発電価格」については、買取対象となる再生可能エネルギー発電設備について、エネルギー源別、設備容量別、設備稼働年別に細かく買取価格が設定されている。2018 年度に稼働開始する風力、水力、嫌気性消化発電に適用される発電価格、売電価格を表 1-20 に示す。

表 1-20　英国：2018 年度新規 FIT 設備に適用される発電価格、売電価格（太陽光以外）

単位：ペンス/kWh

再エネ種	設備規模	稼働開始時期		
		2018/4/1～6/30	2018/7/1～9/30	2018/10/1 ～ 12/31
風力（発電価格）	50 kW 未満	8.46	8.39	8.31
	50-100 kW	5.01	4.94	4.91
	100-1,500 kW	2.15	1.92	1.72
	1,500-5,000 kW	0.66	0.59	0.52
水力（発電価格）	100 kW 未満	8.07	8.06	8.04
	100-500 kW	6.49	6.48	6.46
	500-2,000 kW	6.49	6.48	6.46
	2,000-5,000 kW	4.73	4.73	4.73
嫌気性消化（発電価格）	250 kW 未満	4.60	4.56	4.53
	250-500 kW	4.36	4.34	4.30
	500-5,000 kW	1.61	1.57	1.55
売電価格		5.24	5.24	5.24

出所）電力・ガス市場規制局（Ofgem）ウェブサイト、https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates, 2018 年 12 月 13 日取得

太陽光発電に関しては、2012 年 4 月以降の新規設備のうち、250kW 未満の設備（地上設置型を除く）について、「高」、「中」、「低」という 3 つの資格区分を導入し、一定のエネルギー効率要件を満たした設備、且つ 26 以上の設備認定を受けていない発電者による設備には、高い発電価格を導入する仕組みが設けられた。

2018 年度に稼働開始する太陽光発電に適用される発電価格、売電価格は表 1-21 のとおり。2015 年に実施された制度レビューの結果、2016 年 2 月 8 日以降は、大幅に引き下げられた発電価格が適用されている[123]。制度レビューのコンサルテーションの過程で、太陽光発

[123] 英国政府ウェイブサイト、”Government response to the consultation on a review of the Feed-in Tariff

電については、政府が収集データをもとに 4.8%の収益率となるよう発電価格を提案しており、その結果として発電価格が引き下げられる結果となった。

表 1-21　英国：2018 年度新規 FIT 設備に適用される発電価格、売電価格（太陽光）

単位：ペンス/kWh

再エネ種	設備規模		稼働開始時期		
			2018/4/1～6/30	2018/7/1～9/30	2018/10/1～12/31
太陽光（発電価格）	10 kW 未満	低	0.31	0.25	0.20
		中	3.61	3.54	3.47
		高	4.01	3.93	3.86
	10-50 kW	低	0.31	0.25	0.20
		中	3.83	3.75	3.70
		高	4.25	4.17	4.11
	50-250 kW	低	0.31	0.25	0.20
		中	1.67	1.61	1.58
		高	1.85	1.79	1.75
	250-1,000 kW		1.50	1.43	1.38
	1,000-5,000 kW		0.31	0.25	0.20
	スタンドアローン		0.15	0.12	0.08
売電価格			5.24	5.24	5.24

注）250kW 未満の設備は、発電者の資格要件に応じて下記 3 区分の異なる発電価格を適用。

高：エネルギー効率要件を満たした、25 以下の設備認定しか受けていない発電者による設備に適用

中：エネルギー効率要件を満たした、26 以上の設備認定を受けている発電者による設備に適用

低：上記のいずれにも当てはまらない設備に適用

出所）電力・ガス市場規制局（Ofgem）ウェブサイト、 https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates, 2018 年 12 月 13 日取得

2018 年 7 月 19 日に、英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省は、2019 年 3 月 31 日をもって発電価格とともに売電価格を廃止する案、および制度管理上の改正案を公表し、パブリックコメントの募集を行った[124]。

本改正案で、政府は、発電価格の廃止と同じ時期に売電価格を廃止する案を提案している。これにより、2019 年 3 月 31 日以降、以下の特例を除き、小規模 FIT 制度に基づく認定申請

scheme”、https://www.gov.uk/government/consultations/consultation-on-a-review-of-the-feed-in-tariff-scheme（2019 年 2 月 26 日取得）

[124] 英国政府ウェブサイト、https://www.gov.uk/government/consultations/feed-in-tariffs-scheme（2018 年 12 月 13 日取得）

は受け付けられないことになる。これに伴い政府は、2019 年 3 月 31 日以降本制度に申請をする新設設備が認定を受けることができないよう、2012 年 Feed-in Tariffs Order 及び電力供給ライセンスの関連標準条件を改正することを提案している。以下は、本制度改正に伴う特例となる。

- 2019 年 3 月 31 日以前に事前認定を申請した Renewables Obligation Order Feed-in Tariffs（ROO-FIT）規模（すべての水力および嫌気性消化、50kW 超の太陽光および風力）の設備は、（他の資格基準を満たすことを条件として、）現行の有効期限から便益を受け、正式な認定（太陽光は 6 ヶ月、嫌気性消化および風力は 12 ヶ月、水力は 2 年）に転換することができる。
- 2019 年 3 月 31 日以前に事前認定を申請する ROO-FIT 規模のコミュニティ設備は、正式な認定に転換する際、電源毎の有効期間に加え 6 ヶ月が追加される。
- 2019 年 3 月 31 日以前に MCS[125]証書が発行された MCS 規模（50kW 以下）の設備は、2020 年 1 月 31 日まで FIT ライセンスの認定申請をすることができる。
- 2019 年 3 月 31 日までに事前登録を申請した MCS 規模のコミュニティ設備は、運転を開始し、FIT ライセンス認定を申請する際、通常の 12 ヶ月の有効期限となる。
- 2019 年 3 月 31 日までに事前登録を申請した MCS 規模の学校の設備は、FIT ライセンスの認定申請の際、標準の 12 ヶ月の有効期間となる。

また、制度管理上の措置として、予算調整方法が再検討されている。2018 年 7 月時点で、3 つの導入バンド（100～1,500 kW および 1,500 kW 超の陸上風力、及びスタンドアローン型太陽光）で 2019 年の第 1 期を超えた順番待ちが発生している。それ以外の導入バンドでは、2019 年第 1 期までの残りの四半期に容量を追加しつつ、直前期から大幅な量が繰り越されており、再配分可能な容量が全電源で生じているが、低炭素賦課金管理及びエネルギー料金を可能な限り抑えるというコミットメントを考慮し、今後、電源間・導入バンド間での容量再配分を行わないという提案がなされている。

その他、FIT 制度の法令上、発電設備の様々な部品をリプレースすることで、本制度の設備認定にどのような影響があるかについて明確に定めていなかったため、その扱いについて 2018 年 9 月 13 日まで意見募集を行った。

政府は、2019 年 4 月 1 日を目途に、本改正に向けた立法手続きを進めることを表明している。

その後、英国政府は、新たな小規模低炭素発電の支援策について、2019 年 1 月 8 日に新たなコンサルテーション（The Future for small-scale low-carbon generation, A Consultation on a Smart Export Guarantee）を公表し、2019 年 3 月 5 日までの意見募集を行っている[126]。本コンサルテーションで提案されている Smart Export Gurantee（SEG）制度では、現行の小規模 FIT 制度で適格となる 5MW 以下の電源について、一定規模以上（当初提案時は 25 万件以上の顧客）の国内電力小売事業者に、系統に供給された電力分の買取料金提示を義務付ける制度

[125] MCS（Microgeneration Certificate Scheme）は、英国認証機関認定審議会（United Kingdom Accreditation Service (UKAS)）により認定を受けている独立の認証プログラムで、確固たる基準に照らして設置者および製品を評価する制度。

[126] 英国政府ウェブサイト、https://www.gov.uk/government/consultations/the-future-for-small-scale-low-carbon-generation（2019 年 2 月 20 日取得）

について意見募集を行っている。なお、この義務対象者のしきい値について、小売事業者から多くのコメントが寄せられた結果、2019 年 2 月 11 日になり、15 万件以上の顧客を有する電力小売事業者とするか、すべての小売事業者を対象とするかという追加の意見募集も行っている。

コンサルテーションで提案されている SEG の支援対象とする適格要件は、表 1-22 のとおり。

表 1-22　英国：Smart Export Guarantee 制度で支援対象とする適格基準

項目	Smart Export Guarantee 制度対象要件
電源	嫌気性消化、水力、マイクロ CHP、陸上風力、太陽光
設備容量上限	5MW 以下
売電検針量	適格電源からの売電量は、30 分毎検針が可能なメーターを使用して検針すること。
設備認証	50kW 以下の太陽光、陸上風力、マイクロ CHP 設備は、現行の小規模 FIT 制度と同様に、MCS 認証設置事業者によって設置された、MCS 認証設備を使用すること。 嫌気性消化、水力、50kW 超のすべてのほかの電源は、MCS 認証手続きで要求されるものと同じ内容を提出すること。
他の支援制度を受けた設備の扱い	FIT 制度を通じて支援を受けている設備は、自家消費か系統への売電かによらず、本制度の対象外。

出所）ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）, “ The Future for small-scale low-carbon generation, A Consultation on a Smart Export Guarantee”（2019 年）より作成、

3) 洋上風力発電の新たな用地リースのための入札ラウンド

英国では、領海内の海底（の土地）は、英国王室の資産管理会社として 1961 年に設立された The Crown Estate が所有する。当該のサイトで洋上風力発電施設等を建設するためには、The Crown Estate より、その土地（サイト）のリースを受ける必要がある。また、領海（12 海里を超えた 200 海里までの海域を「再生可能エネルギー海域（Renewable Energy Zone, REZ）」と指定した上で、The Crown Estate に対して、当該海域内における再生可能エネルギーの発電ライセンスを付与する権限を与えている。

The Crown Estate は、これまで 2001 年、2003 年、2009 年の 3 回にわたり、洋上風力発電の用地リースにかかる公募を行ってきた（表 1-23）。その他にも 2009 年にラウンド 1、2 で落札した洋上風力発電事業者向けの区域拡大のための入札、スコットランド領海を対象とした入札も実施している。

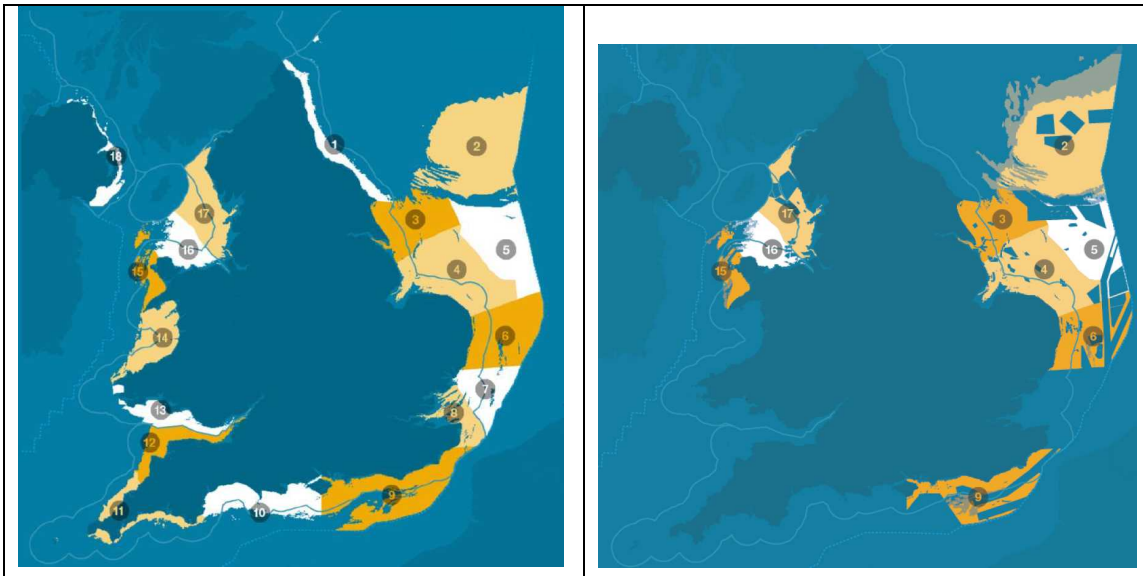
表 1-23　英国：洋上風力発電の発電ライセンス付与に関する入札実施状況

	開始時期	入札実施	落札結果の概要
ラウンド 1	2000 年 12 月	2001 年 4 月	18 サイト、総設備容量 1.5GW
ラウンド 2	2003 年 7 月	2003 年 12 月	15 プロジェクト、総設備容量 7.2GW
ラウンド 3	2009 年 3 月	2010 年 1 月	9 海域、総設備容量 32GW

出所）The Crown Estate ウェブサイトより作成

2017 年 11 月に、The Crown Estate は、2018 年から洋上風力発電の開発事業者向けに、新たな海域開発権リースに関する作業に着手することを公表した。

その後、2018 年 11 月に、4 回目の入札ラウンドの候補地を公表した[127]。The Crown Estate は、候補地を選定するにあたり、まずは水深が 5～50m の海域で、かつ除外要件や制限要件に照らして、初期候補地として 18 地域を選定した。その後に関連行政機関等との協議を重ね、得られたフィードバックも考慮しつつ、9 地域に候補地を絞り込む作業を行った。The Crown Estate は、洋上風力開発に利用可能な十分な面積の海底の存在や開発制約がより少ないといった技術的な実現可能性をもとに、新たな用地リースのための入札ラウンドの対象として 5 地域を提案している。加えて、4 地域も選定したが、これらの地域は制約が大きく、さらなる検討が必要という条件付きとなっている。



初期候補地（18 地域）　　検討後の候補地（9 地域）

図 1-99　イギリス：洋上風力発電向けの新たな用地リースの候補地

出所）The Crown Estate, “Offshore Wiund New Leasing Stakeholder Engagement Event 15th Novemver 2018”, 2018 より作成

今後は、さらなる検討を重ね、2019 年春に入札募集を開始し、2020 年に海域開発権を付与するスケジュールを予定している。

[127] The Crown Estate ウェブサイト、https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/media-and-insights/news/2018-the-crown-estate-shares-further-detail-on-plans-for-round-4-including-proposed-locations-to-be-offered-for-new-seabed-rights/（2018 年 12 月 13 日取得）

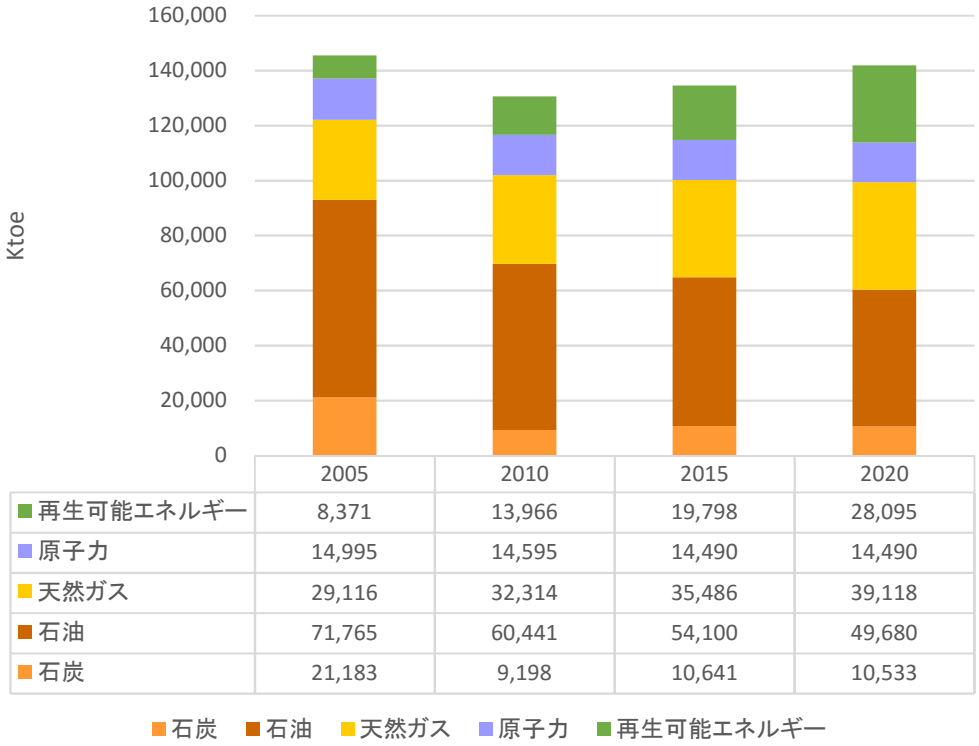
1.2.3 スペイン

(1) 再生可能エネルギー電力の支援施策

1) 新たな再生可能エネルギー導入目標の検討

スペイン政府は 2010 年に National Renewable Energy Action Plan 2011-2020（NREAP）を策定した。将来への温室効果ガス排出削減を実現するために、石油、石炭を減少させていくとともに、天然ガス、再生可能エネルギーを増加させていく計画である（図 1-100）。

再生可能エネルギーの導入目標については、2009 年の EU 再生可能エネルギー促進指令（2009/28/EC）で定められた 2020 年目標（全体で 20%）を受け、NREAP では 2020 年までに 22.7%と設定していた。その後 2011 年に策定された再生可能エネルギー導入計画 2011-2020（PER）では、目標値を 20.8%と下方修正している。



	2005	2010	2015	2020
再生可能エネルギー	8,371	13,966	19,798	28,095
原子力	14,995	14,595	14,490	14,490
天然ガス	29,116	32,314	35,486	39,118
石油	71,765	60,441	54,100	49,680
石炭	21,183	9,198	10,641	10,533

図 1-100　スペイン：エネルギーミックスの将来計画

出所）産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010 より作成

2018 年 11 月 13 日に、スペイン政府は、2050 年までに温室効果ガスを 1990 年比 90%削減（中間目標は 2030 年までに 20%）し、2050 年までに 100%の電力を風力、太陽、水力からの電力で賄う目標（中間目標は 2030 年までに 70%）を法制化するための「気候変動及びエネルギー転換法案」を公表した。2018 年末までに法案を国会に提出する方針としていた

が、2019 年 1 月末時点で提出に至ってはいない[128]。

2) 新規設備を対象とした補助金/入札制度

スペインは 1980 年代以降、EU の中でも積極的に再生可能エネルギーの導入促進に取り組んできた。図 1-101 に示すように、1994 年に開始された FIT（Feed-in Tariff）制度により、風力発電を中心として再生可能エネルギーが急激に増加し、さらには 1999 年からは FIT に加えて FIP（Feed-in Premium）制度を選択できるようになって導入に拍車をかけることとなった。これにより、スペインはドイツ等とともに世界に冠たる再生可能エネルギー大国の位置を占めることとなった。

また、スペインでは、2003 年に電力小売市場の自由化が完全施行され、小規模需要家に規制料金で電力供給を受ける資格を与える制度設計がなされた。この規制料金が低く抑えられたままであったため、FIT 制度の支援制度のコストが組み込まれた系統利用料金を含む電力料金の徴収不足が続き、電力会社の累積赤字が拡大する結果を招いた。そのためスペイン政府は、2013 年 7 月 13 日に、電力市場改革の一環としてそれまでの FIT 制度を廃止し、新制度に移行することとした。2018 年末現在、新規設備については、競争入札制度に基づき支援水準を決定する設備容量ベースの補助金制度が施行されている。

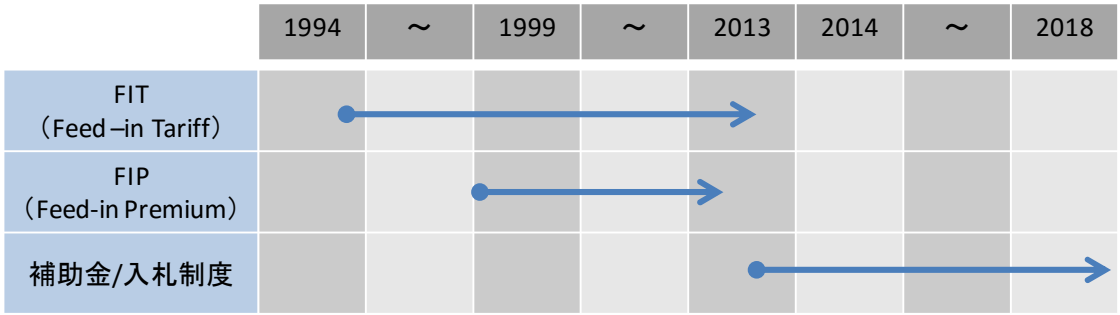


図 1-101　スペイン：主な再生可能エネルギー導入支援策の経緯

出所）European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/より作成

新制度としての補助金制度の概要を表 1-24 に示す。再生可能エネルギー発電事業の適切な IRR として 7.4%を設定している点が特徴である。

[128] The Gardian ウェブサイト、https://www.theguardian.com/environment/2018/nov/13/spain-plans-switch-100-renewable-electricity-2050（2018 年 12 月 13 日取得）

表 1-24　スペイン：再生可能エネルギー補助金制度の概要

目的	● 産業・エネルギー・観光省が、発電システムの安定化・低コスト化を図り、従前の FIT 制度で年々増大した累積債務を食い止め、投資家に安心をもたらすための制度改革を実施。
対象設備	● 新制度は、再生可能エネルギー、コジェネ、廃棄物発電の既存設備にも適用されるとともに、新規設備を対象とする。 ● 従来制度における支援対象とする設備の容量上限（100MW）を撤廃。
支援水準	● 妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率（IRR）として約 7.4%を想定。 ● 市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定（支援）料金」が支払われる。 ● 「特定（支援）料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額（投資額、運転・維持費）と、変動支援額（燃料費、運転・維持費）とを分けて盛り込む。 ● 既存設備のうち、これまでの投資収益率が 7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り。 ● 各設備の支援水準の評価条件も規定され、6 年ごと、3 年ごと、または毎年の修正を想定。

出所）東京海上日動リスクコンサルティング，「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査　再生可能電力分野の促進施策動向編」，2016 年 2 月より作成

さらに、新規設備に加えて、既存設備にも制度打ち切りが適用されている点が特色である。つまり FIT/FIP の制度により導入された再生可能エネルギー発電事業者が、これまで保証されてきた固定価格、あるいはプレミアム価格の受け取りを、制度の廃止とともに打ち切られることとなった。

また、新規設備については、産業・エネルギー・観光省が策定する法令・規則等に基づき実施する競争入札制度に基づいて、支援対象設備や支援水準を決定する。2016 年 1 月に実施された第 1 回入札では、陸上風力発電 500MW、バイオマス発電 200MW を対象として募集が行われた。第 1 回入札では、リパワリングプロジェクトも対象となり、特定の事業に対してではなく入札者別の設備容量に対して入札が行われた。

入札手順及び結果の監督は電力市場の規制機関である国家市場・競争委員会（CNMC：Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia）、入札管理は電力取引市場を運営する OMEL 社の子会社である OMI-Polo Español（OMIE）が行う。第 1 回入札では、参加者は、既定の基準参照発電所の初期投資額からの割引率（0～100%）を入札し、割引額が大きい者が落札する仕組みとなる。基準参照発電所の初期投資額が上限価格となり、陸上風力発電は 120 万ユーロ/MW、バイオマス発電は 335 万ユーロ/MW に設定された。

その後は、2017 年 5 月に技術要件なしで 3,000MW、2017 年 7 月に陸上風力と太陽光に限定して 3,000MW の募集が行われた。この 2 種類に限定された理由として、落札価格が低いため、需要家への追加費用なく電力市場価格で稼働可能であること、実現可能性の高いプロ

ジェクトであることが挙げられている。第 3 回は、風力と太陽光別の募集容量は定められていない。

第 1 回から第 3 回までの入札制度の概要は表 1-25 のとおりである。

表 1-25　スペイン：補助金制度に関する入札制度設計

	第 1 回入札	第 2 回入札	第 3 回入札
実施時期	2016 年 1 月	2017 年 5 月	2017 年 7 月
募集容量	700MW	3,000MW	3,000MW （最大 3,000MW を追加可能）
募集形態	技術別（陸上風力、バイオマス）	技術要件なし	技術特定 （陸上風力・太陽光）
入札要素	基準参照発電所の初期投資額からの割引率	単一超過費用 （ユーロ/MWh）	単一超過費用 （ユーロ/MWh）
落札価格決定方式	均一価格方式	均一価格方式	均一価格方式
上限価格	風力：120 万ユーロ/MW バイオマス： 335 万ユーロ/MW		
下限価格	なし（0 ユーロ/MW）	なし（0 ユーロ/MW）	なし（0 ユーロ/MW）
事前認定要件	資格等はなし	要事前資格（建築許可）	要事前資格（建築許可）
保証金	20 ユーロ/kW	60 ユーロ/kW （段階的回収）	60 ユーロ/kW （段階的回収）
完成期限	落札公示から 48 ヶ月	2019 年 12 月 31 日	2019 年 12 月 31 日
入札手数料（落札者）	0.17 ユーロ/kW	0.08 ユーロ/kW	0.08 ユーロ/kW
権利譲渡	権利譲渡可	権利譲渡不可	権利譲渡不可

出所）Pablo del Rio, CSIC, “Case Study: Auctions for wind and PV in Spain”, 2017 より作成

第 3 回入札までの落札結果は表 1-26 のとおり。

表 1-26　スペイン：補助金制度に関する落札結果

単位：MW

	第 1 回入札 （2016 年 1 月）	第 2 回入札 （2017 年 5 月）	第 3 回入札 （2017 年 7 月）	合計
陸上風力	500	2,980	1,128	4,608
太陽光	0	1	3,909	3,910
その他	200	19	0	219
合計	700	3,000	5,037	8,737

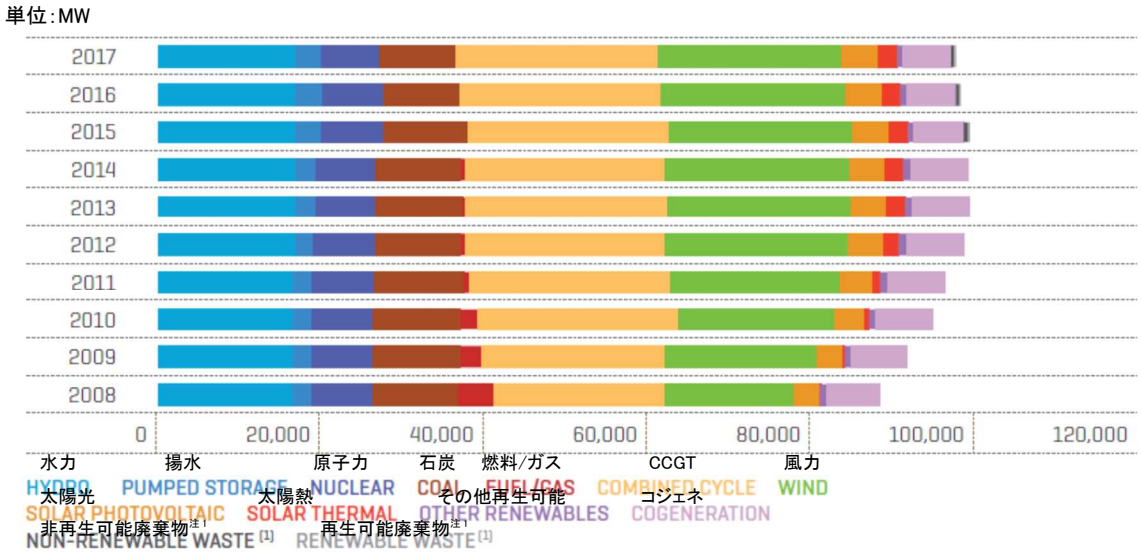
出所）Pablo del Rio, CSIC, “Case Study: Auctions for wind and PV in Spain”, 2017 より作成

再生可能エネルギー源で技術中立的に行われた 2017 年 5 月の第 2 回入札では、募集容量 3,000MW のうち陸上風力の落札容量が 2,980MW を占めた。他方、陸上風力と太陽光に限定して技術中立的に実施した 2017 年 7 月の第 3 回入札では、太陽光の落札容量が 3,909MW にのぼったのに対して、陸上風力は 1,128MW であった。これは、第 1 回と第 2 回入札で、当初太陽光に不利に働いた、応札者が同評価となった際の規則（割引率の引き上げ）を変更したためである。第 2 回、第 3 回入札の落札プロジェクトの事業実施期限は、ともに 2019 年 12 月 31 日までとなっている。

2018 年 11 月 13 日に、スペイン政府が公表した「気候変動及びエネルギー転換法案」では、今後 10 年間にわたり、新規の風力発電および太陽光発電を毎年 3,000MW 設置することが盛り込まれている[129]。

(2) 火力発電に関する動向

スペインでは、近年、火力発電設備容量の CCGT 化と、風力発電を中心とした再生可能エネルギー発電設備容量の急増が見られる。2007 年以降のエネルギー源別の発電設備容量の推移を見ると、石炭火力発電及び石油火力発電の設備容量の減少を、CCGT 発電と風力発電の新規設備容量が補う形となっている（図 1-102）。



注 1）2014 年まで「その他再エネ」、「コジェネレーション」に含む。

図 1-102　スペイン：エネルギー源別発電設備容量の推移（2007～2017 年）

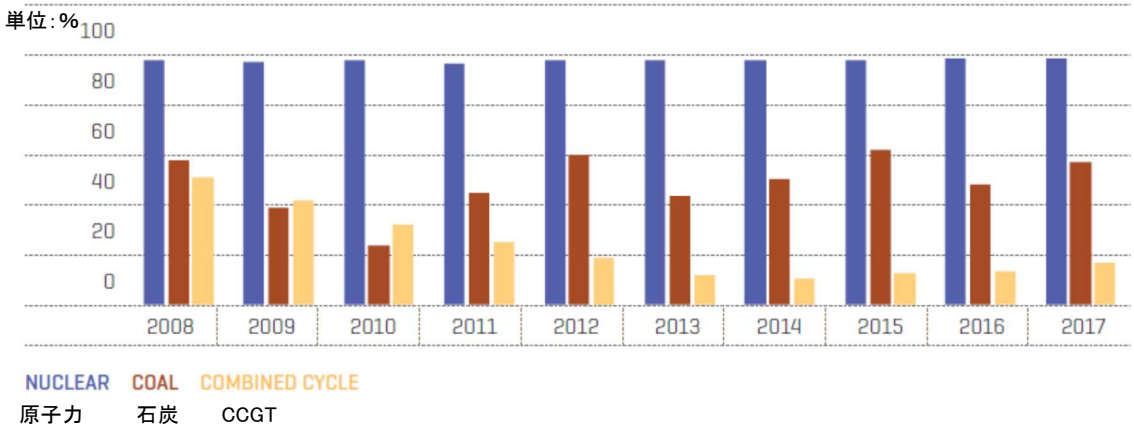
出所）Red Eléctrica de España (REE), “the Spanish electricity system in 2017” 2018 より作成

スペインでは、2016 年中に 5 基 932.2MW 分の石炭火力発電所が閉鎖された。発電量で見ると、スペイン本土の電源ミックスにおける石炭火力発電量は、2015 年の 20.3%から 2016

[129] The Gardian ウェブサイト、https://www.theguardian.com/environment/2018/nov/13/spain-plans-switch-100-renewable-electricity-2050（2018 年 12 月 13 日取得）

年の 14.2%まで急激に減少している。但し、2017 年には、記録的な渇水年であったことによる水力発電量の減少を受けて 17.1%まで回復している。

同様の理由で、CCGT 発電についても、2017 年のスペイン本土における発電量が 33,855GWh となり、2016 年の発電量と比較して 31.8%増加した。それでも 2017 年の設備利用率は 16.7%にとどまり、2016 年の 13%から改善したものの、2010 年以前と比較すると低い水準にとどまっている。



注）設備利用率：当該発電設備の利用可能発電量/最大発電量に対する実発電量の比率

図 1-103　スペイン：本土における火力・原子力発電所の設備利用率の推移

出所）Red Eléctrica de España (REE), “the Spanish electricity system in 2017” 2018 より作成

スペイン政府は、石炭火力発電について、EU レベルで定められた以上に特別な規制を加えることはしていない。スペインでは容量メカニズムが導入されており、その仕組みを通じて石炭火力発電に対しても、発電事業者が保有する容量に対して、公的主体が容量に応じた報酬を定期的に支払う方式が採用されている。2007 年以降、水力発電に加え、石炭、石油、ガス発電事業者は容量メカニズムの支払い対象となっており、そのうち石炭火力発電設備は環境面の改善や国内で産出された石炭の燃焼に関する様々な補助金を得ている[130]。

こうした石炭火力発電に対する支援について、2017 年 11 月時点で、欧州委員会は、EU の国家補助ガイドラインルールに抵触している可能性を調査している[131]。

他方、ナダル・エネルギー相は 2017 年 11 月 13 日、大手電力会社 Iberdrola 社が 11 月 10 日に同社の脱炭素化推進策としてスペイン国内に所有する 2 石炭火力発電所（合計出力 87.4 万 kW）の閉鎖認可申請を行ったと発表したことに対し、「これは企業の決定であり、国のエネルギー政策とは一致しない。企業の決定はエネルギー政策に合致しなければならないことは我々が常に主張するところである」と述べ、閉鎖を認めない方針を明らかにした[132]。

---

[130] http://www.climatechangenews.com/2016/12/13/spains-hidden-e1bn-subsidy-to-coal-gas-power-plants/（2017 年 12 月 8 日取得）

[131] http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-4965_en.htm（2017 年 12 月 8 日取得）

[132] 電気事業連合会 Web サイト、http://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_topics/1257072_4115.html（2017 年 12 月 8 日取得）

1.2.4 イタリア

(1) 再生可能エネルギー電力の支援施策

イタリアでは、電力市場自由化に適合した再生可能エネルギー電力の導入促進政策として、市場メカニズムを利用した RPS 制度の導入が、1999 年に施行された電力自由化法で規定され、2002 年 1 月に第 1 期クオータ義務期間を開始した。大規模発電設備については RPS 制度に基づく支援を進める。その一方で、2005 年以降、太陽光発電、太陽熱発電、小規模再生可能エネルギー発電設備を対象とした固定価格買取（FIT、FIP）制度を RPS 制度と並行して順次導入した。

しかし、2011 年 3 月 3 日付政令で、現行の RPS 制度を 2015 年いっぱいで廃止し、2013 年 1 月以降に稼働開始する設備を対象とした新たな固定価格買取（FIT、FIP）制度に移行することが決定された。その後、2012 年 7 月 6 日付経済開発省令にて、太陽光、太陽熱発電以外の新規再生可能エネルギー発電設備（小規模再生可能エネルギー発電設備を含む）を対象とした新たな FIT、FIP 制度の制度概要を規定した。この 2012 年 7 月 6 日付省令では、以降の新規太陽光発電及び太陽熱発電の支援制度を従来の FIP 制度から FIT 制度に切り替えること、太陽光発電向けの FIP 制度を終了する条件も定められた。太陽光発電に対する累計年間支援費用が 2013 年 6 月 6 日時点で、予算上限額として規定されている 67 億ユーロに達したことに従い、2013 年 7 月 6 日をもって新規の太陽光発電設備の支援制度への申請が打ち切られた。なお、太陽光発電以外を対象とした買取制度では、省令で定められた一定規模以上の大規模発電設備は、競争入札で支援対象設備を決定する。

イタリアで、これまでに再生可能エネルギー電力普及を図るために導入されてきた主な支援施策の変遷は図 1-104 のとおり。2017 年までは、太陽光発電以外の再生可能エネルギー発電を対象とした FIT、FIP 制度（大規模設備は競争入札で支援対象設備を決定）が施行されていたが、2017 年末をもって、FIT 制度は終了した。

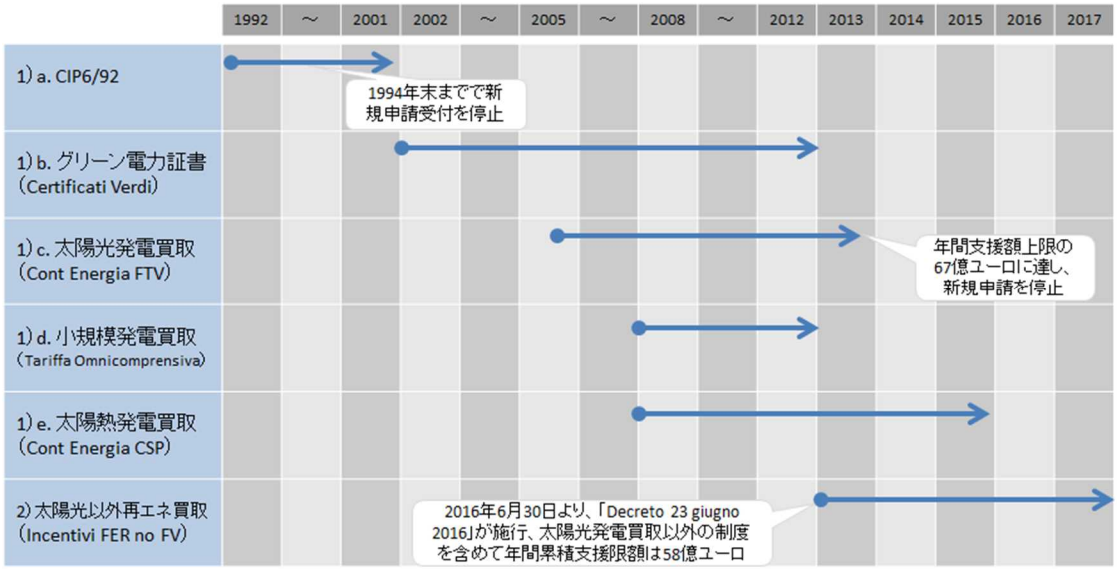


図 1-104　イタリア：再生可能エネルギー普及を目的として導入された支援施策

出所）GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

その後、イタリアでは、2018 年 3 月 4 日に総選挙が実施された。その結果、既存政党ではない「五つ星運動」が勝利したものの、連立政権の組閣に時間を要することとなり、2018 年 6 月 1 日になってコンテ政権が発足した。そのため新たなインセンティブ制度の法制化が遅れているが、コンテ新政権は、前ジェンティローニ政権時代に設計された新たなインセンティブ制度を、ほぼ変更せずに維持する方針とされている[133]。

PV Magazine が入手した新しい政令案には、以下のような新たなインセンティブが盛り込まれている[134]。

1) 大規模事業用風力・太陽光発電を対象とした入札

新たな政令案には、1MW 超の風力発電、太陽光発電を対象として、技術中立的な入札を実施することを盛り込んでいる。第 1 回目の入札を 2019 年 1 月 31 日に実施し、2021 年 1 月 31 日まで 7 回の入札を続けることとしている。募集容量は全体で約 4.8GW とし、1～2 回目の入札に約 500MW、3～5 回目に各 700MW、6～7 回目に各 800MW が配分される。これとは別に、再エネ技術別に募集する入札に若干の容量を割り当てることを予定している。

2) 1MW 以下の再生可能発電設備を対象とした入札

新たな政令案には、設備容量 20kW 以上 1MW 以下の再生可能エネルギー発電設備を対象とした新たな入札制度も盛り込まれている。再生可能エネルギーを技術別にいくつかのグループに分けて、そのグループごとに入札が行われる。風力発電および太陽光発電が A グループとなり、650MW が募集対象となる。B グループとして、アスベスト撤去を伴う屋根設置型太陽光発電設備を対象として、700MW の募集を行い、落札事業には 1.2 ユーロセント/kWh の追加プレミアムを付与する。その他に C グループとして水力その他の再エネ、D グループとして設備改修を行う事業を、それぞれ 70MW 募集する。4 グループともに、電気自動車の充電ステーションと関連するプロジェクトを優先することとしている。

本政令案は、2019 年 1 月末時点で成立しておらず、欧州委員会による国庫補助ルールに基づく最終承認も得られてはいない状況にある。

---

[133] PV Magazine, “Italy to hold first 500MW wind-solar auction in January”. September 7, 2018, https://www.pv-magazine.com/2018/09/07/italy-to-hold-first-500-mw-wind-solar-auction-in-january/（2018 年 12 月 13 日取得）

[134] 同上。

1.2.5 デンマーク

(1) 再生可能エネルギー電力の支援施策

1) 2030 年までのエネルギー政策合意

2011 年に新たに発足したトーニングシュミット（Thorning-Schmidt）内閣は 2011 年 2 月に「エネルギー戦略 2050」を発表し、「2050 年までに全てのエネルギーを 100%再生可能エネルギーで賄う」という目標を示した。その後、「エネルギー戦略 2050」の考え方に基づきデンマーク内閣が 2011 年 11 月に発行した「Our Future Energy」において、グリーン成長を加速させるための具体的な戦略や 2050 年の目標達成に向けた中間目標が設定された。また、2012 年にデンマーク政府と野党との間で締結された「エネルギー協定」では、「エネルギー戦略 2050」で示された長期目標が改めて確認されたほか、長期目標達成のための中間目標について与野党が合意した。

デンマークは、電力と熱に関しては、2035 年に 100%再生可能エネルギーで賄うことを掲げている。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は、2030 年に 50%を目指す。また、石炭火力発電を段階的に廃止し、2020 年に石炭の消費量を 2011 年比 65%削減して 2030 年までに石炭の利用から脱却することを目指している。重油ボイラーについても、2030 年までの脱却を目標としている。

表 1-27　デンマーク：100%再生可能エネルギーに向けた中・長期目標

デンマーク政府目標	2020 年の“Our Future Energy”
2050 年に 100%再生可能エネルギー	化石燃料の総消費量を 2010 年比 26%削減
2035 年までに電力と熱で 100%再生可能エネルギー	電力と熱のための化石燃料の消費量を 2010 年比 50%削減
2030 年に石炭から脱却	石炭の消費量を 2011 年比 65%削減
2030 年までに重油ボイラーから脱却	重油ボイラーの数を 2010 年比で半減
2020 年に電力消費の半分を風力で賄う	電気消費量の 52%を風力発電で賄う
EU 目標	2020 年の“Our Future Energy”
2020 年に最終エネルギー消費の 30%を再生可能エネルギー	最終エネルギー消費の 36%を再生可能エネルギー
2020 年に輸送用燃料の 10%を再生可能エネルギー	輸送用燃料の 10%以上を再生可能エネルギー

出所）The Danish Government, “Our Future Energy” 2011 より作成

2018 年 6 月 28 日に、デンマーク政府と議会は、2030 年までに実施される新たな長期エネルギー政策に合意した。この合意の中には、現行政府が定めた 2030 年に最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの比率を 50%とする目標を、55%まで引き上げることも含まれる。

2030 年までに 3 ヶ所、少なくとも 2.4GW の洋上風力発電を建設することを目指し、1 ヶ所目は 800MW の設備容量で、2024 年から 2027 年の間に運開を目指すとしている。他方、陸上風力発電については、入札により導入を支援する。政府は、陸上風力タービンの基数を、リパワリングによる新型設備への更新を通じて、4,300 基から 1,850 基に減らすことを目指す。

その後、本合意を実行に移す法案が、2018 年 11 月 9 日にパブリックコメントにかけられた[135]。本法案には、洋上風力発電プロジェクトに対して自治体が反対する権利が、現行の 8km から 15km に範囲を拡大することなどが含まれている。

2) 入札/プレミアム価格買取（FIP）制度

2014 年に制定された欧州委員会のガイドラインでは、再生可能エネルギーへの支援策を 2017 年以降は原則として明確で透明、かつ公平な競争入札に基づくものとするよう加盟国に求めている。

デンマークで 2018 年度に実施された再生可能エネルギー発電設備を対象とした入札制度の概要は、以下のとおりである。

a. 1MW 未満の太陽光発電設備対象入札

デンマークエネルギー庁は、2018 年 9 月 13 日付けで、1MW 未満の太陽光発電設備を対象とした入札の募集を開始した。入札にかかる総予算は 107 百万 DKK、入札上限価格は 0.15DKK/kWh、入札期限が 2018 年 11 月 1 日であった。

入札の結果、62.2 百万 DKK 相当の契約が締結される見込みである。18 件（11 者、21 設備、21.1 MW）の応札があり、15 件（8 者、19 設備、19MW）が落札となった。落札プロジェクトのプレミアムは、0.1DKK～0.149DKK/kWh の幅となり、加重平均では 0.1297DKK/kWh となった[136]。プレミアムが付与される期間は、系統接続から 20 年間となる。なお、Nordic Electricity Exchange または NordPool の kWh あたりのスポット価格（DK1 または DK2）がネガティブ価格の場合、プレミアムは支払われない。

応札時に、入札者は入札の適地を確保し、すべての許認可を取得していなくてはならない。また、契約締結から 2 年以内に、落札者は当該太陽光設備の系統接続を完了しなくてはならない。系統接続義務では、設置容量の 95%が達成されねばならない。契約で定められた除外条項に該当する場合のみ、遅延期間と同じ系統接続の延長が認められるが、最長でも契約締結から 23 年を超えないものとする。

落札者が契約対象となる系統接続を条件どおりに達成できなかった場合、プレミアムの受給権が消滅し、契約上の違約金が課されることになる。違約金の額は、落札案件の規模によるが、MWh あたり 170DKK で算定される。

b. 風力/太陽光発電の技術中立的入札（2018-2019 年）

デンマークエネルギー庁は、2018 年 9 月 27 日付けで、陸上風力、太陽光、指定海域以外の洋上風力発電設備を対象とした技術中立的な入札の募集を開始した。落札者には電力価格に加えて発電電力 kWh あたりの落札した固定価格プレミアムが支給される。入札にかか

---

[135] デンマークエネルギー庁（Danish Energy Agency）ウェブサイト、https://presse.ens.dk/news/hoering-udmoentning-af-dele-af-energiaftalen-331535（2018 年 12 月 13 日取得）

[136] デンマークエネルギー庁（Danish Energy Agency）ウェブサイト、https://ens.dk/en/our-services/current-tenders/tender-scheme-solar-pv-installed-capacity-less-1-mw（2018 年 12 月 13 日取得）

る総予算は 254 百万 DKK、入札上限価格は 0.13DKK/kWh、入札期限が 2018 年 11 月 26 日であった。予定発電量を算出する際に前提となる再エネ種類別発電量は、陸上風力が 3,400 時間/年、開放地区の洋上風力が 4,450 時間/年、太陽光が 1,155 時間/年となっている。

陸上風力が約 260MW、太陽光が約 280MW の計 17 件の応札があり、6 件のプロジェクトが落札した（表 1-28）。落札プロジェクトのプレミアムは、0.0189DKK～0.0298DKK/kWh の幅となり、加重平均では 0.0228DKK/kWh となった[137]。プレミアムが付与される期間は、系統接続から 20 年間となる。なお、固定価格プレミアムはノルドプール電力取引所におけるスポット価格がマイナス価格になる時間帯は支給対象とならない。

表 1-28　デンマーク：2018 年実施の技術中立的な入札結果

落札者	技術	プレミアム価格（DKK/kWh）	設備容量（MW）	予算比率（%）
NRGi Wind V A/S	陸上風力	0.0189DKK	28.8MW	11.9%
K/S Thorup-Sletten	陸上風力	0.0198DKK	77.4MW	33.5%
SE Blue Renewables DK P/S	陸上風力	0.0250DKK	59.3MW	32.4%
Solar Park Rødby Fjord ApS	太陽光	0.0284DKK	60.0MW	12.7%
Solar Park Næssundvej ApS	太陽光	0.0284DKK	30.0MW	6.3%
Better Energy Frederikslund Estate ApS	太陽光	0.0298DKK	11.5MW 注	3.1%注

注）当初の入札結果では落札価格の権利は得たものの入札の総予算を超過していたため、残り予算の約 8 百万 DKK を対象とした「marginal bid」に該当。再入札となる「marginal tender」で落札設備容量を 11.5MW に減らした形で落札。

出所）デンマークエネルギー庁（Danish Energy Agency）,“Fact sheet on the result of the technology neutral tender 2018”より作成

落札者には発電設備の建設と系統連系の義務があり、陸上風力発電および太陽光発電設備は契約締結から 2 年以内に、洋上風力発電設備は契約締結から 4 年以内に系統連系しなければならない。

137 デンマークエネルギー庁（Danish Energy Agency）ウェブサイト、https://ens.dk/en/our-services/current-tenders/tender-scheme-wind-and-solar-pv-2018-2019（2018 年 12 月 13 日取得）

1.2.6 フランス

(1) 再生可能エネルギー電力の支援施策

1) 再生可能エネルギー導入目標の改定

フランスでは、2009 年 8 月に官報に公布された「環境グルネルの実施に関するプログラム法（第 1 法）[138]」の第 2 条において、2020 年までに最終エネルギー消費の少なくとも 23%を再生可能エネルギーとする目標が掲げられている。

この 2020 年再生可能エネルギー導入目標に対して、2016 年実績は 16.0%となっており、2009 年の「EU 再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）[139]」に基づきフランスが策定した「国家再生可能エネルギー行動計画（national renewable energy action plan）」の計画値の 18.0%と比較しても進捗が遅れており、2020 年目標値達成には遠い状況にある（図 1-105）。

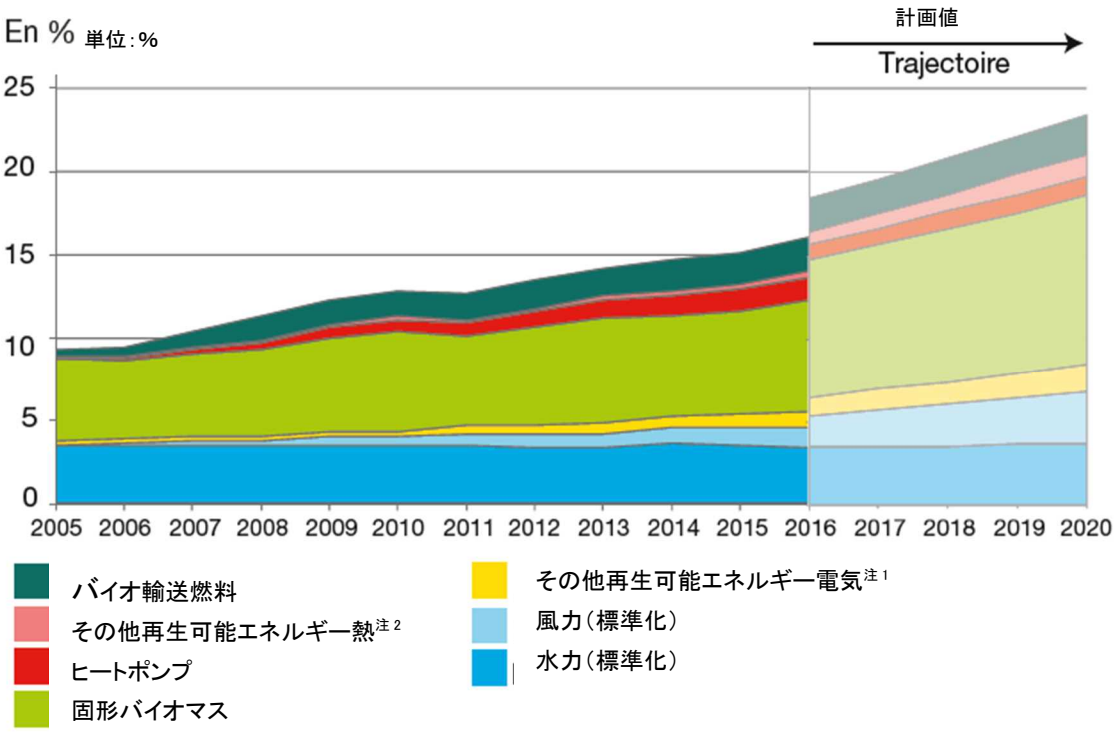


図 1-105　フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の実績と計画値

注 1）太陽光、海洋エネルギー、地熱、バイオマス（木材、バガス、バイオガス）、廃棄物発電
注 2）太陽熱、地熱、バイオガス
出所）フランス環境移行連帯省“Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2018”2018 より作成

[138] Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1)
[139] Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

その後、2015 年に「エネルギー転換法[140]」が成立し、2030 年までに再生可能エネルギーの利用比率を 32%に引き上げることなど、2020 年より先の目標が決定された。

分野別の導入目標は表 1-29 のとおりである。

表 1-29　フランス：エネルギー転換法に基づく 2030 年再生可能エネルギー導入目標

最終エネルギー消費	2020 年に 23%、2030 年に 32%まで再生可能エネルギー比率を達成
発電分野	2030 年までに再生可能エネルギー電力比率 40%を達成
熱分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギー熱比率 38%を達成
輸送燃料分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギー燃料比率 15%を達成
ガス分野	2030 年までに最終消費量に占める再生可能エネルギーのガス比率 10%を達成

出所）エネルギー転換法（Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte）L. 100-4 条,2015 より作成

エネルギー転換法におけるこれらの目標を達成するため、政府は、「複数年エネルギー計画（PPE：programmation pluriannuelle de l'énergie、以下 PPE とする）」と呼ばれる新たな計画ツールを導入した。エネルギー法典（Code de l'énergie）141 条で規定されるこの PPE は、需要管理、エネルギー源の多様化、供給の確保、エネルギー貯留および系統の拡張といった複数の分野を対象としている。エネルギー法典では、定量的な目標を定める初回の期間を 2016～2018 年度としており、以降 5 年を 1 期とし、2 期分が策定される。2018 年に第 1 回の見直しを行って以降は、5 年毎の見直しとなる。

2018 年 11 月 27 日に、フランス政府は、2028 年までの新たな PPE 案の骨子を公表した。このなかで、マクロン大統領は 2035 年までにフランス国内の 58 基の原子炉のうち、14 基を廃炉とすることを公表した。但し、2025 年までに電力全体に占める原子力発電比率を 2025 年までに現在の 70%超から 50%にまで引き下げるとしていた大統領選挙時の目標を修正し、2035 年までに 10 年間目標達成を延期する考えもあわせて表明した。

その後、フランス政府は 2019 年 1 月 25 日に、PPE 案の詳細版を公表した[141]。この詳細版では、2027～28 年の 2 基の閉鎖について、「他の原子炉が安全上の理由により閉鎖を求められていない場合」かつ「安定供給に支障がない場合」との条件が加えられた。また、2025～26 年の 2 基の閉鎖については、上記の 2 つの条件に加え、「近隣諸国の石炭から再エネへの転換が進み、既設原子炉の運転の収益性を悪化させるほど卸電力価格が低下した場合」との条件が記された[142]。本 PPE 案は、パブリックコメントを経て、法制化される予定である。

発電分野における再生可能エネルギー源別の 2023 年、2028 年における導入目標は表 1-30 のとおりである。2017 年末に 48.6GW であった設備容量を、2023 年末に 74GW、2028 年末に 102～113GW まで拡大する目標を掲げている。なお、2016～2018 年度を対象とした PPE で目標を設定していた発電に高コストのバイオマスや地熱といったエネルギー源は、熱生

[140] Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

[141] フランス環境移行連帯省ウェブサイト、https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/gouvernement-publie-projet-programmation-pluriannuelle-lenergie-ppe-dans-integralite（2019 年 3 月 6 日取得）

[142] 電気事業連合会ウェブサイト、http://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_topics/1258784_4115.html（2019 年 3 月 6 日取得）

産を優先し、発電分野での支援を行わない方針としている。

表 1-30　フランス：複数年エネルギー計画（PPE）の発電分野のエネルギー源別導入目標

エネルギー源	2023 年末	2028 年末
陸上風力	24,600MW	34,100～35,600MW
洋上風力	2,400MW	4,700～5,200MW
太陽光	20,600MW	35,600～44,500MW
メタン発酵	270MW	340～410MW
水力	25,700MW	26,400～26,700MW
合計	**74,000MW**	**102,000～113,000MW**

出所）フランス環境移行連帯省、“Présentation de la Programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE) et la Stratégie nationale bas carbone”2018 より作成

2) 地上設置型太陽光を対象とした入札参加事業要件の変更

フランスでは、再生可能エネルギー電力の主な導入促進施策として、固定価格買取制度と競争入札制度による支援を行っている。2015 年のエネルギー転換法施行以前は、2000 年電力自由化法[143]（現行のエネルギー法典）に基づく発電分野における投資複数年計画（PPI）の目標設備容量の未達分について、補完的にエネルギー源別に実施する仕組みとして競争入札制度を活用し、導入目標達成の確実性担保を図っていた。エネルギー転換法施行後は、エネルギー法典 311-10 条に基づき、所管省庁が、2016 年 10 月 24 日付のデクレ（Décret ）[144]で設定された PPE の目標設備容量未達分について入札を募集することができるとされている。

エネルギー転換法施行後の主要促進制度の適用対象を整理すると図 1-106 のとおり。

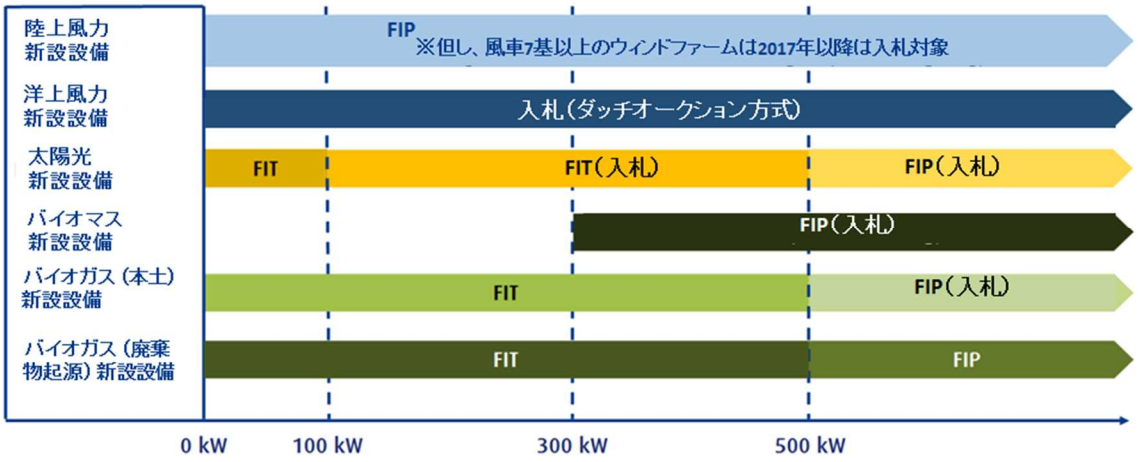


図 1-106　フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行後）

注）バイオガス発電は 12MW 以下の設備が支援対象。ダッチオークションとはせり下げる方式。

出所）Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) , “Neuordnung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich Stand: Februar 2017”p.6, 2017 より作成

[143] Loi no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

[144] デクレ（Décret）は、共和国大統領および首相が行う一方的な行政行為である命令の総称。

特に太陽光発電については、2011 年 3 月 4 日付アレテ（Arrêté）[145]により、他の再生可能エネルギー源に先行して、100kW 超の新規設備は、競争入札により支援設備を決定する方式に移行した。フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、価格だけでなく太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。

2016 年 8 月 24 日に、2017 年以降の 500kW 超の地上設置型太陽光発電設備を対象とした入札制度の募集要項が発表された。2017 年中に実施された第 1 回から第 3 回までの入札では、駐車場設置、500kW～5MW、5MW～17MW の 3 グループに分けて入札募集が行われていた。2018 年 6 月に実施された第 4 回入札から、募集カテゴリーの一つを 5MW～30MW に拡大した上で、1 回の入札における募集容量も拡大した。

なお、この 500kW 超の地上設置型太陽光発電設備を対象とした入札制度では、地方自治体もしくはコミュニティグループ、もしくは資本金の少なくとも 40%を 20 以上の異なる自然人、地方自治体、コミュニティにより出資された合資会社、協同組合が応札者の場合、落札価格に 0.3 ユーロセント/kWh をボーナスとして上乗せする条項を設けている（「参加型投資（participatory investment）」ボーナス）。2017 年 2 月に締め切られた第 1 回から第 3 回までは、落札案件のうち「参加型投資」の実施に関する証明書類を提出した案件が多数を占めた。第 4 回までの入札結果の概要は表 1-31 のとおり。

表 1-31　フランス：地上設置型太陽光発電対象の入札制度の結果（2017 年～）

入札回	募集カテゴリー	募集容量	落札平均価格（ｾﾝﾄ/kWh）	落札事業（MW）	（件数）	うち参加型投資の証明書類提出件数	（落札件数に占める比率）
第 1 回	5～17MW	300MW	6.25 ｾﾝﾄ	308MW	24	20	83%
	500kW ～ 5MW	135MW	6.81 ｾﾝﾄ	145MW	33	21	64%
2017 年	駐車場屋根	65MW	10.56 ｾﾝﾄ	82MW	22	12	45%
2 月	**第 1 回計**	**500MW**	**7.06 ｾﾝﾄ**	**535MW**	**79**	**53**	**67%**
第 2 回	5～17MW	300MW	5.55 ｾﾝﾄ	300.4MW	21	n/a	71%
	500kW ～ 5MW	135MW	6.59 ｾﾝﾄ	135.4MW	35	n/a	89%
2017 年	駐車場屋根	65MW	9.51 ｾﾝﾄ	71.8MW	21	n/a	81%
6 月	**第 2 回計**	**500MW**	**6.39 ｾﾝﾄ**	**507.6MW**	**77**	**n/a**	**82%**
第 3 回	5～17MW	300MW	5.53 ｾﾝﾄ	306MW	21	18	86%
	500kW ～ 5MW	135MW	6.31 ｾﾝﾄ	136MW	33	27	82%
2017 年	駐車場屋根	65MW	8.78 ｾﾝﾄ	65MW	23	19	83%
12 月	**第 3 回計**	**500MW**	**6.16 ｾﾝﾄ**	**508MW**	**77**	**64**	**83%**

[145] アレテ（Arrêté）は，大臣、県知事、コミューンの長およびその他の行政機関の命令、処分および規則の総称。

入札回	募集カテゴリー	募集容量	落札平均価格（ｾﾝﾄ/kWh）	落札事業（MW）	（件数）	うち参加型投資の証明書類提出件数	（落札件数に占める比率）
第 4 回	5～30MW	450MW	5.21 ｾﾝﾄ	454MW	30	13	
	500kW ～ 5MW	200MW	6.27 ｾﾝﾄ	203MW	51	22	
2018 年	駐車場屋根	70MW	8.38 ｾﾝﾄ	71MW	22	11	
6 月	**第 4 回計**	**720MW**	**5.82 ｾﾝﾄ**	**728MW**	**103**	**46**	

出所）エネルギー規制委員会（CRE）ウェブサイト(https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-Centrales-a)、各入札回の「Rapports de synthèse」をもとに作成（2018 年 12 月 3 日取得）

1.2.7 オーストラリア

(1) 再生可能エネルギー電力の支援施策

オーストラリア（以下、豪州とする）政府は、再生可能エネルギー目標（RET: Renewable Energy Target）制度において、2020 年までに 33,000MWh の再生可能電力を導入する目標を掲げている。2016 年度中の供給電力に占める再生可能電力の比率は 17.3%となっている。

RET 制度を施行した 2001 年時点では、水力発電が大部分を占めていたが、近年は風力発電や太陽光発電の発電量が増加している（図 1-107）。

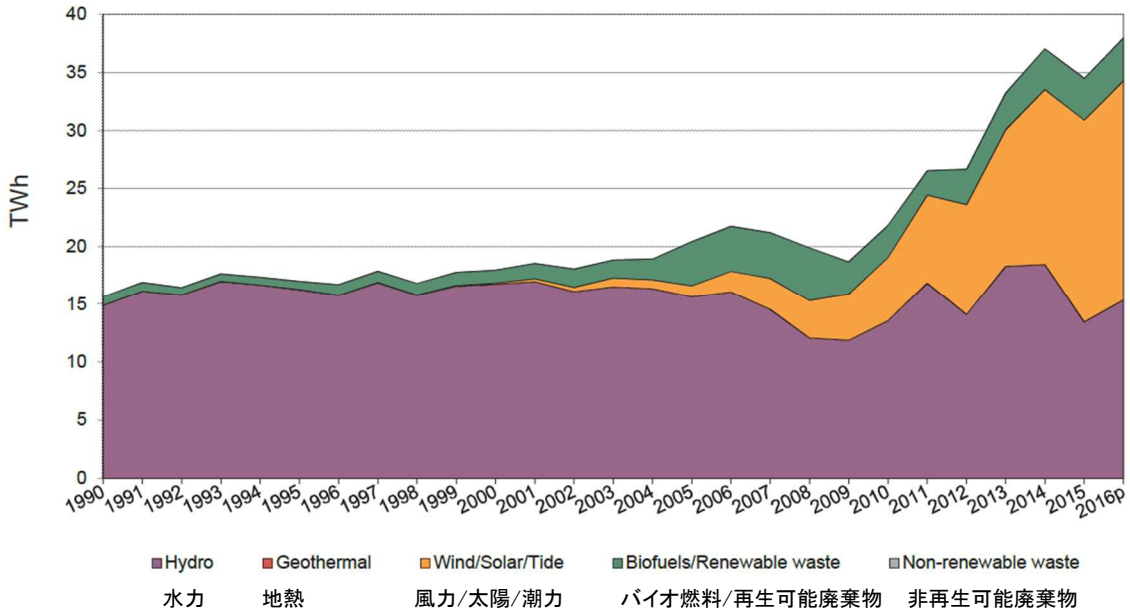


図 1-107　豪州：再生可能エネルギー発電量の推移

出所）International Energy Agency, “Renewables Inforamtion (2017 Edition)”, 2017 より作成

地球温暖化対策に関しては、2015 年 12 月に開催された第 21 回気候変動枠組条約締約国会議（COP21）で豪州が提示した 2030 年目標は、「2030 年までに 2005 年比で 26～28%削減」である。

豪州の地球温暖化対策は、比較的積極的な労働党、消極的な自由党の間で揺れているが、2015 年 9 月に誕生した自由党ターンブル（Turnbull）政権は 2016 年 7 月に 10 億豪ドルで Clean Energy Innovation Fund を設立し、再生可能エネルギー、エネルギー効率、および低排出技術を試験段階から商用水準にまで高めることを目的とした基金の運用を開始した。オーストラリア再生可能エネルギー庁（Australian Renewable Energy Agency : ARENA）と Clean Energy Finance Corp（CEFC）とで革新的なクリーンエネルギー事業やテクノロジーへの融資および株式投資を管理する。2016 年度は 3,000 万豪ドルがコミットされた。[146]

連邦政府はパリ協定のもとの義務履行を目的として、2016 年 12 月にターンブル首相の要

[146] CEFC, “Annual Report 2017” http://annualreport2017.cefc.com.au/performance/special-investment-programs/clean-energy-innovation-fund/（2018 年 1 月 25 日取得）

請により主席科学技術官である Finkel 博士が提唱した、電力市場の改革案の 1 つ、Clean Energy Target (CET)を検討してきた。これは、新たな低排出形態の発電が市場に参入する際にインセンティブを提供する政策メカニズムであり、毎年一定水準の低排出発電の導入目標を設定し、電力小売事業者に風力発電および太陽光発電などの低排出源からの発電証書の購入を義務付けるものであった。

2017 年 10 月、連邦政府は CET を不採用とする考えを示した。これは、CET は石炭への課税であると考える、石炭擁護派のアボット（Abbott）元首相の意向が強く反映されたためと考えられている。[147]

同時にターンブル首相は、電力をより割安で信頼できるものにするため、新たなエネルギー政策となる、国家エネルギー保証（NEG：National Energy Guarantee、以下 NEG とする）案を公表した。この政策案は、二酸化炭素排出を削減しつつ、エネルギー小売事業者に石炭、ガス、蓄電、および水力といった「給電可能（dispachable）」な電源からの電力を確保することを義務付ける。2005 年の水準から二酸化炭素排出量を 26%削減することを示唆しており、コンサルテーションを経て、2019 年に信頼できる電源の確保を施行し、2020 年には RET の代替となる排出保証の開始を目指していた。[148]

その後、2018 年 8 月 24 日に、同じオーストラリア自由党のモリソン（Morrison）氏に首相が代わる政権交代が行われた。2018 年 9 月 8 日に、モリソン首相は、党内で NEG 法案を廃案とすることを提案した[149]。それに対して、野党の労働党のショーテン（Shorten）党首は、2018 年 11 月に、廃案となった NEG 法案を復活させ、再生可能エネルギーに対して数億豪ドルをあてがう、新たな労働党のエネルギー政策を公表した[150]。

2018 年 12 月時点で、新たなエネルギー政策に関する議論は継続しており、方向性は不透明な状況である。

(2) 火力発電に関する動向

豪州では、National Electricity Market（NEM）および Western Australia's South-West Interconnected System（SWIS）が、最大規模の卸電力取引市場となる。NEM は、西海岸および南西海岸沿岸部の 5 つの州（クイーンズランド、ニューサウスウェールズ、南オーストラリア、ビクトリア、タスマニア）、SWIS は南西部の西オーストラリア州を管轄している。NEM と SWIS は、豪州の電力需要のそれぞれ 86%と 8%をカバーする。近年、石炭火力発電（褐炭・一般炭）は、NEM の電源構成の 78%を、SWIS では 50%を占めている[151]。

---

147 Reuters, “Australia shuns clean Energy Target in policy overhaul,” https://www.reuters.com/article/us-australia-power/australia-shuns-clean-energy-target-in-energy-policy-overhaul-idUSKBN1CL326（2018 年 1 月 25 日取得）

148 COAG, "National Energy Guarantee," http://www.coagenergycouncil.gov.au/publications/energy-security-board-update（2018 年 1 月 25 日取得）

149 ABC ニュース, https://www.theguardian.com/australia-news/2018/sep/08/scott-morrison-says-national-energy-guarantee-is-dead （2018 年 12 月 13 日取得）

150 ABC ニュース, https://www.abc.net.au/news/2018-11-22/bill-shorten-labor-to-revive-national-energy-guarantee/10521468（2018 年 12 月 13 日取得）

151 Australian Energy Council、“ The retirement of coal-fired power stations” https://www.energycouncil.com.au/media/6409/16-11-10-aec-submission-senate-inquiry-retirement-of-coal-fired-

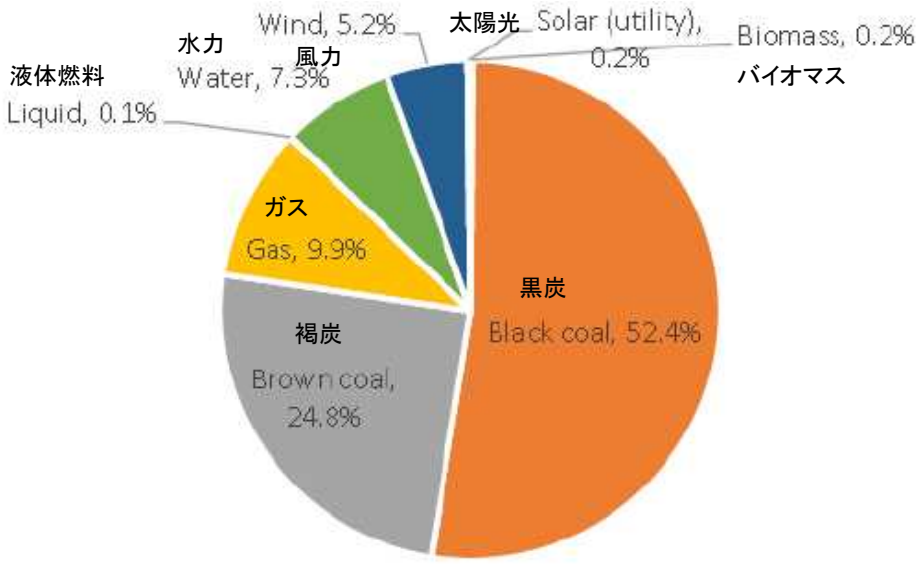


図 1-108　豪州：NEM における電源構成

出所）Australian Energy Council, “The retirement of coal-fired power stations” 2016 より作成

2017 年 12 月現在、石炭火力発電所の閉鎖に関する規制等は定められておらず、連邦政府は廃炉に関する検討を進めている。2016 年 10 月 13 日、上院は Environment and Communications References Committee で石炭発電設備の廃炉推進に関する政策枠組み等を検討し、2016 年 11 月 10 日までに意見募集を行った。

上院 Environment and Communications References Committee が検討事項に対する意見・研究をとりまとめ、最終報告書“Retirement of coal fired power stations”[152]として公表した。豪州アの火力発電所は老朽化が進んでいること、また、2016 年 11 月に批准したパリ合意を達成するためにも、2030 年半ばまで年に 1 ヶ所のペースで閉鎖を進める必要があると、上院公聴会で述べられている。また、Climate Institute[153]は、Climate Change Authority、およびオーストラリア国立大学（Australian National University）との共同分析により、既存石炭火力発電所を 2035 年までに全廃すべく、体系的な閉鎖を進め、ゼロまたは低排出エネルギー技術に切り替える必要があると提言した。

本報告書の中では、豪州政府が新設石炭火力発電所の建設への直接調達、補助金、またはその他支援を供与しない旨コミットすることを提言している。

2018 年 12 月末時点で、本件に対する政府回答等の今後の方針は公表されていない。

---

power-stations.pdf（2017 年 12 月 22 日取得）

[152] オーストラリア議会、“The retirement of coal fired power stations” http://www.aph.gov.au/Parliamentary_Business/Committees/Senate/Environment_and_Communications/Coal_fired_power_stations/~/media/Committees/ec_ctte/Coal_fired_power_stations/Final%20Report/report.pdf（2017 年 12 月 22 日取得）

[153] 2005 年に設立された気候変動政策を中心とした研究機関。2017 年 6 月末に、財務面の理由から Australia Institute に吸収された。

1.2.8 中国

(1) 政策の概観

2009 年 9 月、第 15 回気候変動枠組条約締約国会議（COP15）の開会式において、胡錦濤国家主席（当時）は「中国の一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を 2020 年までに 15%へ引き上げる」という目標を公表した。また、2014 年 11 月 12 日に公布された米中の気候変動対策共同声明では、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を 2030 年までに 20%まで拡大するという目標が明らかにされた。

その翌年、2015 年末にパリで開催された気候変動枠組条約第 21 回締約国会議（COP21）において、中国代表団団長を務めた解振華氏（中国気候変化事務特別代表）は、2030 年までに、①一次エネルギー消費に占める非化石燃料の割合を 20%前後に引き上げる、②CO2 排出量をピークアウトする（なるべく早い時期に実現する）、③GDP 当たりの CO2 排出量を 2005 年比で 60～65%低下させる、④2005 年比で森林ストック量を 45 億立方メートル増加させるとの 4 つの目標を宣言した[154]。中国政府が 2016 年 3 月に国連気候変動枠組条約（UNFCCC）へ提出した「自国が決定する貢献」（NDC : Nationally Determined Contribution）においても同一の目標が掲げられている[155]。

中国政府はパリ協定の目標達成に向けて、様々なエネルギー政策を通じて再生可能エネルギーの普及促進に積極的に取り組んでいる。具体的には、再生可能エネルギーを対象とする各種補助金制度や固定価格買取制度の確立、全国・省別導入目標の設定、税制優遇措置などが実施されてきた。以下、再生可能エネルギー関連法令と国家計画に規定された導入規模拡大の目標・方向性を概観する。

1) 再生可能エネルギー法

中国政府は 2006 年、「再生可能エネルギー法」を正式に公表し、2009 年には同法を改定した。この法律によって再生可能エネルギーの総合目標政策、再生可能エネルギー電気の強制的な系統連系及び全量買取保障政策、地域の実情に合わせた買取価格の設定と補助政策など諸制度が確立された[156]。

---

154 人民網（2015 年 12 月 14 日付）http://politics.people.com.cn/n1/2015/1214/c1001-27924179.html （最終閲覧日：2018 年 3 月 7 日）

155 UNFCCC ウェブサイト "NDC Registry" http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/All.aspx に中国の NDC（下記）が掲載されている。約束草案（INDC）としての提出日は 2015 年 6 月 30 日である。
http://www4.unfccc.int/ndcregistry/PublishedDocuments/China%20First/China%27s%20First%20NDC%20Submission.pdf （最終閲覧日：2018 年 3 月 7 日）

156 中国国務院及び関連部門は、同法の施行に合わせて「再生可能エネルギー発電に関する管理規定（可再生能源发电有关管理规定）」、「再生可能エネルギーの買取価格及び費用均等分担に関する暫定方法（可再生能源上网电价及费用分摊管理试行办法）」、「電力会社による再生可能エネルギー発電量の全量買取に関する監督管理方法（电网企业全额收购可再生能源电量监管办法）」などの政策規定を公布している。

2) 計画・目標

a. エネルギー発展戦略行動計画 2014-2020 年に関する国務院弁公庁の通知（国弁発（2014）31 号）

2014 年 6 月 7 日に公布された同行動計画では、第 13 次 5 カ年計画期間中（2016～2020 年）における再生可能エネルギーの発展の方向性と目標が正式に提示された（表 1-32）。また、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を 2020 年までに 15%へ引き上げる目標も再確認されている。

表 1-32　中国の再生可能エネルギーに関する計画

対象電源	内容	2020 年目標
水力	● 西南地域の金沙江、雅礱江、大渡河、瀾滄江等の流域を重点地域として大型発電所を開発 ● 揚水発電所の建設拡大	設備容量：3.5 億 kW（揚水発電を除く）
風力	● 酒泉、内モンゴルの西部、内モンゴルの東部、冀北、吉林、黒竜江、山東、クムル市、蘇州等で 9 ヵ所の大型風力発電基地及び送電システムを重点的に建設 ● 南部及び中東部地域において、分散型風力発電・洋上風力発電の導入拡大を推進	設備容量：2 億 kW 価格：石炭火力発電に相当する電力価格
太陽光	● 太陽光発電基地及びモデルプロジェクトの実施 ● 屋上型等分散型太陽光発電の推進	設備容量：1 億 kW 価格：石炭火力発電に相当する電力価格
地熱 バイオマス	● 地熱エネルギーの全面調査及び地熱発電モデルプロジェクトの実施 ● バイオマス・地熱の熱供給応用を推進	利用量：5,000 万トン標準炭換算値

出所）国務院弁公庁,「エネルギー発展戦略行動計画 2014-2020 年に関する国務院弁公庁の通知」（国务院办公厅关于印发能源发展战略行动计划 2014-2020 年的通知）国弁発（2014）31 号, 2014 年 6 月 7 日より作成

b.「再生可能エネルギー発展第 13 次 5 カ年計画」

2016 年 2 月、国家能源局は同計画のパブリックコメント版を公表し、第 13 次 5 カ年計画期間中（2016～2020 年）に、再生可能エネルギー分野に対し 2.3 兆元[157]の追加投資を行うことを明らかにした[158]。

[157] 1 元＝17 円
日本銀行「基準外国為替相場及び裁定外国為替相場」（2018 年 2 月 20 日）による。
https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame_rate/kijun/kiju1803.htm/ （最終閲覧日：2018 年 3 月 9 日）

[158] 王璐,「今後 5 年間に再生可能エネルギーに 2.3 兆元を新規投資」（可再生能源五年新投 2.3 万亿）经济参考报, 2016 年 1 月 29 日

また、同計画では2020年までの再生可能エネルギー電気の導入目標と戦略の方向性が定められた。前出の「エネルギー発展戦略行動計画」の目標値に調整が施され、水力発電は1,000万kW縮小される一方で、太陽光及び風力発電を大幅に拡大することとなった。今後、中国西南部では大型水力発電基地、東北・華北・西北では風力発電基地の建設を進めるとともに、太陽光発電の半分以上を分散型にする見通しである。

9ヶ月後の2016年11月7日、国家能源局は記者会見を開き「電力発展第13次5カ年計画」に関する説明を行った。同計画では、再生可能エネルギーの発展目標がさらに調整され、いずれの電源（揚水発電を除く）も目標が下方修正された（表 1-33、表 1-34）。水力発電については開発に伴う生態環境・移住措置への配慮、風力・太陽光に関しては需給アンバランス（いわゆる「棄風・棄光」問題）[159]への対応が目標値調整の背景にある。また、風力・太陽光共に電力の「地産地消」重視が戦略の方向性となっている。

表 1-33　再生可能エネルギー第13次5カ年計画目標（発電設備容量）(億kW)

電源種類	2020年の目標（億kW）	戦略方向
水力発電（揚水発電以外）	3.4	大型水力発電を優先
揚水発電	0.4	
風力発電（陸上）	1.6	陸上の風力発電を優先 地産地消、「棄風」を改善[160]
風力発電（洋上）	0.5	
太陽光発電（発電所）	1.05	分散型の発展を優先 地産地消、「棄光」を改善[161]
太陽光発電（分散型）		
太陽熱発電	0.05	モデル事業を実施
バイオマス発電	0.15	地（県）級市で着実に発展

出所）国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第13次5カ年計画」（可再生能源发展“十三五”规划）, 2016年12月10日より作成

表 1-34　再生可能エネルギー第13次5カ年計画目標（発電量）（億kWh）

電源の種類	2020年目標（億kWh）	
	年間発電量	発電量シェア（%）
水力（揚水除く）	12,500	17.7
風力	4,200	6.0
太陽光	1,245	1.8
太陽熱	200	0.3
バイオマス	900	1.3
再エネ合計	19,045	27.0
全電源の発電量	70,537	100.00

出所）国家発展改革委員会「再生可能エネルギー発展第13次5カ年計画（正式版）」, 2016年12月より作成

http://www.jjckb.cn/2016-01/29/c_135055225.htm（最終閲覧日：2018年3月9日）

159 「棄風・棄光」問題については、1.2.8(3)で詳述する。

160 同上

161 同上

また、発電用途以外の再生可能エネルギー（熱の直接利用等）についても、表 1-35 のとおり計画目標が公表されている。

表 1-35　再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電を除く）（TJ）

熱源の種類	2020 年目標(TJ)
太陽熱温水器	2,812,800
地熱	1,172,000
バイオガス	281,280
バイオマス固形燃料	439,500
バイオエタノール燃料	111,340
バイオディーゼル	87,900

注）「バイオエタノール燃料」及び「バイオディーゼル」については、運輸部門用途も含む。
出所）国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 カ年計画」（可再生能源发展“十三五”规划）（正式版）, 2016 年 12 月, 国家発展改革委員会,「バイオマス発展の第 13 次 5 カ年計画」（生物质能发展十三五规划）, 2016 年 12 月より作成

「再生可能エネルギー発展第 13 次 5 カ年計画（正式版）」が発表された後、太陽、地熱等の再生可能エネルギーによる熱供給に関する中期目標も個別に設定された。国家能源局が 2016 年 12 月に発表した「太陽エネルギー発展の第 13 次 5 カ年計画」（太阳能发展十三五规划）によると、太陽エネルギーによる熱供給の集熱面積については、2015 年までの 4 億平方メートルから、2020 年までの 8 億平方メートルへ倍増させる目標が掲げられた（表 1-36）。

表 1-36　太陽光エネルギーの開発利用目標（2020 年まで）

目標期間	太陽エネルギーによる熱供給の集熱面積(万 m^2)
2015 年まで	40,000
2020 年まで	80,000

出所）国家能源局,「太陽エネルギー発展の第 13 次 5 カ年計画」（太阳能发展十三五规划）, 2016 年 12 月より作成

また、国家発展改革委員会・国家能源局・国土資源部は、2017 年 1 月に「地熱エネルギーの開発利用における第 13 次 5 カ年計画」（地热能开发利用十三五规划）を共同で公表した。この計画では 2020 年までの目標を以下のとおり設定している（表 1-37

表 1-37）。

表 1-37　地熱エネルギーの開発利用目標（2020 年まで、全国合計）

2015 年～2020 年増加目標			2020 年までの累積目標		
浅層部地中熱ヒートポンプによる熱供給の面積（万 m²）	中深層熱水型地熱エネルギーによる熱供給の面積（万 m²）	設備導入容量（MW）	浅層部地中熱ヒートポンプによる熱供給の面積（万 m²）	中深層熱水型地熱エネルギーによる熱供給の面積（万 m²）	設備導入容量（MW）
72,650	40,000	500	111,850	50,210	527.28

注）本計画では、省別・都市別の目標値が設定されている（表では割愛している）。

出所）国家発展改革委員会・国家能源局・国土資源部「地热能开发利用十三五规划（地熱エネルギーの開発利用に関する第 13 次 5 カ年計画）」2017 年 1 月より作成

c. 省別の導入目標

2016 年 2 月 29 日、国家能源局は「再生可能エネルギーの開発利用における目標誘導制度に関する国家能源局の指導意見」（国能新能（2016）54 号）を公布した。同指導意見では、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源（水力を除く）の割合について、省別の目標値が設定されている（図 1-109）。全国平均は 10%程度であるが、再生可能エネルギー資源の利用可能性に応じて、内モンゴル自治区、東北三省（遼寧省、吉林省、黒竜江省）等は 13%と高めに、上海市、江西省及び一部の西南部地域（雲南省、重慶市、四川省、貴州省）等は 5%と低めの設定になっている。

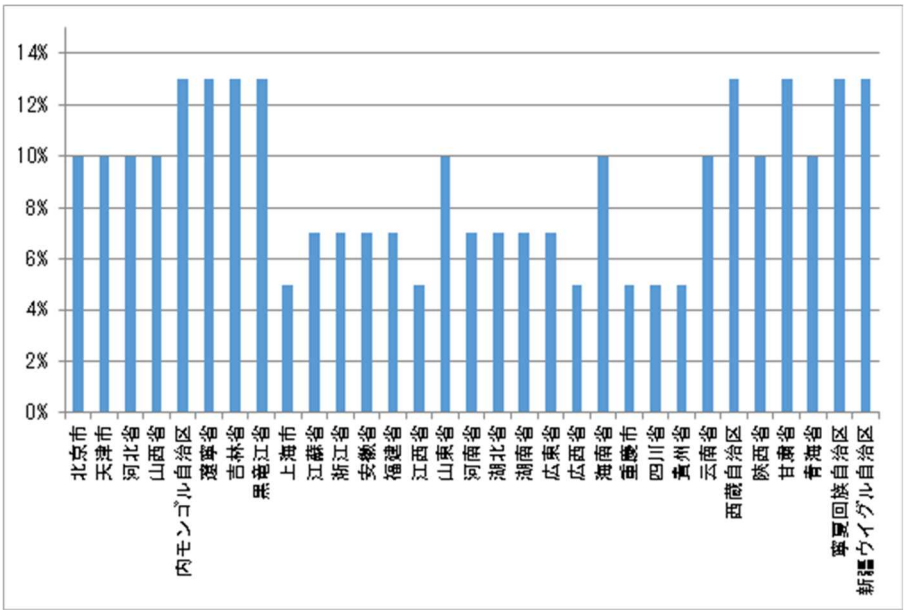


図 1-109　一次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源（水力を除く）の省別目標

出所）国家能源局,「再生可能エネルギーの開発利用目標の目標引導制度に関する指導意見」（关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见）国能新能（2016）54 号, 2016 年 2 月 29 日より作成

さらに 2017 年 7 月 19 日、国家能源局は「再生可能エネルギーの発展における第 13 次 5 カ年計画実施に関する指導意見」（关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见）国能発

新能（2017）31 号を公表し、省別の再生可能エネルギーの容量導入目標を明らかにした。

2017 年 8 月 1 日、国家能源局新エネルギー司[162]はこの指導意見について記者会見を開き、省別の目標設定について、以下のように理由を説明した。

- 風力、太陽光、バイオマス発電は（化石電源に比べ）相対的に規模が小さく、多数の発電所が広範囲に分布している。また、水力・地熱等他の大規模な再エネ、または火力発電プロジェクトに比較すると建設期間が短い。そのため、個別案件の確実な遂行が難しい。
- プロジェクトの実現可能性と確実性を高め、発電所稼動までのリードタイムを短縮するため、省別に各年度の導入目標を設定することに意義がある。
- 前提条件としては、送配電網の整備と確実な電力需要、「棄光・棄風・棄水」の解決を考慮すべきである。

電源別の具体的な目標を以下に示す。風力発電については、2017 年から 2020 年にかけて累計で 110,410MW の新規導入目標が設定されている（表 1-38）。このうち「棄風」が深刻な吉林省、黒竜江省、甘粛省、寧夏省、内モンゴル省、新疆ウイグル自治区、新疆生産建設兵団[163]は目標設定の対象外となっており、状況が改善されてから再検討することになっている。

表 1-38 風力発電の新規導入目標【省別】（2017 年～2020 年）（MW）

省（市・区）	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2017-2020 年累計
北京市	0	50	50	100	200
天津市	290	260	400	280	1,230
河北省	2,390	3,500	3,000	2,500	11,390
山西省	2,560	2,400	2,200	2,240	9,400
遼寧省	0	700	500	400	1,600
上海市	0	100	100	100	300
江蘇省	1,100	1,000	800	800	3,700
浙江省	0	1,000	900	900	2,800
安徽省	2,000	1,000	1,000	500	4,500
福建省	500	1,000	1,000	1,000	3,500
江西省	1,130	1,600	1,400	600	4,730
山東省	3,500	2,400	2,000	2,000	9,900
河南省	3,000	3,000	3,000	3,000	12,000
湖北省	3,010	1,500	1,500	1,500	7,520
湖南省	2,320	2,300	1,500	1,500	7,620
広東省	1,650	1,500	1,500	1,500	6,150
広西区	2,000	1,000	1,000	1,000	5,000
海南省	0	0	0	350	350
重慶市	300	150	150	150	750
四川省	220	80	200	200	700
貴州省	150	600	1,200	440	2,390
雲南省	0	650	650	650	1,950

162 「新エネルギー司」は、国家能源局傘下の内部機構。新エネルギー・再生可能エネルギーを担当する部局の名称である。

163 「新疆生産建設兵団」は中央政府と新疆ウイグル自治区に共同管轄される特別な行政区域である。

省（市・区）	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2017-2020 年累計
チベット	0	50	50	100	200
陝西省	3,030	1,500	1,500	1,500	7,530
青海省	1,500	1,500	1,000	1,000	5,000
合計	**30,650**	**28,840**	**26,600**	**24,310**	**110,410**

出所）国家能源局「再生可能エネルギーの発展における第 13 次 5 カ年計画実施に関する指導意見」（关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见）国能発新能（2017）31 号、2017 年 7 月 19 日より作成

太陽光発電については、2017 年から 2020 年にかけて、累計で 86,500MW の新規導入目標が計画されている（表 1-39）。このうち、既に導入の進んでいる 7 地域（北京市、天津市、上海市、福建省、重慶市、チベット自治区、海南省）に関しては、自主計画・自力管理を進めることとし、目標設定の対象外となっている。また、「棄光」問題が深刻な甘粛省、新疆ウイグル自治区、新疆生産建設兵団、寧夏省を含めた地域に関しては、風力の場合と同様にしばらくの間新規導入を抑制し、状況が改善されてから再検討することになっている。

表 1-39　太陽光発電の新規導入目標【省別】（2017 年～2020 年）（MW）

省（市・区）	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2017-2020 年累計
河北省	1,000	1,200	1,200	1,200	4,600
山西省	800	1,000	1,000	1,000	3,800
山東省	500	1,000	1,000	1,000	3,500
内モンゴル	1,000	1,000	1,000	1,000	4,000
遼寧省	500	400	300	300	1,500
吉林省	500	400	400	400	1,700
黒竜江省	800	800	800	800	3,200
陝西省	800	800	800	800	3,200
青海省	800	500	500	500	2,300
江蘇省	1,200	1,000	1,000	1,000	4,200
浙江省	1,000	1,000	1,000	1,000	4,000
安徽省	800	600	500	500	2,400
江西省	500	300	300	300	1,400
河南省	900	500	500	500	2,400
湖北省	500	500	300	300	1,600
湖南省	500	500	300	300	1,600
四川省	500	500	300	300	1,600
貴州省	300	300	300	300	1,200
雲南省	500	500	500	500	2,000
広東省	500	800	800	800	2,900
広西省	500	300	300	300	1,400
トップランナー基地(注)	8,000	8,000	8,000	8,000	32,000
合計	**22,400**	**21,900**	**21,100**	**21,100**	**86,500**

注）「トップランナー基地」については(2)1)太陽光発電トップランナー制度で詳述。

出所）国家能源局「再生可能エネルギーの発展における第 13 次 5 カ年計画実施に関する指導意見」（关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见）国能発新能（2017）31 号、2017 年 7 月 19 日より作成

バイオマス発電については、2016 年 12 月までに累計 12,140MW の導入規模が実現しており、「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 カ年計画」の導入目標（2020 年までに 15,000MW、表 1-33 参照）が前倒しで達成できることが見込まれている。そこで、国家能源局は 2017 年 7 月 19 日、「再生可能エネルギーの発展における第 13 次 5 カ年計画実施に関する指導意見」（关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见）国能発新能（2017）31 号と同時に「バイオマス発電における第 13 次 5 カ年計画中の建設配置方案」（生物质发电十三五规划布局方案）を公表した。同方案では、2020 年までに累計 23,340MW の導入目標が設定されている（当初の計画から 55.6%増）（表 1-40）。この方案では、バイオマス発電所の建設申請について、中央政府から地方政府へ審査主導権を委譲することも定められ、開発の迅速化が図られている。

表 1-40　第 13 次 5 カ年計画期間中におけるバイオマス発電の建設配置方案（MW）

省（市・区）	農林バイオマス発電	廃棄物燃焼発電	合計
北京市	10	50	60
天津市	20	20	40
河北省	1,340	300	1,640
山西省	300	250	550
内モンゴル	240	100	340
遼寧省	790	550	1,340
吉林省	1,130	200	1,330
黒竜江省	1,100	180	1,280
上海市	10	150	160
江蘇省	570	860	1,430
浙江省	50	570	620
安徽省	730	540	1,270
福建省	20	240	260
江西省	560	390	950
山東省	1,260	980	2,240
河南省	1,600	630	2,230
湖北省	590	380	970
湖南省	360	530	890
広東省	230	960	1,190
広西省	490	390	880
海南省	150	150	300
重慶市	130	130	260
四川省	150	330	480
貴州省	150	250	400
雲南省	0	210	210
チベット自治区	0	30	30
陝西省	480	440	920
甘粛省	380	130	510
寧夏回族自治区	30	50	80
新疆ウィグル自治区	0	190	190
新疆生産建設兵団	250	40	290

合計	13,120	10,220	23,340

出所）国家能源局「再生可能エネルギーの発展における第 13 次 5 カ年計画実施に関する指導意見」（关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见）国能発新能（2017）31 号、添付 3「バイオマス発電における第 13 次 5 カ年計画中の建設配置方案」（生物质发电十三五规划布局方案）2017 年 7 月 19 日より作成

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1)（大型）太陽光発電への支援（全量固定価格買取制度）

2011 年 7 月 24 日、国家発展改革委員会は「太陽光発電の買取価格制度の改善に関する通知」（発改価格（2011）1594 号）を公表し、固定価格買取制度が導入された。同通知では、2011 年 7 月 1 日までに建設が許可され、かつ 2011 年 12 月 31 日までに稼働できる太陽光発電所について固定買取価格を 1.15 元/kWh に設定した。

しかしながら、国土の広い中国では地域によって日射量が大きく異なるだけでなく、発電所の建設コスト及びランニングコスト、発電量にも開きがある。2013 年 8 月 26 日、国家発展改革委員会は「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」（発改価格（2013）1638 号）を公表し、買取価格を 3 つのエリア別に設定する方式を採用した（図 1-110）。なお、買取期間は原則 20 年間である。

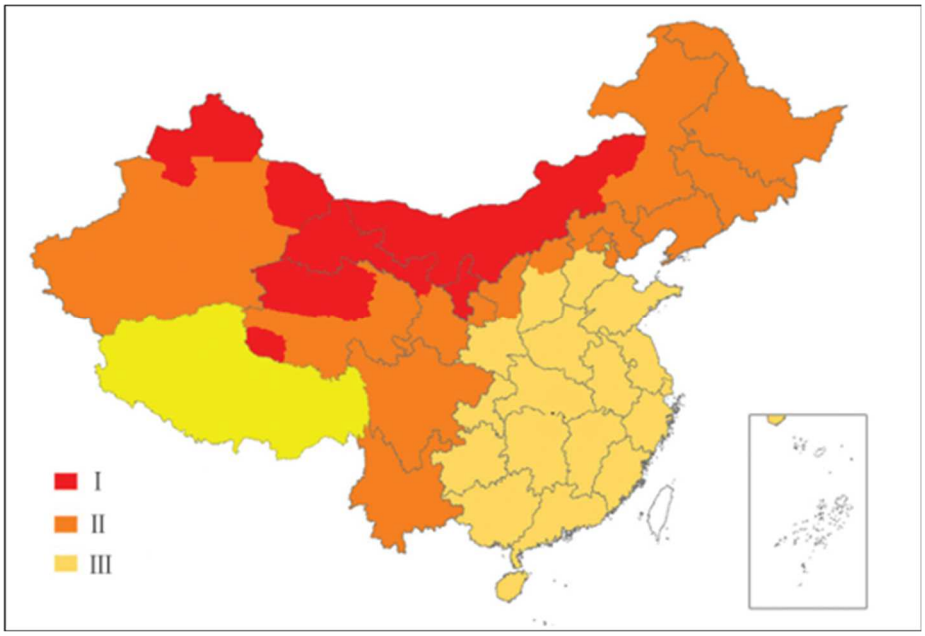


図 1-110　太陽光発電の買取価格に関するエリア区分

注）チベット自治区（上図左下・濃い黄色の部分）は、1～3 類エリアに該当せず、買取価格を別途設定することとなっている。

出所）国家能源中心,「中国再生可能エネルギー産業発展に関する報告 2015」（中国可再生能源产业发展报告 2015）中国経済出版社, 2015 年 9 月より作成

その後 2 回にわたり買取価格の引き下げが実施され、2017 年 1 月 1 日以降は「新エネル

ギーの固定買取価格の調整に関する通知－パブリックコメント版」[164]に基づく価格が適用されている。

2017 年 12 月 19 日、国家発展改革委員会は「2018 年太陽光発電の買取価格政策に関する通知」（关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知）発改価格規（2017）2196 号を公表した。2017 年までは太陽光発電の買取価格の見直しは年 1 回であったが、2018 年 5 月 31 日付で「2018 年太陽光発電に関する事項の通知」（关于 2018 年光伏发电有关事项的通知）発改能源（2018）823 号が公示され、2018 年 6 月以降は、これが現行の買取価格となっている。エリア方式が採用された 2013 年 9 月 1 日以降の買取価格の変遷を表 1-41 に示す。

表 1-41 （大型）太陽光発電所からの買取価格（元/kWh）

区分	2013 年 9 月 1 日以降	2016 年 1 月 1 日以降	2017 年 1 月 1 月以降	2018 年 1 月 1 日以降	2018 年 6 月 1 日以降
1 類エリア	0.90	0.80	0.55	0.55	0.50
2 類エリア	0.95	0.88	0.65	0.65	0.60
3 類エリア	1.00	0.98	0.75	0.75	0.70
適用対象	● 2013 年 9 月 1 日～2015 年 12 月 31 日に建設を許可された発電所 ● または 2013 年 9 月 1 日以前に建設許可されたが、2013 年 12 月 31 日までに稼働開始していない発電所	● 2016 年 1 月 1 日～2016 年 12 月 31 日に建設を許可された発電所 ● または 2015 年 12 月 31 日以前に建設許可されたが、2016 年 6 月 30 日までに稼働開始していない発電所	● 2017 年 1 月 1 日以降に建設を許可された発電所 ● または 2016 年 12 月 31 日以前に建設許可されたが、2017 年 6 月 30 日までに稼働開始していない発電所	● 2018 年 1 月 1 日以降に建設を許可された発電所 ● または 2017 年 12 月 31 日以前に建設許可されたが、2018 年 6 月 30 日までに稼働開始していない発電所	● 2018 年 6 月 1 日以降に建設を許可された発電所 ● または 2017 年以前に建設許可され、2018 年 6 月 30 日までに系統連系済の発電所

注）2013 年 9 月 1 日まではエリア区分がなく、買取価格は 1.00 元/kWh、または 1.15 元/kWh となっていた。

出所）国家発展改革委員会,「太陽光発電の買取価格制度の改善に関する通知」（关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知）発改価格（2011）1594 号, 2011 年 7 月 24 日より作成
国家発展改革委員会,「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」（关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知」）発改価格（2013）1638 号, 2013 年 8 月 26 日,
国家発展改革委員会,「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」（关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知）発改価（2015）3044 号, 2015 年 12 月 22 日,
国家発展改革委員会, 「新エネルギーの送電網接続価格の調整に関する通知－パブリックコメント版」（关于调整新能源标杆上网电价的通知－征求意见稿）, 2016 年 9 月 29 日
国家発展改革委員会「2018 年太陽光発電における買取価格政策に関する通知」（关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知）発改価格規（2017）2196 号, 2017 年 12 月 19 日

国家発展改革委員会「2018 年太陽光発電に関する事項の通知」（关于 2018 年光伏发电有关事项的通知）発改能源（2018）823 号, 2018 年 5 月 31 日国家発展改革委員会「2018 年太陽光発電に関する事項の説明の通知」（关于 2018 年光伏发电有关事项说明的通知）発改能源（2018）1459 号、2018 年 10 月 9 日より作成

[164] 2016 年 9 月 29 日に国家発展改革委員会が公布した。

太陽光発電設備容量の導入規模の抑制の動き

2018 年 5 月 31 日付の「2018 年太陽光発電に関する事項の通知」（关于 2018 年光伏发电有关事项的通知）发改能源（2018）823 号は、太陽光発電業界の発展状況を踏まえ、2018 年は原則として太陽光発電所の導入計画を見合わせるものとし、国家が未承認のプロジェクトについては各地方政府はいかなる形式の国家補助金対象の太陽光発電所も建設認可してはならないとした。さらに、国は各地方政府が主体的に各地の実情を踏まえた太陽光発電産業の発展政策を立案するとともに、国家補助金に依存しない太陽光発電プロジェクトの実施を各地方政府の監督管理のもとで進めることを奨励する方針を示している。

太陽光発電トップランナー制度

2017 年 9 月 22 日、国家能源局は「太陽光発電トップランナー計画実施及び 2017 年トップランナー基地建設に関する通知」（关于推进光伏发电领跑者计划实施和 2017 年领跑基地建设有关要求的通知）国能発新能（2017）54 号を公表した。「トップランナー（領跑者）」制度は、太陽光発電産業の技術向上とコスト削減を通じて、2020 年までに売電価格を低減させることにより、需要側の安価な電力調達実現を目指す政策である。

本制度では、太陽光発電設備を建設する「基地」を選定すると共に、建設を請け負う太陽光発電設備メーカーや投資会社も地域毎に選定する。基地は、発電コストの優位性を重視する「応用トップランナー」と、発電コスト低減技術の実現可能性を重視する「技術トップランナー」の 2 種類がある。上記通知に基づき、基地の建設規模、技術指標、選考基準等が定められ、今期の総規模は 8,000MW を目指す計画となっている（表 1-42）。選考は各省毎に自主申請、自由競争の方式で行われる。要件としては、2016 年に太陽光発電の発電実績が買取保証時間の 95%以上を達成し、かつ「棄光」率が 5%以下の省のみ申請可能である。

表 1-42　太陽光発電トップランナー基地の建設計画

項目	応用 トップランナー基地	技術 トップランナー基地	合計
今期の(*) 建設総規模	6,500 MW 以下	1,500 MW 以下	8,000 MW
基地毎の建設規模	250 MW 以上	100 MW 以上	500 MW
今期の 建設予定数	10	3	13
各省の最大申告数	2	1	3

注）今期：応用トップランナー基地は 2018 年末までに、技術トップランナー基地は 2019 年情半期に稼動開始予定となる。

出所）「太陽光発電トップランナー計画実施及び 2017 年トップランナー基地建設に関する通知」（关于推进光伏发电领跑者计划实施和 2017 年领跑基地建设有关要求的通知）国能発新能（2017）54 号より作成

2017 年 11 月 30 日、本制度に基づいて各省が申請し、国家能源局の専門家審査を経て確定したトップランナー基地が公表された。下表のとおり、応用トップランナー基地は計 10

ヶ所、技術トップランナー基地は計 3 ヶ所が選定されている（表 1-43）。なお、2018 年 5 月 31 日付の「2018 年太陽光発電に関する事項の通知」（关于 2018 年光伏发电有关事项的通知）発改能源（2018）823 号は、太陽光発電トップランナー基地建設について適度に推進し、2018 年は建設を抑制するとしており、新規建設のトップランナー基地リストは公表されていない。2018 年以降、トップランナー基地建設も調整局面に入っているとみられる。

表 1-43　太陽光発電のトップランナー基地リスト（2017 年）

基地分類	No.	基地名称	全体の計画規模（MW）	今年度の導入規模（MW）
応用	1	山西省大同市	3,000	500
	2	山西省寿陽県	1,000	500
	3	陝西省渭南市	1,000	500
	4	河北省海興県	1,000	500
	5	吉林省白城市	2,000	500
	6	江蘇省泗洪県	1,000	500
	7	青海省格爾木市	1,000	500
	8	内モンゴル自治区ダラト旗	2,000	500
	9	青海省デリンハ県	1,000	500
	10	江蘇省宝応県	2,080	500
技術	1	江西省上饒市	500	500
	2	山西省長治市	500	500
	3	陝西省銅川市	500	500

出所）国家能源局「2017 年太陽光発電のトップランナー基地リスト及び着実な関連事項の実施に関する通知」（关于公布 2017 年光伏发电领跑基地名单及落实有关要求的通知）国能発新能（2017）76 号、2017 年 11 月 30 日より作成

2) 分散型太陽光発電への支援（全量買取制度／余剰買取制度）

国家発展改革委員会は 2015 年 12 月 22 日、「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」（発改価（2015）3044 号）を公表し、分散型太陽光発電の基準買取価格を従来より細かく規定した。分散型太陽光発電の適用範囲は、①10kV 以下の電圧で系統連系され、かつ合計導入容量が 6MW 以下の太陽光発電プロジェクト[165]、②35kV（東北地域では 66kV）以下の電圧で系統連系され、かつ合計導入容量が 20MW 以下の太陽光発電プロジェクト[166]である（他はすべて大型太陽光発電となる）。

買取価格には「自産自消、余剰買取」、及び「全量買取」という 2 つの選択肢があり、買取期間は 20 年間である。「全量買取」方式の場合、買取金額は大型太陽光発電所の基準価格と同額である。「自産自消、余剰買取」方式を選択する場合は、所在地にある火力発電基準買取価格[167]に所定の補助金が加算される。

2017 年 12 月 19 日、国家発展改革委員会は「2018 年太陽光発電の買取価格政策に関する通知」（关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知）発改価格規（2017）2196 号を公表した。これによると、2018 年 1 月 1 日以降に稼動を開始した分散型システムの買取価格は 1～3 類エリア共通で 0.37 元/kWh となった。その後、2018 年 5 月 31 日付け、国家発展改革委員会「2018 年太陽光発電に関する事項の通知」（关于 2018 年光伏发电有关事项的通知）発改能源（2018）823 号により 2018 年 6 月 1 日以降に稼働を開始した分散型システムの買取価格は 0.05 元引き下げられて、0.32 元となっている（表 1-44）。

表 1-44　分散型太陽光発電の補助金（元/kWh）

区分	2013 年 9 月 1 日以降	2016 年 1 月 1 日以降	2017 年 1 月 1 月以降	2018 年 1 月 1 日以降	2018 年 6 月 1 日以降
1 類エリア	0.42	0.42	0.20	0.37	0.32
2 類エリア			0.25		
3 類エリア			0.30		
適用対象	2015 年 12 月 31 日までに稼働を開始した分散型太陽光発電システム	2016 年 1 月 1 日～2016 年 12 月 31 日の間に稼働を開始した分散型太陽光発電システム	2017 年 1 月 1 日より稼働開始した分散型太陽光発電システム	2018 年 1 月 1 日より稼働開始した分散型太陽光発電システム	2018 年 6 月 1 日より稼働開始した分散型太陽光発電システム

出所）国家発展改革委員会,「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」（关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知）発改価格（2013）1638 号, 2013 年 8 月 26 日,

---

165 国家電網,「分散型太陽光発電の系統連系に関する意見及び規定」（关于印发分布式光伏发电并网方面相关意见和规定）国家電網弁 1560 号, 2012 年 http://www.gs.sgcc.com.cn/html/main/col7/2013-04/23/20130423173754646557564_1.html （最終閲覧日：2018 年 3 月 9 日）

166 国家能源局,「分散型太陽光発電に関する政策を一層確実に実行させる通知」（关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知）国能新能（2014）406 号, 2014 年 9 月 2 日 http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto87/201409/t20140904_1837.htm （最終閲覧日：2018 年 3 月 9 日）

167 火力発電の基準買取価格は、国家発展改革委員会が設定する。2016 年 1 月 1 日以降の価格は 2015 年 12 月 27 日付の通知（2015）3105 号による。

国家発展改革委員会,「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」（关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知）発改価（2015）3044 号, 2015 年 12 月 22 日,
国家発展改革委員会,「新エネルギーの送電網接続価格の調整に関する通知－パブリックコメント版」（关于调整新能源标杆上网电价的通知－征求意见稿）, 2016 年 9 月 29 日
国家発展改革委員会「2018 年太陽光発電における買取価格政策に関する通知」（关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知）発改価格規（2017）2196 号, 2017 年 12 月 19 日
国家発展改革委員会「2018 年太陽光発電に関する事項の通知」（关于 2018 年光伏发电有关事项的通知）発改能源（2018）823 号, 2018 年 5 月 31 日より作成

また、分散型太陽光発電所については、2013 年 6 月以降、一部の地方政府が独自の補助金政策を実施している。中央政府の補助金と併用できるため、太陽光の日射量が比較的少ない中部及び東部の太陽光発電所にとっては、経済性を左右する要因となっている。中央政府・地方政府の補助金合計額の例を図 1-111 に示す。

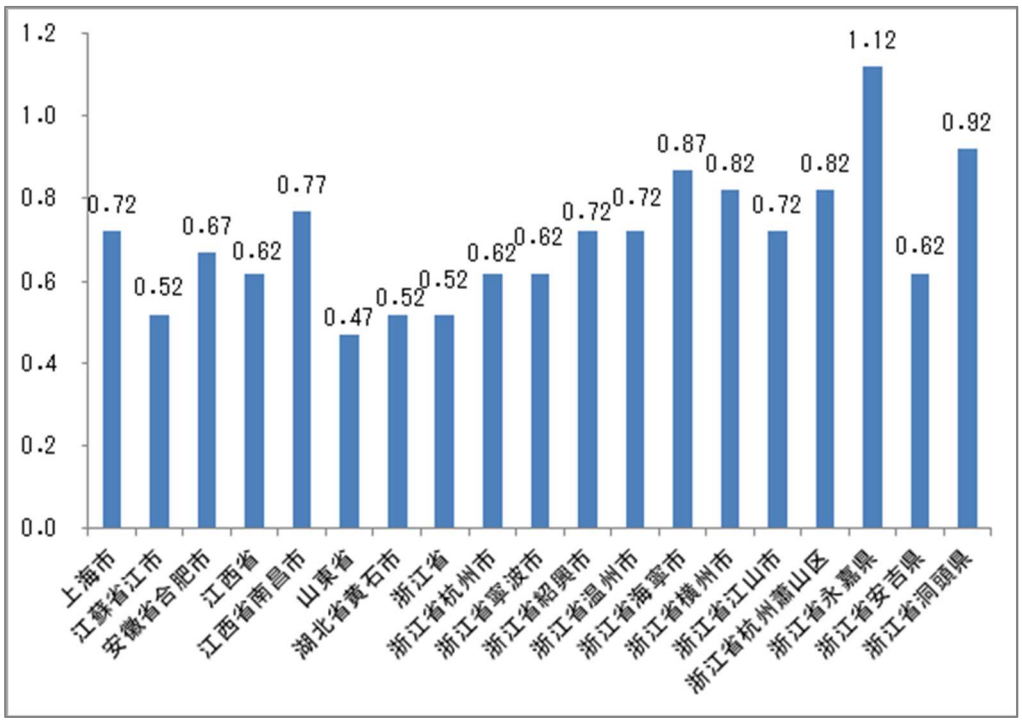


図 1-111　中央政府及び地方政府の補助金合計額（元/kWh）

出所）国家可再生能源中心,「中国可再生能源産業発展報告 2015」, 中国経済出版社, 2015 年 9 月より作成

http://www.sdpc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/201512/t20151230_769630.html （最終閲覧日：2018 年 3 月 9 日）

3) 貧困層世帯への支援（大型／分散型太陽光発電）

国家発展改革委員会は 2016 年 4 月 5 日、「太陽光発電における貧困援助業務の実施に関する意見」（关于实施光伏发电扶贫工作的意见）発改能源（2016）621 号を公表した。これ

は、日射量が多い 16 省 471 県において、計 3.5 万の村に居住する貧困層[168]200 万世帯を対象に、太陽光発電の買取価格を優遇することにより、2020 年までに世帯当たり年 3,000 元以上の増収を目的とする政策である。本意見の公表後、実施に向けての準備が始まり、2018 年 1 月 1 日から正式に開始された。2018 年 5 月 31 日付け、国家発展改革委員会「2018 年太陽光発電に関する事項の通知」（关于 2018 年光伏发电有关事项的通知）発改能源（2018）823 号により、太陽光発電の買取価格は 2018 年 6 月 1 日以降引き下げが行われたが、国の政策に合致する村レベルの貧困農村援助太陽光発電（設備容量 0.5MW 以下）の発電所については、買取価格を 0.42 元で据え置くこととされている。大型・分散型それぞれの買取価格を下表に示す（表 1-45）。

表 1-45　太陽光発電：貧困層世帯に対する優遇買取価格（元/kWh）

区分		通常の買取価格	貧困層世帯の優遇買取価格	
大型太陽光	1 類エリア	0.50	0.65	（0.5MW 以下）
	2 類エリア	0.60	0.75	
	3 類エリア	0.70	0.85	
分散型太陽光	1 類エリア	0.32	0.42	ー
	2 類エリア			
	3 類エリア			

注）2018 年 1 月 1 日以降に建設を許可された発電所、または 2017 年 12 月 31 日以前に建設許可されたが、2018 年 6 月 30 日までに稼働開始していない発電所が適用対象となる。

出所）国家発展改革委員会「2018 年太陽光発電における買取価格政策に関する通知」（关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知）発改価格規（2017）2196 号, 2017 年 12 月 19 日,
国家発展改革委員会「太陽光発電における貧困援助業務の実施に関する意見」（关于实施光伏发电扶贫工作的意见）発改能源（2016）621 号より作成

再生可能エネルギー電力割当制度

国家能源局は 2018 年 11 月 15 日付、「再生可能エネルギー電力割当制の実施に関する通知（意見募集稿）」（可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿））を公表し、省ごとに電力消費量に対して再生可能エネルギーが占めるべき割合を設定することを求めた。省ごとに「再生可能エネルギー全体」と「水力以外の再生可能エネルギー」について、それぞれの必達目標である「約束性指標」及び同指標に 10%上乗せした「激励性指標」を設定する。そのうえで、地方政府が再生可能エネルギーの消費量の達成に責任をもつこととされている。

再生可能エネルギー割当量の第一の義務主体は、電力ユーザーに売電する電網企業、配電網運営権をもつ独立発電事業者など各種の電力供給企業であるとされ、売電量に対する再生可能エネルギーの割合に対する達成責任を負う。また、電力を使用する電力ユーザー及び自家発電所を有する企業が第二の義務主体とされ、電力使用量に対する再生可能エネルギーの割合に対する達成責任を負うこととされている。

また、義務主体間で割当量を相互に流通させる仕組みが想定されている。当該年度の割当量を超過して達成した市場主体は、未達成の市場主体へ当該超過分の割当量を移転するこ

[168] 同意見では「労働能力を喪失した貧困層（身体障碍者も含む）」と規定されている。

とができ、割当量の移転価格は双方の協議による。さらに、後述の中国グリーン電力証書を購入することで、証書に記載された再生可能エネルギー分で割当量を補充することを認めることとし、グリーン電力取引市場の整備を進める方針が盛り込まれている。

「再生可能エネルギー電力割当制の実施に関する通知（意見募集稿）」（可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿））は 2018 年 11 月 15 日から 11 月 21 日まで国家能源局新能源司でパブリックコメントの受付が行われた。

表 1-46　再生可能エネルギー（水力を除く）電力の割当指標（意見募集稿）

No.	省（区、市）	2018 年		2020 年	
		約束性指標	激励性指標	約束性指標	激励性指標
1	北京	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
2	天津	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
3	河北	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
4	山西	12.5%	13.8%	14.5%	16.0%
5	内蒙古	18.0%	19.8%	18.0%	19.8%
6	辽宁	10.0%	11.0%	10.5%	11.6%
7	吉林	15.0%	16.0%	16.5%	18.2%
8	黑龙江	15.0%	16.5%	20.5%	22.6%
9	上海	2.5%	2.8%	3.0%	3.3%
10	江苏	5.5%	6.1%	7.5%	8.3%
11	浙江	5.0%	5.5%	7.5%	8.3%
12	安徽	9.5%	10.5%	11.5%	12.7%
13	福建	4.5%	5.0%	6.0%	6.6%
14	江西	6.5%	7.2%	8.0%	8.8%
15	山东	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
16	河南	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
17	湖北	7.5%	8.3%	10.0%	11.0%
18	湖南	9.0%	9.9%	13.0%	14.3%
19	广东	3.5%	3.9%	4.0%	4.4%
20	广西	4.0%	4.4%	5.0%	5.5%
21	海南	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
22	重庆	2.0%	2.2%	2.5%	2.8%
23	四川	3.5%	3.9%	3.5%	3.9%
24	贵州	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
25	云南	11.5%	12.7%	11.5%	12.7%

No.	省（区、市）	2018 年		2020 年	
		約束性指標	激励性指標	約束性指標	激励性指標
26	西藏	（割当指標の設定なし）			
27	陝西	9.0%	9.9%	12.0%	13.2%
28	甘肃	15.5%	17.1%	19.0%	20.9%
29	青海	19.0%	20.9%	25.0%	27.5%
30	宁夏	18.0%	19.8%	20.0%	22.0%
31	新疆	14.5%	16.0%	16.0%	17.6%

出所）「再生可能エネルギー電力割当制の実施に関する通知（意見募集稿）」（可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿））附件 3、2018 年 11 月 15 日より作成

4) 風力発電への支援（固定価格買取制度）

風力発電についても、2009 年にはエリア別（第 1 類～第 4 類）の価格設定による固定価格買取制度が導入されている。太陽光同様、買取価格は段階的に引き下げられている。買取期間は原則 20 年間である。エリア区分と買取価格の変遷を表 1-47 と表 1-48 に示す。買取価格は調査日時点（2019 年 3 月 7 日）で、2018 年 1 月 1 日以降に適用する買取価格からの変更は通知されていない。

表 1-47　風力発電の買取価格エリア

区分	範囲
1 類エリア	内モンゴル自治区（赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く）、新疆ウイグル自治区の一部（烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市）
2 類エリア	河北省承徳市、河北省張家口市、内モンゴル自治区（赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市）、甘肅省の一部（張掖市、嘉峪関市、酒泉市）
3 類エリア	吉林省（白城市、松原市）、黒竜江省（鶏西市、二鴨山市、七台河市、綏化市、伊春市大興安嶺地区）、甘肅省（張掖市、嘉峪関市、酒泉市を除く）、新疆ウイグル自治区の一部（烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市）、寧夏回族自治区
4 類エリア	1 類エリア、2 類エリア、3 類エリア以外の地域

出所）国家発展改革委員会,「風力発電の買取価格制度の改善に関する通知」（关于完善风力发电上网电价政策的通知）発改価格（2009）1906 号, 2009 年より作成

表 1-48　陸上風力発電の買取価格（元/kWh）

区分	2009 年	2015 年）	2016 年）	2018 年
1 類エリア	0.51	0.49	0.47	0.44
2 類エリア	0.54	0.52	0.50	0.47
3 類エリア	0.58	0.56	0.54	0.51
4 類エリア	0.61	0.61	0.60	0.58
適用対象	● 2009 年 8 月 1 日～2014 年 12 月 31 日に建設が許可され、かつ 2016 年 1 月 1 日までに稼働した発電所 ● 2009 年 8 月 1 日以前に許可された発電所は従来の買取価格が適用される。	● 2015 年 1 月 1 日～2015 年 12 月 31 日に建設が許可された発電所 ● または 2015 年 1 月 1 日以前に許可されたが、2016 年 1 月 1 日までに稼働していない発電所	● 2016 年 1 月 1 日以降に建設が許可され、許可期間中（2 年間）に稼働した発電所 ● または 2015 年 1 月～2015 年 12 月 31 日に許可されたが、2017 年 1 月 1 日までに稼働していない発電所	● 2018 年 1 月 1 日以降に建設が許可され、許可期間中（2 年間）に稼働した発電所

出所）国家発展改革委員会,「風力発電の買取価格制度の改善に関する通知」（关于完善风力发电上网电价政策的通知）発改価格（2009）1906 号, 2009 年
国家発展改革委員会,「陸上風力発電の固定買取価格の調整に関する通知」（关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知）発改価格（2014）3008 号, 2015 年 1 月,
国家発展改革委員会,「陸上風力発電及び太陽光発電の買取価格政策の改善に関する通知」（关于完善陆上风电光伏上网标杆电价政策的通知）発改価格（2015）3044 号, 2015 年 12 月 22 日より作成

なお、洋上風力発電については、国家発展改革委員会が 2014 年 6 月 5 日に公表した「洋上風力発電の買取価格に関する通知」（2014）1216 号において買取価格が設定されている。同通知では、発電所を設置する場所によって、買取価格を「潮間帯」[169]と「近海洋上」の 2 種類に分けて設定している（表 1-49）。洋上風力についても買取価格は調査日時点（2019 年 3 月 7 日）で改定されていない。

表 1-49　洋上風力発電の買取価格（元/kWh）

種類	買取り価格
潮間帯風力発電	0.75
近海洋上風力発電	0.85

出所）国家発展改革委員会,「洋上風力発電の買取価格に関する通知」（关于海上风电上网电价政策的通知）（2014）1216 号, 2014 年 6 月 5 日より作成

[169] 潮間帯とは、海と陸の境界にあたる部分で、大潮の時の最高高潮面から最低高潮面までの範囲を指す。

太陽光、風力発電の補助金政策の最新動向

国家発展改革委員会、国家能源局は 2019 年 1 月 7 日付、「風力、太陽光発電の無補助金売電の積極推進に関する業務の通知」（国家发展改革委国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知、发改能源[2019]19 号）を公表し、国家補助金を前提としない再生可能エネルギー発電プロジェクトを推進する方針を打ち出した。

風力発電と太陽光発電は規模拡大と技術進歩により建設コストが低下し、資源賦存量等の条件が良好な地域ではすでに石炭火力発電の発電コストと同水準に達したと指摘した上で、再生可能エネルギーの品質向上と産業の市場競争力を高めるため、風力及び太陽光発電の無補助金プロジェクトによる売電を推進する基本要求と政策措置を通知した。

地方政府が無補助金プロジェクトの投資環境を整備することを求め、未利用国有地を優先的に利用させる等、地方政府の権限で措置可能な支援を与え、プロジェクトコストの低減を支援することが推奨されている。なお、地方政府の補助金を受けるプロジェクトであっても再生可能エネルギー国家補助金を受けていない案件は「無補助金」プロジェクトとみなされる。

また、同通知は、風力、太陽光発電の無補助金プロジェクトで発電された電力は各地区の電網企業が全量買取を保証しなければならないとしている。基準価格は各地で定める石炭火力発電の売電価格と同額である。

5) バイオマス発電への支援（固定価格買取制度）

国家発展改革委員会は 2006 年 1 月 4 日、「再生可能エネルギー発電の買取価格及び費用分担管理に関する暫定方法」（発改価格（2006）7 号）を公表し、バイオマス発電・バイオマスガス化発電を対象とする固定価格買取制度が開始された。買取期間は 15 年である。以降、2010 年には農林バイオマスが、2012 年には生活廃棄物を原料とする廃棄物燃焼発電も制度対象に加えられた。買取価格は表 1-50 のとおりである。

表 1-50　バイオマス発電の買取価格（元/kWh）

実施開始日	対象	買取価格
2006 年 1 月 1 日	バイオガス	ベース価格＋0.25
2006 年 1 月 1 日	ガス化発電	ベース価格＋0.25
2010 年 7 月 1 日	農林バイオマス	0.75
2012 年 4 月 1 日	廃棄物燃焼	0.65

注）ベース価格は各地域の 2005 年の石炭火力発電買取価格（脱硫）とする。

出所）国家発展改革委員会,「再生可能エネルギーの買取価格及び費用分担管理の暫定方法」（可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法的通知）（发改价格（2006）7 号）, 2006 年 1 月 4 日,
国家発展改革委員会,「農林バイオマス発電の買取価格政策改善に関する通知」（关于完善农林生物质发电价格政策的通知）（発改価格（2010）1579 号）, 2010 年 7 月 18 日,
国家発展改革委員会,「廃棄物燃焼発電の買取価格政策の改善に関する通知」（关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知）（発改価格（2012）801 号）,2012 年 3 月 28 日より作成

6) 分散型電源への支援（市場化取引パイロット制度）

2017 年 10 月 31 日、国家発展改革委員会は「分散型発電の市場化取引パイロット展開に関する通知」（国家能源局关于开展分布式发电市场化交易试点的通知）発改能源（2017）1901 号を公表した。これは、太陽光・風力等分散型電源全般を対象とする支援策である。市場化取引の主な特徴は、分散型発電事業者（個人を含む）が電網会社（送配電事業者）に送配電費用（政府が規定した基準価格）を支払い、近隣の需要家と直接取引できる点である。参加条件（表 1-51）を満たしたプロジェクトは、自動的に従来の固定価格買取制度（全量買取／余剰買取）の支援対象となり、発電したすべての電力量が買取対象となるが、買取金額（補助金）は表 1-51 のとおり減額される。市場取引への参加条件を満たす発電事業者は、従来の固定価格買取制度と市場化取引パイロット制度のいずれかを選択することが可能である。

表 1-51　分散型電源市場化取引への参加条件

系統連系の電圧条件	容量制限	補助金の減額率（注 2）
35kV 以下	20MW 以下（注 1）	< 10%
110kV 以下	20MW 超過、50MW 以下	< 20%

注 1）自家消費がある場合、自家消費を除いた余剰電力が 20MW 以下の場合に限る。

注 2）補助金（買取価格）は、発改価格規（2017）2196 号で規定されている。

出所）国家能源局「分散型発電の市場化取引パイロット展開に関する通知」（国家能源局关于开展分布式发电市场化交易试点的通知）発改能源（2017）1901 号, 2017 年 10 月 31 日より作成

7) グリーン電力証書取引制度の導入開始

2017 年 1 月 18 日、国家発展改革委員会・ 財政部・国家能源局は「再生可能エネルギーのグリーン電力証書の審査、発行及び自主取引制度の試行に関する通知」（关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知）発改能源（2017）132 号を共同で発表した。これは、政府が認定した集中型の再生可能エネルギー発電案件を対象とする政策である。本通知により、グリーン電力証書の申請交付及び取引規則等の政策導入が試行的に開始された。さらに、2017 年 7 月 1 日、グリーン電力証書制度が正式にスタートし市場取引も始まっている。

グリーン電力証書の交付対象は、国家再生可能エネルギー発電促進賦課金（固定価格買取制度）の補助対象リストに入る風力発電（陸上）及び太陽光発電（分散型太陽光発電を除く）案件である。政府機関、民間事業者、個人等が取引事業者として認められており、当面は自主的な取引となっているものの、今後義務化へシフトする見込みである。1 枚のグリーン電力証書の価値は 1,000 kWh の発電量に相当するが、固定価格買取制度の補助金（買取価格）相当額が価値の上限となる。

取引相手との交渉または入札で確定した価格で証書を取引した後は、これに該当する発電量は固定価格買取制度の対象外となる。制度の概要を以下に示す（表 1-52）。

表 1-52　グリーン電力証書制度の概要

項目	概要
対象案件	国家再生可能エネルギー発電促進賦課金の補助対象リストに入る風力発電案件（陸上）及び太陽光発電案件（分散型太陽光発電を除く）
取引事業者	政府機関、民間事業者、個人等
取引方法	当面は自主的。今後義務化へ変更
取引発電量基準	1,000 kWh(1 MWh) = 1 枚
取引価格	認証書の電量分に応じ、国家再生可能エネルギー補助金の基準を超えない範囲で、取引相手の交渉または入札により確定

出所）国家发展改革委・财政部・国家能源局「再生可能エネルギーのグリーン電力証書の審査、発行及び自主取引制度の試行に関する通知」（关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知）发改能源（2017）132 号、2017 年 1 月 18 日より作成

最新動向

中国グリーン電力証書の公式取引プラットフォーム（中国绿色电力证书认购交易平台）によると、2019 年 3 月 7 日の時点で、累計 30,043 枚のグリーン電力証書が取引されており、内訳は風力発電分が 29,883 枚、太陽光発電分が 160 枚と 99.4%が風力発電によるグリーン電力証書となっている。2018 年 3 月 8 日時点では風力と太陽光を合せて 27,133 枚のグリーン電力証書が取引されていたので、1 年間の取引枚数の伸び率は 27%であった。取引状況は（表 1-53）のとおりであるが、登録枚数に対する取引実績はまだわずかな量に留まっている。

現在、グリーン電力証書制度は義務化されておらず、拘束力が弱い。2018 年 11 月 15 日付、「再生可能エネルギー電力割当制の実施に関する通知（意見募集稿）」（可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿））は、グリーン電力証書を購入することで再生可能エネルギー割当量を補充することを認め、グリーン電力取引市場の整備を進める方針を盛り込んでいる。再生可能エネルギー電力割当制度の導入に合せてグリーン電力証書が普及する可能性がある。

表 1-53　グリーン電力証書取引状況

対象電源	区分	累計取引状況（枚）		
		2018 年 3 月	2019 年 3 月	増加率
風力	発行	16,839,747	21,945,570	30.3%
	取引登録	3,964,534	4,915,736	24.0%
	取引実績	27,007	29,883	10.6%
太陽光	発行	1,478,632	2,901,670	96.2%
	取引登録	142,732	234,872	64.6%
	取引実績	126	160	27.0%

出所）中国グリーン電力証書の公式取引プラットフォーム（中国绿色电力证书认购交易平台）http://www.greenenergy.org.cn/より作成（最終閲覧日：2019 年 3 月 8 日）

8) 太陽熱発電への支援（モデル事業・固定価格買取制度）

中国は「第 12 次 5 カ年計画」期間中に合計 1GW 規模の太陽熱発電事業の開発を計画していた。しかしながら、計画最終年の 2015 年までに設置が完成した設備容量は 18MW と計画目標を大幅に下回った[170]。

そこで、太陽熱発電のモデル事業を推進するとともに、モデル事業からの電力買取については、従来の入札方式を改め、2016 年 8 月 29 日に国家発展改革委員会が公表した「太陽熱発電の基準買取価格政策に関する通知」（発改価格（2016）1881 号）により、全国一律で 1.15 元/kWh と決定された。なお、この価格は 2016 年～2018 年 12 月 31 日に実施するモデル事業が適用対象である。

2018 年 5 月 18 日付、国家能源局は「太陽熱発電のモデル事業の建設に関する通知」（关于推进太阳能热发电示范项目建设有关的事项的通知）国能発新能［2018］46 号を公表した。2016 年 8 月 29 日付の「太陽熱発電の基準買取価格政策に関する通知」（発改価格（2016）1881 号）にもとづき実施された 20 件のモデル事業の実際状況に鑑みて、当初の 2018 年 12 月 31 日までの建設完成時期を緩和し、2020 年 3 月 31 日までに完成すれば 1.15 元/kWh の買取価格の適用を認めることを通知した。多くのモデル事業が当初計画どおりに進捗しておらず、同通知はプロジェクト所在地の地方級エネルギー主管部門に対して監督管理の強化を求めるとともに、モデル事業の内容の見直し、またはモデル事業承認の取消の措置を厳格に行うように指示している。

9) 地熱エネルギーへの支援

2013 年 1 月 10 日、国家能源局、財政部、国土資源部、住宅・都市農村建設部は、「地熱エネルギーの開発利用促進に関する指導意見」（国能新能（2013）48 号）を公表した。同指導意見では、商業化された地熱エネルギープロジェクトに対する優遇策を決定した。具体的には、需要側での ESCO を活用した省エネと絡めた地熱利用プロジェクトへの税制優遇や、熱供給・冷房プロジェクトに対する買取価格の優遇措置である。

国家発展改革委員会、国家能源局、国土資源部等は 2017 年 1 月 23 日付、「地熱開発利用 135 計画に関する通知」（关于印发《地热能开发利用“十三五”规划》的通知）发改能源[2017]158 号を策定し公表した。

[170] 国家能源局ウェブサイト, http://www.nea.gov.cn/2016-09/07/c_135668622.htm （最終閲覧日：2018 年 3 月 9 日）

表 1-54　地熱開発利用 135 計画の各省・市・自治区の目標

	“135”期間の新増分			2020 年累計		
	浅層地熱熱/冷房供給面積（10^4m^2）	水熱型地熱供給面積（10^4m^2）	発電設備容量(MW)	浅層地熱熱/冷房供給面積（10^4m^2）	水熱型地熱供給面積（10^4m^2）	発電設備容量(MW)
北京	4000	2500		8000	3000	
天津	4000	2500	10	5000	4600	10
河北	7000	11000	10	9800	13600	10.4
山西	500	5500		1000	5700	
内蒙古	450	1850		950	1950	
山东	5000	5000	10	8000	6000	10
河南	5700	2500		8600	3100	
陕西	500	4500	10	1500	6000	10
甘肃	500	100		900	100	
宁夏	500			750		
青海		200	30		250	30
新疆	500	250	5	800	350	5
四川	3000		15	4000		15
重庆	3700			4400		
湖北	6200			7400		
湖南	4000			4200		
江西	3000			3600		
安徽	3000			4800	50	
江苏	6000	200	20	8500	250	20
上海	2700			3700		
浙江	3000			5200		
辽宁	1000	1000		8000	1200	
吉林	1000	1000		1200	1500	
黑龙江	1000	1600		1300	2250	
广东	2000		10	2500		10.3
福建	400		10	500		10
海南	500		10	600		10
云南	100		10	250		10
贵州	2000	50		2800	60	
广西	1400			3600		
西藏	0	250	350		250	376.58
全国	72650	40000	500	111850	50210	527.28

出所）国家発展改革委員会「地熱開発利用 135 計画に関する通知」（关于印发《地热能开发利用“十三五”规划》的通知）发改能源[2017]158 号、2017 年 1 月 23 日より作成

10) 再生可能エネルギーの熱利用への支援

中国の熱供給源は石炭火力が主体であり、特に農村部で石炭の利用率が高い。政府は、大

気汚染の防止と電源構成の調整を目的とし、地熱、バイオマス、太陽熱等を含めた再生可能エネルギーによる熱供給の利用促進を目指している。そうした中、国家能源局は 2017 年 4 月 18 日、「再生可能エネルギーによる熱供給の利用促進に関する意見」（对关于促进可再生能源供热的意见）のパブリックコメント版を公表した。

これによると、2020 年までに、再生可能エネルギーの全国熱利用面積を合計 35 億平方メートルへ拡大し、熱供給量を合計 1.5 億トン（標準石炭換算値）へと増加させる目標が掲げられている（表 1-55）。特に京津冀地域（北京市、天津市、河北省の総称）で再生可能エネルギーの熱利用面積を 10 億平方メートルへ、また長江デルタ地域で 5 億平方メートルへ拡大することが見込まれている。

表 1-55　再生可能エネルギーによる熱供給の目標（2020 年まで）

熱源	年間利用規模（億平方メートル）	標準石炭換算値（万トン）
地熱	16	7,000
バイオマス	10	3,000
太陽熱	4	1,200
空気熱、水源ヒートポンプ、工業余熱等	-	2,300
そのほかの再生可能エネルギー	5	1,500
合計	**35**	**15,000**

出所）国家能源局「再生可能エネルギーによる熱供給の利用促進に関する意見（パブリックコメント版）」（对关于促进可再生能源供热的意见）, 2017 年 4 月 18 日より作成

2017 年 12 月 17 日付、国家発展改革委員会、国家能源局等は、「北方地区冬季クリーン暖房計画（2017－2021 年）」を新たに打ち出した。華北地方を対象に、地熱、バイオマス、太陽光（熱）を積極的に導入し、冬季暖房エネルギーの主力を石炭からガス利用への転換を進める「煤改气」の取組に合せて再生可能エネルギーによる熱供給も拡大させる計画である。同計画によると、北方地区で 2019 年までに低効率小型石炭焚きボイラーによる石炭使用量を 7400 万トン削減し、クリーン暖房の割合を 50%に到達させる。さらに、2021 年には同様に石炭使用量を 1 億 5000 万トン削減し、クリーン暖房の割合を 70%にまで高め、冬季のスモッグによる大気汚染が深刻な都市の環境改善を図る。

11) 火力発電に関する規制

近年、中国政府は火力発電に対する多数の規制を公布している。特に、小型火力発電所は効率が低いことに加えて汚染物質や温室効果ガスの排出量も多いため、「第 11 次 5 カ年計画」期間中（2006 年～2010 年）には多数の小型火力発電所を閉鎖し、大型火力発電所の建設を促進する「上大圧小」政策を実施してきた。2007 年以降に公布された規制とその概要を表 1-56 に示す。

発展改革委員会の 2017 年 7 月 26 日付、「供給側改革推進のための石炭火力発電の供給過剰リスク緩和の意見通知」改発能源（2017）1404 号は、2020 年の石炭火力の発電設備容量を 11 億 kW 以下に抑えるため、13 次 5 カ年期間中に全国で計画中の発電設備容量 1.5 億

kW 分の石炭火力発電プロジェクトを審査承認済みのプロジェクトを含めて停止させる方針を打ち出した。環境対策と国内の電力需要の低下を背景として、火力発電の新規設備投資を厳格に抑制する傾向が強まっている。

表 1-56　火力発電に対する規制政策の一覧（2007～2017 年）

政策	公表日	主な内容
小型火力発電所の閉鎖加速に関する意見 国発(2007)2 号(注)	2007 年 1 月 20 日	小型火力発電機の廃止を加速し、再生可能エネルギー発電を優先する。
大気汚染防止に関する行動計画通知 国発(2013)37 号	2013 年 9 月 10 日	石炭ボイラーや石炭火力発電所の廃止を進め、2017 年までに再生可能エネルギーの利用拡大を促進することで吸入性粒子状物質の濃度を低減する。
エネルギー発展戦略に関する行動計画 2014-2020 国弁発(2014)31 号	2014 年 6 月 7 日	一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を 2020 年に 15%まで拡大し、2030 年には 20%まで拡大する。
石炭火力発電の省エネ排出削減に関するグレードアップ及び改造行動計画 発改能源(2014)2093 号	2014 年 9 月 1 日	2020 年までに、一次エネルギー消費に占める石炭消費の比率を 62%以下に抑える。
重点地域における石炭消費量削減及び代替管理に関する暫定方法 発改環資(2014)2984 号	2014 年 12 月 29 日	2017 年まで北京市で石炭消費量を 1,300 万トン、天津市で 1,000 万トン、河北省で 4,000 万トン、山東省で 2,000 万トン削減する。
工業における石炭のクリーン高効率利用に関する行動計画 工信部聯節(2015)45 号	2015 年 2 月 2 月	石炭消費量を 2017 年までに 8,000 万トン以上、2020 年までに 1.6 億トン以上を節約する。
石炭火力発電からの買取価格及び一般工業用・商業用電力の価格引き下げに関する通知 発改価格(2015)3105 号	2015 年 12 月 23 日	2016 年 1 月 1 日より、石炭火力発電所からの買取価格を 0.03 元/kWh 引き下げる。 買取価格の引き下げにより節約した資金を再生可能エネルギーの発展に使用する。
供給側改革推進のための石炭火力発電の供給過剰リスク緩和の意見通知 改発能源(2017)1404 号	2017 年 7 月 26 日	2020 年の石炭火力の発電設備容量を 11 億 kW 以下に抑えるため、135 期間中に全国で計画中の石炭火力発電プロジェクト(発電設備容量 1.5 億 kW 相当)を停止し、2000 万 kW 以上の立ち遅れた石炭火力発電設備を淘汰する。

注）下記小型火力発電機は廃止対象になる。

単機容量が 5 万 kW 以下の火力発電機

単機容量が 10 万 kW 以下で、且つ稼働期間が 20 年以上の火力発電機

単機容量が 20 万 kW 以下で、且つ設計寿命が到達している火力発電機

その他、エネルギー消費基準や環境標準を満たしていない火力発電機

出所）各種公開情報より作成

(3) 今後の課題：「棄光・棄風・棄水」（出力抑制）について

1) 現状と要因

再生可能エネルギーの普及拡大について中国が直面している大きな課題は、需給アンバランスに起因する出力抑制、いわゆる「棄光」や「棄風」、「棄水」の問題である。資源の偏在や電力需要の地域差、送電インフラ不足などが要因となり、発電が可能でありながら発電所を稼働できない状況が各地で発生している。この課題の現状と要因を表 1-57 に示す。

2016 年 6 月 1 日付「風力発電、太陽光発電の保障的全量買取の管理に関する国家能源局の通知」（発改能源（2016）1150 号）による買取保障の義務付けや風力、太陽光発電所の新規建設抑制、送電インフラの増強などにより 2018 年は前年より改善が見られるが、太陽光、風力ともに新疆ウイグル自治区と甘粛省の「棄光」、「棄風」の割合が大きい。

表 1-57　「棄光・棄風・棄水」問題の現状と要因

電源	現状	要因	
		エネルギー資源・電力需要の偏り	インフラ不足
太陽光	2017 年 1～9 月 【棄光電力量】 前年同期比：14 億 kWh 増加 【棄光率】 甘粛省：21% 新疆ウイグル自治区：22% 2018 年 1～9 月 【棄光電力量】 前年同期比：18 億 kWh 減少 【棄光率】 新疆ウイグル自治区：16 % 甘粛省：10% 全国弃光率：2.9% 前年同期比 2.7%減少	・ 西北地域、西南地域：太陽光資源は豊富だが、電力需要が少ない。 ・ 東部と中部：電力需要が多いが、太陽光発電所からの距離が遠い。	・ 送電線不足により送電能力が低下している。
風力	2017 年 1～9 月 【棄風電力量】 前年同期比：103 億 kWh 減少 【棄風率】 甘粛省：33% 新疆ウイグル自治区：29% 2018 年 1 月～12 月	・ 「三北」地域（東北・華北・西北）：風力資源が豊富だが、電力需要が少ない。	・ 大規模蓄電設備が設定されていないため、電力需要のピークカット能力が不足している。 ・ 地域間の連系線不足により、地域外での電力消化という課

電源	現状	要因	
		エネルギー資源・電力需要の偏り	インフラ不足
	【棄風電力量】 前年同期比：142 億 kWh 減少 【棄風率】 新疆ウイグル自治区：23% 甘粛省：19%		題を短期間には解決できない（送電インフラの整備は発電施設より 2～3 年遅れている）。
水力	2017 年 1～9 月 【棄水電力量】 前年同期比：35 億 kWh 減少 四川省：124 億 kWh 広西チワン族自治区：44 億 kWh 雲南省：241 億 kWh 2018 年 1～12 月 棄水電力量：691 億 kWh 全国平均水力利用率 95%	・ 西南地域：水力資源が豊富で設備容量は増加し続けているが中部・東部に比べ電力消費量が少ない。	・ 一部の需要地域において送配電網の構成が弱く、特高圧送電網等の建設が遅れている。

出所）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,国家能源局,「2015 年風力発電産業発展状況」（2015 年风电产业发展情况）, 2016 年 2 月 2 日, 国家発展改革委員会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 2015」（中国可再生能源产业发展报告 2015）, 2015 年 9 月, 国家能源局, 「水力発電基地の棄水問題に関する四川駐在監察管理報告」（水电基地弃水问题驻点四川监管报告）（2015 年第 10 号（総第 27 号））, 2015 年 4 月 16 日, 国家能源局「2016 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」（关于 2016 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报）国能新能（2017）97 号、2017 年 4 月 10 日,「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報（2017 年 1 月～9 月）」（关于 2017 年前三季度缓解弃水弃风弃电状况的通报）国能総通新能（2017）100 号, 2017 年 11 月 9 日
国家能源局「能源局发布 2018 年前三季度光伏建设运行情况」2018 年 11 月 20 日、「2018 年前三季度风电并网运行情况」2018 年 10 月 30 日、より作成

2) 対応策

a. 全量買取制度（太陽光・風力）における買取保証

中国政府は「棄光」、「棄風」問題の深刻化を受け、2016 年 6 月 1 日には「風力発電、太陽光発電の保障的全量買取の管理に関する国家能源局の通知」(発改能源(2016)1150 号)を公表した。太陽光発電の場合、対象地域を 1 類エリア、2 類エリアに分け、買取保証時間を設定している。「棄光」率の高い甘粛省や新疆ウイグル自治区は 1 類エリアに区分されており、買取保証時間が他のエリアより長く設定されている（表 1-58）。

表 1-58　太陽光発電重点地域の買取保証時間

区分	地域	買取保証時間（h／年）
1 類エリア	寧夏回族自治区、青海省海西モンゴル族チベット族自治州、甘粛省嘉峪関市、武威市、張掖市、酒泉市、敦煌市、金昌市、新疆ウイグル自治区の一部（哈密市、タルバガタイ地域、アルタイ地域、カラマイ市）、内モンゴル自治区の一部（赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く）	1,500
2 類エリア	青海省（1 類エリア以外）	1,450
	甘粛省（1 類エリア以外）	1,400
	新疆（1 類エリア以外）	1,350
	赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市	1,400
	黒竜江省	1,300
	吉林省	1,300
	遼寧省	1,300
	河北省承徳市、張家口市、唐山市、秦皇島市	1,400
	山西省大同市、朔州市、忻州市	1,400
	陝西省榆林市、延安市	1,300

出所）国家能源局,「国家能源局より風力発電、太陽光発電の全量買取保証の管理作業に関する通知」（国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知）発改能源（2016）1150 号, 2016 年 6 月 1 日より作成

同様に、風力発電についてもエリアを 4 つに分け、各地域の買取保証時間を定めた（表 1-59）。「棄風」率の高いエリアは買取保証時間が長めに設定されている。

表 1-59　風力発電重点地域の買取保証時間

区分	地域	買取保証時間（h／年）
1 類エリア	内モンゴル自治区（赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く）	2,000
	新疆ウイグル自治区の一部（烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市）	1,900
2 類エリア	内モンゴル自治区（赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市）	1,900
	河北省張家口市	2,000
	甘粛省（嘉峪関市、酒泉市）	1,800
3 類エリア	甘粛省（嘉峪関市、酒泉市を除く）	1,800
	新疆ウイグル自治区（烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市を除く）	1,800
	吉林省白城市、松原市	1,800
	黒竜江省鶏西市、二鴨山市、七台河市、綏化市、伊春市、大興安嶺地区、	1,900
4 類エリア	黒竜江省のその他地域	1,850
	吉林省のその他地域	1,800
	遼寧省	1,850
	山西省忻州市、朔州市、大同市	1,900

出所）国家能源局,「国家能源局より風力発電、太陽光発電の全量買取保証の管理作業に関する通知」（国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知）発改能源（2016）1150 号, 2016 年 6 月 1 日より作成

買取保証制度の導入後、約 1 年を経過した 2017 年 4 月 10 日に、国家能源局は「2016 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」（关于 2016 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报）国能新能（2017）97 号を公表し、2016 年度の買取実施状況が明らかになった。これによると、一部の地域では規定の買取保証時間を達成したが、大半の地域では目標が未達成となった（表 1-60）。

表 1-60　太陽光発電重点地域の買取時間実績（2016 年度）

省（区域）	区分	買取保証時間（h/年）	買取時間実績（h/年）	達成率（%）
内モンゴル	1 類エリア	1,500	1,476	-1.6%
	2 類エリア	1,400	1,505	達成
新疆	1 類エリア	1,500	956	-36.3%
	2 類エリア	1,350	853	-36.8%
甘粛	1 類エリア	1,500	995	-33.7%
	2 類エリア	1,400	1,041	-25.6%
青海	1 類エリア	1,500	1,403	-6.5%
	2 類エリア	1,450	1,453	達成
寧夏	1 類エリア	1,500	1,269	-15.4%
陝西	2 類エリア	1,300	1,246	-4.2%
黒竜江	2 類エリア	1,300	1,334	達成
吉林	2 類エリア	1,300	1,146	-11.8%
遼寧	2 類エリア	1,300	1,140	-12.3%
河北	2 類エリア	1,400	1,382	-1.3%
山西	2 類エリア	1,400	1,560	-1.6%

出所）国家能源局「2016 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」（关于 2016 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报）国能新能（2017）97 号、2017 年 4 月 10 日より作成

表 1-61　風力発電重点地域の買取時間実績（2016 年度）

省（区域）	区分	買取保証時間（h/年）	買取時間実績（h/年）	達成率（%）
内モンゴル	1 類エリア	2,000	1,938	-3.1%
	2 類エリア	1,900	1,724	-9.3%
新疆	1 類エリア	1,900	1,723	-9.3%
	3 類エリア	1,800	1,209	-32.8%
甘粛	2 類エリア	1,800	1,045	-41.9%
	3 類エリア	1,800	1,179	-34.5%
寧夏	3 類エリア	1,850	1,553	-16.1%
黒竜江	3 類エリア	1,900	1,703	-10.4%
	4 類エリア	1,850	1,652	-10.7%
吉林	3 類エリア	1,800	1,317	-26.8%
	4 類エリア	1,800	1,454	-19.2%
遼寧	4 類エリア	1,850	1,928	達成
河北	2 類エリア	2,000	2,054	達成
山西	4 類エリア	1,900	1,926	-3.1%

出所）国家能源局「2016 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」（关于 2016 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报）国能新能（2017）97 号、2017 年 4 月 10 日より作成

国家能源局は前年に引き続き、2018 年 5 月 11 日付で「2017 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」（关于 2017 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报）国能新能（2018）43 号を公表し、2017 年度の買取実施状況について報告した。これによると、太陽光発電は達成エリアが 2016 年の 3 カ所から 8 カ所へ増加し、風力発電についても 2016 年の 2 カ所から 9 カ所へ増加した。「棄光」、「棄風」の問題を改善するための全量買取保証制度は、各地方政府による電網企業への厳格な指導により着実に進展しているものとみられる。

表 1-62　太陽光発電重点地域の買取時間実績（2017 年度）

省（区域）	区分	買取保証時間（h/年）	買取時間実績（h/年）	達成率（%）
内モンゴル	1 類エリア	1,500	1,636	達成
	2 類エリア	1,400	1,545	達成
新疆	1 類エリア	1,500	1,226	-18.3%
	2 類エリア	1,350	1,080	-20.0%
甘粛	1 類エリア	1,500	1,118	-25.5%
	2 類エリア	1,400	1,129	-19.4%
青海	1 類エリア	1,500	1,535	達成
	2 類エリア	1,450	1,497	達成
寧夏	1 類エリア	1,500	1,326	-11.6%
陝西	2 類エリア	1,300	1,287	-1.0%
黒竜江	2 類エリア	1,300	1,380	達成
吉林	2 類エリア	1,300	1,542	達成
遼寧	2 類エリア	1,300	1,295	-0.4%
河北	2 類エリア	1,400	1,438	達成
山西	2 類エリア	1,400	1,564	達成

出所）国家能源局「2017 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」（关于 2017 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报）国能新能（2018）43 号、2018 年 5 月 11 日より作成

表 1-63　風力発電重点地域の買取時間実績（2017 年度）

省（区域）	区分	買取保証時間（h/年）	買取時間実績（h/年）	達成率（%）
内モンゴル	1 類エリア	2,000	2,115	達成
	2 類エリア	1,900	1,987	達成
新疆	1 類エリア	1,900	2,119	達成
	3 類エリア	1,800	1,684	-6.4%
甘粛	2 類エリア	1,800	1,495	-16.9%
	3 類エリア	1,800	1,417	-21.3%
寧夏	3 類エリア	1,850	1,650	-10.8%
黒竜江	3 類エリア	1,900	1,910	達成
	4 類エリア	1,850	1,907	達成
吉林	3 類エリア	1,800	1,688	-6.2%
	4 類エリア	1,800	1,972	達成
遼寧	4 類エリア	1,850	2,141	達成
河北	2 類エリア	2,000	2,185	達成
山西	4 類エリア	1,900	1,998	達成

出所）国家能源局「2017 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」（关于 2017 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报）国能新能（2018）43 号、2018 年 5 月 11 日より作成

なお、国家能源局総合司は 2017 年 11 月 9 日に「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報（2017 年 1 月～9 月）」（关于 2017 年前三季度缓解弃水弃风弃电状况的通报）国能総通新能（2017）100 号を公表している。これによると、2017 年の 1 月～9 月にかけて「棄水」電力量が前年同期比で 35 億 kWh 減少し、西南部の水力発電利用率が 2%上昇した。「棄風」電力量は 103 億 kWh 減少し、「棄風」率が 6.7%低下した。「棄光」電力は 14 億 kWh 増加したものの、「棄光」率は 4%低下した。地域別の詳細データを以下に示す（表 1-64、表 1-65、表 1-66）。

表 1-64　重点区域における水力発電の利用状況（2017 年 1～9 月）

重点省	系統連系の発電量（億 kWh）	「棄水」電力量（億 kWh）	水力発電利用率（%）
四川	2,333.5	123.8	88.0
广西*	417	44.2	90.4
云南	1,655	240.5	87.3
主要河川	系統連系の発電量（億 kWh）	「棄水」電力量（億 kWh）	水力発電利用率（%）
长江干流	861.7	0.13	99.98
金沙江下游	708.1	41.2	94.5
金沙江中游	325	142.7	69.5
澜沧江	526.1	24.6	93.8
雅砻江	553.7	43.2	92.8

注）広西チワン族自治区

出所）国家能源局総合司「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報（2017 年 1 月～9 月）」（关于 2017 年前三季度缓解弃水弃风弃电状况的通报）国能総通新能（2017）100 号、2017 年 11 月 9 日より作成

表 1-65　重点省における太陽光発電の利用状況（2017 年 1～9 月）

重点省	累積導入容量（万 kW）	発電量（億 kWh）	「棄光」電力量（億 kWh）	「棄光」率（%）	「棄光」率の前年同期比（%）
河北	749	56	0.7	1.3	+0.8
山西	491	38	0.2	0.4	+0.4
山東	943	49	0.3	0.7	+0.7
内モンゴル	724	86	3.1	3.4	-2.5
陝西	503	39	2.7	6.8	+0.3
甘粛	778	54	14.1	20.9	-9.2
青海	785	82	4.8	5.5	-2.8
寧夏	613	57	2.4	4.2	-2.8
新疆	935	82	22.9	21.9	-7.9
雲南	214	21	0.2	0.8	+0.8

出所）国家能源局総合司「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報（2017 年 1 月～9 月）」（关于 2017 年前三季度缓解弃水弃风弃电状况的通报）国能総通新能（2017）100 号、2017 年 11 月 9 日より作成

表 1-66　重点省における風力発電の利用状況（2017 年 1～9 月）

重点省	累積導入容量（万 kW）	発電量（億 kWh）	「棄風」発電量（億 kWh）	「棄風」率（%）	「棄風」率の前年同期比（%）
河北	1,174	177	14.0	7	-2
山西	842	105	9.4	8	-1
内蒙古	2,633	377	59.1	14	-7
辽宁	700	107	7.5	7	-6
吉林	505	63	14.8	19	-11
黑龙江	568	76	10.5	12	-7
陕西	229	29	1.4	4	-3
甘肃	1,277	136	67.4	33	-10
宁夏	942	113	3.8	3	-10
新疆	1,806	247	102.0	29	-9

出所）国家能源局総合司「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報（2017 年 1 月～9 月）」（关于 2017 年前三季度缓解弃水弃风弃电状况的通报）国能総通新能（2017）100 号、2017 年 11 月 9 日より作成

b. 改善目標の設定

「棄水・棄風・棄光」問題は全般的には改善傾向にあるが、一部地域においては解消していないため、国家発展改革委員会は 2017 年 11 月 8 日、「棄水棄風棄光問題の解決に向けた実施方案」（解决弃水弃风弃光问题实施方案）発改能源（2017）1942 号を制定した。具体的な改善目標は下表のとおりである（表 1-67）。

表 1-67　全国規模での「棄水・棄風・棄光」問題の改善目標

地域	目標
雲南、四川の「棄水」率	約 10%
甘粛、新疆の「棄風」率	約 30%
吉林、黒竜江、内モンゴルの「棄風」率	約 20%
甘粛、新疆の「棄光」率	約 20%
陝西、青海の「棄光」率	10%以下
そのほかの地域における「棄風」率	10%以下
そのほかの地域における「棄光」率	5%以下

出所）国家発展改革委員会「棄水棄風棄光問題の解決に向けた実施方案」（解决弃水弃风弃光问题实施方案）発改能源（2017）1942 号、2017 年 11 月 8 日より作成

最新の情報として、国家能源局・再生可能エネルギー司の李創軍・副司長は 2019 年 1 月 28 日付の記者会見で、2018 年度に中国の「棄光」「棄風」「棄水」の問題は大幅に緩和されたとの認識を示した[171] 。「棄光」は新疆と甘粛が厳しい状況だったが、2018 年の棄光電力量は 18 億 kWh 減少し前年同期比 2.8%低下した。「棄風」は新疆、甘粛のほか内モンゴルが厳しい状況だったが、2018 年の棄風電力量は 142 億 kWh 減少し前年同期比 5.0%低下した。2018 年の「棄水」電力は 691 億 kWh あったが全国の水力エネルギー利用率は 95%に達しほぼ良好な状況であったとの報告がなされている。

[171]「国家能源局：电力领域“弃水”“弃风”“弃光”状况缓解」　2019 年 1 月 29 日付新華網ニュース http://www.ce.cn/cysc/ny/gdxw/201901/29/t20190129_31385066.shtml

c. 発電所の新規建設抑制（風力）

中国政府は、風力発電所の新規建設をコントロールする対策を講じている。2015 年 5 月 21 日、国家能源局は「風力発電の年間開発計画の管理改善に関する通知」を公布し、「棄風」率が 20%を超えた地域、または年度開発計画の完成率が 80%を下回った地域では、発電所の新規建設を禁止すると規定した。

さらに、2016 年 3 月 11 日には「2016 年風力発電の消化作業指示に関する通知」が公表された。同通知では、特に 2015 年に「棄風」率の高かった地域、または「棄風」率が急速に増加している地域[172]において、2016 年の新規建設を停止する方針を示した。

d. 送電インフラ整備

再生可能エネルギー資源が豊富にある地域から、電力需要の多い地域への送電能力増強のため、2015 年、国家電網が該当地域間に特高圧送電線を増設する「四交四直」[173]事業を開始した。

「四交四直」とは、淮南－南京－上海、錫盟－山東、内モンゴル西部－天津南部、横榆－濰坊の各地域、ならびに寧東－浙江、晋北－江蘇、錫盟－泰州、上海庙－山東の 4 つの地域を結ぶ特高圧直流送電線を指す。同事業 の投資総額は 1,737 億元であり、国家発展改革委員会から 2015 年 10 月に許可を取得し、同年 12 月に建設を開始した。2017 年までの完成・稼働が予定されており、電力需要の多い中部と東部地域への送電量は年間 1,100 億 kWh に上る見通しである。

2018 年 5 月 11 日付「2017 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」(关于 2017 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报)国能新能(2018) 43 号は、2017 年の特高圧送電網ネットワークにおける再生可能エネルギーの送電利用状況を報告した。それによると全国総計では、特高圧送電網で送電された電力の 63%が再生エネルギーであった。

[172] 内モンゴル自治区、吉林省、黒竜江省、甘粛省、寧夏自治区及び新疆ウイグル自治区等

[173] 新華社,「大气污染防治行动计划“四交四直”特高压工程全部启动」, 2015 年 12 月 15 日

表 1-68　2017 年の特高圧送電網おける再生可能エネルギーの送電利用状況

No.	路線名称	年間送電量送(億 kWh)	再生可能エネルギー送電量(億 kWh)	再生可能エネルギーの割合
1	長南线	65.5	37.0	56%
2	錫盟-山東	64.8		0%
3	皖電東送	594.5		0%
4	浙福线	40.2		0%
5	復奉直流	324.0	320.3	99%
6	錦蘇直流	387.1	384.6	99%
7	賓金直流	389.6	389.6	100%
8	天中直流	359.7	152.6	42%
9	靈紹直流	201.3	34.4	17%
10	楚穂直流	282.2	282.2	100%
11	普僑直流	297.5	297.5	100%
12	新東直流	1.4	1.4	100%
全国		3007.5	1899.6	63%

注）No.1-9 は国家電網公司、No.10-12 は南方電網公司の報告にもとづく。No.12 の新東直流ルートは 2017 年 12 月より送電の運用を開始。

出所）国家能源局「2017 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」（关于 2017 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报）国能新能（2018）43 号

e. 夜間電力の活用（風力）

2016 年 2 月 5 日に公布された「三北地域（東北、華北、西北）における再生可能エネルギーの消費促進に関する国家能源局の通知」（（国能監管（2016）39 号）では、風力発電による熱供給を積極的に推進する方針が決定された。特に、冬期の夜間風力を活用して石炭火力ボイラーを代替することにより、「棄風」量の削減を進めている。

1.3 欧米主要国における再エネ支援関連トピックスの情報収集

1.3.1 FIT 以外の再エネ導入のあり方の検討

(1) フロート型太陽光発電に係る事例

欧州では、英国を中心として、フロート型太陽光発電の施工実績がある。シエル・テール社による英国での開発事例（表 1-69）を見ると、計画認可に関しては、QE2 プロジェクトでは不要と報じられている一方で[174]、Berkshire プロジェクトでは計画認可の取得に 4 ヶ月かかったと報じられている[175]。

表 1-69　シエル・テール社による英国でのフロート型太陽光発電の開発事例

<table>
<tr><th>発電所名</th><th>設備概要</th><th>計画認可</th></tr>
<tr><td>QE2</td><td>
<table>
<tr><td>環境</td><td>飲料水貯水池</td></tr>
<tr><td>設備容量</td><td>6,338kW</td></tr>
<tr><td>モジュール仕様</td><td>275W（Suntech 製）</td></tr>
<tr><td>モジュール枚数</td><td>23,046 枚</td></tr>
<tr><td>連系</td><td>2016 年 3 月</td></tr>
</table>
出所）シエル・テール・ジャパン社ウェブサイト
</td><td>不要</td></tr>
<tr><td>Berkshire</td><td>
<table>
<tr><td>環境</td><td>農業用のため池</td></tr>
<tr><td>設備容量</td><td>200kW</td></tr>
<tr><td>モジュール仕様</td><td>250W（トリナ製）</td></tr>
<tr><td>モジュール枚数</td><td>800 枚</td></tr>
<tr><td>連系</td><td>2014 年 8 月</td></tr>
</table>
出所）シエル・テール・ジャパン社ウェブサイト
</td><td>必要</td></tr>
</table>

出所）シエル・テール・ジャパン社ウェブサイト（2018 年 12 月 19 日取得）より作成

なお、英国環境庁（Environment Agency）が出しているため池に関するガイドライン「Guideance, Reservoirs: owner and operator requirements[176]」では、ため池を制限する、もしくは 25,000 立法メートル以上の水が制限される可能性があるように利用/改変する場合には、

[174] arsTechnica, ウェブサイト、https://arstechnica.com/science/2016/03/worlds-largest-floating-solar-farm-prepares-to-power-up-in-london/（2018 年 12 月 13 日取得）

[175] Floating Solar UK 社ウェブサイト、http://www.floatingsolarpanels.co.uk/wp-content/uploads/2015/05/Farmers-Weekly.docx（2018 年 12 月 13 日取得）

[176] 英国政府ウェブサイト、https://www.gov.uk/guidance/reservoirs-owner-and-operator-requirements（2018 年 12 月 13 日取得）

環境庁に連絡をするとともに、計画認可や環境認可が必要かを確認するように求めている。

また、米国の National Renewable Energy Laboratory（NREL）は、国内の 24,000 超の人口貯水池にフロート型太陽光発電を設置することで、年間発電量の約 10%を発電することができると試算した[177]。Environmental Science & Technology に公表されたこの調査結果は、米国における浮体式太陽光の可能性を初めて詳らかにした。

米国は、10 年前にカリフォルニア州ナパバレーのため池の浮きに初めて設備を設置した、フロート型太陽光を初めて実証した国である一方、このアイデアは国内の幅広い理解を得られなかった。米国は、大規模地上設置型太陽光パネルに注力してきており、2017 年 12 月時点でフロート型太陽光は 7 ヶ所しかない。フロート型太陽光は米国外でより普及しており、昨年末時点で 100 ヶ所超となっている。例えば、日本は、70 ヶ所の大規模フロート型太陽光設備のうち 56 ヶ所を占めている。

NREL のエネルギー、水、土地の首席アナリストであり、“Floating PV: Assessing the Technical Potential of Photovoltaic Systems on Man-Made Water Bodies in the Continental U.S.”の著者である、Jordan Macknick 氏は、「米国ではこれはニッチな応用となるが、別の国では必要に迫られたものである。我々は、米国の特に土地制約のあり、農地での太陽光の拡大について確執が想定される場所で、フロート型太陽光を軌道に乗せることを想定している。」と述べている[178]。

Macknick 氏と NREL の共著者である、Robert Spencer 氏、Alexandra Aznar 氏、Adam Warren 氏、および Matthew Reese 氏は、地上ではなく水上に太陽光パネルを設置することで、210 万ヘクタールの土地を温存することができると試算した。フロート型太陽光の使用には、水分の蒸発を削減し、藻類の繁殖を抑えるという、副次的メリットがあるとしている。

(2) 西向き設置の太陽光発電に対する支援施策

1) 米国：カリフォルニア州 New Solar Homes Partnership

米国カリフォルニア州では、新築住宅（集合住宅含む）への太陽光発電システム導入に対する助成金制度として、2007 年 1 月からカリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC：California Energy Commssion）が、New Solar Homes Partnership というプログラムを実施してきた。助成金は住宅の種類や発電量等によって異なり、受給対象者は、特定の私営電力会社（Pacific Gas and Electric Company、Southern California Edison Company、San Diego Gas and Electric Company、Bear Valley Electric Service）の利用者であることが必要であった。このプログラムは、2016 年末までの予定であったが、2015 年に州法（SB 83,2015）により、申請予約期間は 2018 年 6 月 1 日、実際に受給を申請する期限は 2021 年 8 月 31 日（申請後の支払いは 2021 年 12 月 31 日）まで延長された。

本プログラムにおいて、2014 年 8 月 27 日に公表された第 8 版のプログラムのガイドブック[179]では、西向き設置の太陽光発電システムに対して、追加のインセンティブを支給する仕

---

177 NREL ウェブサイト、https://www.nrel.gov/news/press/2018/nrel-details-great-potential-for-floating-pv-systems.html（2019 年 2 月 26 日取得）

178 同上。

179 California Energy Commssion , “New Solar Homes Partnership Guidebook Eighth Edition”（2015 年 8 月）

組みが追加された。プログラムで支援対象となる太陽光発電システムのうち、259 度～281 度（真北を 0 度として時計回りの角度）の方位に設置される設備には、15%増額したインセンティブ（但し、1 件につき最大 500 ドルまで）が支給するとした。その後、2017 年 5 月 18 日に公表された第 10 版のガイドブックでは、西向き設置の太陽光発電システムを対象としたインセンティブの記載がなくなり、追加の支援が終了した[180]。この追加支援の廃止理由について、ガイドブックやカリフォルニア州エネルギー諮問委員会のウェブサイトでは、情報提供をしていない。

2) 米国：ミズーリ州コロンビア市 Solar Energy System Rebates

米国ミズーリ州コロンビア市の公益事業者である Columbia Water and Light Company は、Solar Energy System Rebates と呼ばれる太陽光発電設備設置者へのインセンティブプログラムを実施している。2017 年 8 月 1 日に、10kW 以下の西向き太陽光発電設備を対象として、このインセンティブを 125 ドル/kW 追加支給する制度を開始した。この目的は、南向き設置の太陽光発電設備の発電量が少なくなる午後中ごろから午後遅くの時間帯の発電量を増やすためである。

2018 年にインセンティブ対象となった約 514kW のうち、西向きに設置された設備は約 234kW と設備容量の 46%を占めている[181]。なお、321 度から 109 度の方位で、傾斜 10 度以下の場合には、インセンティブの対象外となる[182]。

(3) 既築住宅（集合住宅）向けに特化した導入支援施策

1) ドイツ：家主向けプレミアム制度

ドイツでは、2017 年再生可能エネルギー法改正法第 21 条で、集合住宅の所有者が、当該建物に設置した 100kW までの太陽光発電設備による電力をテナントに売電してテナントが直接使用する場合（以下、「直接供給」とする）、プレミアムを提供する制度を導入した。この直接供給を満たす基準として、第三者に送電していること、電力系統を用いない近隣エリアへの供給が設定されている。2017 年 7 月以降に連邦ネットワーク庁の登録簿に設置・登録された設備のみが対象となる。また、建物面積の 40%以上が居住用である建物であることが条件となっており、蓄電設備を併設している場合、蓄電設備に供給されている電力にはプレミアムが適用されない。

支給されるプレミアム額は、建物所有者の売電収入も考慮して、適用される固定買取価格から 8.5 ユーロセント/kWh を減じた価格となる。支援期間は 20 年間となる。2017 年 1 月の改正法施行時点で 10kW の設備を設置した場合は、適用される買取価格が 12.7 ユーロセント/kWh であるため、本制度に基づくプレミアム額は 4.2 ユーロセント/kWh となる。また、建物所有者によるテナントへの売電価格には基本供給料金（当該送電エリアにおけるユー

[180] California Energy Commssion , “New Solar Homes Partnership Guidebook Tenth Edition- Revised”（2017 年 5 月）

[181] City of Columbia, “MEMORANDUM, Photovoltaic Rebate Review（September 26, 2018）”

[182] City of Columbia, “MEMORANDUM, Photovoltaic Rebate Review（September 26, 2018）”

ティリティの標準電気料金）の 90%という上限が設定されており、テナントはそれ以下の価格で電力供給を受けることができる。

本プレミアム制度は、法令上で 500MW の年間上限枠が設けられており、当該上限枠を超過した容量があった場合、その超過容量分が翌年の上限枠から差し引かれる。支援費用は、電力需要家が負担する EEG 賦課金となる。

ドイツ連邦経済・エネルギー省によれば、ドイツの屋根設置型太陽光発電設備からの電力供給対象となり得るテナント戸数のポテンシャルは 380 万戸と試算されている。これは、ドイツのすべてのフラットの約 10%に相当する。同省は、年に 14 TWh の追加再生可能電力がテナント電力で発電されると見込んでいる。連邦ネットワーク庁によれば、テナント電力により、長距離の送電容量引き上げ圧力を軽減しつつ、地方ではなく人口密度の高い大都市圏における太陽光を推進すると考えられている。

しかしながら、法令施行から 1 年後の調査で、回答者の三分の 2 が本制度に不満を抱えていることが判明した。その理由として、オペレーターの税負担、直接供給された太陽光電力への変わらぬ EEG 賦課金、そしてシンプルな検針・請求制度がないことがあげられている。

2018 年 11 月、政府は 40～750 kW 規模の大規模屋根設置型太陽光発電設備への支援引き下げ（約 20%）法案を策定しているが、太陽光産業は、これはテナント電力を効率的に終える法案であると考えており、政策 1 年目には 500 MW の年間支援上限の 1%が支出されただけなので、この削減は不要であるとしている。

連邦参議院（Bundesrat）も改正案を批判し、支援削減幅を緩め、移行期間を置くことを提案した。これを受け、政府はテナント電力支援の削減幅を制限し、導入を計画よりも遅らせることにした。しかしながら、テナント電力へのマイナスの影響という点に変わりはなく、現在も消費者団体（vzbv）をはじめとする各種団体からの批判を受け続けている。

2) 豪州ビクトリア州：Solar for Renters プログラム

豪州ビクトリア州では、非営利団体である Moreland Energy Foundation Ltd（MEFL）と社会的企業である SunTenants[183]が、「Solar for Renters」と呼ばれるパイロットプログラムを実施している。本プログラムでは、最初の 10 件の参加者に対して、1,000 豪ドル相当の補助金を供与する。ビクトリア州 Moreland 地域における賃貸住宅の所有者が、賃貸収入を若干引き上げることで、住宅に太陽光発電設備の設置することを後押しするプログラムである。借家人は、家賃の上昇分をエネルギー料金の節減分で補う仕組みとしている（表 1-70）。

表 1-70　豪州：Solar for Renters プログラムの仕組み

・SunTenants が、設置する太陽光発電設備に対する公正な家賃引き上げ分を算定
・家主は、太陽光発電システムの代金を支払い、設置（賃料をその分引き上げ）
・借家人は引き上げられた家賃を支払う（電力料金をそれ以上に節減可能。）
・SunTenants が仕組みがうまくいっているかを確認するために本制度をモニター

出所）SunTenants ウェブサイト、https://www.suntenants.com/（2018 年 12 月 19 日取得）より作成

[183] SunTenants ウェブサイト、https://www.suntenants.com/（2018 年 12 月 19 日取得）

(4) 風力プロジェクト情報のデータベース化に係る動向

ドイツでは、1991 年 1 月に施行された電力供給法（Stromeinspeisungsgesetz）に基づく固定価格買取制度を導入する前に、1989 年 6 月から「100MW 風力」プログラムと呼ばれる陸上風力発電を対象とした補助金制度を実施していた。この補助金制度は、技術開発や風力発電にかかる統計データの取得を目的としており、1991 年に目標容量を 250MW まで拡大して「250MW 風力」プログラムと呼ばれるようになった。

250MW 風力プログラムでは、初期費用の 25%を上限として補助金が付与されていた。目標容量の達成により補助金の付与は 1996 年末で終了したが、350MW、約 1,500 基の風力タービンが支援対象となった。これらの支援を受けた風力タービンは、少なくとも 10 年間は、ドイツのカッセル大学（Universität Kassel）に設置された研究機関である Institut für Solare Energieversorgungstechnik （以下、ISET とする） による「科学的測定・評価プログラム（Scientific Measurement and Evaluation Programme）」に基づくモニタリング対象となった。

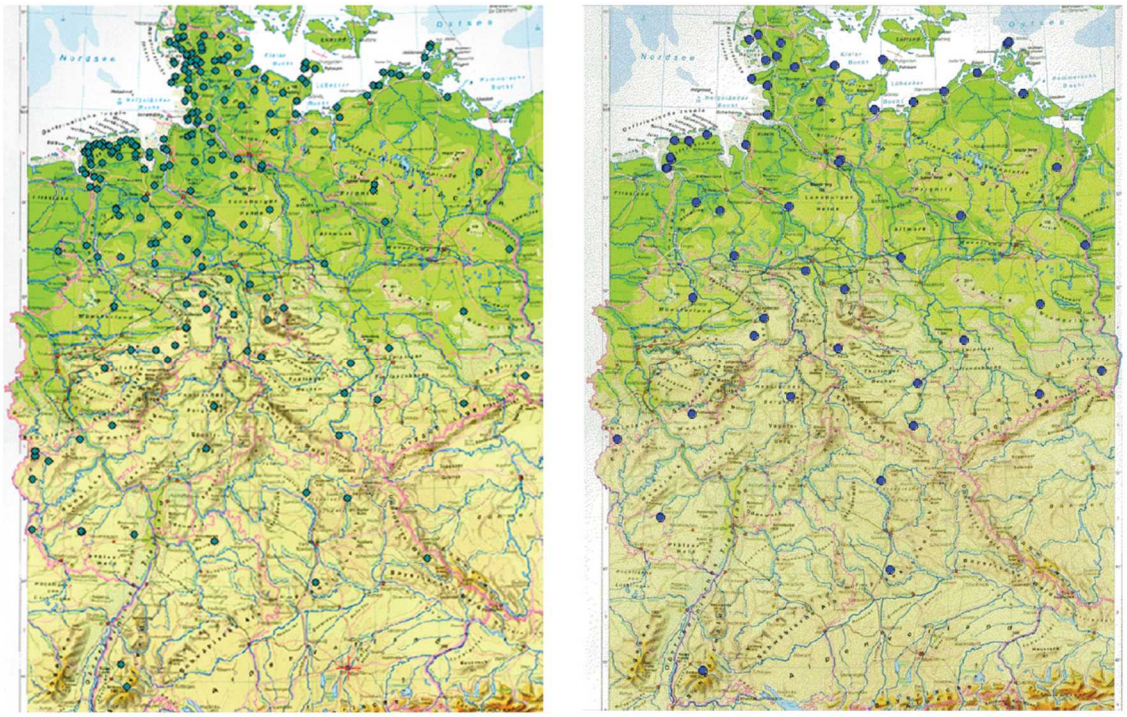
以下では、ISET による「Windenergy Report Germany 2008, written within the research project „Deutscher Windmonitor“[184]」をもとに、本モニタリング事業の概要と信頼性評価の分析結果を紹介する。

1) 風速測定ネットワークの概要

ISET の風速測定ネットワークは、広範な「250 MW 風力」パイロット事業と、それに付随する科学支援事業「科学的測定・評価プログラム」（WMEP）の一環として段階的に構築され、いずれも 2006 年に終了している。2007 年以降、ドイツ環境・自然保護・原子炉安全省（Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit ）は、「科学的測定・評価プログラム」で成功した作業を小規模に引き継いでいる「ドイツ風力モニタリング」事業を支援してきた。

風力測定ネットワークは、開発の最盛期には 180 台のデータ記録装置が風力タービンにつけられていた。2008 年時点で、データ記録装置と風速計は、計 60 の代表的な場所に設置されている（図 1-112 参照）。データ記録装置は、モデムと公衆固定電話網または携帯電話網を通して ISET のデータ処理センターに接続され、ISET 測定ネットワークを形成する。風力タービンの有効電力、系統連系の状況、風速、風向きに関する信号が、10 Hz のサンプリングレートで登録されている。

[184] Windmonitor ウェブサイト、http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Wind_energy_report_2008.pdf（2019 年 2 月 26 日取得）



最盛期（1997 年）　　縮小後（2008 年）

図 1-112　ドイツ：風力測定ネットワークの測定地点の推移

出所）ISET, “Windenergy Report Germany 2008, written within the research project „Deutscher Windmonitor““ 2008 より作成

この生データを使って、5 分間隔で長期データが作られ、22 の統計値に集約される。データは、リングメモリの中の「日次ファイル」に保存される。「日次ファイル」の中身は、①長期測定データ（5 分間隔×288 回）、②風速の分類（19 分類）、③事故データ（事故トリガーによる）、④診断データ（測定器具の状態）、⑤測定パラメータとなる。

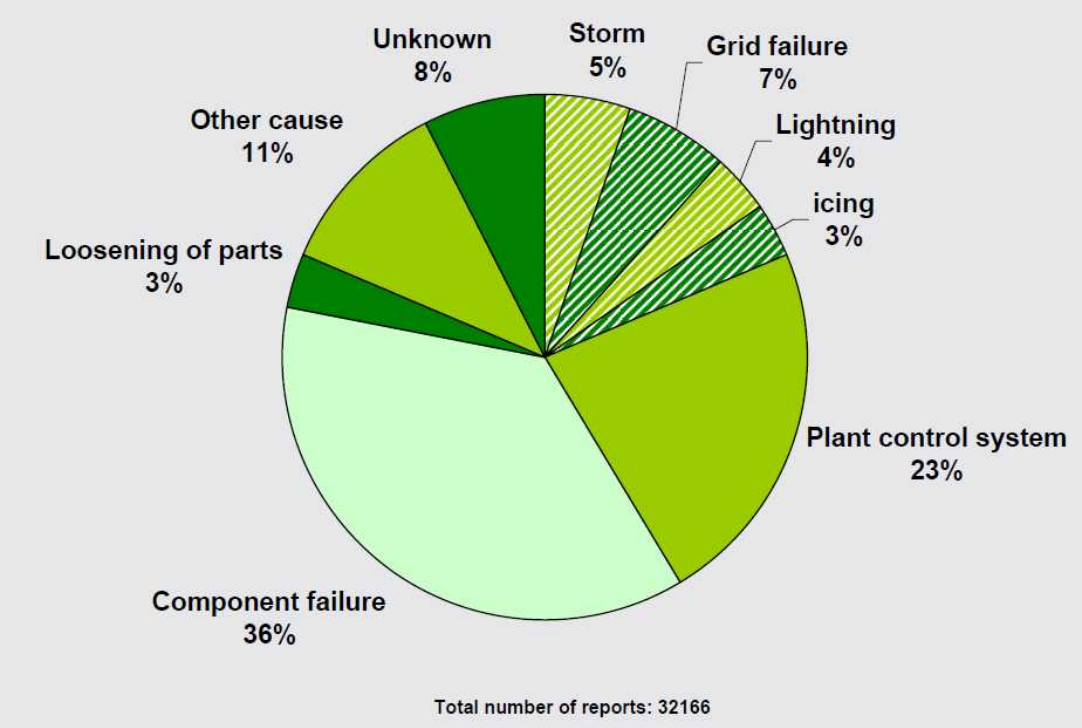
毎日記録された測定データは、夜間にデータ処理センターで自動的に収集され、データベースに読み込まれる。「長期測定」に加えて、トリガー値を超えた極端な状況の高解像度記録（10 Hz）のための「事故測定」を実行することもできる。10 Hz のサンプリングデータには、統計データの長期記録を中断することなく、オンラインで直接アクセスしたり、任意の期間にアクセスしたりすることもできる。風況は、地上から高さ 10m～30m を標準として測定される。多くの測定柱で高さ 50m の帆が立てられ、様々な高さで風力データが記録されている。

気候データも、それぞれ 1 つの高さで収集される。これらの帆は、データ記録装置と同様に機能する特殊な気象観測台に取り付けられ、高さ 10m、30m、50m の測定箇所での通常の風力信号に加えて、気圧、湿度、温度、降水量、日射量といった気象測定値も収集、記録する。

2) 風力発電設備の信頼性に関する分析結果

a. 障害の要因

風車の障害および修理の原因を図 1-113 に示す。報告されている損傷のほとんどが、明らかに構成機器の欠陥か緩み、または制御システムの機能不全に起因しており、台風、雷、着氷、系統事故等の外的影響（斜線部）によるものは、全体の 1/4 以下である。



Storm	嵐	Grid failure	系統事故	Lightning	雷
Icing	着氷	Plant control system	プラント制御システム	Component failure	機器不良
Loosening of parts	機器緩み	Other cause	その他理由	Unknown	不明

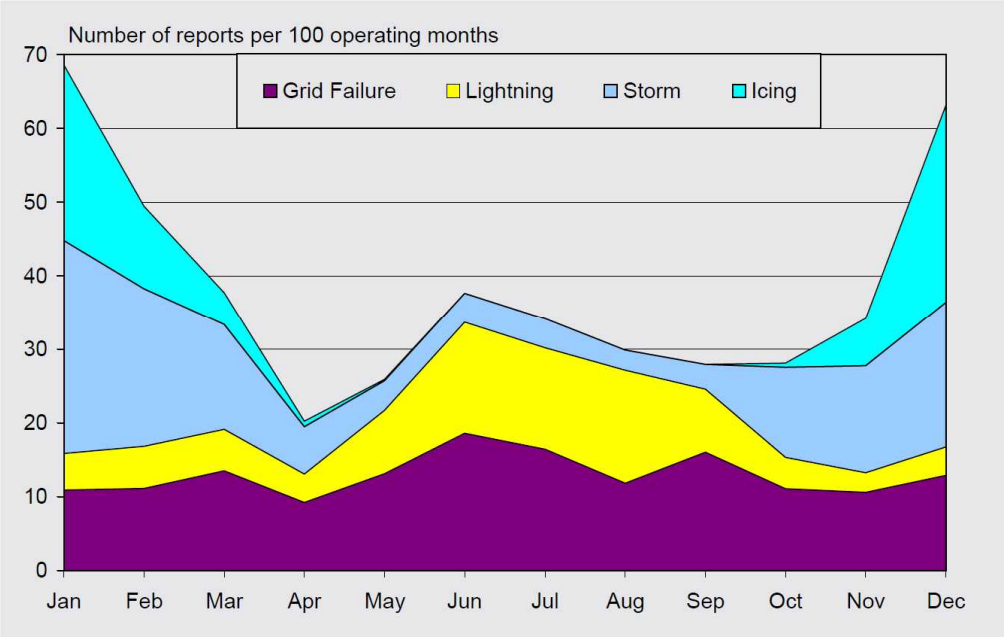
図 1-113　ドイツ：風力発電設備の障害要因

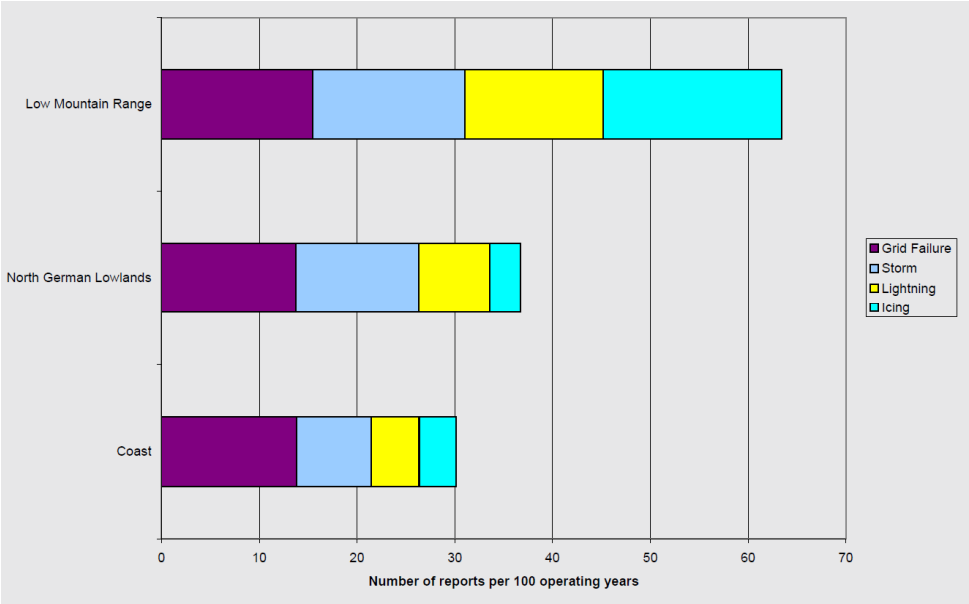
出所）ISET, “Windenergy Report Germany 2008, written within the research project „Deutscher Windmonitor““ 2008 より作成

損傷の原因としての系統事故は季節や立地に左右されないが、その他の外部条件は、季節や立地に依存している。例えば、運用上の障害や中断のほとんどが、直接的または間接的に雷による障害である。よって、系統に落雷後の電圧サージの障害は、夏に報告される。夏の雷雨嵐のために、6 月～8 月までの落雷の確率は、ここ数年の平均で 15%になる（運用 100 ヶ月で報告 15 件）。今では落雷保護システムが標準装備されているにも関わらず、落雷による損傷の頻度は、他の外部原因とほぼ同程度である。

着氷が原因の運用上の問題のほとんどが、12 月～3 月（通常気候状況が良い時期）に起こり、大きな収率損失に繋がることもある。特に、ドイツの山岳地の低い高度の立地では、着氷が多く報告されており、春になっても氷が形成されやすい気候条件になることがある。こ

うした低い山岳地の立地では、台風が風車の機能不全の原因となるリスクが極めて高い。





Grid Failure	系統事故
Storm	嵐
Lightning	雷
Icing	着氷

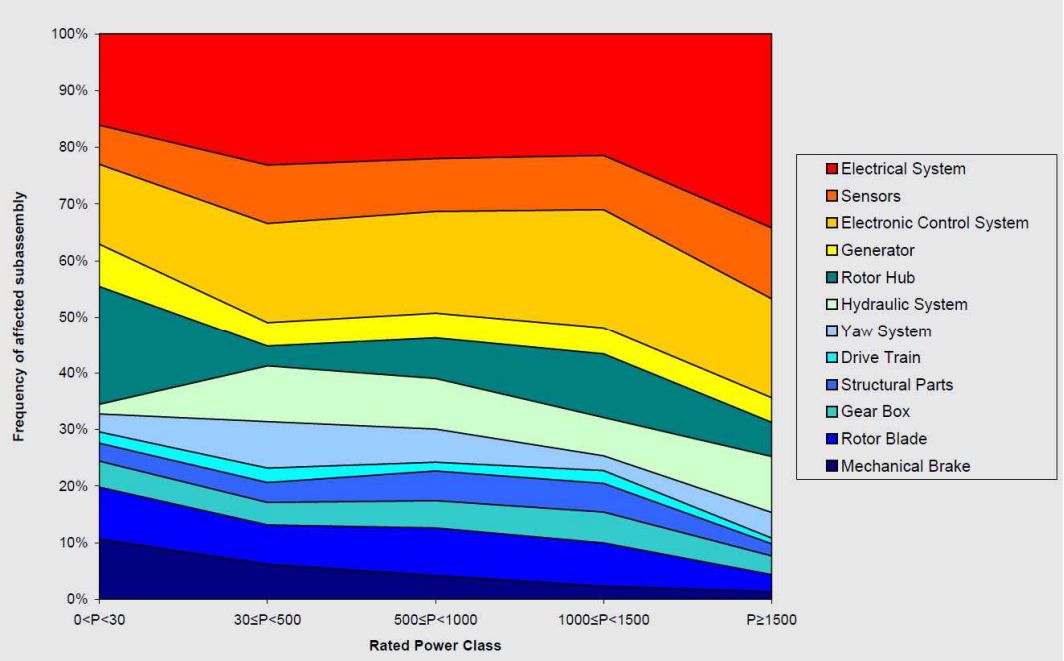
Low Montain Range	山岳部の低い高度
North German Lowlands	ドイツ北部低地
Coast	沿岸

図 1-114　ドイツ：風力発電設備故障の外的要因（月別、立地別）

出所）ISET, “Windenergy Report Germany 2008, written within the research project „Deutscher Windmonitor““ 2008 より作成

b. 故障頻度

風力モニタリング事業の一環として、風力運用者は全ての保守作業を報告した。故障のより詳細な情報は、この報告書に記載されている。故障は、定期保守作業と同時に、または運用停止後に計画外の作業として行うことができる。損傷が複数の構成機器に同時に影響することがあり、一度に複数の部品を修理することもできる。図 1-115 に、風車の規模によって、組立部品に影響する頻度が異なることを示す。大規模風車の場合、電気部品がより影響を受ける点は注意すべきである。全ての損傷の約 1/3 が、電気設備、発電機、制御ユニット、センサーによるものである。

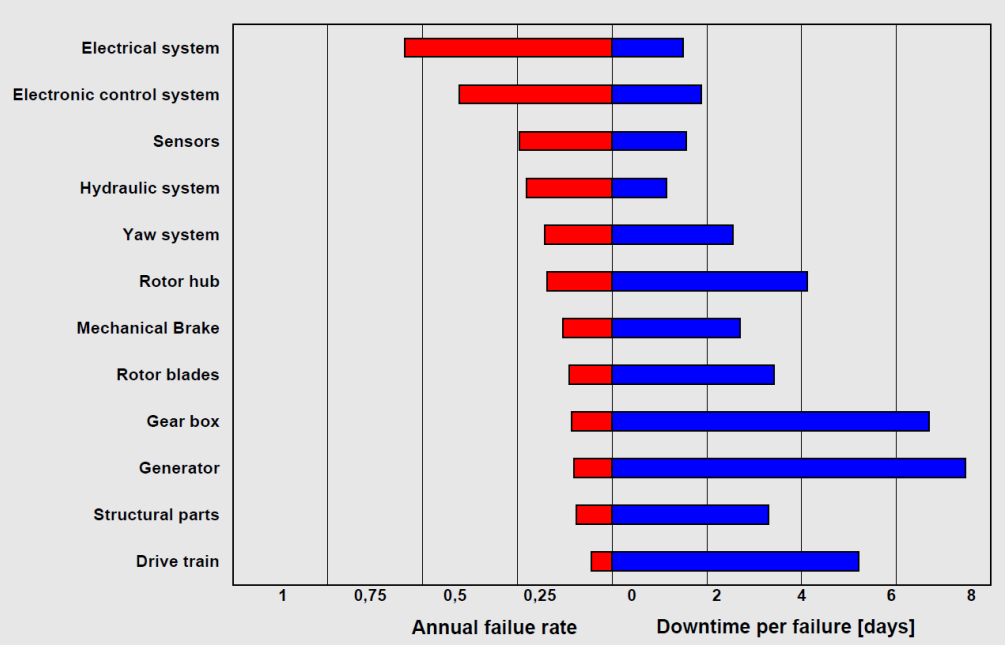


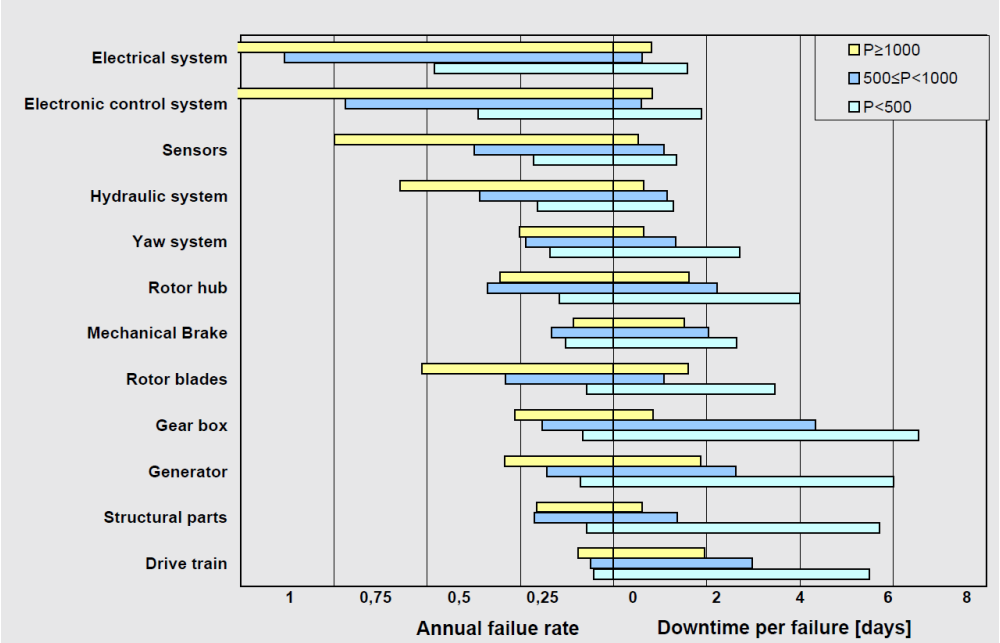
Electrical system	電気システム	Sensors	センサー	Electric Control System	電気制御システム
Generator	発電機	Rotor Hub	ローターハブ	Hydraulic System	油圧装置
Yaw System	ヨーシステム	Drive train	駆動系	Structural Parts	構造部品
Gear Box	ギアボックス	Rotor Blade	ブレード	Mechanical Brake	機械式ブレーキ

図 1-115　ドイツ：風力発電設備故障の影響する部位

出所）ISET, “Windenergy Report Germany 2008, written within the research project „Deutscher Windmonitor““ 2008 より作成

運用や費用対効果に影響する決定的要因は、一定の組立部品の故障頻度だけではなく、それよりも、個別の故障の深刻度である。ドイツ風力モニターでは、故障毎または保守作業毎の修理費を記録することは不可能なため、ここでは、発生した故障の深刻度を評価するために、停止期間を使う。年間故障率および故障毎の停止時間を隣接して描く。図 1-116 でも、風車規模との密接な関連が示されている。特に明らかなのは、電気設備（発電機を除く）に関係する頻繁な故障は、比較的迅速に修理できることで、停止時間は平均 1～1.5 日である。一方、発電機やドライブトレインの故障は、必要な修理の頻度は低いが、停止時間は一度に 5～7 日も要する。クレーンが必要になることも多いため、修理費もかなり高額になる。





Annual failure rate　年間故障率	Downtime per failure[days]　故障毎の停止時間（日）

Electrical system	電気システム	Electric Control System	電気制御システム	Sensors	センサー
Hydraulic System	油圧装置	Yaw System	ヨーシステム	Rotor Hub	ローターハブ
Mechanical Brake	機械式ブレーキ	Rotor Blades	ブレード	Gear Box	ギアボックス
Generator	発電機	Structural Parts	構造部品	Drive train	駆動系

図 1-116　ドイツ：風力発電設備故障における部位別頻度、一般的な停止期間

出所）ISET, “Windenergy Report Germany 2008, written within the research project „Deutscher Windmonitor““ 2008 より作成

c. 稼働率

保守作業のねらいは、風車の稼働率を高くすると同時に、費用を可能な限り低くすることである。計画外停電は回避すべきである。図 1-117 に、風力モニタリング事業で記録された風車の技術的可用率（technial availability）を示す。「技術的可用率」は、公称時間に対する利用可能時間の割合、「公称時間」は連続した報告期間の合計、「使用不可時間」は、風車が機能していなかった期間で、計画的なもの（保守作業）と計画外もの（故障や損傷）とがある。

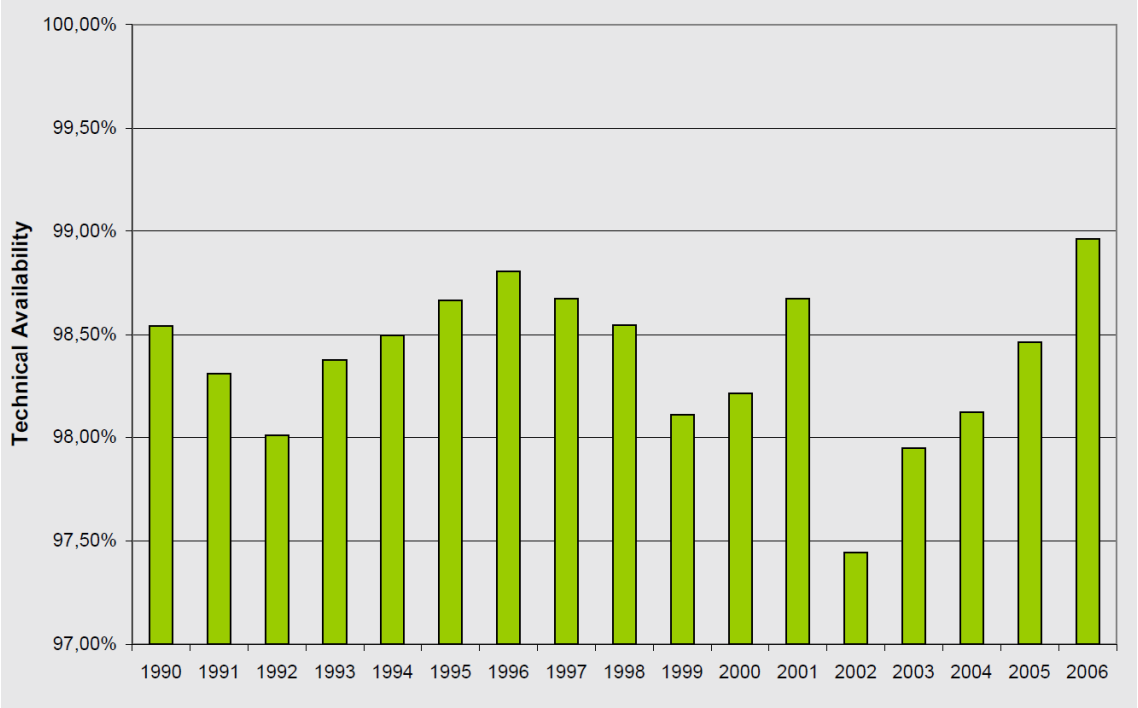


図 1-117　ドイツ：風力発電設備の平均技術的可用率の推移

出所）ISET, “Windenergy Report Germany 2008, written within the research project „Deutscher Windmonitor““ 2008 より作成

結果を分析する際は、評価に使われたデータやサンプルの一部には、大きな差があった点に留意が必要である。例えば、MW 級の大規模風車の情報は少ないが、平均的および小規模風車の情報は多い等である。可用率の一時的な傾向に関しては、何年も大きな変化は見られない。2002 年から継続的な可用率の向上が見られ、2006 年からの値（技術的可用性 99%）が風力モニタリング事業で行われた評価では最良の結果を表しているが、事業開始以降、可用率は、実際には常に 98%～99%となっている。

図 1-114 で示した通り、容量が大きい風車は、年間の故障率が高くなるが、損傷による通常の停止期間は、小型風車の場合よりもはるかに短く、技術的可用率は僅かに低下するのみである。これは素早い技術支援と風車の高い信頼性によるものである。

図 1-114 に、故障の原因が地域的に係わる外的条件とどのように関連しているかを示した。図 1-118 に、異なる立地の技術可用率を示す。ドイツの低い山岳地は、外的条件による

故障頻度が最も高く、可用率は最も低い。しかしながら、外的原因（図 1-113）が故障の原因となっているのは全ての原因の 1/4 以下で、風車の範囲が広範のため、ここでも同様に、保守や修理の重要性が鍵となる要因と予想される。

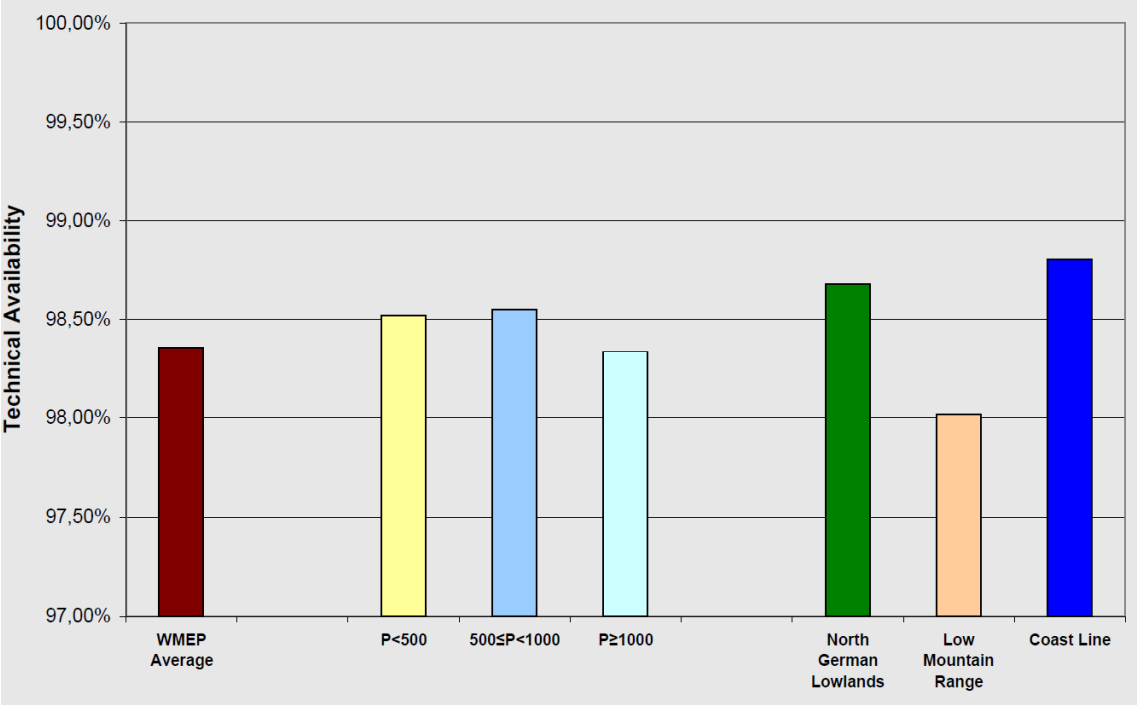


図 1-118　ドイツ：風力発電設備の容量別、立地別の平均技術的可用率

出所）ISET, “Windenergy Report Germany 2008, written within the research project „Deutscher Windmonitor““ 2008 より作成

(5) 欧州の発電源証明の概要

EU 加盟 28 ヵ国では、欧州再生可能エネルギー指令（2009/28/EC）に従い、再生可能エネルギー電気・熱に発電源証明（GoO:Guarantee of Origin）が導入されている（表 1-71）。EU 加盟国以外にアイスランド、ノルウェー、スイスも参加している。

このうち 20 か国は、欧州エネルギー証書管理システム（EECS：European Energy Certification System）を共同運営し、各国間の GoO の転移を可能としている。

GoO の購入者の購入理由としては、電力小売事業者が消費者へ「再エネ電力」として販売するため、企業が GHG プロトコルや RE100 などの環境基準を満たすための２点が挙げられる。

表 1-71　発電源証明の概要

項目	内容
証明書名称	GoO: Guarantee of Origin
単位	1GoO=1MWh
導入国	EU 加盟 28 ヵ国、アイスランド、ノルウェー、スイス
対象電源	再生可能エネルギー電気、再生可能エネルギー熱（冷）も可。
再エネの定義	風力、太陽、空気熱、地熱、熱水、海洋エネルギー、水力、バイオマス、埋立地ガス、下水処理場ガス、バイオガス
管理システム	EECS（European Energy Certification System）、又は欧州再生可能エネルギー指令に準拠した独自の証書管理システムにより管理。 EECS には 20 か国（オーストリア、ベルギー、クロアチア、キプロス、チェコ共和国、デンマーク、エストニア、フィンランド、フランス、ドイツ、アイスランド、アイルランド、イタリア、ルクセンブルク、オランダ、ノルウェー、スロベニア、スペイン、スウェーデン、スイス）が参加。
管理主体	各国がそれぞれ発行機関（Issuing Body）を設置し、管理。 各国の発行機関による協会（AIB：Association of issuing body）により、関連する情報・データを公開。

出所）AIB ウェブサイト https://www.aib-net.org/web/portal/facts/aib_members/aib_members1 （2018 年 6 月 22 日取得）、EC “2009/28/EC”（2009 年）、自然エネルギー財団 「企業・自治体向け電力調達ガイドブック」 （2018 年 1 月）,p.34-35 より作成

2016 年 10 月～2017 年 10 月の間の発電源証明の発行量と無効化量（利用量）を図 1-119 に示す。ドイツでは、再生可能エネルギー法の支援を受けている再エネ電源は、GoO の発行対象とならないため、国内の発行数は少なく、主に国外から GoO（特に北欧の水力由来）を購入しており、発行量比にして利用量が多い。一方で、ノルウェーの電力の大部分は水力由来だが、GoO を他国に販売するため、電源構成では、再エネは 14%に留まっている。

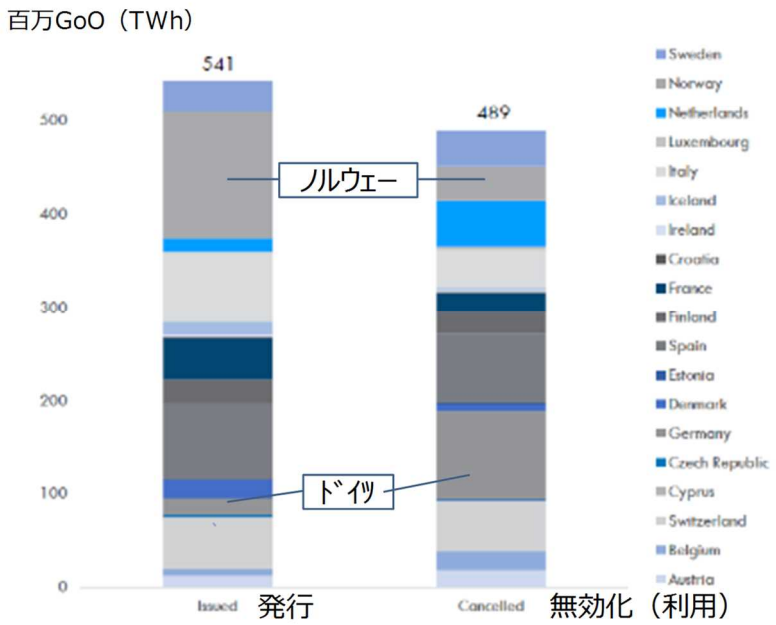


図 1-119　EECS 管理の GoO 取引量（2016/10～2017/10）

出所）出所) Oslo Economics　“Analysis of the trade in Guarantees of Origin”　（2018 年 1 月）p.18 に、縦軸単位、横軸項目名、ドイツとノルウェーの該当箇所を加筆

多くの GoO は、発電事業者からブローカー（仲介業者）を通じて、電力小売事業者に販売されており、GoO の管理システムを運用している発行団体側では、証書の取引量については把握しているものの、取引価格は把握していない。

Oslo Economics 社の分析によると、GoO の発行量・平均価格は表 1-72 のとおり。Nordic Hydro の GoO が最も安く取引されており、2016/10～2017/10 の期間平均で 0.26€/MWh（0.034 円/kWh※）。ただし、最近は価格上昇傾向にあり、2018 年 4 月時点で約 0.95€/MWh（0.124 円/kWh※）[185]（図 1-120）。（※は 1€＝130 円で換算）

高値で取引されるケースとしては、需要家が地元の発電電力購入を望む場合（例：オランダの風力）、Bra Miljöval、TÜV SÜD などの第三者認証機関によるラベル付きの証書の場合がある。

現在の GoO は再エネ拡大に貢献しない（古い既設水力の GoO ばかりが安く購入されているため）という観点から、新規の再エネ電　源開発の資金調達を支える GoO も登場（2～8 €/MWh（0.26～1.04 円/kWh※））している。（※は 1€＝130 円で換算）

表 1-72　GoO の取引量・平均価格（2016/10～2017/10）

	価格(※1 ユーロ＝130 円で換算)	GoO 発行量
北欧水力(Nordic Hydro)	0.26€/MWh（0.034 円/kWh）	約 130TWh
EU 風力	0.27€/MWh（0.035 円/kWh）	約 6TWh
EU バイオマス	0.31€/MWh（0.040 円/kWh）	約 12TWh
EU 太陽光	不明	約 2TWh

[185] Oslo Economics　“Analysis of the trade in Guarantees of Origin”　（2018 年 1 月）, p.12

	価格(※1 ユーロ＝130 円で換算)	GoO 発行量
SSNC 認証ラベル付水力	0.48€/MWh（0.062 円/kWh）	約 8TWh
ベルギー太陽光	0.70€/MWh（0.091 円/kWh）	0.04TWh
スイス水力	1.17€/MWh（0.152 円/kWh）	1.6TWh
オランダ太陽光	2.41€/MWh（0.313 円/kWh）	0.002TWh
オランダ風力	2.98€/MWh（0.387 円/kWh）	0.1TWh

注釈）GoO 発行量については、グラフから目視で読み取った数値のため、不正確。SSNC:スウェーデン自然保護学会。

出所) Oslo Economics “Analysis of the trade in Guarantees of Origin” 19 頁（2018 年 1 月）より作成

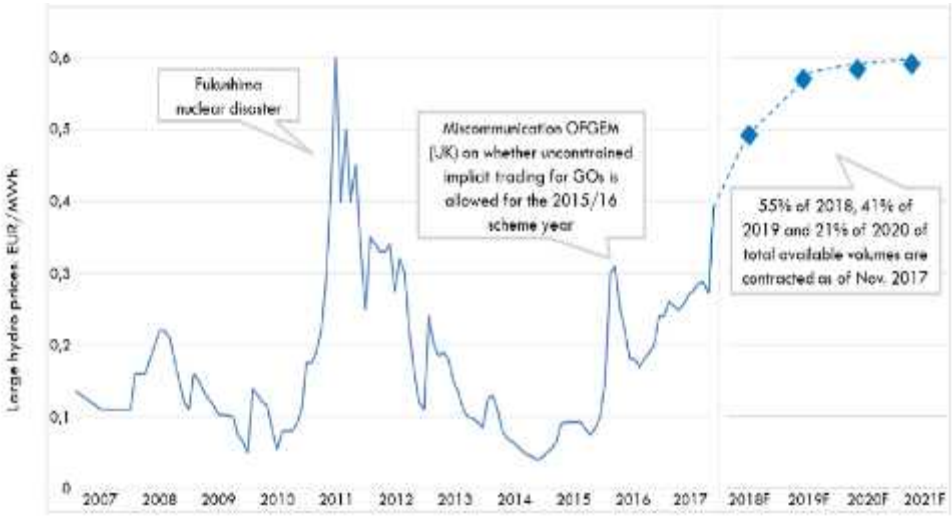


図 1-120　Nordic Hydro の GoO の卸取引価格推移（2007～2017）

出所) Oslo Economics “Analysis of the trade in Guarantees of Origin” 21 頁（2018 年 1 月）

1.3.2 再生可能エネルギーによる調整力確保に係る政策動向

(1) バイオガスや非常用電源の調整力としての活用に係る動向

ドイツでは、国内の 4 送電系統運用者（TransnetBW GmbH、TenneT TSO GmbH、50Hertz Transmission GmbH、Amprion GmbH）が共同して運営する市場である「Regelleistung[186]」を通じて、一次制御予備力（FCR）、二次制御予備力（aFRR）、ミニット制御予備力（mFRR）といった調整力を調達している。

こうした需給調整市場への参加は、要件を満たしていれば仮想発電所（VPP : Virtual Power Plant）で見られるようなアグリゲーターでも可能となっており、バイオガス等の再生可能エネルギー発電設備もポートフォリオに含む事業者も参加している。そのうちの 1 社である Next Kraftwerke 社の概要は表 1-73 のとおり。

表 1-73　ドイツ：Next Kraftwerke 社の概要

所在地	ケルン（ドイツ）
設立年	2009 年
年間売上規模	382.7 百万ユーロ（2017 年）
従業員数	149 名
ビジネススキーム	Next Pool VPP：バイオマス、コジェネ、需要管理、太陽光、風力等のリソースをアグリゲートし、TSO が運営する需給調整市場への予備力供給および、電力取引市場における卸電力取引によって収益を得る。
取引市場	・需給調整市場（一次制御予備力 FCR、二次制御予備力 aFRR、ミニット制御予備力 mFRR） ・電力取引市場（スポット市場）
リソース数	6,854 ユニット
VPP 規模、取引量	【欧州全体（7TSO 地域）】 ・VPP ネットワーク容量：5,987MW（2018 年 10 月時点） ・予備審査通過予備力： 一次制御予備力 FCR＝57MW 二次制御予備力 aFRR＝922MW ミニット制御予備力 mFRR＝1,572MW ・電力取引量：11.5TWh

出所）Next Kraftwerke 社ウェブサイト、https://www.next-kraftwerke.com/company/facts-figures（2019 年 2 月 26 日取得）より作成

2016 年 1 月に実施した Next Kraftwerke 社へのヒアリングでは、リソースとして抱えるバイオガス発電設備について、その時点の市場の状況に応じて、需給調整市場と電力取引市場を使い分けて市場に参加しているが、需給調整市場での収益性は大きくなく、いかに卸電力取引市場で収益を上げるかがポイントであるとの回答であった。

この背景にあるのが、TSO による二次制御予備力（aFRR）の調達必要量の減少傾向が挙

[186] https://www.regelleistung.net（2018 年 12 月 19 日取得）

げられる。ドイツでは、2009 年に 50Hertz、TenneT、TransnetBW の 3TSO により上述の「Regelleistung」と呼ばれる共同の需給調整市場で調整力の調達を開始し、2010 年の Amprion の参加により、調整予備力の全国統一市場が形成され、調整力調達費用の最適化が図られた。結果として、図 1-121 に示すように、二次制御予備力（aFRR）とミニット制御予備力（mFRR）の調達容量が減少傾向にある。

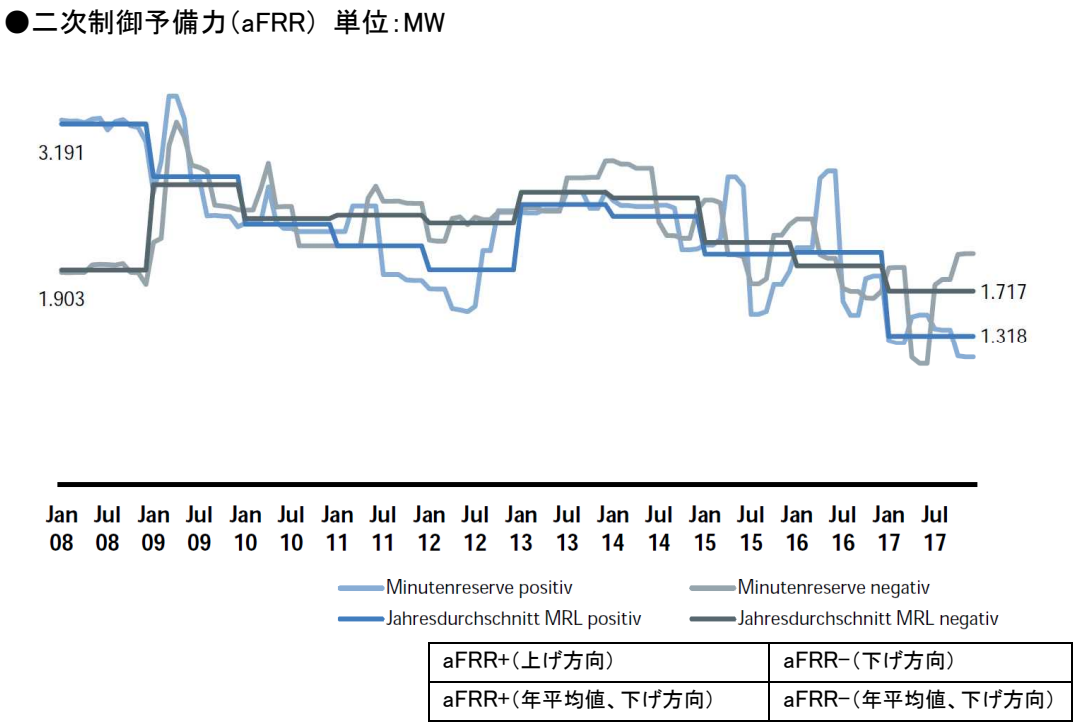


図 1-121　ドイツ：50Hertz、Amprion、TransnetBW、Tennet エリアの二次制御予備力、ミニット制御予備力調達容量の推移

出所）ドイツ連邦ネットワーク庁、“Momtoringbericht 2018”（2018 年）をもとに作成

制御予備力の調達必要量の減少とあわせて、調達価格も下がる傾向にある。ドイツにおける 2005 年から 2015 年までの需給調整市場の取引規模は、図 1-122 のとおり。2015 年には 547 百万ユーロとなり、2010 年以前の半分程度の取引規模となっている。

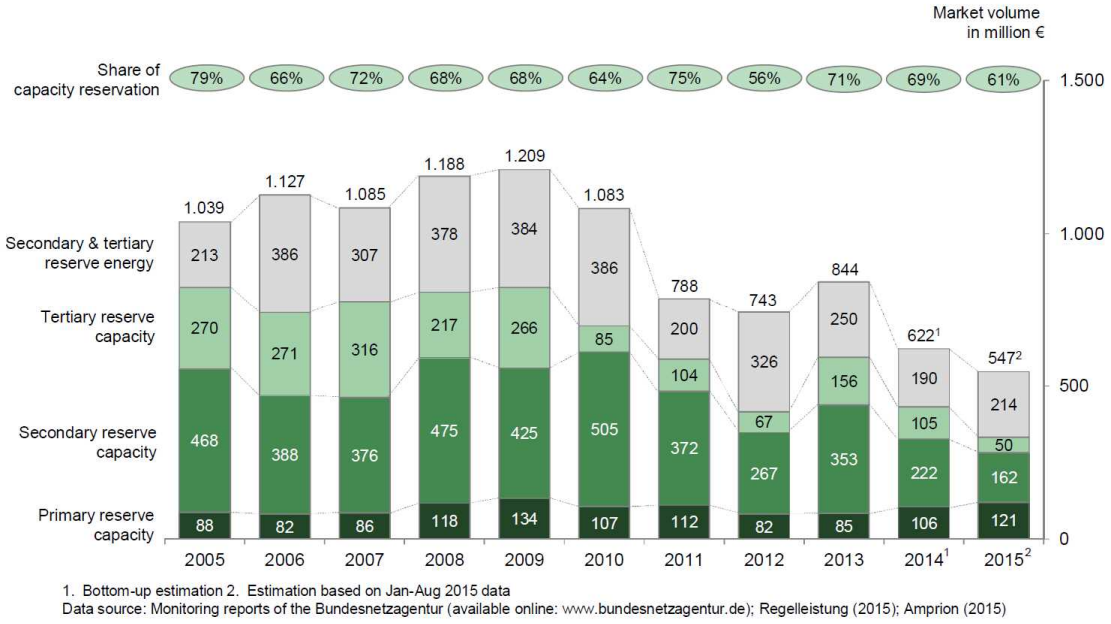


図 1-122　ドイツ：需給調整市場の取引規模の推移

出所）Just, Sebastian, “The German market for system reserve capacity and balancing energy, EWL Working Paper, No. 06/15, University of Duisburg-Essen, Chair for Management Science and Energy Economics, Essen”（2015 年）

2019 年 1 月に実施したドイツ再生可能エネルギー協会（Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.：BEE）やドイツ都市公社連盟（Verband kommunaler Unternehmen e.V.：VKU）へのヒアリングでは、ドイツにおける現状の制度枠組みでは、バイオマス/バイオガスが有する CO_2 低排出で且つ柔軟性を有するという特性を十分に活用できる仕組みとなっていないという意見であり、今後の課題であるとの認識であった。

(2) 電力需給調整市場における参入要件、価格、実績

1) ドイツ

ドイツでは、国内の 4 送電系統運用者（TransnetBW GmbH、TenneT TSO GmbH、50Hertz Transmission GmbH、Amprion GmbH）が共同して運営する市場である「Regelleistung[187]」を通じて、一次制御予備力（FCR）、二次制御予備力（aFRR）、ミニット制御予備力（mFRR）といった調整力を調達している。需給バランス調整について、実同時同量制の下、バランシンググループの自己調整分を除く量の要調整力を前日スポット市場開場前に全量事前調達

[187] https://www.regelleistung.net（2018 年 12 月 19 日取得）

している[188]（図 1-123）。

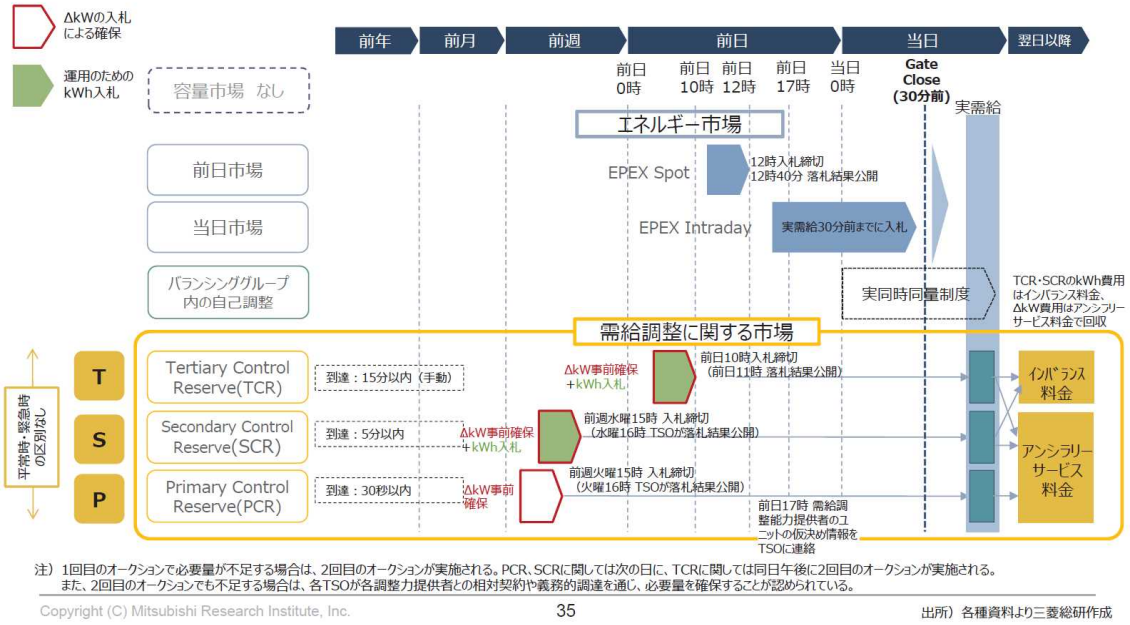


図 1-123　ドイツ：需給調整に関わる市場プロセス

出所）電力広域的運営推進機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」P.7（2018 年 7 月）

再生可能エネルギー電源の扱いについては、固定価格買取（FIT）を選択している電源は、送電系統運用者が卸電力取引を行った上でバランシンググループとしての役割も担う。他方、直接販売・市場プレミアム（FIP）を選択している再生可能エネルギー電源は、他の電源と同様にバランシンググループに組み込まれ、卸取引が行われる。

ドイツ国内において、送電系統運用者に対して需給調整市場への参加、調整力の供給を行うには、その供給源となる発電ユニットや需要は TSO の事前審査の手続きに従って技術的・運用的要件を満たし、接続する送電系統運用者と枠組み協定を結ぶ必要がある[189]。電源の各調整力が求める諸要件には、起動停止、持続時間等に加えて、送電系統運用者との制御信号の送受信に関わる通信設備要件、提供の確実性、過去の発電実績なども含まれる[190]（表 1-74）。

こうした需給調整市場への参加は、要件を満たしていれば仮想発電所（VPP : Virtual Power Plant）で見られるようなアグリゲーターでも可能となっており、事前審査を通過した事業者のリストには、Energy2market 社、Next Kraftwerke 社などの VPP 専業の事業者も含まれている[191]。

188 電力広域的運営推進機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」P.22（2018 年 7 月）
189 電力広域的運営推進機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」P.85（2018 年 7 月）
190 同上
191 https://www.regelleistung.net（2018 年 12 月 19 日取得）

表 1-74　ドイツ：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査

調整力の種類	調整力の提供対象事業者の要件および事前審査
一次制御予備力：PCR （Primary Control Reserve）	✓ 一次制御帯域は、有効公称容量の少なくとも±2%でなければならない。 ✓ 周波数偏差が±200mHz となった場合に作動し、30 秒以内に調整可能出力に到達し、同出力を少なくとも 15 分間維持できなければならない。 ✓ デッドバンド（不感帯）±10mHz。 ✓ 周波数の測定精度は±10mHz 以内でなければならない。 ✓ 30 秒以内に出力 100%提供しなければならない。 ✓ 電力周波数特性またはドループ特性は、TSO の仕様に従って調整可能。 ✓ TSO との通信設備要件 ✓ 提供の確実性※1
二次制御予備力：SCR （Secondary Control Rerserve）	✓ 出力調整可能幅±25W 以上（出力上げ/下げ方向、それぞれについて申請可能）。 ✓ 出力変化速度 5MW/分以上。 ✓ 最低 10 分以上運転されなければならない。 ✓ 二次制御器（LFC）による制御サイクルは 1～2 秒 ✓ TSO との通信設備に係る要件 ✓ 提供の確実性 ✓ 過去の発電実績※2
ミニット予備力（Minute Reserve） ：TCR（Tertiary Control Reserve）	✓ 調整力（調整範囲）の最小規模は±30MW。 ✓ 起動指令から 15 分以内に出力 100%提供しなければならない。 ✓ 当日市場での調達な商品に置換されるまで継続して調整力を供給可能でなければならない。 ✓ TSO との通信設備に係る要件 ✓ 提供の確実性※3

※1：商品の供給を望む期間（7 日間×24 時間＝168 時間）については、代替出力を考慮して、100%の時間で提供可能であること。

※2：提供の 12 ヶ月分の期間において、計画外停止を考慮せずに最低限 50%は利用可能であることや、商品供給を望む期間（12 時間×1 週間における平日または休日）の 95%の期間で、代替出力を考慮して利用可能であること。

※3：商品の供給を望む期間（4 時間）については、代替出力を考慮して、100%の時間で提供可能であること。

データ出所）Consentec, Description of load-frequency control concept and market for control reserves（2014）
電力中央研究所、ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題-需給調整能力の確保と費用決済-（2014）

出所）電力広域的運営推進機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」P.85（2018 年 7 月）

2016 年 1 月に実施した Next Kraftwerke 社へのヒアリングでは、自社のプールに参加する再生可能エネルギー発電設備等の電源に対して、数か月かけて技術要件等を満たしている

かを審査するとの回答であった。

2018 年 11 月時点で、ドイツの需給調整メカニズムに参加する事前認可を取得済みの設備の状況は、表 1-75 のとおり。水力が中心的な調整力となっている一方で、バイオマスは二次制御予備力を主として 5%前後、蓄電池は一次制御予備力に 3%弱、需要管理は各調整力に 1～2.5%程度供出しているにとどまる。

表 1-75　ドイツ：需給調整メカニズム参加の事前認可取得済み容量（2018 年 11 月時点）

単位：GW

技術	FCR	aFRR +	aFRR −	mFRR +	mFRR −
原子力	0.50	0.42	0.42	2.04	2.04
褐炭	0.66	1.22	1.22	4.81	4.85
無煙炭	0.67	1.48	1.48	4.87	4.66
ガス	0.25	3.06	3.10	8.35	8.02
石油	−	0.34	0.02	2.10	0.14
バイオガス/バイオマス	0.03	1.59	1.98	1.85	2.46
水力	3.83	14.43	14.27	15.48	15.74
蓄電池	0.25	−	−	−	−
需要管理（DSM）	0.08	0.54	0.66	0.88	0.84
風力	−	−	−	−	0.10
その他	0.02	0.06	0.09	0.32	0.75
合計	**6.29**	**23.14**	**23.24**	**40.70**	**39.60**

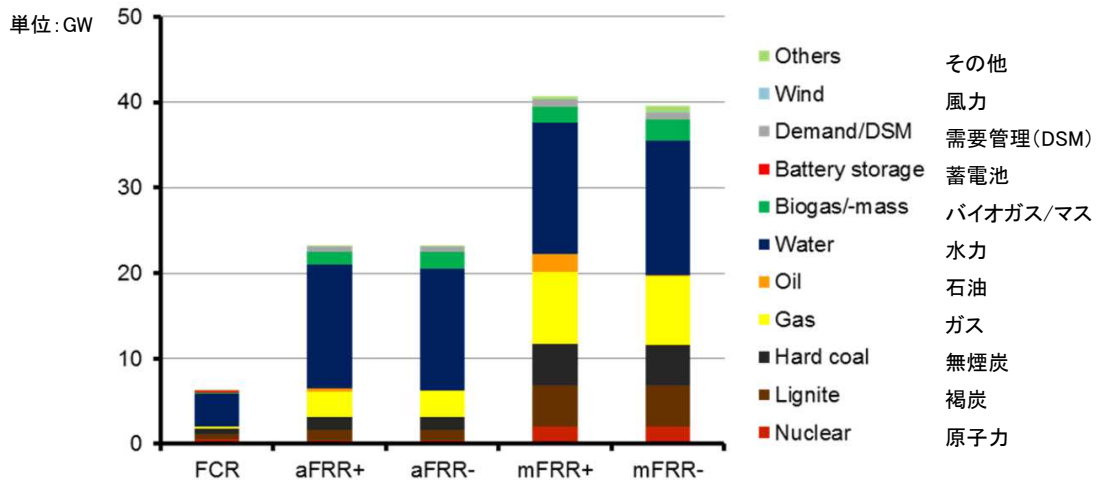


Figure 1:　Prequalified capacity (in GW) for each primary energy source/balancing quality in Germany

FCR：一次制御予備力（30 秒以内に自動的に完全発動、所定出力持続時間 0～15 分）

aFRR：二次制御予備力（完全発電まで最大で 5 分以内、所定出力持続時間 30 秒～15 分）

mFRR：ミニット制御予備力（完全発電まで最大で 15 分以内、所定出力持続時間～15 分から 1 時間）

出所）regelleistung.net ウェブサイト、https://www.regelleistung.net/ext/?lang=en（2018 年 12 月 19 日取得）より作成

二次制御予備力（aFRR）、ミニット制御予備力（mFRR）を中心として、一定の容量のバ

イオマス/バイオガス発電設備が事前認可を取得している。どちらの調整力も提供に対する対価としては、容量に対する支払いと従量（エネルギー量）に対する支払いが行われる。需給調整市場へ入札する市場参加者は、容量ベースの入札を行い、落札者は、たとえ実運用の場面で落札者の電源が利用されなくても、必要な時にいつでも調整力の提供が行えるように空き容量を確保しておく必要がある。この空き容量の確保に対して、TSO から容量に対する支払いを受けられる。加えて、二次制御予備力とミニット制御予備力に関しては、実運用で実際に利用された落札電源に対しては、TSO から従量価格による支払いも受けられる。

2016 年のドイツにおける二次制御調整力、ミニット制御予備力の取引実績は、表 1-76 のとおり。

表 1-76　ドイツ：需給調整力の取引実績（2016 年）【再掲】

二次制御予備力（aFRR）

価格	**容量価格**		**供給実績価格**	
	上げ（aFRR +）	下げ（aFRR -）	上げ（aFRR +）	下げ（aFRR -）
	2.64€/MW/h	0.79€/MW/h	52.54€/MWh	7.70€/MWh
量	**平均入札容量**		**年間取引電力量**	
	上げ（aFRR +）	下げ（aFRR -）	上げ（aFRR +）	下げ（aFRR -）
	2,018.6MW	1,962.7MW	5,702.9GWh	2,896.6GWh

ミニット制御予備力（mFRR）

価格	**容量価格**		**供給実績価格**	
	上げ（mFRR +）	下げ（mFRR -）	上げ（mFRR +）	下げ（mFRR -）
	4.62€/MW/h	3.32€/MW/h	104.58€/MWh	51.26€/MWh
量	**平均入札容量**		**年間取引電力量**	
	上げ（mFRR +）	下げ（mFRR -）	上げ（mFRR +）	下げ（mFRR -）
	2,044.4MW	1,942.8MW	694.9GWh	216.4GWh

出所）電力広域的運営推進機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」P.125（2018 年 7 月）

2) 英国

英国では、需給バランス調整について、原則的に全量をバランシングメカニズム（BM：Balansing Mechanism）によって対応している。発電ライセンスに基づき 50MW 以上の発電ユニットは BM ユニットとして、強制的に BM に登録される。なお、送電系統に接続している発電ユニットには BM への参加が義務付けられているが、配電系統に接続している発電ユニットによる BM への参加は任意となっている。BM は事前の容量での確保はなく、かつ入札義務は存在しないものの、別途年 3 回入札によって調達される STOR（Shorten-term operating reserve）[192]によって BM の入札量不足に備える仕組みとなっている[193]（図 1-124）。

英国の主な調整力の技術要件および事前審査の概要は表 1-77 のとおり。

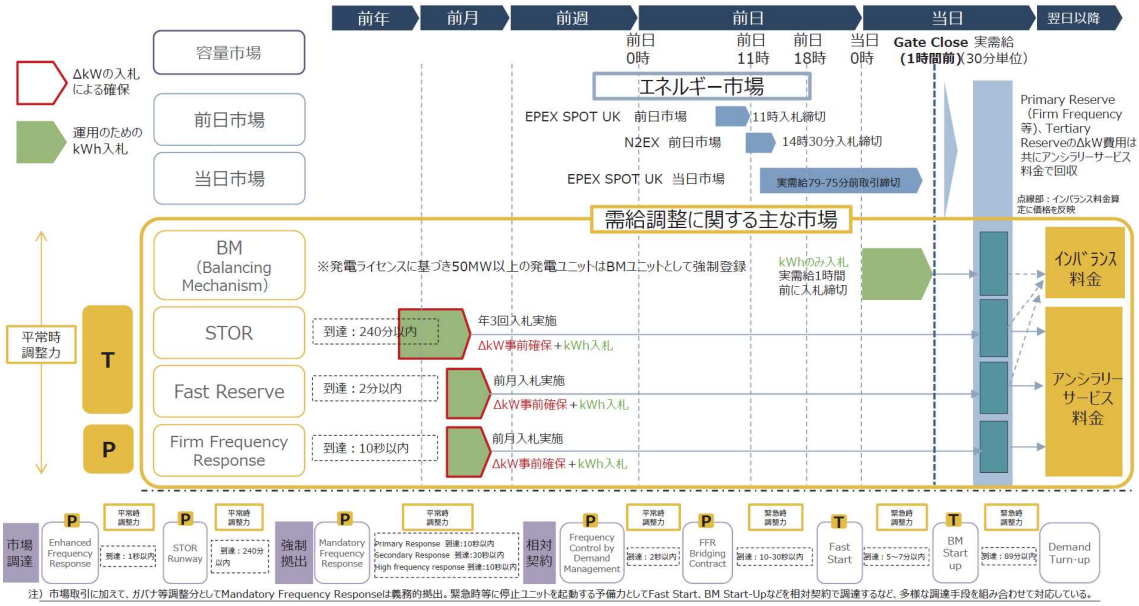


図 1-124　英国：需給調整に関わる市場プロセス

出所）電力広域的運営推進機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」P.11（2018 年 7 月）

[192] Standing Reserve として参加するのは小規模ディーゼルエンジン、オープンサイクルガスタービン。

[193] 電力広域的運営推進機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」P.11（2018 年 7 月）

表 1-77　英国：調整力の提供対象事業者の要件および事前審査

種類	主な技術要件	技術要件の充足に関する事前審査
Firm Frequency Response（FFR）	✓ 最低 1MW の応答エネルギー（Response Eenrgy）を供給できること。 ✓ Dynamic response については周波数応答モードでの運転が可能、Non-dynamic response については自動継電器を介した自動起動が可能であること[注1] ✓ 自動ログデバイス（Automatic Logging Device）を介した通信が可能であること。 注 1）Dynamic response：ガバナ応答等、Non-dynamic response：所定の周波数変動で自動起動される発電量、需要量の変動	✓ 所定の調整力の供給が可能か否か、事前の技術的試験[注2]が課され（pre-qualification assessment）、その後 Framework agreement の締結をもって参加資格を取得する。 注 2）技術的試験は、“FIRM FREQUENCY RESPONSE TENDER RULES AND STANDARD CONTRACT TERMS”に従って行われる。
Fast Reserve	✓ 有効電力の供給は、25MW/分以上の出力変化率で、給電指示から 2 分以内に開始し、最低 15 分間持続可能であること。 ✓ 最低 50MW を供給可能であること。	✓ 所定の調整力の供給が可能か否か、書面（Pre-Qualification Questionnaire）による事前審査がおこなれ、その後 Framework agreement の締結をもって参加資格を取得する。 ✓ 書面審査では、最大 Run-up レート、最大 Run-down レート、最大供給、供給反復可能性（repeatability）などの技術的詳細が対象となる。
STOR（Short Term Operating Reserve）	✓ 3MW 以上の発電量または安定した需給削減を提供できること（複数のサイトから実施が可能）。 ✓ National Grid の指示を受けてから 4 時間以内に全 MW を供給できること。 ✓ 指示があった場合、最低 2 時間、全 MW を供給できること。	✓ Framework agreement の締結をもって参加資格を取得する。 注 3）National Grid サイトの記載では、Framework agreement の締結自体が事前資格の取得要件とされているため、STOR のための技術的な事前審査は存在しないものと解される。

データ出所）DNV GL

http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/frequency-response/firm-frequency-response/

http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/reserve-services/fast-reserve/

http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/reserve-services/short-term-operating-reserve/

出所）電力広域的運営推進機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」P.88（2018 年 7 月）

1.3.3 再生可能エネルギーの普及促進に係る系統整備動向

(1) 自治体におけるゾーニング調査の動向

1) ドイツ：ブランデンブルク州

a. 風力発電施設の設置可能地点の考え方

ドイツでは、広範囲にわたって設定される地域開発計画、及び該当する地域の自治体が作成する建設基準計画というものがある。ドイツの土地利用計画制度では、「内部地域」と呼ばれる市街地形成地域に属さないエリアは「外部地域」と称され、農林業用建築物、遠距離通信施設、電気・ガス等の公共的供給施設などの特別な施設建造物を除いて、原則として建築・開発は制限される。

この各自治体が指定する外部地域には、原則として優先的に風力発電施設を設置可能となっている。しかし、16 の連邦州はそれぞれ異なるアプローチをとっており、州によっては地域開発計画（郡レベル）・土地利用計画（市町村レベル）に風力発電適地（優先地域）が記載されるようになっている。国立公園をはじめとした自然保護地域は、風力発電開発の優先地域（外部地域）から除外をされており、風力発電施設の開発が認められることは現実にはない。

なお、郡レベルで策定される地域開発計画、地方自治体が策定する土地利用計画には、自然保護地域等の指定状況が全て記載されている。なお、地域開発計画及び土地利用計画の策定時には、自然保護団体なども参加して戦略的環境アセスメント（SEA）の実施が義務付けられている。ドイツでの自然環境に配慮した立地点の許可の枠組みを整理すると表 1-78 のとおりである。

表 1-78　ドイツ：自然環境に配慮した風力発電施設立地点の許可の枠組み

計画策定・許認可	環境考慮
【郡レベル】 ・地域開発計画　（事前計画） 　空間利用の調整を行い、道路・ダム・風力発電施設などの負荷を均等に地域に分配することを目指す 　自然環境、景観等も地域計画に織り込む	→戦略的環境アセスメント（SEA）を実施
【自治体レベル】 ・土地利用計画　※国土整備法が上位法令 ・地区詳細計画（B プラン） →拘束力を持つ形で、自然保護などの地域を指定して網羅している	→戦略的環境アセスメント（SEA）を実施
【事業レベル】 ・連邦侵害防止法 ・建築基準法	→プロジェクトレベルの環境影響評価を実施

出所）ドイツ風力発電協会へのヒアリングをもとに作成

上記の郡による地域開発計画のレベルで風力発電設置優先地域がくまなく設定されていれば、下層の市町村レベルでの計画における風力発電設置優先地域の設定は必要ない。しかし、実際には、地域開発計画をもとに、基礎自治体レベルの土地利用計画策定時に、どこに風力発電施設の優先立地地域を指定するかを決める方法が取られている。

b. ブランデンブルク州における風力発電施設立地可能地域の考え方

ブランデンブルク州は、5 つの地域開発計画のエリアに分かれているが、その 5 つの地域のうち 2%プラスマイナス 0.5%は、風力発電施設の設置可能地域として設定することが決められている[194]。そして、州政府として、風力発電施設の立地可能地点について詳細なガイドラインを策定しており、このガイドラインの基準に従って、5 つの郡がそれぞれ地域開発計画において、風力発電施設の設置可能地点を定めている。

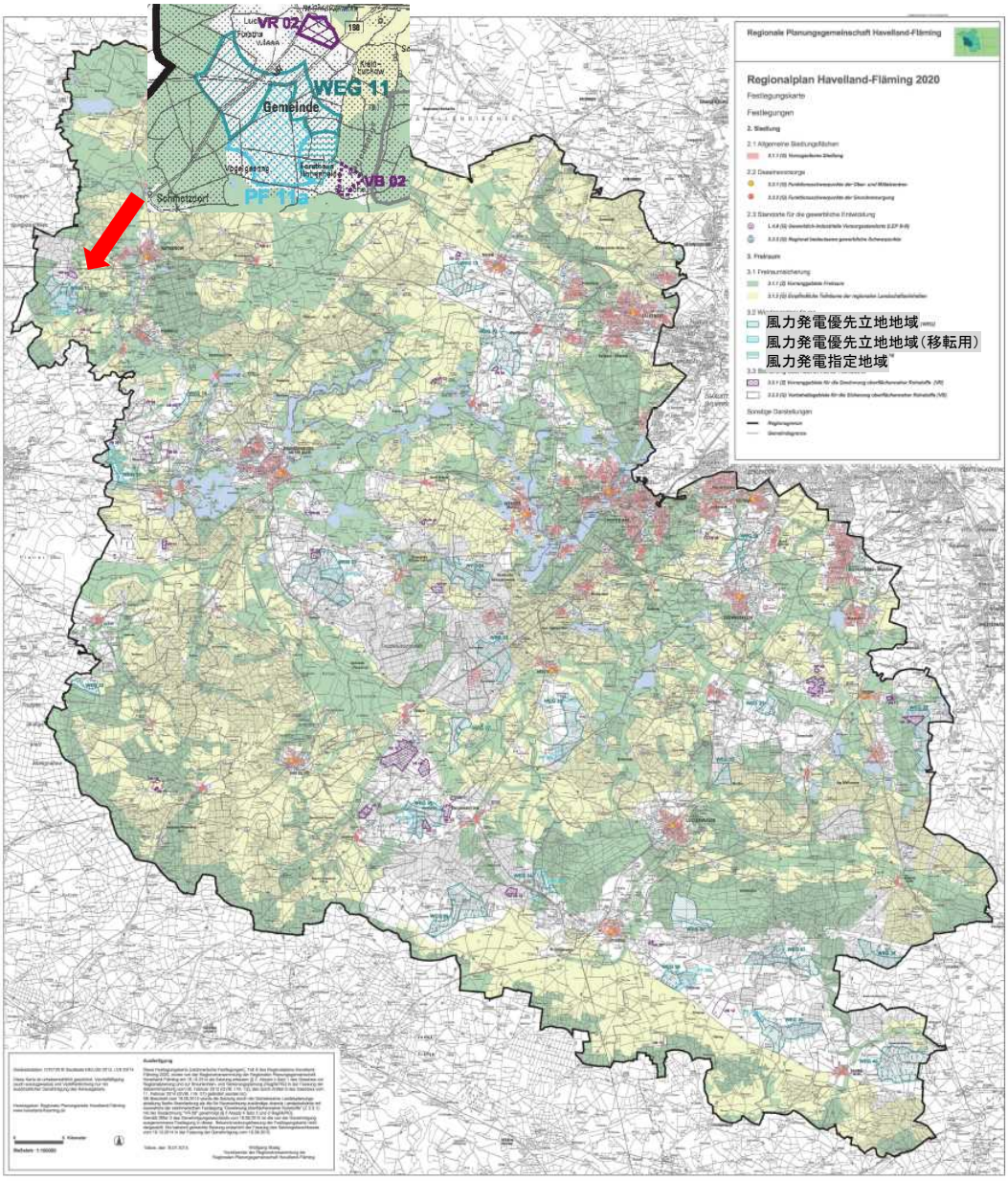
州による風力発電施設の立地環境規制基準では、日本の市街化調整区域に相当する「外部地域」であることに加えて、住宅地や営巣地などの特定地域から所定の距離を空けることを設置条件としている。例えば、住宅地からは 800m、湖沼・沼からは 500m と設定されている。また、保護すべき鳥類の名前が詳細に規定されており、それらの営巣地からは特定の距離を離して風力発電施設を設置するよう規定されている。例えば、オジロワシの営巣地から 3,000m の範囲は不可地域、3,000～6,000m の距離は制限が課せられる可能性のある地域として設定されている。なお、ブランデンブルク州の地域開発計画において設定されている風力発電施設の設置可能地域内でも、それぞれのウィンドファーム間は 5,000ｍの間隔を取ることが規定されている。なお、この立地環境基準には、送電系統の整備状況は含まれておらず、郡による風力発電施設の優先立地地域の指定にも考慮はされない。

ブランデンブルク州の 5 つのエリアの地域開発計画のうち、Havelland 郡、Fläming 郡の 2020 年地域計画[195]では、第一段階として法的あるいは実質的な理由で風力発電の立地地域として除外すべきエリアを設定している。さらに第二段階以降として、法的または実質的には立地可能であるが、地域固有の理由から除外するなどの手順を踏んだ上で、十分な風力発電の設置容量となるような面積を風力発電優先立地地域として設定している。

Havelland 郡、Fläming 郡の 2020 年地域計画における風力発電優先立地地域の設定状況は、図 1-125 のとおり。

[194] 畦地 啓太『ドイツの風力発電所立地に関するゾーニング策定の方法論 -ブランデンブルク州およびラインラント＝プファルツ州の地域計画を事例として』日本都市計画学会「都市計画論文集 Vol.49 No.3 2014 年 10 月」（2014 年）

[195] Havelland 郡、Fläming 郡ウェブサイト、http://www.havelland-flaeming.de/media/files/Text.pdf（2018 年 12 月 27 日取得）



注）

・風力発電優先立地地域：住宅街から 1,000m、病院等から 1,500m、人家から 600m の距離がある適地。
・風力発電優先立地地域（移転用）：現在は適地になり風力発電の移転先。適地の周辺となる。
・風力発電指定地域：人家から半径 600m 超の地域。但し、保護地域も含まれ実質的には立地不可。

図 1-125　ドイツ：ブランデンブルク州 Havelland 郡、Fläming 郡 2020 年地域計画

出所）Havelland 郡、Fläming 郡ウェブサイト、http://www.havelland-flaeming.de/media/files/Karte.pdf（2015 年 10 月）より作成

(2) 系統運用事業者からの配電網買い取りに係る動向

ドイツでは、シュタットベルケ（都市公社）と呼ばれる水道、交通やガス供給、電力事業（発電、配電、小売）などの地域のインフラ整備・運営を行う公的な事業体が多数存在する。電力分野においては、1990 年代の電力自由化の流れの中で、シュタットベルケが運営していた配電事業について、所有権を移転せず一定期間（通常は 20 年間）民間企業に運営をゆだねるコンセッション方式を採用して、民間移転を行うケースが多かった。2010 年から 2016 年までにドイツ全体で締結されている電力分野の系統運営契約（コンセッション）14,000 件のうち、約 8,000 件が期限切れとなった[196]。こうした地域では、契約期間の満了に伴い、シュタットベルケがコンセッションを奪還する、または自治体がコンセッション方式自体を取りやめ独自の運営に戻す、という事例が見受けられる（バーデン・ヴュルテンベルク州、ライプチヒなど）[197]。2007 年以降、新しく設置された自治体のエネルギー公社は 70 件以上で、190 件以上の買い戻しの動きがあったとされている[198]。

こうした配電系統の買い取り、買い戻しの動きの背景の一つに、シュタットベルケにとって、配電系統運用が安定的な収益源となり得るビジネスであることが挙げられる。2019 年 1 月に実施したドイツ都市公社連盟（Verband kommunaler Unternehmen e.V. : VKU）へのヒアリングでは、シュタットベルケにとって発電・小売事業は非常にリスクが高い事業である一方で、配電事業は規制を受けた安定収入源であるため非常に重要であるとの見解であった。配電事業のように規制下にあるリスクの低い事業をポートフォリオに組み込むことで、市場における収益に左右される他事業のリスクを分散する戦略である。

また、単に配電系統を買い戻して再公営化するだけでなく、その経営組織や戦略に対して、市民の関与を強める目的で行われた活動もある。ベルリン市では、配電網買い戻しに関して州民投票を行われた。投票率が 29.1%にとどまり、州民投票が成立する要件である総有権者数に対して 25%の賛成票を得ることができず不成立に終わったが、表 1-79 に掲げる内容の提案について是非を問うものであった[199]。

196 ヴッパタール研究所「ドイツと日本におけるシュタットベルケ設立の現状。インプットペーパー：日本国内のエネルギー供給における分散型アクターのためのキャパシティビルディングプロジェクト。ヴッパタール」（2018 年）

197 松井 英章『電力自由化と地域エネルギー事業－ドイツの先行事例に学ぶ－』「JRI レビュー 2013 Vol.9. No.10」（2013 年）

198 中山 琢夫『ドイツのシュタットベルケは、エネルギー事業の再公有化を通して何をめざしているのか？』京都大学大学院研究科 再生可能エネルギー経済学講座 2016 年度第 2 回シンポジウム「欧州の電力システム改革と再生可能エネルギー」（2017 年）

199 宇野 二朗『再公営化の動向からみる地方公営企業の展望－ドイツの事例から－』「都市とガバナンス Vol.25」（2016 年）

表 1-79　ドイツ：ベルリン市の配電網買い戻しのための住民投票提案の骨子

・再生可能エネルギーからの発電と節電可能性の活用のために、営造物法人としてシュタットベルケを設立すること。 ・2015 年 1 月 1 日に配電網を引き継ぐことを目的に、営造物法人としてネットワーク会社を設立すること。 ・「エネルギー貧困」（支払可能なエネルギーサービスの不足）に対抗すること。 ・評議会の直接公選、法案提出権、総会によって民主的な参加の可能性を創出すること。

出所）宇野 二朗『再公営化の動向からみる地方公営企業の展望－ドイツの事例から－』「都市とガバナンス Vol.25」（2016 年）

ベルリン市における配電網買い戻しは、何がなされるべきかという「アウトプット」の側面で、再生可能エネルギーの最大限の利用が課され、また、どのように決められるべきかという「インプット」の側面で民主化が目指された点に特徴がある[200]。

(3) 系統整備に係るデススパイラルに関する議論の動向

1) 英国における配電系統利用料金の見直し議論

英国における電力市場の規制当局である Ofgem（Office of Gas and Electricity Markets）は、2018 年 11 月 28 日に公表されたコンサルテーション「Targeted charging review: minded to decision and draft impact assessment」[201]で、配電網に連系した小規模発電所向けに付与されている系統料金の優遇措置を打ち切り、当該サイトにバランシング料金を賦課することを検討している。

この系統利用料金の見直しの背景には、系統利用者が負担する将来的な系統利用コストの増減予測を反映した「将来的費用（forward-looking charges）」と、そこでカバーされなかったが系統運用者が回収すべき費用である「予備費用（residual charges）」の回収方法を検討することにある。予備費用の回収のための料金賦課方法が検討され、容量ベースの固定料金の手法が Ofgem により推奨されている。現行の料金体系では小規模需要家には配電電力量に応じた従量制の料金のみが賦課されているが、固定制の料金体系による賦課も組み合わせる提案となっている。

本コンサルテーションは、2019 年 2 月 4 日までを期限として意見を募集しており、2019 年半ばに今後の方向性を決定する予定が示されている。

200 宇野 二朗『再公営化の動向からみる地方公営企業の展望－ドイツの事例から－』「都市とガバナンス Vol.25」（2016 年）

201 電力・ガス市場規制局（Ofgem）ウェブサイト、https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/11/targeted_charging_review_minded_to_decision_and_draft_impact_assessment.pdf（2018 年 12 月 19 日取得）

2) カナダ・オンタリオ州における配電系統利用料金の見直し議論

2015 年 4 月 2 日に、カナダのオンタリオ州エネルギー委員会（Ontario Energy Board）は、家庭向け配電料金の新たな料金設計の方針を公表した[202]。それまでは固定料金制と電力使用料（kWh）に応じた変動料金制との組み合わせであったが、配電事業者ごとに一定の経過期間を経てすべて月額固定制とする。料金体系の見直しの主な目的として、表 1-80 の 3 点を掲げている。

新たな家庭向け電力料金設計では、州内の配電系統料金をすべて固定月額制のみとする。配電事業者の家庭需要家から得る収益総額は変わらないが、電力を多く消費する需要家は配電料金が下がり、逆に消費量が少ない需要家の配電料金が上がることとなる。特に、電気料金が上がる需要家への影響を考慮して、4～5 年をかけて段階的に固定料金制の比率を増加させる提案としている。

表 1-80　カナダ・オンタリオ州：家庭向け配電料金体系改定の主な目的

1. 家庭顧客が、省エネを通して新しい技術（自家発電、再エネ、蓄電等）を利用し、費用を管理し、適切な価格シグナルを受け、配電サービスの価値を理解する。
2. 配電サービス費用を公平に回収する。
3. 配電事業者にとって省エネ、気候、経済に左右されず安定的な収益となるため、技術的変化、省エネ促進阻害要因の除去、投資計画の支援となる。

出所）オンタリオ州エネルギー委員会、“EB-2012-0410, Board Policy. A New Distribution Rate Design for Residential Electricity Customers”（2015 年）より作成

3) 米国：マサチューセッツ州における配電系統利用料金の見直し議論

米国のマサチューセッツ州の公益事業者である Eversource Energy 社は、2018 年 1 月に、家庭需要家を対象とした月額固定の需要家料金を導入することの承認を得た[203]。マサチューセッツ州では、こうしたタイプの料金体系が認可されたのは初めてで、州内のすべての家庭需要家に対して、1 ヶ月あたり 7 ドルの料金を一律で課すものである。

Eversource 社は、こうした料金体系の改定により、顧客に対して以下のような便益が生じると説明している[204]。

・信頼性や悪天候対応への継続的な投資
・電気自動車や蓄電のような新たなクリーンエネルギー技術の利用可能性の向上
・より省エネを促進する価格体系

---

[202] オンタリオ州エネルギー委員会、“EB-2012-0410, Board Policy. A New Distribution Rate Design for Residential Electricity Customers”（2015 年）

[203] Eversource 社ウェブサイト、https://www.eversource.com/content/ema-c/residential/my-account/billing-payments/about-your-bill/electric-distribution-rate-review（2019 年 2 月 26 日取得）

[204] 同上

・低所得需要家に対する割引率の拡大（36%）
・家庭需要家向け料金区分の簡素化により、理解しやすさの向上、時代遅れの条項の撤廃、州全体の顧客の標準化

Eversource 社は、こうした料金改定を通じて、分散型電源の進展により減少する配電系統利用料金の減収分を回収することを目指した。その後、2018 年 7 月 31 日にマサチューセッツ州で成立した法令（H.4857, Act to Advance Clean Energy）により、需要家料金に関する新たな要件が定められたため、この Eversource 社が予定していた料金体系は、要件を満たした上で再提案される必要が生じている[205]。

[205] Acadia Center ウェブサイト、https://acadiacenter.org/wp-content/uploads/2018/08/Acadia-Center-Summary-of-2018-Clean-Energy-Legislation-in-MA.pdf（2019 年 2 月 26 日取得）

2. 再生可能エネルギー導入促進に向けた具体的方策の検討

2.1 太陽光の導入加速化・最大化に向けた具体方策の検討

本節では、住宅用太陽光及び事業用太陽光を対象に、現状及び課題を踏まえつつ、主力電源化に向けて大量導入を進めるために必要な施策イメージを検討し、当該施策効果を踏まえたコスト低減と導入量について検討した。検討結果の概要を以下に示す。

1) 太陽光発電を巡る現状の整理

太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた具体方策を検討する基礎情報として、太陽光発電の導入動向、コスト動向、事業環境等について以下のとおり整理した。

- 導入動向：2012 年 7 月の固定価格買取制度（以下、FIT 制度）の導入以降、太陽光発電の導入は大幅に拡大しており、2017 年度末時点の累計導入量は約 4,400 万 kW。一方、新規導入量は FIT 制度の買取価格の低下等を背景に減少傾向。
- コスト動向：住宅用、事業用ともに海外に比べて高コスト。高コストの要因としては、住宅用では知識・検討不足の消費者に対する高い価格設定、事業用では特に平置きにおける適地の減少による土地造成費の高止まり等が挙げられた。均等化発電原価（LCOE）は、電力料金単価並みの水準に達しつつあり、買取価格も概ね電力料金単価並みに。
- 事業環境：太陽光発電の導入拡大が進展してきた中で、出力制御リスクや地域共生・環境保全等に係る問題も顕在化してきている。

2) 現状を踏まえた目指すべき方向性とその実現に向けた課題の整理

1)の整理結果を踏まえ、住宅用、事業用屋根置き、事業用平置きの 3 つのセグメントに分けて今後目指すべき方向性とその実現に向けた課題について下表のとおり整理した。

分類	目指すべき方向性	その実現に向けた課題
住宅用	● 顕在化余地が大きい既築住宅への屋根置きのポテンシャルの活用 ● 自家消費型の推進	● 初期投資負担の大きさ ● 知識不足・検討不足の消費者に対する高い価格設定 ● FIT 制度の買取価格の低下や制度変更に伴う投資回収の長期化への懸念 ● 故障や修理費用に対する不安 ● 既築住宅における導入検討機会不足
事業用屋根置き（自家消費型）	● 顕在化余地が大きい既築建築物への屋根置きのポテンシャルの活用 ● 自家消費型の推進	● 自家消費型モデルの認知度の低さ ● FIT 制度終了を予見した閉塞感 ● （民間企業の場合）生産設備に対する相対的な投資の優先順位の低さ、許容できる投資回収年数の短さ ● 屋根の形状の多様さに起因する施工方法の未確立
事業用平置き（売電型）	● 林地開発・土地造成の不要な導入の推進（水上設置型、営農型等） ● 地域と共生した安定的な事業運営 ● （出力制御リスクの回避に向けた）余剰電力の地域消費	● （水上設置型）認知度の低さ、生態系への影響等に対する懸念 ● （営農型）農作物への影響等に対する懸念、事業の担い手不足 ● 低圧案件における維持管理の未実施による設備利用率・稼働率の低さ、FIT 買取期間終了後の放棄への懸念 ● 地域のデマンドレスポンス資源活用に向けたビジネスモデルの未確立

3) 課題を踏まえた施策イメージの検討

1)、2)の整理結果を踏まえ、太陽光発電の導入加速化・最大化に向けて取り組むべき施策について検討し、下表のとおり整理した。このうち、特に今後重点化すべきと思われる施策について詳細検討を行い、施策が求められる背景・目的、施策のイメージ、期待される効果、今後検討すべき課題についてとりまとめた。

分類	検討した施策
住宅用	① 共同購入プログラムの推進 ② 価格に関する適切な情報提供 ③ 屋根貸しモデルの推進 ④ 自家消費型のメリット訴求と DR 等を活用したモデル事例の創出 ⑤ 環境価値・防災価値等のマルチベネフィットの訴求 ⑥ 維持管理に関する適切な情報提供 ⑦ リフォーム事業者との連携 ⑧ 譲渡時における税制優遇 ⑨ 新築住宅における設置義務化
事業用屋根置き（自家消費型）	① 公共施設への率先導入（防災価値の訴求を含む） ② 先行事例の創出／民間へのリース事業創出 ③ 新築建築物への導入検討義務化 ④ 環境価値等のマルチベネフィットの訴求 ⑤ 施工に関するグッドプラクティスの共有
事業用平置き（売電型）	① 水上設置型の生態系への影響等に対する安心確保 ② 営農型の農作物への影響等に対する安心確保 ③ 優良施工事業者・保守点検事業者の認定制度 ④ セカンダリー市場活性化に向けたマッチング支援 ⑤ 地域のデマンドレスポンス資源の活用に向けたビジネスモデルの創出

4) 施策効果も踏まえたコスト低減・導入量拡大に関する具体的検討

3)で検討した施策効果も踏まえ、以下のとおりコスト低減と導入量の検討を行った。

- コスト低減：2040 年時点での LCOE は住宅用太陽光：12.2～15.7 円/kWh、事業用：9.1～9.5 円/kWh。
- 導入量： 2040 年時点の導入量は住宅用太陽光： 1,972～2,609 万 kW、事業用屋根置き太陽光：633 万 kW の積み増し、平置き太陽光：水上設置型が 493～704 万 kW の積み増し、営農設置型が 316～506 万 kW の積み増し。

5) 今後の検討課題の整理

2050 年に 80%削減を目指す上では、4)の導入量では十分な量とは言えないことから、主力電源化を進める再生可能エネルギーの中で大きなポジションを占めると考えられる太陽光発電について更なる導入拡大を進めるために、今後検討すべき事項について下表のとおり整理を行った。

分類	導入拡大に向けた今後の検討課題
住宅用	● ポテンシャルの顕在化余地の大きい既築住宅における導入機会の創出に向けた施策の検討。
事業用屋根置き（自家消費型）	● 更なる導入ポテンシャルが期待される建物区分（集合住宅等）における導入拡大に向けた施策の検討。
事業用平置き（売電型）	● 営農型について、現状では導入規模が低圧に集中していることから、高圧の規模区分を拡大させるための施策の検討。

2.1.1 太陽光発電をめぐる現状の整理

太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた具体方策を検討する基礎情報として、太陽光発電の導入動向、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、日本における太陽光発電導入に向けた課題として取りまとめた。

(1) 導入動向

1) 導入状況

住宅用太陽光発電（10kW 未満）、事業用太陽光発電（10kW 以上）それぞれの導入量及び FIT 認定量を図 2-1、図 2-2 に示す。

住宅用の 2018 年 3 月末時点の導入量は 1,012 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。

事業用の 2018 年 3 月末時点の導入量は 3,377 万 kW であり、エネルギーミックスの 2030 年見込量（5,500 万 kW）の 6 割程度の水準を達成している。FIT 認定済の計画がすべて導入されれば 2030 年見込量を上回る見通しだが、認定後長期的に未稼働な計画も多い。

また、新規導入量については、住宅用、事業用ともに減少傾向にある。導入数が減少している理由としては、事業者等へのヒアリング（表 2-58）によると、FIT 価格の低下、FIT 認定の遅延、出力抑制ルール変更によるリスク拡大（将来の経済性に対する不安）などが挙げられた。

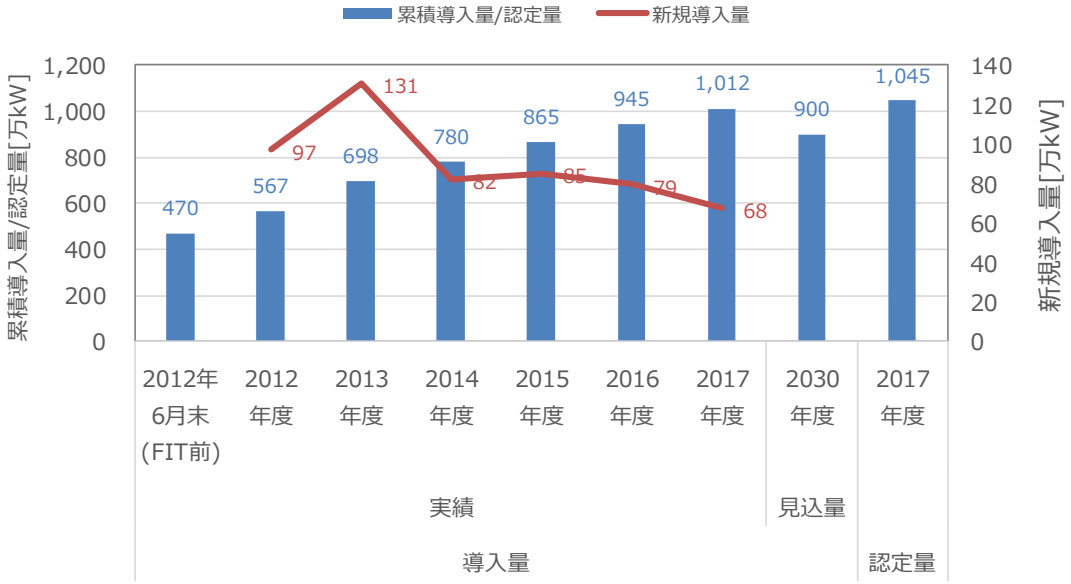


図 2-1 太陽光発電（住宅用）の導入量・見込量・認定量

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」データより三菱総研作成、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）。

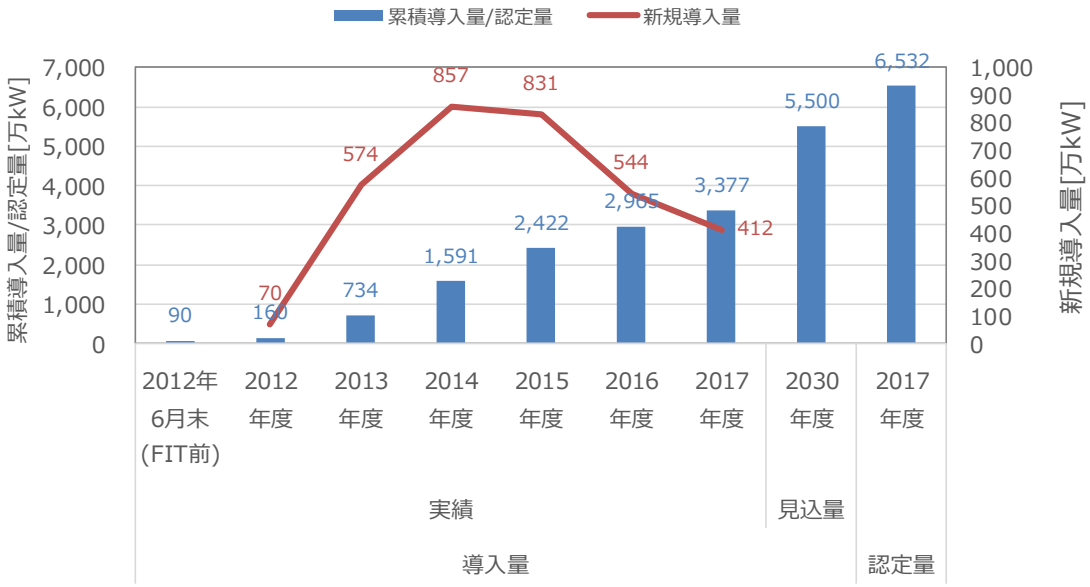


図 2-2　太陽光発電（事業用）の導入量・見込量・認定量

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」データより三菱総研作成、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) 太陽光発電の導入量とポテンシャルとの比較

前述の太陽光発電の導入量について、環境省が実施している「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備（以下、ゾーニング基礎調査）」で示されている太陽光発電の導入ポテンシャルの試算結果との比較を実施した。

戸建住宅における導入ポテンシャルについては、表 2-1 に示す設置可能面積算定条件（レベル）に応じて、4,570 万 kW～16,649 万 kW と試算されている。図 2-1 に示したとおり、2018 年 3 月末時点での住宅用の導入量は 1,012 万 kW であることから、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、顕在化の余地は大きいことが分かる。

表 2-1　戸建住宅における太陽光発電の導入ポテンシャルの考え方

レベル	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

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

戸建住宅以外における導入ポテンシャルのうち、非住宅（集合住宅等を含む）については表 2-2、耕作放棄地については表 2-3 に示す設置可能面積算定条件（レベル）に応じて、7,199 万 kW～19,282 万 kW と試算されている。この試算結果の用途別の内訳は、図 2-3 に示すとおりであり、レベル 1 においてポテンシャルが大きい用途としては、耕作放棄地、工場等、共同住宅、学校が挙げられる。図 2-2 に示したとおり、2018 年 3 月末時点での事業用太陽光発電の導入量は 3,353 万 kW であり、既にレベル 1 の導入ポテンシャルの 5 割程度の水準に達している。ただし、ゾーニング基礎調査における導入ポテンシャルには、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 2-2　非住宅における太陽光発電導入ポテンシャルの考え方

レベル	基本的な考え方
レベル 1	・屋根 150㎡以上に設置 ・設置しやすいところに設置するのみ
レベル 2	・屋根 20㎡以上に設置 ・南壁面・窓 20㎡以上に設置 ・多少の架台設置は可（駐車場への屋根の設置も想定）
レベル 3	・切妻屋根北側・東西壁面・窓 10㎡以上に設置 ・敷地内空地なども積極的に活用

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）,p.13

表 2-3　耕作放棄地における太陽光発電導入ポテンシャルの考え方

カテゴリー	レベル 1	レベル 2	レベル 3
耕作放棄地	1,500㎡以上	150㎡以上	対象とした耕作放棄地「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）,p.40

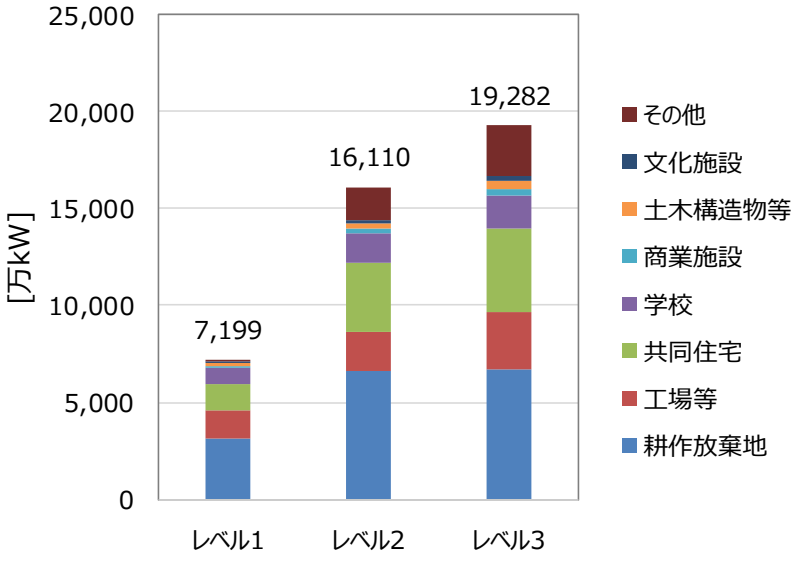


図 2-3　戸建住宅用以外における太陽光発電の導入ポテンシャル量の試算結果

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）より三菱総研作成。

3) 業界における将来見通し

一般社団法人太陽光発電協会（以下、JPEA）が 2017 年 6 月に公表した「JPEA PV OUTLOOK ～太陽光発電 2050 年の黎明～〈脱炭素・持続可能社会実現にむけて〉」（以下、JPEA PV OUTLOOK）では、国が掲げる 2050 年までに温室効果ガス排出量 80%削減という目標の達成に向けて、太陽光発電の累積導入量 2 億 kW を目指すことが掲げられている。

「JPEA PV OUTLOOK」における国内の太陽光発電の累積導入量及び新規導入量の見通しを図 2-4 に示す。累積導入量としては、2030 年までに 1 億 kW（住宅用：約 3,000 万 kW、事業用：約 7,000 万 kW）、2050 年までに 2 億 kW（住宅用：約 7,000 万 kW、事業用：約 1 億 3,000 万 kW）とすることが目指されており、その実現に向けて 2040 年頃までにかけて毎年 400 万～500 万 kW 程度の新規導入を進め、2040 年以降はリプレースにより新規導入量を伸ばし、2050 年には 1,000 万 kW 規模とする必要があるとされている。

1)で示した現状の導入動向に照らすと、非常に野心的な目標となっており、その実現に向けては更なる導入拡大策が必要である。

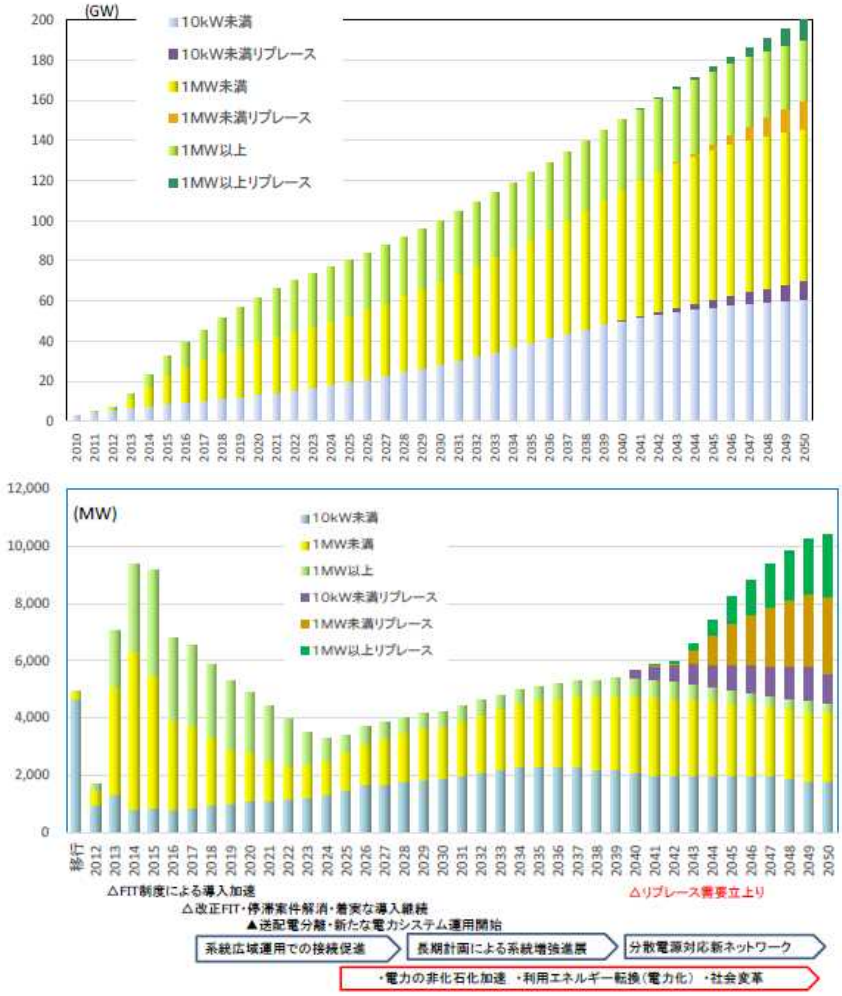


図 2-4　JPEA PV OUTLOOK における太陽光発電の導入量の見通し
（上：累積導入量、下：新規導入量）

出所）一般社団法人 太陽光発電協会「JPEA PV OUTLOOK　～太陽光発電 2050 年の黎明～ 〈脱炭素・持続可能社会実現にむけて〉」, p.2～3

(2) コスト動向

1) 住宅用・資本費の動向

a. 太陽光発電競争力強化研究会の分析

太陽光発電競争力強化研究会の「太陽光発電競争力強化研究会報告書」によると、日本の住宅用太陽光発電の資本費（2016 年）は、図 2-5 に示すとおり 35.4 円/kW であり、欧州（2014 年）の約 1.8 倍となっている。費目別では、モジュールが約 2.7 倍、パワコンが約 2.2 倍、その他設備及び設置工事が約 1.1 倍となっており、特にモジュール、パワコンのコスト差が大きい。

本報告書では、このように日本のモジュール・パワコンのコストが高い理由として、①多段階の流通構造による高い流通コスト、②ユーザー側の情報不足を踏まえた高い価格設定、③海外メーカーの参入圧力の不足（ユーザーの日本製志向）、④生産規模の違いによる国内外メーカーの価格差等が挙げられると指摘されている。

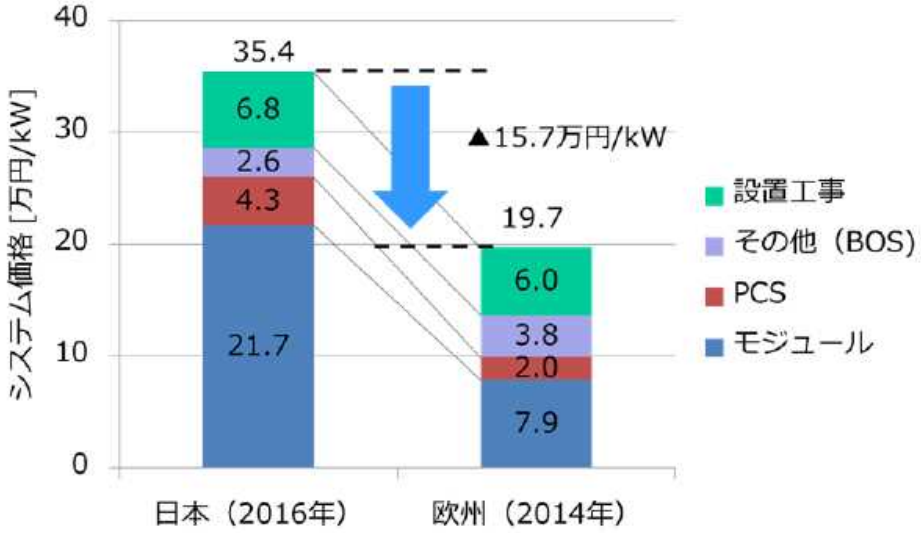


図 2-5　日本と欧州の住宅用太陽光発電資本費の要素別比較
（日本：2016 年、欧州：2014 年）

注釈）日本は平成 28 年 1-9 月期の FIT 年報データ。土地造成、系統接続費用は含まれていない。欧州は JRC,PV Status Report 2014 より三菱総研作成、架台価格はその他（BOS）に含まれる。（1 ユーロ＝134.31 円にて換算）

出所）太陽光発電競争力強化研究会「太陽光発電競争力強化研究会報告書」（2016 年 10 月）, p.11

b. IRENA の分析

IRENA のレポート（Renewable Power Generation Costs in 2017）によると、図 2-6 に示すとおり、各国における住宅用太陽光発電の資本費は 2007 年～2016 年にかけて 26～78%と大幅に低下している。

日本も 2007 年から 2017 年にかけて 62%低下しており、2017 年には約 2,500USD/kW（約 27.5 万円/kW[206]）を達成している。ただし、最も低いコスト水準を達成しているインド、中国、ドイツ、スペイン等と比較すると依然として高い。

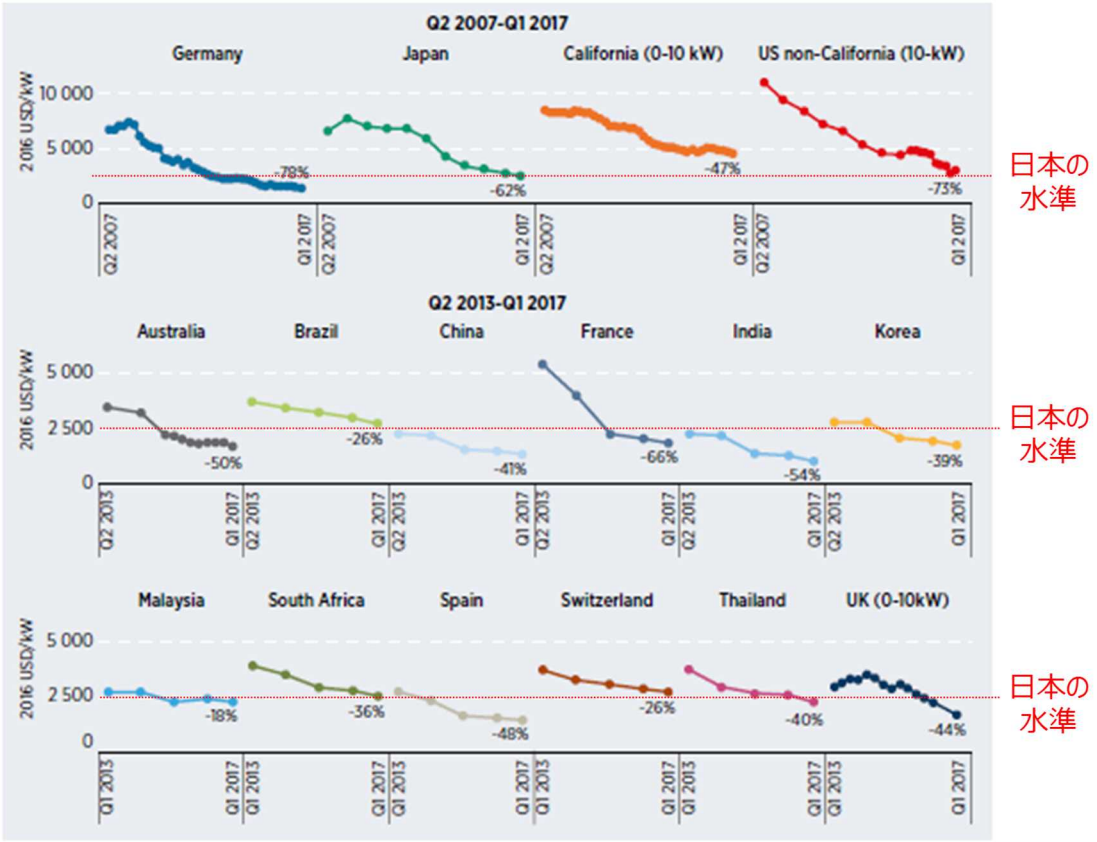


図 2-6　各国の住宅用太陽光発電システムの導入コストの導入コストの推移

出所）IRENA ”Renewable Power Generation Costs in 2017” p.68（Figure3.8）、赤色箇所は三菱総研加筆。

[206] 1 ドル＝110 円で換算

2) 住宅用・LCOE の動向

住宅用太陽光発電の LCOE と買取価格・電気料金との比較を図 2-7 に示す。住宅用太陽光発電の LCOE は、2018 年度時点で既に電気料金単価を下回っており、買取価格もほぼ電気料金並みの水準となっている。

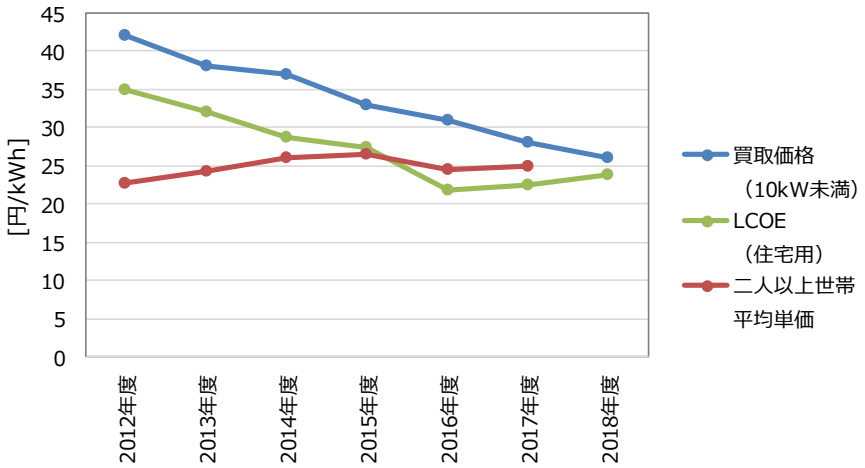


図 2-7　住宅用太陽光発電（10kW 未満）の買取価格・LCOE・電気料金比較

出所）買取価格は調達価格等算定委員会とりまとめ、二人以上世帯平均単価は家計調査、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) 事業用・資本費の動向

a. 資源エネルギー庁の分析

資源エネルギー庁の分析では、事業用太陽光発電の資本費は、欧州では 10.7 万円/kW であるのに対し、日本ではモジュールのみで 10.2 万円/kW、設置工事も 9.0 万円/kW であり、27.7 万円/kW と高額となっている（図 2-8）。また、欧州では 2014 年～2017 年の 3 年間で大きく低減しているのに対し、日本では 2016～2017 年で微減にとどまっている。ただし、日本の資本費については FIT 制度の定期報告データを基にしたものであり、実際のモジュール等の調達時期は数年前の案件も含まれている可能性があり、これが日本において低コスト化が進展していないように見える一因と考えられる。

また、日本の資本費について、規模別の平均値としては図 2-9 に示すとおりとなっており、1,000~2,000kW の規模区分が最も安価となっている。



図 2-8　世界及び日本における事業用太陽光の資本費

出所）第 7 回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　資料 1（2018 年 8 月 29 日）, p.17

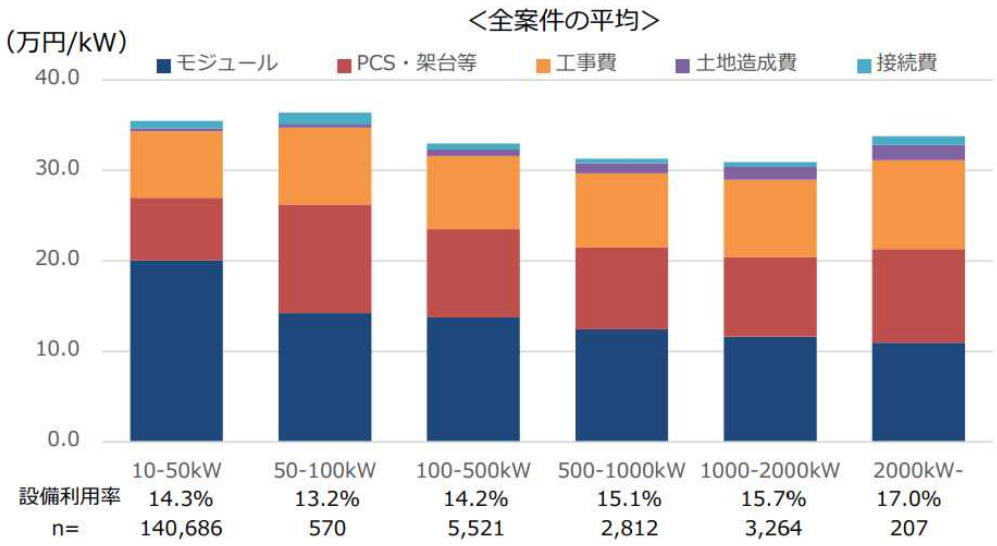


図 2-9　日本の事業用太陽光発電の規模別の資本費

出所）第 8 回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　資料 2（2018 年 9 月 12 日）p.33

b. IRENA の分析

IRENA のレポート（Renewable Power Generation Costs in 2017）によると、各国の事業用太陽光発電の資本費内訳は図 2-10 となっている。また、このうちドイツと日本について詳細に比較した結果を表 2-4 に示す。

日本の資本費は約 22.8 万円/kW[207]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、初期費用全体は約 1.9 倍であり、特に工事費、ソフトコスト（主にマージン）、その他設備費（モジュール・パワコン以外）が高くなっている。

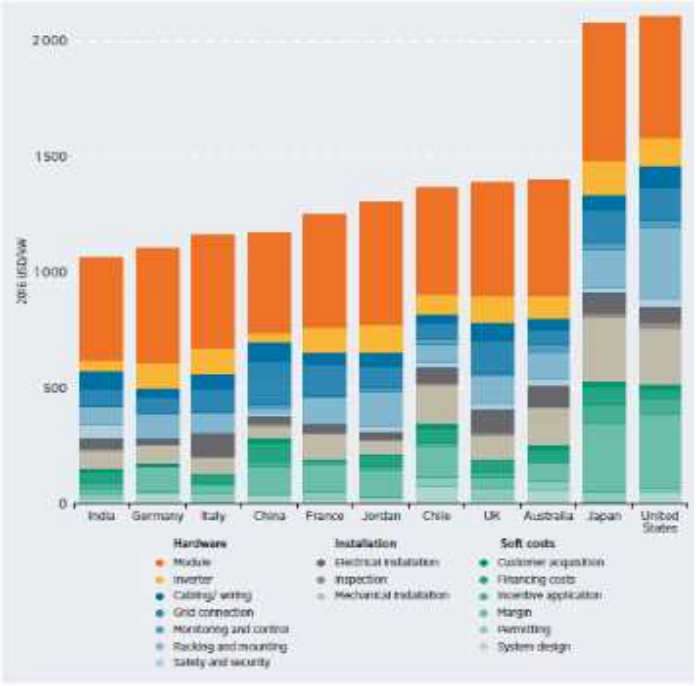


図 2-10　各国の事業用太陽光発電の資本費内訳（2016 年）

出所）IRENA “Renewable Power Generation Costs in 2017“ p.67（Figure3.7）

表 2-4　ドイツ・日本における事業用太陽光発電の資本費内訳（2016 年）

	費用				対ドイツ比
	ドイツ		日本		（②÷①）
モジュール	490USD/kW	5.4 万円/kW	590USD/kW	6.5 万円/kW	1.2 倍
パワコン	110 USD/kW	1.2 万円/kW	144 USD/kW	1.6 万円/kW	1.3 倍
その他設備費	222 USD/kW	2.4 万円/kW	427USD/kW	4.7 万円/kW	1.9 倍
工事費	104 USD/kW	1.1 万円/kW	379USD/kW	4.2 万円/kW	3.6 倍
ソフトコスト	173 USD/kW	1.9 万円/kW	539USD/kW	5.8 万円/kW	3.1 倍
合計	1,099USD/kW	12.1 万円/kW	2,070USD/kW	22.8 万円/kW	1.9 倍

注釈）その他設備費にはケーブル、系統接続、監視装置、架台、安心・安全装置等、工事費には電気工事、機械工事等、ソフトコストには営業、資金調達、補助申請、マージン、許認可、システム設計等が含まれる。1USD=110 円として試算。

出所）IRENA 提供資料（IRENA Renewable Cost Database）より三菱総研作成。

[207] 1USD=110 円として試算。

c. 自然エネルギー財団の分析

自然エネルギー財団のレポート「日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較」によると、日本の太陽光発電の資本費（2014 年値）は、10kW 以上 50kW 未満では図 2-11 に示すとおり、34.6 万円/kW（ドイツの約 1.8 倍）、50kW 以上 500kW 未満では図 2-12 に示すとおり 31.0 万円/kW（ドイツの約 1.9 倍）となっている。

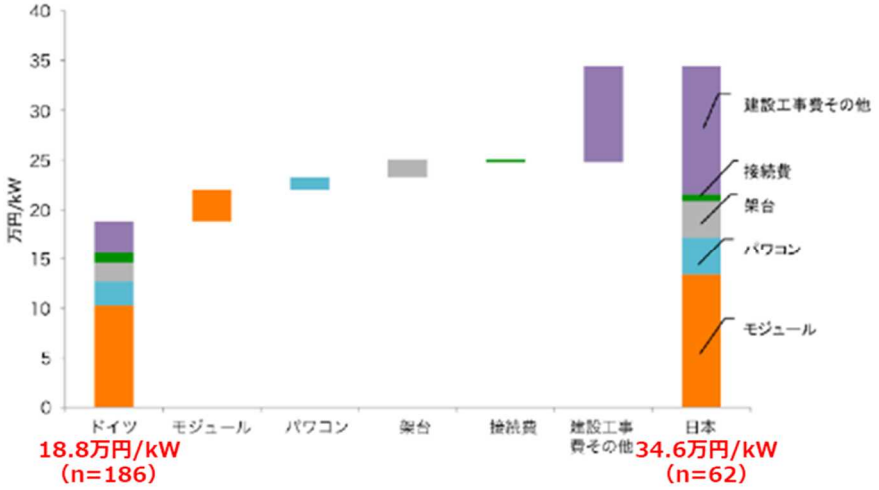


図 2-11　日本とドイツの事業用太陽光発電資本費の要素別比較（2014 年値）
（10kW 以上 50kW 未満）

注）「建設工事費その他」の「その他」費用には、発電所の設計費、販売施工会社の営業費、資料運搬費、その他諸費、販売施工会社の利潤等が含まれる。

出所）自然エネルギー財団「日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較～日本の太陽光発電はなぜ高いか～」（2016 年 1 月）p.2,p.5、赤色箇所は三菱総研による加筆。

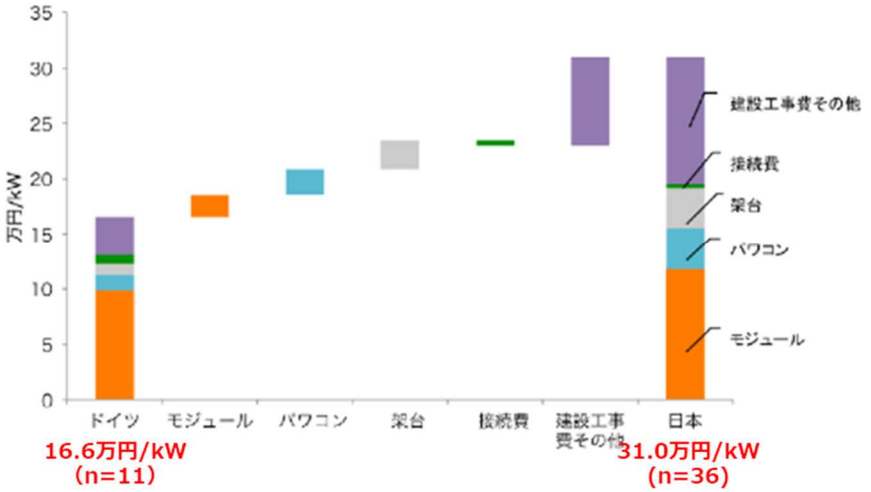


図 2-12　日本とドイツの事業用太陽光発電資本費の要素別比較（2014 年値）
（50kW 以上 500kW 未満）

出所）自然エネルギー財団「日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較～日本の太陽光発電はなぜ高いか～」（2016 年 1 月）p.2,p.5、赤色箇所は三菱総研による加筆。

本レポートでは、このように日本がドイツと比べて高コストとなっている要因として、以下の考察がなされている。

＜自然エネルギー財団によるコスト差要因の考察結果＞
工事費のコスト差要因
- 最もコスト差が大きい費目は「建設工事費その他」であるが、日本の建設工事費が高い理由としては、①架台が複雑であり、その分施工期間が長期化すること、②日本の施工業者の能力・ノウハウが不足していること、③施工工事に用いる機材の性能が劣っていること等が影響していると考えられる。

設備費のコスト差要因
- 「モジュール」、「パワコン」、「架台」にかかるコストにも差があり、特にコスト全体に占める割合が大きい「モジュール」のコスト差が与える影響が大きい。
- 日本のモジュールが高い理由としては、①海外メーカー製のモジュールの内外価格差が大きいこと、②日本メーカー製のモジュールが海外メーカー製に比べて高いこと、③国内の太陽光発電事業者は割高でも日本製を志向する傾向にあること等が影響していると考えられる。

また、本レポートでは、海外メーカー2 社を対象に、日本とドイツにおけるモジュールコスト（卸売価格ではなく、販売・施工業者が負担するコスト（輸送費・一般管理費等含む））の比較も行われている。図 2-13 に示すとおり、本データでは日本でのコストのほうがドイツにおけるコストよりも高い傾向にあるが、2013 年と 2014 年を比較すると、2014 年のほうが日本とドイツのモジュールコスト差は縮小している。

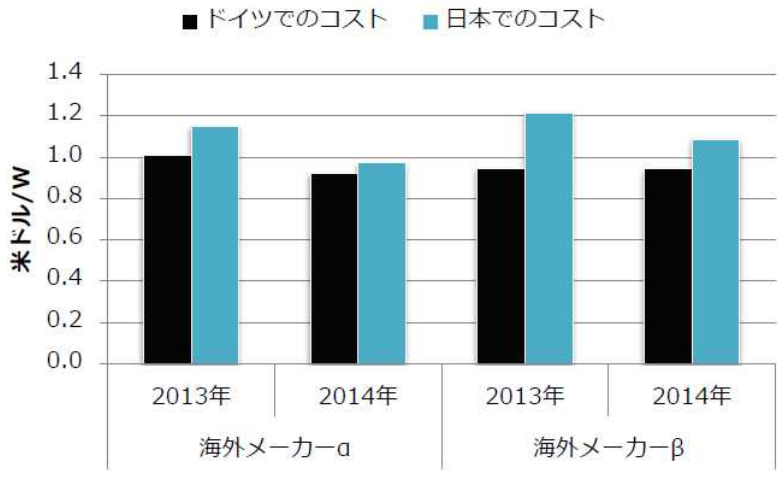


図 2-13　日本とドイツにおける同一メーカー（海外メーカー）のモジュールコスト比較（2014 年値）

注釈）「建設工事費その他」の「その他」費用には、発電所の設計費、販売施工会社の営業費、資料運搬費、その他諸費、販売施工会社の利潤等が含まれる。
出所）自然エネルギー財団「日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較～日本の太陽光発電はなぜ高いか～」（2016 年 1 月）p.9

4) 事業用・運転維持費/設備利用率の動向

a. 太陽光発電競争力強化研究会の分析

太陽光発電競争力強化研究会の「太陽光発電競争力強化研究会報告書」によると、日本の事業用太陽光の運転維持費は、図 2-14 に示すとおり約 0.44 万円/kW・年であり、ドイツの約 2.6 倍となっている。いずれの費目もドイツに比べて高いが、特に「保守管理費用」にかかるコストが大きい。

本報告書では、このように日本の運転維持費が高い理由として、①O&M 事業者の乱立・未成熟な産業基盤、②保安規制による電気主任技術者の現地確認に係る労務コストの増加、③遠隔監視やデータ解析による効率的な運用管理技術の未発達等が挙げられると指摘されている。

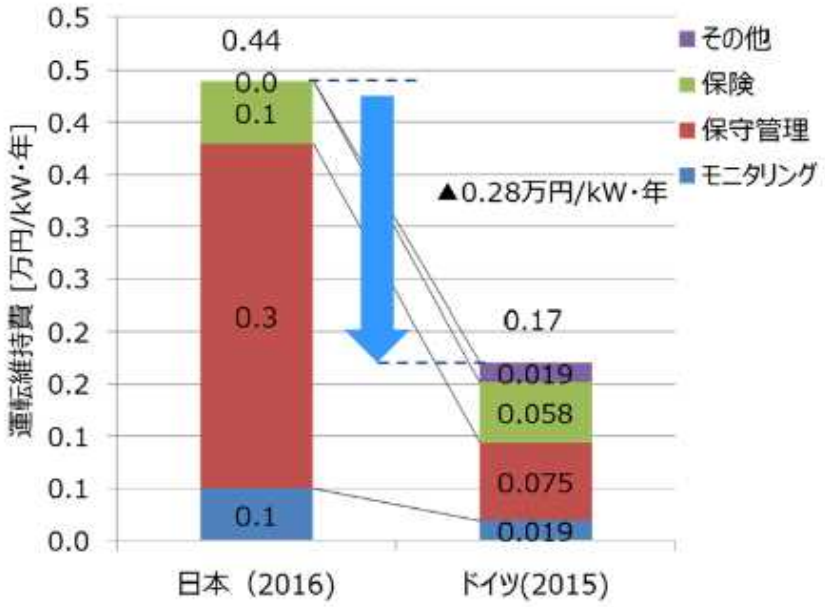


図 2-14　日本とドイツの事業用太陽光発電の運転維持費の比較
（日本：2016 年、ドイツ：2015 年）

注釈）日本は平成 28 年 FIT 年報データより。ドイツは、IEA/NEA,Costs of Generating electricity 2015 Edition に基づき算出した金額に、資源総合システムがヒアリングにより調査した内訳比率を適用。

出所）太陽光発電競争力強化研究会「太陽光発電競争力強化研究会報告書」（2016 年 10 月）p.20

b. 資源エネルギー庁の分析等

資源エネルギー庁の分析によると、事業用太陽光発電の規模別の設備利用率は表 2-5 に示すとおり、規模が大きいほど高く、特に 2000kW 以上の特別高圧案件の設備利用率が高いことが分かる。

表 2-5　事業用太陽光発電の規模別の設備利用率

規模区分	10～50kW	50～100kW	100～500kW	500～1000kW	1000～2000kW	2000kW以上
設備利用率	14.3%	13.2%	14.2%	15.1%	15.7%	17.0%
サンプル数	140,686	570	5,521	2,812	3,264	207

出所）第 8 回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　資料 1（2018 年 9 月 12 日）, p.33 より三菱総研作成。

c. 事業者等へのヒアリングの結果

上述のとおり、2000kW 以上の特別高圧案件では設備利用率が高い一方、表 2-6 に示すとおり、電気主任技術者の選任が必要であり、電気主任技術者の外部委託が可能な 2000kW 未満の案件と比較して、維持管理費の増大に寄与している可能性があることが、事業者等のヒアリングでも指摘された。

また、事業者等へのヒアリングでは、50kW 未満の低圧案件では適切な維持管理がなされておらず、設備利用率が低下しているのではないか、との意見があった。

表 2-6　太陽光発電の規模別の必要手続き

電気工作物	発電出力	工事計画	使用前検査	電気主任技術者	保安規定	使用開始届
一般用電気工作物	50kW 未満[注1]	不要	不要	不要	不要	不要
自家用電気工作物	50kW 未満[注2]	不要	不要	外部委託承認	届出	不要
	50kW 以上 500kW 未満	不要	不要	外部委託承認	届出	不要
	500kW 以上 2000kW 未満	不要	不要	外部委託承認	届出	不要[注3]
	2000kW 以上	届出	実施	選任	届出	不要[注3]

注 1）低圧連系の 50kW 未満、もしくは、独立型システムの 50kW 未満が該当する。

注 2）高圧受電・連系での、50kW 未満は自家用電気工作物において、保安規定については他の、自家用電気工作物が既に設置されている場合には、保安規定の変更・追加手続きが必要。高圧又は、特別高圧の変電設備・蓄電設備（4800AH・セル以上）を設置する場合には所轄消防署へ、設置届出が必要。

注 3）出力 500kW 以上の電気工作物を譲渡、借用する場合には、使用開始届が必要。

出所）一般社団法人太陽光発電協会ウェブサイト<http://www.jpea.gr.jp/setting/building/law/index.html>（2018 年 9 月 18 日閲覧）

5) 事業用・LCOE の動向

事業用太陽光発電の LCOE と買取価格・電力料金との比較を図 2-15 に示す。事業用太陽光発電の LCOE は電力料金単価には至らないものの、下落傾向にあり、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比較すると、相当程度高く、FIT 制度でない売電事業としての価格競争力は未だ低い。

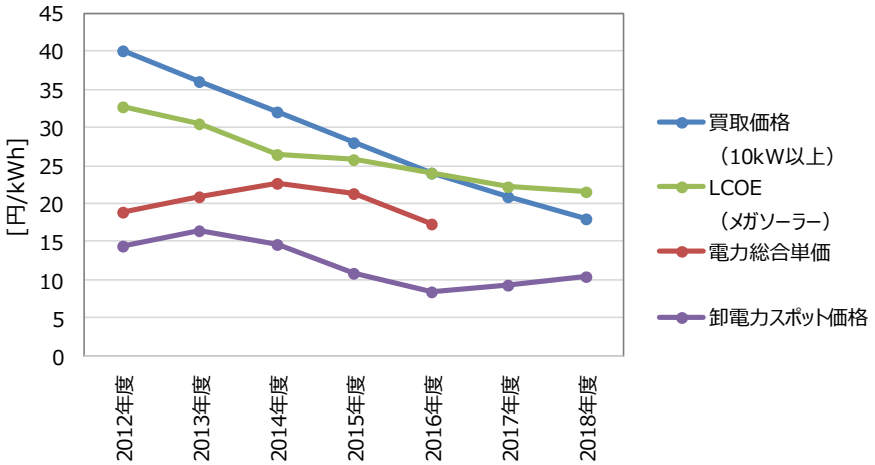


図 2-15　事業用太陽光発電（10kW 以上）太陽光の買取価格・LCOE・電気料金比較

出所）買取価格は調達価格等算定委員会とりまとめ、二人以上世帯平均単価は家計調査、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。

6) コスト動向のまとめ

各機関の文献等で示されている太陽光発電の資本費及び運転維持費をまとめると表 2-7 に示すとおりとなる。欧州又はドイツに対するコスト比については、各文献によって計上項目にばらつきがある点に留意が必要であるものの、資本費は 1.4 倍～2.7 倍、運転維持費は 2.6 倍となっており、日本の太陽光発電のコストは海外と比べると高い水準にある。

このように高コストとなっている要因について、文献調査、事業者へのヒアリング調査結果に基づき整理した結果を表 2-8 に示す。住宅用については、狭小な屋根に合わせた小ロッド生産となっていることや、情報・知識不足の消費者に対して相対的に高い価格設定がなされていること、その一方で新築住宅では太陽光の検討優先順位が低くよく検討されていないこと等が挙げられた。事業用については、モジュール、パワコン、工事費いずれも高いとされるが、モジュールの内外価格差は縮小していると分析している文献もあり、事業者に対するヒアリング結果でも同様の情報が得られた。一方、今後は適地の減少により土地造成費が高止まりする可能性があり、土地造成費の抑制が必要と考えられる。

以上のように、海外と比較すると日本の太陽光発電はまだ高コストであるものの、LCOE は着実に低下しており、住宅用については既に電力料金単価を下回っており、買取価格もほぼ電気料金並みの水準となっている。事業用の LCOE については電力料金単価には至らないものの、買取価格は概ね電力料金の水準に達している。ただし、卸電力取引市場におけるスポット価格よりは相当程度高く、FIT 制度でない売電事業としての価格競争力は未だ低い。

表 2-7 太陽光発電の資本費及び運転維持費のまとめ

		IRENA[1]		再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会[2]		太陽光競争力強化研究会[3]		自然エネルギー財団[4]	
		事業用	住宅用	事業用	住宅用	事業用	住宅用	50kW ~500kW	10kW ~50kW
資本費 [万円/kW]	世界	12.1 (2016 年、ドイツ)	19.3 (2016 年、ドイツ)	10.7 (2017 年、欧州)	—	15.5 (2014 年、欧州)	19.7 (2014 年、欧州)	16.6 (2014 年、ドイツ)	18.8 (2014 年、ドイツ)
	日本	23.0 (2016 年) [対ドイツ比：1.9 倍]	27.5 (2016 年) [対ドイツ比：1.4 倍]	27.7 (2017 年) [対欧州比：2.7 倍]	—	28.9 (2016 年) [対欧州比：1.9 倍]	35.4 (2016 年) [対欧州比：1.8 倍]	31.0 (2014 年) [対ドイツ比：1.9 倍]	34.6 (2014 年) [対ドイツ比：1.8 倍]
運転維持費 [万円/kW/年]	世界	—	—	—	—	0.17 (2015 年、ドイツ)	—	—	—
	日本	—	—	—	—	0.44 (2016 年) [対ドイツ比：2.6 倍]	—	—	—

注釈）IRENA の数値はデータをもとに 1 ドル＝110 円で換算した概算値。また、各文献によって、計上項目にばらつきがある点に注意。

出所）[1] IRENA ”Renewable Power Generation Costs in 2017” p.67（Figure3.7）
[2] 資源エネルギー庁太陽光発電競争力強化研究会「太陽光発電競争力強化研究会報告書」（2016 年 10 月）p.9,p.11
[3] 資源エネルギー庁太陽光発電競争力強化研究会「太陽光発電競争力強化研究会報告書」（2016 年 10 月）p.9,p.11
[4] 自然エネルギー財団「日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較～日本の太陽光発電はなぜ高いか～」（2016 年 1 月）p.2, p.5

表 2-8　太陽光発電の高コスト要因

分類		住宅用	事業用
設備費	技術	✓ 生産規模の違いによる国内外メーカーの価格差[1]	
	立地・自然条件	✓ 日本特有の自然現象（地震、台風、積雪等）への対応[1]	
		✓ **狭小な屋根に合わせた小ロッド生産[4]**	
	制度・規制	－	
	市場・産業構造	✓ 多段階の流通構造による高い流通コスト[1][4] ✓ 海外メーカーの参入圧力の不足[1] ➢ 故障時対応への懸念[1] ✓ 事業者・設置者における日本製志向（特に住宅用市場）[1]	
		✓ **住宅用に対する高い価格設定[1]**	✓ EPC 事業者への機器調達も含めた一括発注による追加マージンの発生[1][4]
	その他	✓ **新築住宅を建てる際太陽光発電の検討優先順位が低くよく検討されていない[4]**	－
工事費	技術	－	✓ EPC 事業者による非効率な設計・施工[1] ✓ 施工工事に用いる機材の性能差（杭打ち工事に特化した専用機材の不足等）[2]
	立地・自然条件	✓ 都市部における狭い場所（道路・土地）に設置する際に発生する非効率性（運搬回数の増加など）[4]	✓ **適地の減少に伴う山林等への設置による土地造成費の増大[4]** ✓ 積雪・台風等に対応した架台の施工[4] ✓ 道路幅が狭いことによる輸送効率の低下、輸送費の増大[4]
	制度・規制	✓ 耐震・耐風に係る高い設計基準によるコストの増大[1]	
		－	✓ 高い FIT 価格を背景とした EPC 事業者における弱い価格競争圧力、FIT 価格水準に合わせた発注価格による包括的な請負契約（適正なスペック・価格で設置等を行うインセンティブ不足）[1] ✓ 安全規制の強化（新 JIS 基準）による架台コスト・施工期間の増大[1][4] ✓ 系統制約に伴う系統接続手続きの長期化による工事着手時期の不透明性（工事業者における待ち状態の発生）[4] ✓ **特別高圧での工事計画、昇圧設備等の設置義務[4]**
	市場・産業構造	✓ 多段階の流通構造による高い流通コスト（再掲）[1][2][4] ➢ メーカーと販売施工業者との間に流通業者、商社、ハウスメーカー等が介在	✓ 発電事業者側におけるノウハウ（コストや EPC 事業者の精査能力）の不足[1][4] ✓ EPC 事業者のノウハウ不足（特に中小事業者）[4] ✓ 多段階の流通構造による高い流通コスト（再掲）[1][2][4] ➢ 建築業等をベースにした多層の下請構造 ✓ 複数工事業者への分割発注（設置工事と電気工事の分割発注等）[4]
		✓ オリンピック等による人件費の高騰[4]	
	その他	－	✓ 過剰な施工品質（産業文化的な要因）[4] ✓ 電気工事士等による専門性が不要な作業の実施（リソース配分の非効率性）[4]

分類		住宅用	事業用
接続費	技術	―	
	立地・自然条件	―	
	制度・規制	―	✓ 系統接続に係る手続きの煩雑性による開発コストの増大[4] ✓ 低圧・高圧連系の区分に係るルールの曖昧性、高圧連系となった場合の接続検討申込費用の増大[4] ✓ 蓄電池設置が求められる[4]
	市場・産業構造	―	
	その他	―	✓ 系統接続費用（工事負担金）の増大[4]
運転維持費：設備利用率	技術		✓ 遠隔監視やデータ解析による効率的な運用管理技術の未発達（現場点検や不具合発生時の駆け付けに依存）[1] ✓ 運転管理の効率化・簡易化（最適な傾斜角や架台高さ等）に係るノウハウ不足[4]
	立地・自然条件	―	
	制度・規制	―	✓ 保安規制による電気主任技術者の現地確認に係る労務コストの増加[1]
	市場・産業構造	―	✓ O&M 事業者の乱立、未成熟な産業基盤[1]
	その他	―	✓ **低圧は維持管理されておらず稼働率が低い[4]**
その他	技術	―	
	立地・自然条件	―	
	制度・規制	―	✓ 各種許認可手続きの煩雑性によるコストの増大[4] ✓ 地権者多数・不明等による調整コストの増大[4]
	市場・産業構造	―	✓ 建設業界における太陽光発電の理解の浸透[4]
	その他	―	

出所）[1] 資源エネルギー庁「太陽光発電競争力強化研究会報告書」9-13 頁、15 頁、20-21 頁、22-23 頁（2016 年 10 月）、[2] 自然エネルギー財団「日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較～日本の太陽光発電はなぜ高いか～」15-16 頁（2016 年 1 月）、[3] IRENA ”Renewable Power Generation Costs in 2017”62-64 頁（2018 年）、[4] ヒアリング調査結果

(3) 太陽光発電の事業環境

1) 出力制御リスクの顕在化

九州エリアでは、太陽光発電の増加に伴い、火力機抑制等の回避措置を行ったとしても、電気の供給量（発電出力合計）がその需要量等（エリア需要予想、連系線運用容量）を上回る時間断面が生じるようになってきており、これを受けて九州電力より太陽光発電事業者に対して発電の出力制御を要請する事態が起きている。

2018 年 10 月 13 日に初めて九州本土の再生可能エネルギー発電事業者に対する出力制御指示が出されてから、表 2-9 に示すとおり、2019 年 3 月 26 日時点までに計 23 回の出力制御指示が出されており、その制御量は累計 2,338 万 kW となっている。

今後、太陽光発電の更なる導入拡大に伴い、出力制御要請の回数・量は増大していくと予想され、太陽光発電事業の採算性悪化につながる可能性が高いため、地域のデマンドレスポンス資源を活用した余剰電力の自家消費・地域消費等を推進していくことが重要になると考えられる。

表 2-9　九州本土の再エネ発電所に対する出力制御指令実績（2019 年 3 月 26 日時点）

回数	出力制御期間	再エネ 出力制御量	再エネ接続量に 対する比率
1	2018/10/13（土）　9 時 00 分～16 時 00 分	43 万 kW	7%
2	2018/10/14（日）　9 時 00 分～16 時 00 分	71 万 kW	12%
3	2018/10/20（土）　9 時 00 分～16 時 00 分	70 万 kW	12%
4	2018/10/21（日）　9 時 00 分～16 時 00 分	118 万 kW	19%
5	2018/11/3（土）　9 時 00 分～16 時 00 分	55 万 kW	15%
6	2018/11/4（日）　9 時 00 分～16 時 00 分	121 万 kW	21%
7	2018/11/10（土）　9 時 00 分～16 時 00 分	81 万 kW	14%
8	2018/11/11（日）　9 時 00 分～16 時 00 分	100 万 kW	18%
9	2019/1/3（木）　9 時 00 分～16 時 00 分	63 万 kW	12%
10	2019/2/24（日）　9 時 00 分～16 時 00 分	138 万 kW	29%
11	2019/3/2（土）　9 時 00 分～16 時 00 分	111 万 kW	21%
12	2019/3/5（火）　9 時 00 分～16 時 00 分	79 万 kW	12%
13	2019/3/8（金）　9 時 00 分～16 時 00 分	124 万 kW	18%
14	2019/3/11（月）　9 時 00 分～16 時 00 分	53 万 kW	8%
15	2019/3/12（火）　9 時 00 分～16 時 00 分	95 万 kW	15%
16	2019/3/13（水）　9 時 00 分～16 時 00 分	105 万 kW	15%
17	2019/3/15（金）　9 時 00 分～16 時 00 分	37 万 kW	6%
18	2019/3/16（土）　9 時 00 分～16 時 00 分	126 万 kW	22%
19	2019/3/17（日）　9 時 00 分～16 時 00 分	180 万 kW	25%
20	2019/3/20（水）　9 時 00 分～16 時 00 分	98 万 kW	17%
21	2019/3/23（土）　9 時 00 分～16 時 00 分	144 万 kW	21%
22	2019/3/24（日）　9 時 00 分～16 時 00 分	194 万 kW	30%
23	2019/3/26（火）　9 時 00 分～16 時 00 分	132 万 kW	16%

出所）九州電力ウェブサイト「『再生可能エネルギーの固定価格買取制度』に基づく再エネ出力制御指示に関する報告」<http://www.kyuden.co.jp/power_usages/pdf/kyushu/2018 年度指示内容（九州本土：3 月 26 日更新）.pdf?dt=20190326122010>（2019 年 3 月 26 日閲覧）

2) 地域共生・環境保全等に係る問題の顕在化

太陽光発電事業では、メガソーラーの増加等に伴い、環境影響が懸念される例も見られるようになってきている。

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」報告書案によると、近年の報道状況から、太陽光発電事業における環境保全等に係る主な問題点として、図 2-16 に示すとおり、①土砂災害等の自然災害の発生、②景観への影響、③濁水の発生や水質への影響、④森林伐採等の自然環境への影響、⑤住民説明の不足が挙げられるとされている。また、土地利用でみると、図 2-17 に示すとおり、問題が発生した事例の大半が森林であり、特に太陽光発電の造成で森林伐採を伴う立地などについては、地域・環境との共生が重要になってくると考えられる。

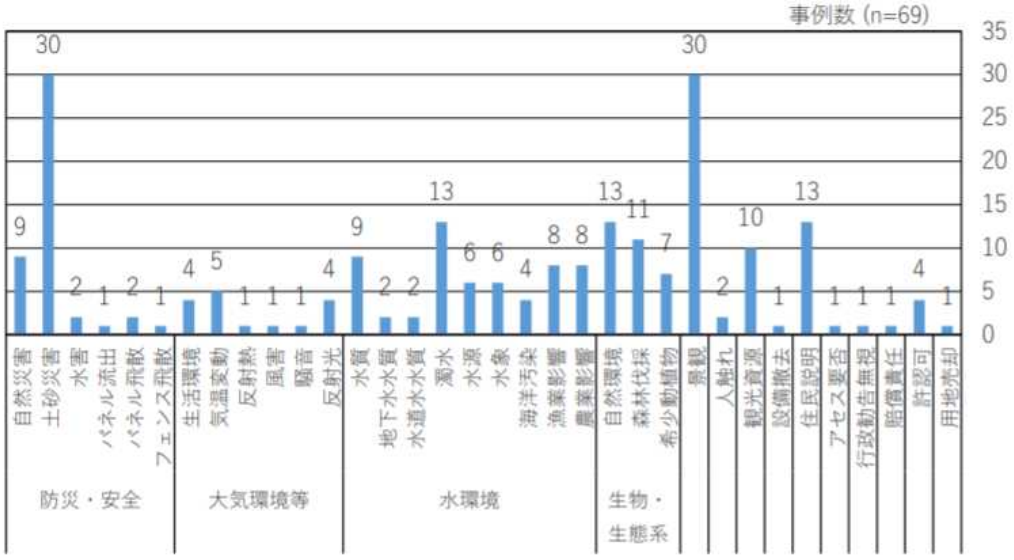


図 2-16　報道における太陽光発電事業における問題事例

出所）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（案）,p.5

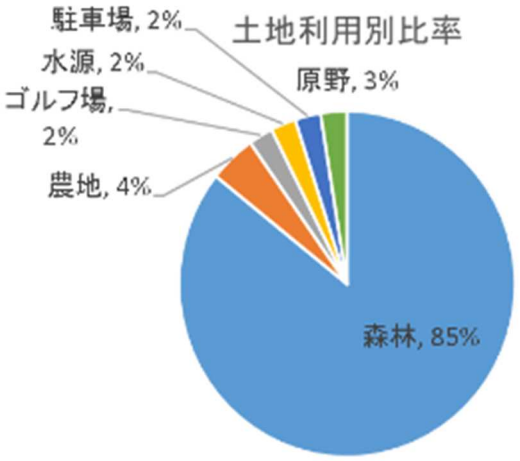


図 2-17　報道における太陽光発電事業における問題事例の土地利用別比率

出所）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第 1 回資料

2.1.2 現状を踏まえた目指すべき方向性とその実現に向けた課題の整理

0 で整理した太陽光発電の現状を踏まえ、太陽光発電の目指すべき方向性について整理した結果を図 2-18 に示す。

2012 年 7 月の FIT 制度導入以降、住宅用・事業用ともに累積導入量は大幅に拡大してきたが、FIT 制度の買取価格の低下等に伴い、直近の新規導入量は減少傾向にある。一方、住宅・建築物への屋根置きに関しては、導入ポテンシャルと比較すると顕在化余地が依然大きく、引き続き導入を促進していく必要がある。

住宅・建築物への屋根置きの導入促進にあたっては、住宅・建築物内のデマンドレスポンス資源を有効に活用した自家消費型への転換を図っていく必要がある。LCOE が電気料金単価の水準に近付くなか、更なるコスト低減を図ることで、買電や FIT 買取よりも自家消費のほうが、メリットが生じるコスト水準を早期に実現するとともに、マルチベネフィット（環境価値や災害対応による防災価値など）の創出・顕在化により、消費者・事業者のニーズを拡大していく必要がある。

一方、事業用の平置きに関しては、引き続き売電による電力系統への供給が中心となることから、他電源に対して競争力を持つ水準までコストを低減する必要があるが、適地の減少により、土地造成費が高くなると見込まれるため、土地造成が不要な新たな適地を開拓しつつコスト低減を図る必要がある。また、地域の DR 資源等を活用しながら、大型調整力に頼らない系統安定化を実現する事業環境の整備とともに、適切な維持管理による利用率向上や地域との共生にも配慮し、マルチベネフィットをもたらす事業とすることで総合的な B/C の向上を図っていく必要がある。

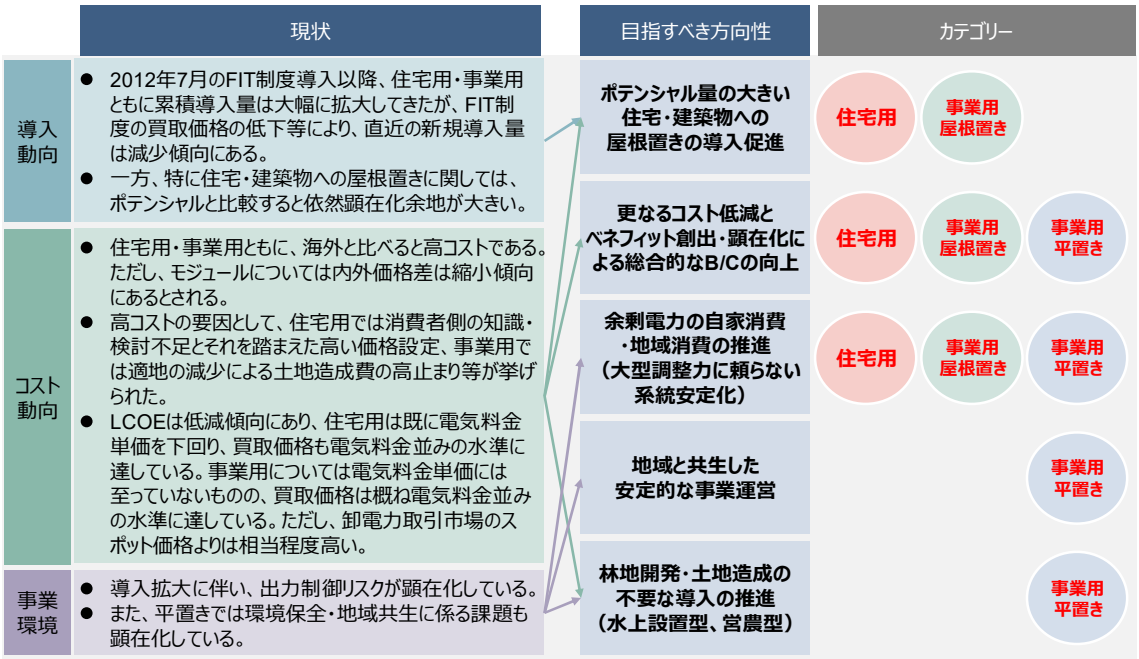


図 2-18　太陽光発電の現状・課題を踏まえた目指すべき方向性

以上を踏まえ、住宅用、事業用屋根置き、事業用平置きの 3 つのセグメントに分けて、図 2-18 で整理した目指すべき方向性の実現に向けた課題について整理した。

(1) 住宅用

住宅用太陽光発電に関しては、上述のとおり、新規導入量が減少傾向にあるものの、導入ポテンシャルに照らすと顕在化余地が大きいことから、引き続き導入を促進していく必要がある。

事業者等へのヒアリング調査では、新規導入量が減少している理由として、FIT 制度における買取価格の低下等が挙げられたが、その他の要因も含め、住宅用太陽光発電の導入促進に向けた課題を抽出し、今後の施策の方向性について検討するため、全国の一般世帯を対象に太陽光発電の導入意向等に関するアンケート調査を実施した。

1) アンケート調査の実施概要

アンケート調査の実施概要を表 2-10 に示す（アンケート調査の詳細については参考資料 1 を参照）。

表 2-10　住宅用太陽光発電に関する一般世帯向けアンケート調査の実施概要

調査方式	インターネットアンケート調査
調査期間	2018 年 10 月 19 日～10 月 25 日
調査対象	①　今後 1 年以内に新築戸建住宅の購入を検討している世帯 （以下、「新築住宅購入検討世帯」と呼ぶ） ②　既築戸建住宅に居住しており、今後 1 年以内に転居の予定はない世帯あるいは今後 1 年以内に中古戸建住宅に転居する予定の世帯 （以下、「既築住宅居住世帯」と呼ぶ）
回収件数	①　新築住宅購入検討世帯：1005 件 ②　既築住宅居住世帯：1003 件 （既に太陽光発電設備を設置している世帯：218 件、今後 1 年以内に住宅のリフォームをする予定がある世帯：100 件を含む）
主な設問項目	● 回答者の世帯属性：世帯主の年齢、世帯年収 ● 回答者の住宅の属性：住宅の種類、所有形態、住宅が所在する都道府県、太陽光発電設備の導入状況、住宅の築年数、リフォームの予定・内容 ● 太陽光発電の導入意向：太陽光発電設備の導入意向、 （導入を希望する場合）太陽光発電設備の導入を希望する理由、 （導入を希望しない場合）太陽光発電設備の導入を希望しない理由、 太陽光発電設備を導入する場合に許容可能な初期投資額と投資回収年数、 初期投資ゼロ・サービスを利用した太陽光発電の導入意向、 （既に導入済みの場合）太陽光発電を導入した理由、 （既に導入済みの場合）固定価格買取制度終了後の対応、 （既に導入済みの場合）太陽光発電の再導入意向 等

2) アンケート調査結果の概要

a. 太陽光発電の導入意向

新築住宅購入検討世帯、既築住宅居住世帯（太陽光発電を既に設置している世帯除く）それぞれにおける住宅用太陽光発電の導入意向を図 2-19、図 2-20 に示す。

新築住宅購入検討世帯では、「導入する予定」と回答した割合が約 50%であり、「導入する具体的な予定はないが、いつか導入したい」と回答した割合も含めると、導入意向がある世帯が約 70%を占めた。一方、既築住宅居住世帯では「1 年以内に導入したい」、「時期は未定だがいつか導入したい」と回答した割合があわせて約 20%に留まり、「導入したいと思わない」と回答した割合が約 70%となっており、新築住宅購入検討世帯に対して太陽光発電の導入意向が大幅に低いことが分かる。

【設問】購入を検討されている戸建住宅に太陽光発電設備を導入する予定ですか。
当てはまるものを 1 つお選びください。

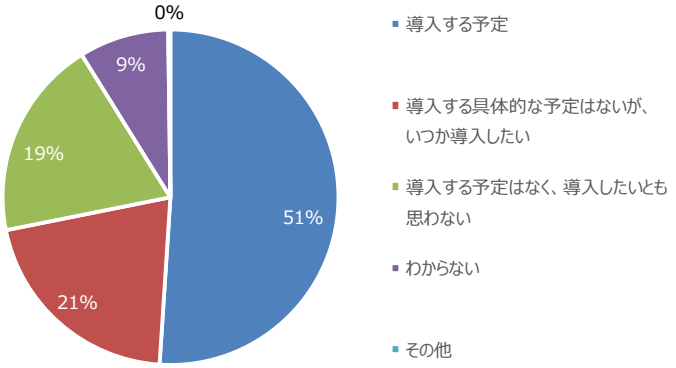


図 2-19　新築住宅購入検討世帯における太陽光発電の導入意向（N=1005）

【設問】現在居住中の戸建住宅（1 年以内に転居を予定されている方は、転居後の戸建住宅）に太陽光発電設備を新たに導入したいと思いますか。
当てはまるものを 1 つお選びください。

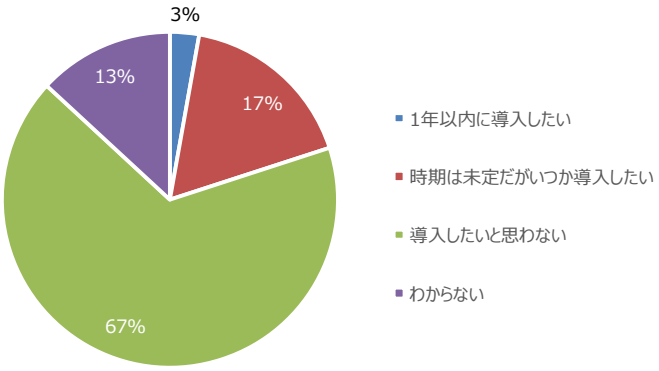


図 2-20　既築住宅居住世帯（太陽光発電を既に設置している世帯除く）における太陽光の導入意向（N=785）

住宅用太陽光発電の導入意向があると回答した既築住宅居住世帯のリフォーム予定別の内訳を図 2-21 に示す。導入意向がある世帯のうち、約 65%がリフォーム予定者であった。このことから、既築住宅においてはリフォームの実施が、数少ない太陽光発電の導入検討の機会となっていると考えられる。

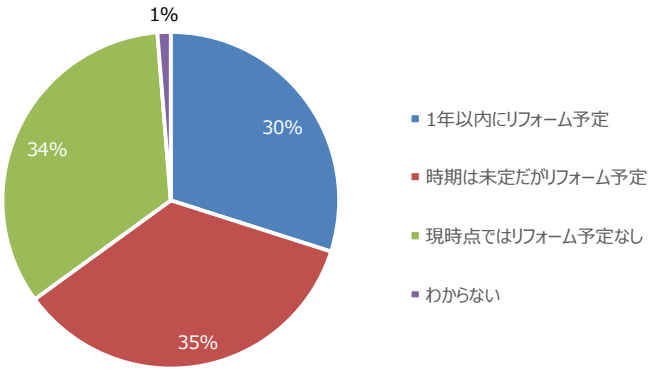


図 2-21　導入意向がある既築住宅居住世帯のリフォーム予定別内訳（N＝157）

b. 導入意向がある世帯における導入希望理由と投資許容意向

住宅用太陽光発電の導入意向があると回答した世帯における、導入を希望する理由を図 2-22 に示す。

新築住宅購入検討世帯、既築住宅居住世帯いずれにおいても、「発電された電力を自宅で使用することで電気料金を節約するため」と回答した割合が最も多かった。新築住宅購入検討世帯では、次いで「CO2 排出を削減し、環境に貢献するため」、「自宅で使用しきれなかった電力を電力会社に売ることで収入を得るため」の順に多く、既築住宅居住世帯では「自宅で使用しきれなかった電力を電力会社に売ることで収入を得るため」、「災害、停電時の非常用電源とするため」の順に多かった。

【設問】太陽光発電設備を導入したいと思う理由として、当てはまるものを全てお選びください。

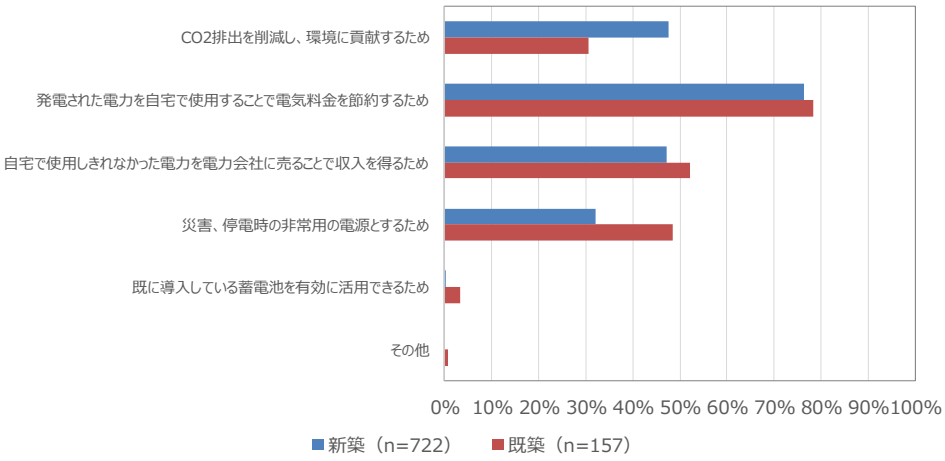


図 2-22　太陽光発電の導入意向がある世帯における導入希望理由

太陽光発電の導入を希望する理由として、「CO2 排出を削減し、環境に貢献するため」を挙げた世帯と、それ以外の理由のみで導入を希望する世帯における太陽光発電の導入に対して許容可能な初期投資額及び投資回収年数を図 2-23 に示す。

新築住宅購入検討世帯、既築住宅居住世帯いずれにおいても、前者の世帯では、後者の世帯に比べて、導入する場合に許容できる初期投資額・投資回収年数が大きい傾向にあった。ただし、既築戸建居住世帯のうちリフォーム予定がない世帯では、そもそも導入意向がある世帯自体が少なく、明確な差は見られなかった。

【設問】以下の表のような初期投資額、投資回収年数の条件で、どの条件でも同じ規模の太陽光発電設備が導入できるとします。太陽光発電設備を導入する場合、どの組み合わせであれば太陽光発電を導入したいと思いますか。当てはまる欄全てにチェックを入れてください。

		投資回収年数					
		5年	7年	9年	11年	13年	15年
初期投資額	50万円	✓	✓	✓	✓	✓	
	75万円	✓	✓	✓	✓		
	100万円	✓	✓	✓			
	125万円						
	150万円						
	175万円						
	200万円						
	225万円						
	250万円						

□ 上記のいずれも組み合わせでも導入しようと思わない

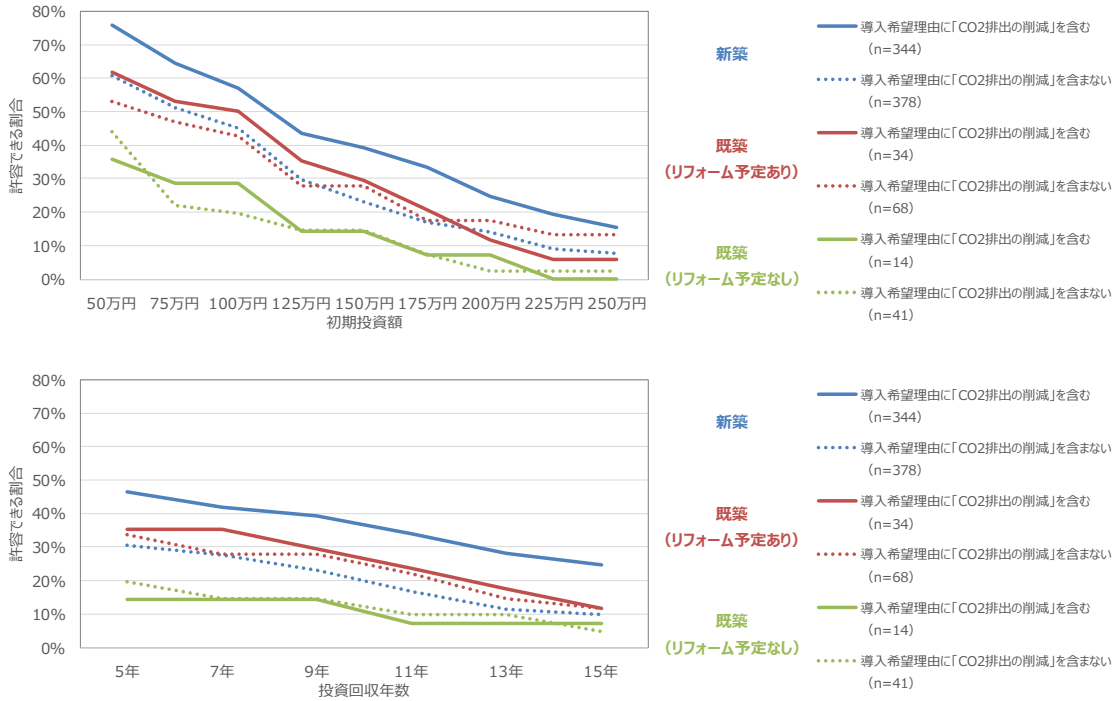


図 2-23　導入希望理由別（希望理由に CO2 排出削減への貢献を含むか否か）の許容可能な初期投資額（投資回収年数 9 年の場合）、投資回収年数（初期投資額 150 万円の場合）（上：許容可能な初期投資額、下：許容可能な投資回収年数）

同様に、太陽光発電の導入を希望する理由として、「災害、停電時の非常用の電源とするため」と回答した世帯と、それ以外の理由のみで導入を希望する世帯における、許容可能な初期投資額及び投資回収年数を図 2-24 に示す（設問内容は図 2-23 と同様）。

新築住宅購入検討世帯、既築住宅居住世帯いずれにおいても、前者の世帯では、後者の世帯に比べて、導入する場合に許容できる初期投資額・投資回収年数が大きい傾向にあった。ただし、既築戸建居住世帯のうちリフォーム予定がない世帯では、導入意向がある世帯自体が少なく、前者の世帯の方が許容できる初期投資額・投資回収年数が小さい傾向が見られた。

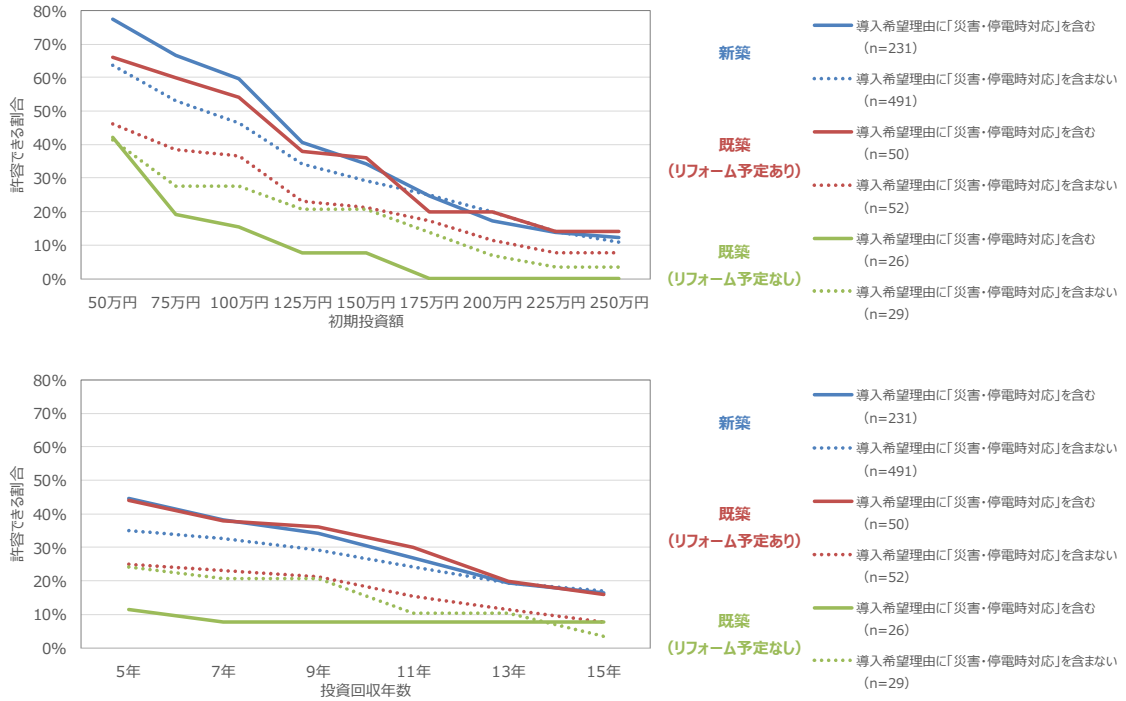


図 2-24　導入希望理由別（希望理由に非常用電源としての活用を含むか否か）の許容可能な初期投資額（投資回収年数 9 年の場合）、投資回収年数（初期投資額 150 万円の場合）（上：許容可能な初期投資額、下：許容可能な投資回収年数）

c. 導入意向がない世帯における導入を希望しない理由と投資許容意向

住宅用太陽光発電の導入意向がないと回答した世帯における、導入を希望しない理由を図 2-25 に示す。

新築住宅購入検討世帯、既築住宅居住世帯いずれにおいても、「導入に当たっての初期投資費用が高いため」、「投資回収年数が長いため」、「電力会社による買取価格が下がってきたり、制度が変わる可能性があったりして、どれくらいの年数で投資が回収できるか不安なため」、「太陽光発電設備が壊れたり、そのための修理やメンテナンスの費用が高額になったりしないか不安があるため」と回答した割合が高かった。

【設問】太陽光発電設備の導入を希望されない理由として、当てはまるものを全てご回答ください。

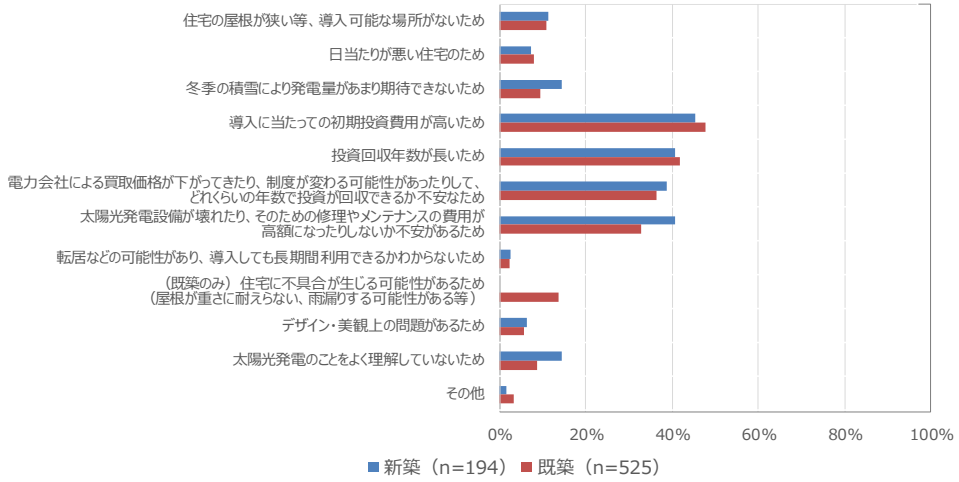


図 2-25　太陽光発電の導入意向がない世帯における導入を希望しない理由

太陽光発電の導入意向がある世帯と、導入意向がない世帯のうちその理由として「導入に当たっての初期投資費用が高いため」を挙げた世帯における、太陽光発電の導入に対して許容できる初期投資額を図 2-26 に示す（設問内容は図 2-23 と同様）。

後者の世帯では、前者の世帯に比べて、許容できる初期投資額が圧倒的に小さく、初期投資額が 50 万円の場合でも許容割合が 5%～25%程度に留まった。

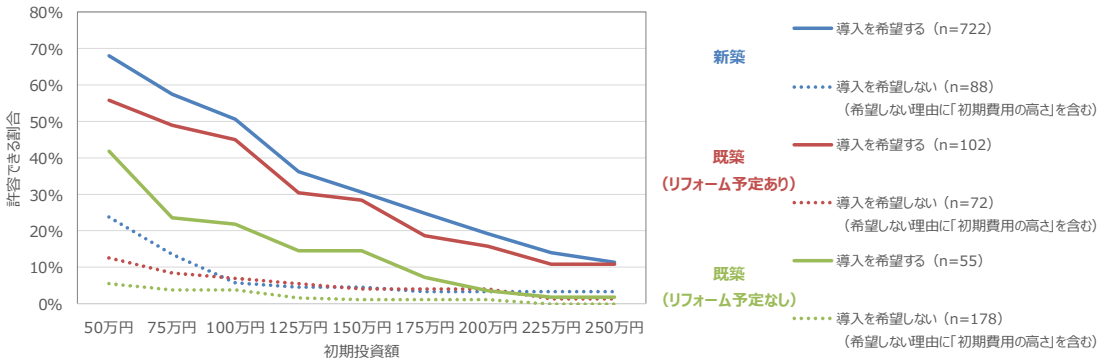


図 2-26　導入意向がある世帯、及び導入意向がない世帯のうち希望しない理由に初期費用の高さを挙げた世帯の許容可能な初期投資額（投資回収年数：9 年の場合）

同様に、太陽光発電の導入意向がある世帯と、導入意向がない世帯のうちその理由として「投資回収年数が長いため」を挙げた世帯における、太陽光発電の導入に対して許容できる投資回収年数を図 2-27 に示す（設問内容は図 2-23 と同様）。

後者の世帯では、前者の世帯に比べて、許容できる投資回収年数が圧倒的に低く、投資回収年年数が 5 年の場合でも許容割合が 10%程度に留まった。

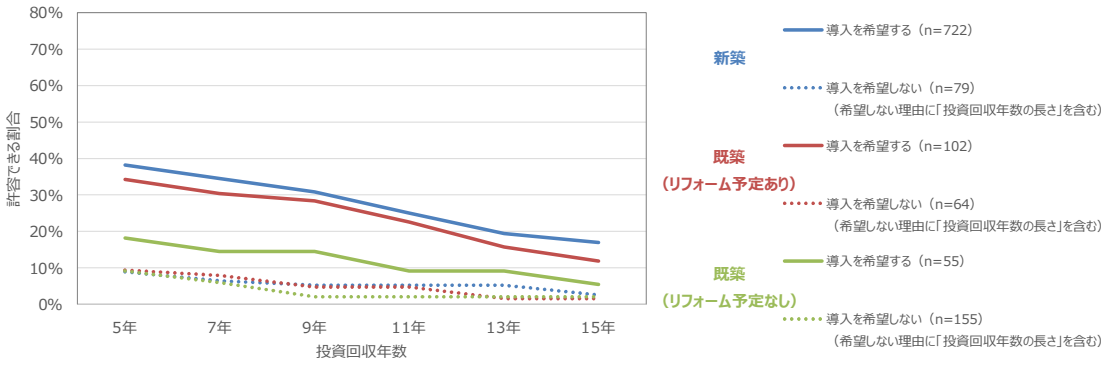


図 2-27　導入意向がある世帯、及び導入意向がない世帯のうち希望しない理由に投資回収年数の長さを挙げた世帯の許容可能な投資回収年数（初期投資額 150 万円の場合）

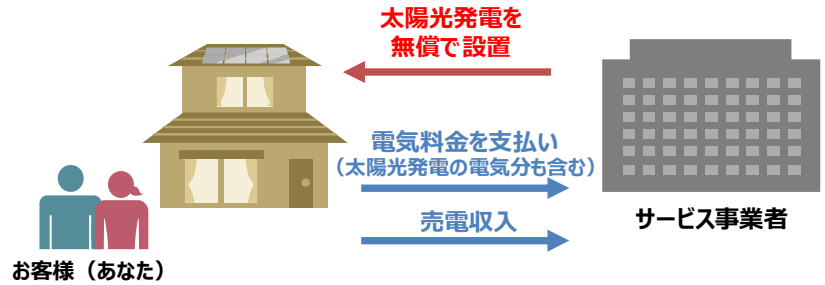
d. 初期投資ゼロサービス（屋根貸しモデル）を利用した太陽光発電の導入意向

一般世帯が初期投資の費用負担なしで導入できるサービス、いわゆる「屋根貸しモデル」（屋根貸しモデルの詳細については 2.1.3 の「③屋根貸しモデルの推進」参照）について、以下に示すとおり説明をした上で、導入意向がある世帯、導入意向がない世帯それぞれに対してその利用意向を尋ねた結果を図 2-28、図 2-29 に示す。

【参考】太陽光発電の初期投資費用ゼロ・サービスについて

太陽光発電設備を初期投資費用の負担なしで導入できるサービスとして、以下のようなものがあります。

- あなたは、無償で太陽光発電設備を自宅の屋根に設置することができます。ただし、太陽光発電の所有権はサービス事業者にあります。
- あなたは、自宅の屋根に設置した太陽光発電設備で発電された電力をいつでも利用することが出来ます。ただし、太陽光発電設備の電力を利用した分についても電気料金の支払いが必要です。また、売電収入は得られません。
- サービス期間終了後（約 20 年間）は、太陽光発電設備は無償で譲渡され、太陽光発電設備の電力を無料で利用できるようになります。また、売電収入も得られるようになります。



- 初期費用ゼロ（無償で太陽光発電を設置）
- いつでも太陽光発電の電気を利用可能
- 契約期間後は太陽光発電を無償で譲渡
- 契約期間は約20年（途中解約不可）
- 契約期間中は太陽光発電による電気分も電気料金を支払い
- 契約期間中は売電収入は無し

太陽光発電の導入意向がある世帯では、初期投資ゼロ・サービスを利用したいと回答した割合が約 60%を占めた。一方、導入意向がない世帯では、初期投資ゼロであっても導入したいと思わないと回答した割合が約 65%を占め、初期投資ゼロ・サービスを利用して導入したいと回答した割合は 7%に留まった。

【設問】最近は、ご自身の初期投資の費用負担なしで太陽光発電設備を導入できるサービスを提供している事業者もいます（※詳細は「参考」をご覧ください）。
太陽光発電設備を導入する際に、このように、ご自身の初期投資費用負担がゼロで導入できるサービスを利用したいと思いますか。

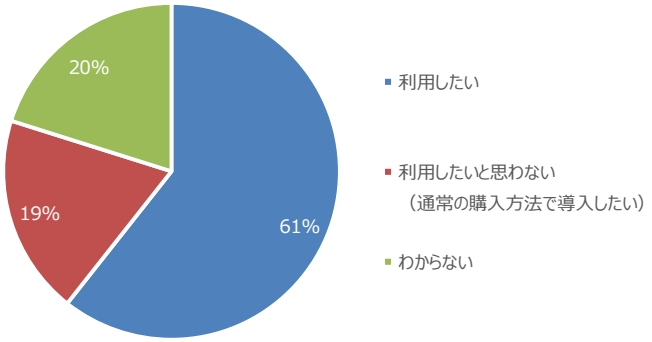


図 2-28　導入意向がある世帯における初期投資ゼロ・サービスの利用意向（N＝879）

【設問】最近は、ご自身の初期投資の費用負担なしで太陽光発電設備を導入できるサービスを提供している事業者もいます（※詳細は「参考」をご覧ください）。
このように、ご自身の初期投資費用負担がゼロであれば太陽光発電設備を導入したいと思いますか。

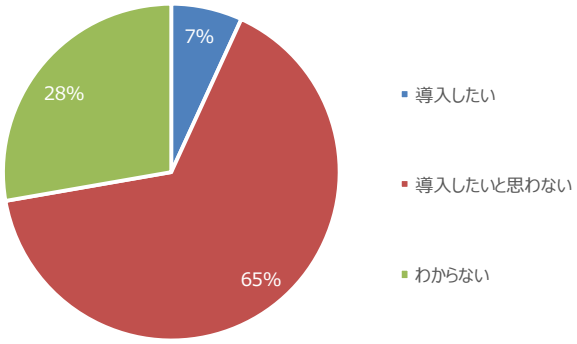


図 2-29　導入意向がない世帯における初期投資ゼロ・サービスによる導入意向（N=909）

e. FIT 制度が終了した場合の導入意向

今後、仮に FIT 制度が終了した場合における太陽光発電の導入意向を図 2-30 を示す。

FIT 制度が終了した場合でも導入を希望する回答が相当数あり、「オール電化や電気自動車などと組み合わせて投資回収できる事例が出てきたら導入したいと思う」との回答も 30%～40%にのぼった。

このことから、FIT 制度終了後も継続的に住宅用太陽光の導入拡大を推進していく上では、FIT 制度を活用しない自家消費型で投資回収ができる事例の創出が必要と考えられる。

【設問】固定価格買取制度（FIT 制度）は時限制度（ある時点で終了する制度）です。固定価格買取制度（FIT 制度）が終了した後に設置した場合も、太陽光発電設備で発電された電力のうち自宅で使いきれなかった電力を電力会社に売ることはできますが、買取期間や買取価格は電力会社との契約内容次第となり、国による保証はありません（これまでのように一定期間・固定価格で確実に買い取ってもらえるという保証はありません）。一方、個別に電力会社と契約して電気を売ることにより収入を得る他、オール電化や電気自動車等と組み合せて、太陽光発電設備による電力を自宅で使う量を増やす取組みが始まっています。この取組みを実施すれば、より多く電気料金を節約し、買取期間や買取価格が保証されないことによる投資回収ができなくなる不確実性を低減することができます。仮に固定価格買取制度（FIT 制度）がなくなった場合でも、太陽光発電設備を導入したいと思いますか。

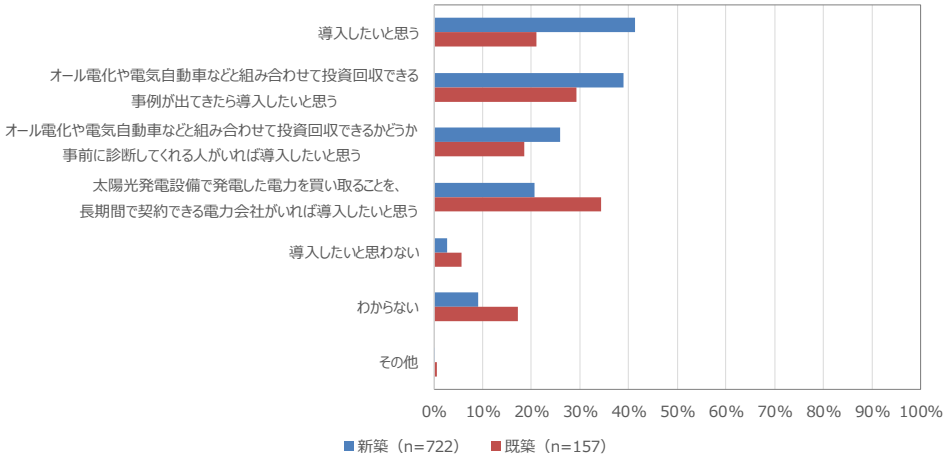


図 2-30　導入を希望する世帯における固定価格買取制度（FIT 制度）終了後の導入意向

3) アンケート調査結果のまとめ

アンケート調査結果より、新築住宅の購入を予定している世帯では、太陽光発電の導入意向がある割合が 70%と高い一方、既築住宅に居住し続ける予定の世帯では 20%と低かった。後者のうち導入意向がある世帯は、リフォームの実施を予定している割合が高く、リフォームの実施が太陽光導入の数少ない検討機会となっていることが伺えた。

太陽光発電の導入意向がある世帯が導入を希望する理由としては、電力料金の削減、売電収入といった経済的メリットの他、環境への貢献や非常用電源としての活用を挙げる割合が高かった。環境への貢献や非常用電源としての活用を導入希望理由に挙げた世帯は、それ以外の理由で導入した世帯に比べて、許容可能な初期投資額・投資回収年数が大きい傾向にあり、環境価値や防災価値の訴求が導入拡大につながる可能性が示唆された。

導入意向がない世帯が導入を希望しない理由としては、初期投資額の高さや投資回収年数の長さの他、FIT 制度の買取価格低下や今後の制度変更に伴う投資回収の長期化への懸念や故障や修理費用への不安を挙げる割合が高く、これらが導入拡大の障壁となっていることが示された。一方、FIT 制度が仮に終了した場合でも、オール電化等との組合せにより自家消費率を高めることで投資回収が可能な事例が出てくれば導入したいと回答した世帯も 30～40%存在し、今後はこうしたモデル事例の創出が必要になってくると考えられる。

(2) 事業用屋根置き（自家消費型）

事業用屋根置き太陽光発電は、導入ポテンシャルが大きく顕在化余地が大きいこと、また土地造成等が不要であり、地上設置型に比べて環境負荷が小さいことから、今後更なる導入促進を図っていく必要がある。

ここでは、図 2-18 での整理結果を踏まえ、特に FIT 制度を活用しない自家消費型に着目して、事業者へのヒアリング等を通じてその概要や特徴等を整理するとともに、導入拡大に向けた課題を抽出した。

1) 概要

自家消費型とは、FIT 制度を活用せず、需要家側施設における自家消費を基本とした方式であり、近年、FIT 制度の買取価格の低下を主な要因として、事業用太陽光発電における自家消費型への関心が高まりつつある。

自家消費型が注目される要因として、表 2-11 に示すようなメリットをもたらすことが挙げられる。

表 2-11　自家消費型太陽光発電のメリット

分類	概要
直接的な 経済的メリット	● 屋根面設置の場合、平置き設置と比較して土地造成費や接続費が不要であり、導入コストを抑制することができる。 ● 買電単価より太陽光発電の LCOE が安価であれば、電力料金を下げることができる。 ● ピーク時のデマンド抑制に貢献するため、契約 kW を下げることができる。
その他の間接的なメリット	● 再生可能エネルギーの環境価値を自ら保有でき、RE100 等の達成オプションとして活用できる他、ESG 投資の呼び込みにつながることが期待される。 ● 災害時や緊急時にも、太陽光発電による電力供給が可能となる（蓄電池を併設すればより長時間の供給が可能）。 ● 出力制御が発生しやすい時間帯に自家消費を行うことで、出力制御を回避することができる。 ● 逆潮流を前提としない場合、接続手続のための時間的・人的コストが削減できる。 ● 逆潮流を前提としない場合、送配電網への影響が少なく、今後発電事業者側にも課される予定の託送料金負担を回避できる。

2) 導入実績・動向

事業用太陽光における自家消費型の導入事例を表 2-12 に示す。

自治体、企業を問わず、導入事例が増加しているが、現時点の導入実績としては、比較的投資回収がしやすい、土日も含め稼働している屋根面積が広い低層型の店舗や工場等の事例が中心となっている。

表 2-12　自家消費型太陽光の導入事例

名称	発電規模	稼働日	概要
大川印刷	90 kW	2018 年度中	●事業者が初期投資なしに自家消費型太陽光を導入できる事業としてソーラーフロンティアが実施。 ●発電電力を大川印刷に売電し、余剰分はソーラーフロンティアが FIT 買取価格で売電。17 年後の契約満了後、設備は事業者に無償で譲渡予定。
花王愛媛工場	334 kW	2018 年 1 月	●環境省の補助事業「平成 29 年度二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金」採択。 ●事業活動による温室効果ガス排出量を抑制する取組みの一環。年間約 195 t の CO2 削減効果。
DIC 鹿島工場	1600 kW	2018 年 1 月竣工	●自家消費型としては国内最大級。 ●サスティナビリティ活動の一環として実施。年間約 1200 t の CO2 削減効果。
酒々井プレミアム・アウトレット	1000 kW	2017 年 12 月	●温暖化対策/環境貢献として実施。 ●あみプレミアム・アウトレットに続き、国内 2 例目の MW 級カーポート型太陽光導入事例。
道の駅木更津うまくたの里	81 kW	2017 年 12 月	●環境省の補助事業「平成 29 年度二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金」採択。 ●太陽光発電と大容量蓄電池により、ピーク電力を約 50kW 削減。年間 99 万円の基本料金削減効果。 ●S・EMS(スマート・エネルギーマネジメントシステム)により、リアルタイムで計測・管理。逆潮流されることなく全て自家消費。
あみプレミアム・アウトレット	1000 kW	2016 年 2 月	●国内初の MW 級カーポート型 PV 導入事例 ●年間 580 t の CO2 削減効果
にしき食品	不明	不明 (導入済)	●銀行からの融資条件として工場の省エネ実施目標が挙げられ、自家消費型太陽光導入。 ●設置費用の 3 分の 1 が補助金対象。 ●自家消費と遮熱効果によるデマンド値の減少効果有。 ●環境企業としてのアピール。
北上市アジサイ型スマートコミュニティ構想モデル事業	2600 kW（自家消費は 170 kW）	2013 年事業開始	●市関連施設における太陽光と蓄電システム導入と CEMS（地域エネルギーマネジメントシステム）による最適運用により、自家消費による CO2 排出量削減及び災害対策として活用。 ●2600 kW のメガソーラーについては FIT にて売電し、分散型電源の維持管理費用や再投資に利用。
IHI　相馬事業所	1000 kW	2013 年導入	●東日本大震災に伴う電力不足への対応策の一環。 ●蓄電池と連携して電力需要のピークシフトに活用し、契約電力量の抑制に活用。
セブンイレブン	―	2013 年以降順次	●各店舗に京セラ製太陽光パネルの設置を行い、発電した電力は全て自家消費に活用。 ●自動車用蓄電池を活用した定置型蓄電池システムや路面型太陽光設備も導入。

出所）各社ウェブサイトより三菱総研作成。

3) 導入拡大に向けた課題

自家消費型太陽光の導入適地と導入拡大に向けた課題に関する事業者へのヒアリング結果を表 2-15 に示す。上述のとおり、導入事例が増加しつつあるものの、現時点で導入されているのは比較的投資回収がしやすい施設に偏っており、認知度が十分に高いとは言えない状況にある。また、現状ではまだ自家消費型の投資回収年数は長いことから、短縮に向けて、更なるコスト低減が必要となる。特に、施工費については、施工方法が未確立であることが高コスト要因の一つとなっていることから、施工方法の標準化が重要となる。

表 2-13　自家消費型太陽光発電の導入適地と導入拡大に向けた課題

項目	ヒアリング結果
導入適地	● 比較的投資回収がしやすい、土日も含め稼働している屋根面積が広い低層型の店舗や工場等の事例が中心となっている。 ● 最近では ESG 投資等の流れを受けて、再生可能エネルギーの環境価値に着目する企業が増えてきており、大企業を中心に自家消費型の導入検討事例も増加している。 ● 自家消費型のコスト低下が十分に進み、買電単価よりも LCOE が安価となれば、電力使用量が大きく、電力料金を下げたいと考えている施設等においても導入が拡大する可能性がある。
導入拡大に向けた課題	● 現時点では、まだ FIT 制度による売電を前提とした案件が主流であり、自家消費型に対する認知度が低い。FIT 制度の買取価格の低下や入札対象範囲の拡大等を踏まえ、業界全体として FIT 制度終了を予見した閉塞感が強いことから、FIT 制度に依存しないビジネスモデルの一つとして自家消費型による市場の広がりの見通しを示す必要がある。 ● 現場の設備担当者が導入したいと考えても、経営層が認めないケースもある。環境意識等が高い一部の企業を除き、許容できる投資回収年数が短いため、初期投資負担の軽減が必要となる。 ● 導入事例は増えつつあるが、市場規模としてはまだ小さいこと、施設によって屋根形状が多様であることから、施工方法が確立されていない。施工方法の標準化が進めば、コストの低下につながる可能性がある。

出所）事業者へのヒアリング調査結果より三菱総研作成。

(3) 事業用平置き（売電型）

事業用平置き（売電型）に関しては、図 2-18 での整理結果を踏まえ、以下の 3 点に着目し、その実現に向けた課題について事業者等へのヒアリングを通じて整理した。

- 林地開発・土地造成の不要な導入の推進（水上設置型、営農型）
- 地域と共生した安定的な事業運営
- デマンドレスポンス資源を活用した余剰電力の地域消費の推進

1) 林地開発・土地造成の不要な導入の推進に向けた課題

林地開発・土地造成の不要な導入形態として特に水上設置型、営農型に着目し、事業者へのヒアリング等を通じてその概要や特徴等を整理するとともに、導入拡大に向けた課題を抽出した。

a. 水上設置型

ア）概要

水上設置型とは、ため池や湖等の水面に設置する方式の太陽光発電である。

水上設置型太陽光発電の代表的なシステムの概要は、図 2-31 に示すとおりであり、アンカー、フロート（架台）、パネル、ケーブル、PCS 等から構成される。

森林伐採や造成等の必要がないため、自然環境に配慮しつつ迅速に発電所を建設することができる（ヒアリング先事業者の例では、工期は 1MW クラスで 3 か月程度、組立工事は 1 か月程度とされている）。

また、蒸散効果により地上設置型に比べて発電量が 10~15%向上するとされており、兵庫県で実施された実証試験においてもため池に設置した水上設置型太陽光と近隣に設置した屋根置き太陽光（パネルの容量、傾斜角度の条件は同じ）の年間発電量を比較すると、前者のほうが 14%高いとの結果が得られている（図 2-32）。

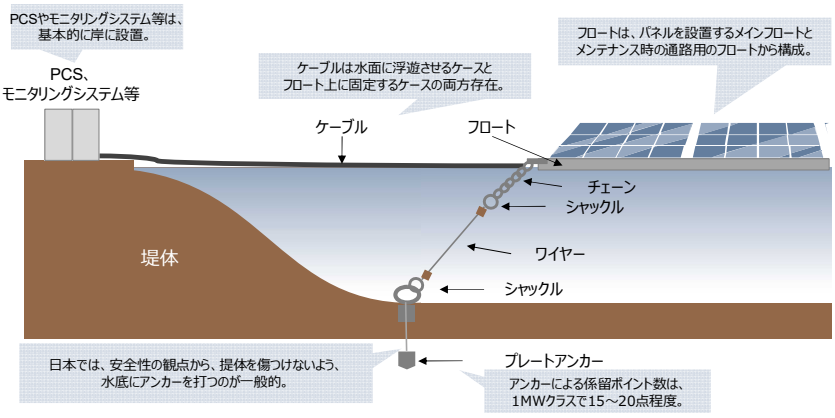


図 2-31　水上設置型太陽光発電のシステム概要

出所）神和アルミ工業株式会社「水上型太陽光発電部の架台・固定システム」
<http://www.shinwa-al.co.jp/2015/10/06/太陽光発電部の拡大/>（2019 年 2 月 28 日閲覧）等より三菱総研作成。

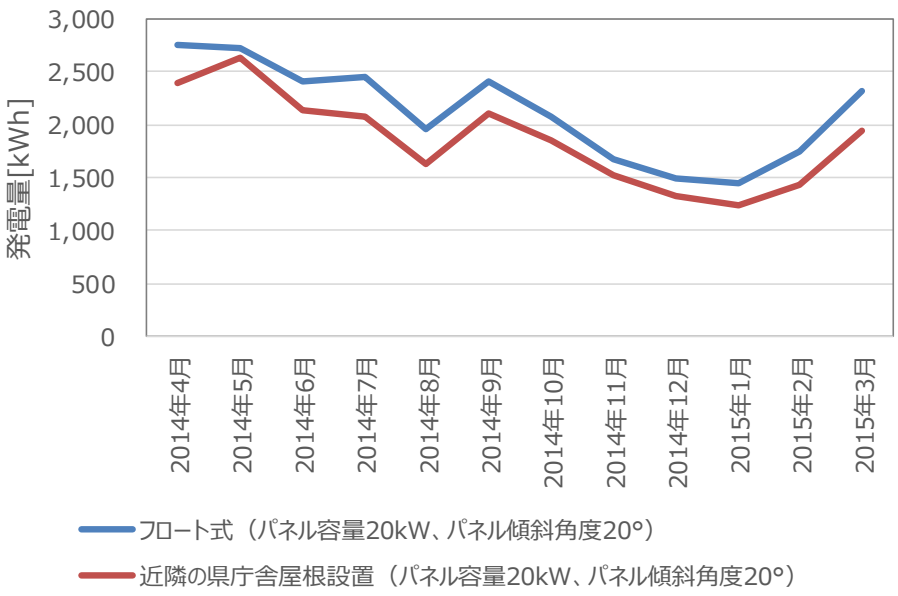


図 2-32　水上設置型太陽光発電と地上設置型太陽光発電の発電量の比較（例）

出所）兵庫県北播磨県民局「フロート式太陽光発電実証実験報告書」（平成 27 年 5 月）より三菱総研作成。

イ）導入実績・動向

国内における水上型設置太陽光の累積導入量は、25 万 kW 程度とされている。また、Solar plaza の調査によると、図 2-33 に示すとおり、世界の稼働済み水上設置型太陽光プロジェクトの TOP70 のうち、54 件が日本にて導入されており、その設備容量は合計で 10 万 kW を超えている。

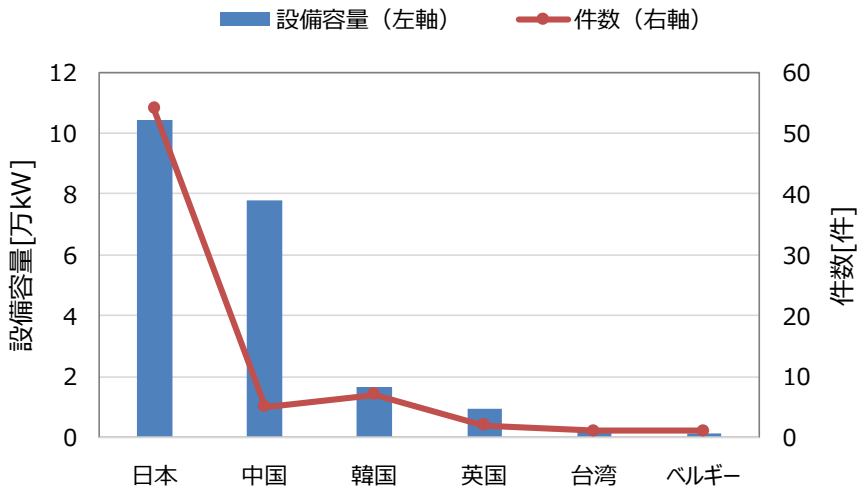


図 2-33　水上設置型太陽光発電プロジェクト Top70 の国別の導入内訳

出所）SOLAR ASSET MANAGEMENT ウェブサイト<https://solarassetmanagement.asia/news-japanese/top-70-floating-solar-pv-plants>（2019 年 2 月 28 日閲覧）より三菱総研作成。

ウ）コスト

水上設置型太陽光のコスト（特に地上設置型太陽光との違い）に関する事業者へのヒアリング結果を、表 2-14 に示す。水上設置型では土地造成が不要であり、工期も短い一方、地上設置型にはないアンカー敷設工事があるため、トータルのコストとしては地上設置型と同水準とのことであった。

表 2-14　水上設置型太陽光発電の地上設置型太陽光とのコスト比較

項目	地上設置型とのコスト比較	備考
設備費	● パネルは地上型と同程度のコスト水準。 ● 架台（フロート）は地上型より品質が求められるため高コスト。	● 大型化によってコストを低減できる。 ● ケーブルは水面に浮かすケースが多い（埋設は高コスト）。 ● メーカーによっては水上設置専用パネルあり。
工事費	● 水面へのパネル設置等は地上設置より容易で低コスト。 ● 造成がない分、土木工事の費用は安価であるが、地上設置にはないアンカー敷設工事がある。	● 多くは地元の土木事業者、電気工事事業者が担当。 ● ため池設置の場合、アンカー工事は水を抜く時期にあわせることもあるが、水中の場合は潜水士が施工。 ● フロート連結のための台船は簡易的なものでよく、さほど費用はかからない。
土地賃料費	● 地上設置型よりも安価。	● ため池の管理者と契約を締結し、使用水面積に応じた賃料を支払い。
運転維持費	● 地上設置型と変わらない水準。 ● 潜水士によるメンテナンスに最もコストを要する（アンカーメンテナンスの頻度を下げることでコストを抑制）。	● メンテナンスはあまり複雑ではないため、EPC 事業者が実施することが可能。 ● メンテナンス頻度は、フロート部及びアンカー接続部は年に 1 度、池中のアンカーは 5 年に 1 度程度。 ● 水中生物が付着するケースはあまりない。 ● ヒアリング先事業者の場合、水鳥の糞害もあまり発生していない。

出所）事業者へのヒアリング調査結果より三菱総研作成。

エ）導入拡大に向けた課題

水上設置型太陽光の導入適地と導入拡大に向けた課題に関する事業者へのヒアリング結果を表 2-15 に示す。

表 2-15　水上設置型太陽光発電の導入適地と導入拡大に向けた課題

項目	ヒアリング結果
導入適地	● ため池は全国に約 20 万か所あるものの、水深、規模（水面の大きさ）、気象条件等を踏まえると、設置できるのは一部に限定される。 ➢ 水深については 0～15m 程度までが理想的である。深くても技術的には可能であるが深いほど施工期間が延びて事業性が悪化する。 ➢ 水面に対するパネル占有率は 1/2~2/3 程度であり、一定規模がなければ採算が取れない。 ➢ 降雪量の多いエリアでは耐荷重の観点から設置が困難である。 ● アンカー敷設、すべての機器保証に問題がなければ、技術検証の上、ため池だけでなく、湖や沼、海への拡大も可能と考えられる。
導入拡大に向けた課題	● ため池の管理者（地方公共団体、土地改良区、自治会等）側にとっても賃料収入というメリットがあるため、導入に協力的であるケースが多く、管理者間の口コミで認知度が高まりつつあるが、まだ限定的である。 ● これまでに水質への悪影響や生態系への悪影響は確認されていないものの、十分には調査されていない状況であるため、今後長期的なフォローが必要となる。

出所）事業者へのヒアリング調査結果より三菱総研作成。

b. 営農型

ア）概要

営農型とは、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を設置する方式である。営農型太陽光発電の設置には、支柱の基礎部分について農地法に基づく一時転用の許可が必要となる。農林水産省は、平成 25 年に営農型太陽光の農地転用許可制度上の取扱いとして、一時転用許可期間を 3 年とする通知を発出した。平成 30 年 5 月には、この取扱いが見直され、担い手が営農する場合や荒廃農地を活用する場合等には、一時転用許可期間を 3 年以内から 10 年以内に延長されることとなった。



図 2-34　営農型太陽光発電の外観（例）

出所）農林水産省「営農型発電について」（発電設備外観は千葉エコ・エネルギーの例）
<http://www.maff.go.jp/j/shokusan/renewable/energy/attach/pdf/einou-5.pdf>（2019 年 2 月 28 日閲覧）

営農型は、地上設置型に比べて、生態系への影響が少なく、環境負荷の低い電源と言える。また、地面の熱の影響を受けにくく通気性もよいため、発電量が向上するというメリットがある。また、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等の多面的なメリットを有しており、農村における新たな経済モデルの構築に資することが期待されている。

イ）導入実績・動向

営農型太陽光発電を設置するための農地転用許可実績の推移を表 2-16 に示す。2017 年度末時点の累積としては 1,905 件となっている。

表 2-16　営農型太陽光発電の設置のための農地転用許可実績の推移

（単位：件、ha）

	合計		農地を転用して設置する方式		営農を継続しながら発電する方式（営農型発電設備）					
					合計		新規許可		再許可	
	件数	面積	件数	面積	件数	面積	件数	面積	件数	面積
平成23年度	18	0.7	18	0.7						
平成24年度	1,152	263.9	1,152	263.9						
平成25年度	6,382	1,351.6	6,286	1,351.4	96	0.2 (19.4)	96	0.2 (19.4)		
平成26年度	12,234	2,268.0	11,930	2,267.6	304	0.4 (60.5)	304	0.4 (60.5)		
平成27年度	9,806	1,581.4	9,432	1,580.8	374	0.6 (72.0)	373	0.6 (71.9)	1	0.0003 (0.12)
平成28年度	9,804	1,556.4	9,309	1,554.9	495	1.5 (194.6)	411	1.4 (179.2)	84	0.1 (15.4)
平成29年度	8,614	1,250.4	7,978	1,249.5	636	0.9 (135.3)	327	0.5 (82.1)	309	0.4 (53.2)
合　計	48,010	8,272.4	46,105	8,268.8	1,905	3.6 (481.8)	1,511	3.1 (413.1)	394	0.5 (68.7)

農林水産省農村計画課調べ
注1　括弧書きは、営農型発電設備の下部の農地で営農されている面積。
2　「農地を転用して設置する方式」については、平成23年4月から調査を実施。
3　「営農を継続しながら発電する方式」については、平成25年3月31日に通知施行、その後調査を実施。
4　平成28年度末までの件数・面積について精査した結果、一部修正を行っている。

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」
＜http://www.maff.go.jp/j/nousin/noukei/totiriyo/attach/pdf/einogata-27.pdf＞（2019 年 2 月 28 日閲覧）

ウ）コスト

営農型太陽光発電のコストの試算事例を表 2-17 に示す。営農型太陽光発電は、架台の設置にコストがかかるものの、造成が不要で土地代が安価であり、また下草刈りが不要であるなど維持管理費が削減できるとされている。

表 2-17　営農型太陽光発電のコストの試算事例

事業実施主体	発電出力	設備利用率	建設費	単価	20 年間収支
農地所有適格法人（有）ファームクラブ	110.8kW	13.7%	ハウス内部農業設備：29 百万円、ハウス太陽光部設備：32 百万円	29 万円/kW（太陽光部のみ）	＋50 百万円
五平山農園	49.5kW	12.2%	15 百万円（パネル代 795 万円、架台工事費 300 万円､架台代 240 万円、その他 165 万円）	パネル：16 万円/kW 架台：4.8 万円/kW 工事費：6.1 万円/kW その他：3.3 万円/kW	＋16 百万円
千葉エコ･エネルギー(株)	49.5kW	15.2%	16 百万円（パネル 550 万円、PCS160 万円、架台 370 万円 等）	パネル:11 万円/kW: PCS ：3.2 万円/kW 架台：7.5 万円/kW	＋19 百万円
株式会社宝塚すみれ発電	47kW	12.1%	17 百万円	36 万円/kW	不明
特定非営利活動法人 OIKOS 天竜	49.5kW	12.7%	15 百万円（パネル 450 万円、PCS210 万円、架台 120 万円、工事費用等 720 万円）	パネル：9.1 万円/kW PCS ：4.2 万円/kW 架台：2.4 万円/kW 工事費等：15 万円/kW	＋10 百万円

出所）農林水産省「営農型発電について<http://www.maff.go.jp/j/shokusan/renewable/energy/attach/pdf/einou-5.pdf>（2019 年 2 月 28 日閲覧）より三菱総研作成。

エ）導入拡大に向けた課題

営農型太陽光の導入適地と導入拡大に向けた課題に関する事業者へのヒアリング結果を表 2-18 に示す。

表 2-18　営農型太陽光の導入適地と導入拡大に向けた課題

項目	ヒアリング結果
導入適地	● 比較的相性の良い農作物は葉物や根菜。葉物は適度な遮光が農作物にとって好影響となる可能性がある。根菜の場合は夏場に暑さのストレスが軽減されるため根の部分の栄養価が高まる可能性がある。 ● 農作業に支障が出ないことが重要であり、大型の農業機械が必要な場合は導入が難しい。
導入拡大に向けた課題	● 農地の場合は周辺の送電線が細いことがボトルネックになる。一方、都市近郊の農地の場合は生産緑地法の対象となっていて、そもそも農地の一時転用ルール自体が存在しておらず、導入が難しい。 ● 農家の多くが高齢者であり、発電事業という新たなビジネスに関心が低い。若手の農家であっても農業経営への関心が低い場合もあり、担い手不足が課題。 ● メガバンクや地方銀行等の金融機関は農業経営が分からないため、リスクを評価できない。 ● 農地転用許可制度上の要件の一つとなっている収穫量 80%確保について、実績が少ないためエビデンスを提示できないことが多い。

出所）事業者へのヒアリング調査結果より三菱総研作成。

2) 地域と共生した安定的な事業運営に向けた課題

地域と共生した安定的な事業運営のためには、適切な維持管理の実施が重要となる。

しかし、事業者等へのヒアリング調査では、0 でも述べたとおり、FIT 制度によって大量に導入された 50kW 未満の低圧案件には、適切な維持管理がなされておらず、稼働率・設備利用率が低いものも多く含まれていることが指摘された。

こうした案件は、FIT 制度による買取期間終了後、廃棄処理等も行われず放置される可能性が高いため、買取期間終了よりも前に、セカンダリー市場において適切な管理を行う事業主体に引き渡されることが望ましいと考えられる。

3) デマンドレスポンス資源を活用した余剰電力の地域消費の推進に向けた課題

2.1.1 で述べたとおり、既に九州本土では出力制御が実施される中、採算性への影響が見通しにくく、太陽光発電に対する投資が冷え込む恐れがあることから、地域におけるデマンドレスポンス資源を用いて出力変動を吸収し、太陽光発電等の再生可能エネルギー電力を最大限活用していくことが重要となる。

地域におけるデマンドレスポンス資源の候補としては、地域が保有する施設（上水道施設、下水処理施設、廃棄物処理施設など）が挙げられる。過年度調査では上水道施設、下水道施設等を対象にデマンドレスポンス資源としての特徴の整理とそのポテンシャルの推計を実施しており、表 2-19 に示すとおり、合計で 58.2 万 kW のポテンシャルがあるとの結果が得られている。

しかし、現状ではこうしたデマンドレスポンス資源を有する施設側にインセンティブを与えられるビジネスモデルが確立されておらず、担い手となる事業主体等も存在しないため、具体的なビジネスモデルの在り方や事業スキームについて検討していく必要がある。

表 2-19　上下水道施設のデマンドレスポンス資源としての特徴とポテンシャル

		上水道施設	下水道施設
DR 資源の特徴	対象設備	送水ポンプ、汚泥処理設備	汚泥処理設備、 汚水ポンプ、ポンプ場施設
	柔軟性	低	低
	対応の方向性	需要抑制：○、需要造成：○	需要抑制：○、需要造成：○
	応答時間	～10 分：△、～1 時間：○、 前日：○	～10 分：△、～1 時間：○ 前日：○
	継続時間	需要抑制：～数時間 需要造成：～数時間	需要抑制：～数時間、 需要造成：～数時間
	対応可能時期／時間帯	通年／昼間・夜間	通年／昼間・夜間
DR ポテンシャル （需要抑制・造成		19.3 万 kW （送水ポンプ：11.6 万 kW、 汚泥処理設備：7.7 万 kW）	38.9 万 kW （汚泥処理設備：19.4 万 kW、 汚水ポンプ：11.2 万 kW、 ポンプ場施設：8.3 万 kW）

出所）環境省「平成 28 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的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」より三菱総研作成。

4) 課題のまとめ

以上を踏まえ、事業用平置き太陽光の目指すべき方向性の実現に向けた課題を整理すると表 2-20 のようになる。

表 2-20　事業用平置き太陽光の目指すべき方向性の実現に向けた課題のまとめ

目指すべき方向性	課題
林地開発・土地造成の不要な導入の推進（水上設置型・営農型）	水上設置型は、認知度がまだ低く、生態系への影響等も調査されていない。
	営農型は、農業従事者の高齢化や農作物への影響への懸念等もあり、積極的な事業の担い手がいない。
地域と共生した安定的な事業運営	低圧案件を中心に、適切な維持管理がなされておらず、設備利用率・稼働率が低い案件が多く存在する。こうした案件では、FIT 買取期間終了後にそのまま放棄される可能性がある。
DR 資源を活用した余剰電力の地域消費	活用できる DR 資源は存在するものの、活用するためのビジネスモデルや事業の担い手が確立されていない。

2.1.3 課題を踏まえた施策イメージの検討

(1) 住宅用

1) 課題を踏まえた施策の方向性と施策イメージ

0 で整理した現状、2.1.2 で整理した目指すべき方向性の実現に向けた課題を踏まえ、住宅用太陽光発電の導入加速化・最大化に向けて取り組むべき施策の方向性について検討した結果を図 2-35 に示す。

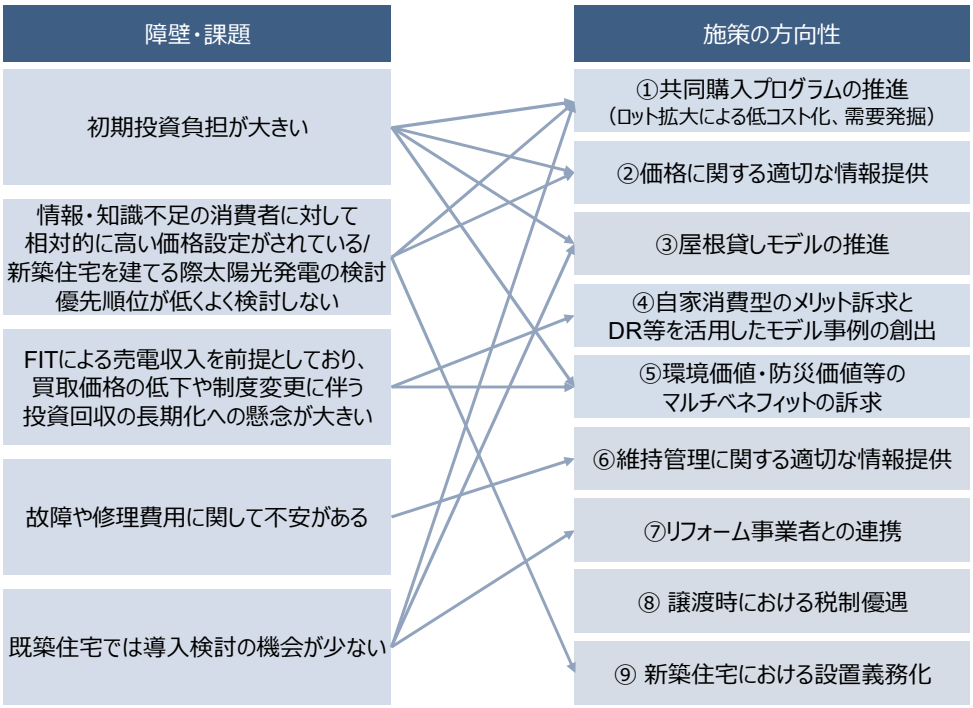


図 2-35　住宅用太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた課題と施策の方向性

上記の各施策に関連する背景や最新動向、先進事例等について、文献調査や事業者へのヒアリング等を通じて、情報を収集した。また、その結果、関連する省庁や業界団体等において十分な検討がなされておらず、今後重点化すべきと思われる施策として①、②、③、④、⑤について詳細検討を行い、施策が求められる背景・目的、施策のイメージ、期待される効果、今後検討すべき課題についてとりまとめた。

以下に結果を示す。

① 共同購入プログラムの推進

欧州では、オランダに拠点を置くアイチューザー（iChoosr）という企業が、地方自治体等と連携して、各地域で住宅用太陽光発電を設置したい消費者を募り、最も低い価格条件で落札した事業者に提案機会を付与する「共同購入プログラム」を展開している。

共同購入プログラムのスキームを図 2-36 に示す。

消費者にとっては地方自治体が介在することで信頼感、安心感を得やすいことに加え、最低価格で落札した一社の事業者のみから価格が基本的には提示される、すなわちベストな条件の単一選択肢のみが提示されることになるため、導入判断がしやすいという点がメリットになる。

施工事業者にとっては、通常の訪問販売に比べて、営業・広報にかかるコストを抑えられるという点がメリットになる。また、一定規模をまとめて受注することにより、仕入コストも低減できる他、効率的な人員雇用・配置が可能となり、人件費も抑制できるとともに、エリアの集約化によって物流コストが下げられることも期待される。

また、連携する地方公共団体にとっても、財源・原資がほぼ不要であるため、予算を確保せずに取り組める点がメリットになる。

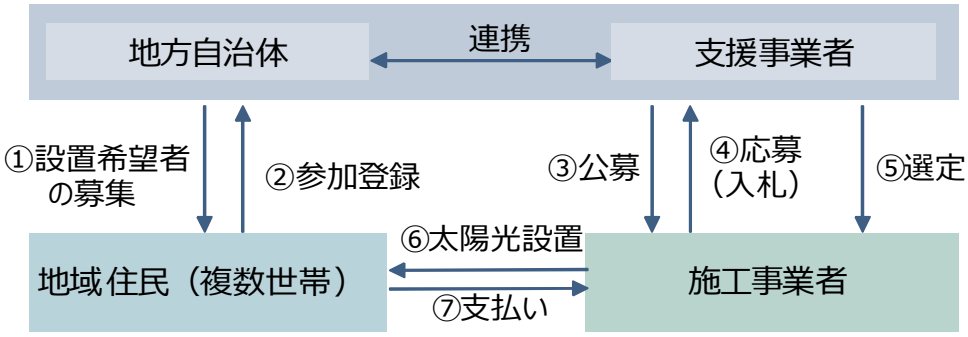


図 2-36 欧州で実施されている共同購入プログラムのスキーム

出所）iChoosr ウェブサイト<https://ichoosr.jp/how-group-buying-works/>（2019 年 2 月 28 日閲覧）より三菱総研作成。

以上のように、共同購入プログラムでは、住宅用太陽光に対する新たな需要を発掘する効果に加え、一度に大量発注することで、スケールメリットを活かした価格の引き下げ効果が期待される。

欧州では、実際に同プログラムにより 4 万世帯が太陽光発電システムを設置した実績があり、一般市場価格と比較して平均で約 20%のコスト低減効果が得られている（表 2-21）。

表 2-21　欧州における共同購入事業の成約世帯数・価格低減率の実績（例）

国	地域	回数	実施年	参加世帯数	受入世帯数	導入実現世帯数	価格低減率（一般市場価格比）
オランダ	北オランダ州	1	2012	11,231	2,658	2,158	－
		2	2013	10,548	2,501	1,983	17%
		3	2013	6,494	1,749	1,459	27%
		4	2014	10,154	1,883	1,071	12%
		5	2016	5,404	958	636	18%
	南オランダ州	1	2013	2,872	932	801	16%
		2	2013	8,479	2,122	1,715	27%
		3	2013	4,952	1,436	1,034	23%
		4	2014	8,241	1,505	1,042	9%
		5	2015	5,687	1,265	788	19%
		6	2017	5,015	1,868	1,180	28%
ベルギー	アントワープ州	1	2014	9,483	3,333	2,364	17%
		2	2015	10,689	2,762	2,027	26%
		3	2016	13,947	4,519	2,902	26%

出所）iChoosr 提供資料より三菱総研作成。

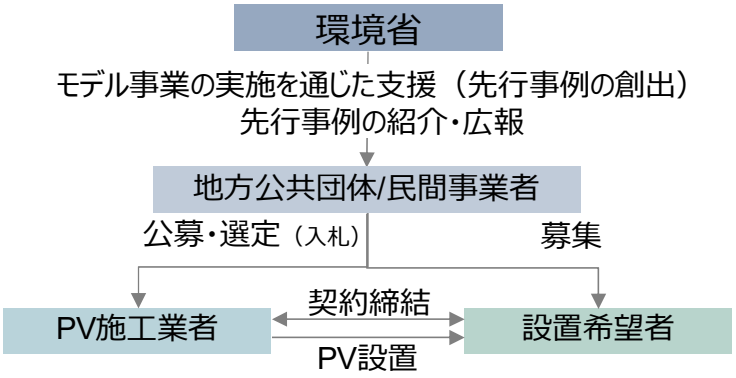
日本ではまだ事例がないものの、神奈川県が住宅用太陽光の共同購入プログラムの実施を計画している。県が公募により選定した支援事業者が、太陽光発電設備の設置希望者を募り、施工事業者等の選定を行うスキームが想定されており、2019 年 2 月末現在、支援事業者の公募までが完了しており、今後、支援事業者の採択、購入希望者の募集、施工事業者の選定等が実施される予定である[208]。

一方、共同購入プログラムの支援事業を展開している事業者等へのヒアリングによると、神奈川県以外にも本プログラムに対して関心を示す地方公共団体は多いものの、まだ先行事例がないために本格的に取り組むことを予定している地方公共団体は少ないとのことであった。

このため、国として、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ことで、その普及推進を図っていくことが有効と考えられる。共同購入プログラムの推進に関する具体的な施策イメージを表 2-22 に示す。

[208] 神奈川県ウェブサイト「太陽光発電設備の共同購入事業」
< http://www.pref.kanagawa.jp/docs/e3g/images/jointpurchase.html>（2019 年 2 月 28 日閲覧）より。

表 2-22　「共同購入プログラムの推進」の施策イメージ

施策の背景・目的	● 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。 ● 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。
施策のイメージ	● 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。 ● 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。 ● 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。 
期待される効果	● 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、地方公共団体が関与することで、信頼性の担保にもつながると期待される。 ● 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。
今後検討すべき課題	● 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、国としてどのような支援策を講じうるか検討する必要がある。 ● 地方公共団体と民間事業者の連携を円滑に行うための対策が必要である。

② 価格に関する情報提供

0 で述べたとおり、住宅用太陽光発電については情報・知識不足の消費者に対して価格が高く設定されていることが指摘されており、この点が高コスト要因、導入阻害要因にもなっている。このため、住宅用太陽光発電の価格に関する情報を消費者に対して提供することで、高コスト案件の低コスト化、太陽光発電の導入に対する信頼性の確保につながると考えられる。

消費者に対する価格に関する情報提供の事例として、神奈川県が平成 23 年 12 月より運用している「かながわソーラーバンクシステム」が挙げられる（図 2-37）。本仕組みは、消費者が太陽光発電をリーズナブルな価格で安心して設置できるよう、販売店・施工業者の情報を提供することを目的としたものであり、ソーラーバンクシステムには所定の要件を満たした販売店・施工業者による太陽光発電の設置プランが登録され、神奈川県を通じて周知が図られる。太陽光発電の設置を検討する消費者は、県に見積申込みを行うことで、県で取りまとめて登録事業者に送付され、一括で各社の見積もりを提示して貰えることになるため、比較検討が行いやすいというメリットがある。

【基本プラン】住宅用

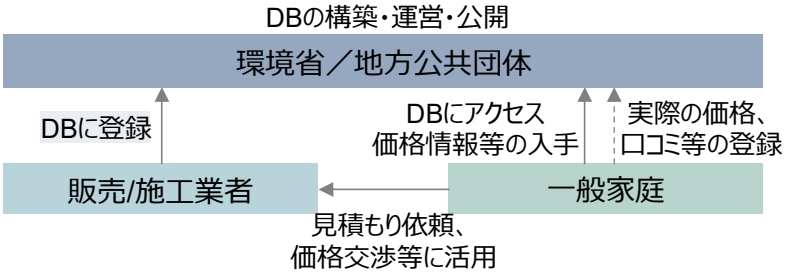
プランNo	代表事業者	販売店・施工業者	パネルメーカー	モジュール変換効率	kW単価(万円/kW)	備考
1	（株）太陽住建	（株）太陽住建 他2者	ハンファQセルズ	16.30%	32.6	-
2	シャープエネルギーソリューション(株)	(株)スカイテック 他1者	シャープ	19.10%	37.8	-
3	シャープエネルギーソリューション(株)	(株）スカイテック 他1者	シャープ	19.10%	53.2	蓄電池付
4	京セラ(株)	京セラFC川崎・FC横浜港南	京セラ	16.20%	38	-
5	京セラ(株)	京セラFC川崎・FC横浜港南	京セラ	17.80% 17.10%	40	-
6	南富士(株)	日本環境設備(株)	ソーラーフロンティア	13.40%	34	-

図 2-37 「かながわソーラーバンクシステム」で提供されている情報の例

出所）神奈川県ウェブサイト「かながわソーラーバンクシステム」
<http://www.pref.kanagawa.jp/docs/e3g/cnt/f360844/>（2019 年 2 月 28 日閲覧）より抜粋。

上述の事例のように、価格に関する情報提供の具体的な施策としては、国や地方公共団体等が、太陽光発電の販売/施工業者やその価格に関する情報をとりまとめ、ウェブサイト等で公表することが考えられる。その施策イメージを表 2-23 に示す。

表 2-23 「価格に関する情報提供」の施策イメージ

施策の背景・目的	● 住宅用太陽光発電の資本費には案件により大きなばらつきがあるが、この一因として情報・知識不足の消費者に対して価格が高く設定されている点が指摘されており、この点が住宅用太陽光の高コスト要因、導入阻害要因にもなっていると考えられる。 ● このため、価格に関する情報をデータベース化して提供することにより、高コスト案件の低コスト化を図る。
施策のイメージ	● 国や地方公共団体等が、太陽光発電システムの販売/施工業者に対し、市販されている太陽光発電システムの仕様や価格に関する情報、対応可能なエリアや標準的な施工価格等に関する情報の登録を促し、データベースとしてウェブサイト等で公開する。 ● 登録された施工業者等を利用した消費者から、価格や感想等を DB に登録できるようにし、情報の充実、信頼性の向上を図ることも一案と考えられる。 
期待される効果	● 一般消費者が価格を容易に比較できるようになり、消費者の意識を通じて、施工業者等の適正な競争環境を構築する。これにより、価格のばらつきの縮小による平均的な資本費の減少が期待できる。
今後検討すべき課題	● 販売業者・施工業者に対して DB への登録を促すための効果的なインセンティブ付与について検討する必要がある。 ● 一般消費者にとってより活用しやすい DB とするための適切な運営主体、運営規模（システム販売は全国大、施工業者は地方単位など）について検討する必要がある。また、データの信頼性・公平性を担保するための登録要件を検討する必要がある。

③　屋根貸しモデルの推進

屋根貸しモデルとは、事業者が住宅所有者（消費者）から屋根を借りて、自らの費用で太陽光発電設備を設置し、その売電収入を得るモデルである。消費者側にとっては、初期投資費用の負担なしで自宅に太陽光発電設備を導入することができることになるため、住宅用太陽光発電の導入促進策の一つとしてその普及が期待される。

米国では、図 2-38 に示すとおり、「第三者所有（Third-Party Ownership, TPO）モデル」として 2008 年頃から急速に普及しており、住宅用太陽光の導入拡大を大きく後押ししてきた（ただし、近年は Tesla や Vivint 等の有力サプライヤーが TPO 供給をやめ、サプライヤーが不足していること等を要因として減少傾向にある）。

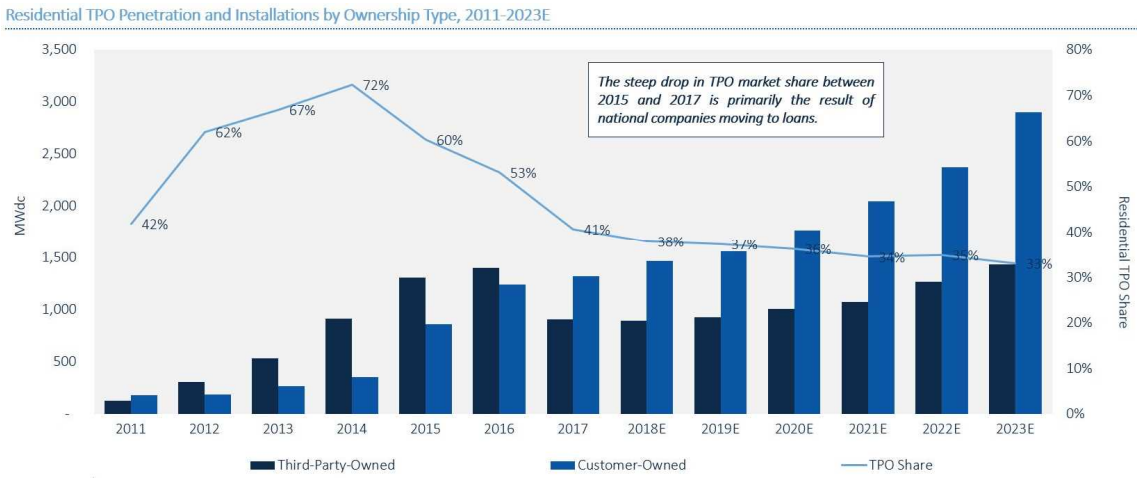


図 2-38　米国における住宅用太陽光発電販売モデルの推移

出所）GreenTech Media ウェブサイト
<https://www.greentechmedia.com/articles/read/share-of-third-party-owned-systems-at-record-low-levels-in-us-resident#gs.5TRbgPc>（2019 年 2 月 28 日閲覧）

日本においても、屋根貸しモデルとして表 2-24 に示すようなサービス事例が展開されている。電力販売とセットで展開されているサービスも多く、この場合、消費者は太陽光発電で発電された電気の自家消費分も含めて、事業者に対して電気代を支払うことになる。契約期間終了後は、太陽光発電が無償譲渡され、その電力を無料で利用可能となる形態が多い。

一般世帯向けのアンケート調査の結果では、図 2-25 に示したとおり、初期投資額の高さ、投資回収年数の長さが住宅用太陽光発電の阻害要因の一つとなっていることが改めて明らかとなっており、また図 2-28 にて示したとおり、特に導入意向がある世帯を中心に、屋根貸しモデルの利用に対して一定のニーズがあることも示された。このため、屋根貸しモデルの認知度を高め、その普及を推進していくことが、住宅用太陽光発電の導入拡大につながると期待される。

表 2-24　屋根貸しモデルのサービス事例とその概要

企業・取組み名	対象	概要	顧客が支払うﾗﾝﾆﾝｸﾞｺｽﾄ	契約期間
TRENDE ほっとでんき[1]	個人 （戸建）	顧客は無償設置された太陽光の電気を利用可能であり、太陽光で賄いきれない分はTRENDEから供給を受ける。 余剰電力分のFIT売電収入はTRENDEが得る。	自家消費分も含めた電気代 ※電気料金が10%引又は20%引き	10年、20年のいずれかを選択可
日本エコシステム じぶん電力[2]	個人 （戸建）	顧客は無償設置された太陽光の電気を利用可能であり、太陽光で賄いきれない分は提携会社のエネットから供給を受ける。 余剰電力分のFIT売電収入は日本エコシステムが得る。	自家消費分も含めた電気代 ※使用量が多ければ、大手電力会社より電気料金が安い	20年
テプコホームテック ソーラーエネカリ[3]	個人 （戸建）	顧客は無償設置された太陽光の電気を利用可能であり、太陽光で賄いきれない分は別途電力会社から供給を受ける（電力会社の指定なし）。 余剰電力分のFIT売電収入はテプコホームテックが得る。	自家消費により削減した電気代相当分のサービス利用料	10年
レオパレス・パワー 屋根借り太陽光発電事業[4]	アパートオーナー	レオパレス・パワーは、アパートオーナーの同意を得て、屋根に太陽光を設置し、発電事業を実施。FIT売電収入はレオパレス・パワーが得る。 顧客には、屋根使用料として、レオパレス・パワーが得た売電額の約3%が支払われる。	なし	不明

出所）[1]ほっとでんきウェブサイト<https://hotdenki.jp/>（2019年2月28日閲覧）
[2]じぶん電力ウェブサイト< http://www.jibunden.com/environment.html>（2019年2月28日閲覧）
[3]TEPCOホームテック株式会社ウェブサイト「ソーラーエネカリとは」
<https://www.tepco-ht.co.jp/enekari/solar-enekari/>（2019年2月28日閲覧）
[4]株式会社レオパレス・パワーウェブサイト「事業内容」
<https://www.leopower.co.jp/business.html#hatsuden>（閲覧日：2019年2月28日閲覧）

④　自家消費型のメリット訴求と DR 等を活用したモデル事例の創出

これまで導入されてきた住宅用太陽光発電では、昼間の余剰電力を、FIT 制度による高い買取価格で売電する形態が基本であった。しかし、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、買取価格もほぼ電気料金並みの水準まで低下してきていることから、売電よりも自家消費をしたほうが、メリットが出るようになりつつある。また、2019 年 10 月以降に FIT 制度の買取期間が終了する住宅用太陽光発電も現れ始めることから、自家消費型への転換の増加が見込まれている。

こうした動きを踏まえ、各メーカーより太陽光発電の昼間の余剰電力を積極的に活用し、自家消費率を高めるヒートポンプ式給湯機や EV・VtoH システム等も販売され始めている。

例えば、パナソニックや三菱電機では、太陽光発電の昼間の余剰電力を活用し、沸き上げ量を夜間と昼間に分散する機能を搭載したヒートポンプ式給湯機の販売を開始している。これまで販売されてきたヒートポンプ式給湯機は、図 2-39 に示すとおり、電力料金の安い深夜帯に稼働させることで、料金の高い昼間帯の電力使用量を抑えているケースが多かった。しかし、買取価格が深夜電力の単価よりも低い水準となれば、太陽光発電の余剰電力を昼間に稼働させた方がメリットは大きくなる。ただし、単純な昼間への稼働シフトでは、曇天日にも昼間の高い料金の電力で沸き上げするリスクや湯切れとなるリスク等がある。このため、パナソニックや三菱電機が新たに販売開始したヒートポンプ式給湯機では、同社の HEMS と連携させることで、天気予報等に基づき翌日の発電量と使用電力量を判断し、AI による最適制御により、これらのリスクを回避できるようにしている。

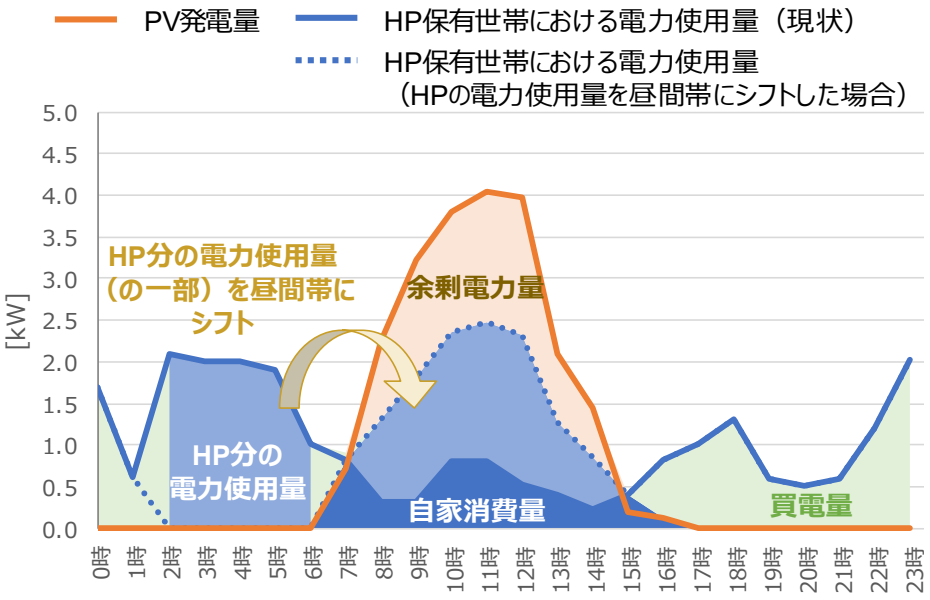


図 2-39　ヒートポンプ式給湯機の稼働シフトのイメージ

また、積水化学工業では、太陽光発電を搭載した住宅と EV の間で電力融通を可能にする VtoH システムを提供しており、同社の VtoH 搭載住宅を対象として住宅用太陽光の自家消費率への影響の調査を実施している。VtoH には「経済モード（深夜電力を EV に充電して朝晩に自宅放電）」と「グリーンモード（PV の余剰電力を昼間 EV に充電して昼以外に自宅放電）」があるが、同調査によるとグリーンモードで運転した場合、太陽光発電の発電量の約 27%が自宅内での自家消費、約 38%が電気自動車への充電[209]に利用されることになり、自家消費率を約 66%まで向上できるとの試算結果が得られている。

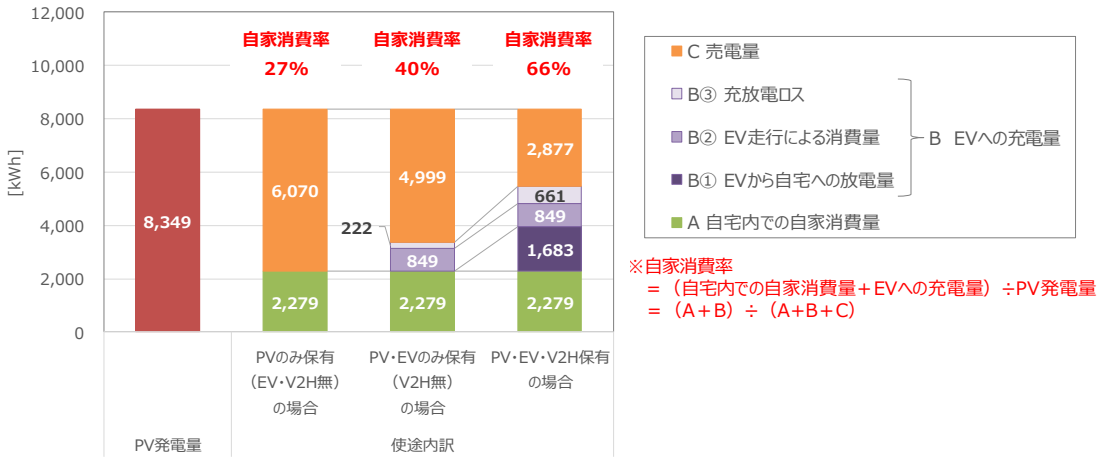


図 2-40　EV・V2H による住宅用太陽光の自家消費率向上の試算例
（EV についてミドルクラス（最大充電量 12～20kWh/日）を想定した場合）

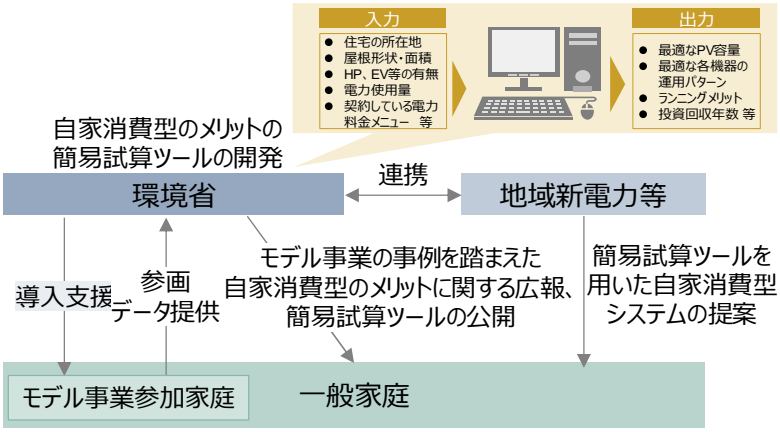
出所）積水化学工業株式会社プレスリリース「～FIT 買取終了後を見据えて～VtoH の利用に関する実邸調査を実施―住宅向け蓄電システムとして期待される EV―」（2018 年 6 月 13 日）より三菱総研作成。
PV 発電量及び PV・EV・V2H 保有の場合の使途別内訳については、p.4 に示されているグラフ（車種 M の場合）の数値を引用。PV のみ保有、PV・EV のみ保有の場合の使途別内訳については、PV 発電量の使用の優先順位が①自宅内での自家消費、②EV への充電、③（①・②後の）余剰分の売電という想定の下、自宅内での自家消費量、EV への充電量のうち走行による消費量については PV・EV・V2H 保有の場合の内訳と同じであると想定。また、EV への充電量のうち充放電ロスについては、PV・EV・V2H 保有の場合と同じ比率を想定して試算。

このように、ヒートポンプ式給湯機や EV・VtoH システム等を活用した自家消費型への転換に向けた市場環境は整備されつつあることから、自家消費型のメリット等について、まずは見える化、一般世帯の認知度を向上させていく必要があると考えられる。

自家消費型のメリット訴求・DR 等を活用したモデル事例の創出に関する具体的な施策イメージを表 2-25 に示す。

[209] 電気自動車への充電量のうち、約 53%が自宅への放電、約 27%が走行時の消費（残りは充放電ロス）とされる。

表 2-25 「自家消費型のメリット訴求・DR 等を活用したモデル事例の創出」の施策イメージ

施策の背景・目的	● 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。 ● 今後の更なる買取価格の低下や FIT 終了も見据え、FIT から自立した形での新規導入を後押ししていくためには、ヒートポンプや EV 等と組み合わせた自家消費型のメリット等について、まずは見える化、一般世帯の認知度を向上させていく必要がある。
施策のイメージ	● 国は、モデル事業として、先行的に自家消費型システムの導入を支援し、先行事例を創出する。モデル事業で得られたデータ等を基に、自家消費型システムの効果について、定量的な情報（ランニングメリット、投資回収年数等）も含めて整理し、その情報を公開することで、認知度向上を図る。 ● 加えて、自家消費型システムを自宅に導入した場合の効果について簡易的に試算できるツールを開発し、一般家庭や PV 施工業者が使えるようウェブサイト等を通じて公表する。 ● 地域新電力や「家庭エコ診断制度」の診断士等と連携し、開発したツール等を用いた各家庭に対する自家消費型システムの提案を推進していくことで、普及展開を図っていく。 ● 離れた場所に住む家庭を結ぶビジネスモデルも一案と考えられる。 
期待される効果	● 今後さらに FIT の買取価格が低下/終了していく中においても、メリットが向上し、自立的な普及につながることが期待される。 ● 太陽光の普及が進んだ場合においても、電力システム全体の需給バランス安定化に資することが期待される。
今後検討すべき課題	● 自家消費型システムの導入促進をビジネスとして担うことができる民間事業者を創出、育成する必要がある。

⑤　環境価値・防災価値等のマルチベネフィットの訴求

太陽光発電の導入がもたらすメリットとしては、売電収入、光熱費削減等の経済的メリットの他に、CO_2削減による気候変動緩和への貢献できる環境価値や、停電時に自立運転機能を利用することで非常用電源として活用できる防災価値等が挙げられる。

図 2-23、図 2-24 に示した一般世帯向けアンケート調査の結果からも、こうした価値を認識している世帯としていない世帯とでは、太陽光発電の導入に対して許容できる初期投資額、投資回収年数に大きな差があり、前者の世帯では導入が進展している一方で、後者の世帯では導入が進展していないことが明らかとなっている。このため、住宅用太陽光発電の導入拡大を図っていく上では、環境価値や防災価値を訴求していく必要がある。

環境価値については、消費者が直接的に享受するメリットではないため、ナッジ等を活用した効果的な情報発信により、消費者の意識変革、行動変容を促していく必要があると考えられる。

防災価値に関しては、2018 年 9 月発生した北海道東部地震を受けた大規模停電時にも、資源エネルギー庁より自立運転機能の活用が推奨され、太陽光発電協会による調査では、実際に住宅用太陽光発電ユーザー428 件のうち約 85%にあたる 364 件が自立運転機能を活用したとの回答が得られている[210]。また、一般的な住宅用太陽光では、自立運転機能の利用には、手動で運転モードを切り替える必要があるが、最近では停電時に手動で対応せずとも、自動的に自立運転モードに切り替わる防災型のシステム等も販売されている（図 2-41）。

こうした実際に停電時における自立運運転機能を活用した事例や防災型システムの事例等について情報発信をしていくことが、防災価値の訴求につながると考えられる。

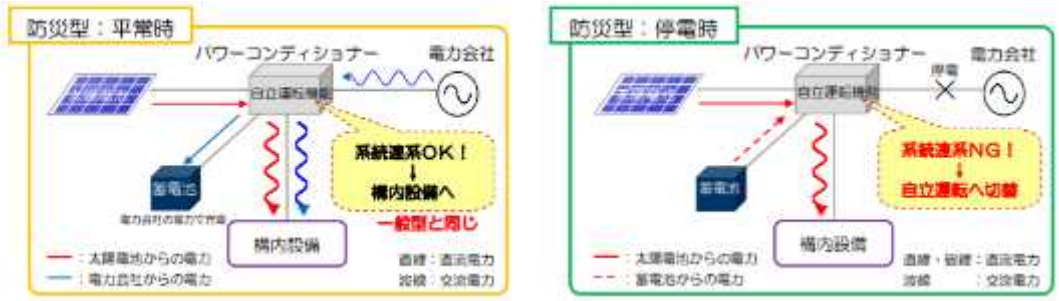


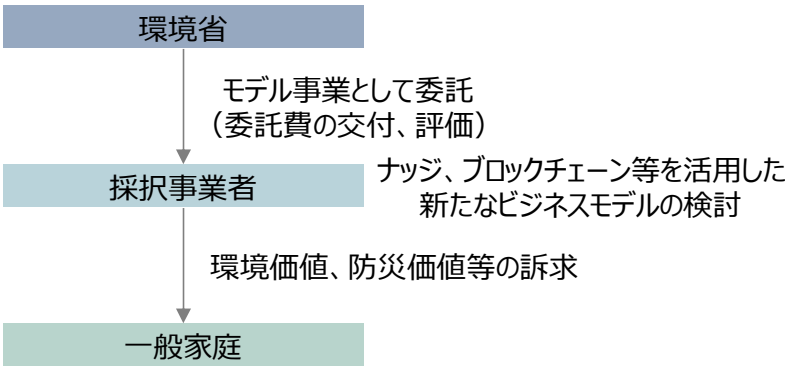
図 2-41　防災型太陽光発電システムの例

出所）NTT ファシリティーズ「防災対応型太陽光発電システムについて」
<https://www.sendaicci.or.jp/it/contents/img/04_3.pdf>（2019 年 2 月 28 日閲覧）

環境価値・防災価値等のマルチベネフィットの訴求に関する具体的な施策イメージを表 2-26 に示す。

[210] 第 10 回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料 2, p.9 より。

表 2-26 「環境価値・防災価値等のマルチベネフィットの訴求」の施策イメージ

施策の背景・目的	● 一般世帯向けアンケート調査の結果より、太陽光発電の導入による環境への貢献や災害時等における非常用電源としての活用等について、メリットとして認識している世帯としていない世帯とでは、太陽光発電の導入に対して許容できる初期投資額、投資回収年数に大きな差があり、前者の世帯では導入が進展している一方で、後者の世帯では導入が進展していないことが明らかとなっている。 ● 新規導入を推進するためには、より幅広い世帯に対して環境価値・防災価値等のマルチベネフィットを訴求していく必要がある。
施策のイメージ	● 環境省では、ナッジを活用した一般家庭の行動変容を促す推進事業（ナッジ事業）やブロックチェーンを活用した再エネ電源の環境価値創出のモデル事業等を実施済み。 ● 引き続き、これらのモデル事業等を通じて、太陽光発電の環境価値・防災価値等の見える化と効果的な訴求により、その導入を図る新たなビジネスモデルの創出を後押しする。 
期待される効果	● 環境省では、ナッジを活用した一般家庭の行動変容を促す推進事業（ナッジ事業）やブロックチェーンを活用した再エネ電源の環境価値創出のモデル事業等を実施済み。 ● 引き続き、これらのモデル事業等を通じて、太陽光発電の環境価値・防災価値等の見える化と効果的な訴求により、その導入を図る新たなビジネスモデルの創出を後押しする。
今後検討すべき課題	● より訴求力が高い情報提供（提供する情報の内容・提供方法等）の在り方について検討する必要がある。

⑥ 維持管理に関する適切な情報提供

2017 年 4 月に施行された改正 FIT 法では、住宅用も含む、すべての太陽光について、「事業計画策定ガイドライン」に沿って事業計画認定申請時にメンテナンスの計画を提出し、発電開始後は、事業計画申請時のメンテナンス計画に則り、適切なメンテナンスを実施することが義務化された。

具体的には、一般社団法人日本電機工業会（JEMA）と JPEA が策定した「太陽光発電システム保守点検ガイドライン」を参考に、これらと同等以上の内容の保守点検及び維持管理を実施するように努めることが求められている。他方、図 2-25 に示した一般世帯向けアンケート調査の結果からは、故障やそれに伴う修理・メンテナンス費用の増大に対する懸念が、住宅用太陽光発電の導入障壁の一つとなっていることが明らかとなった。

このため、消費者の維持管理に対する不安を解消すべく、同ガイドラインの内容及びそれに対応できる保守点検事業者等に関する情報について、適切に発信、提供をしていく必要があると考えられる。

⑦　リフォーム事業者との連携

図 2-21 に示した一般世帯向けアンケート調査の結果から、既築住宅においてはリフォームの実施が太陽光発電の導入を検討する重要な機会となっていることが明らかとなった。このため、リフォーム事業者等と連携し、この機会を捉えて導入促進を図っていく必要があると考えられる。

特に、外壁の塗り替えや屋根の葺き替え・塗り替え等であれば足場を組む工事となるため、同じタイミングで太陽光発電を設置すれば、その分の工事費用を節約できるというメリットがある。また、設備更新に関しても、ヒートポンプ式給湯機への更新等、電化とあわせて太陽光発電の導入を提案することで、自家消費によるメリットをより訴求しやすくなると考えられる。

⑧　譲渡時における税制優遇

住宅用太陽光発電の譲渡時における税制優遇の事例として、「緑の贈与」がある。「緑の贈与」とは、2014 年 12 月 30 日に決定した「平成 27 年度税制改正大綱」に盛り込まれた税制度で、祖父母から子や孫への贈与資金を、太陽光発電システム等の省エネ機器が設置された「省エネ等住宅[211]」の購入や増改築に使用する場合、一定額を非課税にするものである。平成 27 年度税制改正大綱には、平成 31 年 6 月までが期限とされていたが、平成 31 年 10 月に消費税の 10%引き上げが決まった際に、当該特例措置の期限が平成 33 年 12 月 31 日まで延長となった。非課税限度額は

[211] 省エネ等住宅とはエネルギーの使用の合理化に著しく資する住宅用の家屋、大規模な地震に対する安全性を有する住宅用の家屋または高齢者等が自立した日常生活を営むのに特に必要な構造及び設備の基準に適合する住宅用の家屋を指す。具体的には、省エネ等基準（①断熱等性能等級 4 もしくは一次エネルギー消費量等級 4 以上であること、②耐震等級（構造躯体の倒壊等防止）2 以上もしくは免振建築物であることまたは③高齢者等配慮対策等級（専用部分）3 以上であることを指す）に適合する住宅用の家屋であることにつき、次のいずれかの証明書などを贈与税の申告書に添付することにより証明されたものを指す。

表 2-27 に示すとおり 1,200~3,000 万円であり、贈与税の基礎控除（110 万円）を加えると、最大で 3,110 万円の贈与が非課税で可能となっている。

上述のとおり、特に既築住宅においては太陽光発電の導入検討機会が少ないことから、本制度が検討の契機の一つとなるよう、認知度を高めていく必要があると考えられる。

表 2-27　「緑の贈与」における贈与税の非課税限度額

住宅用家屋の新築等に係る契約の締結日	贈与税の非課税限度額
2017 年 10 月 1 日～2018 年 9 月 30 日	1,500 万円
2018 年 10 月 1 日～2019 年 9 月 30 日	1,200 万円
2019 年 10 月 1 日～2020 年 3 月 31 日	3,000 万円
2021 年 4 月 1 日～2022 年 3 月 31 日	1,500 万円
2022 年 4 月 1 日～2023 年 12 月 31 日	1,200 万円

出所）国税庁「『住宅取得等資金の贈与税の非課税』のあらまし」
<https://www.nta.go.jp/publication/pamph/sozoku/pdf/jutaku27-310630.pdf>（2019 年 2 月 28 日閲覧）

⑨　その他（新築住宅における設置義務化）

日本では住宅の新築時に太陽光発電の設置義務を課している事例はないものの、米国ではカリフォルニア州において住宅の省エネ基準（Building Energy Efficiency Standards）の改訂の一環として、2020 年 1 月より、一部の例外を除く、全ての新築の戸建住宅・低層集合住宅（3 階建以下）に対して、太陽光発電システムの設置が義務付けられることになった。

義務付けられる太陽光パネルの設置容量は、年間電力消費量の見込値に基づいて設定されており、具体的には以下の式のとおり、空調対象面積、住戸数と州内の 16 エリアと紐づけた気候区分に応じた係数（図 2-42、表 2-28）によって計算される。

$kW_{PV\ Required}=(CFA\times A)/1000+(N_{Dwell}\times B)$

※$kW_{PV\ Required}$：義務付けられる太陽光発電の設置容量[kW]、CFA：空調対象面積[ft^2]

N_{Dwell}：住戸数[戸]、A：床面積に対する調整係数[-]、B：住戸数に対する調整係数[-]

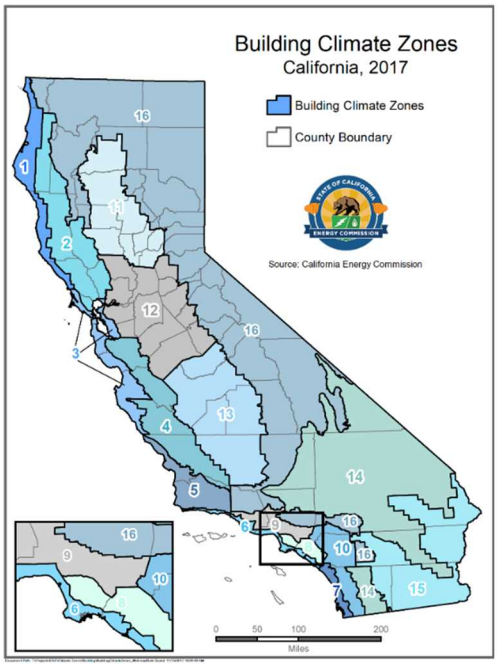


図 2-42　カリフォルニア州における気候区分[1]

表 2-28　気候区分毎の調整係数[2]

気候区分	調整係数 A	調整係数 B
1	0.793	1.27
2	0.621	1.22
3	0.628	1.12
4	0.586	1.21
5	0.585	1.06
6	0.594	1.23
7	0.572	1.15
8	0.586	1.37
9	0.613	1.36
10	0.327	1.41
11	0.836	1.44
12	0.613	1.40
13	0.894	1.51
14	0.741	1.26
15	1.56	1.47
16	0.59	1.22

出所）[1]California Energy Commission ウェブサイト「California Building Climate Zone Areas」
<https://www.energy.ca.gov/maps/renewable/building_climate_zones.html>（2019 年 2 月 28 日閲覧）
[2] 2019 Residential Compliance Manual, 2018 June

なお、例外規定が設けられている住宅は表 2-29 に示すとおりであり、設置義務の容量（前述の計算式）の低減又は免除が認められている。

表 2-29　カリフォルニア州における新築住宅への太陽光発電設置義の例外規定

条件	例外規定の概要（免除もしくは容量低減）
日照条件の悪い住宅	太陽光の照射面積が 80 平方 ft^2 以下であれば免除
気候区分 15 に属する住宅（インペリアル郡）	年間有効太陽光照射量、又は計算式から算出される容量の小さい方でよい（ただし 1.5WDC/CFA 以上）
2 階建て住宅	年間有効太陽光照射量、又は計算式から算出される容量の小さい方でよい（ただし 1.0WDC/CFA 以上）
3 階建低層住宅と 3 階建て以上の戸建て住宅	年間有効太陽光照射量、又は計算式から算出される容量の小さい方でよい（ただし 0.8WDC/CFA 以上）
2019 年以内に建築許可を受けた住宅	年間有効太陽光照射量、又は計算式から算出される容量の小さい方でよい。
蓄電池システム付住宅（蓄電池容量 7.5kWh 以上）*集合住宅の場合 1 戸あたり	計算式から算出される容量より 25%小さい容量でよい。

出所）2019 Residential Compliance Manual, 2018 June

新築住宅への太陽光発電設置義務化によって、当然ながら消費者の初期費用負担は増加することになるため、反対意見もあったとされている。これに対して、カリフォルニア州エネルギー委員会（California Energy Commission, CEC）では、設置義務化による費用便益分析を実施し、月々の光熱費削減額によって初期費用負担の増分は回収可能との見解が示されている（表 2-30）。

表 2-30　カリフォルニア州における新築住宅への太陽光発電設置義務化の費用便益分析

気候区分	②　光熱費削減額	②初期費用増加額	費用便益比率（①/②）
1	$17,639	$10,269	1.7
2	$17,992	$8,854	2.0
3	$17,168	$8,511	2.0
4	$17,911	$8,553	2.1
5	$17,132	$7,933	2.2
6	$17,186	$8,615	2.0
7	$16,984	$8,125	2.1
8	$18,442	$9,027	2.0
9	$19,280	$9,309	2.1
10	$19,152	$9,621	2.0
11	$24,824	$11,701	2.1
12	$19,954	$9,563	2.1
13	$24,602	$12,390	2.0
14	$23,744	$10,342	2.3
15	$36,528	$17,730	2.1
16	$18,144	$8,667	2.1

出所）2019 Residential Compliance Manual, 2018 June

注釈）光熱費削減額については、住宅ローン期間（30 年間）中の合計値として試算されている。

0 のコスト動向調査で述べた通り、日本の住宅用太陽光発電のコストは海外に比べて高く、日本においてすぐに新築住宅に対して太陽光発電の設置を義務化することは困難と考えられる。このため、更なるコスト低減を図りつつ、まずは住宅の新築時における太陽光発電の設置検討の義務化から着手し、多くの消費者が許容できる初期投資額、投資回収年数となる水準に達した段階で設置を義務化することが考えられる。

2) 導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸のイメージ

以上を踏まえた住宅用太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸のイメージを図 2-43 に示す。

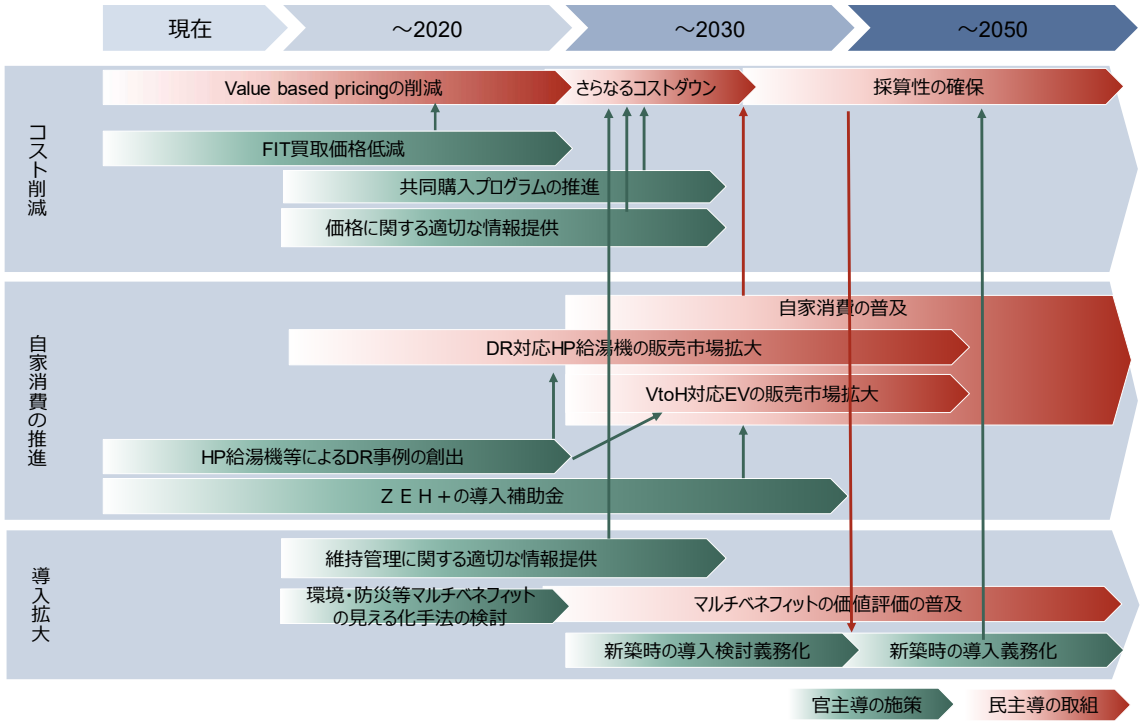


図 2-43　住宅用太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸イメージ

注釈）Value based pricing とは、FIT 制度における太陽光発電に対する買取価格の水準にあわせて、太陽光発電の販売・施工事業者等がコスト（資本費等）を高く設定することを指す。

(2) 事業用屋根置き（自家消費型）

1) 課題を踏まえた施策の方向性と施策イメージ

0 で整理した現状、2.1.2 で整理した目指すべき方向性の実現に向けた課題を踏まえ、事業用屋根置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けて取り組むべき施策について検討した結果を図 2-44 に示す。

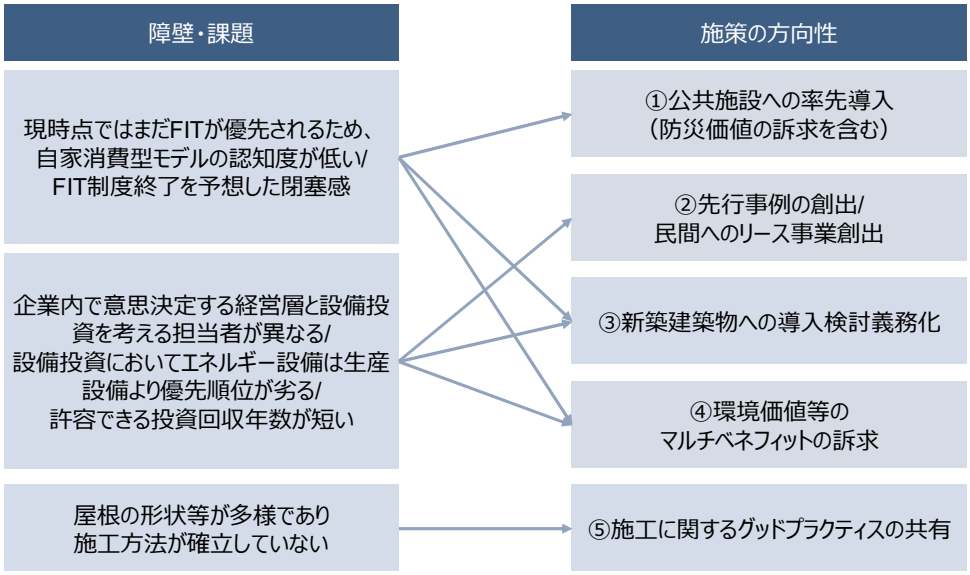


図 2-44　事業用屋根置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた課題と施策の方向性

上記の各施策に関連する背景や最新動向、先進事例等について、文献調査や事業者へのヒアリング等を通じて、情報を収集した。また、その結果、関連する省庁や業界団体等において十分な検討がなされておらず、今後重点化すべきと思われる施策として①、②、④について詳細検討を行い、施策が求められる背景・目的、施策のイメージ、期待される効果、今後検討すべき課題についてとりまとめた。

以下に結果を示す。

① 公共施設等への率先導入

地球温暖化対策計画（2016 年 5 月閣議決定）では、地球温暖化の推進に向けた地方公共団体が果たすべき基本的役割として「地方公共団体は、自ら率先的な取組みを行うことにより、区域の事業者・住民の模範となること目指すべきである」とされている。

また、地球温暖化対策推進法の下、地方公共団体に対して策定が義務付けられている地方公共団体実行計画（区域施策編）において盛り込むべき事項の一つに位置付けられている「太陽光、風力その他の再生可能エネルギーであって、その区域の自然的条件に適したものの利用の促進に関する事項」（地球温暖化対策推進法第 21 条第 3 項第 1 号）に関連して、地方公共団体が具体的に実施すべき施策の一つとして「庁舎や公共施設等における太陽光、風力等の再生可能エネルギーの率先導入・活用」が挙げられている[212]。

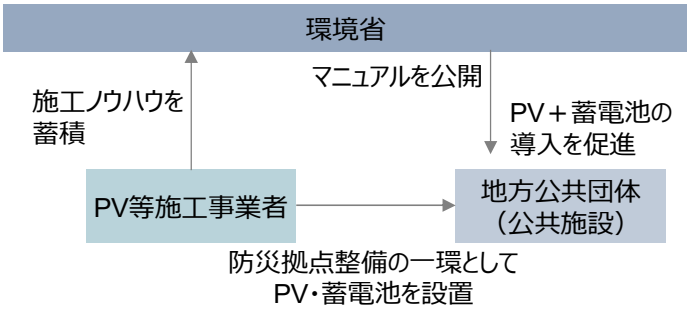
また、地球温暖化対策計画及びエネルギー基本計画（2018 年 7 月閣議決定）においても、公共建築物等については、2020 年までに新築平均で ZEB（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）の実現を目指すことが掲げられており、太陽光発電の導入とそれによる ZEB の実現を早期に図っていくことが求められている。

以上のことから、まだ普及が進んでいない屋根置きの自家消費型太陽光発電の導入拡大を図っていく上では、事業者等に先行して地方公共団体等が自ら庁舎や公共施設等に導入を進めていく必要があると考えられる。庁舎・公共施設等は、民間施設に比べて比較的長い投資回収年数が許容されやすい傾向にあることから、初期市場の創出という観点からも導入拡大が期待される。また、特に避難所等に指定されている公共施設では、防災価値の観点からも導入検討の必要性が高まっている。

公共施設等への率先導入に関する具体的な施策イメージを表 2-31 に示す。

212 環境省総合環境政策局環境計画課「地方公共団体実行計画（区域施策編）策定・実施マニュアル（本編）Ver. 1.0」（2017 年 3 月）,p.70 <https://www.env.go.jp/policy/local_keikaku/data/manual_main.pdf>（2019 年 2 月 28 日閲覧）より。

表 2-31　「公共施設等への率先導入」の施策イメージ

施策の背景・目的	● 自家消費型の導入拡大を進めるにあたり、太陽光発電の導入費用が十分に低下する前に、初期の市場を創出することが必要と考えられる。投資回収年数が長い場合、その長さを比較的許容できる公共施設への率先導入が期待される。 ● また、避難所等に指定されている公共施設では、防災価値の観点から、導入検討の必要性が高まっている。
施策のイメージ	● 地方公共団体向けの地球温暖化対策実行計画（事務事業編）のマニュアルなどで、率先導入の意義や導入メリットを提示する。 ● 「2020 年までに新築公共建築物等で ZEB を実現」としている ZEB の実現・普及目標に向けて、国が導入マニュアル等を整備する。 ● PV への補助金は「再生可能エネルギー発電・熱利用設備導入促進事業」にて実施済みであるが、PV＋蓄電池とセットでの防災拠点整備に対する補助制度を創出する。 
期待される効果	● 公共施設における率先導入を促し、自家消費型の初期市場を創出することで、施工業者のノウハウ蓄積や施工費用の低減などが期待される。 ● 防災価値を見込むことにより、経済メリット以外の観点から導入意欲を高める。
今後検討すべき課題	● 土日祝日に利用がない公共施設について、蓄電池と組み合わせて自家消費のメリットを高めるビジネスモデルを検討する必要がある。

② 先行事例の創出／民間向けのリース事業創出

屋根置きの自家消費型太陽光発電の導入拡大に向けた課題としては、表 2-13 に示したとおり、現時点では FIT 制度による売電を前提としたモデルが主流であり、自家消費型に対する認知度が低いこと、また民間企業では、環境意識等が高い一部の企業を除き、一般的に許容できる投資回収年数が短いこと等が挙げられた。

このため、自家消費型の先行事例の創出が重要となるが、初期投資額の高さや投資回収年数の長さがネックとなる可能性が高いことから、初期投資負担を抑えるための屋根貸しモデルやリース事業等、新たなビジネスモデルを創出していく必要があると考えられる。

実際に、一部のパネルメーカー等においては、事業者向けに初期投資なしで自家消費型システムを設置するサービスの展開を始めている。例えば、ソーラーフロンティアも、2018 年 3 月より横浜市において初期投資負担なしで自家消費型太陽光発電システムを設置できる事業者向けのサービスを開始しいている[213]。また、京セラでは、東京センチュリーとともに、FIT 制度による売電収入を前提としない形での太陽光発電の導入を支援する「自家発電サポートサービス」を提供予定としている（図 2-45）。

しかし、まだ本格的な普及には至っていないことから、更なる促進が必要と考えられる。



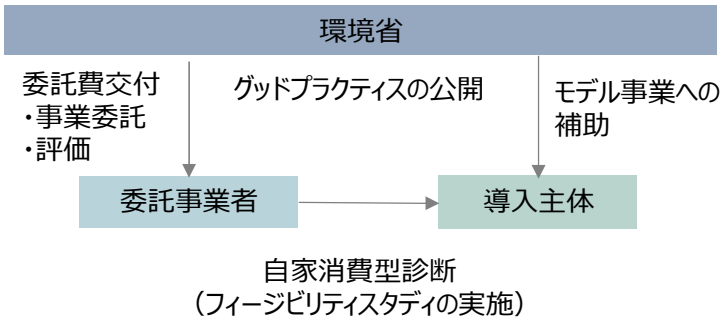
図 2-45　自家消費型システムを対象とした新たなビジネスモデルの例

出所）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 7 回）資料 1, p.19
<http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/007_01_00.pdf>
（2019 年 2 月 28 日閲覧）

先行事例の創出／民間向けのリース事業創出に関する具体的な施策イメージを表 2-32 に示す。

213 ソーラーフロンティア株式会社ニュースリリース「ソーラーフロンティア、横浜市で初期投資「0 円」の事業者向け自家消費型太陽光発電システム設置事業を開始」（2018 年 3 月 6 日）
<http://www.solar-frontier.com/jpn/news/2018/0306_press.html>（2019 年 2 月 28 日閲覧）

表 2-32 「先行事例の創出／民間向けのリース事業創出」の施策イメージ

施策の背景・目的	● 先行事例が乏しいなか、工場等における自家消費を推進するには、需要パターンなどに応じて導入メリットを把握することの支援が必要と考えられる。 ● 民間企業では許容できる投資回収年数が比較的短い。初期投資負担を抑えるため屋根貸しモデルやリースが考えられるが、民間向けのビジネスは普及していない。
施策のイメージ	● 環境省が、各工場等において自家消費型の導入に適しているかを診断するフィージビリティスタディを支援する。 ● FS 結果を踏まえて先行的に導入する事業者に対して、国が導入を支援する。また、導入費用や効果を環境省が収集し、グッドプラクティス情報として公開する。 ● 民間企業における自家消費向けの屋根貸し・リース等について、環境省がモデル事業として支援し、ビジネスモデルを確立する。 
期待される効果	● 自家消費型の認知度が向上し、ニーズの掘り起こしが期待される。 ● 自家消費型の初期市場を創出することで、施工業者のノウハウ蓄積や施工費用の低減などが期待される。
今後検討すべき課題	● FIT 制度による売電収入を前提としない屋根貸し・リースをビジネスとして成立させるために、事業者にとってのメリットをいかに創出するかについて検討する必要がある。

③ 新築建築物への導入検討義務化

新築建築物等に対する太陽光発電を含む再生可能エネルギー設備の導入検討義務、あるいは導入義務については、既に一部の地方公共団体で導入されている。

具体的な事例を表 2-33 に示す。東京都、横浜市では 2010 年より導入検討義務が、京都市では 2012 年より導入義務が導入されている。

今後、こうした義務化を導入する地方公共団体が増加していくことが、屋根置きの自家消費型太陽光の導入促進につながると期待される。

表 2-33　地方公共団体における再生可能エネルギー利用設備の導入検討義務、又は導入義務の事例

自治体	分類	制度名	義務化開始時期※1	対象建築物	規定内容	認められる再生可能エネルギー利用設備
東京都	導入検討義務	建築物環境計画書制度	2010 年 1 月	延べ面積 5,000m2 以上の新築・増築	● 再生可能エネルギー設備導入・報告を義務付け ● 建築確認申請又は計画通知の 30 日前までに提出	● 太陽エネルギー（提出義務あり） ● 地中熱、バイオマス等（提出義務なし）
横浜市	導入検討義務	再生可能エネルギー導入検討報告制度	2010 年 4 月	延べ面積 2,000m2 以上の新築･増築･改築	● 再生可能エネルギー設備の導入・提出義務付け ● 建築確認申請の 21 日前までに提出	● 太陽光・太陽熱（報告義務あり） ● 風力、水力、地熱、バイオマス等（報告省略）可）
京都市	導入義務	地域産木材利用及び再生可能エネルギー利用設備設置届出書	2012 年 4 月	延べ面積 2,000m2 以上の新築・増築	● 特定建築物への地域産木材の利用と再生可能エネルギー利用設備の設置を義務付け ● 工事着工の 21 日前までに提出 ● 再生可能エネルギー利用設備については熱量換算で年間 30,000MJ 以上を賄う容量を設置する必要。	【エネルギーを変換して利用する設備】 ● 太陽光発電設備（太陽光発電パネル等） ● 太陽熱利用設備（太陽熱温水器等） ● バイオマス利用設備（ペレットボイラー等） ● 風力、水力、地熱 【エネルギーを直接に利用する設備※2】 ● 自然採光設備（ライトシェルフ等） ● 温度差利用設備（クール／ヒートチューブ等） ● 自然換気設備（換気用自動ダンパー等）

出所）京都市ウェブサイト「地域産木材の利用及び再生可能エネルギー利用設備」 <http://www.city.kyoto.lg.jp/tokei/page/0000172305.html>（2019 年 2 月 28 日閲覧）
東京都ウェブサイト「建築物環境計画書制度」<http://www7.kankyo.metro.tokyo.jp/building/outline.html#no5>（2019 年 2 月 28 日閲覧）
横浜市ウェブサイト「再生可能エネルギー導入検討報告制度」<http://www.city.yokohama.lg.jp/kankyo/ondan/saiene/#nagare>（2019 年 2 月 28 日閲覧）

注釈）※1: 制度自体の開始時期ではなく、同制度において再生可能エネルギー利用設備の設置義務、もしくは設置検討義務が開始された時期。
※2: 景観規制上、「エネルギーを変換して利用の設備」の設置が適切でない場合、立地条件上日射量が十分得られない場合等に限り、認められる。

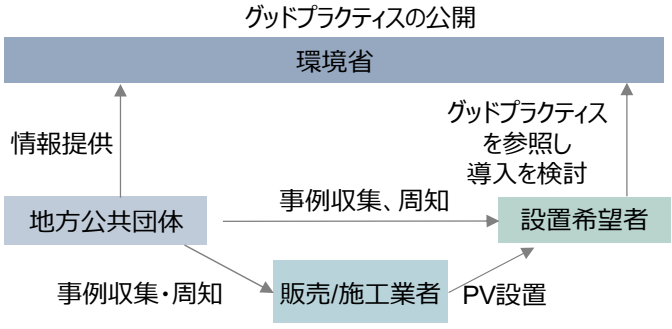
④　環境価値等のマルチベネフィットの訴求

2.1.2 で述べたとおり、FIT 制度を活用しない自家消費型のメリットとしては、光熱費削減等の経済的なメリットの他に再生可能エネルギーの環境価値を自ら保有できることや、災害時や緊急時にも、太陽光発電による電力を活用できること等が挙げられる。

特に、近年は ESG 投資を呼び込むため、再生可能エネルギーの環境価値に着目する企業が増えている。また、参加企業が拡大し、国際的に取組みが加速化している RE100 プロジェクトでは、その達成オプションとして、自家消費や再生可能エネルギー発電所との電力購入契約が、証書調達等より上位に位置付けられていることから、今後、自家消費型の環境価値に対するニーズは高まっていくものと推測される。こうした動きと連携して、自家消費型の環境価値等を積極的に訴求していくことで、導入拡大につながると考えられる。

環境価値等のマルチベネフィットの訴求に関する具体的な施策イメージを表 2-34 に示す。

表 2-34　「環境価値等のマルチベネフィットの訴求」の施策イメージ

施策の背景・目的	● 自家消費型の導入形態は、現時点では投資回収年数が長く、導入が進みにくい。事業性を改善させるためには、環境価値や防災価値といったマルチベネフィットが認知されることが望ましい。 ● RE100 の達成オプションとしては、自家消費や再エネ発電所との電力購入契約が証書調達等より上位に位置付けられている。
施策のイメージ	● 環境価値については、環境省が主体となって企業の脱炭素経営を後押しすることで、環境価値の認知度向上等を図る（実施済）。 ● 導入企業に対してラベリング等のインセンティブ付与を行うことも考えられる。 ● このグッドプラクティスを公開するうえで、地方公共団体と連携することも一案と考えられる（地域における優良事例に関する情報提供、地域住民に対するグッドプラクティスの周知等）。 
期待される効果	● 環境価値等への理解が進み、マルチベネフィットの価値込みでの自家消費型の導入進展が期待される。
今後検討すべき課題	● 最終的な投資判断を行う経営層に対して訴求力の高いインセンティブ付与の在り方について検討する必要がある。

⑤　施工に関するグッドプラクティスの共有

事業用屋根置きに関しては、まだ導入実績が限定的であり、かつ施設によって屋根形状が多様であることから、主流と呼べる施工方法が確立されていないことが施工費の高コスト要因の一つとなっているため、上述の①～④の取組みを通じてグッドプラクティスを収集・共有し、施工方法の標準化を図っていく必要があると考えられる。

2) 導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸のイメージ

以上を踏まえた事業用屋根置き太陽光の導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸のイメージを図 2-43 に示す。

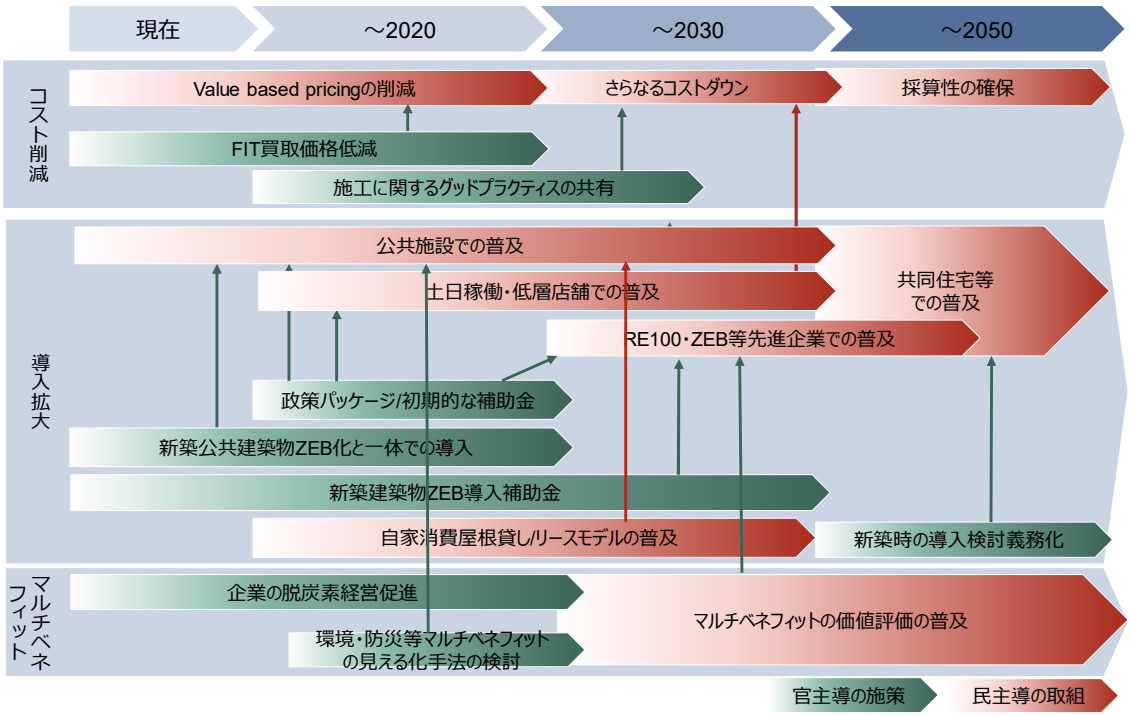


図 2-46　事業用屋根置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸イメージ

(3) 事業用平置き（売電型）

1) 課題を踏まえた施策の方向性と施策イメージ

0 で整理した現状、2.1.2 で整理した目指すべき方向性の実現に向けた課題を踏まえ、事業用平置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けて取り組むべき施策について検討した結果を図 2-47 に示す。

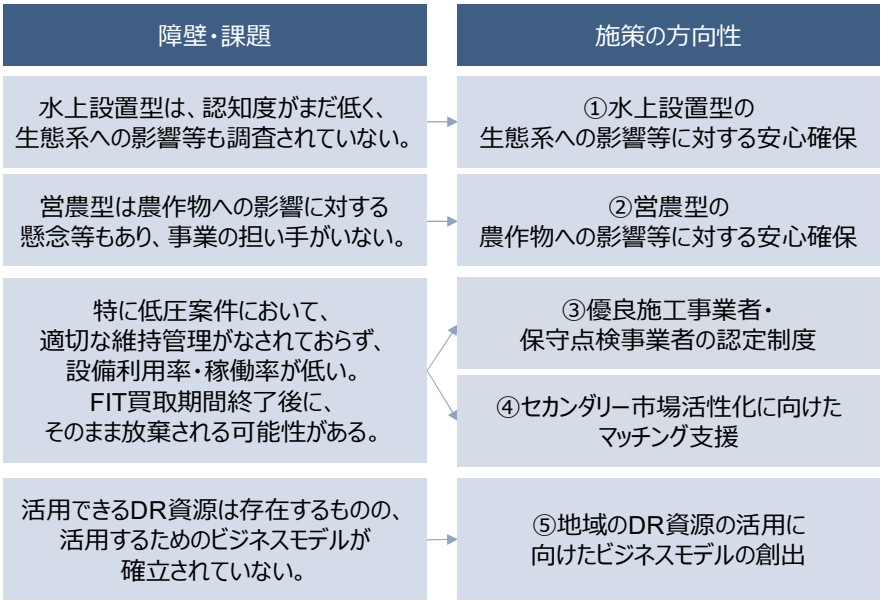


図 2-47　事業用平置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた課題と施策の方向性

上記の各施策に関連する背景や最新動向、先進事例等について、文献調査や事業者へのヒアリング等を通じて、情報を収集した。また、その結果、関連する省庁や業界団体等において十分な検討がなされておらず、今後重点化すべき思われる施策として①、②、④、⑤について詳細検討を行い、施策が求められる背景・目的、施策のイメージ、期待される効果、今後検討すべき課題についてとりまとめた。

以下に結果を示す。

① 水上設置型太陽光の生態系への影響等に対する安心確保

ため池の数が最も多く、水上設置型太陽光の導入実績としても最も多い兵庫県では、ため池管理者や発電事業者が太陽光発電施設設置を検討するにあたっての支障の有無を事前にチェックできるようチェックリスト案が作成・開示されている。[214]ただし、本チェックリストでは、ため池の機能面や管理面への影響等が主なチェック項目となっており、生態系への影響等については言及されていない。

このため、生態系への影響等を含めた水上設置型の導入による懸念点の他、メリットについても長期的にフォローし、水上設置型に対する信頼性をより高めていく必要がある。

[214] <https://web.pref.hyogo.lg.jp/nk11/af08_000000056.html>（2019 年 2 月 28 日閲覧）

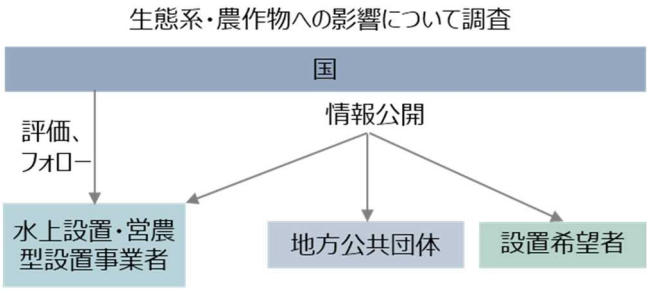
② 営農型太陽光の農作物への影響等に対する安心確保

営農型については、農林水産省からガイドブックが公表されており、取組み事例の紹介の他、金融機関による融資メニューや国による支援制度等も掲載されているところである。

しかし、2019 年 2 月に千葉エコ・エネルギーより公表された「ソーラーシェアリング全国調査結果報告書」[215]によると、「ソーラーシェアリングについてどのように考えるか」を問う設問に対して「太陽光パネルの下で十分に営農できないと思う」等の回答した割合が60%程度にも上り、農作物への影響等に対する懸念は依然大きいことが伺える。このため、農作物への影響等に対するエビデンスデータの蓄積や農業振興につながった事例の収集等により、農業従事者からの信頼を確保していくことが重要になると考えられる。

以上のように、水上設置型、営農型はともに信頼性の確保が重要となると考えられることから、具体的な施策イメージについて一体的に検討した。検討結果を表 2-35 に示す。

表 2-35 「水上設置型太陽光の生態系への影響等に対する安心確保」、「営農型太陽光の農作物への影響等に対する安心確保」の施策イメージ

施策の背景・目的	● 水上設置や営農型設置は、土地造成が不要であり、周辺環境への影響が比較的少ない導入方式と考えられるが、設置後の生態系への影響、農作物への影響については、長期的なフォローが必要とされている。
施策のイメージ	● 国が主体となり、水上設置や営農型設置の事業者の協力の下で、生態系の影響や農作物への影響について長期的なフォローを行う（メリットについても把握する）。 ● 評価結果について、自治体や潜在的な事業者に対して情報を公開する。 
期待される効果	● 水上設置による生態系への影響が軽微であることが判明すれば、水面を管理している主体や自治体に対して、安心材料を提供することなり、さらなる導入拡大につながる可能性がある。 ● 農作物への影響については、データの蓄積により営農型設置に適した農作物などの情報提供が期待される。 ● 第三者である国が主体となることで、調査結果の信頼性が担保される。
今後検討すべき課題	● 影響評価の方法の確定、サンプル調査の信頼性担保などの方法を検討する必要がある。

215 <https://prtimes.jp/a/?c=15177&r=334&f=d15177-334-pdf-1.pdf>（2019 年 2 月 28 日閲覧）

③　優良施工事業者・保守点検事業者の認定制度

JPEA では、2012 年より、住宅用太陽光の施工における一定水準の品質の確保・向上を目的として「PV 施工技術者制度」という任意資格制度を運営しているが、2017 年 4 月の改正 FIT 法の施行に伴い、住宅用に加え、地上設置を含む全ての太陽光発電設備の設計・施工及び保守点検の水準を確保することを目的として新たに「PV マスター技術者制度」が追加された。

同制度は、改正 FIT 法に規定されている「事業計画策定ガイドライン」に沿って、太陽光発電設備の設計・施工及び保守点検に必要な知識・技術が習得されていることを認定するものであり、表 2-36 に示すとおり、施工技術者、保守点検技術者それぞれを対象としたものがある。

地域と共生した安定的な事業運営を実現していく上では、こうした認定制度の積極的な活用を推進し、適切な施工、維持管理が行われる案件を増やしていくことが重要になると考えられる。

表 2-36　JPEA で運営されている「PV マスター技術者制度」の概要

分類	制度の概要		
PV マスター施工技術者認定制度	研修制度	認定研修	PV マスター施工技術者認定を受けようとする者は、原則として JPEA が認証した研修機関において、JPEA の定める認定研修を受講。
	認定制度	試験	JPEA が実施する試験を受験（受験資格は、認定研修修了者と PV 施工技術者の資格を有する者）。
		認定	同試験に合格し、認定を希望する者を認定。
PV マスター保守点検技術者認定制度	認定制度	試験	JPEA 実施する試験を受験（受験資格は、PV 施工技術者、PV マスター施工技術者、電気主任技術者、電気工事士、いずれかの資格を有する者）。
		認定	同試験に合格し、認定を希望する者を認定。

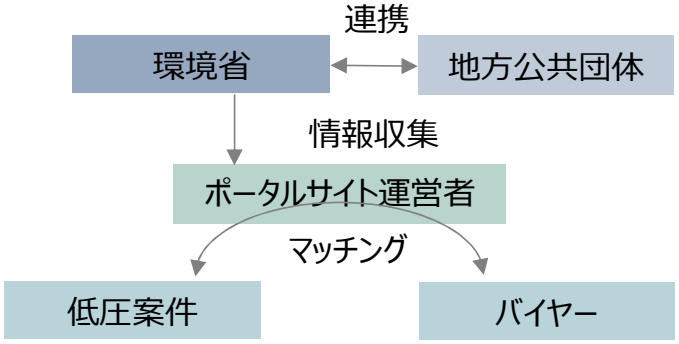
出所）PV 施工技術者制度運営センター「PV 施工技術者制度」<http://www.jcot.jp/system/>（2019 年 2 月 28 日閲覧）より三菱総研作成。

④　セカンダリー市場活性化に向けたマッチング支援

セカンダリー市場活性化に向けては、資源エネルギー庁が事業計画認定情報の一部として、認定を受けた発電所の事業者名等を公表するようになった他、JPEA が各発電所の発電事業の継続に係るリスクを評価するための「太陽光発電事業の評価ガイド」を策定、公開する等、側面的支援から行われているところである。

今後は、適切な管理がされておらずリスクが高い案件を中心に、より適切な維持管理を行う事業主体に引き渡すためのマッチング支援等にも着手していく必要があると考えられる。セカンダリー市場活性化に向けたマッチング支援に関する具体的な施策イメージを表 2-37 に示す。

表 2-37　施策④ セカンダリー市場活性化に向けたマッチング支援

施策の背景・目的	● FIT によって大量の低圧太陽光発電設備が導入されたが、中には適切に管理されず、廃棄処理等も行われず放置される恐れがあるものもある。そのような案件は、買取期間終了が近づく前に、適切な管理を行う事業主体に引き渡されることが望ましい。
施策のイメージ	● 環境省は自治体と連携し、適切な管理がされておらずリスクが高い案件についての情報収集を行う。 ● 国がポータルサイトなどを整備しつつ、国が指定する運営主体が発電所の売買に関するマッチングサービスを行う。 ● JPEA が制定した「太陽光発電事業の評価ガイド」等に基づく発電所の評価に関しても、データの収集や評価費用に関して国や自治体が支援を行う。 
期待される効果	● 適切な維持管理を行う事業主体への譲渡が進むことで、設備利用率の維持・向上、設備の不備を予防することによるライフサイクルでのメンテナンス費用の低減、適切な廃棄・リサイクルやリプレースなどが期待される。
今後検討すべき課題	● 適切な管理が必要である一方、バイヤーが引き渡しを受けたくなるような案件をどのように発掘するかについて検討する必要がある。また、引き受け手となるバイヤーとして適切な事業者についても検討する必要がある。 ● セカンダリー取引の価格によっては、適切に管理してこなかった事業者が、さらに利益を得ることにつながる恐れがあることから、適切な価格設定についても検討が必要である。 ● また、小規模な発電所に対して厳密な評価を行うと、費用が膨大になる恐れがあるため、費用対効果の高い評価方法の確立が必要である。

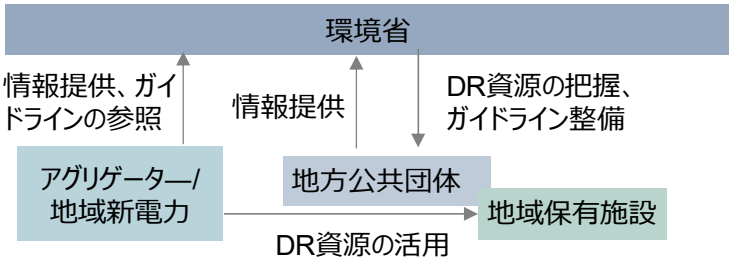
⑤　地域のデマンドレスポンス資源の活用に向けたビジネスモデルの創出

2.1.1(3)で述べたとおり、既に九州本土では太陽光発電の出力制御が実施されている中、地域のデマンドレスポンス資源を活用し、余剰電力を地域で消費する必要性が高まってきている。

こうした中、国内では 2018 年 11 月に東京電力 EP により初となる上げ DR として、太陽光発電の出力増加が見込める一方、電力需要の少ない時間帯において、化学、鉄鋼等の工場 3 社に要請を行い、2.5 万 kW 分の需要を増加させた。このように、デマンドレスポンス資源の活用にかかる技術的基盤は既に確立されつつあることから、今後はビジネスモデルとしての確立が求められる。

地域のデマンドレスポンス資源の活用に向けたビジネスモデルの創出に関する具体的な施策イメージを表 2-38 に示す。

表 2-38　「地域のデマンドレスポンス資源の活用」の施策イメージ

施策の背景・目的	● 既に九州本土で出力制御が実施される中で、出力制御による採算性の悪化度合いが見通しにくく、太陽光発電に対する投資が冷え込む恐れがある。 ● DR はすでに技術的基盤が整備されつつある。東京電力エナジーパートナーは 2018 年 11 月国内初の上げ DR を実施した。太陽光発電の出力増加が見込める一方で電力需要の少ない時間帯において、化学や鉄鋼などの 3 社の工場に要請を行い、2.5 万 kW 分の需要を増加させた。
施策のイメージ	● 地域が保有する施設（浄水施設、下水処理施設、廃棄物処理施設など）の DR 資源を活用し、太陽光発電等の出力制御必要量を低減させる。 ● 環境省は自治体と協力して DR 資源のポテンシャル量の把握、DR 資源活用ガイドラインの整備などを行う。 ● 実際の DR 資源活用は、アグリゲーターや地域新電力が行うことが想定される。 
期待される効果	● 地域が保有する DR 資源を有効活用することで、太陽光発電等の再エネ電力をより有効活用することが期待される。
今後検討すべき課題	● DR 資源を保有する施設側にインセンティブを与えられることができるビジネスモデルの確立、その方法を考える必要がある。

2) 導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸のイメージ

以上を踏まえた事業用平置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸のイメージを図 2-48 に示す。

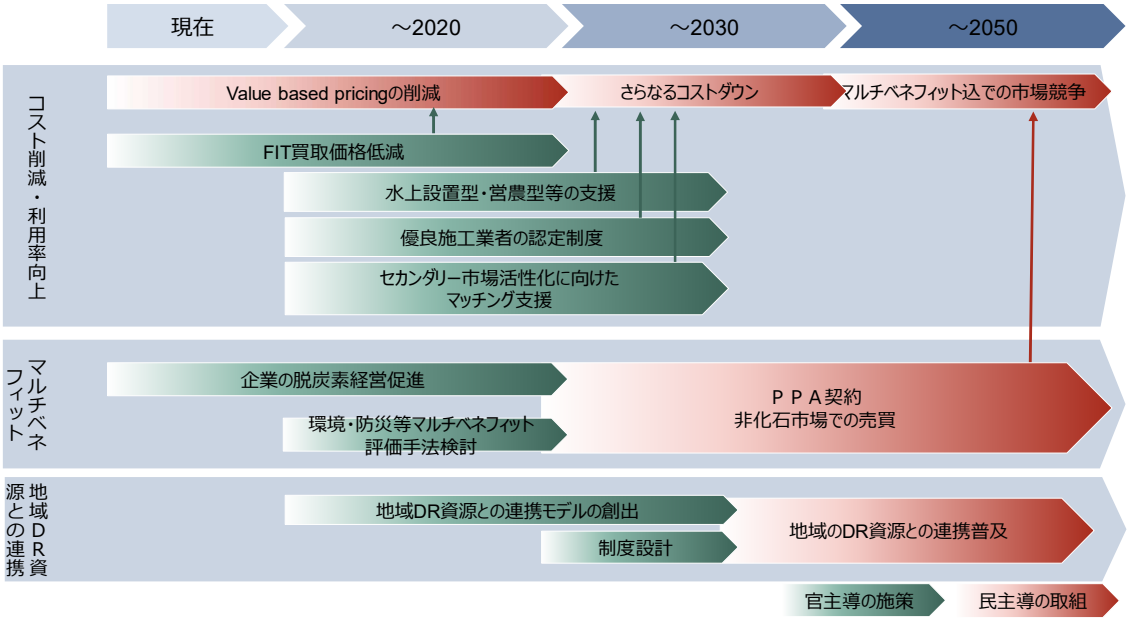


図 2-48　事業用平置き太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた施策の時間軸イメージ

2.1.4 施策効果も踏まえたコスト低減・導入量拡大に関する具体的検討

ここでは、2.1.3 で検討した施策の効果も踏まえ、住宅用・事業用それぞれのコスト低減の考え方を整理しつつ、導入量の検討を行った。コスト・導入量検討の対象年は 2040 年とした。

その際、外的な要因として、FIT の動向と系統制約に関して、それぞれ 2 ケースを想定し、合計 4 つのシナリオを想定して検討を行った。

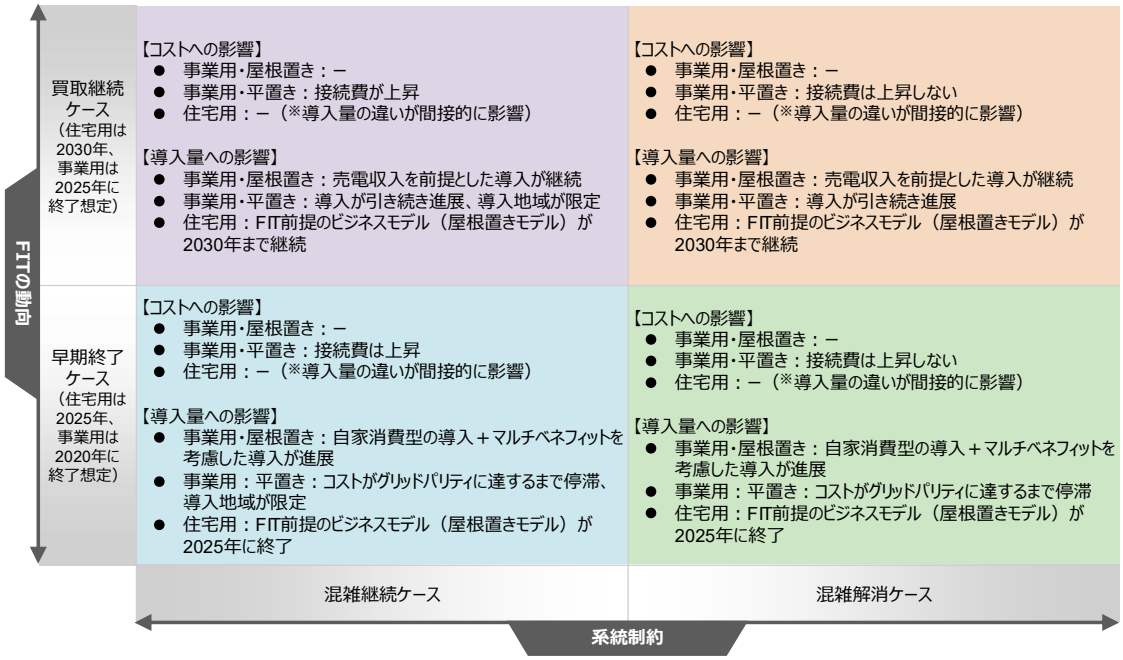


図 2-49　コスト見通し・導入量見通しにあたって想定するシナリオ

(1) 住宅用

1) コスト・導入量の推計方法

住宅用太陽光のコスト・導入量の推計方法の概要を図 2-50 に示す。大きく以下の 3 つのモデルに分けて推計を実施した。

a. PV システム導入ポテンシャル推計モデル：
住宅用太陽光の導入ポテンシャル（導入可能性のある戸建住宅数）を推計。

b. PV システム経済性評価モデル：
導入可能性のある戸建住宅に居住する消費者が、住宅用太陽光の導入判断を行う際に、判断指標となる経済性（初期投資額、投資回収年数）を評価。

c. PV システム導入率推計モデル：
「b. PV システム経済性評価モデル」による経済性評価結果を基に、「a. PV システム導入ポテンシャル推計モデル」で推計した導入ポテンシャルに対して、実際に導入される割合（導入率）を推計。

この a～c のモデルの結果を踏まえ、足元から 2040 年度までの各年度の住宅用太陽光の新規導入容量を推計し、これらを積み上げることで累積導入容量を推計した。累積導入容量のうち、耐用年数（25 年と想定）を迎えた住宅用太陽光については、一部がリプレース（再導入）され、残り分については廃棄されるものと想定した。リプレース率については、2.1.2(1)で述べた一般消費者を対象としたアンケート調査（以下、消費者アンケート）の結果（太陽光導入済み世帯における再導入意向割合）より、42%と想定した。

コストについては、国内累積導入量の拡大に応じて低減するものとし、加えて施策（共同購入プログラムの推進、価格に関する情報提供）によるコスト低減効果も見込んで推計した。

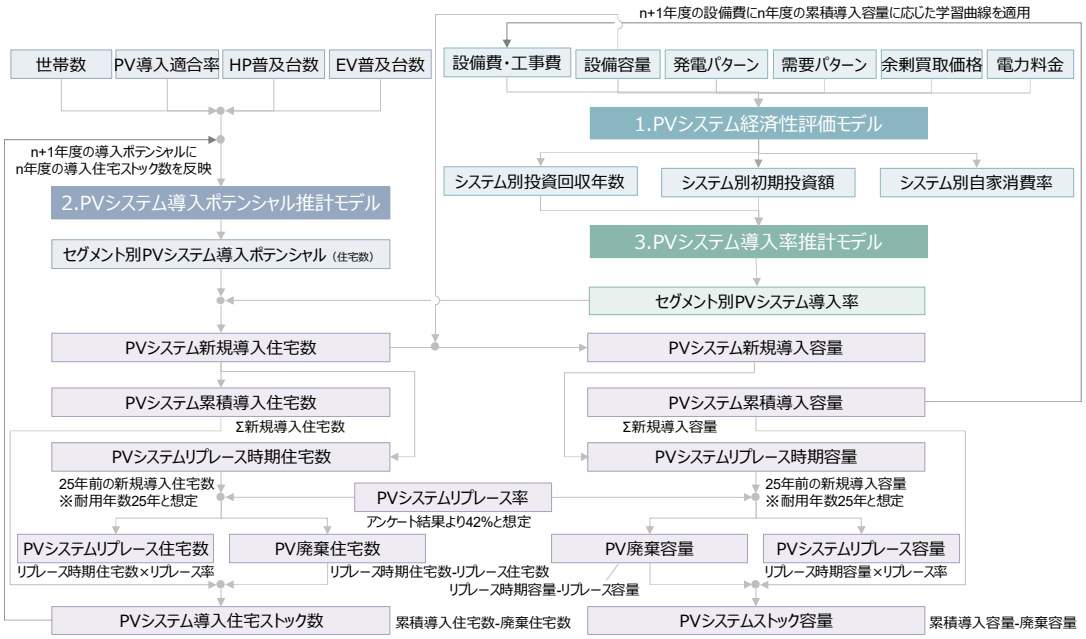


図 2-50　住宅用太陽光のコスト・導入量の推計方法の全体概要

以下に各モデルの概要を示す。

a. PV システム導入ポテンシャル推計モデル

PV システム導入ポテンシャル推計モデルの概要を図 2-51 に示す。世帯数の将来見通しを起点として、将来における戸建住宅のストック数及び着工数を推計し、新築戸建住宅、既築戸建住宅それぞれにおける住宅用太陽光の導入条件（日照条件、屋根の耐荷重条件等）を満たす適合率や住宅用太陽光を既に導入済みの住宅数等を考慮して、導入ポテンシャルを推計した。

この導入ポテンシャルに対する顕在化率、すなわち実際に導入される割合は、その経済性（初期投資額、投資回収年数等）に左右されるが、住宅用太陽光の経済性評価は導入先の住宅が新築か既築か、また既築の場合であればリフォームのタイミングであるか否かに加え、システム構成とそれに基づく電力需要パターンによっても異なってくる。

そこで、住宅のセグメントを「新築」、「既築・リフォーム」、「既築・リフォーム以外」の 3 つに分類するとともに、導入先のシステム構成についてもヒートポンプ給湯機（以下、HP）及び電気自動車（以下、EV）の保有状況に応じて、以下に示す①～④の 4 パターンを想定し、住宅用太陽光の導入ポテンシャルもセグメント別、システム別に分解した。

- システム①：HP 未保有、EV 未保有
- システム②：HP 保有、EV 未保有
- システム③：HP 未保有、EV 保有
- システム④：HP 保有、EV 保有

住宅セグメント別の分解にあたっては、既築戸建住宅のうち、築年数が 10 年の住宅を「既築・リフォーム」、それ以外を「既築・リフォーム以外」とした。また、システム別の分解にあたっては、将来における HP と EV の普及割合を外生的に与えて按分した。

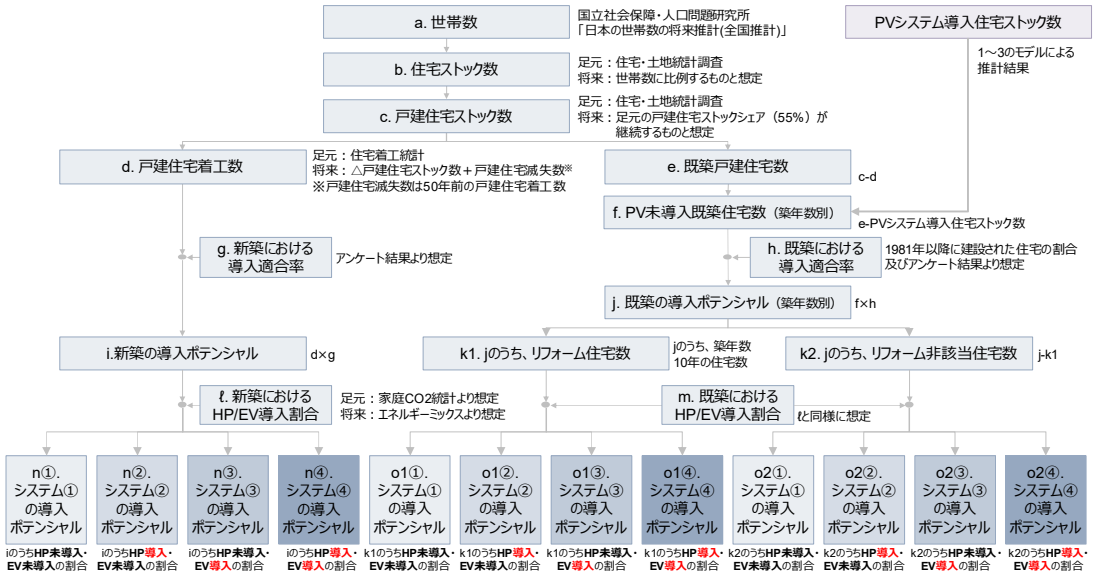


図 2-51　PV システム導入ポテンシャル推計モデルの概要

b. PV システム経済性評価モデル

PV システム経済性評価モデルの概要を図 2-51 に示す。導入先の住宅のシステム構成（上述のシステム①～④）に応じて、住宅単体の電力需給バランスの確保を制約として、住宅用太陽光及び HP、EV の最適な（最も経済性が高くなる）運用パターンを推定するモデルを構築し、本モデルを用いて最適な運用パターン時における住宅用太陽光の自家消費率や比較対象システムに対する追加投資額、投資回収年数等について定量評価を実施した。

なお、各システムの経済性評価における比較対象としては、住宅用太陽光のみ未保有のシステムを想定した（例えば、システム②の場合、住宅用太陽光は保有していないものの、ヒートポンプ給湯機を保有している世帯を比較対象とした）。

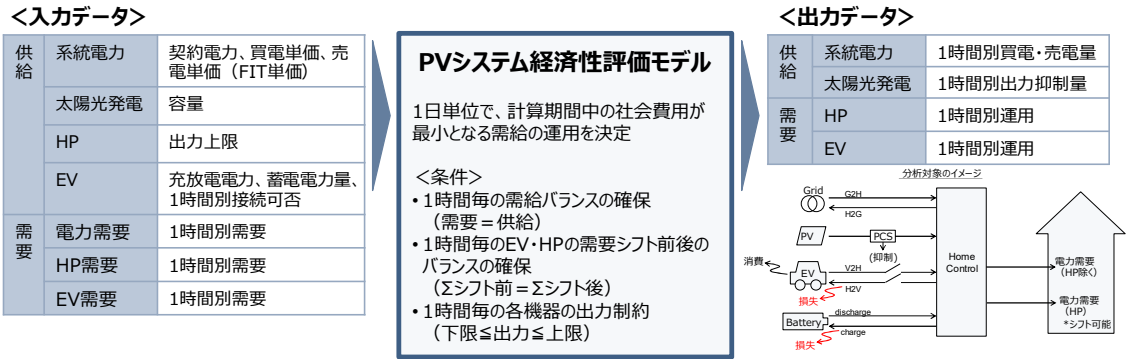


図 2-52　PV システム経済性評価モデルの概要

c. PV システム導入率推計モデル

PV システム導入率推計モデルでは、「b. PV システム経済性評価モデル」より算出されるセグメント別（新築、既築・リフォーム時、既築・リフォーム時以外）、システム別（①～④）の住宅用太陽光の初期投資額及び投資回収年数の評価結果を踏まえ、消費者アンケート調査の結果に基づき推定した導入率関数（初期投資額・投資回収年数と導入率の関係を定式化した関数）を用いて、導入ポテンシャルに対して実際に導入される割合（導入率）を推計した。

推計に用いた導入率関数を図 2-53 に示す。回答者がアンケート調査において提示した初期投資額・投資回収年数の組合せに対して示した導入意向の結果を、以下の関数に近似することで推定した。

導入率＝a×初期投資額＋b×投資回収年数＋c×（初期投資額×投資回収年数）＋d
a～d：定数

なお、新築、既築・リフォーム時の導入率については、毎年のフロー量（新築戸建住宅戸数、リフォーム時期を迎える戸建住宅戸数）に対して乗じるものであるため、導入率関数から推定される当該年度の導入率をそのまま適用した一方、既築・リフォーム時以外の導入率はストック量（既築戸建住宅戸数）に対して乗じるため、前年度からの導入率の増加分（n 年度の導入率-n-1 年度の導入率）が当該年度に新規に導入を行う割合とした。

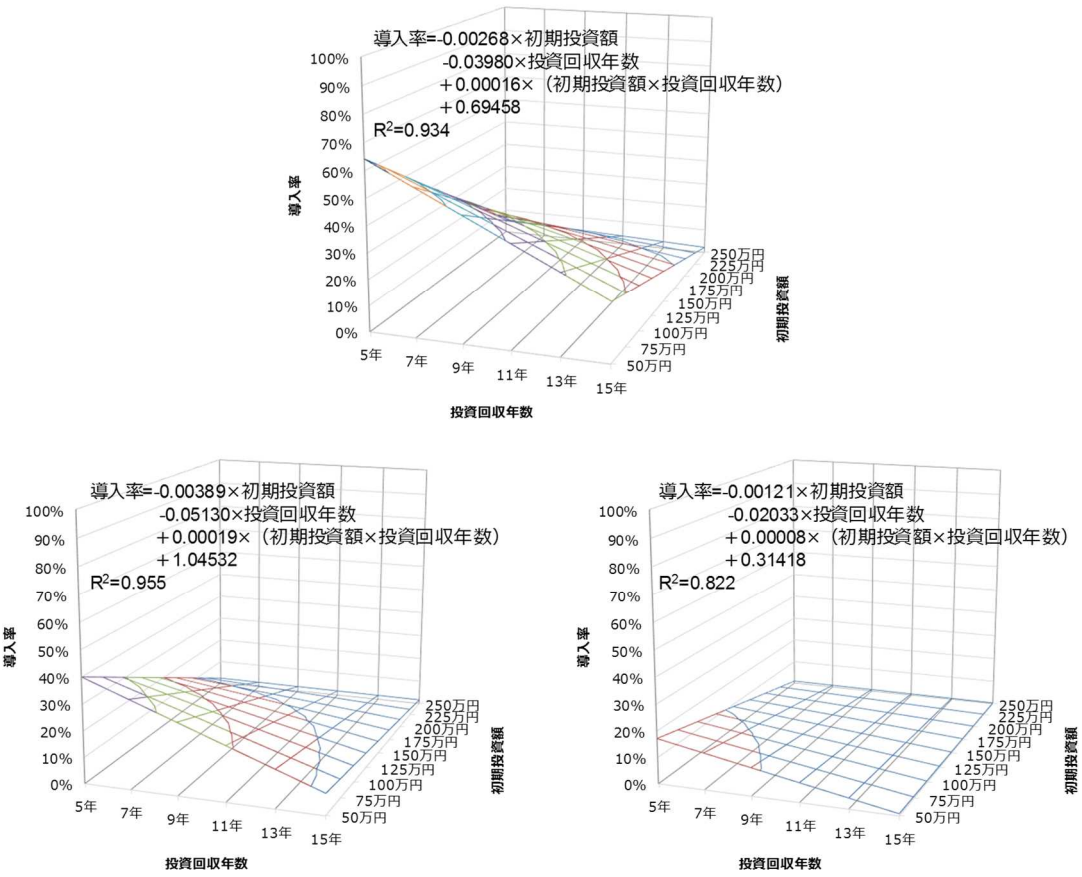


図 2-53　住宅用太陽光の導入率推計に用いた導入率関数
（上：新築、下左：既築・リフォーム時、下右：既築・リフォーム時以外）

2) 導入量推計で想定した前提条件等

a. PV システム導入ポテンシャル推計モデルにおける前提条件等

ア）世帯数・住宅数

世帯数については、2035 年度までは国立社会保障・人口問題研究所「日本の世帯数の将来推計」における出生中位・死亡中位ケースを採用し、2035 年度以降は 2035 年度の対前年度変化率を適用して推計した。

戸建住宅のストック数、着工数については以下のとおり推計した。この結果、2040 年度断面におけるストック数は約 2,480 万戸、着工数は約 31 万戸と推計された。

- 戸建住宅ストック数:足元までは住宅・土地統計調査より設定した。将来については、集合住宅も含めた住宅全体のストック数を世帯数に比例するものと想定して推計し、これに足元の戸建住宅数が占める割合（約 55%）を乗じて推計した。
- 戸建住宅着工数 : 足元までは住宅着工統計より設定した。将来については、戸建住宅ストック数の前年度からの差分と戸建住宅滅失数より、以下の式で推計した。戸建住滅失宅数は、戸建住宅の耐用年数を 50 年と想定し、50 年前の戸建住宅着工数と想定した。

X 年度の戸建住宅着工数＝ X 年度の戸建住宅ストック数-X-1 年度の戸建住宅ストック数+X 年度の住宅滅失数

イ）PV 導入条件適合率

上記で推計した戸建住宅総数のうち、実際に住宅用太陽光を導入できるのは日照や耐震・耐荷重等の条件を満たした住宅となる。そこで、住宅用太陽光の導入にあたり、満たすべき必要条件として以下の 1)～3)を想定の上、表 2-39 に示すとおり、これらの条件を満たす適合率を推定した。

表 2-39　PV 導入条件適合率

導入条件	適合率	出所・算定方法
1) 日照時間が 5h/日以上であること	新築・既築：72%	「平成 10 年住宅・土地統計調査」 （※これ以降の住宅・土地統計調査では、日照時間に関するデータはなし）
2) 新耐震基準以上であること	新築：100% 既築：69～100% （2018～2040 年度）	前頁の戸建住宅ストック数と戸建住宅着工数の推計結果より、既築戸建住宅のうち、建築時期が 1981 年以降の住戸比率を推計。
3) 太陽光の導入により、デザイン・美観上の問題が生じないこと	新築：94% 既築：94%	消費者アンケート調査において、住宅用太陽光を導入しない理由として、「デザイン・景観上の問題があるため」と回答した割合を控除。
上記の条件を全て満たすこと	新築：68% 既築：47%～68% （2018～2040 年度）	1) の適合率×2) の適合率×3) の適合率として推計。

ウ）HP、EV の普及割合

HP 及び EV の普及割合については、現状の普及台数、長期エネルギー需給見通しにおける 2030 年度想定を基に、それぞれ表 2-40、表 2-41 に示すとおり想定した。

表 2-40　HP の普及割合の想定（新築・既築別）

	①戸建住宅数		②HP 普及台数		③HP 普及割合（①に占める割合）	
	現状（2017 年度）	2040 年度	現状（2017 年度）	2040 年度	現状（2017 年度）	2040 年度
ストック全体	2,858 万戸	2,479 万戸	591 万台[1]	1,400 万台[2]	21%[3]	56%[3]
新築	43 万戸	31 万戸	20 万台[6]	31 万台[6]	43%[4]	100%[5]
既築	2,815 万戸	2,449 万戸	571 万台[6]	1,369 万台[5]	20%[4]	56%[3]

出所）[1] 一般社団法人日本冷凍空調工業会ウェブサイト
「家庭用自然冷媒ヒートポンプ給湯機“エコキュート”の累計出荷台数 600 万台突破について」
<https://www.jraia.or.jp/product/heatpump/i_broke.html>（2019 年 2 月 28 日閲覧）
[2] 資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し 関連資料」（2015 年 7 月）における 2030 年度想定値。
[3] ②HP 普及台数÷①戸建住宅数として推計。
[4] 三菱総研が保有する Mif（生活情報予測システム）を用いた生活者 30,000 人を対象としたアンケート調査（2018 年度ベーシック調査）結果より想定。
[5] 新築の普及割合は想定値。既築の普及台数はストック全体で 1400 万台を達成するために必要な台数（1400 万台-25 万戸×100%）＝1375 万台として推計。
[6] ①戸建住宅数×③HP 普及割合として推計。

表 2-41　EV の普及割合の想定（新築・既築共通）

	現状（2017 年度）	2040 年度
①住宅数（集合住宅含む）	5,258 万戸	4,758 万戸
②自動車保有台数	6,125 万台[1]	5,542 万台[2]
③EV 普及台数	21 万台[3]	887 万台[6]
④EV 普及割合（自動車保有台数に占める割合）	0.34%[4]	16%[5]
⑤EV 普及割合（住宅数に占める割合）	0.40%[7]	19%[7]

出所）[1] 一般財団法人 自動車検査登録情報協会「自動車保有台数」<
<https://www.airia.or.jp/publish/statistics/number.html>（2019 年 2 月 28 日閲覧）
[2] 自動車保有台数が、住宅数（世帯数）に比例するものと想定して、2017 年度の②自動車保有台数×（2030 年度の①住宅数÷2017 年度の①住宅数）として推計。
[3] 一般社団法人次世代自動車振興センター「EV 等 保有台数統計」
<http://www.cev-pc.or.jp/tokei/hanbai.html>（2019 年 2 月 28 日閲覧）
[4] ③EV 普及台数÷②自動車保有台数として推計。
[5] 資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し 関連資料」（2015 年 7 月）における 2030 年度想定値。
[6] ②自動車保有台数×④EV 普及割合として推計。
[7] ③EV 普及台数÷①住宅数として推計。

b. PV システム経済性評価モデルにおける前提条件等

ア）想定するシステムと発電・需要パターン

住宅用太陽光の経済性評価にあたり、前述のとおり、導入先のシステム構成として HP 及び EV の保有状況に応じて、①～④の 4 パターンを設定し、各システムにおける太陽光の発電及び需要パターンについて表 4-5 に示すとおり想定した。

表 2-42　評価対象システムの想定と評価に用いた発電・需要パターン

評価対象システム	評価に用いた発電・需要パターン
システム① （太陽光のみ）	● 太陽光発電パターン：NEDO の年間時別日射量データベース（METPV-11）を用いて 8,760 時間別の日射量比率を作成。kW あたり発電量（kWh/kW・年）に、PV の設備容量を乗じて、8,760 時間別の発電量データを作成。 ● 電力需要パターン：環境省「平成 25 年度家庭における電力消費量実測調査報告書」（2013 年 9 月）にて実施された電力需要データ（※当該データには HP、EV の需要は含まれていない）のうち首都圏で戸建世帯の 16 世帯の平均で時間推移を作成。年間電力需要が環境省「CO2 統計」（2014 年 10 月～2015 年 9 月実施）より全国平均 4397kWh となるように定数倍することで電力需要データを作成。
システム② （太陽光＋HP）	● 太陽光発電パターン：システム①と同様。 ● 電力需要パターン：システム①と同様。 ● HP 需要パターン：「第 2 回低炭素電力供給システムに関する研究会 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会資料」（2008 年 10 月）よりパターンを設定。年間消費電力量は家庭 CO2 統計と効率向上を考慮し、830kWh/台となるように補正した。
システム③ （太陽光＋EV）	● 太陽光発電パターン：システム①と同様。 ● 電力需要パターン：システム①と同様。 ● EV 需要パターン：岩船他「2050 年の電気自動車走行需要に関する検討」、第 37 回エネルギー・資源学会研究発表会（2018）より OD 調査の走行データを平日・休日ごとに 5 つのクラスタに類型化した走行パターンを元にパターンを設定。5 つのクラスタそれぞれで計算後、各クラスタの比率を元に加重平均した結果を採用。年間消費電力量は、5 つのクラスタの加重平均値がミックスから推計した 852kWh/台となるように補正した。
システム④ （太陽光＋HP＋EV）	● 太陽光発電パターン：システム①と同様。 ● 電力需要パターン：システム①と同様。 ● HP 需要パターン：システム②と同様。 ● EV 需要パターン：システム③と同様。

イ）住宅用太陽光の設備容量

住宅用太陽光の設備容量については、住宅用太陽光発電補助金制度の交付実績データ、固定価格買取制度の導入状況等データ、ZEH 支援事業交付実績データ等に基づき、表 4-3 に示すとおり想定した。

表 2-43　住宅用太陽光の設備容量の想定

	新築	既築
現状	● ～2014 年度：2009 年 1 月～2014 年 3 月において実施されていた住宅用太陽光発電補助金制度の交付実績データにおける新築、既築別の平均設備容量より設定。 ● 2015～2017 年度：事業者等へのヒアリング結果によると、直近では新築、既築における設備容量はほぼ同水準であるのことを踏まえ、2017 年度については新築・既築ともに固定価格買取制度の導入状況等データにおける住宅用（10kW 未満）全体の設備容量の平均値と想定（2015 年度・2016 年度については線形補間）。	
将来	● 以下 2 点を踏まえ、2030 年度には平均容量が 6.50kW になるものとし、2030 年度以降は横ばいと想定。 ✓ 長期エネルギー需給見通し及び地球温暖化対策計画において、2030 年度までに新築住宅の平均で ZEH の実現が目指されていること ✓ ZEH 支援事業の対象住宅で採用されている太陽光の平均容量が約 6.5kW であること	● 直近（2012～2017 年度）の平均容量の増加傾向を踏まえ、2030 年度には 5.74kW になるものと想定。 ● 2030 年度以降は、大きな容量を設置できる条件のよい既築住宅の減少等が見込まれることを踏まえ、横ばいと想定。

ウ）住宅用太陽光のコスト

現状及び将来における住宅用太陽光発電のコストについては、表 2-44 に示すとおり想定した。

設備費については、国内における住宅太陽光の累積導入量と設備費の実績値を基に、図 2-54 に示す学習曲線を想定し、国内累積導入量の拡大に応じて低減するものとし、これを、施策（共同購入プログラムの推進、価格に関する情報提供）によるコスト低減効果考慮前のベースラインの見通しとした。

工事費については、2018 年度横置きをベースラインの見通しとした。

なお、システム②～④で想定しているヒートポンプ給湯機と電気自動車については、予め別の目的で導入されているものと想定し、追加コストは見込まなかった。

表 2-44　住宅用太陽光のコストの想定

費目	現状（2018 年度）[1][2]			コスト低減の見通し
	新築	既築・リフォーム時	既築・リフォーム時以外	
資本費	32.2 万円/kW	33.9 万円/kW※1	41.4 万円/kW ※1	－（設備費と工事費の合計）
設備費	26.0 万円/kW※2	27.4 万円/kW※2	33.5 万円/kW※2	● 国内の普及量に応じた学習曲線を想定する共同購入による平均コストの低減を見込む。 ● 価格に関する適切な情報提供による高コスト案件の低コスト化を見込む
工事費	6.2 万円/kW※2	6.5 万円/kW※2	8.0 万円/kW※2	● 共同購入による平均コストの低減を見込む。 ● 価格に関する適切な情報提供による高コスト案件の低コスト化を見込む。

出所）[1]第 40 回調達価格等算定委員会資料 3, p.16（2018 年 11 月）
<http://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/040_03_00.pdf>（2019 年 2 月 28 日閲覧）
[2]太陽光発電競争力強化研究会「太陽光発電競争力強化研究会報告書」　（2016 年 10 月, p.11）

※1: リフォーム有無別のコスト差については、出所[1]より、既築の上位 75%の平均値をリフォーム時のコスト、下位 25%の平均値をリフォーム時以外のコストと想定した。なお、上位 75%の平均値は既築全体平均値と既築下位 25%平均値より、（既築全体平均値×100%−既築下位 25%平均値×25%）÷75%として推定した。

※2: 資本費のうち設備費、工事費の内訳については、出所[2]における 2016 年度の設備費（28.6 万円/kW）・工事費（6.8 万円/kW）の内訳比率より按分した。

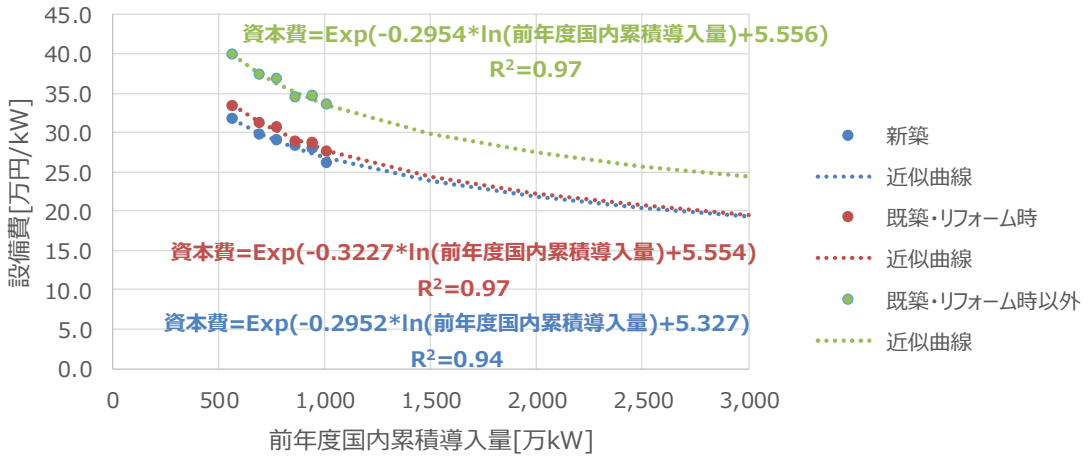


図 2-54　住宅用太陽光の国内累積導入量と設備費の関係（学習曲線）

施策によるコスト低減効果については、以下のとおり反映した。

- 共同購入プログラムの推進によるコスト低減効果については、既築・リフォーム時以外に対してのみ発現されるものと想定し、以下の式により反映した。
  - ✓ 「A. 共同購入によるコスト低減率」については、欧州で実施されている共同購入プログラムにおいて平均で約 20%のコスト低減効果が得られている（参照）ことを踏まえ、20%と想定。
  - ✓ 「B. 共同購入で導入する割合」について、参加希望者数の確保等の観点から、人口・住宅密度が一定程度以上の地域が適していると考えられることから、「平成 25 年住宅・土地統計調査」に基づき、全国の戸建住宅数のうち大都市圏・都市圏とその中心市・周辺市町村が占める割合より約 63%を上限値と想定し、2023 年度に上限値に達するものと想定（2023 年度までは直線的に向上すると想定）。

【共同購入プログラムの推進によるコスト低減効果の反映方法】
共同購入プログラムの推進によるコスト低減効果を考慮した資本費 [万円/kW]＝
ベースラインの資本費 [万円/kW]×{(100%-A.共同購入によるコスト低減率[%])×
B.共同購入で導入する割合[%]＋(100%-B.共同購入で導入する割合[%])}

- 価格に関する情報提供によるコスト低減効果については、新築・既築の双方に対して発現される（ただし、上述の共同購入プログラムの推進によるコスト低減効果が発現される世帯を除く）ものと想定し、以下の式により反映した。
  - ✓ 調達価格等算定委員会資料によると、現状は、案件による資本費のばらつきが大きく、全体平均とトップランナー案件（上位 25%）の平均に約 15%の差があるが、情報提供を行うことでトップランナー案件（上位 25%）の水準に収斂していくものとし、ベースラインに対する「A. 情報提供によるコスト低減率」については 15%と想定した。
  - ✓ 情報提供によるコスト低減効果は 2019 年度から発現するものと想定し、「B. 施策の普及率」が 2023 年度に 100%に達するものと想定（2023 年度に達するまでは、直線的に向上することを想定）した。

【価格に関する情報提供によるコスト低減効果の反映方法】
価格に関する情報提供によるコスト低減効果を考慮した資本費 [万円/kW]＝
ベースラインの資本費 [万円/kW]×{(100%-A.情報提供によるコスト低減率[%])×
B.施策の普及率[%]＋(100%-B.施策の普及率[%])}

エ）売電価格

住宅用太陽光の売電価格について、2019 年度までは調達価格等算定委員会で示されている FIT における住宅用太陽光の買取価格とし、2020 年度以降については FIT 動向に関するシナリオに応じて表 4-6 に示すとおり想定した。

表 2-45　住宅用太陽光の売電価格の想定

	売電価格の見通しの考え方
FIT 早期終了ケース	調達価格等算定委員会「平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見」において掲げられた目標（2025 年に運転開始する平均的な案件で売電価格が卸電力市場価格並み）が 2025 年度に達成し、2026 年度以降は市場売電になるものと想定。市場売電価格は、卒 FIT 住宅用太陽光の買取を表明している事業者の例を参考に 10 円/kWh と想定。
FIT 買取継続ケース	調達価格等算定委員会「平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見」において掲げられた目標の達成が 2030 年度になるものとし、2031 年度以降に市場売電になるものと想定（市場売電価格については FIT 早期終了ケースと同様に想定）。

オ）電力料金単価

電力料金単価については、表 4-7 に示すとおり、評価対象システムに応じて 2 種類の単価を想定した。システム①（PV のみ保有（HP、EV いずれも未保有））の世帯では、時間帯にかかわらず一律の単価を想定した。システム②～④（HP、EV のいずれかは保有）の世帯では、オール電化世帯向けの料金メニューを想定し、日中と夜間に分けて単価を設定した。

表 2-46　電力料金単価の想定

評価対象システム	電力料金単価	出所
システム①	24.4 円/kWh	● 総務省統計局「家計調査報告」第 10 表（1 世帯当たり年間の品目別支出金額，購入数量及び平均価格（二人以上の世帯））、2016 年より想定。
システム②（PV＋HP） システム③（PV＋EV） システム④（PV＋HP＋EV）	日中：31.41 円/kWh 夜間：13.13 円/kWh	● 昼夜の 2 段階料金プラン 7 つ（北海道電力「ドリーム８」、東北電力「よりそう＋ナイト８」、東京電力「夜トク８」、関西電力「時間帯別電灯」、中国電力「エコノミーナイト」、四国電力「時間帯別 e プラン」、沖縄電力「時間帯別電灯」）の平均値より想定。 ● 日中料金は 8-23 時、夜間料金 23-8 時と仮定。

c. PV システム導入率推計モデルにおける前提条件等

ア）CO_2 削減価値等の訴求による導入促進効果

CO_2 削減価値等の訴求による導入促進効果については、新築・既築の双方に対して発現されるものと想定し、以下の式により反映した。

- 「A.CO_2 削減価値を重視する場合の導入率」、「B.CO_2 削減価値を重視しない場合の導入率」は、それぞれ消費者アンケート調査結果に基づく導入率関数に対して、「PV システム経済性評価モデル」で推計される各年度の初期投資額、投資回収年数を代入することで推定した。
  - ✓ 「A.CO_2 削減価値を重視しない場合の導入率」：住宅用太陽光の導入を希望し、その希望理由として「CO_2 排出の削減」を含む世帯の導入率関数より推定。
  - ✓ 「B.CO_2 削減価値を重視しない場合の導入率」：住宅用太陽光の導入を希望しない、あるいは希望するものの、その希望理由に「CO_2 排出の削減」を含まない世帯の導入率関数より推定。
- 現状（2018 年度） における「C.CO_2 削減価値を重視する割合」は、消費者アンケート調査結果より、新築：34%、既築・リフォーム時：13%、既築：リフォーム時以外：3%とし、2023 年度にはいずれのセグメントでも 100%に達するものと想定（2023 年度に達するまでは、直線的に向上することを想定）した。

【CO_2 削減価値等の訴求による導入促進効果の反映方法】
CO_2 削減価値の訴求による導入促進効果を考慮した導入率[%]＝
A.CO_2 削減価値を重視する場合の導入率[%]×C.CO_2 削減価値を重視する割合[%]＋
B.CO_2 削減価値を重視しない場合の導入率[%]×(100%-C.CO_2 削減価値を重視する割合[%])

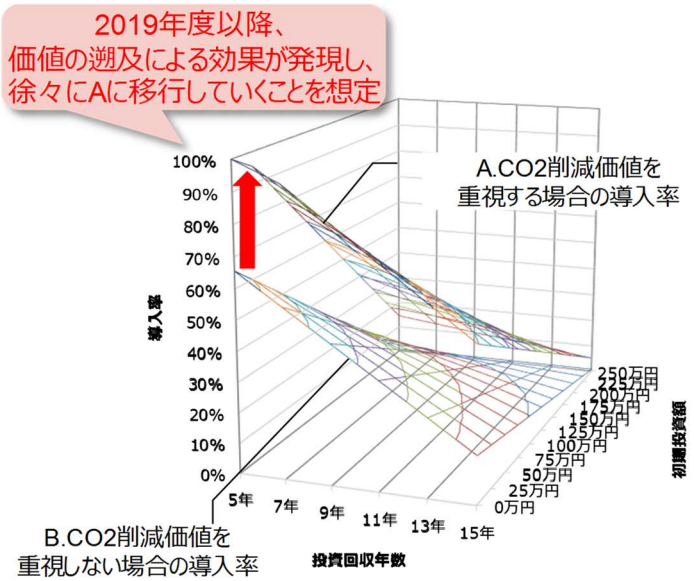


図 2-55　CO_2 削減価値等の訴求による導入促進効果の反映方法イメージ（新築の例）

イ）屋根貸しモデルの推進による導入促進効果

屋根貸しモデルの推進による導入促進効果については、現状展開されている屋根貸しモデルの多くが既築を対象としたものであることを踏まえ、既築に対してのみ発現されるものと想定し、以下の式により反映した。

- 「A.屋根貸しモデルを用いた場合の導入率」については、消費者アンケート調査結果に基づく導入率関数を基に初期投資額 0 円、投資回収年数 15 年とした場合の導入率と想定して推定（※屋根貸しモデルの一般的な契約期間が 10～20 年が一般的であることを踏まえて 15 年と設定）した。
- 「B.屋根貸しモデルを用いない場合の導入率」は、消費者アンケート調査結果に基づく導入率関数に対して、「1. PV システム経済性評価モデル」で推計される各年度の初期投資額、投資回収年数を代入することで推定した。
- 「C.屋根貸しモデルの利用率」については、消費者アンケート調査結果における利用意向率（リフォーム時：20%、リフォーム時以外：5%）を上限値と想定し、2023 年度に上限値に達するものと想定（2023 年度までは直線的に向上すると想定）した。ただし、屋根貸しモデルは FIT による売電収入を前提としたモデルであることから、利用率も各シナリオの FIT が終了する年度（FIT 早期終了ケース：2025 年度、FIT 継続ケース：2030 年度）以降は 0%になるものと想定した。

【屋根貸しモデルの推進による導入促進効果の反映方法】
屋根貸しモデルの推進による導入促進効果を考慮した導入率[%]＝
A.屋根貸しモデルを用いた場合の導入率 [%]×C.屋根貸しモデルの利用率[%]＋
B.屋根貸しモデルを用いない場合の導入率[%] ×（100%-C.屋根貸しモデルの利用率[%]）

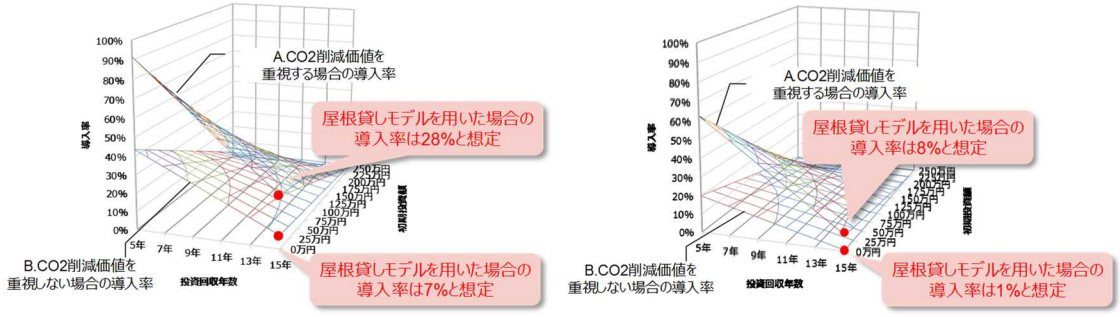


図 2-56　屋根貸しモデルを用いた場合の導入率の想定
（左：既築・リフォーム時、右：既築・リフォーム時以外）

3) コスト・導入量推計結果

以上を踏まえた住宅用太陽光発電の 2040 年度の LCOE 及び導入量推計結果は、表 2-47 に示すとおりとなった。

表 2-47　2040 年度における住宅用太陽光の LCOE・導入量推計結果

	FIT 早期終了ケース	FIT 買取継続ケース
LCOE	新築：12.9 円/kWh 既築・リフォーム時：13.2 円/kWh 既築・リフォーム時以外：15.7 円/kWh	新築：12.2 円/kWh 既築・リフォーム時：12.4 円/kWh 既築・リフォーム時以外：14.9 円/kWh
導入量	1,972 万 kW	2,609 万 kW

(2) 事業用

1) 屋根置き（自家消費型）

a. 導入量の推計方法

自家消費型の太陽光発電の導入量を推計する上では、環境省が実施しているゾーニング基礎調査におけるポテンシャル量の大きさを考慮し、導入先として商業施設・公共施設・工場等を想定した。

導入量推計の考え方としては、太陽光発電の導入費用に対する、自家消費によって得られる買電費用削減による投資回収年数を推計し、投資回収年数受容曲線を用いて導入ポテンシャルに対する顕在化率を推計する手法を採用した。

具体的には、図 2-57 に示すように、以下の手順により推計を行った。

- システム費用・メンテナンス費用・自家消費による便益（買電回避相当）から投資回収年数を推計する
- 投資回収年数受容曲線から残存ポテンシャルに対する顕在化率を推定し、フロー導入量を推計する
- 費用と便益は外生的に与える。

なお、自家消費型の場合、FIT の動向・系統制約どちらの影響も受けないため、導入見通しのシナリオ分けは行わない。

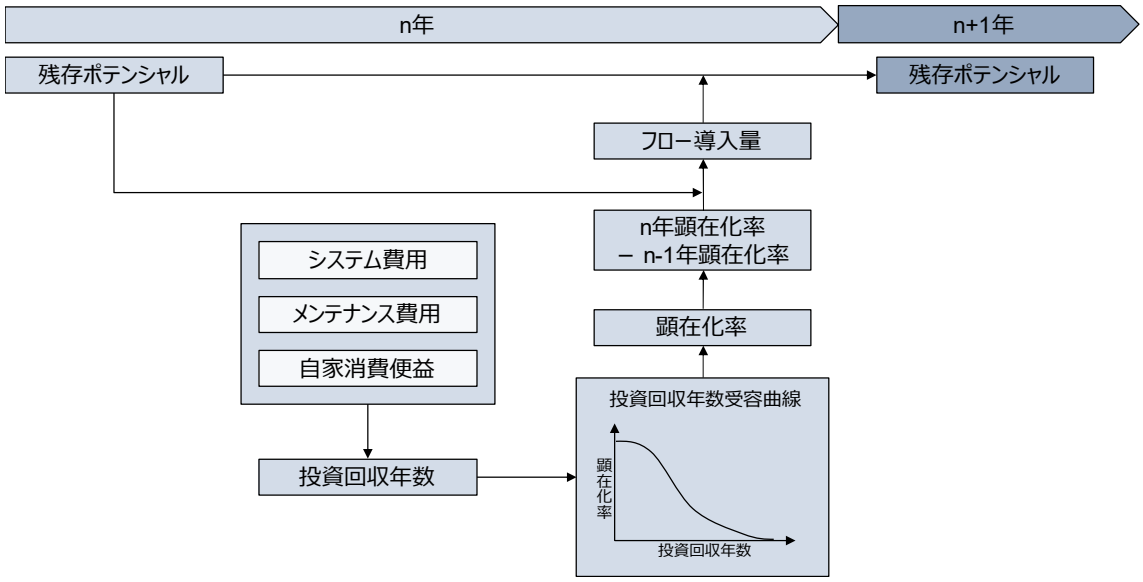


図 2-57　投資回収年数受容曲線を用いた導入量試算の考え方

b. 導入量推計に用いたパラメータ等

ア）屋根置きのポテンシャル量

施設別のポテンシャル量には、環境省が実施したゾーニング基礎調査のレベル 1 を採用した（表 2-48）。レベル別の基本的な考え方は表 2-49 のとおり。

表 2-48　レベル別の導入ポテンシャル量（万 kW）

	レベル1	レベル2	レベル3
小規模商業施設	3	6	8
中規模商業施設	12	28	35
大規模商業施設	51	123	154
庁舎	11	31	52
文化施設	88	212	240
学校	879	1,549	1,681
医療施設	4	26	29
上水施設	12	26	32
下水処理施設	44	207	267
小規模工場	811	1,071	1,754
中規模工場	284	423	437
大規模工場	101	221	284
倉庫	42	80	99
工業団地	139	222	285
合計	2,481	4,225	5,357

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）より三菱総研作成。

表 2-49　設置可能面積算定条件（レベル）の基本的な考え方

レベル	基本的な考え方
レベル 1	・屋根 150㎡以上に設置 ・設置しやすいところに設置するのみ
レベル 2	・屋根 20㎡以上に設置 ・南壁面・窓 20㎡以上に設置 ・多少の架台設置は可（駐車場への屋根の設置も想定）
レベル 3	・切妻屋根北側・東西壁面・窓 10㎡以上に設置 ・敷地内空地なども積極的に活用

※レベル 3 での値が最終的には「導入ポテンシャル」となる

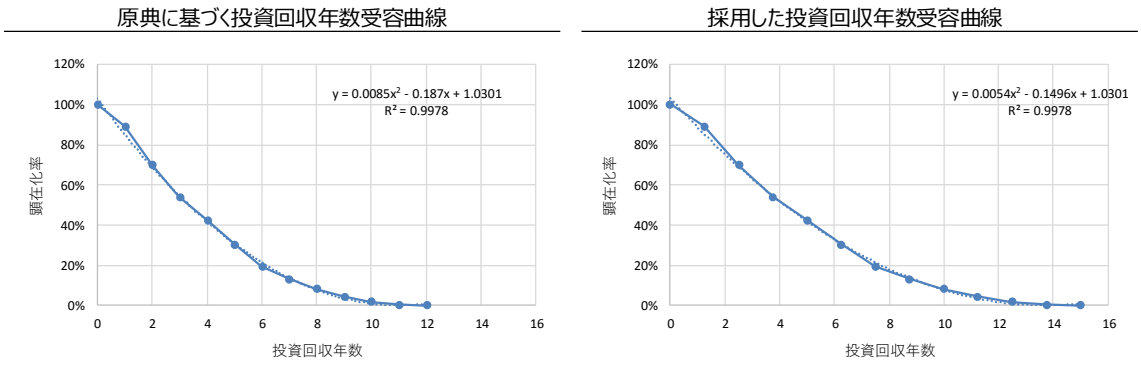
出所）環境省「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」（平成 23 年 4 月）, p13

イ）投資回収年数受容曲線

投資回収年数受容曲線には、米国エネルギー情報局がエネルギーモデルにてコジェネレーションシステムの評価に用いている曲線を採用した。

原典に基づく曲線は左図のものであるが、設備の耐用年数が長い場合には許容される投資回収年数が長期化することが考えられる。太陽光発電は比較的耐用年数の長い設備であることから、右図のものを採用した。

図 2-58　投資回収年数受容曲線



出所）US Energy Information Administration「 Model Documentation Report: Industrial Demand Module of the National Energy Modeling System (September 2013)」より三菱総研作成。

ウ）事業用太陽光発電のコスト等の想定

事業用太陽光発電のコスト等に関しては、現状を踏まえつつ、表 2-50 に示す考え方でコスト低減を見込むことが考えられる。

表 2-50　自家消費型における事業用太陽光発電のコスト低減の考え方

費目等		現状	コスト低減の考え方
資本費	設備費	24.8 万円/kW （2018 年平均値）	● モジュールは、世界の普及量に応じた学習曲線を想定した上で、契約ベースでは国際価格に収斂していると想定する。 ● PCS・架台についても、世界の普及量に応じた学習曲線を想定した上で、契約ベースでは国際価格に収斂していると想定することが考えられるが、適切な習熟曲線が得られない場合は国内のトップランナーレベルまで収斂していると想定する。
	工事費	7.2 万円/kW （2018 年平均値）	● ベストプラクティスの共有、優良施工業者の認定制度により、平均が現在の優良事例までのコスト低減を見込むことが考えられる、適切な優良事例情報が得られない場合は国内のトップランナーレベルまで低減すると想定する。
	土地造成費	0.67 万円/kW （2018 年平均値）	● 自家消費型の場合は、そもそも土地造成費は不要となる。
	接続費	1.02 万円/kW （2018 年平均値）	● 自家消費型の場合は、接続費も不要となる。
運転維持費		0.56 万円/kW/年 （2018 年平均値）	● 自家消費型の場合、常に発電設備のある建物に管理者が居るため、コスト低減が期待できる一方、適切な維持管理のために現状以上に増加する可能性もあり、現状並みとする。
設備利用率		14.4% （2018 年平均値）	● 自家消費型の場合、過積載は想定されない中で、調達価格等算定委員会で報告されている高圧レベルの平均値程度を想定する。
稼働年数		20 年	● 技術の進展による長期化を想定する。

出所）現状の各数値については、調達価格等算定委員会「平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見」（2018 年 2 月 7 日）, p.9～12 より。

エ）買電単価設定

自家消費型の導入による買電回避効果を推計する上で、買電単価を設定する必要がある。ここでは、東京電力エナジーパートナーが従量料金単価を元に、表 2-51 のとおり設定した。なお、表 2-51 の単価はあくまでも約款記載の単価であり、実際の契約はこれより値引きされている可能性が高い点に留意が必要である。そのため、夏季単価ではなくその他季単価を採用した。一方で、自家消費型太陽光導入に伴う基本料金削減効果は織り込んでいない。

表 2-51　自家消費型の施設区分別の買取単価

施設区分		低動力プラン	業務用電力（契約電力 500kW 未満）	特別高圧電力 A20kW 供給	高圧電力 A（契約電力 500kW 未満）	高圧電力（契約電力 500kW 以上）	特別高圧電力 B60kW 供給
商業施設	小規模	○（15 円 51 銭）					
	中規模		○（16 円 08 銭）				
	大規模			○（14 円 63 銭）			
工場	小規模				○（15 円 94 銭）		
	中規模					○（14 円 87 銭）	
	大規模						○（13 円 92 銭）
倉庫						○（14 円 87 銭）	
工業団地							○（13 円 92 銭）
公共施設			○（16 円 08 銭）				

c. コスト・導入量推計結果

2040 年の導入量推計結果は、施設区分別に以下のとおりとなった。

表 2-52　2040 年における自家消費型太陽光の導入量推計結果

	商業施設	公共施設	工場	倉庫	工業団地
2040 年	8 万 kW	185 万 kW	183 万 kW	5 万 kW	11 万 kW

上記に加えて、リースを活用して自家消費型の導入を進める事業者の存在を別途見込むこととした。公益社団法人リース事業協会のリース需要動向調査報告書（概要）（2015 年 10 月）におけるその他設備（建設機械、環境エネルギー設備など）のリース利用回答数と購入回答数の比率は（206 : 336）であった。この比率を適用すると、2040 年におけるリース活用による自家消費型の導入量は 241 万 kW と推計された。

また、2040 年の LCOE は、割引率 3%としたときに 9.5 円/kWh となった。

2) 平置き

a. 導入量の推計方法

事業用平置き太陽光の導入形態としては、2.1.2(3)で検討したように、土地造成が不要で、周辺環境への影響が比較的少ない水上設置型と営農設置型を導入量推計の対象とする。

事業用の場合、事業者の導入判断の基準としては一般的にプロジェクトの IRR が用いられるが、いずれの導入形態も現時点では認知度が低く、プロジェクト IRR と導入量の関係を導くことが難しい。

そこで簡易的な推計方法として、今後足元と同程度の IRR が確保できる場合は、長期的には累積導入量が図 2-59 に示すような S 字曲線に従ってポテンシャル量に到達するものと仮定し、仮に IRR が上下した場合はその比率に応じて導入量が変化するものとして推計を行った。

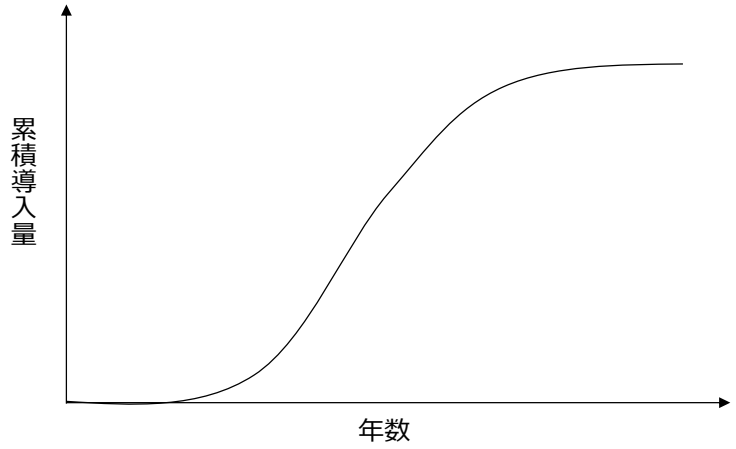


図 2-59　S 字曲線のイメージ

なお、IRR の変化に伴う導入量の変化については、以下のとおりに想定した。

- 現在の FIT では、事業用太陽光発電の IRR は 5%を前提として買取価格が決められている。
- 仮に 2MW 未満の規模区分にも入札制度が導入されたとしても、IRR5%が維持される限り、S 字曲線に従って累積導入量が増えるものとする。
- IRR の引き下げが行われた場合、その影響が顕れる 2 年後には、当該年の導入量が IRR の引き下げに応じて減少するものと仮定する。現時点の 20 年国債の金利が 0.5%程度であることから、0.5%で導入量はゼロになるものとして、導入量は線形で補完する。
- 以下では、FIT が継続する期間中の IRR についてシナリオを置くとともに、FIT 終了後には 10 円/kWh の単価で売電できるものとして、累積導入量を計算した。

b. シナリオに応じた導入見込み量の考え方

FIT の動向と系統制約に関して、それぞれ２つずつのケースを想定し、以下の 4 つのシナリオを設定した（表 2-53）。

表 2-53　FIT の動向と系統制約による 4 つのシナリオに応じた導入見込量の考え方

	系統混雑継続ケース	系統混雑緩和ケース
FIT 買取継続ケース	● FIT は 2025 年まで継続、2020 年までは IRR5%、2021～2025 年は IRR4%想定 ● 導入ポテンシャルは北海道・東北北部・九州を除く	● FIT は 2025 年まで継続、2020 年までは IRR5%、2021～2025 年は IRR4%想定 ● 導入ポテンシャルは全国対象
FIT 早期終了ケース	● FIT は 2020 年で終了、2019～2020 年は IRR4%想定 ● 導入ポテンシャルは北海道・東北北部・九州を除く	● FIT は 2020 年で終了、2019～2020 年は IRR4%想定 ● 導入ポテンシャルは全国対象

c. 導入量推計に用いたパラメータ等

ア）ポテンシャル量

水上設置型、営農設置型それぞれのポテンシャル量については、表 2-54 のとおりに設定した。なお、系統制約が解消しないシナリオの場合、系統制約が厳しい北海道・北東北・九州はポテンシャルから除外した。

表 2-54　水上設置型及び営農設置型それぞれのポテンシャル量

	水上設置型	営農設置型
ポテンシャル量	753 万 kW （系統制約が厳しい場合は 601 万 kW）	538 万 kW （系統制約が厳しい場合は 387 万 kW）
考え方	● 都道府県別のため池面積に対して、積雪地域を除外したうえで、一律に導入可能なため池が 5 割存在すると仮定 ● シエル・テール・ジャパンの導入実績データより、ため池面積に対する設置比率（40%）、モジュール 1 枚当たり平均面積（2.83 ㎡/枚）、モジュール出力（270W）と想定	● 都道府県別の総農業経営体数のうち、稲作経営体数を除く経営体数をベースとした ● 都道府県別の農業経営者年齢別農家数における 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を推計し、ベースの経営体数に乗じた（全国で約 11 万戸）。 ● 系統制約や電気主任技術者の外部委託費用の観点から、1 戸あたりの導入容量は 49kW と仮定した。

イ）事業用太陽光発電のコスト等の想定

事業用太陽光発電のコスト等に関しては、基本的に自家消費型の想定と同様、現状を踏まえつつ、表 2-55 に示す考え方でコスト低減を見込むことが考えられる。

表 2-55　水上設置型及び営農設置型における事業用太陽光発電のコスト低減の考え方

費目等		現状	コスト低減の考え方
資本費	設備費	24.8 万円/kW （2018 年平均値）	● モジュールは、世界の普及量に応じた学習曲線を想定した上で、契約ベースでは国際価格に収斂していると想定する。 ● PCS・架台についても、世界の普及量に応じた学習曲線を想定した上で、契約ベースでは国際価格に収斂していると想定することが考えられるが、適切な習熟曲線が得られない場合は国内のトップランナーレベルまで収斂していると想定する。
	工事費	7.2 万円/kW （2018 年平均値）	● ベストプラクティスの共有、優良施工業者の認定制度により、平均が現在の優良事例までのコスト低減を見込むことが考えられる、適切な優良事例情報が得られない場合は国内のトップランナーレベルまで低減すると想定する。
	土地造成費	0.67 万円/kW （2018 年平均値）	● 水上設置型・営農設置型ともに、土地造成費は不要となる。
	接続費	1.02 万円/kW （2018 年平均値）	● 系統制約が緩和される場合、現状並みと想定する。 ● 系統制約が続く場合、足元の特別高圧案件の平均並みに上昇すると想定する。
運転維持費		0.56 万円/kW/年 （2018 年平均値）	● 水上設置型・営農設置型ともに、陸上平置きよりコスト低減が期待できる一方、適切な維持管理のために現状以上に増加する可能性もあり、現状並みとする。
設備利用率		14.4% （2018 年平均値）	● 過積載率の増加により、平均が現在の大規模新規案件並みまで向上するとし、さらに水上設置・営農設置はヒアリング結果より年間発電量が増える効果を見込む。
稼働年数		20 年	● 技術の進展による長期化を想定する。

出所）現状の各数値については、調達価格等算定委員会「平成 30 年度以降の調達価格等に関する意見」（2018 年 2 月 7 日）, p.9～12 より。

d. コスト・導入量推計結果

2040 年の導入量推計結果は、設置形式別に表 2-56 に示すとおりとなった。

表 2-56　2040 年の平置き太陽光発電導入量推計結果

	系統混雑継続ケース	系統混雑緩和ケース
FIT 買取継続ケース	水上設置型：560 万 kW 営農設置型：362 万 kW	水上設置型：704 万 kW 営農設置型：506 万 kW
FIT 早期終了ケース	水上設置型：493 万 kW 営農設置型：316 万 kW	水上設置型：616 万 kW 営農設置型：437 万 kW

また、2040 年の LCOE は、割引率 3%としたときに 9.1 円/kWh となった。

2.1.5 今後の検討課題の整理

本節では、住宅用太陽光及び事業用太陽光を対象に、現状及び課題を踏まえつつ、主力電源化に向けて大量導入を進めるために必要な施策イメージを検討し、当該施策効果を踏まえたコスト低減と導入量について検討を行った。

コスト低減の検討結果としては、住宅用太陽光の 2040 年時点での LCOE が 12.2～15.7 円/kWh、事業用太陽光では同 9.1～9.5 円/kWh となった。

導入量の検討結果としては、住宅用太陽光は 2040 年時点で総量として 1,972～2,609 万 kW、事業用太陽光は屋根置きが 633 万 kW の積み増し、平置きは水上設置型が 493～704 万 kW の積み増し、営農設置型が 316～506 万 kW の積み増しとなった。一方、JPEA の掲げる目標では 2040 年時点で 1 億 5 千万 kW 程度としており、2050 年に 80%削減を目指す上では、今回の推計結果のみでは十分な量とは言えない。その理由としては、足下で見えている課題に対応した施策のみを考慮していたことや、導入量推計の対象として予め取捨選択を行っていたことなどが考えられる。主力電源化を進める再生可能エネルギーの中で大きなポジションを占めると考えられる太陽光発電について、更なる導入拡大を進めるためには、表 2-57 に示す事項について今後検討が必要と考えられる。

表 2-57　太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた今後の検討課題

区分		検討事項
住宅用	導入拡大に向けた施策検討上の課題	● 施策イメージの検討に至らかなかったものとして、維持管理に関する適切な情報提供、リフォーム事業者との連携、新築住宅への導入義務化が挙げられる。これらについて、関係者へのヒアリングを重ねつつ、施策の具体イメージを固めていく必要がある。 ● また、既築住宅については特にポテンシャルの顕在化余地が大きいことから、上述のリフォーム事業者との連携だけでなく、リフォーム時以外での導入機会の創出に向けた更なる施策の検討が必要となる。
	導入量推計上の課題	● 一般世帯を対象に実施した、太陽光発電の導入に対して許容できる初期投資額・投資回収年数に関するアンケート調査結果を基に導入率を推定したが、既築住宅についてはリフォームを予定している世帯以外では許容できる初期投資額・投資回収年数が小さく、施策効果を見込んでもほとんど導入が進展しない結果となった。 ● 施策検討側の検討事項として挙げた、リフォーム時以外の導入機会の創出に向けた施策による効果も踏まえた導入量の推計方法について検討する必要がある。
事業用	導入拡大に向けた施策検討上の課題	● 施策イメージの検討に至らなかったものとして、屋根置きの場合は、新築建築物への導入義務化、施工に関するグッドプラクティスの共有、平置きの場合は発電事業者側のノウハウ蓄積、環境価値・防災価値等のマルチベネフィット訴求などが挙げられる。 これらについて、関係者へのヒアリングを重ねつつ、施策の具体イメージを固めていく必要がある。 ● 屋根置きとしてポテンシャルが期待される建物区分として、集合住宅が挙げられる。一方で集合住宅の屋根設置を進める上では、発電した電気の帰属や計量といった課題、特に既築の集合住宅に対しては施工方法や受容性といった課題が存在する。 ● 営農設置型の導入拡大を進める上では、現状では導入規模が低圧に集中しているところを、高圧の規模区分を拡大させるための施策検討が必要である。
	導入量推計上の課題	● 自家消費型については導入量の決定要因が経済性（投資回収年数）のみとなっているが、建物価値や企業価値の向上と言った経済性以外の要因も踏まえた推計モデルの検討が必要である。 ● 売電を主目的とした平置きについては、S 字曲線と IRR の変化を考慮して推計したが、S 字曲線はポテンシャルの高さと到達時期によって形が変化するものであり、特に適切な到達時期の設定根拠が課題となっている。 ● 施策検討側の検討事項に挙げた集合住宅についても、導入量推計手法の確立が必要である。

2.1.6 【参考】事業者等へのヒアリング、有識者集中ヒアリングについて

本節の検討にあたっては、事業者等に対するヒアリング調査、有識者への集中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) 事業者等に対するヒアリング調査

2.1.1(2)で述べた太陽光発電のコスト動向の整理、及びに 2.1.2、2.1.3 で述べた目指すべき方向性の実現に向けた課題の整理やそれを踏まえた施策の検討にあたっては、表 2-58 に示す事業者等に対してヒアリング調査を実施した。

表 2-58　事業者等へのヒアリング調査の実施概要

テーマ	ヒアリング対象先	主なヒアリング事項
太陽光発電のコスト動向	ハウスメーカー	● 太陽光発電の高コスト要因と対応方策 ● 太陽光発電のコスト低減見通し ● コスト以外での太陽光発電導入促進の阻害要因と必要な施策 ● 推薦するヒアリング先
	パネルメーカー	
	発電事業者（4 社）	
	EPC 事業者	
	民間調査機関	
	研究機関（2 社）	
【住宅用】共同購入プログラムの推進	共同購入プログラムの支援事業者	● 共同購入プログラムの国内外の実績 ● 共同購入プログラムによるコスト低減効果・導入促進 ● 共同購入プログラムの拡大に向けた課題・導入拡大ポテンシャル
	（先行施策を実施する）地方公共団体	● 共同購入プログラムの実施検討の背景 ● 検討している実施スキーム
【住宅用】価格に関する情報提供	（先行施策を実施する）地方公共団体	● 価格に関する情報提供のスキーム ● 当該スキームの活用状況、消費者からの反応
【住宅用】屋根貸しモデルの推進	（屋根貸しモデルを展開する）電力小売事業者	● 住宅用太陽光発電の初期費用ゼロ・サービスの概要 ● 住宅用太陽光の普及に向けた課題と必要方策
【事業用】水上設置型の推進	水上設置型販売・施工事業者	● 水上設置型と地上設置型の違い ● 水上設置型における留意点 ● 水上設置型の導入拡大ポテンシャルと導入拡大に向けた課題
	（水上設置型の導入実績が多い）地方公共団体	● 水上設置型の導入状況 ● 水上設置型に対する地方公共団体としての対応 ● 水上設置型の導入拡大ポテンシャルと導入拡大に向けた課題
【事業用】営農型の推進	営農型発電事業者	● 営農型の概要・特徴 ● 営農型のコスト構造・ビジネスモデル ● 営農型の導入拡大ポテンシャルと導入拡大に向けた課題
【事業用】自家消費型の推進	産業用 PV メーカー	● 事業用自家消費型の導入動向 ● 事業用自家消費型の導入拡大に向けた課題と対応方策
	施工・メンテナンス関連業界団体	● 事業用自家消費の導入拡大に向けた課題と対応方策

(2) 有識者集中ヒアリング

文献調査や上述の事業者等へのヒアリング調査、2.1.2(1)で述べた一般世帯を対象としたアンケート調査の結果を踏まえつつ、太陽光発電の導入加速化・最大化に向けてより詳細な検討を行うため、表 2-59 に示すメンバーにより、3 回にわたって集中的な議論を行った。

表 2-59　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
ハウスメーカー
産業用 PV メーカー
太陽光発電事業者
施工・メンテナンス業界団体

2.2 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。

2.2.1 風力発電をめぐる現状と課題

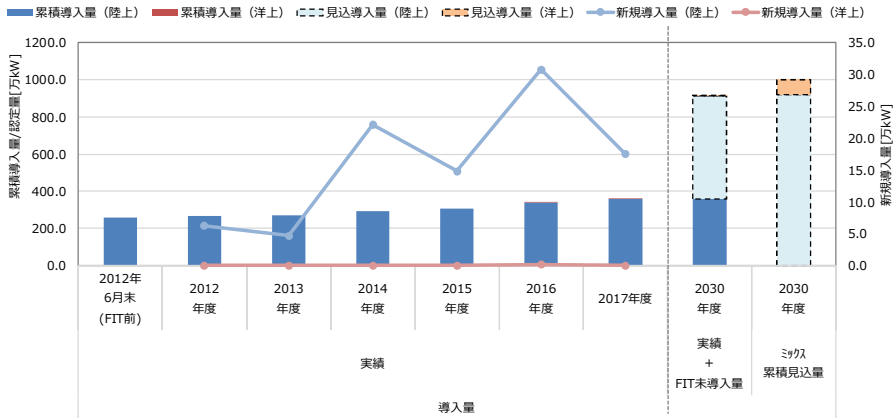
風力発電の導入加速化・最大化に向けた具体方策を検討する基礎情報として、風力発電の導入状況・導入見通し、コスト動向、事業環境等について各種文献調査及びヒアリング調査を実施し、日本における風力発電導入に向けた課題として取りまとめた。

(1) 風力発電の導入状況と導入見通し

風力発電の導入量及び FIT 認定量を図 2-60 に示す。2018 年 3 月末時点の導入量は 356 万 kW（陸上：356 万 kW、洋上：0.2 万 kW）である。風力発電は、地元との調整や環境アセスメント（以下、環境アセス）の実施等により、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。

一方、環境アセス中の案件の発電容量は 1,758 万 kW（2018 年 7 月 27 日時点）であり（図 2-61）、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 2 倍の水準となっている。

また、現在手続き中の東北北部エリアの電源接続案件募集プロセスでは、2017 年 8 月 4 日の接続検討（第 2 段階）受付時点で、陸上風力 446 万 kW、洋上風力 786 万 kW の申込みがあった。これらの状況を踏まえると、2030 年にかけて大幅に導入量が拡大すると想定される。



見込導入量（洋上）								0.2	82.0
見込導入量（陸上）								556.6	918.0
累積導入量（洋上）		0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	
累積導入量（陸上）	260.0	266.3	271.0	293.1	307.9	338.7	356.2	356.2	
新規導入量（陸上）		6.3	4.7	22.1	14.8	30.8	17.5		
新規導入量（洋上）		0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0		

図 2-60　風力発電の導入量・FIT 認定量

出所）資源エネルギー庁「なっとく再エネ」認定・導入量、第 7 回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（2018 年 8 月 29 日）資料 1 p.6 より三菱総研作成

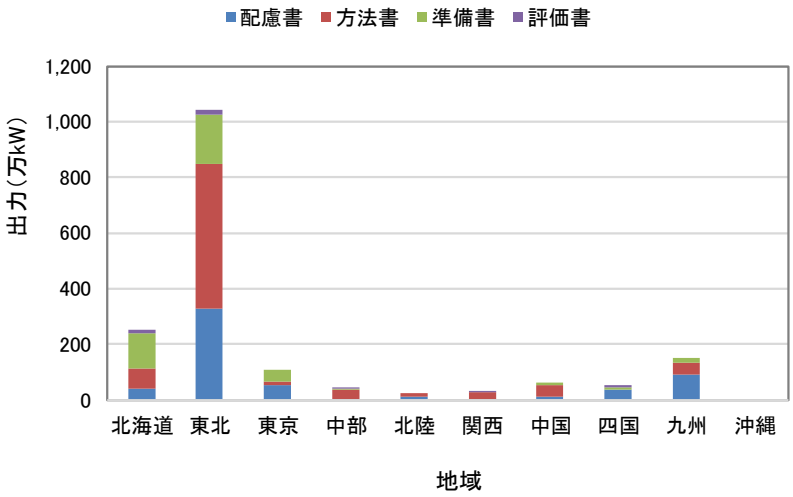
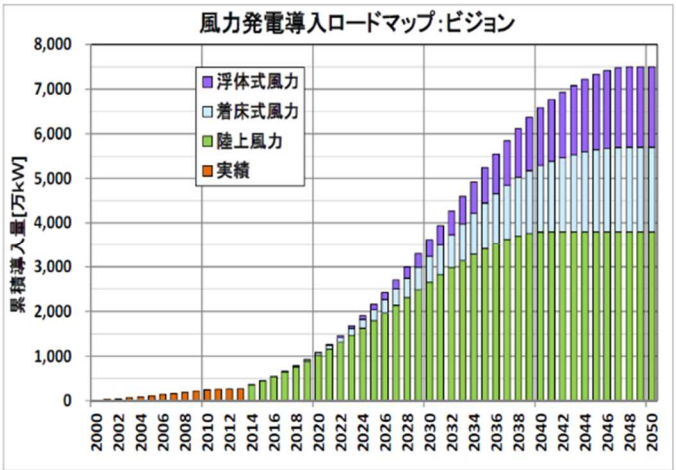


図 2-61　環境アセス中の案件の事業規模（2018 年 7 月 27 日時点）

出所）環境省提供資料より三菱総研作成

(2) 業界における将来見通し

日本風力発電協会（JWPA）では、“JWPA Wind Vision”（2016 年 2 月）を発表しており、2030 年時点で 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）の導入ロードマップを提示している。現在の FIT 認定量等を踏まえると非常に野心的な見通しとなっている。



	風力発電導入実績と導入目標値[万kW]				発電電力量
年度	合計	陸上	着床	浮体	[億kWh]
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 2-62　JWPA による風力発電の導入目標

出所）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）

(3) 風力発電の導入可能量

環境省調査[216]において、陸上風力発電の導入可能量は、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。

着床式洋上風力については、FIT 単価 32.0 円/kW×買取期間 20 年で 2,630 万 kW、FIT 単価 36.0 円/kW×買取期間 20 年で 8,203 万 kW と推計されている。

また、浮体式洋上風力については、FIT 単価 32.0 円/kW×買取期間 20 年で 1,326 万 kW、FIT 単価 36.0 円/kW×買取期間 20 年で 3,192 万 kW と推計されている。

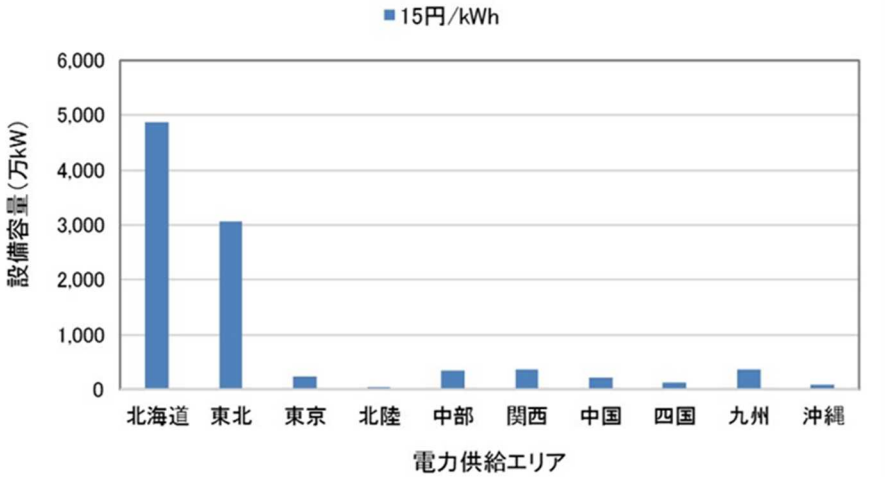


図 2-63 陸上風力発電の導入可能量（FIT 単価 15 円/kWh×買取期間 20 年間の場合）

出所）環境省「2015 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」（2016 年 3 月）p.51（図 3.1-22）より作成

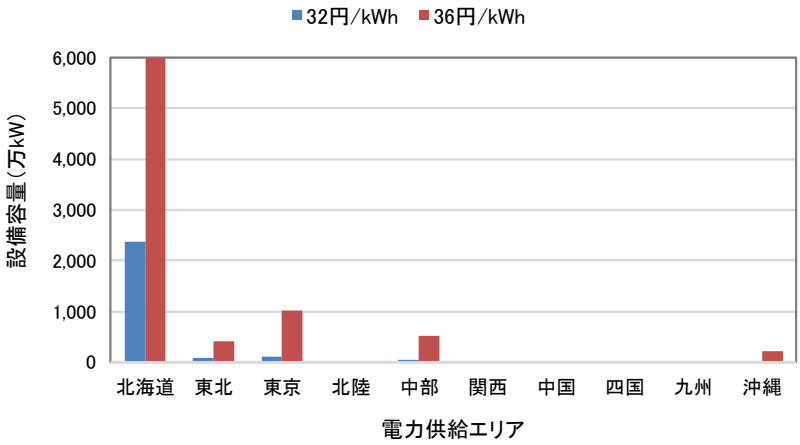


図 2-64 着床式洋上風力発電の導入可能量

出所）環境省「2015 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」（2016 年 3 月）p.70（図 3.1-36）より作成

[216] 環境省「2015 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」（2016 年 3 月）

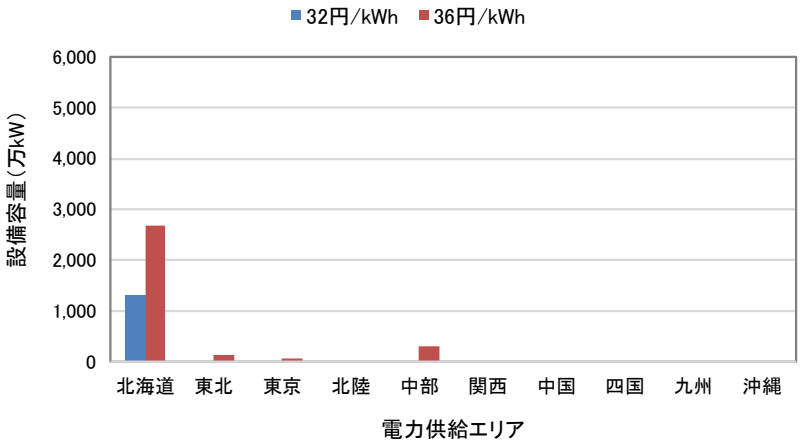


図 2-65 浮体式洋上風力発電の導入可能量

注）事業採算性基準は税引前 PIRR≧10%
出所）環境省「2015 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」（2016 年 3 月）p.70（図 3.1-36）より作成

(4) 風力発電のコスト動向

1) 資本費の動向

資源エネルギー庁によると、2016 年から 2017 年にかけての世界の陸上風力の資本費は、18.5 万円/kW から 16.4 万円/kW へと 11%低減している。一方、日本においては 28.2 万円/kW から 28.3 万円/kW へと横ばいとなっており、コスト削減は進んでいない。内訳を見ると、風車のコストは低減しているものの、工事費やその他のコストが増加している（図 2-66）。

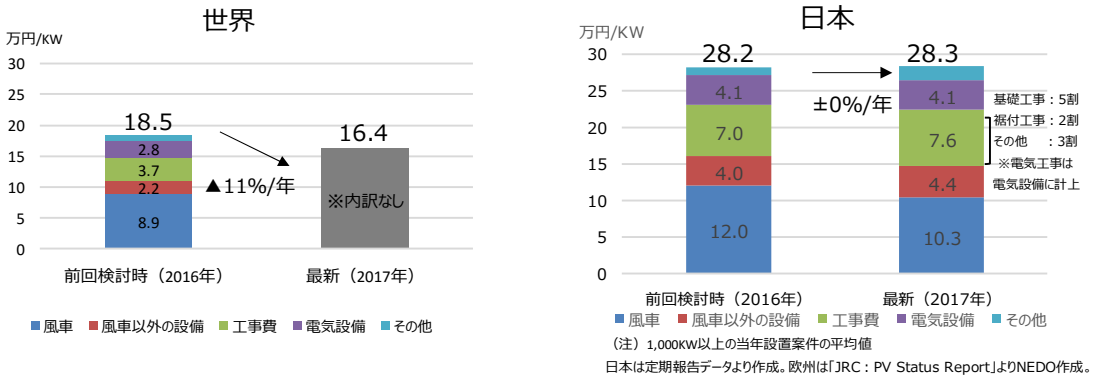


図 2-66　陸上風力発電の資本費構造

出所）第 7 回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資料 2「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた今後の論点」p.6（2018 年 9 月 12 日）より作成

自然エネルギー財団[217]によると、日本の風力発電の資本費は約 2,510 ユーロ/kW（32.6 万円/kW（※1 ユーロ=130 円で換算））で、ドイツより約 1,000 ユーロ/kW 高い。日本とドイツのコスト差要因として、最も費用の大きい「タービン/輸送据付費用」については両国の費用差は小さいものの、「土木工事」や「電気工事」、「その他」の費用について、日本の方が高額となっている点が指摘されている。

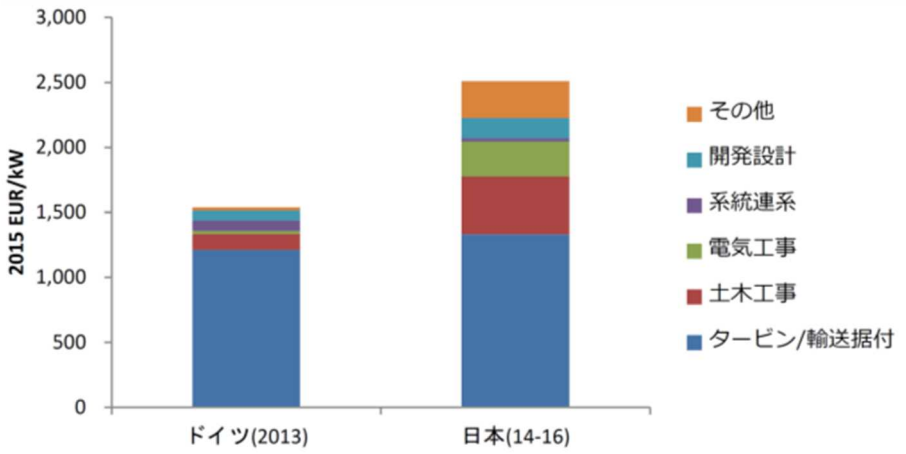
＜自然エネルギー財団によるコスト差要因の分析結果＞

タービンのコスト差要因

- 2007 年の建築基準法改正により、耐震基準を満たす強度が要求され、設計変更が発生。JIS 規格を満たす鋼材等は日本向けの特注品のため、国際価格と比べて調達コストが上昇。
- 一方、固定価格買取制度（FIT）による日本の風力発電市場の魅力が高まり、海外タービンメーカーが日本市場へ参入し、競争が発生。日本が海外と比べて高い利益を上乗せされている訳ではない。

工事のコスト差要因

- 山地への設置は土木工事費が増加し、発電所から連系点までの距離に応じて、電気工事費が増加。
- 東日本大震災の復興需要により、一部地域（東北地方の太平洋側）の労務費や資材単価が上昇し、土木工事費が高騰。市場や産業が未成熟なため、全体の工事の管理、施工管理はコストの高い大手 EPC 事業者に依存。



※1 ユーロ＝130 円換算

※ドイツのデータは Leipziger Institute fur Energie GmbH (2014)を参照している。ただし、ドイツの調査の対象は、2.0~3.5MW 規模の風力タービンとしているので、日本の風力タービンよりも大きなタービンが用いられている。

図 2-67　日本とドイツの風力発電の資本費比較（2015 年ユーロ価値）

出所）自然エネルギー財団「日本の風力発電コストに関する研究」（2017 年 6 月）p.20（図 15）

[217] 自然エネルギー財団「日本の風力発電コストに関する研究」（2017 年 6 月）

2) 運転維持費の動向

風力発電競争力強化研究会（資源エネルギー庁）によると、風力発電の運転維持費は、海外 0.43 万円/kW/年に対し、日本は 0.93 万円/kW/年であり、2 倍以上高い。また、その大部分が修繕費となっている（図 2-68）。大規模修繕の有無で、修繕費に差が出ているものの、その差分は小さく、通常のメンテナンス業務においてもコスト削減余地が多く残されていると考えられる。

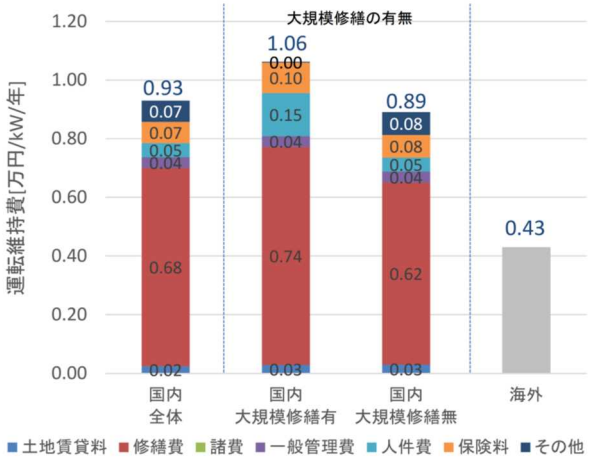


図 2-68　日本と海外の運転維持費の比較

出所）風力発電競争力強化研究会「風力発電競争力強化研究会報告書」p.12 参考 13（2016 年 10 月）

自然エネルギー財団によると[218]、風力発電の運転維持費は、日本はドイツの 2 倍近くとなっており、「一般運転管理費」、「保険費用」、「予備費（修繕費）」、「その他費用」について日本の方が高い状況にある。その要因として、管理基数や運転管理の経験が関係している可能性が指摘されている。

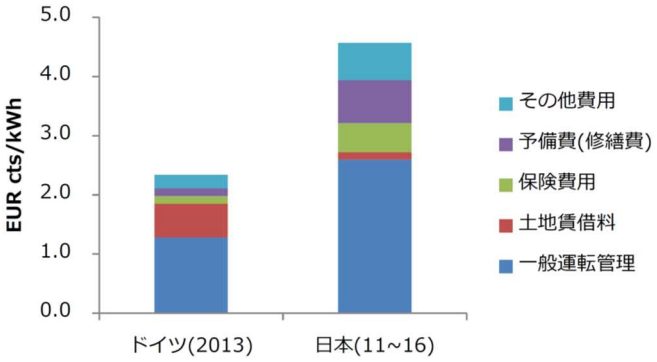


図 2-69　日本とドイツの風力発電の運転維持費比較

注）日本の運転維持費は、2011~16 年の中央値を用い、IRR はドイツと同条件(4.6%)とし、設備利用率は、FIT 導入後の日本のデータ(26%)を利用、1EUR=130 円として計算した。

出所）自然エネルギー財団「日本の風力発電コストに関する研究」（2017 年 6 月） p.37 （図 36）

[218] 自然エネルギー財団「日本の風力発電コストに関する研究」（2017 年 6 月）

3) 設備利用率の動向

風力発電競争力強化研究会（資源エネルギー庁）によると[219]、世界における風力発電の設備利用率は 31%に対し、日本は 22%と低い（図 2-70）。

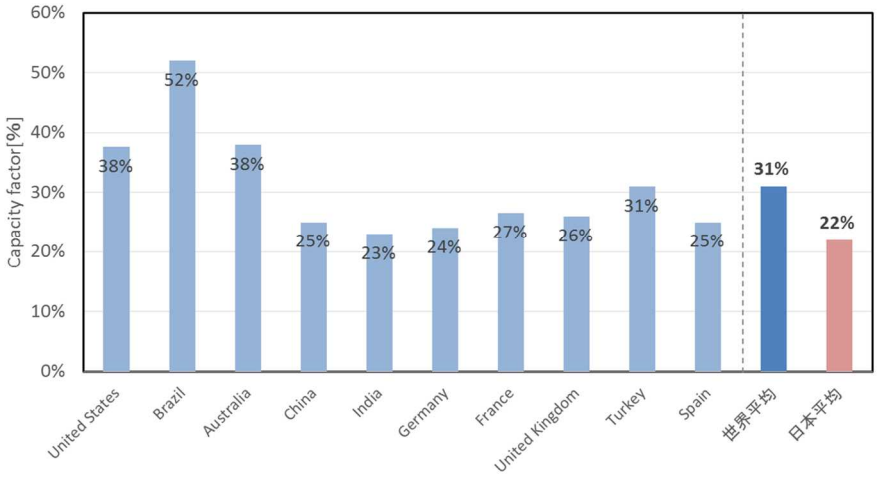


図 2-70　日本と諸外国との設備利用率の比較

出所）風力発電競争力強化研究会「風力発電競争力強化研究会報告書」p.11 参考 11（2016 年 10 月）

FIT の定期報告データによると、陸上風力発電（20kW 以上）の設備利用率は上昇傾向にある。2010 年以前に設置された案件の設備利用率（中央値）は 16～19%程度であるのに対し、2011 年以降に設置案件の設備利用率（中央値）は 27.2%に向上している（表 2-60）。

表 2-60 陸上風力（20kW 以上）における設備利用率（中央値）の推移

20kW 以上全体		設備利用率（中央値）			
		今年度のデータ (2017 年 6 月～ 2018 年 5 月)	昨年度のデータ (2016 年 6 月～ 2017 年 5 月)	2 年前のデータ (2015 年 7 月～ 2016 年 6 月)	3 年前のデータ (2014 年 10 月～ 2015 年 9 月)
全体		20.2%	19.4%	18.7%	18.6%
設置年	～2000 年	17.9%	18.1%	17.7%	15.7%
	2001～2005 年	18.8%	17.3%	17.3%	17.9%
	2006～2010 年	19.3%	18.9%	18.7%	18.5%
	2011 年～	**27.2%**	**26.8%**	**24.8%**	**25.1%**
2020 年の想定値		**25.6%**			

出所）調達価格等算定委員会「平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見」 p.41（2019 年 1 月 9 日）より三菱総研作成

[219] 風力発電競争力強化研究会「風力発電競争力強化研究会報告書」（2016 年 10 月）

4) コスト動向まとめ

各機関の文献等で示されている風力発電の資本費及び運転維持費をまとめると表 2-61 のとおりとなる。日本における資本費・運転維持費は、資本費については海外の 1.5 倍～1.7 倍、運転維持費については海外の 1.2～2.2 倍の水準にある（※各文献により比較年次が異なる点に注意）。

ただし、海外と日本では、自然環境や市場環境が異なることから、単純なコスト比較は必ずしも適切ではない点に留意が必要である。海外においては、風力発電の普及拡大及びコスト低減に向けて、数十年にわたりインフラを含めた社会環境整備を進めており、日本におけるコスト削減方策を検討する上では、これらの面にも着目することが重要となる。

表 2-61　風力発電の資本費及び運転維持費の比較

		IRENA[1]	風力発電競争力強化研究会[2]	大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会[3]	自然エネルギー財団[4]
資本費（万円/kW）	世界	16.2（1477USD/kW）（2017 年)	18.5（2016 年）	16.4（2017 年）	20.0(1539€/kW)（ドイツ、2013 年）
	日本	－	28.2（2016 年）[対世界比：1.5 倍]	28.3（2017 年）[対世界比：1.7 倍]	32.6(2510€/kW)（2014-2015 年）[対ドイツ比：1.6 倍]
運転維持費（万円/kW/年）	世界	0.73(66USD/kW/年)（年次不明、ドイツ)	0.43（2016 年）		－
	日本	0.84(76USD/kW/年)（年次不明)[対ドイツ比：1.2 倍]	0.93（2016 年）[対世界比：2.2 倍]		－

※1 ドル＝110 円、1EUR=130 円として換算。

出所）以下の文献より三菱総研作成

[1]IRENA “Renewable Power Generation Costs in 2017” p.94, p.108(Table 5.1)

[2]風力発電競争力強化研究会「風力発電競争力強化研究会報告書」p.9 参考 8、p.12 参考 13（2016 年 10 月）

[3]第 7 回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 資料 2「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた今後の論点」p.6（2018 年 9 月 12 日）

[4]自然エネルギー財団「日本の風力発電コストに関する研究」p.20 （図 15）, p.37 （図 36）（2017 年 6 月）

(5) 風力発電の高コスト要因と対応方策

文献調査、事業者へのヒアリング調査結果に基づき、風力発電の高コスト要因と対応方策について整理した結果を表 2-62 に示す。

各費目の主要な課題として以下が挙げられた。

- 設備費
  - FIT 後の市場拡大に伴い、海外メーカーの参入が増え、競争環境が形成されつつあり、風車の国内外価格差は縮小。
- 工事費
  - 適地の減少に伴う山岳地帯への設置による、輸送費・道路造成費等の増大が課題。
  - 日本特有の自然現象（台風・地震・落雷等）への対応や、それに起因する高い設計基準、安全規制の強化による工期の長期化なども高コスト要因となっている。
- 接続費
  - 適地の減少により、接続費用の自然増が見込まれる。また、系統容量不足による工事負担金の増大も課題。
- 運転維持費
  - メーカーの長期稼働率保証契約ではメンテナンス業務がブラックボックス化し、ており事業者にノウハウが蓄積されず、メンテナンスコストの削減が困難。
  - 事業者におけるメンテナンスノウハウや人材不足により、想定外の大型部品故障が発生し、ダウンタイム（運転停止時間）の増大による稼働率・設備利用率の低下が発生。
  - 市場規模が小さく、風車の種類が多岐にわたることによる、メンテナンス業務の非効率性の発生が課題。

表 2-62　風力発電の高コスト要因と対応方策
（文献調査・事業者ヒアリング調査結果を踏まえた整理）

分類		高コスト要因	対応方策
設備費	技術	―	✓ 風車の高効率化・低コスト化 ➢ 低風速対応風車の開発[1] ➢ 風車の大型化[3] ➢ ハイブリッドタワーの開発[1] ➢ 軽量化に向けた材料開発[1] ✓ NK 認証とセットになった技術開発の推進（技術開発後の速やかな上市実現）[3]
	立地・自然条件	✓ 日本特有の自然現象（低風速、台風、乱流、雷、地震、津波等）に対応する構造等[3] ✓ 山岳地域での風速予測精度の減少[3]	―
	制度・規制	✓ 建築基準法における高さ規制（60m 以上の建造物に対する大臣認定の必要性）による風況計測・設計時のコスト増[3] ✓ 耐震・耐風に係る高い設計基準、安全規制の強化による設備コストの増大（高スペック化）[2][3]	―

分類		高コスト要因	対応方策
		✓ 高い FIT 価格による、メーカーに対する価格交渉力の不足[1]	
	市場・産業構造	✓ 小さい市場規模による、スケールメリットの不足[1]	✓ **風車の内外格差は縮小している**[3] ✓ 風車メーカーと部品メーカーの垂直統合[1][3] ✓ 海外への日本型風車供給による市場拡大、産業育成[1]
	その他	✓ 蓄電池併設時のコスト増大[3]	✓ 風車・部品の一括発注、共同購入[1][3] ✓ 部品の直接購入、代替品購入（メーカー直販の回避）[3]
工事費	技術	✓ 大型風車の導入に伴う道路拡幅費用の増大[3]	✓ ブレード・タワーの分割技術の開発による輸送費の削減[3]
	立地・自然条件	✓ **日本特有の自然現象（低風速、台風、乱流、雷、地震、津波等）に対応した特殊設計**[3] ✓ **適地の減少、山岳設置による輸送費（アクセス道路の拡幅工事費など）、土地造成費の増大**[3][2]	✓ 土地造成量を削減した事例の収集
	制度・規制	✓ **耐震・耐風に係る高い設計基準、安全規制の強化による工期の長期化**[3]	✓ リプレースに対する設計基準の緩和（風況データを用いたシミュレーションに基づく設計風速の設定）[3]
	市場・産業構造	✓ 小さい市場規模に起因する参入事業者の不足による、価格交渉余地の不足（建設業界、運送業界、電気工事業界）[3] ✓ 小さい市場規模に起因する建設機材（クレーン）の不足によるレンタル費用の高額化[3] ✓ 港湾管理者による運送業者の選択肢の不足[3] ✓ 発電事業者側における技術的ノウハウ（コストや EPC 事業者の精査能力）の不足[3] ✓ 多段階の流通構造による高い流通コスト[3] ✓ 労働規制・働き方改革等による工期の長期化[3] ✓ オリンピック等による人件費高騰[3]	✓ 国による導入量の明確化（市場参入環境の整備）、部品製造工場の誘致[3] ✓ 設計・施工等の個別発注（EPC 一括請負による高コスト化の防止）[2]
接続費	立地・自然条件	✓ 適地の減少、山岳設置による接続費の増大[3][2]	―
	その他	✓ **適地の減少による系統接続・増強費用の増大（工事負担金の増大、電源接続案件募集プロセス等）**[3] ✓ 系統制約による案件規模の縮小（スケールメリットの不足）[4]	✓ 国主導による集中的・効率的な送電網の整備[3]
運転維持費 設備利用率	技術	―	✓ スマートメンテナンス技術の活用（CMS の活用、SCADA データの AI 解析等）※NEDO にて実施中[1][3] ✓ 風況予測技術の高度化による発電量の増大（LIDAR 技術等）※産総研にて開発中[3] ✓ ドローンやロボット等を活用した点検費用の削減[3]

分類		高コスト要因	対応方策
			✓ 予防保全や適切な O&M による運転停止期間短縮化・稼働率向上[3]
	立地・自然条件	✓ 風向変化や極値風によりダウンタイムが長い[3]	✓ スペックの強化やオペレーションによる対応[3]
	制度・規制	✓ 安全規制の強化（定期検査制度の導入）によるメンテナンス費用の増大[3] ✓ 電気主任技術者の配置[3]	✓ 点検に係る技術基準解釈の改正（IoT、AI 技術の活用可能性の拡大）[3]
	市場・産業構造	✓ **O&M 産業基盤の未整備、プレーヤー不足による競争不足**[1] ✓ 地元に業者がいない[3] ✓ 部品供給・ストック体制の未整備[1] ✓ **市場規模が小さく、風車の種類が多岐にわたることによる、故障発生時の非効率な個別対応**[3] ✓ **メンテナンス人材不足**[1] ✓ **風車メーカーの稼働率保証契約による O&M 業務のブラックボックス化と高額なメンテナンス費用**（例：部品の運搬費用、技術士派遣費用等）（メーカーは CAPEX を下げて OPEX で儲ける事業構造）[3] ✓ FIT 収入を背景とした、費用削減の動機付けの不足（故障費用を保険料で賄うことを前提とするなど）[3]	✓ 効率的な O&M 産業構造の構築（修繕用部品の調達効率化、エリア単位での効率的な O&M の実施、メーカー以外からの部品の調達や代替品の購入）[1][3] ✓ 部品供給・ストック体制・パーツセンターの整備[3] ✓ 共同購入[1] ✓ O&M 人材の育成、自社でのメンテナンス実施　※JWPA がメンテナンス係る講習を提供[1][3] ✓ 業界における運転・故障・事故関連データの共有、開示の義務化[3]
その他	制度・規制	✓ 地元調整や環境アセスに係る費用の増大[3] ✓ 無制限出力制限により事業計画の見通しが困難[3] ✓ 各種法的手続き（土地利用規制、工事計画届、農地転用等）の煩雑さ、開発期間の長期化[3] ✓ 耐震・耐風に係る高い設計基準、安全規制の強化によるプロジェクト認証取得に係る期間・コストの増大[3] ✓ 地権者多数・不明等による土地使用権設定の困難性（融資が受けられない、風況適地が使いないなど）[3] ✓ 国有林使用時の 5 年ごとの許可申請の必要性[3]	✓ 関連規制の緩和、手続きの簡素化、対応の迅速化[1][2] ✓ 土地使用権設定に係る改正[3] ✓ 国有林使用許可に係る規制緩和（申請間隔の延長）[3] ✓ 環境アセスの手続きの合理化、対応の迅速化[3] ✓ 国の主導による集中的・効率的なアセスの実施[3] ✓ 環境アセスに係る情報の事業者間共有[3]
	その他	ー	✓ 低コストでの開発資金調達を図るインフラファンドの活用[1]

出所）[1] 資源エネルギー庁「風力発電競争力強化研究会報告書」p.10-11、p.13-15、p.17-21、p.24（2016 年 10 月）、[2] 自然エネルギー財団　「日本の風力発電コストに関する研究」p.24-25、p.29 -30、p.41-42、p.48-49（2017 年 6 月）、[3] ヒアリング調査結果

(6) 風力発電の事業環境

日本における風力発電の開発に影響を及ぼしている各種トピックを収集・整理した。

1) 出力抑制リスクの増加（北東北における電源接続案件募集プロセス）

風力発電のポテンシャルが大きい東北電力管内、特に北東北エリアにおいて、再生可能エネルギー設備の系統連系にあたり必要となる系統増強費用（工事費負担金）を、複数の系統連系希望者間で共同負担する仕組みである、電源接続案件募集プロセス（以下、募集プロセス）が実施されている。

北東北エリアにおいては、FIT 開始後の系統連系の申込み増加に伴い、東北地方の北部と南部を接続する基幹送電線の一つに熱容量超過が見込まれたことを踏まえ、系統連系制約エリアが青森県、岩手県、秋田県、宮城県気仙沼地域に拡大されたが、系統連系制約エリアにおけるさらなる系統連系申込みにより、基幹系統のさらなる増強工事が必要となった。これを受けて、2016 年 10 月 13 日より北東北エリアの募集プロセスが開始された。

2017 年 3 月 9 日に公表された募集要領において、約 280 万 kW の応募を受け付けたところ、それを大幅に上回る応募（2017 年 8 月 4 日時点で 1,545 万 kW、うち陸上風力 446 万 kW、洋上風力 786 万 kW）があった。入札（2017 年 8 月 29 日締切）に対しては、792 万 kW（うち陸上風力 276 万 kW、洋上風力 476 万 kW）の応募があり、353 万 kW が落札された（うち陸上風力 127 万 kW、洋上風力 212 万 kW）。

本募集プロセスで落札された案件については、入札対象工事完工までの暫定的な連系が許容される代わりに、ローカルな系統制約による出力抑制のリスクがある。具体的には、通常のエリア全体の需給制約による抑制率が 25%程度の場合、ローカルな系統制約により 15%程度上振れするリスクがある見通しが示されている（図 2-71）。

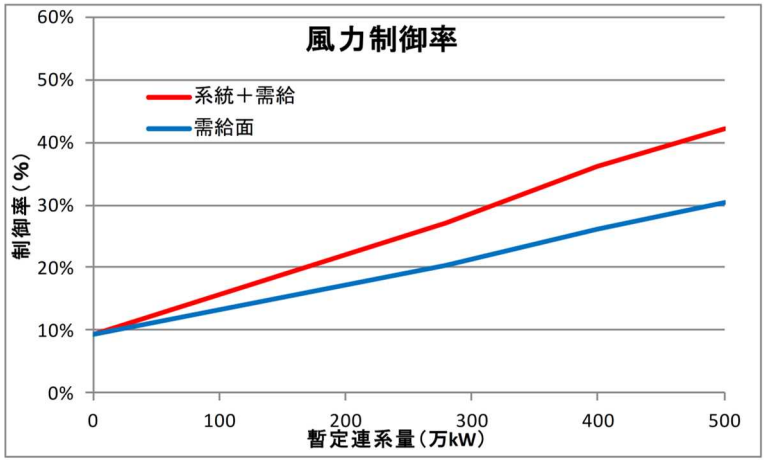


図 2-71　北東北エリアの募集プロセス案件における出力制御見通し試算結果

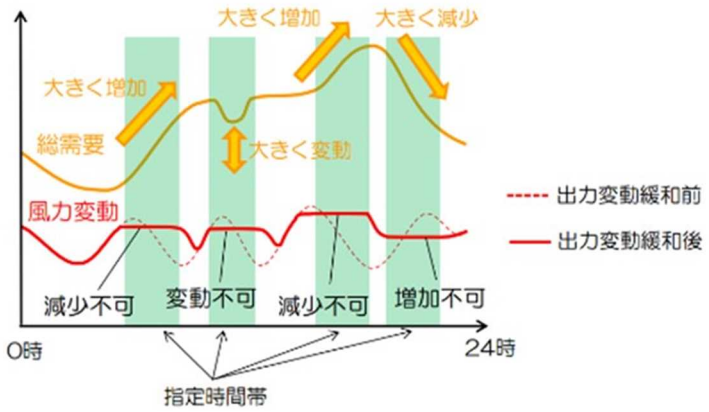
出所）第 14 回系統 WG （2018 年 1 月 30 日） 資料 1「東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの対応について」p.27

2) 出力変動緩和対策費用の増加

北海道においては、風力発電設備の設置にあたり出力変動緩和対策の実施が必要となっており、系統接続に係る費用負担が増加している。

北海道電力が 2016 年 4 月に公表した「風力発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件」において、系統連系にあたり、長周期の出力変動緩和対策を実施することが求められている。具体的には、需要変動が大きくすでに発電機の出力調整が厳しい時間帯（指定時間帯）において、蓄電池等により、発電所合成出力の変動が需要変動を拡大させない方向への制御が必要とされており、事実上、蓄電池併設が必須となっている。

具体的な出力変動緩和対策のイメージを図 2-72 に示す。各指定時間帯において、発電所合成出力の変動方向を制御する必要がある。



7:00～10:00：発電所合成出力を減少させない
11:30～13:30：発電所合成出力を増減させない
16:00～19:00：発電所合成出力を減少させない
20:00～23:00：発電所合成出力を増加させない

図 2-72　長周期の出力変動緩和対策のイメージ

出所）北海道電力「風力発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件」p.2（2016 年 4 月）

3) 風力発電側の出力調整等による系統安定化への寄与

風力発電設備は、出力制限や出力変化率制限、周波数ドループ、慣性応答、電圧制御等、系統を安定化させる制御機能を有しており、海外では適用の実績がある。

日本においても、今後導入される風車については同様の機能を保有する最新型機になると想定されるため、風力発電設備が系統安定化や調整力提供の機能を果たせる可能性がある。

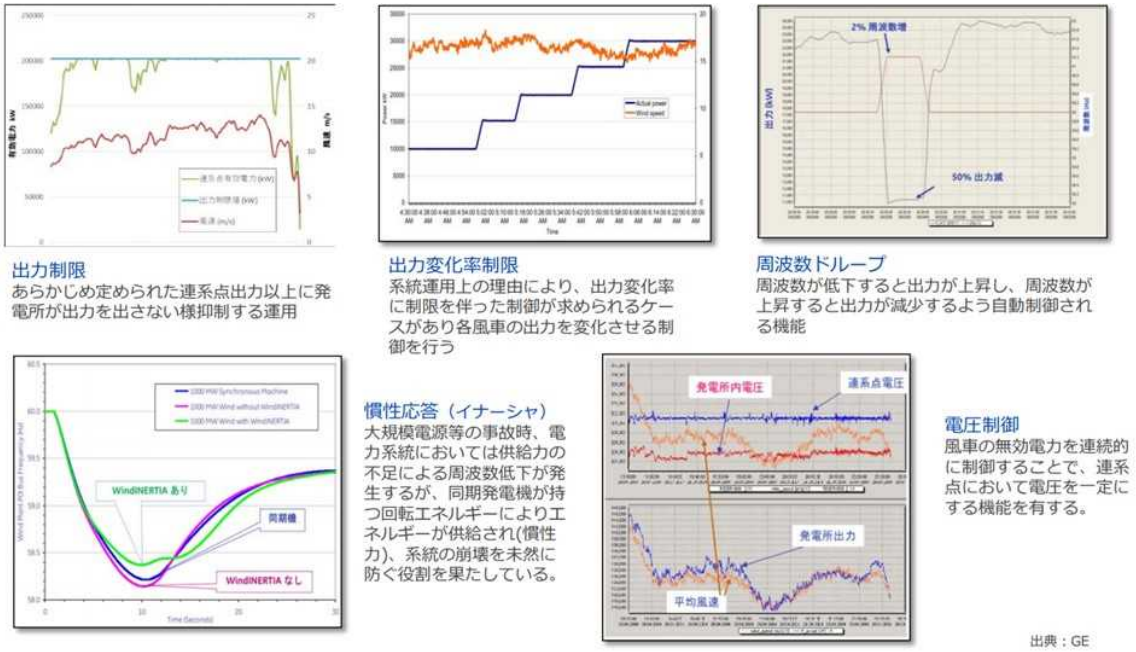


図 2-73　系統安定化技術の例

出所）再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会（第 3 回）資料 3「世界の風力発電動向と日本における課題」p.9（GE Renewable Energy 発表資料）（2017 年 6 月 14 日）

4) 地域・環境共生（環境アセスへの対応）

風力発電は環境アセスの対象になっており（7,500kW 以上）、開発にあたり、地域・環境共生策を講じる必要がある。

図 2-74 に、北海道道北地域における環境アセスへの対応例を示す。配慮書時点の事業実施想定区域（図 2-74 オレンジ枠部分）に対し、希少猛禽類や渡り鳥への影響が懸念される風車の設置取りやめや稼働調整の検討が求められた。

本事例のように、風力の開発においては、自然環境保全に係る適切な措置を講じ、健全な導入普及を図る必要がある。



図：対象事業実施区域（環境影響評価準備書を基に、「環境アセスメント環境基礎情報データベースシステム」で作成）

北海道道北地域における
（仮称）増幌風力発電事業等７事業

準備書とそれに対する環境大臣意見
（平成28年９月）のポイント

①配慮書に対する大臣意見への対応
- 重要な鳥類及び渡りへの影響の回避・低減を図ることなど配慮書からの区域の絞り込み、環境影響を踏まえた配置の検討

→（大臣意見）希少猛禽類への影響等を避ける必要がある風車についての設置取りやめや、渡り鳥への影響等が特に強く懸念される風車についての稼働調整

②累積的影響・協議会による今後の検討
- 自然環境保全上極めて重要な地域を含む北海道道北地域の広い範囲に多数の風車を設置
- 各事業が近接しているほか、周辺ではこのほかにも多数の風力発電事業が計画されており、累積的な影響が懸念

→（大臣意見）円滑な事業の実施のため、専門家、団体、地元自治体、関連行政機関等による協議会を設置し、助言を踏まえた渡り鳥に関する稼働制限等が必要

→（大臣意見）事後調査及び環境監視の実施に当たっては、他事業者と情報を共有し、必要に応じて合同で調査すること等

図 2-74　北海道道北地域における環境アセスへの対応事例

出所）中央環境審議会総合政策部会環境影響評価制度小委員会（第４回）資料２「最近の風力発電所設置事業における手続き状況等」p.3

5) リプレースにおける環境アセスの合理化

リプレースの場合、すでに送電線や道路が整備されており、土地の改変や建設機械の稼働等による環境影響が限定的になる等、新設に比べ、環境影響が低減されることが想定される。

環境省では、リプレース時の環境アセスにおいて、環境影響評価項目として選定しないこと、又は、調査・予測手法の簡略化の基本的な考え方について検討を行い、検討の結果を報告書として、2015 年 1 月に公表している（図 2-75）。

ケース区分			ケースⅠ（基数が減）		ケースⅡ（基数が同）		備考
			Ⅰ-a（同配置※1）	Ⅰ-b（同区域※2に配置）	Ⅱ-a（同配置※1）	Ⅱ-b（同区域※2に配置）	
条件	配置イメージ	面的な配置の例 ●：区域 ●：発電設備 ○：撤去設備					既存配置
		線的な配置の例 ●：区域 ●：発電設備 ○：撤去設備					既存配置
	基数		8基 ⇒ 6基		8基 ⇒ 8基		
	単基出力（kW）		1,500 ⇒ 2,000		1,500 ⇒ 2,000		
	ハブ高（m）		65 ⇒ 78		65 ⇒ 78		
	ロータ直径（m）		70 ⇒ 80		70 ⇒ 80		
	ブレードの最高到達点（m）		100 ⇒ 118		100 ⇒ 118		
	総出力（kW）		12,000 ⇒ 12,000		12,000 ⇒ 16,000		
主な環境影響要因の変化	施設の稼働	騒音・超低周波音	→ 大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。	→ 大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。	↗ 大型化するため、環境影響は大きくなる可能性がある。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる可能性がある。	
		風車の影	→ 大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。	→ 大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。	↗ 大型化するため、環境影響は大きくなる可能性がある。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる可能性がある。	
	地形改変及び施設の存在	地形及び地質	↘ 同配置※1のため、環境影響は現状と変化しない。	↘ 地形改変がない場合は、環境影響は現状と変化しない。 / ↗ 地形改変がある場合は、環境影響が大きくなる。	↘ 同配置※1のため、環境影響は現状と変化しない。	↘ 地形改変がない場合は、環境影響は現状と変化しない。 / ↗ 地形改変がある場合は、環境影響が大きくなる。	
	施設の稼働・地形改変及び施設の存在	動物 飛翔性動物※3	→ 大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。	→ 大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。	↗ 大型化するため、環境影響は大きくなる可能性がある。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる可能性がある。	設備の高さが変化するため、飛翔区域を考慮する必要がある。
		動物 その他の動物	↘ 同配置※1のため、環境影響は現状と変化しない。基数が減少することから低減の可能性もある。	↘ 地形改変がない場合は、環境影響は現状と変化しない。基数が減少することから低減の可能性もある。 / ↗ 地形改変がある場合は、環境影響が大きくなる。	↘ 同配置※1のため、環境影響は現状と変化しない。	↘ 地形改変がない場合は、環境影響は現状と変化しない。 / ↗ 地形改変がある場合は、環境影響が大きくなる。	
		生態系	→ ↗ 大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。	→ ↗ 地形改変がない場合は、大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。 / 地形改変がある場合は、環境影響が大きくなる。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる可能性がある。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる可能性がある。	
	地形改変及び施設の存在	植物	↘ 同配置※1のため、環境影響は現状と変化しない。基数が減少することから低減の可能性もある。	↘ 地形改変がない場合は、環境影響は現状と変化しない。基数が減少することから低減の可能性もある。 / ↗ 地形改変がある場合は、環境影響が大きくなる。	↘ 同配置※1のため、環境影響は現状と変化しない。	↘ 地形改変がない場合は、環境影響は現状と変化しない。 / ↗ 地形改変がある場合は、環境影響が大きくなる。	
		景観	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる。	
		人と自然との触れ合いの活動の場	→ 大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。	→ 大型化するが、基数が減少するため、環境影響は現状と同程度と想定される。配置によっては、変化の可能性がある。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる可能性がある。	↗ 大型化するため、環境影響が大きくなる可能性がある。	

注）凡例 ↘：環境影響の程度は現状と変化しないか、低減する可能性がある。 →：環境影響の程度は現状と比較して同程度と想定されるが、配置によっては変化する可能性がある。 ↗：現状と比較して環境影響の程度が大きくなるか、その可能性がある。
※1 同配置：既造成地であり、かつ既存の風力発電設備から 100m 以内に配置すること　※2 同区域：既存の風力発電設備から 300m 以内であること　※3 飛翔性動物：ここではブレードの回転域を飛行する可能性のある動物を想定

図 2-75　モデルケース別のリプレース特性と主な環境影響評価項目との関係（供用時）

出所）環境省「風力発電所のリプレースにおける環境影響評価手法の合理化に関する検討報告書」p.4-3（2015 年 1 月）

6) 洋上風力の拡大に向けたルールや事業環境の整備

日本においては、海洋再生可能エネルギー発電設備の海域利用に関して、長期にわたる占用を実現するための統一的ルールがなく、先行利用者との調整に係る枠組みも整備されていない状況にあった。

そこで、海洋再生可能エネルギーの導入環境や一般海域の占用ルール、先行利用者との調整の枠組みを整備するため、「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律」が 2018 年 11 月に成立した。

本法律では、一般海域における促進区域の指定や、先行利用者との調整に係る枠組みが定められるとともに、最大 30 年間にわたって占用が許可されることとなり、中長期的な事業予見性が高まった。

本法律の具体的な運用方法については、経済産業省と国土交通省が合同開催する「洋上風力促進ワーキンググループ・洋上風力促進小委員会」において審議中である。また、本法律が適用される案件は、入札制に移行することになっている。

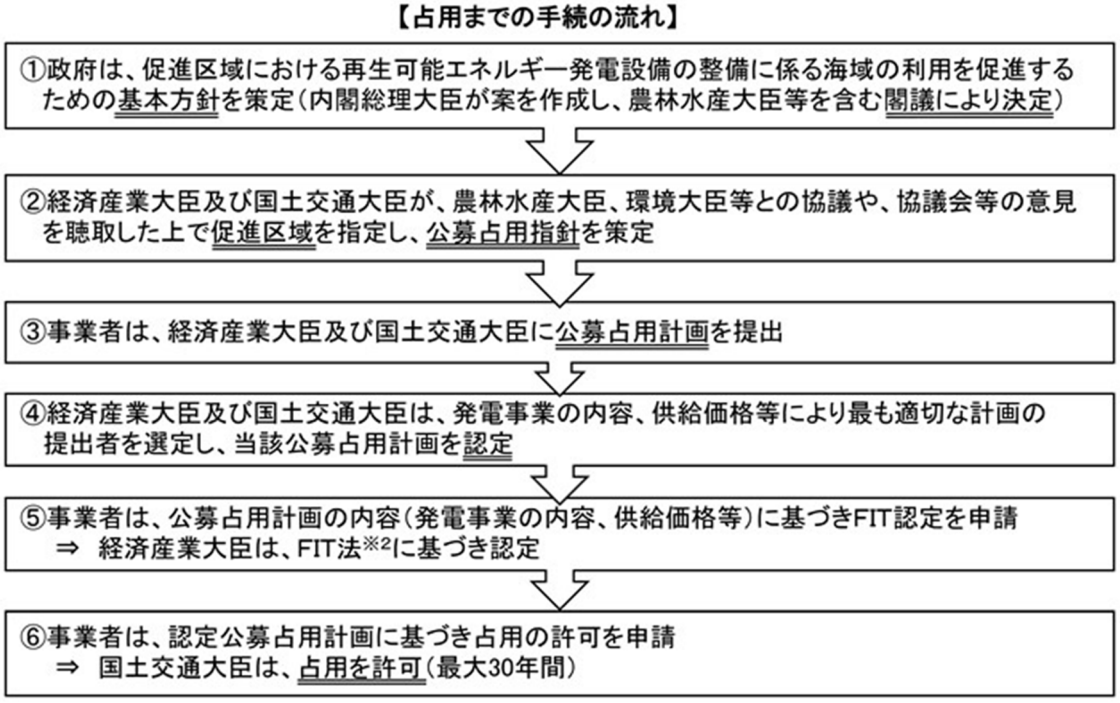


図 2-76　海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律案における占用までの手続きの流れ

出所）経済産業省「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律案　概要資料」（https://www.meti.go.jp/press/2018/11/20181106001/20181106001-1.pdf）（閲覧日：2019 年 3 月 18 日）

2.2.2 課題を踏まえた目指すべき方向性の整理

(1) 現状と課題を踏まえた目指すべき方向性

前項までに整理した風力発電の現状と課題を踏まえ、風力発電の目指すべき方向性について整理した結果を図 2-77 に示す。

コスト動向調査において整理したとおり、主力電源化に向けて市場において自立的に導入が進むためには、さらなるコスト低減が必要となる。コスト低減に向けては、事業者におけるコスト削減努力も重要となるが、ヒアリング調査を踏まえると、事業者の自主努力では解決できない日本の自然環境等に由来する課題（山岳地形、台風・地震・落雷への対応など）もある一方、市場や社会的課題（市場規模に起因する競争環境の欠落、メーカーの長期稼働率保証に起因するノウハウ蓄積の困難性、メンテナンス人材不足など）が多数存在することが分かった。

また、事業者の市場参入の促進や長期安定的な運用を実現するためには、地域との調整に係るリスク低減や、メンテナンス業務における地元活用が必要であることが分かった。

これらの現状を踏まえると、風力発電の主力電源化に向けた目指すべき方向性は「さらなるコスト低減」「事業環境の整備」「地域との共生」に大別されると考えられる。

「さらなるコスト低減」については、他電源に対して競争力を持つ水準までコストを低減させる必要がある。その際、海外と同水準のコストまで下げることを目的とするのではなく、海外の先進事例を踏まえて、日本の状況に応じたコスト削減方策を講じていくことが重要となる。

その実現に向けては、「事業環境の整備」が必要であり、効率的・安定的な事業運営が可能となる各種環境整備を実施していく必要がある。

また、開発リスクの低減や長期安定的な事業運営を実現するためには「地域との共生」が有効であり、地域に貢献し、地域を活かす、「地域貢献型再生可能エネルギー事業」の形を模索していく必要がある。

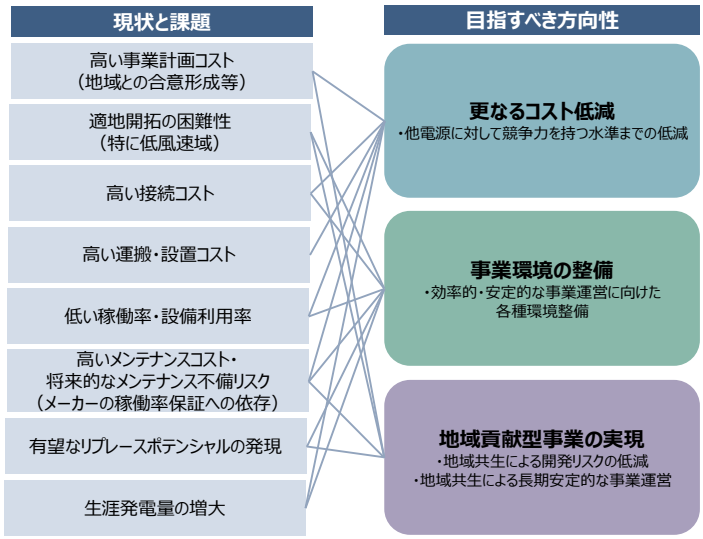


図 2-77　風力発電の現状と目指すべき方向性

(2) 地域貢献型再生可能エネルギー事業の考え方と意義・メリット

地域貢献型再生可能エネルギー事業（以下、地域貢献型再エネ事業）を定義するにあたっては様々な考え方が存在すると考えられる。

世界風力エネルギー協会では、地域貢献型事業の定義の一つとして『コミュニティパワー三原則』を提唱しており、以下の 3 つの基準のうち、少なくとも 2 つを満たすプロジェクトを、地域主導の取組み（コミュニティパワー）の要件としている。

- 地域の利害関係者がプロジェクトの大半もしくは全てを所有している
- プロジェクトの意思決定はコミュニティに基礎をおく組織によっておこなわれる
- 社会的・経済的便益の多数もしくは全ては地域に分配される

また、過年度の環境省事業では、少なくとも地域内の技術あるいは資本が活用されていることを条件とし、地域が主体となったプロジェクト（ただし、大手資本との連携を排除するものではない）に着目して調査を進め、地域が主体となった再生可能エネルギー事業が地域に与える経済的な効果・影響について整理してきた。

上記を踏まえ、地域貢献型再エネ事業を定義する観点として、以下の 4 つの切り口が重要と考えられる。

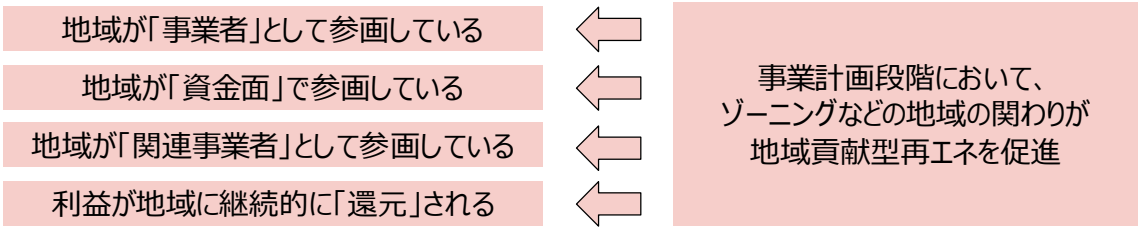


図 2-78　地域貢献型再エネ事業の定義の観点

地域貢献型再エネ事業の具体的内容と地域におけるメリットを整理したものを表 2-63 に示す。前述の 4 つの切り口それぞれにおける地域のメリットは、「地域経済の活性化」と「地域環境の改善」に大別されると考えられる。さらに、両者において、主に発電事業に関わる主体がメリットを享受するものと、地域の幅広い主体がメリットを享受するものに分類されると考えられる。

特に地域貢献の波及効果を考えた場合には、地域の幅広い主体がメリットを享受する事業が、より望ましいと考えられる。また、メリットの継続性を考慮することも重要と考えられる。

表 2-63　地域貢献型再エネ事業の具体的内容と地域におけるメリット

地域の関わり方	具体的内容	地域におけるメリット（※）	
地域が「事業者」として参画	• 地元企業が事業者 • 地方自治体が事業者 • 地元企業・協議会等による共同事業	• 地元企業や地方自治体の収入増（◎）	地域経済の活性化 ⇒主に発電事業に関わる主体がメリットを享受（特に民間案件）
地域が「資金面」で参画	• 資金調達先が地域金融機関 • 市民出資による事業 • 地方自治体のファンドによる事業	• 地域金融機関の融資活性化（◎） • 地域住民への配当（配当金、地域商品券等）による収入増（◎）	
地域が「関連事業者」として参画	• 地元企業が工事に参画 • O&M業者が地元企業	• 地元企業の収入増（建設業者：△、O&M業者：◎）	
利益の継続的な地域への「還元」	• 関連産業（観光業、農業等）の付加価値向上	• 地元企業の収入増（◎）	地域経済の活性化 ⇒幅広い主体がメリットを享受
	• 売電収入を地域で活用 • 非常用電源としての活用 • 手入れがなされていなかった場所への立地による土地やインフラの適切な維持管理	• エネルギー分野以外（福祉・教育等）の環境整備（◎） • 地域のレジリエンスの向上（◎） • 地域の国土保全（◎）	地域環境の改善 ⇒幅広い主体がメリットを享受

（※）◎：継続的なメリット　　△：一時的なメリット

地域貢献型風車における、事業者と地域にとっての具体的な意義・メリットは図 2-79 に示す内容が挙げられる。地域貢献型風車や、事業者と地域の双方に意義・メリットのある事業であり、地域貢献型風車のメリットを地域が理解すれば、これまで事業者単独では開拓が困難であった地域においても、風力発電の導入域が拡大することが期待される。

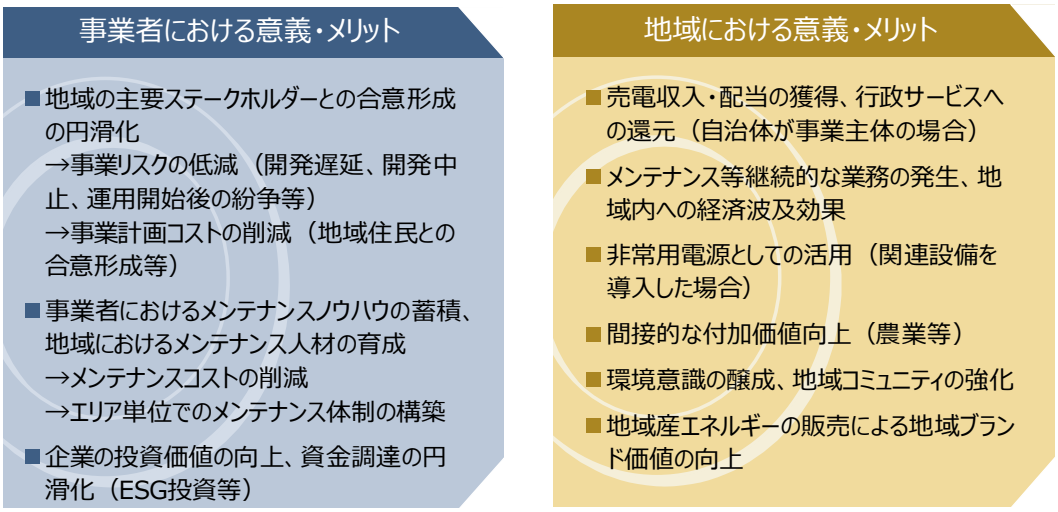


図 2-79　地域貢献型風車の意義・メリット

地域貢献型風車の事例としては、北海道浜頓別町にある風力発電所が挙げられる。浜頓別町においては、ユーラスエナジーが開発した 10 基のうち 1 基が、地元の NPO 法人である北海道グリーンファンド譲渡されている。

地域と連携することにより、主要ステークホルダーとの合意形成が円滑になされ、事業計画コストの削減に寄与している。

表 2-64　北海道浜頓別町における地域貢献型風車の概要

事業者	NPO 法人北海道グリーンファンド（生活クラブ生協北海道・トーメンが母体）	
運転開始時期	2001 年 9 月	
出力・基数	990kW×1 基	
事業規模	総事業費 2 億 2,000 万円（市民出資、自己資金、融資で調達）	
地域におけるメリット	・ 単独開発よりも安価に建設・維持管理が可能	
事業者におけるメリット	・ 地元の主要ステークホルダーとの連携が可能（浜頓別町町長、出資者や活動を支援するサポーターなど総勢 200 名が現地に集合し完成祝い） ・ 地域における企業価値の向上（はまかぜちゃんの愛称で親しまれる）	

出所）ユーラスエナジープレスリリース、「北海道浜頓別はまとんべつ町に市民風車 1 号機が完成」（http://www.eurus-energy.com/press/index.php?id=9）（閲覧日：2018 年 11 月 7 日）より三菱総研作成

海外においては、SCoE（Society's Cost of Electricity）という概念が提唱されている。SCoE とは、発電方法を比較する際、直接的なコストや電力量だけでなく、社会的な費用・便益も考慮する考え方である。社会的な費用・便益は以下の 2 つのカテゴリーに分けられている。

- システムコスト：潜在的補助金、送電費用、発電量の変動
- 外部コスト：社会的コスト、雇用創出効果、地政学リスク

LCoE（Levelised Cost of Electricity）は発電量や発電にかかる直接的コスト（投資/O&M コスト/燃料・CO2 コスト）しか考慮しないが、社会的な費用・便益を考慮する SCoE を用いることで、間接的コストも含めた評価が可能になる。

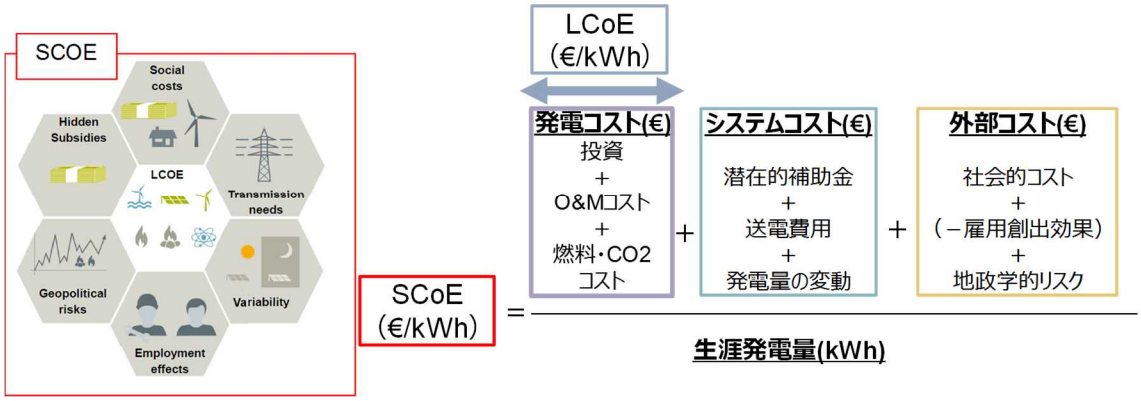


図 2-80　SCoE の概要

出所）Siemens Wind Power, "SCOE – Society's costs of electricity: How society should find its optimal energy mix" p.4（2014 年 8 月）, EY, "Offshore wind in Europe" p.10（2015 年 3 月）より三菱総研作成

Siemens による SCoE を用いた陸上風力と洋上風力の評価例を図 2-81 に示す。

LCoE で評価すると、洋上風力は陸上風力の 2 倍近く高い電源となる。

一方、SCoE で評価すると、洋上風力は陸上風力の約 3 倍の雇用創出効果があるため、LCoE における評価差をほぼ埋める形となり、陸上・洋上のコスト差はほぼ消滅すると評価されている。

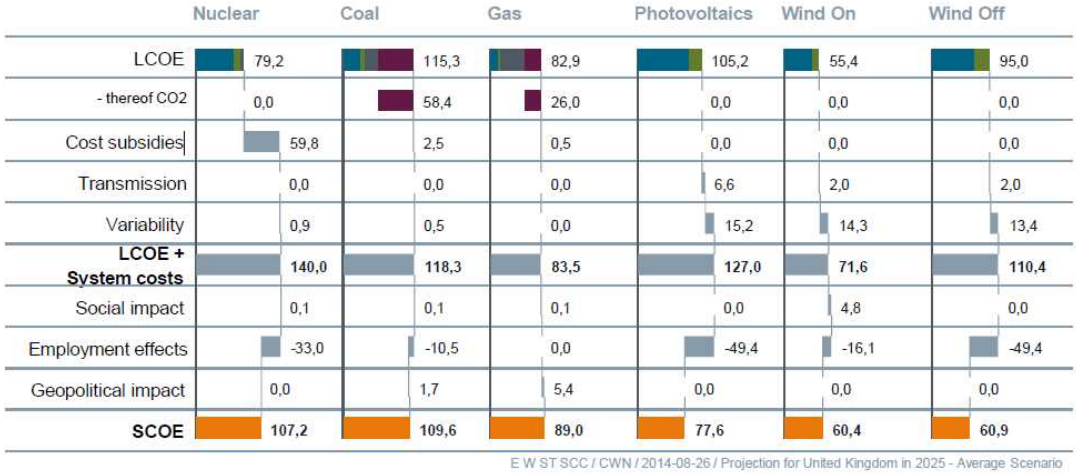


図 2-81　SCoE を用いた陸上風力と洋上風力の評価例（英国）

出所）Siemens Wind Power, “SCOE – Society’s costs of electricity: How society should find its optimal energy mix” p.6（2014 年 8 月）

なお、地域貢献型風車を検討するにあたっては、都道府県の役割に加えて、地域の状況をよく把握している基礎自治体である市町村の役割も重要であるとの意見が有識者より挙げられた。また、国と地域の役割分担のバランスも重要であるとの意見が挙げられた。

2.2.3 課題と目指すべき方向性を踏まえた施策イメージの検討

前項に整理した、課題と目指すべき方向性を踏まえ、施策の方向性を整理した結果を図 2-82 に示す。10 の施策イメージを挙げるとともに、特に★を付した施策については、具体的な施策イメージと記載される効果、施策化にあたって検討すべき課題・論点を整理した。

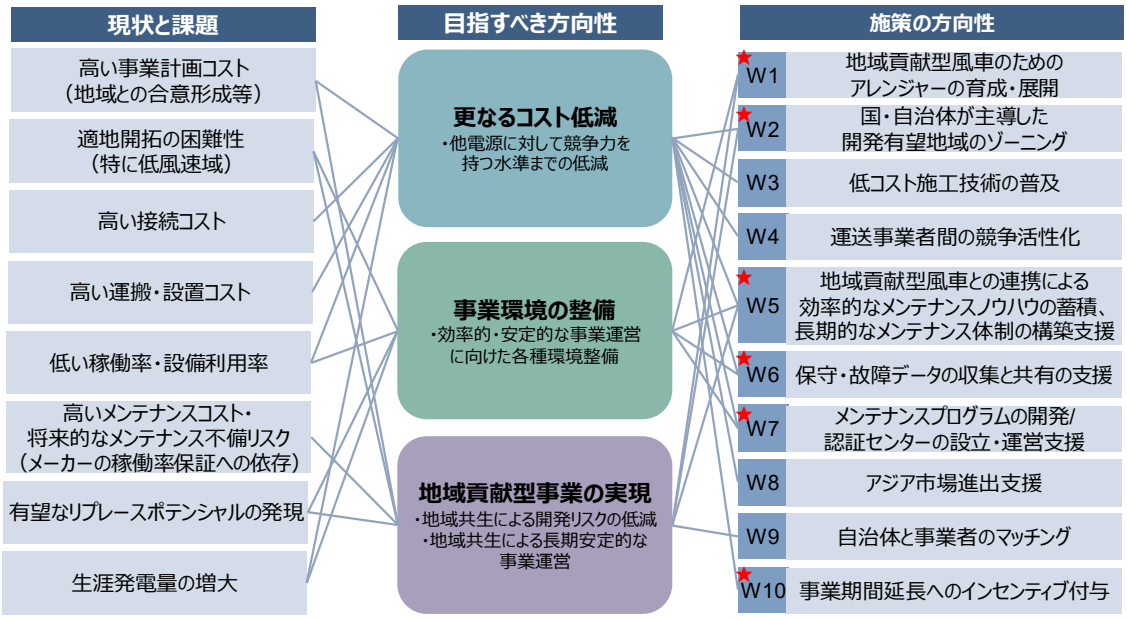


図 2-82　課題と目指すべき方向性を踏まえた施策イメージ

(1) 地域貢献型風車のためのアレンジャーの育成・展開

風力発電の立地・運用にあたっては、地域との合意形成が円滑に進まない場合、事業遅延リスク、コスト増加リスクとなる。地域貢献型風車の導入を促進することにより、主要ステークホルダーとの合意形成や、地域環境に関する情報共有等が円滑になされ、計画段階・運用段階の事業リスクの低減に資し、事業計画コスト、環境アセスコスト等の削減に寄与すると考えられる。

具体的な施策イメージを表 2-65 に示す。事業者へのヒアリングや、有識者への集中ヒアリングにおいて、地域貢献型風車を支持する意見が多く挙げられた。一方で、事業者自身が主体となって地域と対話するには多くの労力を要するため、風力発電事業者と地域の合意形成を支援するアレンジャーが有効との意見が挙げられた。

表 2-65　地域貢献型風車のためのアレンジャーの育成・展開　施策イメージ

施策の背景・目的	● 風力発電の立地・運用にあたっては、地域との合意形成が円滑に進まない場合、事業遅延リスク、コスト増加リスクとなる。 ● 地域貢献型風車の導入を促進することにより、主要ステークホルダーとの合意形成や、地域環境に関する情報共有等が円滑になされ、計画段階・運用段階の事業リスクの低減に資し、事業計画コスト、環境アセスコスト等の削減に寄与する。
施策のイメージ	● 風力発電事業者が直接運用する風車と、地域企業、自治体、住民等が事業者あるいは出資者となる風車を組合せ、利益が継続的に還元される風力発電を「地域貢献型風車」として促進する。 ● まずは、国がモデル事業として地域貢献型風車の案件形成を支援しつつ、ビジネスモデルの確立を目指す。 ● 国は、地域貢献型風車の案件形成が円滑に行われるよう、風力発電事業者と地域との合意形成を支援するアレンジャーの育成・展開を行う。
期待される効果	● 事業リスクの低減（事業者と地域間のトラブルによる開発遅延、開発中止、運用開始後の紛争等の防止） ● 事業計画コストの削減（地域住民との合意形成の円滑化、環境アセスの効率的な調査等） ● 地域との関係で立地が困難であった場所への導入促進
施策化にあたって検討すべき課題	● 風力発電事業者における、地域貢献型風車に取り組むインセンティブ付与の仕組みの構築。 ➢ 自治体所有地における風力発電事業者公募の際の事業者要件に設定 ➢ 系統接続での配慮 ➢ グリーンボンド活用時の配慮　など ● アレンジャーの担い手の検討（自治体、地域で活動する非営利組織等）

(2) 国・自治体が主導した開発有望地域のゾーニング

風力発電の案件形成にあたっては、環境影響や周辺住民の反対意見等が顕在化している事例も見られ、事業者にとっても事業遅延リスクや適地への設置の障害となっている。

国・自治体が主導して、関係者・関係機関による調整の下で、風力発電の導入を促進しうるエリア、環境保全を優先するエリア等を設定するゾーニング手法が有効と考えられる。

具体的な施策イメージを表 2-66 に示す。

表 2-66　国・自治体が主導した開発有望地域のゾーニング　施策イメージ

施策の背景・目的	● 風力発電の案件形成にあたっては、環境影響や周辺住民の反対意見等が顕在化している事例も見られ、事業者にとっても事業遅延リスクや適地への設置の障害となっている。 ● 国・自治体が主導して、関係者・関係機関による調整の下で、風力発電の導入を促進しうるエリア、環境保全を優先するエリア等を設定するゾーニング手法が有効。
施策のイメージ	● 自治体が主体となり、ゾーニングを行う。 ● 国は、マニュアルの策定、モデル事業を通じた優良事例の形成等を行い、自治体を支援する。 ● 一般海域については、洋上風力新法の下で、国が主体となった利用海域指定が今後進む可能性がある。
期待される効果	● 事業リスクの低減（事業者と地域間のトラブルによる開発遅延、開発中止、運用開始後の紛争等の防止） ● 事業計画コストの削減（地域住民との合意形成の円滑化、環境アセスの効率的な調査等） ● 風力発電事業者のみでは発掘が困難であった新たな適地が見い出される可能性がある ● 計画的な案件の集約化と効率的な系統増強により接続費が削減できる可能性がある
施策化にあたって検討すべき課題	● 自治体が自らゾーニングに取り組むメリットの向上。 ● ゾーニングにあたり留意すべき点の整理（ゾーニングエリア以外の立地を阻害することがないか等） ● 自治体をまたがる広域ゾーニング ● 国の関連省庁・機関の連携のあり方

以下、国・自治体が主導したゾーニングに係る取り組み状況や海外事例を示す。既存の取組みを深化させ、地域の実状に応じたより具体的な情報を事業者に提示していくことが重要となる。

1) 環境省「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」

風力発電の導入促進と環境保全を両立するため、環境省では 2016 年度から地方公共団体を実施主体とした、ゾーニング手法に関するモデル事業を実施し、その成果をマニュアルとしてとりまとめた。

本マニュアルでは、ゾーニングの実施計画の作成、環境保全・社会的調整・事業性に係る情報の収集、ゾーニングマップの作成、合意形成の手法、結果の公表等に係る情報が整理されている。

ゾーニングの実効性を確保し、環境影響評価制度との連携を具体化するための仕組み（ゾーニングの制度化）を見据えた検討を行うため、2018 年度より 3 か年で風力発電に係るゾーニングの実証事業を実施している。

表 2-67　ゾーニング手法に関するモデル事業実施地域

実施年度	ゾーニングモデル地域
平成 28～29 年度	宮城県（陸上・洋上）、北海道八雲町（陸上）、徳島県鳴門市（洋上）、長崎県西海市（陸上・洋上）
平成 29～30 年度	青森県（洋上）、北海道石狩市（洋上）、北海道寿都町（陸上・洋上）、静岡県浜松市（陸上・洋上）、福岡県北九州市（洋上）、長崎県新上五島町（陸上・洋上）

出所）環境省報道発表、「『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』の公表について」（2018 年 3 月 20 日）（http://www.env.go.jp/press/105276.html）（閲覧日：2018 年 11 月 7 日）より三菱総研作成

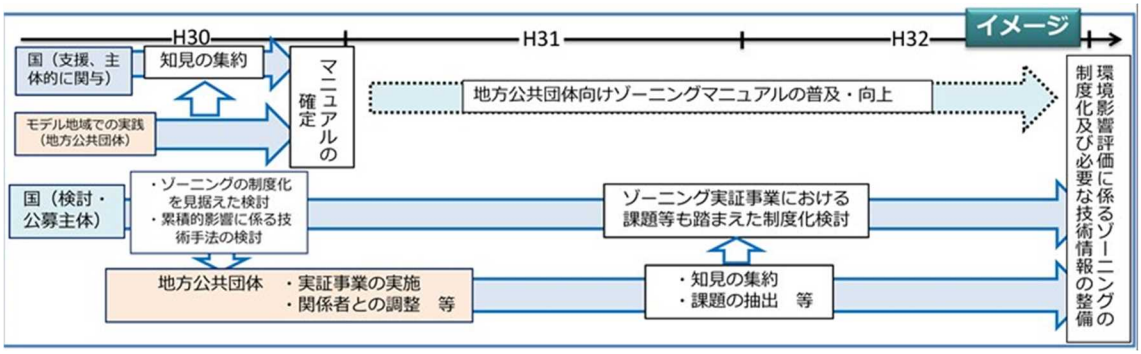


図 2-83　風力発電等に係るゾーニング導入可能性検討モデル事業

出所）環境省報道発表、「2018 年度風力発電に係るゾーニング実証事業」に係る実証地域の公募選定結果について（2018 年 6 月 15 日）（https://www.env.go.jp/press/files/jp/109332.pdf）（閲覧日：2018 年 11 月 7 日）

2) ゾーニング事例（北海道岩内町）

北海道岩内町では、洋上風力の設置可能エリアについて、、表 2-68 の要件項目について調査を行い、「設置可能」「検討可能」「要調整」「設置困難」の 4 段階に分けてゾーニングを実施し、岩内町ホームページより結果を公表している。

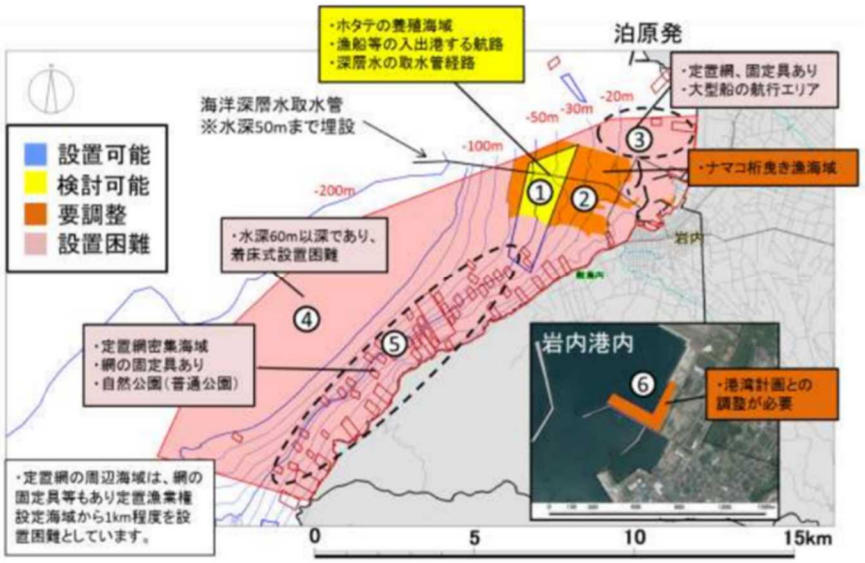


図 2-84　洋上風力発電のゾーニング結果例（北海道岩内町）

出所）北海道「新エネルギーに関するゾーニング策定マニュアル」p.36（2016 年 3 月）

表 2-68　洋上風力の絞り込み要件と制約条件（北海道岩内町）

要件項目	内容	制約条件
自然条件	水深	着床式洋上風力発電　水深：60m 以浅 浮体式洋上風力発電　水深：60m～200m
社会条件	自然公園（特別保護地区、第 1 種特別地域、第 2 種特別地域、第 3 種特別地域、普通地域、海中公園地域）	設置困難（普通地域(海域)は要調整）
	漁港区域	要調整
	港湾区域	要調整
	海岸保全区域	要調整
	規制区域	設置困難
	漁業権	要調整
	送電線距離	設置困難
	騒音（民家からの距離等）	要調整
	電波障害防止区域、地上デジタル放送エリア	設置困難
周辺環境条件	生息地等保護区、史跡・名勝・天然記念物	設置困難　→海ワシ類の餌場であることが理由
	景観計画区域、景観行政団体	要調整

出所）北海道「新エネルギーに関するゾーニング策定マニュアル」p.19-20（2016 年 3 月）より三菱総研作成

3) ゾーニングに関連した情報提供事例（北九州市）

北九州市では、港湾区域での洋上風力発電事業者公募に参加する企業向けに、環境アセスメントにおける環境保全措置の検討、及び環境影響評価手続きを円滑に進めるための基礎的情報として、以下の自然環境調査を実施し、情報を公開している（図 2-85）。

- 鳥類調査（春夏秋冬＋繁殖期）
- 海棲哺乳類等（スナメリ、ナメクジウオ）調査（繁殖期＋非繁殖期）
- 藻場調査（1 季）
- 景観調査
- 低周波・騒音等調査

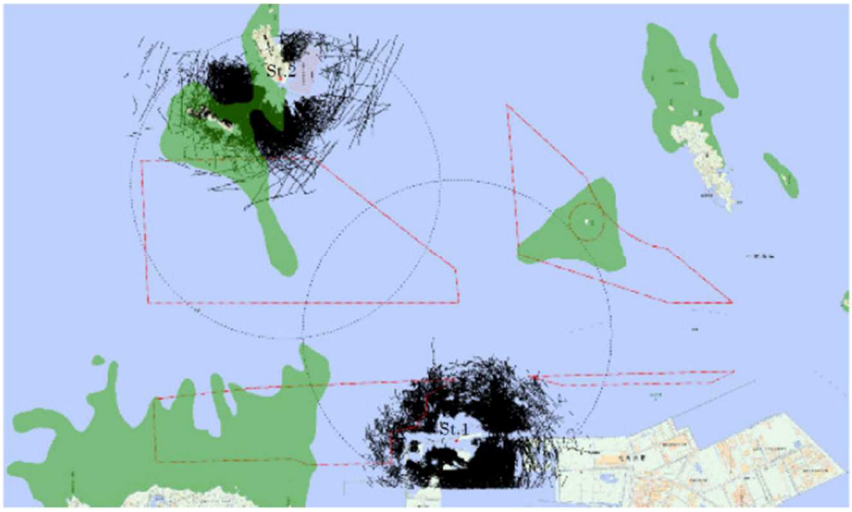


図 2-85　海鳥、猛禽類等の鳥類の飛翔軌跡図

出所）北九州市「平成 27-28 年度風力発電等に係る地域主導型の戦略的適地抽出手法の構築モデル事業調査報告書」p.5（2016 年 8 月）

4) ゾーニング事例（テキサス州）

米国テキサス州では、送電線混雑の解消、及び RPS の目標達成に向けて、送電線建設による再生可能エネルギーの系統への接続を促進する地域として、競争的再生可能エネルギーゾーン（CREZ：Competitive Renewable Energy Zones）を設定している（図 2-86）。

テキサス州の送電系統管理事業者である ERCOT は、CREZ と大消費地を接続する新規送電線の建設計画を策定。テキサス州公益事業委員会は、ERCOT により策定された複数のシナリオの中から、コスト効率が最も高く、消費者へのメリットが最も高い新規送電線建設計画を選定している。

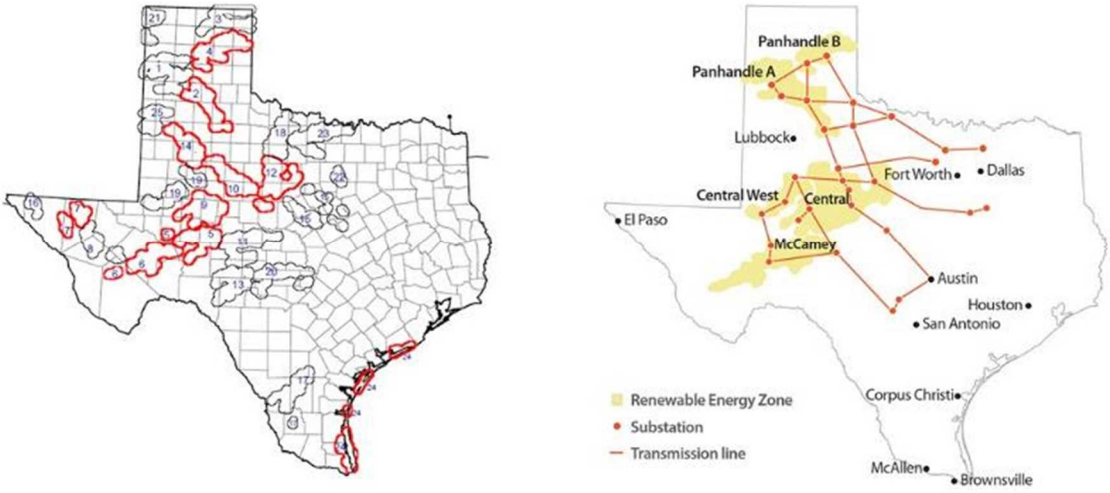


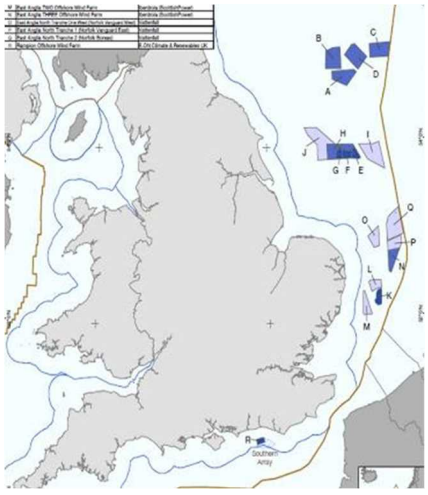
図 2-86　競争的再生可能エネルギーゾーン（CREZ）と新規送電線建設計画（左：候補地選定プロセス　右：選定された CREZ と送電線敷設計画）

出所）NREL“RENEWABLE ENERGY ZONE (REZ)TRANSMISSION PLANNING PROCESS:A GUIDEBOOK FOR PRACTITIONERS”p.10, p.13（2017 年 9 月）

5) ゾーニング事例（英国）

英国では、洋上風力の開発に適したエリアをあらかじめ選定し、事業者に対して開示することで、事業者側のリスクをなるべく排除する形で洋上風力の導入が進められている（図 2-87）。

候補区域は、地理情報システム（GIS）を利用して選定している。水深 60m 以浅の海域のうち、他目的での利用による禁止区域や、自然保護指定区域、漁業区域、海洋生物の生息状況、重要な野鳥生息区域等に該当するエリアを除外している（図 2-88）。



（洋上風力開発エリアの指定フロー）

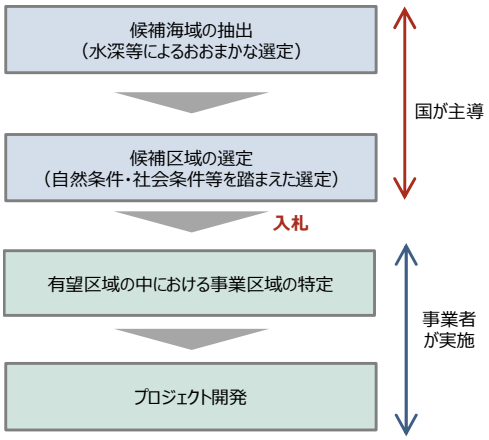


図 2-87　英国における洋上風力の開発指定エリア（Round3）と指定フロー

出所）The CROWN ESTATE ウェブサイト（ https://www.thecrownestate.co.uk/media/252256/ei-uk-round-3-offshore-wind-a4.pdf ）（閲覧日：2018 年 3 月 15 日）、The CROWN ESTATE ”Round3 offshore wind site selection at national and project levels”p.1（2013 年 6 月 6 日）より三菱総研作成

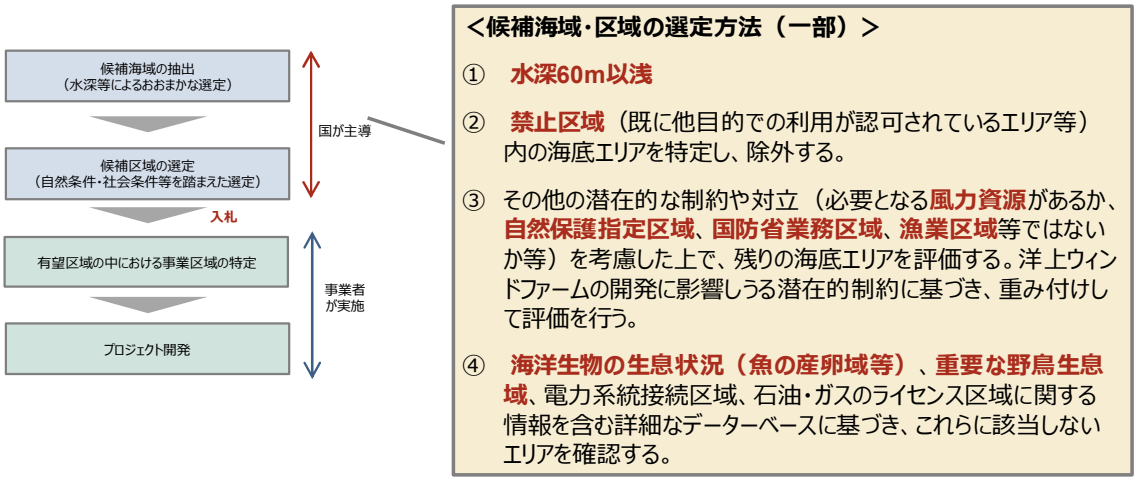


図 2-88　英国における洋上風力開発エリアの指定フロー

出所）DECC, “UKOffshore Energy Strategic Environmental Assessment Future Leasing for Offshore Wind Farms and Licensing for Offshore Oil&Gas andGas Storage, Environmental Report”p.6 (2009 年 1 月)、The CROWN ESTATE ”Round3 offshore wind site selection at national and project levels”p.12-13（2013 年 6 月 6 日）より三菱総研作成

(3) 地域貢献型風車によるメンテナンスノウハウの蓄積の支援

稼働率保証後の風力発電のメンテナンスコストの削減や、長期的な安定運用に向けては、メーカーの稼働率保証のみに頼らず、大型部品の故障に伴う大規模修繕の防止や、計画的・効率的にメンテナンスを実施するためのノウハウを、事業者自らが取得する必要がある。具体的な施策イメージを表 2-69 に示す。

現在、一部の大手事業者を除き、メーカーと稼働率保証契約を結ぶことで、高い稼働率・設備利用率を維持している案件が多い。契約期間は 5 年～15 年程度で、事業者により様々である。稼働率保証については、金融機関側の融資条件となることが多く、メンテナンスノウハウのない中小事業者においては稼働率保証契約が規定路線となっている実状がある。

メーカーの稼働率保証は、メンテナンスの中身がメーカーによりブラックボックス化されていることから、事業者側にメンテナンスノウハウが蓄積されにくい。契約期間満了後は契約を延長するか、自身でメンテナンスを行う（外部委託含む）のいずれかを選択することになるが、メンテナンスノウハウが蓄積されていないと、契約延長を選ばざるを得ないと想定される。その際、風車は稼働年数の増加に伴い事故率が上昇することから、契約延長時に保証料が上がることが想定される。

費用負担の関係から契約延長ができなければ、自身でメンテナンス体制を構築する必要があるが、適切な対応ができない場合、稼働率・設備利用率が大きく低下することになる。

本課題に対して、大規模開発案件と連携した地域貢献型風車をメンテナンスのトレーニング設備として活用することが一案に挙げられる。地域貢献型風車 1 基のみであればコーポレートファイナンスになるため、金融機関から稼働率保証契約の締結を求められないと想定される。メーカーの稼働率保証ルールに縛られない地域貢献型風車でノウハウを積むことによって、契約期間満了後も適切かつ低コストにメンテナンスを実施可能な体制を整えるのが本施策のイメージである。

さらに、一定規模のエリア単位（例えば北東北など）で地域事業者にメンテナンスの一部を委託し、地域事業者にもノウハウを移転することで、長期的・安定的なメンテナンス体制の構築を実現できると想定される。また、地域事業者を活用することで、発電事業者側のメンテナンスコストの削減にもつながることが期待される。

表 2-69　地域貢献型風車によるメンテナンスノウハウの蓄積の支援　施策イメージ

施策の背景・目的	● 稼働率保証後の風力発電のメンテナンスコストの削減や、長期的な安定運用に向けては、メーカーの稼働率保証のみに頼らず、大型部品の故障に伴う大規模修繕の防止や、計画的・効率的にメンテナンスを実施するためのノウハウを、事業者自らが取得する必要がある。
施策のイメージ	● 地域貢献型風車のビジネスモデル（大手事業者の風力発電所のうち 1 基は地域が所有）において、地域所有の風車をメンテナンスのトレーニング設備として活用する。 ● 国は、このような取組みへの理解も含め、地域貢献型風車の案件形成が円滑に行われるよう、風力発電事業者と地域との合意形成を支援するアレンジャーの育成・展開を行う。
期待される効果	● メーカーの稼働率保証から自主メンテナンスへの転換によるメンテナンスコストの削減（高額な稼働率保証契約への依存度の低減、稼働率保証契約見直し時のコスト増抑制） ● 長期安定運用に向けたメンテナンス体制構築 ➢ 大手事業者におけるメンテナンスノウハウの蓄積

	➢ サードパーティーの育成によるエリア単位のメンテナンス体制構築 ● 運用と維持管理を統合した計画的な事業が促進されることにより、稼働率・設備利用率が向上
施策化にあたって検討すべき課題	● 本スキームによる事業者の追加的メリットの明確化。 ● メンテナンス体制の構築に向けて必要となる設置基数の検討。 ● 本スキームの実施において課題となる事項の整理（地域所有風車の稼働率をどのように保証するか等）。

(4) 保守・故障データの収集と共有の支援

前述のとおり（図 2-68）、日本の運転維持費は諸外国の 2 倍の水準にあり、その大部分が修繕費となっている。この修繕費には、増速機や発電機、ブレード等の大型部品の大規模修繕が含まれていると想定される。これらの大型部品は、特に海外製風車の場合は調達に数か月以上かかる場合が多く、風車のダウンタイムの増大による発電量の減少要因となる。また、大型部品の取り外しや設置には大型クレーンが必要となるため、部品自体の費用と合わせると、数千万円、場合によっては 1 億円以上の費用が必要となる。

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を削減するためには、事業者において故障を予兆し、大規模な故障につながる前に適切な補修を行っていく必要があるが、そのために必要な風車の保守・故障データや関連情報が不足している状況である。

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の向上が期待される。

ただし、稼働率の向上につなげていくためには、風車の運転データレベルの詳細データが必要であり、メーカーの稼働率保証契約の制約や技術的制約の中で、現実的にどのような取組みが可能か、さらに議論を深める必要がある。

表 2-70　保守・故障データの収集と共有支援　施策イメージ

施策の背景・目的	● 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。 ● 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。
施策のイメージ	● 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。 ● 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。 ● 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。

期待される効果	● メンテナンスコストの削減 ➢ 大型部品の故障に伴う大規模修繕の防止 ➢ 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 ● 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）
施策化にあたって検討すべき課題	● メーカー・風力発電事業者におけるデータ共有のインセンティブ付与。 ● 推進主体の検討。 ● 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の整理（個別事業所が特定できなくなるデータ加工など） ● 既設風車のデータ収集に係る技術的検討

以下、海外における保守・故障データの管理・共有事例を紹介する。

1) デンマークにおける保守情報報告制度

デンマークでは、保守情報報告制度により、風車の保守データを国が一元的に管理することが可能となっている。ローターの面積が 40m2 を超える風車については、デンマークエネルギー庁から認証を受けたメンテナンス会社がメンテナンスを行う必要がある[220]。

認証を受けたメンテナンス会社は、第三者機関の監査を受けた後、メンテナンスの結果を Energinet のデータベースに登録し、第三者機関は、適切に検査が行われた旨をデンマークエネルギー庁に報告する。デンマークエネルギー庁は、検査結果を踏まえて、風車の停止命令を出すことが可能となっている[221]。

2) SPARTA

英国においては、Crown Estate 及び ORE Catapult[222]の支援の下、主要な洋上風力発電事業者が参画し、風車の運用データを共有するプラットフォームとして「SPARTA（Sysytem Performance, Availability and Reliability Trend Analysis）」が結成されている。SPARTA には欧州における大手発電事業者が参画している（図 2-89）。

SPARTA では、風車の詳細な運用データ（ブレードから陸上変電所までの全設備）を収集し、分析した結果を月次でメンバー企業に公開している。事業者は、業界標準に照らした自らの発電所の運用成績を詳細に評価することで、運用方法の改善や運用コストの削減につなげることが可能となっている[223]。

---

[220] Danish Energy Agency “QUALITY WIND Improving performance of wind turbines” p.6 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/qualitywind.pdf （閲覧日：2018 年 11 月 7 日）

[221] 一般財団法人新エネルギー財団・新エネルギー産業会議「風力発電システムの 導入促進に関する提言」p.14（2018 年 3 月）

[222] 国が主導する、特定の技術分野において先進的な技術・イノベーションの拠点構築を目指すプログラム（Catapult program）下の一組織。

[223] ORE Catapult SPARTA 紹介サイト（https://ore.catapult.org.uk/stories/sparta/）（閲覧日：2018 年 12 月 13 日）



図 2-89　SPARTA 参画企業

出所）ORE Catapult SPARTA “2017/18 Portfolio Review” p.1（2017 年）



図 2-90　SPARTA における設備利用率の分析例

出所）　ORE Catapult SPARTA　“2017/18 Portfolio Review”p.13（2017 年）

(5) 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

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・増員が重要課題となっている。

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である。

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。

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。具体的な施策イメージを表 2-71 に示す。

実現にあたっては、特にメンテナンスノウハウを保有している大手事業者における、ノウハウ共有のインセンティブをどのように付与するかが課題となる。また、メンテナンス人材の母数を増やすためには、若い世代における風力発電の認知度やイメージの向上を図っていくことも重要となる。

表 2-71　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　施策イメージ

施策の背景・目的	● 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。 ● 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。 ● 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。 ● 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。
施策のイメージ	● 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。 ● 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。
期待される効果	● メンテナンス技術者の育成に係る事業者負担の軽減 ● メンテナンス技術者の増員 ● メンテナンスコストの削減
施策化にあたって検討すべき課題	● 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。 ● 風車のメンテナンス業務に係る認知度の向上

国内外の先進事例として、株式会社北拓の取組みや、ドイツの BZEE アカデミーの取組みが挙げられる。

株式会社北拓では、北九州支店にメンテナンス技術員のトレーニング棟を建設。トレーニング棟は風車の大型ユニットを湿度、温度管理しながら保管できる設備とロープアクセスのトレーニング、風車ユニットのトレーニング、ブレードのトレーニング等を実施できる機能を有している[224]。

ドイツのフームスでは、風車メーカーや風力発電協会の出資により設立されたトレーニングセンター（BZEE アカデミー）により、毎年 1,000 人程度の風車メンテナンス技術者を養成している[225]。



図 2-91　株式会社北拓のトレーニングセンター

出所）株式会社北拓ウェブページ（http://www.hokutaku-co.jp/content/SOUKO-Kitakyusyu.html）（閲覧日：2018 年 11 月 9 日）



図 2-92　ドイツ BZEE アカデミーのトレーニングセンター

出所）みずほ情報総研「風力発電関連産業集積等調査等委託業務 報告書」p.31（2016 年 3 月）

[224] 株式会社北拓ウェブページ（http://www.hokutaku-co.jp/content/SOUKO-Kitakyusyu.html）（閲覧日：2018 年 11 月 9 日）

[225] みずほ情報総研「風力発電関連産業集積等調査等委託業務 報告書」p.26（2016 年 3 月）

(6) 事業期間延長へのインセンティブ付与

風力発電の LCOE ベースでの発電コストを削減するためには、各種コスト削減に加え、生涯発電量を増やすことが重要となる。

事業者へのヒアリング調査によれば、事業期間を延長するか否かは、必要となる運転維持費と収入との見合いで判断されると考えられる。長期運転時における運転維持費の削減と合わせて、事業期間延長のためのインセンティブ付与を検討する必要があり、具体的な方策についてさらに検討を進める必要がある。

また、IEC では風車の耐用年数延長に関する専門委員会（PT61400-28）が設置されている。新設の風車について 25～30 年の事業期間延長に向けた技術基準を策定することも今後の検討課題に挙げられる。

表 2-72　事業期間延長へのインセンティブ付与　施策イメージ

施策の背景・目的	● 風力発電の LCOE ベースでの発電コストを削減するためには、各種コスト削減に加え、生涯発電量を増やすことが重要となる。 ● 事業期間を延長するか否かは、ヒアリング調査によれば、必要となる運転維持費と収入との見合いで判断されると考えられる。長期運転時における運転維持費の削減と合わせて、事業期間延長のためのインセンティブ付与を検討する必要がある。
施策のイメージ	● 事業継続に係る補助金や、リスク保障、環境価値の顕在化による発電収入の増加等により、21 年目以降の事業継続にインセンティブを付与する。
期待される効果	● 生涯発電量の増加による発電コストの削減。
施策化にあたって検討すべき課題	● 20 年経過後の建築基準法における安全基準への対応。 ● 事業期間延長に係る技術基準の策定。 ● メンテナンス部品の調達体制の維持方法。 ● 借地契約など関係者との調整の円滑化。 ● （卒 FIT 後の対応）インバランスを抑える制御の導入。

(7) 風力発電の導入加速化・最大化の時間軸のイメージ

前項までに整理した事項を踏まえた、風力発電の導入加速化・最大化に向けた施策ロードマップを図 2-93 に示す。

2030 年に向けて、官主導の施策を中心に実施し、事業環境の整備を進めるとともに、技術開発を中心とした民間の取組みを推進し、2030 年に向けて他電源に対して競争力を持つ水準までコスト削減する。2030 年以降は、民主導による自律的な導入加速化・最大化を目指す。

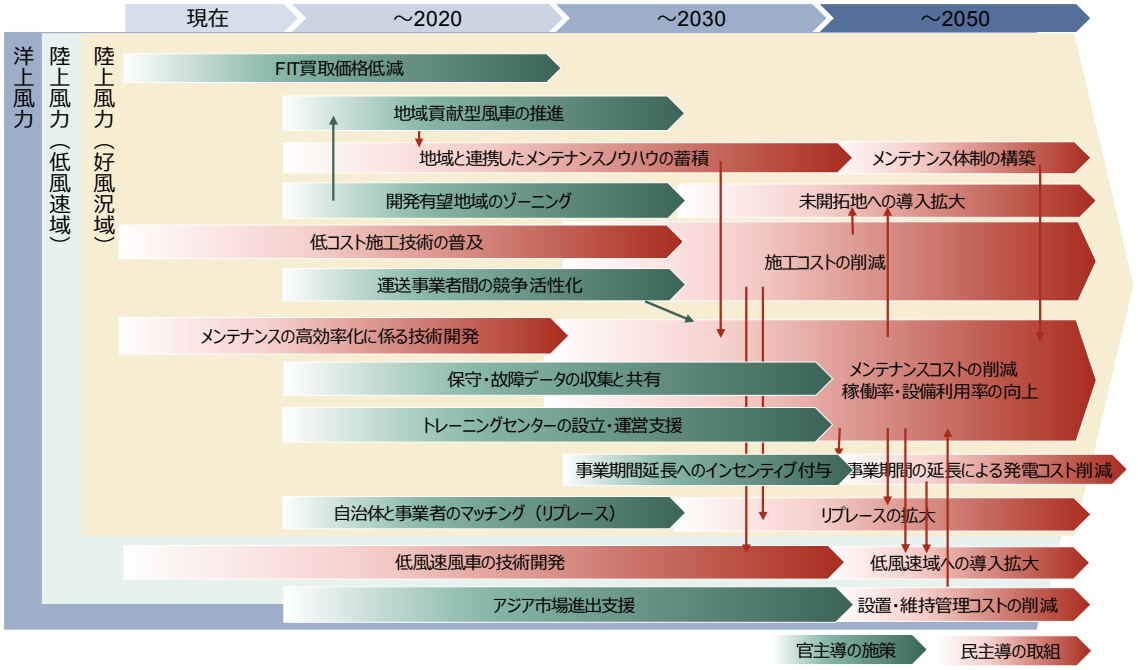


図 2-93　風力発電の導入加速化・最大化の時間軸のイメージ

2.2.4 施策効果を踏まえたコストの具体的検討

(1) コスト見通しの推計方法

表 2-73 の検討方針に基づき、陸上風力発電のコスト低減を検討した。

表 2-73　コスト低減の検討方針（陸上風力）

		現状	【参考】 エネ庁目標	想定するコスト削減方策案	発現時期案 ※リードタイムを考慮
資本費	設備費	18.8 万円/kW[1] (2017 年平均値)	23.9～25.3 万円/kW	・国際水準と同等になると想定	2025～
	工事費・その他	9.5 万円/kW[1] (2017 年平均値)		・低コスト施工技術の確立による、据付工事費（工事費の 2 割）の 1 割削減を見込む。	2025～
	接続費	1.1 万円/kW[2] (2018 年平均値)		・関連施策による接続費上昇抑制効果を見込む。 ➢ 想定潮流の合理化、コネクト＆マネージ（N-1 電制の適用、ノンファーム接続） ➢ ゾーニングによる接続案件の集約化	2030～
運転維持費		1.11 万円/kW/年 [2] (2018 年平均値)	0.41～0.46 万円/kW/年	・風車の大型化による発電所あたりの基数の減少及びメンテナンスの高効率化・高度化技術の確立・普及を見込む	2020～
				・保守・故障データの収集と共有、トレーニングセンターによる人材育成、地域との連携による効率的なメンテナンス体制の確立を見込む ・運用と予防保全の計画的な組合せによるダウンタイムの削減を見込む	2030～
設備利用率		26.3%[2]	―	・リプレースにおける最新風車への入替を想定	2025～
稼働年数		20 年	25 年	・風速 6m/s 以上のエリアは 25 年を見込む	2020～
LCOE		13.9 円/kWh[3]	8～9 円/kWh	―	

出所）以下の文献より三菱総研作成

[1]第 8 回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（平成 30 年 9 月 12 日）資料 2「コストダウンの加速化について」、 p.6

[2]第 42 回調達価格等算定委員会「風力発電・地熱発電・中小水力発電について」（2018 年 11 月 16 日）, p.23～26　※接続費は 20kW 以上の平均値、運転維持費は 7,500kW 以上の中央値、設備利用率は過去 3 年間の中央値の平均値

[3] 資源エネルギー庁　第 38 回調達価格等算定委員会 資料 1「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」、p.51（2018 年 10 月 1 日）

なお、資源エネルギー庁では、図 2-94 のとおり、2030 年の風力発電の発電コスト 8～9 円/kWh の算出条件として、風車・工事費は 23.9～25.3 万円/kW、運転維持費は 0.41～0.46 万円/kW/年、稼働年数 25 年、LCOE8～9 円/kWh と想定している。

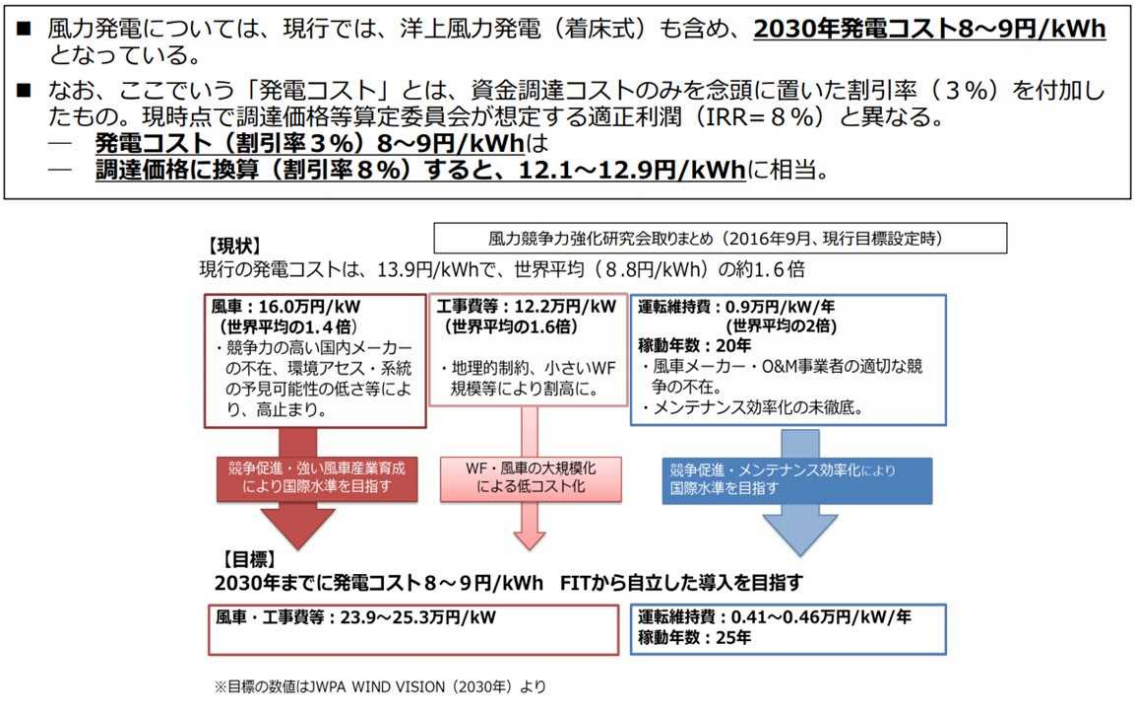


図 2-94　資源エネルギー庁による風力発電の価格目標

出所）資源エネルギー庁　第 38 回調達価格等算定委員会 資料 1「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」p.51（2018 年 10 月 1 日）

資源エネルギー庁「平成 31 年度平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見（案）」（2019 年 1 月 9 日）において、風力発電の価格目標（IRR3%の場合 8～9 円/kWh、IRR8%の場合 12.1～12.9 円/kWh）の達成イメージが示されている。

2030 年時点に運転開始する発電所において上記の目標価格を達成するためには、リードタイムを考慮すると 2024 年頃には目標価格に到達している必要がある。

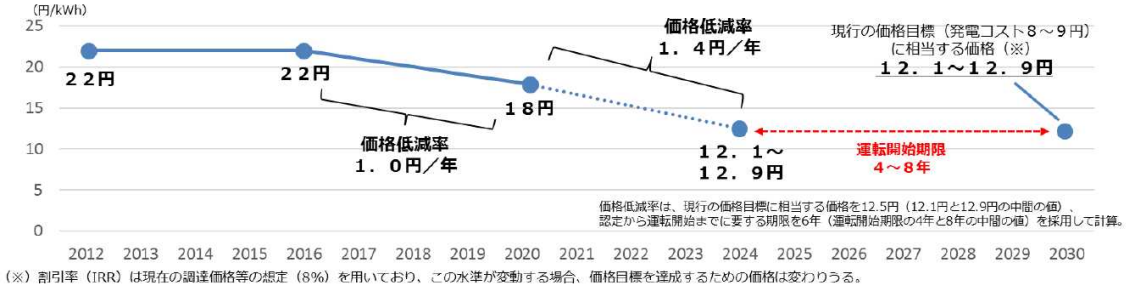


図 2-95　風力発電の価格目標のイメージ

出所）資源エネルギー庁「平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見（案）」p.37（2019 年 1 月 9 日）

(2) コスト低減の検討における前提条件等

現在、風力発電は好風況域（主に北海道・東北）を中心に導入が拡大しており、2030 年までの導入量は、主に好風況域において拡大すると想定される。一方、2050 年を見据えたさらなる導入量拡大に向けては、低風況域（北海道・東北以外）におけるポテンシャルを発現させる必要があり、低風速風車の開発が重要となる。

JWPA では、2050 年のエリア別導入目標（ビジョン）を図 2-96 のとおり提示している。導入ポテンシャルとしては、北海道・東北エリアが大きいものの、発電設備容量等を考慮し、低風速域を含む他エリアの導入を促進することで、2050 年までに 7,500 万 kW の導入を達成するビジョンを描いている。北海道・東北エリア以外の導入量を拡大するためには、これまで開発が進んでいなかった低風速域における導入量を拡大する必要がある。

電力会社	2010年度発電設備 万kW	合計風力導入目標 万kW	陸上風力導入目標 万kW	着床風力導入目標 万kW	浮体風力導入目標 万kW	風力設備容量率 %	陸上風力開発率 %	着床風力開発率 %	浮体風力開発率 %
北海道	742	440	390	50	0	59.3%	3.9%	0.6%	0.0%
東北	1,721	2,150	1,050	730	370	125.0%	18.9%	31.6%	5.1%
東京	6,499	1,250	150	510	590	19.2%	48.7%	32.5%	25.0%
北陸	806	160	150	10	0	19.9%	48.7%	17.6%	0.0%
中部	3,283	1,020	280	380	360	31.1%	47.8%	32.7%	24.5%
関西	3,488	480	460	10	10	13.8%	48.8%	24.4%	14.4%
中国	1,199	310	310	0	0	25.9%	47.8%	0.0%	0.0%
四国	696	240	160	0	80	34.5%	46.8%	0.0%	22.4%
九州	2,033	1,410	810	210	390	69.4%	49.2%	31.9%	24.9%
沖縄	192	40	40	0	0	20.8%	7.0%	0.0%	0.0%
合計	20,658	7,500	3,800	1,900	1,800	36.3%	18.1%	12.1%	6.0%
50Hz	8,961	3,840	1,590	1,290	960	42.9%	10.0%	10.3%	3.9%
60Hz*	11,504	3,620	2,170	610	840	31.5%	48.5%	31.4%	24.3%

＊60Hzは沖縄を除く

低風速域における導入拡大が必要

図 2-96　JWPA による 2050 年導入目標値（ビジョン）

＊60Hz は沖縄を除く

出所）日本風力発電協会「風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 v4.3」p.9（2014 年 5 月）をもとに枠線は三菱総研追記

低風速風車においては、通常の風車よりハブ高（地上からナセルまでの高さ）を上げることや、ローター直径（ブレード先端の円周直径）を伸ばすことが求められるが、日本特有の気候（台風や乱流等）において必要となる強度を保ちながらハブ高・ローター直径の拡大を実現するためには、さらなる技術開発が必要となる。また、通常の風車より高いタワーを設置するためには、既存のクレーン工法では対応できないため、新たな工法の開発が必要となる[226]。

これらの開発・普及には一定程度の時間を要すると考えられることから、少なくとも低風速風車は、運開ベースで 2030 年以降に拡大すると想定される。したがって、2030 年までのコスト推計及び導入量推計にあたっては、好風況域を対象に詳細検討を実施することとした。

[226] 事業者へのヒアリング調査より。

1) 資本費の想定（設備費・工事費）

資源エネルギー庁のデータ（「第 8 回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）（平成 30 年 9 月 12 日）資料 2 p.6）より、足元の設備費（風車＋風車以外の設備+電気設備）を下記のとおり設定した。

日本：設備費 18.8 万円/kW、工事費・その他 8.4 万円/kW※
世界：設備費 13.9 万円/kW、工事費・その他 7.6 万円/kW※
※2.2.4(2)2)にて示す接続費を差し引いた値

設備費については、ヒアリング結果より、足元で国際価格水準に近づきつつあることや、ノウハウ蓄積による事業者側の価格交渉力向上等を見込み、2025 年に運転開始する発電所（現在契約するもの）は国際水準と同等と想定した。以降は IEA World Energy Outlook 2018 New policy シナリオにおける導入見通しに習熟率 7%（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～」、p.13（2016 年 2 月）より設定）を適用して推計した。

工事費については、後述で例示する低コスト施工技術の確立により、据付工事費（工事費の 2 割）の 1 割が削減されると想定した。

なお、国が将来の市場規模を明示することにより、コスト削減が促進されるという意見が有識者より挙げられた。

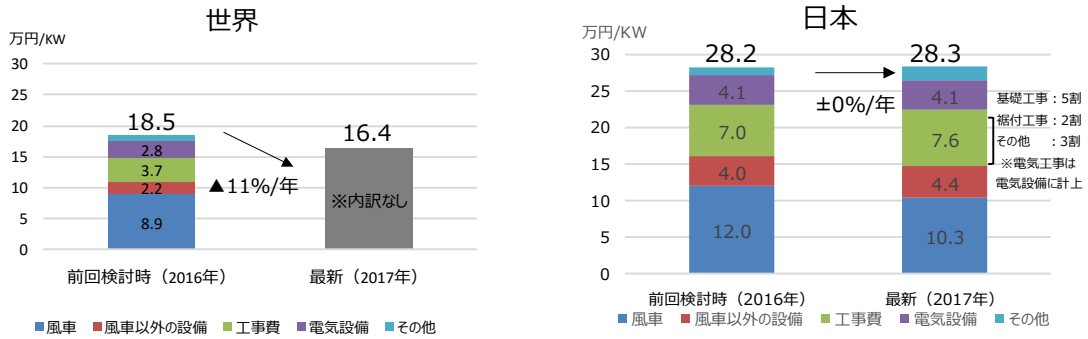


図 2-97　陸上風力発電の資本費構造

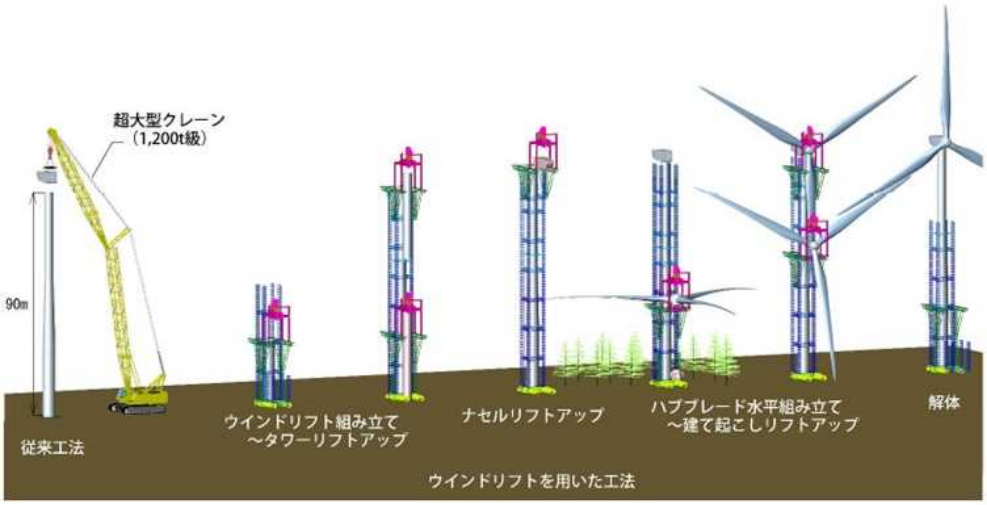
(注) 7,500kW 以上の当年まで設置案件の中央値（内訳は平均案件の比率で按分）
日本は定期報告データより作成。世界は Bloomberg NEF データより NEDO 作成。
出所）第 7 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（平成 30 年 9 月 12 日）資料 2「コストダウンの加速化について（目指すべきコスト水準と入札制）」p.6 より三菱総研作成

【参考】低コスト施工技術の開発事例

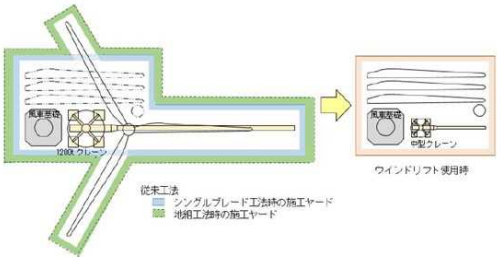
株式会社大林組では、大型風車の建設工事において、超大型クレーンを使わずに、リフトアップにより組み立てを行う装置「ウインドリフト」を開発している。

ウインドリフトは、3MW クラスの風車を建設する場合でも超大型クレーンを使用せず、装置により部材をリフトアップすることで風車を組み立てる装置である。本装置の使用により、以下のメリットが見込まれ、従来工法と比較して風車組立費用の 10～20%程度コスト削減が可能とされている。

- 最小限の施工ヤードでの工事を実現し、建設コストを低減
- 幅広い施工条件に対応（山間部、離島、狭あいな現場などの様々な場所に搬入可能）
- 風の影響を受けにくく、工程遅延のリスクを軽減



（ウインドリフト施工概要図）



（風車建設施工ヤード比較）



（三種浜田風力発電所建設状況）

図 2-98　ウィンドリフトの概要

出所）株式会社大林組　大型風車をリフトアップにより組み立てる装置「ウインドリフト™」を開発（https://www.obayashi.co.jp/news/detail/news20170518_01.html）（閲覧日：2018 年 11 月 8 日）

2) 接続費の想定

第 42 回調達価格等算定委員会（資料 1 p.23）によれば、風力発電の接続費は平均 1.1 万円/kW である。適地の減少により、接続費は必然的に上昇することが想定される。

また、同委員会において、電力会社が接続検討回答を行った際に各発電事業者に提示した接続費に関する分析結果として、平均値 5.5 万円/kW、中央値は 1.2 万円/kW というデータが提示されている。また、電源接続案件募集プロセスの対象エリアについても接続費の上昇が見込まれる。

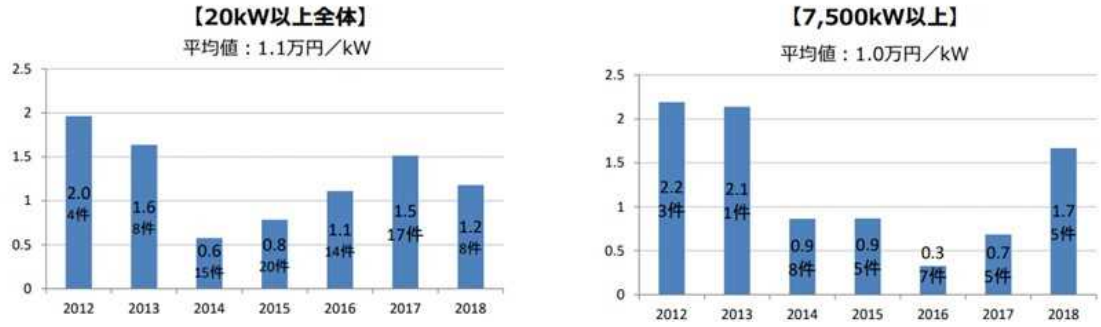


図 2-99　風力発電の接続費推移

出所）第 42 回調達価格等算定委員会　資料 1「風力発電・地熱発電・中小水力発電について」p.23（2018 年 11 月 26 日）

一方、「想定潮流の合理化や、コネクト＆マネージ（N-1 電制の適用、ノンファーム接続）」や「ゾーニングによる接続案件の集約」施策の進展により、接続費上昇の抑制効果が期待される。

上記踏まえて、接続費については各施策の進展度合により、表 2-74 の 2 つのシナリオに分けて設定することとした。

表 2-74　接続費のシナリオ

	シナリオの想定
系統制約混雑解消シナリオ	2030 年時点 2.2 万円/kW （足元平均値の 2 倍）
系統制約混雑継続シナリオ	2030 年時点 5.5 万円/kW （足元の接続検討回答水準が継続される）

3) 運転維持費の想定

資源エネルギー庁のデータ（図 2-100）によると、足元の運転維持費は、平均値 1.11 万円/kW/年（7,500kW 以上案件の中央値）である。

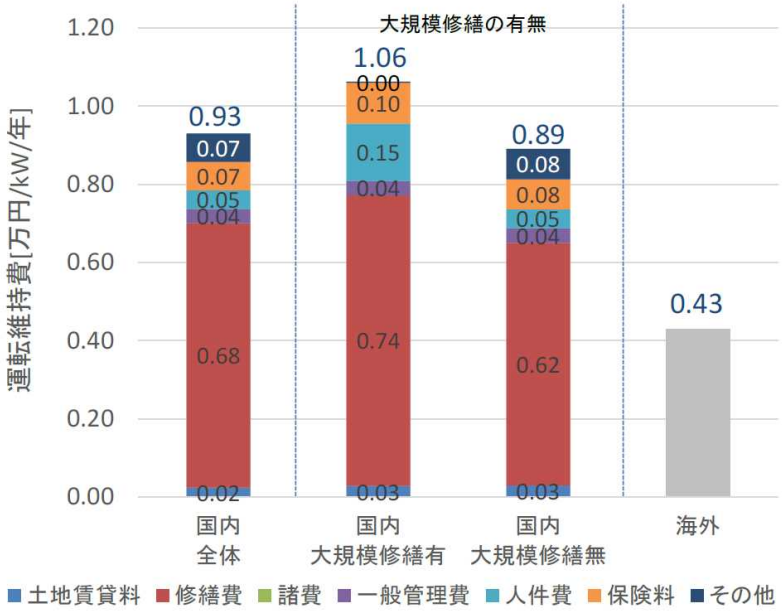


図 2-100　運転維持費の比較

出所）風力発電競争力強化研究会「風力発電競争力強化研究会報告書」p.12（参考 13）（平成 28 年 10 月）

事業者へのヒアリングによると、風車 1 基につき 2～3 人のメンテナンス要員が必要との意見が挙げられた。今後は風車の大型化が進み、発電所あたりの設置基数が減少すると想定されることから、メンテナンス要員の必要数の削減が見込まれる。

また、下記の施策により、事故率の低下による大規模修繕費の削減、事業者のノウハウ向上による全体コストの削減等が期待される。

- スマートメンテナンス技術の確立
- 保守・故障データの収集と共有
- トレーニングセンターによる人材育成
- 地域との連携による効率的なメンテナンス体制の構築

上記踏まえ、2030 年には、足元の運転維持費の修繕費が 1 割削減されると想定した。

【参考】単機容量の大型化

風車の単機容量は年々大型化が進んでいる。2000 年代初頭は 1～2MW 機が主流であったが、2000 年代後半から 2～3MW クラスの導入数が増え、近年は 3MW を超える風車の導入実績が増えている（図 2-101）。

今後導入される風車は 3～4MW が主流になると想定され、発電所あたりの風車基数の減少が見込まれる。

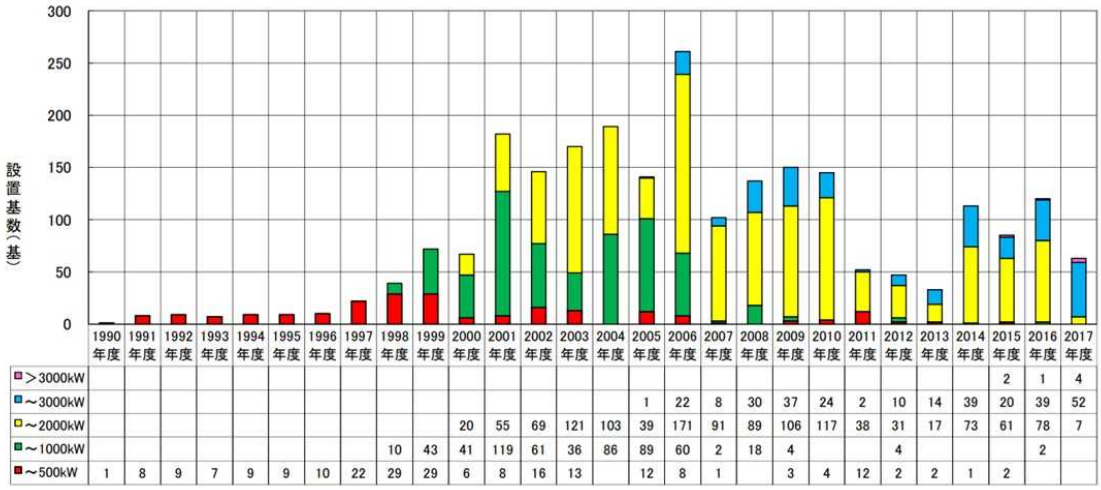


図 2-101　出力階層別導入基数の推移

出所）NEDO　日本における風力発電設備・導入実績資料集
（https://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku/reference.html）（閲覧日：2019 年 1 月 28 日）

4) 設備利用率の想定

第 42 回調達価格等算定委員会意見（資料 1 p.26）（表 2-75）によると、風力発電の設備利用率は上昇傾向にあり、最新のデータ（2011 年以降設置）では中央値 27.2%まで上昇している。直近 3 年間の平均は 26.3%となる。

表 2-75　設備利用率の推移

20kW 以上全体		設備利用率（中央値）			
		今年度のデータ (2017 年 6 月～ 2018 年 5 月)	昨年度のデータ (2016 年 6 月～ 2017 年 5 月)	2 年前のデータ (2015 年 7 月～ 2016 年 6 月)	3 年前のデータ (2014 年 10 月～ 2015 年 9 月)
全体		20.2%	19.4%	18.7%	18.6%
設置年	～2000 年	17.9%	18.1%	17.7%	15.7%
	2001～2005 年	18.8%	17.3%	17.3%	17.9%
	2006～2010 年	19.3%	18.9%	18.7%	18.5%
	2011 年～	**27.2%**	**26.8%**	**24.8%**	**25.1%**
2020 年の想定値		**25.6%**			

出所）第 42 回調達価格等算定委員会　資料 1「風力発電・地熱発電・中小水力発電について」p.26（2018 年 11 月 26 日）より三菱総研作成

設備の老朽化や風況適地の減少が進む一方、新設やリプレースに伴い風車の性能向上が自然と進むことに加え、メンテナンスの高効率化・高度化技術の確立・普及等により、運用と予防保全の計画的な組合せによるダウンタイムの削減が見込まれることから、設備利用率は一定程度向上すると想定される。

上記踏まえ、2030 年には設備利用率 30%に向上していると想定した。

ただし、系統の混在が継続する場合、適地への導入が阻害され設備利用率が下がると考えられるため、系統制約混雑継続シナリオにおける BAU 導入分（2.2.5(1) 4)）は、設備利用率 25%を想定することとした。

5) 稼働年数の想定

資源エネルギー庁の目標では、現状は稼働年数が 20 年のところ、2030 年には 25 年まで延ばすとされている。

ヒアリング調査では、風車の寿命は回転数や乱流の状況に依存するため、地点によりばらつきがあるものの、メンテナンス技術の向上により、好風況域においては 25 年を見込むことは可能、との意見が挙げられた。

上記を踏まえ、稼働年数については 2030 年度までに 25 年になると想定することとした。

6) 価格決定時期の想定

風力発電の設備費、工事費、接続費の価格決定時期を下記のとおり想定した。各年で運転開始する設備の LCOE は下記の価格決定時期を考慮して算出した。

- 設備費 : 4 年前（EPC 契約の半年～1 年ほど前に風車メーカーと契約するのが一般的）
- 工事費 : 3 年前（工期は 2～3 年であり、EPC 契約はその手前に締結するのが一般的）
- 接続費 : 5 年前（設備認定時＝環境アセス方法書開始時に設定。本検討では環境アセス開始時から運転開始までのリードタイムを 5 年と想定）

7) FIT 制度における IRR の考え方

投資判断において必要となる IRR 水準は、主に事業リスクに応じて大小が変化する。 FIT 制度における、風力発電事業（新設）の IRR は 8%に設定されている。本 IRR は FIT 制度設立当初の利潤配慮期間（法律の施行の日から起算して 3 年間）の設定値を据え置いている。

FIT 制度開始から 6 年が経過し、現在 IRR の見直しが議論されている。利潤配慮期間は IRR が 1～2%上乗せされていることから、早期に IRR6%程度まで引き下げられると想定される。

また、2.2.3 に整理・検討した以下の施策により、リードタイムの短縮、計画スケジュールの予見可能性の向上、資金調達時の金利低減につながり、事業リスクを低減し、想定 IRR を削減することが可能と考えられる。

＜リードタイムの短縮・計画段階の予見可能性の向上につながる施策＞

- 地域貢献型風車のためのアレンジャーの育成・展開
- 国・自治体が主導した開発有望地域のゾーニング

＜運用段階の予見可能性の向上のつながる施策＞

- 地域貢献型風車との連携によるメンテナンスノウハウの蓄積、長期的なメンテナンス体制の構築支援
- 保守・故障データの収集と共有の支援
- 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

上記より、下記のとおり想定 IRR の低減を見込み、IRR を考慮した LCOE を算出した。

- ～2020 年：8%
- 2021～2025 年：6%（FIT 制度の利潤配慮期間終了）
- 2025 年～：4%（事業リスクの低減効果）

(3) コスト低減見通し　推計結果

前項までの前提条件に基づき推計した結果、2040 年までに、系統制約混雑解消シナリオでは LCOE は 7.9 円/kWh、系統制約混雑継続シナリオでは 9.8 円/kWh まで低下する結果となった。

(4) 【参考】業界におけるコスト削減に係る検討

JWPA では、「JWPA Wind Vision Report」[227]において、風力発電の技術革新とコスト削減への寄与度について検討を行っている。

本調査において検討したコスト削減要素と、JWPA にて整理されているコスト削減要素の比較表を表 2-76 に示す。

表 2-76　本調査と JWPA におけるコスト削減要素の比較

費目		本調査	JWPA 資料	
		コスト低減方策案	コスト削減に資する可能性のある個別技術項目	貢献（具体的数値）
資本費	設備費	足元で国際価格水準に近づきつつある	―	―
		―	ナセル 20%軽量化	ナセル・タワー・基礎構造の容積・質量 20%減少
			高速スレンダーブレード	風車のスリム化とそれによる暴風時荷重低減で製造コスト低減
	工事費	低コスト施工技術の普及	ナセル 20%軽量化	据付クレーン・トレーラーのサイズダウンによる輸送・据付コスト低減

[227] 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）

費目		本調査	JWPA 資料	
		コスト低減方策案	コスト削減に資する可能性のある個別技術項目	貢献（具体的数値）
			モジュール工法によるコスト低減	輸送・据付コスト 15%程度低減
			撤去・建設の円滑化	輸送車両費用を低減
			ブレード分割	輸送費の低減・輸送にあたる工事コストの低減
			ハイブリッドタワー	輸送費の低減
	接続費	想定潮流の合理化、コネクト＆マネージ策による接続費上昇抑制		
		接続案件の集約化	―	―
	その他	―	長期利用（基礎長寿命化）	リプレース時の撤去・輸送・据付コスト低減
運転維持費		スマートメンテナンス技術の確立	メンテナンス業務習熟	―
		保守・故障データの収集と共有	メンテナンス業務習熟	―
		トレーニングセンターによる人材育成	メンテナンス業務習熟	―
		地域との連携による効率的なメンテナンス体制の構築	メンテナンス業務習熟	―
		大型化・基数減少によるメンテナンスの効率化	メンテナンスの効率化	1 機あたり出力増大→発電所あたり基数減少→運転維持費 10～20%削減
設備利用率		風車性能向上（リプレースにおける最新風車への入替）	受風面積 50%拡大	設備利用率 50%改善（20%→30%）
			タワー高 25%増加	設備利用率 10%改善
			風車効率上昇 5%	設備利用率 5%改善
			高風況地域への立地・風速 20%増	平均風速が 20%高い地域への立地により設備利用率 3.64%改善
		運用と予防保全の計画的な組合せによるダウンタイムの削減	CMS 採用による稼働率・設備利用率向上	設備利用率 15%改善
稼働年数		高風況域では 25 年に延長	長寿命化	20 年→25 年

出所）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~」p.34-39（2016 年 12 月）をもとに三菱総研取りまとめ

2.2.5 施策効果を踏まえた導入量の具体的検討

(1) 導入量推計方法

1) 既導入量の集計

陸上風力及び洋上風力発電の既導入量は、NEDO「日本における風力発電設備・導入実績」より、2018 年 3 月末時点での運転中設備の出力を集計した。

2) リプレース対象の設定

運転開始から 20 年経過した発電所のうち、一定の条件に該当する発電所はリプレースと想定し、該当しない発電所は撤去と想定した。リプレース対象は、2017 年度（2018 年 3 月末）までに運転開始済の発電所と、今後運転開始が予定されている発電所に分けて設定した。本検討におけるリプレース対象の設定は表 2-77 のとおりである。

表 2-77　導入量推計におけるリプレース対象の設定

	設備容量	リプレース対象
2017 年度までに運転開始済の発電所	1 万 kW 未満	対象（設備容量 63%でリプレースと想定）
	1 万 kW 以上	対象（設備容量 100%でリプレースと想定）
2018 年度以降、運転開始予定の発電所	20kW 未満	対象外
	20kW 以上	対象（設備容量 100%でリプレースと想定）

まず 2017 年度までに運転開始済の発電所については、一定規模以上の発電所は量的なポテンシャルへの期待から、リプレースの可能性が高いと想定し、本推計においては 1 万 kW 以上の発電所を全てリプレース対象とした。一方で、過去に設置された小規模な発電所の中には、風況が必ずしも恵まれてない地点に設置されている発電所もある。したがって、1 万 kW 未満の小規模な発電所は、風況に恵まれており一定の設備利用率が見込まれる発電所をリプレース対象と想定した。設備利用率に関する実績データ（北海道産業保安監督部取りまとめ（図 2-102））から、設備利用率 20%以上の発電所比率（63%）を参考として、1 万 kW 未満の発電所の設備容量の 63%をリプレース対象とした。

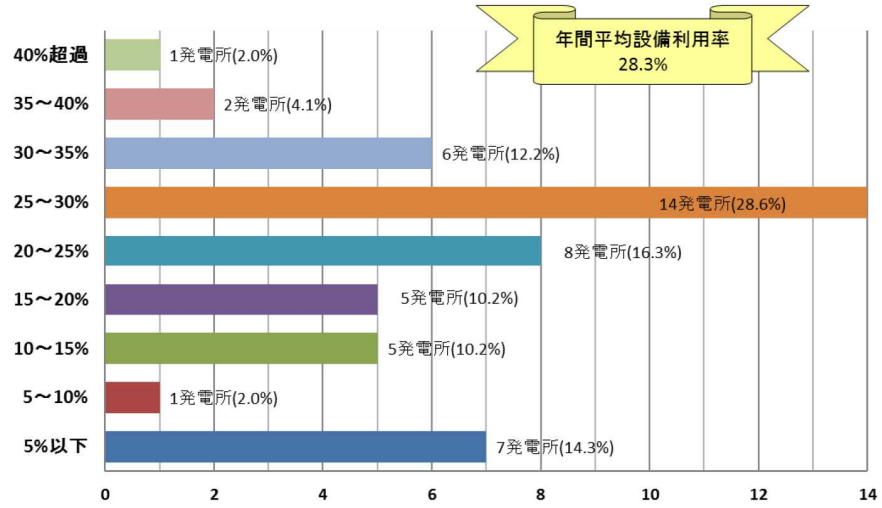


図 2-102　北海道の発電所における年間設備利用率（平成 29 年度実績）

出所）経済産業省北海道産業保安監督部「平成 29 年度北海道における風力発電の現状と課題　～稼働状況とトラブル状況～」（平成 20 年 9 月 27 日）p.12（図 10）

今後運転開始が予定されている発電所については、事業主体が発電所の事業採算性を十分検討した上で設置していると想定されるため、基本的には運転開始 20 年後にはリプレースと想定した。ただし、小形風力（20kW 未満）は除外と想定した。

事業者のヒアリングによると、リプレースの際は、既存発電所の運転と並行してリプレース工事を実施し、既存発電所の廃止と同時にリプレース設備の運転を開始するとのことであった。これに基づき、既存設備の廃止とリプレース設備の運開は同時に行われる（連続的に発電が見込まれる）と想定した。

3) 環境アセス中案件・計画中案件の将来導入量の推計

現時点で FIT 事業計画認定済の案件、及び環境アセス中かつ FIT 事業計画未認定の案件については、以下の情報から設備容量を整理した。

- FIT 事業計画認定設備：資源エネルギー庁「事業計画認定情報」（7500kW 未満：2018 年 11 月 30 日時点、7500kW 以上：2018 年 7 月 31 日時点）[228]
- アセス中の発電設備：環境省資料[229]

FIT 事業計画認定済の案件、及び環境アセス中かつ FIT 事業計画未認定の案件の運転開始時期については、後述のリードタイムの設定に基づき想定した。

---

[228] 資源エネルギー庁「固定価格買取制度　再生可能エネルギー電子申請『事業計画認定情報　公表用ウェブサイト』」<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfo>

[229] 非公開資料

環境アセス開始時の発電容量は、環境アセスの手続きを経る過程で縮小されることが多い。したがって、環境アセス中かつ FIT 事業計画未認定の案件については、過去の実績より算出した、計画発電容量の実現率（実際の発電容量／環境アセス開始時の発電容量）を乗じて、導入量を補正することとした。

現時点で環境アセスを実施していない計画中の案件は、2040 年の導入量には含めないこととした。

また、7,500kW 未満の案件は、2018 年 11 月 20 日時点で FIT 事業計画認定済の全件が 2020 年までに運転開始すると想定した。

a. リードタイムの設定

環境アセスの一般的な審査期間や準備期間を踏まえ、各段階から運転開始までの期間を表 2-78 のとおり設定した（端数は切り上げ）。

陸上風力発電については、環境アセスの配慮書審査～評価書審査は、環境省資料[230]より、環境アセスの手続きが迅速化された場合の手続き期間を想定した。また、陸上風力発電の実施設計・建設期間については、資源エネルギー庁資料[231]より環境アセス終了から運転開始まで 1～3 年程度との情報を踏まえ、2 年と設定した。

洋上風力発電については、環境アセスの手続き期間は陸上風力発電の想定と同様に設定した。洋上風力発電の実施設計・建設期間については、NEDO 資料[232]を踏まえ、環境アセス終了～事業開始の期間を 4 年と設定した。

表 2-78　環境アセスの段階別運転開始時期の設定

	各段階の所要期間[日]		運転開始までの所要期間[年]		運転開始見込年度	
	陸上	洋上	陸上	洋上	陸上	洋上
配慮書審査	86		5 (4.5)	7 (6.3)	2023	2025
方法書作成	39					
方法書審査	176		5 (4.2)	6 (5.9)	2023	2024
環境影響評価評価・準備書作成	224					
準備書審査	248		4 (3.1)	5 (4.8)	2022	2023
評価書作成	139					
評価書審査	11		2 (2.0)	4 (3.8)	2020	2022
実施設計・建設期間	730	1365	2 (2.0)	4 (3.7)	2020	2022

注）陸上：配慮書審査～評価書審査は、環境省「最近の風力発電所に係る環境影響評価手続きの迅速化状況」p.11『最近の平均的な例』より設定。建設期間は、資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの導入促進に向けた制度の現状と課題」（平成 27 年 6 月 24 日）資料 2 p.8 の環境アセス終了から運転開始まで 1～3 年程度より、2 年に設定。

洋上：環境アセスの期間は陸上と同一と設定。実施設計・建設期間は、NEDO「着床式洋上風力発電導入ガイドブック（第一版）」（平成 27 年 9 月）p.71 より環境アセス終了～事業開始の期間を設定。

[230] 環境省「最近の風力発電所に係る環境影響評価手続の迅速化状況」p.11『最近の平均的な例』

[231] 資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの導入促進に向けた制度の現状と課題」資料 2 p.8（平成 27 年 6 月 24 日）

[232] NEDO「着床式洋上風力発電導入ガイドブック（第一版）」p.71（平成 27 年 9 月）

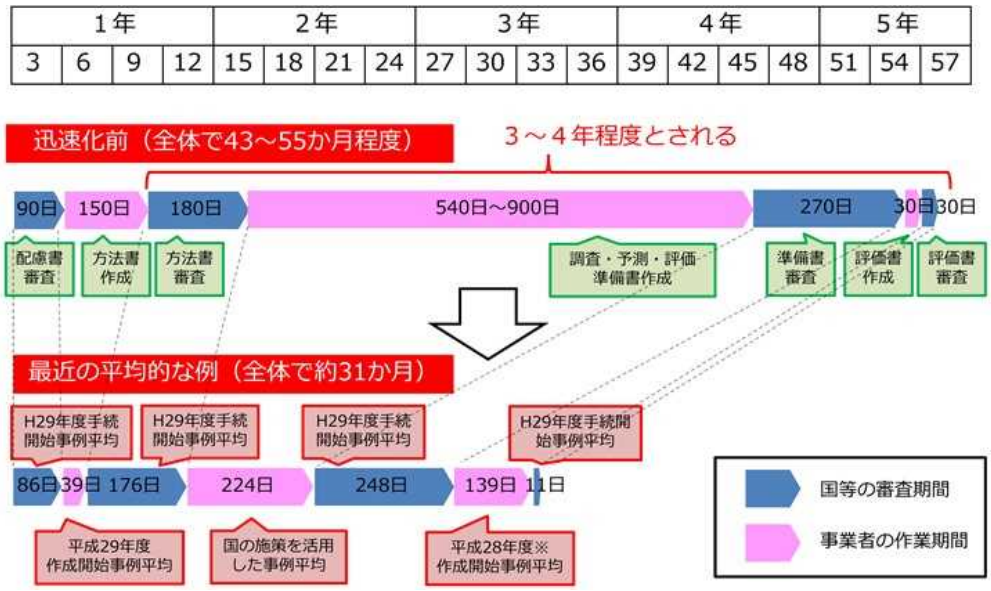


図 2-103　風力発電の環境アセスメントの手続き期間の内訳（迅速化後）

出所）環境省「最近の風力発電所に係る環境影響評価手続きの迅速化状況」p.11
（https://www.env.go.jp/policy/assess/3-3statistic/pdf/report201804.pdf）（閲覧日：2018 年 12 月 18 日）

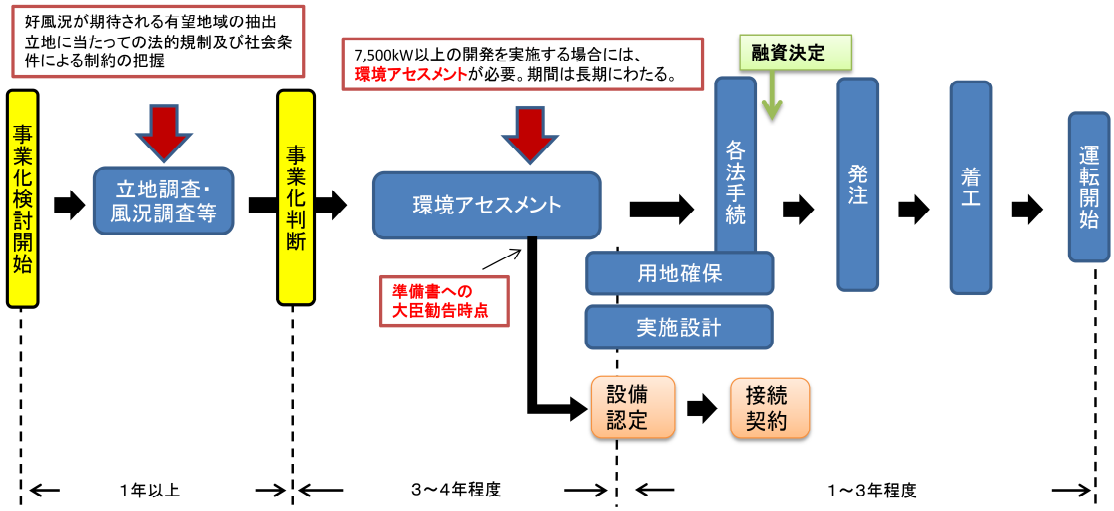


図 2-104　風力発電の開発フロー

出所）資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの導入促進に向けた制度の現状と課題」（平成 27 年 6 月 24 日）資料 2 p.8
（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/012_02_00.pdf）（閲覧日：2018 年 12 月 10 日）

b. 発電容量の実現率

環境アセスの各段階から次段階（配慮書→方法書、方法書→準備書、準備書→評価書、評価書→運転開始）における、陸上風力の発電所別の発電容量変化率の平均値は表 2-79 のとおりである。

表 2-79　環境アセスの各段階における発電容量の変化率（陸上風力）

環境アセスメントの段階	件数	設備容量の変化率※（発電所別の単純平均）
配慮書→方法書	82	96%
方法書→準備書	44	91%
準備書→評価書	32	93%
評価書→運転開始	1	67%
評価書→運転開始	100%	

※　両段階での設備容量データが入力済のものを分析対象とした。

出所）環境省資料（2018 年 7 月 27 日時点）より三菱総研作成

表 2-79 の変化率を乗じて、環境アセスの各段階から運転開始までの設備容量の実現率を表 2-80 のとおり算出した。環境アセス中の案件については、本実現率を乗じて、導入量を補正した。なお、洋上風力については、実績数が少ないため、陸上風力の発電容量の実現率（表 2-80）を用いた。

表 2-80　アセスの各段階から運転開始までの設備容量の実現率（陸上風力）

	運転開始時の設備容量の実現率
配慮書→運転開始	79%
方法書→運転開始	85%
準備書→運転開始	93%
評価書→運転開始	100%

※1　両段階での設備容量データが入力済のものを分析対象とした。

※2　評価書→運転開始の件数が少ないため、変化なし（100%）と想定した。

出所）環境省資料（2018 年 7 月 27 日時点）より三菱総研作成

c. 推計のための条件設定：東北北部エリアの接続上限

東北北部エリアでは、系統連系の申込みに対し、基幹送電線の容量が不足している。そこで、系統増強工事費用を系統連系希望者で共同負担する電源接続案件募集プロセスが実施されている。

本推計における東北北部エリア（青森県・秋田県・岩手県）の導入量は、連系容量の制約及び工事完了まで 10 年超かかることを踏まえ、本検討では導入量の上限を設定することとした。

東北北部エリアにおける連系可能量（最小値）350 万 kW[233]に占める風力発電分を 332 万 kW と推計し（2018 年 8 月に実施された優先系統連系希望者に係る入札結果（表 2-64）全体に占める風力の比率 95%を乗算）、東北北部エリアにおける風力発電の導入上限値とし

[233] 第 17 回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 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」p.14

て設定した。風力発電全体の導入上限値 332 万 kW のうち、陸上風力と洋上風力の比率は、同入札の入札容量の比率から按分した。

東北北部エリアにおける風力発電の連系可能量の算出方法は表 2-82 のとおりである。

表 2-81　2018 年 8 月の入札における入札件数・入札容量

	入札件数[件]	入札容量[万 kW]
太陽光	23	28
陸上風力	89	**276**
洋上風力	26	**476**
その他	41	12
合計	179	792

出所）第 17 回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 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」p.12（2018 年 10 月 10 日）より三菱総研作成

表 2-82　東北北部エリアにおける風力発電の連系可能量の算出方法

- 入札容量全体に占める風力発電の比率
  - （276+476)/792=95%
- 全体の連系可能量（350 万 kW）のうち風力発電分は入札容量比率をもとにして想定
  - 連系可能量（風力発電）　350 万 kW×95%=332 万 kW
- 風力発電の連系可能量のうち、陸上と洋上の内訳は、入札容量結果をもとにして想定
  - 陸上風力　332 万 kW×(276/(276＋476))=122 万 kW
  - 洋上風力　332 万 kW×(476/(276＋476))=210 万 kW

4) 追加的な導入量の検討（環境・経済・社会を統合的に考慮した定量的な分析）

追加的な導入量については、UC バークレーの Renewable and Appropriate Energy Laboratory（RAEL）が推計を行った（推計方法の詳細は、第 6 章を参照のこと）。

推計方法の概要を図 2-105 に示す。陸上風力発電所の開発ポテンシャルを持つ地域を GIS データから特定し、特定した各事業エリアについて、各種説明変数データを整備した。整備した説明変数データに基づき、各エリアの開発確率（各事業エリアが開発される確率）を推計し、ランキングした。

未開発エリアのうち、将来的な資本費及び運転維持費の減少を見込んだ LCOE 以下で発電可能なエリア、かつ開発確率が 15%以上（40 パーセンタイル値）を満たす事業エリアの容量を集計した結果、全国合計で 165 万 kW となった。

上記容量が 2030 年までに発現し、2040 年に向けて直線的に増加すると想定し、追加的な導入量を推計した。

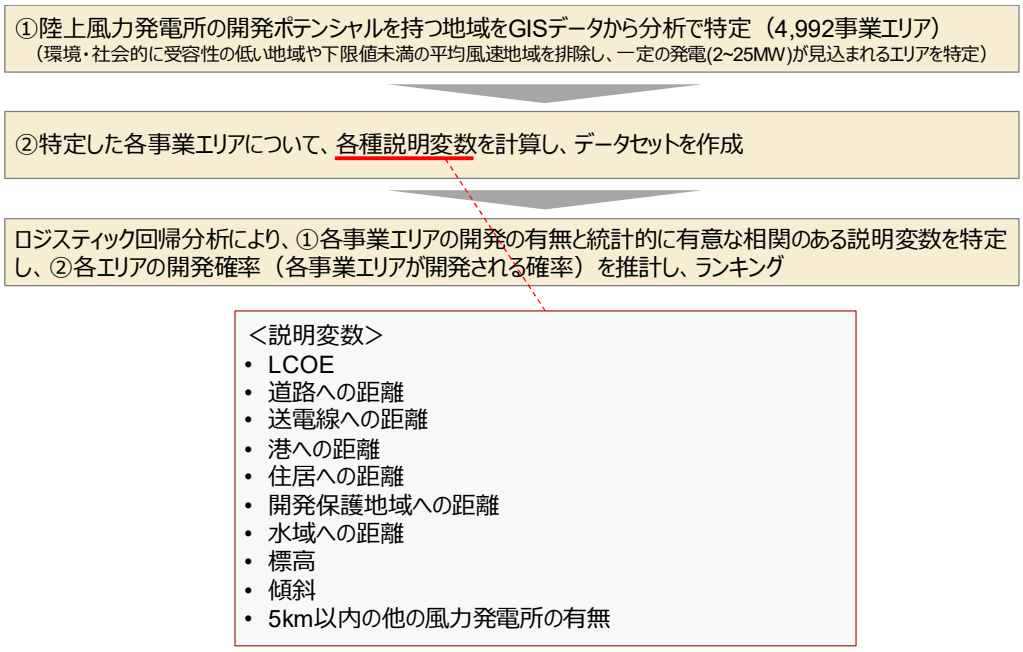


図 2-105　開発可能エリアの開発確率分析方法の概要

5) 導入量推計結果

前述までの条件にて推計を行った結果、2040 年度の導入見込容量は陸上風力 1,636 万 kW、洋上風力 256 万 kW と推計された。

2.2.6 今後の検討課題の整理

本節では、日本における風力発電の現状及び課題を踏まえつつ、主力電源化に向けて大量導入を進めるために必要な施策イメージを検討し、当該施策効果を踏まえたコスト低減の見通しと導入量の推計を行った。結果、2040 年度時点の導入量は陸上風力 1,636 万 kW、洋上風力 256 万 kW と推計された。

一方、JWPA の導入ロードマップでは、2030 年時点で 3,620 万 kW（陸上風力 2,660 万 kW、洋上風力 960 万 kW）、2040 年時点では 6,590 万 kW（陸上風力 3,800 万 kW、洋上風力 2,790 万 kW）の見通しが示されており、2050 年に 80%削減を目指す上では、今回の推計結果では十分は量とは言えない。

2050 年に向けた風力発電のさらなる導入拡大に向けては、以下に示す事項について今後検討が必要と考えられる。

- 低風速域への導入拡大
  - 特に陸上風力について適地が減少しており、さらなる導入拡大に向けては、低風速域（北海道・東北以外）への導入を図る必要がある。JWPA においても、北海道・東北以外の低風速域を含むエリアへの導入を促進することで、2050 年までに 7,500 万 kW の導入を達成するビジョンを描いている。そのためには、通常よりハブ高が高くローター直径が大きい風車の技術開発や、既存のクレーン工法に代わる新たな工法の開発が必要となる。また、好風況域と比較して事業性が低下するため、運転維持コストの低減や稼働率の向上が必要となる。また、低風速域への導入拡大は、これまで風力に関わりがなかった地域への新規立地が必要となるため、地域との円滑な調整による開発促進の観点からも、地域貢献型風車を推進していくことが必要である。
- 運転維持費削減に向けた欧州等の技術や先進的取組みの導入
  - 欧米においては、エリア単位で効率的なメンテナンス業務を実施するとともに、モニタリング等による事故予兆に基づく計画的メンテナンスを実施することで、ダウンタイムの削減による発電量の最大化や点検頻度の合理化等による運転維持費の削減が実現されている。また、メンテナンス業務の改善を目的として、風車の運用データの共有を行っている事例も存在する。日本においても、欧米のノウハウ・技術を取り入れるとともに、先進的な取組みを後押しするような施策についてより詳細な検討が必要となる。
- コネクト&マネージ等、系統制約解消に向けた取組みの推進
  - 現在経済産業省において実施されている、想定潮流の合理化やコネクト&マネージ（N-1 電制の適用、ノンファーム接続）に係る検討を推進するとともに、今後新たに行われる系統整備の効果を考慮することにより、東北地方など、風力発電ポテンシャルの高い地域における導入をさらに促進することが可能となる。また、ゾーニングにより開発案件を集約化するなど、系統接続に係る事業者負担の削減に向けたより具体的な施策を検討する必要がある。
- 洋上風力の導入拡大に向けた課題と対応方策の整理
  - 今年度は、主に陸上風力について詳細検討を実施したが、2050 年 80%削減に向けては洋上風力の導入拡大が必須であり、洋上風力の現状と課題、必要となる施

策について詳細検討を進める必要がある。洋上風力については、コスト削減に向けたさらなる技術開発を推進すると同時に、船舶や港湾等のインフラ整備を進める必要がある。また、海域利用に係る関係者間の調整など、開発コスト・リスクを低減し、事業者における参入ハードルをいかに下げるかが重要であり、ゾーニングを含めて、実施しうる施策について詳細な検討が必要となる。

2.2.7 【参考】事業者等へのヒアリング、有識者集中ヒアリングについて

調査は、文献調査、事業者等へのヒアリング調査、有識者への集中ヒアリングにより実施した。

事業者へのヒアリング調査は、表 2-83 に示す業種に対して実施した。

有識者への集中ヒアリングは、表 2-84 に示す有識者に対して 3 回にわたって実施し、文献調査・ヒアリング調査に基づく取りまとめ案を提示の上、内容の精査を行った。

表 2-83　ヒアリング対象・ヒアリング事項

ヒアリング対象先	ヒアリング事項
研究機関 国立研究開発法人 風車メーカー 保険会社 発電事業者 A メンテナンス業者 発電事業者 B EPC 事業者 発電事業者 C	● 風力発電の高コスト要因と対応方策 ● 風力発電のコスト低減見通し ● コスト以外での風力発電導入促進の阻害要因と必要な施策 ● 推薦するヒアリング先

表 2-84　有識者集中ヒアリングメンバー

業種
研究機関 A
研究機関 B
発電事業者
EPC 事業者
保険会社
メンテナンス事業者

2.3 参考情報

2.3.1 自治体におけるリプレース案件の情報開示事例

京都府伊根町では、京都府が太鼓山風力発電所を設置していたが、2021 年に設計耐用年限を迎えるため、一般公募により、民間事業者にリプレースの企画提案を実施した[234]。企画提案に際しては、下記のデータが提供され、事業計画策定にあたり活用可能になっている。

(1) 提供資料
ア 各種データについて
イ 風況観測データ（平成 27 年 12 月 1 日～平成 29 年 11 月 30 日）
　(ｱ) 超音波式三次元風向風速計
　(ｲ) 三杯式風速計・矢羽根式風向計
　(ｳ) 既設太鼓山風力発電所の風車ナセル（３基）
ウ 既設太鼓山風力発電所の発電量データ（平成 13 年 12 月 1 日～平成 29 年 11 月 30 日）
　号機別月別発電量
エ 既設太鼓山風力発電所の落雷データ（平成 15 年 12 月 19 日～平成 29 年 11 月 30 日）
　(ｱ) 風車
　(ｲ) 避雷鉄塔
オ 既設太鼓山風力発電所 竣工図
　(ｱ) 平面図
　(ｲ) システム構成図
　(ｳ) 単線結線図
　(ｴ) 配線系統図（全体）
　(ｵ) ＦＥＰルート及びハンドホール
　(ｶ) 埋設管路図
　(ｷ) 開閉所機器配置図
　(ｸ) 接地線埋設図（開閉所）
　(ｹ) 引込柱装図
　(ｺ) 各号機風車基礎図
　(ｻ) ボーリング柱状図
カ 既設太鼓山風力発電所建設時の土質調査結果 風力発電に係る土質調査報告書
キ 風力発電等環境アセスメント基礎情報整備モデル事業について

出所）京都府、筒川財産区、伊根町「丹後地域(太鼓山周辺)における新たな風力発電事業の実現に向けた企画提案募集要領」p.5-6（http://www.pref.kyoto.jp/koei/news/documents/document.pdf）（閲覧日：2019 年 3 月 26 日）より三菱総研作成

[234] 京都府、筒川財産区、伊根町「丹後地域(太鼓山周辺)における新たな風力発電事業の実現に向けた企画提案募集要領」（http://www.pref.kyoto.jp/koei/news/documents/document.pdf）（閲覧日：2019 年 3 月 26 日）

2.3.2 土地不明者用地に対する法的対応状況と再生可能エネルギーへの活用可能性

(1) 所有者不明土地

所有者不明土地の利用には､所有者不明土地の利用の円滑化等に関する特別措置法(以下、「所有者不明土地法」とする）及び土地収用法による空地利用が考えられ、下記のとおり、再生可能エネルギー事業に空地を利用することが可能である。

表 2-85　所有者不明土地法及び土地収用法による空地利用ルール

	所有者不明土地法による空地利用	土地収用法による空地利用
対象となる空地	特定所有者不明土地（建物等がなく所有者が不明な空地）	
対象事業	地域福利増進事業 （再生可能エネルギー事業が該当）	すでに土地収用法の認定を受けた事業 （再生可能エネルギー事業が該当）
空地の利用期間	期間（最大 10 年）を決めて土地の使用権を付与。 異議がない場合は使用権の延長が可能。	土地の収用＝無期限
利用後の措置	原則として使用終了後に土地を原状回復	なし（無期限利用のため）

出所）所有者不明土地法、土地収用法及び国土交通省土地・建設産業局企画課「所有者不明土地の利用の円滑化等に関する特別措置法（所有者不明土地法）について」（http://www.mlit.go.jp/common/001261142.pdf）（閲覧日：2019 年 3 月 26 日）をもとに三菱総研取りまとめ

(2) 所有者不明農地

農業経営基盤強化促進法等の一部を改正する法律によれば、農地中間管理機構などへの利用権設定、期間の延長（5 年→20 年）、農用地利用集積計画によって、複数の農地利用希望者を一度に契約できるようになった[235]。

農用地利用集積計画で利用権設定を受ける要件としては下記のとおりであり[236]、再生可能エネルギー事業での利用は難しいと考えられる。

１．計画の内容が市町村基本構想に適合すること
２．利用権の設定等を受ける者の要件
① 農用地の全てを効率的に利用して**耕作すること**
② **農作業に常時従事すること**
３．利用権を設定する土地について権利関係者全ての同意を得ていること

[235] 農林水産省資料「農業経営基盤強化促進法等の一部を改正する法律案の概要」（http://www.maff.go.jp/j/study/souzoku_kento/attach/pdf/index-9.pdf）（閲覧日：2019 年 3 月 26 日）

[236] 農林水産省資料「農用地利用集積計画（利用権設定等促進事業）」（http://www.maff.go.jp/j/keiei/koukai/ryuudouka/pdf/07_riyouken_gaiyou.pdf）（閲覧日：2019 年 3 月 26 日）

(3) 所有者不明林地

森林経営管理法に基づき、所有者不明林地を利用できる。放置された（林業に適さない、又は所有者が不明な）森林については、市町村が経営管理権を取得し、市町村森林経営管理事業に利用することができる[237]。ただし、市町村森林経営管理事業は市町村が森林を経営管理することが主目的であり、バイオマス発電をはじめとする再生可能エネルギー事業への利用が可能かは不明である[238]。

[237] 林野庁資料「森林経営管理法案の概要」（http://www.maff.go.jp/j/law/bill/196houritsu/attach/pdf/index-41.pdf）（閲覧日：2019 年 3 月 26 日）

[238] 森林経営管理法　第三章 市町村による森林の経営管理　第三十三条

（余白）

3. HP 給湯器を用いたデマンドレスポンスによる影響評価

3.1 みやま市における HP 運転時間シフト効果実証事業

固定価格買取制度が導入されて以降、我が国の再生可能エネルギーの導入量は、特に太陽光発電を中心に、急速に拡大している。この急速な再生可能エネルギー導入によって、これを受け入れる系統側の制約が顕在化しつつある。

太陽光発電の普及拡大により、日照条件の良い昼間には太陽光発電の電力の余剰が生じる可能性があり、電力自由化の流れと相俟って将来的には時間帯別電力価格が変化する可能性が高い。

また、最近の研究では、夜間電力前提として運転されてきた HP 給湯機の運転時間をシフトすることで、系統制約を緩和するとともに、再生可能エネルギーの普及を図ることが理論的に可能であることが指摘されている。

こうした背景を踏まえ、本節では HP 給湯器の運転時間シフトを促すような料金メニューの設定が地域新電力会社の事業として、実務上可能かどうかを実需要ベースで検証する。具体的には、HP 給湯機を用いたデマンドレスポンスに関する既往研究を収集・整理した上で、福岡県みやま市をフィールドとして実負荷ベースの実証を行った。

本年度の実証の検討の要点を以下に整理する。

(1)　昼間沸き上げ運転の特性分析

HP 給湯機の DR の可能性を検証するため、福岡県みやま市で実証を行う。

- みやま市内約 10 世帯を対象に、夜間沸き上げ運転（通常運転）、昼間沸き上げ運転時の電力消費量、お湯消費量、HP 給湯機の給水側および給湯側の水量、水温等を測定し、年間の実負荷運転データとして整理した。
- 昼間沸き上げ運転時の運転制御手法は平成 29 年度の事業で検討・開発したものをベースとし、運転データを見ながら改善方法を検討した。

(2)　昼間沸き上げによる HP の効率改善に関する分析

- 収集したデータからシステム効率に大きな影響を与えうる要因を特定し、昼間沸き上げによる効率改善の可能性について検討を行った。
- 対象 10 世帯のうち 1 世帯について、HP ユニットの入出力（水温、水量）についても計測を行い、HP ユニットの効率について詳細な分析を行った。

(3)　PPS 事業者としてのビジネスモデルの評価

- (1)で計測したお湯の需要量、HP の運転特性等のデータを活用し、PPS 事業者の事業性を評価するためのツールを開発した。
- 開発したツールをもとに、昼間沸き上げが需要家および PPS 事業者にとって有利となる電力料金メニューを検討し、ビジネスモデル全体の事業性について検討を行った。検討にあたってはみやまスマートエネルギー株式会社と連携し、提案するビジネスモデルの実現可能性や課題等についても検討を行った。

表 3-1　2017 年度までと本年度の実証内容のまとめ

評価項目	①実負荷運転による最適運転モードの開発	②PPS 事業者としてのビジネスモデルの評価
2017 年度の主な実証内容	・ みやま市 10 世帯を対象にHPを導入し、実負荷ベースで昼間沸き上げ運転を実施。	・ 10 地域各 100 世帯に対して契約切り替え意向 Web アンケートを実施
2017 年度までの実証で明らかになったこと	・ 遠隔制御による昼間沸き上げへの移行シフトにあたって以下の課題を抽出。 ・ ユーザーの手動沸上 ・ 消費湯量の多い世帯の夜間沸上 ・ HEMS 制御の通信課題 ・ 冬期では昼間運転の効率性改善効果は十分に観測されず。	・ HP の昼間沸上に対する抵抗感は大きくない ・ 消費電力に占める再エネ割合や、地域新電力であることの価値は消費者にとって重要視されにくい。
本年度の実証内容	・ 年間のお湯の需要量データの把握（②へのインプット） ・ 外部制御実施時の冬期以外の運転特性（効率含む）の把握 ・ 世帯特性別の DR 利用可能性の検討	・ 昼間沸上げ制御を行うことによる新電力の事業モデルの検討 ・ 事業性評価モデルの構築

3.1.1 昼間沸き上げ運転の特性分析

(1) 実証の概要

1) 実証世帯の概要

2017 年度に新規に HP を設置した 10 世帯から実証参加の合意を得て、2018 年 8 月 21 日より昼間沸き上げ運転制御を実施した。実証参加世帯の概要を以下に示す。

表 3-2　実証世帯の概要

No	エコキュート	世帯人数	運転方法	追い焚き	足し湯
1	フルオート通常	3	遠隔制御	週 1 回未満	使わない
2	フルオート通常	3	遠隔制御	週 4 回以上	週1～3回
3	フルオート通常	5	遠隔制御	週 4 回以上	週1～3回
4	フルオート通常	4	遠隔制御	週 4 回以上	週 4 回以上
5	給湯専用	3	遠隔制御	使わない	使わない
6	フルオート通常	4	遠隔制御	使わない	使わない
7	フルオート通常	3	遠隔制御	週 1 回未満	週 1 回未満
8	給湯専用	3	遠隔制御	使わない	使わない
9	給湯専用	4	遠隔制御	使わない	使わない
10	フルオート通常	4	遠隔制御	週 4 回以上	週 4 回以上

※フルオート通常とは、自動湯張り機能を有するエコキュート。給湯専用はタップからのお湯供給のみの機能

2) 昼間沸上シフトに向けた制御方法

現在、市販されている HP 給湯器は、主に一般電気事業者が提供する夜間電力が安価な電力料金プランを前提に夜間に可能な限り多く沸き上げを行うようプログラム制御されている。このため、昼間沸き上げを行うためには、夜間に行う沸き上げを停止するとともに、昼間の時間帯に沸き上げ指示を出すことが必要になる。

本実証では HEMS を通じてこうした制御信号を外部より送信し、制御をおこなった。具体的な制御信号は表 3-3 のとおりである。なお、最大 500L の沸き上げを 2 回 10:00 と 14:00 に 2 度発信しているのは、2017 年度の実証の結果を分析したところ、いくつかの実証世帯の給湯需要が大きく、主に冬季には湯切れが発生するリスクが高まる可能性が示唆されたためである。

2 回沸き上げ指示を送信した場合であっても、実際の沸上量は HP 給湯器が管理する世帯別のタンク湯量データによって管理されているため、（過去の使用湯量に応じて AI が自動で管理）必要以上の過度な沸上はなされないことを確認した。

表 3-3　昼間沸上の制御方法

時間	制御信号	備考
00:15	手動沸上停止	HP 給湯器の夜間における自動沸上機能を強制的に中止。
10:00	手動沸上	昼間沸上 2 回に分けて実施（それぞれ最大 500L まで沸上）。沸き上げ完了後は自動的におまかせモードに復帰し、HP 給湯器が自動で湯量を制御。
14:00	手動沸上	

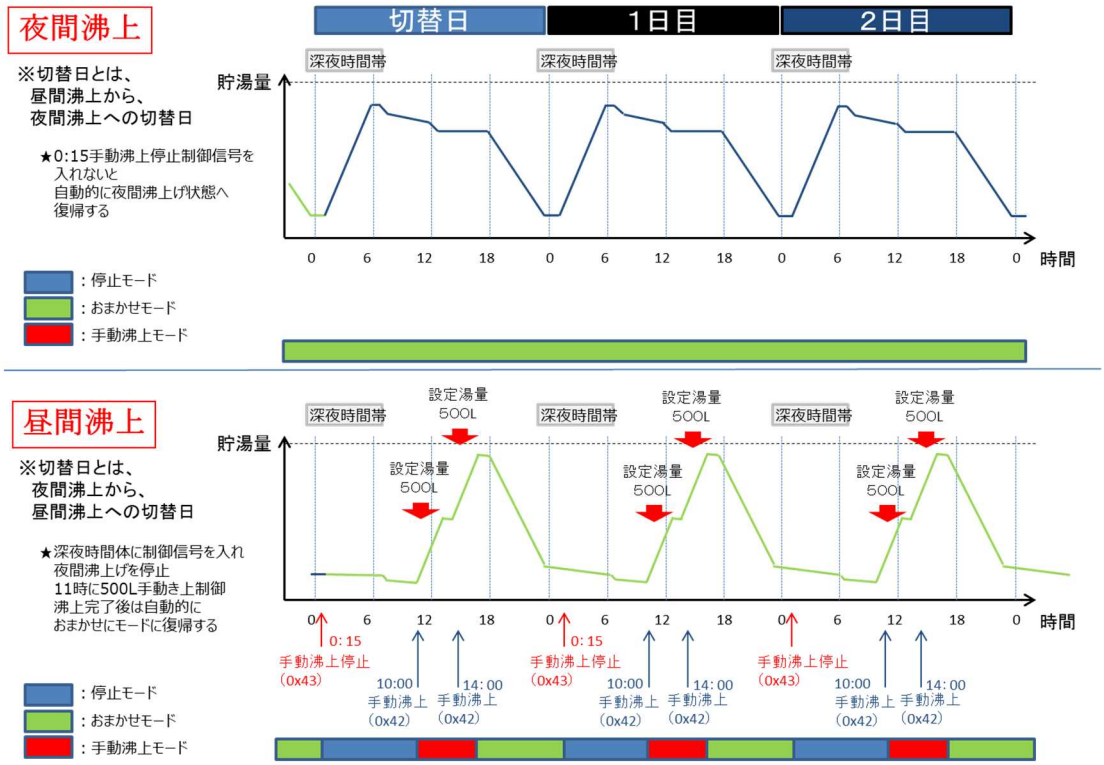


図 3-1　昼間沸き上げイメージ

3) データ取得期間

本年度の昼間沸上運転制御の実証期間は 8 月 21 日から 3 月 5 日である。夏季から冬季にかけて幅広い外気温に対応したデータを取得した。なお、4 月 1 日から 8 月 20 日までの期間は通常の運転（夜間沸上運転）を実施しており、分析にあたっては夜間運転時のデータも実測として分析に利用した。



図 3-2　昼間沸き上げ実証期間

4) データ取得状況

モニターごとのデータ取得状況は図 3-3、図 3-4 のとおりである。自宅の停電や通信ネットワークの途絶によって、一部データが欠損している。

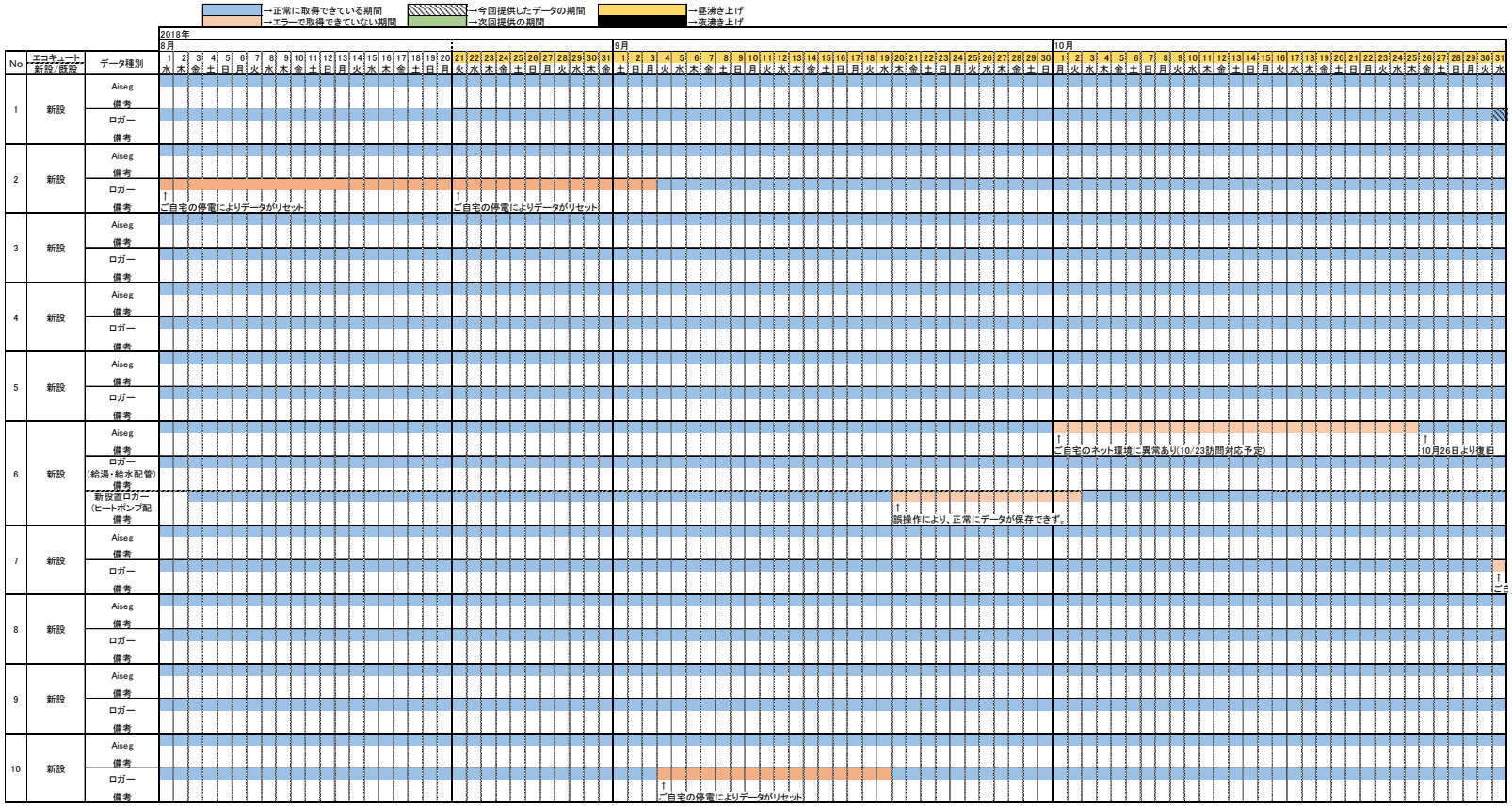


図 3-3　モニターごとのデータ取得状況（2018 年 8 月～2019 年 10 月）

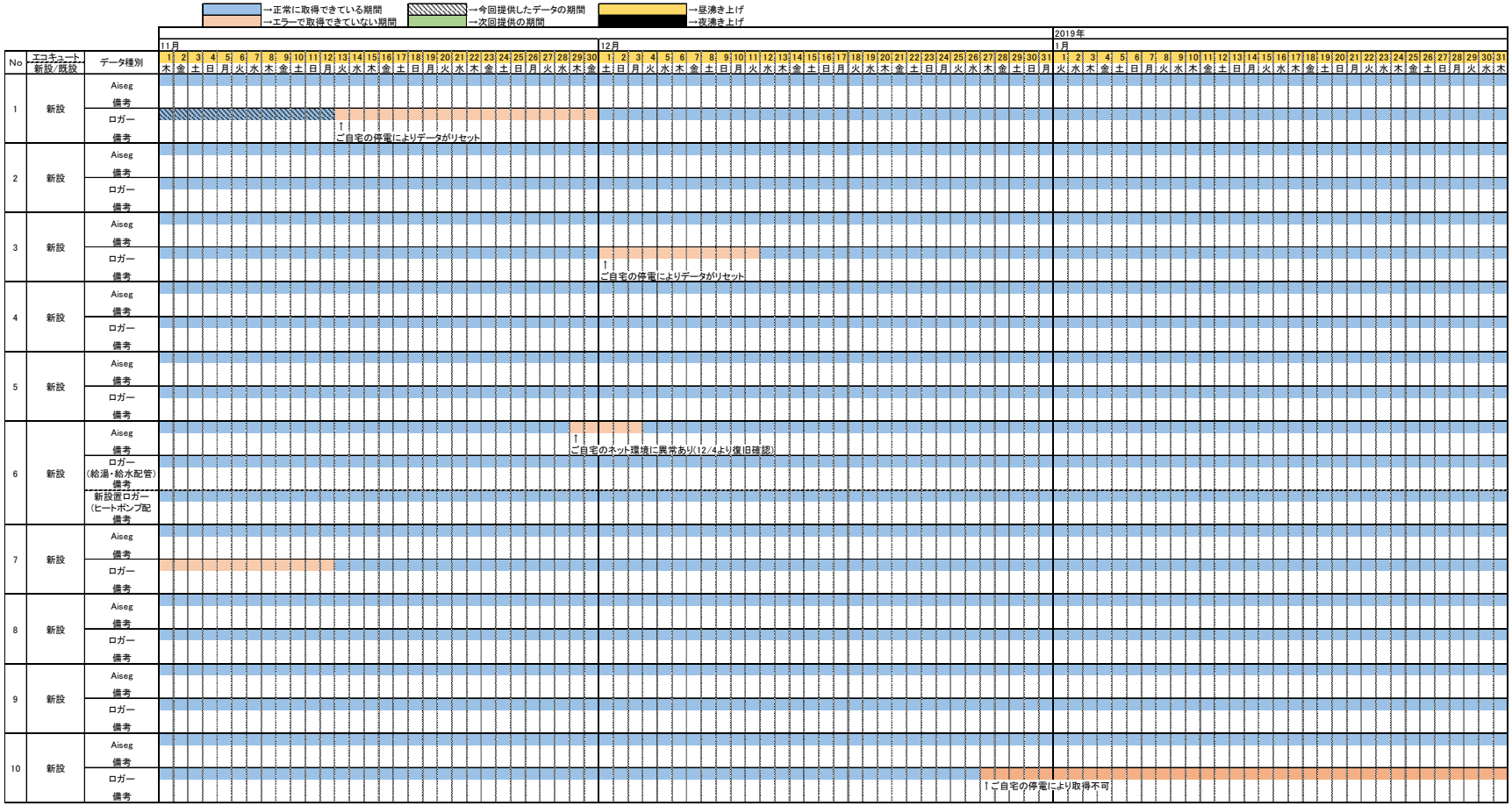


図 3-4　モニターごとのデータ取得状況（2018 年 11 月～2019 年 1 月）

(2) 実証により得られた実測データ

以下では、実証により得られた実測結果について、データを用いて紹介する。

1) 給湯需要

図 3-5 は各世帯の日々の給湯需要（42℃換算、単位 L）を縦軸に、横軸に日付としてプロットしたものである。図に示される通り、ほとんどの世帯で外気温が高くなる夏期には給湯需要が大きく低下していることがわかる。

給湯需要が低下する要因としては、浴槽にお湯をはらず、給湯需要そのものが低下することや、お湯の設定温度が下がることなどが考えられる。

このほか、外気温が高まると、HP 給湯器への給水温度が上昇するため、HP 給湯器の電力消費量はさらに低下すると推定される。

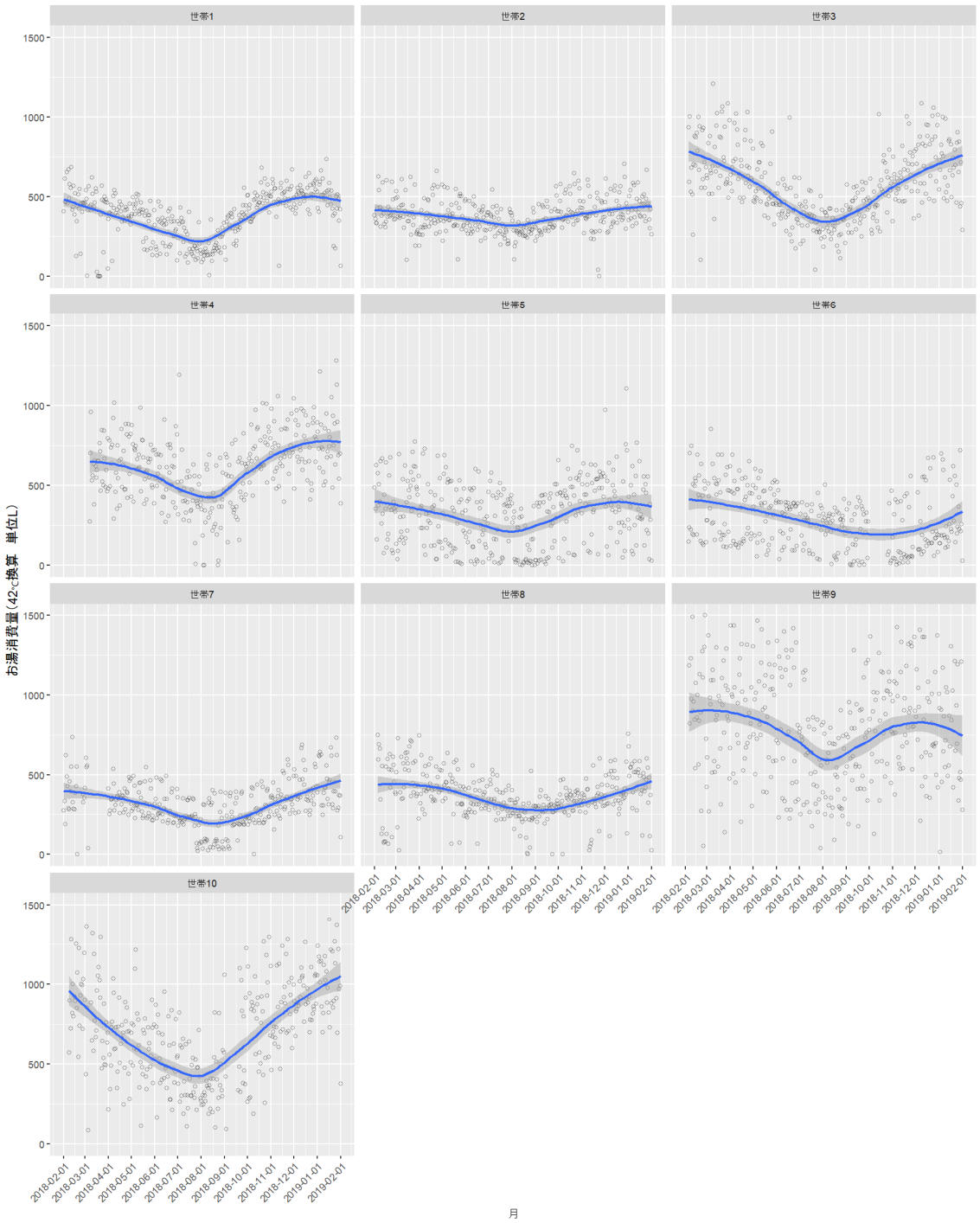


図 3-5　世帯別日給湯需要

図 3-6 は各世帯の日給湯負荷（HP 給湯器から供給したエネルギーの量）を縦軸に、横軸に外気温（日平均気温）をとってプロットしたものである。図に示される通り、日給湯負荷と外気温には明確な相関があることがわかる。

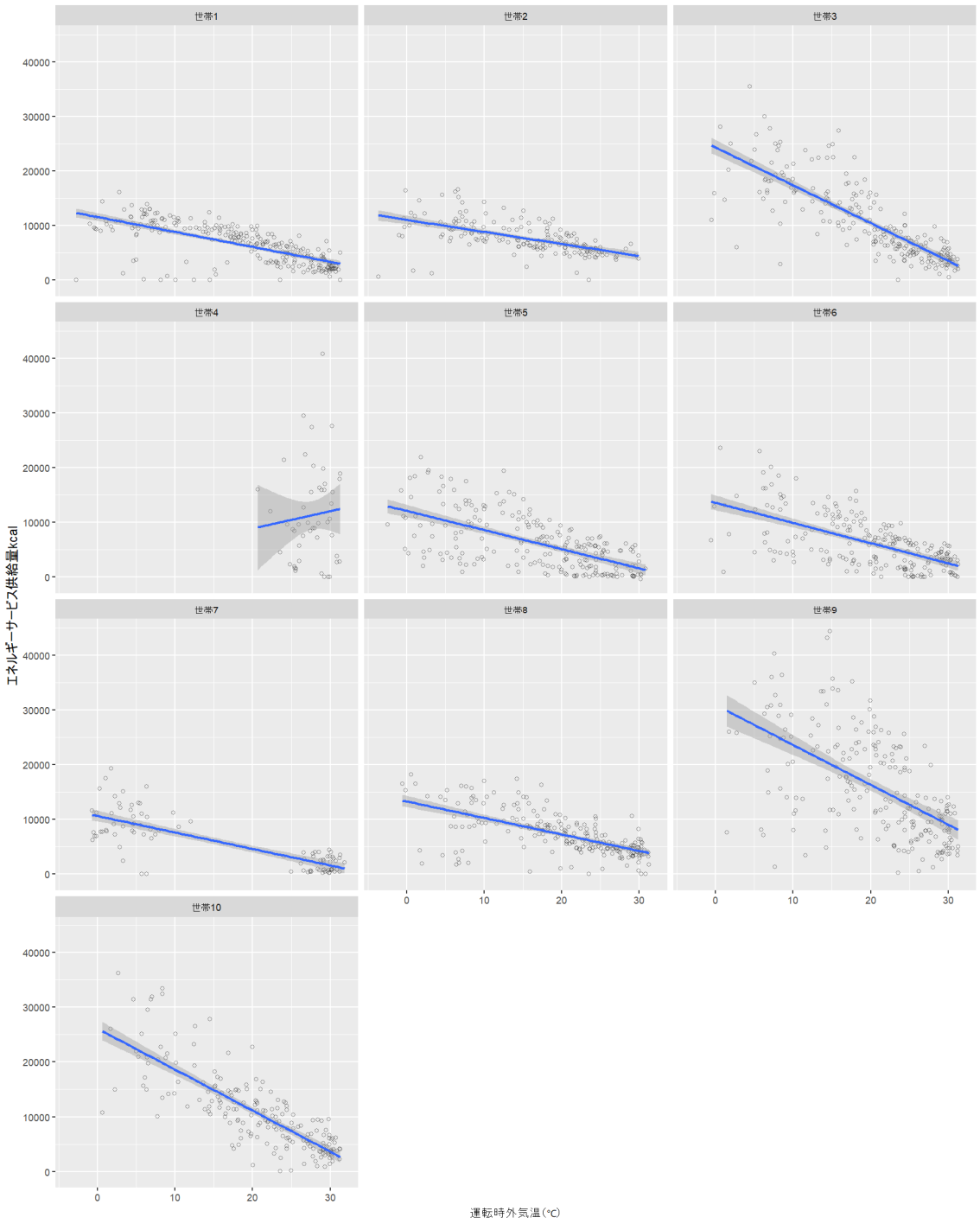


図 3-6　給湯負荷（エネルギーサービス供給量 kcal）と外気温の相関

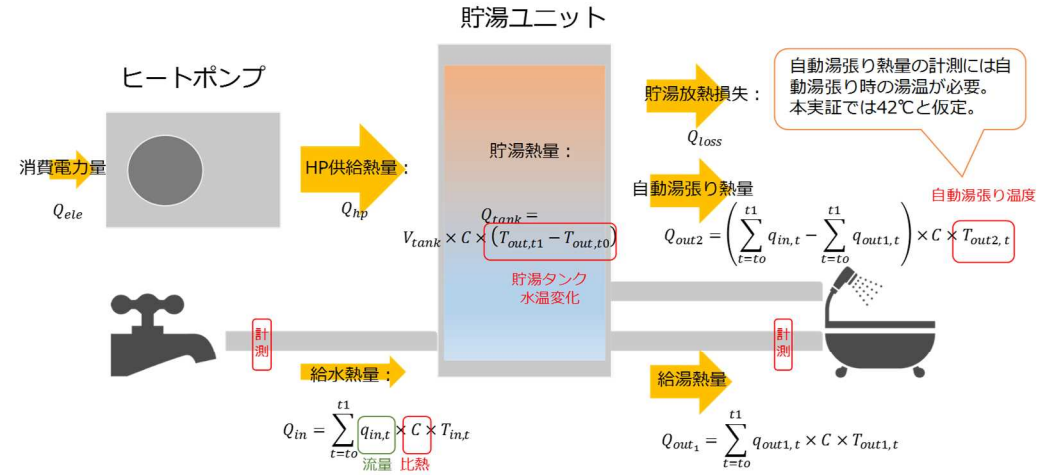
3.1.2 昼間沸き上げによる HP の効率改善に関する分析

(1) HP 給湯器のシステム効率

本実証では HP 給湯器のシステム効率を図 3-7 の通り、給湯負荷（kcal）/投入した電力の熱量（kcal）と定義した。

なお、本実証でのシステム効率の計算方法の場合、追い炊き機能利用による供給熱量は、給湯負荷に算入されず、放熱されたとして、システム全体のロスとして計上されてしまうことに留意が必要である。

特に、本実証の対象世帯のうち、世帯 2、世帯 3、世帯 4、世帯 10 については、昨年度のアンケート実施時に、追い炊き機能を週に 4 回以上実施すると回答しており（表 3-2）、本実証結果で示すシステム効率は過小評価になっている可能性がある。



システム効率=供給したお湯の熱量(kcal)/投入した電力の熱量(kcal)

熱量バランス　$Q_{hp} = (Q_{out1} + Q_{out2} - Q_{in}) + Q_{loss} + Q_{tank}$

効率算定式　$\mathrm{COP} = \dfrac{= (Q_{out1} + Q_{out2} - Q_{in}) + Q_{tank}}{Q_{ele}}$

但し、この計算方法の場合、追い炊き機能利用による供給熱量が加味されず、放熱損失側に計上される。

図 3-7　システム効率の計算式

図 3-8 に世帯ごとのシステム効率の推移を示す。図に示す通り、日単位でのシステム効率はばらつきがおおきいことに留意が必要である。全体の傾向としては、多くの世帯で通常の夜間沸き上げを実施していた 2018 年 2 月ごろから 8 月ごろまでは効率が改善しているが、昼間沸き上げ実証を開始した 2018 年 8 月中旬ごろを境に、システム効率が大きく低下している。

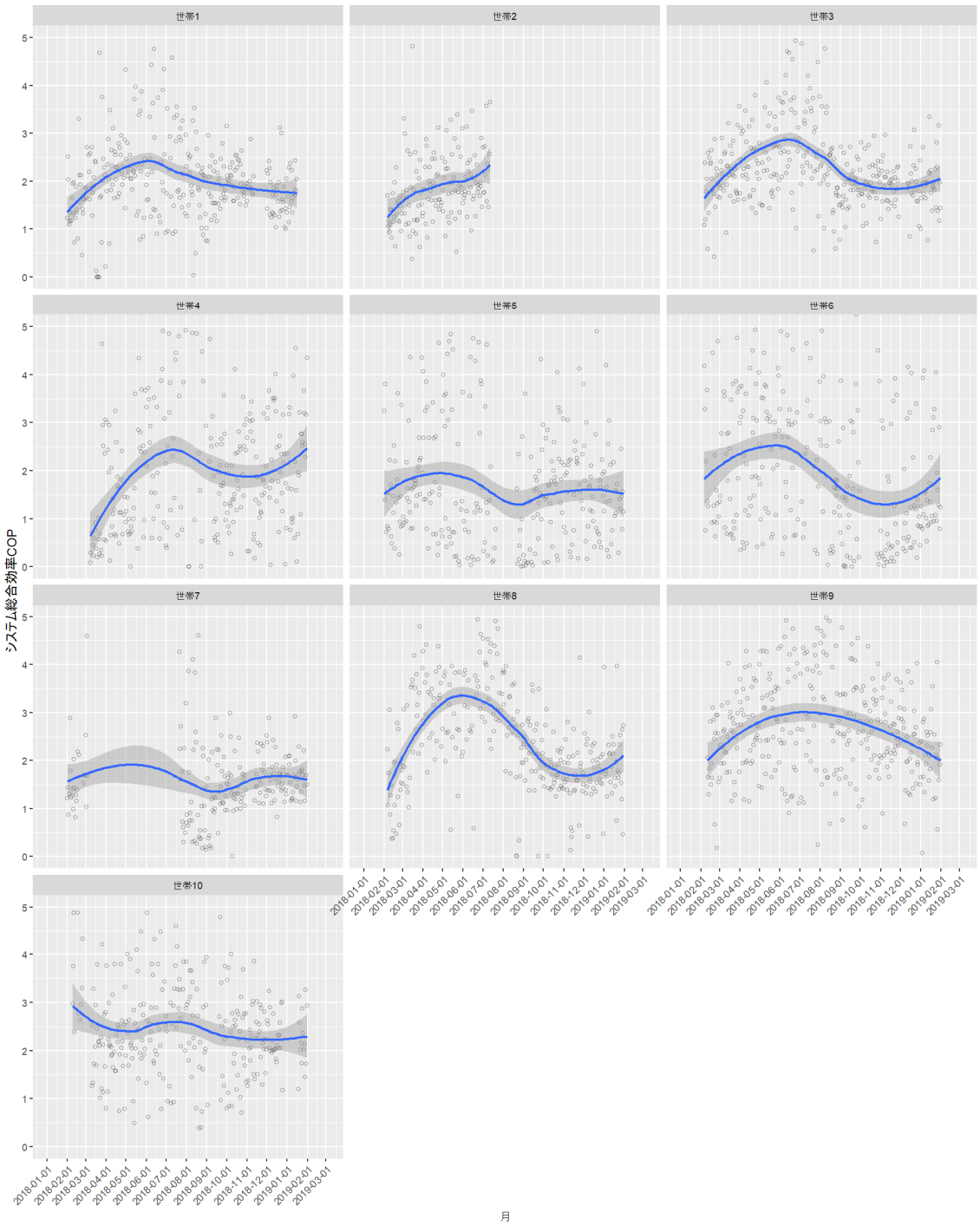


図 3-8　世帯別の日システム効率の経時推移

そこで、図 3-9、図 3-10 では、それぞれ夜間沸き上げ実証期間中（2018/2/1-2018/8/20）および昼間沸き上げ実証期間中（2018/8/21-2019/1/31）に分離し、システム効率を目的変数、運転時の外気温を説明変数として、線形での回帰分析を行った。

夜間沸き上げ運転期間では、多くの世帯で外気温の上昇に伴ってシステム効率が向上する傾向がわずかにみられるが、相関係数は総じて低くなっている（表 3-4、表 3-5）。昼間沸き上げ実証期間中は、外気温とシステム効率の間に相関がほとんど見られない結果とな

った。

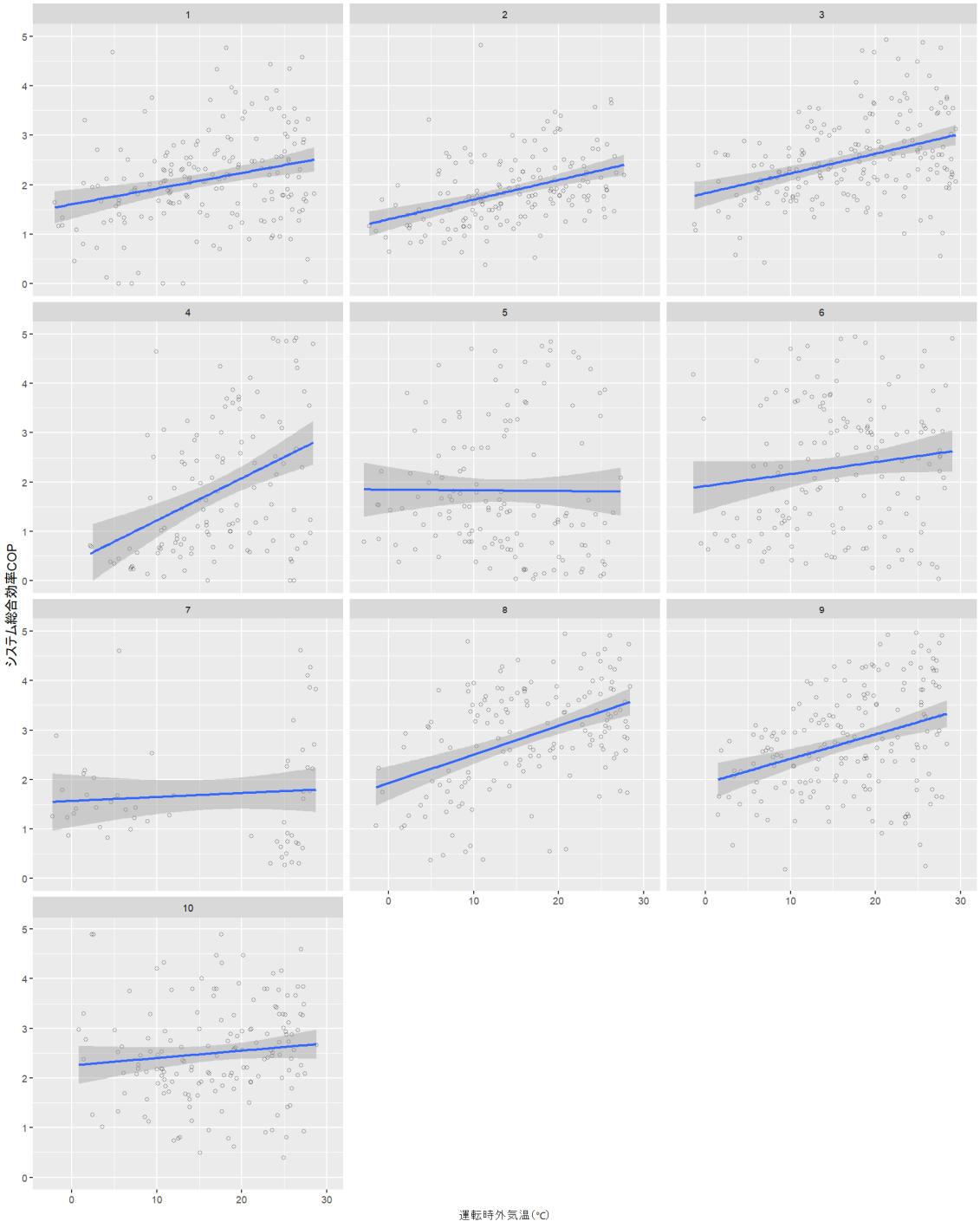


図 3-9　夜間沸き上げ期間の日システム効率と運転時外気温（2018/2/1-2018/8/20）

表 3-4　夜間沸き上げ期間の日システム効率の世帯別回帰分析結果（世帯 1～5）

	Dependent variable:				
	システム効率				
	(世帯 1)	(世帯 2)	(世帯 3)	(世帯 4)	(世帯 5)
運転時外気温	0.054***	0.040***	0.044***	0.264***	-0.600
	(0.012)	(0.007)	(0.008)	(0.033)	(0.427)
定数	1.498***	1.303***	1.818***	-1.798***	14.372**
	(0.213)	(0.112)	(0.152)	(0.664)	(6.796)
Observations	200	164	195	165	169
R2	0.098	0.169	0.138	0.280	0.012
Adjusted R2	0.093	0.164	0.133	0.276	0.006
Residual Std.	1.314	0.645	0.900	2.866	40.732
Error	(df = 198)	(df = 162)	(df = 193)	(df = 163)	(df = 167)
F Statistic	21.452***	32.901***	30.837***	63.492***	1.972
	(df = 1; 198)	(df = 1; 162)	(df = 1; 193)	(df = 1; 163)	(df = 1; 167)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01				

表 3-5　夜間沸き上げ期間の日システム効率の世帯別回帰分析結果（世帯 6～10）

	Dependent variable:				
	システム効率				
	(世帯 6)	(世帯 7)	(世帯 8)	(世帯 9)	(世帯 10)
運転時外気温	0.058**	0.008	0.069***	0.089***	0.038***
	(0.028)	(0.013)	(0.017)	(0.016)	(0.015)
定数	2.210***	1.567***	2.480***	1.524***	2.122***
	(0.520)	(0.263)	(0.311)	(0.298)	(0.274)
Observations	176	56	193	190	173
R2	0.023	0.007	0.080	0.142	0.039
Adjusted R2	0.018	-0.012	0.075	0.138	0.033
Residual Std.	2.848	1.133	1.799	1.585	1.373
Error	(df = 174)	(df = 54)	(df = 191)	(df = 188)	(df = 171)
F Statistic	4.141**	0.366	16.509***	31.167***	6.949***
	(df = 1; 174)	(df = 1; 54)	(df = 1; 191)	(df = 1; 188)	(df = 1; 171)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01				

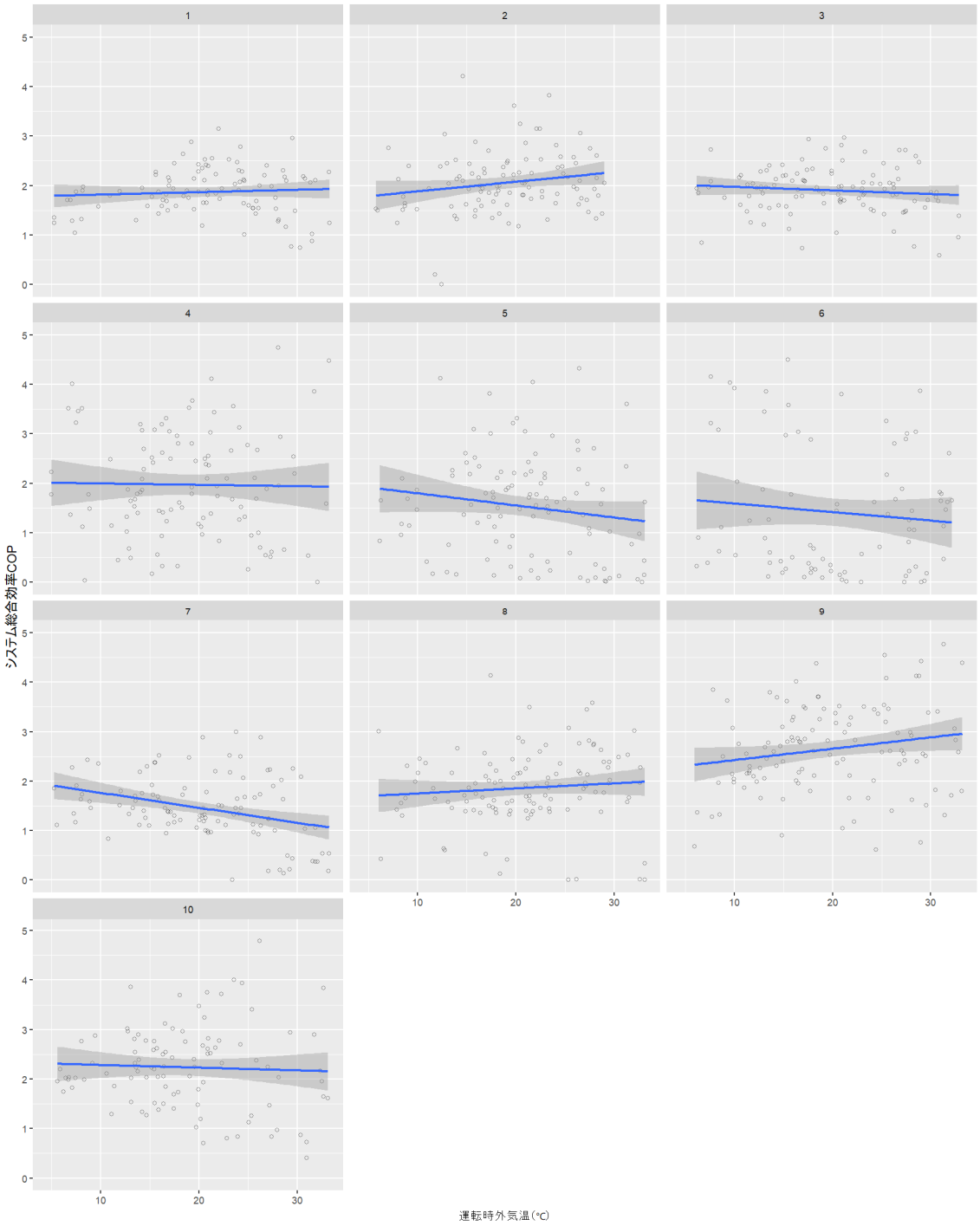


図 3-10　昼間沸き上げ期間の日システム効率と運転時外気温（2018/8/21-2019/1/31）

表 3-6　昼間沸き上げ期間の日システム効率の世帯別回帰分析結果（世帯 1～5）

	Dependent variable:				
	システム効率				
	(世帯 1)	(世帯 2)	(世帯 3)	(世帯 4)	(世帯 5)
運転時外気温	0.005	0.019*	-0.007	0.114***	-0.028
	(0.007)	(0.010)	(0.007)	(0.036)	(0.023)
定数	1.767***	1.688***	2.045***	0.545	2.488***
	(0.151)	(0.202)	(0.139)	(0.740)	(0.504)
Observations	100	106	108	120	120
R2	0.005	0.034	0.011	0.079	0.013
Adjusted R2	-0.005	0.024	0.002	0.071	0.004
Residual Std.	0.476	0.616	0.467	2.757	1.660
Error	(df = 98)	(df = 104)	(df = 106)	(df = 118)	(df = 118)
F Statistic	0.503	3.624*	1.173	10.118***	1.504
	(df = 1; 98)	(df = 1; 104)	(df = 1; 106)	(df = 1; 118)	(df = 1; 118)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01				

表 3-7　昼間沸き上げ期間の日システム効率の世帯別回帰分析結果（世帯 6～10）

	Dependent variable:				
	システム効率				
	(世帯 6)	(世帯 7)	(世帯 8)	(世帯 9)	(世帯 10)
運転時外気温	-0.006	-0.030***	0.026*	0.027**	0.005
	(0.024)	(0.008)	(0.013)	(0.012)	(0.013)
定数	1.691***	2.068***	1.394***	2.165***	2.206***
	(0.529)	(0.178)	(0.294)	(0.248)	(0.259)
Observations	86	107	119	120	102
R2	0.001	0.113	0.032	0.042	0.001
Adjusted R2	-0.011	0.104	0.024	0.034	-0.009
Residual Std.	1.696	0.608	0.968	0.924	0.921
Error	(df = 84)	(df = 105)	(df = 117)	(df = 118)	(df = 100)
F Statistic	0.052	13.362*** (df	3.886* (df = 1;	5.200**	0.131
	(df = 1; 84)	= 1; 105)	117)	(df = 1; 118)	(df = 1; 100)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01				

(2) ヒートポンプユニットの効率（HPCOP）計測・分析

上述の通り、システム効率と運転時外気温の相関係数は低くなっており、加えて昼間沸き上げ期間中はシステム効率の著しい低下が観測された。そこで、昼間運転制御時の効率がどのような要因によって影響を受けているかをより詳細に分析するため、ヒートポンプユニットの詳細な効率分析を実施した。

1) 計測方法

ヒートポンプユニットの詳細な効率分析を行うために、HP ユニットの入水管および出水管の温度・流量を測定した。詳細分析を行う世帯モニターとしては、追い炊き機能を利用していない世帯 6 を対象とした（表 3-8）。

なお、測定で入手できたデータの時間間隔は 1 秒単位だが、電力消費データが 30 分値しか入手できないため、30 分値にデータを加工して分析した（図 3-5）。

表 3-8　HPCOP 計測器設置実証世帯の概要

No	エコキュート	世帯人数	運転方法	追い焚き	足し湯
6	フルオート通常	4	遠隔制御	使わない	使わない



2. 施工手順

0)貯湯ユニット内の湯を抜く。

1) ヒートポンプ配管接続部に温度センサーを接続(CCH ジョイント)

2) センサー配管にHP配管を接続(通常の配管施工)。
但し、HPユニット背面に飛び出すため、背面のスペースが狭い場合は若干HPユニットの位置をずらす必要あり。



3) 流量センサーを貯湯ユニット水側に接続(CCH ジョイント)
・流量センサー自体は貯湯ユニット下部に水平に設置。
・センサーの矢印が貯湯ユニットから出ていく方向に接続する。
・ラベル面が読める方向(文字を反転させない)にセンサーユニットの向きを決定。
・雨水除けのため数cm浮かす寸法となっているため木片等でかさ上げ必要。
・2個のバルブは両方常時開とする。





4) 流量センサーとHPユニット水側を配管で接続。

5) 上記以外は通常のエコキュートの施工と同じ。

6) 流量計本体、データロガーとの結線(エアコン事業部で対応)

7) センサー部、計測器本体、接続部の雨仕舞い。

3. 沸き上げ能力測定・計算

(HP 戻り温度[℃]—HP 往き温度[℃])×比熱[kJ/kg・K]×比重[kg/l]×流量 Q[l/min]／60

＝ ΔT×4.186×1.0×Q／60 [kW] ＝ 0.06977×ΔT×Q [kW]

表 3-9　各種データの計測・推計方法

項目	測定方法	期間	備考
電力消費量	HEMS	30 分値	
タンク貯湯量	HEMS	30 分値	42℃換算での貯湯量(L)
HP 配管流量	流量センサー	1 秒値	本実証で新設
HP 給水温度	温度センサー	1 秒値	本実証で新設
HP 給湯温度	温度センサー	1 秒値	本実証で新設
貯湯ユニット給水流量	流量センサー	1 分値	昨年度設置済み
貯湯ユニット給湯流量	流量センサー	1 分値	昨年度設置済み
貯湯ユニット給水温度	温度センサー	1 分値	昨年度設置済み
貯湯ユニット給湯温度	温度センサー	1 分値	昨年度設置済み
自動湯張の温度	HEMS	30 分値	HEMS サーバーより取得
追い炊き熱量	推定値	—	昨年度アンケートよりゼロと推定

2) 結果と考察

計測データを用いて分析した結果、HPCOP と気温との間の相関係数は低く（調整済み決定係数=0.10）、気温が高くなるほど効率がよくなるという本実証当初の仮説は HP ユニッ

トの効率の上でも確認できなかった（図 3-11）。他方で、貯湯タンクから HP に入る給水側の温度と HPCOP との間には一定の相関（調整済み決定係数=0.514）が確認された（図 3-12）。タンクに貯められた湯の温度が低いうちは効率がいいが、上がれば上がるほど、効率は低下する。これはタンクの貯湯量が少ない段階では効率がいいが、貯湯量が増えるにつれて効率が下がると言い換えることもできる。

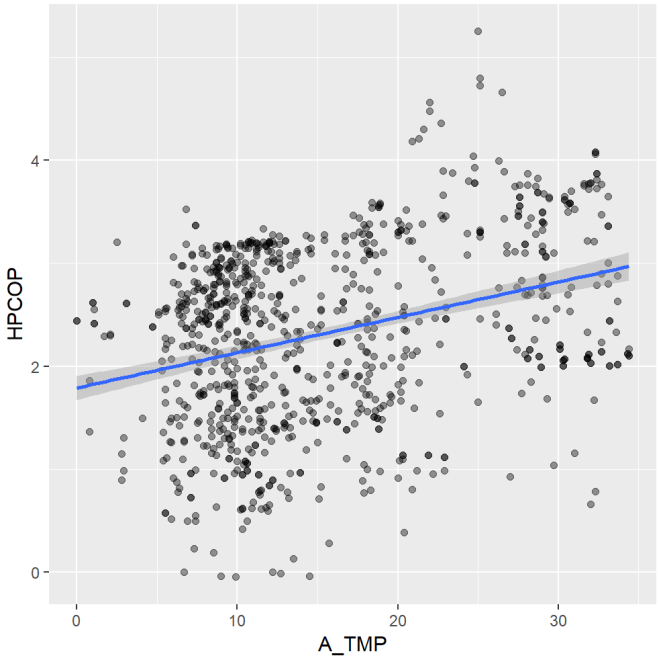


図 3-11　HPCOP と気温の相関

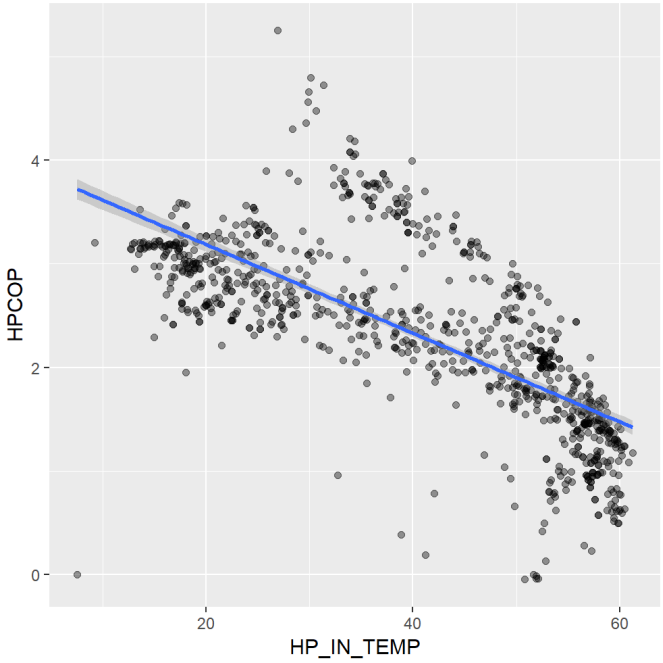


図 3-12　HPCOP と HP ユニットへの入水温度の相関

表 3-10 は、HPCOP を目的変数とし、説明変数を（1）運転時外気温とした場合、（2）HP 給水温とした場合、（3）運転時外気温と HP 給水温の両方とした場合の回帰分析の結果の要約である。

表に示される通り、運転時外気温と HP 給水温とすることで、調整済み決定係数は 0.775 にまで高まることがわかった。

表 3-10　昼間沸き上げ期間の HP 効率（HPCOP）の回帰分析結果（世帯 6）

	Dependent variable:		
	システム効率		
	(1)	(2)	(3)
運転時外気温	0.034***		0.056***
	(0.003)		(0.002)
HP 給水温度		-0.043***	-0.050***
		(0.001)	(0.001)
定数	1.790***	4.043***	3.481***
	(0.059)	(0.059)	(0.044)
Observations	910	910	910
R2	0.103	0.515	0.776
Adjusted R2	0.102	0.514	0.775
Residual Std. Error	0.837	0.616	0.418
	(df = 908)	(df = 908)	(df = 907)
F Statistic	103.751***	962.821***	1,570.562***
	(df = 1; 908)	(df = 1; 908)	(df = 2; 907)
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01		

こうした検討結果を踏まえ、HP ユニットのエネルギーの入出力、HPCOP、タンク貯湯量を時系列でプロットしてその変化を確認した（図 3-13）。

同図の HPCOP のグラフからわかる通り、HP 稼働初期の入水温度が低い段階では HPCOP は高くなる一方で、貯湯ユニットの温度が十分にあがり、HP ユニットが沸き上げを停止する段階では大きく HPCOP が著しく低下していく様子がわかる。

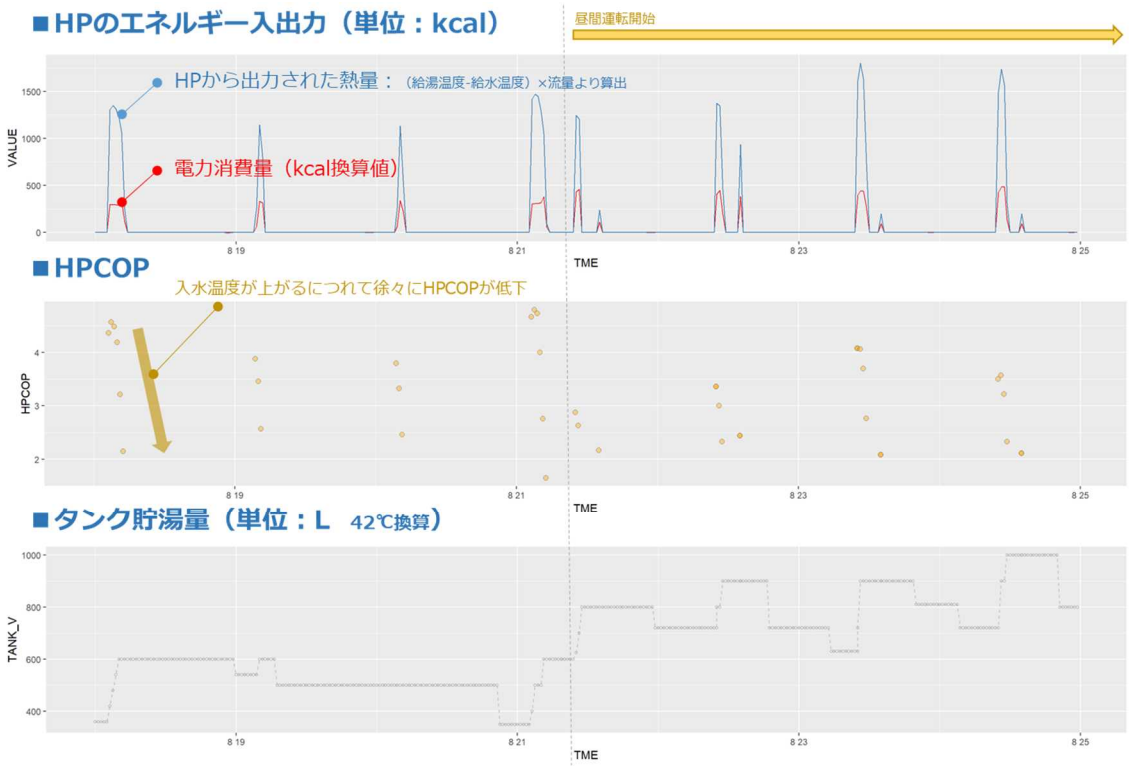


図 3-13　HP ユニットのエネルギーの入出力、HPCOP、タンク貯湯量の経時変化

図 3-14 は、外気温と HP ユニットへの入水温度の時間変化をプロット（2018/8/18～2018/9/14）したものである。外気温は HP 駆動開始時の給水温度に影響を与えていることが明らかである。

昼間運転を実施することで、外気温が高まる影響でヒートポンプユニットの入水温度は一般的に高くなり、ヒートポンプユニットが必要なエネルギー量そのものは低下することが期待される。他方で、運転初期から入水温度が高いために、効率という指標で見た場合は夜間運転と比べると不利に働くと考えられる。

また、本年度の実証では 2 回沸き上げを行っていることに鑑みると、比較的入水温度が高い 2 度目の沸き上げの効率が悪く、全体の効率低下の要因の一つとなっている可能性が考えられる。

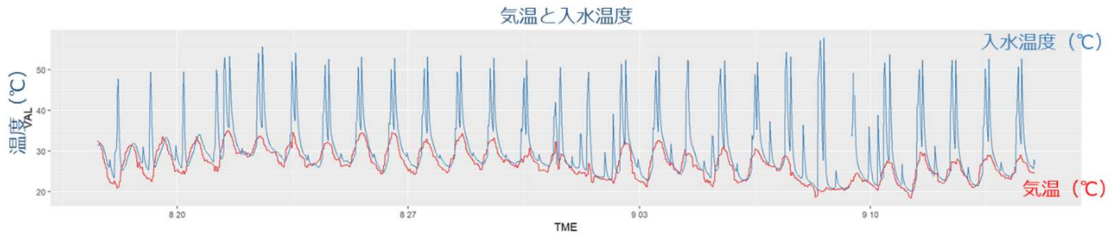
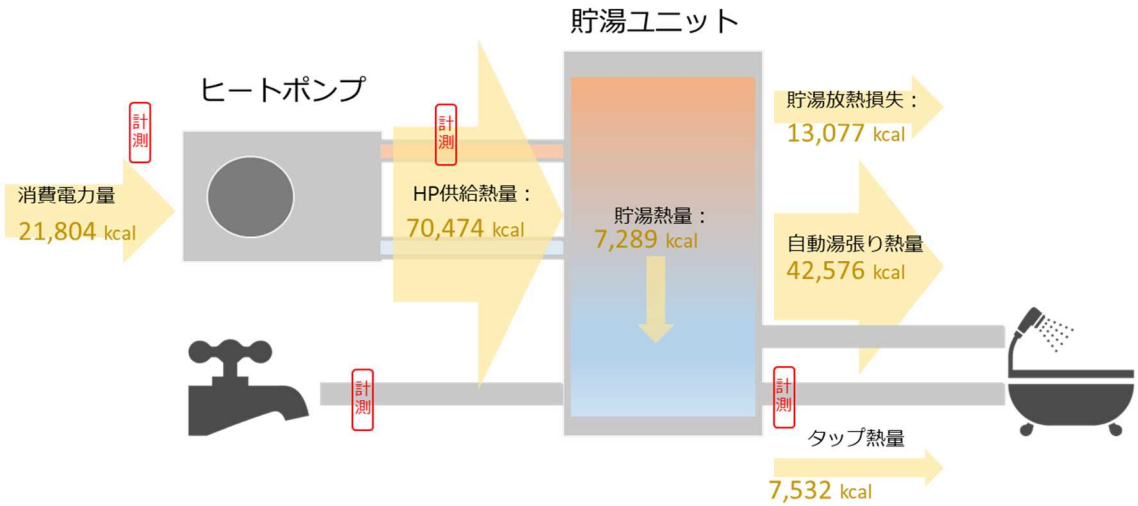


図 3-14　気温と HP ユニットへの入水温度の経時変化

図 3-15 は 8/21～9/2 の 13 日間におけるヒートポンプ給湯器のシステム内での熱収支を図示したものである。ヒートポンプユニットの効率（HPCOP）は 3.23 で、このうち給湯サービスとして提供されたのはそのうち 8 割程度となっている。2 割程度はサービスとして供給されておらず、システム全体のロスにあたるが、タンクロスに加えて、配管等に残った湯からの放熱ロスも一定程度含まれると考えられる。



■HP給湯器　熱収支

電力消費量	HPからの出力	給湯サービス				タンクロス
		タップ消費量	自動湯張消費量	貯湯熱量差（期首-期末）	合計	
a	b	c	d	e	f=c+d+e	g=b-f
21,804	70,474	7,532	42,576	7,289	57,397	13,077

■効率関連指標

HPCOP	システム総合効率	システムロス率
h=b/a	i=f/a	j=g/b
3.23	2.63	19%

図 3-15　世帯 6 のヒートポンプ給湯器の熱収支（8/21～9/2）

(3) まとめと考察

本実証によって明らかとなって点を以下に整理する。

- HPCOP と HP ユニットへの給水温度には一定の相関がみられる一方で HPCOP と気温との相関はそれほど高くないことが分かった。他方で、給水温度と外気温を組み合わせることで、HPCOP をよりよく説明することが可能となる。
- 昼間運転によって HP 駆動時の外気温は高まるため、HP ユニットの効率は高まる方向に作用するが、他方で給水温も高まる。給水温の上昇は、効率がさがる方向に作用する。
- 本実証で計測した夏期（8/23～9/2）における実負荷ベースでの HPCOP は 3.23 であった。本実証において使用した HP 給湯器のカタログ値は、中間期が 4.47(6.0kw/1.34kw)、冬期が 3.0（6.0kW/2.0kW)となっている（なお、カタログ値に利

用されている JIS 規格のヒートポンプ加熱性能試験の中間期給湯モード性能試験での温度条件では入水温度が 17℃に設定されている[239]）。

- カタログ値での年間給湯負荷効率は 3.4 に対し、実負荷ベースでの同期間のシステム効率は 2.63 であった。
- HP から供給された熱量のうち、給湯サービスとして提供されたのは全体の 8 割程度で 2 割程度のシステムロス（タンクロス＋配管ロス等が想定される）があると推計された。

[239] 日本工業規格　JIS C 9220:2018 家庭用ヒートポンプ給湯機

3.1.3 PPS 事業者としてのビジネスモデルの評価

(1) 3 つの沸き上げ制御手法による年間シミュレーション

昼間沸き上げ運転を実施することによる、PPS 事業者のビジネスモデルを検討するためには、昼間沸き上げ運転とともに、比較対象となる夜間沸き上げ運転についても、1 年間の電力消費量の動向を、30 分単位で把握することが重要となる。

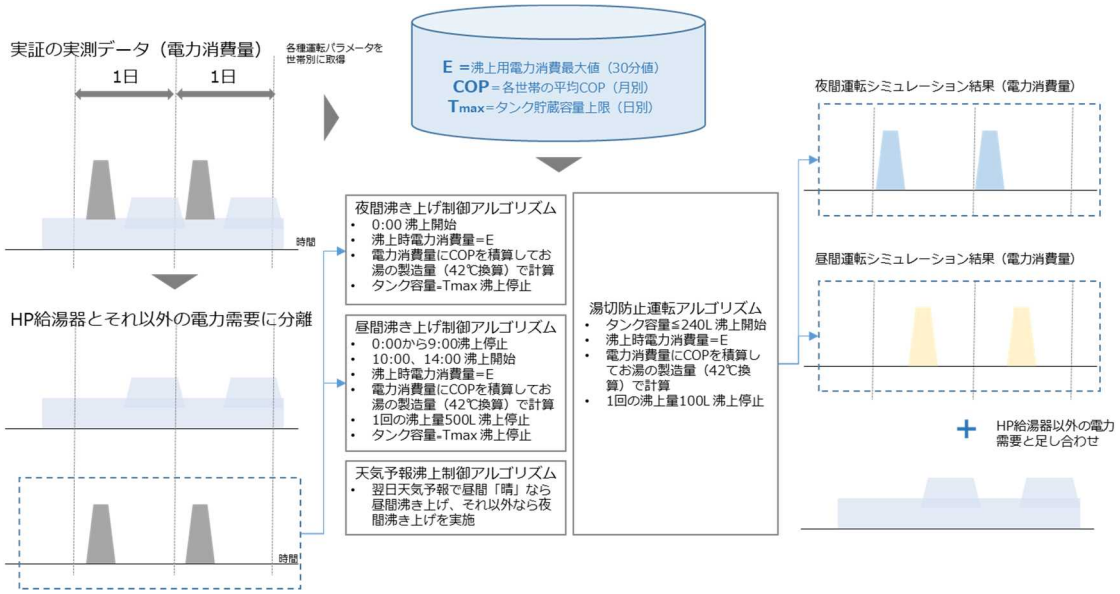
また、現在市販されているヒートポンプ給湯器の中には、翌日の天気予報のデータを自動で取得して、昼間運転と夜間運転を自動で選択するものもあらわれてきている。

そこで、本実証で得たデータをもとに、「昼間沸き上げ制御」「夜間沸き上げ制御」「天気予報沸き上げ制御」の 3 つの制御手法を設定し、電力消費量、沸き上げ量、タンクの貯湯量などについてシミュレーションを行った。

なお、下記のシミュレーションにあたっては、実証時の運転制御アルゴリズムを可能な限り忠実に再現し、実測のパラメータを最大限活用することとした。

図 3-16 に具体的なシミュレーションのパラメータ設定方法の概略を示す。

- 年間の実証データから、日単位での沸き上げ時の最大電力消費量、タンク貯蔵容量の上限値、月単位で世帯別の平均システム効率（COP）を取得し、データベースに格納する。
- 各世帯の電力総消費量（主幹データ）と HP 給湯器の電力消費量（HEMS から取得）をもとに電力消費量を HP 給湯器とそれ以外に分離する。
- 夜間沸き上げ制御では毎日 0:00 に沸き上げ開始し、1 回の沸き上げ量の上限は設定しない。
- 昼間沸き上げ制御では、10:00 と 14:00 にそれぞれ最大 500L の沸き上げを実施するが、その日のタンク貯蔵容量の上限に至った時点で沸き上げを終了する。
- 天気予報沸き上げ制御では、前日の天気予報で昼間の天気が「晴」であれば、昼間沸き上げ制御運転を行い、それ以外は夜間運転制御とする。
- 沸き上げ時の電力消費量はデータベースよりその日の沸き上げ時最大電力消費量とし、沸き上げられた湯量は、電力消費量に COP を積算して供給熱量を計算し、各時間帯の給水温度も踏まえてタンクの貯蔵量を算出する。



・　図 3-16　(1) 3 つの沸き上げ制御手法のアルゴリズム

なお、天気予報データについては、過去の福岡県の天気予報データをストックしているデータとして、現状唯一発見できた情報をもとに、天気予報データ（前日夜時点）を取得した。天気予報の定性的記述をもとに、昼間の晴れがあきらかに予想される場合のみ昼間沸上運転を実施するものとした。図 3-17 はみやま市内（5 世帯）の実発電電力量データと本実証事業で利用した天気予報データを比較して確認したものである。

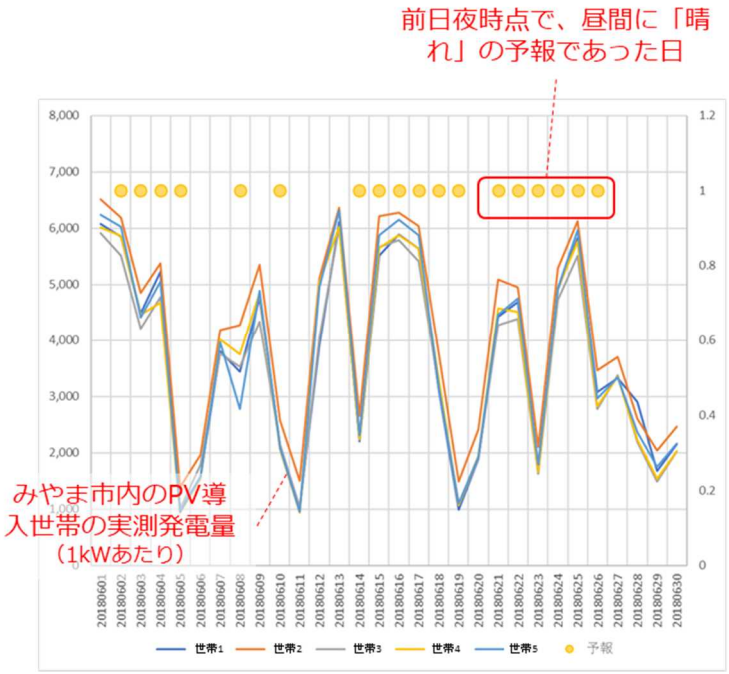


図 3-17　みやま市内の家庭用太陽光発電の kW あたり日発電量と天気予報の比較
（2018/6/1~2018/6/30）

(2) 実証データとシミュレーション結果の比較検討

ビジネスモデルの検討に先立って、上記の方法によるシミュレーションを実施した結果の妥当性を検討するために、実証データとの比較検討を行った。図 3-18 は実測結果および 3 つの沸き上げ制御シミュレーション結果の総電力消費量の比較であるが、おおむねよく再現できていることがわかる。実測データと比較して、シミュレーションによる電力消費量がわずかに少なくなっているのは、データ欠損期間等に線形補完した効率データの影響によるものと考えられる。

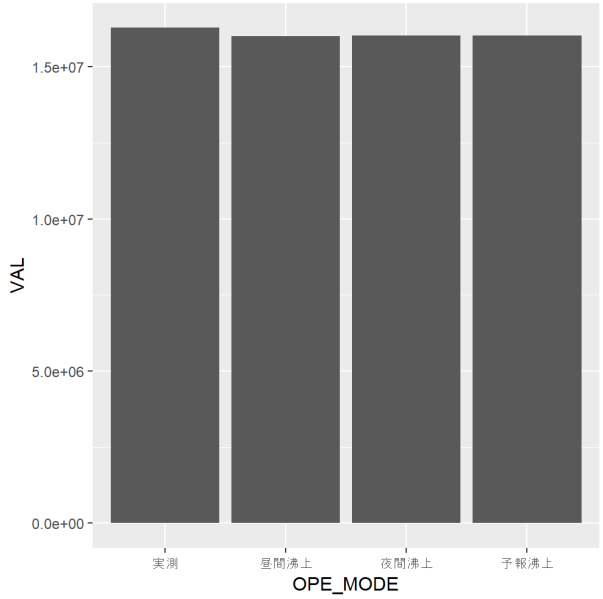


図 3-18　シミュレーション結果と実測結果の比較（10 世帯の年間総電力消費量）

図 3-19 は 2018/5/1～2018/5/13 における世帯 1 の電力消費量を時系列にしたものである。当該期間は夜間運転を実施した時間であるため、夜間運転制御シミュレーションでは、電力消費カーブとしてよく再現できていることが確認できる。

また、昼間運転制御シミュレーションでは、沸き上げの時間帯が昼間にシフトしている状況が確認でき、天気予報運転制御シミュレーションでは、天気予報として得られる情報によって昼間シフトと夜間シフトがランダムに表れており、予報運転時の電力消費量の曲線として妥当であると考えられる。

図 3-20 は同じく 2018/5/1～2018/5/13 の世帯 1 の貯湯タンクの貯湯量を時系列で示したものである。実測データは HEMS から得られた値であり、離散値であることに注意されたい。

夜間運転制御運転では、貯湯タンクのデータをよく再現できていることが確認できる。また、昼間運転制御運転では、沸き上げ後、短時間で風呂等によってお湯が使用されるため、貯湯量が少ない時間帯が増加することがわかる。また、予報運転では、沸き上げ運転の間隔が長くなる時間帯があり、湯切れのリスクが高まることが示唆される。

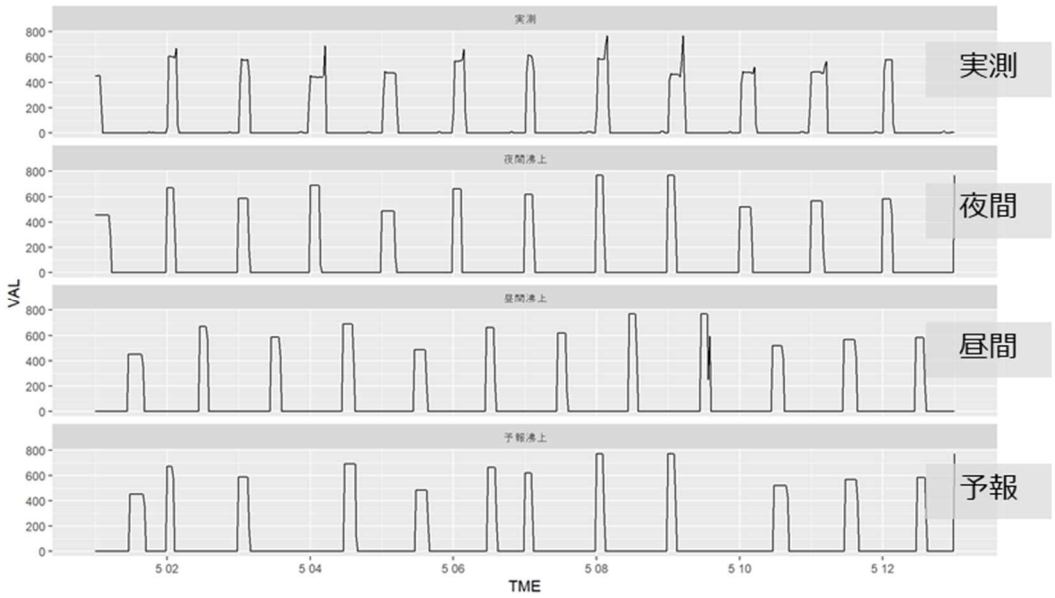


図 3-19　電力消費量のシミュレーション結果と実データの比較
（世帯 1：2018/5/1～2018/5/13）

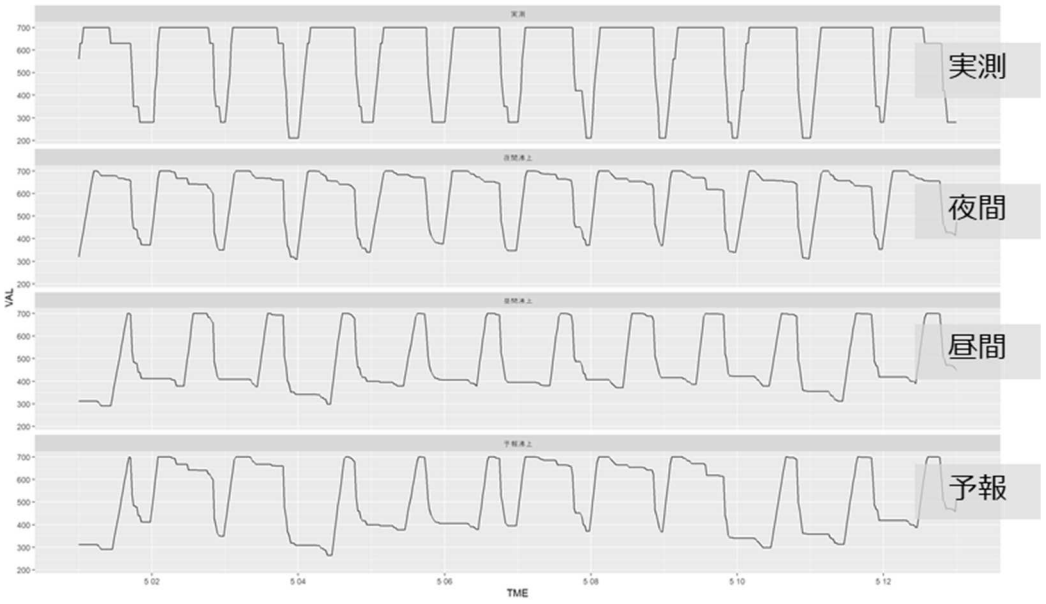


図 3-20　タンク貯湯量のシミュレーション結果と実データの比較
（世帯 1：2018/5/1～2018/5/13）

(3) 昼間運転による DR の可能性

昼間沸き上げ制御を行うことによるメリットのひとつとして、デマンドレスポンス（DR）の可能性が考えられる。太陽光発電が増加する時間帯の電力消費量が増加することで、系統への負荷を低減し、再エネの導入ポテンシャルが増加することが期待される。

図 3-21 は、本実証事業で提案した昼間沸き上げの制御方法を採用することで追加的に吸収できた、太陽光発電の発電を 48 コマ別・月別に積み上げたものである。

図に示される通り、昼間に大きな DR のポテンシャルが現れるが、沸き上げ制御指示の谷間の時間帯にあたる 13:00 ごろに DR のポテンシャルが急激に低下することが示唆されており、DR の観点からは、より望ましい運転制御方法がある可能性がある。

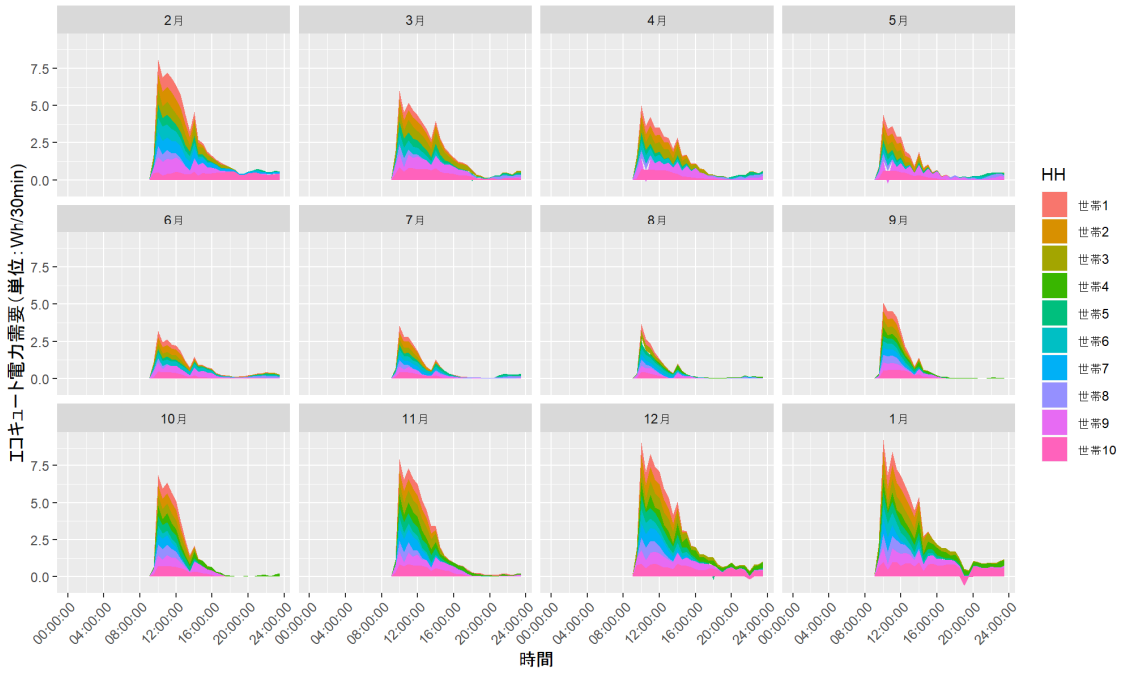


図 3-21　昼間沸き上げ時による DR ポテンシャル(10 世帯合計：実証制御方式)

そこで、第 1 回目の沸き上げ開始時間を 10 時→11 時に変更し、再度シミュレーションを実施した。その結果、太陽光発電の発電出力との電力需要カーブがよりよく適合し、13 時頃に見られた DR ポテンシャルの大きな低下が緩和されることが確認できた昼間沸き上げ時による DR ポテンシャル(10 世帯合計：沸き上げ時間変更後)。

季節別にみると、給湯需要の多い冬期により多くの上げ DR ポテンシャルがある。他方で、需給がひっ迫する可能性が最も高い 5 月には 10 世帯でおよそ 8kW（4kW/30min×2）の DR ポテンシャルがあることがわかった。

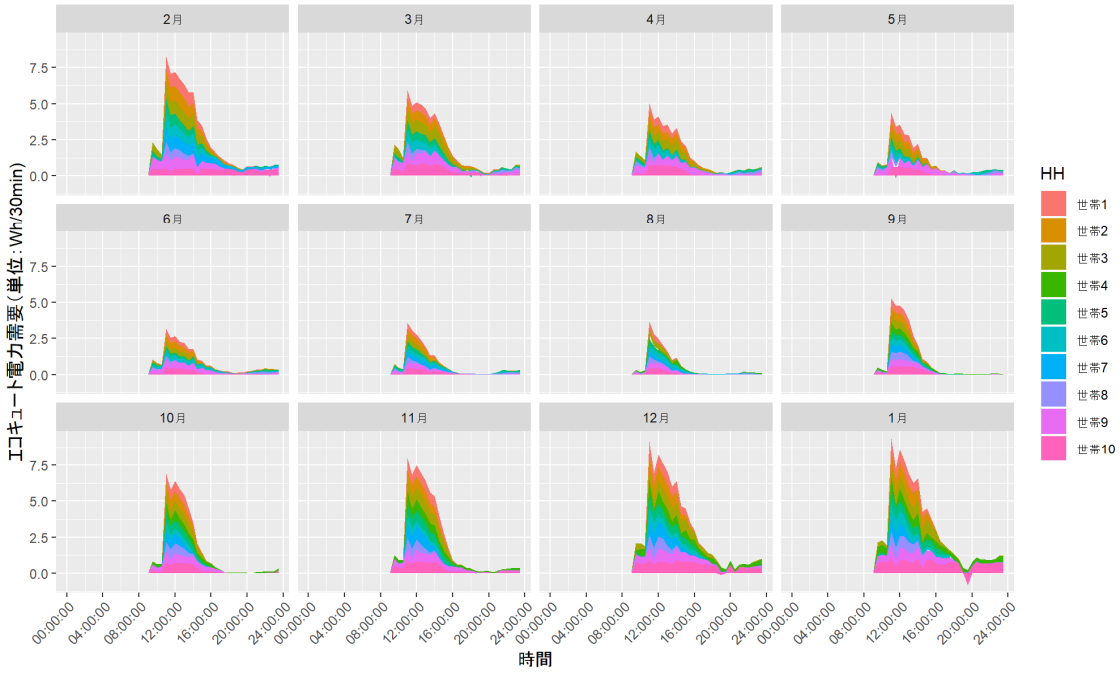


図 3-22　昼間沸き上げ時による DR ポテンシャル(10 世帯合計：沸き上げ時間変更後)

(4) PPS 事業性評価

以下では、上記のシミュレーション結果を踏まえ、HP 給湯器を昼間運転させることによる家庭、および PPS 事業者の事業性・収益性について検討を行う。

家庭にとっては、HP 給湯器を昼間に運転させることで、保有する太陽光発電の発電電力を有効に活用することが可能となる。卒 FIT 電源を保有する家庭の場合、深夜電力の電気料金より買取金額が低い場合は、その価格差分メリットを享受することができる。

こうした点を PPS 側からみると、夜間の発電電力量が減少するため、売電収益は減少する。他方で、卒 FIT の太陽光発電の余剰電力を市場価格等より安く調達できるのであれば、PPS 事業者は調達価格の低減を通じたメリットが享受できる可能性がある。加えて、卒 FIT 電源の活用に伴うインバランス発生リスクを抑えるために、昼間沸き上げ運転を行うことによるメリットも存在する。

以上の点を整理すると、HP 給湯器の昼間沸き上げを実施することによる家庭と PPS のメリットは以下のとおりである。

① 自家消費最大化による電力料金低減（家庭）
② 卒 FIT 活用による調達価格の低減（PPS）
③ 需給調整によるインバランス低減（PPS）

なお、③のインバランス低減の制御には、リアルタイムでの需要・供給予測とその制御方法の開発が必要であり、本実証ではその可能性について検討できていない。そこで以下の PPS 事業性評価では主に①、②の要素に焦点を当てて分析を行うこととし、③は分析対象としては取り扱わないこととした。

図 3-23、図 3-24、図 3-25 に、昼間沸き上げ運転制御の採用による、家庭および PPS のキャッシュフローの変化のイメージを示す。

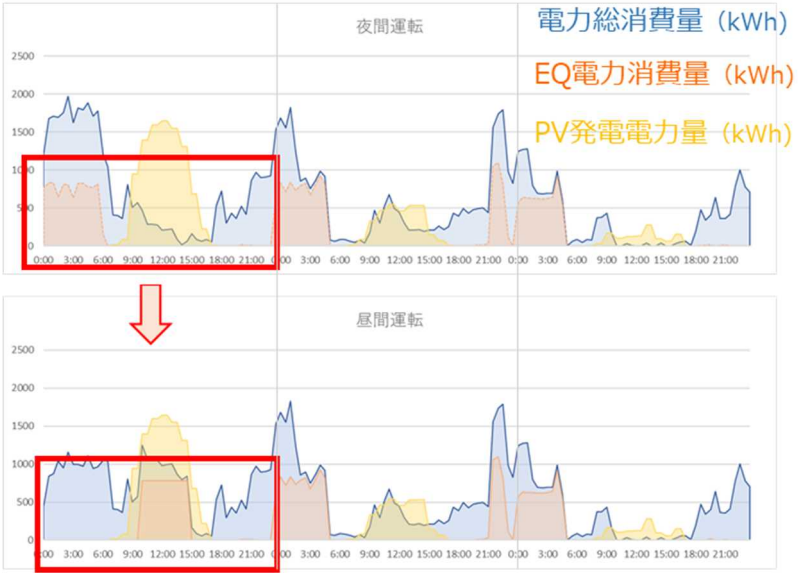


図 3-23　夜間運転・昼間運転における電力総消費量と PV 発電電力量のイメージ

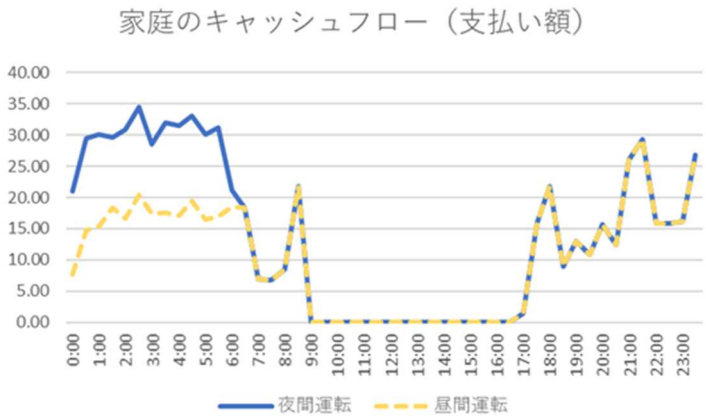


図 3-24　夜間運転・昼間運転による家庭のキャッシュフローのイメージ

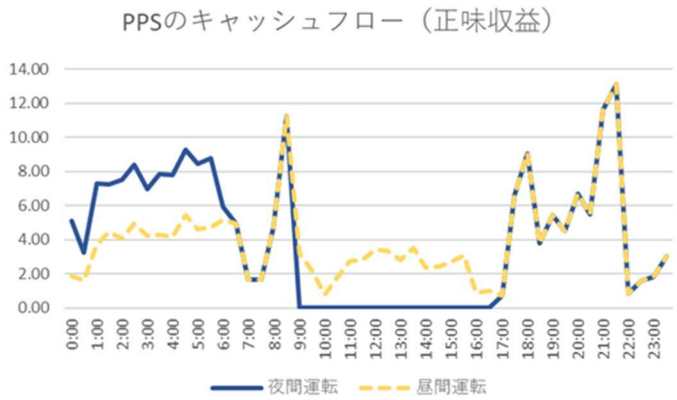


図 3-25　夜間運転・昼間運転による PPS のキャッシュフローのイメージ

1) 事業性評価モデルの考え方

本実証のモニター世帯 10 世帯の中には、太陽光発電を導入している世帯はなかった。そこで、みやまスマートエネルギー株式会社の協力のもと、太陽光発電の発電量はみやま市内の 4 家庭の太陽光発電の HEMS 計測データより kW あたりの平均出力を 30 分ごとに取得した。

太陽光発電の設備容量によって、事業性の評価は大きく異なる。そこで、設備容量については 5kW、7.5kW、10kW の 3 パターンを用意した。同様に卒 FIT の余剰電力の買取価格も 5 円/kWh、7.5 円/kWh、10 円/kWh の 3 つを用意した。

そのうえで、先述の昼間/夜間沸上シミュレーションの電力消費量をもとに、各世帯の自家消費電力量、余剰電力販売量を算出した。また、簡単のため、余剰電力以外の電力はすべて JEPX からの市場調達と想定した。

2) ケース別の事業性評価

a. ケース①：オール電化契約からオール電化契約への切り替え

太陽光発電と HP 給湯器を保有している世帯の多くは、夜間の電気料金を大幅に抑えたオール電化契約をしているケースが多いと想定される。そこで、すべての世帯が既に太陽光発電と HP 給湯器は所有しているオール電化世帯であると想定し、契約切り替え後もオール電化の料金メニューを基本とした料金メニューで契約すると想定した。

表 3-11　ベースケースのシナリオ

	基準ケース （切替前）	対策ケース 1 （昼間沸上）	対策ケース 2 （予報沸上）
使用給湯器	HP 給湯器	HP 給湯器	HP 給湯器
沸き上げ時間	夜間	昼間	昼間
電力契約	オール電化契約	オール電化契約	オール電化契約
PV 設備容量	5 / 7.5 / 10 kW	5 / 7.5 / 10 kW	5 / 7.5 / 10 kW
余剰電力買取価格		+5/ +7.5 / +10 円/kWh	+5/ +7.5 / +10 円/kWh
余剰電力売先	一般電気事業者等	自治体 PPS	自治体 PPS

ア）家庭

既存のオール電化料金プランの場合、3 つの運転モードによる家庭の電気料金支払額はあまり大きくは変わらず、HP 給湯器の電気消費量を余剰電力で賄えることによる光熱費押し下げ効果と、電気代が高い昼間の電力消費が増えることによる光熱費押上効果がほぼ相殺される結果となった。

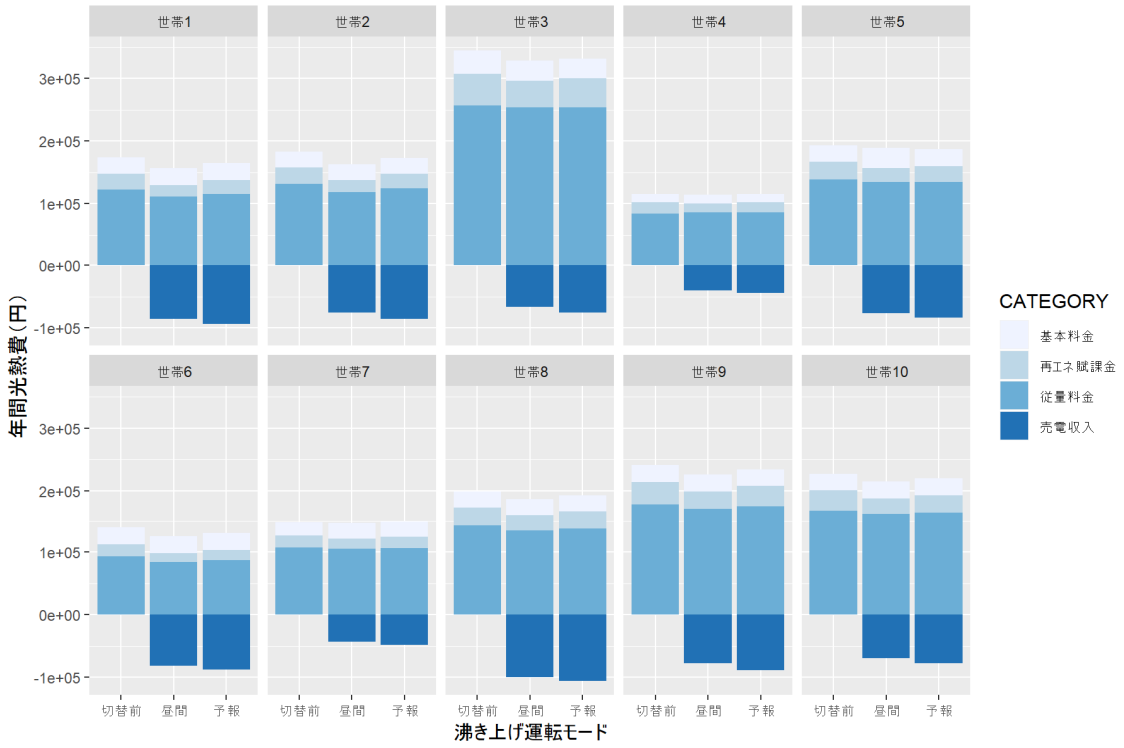


図 3-26　家庭部門の光熱費年間収支内訳（ケース①）

他方で、余剰電力を販売できる分、正味の光熱費は安くなり、家庭に一定程度のメリットを提供することが可能となる。また、基本的には自家消費を増やすことができる予報沸き上げの方が昼間沸き上げよりもメリットが大きいが、一部の世帯（世帯 3）では予報沸き上げの方が光熱費が高くなると算出された。これは、昼間に需要がシフトすることで年間の最大出力が増加し、基本料金が高くなったためである。

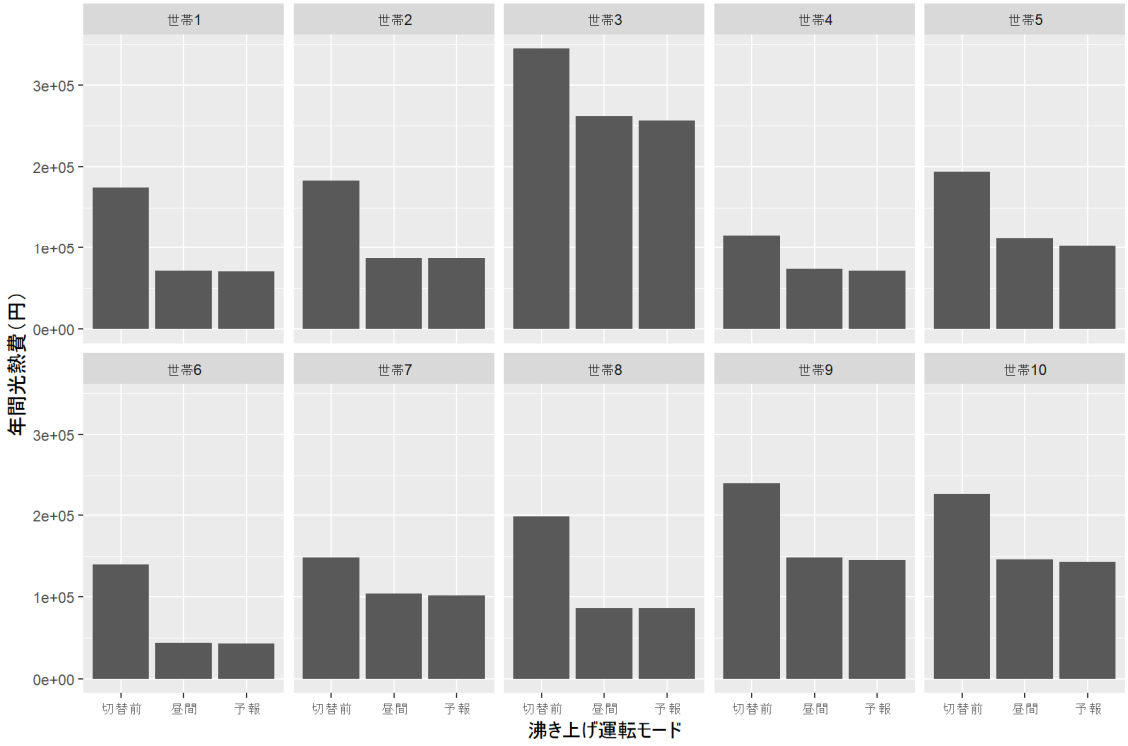


図 3-27　家庭部門の光熱費年間収支総額（ケース①）

イ）PPS 事業者

表 3-12 にケース①の PPS 事業者のキャッシュフローを示す。昼間沸き上げにシフトすることで、自家消費の増加によって電力小売の売り上げは微減（50 万円→46 万円）する一方で、供給する電力量が減少することで託送費用も同程度減少（従量：26 万円→21 万円）している。その結果、電力販売量の売り上げ減少による、収支にほぼ影響は見られなかった。

表 3-12　PPS 事業者のキャッシュフロー（ケース①：PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）

		販売電力量(接続対象電力量)	余剰電力買取量	契約容量	[売上] 余剰電力販売	[売上]電力小売	[売上]総額	[調達]市場調達	[調達]卒FIT電力	[原価]託送基本料金	[原価]託送従量料金	[原価]総額	[粗利]	[指標] 電力小売単価	[指標]卒FIT販売単価	[指標]託送単価
		kWh	kWh	kW	円	円	円	円	円	円	円	円	円	円/kWh	円/kWh	円/kWh
切替前	2月	4,913	0	64	0	67,558	**67,558**	70,261	0	8,986	35,616	**114,863**	**-47,304**	14	NaN	9
	3月	4,414	0	64	0	60,360	**60,360**	40,022	0	8,986	32,003	**81,011**	**-20,651**	14	NaN	9
	4月	3,086	0	64	0	41,421	**41,421**	25,130	0	8,986	22,371	**56,486**	**-15,064**	13	NaN	10
	5月	2,957	0	64	0	41,626	**41,626**	24,815	0	8,986	21,436	**55,237**	**-13,611**	14	NaN	10
	6月	2,750	0	64	0	37,965	**37,965**	23,583	0	8,986	19,936	**52,505**	**-14,540**	14	NaN	11
	7月	3,360	0	64	0	49,669	**49,669**	35,748	0	8,986	24,363	**69,097**	**-19,429**	15	NaN	10
	8月	3,908	0	64	0	54,178	**54,178**	39,482	0	8,986	28,333	**76,800**	**-22,622**	14	NaN	10
	9月	3,647	0	64	0	53,523	**53,523**	29,085	0	8,986	26,437	**64,508**	**-10,985**	15	NaN	10
	10月	4,086	0	64	0	53,973	**53,973**	31,952	0	8,986	29,623	**70,561**	**-16,587**	13	NaN	9
	11月	4,576	0	64	0	62,296	**62,296**	39,086	0	8,986	33,173	**81,245**	**-18,948**	14	NaN	9
	12月	7,000	0	64	0	97,870	**97,870**	57,330	0	8,986	50,752	**117,068**	**-19,199**	14	NaN	9
	1月	6,464	0	64	0	89,419	**89,419**	54,753	0	8,986	46,864	**110,603**	**-21,184**	14	NaN	9
	合計	44,696	0	704	0	620,439	**620,439**	416,495	0	98,842	324,044	839,380	-218,940			
昼間	2月	3,924	2,380	72	30,408	65,081	**95,488**	60,067	17,847	10,109	28,453	**116,475**	**-20,987**	17	13	10
	3月	3,350	4,177	72	28,564	55,941	**84,505**	32,404	31,328	10,109	24,287	**98,128**	**-13,623**	17	7	10
	4月	2,194	5,233	72	33,213	35,223	**68,436**	18,874	39,245	10,109	15,907	**84,135**	**-15,699**	16	6	12
	5月	2,316	4,894	72	34,630	38,703	**73,333**	20,383	36,706	10,109	16,790	**83,989**	**-10,656**	17	7	12
	6月	2,173	4,355	72	33,892	33,761	**67,654**	19,378	32,666	10,109	15,753	**77,905**	**-10,251**	16	8	12
	7月	2,985	2,478	72	28,765	48,280	**77,044**	33,299	18,582	10,109	21,643	**83,631**	**-6,587**	16	12	11
	8月	3,456	5,909	72	70,660	50,216	**120,876**	36,149	44,318	10,109	25,057	**115,633**	**5,243**	15	12	10
	9月	2,994	4,259	72	35,887	52,790	**88,677**	25,154	31,939	10,109	21,704	**88,906**	**-229**	18	8	11
	10月	2,830	5,280	72	34,854	45,136	**79,991**	23,556	39,602	10,109	20,520	**93,787**	**-13,796**	16	7	11
	11月	3,408	3,759	72	25,965	57,637	**83,602**	30,698	28,189	10,109	24,708	**93,704**	**-10,101**	17	7	10
	12月	5,806	2,316	72	16,135	106,360	**122,495**	50,415	17,369	10,109	42,096	**119,989**	**2,506**	18	7	9
	1月	5,214	2,591	72	17,897	90,999	**108,896**	44,786	19,434	10,109	37,801	**112,130**	**-3,234**	17	7	9
	合計	35,437	45,039	792	372,973	589,127	**962,100**	350,377	337,790	111,197	256,918	1,056,282	-94,181			
予報	2月	4,517	2,939	68	37,403	66,974	**104,378**	66,867	22,043	9,547	32,750	**131,208**	**-26,830**	15	13	9
	3月	3,808	4,622	68	32,201	56,630	**88,831**	35,454	34,665	9,547	27,609	**107,274**	**-18,443**	15	7	10
	4月	2,466	5,501	68	35,001	36,587	**71,588**	20,686	41,257	9,547	17,882	**89,372**	**-17,784**	15	6	11
	5月	2,589	5,158	68	36,631	39,179	**75,810**	22,134	38,686	9,547	18,768	**89,135**	**-13,325**	15	7	11
	6月	2,355	4,522	68	35,369	35,043	**70,412**	20,773	33,917	9,547	17,074	**81,311**	**-10,899**	15	8	11
	7月	3,130	2,616	68	30,146	47,762	**77,908**	34,023	19,622	9,547	22,690	**85,882**	**-7,974**	15	12	10
	8月	3,557	6,006	68	71,769	50,883	**122,652**	36,843	45,044	9,547	25,790	**117,224**	**5,428**	14	12	10
	9月	3,434	4,685	68	39,110	54,302	**93,412**	28,003	35,137	9,547	24,897	**97,585**	**-4,172**	16	8	10
	10月	3,428	5,855	68	38,560	50,365	**88,925**	27,683	43,914	9,547	24,854	**105,999**	**-17,073**	15	7	10
	11月	3,914	4,236	68	29,198	61,629	**90,827**	34,431	31,771	9,547	28,376	**104,125**	**-13,298**	16	7	10
	12月	6,877	3,354	68	22,973	102,378	**125,350**	56,945	25,159	9,547	49,860	**141,510**	**-16,160**	15	7	9
	1月	5,836	3,173	68	21,941	90,361	**112,302**	49,890	23,797	9,547	42,314	**125,547**	**-13,245**	15	7	9
	合計	40,076	49,495	748	408,360	601,733	**1,010,093**	383,842	371,214	105,019	290,550	1,150,625	-140,532			

また、そもそも太陽光発電を導入している世帯に対してオール電化メニューで契約することは、市場調達をベースとした PPS 事業者にとっては赤字となり、ほとんどメリットがない。

これは、買電単価の高い昼間の時間帯は太陽光発電によって実質電力消費はゼロとなってしまう一方で、夜間の電力販売単価は 10＋α円/kWh 程度であるため、平均的な電力の小売単価はかなり安価になってしまうためである（図 3-28）。

表 3-12 の「電力小売り単価」の列に示される通り、切り替え前の実質的な電力小売単価は 13～14 円/kWh となっている。市場からの調達単価と、託送料金（9～11 円/kWh）を合わせて、13～14 円/kWh を下回るのは極めて困難であり、粗利ベースで赤字になることが明らかである。

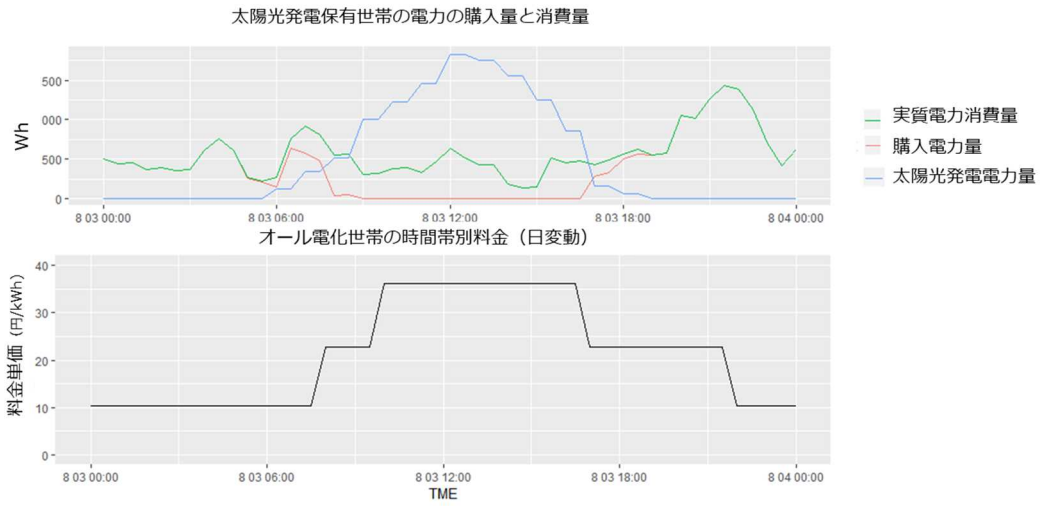


図 3-28　太陽光発電保有世帯の電力消費曲線とオール電化料金メニュー

他方で、キャッシュフローからもわかる通り、昼間沸き上げを行うことで収支は改善される。収支に大きな影響を及ぼすのが太陽光の買取価格である。図 3-29 に、太陽光買取価格の変化による PPS の年間収支（粗利）への影響を、図 3-30 にはその費目別内訳を整理する。卒 FIT の余剰電力を＋7.5 円/kWh で買い取る場合、これまでよりも収支は大きく解消するものの依然として赤字となる。＋5 円/kWh で買い取る場合にようやく粗利ベースで収支が合う計算となった。

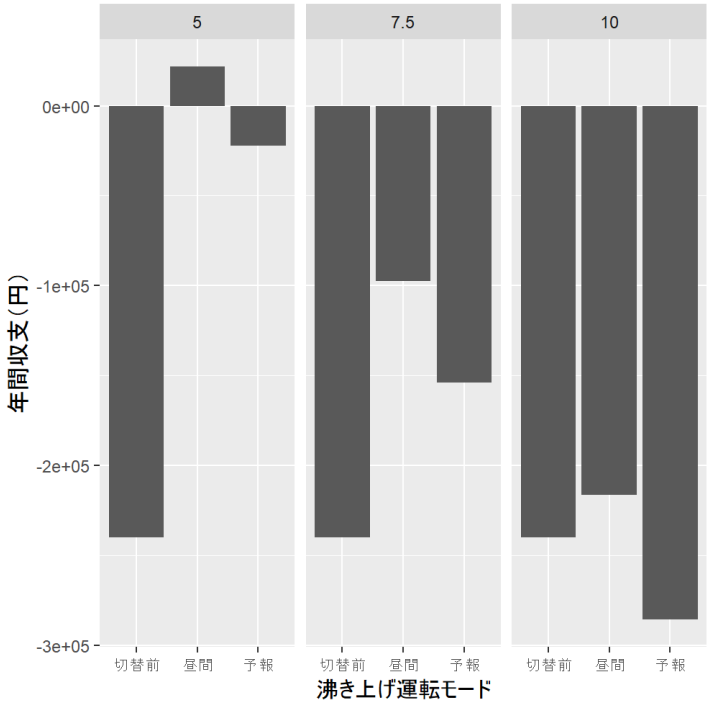


図 3-29　太陽光買取価格の変化による PPS の年間収支への影響（ケース①）

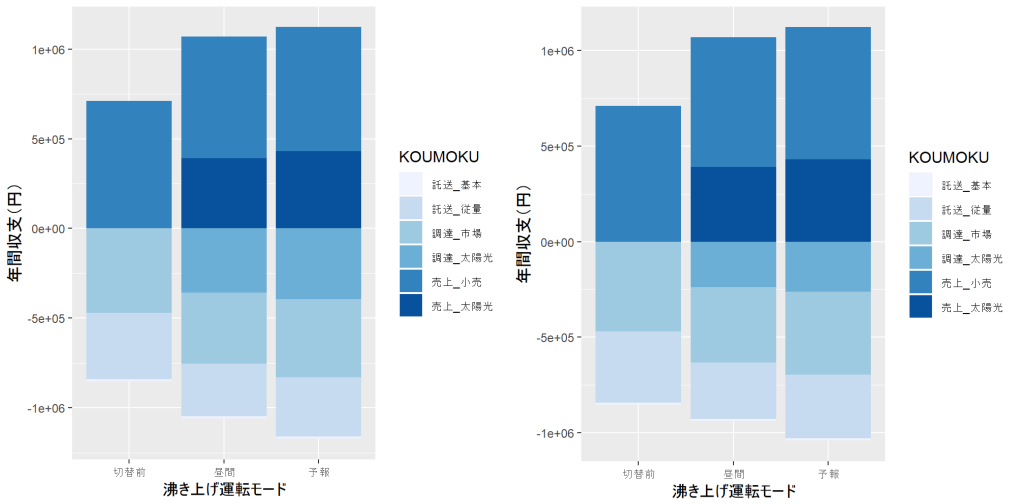


図 3-30　PPS の年間収支内訳 （ケース①：PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）

b. ケース②：オール電化契約から従量料金契約への切り替え

上述の通り、現状のオール電化の電力料金メニューでは、キャッシュフローの黒字化は困難である。また、電力単価の高い昼間の時間帯にヒートポンプ給湯器を動かすことに対して、需要家理解も得られにくいと考えられる。

ここでは、切り替え後にオール電化ベースの電気料金メニューではなく単価固定制（従量料金のみ）の場合を検討する。料金単価は、実際に九州地域で営業を行う PPS 事業者の単価等を参考に、23 円/kWh と設定した。

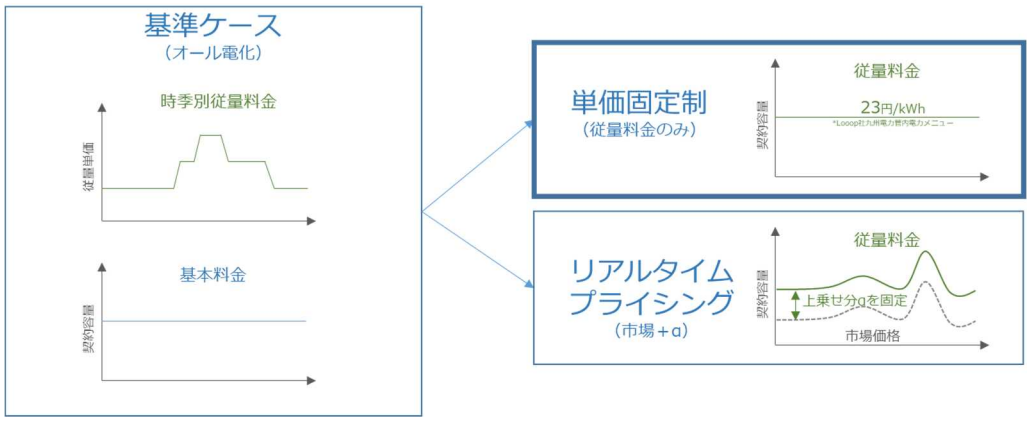


図 3-31　ケース②の料金メニュー

ア）家庭

家庭の年間光熱費の収支をみると、電気代そのものは高くなるが、太陽光発電の買電メリットを加えた正味の光熱費は切り替え前と比較すると改善しており、家庭にも一定のメリットを提供することが可能となる（図 3-32、図 3-33）。また、自家消費量をできる限り増

やした方が有利なため、家庭にとっては予報運転のメリットはなくなり、完全昼間運転が合理的となる。

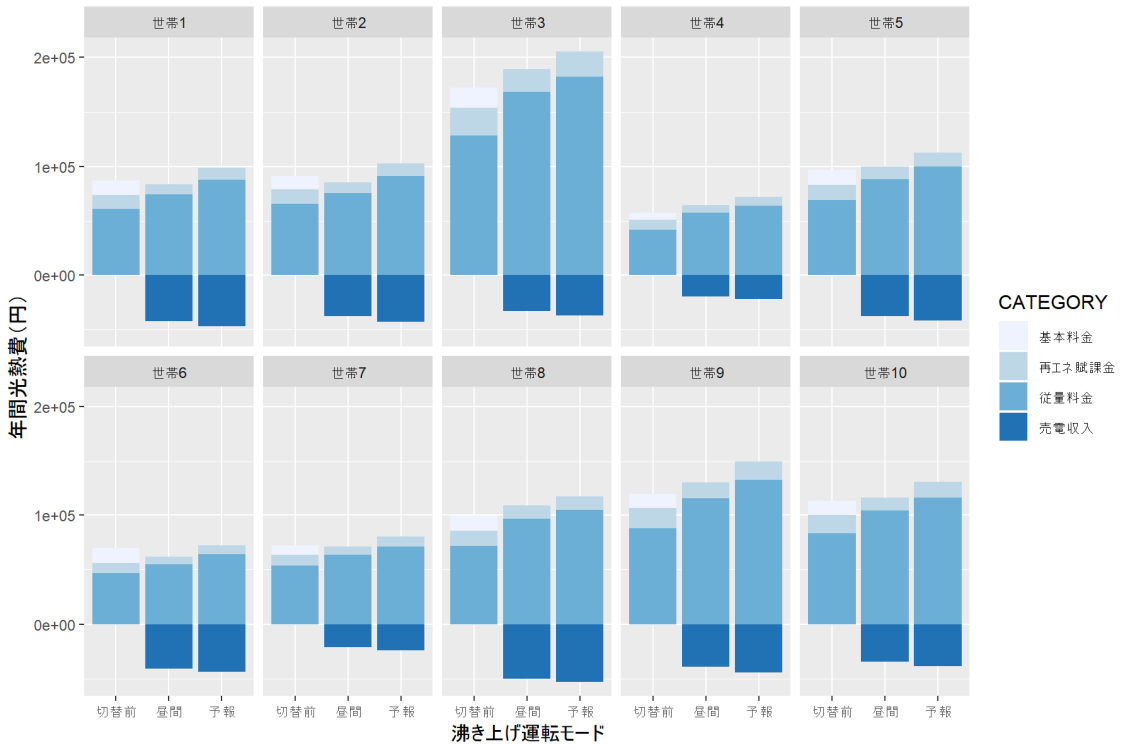


図 3-32　家庭部門の光熱費年間収支内訳（ケース②）

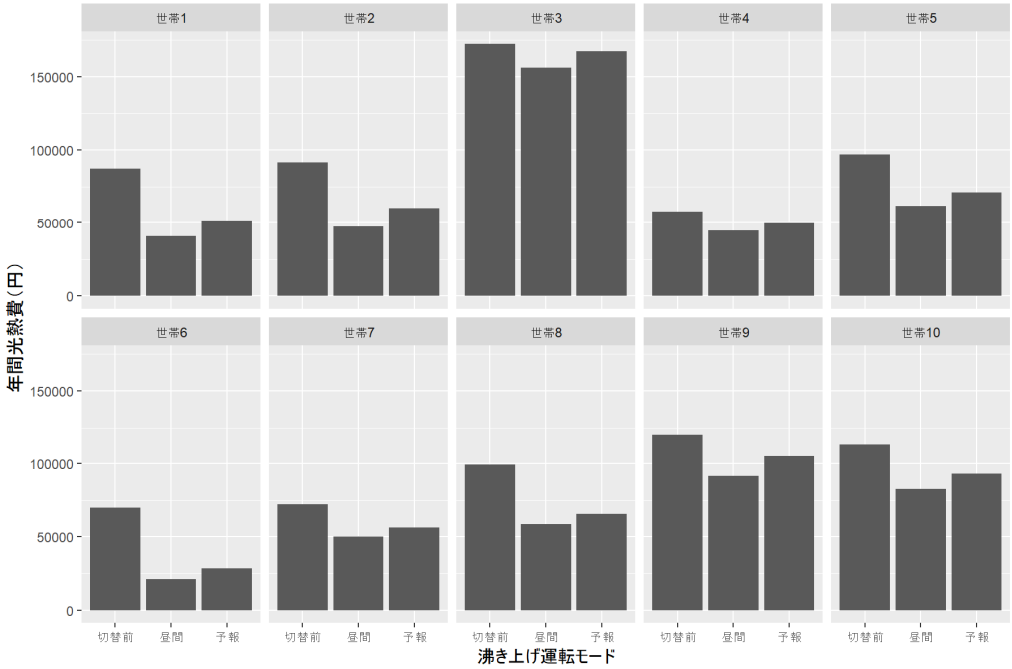


図 3-33　家庭部門の光熱費年間収支総額（ケース②）

イ）PPS 事業者

ケース②では PPS 事業者のキャッシュフローは昼間運転、予報運転によって大きく改善する。月によって変動はあるが、買取価格 7.5 円/kWh でも粗利ベースでの黒字化が可能となっている（表 3-13）。

また、昼間運転と予報運転を比較すると、昼間運転のほうがより自家消費が多くなるため売り上げが減少し、収支は悪くなる。オール電化の電気料金とは異なり、従量単価が高いメニューであるため、こうした売り上げの低減効果を託送料金の低減で相殺することができない。

表 3-13　PPS 事業者のキャッシュフロー（ケース②：PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）

		販売電力量(接続対象電力量)	余剰電力買取量	契約容量	[売上] 余剰電力販売	[売上]電力小売	[売上]総額	[調達]市場調達	[調達]卒FIT電力	[原価]託送基本料金	[原価]託送従量料金	[原価]総額	[粗利]	[指標] 電力小売単価	[指標]卒FIT販売単価	[指標]託送単価
		kWh	kWh	kW	円	円	円	円	円	円	円	円	円	円/kWh	円/kWh	円/kWh
切替前	2月	5,168	0	64	0	67,558	**67,558**	73,916	0	8,986	37,468	**120,370**	**-52,811**	13	NaN	9
	3月	4,644	0	64	0	60,360	**60,360**	42,104	0	8,986	33,667	**84,757**	**-24,397**	13	NaN	9
	4月	3,246	0	64	0	41,421	**41,421**	26,437	0	8,986	23,534	**58,956**	**-17,535**	13	NaN	10
	5月	3,111	0	64	0	41,626	**41,626**	26,106	0	8,986	22,551	**57,642**	**-16,017**	13	NaN	10
	6月	2,893	0	64	0	37,965	**37,965**	24,809	0	8,986	20,973	**54,768**	**-16,804**	13	NaN	10
	7月	3,535	0	64	0	49,669	**49,669**	37,608	0	8,986	25,631	**72,224**	**-22,555**	14	NaN	10
	8月	4,111	0	64	0	54,178	**54,178**	41,535	0	8,986	29,807	**80,328**	**-26,149**	13	NaN	9
	9月	3,836	0	64	0	53,523	**53,523**	30,597	0	8,986	27,813	**67,396**	**-13,873**	14	NaN	10
	10月	4,298	0	64	0	53,973	**53,973**	33,614	0	8,986	31,164	**73,763**	**-19,790**	13	NaN	9
	11月	4,814	0	64	0	62,296	**62,296**	41,119	0	8,986	34,898	**85,003**	**-22,707**	13	NaN	9
	12月	7,364	0	64	0	97,870	**97,870**	60,312	0	8,986	53,392	**122,690**	**-24,820**	13	NaN	8
	1月	6,800	0	64	0	89,419	**89,419**	57,601	0	8,986	49,302	**115,888**	**-26,469**	13	NaN	9
	合計	47,020	0	704	0	620,439	**620,439**	438,157	0	98,842	340,898	877,896	-257,457			
昼間	2月	4,129	2,380	72	30,408	86,792	**117,200**	63,192	17,847	10,109	29,932	**121,079**	**-3,880**	21	13	10
	3月	3,524	4,177	72	28,564	74,084	**102,647**	34,090	31,328	10,109	25,550	**101,076**	**1,571**	21	7	10
	4月	2,308	5,233	72	33,213	48,523	**81,736**	19,855	39,245	10,109	16,734	**85,944**	**-4,208**	21	6	12
	5月	2,436	4,894	72	34,630	51,218	**85,847**	21,444	36,706	10,109	17,664	**85,922**	**-75**	21	7	11
	6月	2,286	4,355	72	33,892	48,052	**81,944**	20,386	32,666	10,109	16,572	**79,732**	**2,212**	21	8	12
	7月	3,140	2,478	72	28,765	66,019	**94,783**	35,030	18,582	10,109	22,768	**86,489**	**8,294**	21	12	10
	8月	3,636	5,909	72	70,660	76,435	**147,095**	38,030	44,318	10,109	26,361	**118,817**	**28,278**	21	12	10
	9月	3,149	4,259	72	35,887	66,206	**102,094**	26,462	31,939	10,109	22,833	**91,343**	**10,750**	21	8	10
	10月	2,978	5,280	72	34,854	62,594	**97,449**	24,782	39,602	10,109	21,587	**96,079**	**1,370**	21	7	11
	11月	3,585	3,759	72	25,965	75,370	**101,335**	32,294	28,189	10,109	25,993	**96,585**	**4,749**	21	7	10
	12月	6,108	2,316	72	16,135	128,409	**144,544**	53,038	17,369	10,109	44,285	**124,801**	**19,743**	21	7	9
	1月	5,485	2,591	72	17,897	115,309	**133,206**	47,115	19,434	10,109	39,767	**116,426**	**16,780**	21	7	9
	合計	37,280	45,039	792	372,973	783,701	**1,156,673**	368,601	337,790	111,197	270,280	1,087,868	68,806			
予報	2月	4,752	2,939	68	37,403	99,902	**137,305**	70,345	22,043	9,547	34,454	**136,389**	**916**	21	13	9
	3月	4,006	4,622	68	32,201	84,218	**116,419**	37,297	34,665	9,547	29,045	**110,554**	**5,865**	21	7	10
	4月	2,595	5,501	68	35,001	54,546	**89,547**	21,762	41,257	9,547	18,812	**91,378**	**-1,831**	21	6	11
	5月	2,723	5,158	68	36,631	57,250	**93,881**	23,285	38,686	9,547	19,744	**91,263**	**2,619**	21	7	11
	6月	2,478	4,522	68	35,369	52,084	**87,453**	21,853	33,917	9,547	17,963	**83,279**	**4,173**	21	8	11
	7月	3,292	2,616	68	30,146	69,212	**99,358**	35,792	19,622	9,547	23,870	**88,832**	**10,527**	21	12	10
	8月	3,742	6,006	68	71,769	78,669	**150,438**	38,759	45,044	9,547	27,131	**120,482**	**29,956**	21	12	10
	9月	3,613	4,685	68	39,110	75,947	**115,057**	29,460	35,137	9,547	26,192	**100,336**	**14,721**	21	8	10
	10月	3,606	5,855	68	38,560	75,815	**114,375**	29,123	43,914	9,547	26,147	**108,731**	**5,644**	21	7	10
	11月	4,117	4,236	68	29,198	86,558	**115,755**	36,222	31,771	9,547	29,852	**107,392**	**8,364**	21	7	10
	12月	7,235	3,354	68	22,973	152,092	**175,065**	59,906	25,159	9,547	52,453	**147,066**	**28,000**	21	7	9
	1月	6,140	3,173	68	21,941	129,074	**151,014**	52,484	23,797	9,547	44,514	**130,343**	**20,672**	21	7	9
	合計	42,160	49,495	748	408,360	886,294	**1,294,654**	403,806	371,214	105,019	305,662	1,185,701	108,952			

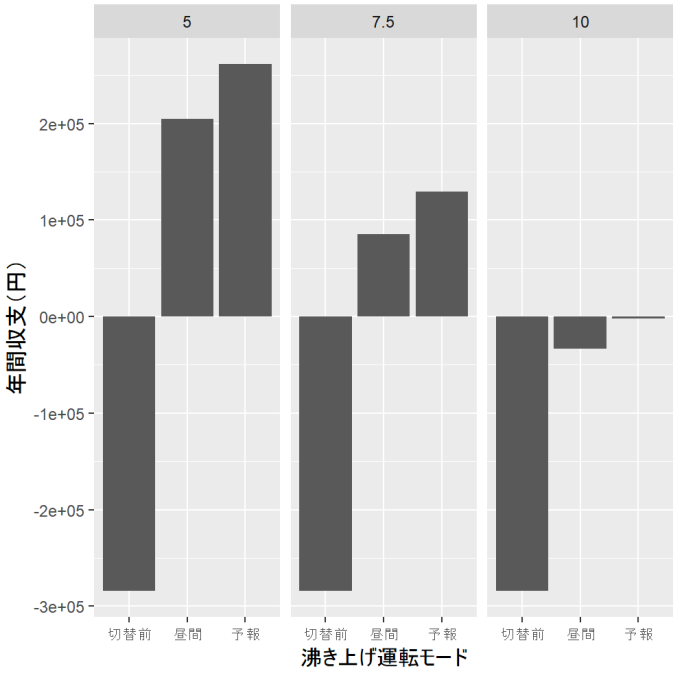


図 3-34　太陽光買取価格の変化による PPS の年間収支への影響（ケース②）

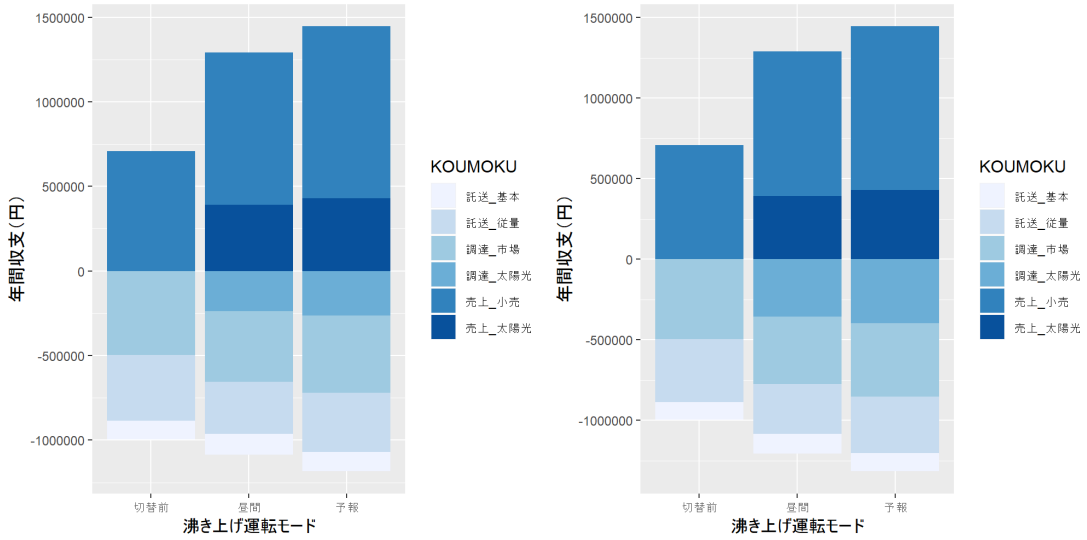


図 3-35　PPS の年間収支内訳　（ケース②：PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）

c. リアルタイムプライシング（RTP）

ケース③としては、もうひとつの可能性としてリアルタイムプライシングを検討した。PPS事業者からみれば、市場価格に一定金額を上乗せできるため、市場の価格変動のリスクを抑えられるメリットがある。

リアルタイムプライシングを採用している PPS 事業者は現時点では限定的であるため、市場価格に上乗せする金額については、②の固定価格（23 円/ kWh）や市場価格等を踏まえて下図の通り 11 円/kWh と設定した。

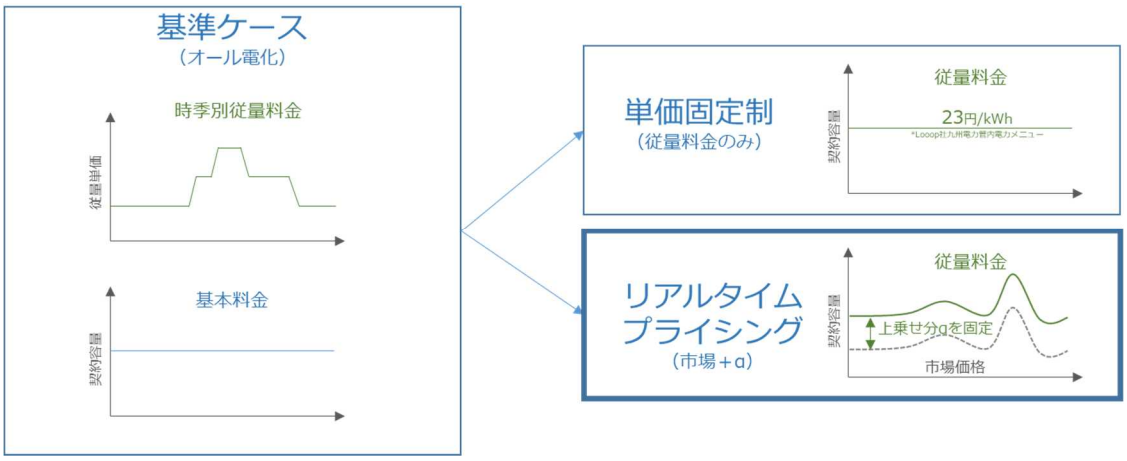


図 3-36　ケース③の料金メニュー

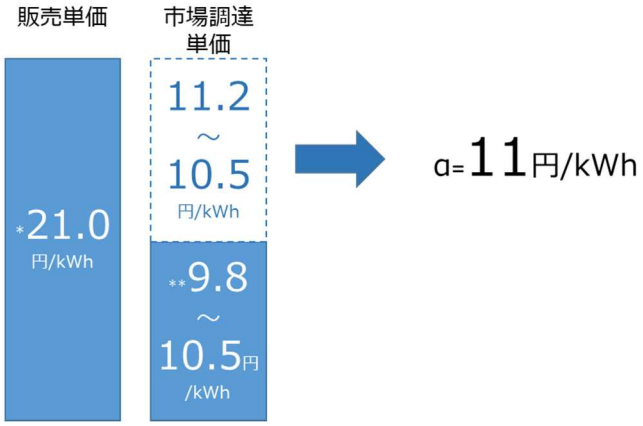


図 3-37　リアルタイムプライシングの市場上乗せ価格の考え方

*小売価格は 23 円だが、接続対象電力量の算出時に損失率を積算するため、売上単価は低下

**沸上運転モードによって市場調達単価は異なる。

ア）家庭

家庭の支払額は時間帯等による変動はあるものの、全体としてはケース②の単価固定制とほぼ同じ傾向となっている。

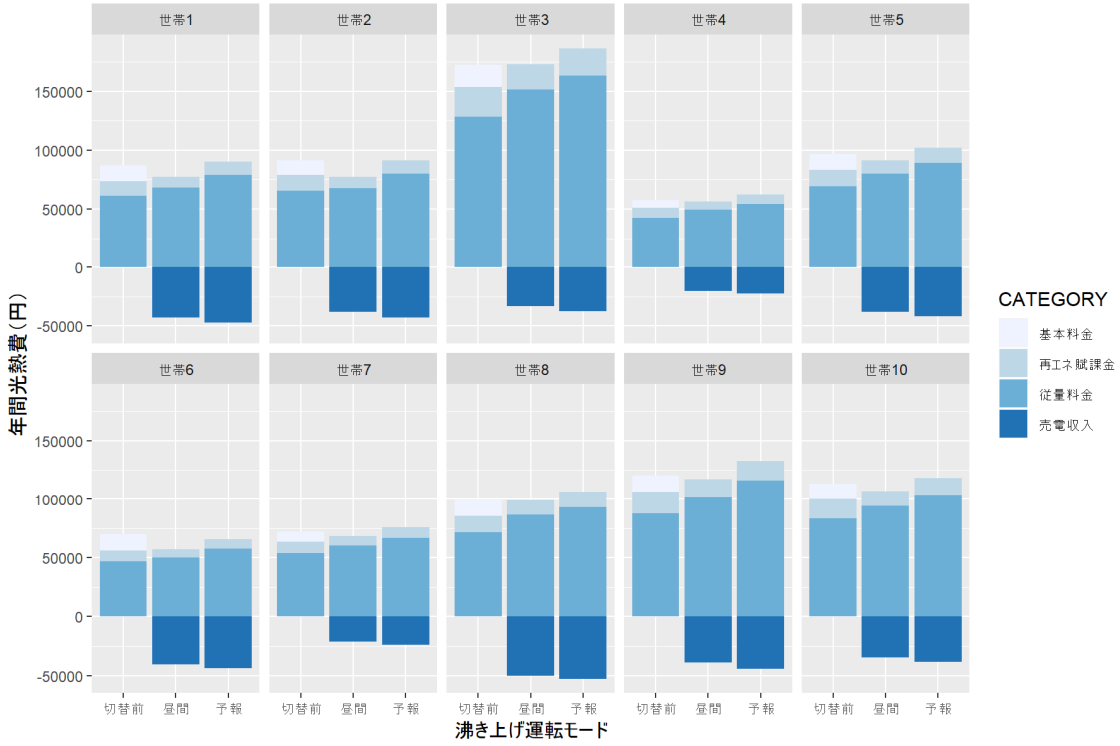


図 3-38　家庭部門の光熱費年間収支内訳（ケース③）

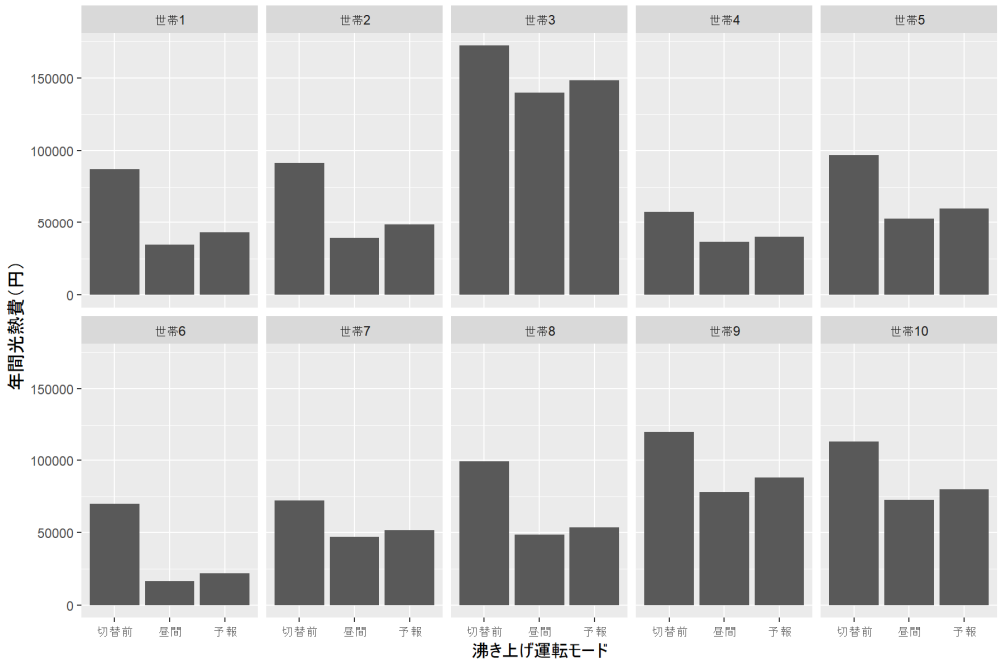


図 3-39　家庭部門の光熱費年間収支総額（ケース③）

イ）PPS 事業者

月別のキャッシュフローは固定価格の場合と比べると大きく変化する。電力の調達価格と販売価格は基本的に連動しているため、電力の販売という意味では利幅は月別で変動しない。他方で、太陽光発電は本分析では市場での取引価格が変動するにもかかわらず、調達価格を一定としており、これが月別のキャッシュフローの収益に大きく影響していることがわかる。今後さらに昼間の単価が下がることが予想されるため、余剰電力の買取価格の設定を誤ると、収益がさらに悪化する可能性も考えられる。

表 3-14　PPS 事業者のキャッシュフロー（ケース③：PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）

		販売電力量(接続対象電力量)	余剰電力買取量	契約容量	[売上] 余剰電力販売	[売上]電力小売	[売上]総額	[調達]市場調達	[調達]卒FIT電力	[原価]託送基本料金	[原価]託送従量料金	[原価]総額	[粗利]	[指標] 電力小売単価	[指標]卒FIT販売単価	[指標]託送単価
		kWh	kWh	kW	円	円	円	円	円	円	円	円	円	円/kWh	円/kWh	円/kWh
切替前	2月	5,168	0	64	0	67,558	**67,558**	73,916	0	8,986	37,468	**120,370**	**-52,811**	13	NaN	9
	3月	4,644	0	64	0	60,360	**60,360**	42,104	0	8,986	33,667	**84,757**	**-24,397**	13	NaN	9
	4月	3,246	0	64	0	41,421	**41,421**	26,437	0	8,986	23,534	**58,956**	**-17,535**	13	NaN	10
	5月	3,111	0	64	0	41,626	**41,626**	26,106	0	8,986	22,551	**57,642**	**-16,017**	13	NaN	10
	6月	2,893	0	64	0	37,965	**37,965**	24,809	0	8,986	20,973	**54,768**	**-16,804**	13	NaN	10
	7月	3,535	0	64	0	49,669	**49,669**	37,608	0	8,986	25,631	**72,224**	**-22,555**	14	NaN	10
	8月	4,111	0	64	0	54,178	**54,178**	41,535	0	8,986	29,807	**80,328**	**-26,149**	13	NaN	9
	9月	3,836	0	64	0	53,523	**53,523**	30,597	0	8,986	27,813	**67,396**	**-13,873**	14	NaN	10
	10月	4,298	0	64	0	53,973	**53,973**	33,614	0	8,986	31,164	**73,763**	**-19,790**	13	NaN	9
	11月	4,814	0	64	0	62,296	**62,296**	41,119	0	8,986	34,898	**85,003**	**-22,707**	13	NaN	9
	12月	7,364	0	64	0	97,870	**97,870**	60,312	0	8,986	53,392	**122,690**	**-24,820**	13	NaN	8
	1月	6,800	0	64	0	89,419	**89,419**	57,601	0	8,986	49,302	**115,888**	**-26,469**	13	NaN	9
	合計	47,020	0	704	0	620,439	**620,439**	438,157	0	98,842	340,898	877,896	-257,457			
昼間	2月	4,129	2,380	72	30,408	99,266	**129,674**	63,192	17,847	10,109	29,932	**121,079**	**8,595**	24	13	10
	3月	3,524	4,177	72	28,564	66,589	**95,153**	34,090	31,328	10,109	25,550	**101,076**	**-5,923**	19	7	10
	4月	2,308	5,233	72	33,213	41,354	**74,567**	19,855	39,245	10,109	16,734	**85,944**	**-11,377**	18	6	12
	5月	2,436	4,894	72	34,630	44,095	**78,725**	21,444	36,706	10,109	17,664	**85,922**	**-7,198**	18	7	11
	6月	2,286	4,355	72	33,892	41,614	**75,506**	20,386	32,666	10,109	16,572	**79,732**	**-4,226**	18	8	12
	7月	3,140	2,478	72	28,765	63,592	**92,357**	35,030	18,582	10,109	22,768	**86,489**	**5,867**	20	12	10
	8月	3,636	5,909	72	70,660	71,315	**141,975**	38,030	44,318	10,109	26,361	**118,817**	**23,158**	20	12	10
	9月	3,149	4,259	72	35,887	55,850	**91,737**	26,462	31,939	10,109	22,833	**91,343**	**394**	18	8	10
	10月	2,978	5,280	72	34,854	52,587	**87,441**	24,782	39,602	10,109	21,587	**96,079**	**-8,638**	18	7	11
	11月	3,585	3,759	72	25,965	65,563	**91,529**	32,294	28,189	10,109	25,993	**96,585**	**-5,057**	18	7	10
	12月	6,108	2,316	72	16,135	109,889	**126,024**	53,038	17,369	10,109	44,285	**124,801**	**1,223**	18	7	9
	1月	5,485	2,591	72	17,897	98,211	**116,108**	47,115	19,434	10,109	39,767	**116,426**	**-318**	18	7	9
	合計	37,280	45,039	792	372,973	711,715	**1,084,687**	368,601	337,790	111,197	270,280	1,087,868	-3,181			
予報	2月	4,752	2,939	68	37,403	112,074	**149,478**	70,345	22,043	9,547	34,454	**136,389**	**13,089**	24	13	9
	3月	4,006	4,622	68	32,201	74,368	**106,569**	37,297	34,665	9,547	29,045	**110,554**	**-3,985**	19	7	10
	4月	2,595	5,501	68	35,001	45,978	**80,978**	21,762	41,257	9,547	18,812	**91,378**	**-10,400**	18	6	11
	5月	2,723	5,158	68	36,631	48,663	**85,295**	23,285	38,686	9,547	19,744	**91,263**	**-5,968**	18	7	11
	6月	2,478	4,522	68	35,369	44,883	**80,252**	21,853	33,917	9,547	17,963	**83,279**	**-3,027**	18	8	11
	7月	3,292	2,616	68	30,146	65,816	**95,962**	35,792	19,622	9,547	23,870	**88,832**	**7,130**	20	12	10
	8月	3,742	6,006	68	71,769	73,050	**144,820**	38,759	45,044	9,547	27,131	**120,482**	**24,338**	20	12	10
	9月	3,613	4,685	68	39,110	63,249	**102,359**	29,460	35,137	9,547	26,192	**100,336**	**2,022**	18	8	10
	10月	3,606	5,855	68	38,560	62,878	**101,438**	29,123	43,914	9,547	26,147	**108,731**	**-7,293**	17	7	10
	11月	4,117	4,236	68	29,198	74,504	**103,702**	36,222	31,771	9,547	29,852	**107,392**	**-3,690**	18	7	10
	12月	7,235	3,354	68	22,973	127,494	**150,467**	59,906	25,159	9,547	52,453	**147,066**	**3,401**	18	7	9
	1月	6,140	3,173	68	21,941	109,702	**131,642**	52,484	23,797	9,547	44,514	**130,343**	**1,300**	18	7	9
	合計	42,160	49,495	748	408,360	792,958	**1,201,318**	403,806	371,214	105,019	305,662	1,185,701	15,617			

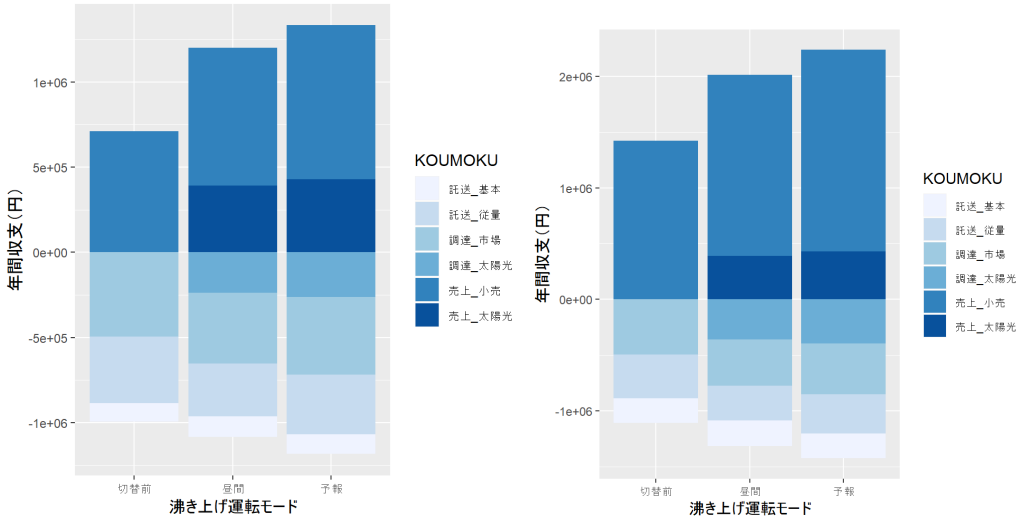


図 3-40　PPS の年間収支内訳 （ケース③：PV7.5kW、買取価格 7.5 円/kWh）

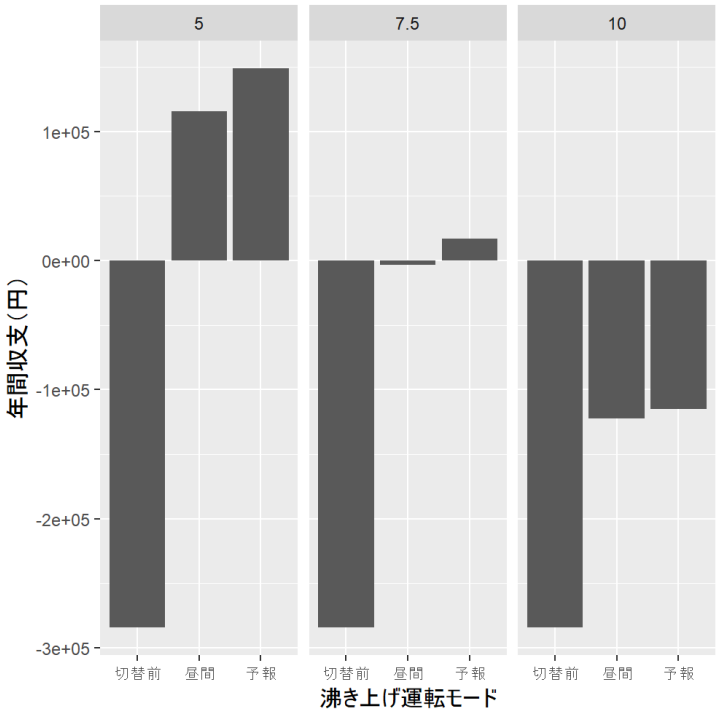


図 3-41　太陽光買取価格の変化による PPS の年間収支への影響（ケース③）

リアルタイムプライシングのメリットである月別キャッシュフローを安定化させるためには、家庭からの太陽光発電の買取価格も市場に連動させる必要がある。ただし、こうした電気料金メニューは複雑になるため、需要家に受け入れられるかどうかが大きな課題といえる。図 3-42 には参考までに九州エリアの市場価格の変動を月別に示した。

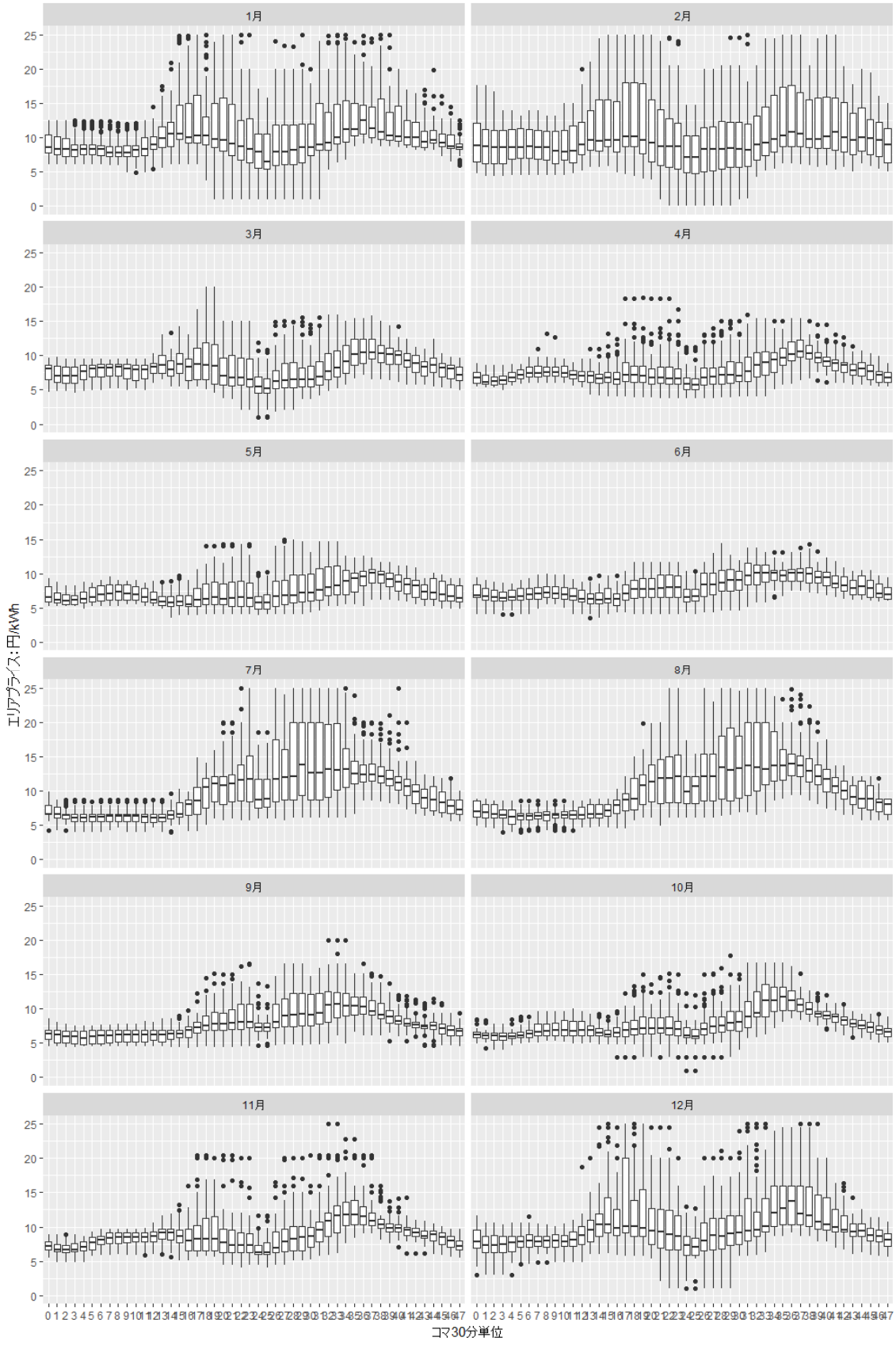


図 3-42　九州エリアの月別・時間帯別市場価格の変動

3) 事業性評価に関する考察（まとめ）

「オール電化＋PV」の世帯への電力供給はPPSにとって基本的には赤字となるが、余剰電力の買取とHP給湯器の昼間沸き上げを組み合わせることで、家庭へのメリットを維持しながらPPSの赤字を緩和することが可能であり、HP給湯器の昼間沸き上げはPPS事業の収益上でもメリットがあることが確認された。なお、沸き上げ方式完全な昼間沸き上げから予報沸き上げに切り替えることで、家庭のメリットは高まるが、現在の天気予報の精度ではその差はそれほど大きなものとはなっていない。

家庭へのメリットを維持しつつ、PPSの粗利を確保するためには、太陽光発電の買取価格を5円以下にする必要があり、これは競合各社が公表している買取価格の相場より低いため、このままでは競争力を持たない可能性がある。すでに太陽光発電およびHP給湯器を保有しているオール電化に対しては、地域の新電力は地域サービス等と組み合わせて価値を高めることで差別化を図ることが重要となる。

もうひとつの手段としてはオール電化から従量電力メニューやリアルタイムプライシング等の料金体系への転換を図ることである。時間帯別の変動料金制から、従量料金を定額化する場合、従量料金を23円/kWh程度の買取価格とすることで家庭とPPSへの双方へのメリットを確保することが可能である。他方で、リアルタイムプライシングの場合、太陽光発電の市場価格の変動に大きく依存するため、月別のキャッシュフローを安定化させるためには、家庭からの太陽光発電の買取価格も市場に連動させる必要がある。こうした市場連動型の電力料金メニューは複雑なため、一般世帯には受け入れられにくい可能性がある。

上記では、すでにオール電化契約をしており、太陽光発電やHP給湯器を設置している世帯を前提に考察を行ってきた。しかしながら、太陽光発電を設置しつつも、ガスや灯油で給湯を行っている世帯も一定程度存在している。みやまスマートエネルギー株式会社がみやま市内で契約している世帯をランダムに抽出したところ、太陽光発電を設置している世帯のうち、従量料金世帯の割合は17.5%であった。ガスや灯油で給湯を行っているこうした世帯が給湯器を買い替えのタイミングでHP給湯器に買い替えた場合、収益性はさらに高まると考えられる。

3.2 電気自動車を用いたデマンドレスポンスの可能性

ここでは、ヒートポンプ給湯機と並んでデマンドレスポンス資源として期待される電気自動車を対象として、電気自動車の現状、技術的機能、使用実態、ビジネスモデル等に関して調査を行った。

3.2.1 我が国における電気自動車を巡る状況

まず、我が国における電気自動車を巡る状況として、普及の状況、国としての普及目標、主要メーカーの販売戦略について整理を行った。

(1) 電気自動車の普及状況

一般社団法人次世代自動車振興センターの調べによると、2017 年度末の電気自動車保有台数は約 10 万 4 千台、プラグインハイブリッドもほぼ同数の約 10 万 3 千台となっている。

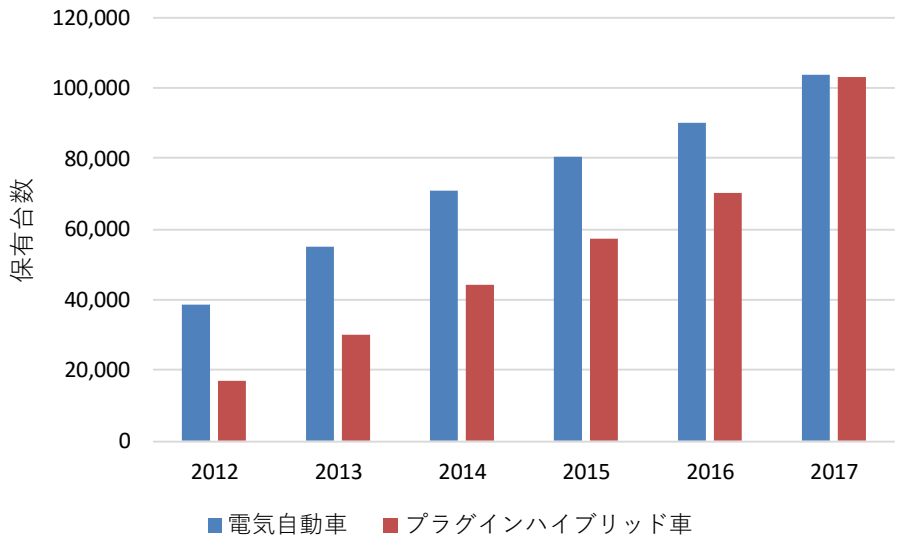


図 3-43　我が国における電気自動車・プラグインハイブリッド車の保有台数推移

出所）一般社団法人次世代自動車振興センターウェブサイトより作成

(2) 電気自動車の普及目標

資源エネルギー庁の長期エネルギー需給見通しにおいては、関連資料の中で、新車販売台数に占める電気自動車及びプラグインハイブリッド車の割合を図 3-44 のとおり、保有台数に占める割合を表 3-15 のとおり示している。

仮に保有台数を 2014 年のまま 6,070 万台とすると、電気自動車及びプラグインハイブリッド車の保有台数は 971.2 万台となる。

我が国の新車（乗用車）販売台数に占める車種別の普及目標

		2020年	2030年
従来車		50～80%	30～50%
次世代自動車		**20～50%**	**50～70%**
	ハイブリッド自動車	20～30%	30～40%
	電気自動車 プラグイン・ハイブリッド自動車	15～20%	20～30%
	燃料電池自動車	～1%	～3%
	クリーンディーゼル自動車	～5%	5～10%

【出典】 次世代自動車戦略2010、自動車産業戦略2014

≪参考≫
乗用車保有台数：6,070万台（2014年）
新車乗用車販売台数： 470万台（2014年）

図 3-44　長期エネルギー需給見通しにおける次世代自動車販売シェア目標

出所）　資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し　関連資料」p28（2015 年 7 月）

表 3-15　長期エネルギー需給見通しにおける次世代自動車導入・普及見通し

用途	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見通し
		2012FY	2030FY
単体対策	燃費改善 次世代自動車の普及	HEV 3%	29%
		EV 0% PHEV 0%	16%
		FCV 0%	1%
		CDV 0%	4%

出所）　資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し　関連資料」p38（2015 年 7 月）

(3) 主要メーカーの販売戦略

ここでは、トヨタ自動車、日産自動車及び本田技研工業の販売戦略について整理を行った。

3.2.2 デマンドレスポンス資源としての技術的特徴と課題

電気自動車を含む需要側の資源（エネルギーリソース）を活用する上では、資源エネルギー庁がエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会（以下、ERAB 検討会、という。）を立ち上げ、検討を続けている。ERAB 検討会が目指すべき将来像は、図 3-45 に示すとおりである。

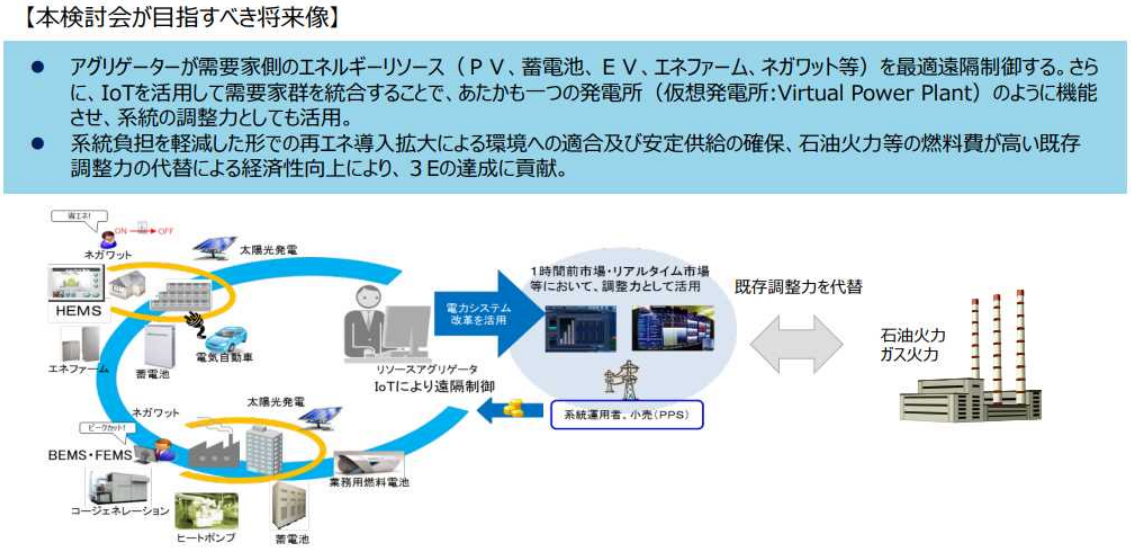


図 3-45　ERAB 検討会が目指すべき将来像

出所）　資源エネルギー庁「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会　第 1 回資料 3」p2（2016 年 1 月 29 日）

ここでは、ERAB 検討会の検討状況から、今後電気自動車をデマンドレスポンス資源として活用する上での技術的特徴や課題を整理する。

(1) 通信規格について

ERAB 検討会では、通信規格に関する検討の方向性としては、図 3-46 に示すとおり、HEMS と家庭用機器等の間を制御する ECHONET Lite の仕様拡張を検討するとともに、リソースアグリゲーターと HEMS の間を制御する規格については OpenADR をベースに検討することとしている。

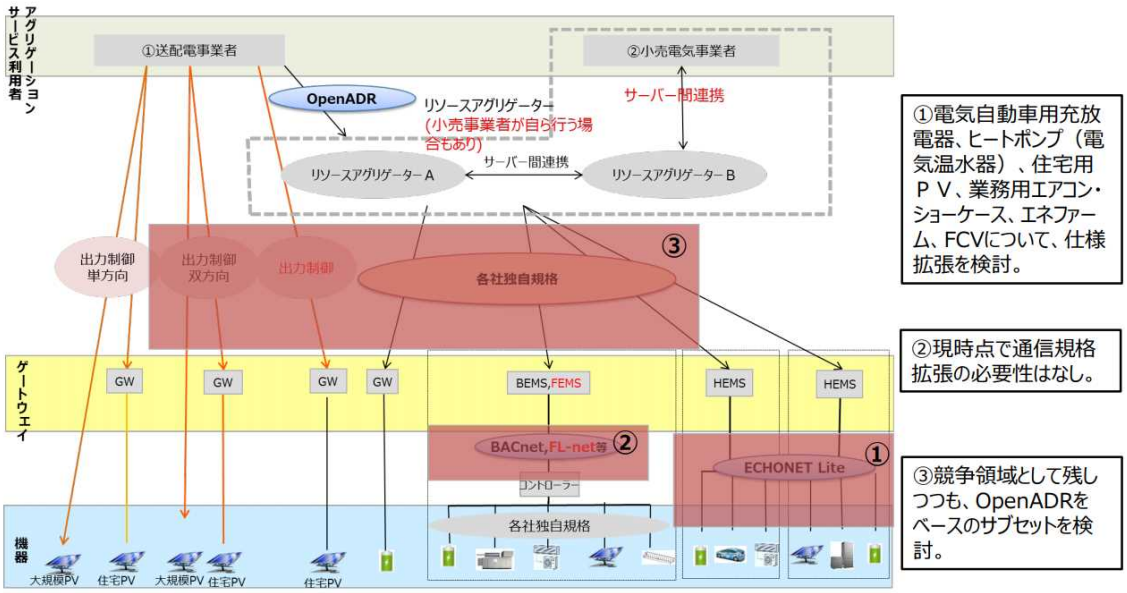


図 3-46　ERAB 検討会における通信規格に関する検討の方向性（案）イメージ

出所）　資源エネルギー庁「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会　第 2 回資料 3-2」p4（2016 年 3 月 30 日）

電気自動車については、HEMS コントローラと EV パワーステーション（EVPS）の間の通信規格に関して、車両 ID、車載電池の充電可能容量値、車載電池の充電可能残容量値、放電量設定値、車両接続・充放電可否状態をプロパティとして含める提案がされている。

ERAB 検討会第 5 回にて ECHONET Lite WG から報告された、EVPS を活用した DR のユースケース案を図 3-47 に示す。

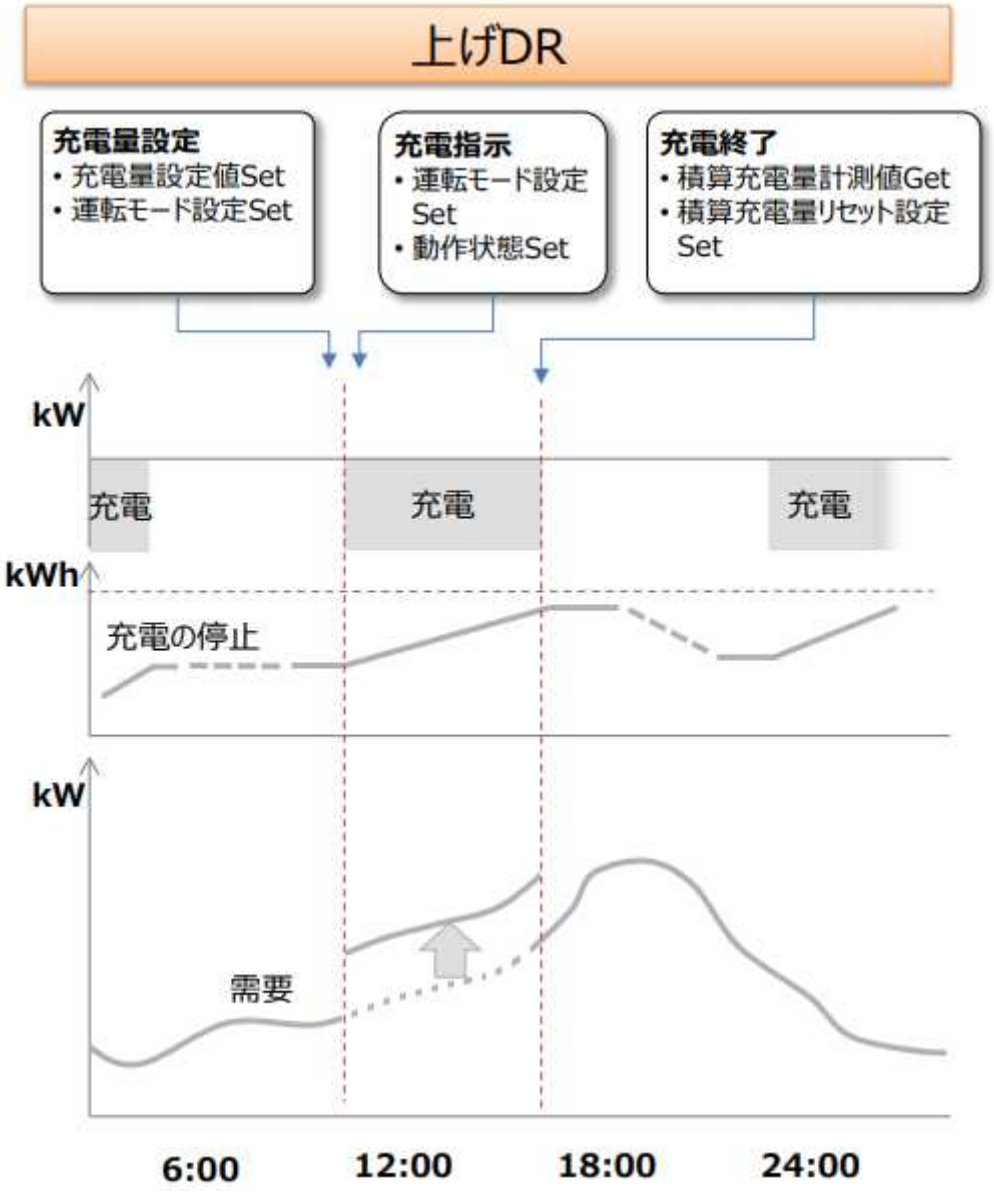


図 3-47　EVPS を活用した上げ DR のユースケース（案）

出所）　資源エネルギー庁「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会　第 5 回資料 3」p7（2016 年 3 月 30 日）

(2) ベースラインについて

ERAB 検討会の下に制御量評価 WG を立ち上げ、電源 I--a 及び I-b 相当の制御を行う場合等のベースラインの設定方法及び計量方法について検討が行われた。その結果は、資源エネルギー庁から「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」として取りまとめられている。ベースラインとは、DR の要請がなかった場合に想定される電力需要であり、「DR が円滑に行われるためには、ベースラインの推計等に関する標準的な手法を確立することが必要」とガイドラインに記載されている。

なお、制御量評価 WG では、再エネ出力制御回避の実現に向けた論点として、表 3-16 に

示す内容が提示されている。

表 3-16　再エネ出力制御回避の実現に向けた論点

論点	概要
出力制御回避の制度上の位置付け	● 系統運用者にとって、上げDRの制度上の位置づけが無い中、出力制御取消の根拠が不明確であり、出力制御回避の位置付けの明確化が必要。 ● 下げDR同様、託送供給等約款における位置づけが必要（不足インバランスと扱わない）。
出力制御の公平性ルールにおける取扱い	● 資源エネルギー庁において出力制御の機会の公平性等を定めた「出力制御の公平性の確保に係るガイドライン」を策定（４月に施行）。 ● 出力制御回避を実施した場合、当該発電設備における出力制御実績としてカウントされるか等、公平性ルールにおける整理が必要。（カウントされない場合は再エネ事業者にとっての上げDRのインセンティブが減る。）また、上げDR資源確保の公平性も論点となりうる。
市場活用のあり方	● 現在検討中の出力制御ルールでは、時間前市場の取引前に出力制御指令が出され、出力制御回避の取引は時間前市場と同時間帯に行われると想定される。 ● 出力制御回避の取引における時間前市場活用の可能性について検討が必要。
出力制御システムのあり方	● 系統運用者ー再エネ発電事業者間における出力制御システムの検討を実証事業において行っている。 ● 双方向通信等、出力制御の結果を取得できるようなシステムのあり方の検討が必要。

出所）　資源エネルギー庁「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会　第 6 回資料 8」p62（2017 年 9 月 29 日）

(3) バーチャルパワープラント実証（VPP 実証）における電気自動車の制御

平成 29 年度需要家側エネルギーリソースを活用したバーチャルパワープラント構築実証事業費補助金では、6 件の実証事業が採択されているが、その中で関西電力が実施している実証事業「関西 VPP プロジェクト」において、電気自動車の充電システムを用いた上げ DR 及び下げ DR の実証が行われ、結果概要が ERAB 検討会にて報告されている。

図 3-48 に示すとおり、上げ DR については、指令を受けた 52 台中、32 台が実際に充電を開始したと報告されている。ただし、うち 8 台は数分で充電停止とあるが、その理由については明らかにされていない。

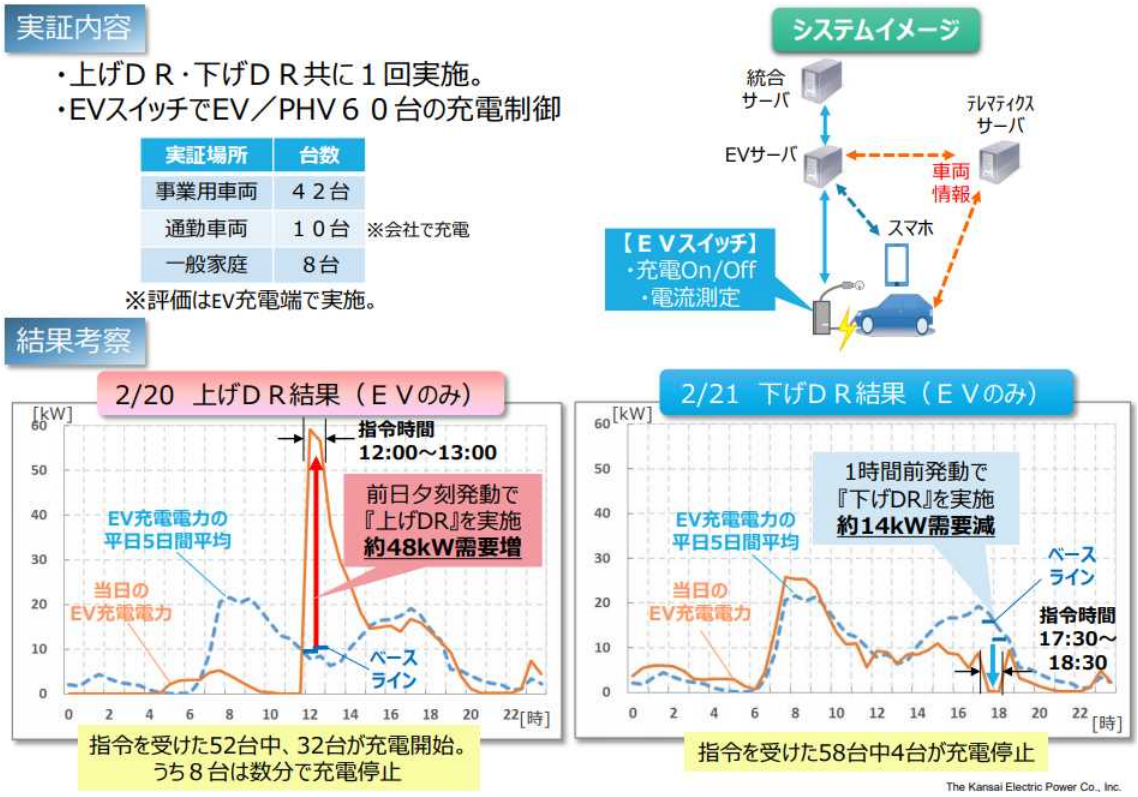


図 3-48　「関西 VPP プロジェクト」における上げ DR・下げ DR の実証結果

出所）資源エネルギー庁「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会　第 7 回資料 8-5」p3（2018 年 3 月 23 日）

3.2.3 電気自動車の使用実態について

電気自動車の充放電に関する使用実態については、実際の充放電情報を直接把握することは難しいため、文献ベースでの情報を収集した。対象とした文献の一覧を表 3-17 に示す。

表 3-17　電気自動車の使用実態に関する文献一覧

No.	文献名
1	電力中央研究所「プラグインハイブリッド車導入が日本の電力需要へ及ぼす影響」（2006 年 7 月）
2	資源エネルギー庁「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会（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 30 日）
3	荻本和彦ら「電気自動車の実走行データに基づくデマンドレスポンス効果の定量的評価」，第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2019 年）

(1) 文献 No.1（電中研）

この文献では、国土交通省の OD 調査（1999 年）をベースに、我が国における自動車走行パターンを 9 グループに分類した上で、図 3-49 のとおり作成している。

グループは大きく 3 パターンに分けられるとしており、A～D グループは通勤利用、E～H グループは日中利用、I グループは遠方への行楽利用とされている。

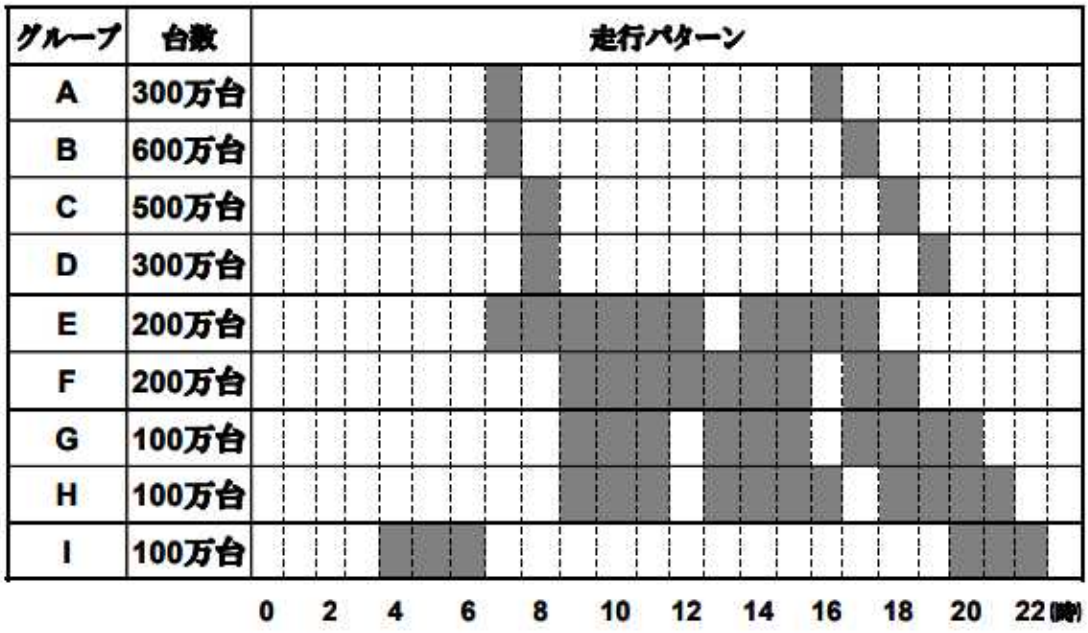


図 3-49　日本の自動車の走行パターン（平日、自家用車）

出所）電力中央研究所「プラグインハイブリッド車導入が日本の電力需要へ及ぼす影響」（2006 年 7 月）

(2) 文献 No.2（資源エネルギー庁）

この文献は、(1)の文献の走行パターンをベースに、走行パターンに応じた走行距離を仮定し、必要充電量を推計し、図 3-50 のとおり充電パターンを推定している。

さらに、A～D グループ及び I グループは昼間充電にシフト可能な走行パターンとし、昼間充電にシフトした場合の需要量として、ピーク需要 281 万 kW が太陽光発電システムに利用可能と推計している。

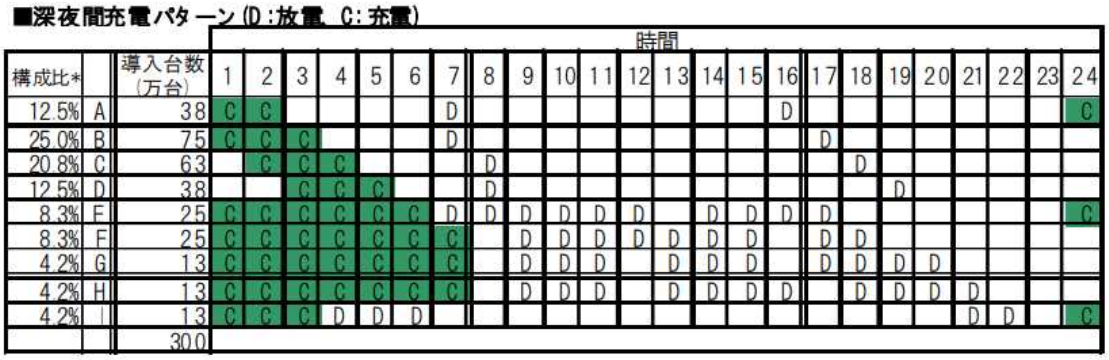


図 3-50　深夜間充電パターン

出所）資源エネルギー庁「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会（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 30 日）

(3) 文献 No.3（荻本ら）

この文献は、「EV 実走行データを，走行パターン別にクラスタリング」とあるので、データの詳細には言及がないものの、実際の電気自動車の走行データを取得したうえで、走行パターン別に分析を行ったと考えられる。

分析結果は図 3-51 及び図 3-52 に示すとおりで、通勤車・非通勤車それぞれで 5 クラスタずつに分類し、30 分単位での走行距離分布を推計している。

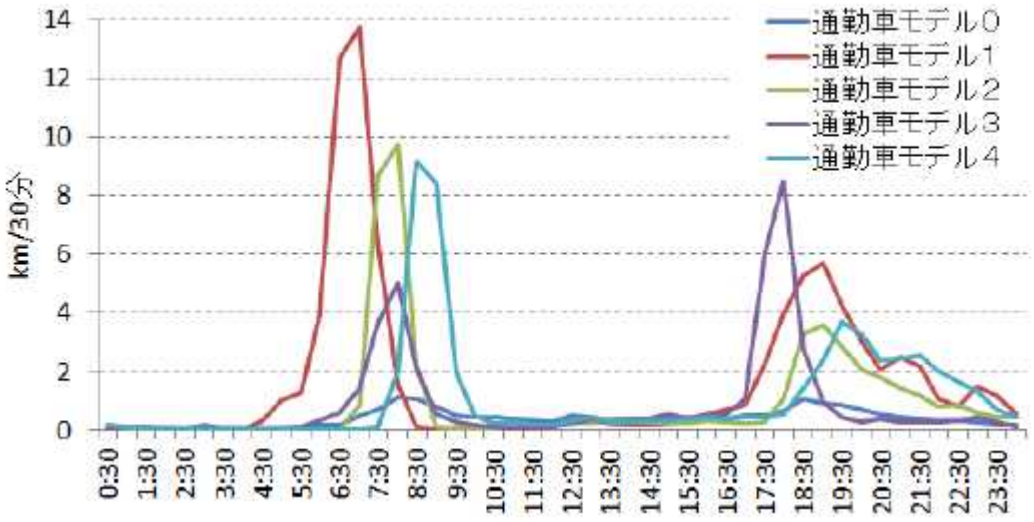


図 3-51　通勤車クラスタ別走行距離

出所）荻本和彦ら「電気自動車の実走行データに基づくデマンドレスポンス効果の定量的評価」，第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2019 年）

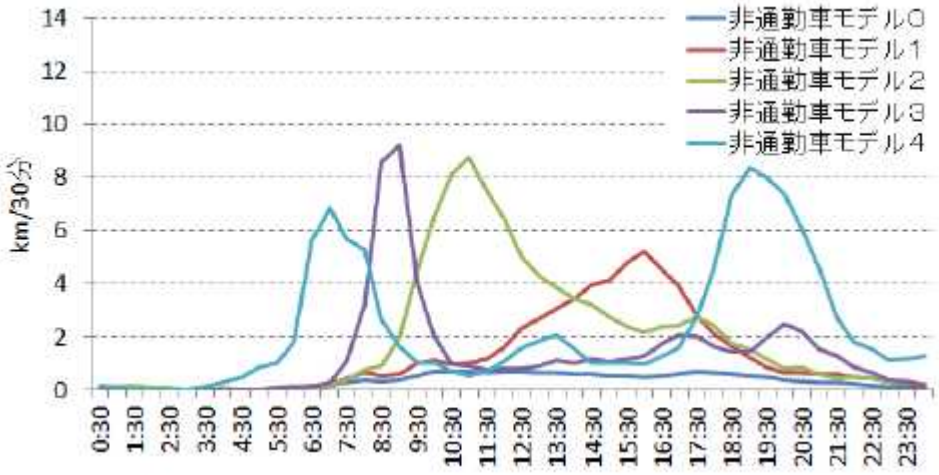


図 3-52　非通勤車クラスタ別走行距離

出所）荻本和彦ら「電気自動車の実走行データに基づくデマンドレスポンス効果の定量的評価」，第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2019 年）

3.2.4 ビジネスモデル検討に必要な情報整理

ここでは、電気自動車を実際にデマンドレスポンスに用いるビジネスモデルを検討する場合、どのような情報が必要となるか、という観点から整理を行った。具体的には、ポテンシャル評価、経済性評価の両面を対象に検討した。

(1) デマンドレスポンスのポテンシャル評価

まずは、電気自動車を用いてデマンドレスポンスを行う場合、いつの時点でどの程度の効果が期待されるか、ポテンシャルを評価する必要がある。ポテンシャル評価に必要な情報としては、主に以下に示す事項が想定される。

評価に必要な事項	概要
昼間充電にシフト可能な台数	ある時点で普及している電気自動車のうち、使用実態を踏まえて昼間に充電することが可能な台数を特定する必要がある また、社会的な受容性を鑑み、デマンドレスポンスプログラムに参加する割合を考慮する必要がある
シフト可能な電力量	電気自動車に搭載されているバッテリー容量は車種によってバラツキがあるところ、平均的な 1 台あたりのバッテリー容量を推計する必要がある さらに、ある時点のバッテリーの充電レベルを考慮し、追加的な充電が可能な割合も考慮すべきである

その上で、実際に評価を行う上では、平日・休日別の使用実態を考慮したシミュレーションモデルの開発が必要となる。なお、本業務では、4.2 に示すとおり、太陽光発電を導入した単一の住宅を対象に、ヒートポンプ給湯機、電気自動車及び蓄電池を需要側資源として活用した場合の効果を定量的に評価するモデルを利用している。このモデルを複数世帯などに拡張することで、今後デマンドレスポンスのポテンシャル評価に活用可能と考えられる。

(2) デマンドレスポンスの経済性評価

デマンドレスポンスの経済性を評価するには、充電インフラに対応する電気料金プランやデマンドレスポンス参加に対する報酬の特定が必要となる。さらに、太陽光発電が設置された住宅を対象とする場合、太陽光発電の売電単価も経済性を評価する上で重要なパラメータとなりうる。

電気料金プランは、現時点では昼間の太陽光の余剰に合わせた安価な料金プランが存在しないため、将来電力会社が提示しうる料金プランを複数想定する必要がある。また、エリア全体の電力需給評価の結果を基に、卸電力料金相当の単価を推計して用いる必要がある。

ここで、九州本土にて出力抑制が発生した 2018 年 10 月以降の、卸電力取引所スポット市場の九州エリアの価格を、抑制対象の日と抑制対象外の日で分けて平均価格を比較した結果を図 3-53 に示す。抑制対象日は、抑制対象外の日と比較すると、平均 2.5 円/kWh 程度安くなっている。特に 138 万 kW という大規模な抑制が行われた 2/24 は、日中の価格が 0.01 円/kWh となり、ほぼ値が付かない事態も生じた。

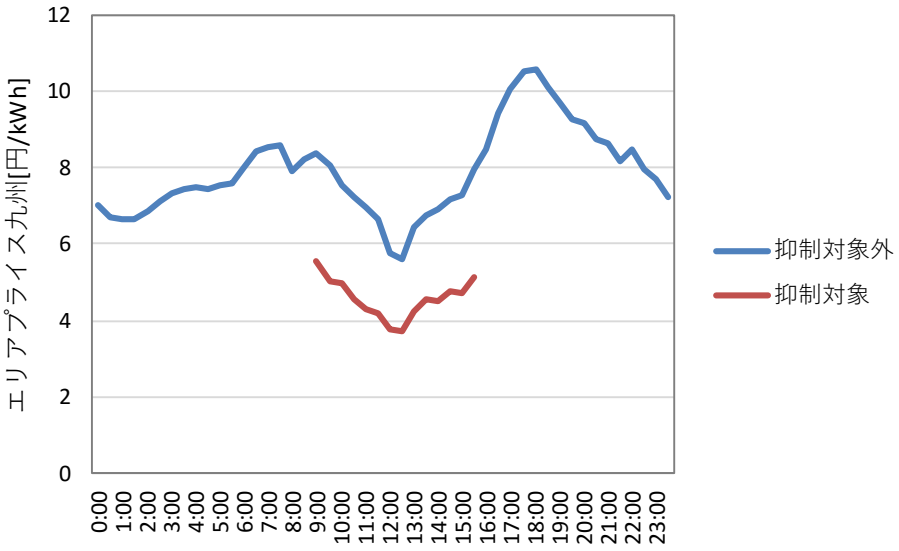


図 3-53　2018 年 10 月以降の九州エリアスポット価格の比較

出所）日本卸電力取引所のスポット市場取引結果より作成

このような価格差が、実際にリアルタイムプライスとして消費者まで伝えることが出来れば、電気自動車の充電時間を日中にシフトさせるインセンティブになると考えられる。

3.3 地域における電気自動車用充電設備の最適な配置の在り方の検討

3.3.1 目的

(1) 電気自動車の充電環境

電気自動車をデマンドレスポンス資源として活用する際には、電気自動車への充電が毎日決まった時間帯に行われるのではなく、電力需給に余裕があるタイミングで充電を行うことが可能となっていることが重要である。これを実現するためには、充電設備を地域に効率よく配置し充電を行う場所と時間を柔軟に選択できる充電環境を整えることが必要である。

(2) 都市構造に関する関係者が抱いている課題・ニーズ

都市構造に関する関係者が抱いている課題・ニーズをヒアリングする中で以下のような意見が得られた。街づくりに関わるステークホルダーが変化に対する具体的なイメージを共通認識として持ちながら議論を進めていくことが重要であり、その際シミュレーター等による可視化が有効な役割を果たすと考えられる。

・街づくりのために住民の合意形成を行う際、施策や街づくりが街に及ぼす影響をイメージしてもらうことはとても難しい
・特に複数の街づくりのシナリオに対して、中長期でどんな変化が起こるのかが想像しづらい
・シミュレーター等を用いて、客観的なデータを元に街の将来像を描くことは、EBPM(エビデンス・ベースト・ポリシー・メイキング。証拠に基づく政策立案)の観点からも大きな意味がある
・街づくりのための住民の合意形成を行う際、市や区では住民参加のタウンミーティングを複数回実施し、説明や合意形成を図っていく
・住民、自治体、都道府県庁、警察などの各ステークホルダー間の調整は非常に難しい
・都道府県庁が決めたことを市区町村レベルで変えることは難しい、都道府県庁の制約の中で住民が納得できる道を探ることになりがち
・信号や交差点をどこに作るかが議論の争点となることが多く、特に通学路は安全上の観点からも問題となりがち(住民同士が対立することもあれば、住民と自治体が対立する場合も)
・街づくりの分野では効率性(自動車交通)と安全(通学路)を同時に考えると、バランスの良い都市計画ができあがることが経験則として知られている
・最近では地下道、歩道橋はバリアフリーの観点から新規に作られることはあまりない
・都市構造の変化が交通量に与える影響の推計は非常に難しい
・現状の交通量も、データは十分とは言えない(交通量調査などで測ることはできるが、行政・自治体や商店街、企業などステークホルダーによって独自に収集・保有されており、統合されたデータが無い)

・安全面の対策として、交通量をコントロールするのは難しいので、ハンプ(交通安全対策のために、道路の路面に設けられた凸状の部分)を置く等の速度を下げる施策が重要となる
・幹線道路が完成して中央分離帯ができると分離帯をまたいだ移動が困難になり、商業等にも影響が出る

(3) 本検討の目的

本検討の目的は、充電設備をどのような配置基準で配置するのが望ましいか共通認識を持ちながら検討できるよう、検討対象として設定した都市に対して複数の配置基準で充電設備の最適配置を計算し可視化することとした。計算の際には都市構造の変化や時間の経過による人口分布の変化を仮定し、それぞれの人口分布について試算を行った。

3.3.2 組合せ最適化手法

最適配置の計算には、シミュレーテッドアニーリング法と呼ばれる組合せ最適化手法を用いた。本検討では、組合せの組替えには「充電設備の数を保ったまま、ランダムに 1 つの充電設備に着目し、その充電設備の位置を別の位置に移動させる」という組替えを採用した。組合せの評価には、配置基準を下記 2 種類定め、どの程度基準を満たしているかを表す評価関数を採用した。

A) 利用機会基準: 最寄りの充電設備までの到達距離の最大値を可能な限り最小化する(但し、到達距離が上位 5%以内の利用者は計算結果を安定させるために除くものとする)
B) 利用者数基準: 充電設備 1 ヶ所あたりに最短距離で到達できる利用者の数を可能な限り平準化する

A は可能な限り多くの利用者に設備利用の機会を提供することを重視した設置基準である。B は利用者の多い地域に多くの充電設備が配置される設置基準であり、この基準で配置した場合には、補助金等を考慮せずに営利事業者が設置を進めた場合の配置と似た配置になると考えられる。本調査では配置基準の違いによりどの程度最適配置が異なるかについても検討する。

充電設備からの到達距離は、一般財団法人日本デジタル道路地図協会が提供するデジタル道路地図データベースを用いて計算した。充電設備はいずれかの交差点に配置するものとし、利用者は最寄りの交差点から出発するものとした。利用者数は、500m メッシュ単位で人口を設定し、その人口をメッシュ内の交差点に均等に割りつけた。

3.3.3 検討対象

(1) 対象地域および都市構造の変化シナリオ

本検討では、人口約 10 万人の地方都市 1 つを検討対象として設定した。

充電設備の数は 30 箇所とした。2040 年の電気自動車保有率は 15%であることと、自宅での充電が可能であり充電設備の利用タイミングが限られることから、充電にかかる時間が

ガソリン車の給油の数倍であることを考慮しても現在の市内のガソリンスタンドと同数設置した場合には稼働率に余裕がある状態となると想定される。一方、1 箇所あたりの充電設備の規模はガソリンスタンドよりも小規模なものにできるため、同規模の都市のガソリンスタンド数と同程度の 30 箇所とした。実際の最適な充電設備数は電気自動車保有率の上昇に従って増加していくものであると考えられるが、本検討では各種要因による比較を重視し各計算で充電設備数を固定した。

都市構造の変化に応じて最適配置がどのように異なるかを調査するため、現状から都市構造が変化しない場合に加えて以下 2 種類のシナリオで将来人口を設定して計算を行った。

1. コンパクトシティ化を誘導し人口が市内の一部地域に集中する
2. 多極的な構造を誘導し人口が市内に分散する

(2) 人口設定

電気自動車利用者の基本的な利用パターンは、毎日夜間に自宅で充電を行なって通勤に利用するものであると考えられる。本検討では、デマンドレスポンスに対応するため自宅での夜間の充電を行わなかった時に利用できる充電設備の配置について検討した。電気自動車利用者が自宅周辺での充電を多用する場合と従業地周辺での充電を多用するケースを想定し、各ケースに対して最適配置がどのように異なるかを調査するため、夜間人口及び従業者数を人口として設定して計算を行った。本検討で使用した対象地域についての将来人口の設定値は次の通りであり、それぞれ以下のように取得・計算した。

(A) 都市構造の変化がない場合の夜間人口 [計算対象は 2020, 2030, 2040 年]
(B) 都市構造の変化がない場合の従業者数 [2020 年]
(C) 都市構造が変化した場合の夜間人口 [2030 年, 2040 年]
(D) 都市構造が変化した場合の従業者数 [2030 年, 2040 年]

(A)については、国土交通省国土政策局により作成され 2017 年に公表された 500m メッシュ単位での人口総数値を、国土数値情報ダウンロードサービスにより取得し使用した。この数値は、平成 22 年国勢調査のメッシュ統計を基準として出生･死亡の人口動態、人口移動に仮定を設けた上で将来人口を推計するコーホート要因法により計算されたものである。

(B)については、総務省統計局により作成され 2017 年に公表された 500m メッシュ単位での全産業従業者数値を、政府統計の総合窓口(e-Stat)より取得し使用した。この数値は、平成 26 年経済センサス基礎調査から計算されたものである。都市構造に変化が無い場合には従業者数の地域内の分布の変化は小さいと考えられるため、2020 年の値としてこの数値を使用し、また、2030 年以降の将来予測は行わないものとした。

(C)について、2020 年については現時点からの都市構造の変化は小さいため予測は行わないものとした。2030 年以降の予測夜間人口は、都市構造の各シナリオに沿うように 500m メッシュ単位で補正係数を設定し、「補正係数 × 各年度の人口推計値」を各メッシュについて計算した。補正係数は 2030 年では 0.85, 1.00, 1.15 のいずれか、2040 年では 0.70, 1.00, 1.30 のいずれかを設定した。

(D)について 2020 年については、現時点からの都市構造の変化は小さいため予測は行わないものとした。2030 年以降の予測従業者数は、市構造の各シナリオに沿うように 500m メッシュ単位で補正係数を設定し、「補正係数 × 2020 年度の従業者数」を各メッシュについて計算した。補正係数は 2030 年では 0.85, 1.00, 1.15 のいずれか、2040 年では 0.70, 1.00, 1.30 のいずれかを設定した。

具体的な人口設定を 図 3-54 から図 3-65 に示した。

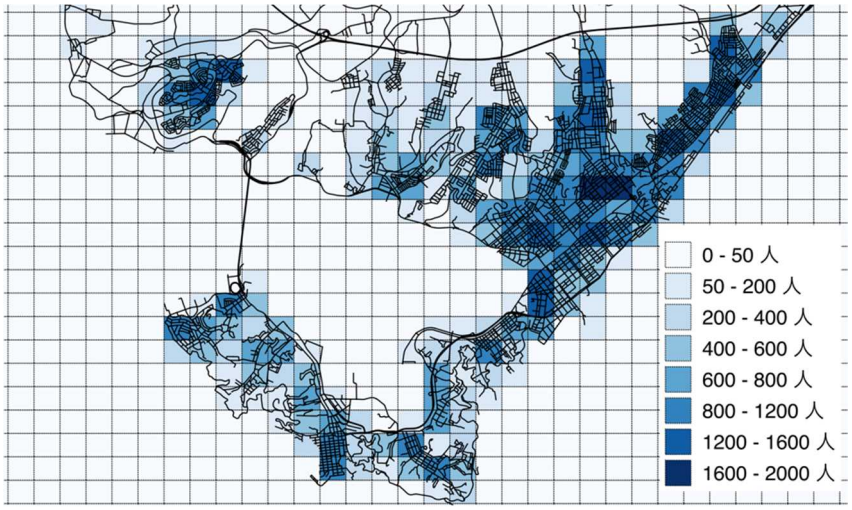


図 3-54 2020 年の夜間人口分布設定

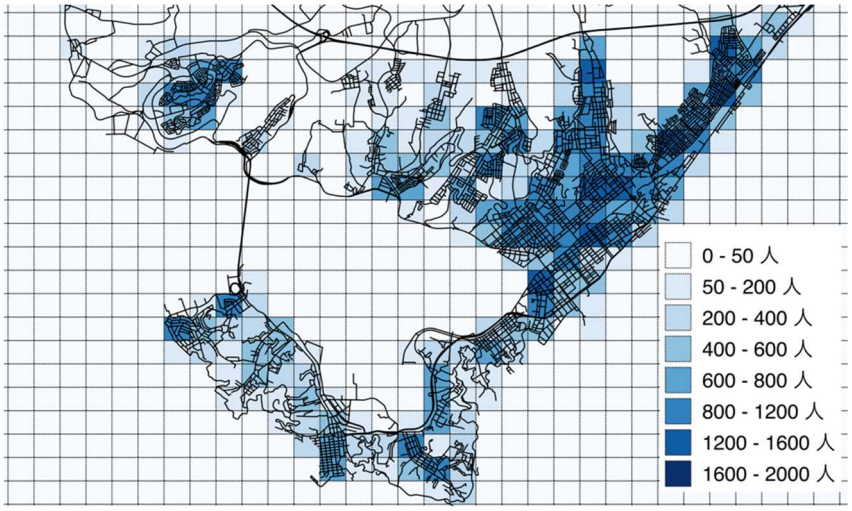


図 3-55 都市構造の変化がない場合の 2030 年の夜間人口分布設定

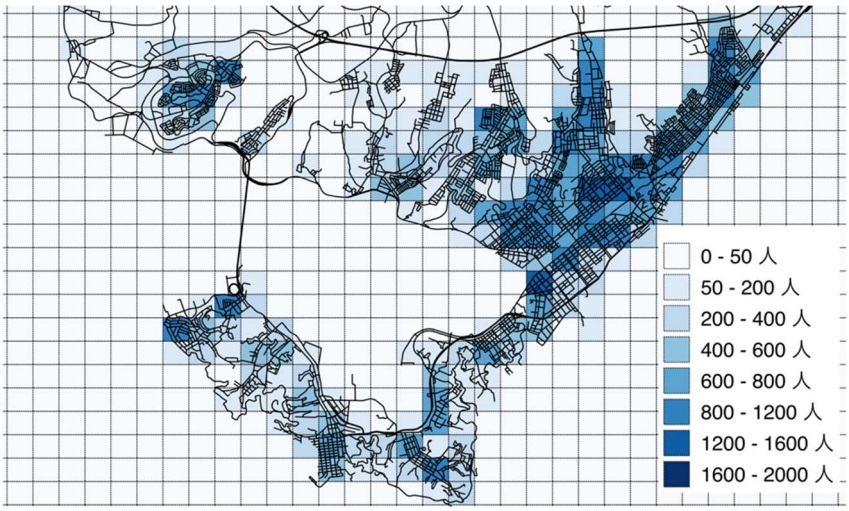


図 3-56 都市構造の変化がない場合の 2040 年の夜間人口分布設定

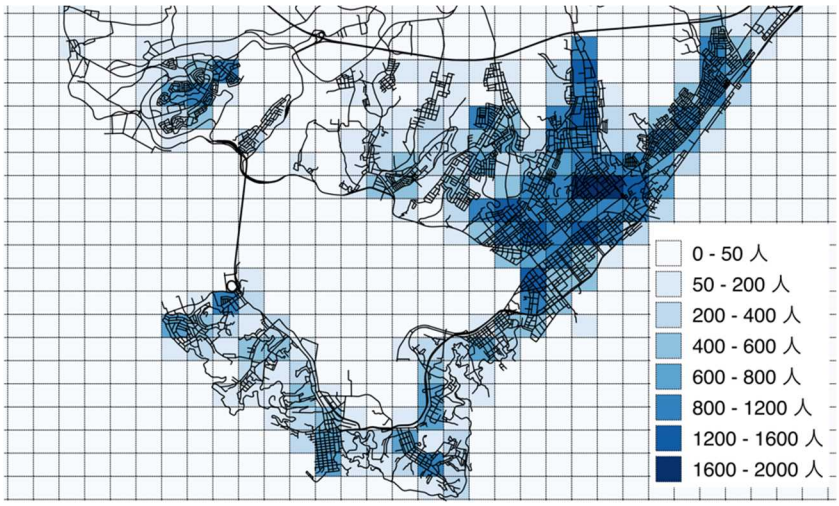


図 3-57 人口が集中するように都市構造が変化する場合の 2030 年の夜間人口分布設定

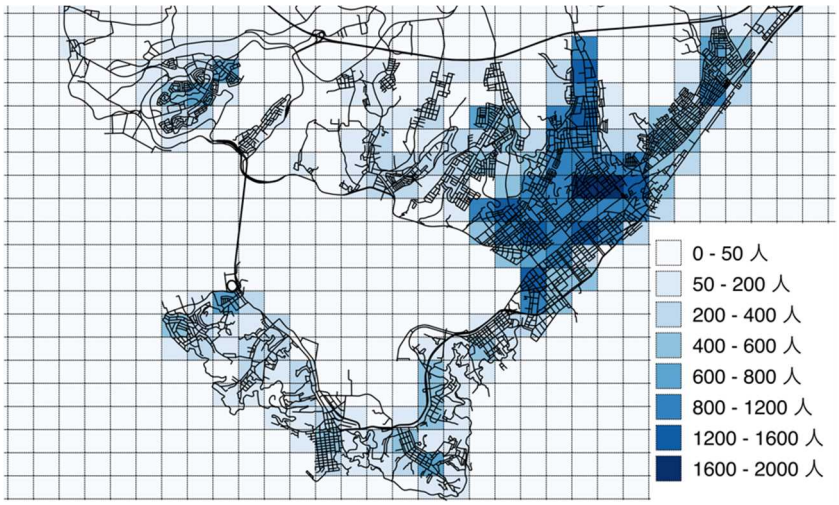


図 3-58 人口が集中するように都市構造が変化する場合の 2040 年の夜間人口分布設定

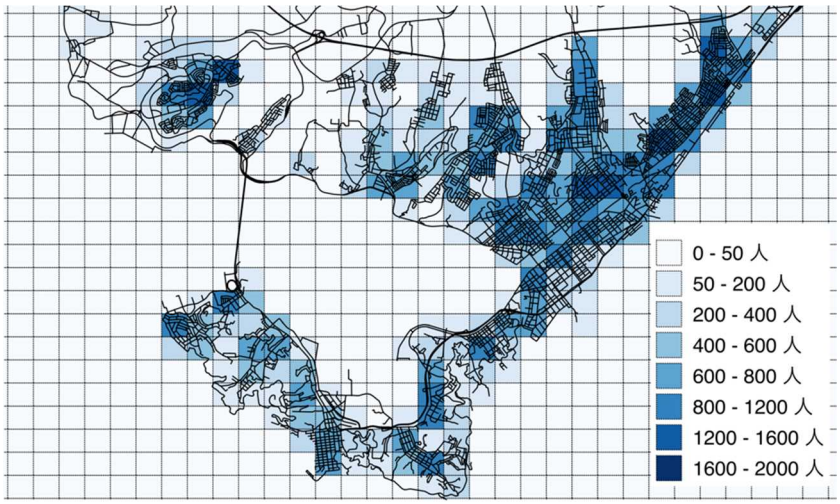


図 3-59 人口が分散するように都市構造が変化する場合の 2030 年の夜間人口分布設定

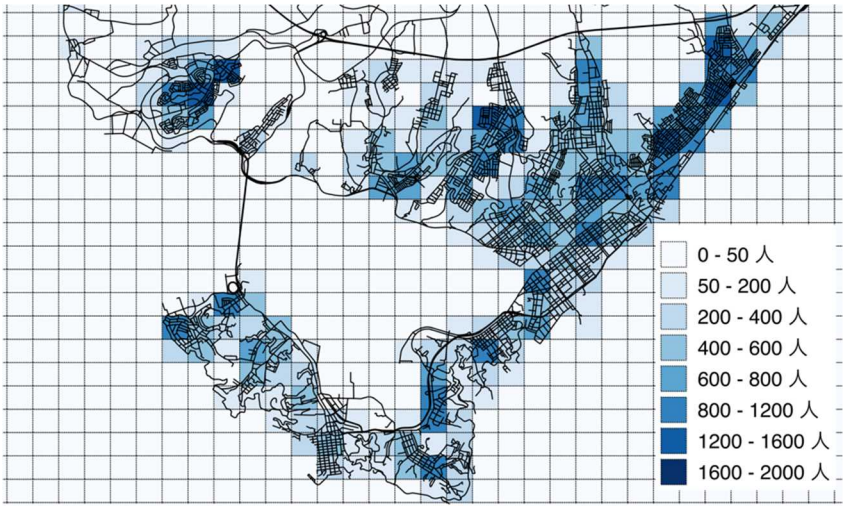


図 3-60 人口が分散するように都市構造が変化する場合の 2040 年の夜間人口分布設定

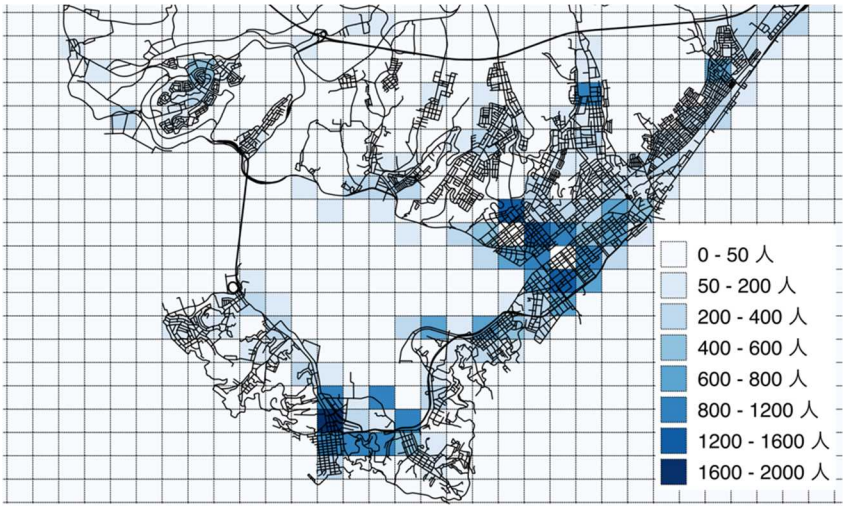


図 3-61 2020 年の従業者数分布設定

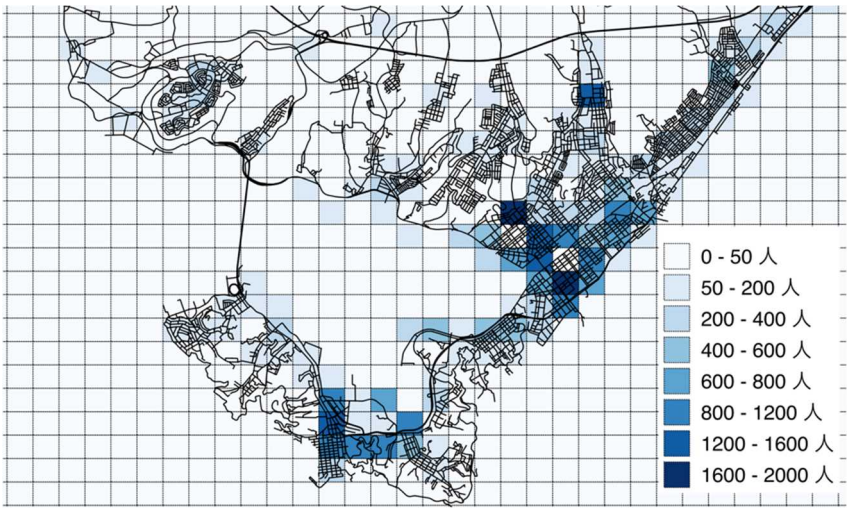


図 3-62 人口が集中するように都市構造が変化する場合の 2030 年の従業者数分布設定

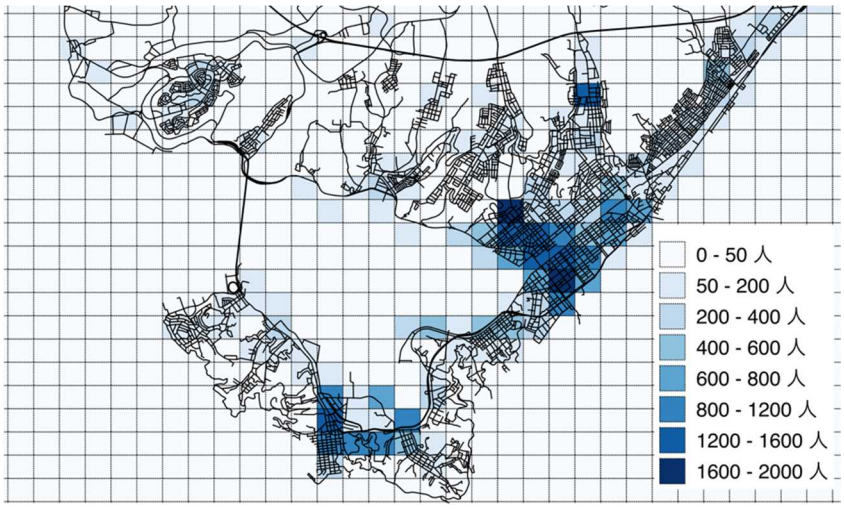


図 3-63 人口が集中するように都市構造が変化する場合の 2040 年の従業者数分布設定

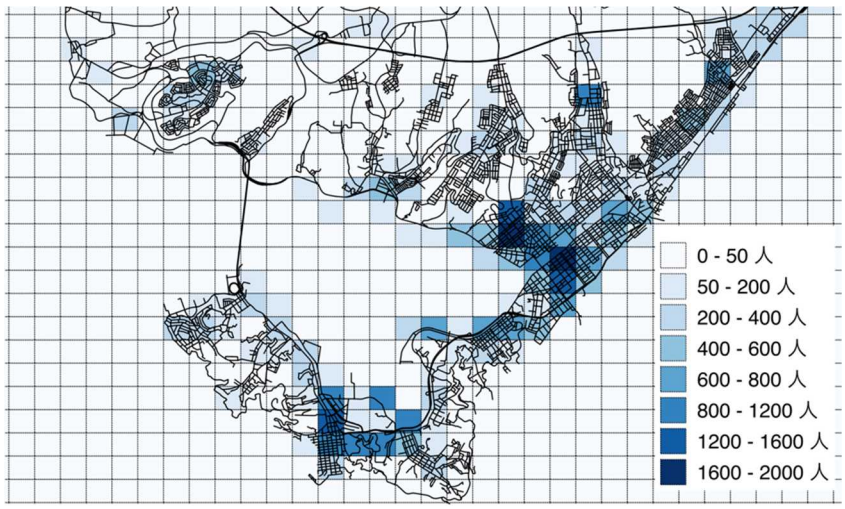


図 3-64 人口が分散するように都市構造が変化する場合の 2030 年の従業者数分布設定

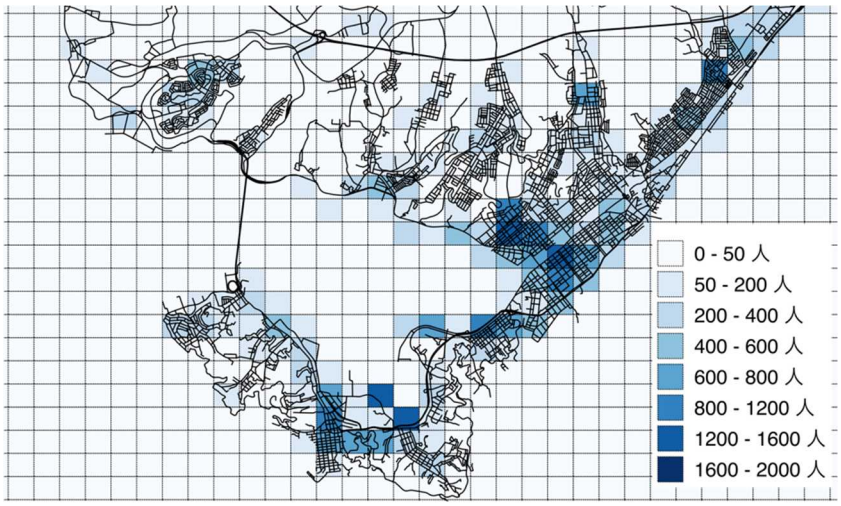


図 3-65 人口が分散するように都市構造が変化する場合の 2040 年の従業者数分布設定

3.3.4 計算結果

全ての計算結果を図 3-66 から図 3-75 に示した。

利用機会基準による配置と利用者数基準による配置は大きく異なる結果となった。このことから、利用者数基準に近い基準で配置を行うと考えられる営利事業者による設置のみでは利用機会基準での最適な配置は行えず、多くの利用者に利用機会を提供するためには計画的な誘導が必要であると考えられる。

また、利用者数基準では人口分布の変化による配置の変化が非常に大きくなっている。これは、無数の配置パターンが僅差で最適配置候補となっており、小さな人口分布変化や計算中のランダムな変化によって配置パターンが大きく入替わるものであると考えられる。つまり、利用者数基準で安定した最適配置を見つけ出すことは難しいと考えられる。以降、利用機会基準による配置について検討する。

利用機会基準での配置結果の年度による差異について見ると、各年度において概ね同じ場所に充電設備が配置されている。また、都市構造の変化シナリオの違いによる差異も小さい。このことから、本検討で想定していないような極端な変化が起こらない限りは最適位置が将来的に大きく変化することは無く、直近の人口分布により計算した配置を使用することで将来的にも最適に近い配置となると考えられる。

利用者として夜間人口を使用した配置と従業者数を使用した配置を比較したものを図 3-76 に示す。ある程度の配置の差異は見られる一方で、概ね同じ位置が最適位置となっている充電設備も多い。このことから、夜間人口と従業者数を同時にカバーする配置もある程度可能であると考えられる。

以上のように最適化および可視化を行うことで、本検討で用いた人口設定に対する最適配

置についての傾向を検討することができた。ただし、本検討で得られた結果は対象地域の特性および人口設定の方法に依存したものである可能性があることに注意が必要である。他の地域における最適配置を検討する場合には、地域ごとに本検討のような最適配置の計算および可視化を行い、その傾向を見極めることが有用であると考えられる。

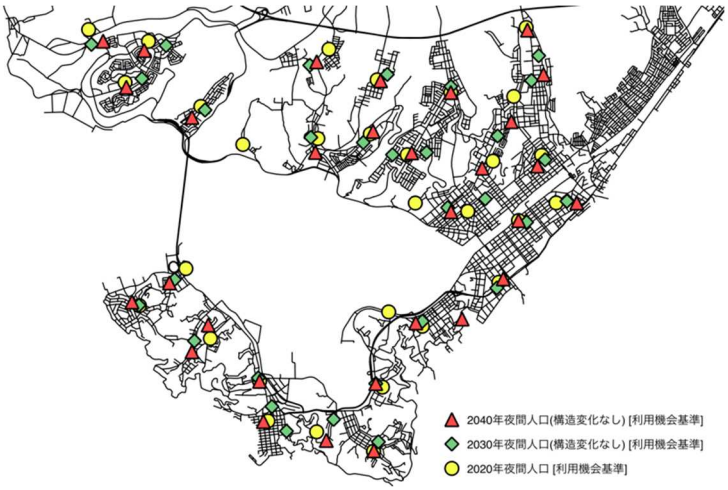


図 3-66 夜間人口による利用機会基準での配置(都市構造が変化しない場合)

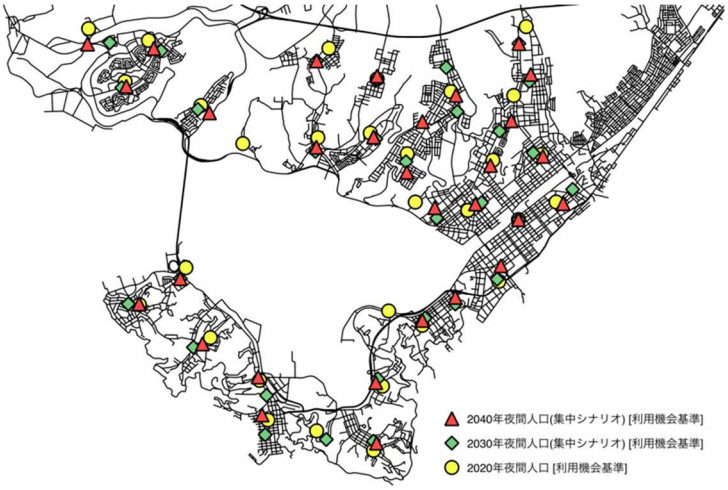


図 3-67 夜間人口による利用機会基準での配置(人口が集中する都市構造変化がある場合)

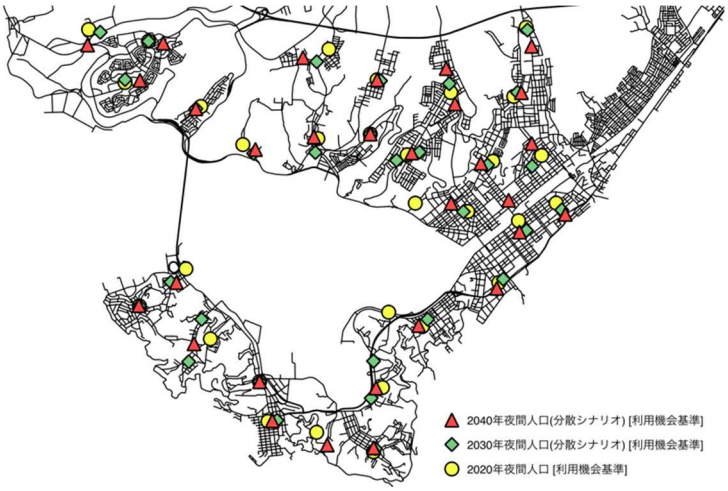


図 3-68 夜間人口による利用機会基準での配置(人口が分散する都市構造変化がある場合)

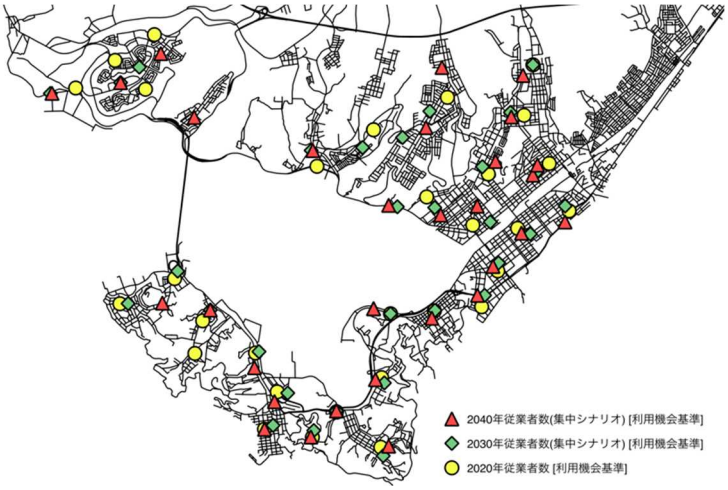


図 3-69 従業員数による利用機会基準での配置(人口が集中する都市構造変化がある場合)

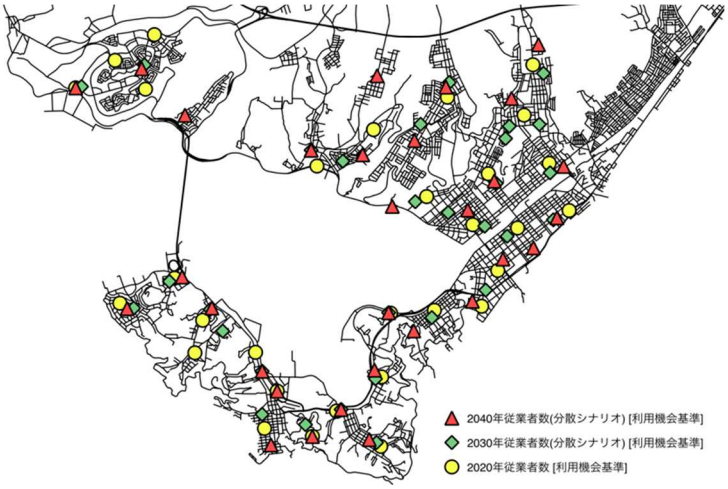


図 3-70 従業員数による利用機会基準での配置(人口が分散する都市構造変化がある場合)

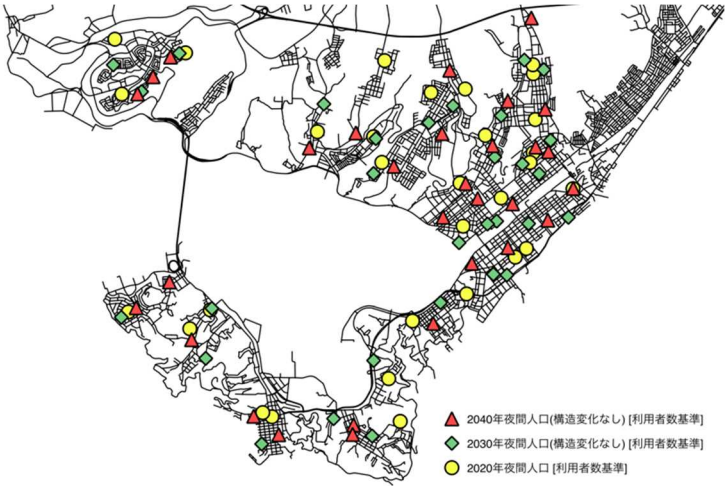


図 3-71 夜間人口による利用者数基準での配置(都市構造が変化しない場合)

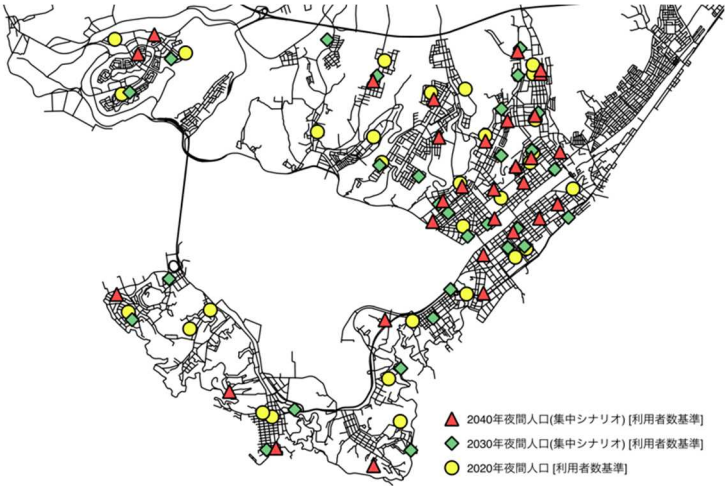


図 3-72 夜間人口による利用者数基準での配置(人口が集中する都市構造変化がある場合)

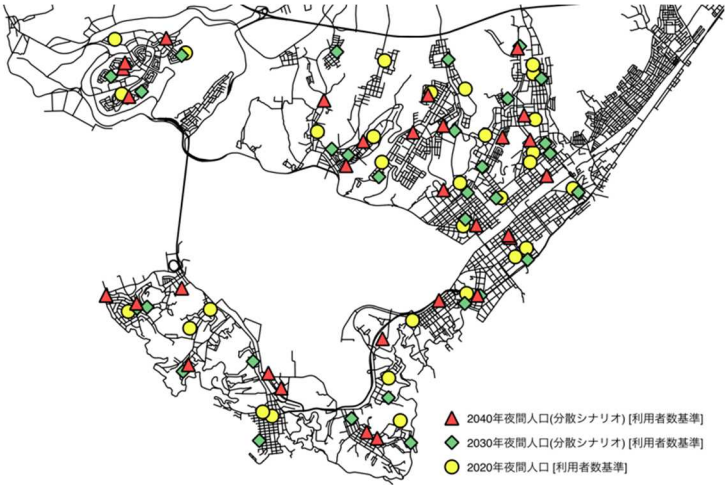


図 3-73 夜間人口による利用者数基準での配置(人口が分散する都市構造変化がある場合)

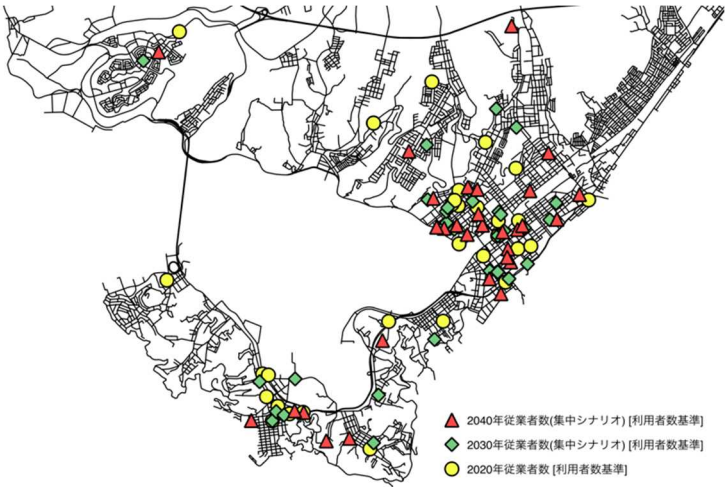


図 3-74 従業員数による利用者数基準での配置(人口が集中する都市構造変化がある場合)

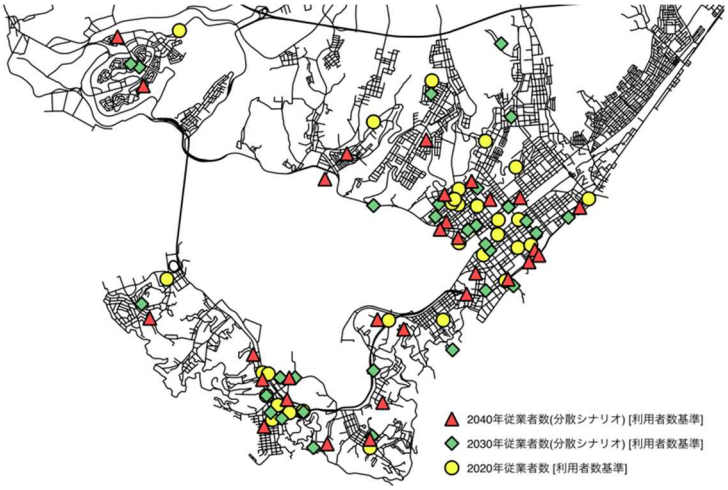


図 3-75 従業員数による利用者数基準での配置(人口が分散する都市構造変化がある場合)

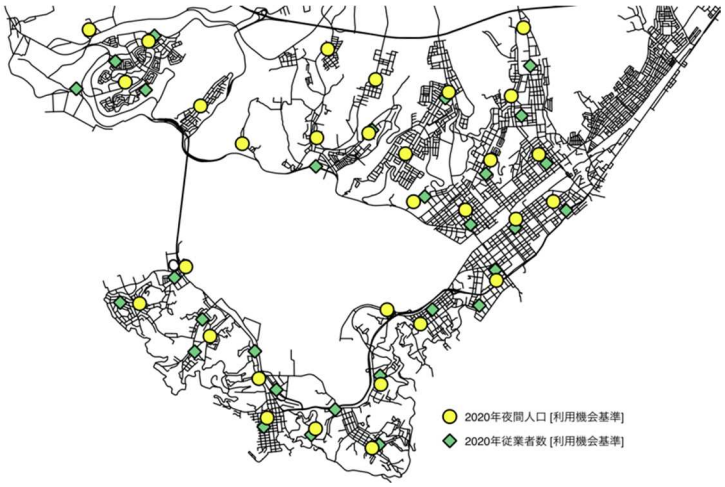


図 3-76 利用機会基準での夜間人口を使用した配置と従業員数を使用した配置の比較

3.3.5 参考文献

1. 一般財団法人日本デジタル道路地図協会「デジタル道路地図データベース 2018 年 3 月版」
2. 国土交通省国土政策局「500m メッシュ単位を基本としたメッシュ別将来人口の試算方法について」http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/datalist/mesh500.pdf (閲覧日: 2019 年 3 月 20 日)
3. 国土交通省国土政策局「国土数値情報 500m メッシュ別将来推計人口（H29 国政局推計）」 http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/ (閲覧日: 2019 年 3 月 20 日)
4. 「政府統計の総合窓口(e-Stat) 2014 年 経済センサス－基礎調査 500m メッシュ 全産業事業所数及び全産業従業者数」https://www.e-stat.go.jp/ (閲覧日: 2019 年 3 月 20 日)

3.4 下水処理施設のデマンドレスポンス資源による系統安定化

ここでは、下水処理施設における電力消費機器に着目し、再生可能エネルギーが大量に導入された場合の系統安定化対策としての活用可能性を検討した。具体的には、既往研究によるデマンドレスポンス資源のポテンシャルを把握しつつ、実際の下水処理施設を対象として、主に太陽光発電の出力抑制が実施される時間帯にどの程度負荷をシフト可能か、時間別の電力負荷をもとに分析を行った。さらに、デマンドレスポンス資源として定着させる上での課題と必要な施策について検討した。

3.4.1 既往研究におけるデマンドレスポンス資源のポテンシャル

デマンドレスポンス資源としての下水道施設の活用可能性については、平成 26 年電力中央研究所報告書（再生可能エネルギー電源大量連系に対応するアランシラリーサービス型デマンドレスポンスの導入可能性の検討）において、検討が行われている。また、そこでの検討内容も参考にしつつ、本業務における過年度調査（平成 28 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査）においては、電力システムに再生可能エネルギーを大量導入する際のデマンドレスポンスの役割に着目し、各デマンドレスポンス資源候補の特徴整理と有望性の評価、及びポテンシャル推計を実施している。

ここでは、本業務における過年度調査において推計された下水道施設のデマンドレスポンス資源としてのポテンシャルについて改めて整理を行う。

(1) 下水道事業のエネルギー使用状況

下水道事業のプロセスフロー例を図 3-77 に示す。下水道事業のプロセスは、大きく「ポンプ（汚水の運搬）」「水処理」「汚泥処理」に分けられる。

下水道のエネルギー消費構造は、原油換算して比較した場合、そのほとんどが電力となる。また、下水道統計に示されている 4 つの施設（管理、ポンプ、水処理、汚泥処理）で分類すると、水処理と汚泥処理が占める割合が高い（図 3-78）。本内訳は、焼却施設の有無等により異なる。

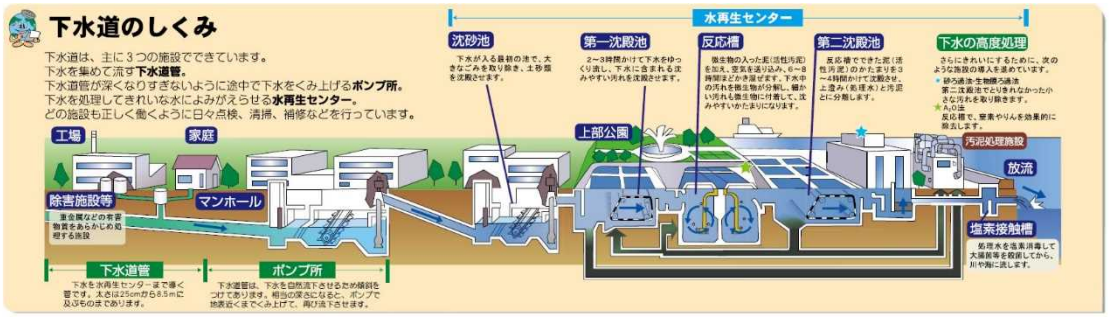


図 3-77 下水処理場のプロセスフロー例

出所）下水道のしくみ（東京都下水道局）

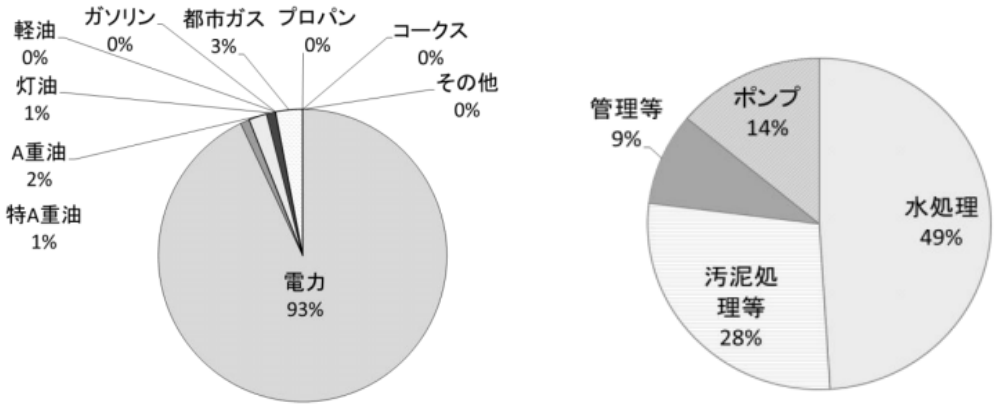


図 3-78 下水処理場のエネルギー消費構造（原油換算比較）
（左：エネルギー種別の消費量の割合、右：施設別のエネルギー消費量の割合）

出所）環境省「下水道における地球温暖化対策マニュアル 下水道部門における温室効果ガス排出抑制等指針の解説」（2016 年）

(2) 下水道事業におけるデマンドレスポンスのポテンシャル推計

下水処理量は日毎・時間毎・天気毎に変動するが、最大の電力消費プロセスである水処理は可能な限り一定量となるよう運転しているため、時間帯別の電力使用量の差は大きくないものの、貯留能力を用いたピークシフトは可能であると考えられている。

下水道事業においてデマンドレスポンスを行うメリットとしては、季節・平日休日に依らず、調整資源が利用可能であることが挙げられる。ただし、合流式下水道の場合、雨天時は処理水量が増えるため、ポンプを停止する需要抑制は使えない可能性がある。

一方、デメリットとしては、ポンプ発停止頻度が増えることで、機器寿命やメンテナンスに影響を与えかねないこと、水処理場の作業環境や放流水の水質へ影響を与える可能性があることが挙げられる。

上記の状況を踏まえると、下水道事業においては、「汚水ポンプ」「汚泥処理設備」「中継ポンプ」において運転時間帯のシフトが可能性について検討することができる。

以下では、過年度業務において推計された各設備のデマンドレスポンスのポテンシャルを示す。

a. 汚水ポンプ（需要抑制・造成）

＜考え方＞
デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)

＝ 場内ポンプ電力消費量※1(kWh/年)÷稼働時間※2(h/年)＝11.2 万 kW※3（90kW/事業所）

＜参照値＞
※1　全国計で 9.8 億 kWh/年（下水道統計より）
※2　8,760h/年（24h×365 日）
※3　1,246 事業所（下水道統計より）

* 下水道統計については平成 22 年度～平成 26 年度の平均値を参照した。

b. 汚泥処理設備（需要抑制・造成）

＜考え方＞
デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)

＝ $\Sigma_{\text{中小事業所}}$※1（汚泥処理電力消費量※2(kWh/年)÷平均稼働時間※3(h/年)）＝19.4 万 kW※4
（159kW/事業所）

＜参照値＞
※1　中小事業所の定義は、以下のとおり定めた。
① 汚泥焼却設備なし
② 汚泥脱水設備の稼働時間 10 時間未満（非稼動の事業所を除く
※2　対象事業所の全国計は 2.8 億 kWh/年（下水道統計より）
※3　3.8(h/日)×365 日（3.8(h/日)は下水道統計における対象事業所の全国平均より）
※4　1,218 事業所（下水道統計より）
* 下水道統計については平成 22 年度～平成 26 年度の平均値を参照した。

c. ポンプ場施設（需要抑制・造成）

＜考え方＞ デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)

＝ ポンプ場電力消費量※1(kWh/年)÷稼働時間※2(h/年)＝8.3 万 kW※3（23kW/事業所）

＜参照値＞
※1　全国計で 7.2 億 kWh/年（下水道統計より）
※2　8,760h/年（24h×365 日）
※3　3,551 事業所（下水道統計より）
* 下水道統計については平成 22 年度～平成 26 年度の平均値を参照した。

3.4.2 下水処理施設を対象とした負荷シフトに関する分析

既往研究においても下水処理場におけるデマンドレスポンスのポテンシャル推計が行われているものの、本年度は、下水処理施設の実際の稼働状況や設備の特性に即したポテンシャルの検討を行うため、実際に稼働中の下水処理施設を対象に、電力の使用状況に関するデータの提供を受けるとともに、さらにデマンドレスポンスの実施可能性に関するヒアリングを行い、電力使用状況に関する分析とそれに基づくデマンドレスポンスのポテンシャル推計を試みた。

(1) 対象施設における汚水処理フロー

当該施設では、一般的な下水処理場と同様、水処理工程、汚泥処理工程によって下水を浄化している。ただし、汚泥処理工程において、汚泥の減量の際に発生する消化ガスをバイオガス発電に利用する取り組みや、脱水汚泥をたい肥化する取り組みなどを積極的に行なっており、環境に配慮しているとして高く評価されている施設である。また、地域産業に貢献するため、放流水の窒素濃度を季節ごとに調節する「季別運転」を実施している。

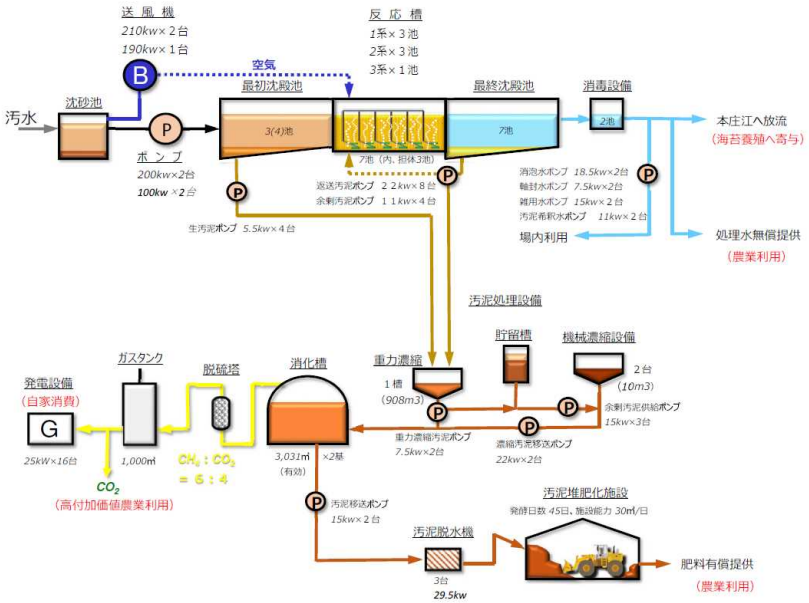


図 3-79 ヒアリング対象施設における下水処理フロー図

出所）ヒアリング先施設提供資料

(2) 対象施設におけるデマンドレスポンスのポテンシャル推計

一般的に、下水処理場内で主に電力を消費する工程には、流入下水をくみ上げ、汚泥を分離したうえで放流できる水質に処理する「水処理工程」、流入水に含まれる汚泥を消化及び脱水させる「汚泥処理工程」の 2 工程がある。これらの工程で電力を消費する設備のうち、デマンドレスポンスの可能性が期待できるものとしては、流入下水をくみ上げる汚水ポンプと、汚泥処理工程で使用される処理関連設備が挙げられ、先に紹介した既存研究においてもポテンシャルの推計が行われている。

今回ヒアリングを実施した施設においても、水処理工程で使用する機器と、汚泥処理工程

で使用する機器それぞれについて、デマンドレスポンスの可能性について調査を行い、特に汚水ポンプについては、時間帯別の使用状況に関するデータに基づき、定量的なポテンシャル分析を試みた。

1) 対象施設における各下水処理工程のデマンドレスポンス実現性

当該施設の水処理工程で主に電力消費がある機器は、流入下水をくみ上げる主ポンプ（汚水ポンプ）、反応槽に空気を送る送風機の 2 種である。主ポンプは、下水の流入量によって使用台数を変えることはあるものの、流入下水はできる限り即時処理することとなっているため、センター内で流入下水を溜めて、ある時間帯にポンプを集中的に稼働させるといった対応は難しいとのことであった。なお、下水処理能力に余裕のある施設であれば、施設内に貯留するスペースは確保できるものの、施設の腐食につながる恐れがあるため、実際に施設内で貯留することは難しいという指摘もあった。

ただし、センター内に流入する前の下水管はバッファーの役割を果たしており、ゲートの開け閉めによってそのときセンターで処理可能な量を流入させているため、下水管の貯留機能による間接的な主ポンプの稼働調整の可能性は考えられる。送風機は、夏場は 2 台、冬場は 1 台を基本的に常時運転させているため、時間帯別の稼働負荷調整は難しいとのことであった。

汚泥処理工程で主に電力消費がある機器は、汚泥を脱水する濃縮設備、汚泥を減量させる消化タンク、汚泥をさらに脱水する遠心脱水機の 3 種である。このうち濃縮設備は流入する汚泥量に対応して稼働するため時間調整が難しく、遠心脱水機は基本的に常時稼働しているため、デマンドレスポンスには適さないとのことであった。消化タンクは、現在 2 台あるうち現在 1 台のみでほぼ全ての処理を賄えているため、2 台目をバッファーとして機能させることで、ある時間帯の稼働を増やすことはできるかもしれないが、その時間帯のガス発生量が多くなり設備の内圧が上がる、連携するたい肥化施設の負荷が偏る、といった影響も生じると考えられ、実際に稼働調整が可能かどうかについては慎重な検討が必要である。

当該施設は、処理能力と流入下水量のバランスがとれており、稼働率が高いため、稼働調整の余力が少ないが、処理設備自体の稼働に全体的に余裕がある施設であれば、よりデマンドレスポンス対応の可能性は高いことも考えられるとの意見も得られた。

2) 主要設備の電力負荷パターン

水処理工程において稼働する、主ポンプ、及び送風機については、1 時間ごとの電力使用量データが得られたため、電力負荷パターンについて分析を行った。

一日の基本的なパターンとしては、夜間と朝の水の需要ピークに対して 2 時間程度遅れて流入カーブが発生し、さらに少し遅れる形で、下水をくみ上げる主ポンプの稼働カーブが発生する。なお、下水流入とポンプの時間帯別稼働カーブの形状は、基本的に年間を通して大きな違いはないとのヒアリング結果に基づき、例として図 3-80 に 5 月の値を示した。

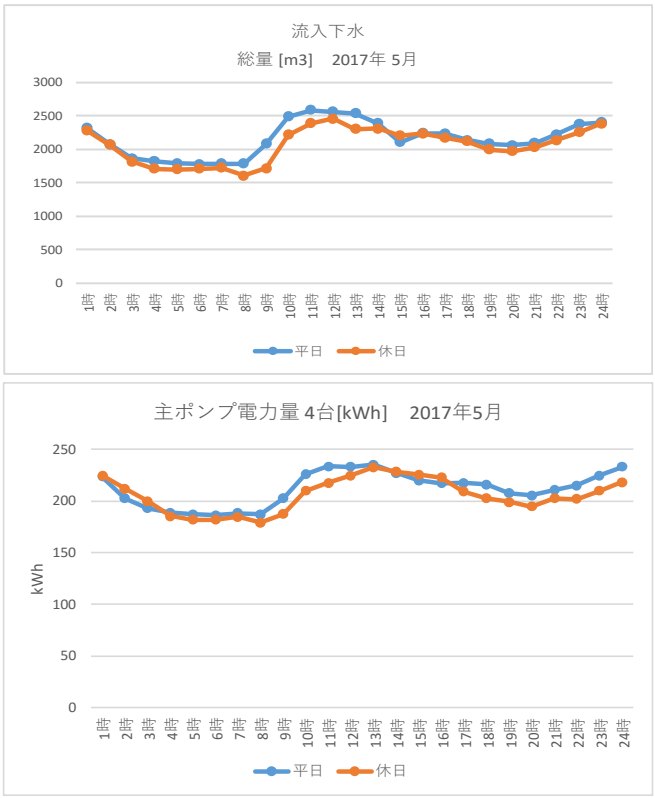


図 3-80　流入下水と主ポンプ電力使用量の時間帯別推移（5 月平均）

また、季節ごとの主ポンプ、送風機の電力使用量を分析したところ、先にも述べたとおり、送風機は基本的に定常稼働のためほとんどの季節で時間帯による大きな変動はみられなかった（図 3-81 右）。

一方、主ポンプは、年間を通じて比較的休日の稼働が小さい傾向にある。これは、当該施設の対象地域において、下水流入量が平日に比べて休日の方が少ないことに起因する。また、当該施設では、季別運転を行っているため、処理能力を高める夏場の方が電力使用量が大きい傾向にある（図 3-81 左）。

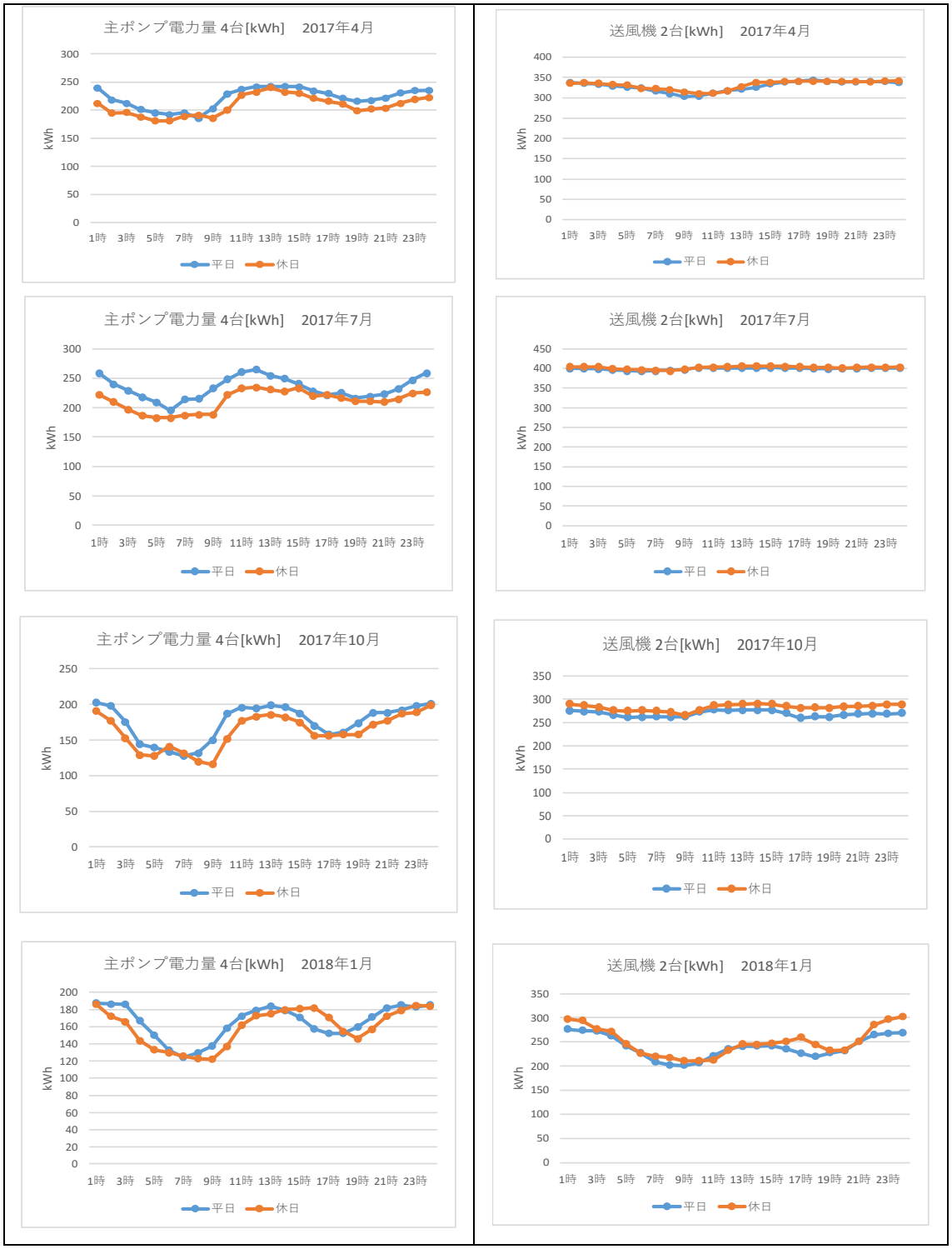


図 3-81 主要設備における季節ごとの電力消費量（4 月・7 月・10 月・1 月）
（左：主ポンプ 4 台 / 右：送風機 2 台）

3) 負荷シフトのポテンシャル分析

ヒアリング結果、及び主要設備の電力負荷パターン分析結果によると、当該施設では平日に比べて休日の流入下水量が少ない傾向にあり、休日のポンプ稼働には比較的余裕があることがわかった。従って、休前日から休日早朝の間に、流入下水を下水管内に溜めておくことができれば、太陽光発電量ピーク時間帯（9 時から 16 時）のポンプ稼働を平日並みに高めることによるデマンドレスポンス対応が可能と考えられる。

太陽光発電ピーク時間帯における一日当たりの主ポンプ電力使用量の年間平均値（図 3-82）を平日と休日で比較すると、特に 9 時から 14 時にかけては平日の方が電力使用量が大きい傾向にあることがわかる。仮に、9 時から 16 時の電力使用量の差に基づき、年間のデマンドレスポンスのポテンシャルを推計すると表 3-18 のとおりとなり、当該施設では 5,691kWh の電力需要をシフトできる可能性があると考えられる。

ただし、分流式の処理施設であっても降水量などの影響による流入下水量の変動に伴い、ポンプの稼働状況が変動すると考えられる。例えば、対象地域の 2017 年度における 1 時間毎の降水量データ（気象庁）において、1 ㎜以上の降水があった時間の 2 時間後の時間帯とその他の時間帯の主ポンプ電力使用量を比較すると、図 3-83 のとおりとなり、前者の方が全体的に電力使用量が大きいことがわかる。従って、毎休日定常的にデマンドレスポンスを行うことは難しく、実際に対応を求めるには、気象予報データ等を踏まえた管理・運用方法に関する慎重な検討が必要となる。

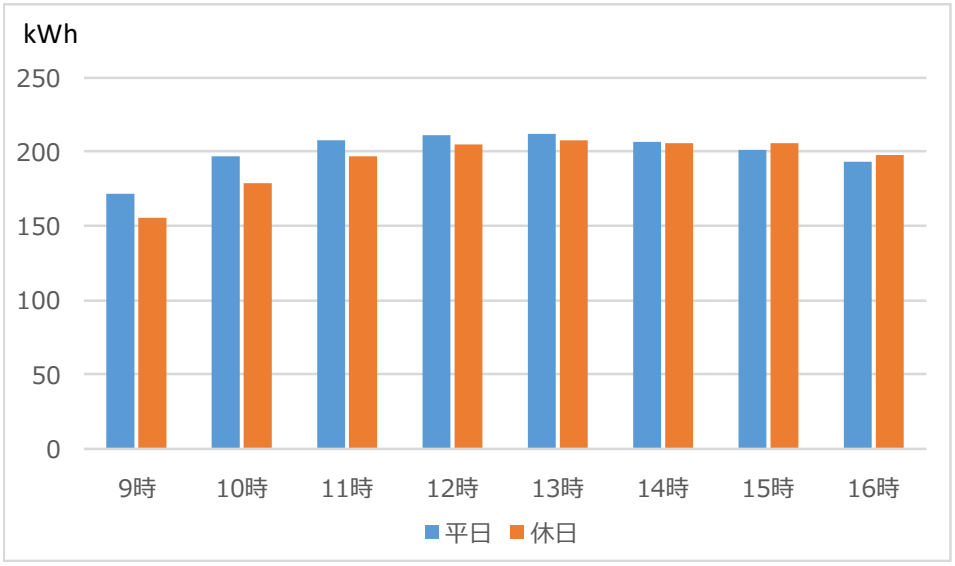


図 3-82　太陽光発電ピーク時間帯における主ポンプ電力消費量（年間平均）

表 3-18　主ポンプ設備の平休日稼働差に基づくデマンドレスポンスポテンシャル推計

太陽光発電ピーク時間帯の平休日電力消費量の差（1 日当たり）	48.2kWh
年間土日祝日日数（2017 年度）	118
1 年間のデマンドレスポンス・ポテンシャル推計値（kWh）	5,691kWh

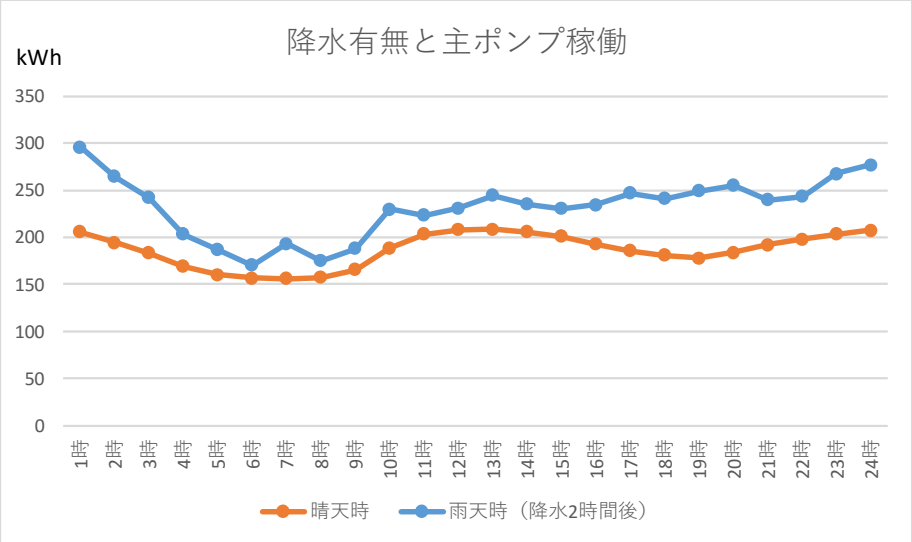


図 3-83　降水の有無と主ポンプ電力使用量の関係（年間平均）

(3) 全国の下水処理施設におけるデマンドレスポンスのポテンシャル推計

ヒアリング対象施設における、平休日の太陽光発電ピーク時間帯における稼働差に基づくデマンドレスポンスのポテンシャルの推計結果に基づき、全国の下水道施設における年間のポテンシャルを推計したところ、およそ 415 万 kWh との推計結果が得られた。

＜考え方＞
デマンドレスポンス・ポテンシャル (kWh)

＝$\Sigma_{\text{下水処理施設 i}}$※1（（平休日稼働差ポテンシャル推計値※2(kWh/年)÷平均処理水量※3(㎥/日)）
×下水処理施設 i の日平均処理水量(㎥/日)）

＝4,151,658 (kWh/年)

＜参照値＞
※1　下水道統計平成 27 年に掲載の全下水処理施設
※2　5691kWh/年
※3　49,414 ㎥/日

一方、太陽光発電の導入が進んだことにより、頻繁に出力制御が行われるようになった九州電力では、2018 年 10 月 12 日から 3 月 22 日までの間に、九州本土エリアに対して最大余剰電力発生時刻で平均およそ 100 万 kW 前後の出力制御の指令を出している。さらに、これまでで最も出力制御量が多かった日（2019 年 3 月 17 日）では、最大余剰電力発生時刻に 180 万 kW の出力制御が発生している（2019 年 3 月 22 日時点）。

従って、本調査におけるポテンシャル値では、全体の出力制御量を減少させる効果としては小さいと考えられる。また、本結果は、全国の施設において休日の方が稼働率が低いとの想定に基づくものであり、実状況に即しているかどうかについては、今後詳細な調査が必要とされる。

3.4.3 まとめと今後の課題

既往研究の整理結果、ヒアリング及びデータ分析結果から考察すると、下水処理施設を対象としたデマンドレスポンスについては、以下のパターンがとり得ると考えられる。

① 平休日で処理量に差がある場合（休日に余裕がある場合）に、日中に平日並みの処理が出来るよう管内貯留を活用する
② 平休日を問わず、処理能力に余裕がある場合に、日中の処理量を多くして電力需要創出する（これも原則管内貯留の活用）
③ 下水汚泥処理の過程で、汚泥脱水設備の稼動時間が 1 日の間で限定的である場合に、極力日中に稼動させる

本調査では、上記のうち①に着目し、ヒアリング対象施設における平日と休日の平均稼働差によるポテンシャル推計と、その結果に基づく全国大のポテンシャル推計を行ったが、この取り組みのみではポテンシャル量は限定的であった。ただし、実際には下水処理施設ごとの設備の使用状況や、下水の流入パターンによって、デマンドレスポンスのポテンシャルは

それぞれ異なると考えられる。

また、②に示したように、処理能力に余裕のある施設では、平休日に関わらず、下水管の貯留機能等を用いた水処理工程の稼働調整や、③に示したような汚泥処理設備の稼働調整も検討できる可能性もある。これらについて、より詳細な推計を行うためには、各施設における時間帯ごとの設備使用状況や、下水流入パターン、下水管のキャパシティ等に関するデータが必要となる。

また、実際に稼働シフトを実施する場合、晴天時と雨天時により異なる対応が必要となると考えられるため、天候（特に雨量）の正確な予測や、運用体制面での負担等についての検討が必要である。

さらに、一般的には電力料金は年間のピーク需要（kW）に基づき基本料金が定められるため、デマンドレスポンスによってピーク需要が増えて基本料金が上昇することは敬遠されると考えられる。また、夜間需要を日中にシフトさせる場合は、夜間と日中の従量料金単価がリアルタイムでの卸電力価格を反映したものであることが必要となる。このように、下水処理施設側にデマンドレスポンスを期待する場合、適切な電力料金メニューの設計が必要となる。

4. 系統強化方策及びディ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

4.1 分析目的と用いたモデルの概要

本章では、需要能動化の資源として家庭用ヒートポンプ給湯機と電気自動車に着目し、まず 2030 年を対象として世帯単位で自家消費率の向上にどの程度寄与するか、評価モデルを構築して分析を行った。さらに、平成 29 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（以下、平成 29 年度調査、とする。）にて用いた電力需給モデルを用いて、2040 年を対象に需要能動化が太陽光発電と風力発電の電力量の抑制回避に与える影響を分析した。以下に、それぞれのモデルの概要について示す。

4.1.1 住宅用 PV システム経済性評価モデル

住宅用 PV システム経済性評価モデルの概要を図 4-1 に示す。

住宅用 PV の導入先の住宅のシステム構成（ヒートポンプ式給湯機（以下、HP）の有無、電気自動車（以下、EV）の有無等）に応じて、住宅単体の電力需給バランスの確保を制約として、住宅用太陽光及び HP、EV の最適な（最も経済性が高くなる）運用パターンを推定するモデルであり、本モデルを用いることで最適な運用パターン時における住宅用太陽光発電の自家消費率や比較対象システムに対するランニングメリット、投資回収年数等が評価可能となる。

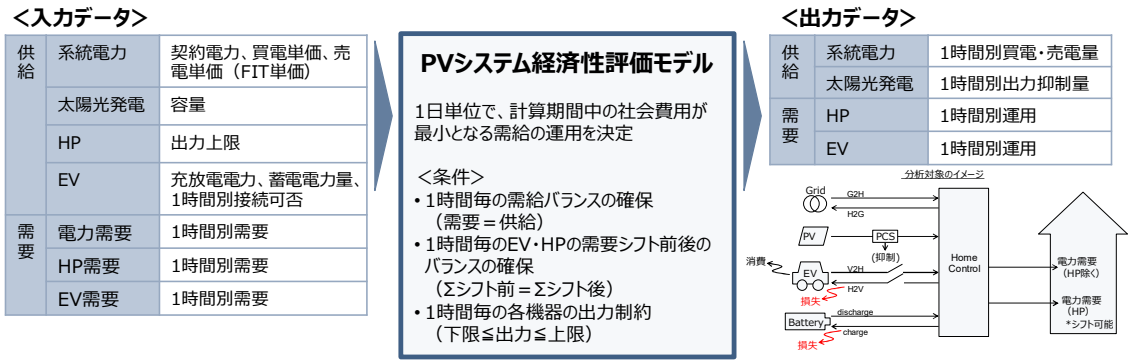


図 4-1　需要能動化を考慮した住宅 PV システムの経済性評価の概要

(1) 住宅用 PV システムのモデル化

住宅用 PV システム経済性評価モデル中で想定する、住宅用 PV システム構成は図 4-2 のとおりである。系統受電と太陽光発電による電力を、蓄電池および EV による充放電を最適運用しながら EV 走行需要と電力需要で消費するモデルである。

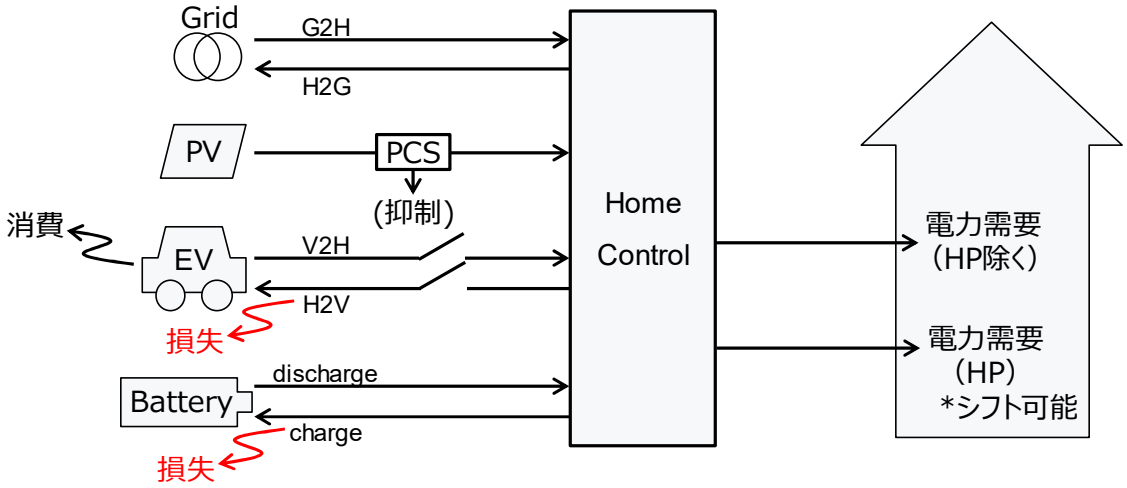


図 4-2　住宅用 PV システム構成

(2) EV 走行需要パターン

EV 走行需要パターンについては、図 4-3 に示す岩船(2018)を採用した。本論文では、OD 調査の 24 時間×平休日別の走行データを元にクラスタリングを行い、平日・休日ごとに 5 つのクラスタに分類し、走行パターンを推計している。

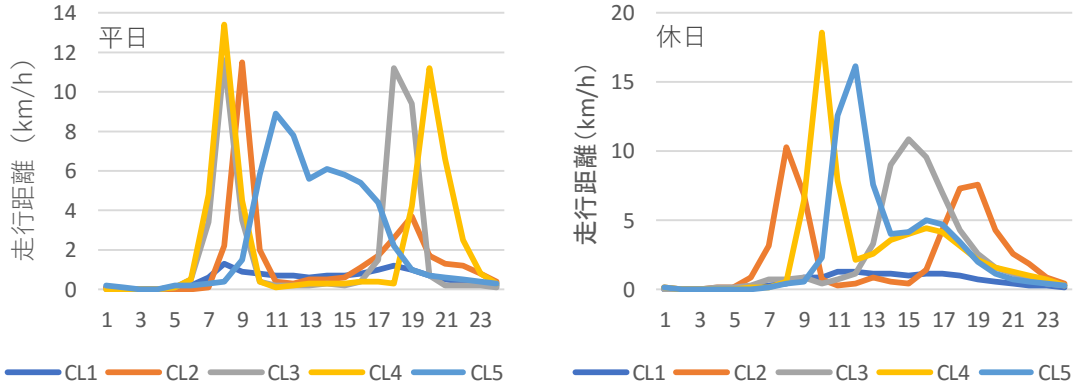


図 4-3　各クラスタの EV 走行需要

出所）岩船・荻本・宇田川「2050 年の電気自動車走行需要に関する検討」第 37 回エネルギー・資源学会研究発表会（2018）

図 4-3 のデータをそのまま採用すると、走行パターンが年間で 2 通りと少なく個別の世帯の評価を行うには粗いデータとなってしまう。そこで、住宅用 PV システム経済性評価モデルでは一年間 8760 時間の評価を行うため、各クラスタについて自宅滞在割合が 25%、50%、75%、100%となる時間帯から充放電可能時刻を設定することで、各クラスタについて自宅滞在時間が短い日から自宅滞在時間が長い日の 4 通りの走行パターンを平日と休日それぞれについて設定した。図 4-4 に走行パターンを示す。以降、EV が含まれるシステムの結果として示す値は各クラスタの比率を元に加重平均した結果である。

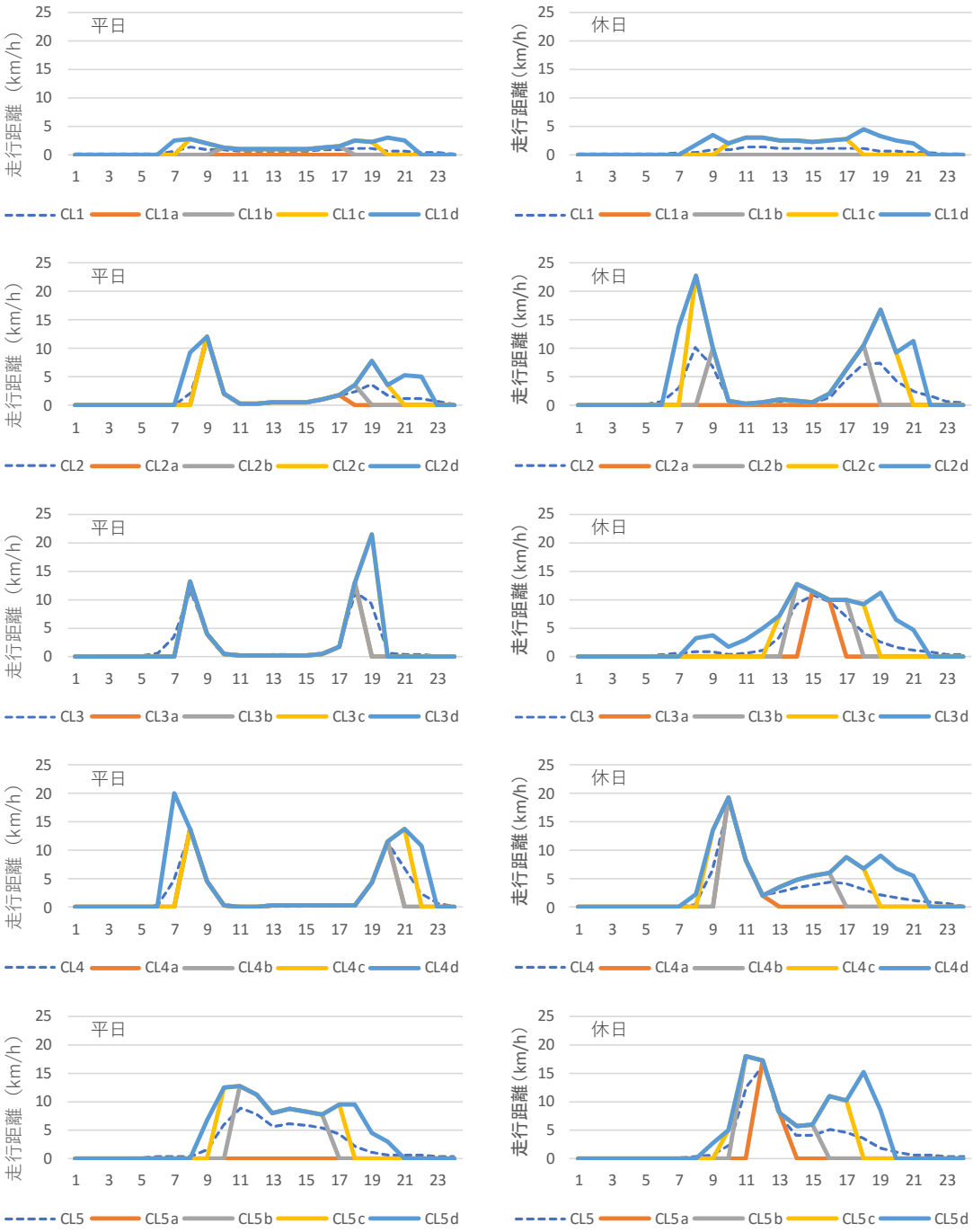


図 4-4　EV 走行需要パターン

(3) 本モデルの主な制約式

住宅用 PV システム経済性評価モデルでは蓄電池および EV による充放電運用を考慮した住宅における電力コストを、数理計画問題上の「混合整数線形計画」問題として定式化（需要の充足を制約条件とした、供給コストの最小化問題）している。

本モデルにおける主な制約式を表 4-1 に示す。

表 4-1　本モデルの主な制約式

	制約式	概念
需給バランス	需給バランスの確保（1 時間毎）	電力需要＝電力供給 電力需要＝電力需要（HP 除く）＋HP 需要 電力供給＝系統買電量－系統売電量＋PV 発電量－PV 出力抑制＋蓄電池放電量－蓄電池充電量＋EV 放電量－EV 放電量
自然変動電源（PV）	出力抑制	PV 出力抑制＜PV 発電量
設備容量	設備制約	各機器の発電量≦各機器の定格出力 各機器の蓄エネ量≦各機器の定格容量
蓄エネ機器（蓄電池・EV）	蓄電池の蓄電バランス	SOC_{t+1}＝SOC_t＋蓄電量$_t$×サイクル効率－放電量$_t$ SOC≦蓄電容量
	EV の蓄電バランス	SOC_{t+1}＝SOC_t＋蓄電量$_t$×サイクル効率－放電量$_t$－EV 走行需要$_t$ SOC≦蓄電容量 蓄電量$_t$≦EV 接続状況（接続時 1、走行時 0）×EV 定格出力 放電量$_t$≦EV 接続状況（接続時 1、走行時 0）×EV 定格出力
	負荷シフトバランス	Σ（1 日）（シフト負荷増－シフト負荷減）＝0 Σ（1 日）（シフト負荷増）≦Σ（1 日）（シフト可能需要）
費用（目的関数）		費用＝系統買電量×買電単価－系統売電量×売電単価

4.1.2 電力需給モデル

(1) 電力需給モデルの概要

電力需給モデルの概要を図 4-5 に示す。本モデルは、平成 29 年度調査で用いたモデルと同一である。

本モデルは、1 時間毎の需給バランスおよび調整力の確保等を制約とした設備の運用計画の最適化モデルである。供給側の入力データとして、国内 10 万 kW 以上の全火力ユニットを個別にモデル化したものの他、原子力発電、水力発電、揚水発電、太陽光発電、風力発電、バイオマス・地熱・小水力発電を供給エリアごと（全国 10 地域）に設備容量や利用率などを用いる。また、需要側の入力データとして、供給エリアごとの需要、連系線容量などを用いる。これらの入力データを元に、発電可変費（燃料費＋変動費）の最小化を、混合整数線形計画（MILP：Mixed Integer Linear Programming）により求解することで、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ことができる。

このような評価は各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り、日本全国大の電力需給バランスを、連系線制約を考慮した上で需給バランスを確保する、経済合理性のある運用をシミュレーションするものである。本評価では、火力発電の起動停止特性、最低出力、部分負荷率を踏まえた運用を模擬しており、需給バランスの他に需要の変動や予測誤差に対応する調整力確保を考慮した、より精緻な評価を行うものである。なお、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・電圧変動等の過渡的な評価を扱うものではない。

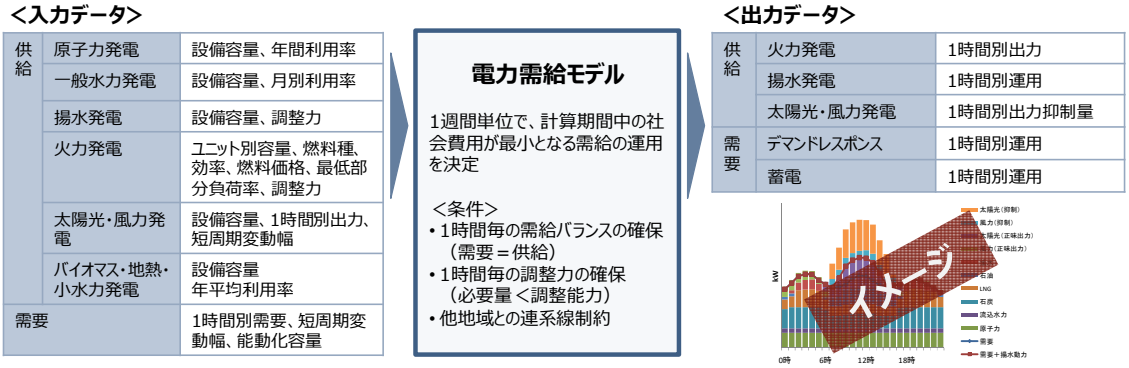


図 4-5　電力需給モデルの概要

上述のとおり、電力需給モデルではユニット毎の起動停止を考慮した需給調整市場・エネルギー市場におけるメリットオーダーを、数理計画問題上の「混合整数線形計画」問題として定式化（需要の充足を制約条件とした、供給コストの最小化問題）している。

数理計画問題のうち、一部の変数が整数（離散変数）となっている問題は「混合整数計画」と呼ばれ、その求解には一般に、連続変数のみによる数理計画問題よりも多くの計算機資源を要する。

ただし近年は、混合整数計画問題のうち、制約式が 1 次関数（線型）のみで表現されている混合整数線形計画（MILP）であれば、最適化エンジン（ソルバー）の開発が進んでおり、本モデルも混合整数線形計画として求解する。

発電ユニットや電力システムが物理的に要求する制約についても、数理計画上の制約式として考慮しており、主な特徴は以下のとおりである。

- 負荷追従速度による制約、連系線容量による制約等
- 揚水発電の運用も最適化の対象としており、揚水容量・貯水量等の制約を満たした上で、一定期間にわたってエネルギー市場での供給コストが最小となるように運用。
- 発電ユニットの起動停止状態を表現するため、このフラグを整数変数として扱い、負荷率が低いときに効率が低下するという関係も、発電ユニットの起動停止状態フラグを用いた上で、消費燃料と負荷率の 1 次式で近似。

(2) 本モデルの主な制約式

電力需給モデルではユニット毎の起動停止を考慮した需給調整市場・エネルギー市場におけるメリットオーダーを、数理計画問題上の「混合整数線形計画」問題として定式化（需要の充足を制約条件とした、供給コストの最小化問題）している。

本モデルにおける主な制約式を表 4-2 に示す。

表 4-2　本モデルの主な制約式

	制約式	概念
需給バランス	需給バランスの確保（1 時間毎）	電力需要＝電力供給 電力需要＝基準需要＋シフト負荷（時間別）＋蓄電量－負荷遮断＋他地域へ 電力供給＝火力・原子力・RES 等発電量－RES 等出力抑制＋放電量－他地域から
	二次調整力（LFC 調整力）の確保	LFC 需要＜LFC 供給 LFC 需要＝電力需要×係数＋RES 発電量×係数 LFC 供給＝運転中火力ユニット毎容量×係数＋（蓄電量＋放電量）×係数＋系統側蓄電池
	三次調整力（運転予備力）の確保	予備力必要量＜予備力供給量（上げ代） 予備力必要量＜予備力供給量（下げ代） 予備力必要量＝電力需要×電力想定誤差＋PV 出力×PV 想定誤差＋WT 出力×WT 想定誤差 予備力供給量（上げ代）＝Σ（運転中火力ユニットの上げ代） ＝Σ{（定格出力－LFC 調整力）－時間別出力} 予備力供給量（下げ代）＝Σ（運転中火力ユニットの下げ代） ＝Σ{時間別出力－（最低出力＋LFC 調整力）}＋PV/WT 出力
火力発電	火力最低出力	ユニット毎発電量 $_t$ ≧ユニット毎容量×最低負荷率 （停止時を除く）
	火力部分負荷効率	火力燃料消費量＝切片＋発電量÷効率 （一次近似）
	起動コスト	電源起動コスト＝ユニット毎起動時フラグ×単価
自然変動電源	出力抑制	RES 等出力抑制＜RES 等出力抑制上限 出力抑制コスト＝RES 等出力抑制×協力単価（今回はゼロと設定）
設備容量	地域間送電の容量制約	（他地域へ＋他地域から）≦送電容量
	設備制約	ユニット毎発電量≦ユニット毎容量
蓄エネルギー・シフト	揚水発電・蓄電バランス	SOC_{t+1}＝SOC_t＋蓄電量 $_t$－放電量 $_t$ SOC≦蓄電容量 蓄電コスト＝（蓄電量＋放電量）×協力単価
	負荷シフトバランス	Σ（1 日）（シフト負荷増－シフト負荷減）＝0 Σ（1 日）（シフト負荷増）≦Σ（1 日）（シフト可能需要） 負荷シフトコスト＝シフト負荷増加×協力単価
費用（目的関数）		費用＝火力燃料消費量×燃料単価＋電源起動コスト ＋CO2 対策単価×CO2 排出総量 ＋出力抑制コスト（今回はゼロと設定）

4.2 需要能動化を考慮した住宅 PV システムの経済性評価

4.2.1 前提条件

(1) 住宅用太陽光発電の設備容量

2030 年度における住宅用太陽光発電の設備容量については、住宅用太陽光発電補助金制度の交付実績データ、固定価格買取制度の導入状況等データ、ZEH 支援事業交付実績データ等に基づき、表 4-3 に示すとおり想定した。

表 4-3　2030 年度における住宅用太陽光発電の設備容量の想定

新築/既築	設備容量	想定の考え方
新築	6.50kW	● 長期エネルギー需給見通し及び地球温暖化対策計画において、2030 年度までに新築住宅の平均で ZEH の実現が目指されていることを踏まえ、現在実施されている ZEH 支援事業対象住宅において採用されている太陽光の平均容量程度になるものと想定。
既築	5.74kW	● 直近（2012～2017 年度）の平均容量の増加傾向が継続するものと想定して設定。なお、直近（2012～2017 年度）の平均容量については以下のデータを参照。 ➢ ～2014 年度：住宅用太陽光発電補助金制度の交付実績データにおける既築の平均設備容量。 ➢ 2015～2017 年度：事業者等へのヒアリング結果より、直近では新築、既築の設備容量はほぼ同水準であるのことを踏まえ、2017 年度については新築・既築ともに固定価格買取制度の導入状況等データにおける住宅用（10kW 未満）全体の設備容量の平均値と想定（2015 年度・2016 年度については線形補間）。

(2) HP、EV、蓄電池

HP、EV の年間電力消費量は表 4-4 に示すとおり想定した。

表 4-4　2030 年度における HP、EV の電力消費量の想定

	電力消費量	想定の考え方
HP	830kWh/台	● 家庭 CO2 統計と効率向上を考慮
EV	852kWh/台	● 長期エネルギー需給見通しから推計

蓄エネ機器は EV のみを想定し、蓄電池は想定せず蓄電池容量をゼロとした。EV の容量は、EV 販売台数 1 位である日産 Leaf の 40kWh を想定した。EV が住宅に接続されている場合における V2H の蓄電池利用では、サイクル効率として 0.9 と想定した。HP の需要シフトに伴う放熱ロスは考慮しない想定とした。

(3) 想定するシステムと発電・需要パターン

住宅用太陽光発電システムの経済性評価にあたり、導入先のシステム構成として HP 及び EV の保有状況に応じて、以下の①～④の 4 パターンを設定し、各システムにおける太陽光の発電及び需要パターンについて表 4-5 に示すとおり想定した。

- システム①：HP 未保有、EV 未保有
- システム②：HP 保有、EV 未保有
- システム③：HP 未保有、EV 保有
- システム④：HP 保有、EV 保有

表 4-5　評価対象システムの想定と評価に用いた発電・需要パターン

評価対象システム	評価に用いた発電・需要パターン
システム① （太陽光のみ）	● 太陽光発電パターン：NEDO の年間時別日射量データベース（METPV-11）を用いて 8,760 時間別の日射量比率を作成。kW あたり発電量（kWh/kW・年）に、PV の設備容量を乗じて、8,760 時間別の発電量データを作成。 ● 電力需要パターン：環境省「平成 25 年度家庭における電力消費量実測調査報告書」（2013 年 9 月）にて実施された電力需要データ（※当該データには HP、EV の需要は含まれていない）のうち首都圏で戸建世帯の 16 世帯の平均で時間推移を作成。年間電力需要が環境省「CO2 統計」（2014 年 10 月～2015 年 9 月実施）より全国平均 4397kWh となるように定数倍することで電力需要データを作成。
システム② （太陽光＋HP）	● 太陽光発電パターン：システム①と同様。 ● 電力需要パターン：システム①と同様。 ● HP 需要パターン：「第 2 回低炭素電力供給システムに関する研究会　新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会資料」（2008 年 10 月）よりパターンを設定。年間消費電力量は家庭 CO2 統計と効率向上を考慮し、830kWh/台となるように補正した。
システム③ （太陽光＋EV）	● 太陽光発電パターン：システム①と同様。 ● 電力需要パターン：システム①と同様。 ● EV 需要パターン：岩船他「2050 年の電気自動車走行需要に関する検討」、第 37 回エネルギー・資源学会研究発表会（2018）より OD 調査の走行データを平日・休日ごとに 5 つのクラスタに類型化した走行パターンを元にパターンを設定（図 4-4）。5 つのクラスタそれぞれで計算後、各クラスタの比率を元に加重平均した結果を採用。年間消費電力量は、5 つのクラスタの加重平均値が長期エネルギー需給見通しから推計した 852kWh/台となるように補正した。
システム④ （太陽光＋HP＋EV）	● 太陽光発電パターン：システム①と同様。 ● 電力需要パターン：システム①と同様。 ● HP 需要パターン：システム②と同様。 ● EV 需要パターン：システム③と同様。

(4) 売電価格

2030 年度における住宅用太陽光発電の売電価格については、FIT 動向に関するシナリオに応じて表 4-6 に示すとおり想定した。

表 4-6　2030 年度における住宅用太陽光発電の売電価格の想定

シナリオ	売電価格	想定の考え方
FIT 早期終了ケース	10.0 円/kWh	● 調達価格等算定委員会「平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見」において掲げられた目標（2025 年に運転開始する平均的な案件で売電価格が卸電力市場価格並み）が 2025 年度に達成し、2026 年度以降は市場売電になるものと想定。市場売電価格は、卒 FIT 住宅用太陽光の買取を表明している事業者の例を参考にと想定。
FIT 買取継続ケース	10.3 円/kWh	● 調達価格等算定委員会「平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見」において掲げられた目標の達成が 2030 年度になるものと想定し、卸電力市場価格並みの売電価格を想定。

(5) 電力料金単価

電力料金単価については、将来の見通しを立てることが困難であることから、現状の各電力会社の料金プラン等を基に表 4-7 に示すとおり想定した。システム①（PV のみ保有（HP、EV いずれも未保有））の世帯では、時間帯にかかわらず一律の単価を想定した。システム②～④（HP、EV のいずれかは保有）の世帯では、オール電化世帯向けの料金メニューを想定し、日中と夜間に分けて単価を設定した。

表 4-7　2030 年度における電力料金単価の想定

評価対象システム	電力料金単価	想定の考え方
システム①	24.4 円/kWh	● 総務省統計局「家計調査報告」第 10 表（1 世帯当たり年間の品目別支出金額，購入数量及び平均価格（二人以上の世帯））、2016 年より想定。
システム② システム③ システム④	日中:31.41 円/kWh 夜間:13.13 円/kWh	● 昼夜の 2 段階料金プラン 7 つ（北海道電力「ドリーム８」、東北電力「よりそう＋ナイト８」、東京電力「夜トク８」、関西電力「時間帯別電灯」、中国電力「エコノミーナイト」、四国電力「時間帯別 e プラン」、沖縄電力「時間帯別電灯」）の平均値より想定。 ● 日中料金は 8-23 時、夜間料金 23-8 時に適用されるものと仮定。

(6) 参考：足元の普及動向

既に太陽光発電を設置している住宅において、HP や EV/PHEV を同時に設置している割合がどの程度か、「平成 29 年度家庭部門の CO2 排出実態統計調査」の個票データを用いて集計を行った。

図 4-6 の左側は、戸建て住宅の PV 保有世帯における機器の組み合わせ別の世帯比率、右側は戸建て住宅の PV 非保有世帯における同じ機器の組み合わせ別の世帯比率を表している。なお、HP に加えて、電気温水器（図中では電温）の負荷シフトの可能性があるものとして取り上げている。

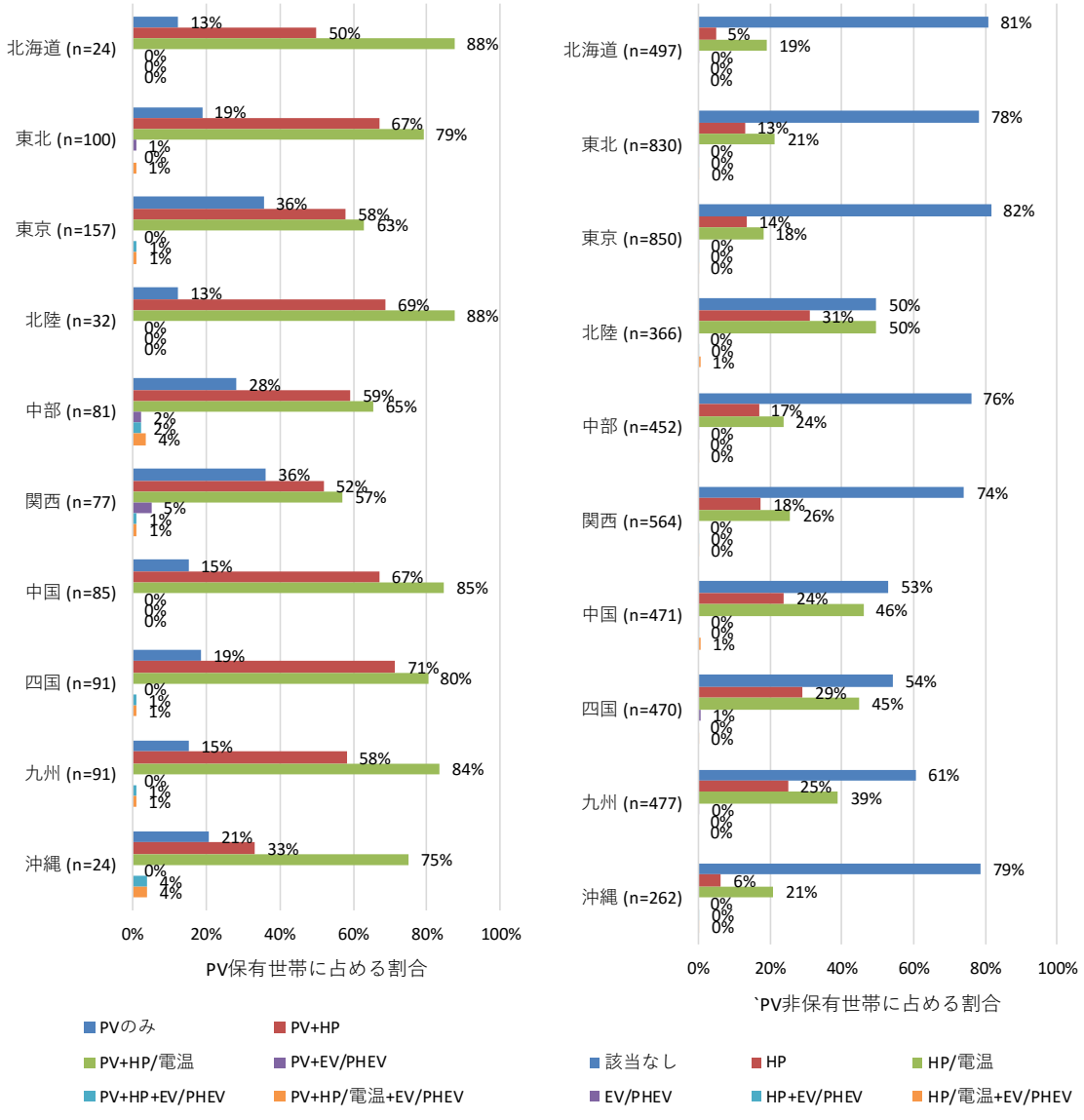


図 4-6　戸建て住宅の PV 保有・非保有世帯それぞれでの機器保有構成比率

PV 保有世帯の場合、HP や電気温水器を同時に保有している割合が、それらを保有していない割合より高い。HP か電気温水器かという点では、エリアによって異なる傾向が見て取れる。PV 非保有世帯の場合は、逆に HP や電気温水器を保有していない割合の方が、そ

れらを保有している割合より高くなっている。

また、戸建て住宅における PV 保有世帯の平均設備容量は図 4-7 のとおり。N 数は図に示した通りであり、必ずしもエリア全体の傾向を表しているものではない点に留意が必要である。

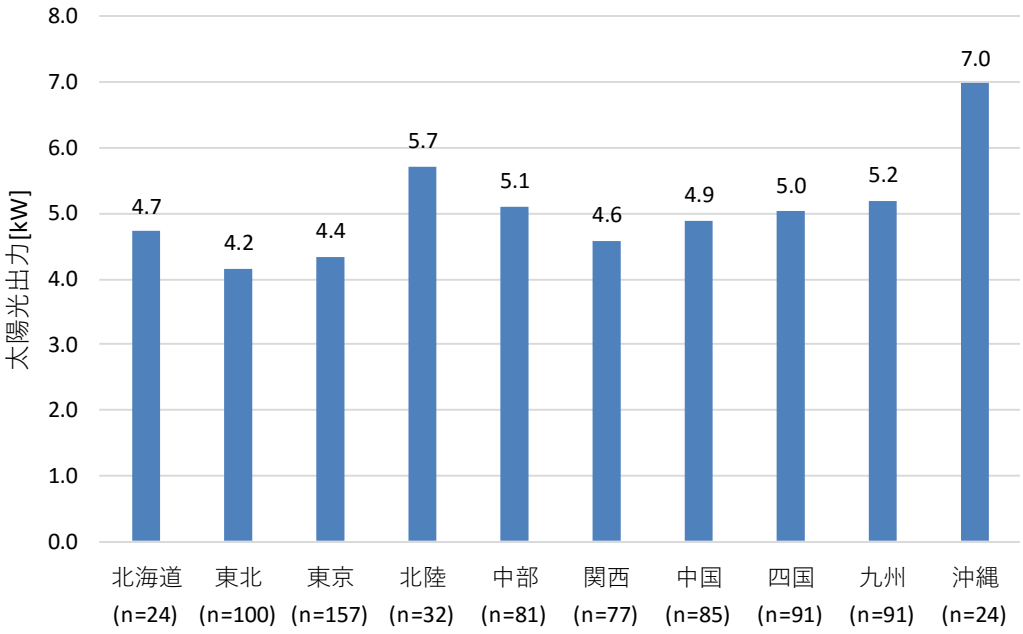


図 4-7　戸建て住宅の PV 保有世帯の平均設備容量

4.2.2 評価結果と今後の課題

評価を実施した条件は、以下の 16 通りである。それぞれについて、EV・HP 導入による自家消費率向上の定量評価、ランニングメリットの定量評価を実施する。

○シナリオ：2 通り FIT 早期終了 ：売電価格 10.0 円/kWh FIT 買取継続 ：売電価格 10.3 円/kWh	×	○住宅：2 通り 新築：PV 6.50kW 既築：PV 5.74kW	×	○システム：4 通り システム①（太陽光のみ） システム②（太陽光＋HP） システム③（太陽光＋EV） システム④（太陽光＋HP＋EV）

図 4-8　住宅用 PV システム経済性評価モデルによる評価条件

各シナリオの自家消費率を表 4-8 に、PV 導入によるランニングメリットを表 4-9 に示す。ここで、PV 導入によるランニングメリットは PV がない場合のランニングコストから PV がある場合のランニングコストを減じた値である。FIT 早期終了シナリオと FIT 買取継続シナリオの結果を比較すると、条件の違いが売電価格 10.0 円/kWh と 10.3 円/kWh のみと差が小さいため、自家消費率結果とランニングメリット結果のどちらも差が小さいものであっ

た。システム間の結果比較をすると、PV のみであるシステム①、HP または EV が追加されたシステム②③、HP と EV が追加されたシステム④と、設備が増えるにしたがって自家消費率が高くなる結果であった。なお、EV なしのシステム①②に比べて EV ありのシステム③④はランニングメリットが小さくなるのは、EV ありで PV なしの条件において日中負荷が大きく V2H を行うメリットが高くなるため、システム①②に比べてランニングメリットが小さい結果となっている。

なお、システム③・④については、4.1.1 住宅用 PV システム経済性評価モデルに記載のとおり、EV の走行パターンについて 5 つのクラスタを設定の上、各クラスタの比率を元に加重平均した結果である。

表 4-8　各シナリオの自家消費率

自家消費率 [%]	新築（PV 6.50kW）				既築（PV 5.74kW）			
	システム① PV	システム② PV+HP	システム③ PV+EV	システム④ PV+HP+EV	システム① PV	システム② PV+HP	システム③ PV+EV	システム④ PV+HP+EV
FIT 早期終了	20.7%	30.4%	32.0%	41.1%	23.0%	33.8%	34.9%	45.0%
FIT 買取継続	20.7%	30.4%	32.0%	41.1%	23.0%	33.8%	34.9%	45.0%

表 4-9　各シナリオの PV 導入によるランニングメリット

ランニングメリット[万円/kW/年]	新築（PV 6.50kW）				既築（PV 5.74kW）			
	システム① PV	システム② PV+HP	システム③ PV+EV	システム④ PV+HP+EV	システム① PV	システム② PV+HP	システム③ PV+EV	システム④ PV+HP+EV
FIT 早期終了	10.1	11.3	10.3	10.6	9.2	10.3	9.4	9.6
FIT 買取継続	10.3	11.5	10.5	10.7	9.3	10.5	9.5	9.7

需給バランスの例として、平日で PV 発電が多い日と少ない日の例を図 4-9 に示す。PV のみのシステム①から、HP が追加されたシステム②、EV が追加されたシステム③、HP と EV が追加されたシステム④と、設備が増えるにしたがって PV 発電を HP や EV の需要に活用していることが分かる。EV 所有のシステム③④については、EV 走行需要が PV 発電時間帯と重なるクラスタ 4 などは系統買電による充電となってしまう。他方、EV 走行需要と PV 発電時間帯がずれているクラスタ 1 や 5 は PV 発電を EV 充電できており、自家消費できており電力の有効活用が図られていることが分かる。また、システム③と④を比べると、HP 所有のシステム④では日中に HP 需要をシフトすることで、EV 走行時の PV 発電を有効活用が図られていることが分かる。

本結果から読み取れる今後の課題としては、自家消費率向上が挙げられる。本評価結果では、EV 所有の需要家は EV 走行パターンによって、自家消費が高くなる場合とそこまで高くならない場合がある。日中の EV 走行時の PV 発電を有効活用するためには、蓄電池や HP による需要シフトなどが対策として考えられる。

また、本モデルの課題としては、PV 発電・電力需要、EV 走行需要などの予測誤差の考慮が挙げられる。本評価ではこれらの予測誤差をゼロとみなして最適化しているため、実運用においては予測誤差などにより自家消費率は低下すると考えられる。

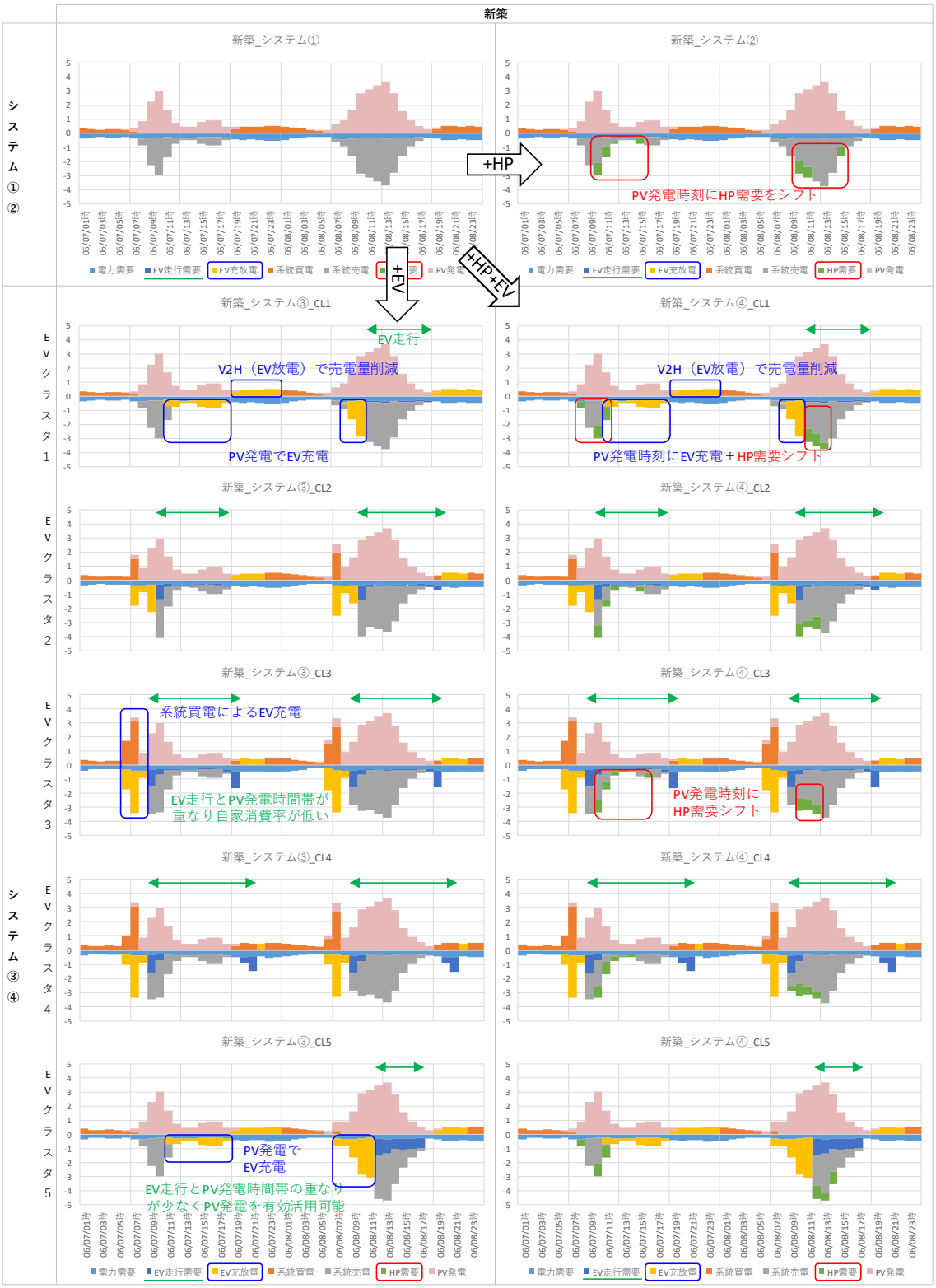


図 4-9　需給バランスの例（FIT 早期終了、新築）

4.3 需要能動化が再生可能エネルギー電力の抑制回避に与える影響評価

4.3.1 前提条件

(1) 再生可能エネルギー

2040 年の太陽光発電と風力発電の導入量については、2.で推計した導入量を採用した。ただし、平置き設置の太陽光については、水上設置と営農設置のみを検討対象としていたため、これら以外の設置について、表 4-10 に示す考え方に基づき設定した。

表 4-10　水上設置と営農設置以外の平置き太陽光の導入量想定

種類	想定
導入済み電源	運転期間延長またはリプレースによって、2040 年時点でも同じ量が存在しているものと仮定した。
認定済未稼動電源	認定済未稼動電源のうち、3 割が実際に稼動し、2040 年時点でも存在しているものと仮定した。
入札対応電源	2019 年度は調達価格等算定委員会の議論を踏まえて 75 万 kW とし、以降、FIT が継続する期間中は毎年 100 万 kW の入札枠と仮定した。 なお、水上設置は今後入札対応電源になると考えらえるため、重複の排除を行った。

太陽光発電と風力発電のエリア別の導入量については、表 4-11 に示す考え方に従って配分を行った。

表 4-11　太陽光発電と風力発電のエリア別導入量の考え方

種類		想定
住宅用太陽光		2018 年 3 月末時点の移行認定量と新規認定量のエリア別比率を用いて、2040 年の導入量を按分した。
非住宅	導入済み	2018 年 3 月末時点のエリア別の移行認定量と新規導入量を採用した。
	認定済未稼動	2018 年 3 月末時点の認定済未稼動量のエリア別比率を用いて按分した。
	入札対応	2018 年 3 月末時点の移行認定量と新規認定量のエリア別比率を用いて按分した。
	自家消費型	商業施設・公共施設・工場等のそれぞれのポテンシャルのエリア別比率を用いて按分した。
	水上設置型	水上設置型のポテンシャル量自体を都道府県別のため池面積をもとに設定しており、そのエリア別ポテンシャル量で按分した。
	営農設置型	営農設置型のポテンシャル量自体を都道府県別の農家数をもとに設定しており、そのエリア別ポテンシャル量で按分した。
風力発電		導入量推計に用いた環境アセスデータ自体が住所情報を有しており、そのエリア別導入量を採用した。

以上の考え方で推計した PV 導入量は、FIT 想定が継続／早期終了、混雑が解消／継続の条件で変わるため、以下に示す 4 通りの推計結果となる。

- FIT 継続×混雑解消（高×高）　　10,894 万 kW（PV 高位）

- FIT 継続×混雑継続（高×低）　10,570 万 kW
- FIT 早期終了×混雑解消（低×高）　9,585 万 kW
- FIT 早期終了×混雑継続（低×低）　9,294 万 kW（PV 中位）

評価は、導入量が最も多い FIT 継続×混雑解消（以下、PV 高位）と、導入量が最も少ない FIT 早期終了×混雑継続（以下、PV 中位）の２通りについて実施する。

太陽光発電と風力発電以外の再生可能エネルギーについては、平成 29 年度調査の 2040 年中位ケースのエリア別導入量を採用した。ただし、水力発電については、平成 22 年度電源開発の概要に記載されている 3 万 kW 以上の一般水力発電所一覧データをもとに、2040 年時点で運転開始後 80 年を経過する比率が全国ベースで 45%存在すること、および当該一覧データの設備容量ベースのカバー率が 56%であることを考慮し、25%は廃止されるものとした。さらに、新規の中小水力発電に関しては、エリア別の需給の状況を勘案し、北海道と北陸エリアには導入されず、他のエリアで追加的に導入されるものとした。

(2) 火力発電

火力発電の想定は、基本的に平成 29 年度調査に同じとした。すなわち、LNG 火力については現存・計画中のもののうち、45 年経過したものは発電効率 63%（発電端 LHV）の同規模のものにリプレースされると想定、石炭火力については現存・計画中のもののうち、45 年経過したものは、休廃止されると想定した。

また、火力発電にはすべて CCS を装備することを想定し、CCS 実施による発電効率低下を考慮するとともに、排出炭素当たり 10,500 円/t-CO_2 と想定して運用におけるコスト最小化（メリットオーダー）を決定した。

(3) 原子力発電

全国の総量については、長期エネルギー需給見通しで想定されている 2030 年の発電電力量と設備利用率（70%）をもとに設備容量を設定した。

エリア別の配分については、2019 年 2 月末時点で現存する（廃炉になっていない）原子力発電の設備容量比率で按分した。

(4) 電力需要

平成 29 年度調査の 2040 年社会経済シナリオ２に同じとした（表 4-12）。

表 4-12　電力需要の想定

2040 年度	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
電力需要 [億 kWh]	278	675	2,683	1,255	263	1,344	519	241	776	86	8,120

(5) 変動と調整力

電力需要、太陽光発電及び風力発電の変動量や予測外れ、それに備える調整力量の想定についても、平成 29 年度調査に同じとした（表 4-13）。

表 4-13　変動量と調整力量の想定

	①　需給バランスの確保	②　二次調整力の確保	③　三次調整力の確保
必要量	数時間前に予測された ・電力需要	数分～十数分単位の ・需要の短周期変動（各時刻需要予測の 3%とする） ・太陽光・風力発電の短周期変動・急な出力増減（太陽光は各時刻出力予測の 10%、風力は設備容量の 10%とする）	十数分～数時間単位の ・需要の予測外れ（各時刻需要予測の4～9%とする） ・太陽光・風力発電の出力予測外れ（太陽光は各時刻出力予測の 17%、風力は設備容量の 19%とする）
確保手段	・火力発電 ・揚水発電 ・蓄電池の充放電 ・ディマンドレスポンス可能需要の調整 ・再生可能エネルギーの出力抑制	・稼働中火力・揚水発電の出力微調整 ・汲み上げ中揚水発電の動力微調整 ・貯水池式・調整池式水力の出力微調整 ・短周期対応用蓄電池の活用	・稼働中火力発電の出力調整 ・長周期対応用の蓄電池活用 ・太陽光・風力発電の出力抑制増加または水素製造設備の稼動増加（下げ代のみ）

システムの柔軟性の確保の手段についても、平成 29 年度調査に同じとした（表 4-14）。

表 4-14　柔軟性の想定

柔軟性技術	想定	需給	二次	三次
火力発電	2040 年度における設置容量がすべて調整力として機能する。	○	○	○
ディマンドレスポンス	2040 年度におけるディマンドレスポンス可能機器の普及量を基に、75%が参加する。※電気自動車は走行パターンを考慮し可能量を想定	○		
蓄電池	2040 年度時点における調整力として必要な量の平均的な値を分析し、稼働率が 80%と想定される量を導入する。	○	○	○
送配電網	必要な整備がなされることを前提とする。	○	○	○
連系線	現在計画されている増強分のみが整備される。	○	○	○

(6) ディマンドレスポンス

家庭用ヒートポンプ給湯機・電気自動車（乗用車のうち、昼間停車の走行パターンのもの）の需要発生タイミングを、電力系統側の要請に従って調整可能と想定した。2040 年度においてはシフト可能機器の 75%がディマンドレスポンス（以下、DR）に対応するとした。

家庭用ヒートポンプ給湯機・電気自動車それぞれの普及台数は、長期エネルギー需給見通

しの想定を採用しつつ、世帯数及び乗用車保有台数の比率でエリア別に按分した。普及台数及び対応量（消費電力量）を表 4-15 に示す。

評価は、DR 機器の需要シフトを認めない場合（以下、DR なし）と、DR 機器の需要シフトを認める場合（以下、DR あり）の２通りについて実施する。

表 4-15　ディマンドレスポンス対応量（消費電力量）の設定

2040 年	消費電力量
家庭用ヒートポンプ給湯機（1400 万台） ディマンドレスポンス可能量	87 億 kWh
電気自動車（887 万台） ディマンドレスポンス可能量	42 億 kWh

(7) 蓄電池

平成 29 年度調査と同様に、調整力として必要な量の平均的な値を分析し、稼働率が 80%と想定される量の蓄電池を配備すると想定した（表 4-16）。

表 4-16　蓄電池量の想定

蓄電池の種類	2040 年	
	PV 高位	PV 低位
需給バランス [万 kWh]	4,792	3,485
二次調整力 [万 kW]	29	14
三次調整力 [万 kW]	436	317

(8) 地域間連系線

北海道本州間連系線については 90 万 kW への増強、東北東京間連系線については 1,028 万 kW への増強、東京中部間連系設備容量については 300 万 kW までの増強が既に計画されており、この増強分を見込んだ上で、運用容量からマージンを除いた量を利用可能容量として想定した。

4.3.2 評価結果

評価を実施した条件は、以下の４通りである。

○PV 導入量：2 通り PV 高位：10,894 万 kW （FIT 継続×混雑解消） PV 低位：9,294 万 kW （FIT 早期終了×混雑継続）	×	○DR 機器：2 通り DR なし： 需要シフトを認めない DR あり： 需要シフトを認める

図 4-10　電力需給モデルによる評価条件

太陽光および風力の地域別抑制率および抑制後発電量を表 4-17 に、太陽光の地域別・月別抑制率を図 4-11 に、風力の地域別・月別抑制率を図 4-12 に示す。地域別・月別に見るとDR なし／ありの PV の抑制率の差が一部プラスとなる場合があるものの、全国合計年間値でみるとマイナスとなり、DR ありの方が抑制後発電量は多い。抑制率の差がプラスとなる地域は、隣接エリアの抑制率改善が影響している。例えば東北については、DR を許容することで東京の抑制が抑えられ、東北から東京に流すことができる電力が少なくなるため、抑制率が上がっている。また、DR なし／ありのどちらも、PV 高位に比べて太陽光導入量の少ない PV 中位の方が PV の抑制率が低くなる。なお、風力については DR なし／ありの抑制率はさほど変わらない。これは、PV の発電は日中に限定されるため DR による需要のシフト先が日中となり需要シフトの効果が大きい一方で、風力の発電は 24 時間行われるため需要シフトの効果が小さいためである。

表 4-17　太陽光および風力の地域別抑制率

抑制率 [%]	太陽光出力抑制率						風力出力抑制率					
	PV 高位			PV 中位			PV 高位			PV 中位		
	DR なし	DR あり	差	DR なし	DR あり	差	DR なし	DR あり	差	DR なし	DR あり	差
北海道	21.0%	19.7%	-1.3%	12.5%	12.0%	-0.5%	45.2%	45.2%	0.1%	45.5%	45.3%	-0.2%
東北	26.5%	27.0%	0.5%	24.9%	25.2%	0.3%	16.8%	16.9%	0.0%	17.2%	17.2%	-0.0%
東京	3.3%	1.9%	-1.5%	1.8%	1.0%	-0.9%	7.6%	6.9%	-0.8%	6.1%	5.4%	-0.7%
中部	4.5%	3.6%	-0.9%	2.8%	1.8%	-1.0%	10.2%	9.6%	-0.5%	8.0%	7.3%	-0.7%
北陸	47.5%	47.9%	0.3%	43.1%	42.7%	-0.4%	19.5%	19.7%	0.2%	18.3%	18.5%	0.2%
関西	3.6%	2.7%	-0.9%	2.2%	1.2%	-1.0%	6.9%	6.4%	-0.5%	5.9%	5.3%	-0.6%
中国	52.9%	52.6%	-0.2%	54.9%	54.5%	-0.3%	28.1%	28.0%	-0.1%	29.8%	30.2%	0.3%
四国	61.1%	61.2%	0.1%	71.6%	71.6%	-0.0%	20.1%	20.0%	-0.1%	22.6%	22.9%	0.3%
九州	39.7%	39.4%	-0.3%	27.1%	26.6%	-0.5%	23.7%	23.9%	0.2%	19.6%	19.9%	0.3%
沖縄	9.0%	8.5%	-0.5%	5.8%	5.2%	-0.6%	10.7%	10.9%	0.2%	8.7%	8.6%	-0.1%
全国	20.9%	20.3%	-0.6%	17.9%	17.4%	-0.6%	24.0%	24.0%	-0.0%	23.9%	23.8%	-0.0%
抑制後発電量 [億 kWh]	太陽光発電量（抑制後））						風力発電量（抑制後）					
	PV 高位			PV 中位			PV 高位			PV 中位		
	DR なし	DR あり	差	DR なし	DR あり	差	DR なし	DR あり	差	DR なし	DR あり	差
北海道	29.5	30.0	0.5	22.7	22.8	0.1	50.6	50.5	-0.0	50.2	50.4	0.2
東北	109.1	108.4	-0.7	91.2	90.9	-0.4	167.8	167.8	-0.1	167.1	167.1	0.0
東京	296.0	300.5	4.5	264.6	266.9	2.3	8.3	8.4	0.1	8.5	8.5	0.1
中部	188.4	190.2	1.8	169.5	171.2	1.7	12.0	12.1	0.1	12.3	12.4	0.1
北陸	10.8	10.8	-0.1	10.7	10.8	0.1	5.5	5.5	-0.0	5.5	5.5	-0.0
関西	136.9	138.1	1.2	124.1	125.3	1.2	8.4	8.4	0.0	8.4	8.5	0.1
中国	48.3	48.6	0.2	41.5	41.8	0.3	15.2	15.2	0.0	14.8	14.7	-0.1
四国	24.3	24.2	-0.1	16.0	16.0	0.0	12.2	12.2	0.0	11.8	11.8	-0.0
九州	130.5	131.1	0.6	122.1	122.8	0.8	32.0	31.9	-0.1	33.7	33.6	-0.1
沖縄	11.0	11.1	0.1	10.1	10.2	0.1	0.8	0.8	-0.0	0.8	0.8	0.0
全国	985.0	993.1	8.1	872.5	878.7	6.3	312.7	312.7	0.0	313.2	313.3	0.1

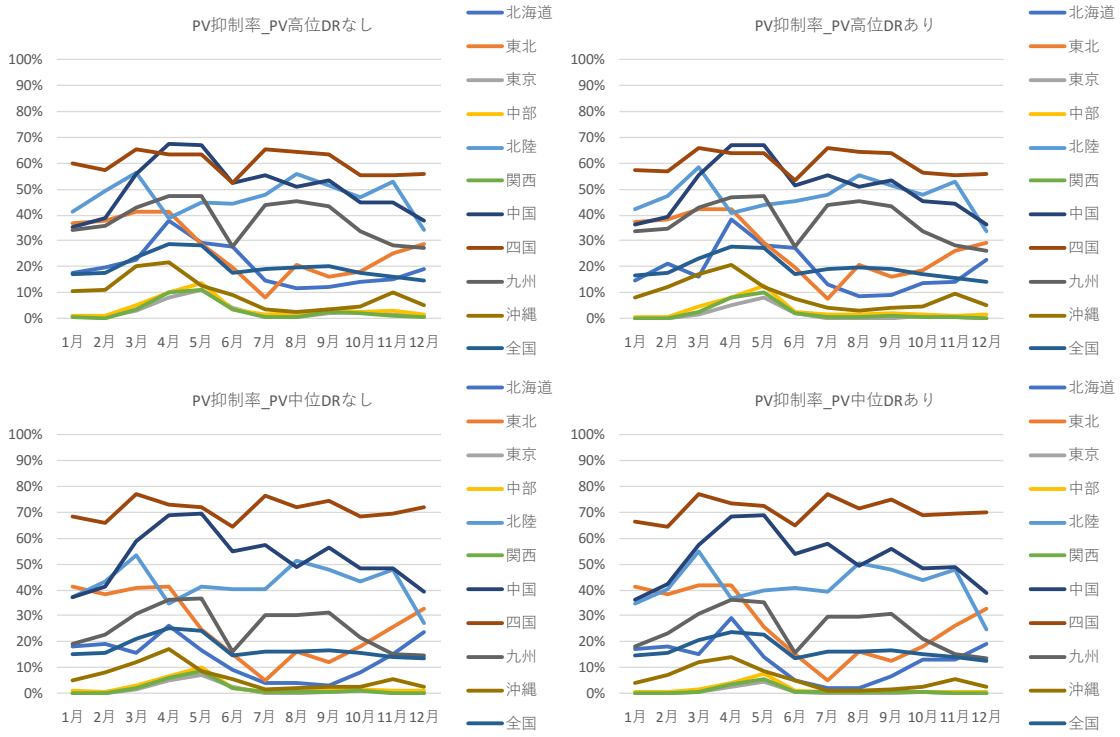


図 4-11　太陽光の地域別・月別抑制率

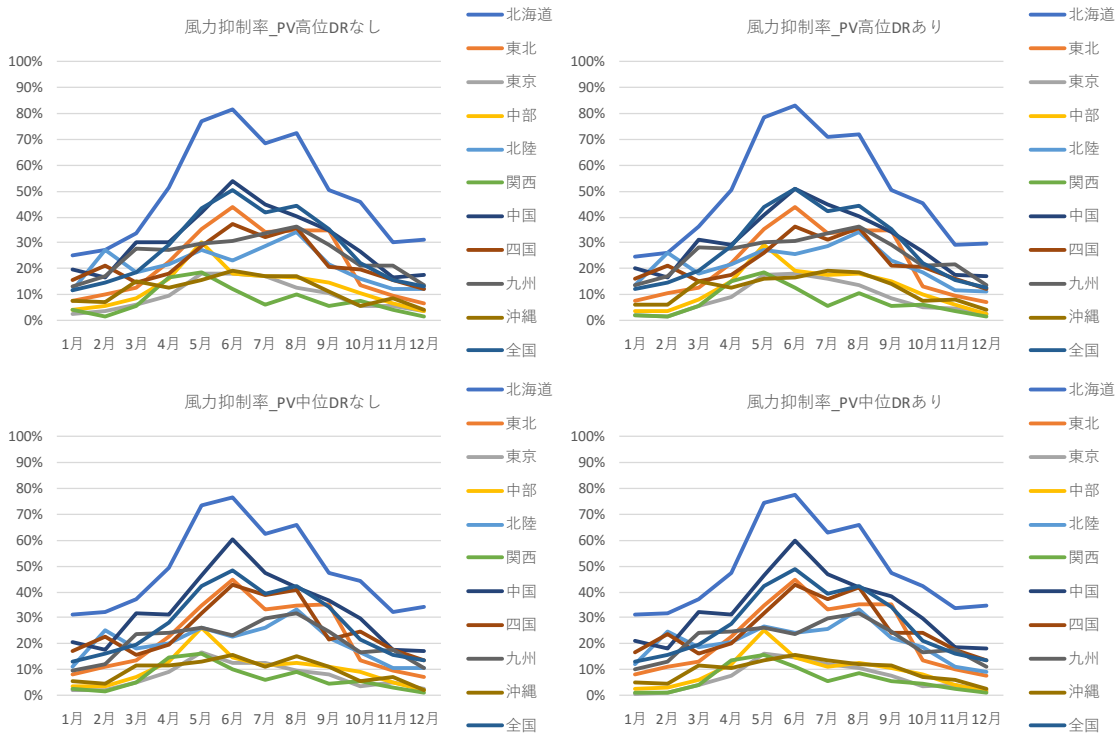


図 4-12　風力の地域別・月別抑制率

全国合計での需給バランスの例を図 4-13 に示す。図中左側（DR なし）と DR による需要シフトを許容する図中右側（DR あり）を比較すると、太陽光発電により供給過多となる日中に需要をシフトすることで電力の有効活用が図られていることが分かる。

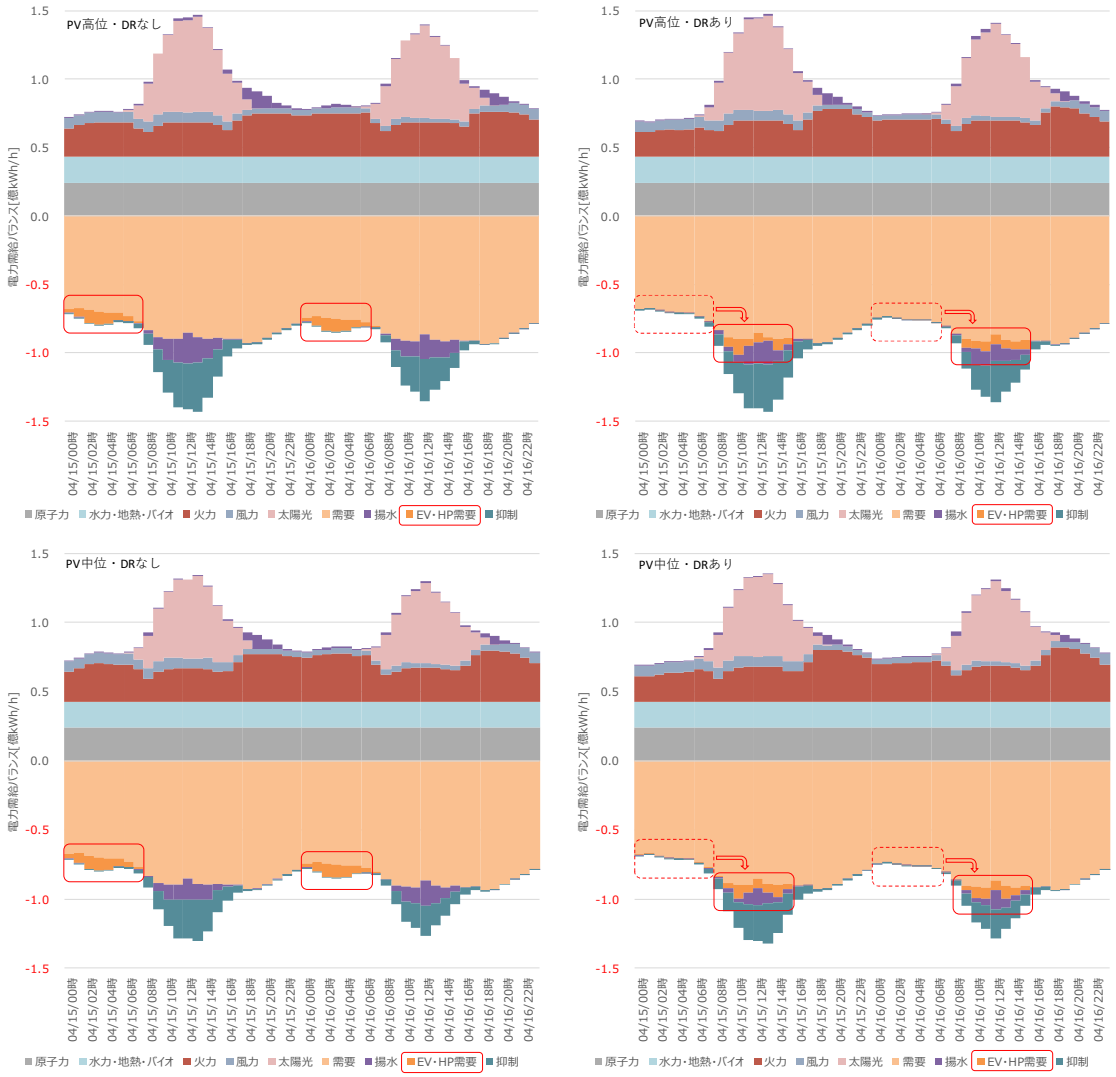


図 4-13　需給バランスの例（全国合計）

4.3.3 検討課題

今回の分析は、現状公表されている情報から前提をおいており、今後対策として考えられるものの多くを考慮していない。今後考えられる対策を以下に示す。

(1) ディマンドレスポンス対応する需要の普及拡大

ディマンドレスポンスに対応する機器の需要を拡大するためには、対応機器の普及台数の拡大と、対応機器の種類の拡大が考えられる。

今回の分析で想定した家庭用ヒートポンプ給湯機は 1400 万台、電気自動車は 887 万台を見込んでいる。足元の 2017 年度販売台数実績は、家庭用ヒートポンプ給湯機は 591 万台[240]、電気自動車は 9 万台[241]であり、2040 年度想定との乖離は大きく、普及の拡大が重要である。

普及の促進に資する施策としては、補助金によるサポートの他、住宅用 PV の買取期間満了後（卒 FIT）のユーザーへの自家消費向上による経済性向上を目的としたビジネスモデルの普及啓発などが挙げられる。FIT からの自立化については、再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会において多様な再生可能エネルギー活用モデルが、実際のビジネスモデルを取り上げつつ盛んに議論されている。

今回の分析ではディマンドレスポンスに対応する機器として、家庭用ヒートポンプ給湯機及び電気自動車を想定した。これらの他に需要をシフト可能であるディマンドレスポンス資源候補としては、産業部門の空調機器、業務部門の上下水道施設、空調機器、自動販売機、ヒートポンプ給湯機などもポテンシャルを有していると考えられる。

(2) 再生可能エネルギーポテンシャルが大きい地域への需要の立地

今回の分析では、再生可能エネルギーポテンシャルが大きい一方で電力需要が比較的小さい地域について抑制率が高い結果であった。

これらの地域について、他のエリアの電力需要をシフトさせることで、抑制率を下げることが考えられる。具体的には、今後も増加が見込まれるデータセンター等について、寒冷地における立地を促すことが考えられる。

(3) 太陽光発電・風力発電の必要調整力の削減

現状では、火力・揚水等によって短周期や長周期の変動抑制制御が行われ、また、必要に応じて揚水の下げ代不足対策運転により電力の需給バランスは調整されているが、今後再生可能エネルギーの大量導入が更に進めば、これらの変動対策がより求められ、既存の調整力では不足する可能性が考えられる。

---

240 （一社）日本冷凍空調工業会、自主統計国内出荷実績

241 （一社）次世代自動車振興センター、EV 等 保有台数統計

再生可能エネルギー自身による調整機能である自己調整力についての技術開発が現在進んでおり、必要調整力の削減に寄与すると期待される。風力発電ではピッチ制御（風速・発電機出力を自動的に検知し、風車のブレード部分の角度を変えることでブレードの受けるエネルギーを逃がし、出力を制御）、イナーシャ制御（周波数低下を感知しピッチ制御等の出力抑制を解除する慣性応答を持つ）などが挙げられる。また、東北北部募集プロセスの風力においては、ストーム制御機能と出力変化率制限機能の実装を要請していくことが系統WGで示されている。

(4) 需要に応じた再生可能エネルギーの立地

今回の分析では、需要の大きい東京・中部・関西の中三社エリアは抑制率が一桁程度に抑えられており、需要に応じた再生可能エネルギーの立地の重要性を示す結果であった。

太陽光発電はFITの後押しもあり需要の大きい地域への設置は一定程度進んだものの、さらなる設置の余地は存在する。風力発電は洋上風力発電のポテンシャルを有するエリアが高需要地域付近にも存在しているため、洋上送電網や法の整備が進めば再生可能エネルギーの拡大が可能であると考えらえる。

(5) バイオマス発電による調整力の確保・火力発電の供給調整力の拡大

現状では火力発電による調整力が供給されているが、再生可能エネルギーの中で、バイオマス発電は制御によって安定した電力供給が可能であるため、バイオマス発電による調整力の確保が期待される。また、今後はより柔軟に調整力を調達・取引できるよう、需給調整市場（リアルタイム市場）を創設し、より効率的に調整力を確保できるよう制度設計が進められている。

また、火力発電の技術開発の方向性として、LFC調整力の幅を拡げることによって、火力発電が供給する調整力を拡大させることも期待される。その際は、部分負荷運転時の効率を高める技術開発も併せて進めることが望ましい。

(6) 送電網の増強

風力発電については、北海道や東北にポテンシャルが大きいものの、地域間連系線及び地域内送電線の容量不足が導入の阻害要因となっている。北海道本州間連系線などの地域間連系線及び地域内基幹送電線を適切に増強することで、再生可能エネルギーの拡大は可能であると考えられる。

現在計画されている地域間連系線としては、北海道本州間連系線、東北東京間連系線、東京中部間連系設備が挙げられる。また、地域内基幹送電線としては、東北北部募集プロセスに関連した秋田山形周辺の送電線が挙げられる。

(7) 系統全体における蓄エネルギー設備の増強（蓄電池の設置等）

系統全体における蓄エネルギー設備としては、揚水発電が現在存在しているが、さらなる蓄エネルギー・調整力の増強の候補として、電力系統用蓄電池が挙げられる。電力系統用蓄電池については NAS 電池やレドックスフロー電池などの実証実験の例は既に複数ある。電力系統用蓄電池自体の性能向上や、エネルギーシステム全体を最適化するための統合システム技術・シミュレーション技術が必要となる。

また、将来の大量の再生可能エネルギーが導入された電力システムにおいては、大量の出力制御とバックアップが必要となり、電力を水素に換える Power-to-Gas 技術のような大規模・長期間のエネルギー貯蔵手段への期待が高まると考えられる。水素エネルギー貯蔵による再生可能エネルギーの安定化は、調整力の負担軽減に資すると考えられる。

Power-to-Gas は、上流側で需給バランスの監視、系統運用、電圧・周波数の調整などのアンシラリーサービスを提供しつつ、下流側で水素を様々な用途に利用することが可能である。

5. 海外文献等の翻訳

本章では、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。

5.1 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 2017 年 5 月に発行した「Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy」を選定した。

5.2 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。

5.3 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。

（余白）

6. 国内外の再生可能エネルギー導入量分析手法に関する情報収集

本章では、陸上風力発電の経済的・市場的ポテンシャルの推算と阻害要因の実証分析を実施した。なお、本章の内容は、カリフォルニア大学バークレー校再生可能・適正エネルギー研究所がとりまとめを行った。

6.1 はじめに

日本の豊富な再生可能エネルギー（以下「再エネ」）のポテンシャルを最大限活用するためには、自然環境や人間環境と共生し、かつ価格競争力のある再エネ開発の適地を戦略的に選定するとともに、自治体や事業主体等の関係者による開発具体化を支援することが求められる。そのためには、様々な自然環境・人間環境や既存インフラ、発送電量データ、土地利用規制、社会的受容性、再エネや需要の変動性等、空間的・時間的に高い解像度を持つ情報を重層的に組み合わせ、環境、経済、社会の観点を統合して再エネポテンシャルを多角的に評価することが必要となる。

本研究では、再生可能エネルギーのうち、陸上風力発電に焦点を絞り、以下の三点を行った。

1. 日本のデータを可能な限り活用し、演繹的なアプローチによる経済的ポテンシャル（注）を推算
2. 日本の陸上風力発電所の開発状況及び環境アセスメントのデータを用い、統計的な手法によって、どのような要因が開発の有無を規定するかの関係を検討するとともに、今後の開発可能性を予測するモデルの構築
3. 2030 年の買取価格等の政策的事項を考慮に入れ、構築した予測モデルを用いた市場的ポテンシャル（注）の試算

6.2 再生可能エネルギーのポテンシャル計算

6.2.1 再生可能エネルギーのポテンシャルに関する階層

再生可能エネルギーのポテンシャルを定義する方法に決まったものがあるわけではないが、一般に理論的（資源）ポテンシャル、技術的ポテンシャル、経済的ポテンシャルに分けることがよく行われる（[1], [2], [3] 等）。例えば米国エネルギー省は表 6-1 のようにレベル分けをしている。上位のポテンシャルの量は、下位のポテンシャルの量よりも常に小さい。

表 6-1　再生可能エネルギーのポテンシャルの種類と規定要因

種類	規定するもの
市場的ポテンシャル	政策、規制、投資家の反応、他のエネルギーとの競合
経済的ポテンシャル	技術コスト、燃料コスト
技術的ポテンシャル	システム・地形上の制約、土地利用制約、システムパフォーマンス
資源的ポテンシャル	物理的制約、理論的物理ポテンシャル、資源中のエネルギー量

本章では、理論的ポテンシャル、技術的ポテンシャルにとどまらず、日本における陸上風

力発電の経済的ポテンシャルを計算する。更に、既設の風力発電所データを用い、コスト要因以外の理由も含めた追加的な市場ポテンシャルを次章で計算する。

6.2.2 技術的ポテンシャル特定の手順

まず、以下の手順に沿って、環境・経済・社会を統合的に配慮した再エネ導入の定量的分析のために多面的評価モデルのプロトタイプ（風力発電と太陽光発電、メガワットスケール以上のものに限定）を構築し、一定の仮定を置いて一次評価を行った。また、本調査では陸上風力発電を重点対象とした。

なお、多面的評価モデルのプロトタイプ構築に当たっては、本研究グループが構築したマルチクライテリア再生可能エネルギー計画法（MapRE）[6],[7]をベースとしつつ、日本の状況にあったものに適宜修正した。その概要を以下にまとめた。

・ステージ 1　環境・社会に配慮した太陽光・風力等の資源の評価: 各種インフラ（送電線、道路、鉄道、空港等）、水源及び住宅からの距離、土地利用（農地、森林、保護地域等）、人口密度、標高や傾斜の制約等、環境や社会的受容性に配慮した一定の条件を満たす太陽光・風力等の再エネ資源をマッピングする。各種地理情報データは原則として環境省の再エネポテンシャル調査で用いられたものを活用する。

・ステージ 2　環境・社会に配慮したプロジェクトエリアの特定:　ステージ 1 のマッピングから、最低発電容量以上を得られる事業エリア（POA: Project Opportunity Area）を特定する。

・ステージ 3 均等化電力原価等の各プロジェクトエリアの経済性・環境影響等の計算 : 資源の質や各種インフラからの距離等から、各プロジェクトエリアにおける均等化電力原価（経済性）や新規インフラ建設の必要性、既存の発電所との距離等を計算する。

(1) 使用したデータ

本分析で使用した空間データを表 6-2 にまとめた。また、座標参照系（CRS）は平行直角座標系 7 系を使用した（単位はメートル）。全ての空間データを当該 CRS に投影し、500 メートルメッシュで分析した。

表 6-2　使用したデータ

内容	種類	ソース	備考
風速	shapefile	環境省提供	
全天日射量	shapefile	国土数値情報 [10]	
土地利用・変化保	shapefile	IUCN[11]	
護地域	shapefile	国土数値情報 [12]	
河川	shapefile		
居住地域	shapefile	国土数値情報 [13]	2010 年 500m メッシュ人口を 4 倍し、km2 あたりの人口密度を計算
人口密度	tif	国土数値情報 [14]	

内容	種類	ソース	備考
傾斜	shapefile	国土数値情報 [15]	平均傾斜角度 (G04d_010)
標高	shapefile	国土数値情報 [15]	平均標高 (G04d_002)
送電線	shapefile	環境省提供	
変電所	shapefile	環境省提供	
道路	shapefile	国土数値情報	

(2) 環境・社会・技術的に開発に適さない地域の排除条件

1) 各種パラメータのしきい値

再生可能エネルギーは幅広い地域に賦存しているものの、環境、社会、技術的に開発が困難、または適切でない地域が存在する。それらの地域を排除するため、表 6-3 に当たる地域を開発可能地域から排除した。

表 6-3 に示した条件以外にも、居住地や病院からの距離、野生生物保護地域等を排除条件に含めることが可能である。全国一律にそうした対応ができるものは今後、モデルの修正で対応を検討する。

表 6-3　開発不可地域の設定

項目	条件	備考
標高	1,000m 以上	
傾斜	20 度以上	
人口密度	500 人/km^2 以上	
居住地域からの距離	500m 未満	
道路･鉄道からの距離	500m 未満	
水域からの距離	500m 未満	
土地利用	表 6-4 参照	建物用地等
法的な開発規制地域	500m 未満。対象地域は表 6-5 参照	国立公園等

2) 開発可能な土地利用カテゴリ

土地利用分類は国土交通省国土数値情報の分類 [10] を用いた。日本は特に森林が占める割合が高く、その扱いによって計算される再エネポテンシャルに大きな差が生じる。本調査では環境省再エネポテンシャル調査における森林の扱い（保安林のみを排除）を採用した。他国においても農用地における風車の設置は一般的であることから、田を除いて開発可能地域としている。また、本調査では陸上風力を対象としていることから、海水域を含めていない。

昨年度は、土地利用分類は国土交通省国土数値情報の分類 [10] を用い、その他農用地（0200）、森林（0500）、荒れ地（0600）、海浜（1400）のみを開発可能とし、その他の分類は排除した。現在導入された風力発電所の当該分類を GIS で集計したものが表 6-4 である。その他農用地、森林、荒れ地、海浜に分類されるものは、発電所の数では全体の 62%、

発電所の容量では 83%であった。これは事業可能エリア（事業エリア）を保守的に見積もるために排除地域を多くしたものであるが、今回の分析においては、その他（0000）、田（0100）、及びその他の用地（1000）については、発電所の数としては無視できない割合（発電所の数としては 28%）であることから、これらを事業エリアに含めた分析も行う。

表 6-4　土地利用分類、排除地域分類と実際の風力発電所分布

コード	種別	開発可否の分類	風力発電所数	割合 (%)	割合 (容量%)
0000	その他		48	11	5
0100	田		19	4	3
0200	その他の農用地	IN	78	17	23
0500	森林	IN（保安林除く）	162	36	50
0600	荒地	IN	36	8	9
0700	建物用地		18	4	0
0901	道路		2	0	0
0902	鉄道		2	0	0
1000	その他の用地		58	13	6
1100	河川地及び湖沼		8	2	1
1400	海浜	IN	5	1	1
1500	海水域		10	2	1
1600	ゴルフ場		4	1	0

3) 法的な開発規制地域の扱い

我が国においては国、都道府県による自然環境保護等を目的とする各種の法的な開発規制地域が存在する。本調査においては、保守性のため、表 6-5 に掲げる地域を全て事業エリアから排除した。ただし、実際にはここに掲げた開発規制地域における風車建設も、一定の条件を満たした場合には実際に行われていることから、一律に排除されるべきものではない。今回は保守性のために排除しているが、「国立・国定公園内における風力発電施設の審査に関する技術的ガイドライン」（平成 25 年 3 月環境省）[16] を元に、モデルに組み込める条件があれば今後検討することが出来る。

表 6-5　開発規制地域のタイプ（本調査では全てのタイプを事業エリアから）

数	種別
4	世界遺産 World Heritage Site
4	Ramsar Site, Wetland of International Importance
4	UNESCO MAB Biosphere Reserve
31	国立公園 National Park
56	国定公園 Quasi National Park
82	国指定鳥獣保護区 National Wildlife Protection Area
312	都道府県立自然公園 Prefectural Natural Park

数	種別
518	都道府県自然環境保護地域 Prefectural Nature Conservation Area
3615	都道府県指定鳥獣保護区 Prefectural Wildlife Protection Area
39	共同漁業権区域 Common fishery right area
10	自然環境保全地域 Nature Conservation Area
5	原生自然環境保全地域 Wilderness Area

(3) データの前処理

以上のデータをもとに、以下の前処理を行ってモデルのインプットとなる空間データを作成した上で、モデルに入力し、事業エリア（POA）の特定と、各 POA における属性データの計算を行った。

- シェープファイルを同一座標系に投影
- シェープファイルをラスターに変換
- ラスターを投影座標系に投影・リサンプリング
- 土地利用データから排除地域を設定
- 各種シェープファイルからの開発対象地域へのユークリッド距離を計算（ラスターファイル作成）

6.2.3 経済的ポテンシャルの計算方法

陸上風力発電の技術ポテンシャルを計算する第一のステップとして、発電コストに影響を与える変数を引数とする計算式（モデル）を立てることが必要である。そこでまず、コストの内訳が詳細に分析されている米国再生可能エネルギー研究所（NREL）の報告書から、陸上風力発電コストの内訳をまとめた [4]。なお、以下に示す数値は、GPRA 法（Government Performance and Results Act）に基づいて発電事業者から米国エネルギー省に提出されたコストデータの参照値である（以下 GPRA 値）。

一方、日本の陸上風力発電コストの内訳は詳細に公表されていない。CapEX としては資本費、工事費その他、接続費、OpEX としては維持管理費が公開されている。

(1) 陸上風力発電コストの内訳

風力発電の発電コストは大きく初期投資費用（CapEX）と運用費用（OpEX）の 2 つに分けられる。米国においては、CapEX が 38.0[$/MWh]（4.2[円/kWh]）、OpEX が 14.4[$/MWh]（1.6[円/kWh]）であり、CapEX が費用全体の約 73%を占めている。それぞれの項目が全体コストに占める割合を図 6-1 に示す。

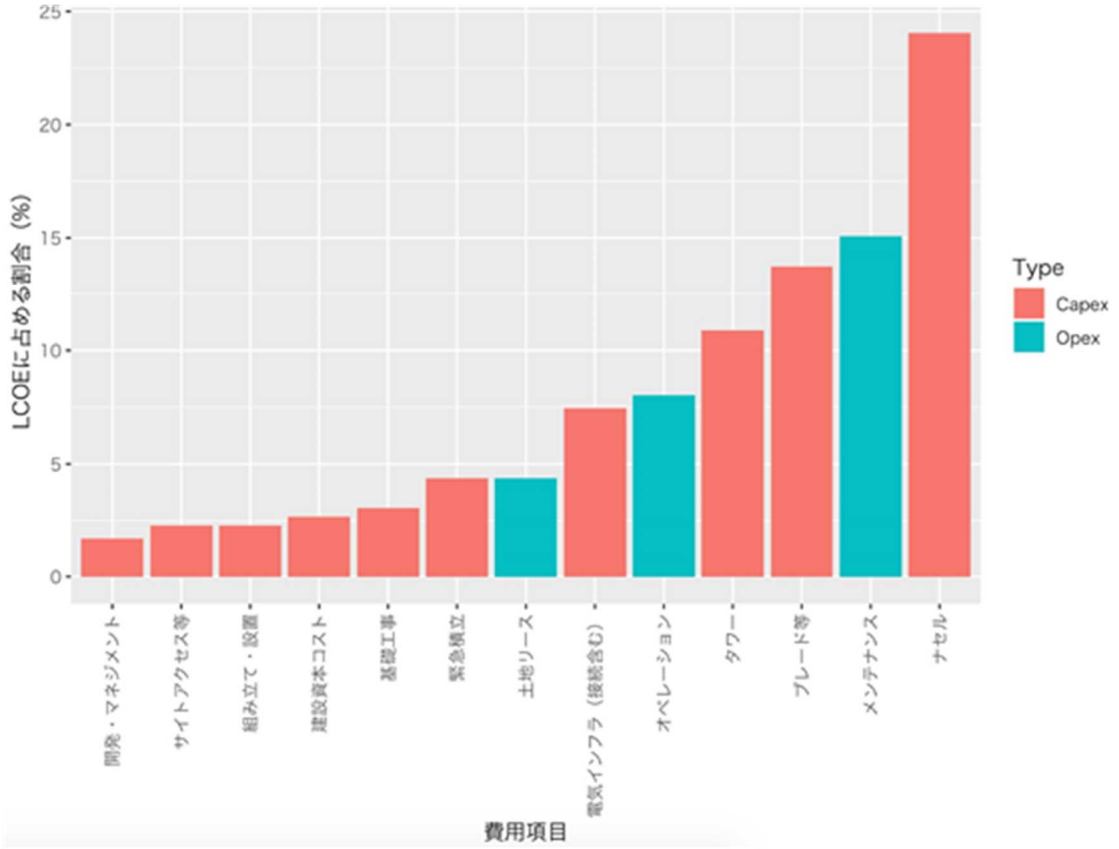


図 6-1　GPRA（Government Performance and Results Act）に基づいて政府に提出された陸上風力発電所の費用内訳 [4]

まず、CapEX の中で最も大きな割合（67.3%）を占めるのはタービンコストである。タービンコストは、ブレード・ハブ、ナセル、タワーのコストに分けられる。米国においては、タービンコストだけで LCOE 全体（CapEX と OpEX の両方を含む）のほぼ半分を占めている。こうしたコストは主にグローバルな市場によって決定される。CapEX の中で二番目に大きな割合（22.9%）を占めるのは、バランス・オブ・システム（BOS）コストである。この項目には、開発・マネジメント、基礎工事、道路を含むサイトアクセス、組み立て・設置、系統への接続を含む電気インフラが含まれる。最後に、緊急積立や建設資本コスト等のフィナンシャルコスト（9.7%）が CapEX に含まれる。

次に、全体費用の約 27% を占める OpEX は、メンテナンス、オペレーション、土地リースに係る費用からなる。そのうちメンテナンスに係る費用が最大であり、全体費用から見ても約 15% を占める。

これらの費用をすべて含めた均等化発電費用（LCOE）は、2016 年の GPRA 値で 56[$/MWh]（6.2[円/kWh]）であったが、2017 年時点で 2020 年目標の 52[$/MWh]（5.7[円/kWh]）を達成した[4]。今後、これを 2025 年に 42[$/MWh]（4.6[円/kWh]）、2030 年に 31[$/MWh]（3.4[円/kWh]）まで引き下げることを目標としている（同上）。現時点では連邦政府の ITC（Investment Tax Credit。初期投資に対する補助金に相当）によって急速な拡大を続けてきた陸上風力発電を、2030 年には補助金なしで他の電源より安価な発電コストまで引き上げることを目指

している。なお、2022 年の他の電源の LCOE は、天然ガス火力発電（コンバインドサイクル）が 48.3[$/MWh]（5.3[円/MWh]）、太陽光発電が 32[$/MWh]（6.5[円/MWh]）となっている[8]。

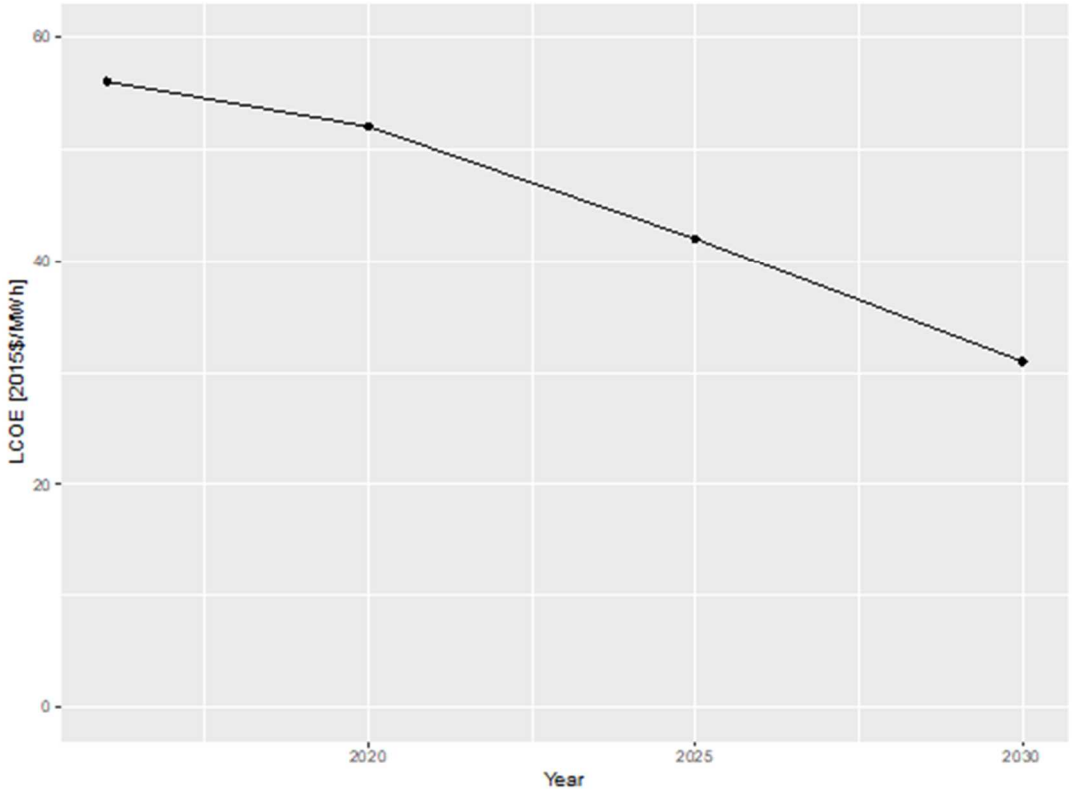


図 6-2　米国における風力発電コストの目標値の推移 [4]

表 6-6　日米の費用比較（米国の費用はすべて 1 ドル 110 円で日本円に換算）

米国			日本	
CapEX	万円/kW	円/kWh	万円/kW	円/kWh
設備費	11.8	2.6	18.8	-
工事費その他	3.9	0.9	8.4	-
接続費	1.8	0.4	1.1	-
OpEX	円/kW/年	円/kWh	円/kW/年	円/kWh
運転維持費	0.57	1.6	1.64	-
合計（円/kWh）	-	5.4	-	-

(2) モデルにおける均等化発電費用（LCOE）の計算方法

本モデルでは、事業エリアの地理的な位置関係を均等化発電費用（LCOE）に反映させるため、送電線及び道路への接続費用を全体の費用から切り出し、それらの接続費を距離の関

数として計算した。これにより、送電線や道路から遠く条件の悪い地域の接続費、道路工事費を LCOE に含めることができる。

各事業エリアにおける LCOE の計算方法を以下にまとめた。全体の LCOE（LCOEtotal）は発電（LCOEgeneration）、送電線への接続（LCOEinterconnection）、道路への接続（LCOEroad）を足し合わせたものである。なお、ここで発電は、前節で述べた設備費、工 事費等をすべて含み、送電線と道路への接続の費用のみを除いたものである。

$$LCOE_{total} = LCOE_{generation} + LCOE_{interconnection} + LCOE_{road} \quad (1)$$

$$LCOE_{generation} = \frac{a * LF * (1 - LDF) * (C_g * CRF + OM_{f,g})}{a * LF * (1 - LDF) * cf * 8760} + OM_{v,g} \quad (2)$$

$$LCOE_{interconnection} = \frac{a * LF * (1 - LDF) * (d_s * (C_t * CRF + OM_{f,t}) + C_s * CRF)}{a * LF * (1 - LDF) * cf * 8760} \quad (3)$$

$$LCOE_{road} = \frac{d_r * (C_r * CRF + OM_{f,r})}{cf * 50MW * 8760} \quad (4)$$

ここで、Cg、Ct はそれぞれ発電、接続のための資本費（U SD/kW ）OMf,g、OMf,t はそれぞれ発電、接続のための変動維持費（U SD/kW h）、a は事業エリアの規模 (km2) 、LF はランド・ファクター（特定した事業エリアで利用できるエネルギーの量。M W /km2） LDF はランド・ディスカウント・ファクター（特定した事業エリアのうち、使用する割合）、dsdr はそれぞれ最寄りの変電所、道路への距離（km）、cf は設備利用率を表す。

CRF（資本回収率）は以下の式で計算する（i は割引率、N は資本回収の期間）。

$$CRF = \frac{i * (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1} \quad (5)$$

以上の式に代入するパラメータを表 6-7 にまとめた。なお、道路工事費は県道の建設価格を参考に 5 億円/km と設定し、モデルにおいて平均 0.9 万円/kW に相当することをモデル計算にて得た後、工事費その他 8.4 万円/kW から 0.9 万円/kW を引いた残りの 7.5 万円/kW を設備費 18.8 万円/kW と合わせて、発電に係る初期投資 26.3 万円/kW とした。2030 年も同様に計算し、13.8 万円（設備費）に 7.3 万円（工事費その他から道路工事費 0.9 万円/kW を除いたもの）を加えて 21.1 万円/kW を得た。

表 6-7　LCOE 計算に関するパラメータ

パラメータ	現在の値	2030 年の値
発電に係る初期投資	26.3 万円/kW (2,390,000 USD/MW)	21.1 万円/kW (1,909,000 USD/MW)
送電線接続費	1,000 万円/km [9] (3,868 USD/MW/km)	
変電所費用	5,000 万円/変電所 [9] (454,000 USD/変電所)	
道路工事費	407,000 USD/km	
運転維持費	1.64 万円/kW/年	0.86 万円/kW/年

パラメータ	現在の値	2030 年の値
	(149,000 USD/MW/年)	(78,000 USD/MW/年)
土地利用効率	9 MW/km2[6]	
送電線距離係数	0.04[6]	
風力発電損失	0.83[6]	
発電所の運転年数	20 年	25 年
割引率		4%
風車出力	2MW	

6.2.4 結果と議論

(1) 事業エリア（POA）の特定

環境・社会上受容性が高く、また質の高い風力資源を有し経済的な競争力を持つ 6,581 の事業エリア（POA:Project Opportunity Area。以下「事業エリア」という）を特定するとともに、それぞれの事業エリアにおける均等化発電費用、変電所や道路、水域からの距離等を計算した。図 6-3 に POA の地理的分布と、449 の陸上風力発電所の位置関係を重ねて比較した。また、図 6-11 に既存及び環境アセスメント中の風力発電所の位置のみを視認のため掲載した。図 6-3 からも読み取れるように、現在環境アセスメント中の事業エリアにおいては、15 円/kWh 未満が 82%、20 円/kWh 未満が 99%であった。このことから、LCOE の小さい事業エリアから開発が行われていることが読み取れる。

各 POA は面積で最大 25km2、最小 2km2、発電容量で最低 2MW（現時点での標準的な風車の発電容量）の制限を設けている。各 POA の発電容量の分布を図 6-5 にまとめた。発電容量の平均値は 26.2MW、中央値は 23.6MW であった。

なお、本研究内での発電容量の計算において、各事業エリアの面積のうち、発電に用いる土地は 25% としている。すなわち、図 6-3 で塗られた地域のうち、四分の一を風力発電に供したと仮定した。その理由は、風況や自然・社会環境等に関する現地調査や地域の調整により、指定した POA のうち、四分の一の面積が風力発電に用いられる（すなわち必ずしも全てを事業のために供することができると仮定するのは現実的ではない）と仮定しているからである。仮に POA の全ての面積を活用できたとする場合、現在の計算量の 4 倍の発電ポテンシャルを有する。この 25% という数値は、米国の調査結果を用いた [6]。

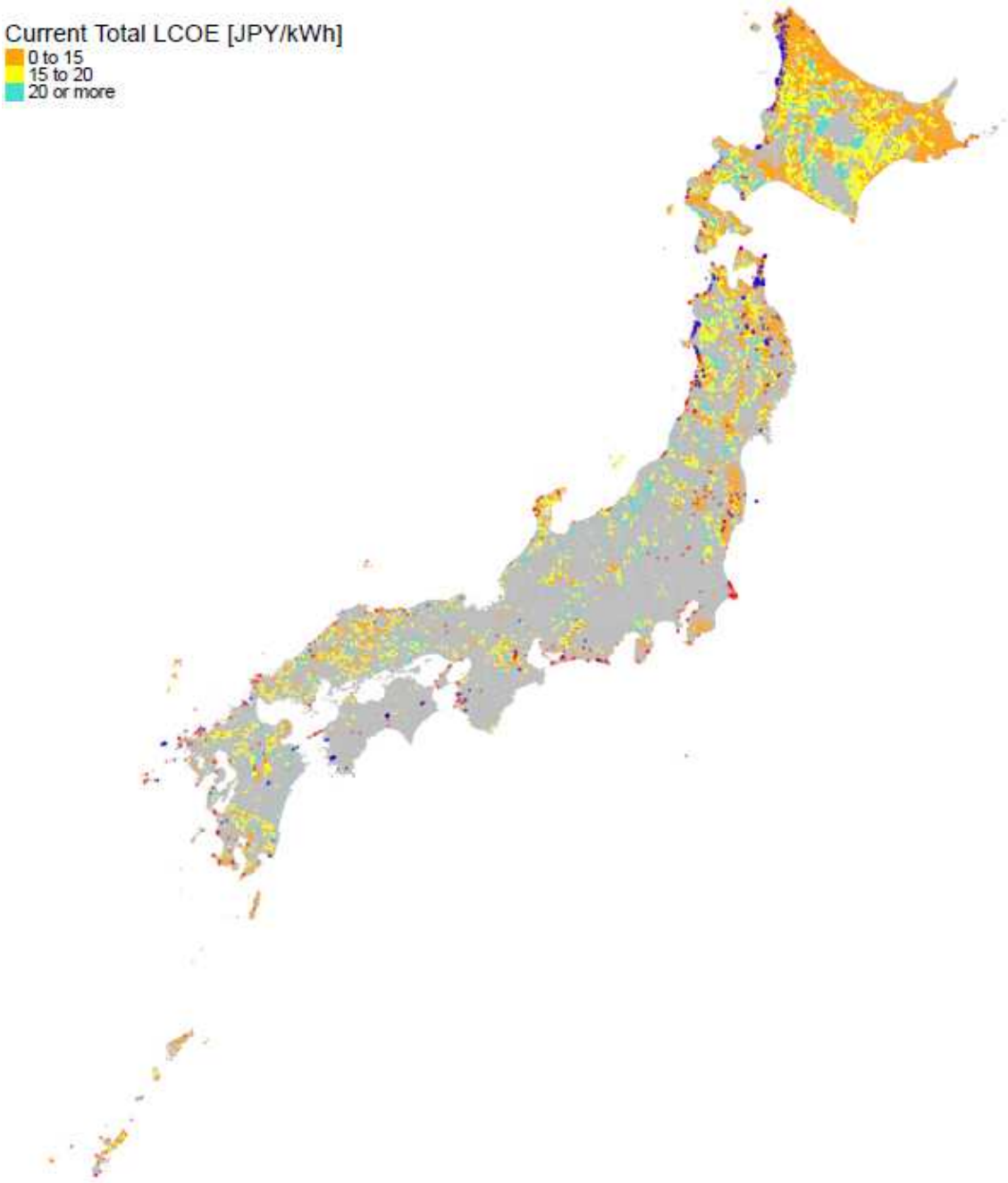


図 6-3　6,581 の事業エリア（LCOE）と既存の風力発電所（449 ヶ所。赤）と環境アセスメント中の風力発電所（371 ヶ所。青）の地理的分布

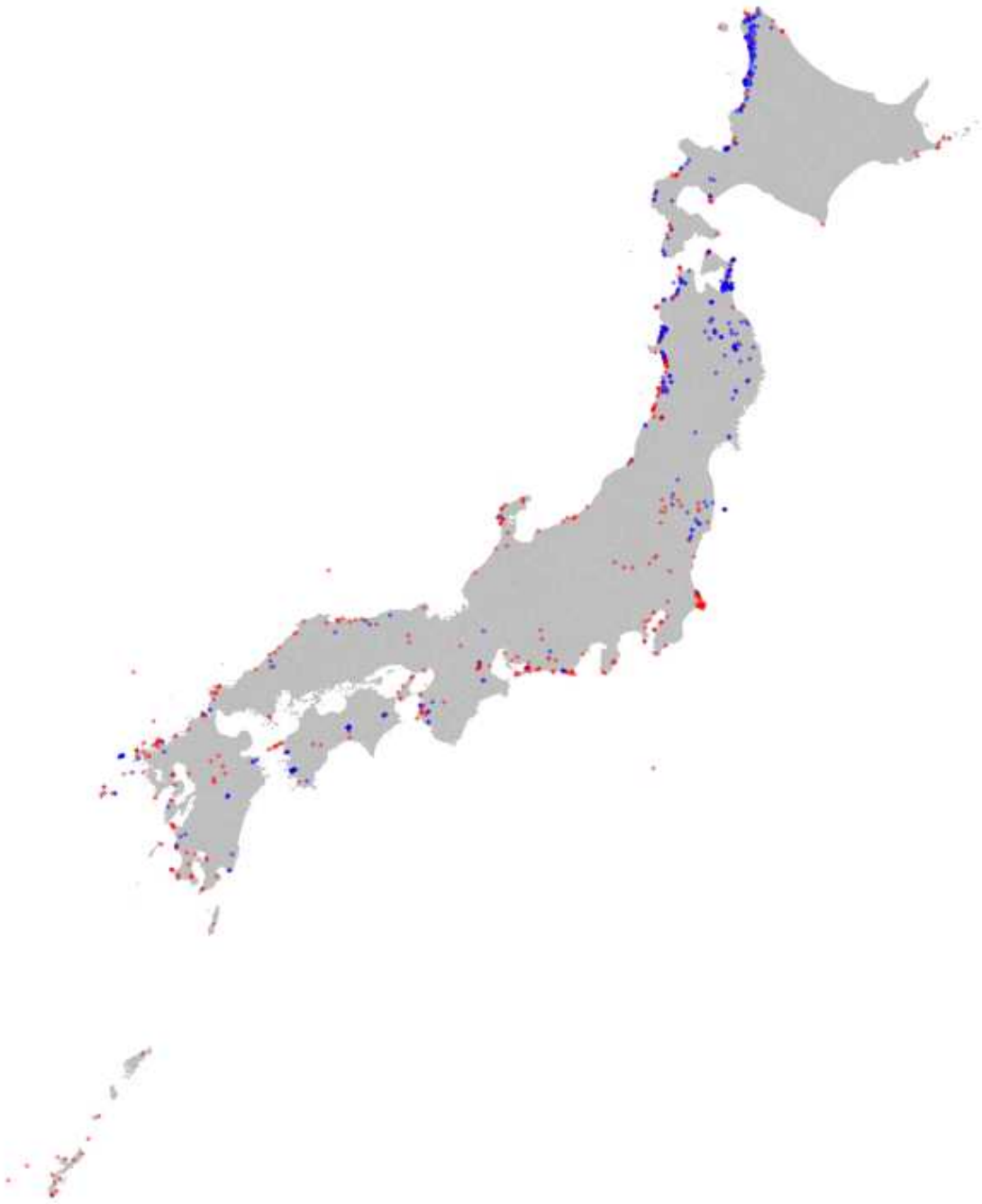


図 6-4　既存の風力発電所（449 ヶ所。赤）と環境アセスメント中の風力発電所（371 ヶ所。青）の地理的分布

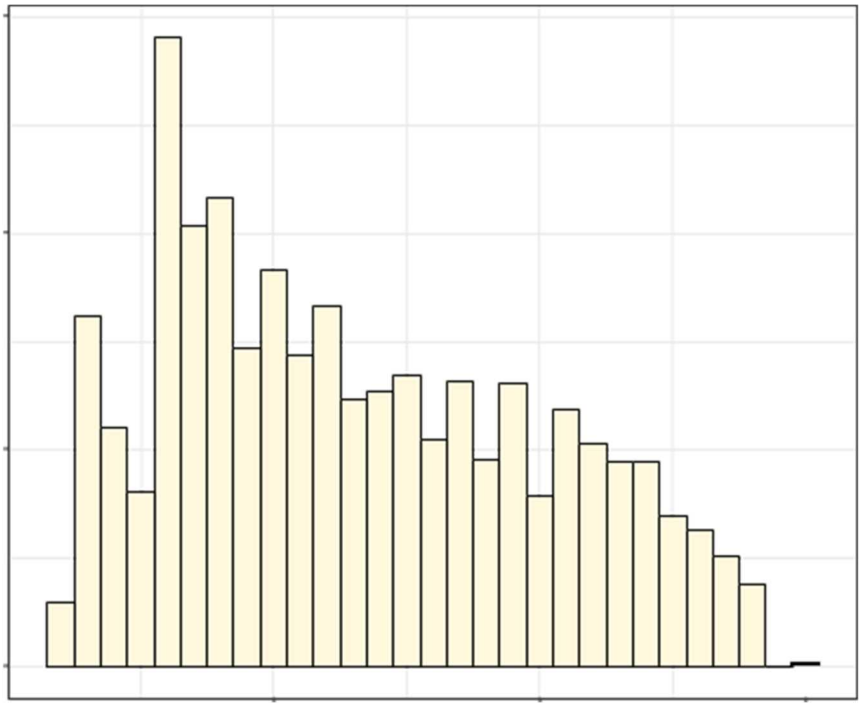


図 6-5　各事業エリア（POA）における発電容量のヒストグラム（各事業エリアの面積の25%を風力発電に供したと仮定して計算）

(2) 事業エリアと実際の風力発電所の近接性

既設の陸上風力発電所は 449 ヶ所であり、そのうち事業エリアに含まれるのは 149 ヶ所であった。概ね 1/3 が含まれているものの、残りの 2/3 が含まれていない理由を分析した。図 6-6 に、既設の 449 の陸上風力発電所の特徴量に関し、ヒストグラムをまとめた。この中で、排除条件のいずれか一つを満たすものが 298 ヶ所ある。すなわち、449 ヶ所から 298 ヶ所を引いた 152 ヶ所のうち、99% はこの事業エリアでカバーできているとわかる。表 8 にその数の分布をまとめた。

環境・社会的受容性が高い事業エリアを特定するという観点からは、実際に風力発電所が開発されているとしても、排除条件を緩和することは適切ではない。このため、6,581 事業エリアのうち、149 エリアが既に開発されているものとして、以下の分析を進める。したがって、その結果として陸上風力発電所のポテンシャルを保守的に推定していることに留意が必要である。すなわち、傾斜がより大きい地点等においても開発ポテンシャルは存在するが、本分析では含めていない。

表 6-8　既存の風力発電所が事業エリアに含まれていない原因

項目	排除条件	除外された事業エリア数
風速	4m/s 未満	3
傾斜	20 度以上	138
居住地への距離	500m 未満	93
水域への距離	500m 未満	50
開発保護地域への距離	500m 未満	71
土地利用	70, 100, 110, 150, 160	134
いずれかに該当	-	295

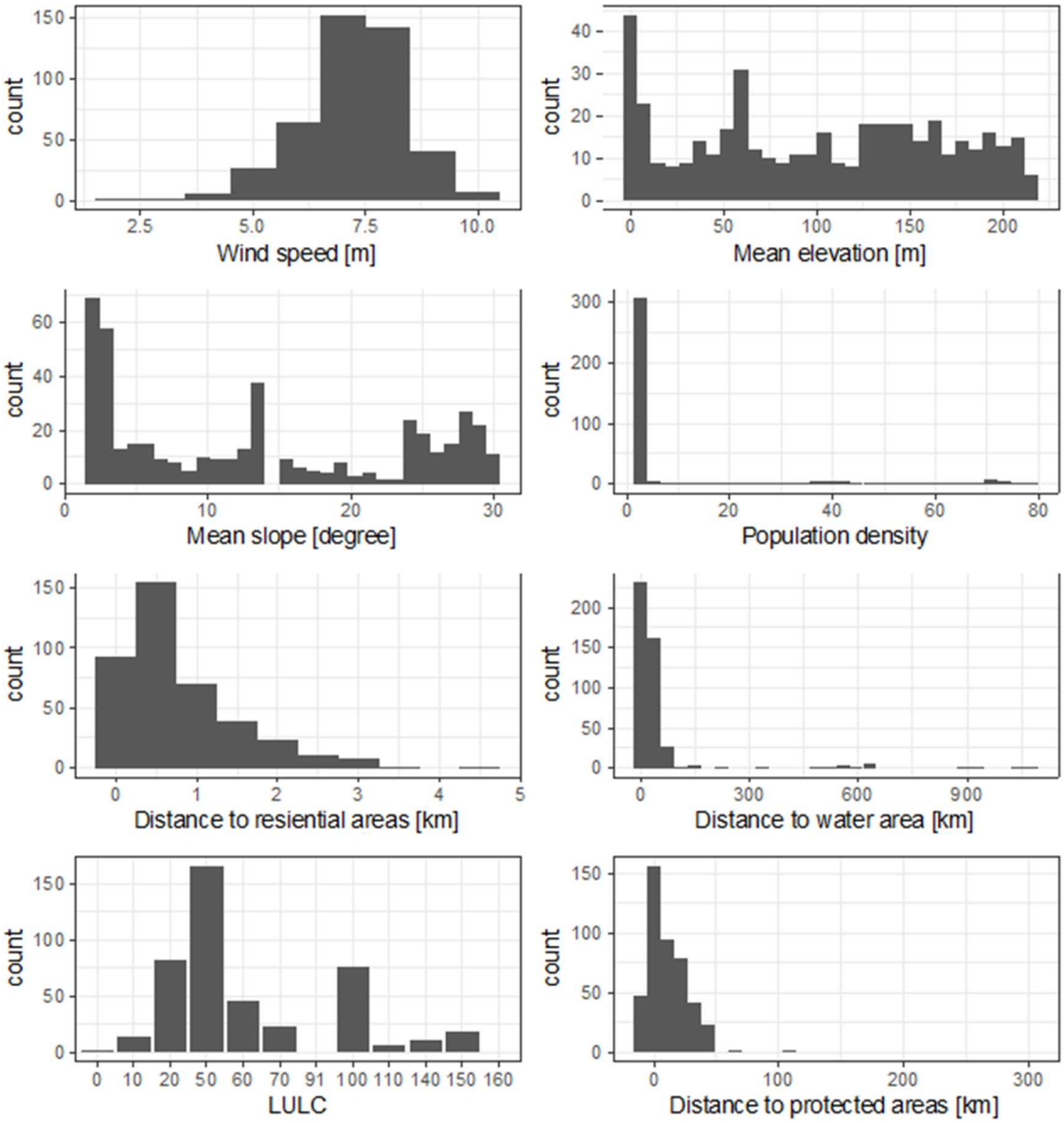


図 6-6　既設の 449 の陸上風力発電所の特徴量に関するヒストグラム

次に、既に開発された事業エリアと未開発の事業エリアの各特徴量の密度分布を図 6-7 に

示した。特徴的な点としては、風速は既開発事業エリアの方が大きい（右に分布）しているが、未開発事業エリアにおいてもまだ好風況の事業エリアは残されている（密度は標準化されているが、数としては既開発よりも未開発のほうが約 30 倍大きいことに注意が必要）。また、既開発事業エリアは港湾への距離や道路への距離が短い。

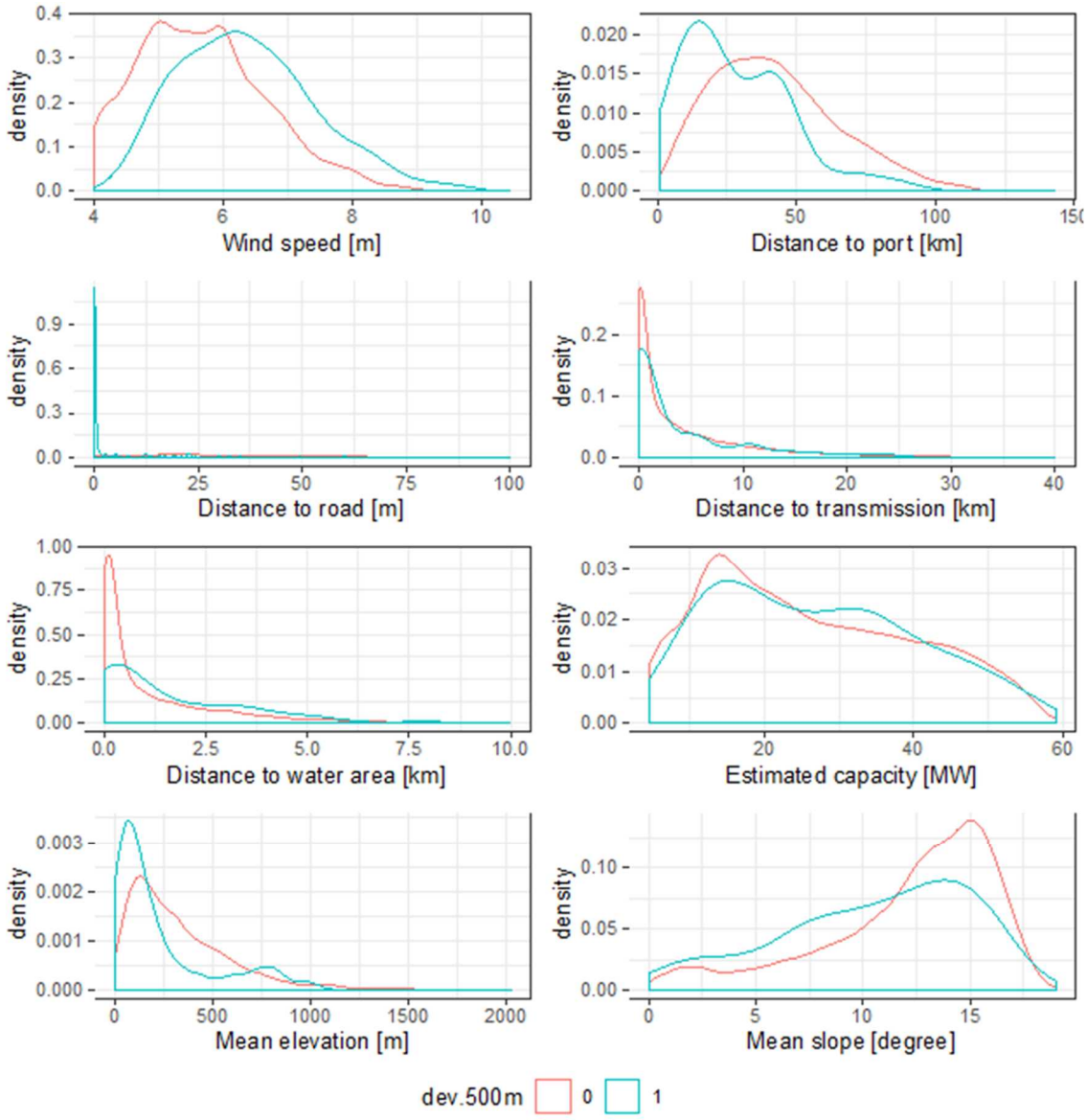


図 6-7　既に開発された事業エリア（青）と未開発の事業エリア（赤）における各特徴量の分布

(3) 全体均等化発電コスト（LCOE）

6,581 の事業エリアの LCOE を小さい順に並べ、各事業エリアの容量を足し合わせて LCOE 曲線を図 8 のとおり作成した。赤の曲線が現在の LCOE 曲線で、2030 年には青の曲線まで下にシフトする。2020 年度の陸上風力発電所の固定価格買い取り制度の買取価格は 18 円/kWh（20kW 以上）であるが、それ以下の容量は 132GW にのぼる。また、2030 年時点で 10 円/kWh 未満の容量は 95GW、9 円/kWh 未満の容量は 67GW、8 円/kWh 未満の容量は 35GW、7 円/kWh 未満の容量は 11GW であることがわかった。

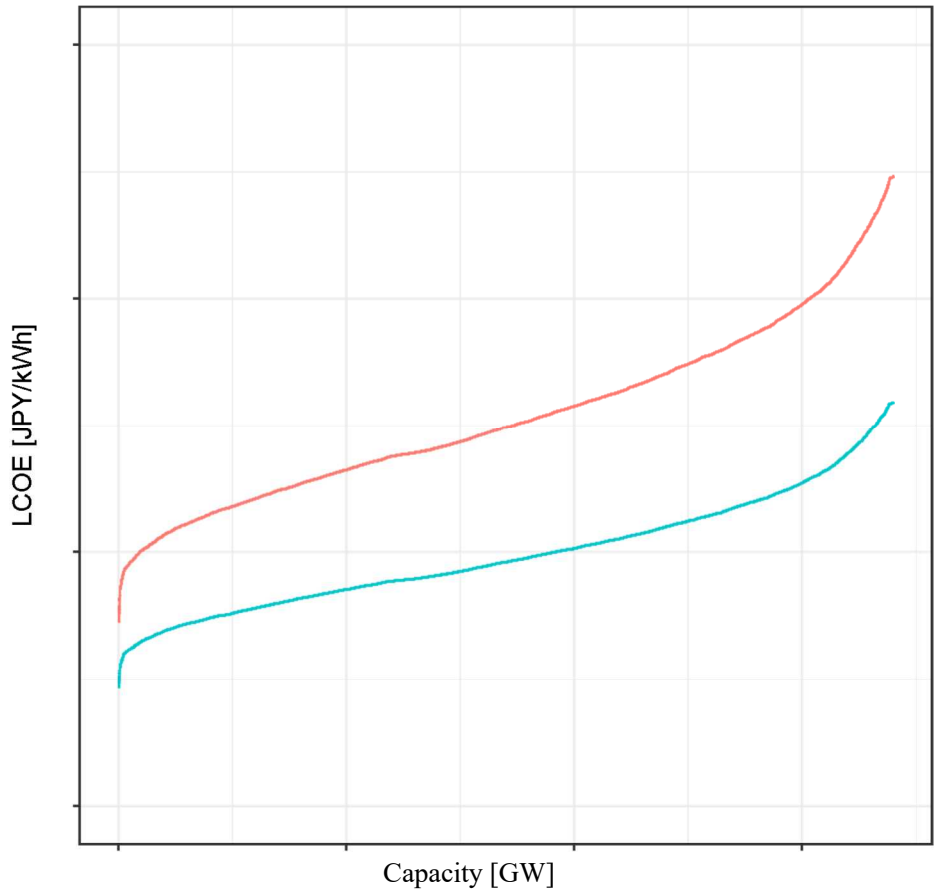


図 6-8　風力発電の均等化発電コスト（LCOE）の分布（赤が現在、青が 2030 年）

次に、事業エリアの地理的な分布について図 6-9、図 6-10 にまとめた。図 6-9 には全く 10 円/kWh 未満の地域（オレンジ）が存在せず、20 円/kWh 以上（青色）まで幅広い範囲に存在する一方、2030 年には費用の低下から図 6-10 に示すとおり 10 円/kWh 未満の地域（オレンジ）が全地域に存在する。送電線の制約の改善などの系統の柔軟性向上が必要なことは明らかである一方で、本モデルで用いたような 2030 年までのコストダウンが可能であれば、経済的ポテンシャルは 95GW（10 円/kWh 未満）と非常に大きい。

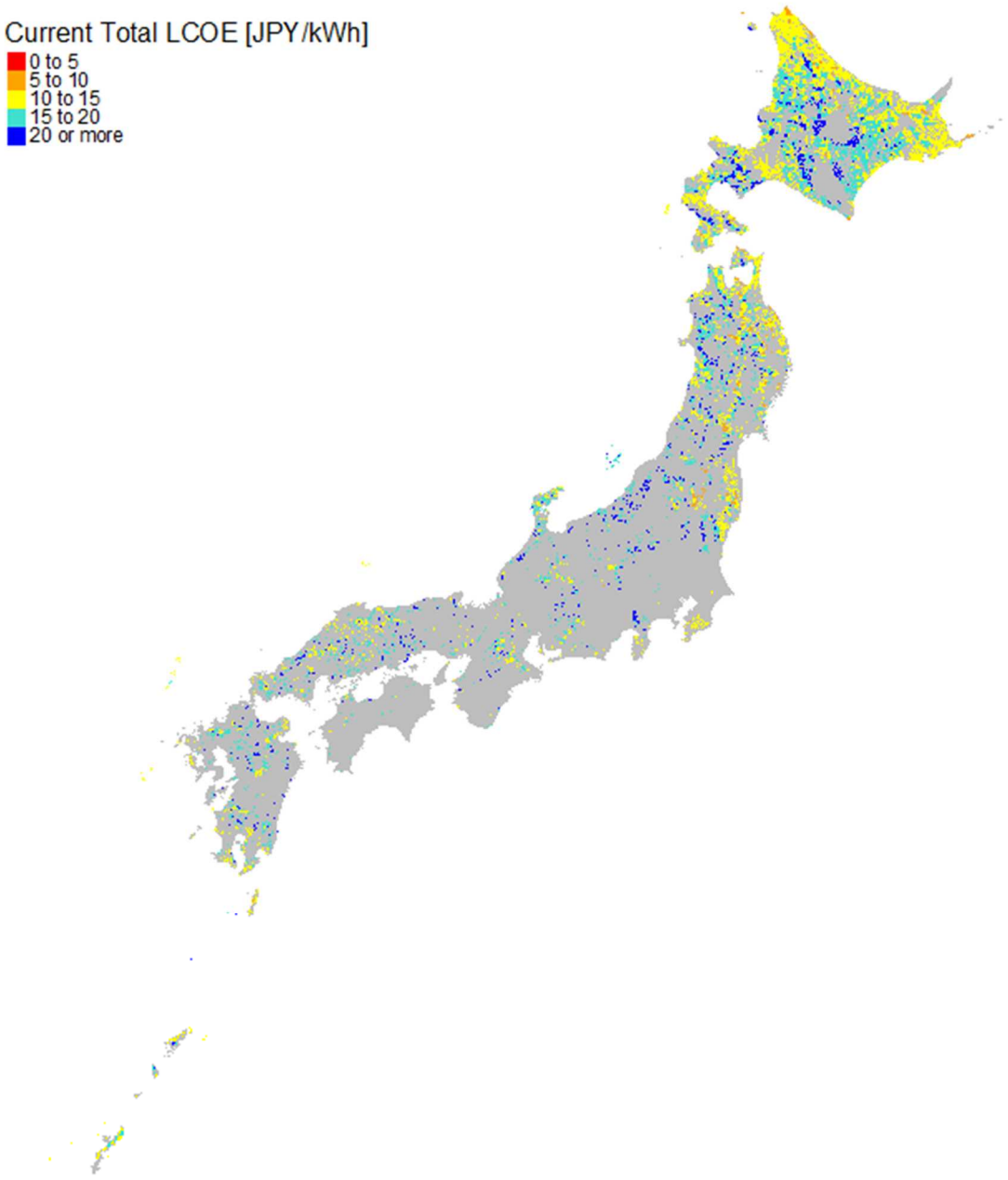


図 6-9　現時点での全体 LCOE の地理的分布

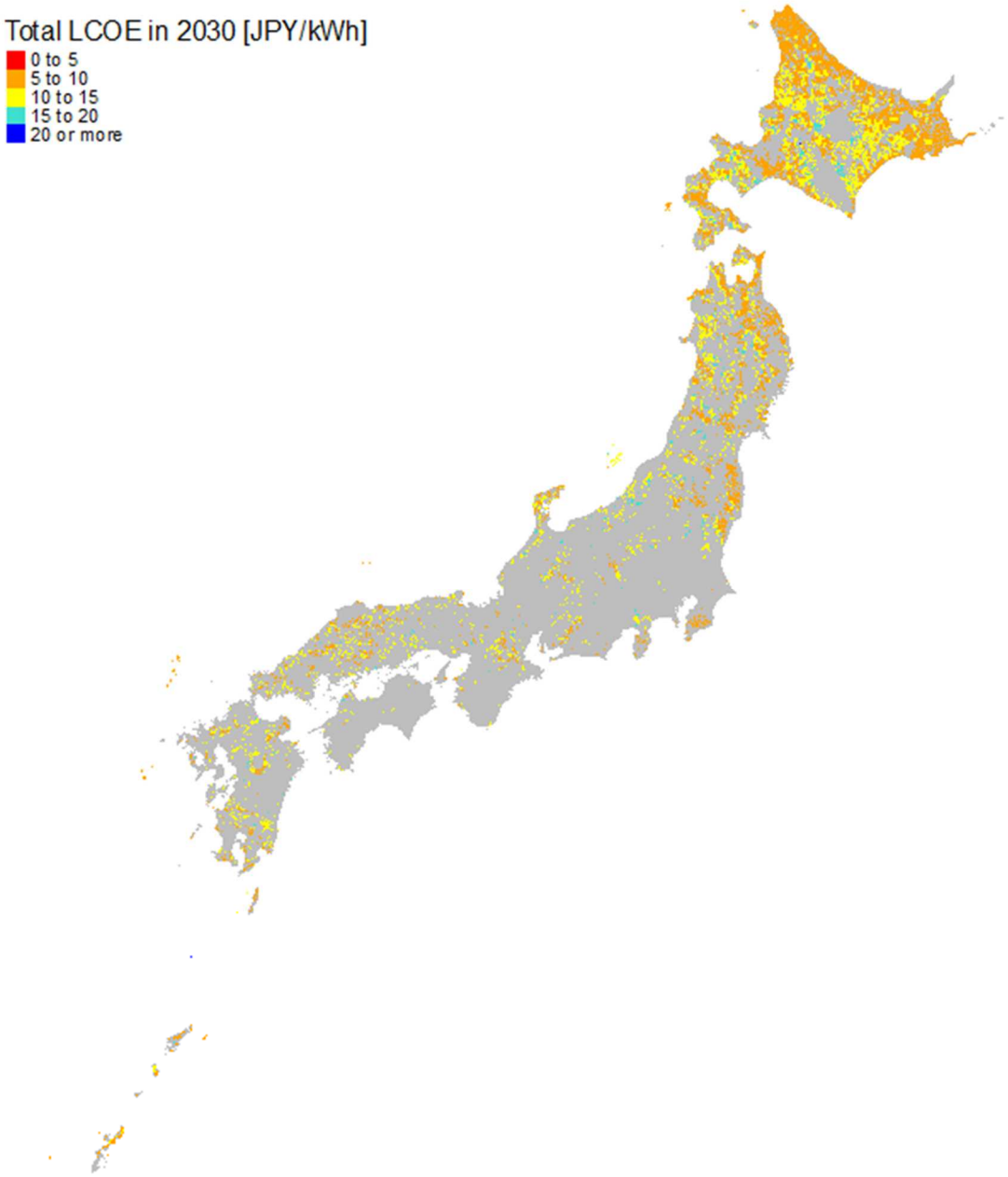


図 6-10　2030 年時点での全体 LCOE の地理的分布

(4) 均等化発電費用（LCOE）の内訳

方法の節で述べたとおり、本モデルでは LCOE の計算において送電線への接続費用及び道路への接続費用を切り出すことによって、既存インフラへの距離を費用構造に織り込んでいる。現在及び 2030 年の各事業エリアにおける平均的な費用内訳を表 6-9 にまとめた。既開発事業エリアでは、未開発事業エリアに比較して風況がよく、送電線や道路へのアクセスが良い地域が選ばれているため、現在、2030 年のいずれも安価な費用となっている。内訳としては、送電線への接続費用が現時点では約 10%を占める。一方、2030 年には設備費

のコストダウンに伴って発電費用が全体に占める割合は相対的に低減する一方、送電線接続費用や道路接続費用の割合は上昇する。ただし、比較的送電線や道路への接続が悪い未開発事業エリアにあっても、費用全体に占める割合は平均で 15%程度である。

表 6-9　LCOE の内訳

種類	現在				2030 年			
	既開発事業エリア		未開発事業エリア		既開発事業エリア		未開発事業エリア	
	円/kWh	%	円/kWh	%	円/kWh	%	円/kWh	%
発電費用	12.10	89.9	14.29	89.1	7.46	86.3	8.82	85.3
送電線接続費用	1.33	9.9	1.58	9.9	1.16	13.4	1.38	13.4
道路接続費用	0.03	0.2	0.16	1.0	0.02	0.3	0.14	1.3
合計	13.46	100	16.03	100	8.64	100	10.34	100

6.3 再生可能エネルギー導入阻害要因の実証分析

6.3.1 概要

前章では陸上風力発電所の経済的ポテンシャル（事業エリア）を特定した。均等化発電単価（LCOE）は事業開発の判断において最も重要な要因の一つであるが、それ以外にも港湾からの距離等要因も開発の可否に影響を与えると言われている。すなわち、LCOE のみを持って市場的ポテンシャルを推定するのは十分とは言い難い。

そこで本章では、既存の風力発電所及び環境アセスメント中の風力発電所のデータを用い、どのような要因が前章で特定した技術的ポテンシャルの実現に寄与するのかを実証的に分析するとともに、それぞれの事業エリアの開発確率を予測するモデルを作成した上で、2030 年に開発が実現するポテンシャル（市場ポテンシャル）を予測する。具体的には以下の手順を踏んで実施する。

1. 事業者へのヒアリングや文献調査等で得られた様々な変数が風力発電の事業エリアの開発の有無にどのように相関しているかを統計分析（ロジスティック回帰分析）によって検討した。トレーニングデータ（学習データ）には既存の風力発電所のデータと現時点での事業エリアのデータを用いた。
2. そこで得られた各事業エリアの開発確率を予測するモデルを評価し、市場的ポテンシャル（開発を予想）とそうでないものを切り分けるしきい値（カットオフ値）を検討した。テストデータには、環境アセスメント中の風力発電所のデータと現時点での事業エリアのデータを用いた。
3. 最後に、1, 2 で得た予測モデルとしきい値を用いて、2030 年の市場的ポテンシャルの計算を行った。入力データには、2030 年の事業エリアのデータを用いた。

6.3.2 データと分析方法

前章で得られた 6,581 事業エリアについて、以下に示した変数についてコーディングや距離の計算、ゾーン内平均の計算等を行い、データセットを構築した。

(1) 被説明変数 Y （事業エリアの開発の有無）

1) トレーニングデータ

事業エリアがこれまでに開発されていれば Y = 1，これまでに開発されていなければ Y =0 とする。コーディングの方法は、本モデルの分析単位が 500 メートルであることを考慮し、事業エリアの中に風車が含まれているか、500 メートル以内の距離に風力発電所が存在する場合、開発されているものとした。

2) テストデータ

事業エリアが環境アセスメントされていれば Y = 1，されていなければ Y = 0 とする。コーディングの方法は、本モデルの分析単位が 500 メートルであることを考慮し、事業エリアの中に環境アセスメント中の風力発電所が含まれているか、500 メートル以内の距離に風力発電所が存在する場合、Y = 1 とした。なお、テストデータからは既に開発された事業エリアを除外した。

(2) 説明変数 X

環境省の行った事業者へのヒアリング等をもとに以下の説明変数を特定した。

1) 発電の均等化発電単価（LCOE）

前章で計算した各事業エリアにおける発電の LCOE（USD/MWh）。発電費用の小さい事業エリアが優先的に開発されると予想されるため、説明変数に含めた。本モデルでは RPS（Renewable Portfolio Standard)による落札価格、補助金、FIT による買取価格を説明変数に含めていないが、これは風力発電所で発電した電力の供給曲線が各種の補助によって下方に移動しようと、供給曲線の左端から（すなわち LCOE の小さい事業エリアから）開発されることは変わらないと考えられるためである。

2) 道路との距離

幅員が 5.5m 以上の道路からの事業エリアのユークリッド距離（km）を計算した。道路延長の工事が必要になる場合、工事費は当該距離と正に相関することから、説明変数に含めた。前章で計算した道路との接続に係る LCOE で代用することも考えられるが、基本的には定数倍されるだけなので、道路への距離をそのまま用いた。

3) 送電線との距離

事業エリアから最も近い特別高圧送電線（7kV 以上）までのユークリッド距離（km）を計算した。前章に示したとおり、接続費用の一部は送電線との距離に比例するため、説明変数に含めた。前章で計算した送電線との接続に係る LCOE で代用することも考えられるが、基本的には定数倍されるだけなので、送電線への距離をそのまま用いた。

4) 港湾との距離

港湾法に定める国際戦略港（コード 11）、国際拠点港（コード 12）、重要港（コード 13）を対象とし、事業エリアから最も近い港湾とのユークリッド距離（km）を計算した。港湾からの距離は、事業者ヒアリングの結果から建設の際の輸送費に影響するため建設の際に重要というコメントを得た。一方、LCOE の計算には含まれていないため、説明変数に含めた。

5) 住居との距離

住居からの距離は、騒音等の影響を及ぼす点で、開発確率とは正の相関が予想される（近づくと開発確率が下がり、遠ざかると開発確率が上がる）。その一方で、居住地から離れるほど送電の必要性が高まるため、開発確率と負の相関も考えられる。こうした両方のメカニズムが想定されることから、説明変数に含めた。

6) 開発保護地域との距離

開発保護地域からの距離は、開発保護地域の景観や生態系への悪影響が存在しうる点で、開発確率とは正の相関が予想される（近づくと開発確率が下がり、遠ざかると開発確率が上がる）。このため、説明変数に含めた。

7) 水域との距離

水域からの距離は、工事等による生態系への悪影響が存在しうる点で、開発確率とは正の相関が予想される（近づくと開発確率が下がり、遠ざかると開発確率が上がる）。このため、説明変数に含めた。

8) 標高

傾斜は、大きくなるにつれて工事費が上昇するために開発確率とは負の相関が予想される。このため、説明変数に含めた。

9) 電力会社

送電線の制約は本来送電線単位で検討するのが最も正確であるが、計算量を考え、その代替変数として電力会社のダミー変数を説明変数に含めた。東京電力を基準とし、そこからの比較を各電力会社で確認した。

10) 5km 以内に近接する他の陸上風力発電所の有無

事業者ヒアリングから、近隣に陸上風力発電所がある場合、工事費や運営維持費の費用削減につながることが指摘されたことから、5km 以内に陸上風力発電所が存在するか否かを説明変数に含めた。次節に風力発電所の集積について説明を行った。

(3) 記述統計

表 6-10 に、6,581 の事業エリアの主要な属性の平均、標準偏差、カテゴリごとの数をまとめた。説明変数、被説明変数は太字で記述した。

表 6-10　6,581 事業エリアの変数の要約（太字は統計モデルの説明変数、非説明変数）

連続変数	平均（標準偏差）	単位
発電の均等化発電単価		
現在（トレーニングデータ）	14.24 (3.45)	円/kWh
2030 年	8.78(2.13)	円/kWh
道路との距離	0.31 (1.66)	km
送電線との距離	4.97 (10.19)	km
港湾との距離	41.92 (22.80)	km
最寄りの風力発電所との距離	49.80 (43.39)	km
住居からの距離	1.87 (1.98)	km
開発保護地域からの距離	17.89 (15.22)	km
水域からの距離	5.94 (41.90)	km
標高	326.52 (260.98)	m
傾斜	12.12 (4.08)	度
人口 10 万人以上の自治体との距離	39.95 (34.82)	km
年間発電電力量	71.12 (44.31)	TWh/年
発電容量	26.18 (13.79)	MW
面積	11.64 (6.13)	km2
カテゴリカル変数	カテゴリー	数
事業エリアの開発の有無（トレーニングデータ）	1	149
	0	6,432
事業エリアの環境アセスメントの有無（テストデータ）	1	199
	0	6,233
電力会社	北海道電力	2,929
	東北電力	1,735
	東京電力	172
	中部電力	310
	北陸電力	152
	関西電力	160
	中国電力	505

	四国電力	39
	九州電力	535
	沖縄電力	44
5km 以内に近接する他の陸上風力発電所の有無	1 0	481 6100

(4) 風力発電所の集積

我が国における陸上風力発電所は、図 6-11 のとおり、一部の地域に密集・集積している。また、図 6-12 のとおり、集積の度合いは年を追うごとに強まっている。この集積（近隣に他の風力発電所が存在すること）を変数として含めることによって、予測の精度を高められるかどうかを検討した。

集積（クラスタリング）には一般的に２つの理由があるとされる。第一に、風力発電所の設置に適した条件が地理的に集中しているために、結果として風力発電所が集積するというものである。これは、風力発電所が近隣にあるから集積が進むのではなく、優れた条件が地理的に集中しているために結果として風力発電所の集積が進むというものである。第二に、風力発電所が集積した場合、同時にメンテナンスが可能となることでメンテナンス費用が低下したり、既に建設された道路等のインフラの活用によって工事費が低下するといった集積の二次的な（すなわち集積そのものによる）効果によって集積が進むというメカニズムがありうる。両方の要因について、上記の様々な変数をコントロールした上で、説明しきれない集積の有無を統計分析において検討する。

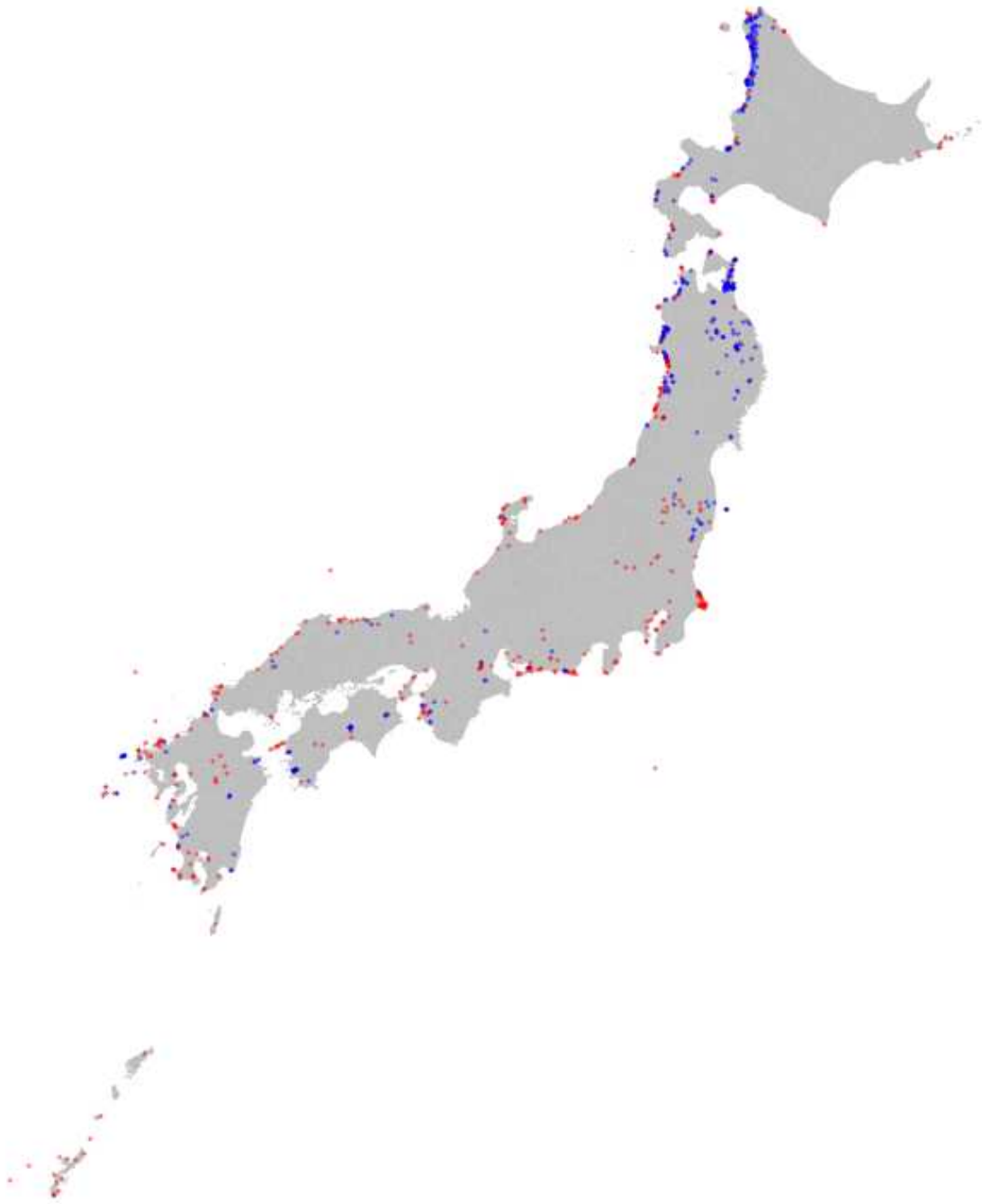


図 6-11　（再掲）既存の風力発電所（449 ヶ所。赤）と環境アセスメント中の風力発電所（371 ヶ所。青）の地理的分布

まず、図 6-12 に風力発電所が近接している割合の推移を示した。風力発電所が設置を開始した 1990 年台には風力発電所間の近接はあまり見られなかったが、年を経るに連れて風力発電所間が一定距離以内に存在する割合が高まり、2016 年には 10km 圏内に他の風力発電所が存在する割合が約 75%にも上る。このように、経時的に我が国で風力発電所の集積が進んでいることがわかる。

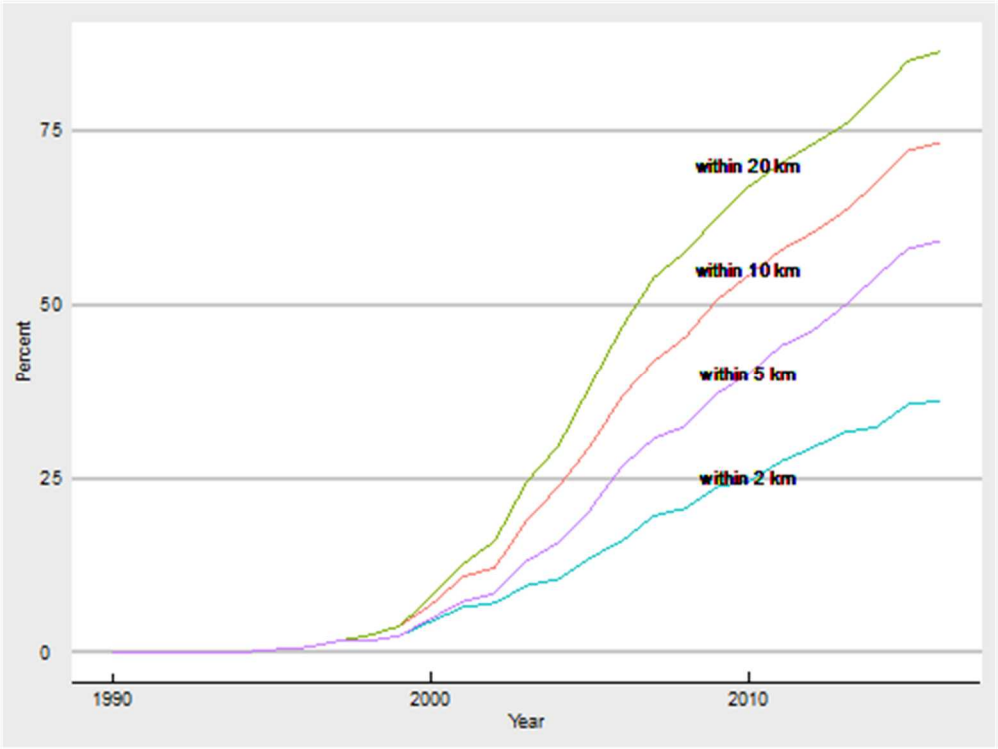


図 6-12　風力発電所が近接している割合の推移

風力発電所の集積は、空間統計学で用いられる G 関数によって要約することができる。G 関数は、一定距離 r の範囲内に他の風力発電所が存在する割合を表す。このため、$0 \leq tt(r) \leq 1$ である。日本における風力発電所の G 関数を図 6-13 に示した。赤の実線は風力発電所の G 関数である。G 関数は 5km まで急速に割合を高め、それからなだらかに増加する。このため、説明変数のコーディングに用いるしきい値として 5km を用い、近隣 5km 以内に他の風力発電所が存在するか否かを説明変数に加えた。なお、5km 以内に他の風力発電所が存在する割合は約 6 割である。一方、黄緑の破線及び灰色の帯は集積がない場合の理論的な G 関数（ポアソン過程）とその範囲を表す。赤の実線はその範囲を大きく上回ることから、統計的にも有意な風力発電所の集積が認められた。

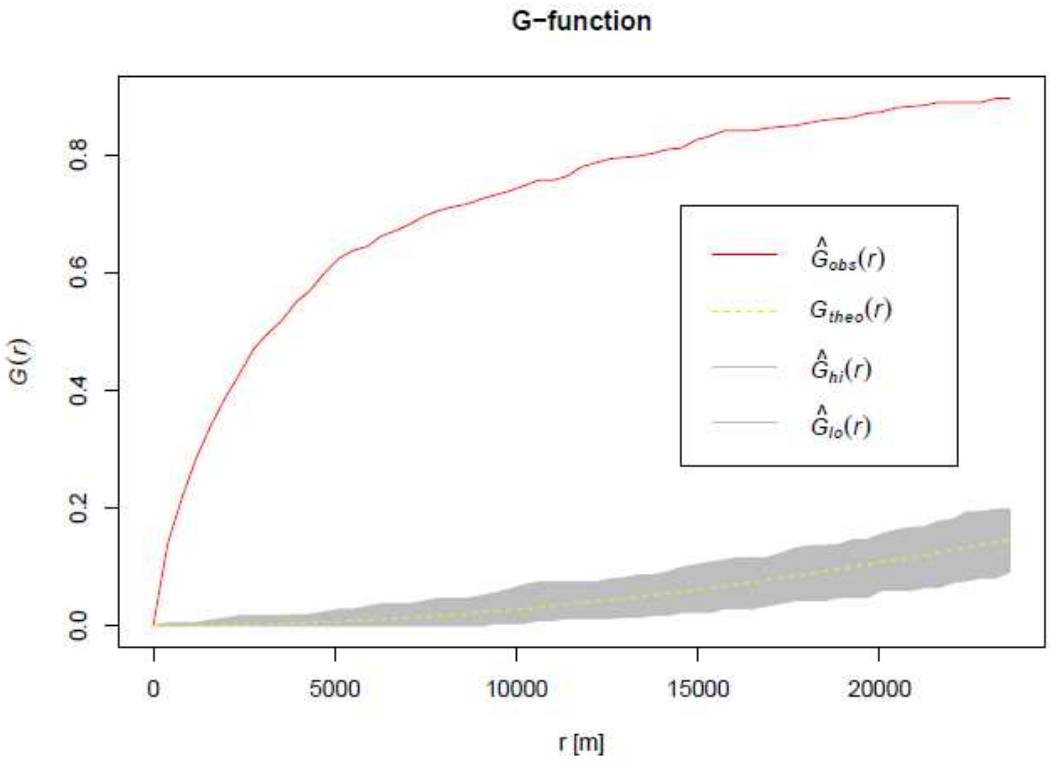


図 6-13　風力発電所の G 関数

また、事業者ヒアリングによれば、風力発電所のメンテナンスは主に海外企業からの人員によって行われるため、同じ企業の風力発電所を同時にメンテナンスできるように近接させることでコストダウンが可能である。図 6-14 のとおり、同系列の企業が一部地域に集中して配置されることが確認できる。こうしたメカニズム（上記第二の理由。集積が集積を呼ぶメカニズム）も、集積が起こる理由の一つである。

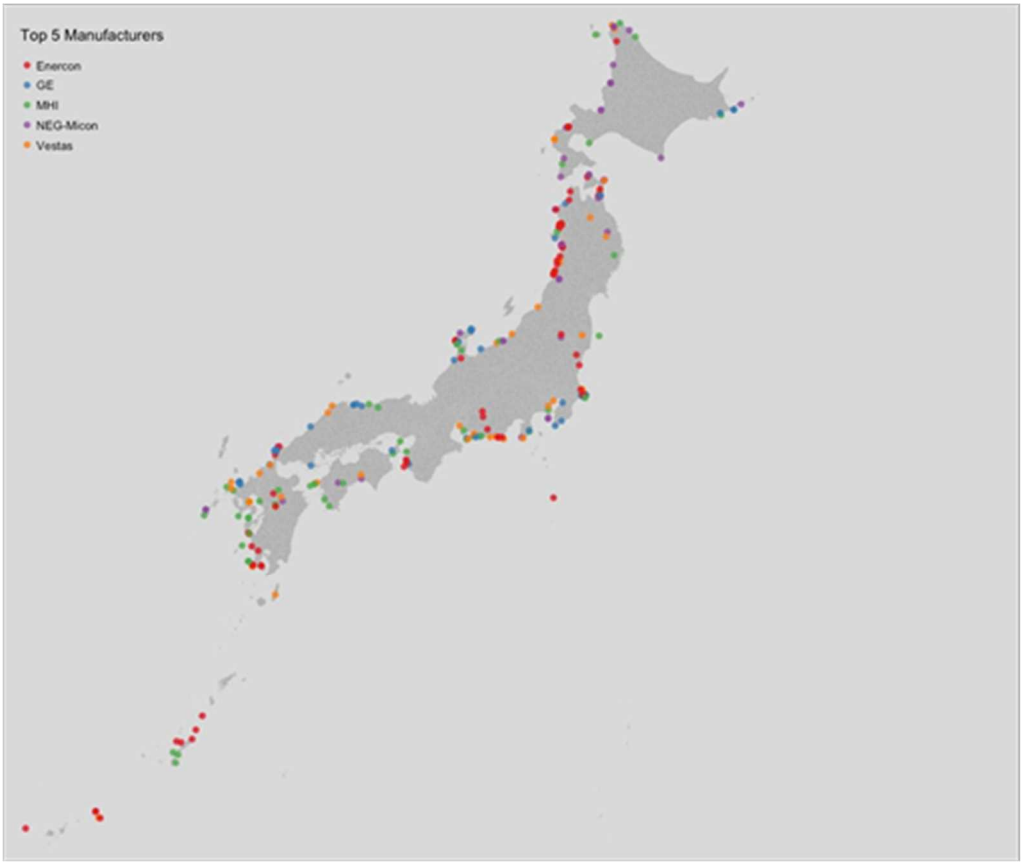


図 6-14　トップ 5 製造企業の風力発電所の分布

(5) 統計モデル

本研究では、1) どのような変数がポテンシャルの実現に寄与または阻害しているかの推論、及び 2) 変数が変化した場合のポテンシャル実現確率の予測、の 2 つの目的のためにロジスティック回帰モデルを用いた。

本研究のような二値の非説明変数（ポテンシャルが実現するか（Y＝1）、しないか（Y＝0）の分類・予測モデルとしては、ロジスティック回帰に加え、線形判別分析（LDA: Linear Discriminant Analysis）、CART（Classification and Regression Trees）、ランダムフォレスト（Random Forest）、ブースティング（Boosting）などの機械学習モデルが挙げられる。関数の非線形性の反映や高い予測性能の点ではランダムフォレストやブースティングが優れるものの、それぞれの変数の寄与の程度や統計的有意性をあわせて検討することや、モデルの解釈の観点からはロジスティック回帰が優れる（例えば [33]）ことから、本分析ではロジスティック回帰モデルを用いた。

ロジスティック回帰のモデルは以下の式で表される。

$$Pr(Y = 1|X, \beta) = \frac{1}{1 + e^{-X\beta}}$$

$$Pr(y_i = 1|x_i, \beta) = \frac{1}{1 + e^{-(\beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \beta_2 x_{i2} + \ldots + \beta_p x_{ip})}}$$

ここで、X はポテンシャルの開発に影響を与えると想定される説明変数（特徴量）のデータ（X ∈ Rn×p）、β はその影響の大きさを表す係数のベクトル（β ∈ Rp）を表す。ここで n はサンプルサイズ（トレーニングデータでは n = 6, 581）、p は説明変数の数、i は事業エリアの ID を表す。当該式は X の値によらず 0 から 1 までの値に収まることから、確率のモデル化に適している。まず、トレーニングデータを使い、最尤法によって、トレーニングデータ（X 及び Y）の最も当てはまりの良い β の推論を行った。

統計分析では、このロジスティック回帰モデルを用い、前章で特定した事業エリアの開発確率を予測するモデルを計算した。第一に、既に運転を開始している風力発電所のデータをトレーニングデータとして予測モデルの作成に用いた。これにより、統計的に有意な変数を特定した。更に、環境アセスメントを行っている陸上風力発電所をテストデータとして用い、予測モデルの評価を行うとともにしきい値（後述）を決定し、市場ポテンシャル推定の準備を行った。

(6) 統計モデルの検証方法としきい値の決定

トレーニングデータから得られた予測モデルの予測性能について、ROC 曲線の AUC（ROC 曲線の下部の面積）、精度、偽陽性率等の代表的な指標を用いて評価した。

ロジスティック回帰モデルによって得られる予測値は、二値（開発されるか、開発されないか）ではなく、0 から 1 の間の連続的な値を取る。このため、この値をどのように解釈するかは、どのようなしきい値を設定するかによって決まる。例えば、しきい値を 0.5 と設定した場合、それよりも予測値が大きい事業エリアは開発されるものと予測し、小さい事業エリアは開発されないものと予測することになる。言い換えると、予測結果の解釈はしきい値の設定方法に依存する。

しきい値の設定は科学的に決められるものではなく、予測の目的によって適切な設定方法が異なる。しきい値は 0 から 1 までの値を取りうるが、その値のとり方においては、予測の精度（TPR : 実際に開発される事業エリアを、開発されるだろうと正しく予測できる割合）と偽陽性率（FPR : 実際には開発されない事業エリアを、開発されるだろうと誤って予測してしまう割合）にはトレードオフが存在する。本来は予測の精度を最大まで高めつつ、偽陽性率を最小化することが理想的であるが、それは不可能である。予測の精度を高めれば（すなわち、しきい値を下げて、できるだけすべての事業エリアを含めようとすると）、偽陽性率も上がってしまう。このため、精度の向上（実現するものをもれなくすべて予測する）をどこまで求めるか、偽陽性率（実現しないものを実現すると誤って予測してしまう誤り）をどこまで許容するか、トータルとして保守的なポテンシャルを推定する、などの異なる目標によってしきい値の値が具体的に決まる。例えば、感染症の一次検査や投薬の判断など、過大に見積もっても良いので、将来起きる可能性があるものを幅広にもれなく把握したい場合には、精度（TPR）を予算等の制約が許す限り最大限高めることもある。一方、職員採用

の判断において、一定基準未満の候補者の採用をゼロにしたい場合には、基準（しきい値）を高め、伸びる可能性のある候補者の取りこぼしは許容しつつ（精度は小さくなる）、偽陽性率（FPR）をゼロにするようにしきい値を設定する。本研究では、市場ポテンシャルを保守的に推定するという観点から、精度（TPR）よりも偽陽性率（FPR）を重視し、かつ偽陽性が偽陰性を上回らない（トータルのポテンシャルを多く見積もらない）しきい値を選択した。

6.3.3 結果と議論

(1) 統計分析の結果

ロジスティック回帰分析によって得られた 6 種類のモデルの回帰結果を表 6-11 にまとめた。予測モデルの選択には AIC（赤池情報基準）を用いた。モデル (1) から各種変数の追加に伴い、変数の多さにペナルティを科した後でも AIC は減少した。モデル (6) が最も小さな AIC を持つことから、最も良い当てはまりを持つ予測モデルとして採択した。

一貫して統計的に有意な相関（5%水準）を持つ変数は、発電コスト、港湾への距離、傾斜、北陸電力、九州電力、5km 以内の他の風力発電所の有無であった。発電コスト、港湾への距離、傾斜はいずれも開発確率とは負の相関を持つ。すなわちこれらの変数が大きくなるにつれて、開発確率が下がる傾向があった。一方、北陸電力、九州電力管内は、他の変数をコントロールした上で（つまり他の変数が全く同じ値であったとして）、東京電力　管内に比べてそれぞれ 1.1%、0.5%開発確率が高かった。また同様に、5km 以内に他の風力発電所が存在する場合は、他の変数をコントロールした上で、開発確率が 5%高かった。

この他、モデル (6) においては統計的な有意性は見られなかったものの、道路との距離も一定程度の負の相関が見られた。その一方、送電線、住居、開発保護地域、水域への距離及び標高はほぼ相関が見られなかった。

以上のように、モデルにおける LCOE 計算にかかわらない変数についても統計的に有意な相関が見られ、予測のフィットも高いことから、市場的ポテンシャルの推定には LCOE 以外にもこれらの変数を考慮に入れることが適切であると裏付けられた。高い発電費用、港湾や道路から遠距離であること、傾斜が大きいことは阻害要因であると示唆された。また、風力発電所が 5km 以内に近接している事業エリアは、他の変数をコントロールしたとしてもより開発されやすい傾向が確認された。

表 6-11　ロジスティック回帰分析の結果

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
発電コスト	−0.025*** (0.003)	−0.030*** (0.004)	−0.031*** (0.004)	−0.030*** (0.004)	−0.034*** (0.004)	−0.019*** (0.004)
道路への距離		−1.300*** (0.358)	−0.730** (0.358)	−0.628* (0.353)	−0.623* (0.353)	−0.444 (0.348)
送電線への距離		0.001	0.008	0.011	0.008	0.002

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
		(0.007)	(0.007)	(0.007)	(0.008)	(0.009)
港への距離			−0.026*** (0.005)	−0.026*** (0.005)	−0.017*** (0.005)	−0.013** (0.006)
住居への距離			−0.0003*** (0.0001)	−0.0003*** (0.0001)	−0.0001 (0.0001)	−0.0001 (0.0001)
開発保護地域への距離			−0.00000 (0.00001)	−0.00000 (0.00001)	0.00000 (0.00001)	0.00000 (0.00001)
水域への距離				−0.003 (0.002)	−0.004 (0.004)	−0.003 (0.005)
標高				−0.00001 (0.001)	−0.001 (0.001)	0.0003 (0.001)
傾斜				−0.035 (0.022)	−0.098*** (0.025)	−0.072** (0.028)
北海道電力					−0.280 (0.760)	0.571 (0.804)
東北電力					1.068 (0.739)	1.186 (0.785)
中部電力					1.112 (0.867)	0.427 (0.918)
北陸電力					2.697*** (0.784)	2.283*** (0.849)
関西電力					0.759 (1.025)	1.101 (1.107)
中国電力					1.070 (0.814)	1.149 (0.865)
四国電力					−11.350 (369.426)	−12.207 (562.757)
九州電力					1.596** (0.765)	1.631** (0.823)
沖縄電力					0.903 (1.990)	0.913 (2.577)
5km 以内の他の風力発電所の有無						3.713*** (0.226)
サンプルサイズ	6,581	6,581	6,581	6,581	6,581	6,581
対数尤度	−677.831	−659.935	−630.743	−627.441	−594.230	−418.975
AIC	1,359.663	1,327.869	1,275.487	1,274.882	1,226.461	877.949
Note:						*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

モデル (6) を用いて 2030 年の開発確率を予測し、相対的にランク付けしたものが図 6-15 である。事業エリアの 2030 年時点での開発可能性を、上位から 20%ずつ Q1 から Q5 までランク付けした。Q1 は開発確率 2.05%以上、Q2 は開発確率 1.22%以上 2.05%未満、Q3 は開

発確率 0.77%以上 1.22%未満、Q4 は開発確率 0.45%以上 0.77%未満、Q5 は 0.45% 未満を表している。

これらのランク付けには、LCOE のみならず、モデル (6) に含まれた説明変数すべてを活用しており、より総合的な評価ということができる。

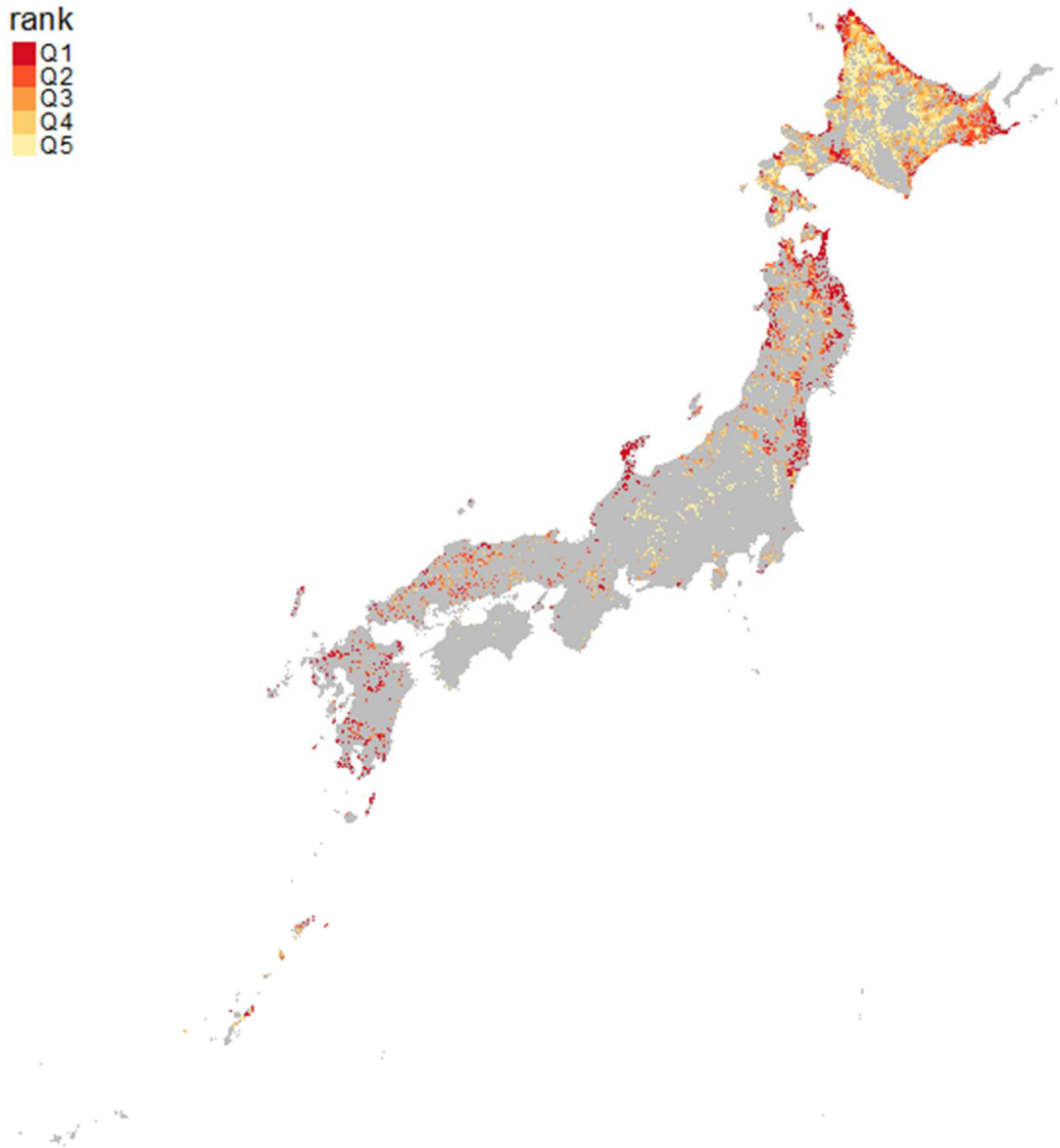


図 6-15　2030 年時点での事業エリアの開発可能性を上位から 20%ずつ相対的にランク付けしたものの地理的分布
Q1 は開発確率 2.05%以上。Q2 は開発確率 1.22%以上 2.05%未満。Q3 は開発確率 0.77%以上 1.22%未満。Q4 は開発確率 0.45%以上 0.77%未満。Q5 は 0.45%未満。

同じく、2030 年時点での事業エリアの開発可能性を上位から 20%ずつ相対的にランク付けしたものの電力会社ごとの分布を図 6-16 にまとめた。今後は総合的に質の高い Q1 での風力発電の開発が進んでいくものと考えられる。Q1 の合計容量は 32,994[MW]で、東北電力が最大の 12,658[MW]、北海道電力の 7,652[MW]、九州電力の 6,879[MW]、北陸電力の 3,028[MW]と続く。こうした北海道電力、東北電力、九州電力という電力需要の限定された地域での風力発電の経済的ポテンシャルを実現していくためには、地域間連系線の拡充、蓄電池や水素の活用などのエネルギー貯蔵、デマンドレスポンス等の需要側の対策等、電力系統の柔軟性を高めていくことが有効である。また、その際には変動再生可能エネルギーの時間的かつ確率的な変動と、本モデルに見られるような発電条件の地理的な分布の両方を含めて検討できるような、時間的・地理的解像度の高い電力投資モデルの活用が有効である。（例 [34]）

このような事業エリアの相対的な評価から一歩進んで、市場的ポテンシャルを計算するためには、この開発確率をどのように解釈するかを決めるしきい値を決定する必要がある。次節ではしきい値の設定方法を論じる。

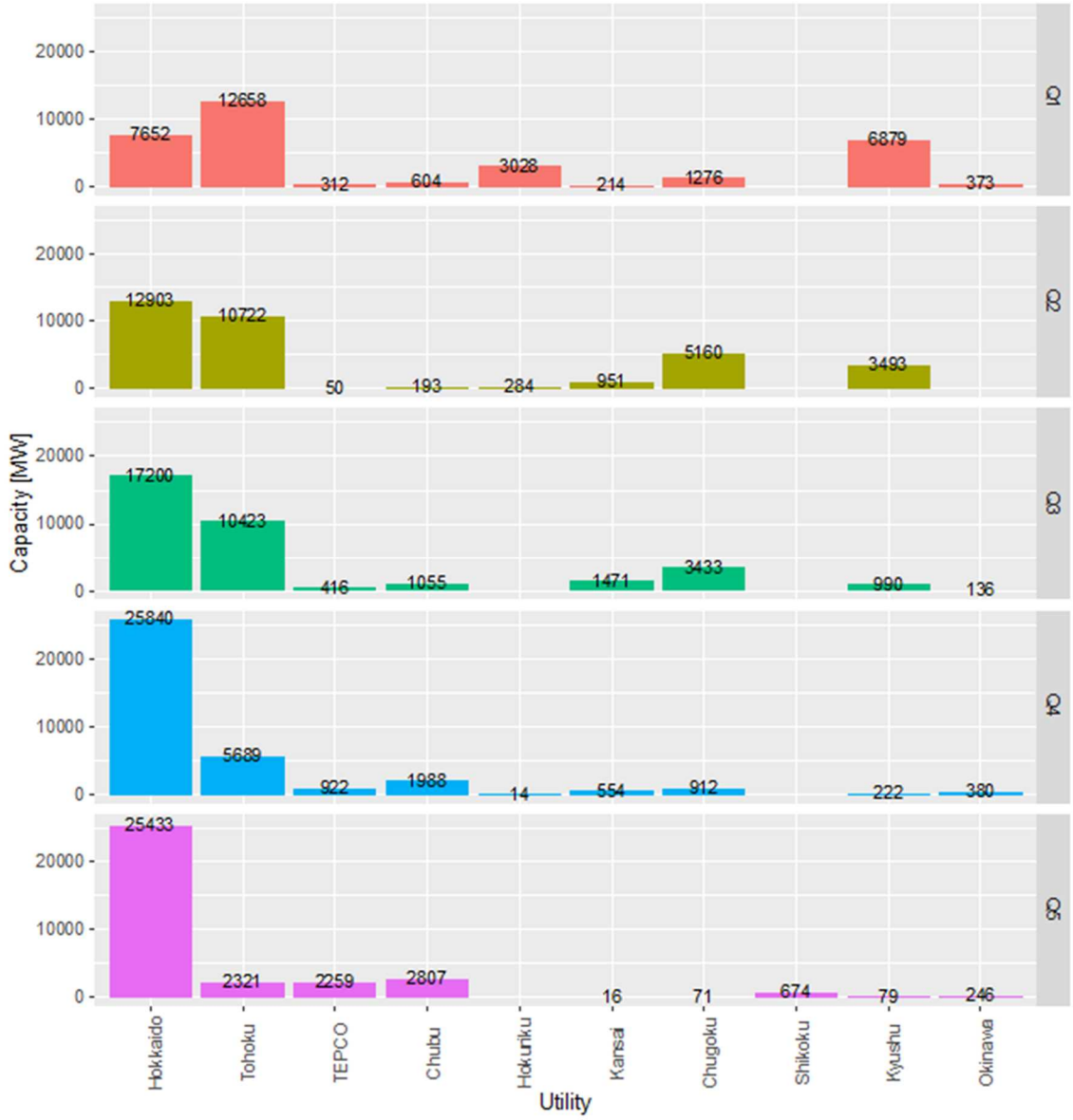


図 6-16　2030 年時点での事業エリアの開発可能性を上位から 20%ずつ相対的にラン付けしたものの電力会社ごとの分布
Q1 は開発確率 2.05% 以上。Q2 は開発確率 1.22%以上 2.05% 未満。Q3 は開発確率 0.77% 以上 1.22% 未満。Q4 は開発確率 0.45% 以上 0.77% 未満。Q5 は 0.45% 未満。

(2) しきい値の決定と予測モデルの評価

これまでに、既存の風力発電所の開発の有無をトレーニングデータとして用い、ロジスティック回帰によって予測モデルを作成した。次に、この予測モデルに関し、アセス中の風力発電所の開発有無の予測をテストデータとして用い、予測モデルの性能としきい値を代表的な指標によって評価した。

全体の予測性能を比較する ROC 曲線を図 6-9 に示した。ROC 曲線は、予測のしきい値を 0 から 1 まで変化させた際に精度（TPR）と偽陽性率（FPR）の組み合わせがどのように変化するかを曲線で表した図である。AUC は 0.87（ROC 曲線の下の面積）と高く、一定の

予測性能を持つことを示している。一方、予測モデルとしては、精度（TPR。グラフの縦軸）を高めつつ（タイプ１エラーを減らす）、偽陽性率（FPR。グラフの横軸）を下げる（タイプ２エラーを減らす）ことが望ましいが、それらの間にはトレードオフが存在する。すなわち、しきい値を下げて精度を高めようとするほど（つまりもれなく正解を当てようとするほど）、偽陽性率も高まってしまうという関係にある。前述のとおり、作成した予測モデルを活用する際、そのトレードオフのどこを選択するかは、科学的に決められるものではなく、目的によって設定される。今回は、将来の風力発電が開発される事業エリア及びその総量を特定するという目的のもと、偽陽性率を可能な限り下げ、偽陽性が偽陰性と同程度になることを目標に、しきい値の確率 15%（0.15）を設定した。図 6-17 ではターコイズブルーの部分に相当する。

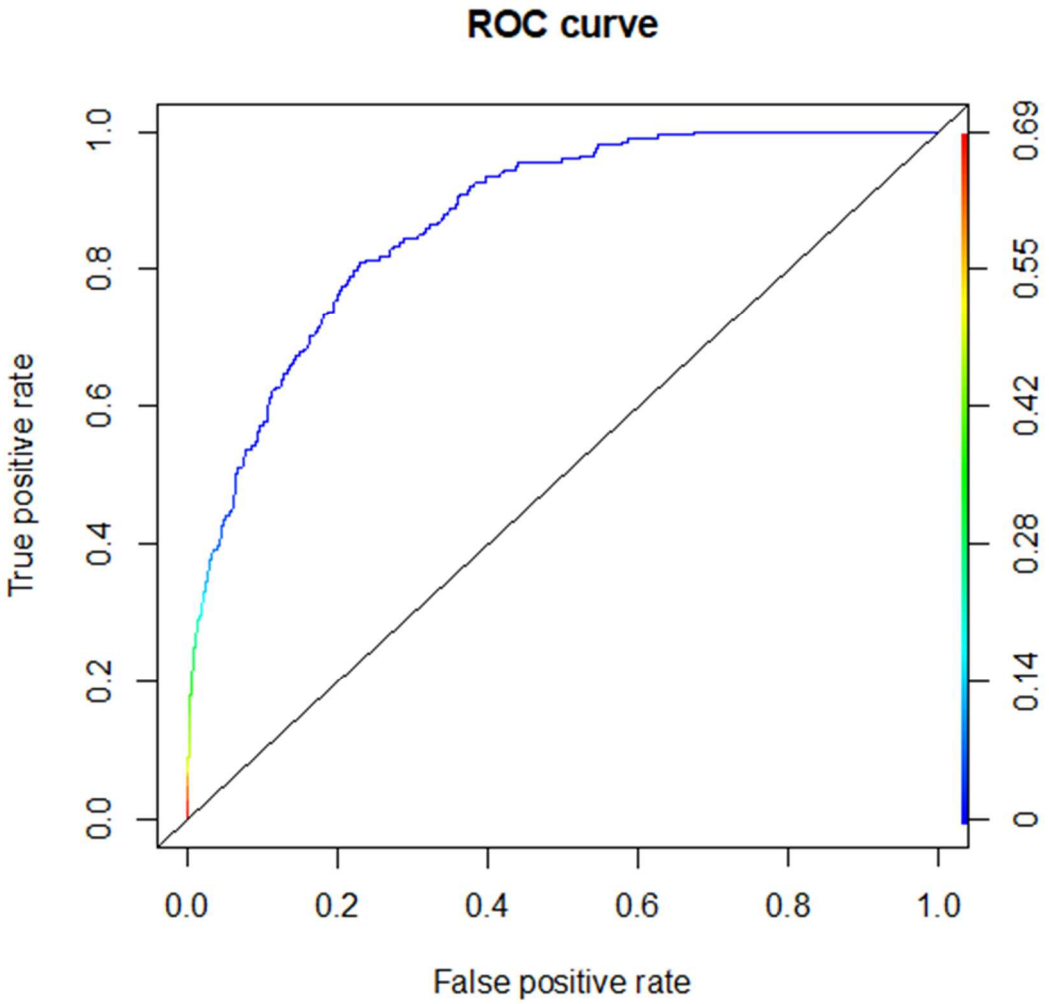


図 6-17　ロジスティック回帰モデルの ROC（曲線の色はしきい値の値を表す）

しきい値 15%とした場合の混同行列を表 12 に示した。これは、図 6-17 で示された精度（TPR）と偽陽性率（FPR）の組み合わせに等しい。

まず、正解率（Accuracy：モデルによって開発の有無が正しく分類できた割合）は

(6,121+66)/(6121 + 133+ 146 + 66) = 96%）であった。

次に、精度（適合率）（True Positive Rate：開発されることがモデルによって正しく予測できた割合）は、66/(133+66) = 33%であった。一方、偽陽性率（False Positive Rate モデルによって開発が予測されたが実際は開発されなかった割合）は 133/(6121 + 133)= 2.1%であった。このように、しきい値を 15%と高めに設定した場合、目的に沿って、ごく小さい偽陽性率を達成し、かつ偽陽性の絶対値（146）を偽陰性(133）と同程度に抑えることで、全体として開発の総量を保守的に予測する傾向を持つことが確認された。なお、しきい値 15%では偽陰性が偽陽性より大きく、しきい値 20%で偽陽性が偽陰性より大きくなる。

表 6-12　混同行列（Confusion Matrix）

	未開発と予測 Pr(Y = 1) ≤ 0.15	開発と予測 Pr(Y = 1) > 0.15
Y = 0 （未開発）	6,121	146
Y = 1 （開発）	133	66

最後に、6,581 の事業エリア全体ではなく、149 の開発済み事業エリアにおける開発確率を下位から上位に並べたものを図 6-18 に示した。開発確率のしきい値 15%は、下位から数えて 40 パーセンタイルに該当することがわかった。

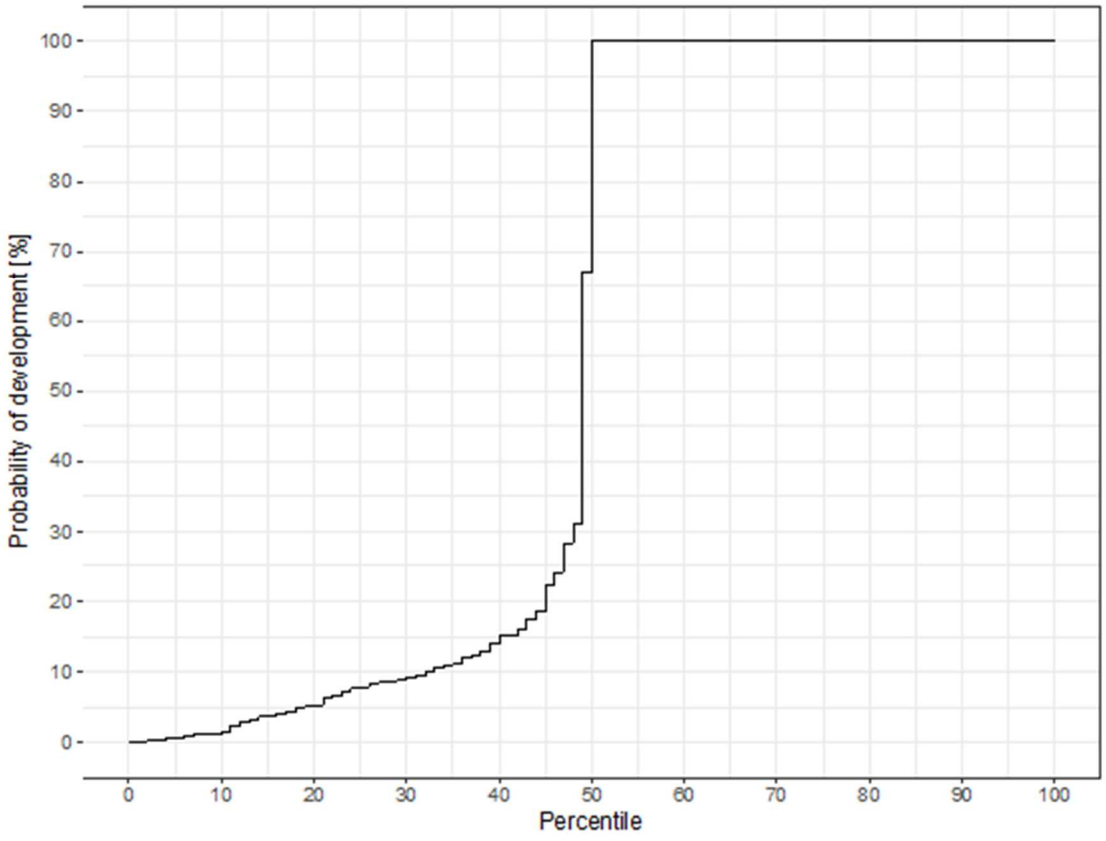


図 6-18　開発済み事業エリアにおける開発確率の分布（パーセンタイル）

(3) 市場的ポテンシャルの推算

最後に、まだ開発も環境アセスメントも行われていない事業エリアのデータを予測モデルに入力し、2030 年の市場的ポテンシャルを計算した。まず、電力会社別の市場的ポテンシャルと開発確率の関係を図 6-19 と表 6-13 にまとめた。

市場的ポテンシャルにおいては、政府の政策（買取価格等）を加味して実際に導入される量を推定することになる（前章参照）。そうした市場的ポテンシャルは発電 LCOE が 6.3[円/kWh]未満の事業エリアを満たす必要があると判断した。その条件を満たす事業エリアに限定し、かつ前節で決定したしきい値（開発確率が 15%）の条件の両方を満たす事業エリアの発電容量は、全体で 1,653[MW]であった。電力会社別に見ると、そのほとんどは東北電力管内（744[MW]）、北海道電力管内（734[MW]）の二地域に存在している。その他には、中部電力、東京電力、九州電力、沖縄電力に存在する。

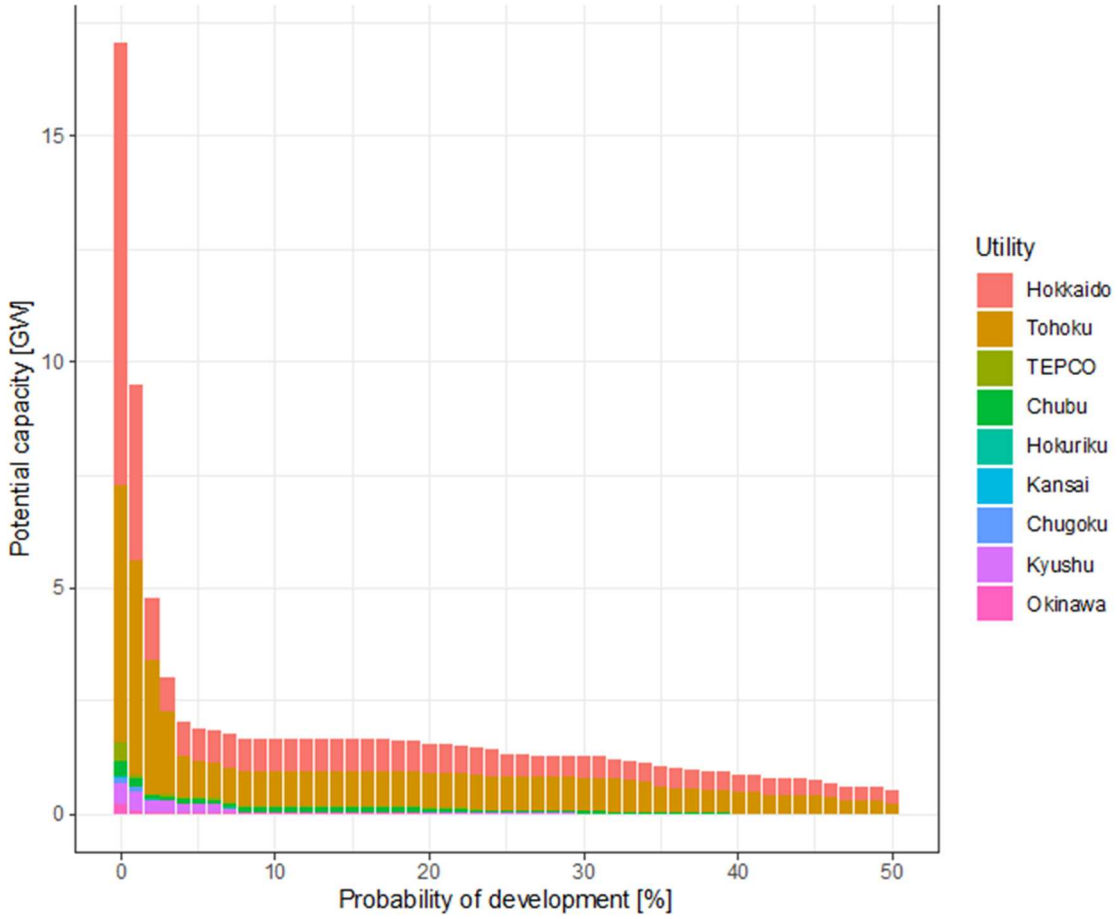


図 6-19　2030 年コストデータを用いた未開発事業エリアの開発確率（%）と容量（MW） の関係（発電 LCOE が 6.3 円/kWh 以下のものに限定）

表 6-13　2030 年コストデータを用いた未開発事業エリアの開発確率（%）と容量（MW） の関係（発電 LCOE が 6.3 円/kWh 以下のものに限定）

開発確率(%)	1	2	3	4	5	10	15	20
北海道電力	3,851	1,411	776	739	739	739	733	631
東北電力	4,762	2,927	1,815	904	774	755	744	736
東京電力	70	56	56	56	56	56	56	56
中部電力	172	84	84	84	84	84	84	84
北陸電力	12	12	12	12	12	0	0	0
関西電力	15	0	0	0	0	0	0	0
中国電力	98	0	0	0	0	0	0	0
四国電力	0	0	0	0	0	0	0	0
九州電力	413	279	254	200	200	20	20	20
沖縄電力	92	44	44	44	44	44	15	15
合計(MW)	9,485	4,813	3,041	2,039	1,909	1,890	1,652	1,542

なお、ここで留意すべきなのは、2030 年の買取価格の見込み等から、発電 LCOE が 6.3[円/kWh]未満の事業エリアに限定しているものの、前章で示したとおり、日本には 100GW 規模の風力発電の経済的ポテンシャルが存在する。2030 年以降もコストダウンが続けば、市場的ポテンシャルを拡大することは十分可能である。

更に、特定した市場的ポテンシャルを県別にまとめたものが図 20 である。上位から北海道（733[MW]）、青森県（297[MW]）、福島県（261[MW]）、岩手県（131[MW]）、千葉県（56[MW]）である。変動再生可能エネルギーの受け入れ余地が大きい中三社（東京電力、部電力、関西電力）管内においては、千葉県、静岡県（47[MW]）、三重県（37[MW]）に市場的ポテンシャルが存在した。

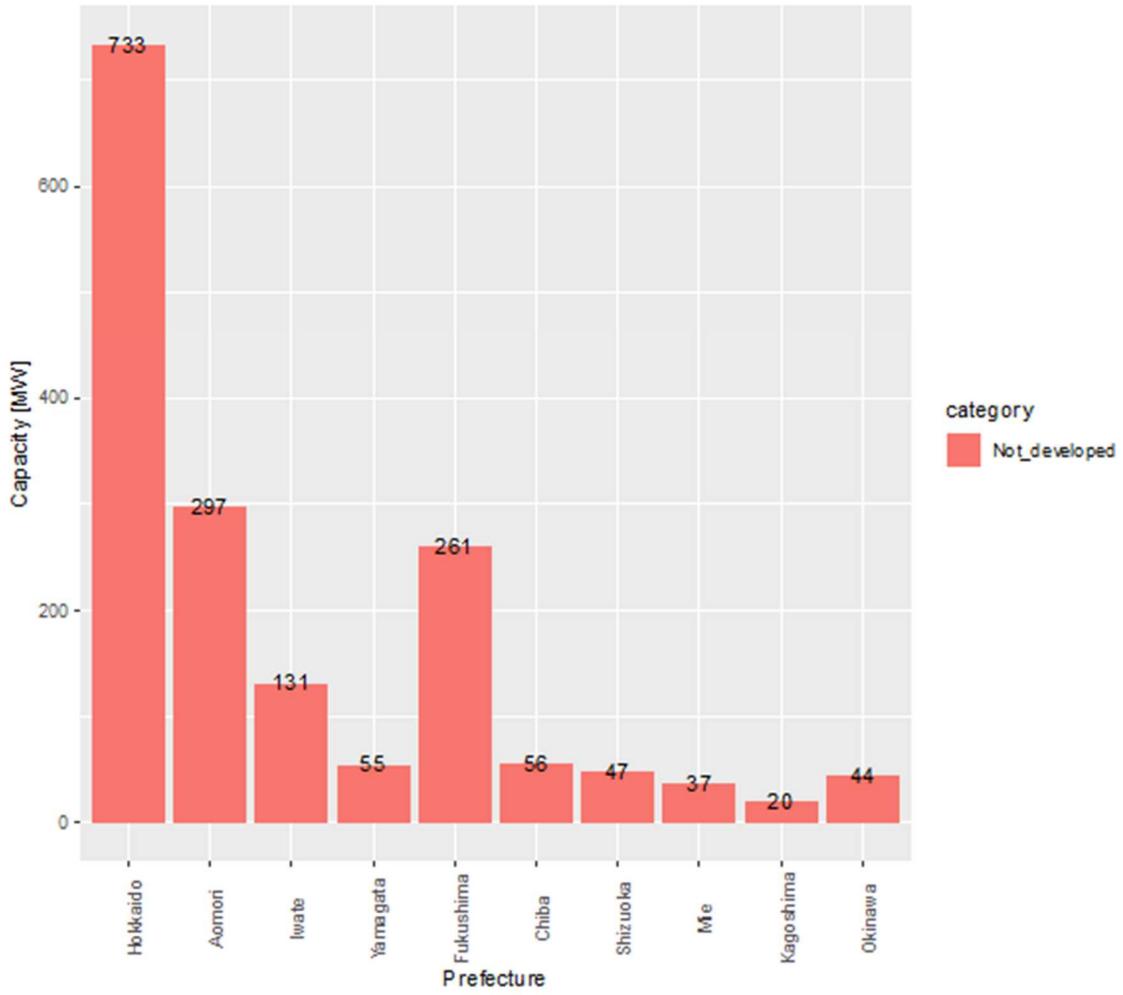


図 6-20　県別の市場的ポテンシャル（2030 年）

最後に、図 6-21 に 2030 年の市場的ポテンシャルを地図上に示した。濃い赤がしきい値以上の開発確率かつ 6.3 円/kWh 未満の発電 LCOE の事業エリアに該当する。それらの事業エリアは、図 6-11 に示した既開発または環境アセスメント中の風力発電所と隣接していることがわかる。

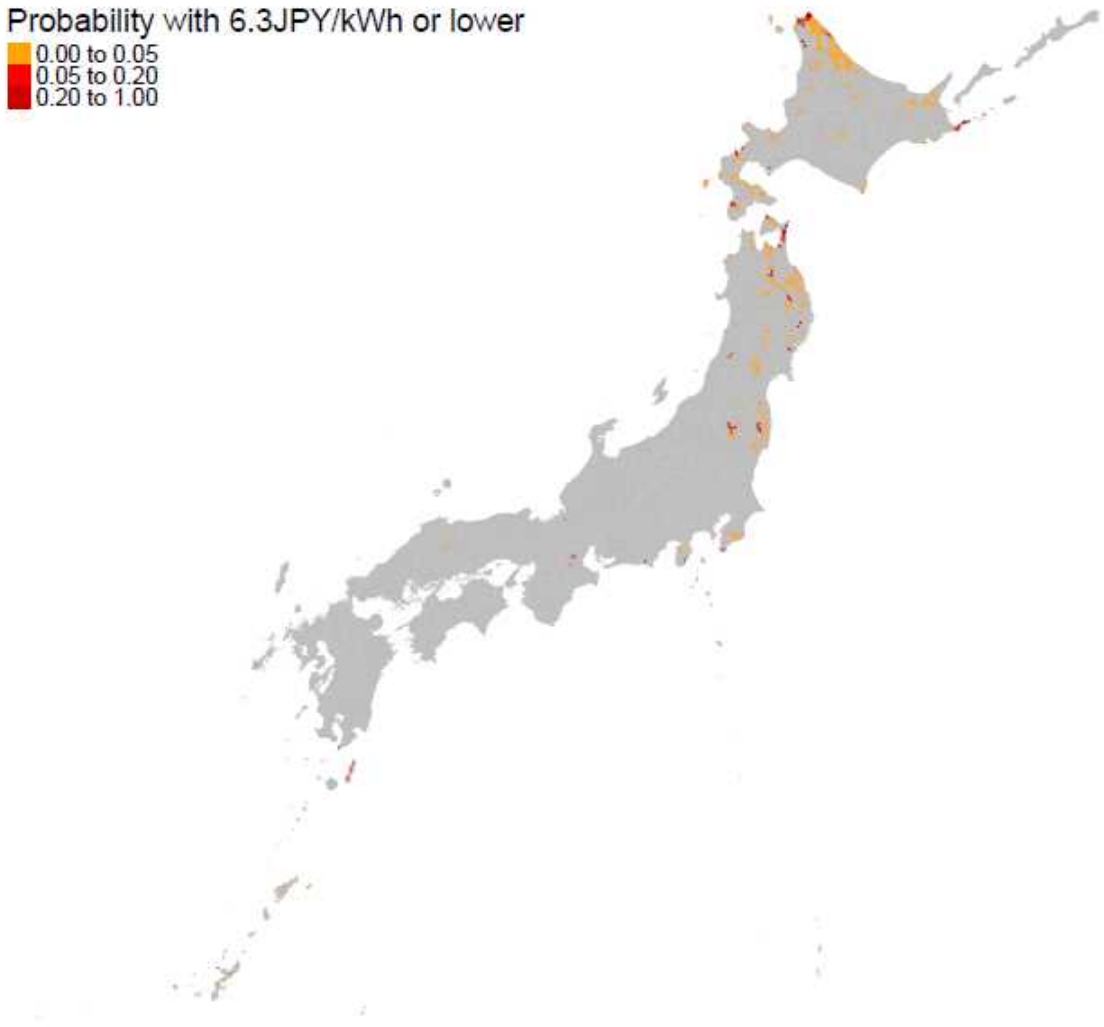


図 6-21　2030 年の市場的ポテンシャル（発電 LCOE6.3 円/kWh 以下で未開発の地域）

参考文献

[1] NREL, 2012. U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51946.pdf

[2] ECOFYS, 2008. Global Potential of Renewable Energy Sources: a Literature As- sessment

[3] Voivontas D, et al. Evaluation of renewable energy potential using a GSI decision support system. Renewable Energy 1998; 3:333-44.

[4] NREL, 2016. Cost of Wind Energy Review https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70363.pdf

[5] 国土交通省 国土数値情報（土地利用） http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/codelist/LandUseCd-09.html

[6] G., Wu et al. 2015, Renewable Energy Zones for the Africa Clean Energy Corridor http://www.irena.org/publications/2015/Oct/ Renewable-Energy-Zones-for-the-Africa-Clean-Energy-Corridor

[7] G., Wu et al. 2017, Strategic siting and regional grid interconnections key to low- carbon futures in African countries, PNAS, 114 (15) E3004-E3012

[8] USEIA. 2018. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2018 https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo18/pdf/electricity_ generation.pdf

[9] 電力広域的運営推進機関. 2016. 送変電設備の標準的な単価の公表について https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2015/files/20160329_tanka_ kouhyou.pdf

[10] 国土交通省 国土数値情報（土地利用） http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/codelist/LandUseCd-09.html

[11] IUCN, World Database on Protected Areas, Japan https://protectedplanet.net/country/JP

[12] 国土交通省 国土数値情報（河川） http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/datalist/KsjTmplt-W05.html

[13] 国土交通省 国土数値情報（居住地）500m メッシュ別将来推計人口（H29 国政局推計）2020 推計 http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/datalist/KsjTmplt-mesh500.html

[14] 国土交通省 国土数値情報（人口密度） http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/datalist/KsjTmplt-mesh500.html

[15] 国土交通省 国土数値情報（傾斜） http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/datalist/KsjTmplt-G04-d.html

[16] 環境省、「国立・国定公園内における風力発電施設の審査に関する技術的ガイドライン」http://www.env.go.jp/press/files/jp/21843.pdf

[17] Black & Veatch Corp and NREL. 2009. Western Renewable Energy Zones, Phase 1: QRA Identification Technical Report. Technical Report NREL/SR-6A2-46877, Western Governor’s Association. http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46877. pdf

[18] CERC Order. 2016. http://www.cercind.gov.in/2016/orders/SO17.pdf

[19] CPUC. 2009. Renewable Energy Transimission Initiative (RETI) Phase 1B Tech- nical Report

[20] Renewable Energy and Energy Efficiency Institute and GESTO Consulting. 2012. Pre-feasibility study for the establishment of a pre-commercial concentrated solar power plant in Namibia. Technical report.

[21] IRENA. 2013. Renewable power generation costs in 2012. https://costing.irena.org/media/2769/Overview¥

_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf
[22] IRENA. 2014. Renewable power generation costs in 2014. https: //www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA¥_RE¥_Power¥ _Costs¥_2014¥_report.pdf
[23] IRENA. 2018. Renewable power generation costs in 2017. https://cms.irena. org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017
[24] A. Lopez, B. Roberts, D. Heimiller, N. Blair, and G. Porro. 2012. U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis. https://www.nrel.gov/ docs/fy12osti/51946.pdf
[25] NASA and USGS. Land Processes Distributed Active Archive Center https://lpdaac.usgs.gov/dataset¥_discovery/modis/modis¥_products¥_table/mcd12q1
[26] NREL. 2014. System Advisor Model. Technical Report.
[27] Protected Planet https://protectedplanet.net/country/BD
[28] G.C. Wu, R. Deshmukh, K. Ndhlukula, T. Radojicic, J. Reilly-Moman, A. Phadke, D. M. Kammen, D. S. Callaway. 2017. Strategic siting and regional grid interconnections key to low-carbon futures in African countries. PNAS
[29] G.C. Wu, R. Deshmukh, K. Ndhlukula, T. Radojicic, Jessica Reilly. 2015. Re- newable energy zones for the Africa clean energy corridor http://mapre.lbl. gov/download/859/
[30] Hastie, et al. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction, Second Edition. 2nd ed. Springer Series in Statistics. New York: Springer-Verlag, 2009.
[31] IRENA. 2017. 再生可能な未来のための計画変動性再生可能エネルギー (VRE) 発電を拡大するための長期モデル分析とツール. http://www.env.go.jp/earth/ report/h30-01/ref01.pdf

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

2019 年 3 月

株式会社三菱総合研究所