環境省 御中

# 令和２年度長期戦略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

2021 年 3 月 31 日

株式会社三菱総合研究所
サステナビリティ本部

# はじめに

パリ協定では、温室効果ガスについて低排出型の発展のための長期的な戦略（以下「長期戦略」という。）の立案・通報等を規定している。我が国は、パリ協定の規定に基づく長期戦略を策定し、その中で、今世紀後半のできるだけ早期に脱炭素社会の実現を目指すとともに、2050 年までに温室効果ガスの排出量を 80%削減することに大胆に取り組むこととしており（「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略（令和元年 6 月 11 日閣議決定）」）、本戦略に掲げた「環境と成長の好循環」の実現に向けて、各種対策・施策を実施しているところ。また、温室効果ガス削減目標として、2030 年度において 2013 年度比 26.0%減（2005 年度比 25.4%減）を掲げた地球温暖化対策計画（平成 28 年 5 月 13 日閣議決定）の見直しに向けた検討が進められている。

本業務は、再生可能エネルギーに関して、諸外国における先進事例の把握や我が国への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. 諸外国等における再生可能エネルギー等分散型エネルギーの普及動向等に関する調査.... 1**

1.1 各国・地域の温暖化・エネルギー関連の最新動向の情報収集・整理 ..... 1

1.2 再生可能エネルギーの大幅導入に向けた国際機関等の検討状況に係る調査 ..... 9

1.2.1 再生可能エネルギー電力 100%に向けたシナリオに係る文献調査..... 9

1.2.2 再生可能エネルギーの主力電源化を前提とした電力システムのあり方に係る文献調査 ..... 11

1.2.3 新たな電力関連ビジネスに関する動向調査 ..... 14

1.3 海外文献等の翻訳 ..... 16

1.3.1 対象文献の選定 ..... 16

1.3.2 翻訳の手順..... 16

1.3.3 翻訳文献 ..... 16

**2. 地域における再生可能エネルギー導入拡大に関する調査 ..... 17**

2.1 地域間連携による導入拡大の検討..... 17

2.1.1 モデル地域の選定..... 17

2.1.2 モデル地域における地域間連携による導入拡大の検討 ..... 17

2.2 地域企業等による再生可能エネルギーの最大限の活用方策の検討..... 24

2.2.1 太陽光発電予測技術の調査・整理 ..... 24

2.2.2 太陽光発電予測手法の運用方法の改善策の検討 ..... 31

2.2.3 需要機器（家庭用燃料電池）を活用した需要能動化方策の検討..... 41

2.2.4 需要機器を活用した需要能動化策の比較 ..... 61

**3. 再生可能エネルギー導入促進に向けた方策の検討 ..... 65**

3.1 太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた方策の検討..... 65

3.1.1 太陽光発電をめぐる現状の整理..... 65

3.1.2 太陽光発電の事業環境 ..... 76

3.1.3 太陽光発電の導入量拡大方策 ..... 92

3.1.4 太陽光発電の導入量推計..... 101

3.2 風力発電の導入加速化・最大化に向けた方策の検討..... 114

3.2.1 風力発電の現状 ..... 114

3.2.2 風力発電の導入量推計 ..... 127

3.2.3 今後の施策の方向性..... 141

**4. 系統強化方策及びデマンドレスポンス等の需要能動化方策の提案とその効果把握..... 143**

4.1 電力需給分析のシナリオ設定..... 143

4.1.1 今年度の分析方針..... 143

4.1.2 今年度のシナリオ設定 ..... 147

4.2 電力需給分析の前提条件 ..... 148

4.2.1 分析の前提概要 ..... 148

4.2.2 分析の前提詳細 ..... 149
4.2.3 地域間連系線の増強想定 ..... 151
4.3 電力需給分析の試算結果 ..... 154
4.4 ストレージパリティに関する検討 ..... 160
4.4.1 検討の背景 ..... 160
4.4.2 検討フレーム ..... 160
4.4.3 経済性分析 ..... 160
4.4.4 まとめ ..... 170

参考資料 1　諸外国における再生可能エネルギー等の温暖化・エネルギーに関連する最新動向調査結果

参考資料 2　再生可能エネルギー電力 100%に向けたシナリオに係る文献調査結果

参考資料 3　再生可能エネルギーの主力電源化を前提とした電力システムのあり方に係る文献調査結果

参考資料 4　新たな電力関連ビジネスに関する動向調査結果

参考資料 5　文献翻訳結果（再生可能エネルギー世界展望：エネルギー転換 2050）

参考資料 6　モデル地域における地域間連携による導入拡大の検討結果

参考資料 7　屋根置き以外の低圧太陽光発電システムに関するアンケート調査結果概要

# 図 目 次

図 1-1　わが国の電源構成の実績と見通し .....7
図 1-2　わが国における再生可能エネルギー電気の導入実績と見通し.....8
図 1-3　最終消費エネルギー消費の構成 .....10
図 1-4　再エネ由来燃料の製造容量（2015～2050 年） .....11
図 1-5　 Piclo Flex ダッシュボード画面の例 .....14
図 2-1　横浜市内の消費電力量に占める再エネ消費電力量の比率.....18
図 2-2　2030 年（及び 2050 年）における再エネ消費電力量の比率.....19
図 2-3　13 市町村から横浜市への供給可能量 .....20
図 2-4　横浜市内における家庭用蓄電池導入台数（フロー）の推計.....21
図 2-5　横浜市内の登録自動車台数（ストック）に占める電気自動車台数の推計.....21
図 2-6　卸電力市場における各市場の約定量の比較（2019 年度） .....25
図 2-7 雲影センサユニットからの予測 .....27
図 2-8 電力中央研究所とスカパーJSAT が開発するハイブリッド型太陽光発電出力予測システム .....28
図 2-9　持続モデルの概要 .....29
図 2-10　太陽光発電予測技術に関するまとめ .....30
図 2-11 過年度調査における HP 給湯器インバランスの発生状況.....31
図 2-12 太陽光発電予測モジュールの計算フロー .....33
図 2-13 太陽光による発電電力量の予測値と実績値の比較.....35
図 2-14 過年度と今年度（赤線）の誤差指標（MAE_pu）の比較.....36
図 2-15 持続モデル（単純）の発電電力量予測手法 .....37
図 2-16 持続モデル（差分）の発電電力量予測手法 .....38
図 2-17 移行モデル（単純）の発電電力量予測手法 .....39
図 2-18 移行モデル（太陽高度考慮）の発電電力量予測手法.....39
図 2-19 都道府県別家庭用燃料電池台数（千世帯あたり） .....42
図 2-20 家庭用燃料電池の普及状況 .....42
図 2-21 家庭用燃料電池標準機の価格推移 .....44
図 2-22 定格運転と負荷追従運転の切り替えによる需要能動化策（DR）運転イメージ .....47
図 2-23 SOFC による世帯平均 DR 供給ポテンシャルの変動.....48
図 2-24　月別・コマ別の世帯平均 DR 拠出可能量（1 月～4 月） .....49
図 2-25　月別・コマ別の世帯平均 DR 拠出可能量（5 月～8 月） .....50
図 2-26　月別・コマ別の世帯平均 DR 拠出可能量（9 月～12 月） .....51
図 2-27　九州エリアにおける日別出力抑制量（GWh）の季節変動.....52
図 2-28　出力抑制回避量の考え方 .....53
図 2-29 エネルギーフロー（Case1　定格運転時） .....55
図 2-30　JEPX スポット市場価格の推移（九州エリア、2020 年） .....56
図 2-31　JEPX スポット市場価格の推移（九州エリア、2020/4/4-2020/4/10） .....56
図 2-32　エネルギーおよび資金の流れ（電力会社、ガス会社が別の場合） .....57
図 2-33　エネルギーおよび資金の流れ（電力会社、ガス会社が同一の場合） .....58

図 2-34 費用項目別収益のケース間比較（世帯平均、単位：千円）.....59
図 2-35　全体の収益のケース間比較（世帯平均、単位：千円）.....59
図 2-36　主体別の収益構造のケース間比較（世帯平均、単位：千円）.....60
図 2-37　需給調整市場における商品要件.....62
図 2-38　HP 給湯機の累計出荷台数.....63
図 3-1　太陽光発電（住宅用）の導入量・見込量・認定量.....65
図 3-2　太陽光発電（事業用）の導入量・見込量・認定量.....66
図 3-3　FIT 認定案件の稼働状況（2020 年 3 月）　上：FIT 認定量、下：FIT 導入量67
図 3-4　事業用太陽光発電の資本費の推移.....68
図 3-5　左：各国の事業用太陽光発電の資本費内訳（2019 年）　右：ドイツ・日本の事業用太陽光発電の資本費内訳比較（2019 年）.....69
図 3-6　住宅用太陽光発電の資本費の推移、および内訳（2020 年）.....70
図 3-7　住宅用太陽光の買取価格・LCOE・電気料金比較.....71
図 3-8　事業用太陽光の買取価格・入札価格・LCOE・電気料金比較.....71
図 3-9 戸建住宅における導入レベルの基本的な考え方と導入ポテンシャル.....72
図 3-10　戸建住宅以外の太陽光発電導入ポテンシャル量.....73
図 3-11　各機関の長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しの比較.....75
図 3-12　FIP 制度の概要（イメージ）.....76
図 3-13　FIP 制度の詳細設計に向けた基本的な方針.....77
図 3-14　地域活用電源における地域活用要件の考え方.....78
図 3-15　FIT 買取期間終了する住宅用太陽光発電の推移（累積）.....79
図 3-16　FIT 買取期間終了後に住宅用太陽光発電を活用する選択肢.....79
図 3-17　累積導入量・累積導入件数の規模別内訳（2020 年 6 月末時点）.....80
図 3-18　適切な事業主体に集約化されるためのマッチングスキームのイメージ.....81
図 3-19　メンテナンスの実施状況（N=2,023）.....82
図 3-20　FIT 制度の買取期間終了の認知状況（N=1,067）.....83
図 3-21　FIT 買取期間終了を見据えた対応意向（N=2,023）.....84
図 3-22　（売却を希望する場合）売却先の見つけ方（N=517）.....85
図 3-23　（売却を希望する場合）マッチングスキームの利用意向（N=294）.....86
図 3-24　（売却を希望する場合）マッチングスキームの運営主体の希望（N=257）.86
図 3-25　非化石価値取引市場の概要.....88
図 3-26　各機関の長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しの比較（再掲）92
図 3-27　2050 年の太陽光発電導入見通しにおける設置場所の想定.....93
図 3-28　戸建住宅以外の太陽光発電導入ポテンシャル量（再掲）.....94
図 3-29　電力中央研究所による地上設置太陽光の想定導入量.....95
図 3-30　農地転用の取扱いと農山漁村再生可能エネルギー法による第 1 種農地転用実績.....96
図 3-31　太陽光発電を活用した荒廃農地の解消例.....97
図 3-32　あみプレミアム・アウトレットのカーポート型太陽光発電の外観.....98
図 3-33　村田製作所岡山工場のカーポート型太陽光発電の外観.....99
図 3-34　建物設置における新たな設置場所の例.....100
図 3-35　新たな設置場所に適合する次世代太陽電池の開発.....100

図 3-36　投資回収年数受容曲線を用いた導入量試算の考え方.....102
図 3-37　設置可能面積算定条件の基本的な考え方 .....103
図 3-38　左：原典に基づく投資回収年数受容曲線　右：採用した投資回収年数受容曲線 .....104
図 3-39　太陽光発電モジュールのコストと累積導入量.....106
図 3-40　習熟率を用いた将来のモジュールコスト .....106
図 3-42　S 字曲線のイメージ.....109
図 3-43　これまでの事業環境が継続した場合の S 字曲線（水上設置） .....110
図 3-44　現在の事業環境が継続した場合の S 字曲線（左：畑作　右：稲作）.....111
図 3-46　各機関の長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しの比較.....112
図 3-47　風力発電の導入量・見込量・認定済容量 .....114
図 3-48　環境アセス中の事業規模（2020 年 12 月 24 日時点） .....115
図 3-49　洋上風力発電の案件形成状況（2020 年 6 月末時点） .....115
図 3-50　陸上風力発電のコスト推移（LCOE） .....116
図 3-51　洋上風力発電のコスト推移（LCOE） .....117
図 3-52　陸上風力発電の資本費及びその構成の設置年別推移.....117
図 3-53　陸上風力発電の kWh あたりコスト（設置年別） .....118
図 3-54　陸上風力発電の導入可能量 .....119
図 3-55　洋上風力発電の導入可能量 .....120
図 3-56　JWPA による一般海域における着床式洋上風力発電のポテンシャルマップ .....121
図 3-57　エネルギーミックスによる導入量 .....122
図 3-58　「洋上風力産業ビジョン（第 1 次）」案の概要.....123
図 3-59　官民協議会による洋上風力発電の目標設定と想定導入エリア.....123
図 3-60　 2050 年カーボンニュートラルに向けた再エネの導入イメージ.....124
図 3-61　各種機関による陸上風力発電の導入見通し .....125
図 3-62　各種機関による洋上風力発電の導入見通し .....126
図 3-63　陸上風力発電の FIT 既認定容量（2020 年 9 月末時点） .....128
図 3-64　陸上風力発電のアセス容量（2020 年 12 月 24 日 時点） .....129
図 3-65　陸上風力発電の導入見通し .....130
図 3-66　日本版コネクト&マネージの進捗状況 .....131
図 3-67　出力制御ルールの見直し .....132
図 3-68　温対法改正と風力発電導入量に与える影響 .....132
図 3-69　東北北部エリアの募集プロセスの状況 .....134
図 3-70　広域連系系統のマスタープラン一次案での検討の方向性.....135
図 3-71　再エネ海域利用法に基づく手続の概要 .....136
図 3-72　促進区域指定の状況 .....137
図 3-73　ラウンド 1（秋田県 2 か所、千葉県 1 か所）の 促進区域指定・公募等のスケジュール実績.....139
図 4-1　発電種別　発電電力量(左)　再生可能エネルギー発電種別　発電電力量(右) .....144
図 4-2　部門別電力需要量 .....144

図 4-3　再生可能エネルギーの設備容量の推計 .....145
図 4-4　令和元年度業務における全国の年間発電量比率.....146
図 4-5　再エネと原子力の地域別想定 .....150
図 4-6　連系線設備容量想定（左：2040 年度　右：2050 年度）.....152
図 4-7　連系線増強シナリオの評価手順 .....152
図 4-8　大規模直流送電増強費用の海外事例 .....153
図 4-9　全国の年間発電電力量構成 .....154
図 4-10　太陽光抑制率（上）及び抑制量（下） .....155
図 4-11　風力抑制率（上）　抑制量（下） .....156
図 4-12　2040 年の連系線増強の違いによるエリア別発電電力量構成比.....156
図 4-13　2040 年需要高位の連系線増強の違いによるエリア別発電電力量構成比.....157
図 4-14　2050 年の連系線増強の違いによるエリア別発電電力量構成比.....157
図 4-15　全国の火力発電のメリットオーダーと残余需要平均.....158
図 4-16　エリア別の火力発電のメリットオーダーと残余需要平均.....158
図 4-17　家庭用モデルの分析対象イメージ .....161
図 4-18　業務用モデルの分析対象イメージ .....161
図 4-19　中三社ドラッグストア需要家の延床面積-年間消費電力量分布 .....164
図 4-20　PV90kW_蓄電池 20kW, 2h のときの充放電パターン（4 月～3 月） .....165
図 4-21　PV90kW_蓄電池 20kW, 2h のときの PV 発電量（4 月～3 月） .....165
図 4-22　電力需要（4 月～3 月） .....165
図 4-23　 4 月 1 日~4 日の電力需給パターン（PV90kW・蓄電池 20kW） .....166
図 4-24　電力需要のデュレーションカーブと各時点の買電量（PV90kW、蓄電池 20kW）
.....166
図 4-25　 PV 出力別　年経費内訳（蓄電池出力は 20kW、蓄電池時間率は 2h に固定）
.....167
図 4-26　蓄電池出力別　年経費内訳（PV 出力は 90kW、蓄電池時間率は 2h に固定）
.....167
図 4-27　ストレージパリティの分析イメージ .....168
図 4-28　 PV 出力別蓄電池出力別　年経費 [千円].....169
図 4-29　 PV 出力別蓄電池出力別　投資回収年数 [年].....169

# 表 目 次

表 1-1　主要国における再エネ関連施策動向のポイント.....2
表 1-2　調査対象文献.....9
表 1-3　調査対象文献.....11
表 1-4　変動性再生可能エネルギー（VRE）の導入段階と電力システムに求められる対策.....13
表 1-5　需要側の柔軟性をもたらすソリューション.....13
表 1-6　大規模系統用蓄電池システムの応用事例.....15
表 2-1　2030 年（及び 2050 年）における再生可能エネルギー導入量の試算の前提条件.....18
表 2-2　13 市町村からの再エネ調達を勘案した再エネ比率の推計.....22
表 2-3　調査対象とした文献およびヒアリング対象先.....25
表 2-4 気象庁のオンライン気象情報サービス.....32
表 2-5　傾斜面日射量の推計式.....33
表 2-6　気象庁の MSM を利用した太陽光発電の発電電力量予想システムの誤差.....35
表 2-7　誤差指標の計算式.....36
表 2-8 各予測手法の誤差指標一覧.....40
表 2-9 都道府県別家庭用燃料電池台数（千世帯あたり）.....41
表 2-10 SOEC および PEFC（PEMEC）のコスト比較.....43
表 2-11 家庭用 SOFC・PEFC の価格について.....43
表 2-12 家庭用 SOFC・PEFC の発電効率について.....45
表 2-13 家庭用 SOFC 燃料電池（エネファーム typeS）の開発推移.....46
表 2-14 九州エリアにおける日別出力抑制量（GWh）の発生状況.....52
表 2-15 定格運転⇔負荷追従運転切り替えによる再エネ出力抑制回避（2020 年）.....53
表 2-16 定格運転⇔最低負荷運転切り替えによる再エネ出力抑制回避（2020 年）.....54
表 2-17 SOFC 経済性評価のケース分類.....54
表 2-18 各主体の収支計算式.....55
表 2-19 関西電力の従量電灯 A の料金メニュー.....57
表 2-20　SOFC および HP 給湯機を活用した需要能動化策の比較.....64
表 3-1　各電力会社の太陽光発電設備の接続状況（2020 年 9 月末時点）.....67
表 3-2　事業用太陽光発電の運転維持費（2020 年）.....69
表 3-3　設置可能面積算定条件（レベル）の基本的な考え方.....73
表 3-4　太陽光発電（戸建住宅以外）の導入ポテンシャル量の算定対象.....74
表 3-5　事業用太陽光発電のこれまでの入札状況.....78
表 3-6　事業用卒 FIT に関するアンケート調査の概要.....81
表 3-7　気候変動に対応したイニシアティブの概要.....87
表 3-8　再生可能エネルギー電力の調達方法.....87
表 3-9　非化石証書の種類.....89
表 3-10　FIT 非化石証書の入札結果.....90
表 3-11　非 FIT 非化石証書の入札結果.....90
表 3-12　FIP 電源の環境価値（非化石価値）の取扱い.....91

表 3-13　導入レベルの基本的な考え方（再掲）.....94
表 3-14　カーポート型太陽光発電（あみプレミアム・アウトレット）.....98
表 3-15　カーポート型太陽光発電（村田製作所岡山工場）.....99
表 3-16　平成 30 年度調査における導入量検討結果.....101
表 3-17　令和 2 年度調査における推計対象及び推計方法.....102
表 3-18　レベル別の導入ポテンシャル量（万 kW）.....103
表 3-19　駐車場設置ポテンシャル推計結果.....104
表 3-20　事業用太陽光発電のコスト想定（自家消費型・平置き型共通）.....105
表 3-21　自家消費型の共通パラメータ.....107
表 3-22　導入先に応じた買電単価設定.....107
表 3-23　自家消費型太陽光発電の導入量推計結果.....108
表 3-23　平置き設置型の共通パラメータ.....109
表 3-25　事業用太陽光発電の導入量推計結果.....111
表 3-24　導入量推計における主な課題.....113
表 3-25　JWPA による一般海域における着床式洋上風力発電のポテンシャル推計値.....121
表 3-26　アセス段階別の事業実現率.....129
表 3-27　年度あたり平均認定量.....130
表 3-28　陸上風力発電の導入量推計結果.....133
表 3-29　東北北部エリア募集プロセスでの電源種別連系容量.....134
表 3-30　促進区域等での洋上風力発電事業計画の最大容量.....137
表 3-31　促進区域等の最大容量を踏まえた区域平均容量.....139
表 3-32　陸上・洋上風力発電導入量推計結果まとめ.....140
表 3-33　今後の施策の方向性.....142
表 4-1　シナリオ設定.....147
表 4-2　2040 年の分析前提概要.....148
表 4-3　2050 年の分析前提概要.....149
表 4-4　2040 年度の再生可能エネルギー導入量.....150
表 4-5　2050 年度の再エネ導入量.....150
表 4-6　電力需要及び蓄電池の想定.....151
表 4-7　連系線増強工事費の想定.....153
表 4-8　業務用モデルで採用した買電単価及び基本料金.....162
表 4-9　電力消費量が把握可能なエリア別・建物用途別件数.....162
表 4-10　卸小売の内訳.....163
表 4-11　システム費用・補助金の設定.....163

# 要 約

第 1 章では、欧州各国、米国、カナダ、豪州、中国、韓国、印度等における温暖化・エネルギー関連の最新動向を整理した。また、再生可能エネルギーの大量導入に向けて国際機関等が公表した文献情報を整理した。さらに、本事業で実施した海外文献の翻訳業務について、その概要を整理した。

第 2 章では、地域に着目し、モデル地域を例に、地域間連携による再生可能エネルギーの導入拡大について検討した。また、導入されている家庭用燃料電池の統合的な運用による、再生可能エネルギーの出力抑制緩和効果を定量的に評価するとともに、事業モデルについても簡易的な検討を行った。

第 3 章では、太陽光発電と風力発電を対象に、現状の動向を踏まえつつ、2040 年に向けた導入拡大方策と、期待される導入量の推計を行った。

第 4 章では、2050 年のカーボンニュートラル実現を念頭に、電力需要及び地域間連系線の増強に関して複数のシナリオを設定し、電力の需給シミュレーションを行った。また、太陽光発電と蓄電池のライフサイクル発電コストが購入電力価格に一致する、ストレージパリティに関する分析を実施した。

# Summary

Chapter 1 summarizes the latest trends related to global warming and energy in European countries, the United States, Canada, Australia, China, South Korea, India, etc. In addition, we have organized the literature information published by international organizations for the mass installation of renewable energy. Furthermore, the outline of the translation work of overseas documents carried out in this project was summarized.

In Chapter 2, we focused on the local area and examined the expansion of the installation of renewable energy through regional cooperation, using the model region as an example. In addition, we quantitatively evaluated the effect of reducing and mitigating the output of renewable energy by the integrated operation of the installed household fuel cells, and also conducted a simple study for the business model.

In Chapter 3, for solar power generation and wind power generation, based on the current trends, we estimated the expansion measures toward 2040 and the expected capacity.

In Chapter 4, in anticipation of carbon neutrality in 2050, we set multiple scenarios for power demand and strengthening of interconnection lines, and simulated power supply and demand for 2040 and 2050. We also conducted an analysis of storage parity, in which the life cycle power generation costs of solar power generation and storage batteries match the purchased power price.

# 1. 諸外国等における再生可能エネルギー等分散型エネルギーの普及動向等に関する調査

## 1.1 各国・地域の温暖化・エネルギー関連の最新動向の情報収集・整理

諸外国における再生可能エネルギー等の温暖化・エネルギーに関連する最新動向として、以下にとおり情報収集を行った。

＜調査対象＞

- EU
- ドイツ
- 英国
- スペイン
- イタリア
- デンマーク（北欧）
- フランス
- 米国
- カナダ
- 豪州
- 中国
- 韓国
- インド
- 台湾（洋上風力に関わる動向のみ）

＜調査項目＞

- 気候変動に係る政府の目標及び戦略・計画
- 再生可能エネルギーの導入実績と見通し
- エネルギー政策の概要（省エネ施策を含む）、エネルギー政策に係る政府機関
- 再エネ（電気、熱、交通用燃料）・省エネ促進に向けた個別施策の内容
- 再エネポテンシャル、再エネによる発電コスト
- 電力系統に係る課題と対応状況

各国の調査結果を参考資料 1 に示す。また、主要国における再エネ関連施策動向のポイントを以下の表にまとめる。

表 1-1　主要国における再エネ関連施策動向のポイント

| 国 | 再エネ導入目標 | 直近の主要施策動向 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 全体 | 太陽光 | 風力 | その他 |
| EU | 【2030 年】<br>最終エネ消費に占める再エネ割合 32%<br>出所）再生可能エネルギー指令（2018 年）<br><br>【2050 年】<br>なし（※2050 年カーボンニュートラル目標を含む欧州気候法案を審議中） | 2030 年 GHG 排出削減目標として 1990 年比 55%以上の削減を目指す方針。 | | 2020 年 11 月に、洋上風力発電の設備容量を、現在の 12GW から 2030 年までに少なくとも 60GW、2050 年までに 300GW まで拡大することを提案した「洋上再生可能エネルギー戦略」を公表。<br>出所） Offshore Renewable Energy | |
| ドイツ | 【2030 年】<br>発電に占める再エネ割合 65%（※さらなる引き上げを検討中）<br>出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法<br>最終エネ消費に占める再エネ割合 30%<br>出所）国家エネルギー・気候計画（2020 年）<br><br>【2050 年】 | 再生可能エネルギー法に基づく買取制度について、固定価格買取（FIT）から FIP、入札制に移行しながら支援を継続。<br>2050 年までにドイツ連邦内（EEZ を含む）で発電、または消費されるすべての電力を、GHG ニュートラルの方法で発電することを法律の目的に掲げる。目標達成に向 | 2030 年の導入目標を 100GW と設定。一定規模以上は入札による FIT/FIP 制度での支援を継続。<br>出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法 | 2030 年に陸上風力を 71GW、洋上風力を 30GW まで増加させる目標を掲げて支援を継続。2040 年の洋上風力目標を 40GW に設定。<br>出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正及び洋上風力法（2020 年 12 月施行） | コロナ対応経済刺激策の一環として、2021 年以降、再エネ買取に伴う賦課金の一部を連邦政府予算で補填<br>出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正 |

| 国 | 再エネ導入目標 | 直近の主要施策動向 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 全体 | 太陽光 | 風力 | その他 |
| | 最終エネ消費に占める再エネ割合 60%<br>出所） BMWi， BMU 「Energy Concept」 （2010 年） | けて、2030 年源別導入目標を設定。<br>出所）再生可能エネルギー法 2021 年改正法 | | | |
| 英国 | 【2030 年】<br>なし<br>【2050 年】<br>発電部門についてほぼ完全に脱炭素化<br>出所）英国政府 「The Carbon Plan」（2013 年） | 2020 年 11 月、2050 年ネットゼロの目標実現に向け、グリーン産業革命の基礎となる温室効果ガス削減計画（Ten Points Plan）を公表。洋上風力を中心として、再エネ電源の導入促進を図る方針。 | 2021 年実施予定の第 4 回 CfD FIT アロケーションラウンドから、支援対象とする電源に再び含める予定。 | 洋上風力発電の推進を掲げ、2030 年までに 40GW（うち浮体式 1GW）の導入目標を設定。<br>出所）英国政府 「Ten Points Plan」（2020 年） | |
| イタリア | 【2030 年】<br>エネルギーミックスに占める再エネ割合 28%<br>発電に占める再エネ割合 55%<br>出所）国家エネルギー戦略（2017 年）<br>【2050 年】<br>なし | 1MW 超の再生可能電源をグループ A（太陽光、陸上風力）、グループ B（水力、下水ガス）、グループ C(改修した陸上風力、水力、下水ガス)に分けて、グループごとの入札により導入促進を図る。<br>出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令 | 2013 年に太陽光対象とした支援制度が終了していたが、2019 年 7 月 4 日付経済発展省令に基づき、太陽光も支援対象に追加した新たな再エネ電力支援制度を導入。<br>出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令 | 2019 年省令に基づき、1MW 超の新規太陽光と陸上風力を一つのグループとして、2021 年末までに計 5.5GW の入札を実施予定。<br>出所）2019 年 7 月 4 日付経済発展省令 | 再エネ導入拡大に伴う系統影響対策として、系統側への大型蓄電池導入を促進。 |
| フランス | 【2030 年】<br>最終エネ消費に占める再エネ割合 33% | 2019 年にカーボンニュートラル目標が法定され、2020 年春には国家低炭素戦略 | 小型施設は FIT、それ以外は、2024 年までに地上設置型で 2 回/年、1 回 | 陸上風力は 2024 年まで、2 回 / 年、年間 1.85GW までの入札を | |

| 国 | 再エネ導入目標 | 直近の主要施策動向 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 全体 | 太陽光 | 風力 | その他 |
| | 出所）エネルギー・気候法（2019 年）<br>発電に占める再エネ割合 40%<br>出所）エネルギー転換法（2015 年）<br><br>【2050 年】<br>再エネ開発に注力してエネルギー供給をほぼ脱炭素化<br>出所）仏環境省「国家低炭素戦略」（2020 年） | （SNBC）と多年度エネルギー計画（PPE）を改定。 | あたり 1,000MW まで<br>屋根置き型で 3 回/年、1 回あたり 300MW の入札を実施予定。<br>出所）PPE（2020 年） | 実施する計画。<br>洋上風力はコストや資源状況に応じて、浮体式または・及び着床式で、1,000MW/年を導入する計画。<br>出所）PPE（2020 年） | |
| 米国 | 【2030 年】<br>なし（※バイデン次期大統領は、2035 年までの発電部門の GHG 排出ゼロを公約に掲げる）<br>出所）バイデン-ハリス政権移行ウェブサイト，「CLIMATE CHANGE」（2020 年 12 月 23 日閲覧）<br><br>【2050 年】<br>なし | バイデン氏の大統領就任により、前トランプ政権からの政策転換がなされ、パリ協定への復帰が実現。今後、気候変動対策に積極的に取り組む方向になる見通し。 | 民主党は政策綱領で政権発足後 5 年で 5 億枚の太陽光パネル設置の方針を示す。<br>出所）民主党政策綱領「2020 Democratic Party Platform」（2020 年 8 月策定） | 民主党は政策綱領で政権発足後 5 年で 6 万本の風力タービン設置の方針を示す。<br>出所）民主党政策綱領「2020 Democratic Party Platform」（2020 年 8 月策定） | 政策綱領では全ての無炭素排出技術を活用するとして地熱等にも言及。 |
| カナダ | 【2030 年】<br>電力の 90%を無炭素電源で賄う<br>出所）天然資源省プレスリリース | トルドー首相は 2019 年 12 月の総選挙に勝利した際に、2050 年までのカーボンニュートラルを目指す方針を掲 | 今後 4 年間で太陽光や風力といった再エネ発電の拡大支援のため約 10 億ドルを投資。 | 左の欄を参照 | 2019 年に連邦政府は地熱発電への支援強化方針を公表<br>出所）気候計画（2020 |

| 国 | 再エネ導入目標 | 直近の主要施策動向 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 全体 | 太陽光 | 風力 | その他 |
| | 「The Government of Canada accelerates investments in clean electricity」（2016 年）<br>【2050 年】<br>なし | げる。<br>2020 年 11 月に 2050 年のカーボンニュートラルを目指す法案が議会に提出され審議中。同年 12 月には新たな気候計画が策定。 | 出所）気候計画（2020 年 12 月） | | 年 12 月） |
| 中国 | 【2030 年】<br>一次エネ消費に占める非化石の割合 25%前後<br>出所）地球温暖化対策に関する多国間会合「気候野心サミット」でビデオ演説で習近平氏が発表（2020 年 12 月）<br><br>【2050 年】<br>なし（※長期予測としては設備容量に占める再エネの割合 83%）<br>出所）中国国家再生可能エネルギーセンター「中国再生可能エネルギー展望 2018」報告書 | 2020 年 9 月の国連総会演説で習近平国家主席が「2030 年までに CO2 排出量を減少に転じさせ、2060 年までにカーボンニュートラルを目指す方針」を表明。2020 年 10 月に中国共産党にて採択された建議では、「炭素排出のピークを 2030 年前に到達させる行動計画」を制定する方針が示された。<br>第 14 次五カ年計画および 2035 年の長期目標（2021 年 3 月）の中で、2025 年までに一次エネルギー消費に占める非化石の割合 20%前後を設定。 | 2030 年までに太陽光・風力の設備容量を 12 億 kW 以上にする目標を発表。<br>出所）地球温暖化対策に関する多国間会合「気候野心サミット」のビデオ演説で習近平氏が発表（2020 年 12 月）<br>2021 年以降、大規模太陽光から分散型の順で段階的に FIT を終了し、グリッドパリティを推進。<br>出所）中国国家発展改革委員会（2019 年） | 左の欄を参照<br>2020 年に陸上風力発電の FIT を終了し、グリッドパリティを実現。<br>出所）中国国家発展改革委員会（2019 年） | |

| 国 | 再エネ導入目標 | 直近の主要施策動向 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 全体 | 太陽光 | 風力 | その他 |
| 韓国 | 【2030 年】<br>発電に占める再エネ割合 20%<br>出所）韓国再生エネルギー3020 履行計画（2017 年）<br><br>【2050 年】<br>なし（※2040 年に発電に占める再エネ割合 30～35％ ）<br>出所）韓国第３次エネルギー基本計画（2019 年） | 2020 年 7 月、ポストコロナのグリーンリカバリー国家発展戦略として「韓国版ニューディール総合計画」を発表。<br>2020 年 10 月、文在寅大統領が 2050 年までにカーボンニュートラルの実現を目指す方針を表明。<br>同方針を受け 2020 年 12 月、「2050 年カーボンニュートラル推進計画」を公表。 | 2030 年の導入目標として 36.5GW<br>出所）再生エネルギー3020 履行計画（2017 年） | 2030 年の導入目標として 17.75GW<br>出所）再生エネルギー3020 履行計画（2017 年） | 2030 年の導入目標として、<br>バイオマス：3.3GW<br>廃棄物：3.8GW<br>出所）再生エネルギー3020 履行計画（2017 年） |

参考として、わが国における再生可能エネルギーの導入実績と見通しを以下に述べる。

2018 年度の日本の電源構成について、再生可能エネルギーは太陽光及び風力が増加した影響で、水力とあわせて 16.9%となり、2013 年度から 6 .0 ポイント増加した。原子力は 6.2%で、2013 年度から 5.3 ポイントの増加となった。火力は 76.9%で、2013 年度からは 11.3 ポイント減少した。2013 年度と比較すると石油の減少が最も大きく、次いで天然ガス、石炭の順で減少している。

2030 年には再生可能エネルギーが 28.3%、原子力が 21.4%まで増加する一方、火力は 50.3%まで減少する見通しとなっている。

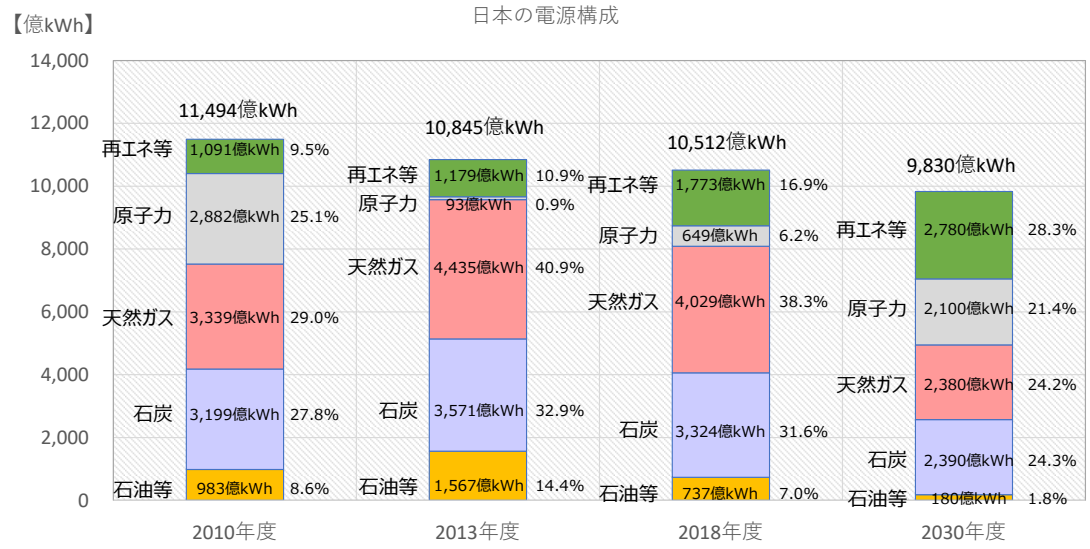



**図 1-1　わが国の電源構成の実績と見通し**

出所）エネルギー需給実績（資源エネルギー庁）、World Energy Outlook 2020（IEA）より MRI 作成

なお、2018 年度の日本における再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は 6.0%となり、2013 年度から 4.8 ポイント増加した。風力は 0.7%、バイオ燃料は 2.2%となり、それぞれ 2013 年度から微増している。

2030 年には 2018 年と比較して太陽光の発電量が約 1.5 倍、風力の発電量が約 4 倍、バイオ燃料の発電量が約 2.5 倍に増加する見込みである。電源構成に占める割合は、太陽光が 9.5%、バイオ燃料が 6.2%、風力が 3.0%まで増加する見込みである。

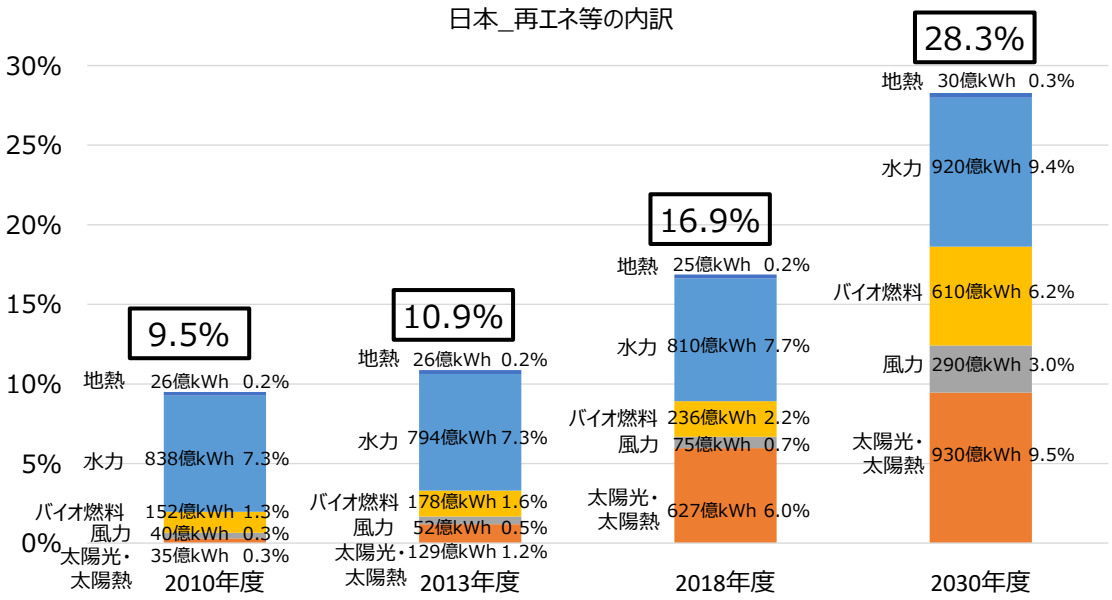



図 1-2　わが国における再生可能エネルギー電気の導入実績と見通し

## 1.2 再生可能エネルギーの大幅導入に向けた国際機関等の検討状況に係る調査

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

#### (1) 調査対象文献

以下の表に示す文献を対象に、再生可能エネルギー100%の達成に向けた、電源構成の変遷、再生可能エネルギー100%の達成時期、技術的・経済的フィージビリティ、達成に向けて想定される課題等をとりまとめた。

表 1-2　調査対象文献

| 発表機関 | 文献名 |
|---|---|
| IRENA | GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK: ENERGY TRANSFORMATION 2050（2020 年） |
| Lappeenranta University of Tech（LUT）and Energy Watch Group | GLOBAL ENERGY SYSTEM BASED ON 100% RENEWABLE ENERGY（2019 年） |

個別の文献の概要は、参考資料 2 を参照のこと。

#### (2) 主な調査結果と考察

” GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK: ENERGY TRANSFORMATION 2050”は、長期的な脱炭素化シナリオを交えながら、世界的なエネルギー転換に関する技術的な実現可能性や社会経済的便益について述べた IRENA による報告書の最新版である。本文献のポイントは以下の通りである。

- 発電量に占める再生可能エネルギーの割合は、2050 年に一次エネルギー比で 65%、電源構成比で 86%まで上昇する。風力・太陽光発電とともに、水力やバイオエネルギーも重要な役割を果たす。
- 電力需要の増加と変動性再生可能エネルギーの拡大に伴い、柔軟性の増強が課題となる。柔軟性の供給源として、定置型蓄電池容量は 9,000GWh まで、また系統サービスを提供可能な EV 搭載蓄電池容量は 14,145GWh に増加する。
- 脱炭素化の実現に向けては、従来の再エネ・省エネ・電化だけでなく、水素（再エネ由来または CCS 活用）やバイオエネルギーの利用が不可欠である。
  - 2050 年におけるグリーン水素・ブルー水素の利用量はそれぞれ 160Mt、80Mt となる。電解装置の導入量は 1,700GW まで拡大し、全世界の年間総発電量のうち 15%はグリーン水素製造に利用される。
  - 再生可能エネルギーと電解装置のコスト低下を受け、グリーン水素の価格は 2050 年には 1kg 当たり 0.9～2.0 ドルまで低下し、ブルー水素と同水準になる見通しである。
- エネルギー転換を実現するための投資額は、気候変動被害の抑制によって削減できるコスト（気候変動対策費用）と比較して、はるかに小さい。また、エネルギー転換シナリオでは、現行計画シナリオと比較して雇用と GDP が増加し、生活の質も向上する。

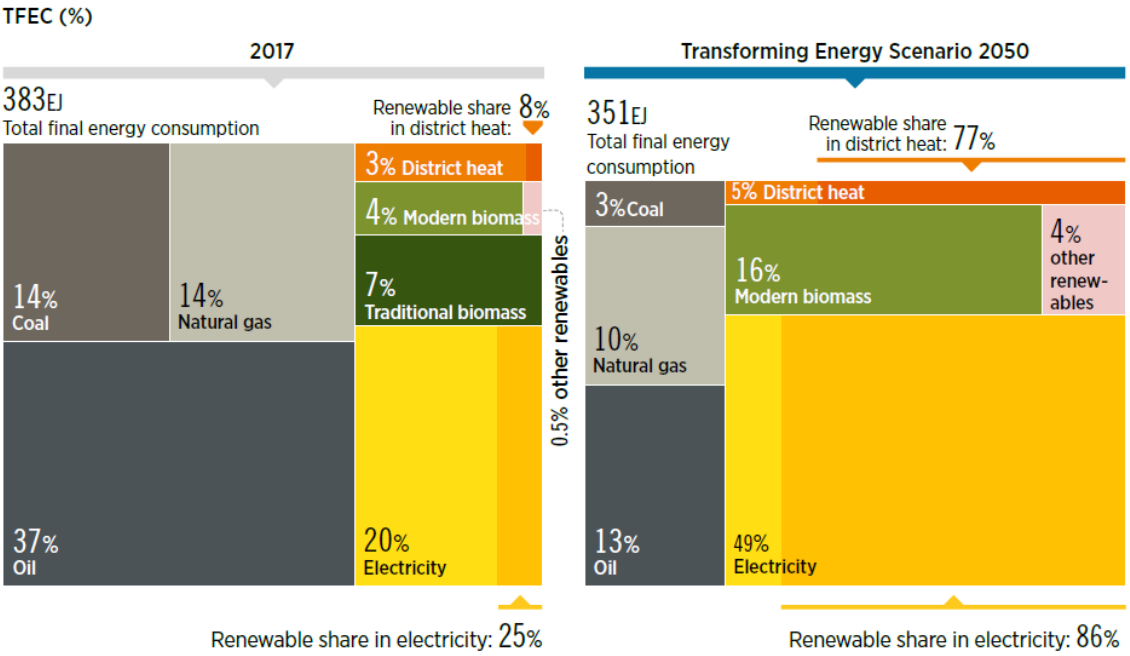



**図 1-3　最終消費エネルギー消費の構成**

出所）IRENA　“GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK“（2020 年 4 月）, p72（Figure 1.8）

また、” GLOBAL ENERGY SYSTEM BASED ON 100% RENEWABLE ENERGY”は、電力と熱・運輸・海水淡水化部門の再エネ比率 100%を達成することにより、2050 年までに世界の CO2 排出量をゼロにする道筋を描いている。本文献のポイントは以下の通りである。

- シナリオでは太陽光発電を主とした分散型電源の導入拡大が予測されている。導入拡大に伴い、エネルギー貯蔵と再エネ由来燃料の利用が重要となる。
  - 太陽光と風力が主要な電源と見込まれており、2050 年に導入容量は太陽光が 63,400GW、風力が 8,000GW に達する。一次エネルギーに占める割合はそれぞれ 69%と 18%、電源に占める割合は 76%と 20%となる。
  - 海運・空運の脱炭素化に向けて、2040 年以降は再エネ由来燃料の製造が急増する。電解による水素利用やフィッシャー・トロプシュ法（一酸化炭素と水素を用いて液体炭化水素を合成する方法）の利用が挙げられており、製造容量は 14,000GW に達する。
- エネルギー転換の実現によって、エネルギーコストは現在よりも低下する。また環境汚染等の外部不経済は抑制され、化石燃料への依存がなくなることで地域のエネルギー供給安定性が高まる。
  - 設備投資・運営費・燃料費・CO2 価格を考慮した均等化エネルギーコストは 2015 年の 54 ユーロ/MWh から 2050 年には 53 ユーロ/MWh へとわずかながら減少する。

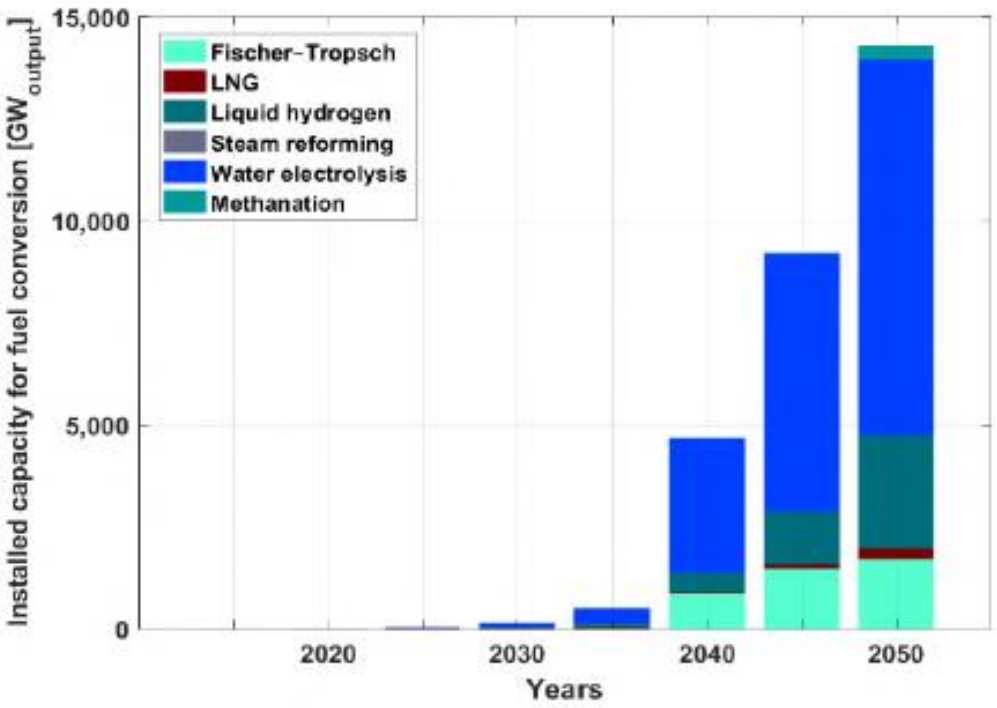



図 1-4　再エネ由来燃料の製造容量（2015～2050 年）

出所）LUT University, Global Energy System based on 100% Renewable Energy (2019 年 4 月),p26(Figure 3.1-17)

これらの調査結果から、再生可能エネルギー100%の達成には太陽光・風力の伸長が前提となっているものの、これら変動性再生可能エネルギーの大量導入に対応するための柔軟性確保や、熱需要・運輸部門に対応するための再エネ燃料（水素・バイオマス）の確保が、今後の課題として認識されていることが浮き彫りになった。

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

#### (1) 調査対象文献

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

表 1-3　調査対象文献

| 発表機関 | 文献名 |
|---|---|
| IEA（①） | System Integration of Renewables（2018 年） |
| IRENA（②） | TOWARDS 100% RENEWABLE ENERGY: UTILITIES IN TRANSITION（2020 年） |
| NREL（③） | Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin（2020 |

| 発表機関 | 文献名 |
|---|---|
| | 年) |
| IRENA（④） | DEMAND-SIDE FLEXIBILITY FOR POWER SECTOR TRANSFORMATION（2019 年） |
| NREL（⑤） | Expanding PV Value - Lessons Learned from Utility-led Distributed Energy Resource Aggregation in the United States |

個別の文献の概要は、参考資料 3 を参照のこと。

### (2) 主な調査結果と考察

上述した文献のポイントは以下の通りである。（①～④は表 1-3 の文献に対応づけたものである。）

- 変動性再生可能エネルギーの導入率が低い段階（15%未満）では電力システムへの影響は少ないものの、導入率が高くなる（15%超）につれて包括的な電力システム対策が必要となる。（①）
  - 電力システムの信頼性を確保するための「ハード対策」（物理的な柔軟性向上）、および費用対効果改善のための「ソフト対策」が必要となる。
- 供給側については、異なる再生可能エネルギー源間の最適なバランスを見つけることが、柔軟性を構築する際の重要な成功要因となっている。（②）
- 例えば、変動性再生可能エネルギー増加に伴う慣性力低下に対しては、幾つかの制御手法が提示されている。（③）
  - 水力やバイオマスなど同期発電機を伴う再生可能エネルギーの導入拡大、風車の回転エネルギー（慣性力）の利用
  - 太陽光・風力のインバータ制御による高速周波数応答
- 柔軟性の確保の課題に対しては、需要側に着眼することも重要である。需要側の柔軟性は、制御しやすく、産業・商業・住宅部門で使用が可能な一連の技術を用いて実現できると期待されている。（④）
  - 米国では電力会社が太陽光発電に蓄電池、電気自動車、デマンドレスポンス等を組み合わせた分散型エネルギー源のアグリゲーションに係る実証を進めてピークカット・ピークシフトを実現するものの、一部事例では必要な電力需要を賄えないなどの課題も明らかになった。（⑤）

表 1-4　変動性再生可能エネルギー（VRE）の導入段階と電力システムに求められる対策

| VRE導入段階 | 主な課題 | 推奨される対策 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 制度・政策面 | 技術面（ハード対策） | 運用面（ソフト対策） |
| **第一段階**<br>（VRE導入率<br>～3%） | 送配電網内の局所的条件 | • 系統連系規程の構築<br>• 国際標準要件の採用 | • 局所的な送配電網増強 | – |
| **第二段階**<br>（3～15%） | 需要とVRE出力の一致 | • 系統連系規程の改正・適正化<br>• 電源ミックスの適正化<br>• 地点別送配電網料金（VREの地理的分散） | • 送配電網の増強 | • VRE発電データ可視化<br>• VRE出力予測の精緻化<br>• 運用計画の改善（リアルタイム取引・制御） |
| **第三段階**<br>（15～25%）<br>**第四段階**<br>（25～50%） | 電力システムの柔軟性<br><br>電力システムの安定性 | • 系統サービスへの適切な報酬体系の構築<br>• VREの時間変動の抑制が促される価格体系<br>• 時間帯別料金 | • 送配電網の増強<br>• 発電所の柔軟性確保（火力発電、VRE）<br>• 大規模エネルギー貯蔵<br>• 需要側柔軟性の活用 | • 発電所の高度運用<br>• 運転予備力の高度な定式化手法<br>• 連系線の有効活用 |

出所）IEA, “System Integration of Renewables”に基づき MRI 作成

表 1-5　需要側の柔軟性をもたらすソリューション

| | 産業部門 | 商業部門 | 住宅部門 |
|---|---|---|---|
| **Power-to-Heat（P2H）** | 電気ボイラーとヒートポンプの使用により、産業部門で需要の柔軟性が実現可能。特に、蓄熱装置と組み合わせた場合、その効果は大幅に上がる。 | 大規模なヒートポンプと蓄熱システムを組み合わせることで、サービスを提供すると同時に、電力価格が低いときに熱を発生または蓄えて、後で利用する。<br>また、地域暖房システムでも、この部門への熱供給が可能。 | ヒートポンプまたは電気ボイラー、蓄熱により対応可能。蓄熱装置(温水ボイラー等）があれば、システムに対する柔軟性を大幅に増加できる。<br>また、地域暖房システムでも、この部門への熱供給が可能。 |
| **Power-to-Hydrogen** | 水素が再エネ電力から製造される場合、VRE（変動性再生可能エネルギー）の出力の変動に合わせて水電解装置を利用することにより、需要側の柔軟性を実現できる。更に、使用する技術によっては、グリッドサービスを提供でき、サービス市場から収益を得ることも可能。 | | |
| **電気自動車（EV）**<br>※IRENAは<br>スマートチャージング<br>を提言（後述） | | 通常、日中に充電が行われるため、スマートインフラが整備されれば、太陽光の電力を統合し、需要側の柔軟性を実現できる。 | EVの充電は通常夕方～夜間にかけて行われる。スマートインフラがあれば、EVにより大量のVREを統合できるため（主に風力）、需要側の柔軟性を実現できる。 |
| **スマート家電** | | ICTインフラ（スマートメーター、センサー、通信技術、IoTなど）を設置する。洗濯乾燥機、洗濯機、食洗器、冷蔵庫・冷凍庫なども、需要側の柔軟性を実現可能な家電製品の例として挙げられる。 | |
| **産業プロセス** | 電力を使用する産業プロセスにおいて、需要側の柔軟性をもたらすことが可能。 | | |

出所）IRENA, “Demand-side Flexibility for Power Sector Translation” (2019 年),p13, Figure 4 を元に、MRI で再編集

これらの調査結果では、太陽光・風力の導入比率に応じて、電力システムが柔軟性・安定性を確保するために求められる対策が整理された。これに対し、供給側・需要側とも様々な対応策の可能性が示唆されているが、現時点では技術的な裏付けが十分とは言えない状況にある。今後とも実証を重ねながら、柔軟性・安定性確保に向けた各々の取り組みについて、実効性ある運用の方法論の確立が望まれる。

### 1.2.3 新たな電力関連ビジネスに関する動向調査

本業務では、

- IRENA, ”Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading“（2020 年）
- IRENA, ”Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources“（2019 年）
- IRENA,” Innovation landscape brief: Utility-scale batteries “（2019 年）

などをベースに、

- ピアツーピア（P2P）電力取引
- 分散型エネルギー資源（DER）
- 大規模系統用蓄電池

に関わるビジネスの概要や取り組み状況、事例等を整理した（詳細は参考資料 4 を参照のこと）。

このなかで、P2P 電力取引については、Piclo Flex（英国）によるプラットフォームの運用事例を紹介した。

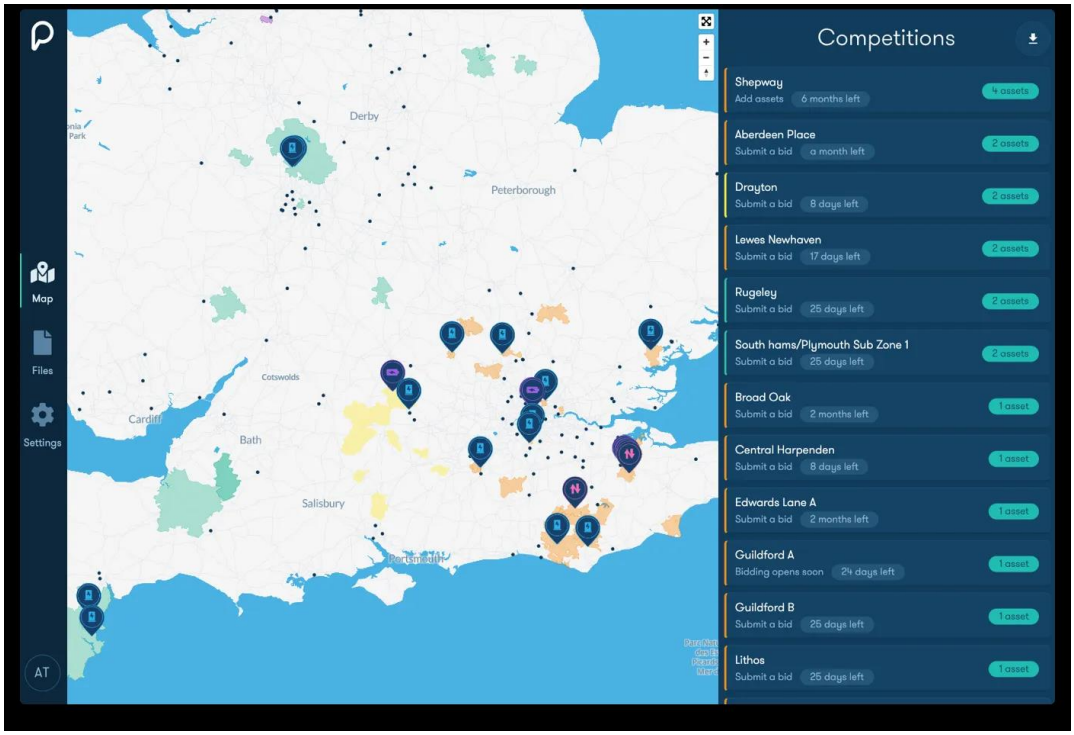



図 1-5　Piclo Flex ダッシュボード画面の例

出所）Piclo Flex ホームページ（https://picloflex.com/）

また、分散型エネルギー資源（DER）については、卸電力市場向けサービス、TSO 向けサービス、DSO 向けサービスの概要及び事例を整理した。

大規模系統用蓄電池については、ビジネスモデルへの応用事例や海外における設置事例を紹介した。

表 1-6　大規模系統用蓄電池システムの応用事例

| 蓄電池プロジェクト | 国 | 提供サービス | 詳細 |
|---|---|---|---|
| Hornsdale風力発電所＋<br>Tesla製リチウムイオン電池<br>（100 MW /129 MWh） | 豪州 | ・周波数制御<br>・常時出力 | 南オーストラリア系統に、緊急時予備力とアンシラリーサービスを提供。 |
| STEAGによる電池<br>（90 MW / 120 MWh） | ドイツ | ・周波数制御 | ドイツのエネルギー会社STEAGは、国内6サイトにそれぞれ15 MW / 20MWh、計90 MW / 120 MWhの蓄電池を導入。10kVで系統連系され、TSO要件に従って一次周波数制御予備力（30分）を提供。 |
| TernaによるNAS電池<br>（38.4 MW / 250 MWh） | イタリア | ・系統投資延期<br>・再エネ出力抑制の削減 | イタリア国内の余剰風力は、送電容量不足によって北部に送電できず風力を出力抑制。Ternaは、風力を吸収し、需要が少ない後の時期に使用するために蓄電池を設置し、新規送電容量投資が不要になった。更に、一次および二次予備力、負荷分散、電圧制御等を提供可。 |
| 日本ガイシ製NAS電池<br>（34MW / 204MWh） | 日本 | ・常時出力<br>・再エネ出力抑制の削減<br>・アンシラリーサービス | 青森県六ケ所村の風力発電所51MWに蓄電池システム34 MW / 204 MWhを連系。再エネ余剰電力を蓄電し、ピーク時に売電。更に、周波数制御を提供し、瞬動予備力として機能。 |
| Glassenbury（40 MW）および<br>Cleator（10 MW）の<br>低炭素リチウムイオン電池 | 英国 | ・周波数制御 | 周波数制御強化のため、2016年に国内入札プロジェクト2件落札。年間発電量は、Glassenburyで20MWh、Cleatorで7MWh。両方で国内周波数制御全体の1/4を提供し、系統周波数安定に役立つ。 |
| AESおよびSDG＆Eによる<br>リチウムイオン電池<br>（30 MW / 120MWh） | 米国 | ・常時出力<br>・再エネ出力抑制の削減<br>・容量投資延期 | 電力会社SanDiego Gas＆Electricは、 Escondido変電所近くでリチウムイオン電池30 MW / 120 MWhプロジェクトを開発し、カリフォルニア州内の再エネ余剰発電を蓄電し、容量予備力としても機能。 |

出所）IRENA,” Innovation landscape brief: Utility-scale batteries“（2019 年）より MRI 作成

その上で、各ビジネスモデルについてビジネスモデルの実施要件（課題）を整理した。

### 1.3 海外文献等の翻訳

本節では、本業務の中で実施した海外文献等の翻訳業務について示す。

#### 1.3.1 対象文献の選定

本業務では、海外文献の翻訳を実施することとし、環境省殿及び有識者と協議の上、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が 2020 年に発行した「GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK: ENERGY TRANSFORMATION 2050」を選定した。

#### 1.3.2 翻訳の手順

文献の翻訳は、おおよそ以下の手順に沿って行った。

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

用語集の準備にあたっては、有識者及び環境省殿から用語集の提供を頂いた。

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

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

#### 1.3.3 翻訳文献

実際に翻訳した文献は大部に亘ることから、参考資料 5 に示す。

# 2. 地域における再生可能エネルギー導入拡大に関する調査

## 2.1 地域間連携による導入拡大の検討

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

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

### 2.1.1 モデル地域の選定

本業務では、昨年度業務に引き続き横浜市をモデル地域に選定した。横浜市は、地球温暖化対策実行計画において、2050 年も見据えて今世紀後半のできるだけ早い時期における脱炭素化を実現するとして「Zero Carbon Yokohama」を目標に掲げているとともに、再生可能エネルギー資源を豊富に有する青森県・岩手県・福島県・秋田県の 13 市町村と、脱炭素社会の実現を目的とした再生可能エネルギーに関する連携協定を締結している。

### 2.1.2 モデル地域における地域間連携による導入拡大の検討

横浜市における地域間連携による再生可能エネルギー導入拡大については、2030 年断面を対象に以下に示す手順で推計を行った。（詳細は参考資料 6 を参照のこと。）

#### (1) 市内の再エネ利用率の把握

2030 年に向けた再エネ電気利用率目標の検討として、東京都における算出手法などを参考に、以下の手順で試算及び検討を実施した。

① 現在の市内電力消費量に占める再エネ比率の割合を試算
② 2030 年（及び 2050 年）における市内電力消費量に占める再エネ比率の割合を試算（地域間連携前）

ここで①に関連して横浜市内の再エネ由来電力消費量については、

- 市内再エネ設備の自家発電自家消費分
- 市内消費の系統電力中に含まれる再エネ由来電力

に分けて各々推計を行った。その際、自家発電自家消費分については、年間の発電量から売電量を控除する必要があり、売電量については横浜市地球温暖化対策計画書制度のデータより把握した。

これにより、市内電力消費量に占める再エネ比率の推移については、以下の通り推計した。

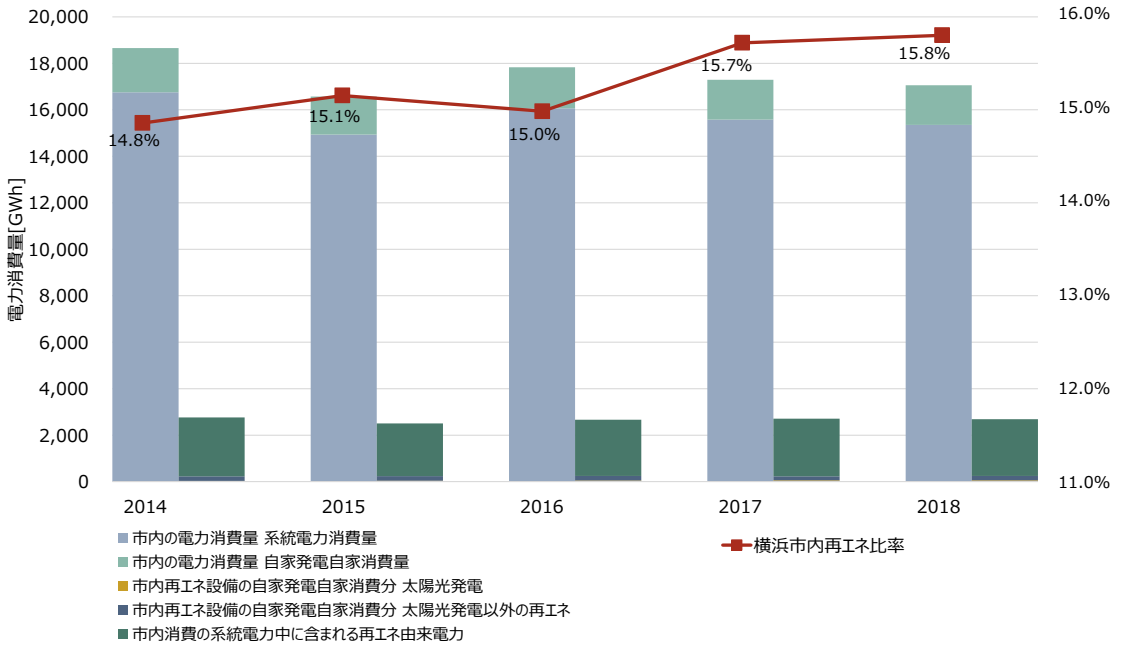



図 2-1　横浜市内の消費電力量に占める再エネ消費電力量の比率

次に、②については以下の前提のもと 2030 年における推計を行った。特に、系統電力に占める再エネ比率については、今後の再生可能エネルギーの大量導入を見込み、指定都市自然エネルギー協議会の政策提言（2020 年 7 月）に基づき 45%と想定している。

表 2-1　2030 年（及び 2050 年）における再生可能エネルギー導入量の試算の前提条件

| 再エネ設備 | 推計方法 |
|---|---|
| 太陽光発電 | REPOS（L1）※の導入ポテンシャルに対して足元の値を線形補完。 |
| 風力発電 | REPOSの導入ポテンシャルに対して足元の値を線形補完。ただし、洋上風力は実現性の観点から2030年は“0“とする。 |
| 水力発電 | 立地条件などから足元より増加しないと仮定。 |
| バイオマス発電（廃棄物含む） | 廃棄物量及び汚泥量は人口に相関があると仮定し、人口の将来推計値より推計。 |
| 系統電力分 | 電気事業者別の供給比率はそのままとし、再エネ比率は、2030年度45%、2050年度は60%まで増加すると仮定。 |

※　ゾーニング調査（2050 年度）（再生可能エネルギー情報提供システム（REPOS）掲載値 R2 年 12 月更新値）

その結果、2030 年における横浜市内の消費電力量に占める再エネ消費電力量の比率は 42.7%と推計された。

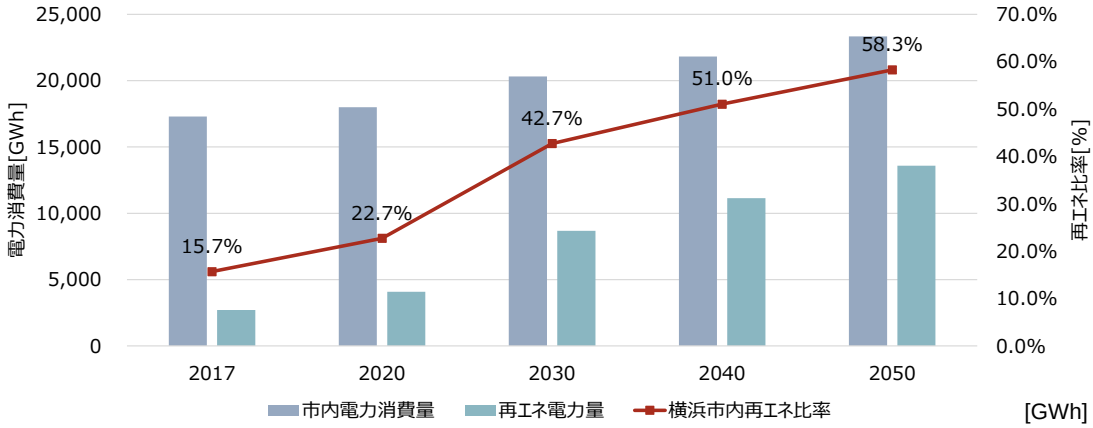



図 2-2　2030 年（及び 2050 年）における再エネ消費電力量の比率

### (2) 東北 13 市町村からの再生可能エネルギー電力の供給可能量の推計

横浜市が再生可能エネルギーに関する連携協定を締結している青森県横浜町・岩手県県北広域振興局対象自治体等（久慈市、二戸市、葛巻町、普代村、軽米町、野田村、九戸村、洋野町、一戸町）・福島県会津若松市・福島県郡山市・秋田県八峰町を対象に、2030 年における再生可能エネルギー電力の供給ポテンシャルを推計した。

推計の具体的方法については、直近の FIT による設備導入量を起点に、ゾーニング調査（2050 年度）（再生可能エネルギー情報提供システム（REPOS）掲載値 R2 年 12 月更新値）の値の間を補完し、2030 年度の値を推計した。

また、都道府県別エネルギー消費統計（資源エネルギー庁）を用いて 13 市町村における電力需要量（2030 年の見通し）を推計し、上記の供給ポテンシャルから控除することにより、横浜市への供給可能量とした。

その結果、2030 年における 13 市町村から横浜市への供給可能量は 26.0 億 kWh と推計された。また、13 市町村が発電する再生可能エネルギー電力の 94%は陸上風力、6%は太陽光発電によるものと推計された。

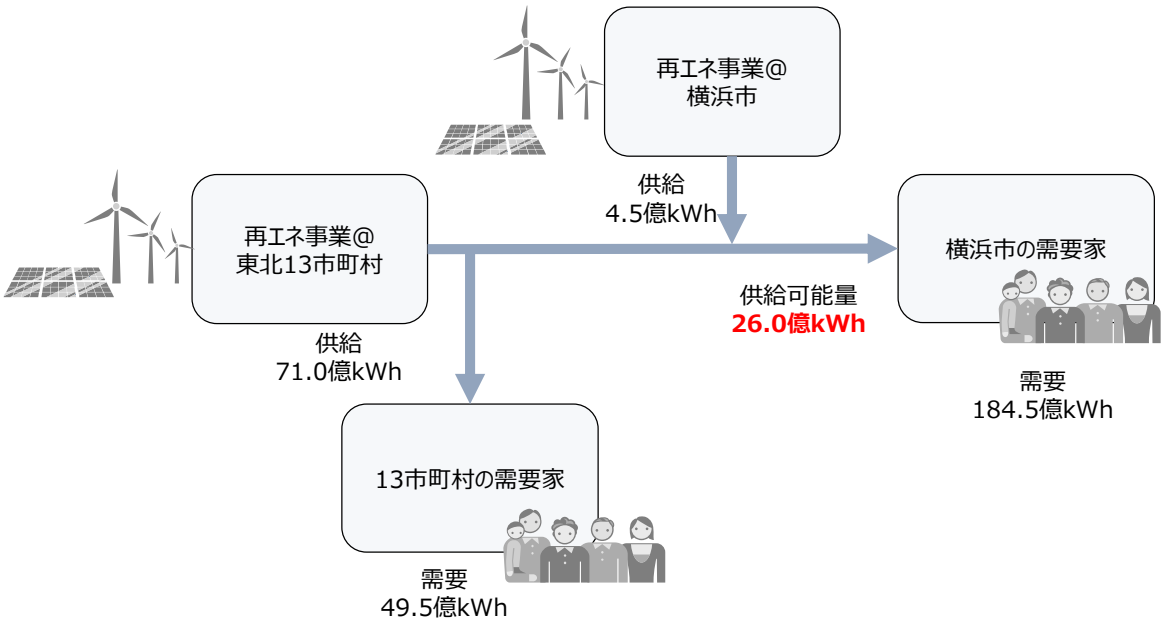



図 2-3　13 市町村から横浜市への供給可能量

### (3) 蓄電池導入量の推計

2030 年を対象に、横浜市内における蓄電池の導入量として

- 家庭用蓄電池の導入量
- 電気自動車の導入量

を推計した。

このうち家庭用蓄電池については、（一社）日本電機工業会「JEMA 蓄電システムビジョン（家庭用蓄電システム版）」（2018 年 12 月）に基づき、市内の既築住宅／新築住宅に分けて導入量を推計した。なお、1 台あたりの蓄電池容量は、（一社）日本電機工業会「JEMA 蓄電システムビジョン Ver.5」（2020 年 3 月発行）を参考に 7.43kWh と想定した。

電気自動車については、資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」における電気自動車・燃料電池自動車の導入目標 2030 年 16%に基づき、横浜市内の登録自動車台数の 16%相当分として推計した。なお、1 台当たりの蓄電池容量は、新エネルギー・産業技術総合開発機構「NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013」（平成 25 年 8 月）を参考に 40kWh と想定した。

以上から、2030 年における横浜市内の家庭用蓄電池の容量は 424 千 kWh、電気自動車の蓄電池容量は 6,526 千 kWh と推計された。

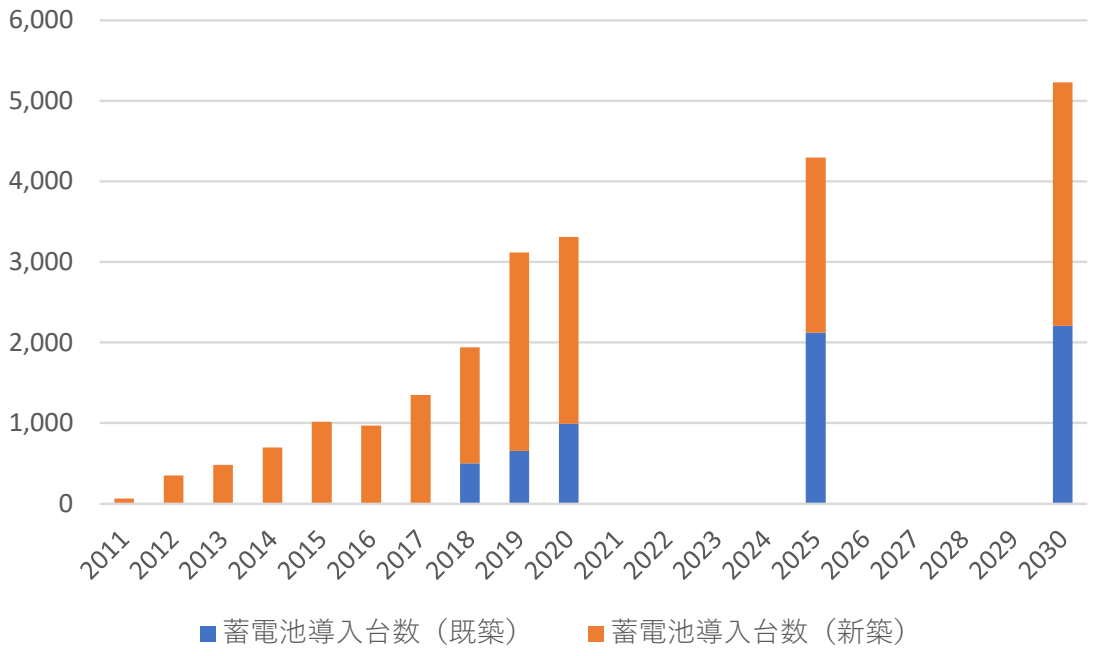



図 2-4　横浜市内における家庭用蓄電池導入台数（フロー）の推計

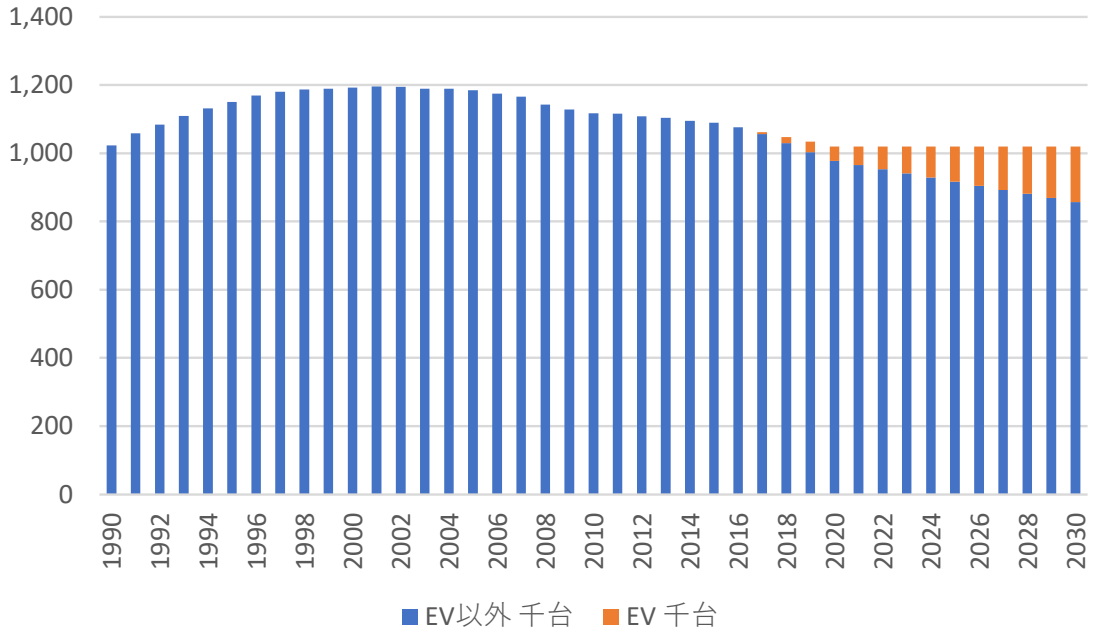



図 2-5　横浜市内の登録自動車台数（ストック）に占める電気自動車台数の推計

なお、太陽光発電・風力発電の出力変動及び横浜市の需要変動（1 年間を通じた 1 分毎の変動）を勘案して、(2)にしたがって推計された 13 市町村からの供給可能量 26.0 億 kWh を横浜市が受け入れるために必要な蓄電池容量を推計したところ、2,849 千 kWh となり、前述した横浜市内の家庭用蓄電池及び電気自動車により賄えることが示唆された。

### (4) 地域間連携による市内の再エネ利用率向上の推計

13 市町村からの再生可能エネルギー電力を供給可能量 26.0 億 kWh についてすべて受け入れた場合、(1)及び(2)に基づき市内の再エネ利用率は 53.3%に向上することが推計された。

なお、2050 年についても同様の推計を行ったところ、13 市町村からの再生可能エネルギー電力の供給量が大きく、横浜市の電力需要をすべて賄うことが可能である旨、示唆された。

表 2-2　13 市町村からの再エネ調達を勘案した再エネ比率の推計

[GWh]

| | | 2030 | 2050 |
|---|---|---|---|
| 横浜市の電力消費量(A) | | 20,313 | 23,328 |
| | 系統電力 | 18,286 | 21,000 |
| | 自家発分 | 2,027 | 2,328 |
| 横浜市の再エネ供給量(A) | | 8,679 | 13,592 |
| | 系統電力 | 8,229 | 12,600 |
| | 自家発分 | 450 | 992 |
| **横浜市内再エネ比率(B/A)** | | **42.7%** | **58.3%** |
| 13市町村からの再エネ調達量(C) | | 2,148 | 90,268 |
| **域外調達量を考慮した再エネ比率((B+C)/A)** | | **53.3%** | **445.2%** |

### (5) 横浜市における再生可能エネルギー利用に向けた課題

2030 年に想定した横浜市の再生可能エネルギーの利用拡大に向けた課題を以下に整理する。

① 現状想定している電力需要の実現

横浜市「横浜市地球温暖化対策実行計画」にて想定されている 2030 年の削減見込量や、電化設備の導入によるエネルギー効率化等の対策を確実に実施することが重要である。
また、実行計画における対策の確実な実施に加えて、後述する各部門における電化への取り組みも重要となる。

② 再エネ供給量の確保

横浜市内の再エネ供給は系統電力への依存度が大きく、系統電力の再エネ比率を向上させることが重要である。2030 年における系統電力の再エネ比率は、指定都市自然エネルギー協議会の政策提言値である 45%を想定しているため、足元の系統電力における再エネ比率を増加させる対策が必要となる。

また、再エネ電力の需要を増やすため iChoosr の促進、事業者への再エネ活用促進などをより積極的に実施してく必要がある。

③　13 市町村からの再エネ電力調達量の確保

横浜市が東北 13 市町村から再生可能エネルギー電力の供給を確実に受けるための対策が求められる。特に 2030 年時点では 13 市町村の供給力が十分ではないため、出資や長期供給契約の締結を視野に、再エネ事業の開発段階から積極的に関与することが求められる。

## 2.2 地域企業等による再生可能エネルギーの最大限の活用方策の検討

固定価格買取制度の導入以降、変動制電源である太陽光発電や風力発電の導入量が拡大している。今後、こうした電源の導入をさらに進めるためには、その出力を適切に予測するとともに、様々な手法を組み合わせて出力調整を行う必要がある。特に FIT 期間終了後の太陽光発電の出力を適切に管理するためには、送配電事業者にとどまらず、発電事業者、電力小売事業者やアグリゲータといったプレーヤーもこうした予測技術、もしくは出力調整技術を有しておく必要がある。そこで、本年度はまず太陽光発電の予測技術についてレビューした文献等を中心に調査を行い、その技術動向を整理した。また、文献調査結果を踏まえ、専門家ヒアリング調査を実施することで、調査内容の補足を試みた。

過年度調査では、家庭部門における HP 給湯機に着目し、その外部制御による需要能動化策の可能性について検討を行い、太陽光発電の予測技術の精度さえ高まれば、需要機器による出力調整は十分可能であることを実証によって確認した。そこで、上述の太陽光発電の予測技術に関する文献調査等の結果を踏まえつつ、太陽光発電の出力変化に応じたインバランス調整を実施するためのモニタリング方法について考察した。

さらに、昨年度の HP 給湯機に加えて、本年度は家庭用燃料電池等の機器による需要能動化策を検討した。家庭用燃料電池は、HP 給湯機同様に、すでに多くの世帯に導入されており、需要機器の運用方法の開発のみで、需要能動化方策として活用することが可能となる可能性がある。本年度は、すでに導入されている家庭用燃料電池（SOFC）の統合運用による再生可能エネルギーの出力抑制緩和効果を定量的に評価するとともに、事業モデルについても簡易的な検討を行った。

### 2.2.1 太陽光発電予測技術の調査・整理

令和元年度の事業では、HP 給湯機を小売事業者が集合運用することで、卒 FIT 太陽光発電の余剰インバランスを制御できる可能性があることを示した。他方で、前日午前の段階における日射量予測値と実績値の誤差に起因するインバランスへの対応が課題となっている。

そこで本年度は、気象衛星等を用いた一般的な日射量予測、太陽光の発電電力量手法以外に、どのような予測手法が提案・開発されているかについて文献調査を実施し、インバランス制御への実運用の適用可能性と課題を整理した。また、特に有望な技術については必要に応じて専門家ヒアリング調査を行い、より詳細な情報収集を行った。

#### (1) 調査文献の選定

調査文献の選定にあたっては、太陽光発電の予測手法を広くレビューしているようなレビュー文献を重点的に収集した。また、これらを補強するために研究機関や企業などの専門家ヒアリング調査を実施し、小売電気事業者が利用する視点から、最新の技術動向を時間スケールごとに整理した。

以下に、選定した調査文献およびヒアリング調査先を示す。

表 2-3　調査対象とした文献およびヒアリング対象先

| 文献番号 | 文献名・著者・公表年 |
|---|---|
| 文献１ | 加藤丈佳（2017）太陽光発電出力予測技術の開発動向 |
| 文献２ | Sobrina Sobri (2018) “ Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review” |
| 文献３ | Daliento et al (2017) “ Monitoring, Diagnosis, and Power Forecasting for Photovoltaic Fields: A Review |
| 文献４ | 太陽光発電（ＰＶ）の出力予測技術の高度化に関する調査（2019 年度、一般財団法人日本気象協会） |
| 文献５ | 太陽光発電出力予測技術開発実証事業（2011～2015 年度、経済産業省） |
| 文献６ | 株式会社エイム、国立大学法人豊橋技術科学大学、株式会社サイエンス・クリエイト「多点日射センシングに基づいた太陽光発電量オンタイム予測システム環境危機モニタリングシステム」 |
| ヒアリング１ | 産業技術総合研究所 |
| ヒアリング２ | 電力中央研究所・スカパーJSAT |

### (2) 日射量・発電電力量予測手法の整理

#### 1) 翌日以降の発電量予測

小売電気事業者が卒 FIT 電源をスポット市場にて調達する場合、前日の 12 時までに発電販売計画を電力広域的運営推進機関(OCCTO)に提出する必要がある。2019 年度の約定量を比較すると、スポット市場が全体の 99.14%を占めており、スポット市場での取引が支配的である。このように、スポット市場への計画値提出に必要な、数日単位の発電量予測は、小売電気事業の運用上きわめて重要である。

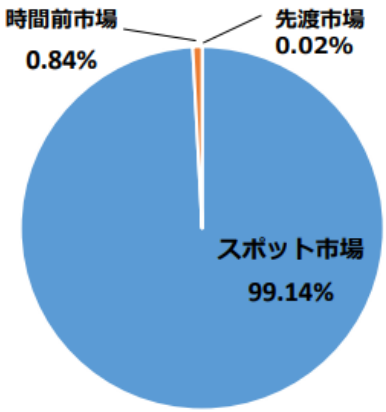



図 2-6　卸電力市場における各市場の約定量の比較（2019 年度）

出所）電力・ガス取引監視等委員会（2020）「時間前市場の活性化について」

### a. 数値予報モデル

文献１では、天気予報の元となる数値予報モデルを用いる手法を紹介している。数値予報モデルとは、大気を３次元の格子網で覆い、気象学における各種物理法則（流体力学、熱力学など）に基づき、スーパーコンピュータを用いて格子点上での物理量の時間変化を解く数値モデルであり、10 年ほど前より使われている、現在の天候予測の基本となるツールである（詳細後述）。

また、文献３では、太陽光発電所の発電量を予測するモデルとして、太陽放射照度や気温などの気象パラメータを予測するための数値天気予報（NPW）に基づく手法を紹介しており、NPW ベースの方法では最大 15 日の長期予測に適するとしている。

### b. メソアンサンブル数値予報モデル

前日など 24 時間以上先の予測については、アンサンブル数値予報モデルも活用されている。アンサンブル手法は、予測モデルのパフォーマンスを向上させるために単一モデルの独自の機能を抽出し、組み合わせにより、個々のモデルと比較して正確な結果を得ようとするもの（文献２）であるが、予測の不確実性を考慮した幅を持った予測であるので、小売り電気事業者としては翌日の計画値策定時の判断に迷う可能性もある（ヒアリング 1）。

（メソアンサンブル数値予報モデル http://www.jmbsc.or.jp/jp/online/file/f-online10250.html）

なお、国内では、気象庁が数値予報モデルおよびメソアンサンブル数値予報モデルの計算結果を、一般に利用しやすいように変換し、格子点値（GPV データ）として、気象業務支援センターを通じて配信している（ヒアリング 1）

## 2) 数時間先の発電量予測

翌日計画の提出以降、小売電気事業者は予測値の変化に踏まえ、必要に応じてインバランスの発生を抑制するための運用を行う。過年度調査では、当日 8 時予測における、数値予報モデルの結果をもとに、需要機器（HP 給湯機）の運用を制御し、インバランスを抑制する運用を試みたが、当日 8 時予測でも一定の予測誤差があることが課題となっていた。

数時間先の発電電力量予測としては、衛星観測を活用したものや、天空画像を用いた手法などが提案されているが、天空画像を用いたものは、より 1 時間以内の短期の予測により強みを持つため、ここでは衛星観測を用いた技術を紹介する。

### a. 衛星観測による発電量予測

衛星画像を用いた日射予測手法は、20 年ほど前から開発が進められている方法で、時間差のある２枚の衛星画像において同じ雲の位置を同定し、雲の位置の変化から移動ベクトルを求め、一定時間移動ベクトルが継続するとして、予測対象時刻に該当エリア上空における位置する画像の場所を特定し、その画像情報から日射を推定して予測値とするものである（文献１）。

最近の技術では、予測対象範囲をいくつかの小領域に分け、それぞれにおける移動ベクト

ルを算出し、それらを合成することで３時間程度先まで比較的高い精度で予測が可能であることが示されている。

ひまわり８号が打ち上げられた 2014 年以降、水平解像度が可視画像で 0.5～1km、配信間隔も 2.5 分（日本付近）に短縮され、衛星画像からの日射量推定精度がさらに向上するとともに、これを利用した高精度な予測手法の開発が行われている。

衛星画像データは、数値予報モデルの GPV データと同様に気象業務支援センターで衛星データを購入できるが、購入できるのは画像データのみで、画像から日射量データに変換する必要がある（気象庁も日射の推定はされているが、公開はされていない）。

また、「太陽放射コンソーシアム」では、この画像データをもとに、日射量データに変換したものを購入できるサービスを提供している。元々は学術目的で提供されたサービスであったが、今はビジネス利用（有料）も可能となっている（ヒアリング 1）。

### 3) 短時間予測（1 時間未満）

#### a. 天空画像による発電量予測

天空画像による発電量予測は、現状把握から数分先の予測手法として主に利用されている。太陽周辺の雲量および画像の色情報と撮影地点における日射観測データと併用し、数 km 四方の空間平均日射量を推定する手法が提案されている。また、地上観測データを併用して面的な平均日射強度を推定する手法も提案されている（文献１）。

また、雲影・気象センサユニットの多点分散配置により、日射量計測に基づいた１時間先以内の毎秒発電量予測システムを行っている研究も見られるようになっている（文献６）。

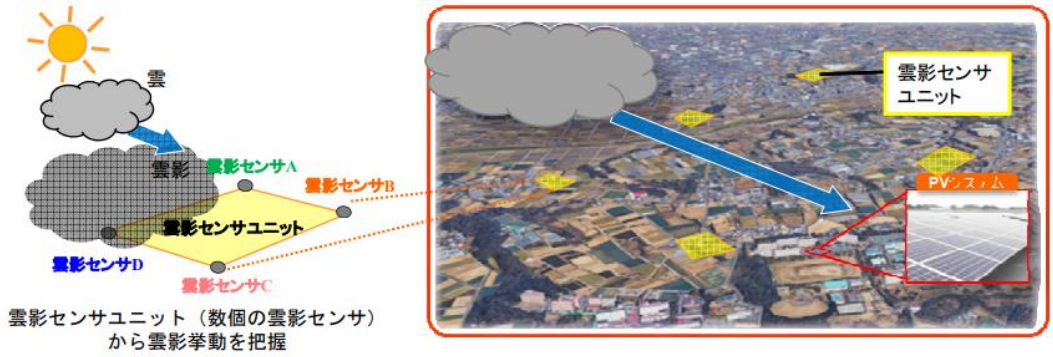



図 2-7 雲影センサユニットからの予測

出所）株式会社エイム、国立大学法人豊橋技術科学大学、株式会社サイエンス・クリエイト「多点日射センシングに基づいた太陽光発電量オンタイム予測システム環境危機モニタリングシステム」

#### b. 衛星観測と天空画像の組み合わせ

上述の衛星観測と天空画像による日射量予測を組み合わせ、それぞれの強みを活かしつつ日射量予測の精度向上を目指す動きもある。例えば、スカパーJSAT と電力中央研究所は、

それぞれが保有する地上カメラを用いた予測技術（スカパーJSAT）と衛星画像を用いた予測技術（電力中央研究所）を組み合わせ、独自のハイブリッド型の太陽光発電予測システムを開発している。

ハイブリッド型太陽光発電出力予測システムとは、地上カメラの「天空画像は精度に優れるが 30 分程度の短時間先の予測に限定される」という特徴と、衛星画像の「精度が落ちるが数時間程度の予測が可能である」という特性を組み合わせ、気象モデル予測も含めて、精度や時間など最適な日射量予測を行うものである。スカパーJSAT は、地上カメラで撮影した雲の量から AI で日射量を予測する技術を保有している。カメラやセンサーはいくつかの気象台に設置されていて、定期的に撮影し配信する技術もある。

電力中央研究所は、衛星画像から日射量に変換し、最大 6 時間先まで予測できる技術を保有している。衛星画像はひまわり 8 号のものを使っているが、ひまわり 8 号は 2015 年に 7 号から切り替わり、解像度の向上とともに、時間間隔が 2.5 分と大幅に短縮された。2.5 分おきに送られる衛星画像から、日射量の現況を提供し続けることができ、日射量の予測については、１時間前と３時間前のベクトルを組み合わせることで行っている。

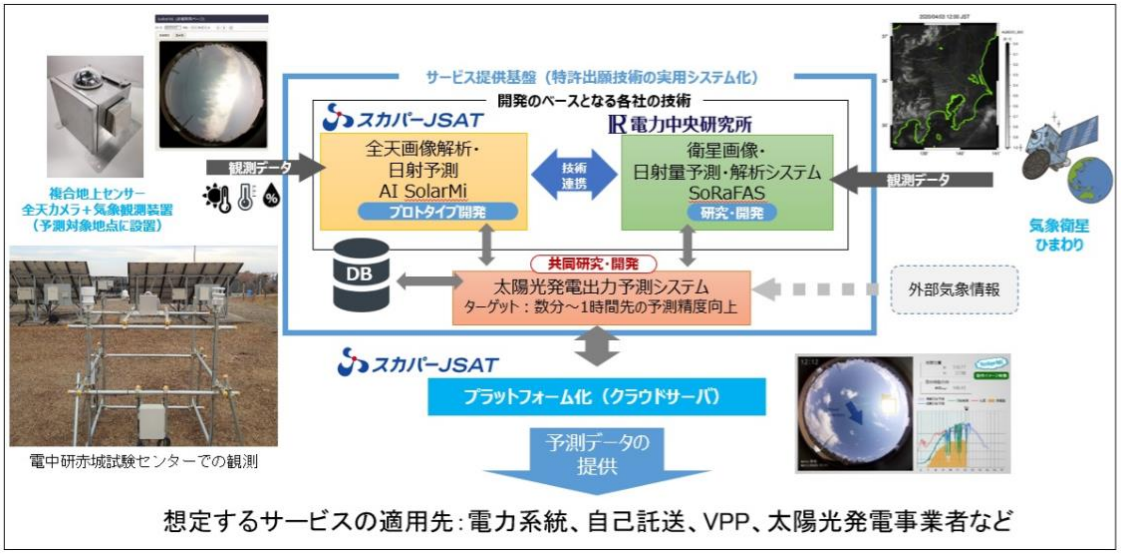



**図 2-8 電力中央研究所とスカパーJSAT が開発するハイブリッド型太陽光発電出力予測システム[1]**

### c. 持続モデルの活用

持続モデルは、今の値が例えば 15 分先も持続するという前提でのモデルである。専門家へのヒアリングでは、衛星画像は 2.5 分間隔で取得できるが、15 分程度の通信上でのタイムラグがあるので、30 分や 1 時間以内であれば、衛星画像も持続モデルも精度は変わらないのではないかとの指摘がなされている（ヒアリング 1）。

なお、持続モデルの場合、過去の実測値を分析して、タイムラグの考慮や、天候による日

[1] 電力中央研究所　スカパーJSAT　プレスリリース（2020）「太陽光発電出力の予測手法の創出へ　～『ハイブリッド型太陽光発電出力予測システム』で宇宙と地上から雲を追跡して予測」

射の推定誤差などを踏まえて、補正を行うことで、精度が高まる可能性がある。一部では、こうした補正を機械学習でカバーする試みも行われているが、現時点ではそれほど大きな精度改善にはつながっていない（ヒアリング 1）。

- 単純持続モデル： $MPI \equiv E(t)/E_{\max}(t)$の持続を仮定
- 差分持続モデル： $MPI(t) - MPI(t-\Delta t)$ の持続を仮定

$E(t)$　　：時刻 $t$ の発電電力量

$E_{max}(t)$ ：時刻 $t$ の発電電力量の最大値（直近の過去30日分のデータから計算）

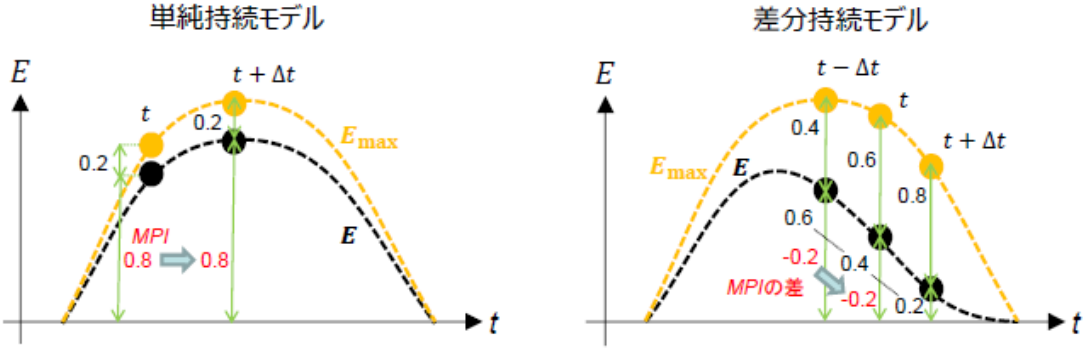



図 2-9　持続モデルの概要

出所）　産業技術総合研究所　大関氏資料

### (3) 文献調査のまとめ

以上をまとめると、スポット市場の翌日発電計画値策定に利用可能な技術としては、現時点では、数値予報モデルとなる。気象業務支援センターを介して提供されるデータサービスに加え、昨今では、多くの民間気象サービス会社が日射量予測サービスを開始している。

また、数時間先の日射量予測は、「衛星画像を利用した手法」あるいは「天空画像を利用した手法」あるいはその組み合わせといった技術が開発されている。衛星画像については、ひまわり 8 号が打ち上げられた 2014 年以降、日射量推定精度がさらに向上するとともに、これを利用した高精度な予測手法の開発が行われている。天空画像については、太陽周辺の雲量および画像の色情報と撮影地点における日射観測データと併用し、数 km 四方の空間平均日射量を推定する手法が提案されている。

1 時間以内の日射量予測については、「天空画像を利用した方法」に加えて、「持続モデル」も有効である。「持続モデル」の場合、発電電力量のモニタリングのみで予測が可能となるため、外部からのデータ購入の必要がない点は、事業者にとっても大きな魅力となるだろう。

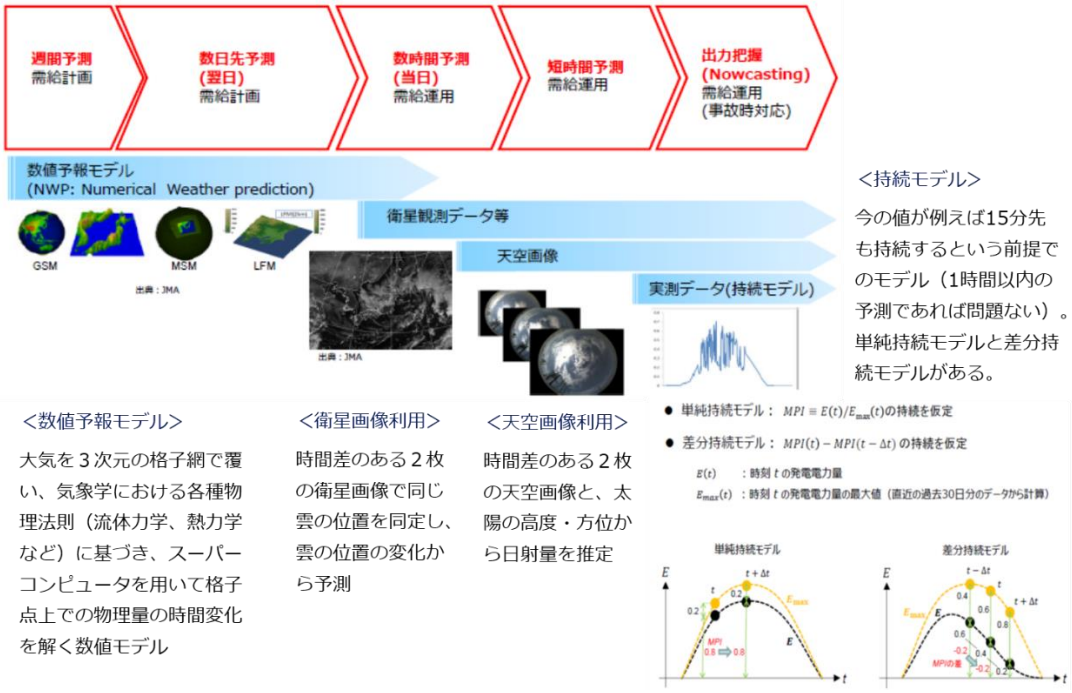
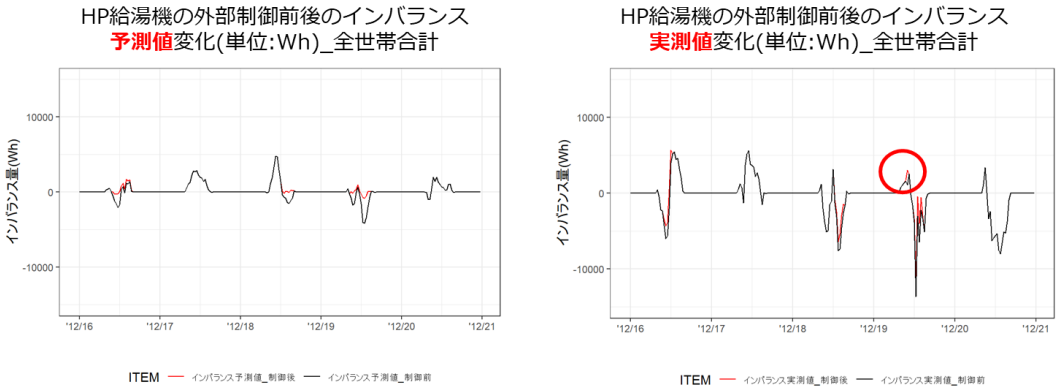



図 2-10　太陽光発電予測技術に関するまとめ

出所）産業技術総合研究所　大関氏資料に E-konzal 加筆

### 2.2.2 太陽光発電予測手法の運用方法の改善策の検討

過年度調査では、HP 給湯機を小売事業者が集合運用することで、卒 FIT 太陽光発電の余剰インバランスを制御できる可能性が示唆された。他方で、実装に向けては、日射量予測データのコスト低減と、前日午前の段階における日射量予測値と実績値の誤差に起因するインバランスへの対応が課題であった。




当日予測値［HP給湯機制御前］－前日計画値：（赤線）　　当日予測値［HP給湯機制御なし］－前日計画値：黒線

図 2-11 過年度調査における HP 給湯器インバランスの発生状況

そこで本年度は、2.2.1 における太陽光発電予測技術の文献調査結果を踏まえ、こうした課題に対応するため、以下の 2 つの方策を検討した。

- 気象情報オンライン配信の活用（翌日の発電量予測計画策定の費用低減）
- 「持続モデル」の活用による誤差低減（30 分後の発電量予測の誤差改善）

#### (1) 気象情報オンライン配信の活用

気象庁では、2017 年 12 月より、数値予報モデルによる日射量予測データの提供を開始している（一般財団法人　気象業務支援センターを介したデータ提供）。日射量の予測を含む気象情報オンライン配信サービスとしては、全球数値予報モデル GPV（GSM）、メソ数値予報モデル GPV（MSM）、メソアンサンブル数値予報モデル GPV（MEPS）、局地数値予報モデル GPV（LFM）などが提供されているが、どれも月額の利用料（負担金）が数千円程度であり、民間の同様のサービスと比較して、費用負担が少なく、小売電気事業者にとっては運用上の大きなメリットとなる可能性がある。

他方で、定期的に送付されてくる膨大なデータから、運用上必要なデータのみを抽出し、発電量予測システムとして運用するためには、データの取得・加工・可視化の様々な側面においてプログラムの開発が必要となる。

そこで本年度は気象庁の気象情報オンライン配信で発信される気象データを用いた発電量予測を、試行的に運用し、地域の小規模な小売電気事業者での活用の可能性について検討を行った。

表 2-4 気象庁のオンライン気象情報サービス

| 提供データ名 | 局地モデル（LFM） | メソモデル（MSM） | | 全球モデル（GSM：日本域） | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 水平解像度 | 2 ㎞（0.020 度×0.025 度） | 5 ㎞（0.05 度×0.0625 度） | | 20km（0.2 度×0.25 度） | | |
| 情報別負担金（税別）* | 9600 円/月 | 8400 円/月 | | 7200 円/月 | | |
| 予報時間（単位：時間） | 10 時間 | 39 時間 | 51 時間 | 0～84 | 87～132 | 135～264 |
| 初期時刻（UTC） | 毎時 | 03，06，09，15，18，21 | 00，12 | 00，06，12，18 | | 00，12 |
| 配信頻度（単位：回/日） | 24 | 6 | 2 | 2 | 4 | 2 |
| 時間間隔 | 30 分 | 1 時間 | | 1 時間 | 3 時間 | |

出所）一般財団法人　気象業務支援センターホームページ

*データの利用には情報別の負担金以外に基本負担金（4200 円/月）、開設時負担金（5 万円）などが別途必要。また、上記料金はすべて 2021 年 4 月に予定されている改定後料金

表 2-4 に示される通り、データの分解能や予測時間によって、局地モデル（LFM）、メソモデル（MSM）、全球モデル（GSM）によるデータサービスが提供されている。地域に根差した小規模な小売電気事業者の場合、データの解像度や配信頻度、時間間隔という視点では、局地モデルが望ましいが、予報時間が 10 時間の局地モデルは、翌日の発電量の計画値策定の用途には利用できない。

そこで、本事業では、メソモデル（水平解像度 5 ㎞、予報時間 39 時間）を用いて日射量予測を取得し、発電量予測を行う運用を想定した。

### 1) 平面日射量データの抽出

気象情報オンライン配信サービスよりサーバに配信されてくるデータには、日本周辺域の多様な気象データ（海面更正気圧、地上気圧、風（２要素）、気温、相対湿度、時間降水量、雲量（４要素）、日射量、高度、風（２要素）、気温、上昇流、相対湿度）が含まれる。そこで、ユーザーが緯度・経度によって指定した地点における日射量、気温データを自動的に抽出し、サーバ上に保存するような処理を施した。

本事業では、抽出した全天平面日射量を、過年度に開発した発電量予測モジュールに自動的に入力して、太陽光発電の発電電力量予測を出力するシステムの運用を想定する。以下に、発電電力量予測モジュールの概要を示す。

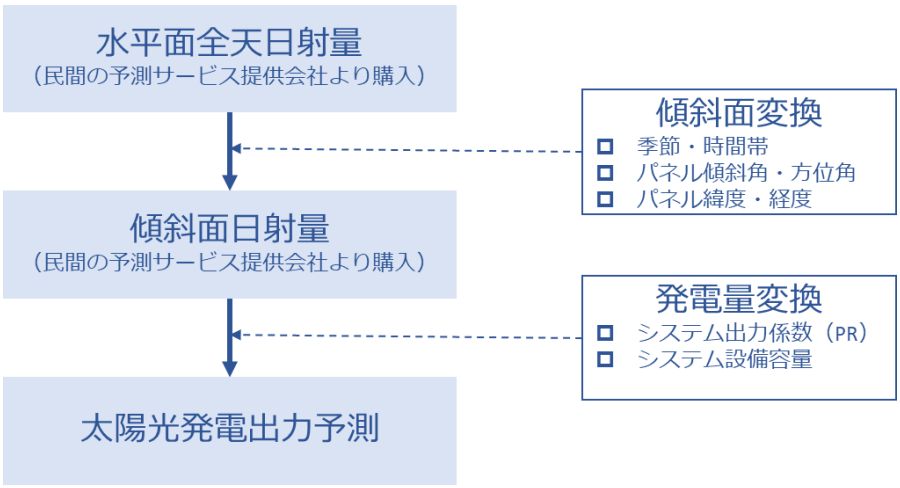



図 2-12 太陽光発電予測モジュールの計算フロー

表 2-5　傾斜面日射量の推計式

まず、最初に全天日射量について直達成分と散乱成分に分解する。

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

$\frac{H}{H_0} < 0.22$のとき

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

$0.22 < \frac{H}{H_0} \leq 0.80$のとき

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

$\frac{H}{H_0} > 0.80$のとき

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

ここに、

$H_0$:大気外水平面日射量[kW/m2]

$H_d$:水平面散乱日射量[kW/m2]

$H_b$:水平面直達日射量[kW/m2]

$I$:法線面直達日射量[kW/m2]

$h_s$:太陽高度[rad]

である

次に、散乱成分と直達成分を用いて傾斜面日射量を算出する。

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

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

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

ここに

$h_b$:傾斜面直達日射量[kW/m2]

$h_r$:傾斜面反射日射量[kW/m2]

$h_d$:傾斜面散乱日射量[kW/m2]

$\theta_a$:アレイの傾斜角[rad]

$\theta_z$:天頂角[rad]

$\theta$:入射角[rad]

$p$:アルベド[%]

である。

なお、アルベドについては、NEDO の標準気象データベースの解説書[2]を参考に、積雪がない場合を想定して 0.2 を用いた。

### 2) 発電電力量の予測結果と実測データの比較

上記の方法によって予測した太陽光発電の発電電力量と、実際の太陽光発電の出力を比較した。比較に当たっては、広島県 50kW の太陽光発電システムのデータを活用した。

図 2-13 は、小売電気事業者が計画値策定に利用できる前日 9 時時点と、実際に太陽光発

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

電システムが発電をし始める当日 6 時時点の日射量予測データを活用し、発電電力量予測値を算出するとともに、実測値との比較を行ったもの（2020/11/10～2020/11/16）である。図に示される通り、2020/11/12～2020/11/15 などのように、快晴時にはおおよその予測はできているものの、雲がかかることによる局所的な日射量の低減は精度が下がっている様子がうかがえる（2020/11/11、2020/11/16 など）。

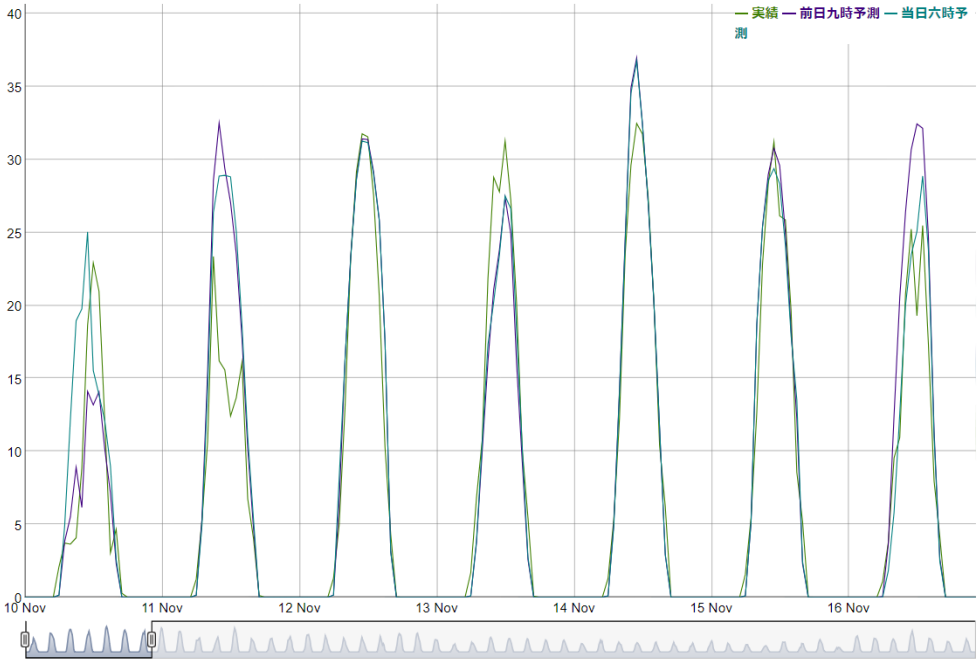



図 2-13 太陽光による発電電力量の予測値と実績値の比較

気象庁のメソ数値予報モデル（MSM）を活用した太陽光発電の発電電力量の予測誤差（評価期間 2020/11/10～2020/12/31）を以下に示す。

表 2-6　気象庁の MSM を利用した太陽光発電の発電電力量予想システムの誤差

| | 予測手法 | ME | MAE | RMSE | MAE_pu | RMSE_pu |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 前日9時予報 | 888.9 | 1,681.2 | 3,581.3 | 34.0 | 72.3 |
| 2 | 当日6時予報 | 596.1 | 1,592.5 | 3,442.3 | 32.2 | 69.5 |

ここに、ME（平均誤差）、RMSE（Root Mean Square Error：平均二乗誤差）、および MAE（Mean Absolute Error：平均絶対誤差）である。また、MAE_pu、RMSE_pu は太陽光発電システムの設備容量で除して基準化した指標である。

表 2-7　誤差指標の計算式

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

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

$$\mathrm{MAE} = \frac{1}{n}\sum_{k=1}^{n}|f_i - y_i|^2$$

表 2-6 に示される通り、前日 9 時予報と当日 6 時の予測データでは、当日 6 時の方が若干改善しているものの、それほど大きな差とはなっていない。

図 2-14、過年度の HP 給湯機の実証事業における、民間気象サービス会社の日射量予測データに基づく基準化した MAE（MAE_pu）の 21 件（すべて住宅用太陽光発電）の分布状況（評価期間：2019/11/1～2019/12/30）と、今回の評価結果を比較したものである。本年度は 1 件のみの評価であることや、太陽光発電のシステム規模が違うこと、評価した期間や地点も異なっていること、データの時間間隔（過年度データは 30 分データ、MSM は 1 時間データ）などから、あくまで参考比較であり、単純な比較はできない。しかしながら、今回の誤差指標としては、民間気象サービス会社のデータを活用した場合の誤差指標の中央値と比べて気象庁の MSM をそのまま活用した場合の方が相対的に大きくなる結果となった。

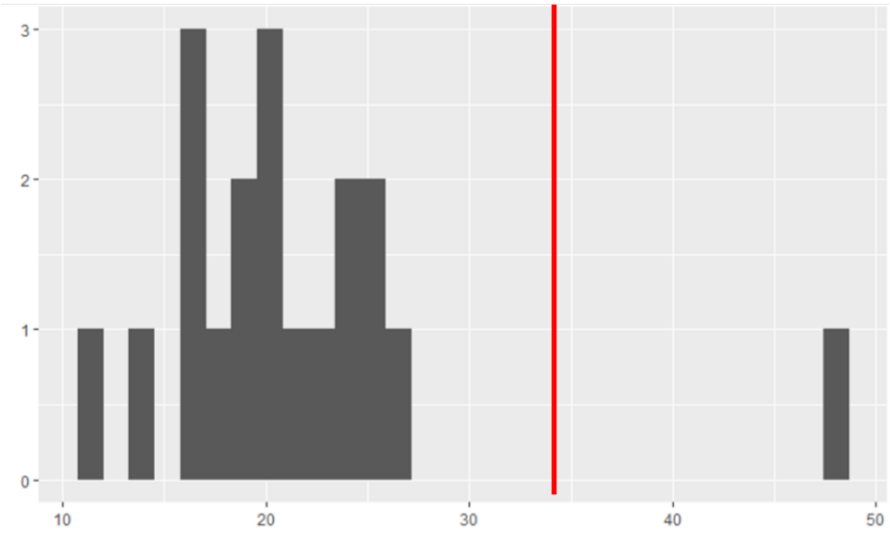



図 2-14 過年度と今年度（赤線）の誤差指標（MAE_pu）の比較

気象庁の MSM の方が誤差が大きく出た理由としては、平面解像度の違い（MSM は 5 ㎞、民間気象サービス会社のものは 1 ㎞メッシュ）などが考えられる。他方で、費用面では年間数万円程度で、日射量予測が可能となるため、費用対効果を考慮すると、小規模な小売電気事業者にとっては、非 FIT 電源の調達の有力な手段となること可能性があると考えられる。

### (2) 発電実測データを活用した予測（インバランスのモニタリング方法の検討）

2.2.1 の専門家ヒアリングでは、比較的短期間の発電電力量の予測を行う場合、「持続モデル」が利用可能であり、発電電力量の予測精度も衛星画像を用いたものと大きくは変わらない可能性があるとの指摘があった。30 分～1 時間先の発電電力量の予測精度が高まれば、過年度に開発した HP 給湯機の外部制御システムにおけるインバランス制御がより有効に機能すると期待される。

そこで、本年度は、21 世帯分の太陽光発電の発電電力量実績データを用いて、「持続モデル」の有効性を検証した。また、既出の民間気象サービス会社の数値予報モデルとの比較を行った。

#### 1) 検討した予測手法

##### a. 持続モデル（単純）

過去 30 日間の最大発電電力量をコマ別に算出した上で、その最大発電電力量の曲線と、実際の発電電力量の比率が持続すると想定する手法である。

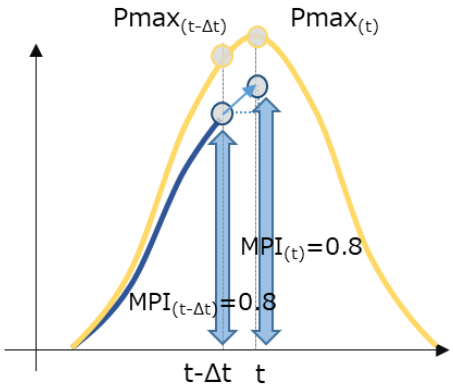



図 2-15 持続モデル（単純）の発電電力量予測手法

$$MPI_{(t-\Delta t)} = \frac{P_{(t-\Delta t)}}{P_{\max\,(t-\Delta t)}}$$

$$P_{(t)} = P_{(t-\Delta t)} \times MPI_{(t-\Delta t)}$$

ここに、

P(t): 時刻(t)における太陽光発電の発電電力量

$P_{max}$: 過去 30 日間の当該コマの最大発電電力量

MPI: 最大発電電力量と、発電電力量の比率
である。

### b. 持続モデル（差分）

こちらは、過去 30 日間の最大発電電力量と発電電力量の比率の差分が持続すると想定する手法である。曇り始めや、晴れ間などの天候の変化の方向性を予測に反映させることができる点が特徴である。以下に計算式を示す。

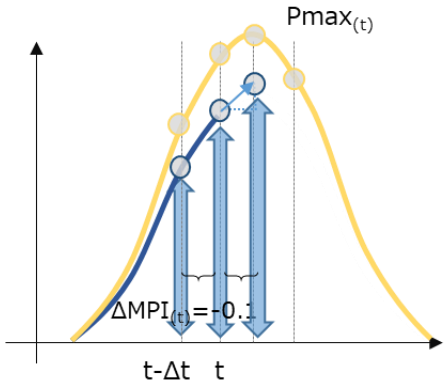



図 2-16 持続モデル（差分）の発電電力量予測手法

$$\Delta MPI_{(t)} = MPI_{(t)} - MPI_{(t-\Delta t)}$$
$$P_{(t+\Delta t)} = P_{(t)} \times \left(MPI_{(t)} + \Delta MPI_{(t)}\right)$$

### c. 移行モデル（単純）

上記の持続モデルでは、過去 30 日の発電電力量データの入手が前提となっているが、新たに卒 FIT 電源を調達する場合、過去の発電電力量のデータが入手できない場合も考えられる。また、過去の発電電力量データを常にストックし、リアルタイムでアップデートする必要がある。

そこで、代替手段として、1 期前の発電電力量実績データをそのまま横にスライドしたものを予測値とする移行モデルを想定した。

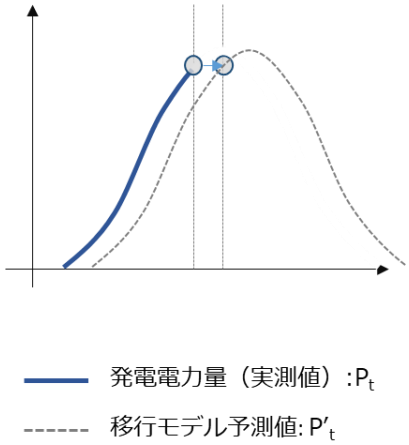



図 2-17 移行モデル（単純）の発電電力量予測手法

$$P'_{(t)} = P_{(t-\Delta t)}$$

### d. 移行モデル（太陽高度考慮）

移行モデル（単純）では、例えば晴天時の午前中であれば今後発電電力量は増加する可能性が高い。こうした時間帯による太陽高度の違いを発電電力量の変化を予測に組み込むことができない欠点がある。そこで、当該地点における日射量の理論値である、大気外水平面日射量を活用して補正する方法も併せて検討した。

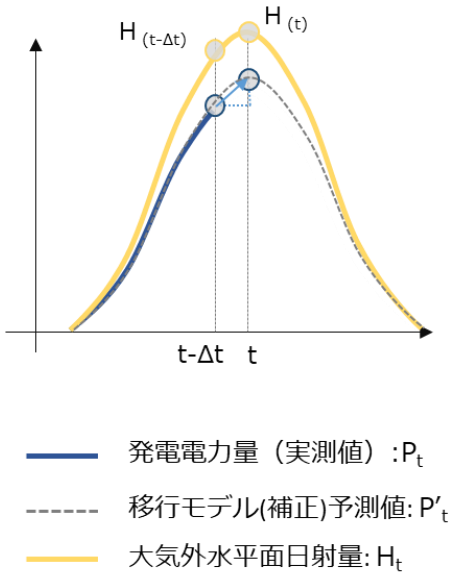



図 2-18 移行モデル（太陽高度考慮）の発電電力量予測手法

$$P'_{(t)} = P_{(t-\Delta t)} \times \frac{H_{(t)}}{H_{(t-\Delta t)}}$$

### 2) 予測精度の評価

表 2-8 に、本事業において検討した 4 つの予測手法と数値予報モデルによる予測誤差を整理する。表に示される通り、今回の評価においては、持続モデル（差分）の誤差が最も予測誤差が小さく、次いで持続モデル（単純）となった。また、移行モデル（太陽高度考慮）であっても一定の予測精度が得られており、実用レベルとしても活用できる可能性が示唆された。また、単純に 1 期前の発電量実績を横滑りしただけの移行モデル（単純）の方が、最新の数値予報モデルの推計結果よりも予測精度が高くなっており、数十分から 1 時間先のインバランス調整においては、実測データに基づく推計方法の優位性が改めて確認できた。

表 2-8 各予測手法の誤差指標一覧

| 予測手法 | ME | MAE | RMSE | MAE_pu | RMSE_pu |
|---|---|---|---|---|---|
| 1_1_数値予報_前日AM8時 | 233.7 | 1,955.3 | 4,290.7 | 17.3 | 38.0 |
| 1_2_数値予報_当日AM8時 | 246.4 | 1,750.5 | 3,767.2 | 15.5 | 33.4 |
| 1_3_数値予報_直前 | 1,039.4 | 1,464.0 | 2,952.5 | 13.0 | 26.2 |
| 2_1_移行モデル_単純 | -0.0 | 1,409.8 | 2,643.3 | 12.5 | 23.4 |
| 2_2_移行モデル_高度考慮 | 59.7 | 922.8 | 2,151.4 | 8.2 | 19.1 |
| 3_1_持続モデル_単純 | -28.4 | 890.0 | 1,988.7 | 7.9 | 17.6 |
| 3_2_持続モデル_差分 | 191.7 | 860.9 | 1,951.1 | 7.6 | 17.3 |

### 2.2.3 需要機器（家庭用燃料電池）を活用した需要能動化方策の検討

本年度は家庭用として普及している燃料電池を調査対象に、需要能動化策としての活用方法について検討を行った。

#### (1) 家庭用燃料電池の現状

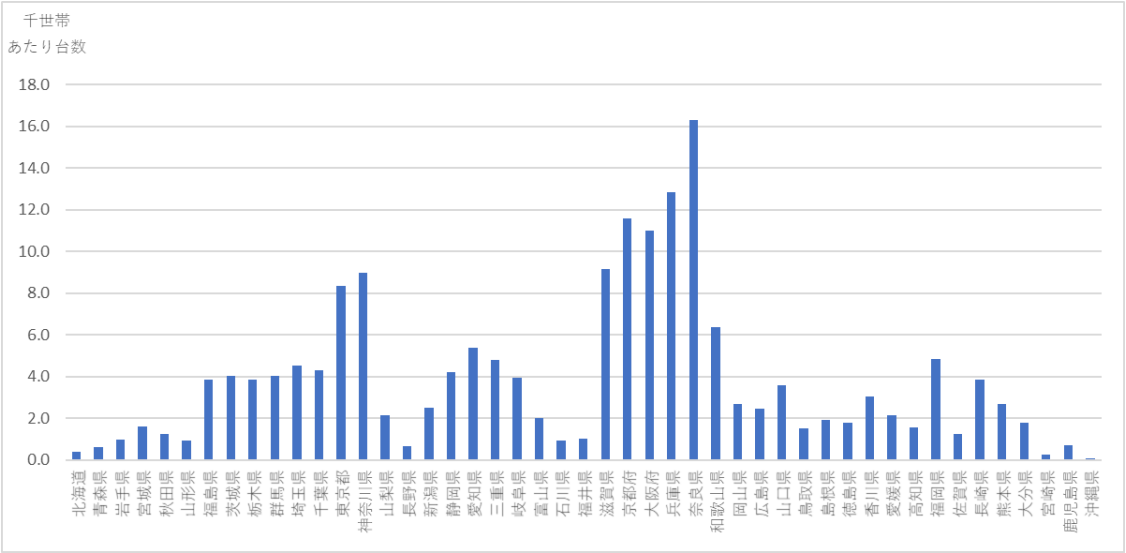
まず、需要能動化策としての活用方法検討の基礎資料とするため、家庭用燃料電池等の需要側の技術について、導入量、価格、効率、今後の導入見通し等のデータを収集・整理した。

#### 1) 導入量および今後の導入見通し

家庭用燃料電池について、2009 年度から 2019 年度までの補助金交付台数の累計を都道府県別に整理した。世帯あたりの台数については、以下に示すように、近畿ブロックが最も多く、次いで関東ブロックが続いている。

表 2-9 都道府県別家庭用燃料電池台数（千世帯あたり）

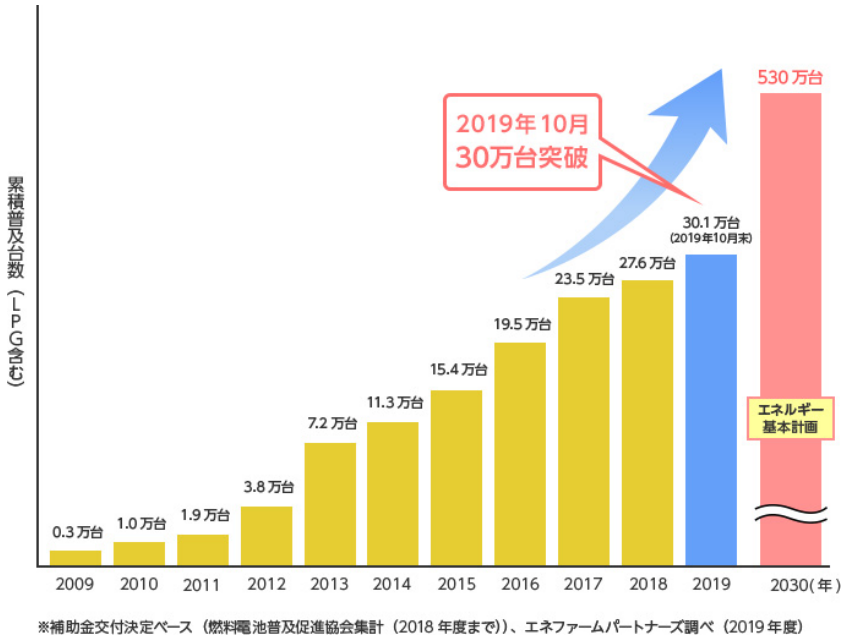
| | 千世帯あたり台数 | 世帯数（千世帯） | 補助金交付台数累計（台） | 2019年度台数 | 2018年度台数 | 2017年度台数 | 2016年度台数 | 2015年度台数 | 2014年度台数 | 2013年度台数 | 2012年度台数 | 2011年度台数 | 2010年度台数 | 2009年度台数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 北海道 | 0.4 | 2,429 | 962 | 70 | 134 | 145 | 144 | 146 | 143 | 94 | 35 | 15 | 33 | 3 |
| 青森県 | 0.6 | 500 | 306 | 2 | 6 | 15 | 29 | 44 | 56 | 73 | 42 | 9 | 29 | 1 |
| 岩手県 | 1.0 | 486 | 468 | 4 | 11 | 35 | 67 | 67 | 104 | 91 | 47 | 3 | 35 | 4 |
| 宮城県 | 1.6 | 957 | 1,514 | 51 | 158 | 214 | 225 | 242 | 257 | 244 | 47 | 12 | 58 | 6 |
| 秋田県 | 1.2 | 377 | 458 | 13 | 86 | 57 | 49 | 48 | 58 | 88 | 38 | 12 | 7 | 2 |
| 山形県 | 0.9 | 388 | 357 | 11 | 13 | 35 | 39 | 72 | 65 | 71 | 20 | 5 | 17 | 9 |
| 福島県 | 3.8 | 726 | 2,785 | 88 | 235 | 273 | 405 | 506 | 582 | 399 | 153 | 67 | 62 | 15 |
| 茨城県 | 4.0 | 1,132 | 4,562 | 227 | 574 | 519 | 494 | 611 | 713 | 710 | 422 | 195 | 78 | 19 |
| 栃木県 | 3.8 | 768 | 2,945 | 136 | 237 | 267 | 307 | 391 | 519 | 628 | 276 | 130 | 52 | 2 |
| 群馬県 | 4.0 | 780 | 3,157 | 186 | 359 | 381 | 387 | 508 | 534 | 493 | 173 | 80 | 46 | 10 |
| 埼玉県 | 4.5 | 3,055 | 13,750 | 821 | 1,447 | 1,524 | 1,947 | 2,077 | 2,029 | 1,937 | 1,014 | 505 | 348 | 101 |
| 千葉県 | 4.3 | 2,669 | 11,419 | 648 | 1,438 | 1,464 | 1,589 | 1,901 | 1,562 | 1,390 | 748 | 344 | 284 | 51 |
| 東京都 | 8.3 | 6,922 | 57,743 | 3,896 | 7,988 | 8,128 | 8,550 | 8,800 | 7,482 | 5,872 | 3,063 | 1,929 | 1,529 | 506 |
| 神奈川県 | 9.0 | 4,077 | 36,674 | 2,298 | 4,690 | 5,090 | 5,124 | 5,258 | 4,923 | 3,987 | 2,452 | 1,509 | 885 | 458 |
| 山梨県 | 2.2 | 328 | 708 | 31 | 45 | 50 | 58 | 85 | 99 | 179 | 94 | 49 | 15 | 3 |
| 長野県 | 0.7 | 805 | 529 | 11 | 7 | 15 | 57 | 88 | 121 | 148 | 50 | 1 | 21 | 10 |
| 新潟県 | 2.5 | 843 | 2,089 | 41 | 328 | 270 | 337 | 274 | 336 | 341 | 129 | 18 | 11 | 4 |
| 静岡県 | 4.2 | 1,436 | 6,013 | 451 | 708 | 777 | 735 | 913 | 943 | 721 | 360 | 190 | 179 | 36 |
| 愛知県 | 5.4 | 3,149 | 16,968 | 1,408 | 2,675 | 2,591 | 2,329 | 1,828 | 1,886 | 1,832 | 1,025 | 774 | 462 | 158 |
| 三重県 | 4.8 | 719 | 3,443 | 338 | 527 | 511 | 418 | 365 | 406 | 406 | 160 | 164 | 108 | 40 |
| 岐阜県 | 3.9 | 751 | 2,964 | 217 | 354 | 369 | 373 | 354 | 343 | 360 | 226 | 192 | 135 | 41 |
| 富山県 | 2.0 | 392 | 788 | 37 | 137 | 134 | 105 | 64 | 83 | 90 | 62 | 21 | 35 | 20 |
| 石川県 | 0.9 | 457 | 420 | 53 | 35 | 38 | 30 | 27 | 76 | 52 | 56 | 10 | 25 | 18 |
| 福井県 | 1.0 | 280 | 288 | 18 | 26 | 21 | 35 | 42 | 45 | 51 | 19 | 4 | 19 | 8 |
| 滋賀県 | 9.1 | 548 | 5,008 | 552 | 629 | 572 | 571 | 499 | 777 | 656 | 385 | 179 | 140 | 48 |
| 京都府 | 11.6 | 1,165 | 13,463 | 1,949 | 2,018 | 1,924 | 1,840 | 1,478 | 1,767 | 1,320 | 626 | 268 | 210 | 63 |
| 大阪府 | 11.0 | 3,988 | 43,855 | 6,095 | 6,827 | 6,265 | 5,971 | 4,887 | 5,812 | 4,126 | 2,306 | 771 | 563 | 232 |
| 兵庫県 | 12.8 | 2,344 | 30,080 | 3,763 | 4,360 | 4,322 | 3,903 | 3,285 | 4,125 | 3,048 | 1,701 | 653 | 683 | 237 |
| 奈良県 | 16.3 | 528 | 8,610 | 1,166 | 1,246 | 1,094 | 1,219 | 995 | 1,066 | 901 | 473 | 199 | 184 | 67 |
| 和歌山県 | 6.4 | 386 | 2,459 | 261 | 308 | 283 | 324 | 274 | 363 | 343 | 184 | 55 | 52 | 12 |
| 岡山県 | 2.7 | 777 | 2,096 | 67 | 144 | 134 | 213 | 315 | 407 | 369 | 206 | 122 | 93 | 26 |
| 広島県 | 2.5 | 1,226 | 3,011 | 259 | 464 | 408 | 376 | 370 | 436 | 377 | 144 | 55 | 106 | 16 |
| 山口県 | 3.6 | 592 | 2,123 | 88 | 238 | 234 | 272 | 339 | 295 | 305 | 153 | 100 | 85 | 14 |
| 鳥取県 | 1.5 | 215 | 329 | 32 | 40 | 13 | 15 | 55 | 49 | 45 | 23 | 18 | 23 | 16 |
| 島根県 | 1.9 | 262 | 496 | 134 | 91 | 35 | 52 | 59 | 36 | 39 | 17 | 3 | 22 | 8 |
| 徳島県 | 1.8 | 301 | 542 | 28 | 45 | 49 | 49 | 64 | 88 | 130 | 70 | 8 | 9 | 2 |
| 香川県 | 3.0 | 399 | 1,203 | 71 | 119 | 102 | 125 | 144 | 223 | 221 | 111 | 48 | 37 | 2 |
| 愛媛県 | 2.1 | 586 | 1,241 | 76 | 148 | 118 | 133 | 145 | 194 | 218 | 120 | 36 | 45 | 8 |
| 高知県 | 1.5 | 312 | 482 | 28 | 47 | 45 | 28 | 58 | 86 | 83 | 39 | 25 | 40 | 3 |
| 福岡県 | 4.8 | 2,248 | 10,828 | 716 | 1,366 | 1,416 | 1,420 | 1,993 | 1,310 | 1,047 | 615 | 351 | 362 | 232 |
| 佐賀県 | 1.2 | 302 | 375 | 4 | 4 | 14 | 17 | 56 | 106 | 68 | 32 | 25 | 31 | 18 |
| 長崎県 | 3.8 | 553 | 2,120 | 254 | 240 | 241 | 287 | 387 | 276 | 246 | 81 | 42 | 55 | 11 |
| 熊本県 | 2.7 | 703 | 1,878 | 94 | 212 | 212 | 241 | 351 | 235 | 262 | 137 | 50 | 61 | 23 |
| 大分県 | 1.8 | 482 | 859 | 55 | 117 | 111 | 91 | 109 | 124 | 104 | 54 | 22 | 44 | 28 |
| 宮崎県 | 0.3 | 458 | 122 | 7 | 0 | 2 | 4 | 10 | 21 | 39 | 7 | 9 | 17 | 6 |
| 鹿児島県 | 0.7 | 713 | 484 | 33 | 59 | 41 | 50 | 57 | 68 | 74 | 35 | 21 | 28 | 18 |
| 沖縄県 | 0.1 | 590 | 31 | 1 | 0 | 8 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 18 | 2 |




出所）補助金交付年度別補助金交付台数（燃料電池普及促進協会ホームページ）、日本の世帯数の将来推計（国立社会保障・人口問題研究所）より作成

**図 2-19 都道府県別家庭用燃料電池台数（千世帯あたり）**

上図より、2020 年 3 月時点において、家庭用燃料電池の累計普及台数は 303,005 台である。今後も増加基調と想定されており、エネルギー基本計画においては 2030 年に 530 万台の導入を目指すものとしている。




出所）エネファーム（家庭用燃料電池）の普及状況（日本ガス協会ホームページ）

**図 2-20 家庭用燃料電池の普及状況**

### 2) 価格

「水素製造技術における燃料電池（SOFC・PEFC）の役割（国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター、2018 年）」の中で、SOEC および PEFC のコスト比較が挙げられており、SOFC は、材料費 3.0 円/W、モジュールコスト 8.5 円/W、システムコスト 137 円/W、合計 148.5 円/W（148,500 円/kW）のコストを要するとされている（入力電力あたり）。一方、PEFC は、材料費 6.8 円/W、モジュールコスト 10.7 円/W、システムコスト 112 円/W、合計 129.5 円/W（129,500 円/kW）のコストを要するとされている（入力電力あたり）。

表 2-10 SOEC および PEFC（PEMEC）のコスト比較

| | SOEC | PEMEC | 備考 |
|---|---|---|---|
| 水素製造能力 ($Nm_3$-$H_2$/h) | 450 | 450 | |
| 年産台数 (unit/y) | 1,000 | 1,000 | |
| 入力電力 (MW) | 1.5 | 1.9 | |
| 材料費 (円/W) | 3.0 | 6.8 | 入力電力あたり |
| モジュールコスト (円/W) | 8.5 | 10.7 | 入力電力あたり |
| システムコスト (円/W) | 137 | 112 | 入力電力あたり |
| システムコスト (万円/$Nm^3$-$H_2$/h) | 47 | 48 | |

「NEDO 燃料電池・水素技術開発ロードマップ（NEDO、2017 年）」によると、家庭用燃料電池は年々価格低下しており、販売価格ベースで 2020 年頃に、SOFC については 100 万円/台にすることを、PEFC については 80 万円/台にすることを目標としている。同価格は 1 台 0.7kW を前提とすると、それぞれ 143 万円/kW、114 万円/kW となる。また、SOFC、PEFC とも、2030 年に 50 万円/台（71 万円/kW 相当）を目標としている。

表 2-11 家庭用 SOFC・PEFC の価格について

| | コスト | kW あたり | 時期 | コメント |
|---|---|---|---|---|
| SOFC | 100 万円/台<br>（投資回収年数７,８年） | 143 万円/kW<br>（0.7kW/台と想定） | 2020 年頃 | エンドユーザーの負担額（設置工事費込み） |
| PEFC | 80 万円/台<br>（投資回収年数７,８年） | 114 万円/kW<br>（0.7kW/台と想定） | 2020 年頃 | |
| SOFC,PEFC とも | 50 万円/台<br>（投資回収年数５年） | 71 万円/kW<br>（0.7kW/台と想定） | 2030 年頃 | |

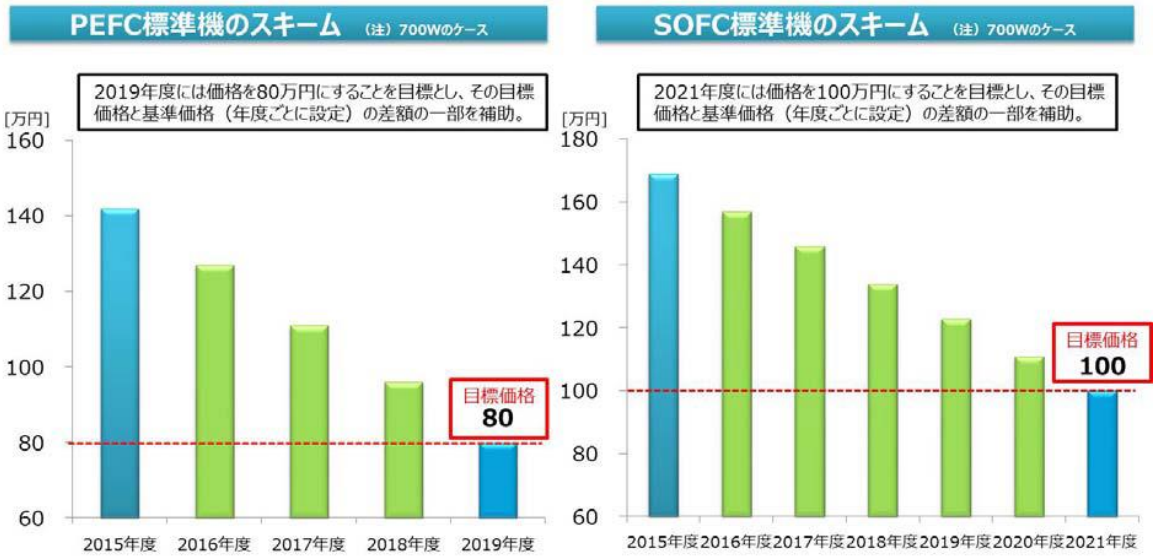



図 2-21 家庭用燃料電池標準機の価格推移

### 3) 効率

家庭用 SOFC の発電効率において、現在、東京ガスで実証中のものが AC 発電端効率 65%で、世界最高とされている。商品化されているものとしては、最新の代表的なものが大阪ガスらの「エネファーム typeS」で AC 送電端は 55%、その他、もう少し以前から商品化されているものは AC 送電端で 45～47%程度である。一方、家庭用 PEFC については、東芝やパナソニックが主に進めており、東芝では世界最高レベルの 50%以上、パナソニックでは 40%となっている。

「NEDO 燃料電池・水素技術開発ロードマップ（NEDO、2017 年）」によれば、SOFC、PEFC 含めた家庭用燃料電池全体の AC 送電端効率について、現在～2020 年頃は 38～52%、2025 年頃は 40～55%、2030 年頃は 40～55%以上、2040 年頃は 45～60%以上という目標が掲げられている。

また、パナソニックでは、電解質材料としてプロトン伝導体を利用する研究を進めており、そのことにより、発電時に生成する水による燃料希釈が生じないため、酸化物イオン伝導体と比較してさらなる効率化が期待できるものとしている。

表 2-12 家庭用 SOFC・PEFC の発電効率について

| 種類 | 発電効率 | 種類 | 機器・主体 | 時期 | 段階 | 備考 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| SOFC | 55% | AC 送電端 | 大阪ガス | 2020 年 | 商品 | 主な特長は以下の通り。<br>・世界最高の発電効率<br>・世界最小の機器サイズ<br>・設置可能住宅の拡大<br>・コストダウンの実現<br>・高い環境性の実現<br>・停電時の自立発電出力の向上 |
| SOFC | 65%／73% | AC 発電端／DC 発電端 | 東京ガス | 2017 年 | 実証 | 投入した燃料をより多く発電に利用するための SOFC スタックの二段化技術と燃料再生技術、少ない未利用燃料において熱自立する技術を組み合わせることにより、世界で初めて AC 発電効率 65%相当を確認。 |
| SOFC | 46.5% | AC 送電端 | アイシン機 | 2012 年 | 商品 | |
| SOFC | 45% | AC 送電端 | JX 機 | 2011 年 | 商品 | 2015 年生産撤退 |
| PEFC | 50%以上 | AC 送電端 | 東芝 | 2019 年 | 商品 | 水素利用率を高める独自技術による |
| PEFC | 40% | AC 送電端 | パナソニック | 2019 年 | 商品 | 定格発電効率（都市ガス） |

※各データの発電効率の種類で、発電端（発電機が発電した電力量そのもので計算した効率）と送電端（発電端電力量から、発電所内で消費した電力量を差し引いて計算した効率）が混在していることに留意する必要がある（AC は交流、DC は直流）。

### (2) 家庭用燃料電池を活用した需要能動化策の考え方

#### 1) 対象とする機器

家庭用燃料電池としては、既出の通り PEFC と SOFC があるが、発電効率や熱利用効率に違いがあるため、PEFC は基本的に熱主電従運転（熱負荷に追随して運転し、その運転パターンによって発電電力量が決まる）、SOFC は電主熱従運転（電気負荷に応じて運転し、発生した熱を活用）を想定して設計されている。このため、家庭用燃料電池を需要能動化策として利用することを想定する場合、電主熱従運転の SOFC の方が、現時点での適性が高いといえる。

また、特に 2016 年に発売したエネファーム typeS と呼ばれる機種（SOFC）の場合、IoT 機能が搭載されており、遠隔による出力制御がこれまでも実用面で運用されてきた。

同社の家庭用燃料電池「エネファーム」の累計販売台数は、2020 年 10 時点で 13 万台を

達成した[3]とされるが、このうちすでに約 5 万台[4]が同社のサーバとつながっており、エネファームの出力の調整が可能であるとしている。

表 2-13 に大阪ガスによる家庭用 SOFC 燃料電池（エネファーム typeS）の開発推移を示す。

**表 2-13 家庭用 SOFC 燃料電池（エネファーム typeS）の開発推移**

| 年 | 2012年 | 2014年 | 2016年 | 2018年 | 2020年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 概要<br>（最大発電出力は700W） | 2004年から開始したSOFCシステムの共同開発を2012年3月にを完了。セルスタックを京セラが、セルスタックを組み込んだ発電ユニットをアイシン精機が、排熱利用給湯暖房ユニットを長府がそれぞれ製造し、4月から「エネファームtype S」として販売開始。 | 本体形状の見直し、生産性向上によるセルスタックのコストダウン、低コスト部品の採用などにより販売価格を下げた新製品を4月から販売開始。 | セルスタック耐久性向上技術の採用で高い発電効率と耐久性を両立するとともに、機器仕様の大幅な見直し等でコストダウンも実現。4月から販売開始。 | 発電ユニットの制御プログラムを改良することで発電効率を向上させるとともに、機器仕様の見直し等により価格も低減した。4月から販売開始。 | アイシン精機、京セラ、ノーリツ、パーパス、リンナイと共同で新製品を開発し、2020年4月に発売。効率の向上とともに、大幅な小型化による設置性の向上、スマートフォン専用アプリと連動させたスイッチをリモコンに追加している。 |
| 税抜販売価格<br>（熱源機込み） | 2,620,000円 | 2,150,000円 | 1,785,000円 | 1,680,000円 | 1,680,000円 |
| 発電効率 | 46.5%（LHV）<br>42.0%（HHV） | 46.5%（LHV）<br>42.0%（HHV） | 52.0%（LHV）<br>46.9%（HHV） | 53.5%（LHV）<br>48.3%（HHV） | 55.0%（LHV）<br>49.6%（HHV） |

（出典）大阪ガス株式会社プレスリリース、大阪ガス通信より
※発電効率のLHVは低位発熱量基準、HHVは高位発熱量基準

そこで、本検討では、SOFC（発電出力：50～700kW）を需要能動化策の手段として想定し、すでに導入されている機器の集合運用を行うことによる再生可能エネルギー導入拡大に向けた利用の可能性を検討することとした。

### 2) 需要能動化に向けた SOFC の運用方法の検討

既出の通り、家庭用燃料電池のうち、SOFC は原則として電主熱従運転であるが、導入されている世帯の需要が定格出力を下回る場合の運転方法で、定格運転と負荷追従運転に分類できる。負荷追従運転は、需要施設の負荷に併せて発電量を変動させるため、余剰電力は発生しないが、定格運転の場合、導入されている世帯の電力負荷を上回る部分については、余剰電力として小売電気事業者や機器を導入した会社に販売するスキーム[5]となっている。

このため、電力が不足する状況下では、負荷追従運転から定格運転に切り替えることで、

[3] 大阪ガスホームページ「エネファームの普及に向けて」
（https://home.osakagas.co.jp/search_buy/enefarm/fukyu/index.html）

[4] 大阪ガスプレスリリース（2020 年 6 月 5 日）「家庭用燃料電池エネファームによるバーチャルパワープラント(VPP)構築実証事業を開始～1,500 台が“ツナガル”VPP 実証～」
（https://www.osakagas.co.jp/company/press/pr2020/1287292_43661.html）

[5] 例えば、大阪ガスでは 2016 年のエネファーム typeS の販売に併せて家庭用燃料電池からの余剰電力買取単価を設定。

追加的な出力を確保することができるし、再生可能エネルギーの発電電力量が大きく、需要が少ない時間帯においては、定格運転から負荷追従運転に切り替えることで、全体の供給量を抑制することができる。

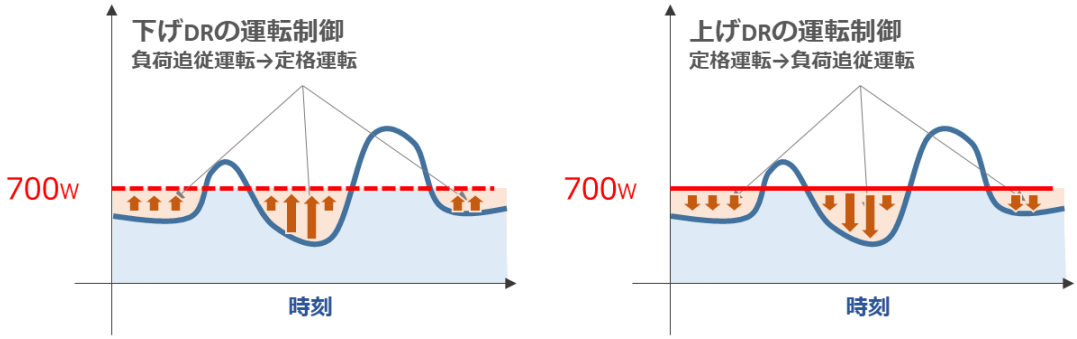



図 2-22 定格運転と負荷追従運転の切り替えによる需要能動化策（DR）運転イメージ

本検討では、SOFC の運用方法として、定格運転と負荷追従運転、さらには最低出力（50W）での運転を行う 3 つの運転パターンを想定し、外部からの集合運用・制御によって、複数の世帯の運転モードを切り替えることで、バランシンググループ全体としての出力を制御し、再エネの負荷変動を吸収する手法を想定した。

### (3) SOFC による DR 効果の定量化

#### 1) SOFC の DR ポテンシャル

以下では、家庭用の SOFC を実際に導入している世帯 70 軒分のデータを用いて、DR のポテンシャル評価を行った。

図 2-23 は、2020 年（2020/1/1～2020/12/31）における定格運転⇔負荷追従運転切り替えによる世帯平均の DR 拠出可能量（W/世帯）の季節変動を示したものである。図に示される通り、家庭においても電力需要が大きい、夏期や冬期の DR 拠出可能量は相対的に小さくなっている一方、中間期では高くなっている。

見方を変えれば、最もポテンシャルが低くなる夏季においても、世帯当たり平均で 50W/世帯程度の出力は確保可能であり、中間期であっても拠出できる DR 拠出可能量は 400W/世帯に満たない。SOFC の制御台数が増えれば、年間を通じて安定した DR のリソースとなることがわかる。また、仮に 1 世帯当たり 400W の DR が拠出可能であるとした場合、2030 年に政府目標である 530 万台の家庭用燃料電池が普及し、このうちおよそ半分が SOFC であると仮定すると、国内の DR ポテンシャルは 1GW に及ぶ。

図 2-24、図 2-25 及び図 2-26 に、月別・コマ別の世帯平均 DR 拠出可能量を示す。年間を通じて 3:00～6:00、10:00～18:00（ただし、夏季は例外）に大きな拠出可能量がある一方で、家族の構成員の多くが帰宅する 18:00～24:00 は拠出可能量が大幅に低下する傾向がある。

また、同じ月のデータを比較した場合、コマ別の拠出可能量の変動幅は比較的小さい。このことから、一定の世帯数を統合できれば、余剰電力であっても安定的な DR 拠出となる可能性が高いといえる。

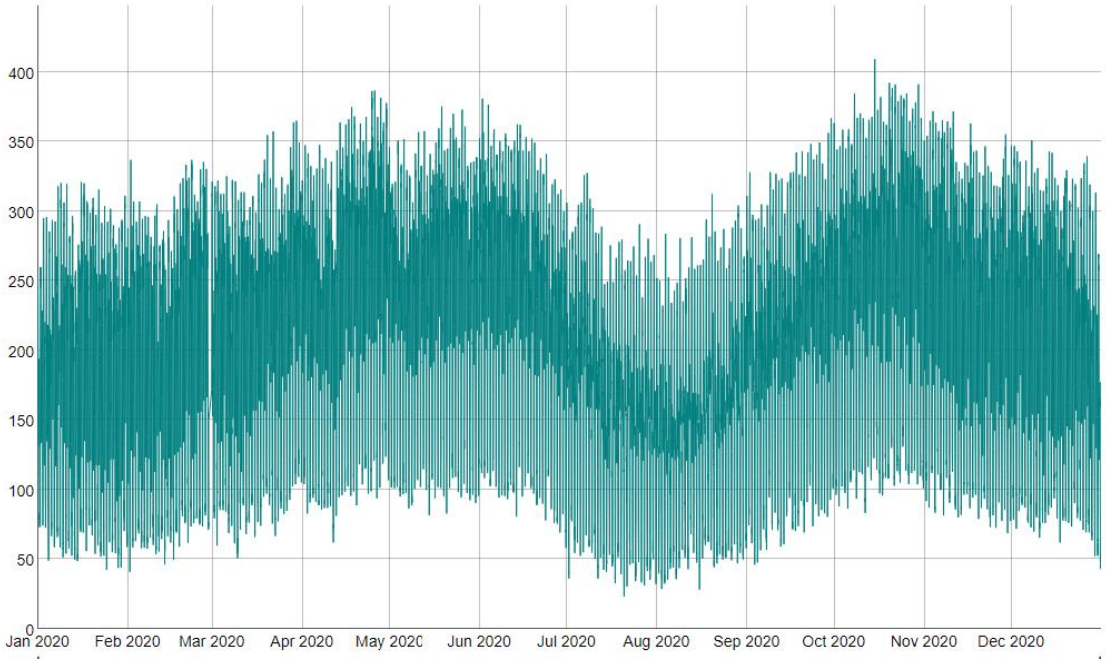



図 2-23 SOFC による世帯平均 DR 供給ポテンシャルの変動

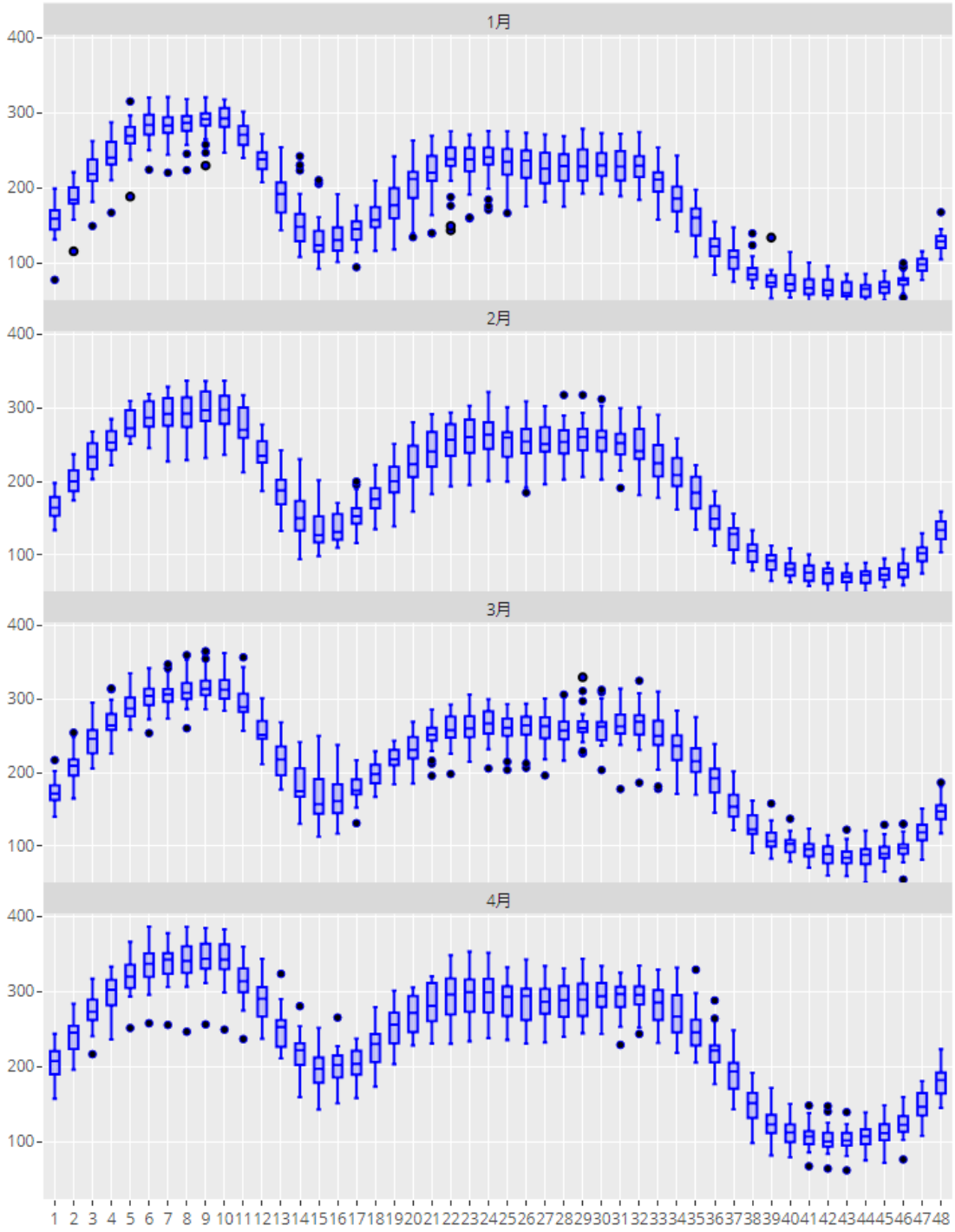



図 2-24　月別・コマ別の世帯平均 DR 拠出可能量（1 月～4 月）

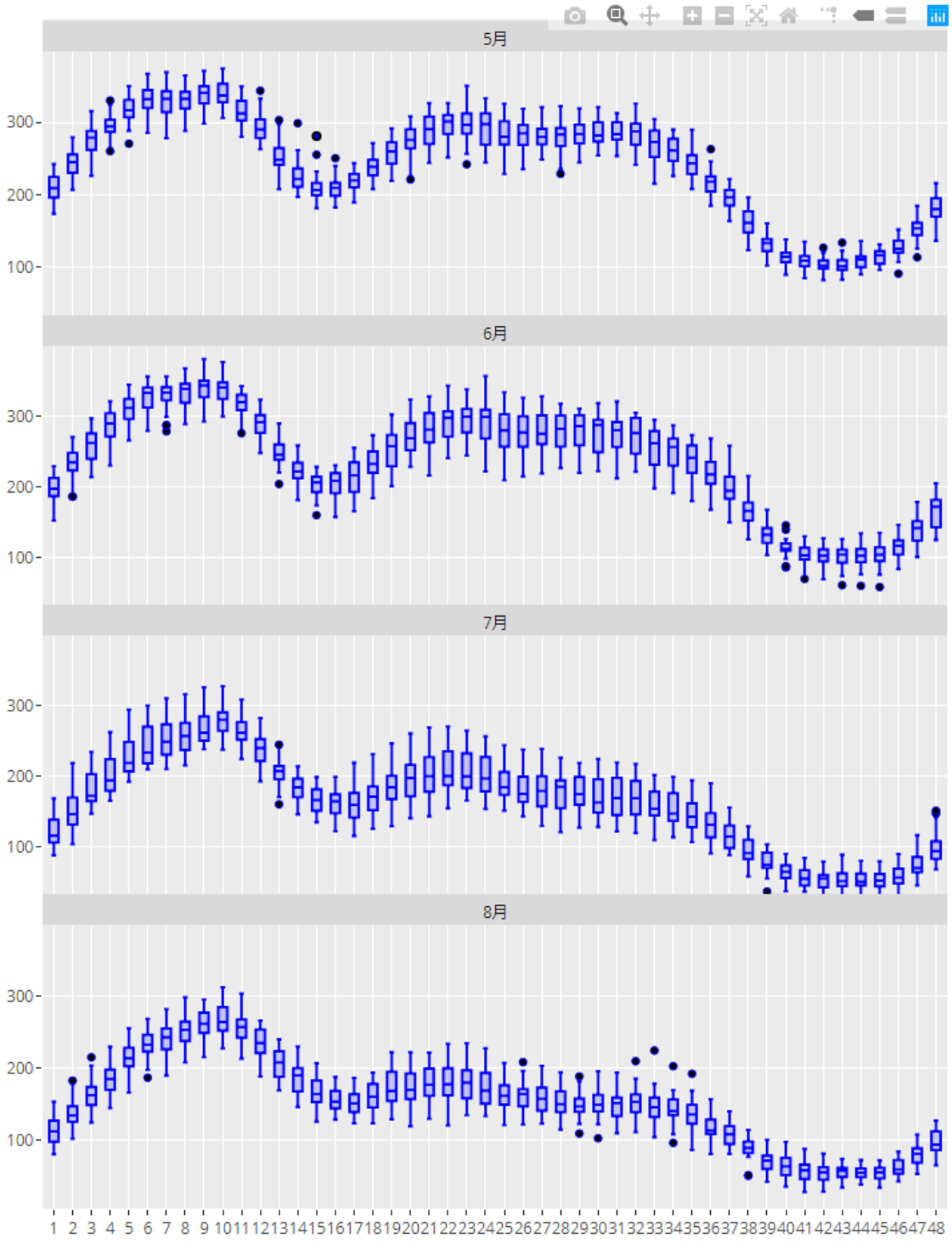



図 2-25　月別・コマ別の世帯平均 DR 拠出可能量（5 月～8 月）

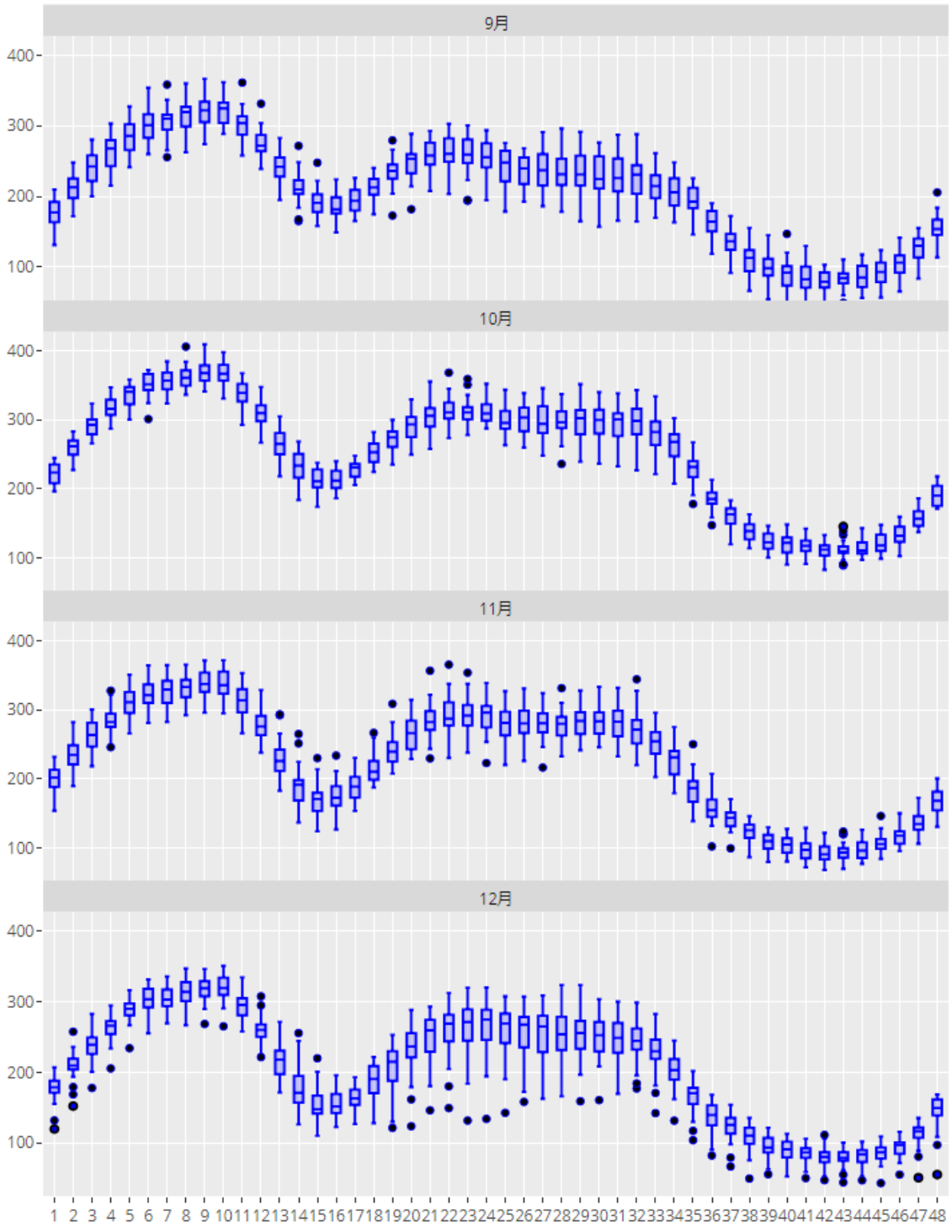



図 2-26　月別・コマ別の世帯平均 DR 拠出可能量（9 月～12 月）

### 2) 再エネ出力抑制回避量の推計

上述の SOFC による DR 拠出可能量の活用方法としては、様々なものが考えられるが、ここでは、再エネの供給拡大への貢献として、出力抑制の緩和効果を推計する。

本調査で対象としている需給調整が可能な SOFC（typeS）は関西エリアで多く導入されて

おり、関西エリアでの出力抑制はまだ行われていないが、今後さらに再生可能エネルギーの導入が進んだ場合、関西エリアでも九州エリアと同様の出力抑制が行われる可能性がある。

### a. 九州エリアにおける再エネ出力制御の状況

表 2-14、および図 2-27 は、九州エリアにおける再エネ出力抑制の発生状況およびその推移を示したものである。2018 年の 10 月頃から出力抑制が開始され、2020 年には年間約 500GWh の再生可能エネルギーが出力抑制の対象となっている。

表 2-14 九州エリアにおける日別出力抑制量（GWh）の発生状況

| 年 | 太陽光 | 風力 | 合計 |
|---|---|---|---|
| 2016 | 0 | 0 | 0 |
| 2017 | 0 | 0 | 0 |
| 2018 | 23 | 0 | 23 |
| 2019 | 307 | 6 | 313 |
| 2020 | 482 | 19 | 501 |

出力抑制の発生状況を季節別にみると、中間期、とりわけ 2 月～5 月にかけて、出力抑制量が大きくなっている（図 2-27）。

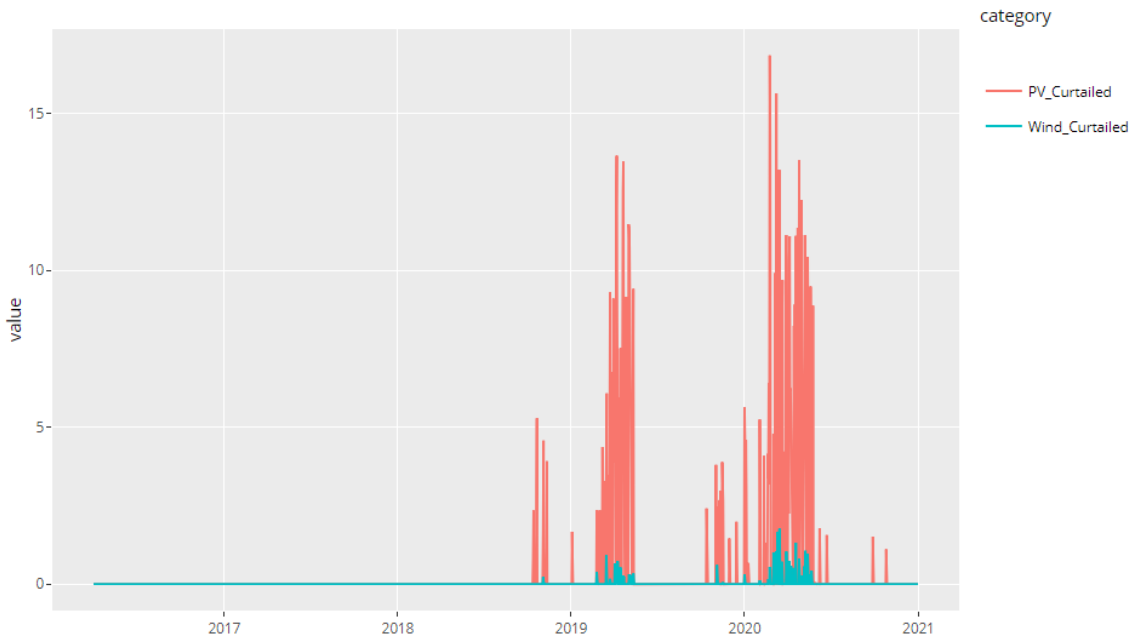



図 2-27　九州エリアにおける日別出力抑制量（GWh）の季節変動

b. DR による出力抑制の回避量の考え方

図 2-27 で示した九州エリアにおける出力抑制量と SOFC による DR 供給ポテンシャル（図 2-23 で示した世帯別の DR 供給ポテンシャルに想定導入世帯数（台数）を積算したもの）をコマ別に重ね合わせ、出力抑制量と DR ポテンシャルの小さい方の値を出力抑制量とした。図 2-28 に、出力抑制量の考え方を示す。

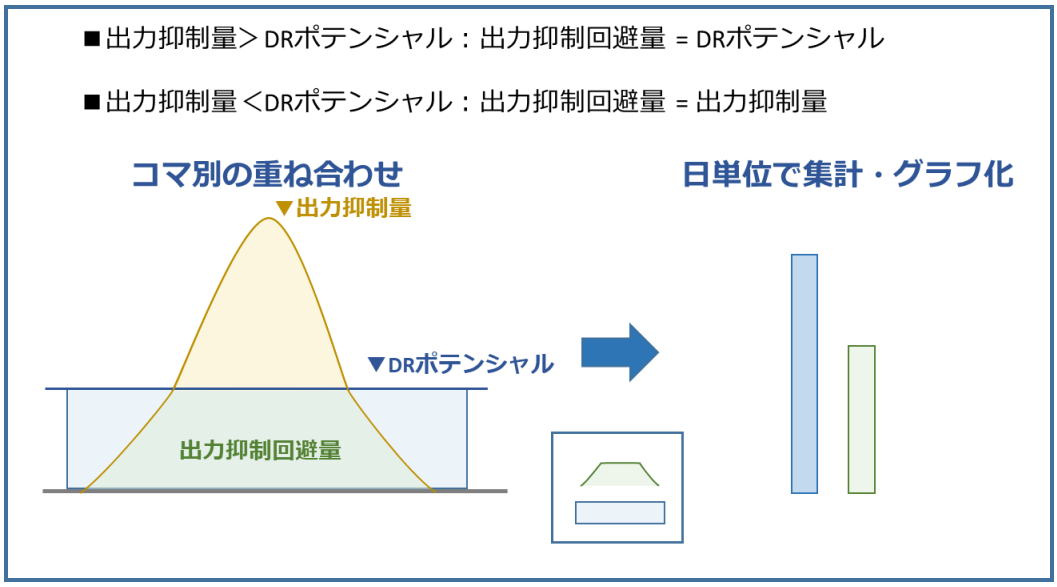



図 2-28　出力抑制回避量の考え方

図 2-27 に示す通り、九州エリアでは太陽光発電の出力抑制が大部分となっているため、SOFC による DR ポテンシャルのうち、実際に活用できるのは、昼間の時間帯（コマ）のみであり、夜間のポテンシャルは活用できない。しかしながら、昼間の再エネの供給量が大きい時間帯に出力を落とし、夕方急速に電力需要が増加する時間帯に SOFC からの電力供給を増やすことができれば、いわゆるダックカーブの解消にも貢献しうると考えられる。

表 2-15 は、定格運転から負荷追従運転に切り替えることによる世帯別の DR ポテンシャルとその出力抑制量を示したものである。また、出力抑制回避量を九州エリア全体の年間出力抑制量で除した回避率も併せて示した。

表 2-15 定格運転⇔負荷追従運転切り替えによる再エネ出力抑制回避（2020 年）

| 世帯数 | DRポテンシャル | 出力抑制回避量 | 回避率 |
|---|---|---|---|
| 100 | 182,765 | 21,639 | 0.0% |
| 1,000 | 1,827,646 | 216,387 | 0.0% |
| 10,000 | 18,276,457 | 1,796,534 | 0.4% |
| 100,000 | 182,764,567 | 14,393,623 | 2.9% |

上表に示される通り、出力抑制回避量は導入世帯数に応じて増加するが、10,000 台を超えたあたりから出力抑制量の増加率は鈍化する。これは当該コマにおける出力抑制量より DR ポテンシャルが大きいコマが増え始めたことによる。

同様に、再エネ出力抑制時には出力を定格出力（700W）から最低出力（50kW）にまで低下させ、DR ポテンシャルを最大化させるケースについて推計した。推計結果を表 2-16 に示す。表に示される通り、回避率は全体の出力抑制の 7.1%となっており、変動制再エネの導入促進に大きく貢献する可能性が示された。

表 2-16 定格運転⇔最低負荷運転切り替えによる再エネ出力抑制回避（2020 年）

| 世帯数 | DRポテンシャル | 出力抑制回避量 | 回避率 |
|---|---|---|---|
| 100 | 569,400 | 52,845 | 0.0% |
| 1,000 | 5,694,000 | 528,450 | 0.1% |
| 10,000 | 56,940,000 | 3,943,000 | 0.8% |
| 100,000 | 569,400,000 | 35,308,000 | 7.1% |

### 3) 経済性評価

#### a. 経済性評価の考え方

これまでに検討してきたように、SOFC の制御を行うことで再エネの出力回避量を大幅に低減させることが可能である。他方で、こうした DR 運転が実施されるためには、こうした運転を行うことによる経済的メリットが生み出される必要がある。

そこで、本検討では電力会社、ガス会社等および需要家といったプレーヤーに着目し、こうした想定した DR 運転を行うことによる経済メリットを試算した。

試算にあたっては、70 件の世帯すべてが基本的に定格運転モードで運転をし、外部制御によって負荷追従運転や最低負荷運転に出力の下げ調整を行う（上げ DR）ことを想定した。また、発生した余剰電力については電力・ガス会社に対して売電を行い、ガス会社は買取単価に基づいて買取を行うこととした。

SOFC の運転パターンを以下の通りに設定し、各ケースにおけるエネルギーおよび資金の流れを整理した。

表 2-17 SOFC 経済性評価のケース分類

| ケース分類 | ケース名 | 備考 |
|---|---|---|
| Case1 | 定格運転ケース | 全ての時間帯で定格運転を行う |
| Case2 | 負荷追従運転ケース | 全ての時間帯で負荷追従運転を行う |
| Case3 | 出力抑制回避 DR_負荷追従ケース | 定格運転をベースとし、出力抑制が行われる時間帯のみ負荷追従運転に切り替え |
| Case4 | 出力抑制回避 DR_最低負荷ケース | 定格運転をベースとし、出力抑制が行われる時間帯のみ最低負荷運転に切り |

| ケース分類 | ケース名 | 備考 |
|---|---|---|
| | | 替え |
| Case5 | 経済 DR_負荷追従ケース | 定格運転をベースとし、JEPX 市場価格が SOFC の買取価格を下回る時間帯のみ負荷追従運転に切り替え |
| Case6 | 経済 DR_最低負荷ケース | 定格運転をベースとし、JEPX 市場価格が SOFC の買取価格を下回る時間帯のみ負荷追従運転に切り替え |

仮に、各家庭が電力会社から購入する電力量（購入電力量）を A[kWh]、SOFC の発電電力量のうち、自家消費する分（自家消費量）を B[kWh]、SOFC の余剰電力分を C[kWh]、SOFC の駆動のためのガス消費量を D[m3]とすると、家庭および電力会社、ガス会社の収支は表 2-18 の通りとなる。

**表 2-18 各主体の収支計算式**

（家庭部門の収支）
収入 ＝C × SOFC 余剰売電単価
支出 ＝A × 電力料金単価 ＋ B × ガス料金単価

（ガス会社）
収入 ＝B × ガス料金単価 ＋ C × JEPX 市場単価
支出 ＝C × SOFC 余剰売電単価 ＋D × ガス調達単価

（電力会社）
支出 ＝A × JEPX 市場単価 ＋ A 託送料金単価
収入 ＝A × 電力料金単価

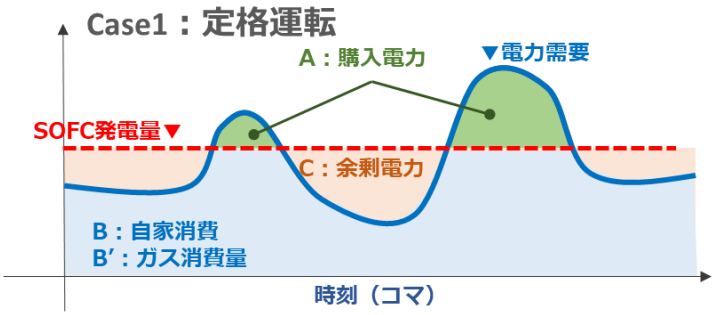



**図 2-29 エネルギーフロー（Case1 定格運転時）**

なお、本検討ではガス・電力会社は買取をした SOFC の余剰売電をそのまま JEPX にスポット市場価格で販売し、需要が SOFC 発電電力量より大きい場合の電力供給にあたっても、必要な電力を JEPX スポット市場（図 2-30）から調達すると想定している。

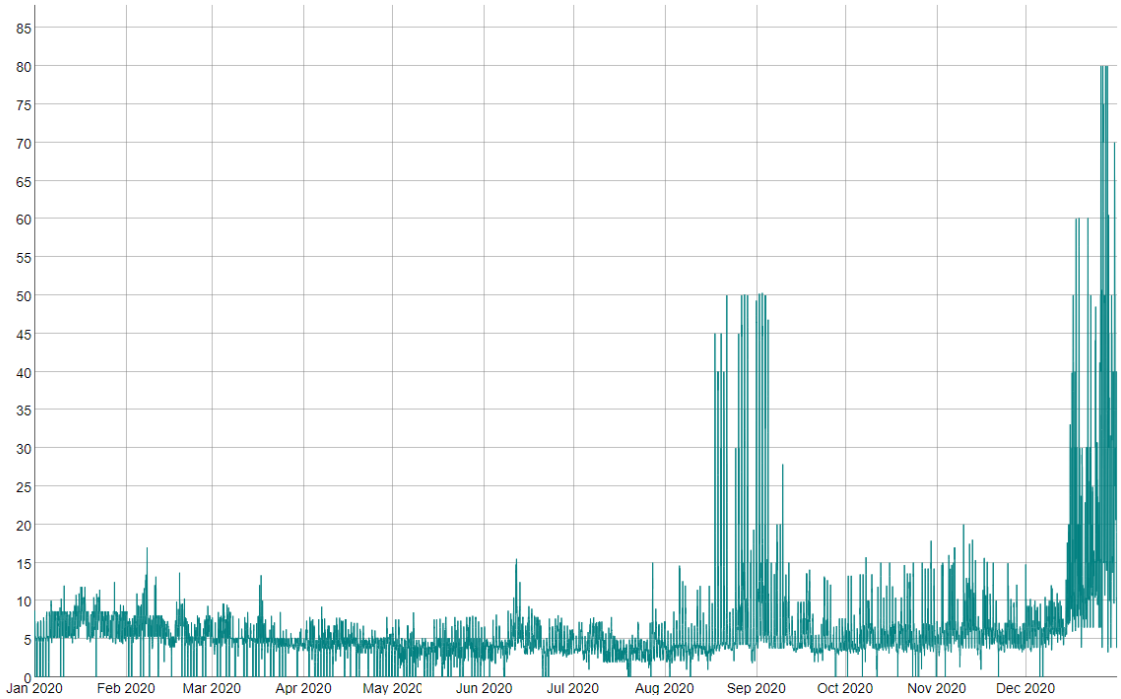



図 2-30　JEPX スポット市場価格の推移（九州エリア、2020 年）

再エネ出力抑制が行われる時間帯は、一般に再生可能エネルギーの占める割合が高く、スポット市場も安価になる傾向がある。実際、2020 年の 3 月～5 月ごろにかけては、太陽光発電の発電電力量が多いコマのスポット市場価格は実質ゼロ(0.01 円/kWh)の時間帯も多くなっている。

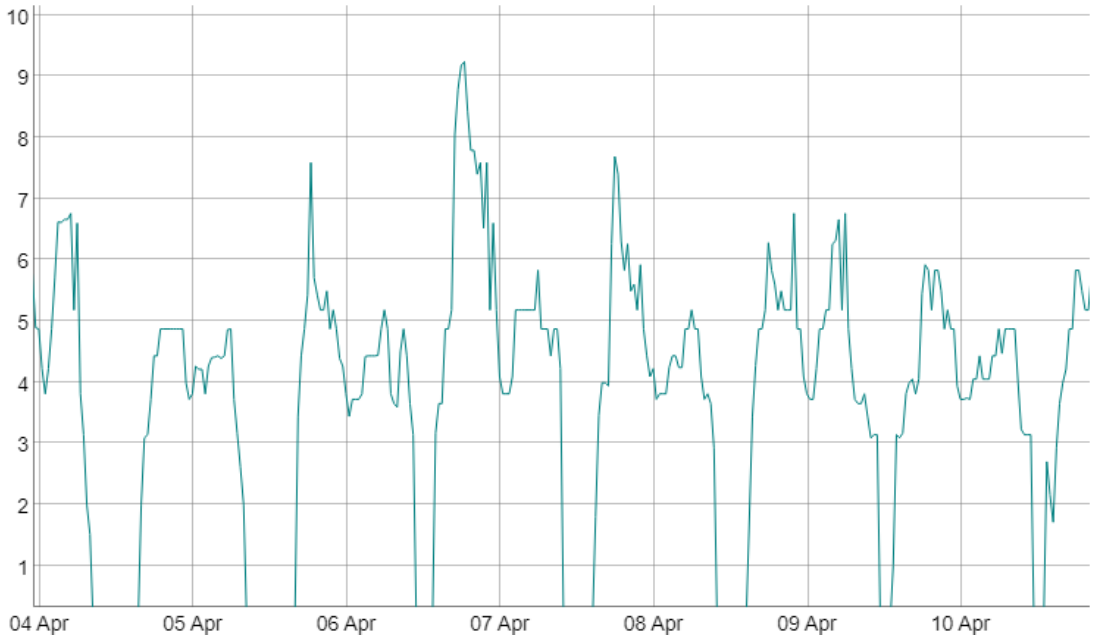



図 2-31　JEPX スポット市場価格の推移（九州エリア、2020/4/4-2020/4/10）

家庭向けの電力従量料金としては関西電力の従量電灯 A の料金メニュー（表 2-19）を想定し、ガス会社による SOFC 余剰電力の購入単価は大阪ガスの購入単価を用いた。

表 2-19 関西電力の従量電灯 A の料金メニュー

（税込、円）

| | | | 単位 | 料金単価 |
|---|---|---|---|---|
| 最低料金（最初の15kWhまで） | | | 1契約 | 341.01 |
| 電力量料金 | 15kWhをこえ120kWhまで | 第1段階 | 1kWh | 20.31 |
| | 120kWhをこえ300kWhまで | 第2段階 | | 25.71 |
| | 300kWh超過分 | 第3段階 | | 28.70 |

出所）関西電力ホームページ

また、ここでは、便宜上電力会社とガス会社の収益を分離しているが、電力自由化の進展に伴って、ガス会社と電力会社が同じ会社であるケースも考えられる。その場合は、本分析の電力会社の収益とガス会社の収益の和が、電力・ガス事業者の収益となる。

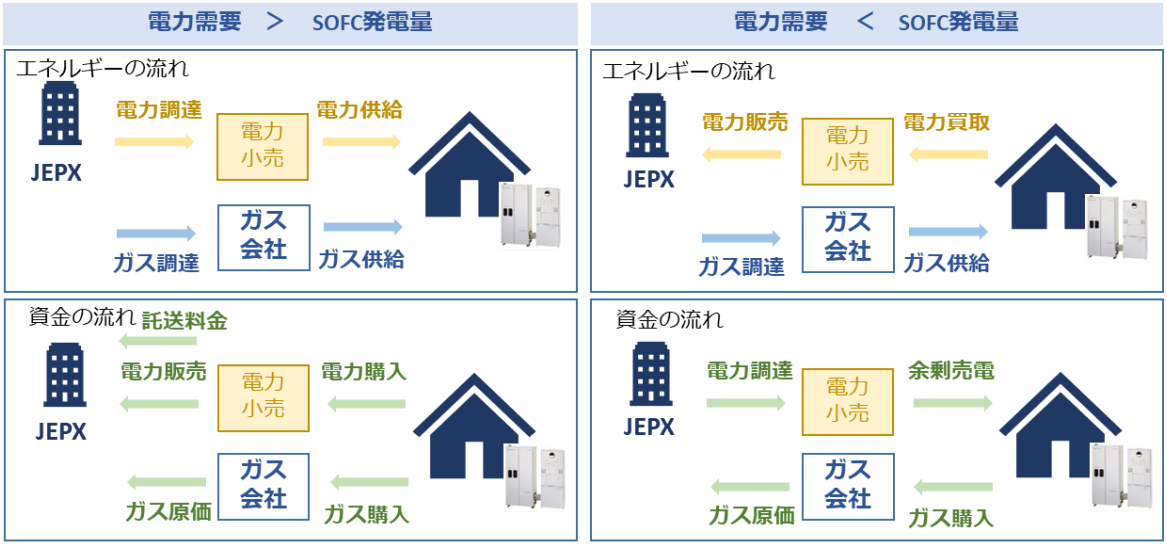



図 2-32　エネルギーおよび資金の流れ（電力会社、ガス会社が別の場合）

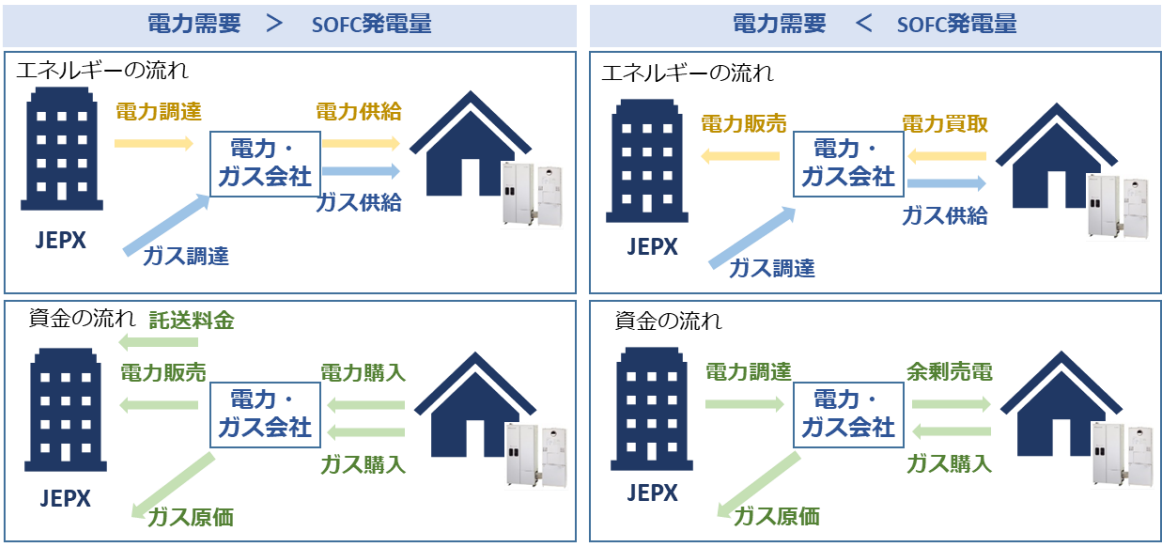



図 2-33　エネルギーおよび資金の流れ（電力会社、ガス会社が同一の場合）

### b. 推計結果

図 2-34 に家庭、ガス会社、電力会社の収支のケース間比較を示す。Case1（定格運転）と Case2（負荷追従運転）を比較すると、家庭では SOFC の余剰電力の販売収益がなくなっている一方で、その分ガス料金が削減されている。電力の購入量は変わらないため、電力会社の収益は変動がないが、ガス会社ではガスの SOFC の余剰電力を家庭から購入し、JEPX スポット市場に販売する分がなくなるとともに、ガスの売上、調達料金が低下している。

Case3（出力抑制回避 DR_負荷追従ケース）は、Case1 と Case2 の中間的な運用方法であるが、出力抑制が行われる時間帯がそれほど大きくないため、Case1 に近い収益構造となっている。

Case4（出力抑制回避 DR_最低負荷ケース）の場合、家庭内に負荷があるにも関わらず、SOFC の出力を最低負荷である 50W にまで下げる運転をしているため、家庭での電力料金の支払額が増加している。また、一般に最低負荷運転を行う時間帯は再エネが余っている時間帯であるため、比較的 JEPX 市場の調達単価は低いと思われるものの、自家消費とは異なり、託送料金が上積みされるため電力会社の収益の増加分もそれほど大きいものとなっていない。

Case5（経済 DR_負荷追従ケース）は、今回のシミュレーションの中で最も収益性がいい結果となった。JEPX が安価な時間帯は負荷追従運転を行って安価な電力を用いて家庭に電力供給し、JEPX 価格が高価な時間帯は、余剰電力を販売できるため、経済合理性の高い運転モードであると言える。

Case6（経済 DR_最低負荷ケース）は、今回のシミュレーション上で最も収益性が低かった。今回は SOFC の買取価格を基準に運転モードの切り替えを行ったが、より適切な価格設定を行えば、収益性を改善することができると考えられる。

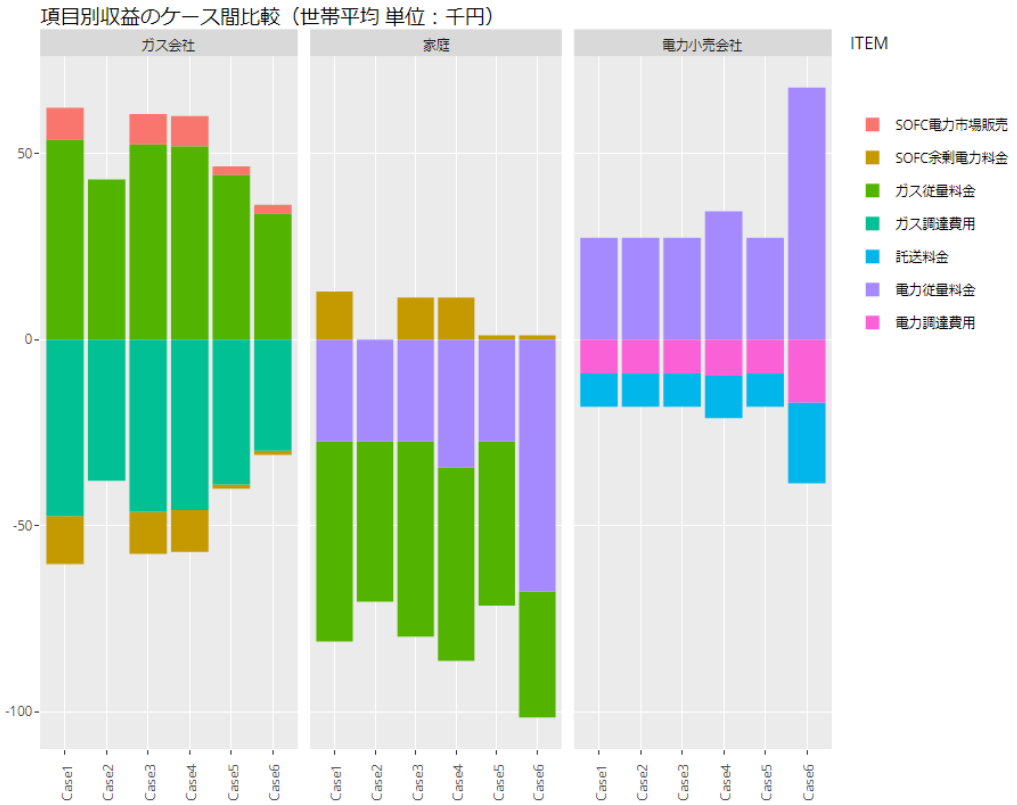



図 2-34 費用項目別収益のケース間比較（世帯平均、単位：千円）

図 2-35 は、電力会社、ガス会社、家庭のそれぞれの収支を足し合わせたものである。最低負荷運転を行う Case4、Case6 は、JEPX からの電力調達とそのための託送料金が追加されるため、全体の事業性が低下しているものの、それ以外のケースでは、大きな差が見られない結果となった。

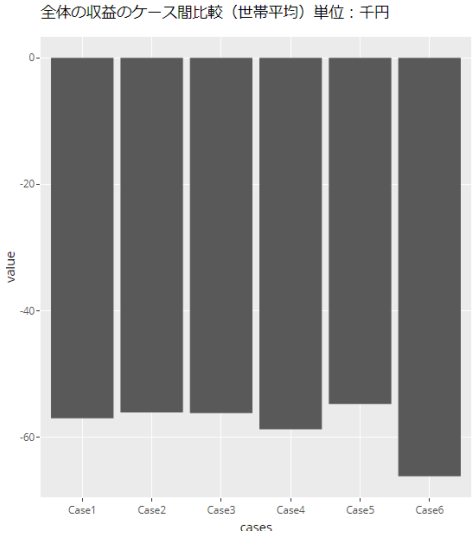



図 2-35　全体の収益のケース間比較（世帯平均、単位：千円）

主体別の収益構造のケース間比較を図 2-36 に示す。電力会社にとっては最低負荷運転を行う Case4、Case6 において収益が最も高くなるが、ガス会社にとっては、経済 DR 運転を行う Case5、Case6 の収益が高い結果となった。一方で、Case6 の場合は、家庭への負担が大きくなることから、需要家から受け入れられにくいと考えられる。

また、Case1 と Case5 を比較した場合、家庭の収支は-2200(円/年・世帯）ガス会社の収支は+4470 (円/年・世帯）となった。年間 2500～3000 円程度の所得移転を家庭に付与することで本スキームは十分実現可能となる可能性が示唆された。

。

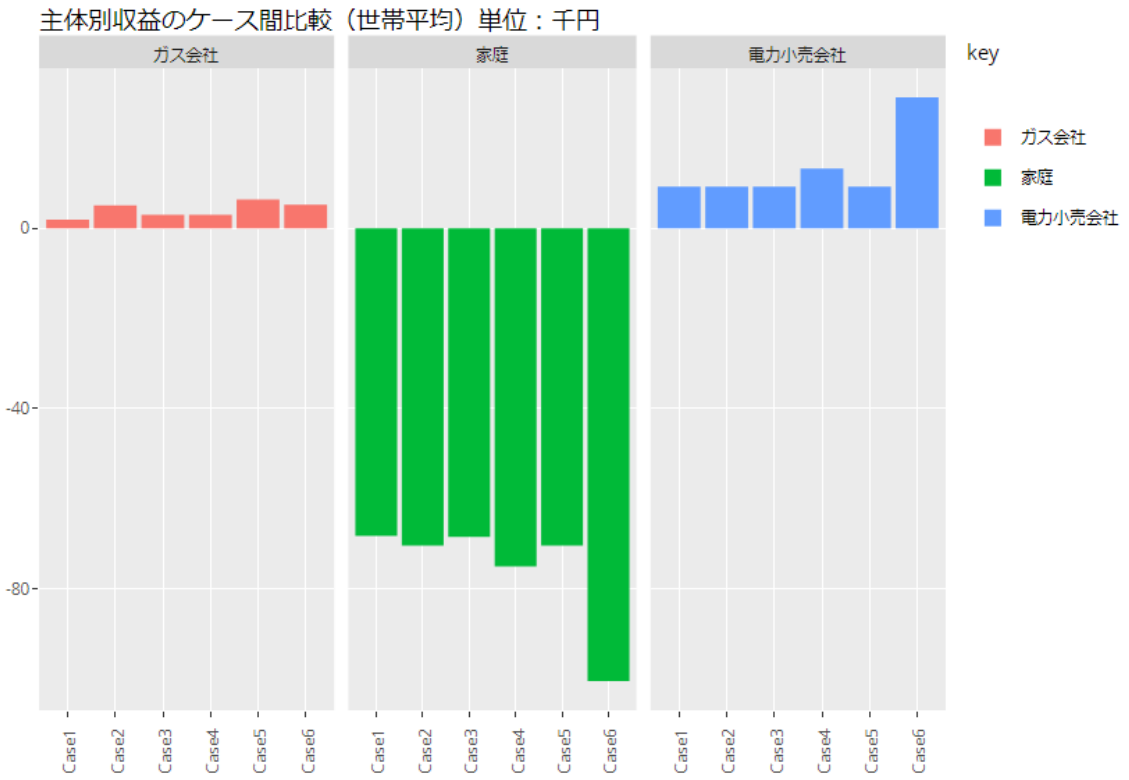



**図 2-36　主体別の収益構造のケース間比較（世帯平均、単位：千円）**

### (4) SOFC を活用した DR 効果のまとめ

系統ひっ迫時に SOFC の DR を最大限活用（定格運転→最低負荷運転）することで、2020 年時の出力抑制量全体の 7%程度を削減可能であることがわかった。他方で、最低負荷運転を行った場合、事業全体としての収益は悪化する。DR を実施できる主体（小売り電気事業者等）と、DR によって便益を受ける主体（出力抑制を受ける再生エネ発電事業者）が異なることが問題であり、SOFC の DR ポテンシャルを最大限発揮させるためには、両者をつなぐ政策的なインセンティブの導入が不可欠といる。

現行制度下では、SOFC で自家消費を最大化させつつ、定格運転と負荷追従運転の範囲内

で経済 DR を行うことがもっとも経済合理的である。ただし、経済 DR を行う場合でも、家庭の負担はわずかに増加することに配慮する必要がある。年間 2000 円～2500 円のインセンティブを家庭に付与することで DR の実施主体にとっても、需要家にとってもメリットのある仕組みとすることが可能である。

### 2.2.4 需要機器を活用した需要能動化策の比較

昨年度までに実施した HP 給湯機を活用した需要能動化策と、本年度検討した SOFC 最適運用方法の検討結果を踏まえ、家庭部門の機器統合制御による需要能動化手法について、比較し、下記の通り整理した。

#### 1) 出力安定性

HP 給湯機の場合は、外気温等の条件によって電力消費量が変動する。また、湯切れを防ぐための機能や凍結防止機能など、各社が独自に開発したアルゴリズムを備えている場合もあり、DR の出力を安定的に確保することは容易ではない。

一方で、家庭用燃料電池のうち特に SOFC は基本的には発電機であり、出力の変動制御が可能であるため、出力の安定性は高いといえる。ただし、発電機であるとはいえ、出力は余剰電力であるため、需要の変動に併せて、適切に群制御するアルゴリズムが必要となる。

#### 2) 応答速度

SOFC あるいは HP 給湯機を需給調整市場の DR リソースとして活用する場合、応答速度は重要な項目のひとつとなる。こうした需要機器が活用できる主な市場は三次調整力①および三次調整力②であると想定されるが、三次調整力②の場合は、指令間隔が 30 分、応答時間が 45 分以内であるので、どちらの機器も応答速度が、大きな課題とはならないと考えられる。

他方で、三次調整力①の場合、指令が 1 分～数分間隔であり、高い応答速度が求められる。その点では、需要に応じて出力を変動させる負荷追従運転を行ってきており、さらに一部の機器は通信機能を備えた機能が具備された SOFC は相対的に優位であると考えられる。ただし、実際の運用には通信速度や通信頻度も含めた設計が必要となるだろう。

| | 一次調整力 | 二次調整力① | 二次調整力② | 三次調整力① | 三次調整力② |
|---|---|---|---|---|---|
| 英呼称 | Frequency Containment Reserve (FCR) | Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR) | Frequency Restoration Reserve (FRR) | Replacement Reserve (RR) | Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT) |
| 指令・制御 | オフライン（自端制御） | オンライン（LFC信号） | オンライン（EDC信号） | オンライン（EDC信号） | オンライン |
| 監視 | オンライン（一部オフラインも可※2） | オンライン | オンライン | オンライン | 専用線：オンライン 簡易指令システム：オンライン |
| 回線 | 専用線※1（監視がオフラインの場合は不要） | 専用線※1 | 専用線※1 | 専用線※1 | 専用線 または 簡易指令システム |
| 応動時間 | 10秒以内 | 5分以内 | 5分以内 | 15分以内※3 | 45分以内 |
| 継続時間 | 5分以上※3 | 30分以上 | 30分以上 | 商品ブロック時間(3時間) | 商品ブロック時間(3時間) |
| 並列要否 | 必須 | 必須 | 任意 | 任意 | 任意 |
| 指令間隔 | －（自端制御） | 0.5～数十秒※4 | 1～数分※4 | 1～数分※4 | 30分 |
| 監視間隔 | 1～数秒※2 | 1～5秒程度※4 | 1～5秒程度※4 | 1～5秒程度※4 | 1～30分※5 |
| 供出可能量（入札量上限） | 10秒以内に出力変化可能な量（機器性能上のGF幅を上限） | 5分以内に出力変化可能な量（機器性能上のLFC幅を上限） | 5分以内に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限） | 15分以内に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限） | 45分以内に出力変化可能な量（オンライン(簡易指令システムも含む）で調整可能な幅を上限） |
| 最低入札量 | 5MW（監視がオフラインの場合は1MW） | 5MW※1,4 | 5MW※1,4 | 5MW※1,4 | 専用線：５MW 簡易指令システム：１MW |
| 刻み幅（入札単位） | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW |
| 上げ下げ区分 | 上げ／下げ | 上げ／下げ | 上げ／下げ | 上げ／下げ | 上げ／下げ |

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。
※2 事後に数値データを提供する必要有り（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。
※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。
※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。
※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

図 2-37　需給調整市場における商品要件

出所）OCCTO(2019)需給調整市場に係る論点整理と今後の進め方

### 3) DR ポテンシャル

機器単体の出力では、SOFC が最大 0.7kW であるのに対して、HP 給湯機は 1～2kW の出力である。単位出力は HP 給湯機の方が大きいため、必要な DR を確保するための制御機器数が少なくなるメリットがある。

また、家庭用燃料電池全体の導入台数は現時点で 30 万台程度であるのに対し、HP 給湯機はすでに 700 万台が導入されている。以上から、DR のポテンシャルという観点では、現時点では、HP 給湯機の方が大きいといえる。




図 2-38　HP 給湯機の累計出荷台数

出所）一般財団法人　ヒートポンプ・蓄熱センターHP
(https://www.hptcj.or.jp/individual/tabid/149/Default.aspx)　（閲覧日：2021 年 3 月 29 日）

### 4) 外部制御

既出の通り、SOFC ではすでに家庭に導入された機器の外部制御が可能な状態となっており、実際に 5 万台が運用されている。HP 給湯機については、HEMS 等を通じて制御が可能となるよう、エコーネットライトの規格が整備されつつある。他方で、実際に運転制御を外部で行うことが可能な機種は現時点では限定的となっている。

### 5) DR の方向性

SOFC は発電機である上に、比較的容易に定格運転、負荷追従運転、最低負荷運転が可能であり、上げ/下げの両方に柔軟に対応できる。他方で、HP 給湯機の場合は、従来の運転方式である夜間沸き上げを前提とした場合は、昼間の太陽光発電が多い時間帯に下げ制御（沸き上げ抑制）を行うことは湯切れのリスクにもつながる。

本事業の過年度調査では、こうした湯切れリスクに対応した沸き上げ方式を提案したが、天候に応じて昼間沸き上げを前日段階で計画する必要があるなど、小売電気事業における、運用フローはやや複雑となる点に留意が必要である。

表 2-20 に、SOFC および HP 給湯機を活用した需要能動化策について整理する。

表 2-20　SOFC および HP 給湯機を活用した需要能動化策の比較

| | SOFC | HP給湯機 | 備考 |
|---|---|---|---|
| 出力安定性 | ○ | △ | • HP給湯機は外気温等の条件によって電力消費量が変動<br>• 余剰電力の場合、EFであっても需要の変動に合わせて出力は変動 |
| 応答速度 | ◎ | ○ | • 三次調整力②の応答時間にはHP給湯機でも十分対応可能 |
| 機器単位出力 | △ | ○ | • SOFCは最大0.7kW、HP給湯機の消費電力は１～2kW程度<br>• 単位出力はHP給湯機の方が大きいため、制御機器の数も少なくなる可能性 |
| 外部制御 | ◎ | △ | • SOFCは群制御実績をすでに保有<br>• HP給湯機の外部制御は検討が始まったところ。対応可能機器も限定的。 |
| DRの方向 | ○ | △ | • SOFCの場合は、上げ／下げどちらも対応可能<br>• HP給湯機で従来の運転方式（夜間沸き上げ）を前提にした場合は、下げ制御は困難（湯切れリスクの高騰）。 |

# 3. 再生可能エネルギー導入促進に向けた方策の検討

## 3.1 太陽光発電の導入加速化・最大化に向けた方策の検討

### 3.1.1 太陽光発電をめぐる現状の整理

#### (1) 太陽光発電の導入状況

##### 1) 太陽光発電の導入量および FIT 認定量

住宅用（10kW 未満）太陽光発電の導入量および FIT 認定量を図 3-1 に示す。2019 年度末時点における住宅用太陽光発電の導入量は 1,163 万 kW であり、既に長期エネルギー需給見通し（以下、エネルギーミックス）の 2030 年導入見込量（900 万 kW）を上回っている。新規導入量は、2014 年以降は総じて減少傾向にあったが、2017 年の 67 万 kW 以降の新規導入量は、2018 年 74 万 kW、2019 年 77 万 kW と持ち直している。

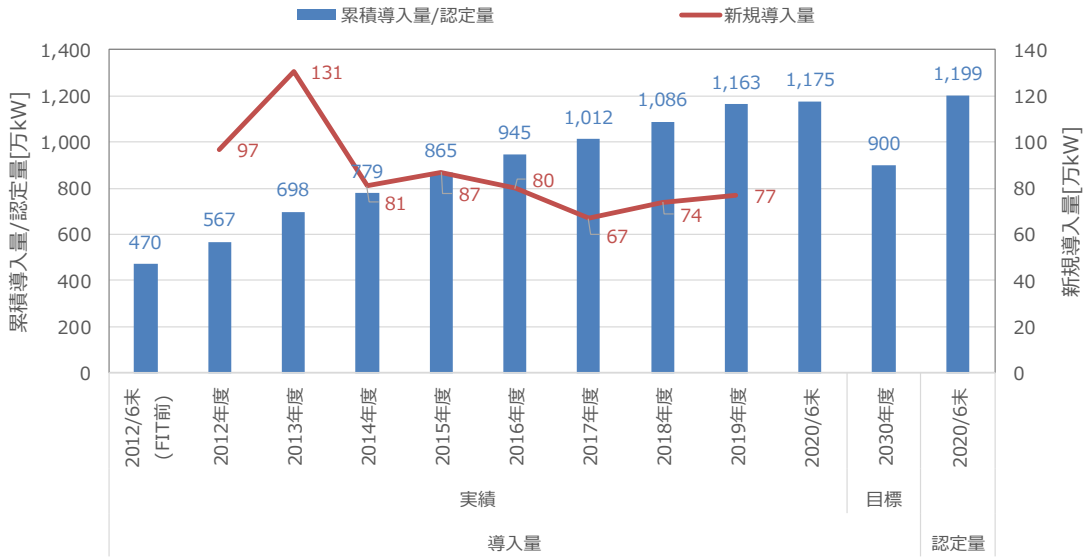



**図 3-1　太陽光発電（住宅用）の導入量・見込量・認定量**

出所）2020 年 6 月末までの導入量・認定量実績：資源エネルギー庁　固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト「設備導入状況の公表」データより作成
2030 年度の導入見込量：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）より作成

事業用（10kW 以上）太陽光発電の導入量および FIT 認定量を図 3-2 に示す。2019 年度末時点における事業用太陽光発電の導入量は 4,356 万 kW であり、エネルギーミックスの 2030 年導入見込量（5,500 万 kW）の 8 割程度の水準を達成している。導入状況および認定状況を規模別に着目すると、未稼働案件では 2MW 以上の特別高圧設備が大半を占める。一方、稼働済案件に着目すると、低圧設備（50kW 未満）と高圧設備（50kW 以上、2MW 未満）がほぼ同程度の割合を示し、両者を合わせると稼働済設備の約 8 割を占めている。我が国にお

いては、小規模太陽光が市場をけん引している現状が読み取られる。新規導入量は、2015 年度から減少傾向にあるが、2018 年度、2019 年度に関しては「未稼働案件に対する新たな対応」の影響もあり駆け込み導入が増えたものと想定され、2017 年度に比べて微増した。

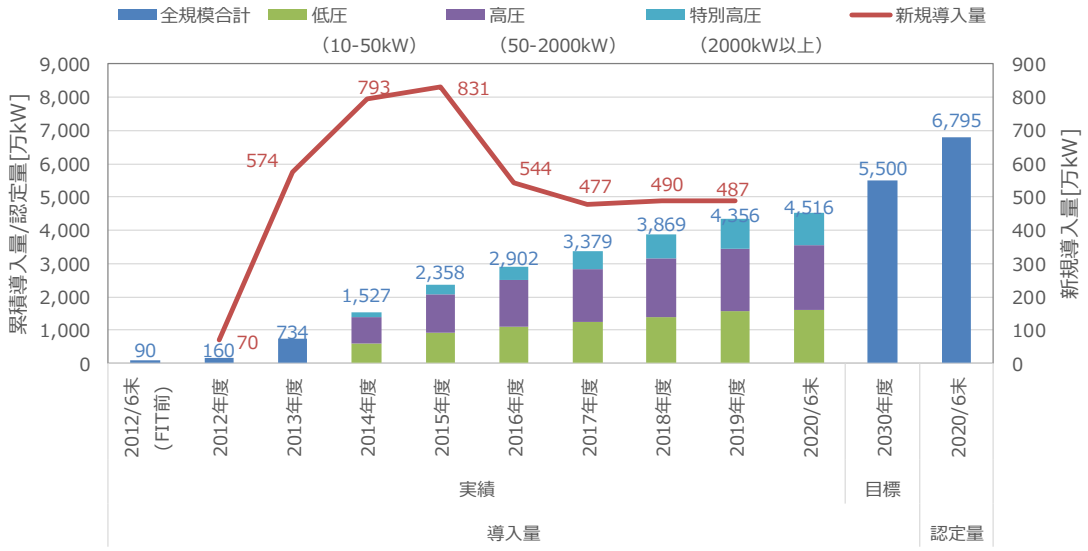



**図 3-2　太陽光発電（事業用）の導入量・見込量・認定量**

出所）2020 年 6 月末までの導入量・認定量実績：資源エネルギー庁　固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト「設備導入状況の公表」データより作成
2030 年度の導入見込量：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）より作成

### 2) FIT 認定における事業用太陽光発電の稼働状況

FIT 認定における事業用太陽光発電について、認定年度別の認定量および導入量を図 3-3 に示す。2020 年 3 月末時点での FIT 認定量は 67,718MW（6,772 万 kW）であり、一方で同じ時点での導入量は 43,295MW（4,330 万 kW[6]）である。FIT 認定を受けているものの運転を開始しない未稼働案件も多く存在するが、2016 年 8 月以降に接続契約を締結した案件は「認定から 3 年」の運転開始期限が設定され、それ以前の未稼働案件についても、定められた期限までに設備を稼働しない場合は買取期間の短縮または買取価格の見直し措置が取られることとなっている。

[6]3.1.1(1)1)では、2018 年度末の事業用太陽光の導入量を 3,933 万 kW としているが、これは FIT 制度以前から導入されていた設備の導入量 90 万 kW を含んでいる。

<2020年３月末時点のFIT認定量>　　単位：MW

| | 10 -50kW | 50 -100kW | 100 -250kW | 250 -500kW | 500 -750kW | 750 -1,000kW | 1,000- 2,000kW | 2,000kW- | 10kW-全体合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度（40円） | 2,253 | 46 | 389 | 676 | 546 | 970 | 3,439 | 6,452 | 14,770 |
| 2013年度（36円） | 6,459 | 27 | 368 | 999 | 830 | 903 | 5,202 | 9,645 | 24,432 |
| 2014年度（32円） | 3,323 | 16 | 277 | 567 | 386 | 320 | 1,623 | 3,786 | 10,298 |
| 2015年度（27円） | 1,571 | 4 | 90 | 226 | 145 | 102 | 484 | 745 | 3,367 |
| 2016年度（24円） | 2,352 | 3 | 105 | 327 | 198 | 159 | 568 | 1,177 | 4,890 |
| 2017年度（21円） | 642 | 2 | 59 | 219 | 99 | 105 | 358 | 39 | 1,523 |
| 2018年度（18円） | 3,423 | 4 | 132 | 522 | 280 | 270 | 1,133 | 196 | 5,960 |
| 2019年度（14円） | 1,719 | 2 | 56 | 483 | 2 | 15 | 93 | 107 | 2,478 |
| | 21,743 | 104 | 1,476 | 4,019 | 2,486 | 2,844 | 12,900 | 22,147 | 67,718 |

<2020年３月末時点のFIT導入量>　　単位：MW

| | 10 -50kW | 50 -100kW | 100 -250kW | 250 -500kW | 500 -750kW | 750 -1,000kW | 1,000- 2,000kW | 2,000kW- | 10kW-全体合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2012年度 2013年度 | 2,412 | 45 | 380 | 560 | 404 | 638 | 1,788 | 539 | 6,766 |
| 2014年度 | 3,581 | 23 | 261 | 563 | 462 | 539 | 1,944 | 1,000 | 8,374 |
| 2015年度 | 2,923 | 13 | 238 | 561 | 430 | 441 | 2,292 | 1,265 | 8,163 |
| 2016年度 | 1,936 | 8 | 142 | 356 | 266 | 250 | 1,342 | 1,145 | 5,445 |
| 2017年度 | 1,492 | 4 | 96 | 295 | 182 | 185 | 1,048 | 1,456 | 4,759 |
| 2018年度 | 1,523 | 4 | 82 | 268 | 143 | 162 | 880 | 1,845 | 4,908 |
| 2019年度 | 1,530 | 3 | 77 | 286 | 141 | 164 | 743 | 1,937 | 4,880 |
| | 15,398 | 99 | 1,275 | 2,889 | 2,029 | 2,378 | 10,038 | 9,188 | 43,295 |

（注）四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

図 3-3　FIT 認定案件の稼働状況（2020 年 3 月）　上：FIT 認定量、下：FIT 導入量

出所）第 61 回調達価格等算定委員会　資料 1（2020 年 9 月 29 日）, p.42

### 3) 一般送配電事業者の太陽光発電接続状況

各一般送配電事業者が公表している太陽光発電の接続状況を表 3-1 に示す。接続済設備容量が 5,833 万 kW、接続契約申込（承諾済含む）段階の設備容量が 2,771 万 kW であり、この両者を合わせればエネルギーミックスの 2030 年導入見込量（住宅用・事業用合わせて 6,400 万 kW）を満たしている。ただし、東京電力、中部電力、関西電力及び沖縄電力を除いた一般送配電事業者においては、無制限無補償での出力制御対象分の設備が一定量存在する。特に、北海道電力、東北電力および九州電力では、接続契約申込のおよそ 7 割～9 割が出力制御対象となっており、系統混雑の課題が顕在化している。

表 3-1　各電力会社の太陽光発電設備の接続状況（2020 年 9 月末時点）

単位：万kW

| | 北海道電力 | 東北電力 | 東京電力 | 中部電力 | 北陸電力 | 関西電力 | 中国電力 | 四国電力 | 九州電力 | 沖縄電力 | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 接続検討申込 | 29 | 334 | 1,167 | 124 | 48 | 160 | 389 | 36 | 136 | 6.7 | 2,430 |
| 接続契約申込（承諾済含む） | 36 【34】 | 535 【399】 | 978 | 248 | 26 【16】 | 178 | 251 【88】 | 64 【43】 | 447 【408】 | 8.0 | 2,771 【988】 |
| 接続済 | 194 【82】 | 620 【216】 | 1,561 | 933 | 105 【15】 | 596 | 515 【27】 | 285 【62】 | 988 【267】 | 35.8 | 5,833 【669】 |
| 合計 | 260 | 1,489 | 3,706 | 1,305 | 181 | 934 | 1,155 | 384 | 1,581 | 50.4 | 11,045 |

※【 】は、指定ルールにおける出力制御対象分

出所）各社 HP の「再生可能エネルギー発電設備の接続状況等について」より MRI 作成（閲覧日：2020 年 12 月 24 日）

## (2) 太陽光発電のコスト動向

### 1) 事業用太陽光発電の資本費動向

IRENA による、各国の事業用太陽光発電の資本費推移を図 3-4 に示す。日本の事業用太陽光発電の資本費は、2010～2019 年の 9 年間で 80%低減している。ただし、FIT 認定の定期報告データにおける日本の太陽光発電の資本費（2020 年、1,000kW 以上）は 22.2 万円/kW であり、IRENA の世界加重平均値よりも高い水準（2.5 倍）にある。

一方で、事業用太陽光発電の入札による加重平均落札価格は低減しており、世界加重平均値との差は縮まりつつある。ただし、落札価格の低減傾向には鈍化がみられる。

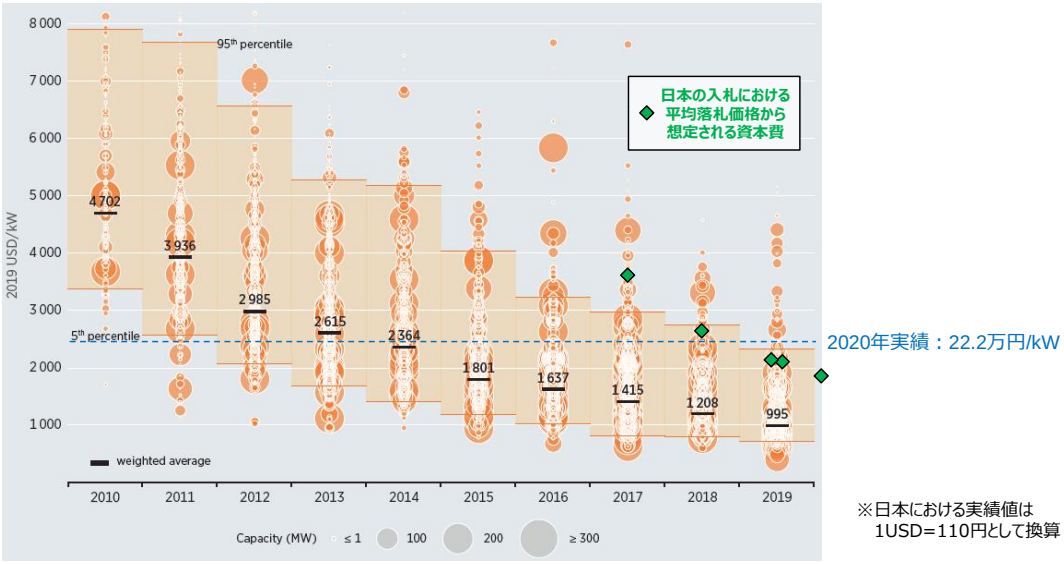
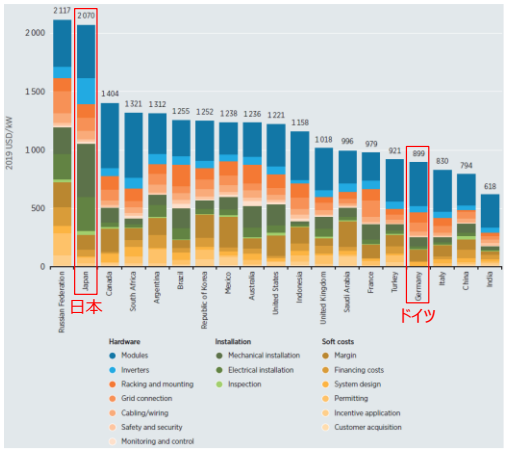



**図 3-4　事業用太陽光発電の資本費の推移**

出所）IRENA ”Renewable Power Generation Costs in 2019”（2020 年 6 月） p.64（Figure3.3）に MRI 追記

IRENA による、各国の事業用太陽光発電の資本費内訳を図 3-5 に示す。 日本の資本費は 1USD=110 円として試算すると約 22.8 万円/kW であり、ほとんどの費目について他国に比べて高い。ドイツと比較すると、資本費全体は約 2.3 倍であり、特に工事費、パワコン、ソフトコスト（資金調達、許認可、補助申請など）が高い。調達価格算定委員会においても、工事費の価格低下が進んでいないことが指摘されている。




| | 費用<br>（左列:USD/kW、右列:万円/kW※）<br>※1USD=110円として試算。 | | | | 対ドイツ比<br>（②÷①） |
|---|---|---|---|---|---|
| | ①ドイツ | | ②日本 | | |
| モジュール | 374.9 | 4.1 | 450.8 | 5.0 | **1.2倍** |
| パワコン | 53.6 | 0.6 | 223.7 | 2.5 | **4.2倍** |
| その他設備費<br>（ケーブル、系統接続、監視装置、架台、安心・安全装置） | 212.6 | 2.3 | 336.4 | 3.7 | **1.6倍** |
| 工事費<br>（電気工事、機械工事等） | 107.9 | 1.2 | 783.1 | 8.6 | **7.3倍** |
| ソフトコスト<br>（営業、資金調達、補助申請、マージン、許認可、システム設計） | 149.8 | 1.6 | 275.9 | 3.0 | **1.8倍** |
| 合計 | 899 | 9.9 | 2,070 | 22.8 | **2.3倍** |

**図 3-5　左：各国の事業用太陽光発電の資本費内訳（2019 年）　右：ドイツ・日本の事業用太陽光発電の資本費内訳比較（2019 年）**

出所）IRENA ”Renewable Power Generation Costs in 2019”（2020 年 6 月） p.66（Figure3.5）に MRI 追記
IRENA ”Datafile Renewable Power Generation Costs in 2019 v11”（2020 年 6 月）より MRI 作成

### 2) 事業用太陽光発電の運転維持費動向

事業用太陽光発電の 2020 年運転維持費実績値を表 3-2 に示す。運転維持費の平均値は 0.55 万円/kW/年、中央値は 0.44 万円/kW/年となっている。2020 年度の調達価格（FIT 価格）算定における運転維持費の想定値は 0.5 万円/kW/年であり、この値は 2018 年度の調達価格算定時の想定値から 3 年間変化しておらず、過去数年間で運転維持費に大きな変化はない。

**表 3-2　事業用太陽光発電の運転維持費（2020 年）**

| | 運転維持費（万円/kw/年） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 10-50 kw 未満 | 50-250 kw 未満 | 250-500 kw 未満 | 500-1,000 kw 未満 | 1000 kw 以上 | 1,000-2,000 kw 未満 | 2,000 kw 以上 | 10 kw 以上全体 |
| 平均値 | 0.53<br>(0.55) | 0.46<br>(0.44) | 0.49<br>(0.44) | 0.58<br>(0.57) | 0.64<br>(0.64) | 0.63<br>(0.63) | 0.75<br>(0.69) | 0.54<br>(0.55) |
| 中央値 | 0.43<br>(0.44) | 0.37<br>(0.33) | 0.39<br>(0.33) | 0.50<br>(0.48) | 0.57<br>(0.59) | 0.55<br>(0.57) | 0.71<br>(0.69) | 0.44<br>(0.44) |
| 件数 | 24,675 | 925 | 1,110 | 1,119 | 1,824 | 1,612 | 212 | 29,653 |
| 2020 年度想定値 | 0.5 | | | | | | | |

()内は昨年度の委員会で検討した運転維持費
※50-250kW 未満および 250-500kW 未満の()内は、どちらも昨年度の 50-500kW 未満の運転維持費を適用
※2020 年 10 月 14 日時点までに報告された定期報告を対象

出所）資源エネルギー庁　第 63 回調達価格等算定委員会　資料 1（2020 年 11 月 27 日）, p.37

### 3) 住宅用太陽光発電の資本費動向

住宅用太陽光発電の資本費推移を図 3-6 に示す。住宅用太陽光発電の資本費は、2012 年から 22020 年の 8 年間で約 35%低下している。2020 年度の資本費は、新築で 28.6 万円/kW、既築で 32.7 万円/kW であり、新築の方が安い傾向にある。内訳では、太陽光パネルが約 60%、工事費が約 20%を占めており、この 2 項目で全体の 8 割を占めている。

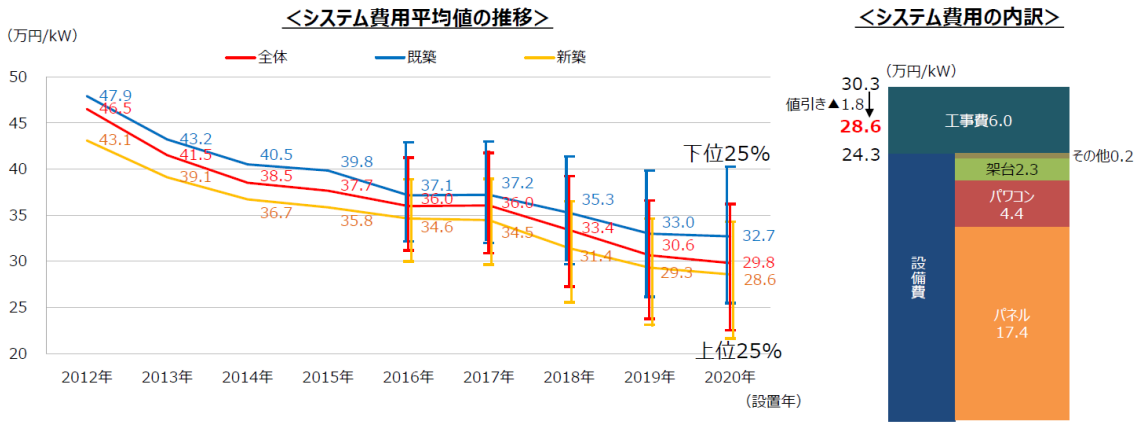



図 3-6　住宅用太陽光発電の資本費の推移、および内訳（2020 年）

出所）資源エネルギー庁　第 63 回調達価格等算定委員会　資料 1（2020 年 11 月 27 日）, p.60

### 4) 太陽光発電の FIT 買取価格・均等化発電原価（LCOE）・電気料金の比較

住宅用太陽光発電（10kW 未満）の FIT 買取価格、均等化発電原価（LCOE）、電気料金を比較した結果を図 3-7 に示す。住宅用太陽光発電の LCOE、買取価格は、既に電気料金単価を下回る水準となっている。

事業用太陽光発電（10kW 以上）の FIT 買取価格、入札価格、均等化発電原価（LCOE）、電気料金を比較した結果を図 3-8 に示す。事業用太陽光発電の LCOE はおおむね卸電力スポット価格並みの水準に達している。買取価格も卸電力スポット価格との差異が小さくなっており、一般電力市場における価格競争力が徐々に増している。ただし、2020 年度の平均卸電力スポット価格は、2020 年 12 月末～1 月上旬（現時点）の電力スポット価格高騰の影響を受けて通常の平均値より高めの値となっている点に留意が必要である。

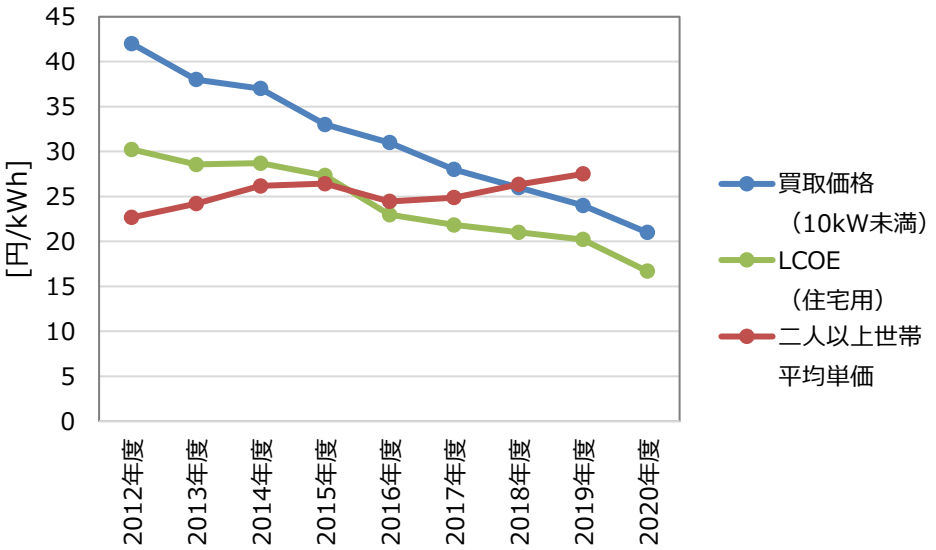



図 3-7　住宅用太陽光の買取価格・LCOE・電気料金比較

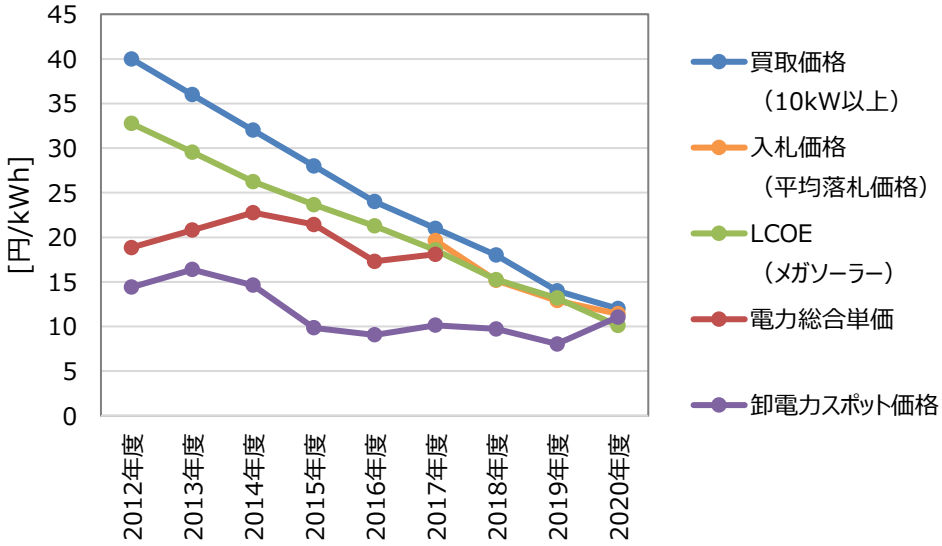



図 3-8　事業用太陽光の買取価格・入札価格・LCOE・電気料金比較

出所）買取価格・入札価格は調達価格等算定委員会資料、二人以上世帯平均単価は総務省統計局の家計調査、電力総合単価はエネルギー・経済統計要覧、卸電力スポット価格は日本卸電力取引所ウェブサイトの取引情報、LCOE は毎年度の調達価格等算定委員会資料に記載の実績値をコスト等検証 WG の発電コストレビューシートに反映させて推計して作成。

### (3) 太陽光発電の導入ポテンシャル

環境省が公表している「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報」に基づいた、戸建住宅太陽光発電の導入ポテンシャルを図 3-9 に示す。戸建住宅太陽光の導入ポテンシャルは、設置可能面積算定条件（レベル）によって異なるが 4,371～15,943 万 kW の範囲が示されている。2020 年 3 月末時点の FIT 認定における住宅太陽光の導入量は 1,163 万 kW であり、最も低いレベル 1（現状で一般に設置されているレベル）の導入ポテンシャルと比較しても、更なる顕在化の余地は大きい。

| 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 |

※レベル３における推計値が最終的に「導入ポテンシャル」となる。

| 導入ポテンシャル |
|---|
| 4,371万kW |
| 12,073万kW |
| 15,943万kW |

出所）環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」（令和2年3月），P53より作成

**図 3-9 戸建住宅における導入レベルの基本的な考え方と導入ポテンシャル**

出所）環境省「平成 25 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」（平成 26 年 8 月）, p.49

環境省が公表している戸建住宅以外の太陽光発電の導入ポテンシャルを図 3-10 に示す。表 3-3 に示される設置可能面積算定条件（レベル）によって異なるが、戸建住宅以外の太陽光発電の導入ポテンシャル量は 4,817 万 kW～20,293 万 kW の範囲が示されている（集合住宅等への導入を含む）。設置可能レベル 1 にてポテンシャルが大きい分類は、耕作放棄地、工場等、共同住宅、学校などが挙げられる。20120 年 3 月末時点の事業用太陽光発電の導入量は 4,516 万 kW であり、最も低いレベル 1（設置しやすいところに設置するのみ）の導入ポテンシャルとほぼ同程度ではあるが、レベル 2（設置難易度がある程度増加）も視野に入れれば導入量拡大への余地は大きい。なお、ゾーニング基礎調査におけるポテンシャルには、施設跡地や山林などが含まれていない点に留意が必要である。

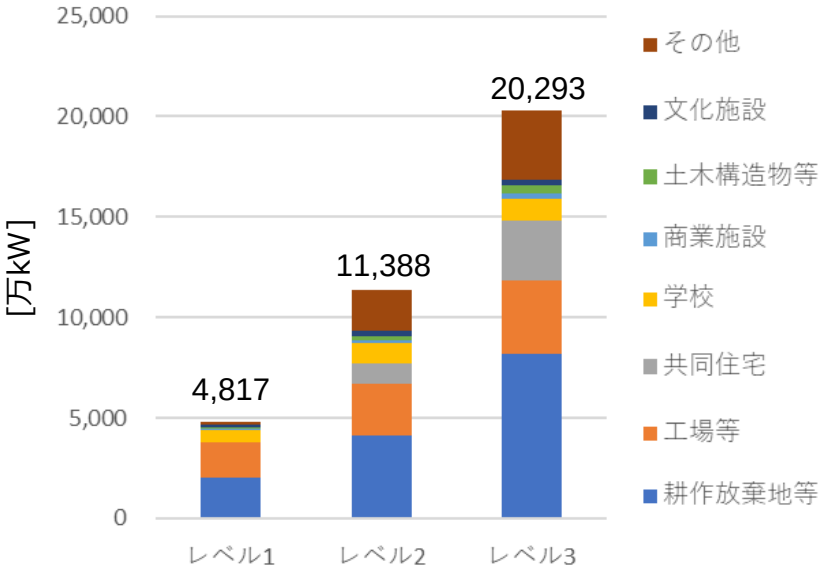



図 3-10　戸建住宅以外の太陽光発電導入ポテンシャル量

出所）環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」（令和 2 年 3 月）, P63、P77 より作成

表 3-3　設置可能面積算定条件（レベル）の基本的な考え方

| | | |
|---|---|---|
| 公共系太陽光 | レベル 1 | ・ 屋根 150 ㎡以上に設置<br>・ 設置しやすいところのみに設置 |
| | レベル 2 | ・ 屋根 20 ㎡以上に設置<br>・ 南壁面・窓 20 ㎡以上に設置<br>・ 屋根以外に多少の架台設置を想定（駐車場屋根設置等） |
| | レベル 3 | ・ 切妻屋根北側・東西壁面・窓 10 ㎡以上に設置<br>・ 敷地内空地なども積極的に活用 |
| 耕作放棄地 | レベル 1 | ・ 1,500 ㎡以上<br>・ 設置可能な場所の 4 分の 1 に設置 |
| | レベル 2 | ・ 1,500 ㎡以上<br>・ 設置可能な場所の半分に設置 |
| | レベル 3 | ・ 対象とした耕作放棄地すべて<br>・ 設置可能な場所のすべてに設置 |

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（表 3-1）、p47（表 3-30）および環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」（令和 2 年 3 月）, P80（表 3.3-3）より作成

前頁の太陽光発電（戸建住宅以外）の導入ポテンシャル量の試算において、算定対象とした土地・施設は表 3-4 のとおりである。

表 3-4　太陽光発電（戸建住宅以外）の導入ポテンシャル量の算定対象

| 分類 | 対象となっている土地・施設 |
|---|---|
| 耕作放棄地 | 耕作放棄地 |
| 工場等 | 大規模工場、中規模工場、小規模工場、工業団地、倉庫、火力発電所<br>原子力発電所 |
| 共同住宅 | 大規模共同住宅、中規模共同住宅 |
| 学校 | 幼稚園、小学校・中学校・高校、大学、その他の学校 |
| 商業施設 | 大規模商業施設、中規模商業施設、小規模商業施設、宿泊施設、ゴルフ場 |
| 土木構造物等 | 堤防敷・河川敷、重要港湾、地方港湾、漁港、ダム堤上 |
| 文化施設 | 公民館、体育館、その他の文化施設 |
| その他 | 本庁舎、支庁舎、病院、上水施設、公共下水、農業集落排水、道の駅、<br>一般廃棄物、産業廃棄物安定型、産業廃棄物管理型、空港、JR・私鉄、SA、PA、<br>のり面、中央分離帯、都市公園、国立・国定公園 |

### (4) 太陽光発電の導入量見通し

各機関が公表している長期シナリオにおける、太陽光発電の導入量見通しを図 3-11 に示す。2030 年断面では 100～200GW、2040 年断面では 150～250GW、2050 断面で年は 200～500GW 程度と、各シナリオによって見通しのばらつきが大きい。2050 年では業界団体である JPEA が最大化ケースで 300GW を想定しているが、それよりも積極的な導入を想定している見通しも多数みられる。（自然エネルギー財団、WWF、資源総合システム、電中研）

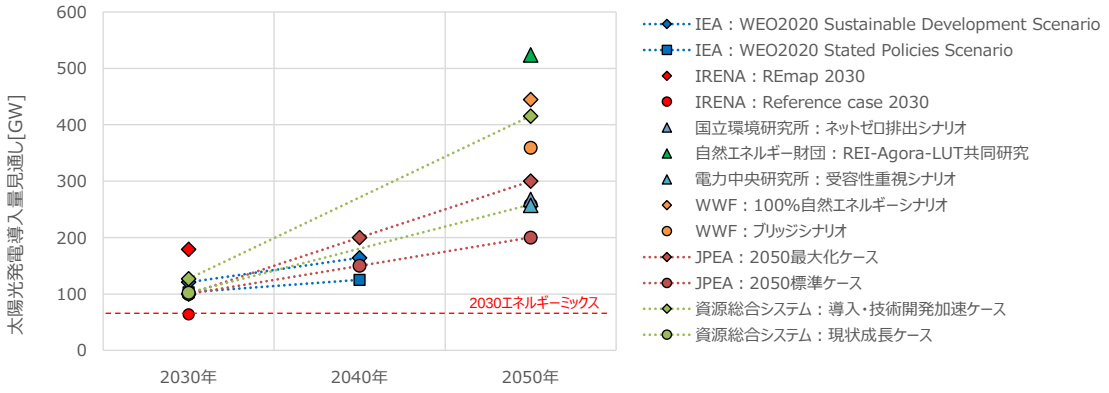



**図 3-11　各機関の長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しの比較**

出所) 下記の資料を基に MRI 作成。

IEA “World Energy Outlook 2020, WEO2020_AnnexA”（2020 年 10 月）

IRENA ”ROADMAP FOR A RENEWABLE ENERGY FUTURE, Remap results by country”（2016 年 3 月）p.24

経済産業省　第 34 回基本政策分科会 資料 3-1「ヒアリング資料（国立環境研究所）」（2020 年 12 月）p.21　の発電量情報より設備利用率 17.2%と想定して算出

経済産業省　第 34 回基本政策分科会 資料 3-2「ヒアリング資料（自然エネルギー財団）」（2020 年 12 月）p.14、p.16

経済産業省　第 34 回基本政策分科会 資料 3-4「ヒアリング資料（電力中央研究所）」（2020 年 12 月）p.11

WWF ジャパン「脱炭素社会に向けた長期シナリオ 2017」（2017 年 2 月） p .46, p.50（表 6.5、表 6.10）

太陽光発電協会 「JPEA ビジョン PV OUTLOOK 2050：感染症の危機を乗越え、あたらしい社会へ「太陽光発電の主力電源化への道筋」」（2020 年 5 月）p.22

資源総合システム「日本市場における 2030/2050 年に向けた太陽光発電導入量予測（2020～21 年版）」（2020 年 9 月）

注釈) 資源総合システムの導入見通し量は DC ベース値であるため、過積載率（DC/AC 比）を 1.3 として AC 値へ換算した。

IRENA の Reference Case 2030 の導入見通し量 64GW（6,400 万 kW）は、エネルギーミックスの 2030 年導入見込量をそのまま採用している。

### 3.1.2 太陽光発電の事業環境

#### (1) FIT 制度に関する動向

##### 1) FIT 制度の抜本見直しについて

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（再エネ特措法）では、2020 年度末までに固定価格買取制度（以下、FIT 制度）の抜本見直しが行われることとなっている。以下にその抜本見直しの概要を示す。

###### a. 競争電源：FIP への移行

一定規模以上の太陽光発電については「競争電源」の一つと位置づけられ、2022 年度に再エネ特措法から改正される再エネ促進法において、再生可能エネルギー発電事業者の投資インセンティブを確保しつつ、電力市場への統合を促すことを目的に、市場連動型の FIP（Feed in Premium）制度が導入されることとなった。

FIP 制度とは、図 3-12 に示すように、発電した電気を卸市場や相対取引で自由に売電し、そこに「あらかじめ決めた基準価格（FIP 価格）と参照価格の差（プレミアム）×売電量」の収入を上乗せする仕組みであり、市場での売電収入を超えるプレミアムを受けることを通じて、投資インセンティブが確保される。

FIP 制度ではプレミアムが一定で収入は市場価格に連動することから、いつ発電しても収入が同じである FIT 制度に比べて、需要ピーク時（市場価格が高い）に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブが働くことになる。

また、FIT 制度では、送配電事業者等の買取義務や FIT インバランス特例により、再生可能エネルギー発電事業者は市場取引を自ら行うことを免除されていたが、FIP 制度ではこれらが廃止され、事業者にはより市場を意識した行動が促されることになる。

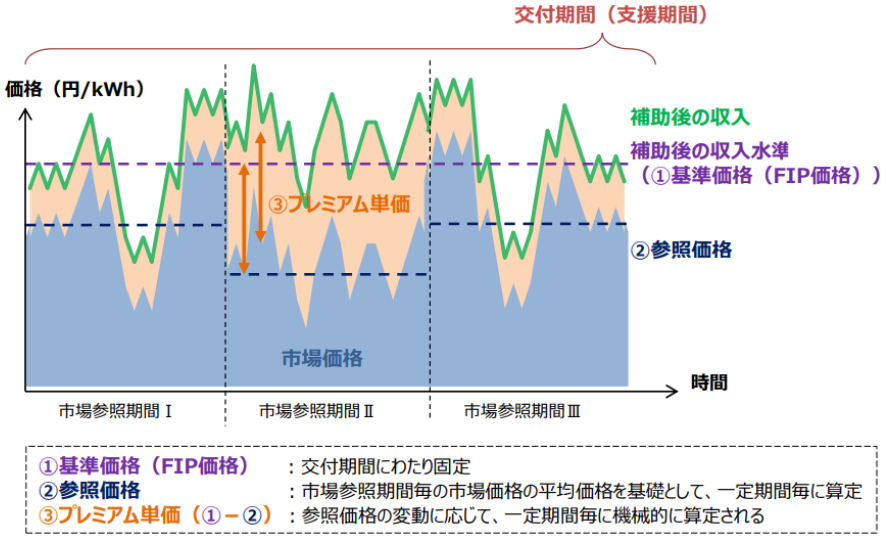



図 3-12　FIP 制度の概要（イメージ）

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 19 回）再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第 7 回）合同会議 資料 1（2020 年 8 月 31 日）, p.11 より抜粋

FIP 制度の詳細設計については、図 3-13 に示す考え方を基本的な方針として、調達価格等算定委員会、及び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・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議において検討が進められ、2021 年 2 月に、その検討結果をとりまとめた内容が「エネルギー供給強靭化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計」として公表された。

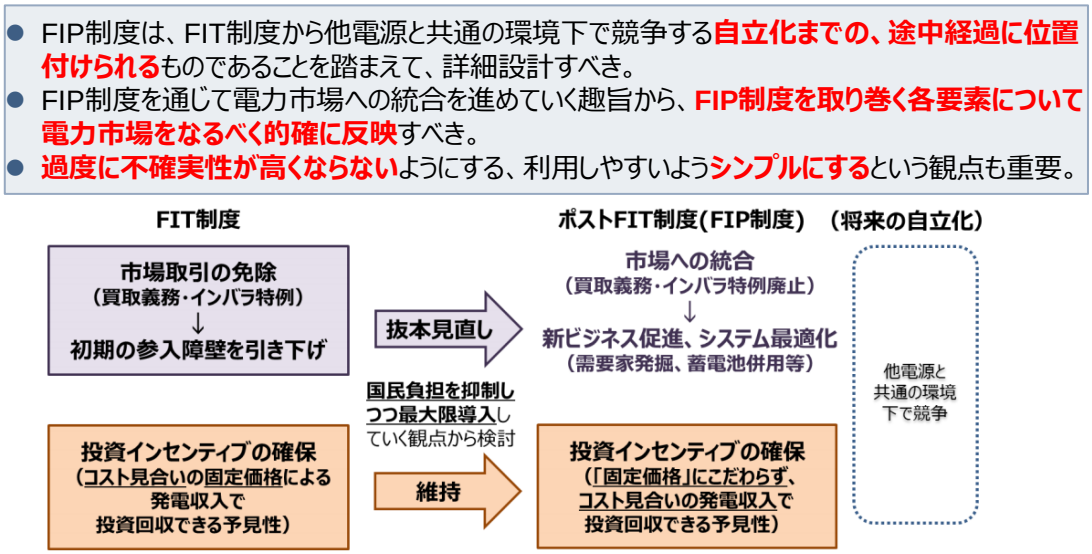



図 3-13　FIP 制度の詳細設計に向けた基本的な方針

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 19 回）再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第 7 回）合同会議 資料 1（2020 年 8 月 31 日）, p.13 より、上部のテキストボックスは MRI 追記

### b. 地域活用電源：地域活用要件の設定

小規模事業用太陽光発電については「地域活用電源」の一つと位置づけられ、レジリエンスの強化・エネルギーの地産地消に資するよう「地域活用要件」が設定されることとなった。地域活用電源とは、小規模太陽光発電等の需要地に近接した分散型電源や、小規模水力発電、小規模地熱発電、バイオマス発電等の地域のエネルギー資源を活用した電源など、地域に根差した形で導入され、資源エネルギーの地域循環が実現するような電源を指す。

このうち、低圧太陽光発電（10-50kW）については、図 3-14 のとおり、2020 年 4 月より、FIT 認定の要件として自家消費を促すための要件が設定済みである。高圧（50kW）以上の太陽光発電については、地域での活用実態を踏まえ、今後、地域活用の在り方が検討される予定である。




（注１）高圧（50kW）以上の太陽光は、地域での活用実態を踏まえて、今後、地域活用の在り方を検討。（2020年度はFIT認定の要件として地域活用を求めない。）
（注２）農地一時転用許可期間が10年間となり得る営農型太陽光は、自家消費等を行わないものであっても、災害時活用を条件に、FIT制度の対象とする。
（注３）2022年度に地域活用電源となり得る可能性がある規模：1,000kW未満の小規模水力、2,000kW未満の小規模地熱、10,000kW未満のバイオマス。
（注４）自家消費型の要件も認めることとし、その詳細は、今後引き続き検討。

図 3-14　地域活用電源における地域活用要件の考え方

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 18 回）再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第 6 回）合同会議　資料 2（2020 年 7 月 22 日）, p.76 より、赤枠は MRI 追記

### 2) 事業用太陽光発電の入札制度

事業用太陽光発電については、2017 年度から入札制度への移行が開始している。入札対象範囲は、2017 年度は「2,000kW 以上」、2019 年度上期から「500kW 以上」、2020 年度上期から「250kW 以上」に拡大された。

これまでの入札状況を表 3-5 に示す。合計 7 回の入札が実施されてきたが、2019 年度以降の直近 4 回の入札においては、いずれも応札容量が募集容量を下回る状況となっている。これを受けて、競争が働く仕組みが維持されることを前提にしつつ、現行制度に起因するコストやリスクについて出来る限り軽減するための制度見直しが行われ、2021 年度の入札については、上限価格の公表、募集回数の増加（年間 4 回）や、資格審査機関の短縮等の措置を採る方針となった。

表 3-5　事業用太陽光発電のこれまでの入札状況

| | 第 1 回 | 第 2 回 | 第 3 回 | 第 4 回 | 第 5 回 | 第 6 回 | 第 7 回 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 実施時期 | 2017 年度 | 2018 年度<br>上期 | 2018 年度<br>下期 | 2019 年度<br>上期 | 2019 年度<br>下期 | 2020 年度<br>上期 | 2020 年度<br>下期 |
| 入札対象 | 2,000kW 以上 | | | 500kW 以上 | | 250kW 以上 | |
| 募集容量 | 500MW | 250MW | 197MW | 300MW | 416MW | 750MW | 750MW |
| 入札容量 | 141MW | 197MW | 307MW | 266MW | 186MW | 369MW | 79MW |
| 落札容量 | 141MW | 0MW | 197MW | 196MW | 40MW | 368MW | 69MW |
| 上限価格 | 21.0 円/kWh | 15.5 円/kWh | 15.5 円/kWh | 14.0 円/kWh | 13.0 円/kWh | 12.0 円/kWh | 11.5 円/kWh |
| 平均入札価格 | 19.64 円/kWh | 17.06 円/kWh | 15.40 円/kWh | 13.46 円/kWh | 13.38 円/kWh | 11.49 円/kWh | 11.32 円/kWh |
| 平均落札価格 | 19.64 円/kWh | — | 15.17 円/kWh | 12.98 円/kWh | 12.57 円/kWh | 11.48 円/kWh | 11.20 円/kWh |

出所）第 66 回調達価格等算定委員会　資料 1（2021 年 1 月 12 日）, p.5 より作成

### 3) 住宅用卒 FIT の状況

2009 年 11 月に開始した余剰電力買取制度（その後、FIT 制度に移行）で導入された 10kW 未満の住宅用太陽光発電は、図 3-15 に示すように、2019 年 11 月より順次買取期間終了を迎えている。

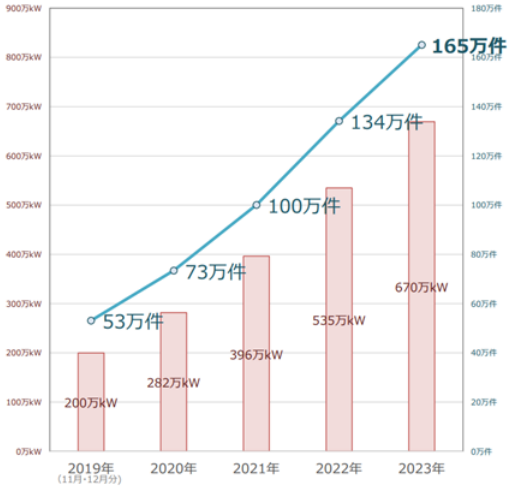



**図 3-15　FIT 買取期間終了する住宅用太陽光発電の推移（累積）**

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 3（2018 年 9 月 12 日）,p. 7

一般に、太陽光パネルは 20~30 年間、またはそれ以上発電し続けることが可能であり、買取期間終了後も長きにわたって自立的な電源として発電していく役割が期待されている。FIT 制度の買取期間が終了した住宅用太陽光発電を活用する方法としては、図 3-16 のとおり、以下の 2 つがあり、資源エネルギー庁により関連情報を提供するウェブサイト「どうする？ソーラー」が開設される等、広報・周知が行われている。

＜買取期間終了後の住宅太陽光発電の活用方法＞
①　電気自動車や蓄電池・エコキュートなどと組み合わせて自家消費する
②　小売電気事業者やアグリゲータに対して、相対・自由契約で余剰電力を売電する




**図 3-16　FIT 買取期間終了後に住宅用太陽光発電を活用する選択肢**

出所）第 16 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（2019 年 7 月 5 日）,p.9

### 4) 事業用卒 FIT に向けた課題

住宅用太陽光に加え、2012 年 7 月から開始した FIT 制度によって導入が進んだ 10kW 以上の事業用太陽光発電についても、2032 年 7 月より順次買取期間終了を迎えることになる。

特に、低圧規模の案件は FIT 制度開始以降大量に導入されたが、中には適切な管理がなされておらず、買取期間終了後に廃棄処理等も行われず放置される案件や離脱する案件等が大量に発生する懸念がある。

図 3-17 に示すとおり、低圧規模の案件は事業用太陽光発電設備全体の累積導入量ベースで約 35%、累積導入件数ベースで 95%を占めており（2020 年 6 月末時点）、これらの案件において買取期間終了後の放置や離脱が大量に発生すると、我が国の再生可能エネルギー供給ポテンシャルが大きく減少してしまうことになる。

このため、放置や離脱のリスクのある案件は、買取期間終了が近づくよりも前に適切な管理を行う事業主体に譲渡され、事業が継続されることが望ましく、その実現に向けた検討が必要と考えられる。

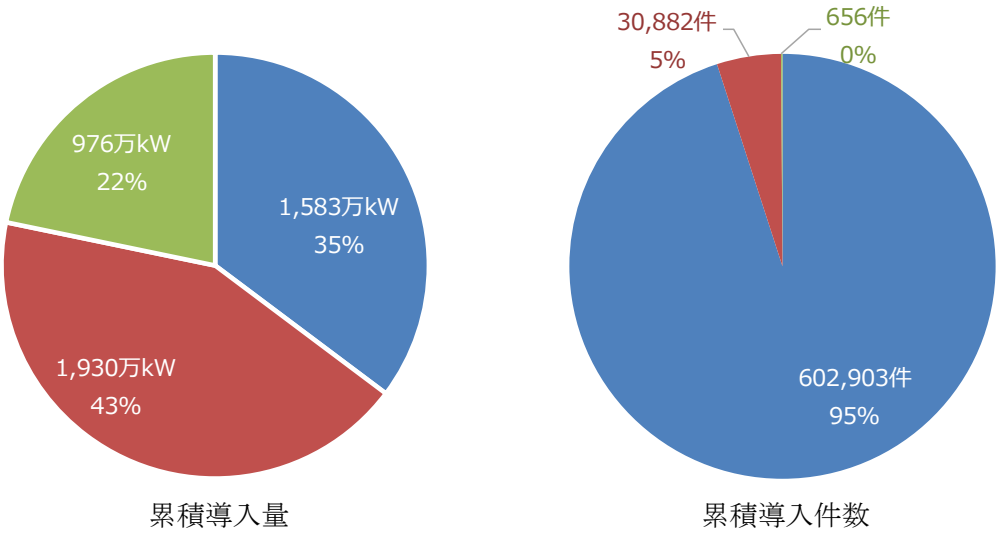



**図 3-17　累積導入量・累積導入件数の規模別内訳（2020 年 6 月末時点）**

出所）資源エネルギー庁 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト「設備導入状況の公表」データより作成

## (2) 事業用卒 FIT に関するアンケート調査

### 1) 調査の目的・概要

3.1.2(1)4)（事業用卒 FIT に向けた課題）で述べたように、放置や離脱のリスクのある事業用低圧案件について買取期間終了が近づくよりも前に適切な管理を行う事業主体に譲渡するためには、図 3-18 に示すように国（環境省）・自治体等の公的主体が介在したマッチングスキームを構築することが有効だと考えられる。

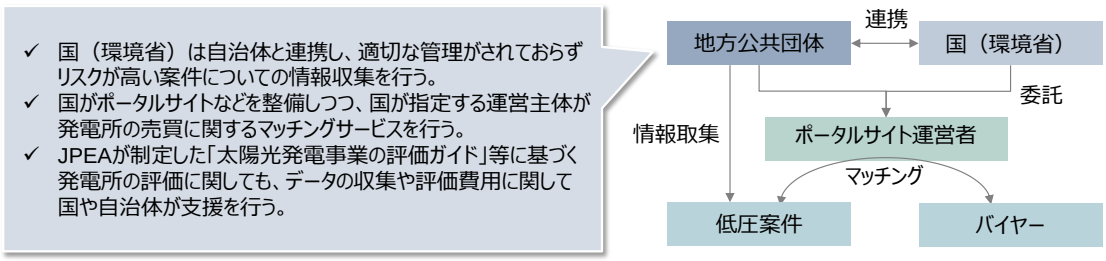



図 3-18　適切な事業主体に集約化されるためのマッチングスキームのイメージ

そこで、こうしたマッチングスキーム構築の必要性や有効性を確認するため、低圧案件を所有する個人を対象に、以下の実態を把握することを目的としてアンケート調査を実施した。

- メンテナンスの実施状況
  - 適切に管理されていないリスクの高い案件がどの程度存在しているか。
- FIT 制度による買取期間終了を見据えた今後の意向
  - 放置される可能性のある案件がどの程度存在しているか。
  - 「公的主体を介して売却できるスキーム」があれば利用したい意向の所有者がどの程度存在しているか。

### 2) 調査の概要

アンケート調査の実施概要を表 3-6 に示す（アンケート調査の詳細については参考資料 7 を参照）。

表 3-6　事業用卒 FIT に関するアンケート調査の概要

| | |
|---|---|
| 調査方式 | インターネットアンケート調査 |
| 調査期間 | 2021 年 2 月 10 日～2 月 18 日 |
| 調査対象 | 以下の条件に該当する「屋根置き以外の太陽光発電システム」を所有する個人<br>● 住宅・アパート等の屋根に設置するもの以外の太陽光発電システム<br>✓ 自身が所有する土地に設置しているシステム<br>✓ 投資物件として土地付き分譲太陽光発電を購入しているシステム等<br>※ 複数名での出資に参加している場合（市民出資型太陽光発電事業等）は含まない。<br>● 上記のうち、低圧規模（10kW 以上 50kW 未満）のシステム |
| 回収件数 | 1067 件<br>（北海道：23 件、東北：76 件、東京：291 件、北陸：19 件、中部：240 件、<br>関西：114 件、中国：93 件、四国：53 件、九州：151 件、沖縄：7 件） |
| 主な設問項目 | ● 回答者属性：居住地、年齢、職業、世帯年収<br>● 所有している「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」の概要：<br>所有数、システム容量、設置場所、売電単価、メンテナンスの実施状況<br>● FIT 買取期間終了を見据えた対応意向：<br>買取期間終了の認知状況、今後の対応意向、（以下、売却を希望する場合）<br>売却先の見つけ方、マッチングスキームの利用意向・運営主体の希望 |

### 3) 主なアンケート調査結果

#### a. メンテナンスの実施状況

所有する「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」のメンテナンスの実施状況に関する回答結果を図 3-19 に示す。

「販売会社とメンテナンス契約を締結して実施」と回答した割合が約 38%と最も高く、次いで「（販売会社とは別の）メンテナンス会社と契約を締結して実施」、「自ら実施（遠隔監視装置による確認、除草等）」がともに 29%と高かった。一方、「特に何も実施していない」と回答した割合も 19%を占めており、こうしたシステムについては、買取期間終了後に廃棄処理等も行われず、そのまま放置されるリスクが高いと考えられる。

【設問】所有をしている「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」について、メンテナンスはどのように実施していますか。該当するものをお選びください。複数所有をしている場合は、各システムについてお選びください。（複数選択可）

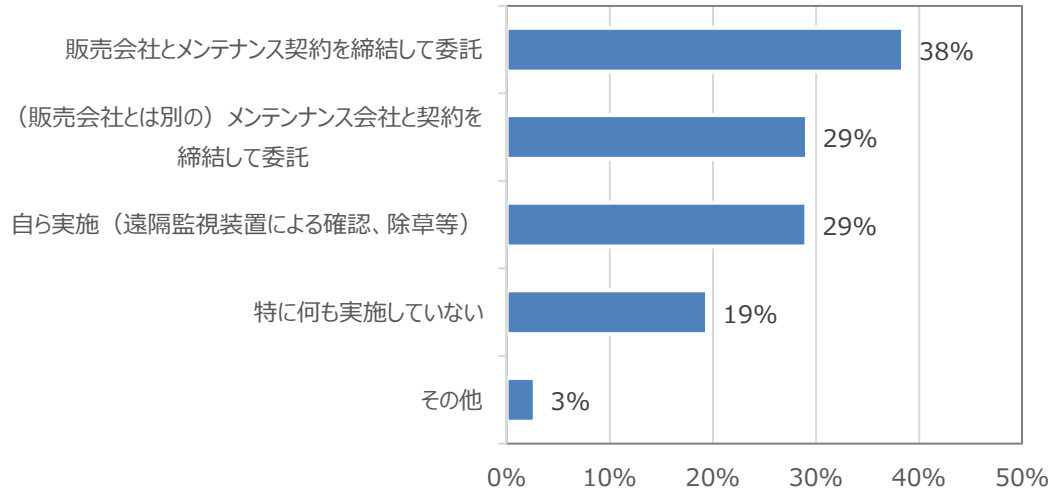



図 3-19　メンテナンスの実施状況（N=2,023）

### b. FIT 制度買取期間終了の認知状況と FIT 買取期間終了を見据えた対応意向

所有する「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」について、FIT 制度による買取が 20 年間で終了することへの認知状況に関する回答結果を図 3-20 に示す。

「FIT 制度による買取が 20 年間で終了することを知っていた」と回答した割合が 64%と最も高かった。一方、「FIT 制度による買取が 20 年間で終了することを知らなかった」という回答も 24%存在し、さらに「FIT 制度自体について知らなかった」という回答も 12%存在した。

後述するとおり、本アンケート調査では、FIT 買取期間終了を見据えた対応意向についても伺っているが、後者の回答者については少なくともアンケート調査実施時点では特に何も検討していなかったこととなり、十分に検討していないまま回答しているケースも一定程度含まれている可能性がある。

【設問】太陽光発電システムで発電された電力は、現在、電力会社が一定期間（屋根置き以外の太陽光発電システムの場合、20 年間）・同じ価格（固定価格）で買い取る制度があります。これを「固定価格買取制度（FIT 制度）」といい、この制度によって売電価格が国によって保証されています。「固定価格買取制度（FIT 制度）」による買取期間が終了した後も、電力会社と合意ができれば、買い取って貰うことはできますが、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。この点についてご存知でしたか。該当するものを一つお選びください。

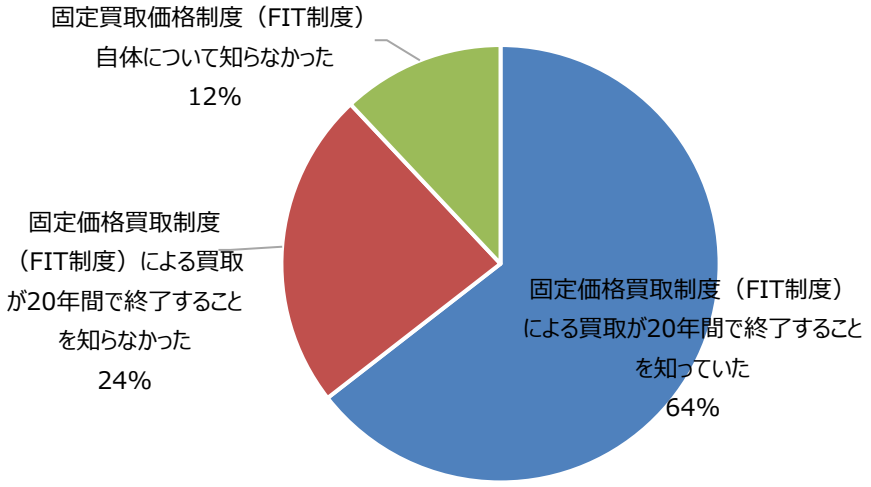



図 3-20　FIT 制度の買取期間終了の認知状況（N=1,067）

所有する「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」の FIT 買取期間終了を見据えた対応意向に関する回答結果を図 3-21 に示す。

「買取期間が終了した後もシステムを所有し、事業を継続したい」と回答した割合が 37%と最も高い一方、「買取期間が終了した後にシステムを売却したい」、「買取期間が終了する前にシステムを売却したい」という回答もそれぞれ 14%、12%を占め、合わせて約 25%となっている。「売却したい」ということは「手放したい」と考えていると想定され、売却先が見つからなければ、そのまま放置されるリスクがあると考えられる。また、「特に何も検討していない」という回答も 17%を占めており、これらはより放置されるリスクが高い。こうしたシステムはマッチングスキームの構築によって、適切な事業者に引き渡されることで、事業の継続を促進すべきと考えられる。

なお、前述の設問で、FIT 制度による買取期間が 20 年間で終了することを認知していなかった、あるいは FIT 制度自体を認知していなかったと回答した割合は、合わせて 36%を占め、これらの回答者は、少なくともアンケート調査実施時点では特に何も検討していなかったと思われるが、本設問の「特に何も検討していない」の回答割合はこれより低くなっている。このため、「買取期間が終了した後もシステムを所有し、事業を継続したい」と回答した中にも、十分に検討していないまま回答しているケースも一定程度含まれている可能性がある。

【設問】所有している「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」について、固定価格買取制度（FIT 制度）による買取期間終了を見据えた際に、今後どのように対応したいとお考えですか、あるいはどのように対応予定ですか。該当するものを一つお選びください。複数所有している場合は、各システムについてお選びください。

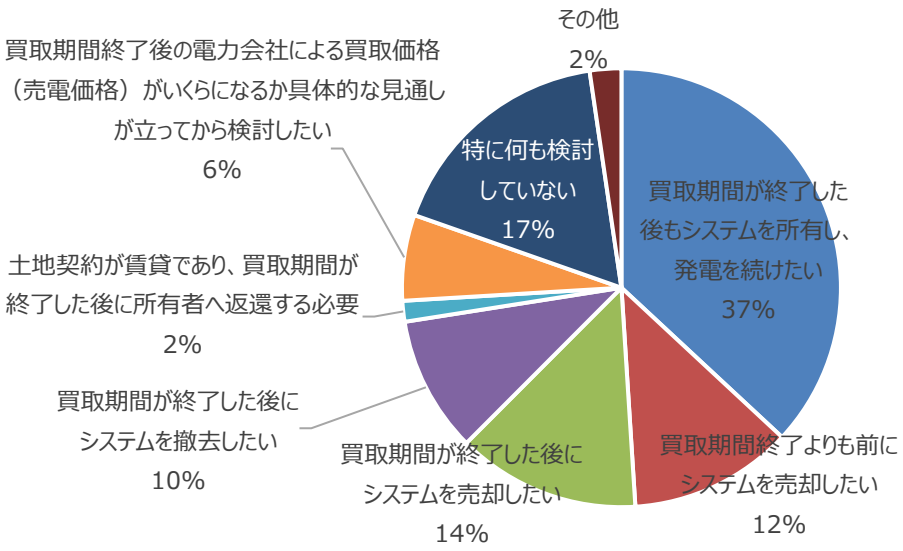



図 3-21　FIT 買取期間終了を見据えた対応意向（N=2,023）

### c. （売却を希望する場合における）売却先の見つけ方とマッチングスキームの利用意向

前述の FIT 買取期間終了を見据えた対応意向に関する設問で、「買取期間終了よりも前にシステムを売却したい」または「買取期間が終了した後にシステムを売却したい」を選択したシステムを対象とした、その売却先の見つけ方に関する回答結果を図 3-22 に示す。

「メンテナンスを委託している会社に相談予定」と回答した割合が 36%と最も高く、次いで「契約している電力会社に相談予定」、「所有しているシステムを購入した販売会社に相談予定」がそれぞれ 25%、24%を占める。一方、「具体的な方法までは検討していない、見つけ方が分からない」と回答した割合も 7%存在し、こうしたシステムは特に何も対応がとられず、そのまま放置されるリスクが高い。

マッチングスキームを構築するとともに、アンケート調査の中で相談先として想定されている割合が高かった事業者（メンテナンス会社、電力会社、システム販売会社等）と連携して、その存在について周知を図っていくことが有効と考えられる。

【設問】固定価格買取制度（FIT 制度）による買取期間の終了後の対応として「買取期間終了よりも前にシステムを売却したい」または「買取期間が終了した後にシステムを売却したい」を選択したシステムについてご回答ください。売却先をどのように見つける予定ですか。該当するものを一つお選びください。

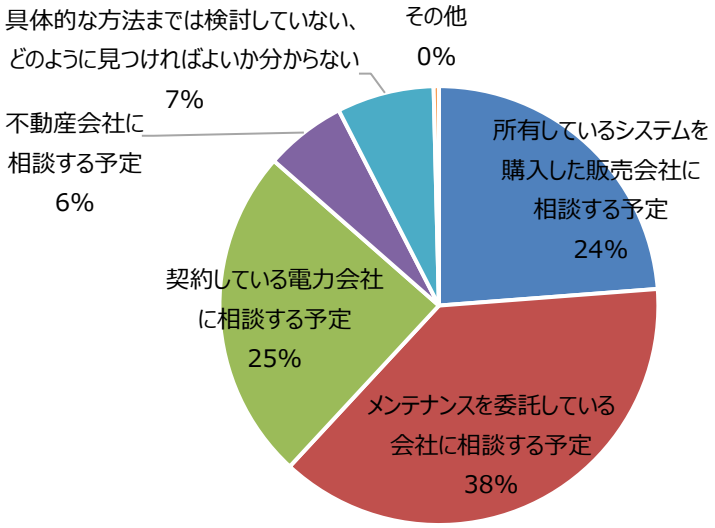



図 3-22　（売却を希望する場合）売却先の見つけ方（N=517）

また、「買取期間終了よりも前にシステムを売却したい」または「買取期間が終了した後にシステムを売却したい」を一つ以上のシステムで選択した回答者を対象とした、マッチングスキームの利用意向に関する回答結果を図 3-23 に示す。

マッチングスキームを利用したいと回答した割合は約 90%に上り、現時点では売却先を見つける際にメンテナンス会社、電力会社、システム販売会社等に相談することを想定していた方も含め、マッチングスキームを利用したいというニーズを持っていることが確認された。

【設問】固定価格買取制度（FIT 制度）による買取期間の終了後の対応として「買取期間終了よりも前にシステムを売却したい」または「買取期間が終了した後にシステムを売却したい」を選択したシステムについて、ポータルサイト等に登録することで、売却先となる事業者とマッチングをしてくれる仕組みがあれば利用したいですか。該当するものを一つお選びください。

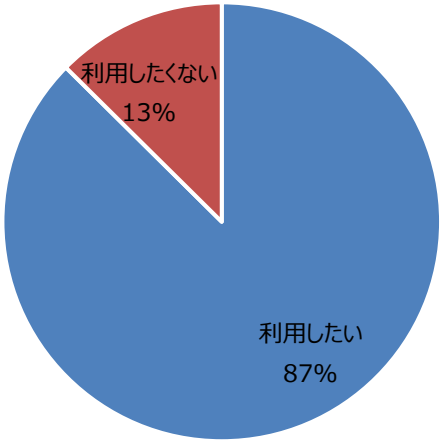



図 3-23　（売却を希望する場合）マッチングスキームの利用意向（N=294）

また、マッチングスキームの利用意向に関する設問で、「利用したい」を選択した回答者を対象とした、マッチングスキームの運営主体の希望に関する回答結果を図 3-24 に示す。

より利用意欲が高まる運営主体として、「国・自治体等の公的主体、または公的主体認定の民間事業者」を挙げた割合が 57%と最も高い結果となり、公的主体が介在したマッチングスキームの有効性が確認された。

【設問】前問で利用したいとご回答いただいた、売却先となる事業者とマッチングをしてくれるポータルサイト等について、どのような主体が運営していると、より利用したいという意欲が高まりますか。該当するものを一つお選びください。

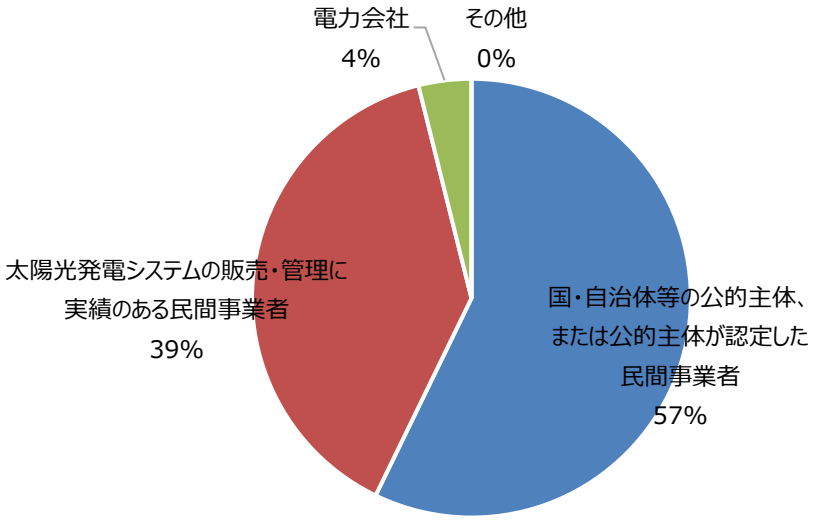



図 3-24　（売却を希望する場合）マッチングスキームの運営主体の希望（N=257）

### (3) 需要家の動向・再生可能エネルギー調達手法

#### 1) 気候変動に対応したイニシアティブ

企業に求められる気候変動対応への要求水準が高まっている中、表 3-7 に示すような、非政府組織主体の国際的なイニシアティブに参加し、再生可能エネルギー調達や CO2 削減等にかかる目標を対外的に宣言するする需要家（企業）が増えている。

RE100、SBT は国際的なイニシアティブであるのに対し、RE Action は 2019 年 10 月に発足した日本独自のイニシアティブで、RE100 の対象外の電力需要の小さな団体を対象としている。

表 3-7　気候変動に対応したイニシアティブの概要

| イニシアティブ | 概要 | 参加企業 |
|---|---|---|
| RE 100<br>（世界） | 使用電力を 100%再生可能エネルギーに転換することを宣言するイニシアティブ。年間消費電力量が 100GWh 以上の企業に限定される。<br>※特例として日本企業は 50GW 以上に緩和 | 世界（欧州、米国、中国、インド等）:284 社<br>日本:46 社<br>※2020.12.22 時点 |
| RE Action<br>（日本独自） | 自治体、教育機関、医療機関や企業（年間消費電力量が 50GWh 以下の企業）など、あらゆる需要家団体が、使用電力の再生可能エネルギー100%化宣言を表明し、共に行動を示していくイニシアティブ。 | 参加団体数 103 団体<br>アンバサダー12 団体<br>※2021.1.18 時点 |
| SBT<br>（世界） | Science Based Targets の略称。世界の平均気温の上昇をパリ協定と整合したレベルに抑えるために、企業に対して科学的な知見と整合した削減目標を設定するように求めるイニシアティブ。 | 世界:1106 社<br>（コミット:560 社、<br>認定:546 社）<br>※2020.12.22 時点 |

#### 2) 再生可能エネルギー電力の調達手法

需要家の再生可能エネルギー電力調達手法には、大きく分けて表 3-8 に示す 4 種類あり、このうち、自家発電・自家消費はオンサイト、再生可能エネルギー電力メニューと環境価値の調達はオフサイト（PPA は両方を含む）に大別される。

RE100 に参加している企業が掲げている調達手法は、現時点では自家発電・自家消費と再生可能エネルギー電力メニューの購入が多いものの、今後の再生可能エネルギー需要の増加に伴い PPA や環境価値の調達などの手法も今後重要となる。

表 3-8　再生可能エネルギー電力の調達方法

| 調達手法 | 概要 | 利点（需要家視点） | 課題（需要家視点） |
|---|---|---|---|
| 自家発電・<br>自家消費 | ・ 需要家自らが敷地内に再生可能エネルギー発電設備を設置して発電・自家消費を行う | ・ 系統制約がない（売電しない場合）<br>・ 再生可能エネルギー賦課金が発生しない | ・ 設置場所の制限がある<br>・ 初期投資・発電所の維持管理が必要 |
| PPA | ・ 小売電気事業者・発電事業者と直接再生可能エネルギー電力購入契約（PPA）を締結<br>・ オンサイト・オフサイトに大 | ・ 初期投資・発電所の維持管理が不要<br>・ 長期安定的な調達が可能<br>・ 設置場所の制約を | ・ 長期契約が必要（環境変化リスク）<br>・ コスト競争力（オフサイト）<br>・ 小規模事業者による調達<br>・ 小売電気事業者が介在 |

| 調達手法 | 概要 | 利点（需要家視点） | 課題（需要家視点） |
|---|---|---|---|
| | 別される<br>・ 第三者所有モデル（TPO）もPPAの一種 | 解消（オフサイト） | （オフサイト） |
| 再生可能エネルギー電力メニュー | ・ 電力会社（小売電気事業者）が提供する再生可能エネルギー電力メニューから電力を購入 | ・ 調達が比較的容易（投資・発電所の維持管理が不要） | ・ 電力会社のメニューに依存し、調達における選択肢がない<br>・ 追加性がない |
| 環境価値の調達 | ・ 電力とは別に、非化石価値証書等の環境価値を購入 | ・ 調達が比較的容易（投資・発電所の維持管理が不要） | ・ 環境価値が発電設備と紐づかない<br>・ 追加性の有無が特定できない（トラッキング制度が整っていない） |

### 3) 非化石価値取引市場

#### a. 非化石価値取引市場の概要

高度化法の非化石電源比率目標達成を促し、FIT 賦課金の国民負担の軽減に資するため、非化石電源（再生可能エネルギー、原子力）から電気の持つ「非化石価値」を証書化して取引するための「非化石価値取引市場」が 2018 年 5 月に創設され、まずは FIT 電源分から非化石価値の取引が開始された。

非化石価値取引市場の概要を図 3-25 に示す。非化石価値は、物理的な電気とは分離して取引される。非化石価値が二重に計上されないよう、相対取引も含め、発電段階ですべての非化石電源の非化石価値が分離され、一律に証書発行の対象となる。証書は高度化法の非化石電源比率報告時、及び温暖化対策法上の排出係数を算定する際に使用可能である。

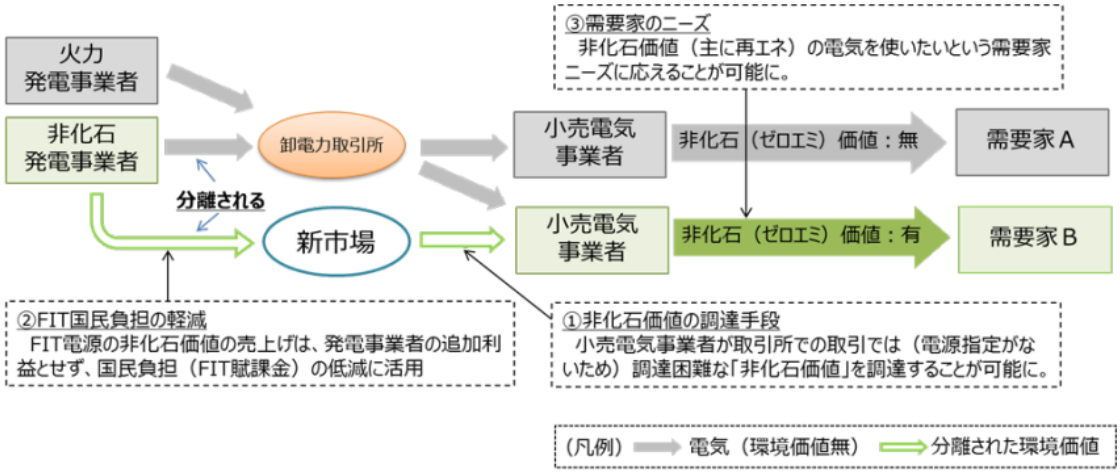



図 3-25　非化石価値取引市場の概要

出所）資源エネルギー庁　「第 32 回制度検討作業部会　エネルギー供給構造高度化法の中間目標の策定について」（閲覧日:2021 年 1 月 18 日）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/032_04_03.pdf

### b. 非化石証書の種類と入札結果（価格・取引量）

非化石証書には、表 3-9 に示すように、①FIT 非化石証書（再エネ指定）、②非 FIT 非化石証書（再エネ指定）、③非 FIT 非化石証書（再エネ指定なし）の 3 種類が存在し、FIT 非化石証書（①）の売上は FIT 賦課金の低減に、非 FIT 非化石証書（②・③）の売上は非化石電源の設備投資等の非化石電源の利用促進に充てていくこととされている。

表 3-9　非化石証書の種類

| | 再エネ指定 | | 再エネ指定なし |
|---|---|---|---|
| | ①FIT 非化石証書 | ②非 FIT 非化石証書 | ③非 FIT 非化石証書 |
| 対象電源 | FIT 電源<br>（太陽光、風力等） | 非 FIT 再エネ電源<br>（大型水力、卒 FIT 等） | 非 FIT 非化石電源<br>（原子力等） |
| 証書売手 | 低炭素投資促進機構 | 発電事業者 | 発電事業者 |
| 証書買手 | 小売電気事業者 | 小売電気事業者 | 小売電気事業者 |
| 最低価格 | 1.3 円/kWh | — | — |
| 最高価格 | 4.0 円/kWh | 4.0 円/kWh | 4.0 円/kWh |
| 価格決定方法 | マルチプライスオークション | シングルプライスオークション | シングルプライスオークション |

出所）資源エネルギー庁 「FIP 制度の詳細設計と アグリゲーションビジネスの更なる活性化④」（閲覧日：2021 年 1 月 18 日
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/023_01_00.pdf より作成

FIT 非化石証書の入札結果を表 3-10 に、また、2020 年度第 2 回より新たに開始された非 FIT 非化石証書（再エネ指定、再エネ指定なし）の入札結果を表 3-11 に示す。

FIT 非化石証書の価格は、表 3-9 に示したとおり、最低価格が 1.3 円/kWh、最高価格が 4.0 円/kWh と定められているが、これまでのすべての入札で、約定加重平均価格は最低価格の 1.3 円/kWh となっている。入札対象期間の FIT 買取電力量総量に占める FIT 非化石証書約定量の比率は、2018 年度までは 0.1%未満と低調であったものの、2019 年度より需要家の RE100 に対する報告等に活用可能なトラッキング付非化石証書が導入され、徐々に比率が上昇している。2020 年度第 2 回入札は、高度化法の 2020 年度中間評価（2020 年 4～6 月分から対象）への対応の影響もあったとみられ、1.74%と過去最高値を更新した。

また、この 2020 年度第 2 回では、前述のとおり非 FIT 非化石証書の取引も開始しており、これらも含めた約定量の合計値は約 2,386TWh となっている。2020 年度第 1 回までの約定量は最大でも約 187GWh であり、一気に 10 倍以上の規模に拡大した。

続く 2020 年度第 3 回入札では、FIT 非化石証書、非 FIT 非化石証書（再エネ指定なし）については 2020 年度第 2 回から減少した一方で、非 FIT 非化石証書（再エネ指定）の約定量は 10,570GWh と大幅に増加した。合計値としては 11,820GWh と、2020 年度第 2 回から更に 5 倍程度まで拡大し、そのうち非 FIT 非化石証書（再エネ指定）の約定量が全体の約 90%と、圧倒的な割合を占める結果となった。

なお、非 FIT 非化石証書については、最低価格・最高価格は設定されていないが、2020 年度第 3 回の入札結果では、再エネ指定あり、再エネ指定なしいずれも約定価格は 1.2 円/kWh と、FIT 非化石証書とほぼ同水準であった。

表 3-10　FIT 非化石証書の入札結果

| 取引 | 約定処理日 | 約定価格 | | | 約定量 | 買取電力総量に占める割合※ | 約定会員数/入札会員数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 最高 | 最安 | 加重平均 | | | |
| 2017 年度通年 (4～12 月発電分) | 2018 年 5 月 18 日 | 4.0 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 5.2GWh | 0.010% | 26/26 |
| 2018 年度第 1 回 (1~3 月発電分) | 2018 年 8 月 10 日 | 4.0 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 2.2GWh | 0.014% | 7/7 |
| 2018 年度第 2 回 (4~6 月発電分) | 2018 年 11 月 9 日 | 1.4 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 21.0GWh | 0.094% | 9/9 |
| 2018 年度第 3 回 (7~9 月発電分) | 2019 年 3 月 1 日 | 4.0 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 8.6GWh | 0.039% | 40/40 |
| 2018 年度第 4 回 (10~12 月発電分) | 2019 年 5 月 17 日 | 1.4 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 3.5GWh | 0.020% | 18/18 |
| 2019 年度第 1 回 (1~3 月発電分) | 2019 年 8 月 9 日 | 2.0 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 106.4GWh | 0.58% | 20/20 |
| 2019 年度第 2 回 (4~6 月発電分) | 2019 年 11 月 8 日 | 1.5 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 186.6GWh | 0.72% | 28/28 |
| 2019 年度第 3 回 (7~9 月発電分) | 2020 年 2 月 7 日 | 2.0 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 84.7GWh | 0.37% | 32/32 |
| 2019 年度第 4 回 (10~12 月発電分) | 2020 年 5 月 15 日 | 2.0 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 63.3GWh | 0.31% | 36/36 |
| 2020 年度第 1 回 (1~3 月発電分) | 2020 年 8 月 21 日 | 1.4 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 151.2GWh | 0.72% | 33/33 |
| 2020 年度第 2 回 (4~6 月発電分) | 2020 年 11 月 13 日 | 4.0 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 508.8GWh | 1.74% | 59/59 |
| 2020 年度第 3 回 (7~9 月発電分) | 2021 年 2 月 12 日 | 1.5 円/kWh | 1.3 円/kWh | 1.3 円/kWh | 445.6GWh | 1.69% | 60/60 |

注釈）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 「C 表　買取電力量及び買取金額の推移」より把握できる入札対象期間の買取電力総量に占める約定量の割合を算出。

出所）JEPX ウェブサイト（閲覧日:2021.3.19） http://www.jepx.org/market/nonfossil.html より三菱総研作成

表 3-11　非 FIT 非化石証書の入札結果

| 取引 | | 約定処理日 | 約定価格 | 約定量 | 約定会員数/入札会員数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 非 FIT 非化石証書（再エネ指定） | 2020 年度第 2 回 (4~6 月発電分) | 2020 年 11 月 12 日 | 1.2 円/kWh | 630.7GWh | 18/34 |
| | 2020 年度第 3 回 (7~9 月発電分) | 2021 年 2 月 10 日 | 1.2 円/kWh | 10,569.6GWh | 20/23 |
| 非 FIT 非化石証書（再エネ指定なし） | 2020 年度第 2 回 (4~6 月発電分) | 2020 年 11 月 11 日 | 1.1 円/kWh | 1,246.8GWh | 14/32 |
| | 2020 年度第 3 回 (7~9 月発電分) | 2021 年 2 月 9 日 | 1.2 円/kWh | 805.2GWh | 12/22 |

出所）JEPX ウェブサイト（閲覧日:2021.3.19） http://www.jepx.org/market/nonfossil.html より三菱総研作成

c. FIP 認定設備における非化石価値

(1)1)で述べたように、一定規模以上の太陽光発電については FIP 制度に移行することになっているが、FIP 電源の持つ環境価値については、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会・再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議における議論を踏まえて、2021 年 2 月に公表された「エネルギー供給強靭化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計」において、表 3-12 に示すとおり、非 FIT 非化石証書（再エネ指定）とすることと整理された。

表 3-12　FIP 電源の環境価値（非化石価値）の取扱い

FIP 制度の目的が再生可能エネルギーの電力市場への統合であることを踏まえ、**FIP 電源の持つ環境価値は、再エネ発電事業者が自ら販売する仕組みとし、再エネ発電事業者が市場で得る収入である**と整理の下、プレミアムの額を設定するという考え方を、中間取りまとめで整理した。

**FIP 電源の持つ環境価値がプレミアムによる支援対象に含まれない**という合同会議における整理において、需要家から見た場合、基本的に、**FIP 電源と非 FIT 電源の再エネ価値については等価**と考えられる。また、FIP 制度の対象は、太陽光等、再エネ電源であることを踏まえ、**FIP 電源の持つ環境価値は、非化石価値取引制度における非 FIT 非化石証書（再エネ指定）とする**こととした。

（中略）

以上を踏まえ、**環境価値相当額として参照する価格として、「非 FIT 再エネ指定」の市場価格**を参照するとともに、FIP 認定事業者による市場応札行動が市場価格に影響を及ぼすことを防ぐため、**過去の市場価格（直近１年間（4 回開催分）の価格）の平均値（約定量による加重平均）**を参照することとした。

また、環境価値相当額をふまえた参照価格の算定に当たっては、非化石価値取引市場で得ることができる収入を FIP 制度のプレミアムの金額に適切に反映するため、（２）で算出した卸電力市場の参照価格に環境価値相当額（環境価値の参照価格）を加算して、参照価格やプレミアムを算定することとした。

なお、非化石価値取引制度は、需要家の環境価値に対するニーズの高まりに伴い、今後見直しが進められる可能性もあるため、非化石価値取引制度の見直しがあった場合には、上記の取扱いについても、必要に応じて見直しを行うこととした。

出所）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、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議「エネルギー供給強靭化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計」（2021 年 2 月）p.7～8 より抜粋、太字下線は MRI 追記

### 3.1.3 太陽光発電の導入量拡大方策

#### (1) 目指すべき導入量水準

図 3-26 に、図 3-11 でも示した、各機関の長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しを再掲する。我が国では 2020 年 10 月の第 203 回国会演説において「2050 年カーボンニュートラル宣言」が行われたが、その後、進められている検討において再生可能エネルギー導入量は「電源構成の 5～6 割程度を期待（目安）」とされている。必要電力量から逆算すると 2050 年に 300～500GW の太陽光導入量が必要となる。過年度調査における電力需給モデル分析では、2040 年に 148～217GW の太陽光発電導入量を想定したが、カーボンニュートラルの実現に向けては更なる上積みが不可欠であることを鑑み、どのような設置場所・設置形態で導入量の積み増しが可能か検討を行う。

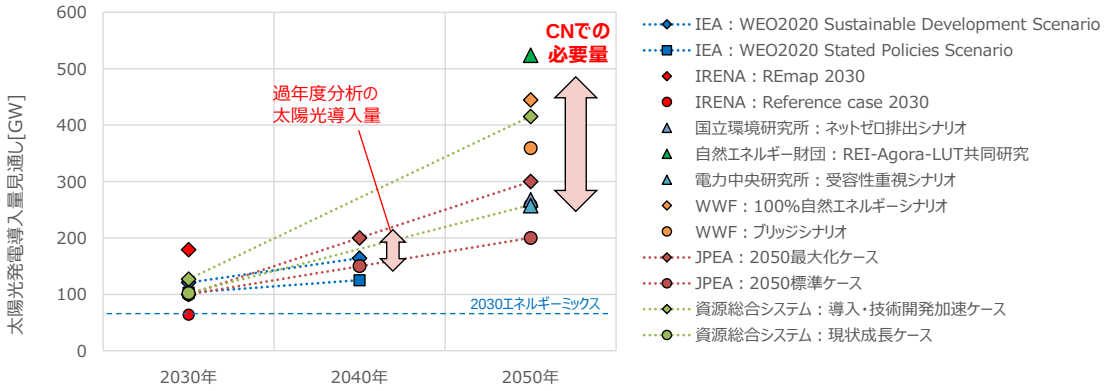



**図 3-26　各機関の長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しの比較（再掲）**

出所) 下記の資料を基に MRI 作成。
IEA “World Energy Outlook 2020, WEO2020_AnnexA”（2020 年 10 月）
IRENA ”ROADMAP FOR A RENEWABLE ENERGY FUTURE, Remap results by country”（2016 年 3 月）p.24
経済産業省　第 34 回基本政策分科会 資料 3-1「ヒアリング資料（国立環境研究所）」（2020 年 12 月）p.21　の発電量情報より設備利用率 17.2%と想定して算出
経済産業省　第 34 回基本政策分科会 資料 3-2「ヒアリング資料（自然エネルギー財団）」（2020 年 12 月）p.14、p.16
経済産業省　第 34 回基本政策分科会 資料 3-4「ヒアリング資料（電力中央研究所）」（2020 年 12 月）p.11
WWF ジャパン「脱炭素社会に向けた長期シナリオ 2017」（2017 年 2 月） p .46, p.50（表 6.5、表 6.10）
太陽光発電協会 「JPEA ビジョン PV OUTLOOK 2050：感染症の危機を乗越え、あたらしい社会へ「太陽光発電の主力電源化への道筋」」（2020 年 5 月）p.22
資源総合システム「日本市場における 2030/2050 年に向けた太陽光発電導入量予測（2020～21 年版）」（2020 年 9 月）
注釈) 資源総合システムの導入見通し量は DC ベース値であるため、過積載率（DC/AC 比）を 1.3 として AC 値へ換算した。
IRENA の Reference Case 2030 の導入見通し量 64GW（6,400 万 kW）は、エネルギーミックスの 2030 年導入見込量をそのまま採用している。

### (2) 導入拡大を見込める設置形態

図 3-27 に、太陽光発電協会の示したシナリオにおける設置場所の想定を示す。太陽光発電協会の 2050 年見通し導入量 300GW$_{AC}$ においては、需要地設置（自家消費型）と非需要地設置（系統売電型）がおよそ半々程度と見込んでいる。その中でも、63.6GW$_{AC}$ を占める非住宅関連および 77.4GW$_{AC}$ を占める農業関連への普及が今後の導入量拡大に特に重要となり、これらの場所への設置を行えるような多様な導入形態の普及・開発が期待される。

- 経産省・NEDOの調査では、約700GWの導入ポテンシャルが報告されている
- 本ビジョンにおける2050年最大化ケースでは、下記導入場所で420GWDCを想定
- 今後は非住宅建物・農業関連への導入が重要となる

| 大分類 | 分類 | 導入場所 | 2050最大導入ケース DC(GW) | AC(GW) | 積載率(%) |
|---|---|---|---|---|---|
| 需要地設置 | 住宅 | 1. 戸建て住宅 | 75.0 | 61.0 | 123% |
| | | 2. 集合住宅 | 28.0 | 22.4 | 125% |
| | 非住宅 | 3. 非住宅建物 | 42.0 | 33.6 | 125% |
| | | 4. 駐車場等交通関連 | 25.0 | 16.7 | 150% |
| | | 5. 工業団地等施設用地 | 20.0 | 13.3 | 150% |
| | 小計 | | **190.0** | **147.0** | 129% |
| 非需要地設置 | 非農地 | 6. 2019年度迄FIT認定 非住宅 | 70 | 46.7 | 150% |
| | | 7. 水上空間 | 35.0 | 23.3 | 150% |
| | | 8. 道路・鉄道関連施設 | 9.0 | 6.0 | 150% |
| | 農業関連 | 9. 耕作地 | 76.0 | 50.7 | 150% |
| | | 10. 耕作放棄地 | 30.0 | 20.0 | 150% |
| | | 11. その他農家関連耕地けい畔等 | 10.0 | 6.7 | 150% |
| | 小計 | | **230.0** | **153.3** | 150% |
| 合計 | | | **420** | **300** | 140% |

非住宅自家消費

新たな導入形態

図 3-27　2050 年の太陽光発電導入見通しにおける設置場所の想定

出所) 太陽光発電協会 「JPEA ビジョン PV OUTLOOK 2050：感染症の危機を乗越え、あたらしい社会へ「太陽光発電の主力電源化への道筋」」（2020 年 5 月）p.25

環境省が推計している太陽光発電の導入ポテンシャルを、図 3-28 に再掲する。このうち、過年度調査にて検討を実施した工場・公共施設・商業施設等を除くと、耕作放棄地が大きなウエイトを占めている。

また、過年度調査における検討では、導入レベル 1 をベースに行われている。表 3-13 に再掲したとおり、導入レベル 1 は「設置しやすいところのみに設置」という考え方であるが、更なる導入拡大を目指して導入レベル 2 を視野に入れると、例えば壁面・窓への設置や、駐車場への設置等が導入場所として考慮に入る。

これらの、導入拡大を見込める新たな設置場所・設置形態に関する現状を以降に整理する。

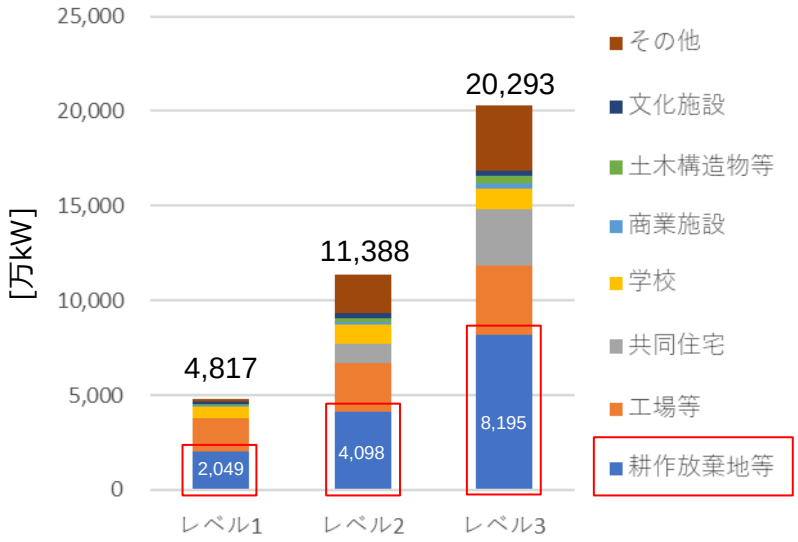



図 3-28　戸建住宅以外の太陽光発電導入ポテンシャル量（再掲）

出所）環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」（令和 2 年 3 月）, P63、P77 より作成

表 3-13　導入レベルの基本的な考え方（再掲）

| | | |
|---|---|---|
| 公共系太陽光 | レベル 1 | ・ 屋根 150 ㎡以上に設置<br>・ 設置しやすいところのみに設置 |
| | レベル 2 | ・ 屋根 20 ㎡以上に設置<br>・ 南壁面・窓 20 ㎡以上に設置<br>・ 屋根以外に多少の架台設置を想定（駐車場屋根設置等） |
| | レベル 3 | ・ 切妻屋根北側・東西壁面・窓 10 ㎡以上に設置<br>・ 敷地内空地なども積極的に活用 |
| 耕作放棄地 | レベル 1 | ・ 1,500 ㎡以上<br>・ 設置可能な場所の 4 分の 1 に設置 |
| | レベル 2 | ・ 1,500 ㎡以上<br>・ 設置可能な場所の半分に設置 |
| | レベル 3 | ・ 対象とした耕作放棄地すべて<br>・ 設置可能な場所のすべてに設置 |

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（表 3-1）、p47（表 3-30）および環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」（令和 2 年 3 月）, P80（表 3.3-3）より作成

### (3) 多様な設置形態の具体例

#### 1) 農地利用

#### a. 荒廃農地への想定導入量

図 3-29 に示されるとおり、電力中央研究所によると、地上設置太陽光の導入量は、受容性重視シナリオでは 110GW と想定されている。そのなかでも再生困難な荒廃農地については大きなポテンシャルが想定されており、およそ 80GW 程度の導入が見込まれると試算されている。

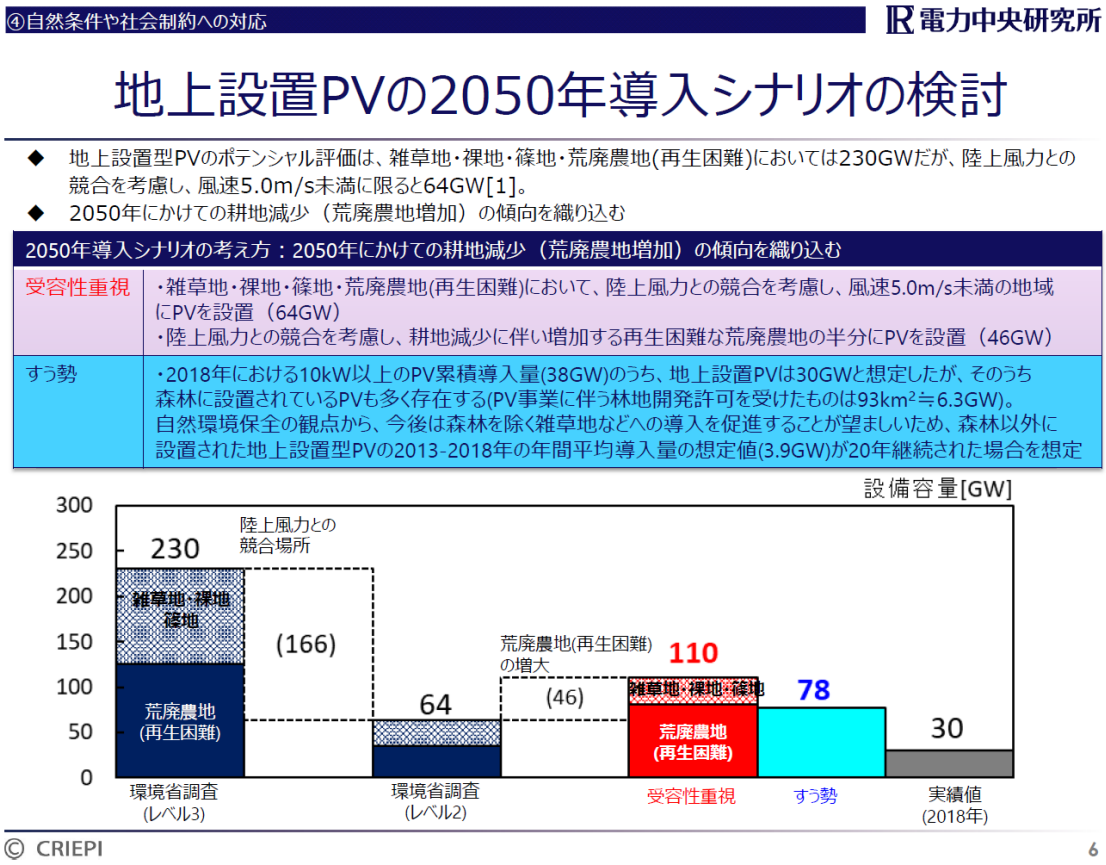



図 3-29　電力中央研究所による地上設置太陽光の想定導入量

出所）資源エネルギー庁　第 34 回基本政策分科会 資料 3-4「ヒアリング資料（電力中央研究所）」（2020 年 12 月 14 日）p. 6

### b. 農山漁村再生可能エネルギー法を利用した太陽光発電の導入量

農林水産省食料産業局バイオマス循環資源課再生可能エネルギー室によると、図 3-30 に示されるとおり、2020 年 3 月末時点において農山漁村再生可能エネルギー法に基づき導入された太陽光発電設備は 191,636kW である。このうち、通常農地転用が困難である第 1 種農地の転用が行われている案件は設備計画認定 28 件中 17 件であり、第 1 種農地の転用面積は 222.9ha（2.229k ㎡）である。

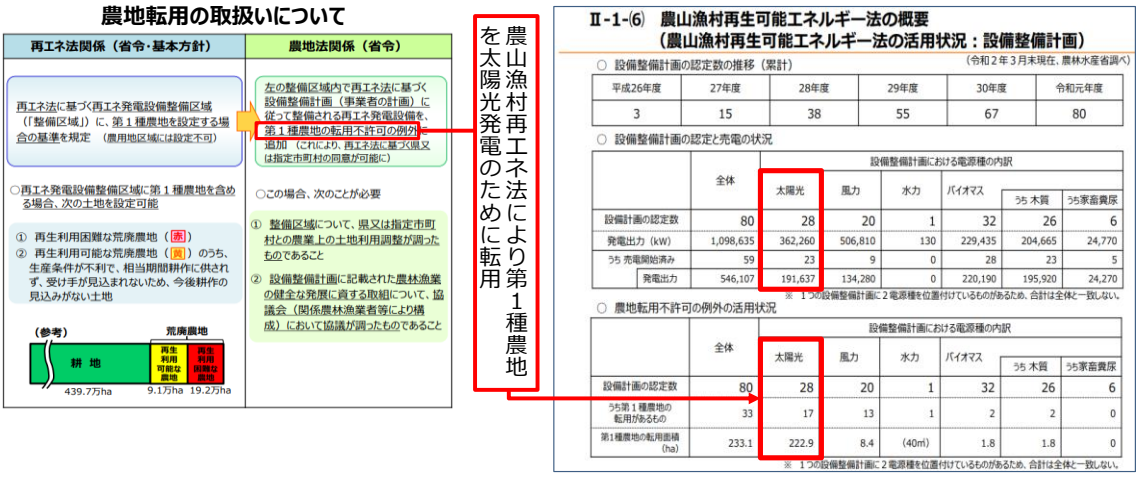



**図 3-30　農地転用の取扱いと農山漁村再生可能エネルギー法による第 1 種農地転用実績**

出所）農林水産省「農山漁村における再生可能エネルギー発電をめぐる情勢」（2020 年 11 月）p.29、p32 から抜粋

農山漁村再生可能エネルギー法は、地域の農林漁業の健全な発展に資する取り組みを併せて行うことを前提に、自治体が策定する基本計画に基づいて第 1 種農地の転用を可能とし、自治体のための再生可能エネルギー発電設備を整備することを可能とする制度である。この制度を活用することで、地域における発電事業の乱開発を抑制しつつ、計画的な土地利用計画に基づいてさえいれば農山漁村が抱える広大な土地を有効に活かして大規模な発電設備を導入することが可能である。

### c. 太陽光発電を活用した荒廃農地の解消事例

農山漁村再生可能エネルギー法による取り組み以外にも、図 3-31 に示すような、太陽光発電を活用しつつ荒廃農地を解消した事例が存在する。石川県羽咋市の「JA はくい」と、営農法人「JA アグリはくい」では、「農地中間管理事業による農地の集積・集約化の促進」「基盤整備の効果的な活用」の取り組みにおいて荒廃農地の再整備を行い、その結果得られたまとまった区画に 2MW の太陽光発電を設置した。売電収入を活用して経営の下支えを行う等、太陽光発電を活用することで荒廃農地の発生も防止することができる。

このような好事例を水平展開することで、全国に存在している荒廃農地への太陽光発電の大規模導入を進めることも可能になると考えられる。

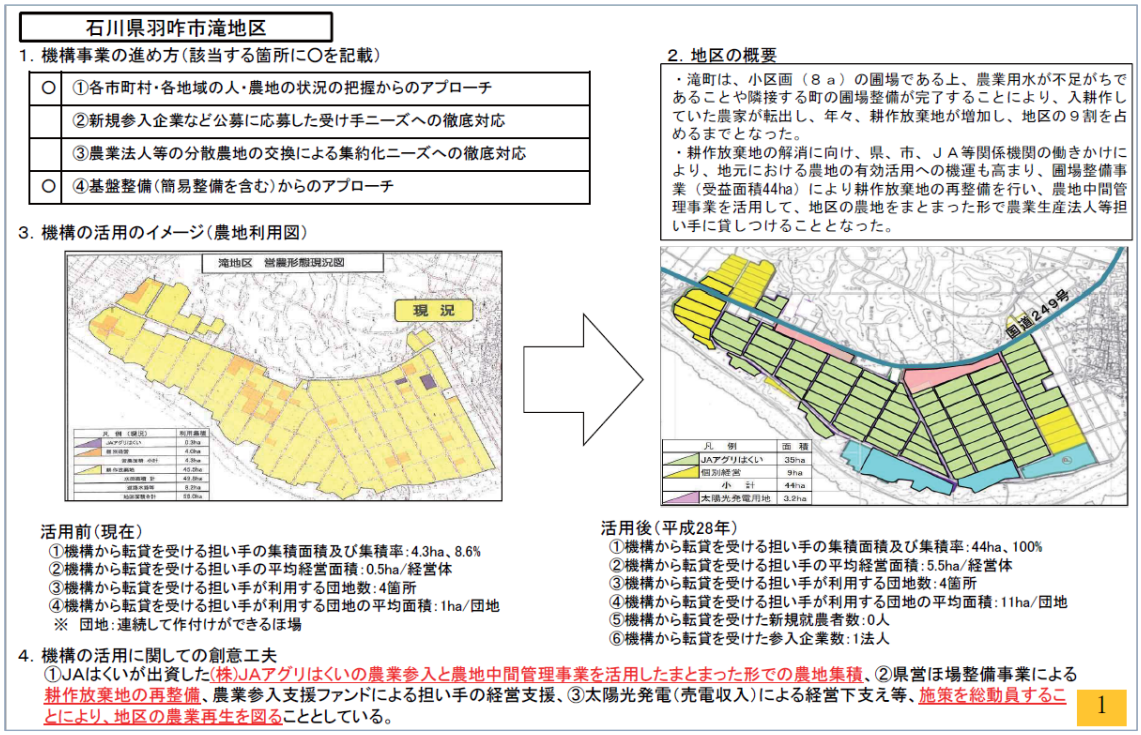



図 3-31　太陽光発電を活用した荒廃農地の解消例

出所）農林水産省北陸農政局「北陸農政局館内の荒廃農地再生利用の取組事例」（2016 年 10 月）
https://www.maff.go.jp/hokuriku/nouson/kousaku_houki/pdf/h28_10_jirei.pdf　から抜粋

### 2) カーポート型太陽光発電

事業適地の減少と太陽光発電のコスト低下に伴い、駐車場などを利用したカーポート型太陽光発電についても少しずつ大型案件の導入が進んでいる。表 3-14、図 3-32 に三菱地所・サイモンの取り組みを示す。2016 年に、茨城県のプレミアム・アウトレット駐車場に約 1MW のカーポート型太陽光発電を設置し、発電電力を自家消費利用している。また遮熱効果・雨除け効果などにより、来場客の満足度が向上した効果もあった。翌年の 2017 年には酒々井プレミアム･アウトレットという別のサイトにおいても 1MW 以上のカーポート型太陽光発電を導入している。

表 3-14　カーポート型太陽光発電（あみプレミアム・アウトレット）

| 名称 | あみプレミアム･アウトレット PV カーポート |
|---|---|
| 事業者 | 三菱地所･サイモン（販売：オリックス、設計：豊通ファシリティーズ） |
| 所在地 | 茨城県稲敷郡阿見町よしわら 4-1-1 |
| 導入時期 | 2016 年 2 月稼働 |
| 発電規模 | 1,043 kW |
| 導入の背景 | ・「環境経営の推進」のもと、省エネづくりを意識した施設づくりを行っていた。<br>・その取り組みを一層強化するために、自家消費型太陽光発電の導入を行った。 |
| 特徴 | ・導入時点で国内最大級のカーポート型太陽光発電。<br>・施設共用部の年間電気使用量の 80%を自家消費し、約 580 t の CO2 削減効果が期待。<br>・国の補助金を活用することで、13 年ほどで投資回収できる試算であり、全量買取制度を活用した場合と大差はない経済性を有する。<br>・真夏時の遮熱効果や悪天候時の雨除けとしての副次的効果により、顧客満足度向上。<br>・2017 年には酒々井プレミアム･アウトレットにも約 1,030kW のカーポート型太陽光発電を導入し、全量自家消費利用。 |

出所）自然エネルギー財団　「自然エネルギー活用レポート　No. 11　駐車場 500 台分の上部空間にメガソーラー」（2018 年 2 月 23 日）



図 3-32　あみプレミアム・アウトレットのカーポート型太陽光発電の外観

出所）自然エネルギー財団　「自然エネルギー活用レポート　No. 11　駐車場 500 台分の上部空間にメガソーラー」（2018 年 2 月 23 日）

また、表 3-15、 図 3-33 に示す通り、村田製作所では工場駐車場 1200 台分のスペースを活用して、2020 年に国内最大規模となる約 2.4MW のカーポート型太陽光発電を設置した。2021 年には 500 台分のスペースに約 1.3MW のカーポート型太陽光発電を追加で導入予定である。

これらの事例のように、発電事業に適した設置場所が減少している現状において、大型の駐車場は大規模太陽光発電を導入可能な有望な場所であると考えられる。3.1.4 項では、このような駐車場においてどの程度の導入量を見込めるかを推計する。

表 3-15　カーポート型太陽光発電（村田製作所岡山工場）

| 名称 | 村田製作所岡山工場　カーポート型太陽光発電 |
|---|---|
| 事業者 | 村田製作所（設計・施工：オムロンフィールドエンジニアリング） |
| 所在地 | 岡山県瀬戸内市 |
| 導入時期 | 2020 年 3 月 |
| 発電規模 | 導入容量　　2,403 kW（パネル 8,010 枚）<br>年間発電量　275 万 kWh（初年度見込量） |
| 導入の背景 | ・　気候変動対策としてエネルギー負荷低減の取り組みを実施しており、その一貫して導入。 |
| 特徴 | ・　工場隣接の駐車場 1200 台分に設置した、国内最大級のカーポート型太陽光発電。<br>・　両面発電型パネルを採用して発電量が 6%向上。投資回収年数の短縮に結び付ける。<br>・　夏に直射日光を遮蔽でき、車の温度が上がらないと好評。<br>・　FIT 制度を活用して全量を売電。FIT 終了後は自家消費に切り替え予定。<br>・　2021 年には敷地内の 500 台分の駐車場を追加で活用して、1,299kW 分を増設予定。 |

出所）日経 XTECH 「1200 台分の駐車場をメガソーラーに」
https://xtech.nikkei.com/atcl/nxt/column/18/00119/00076/ （閲覧日：2021 年 1 月 18 日）
日経 XTECH 「両面発電パネルで投資コストを早期回収」
https://xtech.Nikkei.com/atcl/nxt/column/18/00119/00077/ （閲覧日：2021 年 1 月 18 日）



図 3-33　村田製作所岡山工場のカーポート型太陽光発電の外観

出所）日経 XTECH 「両面発電パネルで投資コストを早期回収」
https://xtech.Nikkei.com/atcl/nxt/column/18/00119/00077/ （閲覧日：2021 年 1 月 18 日）

### 3) 壁面設置・軽量太陽電池

図 3-34 に示す通り、太陽光発電の新たな設置場所として、ビル等の壁面への設置や、軽量太陽電池を用いた耐荷重が低い屋根への設置等の、従来導入されていなかった場所への今後の設置についても期待されている。壁面向けおよび軽量型の次世代太陽電池の研究・開発については、図 3-35 に示す通り NEDO によって進行中である。




図 3-34　建物設置における新たな設置場所の例

出所）資源エネルギー庁　第 33 回基本政策分科会資料　「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」（2020 年 11 月 17 日）, p.75




図 3-35　新たな設置場所に適合する次世代太陽電池の開発

出所）資源エネルギー庁　第 33 回基本政策分科会資料　「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」（2020 年 11 月 17 日）, p.76

### 3.1.4 太陽光発電の導入量推計

#### (1) 導入量推計の基本方針

過年度の検討結果として、平成 30 年度調査における導入量推計結果を表 3-16 に示す。平成 30 年度調査では住宅用、事業用屋根置き設置、事業用平置設置きの 3 つのセグメントに分けて、それぞれ導入量の検討を行った。なお、事業用屋根置き設置についてはゾーニング調査における（レベル 1 の）ポテンシャルが大きい商業施設・公共施設・工場等を対象とし、事業用平置き設置については土地造成が不要で、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対象とした。

表 3-16　平成 30 年度調査における導入量検討結果

| 分類 | 対象 | 導入量の推計方法 | 導入量の推計結果 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 2030 | 2040 |
| 住宅用 | 戸建住宅 | ・ 消費者に対する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する実際の導入率を推計。<br>・ 導入ポテンシャルは、世帯数の将来見通しに基づく、将来における戸建住宅のストック数及び着工数をベースに推計。 | 18.0～23.5GW | 19.7～26.1GW |
| 事業用<br>屋根置き<br>（自家消費） | 商業施設<br>公共施設<br>工場等 | ・ 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。<br>・ 導入ポテンシャルは、ゾーニング基礎調査のレベル 1 を採用。<br>➢ 商業施設：小規模商業施設、中規模商業施設、大規模商業施設<br>➢ 公共施設：庁舎、文化施設、学校、医療施設、病院、上水施設、下水処理施設<br>➢ 工場等：小規模工場、中規模工場、大規模工場、倉庫、工業団地<br>・ 上記に加え、リースを活用した自家消費型の導入量を別途計上。 | 6.0GW | 6.3GW |
| 事業用<br>平置き | 水上設置型<br>（ため池）<br>営農設置型 | ・ 今後足元と同程度の IRR が確保できる場合、長期的には累積導入量が S 字曲線に従って導入ポテンシャル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。<br>・ 導入ポテンシャルは、それぞれ以下のとおり推計。<br>➢ 水上設置型：都道府県別のため池面積をベースに推計。<br>➢ 営農設置型：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に推計。 | 1.7～3.5GW<br><br>1.0～2.3GW | 4.9～7.0GW<br><br>3.2～5.1GW |
| | | **合計** | **26.7～35.3GW** | **34.1～44.5GW** |

今年度は、昨年度調査においても電力需給分析を行った 2040 年を対象としつつ、推計対象を特定した上でバックキャストではなくフォアキャスト的に導入量推計を行った。フォアキャスト方式では脱炭素社会実現に向けて目指すべき姿を描くことは難しいと考えているものの、今年度の調査ではどのような場所にどの程度の導入量が期待できるかを明らかにしつつ、目指すべき姿とのギャップを浮かび上がらせることを主目的として推計を行った。今年度の導入量推計対象は、下表 3-17 のとおりとし、平成 30 年度に本業務で実施した分析対象に加えて、自家消費型の駐車場、平置き型の営農（稲作）を追加した。

表 3-17　令和 2 年度調査における推計対象及び推計方法

| 分類 | 推計対象 | 推計方法 |
|---|---|---|
| 自家消費型<br>太陽光 | ・ 商業施設<br>・ 公共施設<br>・ 工場等<br>・ 駐車場 | 自家消費による買電費用削減から投資回収年数を推計し、投資回収年数受容曲線を用いてポテンシャルに対する顕在化率を推計 |
| 平置き型<br>太陽光 | ・ 水上（ため池）<br>・ 営農（畑作）<br>・ 営農（稲作） | 長期的に累積導入量が 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て推計 |

### (2) 事業用屋根置き（自家消費型）太陽光の導入見通し

#### 1) 投資回収年数受容曲線を用いた導入量試算の考え方

図 3-36 に導入試算の考え方を示す。システム費用・メンテナンス費用・自家消費による便益（買電回避費用相当）から投資回収年数を推計し、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した。なお、費用と便益は外生的に与えることとする。

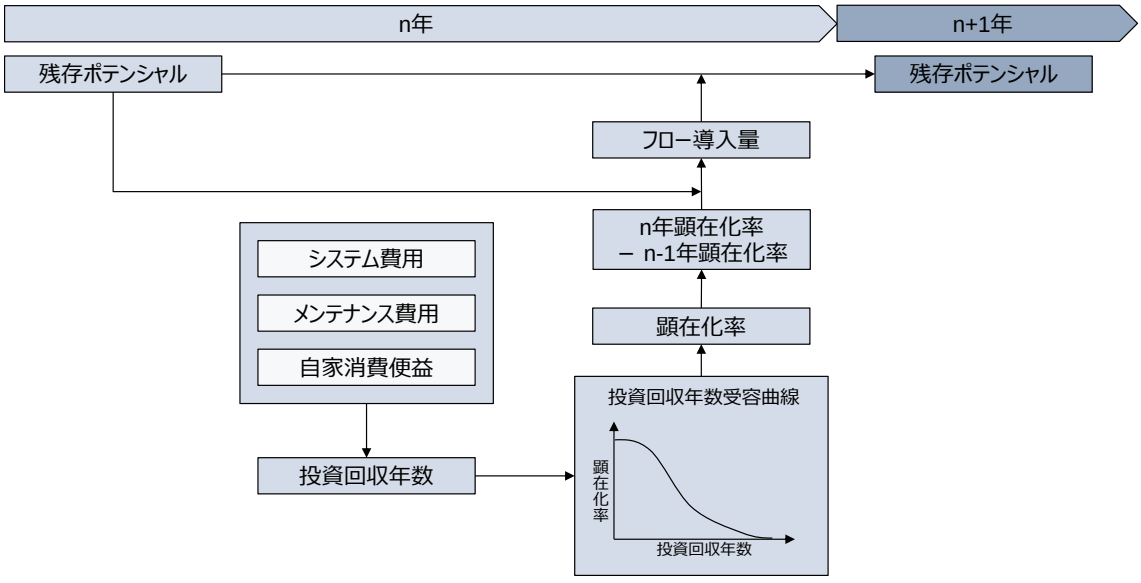



図 3-36　投資回収年数受容曲線を用いた導入量試算の考え方

### 2) ポテンシャル量

#### a. ゾーニング基礎調査対象分のポテンシャル

商業施設、公共施設及び工場等のポテンシャル量には、表 3-18 に示される、環境省のゾーニング基礎調査におけるレベル 1 ポテンシャル量を採用した。レベルの考え方については図 3-37 に示す。

表 3-18　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 |

| レベル | 基本的な考え方 |
|---|---|
| レベル 1 | ・屋根 150㎡以上に設置<br>・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<br>・南壁面・窓 20㎡以上に設置<br>・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<br>・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

図 3-37　設置可能面積算定条件の基本的な考え方

#### b. 駐車場（カーポート）のポテンシャル

本年度の調査で新たに検討を行った駐車場設置のポテンシャルについては、それぞれ「商業施設における平面式駐車場」、「製造業の事業者駐車場」の台数を推計し、設置可能面積に直したうえで、単位面積当たりの出力を乗じて推計した。

「商業施設における平面式駐車場」の台数は、商業統計表（2014 年）の全国の商業施設専用駐車場の収容台数（695 万台）及び自動車駐車場年報（2019）の届出駐車場における平面式駐車場の割合（47.4%）を基に推計した。また、「製造業の事業者駐車場」の台数は 、工業統計表（2019 年）の従業員数 30 人以上の事業者における従事者数（609 万人）及び国勢調査（2010 年）における自家用車通勤割合（全国平均 45%）を基に推計した。

また、駐車場 1 台分当たりの面積は IHI 運搬機械株式会社発行の駐車場関連資料に基づき、12.55m$^2$（小型乗用車向け・普通乗用車向け駐車場の標準面積を 7:3 で按分）～15m$^2$（普通乗用車向け駐車場の標準面積）を採用し、単位面積に設置可能な太陽光発電出力は環境省 R01 ゾーニング調査報告書に基づき 0.0833kW/m$^2$（戸建住宅以外想定値）～0.10000kW/m$^2$（戸建住宅想定値）を採用し、幅を持たせて導入ポテンシャルを算出した。表 3-19 に示した駐車場設置ポテンシャルは 677～972 万 kW となる。

表 3-19　駐車場設置ポテンシャル推計結果

| 統計情報 | 分類 | 駐車場総数 or 従業員数 | カーポート利用可能台数 | 設置可能面積 | ポテンシャル |
|---|---|---|---|---|---|
| 商業統計表 | 商業施設専用駐車場 | 695 万台 | 329 万台 | 4,133～4,940 万㎡ | 344～494 万 kW |
| 工業統計表 | 製造業の事業所駐車場 | 609 万人 | 318 万台 | 3,997～4,777 万㎡ | 333～478 万 kW |
| 合計 | | － | 648 万台 | 8,130～9,717 万㎡ | 677～972 万 kW |

### 3) 推定に用いた投資回収年数需要曲線

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。この曲線は、資源エネルギー庁が産業部門の省エネ技術等の導入見通しを推計する際にも用いられたものである。

原典に基づく曲線は図 3-38 左の投資回収年数 12 年で顕在化率が 0 となる曲線であるが、耐用年数が長い設備で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、投資回収の許容年数を原典よりも延伸させた、右図の曲線を採用した。

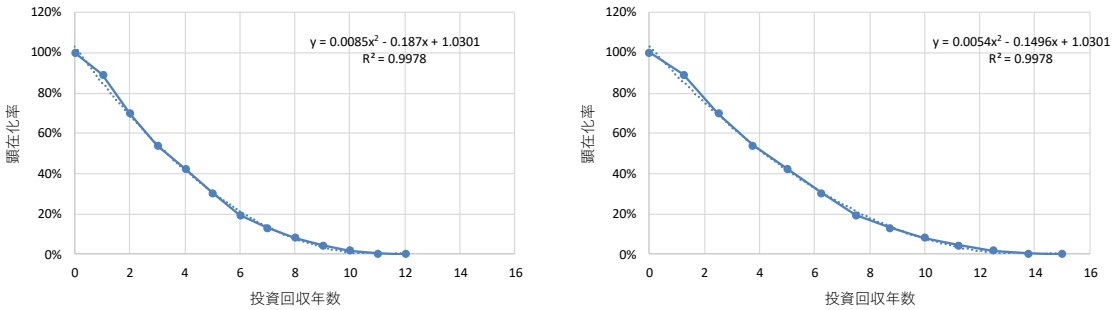



図 3-38　左：原典に基づく投資回収年数受容曲線　右：採用した投資回収年数受容曲線

出所）US Energy Information Administration「Model Documentation Report: Industrial Demand Module of the National Energy Modeling System (September 2013)」より作成

### 4) 事業用太陽光発電のコスト想定（自家消費型・平置き型共通）

自家消費型、平置き型共通の事業用太陽光発電のコスト想定は表 3-20 のとおり。

表 3-20　事業用太陽光発電のコスト想定（自家消費型・平置き型共通）

<table>
<tr><th colspan="2"></th><th>現状</th><th>【参考】<br>資源エネルギー庁<br>2025 目標</th><th>2025<br>年度</th><th>2030<br>年度</th><th>2040<br>年度</th><th>検討方針案</th></tr>
<tr><td rowspan="4">資本費</td><td rowspan="2">設備費</td><td rowspan="2">18.2 万円/kW<br>[1]<br>（2020 年<br>平均値）</td><td rowspan="2">10 万円<br>/kW</td><td rowspan="2">7.2 万円<br>/kW</td><td rowspan="2">5.9 万円<br>/kW</td><td rowspan="2">5.9 万円<br>/kW</td><td>・ モジュールは、契約ベースでは国際価格に収斂していると想定する</td></tr>
<tr><td>・ PCS・架台についても、契約ベースでは国際価格に収斂していると想定する（トップランナーで仮置き）<br>・ 世界の普及量に応じた学習曲線を想定する</td></tr>
<tr><td>工事費</td><td>7.1 万円/kW [1]<br>（2020 年<br>平均値</td><td>3.9 万円<br>/kW</td><td>3.3 万円<br>/kW</td><td>3.3 万円<br>/kW</td><td>・ 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（トップランナーで仮置き）</td></tr>
<tr><td>土地造成費</td><td>0.97 万円/kW<br>[1]<br>（2020 年<br>平均値）</td><td>－</td><td>－</td><td>－</td><td>－</td><td>・ 水上設置型・営農型等の土地造成不要なものが標準となり、コスト不要相当となることを想定する</td></tr>
<tr><td colspan="2">接続費</td><td>1.25 万円/kW<br>[1]<br>（2020 年<br>平均値）</td><td>－</td><td>1.25 万<br>円/kW</td><td>1.25 万<br>円/kW</td><td>1.25 万<br>円/kW</td><td>・ 自家消費は、コスト不要となることを想定する<br>・ 売電は、特別高圧案件の減少などにより、増加が止まると見込む</td></tr>
<tr><td colspan="2">運転維持費</td><td>0.54 万円/kW/年 [1]<br>（2020 年<br>平均値）</td><td>－</td><td>0.54 万<br>円/kW</td><td>0.54 万<br>円/kW</td><td>0.54 万<br>円/kW</td><td>・ 自家消費、水上設置型・営農型により一定程度コスト低下する一方、低圧案件の適切な維持管理の増加により、コストは増減しないと見込む</td></tr>
<tr><td colspan="2">稼働年数</td><td>20 年</td><td></td><td>25 年</td><td>25 年</td><td>25 年</td><td>・ 技術の進展により 25 年となることを見込む</td></tr>
</table>

出所）[1] 調達価格等算定委員会「令和 3 年度以降の調達価格等に関する意見」（2021 年 1 月 27 日），p.24～27

### 5) モジュールコストの想定（自家消費型・平置き型共通）

モジュールコストの想定に活用した学習曲線には、図 3-40 に示すフラウンフォーファー研究所の分析結果（習熟率 76%）を採用した。また、世界累積導入量には、World Energy Outlook 2020 の STEPS（Stated Policies Scenario）の見通しを採用した。各年度における将来のモジュールコストは図 3-40 のとおり。

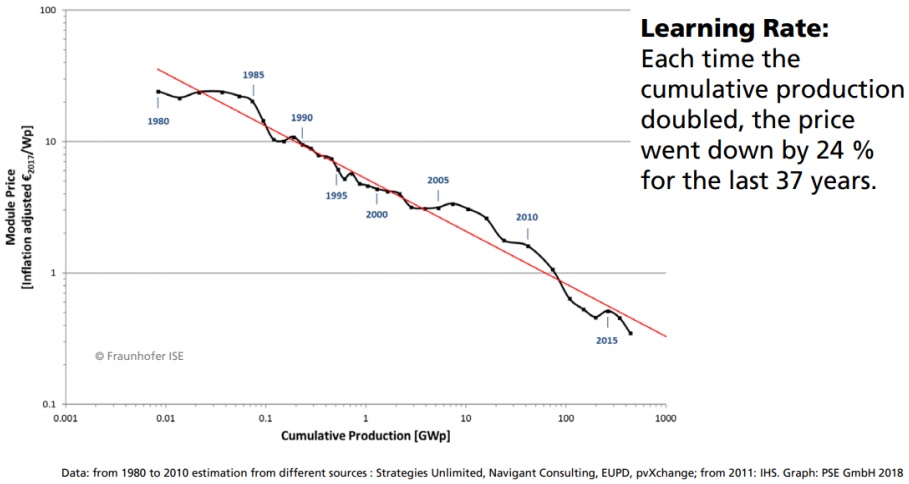



図 3-39　太陽光発電モジュールのコストと累積導入量

出所）フラウンフォーファー研究所「PHOTOVOLTAICS REPORT」, p.43
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
（閲覧日：2018 年 12 月 3 日）

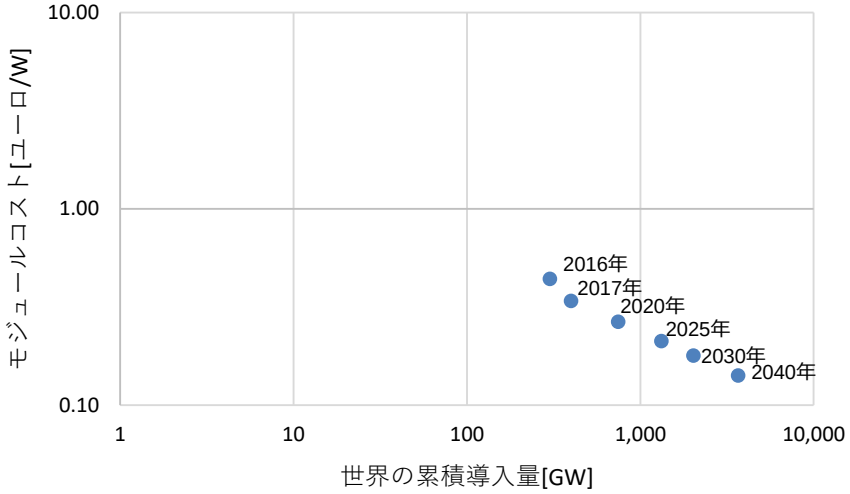



図 3-40　習熟率を用いた将来のモジュールコスト

### 6) 自家消費型の共通パラメータ

表 3-21 に、各年度で使用するパラメータを整理した。モジュールコストについては、2025 年には我が国での価格も世界価格（WEO2020 の値）に収斂するものと想定した。

PCS・架台等費用および工事費については、2025 年の価格は調達価格等算定委員会で提示されたトップランナー価格で代用した。2030 年はモジュールと同じ価格低減率、2040 年は WEO2019 の STEPS における日本の事業用太陽光発電のコスト低減率を参考に、システム費用全体が同じ低減率となるよう調整した。

設備利用率は、調達価格等算定委員会で報告されている 2015 年 7 月-2016 年 6 月の 1,000kW 以上 2,000kW 未満の設備利用率 15.0%を採用した。なお、将来的に過積載率の上昇により設備利用率も高くなる可能性もあるが、本試算では想定していない。

自家消費率は、100%確実に実現できているのかが不明であるため、95%と仮定した。これは、年間 18 日程度の稼働停止に相当する。

表 3-21　自家消費型の共通パラメータ

| | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 |
|---|---|---|---|---|
| モジュール[万円/kW] | 9.5 | 2.7 | 2.3 | 1.8 |
| PCS・架台等[万円/kW] | 8.7 | 4.5 | 3.8 | 3.3 |
| 工事費[万円/kW] | 7.1 | 3.9 | 3.3 | 2.9 |
| 運転維持費[万円/kW/年] | 0.54 | 0.54 | 0.54 | 0.54 |
| 設備利用率[%] | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 |
| 自家消費率[%] | 95 | 95 | 95 | 95 |

### 7) 自家消費型の導入先に応じた買電単価設定

買電単価は、東京電力エナジーパートナーが公表している従量料金単価を元に表 3-22 のとおり設定した。下表はあくまでも約款記載の価格であり、実際の契約はこの価格より値引きされている可能性が高いと想定されるため、夏季単価ではなくその他季単価を採用した。

なお、削減効果にはこの買電単価の他に、2020 年度の賦課金単価 2.98 円/kWh も考慮した。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 3-22　導入先に応じた買電単価設定

| | | 低圧動力プラン | 業務用電力（契約電力 500kW 未満） | 特別高圧電力 A 20kV 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 B 60kV 供給 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 商業施設 | 小規模 | ○（15 円 80 銭） | | | | | |
| | 中規模 | | ○（16 円 38 銭） | | | | |
| | 大規模 | | | ○（14 円 63 銭） | | | |
| 工場 | 小規模 | | | | ○（16 円 24 銭） | | |
| | 中規模 | | | | | ○（15 円 15 銭） | |
| | 大規模 | | | | | | ○（14 円 18 銭） |
| 倉庫 | | | | | | ○（15 円 15 銭） | |
| 工業団地 | | | | | | | ○（14 円 18 銭） |
| 公共施設 | | | | ○（16 円 38 銭） | | | |
| 駐車場 | | | | ○（16 円 38 銭） | | | |

### 8) 自家消費型の導入量推計結果

前述したパラメータと投資回収年数受容曲線を用いて推計した 2040 年の導入見込量は、表 3-23 に示すとおり、累計で 1,398 万 kW と推計された。

**表 3-23　自家消費型太陽光発電の導入量推計結果**

| 単位：万 kW | 2040 年度 |
|---|---|
| 商業施設 | 31 |
| *うち小規模* | *2* |
| *うち中規模* | *8* |
| *うち大規模* | *21* |
| 公共施設 | 430 |
| 工場 | 550 |
| *うち小規模* | *384* |
| *うち中規模* | *125* |
| *うち大規模* | *41* |
| 倉庫 | 21 |
| 工業団地 | 57 |
| 駐車場 | 309 |
| 合計 | **1,398** |

## (3) 事業用平置き太陽光の導入見通し

### 1) 事業用平置き太陽光の導入量推計方法

事業用平置き太陽光の導入形態としては、前述の通り土地造成が不要で、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の太陽光発電設備を導入量推計の対象とする。事業用太陽光の場合、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認知度は上がり始めているものの本格普及には至っておらず、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 が確保できる想定のもと、長期的には累積導入量が図 3-41 に示される 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て推計を行った。なお、仮に IRR が上下した場合には、その変化率に応じて導入量も変化するものとして推計する方法も考えられるが、今回の推計では IRR という観点での事業環境は変わらないものとした。

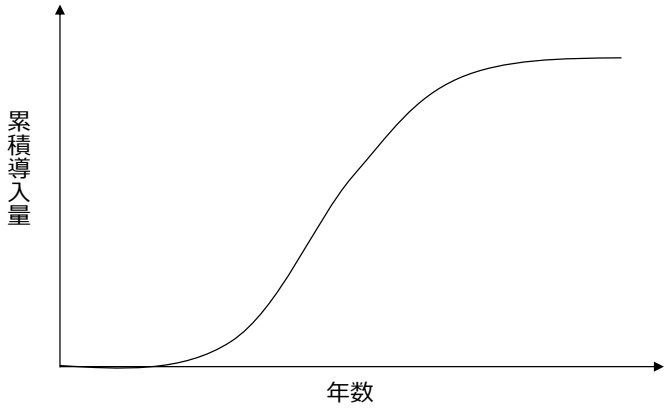



図 3-41　S 字曲線のイメージ

### 2) 平置き設置の共通パラメータ

表 3-24 に、各年度で使用するパラメータを整理した。モジュールコストは 2025 年には我が国の価格も世界価格（WEO2020 の値）に収斂するものと想定した。

PCS・架台等費用および工事費については、2025 年の値は調達価格等算定委員会で提示されたトップランナー価格で代用した。

接続費については、特別高圧案件の減少により足下並の価格で維持されるものとした。

設備利用率については、過積載率の増加により、平均値が現在の事業用太陽光発電の上位 10%水準まで向上するとし、さらに水上設置・営農設置については過年度ヒアリング結果より年間発電量が 10%程度増える効果を見込んだ。

稼動年数については、2025 年以降 25 年と想定した。

表 3-24　平置き設置型の共通パラメータ

| | 2020 | 2025 | 2030 | 2040 |
|---|---|---|---|---|
| モジュール[万円/kW] | 9.5 | 2.7 | 2.3 | 1.8 |
| PCS・架台等[万円/kW] | 8.7 | 4.5 | 3.8 | 3.3 |
| 工事費[万円/kW] | 7.1 | 3.9 | 3.3 | 2.9 |
| 接続費[万円/kW] | 1.25 | 1.25 | 1.25 | 1.25 |
| 運転維持費[万円/kW/年] | 0.54 | 0.54 | 0.54 | 0.54 |
| 設備利用率[%] | 17.5 | 17.7 | 18.0 | 19.3 |
| 稼動年数 | 20 | 25 | 25 | 25 |

### 3) 水上設置型の導入ポテンシャルと S 字曲線

水上設置型の導入ポテンシャルについては、まず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 割存在すると仮定して導入可能面積を算出した。導入可能面積に対して、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）と想定した上で、約 750 万 kW と推計した。

なお、世界全体の水上設置型設備容量上位 70 件のデータベースからシエル・テール・ジ

ャパンの国内シェアを 8 割と想定し、日本におけるシエル・テール・ジャパンの年度別導入実績をこの想定シェアの値で割り返すことで、日本全体の導入実績を想定した。2050 年にポテンシャル量の 99%まで導入が進むと仮定した場合の S 字曲線は図 3-42 に示すとおりであり、2040 年の累積導入量は約 660 万 kW となる。

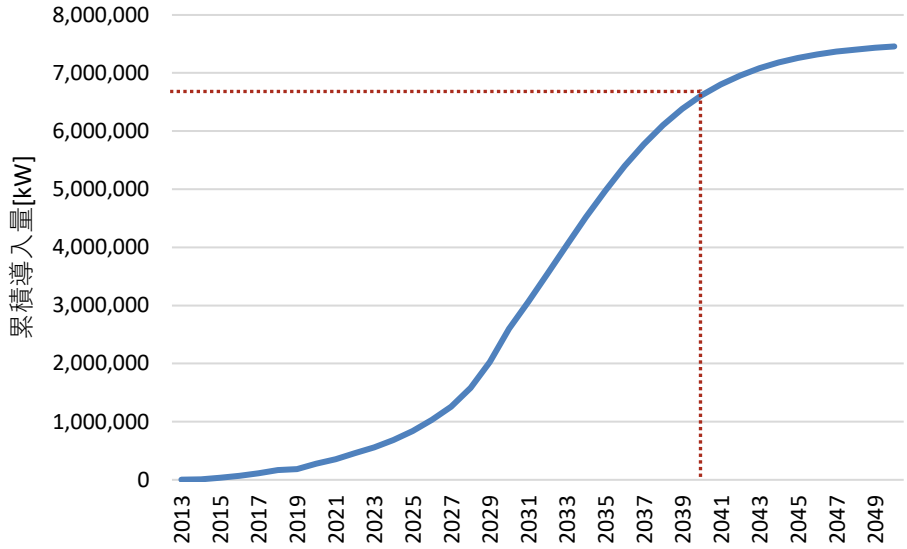



図 3-42　これまでの事業環境が継続した場合の S 字曲線（水上設置）

### 4) 営農設置型のポテンシャル量と S 字曲線

営農設置型の導入ポテンシャルは、畑作約 540 万 kW、稲作と約 1,220 万 kW と推計した。

具体的な想定条件として、畑作、稲作それぞれの経営体数については、ベースの経営体数（全国で畑作約 11 万戸、稲作約 25 万戸）に対して、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（総農業経営体数における、稲作経営体数とその他経営体数）を乗じて算出した。また、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。

2050 年にポテンシャル量の 99%まで導入が進むと仮定した場合の S 字曲線は図 3-43 のとおりであり、2040 年の累積導入量は畑作約 490 万 kW、稲作約 950 万 kW となる。

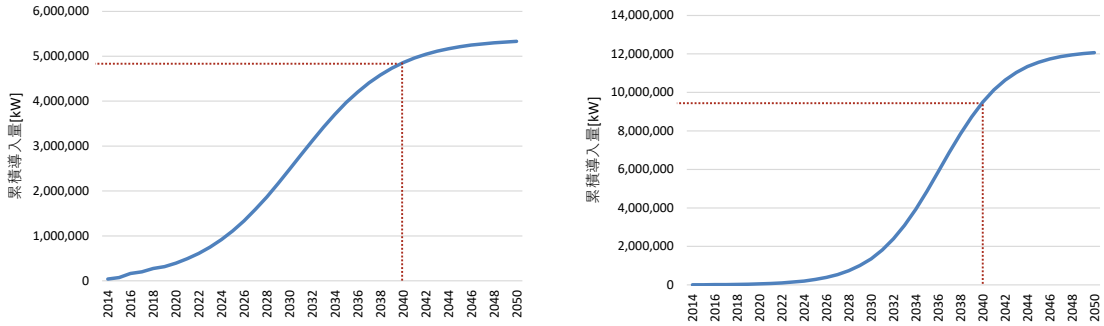



図 3-43　現在の事業環境が継続した場合の S 字曲線（左：畑作　右：稲作）

### (4) 導入量推計の総括と課題

#### 1) 事業用太陽光発電導入量推計の総括

今回推計した自家消費型太陽光と平置き型太陽光の推計結果に加え、稼働済案件、認定済未稼動案件（実現率 75%想定）を足し合わせると、表 3-25 に示されるとおり、2040 年の事業用太陽光発電は約 9,490 万 kW と推計された。また、過年度に推計を行った住宅用の 2040 年導入量は 1,972～2,609 万 kW であったため、単純に足し合わせると、最大で約 1 億 2,100 万 kW（121GW）となる。

表 3-25　事業用太陽光発電の導入量推計結果

| 単位：万 kW | 2040 年度 |
|---|---|
| 稼働済 | 4,356 |
| 認定済未稼働 | 1,695 |
| 自家消費 | 1,398 |
| 水上設置 | 643 |
| 営農設置 | 1,396 |
| *うち田畑* | *453* |
| *うち稲作* | *944* |
| 合計 | **9,488** |

なお、各機関が公表している長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しと、今回の推計結果（赤点線）を比較した結果は図 3-44 のとおり。2040 年の推計結果 121GW は、長期シナリオにおける 2040 年見通し値と比べて低位に位置している。

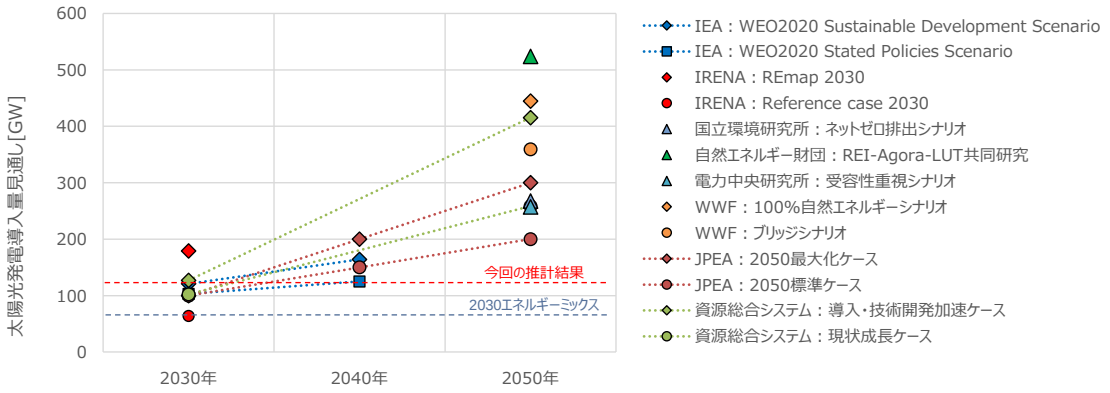



**図 3-44　各機関の長期シナリオにおける太陽光発電の導入量見通しの比較**

出所) 下記の資料を基に MRI 作成。

IEA “World Energy Outlook 2020, WEO2020_AnnexA”（2020 年 10 月）

IRENA ”ROADMAP FOR A RENEWABLE ENERGY FUTURE, Remap results by country”（2016 年 3 月）p.24

経済産業省　第 34 回基本政策分科会 資料 3-1「ヒアリング資料（国立環境研究所）」（2020 年 12 月）p.21　の発電量情報より設備利用率 17.2%と想定して算出

経済産業省　第 34 回基本政策分科会 資料 3-2「ヒアリング資料（自然エネルギー財団）」（2020 年 12 月）p.14、p.16

経済産業省　第 34 回基本政策分科会 資料 3-4「ヒアリング資料（電力中央研究所）」（2020 年 12 月）p.11

WWF ジャパン「脱炭素社会に向けた長期シナリオ 2017」（2017 年 2 月） p .46, p.50（表 6.5、表 6.10）

太陽光発電協会 「JPEA ビジョン PV OUTLOOK 2050：感染症の危機を乗越え、あたらしい社会へ「太陽光発電の主力電源化への道筋」」（2020 年 5 月）p.22

資源総合システム「日本市場における 2030/2050 年に向けた太陽光発電導入量予測（2020～21 年版）」（2020 年 9 月）

注釈) 資源総合システムの導入見通し量は DC ベース値であるため、過積載率（DC/AC 比）を 1.3 として AC 値へ換算した。

IRENA の Reference Case 2030 の導入見通し量 64GW（6,400 万 kW）は、エネルギーミックスの 2030 年導入見込量をそのまま採用している。

### 2) 導入量推計の課題

今回の導入量推計における主な課題について、表 3-26 のとおり整理している。自家消費型太陽光については、事業開発主体の推計となっており需要側の普及拡大に係る要素を考慮できていない。また、平置き型太陽光については、耕作放棄地等の農地転用によるポテンシャルをどう扱うかが課題である。全体を通して、積上型の推計手法では他機関の 2040 年の見通しと比較してかなり低位に位置し、一部機関がポテンシャルとして採用している高速道路の壁面や空港等の交通関係のポテンシャルなど、今後導入拡大が期待できる設置場所をさらに検討する必要がある。

表 3-26　導入量推計における主な課題

| 区分 | 主な課題 |
|---|---|
| 自家消費型<br>太陽光 | ・　事業のリードタイムを考慮出来ていない。<br>・　投資回収年数に敏感に反応する推計手法となっている。<br>・　再生可能エネルギー電力の需要に応じて普及が拡大する要素を考慮出来ていない。 |
| 平置き型太陽光 | ・　導入ポテンシャルが 2050 年にほぼ顕在化という前提が妥当かどうか。<br>・　非営農型の、農地転用を行い導入する大規模太陽光発電の導入拡大が織り込めていない。（ポテンシャル推計方法が課題） |
| 全体 | ・　他機関の 2040 年の見通しと比較してかなり低位に位置する。<br>（積上型の推計手法による課題）<br>・　大がかりな土地造成を必要とせず、今後の導入拡大が期待可能な設置場所をさらに検討する必要がある。 |

## 3.2 風力発電の導入加速化・最大化に向けた方策の検討

### 3.2.1 風力発電の現状

#### (1) 導入状況

風力発電は、地元との調整等、運転開始までに一定の期間を要するため、FIT 制度導入後も導入量はあまり伸びていない。2019 年 3 月末時点での導入量は 420.4 万 kW（陸上：419.9 万 kW、洋上：0.4 万 kW）となっている（図 3-45）。

一方、環境影響評価手続（以下、環境アセス）中の案件（2020 年 12 月 24 日時点）の発電容量は 4,761 万 kW（陸上：2,129 万 kW、洋上：2,632 万 kW）[7]となっている（図 3-46）。

環境アセス中の案件の発電容量と累積導入量と合わせると、エネルギーミックスの 2030 年導入見込量 1,000 万 kW の約 5 倍の水準となっている。

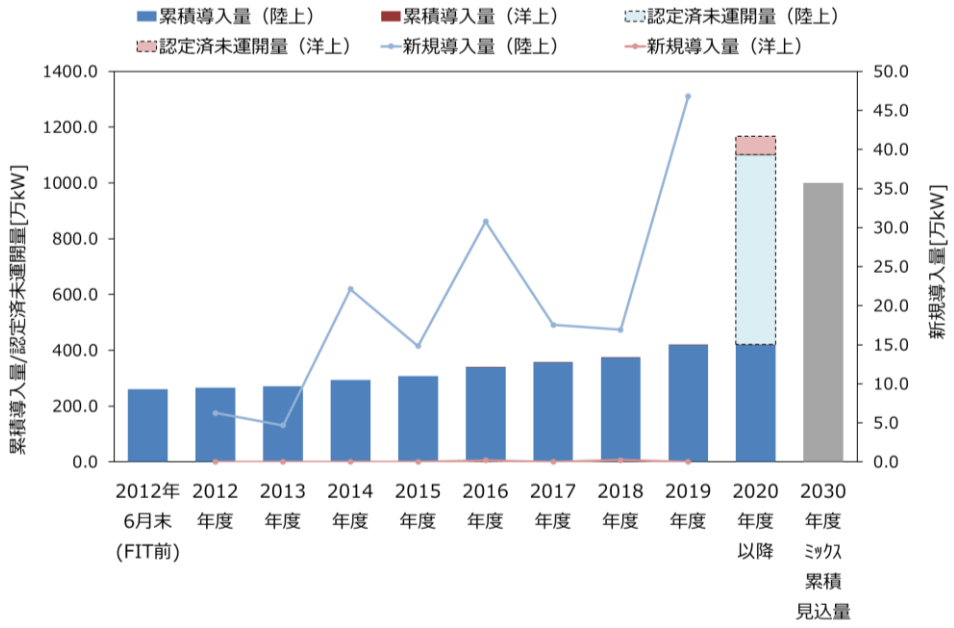



**図 3-45　風力発電の導入量・見込量・認定済容量**

出所）資源エネルギー庁「なっとく再エネ」認定・導入量（2020 年 3 月末時点）より三菱総研作成

[7] 環境アセス案件には海域が重複している案件も含まれている点に留意が必要。

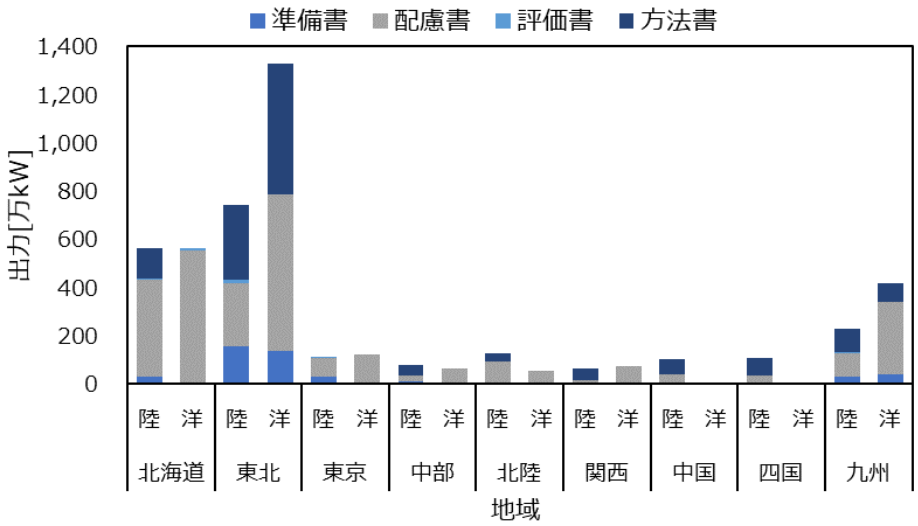



図 3-46　環境アセス中の事業規模（2020 年 12 月 24 日時点）

※　環境アセス案件には海域が重複している案件も含まれている点に留意が必要。

出所）環境省　「環境影響評価情報支援ネットワーク」（閲覧日：2020 年 12 月 24 日）
http://assess.env.go.jp/2_jirei/2-1_tetsudukichu/index.html より三菱総研作成

近年は洋上風力発電の案件形成が進んでおり、特に北海道や東北、九州を中心に、多くの案件が環境アセスの手続きを進めている（図 3-47）。

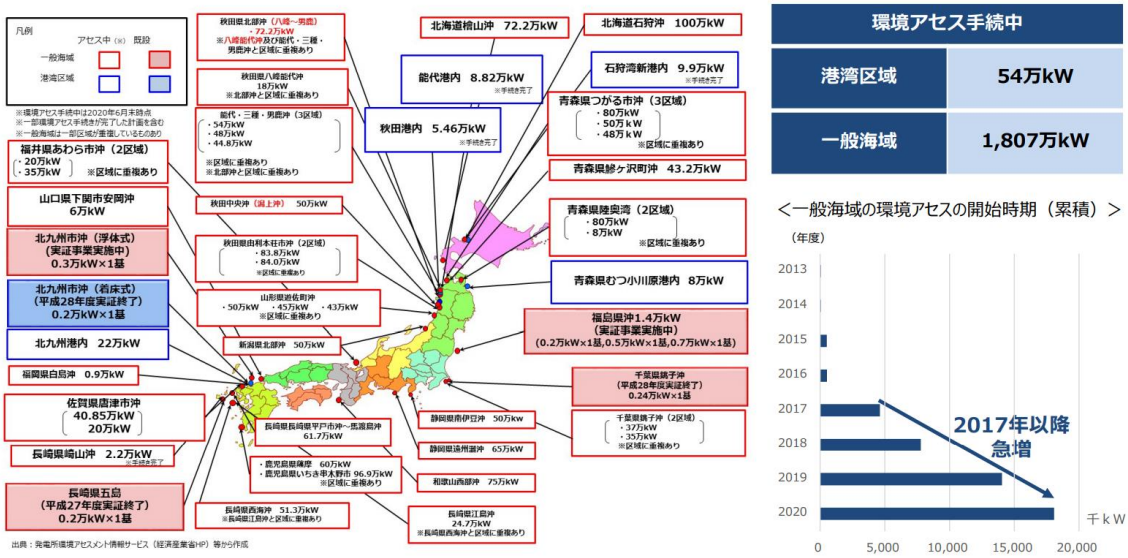



図 3-47　洋上風力発電の案件形成状況（2020 年 6 月末時点）

出所）資源エネルギー庁　「第 63 回調達価格等算定委員会」（2019 年 9 月 24 日）資料 2　風力発電について、p.29

### (2) コスト動向

#### 1) 海外の動向

IRENA によれば、各国で陸上風力発電の LCOE は図 3-48、洋上風力発電の LCOE は図 3-49 の通り減少傾向で推移している。LCOE とは、発電コストの現在価値を生涯発電量の現在価値で割った値である。IRENA では LCOE を算出する際に、割引率を OECD 諸国と中国は 7.5%、その他の国は 10%としている[8]。

陸上風力発電の LCOE は徐々に低減しているものの、日本（図 3-48 中、赤線）は各国と比較して低減幅が小さく横ばいの状況になっている。洋上風力発電の LCOE は、欧州主要国において約 10～15 円/kWh まで低減が進んでいる。デンマークの LCOE が特に低い理由としては、他国と比較して海岸近くの浅瀬での開発であること、洋上から陸上までの送電設備がディベロッパーの責任範囲外であることが背景に挙げられる。

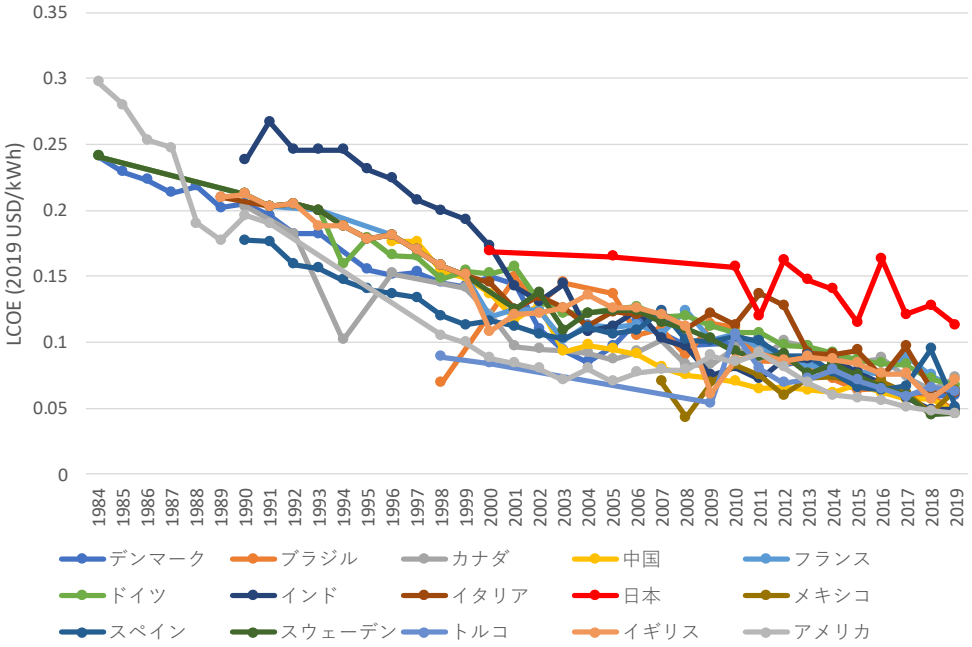



図 3-48　陸上風力発電のコスト推移（LCOE）

※割引率 7.5%とした場合の LCOE[9]
出所）IRENA “RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2019”、p.58 のデータより作成

[8] IRENA “RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2019”、p.12
[9] IRENA “RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2019”、p.12

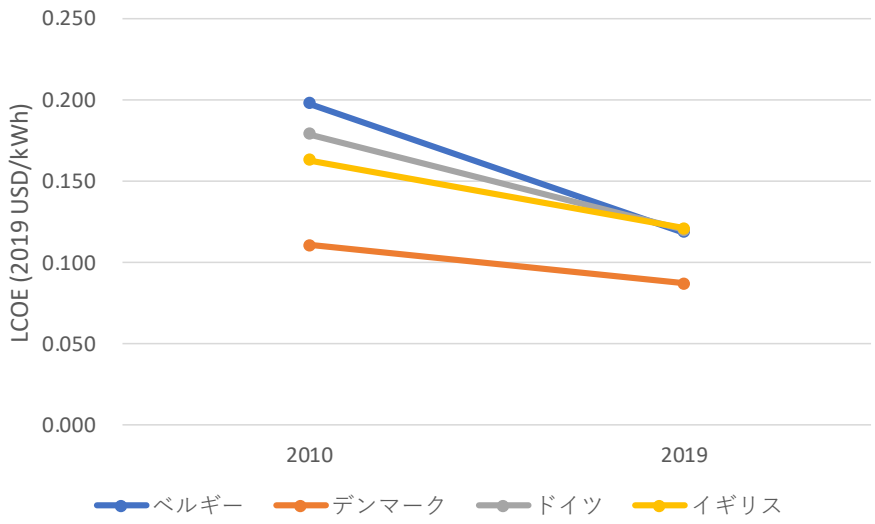



図 3-49　洋上風力発電のコスト推移（LCOE）

※割引率 7.5%とした場合の LCOE
出所）IRENA “RENEWABLE　POWER GENERATION COSTS IN 2019”、p.85 のデータより作成

## 2) 国内の動向

陸上風力発電は調達価格等算定委員会でのデータによれば、図 3-50 の通り、資本費・工事費は 2013 年度を除いて大きな変動はなかった。図 3-51 の通り、kWh あたりのコストについても中央値がほぼ横ばいであり、コスト低減は進んでいない状況である。

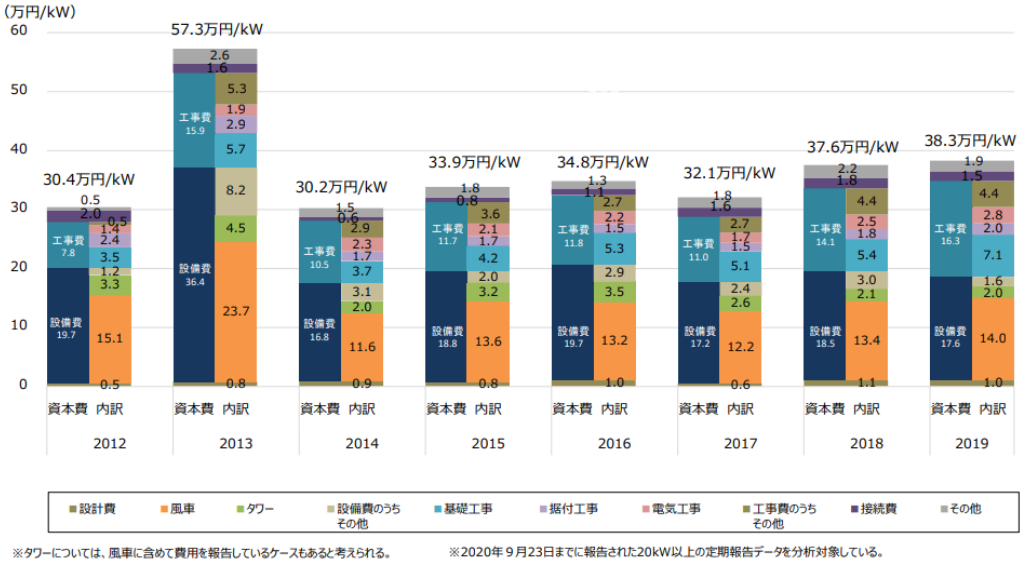



図 3-50　陸上風力発電の資本費及びその構成の設置年別推移

出所）第 63 回 調達価格等算定委員会（2020 年 11 月 27 日）資料 2、p.12

洋上風力発電は実証機のコストデータのみ収集されている状況である（資本費平均値：205.6 万円/kW[10]）。今後の商用ウィンドファームの運転開始による、コストデータの蓄積を待つ必要がある。

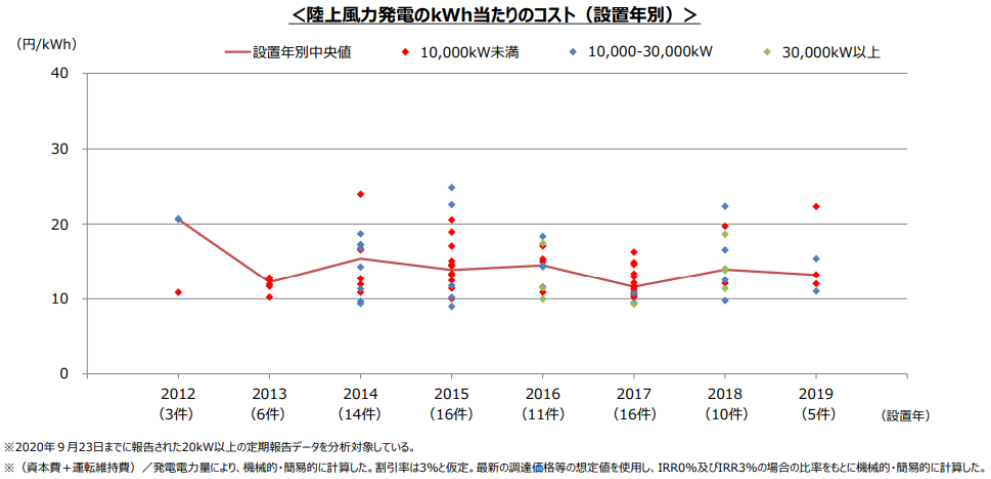



図 3-51　陸上風力発電の kWh あたりコスト（設置年別）

出所）第 63 回 調達価格等算定委員会（2020 年 11 月 27 日）資料 2、p.17

[10] 第 63 回 調達価格等算定委員会（2020 年 11 月 27 日）資料 2、p.27

### (3) 導入ポテンシャル

#### 1) 陸上風力発電

環境省ゾーニング調査（令和元年度）では、陸上風力発電の導入可能量[11],[12]は、FIT 単価 17 円/kWh×買取期間 20 年の場合、11,829 万 kW と推計されている（図 3-52）。

また、洋上風力発電の導入可能量[13]は、FIT 単価 32 円/kWh×買取期間 20 年の場合、着床式と浮体式を合わせて 17,786 万 kW（着床式：13,517 万 kW、浮体式：4,268 万 kW）と推計されている（図 3-53）。

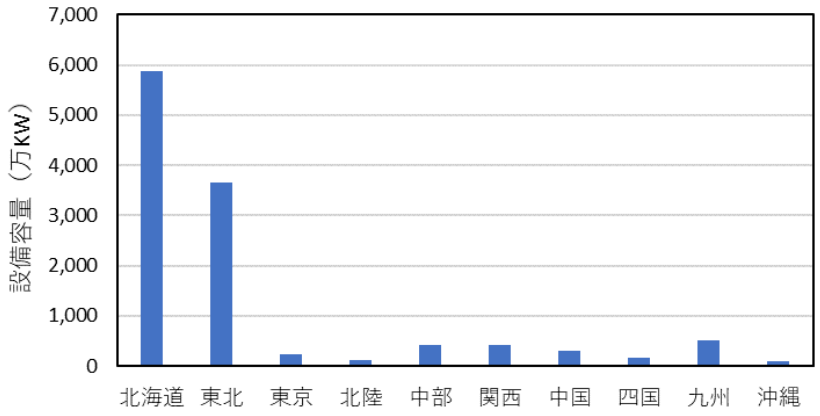



**図 3-52　陸上風力発電の導入可能量**
**（FIT 単価 17 円/kWh×買取期間 20 年の想定）**

出所）環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」（令和 2 年 3 月）、p.134（図 3.4-14）、 p.161（図 3.5-17）より作成

[11] エネルギーの採取・利用に関する特定の制約条件や年次等を考慮した上で、事業採算性に関する特定の条件を設定した場合に具現化することが期待されるエネルギー資源量。

[12] 風速が 5.5m 以上、居住地から距離 500m以上、国立・国定公園に指定されていない等の条件を満たしたエリアにおいて、単機出力 2,000kW の風車を設置することを想定し、事業採算性基準を税引前 PIRR≧8%に設定して推計。

[13] 風速が 6.5m 以上、離岸距離が 30 ㎞未満、水深が 200m 未満、国立・国定公園に指定されていない、という 4 条件を満たした海域において、単機出力 10,000kW の風車を設置することを想定し、事業採算性基準を税引前 PIRR≧10%に設定して推計。また、水深 60m 未満を着床式、水深 60m 以上を浮体式として設定し、資本費を、着床式では（0.5062×水深（m）＋46.63）万円/kW、浮体式では 77 万円/kW と想定。運転維持費は着床式、浮体式ともに 2.25 万円/kW/年と想定。

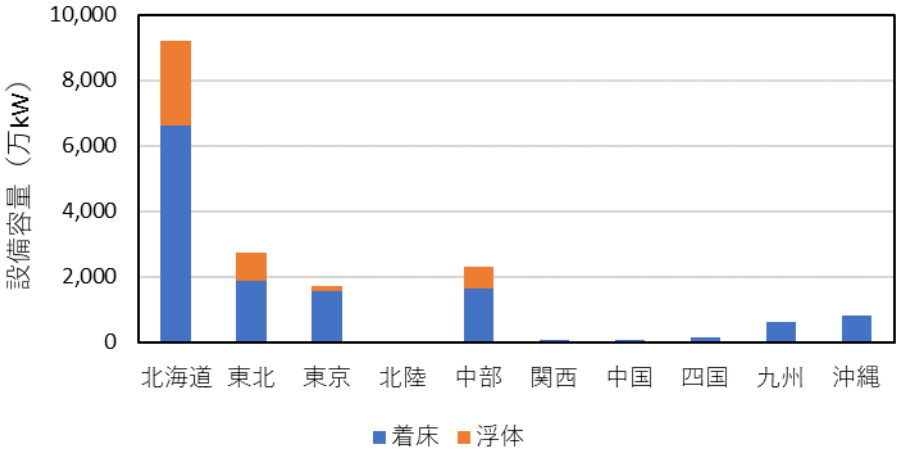



**図 3-53　洋上風力発電の導入可能量**
**（FIT 単価 32 円/kWh×買取期間 20 年の想定）**

出所）環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」（令和 2 年 3 月）、p.134（図 3.4-14）、 p.161（図 3.5-17）より作成

### 2) 洋上風力発電

日本風力発電協会（JWPA）は年平均風速 7.0m/s 以上、水深 10~50m、約 20 ㎢以上のまとまったエリアを確保できる海域を選定し、着床式と浮体式の洋上風力発電の導入ポテンシャル[14]を推計している（図 3-54）。

着床式のポテンシャルは全国で約 128GW、浮体式のポテンシャルは全国で約 424GW と試算されている（表 3-27）。

なお、浮体式ポテンシャルが環境省調査と大きく異なるのは、費用の制約を考慮していないためと考えられる。

[14] エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量。

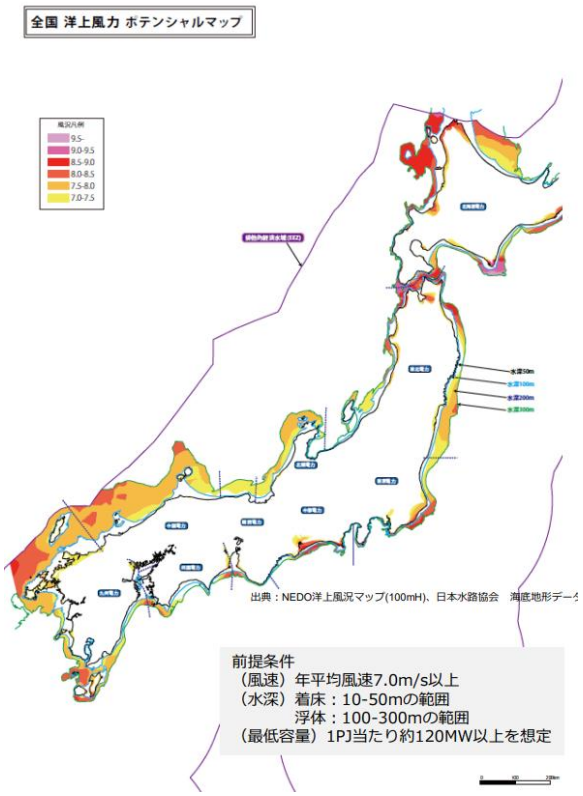



**図 3-54　JWPA による一般海域における着床式洋上風力発電のポテンシャルマップ**

出所）一般社団法人日本風力発電協会「洋上風力発電の主力電源化を目指して」（2020 年 7 月）、p.14

**表 3-27　JWPA による一般海域における着床式洋上風力発電のポテンシャル推計値**

| | 着床式ポテンシャル（GW） | 浮体式ポテンシャル（GW） |
|---|---|---|
| 北海道 | 41.0 | 93.2 |
| 東北 | 22.7 | 51.7 |
| 東京 | 14.8 | 13.3 |
| 中部 | 12.4 | 4.7 |
| 北陸 | 1.2 | 30.2 |
| 関西 | 2.1 | 10.6 |
| 中国 | 2.5 | 107.8 |
| 四国 | 2.5 | 8.3 |
| 九州 | 29.5 | 104.6 |
| 全国 | 128.8 | 424.5 |

※年平均風速 7.0m/s 以上

※水深：着床式 10～50m、浮体式 100～300m

※約 20km2 以上のまとまったエリアを確保できる海域を選定（約 100MW 以上のプロジェクトを想定）

※風車離隔を 10D×5D とし必要面積を算出（D=ロータ径）

出所）一般社団法人日本風力発電協会「洋上風力発電の主力電源化を目指して」（2020 年 7 月）、p.14 より三菱総研作成

### (4) 導入目標

2030 年度のエネルギーミックスでは、風力発電の導入量を 1,000 万 kW（うち、洋上風力発電を 82 万 kW）と設定している。エネルギーミックス策定時点では、主に陸上風力発電により導入量を達成する想定している。

2020 年 7 月、洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会が設立された。本協議会において、洋上風力発電独自の目標として、2030 年までに 1,000 万 kW、2040 年までに約 3,000~4,500 万 kW の案件形成という野心的な目標が打ち出された。なお、本目標は認定量ベース（導入量ベースではない）点に注意が必要である。

| (kW) | 導入水準（17年3月）【FIT開始前の導入量】 | FIT認定量（17年3月） | ミックス（2030年度） | ミックスに対する導入進捗率 | 主な課題 |
|---|---|---|---|---|---|
| 太陽光 | 3910万【560万】 | 8454万 | 6400万 | 約61% | 事業用は急速に認定量が増加しているが、運転開始済みの割合は４割程度。**地域との共生**が課題。 |
| 風力 | 339万【260万】 | 697万 | 1000万（うち洋上82万） | 約34% | FIT開始前の導入量＋FIT認定量はほぼミックスの水準まで達している一方、地元調整や環境アセス、海域利用ルール等の**立地制約**が課題。 |
| 地熱 | 53万【52万】 | 9万 | 140～155万 | 約33% | ベースロードであり資源量は豊富だが、FIT開始後の導入量は極めて少ない（約1万kW）。**事業リスクの低減**や、**資源量を最大限活用**するための抜本的な対策が必要。 |
| 水力 | 4812万【4800万】 | 112万 | 4847～4931万 | 約98% | 未開発案件は中小水力が中心となるが、その**案件開発**が課題。 |
| バイオ | 315万【230万】 | 1242万 | 602～728万 | 約43% | 大規模な一般木材等バイオマスの認定が急増し、認定量ではミックス水準を大幅超過。 |

図 3-55　エネルギーミックスによる導入量

出所）資源エネルギー庁　「2030 年エネルギーミックス必達のための対策～省エネ、再エネ等～」（平成 29 年 11 月 28 日）、p.23

官民が一体となって洋上風力発電の導入拡大と産業の競争力強化を同時に進めていく相互の好循環を形成するため、2020 年 7 月に「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」が設置された。同協議会において、課題解決に向けた具体的な方向性を示す「洋上風力産業ビジョン」が策定された。

洋上風力産業ビジョン（第 1 次）においては、国の約束として「2030 年までに 10GW、2040 年までに 30～45GW」の案件形成（認定量ベース）が目標として設定された。

また、産業界の約束として「2040 年までに国内調達比率 60%」、「2030～2035 年までに着床式コスト 8～9 円/kWh」という目標が設定された（図 3-56）。

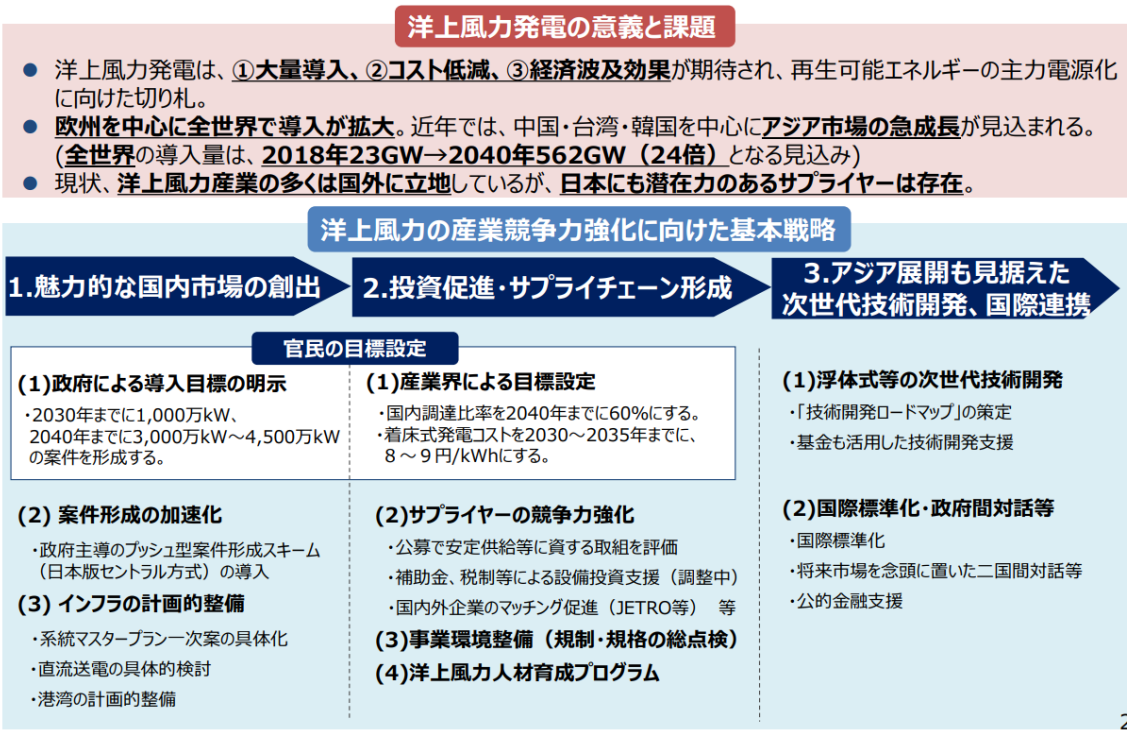



図 3-56 「洋上風力産業ビジョン（第１次）」案の概要

出所）第 2 回 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会 資料 2-1, 「洋上風力産業ビジョン（第 1 次）（案）概要」,p.2（2020 年 12 月 15 日）

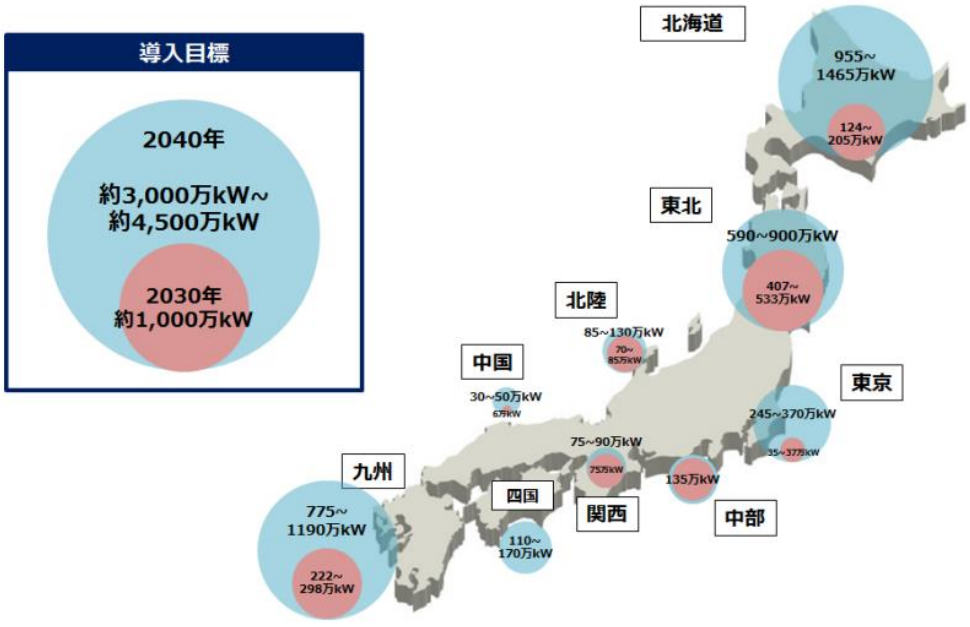



図 3-57 官民協議会による洋上風力発電の目標設定と想定導入エリア

出所）洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会「洋上風力産業ビジョン（第１次）」（令和２年 12 月 15 日）、p.5

また、第 36 回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会において、カーボンニュートラルに向けて産業・民生・運輸部門における省エネやエネルギー転換などを進める上での課題と対応の方向性について議論され、再生可能エネルギーについては、2050 年には発電電力量（約 1.3～1.5 兆 kWh）の約 5～6 割を再エネで賄うことの議論を今後深めて行くにあたっての参考値とすることとなった。

本参考値を実現するため、太陽光約 260GW、風力約 90GW（陸上 41GW、洋上 45GW）、その他再エネ約 60GW の導入の必要性が提示されるとともに、追加的導入例として、さらに洋上風力発電 45GW の導入イメージが提示された（図 3-58）。

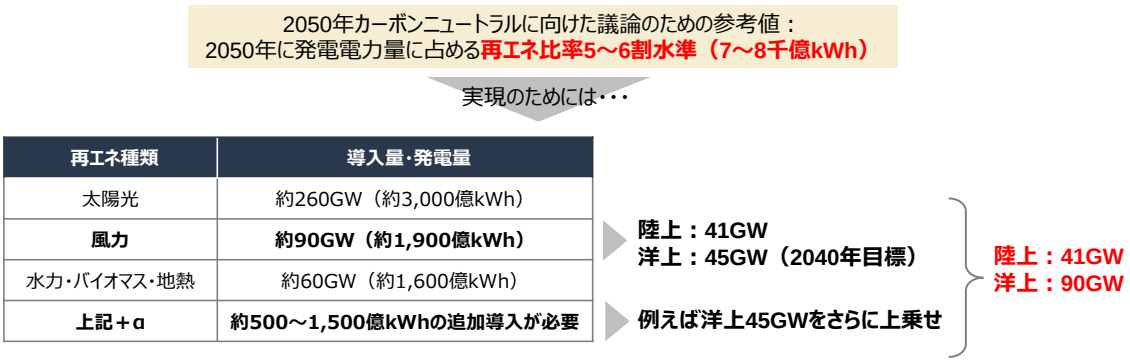



図 3-58　2050 年カーボンニュートラルに向けた再エネの導入イメージ

出所）第 36 回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」,p.97-99（2020 年 1 月 27 日）より三菱総研作成

### (5) 各機関の導入見通し

#### 1) 陸上風力発電

国際機関・研究機関・業界団体により、図 3-59 の通り、陸上風力発電の導入見通しが公表されている。その中で、JWPA は新規導入とリパワリングを想定し、38GW の導入見通しを示している[15]。

最も導入量が高い値を示した NIES は、ゼロカーボンに向けたバックキャストの考え方に立ち、再エネ大量導入による水素生産等を想定した場合において、最大で約 153GW を想定している[16]。

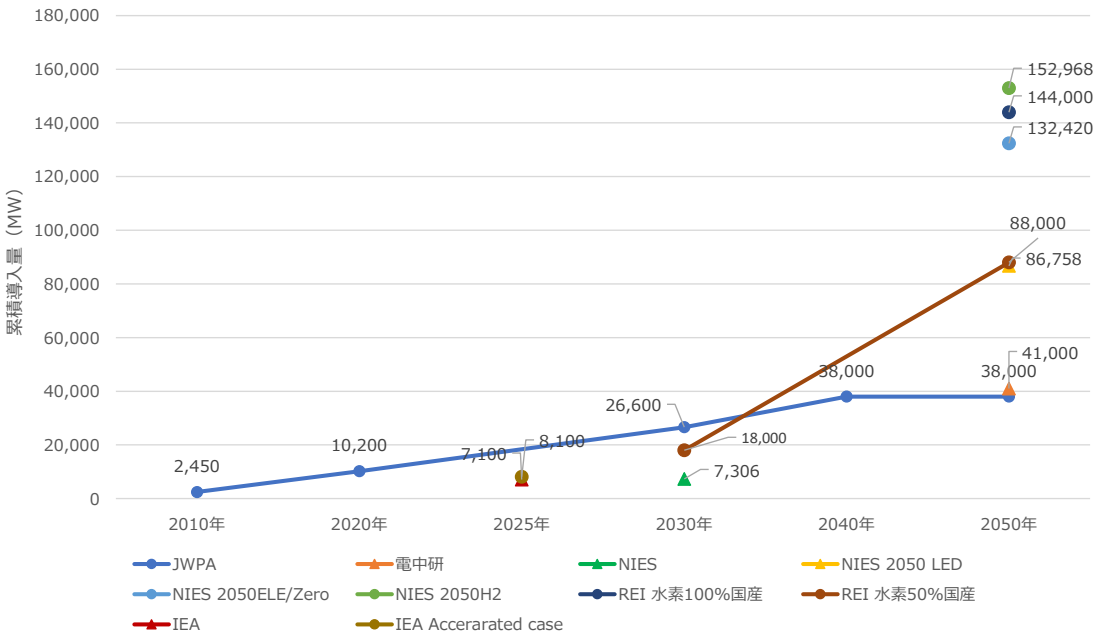



図 3-59　各種機関による陸上風力発電の導入見通し

出所）JWPA：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）
電中研：電力中央研究所「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 第 34 回（2020 年 12 月 14 日）p.7
NIES： 国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム「2050 年脱炭素社会実現の姿に関する一試算」（2020 年 12 月 14 日）p.39※発電電力量のため、設備利用率 25%と仮定して kW に換算。
REI：自然エネルギー財団「2050 年カーボンニュートラルへの提案」総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 第 34 回（2020 年 12 月 14 日）、p.4※水素全国産ケースの値
IEA：IEA” Renewables 2020 Data Explorer(Onshore Wind)”（閲覧日:2021/1/14）

[15] 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

[16] 電力中央研究所「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 第 34 回（2020 年 12 月 14 日）p.7

### 2) 洋上風力発電

陸上風力発電と同様に国際機関・研究機関・業界団体により、図 3-60 の通り、洋上風力発電の導入見通しが出されている。

JWPA は 2050 年推定需要電力量の 30%以上を風力発電により供給することを目指し、90GW と想定している[17]。

最も導入量が高い値を示した NIES は、ゼロカーボンに向けたバックキャストの考え方に立ち、再エネ大量導入による水素生産等を想定した場合において、最大で約 274GW と想定している[18]。

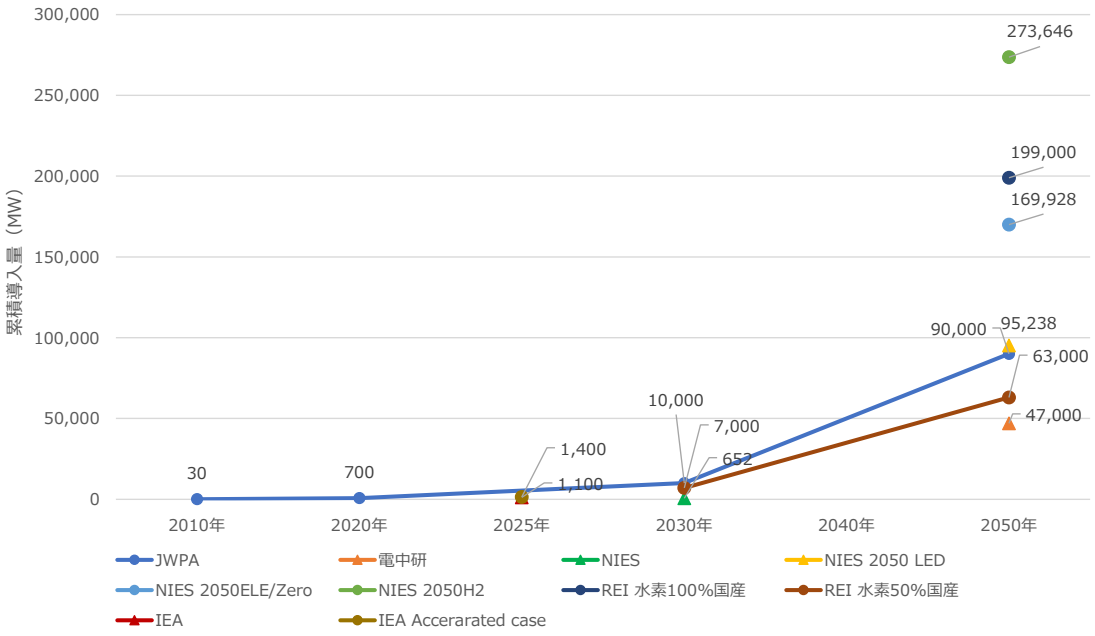



**図 3-60　各種機関による洋上風力発電の導入見通し**

出所）JWPA：一般社団法人日本風力発電協会「洋上風力の主力電源化を目指して」第 1 回 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会（2020 年 7 月 17 日）、資料 4-1、p.16
電中研：電力中央研究所「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 第 34 回（2020 年 12 月 14 日）p.4
NIES： 国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム「2050 年脱炭素社会実現の姿に関する一試算」（2020 年 12 月 14 日） p.39 ※発電電力量のため、設備利用率 35%と仮定して kW に換算。
REI：自然エネルギー財団「2050 年カーボンニュートラルへの提案」総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 第 34 回（2020 年 12 月 14 日）、p.4※水素全国産ケースの値
IEA：IEA” Renewables 2020 Data Explorer(Offshore Wind)”（閲覧日:2021/1/14）

[17] 一般社団法人日本風力発電協会「洋上風力の主力電源化を目指して」第 1 回 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会（2020 年 7 月 17 日）、資料 4-1、p.16
[18] 電力中央研究所「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 第 34 回（2020 年 12 月 14 日）p.4

### 3.2.2 風力発電の導入量推計

#### (1) 導入量推計方針

下記の方針に基づき、風力発電の導入量を推計した。

| 種類 | 推計方針 |
|---|---|
| 陸上風力発電 | ①2030 年まで：FIT 既認定案件＋アセス中 FIT 未認定案件＋期待追加認定量の積み上げ<br>● FIT 認定済案件、及び現在環境アセス中の FIT 未認定案件は、2030 年までに運転開始すると想定。<br>● また、環境アセスの期間短縮化の取組みにより、2025 年頃までに環境アセスを開始する案件は 2030 年までに運転開始すると想定。FIT 認定量の実績や、導入量拡大につながる政策動向を踏まえた、追加的な期待認定量を想定し加算する。<br><br>②2030 年以降：JWPA Wind Vision における導入目標達成を前提とした設定<br>● 「JWPA Wind Vision Report」（2016 年 2 月）において示されている導入見通し（2050 年 38GW）達成を前提に、2040 年の数字を設定。 |
| 洋上風力発電 | ①2030 年まで：促進区域の指定動向を踏まえた積み上げ<br>● 洋上風力発電は、再エネ海域利用法のもと導入されることとなっており、同法における促進区域の指定が導入量に直結する。入札により事業者が決定した後、概ね 4～5 年後には、ウィンドファームが運転開始されていると想定される。<br>● 現在指定区域 4 か所、有望な区域 4 か所、一定の準備段階に進んでいる他の区域 6 か所が指定されている状況。再エネ海域利用法施行後の促進区域指定及び入札実施スケジュールの実績を踏まえ、2030 年までの具体的な促進区域指定動向を想定し、積み上げを行う。<br>②2030 年以降：官民協議会の目標達成を前提とした設定<br>● 洋上風力発電の官民協議会で出された案件形成目標の達成（認定ベースで 2040 年 30～45GW）を前提に、2040 年の数字を設定。<br>● その他、インフラ等の状況を踏まえて想定される産業界における導入キャパシティ（GW/年）を大きく逸脱しないか確認。 |

### (2) 陸上風力発電の導入量推計

#### 1) FIT 既認定容量の整理

現時点（2020 年 9 月末時点）における FIT 既認定容量を 10 電力別に整理した。陸上風力発電の FIT 既認定容量は、10 電力合計で 1,124 万 kW（11.2GW）となっている（図 3-61）。内訳をみると、東北電力が最も多く 415 万 kW で、次いで北海道電力が 166 万 kW、九州電力が 156 万 kW である。これらの陸上風力発電 FIT 既認定量は全て 2030 年までに導入されると想定した。

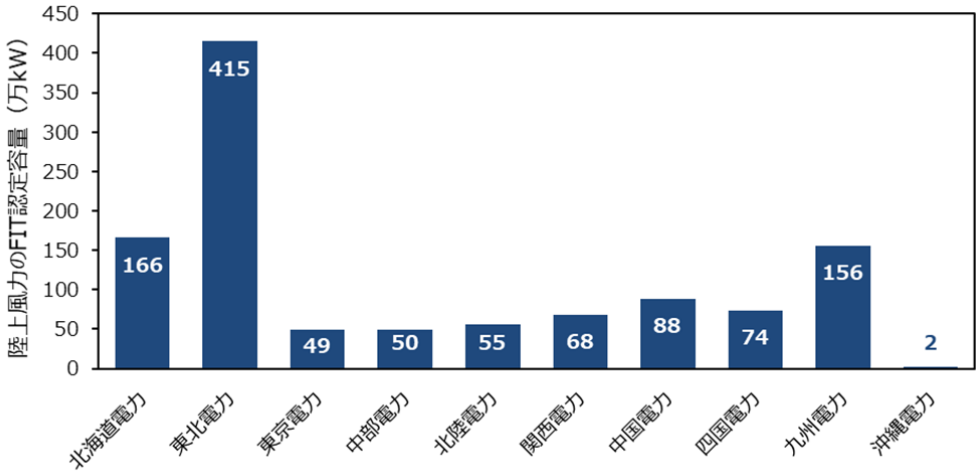



**図 3-61　陸上風力発電の FIT 既認定容量（2020 年 9 月末時点）**

出所）資源エネルギー庁「なっとく再エネ設備導入状況の公表」（2020 年 10 月 31 日 時点）より三菱総研作成

#### 2) アセス中 FIT 未認定量の整理

現時点におけるアセス中の FIT 未認定量を 10 電力別に整理した。その結果、現時点における陸上風力発電のアセス容量は、合計 2,129 万 kW（21.2GW）となっている（図 3-62）。

環境アセスが必要な場合、方法書を開始していることが FIT 申請の条件となっている[19]。そのため、配慮書の案件は FIT 未認定と判別できる。上記のアセス容量のうち、FIT 未認定と判別できる配慮書案件のアセス容量は合計 1,045 万 kW（10.5GW）である（図 3-62）。方法書以降のフェーズに進んでいる案件においても、FIT 未認定である可能性はあるが、方法書以降のフェーズでは FIT 既認定分と未認定分の切り分けが困難であるため、方法書以降のフェーズにおける FIT 未認定分は考慮していない。

環境アセスデータから、アセス段階別の事業実現率を算出すると、表 3-28 の通りとなる。配慮書案件の事業実現率 73%を、配慮書案件のアセス容量 1,045 万 kW に乗じた 763 万 kW（7.6GW）が 2030 年までに運転開始すると想定した。

[19] 資源エネルギー庁「事業計画策定ガイドライン（風力発電）」（2020 年 4 月改訂）p.5

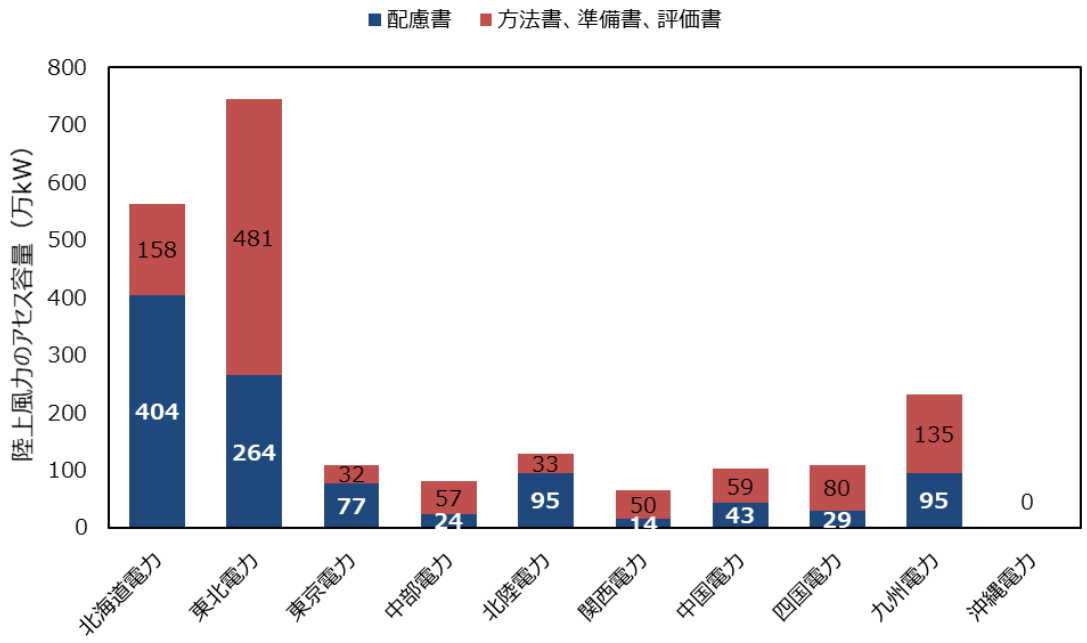



図 3-62　陸上風力発電のアセス容量（2020 年 12 月 24 日 時点）

出所）環境省　「環境影響評価情報支援ネットワーク」（閲覧日：2020 年 12 月 24 日）http://assess.env.go.jp/2_jirei/2-1_tetsudukichu/index.html より三菱総研作成

表 3-28　アセス段階別の事業実現率

| | 運転開始時の事業実現率 |
|---|---|
| 配慮書→運転開始 | 73% |
| 方法書→運転開始 | 77% |
| 準備書→運転開始 | 86% |
| 評価書→運転開始 | 95% |

注）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。
　　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）アセス中の発電設備：環境省「風力アセス手続き実績一覧」（2021 年 3 月 10 日時点）より三菱総研作成

### 3) 追加的な FIT 認定量

環境アセスの期間短縮化に係る取組みを踏まえ、陸上風力発電のリードタイムを 5 年程度と想定すると、2025 年の認定分までが 2030 年までに、2035 年までの認定分が 2040 年までに、導入されると考えられる。

過年度の認定量の推移から外挿すると、陸上風力発電の認定量は 2025 年で 1,646 万 kW（16.5GW）、2035 年で 2,895 万 kW（29.0GW）と推計される（図 3-63）。現時点からの認定量追加分は、2030 年で 774 万 kW、2040 年で 2,023 万 kW となる。なお、認定量の推移をみると、年度あたり平均で約 100 万 kW 増加している（表 3-29）。

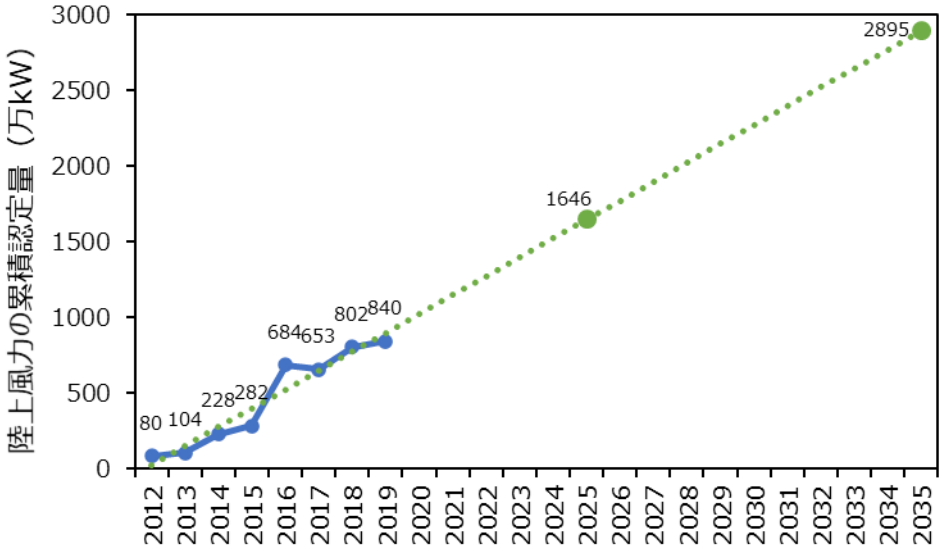



**図 3-63　陸上風力発電の導入見通し**

※2017 年度については認定取消し措置により認定量が減少していると想定される。

出所）資源エネルギー庁「なっとく再エネ固定価格買取制度　情報公表用ウェブサイト」より三菱総研作成

**表 3-29　年度あたり平均認定量**

| | 年度あたりの認定量の増分 |
|---|---|
| 2012 | 80 |
| 2013 | 24 |
| 2014 | 124 |
| 2015 | 55 |
| 2016 | 402 |
| 2017 | -32※ |
| 2018 | 149 |
| 2019 | 38 |
| 平均 | **105** |

※2017 年度については認定取消し措置により認定量が減少していると想定される。

出所）資源エネルギー庁「なっとく再エネ固定価格買取制度　情報公表用ウェブサイト」より三菱総研作成

### a. 参考：ノンファーム型接続の出力制御ルール

系統に接続する電源は、平常時であれば、接続時に確保された容量の範囲内で自由に発電可能。これは系統に確保した容量を確実に発電できる接続ということで「ファーム型接続」と呼ぶ[20]。

「ファーム型接続」に対して、系統混雑が予想される時には、出力制御されることを許容する事業者を 「ノンファーム型接続」と呼び、系統に空き容量がなくとも系統増強することなく、新規の電源接続を認める。「ノンファーム型接続」は再エネ導入拡大にあたってひっ迫している系統容量の空きを確保するための手段として、選考的に実施している東京電力管内の志向的実施と同様の契約形態で、空き容量のない基幹系統に対して 2021 年 1 月から受付を開始することとなった。

| | 従来の運用 | 見直しの方向性 | 実施状況 |
|---|---|---|---|
| ①空き容量の算定 | 全電源フル稼働 | 実態に近い想定（再エネは最大実績値） | 2018年4月から実施 ※1 **約590万kW**の空き容量拡大を確認 |
| ②緊急時用の枠 | 半分程度を確保 | 事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放 | 2018年10月から一部実施 ※1 **約4040万kW**の接続可能容量を確認 |
| ③ノンファーム型の接続 | 通常は想定せず | 一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容 | **2019年9月から千葉エリア、2020年1月から北東北エリア及び鹿島エリア**において**先行的に実施。2021年1月13日より全国の空き容量の無い基幹系統に適用。** |

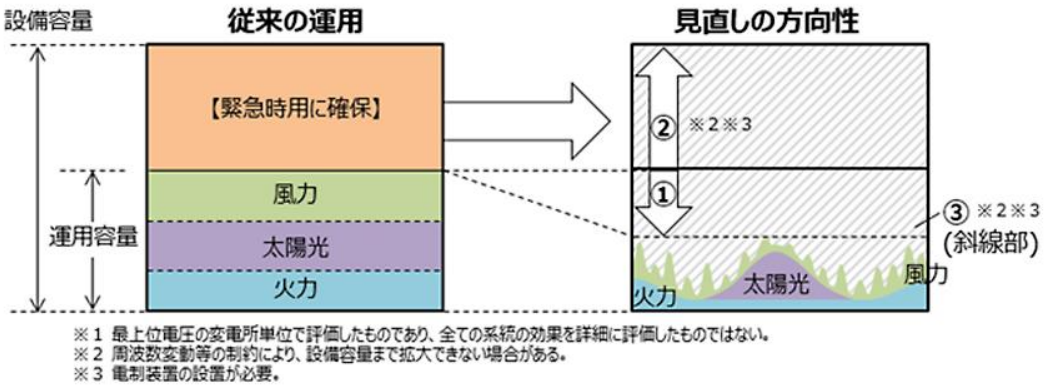



図 3-64　日本版コネクト&マネージの進捗状況

出所）資源エネルギー庁「出力制御について」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/08_syuturyokuseigyo.html（閲覧日:2021/1/25）

ノンファーム型接続により、これまで系統制約を受けていた再エネ電源の導入拡大が期待される一方で、系統混雑時にはノンファーム電源をファーム電源に先んじて出力制御することから、再エネ事業者にとって事業リスクとなっており、ノンファーム型接続を行う再エネの出力制御を最大限減らしていくことが課題となっている。

これに対し、図 3-65 の通り、基幹送電線利用ルールの見直しが進められている。具体的

[20] 資源エネルギー庁「出力制御について」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/08_syuturyokuseigyo.html（閲覧日:2021/1/25）

には、系統混雑時の当面の出力制御ルールとして、火力電源を非化石電源より先に出力制御する方針で概ね合意した。これにより、再エネ事業者にとって出力制御を受けるリスクが低減され、風力発電の導入の追い風となる見込みである。

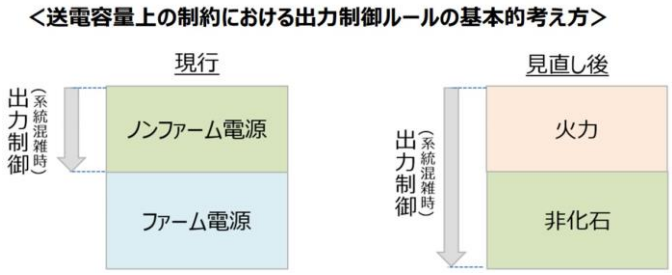



図 3-65　出力制御ルールの見直し

出所）第 23 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「電力ネットワークの次世代化」p.5（2021 年 1 月）

### b. 参考：地球温暖化対策推進法の見直し

地球温暖化対策推進法の一部を改正する法律案が 2021 年 3 月 2 日に閣議決定された[21]。

内容としては、地方公共団体が定める地球温暖化対策の実行計画に市町村が地域の再エネを活用した脱炭素化を促進する事業（地域脱炭素化促進事業）に係る促進区域や環境配慮、地域貢献に関する方針等を定めるよう努めることとなり、実行計画に適合していると認定を受けた再エネ事業には、関係法令の手続ワンストップ化等の政策的な支援が行われる予定である[22]。このような動きから風力発電の導入拡大につながることが期待される。

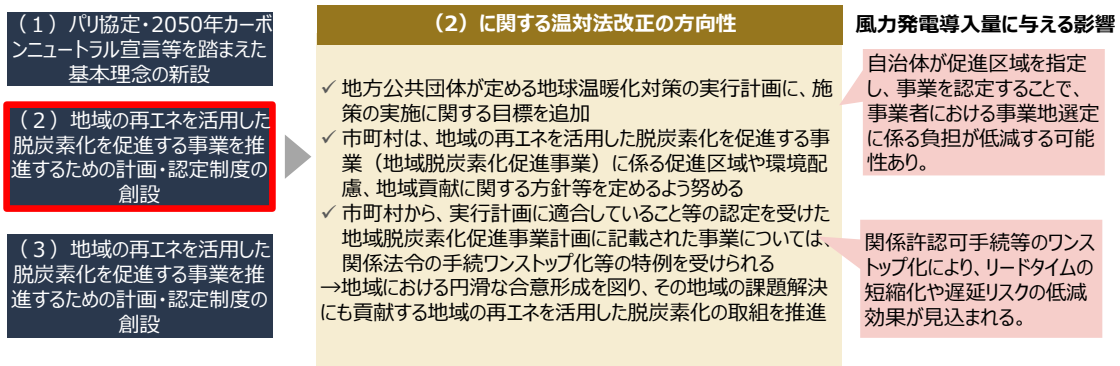



図 3-66　温対法改正と風力発電導入量に与える影響

出所）環境省「地球温暖化対策推進法の一部を改正する法律案の概要」
https://www.env.go.jp/press/files/jp/115718.pdf（閲覧日:2021/3/22）より三菱総研作成

[21] 環境省「地球温暖化対策の推進に関する法律の一部を改正する法律案の閣議決定について」（発行日:2021/3/2）https://www.env.go.jp/press/109218.html（閲覧日:2021/03/22）

[22] 環境省「地球温暖化対策推進法の一部を改正する法律案の概要」
https://www.env.go.jp/press/files/jp/115718.pdf（閲覧日:2021/3/22）

### 4) 陸上風力発電の導入量推計結果

現時点における FIT 既認定容量及びアセス中 FIT 未認定量に、追加的な FIT 認定量を加え、陸上風力発電の導入見通しを推計すると、2040 年度で 3,910 万 kW（39.1GW）となる（表 3-30）。

なお、導入見通しの推計において、電源接続案件募集プロセスを活用し、既に一定量が成立していること、OCCTO の系統マスタープランの策定を踏まえた系統増強工事が今後進められる予定となっていることから、系統制約は考慮しないこととした。

**表 3-30　陸上風力発電の導入量推計結果**

| 単位：万 kW | 2040 年度 |
|---|---|
| FIT 既認定量 | 1,124 |
| アセス中 FIT 未認定量 | 763 |
| 追加 FIT 認定量 | 2,023 |
| 合計 | **3,910** |

#### a. 参考：東北北部エリアの募集プロセスの状況

電源接続案件募集プロセス（募集プロセス）とは、「近隣の案件も含めた対策を立案し、それを共用する多数の 系統連系希望者で対策工事費を負担することにより、効率的な設備形成と個々の系統連系希望者の工事費負担金の低減を図る」ものである[23]。

東北北部エリアでは、基幹系統の増強が入札対象工事になり、長期の工期（11 年）を要する大規模なものになることが見込まれるため、工事完了前の暫定接続を認めるスキームを持つ[24]。

優先系統連系希望者からの辞退等を踏まえた追加選定の結果、2019 年 7 月に決定した優先系統連系希望者（第 1 集団）は合計 389 万 kW であり、うち風力発電が 375 万 kW を占めた[25]。

2020 年 1 月 22 日に第 1 集団が部分完了し、383 万 kW（69 件）が成立した。2021 年 2 月 5 日には第 2 集団の再接続検討回答、2021 年 3 月 3 日頃にプロセス完了する予定である[26]。

---

[23] 電力広域的運営推進機関「東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスの概要について【説明会資料】」p.3（発行日:平成 29 年 3 月）

[24] 電力広域的運営推進機関「東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスの概要について【説明会資料】」p.54（発行日:平成 29 年 3 月）

[25] 東北電力「東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスの対応について」第 25 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／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ資料 3、p.3（発行日:2020 年 3 月 10 日）

[26] 電力広域的運営推進機関「東北北部エリア　電源接続案件募集プロセス」
https://www.occto.or.jp/access/process/tohoku/tohoku_hokubu.html（閲覧日:2021/3/19）

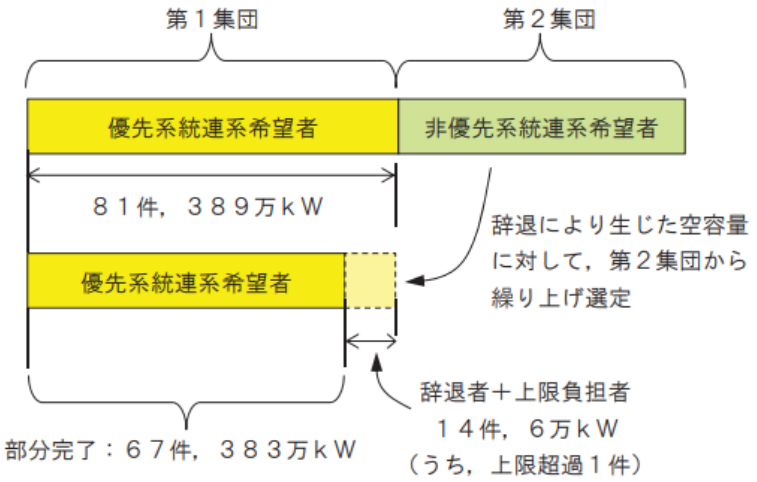



**図 3-67　東北北部エリアの募集プロセスの状況**

画像出所）東北電力「東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスの対応について」第 25 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／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ資料 3、p.3（発行日:2020 年 3 月 10 日）

**表 3-31　東北北部エリア募集プロセスでの電源種別連系容量**

| 電源種別 | 優先系統連系希望者<br>件数[件] | 連系容量[万 kW] |
|---|---|---|
| 太陽光 | 2 | 2 |
| 陸上風力発電 | 24 | 115 |
| 洋上風力発電 | 16 | 260 |
| その他再エネ（バイオマス等） | 25 | 6 |
| 合計 | 67 | 383 |

出所）東北電力「東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスの対応について」第 25 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／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ資料 3、p.3（発行日:2020 年 3 月 10 日）

### b. 参考：広域連系系統におけるマスタープランの検討状況

電力広域的運営推進機関では「広域連系系統のマスタープラン」を検討しており、2021 年春のマスタープラン１次案策定に向け、議論が進められている。

その中で洋上風力については、官民協議会で議論された目標値（30~45GW）を前提とし、マスタープラン１次案においては、洋上風力発電立地地点から大消費地への潮流を基調として、連系線等を中心とした増強案を検討している[27]。

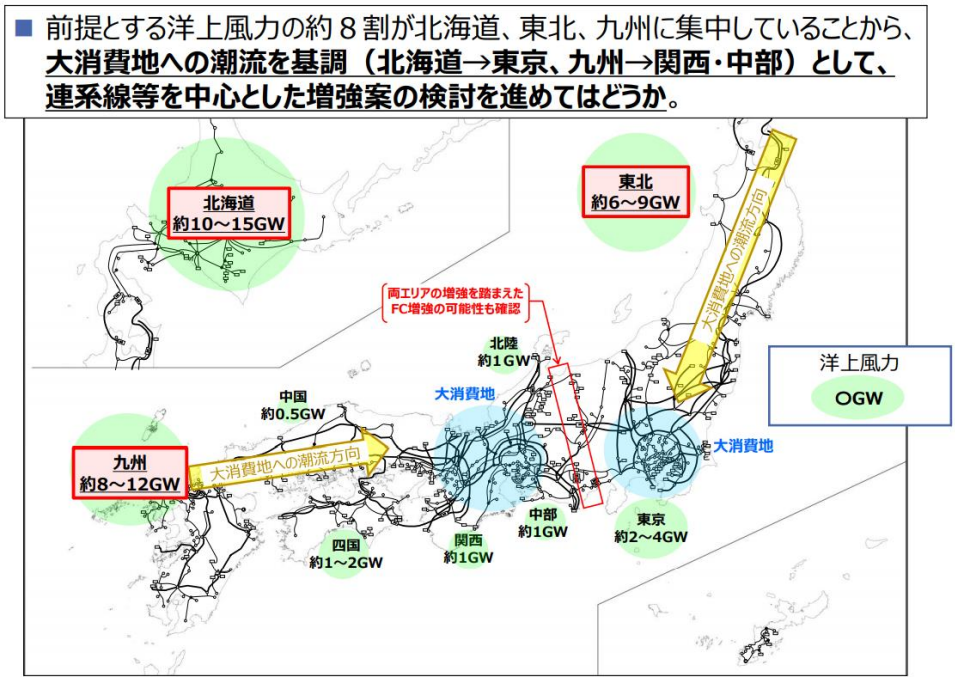



図 3-68　広域連系系統のマスタープラン一次案での検討の方向性

出所）電力広域的運営推進機関「マスタープラン１次案の策定に向けて」第 6 回 広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料１、p.13（発行日:2021 年 1 月 15 日）

[27] 電力広域的運営推進機関「マスタープラン１次案の策定に向けて」第 6 回 広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料１、p.13（発行日:2021 年 1 月 15 日）

### (3) 洋上風力発電の導入量推計

#### 1) 促進区域等の最大容量

再エネ海域利用法は、洋上風力発電の円滑な導入のため、国が促進区域を指定し、公募によって促進区域内の海域を最大 30 年間占用することができる事業者を選定する制度を定め、事業の安定性を確保しつつ、コストの低減を図る法律である。

促進区域の指定にあたり国による区域の状況の調査（風況、海底地盤等）が行われることとなっており、国が主導して事業環境を整備するという意味で、「日本版セントラル方式」とも呼ばれている。

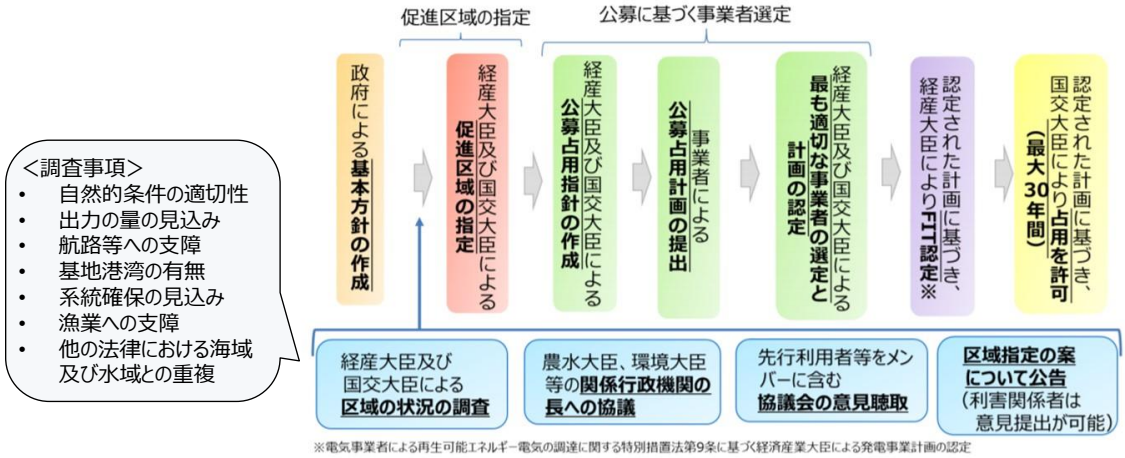



**図 3-69　再エネ海域利用法に基づく手続の概要**

出所）経済産業省資源エネルギー庁 国土交通省港湾局(2019)交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会 合同会議 『中間整理』、p.6（2019 年 4 月）

現在の促進区域の指定状況を図 3-70 に示す。

2019 年 7 月、促進区域の指定に向けた有望な区域（4 か所）が公表された（通称ラウンド 1）。この 4 か所のうち、長崎県五島市沖は 2019 年 12 月に促進区域に指定され、2020 年 6 月より公募が開始された。残りの 3 か所（秋田 2 か所、千葉 1 か所）についても、2020 年 7 月 21 日に促進区域として指定され、2020 年 11 月より公募開始された。

また、2020 年 7 月に、有望な区域（青森 2 か所、秋田 1 か所、長崎 1 か所）が新たに公表された（通称ラウンド 2）。

加えて、一定の準備段階に進んでいる他の区域として、6 海域が指定されている。

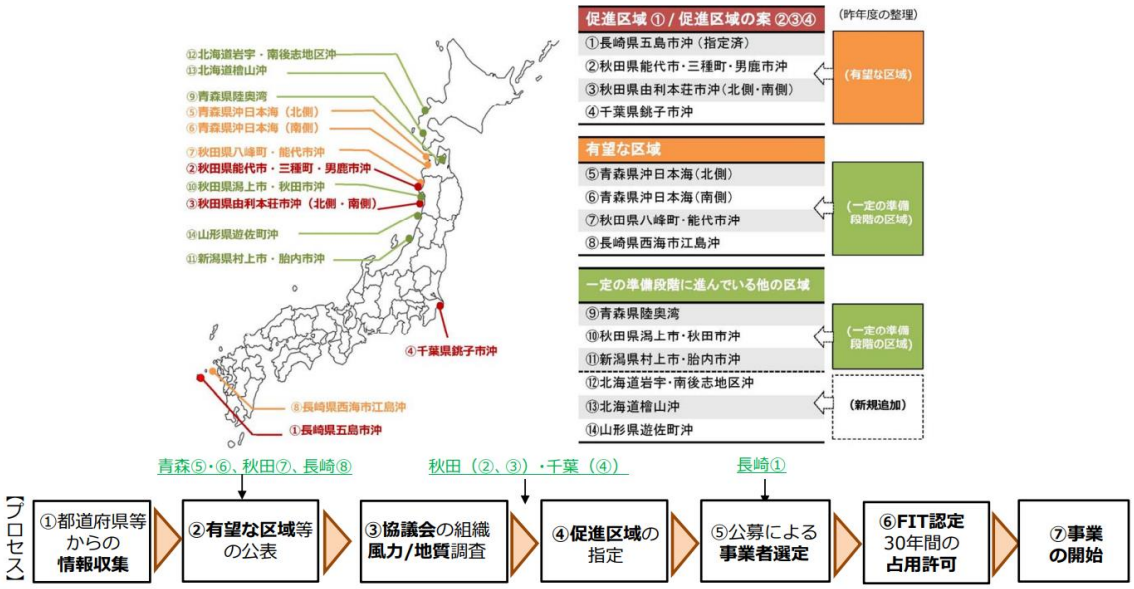



図 3-70　促進区域指定の状況

出所）第 61 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.46（2020 年 9 月）をもとに三菱総研加筆

導入量を推計するにあたり、ベースデータとして、各促進区域等における計画容量の最大値を積算した。

促進区域では約 1.7GW、有望な区域では約 1.7GW、一定の準備段階に進んでいる区域では約 3.2GW、合計約 6.6GW となった。

表 3-32　促進区域等での洋上風力発電事業計画の最大容量

| | 海域 | 最大容量（MW） |
|---|---|---|
| 促進区域 | ①長崎県五島市沖 | 21 |
| | ②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖 | 415 |
| | ③秋田県由利本荘市沖 | 730 |
| | ④千葉県銚子市沖 | 557.2 |
| | 合計 | 1,723.2 |
| 有望な区域 | ⑤青森県沖日本海（北側） | 1,000 |
| | ⑥青森県沖日本海（南側） | |
| | ⑦秋田県八峰町・能代市沖 | 180 |
| | ⑧長崎県西海市江島沖 | 513 |
| | 合計 | 1,693 |
| 一定の準備段階に進んでいる他の区域 | ⑨青森県陸奥湾 | 800 |
| | ⑩秋田県潟上市・秋田市沖 | 500 |
| | ⑪秋田県村上市・胎内市 | 400 |
| | ⑫北海道岩宇・南後志地区沖 | 不明 |
| | ⑬北海道檜山沖 | 722 |
| | ⑭山形県遊佐町沖 | 500 |
| | 合計 | 3,200 |

出所）①経済産業省・国土交通省「長崎県五島市沖海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域公募占用指針(令和 2 年 6 月)」 https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001349756.pdf
②経済産業省・国土交通省「秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域公募占用指針(令和 2 年 11 月)」 https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001374743.pdf
③経済産業省・国土交通省「秋田県由利本荘市沖（北側・南側）海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域公募占用指針(令和 2 年 11 月)」 https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001374742.pdf
④経済産業省・国土交通省「千葉県銚子市沖海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域公募占用指針(令和 2 年 11 月)」 https://www.mlit.go.jp/kowan/content/001374744.pdf
⑤⑥環境省「（仮称）つがる西洋上風力発電事業に係る計画段階環境配慮書に対する環境大臣意見の提出について」（発行日:平成 30 年 2 月 15 日）
⑦秋田県「（仮称）八峰能代沖洋上風力発電事業」（発行日:2019 年 1 月 16 日）
⑧環境省「（仮称）西海洋上風力発電事業に係る計画段階環境配慮書に対する環境大臣意見の提出について」（発行日:令和元年 10 月 25 日）
⑨経済産業省「青森風力開発株式会社、日本風力開発株式会社「（仮称）陸奥湾洋上風力発電事業に係る計画段階環境配慮書」に対する意見について」（発行日:平成 30 年 2 月 22 日）
⑩秋田県「（仮称）秋田中央海域洋上風力発電事業」（発行日:2020 年 09 月 23 日）
⑪大成建設「（仮称）新潟北部沖洋上風力発電事業　環境影響評価方法書縦覧のお知らせ」（発行日:2021 年 1 月 14 日）
⑬環境省「（仮称）檜山エリア洋上風力発電事業に係る計画段階環境配慮書に対する環境大臣意見の提出について」（発行日: 令和元年 11 月 15 日）
⑭山形県「法 13：（仮称）山形県遊佐沖洋上風力発電事業」（発行日:2021 年 1 月 8 日）

### 2) 促進区域候補海域の事業実現率

有望な区域、一定の準備段階に進んでいる区域の案件は、環境アセスの方法書段階のものが大半であり、促進区域指定時の最大容量は減少すると想定される。

促進区域に指定されている 2 海域（前頁②、③）で先行してアセスを実施していた事業者に着目し、配慮書段階から公募占用指針の最大容量に対する減少率を平均すると、▲44%であった。

まだサンプル数は少ないものの、本実績を踏まえて、有望な区域、一定の準備段階に進んでいる区域においては、計画中の最大容量の 60%が実現するものとした。

### 3) 促進区域指定見通し

現在、有望な区域、一定の準備段階に進んでいる区域の案件は、2023 年頃までに、毎年 3～4 か所が促進区域に指定されると想定される。

前述の実現率を考慮して各区域の平均容量を試算すると約 400MW となる。

本実績を踏まえ、毎年 3 か所×400MW が促進区域に指定されると想定した。

表 3-33　促進区域等の最大容量を踏まえた区域平均容量

| 区域種類・促進区域指定予想時期 | | 海域名 | 最大容量 | グループ別合計 | | 1区域平均容量 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 実現率考慮前 | 実現率60%考慮 | |
| 促進区域 | 2019年7月(ラウンド1) | ①長崎県五島市沖 | 21 | 1,723 | 1,723<br>※促進区域は実現率非考慮 | 567 |
| | | ②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖 | 415 | | | |
| | | ③秋田県由利本荘市沖 | 730 | | | |
| | | ④千葉県銚子市沖 | 557.2 | | | |
| 有望な区域 | 2021年中(ラウンド2) | ⑤青森県沖日本海（北側） | 1,000 | 1,693 | 1,016 | 339 |
| | | ⑥青森県沖日本海（南側） | | | | |
| | | ⑦秋田県八峰町・能代市沖 | 180 | | | |
| | | ⑧長崎県西海市江島沖 | 513 | | | |
| 一定の準備段階に進んでいる他の区 | 2022年中(ラウンド3) | ⑨青森県陸奥湾 | 800 | 1,700 | 1,20 | 340 |
| | | ⑩秋田県潟上市・秋田市沖 | 500 | | | |
| | | ⑪秋田県村上市・胎内市 | 400 | | | |
| | 2023年中(ラウンド4) | ⑫北海道岩宇・南後志地区沖 | 不明 | 1,500 | 611 | 305 |
| | | ⑬北海道檜山沖 | 722 | | | |
| | | ⑭山形県遊佐町沖 | 500 | | | |

### 4) 促進区域指定～運転開始までの所要年数

ラウンド1（秋田2か所、千葉1か所）の促進区域指定・公募等のスケジュール実績を踏まえると、促進区域指定から公募による事業者選定まで約1.5年を要している。

事業者選定後は、環境アセス（主に準備書～評価書）や各種許認可手続き等（約2年程度）の後に建設（約2～3年程度）が開始されると想定され、運転開始までの所要期間は4～5年程度と想定される。

本実績を踏まえ、促進区域指定後6年で運転開始すると想定した。

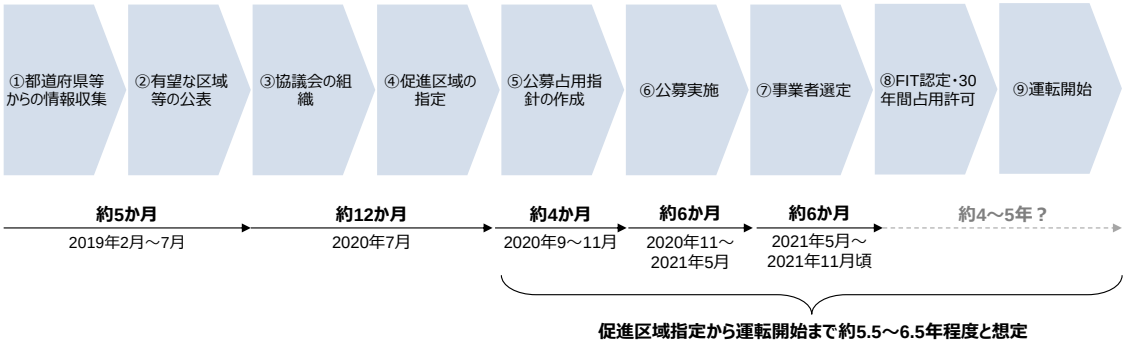



図 3-71　ラウンド1（秋田県2か所、千葉県1か所）の促進区域指定・公募等のスケジュール実績

### 5) 洋上風力発電の導入量推計結果

前述の想定に基づき洋上風力発電の導入量を推計すると、2040 年 18.8GW（認定量 25.5GW）となり、2040 年目標（30～45GW 案件形成）には達しない。目標達成に向けては、導入の加速化が必要であり、特に浮体式の導入加速を想定した試算が必要となる。

前述の想定に加え、2026 年以降はさらに浮体式の促進区域指定が進むと想定し、導入量を再推計した。

- 2026～2030 年：1 か所×400MW
- 2031～2035 年：2 か所×400～750MW

この場合、2040 年 25.4GW（認定量 42.6GW）と推計され、 2040 年目標（30～45GW 案件形成）を達成する結果となった。

## (4) 陸上・洋上風力発電導入量推計結果まとめ

陸上風力発電、洋上風力発電の導入量推計結果を合計すると、2040 年 57.9GW となる。
浮体式のさらなる導入促進を想定した高位想定では、2040 年 64.5GW となる。

**表 3-34　陸上・洋上風力発電導入量推計結果まとめ**

| | 2040 年 | 2040 年（高位） |
|---|---|---|
| 陸上風力発電 | 3,910 万 kW<br>（39.1GW） | 3,910 万 kW<br>（39.1GW） |
| 洋上風力発電 | 1,884 万 kW<br>（18.8GW） | 2,544 万 kW<br>（25.4GW） |
| 合計 | 5,794 万 kW<br>（57.9GW） | 6,454 万 kW<br>（64.5GW） |

### 3.2.3 今後の施策の方向性

今年度及び過年度の調査結果を踏まえ、今後詳細検討を行っていくべき施策の方向性として以下の通り整理した。

各省における現在の検討状況や、今年度及び過年度の検討結果を踏まえ、政策的支援の必要性について議論が不足している事項として「保守・故障データの収集・共有支援」、「メンテナンスプログラム・O&M 人材育成支援」、「国によるゾーニングの推進高度化（合意形成支援・環境アセス合理化）」が挙げられる。

保証・故障データの収集・共有支援については、事業者におけるニーズは高く、実現に向けて民間ベースでの取り組みが進められていることが分かっている。この取り組みが、事業者のニーズを満たすものとなり得るか、引き続きフォローが必要である。

メンテナンスプログラム・O&M 人材育成支援については、GWO[28]が業界のデファクトスタンダードとなっていることや、風車メーカー独自のメンテナンスプログラムの受講の必要性など、業界構造が確立しており、メンテナンスプログラム自体を国が策定するなどの支援策の必要性は小さいことが分かっている。一方で、O&M 業務に従事する人材の不足が課題となっており、人材確保に向けて、風力業界の認知度向上など、O&M 人材育成の入口支援が求められている。

国による再エネ適地選定の推進・高度化については事業者における政策的支援のニーズが高く、環境アセスの合理化や、事業者や自治体に対する情報共有支援、及び地域との合意形成を円滑化するための情報発信支援などが必要施策として挙げられている。このうち、国による適地選定の推進については、前述のとおり地球温暖化対策推進法の一部を改正する法律案が 2021 年 3 月 2 日に閣議決定され、地方公共団体が定める地球温暖化対策の実行計画に市町村が地域の再エネを活用した脱炭素化を促進する事業（地域脱炭素化促進事業）に係る促進区域や環境配慮、地域貢献に関する方針等を定めるよう努めることとなり、実行計画に適合していると認定を受けた再エネ事業には、関係法令の手続ワンストップ化等の政策的な支援が行われる予定である。再エネ事業を進める事業者から見ると、関係法令の手続きワンストップ化等の特例として挙げられている環境アセスの配慮書手続きの省略などは、地域脱炭素化促進事業への認定を申請する上でのインセンティブになり得ると考えられる。一方で、例えば省略される配慮書手続きに相当する情報を国や自治体が収集可能かどうか、といった行政側の負担が懸念される。これらの対応は総じて、中小の自治体においては人員不足・ノウハウ不足等の理由から対応が難しいと考えられ、実効的な取組みを実現していくためには、国から自治体に対する財政面での支援や適切な情報提供が必要である。実行計画を起点として地域の脱炭素化を進めるには、制度の運用に向けて都道府県や市町村に対して必要な情報を分かりやすく伝えていくことが不可欠と考えられる。

次年度以降、各施策の具体化に向けたさらなる検討を行うとともに、その他の事項については、施策の方向性を整理するための追加的調査を実施する必要がある。

[28] Global Wind Organization（GWO）は世界の風車メーカーと発電事業者によって設立された非営利団体であり、風力発電業界における安全な作業環境の実現を支援するためのトレーニング認証を行っている。

表 3-35　今後の施策の方向性

| 検討事項 | 現状と課題 | 施策の方向性 |
|---|---|---|
| 保守・故障データの収集・共有支援 | ● 高い保守・故障データの共有へのニーズ<br>● NEDOの技術開発プログラムにおいて民間ベースでの取り組みが進められている | ● 動向を引き続きフォロー |
| メンテナンスプログラム・O&M人材育成支援 | ● GWOが業界のデファクトスタンダード<br>● 風車メーカー独自のメンテナンスプログラムを受講する必要性<br>● 風力業界の認知度を上げることが課題 | **O&M人材育成の入口支援**<br>● O&Mの基礎的事項を理解してもらうための簡易プログラムの開催に対する支援<br>● 風力業界の認知度を上げる取り組みに対する支援<br>● O&M関連資格取得への資金的支援 |
| 国によるゾーニングの推進・高度化（合意形成支援・環境アセス合理化） | ● 国や自治体が主導した合意形成の実施を求める声<br>● 風力に関する正しい情報発信の必要性<br>● ベストプラクティス等の情報共有へのニーズ<br>● 促進区域やゾーニング地域における環境アセスの手続き合理化を求める声<br>● 調査事項の整理・国の見解の統一化を求める声<br>● 各種調査・データ収集支援の必要性 | **ゾーニング推進**<br>● 改正温対法に基づく、地域脱炭素化促進事業に係る促進区域の指定<br>**環境アセス合理化**<br>● 促進区域やゾーニング地域における環境アセスの手続き合理化の検討<br>**情報共有支援**<br>● 洋上風力の環境影響に関する関連データ収集・共有<br>**情報発信支援**<br>● 洋上風力の環境影響に関する科学的データに基づく検証結果や事例等に関する情報発信 |

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

## 4.1 電力需給分析のシナリオ設定

### 4.1.1 今年度の分析方針

2050 年カーボンニュートラルに向けて期待される再生可能エネルギーの導入量を前提とし、電力シミュレーションモデルを用いた分析を行う。2050 年分析の前提条件は、国立環境研究所が第 34 回基本政策分科会に報告した 2050 年ネットゼロ排出シナリオを採用する。

また、2050 年カーボンニュートラルへの道筋の評価として、2040 年の電力需給も合わせて分析する。2040 年分析の前提条件は、本事業の過年度調査に該当する令和元年度調査の「再エネ拡大ケース」を採用する。

それぞれのシナリオについて、主な分析の視点は以下のとおりである。

- 連系線増強や需要総量が再エネ拡大に与える影響
- 現状の電力系統システムを前提とした場合に利用可能な発電電力量
- 再生可能エネルギーの更なる導入拡大による効果

#### (1) 2050：国環研の 2050 ネットゼロ排出シナリオ

第 34 回基本政策分科会をもとに、総発電量は 1.9 兆 kWh（発電端）（図 4-1）とする。国立環境研究所の評価では、このうち再生可能エネルギーは 1.5 兆 kWh（総発電量の 78%）としている。電力の総需要量は 1.6 兆 kWh（需要端）とする（図 4-2）。

なお、国立環境研究所の評価では、エリア別の評価を想定していないため、本業務で過年度実施した評価の電源種別エリア配置を採用する。

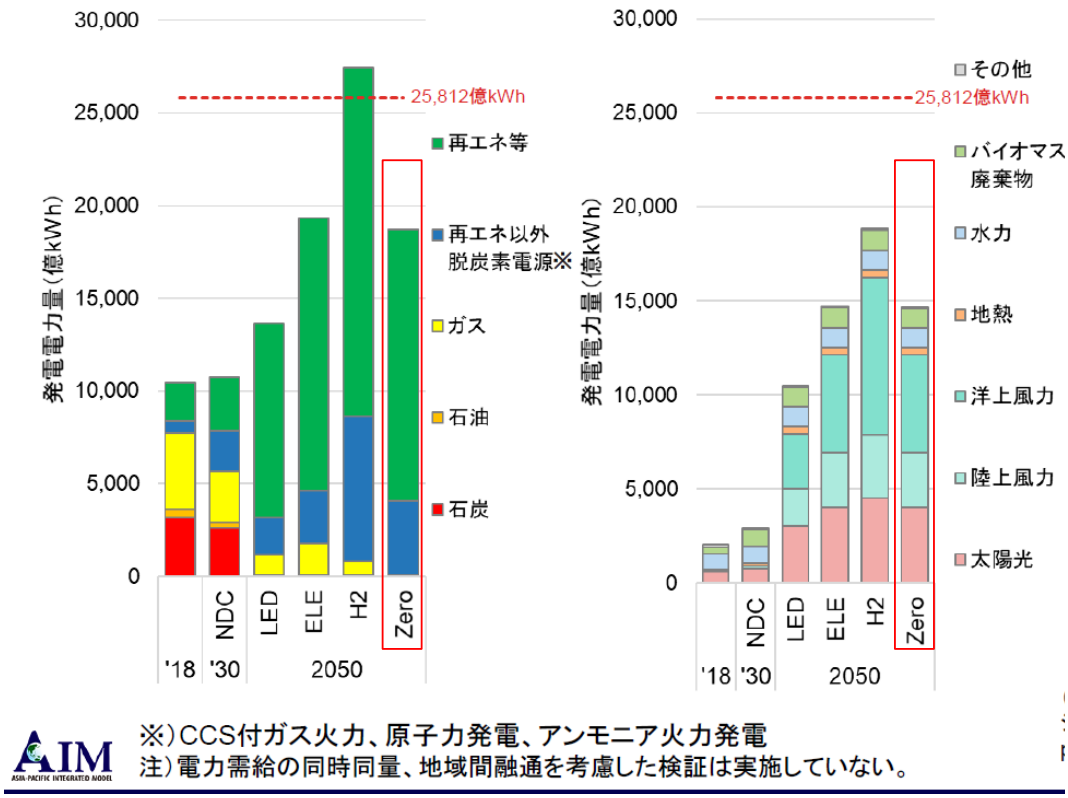



図 4-1　発電種別　発電電力量（左）　再生可能エネルギー発電種別　発電電力量（右）

出所）総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（第 34 回会合）　資料 3-1（2020 年 12 月 14 日）, p.6 に赤枠を加筆

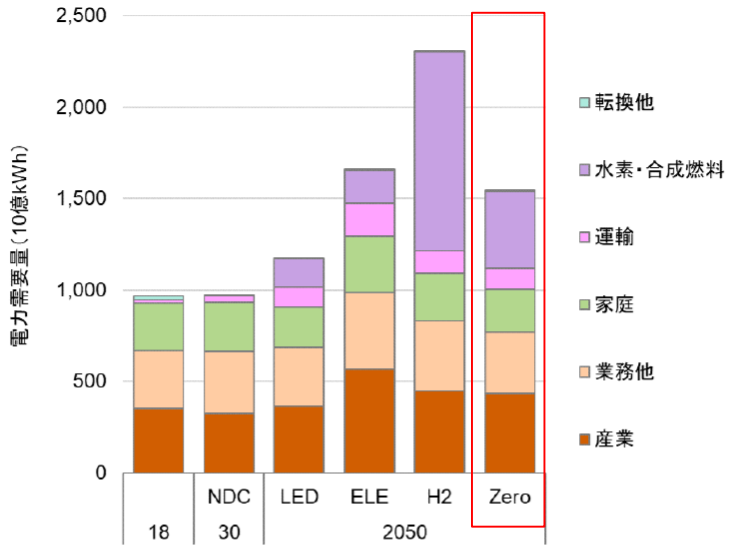



図 4-2　部門別電力需要量

出所）総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（第 34 回会合）　資料 3-1（2020 年 12 月 14 日）, p.5 に赤枠を加筆

再生可能エネルギー種類別の発電量が公表されているが、設備容量は公表されていないため、種類別の設備利用率を想定し、設備容量を推計した（図 4-3）。

**（参考）将来の技術普及に関する想定 ④**

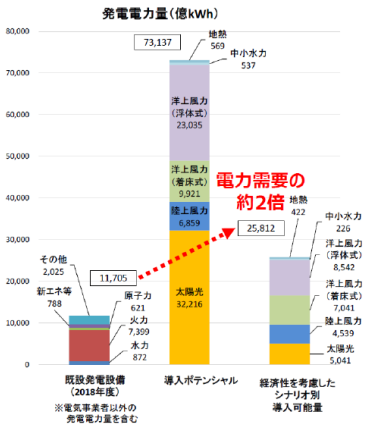
**【発電部門（再生可能エネルギー発電量）】**

| | 2018 | 2030 | 2050LED | 2050ELE | 2050H2 | 2050Zero |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 7% | 90 TWh | 102 TWh | 102 TWh | 102 TWh | 102 TWh |
| 太陽光 | 6% | 75 TWh | 302 TWh | 403 TWh | 454 TWh | 403 TWh |
| 陸上風力 | 1% | 16 TWh | 190 TWh | 290 TWh | 335 TWh | 290 TWh |
| 洋上風力 | | 2 TWh | 292 TWh | 521 TWh | 839 TWh | 521 TWh |
| 地熱 | 0% | 11 TWh | 42 TWh | 42 TWh | 42 TWh | 42 TWh |
| バイオマス | 4% | 49 TWh | 74 TWh | 74 TWh | 74 TWh | 74 TWh |

利用率を想定して容量[GW]を逆算

| | 2030 | | | 2050Zero | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | GW | 利用率想定 | | GW | 利用率想定 | |
| 水力 | 23 | 44% | ミックス想定 | 26.0 | 44.8% | 算定委想定 |
| 太陽光 | 64 | 13% | | 268 | 17.2% | |
| 陸上風力 | 9.2 | 20% | | 129 | 25.6% | |
| 洋上風力 | 0.8 | 31% | | 179 | 33.2% | |
| 地熱 | 1.5 | 83% | | 6.4 | 74.8% | |
| バイオマス | 6.7 | 76% | | 10.8 | 78.1% | |

（参考）
＜再生可能エネルギー導入可能量＞




（出所）環境省「我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル」（2020年）

図 4-3　再生可能エネルギーの設備容量の推計

出所）総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（第 34 回会合）　資料 3-1（2020 年 12 月 14 日）, p.21 より作成

### (2) 2040：過年度調査の再エネ拡大ケース

本業務の過年度調査である令和元年度調査結果より、総発電量 0.9 兆 kWh（送電端）とする。令和元年度の評価では、このうち再生可能エネルギーは 0.6 兆 kWh（総発電量の 64%）である。電力の総需要量は 0.8 兆 kWh（需要端)とする。

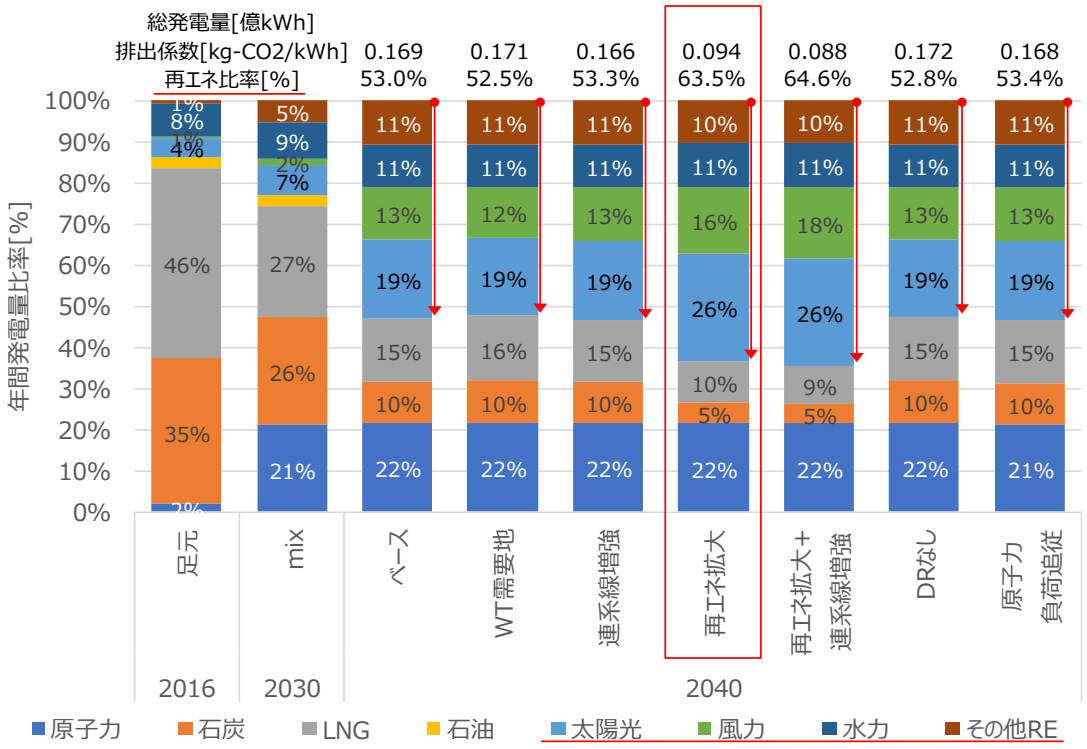



**図 4-4　令和元年度業務における全国の年間発電量比率**

出所）環境省「令和元年度パリ協定等を受けた中長期的な温室効果ガス排出削減達成に向けた再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務報告書」（2020 年 3 月）, p216

### 4.1.2 今年度のシナリオ設定

2040 年、2050 年それぞれについて、地域間連系線の増強や、電力需要量に対する感度解析を実施する（表 4-1）。

**表 4-1　シナリオ設定**

| | | 再エネ | 連系線 | 電力需要 |
|---|---|---|---|---|
| 2040 | ベースケース<br>（連系線東日本増強） | PV:217GW<br>陸上風力：38GW<br>洋上風力：32GW<br>水力：25GW<br>バイオ：14GW<br>地熱：1GW<br>(令和元年度<br>再エネ拡大ケース） | **R01 想定**<br>（北本・東京東北間） | **0.8 兆 kWh**<br>(R01 想定） |
| | 需要高位<br>（連系線東日本増強×需要高位） | | | **1.3 兆 kWh**<br>(2030 ミックスと 2050 国環研ゼロケースの中間） |
| | 連系線増強 | | **増強量最適化**<br>（工事費過去実績） | **0.8 兆 kWh**<br>(R01 想定) |
| | 連系線大幅増強 | | **増強量最適化**<br>（工事費海外事例） | **0.8 兆 kWh**<br>(R01 想定） |
| | 連系線大幅増強×需要高位 | | | **1.3 兆 kWh**<br>（2030 ミックスと 2050 国環研ゼロケースの中間） |
| 2050 | ベースケース<br>（連系線東日本増強） | PV:268GW<br>陸上風力：129GW<br>洋上風力：179GW<br>水力：26GW<br>バイオ：11GW<br>地熱：6GW<br>（国立環境研究所ゼロケース） | **H29 想定**<br>（北本・東京東北間） | **1.6 兆 kWh**<br>（国環研ゼロケース） |
| | 連系線増強 | | **増強量最適化**<br>（工事費過去実績） | **1.6 兆 kWh**<br>（国環研ゼロケース） |
| | 連系線大幅増強 | | **増強量最適化**<br>（工事費海外事例） | **1.6 兆 kWh**<br>（国環研ゼロケース） |

## 4.2 電力需給分析の前提条件

### 4.2.1 分析の前提概要

#### (1) 2040 年の分析前提概要

令和元年度業務の想定をベースに、表 4-2 に示すとおりに再生可能エネルギー等の設備容量や地域間連系線の増強容量などの前提条件を設定した。

**表 4-2　2040 年の分析前提概要**

| 電源・その他 | | 設備容量の考え方 |
|---|---|---|
| 再生可能エネルギー | 太陽光 | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースより 217GW |
| | 風力 | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースより陸上 38GW、洋上 32GW |
| | 水力 | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースより 25GW |
| | バイオマス | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースより 14GW |
| | 地熱 | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースより 1GW |
| 原子力 | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースより 28GW |
| 火力 | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケース同様、2040 年時点で稼働 45 年超の石炭火力は廃炉、石油は効率そのままに存続、<br>LNG のうち 2030 までに更新となるユニットは効率そのままに存続、 LNG のうち 2031 以降に更新となるユニットは効率 63%にリプレースと想定 |
| 揚水 | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケース同様、WEO2019 を元に設定横置き |
| 蓄電池 | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースより 9.6GW |
| 連系線 | | 下表のとおり複数ケースを設定 |
| 燃料費 | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケース同様、WEO2019 を元に設定 |
| 電力需要 | | 下表のとおり複数ケースを設定。DR 資源は令和元年度業務の再エネ拡大ケースより設定。 |
| カーボンプライス | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケース同様、10,000 円/tCO2（ガス主体運転） |

| 電源・その他 | | 設備容量の考え方 |
|---|---|---|
| 連系線 | ベースケース（東日本増強） | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースより設定。利用率から増強量を設定。 |
| | 増強 | 工事費を加味した最適化により増強量を設定。工事費として過去実績値を元に想定。 |
| | 大幅増強 | 工事費を加味した最適化により増強量を設定。工事費として海外事例を参考に想定。 |
| 電力需要 | ベースケース | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースより 0.8 兆 kWh |
| | 需要高位 | 2030 年長期エネルギー需給見通しと 2050 年国環研ゼロケースの中間より 1.3 兆 kWh |

#### (2) 2050 年の分析前提概要

平成 29 年度業務の想定などをベースに、表 4-3 に示すとおりに再生可能エネルギー等の

設備容量や地域間連系線の増強容量などの前提条件を設定した。

**表 4-3　2050 年の分析前提概要**

| 電源・その他 | | 設備容量の考え方 |
|---|---|---|
| 再生可能エネルギー | 太陽光 | 国環研ゼロケースより 267GW。地域配分は平成 29 年度業務の再エネ超高位ケースを採用した。 |
| | 風力 | 国環研ゼロケースより陸上 129GW、洋上 179GW。地域配分は平成 29 年度業務の再エネ超高位ケースを採用した。 |
| | 水力 | 国環研ゼロケースより 26GW。地域配分は平成 29 年度業務の再エネ超高位ケースを採用した。 |
| | バイオマス | 国環研ゼロケースより 11GW。地域配分は平成 29 年度業務の再エネ超高位ケースを採用した。 |
| | 地熱 | 国環研ゼロケースより 6GW。地域配分は平成 29 年度業務の再エネ超高位ケースを採用した。 |
| 原子力 | | 2018 年度の足元シェア実績(6.2%)と想定し、14GW。地域配分は平成 29 年度業務の再エネ超高位ケースを採用した。 |
| 火力 | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースと同様の考え方で、2050 年時点で稼働 45 年超の石炭火力は廃炉、石油は効率そのままに存続、<br>LNG のうち 2030 までに更新となるユニットは効率そのままに存続、LNG のうち 2031 以降に更新となるユニットは効率 63%にリプレースと想定 |
| 揚水 | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケースと同様の考え方で、WEO2019 を元に設定横置き |
| 蓄電池 | | 平成 29 年度業務の再エネ超高位ケースより 33.9GW |
| 連系線 | | 下表のとおり複数ケースを設定 |
| 燃料費 | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケース同様、WEO2019 を元に設定 |
| 電力需要 | | 国環研ゼロケースより 1.6 兆 kWh。DR 資源は R01 再エネ拡大ケース(2040 年評価)について、DR 利用率を 100%と更新し設定。 |
| カーボンプライス | | 令和元年度業務の再エネ拡大ケース同様、10,000 円/tCO2（天然ガス主体の運転となるレベルに設定） |

| 電源・その他 | | 設備容量の考え方 |
|---|---|---|
| 連系線 | ベースケース（東日本増強） | H29 再エネ超高位ケースより設定。海外事例の建設コスト想定と出力抑制回避できる電力量との関係から費用対効果を概算し設定。 |
| | 増強 | 工事費を加味した最適化により増強量を設定。工事費として過去実績値を元に想定。 |
| | 大幅増強 | 工事費を加味した最適化により増強量を設定。工事費として海外事例を参考に想定。 |

### 4.2.2 分析の前提詳細

#### (1) 再生可能エネルギーと原子力のエリア別の導入想定

分析前提概要に記載の考え方に従い、2040 年及び 2050 年の再生可能エネルギーと原子力のエリア別導入を図 4-5、表 4-4 及び表 4-5 図 4-5　再エネと原子力の地域別想定のとおり設定した。

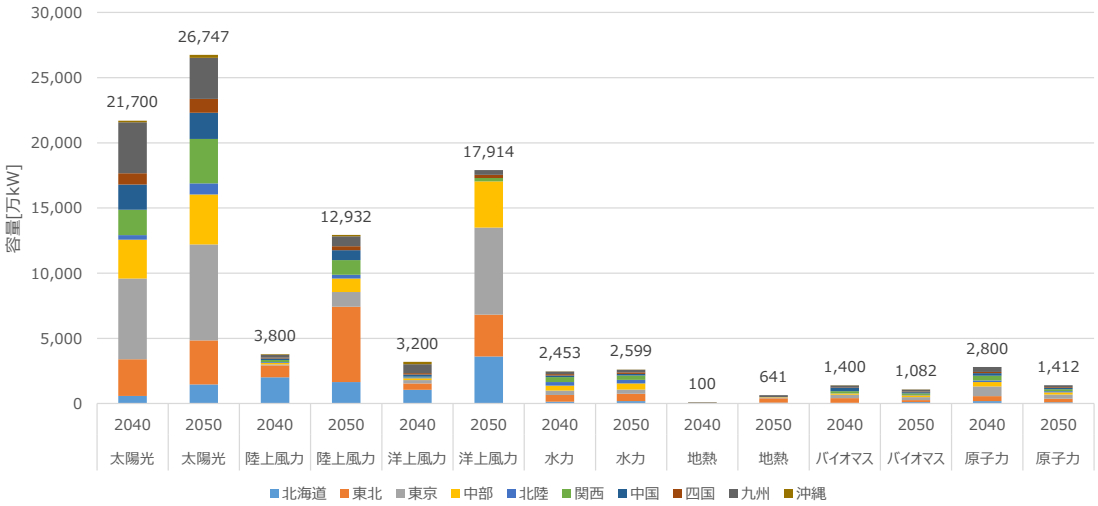



図 4-5　再エネと原子力の地域別想定

表 4-4　2040 年度の再生可能エネルギー導入量

| 単位：万 kW | 太陽光 | 陸上風力 | 洋上風力 | 水力 | 地熱 | バイオマス | 原子力 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 北海道 | 589 | 2,020 | 1,052 | 147 | 10 | 46 | 189 |
| 東北 | 2,811 | 911 | 498 | 515 | 48 | 372 | 377 |
| 東京 | 6,190 | 66 | 259 | 334 | 0 | 254 | 749 |
| 中部 | 2,984 | 127 | 135 | 378 | 1 | 88 | 330 |
| 北陸 | 340 | 59 | 65 | 278 | 0 | 21 | 124 |
| 関西 | 1,960 | 154 | 56 | 385 | 0 | 175 | 374 |
| 中国 | 1,921 | 120 | 169 | 109 | 0 | 279 | 200 |
| 四国 | 870 | 64 | 97 | 107 | 0 | 30 | 81 |
| 九州 | 3,919 | 220 | 682 | 199 | 42 | 132 | 377 |
| 沖縄 | 117 | 58 | 187 | 0 | 0 | 4 | 0 |
| 合計 | 21,700 | 3,800 | 3,200 | 2,453 | 100 | 1,400 | 2,800 |

表 4-5　2050 年度の再エネ導入量

| 単位：万 kW | 太陽光 | 陸上風力 | 洋上風力 | 水力 | 地熱 | バイオマス | 原子力 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 北海道 | 1,474 | 1,647 | 3,613 | 186 | 65 | 113 | 98 |
| 東北 | 3,364 | 5,777 | 3,204 | 572 | 339 | 156 | 273 |
| 東京 | 7,372 | 1,134 | 6,676 | 320 | 61 | 226 | 324 |
| 中部 | 3,830 | 1,026 | 3,557 | 460 | 28 | 130 | 166 |
| 北陸 | 844 | 288 | 0 | 280 | 0 | 32 | 90 |
| 関西 | 3,407 | 1,134 | 246 | 337 | 0 | 123 | 156 |

| 単位：<br>万 kW | 太陽光 | 陸上風力 | 洋上風力 | 水力 | 地熱 | バイオマス | 原子力 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 中国 | 2,008 | 756 | 0 | 120 | 0 | 87 | 91 |
| 四国 | 1,076 | 306 | 250 | 122 | 0 | 58 | 59 |
| 九州 | 3,139 | 756 | 368 | 201 | 148 | 149 | 156 |
| 沖縄 | 233 | 108 | 0 | 1 | 0 | 7 | 0 |
| 合計 | 26,747 | 12,932 | 17,914 | 2,599 | 641 | 1,082 | 1,412 |

### (2) 電力需要・蓄電池想定

2040 年と 2050 年それぞれの電力需要と蓄電池の想定は、表 4-6 のとおりとした。

**表 4-6　電力需要及び蓄電池の想定**

| | |
|---|---|
| 電力需要 | 2040 年（ベース）：令和元年度業務の再エネ拡大ケースより 0.8 兆 kWh<br>2040 年（高位）：2030 長期エネルギー需給見通しと 2050 国環研ゼロケースの中間より 1.3 兆 kWh<br>2050 年：国環研ゼロケースより 1.6 兆 kWh。 |
| 蓄電池 | 2040 年：令和元年度業務の再エネ拡大ケースより 9.6GW<br>2050 年：平成 29 年度業務の再エネ超高位ケースより 33.9GW |

### 4.2.3 地域間連系線の増強想定

地域間連系線の増強の想定は、過年度調査で想定した北本連系線及び東京東北間連系線の増強ケースをベースケースとする。

- 2040 ベースケース（東日本増強）：
  令和元年度業務の再エネ拡大ケースより設定。利用率から増強量を設定。
- 2050 ベースケース（東日本増強）：
  平成 29 年度業務の再エネ超高位ケースより設定。海外事例の建設コスト想定と出力抑制回避できる電力量との関係から費用対効果を概算し設定した。

さらに、サイドケースとして、工事費を加味した最適化計算を別途実施、その結果より増強量を設定する。

- 連系線増強シナリオ：工事費として過去実績値を元に想定。
- 連系瀬大幅増強シナリオ：工事費として海外事例を参考に想定。

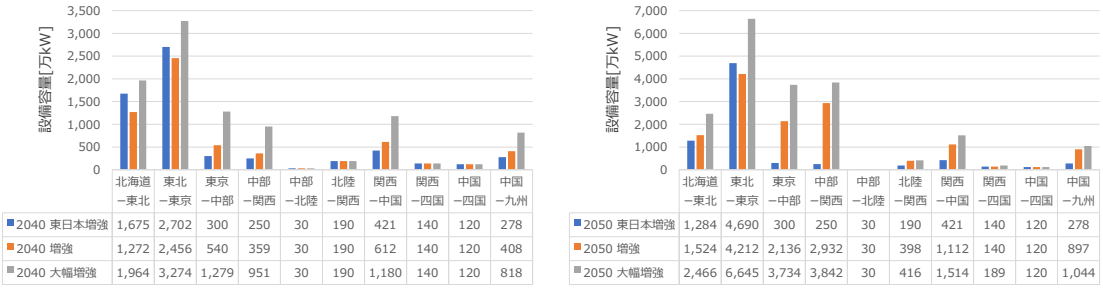



図 4-6　連系線設備容量想定（左：2040 年度　右：2050 年度）

参考：連系線の容量最適化

電力需給評価のうち、連系線増強シナリオと連系線大幅増強シナリオについては、連系線の設備容量最適化計算を行った後、電力需給モデルを用いて電力需給評価を行う 2 段階の処理とした（図 4-7）。それぞれのモデルの概要は以下のとおり。

- 増強容量最適化モデル：
  容量最適化するため 1job の計算期間を週から年に拡大。計算資源の関係で調整力・予備力・最小出力等の制約式を簡易式に変更、起動停止コストを無視。
- 電力需給モデル：
  調整力・予備力・最小出力等の条件として精緻な式を採用、起動停止コストも加味して電力需給を評価。計算資源の関係で 1job の計算期間は週で実行。

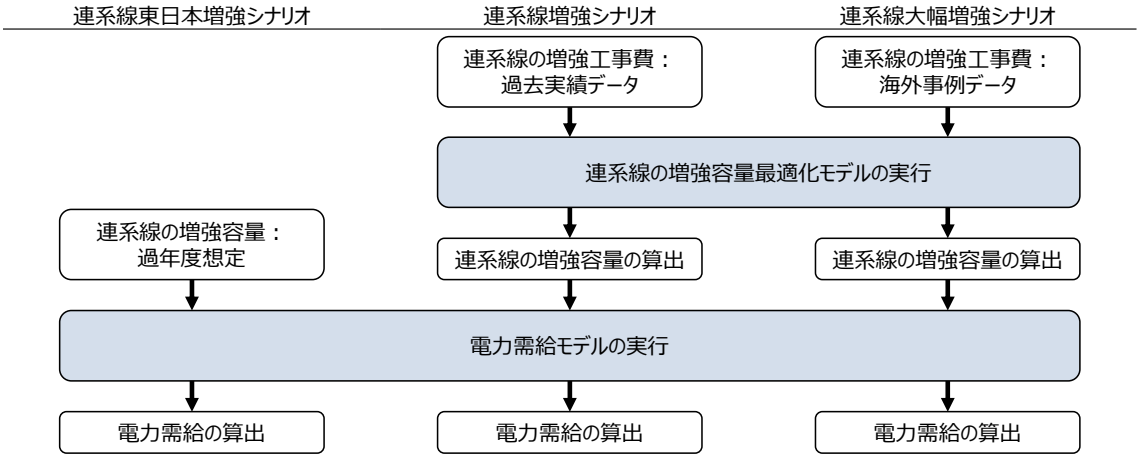



図 4-7　連系線増強シナリオの評価手順

連系線の設備容量最適化では、工事費として過去実績と海外事例を参考に設定した。

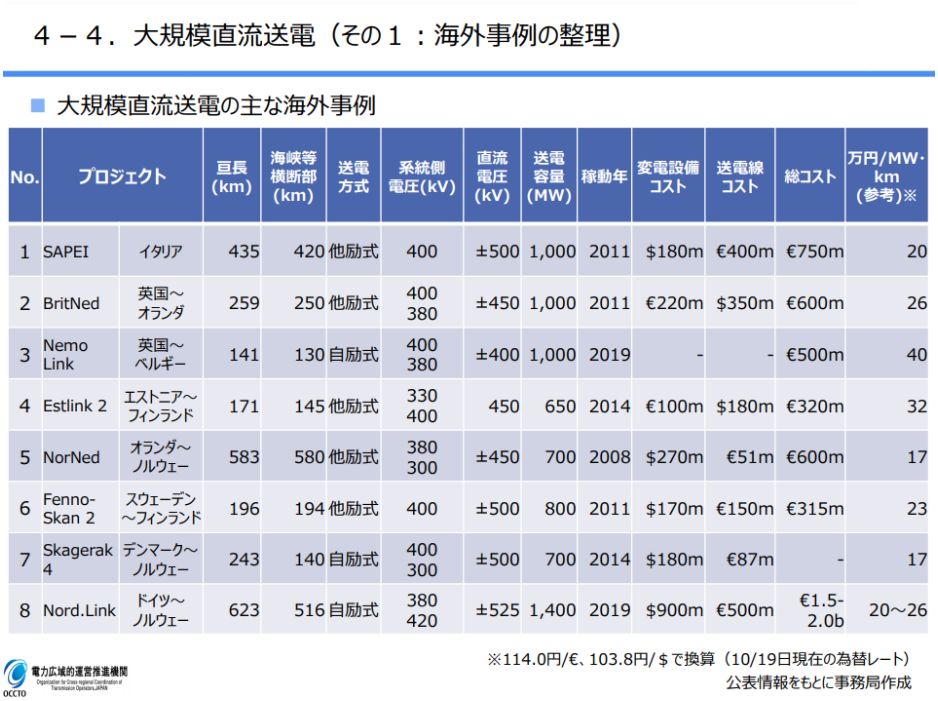
- 過去実績：
  OCCTO 広域整備委員会に記載の工事費（北本連系線：第 41 回、相馬双葉幹線：第 15 回、周波数変換装置：第 12 回、関門連系線：第 31 回）を採用した。工事費が把握できなかった連系線については、DC 連系は北本連系線、AC 連系は関門連系線の値を採用。
- 海外事例：

2050 年の再エネ拡大を想定した系統増強に関する文献[29]を参考に、大規模直流送電の主な海外事例調査（第 18 回 OCCTO 広域整備委員会）を参考に 20 万円/MW/km と想定。

連系線の耐用年数は 50 年、年経費率は 3%と想定し、電力需給モデルをベースに、年経費化した連系線費用を、目的関数の燃料費に加算した上で最適化計算を実施した。

**表 4-7　連系線増強工事費の想定**

| 単価[万円/MW/km] | 過去実績 | 海外事例 |
|---|---|---|
| 北海道－東北 | 86 | 20 |
| 東北－東京 | 132 | 20 |
| 東京－中部 | 192 | 20 |
| 中部－関西 | 78 | 20 |
| 中部－北陸 | 86 | 20 |
| 北陸－関西 | 78 | 20 |
| 関西－中国 | 78 | 20 |
| 関西－四国 | 86 | 20 |
| 中国－四国 | 78 | 20 |
| 中国－九州 | 78 | 20 |



4－4．大規模直流送電（その１：海外事例の整理）

■ 大規模直流送電の主な海外事例

| No. | プロジェクト | | 亘長 (km) | 海峡等横断部 (km) | 送電方式 | 系統側電圧(kV) | 直流電圧 (kV) | 送電容量 (MW) | 稼動年 | 変電設備コスト | 送電線コスト | 総コスト | 万円/MW･km (参考)※ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | SAPEI | イタリア | 435 | 420 | 他励式 | 400 | ±500 | 1,000 | 2011 | $180m | €400m | €750m | 20 |
| 2 | BritNed | 英国～オランダ | 259 | 250 | 他励式 | 400 380 | ±450 | 1,000 | 2011 | €220m | $350m | €600m | 26 |
| 3 | Nemo Link | 英国～ベルギー | 141 | 130 | 自励式 | 400 380 | ±400 | 1,000 | 2019 | - | - | €500m | 40 |
| 4 | Estlink 2 | エストニア～フィンランド | 171 | 145 | 他励式 | 330 400 | 450 | 650 | 2014 | €100m | $180m | €320m | 32 |
| 5 | NorNed | オランダ～ノルウェー | 583 | 580 | 他励式 | 380 300 | ±450 | 700 | 2008 | $270m | €51m | €600m | 17 |
| 6 | Fenno-Skan 2 | スウェーデン～フィンランド | 196 | 194 | 他励式 | 400 | ±500 | 800 | 2011 | $170m | €150m | €315m | 23 |
| 7 | Skagerak 4 | デンマーク～ノルウェー | 243 | 140 | 自励式 | 400 300 | ±500 | 700 | 2014 | $180m | €87m | - | 17 |
| 8 | Nord.Link | ドイツ～ノルウェー | 623 | 516 | 自励式 | 380 420 | ±525 | 1,400 | 2019 | $900m | €500m | €1.5-2.0b | 20～26 |

※114.0円/€、103.8円/＄で換算（10/19日現在の為替レート）
公表情報をもとに事務局作成

電力広域的運営推進機関 OCCTO

**図 4-8　大規模直流送電増強費用の海外事例**

出所）第 18 回広域系統整備委員会　資料 1（2016 年 10 月 25 日）, p.65

[29] 安田・濱崎: 2050 年二酸化炭素排出量 80%削減目標を達成するための電源構成と系統増強計画,電気学会 新エネルギー・環境/高電圧合同研究会, FTE-20-024, HV-20-098 (2020)

## 4.3 電力需給分析の試算結果

### (1) 発電電力量構成

電力需給分析の結果として、まず年間の発電電力量構成を図 4-9 に示す。2040 年度需要ベース評価では、需要量が 0.8 兆 kWh で再エネ比率 55%程度であるのに対し、2040 年度需要高位評価では、需要量が 1.3 兆 kWh と増えることで、再エネ比率が 39%と低下する。全国の発電電力量構成比率で見ると、連系線増強の程度による違いはそれほど顕著ではなく、特に 2040 年度評価ではその差が小さい。

2050 年の分析では、国立環境研究所が基本政策分科会で発表した際の再エネ比率 78%より、今回の分析結果は下回る結果となった。ただし、連系線大幅増強ケースでは再エネ比率 76%と、比較的近い値が得られた。国立環境研究所の分析の場合、電力需給の同時同量、地域間融通を考量した検証は実施していないとしている。これらを考慮した本分析により、同程度の再エネ比率を実現するためには、地域間連系線の大幅な増強が必要と評価された。

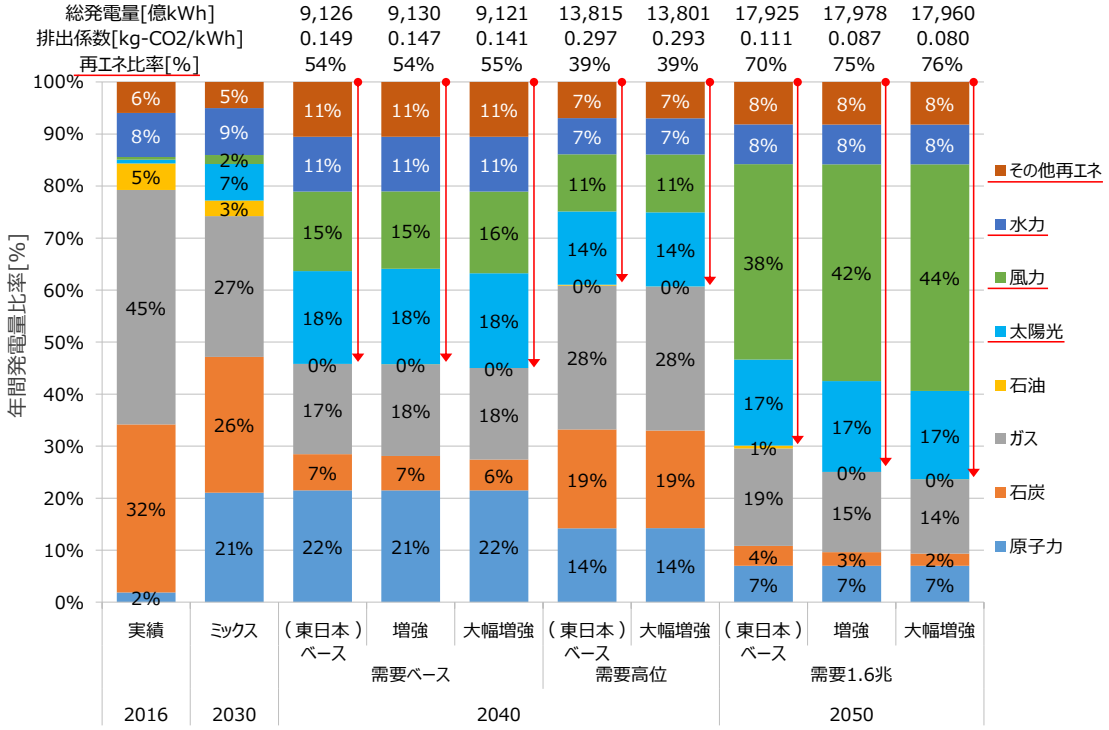



図 4-9　全国の年間発電電力量構成

※CO2 排出量は、需要端ベースの値を分母として算出している
※発電量比率の分母は総発電量は揚水発電や蓄電池のロスを含むため、同一想定でも%が変わる

### (2) 太陽光発電の抑制率及び抑制量

2040 年及び 2050 年の、分析結果における太陽光発電の抑制率及び抑制量を図 4-10 に示す。2040 年の評価では、ベースケースの時点で柔軟性が一定量確保される想定（連系線増強と蓄電池導入）であるものの、連系線増強および大幅増強ケースではより抑制率が低減される結果が得られた。また、需要高位では、需要量拡大に伴い抑制率は低減する結果となった。

太陽光発電は風力発電に比べると需要地隣接の配置想定であるため、抑制量が最も多いエリアは需要が最も大きい東京エリアとなった。

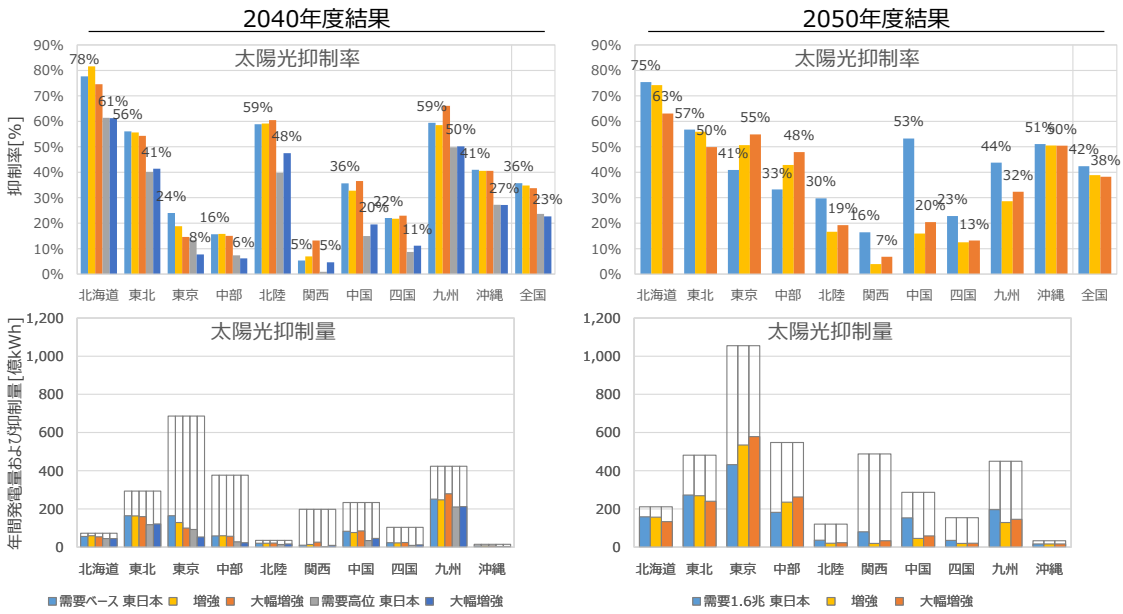



図 4-10　太陽光抑制率（上）及び抑制量（下）

### (3) 風力抑制率および抑制量

2040年及び2050年の、分析結果における風力発電の抑制率及び抑制量を図 4-11に示す。2050 年評価は風力の想定導入量が特に多いため、電力需要量が多い想定としているものの抑制率が全国平均値で 32%という高い結果となった。連系線大幅増強ケースではより抑制率が低減される結果が得られた（全国値で 22%、ベースケースとの差分は 10%pt）。

抑制量で見ると、需要に比べて接続量想定の大きい北海道の抑制量が最も大きい。

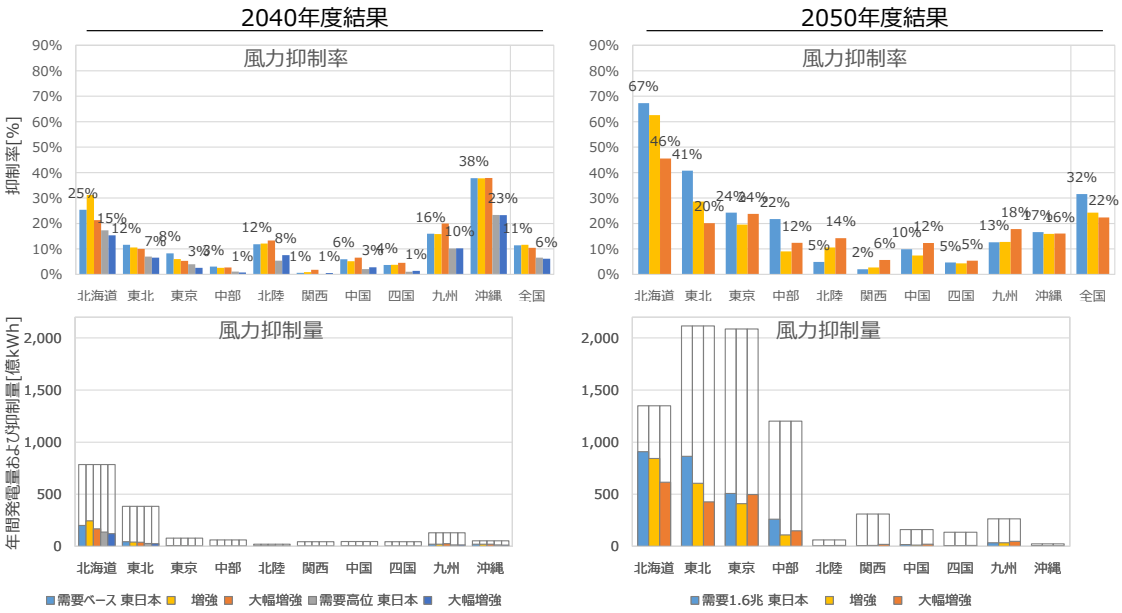



図 4-11　風力抑制率（上）　抑制量（下）

### (4) エリア別発電電力量構成（2040 年）

2040 年を対象とした分析結果におけるエリア別の発電電力量構成比を見ると、連系線増強による差はあまり顕著でないことが分かる（図 4-12）。

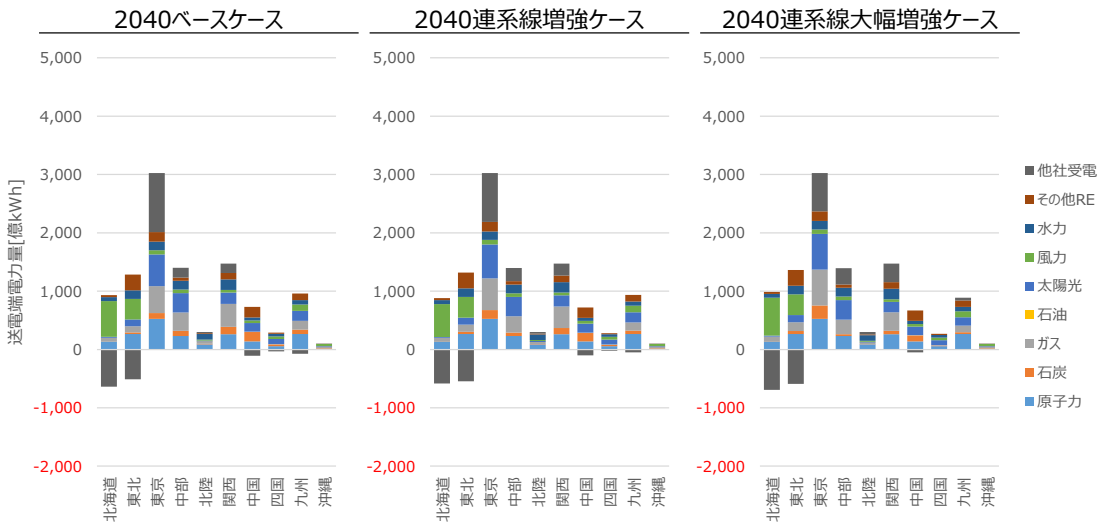



図 4-12　2040 年の連系線増強の違いによるエリア別発電電力量構成比

### (5) エリア別発電電力量構成（2040 年-需要高位）

2040 年の需要高位ケースについては、連系線増強による東北→東京への送電量の増加が確認できる。また、需要量増に伴い、各エリアで火力発電量が増加する結果となった。

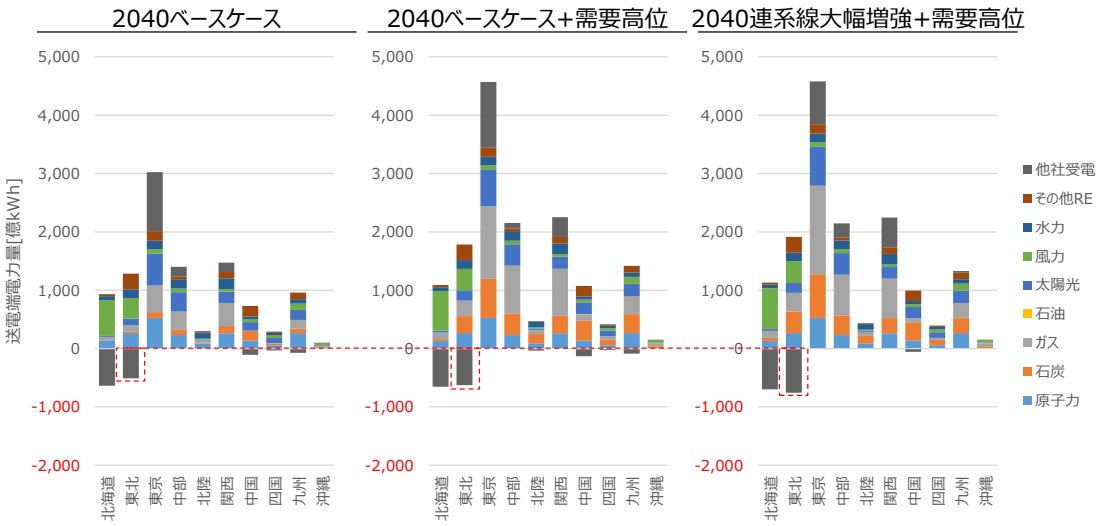



図 4-13　2040 年需要高位の連系線増強の違いによるエリア別発電電力量構成比

### (6) エリア別発電量構成（2050 年度）

2050 年を対象とした分析では、2040 年の分析と比較して、連系線増強による東北→東京への送電量の増加が顕著になっている。また、連系線増強により他エリアの高効率火力の電力が流入可能となった。その結果、東京エリアの火力の発電量が増え、関西エリアの火力が減少する結果となった。

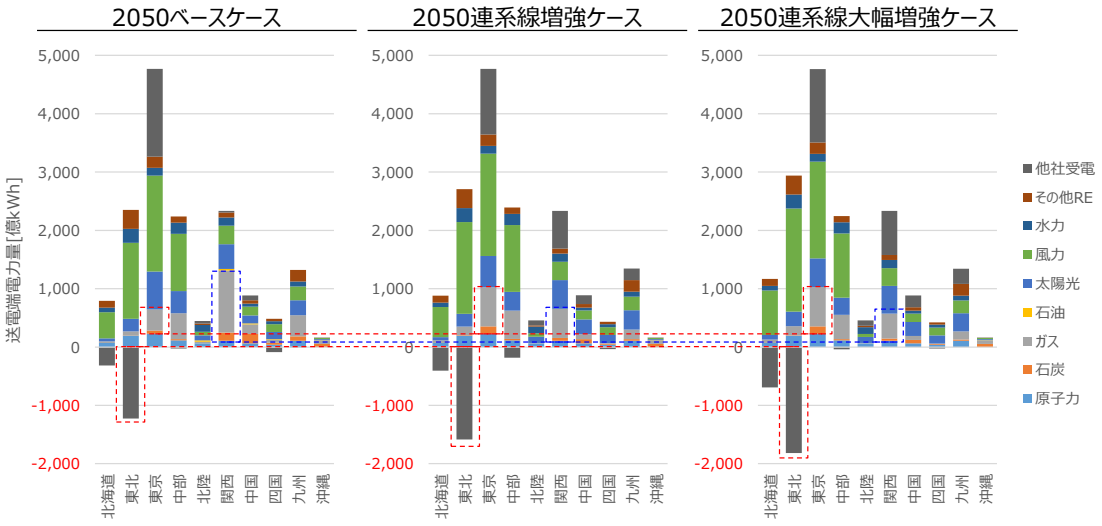



図 4-14　2050 年の連系線増強の違いによるエリア別発電電力量構成比

この東京エリアの火力の増加と関西エリアの減少の挙動を説明するため、全国及びエリア別のメリットオーダー順に並べた火力発電容量に、火力供給電力の平均値と＋１σの容量を加えたものを図 4-15 及び図 4-16 に示す。

平均残余需要における限界費用について、本州のエリア別に見ると、関西エリアは 8.3 円/kWh であるのに対し、他のエリアは 7.2~7.8 円/kWh と低く、関西エリアでの限界費用の高さが目立っている。

連系線容量が大きくなると、日本全体の燃料費を最小化する目的で、自エリアの火力より高効率な他エリアの火力発電が稼働可能となる。そのため、関西エリアの電源構成は、連系線容量が大きくなるほど火力シェアが下がる結果が得られたものと考えられる。

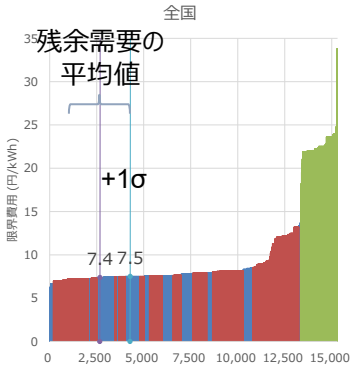



図 4-15　全国の火力発電のメリットオーダーと残余需要平均

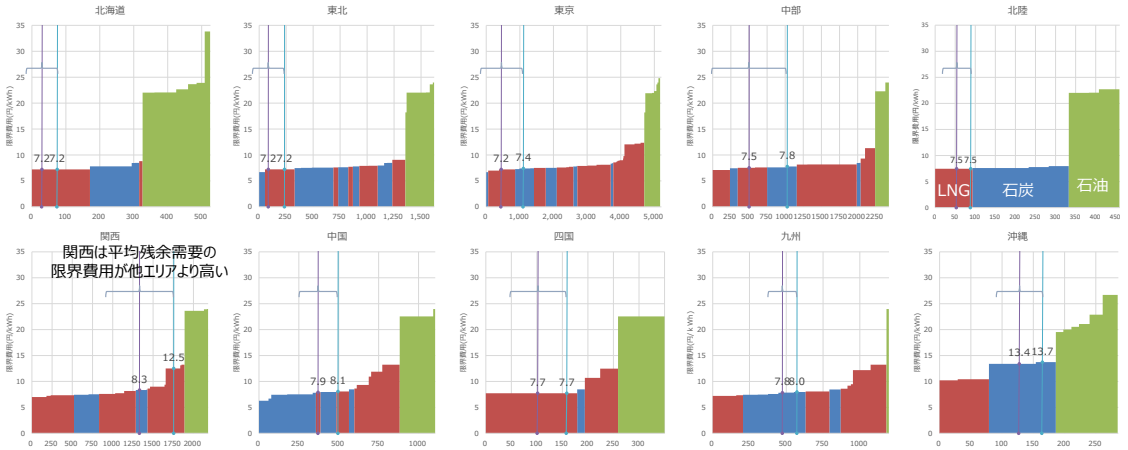



図 4-16　エリア別の火力発電のメリットオーダーと残余需要平均

### (7) 結果から得られる示唆

本業務では、2040 年及び 2050 年を対象に、電力需要や連系線増強をパラメータとして複数ケースでの電力需給分析を実施した。分析手法の特徴として、地域間連系線の必要増強量自体を最適化の対象として、資本費を含めた最適化計算を実施したことが挙げられる。モデルは安定的な挙動を示し、最適解は得られたものの、耐用年数が非常に長期にわたるインフラ整備の必要量を単年度の分析によって求める手法は、更なる改善が必要と考えられる。

2050 年カーボンニュートラルの実現を目標として掲げている中で、国立環境研究所が実

施したネットゼロシナリオの設備容量を前提として分析を行ったが、80%近い再エネ比率を実現するためには、地域間連系線の大幅増強や、前提条件で考慮している大量の蓄電池の導入など、複数の系統の柔軟性確保オプションが必要であることが示唆された。

ただし、系統の柔軟性確保のためには、今回取り上げた以上の需要側リソース（蓄熱空調、電炉等）の活用も期待できると考えられている。また、例えばバイオマス発電や貯水池式の水力発電が有する調整力を見込むことで、さらに再生可能エネルギーの利用が期待出来る可能性もある。今後は、このようにモデルで表現できる系統の柔軟性オプションを増やし、再エネ大量導入と整合的な姿を提示する必要がある。

## 4.4 ストレージパリティに関する検討

### 4.4.1 検討の背景

住宅及び建築物への太陽光発電の導入形態の一つとして、定置用蓄電池を併設し、住宅・建築物の電力負荷を超える発電量（いわゆる余剰電力量）を蓄電池に充電し、太陽光発電の発電量が少ない時間帯に放電し、自家消費率を高めるという方法がある。

このとき、太陽光発電と定置用蓄電池の両方のコストを考慮した LCOE が、導入先の住宅・建築物の買電価格を下回る場合、この導入形態が自律的に進むと考えられる。このような条件を満たす状態を、ストレージパリティと言う。

ここでは、平成 30 年度の調査で構築した住宅の DR 資源等の最適運用評価モデルをフレームとして、住宅・建築物におけるストレージパリティ成立のために必要な条件の検討を行った。

### 4.4.2 検討フレーム

まず、2020 年時点のシステム費用等を前提として一定の補助金が支給されることを前提に経済性評価を行う。次いで、2025 年時点ではシステム費用の低減により補助金が不要になる前提で、同様の評価を実施し、ストレージパリティ成立に必要な条件を検討する。

具体的な検討の手順としては、住宅（家庭部門）・建築物（業務部門）共通で、以下のとおり。なお、今回の分析では、需要側負荷について公開情報をもとに実施する観点から、実際のシミュレーションは建築物（業務部門）のみ実施した。

① 分析モデルの構築
先に述べたとおり、平成 30 年度の調査で構築した住宅の DR 資源等の最適運用評価モデルをフレームとして、今回の分析で対象とする需要側資源を考慮した分析モデルを構築する。

② 前提条件の整理
モデルに与える前提条件（電力価格、システム価格、需要側負荷データなど）を整理する。

③ シミュレーション実施・結果分析
②で整理した前提条件を①で構築したモデル与えることで、シミュレーションを実施する。具体的には、蓄電池の運用パターンの確認、PV 出力別・蓄電池容量別の経済性分析、ストレージパリティを満たすモデルの検討を行う。

### 4.4.3 経済性分析

#### (1) 分析モデルの構築

##### 1) 家庭用モデル

家庭用の場合、分析対象に含めるリソースとしては、住宅太陽光、定置用蓄電池、負荷シフト可能なヒートポンプ給湯機、その他住宅内負荷、となる（図 4-17）。

蓄電池の充放電は、系統からの買電、系統への売電、太陽光発電出力を考慮して、住宅側が支出する費用が最小となるような運用パターンを最適化計算により算出する。1 時間単位の分析を行いつつ、1 年間（＝8760 時間）の期間での費用が最小化となる運用を決定するモデルとなっている。

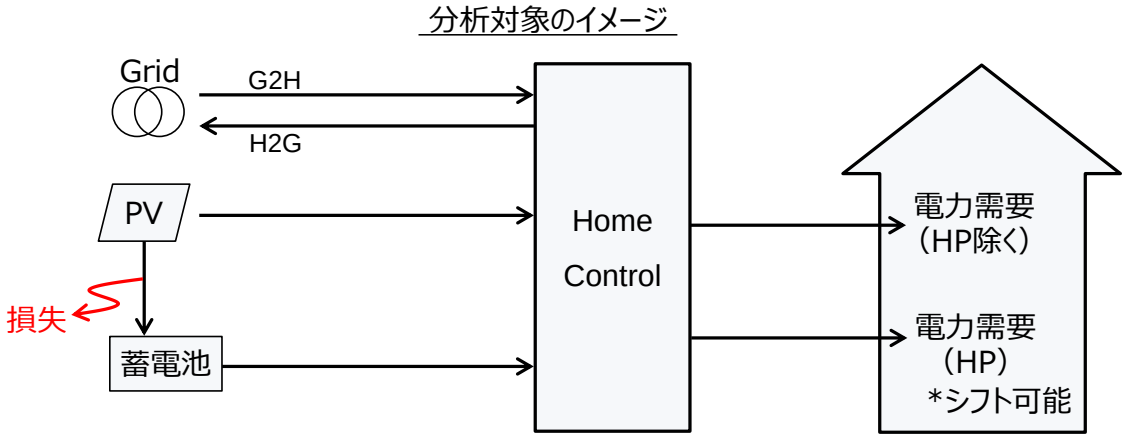



図 4-17　家庭用モデルの分析対象イメージ

### 2) 業務用モデル

業務用の場合、分析対象に含めるリソースとしては、屋根設置太陽光、定置用蓄電池、建物内負荷、となり、家庭用よりシンプルな構成となる（図 4-18）。

住宅用と同様、蓄電池の充放電は、系統からの買電、系統への売電、太陽光発電出力を考慮して、住宅側が支出する費用が最小となるような運用パターンを最適化計算により算出する。1 時間単位の分析を行いつつ、1 年間（＝8760 時間）の期間での費用が最小化となる運用を決定するモデルとなっている。

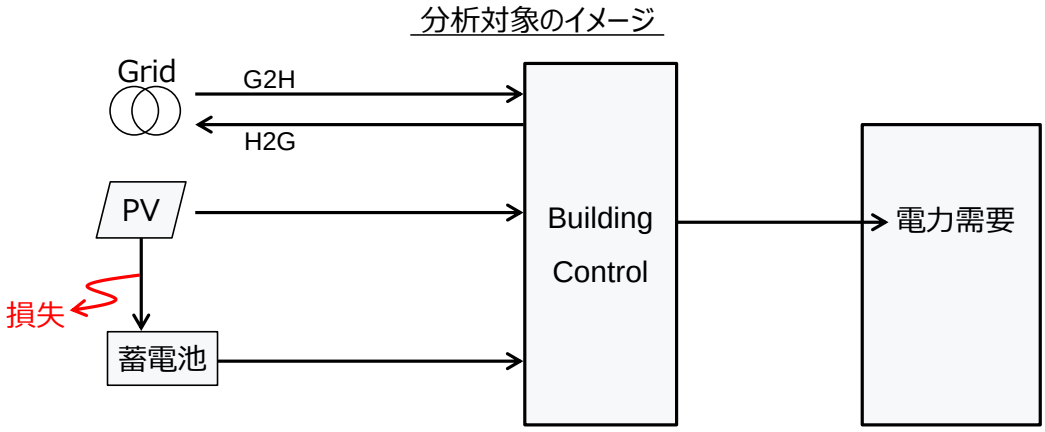



図 4-18　業務用モデルの分析対象イメージ

### (2) 前提条件の整理

ここでは、シミュレーション実施に必要な前提条件の整理を行った。なお、以下では実際に需要家の電力負荷パターンが得られた業務用のみを対象とする。

#### 1) 電力価格の設定

モデル上で設定すべき電力価格は、系統からの買電単価と基本料金、系統への売電単価である。買電単価と基本料金は、資源エネルギー庁調査[30]をもとに、九州電力の料金メニュー[31]を採用した。具体的には表 4-8 のとおり。

表 4-8　業務用モデルで採用した買電単価及び基本料金

| | 円/kWh | 備考 |
|---|---|---|
| 夏ピーク（13-16h） | 18.21 | FIT賦課金を含み、税金を含まない。<br>月当たり基本料金：<br>¥1,581/kW |
| 夏（8-13h, 16-22h） | 15.97 | |
| 夜間および休日 | 11.05 | |
| その他 | 15.10 | |

#### 2) 建物用途の設定

電力需要には、一般社団法人環境共創イニシアチブ（以下、SII という。）が公開している、BEMS 業務施設 5,729 軒の需要家の 8,760 時間の電力消費量データを使用する。今回の分析では、特定業種の需要家の分布を代表需要家選定の検討材料とするため、比較的母数の多い中三社エリアのドラッグストアを対象とした。

表 4-9　電力消費量が把握可能なエリア別・建物用途別件数

| | 北海道 | 東北 | 関東 | 中部 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州・沖縄 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 事務所 | 4 | 3 | 93 | 20 | 55 | 6 | 2 | 20 |
| デパート・スーパー | 16 | 142 | 254 | 61 | 59 | 15 | 32 | 122 |
| 卸小売 | 40 | 183 | 439 | 382 | 243 | 117 | 29 | 107 |
| 飲食店 | 20 | 25 | 638 | 104 | 113 | 39 | 6 | 33 |
| 学校 | 0 | 4 | 44 | 7 | 28 | 3 | 0 | 8 |
| ホテル・旅館 | 1 | 4 | 33 | 18 | 11 | 5 | 4 | 14 |
| 病院 | 5 | 21 | 236 | 70 | 72 | 28 | 8 | 58 |
| 娯楽場 | 7 | 24 | 128 | 24 | 35 | 12 | 3 | 11 |
| その他 | 5 | 20 | 101 | 32 | 44 | 16 | 1 | 26 |

[30] 経済産業省,平成 29 年度新エネルギー等導入促進基礎調査　ソーラーシンギュラリティの影響度等に関する調査報告書, 2018 年 2 月 28 日, https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H29FY/000017.pdf, 閲覧日 2020 年 10 月 23 日

[31] 九州電力ホームページ, http://www.kyuden.co.jp/user_menu_plan_denka-de-night.html, 閲覧日 2020 年 10 月 23 日

表 4-10　卸小売の内訳

| | 北海道 | 東北 | 関東 | 中部 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州･沖縄 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ②ドラッグストア | 0 | 101 | 147 | 274 | 145 | 7 | 0 | 2 |
| ③家電量販店 | 17 | 49 | 72 | 19 | 43 | 9 | 18 | 23 |
| ④コンビニ | 0 | 0 | 53 | 12 | 2 | 75 | 0 | 44 |
| ⑤郊外大型店舗 | 6 | 28 | 115 | 52 | 32 | 19 | 9 | 24 |
| ⑥その他物販 | 17 | 5 | 52 | 25 | 21 | 7 | 2 | 14 |

### 3) システム費用・補助金の設定

太陽光発電のシステム費用は、資源エネルギー庁が設定している事業用太陽光発電のシステム費用の目標値を採用した。蓄電池のシステム費用は、2019 年度 VPP 補助金で導入された家庭用蓄電システム平均価格である 13 万円/kWh を 2020 年ケースに採用した。それぞれの補助金は、令和 3 年度（2021 年度）エネルギー対策特別会計補助事業（エネ特）のストレージパリティの達成に向けた太陽光発電設備等の価格低減促進事業における補助額を参考に設定した。

表 4-11　システム費用・補助金の設定

| | 太陽光発電 | | 蓄電池 | |
|---|---|---|---|---|
| | システム費用 | 補助金 | システム費用 | 補助金 |
| 2020 年ケース | 20 万円/kW | 5 万円/kW+<br>工事費 10 万円 | 13 万円/kWh | 6 万円/kW+<br>工事費 10 万円 |
| 2025 年ケース | 10 万円/kW | なし | 5 万円/kWh | なし |

※本委託業務での検討の際には、「ストレージパリティの達成に向けた太陽光発電設備等の価格低減促進事業」における蓄電池の補助金案は「6 万円/kW＋工事費 10 万円」とされ、これを下に試算を実施した。その後資源エネルギー庁「定置用蓄電システム普及拡大検討会」において、業務・産業用の蓄電システムの目標価格の単位が kWh に変更されたこと等を踏まえ、当該補助事業における蓄電池の補助金は「6 万円/kWh＋工事費 10 万円（蓄電池に係る補助対象経費の 1／3 の額が低い場合はその額）」に変更されている。

### 4) 代表需要家の選定

業務部門の建築物は、建物サイズが需要家によって大きく異なるため、PV の設置可能量も異なると考えられる（PV1kW/延床面積 10m2 程度）。また、日中の電力消費量が大きいため、余剰電力は発生しにくいと考えられる。これらの要素と、SII の BEMS データの需要家数を考慮し、建物用途がドラッグストアであり、中三社（関東、中部、関西）に立地する 537 需要家の中から、PV と蓄電池のセット導入が有望と考えられる需要家として、「電力消費量が小さく（PV 余剰が発生しやすい）、延床面積が大きい（PV 設置可能量大）需要家が望ましい」という仮説の基、「年電力消費量/延床面積」を指標に需要家を検討した。この指標が小さい場合、PV と蓄電池の導入効果が期待される。

本分析では、図 4-19 に示す年電力消費量/延床面積が 10%値（消費電力 241,543kWh、延床 900m2）の需要家を代表需要家として選定した。当該需要家の電力需要は、季節差もありつつ、50~80kW 程度が 1 日のピークである。延床面積 900m2 なので、設置可能な PV は

60~90kW 程度であり、PV の容量によっては特に 3 月～9 月頃にかけて余剰電力の発生が期待される。また、需要が増える 11 月、12 月でピークカットが起き、契約電力の削減が図られると考えられる。

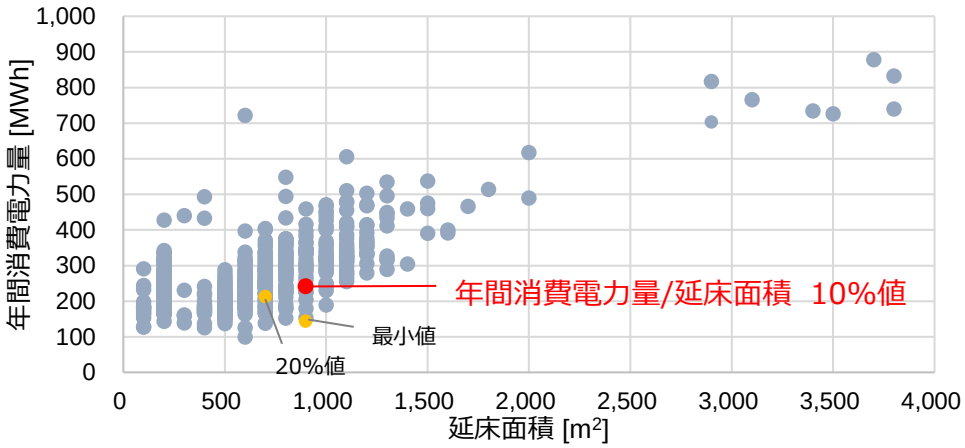



図 4-19　中三社ドラッグストア需要家の延床面積-年間消費電力量分布

### 5) シミュレーションにおけるパラメータ設定

分析に当たっては、PV 設備容量（kW）、蓄電池出力（kW）、蓄電池時間率（h）の 3 つのパラメータについて、以下のとおり幅を与えることで、感度分析を実施し、ストレージパリティが成立するユースケースを評価した。

PV 設備容量：0kW, 10kW, 20kW, …, 100kW

蓄電池出力：0kW, 10kW, 20kW, … , 60kW

時間率：1h, 2h, 3h

## (3) シミュレーション結果

### 1) 蓄電池の運用

上記の前提条件のもとで、分析モデルを用いて蓄電池の最適運用に関するシミュレーションを実施した。例えば、PV90kW、蓄電池 20kW、時間率 2h のときの充放電パターンは図 4-22 のとおりとなり、年度の前半では余剰電力が発生し、蓄電池は自家消費促進のため高稼働となった。

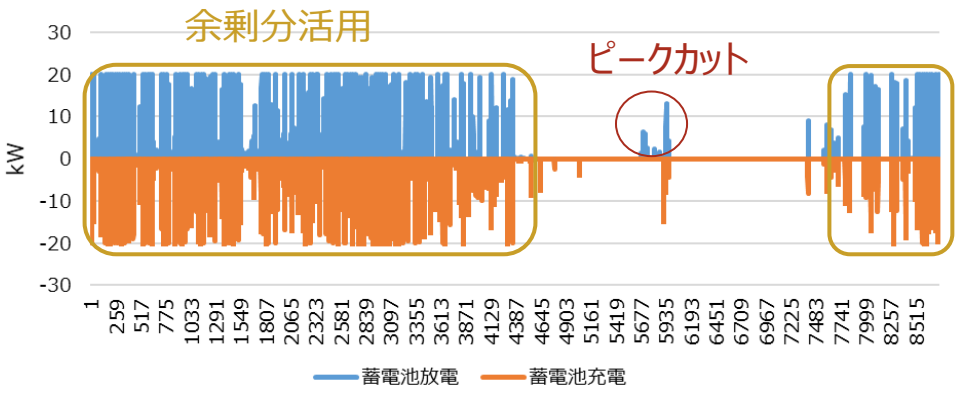



図 4-20　PV90kW_蓄電池 20kW, 2h のときの充放電パターン（4 月～3 月）

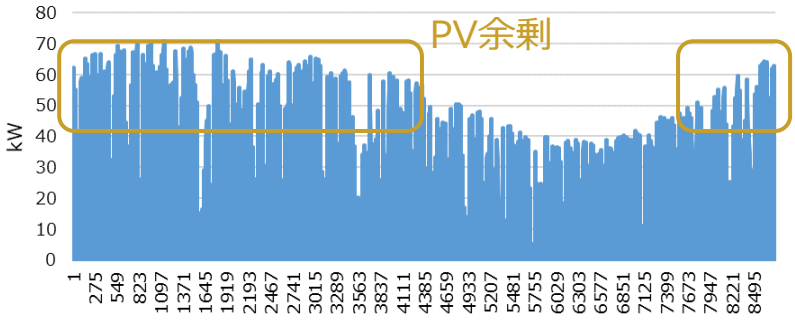



図 4-21　PV90kW_蓄電池 20kW, 2h のときの PV 発電量（4 月～3 月）

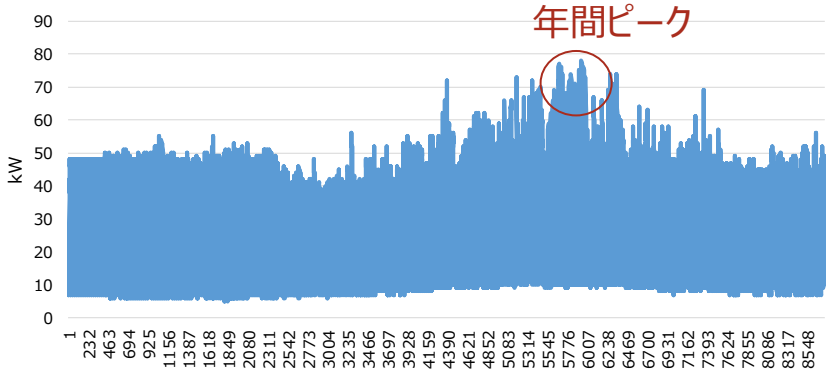



図 4-22　電力需要（4 月～3 月）

電力需要が大きく、かつ PV 発電量が小さくなる 10 月~12 月頃では余剰が発生せず蓄電池は低稼働だが、電力需要のピーク時に放電を行い、契約電力を削減する動きが確認できる。

2 月～9 月頃にかけて、PV の余剰電力が発生する。このとき、蓄電池は PV 余剰分を充電し、夕方の需要を放電で賄うことで、自家消費を促進し買電量を削減している（図 4-23）。

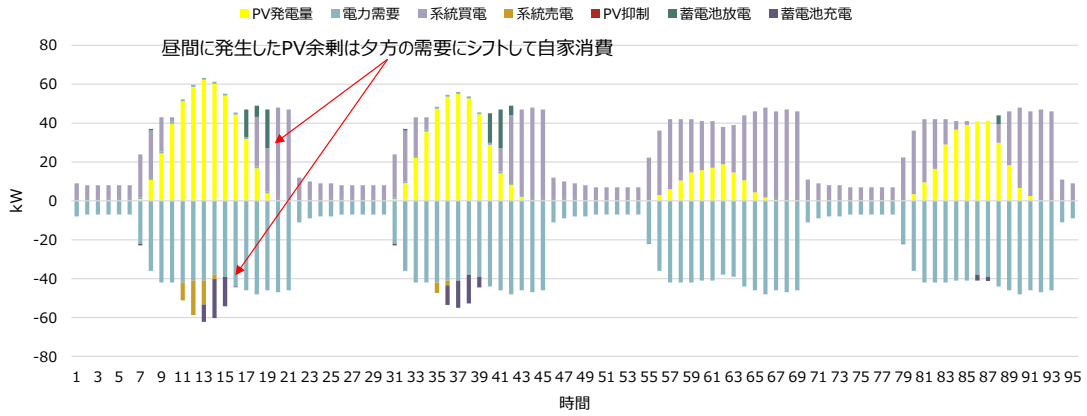



図 4-23　4 月 1 日~4 日の電力需給パターン（PV90kW・蓄電池 20kW）

契約電力を削減するため、ピーク時の電力需要を蓄電池の放電によって賄い、買電量を平準化し、契約電力を削減する効果が確認できる。代表需要家の最大電力需要は 78kW だが、蓄電池の活用により 63kW に抑制されている（図 4-24）。

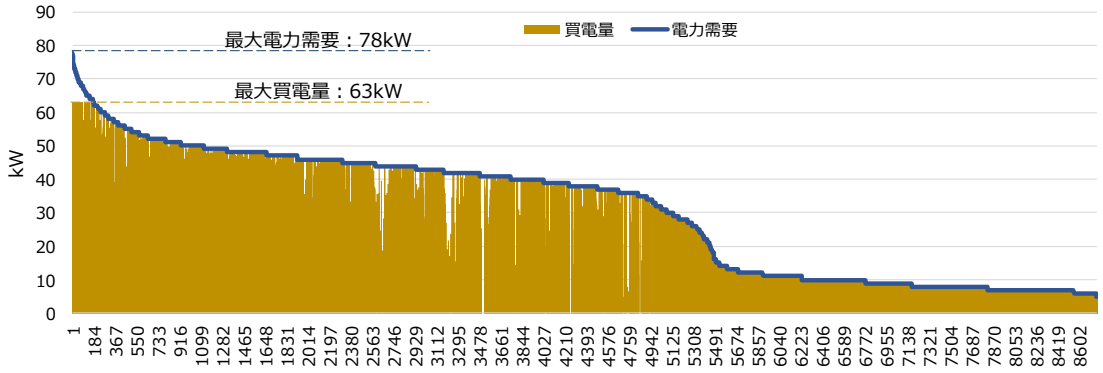



図 4-24　電力需要のデュレーションカーブと各時点の買電量（PV90kW、蓄電池 20kW）

### 2) 年経費への影響

PV 設備容量をパラメータとして振った場合の、年経費変化を図 4-25 に示す。PV 設備容量が増加すると、買電費用と基本料金は減少する。年経費が極小となるのは計算上 PV 出力が 200kW 近傍の時であったが、延床面積との兼ね合いから、物理的に設置可能な PV 出力は 90kW 程度であることに留意されたい。

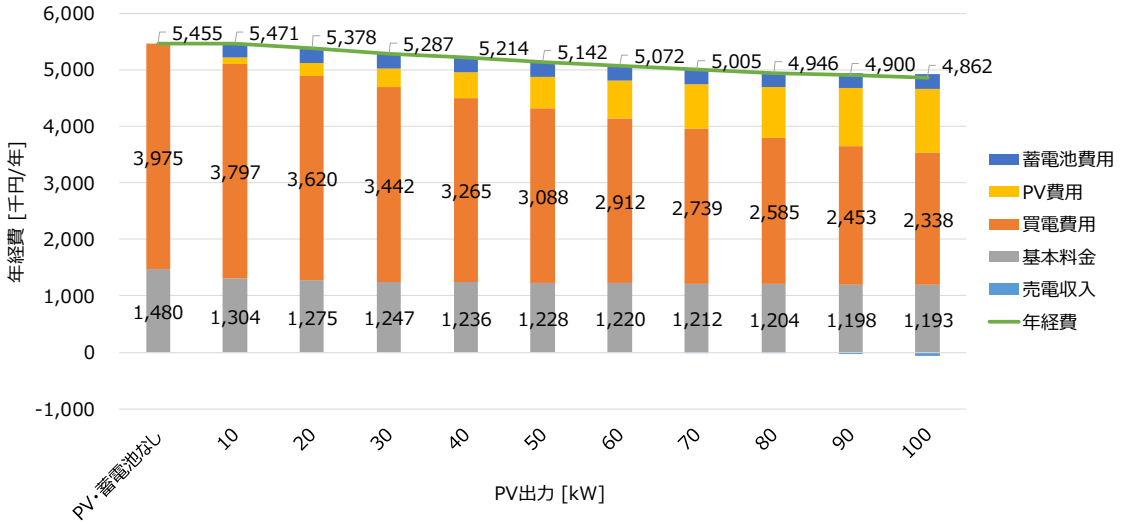



図 4-25　PV 出力別　年経費内訳（蓄電池出力は 20kW、蓄電池時間率は 2h に固定）

蓄電池出力をパラメータとして振った場合の、年経費変化を図 4-26 に示す。蓄電池の導入により自家消費が促進され買電費用が削減されるほか、ピークカットによる基本料金の削減が顕著に起こる。ただし、PV 余剰があまり多くは発生しないため、自家消費にシフトできる量は限定的であるため、30kW 以降の蓄電池出力では買電費用はあまり下がらない。蓄電池出力 10,20kW における年経費は、PV のみを導入するケース（蓄電池出力が 0）の年経費より安くなる。

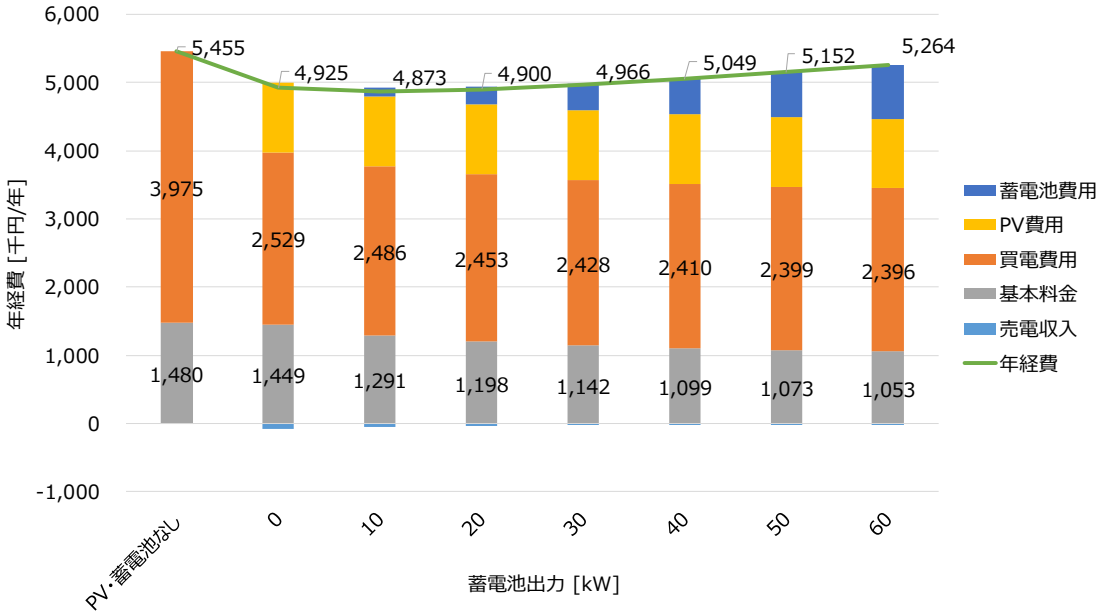



図 4-26　蓄電池出力別　年経費内訳（PV 出力は 90kW、蓄電池時間率は 2h に固定）

### 3) ストレージパリティを満たす条件

今回設定した補助金を考慮し、足元と将来について、経済性分析を行う。具体的には、2020 年ケース（2020 年足元価格で補助金を加味）、2025 年ケース（2025 年将来価格で補助金な

し）の２ケースについて、以下の条件を満たすケースがあるかを確認する（図 4-27）。

- PV と蓄電池なしに比べて、PV と蓄電池をセットで設置した方が経済的であること。

条件①：年経費で比較して、PV と蓄電池をセットで導入した方が安い。

- PV と蓄電池の導入にかかる費用が、導入によるコストメリットで回収できること。

条件②：投資回収年数が蓄電池の耐用年数未満である。

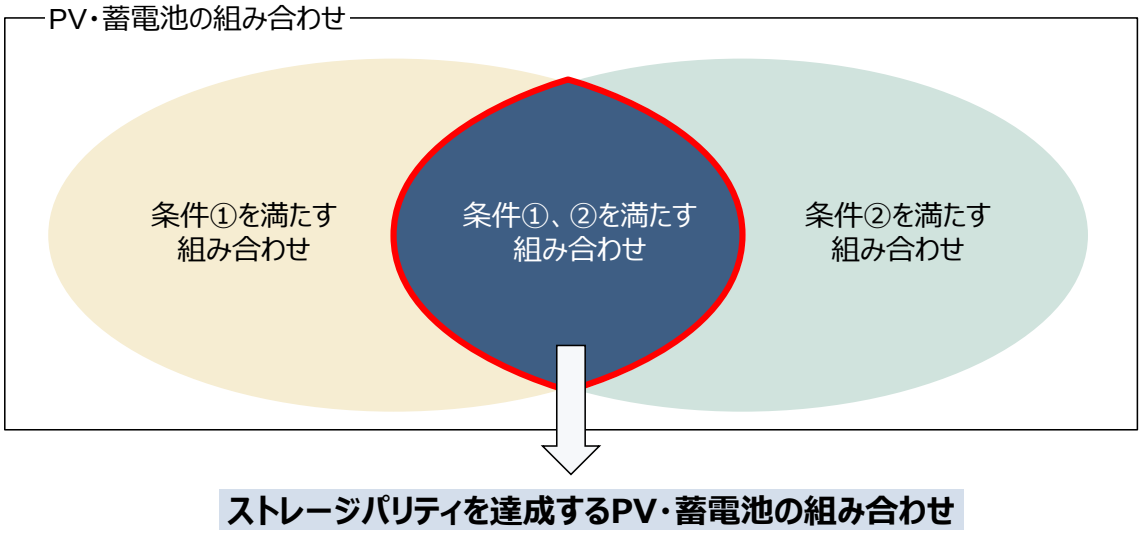



図 4-27　ストレージパリティの分析イメージ

まず、年経費で見た場合にストレージパリティを満たすモデルを検討した（図 4-28）。時間率 1h の場合、ほとんどのケースで PV 単体よりも PV と蓄電池をセットで導入した方が年経費を安く抑えられることが分かる。時間率を 2h、3h と増加させると、特に 2020 年ケースにおいてストレージパリティを満たすケースが減少する。これは、今回の評価では蓄電池の補助額を円/kW で想定しているため、システム費用が増加しても補助額が増額しないことが一因と考えられる。

2020年ケース、時間率1時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 5,455 | 5,383 | 5,316 | 5,248 | 5,180 | 5,112 | 5,050 | 5,000 | 4,959 | 4,925 | 4,897 |
| 10 | | 5,340 | 5,271 | 5,202 | 5,134 | 5,065 | 4,998 | 4,940 | 4,892 | 4,852 | 4,821 |
| 20 | | 5,332 | 5,254 | 5,185 | 5,117 | 5,049 | 4,982 | 4,922 | 4,874 | 4,833 | 4,800 |
| 30 | | 5,359 | 5,265 | 5,190 | 5,119 | 5,048 | 4,981 | 4,919 | 4,867 | 4,825 | 4,790 |
| 40 | | 5,391 | 5,298 | 5,207 | 5,134 | 5,062 | 4,992 | 4,925 | 4,866 | 4,820 | 4,782 |
| 50 | | 5,424 | 5,332 | 5,241 | 5,155 | 5,080 | 5,008 | 4,941 | 4,881 | 4,832 | 4,791 |
| 60 | | 5,458 | 5,366 | 5,276 | 5,190 | 5,106 | 5,031 | 4,963 | 4,898 | 4,846 | 4,804 |

2025年ケース、時間率1時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 5,455 | 5,363 | 5,272 | 5,180 | 5,088 | 4,996 | 4,910 | 4,836 | 4,771 | 4,713 | 4,661 |
| 10 | | 5,313 | 5,220 | 5,128 | 5,035 | 4,942 | 4,851 | 4,769 | 4,698 | 4,634 | 4,579 |
| 20 | | 5,292 | 5,190 | 5,097 | 5,005 | 4,913 | 4,822 | 4,738 | 4,666 | 4,601 | 4,544 |
| 30 | | 5,306 | 5,187 | 5,088 | 4,993 | 4,899 | 4,808 | 4,721 | 4,646 | 4,580 | 4,521 |
| 40 | | 5,325 | 5,208 | 5,092 | 4,995 | 4,900 | 4,805 | 4,714 | 4,632 | 4,562 | 4,500 |
| 50 | | 5,344 | 5,228 | 5,113 | 5,003 | 4,904 | 4,808 | 4,717 | 4,633 | 4,560 | 4,495 |
| 60 | | 5,365 | 5,249 | 5,135 | 5,024 | 4,917 | 4,818 | 4,725 | 4,637 | 4,561 | 4,495 |

2020年ケース、時間率2時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 5,455 | 5,383 | 5,316 | 5,248 | 5,180 | 5,112 | 5,050 | 5,000 | 4,959 | 4,925 | 4,897 |
| 10 | | 5,372 | 5,294 | 5,225 | 5,157 | 5,089 | 5,022 | 4,962 | 4,914 | 4,873 | 4,840 |
| 20 | | 5,471 | 5,378 | 5,287 | 5,214 | 5,142 | 5,072 | 5,005 | 4,946 | 4,900 | 4,862 |
| 30 | | 5,578 | 5,486 | 5,396 | 5,310 | 5,226 | 5,151 | 5,083 | 5,018 | 4,966 | 4,924 |
| 40 | | 5,703 | 5,596 | 5,508 | 5,422 | 5,338 | 5,256 | 5,176 | 5,109 | 5,049 | 5,001 |
| 50 | | 5,830 | 5,718 | 5,620 | 5,535 | 5,450 | 5,368 | 5,289 | 5,215 | 5,152 | 5,098 |
| 60 | | 5,957 | 5,846 | 5,746 | 5,649 | 5,564 | 5,484 | 5,406 | 5,333 | 5,264 | 5,202 |

2025年ケース、時間率2時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 5,455 | 5,363 | 5,272 | 5,180 | 5,088 | 4,996 | 4,910 | 4,836 | 4,771 | 4,713 | 4,661 |
| 10 | | 5,292 | 5,190 | 5,097 | 5,005 | 4,913 | 4,822 | 4,738 | 4,666 | 4,601 | 4,544 |
| 20 | | 5,325 | 5,208 | 5,092 | 4,995 | 4,900 | 4,805 | 4,714 | 4,632 | 4,562 | 4,500 |
| 30 | | 5,365 | 5,249 | 5,135 | 5,024 | 4,917 | 4,818 | 4,725 | 4,637 | 4,561 | 4,495 |
| 40 | | 5,423 | 5,292 | 5,180 | 5,070 | 4,962 | 4,856 | 4,752 | 4,661 | 4,577 | 4,505 |
| 50 | | 5,483 | 5,347 | 5,226 | 5,116 | 5,007 | 4,901 | 4,798 | 4,701 | 4,613 | 4,536 |
| 60 | | 5,543 | 5,409 | 5,284 | 5,164 | 5,055 | 4,950 | 4,849 | 4,752 | 4,658 | 4,572 |

2020年ケース、時間率3時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 5,455 | 5,383 | 5,316 | 5,248 | 5,180 | 5,112 | 5,050 | 5,000 | 4,959 | 4,925 | 4,897 |
| 10 | | 5,439 | 5,345 | 5,270 | 5,202 | 5,134 | 5,069 | 5,009 | 4,961 | 4,921 | 4,889 |
| 20 | | 5,618 | 5,526 | 5,436 | 5,350 | 5,266 | 5,191 | 5,123 | 5,058 | 5,006 | 4,964 |
| 30 | | 5,827 | 5,714 | 5,624 | 5,538 | 5,454 | 5,372 | 5,292 | 5,222 | 5,160 | 5,109 |
| 40 | | 6,037 | 5,926 | 5,826 | 5,729 | 5,644 | 5,564 | 5,486 | 5,413 | 5,344 | 5,282 |
| 50 | | 6,248 | 6,139 | 6,039 | 5,943 | 5,850 | 5,762 | 5,687 | 5,616 | 5,547 | 5,480 |
| 60 | | 6,459 | 6,351 | 6,252 | 6,157 | 6,064 | 5,975 | 5,890 | 5,819 | 5,750 | 5,683 |

2025年ケース、時間率3時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 5,455 | 5,363 | 5,272 | 5,180 | 5,088 | 4,996 | 4,910 | 4,836 | 4,771 | 4,713 | 4,661 |
| 10 | | 5,306 | 5,187 | 5,088 | 4,996 | 4,904 | 4,815 | 4,732 | 4,659 | 4,596 | 4,540 |
| 20 | | 5,365 | 5,249 | 5,135 | 5,024 | 4,917 | 4,818 | 4,725 | 4,637 | 4,561 | 4,495 |
| 30 | | 5,453 | 5,317 | 5,202 | 5,093 | 4,984 | 4,878 | 4,775 | 4,680 | 4,595 | 4,520 |
| 40 | | 5,543 | 5,409 | 5,284 | 5,164 | 5,055 | 4,950 | 4,849 | 4,752 | 4,658 | 4,572 |
| 50 | | 5,634 | 5,501 | 5,378 | 5,257 | 5,140 | 5,028 | 4,929 | 4,834 | 4,741 | 4,651 |
| 60 | | 5,726 | 5,594 | 5,471 | 5,351 | 5,234 | 5,121 | 5,013 | 4,918 | 4,825 | 4,734 |

PVと蓄電池セットで導入した方が年経費が安くなる範囲

図 4-28　PV 出力別蓄電池出力別　年経費 [千円]

次いで、投資回収年数で見た場合にストレージパリティを満たすモデルを検討した（図 4-29）。条件①（年経費で比較して、PV と蓄電池をセットで導入した方が安い）を満たしているケースでは全て、投資回収年数が 15 年を下回る結果が得られた。PV 出力増加に従って年経費は安くなる傾向にあるが、先に述べたとおり、延床面積との見合いから、物理的に設置可能な PV 出力は高々90kW 程度であることに留意が必要である。

2020年ケース、時間率1時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 8 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 10 | 8 | 8 | 8 | 8 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 20 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 30 | 10 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 40 | 12 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 50 | 13 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 10 |
| 60 | 15 | 12 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |

2025年ケース、時間率1時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 10 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 20 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 30 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 40 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 50 | 10 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 60 | 11 | 9 | 8 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 |

2020年ケース、時間率2時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 8 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 10 | 11 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 20 | 15 | 12 | 11 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 30 | 19 | 15 | 13 | 12 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 |
| 40 | 24 | 18 | 16 | 14 | 13 | 12 | 12 | 12 | 11 | 11 |
| 50 | 29 | 21 | 18 | 16 | 14 | 14 | 13 | 13 | 12 | 12 |
| 60 | 33 | 24 | 20 | 17 | 16 | 15 | 14 | 13 | 13 | 13 |

2025年ケース、時間率2時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 10 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 20 | 8 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 30 | 11 | 9 | 8 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 40 | 13 | 10 | 9 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| 50 | 15 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| 60 | 17 | 13 | 11 | 10 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 |

2020年ケース、時間率3時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 8 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 10 | 14 | 12 | 11 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 20 | 21 | 16 | 14 | 13 | 12 | 12 | 11 | 11 | 11 | 11 |
| 30 | 29 | 21 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 13 | 12 | 12 |
| 40 | 36 | 26 | 21 | 18 | 17 | 16 | 15 | 14 | 14 | 13 |
| 50 | 44 | 31 | 25 | 21 | 19 | 18 | 17 | 16 | 15 | 15 |
| 60 | 51 | 36 | 29 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 17 | 16 |

条件①、②を共に満たす範囲

2025年ケース、時間率3時間

| 蓄電池出力[kW] \ PV出力[kW] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 10 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 20 | 11 | 9 | 8 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 30 | 14 | 11 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| 40 | 17 | 13 | 8 | 10 | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 |
| 50 | 21 | 15 | 8 | 11 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 8 |
| 60 | 24 | 17 | 8 | 12 | 11 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 |

投資回収年数が15年を下回る範囲

図 4-29　PV 出力別蓄電池出力別　投資回収年数 [年]

### 4.4.4 まとめ

- PV 発電ピークと電力需要ピークの重なりにより、そもそも PV 導入によるコストメリットが非常に大きい。
- ユースケース分析では、補助金を加味した足元評価と、システム価格低減を加味した将来評価ともに、経済性のある PV・蓄電池の導入が可能である結果が得られた。
- 蓄電池導入による契約電力削減の効果も確認された。他方、PV の余剰電力があまり大きくはないため、自家消費への余剰シフトのポテンシャルは大きくない。
- 「延床面積が大きく電力消費量が小さい」というような、PV 余剰が発生しやすい業務需要家で、積極的な導入が期待される。
- kW 単位での補助を選んだ場合は、高時間率の蓄電池導入は経済性が悪化する傾向にある。

# 参考資料 1
# 諸外国における再生可能エネルギー等の温暖化・エネルギーに関連する最新動向調査結果

# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# EU

## 1. 概況

## 1-1.EUの温暖化対策（1）

2011年に公表された2050年目標では、2020年までに2050年に向け、10年単位の中期目標を設定していた。
また、数値目標と政策指針が一体となった指令を発表。

2050年目標（2011年3月発表）

2020年政策パッケージ（2009年施行）

・GHG20%（1990年比）削減
・再エネ比率20%
・エネルギー効率20%向上

→ 再エネ指令（RED） / エネルギー効率指令（EED） etc.

Energy Union（2015年）

2030年政策パッケージ（2016年Clean Energy Package）

・GHG45%（1990年比）削減
・再エネ比率32%以上
・エネルギー効率32.5%以上向上

→ 再エネ改正指令 / エネルギー効率改正指令 etc.

出所　各種資料を基に作成



## 1-1.EUの温暖化対策（２）

2050年の気候中立に向け、2030年までに少なくとも55%の温室効果ガス削減を目指す。

**2050年目標：気候中立**

**Clean Planet for ALL**（2018年11月公表）2050年に気候中立を目指す、戦略的ビジョン

**欧州グリーン・ディール**（2020年1月）Clean Planet for Allを実現するための政策文書

**欧州気候法**（2020年3月提案）欧州グリーン・ディールで定められた目標の法制化

**2030年目標：少なくとも55%の削減**

**Climate Target Plan**（2021年1月）2030年までに少なくとも55%の温室効果ガス削減を目指す

**欧州気候法**（2020年3月提案）2020年9月気候法修正案に少なくとも55%の目標が盛り込まれる

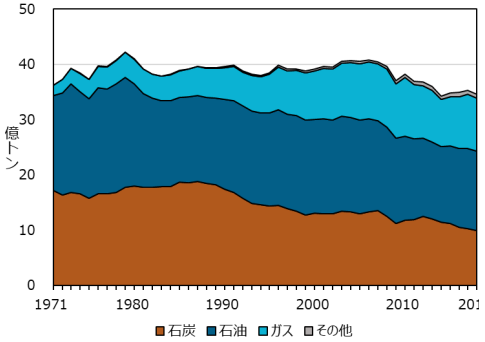
**パリ協定のもとのNDC（自国が決定する貢献）**（2021年1月）

出所　各種資料を基に作成

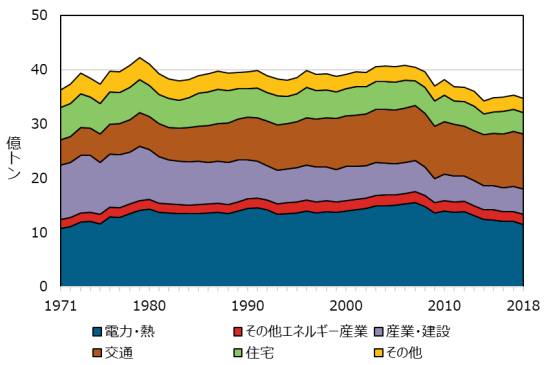
## 1-2.目標および進捗

**2020年の削減目標は既に達成している状況である。**
**一方、現状ペースでは2050年の目標達成は困難であるとみられている。**

燃料別二酸化炭素排出量




産業別二酸化炭素排出量




出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成



# 2. 目標　-パリ協定-

## 2-1.削減目標（EU）

**2020年に向けた排出削減目標20%は超過達成する見込み。**
**約束草案では2030年での排出削減目標は40%。**

| | カンクン目標 | | パリ協定 約束草案 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 基準年 | 1990年 | | 1990年 | | |
| 目標年 | 2020年 | | 2030年 | | |
| 削減目標 | ▲20% | | ▲40% | | |
| 対象ガス* | • $CO_2$<br>• $CH_4$<br>• $N_2O$ | • HFCs<br>• PFCs<br>• $SF_6$ | • $CO_2$<br>• $CH_4$<br>• $N_2O$ | • HFCs<br>• PFCs | • $SF_6$<br>• $NF_3$ |
| 対象セクター | • エネルギー<br>• 運輸<br>• 工業プロセス<br>• 農業<br>• 廃棄物<br>• 航空 （EU-ETS（EUの排出権取引制度）対象） | | • エネルギー<br>• 運輸<br>• 工業プロセス<br>• 農業<br>• LULUCF<br>• 廃棄物 | | |
| 国際的な市場メカニズム | 含む | | 含まない | | |

*カンクン目標では対象ガスは不明であるが、関連指令等より上記が対象ガスと考えられる。

出所　UNFCCC，SUBMISSION BY LATVIA AND THE EUROPEAN COMMISSION ON BEHALF OF THE EUROPEAN UNION AND ITS MEMBER STATES 2015，
UNFCCC，Expression of willingness to be associated with the Copenhagen Accord and submission of the quantified economy-wide emission reduction target for 2020，
European Commission，Kyoto 2nd commitment period (2013–20)，https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress/kyoto_2_en
（2017.10.11時点）を基に作成



## 2-2. 約束草案

| 項目 | 内容 |
|---|---|
| タイプ | 基準年からの総排出量削減 |
| 基準年 | 1990年 |
| 期間 | 2021年1月1日～2030年12月31日 |
| 削減目標 | 2030年までに少なくとも40%を域内で削減 |
| 対象範囲 | 経済全体 |
| 対象ガス | $CO_2$, $CH_4$, $N_2O$, HFCs, PFCs, $SF_6$, $NF_3$ |
| 計画プロセス | 2015年-16年に、欧州委員会が「2030年気候とエネルギーに関する政策枠組み」実施のための法制化に向けた提案を欧州理事会及び議会に提出。 |
| 土地セクターの活用有無 | 技術的条件が整い次第、いずれにしても2020年までに、土地セクターの含め方に関する方針を策定 |
| 国際的な市場メカニズムによる貢献 | 国際的なクレジットによる貢献分なし |
| 公平性・野心 | • 2020年までに1990年比で20%削減（海外でのオフセット分含む）とする**現在の目標よりも相当程度進んだ目標**。<br>• EUが目的とする、**IPCCが必要とする削減の達成（2050年までに先進国全体で1990年比80-95%削減、世界全体で50%削減）に向けた道筋に沿ったもの**。<br>• EUは**GDPを53%成長させながら、排出量を1990年に比べて既に23%削減**。<br>• EUの**一人当たり排出量は、12トン-$CO_2$換算（1990年）から9トン-$CO_2$換算(2012年)に減少、2030年には6トン-$CO_2$換算まで下がる**予測。<br>• EUは1979年に排出量のピークを達成。 |

出所　UNFCCC，SUBMISSION BY LATVIA AND THE EUROPEAN COMMISSION ON BEHALF OF THE EUROPEAN UNION AND ITS MEMBER STATES，European Commission，Two years after Paris – Progress towards meeting the EU's climate commitments，5ページを基に作成

# 2. 目標　-パリ協定以降-

## 2-3.中期目標（~2030年）

**2019年、温室効果ガス削減に向け、パリ協定のコミットメントを達成すべく、エネルギー政策枠組みの包括的な更新を完了した。**
**政策遂行で、パリ協定の目標（1990年比40%削減）を上回る45%削減が見込めるとされる。**

| 政策パッケージ内の法令 |
|---|
| 建築物エネルギー性能指令 |
| 再生可能エネルギー指令 |
| エネルギー効率指令 |
| EUガバナンス規則 |
| 電力セクターリスク準備規則 |
| 電力規則 |
| 電力指令 |
| 欧州エネルギー規制機関（ACER）規則 |

| | **2030年目標** | 参考1<br>2020年目標 | 参考2<br>パリ協定目標 |
|---|---|---|---|
| 再エネ比率<br>（最終消費エネルギーに占める再エネの割合） | 32%<br>2023年に引上の可能性 | 20% | – |
| エネルギー効率<br>（エネルギー消費削減率） | 32.5%<br>2023年に引上の可能性 | 20% | – |
| 温室効果ガス<br>（対1990年削減比率） | 40% | 20% | 40% |

出所　European Commission，"Clean Energy for All Europeans，"https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans（2018.12.4時点）
European Commission, "2020 climate & energy package, "　https://ec.Europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en（2020.11.30時点），
European Commission, "2030 climate & energy framework," https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en（2020.11.30時点）を基に作成



## 2-5.欧州2030年目標の改定

**2020年3月、欧州委員会は「欧州グリーンディール」の一環として、2050年までに気候中立を目指し、1990年比50~55%の2030年温室効果ガス排出削減を目指す、欧州気候法案を提出した。2020年9月に2030 Climate Target Planでは、排出削減目標55%が示されたが、2020年10月の欧州気候法修正法案ではさらに60%への引き上げが検討されたが、2020年12月に「少なくとも55%」の排出量削減目標が欧州理事会で承認となり、12月18日付でにEUのNDC(国が決定する貢献）として、UNFCCC（国連気候変動枠組条約）に提出された。**

| | 温室効果ガス排出量 | 再生可能エネルギー*1 | エネルギー効率*2 | 国際取引*3 | EU補助金割合 | 自動車由来 $CO_2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 改正2030目標 | **≦-55%*4** | **≧32%** | **≧32.5%** | **15%** | 2021-2027<br>**25%** | **-37.5%**<br>うちバン -31%<br>うちトラック -30% |

*1 再生可能エネルギー指令（RED Ⅱ）　*2 エネルギー効率指令　*3 2030年気候エネルギー枠組　*4 Climate Target Planおよび欧州気候法修正法案

温室効果ガス排出削減目標の変更

| | |
|---|---|
| 欧州気候法案 | • 2020年3月に2050年までに気候中立の達成を目指す、欧州グリーンディールの目標を含む、欧州初の気候法案<br>• 2020年9月までに、2030年までに50%～55%の温室効果ガス削減目標を提案 |
| 2030 Climate Target Plan | • 2020年9月17日付欧州コミュニケにて、2030年までにEUの温室効果ガス排出量を55%以上削減することを目指す |
| 欧州気候法案 | • 2020年9月の修正法案で、2030年の温室効果ガス排出削減目標を55%とした。<br>• 2020年10月7日に欧州議会は、2030年排出削減目標60%を含む、修正法案を可決したが、2020年12月に「少なくとも55%」の排出量削減目標が欧州理事会で承認となり、12月18日付でにEUのNDC(国が決定する貢献）として、UNFCCC（国連気候変動枠組条約）に提出された。 |

出所　Climate Action Network Europe, "The Clock is Ticking!," http://www.caneurope.org/publications/reports-and-briefings/1847-new-report-on-draft-necps-progress-the-clock-is-tucking（2020.11.30時点）、
European Commission, "NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLANS (NECPs) ", https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en（2020.11.30時点），
European Commission, "NECP Member State Contribution to the EU's 2030 climate ambition,"
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1611（2020.11.30時点）,を基に作成

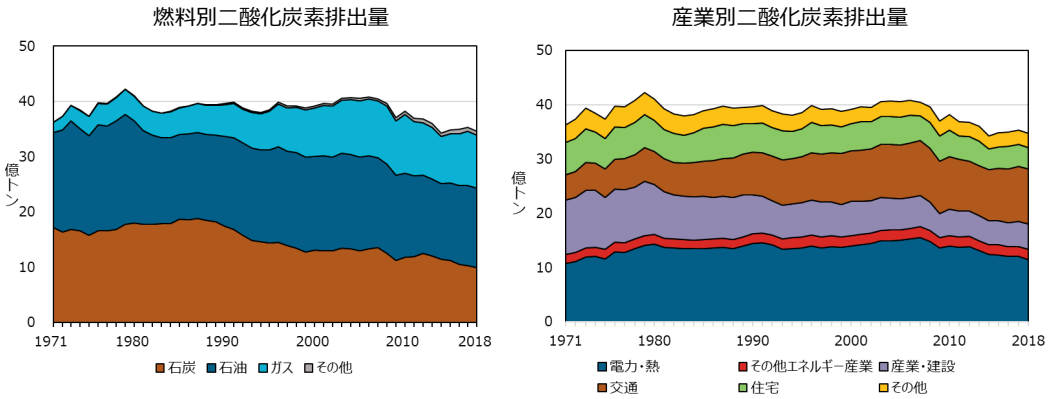


# 3. 進捗　-排出量-

**※値は、すべてOECD欧州の値である。**

## 3-1.地球温暖化ガス排出量

**OECD欧州の二酸化炭素排出量は2018年、1990年比12.4%減少した。これは主に、石炭からの排出量が約40%減少したことによる。
しかしながら、近年排出量は横ばいとなっている。**







出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

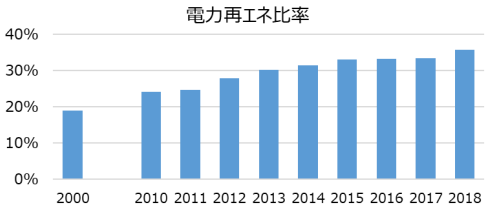


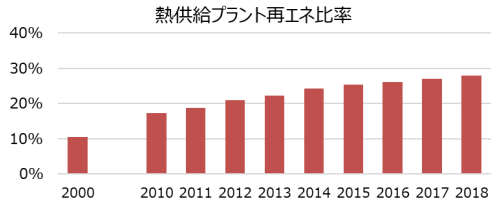
# 3. 進捗　-再エネ-

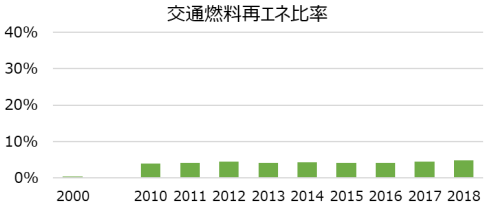
**※値は、すべてOECD欧州の値である。**

## 3-2.再エネ比率

**電力及び熱供給プラントの再エネ割合は順調に増加しているが、交通燃料については横ばいの状態が続いている。**





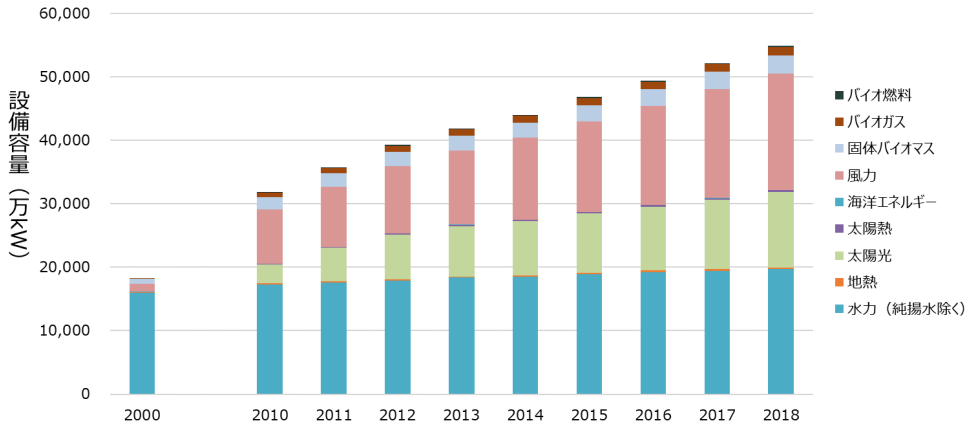


出所　電力･全再エネ：　OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料：　OECD iLibrary, World Energy Balances,　（Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出



## 3-3.再エネ電力：設備容量

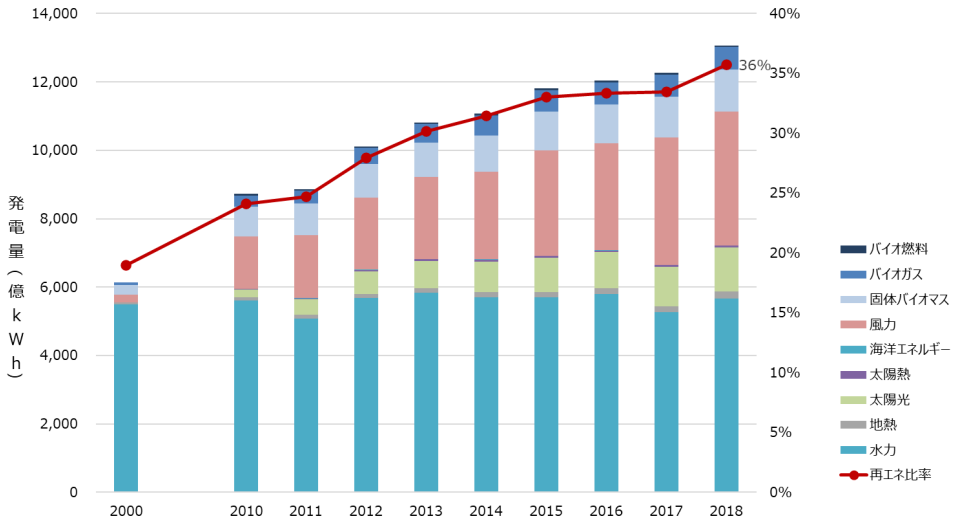
**再エネ電力は全体で見ると、順調に設備容量を伸ばしている。**




出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成

## 3-4.再エネ電力：発電量

再エネ電力の発電量は、2020年の再エネ目標の達成に向け、順調に増加している。




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-5.再エネ電力：数値データ

再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す。

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 16012.4 | | 17313.4 | 17606.6 | 17945.0 | 18374.5 | 18524.5 | 18873.0 | 19252.6 | 19455.9 | 19691.5 |
| 地熱 | 79.4 | | 143.0 | 155.5 | 161.2 | 177.3 | 190.9 | 212.8 | 232.7 | 262.2 | 289.0 |
| 太陽光 | 19.9 | | 3007.0 | 5318.9 | 7031.2 | 7931.0 | 8551.0 | 9406.0 | 10089.9 | 10932.9 | 11920.3 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 73.4 | 115.1 | 200.2 | 230.6 | 230.6 | 230.6 | 230.6 | 230.6 | 230.6 |
| 海洋エネルギー | 21.4 | | 22.0 | 21.9 | 22.5 | 23.1 | 23.5 | 23.2 | 23.9 | 24.2 | 24.4 |
| 風力 | 1274.5 | | 8510.7 | 9449.7 | 10636.5 | 11679.0 | 12882.8 | 14250.4 | 15647.0 | 17185.4 | 18337.9 |
| 固体バイオマス | 788.3 | | 1993.2 | 2154.2 | 2175.0 | 2292.8 | 2395.5 | 2515.7 | 2608.6 | 2714.9 | 2945.4 |
| バイオガス | 130.5 | | 689.1 | 848.4 | 970.2 | 1015.7 | 1081.2 | 1127.4 | 1173.0 | 1218.2 | 1291.8 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 114.5 | 118.8 | 185.5 | 187.8 | 180.4 | 187.2 | 179.9 | 182.5 | 180.9 |
| 合計 | 18326.4 | | 31866.3 | 35789.1 | 39327.3 | 41911.8 | 44060.4 | 46826.3 | 49438.2 | 52206.7 | 54911.7 |

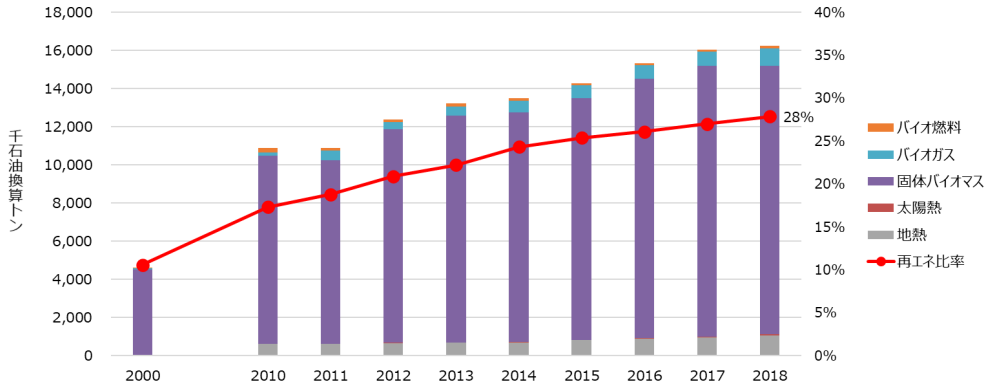
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 5488.8 | | 5600.6 | 5080.0 | 5674.4 | 5839.8 | 5705.5 | 5701.0 | 5803.6 | 5263.5 | 5668.7 |
| 地熱 | 61.8 | | 107.4 | 113.4 | 119.3 | 126.4 | 139.1 | 150.4 | 166.2 | 180.1 | 201.0 |
| 太陽光 | 1.3 | | 225.8 | 456.2 | 672.0 | 799.8 | 905.7 | 1004.7 | 1046.9 | 1144.2 | 1291.4 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 7.6 | 19.6 | 37.8 | 47.7 | 54.6 | 55.9 | 55.8 | 58.8 | 48.7 |
| 海洋エネルギー | 5.1 | | 4.8 | 4.8 | 4.6 | 4.2 | 4.8 | 4.9 | 5.0 | 5.3 | 4.9 |
| 風力 | 222.9 | | 1528.0 | 1848.2 | 2104.3 | 2407.6 | 2567.2 | 3082.3 | 3124.8 | 3725.1 | 3921.8 |
| 固体バイオマス | 287.4 | | 878.8 | 919.2 | 982.7 | 1003.5 | 1052.9 | 1129.7 | 1139.8 | 1181.9 | 1226.2 |
| バイオガス | 66.0 | | 326.9 | 388.4 | 477.8 | 547.8 | 588.6 | 628.6 | 648.7 | 657.2 | 655.3 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 48.9 | 33.3 | 35.2 | 43.0 | 48.2 | 55.0 | 52.9 | 49.9 | 49.2 |
| 合計 | 6133.2 | | 8728.7 | 8863.1 | 10108.0 | 10819.6 | 11066.6 | 11812.4 | 12043.8 | 12266.2 | 13067.2 |
| 再エネ比率 | 19% | | 24% | 25% | 28% | 30% | 31% | 33% | 33% | 33% | 36% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-6.再エネ熱供給プラント：消費量

再エネ熱の大半を占める固体バイオマスの増加に伴い、再エネ熱の消費量は増加し、再エネ割合も増加している。




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出



## 3-7.再エネ熱供給プラント：数値データ

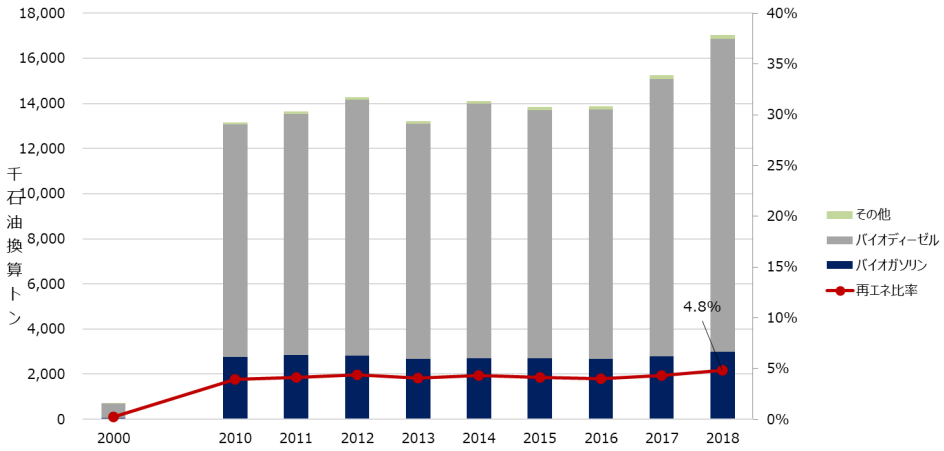
再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す。

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 623.0 | 610.0 | 657.0 | 676.0 | 700.0 | 807.0 | 880.0 | 947.0 | 1055.0 |
| 太陽熱 | 1.0 | | 5.0 | 7.0 | 11.0 | 14.0 | 20.0 | 25.0 | 36.0 | 45.0 | 54.0 |
| 固体バイオマス | 4530.0 | | 9843.0 | 9641.0 | 11196.0 | 11882.0 | 12052.0 | 12687.0 | 13619.0 | 14191.0 | 14091.0 |
| バイオガス | 65.0 | | 174.0 | 507.0 | 374.0 | 504.0 | 605.0 | 666.0 | 692.0 | 750.0 | 927.0 |
| バイオ燃料 | 1.0 | | 246.0 | 120.0 | 148.0 | 146.0 | 110.0 | 107.0 | 119.0 | 103.0 | 136.0 |
| 合計 | 4597.0 | | 10891.0 | 10885.0 | 12386.0 | 13222.0 | 13487.0 | 14292.0 | 15346.0 | 16036.0 | 16263.0 |
| 再エネ比率 | 11% | | 17% | 19% | 21% | 22% | 24% | 25% | 26% | 27% | 28% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

## 3-8.再エネ交通燃料：消費量

バイオ燃料は、全ての燃料について2020年計画比、導入が進んでいない状況となっている。




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



# 3. 進捗　-省エネ-

※値は、すべてOECD欧州の値である。

## 3-9.再エネ交通燃料：数値データ

再エネ交通燃料の数値データを以下に示す。

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 59.0 | | 2752.0 | 2833.0 | 2821.0 | 2683.0 | 2691.0 | 2707.0 | 2665.0 | 2792.0 | 2992.0 |
| バイオディーゼル | 639.0 | | 10316.0 | 10710.0 | 11354.0 | 10420.0 | 11294.0 | 10996.0 | 11056.0 | 12299.0 | 13862.0 |
| その他 | 14.0 | | 77.0 | 88.0 | 116.0 | 122.0 | 133.0 | 142.0 | 147.0 | 164.0 | 175.0 |
| 合計 | 712.0 | | 13145.0 | 13631.0 | 14291.0 | 13225.0 | 14118.0 | 13845.0 | 13868.0 | 15255.0 | 17029.0 |
| 再エネ比率 | 0.2% | | 3.9% | 4.1% | 4.4% | 4.1% | 4.3% | 4.1% | 4.0% | 4.3% | 4.8% |

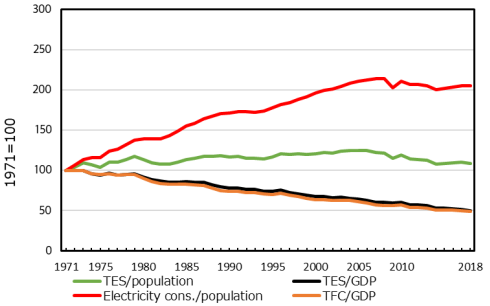
出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-10.省エネの進捗

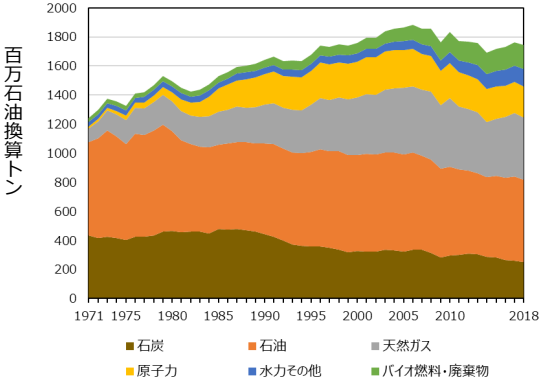
OECD欧州の一次エネルギー供給量は2006年にピークを迎えた後、減少傾向にあったが、2014年から増加に転じ、1990年と同じ水準となっている。2007年から2017年の10年間で石炭の供給量は約3割ほど減少し、再生可能エネルギーの供給は6割程度増加した。

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成

# 4．政策　-全体-

## 4-1.気候変動パッケージ（1）：概要

**2016年11月30日、欧州委員会はクリーンエネルギー移行促進のための枠組み"Clean Energy for All Europeans"を発表。**
**2019年に8つのエネルギー政策枠組みの包括的更新を完了した。**

| 指令および規則 | | 指令・規則番号 | 官報掲載日<br>施行日 |
|---|---|---|---|
| Energy Performance in Buildings | 建築物エネルギー性能指令 | Directive (EU)2018/844 | 2018/6/19<br>2018/7/9 |
| Renewable Energy | 再生可能エネルギー指令 | Directive (EU) 2018/2001 | 2018/12/21<br>2018/12/24 |
| Energy Efficiency | エネルギー効率指令 | Directive (EU) 2018/2002 | 2018/12/21<br>2018/12/24 |
| Governance of the Energy Union | EUガバナンス規則 | Regulation (EU) 2018/1999 | 2018/12/21<br>2018/12/24 |
| Electricity Market Design | 電力規則 | Regulation (EU) 2019/943 | 2019/6/14<br>2019/7/4 |
| Electricity Directive | 電力指令 | Directive (EU) 2019/944 | 2019/6/14<br>2019/7/4 |
| Risk Preparedness | 電力セクターリスク準備規則 | Regulation (EU) 2019/941 | 2019/6/14<br>2019/7/4 |
| Rules for the regulator ACER | 欧州エネルギー規制機関（ACER）規則 | Regulation (EU) 2019/942 | 2019/6/14<br>2019/7/4 |

*

*特に再エネ・省エネに関連の深い指令および規則

出所　European Commission, "Clean energy for all Europeans package," https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans（2020.11.26時点）を基に作成



## 4-1.気候変動パッケージ（2）：目標

**同パッケージにおける再エネ等の目標は以下の通り。**
**パリ協定を上回る排出量削減が実現可能とされる。**

| 政策パッケージ内の8つの指令および規則 |
|---|
| 建築物エネルギー性能指令 |
| 再生可能エネルギー指令 |
| エネルギー効率指令 |
| EUガバナンス規則 |
| 電力セクターリスク準備規則 |
| 電力規則 |
| 電力指令 |
| 欧州エネルギー規制機関（ACER）規則 |

| | 2030年目標 | 参考1<br>2020年目標 | 参考2<br>パリ協定目標 |
|---|---|---|---|
| 再エネ比率（最終消費エネルギーに占める再エネの割合） | 32%<br>2023年に引上の可能性 | 20% | – |
| エネルギー効率（エネルギー消費削減率） | 32.5%<br>2023年に引上の可能性 | 20% | – |
| 温室効果ガス（対1990年削減比率） | 40% | 20% | 40% |

欧州気候法の立法手続きにおいて、2030年温室効果ガス削減目標を「少なくとも55%」の排出量削減目標が欧州理事会で承認となり、現在（2021年2月1日）欧州理事会と欧州本会議との政治合意を待っている状況である。

出所　European Commission, "Clean energy for all Europeans package," https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans（2018.12.4時点），
European Commission, "2020 climate & energy package," https://ec.Europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en (2020.11.30時点），
European Commission, 2030 climate & energy framework," https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en（2020.11.30時点）
を基に作成



## 4-1.気候変動パッケージ（3）：建築

**建築物エネルギー性能指令でエネルギー最適化を強化。**

| | |
|---|---|
| ゼロエミッション建築 | • 2050年までの低/ゼロエミッション建築物の導入に関するロードマップを加盟国にて策定 |
| ICT・スマートテクノロジー | • 情報通信技術（ICT）とスマートテクノロジーを活用し、エネルギー自動化や制御システムの導入など、エネルギーの効率的な運用を推進 |
| eモビリティインフラ | • 建築物に電気自動車等のeモビリティのインフラ展開（急速充電器等）を支援 |
| エネルギー運用最適化 | • 新しい技術と電子システムにより、エネルギー需要を把握し、運用を最適化 |
| 改修戦略の強化 | • 既存建築物の長期的な改修戦略を強化 |
| 資金調達・投資 | • 公共と民間の資金調達及び投資の促進 |
| 既存建築物のエネルギー使用削減 | • 既存建築物の改修によるエネルギー使用量の削減 |

出所　European Commission，Clean Energy for All Europeans　Commission welcomes final vote on energy performance of buildings，http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-3374_en.htm（2019.3.15時点）

## 4-1.気候変動パッケージ（４）：再エネ

**再生可能エネルギー指令で2030年の再エネ目標を32%に設定。**
**2023年に上方修正の可能性。**

| | |
|---|---|
| 再エネ目標 | • 2030年までに最低でも32%にする（2023年に上方修正の可能性あり） |
| 推進政策 | • 充実した予見性の高い推進政策を導入し、再エネプロジェクトに対する政策支援のレベルや条件を維持する |
| 行政手続きの簡素化 | • 再エネ導入の手続きをワンポイントで実施する組織を作り、行政手続きの期間は、原則2年以内で終えられるようにする |
| 自家消費 | • 需要家が再エネ自家消費を実施する権利を保証し、自家消費に関する明確で安定した規則を導入する |
| 交通および熱・冷房 | • 交通および熱・冷房分野の再エネ導入に関する野心のレベルを上げる |
| バイオエネルギーの持続性 | • バイオ燃料は、持続性と排出量削減の基準に達していない限り、再エネ達成目標に加算できないこととし、バイオエネルギーの持続可能性を向上させる |

出所　European Commission、"Renewable energy directive," https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en（2020.11.30時点）



## 4-1.気候変動パッケージ（５）：省エネ

**エネルギー効率指令で、2030年のエネルギー効率目標を32.5%に設定。**
**2023年に上方修正の可能性。**

| | |
|---|---|
| 省エネ目標 | • 2030年までにエネルギー効率目標を32.5%に設定<br>• 2023年までに上方修正条項を設定 |
| 企業への省エネ義務を延長 | • 2020年以降のエネルギー関連企業への年間省エネ義務を延長<br>• 民間投資を誘致し、新しい市場主体の出現を支援 |
| 集合住宅等の建物のエネルギ使用量の把握 | • 集合住宅の建物のエネルギー使用量を把握し、消費者にも見える化 |
| 家庭のエネルギー料金体系の見直し | • エネルギー消費を抑えた家庭のエネルギー料金が引き下がるような仕組みの構築 |

出所　European Commission, "Statement Energy efficiency first: Commission welcomes agreement on energy efficiency," http://europa.eu/rapid/press-release_STATEMENT-18-3997_en.htm（2020.11.30時点）を基に作成



## 4-1.気候変動パッケージ（６）：ガバナンス

**EU全体で統一的にエネルギー目標を達成するため、加盟国に対するガバナンスを強化する規則を策定。**

法案の主な可決事項は以下の通り

- EU全体で統一的で、協調性があり、最も安価に2030年の気候変動・エネルギー目標を達成できるよう、EU加盟国に対して、2021年～2030年までの国家エネルギー・気候計画の策定の要求。特に、以下の点についても各国に求める。
  - ✓ エネルギー同盟の5つの目的をすべてカバーし、長期的な視点を持ったものを立案すること
  - ✓ EU全体で各国の目標が比較可能であること
  - ✓ EU委員会が計画を評価し、推奨事項のコメントできるよう、ドラフトを提出する
- エネルギー同盟の5つの目的とパリ協定達成に向けたレポーティングの回数とタイミングの調整を調整する。このとき、透明性を著しく向上させ、加盟国・EU委員会及び他のEU機関の事務コストを削減することを念頭に置く。
- パリ協定の目標達成に向けた野心をさらに向上させるため、EUと加盟国が協力できるようにする。また、エネルギー同盟の5つの目的のすべてに関しての地域的な協力体制が強化されるようにする。
- 各国特有の事情を考慮した不可欠な柔軟性や、各国がそれぞれのエネルギーミックスを規定する自由を尊重する。
- EU再エネ目標、省エネ目標、15%の域内接続目標に関する加盟国における進捗確認を徹底する。
- EU再エネ、省エネ目標の達成に向けた、強靭なメカニズムを導入する。
- エネルギー同盟に関しての市民社会との対話に関する、明確で透明性の高い法的フレームワークを構築し、地域協力を拡充する。

出所　European Commission, "The Energy Union gets simplified, robust and transparent governance: Commission welcomes ambitious agreement," https://ec.europa.eu/clima/news/energy-union-gets-simplified-robust-and-transparent-governance-commission-welcomes-ambitious_en（2020.11.30時点）を基に作成



## 4-2.EUの気候変動関連長期戦略タイムライン（１）

**2050年を見据えた、EUの気候変動目標関連長期戦略のタイムラインを以下に示す。**

| 日付 | 関連機関 | 項目 | 関連法令・枠組 |
|---|---|---|---|
| 2018年11月28日 | 欧州委員会 COM(2018)0773 | 気候変動の長期戦略 "A Clean Planet for All"を公表 | ガバナンス規則 |
| 2019年3月14日 | 欧州議会 2019/2582 | ネットゼロの温室効果ガス排出目標を承認する決議 | パリ協定 |
| 2019年6月20日 | 欧州理事会 | 2050年までに気候中立を目指す目標を検討し、2019年末までにガイダンスの取りまとめを行うことを採択 | パリ協定 |
| 2019年12月11日 | 欧州議会 COM(2019)0640 | 2050年までに気候中立達成目標を承認する、欧州グリーンディールに関する欧州委員会コミュニケ | 欧州グリーンディール |
| 2020年1月15日 | 欧州議会 2019/2956 | 欧州グリーンディールに関する決議 | 欧州グリーンディール |
| 2020年3月6日 | 欧州連合 | 国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に長期戦略を提出 | パリ協定 |

出所　European Commission, "National long-term strategies," https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en#areas（2020.11.30時点），
European Union、"Submission by Croatia and European Commission on behalf of the European Union and its Member States," https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-6612-2020-INIT/en/pdf（2020.11.30時点），

## 4-2.EUの気候変動関連長期戦略タイムライン（２）

| 日付 | 関連機関 | 項目 | 関連法令・枠組 |
|---|---|---|---|
| 2020年3月4日 | 欧州委員会 COM(2020)0036 | 欧州気候法案採択 | 欧州グリーンディール |
| 2020年9月17日 | 欧州委員会 COM(2020)562 | 2030 Climate Target Planに関するコミュニケ | 欧州グリーンディール |
| 2020年9月17日 | 欧州委員会 2020/562 | 欧州気候法修正法案提出 | 欧州グリーンディール |
| 2020年10月7日 | 欧州委員会 2020/0080 | 欧州気候法修正法案可決 | 欧州グリーンディール |
| 2020年10月15日 | 欧州議会 | 欧州気候法のもとの2030年目標の引上げ（60%）について協議 | 欧州グリーンディール |
| 2020年12月10-11日 | 欧州理事会 | 気候法のもと、2030年気候目標の引上げ（55%）を承認 | 欧州グリーンディール |
| 2021年6月（予定） | 欧州委員会 | 欧州グリーンディールに伴う関連法案策定に向け、法令見直し、改正手続きを終了 | 欧州グリーンディール |

出所　European Commission, “2030 Climate Target Plan,” https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12265-2030-Climate-Target-Plan（2020.11.30時点）,
European Commission, “Proposal for a European Climate Law,” https://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014_2019/plmrep/AUTRES_INSTITUTIONS/COMM/COM/2020/09-10/COM_COM20200080_EN.pdf（2020.11.30時点）,
European Council、”European climate law: Council reaches agreement on large parts of the proposal - Consilium (europa.eu)”、https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2020/10/23/european-climate-law-council-reaches-agreement-on-large-parts-of-the-proposal/（2020.11.30時点）を基に作成



## 4-3.　A Clean Planet for All

**パリ協定のすべての参加国は、2020年1月1日までに「温室効果ガスの低排出型の発展のための長期的な戦略」の公表を義務付けられている。
EU加盟国は、EU/2018/1999規則により、戦略策定プロセスおよびその後5年毎の戦略更新、10年毎に新規戦略を公表することが定められ、当該戦略は、2021-2030年の国家エネルギー・気候計画（NECP）と整合性を保つことが求められている。
これを受け、欧州委員会は2018年11月28日付で、2050年までに気候中立を目指す、戦略的長期ビジョン“A Clean Planet for All”を公表した。
これは、以降公表された欧州グリーンディールの中核をなすビジョンであり、パリ協定を踏まえたEUの気候行動へのコミットメントに沿ったものである。**

| | |
|---|---|
| ”A Clean Planet for All” 欧州委員会コミュニケ（COM（2018）773） | • 2018年11月28日付で、EUの2050年までに気候中立を達成するための長期戦略ビジョンに関する政策文書（コミュニケ）を公表。<br>• 本政策文書は法案ではなく、2030年気候およびエネルギー目標の変更を提案するものではない。2030年目標を踏まえ、2050年に向けた政策を策定するための戦略的ビジョン。<br>• 2050年までに80%、90%、100%削減するための8つのシナリオを分析。現行の政策を踏まえたベースシナリオでは約60%の削減しか見込めないことから、追加政策が求められている。 |
| Innovation Fund | • 欧州委員会は”A Clean Planet for All”で採択された気候中立を主導するため、2019年2月26日付で複数の低炭素テクノロジーに10億ユーロ相当を投じる投資プログラム、Innovation Fundを公表 |

出所　European Commission, “Communication from the Commission A Clean Planet for all,” https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773 （2020.11.30時点）
European Commission, “Innovation Fund,” https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en （2020.11.30時点）を基に作成



## 4-4.欧州グリーンディール

**“A Clean Planet for All” を実現するための政策文書である「欧州グリーンディール」が、2019年12月に欧州議会で提案され、2020年1月に決議された。その後、政策推進に向け、2020年1月14日に「欧州グリーンディール」の資金提供メカニズムとなる「欧州グリーン・ディール投資計画」および「公正な移行メカニズム」が公表された。**

| | |
|---|---|
| 欧州グリーンディール（COM(2018)0773）（2019/2956） | • 2019年12月、2050年までに気候中立を目指し、1990年比55%削減を目指す、2030年温室効果ガス排出削減目標引き上げが欧州委員会の政策文書で提案<br>• 2020年1月15日付で欧州グリーンディールに関する欧州議会決議<br>• 欧州委員会は2021年6月までの法案策定に向け、全ての法令の見直し・改正手続きに着手した。これにより欧州委員会は、各国の国別約束（NDC）を見直し、気候中立経済に向けた動きが可能となり、パリ協定のもとのコミットメント達成を目指す。 |
| 欧州グリーンディール投資計画 | • 2020年1月14日付でEUの資金調達を支援し、気候中立、グリーンで競争力のある包括的経済への移行に必要とされる公的・民間投資を促進する枠組み創出<br>• European Investment Bank主導により、今後10年間で1兆ユーロので持続可能な投資の誘導を目指す<br>• 公的・民間投資を呼び込むためのインセンティブ供与および国家補助の承認<br>• 持続可能なプロジェクトの設計・実行に必要とされる実務的な支援を提供 |
| 公正な移行メカニズム（JTM: Just Transition Mechanism） | • 気候中立経済への移行を公正に行うためのカギとなるツール<br>• 主に、化石燃料のバリューチェーンに依存する労働者および地域への投資を創出するため、2021-27年にかけて、社会経済的影響を受ける地域に、1,000億ユーロを投じ、支援する。 |

出所　European Commission, “A European Green Deal,” https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en （2020.11.30時点）
European Commission, “The European Green Deal Investment Plan and Just Transition Mechanism,” https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_17（2020.11.30時点）を基に作成



## 4-5. 欧州グリーンディール：EUメタン排出削減戦略（1）

**欧州委員会は2050年までの気候中立を目指す、「欧州グリーンディール」の一環として、2020年10月14日に「EUメタン排出削減戦略」を公表した。**

| 戦略名 | EUメタン排出削減戦略（COM(2020)663 final：2020年10月公表） |
|---|---|
| 行動目標 | • 2050年に向けた気温上昇の抑制<br>• 大気質改善<br>• 気候変動との闘いにおける、EUの世界的リーダーシップの強化 |
| 重点施策 | • エネルギー、農業、廃棄物セクター毎の排出対策だけでなく、セクター間のシナジーを利用しつつ、クロスセクターアプローチによる、各分野の施策実施<br>• 国境を越えたメタン排出により必要性が増す、第三国との協働および国際協力 |
| 実施策 | • EUメタン戦略に関するロードマップの開始（2020年8月12日意見公募締切）<br>• 鉱物メタンへの対応の戦略的計画の主要項目案についてのワークショップを開催（2020年3月20日） |
| 関連法案の見直し予定 | • European Green Dealにおいて、2030年気候目標計画影響評価で定められた気候目標の引き上げ実施の包括的目標を伴う、EU関連法令の見直しが2021年に予定されていることを公表。EU Emissions Trading System(ETS)およびEffort Sharing Regulation(ESR)も対象である。<br>• 汚染対策措置を含む環境法令の改正の一環として、メタン排出を防ぎ、管理する際のIndustrial Emissions Directive（IED)の役割を強化できるかという点を評価し、IEDの対象範囲を拡大し、メタン排出セクターをカバーすることを検討したり、Best Available Techniques（BAT）Reference Documents（BREF)見直し中メタンに重点を置く。<br>• 2021年のZero Pollution Action Planおよび2022年のEU Clean Air Outlookの第3版のもと策定されたモニタリング枠組みにメタンを組み込むことを検討。また、2050年までにNational Emission Reduction Commitments（NEC)指令を見直し、規制汚染物質にメタンを追加。 |

出所　European Commission, ”EU Methane Strategy,” https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/866544/Methane_GreenDeal_EN.pdf.pdf（2020.11.30時点）
European Commission, “Methane emissions,” https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/methane-emissions_en（2020.11.30時点）を基に作成

## 4-5. 欧州グリーンディール：EUメタン排出削減戦略（2）

| 戦略名 | | EUメタン排出削減戦略（COM(2020)663 final：2020年10月公表） |
|---|---|---|
| EU域内の<br>セクター横断型対策 | | • 全てのエネルギー関連メタン排出量の測定・報告・認証義務付けの法制化を主導<br>• 世界的なメタン排出観測所の創設支援<br>• EUコペルニクスプログラムを通じた、衛星によるスーパーエミッターの検出<br>• 環境・気候関連法案の見直しおよび改正<br>• バイオガス製造機会の活用によるメタン排出削減 |
| セクター別施策 | エネルギーセクター | • 2021年に、エネルギー関連メタン排出の測定・報告・評価の義務化、およびすべての化石燃料ガスインフラの漏出検出の改善及び漏出改修の義務化、に関する法案提出<br>• エネルギーセクターにおける日常の放散及び燃焼に関する法令の検討<br>• EUの外交・対外関係措置の一環として、加盟国の関連セクターにおいてメタン排出削減に対処し、エネルギーセクターのメタン排出対応策のグローバルな調整促進<br>• 国際的なパートナーからのメタン排出削減に向けたコミットメントなしに、メタン排出削減目標、基準、およびEUで消費・輸入された化石エネルギーのその他のインセンティブ検討 |
| | 農業セクター | • ライフサイクルメタン排出を分析する専門家部会の設置を支援。この部会は、家畜、肥料、飼料管理、飼料特性、新技術および慣行、その他の課題を担当する。<br>• イノベーティブな軽減策の大規模導入を促進するため、ベストプラクティス及び利用可能な技術のインベントリー創設<br>• Farm to Fork Strategyで公表された施策を通じ、食習慣の改善促進 |
| | 廃棄物セクター | • 2024年のLandfill指令の見直しにおいて、埋立ガスの管理を改善し、気候への悪影響を最小化し、廃棄物から生じるエネルギーを利用 |

出所　European Commission, "EU Methane Strategy,"
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/866544/Methane_GreenDeal_EN.pdf.pdf（2020.11.30時点）
European Commission, "Methane emissions," https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/methane-emissions_en（2020.11.30時点）
European Commission, "Questions and answers: An EU Methane Strategy,"
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_1834（2020.11.30時点）
を基に作成



## 4-6.欧州グリーンディール：気候法

**欧州グリーンディールの目標を法制化する、欧州気候法案が2020年3月に公表された。**
**その後、温室効果ガス排出削減目標の引上げを含む修正法案が9月に提出され、2020年10月の欧州議会本会議において賛成多数で可決された。さらなる目標の引上げ（60%）を目指し、共同立法機関と協議が行われたが、2020年12月に「少なくとも55%」の2030年温室効果ガス排出削減目標が欧州理事会で承認され、2021年2月1日現在、欧州理事会と欧州本会議との政治合意を待っている状況である。**

- 欧州グリーンディールのもと、2050年までに気候中立を実現するという目標を法制化するもの
- 2030~2050年までのEUの排出量削減の軌道採択を提案
- 2023年までに1回、それ以降は5年毎に、気候中立目標と2030~2050年までの行程との乖離状況を評価する

| | |
|---|---|
| 目的 | • 社会的に公正でコスト効率の良い方法で、すべての政策を通じ、2050年の気候中立目標を達成するための長期的な道筋を定める。<br>• 進捗状況をモニタリングするシステムを構築し、必要に応じ追加措置を講じる。<br>• 投資家および他の経済主体に予見可能性を与える。<br>• 気候中立への移行を不可逆的なものにする。 |
| タイムライン | • 2020年3月4日公示。当初、2030年の目標として、1990年比で少なくとも55%の温室効果ガス削減を当初法案に盛り込む。<br>• 2020年9月17日付で修正法案が提出される。<br>• 欧州気候法のもと、2030年目標の引上げ（60%）を目指し、12月に同立法機関との協議が行われたが、最終的に「少なくとも55%」の排出量削減目標が欧州理事会で承認となり、2021年2月1日時点で、欧州理事会と欧州本会議との政治合意を待っている状況である。<br>• 2030年に向けた排出量の追加削減のため、2021年6月までに政策手段の見直しおよび改正手続き完了予定 |

出所　European Commission, "National long-term strategies" https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en#relatedlinks（2020.11.30時点）
基に作成



## 4-7.欧州グリーンディール：気候法施行に伴う改正対象となる主な法令

**欧州気候法における、2030年に温室効果ガス排出削減目標である「少なくとも55%」達成に向け、欧州委員会は影響評価報告書を公表し、関連法案改正に向けたコンサルテーションを開始。EU ETSおよびEffort Sharing Regulationでは、2021~30年までの法的拘束力のあるEU各国の温室効果ガス排出目標を定める。ETSおよびLULUCFに伴うセクターの入れ換えを含む、フレキシビリティ・メカニズム、およびモニタリング、報告、コンプライアンス・システムの実施が盛り込まれる予定である。また、2030年目標を達成するため、温室効果ガス排出目標の引上げだけではなく、再生可能エネルギー割合の引上げ・エネルギー効率目標の引上げも予定されている。**
**欧州委員会は、COVID-19危機からのグリーンな回復を、気候中立経済への移行を加速する好機であると位置付けており、投資を通じた施策を公表している。**

| | |
|---|---|
| 2030年目標の引上げに伴う改正の対象となっている主な法令 | • EU ETS（欧州排出量取引指令）<br>• Effort Sharing Regulation<br>• LULUCF Regulation<br>• Regulation on CO2 for cars and vans<br>• Renewable Energy Directive (RED Ⅱ)<br>• Energy Efficiency Directive<br>• Energy Union and Climate Action<br>• Energy Taxation Directive |
| 改正手続きに関するタイムライン | • 2021年6月までに、2030年気候目標の施行に必要な政策手段の見直し、および欧州連合の法令改正に伴う修正案を策定する。<br>• 2021年11月に英国で開催される第26回気候変動枠組条約締結国会議に先立ち、国連気候変動枠組条約（UNFCCC：UN Framework Convention on Climate Change）にパリ協定で定められたEUの国が決定する貢献（NDC: Nationally Determined Contribution）として、2030年までに1990年比55%温室効果ガス排出削減という新たな法的拘束力のある目標を提出。<br>• 2023年9月30日までに1回、以降5年毎に、欧州委員会は気候中立に向けたすべての加盟国および欧州連合の施策の進捗状況を評価する。<br>• 2021年から2030年までの国家エネルギー・気候計画（NECP)については、Regulation (EU) 2018/1999のもと、2024年6月30日までに見直しが予定されている。 |

出所　European Council, "European Council, 10-11 December 2020"
https://www.consilium.europa.eu/en/meetings/european-council/2020/12/10-11/（2021.1.26時点）
European Commission, "Climate change – updating the EU emissions trading system (ETS) ", https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12660-Updating-the-EU-Emissions-Trading-System/public-consultation
European Council, "Paris Agreement:, https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2020/12/18/paris-agreement-council-transmits-ndc-submission-on-behalf-of-eu-and-member-states/を基に作成



## 4-7.欧州グリーンディール：洋上再生可能エネルギー戦略（１）

**欧州委員会は、2020年11月に洋上再生可能エネルギー戦略を公表した。欧州委員会は、洋上再生可能エネルギーを2050年までの欧州エネルギーシステムの中核とすることを提案しており、この戦略では、様々な状況に応じた多様なアプローチを取ることを求めている。**

| | |
|---|---|
| 洋上再生可能エネルギー戦略の目標 | • 2050年までに300GWの洋上風力発電を増設。<br>• 洋上風力以外の形態の海洋エネルギーを40GW設置。<br>• 2050年目標の達成に向け、約8,000億ユーロの投資および適切な支援策が必要となるため、加盟国はNext Generation EU基金を使用して、洋上風力への投資を促進。 |

洋上再生可能エネルギー戦略では、分野別に多様な策を実施する。

| | |
|---|---|
| 持続可能な空間および資源管理のための海洋空間計画 | • 2021年3月までに欧州委員会は、国家エネルギー・気候計画（NECP)を踏まえ、多国間の協力を推進し、加盟国の海洋空間計画における洋上再生可能エネルギー開発目的の統合を推進する。<br>• 2022年中に欧州委員会は、洋上再生可能エネルギーの長期開発を反映し、MSP Directive（海洋空間計画指令）の施行に関する報告をする。<br>• 欧州委員会は加盟国および地域機関とともに、海のリスク、環境保護・保全との適合性を見つつ、海盆レベルのMSPの共通アプローチおよび実証プロジェクトを策定・開発する。<br>• 欧州委員会は、風力エネルギー開発およびEU自然法令に関するガイダンス文書を公表した。<br>• 欧州委員会は、2021年に公的機関、ステークホルダー、科学者間の洋上風力エネルギーに関する対話を促進する。<br>• 欧州委員会は2021~2025年に加盟国と地域機関との多目的プロジェクトを支援する。<br>• 欧州委員会と欧州防衛機関は、防衛目的で保全されている地域における洋上再生可能エネルギー開発の障壁を特定するために協力し、共存を目指す予定である。 |

出所　European Council, "EU Offshore Renewable Strategy"
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/speech_20_2169/SPEECH_20_2169_EN.pdf（2021.2.1時点）
を基に作成

## 4-7.欧州グリーンディール：洋上再生可能エネルギー戦略(2)

| | |
|---|---|
| 系統インフラ | • 2021年中に2050年までに海盆毎の洋上再生可能エネルギーの導入に向けた共同の長期コミットメントの策定に向けた枠組みを構築する。<br>• 欧州委員会は、TSOによる長期洋上系統計画のための、改正TEN-E （欧州横断エネルギー・ネットワーク）Regulationのもとの枠組みを提案する。<br>• 欧州委員会、加盟国、および規制当局は、TSOが今後の拡大および開発に備え、洋上系統に先行投資できる枠組みを策定する。<br>• 2023年までに欧州委員会は、エネルギープロジェクトの開発に伴う、送エネルギープロジェクトの国境をまたぐコストおよび便益の配分を調整する方法に関する、EUガイダンスを公表する。 |
| EU規制枠組み | • 欧州委員会は、本戦略に付随するマーケット・ガイダンス・スタッフ・レポートにおいて、ハイブリッド・プロジェクトの洋上風力の入札ゾーンに関する規制枠組みを明確にする。<br>• 欧州委員会は、加盟国が洋上ハイブリッド・プロジェクトに関する混雑収入をより柔軟に割り当てることができるオプションを与えるべく、混雑収入の許容使用に関する改正法案を提案する。<br>• 欧州委員会は、Electricity Stakeholder Committeeに、洋上高圧直流送電系統のGrid Connection Network Codeの改正準備を命じた。<br>• 委員会は、エネルギーおよび環境保護に関する国家補助ガイドラインの改訂により、経済性が高いクリーンエネルギーの導入の実施枠組を実現する。<br>• 2021年中に欧州委員会は、クロス・ボーダーのプロジェクトのコスト・便益配分に関するガイダンスを提案する。 |

出所 European Council, “EU Offshore Renewable Strategy”
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/speech_20_2169/SPEECH_20_2169_EN.pdf（2021.2.1時点）
を基に作成



## 4-7.欧州グリーンディール：洋上再生可能エネルギー戦略(3)

| | |
|---|---|
| EU基金の役割<br>民間投資の促進 | • 欧州委員会は加盟国の国家復興・レジリエンス計画に、洋上風力等の再生可能エネルギー導入に関する改革及び投資を盛り込むことを奨励する。<br>• 欧州委員会は、新たなConnecting Europe Facilityおよび再生可能エネルギー資金供与メカニズムのもと、相互連系線など、国境を跨ぐ協力プロジェクトの開発を推進する。<br>• 欧州委員会、EIB、およびその他金融機関は協働で、InvestEUを通じた洋上エネルギーへの戦略的投資を支援する。 |
| 洋上風力プロジェクトの研究およびイノベーション推進 | • 2021年および2022年のHorizon Europeのもと、欧州委員会は以下を提案。<br>• 2022年に大規模HVDC系統のデモ・プロジェクトを開始するため、TSO、メーカーおよび洋上風力開発事業者間の協力支援。<br>• 新設の風力、海洋エネルギー、太陽光浮体式技術設計を開発。<br>• デジタル技術などにより、洋上風力エネルギーのバリューチェーンに跨る産業効率を改善。<br>• 再生可能エネルギーの研究およびイノベーションに「デザインによる循環性」原則を統合する。<br>• 委員会は、海洋エネルギーおよび洋上風力に関するSET Plan目標および施行アジェンダを見直し、HVDCに関する追加SET Planに着手する。<br>• 欧州委員会は、洋上エネルギー発電およびインフラの技術開発が社会経済的エコシステムにおける持続可能性に組み込まれる手法を研究する。<br>• 欧州委員会は、2025年までにEU全体で100MWの総容量を達成するため、加盟国および当該地域と協力し、洋上エネルギー技術向けの基金を活用する。 |

出所 European Council, “EU Offshore Renewable Strategy”
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/speech_20_2169/SPEECH_20_2169_EN.pdf（2021.2.1時点）
を基に作成



## 4-7.欧州グリーンディール：洋上再生可能エネルギー戦略(3)

| | |
|---|---|
| 欧州全土の強固なサプライチェーンおよびバリュー・チェーン | • 欧州委員会はおよびENTSO-Eは2028年までに使用可能になる、異なるメーカーの変換器間の規格化および相互運用性を推進する。<br>• 2021年に欧州委員会は、再生可能エネルギーに関するクリーン・エネルギー産業フォーラムを推進し、再生可能エネルギーのバリュー・チェーンの開発を促進し、洋上再生可能エネルギーに関するワーキング・グループを創設する。<br>• 欧州委員会は加盟国および当該地域に、再生可能洋上エネルギーへの投資を支援する、2021-2027 Cohesion Policy Fundsの利用を促す。<br>• 欧州委員会は、管轄する国内当局および地方自治体が洋上エネルギーのスキル・プール開発目的、および若い労働者を洋上再生可能ビジネスに呼び込むため、研修プログラムを創出・実施する際に支援を提供する。<br>• 欧州委員会は、第3国における市場アクセスを推進する。<br>• 欧州委員会は、洋上再生可能エネルギーの新たな市場開発を推進し、パートナー国とのエネルギー対話における政策枠組み規準の交換およびセクター開発を通じ、既存の市場を強化する。<br>• 欧州委員会は、洋上設備の脱炭素化のコスト及び影響分析を実施する。環境・安全・経済的影響を最小限にするため、EU全体の法的義務が必要とされる。 |

出所 European Council, “EU Offshore Renewable Strategy”
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/speech_20_2169/SPEECH_20_2169_EN.pdf（2021.2.1時点）
を基に作成



## 4-8.EUの長期戦略（その他）

**2030 Climate Target Planでは、2050年に気候中立を達成すべく、2030年の55%の温室効果ガス削減目標を定め、その実現に必要な法令を整備する。また、2010年10月14日に公表された、第8期Environmental Action programme to 2030（第8期EAP）においても、「欧州グリーンディール」の気候変動目標が支援されている。**

| | |
|---|---|
| 2030 Climate Target Plan<br>COM(2020)562 | • 2020年9月17日付欧州委員会コミュニケ（政策文書）において、2030年までに55%の温室効果ガス排出量削減を実現し、2050年までに気候中立を実現するための計画を提案<br>• 温室効果ガス排出量削減目標引上げを達成するため、経済全般で求められる施策を見直し、関連法令の改正に備え、2021年6月までの法案策定を目指す<br>• 今後10年間の意欲的な目標達成の道筋を定める<br>• グリーン雇用の創出を促進しつつ、経済成長とともに温室効果ガスの排出削減を継続 |
| Environmental Action programme （EAP）to 2030 | • 2020年10月14日付で第8期EAP案を公表、2021年採択予定<br>• 2030年までの欧州の環境政策を導く本提案は、「欧州グリーンディール」の気候変動目標を支援<br>• 第7期EAPの2050年の展望へのコミットメントを踏襲 |

出所 European Commission, ″National long-term strategies“ https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en#relatedlinks（2020.11.30時点）
European Commission, “Proposal for a Decision of the European parliament and of the Council on a General Union environment Action Programme to 2030,” https://ec.europa.eu/environment/pdf/8EAP/2020/10/8EAP-draft.pdf（2020.11.30時点）
を基に作成

# 4．政策　-国家エネルギー・気候計画-

## 4-9.国家エネルギー・気候計画

**2030年目標を達成するために、欧州委員会は加盟国に国家エネルギー・気候計画（NECP）の提出を義務付けた。**
**2020年10月に2019年末に提出された最終版計画の評価が公表され、加盟国の計画を足し合わせた場合、エネルギー効率目標で未達が予測される結果となった。**

| | 温室効果ガス排出量 | 再生可能エネルギー | エネルギー効率 | 国際取引 | EU補助金割合 | 自動車由来 $CO_2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2030目標 | **≦-40%** | **≧32%** | **≧32.5%** | **15%** | 2021-2027 **25%** | **-37.5%** うちバン -31% うちトラック -30% |

| | |
|---|---|
| 国家エネルギー・気候計画（NECP） | • 2030年の目標を達成するために、加盟国に国家エネルギー・気候計画の提出を義務付けた<br>• 2018年末:ドラフト版、2019年末:最終版 |
| EUによる最終版に対する評価 | • 2020年10月、欧州委員会は最終版計画の評価を公表<br>• 再生可能エネルギー目標：現行の目標32%を上回る33.1%-33.7%と算定<br>• エネルギー効率目標：32.5%の目標に対し、2.8%（一次エネルギー消費基準）、3.1%（最終エネルギー消費規準）未達を示唆<br>• 温室効果ガス排出量：目標40%を上回る、41%前後を見込む |

出所　Climate Action Network Europe, “The Clock is Ticking!,” http://www.caneurope.org/publications/reports-and-briefings/1847-new-report-on-draft-necps-progress-the-clock-is-tucking（2020.11.30時点）,
European Commission, “National energy and climate plans (NECPs)”, https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en（2020.11.30時点）,
European Commission, “NECP Member State Contribution to the EU’s 2030 climate ambition,” https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1611（2020.11.30時点）を基に作成



## 4-10.国家エネルギー・気候計画（NECP）最終版の状況(1)

**加盟各国から提出された国家エネルギー・気候計画（NECP）の再生可能エネルギー目標に関する状況は以下の通り。**
**EUは再エネポテンシャルや経済成長率等から各国の再エネ導入量の基準を計算しており、最終版NECP評価の指標にしている。同基準を上回る国、下回る国それぞれ存在するが、欧州委員会による評価によれば、33.1-33.7%を達成し、目標値である32%を上回る結果となった。**

| 国名 | 計算式で算出された再エネ割合 | 最終版NECP | 差分 |
|---|---|---|---|
| ベルギー | 25% | 17.5% | ↓ |
| ブルガリア | 27% | 27.09% | → |
| チェコ | 23% | 22% | ↓ |
| デンマーク | 46% | 55% | ↑ |
| ドイツ | 30% | 30% | → |
| エストニア | 37% | 42% | ↑ |
| アイルランド | 31% | 34.1% | ↑ |
| ギリシャ | 32% | 35% | ↑ |
| スペイン | 32% | 42% | ↑ |
| フランス | 33% | 33% | → |
| クロアチア | 32% | 36.4% | ↑ |
| イタリア | 29% | 30% | ↑ |
| キプロス | 23% | 22.9% | ↓ |
| ラトビア | 50% | 50% | → |

| 国名 | 計算式で算出された再エネ割合 | 最終版NECP | 差分 |
|---|---|---|---|
| リトアニア | 34% | 45% | ↑ |
| ルクセンブルク | 22% | 25% | ↑ |
| ハンガリー | 23% | 21% | ↓ |
| マルタ | 21% | 11.5% | ↓ |
| オランダ | 26% | 27% | ↑ |
| オーストリア | 46% | 46-50% | → |
| ポーランド | 25% | 21-23% | ↓ |
| ポルトガル | 42% | 47% | ↑ |
| ルーマニア | 34% | 30.7% | ↓ |
| スロベニア | 37% | 27% | ↓ |
| スロバキア | 24% | 19.2% | ↓ |
| フィンランド | 51% | 51% | → |
| スウェーデン | 64% | 65% | ↑ |
| 英国 | - | - | - |

出所　European Commission, “Individual assessments and summaries,” https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans/individual-assessments-and-summaries（2020.11.30時点）を基に作成



## 4-10.国家エネルギー・気候計画（NECP）最終版の状況(2)

**加盟各国から提出された国家エネルギー・気候計画（NECP）のエネルギー効率に関する各国目標値は以下の通り。**
**欧州委員会が各国のエネルギー効率目標を評価した結果、多くの国が不十分との評価結果となった。**

| 国名 | 省エネ量一次エネルギー基準（Mtoe） | 省エネ量最終エネルギー基準（Mtoe） | 欧州委員会評価一次エネルギー基準 | 欧州委員会評価最終エネルギー基準 |
|---|---|---|---|---|
| ベルギー | 42.7 | 35.2 | 低 | 低 |
| ブルガリア | 17.5 | 10.3 | 低 | 非常に低 |
| チェコ | 41.43 | 23.65 | 低 | 中 |
| デンマーク | 18.3 | 15.8 | 非常に低 | 非常に低 |
| ドイツ | 216 | 185 | 十分 | 中 |
| エストニア | 5.4 | 2.9 | 非常に低 | 非常に低 |
| アイルランド | 13.7 | 11.2 | 低 | 低 |
| ギリシャ | 20.55 | 16.51 | 中 | 低 |
| スペイン | 98.5 | 73.6 | 十分 | 十分 |
| フランス | 202.2 | 120.9 | 中 | 十分 |
| クロアチア | 8.23 | 6.85 | 低 | 低 |
| イタリア | 125.1 | 103.8 | 十分 | 十分 |
| キプロス | 2.4 | 2.0 | 低 | 非常に低 |
| ラトビア | 4.1 | 3.6 | 中 | 中 |

| 国名 | 省エネ量一次エネルギー基準（Mtoe） | 省エネ量最終エネルギー基準（Mtoe） | 欧州委員会評価一次エネルギー基準 | 欧州委員会評価最終エネルギー基準 |
|---|---|---|---|---|
| リトアニア | 5.5 | 4.5 | 中 | 中 |
| ルクセンブルク | N/A | 3.06 | N/A | 十分 |
| ハンガリー | 設定なし | 18.7 | 非常に低 | 非常に低 |
| マルタ | 1.1 | 0.8 | 非常に低 | 非常に低 |
| オランダ | 46.6 | 43.9 | 十分 | 中 |
| オーストリア | 28.7-30.8 | 24.0-25.6 | 低 | 低 |
| ポーランド | 91.3 | 67.1 | 中 | 中 |
| ポルトガル | 21.5 | 14.9 | 中 | 中 |
| ルーマニア | 32.3 | 25.7 | 低 | 非常に低 |
| スロベニア | 6.4 | 4.7 | 中 | 低 |
| スロバキア | 15.7 | 10.3 | 低 | 低 |
| フィンランド | 34.8 | 24.9 | 低 | 低 |
| スウェーデン | 40.2 | 29.7 | 中 | 中 |
| 英国 | | | | |

出所　European Commission, “Individual assessments and summaries,” https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans/individual-assessments-and-summaries（2020.11.30時点）を基に作成

# 4. 政策　-再エネ-

## 4-11. 再生可能エネルギー指令(1)

**再生可能エネルギー指令の改正指令（RED Ⅱ）で2030年の再エネ目標を32%に設定。**
**2023年に上方修正の可能性。**

| | |
|---|---|
| 再エネ目標 | • 2030年までに最終エネルギー消費に占める再エネ比率を最低でも32%にする（2023年に上方修正の可能性あり） |
| 推進政策 | • 充実した予見性の高い推進政策を導入し、再エネプロジェクトに対する政策支援のレベルや条件を維持する |
| 行政手続きの簡素化 | • 再エネ導入の手続きをワンポイントで実施する組織を作り、行政手続きの期間は、原則2年以内で終えられるようにする |
| 自家消費 | • 需要家が再エネ自家消費を実施する権利を保証し、自家消費に関する明確で安定した規則を導入する |
| 交通および熱・冷房 | • 交通および熱・冷房分野の再エネ導入に関する野心のレベルを上げる |
| バイオエネルギーの持続性 | • バイオ燃料は、持続性と排出量削減の基準に達していない限り、再エネ達成目標に加算できないこととし、バイオエネルギーの持続可能性を向上させる |

出所　European Commission、"Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources、" https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/10102/2016/EN/SWD-2016-418-F1-EN-MAIN-PART-4.PDF （2020.11.30時点）を基に作成



## 4-11. 再生可能エネルギー指令(2)

| Article | 項目 | 主な内容 |
|---|---|---|
| 1 | 目的 | • 当指令は再エネ導入推進のための枠組を設定するためのもの |
| 2 | 定義 | • 当指令で用いられる文言の定義 |
| 3 | 2030年目標 | • 最終エネルギー消費に占める再エネ比率32%。2023年に再度見直しを実施 |
| 4 | 財政支援 | • 再エネ市場統合の観点から、小型再エネを除き、FITではなくFIPの形とする |
| 5 | 他国への財政支援 | • 他国で製造された再エネに自国の支援策を適用しても問題ない |
| 6 | 財政支援の継続 | • 再エネプロジェクトへの政策支援のレベルや条件の維持を確約しなければならない |

出所　European Commission、"Renewable energy directive," https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en（2020.11.30時点）を基に作成



## 4-11. 再生可能エネルギー指令(3)

| Article | 項目 | 主な内容 |
|---|---|---|
| 7 | 再エネ比率の計算 | • 電力+熱+交通用燃料の再エネ分合計と全合計の比率で計算 |
| 8 | 再エネの統計的取引 | • 目標を超過達成した国が未達国に統計的に譲渡することが可能 |
| 9 | 多国籍プロジェクト（EU内） | • 複数国での再エネのジョイントプロジェクトが実施可能<br>• 委員会への通知が必要 |
| 10 | 多国籍プロジェクトの効果 | • 同プロジェクトが実施された国は、年末から3ヶ月後に他の実施国に対して発電量を報告し、同国の再エネ取り分を自国分から減算する |
| 11 | 多国籍プロジェクト（EU外の国と） | • EU外の国とのジョイントプロジェクトを実施した場合の再エネ取り分の計算方法を規定 |
| 12 | 多国籍プロジェクトの効果（EU外の国と） | • 年末から12か月以内に発電量・自国取り分・その証明等を用意し、委員会へ通知 |

出所　European Commission、"Renewable energy directive," https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en（2020.11.30時点）を基に作成

## 4-11. 再生可能エネルギー指令(4)

| Article | 項目 | 主な内容 |
|---|---|---|
| 13 | 合同支援スキーム | • 加盟国同士の合同の支援スキームを設計することが可能<br>• その場合、片方の国の再エネを別の国に割り当てることが可能 |
| 14 | 設備容量の拡大 | • 設備容量拡大時の再エネ発電量の上昇分は、計算上、別の新しい再エネ発電設備が建設された場合と同様に取り扱う |
| 15 | 行政手続・規則 | • エネルギー効率を優先した制度とする<br>• 技術仕様を明確にする<br>• インフラ等の設計・建設等に再エネ活用の規則を導入する<br>• 建設規則に再エネ拡大に資する規則を導入する<br>• 公的建物が当指令に準拠する<br>• エネルギー消費を大きく抑える空調を促進する規則を導入する<br>• 再エネポテンシャルを分析し、導入障壁を取り除く |
| 16 | 許認可組織・期間 | • 再エネ導入の手続きをワンポイントで実施する組織を作る<br>• 行政手続きの期間は、原則2年以内で終えられるようにする |

出所 European Commission、"Renewable energy directive," https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en（2020.11.30時点）を基に作成



## 4-11. 再生可能エネルギー指令(5)

| Article | 項目 | 主な内容 |
|---|---|---|
| 17 | 系統接続の簡易手続 | • 10.8kW未満の再エネについて簡易な通知で系統接続できる仕組みを導入する<br>• 安定性や信頼性が担保できる場合、同仕組みを50kWまで拡大してもよい |
| 18 | 情報・トレーニング | • 再エネに関する情報やトレーニングが誰にでも等しく与えられる環境を構築する |
| 19 | 再エネ証書 | • 再エネを認証する仕組みを用意する<br>• 政策支援を受けた再エネに証書を与えないと判断した場合を除き、再エネ発電事業者の依頼に基づき証書を発行する<br>• 政策支援を受けた再エネに証書を与える場合、同証書の価値を適切に政策支援のスキームに反映させる<br>• 再エネ証書の有効期限を12か月とする<br>• EU外の国の証書は原則用いない |

出所 European Commission、"Renewable energy directive," https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en（2020.11.30時点）を基に作成



## 4-11. 再生可能エネルギー指令(6)

| Article | 項目 | 主な内容 |
|---|---|---|
| 20 | ガス導管 | • 再エネガス統合のためのガス導管拡張の検証を行う<br>• 再エネガスの導管注入の技術規則を作成する<br>• 再エネ熱冷房インフラが必要と判断された国は再エネ熱・冷房導入に向けた取り組みを進める |
| 21 | 再エネ自家消費者 | • 需要家が再エネ自家消費を実施する権利を保証すること |
| 22 | 再エネコミュニティ | • 全ての需要家が、最終消費者としての権利や義務を失うことなく、再エネコミュニティ（再エネを保有・運営する法人）に参加する権利を保証する |
| 23 | 再エネ熱・冷房 | • 2021-2025、2026-2030年における熱・冷房部門の再エネ割合を、2020年から開始して年間平均1.3%引き上げる<br>• ただし廃棄物由来を用いない国については1.1%とする |
| 24 | 地域熱・冷房 | • 地域熱冷房の再エネ比率を引き上げるための施策を導入する |

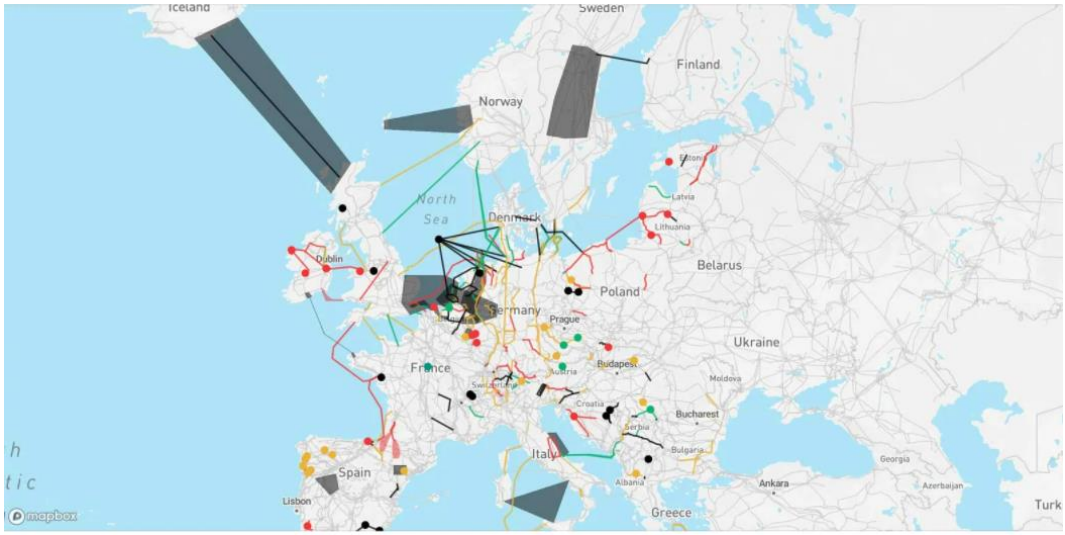
出所 European Commission、"Renewable energy directive," https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en（2020.11.30時点）を基に作成



# 5．電力系統

## 5-1.電力系統

計画中を含めると電力系統増強プロジェクトは欧州全土に渡る。




出所　欧州系統運用者協会ENTSO-Eホームページを基に作成
https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/（2021年2月1日確認）



# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# ドイツ

# 1. 概況

## 1-1.EU気候変動パッケージ

**EUは2009年に2020年目標を定めた気候変動パッケージ、2019年に2030年目標を定めた気候変動パッケージを策定。**
**ドイツ含むEU加盟国の政策は同パッケージとの整合性が必要。**

2009年気候変動パッケージ

| 項目 | 2020年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス<br>排出量削減比率<br>（1990年比） | 20% |
| 最終消費エネルギー<br>に占める再エネ比率 | 20% |
| エネルギー効率 | 20%向上 |

- EU法で定められた内容に基づき国内法整備
- 再エネや省エネを実現するための行動計画の策定・進捗報告を実施している
- ドイツの2020年再エネ比率目標は18%

2019年気候変動パッケージ

| 項目 | 2030年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス<br>排出量削減比率<br>（1990年比） | 40% |
| 最終消費エネルギー<br>に占める再エネ比率 | 27% |
| エネルギー効率 | 27%向上 |

- 施行後、定められた内容に基づき国内法の整備が必要となる。

出所　各種資料を基に作成



## 1-2.エネルギー転換

**ドイツは、化石燃料や原子力に依存したエネルギーシステムから、再生可能エネルギーを中心にした低炭素エネルギーシステム構築を目指すエネルギー転換（エネルギーヴェンデ）と呼ばれる政策を進めている。**

| | | 2018年<br>実績 | 2019年<br>実績 | 2020年<br>目標 | 2030年<br>目標 | 2040年<br>目標 | 2050年<br>目標 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 温室効果ガス排出量 | 温室効果ガス排出量削減（1990年比）* | -31.5% | -35.1% | -40% | -55% | | カーボンニュートラル |
| 原子力の段階的廃止 | 2022年までに全ての原子力を段階定期に停止 | 現在11基停止。残り6基を段階的に停止（2022年末まで） | | | | | |
| 再エネ | 最終エネルギー消費に占める割合 | 16.8% | 17.4% | 18% | 30% | 45% | 60% |
| | 発電に占める割合 | 37.8% | 42.0% | 35% | 65%** | | *** |
| エネルギー効率 | 一次エネルギー消費量の削減（2008年比） | -8.7% | -11.1% | -20% | -30% | | -50% |
| | 電力消費量の削減（2008年比） | -4.2% | -6.9% | -10% | | | -25% |

*　2020年、2030年、2040年、2050年の目標は、2020年末時点の政治的目標
**「気候保護プログラム2030」及び再生可能エネルギー法2021年改正法（EEG2021）の目標。
***EEG2021では、「2050年までにドイツ連邦内（EEZを含む）で発電、または消費されるすべての電力を、GHGニュートラルの方法で発電すること」を法の目的に掲げている

出所　ドイツ連邦経済・エネルギー省, “Die Energie der Zukunft, 8. Monitoring-Bericht dokumentiert den Stand der Energiewende für die Jahre 2018 und 2019”, Tabelle2.2等を基に作成



## 1-3.連立政権の誕生

**2018年3月に第4次メルケル政権が誕生し、新たな気候変動政策・エネルギー政策を打ち出している。**

| | |
|---|---|
| 再エネ（電気） | ◆ 再エネの2030年目標を50%から**65%に引き上げ**<br>◆ 2019-20年に**PV・陸上風力を４GWずつ** |
| 原子力 | ◆ 2031年までに核廃棄物**最終処分場を決定** |
| 排出量 | ◆ 2030年の削減目標**55%を確実に達成**する<br>◆ 上記目標達成に向けて2019年に**気候保護法策定** |
| 脱石炭 | ◆ 2018年末までに**脱石炭アクションプラン**を策定 |

出所　各種資料を基に作成



# 2. 目標

## 2-1.削減目標（EU）

EU目標として、1990年を基準年とした2020年20%、2030年40%のGHG削減目標を設定。

| | カンクン目標 | 約束草案 |
|---|---|---|
| 基準年 | 1990年 | 1990年 |
| 目標年 | 2020年 | 2030年 |
| 削減目標 | ▲20%（▲30%：他国の合意あり） | ▲40% |
| 対象ガス* | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$ | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$、$NF_3$ |
| 対象セクター | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ 廃棄物<br>■ 航空（EU-ETS（EUの排出権取引制度）対象） | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ LULUCF<br>■ 廃棄物 |
| 国際的な市場メカニズム | 含む | 含まない |

*カンクン目標では対象ガスは不明であるが、関連指令等より上記が対象ガスと考えられる。

出所　UNFCCC，SUBMISSION BY LATVIA AND THE EUROPEAN COMMISSION ON BEHALF OF THE EUROPEAN UNION AND ITS MEMBER STATES2015，UNFCCC，Expression of willingness to be associated with the Copenhagen Accord and submission of the quantified economy-wide emission reduction target for 2020を基に作成



## 2-2.Energy Concept

2010年に、2050年までの長期エネルギー戦略Energy Conceptを発表。
温室効果ガス削減目標や再エネの利用等に関する目標を定める。
2019年に成立した第4次メルケル政権は、2030年以降の目標をEnergy Conceptで定めたものより強化する対応を進めている。

### 根拠法

2010年９月に、ドイツ連邦経済エネルギー省（BMWi）とドイツ連邦環境省（BMU）が長期エネルギー戦略「Energy Concept」を発表。同国のエネルギー政策の基盤との位置付け。

### 温室効果ガス削減目標

**（目標）1990年比2050年80～95%削減**
（2020年40%削減、2030年55%削減、2040年70%削減も併記）

### エネルギー部門の主な対策

◆ **最終エネルギー消費に占める再エネの割合**
**2050年60%**
（2020年18%、2030年30%、2040年45%も併記）

◆ **発電に占める再エネの割合**
**2050年80%**
（2020年35%、2030年50%、2040年65%も併記）

◆ **一次エネルギー削減率（2008年比）**
**2050年50%削減**（2020年20%削減も併記）

◆ **電力消費削減率（2008年）**
**2050年25%削減**（2020年10%削減も併記）

出所　BMWi，BMU "Energy Concept"，4.5ページを基に作成



## 2-3.国家エネルギー・気候計画(1)

2030年目標を達成するために、欧州委員会は加盟国に国家エネルギー・気候計画（NECP）の提出を義務付けた。
2020年6月に提出されたドイツの国家エネルギー・気候計画で示されたエネルギー・気候変動関連の目標は以下のとおり。

| | 温室効果ガス排出量 | 再生可能エネルギー | エネルギー効率 | 自動車由来$CO_2$ |
|---|---|---|---|---|
| 2030年目標 | 1990年比<br>**≧-55%** | **30%** | 2008年比<br>**30%** | 1990年比<br>**-42～40%** |

| | |
|---|---|
| 国家エネルギー・気候計画（NECP） | • 2030年の目標を達成するために、加盟国に国家エネルギー・気候計画の提出を義務付け<br>• 2018年末:ドラフト版、2019年末:最終版 |
| EUによる評価 | • 2019年6月、欧州委員会がドラフト版計画の評価を実施<br>• 各国の計画を足し合わせた場合に、ドラフト版では2030年目標に達しないと結論づけた |

出所　ドイツ政府,「Integrated National Energy and Climate Plan」、「Climate Action Plan 2050」を基に作成



## 2-3.国家エネルギー・気候計画(2)

ドイツの国家エネルギー・気候計画で示された、温室効果ガスの部門別排出量予測は以下のとおり。
2030年までに1990年比で約41%削減される予測で、2015年から2030年までに最も大きな削減割合となるのはエネルギー産業（-25%）、一般家庭（-28%）である。

国家エネルギー・気候計画における温室効果ガス部門別排出量の予測

単位：百万$CO_2$換算トン

| 年<br>部門 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2040 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **エネルギー関連の排出量** | **703** | **706** | **710** | **707** | **694** | **675** | **658** | **647** | **628** | **615** | **499** |
| エネルギー産業 | 292 | 299 | 308 | 309 | 302 | 289 | 278 | 273 | 260 | 252 | 192 |
| 工業 | 116 | 115 | 114 | 113 | 112 | 111 | 110 | 109 | 108 | 106 | 99 |
| 運輸 | 163 | 163 | 162 | 161 | 160 | 158 | 155 | 153 | 151 | 148 | 122 |
| 一般家庭 | 79 | 76 | 74 | 73 | 71 | 69 | 67 | 66 | 64 | 63 | 51 |
| コマース/貿易/サービス | 44 | 43 | 42 | 41 | 40 | 40 | 39 | 38 | 37 | 36 | 30 |
| 漏出 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 8 | 7 |
| **非エネルギー関連の排出量** | **127** | **126** | **124** | **123** | **122** | **121** | **120** | **119** | **118** | **117** | **111** |
| 産業プロセス | 56 | 55 | 54 | 53 | 52 | 52 | 51 | 50 | 50 | 49 | 46 |
| 農業 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 62 | 62 | 62 | 62 | 61 |
| 廃棄物 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 5 | 4 |
| **合計** | **830** | **831** | **834** | **830** | **816** | **796** | **778** | **766** | **746** | **731** | **611** |

出所　ドイツ政府,「Integrated National Energy and Climate Plan」, 132ページを基に作成

## 2-3.国家エネルギー・気候計画(3)

ドイツの国家エネルギー・気候計画で示された、再エネ比率の予測は以下のとおり。
2030年までに最終消費量に占める再エネ比率目標（65%）の貢献は、電力分野で53.3%、運輸部門で7.5%、熱・冷房分野で19.2%で配分することを予測している。

国家エネルギー・気候計画における再生可能エネルギー比率の予測

単位：%

| 年<br>部門 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2040 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 電力（Eurostat） | 43.1 | 43.8 | 44.6 | 45.7 | 46.8 | 48.3 | 49.6 | 51.0 | 52.6 | 53.7 | 56.4 |
| 電力（国家統計） | 42.7 | 43.7 | 44.4 | 45.4 | 46.6 | 48.0 | 49.3 | 50.8 | 52.3 | 53.3 | 56.0 |
| 運輸（RED II） | 8.2 | 8.8 | 9.4 | 10.0 | 10.7 | 11.4 | 12.3 | 13.2 | 14.2 | 15.2 | 26.9 |
| 運輸（国家統計） | 5.7 | 5.8 | 5.9 | 6.1 | 6.3 | 6.5 | 6.7 | 7.0 | 7.3 | 7.5 | 11.1 |
| 熱・冷房（Eurostat） | 15.3 | 15.7 | 16.1 | 16.5 | 16.9 | 17.4 | 17.7 | 18.2 | 18.5 | 18.9 | 22.3 |
| 熱・冷房（国家統計） | 15.5 | 15.9 | 16.3 | 16.7 | 17.2 | 17.6 | 18.0 | 18.4 | 18.8 | 19.2 | 22.6 |

出所　ドイツ政府,「Integrated National Energy and Climate Plan」, 134 - 136ページを基に作成



# 3. 進捗　-排出量-

## 2-3.国家エネルギー・気候計画(4)

ドイツの国家エネルギー・気候計画では、2030年に一次エネルギー消費量20%、最終エネルギー消費量10%の削減（2010年比）を予測している。
2040年には一次エネルギー消費量28%、最終エネルギー消費量16%の削減（2010年比）を予測している。
運輸部門では2025年以降にエネルギー消費量の減少が予測されている。

国家エネルギー・気候計画における一次エネルギー消費量および最終エネルギー消費量の予測

単位：PJ

| 年 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2040 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一次エネルギー消費量 | 12,806 | 12,540 | 12,285 | 12,236 | 12,132 | 11,972 | 11,822 | 11,706 | 11,544 | 11,410 | 10,208 |
| 最終エネルギー消費量 | 8,879 | 8,836 | 8,791 | 8,747 | 8,702 | 8,636 | 8,572 | 8,504 | 8,438 | 8,370 | 7,761 |
| 工業 | 2,451 | 2,431 | 2,415 | 2,400 | 2,385 | 2,364 | 2,345 | 2,323 | 2,303 | 2,281 | 2,161 |
| 運輸 | 2,766 | 2,776 | 2,782 | 2,786 | 2,789 | 2,780 | 2,768 | 2,755 | 2,741 | 2,726 | 2,464 |
| 家庭 | 2,245 | 2,221 | 2,195 | 2,171 | 2,148 | 2,126 | 2,104 | 2,083 | 2,065 | 2,046 | 1,912 |
| コマース/貿易/サービス | 1,417 | 1,408 | 1,399 | 1,389 | 1,380 | 1,367 | 1,355 | 1,342 | 1,330 | 1,318 | 1,224 |

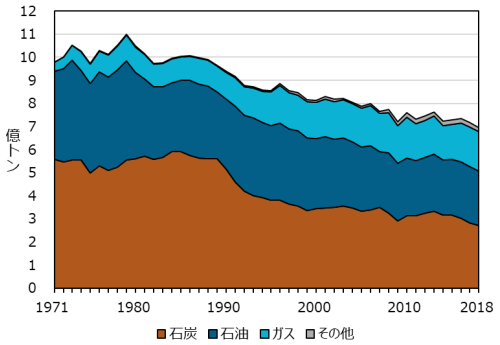
出所　ドイツ政府,「Integrated National Energy and Climate Plan」, 138ページを基に作成



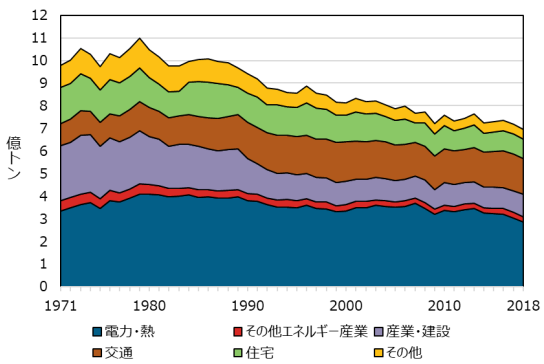
## 3-1.地球温暖化ガス排出量

ドイツの地球温暖化ガス排出量は、2018年に1990年比約26%削減された。これは、主に石炭の減少によるものである。

燃料別二酸化炭素排出量




産業別二酸化炭素排出量

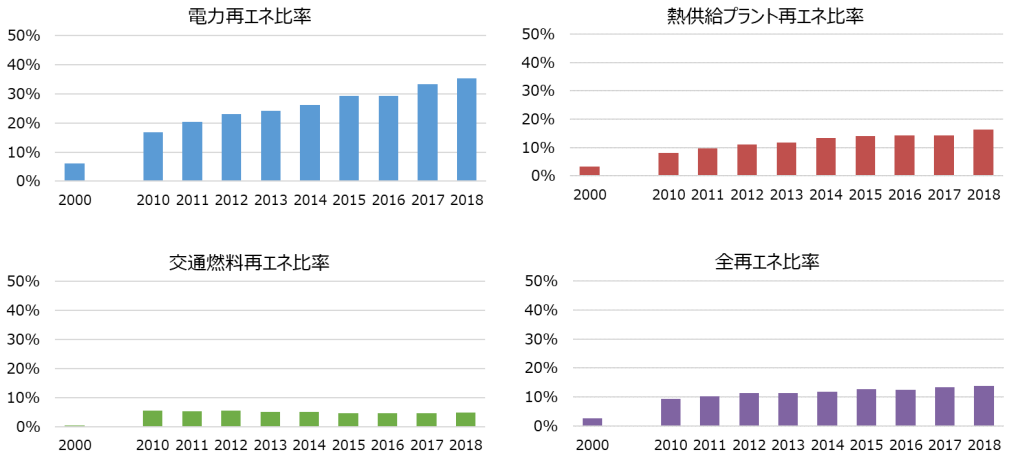



出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2.再エネ比率

電力の再エネ比率は順調に上昇を続けている。
一方、熱/冷房・交通燃料の再エネ比率は伸び悩んでいる状況。

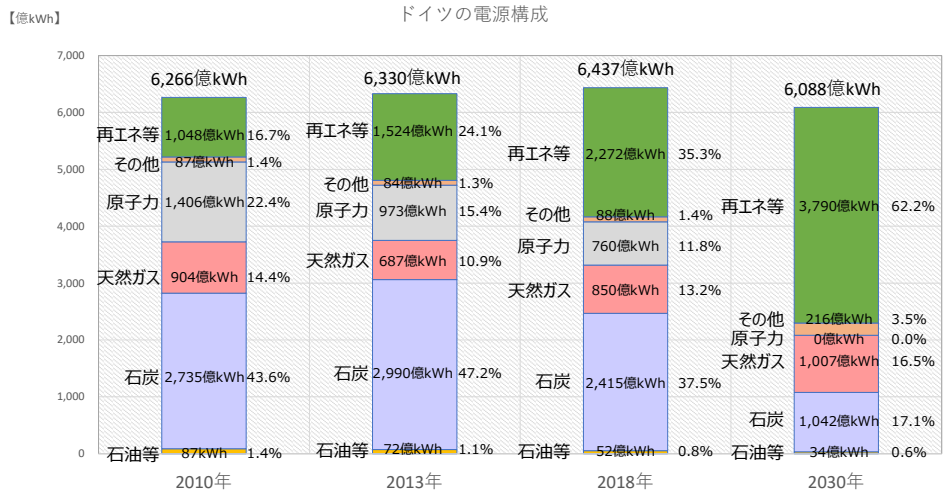



出所　電力・全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出



## 3-3. 電源構成 (1)

2018年のドイツの電源構成について、再生可能エネルギーは太陽光、風力、バイオ燃料が増加した影響で、水力と合わせると35.3%となり、2013年から11.2ポイント増加となった。原子力は11.8%で、2013年から3.6ポイント減少した。火力は51.5%で、2013年から7.7ポイント減少した。
2013年と比較すると石炭の減少が9.7ポイントと最も大きく、石油は横ばい、天然ガスは2.3ポイント増加した。
2030年には再生可能エネルギーが62.2%まで増加する一方、原子力は0%、火力は34.2%まで減少する見通しとなっている。

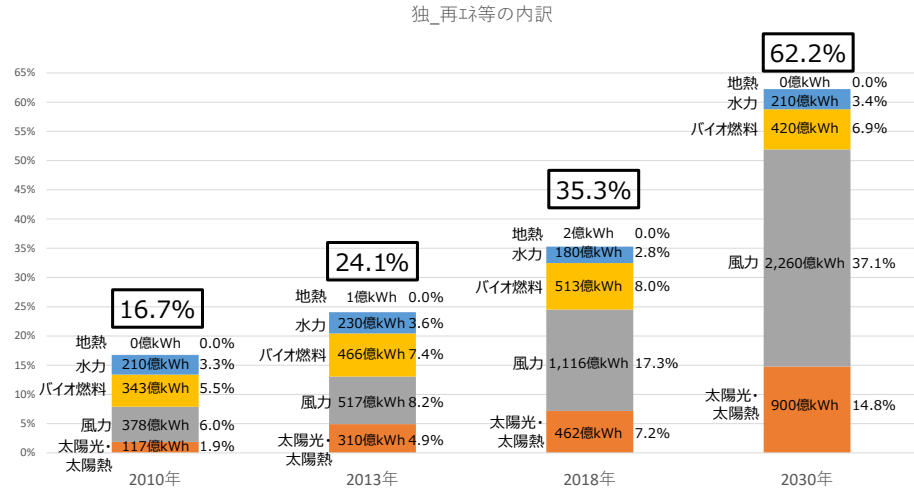



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、National Energy and Climate Plans（2020年9月）を基に作成



## 3-4. 電源構成 (2)

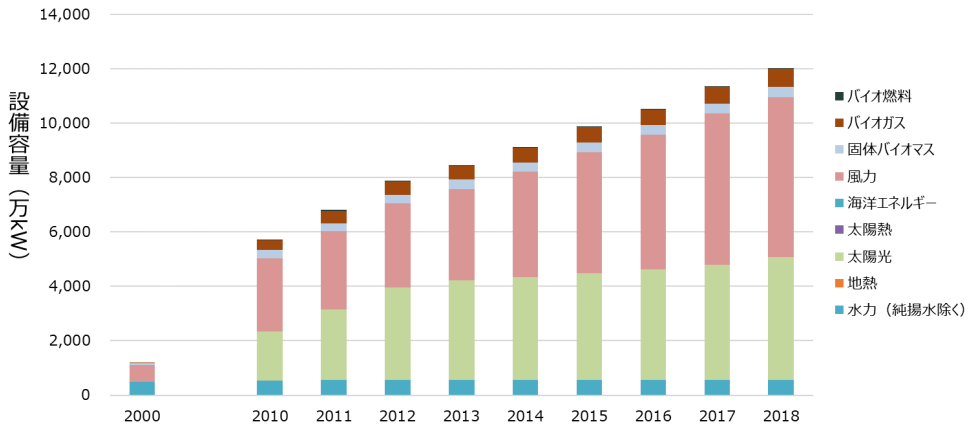
2018年度のドイツにおける再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は7.2%となり、2013年から2.3ポイント増加した。風力は17.3%となり、2013年から9.1ポイント増加した。
2030年には2018年と比較して太陽光・風力の発電量が約2倍に増加する見込みである。電源構成に占める割合は太陽光が14.8%、風力が37.1%まで増加する見込みである。




IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、National Energy and Climate Plans（2020年9月）を基に作成

## 3-5.再エネ電力：設備容量

**2018年時点で2020年目標を上回る再エネ設備を導入。**
**陸上風力の導入量が最も多く、次いで太陽光発電である。**

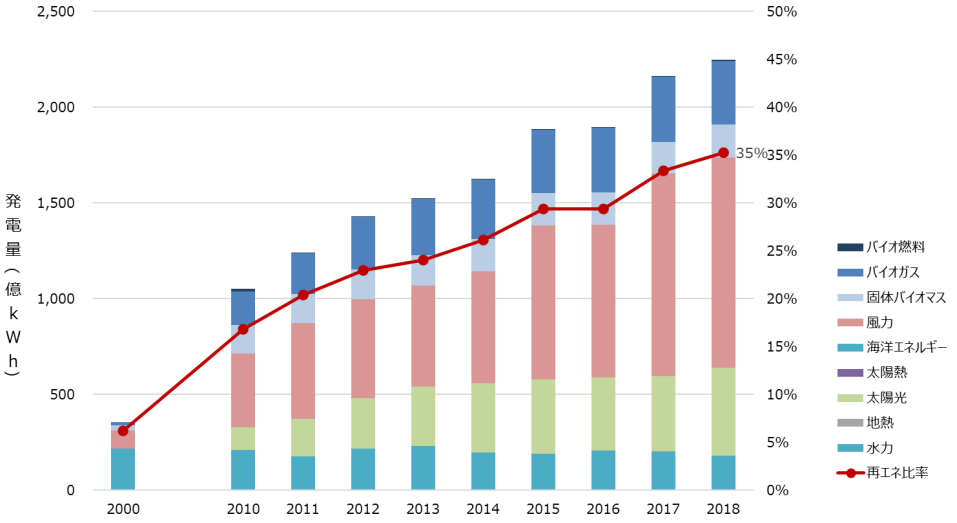



出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成



## 3-6.再エネ電力：発電量

**電力分野における再エネ比率は2018年に35%まで増加している。**




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-7.再エネ電力：数値データ

**再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す**

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 483.1 | | 540.7 | 562.5 | 560.7 | 558.9 | 558.0 | 558.9 | 562.9 | 562.7 | 558.5 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.7 | 0.6 | 1.6 | 2.6 | 2.9 | 2.9 | 3.3 | 3.2 | 3.6 |
| 太陽光 | 11.4 | | 1800.4 | 2591.4 | 3407.5 | 3670.8 | 3789.8 | 3922.2 | 4067.7 | 4229.1 | 4517.9 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 609.5 | | 2690.3 | 2871.2 | 3097.9 | 3347.7 | 3861.4 | 4458.0 | 4943.5 | 5558.0 | 5884.3 |
| 固体バイオマス | 71.4 | | 302.6 | 304.0 | 298.7 | 348.3 | 347.7 | 351.6 | 355.7 | 360.9 | 372.6 |
| バイオガス | 34.5 | | 354.8 | 452.0 | 492.1 | 514.8 | 543.7 | 564.3 | 585.0 | 614.7 | 675.4 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 41.0 | 34.5 | 27.7 | 26.3 | 23.2 | 23.2 | 23.1 | 23.0 | 23.0 |
| 合計 | 1209.9 | | 5730.7 | 6816.4 | 7886.4 | 8469.6 | 9126.9 | 9881.3 | 10541.4 | 11351.8 | 12035.5 |

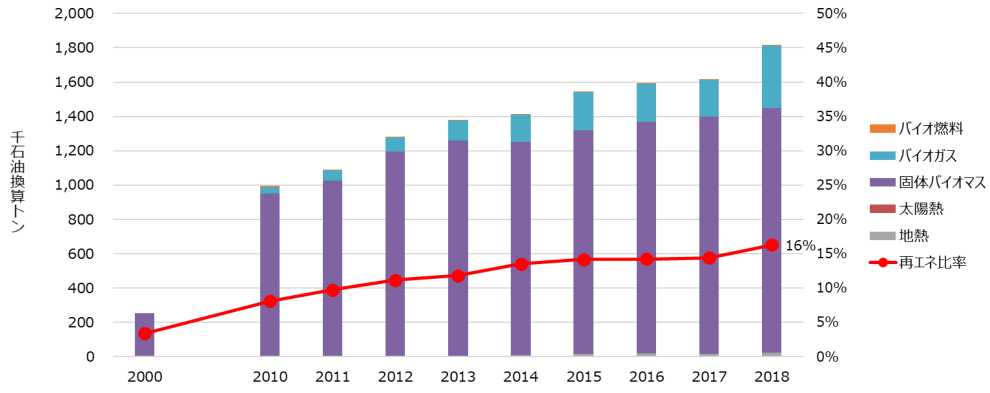
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 217.3 | | 209.5 | 176.7 | 217.6 | 230.0 | 195.9 | 189.8 | 205.5 | 201.5 | 179.7 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.3 | 0.2 | 0.3 | 0.8 | 1.0 | 1.3 | 1.8 | 1.6 | 1.8 |
| 太陽光 | 0.6 | | 117.3 | 196.0 | 263.8 | 310.1 | 360.6 | 387.3 | 381.0 | 394.0 | 457.8 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 93.5 | | 385.5 | 498.6 | 516.8 | 527.4 | 585.0 | 806.2 | 799.2 | 1056.9 | 1099.5 |
| 固体バイオマス | 26.5 | | 151.0 | 152.7 | 156.4 | 159.7 | 168.7 | 168.0 | 167.3 | 166.0 | 169.9 |
| バイオガス | 16.8 | | 175.5 | 212.4 | 273.1 | 292.6 | 310.9 | 331.0 | 337.1 | 338.8 | 334.2 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 12.8 | 3.8 | 2.5 | 2.9 | 3.3 | 4.3 | 4.9 | 4.4 | 4.7 |
| 合計 | 354.8 | | 1051.8 | 1240.4 | 1430.4 | 1523.4 | 1625.3 | 1887.9 | 1896.7 | 2163.2 | 2247.7 |
| 再エネ比率 | 6% | | 17% | 20% | 23% | 24% | 26% | 29% | 29% | 33% | 35% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-8.再エネ熱供給プラント：消費量

**再エネ熱の燃料は大半が固体バイオマス。バイオガスやヒートポンプも用いられている。バイオ燃料は想定を大きく下回る量しか導入されていない。**
**再エネ比率は2018年に16.0%。**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出

## 3-9.再エネ熱供給プラント：数値データ

再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す

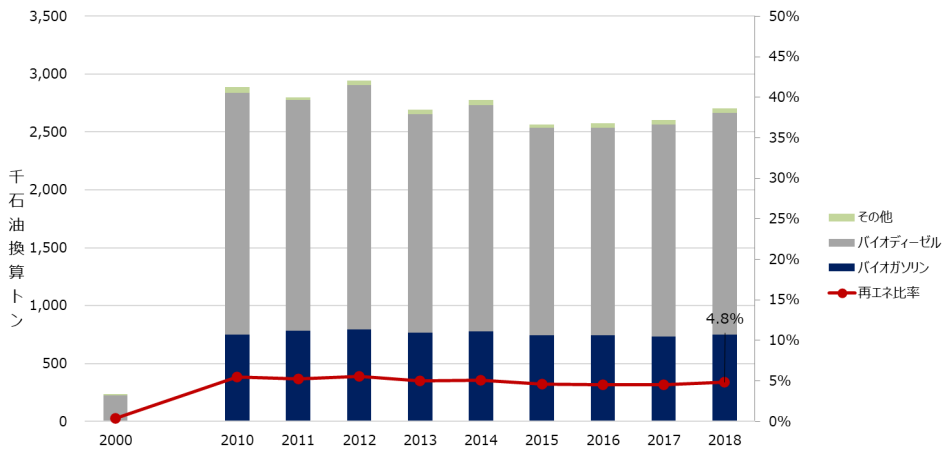
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 5.0 | 1.0 | 2.0 | 5.0 | 7.0 | 15.0 | 19.0 | 15.0 | 22.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 254.0 | | 945.0 | 1025.0 | 1194.0 | 1254.0 | 1244.0 | 1306.0 | 1348.0 | 1382.0 | 1425.0 |
| バイオガス | 0.0 | | 36.0 | 58.0 | 81.0 | 117.0 | 157.0 | 222.0 | 223.0 | 215.0 | 367.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 8.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 |
| 合計 | 254.0 | | 994.0 | 1087.0 | 1280.0 | 1379.0 | 1411.0 | 1546.0 | 1593.0 | 1615.0 | 1817.0 |
| 再エネ比率 | 3% | | 8% | 10% | 11% | 12% | 13% | 14% | 14% | 14% | 16% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-10.再エネ交通燃料：消費量

交通燃料の再エネ比率はほぼ横ばいとなっており、2018年4.8%であった。




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-11.再エネ交通燃料：数値データ

再エネ交通燃料の数値データを以下に示す。

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 0.0 | | 749.0 | 782.0 | 792.0 | 765.0 | 779.0 | 744.0 | 745.0 | 733.0 | 748.0 |
| バイオディーゼル | 222.0 | | 2090.0 | 1994.0 | 2112.0 | 1888.0 | 1954.0 | 1791.0 | 1793.0 | 1831.0 | 1919.0 |
| その他 | 14.0 | | 50.0 | 20.0 | 41.0 | 41.0 | 42.0 | 31.0 | 35.0 | 40.0 | 34.0 |
| 合計 | 236.0 | | 2889.0 | 2796.0 | 2945.0 | 2694.0 | 2775.0 | 2566.0 | 2573.0 | 2604.0 | 2701.0 |
| 再エネ比率 | 0.4% | | 5.4% | 5.2% | 5.5% | 5.0% | 5.0% | 4.6% | 4.5% | 4.5% | 4.8% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

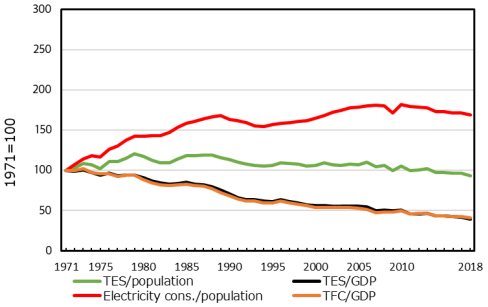


# 3. 進捗　-省エネ-

## 3-12.省エネの進捗

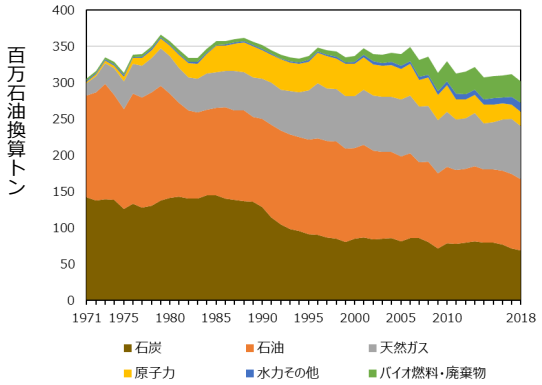
**2018年ドイツの一次エネルギー供給量の約三分の一を石油が占め、天然ガスは24%、石炭は23%を占めた。これ以外の低炭素エネルギー源は約22%であった。**

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



## 4-1.気候変動に係る政府機関

| 機関 | 概要 |
|---|---|
| BMJV<br>（連邦司法消費者保護省） | 主に立法案の準備において他の連邦省庁に対して助言を行う。<br>出所：Federal Ministry of Justice and Consumer Protection ウェブサイト<br>http://www.bmjv.de/EN/Ministry/StructureOrganisation/Tasks/tasks_node.html |
| BMWi<br>（ドイツ連邦経済・エネルギー省） | 経済・エネルギー分野を管轄する機関。エネルギーについては、気候と環境の持続可能性、安定供給、費用対効果などに重点を置いてエネルギー改革を推進している。<br>出所：Federal Ministry for Economic Affairs ウェブサイト<br>http://www.bmwi.de/Navigation/EN/Ministry/Tasks-and-Structure/tasks-and-structure.html |
| BNetzA<br>（連邦ネットワーク庁） | 連邦経済・エネルギー省の独立した連邦レベルの監督機関であり、電気、ガス、電気通信、郵便、鉄道に関するネットワークの監視を行う。<br>出所：Bundesnetzagentur ウェブサイト<br>https://www.bundesnetzagentur.de/EN/General/Bundesnetzagentur/About/Functions/functions_node.html |
| BMUB<br>（連邦環境・自然保護・建設・原子力安全省） | 環境・自然保護・建設・原子力に関する政府政策の立案を担当している。<br>その他、研究開発や革新技術の市場投入のための経済支援、国内外での協力促進などを行う。<br>出所：Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safetyウェブサイト , http://www.bmub.bund.de/en/ministerium/aufgaben-und-struktur/ |



# 4．政府機関

# 5．再エネ政策

## 5-1.再エネ政策の概要

**電力分野について、支援形態は固定価格買取（FIT）からFIPに移行した。2017年以降、大規模設備の支援水準は主に入札で決定。**
**再エネ熱の支援には、新築建物への導入義務付けと、既存建物への補助金や低金利ローンを組み合わせて導入を支援。**
**再エネ輸送燃料については直接的な政策支援策は見られない。**

| | |
|---|---|
| 電力 | • ドイツでは、2000年4月に施行された再生可能エネルギー法に基づき、再エネ設備からの電力を系統運用者に固定価格で買い取らせる固定価格買取（FIT）制度を導入。<br>• 再エネ導入量増加に伴い、再エネ電源の市場への統合を目的として、一定規模以上の新規設備は、電力を直接販売した上でプレミアムを受け取るFIP制度による支援に移行。<br>• 2016年以降も、100kW以下の小規模発電設備は、引き続きFIT制度により支援。<br>• 2017年以降、個別設備の支援水準の決定にあたり、一定規模以上の新規設備は、入札による決定方式に移行。 |
| 熱 | • 新築建物に関しては、建物所有者に対して、建物の冷熱需要の一定割合について再エネ利用を義務化する再生可能エネルギー熱法を2009年に施行し、導入促進を図る。<br>• 主に既存建物への再エネ熱導入支援には、補助金と低金利融資が存在する。<br>• 補助の対象となるのは、バイオガス・バイオマス・地熱・太陽熱・ヒートポンプ。 |
| 交通用燃料 | • 再エネ燃料に対して、直接的な政策支援は存在していない。<br>• バイオ燃料割当が定められているのと、EVやFCVに対して補助金や低金利融資の制度が存在している。 |

出所　RES LEGALホームページ, Renewable energy policy database and support Legal sources on renewable energy Germany: Overall Summary, http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/（2019．3．8時点）を基に作成



# 5．再エネ政策　-電力-

## 5-2.再エネ電力支援

**ドイツでは、2020年12月時点で、再生可能エネルギー法2017年改正法および洋上風力エネルギー法に基づく再エネ電力の買取制度を施行。**
**新規設備については、規模等により、支援制度の形態や対象設備の決定方法が異なる。**

| 支援形態 | 対象電源 | 内容 |
|---|---|---|
| 固定価格買取（FIT） | 全電力：原則100kW以下 | • 連系する系統運用者に対して、法令で規定された固定価格で、20年間売電することが可能な制度<br>• 2014年8月1日以降は設備容量500kW以下の新規発電設備、2016年1月1日以降は100kW以下の新規発電設備のみが選択可能（その他は、下記FIP制度対象） |
| 直接販売＋市場プレミアム（FIP） | 全電力：100kW超の電源<br>※太陽光、陸上風力、洋上風力は750kW超、バイオマスは、150kW超が入札により支援対象設備を決定 | • 再エネ法2014年改正法に伴い、一定規模以上の新規再エネ発電事業者は、段階的に再エネを電力で直接販売して、系統運用者からプレミアムを受領する制度を義務付け<br>• 発電事業者は政府が定める金額と市場価格との差分をプレミアムとして受け取る<br>• また、2017年改正法に基づき、一定規模以上の太陽光、陸上風力、洋上風力、バイオマスの新規設備は、入札により支援対象設備を決定する方式に移行 |

出所　再生可能エネルギー法2017年改正法（2020年8月8日改正版）（https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html）を基に作成



## 5-3.直接販売＋市場プレミアム（FIP）制度

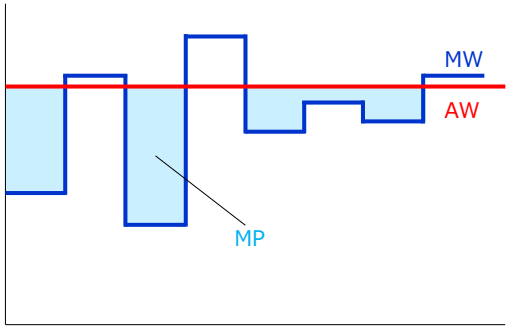
**2014年8月の法改正により、それまで全量を固定価格で系統運用者に対して販売することが可能だった再エネ電力が、市場プレミアム（FIP）制度導入により、一定規模以上の新規発電事業者が直接電力を販売してプレミアムを受領する形に変更。**
**発電事業者は、電力の販売収益に加えて、従来の固定買取価格に相当する支援価格と平均市場価格との差分をプレミアムとして受け取る。**
**FIP制度での支援が義務付けられる設備については、卸電力市場のスポット市場の１時間コマの取引価格がネガティブプライスで6時間以上継続した場合は、当該時間帯の市場プレミアムがゼロとなる。**
**2021年改正法に基づき、2021年以降の稼働設備は、ネガティブプライスが4時間以上継続した場合に、当該時間帯の市場プレミアムがゼロになるように改正。**

市場プレミアムの計算方式

**MP＝AW－MW**
**ただし上記計算式でMP＜0の場合は**
**MP＝0**

MP ＝　市場プレミアムの価格
AW＝　技術・規模別に定められた、もしくは入札で決定した当該再エネ電源の支援価格
MW＝　陸上風力、洋上風力、太陽光は技術別の1ヶ月平均市場価格
それ以外の電源は1ヶ月単純平均価格

得られる市場プレミアムのイメージ




出所　再生可能エネルギー法2017年改正法（2020年8月8日改正版）（https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html）を基に作成

## 5-4.入札制度(1)

**2017年1月の再エネ法改正（EEG2017）施行に伴い、一定規模以上の新規設備は、支援対象設備と支援水準を入札で決める形に移行。**
**一定規模以下のものは、従来の固定価格買取（FIT）、市場プレミアム（FIP）制度が継続。**

| | 対象設備 | 条件 |
|---|---|---|
| 太陽光 | 750kW以上 | • 1入札あたりの最大入札容量は1万kW未満 |
| 風力 | 750kW以上 | • 移行措置として、2016 年末までに連邦イミシオン防止法に基づく環境影響評価の認可を得て、2018 年末までに稼働開始した陸上風力発電設備には、従来どおりの支援を受けることができる。 |
| バイオガス | 150kW以上 | • 既存プロジェクトも応札可能<br>• 新規プロジェクトは20年、既存のものは10年<br>• 既存プロジェクトは設備容量の制限無し<br>• 1入札あたりの最大入札容量は2万kW未満 |
| バイオマス | 150kW以上 | • 既存プロジェクトも応札可能<br>• 新規プロジェクトは20年、既存のものは10年<br>• 既存プロジェクトは設備容量の制限無し<br>• 1入札あたりの最大入札容量は2万kW未満 |

出所　再生可能エネルギー法2017年改正法（2020年8月8日改正版）（https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html）を基に作成



## 5-4.入札制度(2)

**入札制度に関するその他内容を以下に示す。**

EEG2017における入札制度の概要

| | 太陽光 | 陸上風力 | 洋上風力 | バイオマス |
|---|---|---|---|---|
| 入札方式 | Pay-as-bid: 低価の参加者から順番に入札量に達するまで。応札した価格での支援を実施 | | | |
| 調達期間 | 20年 | | | |
| 入札期限/入札量 | 2017年、2018年<br>2月・6月・10月<br>/各200MW<br><br>2019年<br>2月/175MW<br>6月・10月/各150MW<br><br>2020年<br>2月・6月・10月<br>/各900MW | 2017年<br>5月/800MW<br>8月・11月/各1,000MW<br><br>2018年<br>2月・5月・8月・10月<br>/各700MW<br><br>2019年<br>2月/700MW<br>5月・8月/各650MW<br>10月/675MW<br><br>2020年<br>2月・6月・10月<br>/各900MW | 2017年4月/1,550MW<br><br>2018年4月/1,550MW<br><br>※2021年以降の入札は、ドイツ連邦海事水路庁（BSH）が入札前にサイトの事前の基礎調査等を行い、事前調査の結果を受けた洋上サイトを対象として入札を行う「セントラル方式」の入札に移行 | 2017年、2018年<br>9月/各150MW<br><br>2019年<br>4月、11月/各75MW<br><br>2020年～<br>4月、11月/各100MW |

出所　再生可能エネルギー法2017年改正法（2020年8月8日改正版）（https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html）を基に作成



## 5-5.入札制度(3)

**入札価格の価格上限はEEG2017に以下のように定められている。**

| | 2017年当初 | 2020年時点 |
|---|---|---|
| 太陽光 | 8.91ct/kWh | 価格上限は実績をもとに調整。2020年12月入札は7.5ct/kWh |
| 陸上風力 | 7.00ct/kWh | 価格上限は実績をもとに調整。2020年12月入札は6.2ct/kWh |
| 洋上風力 | 12ct/kWh | 2018年は、2017年の最低落札価格 |
| バイオマス（新規） | 14.88ct/kwh | 価格上限は実績をもとに調整。2020年11月入札は14.85ct/kWh |
| バイオマス（既存） | 16.9ct/kWh | 価格上限は実績をもとに調整。2020年11月入札は16.40ct/kWh |
| 太陽光+風力 | - | 2020年11月入札は太陽光と同じ7.5ct/kWh |

出所　ドイツ連邦ネットワーク庁（BNetzA）ホームページ,
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html （2020.12.14時点）を基に作成



## 5-6.2021年改正法（EEG2021）の主な改正点（1）

**2021年1月1日に、FIT/FIP制度を規定した再生可能エネルギー法の2021年改正法（EEG2021）が施行。**
**2021年改正法では、法律の目的を改めるとともに、2030年に再エネ電力比率を65%まで引き上げる目標の達成に向けて、エネルギー源別の中間目標値の設定や、太陽光、風力の年間入札募集容量の拡大などを規定。**
**また、FITの買取期間を終了する電源が出てくることを受けて、当該電源の直接販売を支援する条項を新設。**

| | |
|---|---|
| 法律の目的 | • 「2050年までに再エネ比率を80%以上」としていた法律の目的を、「2050年までにドイツ連邦内（EEZを含む）で発電、または消費されるすべての電力を、GHGニュートラルな方法で発電すること」に改正。 |
| 中間目標値 | • 2030年までに再エネ比率を65%まで引き上げる目標を達成するため、エネルギー源別に設備容量の中間目標値を設定。詳細は次ページ参照。 |
| 太陽光入札 | • 地上設置型と屋根設置型のセグメントに分けて入札募集する形式に変更。<br>• 2021～28年に、地上設置型は年3回に分けて年間1,550～1,850MW、屋根設置型は年2回に分けて年間300～400MWの入札実施。 |
| 陸上風力入札 | • 2021～28年に、年3回に分けて年間2,900～5,800MWの入札実施。<br>• 2022～23年は落札容量の15%、2024年以降は20%を南部地域に優先的に配分。<br>• 陸上風力発電設備が、新規設備の利益から、立地近くの自治体に対して0.2セント/kWhを上限に資金供出を可能とする条項を規程（義務化は見送り）。 |
| 卒FIT電源 | • 買取期間を終了した電源についても、優先給電の維持を明示。<br>• 風力発電を除く100kW以下のFIT買取期間終了電源は、2027年末まで、年間市場価値から直接販売費用を差し引いた額で系統運用者に売電するオプションを設定。 |

出所　再生可能エネルギー法2021年改正法（EEG2021），https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html（2021. 3 .12時点）を基に作成

## 5-6.2021年改正法（EEG2021）の主な改正点（2）

**再生可能エネルギー法2021年改正法（EEG2021）の第4条では、2030年導入目標達成に向けた開発のコリドーとして、エネルギー源別の中間目標値を設定。加えて、第4a条で、再エネ電力発電量の中間目標値も設定。**
**なお、洋上風力発電については、別途、洋上風力エネルギー法改正法で、2030年に20GW、2040年に40GWという導入目標を設定。**

ドイツのEEG2021に基づく設備容量目標及び2019年実績

| | 2019年実績* | 2022年 | 2024年 | 2026年 | 2028年 | 2030年 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 陸上風力 | 53.2GW | 57GW | 62GW | 65GW | 68GW | 71GW |
| 太陽光 | 49.1GW | 63GW | 73GW | 83GW | 95GW | 100GW |
| バイオマス | 8.3GW | – | – | – | – | 8.4GW |

*再生可能エネルギー法の支援対象設備容量

ドイツのEEG2021に基づく再生可能電力量の中間目標値（単位：TWh）

| 2019年実績 | 2021年 | 2022年 | 2023年 | 2024年 |
|---|---|---|---|---|
| 242.5 | 259 | 269 | 281 | 295 |

| 2025年 | 2026年 | 2027年 | 2028年 | 2029年 |
|---|---|---|---|---|
| 308 | 318 | 330 | 350 | 376 |

出所　再生可能エネルギー法2021年改正法（EEG2021），https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html（2021. 3 .12時点）、ドイツ連邦ネットワーク庁, “EEG in Zahlen 2019”、ドイツ連邦経済エネルギー省, “Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019”を基に作成



# 5. 再エネ政策　-熱-

## 5-7.再生可能エネルギー熱法

**2009年1月1日より、原則として新築建物の所有者に対して、建物の冷熱需要の一定割合の再エネ利用を義務化。**
**2020年までに熱分野（暖房・冷房・温水等）の最終エネルギー消費に占める再エネ割合を14%以上とすることを目標としている。**
**2011年5月に施行された改正法では、公的機関の既存建物が大規模な改修を行う場合にも義務を適用。**

| 項目 | 内容 |
|---|---|
| 目標 | • 2020年までに、暖房・冷房・温水等の最終エネルギー消費に占める再エネ割合を14%以上にする。 |
| 経緯 | • 2009年より「再生可能エネルギー熱法」が導入され、2011年に改定。 |
| 対象者 | • エネルギーが冷暖房に使用される、専有面積50㎡以上の全ての新築建物所有者（賃貸の場合も適用）<br>• 大規模な改修を行う公的機関の既存建物 |
| 制度内容 | • 下記建物の所有者に対し、冷熱需要の一定比率の再エネ利用を義務化。<br>• 代替として、CHPや地域熱供給からの熱利用、省エネ令基準の15%以上の省エネ効率達成でも可 |
| 施行実績 | • 2019年時点で、熱分野の最終エネルギー消費に占める再エネ割合：14.7%（2020年目標：14%） |

| 選択できるエネルギー源 | 達成基準 | |
|---|---|---|
| | 新築建物 | 公的建物の改修 |
| 太陽エネルギー | 15% | |
| 地熱 | 50% | 15% |
| 周辺熱（空気・水熱源）ヒートポンプ | 50% | 15% |
| 固形バイオマス | 50% | 15% |
| バイオガス | 30% | 25% |
| 液体バイオマス | 50% | 15% |

出所　環境省「諸外国の再生可能エネルギー熱政策」4ページ、ドイツ連邦経済・エネルギー省［2020］「Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019」



## 5-8.市場促進プログラム：小規模(1)

**連邦経済・輸入管理庁（BAFA）の「市場促進プログラム」（助成金プログラム）で、2000～2019年で計37億€（220万件）が助成された。**

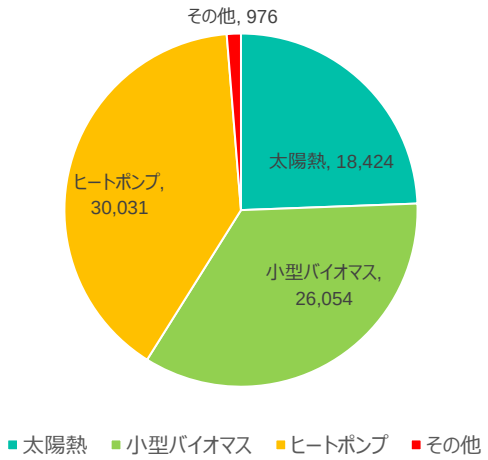
| 項目 | 内容 |
|---|---|
| 経緯 | • 1999年より、小規模再生可能熱設備を対象に助成金プログラムを運用。2015年3月改正。 |
| 対象者 | • 個人、個人事業者、中小企業、自治体、NPOで、既存建物および一部の新築建物へ小規模再エネ熱設備の新設（増設含む）を希望する者。 |
| 制度内容 | • BAFAが申請ベースで支援を実施。<br>• 助成額は、熱源及び技術（対象：太陽熱、バイオマス、ヒートポンプ）により異なり、基礎助成額と付加的ボーナス（ボイラー交換、効率、複合技術等）で構成。 |
| 施行実績（2000～2019年） | • 太陽熱：14億€ 120万件、小規模バイオマス：9.22億€ 45.7万件、ヒートポンプ：5.26億€ 16.2万件）。 |

| 技術 | | 助成額（ユーロ） |
|---|---|---|
| 太陽熱 | 表面積3～40㎡（新築・温水器） | €500～ |
| | 表面積～40㎡（既設の拡張） | €500～ |
| | 表面積～40㎡（温水用途以外） | €2,000～ |
| 小規模バイオマス | ペレットストーブ・木質ガス化ボイラー | €2,000～ |
| | ペレットボイラー | €3,000～ |
| | サイロ付チップボイラー | €3,500～ |

出所　環境省「諸外国の再生可能エネルギー熱政策」5ページ、ドイツ連邦経済・エネルギー省［2020］「Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019」（https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2019.html）37~38ページ

## 5-8.市場促進プログラム：小規模(2)

**2019年単年度では、太陽熱：18,424件、小型バイオマス：26,054件、ヒートポンプ：30,031件、その他：976件が助成を獲得。**




出所　ドイツ連邦経済・エネルギー省［2020］「Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019」（https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2019.html） 38ページ



# 6. 省エネ政策

## 5-9.市場促進プログラム：大規模

**ドイツ復興金融公庫（KfW）の「市場促進プログラム」（融資・部分的債務免除プログラム）で、2000年～2017年で、融資額：31.5億€、債務免除額：7.6億€（計20,540件）が助成を受けた。**

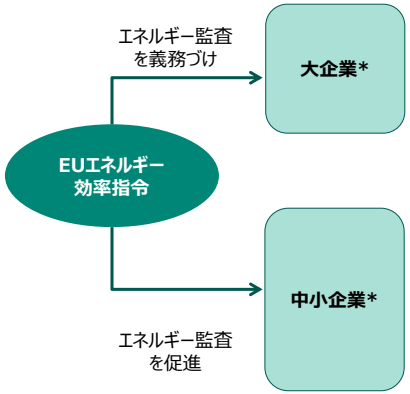
| 項目 | 内容 |
|---|---|
| 経緯 | • 2000年より、大規模再生可能熱設備を対象に融資・部分的債務免除プログラムを運用。2015年3月改正。 |
| 対象者 | • 個人、個人事業者、中小企業、自治体、NPOで、大規模再エネ熱設備の新設（増設含む）を希望する者。 |
| 制度内容 | • 融資・債務免除額は、熱源及び技術（対象：バイオマス、地熱、HP、地域暖房網、太陽熱、蓄熱、バイオガスPL）により異なり、債務免除額は基礎免除額と付加的ボーナス（効率、複合技術等）で構成。<br>• 下記、大規模バイオマスの部分的債務免除例（2015年3月）<br>例）技術要件：燃料（固形バイオマス）の自動供給装置付き設備、名目出力熱100kW超<br>基礎債務免除額：€20/kW（名目出力熱）で債務免除額の上限は1設備€50,000<br>ボーナス免除額：a 低排出量（15mg/m3以下）設備は€20/kWプラス（名目出力熱）<br>b バッファタンク（30l/kW以上）付設備は€10/kWプラス（名目出力熱）<br>• 中小企業に対しては、合計免除額を10%増加。 |
| 施行実績 | • 2000年～2015年の間に本制度を利用して導入された大規模再生可能熱設備数は20,540件。<br>• 2000年～2015年の累計融資額は31.5億ユーロ、累計債務免除額は7.6億ユーロ。 |

出所　環境省「諸外国の再生可能エネルギー熱政策」6ページ、Federal Ministry for Economic Affairs and Energy.［2015］「Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt」37-38ページ、Res Legas Europe「Loan (KfW Renewable Energy Programme Premium)」（http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-hc/t/promotion/aid/loan-kfw-low-interest-loan/lastp/135/）（アクセス2017年5月26日）



## 6-1.企業に対するエネルギー監査義務

**EUエネルギー効率指令に対応する形で企業にエネルギー監査を義務付け。**
**大企業は2015年12月以降4年ごとに監査が義務付けられており、中小企業についてもエネルギー監査を受けるための補助制度を導入。**




◆ 2015年にEDL-G（エネルギーサービス及びその他のエネルギー効率化措置に関する法律）を改正し、2015年12月以降4年ごとのエネルギー監査を義務化

エネルギー監査を促進するため、下記制度を導入及び拡大

◆ 中小企業がエネルギー監査を受けるための補助制度（Upgrading Energy Consulting for SMEs）

◆ 既存の中小企業への情報提供・交換のための制度（SME Initiative for the Energy Transition and Climate Protection）

*定義はEUの規定に従う

出所　BMJV，Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen，https://www.gesetze-im-internet.de/edl-g/BJNR148310010.html（2017.8.31時点）
BMWi，Energy consulting and funding for companies，http://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/energy-consulting-and-funding-for-companies.html（2017.8.31時点）を基に作成

## 6-2.建築物に対する省エネ規制(1)

**建築物の一次エネルギー利用については、省エネルギー法（EnEG）やEnEGに基づき定められている省エネルギー政令（EnEV）で規制される。**
**EUエネルギー効率化指令に準拠する形で改正されている。**

**省エネルギー法（EnEG）**

- ◆ 1976年に制定された法律で、暖房機器や断熱性の要件が定められている。
- ◆ 2013年、EUエネルギー効率化指令に準拠するよう法改正が行われた。

**省エネルギー政令（EnEV）**

- ◆ 省エネルギー法に基づく命令であり、熱エネルギー効率化に資する実質的な内容が定められている。主な規定内容は下記の通りである。
  - ➢ 建築物を新設する際の建材や機器の省エネ基準の設定**（義務）**
  - ➢ 既存の建築物を改修する際の健在や機器の省エネ基準の設定
  - ➢ 工場におけるボイラやパイプ、冷房や換気の省エネ基準の設定
  - ➢ エネルギー性能の検証方法、エネルギー性能証明書の提出

出所　BMJV，Energieeinsparungsgesetz – EnEG 1976年，BMJV，Energieeinsparverordnung – EnEV 2007年を基に作成



## 6-2.建築物に対する省エネ規制(2)

**住宅/商業/公共施設に対して規制をかけており、新築については場所ごとに熱貫流率を設定している。**
**一次エネルギー消費量は、Nearly ZEBを基準としている。**

**規制対象**

- ✓ 住宅施設（戸建/マンション）
- ✓ 商業施設（オフィス/ホテル/病院）
- ✓ 公共施設（オフィス/病院）

**評価方法**

- ✓ エネルギー性能要件は、一次エネルギー消費量（kWh/m²/年）にて測定
- ✓ 対象範囲となる用途及び機能は下記の通り
  - ☐ 加熱
  - ☐ 冷却
  - ☐ 除湿
  - ☐ 喚起
  - ☐ 気密性
  - ☐ 熱ブリッジ
  - ☐ 給湯
  - ☐ 照明
  - ☐ 建物の設計等
  - ☐ パッシブ冷却
  - ☐ 再生可能エネルギー

**基準**

- ✓ 一次エネルギー消費量：Nearly ZEB
- ✓ 熱貫流率：下記表を参照

新築の熱貫流率基準（U値）

| 対象 | U値（W/m²･K） |
|---|---|
| 屋根 | 0.2 |
| 壁 | 0.28 |
| 床 | 0.28 |
| 窓 | 1.3 |
| 窓扉 | 1.8 |
| その他 | 1.4 |

出所　BMJV，Energieeinsparverordnung – EnEV 2007年を基に作成



## 6-3.自動車に対する省エネ規制

**ドイツでは、自動車の減税・免税やラベリング制度の基準に対して、通常の排気量だけでなく$CO_2$排出量を適用している。**

| | | |
|---|---|---|
| 自動車税（KraftStG） | 課税段階 | 保有 |
| | 税目/制度名 | 自動車税 |
| | 制度概要 | ✓ $CO_2$排出量及び排気量を課税標準として課税（2009年～）<br>＊2009年以前の登録車は、制度変更後も従前の課税標準（排気量）により課税。 |
| | 税率 | ✓ 排気量基準（100ccm当り）：ガソリン車2.0ユーロ ディーゼル車9.5ユーロ<br>✓ $CO_2$排出量基準 ：95gCO2/km超の車に対し、超過1g当り2.0ユーロ |
| | 次世代車の取り扱い | ✓ EVは重量（200kg当たり）に応じて11.25～12.78ユーロを 課税。但し、新車登録後 5年間免税、その後も税率の50%軽減。 |
| 自動車燃費ラベリング規制（Pkw-EnVKV） | | ✓ 2004年に制定されたラベリング規制<br>✓ 新車に燃油消費量と対応する$CO_2$ 排出量等を記載したラベルの添付を義務化 |

出所　BMJV，Kraftfahrzeugsteuergesetz，8,9ページ
BMJV，Pkw-EnVKVを基に作成



## 6-4.企業への省エネ促進制度(1)

**ドイツ復興金融公庫（KfW）が中心となって、企業の省エネ活動に対する支援・融資を実施している。**

**中小企業向け省エネ融資**
（Partnership for Climate Protection, Energy Efficiency and Innovation）

- ◆ 2009 年にBMWi、BMU、ドイツ商工会議所、復興金融公庫が設立した、中小企業のエネルギー効率を改善するための基金である。
- ◆ 中小企業が行う下記のような省エネ活動に対して低金利で融資を行う。
  - ➢ エネルギー効率を改善するための省エネ診断やアドバイスの提供
  - ➢ 省エネルギー活動に対する投資

**省エネ設備導入のための低利融資**
（Upgrading the KfW energy efficiency programmes）

- ◆ 2015 年からエネルギー効率が高い製品を製造プロセスに導入するために復興金融公庫が導入した低利融資制度
- ◆ エネルギー効率の高い製品を導入することによって節約されると推計されるエネルギーに基づき融資額が審査される。

出所　BMUB，プレスリリース 2009年，http://www.bmub.bund.de/en/press/press-releases/detailansicht-en/artikel/federal-environment-ministry-and-kfw-banking-group-meeting-environmental-policy-challenges-with-technical-innovations/（2017.8.31時点）
KFW，プレスリリース，KfW launches new, improved corporate energy efficiency products 2015年，https://www.kfw.de/KfW-Group/Newsroom/Aktuelles/Pressemitteilungen/Pressemitteilungen-Details_286464.html（2017.8.31時点）を基に作成

## 6-4.企業への省エネ促進制度(2)

以下のようなプログラムが存在する。

| プログラム | 対象者 | 対象事業 | 融資期間・上限額 | 特徴 | 実績 2014年 |
|---|---|---|---|---|---|
| KfWエネルギー効率化プログラム | ■ 企業<br>■ JV<br>■ 個人事業主 | 顕著なエネルギー節約効果を有するドイツ内外への投資 | ■ 最大20年<br>■ 1プロジェクト あたり2,500万ユーロ | ■ 10年又は全期間固定金利<br>■ 金利補助あり<br>■ 1～3年間元金返済据置 | 32億ユーロ |
| 再生可能エネルギープログラム（スタンダード） | ■ 個人、非営利法人、企業<br>■ 自営農家<br>■ 投資ファンド | 再生可能エネルギー（太陽光、バイオマス、風力、水力、地熱）を活用した発電・発熱 | ■ 最大20年<br>■ 1プロジェクトあたり最大50百万ユーロ | ■ 10年又は全期間固定金利<br>■ 金利補助あり<br>■ 1～3年間元金返済据置 | 41億ユーロ |
| 再生可能エネルギープログラム（ストレージ）<br>※2018年末で終了 | ■個人<br>■非営利法人<br>■企業<br>■自営農家 | 太陽光発電システムと組み合わせた蓄電システムの設置 | ■ 最大20年<br>■ 融資額の上限なし | ■ 返済免除あり<br>■ 20年間固定金利<br>■ 1～3年間元金返済据置 | |
| 再生可能エネルギープログラム（プレミアム） | ■ 個人<br>■ 非営利法人<br>■ 中小企業<br>■ 一部大企業<br>■ 自治体、自治体所有企業 | 大工場における再生可能エネルギーを活用した発熱施設の導入 | ■ 最大20年<br>■ 1プロジェクトあたり最大25百万ユーロ | ■ 返済免除あり<br>■ 10年間固定金利<br>■ 金利補助あり<br>■ 1～3年間元金返済据置 | |

出所　KFW，KfW ウェブサイト，https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/index-2.html（2020.12.14時点）を基に作成

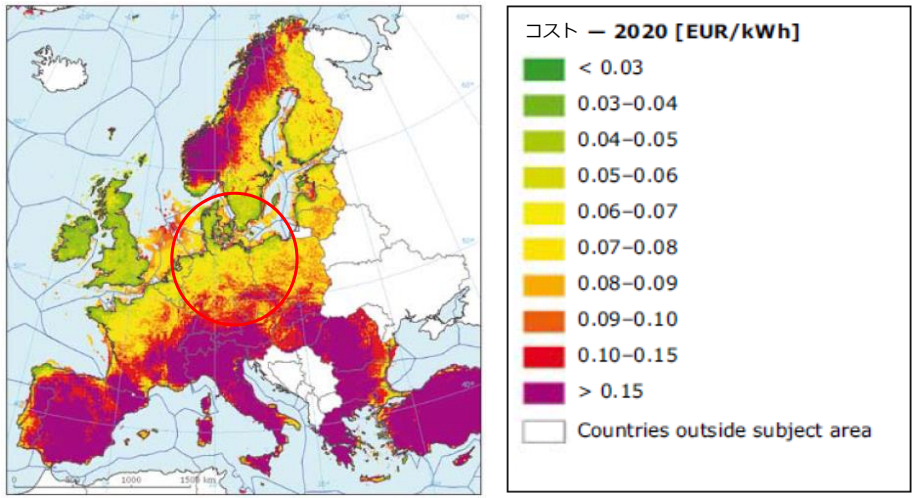


# 7. 再エネポテンシャル

## 7-1.風力ポテンシャル

EEA(欧州環境機関）は、風力導入ポテンシャルを、想定される発電コスト別にマッピングしている。ドイツは北海付近に適地が広がる。

風力の地域別風力発電コスト（2020年）



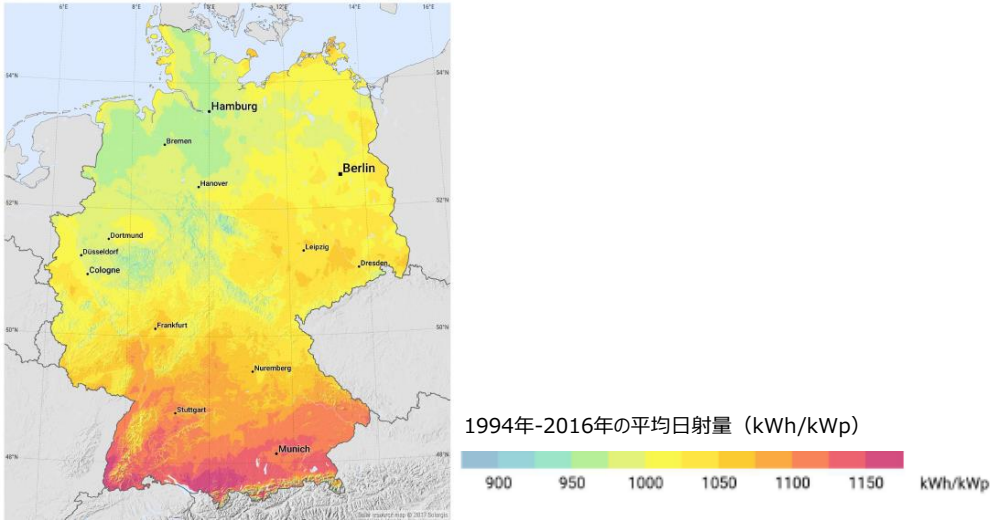

出所　European Environment Agency, Europe's onshore and offshore wind energy potential, 48ページを基に作成



## 7-2.太陽光ポテンシャル

ドイツは、南部の方が北部に比べて日射量が多く、適地は南部に集中。

ドイツの日射量分布

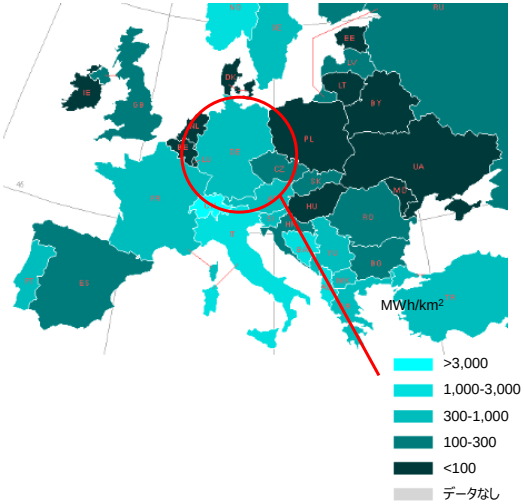



出所　Solargis，Global Horizonal Irradiationを基に作成

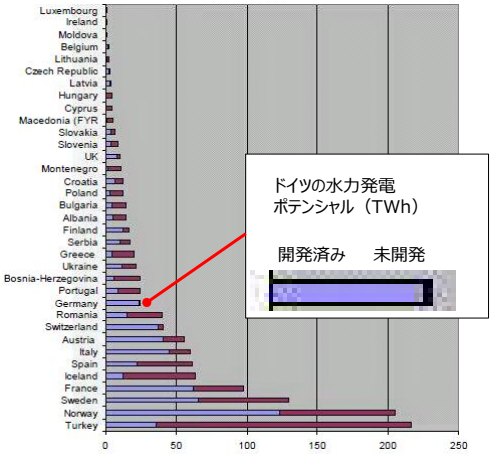
## 7-3.水力ポテンシャル

**EUROELECTRICの調査によるとドイツの水力ポテンシャルは概ね開発済みであり、今後の開発余地は小さい。**

国土面積あたりの開発ポテンシャル




各国の水力発電ポテンシャル（TWh）




出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/hydro-europe/index.shtml,
2017年7月26日時点、EUROELECTRIC，hydro_report_final，14ページを基に作成

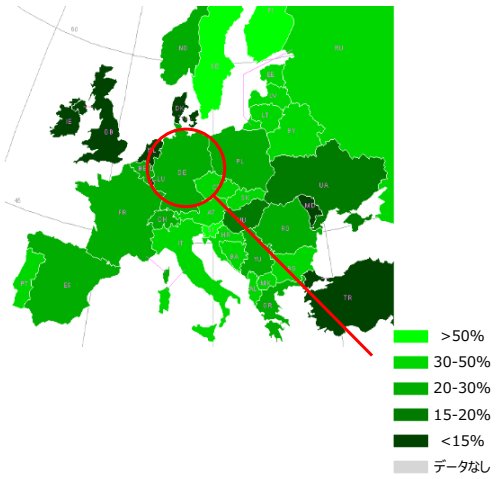


# 8. 再エネコスト

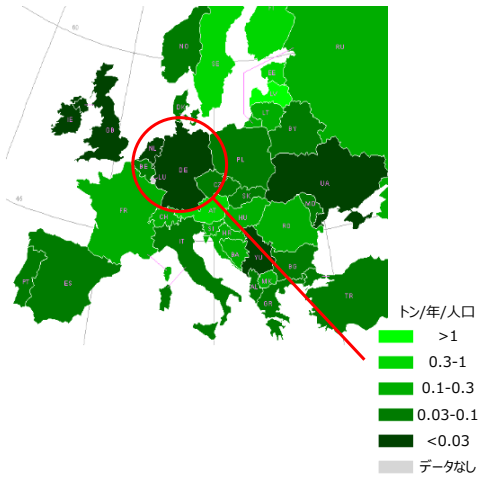
## 7-4.バイオマス

**バイオマス発電の主要原料の一つである森林の国別賦存量は、ドイツ国土に占める森林割合は20-30%。人口当たりの量は欧州の中で比較的低い。**

国土に占める森林の割合（割合が高いほど色が薄い）




人口当たりの木材生産量（量が大きいほど色が薄い）




出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/bio-europe/index.shtml,
2017年7月26日時点を基に作成



## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(1)

**ユーティリティ規模の太陽光発電では、ドイツの導入コストは諸外国と比較してほぼ中位に位置する。**

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 5,431 | 3,918 | 3,348 | 3,069 | 2,221 | 2,437 | 2,210 | 2,101 | 2,070 |
| 英国 | 5,913 | 4,700 | 2,781 | 2,306 | 1,943 | 1,529 | 1,465 | 1,267 | 1,362 | 1,018 |
| **ドイツ** | **3,705** | **2,959** | **2,341** | **2,007** | **1,600** | **1,280** | **1,162** | **1,114** | **1,113** | **899** |
| フランス | 5,470 | 5,592 | 5,153 | 3,245 | 2,369 | 1,559 | 1,320 | 1,240 | 1,074 | 979 |
| イタリア | 5,286 | 4,876 | 2,571 | 2,035 | 1,972 | | | 972 | 870 | 830 |
| スペイン | 4,672 | 3,263 | 2,688 | 2,310 | 2,316 | 1,195 | | | | 766 |
| 豪州 | 6,907 | 6,777 | 4,908 | 2,881 | 3,007 | 2,236 | 1,925 | 1,971 | 1,520 | 1,236 |
| 米国 | 4,667 | 4,534 | 4,425 | 3,914 | 2,885 | 2,571 | 2,221 | 1,873 | 1,549 | 1,221 |
| インド | 5,051 | 3,112 | 2,730 | 2,810 | 1,907 | 1,300 | 1,119 | 1,116 | 793 | 618 |
| 中国 | 3,947 | 3,417 | 2,742 | 2,117 | 1,763 | 1,362 | 1,233 | 1,157 | 879 | 794 |
| 韓国 | 8,881 | 5,912 | 2,290 | 2,663 | 2,211 | 2,091 | 2,064 | 1,581 | 1,326 | 1,252 |

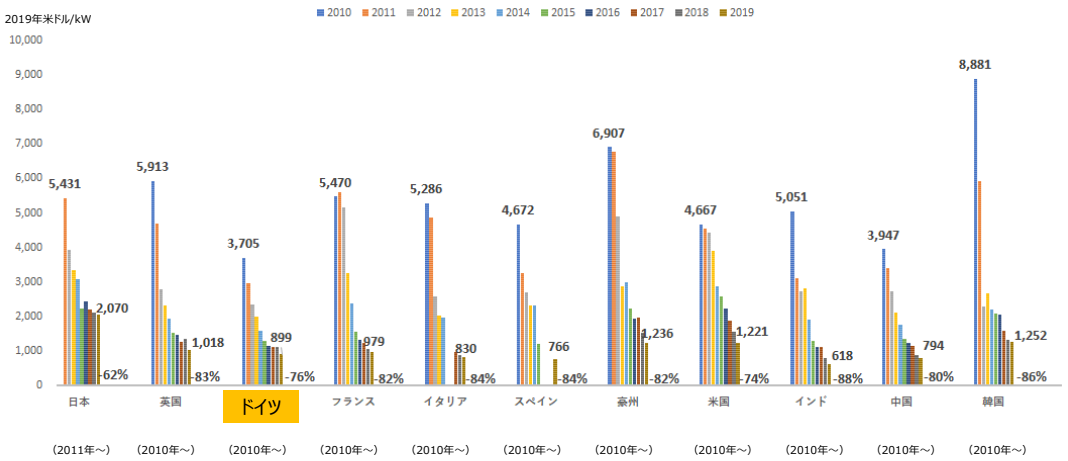
注）イタリアの2015年、2016年、スペインの2016年~2018年数値は、原典で報告なし

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成

# 8-1.ユーティリティ規模太陽光(2)

主要国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト($/kW)は大きく低減している。
ドイツも2019年時点で、2010年から76%コストダウンして、899米ドル/kWとなっている。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019米ドル/kW)



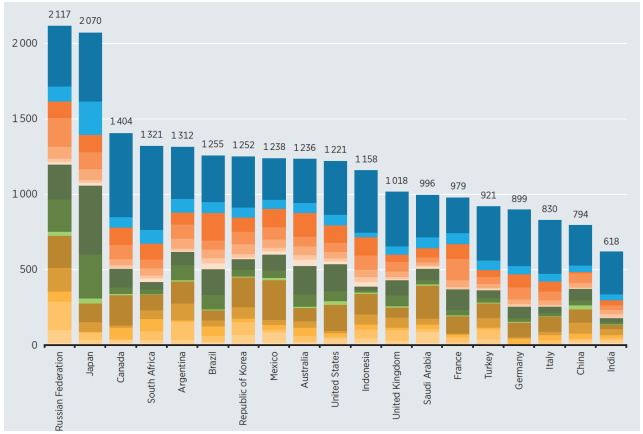



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成

# 8-1.ユーティリティ規模太陽光(3)

ドイツのユーティリティ規模太陽光発電設備のコストは、低コスト化が進む諸外国の中でも低い水準にある。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)









出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 66ページ（Figure3.5）を基に作成

# 8-1.ユーティリティ規模太陽光(4)

ドイツのユーティリティ規模の太陽光発電の発電コストは、世界的に若干高めの水準にある。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 0.405 | 0.301 | 0.260 | 0.241 | 0.179 | 0.188 | 0.155 | 0.150 | 0.144 |
| 英国 | 0.474 | 0.455 | 0.279 | 0.235 | 0.200 | 0.162 | 0.160 | 0.136 | 0.145 | 0.111 |
| **ドイツ** | **0.334** | **0.294** | **0.246** | **0.202** | **0.154** | **0.127** | **0.115** | **0.109** | **0.108** | **0.090** |
| フランス | 0.351 | 0.373 | 0.412 | 0.246 | 0.171 | 0.125 | 0.102 | 0.096 | 0.084 | 0.080 |
| イタリア | 0.383 | 0.364 | 0.191 | 0.174 | 0.148 | | | 0.080 | 0.072 | 0.068 |
| スペイン | 0.289 | 0.207 | 0.172 | 0.135 | 0.134 | 0.080 | | | | 0.056 |
| 豪州 | 0.376 | 0.396 | 0.248 | 0.148 | 0.126 | 0.112 | 0.089 | 0.102 | 0.086 | 0.084 |
| 米国 | 0.202 | 0.242 | 0.212 | 0.216 | 0.151 | 0.144 | 0.134 | 0.099 | 0.079 | 0.068 |
| インド | 0.305 | 0.200 | 0.175 | 0.180 | 0.120 | 0.081 | 0.079 | 0.074 | 0.055 | 0.045 |
| 中国 | 0.301 | 0.250 | 0.189 | 0.155 | 0.120 | 0.093 | 0.084 | 0.075 | 0.057 | 0.054 |
| 韓国 | 0.502 | 0.433 | 0.179 | 0.219 | 0.174 | 0.165 | 0.163 | 0.113 | 0.096 | 0.091 |

注）イタリアの2015年、2016年、スペインの2016年~2018年数値は、数値は、原典で報告なし

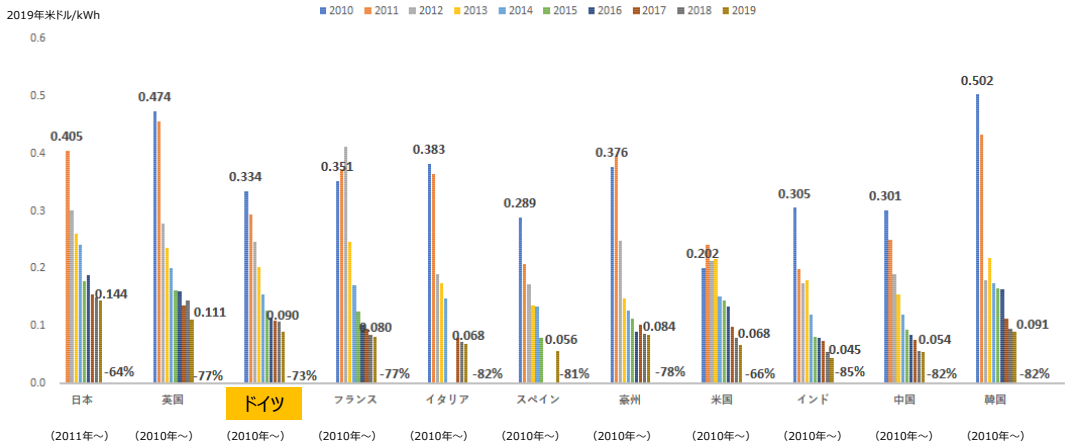


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を基に作成

# 8-1.ユーティリティ規模太陽光(5)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト($/kWh）も低減している。
ドイツのユーティリティ規模の太陽光発電の発電コストも2019年時点で、2010年から73%コストダウンして、0.090米ドル/kWhとなっている。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を基に作成

# 8-2.業務用太陽光(1)

500kW未満の業務用太陽光で、ドイツの導入コストは諸外国のなかで、低い水準となっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 5,238 | 4,212 | 3,122 | 2,421 | 2,356 | 2,269 | 2,076 | 1,980 |
| 英国 | | | | | | | 1,884 | 1,730 | 1,662 | 1,647 |
| **ドイツ** | | **3,496** | **2,259** | **1,927** | **1,691** | **1,267** | **1,354** | **1,290** | **1,260** | **1,130** |
| フランス | 8,534 | 4,145 | 2,889 | 2,932 | 2,880 | 2,262 | 1,854 | 2,138 | 1,999 | 1,678 |
| イタリア | 5,405 | 4,611 | 2,600 | 2,053 | 2,016 | 1,571 | 1,442 | 1,311 | 1,181 | 1,140 |
| スペイン | | 4,305 | 3,756 | 3,519 | 3,168 | 1,437 | 1,421 | 1,249 | 1,140 | 1,080 |
| 豪州 | | | | | 2,846 | 2,222 | 1,957 | 1,674 | 1,562 | 1,464 |
| 米国・アリゾナ州 | 7,032 | 6,218 | 5,480 | 4,341 | 3,574 | 3,834 | 3,437 | 3,107 | 2,687 | 2,480 |
| 米国・カリフォルニア州 | 6,491 | 6,267 | 4,970 | 4,634 | 3,668 | 3,569 | 3,697 | 3,505 | 3,197 | 3,081 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 6,935 | 6,315 | 4,973 | 4,229 | 4,004 | 3,706 | 3,620 | 3,065 | 3,007 | 2,652 |
| 米国・ニューヨーク州 | 7,305 | 6,550 | 5,475 | 4,247 | 3,786 | 3,500 | 3,253 | 2,827 | 2,679 | 2,508 |
| インド | | | | | | | | 1,010 | 901 | 817 |
| 中国 | | 3,193 | 2,495 | 2,118 | 1,661 | 1,403 | 1,285 | 1,226 | 936 | 760 |
| 韓国 | | | | | | | | 1,644 | 1,445 | 1,290 |

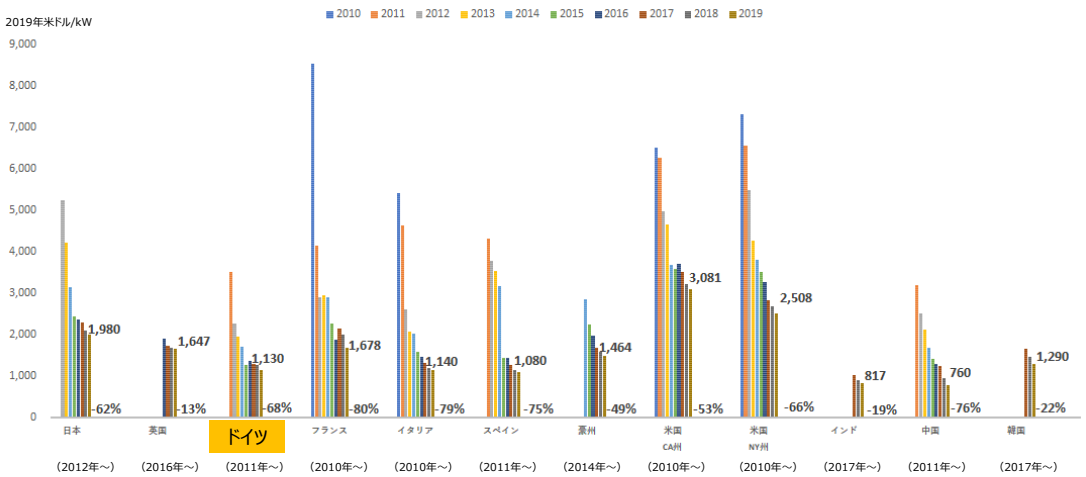
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成



# 8-2.業務用太陽光(2)

主要国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。
ドイツの業務用太陽光の導入コストはは2019年時点で、2011年から68%コストダウンして、1,130米ドル/kWとなっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成

# 8-2.業務用太陽光(3)

ドイツの業務用太陽光の発電コストは、欧州諸国と比べ、低めの水準となっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 0.335 | 0.276 | 0.213 | 0.172 | 0.169 | 0.164 | 0.153 | 0.147 |
| 英国 | | | | | | | 0.207 | 0.194 | 0.189 | 0.187 |
| **ドイツ** | | **0.253** | **0.176** | **0.155** | **0.140** | **0.114** | **0.119** | **0.115** | **0.114** | **0.105** |
| フランス | 0.625 | 0.324 | 0.237 | 0.240 | 0.237 | 0.194 | 0.166 | 0.186 | 0.176 | 0.154 |
| イタリア | 0.322 | 0.279 | 0.171 | 0.141 | 0.139 | 0.115 | 0.108 | 0.101 | 0.094 | 0.092 |
| スペイン | | 0.257 | 0.228 | 0.215 | 0.197 | 0.105 | 0.105 | 0.096 | 0.090 | 0.087 |
| 豪州 | | | | | 0.131 | 0.107 | 0.097 | 0.086 | 0.082 | 0.078 |
| 米国・アリゾナ州 | 0.279 | 0.249 | 0.222 | 0.180 | 0.152 | 0.162 | 0.147 | 0.135 | 0.120 | 0.112 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.259 | 0.251 | 0.203 | 0.191 | 0.156 | 0.152 | 0.157 | 0.150 | 0.138 | 0.134 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 0.433 | 0.397 | 0.320 | 0.277 | 0.264 | 0.247 | 0.242 | 0.210 | 0.206 | 0.186 |
| 米国・ニューヨーク州 | 0.439 | 0.397 | 0.337 | 0.268 | 0.243 | 0.227 | 0.213 | 0.189 | 0.181 | 0.171 |
| インド | | | | | | | | 0.071 | 0.066 | 0.062 |
| 中国 | | 0.180 | 0.147 | 0.129 | 0.107 | 0.094 | 0.089 | 0.086 | 0.072 | 0.064 |
| 韓国 | | | | | | | | 0.137 | 0.125 | 0.115 |

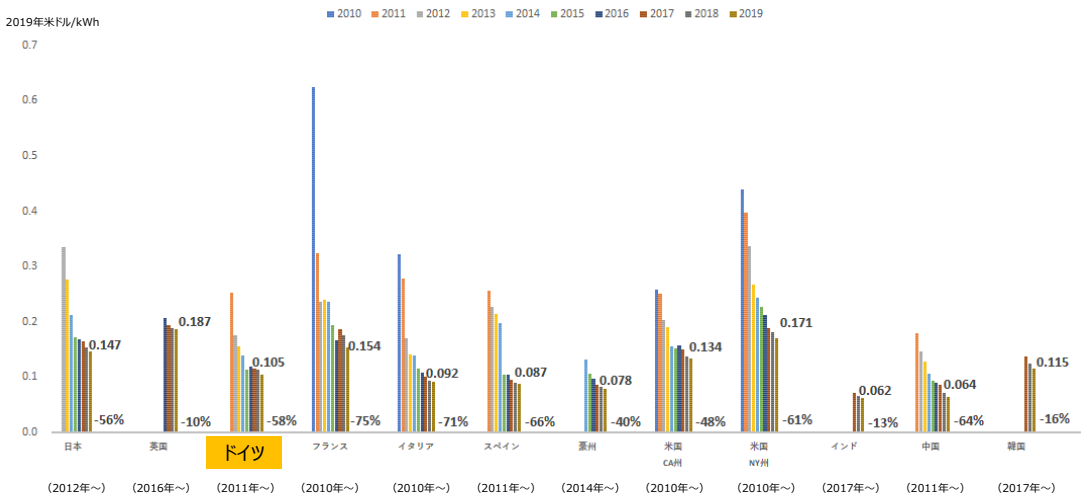
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成



# 8-2.業務用太陽光(4)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減している。
ドイツの業務用太陽光の発電コストは、2019年時点で、2011年から58%のコストダウンにとどまり、0.105米ドル/kWhとなっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

# 8-3.住宅用太陽光(1)

住宅用太陽光でも、ドイツの導入コストは欧州でも1,646ドル/kWと、英国を除くと、若干高めの水準となっている。

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 7,314 | 7,228 | 6,237 | 4,601 | 3,771 | 3,313 | 2,927 | 2,685 | 2,361 | 2,250 |
| 英国 | | | | 3,300 | 3,475 | 3,007 | 2,668 | 2,692 | 2,597 | 2,566 |
| **ドイツ** | **4,277** | **3,634** | **2,712** | **2,414** | **2,229** | **1,750** | **1,704** | **1,645** | **1,746** | **1,646** |
| フランス | | 9,797 | 6,950 | 5,773 | 4,231 | 2,359 | 2,174 | 1,967 | 1,771 | 1,600 |
| イタリア | 6,949 | 6,106 | 4,031 | 3,660 | 2,438 | 1,983 | 1,803 | 1,676 | 1,527 | 1,460 |
| スペイン | | | | 2,871 | 2,438 | 1,758 | 1,633 | 1,509 | 1,445 | 1,410 |
| 豪州 | 7,715 | 6,126 | 4,301 | 3,670 | 3,424 | 2,198 | 1,988 | 1,738 | 1,557 | 1,380 |
| 米国・カリフォルニア州 | 7,756 | 7,325 | 6,323 | 5,475 | 5,155 | 5,231 | 5,053 | 4,529 | 4,294 | 4,096 |
| 米国・その他州 | 7,705 | 7,049 | 5,697 | 4,921 | 4,954 | 4,925 | 4,280 | 3,844 | 3,702 | 3,652 |
| インド | | | | 2,374 | 2,276 | 1,501 | 1,326 | 1,093 | 916 | 840 |
| 中国 | | | 2,823 | 2,432 | 2,330 | 1,672 | 1,591 | 1,436 | 1,079 | 840 |
| 韓国 | | | | 3,036 | 3,056 | 2,166 | 2,079 | 1,707 | 1,527 | 1,440 |

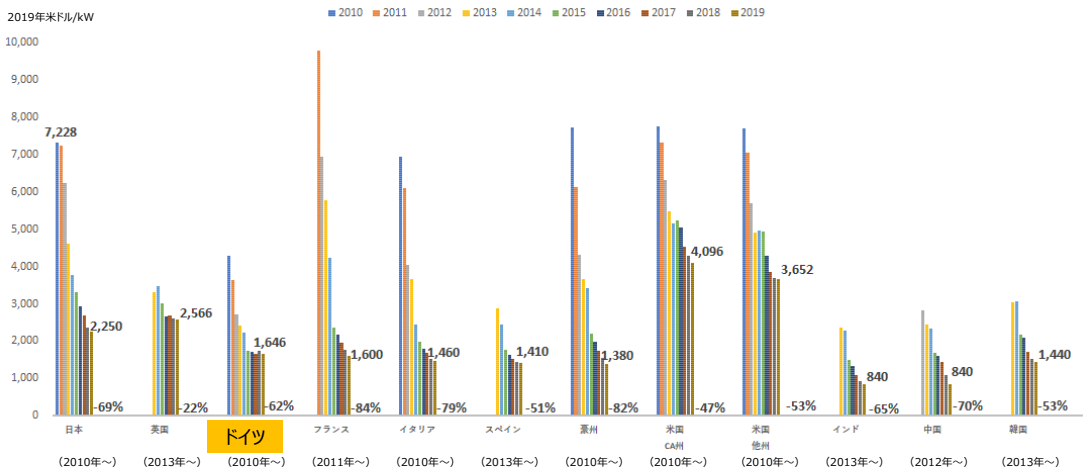
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成



# 8-3.住宅用太陽光(2)

主要国の住宅用太陽光発電の導入コスト($/kW)は大きく低減している。
ドイツの住宅用太陽光発電の導入コストは、2019年時点で、2010年から62%コストダウンし、1,646米ドル/kWであった。

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成

# 8-3.住宅用太陽光(3)

安価な導入コストを背景に、発電コストも世界的に低い水準となっている。
ドイツの住宅用太陽光の発電コストは、緩やかな減少となっている。

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 0.455 | 0.450 | 0.393 | 0.298 | 0.250 | 0.224 | 0.202 | 0.188 | 0.169 | 0.163 |
| 英国 | | | | 0.327 | 0.342 | 0.302 | 0.274 | 0.276 | 0.268 | 0.265 |
| **ドイツ** | **0.301** | **0.261** | **0.204** | **0.185** | **0.174** | **0.144** | **0.141** | **0.138** | **0.144** | **0.138** |
| フランス | | 0.712 | 0.516 | 0.435 | 0.330 | 0.201 | 0.188 | 0.174 | 0.161 | 0.149 |
| イタリア | 0.405 | 0.360 | 0.248 | 0.228 | 0.162 | 0.137 | 0.128 | 0.121 | 0.113 | 0.109 |
| スペイン | | | | 0.181 | 0.158 | 0.122 | 0.116 | 0.109 | 0.106 | 0.104 |
| 豪州 | 0.319 | 0.258 | 0.187 | 0.163 | 0.154 | 0.106 | 0.098 | 0.089 | 0.082 | 0.075 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.306 | 0.290 | 0.253 | 0.222 | 0.210 | 0.213 | 0.207 | 0.187 | 0.179 | 0.171 |
| 米国・その他州 | 0.304 | 0.280 | 0.230 | 0.202 | 0.203 | 0.202 | 0.178 | 0.162 | 0.157 | 0.155 |
| インド | | | | 0.132 | 0.128 | 0.093 | 0.085 | 0.074 | 0.067 | 0.063 |
| 中国 | | | 0.162 | 0.144 | 0.139 | 0.107 | 0.103 | 0.096 | 0.079 | 0.067 |
| 韓国 | | | | 0.224 | 0.225 | 0.170 | 0.164 | 0.141 | 0.130 | 0.125 |

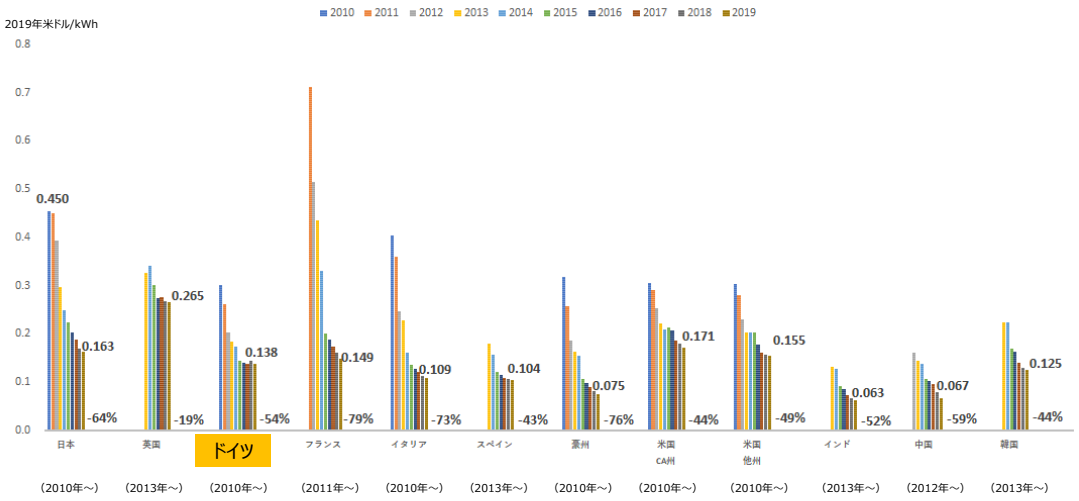
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成



# 8-3.住宅用太陽光(4)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト($/kWh）も低減している。
ドイツは2019年時点で、2010年から54%コストダウンして、0.138米ドル/kWhとなっている。

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

## 8-4.陸上風力(1)

ドイツの陸上風力の導入コストは、他の欧州諸国と比較して平均的な水準にある。

各国の陸上風力の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 2,239 | 2,146 | 2,745 | 2,323 | 2,746 | 2,471 | 2,611 | 2,263 |
| 英国 | | 3,445 | 2,700 | 1,936 | 2,171 | 2,222 | 2,231 | 2,092 | 2,113 | 1,859 | 1,896 |
| **ドイツ** | **3,862** | **3,445** | **2,445** | **2,275** | **2,230** | **2,271** | **1,973** | **1,936** | **1,935** | **1,904** | **1,762** |
| フランス | | | | 1,792 | 1,840 | 2,477 | 1,790 | 1,771 | 2,017 | 1,950 | 1,765 |
| イタリア | | | 2,700 | 2,241 | 2,042 | 2,555 | 2,122 | 1,788 | 2,559 | 1,758 | 1,670 |
| スペイン | | 3,445 | 2,700 | 2,241 | 1,865 | 2,450 | 1,657 | 1,633 | 1,792 | 2,339 | 1,552 |
| デンマーク | 3,862 | 3,281 | 2,572 | 2,134 | 1,695 | 2,376 | 1,901 | 1,901 | 1,751 | 1,903 | 1,900 |
| 米国 | 4,950 | 3,249 | | 1,845 | 1,644 | 2,393 | 1,821 | 1,861 | 1,685 | 1,643 | 1,553 |
| カナダ | | 3,249 | | 1,956 | 1,681 | 2,693 | 2,524 | 2,364 | 2,075 | 1,856 | 2,430 |
| インド | | 3,586 | 3,043 | 2,225 | 1,601 | 1,370 | 1,274 | 1,172 | 1,159 | 1,160 | 1,054 |
| 中国 | | | | 2,282 | 1,678 | 1,482 | 1,416 | 1,376 | 1,315 | 1,292 | 1,222 |

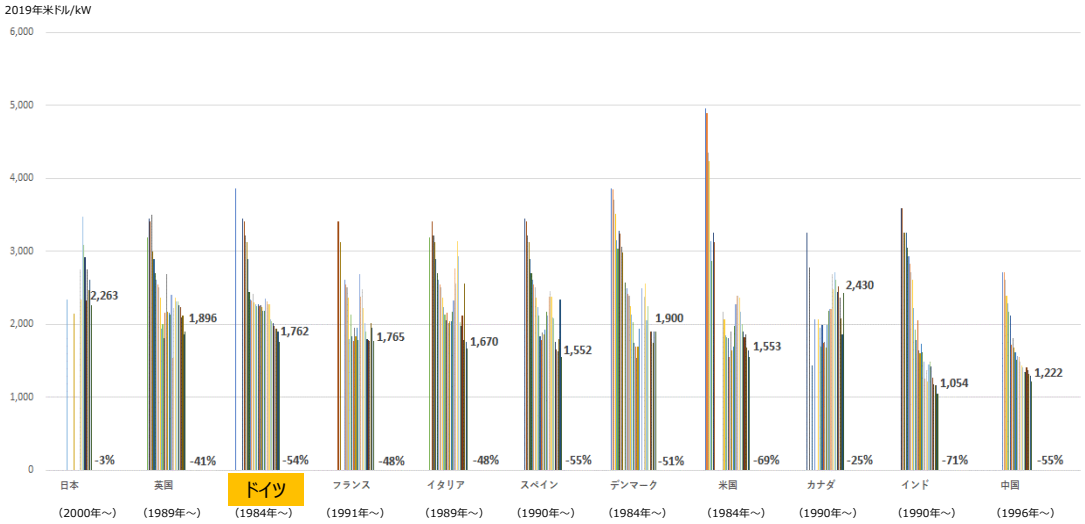


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成

## 8-4.陸上風力(2)

ドイツおよび諸外国の陸上風力の導入コストの推移は以下の通りである。
ドイツでは、2019年時点で、1,762米ドル/kWであり、欧州でも平均的な水準となっている。

各国の陸上風力の導入コスト推移（1984～2019年、2019年米ドル/kW）






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成

## 8-4.陸上風力(3)

ドイツの陸上風力発電の発電コストは、他の欧州諸国と比較して、やや高い水準にある。

各国の陸上風力の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 0.169 | 0.165 | 0.157 | 0.115 | 0.163 | 0.121 | 0.128 | 0.113 |
| 英国 | | 0.212 | 0.178 | 0.108 | 0.126 | 0.086 | 0.084 | 0.076 | 0.076 | 0.057 | 0.071 |
| **ドイツ** | **0.241** | **0.212** | **0.179** | **0.152** | **0.125** | **0.107** | **0.087** | **0.084** | **0.083** | **0.072** | **0.068** |
| フランス | | | | 0.119 | 0.111 | 0.106 | 0.078 | 0.076 | 0.090 | 0.075 | 0.065 |
| イタリア | | | 0.178 | 0.145 | 0.123 | 0.113 | 0.094 | 0.074 | 0.097 | 0.065 | 0.062 |
| スペイン | | 0.177 | 0.140 | 0.116 | 0.106 | 0.104 | 0.066 | 0.064 | 0.067 | 0.095 | 0.051 |
| デンマーク | 0.241 | 0.205 | 0.155 | 0.150 | 0.097 | 0.100 | 0.067 | 0.066 | 0.059 | 0.059 | 0.060 |
| 米国 | 0.297 | 0.196 | | 0.088 | 0.070 | 0.085 | 0.058 | 0.056 | 0.051 | 0.048 | 0.046 |
| カナダ | | | | 0.121 | 0.087 | 0.096 | 0.085 | 0.088 | 0.074 | 0.064 | 0.073 |
| インド | | 0.238 | 0.231 | 0.173 | 0.112 | 0.081 | 0.077 | 0.069 | 0.058 | 0.049 | 0.049 |
| 中国 | | | | 0.137 | 0.095 | 0.070 | 0.068 | 0.062 | 0.057 | 0.057 | 0.047 |

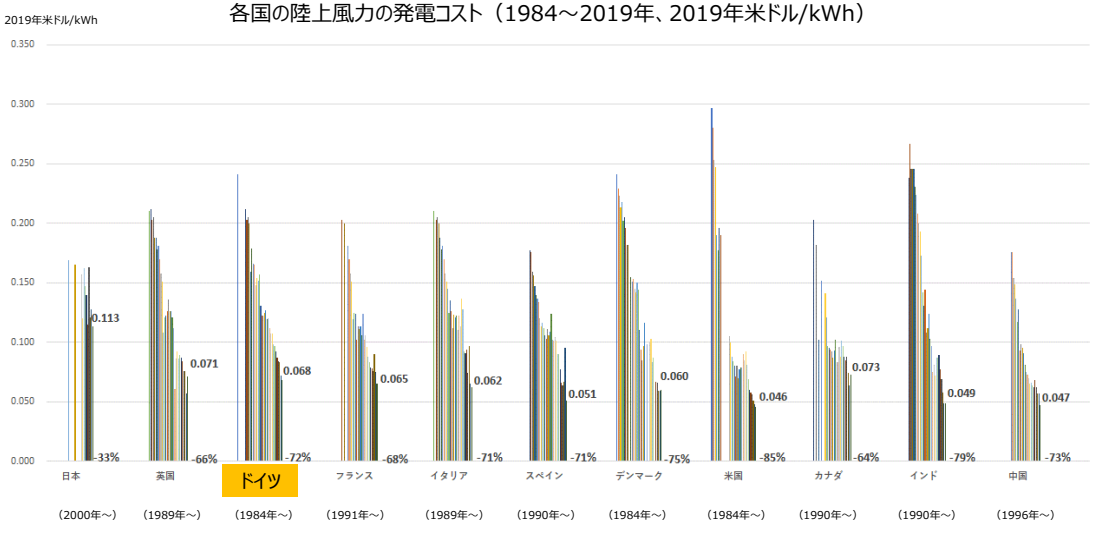


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成

## 8-4.陸上風力(4)

ドイツおよび諸外国の陸上風力の発電コストの推移は以下の通りである。
ドイツの陸上風力発電の発電コストは、2019年時点で、0.068米ドル/kWhと、欧州諸国の中でもやや高めの水準となっている。

各国の陸上風力の発電コスト（1984～2019年、2019年米ドル/kWh）





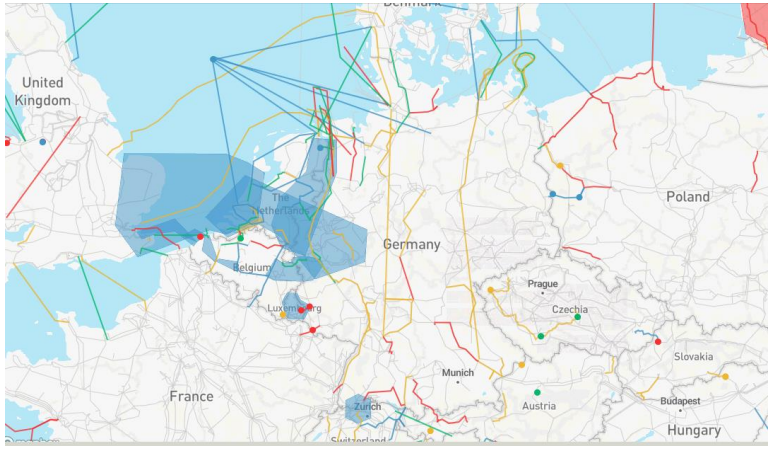

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成

# 9. 電力系統

## 9-1.電力系統

**欧州大の系統整備計画におけるドイツの計画は以下の通り。**
**北海の洋上風力の接続と、南北送電線の建設が特徴的である。**

欧州の10ヶ年系統整備計画に記載されているドイツの系統整備計画




出所　欧州系統運用者協会ENTSO-Eホームページを基に作成
https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/（2020年2月1日確認）



# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# 英国

# 1. 概況

## 1-1.英国気候変動政策の全体像（1）

英国における気候変動政策の全体像（2021年2月時点）

### 気候変動政策

■ **気候変動法**

2019年6月の改正法で、2050年までに温室効果ガス排出削減目標ネット・ゼロを目指す。

➢ **炭素予算**

気候変動法のもと、2050年目標の達成に向け、第1期~第5期炭素予算を策定。2050年までに脱炭素化を達成するため、2021年6月公表予定の第6期炭素予算の検討が行われている。

■ **Clean Growth Strategy**

2017年施行の気候変動政策。温室効果ガス排出削減と経済成長の両立目指す。

■ **Ten Point Plan**

2050年ネット・ゼロに向け、10項目の温室効果ガス排出削減計画。

■ **パリ協定のもとの約束草案（NDC: Nationally Determined Contribution）**

2030年までに温室効果ガス排出量を1990年比68%削減。

### 再生可能電力

■ **スマート・エクスポート・ギャランティ（SEG: Smart Export Guarantee ）**

小規模発電設備向けFIT終了に伴い、小規模再生可能発電を支援するため、2020年1月より運用開始。小売電力事業者が小規模低炭素発電に対し、送電分に対する買取価格を提示する。

■ **CfD FIT**

5MW超の再生可能発電事業者を対象（原子力やCCS付火力等も対象となる）とし、市場価格がストライクプライス（入札で決定）よりも低い場合は発電事業者が差分の金額を受け取り、同価格よりも高い場合は差分の金額を支払う。

■ **炭素価格下限（CPF: Carbon Price Floor ）（次スライド参照）**

化石燃料を使用した発電に対し、課される炭素税。発電時の低炭素電源の使用を促進する。

出所　GOV.UK, “The Carbon Plan,” https://www.gov.uk/government/publications/the-carbon-plan-reducing-greenhouse-gas-emissions--2, GOV.UK,”Clean Growth Strategy,” https://www.gov.uk/government/publications/clean-growth-strategy, HM Government, “The Ten Point Plan、”、https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/936567/10_POINT_PLAN_BOOKLET.pdf、GOV.UK,”UK sets ambitious new climate target ahead of UN Summit,” https://www.gov.uk/government/news/uk-sets-ambitious-new-climate-target-ahead-of-un-summit（2021.2.1時点）を基に作成



## 1-1.英国気候変動政策の全体像（2）

英国における気候変動政策の全体像（2021年2月時点）

### 温室効果ガス排出量削減

■ **気候変動税（CCL: Climate Change Levy）**

産業、商業、農業、公共機関の電力、ガス、固形燃料に対し課される、CCLは、通常の税率のほか、炭素税（CPS：Carbon Price Support）率で構成される。小規模エネルギー利用事業者および一般家庭、非営利団体は対象外。CPSは、発電事業者およびコジェネ・オペレーターに課される。

➢ **炭素価格下限（CPF: Carbon Price Floor ）**

英国が独自に設定する、炭素価格の下限。発電時の低炭素電源の使用を促進するため、化石燃料による発電事業者に対し適用される。EU ETSの排出枠価格（EUAs）がCPFよりも低い場合、その差額がCPSとして発電事業者に課される。2013年導入。2016年~2020年まで18ポンド/ t CO2のキャップが課されることとなり、2021年まで延長されている。

■ **気候変動協定（CCA: Climate Change Agreement ）**

自主的に政府と気候変動協定を締結し、エネルギー効率または排出削減に関する目標を達成した企業に対し気候変動税の軽減税率を適用。エネルギー集約企業は電力で90%、ガス、LPG、石炭、およびその他固形燃料で65%軽減される。2001年導入。英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は、2025年3月までの2年延長を発表。

■ **英国排出量取引制度（UK ETS）**

英国のエネルギー多消費産業の排出に対するキャップ＆トレード。EU-ETSよりも厳格な設定となっている。2021年1月1日より施行。

出所　GOV.UK, “Climate change agreements,” https://www.gov.uk/guidance/climate-change-agreements--2, GOV.UK, Climate Change Levy and Carbon Price Floor Bulletin background and references, https://www.gov.uk/government/publications/climate-change-levy-ccl-and-carbon-price-floor-cpf-bulletin/climate-change-levy-and-carbon-price-floor-bulletin-background-and-referencesGOV.UK, “Environmental taxes, reliefs and schemes for businesses: Climate Change Levy, ”https://www.gov.uk/green-taxes-and-reliefs/climate-change-levy（2021.2.1時点）を基に作成



# 2. 目標

## 2-1.削減目標：炭素計画（1）

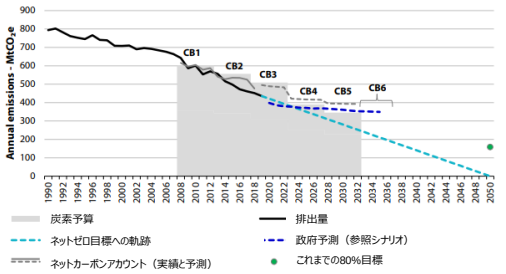
**英国は気候変動法により、温室効果ガスを2050年に1990年比で80%削減する目標を掲げていたが、2019年6月に法改正を行い、100%削減し、ゼロエミッションを目指すこととなった。**

英国　2008年気候変動法

- 英国は当初、気候変動法において、2050年に温室効果ガス排出量を1990年比で少なくとも80%削減する目標を設定していた。
- 2050年の80%削減目標に向けて、温室効果ガス排出量の割当量を5年間毎に設定している。
- 現在は2032年までの排出量の割当量と削減目標が定められている。

| （億tCO2） | 第1期（2008-2012） | 第2期（2013-2017） | 第3期（2018-2022） | 第4期（2023-2027） | 第5期（2028-2032） |
|---|---|---|---|---|---|
| 割当量(5年間) | 30.18 | 27.82 | 25.44 | 19.50 | 17.25 |
| 1990年比 | ▼23% | ▼29% | ▼35% | ▼50% | ▼57% |

炭素予算（CB)毎の温室効果ガス排出量目標および実績




- 2019年6月12日、2050までに英国の温室効果ガス排出量を1990年比100%削減する目標を導入する、2008年気候変動法の改正案を議会に提出した。
- 改正法は、気温上昇を1.5℃未満に抑えるパリ協定の目標を達成するため、ゼロエミッションを目指し、2019年6月27日施行された。

出所　UK Government，Carbon Plan Executive summary， 3ページ，UK Government，Carbon Budget Order 2016を基に作成
温室効果ガス排出削減目標：UK Government，Provisional UK greenhouse gas emissions national statistics 2015データセット、legisaltaion.gov.uk “Climate Change Act 2008 (2050 Target Amendment) Order 2019”, Committee on Climate Change, “Reducing UK emissions Progress Report to Parliament”p.53を基に作成

# 2-1.削減目標：炭素計画(2)

| | |
|---|---|
| 根拠法 | ● 2008年気候変動法で下記が定められている。<br>✓ （第1条）温室効果ガスを2050年に1990年比で少なくとも80%削減する（改正前）<br>✓ （第4条）温室効果ガス排出量の上限値、炭素予算（Carbon Budget）を5年毎に設定する<br>✓ （第13・14条）炭素予算を踏まえ、達成に向けた政策を提案する |
| 概要 | ● 2011年6月の第4期（2023～2027年）炭素予算決定を踏まえて、同年12月にHM Governmentが発表。<br>● 気候変動とエネルギーセキュリティーという、英国が抱える2つの課題に向けた方策を提示。<br>● 2050年に80%削減を達成する4つのシナリオ（原子力・CCS・再エネが同程度導入されるシナリオ、再エネ・省エネ進展シナリオ、CCSバイオ進展シナリオ、原子力拡大・省エネ低位シナリオ）について分析を実施。<br>● 下記5つを原則とする。1)費用効率的な排出削減、2)イノベーション促進に向けた技術間の競争促進、3)長期的な政策シグナルの提供、4)新技術に対する投資障壁の解消、5)公平な費用負担。" |

## 削減目標（2008年気候変動法）とカーボンバジェット

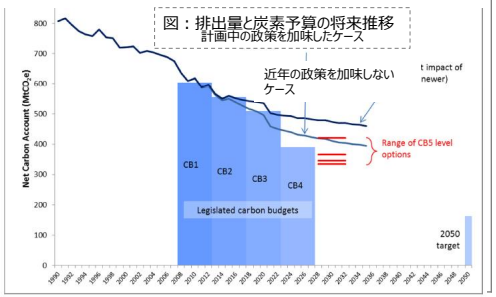
**（現状）1990年807百万$tCO_2$/年、2013年576百万$tCO_2$/年（1990年比29%減）**
出所：National Inventory Submissions 2015
**（目標）1990年比で2050年に80%減**

炭素計画（2011）におけるカーボンバジェット

| （$MtCO_2$） | 第1期 (2008-2012) | 第2期 (2013-2017) | 第3期 (2018-2022) | 第4期 (2023-2027) |
|---|---|---|---|---|
| 割当量 | 3,108 | 2,782 | 2,544 | 1,950 |
| EU-ETS 対象 | 1,233 | 1,078 | 985 | 690 |
| EU-ETS非対象 | 1,785 | 1,704 | 1,559 | 1,260 |
| 1990年比 | ▼23% | ▼29% | ▼35% | ▼50% |

## （参考）第5期炭素予算（2016年6月30日発表）

- 2008年気候変動法に基づき、第5期（2028～2032年）の炭素予算が、2016年6月30日に決定。
- 気候変動委員会の助言を踏まえ、1990年比56.9%削減の1,725百万$tCO_2$（5年間）。ETS対象が590百万t-$CO_2$、非対象が1,135百万t-$CO_2$。




出所　HM Government，The Carbon Plan，3.141ページ、
National Archive，Climate Change Act 2008，3.4.8ページ，
Department of Energy and Climate Change ，Impact Assessment of the level of the fifth carbon budget，18～20ページを基に作成



# 2-1.削減目標：炭素計画(3)

## 発電部門の主な対策

**（目標）2050年までにほぼ完全に脱炭素化**

- 需要側の電化により2050年の電力需要が2007年比で30～60%増加するが、再エネ・原子力・CCS火力の低炭素電力により供給される。
- 電力需要の時間変動拡大に伴い、電力需給のよりスマートな調整が必要。
- CCS・バイオ進展シナリオでは、BECCS（Bioenergy with CCS）によって発電部門の排出がマイナスに。

## 産業部門の主な対策

**（目標）2050年までに産業全体からの排出量を70%削減**

- 燃料転換・省エネによりエネルギー強度が最大40%減。エネルギー需要の半分以上はバイオ燃料及び電力により供給
- 産業CCSの導入：2050年には産業の二酸化炭素排出のおよそ1/3程度を回収。第4期（2023-2027）に、アンモニア製造等の回収費用が安い部門にてCCSの導入が開始

## 建築物部門の主な戦略

**（目標）2050年までに建築物からの排出をほぼゼロ**

- エネルギー需要の削減：熱利用のスマート化、スマートメーター、照明・電気機器の省エネ化、給湯の効率的利用
- エネルギーの低炭素化：ガス・石油ボイラーからヒートポンプへの移行、熱供給網・CHPの利用

## 輸送部門の主な戦略

- 2050 年にはほぼ全ての乗用車・バンが超低排出車（ULEV）に。2040年までに新車平均排出量はほぼゼロ
- 高速鉄道による輸送容量の拡大・接続性向上
- 公共交通機関・自転車・徒歩の選択、輸送の効率化、国内航空・船舶の対策、バイオ燃料利用

## 廃棄物部門の主な対策

- 廃棄物の発生抑制：設計・製造段階での予防、リユース、リサイクル
- 埋立地からのメタン削減：埋立税の引上げ、木質廃棄物等の埋立の制限
- 廃棄物のエネルギー回収：Review of Waste Policy Action Planや再生可能エネルギーロードマップを通じた取組み

出所　HM Government，The Carbon Plan，5.11ページを基に作成



# 2-1.削減目標：炭素計画(4)　第6期炭素予算案

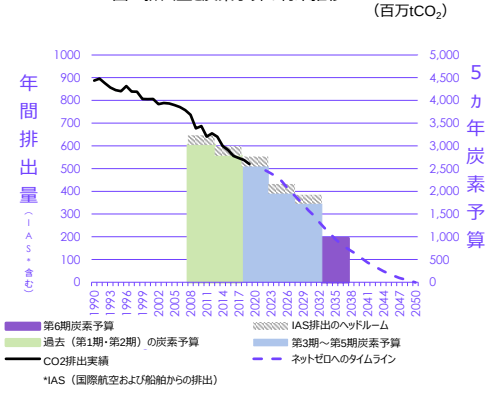
**2008年気候変動法のもと、2021年6月の第6期炭素予算決定に向け、気候変動委員会は炭素予算案の評価報告書を公表した。2019年6月に気候変動法の改正により、2050年までに温室効果ガス排出ネット・ゼロを目指すことが法制化されて以降、初の炭素予算案となる。**

| | |
|---|---|
| 概要 | ● 2021年6月第6期（2033～2037年）炭素予算決定に向け、2020年12月9日付で気候変動委員会（CCC)が評価報告書を公表。<br>● 気候変動委員会は、2035年までに1990年比78%、2019年比63%の温室効果ガス排出削減を提言している。<br>● この提言は、2050年までに求められる削減量の半分超を今後15年間で達成するものである。 |

## 第6期炭素予算案に対するCCCの提言

**① 予算水準**
第6期炭素予算は、1990年から2035年までに78%削減に相当する、965百万$tCO_2$に設定すべきである。
**② 予算範囲**
炭素予算には国際航空および船舶からの排出および大気からのCO2排出の除去は含めるべきである。
**③ 国内施策**
本予算に対する実績は、英国の排出実績値で測られるべきであり、カーボンクレジットを利用した排出削減は、予算を超えた部分として、選択されるべきである。
**④ ネット・ゼロ戦略**
政府は委員会が提案する第6期炭素予算案を可能な限り迅速に決定し、予算比全量を達成すべく、2021年前半にはネット・ゼロ計画および関連政策を策定すべきである。
**⑤ 現行の炭素予算**
第4期・第5期炭素予算よりも、早い速度で排出量を削減する必要がある。これら炭素予算を変更するかどうかを決定するのは政府である。しかしながら、委員会はこれを改正する必要があると考えていない。排出インベントリの改正等で対応しつつ、NDCおよび第6期予算が実行されれば、今後10年間の排出削減目標が明確になるだろう。

図：排出量と炭素予算の将来推移




出所　Climate Change Committee, "The Sixth Carbon Budget" https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2020/12/The-Sixth-Carbon-Budget-The-UKs-path-to-Net-Zero.pdf(2020.12.10時点）を基に作成



# 2-2.低炭素社会戦略（1）Clean Growth Strategy

**気候変動法に基づき策定した2017年施行の気候変動戦略。**
**GHG削減と経済成長を両立し、排出削減における消費者や事業主の負担を最低限に抑制しつつ、社会経済的利益の最大化を図る。**

| | |
|---|---|
| クリーンな成長の加速 | ◆ 以下の施策を通じて、クリーン金融を促進<br>✓ 公的及び私企業による投資への助言を提供する「グリーン・ファイナンス・タスクフォース」を創設<br>✓ **英国基準機構と連携して、自主的に取得するグリーンで持続可能な責任投資に関するファイナンス管理基準を設定**<br>✓ 発掘段階にある新関連技術に対する投資ファンドへ2,000万ポンドを投資 |
| 英国の排出量に占める割合 13%<br>家庭部門の改善 | ◆ エネルギー企業義務(ECO)を通じて、36億ポンドを投じ、100万世帯の改修<br>◆ 2030年までにエネルギー効率証書（EPC）のCレベルである低所得者層家屋の改修を行う。2035年までには、それ以外を含むできる限り多くの家屋の改修<br>◆ **賃貸家屋のエネルギー効率基準に関する長期的シナリオを構築**<br>◆ 低所得者向け公共住宅に同様のエネルギー効率が適用できるか検討し、提案<br>◆ **建築規則（Building Regulation）で新エネルギー効率を規定できるか検討**<br>◆ **2020年までにすべての住宅にスマートメーターを提供**<br>◆ 新設ボイラーの効率を改善<br>◆ 2016年から2021年にかけて45億ポンドの再生可能エネルギー熱インセンティブを改良<br>◆ 低炭素且つ低価格の住宅を実現するための、革新的なエネルギー効率及び熱技術に係る2,000万ポンド分のプログラムを含む、合計1億8,400万ポンドの投資 |

出所　HM Government, "The Clean Growth Strategy,"10.12～14ページ
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf（2020.12.10時点）を基に作成

## 2-2.低炭素社会戦略（2）Clean Growth Strategy

英国の排出量に占める割合 25%

### ビジネスと産業効率化

- 以下を含む政策パッケージを通じて、2030年までにエネルギー効率20%改善
  - 既存及び新規の商業施設・業務用ビルのエネルギー効率を改善
  - テナント入居ビルのエネルギー効率の最低基準の改定を提案
  - 自主的な建築物基準の設定によるエネルギー効率への貢献度と、中小企業への情報提供のあり方を検討
  - 事業主がどの分野でエネルギー削減が可能かすぐにわかるよう、測定と報告の方法を簡便化
- 大規模事業者のエネルギー使用量及び料金削減を支援する「産業エネルギー効率化スキーム」を導入
- 最もエネルギー集積度の高い7つの産業と共に、産業低炭素・エネルギー効率行動計画を発行
- **炭素回収利用貯蔵（CCUS）分野のリーダーとして、1億ポンドを投入しコストダウンを支援**
- **英国中にCCUSを整備**
- GHG除去技術の発展を推進
- 炭素排出量の多い暖房装置を対象に、当該暖房装置を有する新築及び既存の商業施設・業務用ビルを2020年代にガスグリッドから切り離し、廃止
- 産業プロセスの余剰熱の再利用を支援
- エネルギー・燃料・工業プロセスの効率に関する研究に1億6,200万ポンドを投資
- エネルギー企業家ファンドを通じて、1,400万ポンドを革新的な技術や工業プロセスの支援に投資

出所　HM Government, "The Clean Growth Strategy,"12～13ページ
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf（2020.12.10時点）を基に作成



## 2-2.低炭素社会戦略（3）Clean Growth Strategy

英国の排出量に占める割合 24%

### 低炭素な交通へのシフトを加速

- **従来の石油及びディーゼル由来の自動車及びヴァンの新規販売を2040年までに終了**
- 超低炭素電気自動車（ULEV）の普及に10億ポンドを投資
- 世界で最も優れた充電施設ネットワークを構築
  - 電気自動車の充電設備の設置に8,000万ポンドを投資
  - 自動運転及び電気自動車法により、充電施設に関する新たな遵守規定を制定
- **低排出タクシーやバスの導入を促進**
  - タクシードライバーの超低炭素電気自動車購入への（1台当たり）7,500ポンドの補助と、10の地域のタクシー向け充電施設配備への支援として、合計5,000万ポンドを投資
  - イングランド及びウェールズにおけるバスの低炭素型への入れ替えに1億ポンドを投資
- 業界と協議の上、ゼロ・エミッション自動車への移行を促進する「Automotive Sector Deal」を検討
- 公的機関のゼロ・エミッション自動車への移行策を発表
- 自転車と歩行という交通手段の促進に12億ポンドを投資
- ゼロ・エミッションなラストマイル交通に合わせた、都心への鉄道輸送手段の利用促進を含め、自動車からコスト効率のよい鉄道へのモーダルシフトの可能性検討
- コネクテッド・自動運転の研究所の設立等を通じて、英国を研究開発拠点の先端化
- 低炭素な交通技術や燃料に対して、約8億4,100万ポンドの投資

出所　HM Government, "The Clean Growth Strategy,"14～15ページ
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf（2020.12.10時点）を基に作成



## 2-2.低炭素社会戦略（4）Clean Growth Strategy

英国の排出量に占める割合 24%

### 低炭素でスマートで柔軟な電力の供給

- 以下の施策を通じて、家庭とビジネスの電力料金を削減
  - 2050年までに400億ポンドの削減ができるよう、消費者がより柔軟に電力を使用できるよう、スマート・システム・プランを実施
  - 競争、調整、イノベーションを通じて、電力料金を下げるべく、より独立したISOの機能を推進
  - エネルギーコストの見直し
  - 電力価格の上限を設定する法律のドラフトを発表
- **CCSなしの石炭火力発電所からの電力供給を2025年まで廃止**
- Hinkley Point Cの原子力発電所の建設を遂行し、今後計画されている原子力発電所のコスト競争力についてデベロッパーと協議
- 洋上風力等の再エネの市場導入を促進
  - CfDへの最大5億5,700万ポンドの予算を割当て
  - 2020年代における1,000万kW規模にも上る可能性がある洋上風力の導入計画について、産業界と検討
- **炭素価格についての価格目標を設定（2020年代の炭素価格の詳細は2017年秋の予算に記載予定）**
- 合計9億ポンドを以下のイノベーションに投資
  - うち2億6,500万ポンド：スマートシステム
  - うち4億6,000万ポンド：原子力関連
  - うち1億7,700万ポンド：再エネのコスト削減

出所　HM Government, "The Clean Growth Strategy," 15ページ
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf
（2020.12.10時点）を基に作成



## 2-2.低炭素社会戦略（5）Clean Growth Strategy

英国の排出量に占める割合 15%

### 自然資源の利益と価値向上

- 気候変動へ対応し、よりよい環境を残すための将来の農業支援策を策定
- 1,100万本の木を植えるという目標のため、農地への植林のための森林ネットワークの設立、大規模森林の創出のための資金拠出。また、英国産木材の建築物への使用を増加
- 2050年までに回避可能な廃棄物をゼロ。資源から採取できる価値を最大化し、資源活用から廃棄に係る炭素排出量や環境への影響を最小化
- 資源・廃棄物戦略を策定し、英国を競争力・資源生産性・資源効率性のリーダーに
- 埋立地からの排出を管理する革新的な方法を検討
- 泥炭地の保全に1,000万ポンドの助成金を拠出
- 農業技術、土地利用、GHG除去、廃棄物・資源効率に関するイノベーションに9,900万ポンドを拠出

英国の排出量に占める割合 2%

### 公的機関の先頭に立つ

- 中央政府に向けた2020年までの排出削減目標の適用
- より広範囲な公共部門で2020年～21年までに30%の排出削減目標を自主目標として設定
- イングランドにおけるエネルギー効率の向上のため、そして公共部門が利用できる資金として2億2,550万ポンドの資金を拠出

### クリーンな成長をリードする

- ビジネスや市民社会と協力し、「Green Great Britain Week」を開催
- 省横断で組織した「Clean Growth Inter-Ministerial Group」が政策の執行をモニタリング
- 「排出強度割合（Emission Intensity Ratio）」で排出削減量とGDP成長の年次報告

出所　HM Government, "The Clean Growth Strategy,"16ページ
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf（2020.12.10時点）を基に作成

## 2-3.2008年気候変動法改正

**2008年気候変動法は、2050年までに温室効果ガス排出削減目標ネット・ゼロを目指し、2019年6月27日付で改正法が施行された。**

### 改正点

- 2050年までに温室効果ガス排出削減目標ネット・ゼロに向け、2008年気候変動法を改正し、現行の1990年比「少なくとも温室効果ガス排出80%削減」から「少なくとも100%削減」とした。

### 改正に至る経緯

- 2018年10月に気候変動に関する政府間パネル（IPCC）による「1.5℃特別報告書」が公表され、今後気温上昇を1.5℃に抑制する便益と、1.5℃を超えない排出経路およびシステムでは2050年までに温室効果ガス排出量をネット・ゼロにする必要があるという評価結果となった。
- これを受け、英国政府は気候変動委員会（CCC)に、パリ協定の目標達成に向け、英国の長期排出削減目標にさらなる措置が必要となるかどうかについて提言を求めた。
- 2019年5月2日付で気候変動委員会は、温室効果ガス排出ネット・ゼロ目標を迅速に法制化すべきであると提言した。
- 政府は気候変動委員会の提言を受け、2019年6月気候変動法の改正を行った。

出所　Legislation.go.uk，"The Climate Change Act 2008 (2050 Target Amendment) Order 2019"
https://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2019/9780111187654/pdfs/ukdsiem_9780111187654_en.pdf（2020.12.10時点）を基に作成



## 2-4.Ten Points Plan (1)

**英国は、「グリーン産業革命」を主導し、2050年に温室効果ガス純排出ゼロ（ネットゼロ）を目指す。Ten Point Planは、グリーン産業革命の礎となる10項目に及ぶ温室効果ガス削減計画である。政府による120億ポンドの投資と民間からの400億ポンドの投資を見込む。2020年度に９万人の雇用支援から始め、2030年までに25万人のグリーン雇用創出を目指す。**

| 項目1 | 雇用 | 投資額 | 温室効果ガス排出削減量（①または②） | |
|---|---|---|---|---|
| 洋上風力発電の推進 | 2030年までに<br>6万人 | 2030年までに<br>200億ポンド | ①2023～32年まで<br>21MtCO2e | ②2018年の国内排出量に対する割合<br>5% |

- 2030年までに洋上風力の発電容量を、現在の4倍となる40GW（浮体式洋上風力1GWを含む）まで引き上げ、一般家庭の全使用量を超える発電量を目指す。
- 既存技術を活用した新たなイノベーションを支援し、港湾・沿岸地域に新たな雇用および成長をもたらす投資を行う。

| 項目2 | 雇用 | 投資額 | 温室効果ガス排出削減量（①または②） | |
|---|---|---|---|---|
| 低炭素水素の発展促進 | 2030年までに<br>10万人 | 2030年までに<br>40億ポンド | ①2023～32年まで<br>41MtCO2e | ②2018年の国内排出量に対する割合<br>9% |

- Net Zero Hydrogen Fundによる2億4千万ポンドを通じ、2030年までに低炭素水素製造能力5GWを目指す。
- 再生可能エネルギー、CCUSおよび水素が集約された、「SuperPlaces」ハブを建設する
- Hydrogen Neighborhood事業により、水素暖房の試験を開始し、Hydrogen Town へと拡張する。

出所　HM Government，"The Ten Point Plan for a Green Industrial revolution" https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution（2020.12.8時点）を基に作成



## 2-4.Ten Points Plan (2)

| 項目3 | 雇用 | 投資額 | クリーン電力供給量 |
|---|---|---|---|
| 高性能原子力発電新設の実現 | 大規模原子力発電所の建設期間（ピーク時）中<br>1万人 | 小型モジュール炉の開発のみ民間投資300億ポンド | 1GWあたり2百万軒 |

- 大型原子力のほか、Advanced Nuclear Fundを通じた385百万ポンドで、小型モジュール炉（215百万ポンド）および高性能モジュール炉（170百万ポンド）への投資を行う。
- 既存技術を活用した新たなイノベーションを支援し、港湾・沿岸地域に新たな雇用および成長をもたらす投資を行う。

| 項目4 | 雇用 | 投資額 | 温室効果ガス排出削減量 | |
|---|---|---|---|---|
| ゼロエミッション車への移行促進 | 2030年までに<br>4万人 | 2030年までに<br>30億ポンド | 2032年まで<br>5MtCO2e | 2050年まで<br>300MtCO2e |

- 当初計画よりも10年早め、2030年にガソリン車とディーゼル車の新車販売を終了。2035年まで航続距離の長い、二酸化炭素の排出のないハイブリッド車の販売も可能とするが、以降100%ゼロ・エミッションとなる。
- 28億ポンドの支援パッケージにより、英国の自動車メーカーを支援。
- EV充電インフラ設備の本格展開に13億ポンドを投じる。

| 項目5 | 雇用 | 投資額 | 温室効果ガス排出削減量 |
|---|---|---|---|
| グリーンな公共交通、自転車、徒歩利用 | 2025年までに<br>3,000人 | 公共投資<br>50億ポンド | 2032年から2032年まで2MtCO2e |

- 鉄道網の改修・改築に数100億ポンド、公共交通網に42百万ポンド、バス、自転車、徒歩に50億ポンドを投資。

出所　HM Government，"The Ten Point Plan for a Green Industrial revolution" https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution（2020.12.8時点）を基に作成



## 2-4.Ten Points Plan (3)

| 項目6 | 雇用 | 投資額 | 温室効果ガス排出削減量 | |
|---|---|---|---|---|
| ジェットゼロおよびグリーンシップ | 国内SAF*産業による支援<br>5,200人 | 航空産業に<br>120億ポンド | 2032年まで<br>クリーン航路<br>1MtCO2e | 2050年まで<br>SAF*<br>15MtCO2e |

- Jet Zero Councilを設立し、ネットゼロ航空機を実現するための戦略を開発する。
- FlyZeroに15百万ポンドを投じ、Aerospace Technology Institute(ATI)を通じた12か月間の研究を実施。ゼロエミッション航空機の2030年のサービス開始を目指す。

*持続可能な航空燃料

| 項目7 | 雇用 | 投資額 | 温室効果ガス排出削減量（①または②） | |
|---|---|---|---|---|
| より環境に配慮した建物 | 2030年までに<br>5万人 | 2020年代に民間投資<br>110億ポンド | ①2023～32年まで<br>71MtCO2e | ②2018年の国内排出量に対する割合<br>16% |

- Future Home Standardを策定し、事業用建物の省エネ・低炭素暖房に関する基準引上げ。
- 2028年までに60万台のヒートポンプ設置に向け、市場主導型のインセンティブ枠組を策定。
- 10億ポンドを市場の活発化に投資。
- Energy Company Obligationを2026年まで延長。

| 項目8 | 雇用 | 投資額 | 温室効果ガス排出削減量（①または②） | |
|---|---|---|---|---|
| 二酸化炭素回収・有効利用・貯留 | 2030年までに<br>5万人 | 2025年まで公共投資<br>10億ポンド | ①2023～32年まで<br>40MtCO2e | ②2018年の国内排出量に対する割合<br>9% |

- 2030年までに年10Mtの二酸化炭素を回収。
- 10億ポンドを投じ、SuperPlace4か所にCCUS（二酸化炭素回収・有効利用・貯留）設備を設置。

出所　HM Government，"The Ten Point Plan for a Green Industrial revolution" https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution（2020.12.8時点）を基に作成

## 2-4.Ten Points Plan (4)

| 項目9 | 雇用 | 投資額 | 便益 |
|---|---|---|---|
| 自然環境保護 | 2027年までに<br>洪水防御壁改修作業<br>2万人 | 洪水防御壁改修作業<br>52億ポンド | 環境保全による気候<br>および生物多様性の便益 |

- National Parks and Areas of Outstanding Natural Beauty（AONB)の創設により、自然環境を保護する。
- Green Recovery Challenge Fundの第2期40百万ポンドで、グリーン雇用を創出。
- 6か年の洪水防御壁への投資計画に52億ポンドを投じ、一般家庭、事業者、コミュニティに加え、自然環境を保全する。

| 項目10 | 雇用 | 投資額 | 便益 |
|---|---|---|---|
| グリーンファイナンス<br>およびイノベーション | 2030年までに<br>数十万人 | ネットゼロイノベーションに対する政府からの<br>資金提供 10億ポンド<br>マッチドファンディング10億ポンド<br>民間投資に次ぐ資金提供25億ポンド | 低炭素部門における<br>二酸化炭素の排出削減 |

- 2027年までにGDPの2.4%程度を、ネットゼロのグリーンテクノロジー開発のためのR&D投資に振り分ける。
- 2020年にはUK Research and Development Roadmapを公表。
- 10億ポンドのNet Zero Innovation Portfolioを開始し、Ten Point Planの優先分野の革新的低炭素技術の商用化を促進する。

出所　HM Government，“The Ten Point Plan for a Green Industrial revolution” https://www.gov.uk/government/publications/the-ten-point-plan-for-a-green-industrial-revolution（2020.12.8時点）を基に作成



# 3. 進捗　-排出量-

## 2-5.2030年までの新たな削減目標

**英国政府は2020年12月4日付で、新たに意欲的な2030年温室効果ガス削減目標を公表した。英国で2021年12月に開催されるUN COP26の気候協議に向け、Climate Ambition Summitでは野心的な国家エネルギー・気候計画またはその他気候計画の提出を参加国に求めている。英国政府は、2030年末までに1990年比少なくとも68%の温室効果ガス削減を目指す。**

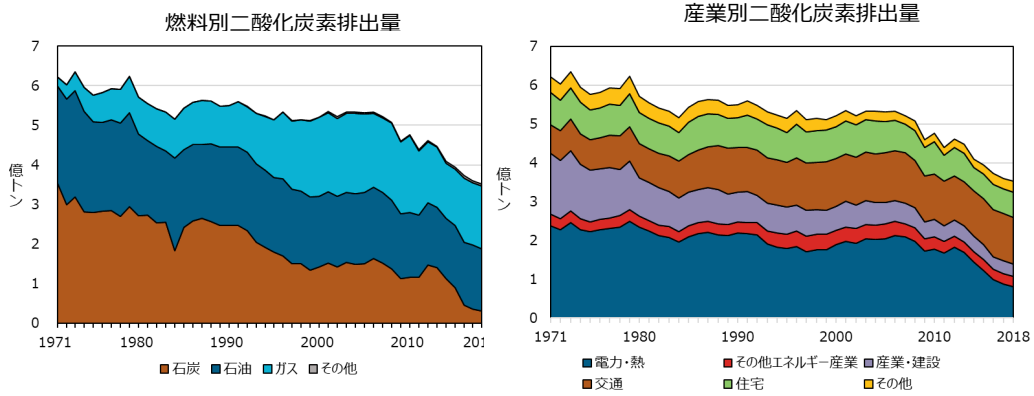
- 英国政府は、2050年までにネット・ゼロ・エミッションを目指す行程を法制化したが、これに伴い、新たに野心的な2030年の排出削減目標を公表。
- 新たな温室効果ガス排出削減目標では、2030年までに1990年比少なくとも68%の温室効果ガス削減を目指す。
- 2020年12月12日の国連Climate Ambition Summitに先駆け、他の主要経済国よりも早い速度で排出量の削減達成を目指す。
- 気候変動へのマイナスの影響を排除しつつ、2030年までに25万人の雇用を創出・支援する、政府の「グリーン産業革命のためのTen Point Plan」に沿った目標となっている。

出所　HM Government，“UK sets ambitious new climate target ahead of UN Summit” HM Government（英国政府），https://www.gov.uk/government/news/uk-sets-ambitious-new-climate-target-ahead-of-un-summit(2020.12.9時点）を基に作成



## 3-1.地球温暖化ガス排出量

**英国の二酸化炭素排出量は2018年（1990年比約36%減）にかけて減少しているが、これは主に電力・熱による排出量がこの10年で半減したためである。一方、交通燃料による排出量はほぼ横ばいとなっており、排出量の大きな割合を占めている。**
**燃料別では石炭による排出量が大幅に減少している。**

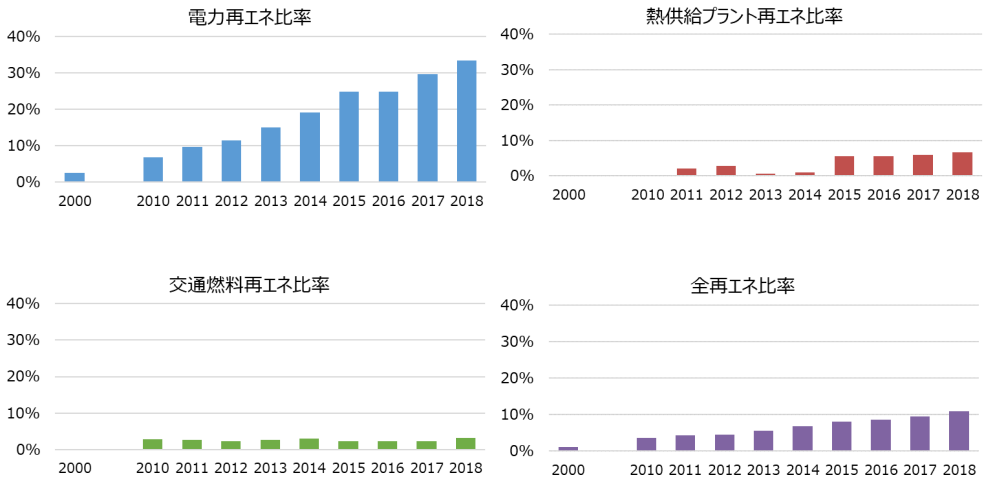



出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2.再エネ比率

英国の電力・熱/冷房・交通・全体の再エネ比率は以下の通り。

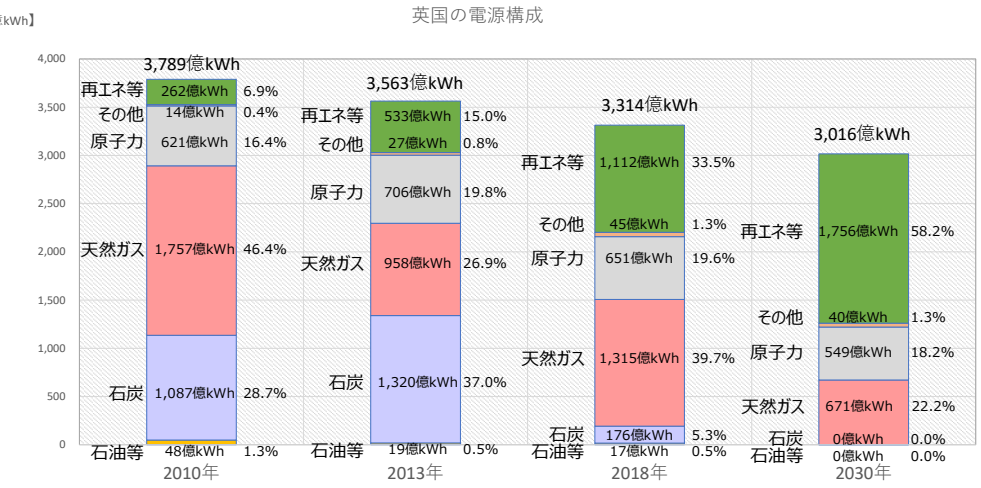



出所　電力・全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出



## 3-3. 電源構成 (1)

2018年の英国の電源構成について、再生可能エネルギーは太陽光、風力、バイオ燃料が増加した影響で、水力と合わせると33.5%となり、2013年から18.5ポイント増加となった。原子力は19.6%で、2013年からほぼ横ばいである。火力は45.5%で、2013年から18.9ポイント減少した。2013年と比較すると石炭の減少が31.7ポイントと最も大きく、石油は横ばい、天然ガスは12.8ポイント増加した。
2030年には再生可能エネルギーが58.2%まで増加する一方、原子力は18.2%、火力は22.2%まで減少する見通しとなっている。

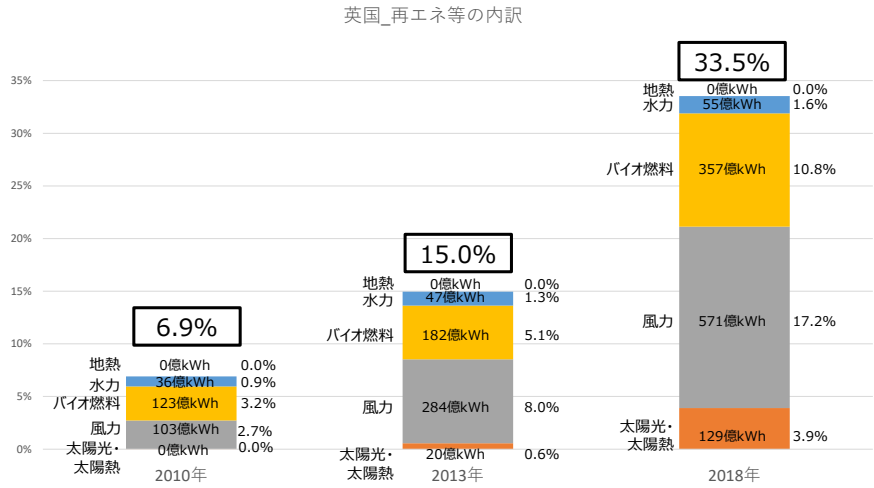



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、BEIS「Updated Energy & Emissions Projections」（2019年）を基に作成



## 3-4. 電源構成 (2)

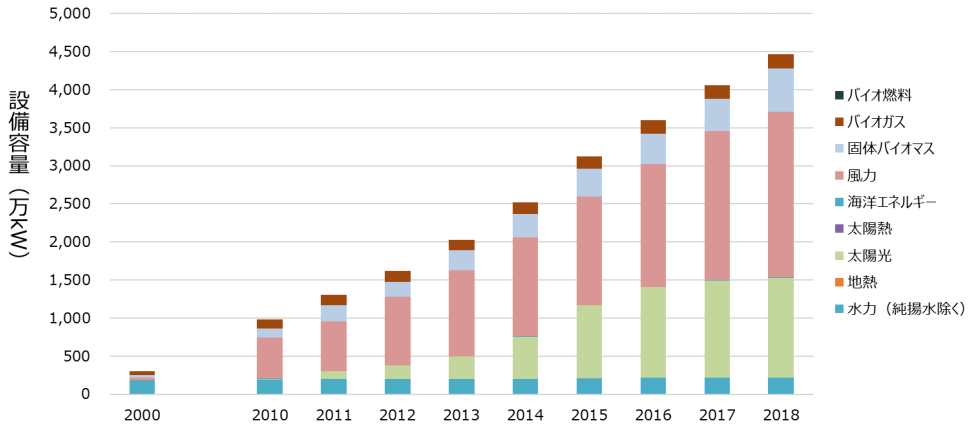
2018年度の英国における再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は2013年から3.3ポイント増加し3.9% となった。風力は17.2%となり2013年から9.2ポイント増加、バイオ燃料は10.8%となり2013年から5.7ポイント増加した。




IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）を基に作成

## 3-5.再エネ電力：設備容量

**2018年時点で太陽光の導入量が2020年目標を上回る。海洋エネルギー開発を計画しているが、2018年時点で導入無し。**

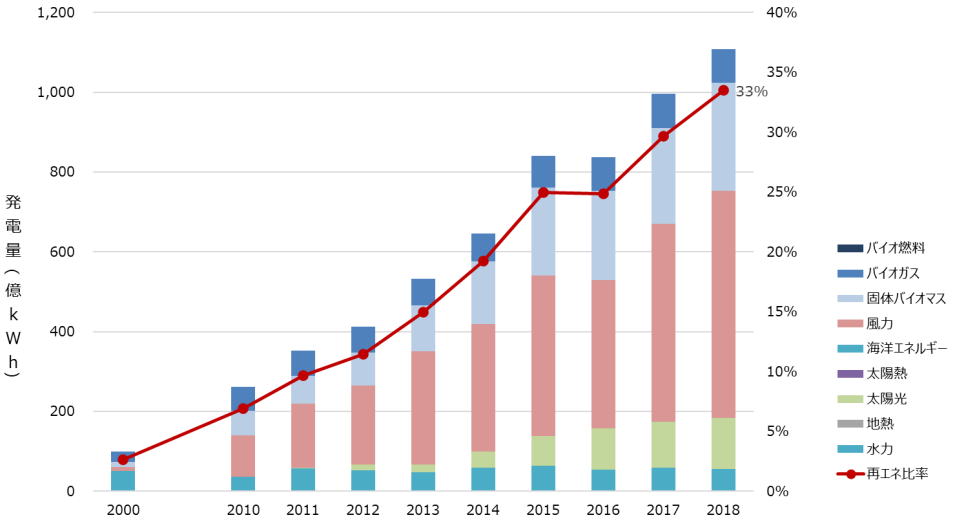



出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成



## 3-6.再エネ電力：発電量

**再エネ比率の2018年実績は33%。**
**近年、風力発電、特に洋上風力発電による発電量が急増している。**




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-7.再エネ電力：数値データ

**再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す**

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 178.5 | | 194.7 | 197.9 | 199.3 | 200.9 | 203.0 | 207.7 | 213.6 | 217.3 | 217.8 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.2 | | 9.5 | 100.0 | 175.3 | 293.7 | 552.8 | 960.1 | 1193.0 | 1278.2 | 1311.8 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.1 | | 0.4 | 0.4 | 0.9 | 0.8 | 0.9 | 0.9 | 1.3 | 1.8 | 2.0 |
| 風力 | 41.2 | | 542.1 | 659.6 | 903.0 | 1128.2 | 1307.4 | 1430.6 | 1612.6 | 1958.5 | 2177.0 |
| 固体バイオマス | 31.7 | | 112.2 | 212.9 | 199.8 | 264.9 | 306.3 | 364.5 | 399.7 | 424.9 | 574.2 |
| バイオガス | 46.8 | | 124.4 | 132.6 | 137.5 | 141.4 | 153.1 | 162.8 | 176.2 | 179.3 | 181.1 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 298.5 | | 983.3 | 1303.4 | 1615.8 | 2029.9 | 2523.5 | 3126.6 | 3596.4 | 4060.0 | 4464.0 |

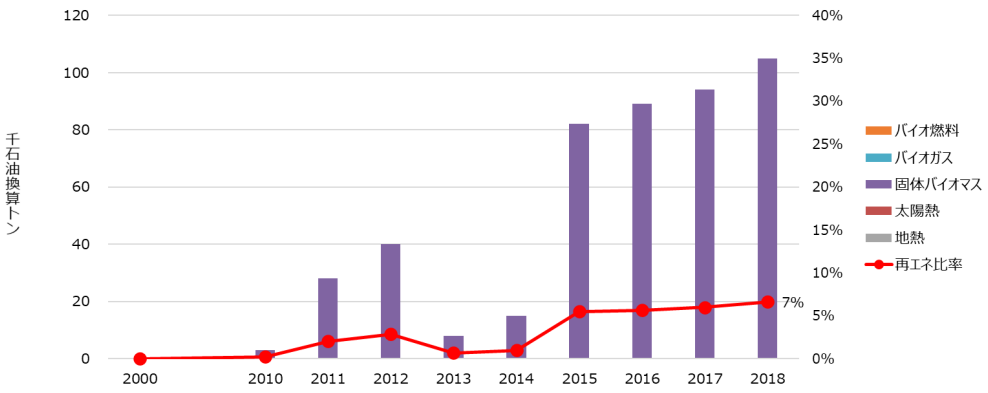
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 50.9 | | 35.9 | 56.9 | 53.1 | 47.0 | 58.9 | 63.0 | 53.9 | 59.0 | 54.9 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.0 | | 0.4 | 2.4 | 13.5 | 20.1 | 40.5 | 75.3 | 104.1 | 114.8 | 128.6 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 |
| 風力 | 9.5 | | 102.9 | 159.6 | 198.5 | 284.0 | 319.6 | 402.8 | 371.6 | 496.3 | 569.0 |
| 固体バイオマス | 13.8 | | 62.0 | 69.8 | 82.9 | 114.5 | 157.2 | 220.1 | 222.9 | 239.9 | 271.7 |
| バイオガス | 25.6 | | 60.6 | 63.3 | 64.4 | 66.6 | 69.0 | 79.5 | 84.8 | 85.8 | 83.8 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 99.7 | | 261.8 | 352.1 | 412.5 | 532.2 | 645.2 | 840.6 | 837.3 | 995.8 | 1108.1 |
| 再エネ比率 | 3% | | 7% | 10% | 11% | 15% | 19% | 25% | 25% | 30% | 33% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-8.再エネ熱供給プラント：消費量

**再エネ熱の導入量は上昇を続けている。**
**再エネ比率は2018年に7.0%。**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出

## 3-9.再エネ熱供給プラント：数値データ

再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す。

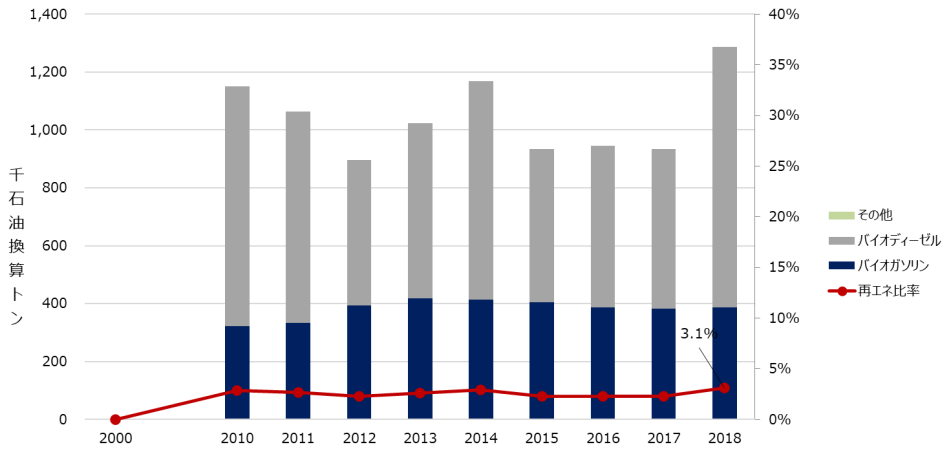
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 0.0 | | 3.0 | 28.0 | 40.0 | 8.0 | 15.0 | 82.0 | 89.0 | 94.0 | 105.0 |
| バイオガス | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 0.0 | | 3.0 | 28.0 | 40.0 | 8.0 | 15.0 | 82.0 | 89.0 | 94.0 | 105.0 |
| 再エネ比率 | 0% | | 0% | 2% | 3% | 1% | 1% | 6% | 6% | 6% | 7% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-10.再エネ交通燃料：消費量

交通燃料の再エネ比率は2020年目標の半分にも達していない。




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-11.再エネ交通燃料：数値データ

再エネ交通燃料の数値データを以下に示す。

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 0 | | 321.0 | 332.0 | 394.0 | 418.0 | 414.0 | 404.0 | 386.0 | 383.0 | 387.0 |
| バイオディーゼル | 0 | | 830.0 | 731.0 | 501.0 | 606.0 | 754.0 | 529.0 | 560.0 | 551.0 | 900.0 |
| その他 | 0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 0 | | 1151.0 | 1063.0 | 895.0 | 1024.0 | 1168.0 | 933.0 | 946.0 | 934.0 | 1287.0 |
| 再エネ比率 | 0.0% | | 2.9% | 2.7% | 2.3% | 2.6% | 2.9% | 2.3% | 2.3% | 2.2% | 3.1% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

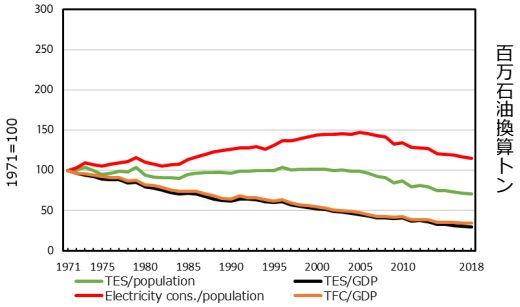


# 3. 進捗　-省エネ-

## 3-12.省エネの進捗

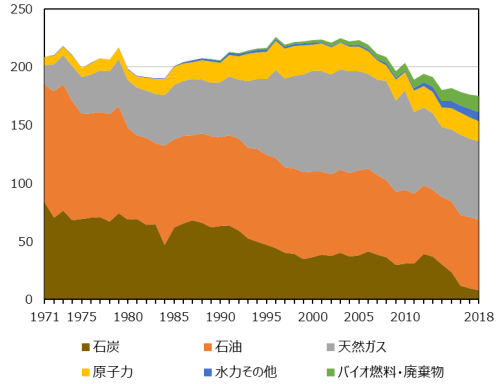
一次エネルギー供給量は、2003年にピークを迎えた後、減少に転じ、1990年比約15%減少している。化石燃料の占める割合、特に石炭の占める割合は大幅に減少している。

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



# 4．政府機関

## 4-1.気候変動に係る主な政府機関(１)

| 機関 | 概要 |
|---|---|
| Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS)<br>（ビジネス・エネルギー・産業戦略省） | 「旧エネルギー気候変動省（DECC）とビジネスイノベーション省（BIS）を統合して2016年7月に新設された。産業界、産業戦略、科学、イノベーション、エネルギーと気候変動の全ての政策責務を担う。ビジネス・エネルギー・産業戦略省は気候変動対策を英国の今後の経済の中心に位置付けている。<br>出所： Department for Business, Energy and Industrial Strategy, https://www.gov.uk/government/organisations/department- for-business-energy-and-industrial-strategy/about |
| Department for Environment, Food and Rural Affairs (Defra)<br>（環境・食糧・農村地域省） | 環境政策全般、食糧生産、農村地域、廃棄物エネルギー、洪水・海岸変化、英国の気候変動適応策を担う。<br>出所： Department for Environment, Food and Rural Affairs，https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-environment-food-rural-affairs/about |
| The Environment Agency<br>（環境庁） | EU ETSのモニタリングや英国CRCエネルギー効率化制度の登録等運営を担う。<br>出所：The Environment Agency，https://www.gov.uk/government/organisations/environment-agency/services-information |



## 4-1.気候変動に係る主な政府機関(２)

| 機関 | 概要 |
|---|---|
| Climate Change Committee (CCC)<br>（気候変動委員会） | 2008年気候変動法に基づき中央政府、議会、地方政府に対して気候変動対策についての助言、勧告を行う独立機関として設立。2050年の長期目標やカーボンバジェットの進捗状況について毎年議会に報告する義務がある。また、同法に基づき適応小委員会も設立され、中央政府や地方政府に対して気候変動リスク及び機会についての助言、特に「英国国家適応計画」など適応策に対する進捗状況を議会へ報告。<br>出所： Climate Change Committee，https://www.theccc.org.uk/about/ |
| Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)<br>（ガス電力市場規制庁） | エネルギー市場全体の監督機関。<br>出所： Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)，https://www.ofgem.gov.uk/about-us/who-we-are |

# 5．再エネ政策

## 5-1.再エネ政策の概要

**再エネ電力は小規模向けのFITと大規模向けのCfDと呼ばれる買取制度を支援策としてきた。**
**2019年3月末で、小売事業者に固定価格での買取を義務付ける小規模FIT制度は終了し、各小売事業者が電力買取金額を提示することを義務付けるSmart Export Guarantee（SEG）制度に移行している。**
**英国では再エネ熱についても、従量当たりの補助金がある。**

| 分野 | 概要 |
|---|---|
| 電力 | • 5MW以下の小規模電力はSEG制度の対象となり、小売事業者から送電分の買取価格の提示を受ける。<br>• 5MW超の再エネはCfDと呼ばれる支援方式となり、基準価格と市場価格の差分が支払われる（基準価格が市場価格よりも低い場合には返還）。<br>• 2013年より、Carbon Price Floorと呼ばれる炭素税が課されているが、化石燃料が対象となり、再エネはこの税の対象外となる。 |
| 熱 | • 再エネ熱に対しても再エネ電力と同様に従量当たりの補助金であるRHI（Renewable Heat Incentive）が支払われる。<br>• 大きく産業部門、家庭部門に分かれている。<br>• ヒートポンプ・水力・バイオマス・地熱・太陽熱が対象となる。<br>• 期間は20年間。<br>• コロナウィルスによるロックダウンの影響を受け、これまで1年であった家庭部門申請期間が、2019年3月1日以降の認定申請に関しては、2022年3月31日まで延長された。 |
| 交通 | • 2013年より、化石燃料に対してCarbon Price Floorと呼ばれる炭素税が課されている。<br>• 再生可能エネルギーはこの税の対象外である。<br>• 2007年よりバイオ燃料に対し、Renewable Transport Fuel Obligationと呼ばれる割当制度が義務付けられている。 |

出所　RES LEGAL、英国、Electricity、Heating&Cooling、Transportの各Summaryページhttp://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/summary/c/united-kingdom/s/res-e/sum/204/lpid/203/,
http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/summary/c/united-kingdom/s/res-hc/sum/204/lpid/203/,
http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/tools-list/c/united-kingdom/s/res-t/t/promotion/sum/204/lpid/203/
BEIS, “2 November 2020:Changes to the domestic RHI Regulations,”
https://www.gov.uk/government/publications/changes-to-the-renewable-heat-incentive-rhi-schemes/domestic-renewable-heat-incentive-rhi-regulations-minor-amendments （2020.12.20時点）を基に作成



# 5．再エネ政策　-電力-

## 5-2.再エネ電力政策の概要

**英国の再エネ電力の支援制度は大きくCfD FIT・SEG・税制優遇。**
**5MW超の再エネはCfD FITを適用。CfD FITは再エネの他、原子力やCCS付火力のような低炭素発電も対象になり得る。**

| 制度 | 概要 |
|---|---|
| Contracts for Difference FIT（CfD FIT） | • 再生可能エネルギーは5MW超のものが対象（原子力やCCS付火力等も対象となる）。<br>• 再エネ発電事業者は、CfDを実施する企業（LCCC, 英国政府100%所有）と契約を行う。<br>• 両者は「Strike Price」と呼ばれる価格を設定し、市場価格が同価格よりも低い場合は発電事業者が差分の金額をLCCCより受領し、同価格よりも高い場合は、差分の金額をLCCCに支払う。<br>• Strike Priceは入札で決定される。 |
| Smart Export Guarantee（SEG） | • 2019年3月末で終了した小規模FIT制度に代わり、2020年1月より運用開始。<br>• 5MW以下の太陽光、風力、水力、嫌気性消化、50kW以下のマイクロコジェネが対象。<br>• 認可を受けた小売電力事業者が小規模低炭素発電に対し、National Gridに送電された電力に対する買取価格を提示する。 |
| Carbon Price Floor | • 化石燃料に課される税であり、発電目的のガス、固形燃料、液化天然ガス（LPG）使用に対し、気候変動税の炭素価格支援料率が適用される。政府が設定するCO2排出価格の下限値とEU排出権の見通し価格との差額をEU-ETSの対象企業の取引価格に上乗せする。<br>（2021年2月時点ではUK ETSへの言及なし） |

出所　RES LEGAL、英国、Electricity、”Support Scheme,” http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/tools-list/c/united-kingdom/s/res-e/t/promotion/sum/204/lpid/203/
Ofgem, ””bout the Smart Export Guarantee (SEG) ,” https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/smart-export-guarantee-seg/about-smart-export-guarantee-seg (2020.12.10時点）を基に作成

## 5-3.固定価格買取制度(１) 太陽光のFIT価格

英国は5,000kW以下の再エネに対して、固定価格買取制度を適用。太陽光は設置する建物の省エネ性能や設備規模によってレートが変化。下記の発電価格に加えて、売電電力分には、規定の売電価格を得ることができる。
2019年3月末をもって、原則として新規設備の申請受付が終了。

| 技術 | | 発電価格（2019年1-3月稼働設備, ペンス/kWh） | | |
|---|---|---|---|---|
| 種類 | 規模（kW） | 低レート | 中レート | 高レート |
| | | 使用開始日までに、EPC (Energy Performance Certificates) 等級のレベルD 以上を取得しなかった場合 | • 使用開始日までに、EPC (Energy Performance Certificates) 等級のレベルD以上の取得が必要<br>• 単一の所有者が、25基以上の敷地設備を有する場合 | • 使用開始日までに、EPC (Energy Performance Certificates) 等級のレベルD以上の取得が必要<br>• 単一の所有者が、25基未満の敷地設備を有する場合 |
| 標準型太陽電池 | 0-10 | 0.15 | 3.49 | 3.87 |
| | 10-50 | 0.15 | 3.71 | 4.12 |
| | 50-250 | 0.15 | 1.55 | 1.73 |
| 標準型大規模太陽電池 | 250-1,000 | 1.36 | | |
| | 1,000-5,000 | 0.15 | | |
| 独立型太陽電池 | 0-5,000 | 0.05 | | |
| 売電価格 | | 5.24 | | |

出所　RES LEGAL、英国、Electricity、Support Scheme、"Feed-in-Tariff","
http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203/（2020.12.20時点）を基に作成



## 5-3.固定価格買取制度(２) バイオガスのFIT価格

英国は5,000kW以下の再エネに対して、固定価格買取制度を適用。嫌気性消化バイオマスは設備規模によって買取価格が変化。
下記の発電価格に加えて、売電電力分には、規定の売電価格を得ることができる。
2019年3月末をもって、原則として新規設備の申請受付が終了。

| 技術 | | 発電価格（2019年1-3月稼働設備, ペンス/kWh） |
|---|---|---|
| 種類 | 規模（kW） | |
| 嫌気性消化バイオマス | 0-250 | 4.60 |
| | 250-500 | 4.36 |
| | 500-5,000 | 1.57 |
| 売電価格 | | 5.24 |

出所　RES LEGAL、英国、Electricity、Support Scheme、"Feed-in-Tariff,"
http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203/　(2020.12.20時点）を基に作成



## 5-3.固定価格買取制度(３) 水力･風力のFIT価格

英国は5,000kW以下の再エネに対して、固定価格買取制度を適用。
水力･風力は設備規模によって買取価格が変化。下記の発電価格に加えて、売電電力分には、規定の売電価格を得ることができる。
2019年3月末をもって、原則として新規設備の申請受付が終了。

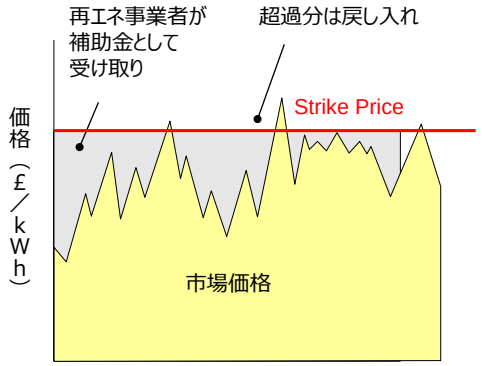
| 技術 | | 発電価格（水力:2019年1-3月稼働設備, 風力:2019年1-3月稼働設備,ペンス/kWh） |
|---|---|---|
| 種類 | 規模（kW） | |
| 水力 | 0-100 | 8.21 |
| | 100-500 | 6.60 |
| | 500-2,000 | 6.60 |
| | 2,000-5,000 | 4.83 |
| 風力 | 0-50 | 8.42 |
| | 50-100 | 4.98 |
| | 100-1,500 | 1.58 |
| | 1,500-5,000 | 0.48 |
| 売電価格 | | 5.24 |

出所　RES LEGAL、英国、Electricity、Support Scheme、"Feed-in-Tariff,"
http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-5/lastp/203/（2020.12.20時点）を基に作成



## 5-4.Contracts for Difference FIT

5,000kW超の再エネはContracts for Difference FITの支援対象となる。
但し、支援対象とする再エネ技術は募集回ごとにことなり、2017年4月の第２回募集回以降は、太陽光や陸上風力は対象から除外。
入札によりStrike Priceと呼ばれる基準価格が設定され、市場価格との差分が補助金として支払われることとなる。
（市場価格の方が高い場合は戻し入れ）。




- CfDは再生可能エネルギーや原子力、CCS付き火力などの低炭素電源の発電事業者が電力を販売した際に、基準価格(Strike Price)と卸電力平均価格(Reference Price)の差額を政府との間で精算する制度。
- これにより、電源への投資を促進しつつ、低炭素電源導入にかかる社会的コストを減少させることを目的として導入された。
- 卸電力価格>基準価格の場合、卸電力価格と基準価格の差額を発電事業者は政府に支払い。
- 卸電力価格<基準価格の場合、卸電力価格と基準価格の差額を発電事業者は政府から受領。

出所　RES LEGAL、英国、Electricity、Support Scheme、"Tenders,"
http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenders-contracts-of-difference/lastp/203/
(2020.12.20時点）を基に作成

## 5-5.Smart Export Guarantee(SEG)

**2020年1月1日から、英国は認可を受けた小売電力事業者に対し、小規模低炭素発電者がNational Gridに余剰電力を送電した場合の電気料金の提示を義務付けた。Smart Export Guarantee(SEG)は、5MW以下の電源(小規模CHPのみ50kW)を対象としている。**

### SEGの対象電源（5MW以下）

- 太陽光（PV)
- 風力
- 小規模CHP（50kW)
- 水力
- 嫌気性消化（AD)

### SEG適格設備となるために必要な手続き

- 適切な認可・認証を受けている設備および設置者である証明※
- エクスポート・メーター（売電メーター）設置
- エクスポート・メーター管理番号の取得

※ 認証の種類等に関しては、SEGを提示する小売電力事業者の裁量に任されている。

### SEGライセンシー

- 一般家庭の契約口数が15万件以上である小売電力事業者
- 2020年度は、18社（うち1社は任意で参加）が対象。

### SEG参考価格（2021.3.1時点）

- Social Energy ：5.6ﾍﾟﾝｽ（期間の定め無し）
- E.On Energy：5.5ﾍﾟﾝｽ（12カ月固定）
- British Gas：1.5ﾍﾟﾝｽ（期間の定め無し）

### 他制度との併用

- FIT制度の対象であり、売電料金の支払いを受けている発電者は、本制度の対象外となる。
- FIT制度で発電分のみの支払いを受けている（売電料金の支払いは受けていない）発電者は、SEGの対象となる。
- 設備購入時に政府からの補助金を受けている発電者は、SEGの対象となる。
- Renewable Heat Incentive(RHI）制度の受給者も、SEGの対象となる。
- REGOs（Renewable Energy Guarantees of Origin）制度の受給者も、SEGの対象となる。

出所　https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/02/seg_generator_guidance_-_final_for_publication.
参考価格については、https://www.solarguide.co.uk/smart-export-guarantee-comparison#/（2021.3.1時点）を基に作成



# 5. 再エネ政策　-熱-

## 5-6.再生可能熱の導入促進制度( 1 )

**英国では非家庭部門と家庭部門で熱の固定価格買取（政府による熱消費量に応じた従量制補助金）を実施。
本制度の買取対象となった熱量は、2020年10月時点で、非家庭部門537.5億kWh、家庭部門53.7億kWh、合計591,2億kWh。**

【再生可能熱インセンティブ（Renewable Heat Incentive(RHI)）】

| 項目 | 内容 |
|---|---|
| 経緯 | • 2011年に非家庭部門向けの助成を開始、2014年に家庭部門向けの助成を開始。<br>• 2016年に本制度の一部が改定され、2017年4月からは新たな買取価格、基準を適応する予定だったが、適応開始が遅れている。（2017年7月24日時点で、まだ適応されていない。） |
| 対象者 | • 非家庭部門（事業部門、産業部門、公共部門）の再生可能熱生産設備<br>• 家庭部門（主にガス網に接続していない住宅）の再生可能熱生産設備 |
| 制度内容 | • 産出された再生可能熱（kWh）を固定価格で買取。化石燃料による熱生産コストと再生可能熱の生産コストの差を補助（2017年4月時点買取価格は次項参照）。<br>• 買取代金の支払いは四半期毎で、支援期間は非家庭部門が20年間、家庭部門が7年間。<br>• 本制度の費用は政府支出から直接支払われている。2016年度～2020年度の予算上限額は決定済。 |
| 施行実績 | • 非家庭部門：買取対象設備数　20,539、買取対象熱量 537.5億kWh（2020年10月時点）<br>• 家庭部門：買取対象設備数　82,641、買取対象熱量 53.7億kWh（2020年10月時点） |

| 年度 | 2016年度 | 2017年度 | 2018年度 | 2019年度 | 2020年度 |
|---|---|---|---|---|---|
| 上限予算額 | £640m | £780m | £900m | £1010m | £1150m |
| 非家庭部門(予測値) | £432m | £585m | £671m | £749m | £842m |
| 家庭部門(予測値) | £91m | £106m | £118m | £133m | £143m |

出所　環境省「諸外国の再生可能エネルギー熱政策」6ページ、Department for Business, Energy & Industrial Strategy 「RHI budget caps」（https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/612557/RHI_budget_cap_publication_-_data_to_end_of_March_2017.pdf）、Department for Business, Energy & Industrial Strategy 「RHI deployment data: October 2020」(https://www.gov.uk/government/statistics/rhi-monthly-deployment-data-october-2020) (2020.12.10時点）を基に作成。



## 5-6.再生可能熱の導入促進制度( 2 )

RHI 再生可能熱買取価格2020年度　（2020年12月時点）（単位　ペンス/kWh）

| | | 非家庭部門（支援期間20年間） | | 家庭部門（支援期間　7年間） | |
|---|---|---|---|---|---|
| 技術 | 規模 | 2020年第3四半期 | 認定日 | 2020年第3四半期 | 認定日 |
| 地熱 | - | 5.56 | 2016年4月1日～ | - | - |
| バイオマスボイラー | 小規模（200kW未満） | 第1段階：3.15<br>第2段階：2.21 | 2017年9月20日～ | 6.97 | 2017年1月1日～ |
| | 中規模（200kW～1MW未満） | 第1段階：3.15<br>第2段階：2.21 | | | |
| | 大規模（1MW～） | 第1段階：3.15<br>第2段階：2.21 | | | |
| バイオマスCHP | - | 第1段階：3.15<br>第2段階：2.21 | 2016年4月1日～ | - | - |
| バイオメタン | - | 第1段階：4.92<br>第2段階：2.90<br>第3段階：2.24 | 2019年1月1日～ | - | - |
| バイオガス* | 小規模（200kW未満） | 4.80 | 2018年5月22日～ | - | - |
| | 中規模（200kW～600kW未満） | 3.77 | | - | - |
| | 大規模（600kW～） | 1.20 | | - | - |
| 水・地中熱源ヒートポンプ | 小規模（100kW未満） | 第1段階：9.68<br>第2段階：2.89 | 2016年4月1日～ | 21.16（地中熱源） | 2016年12月15日～ |
| 水・地中熱源ヒートポンプ | 大規模（100kW～） | 第1段階：5.58<br>第2段階：1.66 | 2020年10月1日～ | | |
| 空気熱源ヒートポンプ | - | 2.79 | 2016年4月1日～ | 10.85 | 2016年12月15日～ |
| 太陽熱 | 200kW未満 | 11.12 | 2019年1月1日～ | 21.36 | 2016年4月1日～ |

出所　Office of Gas and Electricity Markets,"Non-Domestic RHI Tariffs"(https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/non-domestic-rhi-tariff-table)、Office of Gas and Electricity Markets, "Tariffs and payments: Domestic RHI" (https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/domestic-rhi-tariff-table)，(2020.12.10時点）を基に作成

# 5. 再エネ政策　-交通用燃料-

## 5-7.バイオ燃料割当義務

燃料供給事業者は一定割合以上のバイオ燃料割当義務が課されている。

| 期間 | ダブルカウント対象の次世代燃料 | 一次世代バイオ燃料 |
|---|---|---|
| 2017/4/15-2018/4/14 | 目標無し | 4.987% |
| 2018/4/15-2018/12/31 | 目標無し | 7.817% |
| 2019/1/1-2019/12/31 | 0.109% | 9.180% |
| 2020/1/1-2020/12/31 | 0.166% | 10.637% |
| 2021/1/1-2021/12/31 | 0.556% | 10.679% |
| 2022/1/1-2022/12/31 | 0.893% | 10.714% |
| 2023/1/1-2023/12/31 | 1.119% | 10.738% |
| 2024/1/1-2024/12/31 | 1.345% | 10.762% |
| 2025/1/1-2025/12/31 | 1.573% | 10.787% |
| 2026/1/1-2026/12/31 | 1.802% | 10.811% |
| 2027/1/1-2027/12/31 | 2.032% | 10.835% |
| 2028/1/1-2028/12/31 | 2.262% | 10.860% |
| 2029/1/1-2029/12/31 | 2.494% | 10.884% |
| 2030/1/1-2030/12/31 | 2.727% | 10.909% |
| 2031/1/1-2031/12/31 | 2.961% | 10.934% |
| 2032/1/1-2032/12/31 | 3.196% | 10.959% |

出所　RES LEGAL、英国、Transport、"Biofuel quota,"
http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-t/t/promotion/aid/biofuel-quota-renewable-transport-fuel-obligations/lastp/203/(2020.12.10時点）を基に作成



# 6. 省エネ政策

## 6-1.気候変動税（CCL）

工業、商業、農業や公共サービスにてエネルギーを利用する事業者は、電力･ガス等の使用において気候変動税（CCL：Climate Change Levy）を支払う。
気候変動税はエネルギー使用時又は発電時のいずれかに課税。

エネルギー使用時の課税金額

| 項目 | 2018年4月1日～ | 2019年4月1日～ | 2020年4月1日～ | 2021年4月1日～ |
|---|---|---|---|---|
| 電気 | 0.00583ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh | 0.00847ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh | 0.00811ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh | 0.00775ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh |
| ガス | 0.00203ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh | 0.00339ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh | 0.00406ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh | 0.00465ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh |
| LPG等 | 0.01304ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg | 0.02175ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg | 0.02175ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg | 0.02175ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg |
| その他 | 0.01591ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg | 0.02653ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg | 0.03174ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg | 0.03640ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg |

発電時の課税金額

| 項目 | 2015年4月1日～ | 2016年4月～2021年3月 |
|---|---|---|
| ガス | 0.00334ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh | 0.00331ﾎﾟﾝﾄﾞ/kWh |
| LPG | 0.05307ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg | 0.05280ﾎﾟﾝﾄﾞ/kg |
| 石炭等 | 1.56860ﾎﾟﾝﾄﾞ/GJ | 1.54790ﾎﾟﾝﾄﾞ/GJ |

出所　UK government，"Climate Change Levy rates，"https://www.gov.uk/guidance/climate-change-levy-rates（2020.12.10時点）を基に作成

## 6-2.気候変動協定（CCA）

**エネルギー多消費事業者が自主的に政府と気候変動協定（CCA）を締結し、エネルギー効率または排出削減目標を達成した企業に対し、気候変動税（CCL）の軽減税率を適用。制度期間は当初2023年3月31日までの予定であったが、2025年3月31日まで2年間延長された。**

CCA参加事業者の軽減税率

| 項目 | 2016年4月1日～ | 2017年4月1日～ | 2018年4月1日～ | 2019年4月1日～ |
|---|---|---|---|---|
| 電気 | 90% | 90% | 90% | 93% |
| ガス | 65% | 65% | 65% | 78% |
| LPG等 | 65% | 65% | 65% | 78% |
| その他 | 65% | 65% | 65% | 78% |

| 項目 | 2020年4月1日～ | 2021年4月1日～ |
|---|---|---|
| 電気 | 92% | 92% |
| ガス | 81% | 83% |
| LPG等 | 77% | 77% |
| その他 | 81% | 83% |

出所　UK government，Climate Change Levy rates，https://www.gov.uk/guidance/climate-change-levy-rates（2020.12.10時点）を基に作成



## 6-3.炭素下限価格（CPF）（１）

**2013年より電力部門に対し、炭素の下限価格を導入。**
**2020年に30ポンド/t-CO2、2030年に70ポンド/t-CO2を目標として設定したが、2021年度まで上限を18ポンド/t-CO2に据え置きが決定。**

**経緯**

- 2011年3月、英国政府は2011年度政府予算において、2013年４月より炭素の下限価格（CPF: Carbon Price Floor）を電力部門に対して導入することを発表。制度導入当初はCPFを約ポンド16/t-CO2とし、2020年にポンド30/t-CO2、2030年にポンド70/t-CO2にすることを目標とした。
- 2014年3月、産業界の競争力低下を懸念する声をふまえ、2016～2020年度までの課金水準を引き下げ、最高ポンド18/t-CO2に固定すると発表。
- その後、2021年度まで価格凍結が延長された。

**概要**

- EU-ETSにおける取引価格が低迷し、低炭素技術への投資インセンティブとして弱いことを受けて、CPFは更なる低炭素技術への投資を促進するために導入された。
- CPFとEU-ETSの取引価格見通しとの差額に排出係数を乗じた額（Carbon Price Support（CPS）Rates）を、気候変動税もしくは燃料税として電力部門から徴収する。（気候変動税においては、従来発電用燃料は免税されているのを、撤廃。燃料税においては、CPS分を加算して課税。）
- 課金水準は当該年度の3年前に確定される。併せて、4年先までの課金予定水準も同時に示される。
- 2017年度のCPF徴収額は10億ポンドであった。

出所　HM Revenue & Customs，Carbon price floor : rates from 2015-16, exemption for Northern Ireland and technical changes，
HM Revenue & Customs，Carbon price floor : reform and other technical amendments，
HM Treasury，government-publishes-response-to-carbon-price-floor-consultation，https://www.gov.uk/government/news/government-publishes-response-to-carbon-price-floor-consultation
UK Parliament, “Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism - House of Commons Library (parliament.uk)（2020.12.10時点）を基に作成



## 6-3.炭素下限価格（CPF）（２）

**産業界から課税による競争力低下の声をうけ、2017～2021年度までの課金水準を最高18ポンド/t-CO2に固定。**

| | 2013年度 | 2014年度 | 2015年度 | 2016年度 | 2017年度 | 2018年度 | 2019年度 | 2020年度 | 2021年度 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **課金水準（ポンド/トン-CO2）** | 4.94 | 9.55 | 18.08 | 18.00 | 18.00 | 18.00 | 18.00 | 18.00 | 18.00 |
| 燃料種別 | | | | | | | | | |
| 天然ガス（ポンド/kWh） | 0.00091 | 0.00175 | 0.00334 | 0.00331 | 0.00331 | 0.00331 | 0.00331 | 0.00331 | 0.00331 |
| LPG（ポンド/kg） | 0.01460 | 0.02822 | 0.05307 | 0.05280 | 0.05280 | 0.05280 | 0.05280 | 0.05280 | 0.05280 |
| 石炭等（ポンド/グロスGJ） | 0.44264 | 0.85489 | 1.56860 | 1.54790 | 1.54790 | 1.54790 | 1.54790 | 1.54790 | 1.54790 |
| 燃料油（ポンド/リットル） | 0.01365 | 0.02642 | 0.04990 | 0.04916 | 0.04916 | 0.04916 | 0.04916 | 0.04916 | 0.04916 |
| 軽油（ポンド/リットル） | 0.01568 | 0.03011 | 0.05730 | 0.05711 | 0.05711 | 0.05711 | 0.05711 | 0.05711 | 0.05711 |

出所　HM Revenue & Customs，Carbon price floor : rates from 2015-16, exemption for Northern Ireland and technical changes，
HM Revenue & Customs，Carbon price floor : reform and other technical amendments
Gov.UK, “Motor and heating fuels used to generate electricity -relief from Excise Duty, ” https://www.gov.uk/guidance/excise-notice-175-motor-and-heating-fuels-used-to-generate-electricity-relief-from-excise-duty（2020.12.10時点）を基に作成



## 6-4.新設火力発電所のCO2排出性能基準

**2013年エネルギー法の下、新設化石燃料発電所の総排出量規制に性能基準が設定。**
**新設火力発電所に対し、CCS導入がなければ順守できない排出性能基準。**

**経緯**

- 2011年7月：英国エネルギー・気候変動省（DECC）が電力システム改革に関する報告書を公表し、新設化石燃料発電所のCO2排出基準に言及。
- 2012年11月：EPS導入を規定したエネルギー法改正案を国会へ提出。
- 2013年12月：エネルギー法改正案が国王の裁可を受け、Energy Act 2013として制定。
- 2014年9月：EPSを施行するための実施規則案を公表し、意見募集を実施。
- 2015年1月：意見募集に対する、政府コメントを公表。
- 2015年3月：Emissions Performance Standard Regulations 2015施行。

**対象プラント**

- 化石燃料またはガス化プラントで製造された燃料を使用する、5万kW以上の新設の化石燃料プラント
- 完全なCCSシステムを持つプラントは対象外
  - 「完全な」とは、発電で発生するCO2の一部または全部の回収、回収されたCO2の輸送、永遠の貯留を含む。
  - 対象外となる期間は、運転開始から3年後または2027年末の、いずれか早い日まで

**排出性能基準（EPS）**

- CCSの導入を前提に、排出性能基準を設定。
  - 基準値：0.000450ton-CO2/kWh（2044年まで：2013年から30年程度の投資回収を想定して設定）

出所　Department of Energy and Climate Change，”Implementing the Emissions Performance Standard: Further Interpretation and Monitoring and Enforcement Arrangements in England and Wales，“ https://www.gov.uk/government/consultations/implementing-the-emissions-performance-standard、（2020.12.10時点）Legislation.gov.uk, “The emissions Performance Standard Regulations 2015,” https://www.legislation.gov.uk/uksi/2015/933/made（2020.12.10時点）を基に作成

## 6-5.既設石炭火力発電所に対する排出規制

**2025年10月1日より、既設石炭火力発電所にCCS導入も踏まえた、CO2排出基準（450gCO2/kWh）を導入。**
**2016年11月、英国政府は2025年以降の炭火力発電所に対する規制案の国民意見を募集し、新設火力発電所と同様の排出基準を設定。**

| | |
|---|---|
| 経緯 | ● 2015年11月：英国政府は2025年までに無期限の石炭生産終了を目指す提案の協議意向を表明<br>● 2016年11月：既設石炭火力発電所が2025年以降の操業継続に向けたCO2排出削減対策を提案し、民間意見を募集するコンサルテーションを実施<br>● 2017年9月：首相により、2025年までに基準に満たない火力発電所の閉鎖する規制の準備の公表<br>● 2018年1月：2025年以降の石炭火力発電規制の政府コメントを発表 |

### 2025年以降の石炭発電所のおけるCO2排出削減対策

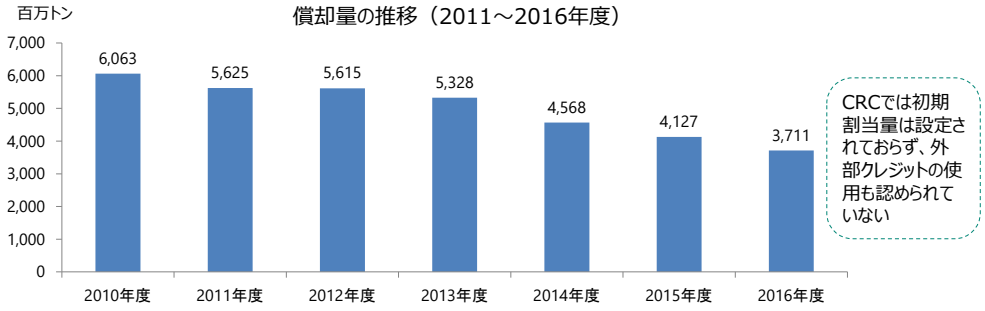
① 既設石炭火力発電所におけるCCSを実施し、新設石炭火力発電所の同様の質量ベース排出性能基準（Emissions Performance Standard）の適用
または、
② 石炭火力発電所のCO2排出基準「450gCO2/kWh （濃度ベース）」の適用

出所 Department for Business, Energy & Industrial Strategy，IMPLEMENTING THE END OF UNABATED COAL BY 2025 Government response to unabated coal closure consultation，3.6ページ
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/672137/Government_Response_to_unabated_coal_consultation_and_statement_of_policy.pdf（2020.12.10時点）を基に作成



## 6-6.炭素排出削減コミットメント（CRC）

**気候変動協定（CCA）やEU-ETS等既存の政策ではカバーされない非エネルギー集約型の大型商業・公共部門を対象とする排出量取引制度。**
**対象部門の排出量シェアは英国全体の約１割。2027年までに1,600万t-CO2の削減を目指す。**
**2010年4月に運用開始。当初はオークションで排出枠を割当、2013年5月改正規則を導入し、2014年以降総量上限を設けず、制度対象者が固定価格で排出枠を購入できる仕組みへ移行。**
**2019年3月31日付で制度終了となり、気候変動税（CCL）に移行した。**




出所 Department for Environment, Food and Rural Affairs，Department of Energy and Climate Change，2010 to 2015 government policy，
https://www.gov.uk/government/publications/2010-to-2015-government-policy-energy-demand-reduction-in-industry-business-and-the-public-sector/2010-to-2015-government-policy-energy-demand-reduction-in-industry-business-and-the-public-sector（2016.12.26時点），
Environment Agency，CRC Energy Efficiency Scheme Annual Report Publication 2013/14，5ページ，
Environment Agency，CRC Energy Efficiency Scheme Annual Report Publication 2014/15 and 2015/16，https://www.gov.uk/government/publications/crc-annual-report-publication-201415-and-201516/crc-energy-efficiency-scheme-annual-report-publication-201415-and-201516#participationemissions--allowances（2017.3.4時点），
Environment Agency，CRC Energy Efficiency Scheme Annual Report Publication 2016/17，https://www.gov.uk/government/publications/crc-annual-report-publication-2016-to-2017/crc-annual-report-publication-2016-to-2017（2018.3.19時点），Energy Agency, “CRC Energy Efficiency Scheme,”
CRC Energy Efficiency Scheme: qualification and registration - GOV.UK (www.gov.uk)（2020.12.10時点）を基に作成



## 6-7.エネルギー効率機会発掘制度（ESOS）

**2015年までに大企業のエネルギー監査を導入するという政策。その後、4年毎に監査を実施することを規定している。**
**監査により、2016年までに年間約33億kWhのエネルギー削減効果があることが見込まれている。**

| | |
|---|---|
| 背景 | ● EUのエネルギー効率化指令の8条に基づき、中小企業を除く大企業に対してエネルギー監査を義務付けたもの。<br>● 既にISO50001取得している事業者は新たな監査は必要ない。<br>● 主に、建物、製造工程、輸送に関するエネルギー消費量について監査を実施する。 |
| 対象事業者 | ● 大企業<br>➢ 250名以上の従業員がいる場合<br>➢ もしくは、売上高5,000万ユーロを越える場合で、年間貸借対照表の超過利益が4,300万ユーロを越える場合。<br>● 英国に登録している海外企業で（所得税を英国に支払っている）従業員が250名以上いる場合 |
| 順守状況<br>通知締切 | 事業者には、ESOS義務の順守に関して、環境省に通知する義務がある。<br>● 第1期：2015年12月5日<br>● 第2期：2019年12月5日<br>● 第3期：2023年12月5日 |

出所 Environment Agency and Department for Business, Energy & Industrial Strategy，”ESOS,“ https://www.gov.uk/guidance/energy-savings-opportunity-scheme-esos#find-out-if-you-qualify（2020.12.10時点）を基に作成



## 6-8.エネルギー企業義務（ECO）

**エネルギー企業義務（ECO）により、大手エネルギー事業者は家庭部門の顧客（特に低所得者）に対して、再生可能エネルギー熱設備の導入を含む省エネ改修等を支援。**

| 項目 | 内容 |
|---|---|
| 経緯 | • 2013年「エネルギー企業義務（ECO1）」を開始。その後、2016年、2018年に改定された。現在、2018年12月から2022年3月までを対象期間とする、「エネルギー企業義務（ECO3）」の基準に従い、対象事業者は義務を履行する。 |
| 義務対象者 | • 家庭部門の顧客が25万者以上、且つ、年間の電力供給量が400GWh以上の電力供給事業者もしくは年間のガス供給量が2,000GWh以上のガス供給事業者。2022年4月以降は閾値を15万とする予定である。 |
| 制度内容 | • 対象事業者は、以下の義務を履行する必要がある。<br>Home heating Cost Reduction Obligation (HHCRO)<br>低所得者、脆弱世帯における、空調機由来のエネルギーコスト削減に資するボイラーの改修や買い替えの支援。<br>（本制度は、エネルギー供給事業者の家庭部門の顧客を対象としており、産業・業務部門は別制度の対象となっており除外。） |
| 施行実績 | • ボイラー更新実績：87,821件 （バイオマス設置事例は不明）<br>（ 2020年10月時点 エネルギー企業義務（ECO3）に基づく施行実績） |

※ECOで規定された支援の資金は電気料金から補填。英国では、再エネの導入費用を電気料金で賄う場合、市民への負担を軽減することを目的に、Levy Control Frameworkを通じて電気料金で徴収できる費用に上限を設けている。ただしECOはLevy Control Frameworkの対象外。

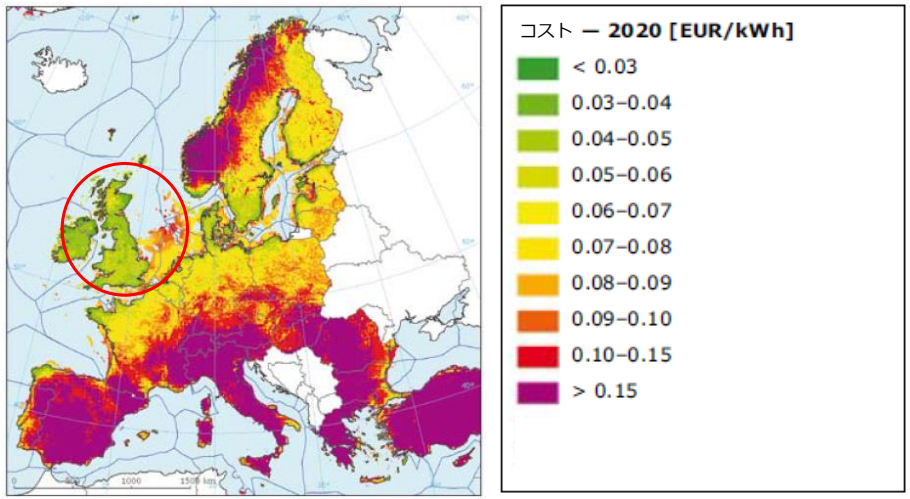
出所 諸外国の再生可能エネルギー熱政策（環境省），4ページ
Office of Gas and Electricity Markets，”About the ECO scheme”，https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/eco/about-eco-scheme（2020.12.11時点），Office of Gas and Electricity Markets，”ECO public reports and data，”https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/eco/contacts-guidance-and-resources/eco-public-reports-and-data （2020.12.11時点），
Department of Energy & Climate Change，“The Levy Control Framework”
Office of Gas and Electricity Markets, "ECO3 Guidance," https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/149906（2020.12.11時点）を基に作成

# 7. 再エネポテンシャル

## 7-1.風力ポテンシャル

**EEA(欧州環境機関）は、風力導入ポテンシャルを、想定される発電コスト別にマッピングしている。英国は欧州内でも適地が多い。**

風力の地域別風力発電コスト（2020年）



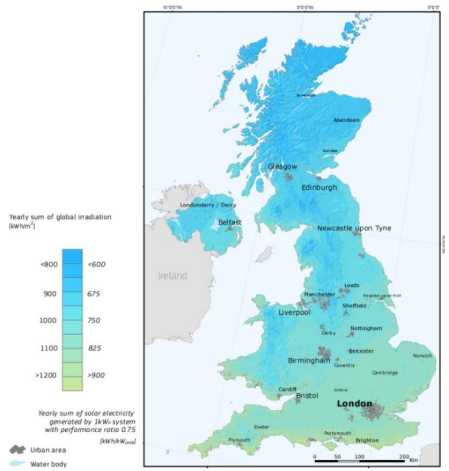

出所　European Environment Agency, “Europe’s onshore and offshore wind energy potential,” 48ページ https://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential/at_download/file （2020.12.10時点）を基に作成



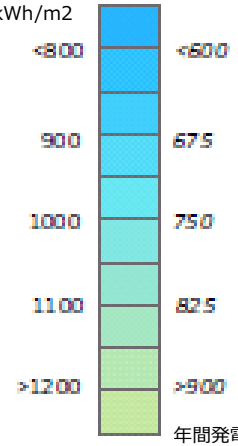
## 7-2.太陽光ポテンシャル

**英国は南部に太陽光発電の適地が存在している。**

英国の日射量分布




年間日射量： kWh/m2




年間発電量：kWh/kW

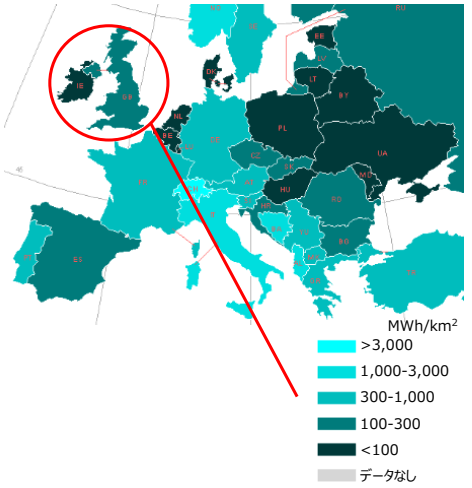
出所　European Commission, ”PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,“　https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/G_hor_GB.pdf　（2020.12.11時点）を基に作成



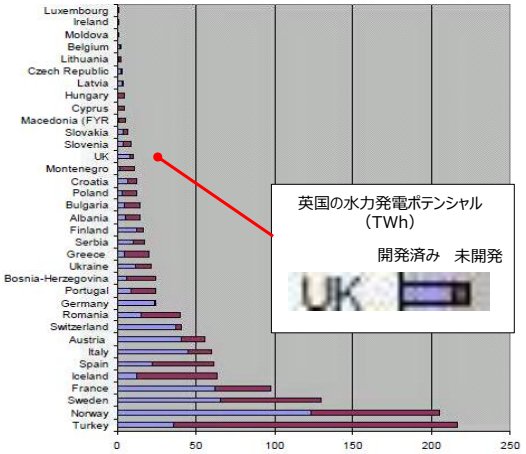
## 7-3.水力ポテンシャル

**EUROELECTRICの調査によると英国の水力ポテンシャルは7割程度が開拓済みという状況である。**

国土面積あたりの開発ポテンシャル




各国の水力発電ポテンシャル（TWh）

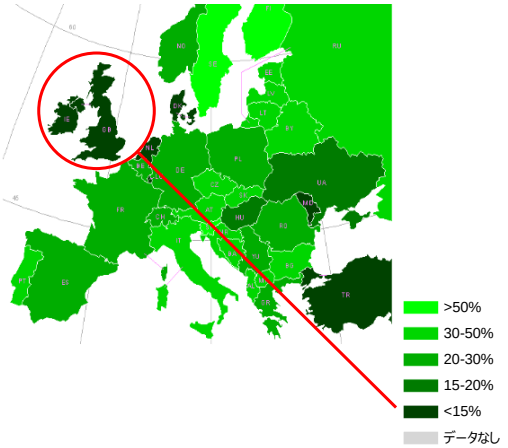



出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/hydro-europe/index.shtml，（2020.12.11時点）、EUROELECTRIC，hydro_report_final，14ページを基に作成

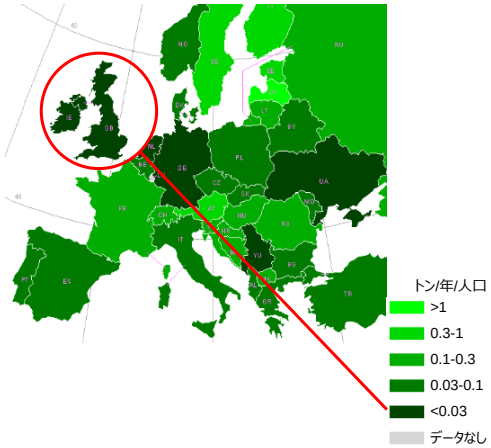
## 7-4.バイオマス

バイオマス発電の主要原料の一つである森林の国別賦存量は、英国国土に占める森林割合は15%未満。人口当たりの量も欧州内で比較的低い。

国土に占める森林の割合（割合が高いほど色が薄い）




人口当たりの木材生産量（量が大きいほど色が薄い）




出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/bio-europe/index.shtml，（2020.12.11時点）を基に作成



# 8. 再エネコスト

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(1)

英国のユーティリティ規模の太陽光発電導入コストは、諸外国のなかではほぼ中位に位置する。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 5,431 | 3,918 | 3,348 | 3,069 | 2,221 | 2,437 | 2,210 | 2,101 | 2,070 |
| **英国** | **5,913** | **4,700** | **2,781** | **2,306** | **1,943** | **1,529** | **1,465** | **1,267** | **1,362** | **1,018** |
| ドイツ | 3,705 | 2,959 | 2,341 | 2,007 | 1,600 | 1,280 | 1,162 | 1,114 | 1,113 | 899 |
| フランス | 5,470 | 5,592 | 5,153 | 3,245 | 2,369 | 1,559 | 1,320 | 1,240 | 1,074 | 979 |
| イタリア | 5,286 | 4,876 | 2,571 | 2,035 | 1,972 | | | 972 | 870 | 830 |
| スペイン | 4,672 | 3,263 | 2,688 | 2,310 | 2,316 | 1,195 | | | | 766 |
| 豪州 | 6,907 | 6,777 | 4,908 | 2,881 | 3,007 | 2,236 | 1,925 | 1,971 | 1,520 | 1,236 |
| 米国 | 4,667 | 4,534 | 4,425 | 3,914 | 2,885 | 2,571 | 2,221 | 1,873 | 1,549 | 1,221 |
| インド | 5,051 | 3,112 | 2,730 | 2,810 | 1,907 | 1,300 | 1,119 | 1,116 | 793 | 618 |
| 中国 | 3,947 | 3,417 | 2,742 | 2,117 | 1,763 | 1,362 | 1,233 | 1,157 | 879 | 794 |
| 韓国 | 8,881 | 5,912 | 2,290 | 2,663 | 2,211 | 2,091 | 2,064 | 1,581 | 1,326 | 1,252 |

注）イタリアの2015年、2016年、スペインの2016年~2018年数値は、原典で報告なし

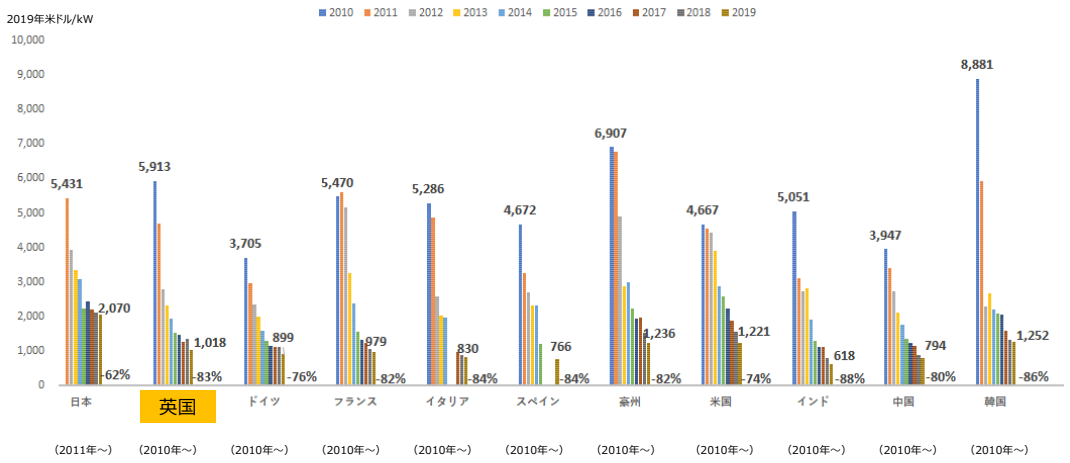
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成



## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(2)

主要国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。
英国のユーテリティ規模の太陽光発電導入コストも、2019年時点で、2010年から83%コストダウンして、1,018米ドル/kWとなっている。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019米ドル/kW)



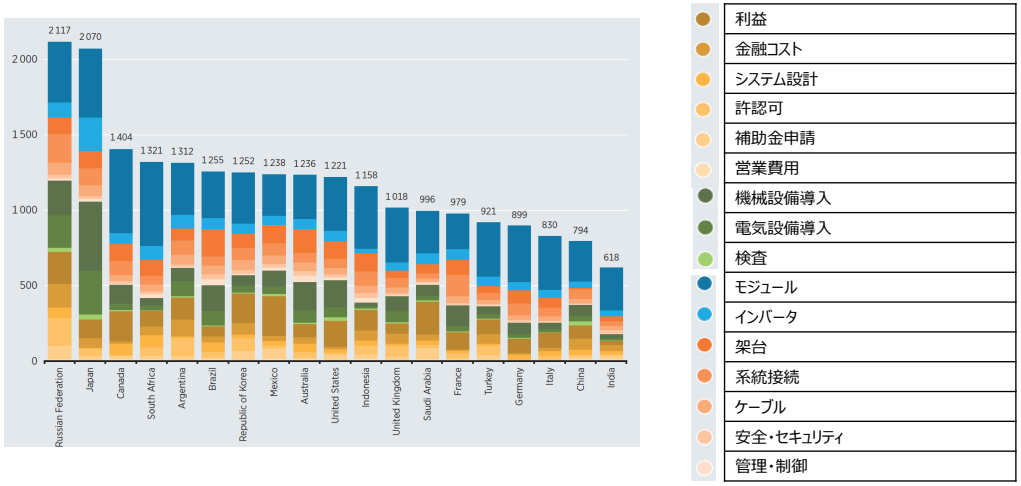



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(3)

英国のユーティリティ規模太陽光発電設備のコストは、低コスト化が進む諸外国の中で中位にある。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)




出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 66ページ（Figure3.5）を基に作成



## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(4)

英国では、ユーテリティ規模の太陽光発電の発電コストが世界的に高い水準にとどまっている。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 0.405 | 0.301 | 0.260 | 0.241 | 0.179 | 0.188 | 0.155 | 0.150 | 0.144 |
| **英国** | **0.474** | **0.455** | **0.279** | **0.235** | **0.200** | **0.162** | **0.160** | **0.136** | **0.145** | **0.111** |
| ドイツ | 0.334 | 0.294 | 0.246 | 0.202 | 0.154 | 0.127 | 0.115 | 0.109 | 0.108 | 0.090 |
| フランス | 0.351 | 0.373 | 0.412 | 0.246 | 0.171 | 0.125 | 0.102 | 0.096 | 0.084 | 0.080 |
| イタリア | 0.383 | 0.364 | 0.191 | 0.174 | 0.148 | | | 0.080 | 0.072 | 0.068 |
| スペイン | 0.289 | 0.207 | 0.172 | 0.135 | 0.134 | 0.080 | | | | 0.056 |
| 豪州 | 0.376 | 0.396 | 0.248 | 0.148 | 0.126 | 0.112 | 0.089 | 0.102 | 0.086 | 0.084 |
| 米国 | 0.202 | 0.242 | 0.212 | 0.216 | 0.151 | 0.144 | 0.134 | 0.099 | 0.079 | 0.068 |
| インド | 0.305 | 0.200 | 0.175 | 0.180 | 0.120 | 0.081 | 0.079 | 0.074 | 0.055 | 0.045 |
| 中国 | 0.301 | 0.250 | 0.189 | 0.155 | 0.120 | 0.093 | 0.084 | 0.075 | 0.057 | 0.054 |
| 韓国 | 0.502 | 0.433 | 0.179 | 0.219 | 0.174 | 0.165 | 0.163 | 0.113 | 0.096 | 0.091 |

注）イタリアの2015年、2016年、スペインの2016年~2018年数値は、数値は、原典で報告なし

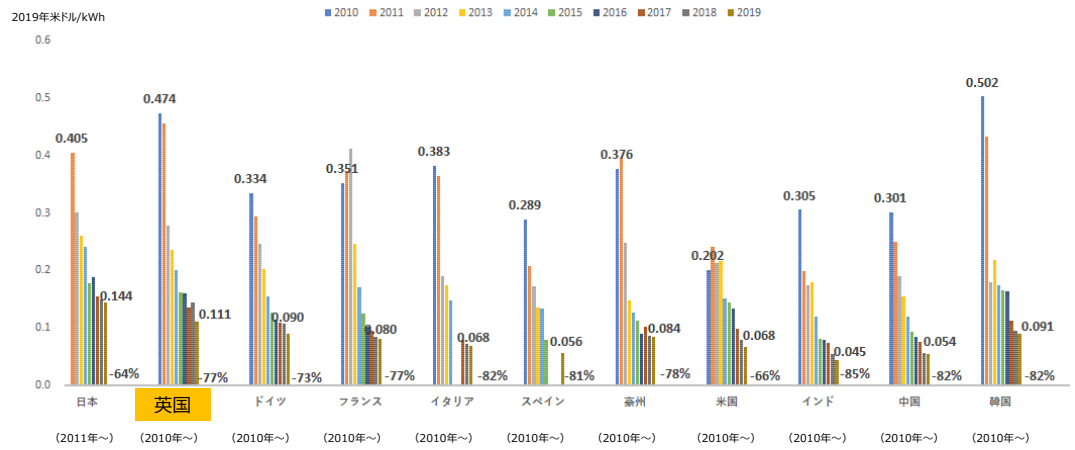
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を基に作成



## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(5)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト( $/kWh）も低減している。
英国も2019年時点で、2010年から77%コストダウンして、0.111米ドル/kWhとなった。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)




出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を基に作成



## 8-2.業務用太陽光(1)

英国の500kW未満の業務用太陽光導入コストは、諸外国のなかで平均的な水準にある。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

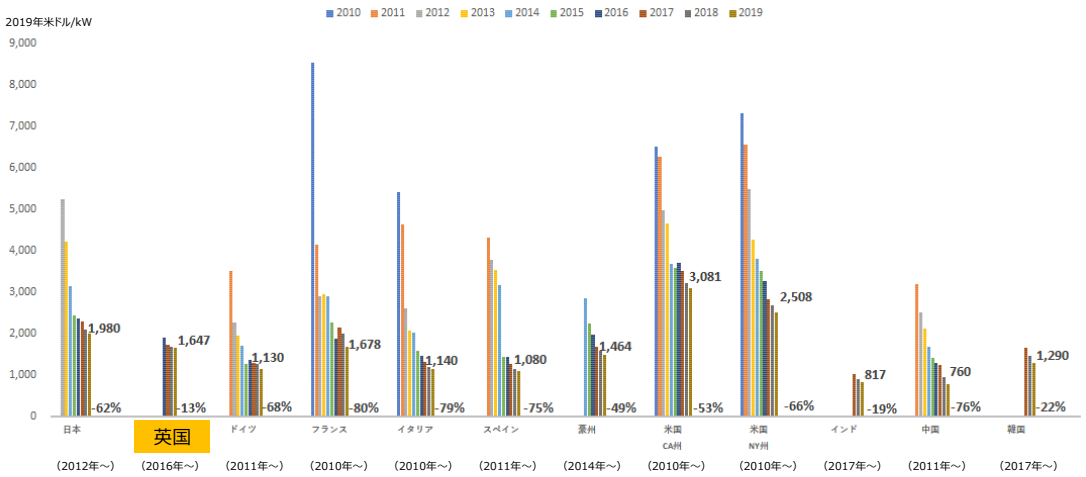
| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 5,238 | 4,212 | 3,122 | 2,421 | 2,356 | 2,269 | 2,076 | 1,980 |
| **英国** | | | | | | | **1,884** | **1,730** | **1,662** | **1,647** |
| ドイツ | | 3,496 | 2,259 | 1,927 | 1,691 | 1,267 | 1,354 | 1,290 | 1,260 | 1,130 |
| フランス | 8,534 | 4,145 | 2,889 | 2,932 | 2,880 | 2,262 | 1,854 | 2,138 | 1,999 | 1,678 |
| イタリア | 5,405 | 4,611 | 2,600 | 2,053 | 2,016 | 1,571 | 1,442 | 1,311 | 1,181 | 1,140 |
| スペイン | | 4,305 | 3,756 | 3,519 | 3,168 | 1,437 | 1,421 | 1,249 | 1,140 | 1,080 |
| 豪州 | | | | | 2,846 | 2,222 | 1,957 | 1,674 | 1,562 | 1,464 |
| 米国・アリゾナ州 | 7,032 | 6,218 | 5,480 | 4,341 | 3,574 | 3,834 | 3,437 | 3,107 | 2,687 | 2,480 |
| 米国・カリフォルニア州 | 6,491 | 6,267 | 4,970 | 4,634 | 3,668 | 3,569 | 3,697 | 3,505 | 3,197 | 3,081 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 6,935 | 6,315 | 4,973 | 4,229 | 4,004 | 3,706 | 3,620 | 3,065 | 3,007 | 2,652 |
| 米国・ニューヨーク州 | 7,305 | 6,550 | 5,475 | 4,247 | 3,786 | 3,500 | 3,253 | 2,827 | 2,679 | 2,508 |
| インド | | | | | | | | 1,010 | 901 | 817 |
| 中国 | | 3,193 | 2,495 | 2,118 | 1,661 | 1,403 | 1,285 | 1,226 | 936 | 760 |
| 韓国 | | | | | | | | 1,644 | 1,445 | 1,290 |

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(2)

主要国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト($/kW)は大きく低減している。
英国の導入コストは2019年時点で、2016年から13%コストダウンして、1,647米ドル/kWとなっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(3)

米国と並び、英国では、業務用太陽光の発電コストが高止まりしている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 0.335 | 0.276 | 0.213 | 0.172 | 0.169 | 0.164 | 0.153 | 0.147 |
| **英国** | | | | | | | **0.207** | **0.194** | **0.189** | **0.187** |
| ドイツ | | 0.253 | 0.176 | 0.155 | 0.140 | 0.114 | 0.119 | 0.115 | 0.114 | 0.105 |
| フランス | 0.625 | 0.324 | 0.237 | 0.240 | 0.237 | 0.194 | 0.166 | 0.186 | 0.176 | 0.154 |
| イタリア | 0.322 | 0.279 | 0.171 | 0.141 | 0.139 | 0.115 | 0.108 | 0.101 | 0.094 | 0.092 |
| スペイン | | 0.257 | 0.228 | 0.215 | 0.197 | 0.105 | 0.105 | 0.096 | 0.090 | 0.087 |
| 豪州 | | | | | 0.131 | 0.107 | 0.097 | 0.086 | 0.082 | 0.078 |
| 米国・アリゾナ州 | 0.279 | 0.249 | 0.222 | 0.180 | 0.152 | 0.162 | 0.147 | 0.135 | 0.120 | 0.112 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.259 | 0.251 | 0.203 | 0.191 | 0.156 | 0.152 | 0.157 | 0.150 | 0.138 | 0.134 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 0.433 | 0.397 | 0.320 | 0.277 | 0.264 | 0.247 | 0.242 | 0.210 | 0.206 | 0.186 |
| 米国・ニューヨーク州 | 0.439 | 0.397 | 0.337 | 0.268 | 0.243 | 0.227 | 0.213 | 0.189 | 0.181 | 0.171 |
| インド | | | | | | | | 0.071 | 0.066 | 0.062 |
| 中国 | | 0.180 | 0.147 | 0.129 | 0.107 | 0.094 | 0.089 | 0.086 | 0.072 | 0.064 |
| 韓国 | | | | | | | | 0.137 | 0.125 | 0.115 |

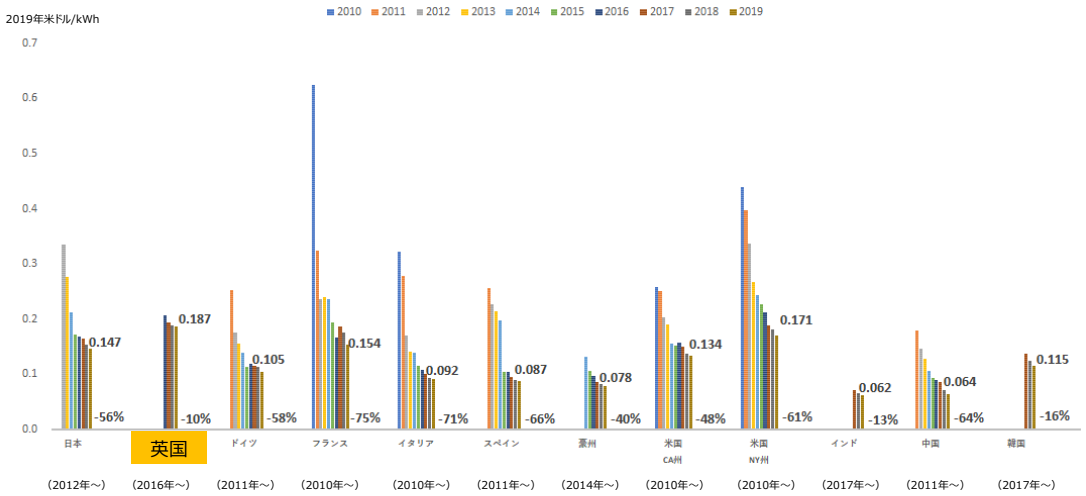


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(4)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト($/kWh）も低減している。
英国は2019年時点で、2016年から10%のコストダウンにとどまり、業務用太陽光の発電コストは0.187米ドル/kWhとなっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

## 8-3.住宅用太陽光(1)

英国の住宅用太陽光の導入コストは、欧州の他の国と比べ、1,000ドル/kW前後高い水準となっている。

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 7,314 | 7,228 | 6,237 | 4,601 | 3,771 | 3,313 | 2,927 | 2,685 | 2,361 | 2,250 |
| **英国** | | | | **3,300** | **3,475** | **3,007** | **2,668** | **2,692** | **2,597** | **2,566** |
| ドイツ | 4,277 | 3,634 | 2,712 | 2,414 | 2,229 | 1,750 | 1,704 | 1,645 | 1,746 | 1,646 |
| フランス | | 9,797 | 6,950 | 5,773 | 4,231 | 2,359 | 2,174 | 1,967 | 1,771 | 1,600 |
| イタリア | 6,949 | 6,106 | 4,031 | 3,660 | 2,438 | 1,983 | 1,803 | 1,676 | 1,527 | 1,460 |
| スペイン | | | | 2,871 | 2,438 | 1,758 | 1,633 | 1,509 | 1,445 | 1,410 |
| 豪州 | 7,715 | 6,126 | 4,301 | 3,670 | 3,424 | 2,198 | 1,988 | 1,738 | 1,557 | 1,380 |
| 米国・カリフォルニア州 | 7,756 | 7,325 | 6,323 | 5,475 | 5,155 | 5,231 | 5,053 | 4,529 | 4,294 | 4,096 |
| 米国・その他州 | 7,705 | 7,049 | 5,697 | 4,921 | 4,954 | 4,925 | 4,280 | 3,844 | 3,702 | 3,652 |
| インド | | | | 2,374 | 2,276 | 1,501 | 1,326 | 1,093 | 916 | 840 |
| 中国 | | | 2,823 | 2,432 | 2,330 | 1,672 | 1,591 | 1,436 | 1,079 | 840 |
| 韓国 | | | | 3,036 | 3,056 | 2,166 | 2,079 | 1,707 | 1,527 | 1,440 |

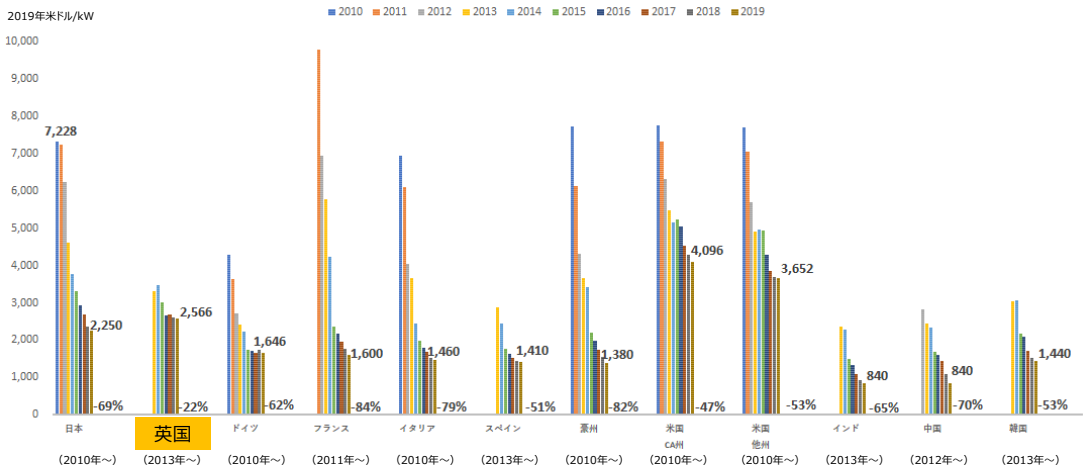


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成

## 8-3.住宅用太陽光(2)

**主要国の住宅用太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。**
**英国の住宅用太陽光発電の導入コストは、2019年時点で、2013年から22%コストダウンの2,566米ドル/kWと、緩やかな減少にとどまっている。**

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成

## 8-3.住宅用太陽光(3)

**英国の住宅用太陽光の発電コストは、主要国のなかでも最も高い水準となっている。**

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 0.455 | 0.450 | 0.393 | 0.298 | 0.250 | 0.224 | 0.202 | 0.188 | 0.169 | 0.163 |
| **英国** | | | | **0.327** | **0.342** | **0.302** | **0.274** | **0.276** | **0.268** | **0.265** |
| ドイツ | 0.301 | 0.261 | 0.204 | 0.185 | 0.174 | 0.144 | 0.141 | 0.138 | 0.144 | 0.138 |
| フランス | | 0.712 | 0.516 | 0.435 | 0.330 | 0.201 | 0.188 | 0.174 | 0.161 | 0.149 |
| イタリア | 0.405 | 0.360 | 0.248 | 0.228 | 0.162 | 0.137 | 0.128 | 0.121 | 0.113 | 0.109 |
| スペイン | | | | 0.181 | 0.158 | 0.122 | 0.116 | 0.109 | 0.106 | 0.104 |
| 豪州 | 0.319 | 0.258 | 0.187 | 0.163 | 0.154 | 0.106 | 0.098 | 0.089 | 0.082 | 0.075 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.306 | 0.290 | 0.253 | 0.222 | 0.210 | 0.213 | 0.207 | 0.187 | 0.179 | 0.171 |
| 米国・その他州 | 0.304 | 0.280 | 0.230 | 0.202 | 0.203 | 0.202 | 0.178 | 0.162 | 0.157 | 0.155 |
| インド | | | | 0.132 | 0.128 | 0.093 | 0.085 | 0.074 | 0.067 | 0.063 |
| 中国 | | | 0.162 | 0.144 | 0.139 | 0.107 | 0.103 | 0.096 | 0.079 | 0.067 |
| 韓国 | | | | 0.224 | 0.225 | 0.170 | 0.164 | 0.141 | 0.130 | 0.125 |

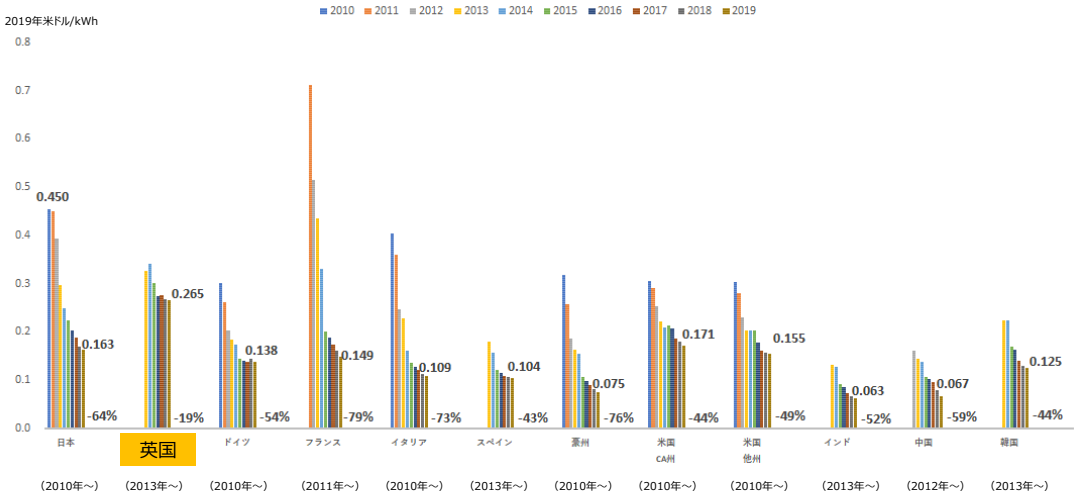


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

## 8-3.住宅用太陽光(4)

**設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減している。**
**英国は2019年時点で、2013年から19%コストダウンして、0.265米ドル/kWhとなっている。**

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

## 8-4.陸上風力(1)

**英国の陸上風力の導入コストは、他の欧州諸国と比較して高い水準にある。**

各国の陸上風力の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 2,239 | 2,146 | 2,745 | 2,323 | 2,746 | 2,471 | 2,611 | 2,263 |
| **英国** | | **3,445** | **2,700** | **1,936** | **2,171** | **2,222** | **2,231** | **2,092** | **2,113** | **1,859** | **1,896** |
| ドイツ | 3,862 | 3,445 | 2,445 | 2,275 | 2,230 | 2,271 | 1,973 | 1,936 | 1,935 | 1,904 | 1,762 |
| フランス | | | | 1,792 | 1,840 | 2,477 | 1,790 | 1,771 | 2,017 | 1,950 | 1,765 |
| イタリア | | | 2,700 | 2,241 | 2,042 | 2,555 | 2,122 | 1,788 | 2,559 | 1,758 | 1,670 |
| スペイン | | 3,445 | 2,700 | 2,241 | 1,865 | 2,450 | 1,657 | 1,633 | 1,792 | 2,339 | 1,552 |
| デンマーク | 3,862 | 3,281 | 2,572 | 2,134 | 1,695 | 2,376 | 1,901 | 1,901 | 1,751 | 1,903 | 1,900 |
| 米国 | 4,950 | 3,249 | | 1,845 | 1,644 | 2,393 | 1,821 | 1,861 | 1,685 | 1,643 | 1,553 |
| カナダ | | 3,249 | | 1,956 | 1,681 | 2,693 | 2,524 | 2,364 | 2,075 | 1,856 | 2,430 |
| インド | | 3,586 | 3,043 | 2,225 | 1,601 | 1,370 | 1,274 | 1,172 | 1,159 | 1,160 | 1,054 |
| 中国 | | | | 2,282 | 1,678 | 1,482 | 1,416 | 1,376 | 1,315 | 1,292 | 1,222 |

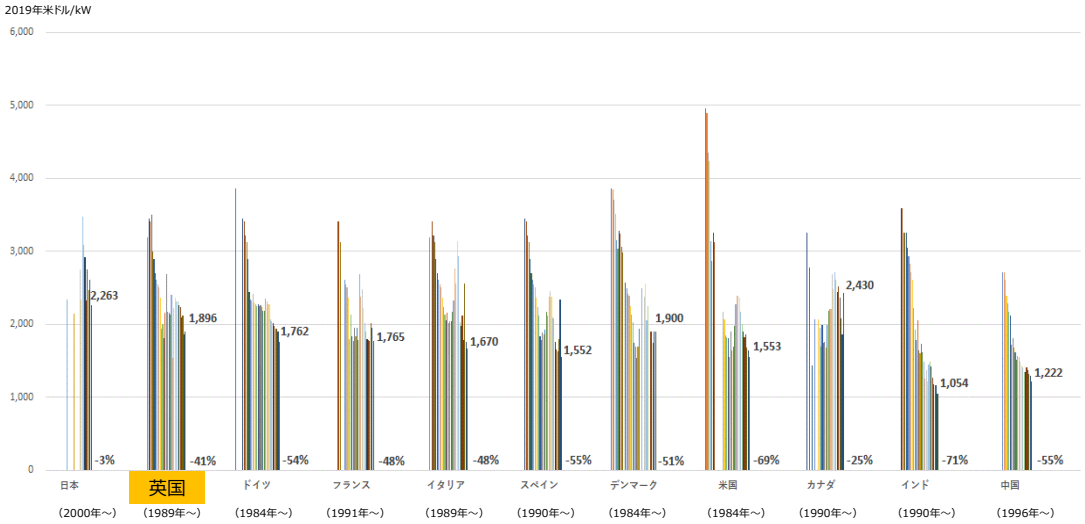


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成

## 8-4.陸上風力(2)

**英国および諸外国の陸上風力の導入コストの推移は以下の通りである。**
**英国では、2019年時点で、1,896米ドル/kWであり、欧州でも高い水準となっている。**

各国の陸上風力の導入コスト推移（1984～2019年、2019年米ドル/kW）






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成

## 8-4.陸上風力(3)

**英国の陸上風力発電の発電コストは、他の欧州諸国と比較して高い水準にある。**

各国の陸上風力の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 0.169 | 0.165 | 0.157 | 0.115 | 0.163 | 0.121 | 0.128 | 0.113 |
| **英国** | | **0.212** | **0.178** | **0.108** | **0.126** | **0.086** | **0.084** | **0.076** | **0.076** | **0.057** | **0.071** |
| ドイツ | 0.241 | 0.212 | 0.179 | 0.152 | 0.125 | 0.107 | 0.087 | 0.084 | 0.083 | 0.072 | 0.068 |
| フランス | | | | 0.119 | 0.111 | 0.106 | 0.078 | 0.076 | 0.090 | 0.075 | 0.065 |
| イタリア | | | 0.178 | 0.145 | 0.123 | 0.113 | 0.094 | 0.074 | 0.097 | 0.065 | 0.062 |
| スペイン | | 0.177 | 0.140 | 0.116 | 0.106 | 0.104 | 0.066 | 0.064 | 0.067 | 0.095 | 0.051 |
| デンマーク | 0.241 | 0.205 | 0.155 | 0.150 | 0.097 | 0.100 | 0.067 | 0.066 | 0.059 | 0.059 | 0.060 |
| 米国 | 0.297 | 0.196 | | 0.088 | 0.070 | 0.085 | 0.058 | 0.056 | 0.051 | 0.048 | 0.046 |
| カナダ | | | | 0.121 | 0.087 | 0.096 | 0.085 | 0.088 | 0.074 | 0.064 | 0.073 |
| インド | | 0.238 | 0.231 | 0.173 | 0.112 | 0.081 | 0.077 | 0.069 | 0.058 | 0.049 | 0.049 |
| 中国 | | | | 0.137 | 0.095 | 0.070 | 0.068 | 0.062 | 0.057 | 0.057 | 0.047 |

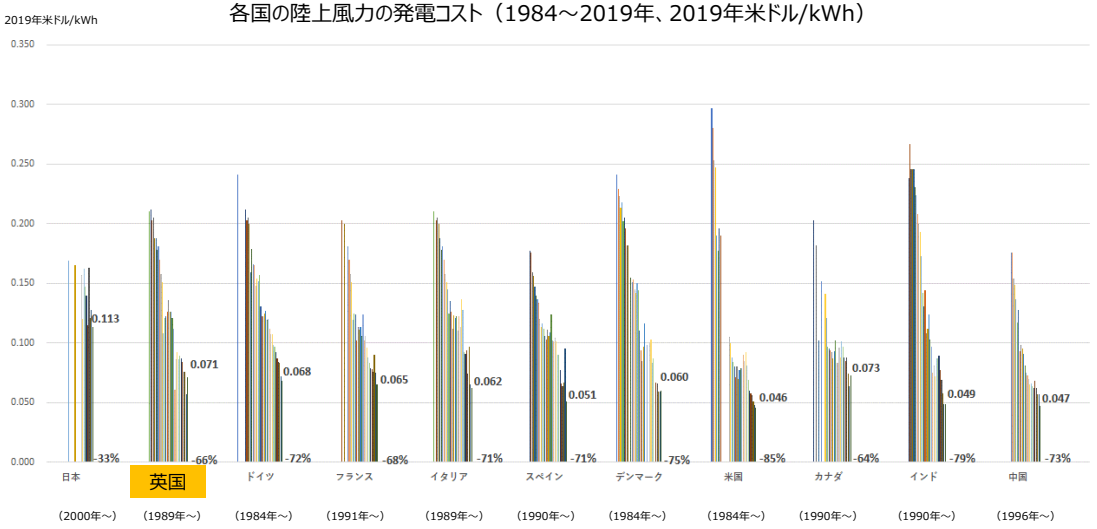


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成

## 8-4.陸上風力(4)

**英国および諸外国の陸上風力の発電コストの推移は以下の通りである。**
**英国では、2019年時点で、0.071米ドル/kWhと諸外国の中でも高めの水準となっている。**

各国の陸上風力の発電コスト（1984～2019年、2019年米ドル/kWh）





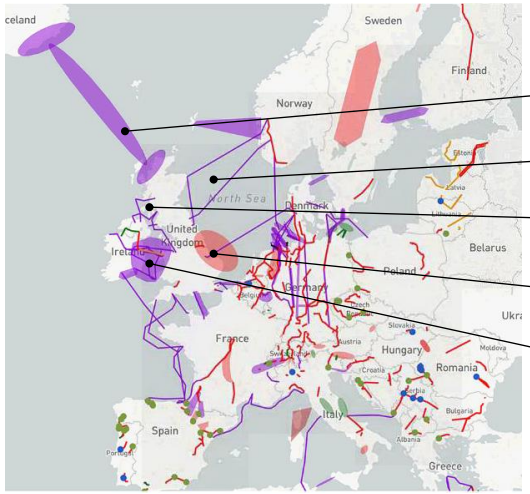

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成

# 9. 電力系統

## 9-1.系統整備計画

**大量の風力導入に必要となる電力の国際融通等を実現するために、多数の国際連系線の建設が計画されている。**

欧州系統整備10ヶ年計画2016




主な系統整備計画

1. スコットランド-アイスランド連系線
2. スコットランド-ノルウェー連系線
3. スコットランド-イングランド連系線
4. 北海沿岸の風力導入用系統整備
5. アイルランド-イングランド連系線

出所　欧州系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）「TYNDP 2016」を基に作成
http://tyndp.entsoe.eu/



## 9-2.代表的なプロジェクト( 1 )

**拡大する英国の風力による系統不安定化を解消するために、柔軟な調整能力を有するアイスランドの水力を活用することを目的に計画。**
**2030年運転開始を目指す。**

スコットランド-アイスランド連系線概要

系統整備ルート




目的

風力拡大に伴う英国の系統不安定化を解消するために出力調整能力の高いアイスランドの水力と電力融通を行う

内容

| | |
|---|---|
| プロジェクト名 | Project 214: Interco Iceland-UK |
| 概要 | 80-120万kW直流送電ケーブルをアイスランド-スコットランド間に敷設 |
| 地点1 | 未定 |
| 地点2 | 未定 |
| 運転開始 | 2030年 |
| フェーズ | 検討中 |
| ステータス | 新規案件 |

出所　欧州系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）「TYNDP 2016-Project-Sheet」334ページを基に作成



## 9-2.代表的なプロジェクト( 2 )

**変動性の高い風力の導入を拡大させるために、出力調整能力の高い水力を豊富に有するノルウェーとの連系線の建設を検討。**

スコットランド-ノルウェー連系線概要

系統整備ルート




目的

風力拡大に伴う英国の系統不安定化を解消するために出力調整能力の高いノルウェーの水力と電力融通を行うことが目的

内容

| | |
|---|---|
| プロジェクト名 | Project 190 - NorthConnect |
| 概要 | 80-120万kW直流送電ケーブルをアイスランド-スコットランド間に敷設 |
| 地点1 | Peterhead （スコットランド） |
| 地点2 | Simadalen （ノルウェー） |
| 運転開始 | 2022年 |
| フェーズ | 設計中 |
| ステータス | 遅延 |

出所　欧州系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）「TYNDP 2016-Project-Sheet」278ページを基に作成

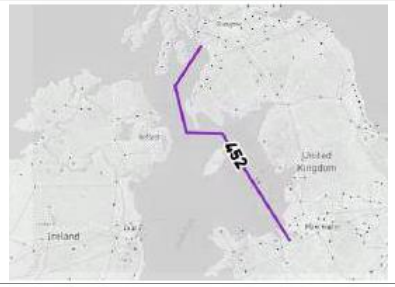


## 9-2.代表的なプロジェクト( 3 )

**風況が良く風力発電の大量導入が見込まれるスコットランドから、需要の大きな南部に送電することを目的とした連系線の建設が進められている。**
**2017年内に利用開始される予定(2017年8月時点建設中)。**

スコット-イングランド連系線概要

系統整備ルート




目的

- 再エネの導入拡大が目的。
- 英国の西海岸に直流海底ケーブルを敷き、南北の送電容量を拡大する。

内容

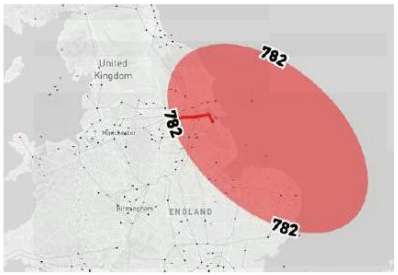
| | |
|---|---|
| プロジェクト名 | Project 77: Anglo-Scottish -1 |
| 概要 | 200万kW直流送電ケーブルを英国の西海岸に敷設 |
| 地点1 | Hunterston |
| 地点2 | Deeside |
| 運転開始 | 2017年 |
| フェーズ | 建設中 |
| ステータス | 遅延 |

出所　欧州系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）「TYNDP 2016-Project-Sheet」104ページ

## 9-2.代表的なプロジェクト( 4 )

**英国の風力発電は北海沿岸の東海岸を中心に導入が予定されており、
洋上ウィンドファームを陸上の系統に接続するための多数の系統整備が計画されている。**

北海沿岸の風力導入用系統整備

| | |
|---|---|
| 系統整備ルート |  |
| 目的 | 英国東海岸に導入が想定される大量の洋上ウインドファームの陸上系統への接続 |

| | | |
|---|---|---|
| 内容 | プロジェクト名 | Project 86 - East Coast Cluster |
| | 概要 | 洋上ウィンドファームの系統への接続 |
| | 地点1 | 未定 |
| | 地点2 | 未定 |
| | 運転開始 | 2026年 |
| | フェーズ | 検討中 |
| | ステータス | オンスケジュール |

出所　欧州系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）「TYNDP 2016-Project-Sheet」120ページを基に作成



## 9-2.代表的なプロジェクト( 5 )

**共に風力導入量の拡大を目指すアイルランドと英国が、風力発電電力の相互融通や市場統合を目指してスコットランド-アイルランド、イングランド-アイルランド間を直流送電ケーブルで接続することを検討。**

アイルランド-イングランド連系線

| | |
|---|---|
| 系統整備ルート |  |
| 目的 | スコットランド・イングランドの風力・潮力電力を両国で融通すること、及び両国の電力市場の結びつきを緊密にすることが目的 |

| | | |
|---|---|---|
| 内容 | プロジェクト名 | Project 189 - Irish Scottish Links on Energy Study |
| | 概要 | 英国とアイルランド間の容量拡大 |
| | 地点1 | 未定 |
| | 地点2 | 未定 |
| | 運転開始 | 2030年 |
| | フェーズ | 検討中 |
| | ステータス | - |

出所　欧州系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）「TYNDP 2016-Project-Sheet」273ページを基に作成



## 9-2.代表的なプロジェクト(6)

**欧州系統運用者ネットワーク（ENTSO－E）による、TYNDP 2020 Project Sheetsに掲載された英国関連のプロジェクトは下表のとおり。**

| TYNDP # | プロジェクト名 | 事業概要 | 稼働開始年 | 現状 | PCI* |
|---|---|---|---|---|---|
| 172 | ElecLink | フランス－英国間を結ぶ1,000MWの相互連系線。変電設備はユーロトンネルの土地使用権のあるFolkestoneおよびCoquellesに設置される。 | 2020 | 建設中 | ○ |
| 110 | Norway-Great Britain, North Sea Link | ノルウェーと英国を結ぶ、515kV、1,400MWの海底相互接続線。2021年運用開始により、720kmの世界最長の海底送電線となる。 | 2021 | 建設中 | ○ |
| 309 | NeuConnect | NeuConnectは、ドイツと英国を結ぶ初の海底HVDC相互連系線となる。電線亘長700km、送電容量1.4GW。 | 2022 | 承認済 | ○ |
| 81 | North South Interconnector | アイルランドと北アイルランドを結ぶ、400kVの国際連系線。 | 2023 | 承認済 | ○ |
| 167 | Viking DKW-GB | 北海をまたぐ、英国とデンマーク間の700MW×2の海底国際連系線。 | 2023 | 建設中 | ○ |
| 247 | AQUIND Interconnector | 総送電容量2,000MWの英国とフランスを結ぶ海底・地中高圧直流送電線 | 2023 | 承認済 | × |
| 286 | Greenlink | HVDCシステムを使用した、アイルランド・ウェールズ間を結ぶ国際連系線 | 2023 | 承認済 | ○ |
| 78 | South West Cluster | Hinkley Pointの変電所からSeabankまでの400kV送電線。 | 2024 | 承認済 | × |
| 190 | NorthConnect | ノルウェー・スコットランド間を繋ぐ、全長665km、送電容量1,400MWのHVDC連系線。2024年運用開始予定。 | 2024 | 承認済 | ○ |
| 285 | GridLink | フランスと英国を結ぶ、1,400MWのHVDCの国際連系線。 | 2024 | 承認済 | ○ |

*PCI：共通利益プロジェクト

出所　欧州系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）”TYNDP 2020 Data,” TYNDP 2020 Project Collection (tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net)(2020.12.10時点）を基に作成



## 9-2.代表的なプロジェクト(7)

| TYNDP # | プロジェクト名 | 事業概要 | 稼働開始年 | 現状 | PCI * |
|---|---|---|---|---|---|
| 153 | France-Alderney-Britain | 1,400MWの新設HVDC海底ケーブルにより、英国ExeterとフランスのMenuelを結ぶ。 | 2025 | 承認済 | ○ |
| 349 | MARES Organic Power Interconnector (OPIC) | 英国とアイルランドとをつなぐ750MWの電圧式コンバータ（VSC）のHVDC送電システムによる国際連系線。 | 2025 | 計画中・未承認 | × |
| 1049 | Cronos Energy Ltd | 英国とベルギー間を１,400MWの直流バイポーラVSC連系線。2017年に開始され、National Gridと法的拘束力のある系統連系契約を締結済。 | 2025 | 検討中 | × |
| 296 | Britib | 英国南西イングランドとフランスCardemais、スペインバスク州を結ぶ国際連系線。1,800MWのマルチターミナルHVDC。スペインからフランス沿岸を通り、英国までの全長1,330kmの海底ケーブル。 | 2026 | 検討中 | × |
| 1040 | LirIC | スコットランドと北アイルランドを繋ぐ、新設HVDC海底ケーブルの連系線 | 2027 | 検討中 | × |
| 121 | Nautilus: multi-purpose interconnector Belgium - UK | 英国とベルギーを結ぶ、HVDC国際連系線。電力市場と英国およびベルギーの洋上風力発電所を接続する。容量については現在検討中であり、1-2GWが検討されている。 | 2028 | 検討中 | × |
| 1050 | Tarchon Energy Ltd | 英国とドイツを結ぶ、1,400MWの直流バイポーラVSC連系線。本事業は2017年に開始され、National Gridと系統連系契約を締結済。 | 2028 | 検討中 | × |
| 1051 | Aminth Energy Ltd | 英国・デンマーク間の1,400MWの直流バイポーラVSC連系線。2017年に事業開始し、National Gridと系統連系契約締結済。 | 2028 | 検討中 | × |
| 82 | RIDP I | 北アイスランドと西アイルランドを結ぶ再生可能発電所の連系インフラ開発。開発後はアイルランドと北アイルランドの送電網に統合される計画となっている。 | 2030 | 計画中・未承認 | ○ |
| 260 | Project 260 – Multi-purpose HVDC interconnection between Great Britain and The Netherlands | 英国とオランダと洋上風力発電設備と電力市場を結ぶを結ぶHVDC国際連系線。送電容量は2GW前後を予定。 | 2030 | 検討中 | ○ |

*PCI：共通利益プロジェクト

出所　欧州系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）”TYNDP 2020 Data,” TYNDP 2020 Project Collection (tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net)(2020.12.10時点）を基に作成

# 10. EU離脱に伴う法改正

## 10. EU離脱に伴う法改正（1）Trade Cooperation Agreement

**2020年12月31日のEU離脱の移行期間の終了に伴い、英国と欧州連合は自由貿易協定である、EU-UK貿易協力協定（TCA: Trade and Cooperation Agreement)に合意した。TCAには、公正な競争の場の実現と基本的権利の尊重に関する条項が盛り込まれている本協定は。2021年2月1日現在、欧州理事会および欧州議会の批准手続きが完了していないため、正式な施行には至っておらず、2021年2月28日まで暫定的な施行となっている。**

| | |
|---|---|
| 英EU貿易協力協定（TCA：Trade Cooperation Agreement) | ◆ 2021年1月1日より、物品やサービスの貿易、デジタル貿易、知的財産、公的調達、航空・輸送、エネルギー、漁業等の分野で、EUと英国が協力する自由貿易協定である、TCAが暫定的に施行された。<br>◆ 貿易に関して、TCAでは、原産地規則を満たす物品については、関税および数量割当は課さない。<br>◆ エネルギー条項では、英国とEUそれぞれのエネルギー・気候目標を支援・推進する。ここには、電気およびガスの相互連系線を通じた取引、供給の安全保障、再生可能エネルギーの市場統合、北海における再生可能エネルギー開発機会における協力が含まれる。2022年4月までに英国・EU間の効率的な貿易協定の施行を実現し、相互連系線の容量を最大化し、容量を配分する。<br>◆ 2021年1月1日時点でEUと英国はカーボン・プライシング制度を各々実施し、相互に協力し合う。対象は、発電、熱、産業および航空からの温室効果ガス排出で、航空については、2年の猶予期間が設けられている。<br>◆ UNFCCC、パリ協定の目的および目標、気候変動分野のその他協定等を踏まえ、気候変動への対応について緊急対策、および目的追及のための貿易と投資の役割の重要性を認識しつつ、UNFCCCおよびパリ協定の履行をコミットする。また、低炭素排出への移行、資源効率の高い経済、および気候変動に強い開発に寄与する、貿易と気候政策・施策における相互支援を促進する。<br>◆ 英国は、EUの研究開発支援枠組みであるHorizon Europe等の一部枠組みに引き続き参加する。 |

出所　EUR-Lex, "The EU-UK Trade and Cooperation Agreement,"https://ec.europa.eu/info/relations-united-kingdom/eu-uk-trade-and-cooperation-agreement_en, UK Parliament, "The UK-EU Trade and Cooperation Agreement: summary and implementation," https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-9106-2/, Gov.UK, "Summary Explainer," https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/957694/TCA_SUMMARY_PDF_V1.pdf（2021.2.1時点）を基に作成



## 10. EU離脱に伴う法改正（2）UK ETS

**EU離脱により、英国は2021年1月1日をもって、欧州連合域内排出量取引制度（EU ETS：EU Emissions Trade Scheme)から英国排出権取引制度(UK ETS:UK Emissions Trading Scheme)へ移行した。キャップ・アンド・トレード方式で温室効果ガス排出量の総量を規制し、2050年ネット・ゼロ目標の達成に寄与する。**

| | |
|---|---|
| UK ETS 制度内容 | ◆ 2021年1月1日のEU ETSへの参加終了に伴い、英国の温室効果ガス削減目標およびネット・ゼロ目標の達成に向け、Greenhouse Gas Emission Trading Scheme Order 2020のもと、英国温室効果ガス排出量取引制度（ETS)が施行された。<br>◆ UK ETSは、従来のEU ETSに代わるキャップ・アンド・トレードの排出量取引制度であり、EU ETSとの連携が可能となっている。<br>◆ UK ETSのもとのキャップは、EU ETSで英国に設定されていた排出割当より5%低く設定されている。<br>◆ UK Emissions Trading Registryを通じ、排出権の取得・義務履行を行う。<br>◆ 英国事業者のカーボン・リーケージ・リスクを減らすため、無償割当は継続する。<br>◆ UK ETSの入札は、2021年第2四半期までに実施することが予定されている。また、セカンダリー・マーケットでの取引も可能である。2022年12月までICE Futures Europeがオークション・プラットフォームおよびセカンダリー・マーケット・サービスを提供する。 |
| UK ETS 対象者 | ◆ UK ETSの対象となるのは、エネルギー集約型産業、発電セクターのおよび航空業界である。<br>◆ 総定格熱入力20MW超の設備における燃料燃焼（危険廃棄物及び一般廃棄物の焼却設備を除く）といった事業活動を含む。<br>◆ UK ETSで対象となる航路は、英国国内のフライト、英国ージブラルタル間のフライト、英国から欧州経済圏に向けたフライトである。<br>◆ UK ETSの対象となる事業を行うものは、温室効果ガス排出許可証を所持する必要がある。 |

出所　BEIS, "Participating in the UK ETS," https://www.gov.uk/government/publications/participating-in-the-uk-ets/participating-in-the-uk-ets（2021.2.1時点）を基に作成

# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# スペイン

## 1-1.EU気候変動パッケージ

**EUは2009年に2020年目標を定めた気候変動パッケージ、2019年に2030年目標を定めた気候変動パッケージを策定。**
**スペイン含むEU加盟国の政策は同パッケージとの整合性が必要。**

2009年気候変動パッケージ

| 項目 | 2020年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス<br>排出量削減比率<br>（1990年比） | 20% |
| 最終消費エネルギー<br>に占める再エネ比率 | 20% |
| エネルギー効率 | 20%向上 |

- EU法で定められた内容に基づき国内法整備
- 再エネや省エネを実現するための行動計画の策定・進捗報告を実施している
- スペインの2020年再エネ割合目標は20%

2019年気候変動パッケージ

| 項目 | 2030年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス<br>排出量削減比率<br>（1990年比） | 40% |
| 最終消費エネルギー<br>に占める再エネ比率 | 27% |
| エネルギー効率 | 27%向上 |

- 施行後、定められた内容に基づき国内法の整備が必要となる。

出所　各種資料を基に作成



# 1. 概況

# 2. 目標

## 2-1.削減目標（EU）

**EU目標として、1990年を基準年とした2020年20%、2030年40%のGHG削減目標を設定。**

| | カンクン目標 | 約束草案 |
|---|---|---|
| 基準年 | 1990年 | 1990年 |
| 目標年 | 2020年 | 2030年 |
| 削減目標 | ▲20%（▲30%：他国の合意あり） | ▲40% |
| 対象ガス* | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$ | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$、$NF_3$ |
| 対象セクター | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ 廃棄物<br>■ 航空（EU-ETS（EUの排出権取引制度）対象） | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ LULUCF<br>■ 廃棄物 |
| 国際的な市場メカニズム | 含む | 含まない |

*カンクン目標では対象ガスは不明であるが、関連指令等より上記が対象ガスと考えられる。

出所　UNFCCC，SUBMISSION BY LATVIA AND THE EUROPEAN COMMISSION ON BEHALF OF THE EUROPEAN UNION AND ITS MEMBER STATES2015，UNFCCC，Expression of willingness to be associated with the Copenhagen Accord and submission of the quantified economy-wide emission reduction target for 2020を基に作成



## 2-2.国家エネルギー・気候計画(1)

**2019年気候変動パッケージの2030年目標を達成するために、欧州委員会は加盟国に国家・エネルギー気候計画（NECP）の提出を義務付けた。**
**2020年1月に提出されたスペインの国家エネルギー・気候計画で示されたエネルギー・気候変動関連の目標は以下のとおり。**
**スペインでは4つの大きな目標を設定した上で、部門毎に、研究・イノベーション・競争力（RIC）の観点から優先施策を整理している。**
**また、「エネルギー効率第一」を主軸とした計画である。**

国家エネルギー・気候計画のエネルギー・気候変動関連の2030年目標と優先施策

| 目標 | 部門 | 研究・イノベーション・競争力の観点での優先施策 |
|---|---|---|
| 1990年比の温室効果ガス排出量23%削減 | 家庭、商業、サービス | －エネルギー消費者のための賢い解決策<br>－スマートシティ＆コミュニティ<br>－熱、冷房生産システム<br>－都市の熱、冷房ネットワークへの再エネ利用<br>－建物への再エネ利用<br>－都市、エネルギーコミュニティ、自家消費者により生産される再エネ<br>－建物のエネルギーアップグレードにおけるアクティブおよびパッシブな解決策 |
| | 運輸 | －持続可能な輸送：輸送システムのモデル変化の促進<br>－再生可能な原料から持続可能な方法で得られる高度バイオ燃料の開発<br>－グリーン水素製造<br>－移動式、定置式蓄電池 |
| | 発電 | －移動式、定置式蓄電池<br>－優先的なクリーン/再エネ<br>－安全な原子力発電 |
| | 産業 | －優先的な低炭素技術<br>－エネルギーイノベーションと競争力 |
| 最終エネルギー消費に占める再エネ比率42% | 国が既に競争力を持っている再エネ技術のイノベーション | －太陽光発電<br>－集光型太陽熱発電<br>－洋上風力発電<br>－深部、浅部地熱エネルギー<br>－海洋エネルギー |
| | 管理性に貢献する技術 | －集光型太陽熱発電<br>－電力システムのデジタル化 |
| PRIMES2007における2030年参照シナリオ（BAUケース）使用量と比較した一次エネ消費効率の改善 39.5% | 家庭、都市、市民 | －電力システムのデジタル化<br>－エネルギー消費者のための賢い解決策<br>－スマートシティ＆コミュニティ<br>－熱、冷房生産システム<br>－都市の熱、冷房ネットワークへの再エネ利用<br>－建物への再エネ利用<br>－都市、エネルギーコミュニティ、自家消費者により生産される再エネ<br>－建物のエネルギーアップグレードにおけるアクティブおよびパッシブな解決策 |
| | 産業 | |
| 発電に占める再エネ比率74% | 分散型発電 | －安全で強靭なシステムを実現するための電力システムのデジタル化<br>－蓄電システム |

出所　「INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Spain」, 74ページを基に作成



## 2-4.国家エネルギー・気候計画(2)

**スペインでは、エネルギー・気候変動関連の目標に基づき、2030年や2050年において、達成される予測値や、関連するEUの指令に基づく目標値を整理している。国家エネルギー・気候計画で示されたエネルギー・気候変動関連の主な指標は以下のとおり。**

国家エネルギー・気候計画のエネルギー・気候変動関連の主な指標

| | | 2030年 | 2050年 | 参照ページ |
|---|---|---|---|---|
| 再エネ | 発電に占める再エネ比率 | 74%（NECP目標） | 100%（予測値） | 11 |
| | 目標シナリオにおける再生可能エネルギーの利用促進に関する指令に基づく運輸部門の最終エネルギー消費に占める再エネ比率 | 28%（予測値） | なし | 235 |
| | 目標シナリオにおける熱・冷房分野の最終エネルギー消費に占める再エネ比率 | 31%（予測値） | なし | 234 |
| | ベースラインと比較した発電の限界平均コスト削減率 | 31%（予測値） | なし | 12 |
| 省エネ | PRIMES2007シナリオ比の一次エネ消費削減率 | 1.9%減/年（予測値） | なし | 14 |
| | エネルギー効率化指令に基づく公共建築物の改修率 | 3%/年（強制力のある目標値） | なし | 56 |
| | 自治体・地方自治体の空調のあるビルの改修率 | 3%/年（予測値） | なし | 56 |
| | エネルギー効率指令に基づく最終エネルギー消費量の節約量 | 669 ktoe/年（予測値） | なし | 53 |
| GHG | 2005年比でEU-ETS対象分野の削減 | -61%（予測値） | なし | 11 |
| | 2005年比で非EU-ETS分野の削減 | -39%（予測値） | なし | 11 |
| | 従来の輸送手段からGHG排出の無い輸送手段へ移行する輸送量（旅客キロ） | 35%（予測値） | なし | 36 |
| エネルギーの経済効率 | 目標シナリオにおける一次エネルギー経済効率 | 73toe/百万ユーロ（予測値） | なし | 249 |
| | 目標シナリオにおける最終エネルギー経済効率 | 56toe/百万ユーロ（予測値） | なし | 249 |
| エネルギー安全保障 | 輸入エネルギーへの依存度 | 61%（予測値） | なし | 15 |
| 国内エネルギー市場 | 独立電力系統（島しょ部）に位置する化石燃料による発電所への依存度 | 50%（予測値） | なし | 17 |
| 国際連系 | エネルギー連合のための供給の安全保障及びガバナンスに関する規則に基づく国際連系容量（国内発電設備容量に占める国際連系容量の比率） | 15%（強制力のある目標値） | なし | 62 |



出所　「INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Spain」を基に作成

## 2-4.国家エネルギー・気候計画(3)

**スペインの国家エネルギー・気候計画で示された、温室効果ガスの部門別排出量シナリオは以下のとおり。**
**運輸および発電が重要な貢献を果たす計画となっており、目標シナリオにおける運輸部門の主な施策としては、より効率的な輸送手段へのモーダルシフト、電動化車両の導入と再エネ使用率の増加、電化された鉄道輸送における再エネ使用率の増加、高度なバイオ燃料とバイオガスの利用等がある。**
**目標シナリオにおける発電部門の主な施策としては、風力発電（陸上・洋上）と太陽光発電の増加、水撃ポンプ技術と太陽熱発電技術の向上、電力系統への蓄電装置の段階的導入、石炭火力発電所の停止等がある。**

国家エネルギー・気候計画における温室効果ガス部門別排出量シナリオ　単位：千$CO_2$換算トン

| シナリオ | ベースライン | | | | | | 目標 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 年 | 1990 | 2005 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 1990 | 2005 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
| 部門 | | | | | | | | | | | | |
| 運輸 | 59,199 | 102,310 | 83,197 | 89,762 | 90,721 | 88,193 | 59,199 | 102,310 | 83,197 | 87,058 | 77,651 | 59,875 |
| 発電 | 65,864 | 112,623 | 74,051 | 57,013 | 42,228 | 43,025 | 65,864 | 112,623 | 74,051 | 56,622 | 26,497 | 20,603 |
| 産業（燃焼） | 45,099 | 68,598 | 40,462 | 38,234 | 36,889 | 33,512 | 45,099 | 68,598 | 40,462 | 37,736 | 33,293 | 30,462 |
| 産業（プロセス由来排出） | 28,559 | 31,992 | 21,036 | 21,697 | 22,003 | 22,166 | 28,559 | 31,992 | 21,036 | 21,147 | 20,656 | 20,017 |
| 家庭・商業・機関部門 | 17,571 | 31,124 | 28,135 | 28,314 | 26,326 | 23,393 | 17,571 | 31,124 | 28,135 | 28,464 | 23,764 | 18,397 |
| 畜産 | 21,885 | 25,726 | 22,854 | 23,218 | 23,167 | 23,116 | 21,885 | 25,726 | 22,854 | 23,247 | 21,216 | 19,184 |
| 作物 | 12,275 | 10,868 | 11,679 | 11,404 | 11,412 | 11,419 | 12,275 | 10,868 | 11,679 | 11,382 | 11,089 | 10,797 |
| 廃棄物 | 9,825 | 13,389 | 14,375 | 13,832 | 13,060 | 12,209 | 9,825 | 13,389 | 14,375 | 13,657 | 11,932 | 9,718 |
| 精製産業 | 10,878 | 13,078 | 11,560 | 13,070 | 12,837 | 11,870 | 10,878 | 13,078 | 11,560 | 12,330 | 11,969 | 11,190 |
| その他のエネルギー産業 | 2,161 | 1,020 | 782 | 814 | 733 | 760 | 2,161 | 1,020 | 782 | 825 | 760 | 760 |
| その他の部門 | 9,082 | 11,729 | 11,991 | 12,577 | 12,943 | 13,222 | 9,082 | 11,729 | 11,991 | 12,552 | 11,805 | 11,120 |
| 漏出排出量 | 3,837 | 3,386 | 4,455 | 5,036 | 5,034 | 4,731 | 3,837 | 3,386 | 4,455 | 4,789 | 4,604 | 4,362 |
| 製品の使用 | 1,358 | 1,762 | 1,146 | 1,237 | 1,298 | 1,340 | 1,358 | 1,762 | 1,146 | 1,236 | 1,288 | 1,320 |
| フッ素系ガス | 64 | 11,465 | 10,086 | 8,267 | 6,152 | 4,037 | 64 | 11,465 | 10,086 | 8,267 | 6,152 | 4,037 |
| 合計 | 287,656 | 439,070 | 335,809 | 324,476 | 304,804 | 292,994 | 287,656 | 439,070 | 335,809 | 319,312 | 262,675 | 221,844 |

出所　「INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Spain」, 230、231ページを基に作成

## 2-4.国家エネルギー・気候計画(4)

スペインの国家エネルギー・気候計画で示された、再エネ比率及び一次/最終エネルギー消費量のシナリオは以下のとおり。
目標シナリオにおける2030年の最終エネルギー消費量に占める再エネ比率目標（42%）に貢献する主な施策としては、熱・冷房分野、運輸部門、電力部門での再エネ比率の増加がある。
目標シナリオにおける2030年の一次エネルギー消費量に貢献する主な施策としては、石炭火力及び原子力発電所の段階的な停止、自然エネルギーの大幅な導入、石油製品の消費量の減少等がある。
目標シナリオにおける2030年の最終エネルギー消費量に貢献する主な施策としては、最終石油製品消費量の減少、再生可能エネルギーの増加、産業・サービス及びその他の部門におけるエネルギー消費効率の向上、運輸部門にける自動車の使用効率の向上、エネルギー消費効率の高い自動車の導入、モーダルシフトが挙げられる。また、最終エネルギー消費の電化については、エネルギーとしての使用以外の消費及び国際航空を除き、主に運輸部門と住宅部門において電化率が大きく向上する。

国家エネルギー・気候計画における再生可能エネルギー比率及び一次/最終エネルギー消費量シナリオ

| 項目 ＼ 年 | シナリオ | 1990 | 2005 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率 | ベースライン | 16% | 20% | 21% | 23% | 24% | 26% |
| | 目標 | 16% | 20% | 23% | 30% | 34% | 42% |
| 一次エネルギー消費量（単位：石油換算千トン）（エネルギーとしての使用以外の消費を含む） | ベースライン | | | 122,930 | 129,647 | 128,337 | 126,959 |
| | 目標 | | | 122,930 | 128,507 | 118,422 | 104,099 |
| 最終エネルギー消費量（単位：石油換算千トン）（エネルギーとしての使用以外の消費を含む） | ベースライン | | | 84,912 | 92,133 | 93,504 | 92,829 |
| | 目標 | | | 84,912 | 91,382 | 87,019 | 79,199 |

出所　「INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Spain」, 233、243、244ページを基に作成
※一次/最終エネルギー消費量については、1990、2005年の数値の記載なし。



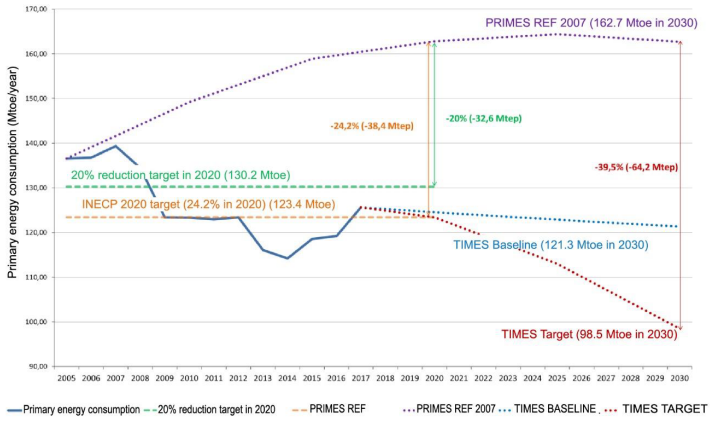
# 3. 進捗　-排出量-

## 2-4.国家エネルギー・気候計画(5)

スペインの国家エネルギー・気候計画で示された、一次エネルギー消費量の削減目標は以下のとおり。
エネルギー消費効率の改善によって、PRIMES2007における2030年の参照シナリオでの一次エネルギー消費量に比して、目標シナリオは39.5%削減されると予測している。

国家エネルギー・気候計画における一次エネルギー消費量の削減目標（エネルギーとしての使用以外の消費を除く）

**Figure 2.8. Reduction objective for the consumption of primary energy in Spain excluding non-energy uses (Mtoe/year)**




*Source: Ministry for Ecological Transition and Demographic Challenge, 2019*

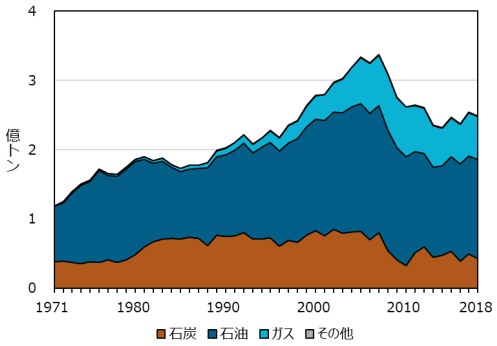
出所「INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Spain」, 53ページを基に作成



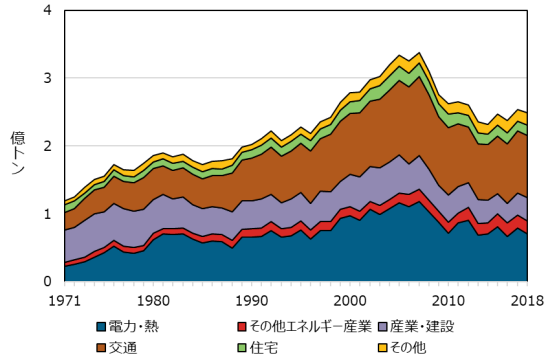
## 3-1.地球温暖化ガス排出量

スペインの二酸化炭素排出量は、2000年代後半にピークを迎えた後、減少を続けてきたが、近年増加傾向に転じており、1990年比で約23%増となっている。。

燃料別二酸化炭素排出量




産業別二酸化炭素排出量

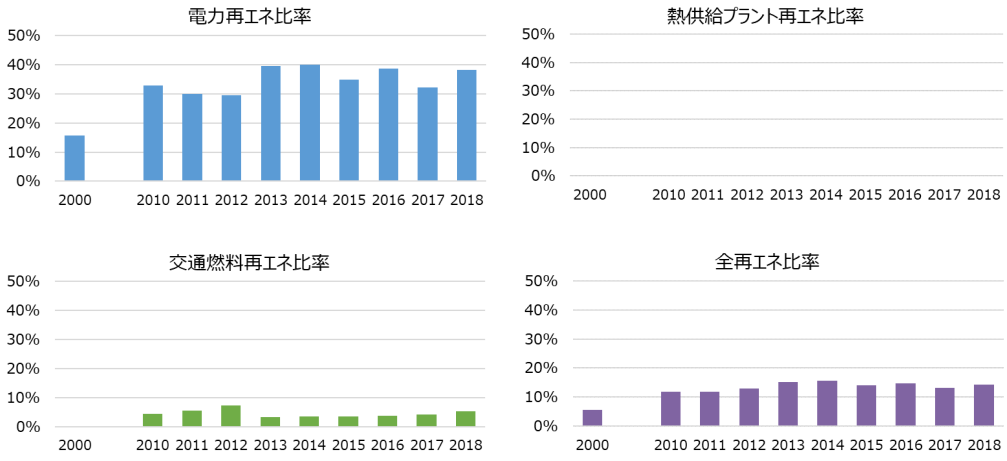



出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2.再エネ比率

**電力の再エネ比率は2014年から減少傾向にあったが、2018年は増加に転じた。**

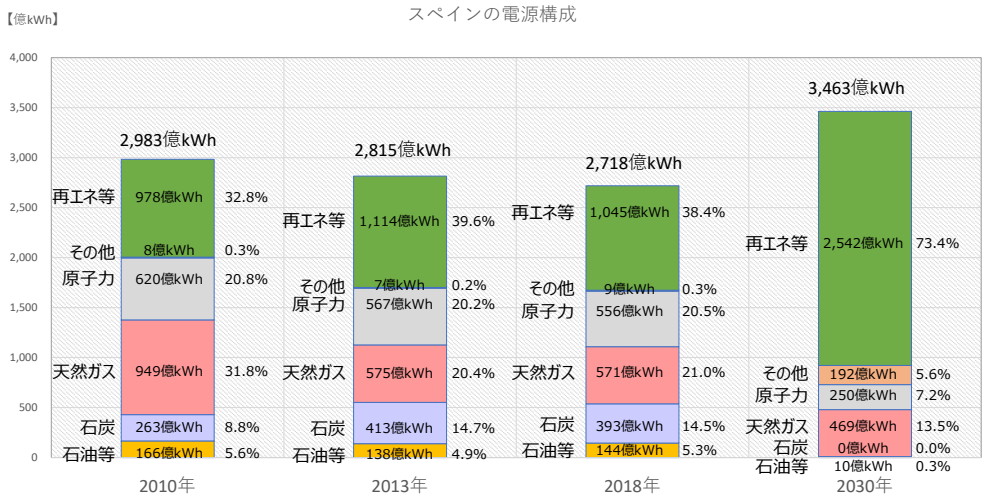



出所　電力･全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出



## 3-3. 電源構成 (1)

**2018年のスペインの電源構成について、再生可能エネルギーは水力と合わせると38.4%となり、2013年から1.2ポイント減少となった。原子力は20.5%で、2013年からほぼ横ばいである。火力は40.8%で、2013年からほぼ横ばいである。石炭、石油、天然ガスのいずれも2013年から横ばいとなっている。**
**2030年には再生可能エネルギーが73.4%まで増加する一方、原子力は7.2%、火力は13.8%まで減少する見通しとなっている。**

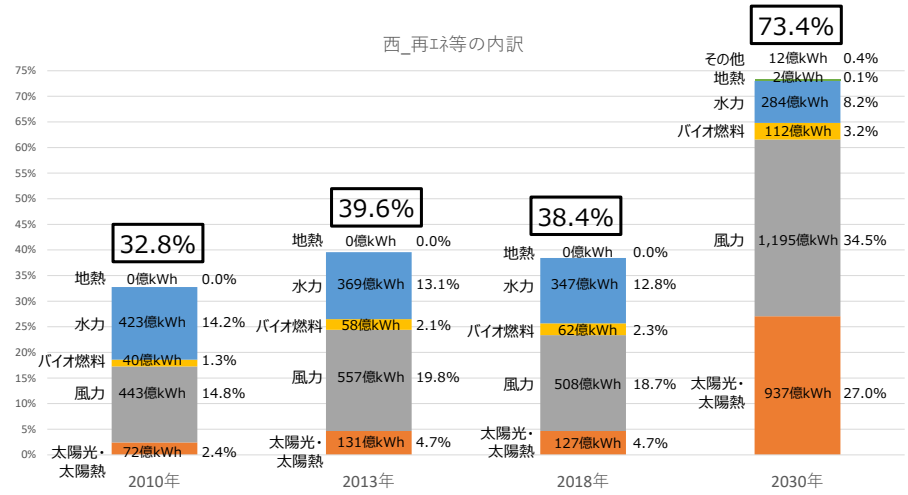



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、National Energy and Climate Plans（2020年9月）を基に作成



## 3-4. 電源構成 (2)

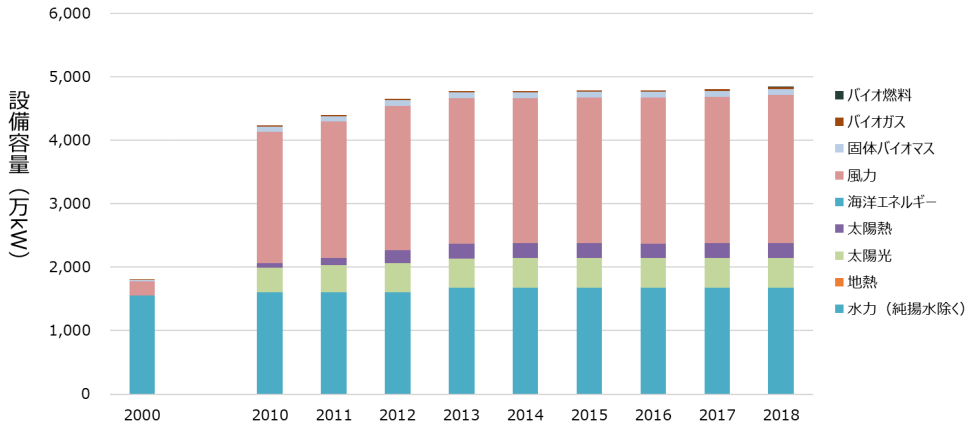
**2018年度のスペインにおける再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は4.7%、風力は18.7%となり、2013年から横ばいとなっている。**
**2030年には2018年と比較して太陽光の発電量が約5.7倍、風力の発電量が約2倍に増加する見込みである。電源構成に占める割合は太陽光が27.0%、風力が34.5%まで増加する見込みである。**




IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、National Energy and Climate Plans（2020年9月）を基に作成

## 3-5.再エネ電力：設備容量

スペインの再エネ電力は2013年頃から導入量が停滞している。
計画では2020年に約7,500万kWだが、5,000万kWに届かない状況が続いている。

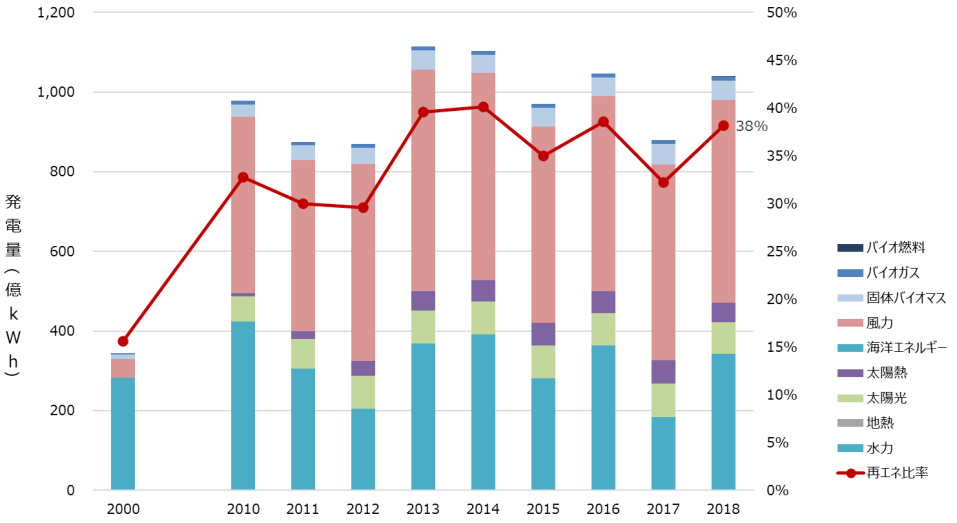



出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成



## 3-6.再エネ電力：発電量

再エネ比率は2020年目標40.0%に対して、2018年38.0%となっている。




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-7.再エネ電力：数値データ

再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 1554.2 | | 1608.6 | 1607.5 | 1608.5 | 1673.0 | 1676.8 | 1677.3 | 1674.3 | 1674.2 | 1674.3 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 1.0 | | 387.3 | 428.3 | 456.9 | 469.0 | 469.7 | 470.4 | 471.3 | 472.3 | 476.4 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 73.2 | 114.9 | 200.0 | 230.4 | 230.4 | 230.4 | 230.4 | 230.4 | 230.4 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| 風力 | 220.6 | | 2069.3 | 2152.9 | 2278.9 | 2295.8 | 2292.5 | 2294.3 | 2299.0 | 2312.4 | 2340.5 |
| 固体バイオマス | 24.4 | | 76.8 | 78.7 | 86.4 | 89.1 | 91.1 | 91.1 | 91.1 | 91.9 | 91.8 |
| バイオガス | 5.0 | | 20.5 | 20.9 | 21.8 | 22.0 | 22.3 | 22.4 | 22.4 | 22.5 | 23.4 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.6 |
| 合計 | 1805.2 | | 4235.7 | 4403.2 | 4652.5 | 4779.8 | 4783.3 | 4786.4 | 4789.0 | 4804.2 | 4837.8 |

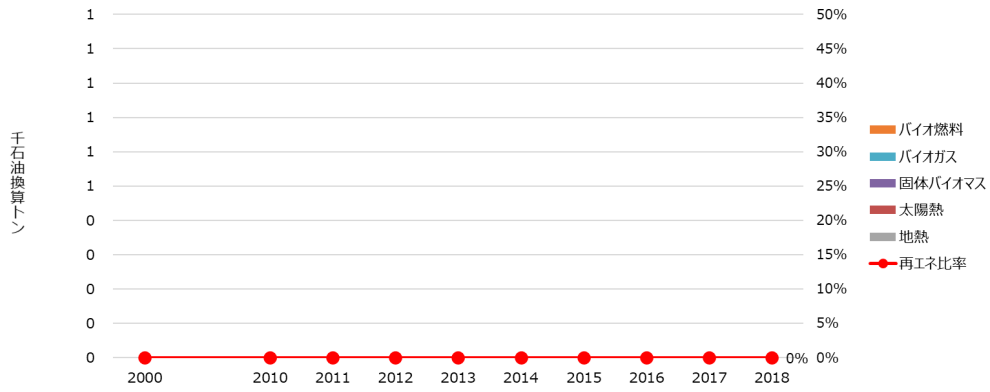
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 282.6 | | 423.0 | 306.0 | 205.5 | 368.7 | 391.7 | 281.4 | 364.0 | 183.2 | 343.3 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.1 | | 64.3 | 74.4 | 81.9 | 83.3 | 82.2 | 82.7 | 80.6 | 85.1 | 78.8 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 7.6 | 19.6 | 37.8 | 47.7 | 54.6 | 55.9 | 55.8 | 58.8 | 48.7 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 47.3 | | 442.7 | 429.2 | 494.7 | 556.5 | 520.1 | 493.3 | 489.1 | 491.3 | 509.0 |
| 固体バイオマス | 11.8 | | 31.7 | 38.1 | 41.1 | 48.3 | 45.1 | 47.8 | 47.8 | 51.4 | 49.8 |
| バイオガス | 3.2 | | 8.5 | 8.0 | 8.7 | 9.7 | 9.1 | 9.8 | 9.1 | 9.4 | 9.2 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 |
| 合計 | 344.9 | | 977.8 | 875.2 | 869.6 | 1114.1 | 1102.7 | 970.9 | 1046.3 | 879.2 | 1038.9 |
| 再エネ比率 | 16% | | 33% | 30% | 30% | 40% | 40% | 35% | 39% | 32% | 38% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-8.再エネ熱供給プラント：消費量

再エネによる熱供給実績なし。




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出

## 3-9.再エネ熱供給プラント：数値データ

**再エネによる熱供給実績なし。**

熱供給プラント

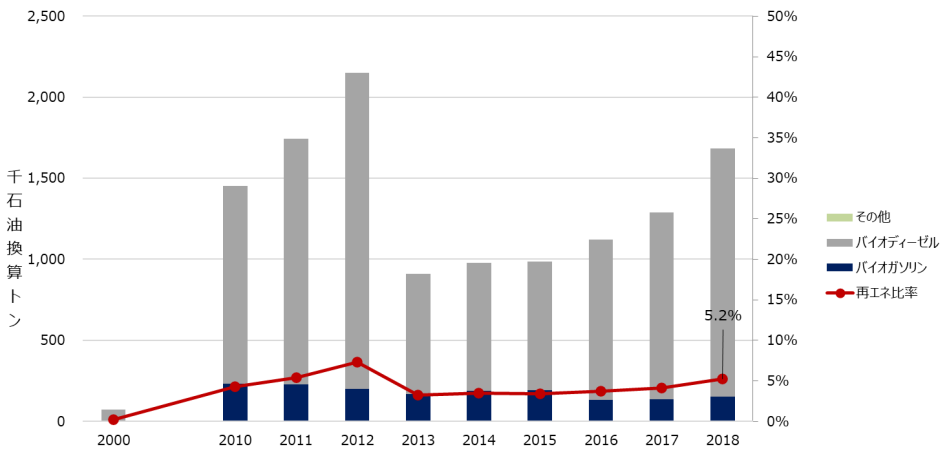
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| バイオガス | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 再エネ比率 | 0% | | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-10.再エネ交通燃料：消費量

**交通燃料の再エネ比率は微増にとどまっている。**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-11.再エネ交通燃料：数値データ

**再エネ交通燃料の数値データを以下に示す。**

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 0.0 | | 232.0 | 227.0 | 200.0 | 168.0 | 188.0 | 190.0 | 134.0 | 138.0 | 154.0 |
| バイオディーゼル | 72.0 | | 1221.0 | 1515.0 | 1952.0 | 740.0 | 790.0 | 795.0 | 987.0 | 1152.0 | 1528.0 |
| その他 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 72.0 | | 1453.0 | 1742.0 | 2152.0 | 908.0 | 978.0 | 985.0 | 1121.0 | 1290.0 | 1682.0 |
| 再エネ比率 | 0.2% | | 4.3% | 5.4% | 7.3% | 3.3% | 3.5% | 3.4% | 3.7% | 4.1% | 5.2% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

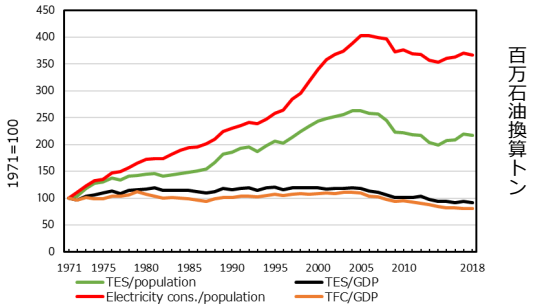


# 3. 進捗　-省エネ-

## 3-12.省エネの進捗

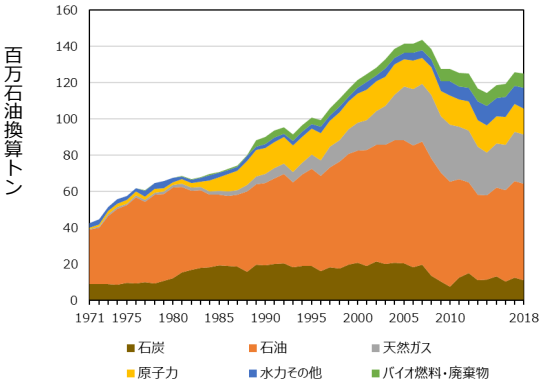
**スペインの一次エネルギー供給量は2007年にピークを迎えた後、減少に転じたが、2014年に底を打ち、増加傾向にある。2018年は1990年比約39%増となった。**

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



## 4-1.気候変動に係る政府機関・関連機関

| 機関 | 概要 |
|---|---|
| 環境移行・人口問題省<br>（Ministerio para la Transición Ecológicato） | • 環境に優しい社会への移行のための気候変動対策<br>• 汚染防止、自然遺産、生物多様性、環境保護に関する国内法整備<br>• エネルギーに関する国内法制定（省エネ、再エネ促進や新規エネルギー・鉱物関連政策の支援、必要に応じてエネルギー供給の安定化施策の適用） |
| 気候変動省庁横断委員会<br>（Climate Change Interministerial Commission） | • 農業・食料・環境省大臣を議長とした省庁横断的調整組織<br>• 各省庁が代表者を送り、気候変動政策を議論 |
| 国家気候議会<br>（National Climate Council） | • 気候変動戦略の策定、モニタリングと評価を実施<br>• 議長は農業・食料・環境大臣 |
| エネルギー多様化及び保全機関<br>（Institute for Diversification and Saving of Energy（IDAE）） | • エネルギー効率向上、再生可能エネルギーの導入、低炭素技術を促進<br>• 上記テーマに関する情報発信、トレーニング、技術的助言、特定の技術開発プロジェクトの開発及び資金提供を実施 |

出所　IEA，Energy Policies of IEA Countries 2015 Review Spain，19.20ページ、スペイン環境移行・人口問題省（Ministerio para la Transición Ecológicato）ホームページを基に作成



# 4．政府機関

# 5．再エネ政策

## 5-1.再エネ政策の概要

電力分野では、2010年代に入って政府が進めていた電力市場改革の一環として、固定価格買取制度が2012年1月に新規設備登録が停止され、2013年には既存設備を含めて制度が廃止された。既存設備は、新たな補助金による支援制度に移行。
運輸燃料分野には割当制度が導入されている。

| | |
|---|---|
| 電力 | • 2012年に従来の固定価格買取制度を停止。<br>• 2014年6月に新たな補助金による支援対象設備を決める入札制度を導入。<br>• 入札は不定期で2018年10月までに3回実施されている。<br>• 2015年、自家発電再エネの設備容量・発電量に対する税を導入。<br>• 2018年10月、上記税を廃止。<br>• 2020年12月からCfD FIT形式に支援形態を改正した入札制度に移行。 |
| 熱 | • 国レベルで特段の支援策は講じられていない。<br>• 建物に太陽熱集熱器の設置を義務付ける規定を設けている地方自治体の事例有り。 |
| 運輸燃料 | • 燃料の卸売・小売事業者および消費者に燃料に占めるバイオ燃料割合の下限を設定。<br>• 各々が基準を満たすことを示す証明書を提出する必要がある。 |

出所　RES LEGAL，Overall Summaryを基に作成，
http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/

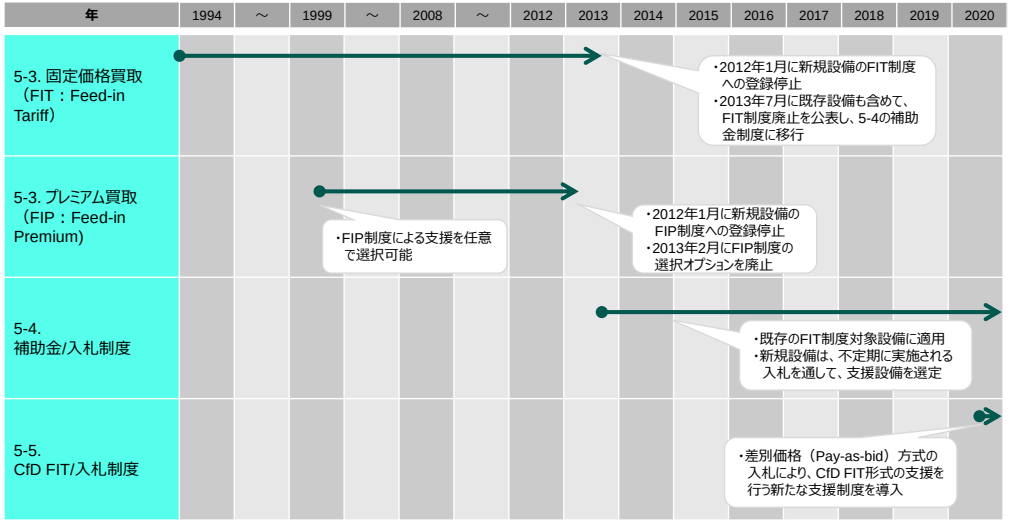


# 5．再エネ政策　-電力-

## 5-2.主な再生可能エネルギー促進制度の変遷

スペインは、固定価格買取（FIT）とプレミアム買取（FIP）を選択可能な制度により、再エネ導入促進を図ってきたが、2013年7月に既存設備も含めて制度廃止が公表された。
既存のFIT設備は、エネルギー源や設備規模ごとに決定された特定料金を支援する制度に、新規設備は、その支援水準を不定期の入札で決定する方式に移行した。その後、2020年12月に、差別価格方式の入札により、CfD FIT形式の支援を行う新制度を導入。

スペインの電力分野における主な再エネ促進制度の変遷

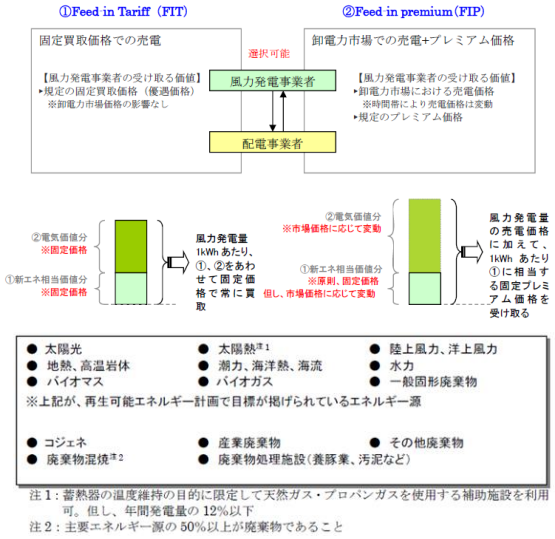



出所　RES LEGAL，Tendersを基に作成，
http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-regimen-especial/lastp/195/



## 5-3.固定価格買取（FIT）、プレミアム買取（FIP）

スペインでは、1990年代から、再エネ事業者が固定価格買取（FIT）とプレミアム買取（FIP）での支援を選択できる制度を施行し、再エネ導入促進を図ってきた。両制度の概念および支援対象電源は、下図のとおり。
しかし、電気事業者による電力料金の徴収不足に伴う累積赤字の増大を受けて、2013年に既存設備も含めて制度が廃止された。




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月を基に作成
http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-regimen-especial/lastp/195/

## 5-4.補助金/入札制度

**従来のFIT/FIP制度で支援を受けていた設備は、設備の閉鎖までの期間の投資収益率（IRR）を約7.4%として、市場価格で妥当な収益を得られないと判断された設備には、当該設備のエネルギー源や設備規模に応じて決定される「特定料金」を支払う新制度に移行。**
**新規設備については、支援対象設備と支援額は、不定期の入札によって決定する。**
**2020年12月に、落札価格決定方式を差別価格（Pay-as bid）方式に変更した太陽光を対象とした入札に移行（次ページ参照）。**

| 項目 | 内容 |
|---|---|
| 対象となる電源 | • 入札が実施される際に、対象となる電源が発表される。<br>• 直近の入札は2017年7月であり、その時の対象電源は太陽光と風力。 |
| 入札量 | • 直近の入札では3,000MWの上限が設定された。 |
| 入札時期 | • 不定期（実績：2016年1月、2017年5月、2017年7月） |
| 落札価格決定方式 | • 均一価格方式（全ての落札者が、最も低い割引率で落札した者と同額を受け取る） |

出所　RES LEGAL，Tendersを基に作成，
http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-regimen-especial/lastp/195/



# 5. 再エネ政策　–運輸燃料-

## 5-5.CfD FIT/入札制度

**スペインでは、、2020年6月23日付法令（RDL23/2020） に基づき、CfD FIT形式で支援を行う設備を決定する入札制度が導入され、2020年12月に第1回の入札が行われた。今後、2025年までのエネルギー源別の年間入札最低容量が決められている。**

スペインの新たなCfD FIT/入札制度の概要

| | |
|---|---|
| 支援期間 | • 12年間。バイオマスのみ15年間。 |
| 落札価格決定方式 | • 差別価格（Pay-as-bid）方式。落札価格で支援。 |
| 支援対象エネルギー | • 前日または当日市場での総売電量。相対契約での売電は認められない。 |
| 決済方法 | • 卸電力取引市場運営者が、各発電者の落札価格と市場価格の差額決済を実施。仮に、市場価格が落札価格を上回ると、発電者が差額を支払い。 |

スペインの新たなCfD FIT/入札制度での年間入札最低容量（単位：MW）

| | 2020年 | 2021年 | 2022年 | 2023年 | 2024年 | 2025年 | 累計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 風力 | 1,000 | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 8,500 |
| 太陽光 | 1,000 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 10,000 |
| 集光型太陽熱 | | 200 | | 200 | | 200 | 500 |
| バイオマス | | 140 | | 120 | | 120 | 380 |
| その他※ | | 20 | | 20 | | 20 | 60 |

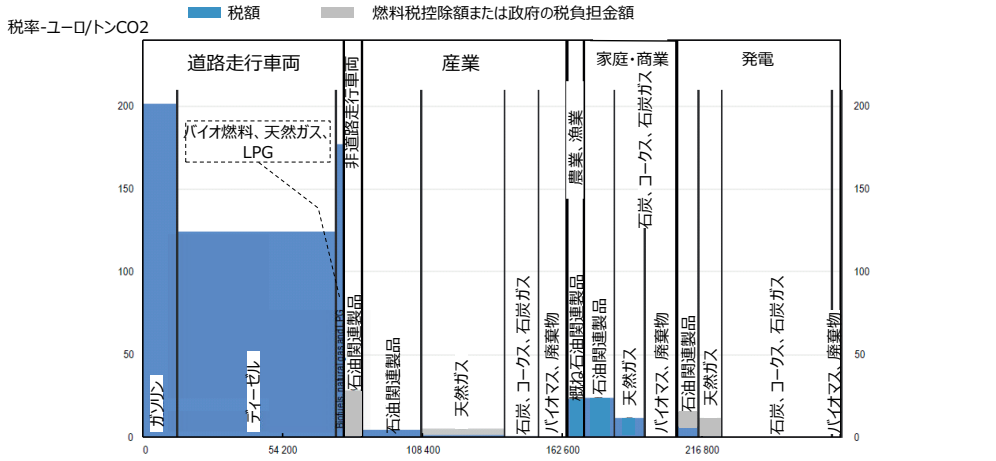
※ バイオガス、水力、潮汐等

出所　環境移行・人口問題省ホームページ（2021年3月1日時点）を基に作成，
https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/convocatorias/Paginas/1subasta-otorgamiento-regimen-economico.aspx



## 5-5.エネルギー課税

**車両用のガソリンとディーゼルや、家庭・商業用の石油や天然ガスに課税。**
**発電用は石油関連に課税されているが、控除額も大きい。**




※ガソリンの税率は、国内で最も一般的とされるバイオ燃料の混合率を適用し計算。
※国内の非道路走行車両については非課税。
※発電に使われる重油及び軽油は課税対象となる。

出所　OECD，Taxing Energy Use 2018，2.6.7ページを基に作成

## 5-6.バイオ燃料

**燃料の卸売・小売事業者および消費者に対して、販売・消費する燃料に占めるバイオ燃料割合の下限を設定。**

| 項目 | 再エネと見なされる燃料 |
|---|---|
| バイオ燃料 | • バイオエタノール<br>• バイオディーゼル<br>• バイオガス<br>• DME<br>• バイオメタノール<br>• バイオETBE<br>• バイオMTBE<br>• 野菜油<br>• 合成バイオ燃料<br>• その他バイオマス由来燃料 |
| 水素 | • 再エネ由来水素 |

| 年 | バイオ燃料導入下限 |
|---|---|
| 2016 | 4.3% |
| 2017 | 5.0% |
| 2018 | 6.0% |
| 2019 | 7.0% |
| 2020 | 8.5% |

出所　RES LEGAL，Heating and Coolingを基に作成，
http://www.res-legal.eu/search-by-country/spain/tools-list/c/spain/s/res-t/t/promotion/sum/196/lpid/195/



# 6. 省エネ政策

## 6-1.炭素ファンドFES – CO2

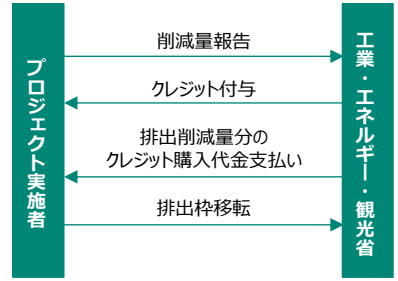
**2011年の持続可能な経済に関する法律*に基づき、EU排出量取引制度対象外の業種の事業者が参加できる、低炭素プロジェクトの助成金制度。**
**スペインの排出削減報告に用いることができるよう、クレジットの削減量に応じて政府がクレジット購入対価を支払い、クレジットを買い取る。**

### プロジェクト適格要件

| | |
|---|---|
| 業種 | 交通、農業、不動産・建設、廃棄物処理等（EU-ETS非対象セクター） |
| その他要件 | • 業界分野に課せられた現在の排出規制よりも追加的な排出削減をすること<br>• 排出削減効果として認められるのは、CO2のほか、Fガスも含まれる。<br>• 削減量や炭素排出量が測定可能で検証可能であること（スペインのGHG排出インベントリに加算するため）<br>• 政府委員会が承認した方法論で計算された排出削減であること |

※英語表記の法律名は、Law 2/2011 of Sustainable Economy

### 削減量への対価支払いスキーム




※プロジェクト開始後、4年間の排出削減分のクレジットについて、政府が購入を保証。ただし、FES-CO2により認められた方法論に則り削減量が計算され、削減状況のモニタリングや、第三者の認証を経たプロジェクトのみにクレジットを付与する

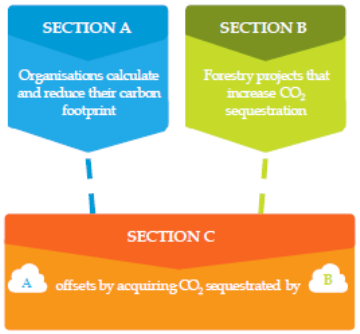
出所　Ministry of Agriculture and Fisheries Food and Environment，Fondo de Carbono - FES-CO2，http://www.mapama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/fondo-carbono/（2018.7.10時点），
Ministry of Agriculture and Fisheries, Food and Environment，"Proyectos clima" Emission reduction projects program，3ページ，5ページ，7ページ，8ページを基に作成



## 6-2.カーボンフットプリント登録制度

**2014年発行のカーボンフットプリント登録に関する政令。**
**企業・NGO・公共団体が自社のCO2排出削減計画を自主的に登録し、植林によるCO2炭素隔離プロジェクト実施者から排出量を購入することが可能。**

| | |
|---|---|
| 概要 | 以下の3つのセクションに分かれている。<br>A カーボンフットプリント登録とGHG排出削減計画の登録セクション<br>B 炭素隔離プロジェクト登録セクション<br>C カーボンフットプリント相殺セクション（AがBを通じて相殺） |
| 排出登録部門概要 | • スコープ1と2の登録のみ<br>• 中小企業、NGO、スペインの公共団体の一部であること<br>• 製造プロセスからの排出がないこと<br>• 参加は任意 |
| 登録森林要件 | • 最低1ヘクタールの森林面<br>• 森林成長時に最低20%以上の面積を森林で覆われる土地<br>• 森林成長後に3メートル以上の高さにまで生育する土地 |



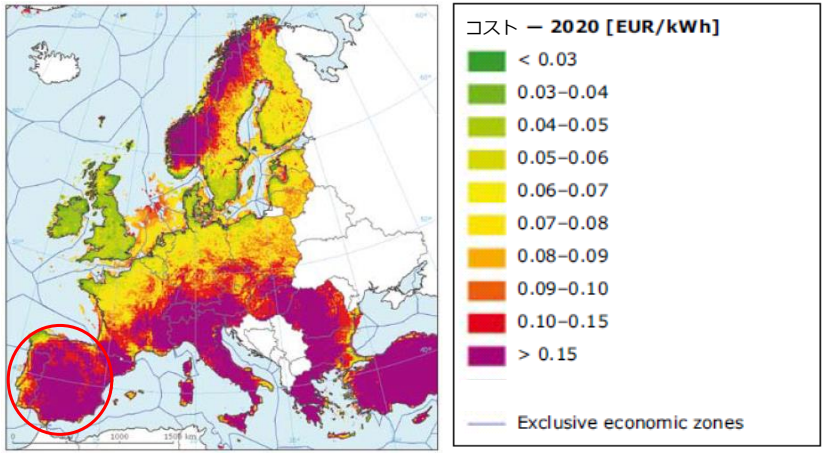

出所　Ministry of Agriculture, Food and Environment，Spanish Registry of Carbon Footprint, Offsetting and CO2 Removal，1～2ページを基に作成

# 7. 再エネポテンシャル

## 7-1.風力ポテンシャル

**EEA(欧州環境機関）は、風力導入ポテンシャルを、想定される発電コスト別にマッピングしている。スペインには比較的適地が少ない。**

風力の地域別風力発電コスト（2020年）

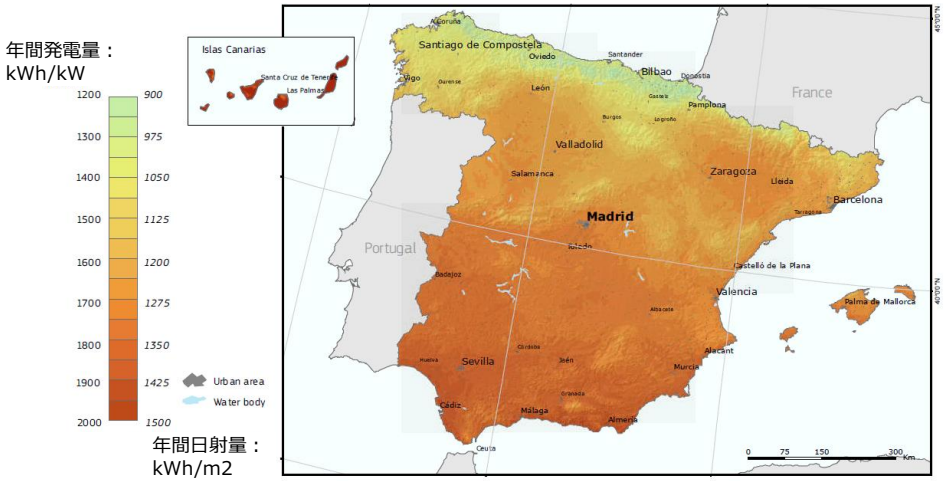



出所　European Environment Agency, Europe's onshore and offshore wind energy potential, 48ページを基に作成



## 7-2.太陽光ポテンシャル

**スペインは、南部の方が北部に比べて日射量が多く、適地は南部に集中。**



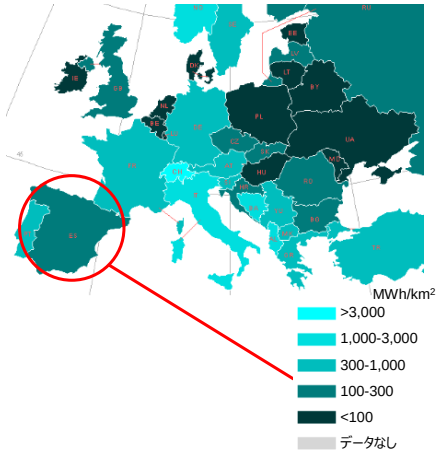

出所　European Commission, PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM, 2019年3月8日時点を基に作成



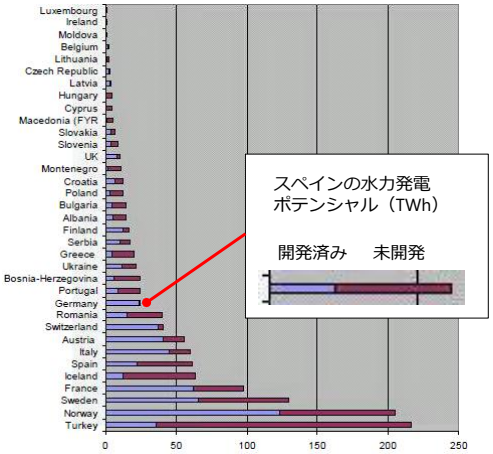
## 7-3.水力ポテンシャル

**EUROELECTRICの調査によるとスペインの水力ポテンシャルは未開発の部分が多く残るとされる。**

国土面積あたりの開発ポテンシャル




各国の水力発電ポテンシャル（TWh）

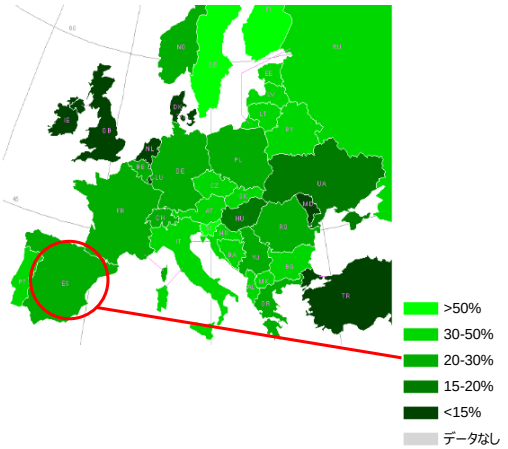



出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/hydro-europe/index.shtml，
2017年7月26日時点、EUROELECTRIC，hydro report final，14ページを基に作成

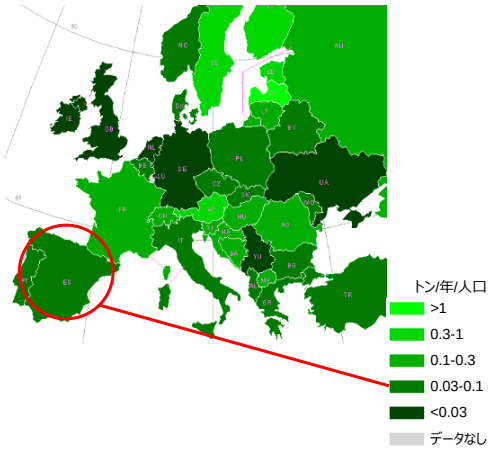
## 7-4.バイオマスポテンシャル

バイオマス発電の主要原料の一つである森林の国別賦存量は、スペイン国土に占める森林割合は20-30%。人口当たりの量は比較的低い。

国土に占める森林の割合（割合が高いほど色が薄い）




人口当たりの木材生産量（量が大きいほど色が薄い）




出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/bio-europe/index.shtml，2017年7月26日時点を基に作成



# 8. 再エネコスト

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(1)

スペインのユーティリティ規模の太陽光発電導入コストは、欧州で最も低い水準にある。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 5,431 | 3,918 | 3,348 | 3,069 | 2,221 | 2,437 | 2,210 | 2,101 | 2,070 |
| 英国 | 5,913 | 4,700 | 2,781 | 2,306 | 1,943 | 1,529 | 1,465 | 1,267 | 1,362 | 1,018 |
| ドイツ | 3,705 | 2,959 | 2,341 | 2,007 | 1,600 | 1,280 | 1,162 | 1,114 | 1,113 | 899 |
| フランス | 5,470 | 5,592 | 5,153 | 3,245 | 2,369 | 1,559 | 1,320 | 1,240 | 1,074 | 979 |
| イタリア | 5,286 | 4,876 | 2,571 | 2,035 | 1,972 | | | 972 | 870 | 830 |
| スペイン | 4,672 | 3,263 | 2,688 | 2,310 | 2,316 | 1,195 | | | | 766 |
| 豪州 | 6,907 | 6,777 | 4,908 | 2,881 | 3,007 | 2,236 | 1,925 | 1,971 | 1,520 | 1,236 |
| 米国 | 4,667 | 4,534 | 4,425 | 3,914 | 2,885 | 2,571 | 2,221 | 1,873 | 1,549 | 1,221 |
| インド | 5,051 | 3,112 | 2,730 | 2,810 | 1,907 | 1,300 | 1,119 | 1,116 | 793 | 618 |
| 中国 | 3,947 | 3,417 | 2,742 | 2,117 | 1,763 | 1,362 | 1,233 | 1,157 | 879 | 794 |
| 韓国 | 8,881 | 5,912 | 2,290 | 2,663 | 2,211 | 2,091 | 2,064 | 1,581 | 1,326 | 1,252 |

注）イタリアの2015年、2016年、スペインの2016年~2018年数値は、原典で報告なし

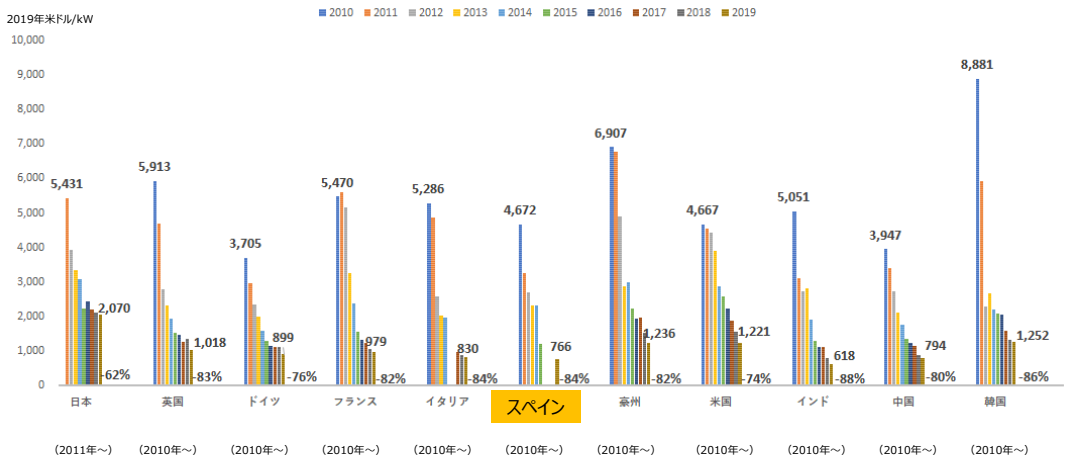
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成



## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(2)

主要国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。
スペインのユーテリティ規模の太陽光発電の導入コストも、2019年時点で、2010年から84%コストダウンして、766米ドル/kWとなっている。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019米ドル/kW)

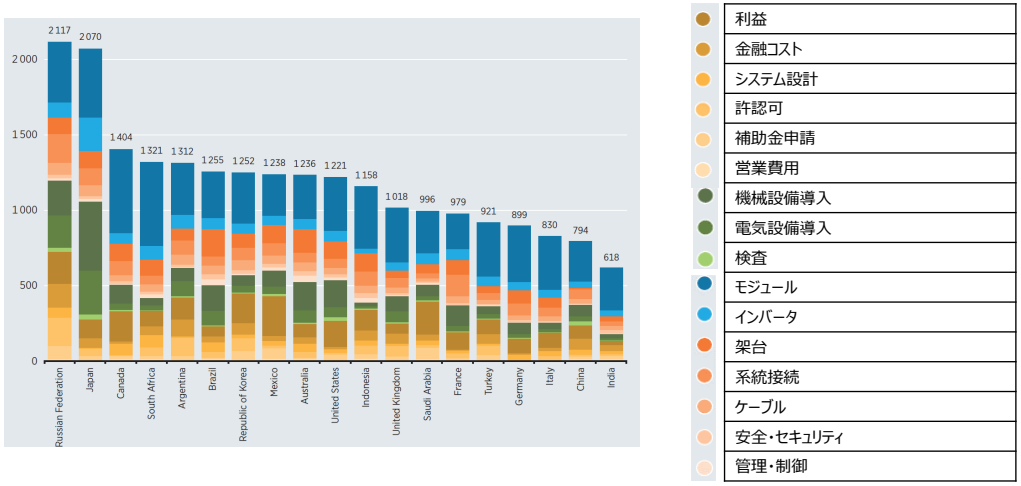



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(3)

スペインのユーティリティ規模太陽光発電設備のコストは、低コスト化が進む諸外国の中でも低い水準にある。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)









出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 66ページ（Figure3.5）を基に作成

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(4)

スペインのユーテリティ規模の太陽光発電の発電コストは、各国と比較しても低い水準にある。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 0.405 | 0.301 | 0.260 | 0.241 | 0.179 | 0.188 | 0.155 | 0.150 | 0.144 |
| 英国 | 0.474 | 0.455 | 0.279 | 0.235 | 0.200 | 0.162 | 0.160 | 0.136 | 0.145 | 0.111 |
| ドイツ | 0.334 | 0.294 | 0.246 | 0.202 | 0.154 | 0.127 | 0.115 | 0.109 | 0.108 | 0.090 |
| フランス | 0.351 | 0.373 | 0.412 | 0.246 | 0.171 | 0.125 | 0.102 | 0.096 | 0.084 | 0.080 |
| イタリア | 0.383 | 0.364 | 0.191 | 0.174 | 0.148 | | | 0.080 | 0.072 | 0.068 |
| **スペイン** | **0.289** | **0.207** | **0.172** | **0.135** | **0.134** | **0.080** | | | | **0.056** |
| 豪州 | 0.376 | 0.396 | 0.248 | 0.148 | 0.126 | 0.112 | 0.089 | 0.102 | 0.086 | 0.084 |
| 米国 | 0.202 | 0.242 | 0.212 | 0.216 | 0.151 | 0.144 | 0.134 | 0.099 | 0.079 | 0.068 |
| インド | 0.305 | 0.200 | 0.175 | 0.180 | 0.120 | 0.081 | 0.079 | 0.074 | 0.055 | 0.045 |
| 中国 | 0.301 | 0.250 | 0.189 | 0.155 | 0.120 | 0.093 | 0.084 | 0.075 | 0.057 | 0.054 |
| 韓国 | 0.502 | 0.433 | 0.179 | 0.219 | 0.174 | 0.165 | 0.163 | 0.113 | 0.096 | 0.091 |

注）イタリアの2015年、2016年、スペインの2016年~2018年数値は、数値は、原典で報告なし

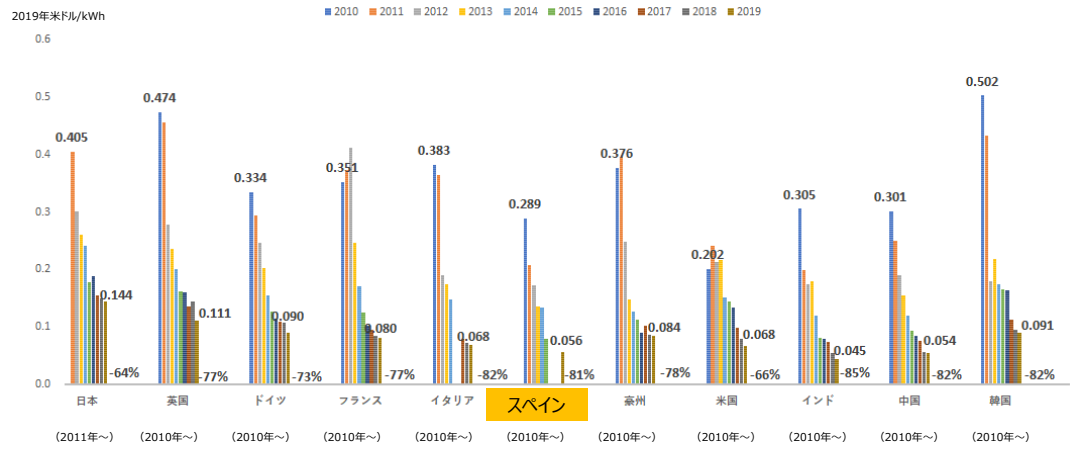


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を基に作成

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(5)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト( $ /kWh）も低減している。
スペインも2019年時点で、2010年から81%コストダウンして、0.056米ドル/kWhとなっている。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(1)

スペインの500kW未満の業務用太陽光導入コストは、各国のなかでもインド、中国に次いで低い水準となっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 5,238 | 4,212 | 3,122 | 2,421 | 2,356 | 2,269 | 2,076 | 1,980 |
| 英国 | | | | | | | 1,884 | 1,730 | 1,662 | 1,647 |
| ドイツ | | 3,496 | 2,259 | 1,927 | 1,691 | 1,267 | 1,354 | 1,290 | 1,260 | 1,130 |
| フランス | 8,534 | 4,145 | 2,889 | 2,932 | 2,880 | 2,262 | 1,854 | 2,138 | 1,999 | 1,678 |
| イタリア | 5,405 | 4,611 | 2,600 | 2,053 | 2,016 | 1,571 | 1,442 | 1,311 | 1,181 | 1,140 |
| **スペイン** | | **4,305** | **3,756** | **3,519** | **3,168** | **1,437** | **1,421** | **1,249** | **1,140** | **1,080** |
| 豪州 | | | | | 2,846 | 2,222 | 1,957 | 1,674 | 1,562 | 1,464 |
| 米国・アリゾナ州 | 7,032 | 6,218 | 5,480 | 4,341 | 3,574 | 3,834 | 3,437 | 3,107 | 2,687 | 2,480 |
| 米国・カリフォルニア州 | 6,491 | 6,267 | 4,970 | 4,634 | 3,668 | 3,569 | 3,697 | 3,505 | 3,197 | 3,081 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 6,935 | 6,315 | 4,973 | 4,229 | 4,004 | 3,706 | 3,620 | 3,065 | 3,007 | 2,652 |
| 米国・ニューヨーク州 | 7,305 | 6,550 | 5,475 | 4,247 | 3,786 | 3,500 | 3,253 | 2,827 | 2,679 | 2,508 |
| インド | | | | | | | | 1,010 | 901 | 817 |
| 中国 | | 3,193 | 2,495 | 2,118 | 1,661 | 1,403 | 1,285 | 1,226 | 936 | 760 |
| 韓国 | | | | | | | | 1,644 | 1,445 | 1,290 |

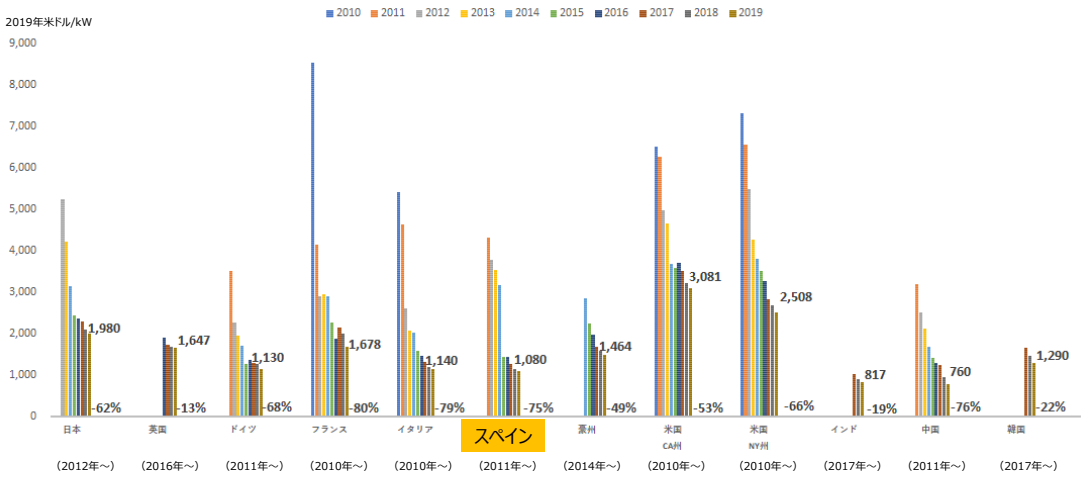


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(2)

主要国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト($/kW)は大きく低減している。
スペインは2019年時点で、2011年から75%コストダウンして、1,080米ドル/kWとなっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(3)

スペインの業務用太陽光の発電コストは、欧州諸国の中で最も低い水準となっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 0.335 | 0.276 | 0.213 | 0.172 | 0.169 | 0.164 | 0.153 | 0.147 |
| 英国 | | | | | | | 0.207 | 0.194 | 0.189 | 0.187 |
| ドイツ | | 0.253 | 0.176 | 0.155 | 0.140 | 0.114 | 0.119 | 0.115 | 0.114 | 0.105 |
| フランス | 0.625 | 0.324 | 0.237 | 0.240 | 0.237 | 0.194 | 0.166 | 0.186 | 0.176 | 0.154 |
| イタリア | 0.322 | 0.279 | 0.171 | 0.141 | 0.139 | 0.115 | 0.108 | 0.101 | 0.094 | 0.092 |
| **スペイン** | | **0.257** | **0.228** | **0.215** | **0.197** | **0.105** | **0.105** | **0.096** | **0.090** | **0.087** |
| 豪州 | | | | | 0.131 | 0.107 | 0.097 | 0.086 | 0.082 | 0.078 |
| 米国・アリゾナ州 | 0.279 | 0.249 | 0.222 | 0.180 | 0.152 | 0.162 | 0.147 | 0.135 | 0.120 | 0.112 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.259 | 0.251 | 0.203 | 0.191 | 0.156 | 0.152 | 0.157 | 0.150 | 0.138 | 0.134 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 0.433 | 0.397 | 0.320 | 0.277 | 0.264 | 0.247 | 0.242 | 0.210 | 0.206 | 0.186 |
| 米国・ニューヨーク州 | 0.439 | 0.397 | 0.337 | 0.268 | 0.243 | 0.227 | 0.213 | 0.189 | 0.181 | 0.171 |
| インド | | | | | | | | 0.071 | 0.066 | 0.062 |
| 中国 | | 0.180 | 0.147 | 0.129 | 0.107 | 0.094 | 0.089 | 0.086 | 0.072 | 0.064 |
| 韓国 | | | | | | | | 0.137 | 0.125 | 0.115 |

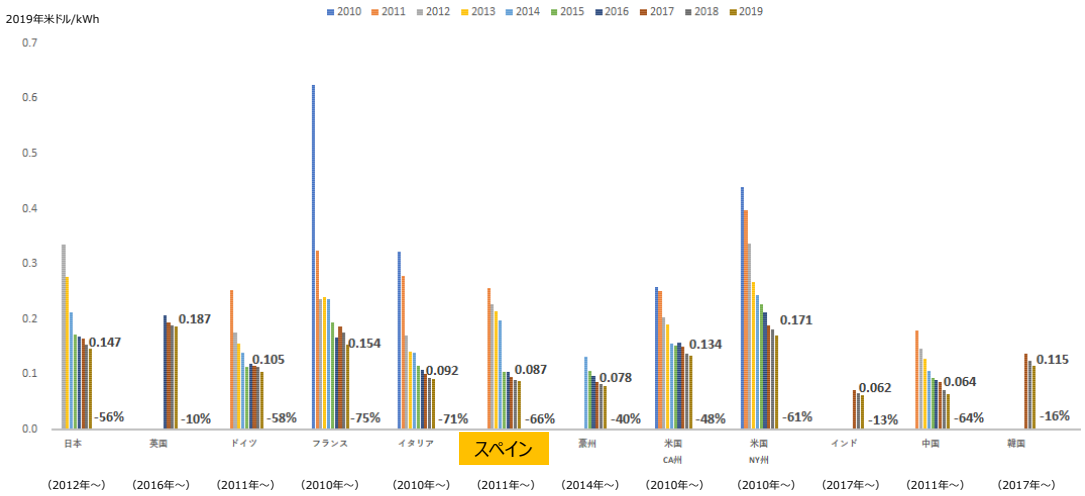


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(4)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト($/kWh）も低減している。
スペインの業務用太陽光の発電コストは、2019年時点で、2011年から66%のコストダウンとなり、0.087米ドル/kWhとなっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

## 8-3.住宅用太陽光(1)

スペインの住宅用太陽光導入コストは1,410ドル/kWと、欧州でも低い水準となっている。

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 7,314 | 7,228 | 6,237 | 4,601 | 3,771 | 3,313 | 2,927 | 2,685 | 2,361 | 2,250 |
| 英国 | | | | 3,300 | 3,475 | 3,007 | 2,668 | 2,692 | 2,597 | 2,566 |
| ドイツ | 4,277 | 3,634 | 2,712 | 2,414 | 2,229 | 1,750 | 1,704 | 1,645 | 1,746 | 1,646 |
| フランス | | 9,797 | 6,950 | 5,773 | 4,231 | 2,359 | 2,174 | 1,967 | 1,771 | 1,600 |
| イタリア | 6,949 | 6,106 | 4,031 | 3,660 | 2,438 | 1,983 | 1,803 | 1,676 | 1,527 | 1,460 |
| **スペイン** | | | | **2,871** | **2,438** | **1,758** | **1,633** | **1,509** | **1,445** | **1,410** |
| 豪州 | 7,715 | 6,126 | 4,301 | 3,670 | 3,424 | 2,198 | 1,988 | 1,738 | 1,557 | 1,380 |
| 米国・カリフォルニア州 | 7,756 | 7,325 | 6,323 | 5,475 | 5,155 | 5,231 | 5,053 | 4,529 | 4,294 | 4,096 |
| 米国・その他州 | 7,705 | 7,049 | 5,697 | 4,921 | 4,954 | 4,925 | 4,280 | 3,844 | 3,702 | 3,652 |
| インド | | | | 2,374 | 2,276 | 1,501 | 1,326 | 1,093 | 916 | 840 |
| 中国 | | | 2,823 | 2,432 | 2,330 | 1,672 | 1,591 | 1,436 | 1,079 | 840 |
| 韓国 | | | | 3,036 | 3,056 | 2,166 | 2,079 | 1,707 | 1,527 | 1,440 |

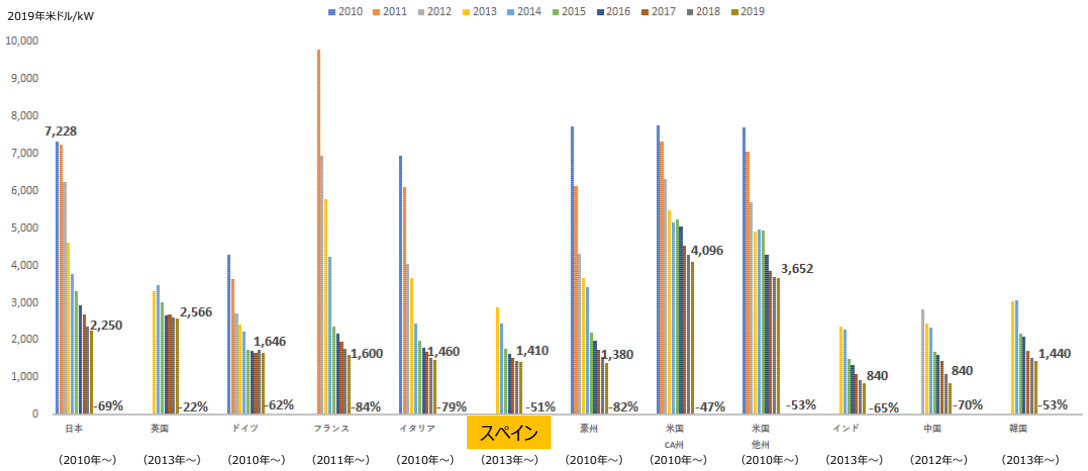


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成

# 8-3.住宅用太陽光(2)

**主要国の住宅用太陽光発電の導入コスト($/kW)は大きく低減している。**
**スペインの住宅用太陽光の導入コストは、2019年時点で、2013年から51%コストダウンし、1,410米ドル/kWであった。**

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成

# 8-3.住宅用太陽光(3)

**安価な導入コストを背景に、発電コストも世界的に低い水準となっている。**
**スペインの住宅用太陽光の発電コストは、欧州のなかで最も低い水準となっている。**

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 0.455 | 0.450 | 0.393 | 0.298 | 0.250 | 0.224 | 0.202 | 0.188 | 0.169 | 0.163 |
| 英国 | | | | 0.327 | 0.342 | 0.302 | 0.274 | 0.276 | 0.268 | 0.265 |
| ドイツ | 0.301 | 0.261 | 0.204 | 0.185 | 0.174 | 0.144 | 0.141 | 0.138 | 0.144 | 0.138 |
| フランス | | 0.712 | 0.516 | 0.435 | 0.330 | 0.201 | 0.188 | 0.174 | 0.161 | 0.149 |
| イタリア | 0.405 | 0.360 | 0.248 | 0.228 | 0.162 | 0.137 | 0.128 | 0.121 | 0.113 | 0.109 |
| **スペイン** | | | | **0.181** | **0.158** | **0.122** | **0.116** | **0.109** | **0.106** | **0.104** |
| 豪州 | 0.319 | 0.258 | 0.187 | 0.163 | 0.154 | 0.106 | 0.098 | 0.089 | 0.082 | 0.075 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.306 | 0.290 | 0.253 | 0.222 | 0.210 | 0.213 | 0.207 | 0.187 | 0.179 | 0.171 |
| 米国・その他州 | 0.304 | 0.280 | 0.230 | 0.202 | 0.203 | 0.202 | 0.178 | 0.162 | 0.157 | 0.155 |
| インド | | | | 0.132 | 0.128 | 0.093 | 0.085 | 0.074 | 0.067 | 0.063 |
| 中国 | | | 0.162 | 0.144 | 0.139 | 0.107 | 0.103 | 0.096 | 0.079 | 0.067 |
| 韓国 | | | | 0.224 | 0.225 | 0.170 | 0.164 | 0.141 | 0.130 | 0.125 |

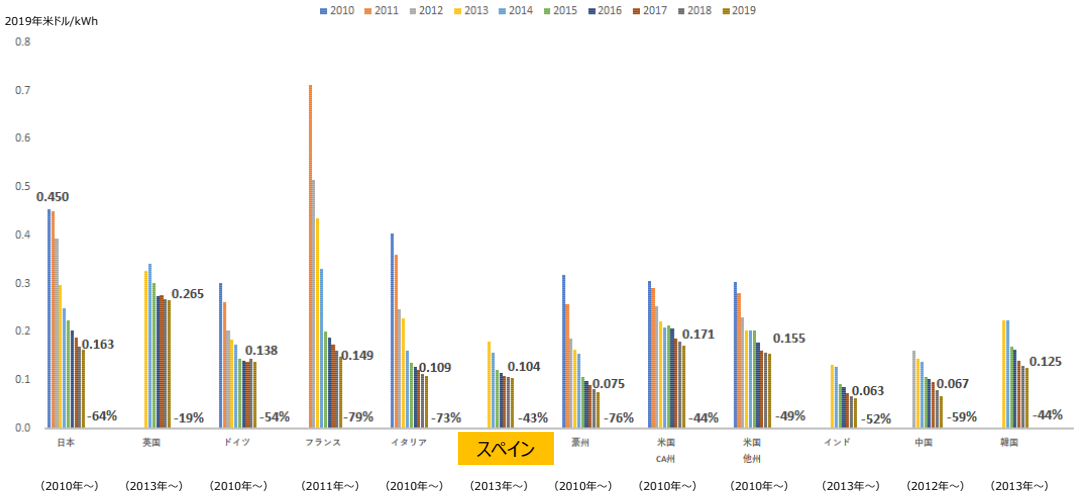


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

# 8-3.住宅用太陽光(4)

**設備コストの低減と共に各国の発電コスト($/kWh）も低減している。**
**スペインの住宅用太陽光発電の発電コストは、2019年時点で2013年から43%コストダウンし、0.104米ドル/kWhとなっている。**

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

# 8-4.陸上風力(1)

**スペインの陸上風力の導入コストは、他の欧州諸国と比較して非常に低い水準にある。**

各国の陸上風力の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 2,239 | 2,146 | 2,745 | 2,323 | 2,746 | 2,471 | 2,611 | 2,263 |
| 英国 | | 3,445 | 2,700 | 1,936 | 2,171 | 2,222 | 2,231 | 2,092 | 2,113 | 1,859 | 1,896 |
| ドイツ | 3,862 | 3,445 | 2,445 | 2,275 | 2,230 | 2,271 | 1,973 | 1,936 | 1,935 | 1,904 | 1,762 |
| フランス | | | | 1,792 | 1,840 | 2,477 | 1,790 | 1,771 | 2,017 | 1,950 | 1,765 |
| イタリア | | | 2,700 | 2,241 | 2,042 | 2,555 | 2,122 | 1,788 | 2,559 | 1,758 | 1,670 |
| **スペイン** | | **3,445** | **2,700** | **2,241** | **1,865** | **2,450** | **1,657** | **1,633** | **1,792** | **2,339** | **1,552** |
| デンマーク | 3,862 | 3,281 | 2,572 | 2,134 | 1,695 | 2,376 | 1,901 | 1,901 | 1,751 | 1,903 | 1,900 |
| 米国 | 4,950 | 3,249 | | 1,845 | 1,644 | 2,393 | 1,821 | 1,861 | 1,685 | 1,643 | 1,553 |
| カナダ | | 3,249 | | 1,956 | 1,681 | 2,693 | 2,524 | 2,364 | 2,075 | 1,856 | 2,430 |
| インド | | 3,586 | 3,043 | 2,225 | 1,601 | 1,370 | 1,274 | 1,172 | 1,159 | 1,160 | 1,054 |
| 中国 | | | | 2,282 | 1,678 | 1,482 | 1,416 | 1,376 | 1,315 | 1,292 | 1,222 |

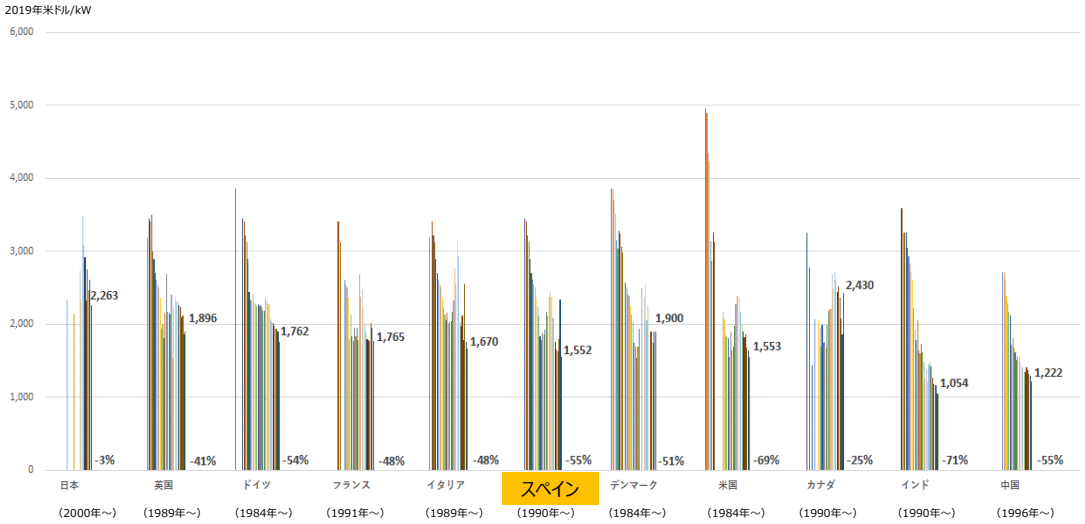


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成

## 8-4.陸上風力(2)

スペインおよび諸外国の陸上風力の導入コストの推移は以下の通りである。
スペインでは、2019年時点で1,552米ドル/kWであり、欧州でも低い水準となっている。

各国の陸上風力の導入コスト推移（1984～2019年、2019年米ドル/kW）






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成

## 8-4.陸上風力(3)

スペインの陸上風力発電の発電コストは、他の欧州諸国と比較して、最も低い水準にある。

各国の陸上風力の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 0.169 | 0.165 | 0.157 | 0.115 | 0.163 | 0.121 | 0.128 | 0.113 |
| 英国 | | 0.212 | 0.178 | 0.108 | 0.126 | 0.086 | 0.084 | 0.076 | 0.076 | 0.057 | 0.071 |
| ドイツ | 0.241 | 0.212 | 0.179 | 0.152 | 0.125 | 0.107 | 0.087 | 0.084 | 0.083 | 0.072 | 0.068 |
| フランス | | | | 0.119 | 0.111 | 0.106 | 0.078 | 0.076 | 0.090 | 0.075 | 0.065 |
| イタリア | | | 0.178 | 0.145 | 0.123 | 0.113 | 0.094 | 0.074 | 0.097 | 0.065 | 0.062 |
| **スペイン** | | **0.177** | **0.140** | **0.116** | **0.106** | **0.104** | **0.066** | **0.064** | **0.067** | **0.095** | **0.051** |
| デンマーク | 0.241 | 0.205 | 0.155 | 0.150 | 0.097 | 0.100 | 0.067 | 0.066 | 0.059 | 0.059 | 0.060 |
| 米国 | 0.297 | 0.196 | | 0.088 | 0.070 | 0.085 | 0.058 | 0.056 | 0.051 | 0.048 | 0.046 |
| カナダ | | | | 0.121 | 0.087 | 0.096 | 0.085 | 0.088 | 0.074 | 0.064 | 0.073 |
| インド | | 0.238 | 0.231 | 0.173 | 0.112 | 0.081 | 0.077 | 0.069 | 0.058 | 0.049 | 0.049 |
| 中国 | | | | 0.137 | 0.095 | 0.070 | 0.068 | 0.062 | 0.057 | 0.057 | 0.047 |

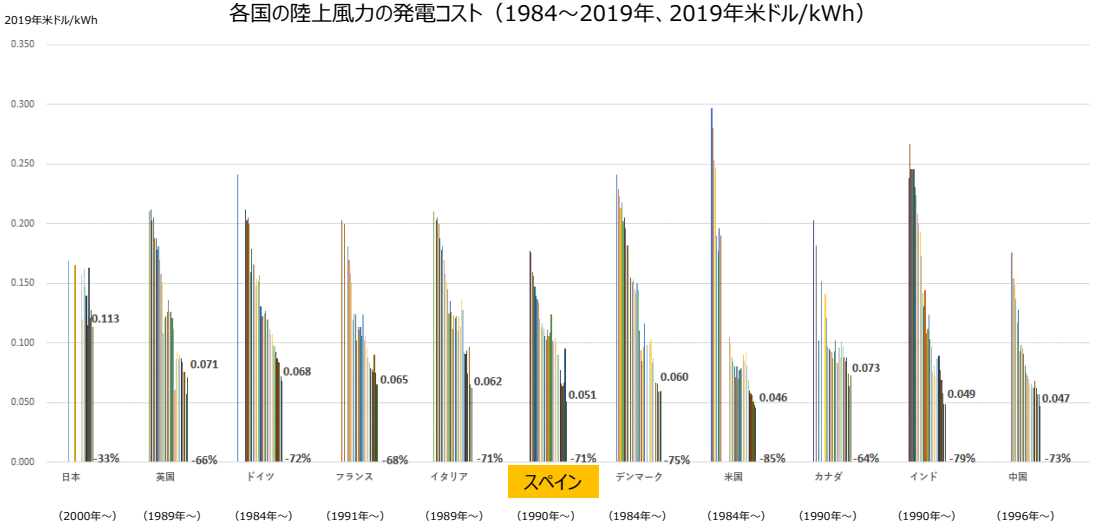


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成

## 8-4.陸上風力(4)

スペインおよび諸外国の陸上風力の発電コストの推移は以下の通りである。
スペインの陸上風力の発電コストは、2019年時点で0.051米ドル/kWhと、諸外国の中でも低い水準となっている。

各国の陸上風力の発電コスト（1984～2019年、2019年米ドル/kWh）



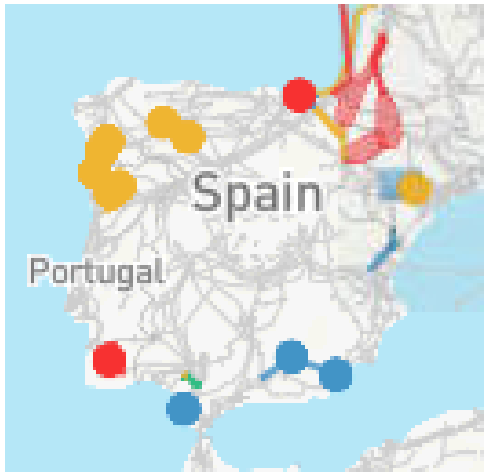



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成

# 9. 電力系統

## 9-1.電力系統

半島国であるスペインは大陸との連系線を主に増強する計画。
電力貯蔵のプロジェクトが多いのが特徴的である。




- 建設中
- 許認可手続中
- 計画中
- 検討中

出所　欧州系統運用者協会ENTSO-Eホームページを基に作成
https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/（2020年2月1日確認）



# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# イタリア

# 1. 概況

## 1-1.EU気候変動パッケージ

**EUは2009年に2020年目標を定めた気候変動パッケージ、2019年に2030年目標を定めた気候変動パッケージを策定。**
**イタリア含むEU加盟国の政策は同パッケージとの整合性が必要。**

2009年気候変動パッケージ

| 項目 | 2020年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス<br>排出量削減比率<br>（1990年比） | 20% |
| 最終消費エネルギー<br>に占める再エネ比率 | 20% |
| エネルギー効率 | 20%向上 |

- EU法で定められた内容に基づき国内法整備
- 再エネや省エネを実現するための行動計画の策定・進捗報告を実施している
- イタリアの2020年再エネ割合目標は20%

2019年気候変動パッケージ

| 項目 | 2030年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス<br>排出量削減比率<br>（1990年比） | 40% |
| 最終消費エネルギー<br>に占める再エネ比率 | 27% |
| エネルギー効率 | 27%向上 |

- 施行後、定められた内容に基づき国内法の整備が必要となる。

出所　各種資料を基に作成



# 2. 目標

## 2-1.削減目標（EU）

**EU目標として、1990年を基準年とした2020年20%、2030年40%のGHG削減目標を設定している。**
**欧州委員会は、2020年9月17日に、2030年のGHG削減目標を1990年比で「少なくとも55%」と引き上げる提案を公表した。**

| | カンクン目標 | 約束草案 |
|---|---|---|
| 基準年 | 1990年 | 1990年 |
| 目標年 | 2020年 | 2030年 |
| 削減目標 | ▲20%（▲30%：他国の合意あり） | ▲40% |
| 対象ガス* | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$ | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$、$NF_3$ |
| 対象セクター | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ 廃棄物<br>■ 航空（EU-ETS（EUの排出権取引制度）対象） | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ LULUCF<br>■ 廃棄物 |
| 国際的な市場メカニズム | 含む | 含まない |

*カンクン目標では対象ガスは不明であるが、関連指令等より上記が対象ガスと考えられる。

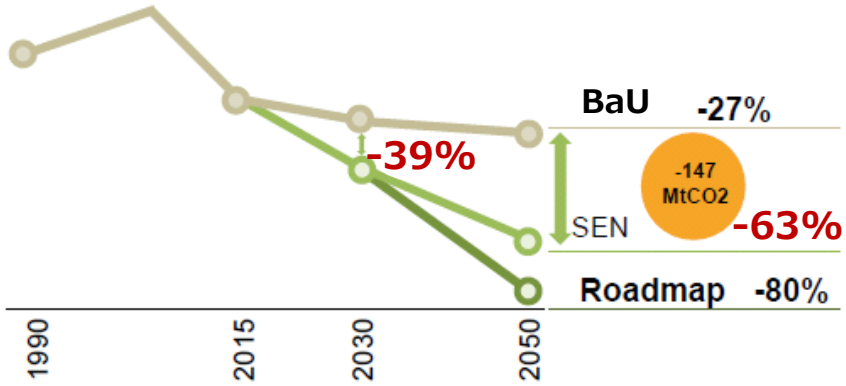
出所　UNFCCC，SUBMISSION BY LATVIA AND THE EUROPEAN COMMISSION ON BEHALF OF THE EUROPEAN UNION AND ITS MEMBER STATES2015，
UNFCCC，Expression of willingness to be associated with the Copenhagen Accord and submission of the quantified economy-wide emission reduction target for 2020
European Commission，「Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people（Brussels, 17.9.2020COM(2020) 562 final）を基に作成



## 2-2.削減目標（国家エネルギー戦略）

**2017年11月10日、イタリア政府は新たなエネルギー政策の枠組みとして「2017年国家エネルギー戦略（SEN 2017：Strategia Energetica Nazionale）」を公表した。エネルギー分野において、1990年を基準年とし、2030年39%、2050年63%の$CO_2$削減目標を設定している。**

2030年・2050年のエネルギー分野における$CO_2$削減目標




出所　Ministero dello Sviluppo Economico，ITALY'S NATIONAL ENERGY STRATEGY 2017（Presentation，6ページ）を基に作成

## 2-3.国家エネルギー戦略(1) (SEN : Strategia Energetica Nazionale)

2030年に向けたエネルギー戦略であり、①産業競争力の強化、②エネルギー供給安定性の改善、③欧州の環境保護を目的としてアクションプランを掲載。(2013年発行、2017年最新)
再エネの割合の増大とエネルギー効率化が重要項目。

アクションプラン(1/2)

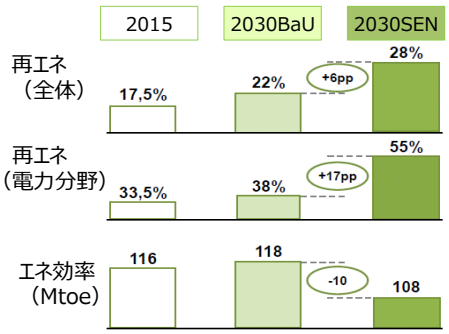
**CO2排出**
- 1990年比で2030年までに39%、2050年までに63%削減
  (エネルギー分野)

**再エネ導入**
- 2030年までに再エネ導入割合28%
  (2015年17.5%)
  - ✓ 電力分野55%(2015年33.5%)
  - ✓ 熱供給分野30%(2015年19.2%)
  - ✓ 運輸分野21%(2015年6.4%)

**エネルギー効率化**
- 2030年までにBAUケースと比較して最終エネルギー消費10Mtoe削減
- 非ET-EUSの家庭・運輸分野のエネルギーミックスの変更

＊国家エネルギー戦略は、国家エネルギー計画(PEN:Piano Energetico Nazionale)の改訂版。

2030年再エネ・エネ効率目標




出所 Ministero dello Sviluppo Economico, ITALY'S NATIONAL ENERGY STRATEGY 2017, 3ページ,
Ministero dello Sviluppo Economico, ITALY'S NATIONAL ENERGY STRATEGY 2017 (Brochure) (Presentation, 8ページ)を基に作成



## 2-3.国家エネルギー戦略(2) (SEN : Strategia Energetica Nazionale)

アクションプラン(2/2)

**脱炭素**
- 石炭火力発電を2025年に全廃

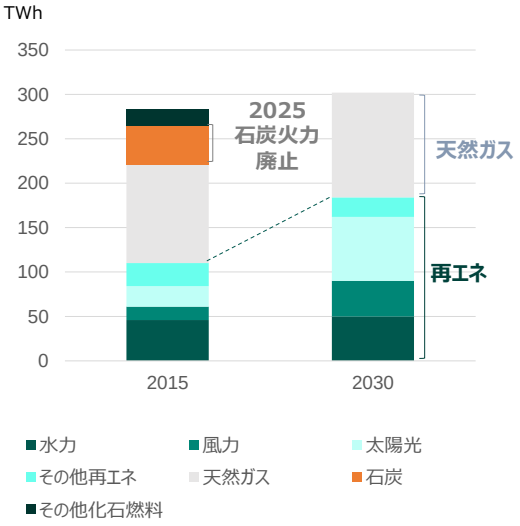
**エネルギー安定供給**
- 電力システムの改革
- 再エネのバックアップとしての天然ガス発電の整備

**エネルギー市場**
- 欧州との電力価格の差の縮小
  - ✓ 2015年差異:家庭35ユーロ/MWh、企業25%
- 北欧との天然ガス価格の差の縮小
  - ✓ 2016年2ユーロ/MWh
- 2030年までに13.5Mtoeの原油消費量を削減

**クリーンエネルギー技術の研究開発投資**
- 2013年222百万ユーロから2021年の444百万ユーロへ

**エネルギー依存低減**
- 2030年までに海外からのエネルギー依存率64%
  (2015年76%)

2030年エネルギーミックス目標




出所 Ministero dello Sviluppo Economico, ITALY'S NATIONAL ENERGY STRATEGY 2017, 4.5.7.8ページ,
Ministero dello Sviluppo Economico, ITALY'S NATIONAL ENERGY STRATEGY 2017 (Brochure) (Presentation, 9ページ)を基に作成



## 2-4.国家エネルギー・気候計画(1)

2019年気候変動パッケージの2030年目標を達成するために、欧州委員会は加盟国に国家エネルギー・気候計画(NECP)の提出を義務付けた。
2019年12月に提出されたイタリアの国家エネルギー・気候計画で示されたエネルギー・気候変動関連の目標は以下のとおり。

国家エネルギー・気候計画のエネルギー・気候変動関連の2030年目標

| | | 2020年目標 | | 2030年目標 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | EU | イタリア | EU | イタリア |
| 再エネ | 最終エネルギー消費に占める再エネ比率 | 20% | 17% | 32% | 30% |
| | 運輸燃料分野の最終消費に占める再エネ比率 | 10% | 10% | 14% | 22% |
| | 熱・冷房分野の最終消費に占める再エネ比率 | | | 1.3%増/年(強制力なし) | 1.3%増/年(強制力なし) |
| 省エネ | PRIMES2007シナリオ(BAUケース)の想定エネルギー使用量対比での一次エネ消費削減 | -20% | -24% | -32.5%(強制力なし) | -43%(強制力なし) |
| | 義務的省エネ制度による最終エネ消費削減 | -1.5%/年(運輸部門除く) | -1.5%/年(運輸部門除く) | -0.8%/年(運輸部門除く) | -0.8%/年(運輸部門除く) |
| GHG | 2005年比でEU-ETS対象プラントの削減 | -21% | | -43% | |
| | 2005年比で非EU-ETS分野の削減 | -10% | -13% | -30% | -33% |
| | 1990年比の総温室効果ガス排出量 | -20% | | -40% | |
| 国際連系 | 国際連系容量水準 | 10% | 8% | 15% | 10% |
| | 国際連系容量 | | 9,285MW | | 14,375MW |

出所 「INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Italy」, 12ページを基に作成



## 2-4.国家エネルギー・気候計画(2)

イタリアの国家エネルギー・気候計画で示された、温室効果ガスの部門別排出量シナリオは以下のとおり。
運輸および民生(住宅およびサービス業)が重要な貢献を果たす計画となっており、2030年までに、民生部門では既存建物の効率を高めること等により約3,500万$CO_2$換算トン、運輸部門では主にシェア/公共モビリティの開発と、エネルギー消費削減および$CO_2$低/ゼロ排出車輌の段階的な普及等により約4,600万$CO_2$換算トンの削減を見込んでいる。

国家エネルギー・気候計画の温室効果ガス部門別排出量シナリオ　単位:100万$CO_2$換算トン

| 年 | 2005 | 2015 | 2020 | | 2025 | | 2030 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | シナリオ | | シナリオ | | シナリオ | |
| 部門 | | | ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ | 計画 | ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ | 計画 | ﾍﾞｰｽﾗｲﾝ | 計画 |
| 産業(加工、フッ素化ガスを含む) | 55 | 42 | 42 | 41 | 39 | 37 | 36 | 34 |
| 民生 | 87 | 73 | 72 | 72 | 67 | 61 | 65 | 52 |
| 農業(エネルギー消費) | 9 | 8 | 8 | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| 運輸 | 125 | 103 | 100 | 95 | 101 | 92 | 93 | 79 |
| 農業(家畜/穀物) | 32 | 29 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 |
| 廃棄物 | 22 | 19 | 16 | 16 | 14 | 14 | 13 | 13 |
| **合計** | **330** | **274** | **268** | **263** | **258** | **242** | **245** | **216** |
| 目標 2030年までに33%削減 | - | - | 291 | 291 | 243 | 243 | 221 | 221 |

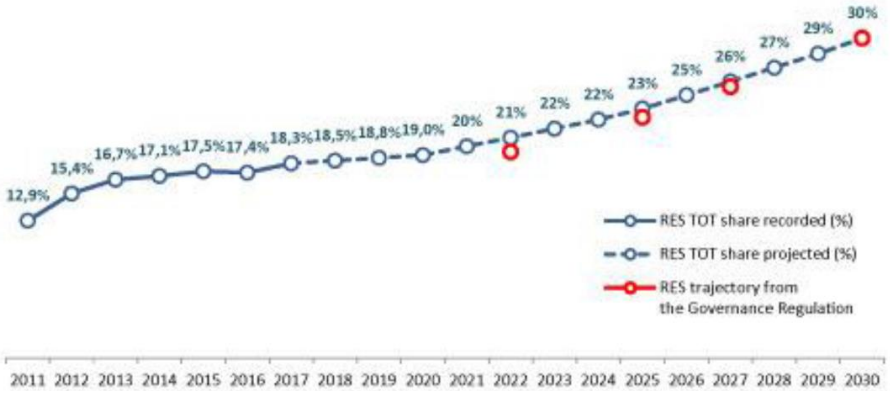
出所 「INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Italy」, 60ページを基に作成

## 2-4.国家エネルギー・気候計画(3)

**イタリアの国家エネルギー・気候計画で示された、再エネ比率の軌道は以下のとおり。**
**2030年までに最終消費量に占める再エネ比率目標（30%）の貢献は、電力分野で55%、熱・冷房分野で33.9%、運輸部門で22%で配分することを予測している。**

国家エネルギー・気候計画における再生可能エネルギー比率の軌道

Figure 6 – Trajectory of overall RES share [Source: GSE and RSE]




出所　「INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Italy」, 65ページを基に作成



# 3. 進捗　-排出量-

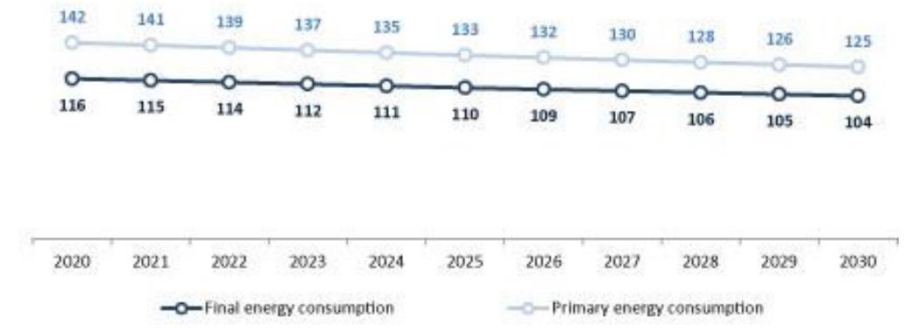
## 2-4.国家エネルギー・気候計画(4)

**イタリアの国家エネルギー・気候計画では、PRIMES 2007参照シナリオでのBAUケースの想定エネルギー使用量に対して、2030年に一次エネルギー消費量43%、最終エネルギー消費量39.7%の強制力のない削減目標を設定している。**

国家エネルギー・気候計画における一次/最終エネルギーの軌道

単位：100万石油換算トン

Figure 17 – Trajectory of primary and final energy consumption (Mtoe) in the period 2020-2030 [Source: RSE]



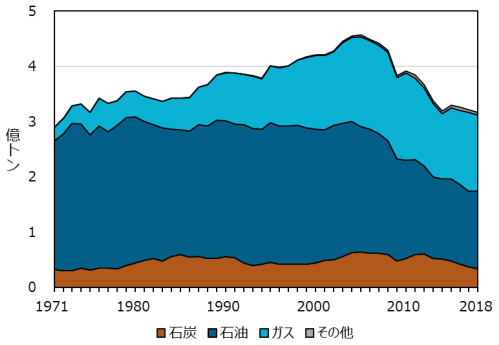

出所　「INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN、Italy」, 80ページを基に作成



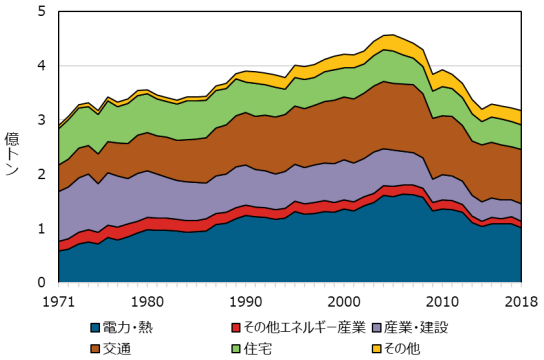
## 3-1.地球温暖化ガス排出量

**イタリアの二酸化炭素排出量は、2005年にピークを迎えた後減少を続けてきた。しかしながら、2014年に底を打った後は、横ばいとなり、2018年は1990年比18.56%減であった。**

燃料別二酸化炭素排出量




産業別二酸化炭素排出量

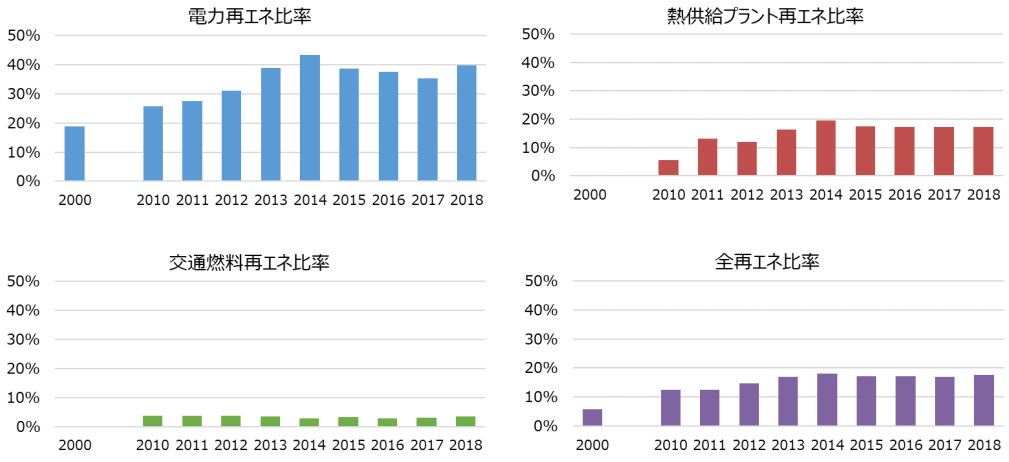



出所　IEA、、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2.再エネ比率

交通燃料以外の分野では、2009年EU再生可能エネルギー指令に基づく国家行動計画（PAN）の計画値を上回るペースで順調に再エネ比率が上昇してきたが、近年はほぼ横ばいとなっている。

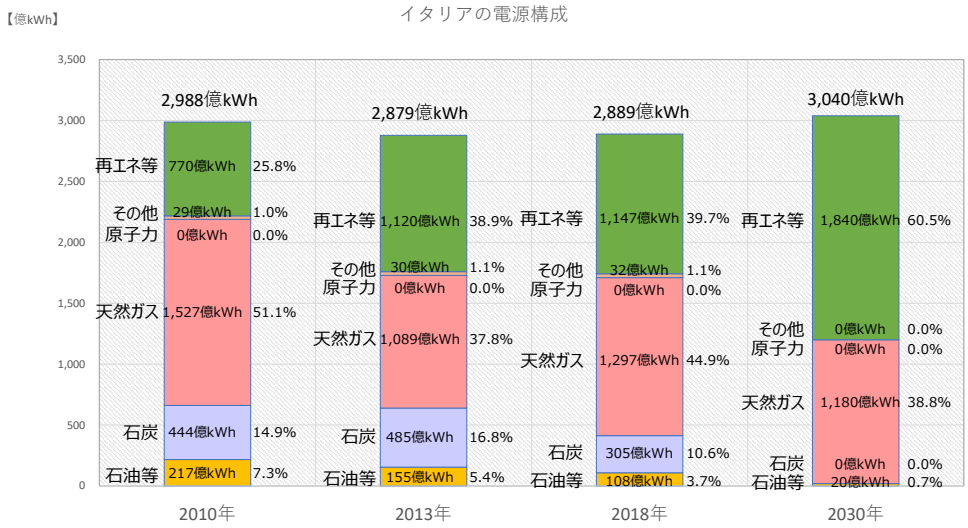



出所　電力･全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出



## 3-3. 電源構成 (1)

2018年のイタリアの電源構成について、再生可能エネルギーは水力と合わせると39.7%となり、2013年から0.8ポイント増加となった。火力は59.2%で、2013年からほぼ横ばいである。2013年と比較すると石炭が6.2ポイント減少し、石油は1.7ポイント減少、天然ガスは7.1ポイント増加した。
2030年には再生可能エネルギーが60.5%まで増加する一方、火力は39.5%まで減少する見通しとなっている。

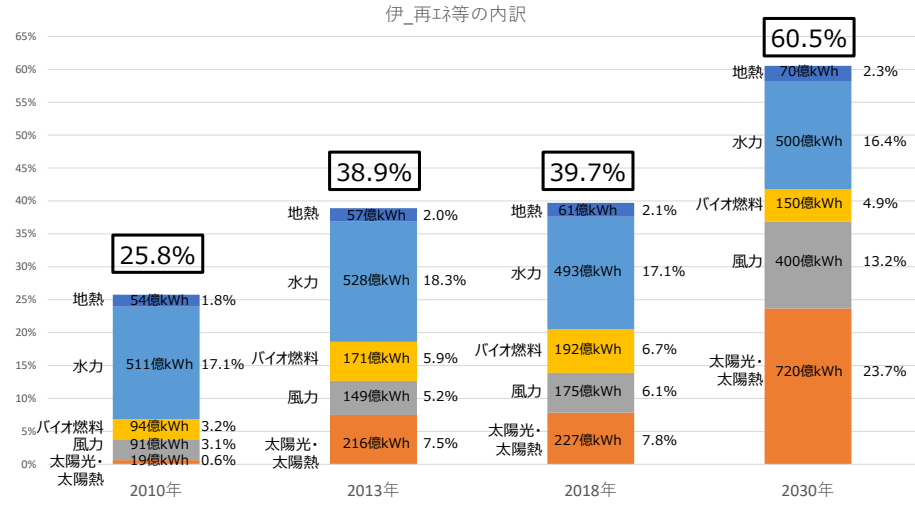



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、Strategia Energetica Nazionale（2017年）を基に作成



## 3-4. 電源構成 (2)

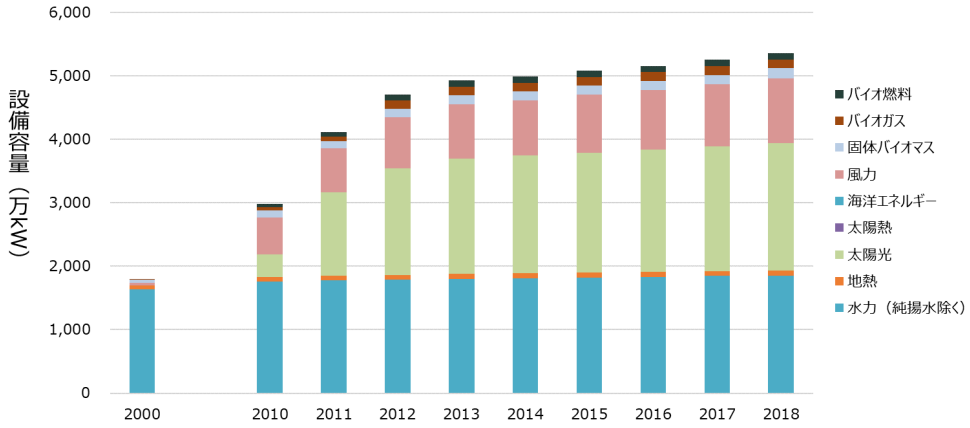
2018年度のイタリアにおける再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は7.8%、風力は6.1%となり、2013年から横ばいとなっている。
2030年には2018年と比較して太陽光の発電量が約3倍、風力の発電量が約2倍に増加する見込みである。電源構成に占める割合は太陽光が23.7%、風力が13.2%まで増加する見込みである。




IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、Strategia Energetica Nazionale（2017年）を基に作成

## 3-5.再エネ電力：設備容量

**2012年の時点で、2009年EU再生可能エネルギー指令に基づく国家行動計画（PAN）の計画値を上回る再エネ設備を導入。**
**太陽光の導入量が最も多く、次いで水力である。**

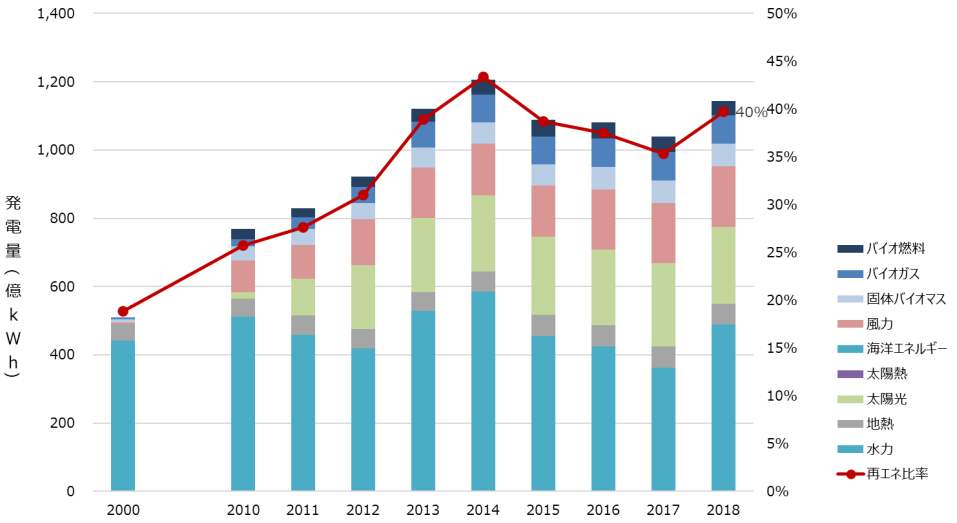



出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成



## 3-6.再エネ電力：発電量

**太陽光、陸上風力を中心として再エネ電力の発電量が順調に増加しており、再エネ比率は2020年目標26.4%に対して2018年40.0%。**




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-7.再エネ電力：数値データ

**再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す**

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 1639.0 | | 1756.3 | 1778.0 | 1792.3 | 1805.2 | 1811.6 | 1823.8 | 1831.6 | 1848.6 | 1855.8 |
| 地熱 | 59.0 | | 72.8 | 72.8 | 72.8 | 72.9 | 76.8 | 76.8 | 76.7 | 76.7 | 76.7 |
| 太陽光 | 1.9 | | 359.2 | 1313.1 | 1678.5 | 1818.5 | 1859.4 | 1890.1 | 1928.3 | 1968.2 | 2010.8 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 36.3 | | 579.4 | 691.8 | 810.2 | 854.2 | 868.3 | 913.7 | 938.4 | 973.7 | 1023.0 |
| 固体バイオマス | 50.5 | | 112.2 | 116.3 | 129.2 | 144.2 | 144.6 | 144.6 | 150.3 | 150.0 | 155.7 |
| バイオガス | 18.0 | | 48.0 | 73.2 | 127.4 | 131.7 | 133.6 | 133.6 | 135.2 | 137.2 | 137.5 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 58.2 | 73.8 | 98.9 | 100.3 | 99.0 | 100.0 | 99.3 | 98.7 | 97.1 |
| 合計 | 1804.7 | | 2986.1 | 4119.0 | 4709.3 | 4927.0 | 4993.3 | 5082.6 | 5159.8 | 5253.0 | 5356.6 |

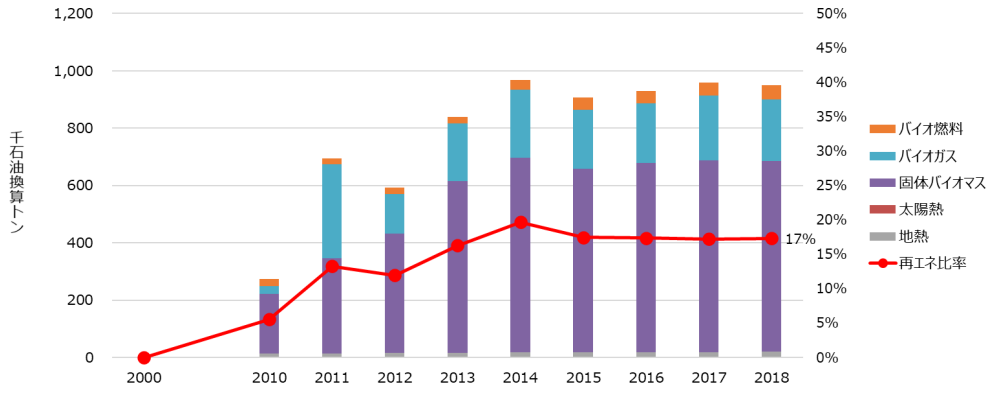
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 442.0 | | 511.2 | 458.2 | 418.8 | 527.7 | 585.5 | 455.4 | 424.3 | 362.0 | 487.9 |
| 地熱 | 47.1 | | 53.8 | 56.5 | 55.9 | 56.6 | 59.2 | 61.9 | 62.9 | 62.0 | 61.1 |
| 太陽光 | 0.2 | | 19.1 | 108.0 | 188.6 | 215.9 | 223.1 | 229.4 | 221.0 | 243.8 | 226.5 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 5.6 | | 91.3 | 98.6 | 134.1 | 149.0 | 151.8 | 148.4 | 176.9 | 177.4 | 177.2 |
| 固体バイオマス | 8.3 | | 43.1 | 47.3 | 47.5 | 58.9 | 61.9 | 62.9 | 65.4 | 66.2 | 65.6 |
| バイオガス | 5.7 | | 20.6 | 34.1 | 46.2 | 74.5 | 82.0 | 82.1 | 82.6 | 83.0 | 83.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 30.8 | 27.0 | 31.2 | 37.6 | 43.4 | 48.9 | 47.1 | 44.6 | 42.9 |
| 合計 | 508.8 | | 769.7 | 829.6 | 922.2 | 1120.1 | 1206.8 | 1089.1 | 1080.2 | 1039.0 | 1144.1 |
| 再エネ比率 | 19% | | 26% | 28% | 31% | 39% | 43% | 39% | 38% | 35% | 40% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-8.再エネ熱供給プラント：消費量

**2017年時点で2020年目標を上回る再エネ熱を利用している。**
**再エネ比率は2020年目標17.1%に対して2018年17%。**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出

## 3-9.再エネ熱供給プラント：数値データ

再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す。

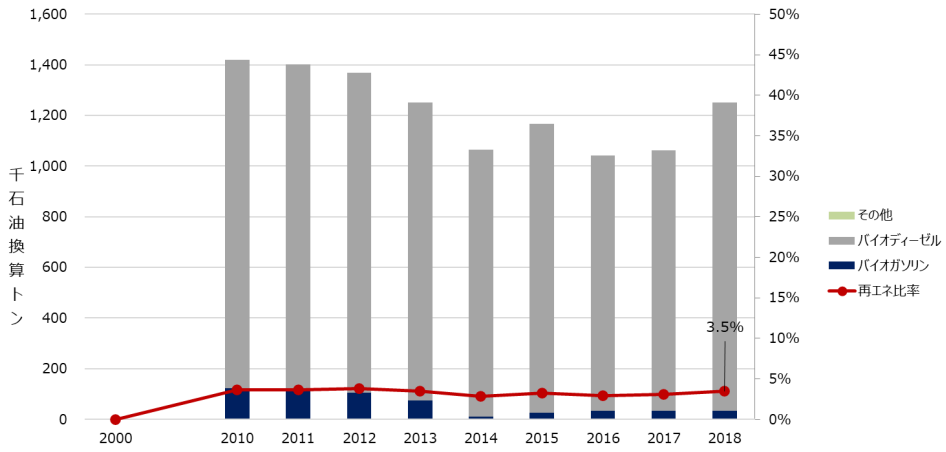
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 14.0 | 14.0 | 16.0 | 16.0 | 18.0 | 19.0 | 19.0 | 19.0 | 21.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 0.0 | | 209.0 | 332.0 | 416.0 | 600.0 | 678.0 | 639.0 | 659.0 | 668.0 | 665.0 |
| バイオガス | 0.0 | | 25.0 | 327.0 | 139.0 | 201.0 | 239.0 | 206.0 | 208.0 | 226.0 | 214.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 25.0 | 22.0 | 22.0 | 23.0 | 33.0 | 42.0 | 43.0 | 46.0 | 51.0 |
| 合計 | 0.0 | | 273.0 | 695.0 | 593.0 | 840.0 | 968.0 | 906.0 | 929.0 | 959.0 | 951.0 |
| 再エネ比率 | 0% | | 6% | 13% | 12% | 16% | 20% | 17% | 17% | 17% | 17% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-10.再エネ交通燃料：消費量

交通燃料の再エネ比率は2012年以降大きく上昇していない。
再エネ比率は2020年目標10.1%に対して2018年3.5%。




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-11.再エネ交通燃料：数値データ

再エネ交通燃料の数値データを以下に示す。

交通燃料

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 0.0 | | 122.0 | 114.0 | 105.0 | 74.0 | 10.0 | 25.0 | 33.0 | 33.0 | 33.0 |
| バイオディーゼル | 0.0 | | 1297.0 | 1287.0 | 1263.0 | 1178.0 | 1055.0 | 1142.0 | 1008.0 | 1029.0 | 1217.0 |
| その他 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 0.0 | | 1419.0 | 1401.0 | 1368.0 | 1252.0 | 1065.0 | 1167.0 | 1041.0 | 1062.0 | 1250.0 |
| 再エネ比率 | 0.0% | | 3.7% | 3.6% | 3.8% | 3.5% | 2.9% | 3.2% | 2.9% | 3.1% | 3.5% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

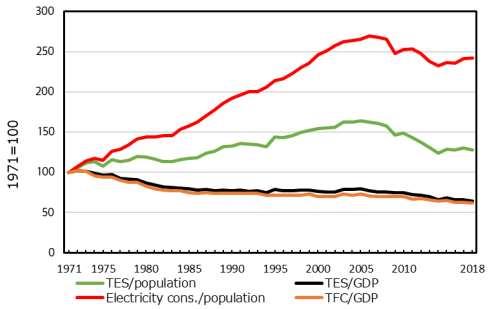


# 3. 進捗　-省エネ-

## 3-12.省エネの進捗

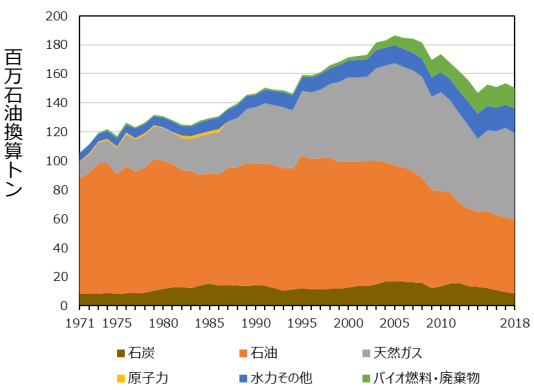
**イタリアの一次エネルギー供給量は2005年にピークを迎え、減少に転じていたが、2014年に底を打ち、横ばいとなり、2018年は1990年比2.74%増となっている。**

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



## 4-1.気候変動に係る政府機関

| 機関 | 概要 |
|---|---|
| 経済開発省<br>(Ministero dello Sviluppo Economico ) | • エネルギー政策の策定を担当<br>• 地方の政府・規制機関が地方のエネルギー行政が担当<br>• 一般的なエネルギー政策・ガイドラインの策定や国際レベルで必要とされる政策等に限定 |
| 環境・国土・海洋保全省<br>(Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare) | • 環境政策の策定を実施 |
| 経済計画閣僚会議<br>(CIPE：Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica) | • 経済および財政の運営に関する合議機関として設置<br>• 経済政策とエネルギー政策を調整 |
| 国家新技術・エネルギー・持続可能経済開発局<br>(ENEA：Italian National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development) | • EU指令に基づき、イタリアのエネルギー効率化政策のコスト効率や政策計画立案を通じて、第三者機関として政策を見直し<br>• 環境維持開発を支援するために、クリーン・エネルギー、環境、新技術の3分野を中心とした様々な促進や研究活動を担当<br>• 温暖化と大気汚染に対するエネルギー政策を担当 |
| 環境保護・研究機関<br>(ISPRA：Institute for Environmental Protection and Research ) | • EU及びUNFCCCへの国家排出インベントリの報告を担当 |
| エネルギーサービス管理会社<br>(GSE：Gestore dei Servizi Energetici) | • 経済・金融省（Ministero dell'Economia e delle Finanze, MEF）が100%株式を保有する国有企業<br>• 再生可能エネルギー導入支援や電力の買取などを実施 |

出所　IEA，Energy Policies of IEA Countries Italy 2016 Review，9ページ，22ページを基に作成



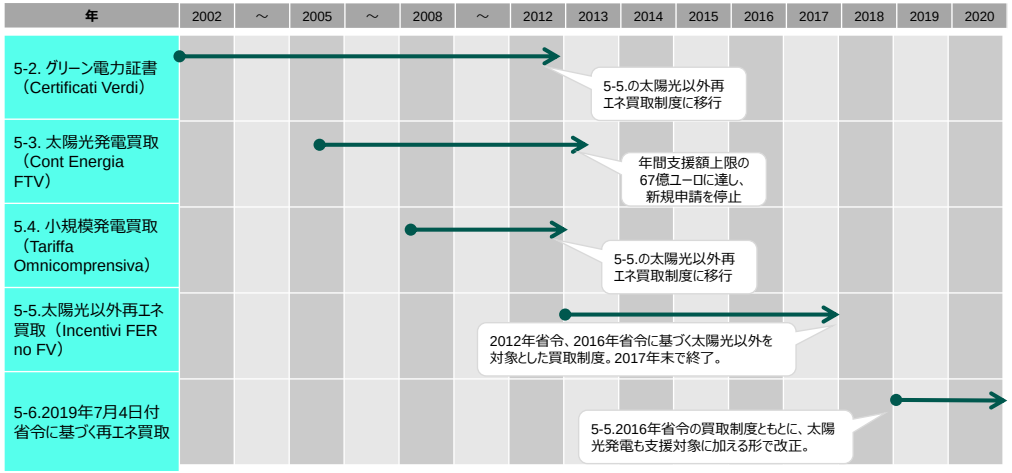
# 4．政府機関

# 5．再エネ政策

## 5-1.主な再生可能エネルギー促進制度の変遷

イタリアでは、2002年からクオータ義務付け（RPS）を伴うグリーン電力証書制度により再エネ電力の支援を行ってきた。
その後、グリーン電力証書制度と並行して、2005年に太陽光発電を対象とした買取制度、2008年小規模発電を対象とした買取制度を導入してきたが、2013年7月に太陽光発電買取制度は法定の年間累計支援額に達したために、新規申し込みを停止。グリーン電力証書制度と小規模発電買取制度は、2013年1月以降の稼働設備から、太陽光以外再エネ買取制度に統合する形で移行した。
2019年以降は、2019年7月4日付省令に基づく再エネ買取制度が施行され、太陽光発電も支援対象に加えられた。

イタリアの電力分野における主な再エネ促進制度の変遷




出所　GSE社ホームページ（https://www.gse.it/servizi-per-te）を基に作成



## 5-2.グリーン電力証書（Certificati Verdi）

1999年の電力自由化法において、年間100GWh以上の化石燃料による電力を発電または輸入している事業者に対して、2002年から電力の一定割合を再エネ電力で賄うことが義務付けた制度。義務対象事業者は、自らの再生可能エネルギー設備により発電するか、またはグリーン電力証書を保有する発電事業者が市場に流通させた同証書を購入することが義務付けられていた。
再エネ電源は12年間グリーン証書を取得可能（2008年以降は15年間）。
割当義務は、当初2%で、2012年には7.55%に達したが、本制度の対象を2015年中の発電実績分までとしたため2015年度に0%となった。2020年現在、グリーン電力証書制度は廃止されており、制度の執行機関であるGSEが、規定額で再エネ発電事業者に発行されるグリーン電力証書の買取を行っている。

義務対象者に課されたグリーン電力証書の割当義務比率

| | | | |
|---|---|---|---|
| 2002年 | 2.00% | 2009年 | 5.30% |
| 2003年 | 2.00% | 2010年 | 6.50% |
| 2004年 | 2.35% | 2011年 | 6.80% |
| 2005年 | 2.79% | 2012年 | 7.55% |
| 2006年 | 3.05% | 2013年 | 5.03% |
| 2007年 | 3.80% | 2014年 | 2.52% |
| 2008年 | 4.55% | 2015年 | 0.00% |

出所　イタリア “Energy Policies of IEA Countries”, 86ページを基に作成



## 5-3.太陽光発電買取（Conto Energia）

2005年7月28日付生産活動省令（DM 28/7/2005）によって、2005年11月から太陽光発電を対象としたFIP制度を導入。
本制度は第1次から第5次まで5回にわたりインセンティブ価格、および対象とする設備の容量上限などが変更された。2012年の第5次制度からは新規設備に対する支援形態がFIPからFITに変更された。2013年7月、法令で規定された年間の累積予算上限額である58億ユーロに達したため、新たに建設される太陽光発電設備に対する本制度の適用を停止した。

第５次支援制度インセンティブ価格例（2013年1月～6月稼働設備）

単位：ユーロセント/kWh

| 設備容量 | 建物付帯型 | | 左記以外 | |
|---|---|---|---|---|
| （kW） | 包括買取価格（売電価格込み） | 自家消費分（プレミアム） | 包括買取価格（売電価格込み） | 自家消費分（プレミアム） |
| 1～3kW | 20.8 | 12.6 | 20.1 | 11.9 |
| 3～20kW | 19.6 | 11.4 | 18.9 | 10.7 |
| 20～200kW | 17.5 | 9.3 | 16.8 | 8.6 |
| 200～1,000kW | 14.2 | 6.0 | 13.5 | 5.3 |
| 1,000～5,000kW | 12.6 | 4.4 | 12.0 | 3.8 |
| 5,000kW超 | 11.9 | 3.7 | 11.3 | 3.1 |

◆ 遡及的インセンティブ額改訂施策の実施

買取制度打ち切り後の2014年6月、政府は200kW以上のPVに対し、インセンティブ価格を遡及的に引き下げる法令を承認、事業者に以下の3オプションを提示した。

- 残存期間に応じ、17～25%のFIT単価減額を受け入れ（買取期間24年に延長）
- イタリア経済開発省が定めるインセンティブ単価減額を受け入れ（買取期間20年は不変）
- 200～500kWのPVは6%、～900kWは7%、900kW～は8%のインセンティブ単価減額を受け入れ（買取期間20年は不変）

出所　“2012 年7 月5 日付経済発展省”, LEGGE 11 agosto 2014, n. 116”を基に作成



## 5-4.小規模発電買取（Tariffa Omnicomprensiva）

2008年以降に運転開始した太陽光、太陽熱発電を除く再生可能エネルギーによる小規模発電者（1MW未満、ただし風力は200kW未満）に対して適用される固定価格買取制度。
買取期間は15年で、買取価格は再生可能エネルギー源により異なる。
2012年末で新規設備の募集を停止し、2012年7月6日付省令（DM 6/7 2012）に基づく太陽光以外再エネ買取制度に引き継がれた。

エネルギー源別の買取価格（2009年8月15日以降発電分）

| エネルギー源 | 固定買取価格（ユーロセント/kWh） |
|---|---|
| 風力（200kW以下） | 30 |
| 地熱 | 20 |
| 波力・潮力 | 34 |
| 水力 | 20 |
| バイオマス・バイオガス・バイオ液体燃料 | 28 |
| 埋立ガス | 18 |

出所　イタリア “Energy Policies of IEA Countries”, 87ページを基に作成

## 5-5.太陽光以外再エネ買取制度（1）

2012年7月6日付経済開発省令（DM 6/7 2012）で、2013年1月1日以降に新たに稼働する1kWを超える太陽光を除く再生可能エネルギー発電設備を対象とした新たな買取制度を導入。
2016年には、2016年6月23日付経済開発省令（DM 23/6 2016）に基づく支援水準等を改訂した制度に移行。2016年省令に基づく買取制度では、5MW超の電源はすべて競争入札により支援対象を決定。
2016年6月23日付経済開発省令における買取期間、インセンティブ価格（入札対象電源は上限価格）は以下のとおり。

2016年6月23日付経済開発省令に基づく主なエネルギー源別インセンティブ価格

単位：ユーロセント/kWh

| 発電方法 | 種別 | 発電出力（kW） | 買取期間 | インセンティブ価格 |
|---|---|---|---|---|
| 風力 | 陸上 | 1<P≦20 | 20年 | 25.0 |
| | | 20<P≦60 | 20年 | 19.0 |
| | | 60<P≦200 | 20年 | 16.0 |
| | | 200<P≦1,000 | 20年 | 14.0 |
| | | 1,000<P≦5,000 | 20年 | 13.0 |
| | | P>5,000 | 20年 | 11.0 |
| | 洋上 | 1<P≦5,000 | – | – |
| | | P>5,000 | 25年 | 16.5 |

出所　GSEウェブサイト（https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/modalit%C3%A0-daccesso-dm-23-06-2016）を基に作成



## 5-5.太陽光以外再エネ買取制度（2）

2016年6月23日付経済開発省令に基づく主なエネルギー源別インセンティブ価格

単位：ユーロセント/kWh

| 発電方法 | 種別 | 発電出力（kW） | 買取期間 | インセンティブ価格 |
|---|---|---|---|---|
| 水力 | 流水式 | 1<P≦250 | 20年 | 21.0 |
| | | 250<P≦500 | 20年 | 19.5 |
| | | 500<P≦1,000 | 20年 | 15.0 |
| | | 1,000<P≦5,000 | 25年 | 12.5 |
| | | P>5,000 | 30年 | 9.0 |
| | 貯水式 | 1<P≦5,000 | 25年 | 10.1 |
| | | P>5,000 | 30年 | 9.0 |
| 地熱 | | 1<P≦1,000 | 20年 | 13.4 |
| | | 1,000<P≦5,000 | 25年 | 9.8 |
| | | P>5,000 | 25年 | 8.4 |
| バイオマス | 生物由来 | 1<P≦300 | 20年 | 21.0 |
| | | 300<P≦1,000 | 20年 | 15.0 |
| | | 1,000<P≦5,000 | 20年 | 11.5 |
| | | P>5,000 | - | - |
| 太陽熱 | | 1<P≦250 | 25年 | 32.4 |
| | | 250<P≦5,000 | 25年 | 29.6 |
| | | P>5,000 | 25年 | 29.1 |

出所　GSEウェブサイト（https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/modalit%C3%A0-daccesso-dm-23-06-2016）を基に作成



## 5-6. 2019年7月4日付省令に基づく再エネ買取

2016年6月23日付経済開発省令（DM 23/6 2016）に基づく支援制度が、2017年末までの稼働設備を対象としていたため、2019年7月4日付経済開発省令で新たな支援制度を導入。
これまでの支援制度によるインセンティブを受給していない1kW 超（太陽光のみ20kW超）の新規、全改修、再稼働、出力増強、改修した発電設備が、インセンティブの対象となる。但し、対象エネルギー源は、太陽光、陸上風力、水力（流水式及び調整池式）、下水ガスに限定される。
250kW以下の設備はFIT、250kW超設備は差額契約（CfD）FITによる支援となり、1MW超の設備は競争入札により支援対象設備が決定される。買取期間、インセンティブ価格（入札対象電源は上限価格）は以下のとおり。

2019年7月4日付経済開発省令に基づく主なエネルギー源別インセンティブ価格

単位：ユーロセント/kWh

| 発電方法 | 種別 | 発電出力（kW） | 買取期間 | インセンティブ価格 |
|---|---|---|---|---|
| 風力 | 陸上 | 1<P≦100 | 20年 | 15.0 |
| | | 100<P≦1,000 | 20年 | 9.0 |
| | | P>1,000 | 20年 | 7.0 |
| 水力 | 流水式 | 1<P≦400 | 20年 | 15.0 |
| | | 400<P≦1,000 | 25年 | 11.0 |
| | | P>1,000 | 30年 | 8.0 |
| | 貯水式 | 1<P＜1,000 | 25年 | 9.0 |
| | | P≧1,000 | 30年 | 8.0 |
| 埋立ガス | | 1<P≦100 | 20年 | 11.0 |
| | | 100<P≦1,000 | 20年 | 10.0 |
| | | P>1,000 | 20年 | 8.0 |
| 太陽光 | | 20<P≦100 | 20年 | 10.5 |
| | | 100<P≦1,000 | 20年 | 9.0 |
| | | P>1,000 | 20年 | 7.0 |

出所　GSEウェブサイト（https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche/incentivi-dm-04-07-2019）を基に作成



# 6. 省エネ政策

## 6-1.エネルギー課税

**EUエネルギー税指令(2003)の最低税率範囲内でエネルギー課税を実施。**
**交通、産業、発電、家庭向け各種燃料へ課税、特に交通部門の課税割合が高い。**
**税収の資金用途は一般会計。**

課税対象及び税収（2015年実績）

| 税目 | 主な課税対象 | 税収 |
|---|---|---|
| 鉱物税 | ガソリン、軽油LPG 、灯油 、重灯油 | 33,787億円 |
| 天然ガス税 | 天然ガス | 4,209億円 |
| 石炭税 | 石炭 | - |
| 電気税 | 電気 | 19,811億円 |

＊ 為替レート：1EUR＝約132円

税率（2017年3月時点）

| | |
|---|---|
| ガソリン | 41,321円/tCO2 |
| 軽油（輸送用） | 31,456円/tCO2 |
| LPG（輸送用） | 11,760円/tCO2 |
| 灯油（非商用） | 17,855円/tCO2 |
| 重油（産業用） | 4,017円/tCO2 |
| 石炭（産業用） | 4,017円/tCO2 |
| 石炭（発電用） | 147円/tCO2 |
| 天然ガス（産業用） | 742円/tCO2 |
| 天然ガス（家庭用） | 11,049円/tCO2 |

＊ エネルギー課税の固有単位当たり税率を、「特定排出者の産業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令（平成18年経済産業省・環境省令第３号）」を用いて、CO2排出量当たりに換算
＊ 為替レート：1EUR＝約132円

出所 OECD，Taxing Energy Use 2018，6ページ，
環境省，諸外国における炭素税等の導入状況，23.25.26ページを基に作成



## 6-2.エネルギー効率証書「ホワイト証書」制度

**エネルギー供給事業者に対し、供給削減目標の達成度に応じ、エネルギー市場管理公社（GME）から「ホワイト証書」を発行。（2005年実施）**
**供給事業者が自ら省エネで削減義務を達成する場合と、エネルギーサービス会社（ESCO）から「ホワイト証書」を購入して達成する場合がある。**

2020年までのイタリアの一次エネルギー削減目標

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|---|---|---|---|
| 一次エネルギー削減目標量（MTEP） | 7.14 | 8.32 | 9.71 | 11.19 |

エネルギー供給会社へのホワイト証書義務

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|---|---|---|---|
| 電力供給会社への削減義務量（MTEE） | 2.39 | 2.49 | 2.77 | 3.17 |
| 天然ガス供給会社への削減義務量（MTEE） | 2.95 | 3.08 | 3.43 | 3.92 |
| 年間削減義務量（MTEE） | 5.34 | 5.57 | 6.20 | 7.09 |

＊ TEE: titolo di efficienza energetica （エネルギー効率証書） *1TEP=1TEE

出所 JETRO，欧州各国の省エネルギー政策，26ページ，
Ministero dello Sviluppo Economico，certificati-bianchi，http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/incentivi/energia/certificati-bianchi（2018.6.28時点），
Gestore dei Servizi Energetici，Rapporto Annuale Certificati Bianchi2017，9ページを基に作成



## 6-3.既存建築物の省エネ補修工事減税措置

**戸建て及びビルのエネ効率改善に対して、50%から75%を税控除。（2007年実施、2017年改正）**
**対象となる工事や機器購入の費用の一部が所得税から控除され、10年に分けて還付。**
**180万件以上の申請承認、約230億ユーロの投資。（2007～2013年）**

2020年の省エネ補修工事減税措置の控除割合

| 対象設備 | 控除割合 | 備考 |
|---|---|---|
| 窓の張替え、日よけ、バイオマスボイラー | 50% | • EU規則 No. 811/2013のAクラスと同等かそれ以上の効率のもの<br>• 温度管理システムが付帯した設備は65%の税控除 |
| 断熱材、ヒートポンプ、ビル設備自動化システム、給湯用太陽光収集装置、給湯用ヒートポンプ、ハイブリッド発電機 | 65% | • 小規模発電機は同様の控除割合を適用<br>• 事業費上限は100,000ユーロ |
| 戸建て | 70%* | • 事業費上限は1家屋に対して40,000ユーロ<br>• 家屋の周囲25%以上の断熱が行われた場合 |

＊ 2005年以降、一部の小規模なものを除き、住宅や商業施設を新築もしくは大規模修繕する場合、エネルギー効率の証書を取得することを義務づけ。

出所 Ministero dello Sviluppo Economico，Detrazioni fiscali - Efficienza energetica (Ecobonus)，
https://www.efficienzaenergetica.enea.it/detrazioni-fiscali/ecobonus.html（2021.3.12時点），
ENEA，PORTALE DEDICATO ALLE DETRAZIONI FISCALI PER IL RISPARMIO ENERGETICO NEGLI EDIFICI ESISTENTI – ECOBONUS，
http://www.acs.enea.it/（2018.6.27時点），
経済産業省，海外における省エネルギー政策等動向調査（平成28年2月），Ⅰ-290ページを基に作成

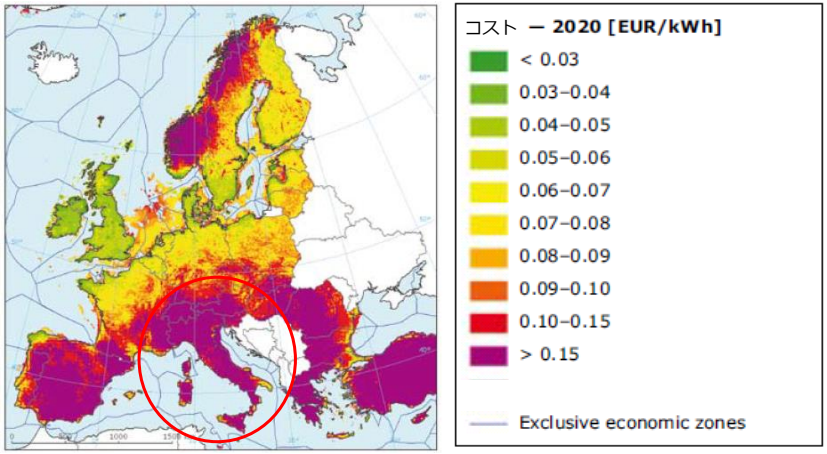


# 7. 再エネポテンシャル

## 7-1.風力ポテンシャル

EEA(欧州環境機関）は、風力導入ポテンシャルを、想定される発電コスト別にマッピングしている。イタリアは風力に適した土地が少ない。

風力の地域別風力発電コスト（2020年）

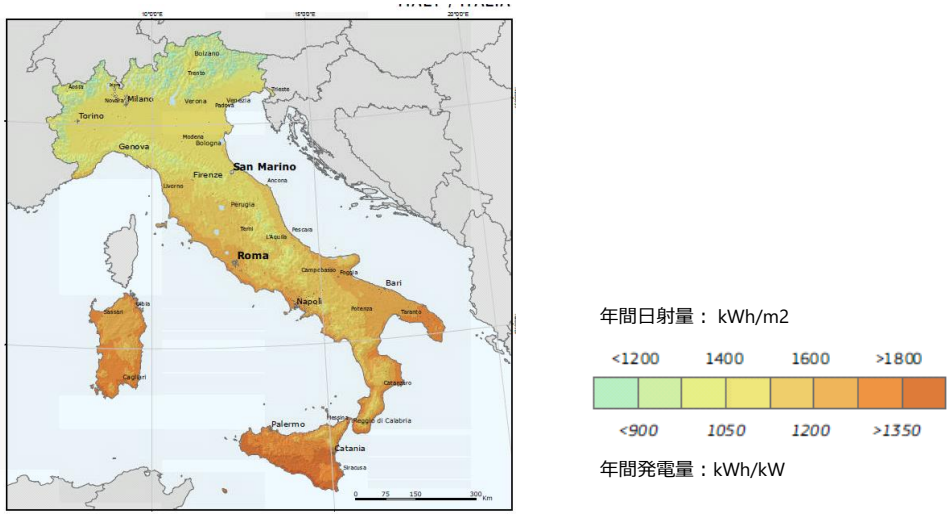



出所　European Environment Agency, Europe's onshore and offshore wind energy potential, 48ページを基に作成



## 7-2.太陽光ポテンシャル

イタリアは、南部の方が北部に比べて日射量が多く、適地は南部に集中。



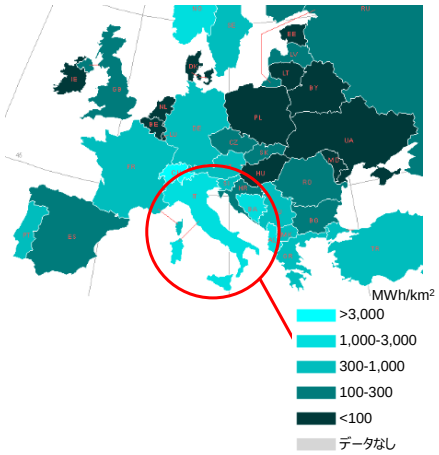

出所　European Commission, PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM, 2019年3月8日時点を基に作成



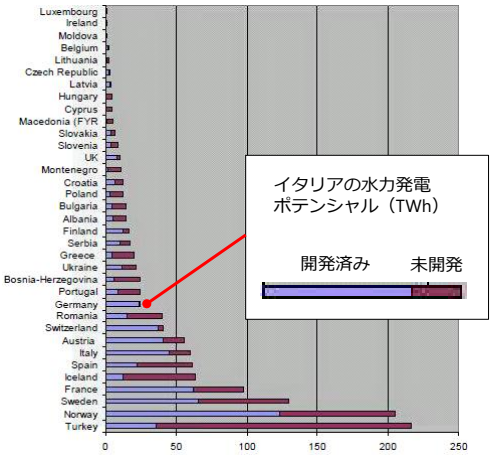
## 7-3.水力ポテンシャル

EUROELECTRICの調査によるとイタリアの水力ポテンシャルは7割程度が開発されているが、一部未開発で残っている。

国土面積あたりの開発ポテンシャル




各国の水力発電ポテンシャル（TWh）



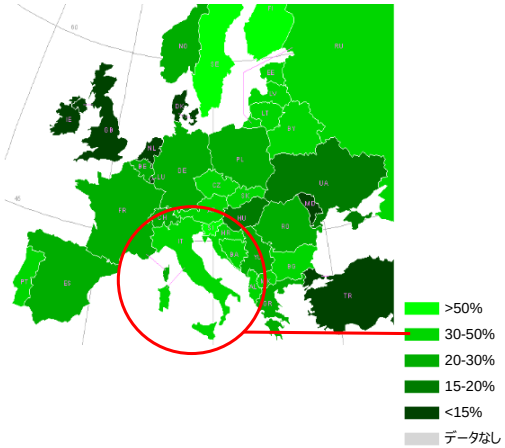

出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/hydro-europe/index.shtml,
2017年7月26日時点、EUROELECTRIC　hydro_report_final　14ページを基に作成



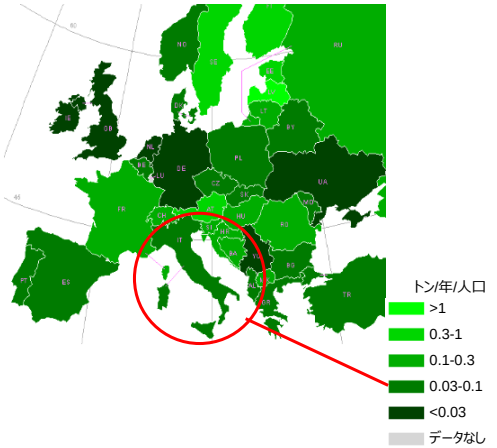
## 7-4.バイオマス

バイオマスの主要原料の一つである森林の国別賦存量は、イタリア国土に占める森林割合は30-50%。人口当たりの量は欧州の中で比較的低い。

国土に占める森林の割合（割合が高いほど色が薄い）




人口当たりの木材生産量（量が大きいほど色が薄い）




出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/bio-europe/index.shtml,
2017年7月26日時点を基に作成

# 8. 再エネコスト

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(1)

ユーティリティ規模の太陽光発電では、イタリアの導入コストは諸外国と比較して安価。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 5,431 | 3,918 | 3,348 | 3,069 | 2,221 | 2,437 | 2,210 | 2,101 | 2,070 |
| 英国 | 5,913 | 4,700 | 2,781 | 2,306 | 1,943 | 1,529 | 1,465 | 1,267 | 1,362 | 1,018 |
| ドイツ | 3,705 | 2,959 | 2,341 | 2,007 | 1,600 | 1,280 | 1,162 | 1,114 | 1,113 | 899 |
| フランス | 5,470 | 5,592 | 5,153 | 3,245 | 2,369 | 1,559 | 1,320 | 1,240 | 1,074 | 979 |
| **イタリア** | **5,286** | **4,876** | **2,571** | **2,035** | **1,972** | | | **972** | **870** | **830** |
| スペイン | 4,672 | 3,263 | 2,688 | 2,310 | 2,316 | 1,195 | | | | 766 |
| 豪州 | 6,907 | 6,777 | 4,908 | 2,881 | 3,007 | 2,236 | 1,925 | 1,971 | 1,520 | 1,236 |
| 米国 | 4,667 | 4,534 | 4,425 | 3,914 | 2,885 | 2,571 | 2,221 | 1,873 | 1,549 | 1,221 |
| インド | 5,051 | 3,112 | 2,730 | 2,810 | 1,907 | 1,300 | 1,119 | 1,116 | 793 | 618 |
| 中国 | 3,947 | 3,417 | 2,742 | 2,117 | 1,763 | 1,362 | 1,233 | 1,157 | 879 | 794 |
| 韓国 | 8,881 | 5,912 | 2,290 | 2,663 | 2,211 | 2,091 | 2,064 | 1,581 | 1,326 | 1,252 |

注）イタリアの2015年、2016年数値は、原典で報告なし

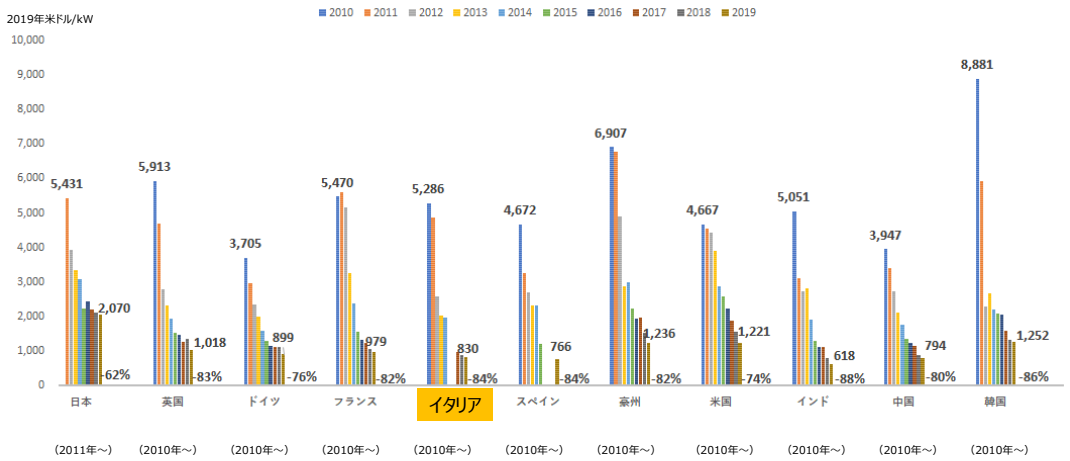
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成



## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(2)

主要国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。
イタリアも2019年時点で、2010年から84%コストダウンして、830米ドル/kWとなっている。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019米ドル/kW)



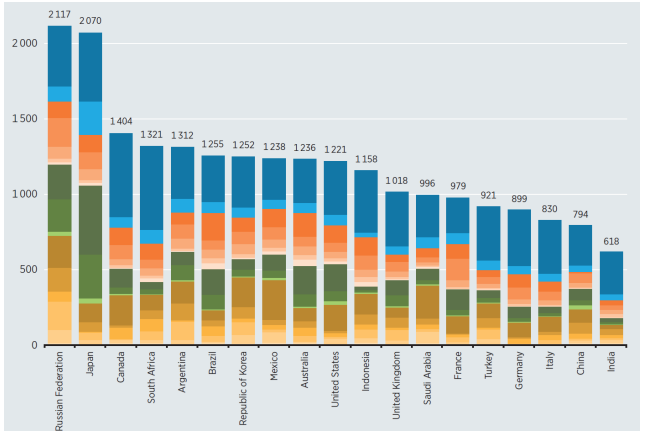


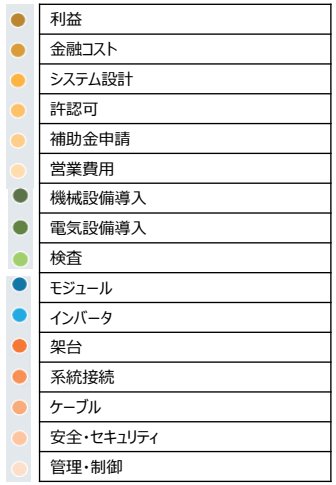

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(3)

イタリアのユーティリティ規模太陽光発電設備のコストは低コスト化が進む諸外国の中でも低い。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 66ページ（Figure3.5）を基に作成

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(4)

イタリアでは、安価な導入コストを背景に、発電コストも世界的に低い水準となっている。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 0.405 | 0.301 | 0.260 | 0.241 | 0.179 | 0.188 | 0.155 | 0.150 | 0.144 |
| 英国 | 0.474 | 0.455 | 0.279 | 0.235 | 0.200 | 0.162 | 0.160 | 0.136 | 0.145 | 0.111 |
| ドイツ | 0.334 | 0.294 | 0.246 | 0.202 | 0.154 | 0.127 | 0.115 | 0.109 | 0.108 | 0.090 |
| フランス | 0.351 | 0.373 | 0.412 | 0.246 | 0.171 | 0.125 | 0.102 | 0.096 | 0.084 | 0.080 |
| **イタリア** | **0.383** | **0.364** | **0.191** | **0.174** | **0.148** | | | **0.080** | **0.072** | **0.068** |
| スペイン | 0.289 | 0.207 | 0.172 | 0.135 | 0.134 | 0.080 | | | | 0.056 |
| 豪州 | 0.376 | 0.396 | 0.248 | 0.148 | 0.126 | 0.112 | 0.089 | 0.102 | 0.086 | 0.084 |
| 米国 | 0.202 | 0.242 | 0.212 | 0.216 | 0.151 | 0.144 | 0.134 | 0.099 | 0.079 | 0.068 |
| インド | 0.305 | 0.200 | 0.175 | 0.180 | 0.120 | 0.081 | 0.079 | 0.074 | 0.055 | 0.045 |
| 中国 | 0.301 | 0.250 | 0.189 | 0.155 | 0.120 | 0.093 | 0.084 | 0.075 | 0.057 | 0.054 |
| 韓国 | 0.502 | 0.433 | 0.179 | 0.219 | 0.174 | 0.165 | 0.163 | 0.113 | 0.096 | 0.091 |

注）イタリアの2015年、2016年数値は、原典で報告なし



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(1)

500kW未満の業務用太陽光でも、イタリアの導入コストは諸外国と比較して安価。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 5,238 | 4,212 | 3,122 | 2,421 | 2,356 | 2,269 | 2,076 | 1,980 |
| 英国 | | | | | | | 1,884 | 1,730 | 1,662 | 1,647 |
| ドイツ | | 3,496 | 2,259 | 1,927 | 1,691 | 1,267 | 1,354 | 1,290 | 1,260 | 1,130 |
| フランス | 8,534 | 4,145 | 2,889 | 2,932 | 2,880 | 2,262 | 1,854 | 2,138 | 1,999 | 1,678 |
| **イタリア** | **5,405** | **4,611** | **2,600** | **2,053** | **2,016** | **1,571** | **1,442** | **1,311** | **1,181** | **1,140** |
| スペイン | | 4,305 | 3,756 | 3,519 | 3,168 | 1,437 | 1,421 | 1,249 | 1,140 | 1,080 |
| 豪州 | | | | | 2,846 | 2,222 | 1,957 | 1,674 | 1,562 | 1,464 |
| 米国・アリゾナ州 | 7,032 | 6,218 | 5,480 | 4,341 | 3,574 | 3,834 | 3,437 | 3,107 | 2,687 | 2,480 |
| 米国・カリフォルニア州 | 6,491 | 6,267 | 4,970 | 4,634 | 3,668 | 3,569 | 3,697 | 3,505 | 3,197 | 3,081 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 6,935 | 6,315 | 4,973 | 4,229 | 4,004 | 3,706 | 3,620 | 3,065 | 3,007 | 2,652 |
| 米国・ニューヨーク州 | 7,305 | 6,550 | 5,475 | 4,247 | 3,786 | 3,500 | 3,253 | 2,827 | 2,679 | 2,508 |
| インド | | | | | | | | 1,010 | 901 | 817 |
| 中国 | | 3,193 | 2,495 | 2,118 | 1,661 | 1,403 | 1,285 | 1,226 | 936 | 760 |
| 韓国 | | | | | | | | 1,644 | 1,445 | 1,290 |

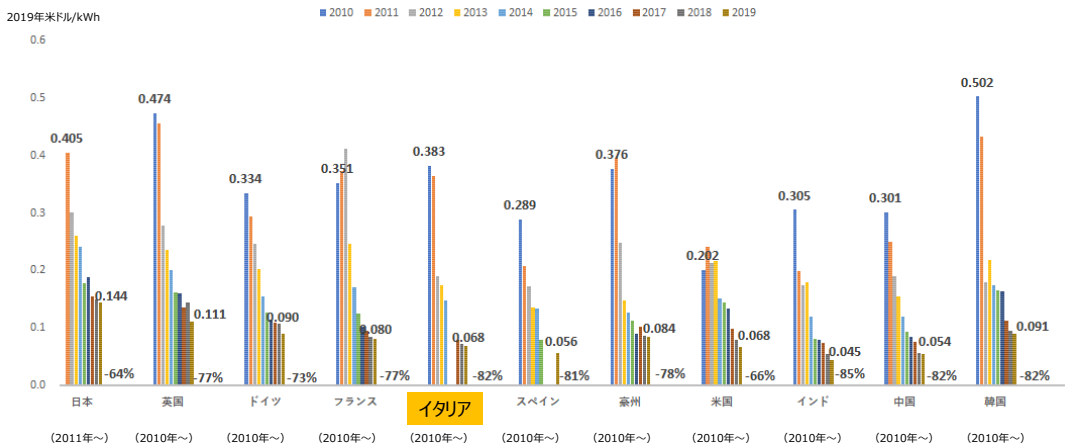


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光(5)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減している。
イタリアも2019年時点で、2010年から82%コストダウンして、0.068米ドル/kWhとなっている。

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)



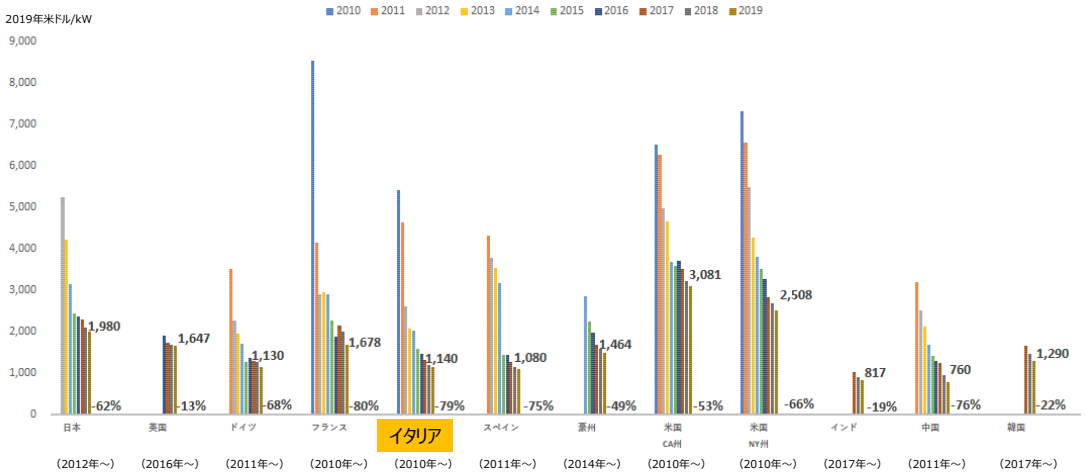



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(2)

主要国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。
イタリアも2019年時点で、2010年から79%コストダウンして、1,140米ドル/kWとなっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成

## 8-2.業務用太陽光(3)

イタリアでは、安価な導入コストを背景に、発電コストも世界的に低い水準となっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 0.335 | 0.276 | 0.213 | 0.172 | 0.169 | 0.164 | 0.153 | 0.147 |
| 英国 | | | | | | | 0.207 | 0.194 | 0.189 | 0.187 |
| ドイツ | | 0.253 | 0.176 | 0.155 | 0.140 | 0.114 | 0.119 | 0.115 | 0.114 | 0.105 |
| フランス | 0.625 | 0.324 | 0.237 | 0.240 | 0.237 | 0.194 | 0.166 | 0.186 | 0.176 | 0.154 |
| **イタリア** | **0.322** | **0.279** | **0.171** | **0.141** | **0.139** | **0.115** | **0.108** | **0.101** | **0.094** | **0.092** |
| スペイン | | 0.257 | 0.228 | 0.215 | 0.197 | 0.105 | 0.105 | 0.096 | 0.090 | 0.087 |
| 豪州 | | | | | 0.131 | 0.107 | 0.097 | 0.086 | 0.082 | 0.078 |
| 米国・アリゾナ州 | 0.279 | 0.249 | 0.222 | 0.180 | 0.152 | 0.162 | 0.147 | 0.135 | 0.120 | 0.112 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.259 | 0.251 | 0.203 | 0.191 | 0.156 | 0.152 | 0.157 | 0.150 | 0.138 | 0.134 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 0.433 | 0.397 | 0.320 | 0.277 | 0.264 | 0.247 | 0.242 | 0.210 | 0.206 | 0.186 |
| 米国・ニューヨーク州 | 0.439 | 0.397 | 0.337 | 0.268 | 0.243 | 0.227 | 0.213 | 0.189 | 0.181 | 0.171 |
| インド | | | | | | | | 0.071 | 0.066 | 0.062 |
| 中国 | | 0.180 | 0.147 | 0.129 | 0.107 | 0.094 | 0.089 | 0.086 | 0.072 | 0.064 |
| 韓国 | | | | | | | | 0.137 | 0.125 | 0.115 |

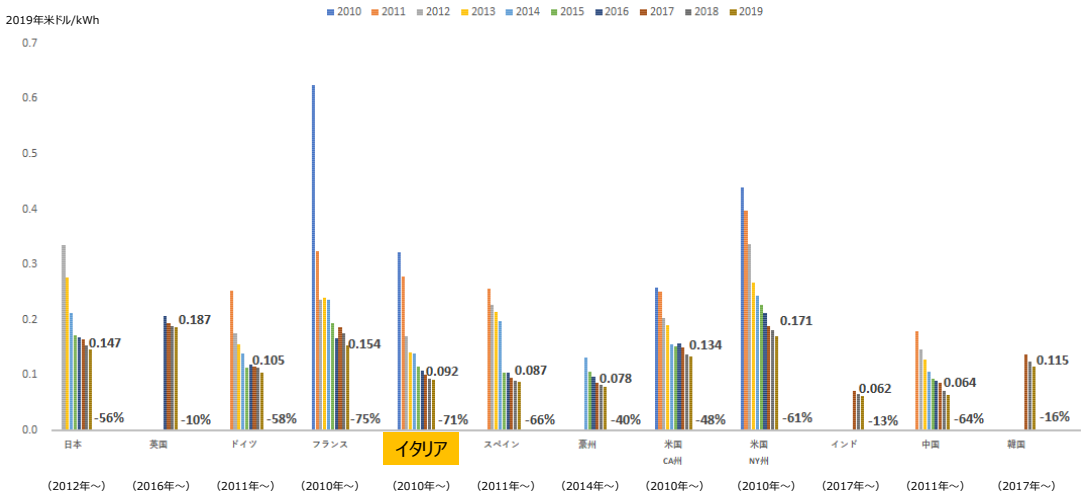
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成



## 8-2.業務用太陽光(4)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減している。
イタリアも2019年時点で、2010年から71%コストダウンして、0.092米ドル/kWhとなっている。

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)




出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成



## 8-3.住宅用太陽光(1)

住宅用太陽光でも、イタリアの導入コストは諸外国と比較して安価。

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 7,314 | 7,228 | 6,237 | 4,601 | 3,771 | 3,313 | 2,927 | 2,685 | 2,361 | 2,250 |
| 英国 | | | | 3,300 | 3,475 | 3,007 | 2,668 | 2,692 | 2,597 | 2,566 |
| ドイツ | 4,277 | 3,634 | 2,712 | 2,414 | 2,229 | 1,750 | 1,704 | 1,645 | 1,746 | 1,646 |
| フランス | | 9,797 | 6,950 | 5,773 | 4,231 | 2,359 | 2,174 | 1,967 | 1,771 | 1,600 |
| **イタリア** | **6,949** | **6,106** | **4,031** | **3,660** | **2,438** | **1,983** | **1,803** | **1,676** | **1,527** | **1,460** |
| スペイン | | | | 2,871 | 2,438 | 1,758 | 1,633 | 1,509 | 1,445 | 1,410 |
| 豪州 | 7,715 | 6,126 | 4,301 | 3,670 | 3,424 | 2,198 | 1,988 | 1,738 | 1,557 | 1,380 |
| 米国・カリフォルニア州 | 7,756 | 7,325 | 6,323 | 5,475 | 5,155 | 5,231 | 5,053 | 4,529 | 4,294 | 4,096 |
| 米国・その他州 | 7,705 | 7,049 | 5,697 | 4,921 | 4,954 | 4,925 | 4,280 | 3,844 | 3,702 | 3,652 |
| インド | | | | 2,374 | 2,276 | 1,501 | 1,326 | 1,093 | 916 | 840 |
| 中国 | | | 2,823 | 2,432 | 2,330 | 1,672 | 1,591 | 1,436 | 1,079 | 840 |
| 韓国 | | | | 3,036 | 3,056 | 2,166 | 2,079 | 1,707 | 1,527 | 1,440 |

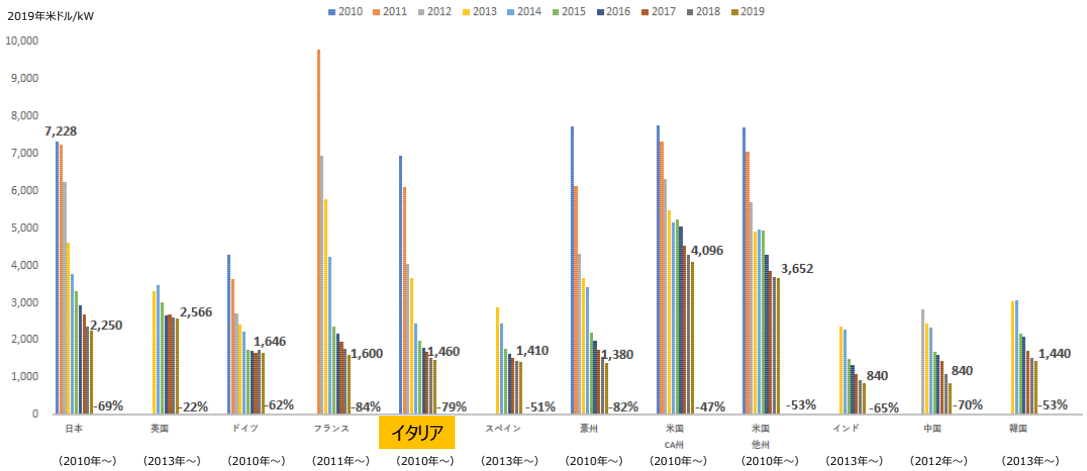
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を基に作成



## 8-3.住宅用太陽光(2)

主要国の住宅用太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。
イタリアも2019年時点で、2010年から79%コストダウンして、1,460米ドル/kWとなっている。

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)




出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を基に作成

## 8-3.住宅用太陽光(3)

安価な導入コストを背景に、発電コストも世界的に低い水準となっている。

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 0.455 | 0.450 | 0.393 | 0.298 | 0.250 | 0.224 | 0.202 | 0.188 | 0.169 | 0.163 |
| 英国 | | | | 0.327 | 0.342 | 0.302 | 0.274 | 0.276 | 0.268 | 0.265 |
| ドイツ | 0.301 | 0.261 | 0.204 | 0.185 | 0.174 | 0.144 | 0.141 | 0.138 | 0.144 | 0.138 |
| フランス | | 0.712 | 0.516 | 0.435 | 0.330 | 0.201 | 0.188 | 0.174 | 0.161 | 0.149 |
| **イタリア** | **0.405** | **0.360** | **0.248** | **0.228** | **0.162** | **0.137** | **0.128** | **0.121** | **0.113** | **0.109** |
| スペイン | | | | 0.181 | 0.158 | 0.122 | 0.116 | 0.109 | 0.106 | 0.104 |
| 豪州 | 0.319 | 0.258 | 0.187 | 0.163 | 0.154 | 0.106 | 0.098 | 0.089 | 0.082 | 0.075 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.306 | 0.290 | 0.253 | 0.222 | 0.210 | 0.213 | 0.207 | 0.187 | 0.179 | 0.171 |
| 米国・その他州 | 0.304 | 0.280 | 0.230 | 0.202 | 0.203 | 0.202 | 0.178 | 0.162 | 0.157 | 0.155 |
| インド | | | | 0.132 | 0.128 | 0.093 | 0.085 | 0.074 | 0.067 | 0.063 |
| 中国 | | | 0.162 | 0.144 | 0.139 | 0.107 | 0.103 | 0.096 | 0.079 | 0.067 |
| 韓国 | | | | 0.224 | 0.225 | 0.170 | 0.164 | 0.141 | 0.130 | 0.125 |

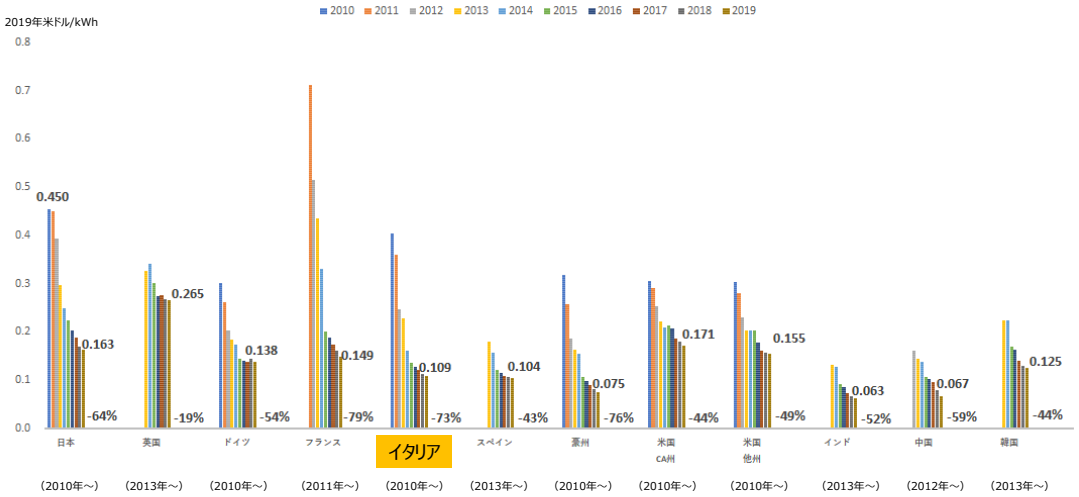


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

## 8-3.住宅用太陽光(4)

設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減している。
イタリアも2019年時点で、2010年から73%コストダウンして、0.109米ドル/kWhとなっている。

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を基に作成

## 8-4.陸上風力(1)

イタリアの陸上風力の導入コストは、他の欧州諸国と比較して安価。

各国の陸上風力の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 2,239 | 2,146 | 2,745 | 2,323 | 2,746 | 2,471 | 2,611 | 2,263 |
| 英国 | | 3,445 | 2,700 | 1,936 | 2,171 | 2,222 | 2,231 | 2,092 | 2,113 | 1,859 | 1,896 |
| ドイツ | 3,862 | 3,445 | 2,445 | 2,275 | 2,230 | 2,271 | 1,973 | 1,936 | 1,935 | 1,904 | 1,762 |
| フランス | | | | 1,792 | 1,840 | 2,477 | 1,790 | 1,771 | 2,017 | 1,950 | 1,765 |
| **イタリア** | | | **2,700** | **2,241** | **2,042** | **2,555** | **2,122** | **1,788** | **2,559** | **1,758** | **1,670** |
| スペイン | | 3,445 | 2,700 | 2,241 | 1,865 | 2,450 | 1,657 | 1,633 | 1,792 | 2,339 | 1,552 |
| デンマーク | 3,862 | 3,281 | 2,572 | 2,134 | 1,695 | 2,376 | 1,901 | 1,901 | 1,751 | 1,903 | 1,900 |
| 米国 | 4,950 | 3,249 | | 1,845 | 1,644 | 2,393 | 1,821 | 1,861 | 1,685 | 1,643 | 1,553 |
| カナダ | | 3,249 | | 1,956 | 1,681 | 2,693 | 2,524 | 2,364 | 2,075 | 1,856 | 2,430 |
| インド | | 3,586 | 3,043 | 2,225 | 1,601 | 1,370 | 1,274 | 1,172 | 1,159 | 1,160 | 1,054 |
| 中国 | | | | 2,282 | 1,678 | 1,482 | 1,416 | 1,376 | 1,315 | 1,292 | 1,222 |

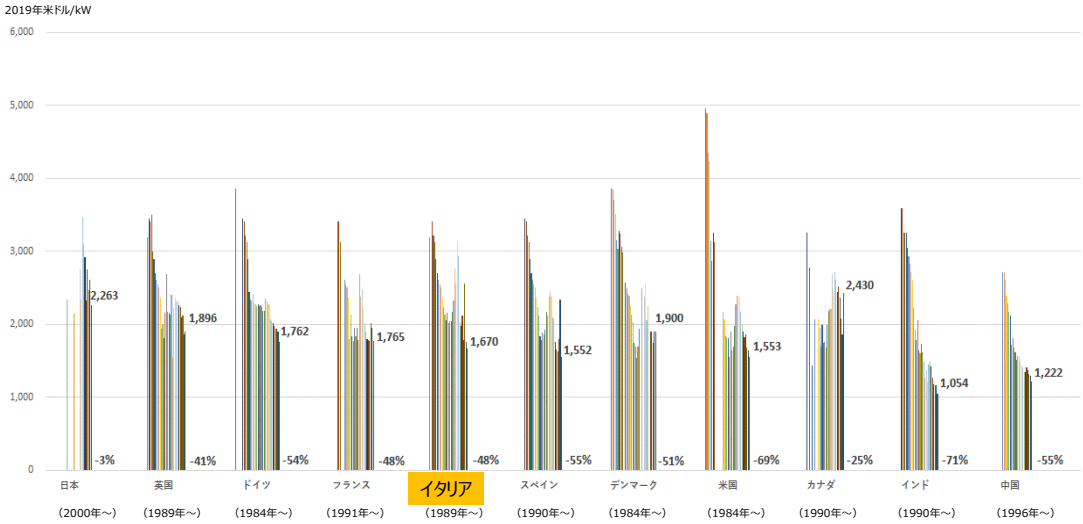


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成

## 8-4.陸上風力(2)

イタリアおよび諸外国の陸上風力の導入コストの推移は以下の通りである。イタリアでは、2019年時点で、1,670米ドル/kWとなっている。

各国の陸上風力の導入コスト推移（1984～2019年、2019年米ドル/kW）






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成

## 8-4.陸上風力(3)

**イタリアの陸上風力発電の発電コストは、他の欧州諸国と比較してほぼ同水準。**

各国の陸上風力の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 0.169 | 0.165 | 0.157 | 0.115 | 0.163 | 0.121 | 0.128 | 0.113 |
| 英国 | | 0.212 | 0.178 | 0.108 | 0.126 | 0.086 | 0.084 | 0.076 | 0.076 | 0.057 | 0.071 |
| ドイツ | 0.241 | 0.212 | 0.179 | 0.152 | 0.125 | 0.107 | 0.087 | 0.084 | 0.083 | 0.072 | 0.068 |
| フランス | | | | 0.119 | 0.111 | 0.106 | 0.078 | 0.076 | 0.090 | 0.075 | 0.065 |
| **イタリア** | | | **0.178** | **0.145** | **0.123** | **0.113** | **0.094** | **0.074** | **0.097** | **0.065** | **0.062** |
| スペイン | | 0.177 | 0.140 | 0.116 | 0.106 | 0.104 | 0.066 | 0.064 | 0.067 | 0.095 | 0.051 |
| デンマーク | 0.241 | 0.205 | 0.155 | 0.150 | 0.097 | 0.100 | 0.067 | 0.066 | 0.059 | 0.059 | 0.060 |
| 米国 | 0.297 | 0.196 | | 0.088 | 0.070 | 0.085 | 0.058 | 0.056 | 0.051 | 0.048 | 0.046 |
| カナダ | | | | 0.121 | 0.087 | 0.096 | 0.085 | 0.088 | 0.074 | 0.064 | 0.073 |
| インド | | 0.238 | 0.231 | 0.173 | 0.112 | 0.081 | 0.077 | 0.069 | 0.058 | 0.049 | 0.049 |
| 中国 | | | | 0.137 | 0.095 | 0.070 | 0.068 | 0.062 | 0.057 | 0.057 | 0.047 |



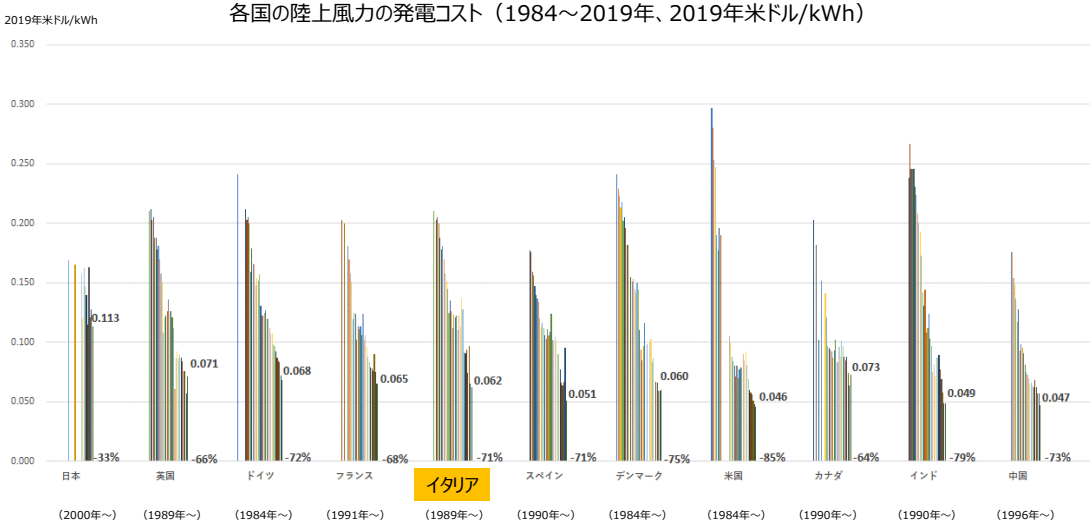
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成

# 9. 電力系統

## 8-4.陸上風力(4)

**イタリアおよび諸外国の陸上風力の発電コストの推移は以下の通りである。イタリアでは、2019年時点で、0.062米ドル/kWhとなっている。**

各国の陸上風力の発電コスト（1984～2019年、2019年米ドル/kWh）






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成

## 9-1.電力系統（1）

**イタリアは南部に太陽光適地、北部に需要地が存在し、北側の国際連系線増強と国の南側の増強が目立つ。**




イタリア：国内系統の主要な改修プロジェクト

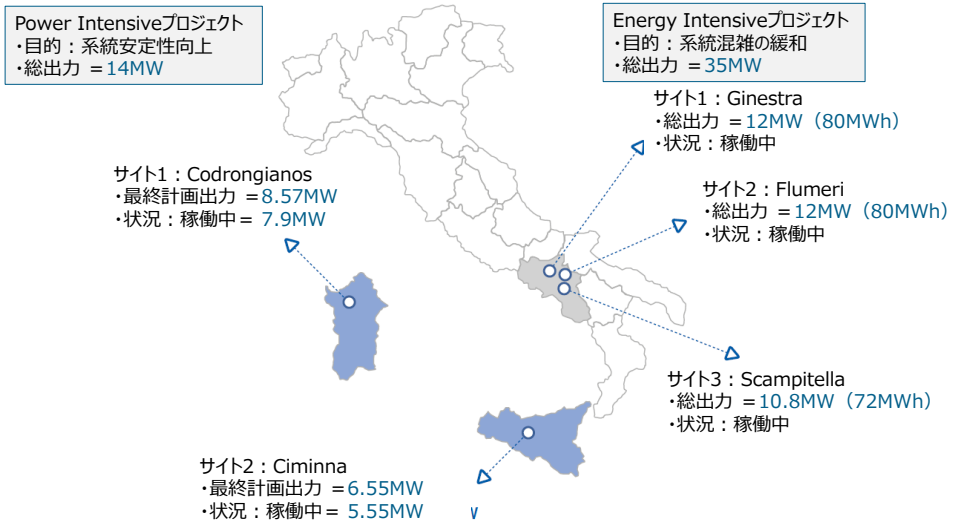



建設中　計画中
許認可手続中　検討中

出所　欧州系統運用者協会ENTSO-Eホームページを基に作成
https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/（2020年2月4日確認）
Terna, “CONTESTO ED EVOLUZIONEDEL SISTEMA ELETTRICO 2019”P.96を基に作成

## 9-1.電力系統（2）

**イタリアでは、再エネ導入拡大に伴い生じた系統課題に対する検討が行われ、短期的な課題解決手法として、系統運用者が蓄電池を保有・運用することが選ばれた。送電系統運用者のTerna社は、2つの大型蓄電池設置プロジェクト（主に離島地域での系統安定化を目的としたPower Intensiveプロジェクト、南部地域での系統混雑緩和を目的としたEnergy Intensiveプロジェクト）を実施している。蓄電池の設置場所、出力規模は以下のとおり。**




出所　Terna, “CONTESTO ED EVOLUZIONEDEL SISTEMA ELETTRICO 2019”P.118を基に作成



# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# デンマーク

# 1. 概況

## 1-1.EU気候変動パッケージ

**EUは2009年に2020年目標を定めた気候変動パッケージ、2019年に2030年目標を定めた気候変動パッケージを策定。**
**EU加盟国の政策は同パッケージとの整合性が必要。**

2009年気候変動パッケージ

| 項目 | 2020年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス排出量削減比率（1990年比） | 20% |
| 最終消費エネルギーに占める再エネ比率 | 20% |
| エネルギー効率 | 20%向上 |

- EU法で定められた内容に基づき国内法整備
- 再エネや省エネを実現するための行動計画の策定・進捗報告を実施している。

2019年気候変動パッケージ

| 項目 | 2030年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス排出量削減比率（1990年比） | 40% |
| 最終消費エネルギーに占める再エネ比率 | 27% |
| エネルギー効率 | 27%向上 |

- 施行後、定められた内容に基づき国内法の整備が必要となる。

出所　各種資料を基に作成



# 2. 目標

## 1-2. 気候変動法（Climate Act）

**デンマークでは、2020年6月に気候変動法（Climate Act)が成立し、2050年までの温室効果ガスの排出実質ゼロを目指して、2030年までに1990年比でGHG排出量を70%削減する目標を法制化した。**

| 根拠 | 分野 | 2030年目標 | 2050年目標 |
|---|---|---|---|
| 2018年エネルギー協定（Danish Energy Agreement)主要目標 | 再エネ | 再エネの割合を55% | |
| | | 2030年までに石炭火力発電を廃止 | |
| 2019年気候変動法(Climate Act)主要目標 | GHG削減 | **2030年までに1990年比で70%削減** | **2050年までに排出実質ゼロ** |
| | | 2030年にディーゼル、ガソリン車の新車販売停止 | |
| | | LULUCFの遵守 | |
| | 再エネ | 発電分野の最終消費に占める再エネ比率100% | |
| | | 地域の熱・冷房分野の最終消費の90%以上を石炭、石油、天然ガス以外とする | |

出所，Denmark's Integrated National Energy and Climate Plan，8、27ページ、「Denmark's Climate and Energy Outlook 2020」5ページを基に作成



## 2-1.削減目標（EU）

**EU目標として、1990年を基準年とした2020年20%、2030年40%のGHG削減目標を設定。**

| | カンクン目標 | 約束草案 |
|---|---|---|
| 基準年 | 1990年 | 1990年 |
| 目標年 | 2020年 | 2030年 |
| 削減目標 | ▲20%（▲30%：他国の合意あり） | ▲40% |
| 対象ガス* | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$ | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$、$NF_3$ |
| 対象セクター | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ 廃棄物<br>■ 航空（EU-ETS（EUの排出権取引制度）対象） | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ LULUCF<br>■ 廃棄物 |
| 国際的な市場メカニズム | 含む | 含まない |

*カンクン目標では対象ガスは不明であるが、関連指令等より上記が対象ガスと考えられる。

出所　UNFCCC，SUBMISSION BY LATVIA AND THE EUROPEAN COMMISSION ON BEHALF OF THE EUROPEAN UNION AND ITS MEMBER STATES2015，UNFCCC，Expression of willingness to be associated with the Copenhagen Accord and submission of the quantified economy-wide emission reduction target for 2020を基に作成

## 2-2. 国家エネルギー・気候計画（1）

**デンマークの2019年気候変動法（Climate Act）の主要な目標と、EUの2030年目標の比較は以下のとおり。**

デンマークの主要2030年目標とEUの目標との比較

| | | 2030年目標 | |
|---|---|---|---|
| | | EU | デンマーク |
| 再エネ | 最終エネルギー消費に占める再エネ比率 | 32% | 55% |
| | 発電分野の最終消費に占める再エネ比率 | 14% | 100% |
| | （地域）熱・冷房分野の最終消費に占める再エネ比率（石炭、運輸燃料、ガス以外） | 1.3%増/年（強制力なし） | 90% |
| | 運輸分野の最終消費に占める再エネ比率 | | 14% |
| GHG | 2005年比でEU-ETS対象プラントの削減 | -43% | |
| | 2005年比で非EU-ETS分野の削減 | -30% | -39% |
| | 1990年比の総温室効果ガス排出量 | -40% | -70% |
| | 土地利用、土地利用変化及び林業部門（LULUCF）2021-2030年クレジット枠 | | 14.6百万CO2e |
| 省エネ | 義務的省エネ制度による最終エネ消費削減 | -0.8%/年（運輸部門除く） | -0.8%/年 |

出所　「Denmark`s Integrated National Energy and Climate Plan」, 8、25、26、53ページを基に作成

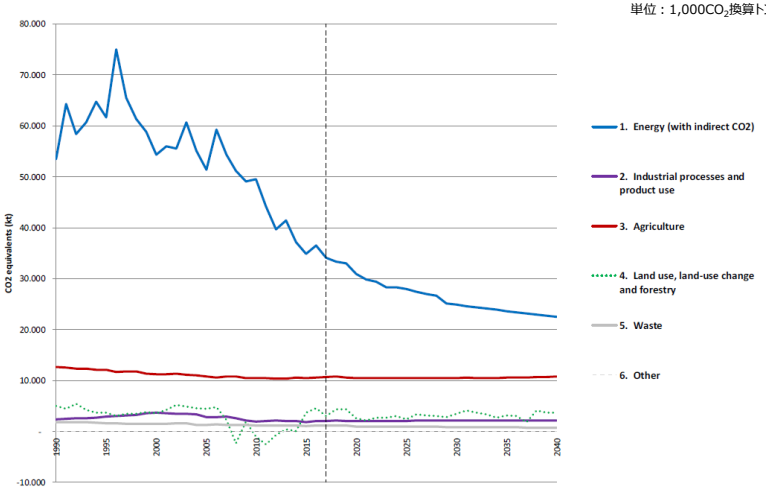


## 2-2. 国家エネルギー・気候計画（2）

**デンマークの国家エネルギー・気候計画（NECP）における温室効果ガスの部門別排出量シナリオは以下のとおり。**
**2017年実績では、温室効果ガス排出量が1990年比でエネルギー分野36%減、産業、民生分野14%減、農業分野16%減、LULUCF40%減、廃棄物36%減。**

温室効果ガス排出量削減予測、IPCC主要部門別（1990-2040年）

単位：1,000$CO_2$換算トン




| 部門 | 2040年シナリオ（1990年比） |
|---|---|
| エネルギー | -58% |
| 産業・民生 | -9% |
| 農業 | -15% |
| LULUCF | -25% |
| 廃棄物 | -63% |
| その他 | |

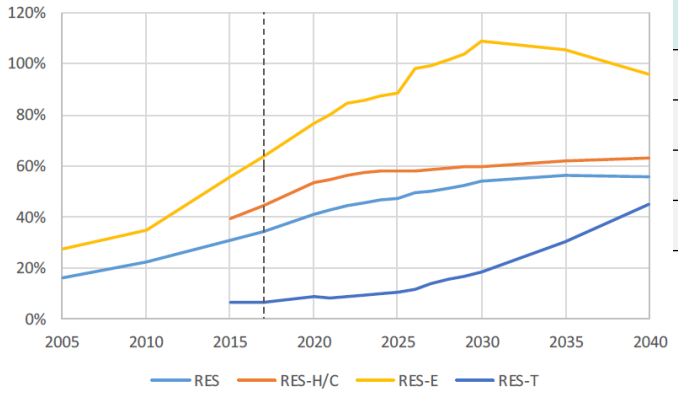
出所　「Denmark`s Integrated National Energy and Climate Plan」, 141ページ、144ページを基に作成



## 2-2. 国家エネルギー・気候計画（3）

**デンマークの最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率予測と再生可能エネルギーの消費分野別比率予測は以下のとおり。**
**2030年の再エネの比率予測の54%は、2018年エネルギー協約で決めた55%目標に近づく。2028年には電力消費の100%を再エネで賄える予定となっており、2030年には電力輸出分を考慮して、国内電力消費を再エネ発電量が上回る見込み。**

再生可能エネルギー比率の技術別予測軌道（2005-2040年）




| 分野 | 2017年実績 | 2030年シナリオ |
|---|---|---|
| 再エネ全体 | 34% | 54% |
| 電力 | 64% | 109% |
| 冷房・暖房 | 44% | 60% |
| 運輸 | 7% | 19% |

出所　「Denmark`s Integrated National Energy and Climate Plan」, 145ページ、147ページを基に作成

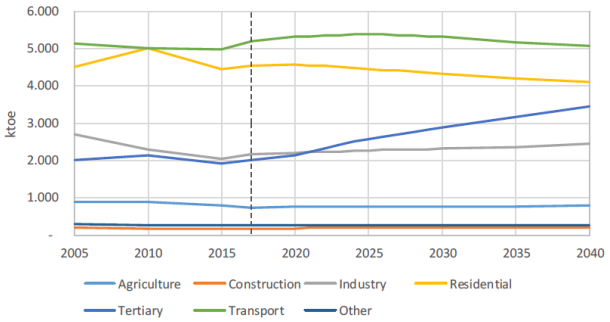


## 2-2. 国家エネルギー・気候計画（4）

**デンマークの国家エネルギー・気候計画における最終エネルギー消費分野別予測は以下のとおり。**
**家庭分野のみが減少し、他はほぼ横ばい。第3次産業の増加は新規データセンター建設予定が要因。**

最終エネルギー消費の分野別予測軌道（2005-2040年）

単位：石油換算キロトン




最終エネルギー消費における分野別比率、増減率

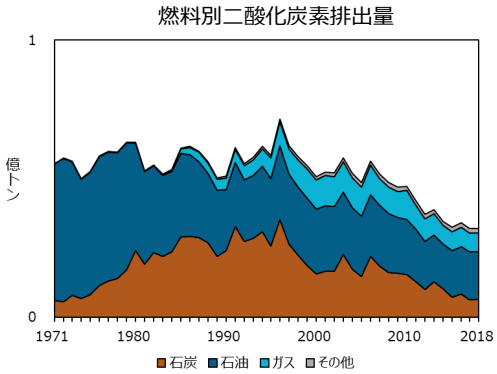
| 分野 | 2017年実績（分野別比率） | 2030年（2017年比増減率） | 2040年（2017年比増減率） |
|---|---|---|---|
| 農業 | 5% | 2% | 5% |
| 建設 | 1% | 6% | 8% |
| 工業 | 15% | 6% | 12% |
| 家庭 | n/a | -5% | -15% |
| 第3次産業 | 13% | 44% | 73% |
| 運輸 | n/a | 2% | -2% |
| その他 | n/a | n/a | n/a |

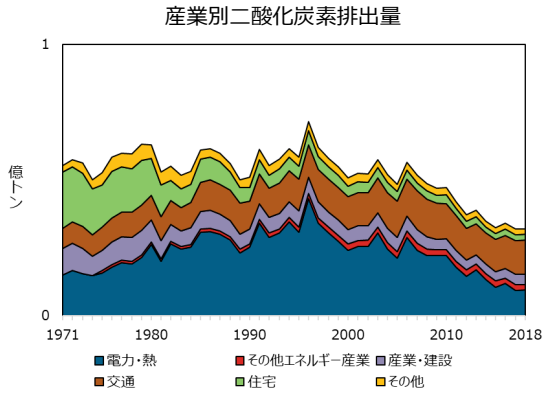
出所　「Denmark`s Integrated National Energy and Climate Plan」, 151ページ、154～155ページを基に作成

# 3. 進捗　-排出量-

## 3-1.地球温暖化ガス排出量

**デンマークの二酸化炭素排出量は、1996年に減少傾向に転じ、現在は1990年比約37%の減少となっている。**




出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成



# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2.再エネ比率

**電力・熱/冷房の再エネ比率は上昇し続けている。**
**交通燃料部門におけるバイオ燃料は、2010年以降急増したが、現在停滞している。**









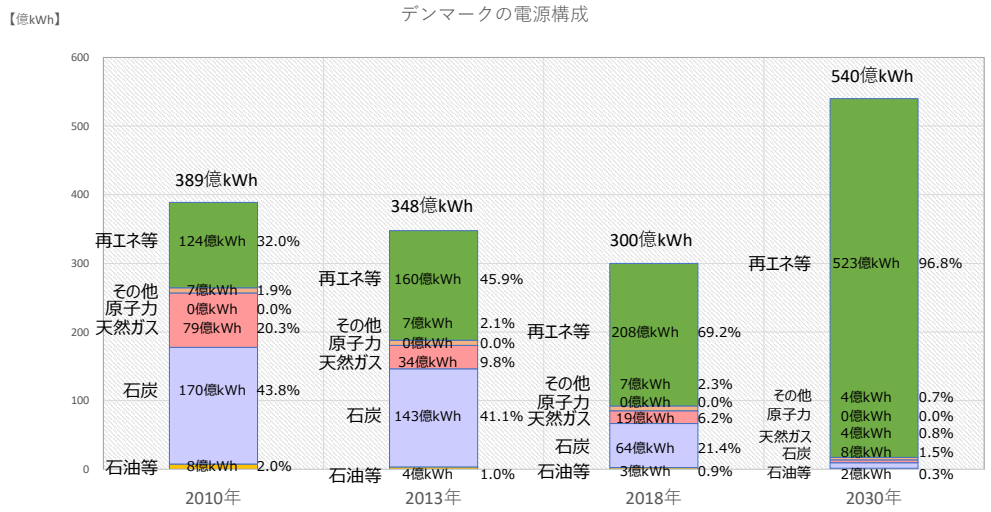




出所　電力·全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出

## 3-3. 電源構成 (1)

**2018年のデンマークの電源構成について、再生可能エネルギーは水力と合わせると69.2%となり、2013年から23.3ポイント増加となった。火力は28.5%で、2013年から23.4ポイント減少した。2013年と比較すると石炭の減少が19.7ポイントと最も大きく、石油は横ばい、天然ガスは3.6ポイント減少した。**
**2030年には再生可能エネルギーが96.8%まで増加する一方、火力は2.6%まで減少する見通しとなっている。**

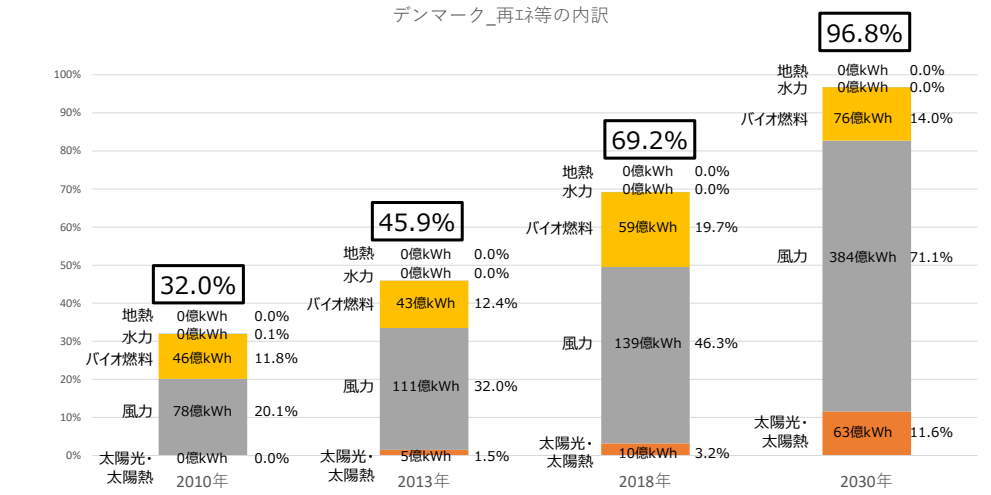



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、National Energy and Climate Plans（2020年9月）を基に作成



## 3-4. 電源構成 (2)

**2018年度のデンマークにおける再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は3.2%となり、2013年から1.7ポイント増加した。風力は46.3%となり、2013年から14.3ポイント増加した。**
**2030年には2018年と比較して太陽光の発電量が約6倍、風力の発電量が約3倍に増加する見込みである。電源構成に占める割合は太陽光が11.6%、風力が71.1%まで増加する見込みである。**

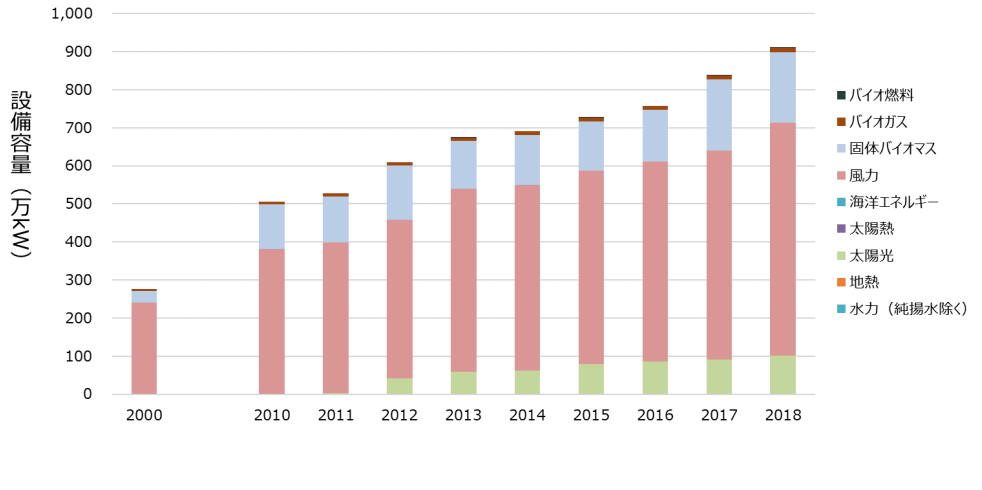



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、National Energy and Climate Plans（2020年9月）を基に作成



## 3-5.再エネ電力：設備容量

**デンマークは風力を中心に上昇しており、既に2020年の目標を達成している。**

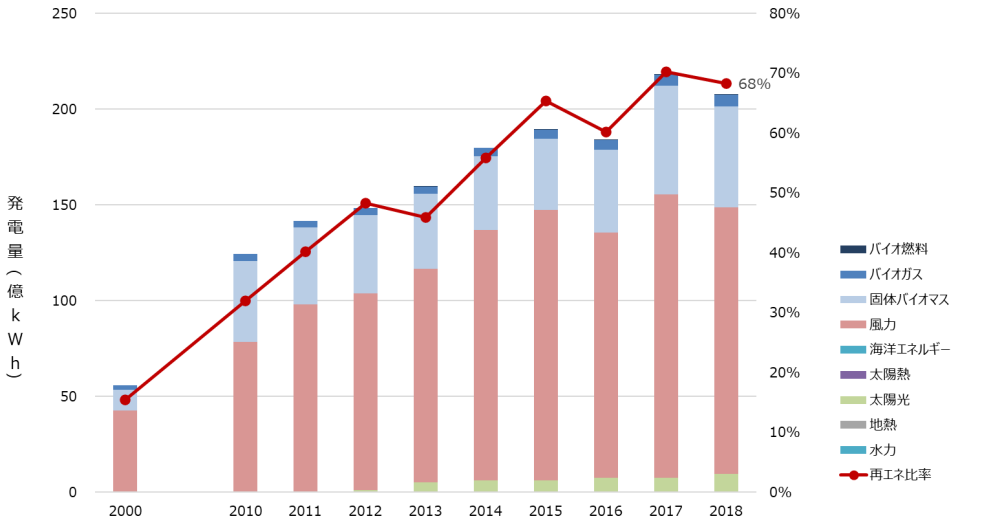



出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成



## 3-6.再エネ電力：発電量

**再エネ比率は2020年目標51.9%に対して2018年68%。**




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成

# 3-7.再エネ電力：数値データ

**再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す**

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 1.0 | | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.7 | 0.9 | 0.9 | 0.9 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.1 | | 0.7 | 1.7 | 40.2 | 57.1 | 60.7 | 78.2 | 85.1 | 90.6 | 99.8 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 239.0 | | 380.2 | 395.2 | 416.2 | 481.9 | 488.6 | 507.7 | 524.6 | 549.0 | 612.1 |
| 固体バイオマス | 31.6 | | 116.7 | 121.6 | 143.7 | 125.1 | 131.4 | 130.4 | 136.4 | 186.5 | 185.7 |
| バイオガス | 4.1 | | 8.0 | 7.7 | 8.0 | 9.3 | 9.6 | 10.4 | 10.7 | 10.8 | 12.1 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.7 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.1 | 0.0 |
| 合計 | 275.8 | | 506.5 | 527.1 | 609.0 | 675.0 | 691.2 | 727.5 | 757.7 | 837.8 | 910.6 |

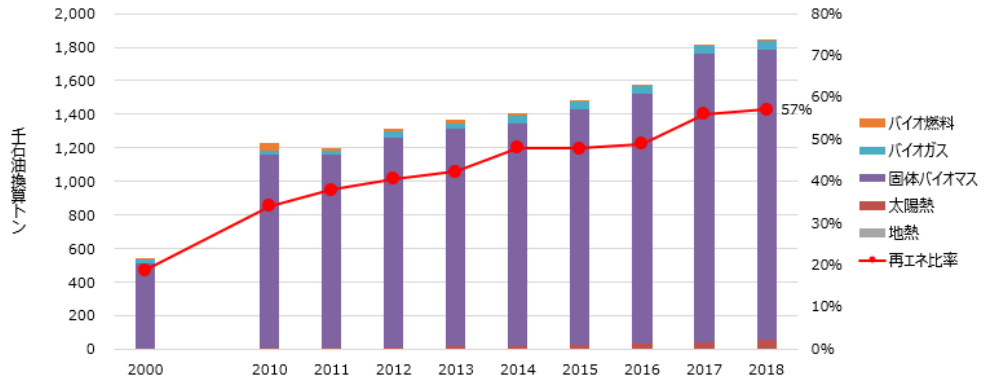
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 0.3 | | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.1 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.0 | | 0.1 | 0.2 | 1.0 | 5.2 | 6.0 | 6.0 | 7.4 | 7.5 | 9.5 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 42.4 | | 78.1 | 97.7 | 102.7 | 111.2 | 130.8 | 141.3 | 127.8 | 147.8 | 139.0 |
| 固体バイオマス | 10.9 | | 42.4 | 40.3 | 40.7 | 39.3 | 38.4 | 37.2 | 43.4 | 56.8 | 52.8 |
| バイオガス | 2.1 | | 3.6 | 3.5 | 3.8 | 3.8 | 4.5 | 4.6 | 5.0 | 5.8 | 6.2 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 55.7 | | 124.3 | 141.8 | 148.4 | 159.7 | 179.9 | 189.4 | 183.9 | 218.1 | 207.7 |
| 再エネ比率 | 15% | | 32% | 40% | 48% | 46% | 56% | 65% | 60% | 70% | 68% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



# 3-8.再エネ熱供給プラント：消費量

**2017年時点で2020年目標を上回る再エネ熱を利用している。**
**再エネ比率は2020年目標39.8%に対して2018年57%。**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出



# 3-9.再エネ熱供給プラント：数値データ

**再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す**

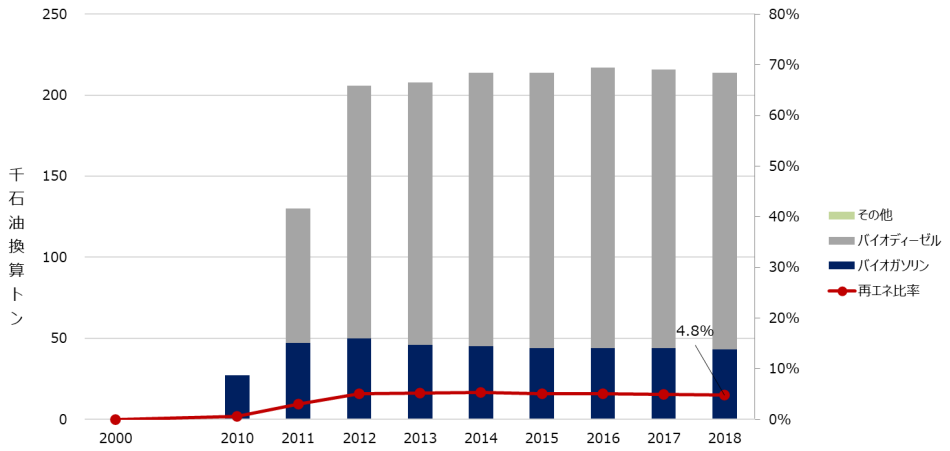
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 3.0 | 2.0 | 3.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 1.0 |
| 太陽熱 | 1.0 | | 3.0 | 5.0 | 8.0 | 11.0 | 18.0 | 23.0 | 33.0 | 42.0 | 52.0 |
| 固体バイオマス | 513.0 | | 1152.0 | 1150.0 | 1251.0 | 1301.0 | 1329.0 | 1404.0 | 1490.0 | 1719.0 | 1735.0 |
| バイオガス | 22.0 | | 28.0 | 29.0 | 35.0 | 33.0 | 44.0 | 46.0 | 44.0 | 49.0 | 48.0 |
| バイオ燃料 | 1.0 | | 40.0 | 16.0 | 19.0 | 17.0 | 16.0 | 12.0 | 6.0 | 4.0 | 5.0 |
| 合計 | 537.0 | | 1226.0 | 1202.0 | 1316.0 | 1365.0 | 1409.0 | 1487.0 | 1576.0 | 1816.0 | 1841.0 |
| 再エネ比率 | 19% | | 34% | 38% | 41% | 42% | 48% | 48% | 49% | 56% | 57% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



# 3-10.再エネ交通燃料：消費量

**交通燃料の再エネ比率は2010年以降大きく上昇した後、ほぼ横ばいの状態が続いている。**
**近年複数倍カウントが認められる次世代燃料も増えている。**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

## 3-11.再エネ交通燃料：数値データ

再エネ交通燃料の数値データを以下に示す。

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 0.0 | | 27.0 | 47.0 | 50.0 | 46.0 | 45.0 | 44.0 | 44.0 | 44.0 | 43.0 |
| バイオディーゼル | 0.0 | | 0.0 | 83.0 | 156.0 | 162.0 | 169.0 | 170.0 | 173.0 | 172.0 | 171.0 |
| その他 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 0.0 | | 27.0 | 130.0 | 206.0 | 208.0 | 214.0 | 214.0 | 217.0 | 216.0 | 214.0 |
| 再エネ比率 | 0.0% | | 0.6% | 3.0% | 5.1% | 5.2% | 5.3% | 5.1% | 5.1% | 4.9% | 4.8% |

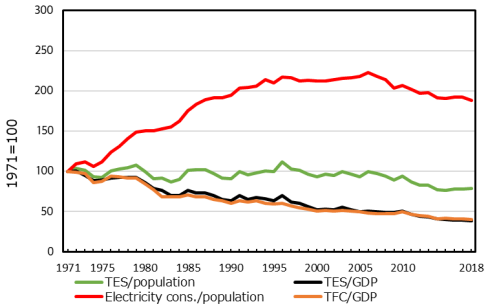
出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-12.省エネの進捗

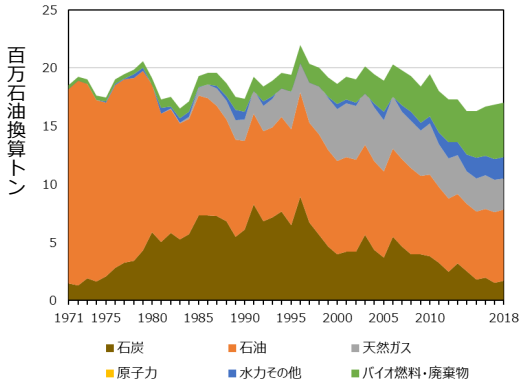
デンマークの一次エネルギー供給量は、1996年にピークを迎えた後、減少傾向となり、2018年は1990年とほぼ同じ、約17百万石油換算トンで推移している。

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



# 3. 進捗　-省エネ-

# 4．政府機関

## 4-1.気候変動に係る政府機関

| 機関 | 概要 |
|---|---|
| 気候変動エネルギー省<br>（Klima-, Energi- og Bygningsministeriet） | 気候変動を軽減するための国内・国際的な取組の責務を負う。<br>出所：Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities ウェブサイト<br>https://en.kefm.dk/ |
| エネルギー庁<br>（Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet） | デンマークエネルギー庁は、GHG排出削減への取組のほか、エネルギー生産、供給、消費と関連したタスク全般を管轄。再生可能エネルギーの入札も所轄する。また、エネルギー、水、廃棄物、テレコミニケーションといった、ユーテリティの最適化を支援する。<br>出所： Danish Energy Agency ウェブサイト<br>https://ens.dk/en |
| 環境省<br>（ Miljøministeriet ） | 環境保護、農業、漁業および食品製造分野の管理・調査業務を管轄する。<br>出所：Ministry of Environment of Denmark ウェブサイト<br>https://en.mim.dk/ |
| ユーテリティ規制局<br>（Forsyningstilsynet） | 電力、天然ガス及び地域熱供給事業を監督する。<br>出所：Danish Utility Regulator ウェブサイト<br>https://forsyningstilsynet.dk/ |

出所：https://en.kefm.dk/、https://ens.dk/en、https://en.mim.dk/（2021.3.1）を基に作成



# 5. 再エネ政策

## 4-1.2018年エネルギー協定（Danish Energy Agreement）

**2018年に締結されたエネルギー協定では、2030年までの政策目標として、一次エネルギー消費に占める再エネ比率を55%まで引き上げること、全電力消費量を上回る量の再エネ発電をすることが掲げている。**
**エネルギー協定に基づく主な施策として、洋上風力発電の拡大や技術中立的な再エネ入札の方針が示される。**
**陸上風力発電については、技術進歩とコスト低下により洋上風力発電への移行が進むとの期待から、洋上風力の優先順位を強化していくことが協定で同意されている。洋上風力への移行の決定は、住宅近くに風車があることによる不便、その結果としての資産価値の低下を経験したことが背景にある。**

2018年エネルギー協定で掲げられた再エネ政策関連の主な合意事項

- 2030年までに3つの洋上風力発電所を建設（2021年に800MW、2023年に800MW、2024～2017年に800MWの計2.4GW）
- 2020～2024年に、太陽光、陸上風力、（沿岸地域に立地する）洋上風力、波力、水力を対象とした、技術中立的な入札に20億デンマーククローナを割当
- 補助金なしでの洋上風力発電の設置が可能であるという見方から、陸上風力発電を大幅に削減しつつ、洋上風力発電の優先順位を強化
- 陸上風力発電の設置基数を半分以上削減することで合意し、現在の約4,300基から2030年には最大1,850基まで削減
- デンマークエネルギー庁は、陸上風力の段階的削減計画を策定し、2年ごとの進捗報告書を作成。陸上風力が十分に閉鎖されるまで、新設を停止

出所　デンマーク政府，"Energy Agreement of 29 June 2018"を基に作成

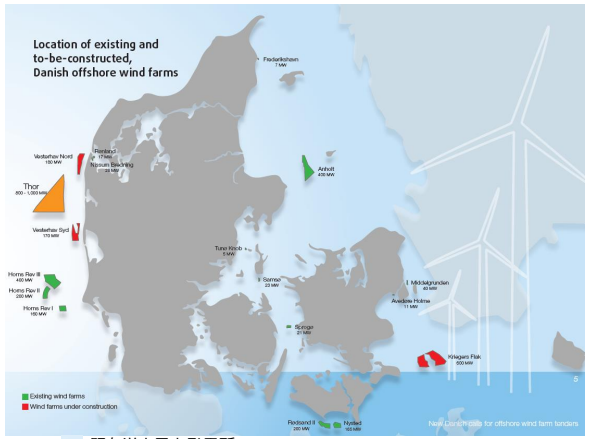


## 4-2.Thor洋上風力発電入札

**デンマークは、2018年エネルギー協定の一環として、2030年までにデンマーク領海に洋上風力発電所3ヶ所を建設することを決定。**
**最初のプロジェクトとして、デンマーク西部の北海上に800～1,000MWの規模のThor洋上風力発電所の建設を予定しており、2021年の入札に向けて準備が進められている。**
**落札者は20年間にわたり、市場参照価格が入札価格よりも低い場合は政府からプレミアムを受給し、市場参照価格が入札価格よりも高い場合には政府に超過分を返還する、差額決済（CfD）契約を締結する。**

**Thor洋上風力の入札設計（案）**

| | |
|---|---|
| 入札容量 | ● 800～1,000MW |
| 落札価格決定方式 | ● 差別価格（Pay-as bid） |
| 支援形態 | ● 差額決済契約（CfD）方式 |
| 支援期間 | ● 20年間 |
| 実現期限 | ● 送電系統運用者のEnerginet社が連系にかかる陸上施設を整備<br>● 2024年第2四半期から2027年末までに、電力供給開始から最後の風車連系までを実現する |




既存洋上風力発電所
建設中の洋上風力発電所

出所　Danish Energy Agencyホームページおよび "New Danish calls for offshore wind farm tenders, Information on the Thor offshore wind farm tendering procedure (October 2019)"を基に作成

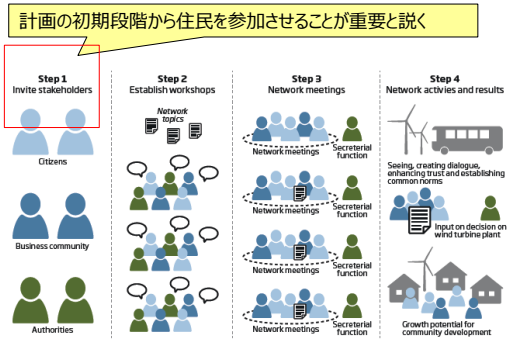
## 4-3.風力発電プランニング支援組織

デンマーク環境省の下部組織である自然庁は、風力発電の導入関連業務における地方自治体支援のため、2008年にWind Turbines and Planning Task Force（風力発電プランニング支援組織）を設立。

風力発電プランニング支援組織の概要

| | |
|---|---|
| 目的 | ● 風力発電設備の導入が計画されている地方自治体に対するガイドラインや実務的アドバイスやの提供 |
| 具体的支援内容 | ● 近隣住民の保護や自然環境の保全の観点から最も適切な風力発電の用地を特定する支援（関連法規制や用地規制の紹介、知見の共有）<br>● 関連法規制の解釈<br>● 住民・関係者が出席する公的会議への出席 |

風力発電プランニング支援組織の公開する住民参加型の計画プロセス




*Source: Antropologerne*

※上図は、風力発電プランニング支援組織がAntropologerneから引用

出所　State of Green，WIND ENERGY MOVING AHEAD（風力発電前進），15ページ
Energy Agency（デンマークエネルギー局），Physical Planning of Wind Power（風力発電の実質的計画），16.17ページ

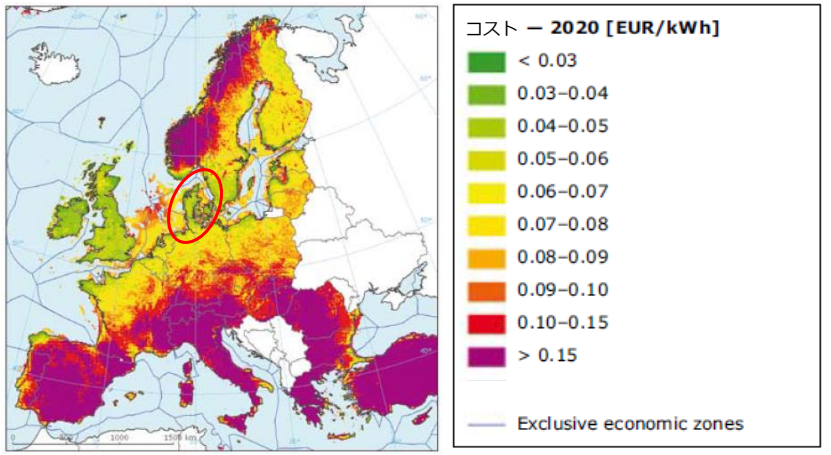


# 6. 再エネポテンシャル

## 5-1.風力ポテンシャル

EEA(欧州環境機関）は、風力導入ポテンシャルを、想定される発電コスト別にマッピングしている。デンマークに比較的適地が多い。

風力の地域別風力発電コスト（2020年）

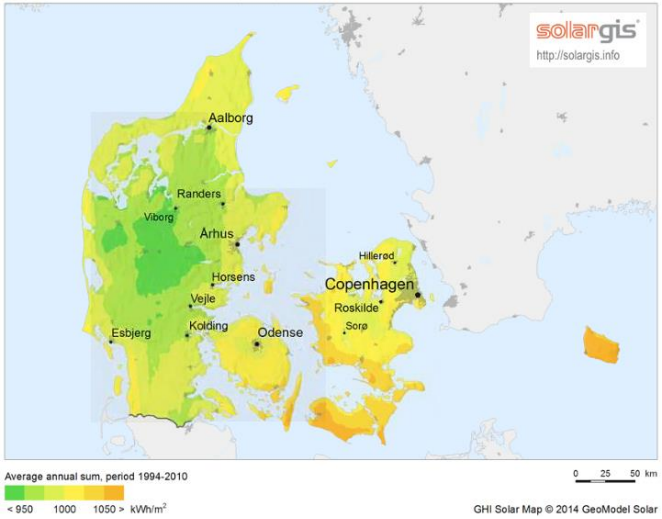



出所　European Environment Agency，Europe's onshore and offshore wind energy potential，48ページを基に作成



## 5-2.太陽光ポテンシャル

デンマークは日射量に恵まれず、太陽光の導入に適した環境に無い。




出所：Solargis，Global Horizonal Irradiationを基に作成

# 6. 再エネコスト

## 6-1.陸上風力(1)

デンマークの陸上風力の導入コストは、他の欧州諸国と比較して、英国と並び、高い水準にある。

各国の陸上風力の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 2,239 | 2,146 | 2,745 | 2,323 | 2,746 | 2,471 | 2,611 | 2,263 |
| 英国 | | 3,445 | 2,700 | 1,936 | 2,171 | 2,222 | 2,231 | 2,092 | 2,113 | 1,859 | 1,896 |
| ドイツ | 3,862 | 3,445 | 2,445 | 2,275 | 2,230 | 2,271 | 1,973 | 1,936 | 1,935 | 1,904 | 1,762 |
| フランス | | | | 1,792 | 1,840 | 2,477 | 1,790 | 1,771 | 2,017 | 1,950 | 1,765 |
| イタリア | | | 2,700 | 2,241 | 2,042 | 2,555 | 2,122 | 1,788 | 2,559 | 1,758 | 1,670 |
| スペイン | | 3,445 | 2,700 | 2,241 | 1,865 | 2,450 | 1,657 | 1,633 | 1,792 | 2,339 | 1,552 |
| **デンマーク** | **3,862** | **3,281** | **2,572** | **2,134** | **1,695** | **2,376** | **1,901** | **1,901** | **1,751** | **1,903** | **1,900** |
| 米国 | 4,950 | 3,249 | | 1,845 | 1,644 | 2,393 | 1,821 | 1,861 | 1,685 | 1,643 | 1,553 |
| カナダ | | 3,249 | | 1,956 | 1,681 | 2,693 | 2,524 | 2,364 | 2,075 | 1,856 | 2,430 |
| インド | | 3,586 | 3,043 | 2,225 | 1,601 | 1,370 | 1,274 | 1,172 | 1,159 | 1,160 | 1,054 |
| 中国 | | | | 2,282 | 1,678 | 1,482 | 1,416 | 1,376 | 1,315 | 1,292 | 1,222 |

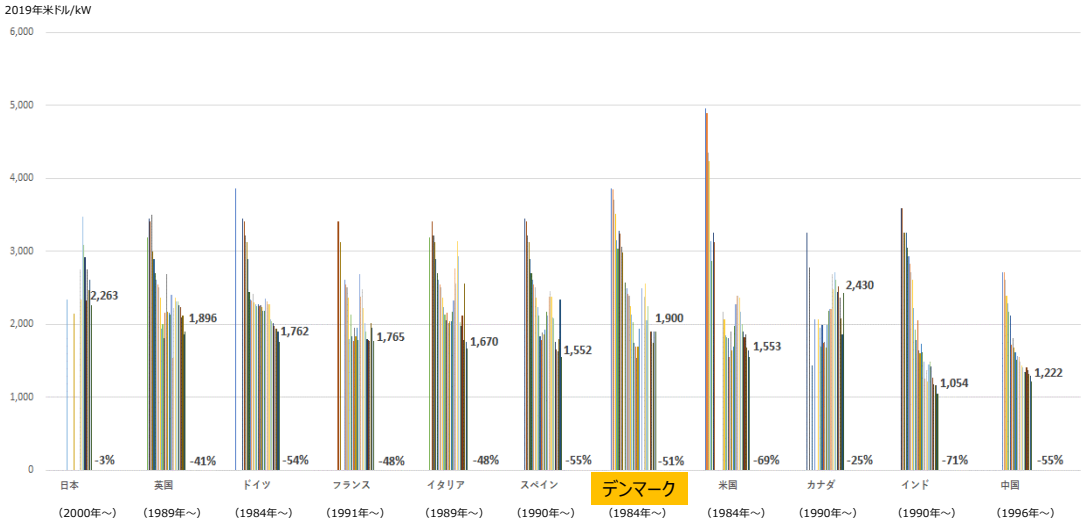
出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成



## 6-1.陸上風力(2)

デンマークおよび諸外国の陸上風力の導入コストの推移は以下の通りである。
デンマークの陸上風力の導入コストは、2019年時点で1,900米ドル/kWと、欧州でも高い水準となっている。

各国の陸上風力の導入コスト推移（1984～2019年、2019年米ドル/kW）






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 52ページ（Figure2.5）を基に作成

## 6-1.陸上風力(3)

デンマークの陸上風力発電の発電コストは、他の欧州諸国と比較して、平均的な水準にある。

各国の陸上風力の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 1984 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | | 0.169 | 0.165 | 0.157 | 0.115 | 0.163 | 0.121 | 0.128 | 0.113 |
| 英国 | | 0.212 | 0.178 | 0.108 | 0.126 | 0.086 | 0.084 | 0.076 | 0.076 | 0.057 | 0.071 |
| ドイツ | 0.241 | 0.212 | 0.179 | 0.152 | 0.125 | 0.107 | 0.087 | 0.084 | 0.083 | 0.072 | 0.068 |
| フランス | | | | 0.119 | 0.111 | 0.106 | 0.078 | 0.076 | 0.090 | 0.075 | 0.065 |
| イタリア | | | 0.178 | 0.145 | 0.123 | 0.113 | 0.094 | 0.074 | 0.097 | 0.065 | 0.062 |
| スペイン | | 0.177 | 0.140 | 0.116 | 0.106 | 0.104 | 0.066 | 0.064 | 0.067 | 0.095 | 0.051 |
| **デンマーク** | **0.241** | **0.205** | **0.155** | **0.150** | **0.097** | **0.100** | **0.067** | **0.066** | **0.059** | **0.059** | **0.060** |
| 米国 | 0.297 | 0.196 | | 0.088 | 0.070 | 0.085 | 0.058 | 0.056 | 0.051 | 0.048 | 0.046 |
| カナダ | | | | 0.121 | 0.087 | 0.096 | 0.085 | 0.088 | 0.074 | 0.064 | 0.073 |
| インド | | 0.238 | 0.231 | 0.173 | 0.112 | 0.081 | 0.077 | 0.069 | 0.058 | 0.049 | 0.049 |
| 中国 | | | | 0.137 | 0.095 | 0.070 | 0.068 | 0.062 | 0.057 | 0.057 | 0.047 |

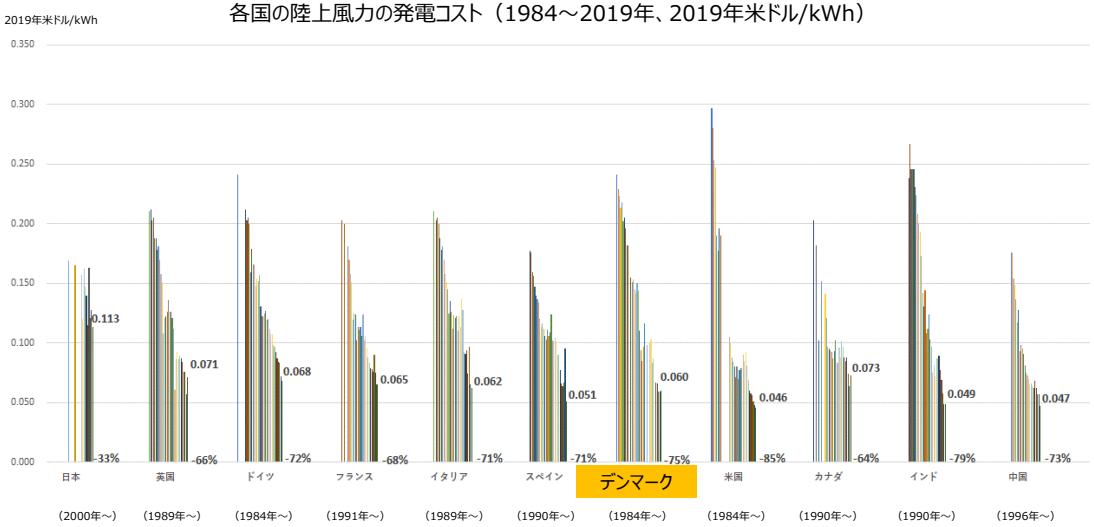


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成

## 6-1.陸上風力(4)

デンマークおよび諸外国の陸上風力の発電コストの推移は以下の通りである。
デンマークの陸上風力の発電コストは、2019年時点で0.060米ドル/kWhと、諸外国のなかでも平均的な水準となっている。

各国の陸上風力の発電コスト（1984～2019年、2019年米ドル/kWh）

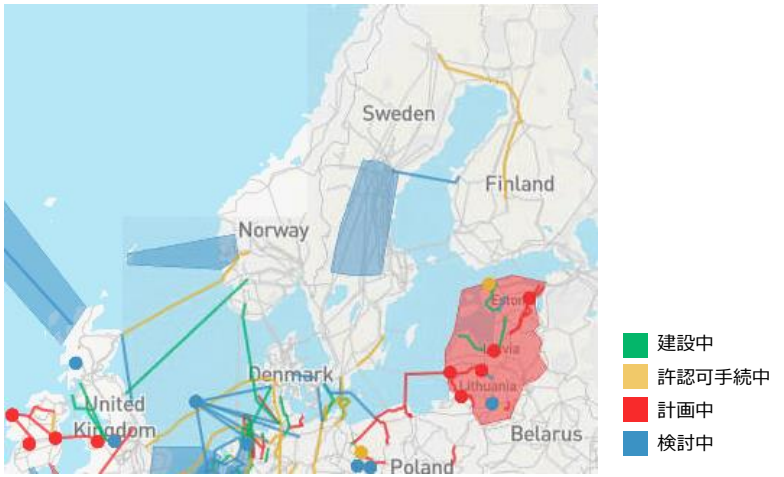



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページ（Figure2.9）を基に作成



## 7-1.電力系統

北欧では水力が豊富なノルウェーと英国・大陸とを結ぶ連系線、
スウェーデンとフィンランドを結ぶ連系線の建設が計画されている。




出所　欧州系統運用者協会ENTSO-Eホームページ，https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/（2020.02.04時点）を基に作成



# 7. 電力系統

# 8. スウェーデン、ノルウェー、およびフィンランド

# 9-1. スウェーデン、ノルウェー、およびフィンランド

**スウェーデン、ノルウェー、およびフィンランドの再エネ目標および2020年の再エネに関するトピックは、以下のとおり。ノルウェーは再生可能エネルギー目標を定めず、GHG排出削減目標に一本化している。**

再エネ目標

| スウェーデン | ノルウェー | フィンランド | デンマーク(参考) |
|---|---|---|---|
| 2040年までに100%再生可能発電 | 2030年までに55%GHG排出削減 | 2030年までに再生可能エネルギー割合50% | 2030年までに再生可能エネルギー割合55% |
| | ※排出削減目標で対応 | | |

2020年トピック

**グリーン証書制度終了**

- ノルウェーとスウェーデンは、2035年末で二国間のグリーン証書制度の終了を発表。これは、再エネ導入が予定よりも早く進んだことによるもので、当初予定よりも10年早い。2022年1月1日には新規申請を締め切る。
- 本制度は制度期間15年で、風力および水力発電1MWあたり1通の証書を発電事業者に発行する。卸電力事業者は年間割当量に応じた証書を購入する義務がある。

**Green Recovery Initiative**

- スウェーデンは、2020年9月に2021年予算案において、97億クローネのGreen Recovery Initiativeを提案。グリーン移行をCOVID-19危機からの復興の礎としたい考えを示した。

**洋上風力発電エリアを2か所開放**

- 2020年12月にノルウェーは、洋上風力発電の立地を割り当てるため、Utsira NordとSørlige Nordsjø IIの2か所を開放した。2021年1月1日より許認可申請が可能となる。

出所　デンマーク、ノルウェー、スウェーデン、フィンランド政府, National Renewable Energy Action Plan、スウェーデン政府HP,ノルウェー政府HPを基に作成



# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# フランス

# 1. 概況

## 1-1.EU気候変動パッケージ

EUは2009年に2020年目標を定めた気候変動パッケージ、2019年に2030年目標を定めた気候変動パッケージを策定
フランス含むEU加盟国の政策は同パッケージとの整合性が必要

2009年気候変動パッケージ

| 項目 | 2020年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス排出量削減比率（1990年比） | 20% |
| 最終消費エネルギーに占める再エネ比率 | 20% |
| エネルギー効率 | 20%向上 |

- EU法で定められた内容に基づき国内法整備
- 再エネや省エネを実現するための行動計画の策定・進捗報告を実施している
- フランスの2020年再エネ割合目標は23%

2019年気候変動パッケージ

| 項目 | 2030年目標 |
|---|---|
| 温室効果ガス排出量削減比率（1990年比） | 40% |
| 最終消費エネルギーに占める再エネ比率 | 27% |
| エネルギー効率 | 27%向上 |

- EUにおいて指令等が定められた後、定められた内容に基づき国内法の整備が必要となる。

出所　各種資料を基に作成



# 2. 目標

## 2-1.削減目標（EU）

EU目標として、1990年を基準年とした2020年20%、2030年40%のGHG削減目標を設定
EUは2019年末に発表したグリーンディールで、2030年の削減目標を1990年比40%から、最低でも50%、最大55%に引き上げる方針を表明

| | カンクン目標 | 約束草案 |
|---|---|---|
| 基準年 | 1990年 | 1990年 |
| 目標年 | 2020年 | 2030年 |
| 削減目標 | ▲20%（▲30%：他国の合意あり） | ▲40% |
| 対象ガス* | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$ | $CO_2$、$CH_4$、$N_2O$、HFCs、PFCs、$SF_6$、$NF_3$ |
| 対象セクター | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ 廃棄物<br>■ 航空（EU-ETS（EUの排出権取引制度）対象） | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセス<br>■ 農業<br>■ LULUCF<br>■ 廃棄物 |
| 国際的な市場メカニズム | 含む | 含まない |

*カンクン目標では対象ガスは不明であるが、関連指令等より上記が対象ガスと考えられる。

出所　UNFCCC，SUBMISSION BY LATVIA AND THE EUROPEAN COMMISSION ON BEHALF OF THE EUROPEAN UNION AND ITS MEMBER STATES2015，UNFCCC，Expression of willingness to be associated with the Copenhagen Accord and submission of the quantified economy-wide emission reduction target for 2020を基に作成



## 2-2.エネルギー転換法

2015年8月にグリーン成長のためのエネルギー転換に関する法（以下、エネルギー転換法）が制定
2030年、2050年の排出削減目標や再エネ比率目標等を法定

**エネルギー転換法で示された目標**

- GHG排出量を1990年比で2030年までに40%削減、2050年までに1/4に排出削減。削減計画はカーボンバジェットによって設定
- 最終エネルギー消費を2012年比で2030年までに20%、2050年までに50%減少
- 化石燃料一次エネルギー消費を2012年比で2030年までに30%減少
- 最終エネルギー消費に占める再エネ比率を2020年に23%、2030年に32%に引き上げ
- 原子力発電比率を2025年までに50%に縮減
- 2050年までに全ての住宅のエネルギー性能レベルを、エネルギー消費が少ない建物の基準に引き上げ
- エネルギー貧困対策強化。家庭の収入に対して適正なコストでのエネルギー利用保障
- 2025年までに廃棄物量を半減。経済成長と原材料消費量のデカップリングを実現

**国・地域レベルでの政策・目標のガバナンスツールの導入**

＜国レベル＞
- 国家低炭素戦略（SNBC）と多年度エネルギー計画（PPE）を策定
- SNBCとPPEに示された目標や方針に基づく、関連計画の策定（クリーンモビリティ開発戦略、大気汚染物質排出削減計画、エネルギー研究国家戦略、バイオマス活用国家戦略等）

＜地域レベル＞
- エネルギー効率分野における地域の役割を強化するため、地域圏（複数の県で構成される広域行政区域）において策定されている地域気候・大気・エネルギープログラム（SRCAE）を補完する形で、エネルギー効率化計画の策定も地域圏に義務付け

出所　仏環境省、エネルギー転換法、https://www.ecologie.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte、（2020年9月18日閲覧）を基に作成

# 2-3.エネルギー・気候法

**2019年11月にエネルギー・気候法が制定**
**2017年のエネルギー・気候計画に示された2050年のカーボンニュートラル達成目標を法制化**
**化石燃料依存度の縮減と再エネ開発、エネルギー効率の悪い建物の改修、気候政策のガバナンスや評価枠組みの強化等の方針を規定**

| 方針 | 内容 |
|---|---|
| 化石燃料依存度の縮減 | • 2050年にカーボンニュートラルを達成<br>• 2030年までに2012年比で化石燃料エネルギー消費を40%縮減<br>• 2022年までに石炭火力発電所を全て閉鎖<br>• スーパーマーケット、倉庫、駐車場の日よけの屋根への太陽光パネル設置の義務づけ<br>• 2030年のエネルギーミックスに占める再エネ比率を33%に引き上げるため、太陽光発電施設の設置や地熱利用に必要な法的手続きの効率化<br>• 水素技術開発への支援 |
| エネルギー効率の悪い住宅の改修 | • EUのエネルギー性能評価証書（EPCs）のF、Gレベルの住宅の改修<br>• このような住宅の所有者には以下の措置が義務付け<br>➢ 2021年～：賃借人が変わる際に、改修未実施の物件の家賃引き上げ禁止<br>➢ 2022年～：物件の売却・賃貸に際して、エネルギー性能の評価結果を明示<br>➢ 2023年～：著しくエネルギーを消費する住宅は、改修義務付け、または、賃貸禁止<br>➢ 現在から2028年まで：賃貸情報において改修が必要になることを明示。違反した場合は罰則適用 |
| 気候政策のガバナンスや評価枠組みの強化 | • 2018年11月に設置された気候高等評議会の政策評価のミッションの明確化<br>• 国家低炭素戦略（SNBC）の気候変動対策を方向付けるツールとしての位置づけの明確化 |

出所　仏政府ウェブサイト、エネルギー・気候法、https://www.vie-publique.fr/loi/23814-loi-energie-et-climat-du-8-novembre-2019、（2020年9月18日閲覧）を基に作成

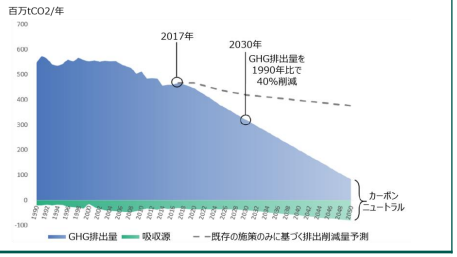


# 2-4.国家低炭素戦略（1）

**2015年のエネルギー転換法において、エネルギー転換のための重要ツールとして国家低炭素戦略（SNBC）を位置づけ**
**初のSNBCは2015年に策定され、2018～2019年にかけて改定作業が実施され、2020年3月に第2版となるSNBCが策定**
**SNBCは2021年2月に、パリ協定に基づく長期戦略として国連に提出**

## 削減目標(2020年3月時点)

**（現状）1990年546百万tCO2e/年、2015年458百万tCO$_2$/年**
**（目標）1990年比で2030年に40%減**
**2050年にカーボンニュートラル達成**



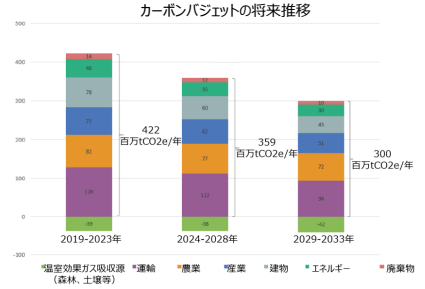

## エネルギー移行による雇用への影響

- 2030年までに300,000～500,000人の新規雇用の創出
- 2050年までに700,000～800,000人の新規雇用の創出
- 低炭素社会への移行は、家庭におけるエネルギーにかかるコスト削減やエネルギー効率向上への寄与が期待

## カーボンバジェット(2020年3月時点)

**（目標）第1期（2015-2018年）442百万tCO2e/年（※）**
**第2期（2019-2023年）422百万tCO2e/年**
**第3期（2024-2028年）359百万tCO2e/年**
**第4期（2029-2033年）300百万tCO2e/年**
（※）2015年版のSNBCでの値

- 温室効果ガス削減目標を達成するため、2033年までの国全体の排出量上限値（カーボンバジェット）を設定
- 5年毎に達成状況を検証
- 第1期は442百万tCO2e/年のカーボンバジェットに対して、458百万tCO2e/年の実績となり、上限オーバー




出所　フランス環境省ホームページ『国家低炭素戦略』（第2版）、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf、（2020年3月）を基に作成



# 2-4.国家低炭素戦略（2）

## 部門横断的な主な施策

- カーボンフットプリント削減の徹底（2018年実績は11.2/tCO$_2$/人であり、国内の1人あたり排出量の1.8倍）
- エネルギー転換を促す投資活性化のため、炭素価格シグナルの強化、投資家に対する気候変動リスクとオポチュニティの判断に基づく投資判断の促進、エネルギー転換目標達成に寄与しないプロジェクトへの公的投資対象除外
- 革新的な企業支援、革新的技術の市場化促進、低炭素社会の実現に必要な基礎研究・応用研究に注力
- 長期的な排出削減のため、農地、森林、その他自然環境における都市開発の制限
- “低炭素な”生活・消費のスタイルの普及のための情報提供、コミュニケーション活動の実施
- エネルギー転換の実現のための産業や、雇用・従業員に必要な能力の変化への適用と必要な人材育成の実施

## 輸送部門の主な施策

**（現状）2015年時点で全GHG排出量に占める割合30%（全部門で最大）**
**（目標）2015年比で2030年までに28%減、2050年まで100%削減** ※国内空運を除く

- 燃費改善（4L/100km、2030年新車）と電気自動車の性能改善（12.5kWh/100km、2050年）
- 車両が消費するエネルギーの低炭素化のため、2040年までに新たに販売される全軽自動車のゼロエミッション化、国内海洋運輸の2050年までのゼロエミッション化、空運燃料の50%を2050年までにバイオ燃料に転換
- あらゆる輸送形態の変化に対応するための車両の買い替え支援、電気自動車の充電スポット等のインフラ整備の実施
- 運輸需要の削減（テレワーキング、カーシェア、循環経済等）
- モーダルシフトの推進（鉄道や公共交通機関、自転車等の利用へのシフト）

## 建物部門の主な施策

**（現状）2015年時点で全GHG排出量に占める割合19%（間接排出を含むと28%程度）**
**（目標）2015年比で2030年までに49%減、2050年までに100%減**

- 短期的には重油や石炭の暖房利用の廃止を優先し、2050年には建物において利用するエネルギーの100%を排出ゼロに
- 住宅と事業所建物のエネルギー効率向上改修を加速。住宅改修は2022年以降37万件/年、長期的には70万件/年とし、事業所建物については公共施設でモデルとなるエネルギー効率化改修を実施。2050年には、現在のエネルギー消費を40%削減
- 将来的な環境規制の導入により、新規建物のエネルギー性能と炭素排出削減のレベルを向上
- 機器レベルのエネルギー効率向上とスマートメーター等のスマート技術の普及による省エネの実現

出所　フランス環境省ホームページ『国家低炭素戦略』（第2版）、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf、（2020年3月）を基に作成



# 2-4.国家低炭素戦略（3）

## 農業・林業部門の主な施策

**（現状）2015年時点で全GHG排出量に占める割合19%（土地利用変化による排出量は含まない）**
**（目標）2015年比で2030年までに18%減、2050年までに46%減**

- 非エネルギー起源排出削減のため、アグロエコロジープロジェクトの推進（窒素飼料削減による窒素循環の最適化、家畜の排せつ物管理の最適化）
- 再エネ利用の促進により、エネルギー消費に伴うGHG排出を2050年までに半減
- GHG排出の少ないエネルギーや資源の供給への注力（メタンガス化、木材のエネルギー利用、第2世代のバイオ燃料等）
- アグロフォレストリー（牧草地の維持等）により、農業部門からの排出と吸収のバランスについて、排出量が吸収量を上回る現状を逆転
- 食料需要の転換（加工肉や鶏肉以外の肉の消費量削減）と食品ロスの削減
- 森林のエコシステムにおける炭素吸収・貯蔵の維持のため、植林の実施や森林伐採の削減

## 産業部門の主な施策

**（現状）2015年時点で全GHG排出量に占める割合18%（そのうち84%EU-ETSの対象）**
**（目標）2015年比で2030年までに35%減、2050年までに81%減**

- 様々な業界の事業者がエネルギー転換を実現するための支援（エネルギー転換に向けたロードマップ策定、官民投資による支援等）
- 非エネルギー起源排出削減（2050年までに60%削減）のため、産業プロセスに起因する排出量の削減またはゼロ化。CCUS技術の活用に期待
- 電化の促進（2050年までに産業部門のエネルギー消費の70%を電力に）、バイオマスや再エネ利用、熱回収によるエネルギー効率の向上
- 1製品あたりのエネルギーと素材需要のコントロール
- 循環経済の促進による原材料需要の管理

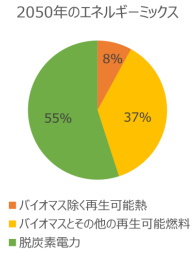
出所　フランス環境省ホームページ『国家低炭素戦略』（第2版）、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf、（2020年3月）を基に作成

# 2-4.国家低炭素戦略（4）

## エネルギー部門の主な施策

**（現状）2015年時点で全GHG排出量に占める割合10%（そのうち74%はEU-ETSの対象）**
**（目標）2015年比で2030年までに33%減、2050年までに100%減**

- エネルギー貯蔵等に関する革新的技術の研究開発によるエネルギー効率向上や、スマート技術等を活用した省エネにより、電力需要を管理
- 再エネ開発やエネルギー回収の促進によるエネルギーミックスの多様化と脱炭素化。特にバイオマス開発に注力
  ※エネルギーミックスの変化やエネルギー効率の目標については多年度エネルギー計画（PPE）に明示




## 廃棄物部門の主な施策

**（現状）2015年時点で全GHG排出量に占める割合3%**
**（目標）2015年比で2030年までに37%減、2050年までに66%減**

- 食品ロス含む廃棄物の削減（2050年までに1人あたりの廃棄物発生量を20%削減）
- 廃棄物の分別、生分解性廃棄物回収の集約等、廃棄物の回収方法の改善と資源やエネルギーとしての再利用促進

出所　フランス環境省ホームページ『国家低炭素戦略』（第2版）、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf、（2020年3月）を基に作成



# 2-5.多年度エネルギー計画（PPE）（1）

**2015年のエネルギー転換法に基づき政府が策定**
**PPEは策定から5年ごとに見直すこととされ、初回のPPEを改定したPPE（2019～2028年を対象）が2020年4月に公表**
**2050年のカーボンニュートラル目標が設定されたことを踏まえ、エネルギー分野の低炭素化のための目標や施策が明示**

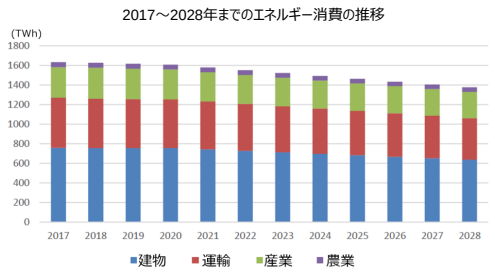
**PPEの2大目標**

- エネルギー消費の削減（2050年までに最終エネルギー消費を50%削減）
- エネルギーミックスの多様化

## エネルギー消費の削減に向けた施策

- 2040年に内燃機関自動車の販売終了
- 建物のエネルギー効率向上（高効率の建物の新設、既存の建物の改修、再エネ利用の促進）
- 適性な炭素価格の設定（炭素下限価格の設定、国境炭素税の導入等）
- 省エネ証書（CEE）制度※の継続・強化

※CEE制度とは、電力、ガス、重油等のエネルギー供給事業者に対し、エネルギー需要家の省エネ対策（住宅や建物の断熱効果向上、ヒートポンプの導入等）を支援する義務を課し、支援により省エネに寄与したとされる取組に証書が付与されるスキームである。エネルギー供給事業者は、一定の期間ごとに獲得した証書を政府に提出しなければならない。




出所　環境省、多年度エネルギー計画（PPE）、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf、（2020年4月）
環境省、CEE制度に関する説明パンフレット、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Listes%20des%20personnes%20soumises%20%C3%A0%20des%20obligations%20d%27%C3%A9conomies%20d%27%C3%A9nergie%203%C3%A8me%20p%C3%A9riode%20%282018-08-23%29.pdf、（2017年6月）を基に作成



# 2-5.多年度エネルギー計画（PPE）（2）

**エネルギーミックスの多様化に向けては、再エネ開発、原子力比率の縮減、化石燃料利用の縮減を進める方針**

## 再エネ開発

- 2028年までに2017年比で再エネ電力設備容量を倍増
- 2028年までに再生可能熱生産を40～60%増加
- 2028年までにガス消費に占めるバイオガス消費比率を6～8%に高めるため、バイオガス業界に97億ユーロの政府支援を実施
- 2023年までに洋上風力発電の新たな入札を6件実施し、設備容量増大
- 水素開発業界への資金援助の増大

## 原子力比率の縮減

- 2035年までに原子力比率を現行の71%から50%に縮減するため、合計14基の原子炉の閉鎖。このうち4～6基は2028年までに閉鎖（2基は2020年中に閉鎖済）
- 閉鎖される地域における新たな事業を通じた従業員の配置転換

## 化石燃料利用の縮減

- 2022年までに4カ所の石炭火力発電所を閉鎖
- 2025年までに家庭の石炭暖房や熱供給ネットワークにおける石炭利用をゼロに
- 2030年までに石炭の産業利用をゼロに（製鋼業を除く）

出所　環境省、多年度エネルギー計画（PPE）、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf、（2020年4月）を基に作成



# 2-5.多年度エネルギー計画（PPE）（3）

**再エネ電力開発に関しては、入札を通じて2017年末時点で4,860万kWの設備容量を2023年末には7,350万kW、2028年末には1億～1.13億kWまで引き上げる目標**

再エネ電力の導入目標

| | 2023 | 2028 |
|---|---|---|
| 水力 | 2,570万kW | 2,640～2,670万kW |
| 陸上風力 | 2,410万kW | 3,320～3,470万kW |
| 洋上風力 | 240万kW | 520～620万kW |
| 太陽光 | 2,010万kW | 3,510～4,400万kW |
| バイオマス | 80万kW | 80万kW |
| バイオガス・メタン化 | 27万kW | 34～41万kW |
| 地熱 | 2.4万kW | 2.4万kW |
| 合　計 | 7,350万kW | 1億100万～1億1,300万kW |

## 再エネ電力導入促進の主な施策

- 開発期間を短縮しコストを低減するため、行政手続きの簡素化を継続
- 市民や地方公共団体による再エネ電力開発投資の支援
- 寿命を迎える既存の再エネ発電施設の資材等の大規模なリサイクル実施への備え
- 水力発電促進のため、既存の設備のタービン追加設置等によるパフォーマンス向上
- 陸上風力発電促進のため、2023年までに既存の設備の資材のリサイクルを義務化。施設解体時には基底部分の掘削撤去の方針を共通化し、新たな技術を利用する場合の債務保証額を引き上げ
- 太陽光発電促進のため、都市部の土地や駐車場等の地上設置型で低コストの発電設備開発を優先。小中規模の屋上設置型設備の設備容量導入目標30万kW／年を維持

出所　環境省、多年度エネルギー計画（PPE）、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf、（2020年4月）を基に作成

## 2-6.省エネルギー行動計画

E2012年のEUエネルギー効率化指令2012/27に基づき策定・提出され、EUの2020年最終エネルギー消費量削減目標の達成に向けた各国の行動計画
SNBCやPPEの内容に基づき、国としての政策や施策を提示

| フランスの2020年の最終エネルギー消費目標 | 1.314億toe （2007年のBAU予測から18%削減が必要） |
|---|---|

最終エネルギー消費予測

単位：億toe（ネットの熱量換算）

| 分類 | 2012 | 2018 | 2023 |
|---|---|---|---|
| 産業 | 0.325 | 0.327 | 0.317 |
| 家庭・サービス | 0.691 | 0.617 | 0.567 |
| 運輸 | 0.49 | 0.46 | 0.434 |
| 農業 | 0.045 | 0.039 | 0.037 |
| 合　計 | 1.551 | 1.443 | 1.355 |

**2020年目標の達成時期は2021年頃の見込み※**
※ 国際航空部門のエネルギー使用を除く

目標達成のための主な政策

- 2013年以降、新設される建物に対する熱規制導入
- 建物の省エネ改修への資金援助（エネルギー転換に向けた投資額還付制度（CITE）、ゼロ金利エコ・ローン（Eco-PTZ）等）
- 低排出車両への買い替え促進施策（タクシーの低排出車への買い替え義務付け、都市部でのケーブルカーの導入推進）
- 既存の運輸交通手段の効率向上（自動車や飛行機の燃費向上、低排出燃料への転換）
- 省エネ証書（CEE）の活用
- ビニールハウスのエネルギー効率改善向け政府支援

出所　Energy Efficiency Action Plan for France-2017,
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr_neeap_2017_en_1.pdf、（2017年4月）を基に作成



## 2-7.国家エネルギー・気候変動計画(1)

2030年目標を達成するために、欧州委員会は加盟国に国家エネルギー気候変動計画（NECP）の提出を義務付け
2019年6月に2018年末に提出された最終版計画を評価したところ、加盟国の計画を足し合わせた場合に目標達成に未達になるとの評価結果に

| | 温室効果ガス排出量 | 再生可能エネルギー | エネルギー効率 | 国際取引 | EU補助金割合 | 自動車由来 $CO_2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2020目標 | -20% | 20% | 20% | 10% | 2014-2020 20% | |
| 2030目標 | **≦-40%** | **≧32%** | **≧32.5%** | **15%** | 2021-2027 **25%** | **-37.5%** うちバン -31% うちトラック -30% |

| | |
|---|---|
| 国家エネルギー・気候変動計画（NECP） | • 2030年の目標を達成するために、加盟国に国家エネルギー・気候変動計画の提出を義務付けた<br>• 2018年末:ドラフト版、2019年末:最終版 |
| EUによる評価 | • 2019年6月、欧州委員会がドラフト版計画の評価を実施<br>• 各国の計画を足し合わせた場合に、ドラフト版では2030年目標に達しないと結論づけた |

出所　欧州委員会, NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLANS BRINGING PRINCIPLES TO ACTION, 1ページおよびClimate Action Network Europe, The Clock is Ticking!, 2ページを基に作成



## 2-7.国家エネルギー・気候変動計画(2)

ドラフト版NECPの状況は以下の通り。
EUは再エネポテンシャルや経済成長率等から各国の再エネ導入量の基準を計算しており、ドラフト版NECP評価の指標にしている
フランスは、NECPにおける目標が同基準をやや下回っている

| 国名 | 計算式で算出された再エネ割合 | ドラフト版NECP | 差分 |
|---|---|---|---|
| ベルギー | 25% | 18.3% | ↓ |
| ブルガリア | 27% | 25% | ↓ |
| チェコ | 23% | 20.8% | ↓ |
| デンマーク | 46% | 55% | ↑ |
| ドイツ | 30% | 30% | → |
| エストニア | 37% | 42% | ↑ |
| アイルランド | 31% | 15.5-27.7% | ↓ |
| ギリシャ | 31% | 31-32% | → |
| スペイン | 32% | 42% | ↑ |
| フランス | 33% | 32% | ↓ |
| クロアチア | 32% | 36.4% | ↑ |
| イタリア | 29% | 30% | ↑ |
| キプルス | 23% | 19% | ↓ |
| ラトビア | 50% | 45% | ↓ |

| 国名 | 計算式で算出された再エネ割合 | ドラフト版NECP | 差分 |
|---|---|---|---|
| リトアニア | 34% | 45% | ↑ |
| ルクセンブルク | 22% | 23-25% | ↑ |
| ハンガリー | 23% | 20% | ↓ |
| マルタ | 21% | 10.6-13.3% | ↓ |
| オランダ | 26% | 27-35% | ↑ |
| オーストリア | 46% | 45-50% | ↓ |
| ポーランド | 25% | 21% | ↓ |
| ポルトガル | 42% | 47% | ↑ |
| ルーマニア | 34% | 27.9% | ↓ |
| スロベニア | 37% | 27% | ↓ |
| スロバキア | 24% | 18% | ↓ |
| フィンランド | 51% | 50% | ↓ |
| スウェーデン | 64% | 65% | ↑ |
| 英国 | 27% | - | - |

出所　Climate Action Network Europe, The Clock is Ticking!, 6ページを基に作成



## 2-7.国家エネルギー・気候変動計画(3)

ドラフト版NECPの状況は以下の通り。欧州委員会が各国の省エネ量を評価した結果、多くの国が不十分との評価結果に
その中で、フランスの評価は中～十分であり、比較的高評価となっている

| 国名 | 省エネ量 一次エネルギー基準 (Mtoe) | 省エネ量 最終エネルギー基準 (Mtoe) | 欧州委員会評価 一次エネルギー基準 | 欧州委員会評価 最終エネルギー基準 |
|---|---|---|---|---|
| ベルギー | 39 | 33.1 | 中 | 低 |
| ブルガリア | 17.7 | 8.7 | 低 | 低 |
| チェコ | 41.3 | 23.7 | 低 | 中 |
| デンマーク | 18.6 | 15.8 | 非常に低 | 非常に低 |
| ドイツ | | | | |
| エストニア | 5.5 | 2.7 | 低 | 低 |
| アイルランド | 15.9 | 14 | 非常に低 | 非常に低 |
| ギリシャ | 25 | 18.1 | 非常に低 | 非常に低 |
| スペイン | 98.2 | 74.4 | 十分 | 十分 |
| フランス | 201.8 | 124.9 | 中 | 十分 |
| クロアチア | 8.2 | 6.9 | 低 | 低 |
| イタリア | 125 | 103.8 | 十分 | 十分 |
| キプルス | 2.6 | 2.2 | 非常に低 | 非常に低 |
| ラトビア | 4.3 | 3.6 | 低 | 中 |

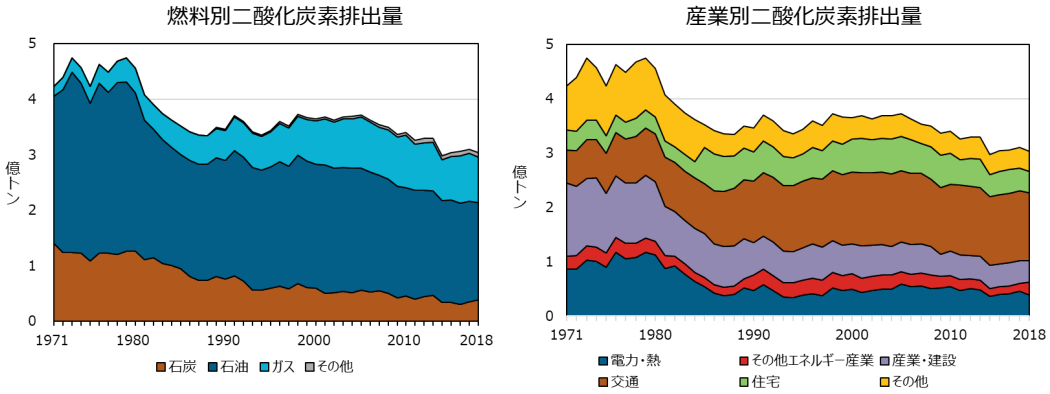
| 国名 | 省エネ量 一次エネルギー基準 (Mtoe) | 省エネ量 最終エネルギー基準 (Mtoe) | 欧州委員会評価 一次エネルギー基準 | 欧州委員会評価 最終エネルギー基準 |
|---|---|---|---|---|
| リトアニア | 10.2 | 8 | 非常に低 | 非常に低 |
| ルクセンブルク | 3.5 | 3.3 | 十分 | 十分 |
| ハンガリー | 27 | 18.6 | 非常に低 | 非常に低 |
| マルタ | 1.2 | 0.9 | 非常に低 | 非常に低 |
| オランダ | 46.6 | 44.5 | 十分 | 中 |
| オーストリア | 30 | 25 | 中 | 中 |
| ポーランド | 90.9 | 66.2 | 中 | 中 |
| ポルトガル | 20.2 | 17.7 | 中 | 非常に低 |
| ルーマニア | 36.7 | 27.5 | 非常に低 | 非常に低 |
| スロベニア | 7.1 | | 非常に低 | |
| スロバキア | 16.2 | 10.8 | 低 | 低 |
| フィンランド | 36.1 | 26.2 | 非常に低 | 非常に低 |
| スウェーデン | 42.5 | 32.3 | 中 | 低 |
| 英国 | | | | |

出所　Climate Action Network Europe, The Clock is Ticking!, 7ページを基に作成

# 3. 進捗　-排出量-

## 3-1.地球温暖化ガス排出量

フランスの燃料由来の二酸化炭素排出量は、全体として減少傾向にある
産業別の二酸化炭素排出量は、交通部門が占める割合が最大となっている







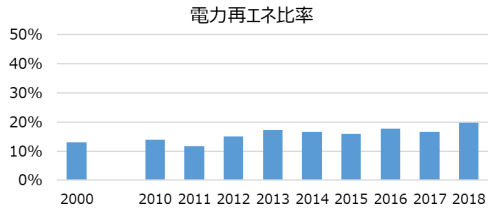
出所　IEA、、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

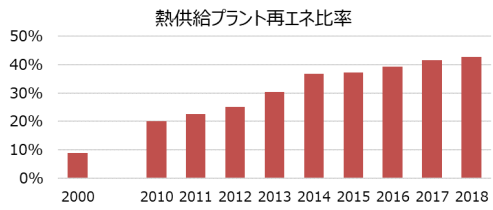


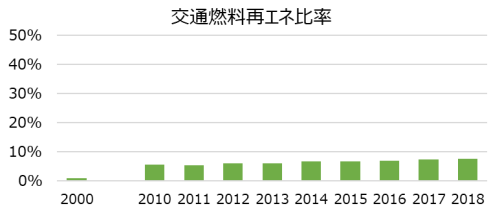
# 3. 進捗　-再エネ-

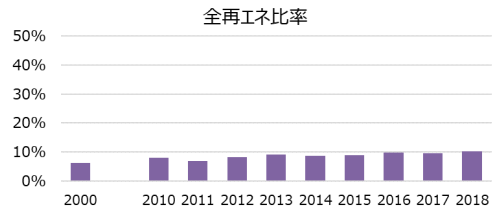
## 3-2.再エネ比率

フランスの再エネ比率は以下の通り
熱供給プラントにおける再エネ比率は高まっているが、交通燃料や電力再エネ比率は大きく伸びていないため、全再エネ比率は10%程度で推移



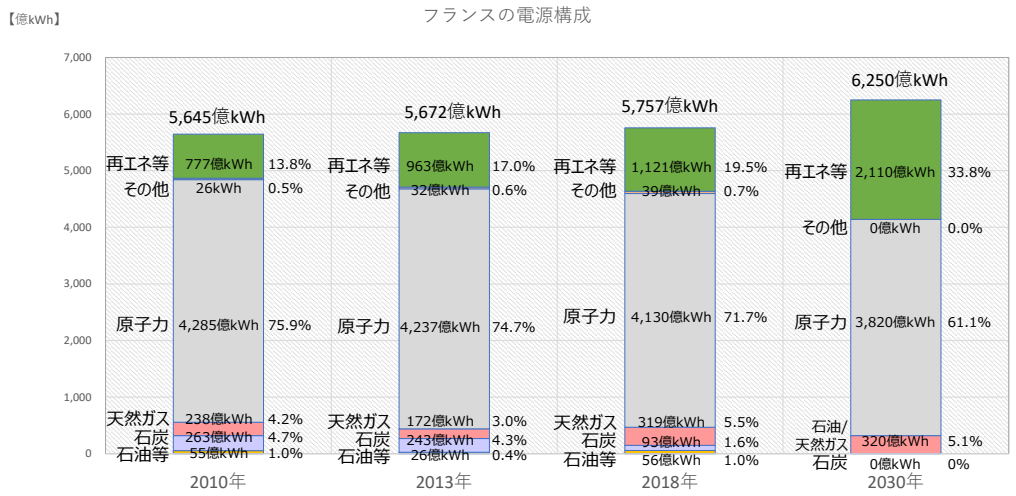




出所　電力·全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出

## 3-3. 電源構成 (1)

2018年のフランスの電源構成について、再生可能エネルギーは太陽光、風力、バイオ燃料が増加した影響で、水力と合わせると19.5%となり、2013年から2.5ポイント増加となった。原子力は71.7%で、2013年から3.0ポイント減少した。火力は8.1%で、2013年から横ばいである。2013年と比較すると石炭が2.7ポイント減少し、石油は横ばい、天然ガスは2.5ポイント増加した。
2030年には再生可能エネルギーが33.8%まで増加する一方、原子力は61.1%、火力は5.1%まで減少する見通しとなっている。

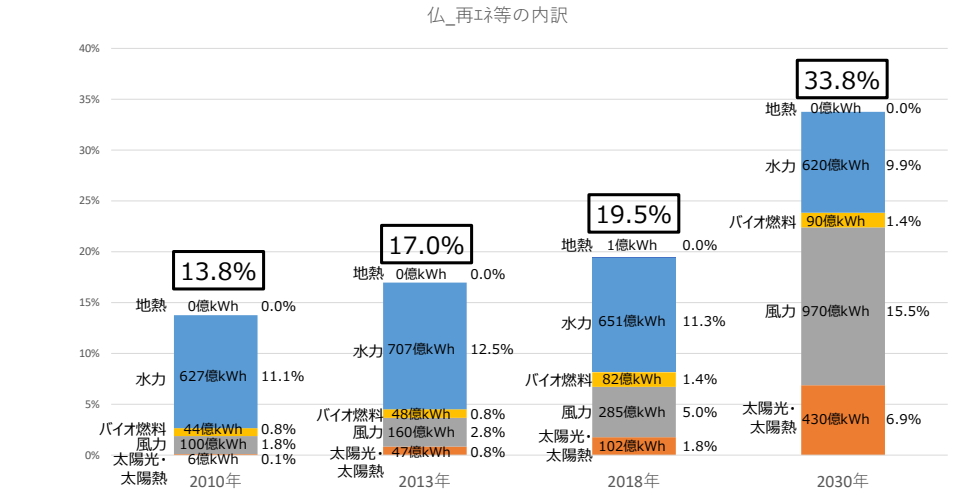



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、多年度エネルギー計画（PPE）（2020年4月）を基に作成



## 3-4. 電源構成 (2)

2018年度のフランスにおける再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は1.8%となり、2013年から1.0ポイント増加した。風力は5.0%となり、2013年から2.2ポイント増加した。
2030年には2018年と比較して太陽光の発電量が約4倍、風力の発電量が約3.5倍に増加する見込みである。電源構成に占める割合は太陽光が6.9%、風力が15.5%まで増加する見込みである。

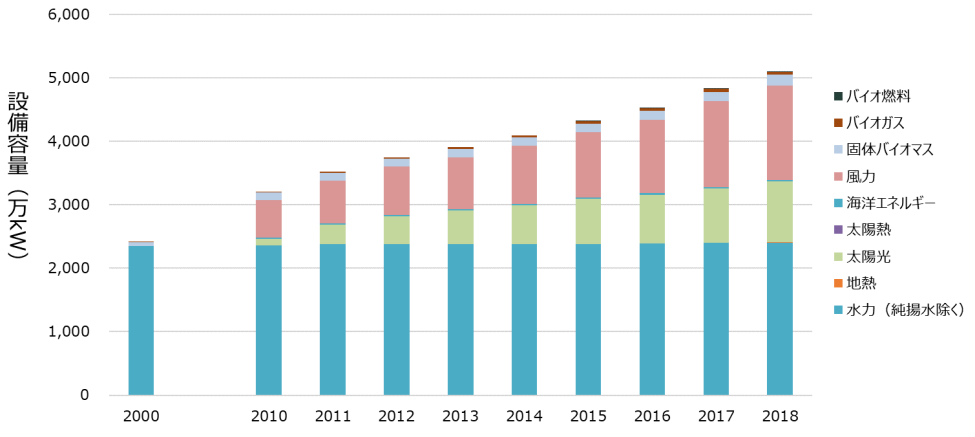



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、多年度エネルギー計画（PPE）（2020年4月）を基に作成



## 3-5.再エネ電力：設備容量

フランスは伝統的に水力発電開発に注力してきた経緯があり、再エネのうち最大の割合を占める
近年では陸上及び洋上風力開発に進んでおり、設備容量が拡大中

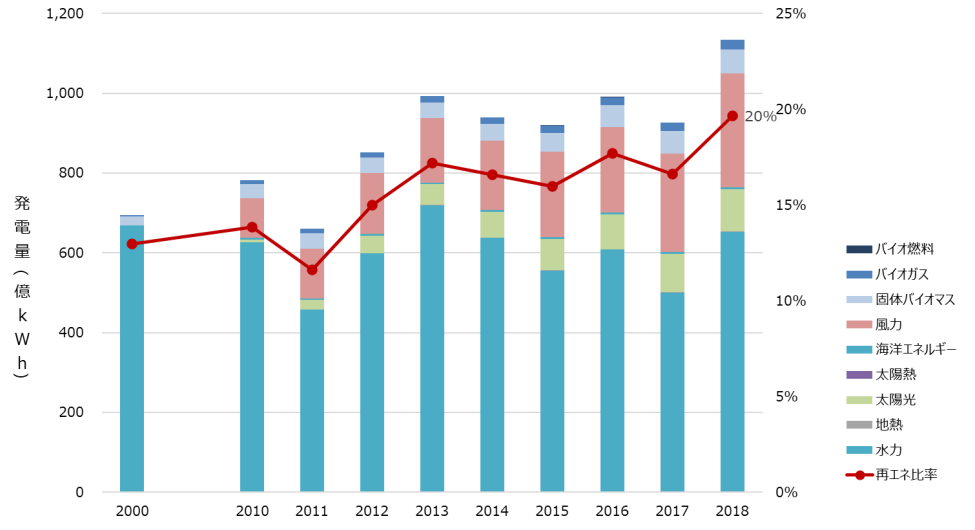



出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成



## 3-6.再エネ電力：発電量

設備容量の多い水力発電による発電量が多いが、風力発電の導入が進み、風力発電電力量も増大中




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成

# 3-7.再エネ電力：数値データ

**再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す**

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 2329.7 | | 2361.7 | 2383.4 | 2384.9 | 2383.8 | 2384.9 | 2382.4 | 2389.3 | 2397.9 | 2406.5 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 1.6 | 1.5 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 |
| 太陽光 | 0.7 | | 104.4 | 300.4 | 435.9 | 527.7 | 603.4 | 713.8 | 770.2 | 861.0 | 961.7 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 21.3 | | 21.6 | 21.5 | 21.6 | 21.8 | 22.0 | 21.8 | 22.0 | 21.9 | 21.8 |
| 風力 | 3.8 | | 591.2 | 675.8 | 760.7 | 815.6 | 920.1 | 1029.8 | 1156.7 | 1349.9 | 1490.0 |
| 固体バイオマス | 61.4 | | 116.0 | 116.7 | 121.4 | 126.7 | 130.5 | 130.7 | 145.9 | 148.1 | 169.5 |
| バイオガス | 3.4 | | 17.1 | 21.2 | 25.2 | 29.4 | 33.9 | 37.9 | 40.4 | 43.8 | 45.7 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 0.4 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 2420.3 | | 3212.0 | 3520.6 | 3751.2 | 3906.6 | 4096.4 | 4318.3 | 4526.5 | 4824.3 | 5096.8 |

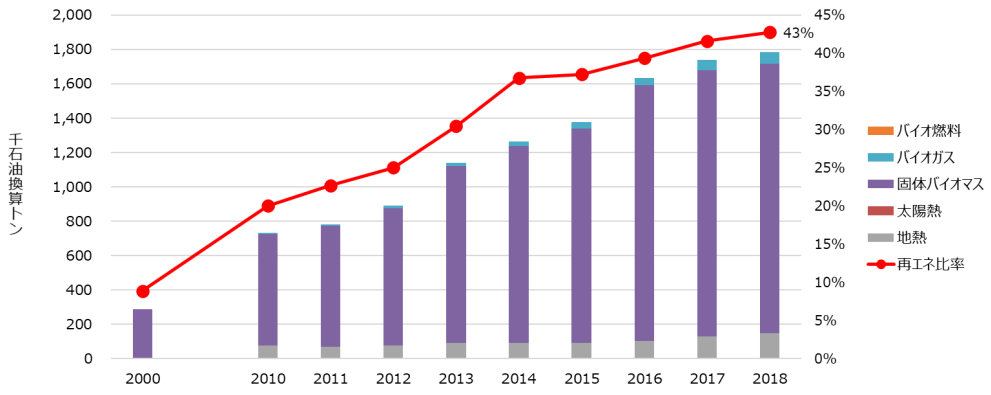
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 663.6 | | 627.1 | 457.5 | 598.3 | 719.2 | 637.7 | 555.6 | 608.4 | 500.0 | 652.9 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.6 | 0.6 | 0.9 | 0.8 | 0.9 | 1.0 | 1.3 | 1.3 |
| 太陽光 | 0.1 | | 6.2 | 23.3 | 44.3 | 51.9 | 63.9 | 77.5 | 86.6 | 95.9 | 105.7 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 5.1 | | 4.8 | 4.8 | 4.6 | 4.1 | 4.8 | 4.9 | 5.0 | 5.2 | 4.8 |
| 風力 | 0.5 | | 99.5 | 123.7 | 151.8 | 161.3 | 173.2 | 214.2 | 213.8 | 246.1 | 286.0 |
| 固体バイオマス | 21.7 | | 34.4 | 38.8 | 39.6 | 39.9 | 43.2 | 46.9 | 55.5 | 56.4 | 59.7 |
| バイオガス | 3.1 | | 10.1 | 11.5 | 13.0 | 15.5 | 15.9 | 18.3 | 19.9 | 21.2 | 23.7 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 694.0 | | 782.0 | 660.3 | 852.1 | 992.9 | 939.6 | 918.3 | 990.1 | 926.2 | 1134.0 |
| 再エネ比率 | 13% | | 14% | 12% | 15% | 17% | 17% | 16% | 18% | 17% | 20% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



# 3-8.再エネ熱供給プラント：消費量

**再エネ熱は近年導入拡大しており、2000年時点で10%程度だった再エネ熱比率は、2018年には43%に**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出



# 3-9.再エネ熱供給プラント：数値データ

**再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す**

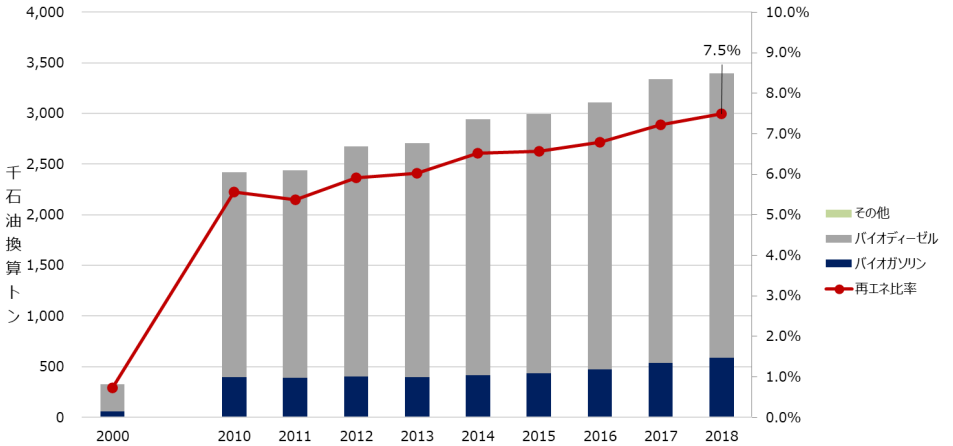
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 76.0 | 71.0 | 76.0 | 93.0 | 91.0 | 92.0 | 105.0 | 130.0 | 147.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 287.0 | | 648.0 | 702.0 | 801.0 | 1027.0 | 1147.0 | 1247.0 | 1486.0 | 1547.0 | 1569.0 |
| バイオガス | 0.0 | | 9.0 | 8.0 | 12.0 | 20.0 | 27.0 | 37.0 | 41.0 | 60.0 | 69.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 287.0 | | 733.0 | 781.0 | 889.0 | 1140.0 | 1265.0 | 1376.0 | 1632.0 | 1737.0 | 1785.0 |
| 再エネ比率 | 9% | | 20% | 23% | 25% | 30% | 37% | 37% | 39% | 42% | 43% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



# 3-10.再エネ交通燃料：消費量

**交通用燃料は上昇を続けているが、再エネ比率は近年6～7%程度で推移**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

## 3-11.再エネ交通燃料：数値データ

再エネ交通燃料の数値データを以下に示す

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 59.0 | | 399.0 | 393.0 | 403.0 | 395.0 | 413.0 | 432.0 | 476.0 | 538.0 | 586.0 |
| バイオディーゼル | 268.0 | | 2021.0 | 2047.0 | 2274.0 | 2312.0 | 2530.0 | 2565.0 | 2630.0 | 2798.0 | 2807.0 |
| その他 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 327.0 | | 2420.0 | 2440.0 | 2677.0 | 2707.0 | 2943.0 | 2997.0 | 3106.0 | 3336.0 | 3393.0 |
| 再エネ比率 | 0.7% | | 5.6% | 5.4% | 5.9% | 6.0% | 6.5% | 6.6% | 6.8% | 7.2% | 7.5% |

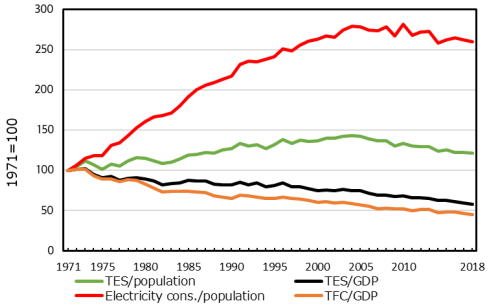
出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-12.省エネの進捗

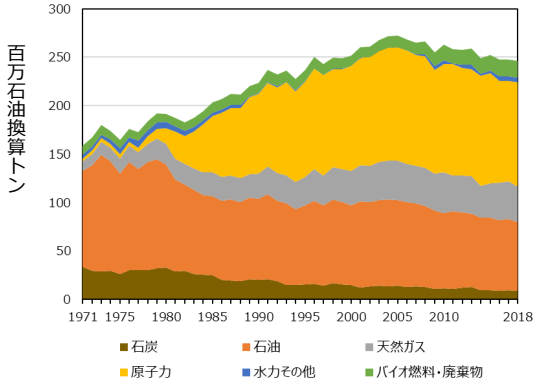
フランスではGDPや人口当たり総エネルギー供給量や最終エネルギー消費量は下降傾向にある
2015年のエネルギー転換法に規定された、最終エネルギー消費を2012年比で2030年までに20%、2050年までに50%減少する目標達成に向けては、継続的な取組が必要

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



# 3. 進捗　-省エネ-

# 4. 政府機関

## 4-1.気候変動に係る政府機関（1）

| 機関 | 概要 |
|---|---|
| 環境連帯移行省（MTES） | • 持続可能な開発、環境政策、エネルギーおよび気候を所管・統括する。 |
| エネルギー・気候総局（DGEC） | • 環境連帯移行省の下部組織<br>• エネルギー・温暖化・大気汚染・エネルギー資源に関する政策を立案。 |
| 環境・持続可能開発審議会（CGEDD） | • 環境と持続可能な開発の通知および啓発、開発が社会の動態に影響を与えるあらゆる種類の変更を審議する公的機関。 |
| 環境・エネルギー管理庁（ADEME）（公施設法人） | • エネルギーと環境保護に関する公共政策の実施。<br>• フランス規格協会（AFNOR）と共に、カーボンフットプリントの一般原則（BP X30-323）を開発。 |

出所　環境連帯移行省，https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/、（2020年11月5日閲覧）
エネルギー・気候総局，https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/direction-generale-lenergie-et-du-climat-dgec、（2020年11月5日閲覧）
環境・持続可能開発審議会，http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/、（2020年11月6日閲覧）
環境・エネルギー管理庁，http://www.ademe.fr/、（2020年11月6日閲覧）を基に作成



## 4-1.気候変動に係る政府機関（2）

| 機関 | 概要 |
|---|---|
| 高等教育・研究・イノベーション省（MESRI） | • ADEMEが行う政策の実施に関与し、様々な研究プロジェクトに対して専門知識やファンディングを提供する。 |
| エネルギー分野連合（ANCRE） | • 原子力代替エネルギー庁（CEA）やフランス国立科学研究センター（CNRS）等の約20の機関から成る研究機関連盟。<br>• 国のエネルギー政策の一環として、加盟機関共通の研究開発政策を提案し、ADEMEと共に、研究の優先分野を定める国家エネルギー研究戦略（SNRE）の作成を担う。 |
| エネルギー規制委員会（CRE） | • 独立行政機関として、エネルギー市場の状況の監視及び消費者との紛争を担当。<br>• FITの財源となる電力公共サービス費用（CSPE）の金額案を毎年提示。 |

出所　国民教育・高等教育・研究省，https://www.enseignementsup-recherche.gouv.fr/、（2020年11月6日閲覧）
エネルギー分野連合，http://www.allianceenergie.fr/、（2020年11月6日閲覧）
エネルギー規制委員会，http://www.cre.fr/、（2020年11月6日閲覧）を基に作成



# 5．再エネ政策

## 5-1.再エネ政策の概要

**電力はFITからFIPに変化しており、プレミアムは主に入札で決定**
**再エネ熱には補助金・低金利ローン・税制優遇の支援が存在**
**再エネ燃料についてバイオ燃料に財政支援が行われる**

| | |
|---|---|
| 電力 | • 再エネ電力はFeed in Tariff (FIT)、Feed in Premium (FIP)、入札制度の3つの買取制度が主な支援策となっている。<br>• 入札は一部の電源のFIPに対して適用されるプレミアムを決定するのに用いられる。<br>• 税制優遇措置も存在する。 |
| 熱 | • 再エネ熱には、補助金・ローン・税制優遇などの支援策がある。 |
| 交通用燃料 | • バイオ燃料には、税制優遇措置が存在する。 |

出所　RES LEGALホームページ, Renewable energy policy database and support Legal sources on renewable energy France: Overall summary，http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/（2020年11月6日閲覧）を基に作成

## 5-2.再エネに関連する政策・施策　まとめ

| 発効年 | 政策名（和訳） | 政策名（英語） | 対象技術 | 概要 |
|---|---|---|---|---|
| 2015 | エネルギー転換法 | Energy Transition Act | 複数の再エネ | • 温室効果ガス・原子力発電比率の縮減・化石燃料・エネルギー消費量・廃棄物の削減・建物のエネルギー効率・交通分野の排出削減や再エネ導入量の増加に関する主に2030年の目標を設定した法律<br>• Feed-in-premium制度は本法によって新規導入が規定 |
| 2016 | 再エネ電力の支援スキーム | Support scheme for electricity produced from renewable energy sources | | • Feed-in-tariffやFeed-in-premium制度による再エネ（水力、廃棄物、風力、バイオガス、地熱）電源の買取補償や入札制度の実施<br>• 買取対象等の制度内容はエネルギー法典に規定 |
| 2020 | 多年度エネルギー計画（PPE） | Multi-Annual Energy Plan | | • エネルギー転換法に規定された目標達成のため、PPE対象期間とされている2028までの再エネ導入目標や目標達成に向けた施策を提示 |

出所　エネルギー転換法、https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000031044385/、（2020年11月24日閲覧）、エネルギー法典法律部分、https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000023986396/2016-08-06/#LEGISCTA000023986396、エネルギー法典政令部分、https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000031748369/#LEGISCTA000033622745、（2020年11月20日閲覧）、多年度エネルギー計画（PPE）、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf、2020年4月、環境移行連帯省ウェブサイト「Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables」、https://www.ecologie.gouv.fr/dispositifs-soutien-aux-energies-renouvelables#e1、（2020年11月20日閲覧）を基に作成



# 5．再エネ政策　-電力-

## 5-3.再エネ電力支援

**フランスでは現在、買取を通じた支援策が3種類存在**
**2014年にEUの国家補助規則が改定されたことに伴い、再エネ電力支援は競争的プロセスに移行する方向**

| | 対象電源 | 内容 |
|---|---|---|
| Feed-in-Tariff | 全電源種：限られた種類の風力、100kW以下の太陽光、500kW未満のバイオガス・水力 | • 発電量に応じて定められた金額を受け取ることが可能な制度<br>• 2014年にEUの国家補助規則が改定され、再エネ向け支援策は電源種別や技術的成熟度に応じて徐々に競争的プロセスに移行する方向<br>• 主に小規模電源への支援策として存在 |
| Feed-in-Premium | 風力：1基あたり3MWを超えないジェネレータを最大で6基まで設置する陸上施設<br>地熱：1サイトで単一熱源を活用する施設<br>バイオガス：都市排水、産業排水や非有害廃棄物貯蔵施設から回収したガスを活用する500kW～12MWの施設<br>水力：1M未満 | • 2015年のエネルギー転換法で導入が規定<br>• 再エネ発電事業者は再エネを電力市場での直接販売が義務付け<br>• 発電事業者は政府が定める金額と市場価格との差分をプレミアムとして受け取り |
| 入札 | 入札時に決定 | • 多年度エネルギー計画（PPE）に定められた導入目標達成に必要な電源について、環境移行連帯省が決定 |

出所　環境移行連帯省、「Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables」、https://www.ecologie.gouv.fr/dispositifs-soutien-aux-energies-renouvelables（2020年12月4日閲覧）、環境法典、https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000031748265/#LEGISCTA000031748265、（2020年12月4日閲覧）を基に作成



## 5-4.固定価格買取（FIT）

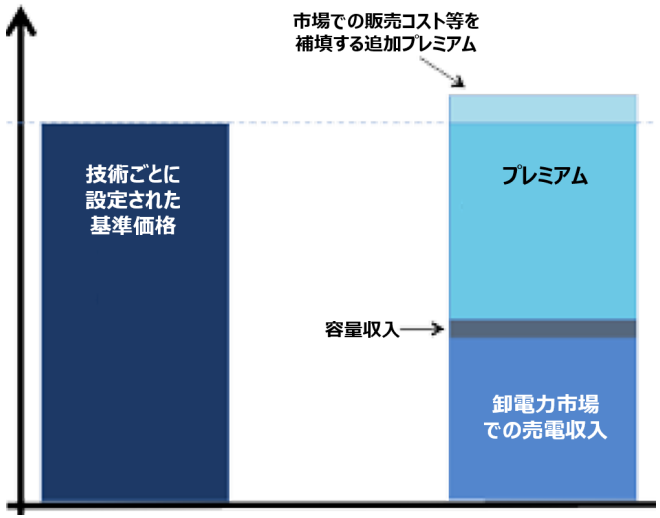
**フランスの再エネ向け支援制度はFIPや入札に移行中**
**現在のFITの対象は、一部風力や小型再エネに限定**

| 電源種 | 要件等 |
|---|---|
| 風力 | • 下記のいずれか<br>➢ 洋上風力のうち、EUの新規参入対象施設枠（NER）に選定済等の特定の条件を満たしたもの<br>➢ 強風リスクに晒される場所等に立地し、予測・平準化設備を有するもの |
| 太陽光 | • 建物に設置<br>• 100kW以下 |
| バイオガス | • 下記のいずれか<br>➢ 危険性の無い廃棄物や生ゴミ、都市排水や産業排水のメタン化によって発生したガス<br>➢ 非有害廃棄物の貯蔵施設から発生するガス<br>• 500kW未満 |
| 水力 | • 下記のいずれか<br>➢ 500kW未満のダム式、流れ込み式施設<br>➢ 既存の施設からの水流を利用した新規タービン施設 |

出所　環境法典、https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000031748265/#LEGISCTA000031748265、（2020年12月4日閲覧）を基に作成

## 5-5.プレミアム価格制度（FIP･入札）(1)

**2015年エネルギー転換法に基づき、FIP制度が2016年に導入**
**再エネ事業者は、卸電力市場での売電収入、容量市場における収入に加え、技術ごとに設定された基準価格と市場価格との差分をプレミアムとして受領**
**加えて、市場での電力販売コスト等を補填する追加プレミアムも受領**




出所　仏上下両院議員連合（AMORCE）「L'élu & l'éolien」、2018年3月、https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guide-l-elu-l-eolien-010531.pdf、15ページを基に作成



# 5. 再エネ政策　-熱-

## 5-5. プレミアム価格制度（FIP･入札）(2)

**PPEに定められた再エネ導入目標を達成するために政府は不定期に入札を実施**
**入札の条件は入札公告に提示**

| 電源種 | 計画 |
|---|---|
| 水力 | PPEでは2024年まで、1回/年、年間35MWの入札を実施する計画が提示 |
| 陸上風力 | PPEでは2024年まで、2回/年、年間1.85GWまでの入札を実施する計画が提示 |
| 太陽光 | PPEでは以下の入札予定が提示<br>• 地上設置：2024年まで、2回/年、1回あたり1,000MWまで<br>• 屋根置き：2024年まで、3回/年、1回あたり300MW |
| 洋上風力 | PPEでは、2024年までに、コストや資源状況に応じて、浮体式または･及び着床式で、1,000MW/年を導入する計画<br>入札予定として、以下の計画が提示<br>• 浮体式<br>2021年：250MW（ブルターニュ南部海域）、2022年：250MW×2基（地中海域）<br>• 着床式<br>2019年：600MW（ダンケルク沖合）、2020年：1,000MW（ラマンシュ県東部海域、北海）、2021～2022年：500～1,000MW（南大西洋域）、2024年：1,000MW |

出所　多年度エネルギー計画（PPE）、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf、2020年4月、を基に作成



## 5-6.再エネ熱支援

**再エネ熱に対して無利子融資･補助金･税控除等の支援策が存在**

| 支援の種類 | 要件等 |
|---|---|
| 無利子融資 | • 以下の条件の改修に対する無利子ローン<br>➢ 天井や外壁等の断熱効率改善改修や、再エネを用いた熱供給システム導入等、総合的に熱効率を改善する改修が必要<br>➢ 1990年より前に建設された建物が対象 |
| 補助金 | • 全国レベル･地域圏レベルでADEMEが公募で選定･支給する自治体と事業者向けの補助が存在。全国レベルではバイオマスと太陽熱が対象で、地域圏レベルではバイオマスや太陽熱以外の再エネも対象<br>• 2020年1月からエネルギー転換税控除（CITE）を代替する省エネ、再エネ熱導入に対する補助制度が開始 |
| 税控除 | • 再エネ熱は複数の税制優遇を得ることが可能<br>➢ 建物の断熱改修や再生可能エネ熱の導入に対するエネルギー転換税控除（CITE）⇒2020年以降、上掲の補助金に移行<br>➢ 再エネ熱供給設備の取得や設置に係る付加価値税の減額 |

出所　環境連帯移行省、「Éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)」、https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/eco-pret-taux-zero-eco-ptz、ADEME、「Fonds chaleur」https://fondschaleur.ademe.fr/、環境移行連帯省、「Crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) et MaPrimeRénov'」、https://www.ecologie.gouv.fr/credit-dimpot-transition-energetique-cite-et-maprimerenov、（2020年12月4日閲覧）を基に作成

## 5-7.無利子融資

**無利子のエコ融資は、住宅のリノベーションに対して3万ユーロを上限に無利子で融資を提供する施策**
**住宅の所有者のみならず賃貸者も対象**

エコ融資の概要

| | |
|---|---|
| 受領対象者 | 住宅の所有者、賃貸者 |
| 融資上限 | 3万ユーロ |
| 対象事業 | 以下の取組のうち、2つ以上を実施する事業に対して、無利子融資を提供する。実施は環境に配慮したエコ事業者（RGE）認定を得た業者が担当。<br>▪ 天井の断熱効率改善<br>▪ 外壁の断熱効率の改善<br>▪ 窓及び外壁についたドアの断熱効率改善<br>▪ 床の断熱効率改善<br>▪ 給湯器もしくは温水器の交換<br>▪ 再エネを利用した熱供給システムの導入<br>▪ 再エネを利用した家庭用給湯システムの導入 |
| 対象住宅 | ▪ フランス本土において1990年1月1日より前に建設された住宅<br>▪ フランス海外県において2010年5月1日までに建設許可が降りた住宅。 |

申請手順

1. リノベーション内容決定と業者の選定
2. 業者がエコ融資の適用可能性を確認
3. 申請者がエコ融資に参加している銀行へ融資を依頼
4. 銀行が許可

出所　環境連帯移行省、「Éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)」、https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/eco-pret-taux-zero-eco-ptz（2020年11月30日閲覧）を基に作成



## 5-8.再エネ熱導入向け補助金：熱基金（Fonds chaleur）

**公募によって選定された再エネ熱導入プロジェクトに対し熱基金（Fonds chaleur）から補助金を支給**

熱基金（Fonds chaleur）

| | |
|---|---|
| 受領対象者 | 自治体と事業者 |
| 対象設備 | • 全国レベルと地域圏レベルで対象事業が異なる。ADEMEが公募を行い、支援対象を決定<br><br>全国<br>➢ バイオマスを活用した熱、蒸気等供給システム<br>➢ 太陽熱を活用した中程度の熱（110度以下）供給システム<br><br>地域圏<br>➢ バイオマス、地熱、太陽熱、バイオガス等を活用した冷暖房や熱供給システム |
| 対象事業 | • 支援対象となるのはプロジェクト意思決定や投資コスト。それぞれ環境に配慮したエコ業者（RGE）か同等の業者を活用することが条件<br><br>➢ 太陽熱供給施設の設置のフィージビリティスタディ（FS）、エンジニアリング、建設工事（建設工事支援対象となるのは集熱面積50㎡未満のもの）<br>➢ バイオマス熱プラントのFS、建設マネジメント計画立案支援、エンジニアリング、建設工事<br>➢ 地熱ポンプ設置のFS支援、地熱供給施設建設工事 |

出所　ADEME、「Fonds chaleur」https://fondschaleur.ademe.fr/、（2020年12月4日閲覧）ADEME「Le Fond Chaleur 2020 - Grandes orientations et modalités 2020」、2019年12月19日、https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/grandes-orientations-modalites-fonds-chaleur-2020.pdfを基に作成



## 5-9.設備導入に対する付加価値税減税

**再エネ発電や熱供給等設備機器の取得や設置にかかるコストについて付加価値税が減税**

再エネ設備導入に対する付加価値税減税

| | |
|---|---|
| 設備導入対象者 | 設置する発電設備から電力の供給を受ける以下の者：<br>• 建築物の所有者（含む共同所有者）<br>• テナント<br>• 複数のテナントを代表する者 |
| 対象設備 | エネルギー転換税控除（CITE）対象となる以下の施設<br>▪ 太陽光発電を除く再エネ発電、熱供給設備<br>▪ 地中熱ヒートポンプシステムの熱交換器<br>▪ 再エネ熱の熱供給ネットワークへの連結用機器 |
| 軽減税率 | 通常20%のVATを5.5%に減税 |

出所　租税一般法典、https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000041464488/、（2020年12月4日閲覧）、仏財務省行政ガイドライン BOFIP「TVA - Liquidation - Prestations imposables au taux réduit - Travaux d'amélioration de la qualité énergétique」、https://bofip.impots.gouv.fr/bofip/9417-PGP.html/identifiant=BOI-TVA-LIQ-30-20-95-20140225、2014年2月25日



# 5. 再エネ政策　-交通-

## 5-10.バイオ燃料混合促進税（TIRIB）

**2005年に燃料卸売業者に対して導入された汚染事業総合税（TGAP）が2019年にバイオ燃料混合促進税（TIRIB）に移行**
**基準を満たすバイオ燃料を販売しなかった燃料卸売業者にはTIRIBの支払いが義務付け**

| | |
|---|---|
| 対象者 | 燃料卸売業者<br>• バイオ燃料が混合されていない燃料、バイオ燃料の混合率が十分ではないディーゼル燃料やガソリン燃料を販売した場合に、TIRIBの支払いが義務付け |
| 税率 | • TIRIBの税率はディーゼル燃料が8%、ガソリン燃料が8.2%<br>• 1年間に販売された燃料に占める混合バイオ燃料の割合に応じて税率が減少 |
| 減税対象となるバイオ燃料 | • パーム油を除くバイオマス由来の燃料<br>• EUの再生可能エネルギー改正指令（RED）に基づき、再生可能エネルギーとしてカウントできる食料・飼料由来のバイオ燃料の割合に上限を設定 |

出所　仏環境連帯移行省「Fiscalité des énergies」、https://www.ecologie.gouv.fr/fiscalite-des-energies#e4、仏税関「Établir votre déclaration annuelle de la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (TIRIB)」https://www.douane.gouv.fr/demarche/etablir-votre-declaration-annuelle-de-la-taxe-incitative-relative-lincorporation-de#:~:text=Le%20taux%20de%20la%20taxe,%2C%20durant%20l'ann%C3%A9e%20consid%C3%A9r%C3%A9e.、（2020年12月4日閲覧）を基に作成



# 6. 省エネ政策

## 6-1.炭素税

**2014年4月に化石燃料に係る内国消費税を変更し、炭素税を導入**
**当初は7ユーロ/tCO2。税収相当分を競争力確保・雇用促進のための税控除等に充当**
**2015年のLTECVにおいて、2030年までの税率引上げ（100ユーロ/tCO2）を発表**
**2018年に税率は44.6ユーロ/tCO2まで上昇したが、税率引き上げに対する全国的な抗議活動を受けて、2019、2020年の税率は据え置き**

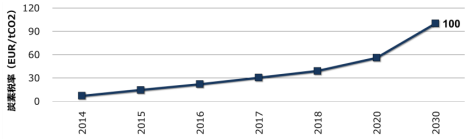
### 税率

•トンCO当たり税率・エネルギー固有単位当たり税率

| 税率 | 2014.3 | 2014.4 | 2015.1 | 2016.1 | 2017.1 |
|---|---|---|---|---|---|
| 炭素税率（ユーロ/ tCO2） | — | 7 | 14.5 | 22 | 30.5 |
| ガソリン（ユーロ/100L） | 60.69 | 60.69 | 62.41 | 64.12 | 65.07 |
| 軽油（ユーロ/100L） | 42.84 | 42.84 | 46.82 | 49.81 | 53.07 |
| 重油（ユーロ/100kg） | 1.85 | 2.19 | 4.53 | 6.88 | 9.54 |
| 天然ガス（ユーロ/100m3） | 0 | 1.49 | 3.09 | 3.99 | 6.5 |
| 石炭（ユーロ/MWH） | 1.19 | 2.29 | 4.75 | 7.21 | 9.99 |

(※)［重油・天然ガス・石炭］ 2014年に炭素税率相当に税率引上げ。
［その他］ 2014年に内国消費税を炭素税部分とその他部分に 再編し、税率は据え置き。2015年以降、炭素部分の税率を引上げ。

•炭素税率の推移 （当初計画）




### 課税対象優遇措置

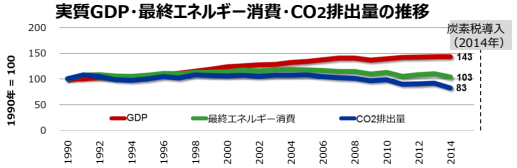
- 化石燃料に課税。但し、バイオ燃料に軽減措置、ジェット燃料、ブタン、プロパンは免税。
- EU-ETS対象企業は非課税。

### 税収使途

- 炭素税収の多くの部分が、競争力確保・雇用促進のための所得税・法人税控除、交通インフラグリーン化のための資金調達、エネルギー移行に資するプロジェクト等に充当。

| | |
|---|---|
| 2014年(20億ユーロ) | (一般会計)競争力・雇用税額控除(CICE)(20億ユーロ) |
| 2015年(40億ユーロ) | (一般会計)競争力・雇用税額控除(CICE)(20億ユーロ)<br>交通インフラ資金調達庁(AFITF)(15億ユーロ)<br>その他一般財政支出(5億ユーロ) |
| 2016年(60億ユーロ) | (一般会計)競争力・雇用税額控除(CICE)(20億ユーロ)<br>交通インフラ資金調達庁(AFITF)(20億ユーロ)<br>その他一般財政支出(17億ユーロ)<br>(特別会計)エネルギー移行のための特別会計(3億ユーロ) |

### 実質GDP・最終エネルギー消費・CO2排出量の推移




出所　仏環境連帯移行省、Fiscalité des énergies、https://www.ecologie.gouv.fr/fiscalite-des-energies#:~:text=La%20Taxe%20Int%C3%A9rieure%20de%20Consommation,que%20supportent%20les%20produits%20p%C3%A9troliers.&text=La%20TICPE%20est%20fix%C3%A9e%20par,265%20du%20code%20des%20douanes（2021年3月8日閲覧）、
環境省、諸外国における炭素 税等の導入状況（平成29年7月）、https://www.env.go.jp/policy/tax/misc_jokyo/attach/intro_situation.pdfを基に作成



## 6-2.建築物の熱規則（RT2012）

**エネルギー消費量の40%以上を住宅・建築物分野が占めている**
**フランスでは1974年以降、熱規則を制定して建築物省エネを進めているが、2012年熱規則（RT2012）により、2013年1月から新築建物を対象に、年間50kwh/m2のエネルギー消費上限を設定**

### RT2012の要求事項

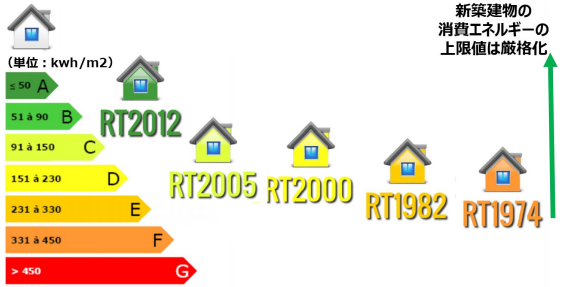
以下の3つの上限値*を設定している。

**1．建物のエネルギー効率**
- ◆ 最少エネルギー効率係数：Bbiomax設定（3用途：暖房/冷房/照明）

**2．建物の消費エネルギー**
- ◆ 50kWh/m2以下/年
- ◆ 気候条件や建物用途別に補正して上限値を決定
- ◆ 対象用途：暖冷房・空調、換気、照明、給湯など

**3．冷房が無い建物の夏の快適性**
- ◆ 夏の暑い日が5日間続いた場合の室内の温度が一定の温度を超えないこと

### 新築建物の消費エネルギー上限値の変遷




出所　仏環境連帯移行省、Réglementation Thermique 2012、http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-RT2012-un-saut-energetique-pour.html（2021年1月12日閲覧）、ADEME、Towards environmental performance of new buildings、2017年12月、https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/008_1b_jose_caire_seif_paris_11-12-17.pdfを基に作成

## 6-3.省エネルギー証書（CEE）制度

**2006年に導入され、現在は第4フェーズ（2018～2021年）にあり、エネルギー貧困家庭向けの措置が強化され、4年間の省エネ目標量は2.1兆kWh**
**セクター別の証書発行割合では住宅用建築が75.3%を占める**
**2018年1月～2020年9月までに発行された証書の約85%は、Standardised actionに基いており、技術別の証書発行割合では上位10技術で全体の約76%に達する**

CEE制度概要

| | | |
|---|---|---|
| 対象 | 企業 | 義務事業者：電気、ガス、暖房用燃料等の供給事業者<br>自主的参加者：自治体、国家住宅改善機構（ANAH）等 |
| | 部門 | 全部門（EU-ETSの対象設備で実施された対策は除く） |
| 証書 | | • 政府はエネルギー供給事業者に対し、消費者が省エネルギーを行うような取組を義務付け<br>• 消費者への省エネ支援を行い、その証明を提示することで、エネルギー供給事業者はCEEを獲得<br>• エネルギー供給事業者は各フェーズの最終段階で、政府に保有するCEEを提出し、目標未達の場合、事業者は罰金（15ユーロ/MWh）を支払う義務あり<br>• 義務事業者以外に、自主的参加者が省エネ取組を行いCEEを獲得して市場取引を行うことも可能 |




Standardised action*に基づく
技術別CEE発行割合（2018年1月～2020年9月）

| 技術・対策名称 | 割合（%） |
|---|---|
| 屋根の断熱 | 20.31 |
| 天井の断熱個別式凝縮ボイラー | 13.73 |
| 冷房用熱回収システム | 10.76 |
| 壁の断熱 | 7.76 |
| 温水供給網の断熱 | 7.11 |
| AクラスLED照明導入 | 5.82 |
| 高効率家庭用ボイラー導入 | 4.36 |
| 空気・水熱源または水熱源ヒートポンプ導入 | 3.00 |
| バルブへの断熱マットの設置 | 1.80 |
| 高断熱窓 | 1.45 |

*事前に定められた算出式によって「みなし値」で省エネ量を算出する方法

出所　ADEME、Certificats d'économie d'énergie pour les entreprises、2020年3月、https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/ademe_guide_cee_2020_entreprises.pdf、仏環境連帯移行省資料、https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-10-15%20COPIL%20CEE%20-%20presentation.pdf、2020年10月に基づき作成



## 6-4.建築物エネルギー改修計画（PREB）

**2050年のカーボンニュートラル達成に向けて、全建築物「低エネルギー建築物」基準に適合する全建物のリノベーションを行う**
**建築物部門のエネルギー消費の削減だけでなく、住民等のエネルギーコストの低減を目指す**
**建築物エネルギー改修計画（PREB）では、4つの柱からなる12のアクションが提示**

1. **建築物のエネルギー改修を国としての優先事項と位置付ける**
   - アクション1：詳細で明確かつ野心的な目標を特定する
   - アクション3：実施済みの改修のフォローアップとデータへのアクセスを改善する
   - アクション3：あらゆる関係者と協力して取組を実施する
2. **一般大衆も住宅の改修を実施できるようにして、エネルギー貧困を解決する**
   - アクション4：住民が容易に理解できるようなエネルギー改修に関する共通の特徴（signature）を提示する
   - アクション5：改修の大衆化戦略において、地域に中心的な役割を担わせる
   - アクション6：改修の補助等をより効果的で改修意欲を喚起するものとする
   - アクション7：エネルギー貧困を解決する
3. **サービス分野の建築物の改修と省エネを加速する**
   - アクション8：公共、民間のサービス分野の建築物の改修に関する野心的な改修目標の設定を維持する
   - アクション9：公共サービスの建築物の改修に優先的に取り組む
   - アクション10：エネルギー利用の変化や教育によって省エネを促進する
4. **エネルギー改修にかかるコンピテンスとイノベーションを強化する**
   - アクション11：建築物分野のコンピテンス向上を加速する
   - アクション12：特にデジタル分野のイノベーションを支援する

上記のアクション実施のため、政府は5年間で約140億ユーロを投じる方針である。これに加えて、前述の省エネルギー証書（CEE）を活用して50億ユーロの直接的な改修支援を実施予定。

出所　仏環境連帯移行省、Plan de rénovation énergétique des bâtiments、https://www.ecologie.gouv.fr/plan-renovation-energetique-des-batiments（2021年3月8日閲覧）を基に作成



## 6-5.省エネ改修・再エネ熱導入向け補助金（MaPrimeRénov'）

**2005年に導入されたエネルギー転換税控除（CITE）が省エネ・再エネ熱導入向け補助金（MaPrimeRénov'）に移行**
**補助金への移行は、大規模な省エネ改修等から小規模なプロジェクトを支援することを目的としたもの**

省エネ改修・再エネ熱導入向け補助金（MaPrimeRénov'）

| | |
|---|---|
| 受領対象者 | 低中所得世帯 |
| 対象事業 | ▪ すりガラスやタイルの壁面に対する断熱設備<br>▪ 熱供給装置（例えば、高効率ボイラー）<br>▪ ヒートポンプ<br>▪ **再エネ発電設備（3kWp以下）（風力、バイオマス、水力、条件付き太陽光※）**<br>▪ **再エネ熱供給設備、もしくはコジェネレーション**、（海外直轄地の場合は）冷熱供給ネットワーク接続<br>▪ ガスマイクロCHPボイラー<br>▪ EVの充電施設<br>▪ 中央管理熱供給/温水供給システムから、個別管理の熱供給/温水供給システムへの改修<br>▪ （温暖/熱帯の）海外直轄地において、すりガラスやタイルの壁面を太陽光の放射熱から守る設備<br>▪ 海外直轄地において自然換気を促進する設備 |
| 控除上限 | • 省エネ証書補助金等その他の補助金との合計額が、補助対象にあたる支出の75%～90%を超えない範囲で支給（上限とされる%は、世帯所得に準じる）<br>• 1世帯が1つの建物について受領できる補助金額は5年間で20,000ユーロまで |

出所　環境移行連帯省、「Crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) et MaPrimeRénov'」、https://www.ecologie.gouv.fr/credit-dimpot-transition-energetique-cite-et-maprimerenov、（2020年12月4日閲覧）を基に作成

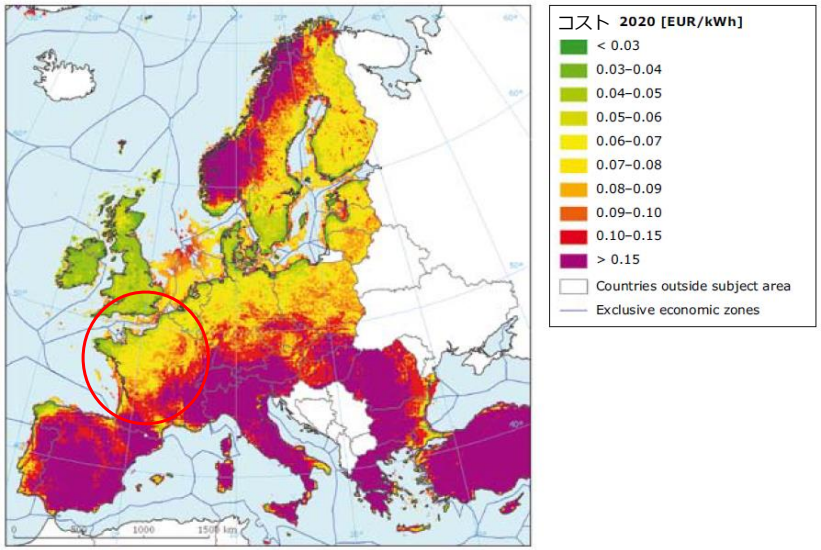


# 7. 再エネポテンシャル

## 7-1.風力ポテンシャル

**EEA(欧州環境機関）は、風力導入ポテンシャルを、想定される発電コスト別にマッピング**
**フランスは北部の北海付近に適地が広がる。**

風力の地域別風力発電コスト（2030年）



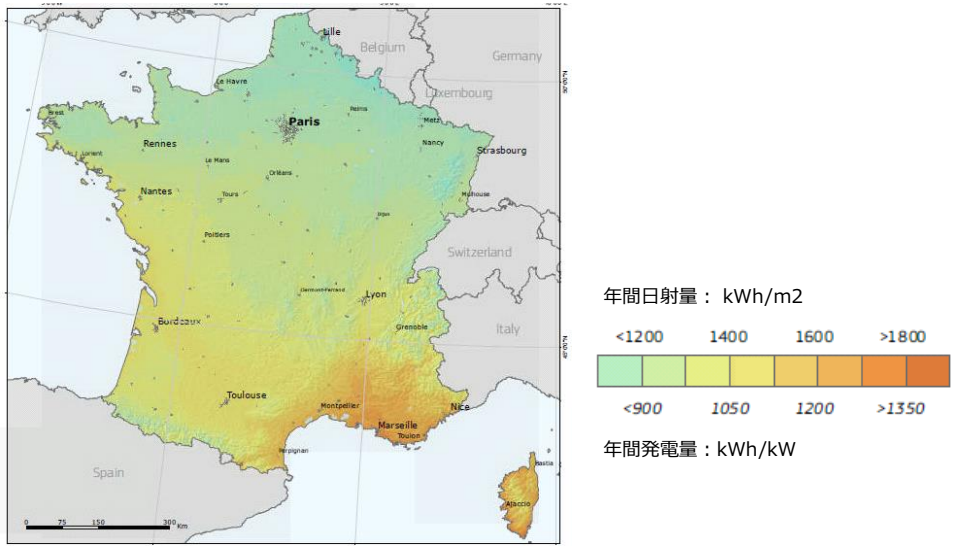

出所　European Environment Agency、Europe's onshore and offshore wind energy potential（2009年）
https://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential/at_download/file、を基に作成



## 7-2.太陽光ポテンシャル

**フランスは、南部の方が北部に比べて日射量が多く、適地は南部に集中。**

フランスの日射量分布



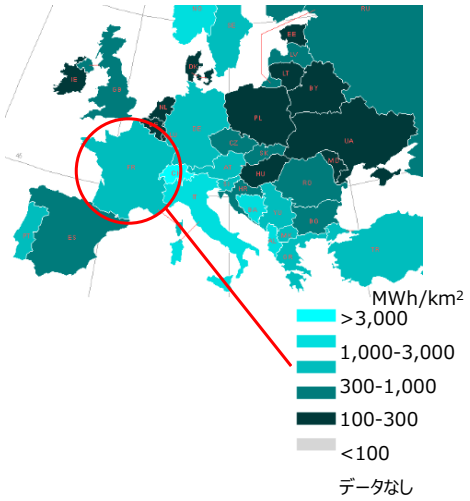

出所　Solargis，Global Horizonal Irradiationを基に作成



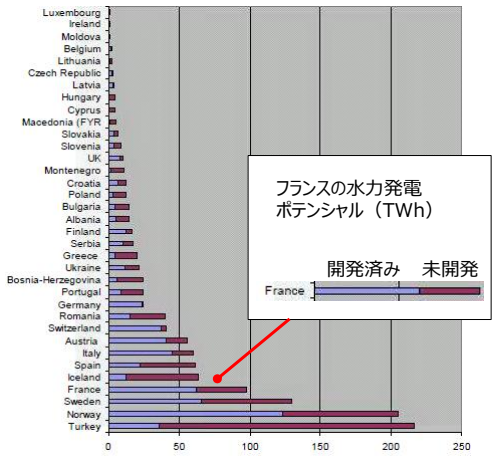
## 7-3.水力ポテンシャル

**EUROELECTRICの調査によるとフランスの水力ポテンシャルは半分強が開拓済みという状況である。**

国土面積あたりの開発ポテンシャル




各国の水力発電ポテンシャル（TWh）



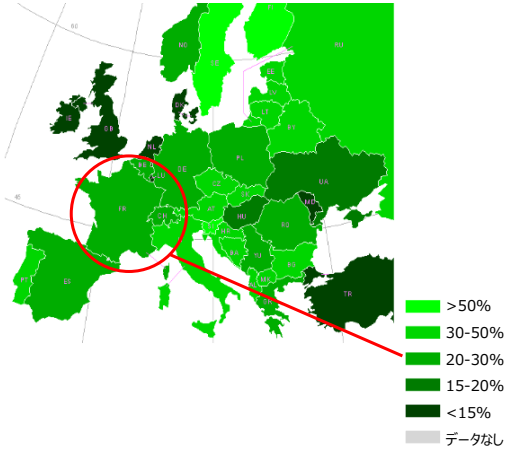

出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/hydro-europe/index.shtml，
2017年7月26日時点、EUROELECTRIC，hydro_report_final，14ページを基に作成



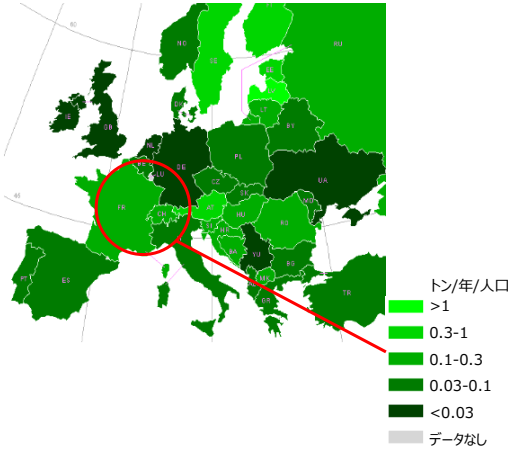
## 7-4.バイオマス

**バイオマス発電の主要原料の一つである森林の国別賦存量は、フランス国土に占める森林割合は20-30%**
**人口当たりの量は欧州の中で比較的高い。**

国土に占める森林の割合（割合が高いほど色が薄い）




人口当たりの木材生産量（量が大きいほど色が薄い）



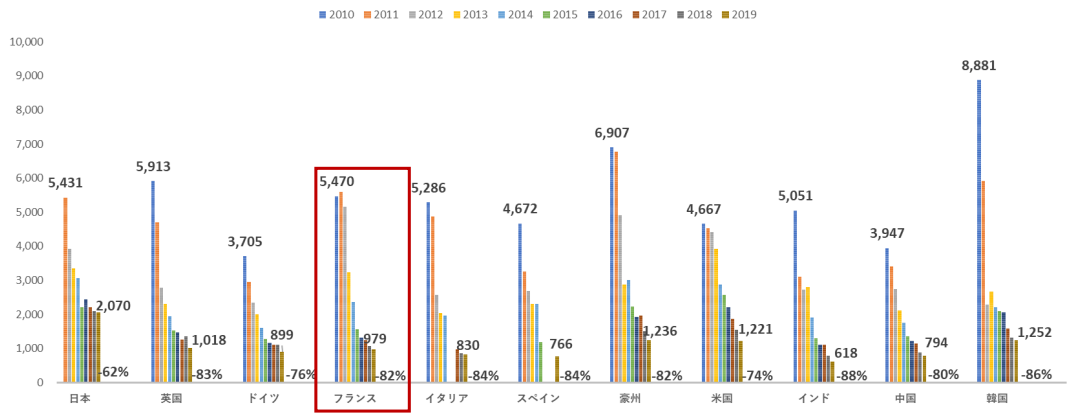

出所　Global Energy Network Institute，http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/bio-europe/index.shtml，2017年7月26日時点を基に作成

# 8. 再エネコスト

## 8-1.ユーティリティ規模太陽光（1）

主要国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減
フランスも2019年時点で、2010年から82%コストダウン

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019 USD/kW)



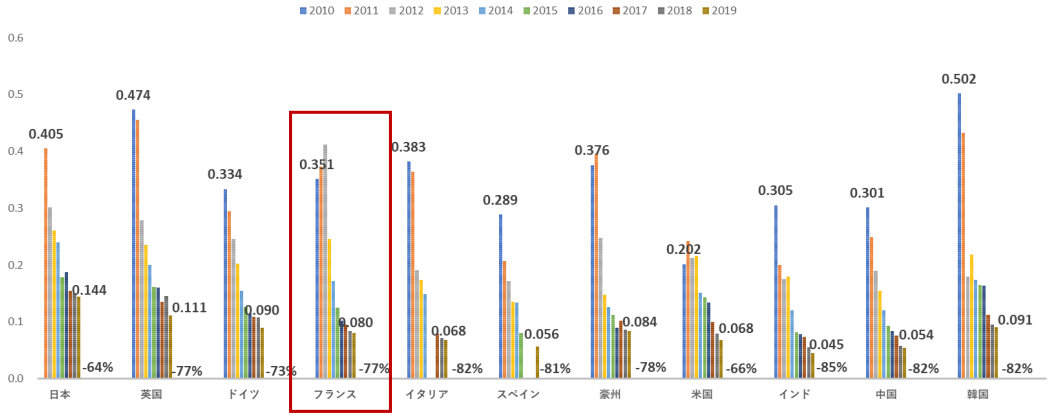

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 8-1.ユーティリティ規模太陽光（2）

設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減
フランスも2019年時点で、2010年から77%コストダウン

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト（2019 USD/kWh）



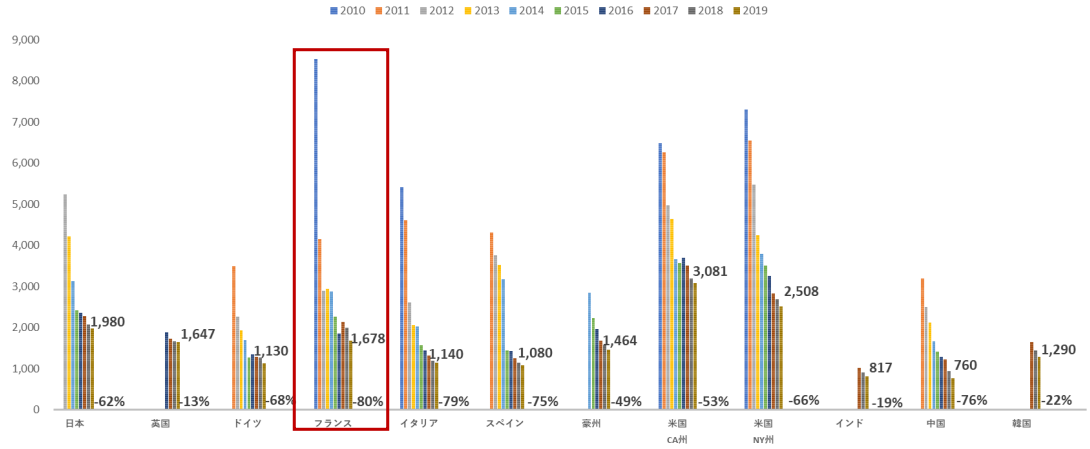

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 8-2.業務用模太陽光（1）

主要国の業務用太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減
フランスも2019年時点で、2010年から80%コストダウン

各国の業務用太陽光発電の導入コスト(2019 USD/kW)

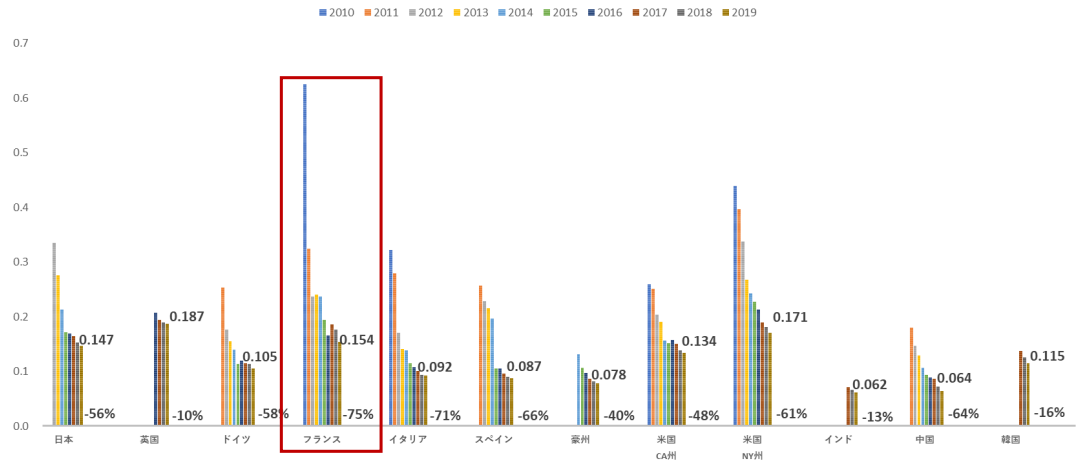



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

## 8-2.業務用太陽光（2）

**設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減**
**フランスも2019年時点で、2010年から75%コストダウン**

各国の業務用太陽光発電の発電コスト（2019 USD/kWh）



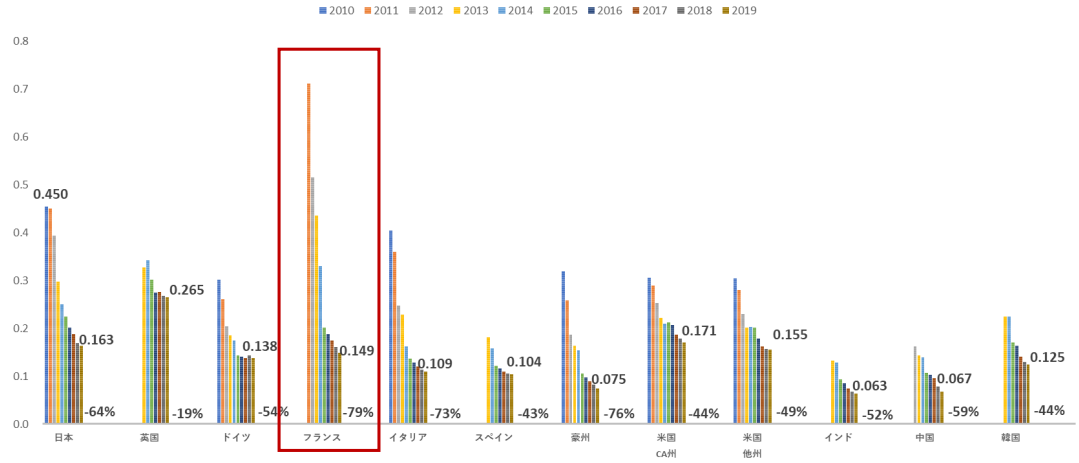

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 8-3.家庭用太陽光（2）

**設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減**
**フランスも2019年時点で、2010年から79%コストダウン**

各国の家庭用太陽光の発電コスト(2019 USD/kWh)




出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 8-3.家庭用太陽光（1）

**主要国の家庭用太陽光の導入コスト(＄/kW)は大きく低減**
**フランスも2019年時点で、2010年から84%コストダウン**

各国の家庭用太陽光の導入コスト(2019 USD/kW)



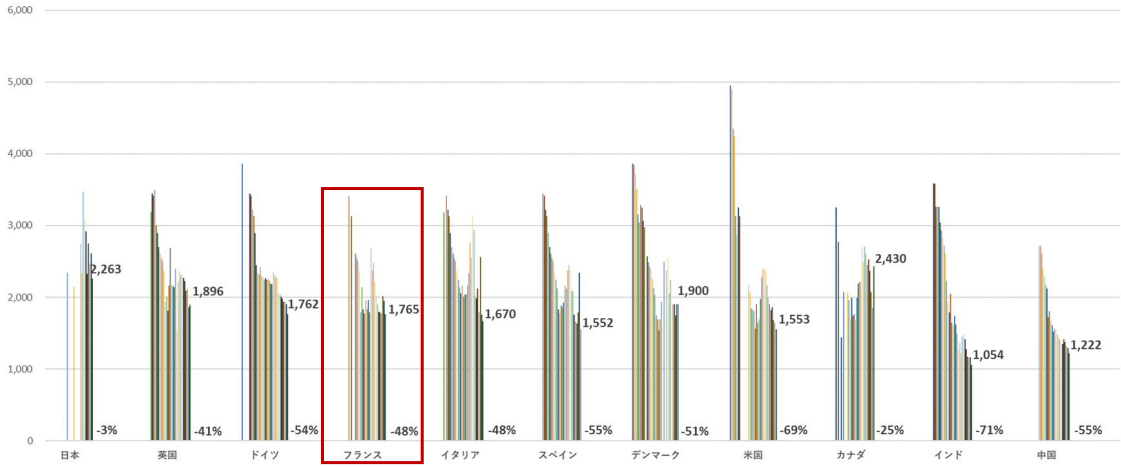

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 8-4.陸上風力（1）

**主要国の陸上風力の導入コスト(＄/kW)は大きく低減**
**フランスも2019年時点で、2010年から48%コストダウン**

各国の陸上風力の導入コスト（2019 USD/kW）

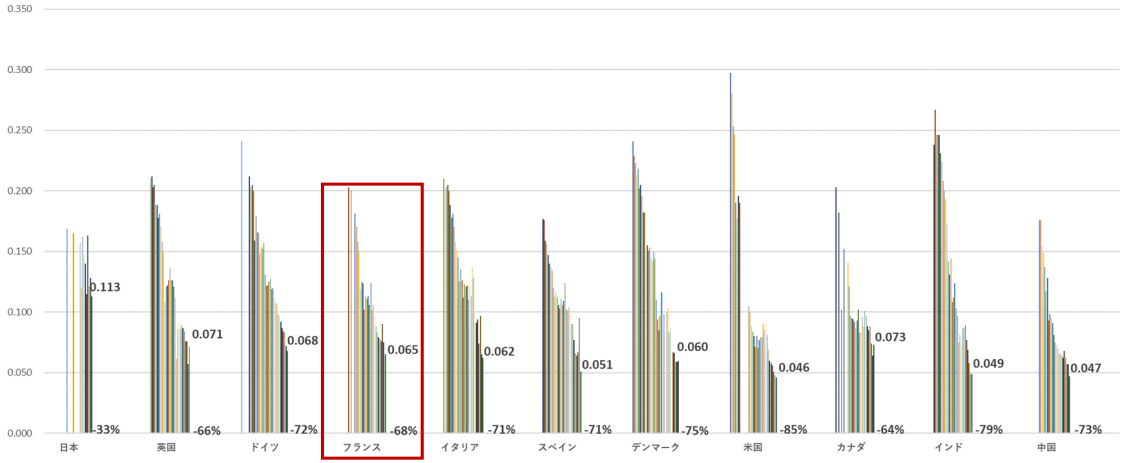



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

## 8-4.陸上風力（2）

**設備コストの低減と共に各国の発電コスト($/kWh）も低減**
**フランスも2019年時点で、2010年から68%コストダウン**

各国の陸上風力の発電コスト（2019 USD/kWh）




出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

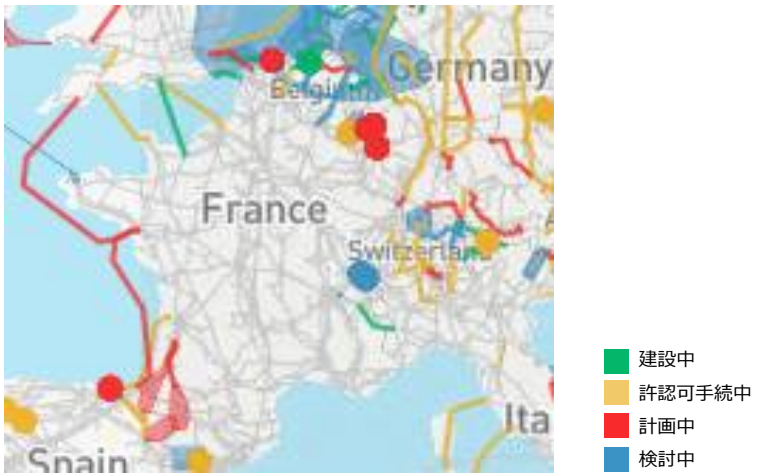


# 9. 電力系統

## 9.電力系統

**欧州大の系統整備計画におけるフランスの計画は以下の通り**
**英国との海底送電線や隣国との連系線増強が主な計画**

欧州の10ヶ年系統整備計画（2018年版）に記載されているフランスの系統整備計画




出所　欧州系統運用者協会ENTSO-Eホームページを基に作成
https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/（2021年1月8日確認）

# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# 米国

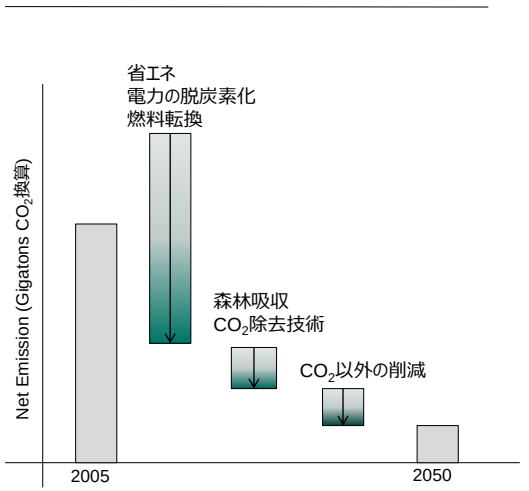
## 1. 概況

## 1-1. UNFCCC提出の長期目標（2016年提出）

**パリ協定脱退を宣言したが、UNFCCCには、2050年までの80%以上の排出削減（2005年比）と、省エネや電力の脱炭素化、燃料転換の方針を提示**

| | |
|---|---|
| GHG削減のスピード感 | 2025年の26～28%の削減目標を達成するには、2020年からの削減スピードを2倍に加速する必要があり、そのペースを2050年まで継続する必要がある。 |
| 重要な政策 | ① エネルギーの低炭素化（省エネ、電力の脱炭素化、輸送・交通用燃料の電化および低炭素化等）<br>② ネガティブ・エミッションを達成するための森林吸収源の活用および$CO_2$除去技術の普及<br>③ $CO_2$以外の温室効果ガスの削減 |
| 特記事項 | 米国においてGHG排出量と経済成長が分離（ﾃﾞｶｯﾌﾟﾘﾝｸﾞ）してきたことを指摘。<br>オバマ政権の2008年～2015年の間に10%の経済成長ならびに9%の排出削減を達成されたことを強調。 |

GHG80%削減に向けたベンチマークシナリオ




出所　UNFCCC United States Mid-Century Strategy FOR DEEP CARBONIZATIONを基に作成



## 1-2. WE ARE STILL IN(1)

**「We are still in（我々はパリ協定に残る）」はパリ協定への支援継続を表明した米国の州・都市、企業、大学の連合体**
**国連で気候変動特使を務めるマイケル・ブルームバーグ前ニューヨーク市長が主導し、国際社会やパリ協定に署名した国に宛てた自助努力の意思表明の書簡を公開**

米国の州、都市のリーダー、及び企業の代表者から国際社会及びパリ協定の署名国へ宛てた公開書簡

私たちは、都市のリーダー、州知事、専門大学及び大学の指導者、企業、投資家から成る連合体です。パリ協定で締結した低炭素目標の達成に向けた気候変動対策を、ここに初めて連合として宣言します。2015年12月パリで、世界のリーダーたちは気候変動と闘うための世界的にも初の取組みに署名しました。この記念すべき協定は、各国が独自の排出削減目標を設定し、その目標達成のために独自の戦略を採用してきたため失敗してきた過去試みを受けて、誕生したものです。さらに、地方政府や地方自治体の行動、それらへの企業の協力に感銘を受けた、国家政府は気候変動との戦いが経済的および公衆衛生上の大きなメリットをもたらすことを認識しました。

トランプ政権の発表は、気候変動との闘いにおける重要な取組みに傷をつけ、気候変動の最も危険且つ高額な代償を回避する世界の能力を損なうものです。肝心なのは、米国で起こっている事象からも逸脱したものであるということです。

米国で近年、温室効果ガス排出量の劇的な減少に主に貢献したのは、企業の協力を得た地方自治体や州政府です。連邦政府がどのような政策を採用しても、各主体の行動は今後数年で倍増し、加速するでしょう。

連邦政府のリーダーシップがない中でも、米国経済のかなりの割合を占める州、都市、大学、企業、投資家は、野心的な気候目標を追求し、協力して強力な行動を取り、米国が排出削減の世界的リーダーの地位を保持できるように取り組んでいます。

米国では、パリ協定の目標達成に必要なリーダーシップを提供する主体は、市役所、州都、大学キャンパス、投資家、ビジネスの中にいることを世界に認知しておいてもらう必要があります。私たちは、国際的な取り組みの一環として気温上昇が2℃を大きく下回るよう、安全、繁栄、健康に有益なクリーンエネルギー経済への移行を加速させるため、引き続き国際社会と積極的に関与していきます。

出所　WE ARE STILL IN，https://www.wearestillin.com/we-are-still-declaration、（2020年9月17日閲覧）を基に仮訳

# 1-2. WE ARE STILL IN( 2 )

**2020年9月時点で、合計3,000以上の団体が署名。活動は全米に拡大**

署名団体数内訳

| | | | |
|---|---|---|---|
| 企業と投資家 | 2,278 | 病院・福祉・健康関連施設 | 32 |
| 市・郡 | 291 | 宗教団体 | 53 |
| 大学・短大 | 353 | 州 | 10 |
| 文化施設 | 85 | 部族 | 12 |

出所　WE ARE STILL IN，https://www.wearestillin.com/signatories、（2020年9月17日閲覧）を基に作成



# 1-2. WE ARE STILL IN( 3 )

市：

Acton, MA
Alameda, CA
Albany, NY
Albuquerque, NM
Alexandria, VA
Allentown, PA
Ambler, PA
Anchorage, AK
Anderson, SC
Ann Arbor, MI
Apalachicola, FL
Arcata, CA
Arden, DE
Arlington, MA
Arlington, MA
Arvin, CA
Asheville, NC
Ashland, OR
Aspen, CO
Atlanta, GA
Augusta, GA
Austin, TX
Bainbridge Island, WA
Baltimore, MD
Baton Rouge, LA
Beaufort, SC
Beaverton, OR
Bedford, NY
Belfast, ME
Bellingham, WA
Belmont, CA
Berkeley, CA
Bethlehem, PA
Bloomington, IN
Boston, MA
Boulder, CO
Boulder, CO
Bowling Green, OH
Bozeman, MT
Breckenridge, CO
Bridgeport, CT
Brisbane, CA
Buchanan, MI
Burien, WA
Burlington, VT
Calistoga, CA
Cambridge, MA
Carmel, IN
Charleston, SC
Charlotte, NC
Charlotte, NC
Charlottesville, VA
Chicago, IL
Chula Vista, CA
Cincinnati, OH
City of Boise
City of Ferndale
City of Lincoln, Nebraska
City of Racine
Clarkston, GA
Cleveland, OH
College Park, MD
Columbia, MO
Columbia, SC
Columbus, OH
Concord, NH
Corvallis, OR
Culver City, CA
Cupertino, CA
Dallas, TX
Denver, CO
Des Moines, IA
Detroit, MI
Dryden, NY
Dubuque, IA
Duluth, MN
Durham, NC
East Lansing, MI
Easton, PA
Eden Prairie, MN
Elgin, IL
Emeryville, CA
Encinitas, CA
Englewood, NJ
Eugene, OR
Evanston, IL
Everett, WA
Fairfield, CT
Fairfield, IA
Falls Church, VA
Fayetteville, AR
Ferguson Township, PA
Forest Hills, PA
Fort Bragg, CA
Fort Collins, CO
Fort Launderdale, FL
Fort Wayne, IN
Fremont, CA
Gainesville, FL
Gaithersburg, MD
Garrett Park, MD
Glendale, WI
Grand Rapids, MI
Grandville, MI
Guilford, VT
Hartford, CT
Hastings-on-Hudson, NY
Healdsburg, CA
Highland Park, IL
Highland Park, NJ
Hoboken, NJ
Honolulu, HI
Hood River, OR
Houston, TX
Indianapolis, IN
Iowa City, IA
Ithaca, NY
Jersey City, NJ
Kansas City, MO
Kauai, HI
Keene, NH
Kent, OH
Ketchum, ID
Key West, FL
Knoxville, TN
Lakewood, CO
Lancaster, PA
Laredo, TX
Larkspur, CA
Lauderhill, FL
Laurel, MD
Lawrence, KS
Lexington, MA
Little Rock, AR
Long Beach, CA
Longmont, CO
Los Angeles, CA
Louisville, KY
Lowell, MA
Lowell, MA
Lyons, CO
Madison, WI
Malibu, CA
Manhattan Beach, CA
Maplewood, MO
Maplewood, NJ
Menlo Park, CA
Mercer Island, WA
Miami Beach, FL
Miami, FL
Middletown, CT
Milwaukee, WI
Milwaukie, OR
Minneapolis, MN
Moab, UT
Montpelier, VT
Morningside, MD
Mount Rainier, MD
Mount Vernon, NY
Mountain View, CA
Nashville, TN
New Bedford, MA
New Castle, PA
New Haven, CT
New Orleans, LA
New Rochelle, NY
New York City, NY
Newark, NJ
Newton, MA
Niagara Falls, NY
Northampton, MA
Oak Park, IL
Oakland, CA
Oberlin, OH
Orlando, FL
Palm Springs, CA
Palo Alto, CA
Park City, UT
Philadelphia, PA
Phoenix, AZ
Pine Bluff, AR
Pittsburgh, PA
Portland, OR
Portland, OR
Princeton, NJ
Providence, RI
Raleigh, NC
Reno, NV
Richmond, CA
Richmond, VA
Rochester, NY
Rockville, MD
Sacramento, CA
Saint Paul, MN
Salem, MA
Salt Lake City, UT
San Antonio, TX
San Diego, CA
San Fernando, CA
San Francisco, CA
San Jose, CA
San Leandro, CA
San Luis Obispo, CA
San Rafael, CA
Santa Barbara, CA
Santa Cruz, CA
Santa Fe, NM
Santa Monica, CA
Santa Rosa, CA
Saratoga Springs, NY
Schenectady, NY
Seattle, WA
Shaker Heights, OH
Shoreline, WA
Snoqualmie, WA
Solana Beach, CA
Somerville, MA
South Bend, IN
South Kingstown, RI
South Miami, FL
St. Louis, MO
St. Petersburg, FL
State College, PA
Sunnyvale, CA
Surfside, FL
Swarthmore, PA
Syracuse, NY
Takoma Park, MD
Talent, OR
Tallahassee, FL
Tamarac, FL
Tampa, FL
Teaneck, NJ
Tempe, AZ
Town of Belmont, MA
Town of Portola Valley
Town of Queensbury
Tucson, AZ
Union City, CA
Union City, NJ
University City, MO
University Park, MD
Ventura, CA
Washington Grove, MD
Washington, DC
West Hollywood, CA
West Palm Beach, FL
West Sacramento, CA
West York Borough, PA
Westport, CT
White Plains, NY
Windsor, CA
Winston-Salem, NC
Yonkers, NY

郡：

Alameda County, CA
Albemarle County
Arlington County, VA
Baltimore County, MD
Benton County, OR
Broward County
Contra Costa County, CA
Cook County, IL
County of Los Angeles
Dallas County, TX
Dane County, WI
Douglas County, KS
Eagle County, CO
East Bay Municipal Utility District
Erie County, NY
Fairfax County, VA
Frederick County, MD
Howard County, MD
Johnson County, IA
King County, WA
Linn County, IA
Lucas County, OH
Monroe County, IN
Montgomery County, MD
Multnomah County, OR
Pima County, AZ
Prince George's County, MD
San Miguel County, CO
Santa Barbara County, CA
Santa Fe County, NM
Sonoma County, CA
Tompkins County, NY
Travis County, TX
Union, NJ
Ventura County, CA
Westchester County, NY
Yolo County

以上291市・郡

出所　WE ARE STILL IN，https://www.wearestillin.com/signatories、（2020年9月24日閲覧）を基に作成



# 1-2. WE ARE STILL IN( 4 )

エネルギー関連企業（一部抜粋）：

Aegis Renewable Energy
Assistant Solar LLC
Blue Mountain Solar, Inc.
Buglet Solar Electric Installation
Cambridge Energy Advisors
CleanChoice Energy, Inc.
Cool Energy, Inc.
Current-C Energy Systems, Inc.
EarthKind Energy
Energy Studio, Inc.
EarthKind Energy
Energy Studio, Inc.
EnergyWorks
Flink Energy Consulting
Footprint Power LLC
FullCycle Energy LP
Globelé Energy
Home Efficiency Resources
Ideal Energy Inc
Independence Solar
Infer Energy
Invenergy

エネルギー関連企業（一部抜粋）：

Joule Energy
JTN Energy
Livingston Energy Innovations
LivSolar Eco Energy
Metrus Energy
Peninsula Clean Energy
PG&E Corporation
Rivermoor Energy
Safari Energy
Simple Energy
Sunlight Electric, LLC
The Green Engineer, Inc.
TransPower

製造業（一部抜粋）：

Cahail Construction
Johnson Controls
Paradigm General Contractors/ Construction Managers
Tesla
Toshiba America Business Solutions, Inc.
Volvo Group North America

出所　WE ARE STILL IN，https://www.wearestillin.com/signatories、（2020年9月24日閲覧）を基に作成



# 2. 目標

## 2-1.米国のエネルギー政策概要

米国の長期目標の策定状況は以下の通り

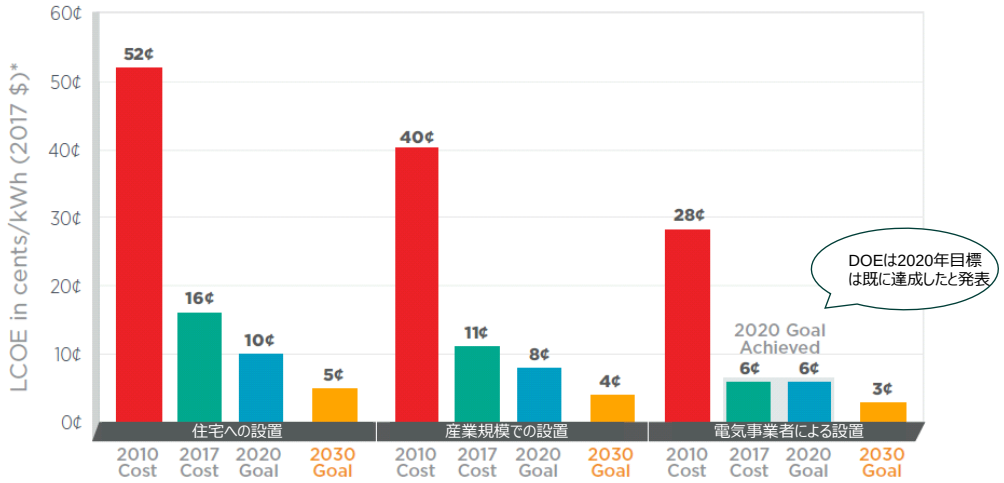
| 指標 | 概要 |
|---|---|
| 温室効果ガス | • 2050年に向けてGHG排出量を80%以上を削減する。<br>• 上記長期目標の実現に向けて、2025年に、GHG排出量を経済全体で2005年比26-28%削減するとともに、28%削減に向けて最大限取り組む。 |
| 再生可能エネルギー | • 2025年までに連邦政府の最終エネルギー消費量に占めるクリーンエネルギー（電力及び熱）のシェアを25%とする。（2015年3月19日発表大統領令（EO 13693））<br>• 太陽光発電に対しては「SunShot Initiative」（サンショットイニシアチブ）、風力発電に対しては「Wind Vision: A New Era for Wind Power in the United States」（風力ビジョン：新時代を迎える米国風力発電）による導入シナリオを描いている。<br>＊その他、RPS制度（Renewable Portfolio Standard；再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準）に基づき州ごとで再エネ導入義務を課している。 |

出所　The White House,「United States Mid-Century Strategy」(2016年11月)、大統領令13693号（2015年3月19日）、
米国エネルギー省「サンショットヴィジョンスタディ」（SunShot Vision Study）、米国エネルギー省「風力ビジョン：新時代を迎える米国風力発電」



## 2-2.米国エネルギー省 サンショットイニシアチブ①

米国エネルギー省（DOE）は2011年、太陽光発電のコスト削減に向けた技術開発の計画である「SunShot Initiative」を発表するとともに、
「The SunShot 2030 Goal」（サンショット2030目標）によって、2030年向けたコスト目標を提示




出所　米国エネルギー省（DOE）「サンショット2030」（The SunShot 2030）p.1、DOE, Energy Department Announces Achievement of SunShot Goal, New Focus for Solar Energy Office、https://www.energy.gov/articles/energy-department-announces-achievement-sunshot-goal-new-focus-solar-energy-office（2017年9月）を基に作成



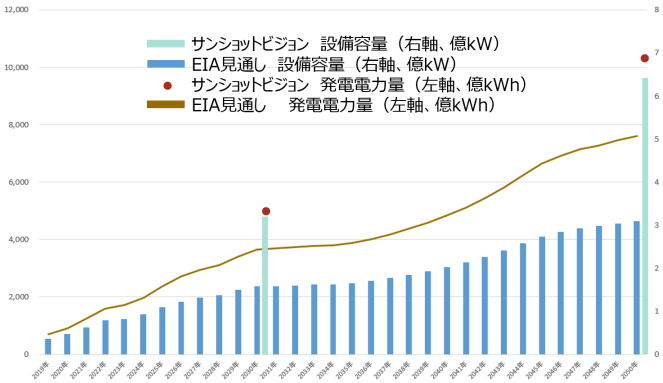
## 2-2.米国エネルギー省サンショットイニシアチブ②

DOEは、2011年太陽光発電のコスト削減を目指す10ヶ年計画「サンショットヴィジョン」を発表
その中で、太陽光の電力供給量を2030年に5,050億kWh、2050年に10,360億kWhまで引き上げるという、米国エネルギー情報局（EIA）
が想定する導入見通し（リファレンスケース）を大きく上回る野心的な目標を提示

サンショットヴィジョンの太陽光発電導入シナリオ

| | 億kW | 億kWh |
|---|---|---|
| 2030 | 3.02 | 5,050 |
| 2050 | 6.32 | 10,360 |
| （参考）2019実績 | 0.36 | 693 |

米国の太陽光発電導入見通し




出所　DOE「サンショットヴィジョンスタディ」（SunShot Vision Study）、EIA「2020年版エネルギー見通し」データセットを基に作成



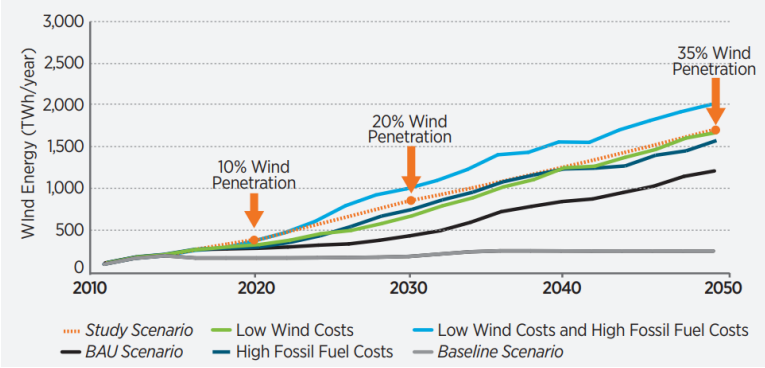
## 2 - 3 . 米国エネルギー省 風力発電導入シナリオ

DOEは、2015年3月に風力発電に関する将来展望を示す「風力ビジョン：新時代を迎える米国風力発電」を発表
DOEは、風力の割合を2020年に10%、2030年に20%、2050年に35%を目指す
実現すれば風力の供給量のみで2030年目標である再エネ割合（水力除く）20%が達成可能に

DOEの風力発電導入シナリオ

| | 発電電力割合 |
|---|---|
| 2020 | 10% |
| 2030 | 20% |
| 2050 | 35% |
| （参考）2019実績 | 7% |

米国の風力発電導入見通し
（グレーの曲線がベースラインシナリオ、オレンジの点がDOEの
導入シナリオが実現した場合の風力による発電電力量）




出所　DOE「風力ビジョン：新時代を迎える米国風力発電」、EIA「2020年版エネルギー見通し」データセットを基に作成

## 2-4. バイデン次期政権の地球温暖化政策等

次期大統領当選を確実にしたバイデン前副大統領は、パリ協定への復帰など、積極的な地球温暖化政策を打ち出す

バイデン次期大統領の地球温暖化に関する政策

| 項目 | 政策 |
|---|---|
| パリ協定 | 政権奪還後協定に復帰することを、11月4日にツイッターで表明 |
| インフラ | 持続可能な成長のために新たな基盤を構築し、国際経済での競争力を確保し、気候変動の影響に対する抵抗力を向上させ、清浄な空気や水を含め公衆衛生を改善するために、老朽化したインフラを再構築して数百万の雇用を創出 |
| 自動車産業 | 部品から電気自動車の充電スタンドを含め、産業界で数百万の雇用を創出 |
| 運輸 | 連邦政府による柔軟な投資により、10万人以上の住民を有する都市に無炭素排出の公共交通機関を整備 |
| 発電部門 | 2035年までに無炭素汚染の発電部門を構築するために野心的に行動 |
| 建物 | 4年の任期で4百万の建物をアップグレードし、2百万の住宅を耐候化。現金によるリベートや低利融資により建物の改築促進や高効率の設備製造サプライチェーンを整備 |
| 住宅供給 | 150万の持続可能な住宅建設を促進 |
| イノベーション | 蓄電池、ネガティブエミッション、次世代建築資材、再エネによる水素製造、先進的原子力の開発と商業化を含め、重要なクリーンエネルギー技術の費用を劇的に低減 |
| 農業と自然保護 | 気候に配慮した農業やレジリエンス、自然保護において雇用を創出。新規雇用には、遺棄された石油・ガス井の封鎖や、遺棄された石炭やウラン鉱山の再生のための雇用を含む |

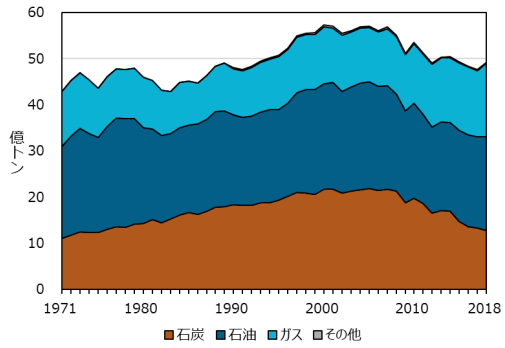
出所　バイデン次期大統領ツイッター、https://twitter.com/joebiden/status/1324158992877154310 （2020年12月11日閲覧）、バイデン-ハリス政権移行ウェブサイト、"CLIMATE CHANGE"、https://buildbackbetter.gov/priorities/climate-change/ （2020年12月11日閲覧）を基に作成



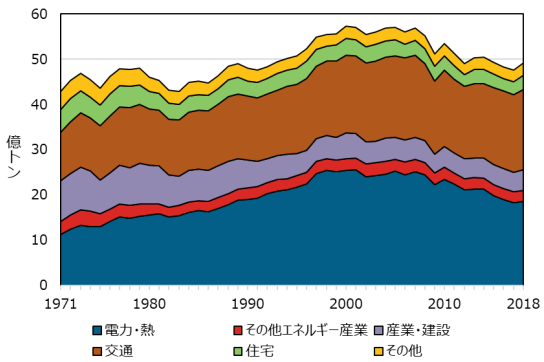
## 3-1.地球温暖化ガス排出量

米国の燃料由来の二酸化炭素排出量は、2000年頃まで伸び続けてきたが、主に電力・熱部門での削減により、近年減少している

燃料別二酸化炭素排出量




産業別二酸化炭素排出量




出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

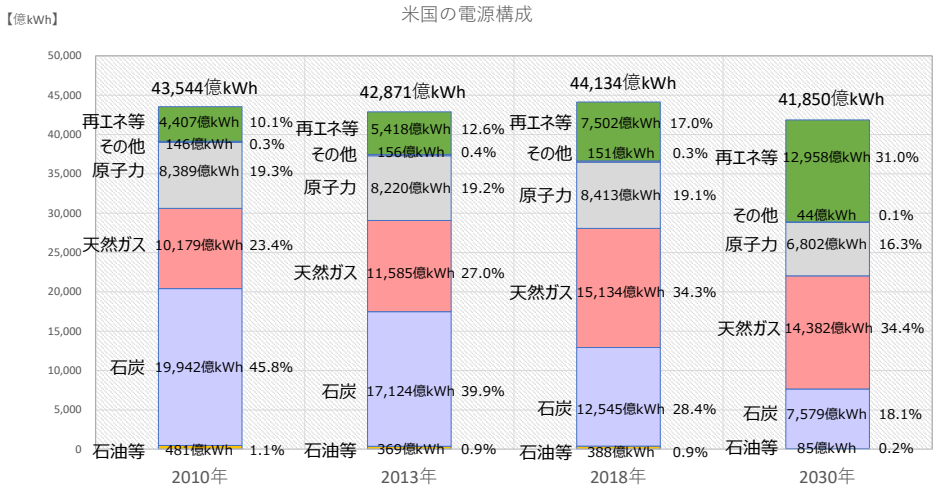


# 3. 進捗　-排出量-

# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2. 電源構成 (1)

2018年の米国の電源構成について、再生可能エネルギーは太陽光、風力、バイオ燃料が増加した影響で、水力と合わせると17.0%となり、2013年から4.4ポイント増加となった。原子力は19.1%で、2013年からほぼ横ばいである。火力は63.6%で、2013年から4.2ポイント減少した。2013年と比較すると石炭の減少が11.5ポイントと最も大きく、石油は横ばい、天然ガスは7.3ポイント増加した。
2030年には再生可能エネルギーが31.0%まで増加する一方、原子力は16.3%、火力は52.7%まで減少する見通しとなっている。

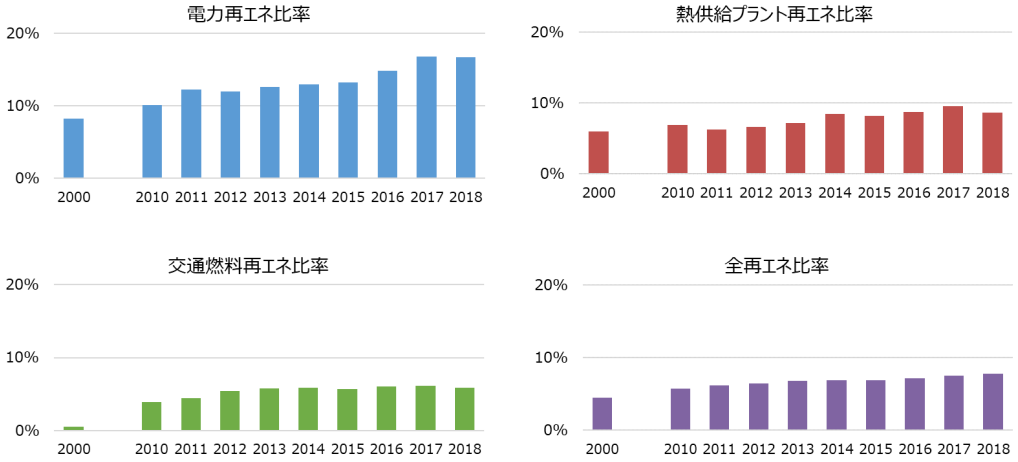



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、エネルギー省（DOE）エネルギー情報局（EIA）「2020年版エネルギー見通し」（2020年1月）を基に作成



## 3-3.再エネ比率

米国の再エネ比率は以下の通り
電力の再エネ比率が最も高い17%であり、熱再エネ比率は5%と最も低い

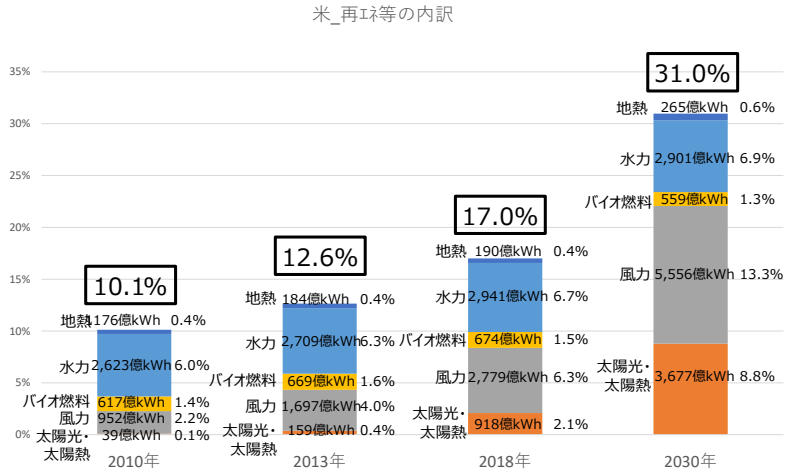



出所　電力·全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出



## 3-2. 電源構成 (2)

2018年度の米国における再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は2.1%となり、2013年から1.7ポイント増加した。風力は6.3%となり、2013年から2.3ポイント増加した。
2030年には2018年と比較して太陽光の発電量が約4倍、風力の発電量が約2倍に増加する見込みである。電源構成に占める割合は太陽光が8.8%、風力が13.3%まで増加する見込みである。

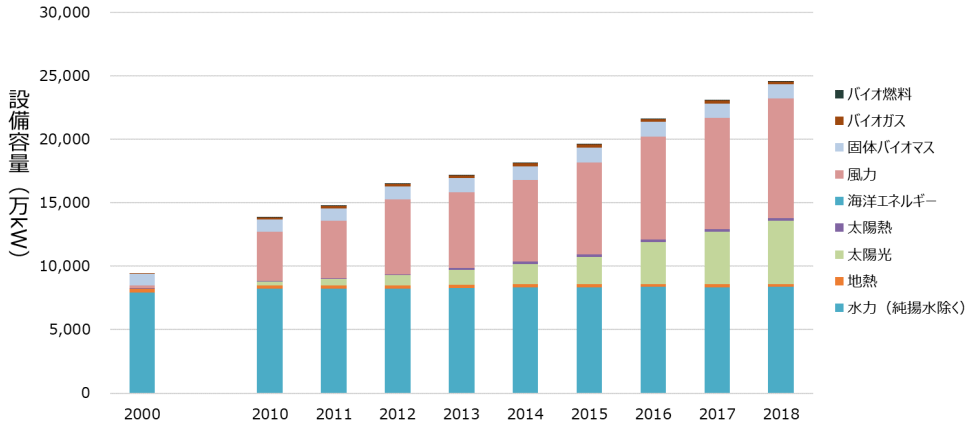



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、エネルギー省（DOE）エネルギー情報局（EIA）「2020年版エネルギー見通し」（2020年1月）を基に作成



## 3-4.再エネ電力：設備容量

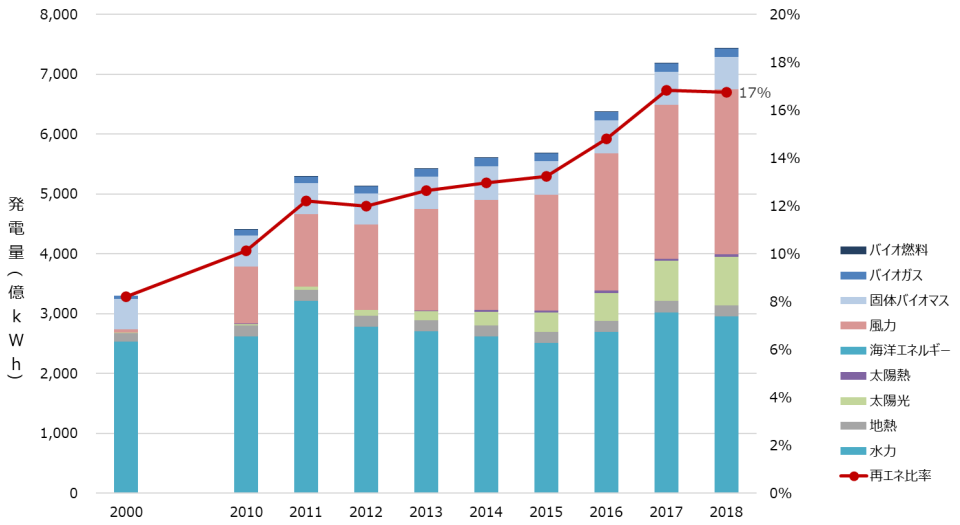
米国の再エネの設備容量は太陽光·風力を中心に拡大




出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成

## 3-5.再エネ電力：発電量

**米国の再エネの発電量は太陽光・風力を中心に拡大**




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-6.再エネ電力：数値データ

**再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す**

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 7935.9 | | 8251.3 | 8235.5 | 8244.1 | 8290.3 | 8338.6 | 8337.3 | 8366.5 | 8364.4 | 8372.2 |
| 地熱 | 279.3 | | 240.5 | 240.9 | 259.2 | 260.7 | 251.4 | 254.2 | 251.7 | 248.3 | 244.4 |
| 太陽光 | 17.6 | | 290.9 | 517.2 | 813.7 | 1175.9 | 1598.4 | 2168.4 | 3295.8 | 4135.7 | 4981.2 |
| 太陽熱 | 41.9 | | 47.3 | 47.2 | 47.6 | 128.6 | 166.7 | 175.8 | 175.8 | 175.8 | 175.8 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 237.7 | | 3913.5 | 4567.6 | 5907.5 | 5997.3 | 6423.2 | 7257.3 | 8128.7 | 8759.8 | 9451.7 |
| 固体バイオマス | 875.6 | | 958.1 | 963.8 | 1001.3 | 1097.2 | 1098.5 | 1156.8 | 1149.7 | 1137.9 | 1112.3 |
| バイオガス | 88.0 | | 163.6 | 178.5 | 210.2 | 227.1 | 239.4 | 237.0 | 237.5 | 241.6 | 237.9 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 18.3 | 18.3 | 20.4 | 15.5 | 15.5 | 15.5 | 15.5 | 16.5 | 23.6 |
| 合計 | 9476.0 | | 13883.5 | 14769.0 | 16504.0 | 17192.6 | 18131.7 | 19602.3 | 21621.2 | 23080.0 | 24599.1 |

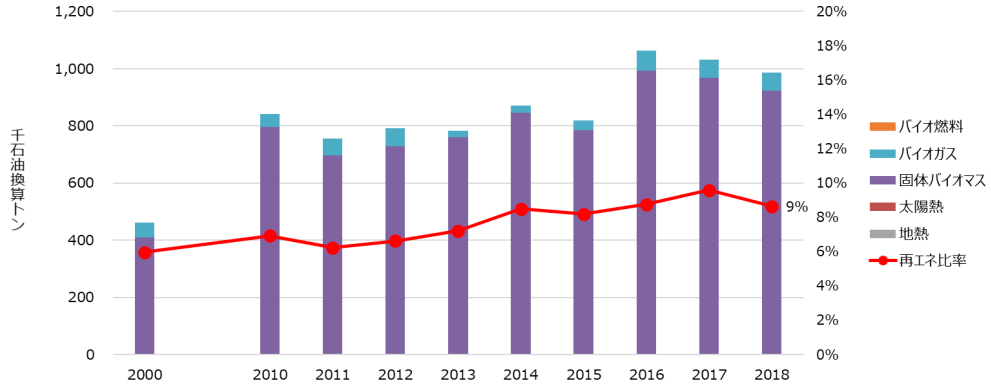
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 2532.0 | | 2622.7 | 3217.3 | 2785.1 | 2708.6 | 2614.7 | 2510.2 | 2696.7 | 3023.6 | 2955.0 |
| 地熱 | 146.2 | | 175.8 | 178.4 | 181.4 | 184.2 | 187.1 | 187.3 | 185.8 | 187.3 | 187.7 |
| 太陽光 | 1.8 | | 30.6 | 53.2 | 91.9 | 148.6 | 230.8 | 320.9 | 466.3 | 673.9 | 812.4 |
| 太陽熱 | 5.3 | | 8.8 | 8.9 | 9.6 | 10.1 | 26.9 | 35.4 | 37.0 | 35.9 | 39.4 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 56.5 | | 951.5 | 1208.5 | 1419.2 | 1697.1 | 1838.9 | 1929.9 | 2294.7 | 2572.5 | 2758.3 |
| 固体バイオマス | 509.5 | | 518.4 | 515.3 | 523.5 | 539.6 | 570.2 | 561.7 | 553.4 | 549.2 | 542.8 |
| バイオガス | 52.3 | | 98.1 | 106.1 | 115.7 | 127.9 | 135.9 | 136.7 | 134.7 | 137.2 | 132.6 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.9 | 1.8 | 2.0 | 1.9 | 2.1 | 2.2 | 2.1 | 2.2 | 3.5 |
| 合計 | 3303.6 | | 4406.8 | 5289.6 | 5128.2 | 5418.0 | 5606.6 | 5684.4 | 6370.8 | 7181.8 | 7431.8 |
| 再エネ比率 | 8% | | 10% | 12% | 12% | 13% | 13% | 13% | 15% | 17% | 17% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-7.再エネ熱供給プラント：消費量

**再エネ熱は2000年以降、6～10%程度で推移しており大きな変動はない**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出



## 3-8.再エネ熱供給プラント：数値データ

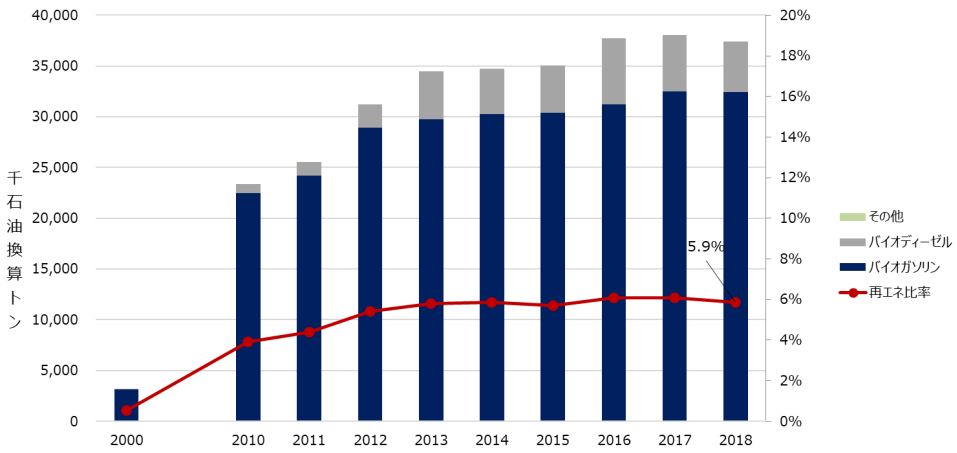
**再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す**

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 409.0 | | 796.0 | 696.0 | 728.0 | 761.0 | 846.0 | 785.0 | 993.0 | 968.0 | 922.0 |
| バイオガス | 52.0 | | 45.0 | 60.0 | 63.0 | 21.0 | 24.0 | 33.0 | 69.0 | 64.0 | 64.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 461.0 | | 841.0 | 756.0 | 791.0 | 782.0 | 870.0 | 818.0 | 1062.0 | 1032.0 | 986.0 |
| 再エネ比率 | 6% | | 7% | 6% | 7% | 7% | 8% | 8% | 9% | 10% | 9% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

## 3-9.再エネ交通燃料：消費量

**交通用燃料は、上昇を続けていたが2013年以降は6%前後で横ばい**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



# 3. 進捗　-省エネ-

## 3-10.再エネ交通燃料：数値データ

**再エネ交通燃料の数値データを以下に示す**

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 3167.0 | | 22496.0 | 24170.0 | 28942.0 | 29722.0 | 30237.0 | 30381.0 | 31235.0 | 32506.0 | 32397.0 |
| バイオディーゼル | 21.0 | | 856.0 | 1364.0 | 2303.0 | 4762.0 | 4515.0 | 4648.0 | 6464.0 | 5528.0 | 5036.0 |
| その他 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 3188.0 | | 23352.0 | 25534.0 | 31245.0 | 34484.0 | 34752.0 | 35029.0 | 37699.0 | 38034.0 | 37433.0 |
| 再エネ比率 | 0.5% | | 3.9% | 4.4% | 5.4% | 5.8% | 5.9% | 5.7% | 6.1% | 6.1% | 5.9% |

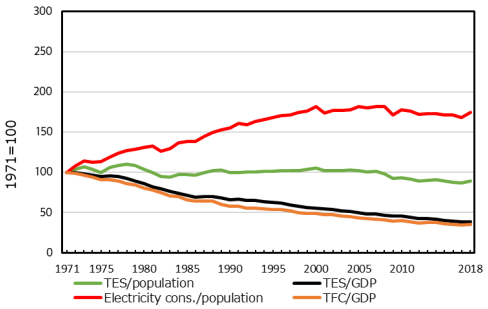
出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-13.省エネの進捗

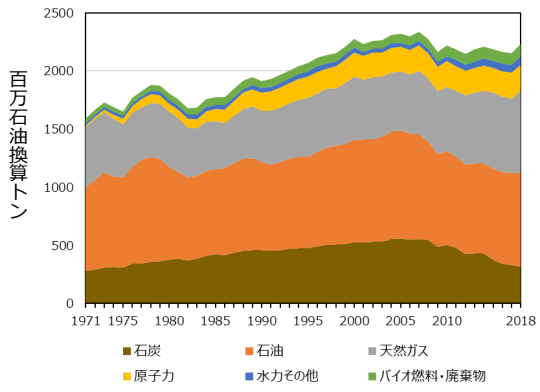
**米国は人口やGDPあたりのエネルギー消費量が継続して減少しており、人口が増加しているにも関わらず、一次エネルギー供給量の増加は止まりつつある**

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成

# 4．政府機関

## 4-1.エネルギー政策に係る政府機関（1）

アメリカのエネルギー政策に係る担当機関のうち、中心となるエネルギー省（DOE）およびその主要部局は以下の通り。

| | |
|---|---|
| エネルギー省（DOE） | 化石エネルギー、電力、原子力、エネルギー効率、再生可能エネルギー、科学（研究開発）、環境管理などについて、連邦政府の政策を実施 |
| 電力部（OE） | エネルギーインフラの改善を通じて、安定したレジリエントな電力へのアクセスを確保。そのために、電力網の信頼性向上のための研究開発支援等を目的として資金を拠出 |
| エネルギー効率・再生可能エネルギー部（EERE） | 国のエネルギーや環境面での課題解決のための研究開発を支援。具体的には、電力網の近代化、エネルギー貯蔵等のプロジェクトに資金を拠出 |
| 化石エネルギー部（FE） | 先進的な発電、発電効率の向上、CCUS等の研究開発を支援 |
| 国際事務局（IA） | エネルギー、科学および技術における国際エネルギー協力を担当。国際エネルギー政策の戦略的実施について、長官、副長官等の高官に助言 |
| 先進エネルギー研究機関（ARPA-E） | エネルギー利用を変革するポテンシャルが高いが、民間の投資を呼び込むにはリスクが高い先進的な研究プロジェクトの支援を実施 |
| ローンプログラムオフィス（LPO） | 大規模プロジェクトを中心に、債務保証により商業化を支援。現在、化石エネルギー、原子力、先進的な輸送手段の製造、再エネ・エネルギー効率向上および部族のエネルギー開発プログラムで保証プロジェクトを募集中 |
| エネルギー情報管理局（EIA） | DOE内の独立した組織であり、エネルギーに関連する統計や分析を担当 |

出所　DOE部局ウェブサイト、https://www.energy.gov/offices（2020年12月14日閲覧）
DOE2021会計年度予算教書、https://www.energy.gov/cfo/downloads/fy-2021-budget-justification（2020年12月14日閲覧）



## 4-1.エネルギー政策に係る政府機関（2）

アメリカのエネルギー政策に係る担当機関のうち、DOE以外のものは以下の通り

| | |
|---|---|
| 運輸省（DOT） | 連邦レベルで運輸行政を担当し、自動車、航空、海事、パイプライン、公共交通機関、鉄道、道路・橋梁、トラック等を担当する組織を持つ |
| 連邦航空局（FAA） | DOTの下部機関で、航空交通規制とセキュリティを担当する独立機関。航空交通のエネルギー効率を高めるためのプロジェクトに参加 |
| 内務省（DOI） | 国が有する石油、ガス、石炭、水力、再生可能エネルギー源といった天然資源や文化遺産の保護と管理を担当 |
| 国務省 | 米国の外交政策を担当。国民やその安全、経済的利益のために外交や援助を実施 |
| エネルギー資源局（ENR） | 国務省内の組織。米国や同盟国のエネルギーセキュリティの促進のため、対外的なエネルギー政策を策定し実施 |
| 連邦エネルギー規制委員会（FERC） | 電力、水力、および天然ガスと石油の市場に規制権限を持つ独立した委員会 |
| 北米電気信頼性公社（NERC） | 米国およびカナダの送電網の信頼性に責任を負う機関 |
| 環境保護庁（EPA） | 環境規制の開発と執行を担当する独立機関 |

出所　DOTウェブサイト，https://www.transportation.gov/　（2020年12月14日閲覧）
FAAウェブサイト，https://www.faa.gov/about/initiatives/　（2020年12月14日閲覧）
DOIウェブサイト，https://www.doi.gov/energy　（2020年12月14日閲覧）
国務省ウェブサイト，https://www.state.gov/about/about-the-u-s-department-of-state/　（2020年12月14日閲覧）
ENRウェブサイト，https://www.state.gov/bureaus-offices/under-secretary-for-economic-growth-energy-and-the-environment/bureau-of-energy-resources/　（2020年12月14日閲覧）
FERCウェブサイト，https://www.ferc.gov/about/what-ferc　（2020年12月14日閲覧）
NERCウェブサイト，https://www.nerc.com/Pages/default.aspx　（2020年12月14日閲覧）
EPAウェブサイト，https://www.epa.gov/history/origins-epa　（2020年12月14日閲覧）



# 5．再エネ政策

## 5-1.アメリカにおける再生可能エネルギー補助制度

**米国ではネットメータリングや固定価格買取制度（FIT）は小規模再エネ向けの補助制度**
**大規模再エネに対する主な支援措置は税制優遇である**

| 種別 | 制度名 | 内容 |
|---|---|---|
| 税制優遇 | 投資税額控除（ITC）<br>※発電税額控除（PTC）との両立不可 | 以下の割合で法人税が控除（対総投資額） |
| 税制優遇 | 加速度償却（MACRS） | |
| 買取制度 | ネットメータリング | 多くの州で採用されているものの、小規模再エネへの補助スキーム。 |
| 買取制度 | 固定価格買取制度 | 小規模再エネへの補助スキームとしてごく一部の地域で採用 |

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 以降 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PV等 | 30% | 30% | 30% | 26% | 22% | 10% | 10% |
| 風力（100kW以下） | 30% | 30% | 30% | 26% | 22% | 22% | N/A |
| 風力（100kW以上） | 24% | 18% | 12% | N/A | N/A | N/A | N/A |

| | 加速償却年数 | 初年度特別償却* |
|---|---|---|
| 太陽光・太陽熱、風力（100kW以下）、地熱、CHP等 | 5年 | 100% |
| バイオマス、潮力等 | 7年 | |

＊2017年の税制改革（The Tax Cuts and Jobs Act）により2017年9月27日～2023年1月1日以前に取得された資産のうち、一定要件を満たすものに対して適用

大規模向け補助制度

小規模向け

出所　再エネ・省エネに関する州政策データベース（DSIRE）ウェブサイト、http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/658、（2020年12月14日閲覧）、DSIREウェブサイト、http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/676)、（2020年12月14日閲覧）、環境省委託報告書「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」、2016年2月、https://www.env.go.jp/earth/report/h30-01/mat_all.pdf、245、246ページを基に作成



## 5-2.投資税控除（ITC）

**ITCの税控除率は、電源種別により異なるが太陽光や風力では時間の経過により漸減**
**ただし、運転開始までに時間を要しても着工年のより高い税控除率が適用**

ITCの控除率

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 以降 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 太陽光 | 30% | 30% | 30% | 26% | 22% | 10% | 10% |
| 風力（100kW以下） | 30% | 30% | 30% | 26% | 22% | 22% | N/A |
| 風力（100kW以上） | 24% | 18% | 12% | N/A | N/A | N/A | N/A |
| 地熱ヒートポンプ、CHP等 | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | N/A | N/A |
| 地熱発電 | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% |
| 燃料電池 | 30% | 30% | 30% | 26% | 22% | 22% | N/A |

ITCの控除率決定タイミング及び控除を受けられるタイミング

| | |
|---|---|
| 太陽光の場合 | 2019年に着工、2023年に運転開始した場合：<br>• ITCの税控除率＝30%（着工年である2019年のレート） |

出所　DSIREウェブサイト、http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/658、（2020年12月14日閲覧）、DOE、Investment Tax Credit Requirements for Privately Owned Solar Photovoltaic Systems on Federal Sites、2019年8月、https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/08/f65/investment-tax-credit.pdfを基に作成



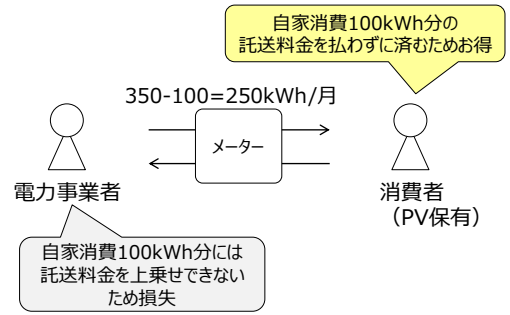
## 5-3.ネットメータリング制度（Net Metering）（1）

**太陽光などの再エネ電力を自家消費用に発電する場合、系統に流した超過発電量を、kWh 単位のクレジットにできる制度**
**電力料金は電力使用量から自家消費量を差し引いた金額が請求され、自家消費分については託送料金が上乗せされないため、自家消費を促すPV導入施策としての機能を果たしてきた**

ネットメータリング制度の概要

- 太陽光などの再エネ電力を自家消費用に発電する場合、系統に流した超過発電量を、kWh単位のクレジットにできる制度である。
- 同じ請求期間内の異なる時間の消費電力と相殺することができ（顧客の発電電力が消費電力より多い場合）、単一の従来型双方向メーターを設置して運用されてきた。

ネットメータリングのしくみ




- PVを保有する消費者が電力を350kWh/月消費、100kWh/月発電した場合

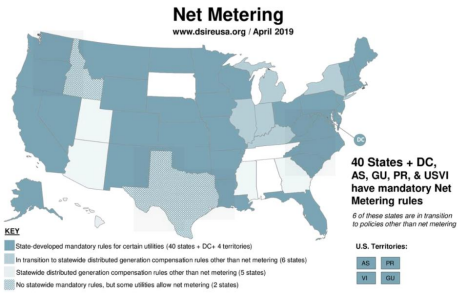
出所　経済産業省委託報告書「国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査）」、2016年2月、https://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_11273925_po_000745.pdf?contentNo=1&alternativeNo=、52,53ページを基に作成



## 5-3.ネットメータリング制度（Net Metering）（2）

**全米41州+ワシントンDCと多くの州で導入され、詳細は各州によって異なる**
**近年は、制度の継続・改正・打ち切りに関する動きも見られており、カルフォルニア州といった条件付での制度継続を行う州がある一方、ハワイ州のように新規申請を打ち切った州も存在**

各州におけるネットメータリング導入状況（2019年4月時点）




各州の制度詳細と近年の動き

- 約20州で1MW を対象設備の上限としているが、アリゾナ州、ニュージャージー州などのように、上限がないところもある。
- カリフォルニア州などでは、「仮想ネットメータリング」を導入し、（顧客が所有しない）別の場所の設備の複数のシステムでも「仮想所有者」となることができる。
- マサチューセッツ州では、「コミュニティー・ネットメータリング」、「近隣ネットメータリング」など、複数の利用者による太陽光発電事業の利益共有ができる制度も登場している。

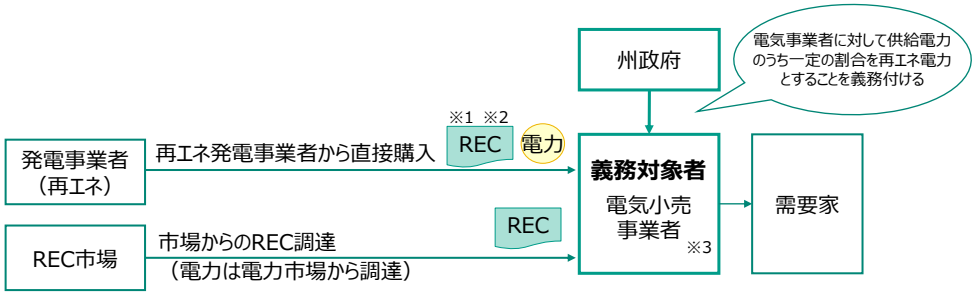
| | |
|---|---|
| カルフォルニア州 | 2015年、NM継続料金制度（系統接続料金、連系消費電力料金）の導入も制度継続 |
| コロラド州 | 2015年2月、電力料金値上げも制度継続 |
| ネバダ州 | 2015年8月、州のエネルギー政策が確定するまで制度継続 |
| ハワイ州 | 2015年10月PV新規の申請打ち切り |

出所　経済産業省の委託報告書「国際エネルギー使用合理化等対策事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査2016年2月、https://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_11273925_po_000745.pdf?contentNo=1&alternativeNo=、52,53ページ、Hood River Electic Cooperative、Understanding Net Metering、https://hrec.coop/understanding-net-metering/、（2020年12月14日閲覧）を基に作成

## 5-4. RPS （Renewables Portfolio Standard）制度の概要

**米国では州政府が電気事業者に対し、供給電力のうち一定の割合を再エネ電力で賄うことを義務付けるRPS制度によって、再エネ導入量が拡大**
**再エネ電力調達義務を負う電気事業者は、以下の3つの施策のいずれかによって義務を遵守していることを示す**
**①再エネ発電を行う発電施設を所有し、発電電力に付与される再エネ証書（REC）も保有**
**②再エネ発電施設から電力とREC両方を購入**
**③RECのみを購入**

RECを活用したRPS義務遵守の仕組み



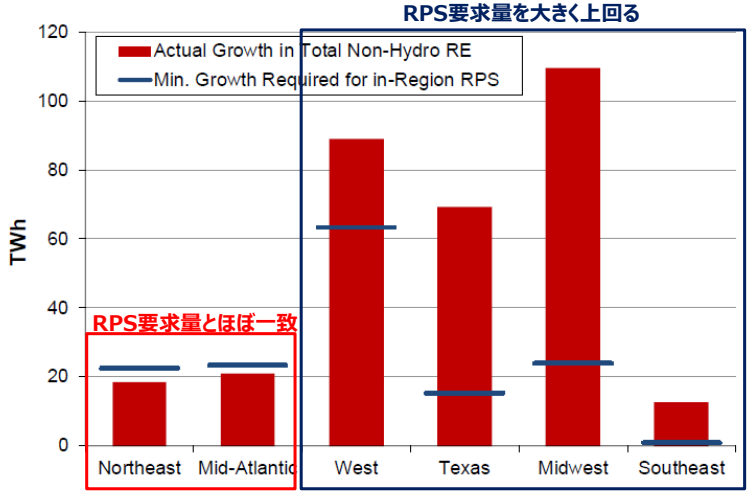

※1 Renewable Energy Certificates（REC）再エネ電力の環境付加価値を証券化したものであり、再エネ発電設備から発電された電力に付与される。
※2 実際に電力を調達をしなくともRECの購入によって再エネ電力を調達したとみなされる。（＝実際に電力を調達するのではなく、義務対象分のRECを調達する）
※3 義務対象者の範囲は州によって異なるが、電力小売事業者が対象

出所 米環境保護庁（EPA）、Energy and Environment Guide to Action - Chapter 5: Renewable Portfolio Standards、2015年、https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-06/documents/guide_action_chapter5.pdf、EPA「Green Power Pricing」、https://www.epa.gov/greenpower/green-power-pricing（2020年12月14日閲覧）を基に作成



## 5-4. RPSと再エネ導入量の関係

**RPS要求量を満足するだけ地域内の再エネ発電量が増えていない地域は、不足分を電力の他地域からの移入でカバー**
**その一方で、風力発電の高い経済性のためPRS要求量をはるかに上回って再エネ発電が増加する地域もある**




2000～2018年における再エネ発電の増加量

- Northeast、Mid-Atlantic地域では、RPS要求量を満足するだけ地域内の再エネ発電量が増えていないため、地域外からの電力移入でカバー
- Texas、Midwest地域では、風力発電の経済性が高いため、PRS要求量をはるかに上回って再エネ発電が増加

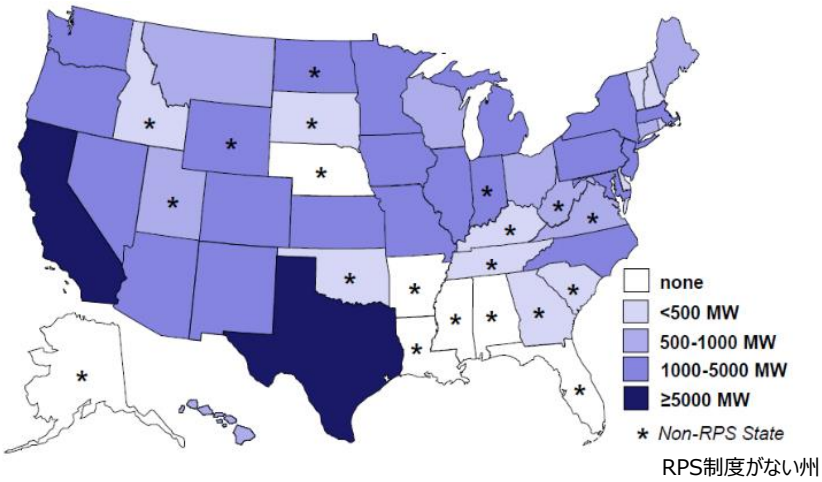
出所 Lawrence Berkeley National Laboratory (ローレンス・バークリー国立研究所)、"U.S. Renewables Portfolio Standards 2019 Annual Status Update"、https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/rps_annual_status_update-2019_edition.pdf、p16を基に作成



## 5-5. RPSによる各州の再エネ導入量

**米国における再エネ導入量はRPS義務州に加えて、隣接するRPS導入義務を持たない州においても拡大**

各州における再エネ新設導入量（2000-2018年）



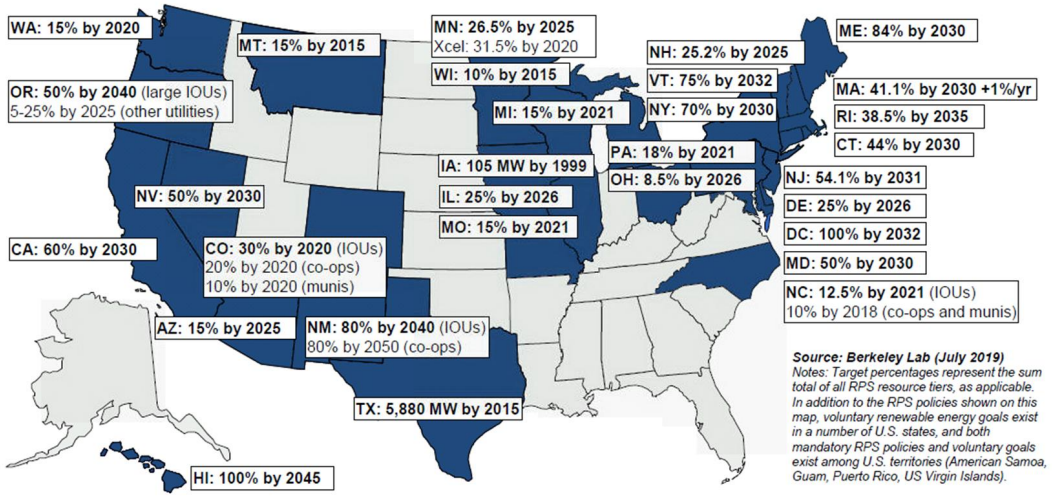

RPS制度がない州

出所 Lawrence Berkeley National Laboratory (ローレンス・バークリー国立研究所), "U.S. Renewables Portfolio Standards 2019 Annual Status Update"、https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/rps_annual_status_update-2019_edition.pdf、p20を基に作成



## 5-6. RPS制度の導入状況（2019年7月時点）

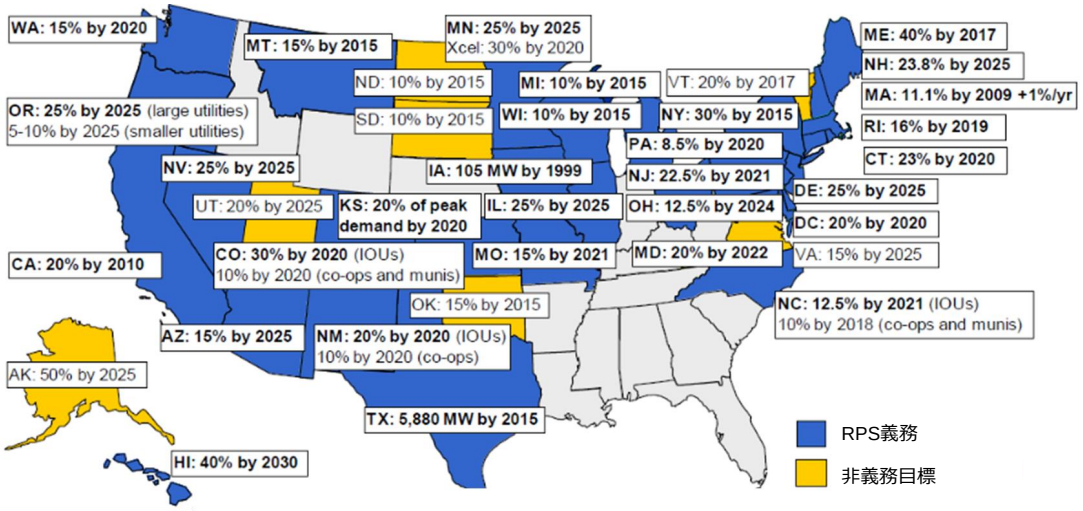
**現在29の州およびワシントンDCにてRPSが導入されている**




出所 Lawrence Berkeley National Laboratory (ローレンス・バークリー国立研究所), "U.S. Renewables Portfolio Standards 2019 Annual Status Update" 、https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/rps_annual_status_update-2019_edition.pdf、p8を基に作成

## 5-7. RPS制度の導入状況（2011年時点）

2011年時点におけるRPSの導入状況は下記の通り。29州+1地域に導入されている

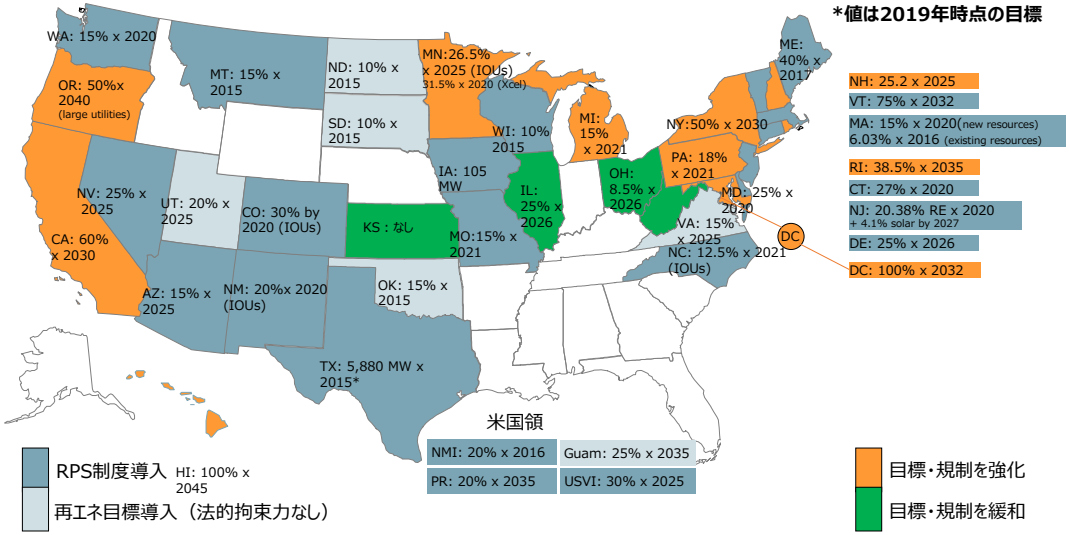



出所　Lawrence Berkeley National Laboratory (ローレンス・バークリー国立研究所), “Supporting Solar Power in Renewables Portfolio Standards :Experience from the United States”、https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-3984e.pdf、p3を基に作成



## 5-8. RPS制度導入状況（2011年～2019年の規制変動）

カンザス州、イリノイ州、オハイオ州の3州は目標・拘束力を引き下げ
一方で、カリフォルニア州を含む11州はRPS目標を引き上げ




出所　Lawrence Berkeley National Laboratory (ローレンス・バークリー国立研究所), “Supporting Solar Power in Renewables Portfolio Standards :Experience from the United States” 、https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-3984e.pdf、p3, Lawrence Berkeley National Laboratory (ローレンス・バークリー国立研究所)、“U.S. Renewables Portfolio Standards 2019 Annual Status Update”、https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/rps_annual_status_update-2019_edition.pdf、p8を基に作成



## 5-9. SGIP（Self Generation Incentive Program）

カリフォルニア州では、分散型電源の導入拡大のため、3MW以下の（太陽光を除く）発電設備や蓄電池などのエネルギー貯蔵システムを対象に、設備補助を実施

| | |
|---|---|
| 制度概要 | • カリフォルニア州では2001年よりCPUC(California Public Utilities Commission)が電気事業者を通じて、自家発電設備に対する補助を実施する。<br>• 年間$166百万の予算が確保されている。<br>• 導入設備の容量(W)に応じて補助が支払われるが、30kW以上の電源については、インセンティブの支払い額が低減する制度となっている。 |

| 電源容量 | インセンティブ支払い時点 |
|---|---|
| 30kW未満 | • インセンティブの100%を投資時に支払い |
| 30kW以上 | • インセンティブの50%を投資時に、50%を運転開始後5年間の発電実績を基に支払い |

| 技術種別 | ($/W) |
|---|---|
| 風力 | 0.90 |
| その他 | 0.60 |
| バイオガス（加算） | 0.60 |

出所　再エネ・省エネに関する州政策データベース（DSIRE）、http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/552、（2020年12月14日閲覧）を基に作成



## 5-10. California Solar Initiative Program

カリフォルニア州では世帯用太陽光発電の導入を目的として、太陽光発電設備等を導入する住宅に対して補助金を支給
一部プログラムは、目的を果たしたとして終了されているが、一部プログラムは現在も継続中

| プログラムの種別 | 概要 |
|---|---|
| CSI general market program（2016年末で終了） | 1,750MWの屋上太陽光パネル設置を目標に、19億5,000万ドルの予算を確保。設備容量の増加に伴い補助金額が低減する制度を導入。 |
| CSI-Thermal program | 家庭や商業施設に太陽エネルギーを熱エネルギーに変換して利用する太陽熱システムを導入した場合に補助金を支払い。2010年の導入で、3億5,080万ドルの予算を確保。 |
| CSI Single-family Affordable Solar Homes (SASH) Program | 低所得世帯の一戸建て住宅における太陽光発電の利用を対象に補助金を支払い。5,400万ドルの予算を確保。 |
| CSI Multifamily Affordable Solar Housing (MASH) Program（受付停止中） | 集合住宅に居住する世帯における太陽光発電の利用を対象に補助金を支払い。5,400万ドルの予算を確保。 |

出所　California Public Utilities Commissionウェブサイト“California Solar Initiative (CSI)”、
https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6043、”CSI General Market Program” 、
https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6058、” CSI-Thermal Program/Solar Water Heating”、
https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3753、” CSI Single-Family Affordable Solar Homes (SASH) Program”、
https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3043、” CSI Multifamily Affordable Solar Housing (MASH) Program”、
https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3752、（2020年12月14日閲覧）を基に作成

## 5-12. AB2514（エネルギー貯蔵法）

**カリフォルニア州CPUCは電力事業者に対し、エネルギー貯蔵システムの整備を義務付け**
**2020年までに蓄電池を始めとして1,325MWのエネルギー貯蔵システムを導入することを目標**

### AB-2514（エネルギー貯蔵法）

- 2010年カリフォルニア州ではAB-2514が成立し、再エネ電力の調整や送配電設備の価値最大化、火力発電所の建設中止等を目的として、州内のIOUs（民間エネルギー事業者）に2020年までに1,325MWの貯蔵システムの調達（2024年までに設置完了）を義務付け

### 対象技術

- 対象技術にはフライホイール等の機械式貯蔵システムの他、リチウムイオン蓄電池、揚水水力発電システムが含まれる。

### 調達目標

単位：MW

| | 2014年 | 2016年 | 2018年 | 2020年 | 計 |
|---|---|---|---|---|---|
| **PG&E** | 90 | 120 | 160 | 210 | 580 |
| **送電網領域** | 50 | 65 | 85 | 110 | 310 |
| **配電網領域** | 30 | 40 | 50 | 65 | 185 |
| **需要家領域** | 10 | 15 | 25 | 35 | 85 |
| **SCE** | 90 | 120 | 160 | 210 | 580 |
| **送電網領域** | 50 | 65 | 85 | 110 | 310 |
| **配電網領域** | 30 | 40 | 50 | 65 | 185 |
| **需要家領域** | 10 | 15 | 25 | 35 | 85 |
| **SGD&E** | 20 | 30 | 45 | 70 | 165 |
| **送電網領域** | 10 | 15 | 22 | 33 | 80 |
| **配電網領域** | 7 | 10 | 15 | 23 | 55 |
| **需要家領域** | 3 | 5 | 8 | 14 | 30 |

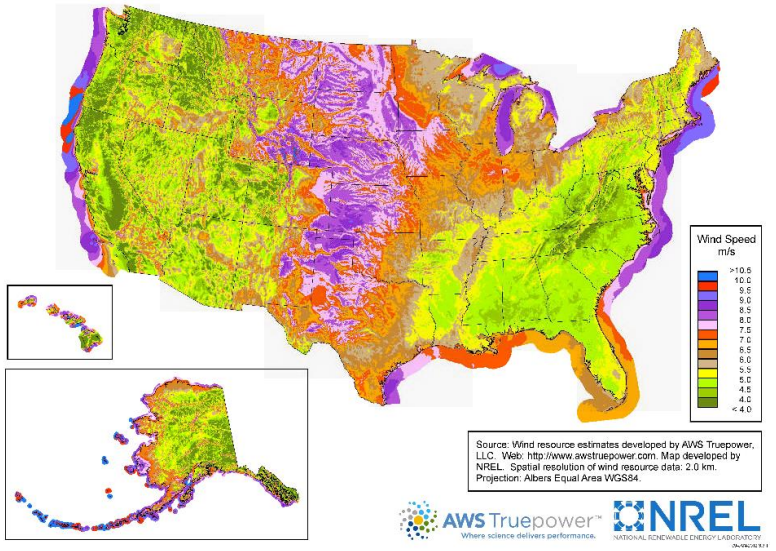
出所　カリフォルニア公益事業委員会ウェブサイト、https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3462、（2020年12月15日閲覧）、PG&E,「March 2016 Energy Storage Procurement Plan Application Filing」、https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=10689、SCE、「SCE's 2016 Energy Storage Procurement Plan」、https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=10690、SDG&E、「SDG&E's Energy Storage 2016 Procurement Plan Application」、https://www.sdge.com/sites/default/files/A_16-03-003_SDGE_s_Application_for_Approval_of_its_Energy.pdf、Energy Storage Procurement Program PG＆E、https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442458691、Energy Storage Procurement Program SCE、https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442458687、Energy Storage Procurement Program SDG&E、https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442458689、を基に作成



# 6. 再エネポテンシャル

## 6-1.風力ポテンシャル

**アメリカでは中央部を中心に陸上風力の、西部海岸および北東部海岸地域を中心に洋上風力の、それぞれポテンシャルが高い**

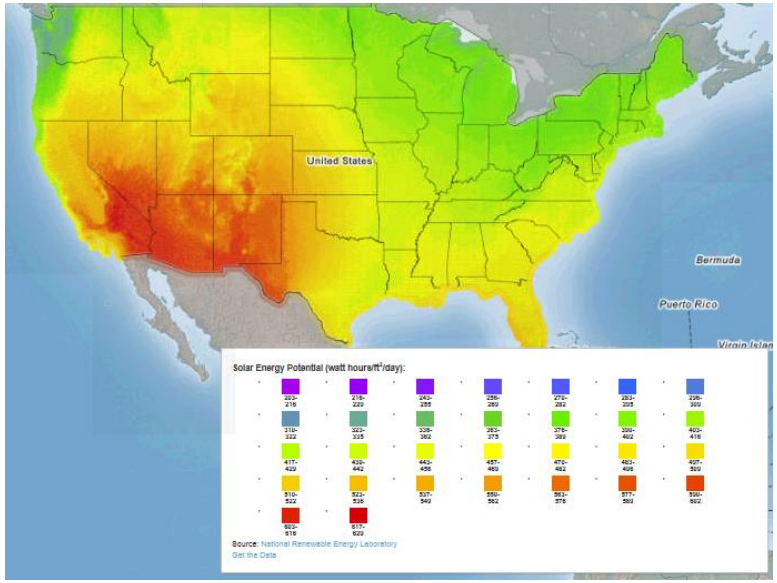



出所　NREL, U.S. 80-m Wind Resource: Land and Offshore を基に作成



## 6-2.太陽光ポテンシャル

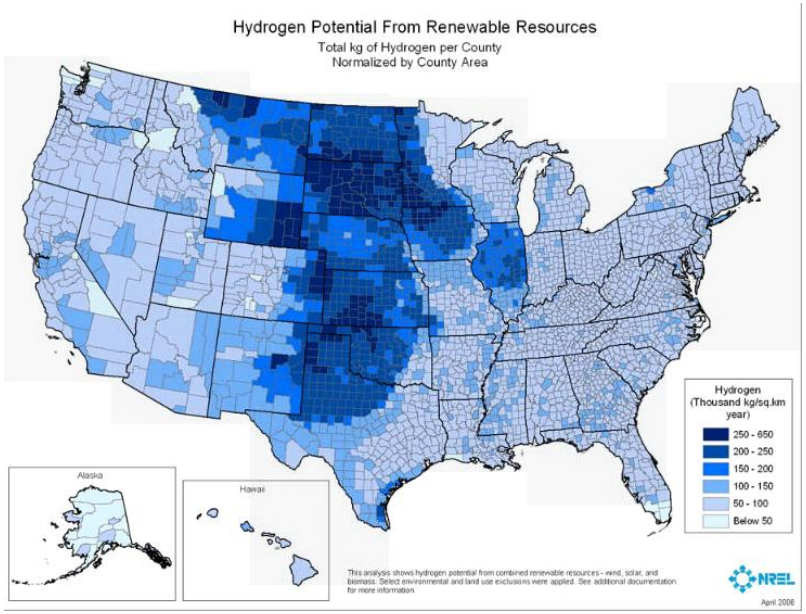
**アメリカでは南西部を中心に太陽光ポテンシャルが高い**




出所　U.S. Department of Energy, Solar Energy Potential を基に作成

## 6-3.水力ポテンシャル

アメリカでは中央部を中心に水力ポテンシャルが高い

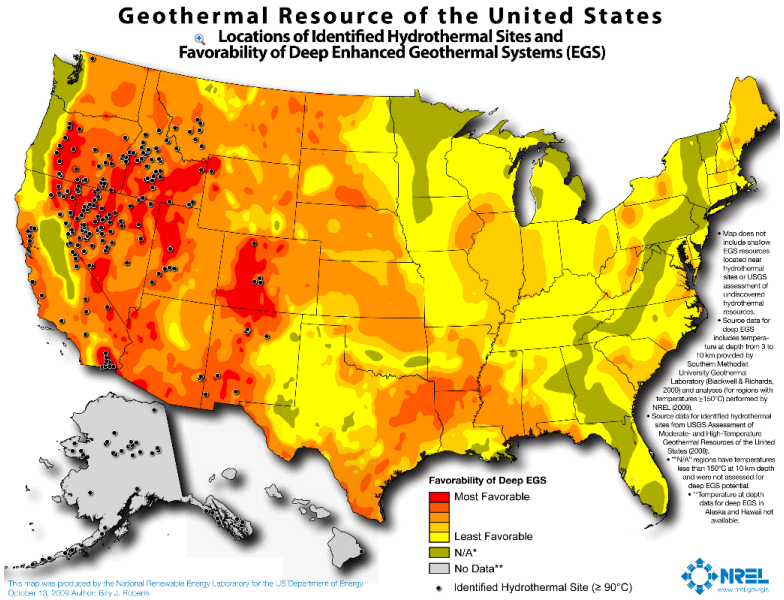



出所　NREL, Hydrogen Potential from Renewable Energy Resources を基に作成



## 6-4.地熱ポテンシャル

アメリカでは、西部のオレゴン州、アイダホ州、ネバダ州、またコロラド州等で地熱ポテンシャルが高い

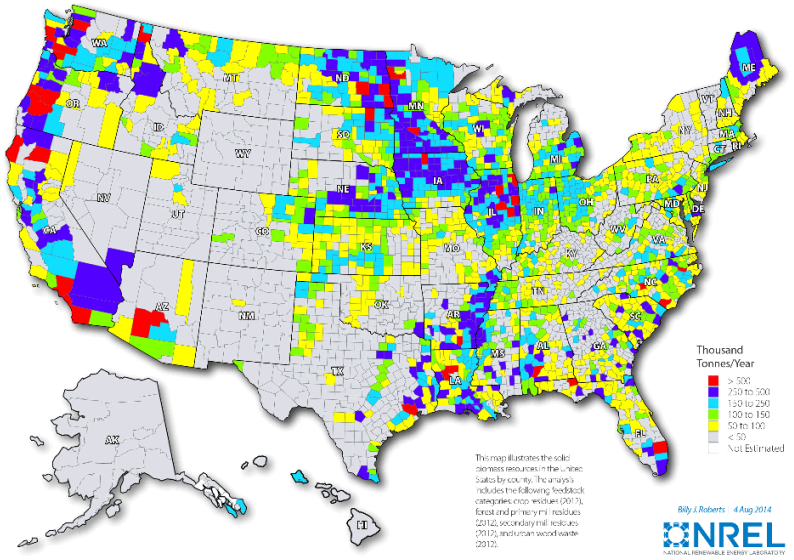



出所　NREL, Geothermal Resource of the United States　を基に作成



## 6-5.バイオマスポテンシャル

アメリカでは、中央北部のノースダコタ州、ミネソタ州、アイオワ州、イリノイ州,コロラド州等でバイオマスポテンシャルが高い




出所　NREL, Solid Biomass Resources by County を基に作成

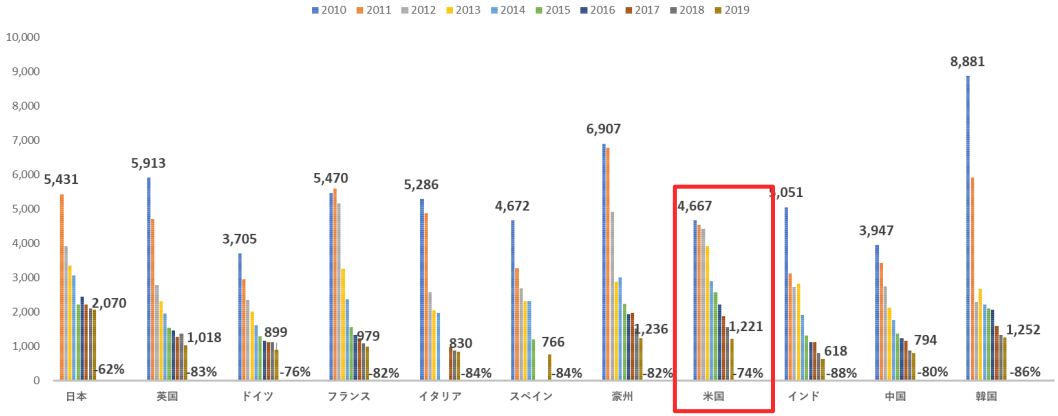


# 7. 再エネコスト

# 7-1.ユーティリティ規模太陽光（1）

アメリカにおけるユーティリティ規模太陽光発電の導入コストは、2010年以降低下傾向にあり、2019年には2010年比で74%低下

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019 USD/kW)



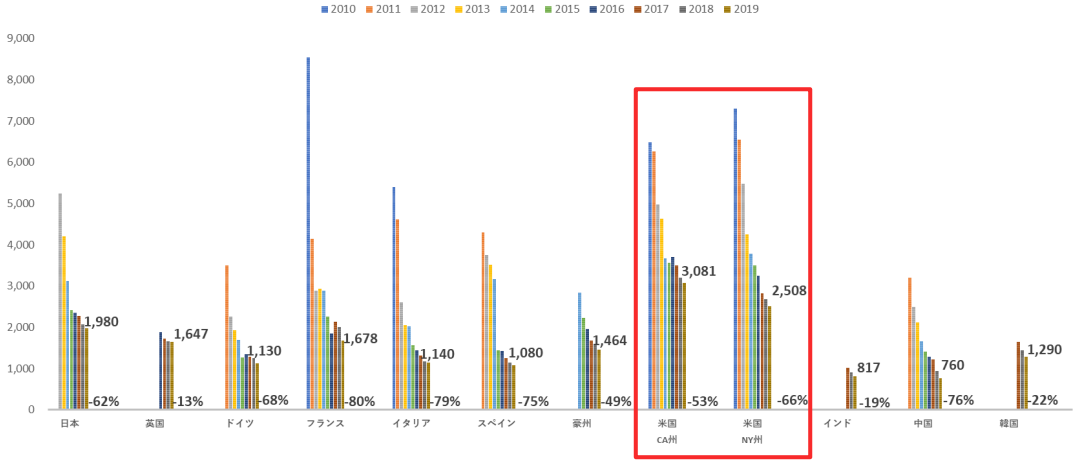

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



# 7-2.業務用太陽光（1）

アメリカにおける業務用太陽光発電の導入コストは、カリフォルニア州、ニューヨーク州ともに2010年時点では他国に比して高めであったが、両州ともそれ以降低下傾向にある

各国の業務用太陽光発電の導入コスト(2019 USD/kW)



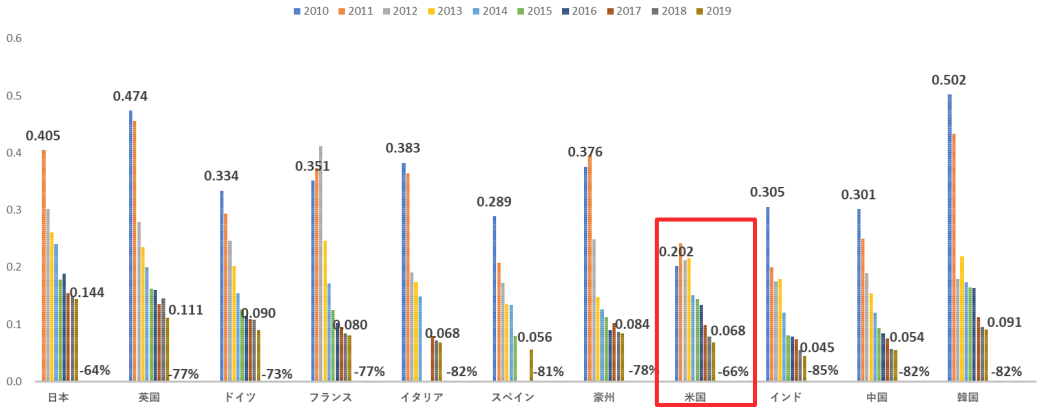

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



# 7-1.ユーティリティ規模太陽光（2）

アメリカにおけるユーティリティ規模太陽光発電の発電コストは、2010年時点で他国に比して低く、また2019年には2010年比で60%以上低下

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト（2019 USD/kWh）



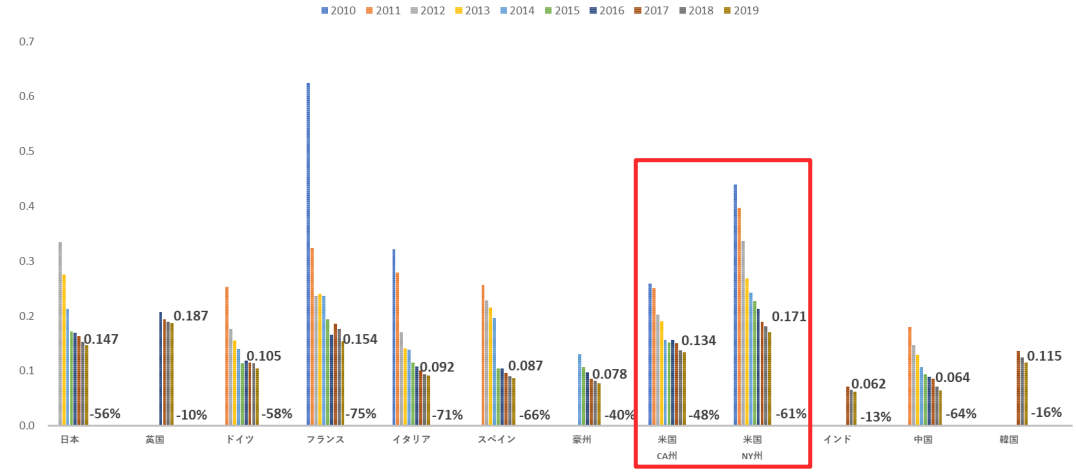

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



# 7-2.業務用太陽光（2）

アメリカにおける業務用太陽光発電の発電コストは2010年以降、カリフォルニア州、ニューヨーク州ともに低下傾向にある。

各国の業務用太陽光発電の発電コスト（2019 USD/kWh）

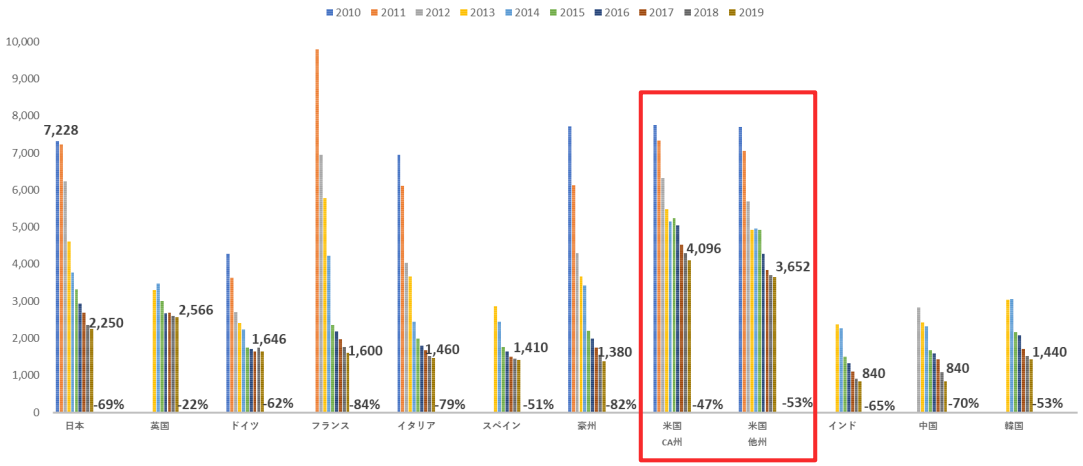



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

## 7-3.家庭用太陽光（1）

アメリカにおける家庭用太陽光発電の導入コストは、カリフォルニア州、他州ともに低下傾向にはあるが、2019年時点で他国に比して高くなっている

各国の家庭用太陽光の導入コスト(2019 USD/kW)



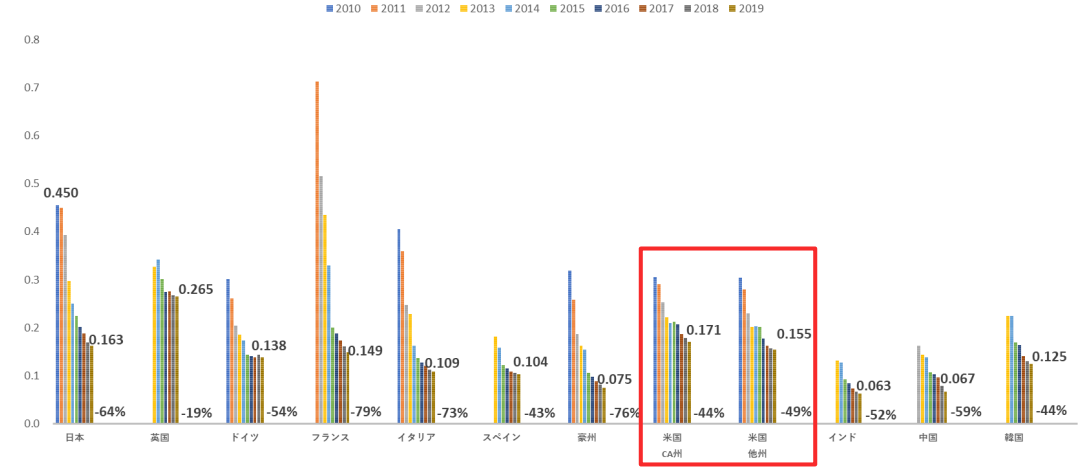

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-3.家庭用太陽光（2）

アメリカにおける家庭用太陽光発電の発電コストは、カリフォルニア州においても他州においても2010年以降低下傾向にある

各国の家庭用太陽光の発電コスト(2019 USD/kWh)



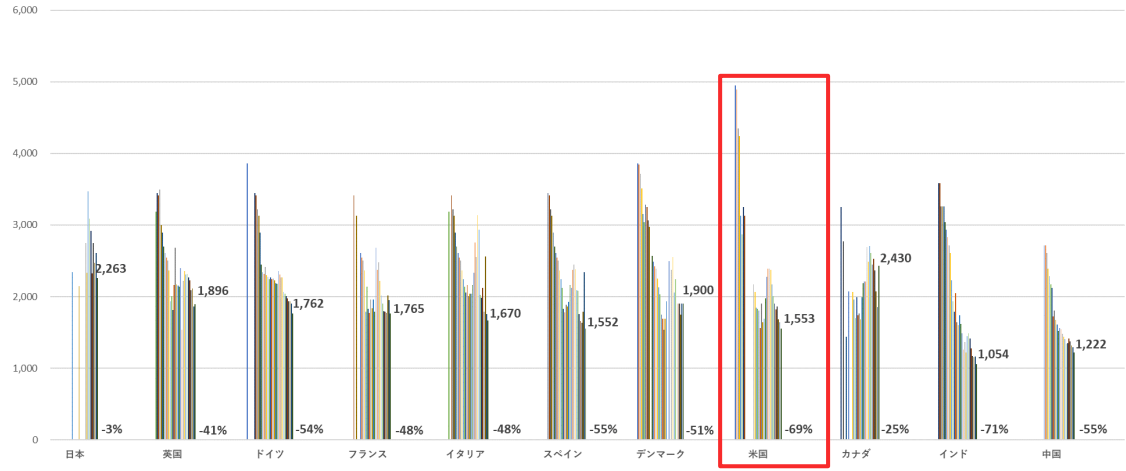

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-4.陸上風力（1）

アメリカにおける陸上風力の導入コストは、長期的には低下傾向にあり、2019年は1984年比で70%近く低下

各国の陸上風力の導入コスト（2019 USD/kW）



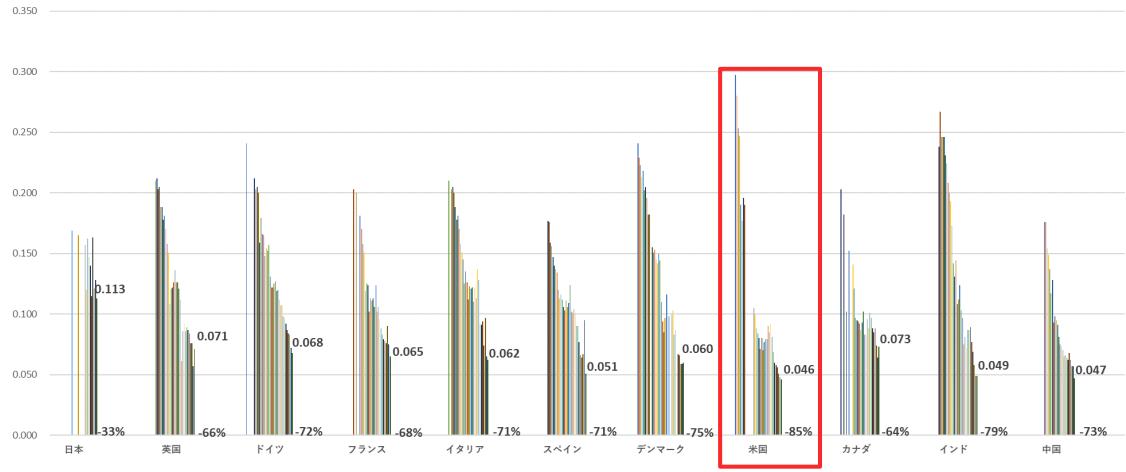

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-4.陸上風力（2）

アメリカにおける陸上風力の発電コストは、長期的に低下傾向にあり、2019年時点では他国に比して最も低い水準となっている

各国の陸上風力の発電コスト（2019 USD/kWh）



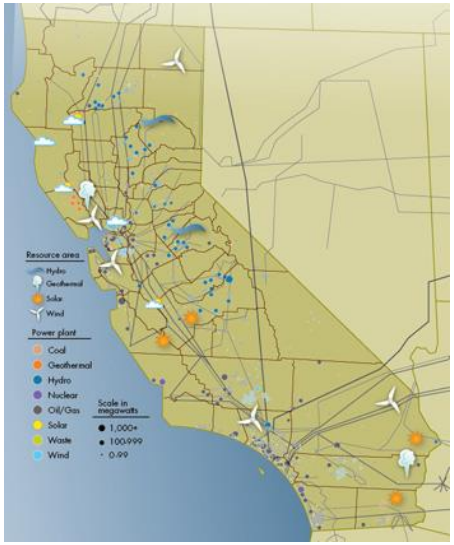

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

# 8. 電力系統

## 8-1.カリフォルニアISOにおける電力系統の整備計画

**カリフォルニアISO（CAISO）では、州の再生可能エネルギー拡充政策の下、再エネ資源の豊富な地域と消費地の接続強化等を目的として、電力系統の整備を進めている**

CAISO管内の送電網




出所： CAISO（California ISO）、"Grid Planning" http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/Grid-planning.aspx （2021年3月5日閲覧）を基に作成



## 8-2.カリフォルニアISOにおける電力系統整備の方針

**CAISOでは、2011年策定の2012～2016年を対象とした計画において、再エネの拡充等4点の戦略に資するグリッドの整備計画を策定**

| 戦略 | **戦略実現のための措置等** |
|---|---|
| よりスマートで、クリーンで信頼性の高いエネルギーの未来への移行促進 | • 再エネ拡充のための系統インフラの拡充<br>• 再エネ電源の増大が系統運用にも取らす影響の評価<br>• 再エネ拡充を踏まえた市場規則及び系統運用の整備 |
| グリッドの移行期間中における信頼性の継続的な確保 | • 州には運転寿命満了に近づいた化石燃料発電プラントが多く、別な発電所と接続するグリッドの整備が不十分な地域も存在<br>• そのためCAISOは州当局と協力し、よりグリーンな発電ネットワークへの移行期間中もグリッドの信頼性を損なうことなく老朽化プラントの廃止・更新を推進 |
| 再生可能で、責任のあり、信頼できるエネルギーに向けた州の国際的コミットメントの強化 | • エネルギー政策には多くのステークホルダーや州、連邦政府の機関が関わり、利害関係が複雑<br>• そのためCAISOは、これらのステークホルダー等と協力し、環境評価やプロジェクト評価のプロセスを損なうことなく、発電所の新設や送電インフラの承認プロセスを合理化 |
| 地域間の協力や焦点を絞った技術革新の機会の追求 | • 米国西部系統の隣接地域とともに、協力して顧客サービスを向上させるための機会を追求<br>• 複雑化、多様化する系統管理のためのソリューションの追求において、州が培ってきた技術革新の実績を活用 |

出所： CAISO（California ISO）、"California ISO's Electricity Road Map" https://caiso.com/Documents/Decision_2012-2016StrategicPlan-AttachedElectricityRoadMapDec2011.pdf （2021年3月5日閲覧）を基に作成

# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# カナダ

## 1 -1.2050年GHG削減に向けた政策

**パリ協定を踏まえ、GHG排出量を2005年比で2030年30%削減、2050年80%削減とする目標を設定**
**長期温室効果ガス低排出発展計画による各分野の戦略立案のほか、連邦大でのカーボンプライシング制度を実施**

| | |
|---|---|
| GHG<br>削減目標 | • 2030年：30%削減<br>• 2050年：80%削減　*いずれも2005年比 |
| 長期温室効果ガス<br>低排出発展計画 | • パリ協定と整合する目標として、2050年までにGHG排出量を2005年比で80%削減する目標を設定（2016年11月）<br>• 各分野のGHG排出削減に向けた戦略を提示 |
| 連邦大でのカーボン<br>プライシング制度 | • 連邦政府の取組に先立って排出権取引等を実施してきた州の取組は継続可能<br>• 2018年の連邦法で、2019年時点で連邦基準に準じるプライシング制度が整っていない州・準州に連邦カーボンプライシング制度を実施させることを規定<br>• 連邦カーボンプライシング制度では、年間50,000トン$CO_2$e以上のGHGを排出する施設はGHG排出量に上限が設定され、超過した場合現金等による償却が必要に |

出所　UNFCCC, Canada's Mid-Century Long-term Low-Greenhouse Gas Development Strategy http://unfccc.int/files/focus/long-term_strategies/application/pdf/canadas_mid-century_long-term_strategy.pdf、
Environment and Climate Change Canada, Pan-Canadian Approach to Pricing Carbon Pollution https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2016/10/canadian-approach-pricing-carbon-pollution.html、（2020年9月23日閲覧）,
Greenhouse Gas Pollution Pricing Act, https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/G-11.55/、（2020年9月23日閲覧）を基に作成



# 1. 概況

# 2. 目標

## 2-1.パリ条約の約束草案

| 項目 | 内容 |
|---|---|
| タイプ | 基準年からの総排出量削減 |
| 基準年 | 2005年 |
| 期間 | 2030年 |
| 削減目標 | 2030年までに経済活動全般に関するGHG排出量を2005年比で30%削減 |
| 対象範囲 | エネルギー、運輸、工業プロセス、農業、林業・植生回復等、廃棄物 |
| 対象ガス | $CO_2$, $CH_4$, $N_2O$, HFCs, PFCs, $SF_6$, $NF_3$ , |
| 実現プロセス | • 1999年のCanadian Environmental Protection Actを根拠法とする各種規制（大型車両の排出規制の強化、伝統的石炭火力発電所の建設禁止、再生可能エネルギー燃料の使用）を施行<br>• 大型車両の規制強化、HFC削減の進行、天然ガス・化学・窒素化合肥料からの排出削減、石油・ガス産業からのメタン排出削減に関する政策の立案 |
| 土地セクターの活用有無 | • ネットでの排出削減量算定をするため、植林の取組を計算に含める<br>• 自然災害等による被害は考慮しない |
| 国際的な市場メカニズムによる貢献 | • 現実的且つ承認された積極的国際的削減メカニズムの成立に応じて、2030年目標の達成にむけて国際的メカニズムを活用する予定 |

出所　UNFCCC、CANADA'S INDC SUBMISSION TO THE UNFCCC、https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Canada%20First/INDC%20-%20Canada%20-%20English.pdf、を基に作成



## 2-2.長期温室効果ガス低排出発展計画（1）

**パリ協定と整合する目標として、2050年までにGHG排出量を2005年比で80%削減する目標を設定（2016年11月）**

| | |
|---|---|
| **削減目標** | 正味*のGHG排出量：2005年比で2050年80%削減<br>*排出量取引等による削減分も含む |

表：カナダ環境・気候変動省のGHG排出削減シナリオ

| 部門別排出量（億トン-$CO_2$）<br>（ ）内の%は2005年GHG排出量比 | | 2005年 | 国内排出削減シナリオ | 国内＋森林・海外シナリオ |
|---|---|---|---|---|
| 部門別 | エネルギー | 597 | 67 | 155 |
| | 産業プロセス・製品利用 | 58 | 29 | 50 |
| | 農業 | 61 | 39 | 44 |
| | 廃棄物 | 31 | 14 | 14 |
| 国内でのGHG排出量 | | 748 | 149（▲80%） | 262（▲65%） |
| 森林等吸収増加・海外削減 | | | - | （▲15%） |

出所　UNFCCC、Canada's Mid-Century Long-term Low-Greenhouse Gas Development Strategy、http://unfccc.int/files/focus/long-term_strategies/application/pdf/canadas_mid-century_long-term_strategy.pdf、を基に作成



## 2-2.長期温室効果ガス低排出発展計画（2）

### 発電部門の主な戦略

- ◆ 発電部門では既に80%以上が水力、風力、太陽光など再エネ主体の電源構成であり、今後更に拡大
- ◆ 運輸、民生、産業などの他の分野の電化の進展に伴う、発電部門の低炭素化
- ◆ 電力需要の大幅な拡大を見越して、長期的な投資、計画を推進
- ◆ 需要の拡大に伴うクリーンな発電の統合には、異なる州、管轄区域、大陸などの協力関係を強化
- ◆ 需要側のマネジメントや機器更新、送配電ロスの削減等を含めた省エネの取組みを推進

### 運輸部門の主な戦略

- ◆ 電気自動車の普及を推進
- ◆ 電化が難しいシナリオでは、低炭素で再生可能な燃料を利用
- ◆ 貨物輸送部門はエネルギー貯蔵技術や先進的な材料軽量化技術による燃費向上
- ◆ モーダルシフトの推進
- ◆ 旅客用鉄道の電化の普及
- ◆ カナダのブラックカーボン排出の62%は運輸部門からのであり、継続して排出削減に向けた取組を継続

### 建築物部門の主な戦略

- ◆ 約1/3の住宅で既にクリーンな電力を使用
- ◆ 暖房・電力需要には天然ガスの利用推進
- ◆ 地域暖房での排熱利用
- ◆ 既存建築物の改修
- ◆ スマートシティの構築

出所　UNFCCC、Canada's Mid-Century Long-term Low-Greenhouse Gas Development Strategy、http://unfccc.int/files/focus/long-term_strategies/application/pdf/canadas_mid-century_long-term_strategy.pdf、を基に作成



## 2-2.長期温室効果ガス低排出発展計画（3）

### 産業部門の主な戦略

- ◆ 産業部門は低コストの天然資源を活用してきたため、低炭素化には課題が多い
- ◆ 電化による排出削減ポテンシャルの創出
- ◆ コージェネ利用の推進
- ◆ エネルギーの生産、消費を最適化する革新的な手法を通じてエネルギー効率改善を推進
- ◆ 炭素回収・貯留、燃料転換、リサイクルの推進
- ◆ 排出削減が難しい分野では研究開発・イノベーションが不可欠

### 森林・農業・廃棄物部門の主な戦略

- ◆ 長期的には森林起源のGHG削減ポテンシャルは大きい
- ◆ 森林管理方法の改善や木材製品の国内利用の増加、木質バイオマス利用の拡大、植林により2050年までに大幅な排出削減と吸収量増加が可能
- ◆ 技術革新と持続可能な土地管理の実践によって農業土壌を吸収源とすることが可能
- ◆ 農業部門は再生可能エネルギーやバイオ製品の提供にも貢献
- ◆ 埋立ガスの回収や燃焼技術により、埋立地ガスの排出削減が可能

### $CO_2$以外のGHGの主な戦略

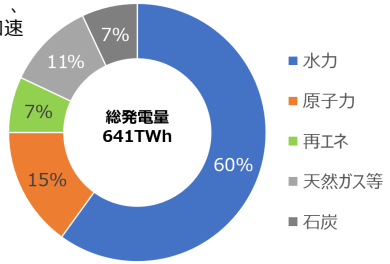
- ◆ パリ協定2℃目標の達成に向け、$CO_2$に加えて短寿命気候汚染物質（SLCPs）の対策が不可欠
- ◆ 既存技術およびノウハウによりGHG排出を大幅に削減し、短期的な温暖化の速度を遅らせることが可能

出所　UNFCCC、Canada's Mid-Century Long-term Low-Greenhouse Gas Development Strategy、http://unfccc.int/files/focus/long-term_strategies/application/pdf/canadas_mid-century_long-term_strategy.pdf、を基に作成

## 2-3. カナダの再エネ電力導入目標および省エネ目標

### 連邦政府の電力における再エネ導入目標

- カナダ連邦政府は2016年11月、**2030年までに電力の90%を無炭素排出電源で賄う**ことを決定
- カナダの発電源の80%は既に無炭素排出電源であり（右図）、環境保護法関連規則の改正による石炭火力発電所の廃止加速などで、さらに無炭素排出電源の割合を向上へ




カナダの電源別発電電力比率（2018年）

出所　カナダ天然資源省プレスリリース "The Government of Canada accelerates investments in clean electricity",2016年11月 https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2016/11/government-canada-accelerates-investments-clean-electricity.html（2020年9月23日閲覧）、"Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations"、2012年, https://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/SOR-2012-167.pdf 、カナダ天然資源省 "Energy Fact Book 2020-2021",2020年、https://www.nrcan.gc.ca/sites/nrcan/files/energy/energy_fact/energy-factbook-2020-2021-English.pdf 、（2020年11月26日閲覧）を基に作成



## 2-4. 2020年9月政府施政方針演説で提示された気候変動対策

**連邦政府は2020年9月の政府施政方針演説で、新型コロナウイルス感染症からの経済復興を目指す政策に気候変動対策を位置づけ**

### 気候変動対策の主なポイント

- 連邦政府がより高い2030年の温室効果ガス排出削減目標を提示すること、2050年ネットゼロ達成を国の目標として規定する法案（次スライド参照）を議会に提出することを明示
- 再生可能エネルギーや次世代のクリーンエネルギー、技術ソリューションへの投資を支援
- クリーン発電基金の活用で脱石炭を進める地域にクリーンな電力を送電するプロジェクト等を通じて、地域や経済への電力供給方法を革新
- カーボンプライシングのための政策を引き続き推進し、収入は国民に還元
- 住宅や建物の改修、家計や事業者のエネルギーコストの削減のための仕事を通じて雇用を創出
- 洪水や山火事といった気候関連の災害の影響を削減するために投資
- 充電インフラの整備を進めつつ無炭素排出車をより安価に

出所　カナダ連邦政府 "A Stronger and More Resilient Canada Speech from the Throne",2020年9月 https://www.canada.ca/content/dam/pco-bcp/documents/pm/SFT_2020_EN_WEB.pdf 、（2020年11月26日閲覧）を基に作成



## 2-5. カナダにおけるネットゼロを規定する法案とその検討状況

### 検討状況

- 連邦環境・気候変動大臣が議会に提出
- 2020年11月19日、下院で第一読解が終了

### 法案のポイント

- 連邦政府に対し、以下を義務付け
  - 2050年までに温室効果ガス排出ネットゼロを達成するためのプロセス推進
  - 5年単位の排出削減目標の設定、目標の達成計画の策定及び進捗報告
  - 目標達成のための最善の方法を助言する諮問機関の設立
  - 省庁や連邦機関が気候変動による財務的リスクと機会を意思決定においてどのように考慮しているかを取りまとめた年次報告書の策定
  - 2050年までのネットゼロ排出実現に向けた計画において、高い説明責任と公衆に対する透明性の確保を要求
- 将来の政府に対しても説明責任を履行させるために、会計検査院の環境・持続可能開発委員長による独立した第三者レビューを実施することを規定

出所　"BILL C-12 An Act respecting transparency and accountability in Canada's efforts to achieve net-zero greenhouse gas emissions by the year 2050" https://parl.ca/DocumentViewer/en/43-2/bill/C-12/first-reading （2021年3月5日閲覧）、カナダ議会ウェブサイト " C-12 An Act respecting transparency and accountability in Canada's efforts to achieve net-zero greenhouse gas emissions by the year 2050" https://www.parl.ca/LegisInfo/BillDetails.aspx?Language=E&billId=10959361&View=0 （2021年3月5日閲覧）、カナダ連邦環境・気候変動プレスリリース" Government of Canada charts course for clean growth by introducing bill to legislate net-zero emissions by 2050", 2020年11月 https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2020/11/government-of-canada-charts-course-for-clean-growth-by-introducing-bill-to-legislate-net-zero-emissions-by-2050.html を基に作成



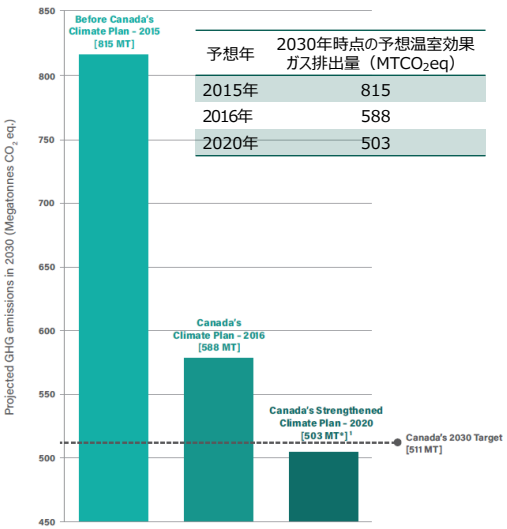
## 2-6. 2020年の「気候計画」における政策と温室効果ガス予想排出量

**連邦政府は2020年12月に「健康な環境と健康な経済」と題した新たな気候計画を策定**
**温室効果ガス排出削減のための再エネ拡充政策を盛り込む**
**2030年時点で従来予想を上回る温室効果ガス排出削減が可能との見通しを提示**

### 「気候計画」のポイント

- ネットゼロを規定する法案（前スライド参照）の議会提出も受けて策定
- 9月の政府施政方針演説で示された政策を具体化
- 排出削減のため、連邦政府としての政策、プログラムや投資計画を提示
- 太陽光や風力発電設備の増強などスマート再エネシステム実現に向けたプロジェクト等に今後4年間で約10億ドルを投資へ
- 電力や熱源をディーゼルに依存している200以上の遠隔コミュニティの再エネ移行に協力
- クリーン燃料基準を策定し、化石燃料の炭素集約度低下に役立つ再エネ等の技術の推進のインセンティブに

2030年時点の予想温室効果ガス排出量の変遷




| 予想年 | 2030年時点の予想温室効果ガス排出量（$MTCO_2eq$） |
|---|---|
| 2015年 | 815 |
| 2016年 | 588 |
| 2020年 | 503 |

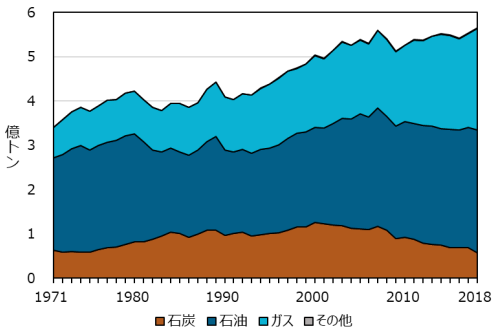
出所　連邦環境・気候変動省、A Healthy Environment and a Healthy Economy、2020年12月 https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/climate-change/climate-plan/healthy_environment_healthy_economy_plan.pdf 、連邦環境・気候変動省、A Healthy Environment and a Healthy Economy Backgrounder、2020年12月 https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/news/2020/12/a-healthy-environment-and-a-healthy-economy.html 、を基に作成

# 3. 進捗　-排出量-

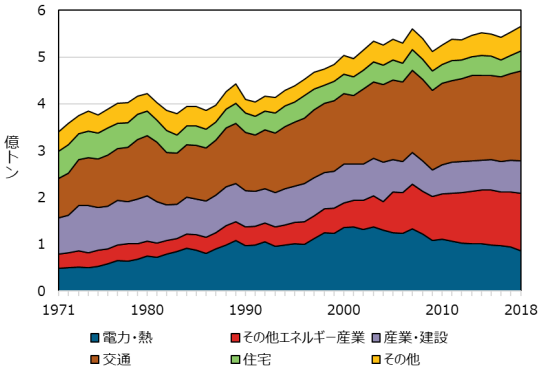
## 3-1.地球温暖化ガス排出量

**カナダの燃料由来の二酸化炭素排出量は、伸び続けており、電力・熱部門の削減は進むものの、排出量は減少に転じていない**

燃料別二酸化炭素排出量




産業別二酸化炭素排出量




出所　IEA、、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2019 edition)、 II 168 ページを基に作成

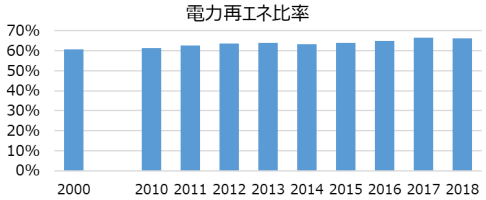


# 3. 進捗 -再エネ-

## 3-2.再エネ比率

**カナダの再エネ比率は以下の通り**
**電力の比率は60%と高いが、その他の部門での比率は伸びておらず、全再エネ比率も横ばい**

電力再エネ比率



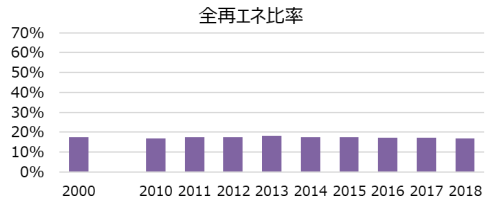

熱供給プラント再エネ比率




交通燃料再エネ比率



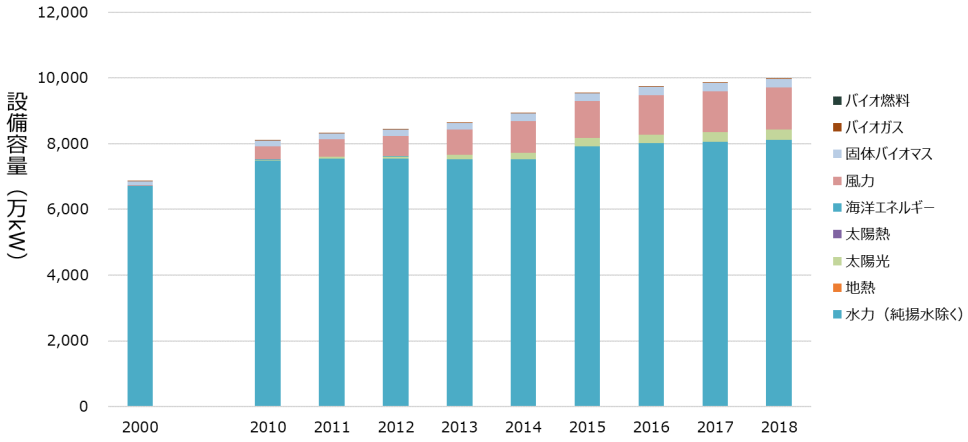

全再エネ比率




出所　電力·全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出

## 3-3.再エネ電力：設備容量

**カナダの再エネは水力が大半を占める**
**近年、風力の導入量が上昇している**

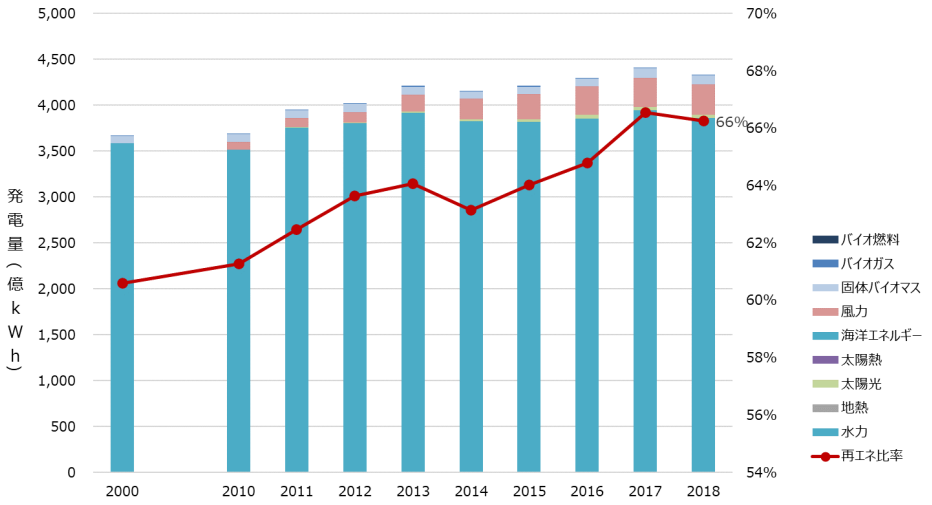



出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成



## 3-4.再エネ電力：発電量

**再エネ、特に水力資源が豊富なカナダの発電量に占める再エネの割合は66%程度である**




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-5.再エネ電力：数値データ

**カナダの再エネ設備容量・発電量の数値データは以下の通り**

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 6723.0 | | 7490.1 | 7539.6 | 7536.3 | 7533.7 | 7530.0 | 7923.1 | 8013.0 | 8065.7 | 8122.2 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.7 | | 24.9 | 62.8 | 76.6 | 121.0 | 184.3 | 251.9 | 266.5 | 293.2 | 309.5 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 2.0 | | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 |
| 風力 | 9.2 | | 396.7 | 526.5 | 620.1 | 780.1 | 969.4 | 1121.4 | 1197.3 | 1225.0 | 1281.6 |
| 固体バイオマス | 124.1 | | 180.8 | 183.7 | 193.5 | 196.3 | 241.9 | 239.5 | 246.2 | 254.0 | 255.2 |
| バイオガス | 10.4 | | 13.6 | 13.0 | 11.6 | 11.6 | 11.6 | 11.6 | 11.6 | 13.9 | 13.9 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 6869.4 | | 8108.1 | 8327.6 | 8440.1 | 8644.7 | 8939.2 | 9549.5 | 9736.6 | 9853.8 | 9984.4 |

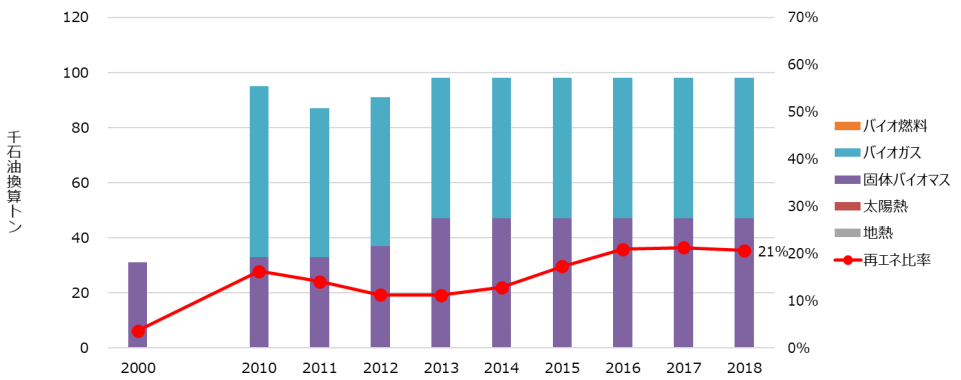
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 3585.1 | | 3513.5 | 3756.9 | 3802.3 | 3917.5 | 3824.6 | 3821.6 | 3853.9 | 3945.5 | 3858.4 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.2 | | 2.6 | 5.7 | 8.8 | 15.0 | 21.2 | 29.0 | 40.3 | 35.7 | 38.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.3 | | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.2 | 0.2 | 0.1 | 0.2 | 0.1 | 0.2 |
| 風力 | 2.6 | | 87.2 | 101.9 | 113.1 | 180.9 | 225.4 | 269.6 | 309.3 | 315.1 | 331.8 |
| 固体バイオマス | 74.6 | | 83.0 | 82.4 | 88.8 | 89.7 | 78.0 | 81.9 | 87.0 | 104.5 | 96.9 |
| バイオガス | 7.1 | | 7.9 | 9.6 | 8.6 | 9.2 | 9.7 | 9.7 | 9.7 | 9.7 | 9.7 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 3669.9 | | 3694.5 | 3956.8 | 4021.9 | 4212.5 | 4159.1 | 4211.9 | 4300.4 | 4410.6 | 4335.0 |
| 再エネ比率 | 61% | | 61% | 62% | 64% | 64% | 63% | 64% | 65% | 67% | 66% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net capacity of renewables及びOECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-6.再エネ熱供給プラント：消費量

**カナダの再エネ熱供給プラントの消費量は以下の通り**
**固体バイオマスとバイオガスが主である**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出

## 3-7.再エネ熱供給プラント：数値データ

カナダにおける再エネ熱供給プラントに関する数値データは以下の通り

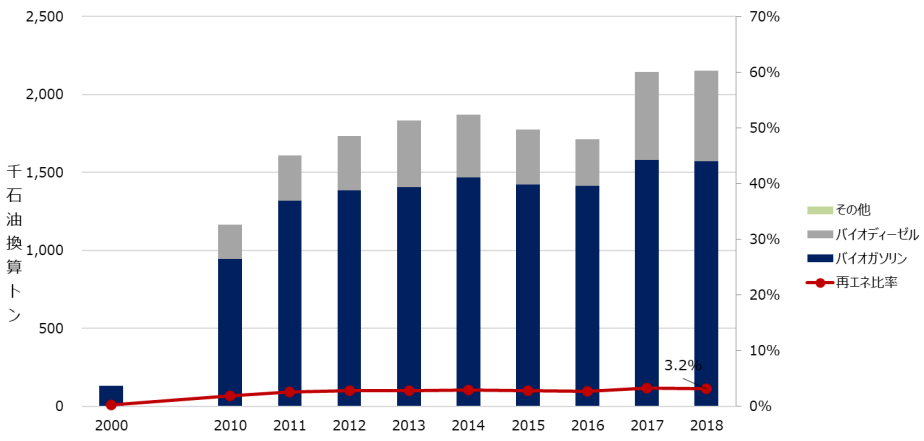
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 31.0 | | 33.0 | 33.0 | 37.0 | 47.0 | 47.0 | 47.0 | 47.0 | 47.0 | 47.0 |
| バイオガス | 0.0 | | 62.0 | 54.0 | 54.0 | 51.0 | 51.0 | 51.0 | 51.0 | 51.0 | 51.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 31.0 | | 95.0 | 87.0 | 91.0 | 98.0 | 98.0 | 98.0 | 98.0 | 98.0 | 98.0 |
| | | | | | | | | | | | |
| 再エネ比率 | 4% | | 16% | 14% | 11% | 11% | 13% | 17% | 21% | 21% | 21% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-8.再エネ交通燃料：消費量

カナダの再エネ交通燃料は2014年をピークに減少していたが、2017年に増加に転じる
再エネ比率は2018年時点で3.2%である




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances,（再エネ比率はRenewablesの値をTotalの値で除算）を基に作成



## 3-9.再エネ交通燃料：数値データ

カナダにおける再エネ交通燃料に関する数値データは以下の通り

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 133.0 | | 947.0 | 1319.0 | 1386.0 | 1407.0 | 1468.0 | 1424.0 | 1415.0 | 1581.0 | 1570.0 |
| バイオディーゼル | 0.0 | | 220.0 | 289.0 | 348.0 | 425.0 | 403.0 | 352.0 | 297.0 | 563.0 | 583.0 |
| その他 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 133.0 | | 1167.0 | 1608.0 | 1734.0 | 1832.0 | 1871.0 | 1776.0 | 1712.0 | 2144.0 | 2153.0 |
| | | | | | | | | | | | |
| 再エネ比率 | 0.3% | | 1.9% | 2.6% | 2.8% | 2.9% | 2.9% | 2.8% | 2.7% | 3.3% | 3.2% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

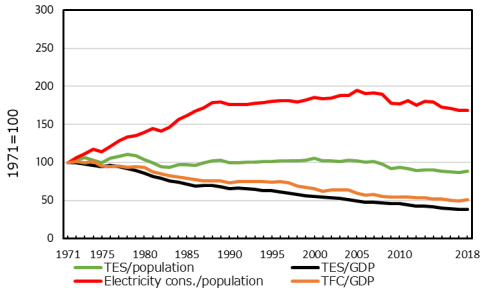


# 3. 進捗 -省エネ-

## 3-9.省エネの進捗

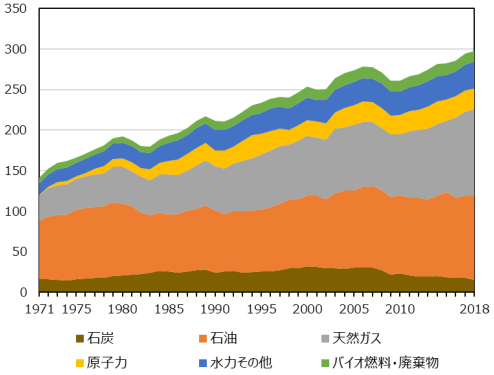
**カナダでは人口やGDPあたりのエネルギー消費量がゆるやかな減少傾向にある**
**一次エネルギー供給量ではガスの比率が増大しており、供給量全体も増大している**

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



## 4-1.エネルギー政策に係る政府機関

**カナダのエネルギー政策に係る担当機関は以下の通り**

| | |
|---|---|
| 連邦環境・気候変動省 | 連邦政府を構成する省の一つであり、気候変動対策や温室効果ガス排出削減、環境保護等を担当 |
| 連邦天然資源省（NRCan） | 連邦政府を構成する省の一つであり、天然資源の開発や利用を担当。現首相は大臣指名に当たり、クリーンエネルギーへの移行等の推進も指示 |
| 輸送カナダ（TC） | 連邦政府を構成する省の一つであり、連邦における輸送の開発や規制、インフラ等を担当。現首相は大臣指名に当たり、ゼロエミッション車の導入推進等も指示 |
| カナダ先住民問題と北部開発（AANDC） | カナダ全土のアボリジニと北部のコミュニティと協力して、短期および長期の気候変動への適応とエネルギー関連の問題に取り組む。 |
| 環境大臣評議会（CCME） | 本評議会を通じ、連邦政府や州・準州政府が、気候変動を含む環境政策について協力して取り組みを推進 |

出所　カナダ首相府ウェブサイト、Mandate Letters、https://pm.gc.ca/en/mandate-letters 、（2020年12月15日閲覧），
AANDCウェブサイト、Environment and natural resources、https://www.aadnc-aandc.gc.ca/eng/1100100034243/1100100034247 、（2020年12月15日閲覧）、CCMEウェブサイト、About、https://www.ccme.ca/en/about/index.html 、（2020年12月15日閲覧）を基に作成



# 4．政府機関

# 5．再エネ政策

## 5-1.連邦政府と州政府の権限分担

**カナダのエネルギー政策の権限は、連邦政府と州政府とに分かれている**
**憲法により州が立法権を持つと定められた分野以外は連邦政府が立法権を有するが、州は州内の枯渇性資源の開発等を担当**

| 連邦政府 | 州政府 |
|---|---|
| • 通商規制<br>• その他、憲法により州の立法府に専属的に属するとされた分野以外の分野における法律の制定 | • 州内の枯渇性資源（Non-Renewable Natural Resources）の調査、開発、管理<br>• 発電を目的とする州内の用地および施設の開発、管理<br>• 州で発電した電力の他地域への輸出 |

出所　カナダ憲法、https://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/CONST_E.pdf 、（2013年1月1日版）を基に作成



## 5-2.炭素税

**トルドー首相は2019年4月、州独自の炭素税やキャップ&トレード制度等を有しないオンタリオ、マニトバ、サスカチュワン、ニューブランズウィックの4州に対し、炭素税（連邦税）の導入を義務付け**

炭素税額

| 税額 |
|---|
| 2019年レート（＝20$/t CO2）<br>• ガソリン：4.42￠/l<br>• 軽油：5.37￠/l<br>• 天然ガス：3.91￠/m3<br>• プロパン：3.10￠/l<br>※レートは、<br>20年：30$/t CO2、<br>21年：40$/t CO2、<br>22年：50$/t CO2となる予定 |

一般的な家庭における年間負担増額（$）

| 州 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|---|---|---|---|
| オンタリオ | 244 | 357 | 463 | 564 |
| ニューブランズウィック | 202 | 296 | 386 | 470 |
| マニトバ | 232 | 342 | 447 | 547 |
| サスカチュワン | 403 | 588 | 768 | 946 |

出所　Government of CANADA, Pollution pricing: technical briefing 、https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/pricing-pollution-how-it-will-work/putting-price-on-carbon-pollution/technical-briefing.html 、（2020年12月15日閲覧）を基に作成



## 5-3.FIT制度

**カナダでは、オンタリオ州でのみFIT制度が実行されているが、2013年には小規模向け（500kW以下）のみに縮小**
**なお、申請は2016年12月16日をもって中止**

オンタリオ州におけるFIT買取単価（太陽光）

**FIT/microFIT PRICE SCHEDULE (January 1, 2017)**

| Renewable Fuel | Project Size Tranche* | Price (¢/kWh) | Percentage Escalated** |
|---|---|---|---|
| Solar (PV) (Rooftop) | ≤ 6 kW | 31.1 | 0% |
| | > 6 kW ≤ 10 kW | 28.8 | 0% |
| | > 10 kW ≤ 100 kW | 22.3 | 0% |
| | > 100 kW ≤ 500 kW | 20.7 | 0% |
| Solar (PV) (Non-Rooftop) | ≤ 10 kW | 21.0 | 0% |
| | > 10 kW ≤ 500 kW | 19.2 | 0% |

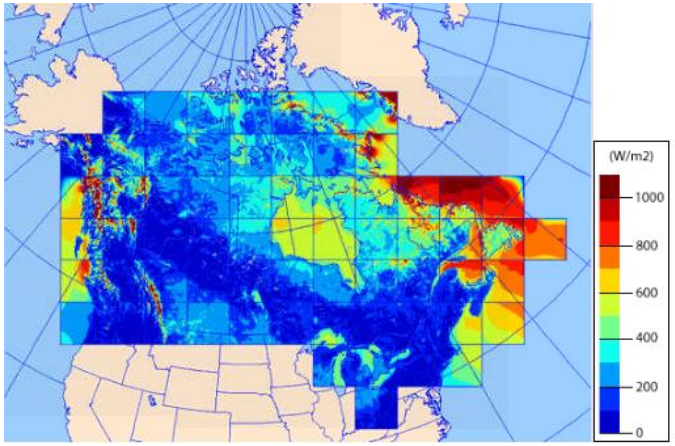
出所　Ontario Solar Installers、microFIT updates、https://ontario-solar-installers.ca/microfit-updates/、（2020年12月15日閲覧）を基に作成



# 6. 再エネポテンシャル

## 6-1.風力ポテンシャル

**カナダでは、概ね東西（特に東部）海岸地域、及びハドソン湾地域が風力における好況地となっている**



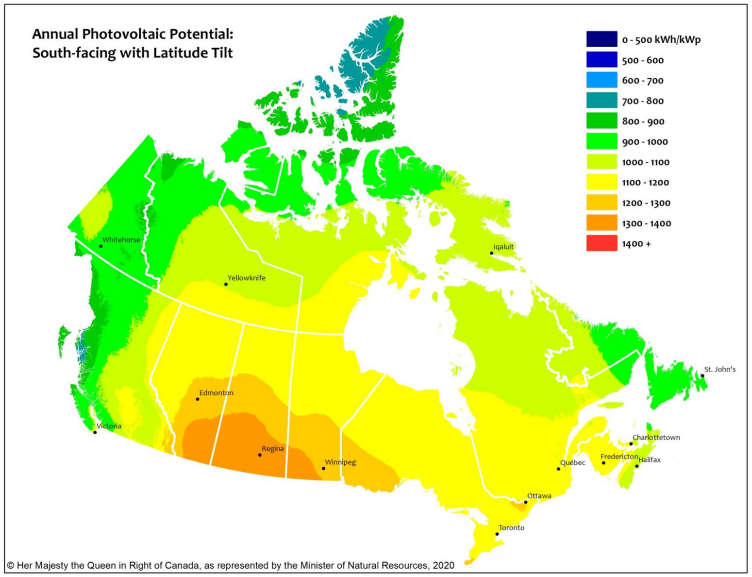

出所　Global Energy Network Institute, Wind Energy Potential in Canada 、http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/north-america/wind-north-america/wind-canada.shtml 、（2020年12月15日閲覧）を基に作成



# 7. 再エネコスト

## 6-2.太陽光ポテンシャル

**カナダでは、特にアルバータ州、サスカチュワン州、マニトバ州の南部地域が太陽光における好況地となっている**

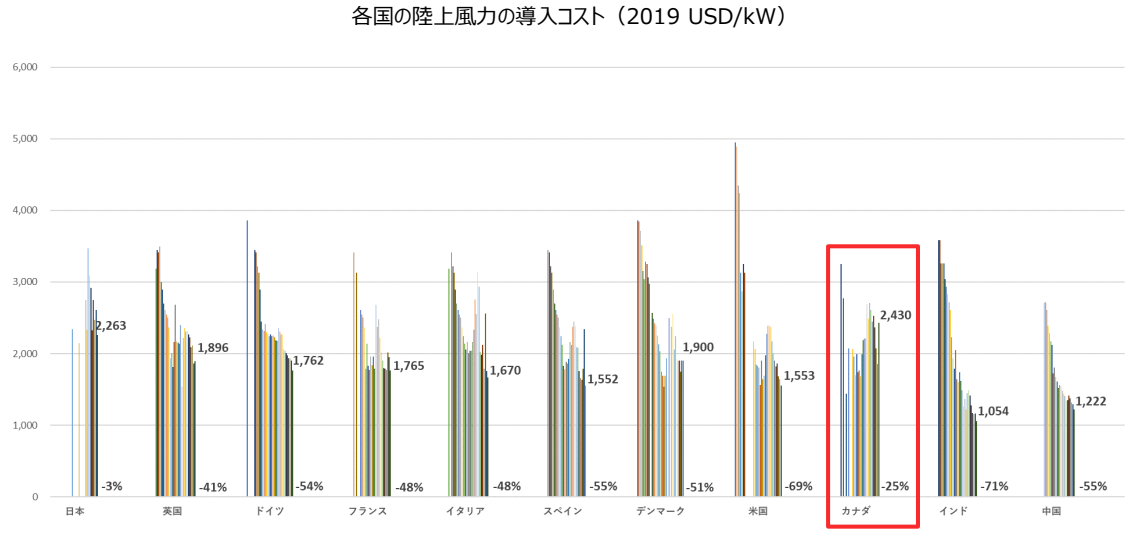



出所　Photovoltaic potential and solar resource maps of Canada、https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/renewable-energy/solar-photovoltaic-energy/tools-solar-photovoltaic-energy/photovoltaic-potential-and-solar-resource-maps-canada/18366 、（2021年3月5日閲覧）を基に作成



## 7-1.陸上風力（1）

**カナダにおける陸上風力の導入コストには、一貫した傾向は見出しがたいが、2019年は1990年比で25%低下している**

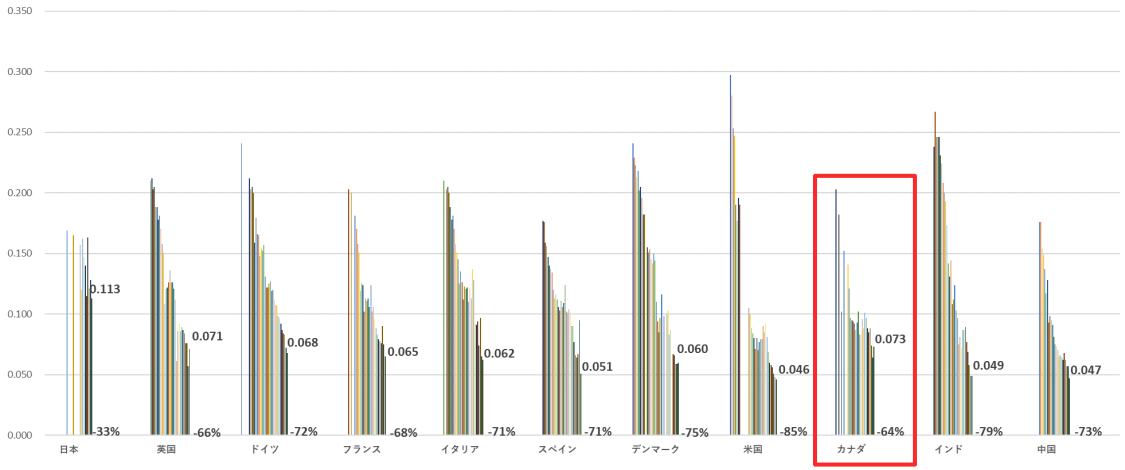



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

## 7-1.陸上風力（2）

**カナダにおける陸上風力の発電コストは長期的に低下傾向にあり、2019年は1990年比で60%以上低下している。**

各国の陸上風力の発電コスト（2019 USD/kWh）




出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



# 8. 電力系統

## 8-1.オンタリオ州における主要な送電インターフェースの状況

**カナダで風力発電の発電電力量が最も多いオンタリオ州では、米国との間を含め複数の接続地点（intertie）を設けてグリッドを接続**

オンタリオ州の主要な送電インターフェース




出所　IESO、“Annual Planning Outlook Ontario's electricity system needs: 2022-2040”（2020年12月）https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/apo/Annual-Planning-Outlook-Dec2020.ashxを基に作成

# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# 豪州

## 1-1.Climate Solutions Package

**2019年2月、豪州政府は2030年パリ協定の目標達成に向けて35億豪ドルの予算を付けた気候解決パッケージを発表**

| | |
|---|---|
| Climate Solution Fund の設立 | 20億豪ドルの財源を持つClimate Solution Fundを設立。これは既存のEmissions Reduction Fundを継承して設立されるもので、低コストでの排出削減策のために資金を提供 |
| エネルギー効率 向上策の支援 | 家計や企業、地域組織が実施する様々な新規のエネルギー効率向上策を支援 |
| 国家電気自動車戦略 立案のための資金拠出 | 公的・民間の充電インフラ、発電系統との統合、産業における機会や障壁を検討して立案される、国家電気自動車戦略策定のための資金拠出 |
| 揚水発電所や送電網 整備への投資と支援 | 降雪のある山岳地域における揚水発電所建設や、ビクトリア地方とタスマニア地方を結ぶ送電網の整備への投資や支援 |

出所　オーストラリア産業・科学・エネルギー・資源省 "Australia's climate change strategies" https://www.industry.gov.au/policies-and-initiatives/australias-climate-change-strategies 、（2020年11月26日閲覧）を基に作成



# 1. 概況

# 2. 目標

## 2-1.パリ条約の約束草案

| 項目 | 内容 |
|---|---|
| タイプ | 基準年からの総排出量削減 |
| 基準年 | 2005年 |
| 期間 | 2030年 |
| 削減目標 | 2030年までに経済活動全般に関するGHG排出量を2005年比で26-28%削減 |
| 対象範囲 | スコープとなる産業セクター<br>エネルギー、運輸、工業プロセス、農業、林業・植生回復等、廃棄物 |
| 対象ガス | $CO_2$, $CH_4$, $N_2O$, HFCs, PFCs, $SF_6$, $NF_3$ |
| 実現プロセス | 排出削減基金の活用及び各種政策立案（National Energy Productivity Plan等） |
| 排出量算定に適用されるガイドライン | IPCC2006ガイドライン、IPCC2013補足的ガイドライン |
| 公平で野心的な貢献 | 削減目標は2030年までに一人当たりのGHG排出削減量を2005年比で50-52%の削減、GDPあたり64-65%の削減 |

出所　Australian Government （豪州政府）「Australia's Intended Nationally Determined Contribution to a new Climate Change Agreement」（2015）https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Australia%20First/Australias%20Intended%20Nationally%20Determined%20Contribution%20to%20a%20new%20Climate%20Change%20Agreement%20-%20August%202015.pdf、を基に作成



# 3. 進捗　-排出量-

## 2-2. 再エネ導入目標

### 連邦政府の電力における再エネ導入目標

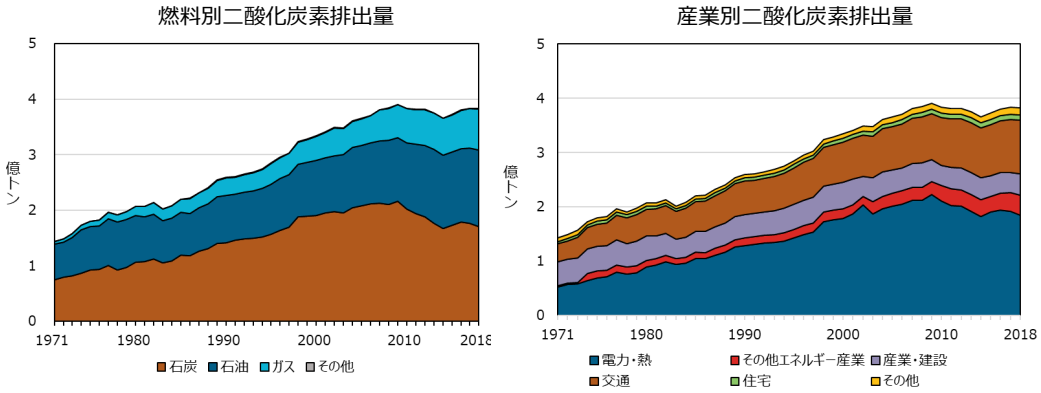
- オーストラリア連邦政府は、大規模再エネターゲットと小規模再エネターゲットで構成される再エネターゲットスキームを構築
- 大規模再エネターゲットでは、**2020年までに年間の再エネによる発電量を33TWh**にするとの目標を設定
- 2020年を待たずに**この目標は達成**
- 2030年まで、引き続き**年間の再エネによる発電量を33TWh**にするとの目標を維持

出所　オーストラリア産業・科学・エネルギー・資源省" Renewable Energy Target scheme"　https://www.industry.gov.au/funding-and-incentives/renewable-energy-target-scheme、（2020年9月23日閲覧）を基に作成



## 3-1.地球温暖化ガス排出量

**豪州の燃料由来の二酸化炭素排出量は、上昇を続けてきたが、近年、電力・熱由来の排出量減少等に伴い、上げ止まっている**

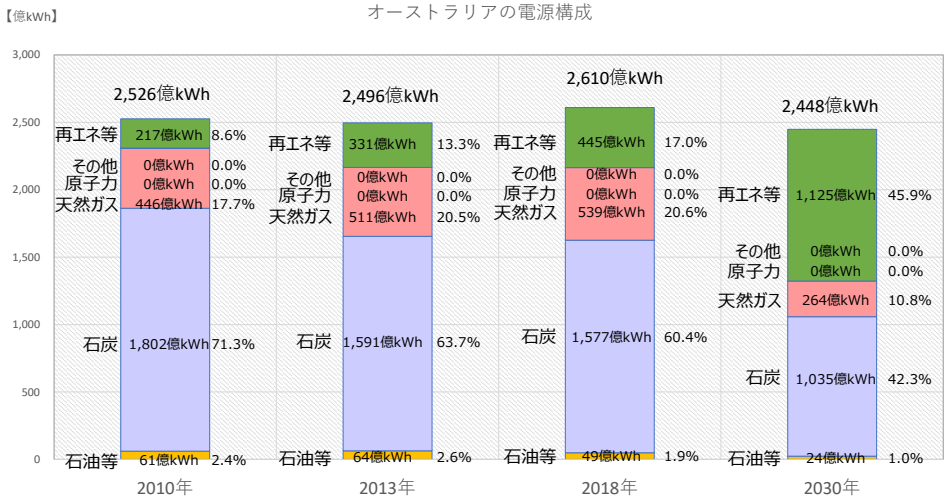



出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2. 電源構成 (1)

2018年のオーストラリアの電源構成について、再生可能エネルギーは太陽光と風力が増加した影響で、水力と合わせると17.0%となり、2013年から3.7ポイント増加となった。火力は82.9%で、2013年から3.9ポイント減少した。2013年と比較すると石炭の減少が3.3ポイントと最も大きく、石油と天然ガスは横ばいである。
2030年には再生可能エネルギーが45.9%まで増加する一方、火力は54.1%まで減少する見通しとなっている。

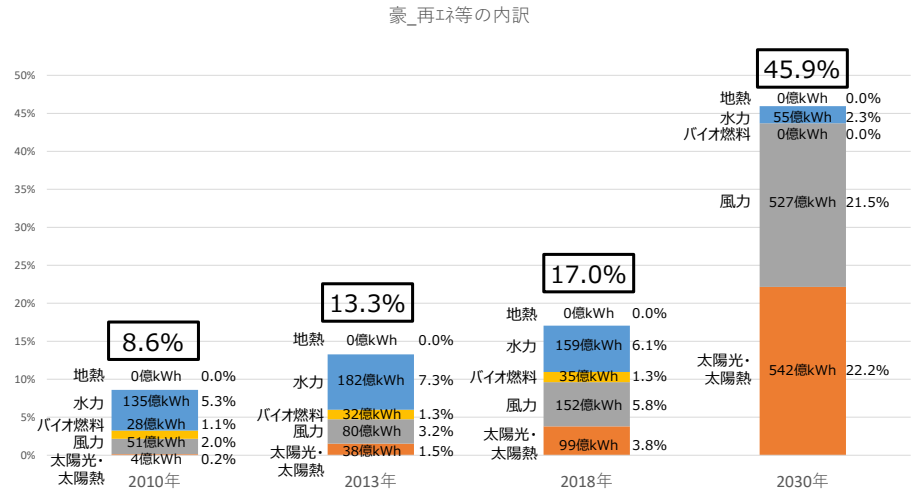



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、Australia's emissions projections 2019（2019年12月）を基に作成



## 3-2. 電源構成 (2)

2018年度のオーストラリアにおける再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は3.8%となり、2013年から2.3ポイント増加した。風力は5.8%となり、2013年から2.6ポイント増加した。
2030年には2018年と比較して太陽光の発電量が約5.5倍、風力の発電量が約3.5倍に増加する見込みである。電源構成に占める割合は太陽光が22.2%、風力が21.5%まで増加する見込みである。

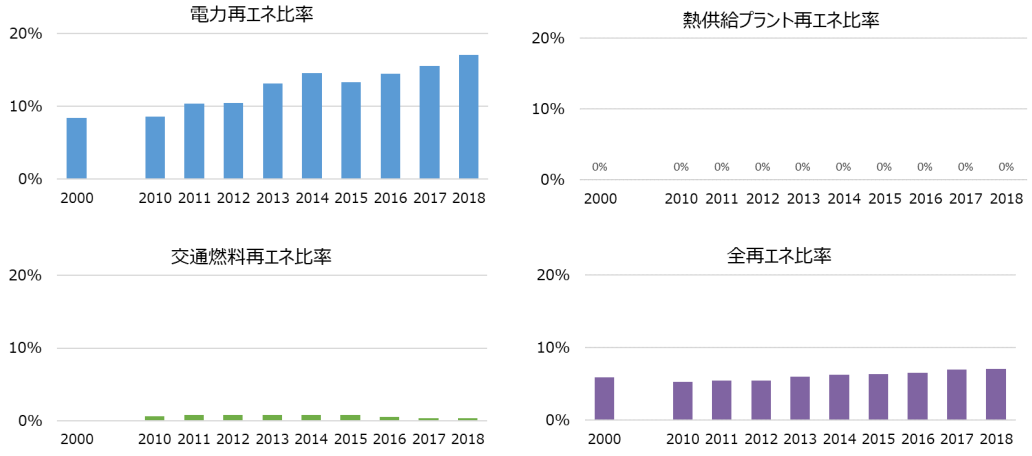



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、Australia's emissions projections 2019（2019年12月）を基に作成



## 3-3. 再エネ比率

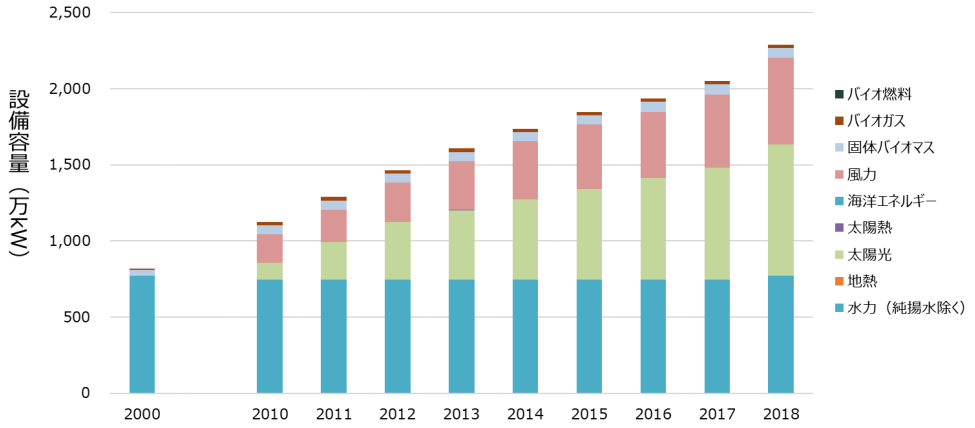
豪州の再エネ比率は以下の通り
電力以外の再エネ導入は進んでいない




出所　電力·全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出

## 3-4.再エネ電力：設備容量

豪州の再エネの設備容量は太陽光･風力を中心に拡大している

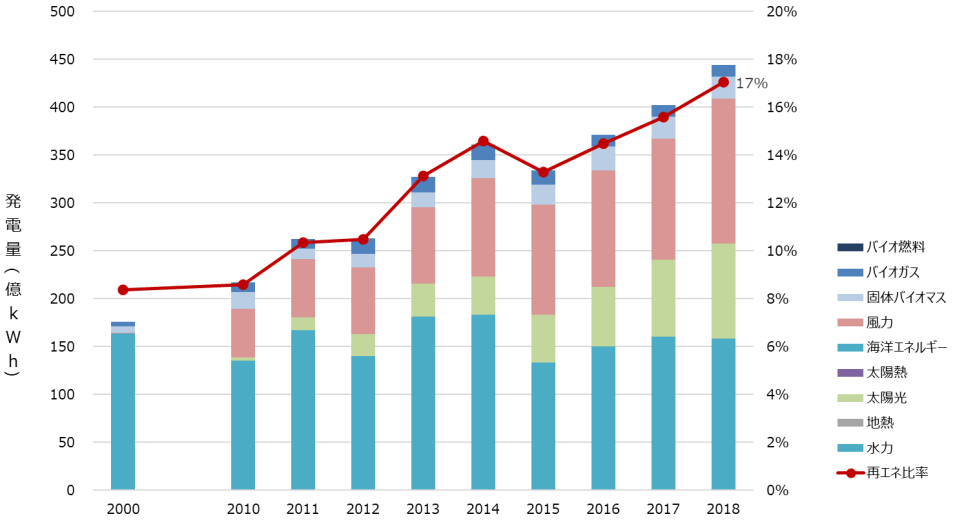



出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成



## 3-6.再エネ電力：発電量

再エネ電力の電力全体に占める割合は2018時点で17%となっている




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-7.再エネ電力：数値データ

再エネ電力の設備容量･発電量の数値データを以下に示す

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 771.1 | | 746.1 | 746.1 | 746.1 | 746.1 | 746.1 | 746.1 | 746.1 | 746.1 | 771.3 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 2.5 | | 108.8 | 247.0 | 379.6 | 456.5 | 528.4 | 594.3 | 668.6 | 735.2 | 862.3 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.2 | 0.3 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.0 |
| 風力 | 3.3 | | 186.4 | 212.7 | 256.1 | 322.1 | 379.7 | 423.4 | 432.7 | 481.6 | 567.9 |
| 固体バイオマス | 33.2 | | 59.7 | 59.7 | 59.7 | 59.7 | 59.8 | 59.8 | 67.4 | 67.4 | 67.4 |
| バイオガス | 9.0 | | 22.8 | 22.9 | 23.0 | 22.0 | 22.6 | 22.8 | 19.0 | 19.0 | 19.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 819.1 | | 1124.2 | 1288.8 | 1464.9 | 1606.8 | 1737.0 | 1846.8 | 1934.2 | 2049.6 | 2288.2 |

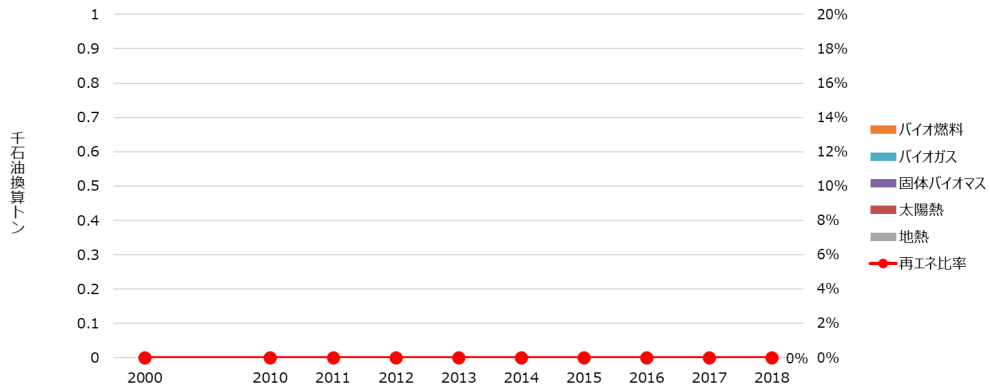
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 163.6 | | 135.0 | 166.9 | 139.8 | 181.2 | 183.4 | 133.2 | 150.2 | 160.4 | 158.3 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.4 | | 3.9 | 13.9 | 23.2 | 34.7 | 40.1 | 50.2 | 62.1 | 80.7 | 99.3 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 0.6 | | 50.5 | 60.9 | 69.7 | 79.6 | 102.5 | 114.7 | 122.0 | 126.0 | 151.6 |
| 固体バイオマス | 6.9 | | 17.6 | 10.8 | 14.2 | 15.5 | 18.8 | 21.2 | 24.5 | 23.1 | 22.6 |
| バイオガス | 4.5 | | 10.2 | 10.3 | 16.2 | 16.0 | 16.4 | 14.9 | 12.7 | 11.9 | 12.5 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 175.9 | | 217.2 | 262.7 | 263.2 | 327.0 | 361.1 | 334.2 | 371.5 | 402.1 | 444.4 |
| 再エネ比率 | 8% | | 9% | 10% | 10% | 13% | 15% | 13% | 14% | 16% | 17% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-8.再エネ熱供給プラント：消費量

豪州では再エネ熱の導入は進んでおらず、導入量は（IEAの統計上は）ゼロとなっている




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出

## 3-9.再エネ熱供給プラント：数値データ

再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す

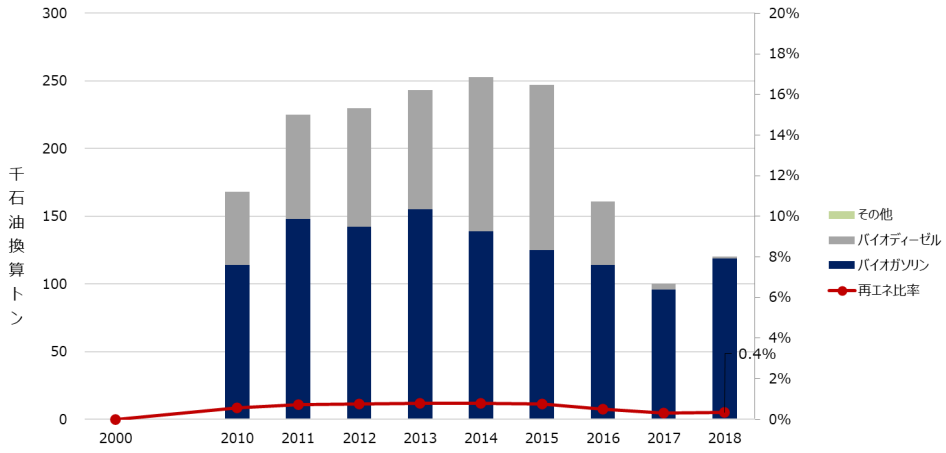
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| バイオガス | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 再エネ比率 | 0% | | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-10.再エネ交通燃料：消費量

豪州では、再エネ交通燃料の消費量は全消費量の1%に至っていない




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-11.再エネ交通燃料：数値データ

再エネ交通燃料の数値データを以下に示す

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 0.0 | | 114.0 | 148.0 | 142.0 | 155.0 | 139.0 | 125.0 | 114.0 | 96.0 | 119.0 |
| バイオディーゼル | 0.0 | | 54.0 | 77.0 | 88.0 | 88.0 | 114.0 | 122.0 | 47.0 | 4.0 | 1.0 |
| その他 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 0.0 | | 168.0 | 225.0 | 230.0 | 243.0 | 253.0 | 247.0 | 161.0 | 100.0 | 120.0 |
| 再エネ比率 | 0.0% | | 0.6% | 0.7% | 0.7% | 0.8% | 0.8% | 0.8% | 0.5% | 0.3% | 0.4% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

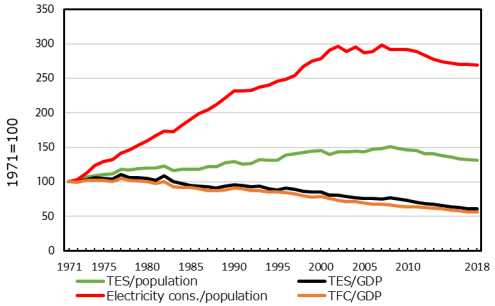


# 3. 進捗　-省エネ-

## 3-12.省エネの進捗

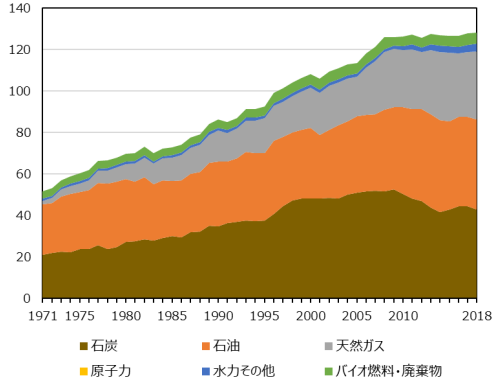
豪州は人口やGDPあたりのエネルギー消費量が継続して減少しており、一次エネルギーの供給量は頭打ちとなっている。

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



# 4．政府機関

## 4-1.エネルギー政策に係る政府機関（1）

豪州のエネルギー政策に係る担当機関は以下の通り

| | |
|---|---|
| 国家内閣（National Cabinet） | 新型コロナウイルス感染症が拡大する中、2020年3月にオーストラリア政府評議会（COAG）の後継組織として設置。連邦首相と各州首相・地域首席大臣の合議体であり、連邦政府と各州・地域政府が一体となって各種の措置を実施 |
| 連邦産業・科学・エネルギー・資源省 | 連邦政府を構成する省の一つであり、産業・科学・エネルギー大臣、エネルギー・排出削減担当大臣等の大臣が属する。気候変動局も同省に所属 |
| 外務・貿易省 | 連邦政府を構成する省の一つであり、外交関係や通商、投資を担当 |
| インフラ・輸送・地域開発・通信省 | 連邦政府を構成する省の一つであり、交通政策等を担当 |
| 国家オフショア石油安全・環境管理局（NOPSEMA） | 連邦産業・科学・エネルギー・資源省傘下の連邦法人組織（CCE*）の一つ。オフショアエネルギー資源開発を対象として、衛生や安全、環境管理等を担当 |
| クリーンエネルギー規制局 | 連邦産業・科学・エネルギー・資源省傘下の連邦非法人組織（NCCE*）の一つ。連邦の炭素排出の測定、管理、削減やオフセットを担当 |
| クリーンエネルギーファイナンス公社（CEFC） | 連邦産業・科学・エネルギー・資源省傘下のCCEの一つ。連邦政府の支援を受け、農業、発電と蓄電、インフラ、輸送、廃棄物等の分野における温室効果ガス排出削減のために投資 |

* CCEは、国から独立した法人格を有する連邦政府機関。NCCEは、法的・資金的に連邦政府に属する機関

出所　首相府，https://www.pm.gov.au/media/transcript-press-conference、（2020年12月15日閲覧）
連邦産業・科学・エネルギー・資源省，https://www.industry.gov.au/topic/about-us、（2020年12月15日閲覧）
連邦産業・科学・エネルギー・資源省組織図，https://www.industry.gov.au/sites/default/files/2020-02/department-of-industry-science-energy-and-resources-organisation-chart.pdf、（2020年11月23日）
外務・貿易省，https://www.dfat.gov.au/about-us/about-us、（2020年12月15日閲覧）
インフラ・輸送・地域開発・通信省，https://www.infrastructure.gov.au/department/about/index.aspx、（2020年12月15日閲覧）
NOPSEMA，https://www.nopsema.gov.au/about/what-we-do/、（2020年12月15日閲覧）
クリーンエネルギー規制局，http://www.cleanenergyregulator.gov.au/About/What-we-do、（2020年12月15日閲覧）
CEFC，https://www.cefc.com.au/who-we-are/about-us/、（2020年12月15日閲覧）を基に作成



## 4-1.エネルギー政策に係る政府機関（2）

豪州のエネルギー政策に係る担当機関は以下の通り

| | |
|---|---|
| コモンウェルス科学産業研究機関（CSIRO） | 連邦産業・科学・エネルギー・資源省傘下のCCEの一つ。国の研究開発機関であり、エネルギーや海洋・気象、天然資源等に関する研究を実施 |
| オーストラリア競争・消費者委員会（ACCC） | 2010年競争・消費者法等の法律の執行機関。ACCCはAERと職員やリソース、施設を共有 |
| オーストラリアエネルギー規制機関（AER） | 連邦における卸・小売エネルギー市場やエネルギーネットワークの監督機関 |
| オーストラリアエネルギー・市場委員会（AEMC） | 連邦の電力及びガス市場の規制制定組織。「国家電力規則」、「国家ガス規則」および「国家エネルギー小売規則」の制定や改正を担当 |
| オーストラリアエネルギー市場運営者（AEMO） | オーストラリア全土における電力・ガスの系統と市場を管理 |
| オーストラリア再生可能エネルギー機関（ARENA） | 連邦産業・科学・エネルギー・資源省傘下のCCEの一つ。再エネプロジェクトへの資金提供、研究開発活動支援等を目的として2012年に設立 |

出所　CSIRO，https://www.csiro.au/、（2020年12月15日閲覧）
ACCC，https://www.accc.gov.au/about-us/australian-competition-consumer-commission/about-the-accc、（2020年12月15日閲覧）
AER，https://www.aer.gov.au/about-us/our-role、（2020年12月15日閲覧）
AEMC，https://www.aemc.gov.au/about-us、（2020年12月15日閲覧）
AEMO，https://aemo.com.au/about/what-we-do、（2020年12月15日閲覧）
ARENA，https://arena.gov.au/about/、（2020年12月15日閲覧）を基に作成

# 5. 再エネ政策

## 5-1.再エネ目標（Renewable Energy Target : RET）

**豪州では、法定された再エネ目標（Renewable Energy Target : RET）に基づき、電力小売事業者に対し一定の再エネ調達を義務づけ**
**電力需要の減少や需要見通しの低迷を受け、RETが発電設備容量の過剰につながっているとの諮問委員会の勧告を踏まえ、2015年には大規模設備向けRETを引き下げ**

| 発効年 | 政策名 | 概要 |
|---|---|---|
| 2001 | 2000年再生可能エネルギー（電気）法 | ● 再生可能エネルギー目標（Renewable Energy Target : RET）を導入。電力小売事業者を中心として一定比率の再エネ電力購入を義務づけ<br>● 再生可能エネルギー証書（Renewable Energy Certificate : REC）を発行し、市場取引を開始<br>● 2010年までの再エネ導入量を9,500MWhに設定 |
| 2009 | 改正再生可能エネルギー（電気）法 | ● 2020年の再エネ目標を引き上げ（RET:45,000MWh、再エネ比率：20%以上） |
| 2011 | 改正再生可能エネルギー（電気）法 | ● 2020 年目標値を、LRET（大規模設備向け、41,000MWh）とSRES（小規模設備向け、目標値なし）とに分割 |
| 2015 | 改正再生可能エネルギー（電気）法 | ● LRETの2020年目標値を33,000MWhに引き下げ（再エネ比率：23.5%以上） |

出所　Clean Energy Regulator, “Legislation and regulations” http://www.cleanenergyregulator.gov.au/About/Legislation-and-regulations、（2020年12月15日閲覧）
HOUSE OF REPRESENTATIVES, “RENEWABLE ENERGY (ELECTRICITY) AMENDMENT BILL 2015 EXPLANATORY MEMORANDUM”
https://parlinfo.aph.gov.au/parlInfo/search/display/display.w3p;query=Id:%22legislation/ems/r5463_ems_41890747-6423-4f07-97b8-fadaba3c046a%22、（2020年12月15日閲覧）を基に作成



## 5-2.再生可能エネルギー認証制度

| 施策名 | 概要 |
|---|---|
| The Large-scale Renewable Energy Target | • 大規模再エネ発電設備として認証を受けた再エネ設備は、価格変動のある証書市場で販売が可能 |
| The Small-scale Renewable Energy Scheme | • 償却期間15年以内の小規模太陽光、風力、水力、太陽光温熱器、ヒートポンプ設備に対して小規模技術認証を発行する制度<br>• 価格変動のある証書市場、もしくは固定価格のSTC Clearing Houseで販売可能<br>• 太陽光：出力100kW以下、年間発電量250,000kWh未満<br>• 風力：出力10kW以下、年間発電量25,000kWh未満<br>• 水力：6.4kW以下、年間発電量25,000kWh未満 |

出所　Clean Energy Regulator，Large-scale Renewable Energy Target，http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/How-the-scheme-works/Large-scale-Renewable-Energy-Target、（2020年11月27日閲覧），
Small-scale systems eligible for certificates, http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Agents-and-installers/Small-scale-systems-eligible-for-certificates、（2020年11月27日閲覧）を基に作成



## 5-3.FIT

**FITは州政府により実施されている。**

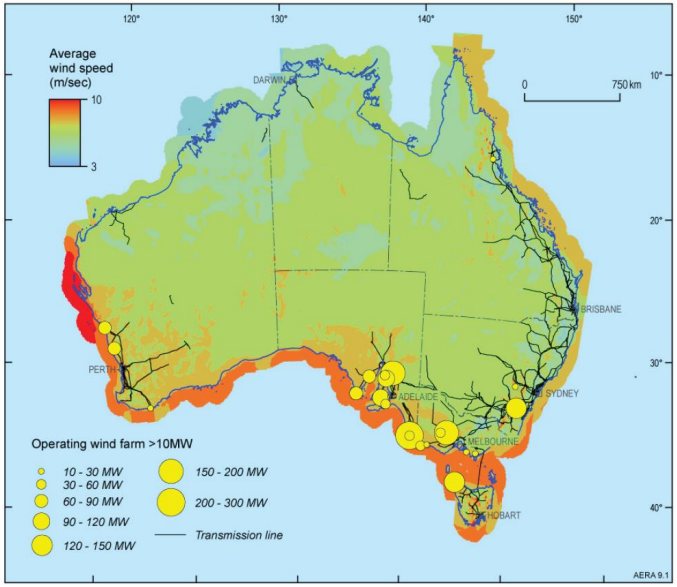
| 地域 | FIT制度概要 |
|---|---|
| 西オーストラリア州 | ● 太陽光、風力、小水力を保有する居住者の申請者（住宅所有者）を対象に、0.40AUD/kWhで買取。買取機関は10年間<br>● 公益事業者であるSynergyとHorizon Powerによって管理され、Synergy管轄地域の場合は5kW、Horizon Power管轄地域の場合は30kWが設備容量上限 |
| 首都特別地域 | ● 最大30kWのシステムに対し、0.457AUD/kWhで買取。買取期間は20年間<br>● 2011年7月、新規申請者に対する固定価格買取制度を廃止 |
| ビクトリア州 | ● 太陽光の発電電力を0.60AUC/kWhで買取。この制度は2024年で終了<br>● 2017年の法改正で、州の規制機関が回避された社会的コスト等を考慮して小規模再エネ発電からの買取価格を毎年決定するように制度変更 |
| 南オーストラリア州 | ● 年間消費電力160MWh未満の小規模顧客（家庭、中小企業、コミュニティビル、および教会等）から余剰太陽光電力を買取<br>● 買取価格は、電力小売事業者によって異なる |

出所　IEA, “Residential Net Feed-in Tariff for Western Australia”（2020年11月27日閲覧）, “Australian Capital Territory Electricity Feed-in Tarriff Scheme”（2020年11月27日閲覧）, ACT Government, “Review of the Electricity Feed-in (Renewable Energy Premium) Act 2008”（2015年8月）, Victoria State Government, “Victorian feed-in tariff”（2020年11月27日閲覧）, “Closed feed-in tariff schemes”（2020年11月27日閲覧）, Government of South Australia, “Solar feed-in payments”（2020年11月27日閲覧）を基に作成

# 6. 再エネポテンシャル

## 6-1.風力ポテンシャル

**オーストラリアでは、特に南東部のビクトリア州における風力ポテンシャルが高い。豪州におけるポテンシャルマップは以下の通り**



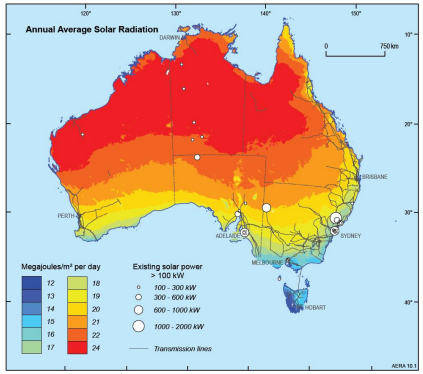

出所　Department of Resources, Energy and Tourism, Australian Energy Resource Assessment、2010年、https://d28rz98at9flks.cloudfront.net/70142/70142_complete.pdf、を基に作成



## 6-2.太陽光ポテンシャル

**広大な国土全体で日射量に恵まれていることにより、太陽光のポテンシャルは総電力需要の約15,000倍**
**2010年からの政府の大規模太陽光発電の実証支援により、設備容量は増加**
**電力小売価格の高騰により、住宅用屋根置太陽光発電の導入が進展**

豪州の日射量マップ




✓ 国土の大部分が太陽光発電の適地である。

出所　Department of Resources, Energy and Tourism, Australian Energy Resource Assessment、2010年、https://d28rz98at9flks.cloudfront.net/70142/70142_complete.pdfを基に作成

政府による支援

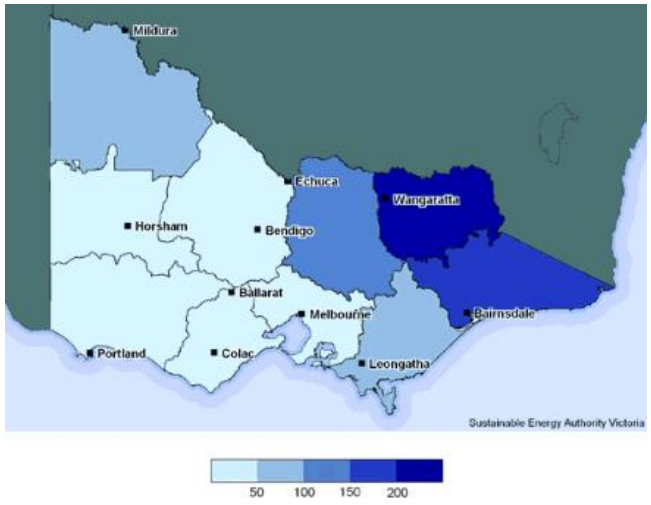
| | |
|---|---|
| Solar Flagships Program | • 15億豪ドルを投入<br>• 1,000MWの発電施設の建設と大規模発電所の実証を支援 |
| Solar Cities Program | • 9,400万豪ドルを投入<br>• 新技術や代替エネルギーに関する試験を実施するソーラーシティを、全土に7都市設定 |
| Solar Credits Program | • RET（スライド5-1参照）の一環で、太陽光発電設備にRECを発行<br>• RECにより割安に設備の設置が可能 |

出所　PROTERMOSOLAR「Australia's Solar Flagships Program」、http://helioscsp.com/australias-solar-flagships-program/#:~:text=The%20Solar%20Flagships%20program%20is,technologies%20in%20a%20commercial%20context.、（2020年12月15日閲覧）
Energy Matters「AUSTRALIAN SOLAR CITIES」、https://www.energymatters.com.au/rebates-incentives/australia-solar-cities/ 、（2020年12月15日閲覧）
「AUSTRALIAN SOLAR INSTALLATION SUBSIDY – HOW TO CALCULATE STCS AND YOUR SOLAR CREDIT」、https://www.energymatters.com.au/rebates-incentives/solar-credits-australia/#:~:text=The%20Solar%20Credits%20program%20is,two%20types%3A%20large%20and%20small、（2020年12月15日閲覧）を基に作成



## 6-3.水力ポテンシャル

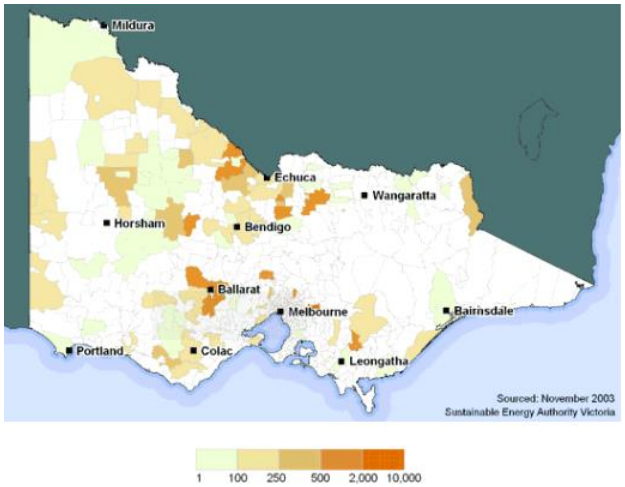
**ビクトリア州における水力発電ポテンシャルマップについては以下の通り**




出所　Global Energy Network Institute,「Hydropower in Australia」http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/oceania/hydro-oceania/hydro-australia.shtml 、（2020年12月15日閲覧）を基に作成

## 6-4.バイオマスポテンシャル

ビクトリア州における、バイオマス発電燃料となる農業資源の賦存状況については以下の通り



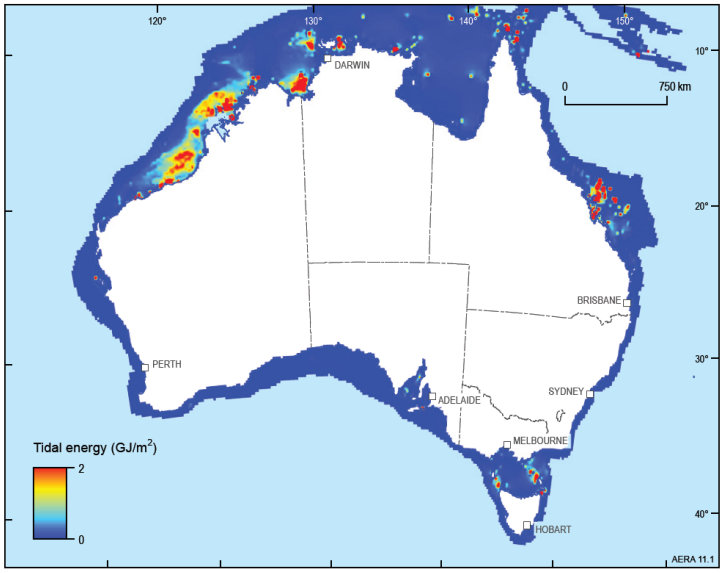

出所　Global Energy Network Institute,「Bioenergy Resources in Australia」http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/oceania/bio-oceania/bio-australia.shtml 、（2020年12月15日閲覧）を基に作成



# 7. 再エネコスト

## 6-5.潮力ポテンシャル

オーストラリアには北西部の沿岸部などに、大きな潮力エネルギーを有する海域が広がっている

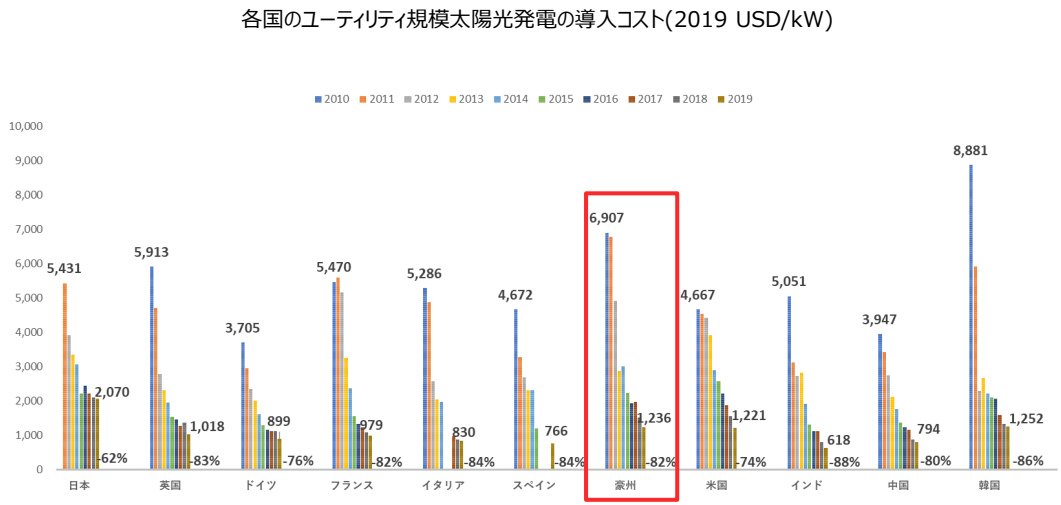



出所　Department of Resources, Energy and Tourism, Australian Energy Resource Assessment、https://d28rz98at9flks.cloudfront.net/70142/70142_complete.pdf（2010年）、を基に作成



## 7-1.ユーティリティ規模太陽光（1）

豪州におけるユーティリティ規模太陽光発電の導入コストは、2010年時点では他国に比して高かったが、その後は低下しており、2018年には2010年時点から82%低下している

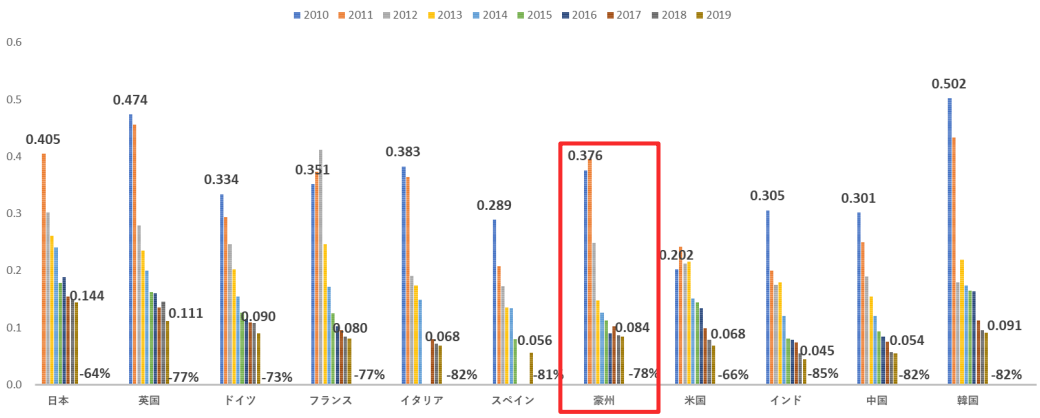



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

## 7-1.ユーティリティ規模太陽光（2）

豪州におけるユーティリティ規模太陽光発電の発電コストは2011年以降低下傾向にあり、2019年は2010年比で80%近く低下している

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト（2019 USD/kWh）



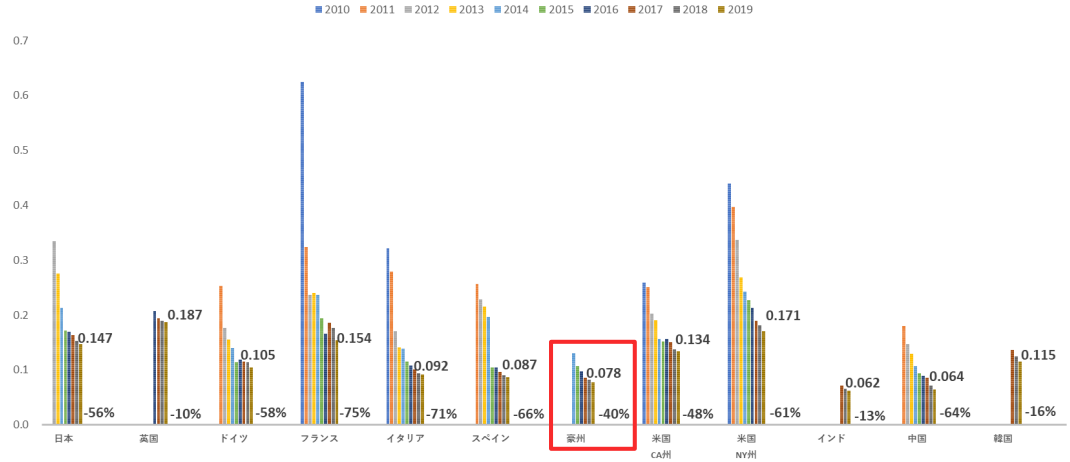

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-2.業務用太陽光（2）

豪州における業務用太陽光発電の発電コストは、2010年時点で他国に比して低く、その後も低下を続けている

各国の業務用太陽光発電の発電コスト（2019 USD/kWh）



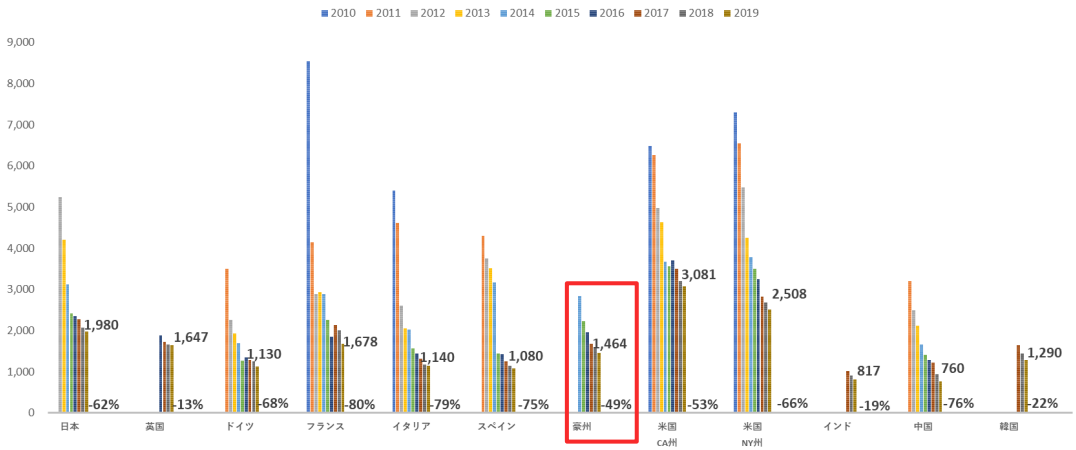

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-2.業務用太陽光（1）

豪州における業務用太陽光発電の導入コストは、2010年時点で他国に比して低く、その後も低下を続けている

各国の業務用太陽光発電の導入コスト(2019 USD/kW)



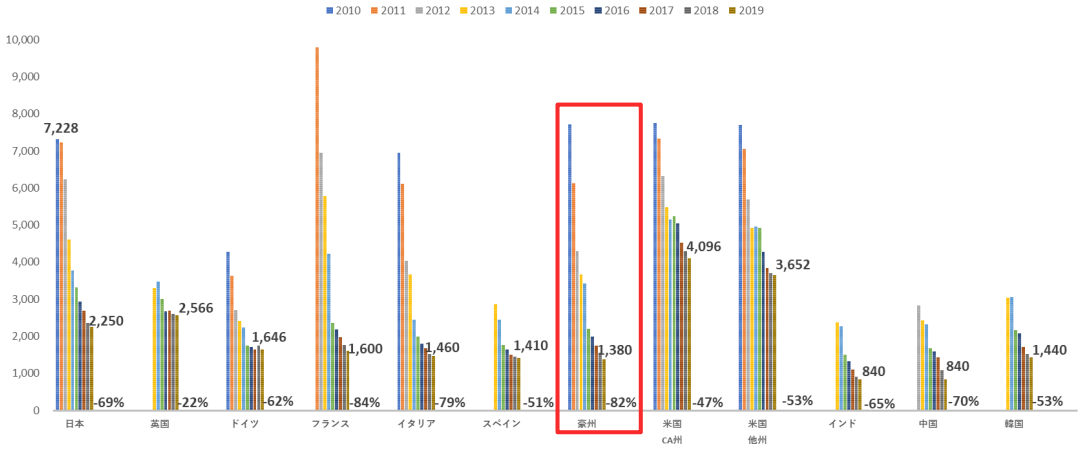

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-3.家庭用太陽光（1）

豪州における家庭用太陽光発電の導入コストは、2010年時点で他国に比して高めであったが、2019年には2010年比で80%以上低下している

各国の家庭用太陽光の導入コスト(2019 USD/kW)

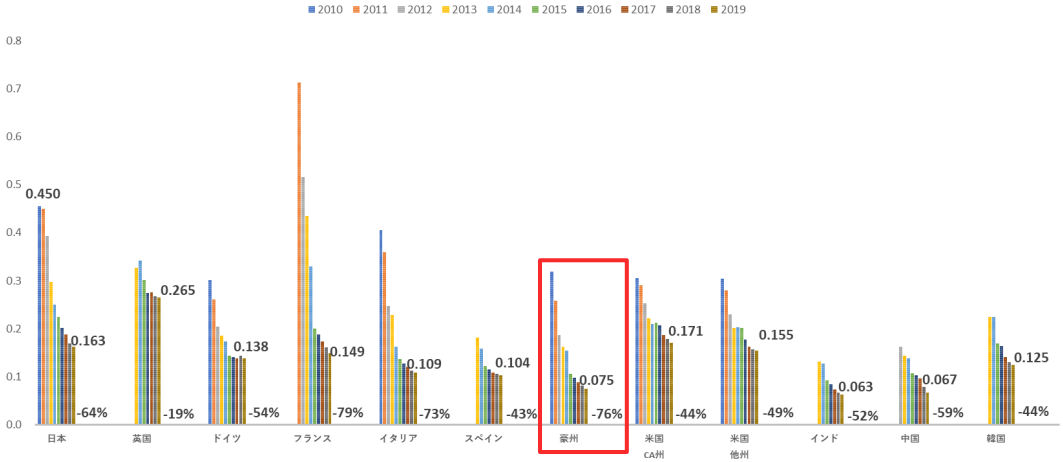



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

## 7-3.家庭用太陽光（2）

豪州における家庭用太陽光発電の発電コストは2010年以降低下傾向にあり、2019年には2010年比で80%近く低下している

各国の家庭用太陽光の発電コスト(2019 USD/kWh)




出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



# 8. 電力系統

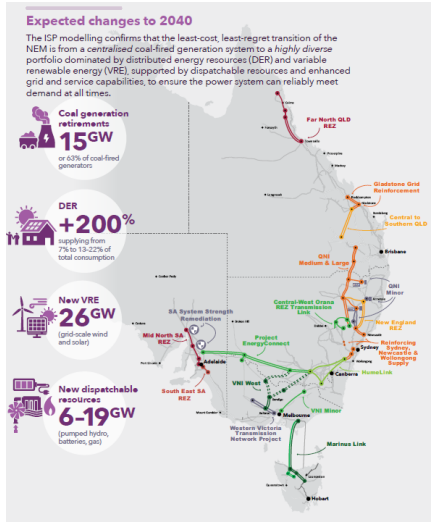
## 8-1.オーストラリアにおける電力系統の整備計画

オーストラリアエネルギー市場運営者（AEMO）は2020年に策定した系統整備計画の中で、再エネの増強も踏まえた電力系統の整備計画を提示

AEMOが提示した2040年までに予想される電力システムの変化のポイント

- 大規模石炭火力発電から分散型エネルギー資源や再エネが主力となる多様性のあるポートフォリオへの移行
- 電力システムの信頼性確保のための、出力調整可能な電源の活用や、グリッド、サービスの強化

AEMOが提示した豪州東部の電力系統の整備計画



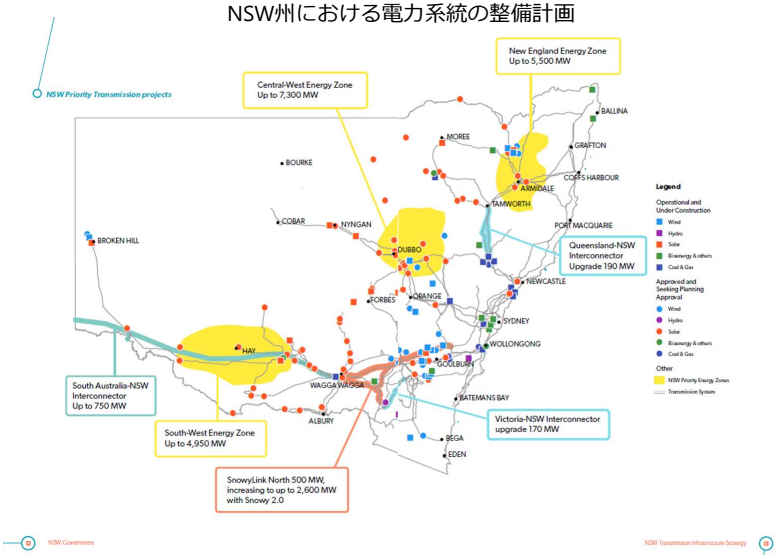

出所　AEMO, "Infographic for the 2020 ISP"（2020年7月）
https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2020/2020-isp-infographic.pdf?la=en を基に作成



## 8-2.ニューサウスウェールズ州の電力系統の整備計画

ニューサウスウェールズ（NSW）州では、人口が多い地域で豊富な再エネ資源による電力を活用できるよう電力系統の整備を計画

NSW州における電力系統の整備計画

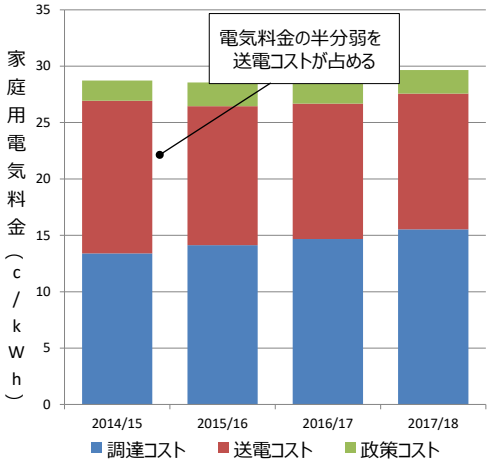



出所　NSW州、"NSW Transmission Infrastructure Strategy"（2018年11月）、https://energy.nsw.gov.au/sites/default/files/2018-11/DPE8754%20NSW%20Transmission%20Infratructure%20Strategy_WEB.ACC_.PDFを基に作成

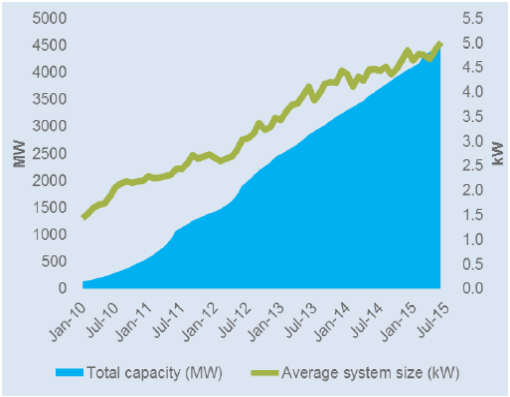
## 8-3.オーストラリアにおける電力系統の課題と対策

高い送電コストにより電気料金の水準は極めて高い
各家庭は太陽光による自家発で高価な電気料金に対応している

家庭用電気料金の現状と見通し




小規模太陽電池の導入量推移




導入量・システムサイズ共に急拡大

出所　Australian Energy Market Commission「2015 Residential Electricity Price Trends」p.81, p.84を基に作成



# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# 中国

# 1. 概況

## 1-1.中国の温暖化対策の特徴

エネルギー発展計画をもとに石炭消費量の抑制及び再エネを含む非化石エネルギーの利用拡大を中心に温暖化対策を講じている。
2020年、2030年までに一次エネルギー消費量における非化石燃料の割合をそれぞれ15%、20%程度に増加させる。

**国家気候変動対応計画**

**第13次5カ年計画（2016-2020）**

エネルギー発展第13次5カ年計画　（2016年6月発表）

石炭消費量を削減、再エネ・LNGを拡大、自主技術により安全な原子力発電所の建設を推進
【目標】
- 2020年までに一次エネルギー消費量における非化石燃料の割合を15%
- GDP当たりのCO2削減量を2015年比で18%削減
- GDP当たりのエネルギー消費量を2015年比で15%削減

再生可能エネルギー第13次5カ年計画（2016年12月発表）

石炭消費量を削減する一方で、再エネ・LNG利用を拡大させ、2020年に再エネ発電比率を27%、再エネ発電設備容量を6.8 億kWに到達させる

**第13次5カ年温室効果ガス排出抑制行動方案**

- GDP当たりのCO2排出量を2015 年比で18%削減
- CO2 以外のGHG排出抑制を強化
- 2020までに一部の重工業・化学工業におけGHG排出量のピークアウトを実現



# 2. 目標

## 2-1.削減目標（1）

- ✓ コペンハーゲン合意の排出削減目標は、GDP当たりCO2排出量を40%-45%削減
- ✓ NDC目標は2030年前後にCO2排出量のピークを迎え、2030年までにGDP当たりCO2排出量を2005年比で 60～65%削減
- ✓ 2020年9月の国連総会の演説で、習近平国家主席が「2030年までにCO2排出量を減少に転じさせ、2060年までにカーボンニュートラルを目指すこと」を発表

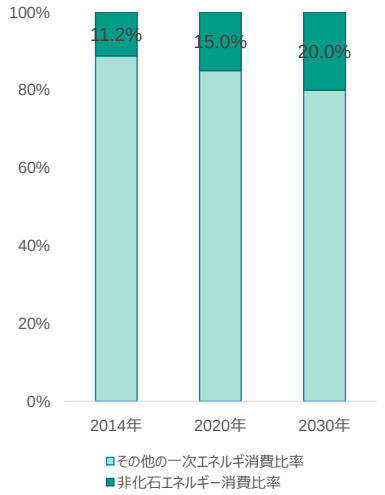
| 項目 | コペンハーゲン合意<br>2009年 | 中国の自主的削減目標 NDC<br>（2015 年 6 月 30 日提出） | 地球温暖化対策に関する多国間会合「気候野心サミット」でビデオ演説<br>（2020年12月） |
|---|---|---|---|
| 基準年 | 2005年 | 2005年 | 2005年 |
| 目標年 | 2020年 | 2030年 | 2030年 |
| 削減目標 | ■ GDP当たりのCO2排出量を40%-45%削減<br>■ 一次エネルギー消費量における非化石エネルギーの割合を15%程度まで増加<br>■ 森林面積を2005 年比で4,000 万 ha増加。森林蓄積量を13 億m3増加 | ■ CO2 排出量は2030年前後にピークを迎え、更にピークを前倒しできるよう最大限努力する<br>■ 2030年までにGDP 当たりCO2 排出量を2005年比で 60～65%削減<br>■ 一次エネルギー消費量における非化石燃料の割合を20%程度まで増加<br>■ 森林蓄積量を2005年比で45億m3増加<br>■ HCFC-22生産を2020年までに2010 年比で35%削減、2025年までに67.5%削減。2020年までにHFC-23 排出の実効的抑制を達成 | ■ 2030年までにGDP 当たりCO2 排出量を2005年比で65%以上削減<br>■ 一次エネルギー消費量における非化石燃料の割合を25%前後まで増加<br>■ 森林蓄積量を2005年比で60億m3増加<br>■ 風力発電と太陽光発電の総設備容量を12億KW以上に |

出所　UNFCCC、中国の自主的削減目標
https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/China/1/China's%20INDC%20-%20on%2030%20June%202015.pdf



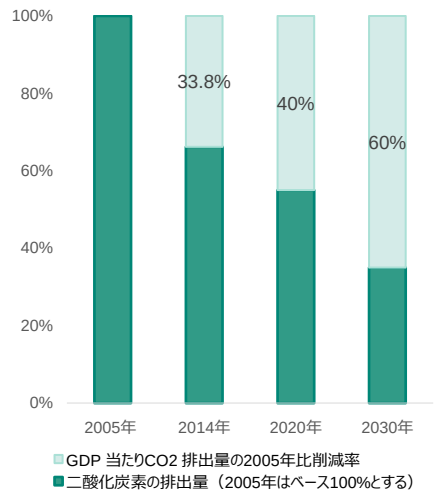
## 2-1.削減目標（2）

一次エネルギー消費における
非化石エネルギーの割合




出所　国家発展改革委員会・中国の自主的削減目標に基づき作成

GDP 当たりCO2 排出量の
2005年比削減率




出所　国家発展改革委員会・中国の自主的削減目標

## 2-2.気候変動に係る政府戦略・計画

**中国の気候変動政策は「5カ年計画」と「行動方案」の形で、目標はさまざまな分野に細分化され、政策目標を確実に実施。**

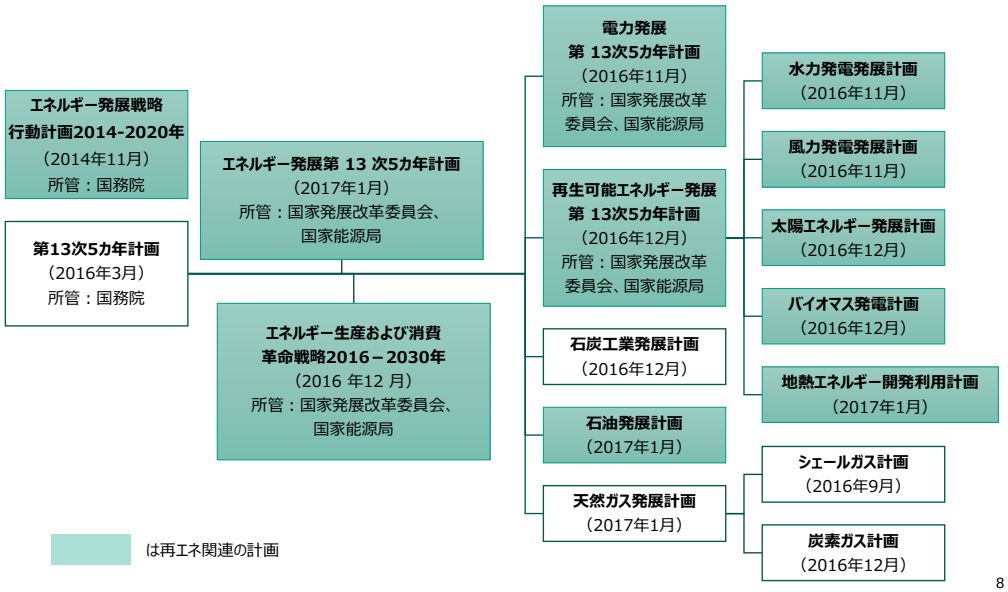
| 項目 | 国家気候変動対応計画（国家発展改革委員会） | 第13次5カ年計画（国務院） | 第13次5カ年温室効果ガス排出抑制行動方案 （国務院） |
|---|---|---|---|
| 計画期間 | 2014—2020年 | 2016-2020年 | 2016-2020年 |
| 設定年 | 2014年 | 2016年3月 | 2016年10月 |
| 削減目標と取組内容 | • GDP当たりのCO2排出量を2005年比40%-45%削減<br>• 一次エネルギー消費総量における非化石エネルギーの割合を15%程度まで増<br>• 森林面積を2005年比で4000万 ha（ヘクタール）、森林蓄積量を13 億m3増<br>• 温室効果ガスの排出量抑制（低炭素・省エネ型発展方式の導入促進等）<br>• 低炭素パイロット事業（低炭素省・都市の形成、低炭素技術・製品の普及、炭素回収・利用・貯留のモデル事業）の実施<br>• 気候変動の影響への適応能力の強化<br>• キャパシティービルディングの強化<br>• 国際交流と協力の深化 | • GDP当たりのCO2削減量を2015年比18%削減（年平均3.6%）<br>• エネルギー消費総量を50億 トン（標準石炭換算）までに、石炭消費量を42億トン前後に抑制<br>• 一次エネルギー消費総量に占める非化石エネルギーの割合を15%まで増<br>• GDP当たりのエネルギー消費量を2015年比で15%（年平均3%）削減<br>• 地方による低炭素発展戦略・政策の制定を奨励<br>• 電力、鉄鋼、建材、化学物質等の主要産業におけるCO2排出削減、産業、エネルギー、建設、輸送等主要セクターにおける低炭素型発展を促進<br>• ゼロエミッション実証プロジェクト、地域低炭素パイロット事業の実施、非CO2 GHG排出量の抑制、国家炭素排出量取引市場の構築等を実施<br>• CO2 以外のGHG排出抑制を強化<br>• 気候変動の影響への適応能力の強化<br>• 国際協力の深化 | • GDP当たりのCO2排出量を2015年比で18%削減<br>• 2020年まで、エネルギー絶対量規制および原単位規制を両輪に、年間エネルギー消費総量を50億トン（標準石炭換算）まで、石炭消費量を42億トンに抑え、その一方で水力や原子力等の非化石エネルギーが全体エネルギー消費に占める割合を15%に拡大<br>• GDP当たりのエネルギー消費量を2015 年比15%削減<br>• メタン（CH4）、一酸化二窒素（N2O）、ハイドロフルオロカーボン類（HFCs）、パーフルオロカーボン類（PFCs）、六フッ化硫黄（SF6）およびその他のCO2以外のGHG排出抑制を強化<br>• 2020までに、一部の重点重工・化学業におけるGHG排出量のピークアウトを実現 |

出所　国気候変動対応計画 https://www.chinaacc.com/upload/html/2014/11/05/hu7f4ae370d1b146db901d2844ab377bee.pdf
第13次5カ家年計画（2016-2020年）http://www.gov.cn/xinwen/2016-03/17/content_5054992.htm
第13次5カ年温室効果ガス排出抑制行動計画2016-2020年 http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/04/content_5128619.htm



## 2-3.エネルギー政策の概要

**主なエネルギー対策内容：エネルギー需要の伸びが鈍化するなか、深刻化する環境汚染に対処し、且つCO2排出量の削減に向けて、エネルギー供給構造の最適化、エネルギー利用効率の向上、クリーンな低炭素社会の建設、安全でクリーンな高効率エネルギーシステムを構築。**






## 2-4.エネルギー発展第13次5か年計画

**中国は2016年にエネルギー発展第13次5か年計画を策定、
計画では石炭消費量の抑制、石炭火力発電のクリーン化と効率化の推進、天然ガスの開発利用と非化石エネルギー利用拡大目標が設定、
エネルギー構造の調整を通じて、脱炭素化が目指された。**

| 項目 | エネルギー発展第 13次5カ年計画 2016年-2020 年 | |
|---|---|---|
| 戦略方針 | エネルギー消費総量 | 2020 年まで国内のエネルギー消費量は50 億トン（標準石炭換算トン）以内、石炭消費総量は41 億トン以内<br>全社会電気使用量は 6.8～7.2 兆 kWhと予測 |
| | エネルギー安全保障 | エネルギー自給率は80%以上<br>エネルギー安全保障、利用効率、クリーン代替レベルを向上 |
| | エネルギー供給能力 | エネルギー供給の安定成長を維持<br>一次エネルギー生産量を約40億トン（標準炭換算）、その内石炭39億トン、原油2億トン、天然ガス2200億㎥、非化石エネルギー7.5億トン（標準炭換算）<br>発電設備容量を20億kW前後 |
| | エネルギー消費構造 | エネルギー消費総量における石炭利用の割合は58%以下、天然ガスは10%<br>非化石エネルギーがエネルギー消費総量に占める割合は15%以上 |
| | エネルギーシステム効率 | GDP単位当たりエネルギー消費の2015年比は15%削減、<br>石炭火力の発電電力量当たり石炭消費量は310g（標準炭換算）/kWh 以下<br>送配電損失率は6.5%以内 |
| | エネルギー利用に伴う環境保護と低炭素化 | GDP単位当たりCO2排出を2015年比で18%下げ<br>石炭火力発電所の汚染物質排出量を低減、改造が可能な石炭火力発電設備は全て超低濃度排出改造を実施 |
| | エネルギー利用サービス | エネルギーの公共サービス水準の向上、最適なエネルギー供給を実現、都市と農村住民一人当たり生活電気利用格差を大幅に縮小 |

出所　国家能源局「エネルギー発展第 13 次5カ年計画」



## 2-5.エネルギー発展第13次5カ年計画

**エネルギー発展第13次5カ年計画目標**

| 種類 | 指標 | 単位 | 2015 年 | 2020 年 | 年平均成長率 | 属性 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| エネルギー総量 | 一次エネルギー生産量 | 億トン（標準炭換算） | 36.2 | 40 | 2.0% | 努力 |
| | 発電設備容量 | 億kW | 15.3 | 20 | 5.5% | 努力 |
| | エネルギー消費総量 | 億トン（標準炭換算） | 43 | ＜50 | ＜3% | 努力 |
| | 石炭消費総量 | 億トン（原炭） | 39.6 | 41 | 0.7% | 努力 |
| | 全社会電気使用量 | 兆kWh | 5.69 | 6.8-7.2 | 3.6-4.8% | 努力 |
| エネルギー安全 | エネルギー自給率 | % | 84% | ＞80% | | 努力 |
| エネルギー構造 | 非化石エネルギー設備容量比率 | % | 35% | 39% | 【4】 | 努力 |
| | 非化石エネルギー発電量比率 | % | 27% | 31% | 【4】 | 努力 |
| | 非化石エネルギー消費比率 | % | 12% | 15% | 【3】 | 必達 |
| | 天然ガス消費比率 | % | 5.9 | 10 | 【4.1】 | 努力 |
| | 石炭消費比率 | % | 64 | 58 | 【-6】 | 必達 |
| | 発電用石炭消費比率 | % | 49 | 55 | 【6】 | 努力 |
| エネルギー効率 | GDP 単位当たりエネルギー消費低下 | % | - | - | 【15】 | 必達 |
| | 石炭火力の発電電力量当たり石炭消費量 | g（標準炭換算）/kWh | 318 | ＜310 | | 必達 |
| | 送配電損失率 | % | 6.64 | ＜6.5 | | 努力 |
| エネルギー環境保護 | GDP 単位当たり二酸 化炭素排出低下 | % | - | - | 【18】 | 必達 |

注　【】内は五年累計値。 出所：国家能源局「エネルギー発展第 13 次5カ年計画」

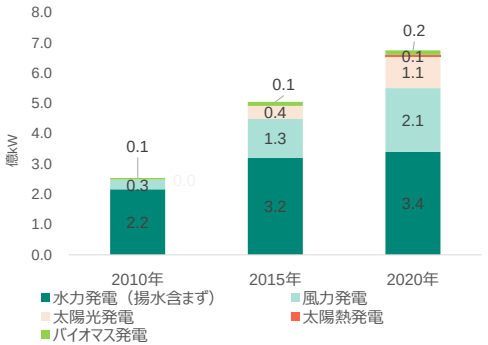
出所　国家能源局「エネルギー発展第 13 次5カ年計画」

## 2-6.再生可能エネルギー発展第13次カ年計画

**2016年12月「再生可能エネルギー発展第13次5カ年計画」を発表、**
**2020 年までに再生可能エネルギーの発電設備容量を6.8 億kW、発電量1.9 兆kWh（発電量全体の27%に相当）目標を設定。**

| 再エネ発電容量　目標構成 |
|---|
| ◆ 水力発電の新規設備容量を1億kW（4000万kW新規稼働、6000万kW新規着工）に増加、大型水力発電を優先<br>◆ 風力設備に新規導入予定設備容量は8000万kW。中部・東部・南部での風力発電を加速、華東・華北・西北での大型風力発電を建設、洋上風力発電を積極的に推進、重要な送電線を補強、蓄電設備の設置等風力発電受け入れの能力を向上、地産地消と「棄風」を改善<br>◆ 分散型太陽光発電を優先、大型太陽光発電所の建設を推進。地産地消、「棄光」を改善 |

発電設備容量ベースの再エネ導入目標




再エネ発電量目標

| 電源種類 | 2020年目標 | |
|---|---|---|
| | 年間発電量 億kWh | 発電シェア |
| 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 | 100.0% |

出所　中国発展改革委員会「再生可能エネルギー第13次5カ年計画」、中国統計公報の公開データに基づき作成



## 3-1.気候変動に係る政府の目標の達成状況

**2020年までに一次エネルギー消費量における非化石エネルギーの割合を15.0%とする目標に対して、2019年実績で15.3%と目標をクリア。**
**2020年までにGDP 当たりCO2 排出量を2005年比で45.0%削減する目標も2019年実績で48.1%削減と目標を前倒しで達成した。**

一次エネルギー消費量における非化石エネルギーの割合




出所 人民日報
http://www.gov.cn:8080/xinwen/2020-09/30/content_5548478.htm

GDP 当たりCO2 排出量の2005年比削減率




出所 人民日報
http://www.gov.cn:8080/xinwen/2020-09/30/content_5548478.htm

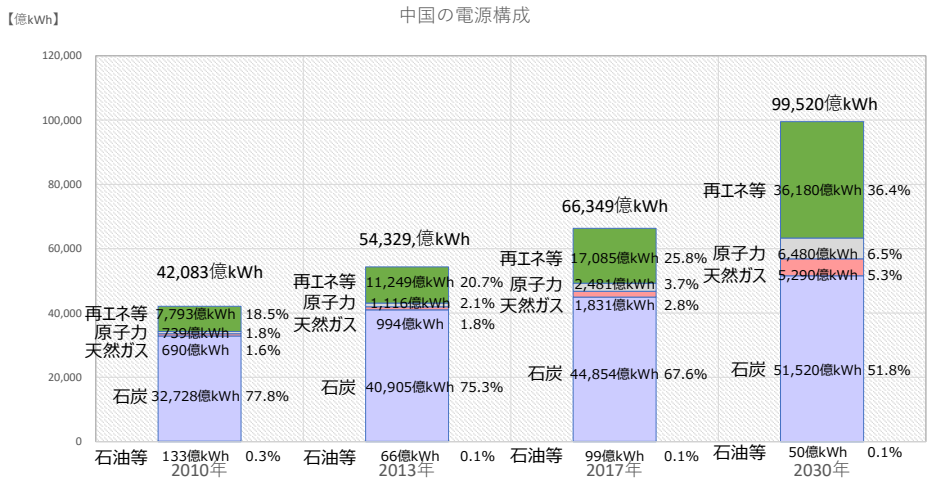


# 3. 進捗　-排出量-

# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2. 電源構成 (1)

2017年の中国の電源構成について、再生可能エネルギーは太陽光、風力、バイオ燃料が増加した影響で、水力と合わせると25.8%となり、2013年から5.1ポイント増加となった。原子力は3.7%で、2013年から1.6ポイント増加した。火力は70.5%で、2013年から6.7ポイント減少した。2013年と比較すると石炭の減少が7.7ポイントと最も大きく、石油は横ばい、天然ガスは1.0ポイント増加した。
2030年には再生可能エネルギーが36.4%、原子力が6.5%まで増加する一方、火力は57.2%まで減少する見通しとなっている。

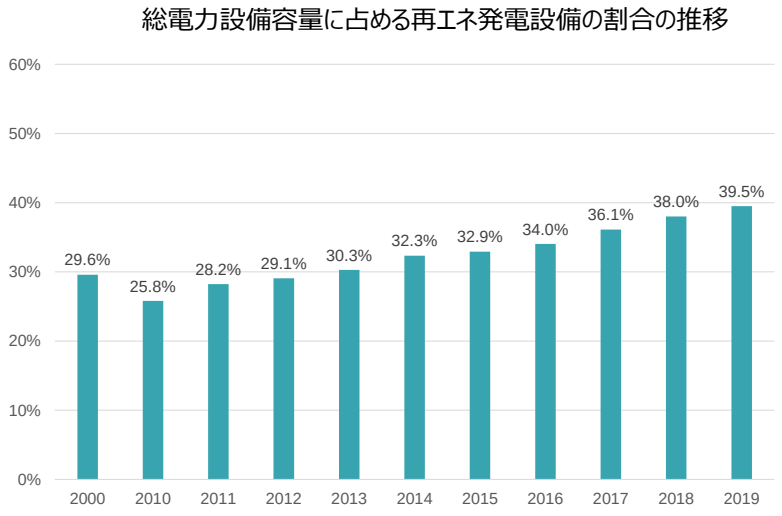



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、「World Energy Outlook 2020」を基に作成



## 3-3. 再エネ電力（1）

2019年末時点で中国の総電力設備容量は20億kWで、うち再生可能エネルギー発電設備容量は約7億9,400万kW、総電力設備容量の39.5%に達した。

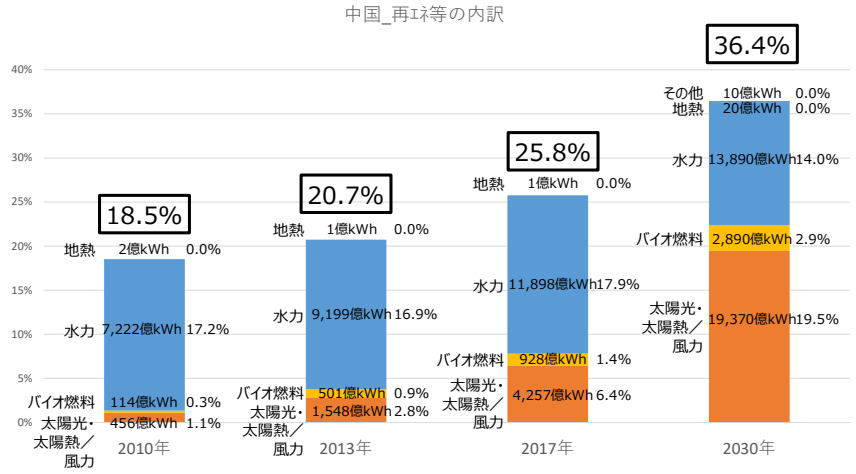



出所 中国統計公報の公開情報に基づき作成



## 3-2. 電源構成 (2)

2017年度の中国における再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光・風力の合計は6.4%となり、2013年から3.6ポイント増加した。
2030年には2017年と比較して太陽光・風力の発電量合計が約4.5倍に増加する見込みである。電源構成に占める太陽光と風力の割合は19.5%まで増加する見込みである。

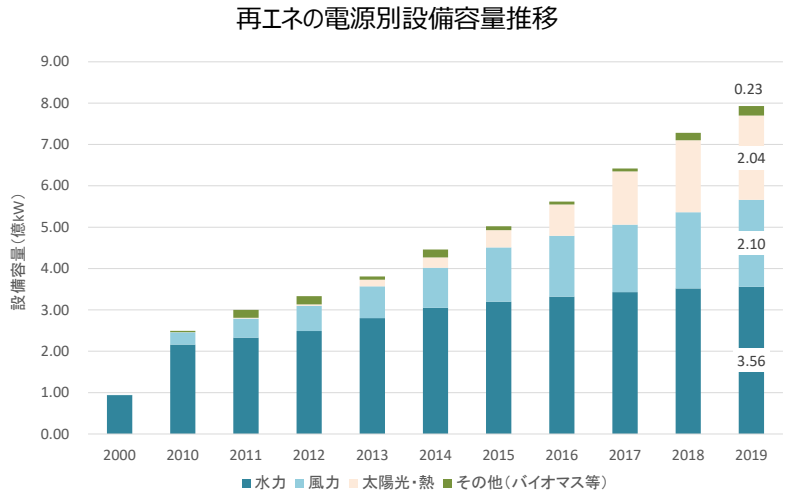



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、「World Energy Outlook 2020」を基に作成



## 3-3. 再エネ電力（2）

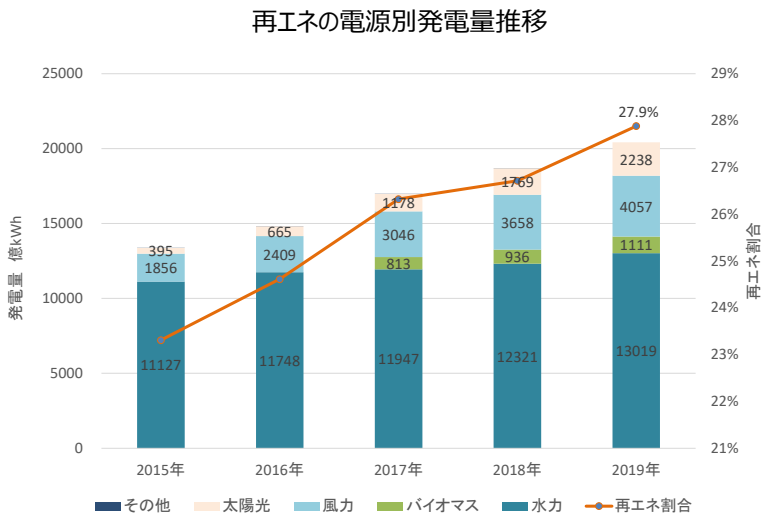
2019年時点の再エネの電源別設備容量は、水力が3億5,640万kW、風力が2億1,005万kW、太陽光（含む太陽熱）が2億468万kW、バイオマスが2,254万kWとなっている。




出所 中国統計公報の公開情報に基づき作成

## 3-3. 再エネ電力（3）

発電総量に占める再生可能エネルギー発電量の割合は2019年に27.9%に達した。2019年の再エネ発電量は水力が1兆3019億kWh、風力が4057億kWh、太陽光が2238億kWh、バイオマスが1111億kWhとなっている。

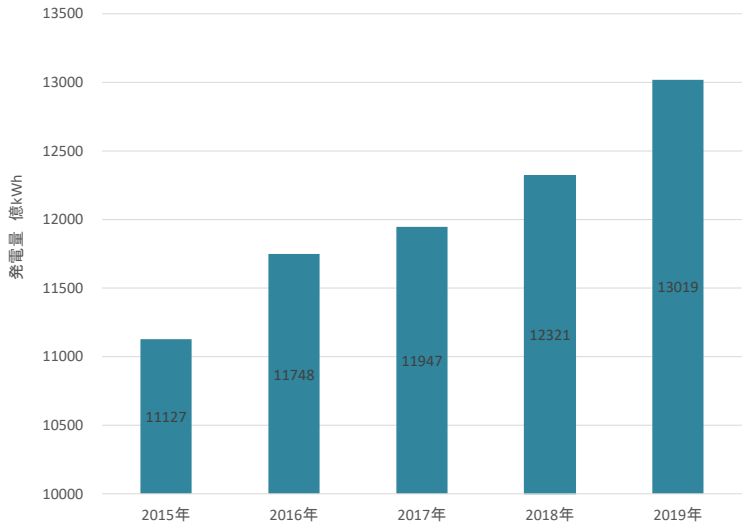



出所　中国電力企業連合会の公開情報に基づき作成



## 3-4. 水力発電

水力発電の発電量推移は以下の通り。

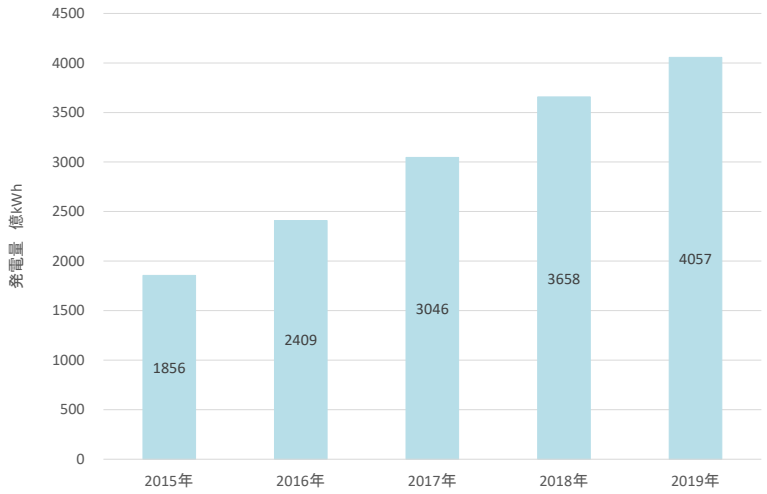



出所　中国電力企業連合会の公開情報に基づき作成



## 3-5. 風力発電

風力の発電量推移は以下の通り。

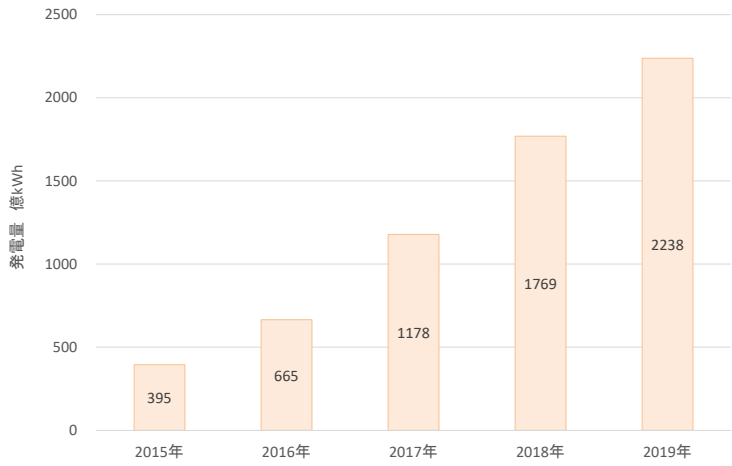



出所　中国電力企業連合会の公開情報に基づき作成



## 3-6. 太陽光発電

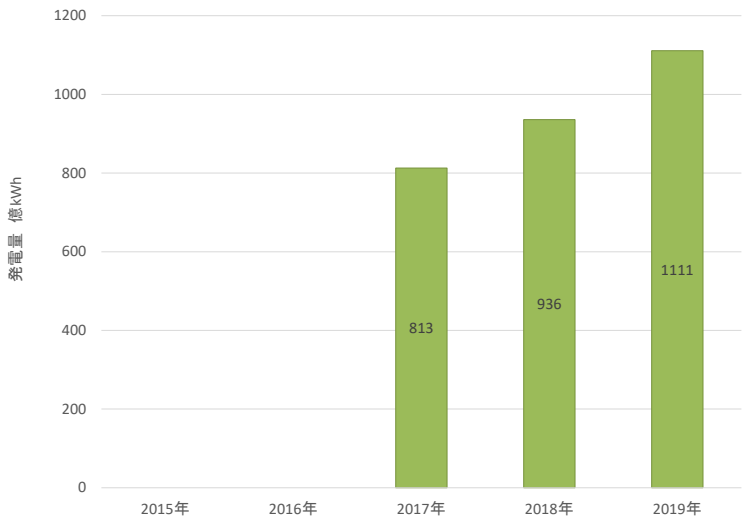
太陽光の発電量推移は以下の通り。




出所　中国電力企業連合会の公開情報に基づき作成

## 3-7. バイオマス発電

バイオマスの発電量推移は以下の通り。




出所　中国電力企業連合会の公開情報に基づき作成



## 4-1.エネルギー政策に係る政府機関

中国のエネルギー政策に係る主な担当機関・研究機関・公営企業は以下の通り。

| | |
|---|---|
| 国務院 | 中国中央政府としての最高レベルの行政機関。 |
| 国家発展改革委員会 | エネルギー政策の企画立案と実施を担当。<br>同省の外部局「国家能源局」が日本の資源エネルギー庁に相当。 |
| 生態環境部 | エネルギー関連の環境政策を監督。 |
| 国家応急管理部 | 「国家応急管理部」及びその下部組織の「国家炭鉱安全監督局」は、石炭の安全生産の政策設定と監督・管理。 |
| 自然資源部 | 石油・天然ガスの探鉱・開発にかかる許認可業務を担当。 |
| 国有資産監督管理委員会 | 国営企業を監督・管理。 |
| 商務部 | 石炭などの鉱物及び原油・石油製品の輸出入の許可、<br>新エネルギー・新エネ自動車普及のための支援政策。 |
| 国家発展改革委員会<br>能源研究所 | 中国のエネルギー問題に関する国立研究機関。 |
| 可再生能源発展センター | 国家発展改革委員会能源研究所<br>再生可能エネルギー発展戦略計画および実証プロジェクトを計画策定、実施、評価 |
| 中国標準化研究院 | 標準化研究に従事する国家レベル社会公益研究機構、<br>省エネ・汚染物質排出削減等の分野における標準化研究及び関連基準の制定・改訂業務を担当、国家市場監督管理総局に属す。 |
| 中国科学院 | 中国におけるハイテク総合研究と自然科学の最高研究機関であり、国務院の直属事業単位である。 |
| 中国工程院 | 中国における技術分野の最高研究機関であり、また国務院の直属事業単位である。 |

出所　中国政府の公開資料http://www.gov.cn/guowuyuan/zuzhi.htmに基づき作成

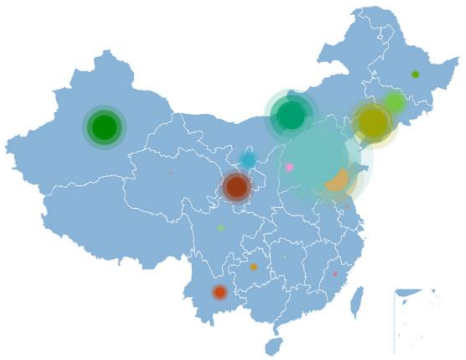


# 4. 政府機関

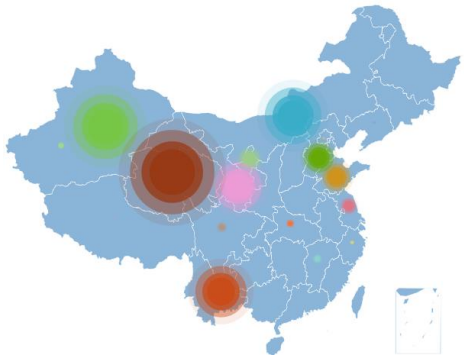
# 5. 再エネ政策

## 5-1. 再エネ証書制度（中国グリーン電力証書）制度

✓ 2017年、中国グリーン電力証書制度がスタート。
一定の条件に該当する太陽光と風力発電企業に対して、1MWhの再生可能エネルギー発電量につき1枚の「グリーン電力証書」が発行
✓ 2020年10月までに発行されたグリーン電力証書は合計2,750万件に達した。うち風力発電が2,366万、太陽光発電が384万件で、全体の発行数の86%は風力発電、うち取引された証書は約3.9万件（風力3.9万件、太陽光160件）



風力発電グリーン電力書証発行主な区域



太陽光発電グリーン電力書証主な発行区域

出所 グリーン電力証書取引システム http://www.greenenergy.org.cn/公開データより作成



## 5-2.再エネ電力導入量割当保障措置

2019年5月、再生可能エネルギー電力導入量割当保障措置に関する政府通知が公布され、全国の各省ごとに再エネ電力利用の割当量が公表

| | |
|---|---|
| 目標範囲 | 2019年：<br>必達目標　3%～80%<br>努力目標　11%～88<br>2020年：<br>必達目標　10%～80%<br>努力目標　11%～88%<br>※水力発電を含まない |
| 主な実施主体 | • 電網企業<br>• 発電企業<br>• 大口需要家及び自家発電を保有する企業 |
| 達成方法 | • 電網企業や発電企業から再エネ電力を購入<br>• 再エネ設備に自ら投資<br>• 市場でグリーン電力証書を購入<br>• 目標を超過達成の主体より購入。 |
| 管理措置 | 実施主体が目標達成できない場合、省能源部門等より期限制限の改善を促す。改善できない場合、規制に従って信用不良者のリストに登録、政府・銀行などの共同罰則対象に納入。<br>省レベルの行政区域の目標達成について、国務院エネルギー部門より監督管理、評価する。評価情報の公開より、業務の改善を促す。 |

出所　国家発展改革委員会通知 再生可能エネルギー電力導入量割当保障措置制度 http://www.gov.cn/xinwen/2019-05/16/content_5392082.htm に基づき作成



## （参考）エネルギー発展第13次5か年計画

エネルギー発展第13次5か年計画主な取り組み内容

| | |
|---|---|
| 石炭採掘 | • 新規の炭鉱プロジェクトや増産につながる技術改良プロジェクト等については管理・審査を強化<br>• 市場化手段や安全、環境保護、技術、品質といった標準を運用し、立ち遅れた生産能力や産業政策に適合しない生産能力の閉鎖を加速<br>• M&Aを推進し、石炭、電力、化学等の「上流産業」と「下流産業」の一体化経営を奨励 |
| 石炭火力発電 | • 石炭火力発電のクリーン化、効率化を推進、立ち遅れた生産能力の閉鎖を加速し、2020年の石炭火力発電の設備容量を11億kW内に抑制<br>• 石炭火力発電の利用時間のモニタリング・審査を強化し、石炭火力発電所の建設リスクの早期警告メカニズム※を確立する<br>※「石炭火力発電所の建設にかかる経済性」、「石炭火力発電所の余剰度」、「資源逼迫性」の3つ指標で全国各省をリスク等級別に分類し、発電所新設の承認や着工を事前に制限する仕組み |
| 水力発電 | • 生態系の保護を優先するとともに、国全体の水力発電を総合に計画し、段階的に開発する<br>• 大型水力発電基地の建設を秩序をもって進め、中小規模の水力発電所の開発は規制を強化<br>• 2020年の在来型水力発電規模は3億4000万kWとし、「第13次5か年」計画期間中の新規着工規模は6000万kW以上 |
| 原子力 | • 内陸部での原子力発電所建設のための立地サイト確保の作業を強化<br>• 原子力発電重大科学技術特別プロジェクトを実施し、国産原子炉「CAP1400」と高温ガス炉（HTGR）実証炉プロジェクトを完了<br>• 中国の独自イノベーション実証プロジェクトとして「インテリジェント小型炉」や商業用高速炉、60万kW級のHTGRの建設をスタートさせ原子力の総合利用を図る<br>• 商業用の大型核燃料再処理プラントの建設を実施 |
| 風力発電 | • 中東部地区と南方地区の風力資源開発を拡大し、分散式風力発電所を優先的に開発。<br>• 洋上風力発電所を積極的に開発<br>• 2020年の風力発電規模を2億1000万kW以上、風力発電と石炭火力発電の送電価格（卸売価格）を基本的に同等にする |



## （参考）エネルギー発展第13次5か年計画（続き）

エネルギー発展第13次5か年計画主な取り組み内容

| | |
|---|---|
| 太陽エネルギー | • 技術進歩やコスト削減、市場拡大の方針を堅持し、太陽エネルギー開発の配置を最適化するとともに分散型太陽光発電の開発を優先<br>• 太陽光・太陽熱発電の大規模化と産業化発展を積極的に推進<br>• 2020年時点で太陽エネルギーを利用する発電規模を1億1000万kW以上にする。うち分散型太陽光発電は6000万kW、太陽光発電所は4500万kW、太陽熱発電所は500万kW |
| バイオマス<br>その他 | • バイオマス液体燃料や気体燃料、固体成形燃料を積極的に開発<br>• メタンガス発電やバイオマスガス化発電を推進し、ゴミ発電を合理的に配置する。地熱エネルギーや海洋エネルギーの開発利用を加速<br>• 2020年時点のバイオマス発電設備容量を1500万kW程度に拡大し、地熱エネルギーの利用規模を標準炭換算で7000万トン以上 |
| 石油 | • 国内の探査・開発を強化し、石油の資源量増加と着実な生産を促進<br>• 東部石油基地の生産量抑制を継続する一方、西部オルドス、タリム、ジュンガルの3大石油生産基地の資源量増加と着実な生産を実現<br>• 海上石油基地の開発を強化し、深海部での石油探査・開発を着実に推進する<br>• 低品位資源及びシェール油、オイルサンド等の非在来型資源の探査・開発・総合利用を支持<br>• 2020年までに石油の新規資源確認量を50億トン、年産量を2億トン程度 |
| 天然ガス | • オルドス、四川、タリム地区での増産を継続し、海上ガス田の探査・開発を拡大するとともに、南部海域でのシェールガスの探査・開発を強化<br>• また、重慶、四川、雲南、陝西等の国家級シェールガス実証区の建設を推進<br>• オルドス盆地等の炭層ガス産業化基地を建設<br>• 2020年の在来型天然ガス生産量を1700億$m^3$、シェールガス生産量を300億$m^3$、炭層ガス利用量を160億$m^3$ |

出所　国家能源局「エネルギー発展第 13 次5か年計画」

## 5-3.再エネ（電気）促進に向けた個別施策

**再エネ発電の促進（電力発展第13次5カ年計画2016-2020年）**

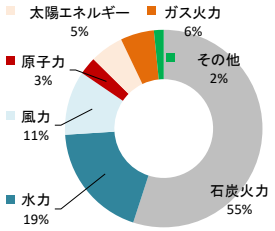
・ エネルギー構造について、非化石エネルギーの使用比率を15%。
・ 石炭火力の発電設備容量は11億kW以内に抑制し、総発電設備容量に占める割合を約55%に低減。温暖化ガス排出削減のため、老朽化した石炭火力発電所を発電設備容量ベースで2億kW以上を廃止し、新設する石炭火力発電所の平均石炭消費量を300g標準炭/kWh未満、既設設備は改造後の平均石炭消費量を310g標準炭/kWh未満に要求。

**電力発展第13次5カ年計画目標の達成状況**

| | 指標 | 単位 | 2015年 | 2020年 目標 | 2020年 年率% | 2019年 実績 | 2020年 予測 | 達成状況 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 電力構成 | 電力発電設備容量総量 | 億kW | | 20 | | 20.1 | 21.5 | 前倒し達成 |
| | 発電設備容量に占める非化石エネルギーの割 | % | 35 | 39 | [4] | 41.9 | 43.4 | 前倒し達成 |
| | 水力発電設備容量（陽水発電除く） | 億kW | 2.97 | 3.4 | 2.8 | 3.3 | 3.4 | 達成 |
| | 揚水発電設備容量 | 万kW | 2303 | 4000 | 11.7 | 3029 | 3182 | 未達成 |
| | 原子力発電設備容量 | 億kW | 0.27 | 0.58 | 16.5 | 0.49 | 0.51 | 未達成 |
| | 風力発電設備容量 | 億kW | 1.31 | 2.1 | 9.9 | 2.1 | 2.5 | 前倒し達成 |
| | 太陽エネルギー発電設備容量 | 億kW | 0.42 | 1.1 | 21.2 | 2.0 | 2.4 | 前倒し達成 |
| | バイオマス発電設備容量 | 万kW | 1030 | 1500 | | 2254 | 2754 | 前倒し達成 |
| | ガス火力の設備容量 | 億kW | 0.66 | 1.1 | 10.8 | 0.90 | 0.98 | 未達成 |
| | 石炭火力の設備容量 | 億kW | 9 | <11 | 4.1 | 10.4 | 10.9 | 達成 |
| | 発電設備容量に占める石炭火力の割 | % | 59 | 55 | [−4] | 51.8 | 50.7 | 前倒し達成 |

注：［ ］は5年間累計値

**設備容量の電源別割合2020年目標**






## 5-3.再エネ（電気）促進に向けた個別施策

**風力発電（風力発展 13 次5カ年計画）**

**□ 目標**
・ 2020年までに系統連系の設備容量2.1億kW以上。
・ 2020年までに棄風問題を有効に解決。
・ 開発と技術の進歩を促進。風力電力価格の引き下げ、風力産業の市場競争力を高める。
3-5軒の設備製造企業は国際先進水準に達し、市場シェアが大幅に向上。

**□ 主な施策**
・ 中国の中部・東部・南部での風力発電の加速、集中と分散の同時実施。
・ 華東・華北・西北での大型風力発電の秩序ある建設。棄風問題を有効に解決、地域を跨る送電と電力利用の促進
・ 洋上風力発電の積極的な推進
・ 風力発電受け入れ能力の拡大
重要な送電線の補強、蓄電設備の設置
デマンドレスポンスや風力発電出力の予測精度向上
・ 風力発電と石炭火力発電の卸売価格を概ね同等なものにする。

**□ 投資状況**
・ 新規投資　風力発電7000億元

**□ 環境改善・社会経済効果**
・ CO2の排出削減量は約 3.8億トン、SO2の排出削減量は130 万トン、NOx の排出削減量は 110 万トン。
・ 2016-20 年までに新規雇用30万人を創出。

| 項目 | 指標 | 単位 | 2015年 | 2020年 |
|---|---|---|---|---|
| 発電設備容量 | 陸上風力発電 | 億kW | - | 1.6 |
| | 海上風力発電 | 万kW | - | 500 |
| | 合計　風力エネルギー発電 | 億kW | 1.29 | 2.1 |
| 発電量 | 総発電量 | 億kWh | 1863 | 4200 |

再エネ電力



## 5-3.再エネ（電気）促進に向けた個別施策

**水力発電（水力発電発展 13 次5カ年計画）**

**目標**
・ 2020年までに水力発電設備容量3.8億kW以上。
・ 水力発電の調節能力や水力発電外部輸送ルートを強化、2020年まで西地域から東地域まで水力発電規模１億kW。

**主な施策**
・ 大型水力発電の建設を秩序的に推進
6000万kWを新規着工、約4000万kWが新規稼働
・ 中・小型水力発電開発の抑制
四川省・雲南省は未利用ロス電力が多く、開発を停止。
（貧困対策としての中小水力発電の導入を除く）
・ 揚水発電所の規模と配置を合理的に計画、加速
6000万kW分の揚水発電設備を新たに着工
原子力・風力・太陽光との一体的な建設・運営を検討
・ 水力発電の受け入れ能力は拡大

**投資状況**
・ 新規投資　5000億元

**環境改善・社会経済効果**
・ CO2の排出削減量は約35億トン、SO2の排出削減量は1250万トン、NOx の排出削減量は1300万トン。
・ 水力発電建設はセメント、鋼材消費を牽引、雇用の創出を促進。

| 項目 | 指標 | 単位 | 2015年 | 2020年 |
|---|---|---|---|---|
| 発電設備容量 | 一般水力発電 | 億kW | 2.97 | 3.40 |
| | 1.大型と中型水力発電 | 億kW | 2.21 | 2.60 |
| | 2.小型水力発電 | 万kW | 7500 | 8000 |
| | 揚水発電 | 万kW | 2303 | 4000 |
| | 合計　水力発電 | 億kW | 3.20 | 3.80 |
| 発電量 | 総発電量 | 億kWh | 11000 | 12500 |

再エネ電力



## 5-3.再エネ（電気・熱）促進に向けた個別施策

**太陽エネルギー（太陽エネルギー発展13次5カ年計画）**

**□ 目標**
・ 2020年までに太陽光発電設備容量1.1億kW。太陽光エネルギー利用量は1.4億tce（標準炭換算）以上。
・ 2020年までに太陽光発電のコスト（買取価格）を2015年比50%以上引き下げる。太陽熱発電のコスト（買取価格）は0.8元/ kWh以下、太陽熱による暖房供給が市場競争力を備えるよう育成。
・ 高度な多結晶シリコーン電池モジュールの転換率を23%以上に引き上げ、太陽熱発電の効率を向上させる。

**□ 主な施策**
・ 分散型太陽光発電の推進
・ 大型太陽光発電所の建設の推進
・ トップランナー計画の実施により太陽光発電関連技術の向上
・ 貧困対策としての太陽光発電システムの導入
・ 太陽熱発電の産業化の推進
・ 太陽熱による暖房供給の推進。
2020までに200か所以上の熱供給ステーションを建設、合計400万m2以上の面積に熱供給を行う。
農村地域に太陽エネルギー給湯器、暖房供給モデル事業を300万戸以上実施。

**□ 投資状況**
・ 新規投資　太陽光発電1兆元

**□ 環境改善・社会経済効果**
・ CO2の排出削減量は約3.7億トン以上、SO2の排出削減量は 120 万トン、NOx の排出削減量は90万トン、煤塵の排出削減量は 110 万トン。
・ 2016-20 年までに太陽光発電産業は年平均 1,200 億元、太陽熱利用産業は年平均生産額1,000 億元。
・ 推計700万人の雇用を創出。

| 項目 | 指標 | 単位 | 2015年 | 2020年 |
|---|---|---|---|---|
| 発電設備容量 | 太陽光発電 | 万kW | 4318 | 10500 |
| | 太陽熱発電 | 万kW | 1.39 | 500 |
| | 合計　太陽エネルギー発電 | 億kW | 0.43 | 1.1 |
| 発電量 | 総発電量 | 億kWh | 396 | 1500 |
| 熱利用 | 太陽熱利用の熱供給面積 | 億m2 | 4.42 | 8 |

再エネ電力

## 5-3.再エネ（電気・熱・燃料）促進に向けた個別施策

**バイオマスエネルギー（バイオマスエネルギー発展13次5カ年計画）**

**□ 目標**
- 2020年までにバイオマス発電設備容量0.15億kW前後、バイオ天然ガス利用量80億m3、バイオマス成形燃料3000万トン、バイオマス液体燃料600万トン。バイオマスエネルギー年間利用量約5800万tce。

**□ 主な施策**
- バイオ天然ガスのモデル事業と産業化
- バイオマスエネルギーの熱供給の推進
  大型バイオマス成型燃料熱供給事業を加速、商業施設と住宅への利用を推進。
- バイオマス発電の推進
  都市生活廃棄物による発電設備は750万kW、直接燃焼式バイオマス発電は700万kW、メタンガス発電は50万kW、発電設備は1500万kW、発電量は900万kWh
- バイオマス液体燃料のモデル事業と推進を加速

**□ 投資状況**
- 新規投資1960億元
  （うちバイオマス発電400億元、バイオ天然ガス1200億元、バイオマス成形燃料熱供給180億元、バイオマス液体燃料180億元）

**□ 環境改善・社会経済効果**
- CO2の排出削減量は約1.5億トン、SO2の排出削減量は140万トン、NOxの排出削減量は44万トン、粉塵の排出削減量は5200万トン。
- 2016-20 年までにバイオマスエネルギー産業は年平均生産額1,200 億元。
- 推計400万人の雇用を創出。

| 項目 | 単位 | 2015年 | 2020年 |
|---|---|---|---|
| 1.バイオマス発電 | （万kW） | 1030 | 1500 |
| 2.バイオマス天然ガス | 億m3 | - | 80<br>年間生産量 |
| 3.バイオマス成形燃料 | 万トン | 800 | 3000 |
| 4.バイオマス液体燃料 | 万トン | 290 | 600 |
| バイオマス燃料 | 万トン | 210 | 400 |
| バイオマスディーゼル | 万トン | 80 | 200 |

再エネ電力



## 5-4.省エネ促進に向けた個別施策

**省エネの促進（十三次五か年省エネ・排出削減総合工作方案）**

**□ 目標**
- 2020年までに国内総生産万元GDP当たりエネルギー消費を2015年より15%削減、エネルギー消費総量を標準炭換算50億t以内に抑制。
- 全国の化学的酸素要求量(COD) 2,001万t、アンモニア性窒素207万t、二酸化硫黄1,580万t、窒素酸化物の排出総量1,574万t以内に抑制、それぞれ2015年に比べ10%、10%、15%、15%削減。揮発性有機物排出総量を2015年に比べ10%以上削減

**□ 主な取り組み内容**

①産業とエネルギーの構造の最適化調整、伝統産業の転換促進、新興産業の発展を加速し、石炭消費の比率を引き下げる
②重点分野の省エネの強化、工業、建設、交通、商業・貿易、農村、公共機関、重点エネルギー利用機関のエネルギー効率水準の向上。
③行政区域別の総量抑制指標の配分と汚染物質排出許可制を実施、重点流域と工農業、生活、移動汚染源の汚染物質排出を抑制。
④産業パーク循環化改造の推進、都市廃棄物処理と大口固体廃棄物総合利用の強化。
⑤省エネ、主要大気・汚染物質排出削減、循環型経済の重点プロジェクトの実施。
⑥省エネ・排出削減に対する技術サポート・サービス体系づくりの強化。
⑦省エネ・排出削減を支える価格・料金、財政・租税インセンティブ、グリーンファイナンスなどの政策の整備。
⑧省エネ・排出削減の市場化メカニズムの確立と整備。
ESCOエネルギー管理、グリーン表示認証、環境汚染の第三者による是正、電力需要側の管理促進。
⑨省エネ・排出削減目標の責任制、評価・審査の強化。
⑩省エネ・環境保護の法律、法規、基準の整備、監督・検査の厳格、管理サービスレベルの向上。
⑪省エネ・排出削減に社会全体を動員し、グリーン消費の推進、社会から監督強化



## 5-3.再エネ（電気・熱）促進に向けた個別施策

**地熱エネルギー（地熱エネルギー発展13次5カ年計画）**

**□ 目標**
- 2020年まで地熱エネルギー開発・利用の加速、地熱エネルギーによる冷暖房供給面積16億m²、地熱発電設備容量約530MW。

**□ 主な施策**
- 2020年までに地熱エネルギーの年間利用規模は標準炭換算で7,000万トン以上、地熱エネルギー暖房利用量4,000万トンに達す
- 水熱型及び浅層地熱エネルギー暖房（冷房）供給事業の推進
- 中高温地熱発電、中低温地熱及び乾熱岩発電等の重大プロジェクトの推進
- 地熱エネルギー資源の埋蔵量調査・評価の実施
- 地域特徴に応じた地熱エネルギーによる冷暖房供給モデルの実施
- 地熱エネルギー資源の開発利用管理制度と支援政策の整備
- 地熱エネルギー開発利用のキー技術の強化
- 地熱エネルギー開発利用設備製造、事業の建設基準と監督管理体制の構築
- 熱・電気・冷却・天然ガスと組み合わせる総合的開発・利用の加速

**□ 投資状況**
- 投資促進約2600億元

**□ 環境改善・社会経済効果**
- CO2 削減量は約 1.7億トン以上
- 再エネ投資の促進、雇用の創出

| 項目 | 単位 | 2015年 | 2020年 |
|---|---|---|---|
| 浅層地熱エネルギー冷暖房供給面積 | 億m2 | 3.9 | 11.2 |
| 水熱型地熱エネルギー暖房供給面積 | 億m2 | 1.0 | 5.0 |
| 発電設備容量 | MW | 27 | 527 |

再エネ電力

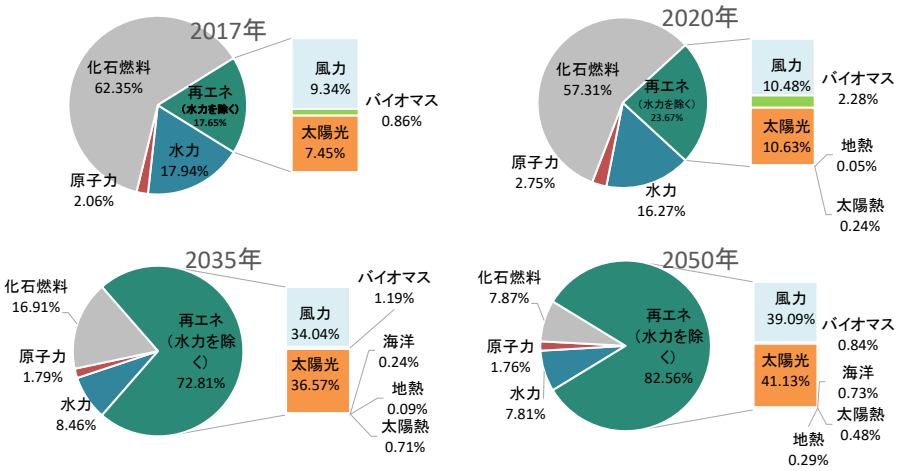


# 6. 再エネポテンシャル

## 6-1. 再エネポテンシャル

- 国家再生可能エネルギーセンターは「中国再生可能エネルギー展望2018」報告書の中で気温上昇2℃目標シナリオに基づく2050年までの中長期予測を示しており、2017年に発電設備容量ベースで3億kW、全体の18%を水力を除く再生可能エネルギー発電が占め、2035年に39億kW、2050年に56億kWに拡大し、それぞれ全体の73%、83%に達すると予測している。
- 電源別に見ると、2035年には風力18億kW、太陽19億kW、水力5億kW、原子力1億kWに達すると予測。

2050年までの電源別の発電設備容量割合の予測




出所　国家再生可能エネルギーセンター，「中国再生エネルギー展望2018年」に基づき作成

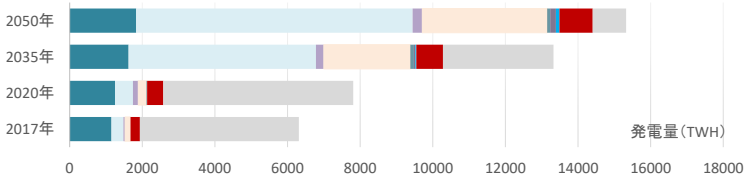


# 7. 再エネコスト

## 6-2. 再エネポテンシャル

「中国再生可能エネルギー展望2018」は、2050年までの中国の発電量と再エネの占める割合のポテンシャルの予測を示している。それによると、再生可能エネルギー発電量（水力を含む）は2035年に総発電量の71.6%（9545TWH）、2050年に同88.0%（13488TWH）に達するとみている。

**2050年までの総発電量に占める再エネポテンシャルの予測**




| | 2017年 | 2020年 | 2035年 | 2050年 |
|---|---|---|---|---|
| 水力 | 1153 | 1249 | 1622 | 1831 |
| 風力 | 328 | 496 | 5159 | 7612 |
| バイオマス | 44 | 146 | 221 | 268 |
| 太陽光 | 151 | 227 | 2380 | 3439 |
| 太陽熱 | 0 | 14 | 100 | 86 |
| 地熱 | 0 | 4 | 38 | 153 |
| 海洋 | 0 | 0 | 26 | 100 |
| 原子力 | 257 | 442 | 735 | 915 |
| 化石燃料 | 4381 | 5231 | 3044 | 920 |
| 再生エネ | 1676 | 2186 | 9545 | 13488 |
| 全体に占める割合 | 26.5% | 27.8% | 71.6% | 88.0% |

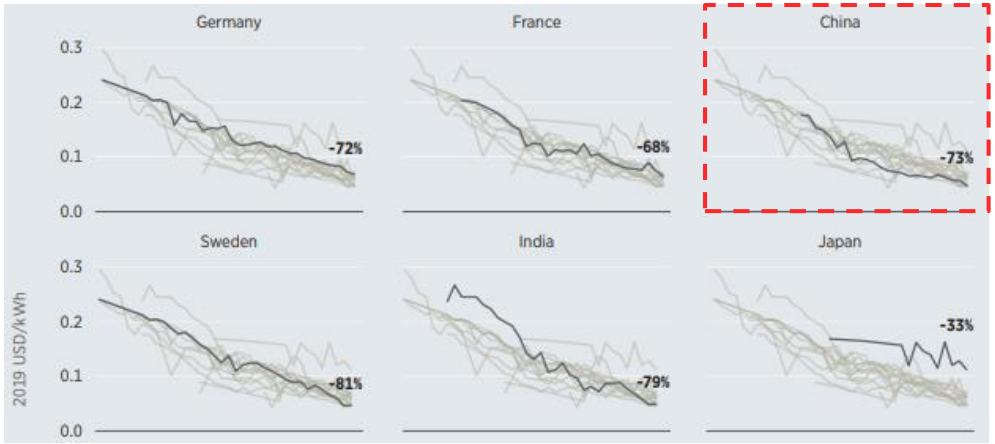
出所　国家再生可能エネルギーセンター，「中国再生エネルギー展望2018年」に基づき作成



## 7-1. 再エネ発電コスト

中国の再エネ発電コストの動向（風力）

系統連系された陸上風力発電プロジェクトの加重平均発電コスト,1984–2019

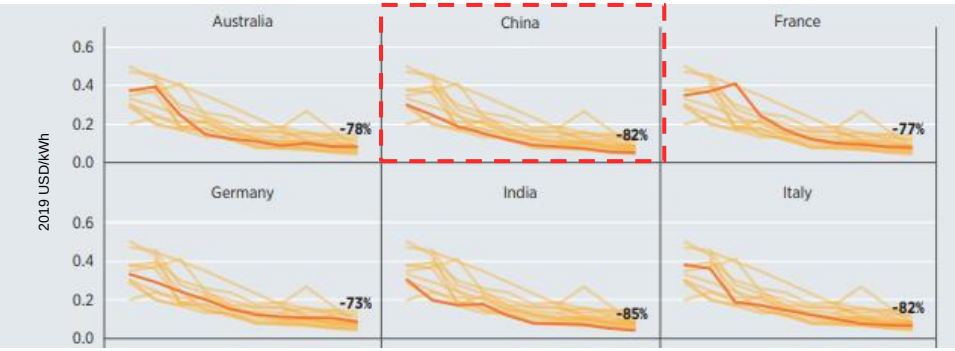



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 58ページを基に作成

## 7-2. 再エネ発電コスト

**中国の再エネ発電コストの動向（太陽光）**

各国のMW級（Utility-scale）太陽光発電の加重平均発電コスト, 2010-2019




中国の住民用及び商業用太陽光発電の平均発電コスト, 2010-2019 (USD/kWh)

| 項目 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 住宅部門 | | | 0.162 | 0.144 | 0.139 | 0.107 | 0.103 | 0.096 | 0.079 | 0.067 |
| 業務部門 | | 0.180 | 0.147 | 0.129 | 0.107 | 0.094 | 0.089 | 0.086 | 0.072 | 0.064 |

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72-73ページを基に作成



# 8. 電力系統

## 7-3. 再エネ発電コスト　その他

再生可能エネルギーの価格について、第13次5カ年計画には下記の目標が設定された。
- 風力発電の電力価格を石炭火力発電と競争可能な水準にする。
- 太陽光発電の電力価格を一般電力の販売価格に相当する水準にする。

関連政策
- 国家発展改革委員会は、国家能源局と連名で「風力発電、太陽光発電の補助金を利用しないグリッドパリティに関する行動の促進に関する通知」を2019年1月9日に公布し、補助金を受けない風力発電、太陽光発電プロジェクトの開発を奨励することを表明。

- 同通知の中で「14次5カ年計画」（2021～2025年）の初期段階に中国では、風力発電と太陽光発電は徐々にかつ全面的に石炭火力発電並みに発電単価が低下するとの見通しが示されている。日射条件などが良好で、建設コストが低く、投資や市場環境が良好な地域では、すでに石炭火力発電に対するグリッドパリティの実現条件を備えていることが背景にある。中国では2021年頃には、再エネ電力価格が火力発電価格並に低下する可能性がある。

関連予測

| | |
|---|---|
| 風力発電のコスト | 2019年に風力発電設備の入札価格は約453 USD（3,000元）に低下 、<br>2025年までにkWhあたり 0.035-0.045 USD（0.23-0.30元）に低下すると予測される。 |
| 太陽光発電コスト | 2025年までに太陽光発電のコストはkWhあたり 0.035～0.039 USD（0.23～0.26元）に低下と予測される。 |

（参考文献：中国電力網　十四次五か年計画における新エネルギー発展傾向と思考）



## 8-1. 電力系統に係る課題と対応状況

**再生可能エネルギーの急速な増加に伴い、発電出力の急変動による系統の不安定化、風力発電所から需要地までの送電能力の不足などの理由により発電された再エネ電力が利用されない状況が発生し問題となった。これらの機会損失は「棄風」、「棄光」、「棄水」とよばれる。再エネ利用拡大の課題を解決するため、国家能源局が中心となり省別の再エネ消費の割り当てを行い、送電網の整備や電力の地産地消の取り組みを進め、2019年には大幅な改善がみられている。**

| | |
|---|---|
| 2015年 | 「棄風」率が15%、「棄光」率が11%に達し大きな問題として注目される |
| 2016年 | |
| 2017年 | **2017年2月　再生可能エネルギー発展13次5カ年計画**<br>**2017年7月　再生可能エネルギー発展13次5カ年計画の実施に関する指導意見**<br>棄風、棄光が大きな地域（省）での新規大規模風力・太陽光発電設備の設置の制限、省ごとの風力・太陽光発電などの導入目標の設定とそれによる沿海部への設置の誘導 |
| 2018年 | **2018年10月　クリーンエネルギー消化行動計画（2018—2020年）**<br>2020年時点の棄風率5%以下、棄光率5%以下との目標を設定・風力・太陽光などの優先消化<br>送電網の整備・省間の長距離送電の30%を再エネ（2020年）。（風力・太陽光などが集積する新疆や内モンゴルなどから大消費地である沿海部に向けて直流高圧送電などによる送電網を大量に建設、再エネと火力が一体で電力市場に参入） |
| 2019年 | **2019年5月　再生可能エネルギー電力受入保障体制構築の通知**<br>全電力消費のうちの再エネ消費割合を省ごとに設定。<br>達成できない場合には、他省の超過達成分を取得。 |
| 2020年 | |

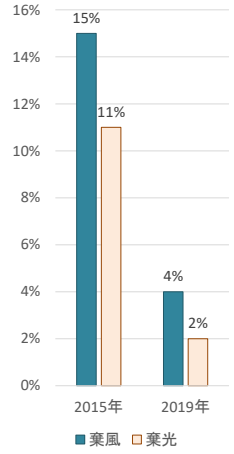



図　棄風・棄光の変化

# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# 韓国

## 1-1.韓国の温暖化対策の特徴

気候変動に関する2020年以降の新たな国際的枠組み(パリ協定)に対応するため、2016年に「気候変動対応基本計画」及び「2030国家温室効果ガス削減ロードマップ」を策定した。2008年からは再生エネルギー中心のエネルギー転換政策を推進しており、再生エネルギー3020履行計画を基に、再エネ普及（発電量比2030年20%）を中心に温暖化対策を講じている。

### 第２次エネルギー基本計画

**再生エネルギー3020履行計画（2017年発表）**

火力・原発は削減、再エネ・LNGは拡大
目標：再エネ発電量比2030年20%、目標：再エネ発電容量2030年63.8GW
→再エネ容量の内、太陽光57%、風力28%

**第8次電力需給基本計画（2017-2031）**

再エネ3020同様、火力・原発は削減、再エネ・LNGは拡大
経済成長の鈍化を踏まえ、前回計画より電力需要を下方修正。
2030年時点の電力需要100.5GWと予測。

### 第３次エネルギー基本計画（2019年４月発表）

- 再エネ3020の再エネ発電比目標（2030年20%）を修正し、2040年に30～35%に。
- 原子力発電について新設せず、また老朽化原発の寿命延命はしないと明記。
- 産業・輸送などの部門別需要管理を強化、エネルギー価格体系を合理化し、2040年のエネルギー消費効率を38%改善(2017年比)、需要を18.6%削減(2040年BAU比)
- 再生エネルギー、水素、エネルギー効率連携産業など、未来のエネルギー産業を積極的に育成
- エネルギー転換を促進するために、電力・ガス・熱分野の市場制度を改善

出所 各種資料を基に作成



# 1. 概況

## 1-2.韓国の温暖化対策のビジョン及び課題

韓国政府の気候変動に関する基本方針である「第2次気候変動対応基本計画」において、低炭素社会への転換を進めつつ気候変動への適応と対応力基盤の強化を図るための重点推進課題が示されている。

### 第2次気候変動対応基本計画（2019年10月）

| | | | |
|---|---|---|---|
| ビジョン | 持続可能な低炭素グリーン社会の実現 | | |
| 目標 | 温室効果ガス排出 | 709.1百万トン(2017) ⇨ | 536百万トン(2030) |
| | 適応力の向上 | 気候変動適応の主流化で２℃上昇に備える | |
| | 基盤造成 | パリ協定履行のための全部門の能力強化 | |

| 核心戦略 | 重点推進課題 |
|---|---|
| 低炭素社会への転換 | 1. 国の温室効果ガスの削減目標を達成するための8部門の対策の推進<br>2. 国家目標に対応した排出許容総量の割当及び企業の責任を強化<br>3. 迅速かつ透明な政府部門横断の履行点検・評価システムの構築 |
| 気候変動適応<br>システムの構築 | 1. 5部門（国土・水・生態系・農水産・健康）の気候変動適応の向上<br>2. 気候変動の監視・予測の高度化及び適応評価を強化<br>3. 全部門の主体の気候変動適応主流化を実現 |
| 気候変動への対応<br>基盤強化 | 1. 気候変動への対応、新技術、新市場の育成による未来の市場創出<br>2. Post2020国際交渉の対応及び国際協力の強化<br>3. 全国民の気候変動に対する認識向上及び低炭素生活文化の普及<br>4. 制度・組織・ガバナンスなど、気候変動への対応インフラの構築 |

出所：関係部処合同：第2次気候変動対応基本計画P34、2019.

# 2. 目標

## 2-1.削減目標

**カンクン目標は、2020年にCO2排出量をBaU比で30%削減。**
**約束草案は、2030年までにCO2排出量をBaU比で37%削減。**

| | コペンハーゲン合意 | 約束草案 |
|---|---|---|
| 基準年 | なし | なし |
| 目標年 | 2020年 | 2030年 |
| 削減目標 | 自助努力で<br>▲30%（BAU比） | 自助努力で<br>▲37%(BAU比) |
| 対象ガス | 不明 | ■ $CO_2$<br>■ $CH_4$<br>■ $N_2O$<br>■ HFCs<br>■ PFCs<br>■ $SF_6$<br>■ $NF_3$ |
| 対象セクター | 不明 | ■ エネルギー<br>■ 運輸<br>■ 工業プロセスと製品使用<br>■ 農業<br>■ 廃棄物<br>※LULUCFを含めるかは後の段階で決定 |
| 国際的な市場メカニズム | 不明 | 2030年の目標達成のために部分的に使用 |

出所　UNFCCC，韓国提出文書、http://unfccc.int/files/meetings/cop_15/copenhagen_accord/application/pdf/koreacphaccord_app2.pdf
UNFCCC，韓国INDC，
http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Republic%20of%20Korea/1/INDC%20Submission%20by%20the%20Republic%20of%20Korea%20on%20June%2030.pdf を基に作成

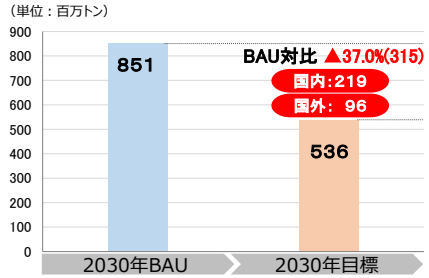


## 2-2.韓国政府の削減目標の検討経緯

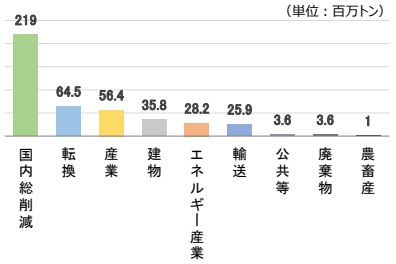
**韓国政府は、気候変動に関する2020年以降の新たな国際的枠組み(パリ協定)に対応するため、2016年に「気候変動対応基本計画」及び「2030国家温室効果ガス削減ロードマップ」を策定した。**

（１）「第１次気候変動対応基本計画」(2016.12 国務会議確定)
「低炭素グリーン成長基本法」に基づいて2017～2030年を計画期間とし、5年ごとに見直される「第１次気候変動対応基本計画」を策定した。「第１次気候変動対応基本計画」は Post2020(パリ協定）に対応するため、国の中長期的な気候変動戦略と具体的な履行措置計画を盛り込んだ最初の総合対策である。主要課題として、低炭素エネルギー政策への転換、炭素市場の活用、気候変動に対応した新産業の育成、国民の実践・参加基盤の構築などが盛り込まれている。
（２）2030国家温室効果ガス削減ロードマップ(2016.12 国務会議確定)
2030年の国家温室効果ガス削減目標を設定：BAU851百万トン比37%削減
国内分で2030年BAU比25.7%、219百万トンを削減、国外分で2030年BAU比11.3%、96百万トンを削減

2030年国家温室効果ガス削減目標




2030年部門別削減目標量



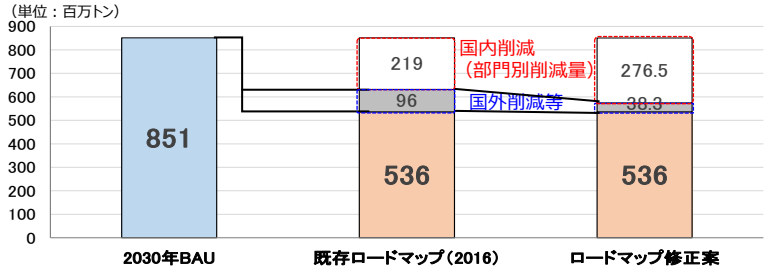

出所：国務調整室：2030 国家温室効果ガス削減ロードマップ報道資料、2016.



## 2-2.韓国政府の削減目標の検討経緯（続き）

（３)2030国家温室効果ガス削減ロードマップの修正(2018.7 国務会議確定)
2016年に策定した「2030国家温室効果ガス削減ロードマップ」は国内外から削減への意志に欠け、具体的な削減手段の提示が不十分であるという指摘を受けたため修正が図られた。
国家温室効果ガス削減目標であるBAU比37%は変えず、国内削減量を25.7%から32.5%に上方修正。エネルギー効率化や需要管理の強化、新たな削減技術の普及などにより、276.5百万トンを削減するほか、森林吸収源の活用、国外削減などで38.3百万トンを削減するなど具体的な削減手段を示す。また、温室効果ガス排出権取引制度の適用企業（※）の2018～2020年の排出許容総量を17億7,713万トンとした。
（※）2014～2016年間の年平均の温室効果ガスの排出量が12.5万トン以上の企業または2.5万トン以上の事業場を有する企業

2016年既存削減ロードマップと修正案の国家削減目標の比較




（４）「第2次気候変動対応基本計画」(2019.10 国務会議確定)
2019年10月22日、パリ協定に伴う気候変動への対応システムを強化し、「2030国家温室効果ガス削減ロードマップ」の履行体系を構築するために「第2次気候変動対応基本計画」を策定した。

# （参考）2030温室ガス削減ロードマップ修正案

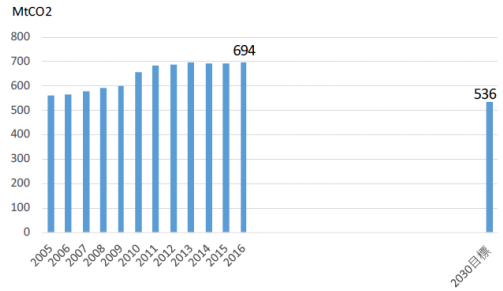



図　GHG 排出量の実績と目標（韓国）

（出所）韓国国家統計ポータル（KOSIS）、
韓国環境省「2030 温室ガス削減ロードマップ修正案」2018.7.24

| | | 2015年の提出案 | 2018年の修正案 |
|---|---|---|---|
| GHG削減目標 | | 2030年までにCO2排出量536百万トンに（BAU比　37%） | |
| 内訳 | 国内削減分 | BAU比　25.7% | BAU比　32.5% |
| | 国外削減分 | BAU比　11.3% | BAU比　4.5% |

国内削減目標を引き上げ

- 韓国は、GHG排出削減について、2015年にはCOP21向けに2030年までにBAU比から37%を削減するINDC目標を提出しており、2016年11月にパリ協定を批准した。（約束草案）
- 韓国の2030削減目標の特徴は国内削減分と国外削減分を分けている点であり、2015年の提出時点では国内では25.7%を削減し、国外削減等を通じて11.3%を削減するとしていた。
- しかし、2018年7月に削減ロードマップを修正し、国内で32.5%を削減し、国外削減を4.5%と変更。

出所　日本エネルギー研究所「H30年度エネルギー戦略立案のための調査・エネルギー教育等の推進事業報告書P」P56
（https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H30FY/000074.pdf）
韓国環境省2018.7.24報道資料「2030温室ガス削減ロードマップ修正案」
（http://eng.me.go.kr/eng/web/board/read.do?pagerOffset=40&maxPageItems=10&maxIndexPages=10&searchKey=&searchValue=&menuId=21&orgCd=&boardId=903080&boardMasterId=522&boardCategoryId=&decorator=）



# （参考）2030温室ガス国内部門別の削減目標達成の課題

**第2次気候変動対応基本計画は、国内部門別の2030年の温室効果ガスBAU排出量と削減目標及び同目標を達成するための主要な課題について示している。**

| 部門 | 2030年BAU | 2030年削減目標 | 主要課題 |
|---|---|---|---|
| エネルギー転換 | 全体排出量の39.1%（333.2百万トン） | エネルギー転換部門排出量42.2%削減(△140.5百万トン) | 石炭火力発電の縮小及び再生エネルギー拡大によるエネルギー転換の加速 |
| 産業 | 全体排出量の56.5%（481百万トン） | 産業部門の排出量20.5%削減(△98.5百万トン) | エネルギー効率の革新や新技術の開発・普及、エコ燃料への代替等による省エネ・温室効果ガス削減の達成 |
| 建物(家庭・商業) | 全体排出量の23.1%（197.2百万トン） | 建物部門の排出量32.7%削減(△64.5百万トン) | 緑の建築の推進、高効率製品の拡大等、エネルギー需要管理の強化 |
| 輸送 | 全体排出量の12.3%（105.2百万トン） | 輸送部門の排出量29.3%削減(△30.8百万トン) | 低公害車の普及拡大、燃費基準の強化、環境配慮型船舶の普及などで輸送分野別（道路・海洋・航空）排出源の管理強化 |
| 廃棄物 | 全体排出量の1.8%（15.5百万トン） | 廃棄物部門の排出量28.9%削減(△4.5百万トン) | 廃棄物の最小化、リサイクルの促進、メタンガス回収等、資源循環システムの構築 |
| 公共 | 全体排出量の2.4%（21百万トン） | 公共部門の排出量25.3%削減(△5.3百万トン) | エネルギー効率の改善及び公共部門の目標管理制の強化 |
| 農畜産 | 全体排出量の2.4%（20.7百万トン） | 農畜産部門の排出量7.9%削減(△1.6百万トン) | 水田の用水管理の効率化、家畜糞尿のエネルギー化・資源化の拡大 |
| ＊CCUS・森林<br>＊CCUS（Carbon Capture Utilization and Storage） | — | CCUSは10.3百万トン、森林吸収は22.1百万トンを削減 | CCUS技術開発及び実証技術の確保、$CO_2$海洋貯蔵所の確保、国内の森林吸収源の拡充等、非排出源部門を強化 |

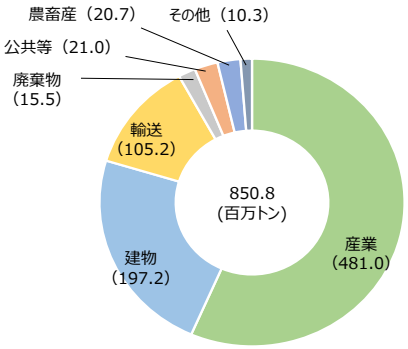
出所：関係部処合同：第2次気候変動対応基本計画、P39 ～54、2019.



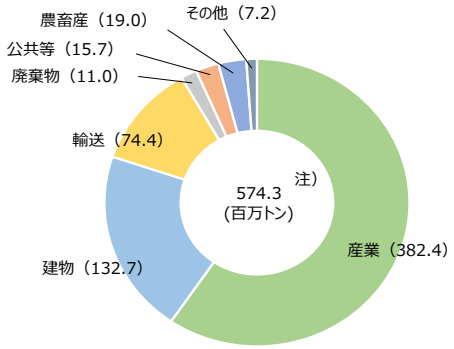
# （参考）2030温室ガス国内部門別の排出展望と削減目標

**2030年の温室効果ガス削減目標の全体目標はBAU比37%削減。**
**このうち、国内削減分で2030年BAU比32.5%削減、その他（森林吸収、国外削減等）で2030年BAU比4.5%としている。**

2030国内部門別排出展望(BAU)




2030国内部門別削減後の排出量




出所：関係部処合同：第2次気候変動対応基本計画P37～38、2019.

注）全体合計（2030国内部門別削減後の排出量の合計）から、エネルギー転換・CCUS等の削減手段活用による削減量68.1(百万トン)を差し引いた排出量

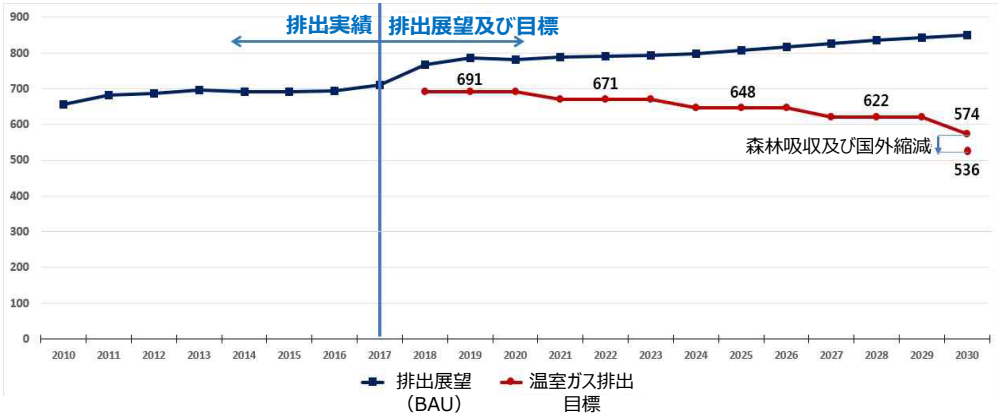
出所：関係部処合同：第2次気候変動対応基本計画P37～38、2019.
環境部2030 国家温室効果ガス削減ロードマップの修正案報道資料P8、2018.



# （参考）2030温室ガス削減の進捗展望

**韓国政府は温室効果ガス削減の予測可能性の向上と履行管理の強化のため、3年単位での削減予測を提示することとしている。**

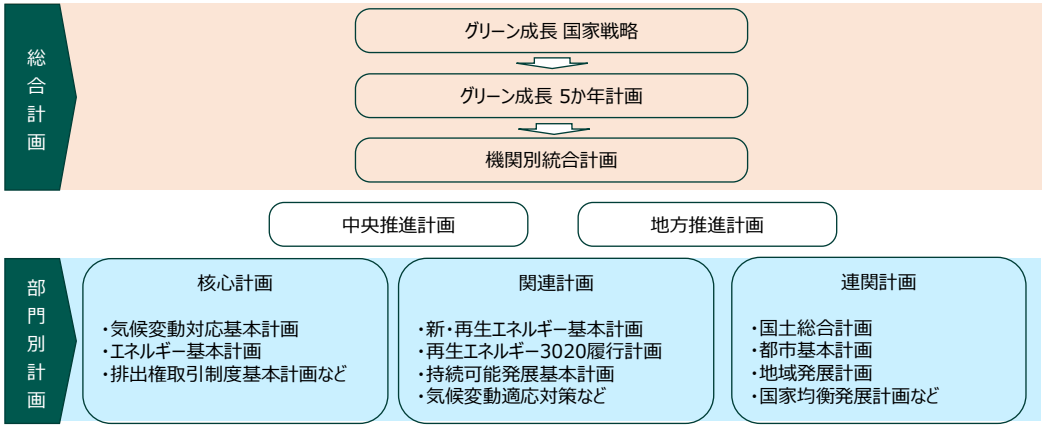
2030年までの国家温室効果ガス削減展望




出所：関係部処合同：第2次気候変動対応基本計画P38、2019.

## 2-3.グリーン成長国家戦略

**韓国は環境産業を新しい成長分野に育て、経済成長と温暖化対策を両立させるグリーン成長国家戦略を打ち出している。「低炭素グリーン成長基本法」にもとづき、中央政府の各行政機関の長は「グリーン成長国家戦略」や「グリーン成長5カ年計画」をふまえた各所管分野の推進計画を策定するものとされている。**




- 「グリーン成長国家戦略（2009～2050）」は長期的な戦略として低炭素グリーン成長に向けた政策目標、推進戦略、政策方向などを提示し、具体的な5年ごとの実施計画として「グリーン成長5カ年計画」が策定される。
- 「グリーン成長5カ年計画」はグリーン成長国家戦略を履行するための中期的な戦略として5年ごとに策定される。これまでに第1次（2009～2013）、第2次（2014～2018）、第3次（2019～2023）が策定され、低炭素グリーン成長関連計画の最上位の国家計画として、年度別の達成目標、投資計画など実行策が盛り込まれている。

出所：気象庁気候情報ポータル：気候関連政策情報 http://www.climate.go.kr/home/03_policy/policy02_01.php）



## 2-4.第3次グリーン成長5カ年計画(2019～2023)

**韓国政府は、2019年5月21日に「第3次グリーン成長5カ年計画」を審議・確定した。責任ある温室効果ガスの削減と持続可能なエネルギー転換を進めるために、核心的なグリーン技術、産業を育成し、グリーン社会を実現することを目指している。**

第3次グリーン成長5カ年計画（2019-2023）の概要

| 3大推進戦略 | 5大政策方針 | 20の重点課題 |
|---|---|---|
| 1．責任ある温室効果ガスの削減と持続可能なエネルギー転換 | 温室効果ガス削減義務の実効的履行 | ①温室効果ガス削減の評価･検証の強化<br>②排出権取引制度の定着<br>③炭素吸収源の拡充及び国外削減事業の推進<br>④2050低炭素発展戦略の策定(2020年、国連に提出予定) |
| | クリーンで安全なエネルギー転換 | ⑤革新的なエネルギー需要管理<br>⑥再生エネルギーを中核としたエネルギーシステムの構築<br>⑦国民参加型エネルギーガバナンスの構築<br>⑧エネルギー貧困層に対する福祉強化、地域社会への支援 |
| 2．革新的なグリーン技術･産業の育成と公正なグリーン経済 | グリーン経済の構造革新及び成果導出 | ⑨グリーン産業市場の活性化<br>⑩グリーンR＆D投資の拡大<br>⑪グリーン金融インフラの構築<br>⑫人材育成及び雇用創出 |
| 3．グリーン社会の実現とグローバル協力の強化 | 気候変動適応及び省エネルギーのグリーン社会の実現 | ⑬グリーン国土の実現<br>⑭グリーン交通システムの拡充<br>⑮グリーン生活環境の強化<br>⑯気候変動適応能力の向上 |
| | 国際協力 | ⑰パリ協定を踏まえたグローバル協力拡大<br>⑱北東アジア及び南北間のグリーン協力の強化<br>⑲グリーンODA協力の強化<br>⑳グリーン成長履行の点検及び中央･地方間の協力を強化 |

出所：グリーン成長委員会：第1次グリーン成長5カ年計画、2009.　関係部処合同：第2次グリーン成長5カ年計画、2014.
国務調整室：第3次グリーン成長5カ年計画報道資料、2019（http://www.opm.go.kr/flexer/view.do?ftype=hwp&attachNo=92376）



## （参考）韓国版ニューディール総合計画

**韓国政府は2020年7月14日、コロナウィルスによる危機状況を克服し、ポストコロナ時代の世界経済をリードするための国家発展戦略として「韓国版ニューディール総合計画」を発表した。**

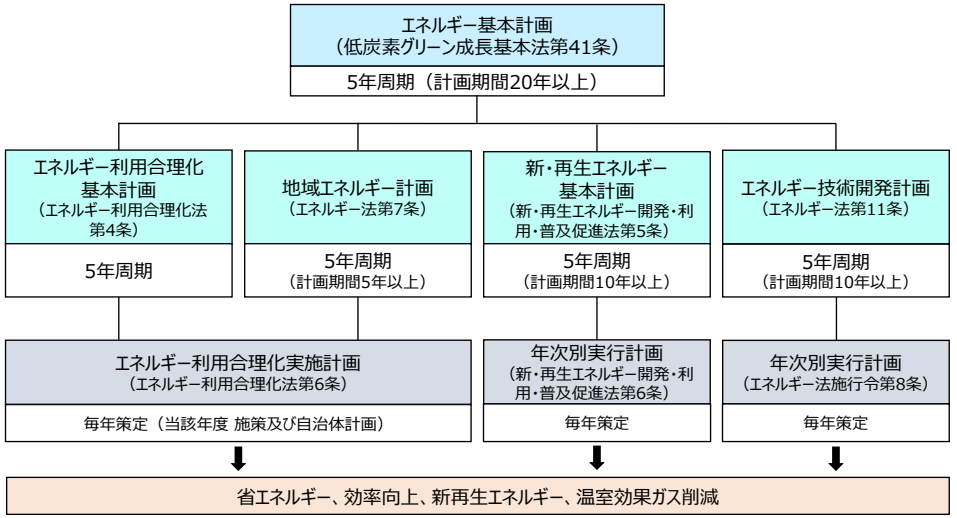
- ✓ 韓国版ニューディール総合計画は、韓国社会のカーボンニュートラルを達成しながら、気候変動に対応した新しい産業と雇用を新たに創出することを政策の核心とする。
- ✓ 政策の方向として、「デジタルニューディール」及び「グリーンニューディール」の２つの概念を政策を推進するための両輪として盛り込んでいる。
- ✓ 2025年までに160兆ウォンを投じ、新たに190万人の雇用創出を目指す。
- ✓ 「グリーンニューディール」政策を推し進めることを通じて、「2030温室効果ガス削減目標」や「再生エネルギー3020計画」で定めた内容を支障なく履行することができる戦略的計画として位置づけられている。
- ✓ 「グリーンニューディール」基本法の立法化については、現在議論中である。

出所：企画財政部 http://www.moef.go.kr/mp/nd/newDeal.do
韓国政策ブリーフィング http://www.korea.kr/special/policyCurationView.do?newsId=148874860



## 2-5.エネルギー政策の体系

**韓国のエネルギー政策の体系は、「低炭素グリーン成長基本法」を根拠法とする「エネルギー基本計画」を最上位の計画とし、これにもとづいて「エネルギー利用合理化基本計画」、「地域エネルギー計画」、「新・再生エネルギー基本計画」などが細分化計画として立案される。これらにもとづき、各分野の実行計画が定められ、原則として毎年見直しが行われる。**




出所：韓国エネルギー公団：2020 エネルギー便覧P49

## 2-6.エネルギー基本計画

**韓国は2008年より計画期間20年のエネルギー基本計画を5年おきに策定。**
**第1次基本計画では再エネ・原子力開発を通じた自立社会の実現が目指された。**
**第2次基本計画は福島第一原子力発電所事故の影響を受け、将来の原子力設備比率を引き下げ。**

韓国エネルギー基本計画（第1次計画および第2次計画）の概要

| 区分 | 第1次計画 | 第2次計画 |
|---|---|---|
| 計画期間 | 2008-2030年 | 2013-2035年 |
| 重点課題 | • エネルギー自立社会の実現（自主開発率：3% → 40%）<br>• 脱石油社会への移行（石油依存度：43% → 33%）<br>• エネルギー低消費社会の切り替え（エネルギー原単位：0.34% → 0.18%）<br>• グリーン技術で新星町動力と雇用創出（エネルギー技術レベル：60% → 100%）<br>• 共に生きるエネルギー社会（エネルギー品構想： 7% → 0%） | • 需要管理中心の政策転換（電力需要の15%以上削減）<br>• 分散型発電システムの構築（発電量の15%以上の占有）<br>• 環境保護・安全強化（発電部門の温室効果ガス20%削減）<br>• エネルギー安全保障の強化（資源開発率40%、再生可能普及11%）<br>• 国民と一緒に政策の推進（2015年から目的指定の補助金制度導入） |
| 原子力割合 | 41% | 29% |
| 再エネ割合 | 11% | 11% |

① 自立社会実現手段の多くを原子力に依存する計画を立てていたが、福島の事故の影響を受け大幅引下げ

② 目標とする再エネ比率は据え置かれている（達成時期は計画期間に合わせて2030年から2035年に後ろ倒し）

※「資源開発率」とは、韓国内でに開発・生産により確保した量が輸入量に占める割合をいう。
資源開発率＝国内の資源開発で確保した生産量(金額) / 輸入量(金額) × 100

出所　財団法人高度情報科岳技術研究機構，第1次および第2次国家エネルギー基本計画の比較，
http://www.rist.or.jp/atomica/data/pict/14/14020101/06.gif を基に作成



## （参考）第3次エネルギー基本計画（2019-2040年）

**第3次エネルギー基本計画は2040年までに一次エネルギー供給が年平均0.6%、最終エネルギー消費が年平均0.8%それぞれ増加し、最終エネルギー消費原単位が年平均1.1%改善するとの見通しにもとづいて将来のエネルギー需要の予測を立てている。**

● エネルギー需要見通し(BAU, 2017～2040)
- 一次エネルギー供給：年平均0.6%増加
  （一次エネルギー供給は生産、輸出入、在庫の増減等により、国内に供給された総エネルギーの合計）
- 最終エネルギー消費：年平均0.8%の増加
  （最終エネルギー消費は最終消費者が直接使用した一次エネルギーと転換プロセスを経た二次エネルギーの和）
- 最終消費原単位：年平均1.1%の改善

| 区分 | '17 | '30 | '40 | 年平均増加率(%) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | '17～'30 | '30～'40 | '17～'40 |
| 一次エネルギー供給(百万TOE) | 244.1 | 281.1 | 279.9 | 1.1 | △0.04 | 0.6 |
| 最終エネルギー消費(百万TOE) | 176.0 | 204.9 | 211.0 | 1.2 | 0.3 | 0.8 |
| 最終消費原単位(TOE/百万ウオン) | 0.113 | 0.096 | 0.087 | △1.2 | △1.1 | △1.1 |

● 目標需要の見通し（2017～2040）
目標需要：基準年度（'17）に実行されなかった政策と「第3次エネルギー基本計画」で新たに示された政策が実現される場合に予測される将来のエネルギー需要の見通し

| 区分 | '17 | '30 | '35 | '40 | 年平均増加率(%) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | '17～'30 | '30～'40 | '17～'40 |
| 基準需要 | 176.0 | 204.9 | 209.0 | 211.0 | 1.2 | 0.3 | 0.8 |
| 目標需要 | 176.0 | 175.3 | 173.0 | 171.8 | 0.0 | △0.2 | △0.1 |
| 削減率 | – | 14.4% | 17.2% | 18.6% | – | – | – |

出所：産業通商資源部：第3次エネルギー基本計画P27～P29、2019.



## 2-6.エネルギー基本計画

**韓国は2008年より計画期間20年のエネルギー基本計画を5年おきに策定。第1次基本計画では再エネ・原子力開発を通じた自立社会の実現が目指された。第2次基本計画は福島第一原子力発電所事故の影響を受け、将来の原子力設備比率を引き下げ。第３次基本計画は原子力発電比率について明示せず、再エネ比率を最大35%まで拡大する。**

韓国エネルギー基本計画（第1次、第2次及び第3次計画）の概要

| 区分 | 第1次計画 | 第2次計画 | 第3次計画 |
|---|---|---|---|
| 計画期間 | 2008-2030年 | 2013-2035年 | 2019-2040年 |
| 重点課題 | • エネルギー自立社会の実現（自主開発率：3% → 40%）<br>• 脱石油社会への移行（石油依存度：43% → 33%）<br>• エネルギー低消費社会の切り替え（エネルギー源単位：0.34% → 0.18%）<br>• グリーン技術で新星町動力と雇用創出（エネルギー技術レベル：60% → 100%）<br>• 共に生きるエネルギー社会（エネルギー品構想： 7% → 0%） | • 需要管理中心の政策転換（電力需要の15%以上削減）<br>• 分散型発電システムの構築（発電量の15%以上の占有）<br>• 環境保護・安全強化（発電部門の温室効果ガス20%削減）<br>• エネルギー安全保障の強化（資源開発率40%、再生可能普及11%）<br>• 国民と一緒に政策の推進（2015年から目的指定の補助金制度導入） | • エネルギー消費構造の革新(2040年のエネルギー消費効率を2017年比38%改善、需要を2040年BAU比18.6%削減)<br>• エネルギーミックス(再生エネルギー発電比率を2040年までに30～35%まで拡大、石炭火力はガス火力への改造を行う、原子力比率については明示せず、労柔化した原子力ライセンス延長はせず、新しい原子力建設も推進しないという形で徐々に原子力比率を低下させる)<br>• エネルギーシステム(分散型電源の割合を2040年までに30%に拡大)<br>• エネルギー産業(再生エネルギーなど、未来のエネルギー産業を積極的に育成)<br>• エネルギー転換のための基盤拡充(電力・ガス・熱分野の市場制度を改善) |
| 原子力割合 | 41% | 29% | 明記なし |
| 再エネ割合 | 11% | 11% | 最大35% |



## （参考）第3次エネルギー基本計画（2019-2040年）

● 推進課題及び主な内容

| 推進課題 | 内容 |
|---|---|
| エネルギー消費構造の革新 | • 産業・輸送などの部門別需要管理を強化、エネルギー価格体系を合理化し、2040年のエネルギー消費効率を38%改善(2017年比)、需要を18.6%削減(2040年BAU比) |
| エネルギーミックス | • 原発は段階的に縮小し、石炭火力発電は思い切って縮小<br>• 2040年の再生エネルギー発電の割合を30～35%に拡大<br>• 天然ガスは、発電用エネルギー源の活用を増やし、輸送・冷房などで需要先を多様化<br>• 石油は、輸送用エネルギーとしての役割を縮小し、産業用燃料としての活用を拡大<br>• 水素は、発電用の活用を拡大 |
| エネルギーシステム | • 分散型電源の割合を2040年までに30%に拡大(2017年12%)<br>• 「電力プロシューマー」の拡大、自治体の役割・責任を強化 |
| エネルギー産業 | • 再生エネルギー、水素、エネルギー効率連携産業など、未来のエネルギー産業を積極的に育成<br>• 石油・ガスなどのエネルギー産業は、高付加価値化を推進し、競争力を強化 |
| エネルギー転換のための基盤の拡充 | • エネルギー転換を促進するために、電力・ガス・熱分野の市場制度を改善<br>• 新産業の創出のために、「エネルギービッグデータプラットフォーム」の構築・運営 |

出所：産業通商資源部：第3次エネルギー基本計画、2019.

## 2-7.新･再生エネルギー基本計画

新･再生エネルギー基本計画は再生可能エネルギーの技術開発･利用･普及のための国家基本計画である。
新･再生エネルギー発展の目標、推進方法、エネルギー源別の普及目標、新･再生エネルギー技術水準の評価と普及、新･再生エネルギー技術の開発及び利用･普及支援策、新･再生エネルギー分野の専門人材の養成計画などの内容が含まれる。

「第4次新･再生エネルギー基本計画」の概要

| | |
|---|---|
| 計画期間 | 2014年～2035年（法律上10年以上） |
| 策定周期 | 5年周期 |
| 目標 | 2035年までに1次エネルギー供給に占める再生エネルギーの割合を11%にまで拡大（段階的に2012年：3.2%、2014年：3.6%、2020年：5.0%、2025年：は7.7%、2030年：9.7%、2035年：11%) |
| 総電力量に占める新･再生エネルギーの発電量の割合の目標 | 2035年に全体電力量のうち13.4% |
| 推進方法 | 消費者中心の政策を推進、RPS義務供給量の再調整、収益型ビジネスモデルの提示、再生エネルギー普及に適したモデルの発掘による自発的な民間投資など。 |
| 新･再生エネルギー技術水準の評価と普及の展望 | 短期課題と中長期的課題に区分して技術開発を推進。<br>短期課題は、早期普及に向けた発電単価低減、事業化支援、海外進出の支援、政策連携型のR＆Dなど。<br>中長期的課題は、グローバルな技術競争力確保のための未来先進技術及び融複合技術の推進など。 |

出所：産業通商資源部：第4次新･再生エネルギー基本計画、2014.



## 2-8.再生エネルギー3020履行計画(１)

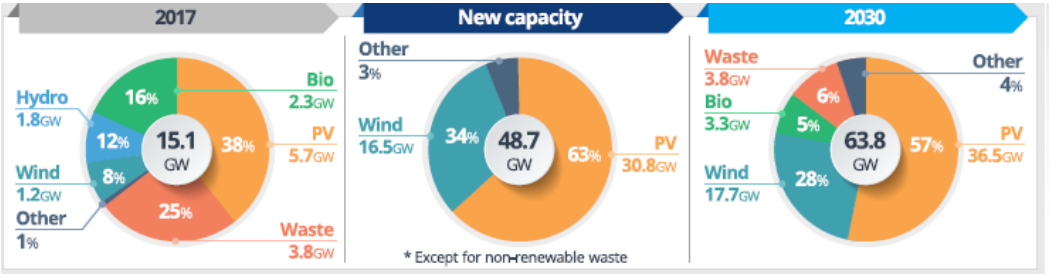
2017年12月「再生エネルギー3020履行計画」を発表。
再エネ割合を2017年7.6%から2030年20%に引き上げる目標を設定。

### 再エネ発電量　目標

- 「再生エネルギー3020履行計画」では、現状の2030年目標値11.7%を20.0%まで引き上げ。

### 再エネ発電容量　目標構成

- 再エネの発電容量48.7GWを2030年へ向けて追加。
- 風力発電容量2017年1.2GW→2030年17.7GWを目指す。




出所　産業通商資源省，Korea's Renewable Energy 3020 Plan (Presentation material)を基に作成



## 2-7.新･再生エネルギー基本計画

第4次新･再生エネルギー基本計画（2014年～2035年）は2035年までの韓国の1次エネルギーにおけるエネルギー源別の新･再生エネルギー比率の割合の目標を示している。

1次エネルギーのエネルギー源別目標割合（単位：%）

| 区分 | 2012 | 2014 | 2025 | 2035 | 年平均増加率 |
|---|---|---|---|---|---|
| 太陽熱 | 0.3 | 0.5 | 3.7 | 7.9 | 21.2 |
| 太陽光 | 2.7 | 4.9 | 12.9 | 14.1 | 11.7 |
| 風力 | 2.2 | 2.6 | 15.6 | 18.2 | 16.5 |
| バイオ | 15.2 | 13.3 | 19.0 | 18.0 | 7.7 |
| 水力 | 9.3 | 9.7 | 4.1 | 2.9 | 0.3 |
| 地熱 | 0.7 | 0.9 | 4.4 | 8.5 | 18.0 |
| 海洋 | 1.1 | 1.1 | 1.6 | 1.3 | 6.7 |
| 廃棄物 | 68.4 | 67.0 | 38.8 | 29.2 | 2.0 |
| 合計 | 100 | 100 | 100 | 100 | - |

出所：産業通商資源部：第4次新･再生エネルギー基本計画、2014.

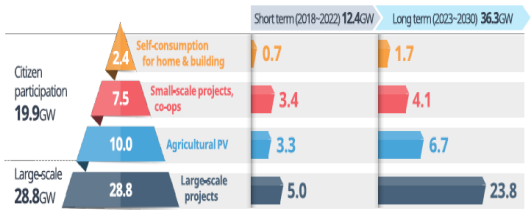


## 2-8.再生エネルギー3020履行計画(２)

目標達成の手段は、大型のプロジェクト開発28.8GWと地域再エネ開発19.9GWの推進である。

### 大型のプロジェクト開発

- 韓国電力公社（KEPCO）への投資促進
- 大手電気事業者のRPS義務比率を段階的に上方修正➡大型プロジェクトの推進を誘導
- 河川での太陽光及び風力発電の開発
- 洋上風力発電の開発




### 地域再エネ開発

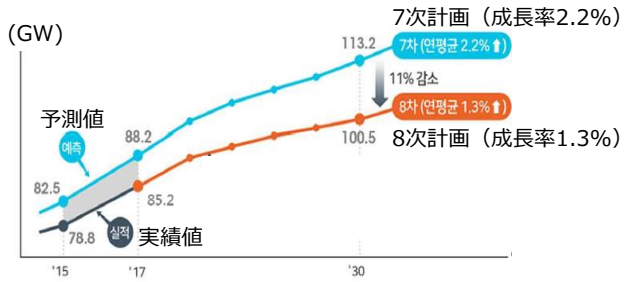
- ネット･メータリングの改善
  - 家庭用太陽光発電による供給電力の余剰を、電力会社が現金で買取り
- FITの導入
  - 協同組合や農漁業従事者の100KW未満の太陽光設備は、電力会社が今後20年間定額で買取り
- PVローンの拡充
  - 農業従事者を対象に、農地への太陽光発電を促進するために、長期かつ低金利のローンを整備
- 農地へのPV導入の促進
  - 農地において農業を営んだ状態で、一部の土地にPVを設置することを推進

出所　産業通商資源省，Korea's Renewable Energy 3020 Plan (Presentation material)を基に作成

## 2-9.第8次電力需給基本計画案

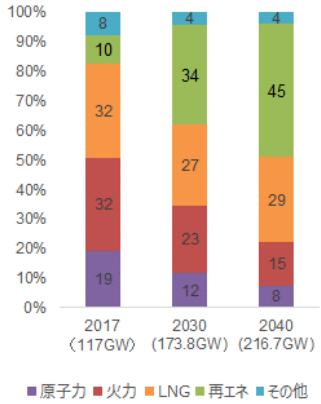
今後15年間の電力需給予測、電源構成、発電所建設等を計画。（2017年12月に発表。2年ごとに見直し。）
電力需要の長期見通しでは、2030年に100.5GWに達すると予測。
2030年に向け、原子力と石炭を削減、再エネと天然ガスの利用を拡大。

電力需要　長期見通し




経済成長の鈍化を踏まえ、8次計画では電力需要を下方修正。
2030年時点で7次計画と比較し、11%減（12.7GW減）と予測。

電源構成見通し




出所　産業通商資源省，第8次電力需給基本計画案（2017年12月14日）を基に作成



# 3. 進捗　-排出量-

## （参考）その他のエネルギー関連の計画

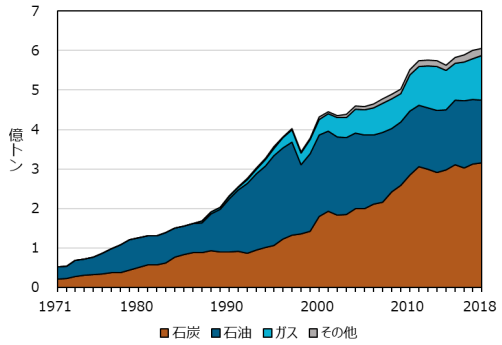
| 計画名称 | 内容 |
|---|---|
| エネルギー利用合理化基本計画 | エネルギー効率の向上及び省エネルギーのための国家計画<br><内容><br>• エネルギー需要管理、エネルギー利用効率の向上、制度の改善の3部分で構成される。<br>• エネルギー利用合理化のための技術開発及び広報・教育<br>• 需要管理と効率向上の達成可否を確認するための定量的指標として、最終エネルギー消費削減、エネルギー原単位改善の目標値を提示 |
| 地域エネルギー計画 | 地域の特性を考慮した自治体における基本計画<br><内容><br>• エネルギー需給の推移と展望<br>• エネルギーの安定供給のための対策<br>• 新・再生エネルギー等、環境配慮型エネルギー使用のための対策<br>• エネルギーの使用の合理化及びこれを通じた温室効果ガス排出の削減<br>• 集団エネルギー供給のための対策<br>• 未活用エネルギー源の開発・使用のための対策など |
| エネルギー技術開発計画 | エネルギー基本計画と関連したエネルギーの効率的使用と温室効果ガス削減のために推進するエネルギー関連技術開発に係る基本計画<br><内容><br>• エネルギー技術のビジョンと目標<br>• R＆D投資戦略など |



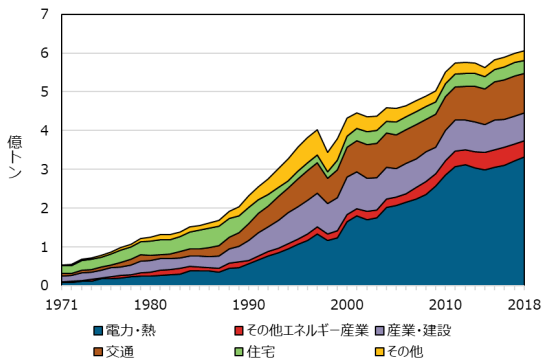
## 3-1.地球温暖化ガス排出量

韓国の燃料由来の二酸化炭素排出量は、伸び続けてきたが、近年やや停滞している。石炭由来の二酸化炭素が排出量の約50%を占める。
産業別にみると電力・熱エネルギー供給産業が全体の約55%を占め最大の排出セクターである。

燃料別二酸化炭素排出量




産業別二酸化炭素排出量

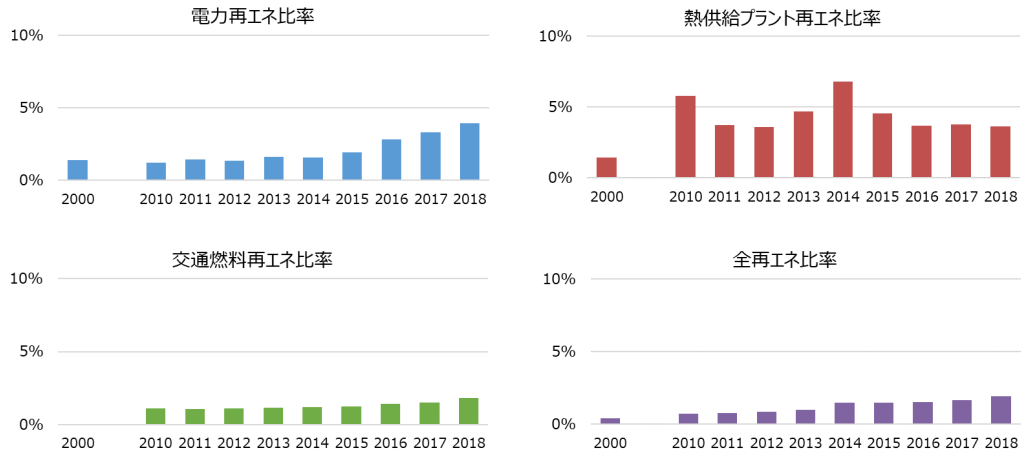



出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2.再エネ比率

**韓国の電力再エネ比率は2018年に4%となり前年より1%上昇した。また、交通燃料再エネ比率も2018年は2%となり前年より上昇した。熱供給プラント再エネ比率は年度による変動が大きいが2018年は前年同水準の4%であった。韓国全体の2018年の再エネ比率は横ばいで2%となっている。**

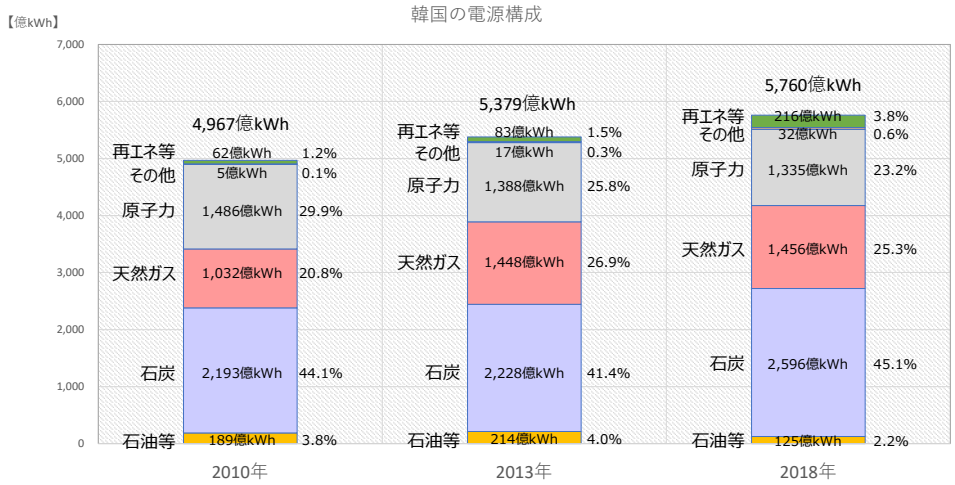



出所　電力･全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出



## 3-3.電源構成 (1)

**2018年の韓国の電源構成について、再生可能エネルギーは太陽光、風力、バイオ燃料が増加した影響で、水力と合わせると3.8%となり、2013年から2.3ポイント増加となった。原子力は23.2%で、2013年から2.6ポイント減少した。火力は72.6%で、2013年からほぼ横ばいである。2013年と比較すると石炭は3.7ポイント増加し、石油と天然ガスは微減した。**
**産業通商資源部による2030年の計画では、再生可能エネルギーの割合は20.0%まで増加、火力は55.2%まで減少する見通しとなっている。原子力は23.9%で横ばいとなる見込みである。**

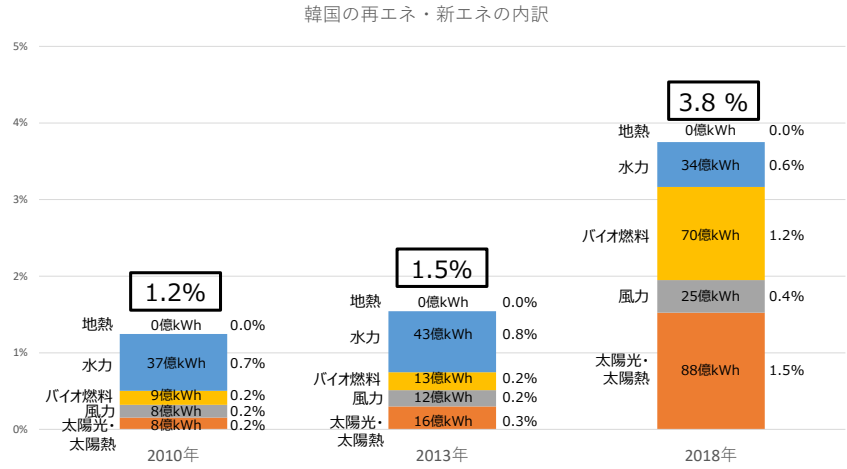



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）を基に作成



## 3-3.電源構成 (2)

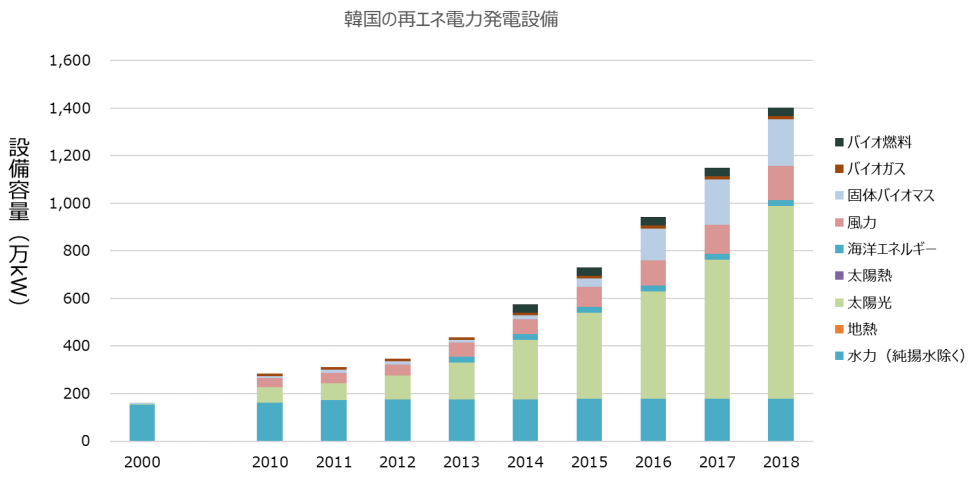
**2018年度の韓国における再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は1.5%となり、2013年から1.2ポイント増加した。風力は0.4%となり、2013年から横ばいである。**
**産業通商資源部による2030年の計画では、太陽光と風力容量の大幅な増強が見込まれている。設備容量に占める割合は、太陽光が57%、風力が28%となり、新規容量の半分以上を太陽光が占める見込みである。**




IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）を基に作成

## 3-4.再エネ電力：設備容量

**韓国の再生可能エネルギー電力の発電設備容量は近年急速に伸びており、2018年は前年から22%増加して1400万kWに達した。**
**2018年の内訳としては太陽光が前年より39%増加と最大の伸びを示し、次いで風力も17%増と大きく増加した。**

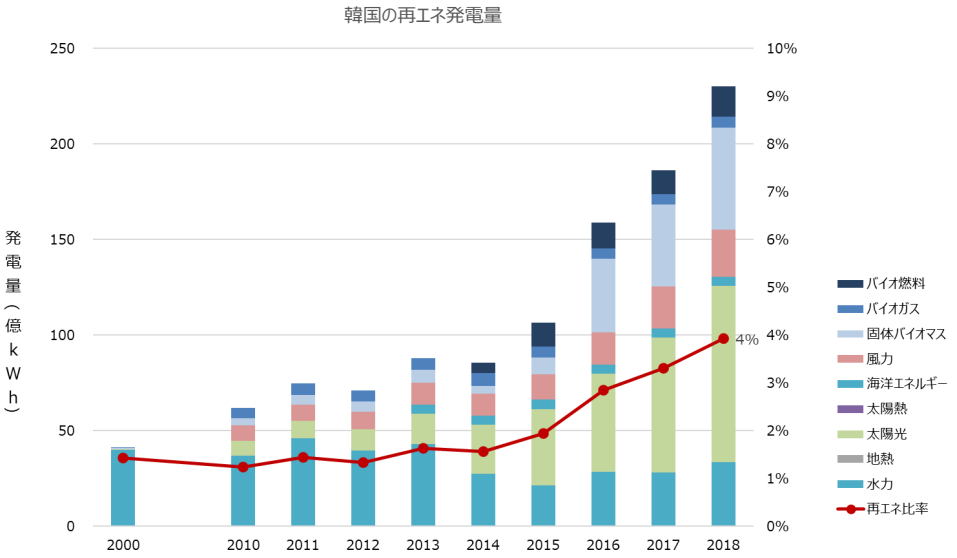



出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewablesを基に作成



## 3-5.再エネ電力：発電量

**韓国の再生可能エネルギー発電量は2018年に前年の186億kWhから約23%増加して230億kWhに達した。**
**内訳としては太陽光が92億kWhで対前年30%増加、風力が24.6億kWhで対前年14%の増加と高い伸び率となっている。**




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-6.再エネ電力：数値データ

**再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す**

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 154.9 | | 162.5 | 171.8 | 174.7 | 175.2 | 176.7 | 177.1 | 178.5 | 178.9 | 179.0 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.4 | | 65.0 | 73.0 | 102.4 | 155.5 | 248.1 | 361.5 | 450.2 | 583.5 | 809.9 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 25.5 | 25.5 | 25.5 | 25.5 | 25.5 | 25.5 |
| 風力 | 0.7 | | 38.2 | 42.5 | 46.4 | 57.6 | 61.2 | 84.7 | 106.7 | 121.5 | 142.0 |
| 固体バイオマス | 5.9 | | 8.5 | 12.7 | 13.2 | 13.0 | 17.3 | 34.9 | 133.2 | 190.7 | 196.2 |
| バイオガス | #VALUE! | | 9.5 | 10.7 | 10.8 | 9.9 | 12.1 | 11.3 | 12.9 | 13.6 | 14.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 35.6 | 36.1 | 36.0 | 35.9 | 34.8 |
| 合計 | #VALUE! | | 283.8 | 310.7 | 347.5 | 436.7 | 576.5 | 731.1 | 943.0 | 1149.7 | 1401.5 |

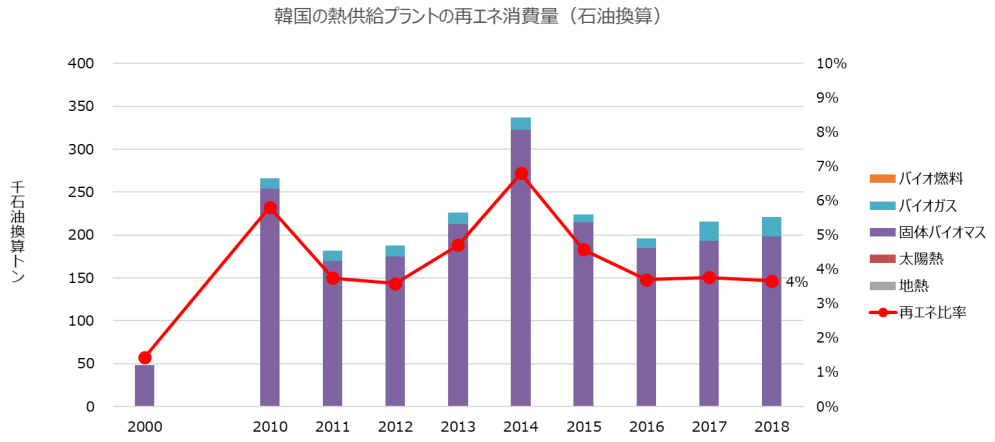
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 40.1 | | 36.8 | 46.0 | 39.7 | 42.9 | 27.5 | 21.5 | 28.5 | 28.2 | 33.6 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.1 | | 7.7 | 9.2 | 11.0 | 16.1 | 25.6 | 39.8 | 51.2 | 70.6 | 92.1 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 4.8 | 4.9 | 5.0 | 5.0 | 4.9 | 4.9 |
| 風力 | 0.2 | | 8.2 | 8.6 | 9.2 | 11.5 | 11.5 | 13.4 | 16.8 | 21.7 | 24.7 |
| 固体バイオマス | 0.7 | | 3.8 | 4.9 | 5.4 | 6.5 | 4.1 | 8.6 | 38.6 | 42.9 | 53.4 |
| バイオガス | 0.1 | | 5.3 | 6.1 | 5.7 | 6.1 | 6.6 | 5.9 | 5.2 | 5.7 | 5.8 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 5.4 | 12.3 | 13.6 | 12.3 | 15.9 |
| 合計 | 41.1 | | 61.9 | 74.8 | 70.9 | 87.8 | 85.5 | 106.4 | 158.8 | 186.2 | 230.3 |
| 再エネ比率 | 1% | | 1% | 1% | 1% | 2% | 2% | 2% | 3% | 3% | 4% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-7.再エネ熱供給プラント：消費量

**韓国の熱供給プラントにおける2018年の再エネ消費量は221千石油換算トンで前年からほぼ横ばいとなっている。**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出

## 3-8.再エネ熱供給プラント：数値データ

**再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す。**

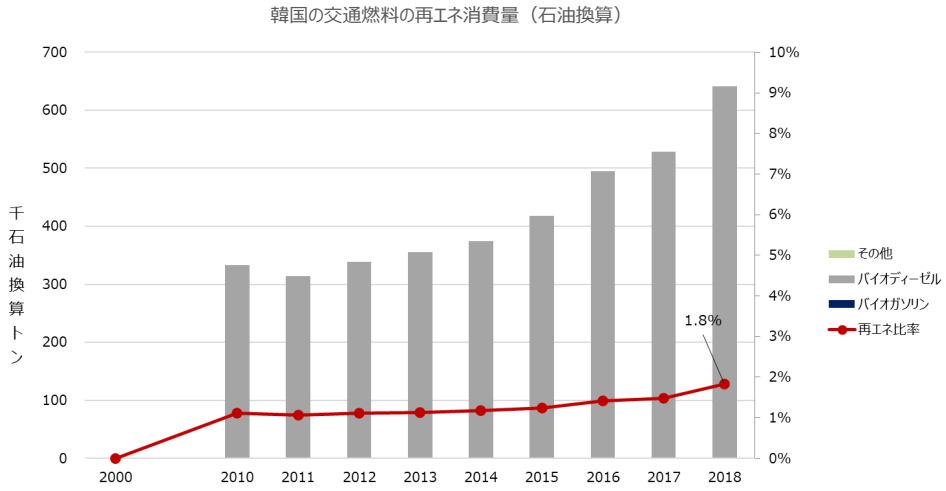
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 48.0 | | 254.0 | 170.0 | 175.0 | 213.0 | 323.0 | 215.0 | 185.0 | 193.0 | 198.0 |
| バイオガス | 0.0 | | 12.0 | 12.0 | 13.0 | 13.0 | 14.0 | 9.0 | 11.0 | 23.0 | 23.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 48.0 | | 266.0 | 182.0 | 188.0 | 226.0 | 337.0 | 224.0 | 196.0 | 216.0 | 221.0 |
| 再エネ比率 | 1% | | 6% | 4% | 4% | 5% | 7% | 5% | 4% | 4% | 4% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-9.再エネ交通燃料：消費量

**韓国の交通燃料における2018年の再エネ消費量は641千石油換算トンで前年の528千石油換算トンから21.4%と大きく増加した。**
**交通燃料に占める再エネ消費量の割合も2017年の1.5%から2018年は1.8%に上昇した。**




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-10.再エネ交通燃料：数値データ

**再エネ交通燃料の数値データを以下に示す。**

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| バイオディーゼル | 0.0 | | 333.0 | 314.0 | 338.0 | 355.0 | 374.0 | 418.0 | 495.0 | 528.0 | 641.0 |
| その他 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 0.0 | | 333.0 | 314.0 | 338.0 | 355.0 | 374.0 | 418.0 | 495.0 | 528.0 | 641.0 |
| 再エネ比率 | 0.0% | | 1.1% | 1.1% | 1.1% | 1.1% | 1.2% | 1.2% | 1.4% | 1.5% | 1.8% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

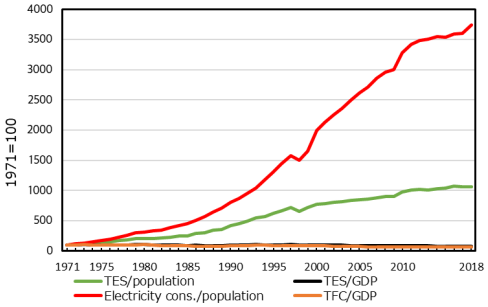


# 3. 進捗　-省エネ-

## 3-11.省エネの進捗

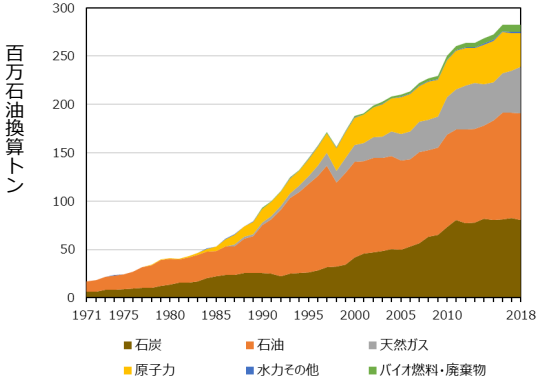
**韓国の一人当たり総エネルギー供給量は2010年代に入り伸びが停滞していたが2018年は増加傾向みられている。**
**一次エネルギー供給量の推移は2018年は対前年で横ばい。石炭と石油による一次エネルギー供給量が横ばいである一方、天然ガスによる一次エネルギー消費量が増加傾向をみせている。**

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



## 4-1.エネルギー政策に係る政府機関

**韓国のエネルギー政策に係る担当機関・研究機関・公営企業は以下の通り。**

| | |
|---|---|
| 産業通商資源部（MOTIE） | 韓国のエネルギー担当機関。<br>エネルギー基本計画などエネルギー対策の策定・推進は同省内の「エネルギー・資源室」が担当。 |
| 環境部（MOE） | エネルギー関連の環境政策を監督。 |
| 韓国電力委員会（KOREC） | 電力供給規制機関で、経済的規制と競争政策を実施する責任を負う。 |
| 韓国エネルギー経済研究院(KEEI) | エネルギー政策、石油、ガス、電力産業、新・再生エネルギー分野、さらにはグリーン成長と気候変動の戦略に関する分野別の政策を策定。 |
| 韓国エネルギー技術研究院(KIER) | エネルギー部門の技術開発を担当。 |
| 韓国エネルギー公団(KEA) | 気候変動と省エネルギー対策を支援するための研究開発計画を作成。本公団傘下の新・再生エネルギーセンターは新・再生エネルギー利用・普及担当機関として、政策立案及び研究、普及事業等を行っている。 |
| 韓国石油公社（KNOC） | 安定的な石油供給、探査と開発、備蓄の促進を担当。 |
| 韓国ガス公社（KOGAS） | 天然ガス供給システムを開発するために設立された。3つのLNG再ガス化ターミナルを所有し、送配電ネットワークを所有。 |
| 韓国電力公社（KEPCO） | 発電、送配電、電力関連研究、技術開発などの活動を行っている。 |
| 韓国原子力研究院(KAERI) | 原子力の研究開発を総合的に実行し、学術の進歩、エネルギーの確保及び原子力の利用促進に寄与することを目的としている。 |
| 韓国エネルギー技術評価院(KETEP) | エネルギー技術開発事業の企画・評価・管理、エネルギー技術分野の専門人材の養成と国際協力事業などをサポートする産業通商資源部傘下の準政府機関。 |
| 韓国電気研究院(KERI) | 政府出捐研究機関として電力事業、電気工業及び電気利用分野の研究開発と試験等を行う。 |
| 韓国水資源公社 | 水資源の利用・開発のための施設の建設・運営管理、再生エネルギー設備の設置・運営管理等を行う。 |

出所　産業通称資源部(Ministry of Trade, Industry and Energy,MOTIEを基に作成



# 4. 政府機関

# 5．再エネ政策

## 5-1. RPS制度

**2012年、Renewable Portfolio Standard（RPS）が開始。**
**2012～24年に、目標とする再エネミックス（目標値は3年毎に更新）を達成することを13社の電力会社に求める。**
**2020年3月31日に公布された「新・再生エネルギー開発・利用・普及促進法」と「電気事業法」の改正により、2021～2022年のRPS義務比率を1%ずつ上方修正した。(2020年10月1日から施行)**

| | |
|---|---|
| 目標値 | 19年：6%、20年：7%、21年：9%、<br>22年：10%、23年：10% |
| 達成方法 | • 再エネ設備に自ら投資<br>• 市場で再エネ証明書（REC）を購入<br>• 電力会社は収集したRECを新・再生エネルギーセンター（KNERC）に提出。 |
| 罰則 | 電力会社が必要な数のRECを提示できない場合、KNERCはペナルティとして、その年のRECの平均取引価格の150%以内を課金する。 |
| 再エネ種毎の違い | 再エネ電源からの生産電力に割当てられるREC数は、再エネ種毎に基準数が乗され、計算される。 |

出所　KEMCO，Renewable Portfolio Standards，http://www.kemco.or.kr/new_eng/pg02/pg02040705.aspを基に作成
・産業通商資源部 http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_cd_n=81&bbs_seq_n=163356
・韓国エネルギー公団の新・再生エネルギーセンター https://www.knrec.or.kr/business/rps_guide.aspx



# 6. 再エネポテンシャル

## 5-2. REC 制度認定係数

**再エネ発電設備で発電された電力量にREC認定係数を乗じたものがRPS制度の対象発電事業者の再エネ発電実績とみなされ、REC（再エネ証明書）が対象設備の保有者に対して発行される。REC認定係数は再エネ発電技術の成熟度や発電原価の動向及び産業への影響度合い、温室効果ガスの排出削減に及ぼす効果などを考慮して産業通商資源部長官が定めて告示し、原則として3年ごとに見直される。**

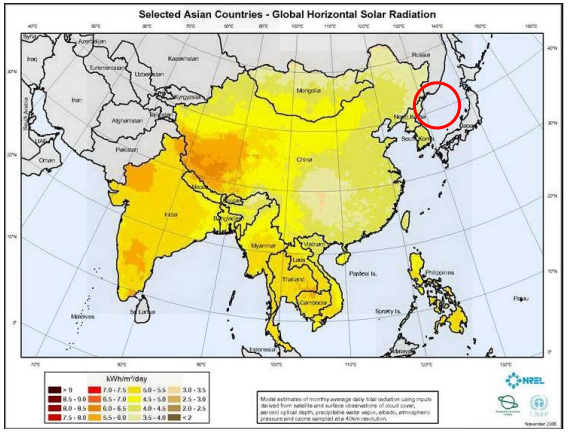
| 区分 | REC認定係数 | 対象エネルギー・基準 | |
|---|---|---|---|
| | | 設置類型 | 基準 |
| 太陽光発電 | 1.2 | 一般敷地に設置 | 100kW未満 |
| | 1.0 | | 100kW以上 |
| | 0.7 | | 3,000kW以上 |
| | 0.7 | 林野に設置 | ー |
| | 1.5 | 建築物等既存施設物を利用して設置 | 3,000kW以下 |
| | 1.0 | | 3,000kW以上 |
| | 1.5 | 池等の水面に浮遊させる方法で設置 | |
| | 1.0 | 自家用発電設備を通じて電力を取引する場合 | |
| | 5.0 | ESS設備（太陽光発電設備に連携） | 2018～2020.6.30 |
| | 4.0 | | 2020.7.1～2020.12.31 |
| その他新・再生エネルギー | 0.25 | IGCC、腐敗ガス、廃棄物エネルギー、Bio-SRF | |
| | 0.5 | 埋立ガス、木材パレット、木材チップ | |
| | 1.0 | 水力、陸上風力、潮力（防波堤あり）、その他バイオエネルギー(バイオ重油、バイオガスなど)、自家用発電設備を通じた電力取引の場合 | |
| | 1.5 | 未利用森林バイオマス(全焼ではない設備）、熱水発電 | |
| | 2.0 | 燃料電池、潮力発電、未利用森林バイオマス(全焼設備) | |
| | 1.0~2.5 | 地熱、潮力発電（防波堤なし） | 固定型/変動型 |
| | 2.0 | 海上風力 | 接近距離5km以下 |
| | 2.5 | | 接近距離5km～10km |
| | 3.0 | | 接近距離10km～15km |
| | 3.5 | | 接近距離15km以上 |
| | 4.5 | ESS設備（風力設備連携） | 2018～2020.6.30 |
| | 4.0 | | 2020.7.1～2020.12.31 |

出所　韓国エネルギー公団の新・再生エネルギーセンター https://www.knrec.or.kr/business/rps_guide.aspx



## 6-1.太陽光ポテンシャル

**韓国には一定の太陽電池ポテンシャルがあるものの、2007年現在の導入量は全発電量の0.5%に留まっている。**
**政府は太陽光導入量を年率11.7%で拡大させることを目指している。**



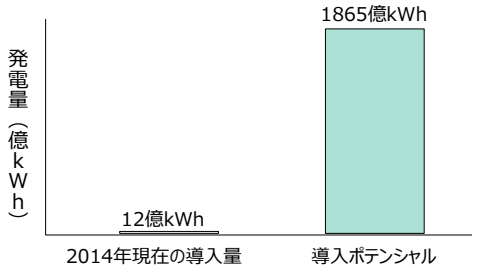

- 左の図に示すとおり韓国には一定量の太陽光の導入ポテンシャルがある。
- 太陽光の理論的ポテンシャル(賦存量)は発電量137,347 TWh/年、設備容量106,831 GW と算定される。
- 2014年、韓国政府は第2次エネルギー基本計画を具体化した第4次新・再生エネルギー基本計画を発表しており、その中で太陽光と風力を主力のエネルギー源として育成する方針を打ち出している。
- 2014年から2035年までの年平均成長率を11.7%と見込んでおり、2035年の太陽光発電比率を大幅に引き上げることを目指している。

出所　Global Energy Network Institute，How is 100% Renewable Energy Possible in South Korea by 2020，26ページ，
http://www.geni.org/globalenergy/research/100-percent-renewable-for-south-korea/100-percent-Renewable-for-South-Korea.pdf，
IEEJ，韓国の新・再生可能エネルギー基本計画，1ページを基に作成，https://eneken.ieej.or.jp/data/5765.pdf
産業通商資源部　2018新再生エネルギー白書、100ページ
http://knrec.or.kr/file/2018%EC%8B%A0%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%EB%B0%B1%EC%84%9C.pdf

## 6-2.風力ポテンシャル

**韓国には年間1,865億kWhの風力導入ポテンシャルが存在すると見られている。**
**2014年の韓国の風力発電量は12億kWh、導入量はポテンシャルの0.1%に満たない状況。**

風力発電の現在の導入量とポテンシャル




韓国には現在の1,000倍以上風力を導入可能なポテンシャルを有している。

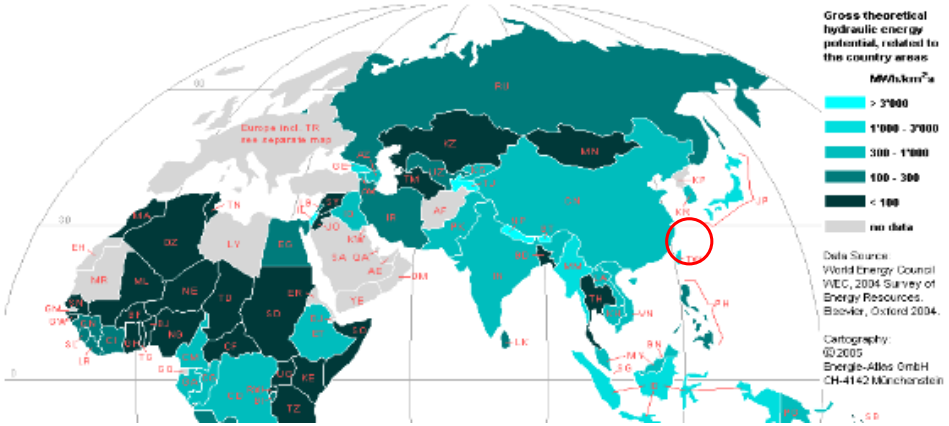
- 左の図に示すとおり韓国は非常に多くの風力導入ポテンシャルを有している。
- 風力の理論的ポテンシャル(賦存量）は、発電量2,327 TWh/年、設備容量961 GWと算定される
- 2014年、韓国政府は第2次エネルギー基本計画を具体化した第4次新・再生エネルギー基本計画を発表しており、その中で風力と太陽光を主力のエネルギー源として育成する方針を打ち出している。
- 2014年から2035年までの年平均成長率を16.5%と見込んでおり、2035年の風力発電の比率を大幅に引き上げることを目指している。

出所　Global Energy Network Institute，How is 100% Renewable Energy Possible in South Korea by 2020，24ページ，
http://www.geni.org/globalenergy/research/100-percent-renewable-for-south-korea/100-percent-Renewable-for-South-Korea.pdf，
IEEJ，韓国の新・再生可能エネルギー基本計画，1ページを基に作成，https：//eneken.ieej.or.jp/data/5765.pdf
産業通商資源部　2018新再生エネルギー白書、106～109ページ
http://knrec.or.kr/file/2018%EC%8B%A0%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%EB%B0%B1%EC%84%9C.pdf
韓国エネルギー公団　新・再生エネルギーセンター
https://www.knrec.or.kr/m/business/windpowerTF_internal.aspx



## 6-3.水力ポテンシャル

**韓国の水力導入ポテンシャルは30-100万kWh/km2。**
**国土面積約10万km2を考慮するとポテンシャルは300億-1千億kWh。**
**2014年の水力発電量は60億kWhであり、拡大余地は大きい。**
**水力エネルギーの理論的ポテンシャル(賦存量)は、発電量246 TW/年、設備容量は28GWと算定される。**



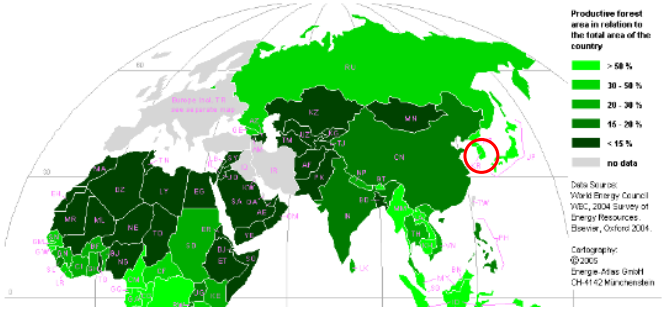

出所　Global Energy Network Institute，Libraryを基に作成，
http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/hydropower.shtml
産業通商資源部　2018新再生エネルギー白書、158～160ページ
http://knrec.or.kr/file/2018%EC%8B%A0%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%EB%B0%B1%EC%84%9C.pdf
韓国エネルギー公団　新・再生エネルギーセンター
https://www.knrec.or.kr/energy/waterpower_intro.aspx



## 6-4.バイオマスポテンシャル

**バイオマス発電の主要原料の一つである森林の国別賦存量を以下に示す。**
**韓国における森林賦存量は非常に大きく、政府はその拡大に力を入れている。**
**バイオマスの理論的ポテンシャル(賦存量)は、林産、農産、畜産、都市廃棄物の順に多く、総ポテンシャルは18,836千TOE/年である。**

世界の森林賦存状況




- 左の図に示すとおり韓国の森林賦存は世界的に見て大きい。
- 韓国知識経済省（現貿易・産業・エネルギー省）は2008年、バイオマス発電について、「今後長い期間に渡り最も使いやすく重要な再生可能エネルギー資源であり続ける」と表明している。
- 2014年現在、再生可能エネルギーに占めるバイオマスの割合は13.3%だが、韓国政府はこれを2035年には18%まで引き上げる計画を立てている。

出所 Global Energy Network Institute，Libraryを基に作成，
http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/bioenergy.shtml，
IEEJ，韓国の新・再生可能エネルギー基本計画，1ページを基に作成
https：//eneken.ieej.or.jp/data/5765.pdf
産業通商資源部　2018新再生エネルギー白書、115、131ページ
http://knrec.or.kr/file/2018%EC%8B%A0%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%EB%B0%B1%EC%84%9C.pdf



# 7. 再エネコスト

## 7-1.ユーティリティ規模太陽光(1)

**ユーティリティ規模の太陽光発電では、韓国の導入コストは諸外国と比較して高価。**

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 5,431 | 3,918 | 3,348 | 3,069 | 2,221 | 2,437 | 2,210 | 2,101 | 2,070 |
| 英国 | 5,913 | 4,700 | 2,781 | 2,306 | 1,943 | 1,529 | 1,465 | 1,267 | 1,362 | 1,018 |
| ドイツ | 3,705 | 2,959 | 2,341 | 2,007 | 1,600 | 1,280 | 1,162 | 1,114 | 1,113 | 899 |
| フランス | 5,470 | 5,592 | 5,153 | 3,245 | 2,369 | 1,559 | 1,320 | 1,240 | 1,074 | 979 |
| イタリア | 5,286 | 4,876 | 2,571 | 2,035 | 1,972 | | | 972 | 870 | 830 |
| スペイン | 4,672 | 3,263 | 2,688 | 2,310 | 2,316 | 1,195 | | | | 766 |
| 豪州 | 6,907 | 6,777 | 4,908 | 2,881 | 3,007 | 2,236 | 1,925 | 1,971 | 1,520 | 1,236 |
| 米国 | 4,667 | 4,534 | 4,425 | 3,914 | 2,885 | 2,571 | 2,221 | 1,873 | 1,549 | 1,221 |
| インド | 5,051 | 3,112 | 2,730 | 2,810 | 1,907 | 1,300 | 1,119 | 1,116 | 793 | 618 |
| 中国 | 3,947 | 3,417 | 2,742 | 2,117 | 1,763 | 1,362 | 1,233 | 1,157 | 879 | 794 |
| **韓国** | **8,881** | **5,912** | **2,290** | **2,663** | **2,211** | **2,091** | **2,064** | **1,581** | **1,326** | **1,252** |

注）イタリアの2015年、2016年数値は、原典で報告なし

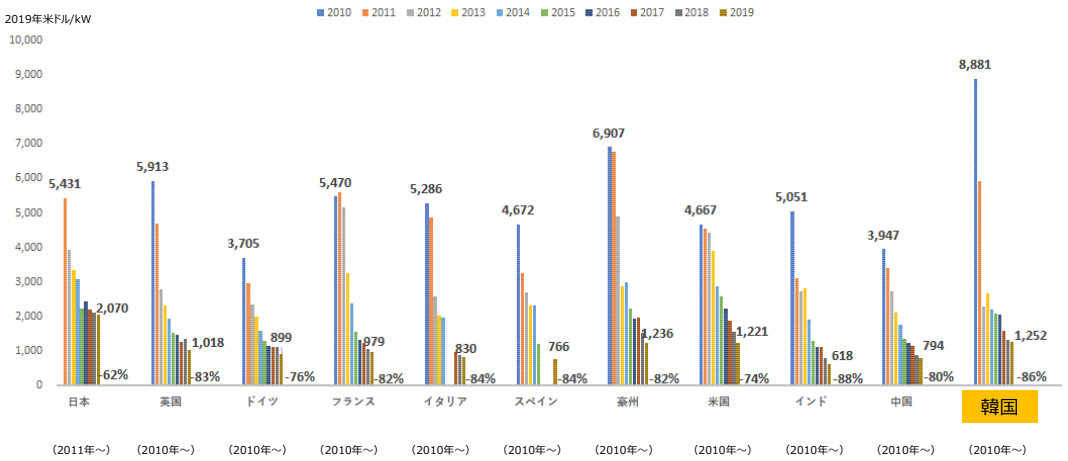


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を元に作成

## 7-1.ユーティリティ規模太陽光(2)

**主要国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。**
**韓国も2019年時点で、2010年から86%コストダウンして、1252米ドル/kWとなっている。**

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019米ドル/kW)



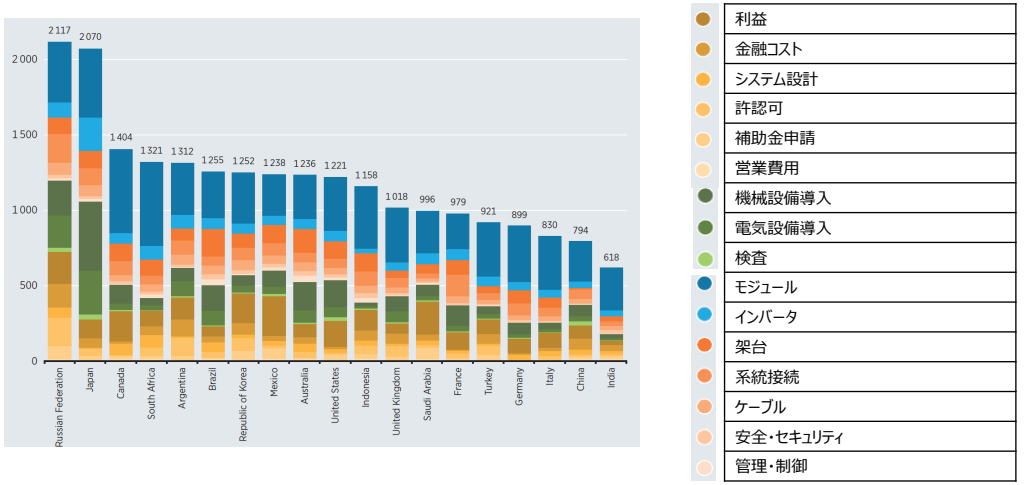



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を元に作成

## 7-1.ユーティリティ規模太陽光(3)

**韓国のユーティリティ規模太陽光発電設備のコストはブラジル、メキシコ、豪州とほぼ同レベルで諸外国の中でやや高い。**

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 66ページ（Figure3.5）を元に作成

## 7-1.ユーティリティ規模太陽光(4)

**韓国のユーティリティ規模太陽光の発電コストはドイツとほぼ同レベルで世界的にやや高い水準となっている。**

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | 0.405 | 0.301 | 0.260 | 0.241 | 0.179 | 0.188 | 0.155 | 0.150 | 0.144 |
| 英国 | 0.474 | 0.455 | 0.279 | 0.235 | 0.200 | 0.162 | 0.160 | 0.136 | 0.145 | 0.111 |
| ドイツ | 0.334 | 0.294 | 0.246 | 0.202 | 0.154 | 0.127 | 0.115 | 0.109 | 0.108 | 0.090 |
| フランス | 0.351 | 0.373 | 0.412 | 0.246 | 0.171 | 0.125 | 0.102 | 0.096 | 0.084 | 0.080 |
| イタリア | 0.383 | 0.364 | 0.191 | 0.174 | 0.148 | | | 0.080 | 0.072 | 0.068 |
| スペイン | 0.289 | 0.207 | 0.172 | 0.135 | 0.134 | 0.080 | | | | 0.056 |
| 豪州 | 0.376 | 0.396 | 0.248 | 0.148 | 0.126 | 0.112 | 0.089 | 0.102 | 0.086 | 0.084 |
| 米国 | 0.202 | 0.242 | 0.212 | 0.216 | 0.151 | 0.144 | 0.134 | 0.099 | 0.079 | 0.068 |
| インド | 0.305 | 0.200 | 0.175 | 0.180 | 0.120 | 0.081 | 0.079 | 0.074 | 0.055 | 0.045 |
| 中国 | 0.301 | 0.250 | 0.189 | 0.155 | 0.120 | 0.093 | 0.084 | 0.075 | 0.057 | 0.054 |
| **韓国** | **0.502** | **0.433** | **0.179** | **0.219** | **0.174** | **0.165** | **0.163** | **0.113** | **0.096** | **0.091** |

注）イタリアの2015年、2016年数値は、原典で報告なし

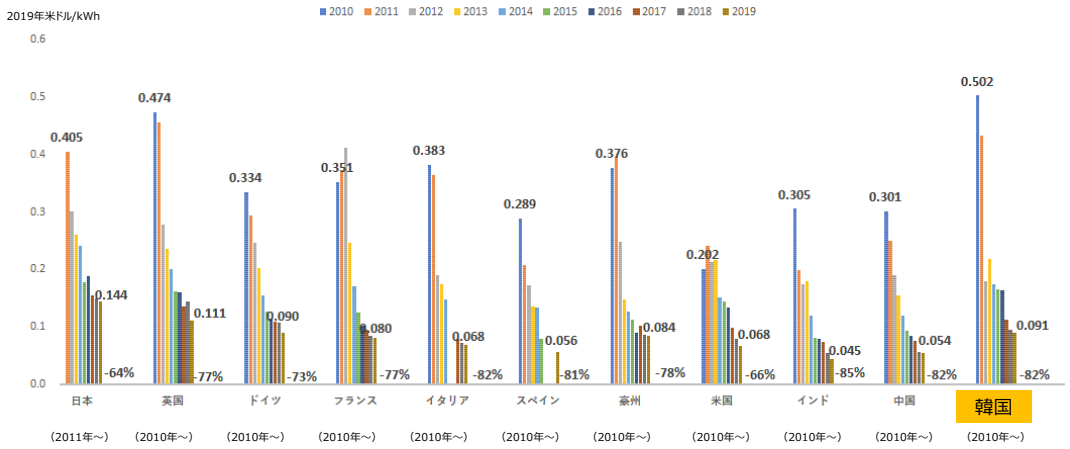


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を元に作成

## 7-1.ユーティリティ規模太陽光(5)

**設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減している。**
**韓国も2019年時点で、2010年から82%コストダウンして、0.091米ドル/kWhとなっている。**

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)



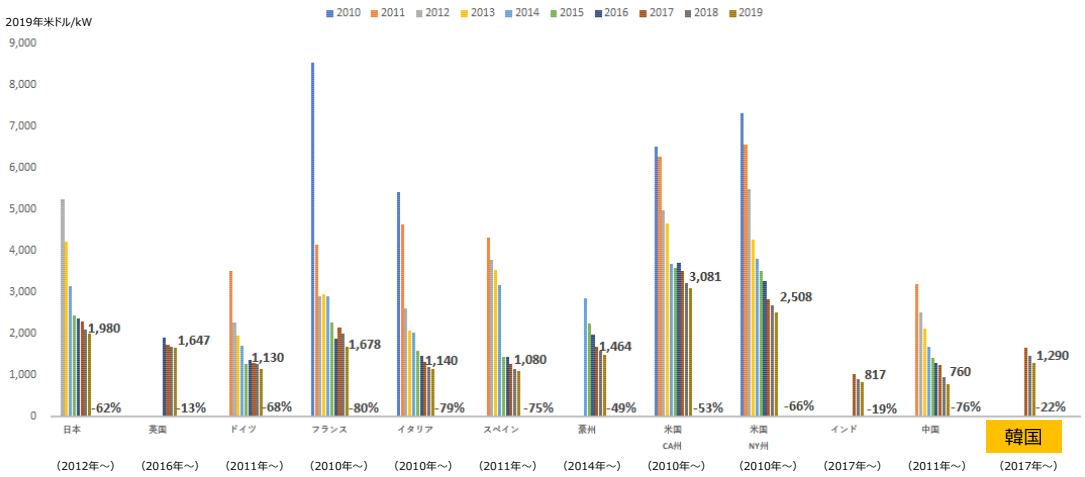



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 72ページ（Figure3.7）を元に作成

## 7-2.業務用太陽光(2)

**主要国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。**
**韓国も2019年時点で、2017年から22%コストダウンして、1,290米ドル/kWとなっている。**

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を元に作成

## 7-2.業務用太陽光(1)

**500kW未満の業務用太陽光では、韓国の導入コストは諸外国と比較してやや安価。**

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 5,238 | 4,212 | 3,122 | 2,421 | 2,356 | 2,269 | 2,076 | 1,980 |
| 英国 | | | | | | | 1,884 | 1,730 | 1,662 | 1,647 |
| ドイツ | | 3,496 | 2,259 | 1,927 | 1,691 | 1,267 | 1,354 | 1,290 | 1,260 | 1,130 |
| フランス | 8,534 | 4,145 | 2,889 | 2,932 | 2,880 | 2,262 | 1,854 | 2,138 | 1,999 | 1,678 |
| イタリア | 5,405 | 4,611 | 2,600 | 2,053 | 2,016 | 1,571 | 1,442 | 1,311 | 1,181 | 1,140 |
| スペイン | | 4,305 | 3,756 | 3,519 | 3,168 | 1,437 | 1,421 | 1,249 | 1,140 | 1,080 |
| 豪州 | | | | | 2,846 | 2,222 | 1,957 | 1,674 | 1,562 | 1,464 |
| 米国・アリゾナ州 | 7,032 | 6,218 | 5,480 | 4,341 | 3,574 | 3,834 | 3,437 | 3,107 | 2,687 | 2,480 |
| 米国・カリフォルニア州 | 6,491 | 6,267 | 4,970 | 4,634 | 3,668 | 3,569 | 3,697 | 3,505 | 3,197 | 3,081 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 6,935 | 6,315 | 4,973 | 4,229 | 4,004 | 3,706 | 3,620 | 3,065 | 3,007 | 2,652 |
| 米国・ニューヨーク州 | 7,305 | 6,550 | 5,475 | 4,247 | 3,786 | 3,500 | 3,253 | 2,827 | 2,679 | 2,508 |
| インド | | | | | | | | 1,010 | 901 | 817 |
| 中国 | | 3,193 | 2,495 | 2,118 | 1,661 | 1,403 | 1,285 | 1,226 | 936 | 760 |
| **韓国** | | | | | | | | **1,644** | **1,445** | **1,290** |



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を元に作成

## 7-2.業務用太陽光(3)

**韓国の500kW未満の業務用太陽光の発電コストは、米国・アリゾナ州とほぼ同レベルで世界的にやや高い水準となっている。**

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | | | 0.335 | 0.276 | 0.213 | 0.172 | 0.169 | 0.164 | 0.153 | 0.147 |
| 英国 | | | | | | | 0.207 | 0.194 | 0.189 | 0.187 |
| ドイツ | | 0.253 | 0.176 | 0.155 | 0.140 | 0.114 | 0.119 | 0.115 | 0.114 | 0.105 |
| フランス | 0.625 | 0.324 | 0.237 | 0.240 | 0.237 | 0.194 | 0.166 | 0.186 | 0.176 | 0.154 |
| イタリア | 0.322 | 0.279 | 0.171 | 0.141 | 0.139 | 0.115 | 0.108 | 0.101 | 0.094 | 0.092 |
| スペイン | | 0.257 | 0.228 | 0.215 | 0.197 | 0.105 | 0.105 | 0.096 | 0.090 | 0.087 |
| 豪州 | | | | | 0.131 | 0.107 | 0.097 | 0.086 | 0.082 | 0.078 |
| 米国・アリゾナ州 | 0.279 | 0.249 | 0.222 | 0.180 | 0.152 | 0.162 | 0.147 | 0.135 | 0.120 | 0.112 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.259 | 0.251 | 0.203 | 0.191 | 0.156 | 0.152 | 0.157 | 0.150 | 0.138 | 0.134 |
| 米国・マサチューセッツ州 | 0.433 | 0.397 | 0.320 | 0.277 | 0.264 | 0.247 | 0.242 | 0.210 | 0.206 | 0.186 |
| 米国・ニューヨーク州 | 0.439 | 0.397 | 0.337 | 0.268 | 0.243 | 0.227 | 0.213 | 0.189 | 0.181 | 0.171 |
| インド | | | | | | | | 0.071 | 0.066 | 0.062 |
| 中国 | | 0.180 | 0.147 | 0.129 | 0.107 | 0.094 | 0.089 | 0.086 | 0.072 | 0.064 |
| **韓国** | | | | | | | | **0.137** | **0.125** | **0.115** |

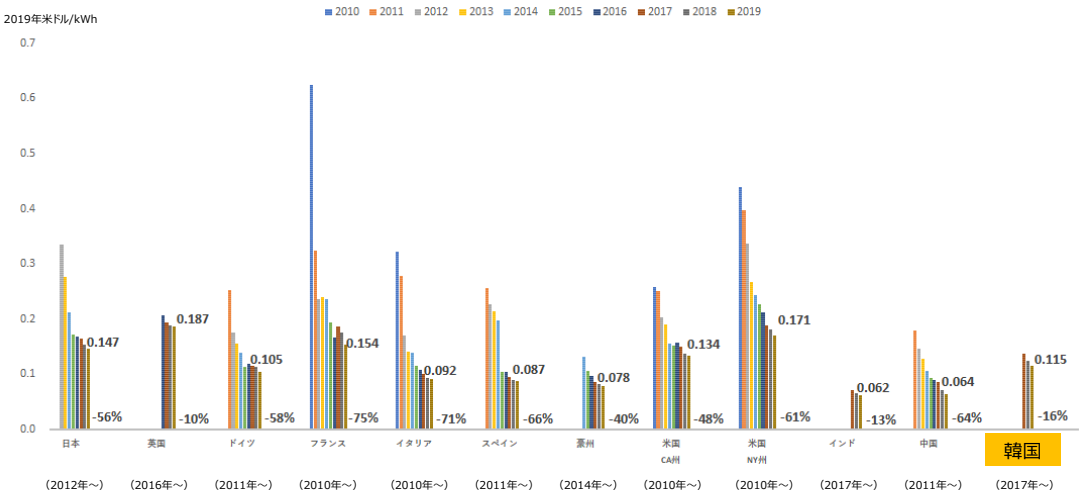


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を元に作成

## 7-2.業務用太陽光(4)

**設備コストの低減と共に各国の発電コスト(＄/kWh）も低減している。**
**韓国も2019年時点で、2017年から16%コストダウンして、0.115米ドル/kWhとなっている。**

各国の500kW未満の業務用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)



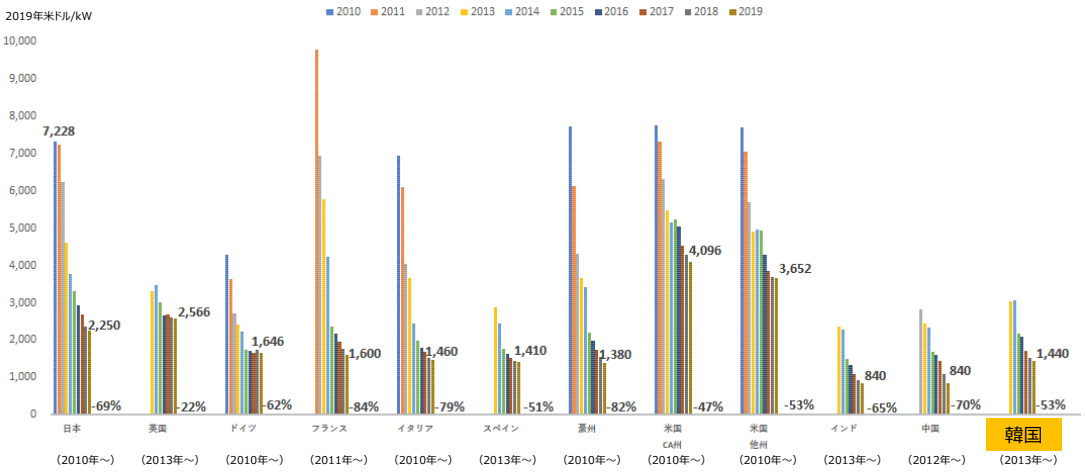



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を元に作成

## 7-3.住宅用太陽光(2)

**主要国の住宅用太陽光発電の導入コスト(＄/kW)は大きく低減している。**
**韓国も2019年時点で、2013年から53%コストダウンして、1,４４０米ドル/kWとなっている。**

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト(2019年米ドル/kW)






出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 65ページ（Figure3.4）を元に作成

## 7-3.住宅用太陽光(1)

**住宅用太陽光では、韓国の導入コストは諸外国と比較して安価となっている。**

各国の住宅用太陽光発電の導入コスト（2019年米ドル/kW）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 7,314 | 7,228 | 6,237 | 4,601 | 3,771 | 3,313 | 2,927 | 2,685 | 2,361 | 2,250 |
| 英国 | | | | 3,300 | 3,475 | 3,007 | 2,668 | 2,692 | 2,597 | 2,566 |
| ドイツ | 4,277 | 3,634 | 2,712 | 2,414 | 2,229 | 1,750 | 1,704 | 1,645 | 1,746 | 1,646 |
| フランス | | 9,797 | 6,950 | 5,773 | 4,231 | 2,359 | 2,174 | 1,967 | 1,771 | 1,600 |
| イタリア | 6,949 | 6,106 | 4,031 | 3,660 | 2,438 | 1,983 | 1,803 | 1,676 | 1,527 | 1,460 |
| スペイン | | | | 2,871 | 2,438 | 1,758 | 1,633 | 1,509 | 1,445 | 1,410 |
| 豪州 | 7,715 | 6,126 | 4,301 | 3,670 | 3,424 | 2,198 | 1,988 | 1,738 | 1,557 | 1,380 |
| 米国・カリフォルニア州 | 7,756 | 7,325 | 6,323 | 5,475 | 5,155 | 5,231 | 5,053 | 4,529 | 4,294 | 4,096 |
| 米国・その他州 | 7,705 | 7,049 | 5,697 | 4,921 | 4,954 | 4,925 | 4,280 | 3,844 | 3,702 | 3,652 |
| インド | | | | 2,374 | 2,276 | 1,501 | 1,326 | 1,093 | 916 | 840 |
| 中国 | | | 2,823 | 2,432 | 2,330 | 1,672 | 1,591 | 1,436 | 1,079 | 840 |
| **韓国** | | | | **3,036** | **3,056** | **2,166** | **2,079** | **1,707** | **1,527** | **1,440** |



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 68ページ（Table3.1）を元に作成

## 7-3.住宅用太陽光(3)

**韓国の住宅用太陽光の発電コストは、フランス、ドイツを下回り世界的にやや安い水準となっている。**

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト（2019年米ドル/kWh）

| 年 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 日本 | 0.455 | 0.450 | 0.393 | 0.298 | 0.250 | 0.224 | 0.202 | 0.188 | 0.169 | 0.163 |
| 英国 | | | | 0.327 | 0.342 | 0.302 | 0.274 | 0.276 | 0.268 | 0.265 |
| ドイツ | 0.301 | 0.261 | 0.204 | 0.185 | 0.174 | 0.144 | 0.141 | 0.138 | 0.144 | 0.138 |
| フランス | | 0.712 | 0.516 | 0.435 | 0.330 | 0.201 | 0.188 | 0.174 | 0.161 | 0.149 |
| イタリア | 0.405 | 0.360 | 0.248 | 0.228 | 0.162 | 0.137 | 0.128 | 0.121 | 0.113 | 0.109 |
| スペイン | | | | 0.181 | 0.158 | 0.122 | 0.116 | 0.109 | 0.106 | 0.104 |
| 豪州 | 0.319 | 0.258 | 0.187 | 0.163 | 0.154 | 0.106 | 0.098 | 0.089 | 0.082 | 0.075 |
| 米国・カリフォルニア州 | 0.306 | 0.290 | 0.253 | 0.222 | 0.210 | 0.213 | 0.207 | 0.187 | 0.179 | 0.171 |
| 米国・その他州 | 0.304 | 0.280 | 0.230 | 0.202 | 0.203 | 0.202 | 0.178 | 0.162 | 0.157 | 0.155 |
| インド | | | | 0.132 | 0.128 | 0.093 | 0.085 | 0.074 | 0.067 | 0.063 |
| 中国 | | | 0.162 | 0.144 | 0.139 | 0.107 | 0.103 | 0.096 | 0.079 | 0.067 |
| **韓国** | | | | **0.224** | **0.225** | **0.170** | **0.164** | **0.141** | **0.130** | **0.125** |

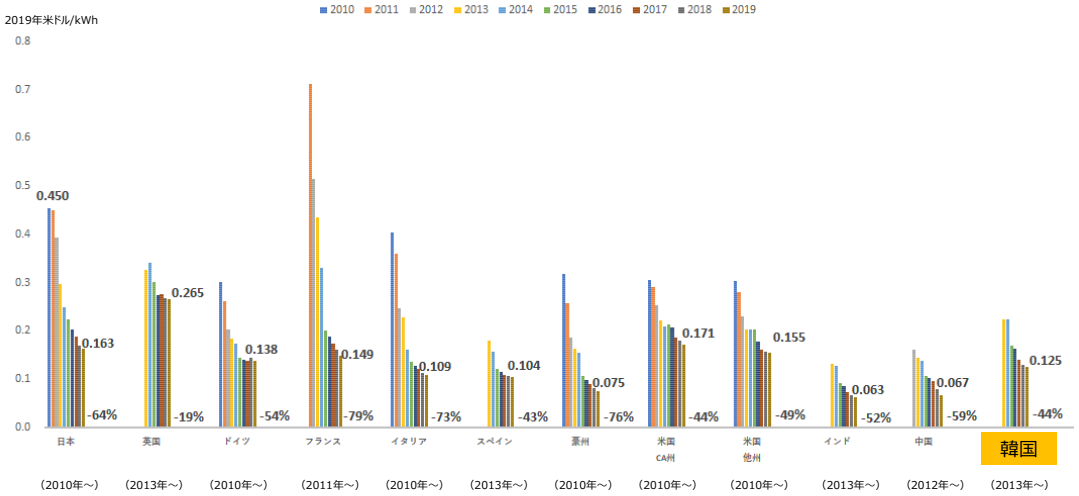


出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を元に作成

## 7-3.住宅用太陽光(4)

**設備コストの低減と共に各国の発電コスト($/kWh)も低減している。**
**韓国のも2019年時点で、2013年から44%コストダウンして、0.125米ドル/kWhとなっている。**

各国の住宅用太陽光発電の発電コスト(2019年米ドル/kWh)



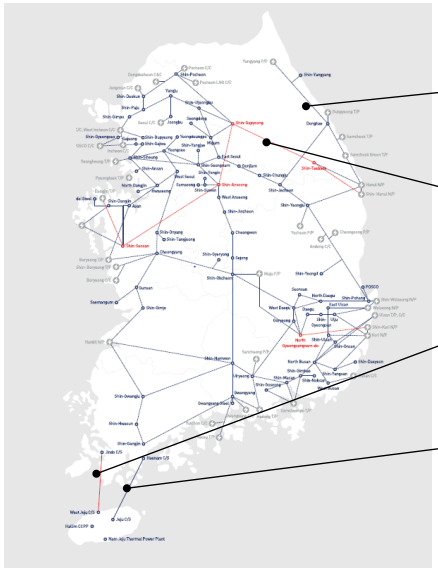

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019, 73ページ（Table3.3）を元に作成



# 8. 電力系統

## 8-1.電力系統の現状

**韓国の基幹系統は345kV系統と765kV系統から構成されている。**
**需要地をループ状に結ぶと共に主要都市には高圧系統での大容量送電を行う。**



① 345kV系統（灰色）
需要地をループ状に結ぶと同時に発電所を系統内に取り込む。

② 765kV系統（赤色）
ソウルなどの大規模需要地に大容量を送電するために建設された。

③ 250kV直流ケーブル（赤色）
Jeju島と本土のJindoを結ぶ送電線。

④ 180kV直流ケーブル（灰色）
Jeju島と本土のHaenamを結ぶ送電線。

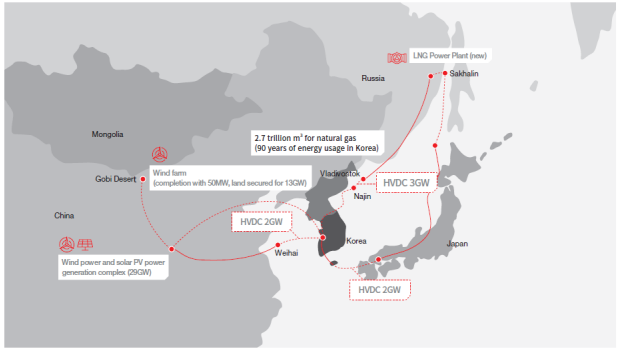
出所　KEPCO Annual Report 2018 p.59



## 8-2.系統整備計画

**韓国の送電会社KEPCOは送電網で北東アジアを繋ぐ構想を打ち立てている。**
**ソフトバンク・ロシア・中国と研究開発のMOUを締結済み。**

KEPCOによる北東アジアスーパーグリッド構想




| | |
|---|---|
| プロジェクト名 | 北東アジアスーパーグリッド |
| 関連諸国 | 韓国・日本・ロシア・中国・北朝鮮・モンゴル |
| KEPCOとの覚書締結企業 | ソフトバンク・中国国家電網公司・ロシアRosseti |
| 初期ステージ　2013-2015 | 可能性検証・周辺国を巻き込むフェーズ。2014年にロシア3社と検討を開始。 |
| 商業準備ステージ　2016-2020 | 事業戦略立案・パイロットプロジェクト立上げを目指す。 |

出所　KEPCO Annual Report 2018 p.29
KEOCO, https://home.kepco.co.kr/kepco/SG/main/main.do

# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# インド

## 1-1.GHG削減に向けた政策枠組み

**インドは京都議定書で削減義務を負わない非附属書Ⅰ国の枠であったが、パリ協定を批准**
**約束草案では2030年までにGDPあたりのGHG排出量を2005年比33～35%減とする目標を提示したが、2050年の具体的な目標は示さず**
**これに先立ち2008年には国家気候変動行動計画を策定、同計画が提示する排出削減に向けた国家ミッションの一環として、エネルギー集約型産業を対象とした省エネ証書取引制度を運用**

| | |
|---|---|
| COP21約束草案における GHG削減目標（2015年） | • 2030年までにGDPあたりのGHG排出量を2005年比で33～35%削減<br>• 2050年目標は示していない<br>• 2030年までに電力の4割を非化石化する目標等を提示するも、部門別の削減目標は示さず<br>• 温暖化の緩和・適応対策実施には先進国等からの国際的な財政支援が必要と強調 |
| 国家気候変動行動計画（2008年） | • 削減目標値は掲げていないが、温暖化対策として8分野の「国家ミッション」を設定<br>• 特に省エネ分野では同計画の一環として、2012年から省エネ証書取引制度（PAT）を実施（下記参照） |
| 省エネ証書取引制度（PAT） | • エネルギー集約型産業を対象とした省エネ証書取引<br>• 2012年に開始し、政府が対象消費者を3年1サイクル（一部期間重複）で指定、順次拡大。サイクル4（2018～2020年度）までに累計846事業者が対象に |

出所　インド国家気候変動行動計画（2008）、インドCOP21約束草案、インド省エネ庁「エネルギー効率向上対策の効果報告書2018～2019」https://beeindia.gov.in/sites/default/files/BEE%20Final%20Report_1.pdf、同庁ウェブサイト「PATサイクル」https://beeindia.gov.in/content/pat-cycle（2020年9月23日閲覧）を基に作成



# 1. 概況

# 2. 目標

## 2-1.削減目標

**コペンハーゲン合意がなされたCOP15において、インドは2020年にGDPあたりの排出量を2005年比で20～25%削減する自主目標（農業部門を除く）を表明**
**パリ協定約束草案では、2030年までにGDPあたりの温室効果ガス排出量を2005年比で33～35%減とする約束を表明**

| | コペンハーゲン合意 | パリ協定約束草案 |
|---|---|---|
| 基準年 | 2005年 | 2005年 |
| 目標年 | 2020年 | 2030年 |
| 削減目標（**CO2/GDP**） | ▲20～25%<br>（自発的目標。拘束力無し） | ▲33～35% |
| 対象ガス | ■ 明記なし（排出、とのみ記載） | ■ 明記なし<br>（温室効果ガスとのみ記載） |
| 対象セクター | ■ 農業を除くセクター | ■ 農業を含む全セクター<br>■ セクター別の目標等は設けない |
| 国際的な市場メカニズム | 明記なし | 明記なし |

出所　UNFCCC，Information provided by Parties to the Convention relating to the Copenhagen Accord, Appendix II - Nationally appropriate mitigation actions of developing country Parties，India，
https://unfccc.int/files/meetings/cop_15/copenhagen_accord/application/pdf/indiacphaccord_app2.pdf
UNFCCC，INDIA'S INDC SUBMISSION TO THE UNFCCCを基に作成



## 2-2.約束草案

| 項目 | 内容 |
|---|---|
| タイプ | 基準年からのGDPあたり排出量（原単位）削減 |
| 基準年 | 2005年 |
| 削減目標の達成期限 | 2030年 |
| 削減目標 | 2030年までにGDPあたりのGHG排出量を2005年比で33～35%減 |
| 対象範囲 | セクター別目標は示さず、農業含むあらゆるセクターの取組により上記目標達成を目指す |
| 対象ガス | 明記なし（温室効果ガスとのみ記載） |
| 政策枠組み | • 国家気候変動行動計画（2008）の8つのミッション遂行<br>• 上記に加え風力等を新たに注力分野に追加<br>• 2030年までに発電設備容量の40%を非化石（原子力含む）とする方針提示 |
| 土地セクターの活用有無 | • 植林・緑化により2030年までに25億～30億tCO2の削減効果を創出 |
| 国際的な市場メカニズムによる貢献 | • インドによる貢献に関する記載なし<br>• 先進国からの技術移転や人材教育支援のほか、緑の気候基金（GCF）など国際的なメカニズムを通じた対インド財政支援への期待を表明 |
| 公平性・野心 | • 国家発展課題と並行して上記の2030年目標を達成する方針であることを以て、自国の約束は「公平かつ野心的」であると主張<br>• インドのコミットメント達成には財政支援、技術移転などでの国際社会の支援が不可欠と強調 |

出所　UNFCCC，INDIA'S INDC SUBMISSION TO THE UNFCCCを基に作成



## 2-3.国家気候変動行動計画（1）

**産業等セクター別の削減目標値は提示せず、気候変動対策に寄与する政府の取組方針を「国家ミッション」として8つの分野で設定し、複数のミッションで気候変動への適応対策に取り組み**
**達成目標等の多くは、ミッション開始時・開始後に提示**

### ミッション1：ソーラーミッション

- ◆ 太陽光発電（PV）を化石燃料に対して競争力のある電源とすることを目標とし、リサーチセンター設立、技術開発に関する国際協力、機器等の国内製造能力の強化、政府資金調達等の政策を実施
- ◆ 開始後2度の改定を経て、2022年までに太陽光発電設備容量を100GWとする目標を設定
- ◆ 以後各フェーズで設定された目標（設備容量合計）は以下の通り
  - □ フェーズ1（2010-2013）：グリッド接続（屋根式含む）PVを1,000MW、オフグリッドPVを200MWまで拡大
  - □ フェーズ2（2014-2017）：グリッド接続PVを4,000～10,000MW、オフグリッドPVを1,000MW、最低25カ所のPVパークまで拡大
  - □ フェーズ3（2017-2022 ※インドの国家電力計画である第13次5カ年計画の枠組み）：グリッド接続PVを100,000MW、オフグリッドPVを2,000MWまで拡大

### ミッション2：エネルギー効率向上

- ◆ エネルギー多消費産業におけるエネルギー消費削減の義務付け
- ◆ 省エネ証書取引制度（PAT）、エネ効率向上融資プラットフォーム（EEFP）、エネルギー効率向上のための市場変革（MTEE）、エネルギー効率経済発展枠組（FEEED）の4つのイニシアチブが軸

### ミッション3：民生

- ◆ 省エネ建築基準、自動車の燃費基準の強化、高効率の自動車購入等を通じ、都市計画におけるエネルギー効率向上を目指す
- ◆ 公共交通機関利用へのインセンティブ付与、廃棄物管理・リサイクル強化にも重点

出所　インド国家気候変動行動計画（2008）、IEA，Jawaharlal Nehru National Solar Mission (Phase I, II and III),IEA Energy Policy Review India 2020、省エネ庁National Mission for Enhanced Energy Efficiency, https://beeindia.gov.in/content/nmeee-1　を基に作成



## 2-3.国家気候変動行動計画（2）

### ミッション4：水

- ◆ 気候変動の結果として生じる水不足問題への対処を目的として、水の利用効率の20%向上を目指す

### ミッション5：ヒマラヤ生態系維持

- ◆ ヒマラヤ氷河の融解防止と同地域の生物多様性の保護を目指す

### ミッション6：緑のインド

- ◆ 荒廃した森林地帯600万ヘクタールに植林
- ◆ インド領土の森林面積を23%から33%へと拡大

### ミッション7：持続可能な農業

- ◆ 気候変動に強い作物の開発
- ◆ 気象保険の拡大など農業における気候変動適応を支援

### ミッション8：戦略的知識

- ◆ 気候変動やその影響、過大への理解深化に向けて気候科学研究基金設立、モデリング改善、国際協力の強化を実施
- ◆ ベンチャーキャピタルファンドを通じ気候変動対応、緩和関連技術の開発を奨励

出所　インド国家気候変動行動計画（2008）、IEA，Jawaharlal Nehru National Solar Mission (Phase I, II and III),IEA Energy Policy Review India 2020、省エネ庁National Mission for Enhanced Energy Efficiency, https://beeindia.gov.in/content/nmeee-1　を基に作成

## 2-4.省エネ証書取引制度（PAT）

**国家気候変動行動計画の「ミッション2：エネルギー効率向上」の一環として2012年に開始**
**エネルギー集約型産業を対象とした省エネ証書取引であり、政府が指定する対象消費者を3年1サイクルで段階的に拡大**

| サイクル | 期間（年度） | 対象セクター | 事業所数 | エネルギー消費削減目標（Mtoe） |
|---|---|---|---|---|
| サイクル1 | 2012～2015 | 8セクター<br>火力発電、鉄鋼、セメント、アルミ、肥料、製紙パルプ、繊維、塩素アルカリ、 | 478 | 6.686 |
| サイクル2 | 2016～2018 | 11セクター<br>上記+石油精製、政府系電力供給企業、鉄道 | 621 | 8.869 |
| サイクル3（追加分の目標設定） | 2017～2019 | 同上 | 116追加<br>合計737 | 116事業所で1.06 |
| サイクル4（同上） | 2018～2020 | 13セクター<br>上記＋石油化学、常用建築物 | 109追加<br>846 | 109事業所で0.70 |

※　インドの年度は4月～3月。サイクル3以降は前サイクルの指定事業者に政府が追加指定事業者を加える形で順次拡大。継続事業所については前サイクルの削減目標を引きつづき課されることとなる

出所　インド省エネ庁「エネルギー効率向上対策の効果報告書2018～2019」https://beeindia.gov.in/sites/default/files/BEE%20Final%20Report_1.pdf、同庁ウェブサイト「PATサイクル」https://beeindia.gov.in/content/pat-cycle（2020年9月23日閲覧）を基に作成



# 3. 進捗　-排出量-

## 2-5.再生可能エネルギー目標（2018年国家電力計画）

**2015年約束草案で2030年までに再エネ電力設備容量を全電源の40%とする方針を提示**
**同目標を踏まえた具体の計画として、2018年電力計画では2021年度、2026年度の再エネ電力見通しを提示**

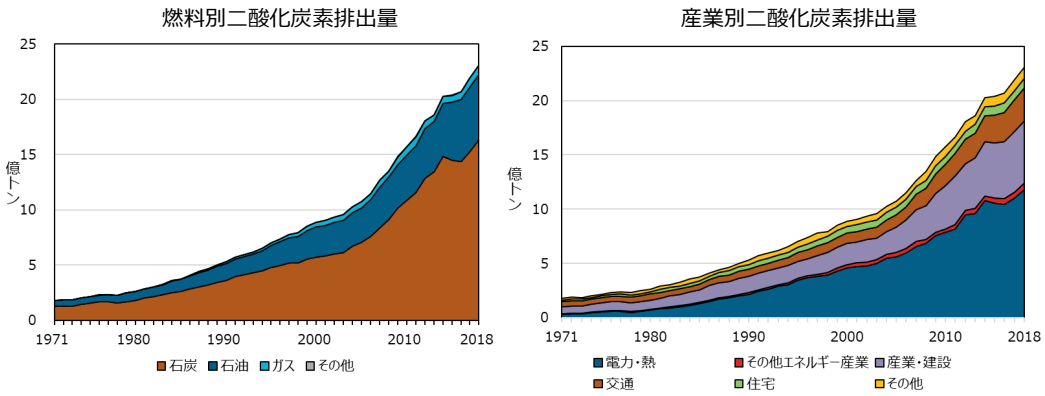
| 年度 | 再エネ設備容量（GW） | 発電電力量見通し（TWh） | | | | | 発電電力量に占める再エネ比率（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 太陽光 | 風力 | バイオマス | 小規模水力 | 合計 | |
| 2021年度（2021年4月～2022年3月） | 175 | 162 | 112 | 37 | 15 | 326 | 20.1 |
| 2026年度（2026年4月～2027年3月） | 275 | 243 | 188 | 63 | 24 | 518 | 24.4 |

出所　2018年国家電力計画を基に作成



## 3-1.地球温暖化ガス排出量

**インドにおける化石燃料燃焼に伴うCO2排出量は、継続的に上昇**
**燃料別では石炭比率が高く、産業別では電化の進行に伴い特に電力部門からの排出が大きく増加**

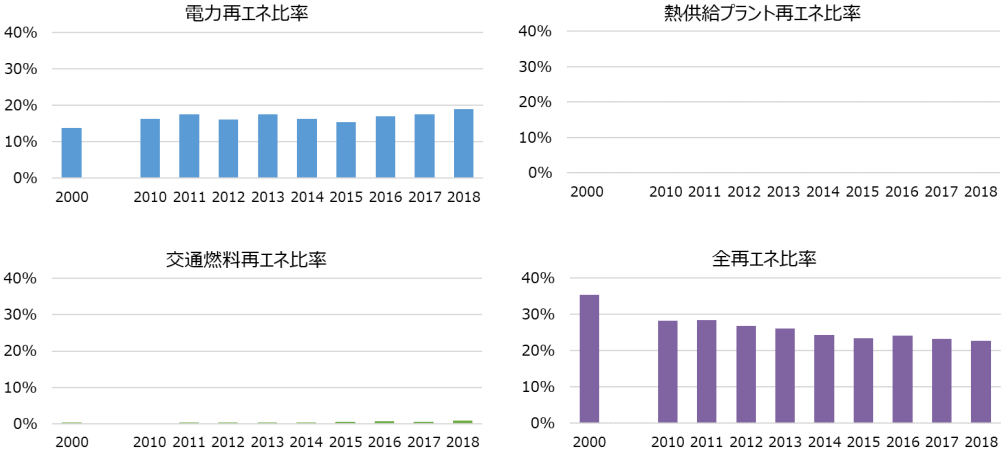



出所　IEA、$CO_2$ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2020 edition) を基に作成

# 3. 進捗　-再エネ-

## 3-2.再エネ比率

インドの再エネ比率は以下の通り。風力・太陽光の推進により電力における比率は高いが交通燃料等における比率は極めて低い
固形一次バイオ燃料（solid primary biofuels:木材、木くず等含む）の利用が多く、全エネルギー供給に占める再エネ比率を押し上げている
なお、熱供給プラントについては化石燃料によるもの含め、供給データがゼロとなっている

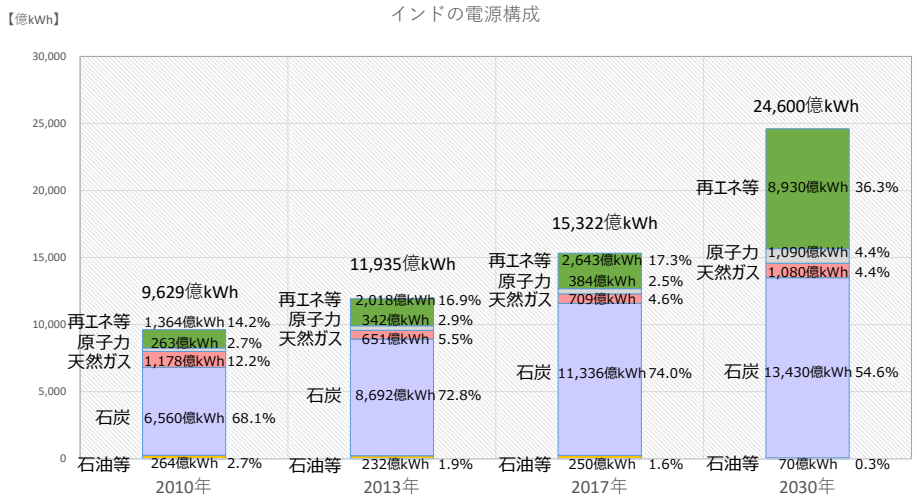



出所　電力・全再エネ： OECD iLibrary, World Indicator, Share of renewable sources in electricity generationおよびShare of renewable sources in TPES
熱供給・交通燃料： OECD iLibrary, World Energy Balances, （Renewablesの値をTotalの値で除算）を基に算出



## 3-3. 電源構成 (1)

2017年のインドの電源構成について、再生可能エネルギーは太陽光、風力、バイオ燃料が増加した影響で、水力と合わせると17.3%となり、2013年から0.4ポイント増加となった。原子力は2.5%で、2013年からほぼ横ばいである。火力は80.2%で、2013年から横ばいである。2013年と比較すると石炭が1.2ポイント増加し、石油と天然ガスは横ばいである。
2030年には再生可能エネルギーが36.3%、原子力が4.4%まで増加する一方、火力は59.3%まで減少する見通しとなっている。

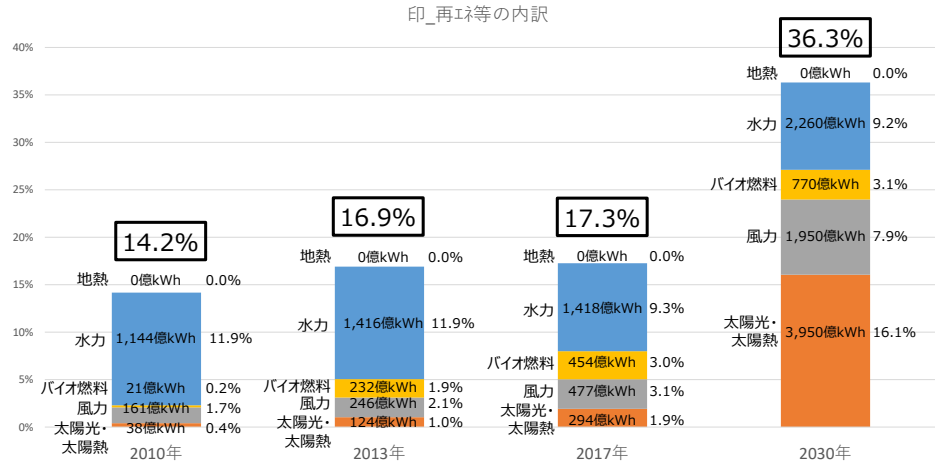



IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、「World Energy Outlook 2020」を基に作成



## 3-4. 電源構成 (2)

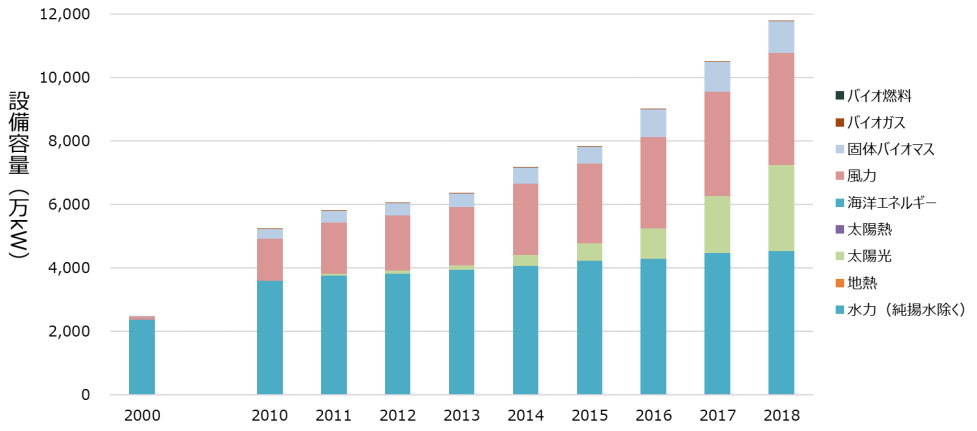
2017年度のインドにおける再生可能エネルギー電源の構成について、太陽光は1.9%となり、2013年から0.9ポイント増加した。風力は3.1%となり、2013年から1.0ポイント増加となっている。
2030年には2017年と比較して太陽光の発電量が約13.5倍、風力の発電量が約4倍に増加する見込みである。電源構成に占める割合は太陽光が16.1%、風力が7.9%まで増加する見込みである。




IEA「Electricity Information」（2016年、2019年）、「World Energy Outlook 2020」を基に作成

## 3-5.再エネ電力：設備容量

インドでは近年、風力に続き太陽光の設備容量が大きく増大している

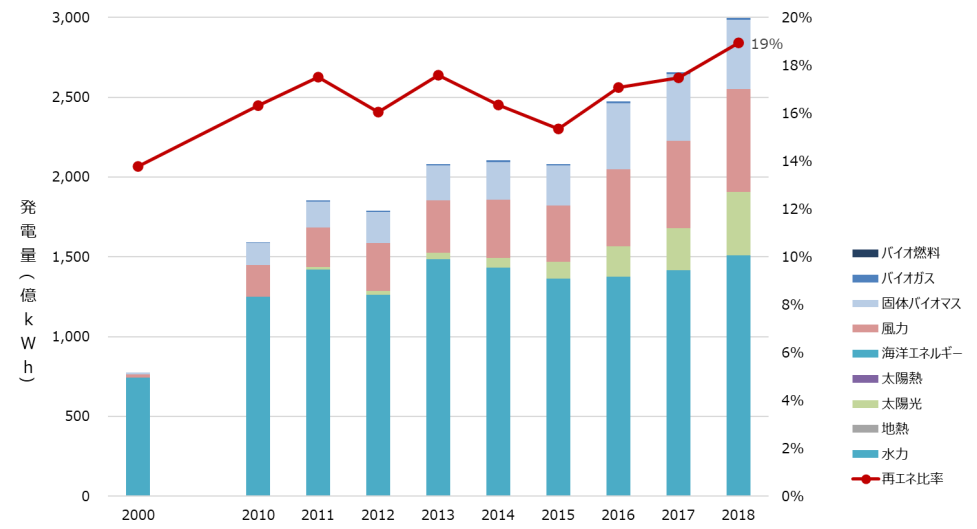



出所　IRENA Statistics を基に作成



## 3-6.再エネ電力：発電量

インドでは風力拡大に続き太陽光も増大、再エネ比率は20%程度となっている




出所　OECD iLibrary, OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-7.再エネ電力：数値データ

再エネ電力の設備容量・発電量の数値データを以下に示す

| (万kW) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力（純揚水除く） | 2371.1 | | 3586.6 | 3763.1 | 3825.0 | 3938.8 | 4062.1 | 4231.7 | 4283.8 | 4475.1 | 4529.6 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.1 | | 6.5 | 56.3 | 97.9 | 144.6 | 344.4 | 536.5 | 965.1 | 1792.3 | 2712.7 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 94.1 | | 1318.4 | 1617.9 | 1730.0 | 1842.0 | 2246.5 | 2508.8 | 2870.0 | 3284.8 | 3528.8 |
| 固体バイオマス | 34.7 | | 314.4 | 367.5 | 392.5 | 417.5 | 502.3 | 546.9 | 888.5 | 940.5 | 1012.4 |
| バイオガス | 0.0 | | 0.1 | 0.3 | 0.4 | 0.6 | 0.7 | 1.0 | 1.0 | 1.3 | 1.6 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 2500.0 | | 5225.9 | 5805.1 | 6045.7 | 6343.4 | 7156.0 | 7824.9 | 9008.4 | 10494.0 | 11785.1 |

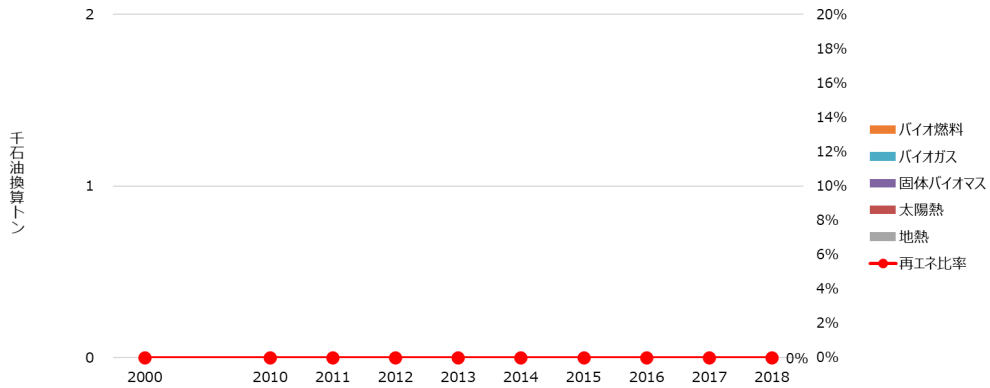
| (億kWh) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 水力 | 744.6 | | 1249.2 | 1422.2 | 1263.0 | 1483.3 | 1434.0 | 1365.0 | 1377.6 | 1417.7 | 1511.3 |
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽光 | 0.0 | | 1.3 | 14.9 | 22.7 | 41.1 | 58.1 | 104.2 | 187.8 | 260.4 | 397.3 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 海洋エネルギー | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 風力 | 16.8 | | 196.6 | 245.3 | 301.2 | 331.7 | 364.2 | 350.8 | 482.8 | 549.9 | 642.9 |
| 固体バイオマス | 12.8 | | 137.7 | 165.4 | 193.2 | 217.3 | 238.1 | 252.1 | 416.3 | 417.0 | 435.2 |
| バイオガス | 0.0 | | 7.7 | 8.4 | 9.0 | 9.5 | 9.9 | 10.3 | 10.8 | 10.9 | 11.1 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 774.3 | | 1592.4 | 1856.2 | 1789.1 | 2082.9 | 2104.4 | 2082.3 | 2475.3 | 2655.8 | 2997.9 |
| 再エネ比率 | 14% | | 16% | 18% | 16% | 18% | 16% | 15% | 17% | 17% | 19% |

出所　OECD iLibrary, OECD-Net Capacity of renewables、OECD-Renewables Supply and Consumptionを基に作成



## 3-8.再エネ熱供給プラント：消費量

インドについては再エネ以外を含め、プラントを通じた熱供給のデータがない（ゼロ）




出所　OECD iLibrary, World Energy Balances2020を基に算出

## 3-9.再エネ熱供給プラント：数値データ

再エネ熱供給プラントの消費量の数値データを以下に示す
※ インドについては再エネ以外を含め、プラントを通じた熱供給のデータがない（ゼロ）

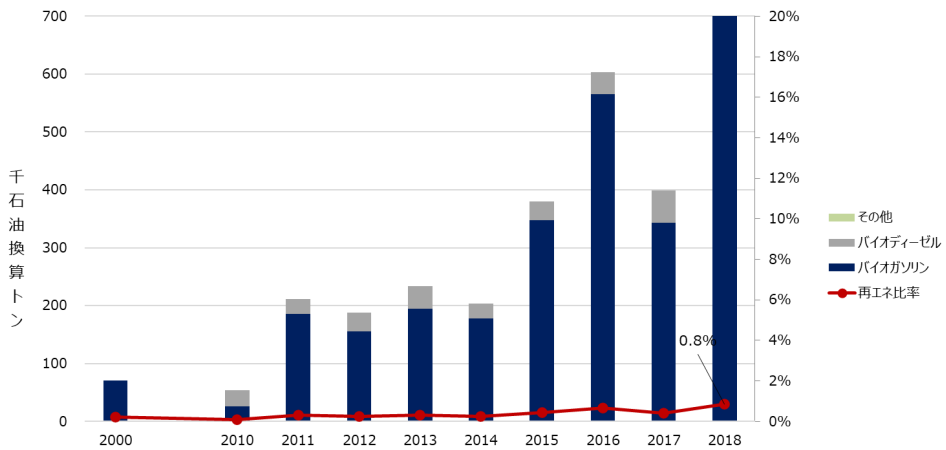
| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 地熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 太陽熱 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 固体バイオマス | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| バイオガス | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| バイオ燃料 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 再エネ比率 | 0% | | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-10.再エネ交通燃料：消費量

インドの交通燃料における再エネ燃料の導入量は増加しているものの、モビリティ利用の進展に伴う化石燃料等の消費増大のペースが高く、
再エネの全体比率は低い状態に留まっている。




出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出



## 3-11.再エネ交通燃料：数値データ

再エネ交通燃料の数値データを以下に示す

| (千石油換算トン) | 2000 | | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| バイオガソリン | 70.0 | | 26.0 | 186.0 | 155.0 | 194.0 | 178.0 | 348.0 | 565.0 | 343.0 | 813.0 |
| バイオディーゼル | 0.0 | | 28.0 | 25.0 | 33.0 | 39.0 | 25.0 | 32.0 | 38.0 | 56.0 | 65.0 |
| その他 | 0.0 | | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 合計 | 70.0 | | 54.0 | 211.0 | 188.0 | 233.0 | 203.0 | 380.0 | 603.0 | 399.0 | 878.0 |
| 再エネ比率 | 0.2% | | 0.1% | 0.3% | 0.3% | 0.3% | 0.3% | 0.4% | 0.7% | 0.4% | 0.8% |

出所　OECD iLibrary, World Energy Balanceを基に算出

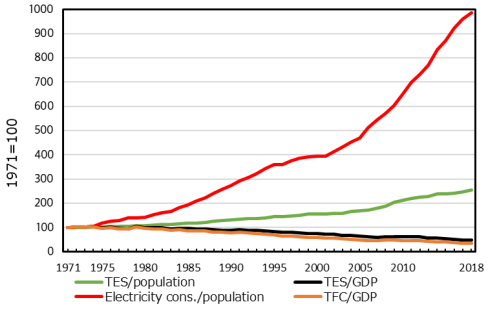


# 3. 進捗　-省エネ-

## 3-12.省エネの進捗

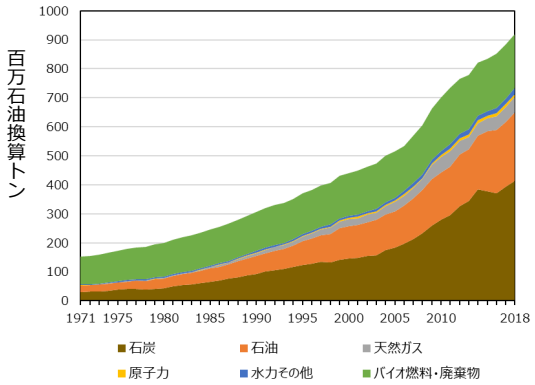
**インドでは経済発展に伴い人口あたりの電力消費の増大が著しく、化石燃料を中心に総エネルギー供給量が継続的に増加を続けている**
**GDPあたりのエネルギー消費についてはエネルギー効率の改善等により緩やかながら減少**

各エネルギー指標の推移




※ TES：Total Energy Supply：総エネルギー供給量
TFC：Total Final Consumption：最終エネルギー消費量
GDP：国内総生産
Population：人口
Electricity cons.：電力消費量

一次エネルギー供給量の推移




出所　IEA，WORLD ENERGY BALANCES (2020 edition)を基に作成



## 4-1.気候変動に係る政府機関

**インドの気候変動政策に係る担当機関は以下の通り**

| | |
|---|---|
| 環境・森林・気候変動省 | 環境・林業政策を担当、気候変動については環境分野の一環として取り扱い、国家気候変動行動計画を所管 |
| 新・再生可能エネルギー省 | 再生可能エネルギーや水素等新エネルギー政策を担当 |
| インド太陽光エネルギー公社（SECI) | 新・再生可能エネルギー省のもとで2011年設立。国家気候変動行動計画に基づくソーラーミッションを中心に再エネ拡大を遂行。商用規模再エネ補助の入札を管理 |
| 電力省 | 連邦政府を構成する省の一つであり、天然資源の開発や利用を担当。現首相は大臣指名に当たり、クリーンエネルギーへの移行等の推進も指示 |
| 省エネ庁 | 電力省の下部組織。省エネ法に基づき、省エネ証書取引制度（PAT）等のスキームを所管 |
| 石油天然ガス省 | 化石燃料資源の開発・確保・効率化政策に加え、バイオ燃料等の再生可能燃料利用政策も所管 |
| インド国家変革委員会（NITI Aayog） | 従来エネルギー含む国家計画「五カ年計画」を策定していた計画委員会を廃止、2015年に政府シンクタンク（議長は首相）として設置され、SDGs含む各種分野の長期戦略等について立案、提言 |

出所　各省・組織ウェブサイト



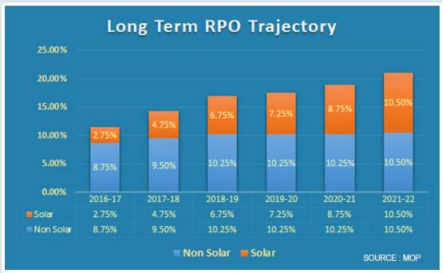
# 4．政府機関

# 5．再エネ政策

## 5-1.再エネ電源調達義務制度（RPO）

インドでは2010年に再エネ電源調達義務制度（RPO)を導入。国家気候変動行動計画等に基づくPV拡大方針を受け、「ソーラーRPO」「非ソーラーRPO」を設定
中央政府が示す基準に基づき、各州電力規制当局が導入目標を設定してきたが、現状では未導入の州あり
インド政府は太陽光の調達義務を引き上げると共に、2022年までに全州で統一目標でのRPO導入を完了する方針

| RPO現状 | |
|---|---|
| 概要 | 総電力消費量に対する再エネ購入義務比率を規定 |
| 目標決定 | 中央政府が基準目標を示すが、導入義務比率は各州電力当局が決定 |
| 義務対象者 | 州配電事業者（DISCOM）、オープンアクセス消費者、自家発含む |
| 導入状況 | 全27州中4州で未導入 |
| 2020年度目標 | 中央政府はソーラー/非ソーラー計19%を提示。しかし州の義務設定は6%～19.25%と開きあり、中央政府目標を下回る州が大半 |
| 義務未達への対応 | 義務未達の場合はペナルティ（罰金など）が発生 |




中央政府のRPO基準目標

2018年、電力省が2022年までのRPO目標提示
- 2022年までに再エネ175GW（うちPV100GW)へと再エネ目標引き上げ
- これに応じ、**2022年のRPO目標を21%（ソーラー/非ソーラー各10.5%）に引き上げ**
- **2022年までに全州でのRPO導入、統一目標導入**の方針

出所　新・再生可能エネルギー省　RPOナショナルポータル、https://rpo.gov.in/Home/



## 5-2.再エネ証書（REC）取引制度

国内の再エネ資源偏在を踏まえて、RPO未達の義務者が不足分を解消するためのオプションとして、再エネ電力認証（REC）取引制度を運用

| | |
|---|---|
| 目的 | • RPO未達の義務者が再エネ事業者からRECを購入、未達解消の手段に<br>• 再エネ資源の豊富な地域でのRPOレベルを超えた導入拡大を促進 |
| 概要 | • 中央電力原子力規制委員会（CERC）が各州の担当機関を指定<br>• 再エネ電源はFIT価格での販売か、「電力」と「環境価値」を別個に販売するかを選択可能<br>• 後者ケースでの環境価値に対し州機関がREC発行（1MWh＝REC1枚）<br>• CERC設定した上限・下限価格の範囲内で、指定の取引所で取引 |

REC発行ステップ
- 再エネ事業者が州機関にREC発行申請
- 州窓口が書類確認後、認定承認のための適格性審査
- 開始から30日以内に審査完了。認定された申請者に州機関がREC発行
- REC発行に際しては、州機関が以下の組織に通知
  - ✓ CERC
  - ✓ 州送電系統運用者
  - ✓ 当該電源地域の配電事業者

| Month, Year | Opening Balance (A) | REC Issued (B) | No. of REC Redeemed | | Total E=(C+D) | REC Revoked /Deleted (G) | Closing Balance (F=((A+B)-E)-G) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | RECs Redeemed through Power Exchanges (C) | RECs retained by RE Generators (D) | | | |
| Jan, 2020 | 1378272 | 613776 | 570704 | 1502 | 572206 | 0 | 1419842 |
| Feb, 2020 | 1419842 | 6797475 | 2142410 | 24578 | 2166988 | 0 | 6050329 |
| Mar, 2020 | 6050329 | 541311 | 838448 | 20233 | 858681 | 0 | 5732959 |
| Apr, 2020 | 5732959 | 173854 | 237935 | 0 | 237935 | 0 | 5668878 |
| May, 2020 | 5668878 | 534663 | 333770 | 4893 | 338663 | 0 | 5864878 |
| Jun, 2020 | 5864878 | 396265 | 349056 | 3415 | 352471 | 0 | 5908672 |
| Jul, 2020 | 5908672 | 530935 | 0 | 100471 | 100471 | 0 | 6339136 |
| Aug, 2020 | 6339136 | 198726 | 0 | 4744 | 4744 | 3623895 | 2909223 |
| Sep, 2020 | 2909223 | 544955 | 0 | 207 | 207 | 0 | 3453971 |
| Oct, 2020 | 3453971 | 740650 | 0 | 1086 | 1086 | 0 | 4193535 |
| Nov, 2020 | 4193535 | 417810 | 0 | 7833 | 7833 | 0 | 4603512 |
| Dec, 2020 | 4603512 | 230738 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4834250 |
| Total: | | 70383493 | 59500577 | 2424771 | 61925348 | 3623895 | |

2020年のREC取引状況

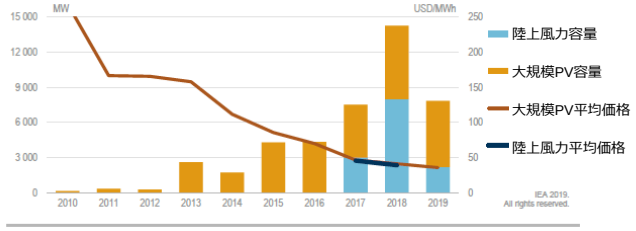
出所　再エネ電力証書レジストリウェブサイト、https://www.recregistryindia.nic.in/



## 5-3.オークション形式による太陽光・風力拡大

商用規模の太陽光、風力については固定価格買取（FIT）から入札による容量調達に移行
複数の電源や蓄電設備とセットにした「ハイブリッド入札」も導入

| オークション制度概要 | |
|---|---|
| 導入時期 | 商用規模太陽光を対象に2010年開始、2017年からは風力も対象に |
| オークション実施機関 | インド太陽光エネルギー公社（SECI）※太陽光以外の入札も管理 |
| 概要 | • 固定価格買取（FIT）に代わる再エネ拡大策として、インド各州での再エネ拡大容量を中央機関であるSECIによる競争入札を通じて調達<br>• 入札価格（電力量あたりの買取料金）低下を受けた風力の拡大低迷への懸念やインバランス解消への対策として、「太陽光＋風力」「太陽光＋蓄電設備」など複数の設備をセットにした「ハイブリッド入札」を導入<br>• 2022年までに州間送電網に接続した落札者に対し、25年間、州間送電に係る料金を免除<br>⇒州間送電網拡張（グリーンエネルギー回廊：8.電力系統参照）計画に伴う追加コストを免除される形に |




インドにおける再エネ入札量・価格（2010-2019）

出所　SECIウェブサイト、IEA “India 2020 Energy Policy Review”



## 5-4.系統接続ルーフトップ太陽光プログラム

屋根設置型の太陽光発電設備についても、以下の様な助成プログラムを実施

| 系統接続ルーフトップ太陽光プログラム | |
|---|---|
| 実施期限 | 2022年末まで |
| 目的 | 2022年までに合計40000MWの屋根上太陽光設備増設 |
| 概要 | プロジェクトは2つのコンポーネントで構成<br>• コンポーネントA：住宅向けの中央政府助成金<br>✓ 対象合計4GW<br>✓ 3kWまで中央機関であるSECIによる競争入札を通じて調達<br>• コンポーネントB：州配電事業者向けインセンティブプログラム<br>✓ 対象合計：18GW<br>✓ 年間の設備増加（前年比10%以上）に応じてインセンティブを支給 |

出所　新・再生可能エネルギー省ウェブサイト「ソーラー　スキーム」

## 5-6.国家バイオ燃料計画

**インド政府（石油省）は2018年に国家バイオ燃料計画を提示**
**再生可能エネルギー等を推進する「クリーンインディア」に加え、国産化推進「メイク・イン・インディア」にも資する政策として位置づけられる**
**概要は以下の通り**

国家バイオ燃料計画（2018年）に示された主な方針

| | | | |
|---|---|---|---|
| 2030年までに石油へのエタノール混合率を20%、バイオディーゼル混合率を5%に | 次世代型エタノール精製施設に対し中央政府助成金、税制優遇、買取保証等提供 | バイオ燃料の分類（先進性に応じ第1～第3世代に分類） | エタノール材料スコープの拡大（糖蜜、サトウキビ汁、余剰穀物など） |
| バイオマスの国家レポジトリ設置 | 有機廃棄物等からのバイオディーゼル生産奨励とサプライチェーン構築 | バイオ燃料原料に関する研究開発助成 | 国家バイオ燃料協力委員会の創設 |

出所　IEA “India 2020 Energy Policy Review”



# 6. 再エネポテンシャル

## 5-7.再エネ設備に対する加速償却税制優遇措置

**インドでは再エネ設備に対して固定資産の減価償却加速措置による税制優遇措置を導入**
**現在の加速率は40%であり、指定対象の施設であれば3年内に完全償却が可能**

再エネ設備に対する加速償却税制優遇措置

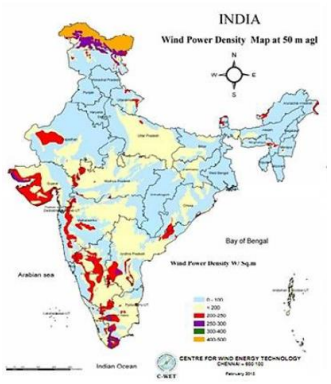
| | |
|---|---|
| 創設時期 | 2014年（その前にも一時期導入されていたが中断されていた） |
| 対象設備 | ▪ 太陽光発電<br>▪ 太陽熱<br>▪ 風力発電<br>▪ バイオガスプラント<br>▪ 自治体、農業部門の廃棄物変換プラント<br>▪ 燃料電池含む電気自動車<br>など |
| 償却加速率 | 40%（2017年まで80%台であった） |

出所　IEA “India 2020 Energy Policy Review”

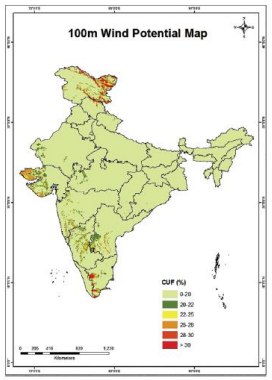


## 6-1.風力ポテンシャル

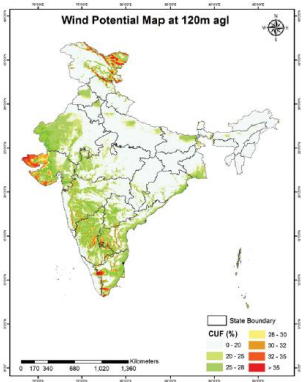
**インドでは主に西側と北部で風況がよい**
**国土西部から北西部にかけては、2018年の国家電力計画公表時点でグリッド接続した風力プラントがない状態である**



地上50mの風況マップ



地上100mタービンの稼働率予測

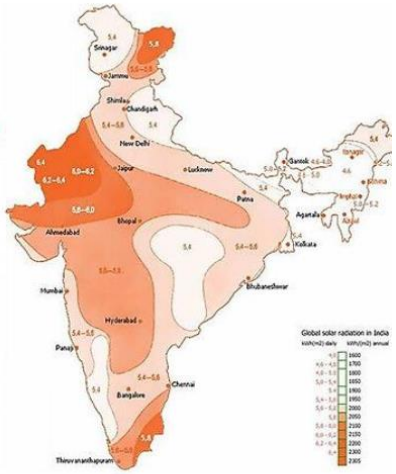


地上120mタービンの稼働率予測

出所　インド新・再エネ省2019－2020年報、電力国家計画

## 6-2.太陽光ポテンシャル

**インドは国土の58%が年間平均5 kWh/m2/dayを超える日射量があり、太陽光のポテンシャルは高い**
**州別ではラジャスタンやカシミールで日照量が多い**




Solar Energy Resources

インド電力国家計画（2018）における太陽光ポテンシャルマップ

Table 3.2: State-wise estimated Solar Energy Potential in the Country

| Sr. No. | State/UT | Solar Potential (GWp) # |
|---|---|---|
| 1 | Andhra Pradesh | 38.44 |
| 2 | Arunachal Pradesh | 8.65 |
| 3 | Assam | 13.76 |
| 4 | Bihar | 11.20 |
| 5 | Chhattisgarh | 18.27 |
| 6 | Delhi | 2.05 |
| 7 | Goa | 0.88 |
| 8 | Gujarat | 35.77 |
| 9 | Haryana | 4.56 |
| 10 | Himachal Pradesh | 33.84 |
| 11 | Jammu & Kashmir | 111.05 |
| 12 | Jharkhand | 18. 18 |
| 13 | Karnataka | 24.70 |
| 14 | Kerala | 6.11 |
| 15 | Madhya Pradesh | 61.66 |
| 16 | Maharashtra | 64.32 |
| 17 | Manipur | 10.63 |
| 18 | Meghalaya | 5.86 |
| 19 | Mizoram | 9.09 |
| 20 | Nagaland | 7.29 |
| 21 | Odisha | 25.78 |
| 22 | Punjab | 2.81 |
| 23 | Rajasthan | 142.31 |
| 24 | Sikkim | 4.94 |
| 25 | Tamil Nadu | 17.67 |
| 26 | Telangana | 20.41 |
| 27 | Tripura | 2.08 |
| 28 | Uttar Pradesh | 22.83 |
| 29 | Uttarakhand | 16.80 |
| 30 | West Bengal | 6.26 |
| 31 | UTs | 0.79 |
| | TOTAL | 748.98 |

州別の太陽光ポテンシャル

出所　インド新・再エネ省2019－2020年報、電力国家計画

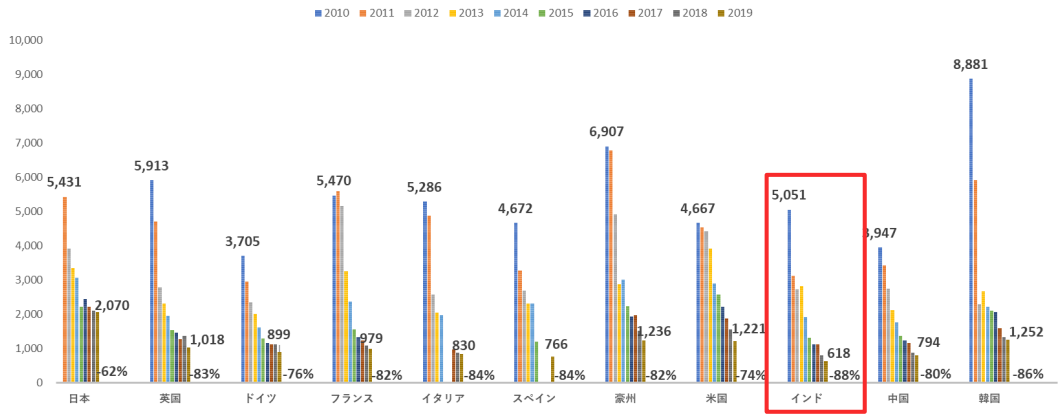


# 7. 再エネコスト

## 7-1. ユーティリティ規模太陽光（1）

**インドにおけるユーティリティ規模太陽光発電の導入コストは、2019年には2010年比でマイナス90%近くと大きく低下し、導入コストは世界でも低い水準となっている。**

各国のユーティリティ規模太陽光発電の導入コスト(2019 USD/kW)



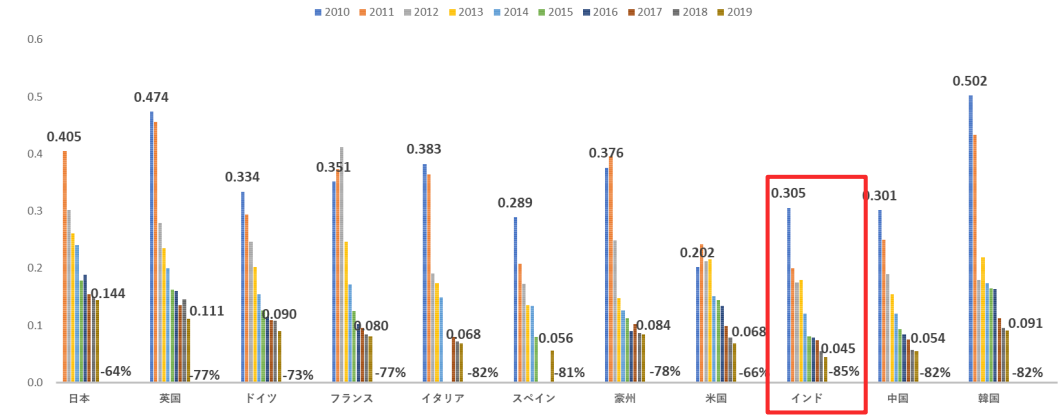

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-1.ユーティリティ規模太陽光（2）

**インドにおけるユーティリティ規模太陽光発電の発電コストは、2019年には2010年比で85%低下し、世界でも低い水準となっている。**

各国のユーティリティ規模太陽光発電の発電コスト（2019 USD/kWh）

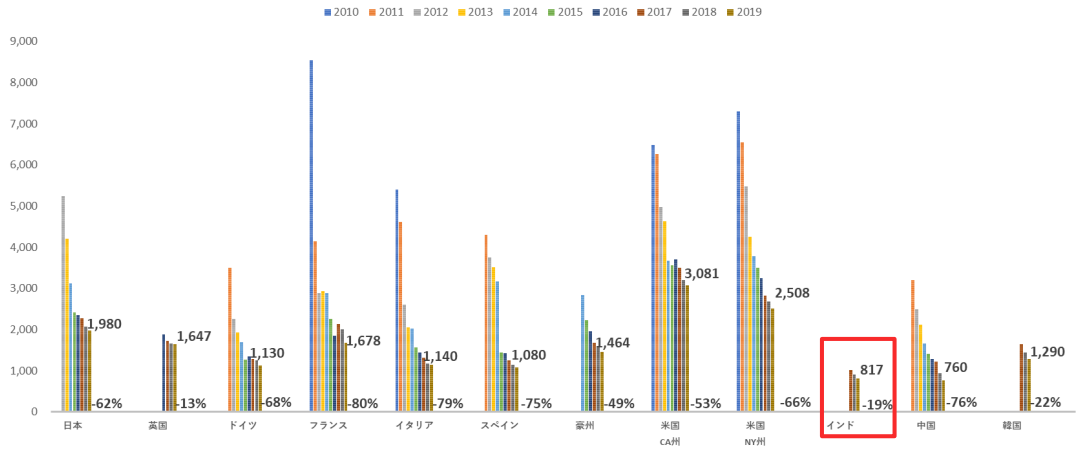



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

## 7-2.業務用模太陽光(1)

**インドにおける業務用太陽光発電の導入コストについて2016年以前のデータは確認できていないが、2017年以降2019年まで、低い水準を保っている。**

各国の業務用太陽光発電の導入コスト(2019 USD/kW)



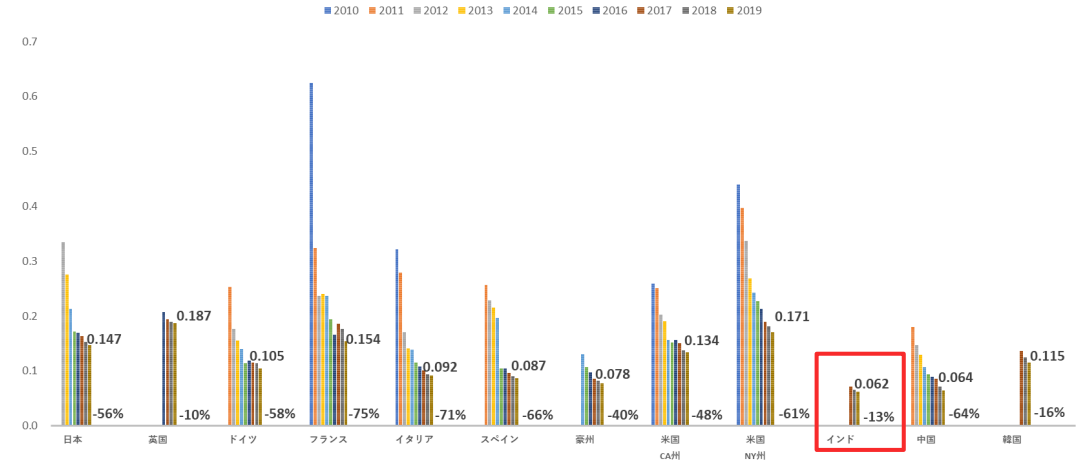

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-2.業務用模太陽光(2)

**インドにおける業務用太陽光発電の発電コストについて2016年以前のデータは確認できていないが、2017年以降2019年まで、世界でも低い水準を保っている。**

各国の業務用太陽光の発電コスト(2019 USD/kWh)



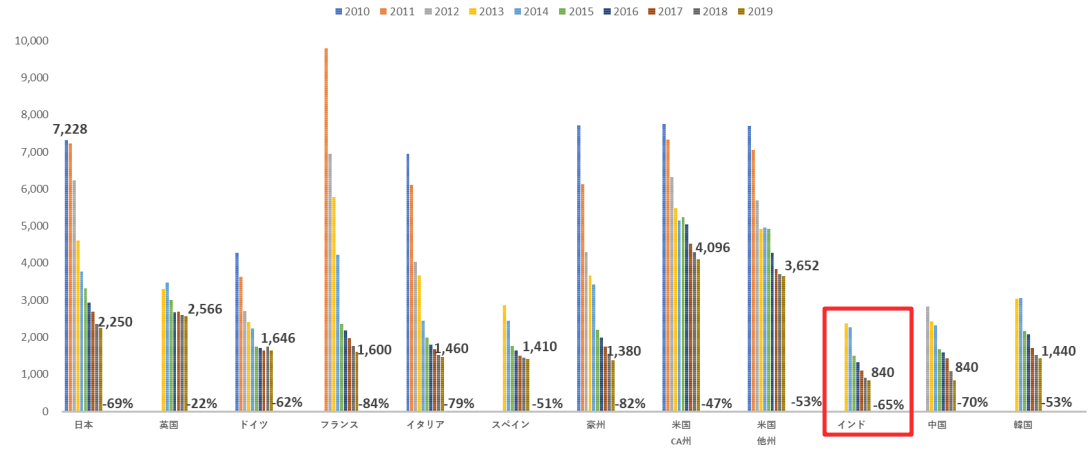

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-3.家庭用太陽光（1）

**インドにおける家庭用太陽光発電の導入コストは、2019年時点で中国と並んで低い水準にある。**

各国の家庭用太陽光の導入コスト(2019 USD/kW)



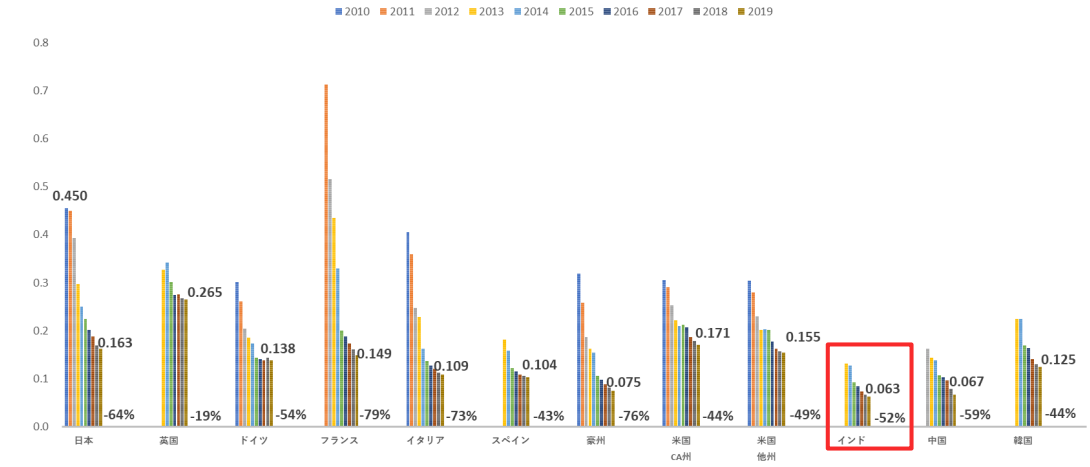

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 7-3.家庭用太陽光（2）

**インドにおける家庭用太陽光発電の発電コストは、一貫して世界でも低い水準にある。**

各国の家庭用太陽光の発電コスト(2019 USD/kWh)

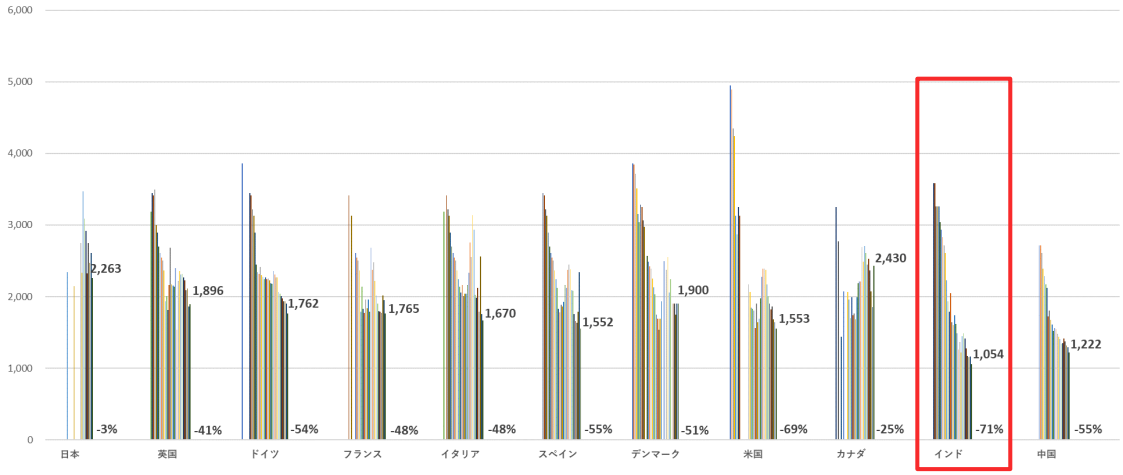



出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

## 7-4.陸上風力(1)

**インドにおける陸上風力の導入コストは、2019年時点で1990年比マイナス71%と大きく低下している。**

各国の陸上風力の導入コスト（2019 USD/kW）




出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成

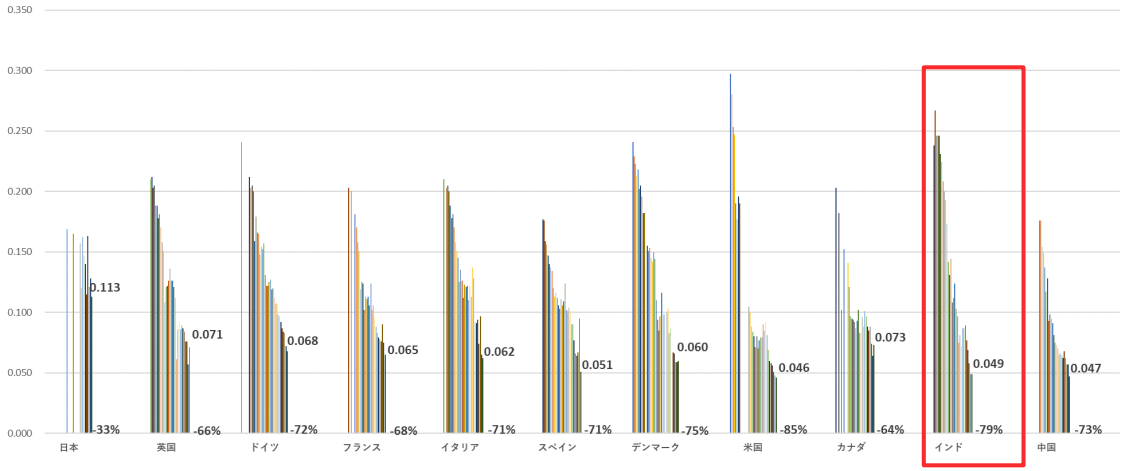


# 8. 電力系統

## 7-4.陸上風力（2）

**インドにおける陸上風力の発電コストは、他国同様大きく低下しており、2019年時点で1990年比マイナス約80%となり、世界でも低い水準となっている。**

各国の陸上風力の発電コスト（2019 USD/kWh）



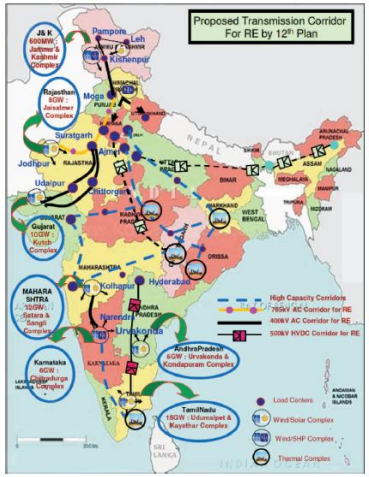

出所　IRENA, Renewable Power Generation Cost 2019を基に作成



## 8-1.グリーンエネルギー回廊

**ドイツの資金援助を受けながら、再エネ拡大のための送電網拡充計画「グリーンエネルギー回廊」プロジェクトを実施**

| グリーンエネルギー回廊 | |
|---|---|
| 主管省庁 | 新・再生可能エネルギー省 |
| プロジェクト期間 | 2015～2020年 |
| 概要 | • 20000MWの再エネ接続を可能にすることを目的<br>• 再エネが多い8州で実施<br>• 送電線、変電設備等の拡張計画<br>• 総コストは940億ルピーを見込む<br>• 上記資金のうち40%は中央政府助成金、20%は州、40%はドイツ（ドイツ復興金融公庫：KfW)からの融資（※5億ユーロ）で賄う<br>• 中央政府助成金は7割が事前支給、3割が試運転後に支給 |
| 実績（2019年末） | • 州内送電系統：目標値9767km中6258km建設完了<br>• 州間送電系統：目標値3068km中、1系統（約600ｋｍ）以外建設完了 |




再エネ拡大を想定した州間広域送電網計画

出所　新・再生可能エネルギー省ウェブサイト「グリーンエネルギー回廊」、国営送電会社(PGCIL)「グリーンエネルギー回廊レポート第1部」

# 主要国の温暖化対策の動向に関する基礎資料
# 台湾

（洋上風力関連）

## 1-1.洋上風力に係る政府の目標

「風力発電4年推進計画」の中で2025年に洋上風力の発電設備容量を3000MW（3GW）まで拡大する目標を示している。

台湾の洋上風力の開発目標に関連する政策文書

| 政策 | | 洋上風力の目標 |
|---|---|---|
| 2012年2月 | 陸上・洋上風力千基計画 | 「陸上風力を優先し次に洋上を開発する」戦略のもと2020年に1200 MWの陸上風力と320 MWの洋上風力のモデル発電所を完成させる。次いで2030年までに洋上有力を3000 MWまで拡大し、陸・洋合せて1000基の風力発電ユニットを導入し、発電設備容量を4200 MWに到達させる目標を示す |
| 2012年7月 | 洋上風力発電システムモデル奨励弁法 | 2030年までに600基の洋上風力発電機を設置することを奨励 |
| 2015年8月 | 風力発電4年推進計画 | 2016年から2020年までの4年間で陸上風力発電設備容量を814MW、洋上風力発電設備容量を520MWまで引き上げ、さらに2025年までに洋上風力発電設備容量を3000MW（3GW）まで拡大する目標を示す |

- 台湾行政院の蘇貞昌・院長は2019年5月16日、経済部による「洋上風力推進の現状と展望」報告を踏まえ、「風力発電4年推進計画」をさらに積極的に進め、2025年の洋上風力の発電設備容量の目標を当初計画の3GWから5.7GWへ拡大し、洋上風力の年間発電量を215億kWhに到達させることにより、2025年に再生可能エネルギー比率を20%に高め、脱原子力発電（「非核家園」）を実現することが望ましいとの考えを示した。

出所　台湾行政院ウェブサイト　https://www.ey.gov.tw/Page/9277F759E41CCD91/054ef04a-995b-4ca4-a132-da57a42cb0ce



# 1．目標及び戦略・計画

## 1-2.再生可能エネルギーに占める風力発電の位置づけ

2025年に再生可能エネルギー全体の発電設備容量目標は27,423MWで、うち風力発電が4,200MWで15.3%を占める。
風力発電の設備容量目標4,200MWの内訳は陸上風力が1,200MW、洋上風力が3,000MWとなっている。

再生可能エネルギー発電設備容量目標（MW）

| 種類別 | 2015年 | 2020年 | 2025年 |
|---|---|---|---|
| 陸上風力 | 647 | 814 | 1,200 |
| 洋上風力 | 0 | 520 | 3,000 |
| 水力 | 2,089 | 2,100 | 2,150 |
| 太陽光 | 842 | 6,500 | 20,000 |
| 地熱 | 0 | 150 | 200 |
| バイオマス | 741 | 768 | 813 |
| 燃料電池 | 0 | 22.5 | 60 |
| 合計 | 4,319 | 10,875 | 27,423 |

- 「風力発電4年推進計画」は2025年までに台湾の発電量全体に占める再生可能エネルギーの割合を20%に到達させることを前提として、このうち風力発電の累計発電設備容量を4.2GW（4200MW）に到達させることを長期目標として設定した。内訳は「陸上風力」が1.2GW、「洋上風力」が3GW。2017年1月から2020年末までの4年間で、1334MWの風力発電設備容量を新設するとしている。

出所　風力発電4年推進計画

## 1-3.洋上風力に係る政府の戦略・計画

「洋上風力」の開発は、諸外国の経験と技術発展動向と経験を参考にしながら、「浅い海域を優先し、深い海域を後で開発する」という基本方針が示されている。

「モデルプロジェクトの試行」、「潜在的発電優良場所の優先開発」、「広い区域での開発加速化」の3段階に分けて推進し、洋上風力発電の累計発電設備容量を2020年に520MW、2025年に3GWに到達させることを目標とする。

洋上風力発電の3段階の開発促進計画

| 推進段階 | 関連政策 | 内容 |
|---|---|---|
| 第一段階（2012年～） | 「洋上風力発電モデルシステム奨励弁法」 | 洋上風力開発のための法制整備、技術及び財務面のF/S段階。3社（台湾電力及び民間2社）のモデル事業者に2020年までに洋上風力発電所モデルプロジェクトの建設を完了させる |
| 第二段階（2015年～） | 「洋上風力発電計画場所申請作業要点」及び36カ所の潜在発電場所を公布 | 国有企業及び民間企業による洋上風力発電所の自主開発を促進させる。2015年10月から事業者による洋上風力建設場所の申請受付をスタート。 |
| 第三段階（2017年～） | 潜在風力発電場所の「政策環境評価」を実施 | 広域的なエリア開発の方式により深海海域まで洋上風力発電を拡大させる。政策環境評価と関連産業の発展状況を踏まえ、経済部は年度ごとに500～2000MWの開発総量計画を公告する。プロジェクト事業者は、資本力、技術力とともに「国産化」も加味した基準により競争入札に参加する。 |

出所　風力発電4年推進計画



# 2．進捗-洋上風力の開発動向-

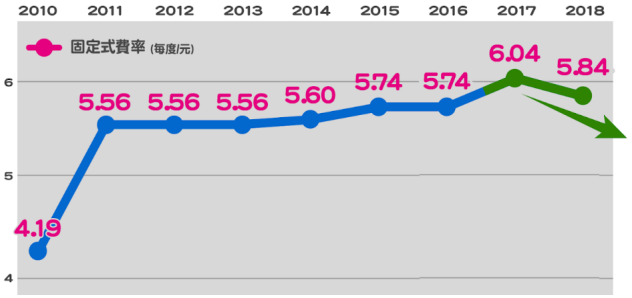
## （参考）風力発電の電力固定価格買取基準

2018年度の風力発電の電力固定価格買取基準

| 分類 | 設備容量 | 電力買取価格（台湾元／kwh） | | |
|---|---|---|---|---|
| 陸上 | 1kw以上30kw以下 | 8.6685 | | |
| | 30kw以上 | LVRT（※）取り付け有り | | 2.7669 |
| | | LVRT（※）取り付け無し | | 2.7315 |
| 洋上 | 1kw以上 | 固定20年買取 | | 5.8498 |
| | | 階段式買取 | 前10年 | 7.1177 |
| | | | 後10年 | 3.5685 |

（※）LVRT（Low Voltage Ride Through）：系統の事故等にともなう短時間の電圧低下の発生時にも風車の継続運転を継続させる機能

洋上風力発電の電力固定買取価格（20年固定）の推移




出所　台湾経済部能源局ウェブサイト
https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/infographics/Infographics.aspx?menu_id=2828&info_id=26



## 2-1．洋上風力開発プロジェクトにかかる政府の承認状況

台湾政府は「風力発電4年推進計画」の中で2025年に洋上風力の発電設備容量を3000MW（3GW）まで拡大する目標を示していたが、2018年1月18日付け公告「洋上風力発電計画プロジェクト容量配分作業」にもとづく選定の結果、11のプロジェクト案件を承認。その合計の発電設備容量は5.5GWに達し、台湾政府の洋上風力の2025年の開発目標は実質的に3GWから5.5GWに引き上げられた。

**風力発電推進4年推進計画（2015年8月）の洋上風力の目標**

- 2020年に520MW
- 2025年に3000MW（3GW）まで拡大

**進展状況**

- 2017年末までに台湾企業、外資企業合わせて22件の開発計画が審査。
- 経済部エネルギー局の審査に合格した案件の総設備容量は10GWに達した。
- 2018年1月18日付け「洋上風力発電計画プロジェクト容量配分作業」の公告にもとづく選定作業が行われ発電設備容量5.5GWに相当する11案件の開発計画が承認。

出所　台湾行政院ウェブサイト（2019年6月14日付け掲載情報）
https://www.ey.gov.tw/Page/5A8A0CB5B41DA11E/ef93b5c1-85ea-4b5f-ac55-f460d9204258

# 2-2. 台湾の洋上風力発電の開発動向

**台湾の洋上風力発電のプロジェクト立地は台湾海峡側に集中し桃園、苗栗、彰化、雲林の4区域の沖合アリアに分けて管理されている。このうち彰化エリアに承認済み11件プロジェクト案件の8件が立地し、計画発電設備容量の73.9%が配分されている。**




出所　台湾経済部能源局ウェブサイト
https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/infographics/Infographics.aspx?menu_id=2828&info_id=27

海能風力発電プロジェクト

- 2021年2月現在、苗栗県沖の海能風電の「フォルモサ2」プロジェクトが試験的に発電を開始。8MW着床式洋上風力発電機47基を設置し、2021年末の商業運転開始予定。
- 海能風電はJERA捷熱能源、上緯能源、豪マッコーリーの合弁による洋上風力発電開発会社

出所　海能風電ウェブサイト　https://formosa2windpower.com/
JERAウェブサイト　https://www.jera.co.jp/business/projects/formosa2

洋上区域ごとの発電設備容量の分布

| 洋上区域 | 配分容量 | 割合 |
|---|---|---|
| 桃園エリア | 350MW | 6.3% |
| 苗栗エリア | 378MW | 6.9% |
| 彰化エリア | 4064MW | 73.9% |
| 雲林エリア | 708MW | 12.9% |
| 合計 | 5500MW | 100.0% |

# 参考資料 2
# 再生可能エネルギー電力 100%に向けたシナリオに係る文献調査結果

# IRENA : Global Renewables Outlook - Energy Transformation 2050

## 1.概要

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が策定した 2050年に向けたエネルギー転換のロードマップ。エネルギー転換を通して、CO2排出量の70%削減を目指す。

■ **本報告書の概要**

本報告書は、長期的な脱炭素化シナリオ、世界的なエネルギー転換に関する技術的な実現可能性や社会経済的便益についてのIRENAによる報告書の最新版である。
本報告書では2050年を想定した3つのシナリオと、2060年のCO2排出ゼロを実現するための追加シナリオが検証されている（表1）。現時点での各国計画を上回るエネルギー転換を実現することで、パリ協定目標を達成するための道筋を描いている。

■ **CO2排出削減目標**

パリ協定目標を達成するためには、エネルギー関連CO2排出量を現在の34Gt/年から9.5Gt/年まで削減しなければならない（図1）。現行計画シナリオでは削減量は1Gt/年にとどまり、2100年までの気温上昇度合は2.5℃と推定されている。

■ **CO2削減の具体策**

CO2の削減には、電化・再生可能エネルギー・省エネの促進が主として寄与する。電化と再生可能エネルギー電力が削減量の60%を、再生可能エネルギーの直接熱利用が削減量の15%を占め、省エネは削減量の15%以上を占める。

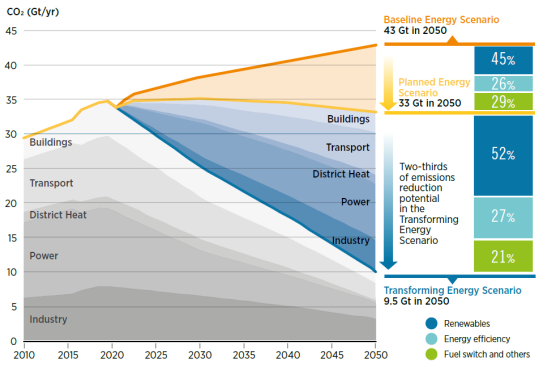



図1 シナリオ別エネルギー起源CO2排出量（2010～2050年）

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p33（Figure S.7）

表1 各シナリオの定義

| シナリオ名 | シナリオ概要 |
|---|---|
| ベースライン シナリオ（BES） | パリ協定採択時点での各国の政策に基づいたシナリオ。 |
| 現行計画 シナリオ（PES） | NDCを含む、各国政府の現行目標に基づいたシナリオ。 |
| エネルギー転換 シナリオ（TES） | 再生可能エネルギーの拡大や省エネの向上により、パリ協定の2℃目標達成を可能にするシナリオ。 |
| 脱炭素進展 シナリオ（DDP） | エネルギー転換シナリオからさらにCO2排出量を削減し、2060年までに排出ゼロを実現するための追加対策。 |

# 2-1.エネルギー転換

発電量に占める再生可能エネルギーの割合は86%まで上昇する。風力・太陽光発電とともに、従来型の再生可能エネルギーも重要な役割を果たす。

■ **再生可能エネルギーの拡大**

再生可能エネルギーの割合は一次エネルギー比で65%、電源構成比で86%まで上昇する（図2、3）。

- ✓ 発電量のうち風力が36%、太陽光が25%を占め、変動性再生可能エネルギーの影響が大きくなる。発電容量では風力が6,044GW、太陽光が8,519GWとなり、特に太陽光の増加が顕著である。
- ✓ 水力発電は2050年までに60%の容量拡大が見込まれており、増加する変動性再生可能エネルギーへの調整力としての役割が期待されている。新規発電所の建設のほか、既存発電所の改修や治水ダムの発電利用による増強も重要視されている。
- ✓ バイオエネルギーは産業・運輸部門での利用が期待されており、2050年の需要は現在の30EJから125EJまで増加する。液体バイオ燃料の消費量は2050年までに約5倍に増加し、6,520億リットルに達する見込みである。

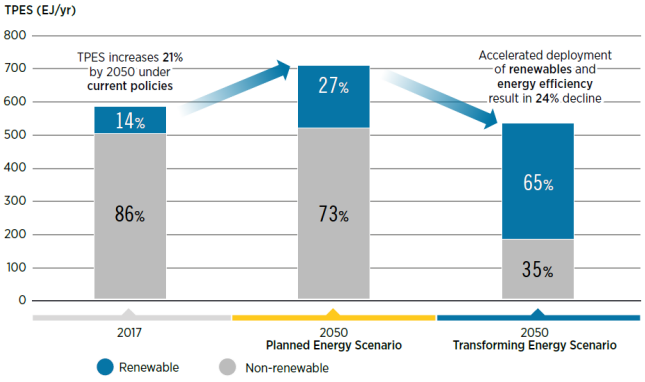



図2　一次エネルギーに占める再生可能エネルギー比（2017年、2050年PES・TES）

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p67（Figure 1.5）

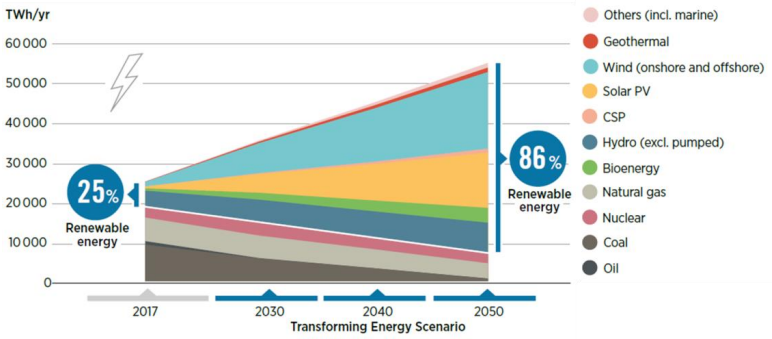



図3　発電量推移（2017～2050年）

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p69（Figure 1.6）



# 2-2.エネルギー転換

電力需要の増加と変動性再生可能エネルギーの拡大に伴い、柔軟性の増強が課題となる。

■ **電化率の上昇**

最終消費エネルギーに占める電力の割合は2050年に49%まで上昇する（図4）。電気ヒートポンプの導入台数は3億3,000万台、EVの導入台数は11億台に達し、電力消費量は2倍以上に増加する。これを賄うために、年520GW以上の発電設備増強が必要とされる。

■ **柔軟性の増強**

変動性再生可能エネルギーの増加に伴い、系統柔軟性供与が課題となる。これを解決する柔軟性の供給源として、定置型蓄電池容量は9,000GWhまで、また系統サービスを提供可能なEV搭載蓄電池容量は14,145GWhに増加する（図5）。EVから系統への電力供給（V2G）を行いEV蓄電池の柔軟性を活用するためには、スマートチャージは不可欠な技術となる。蓄電池以外に、系統増強、電力システムの運用改善、需要家側調整力、セクターカップリングなども重要とされている。

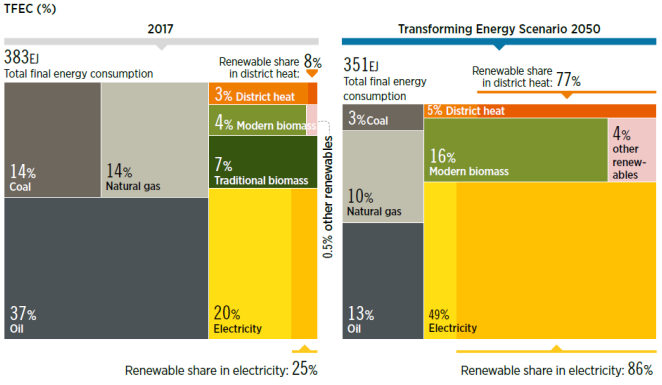



図4　最終消費エネルギー消費の構成

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p72（Figure 1.8）

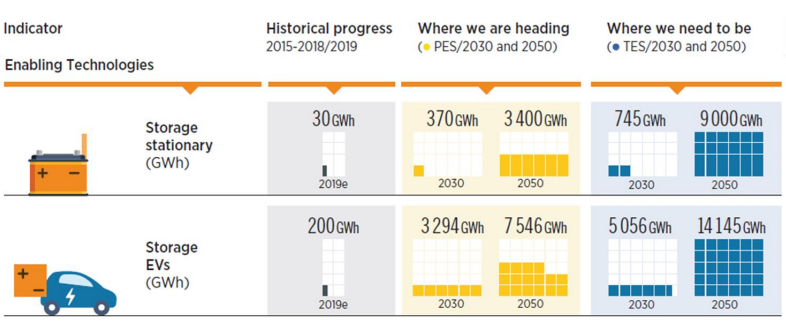



図5　蓄電池容量推移

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p25（Figure S.3）

## 2-3.エネルギー転換

脱炭素化の実現に向けては、従来の再エネ・省エネ・電化だけでなく、水素（再エネ由来またはCCS活用）やバイオエネルギーの利用が不可欠である。

■ **水素の利用**

再生可能エネルギー電力由来のグリーン水素と、化石燃料にCCSを組み合わせて生成するブルー水素の利用が想定されており、2050年の利用量はそれぞれ160Mt、80Mtとなる。電解装置の導入量は1,700GWまで拡大し、全世界の年間総発電量のうち15%はグリーン水素製造に利用される。最終消費部門での利用のほか、柔軟性給源としての利用が期待されている。

■ **水素価格**

再生可能エネルギーと電解装置のコスト低下を受け、グリーン水素の価格は2050年には1kg当たり0.9～2.0ドルまで低下し、ブルー水素と同水準になる見通しである（図6）。

■ **各部門の脱炭素化**

エネルギー転換シナリオでは、工業プロセスからの排出も含めて10.4Gt/年のCO2排出量が残る（図7）。電化の困難な部門の脱炭素化には、水素とバイオエネルギーの利用が見込まれている。

✓ 産業部門では、化石燃料由来水素のグリーン水素への転換や、熱供給におけるバイオマス燃料の直接利用が想定されている。
✓ 運輸部門では、エレクトロフューエル（グリーン水素由来燃料）や、バイオジェット燃料の利用が想定されている。

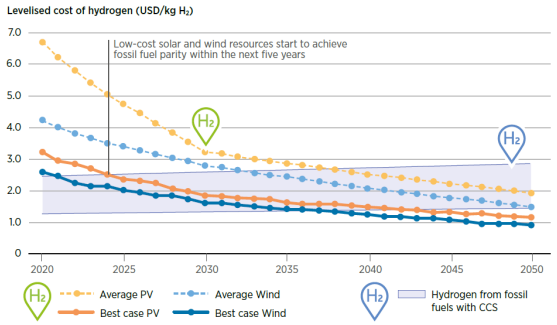



図6 水素製造価格の推移（2020年～2050年）

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p181（Figure 5.10）

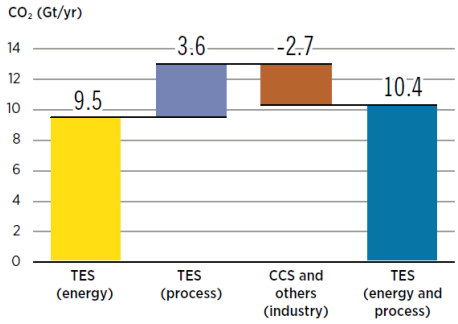



図7 2050年のCO2排出量（最右列がエネルギー部門＋工業プロセス起因）

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p161（Figure 5.2）



## 3-1.投資コストと便益

エネルギー転換を実現するための投資額は、気候変動被害の抑制によって削減できるコスト（気候変動対策費用）と比較して、はるかに小さい。

■ **投資コスト**

エネルギー転換シナリオでは年3.2兆ドルの投資が必要とされ、2050年までの累計投資額は110兆ドルに上る（図8）。CO2排出ゼロを目指す脱炭素進展シナリオではさらに20兆ドルの追加投資が見込まれており、累計投資額は130兆ドルに達する。

■ **投資便益**

気候変動被害を抑えることにより、エネルギー転換シナリオで投資額1ドルあたり3～8倍の費用対効果が見込まれる（図9）。自然災害の防止と、大気汚染や室内空気汚染による健康被害の防止が便益として試算されている。脱炭素進展シナリオでは投資額が16～26兆ドル増大するが、投資額に対して1.5～5倍の費用対効果があると分析されている。

■ **CO2削減コスト**

エネルギー転換シナリオにおけるCO2削減コストは1トン当たり平均34ドルとなる。省エネや再生可能エネルギーによるCO2削減コストはCCSや原子力による削減コストよりも低く、エネルギー転換の早い時期から導入が進む。一方、脱炭素進展シナリオでは削減コストは増大し、CO2排出正味ゼロを目指す場合に1トン当たり100ドルとなる。

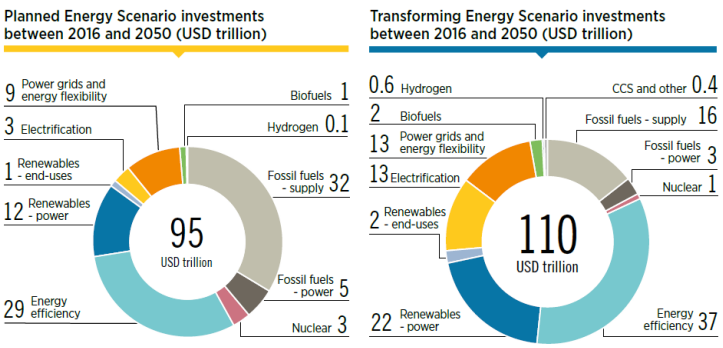



図8 投資額比較（左：現行計画シナリオ 右：エネルギー転換シナリオ）

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p97（Figure 1.22）

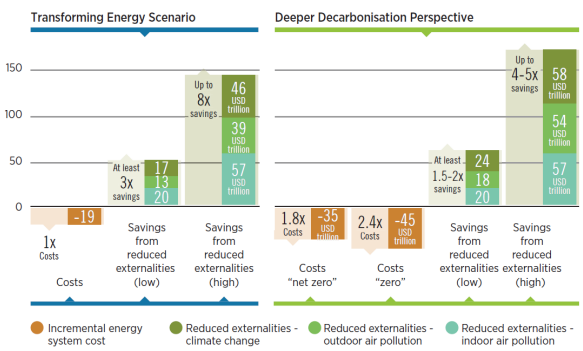



図9 投資コストと便益

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p167（Figure 5.5）

## 3-2.社会経済的便益

エネルギー転換シナリオでは、現行計画シナリオと比較して雇用とGDPが増加し、生活の質も向上する。

■ **雇用創生**
エネルギー転換シナリオではエネルギー関連の雇用が1億人に増加し、再生可能エネルギー分野での雇用は2050年に4,200万人となる（図10）。うちエネルギー効率化関連の雇用は2,130万人、送配電網およびエネルギー柔軟性関連の雇用は1,450万人と推定されている。新たに創生される雇用は、化石燃料・原子力分野での雇用喪失を上回る。

■ **GDPの増加**
エネルギー転換シナリオでは、現行計画シナリオと比較して2050年におけるGDPが2.4%増加する（図11）。2019年から2050年までのGDP累積増加額は98兆ドルとなり、エネルギー転換にかかる追加コスト（15兆ドル）を上回る。

■ **生活の質の向上**
本報告書では、経済・社会・環境面を多面的に捉えて生活の質（QOL）の向上度合を分析している。経済面では家計消費・投資と雇用、社会面では教育と健康、環境面では温室効果ガス排出と資源の消費が指標となっている。エネルギー転換シナリオでは、現行計画シナリオよりもQOLが13.5%向上すると算出されている。

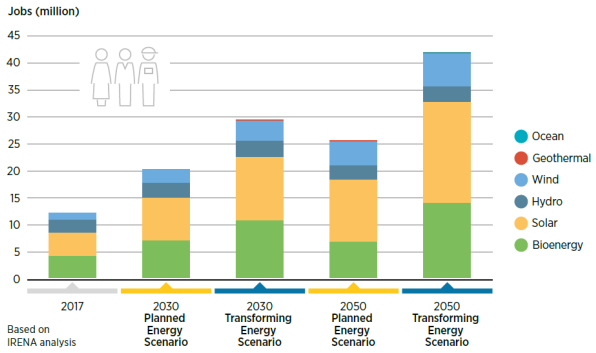



図10　再生可能エネルギー関連雇用内訳

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p102（Figure 2.3）

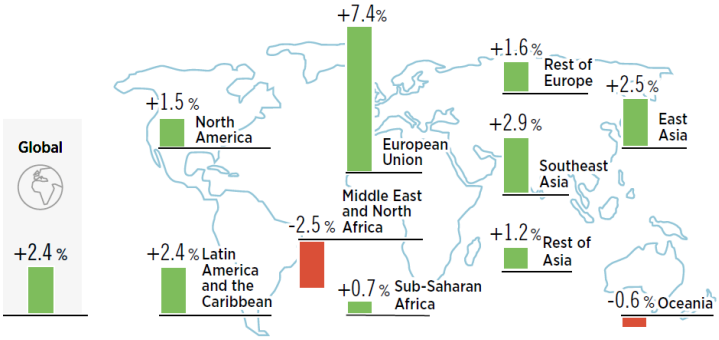



図11　エネルギー転換シナリオのGDP増加率（現行計画シナリオ比）

出所）IRENA “GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK”（2020年4月）, p151（Figure 4.10）



## 4.今後の対応

エネルギー転換を実現するためには、経済・社会・環境面での包括的な取り組みが必要とされる。

■ **化石燃料への補助金と投資の廃止**
2050年までに現行の化石燃料への補助金を廃止し、低炭素技術への補助金に切り替えることが求められる。これによりエネルギー関連補助金総額を2017年比で25%削減することができる。またエネルギー転換を遅れず進めることで、座礁資産の大幅増加を予防することが必要である。

■ **教育・人材育成政策**
再生可能エネルギー関連職の増加に伴い、必要なスキルも多様化する。政策決定者は事業者や教育機関と連携し、教育や技術者育成を推進する必要がある。特に化石燃料から再生可能エネルギーへの人材の移行を可能にする政策が求められる。

■ **地域の特性に即したエネルギー転換**
地域ごとに異なる資源・技術・貿易特性に即したエネルギー転換経路の策定が必要とされる。資源輸出国だけでなく、輸入国側にも化石燃料設備への対策が求められる。再生可能エネルギー関連機器の輸入国では、自国での生産を開始するかどうかの判断が必要とされる。

■ **公的資金の投入と国際連携**
エネルギー転換には、市場だけでなく社会全体の転換が求められるため、公的資金の投入が不可欠である。また各国が連携することにより、個別の課題への対応や研究結果の共有、資金援助が可能となる。

■ **脱炭素に向けた施策**
CO2排出ゼロを実現するため、以下のような施策が提言されている。

- ✓ 試験プロジェクトの実施を加速し、結果を政策決定に役立てる。
- ✓ 省エネ基準の導入などのエネルギー施策と循環経済の推進に取り組む。
- ✓ 低炭素製品や燃料に対する国際基準を策定し、国際市場の形成を推進する。

# GLOBAL ENERGY SYSTEM BASED ON 100% RENEWABLE ENERGY

## 1.概要

LUT（フィンランド）とEnergy Watch Groupが作成した再エネ100%シナリオ。電力と熱・運輸・海水淡水化部門を対象に、世界の再エネ100%実現に向けたシナリオを提示。

- **本報告書の概要**
  本報告書は、電力と熱・運輸・海水淡水化部門の再エネ比率100%を達成することにより、2050年までに世界のCO2排出量をゼロにする道筋を描いている。化石燃料から再エネへと移行することで、エネルギー効率の向上とコストの低減が可能という結論を導いている。本シナリオにおける2018年から2050年の累積CO2は422GtCO2で、これはIPCCの想定する気温上昇を1.5度以内に抑えるための残余カーボンバジェットの範囲内に収まっている。
- **エネルギー転換への道筋**
  電化の促進により、 2050年には一次エネルギー需要の90%を電気が占めるようになる。ヒートポンプや電気暖房の導入、陸運の電化が加速する。電化率の上昇により、 2050年には現在の電化率を維持した場合と比べ約50%の省エネにつながると見込まれている。（図1）。また各地域で利用可能な再生可能電源から、地域の電力需要のすべてを賄うことができると試算している。
- **雇用創生**
  エネルギー転換により、2050年には電力部門に3500万の職が創生され、化石燃料関連職の喪失を上回る雇用が創出される。（図2）。

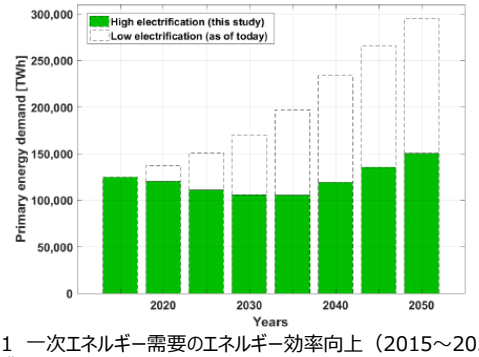



図1 一次エネルギー需要のエネルギー効率向上（2015～2050年）
出所） LUT University, Global Energy System based on 100% Renewable Energy (2019年4月),p16(Figure 3.1-1)

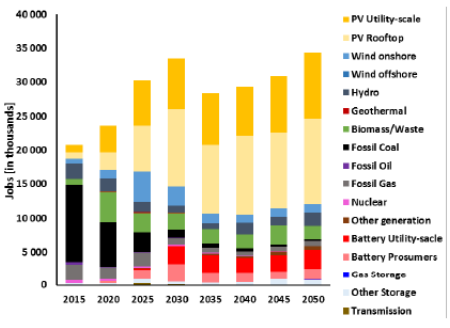



図2 電力部門の雇用推移（2015～2050年）
出所） LUT University, Global Energy System based on 100% Renewable Energy (2019年4月),p38(Figure 3.1-33)

## 2.再エネの普及拡大

シナリオでは太陽光発電を主とした分散型電源の導入拡大が予測されている。導入拡大に伴い、エネルギー貯蔵と再エネ由来燃料の利用が重要となる。

■ **再エネ分布**

シナリオでは、太陽光と風力が主要な電源と見込まれており、2050年に導入容量は太陽光が63400GW、風力が8000GWに達する。一次エネルギーに占める割合はそれぞれ69%と18%、電源に占める割合は76%と20%となる（図3）。太陽光発電は2030年以降、コストの低下により急速な拡大を見せる。

■ **エネルギー貯蔵**

電力貯蔵容量は2050年に93TWhに増加し、電力需要の23%を賄う。大規模蓄電池と需要家側蓄電池が大きな割合を占め、特に需要家側蓄電池は発電量全体の19%を賄う。熱部門では蓄熱やメタンによる熱貯蔵により、需要の26%を賄う。

■ **再エネ由来燃料**

海運・空運の脱炭素化に向けて、 2040年以降は再エネ由来燃料の製造が急増する。電解による水素利用やフィッシャー・トロプシュ法*の利用が挙げられており、製造容量は14000GWに達する（図4）。燃料製造にはDACにより回収したCO2の利用が見込まれており、製造には工業プロセスからの排熱が利用される。

*一酸化炭素と水素を用いて液体炭化水素を合成する方法

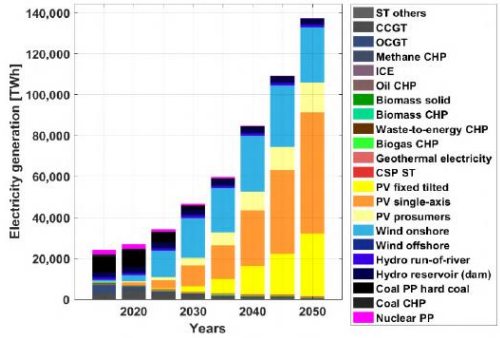



図3 発電電力量の推移（2015～2050年）
出所） LUT University, Global Energy System based on 100% Renewable Energy (2019年4月),p17(Figure 3.1-3)

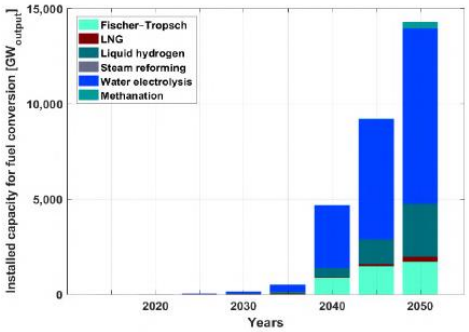



図4 再エネ由来燃料の製造容量（2015～2050年）
出所） LUT University, Global Energy System based on 100% Renewable Energy (2019年4月),p26(Figure 3.1-17)



## 3.投資コストとエネルギー価格

エネルギー転換の実現によって、エネルギーコストは現在よりも低下する。また環境汚染等の外部不経済は抑制され、化石燃料への依存がなくなることで地域のエネルギー供給安定性が高まる。

■ **設備投資**

コストに占める燃料費の割合は減少し、設備投資・運営費の割合が上昇する。2015年から2050年までの累積投資額は67兆2000億ユーロとなり、大部分が太陽光発電・風力発電・蓄電池・ヒートポンプ・再エネ由来燃料製造技術に向けられる（図5）。

■ **均等化エネルギーコスト**

設備投資・運営費・燃料費・CO2価格を考慮した均等化エネルギーコストは2015年の54ユーロ/MWhから2050年には53ユーロ/MWhへとわずかながら減少する（図6）。均等化発電コストは2015年の78ユーロ/MWhから53ユーロ/MWhまで減少する一方、均等化熱コストは39ユーロ/MWhから49ユーロ/MWhに増加する。

■ **部門ごとの設備投資・コスト**

各部門の設備投資見通しについては以下の通り。

- ✓ 電力部門では2030年まで風力発電への投資が主となるが、太陽光発電のコスト減に伴い太陽光の割合が拡大する。
- ✓ 熱部門ではヒートポンプへの投資割合が高く、特に2045年から2050年にかけて増加する。
- ✓ 運輸部門では車両の電化に伴い、2030年以降陸運のコストが減少すると見込まれている。

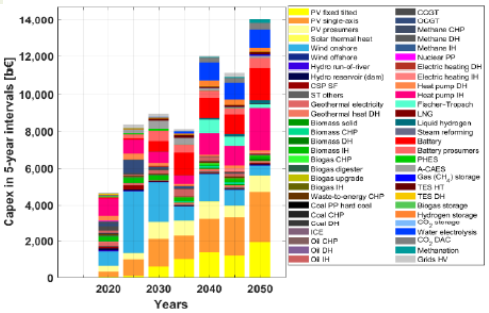



図5 5年ごとの投資コスト（b€）（2015～2050年）
出所） LUT University, Global Energy System based on 100% Renewable Energy (2019年4月),p19(Figure 3.1-6)

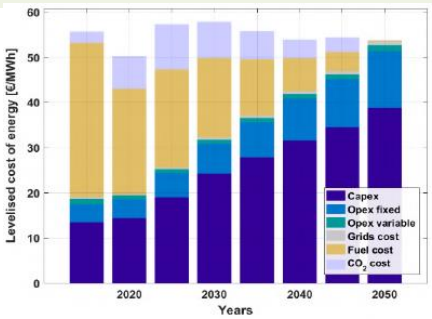



図6 均等化エネルギーコスト推移（2015～2050年）
出所） LUT University, Global Energy System based on 100% Renewable Energy (2019年4月),p20(Figure 3.1-7)

# 4.政策提言

再エネ拡大に向けて、FITや省エネ規格などの制度の整備、課税や補助金廃止による化石燃料から再エネへの移行推進、投資の促進、国際研究機関の設立といった政策が求められる。

- **FITによる分散型電源の推進**
  小規模の分散型電源の拡大を目指すうえで、FITは最も有効な施策と考えられる。入札方式は対象が大規模事業者に限られてしまうため、個人のような小規模な分散型電源の参加を妨げる。40MWを超える大規模な計画に対してのみ入札が有効である。
- **省エネ規格の導入**
  建物の新規建造・改修に関する省エネ規格（太陽光による電気と熱の供給など）の制定や、政策によるセクターカップリングやコジェネの推進が有効である。
- **化石燃料・原子力からの撤退**
  化石燃料や原子力発電への補助金を撤廃し、市場の公正化を図ることが必要とされる。また炭素税・原子力税等を導入し、これらの発電に起因する環境汚染等の不利益を価格に転嫁することで、再エネへの転換を加速させることができる。
- **免税や助成金による再エネ導入推進**
  再エネ関連の設備や燃料を免税にすることで、再エネの競争力を高めることができる。CO2排出量ゼロの車両や建物を対象に含めることで、さらなる再エネ拡大を実現することができる。
- **投資メカニズムの策定**
  投資を活発にするためのメカニズムの導入が求められる。公的な補助金や貸付により投資家のリスクを軽減するほか、PPP、PFI、クラウドファンディングといった手法が有効と考えられる。
- **国際研究機関による知識の共有**
  利害関係や政治要素にとらわれない独立した国際機関による知の共有が求められる。科学的見地に基づいた立場からの情報発信により、転換を加速させることができる。再エネや各部門の脱炭素技術に特化した国際研究機関の設立も考慮の余地がある。

# 参考資料 3
# 再生可能エネルギーの主力電源化を前提とした電力システムのあり方に係る文献調査結果

# IEA：System Integration of Renewables

## 1.要旨

VRE導入率が低い段階（15%未満）では電力システムへの影響は少ないものの、導入率が高くなる（15%超）につれて包括的な電力システム対策が必要となる。

- **VRE導入率と電力システムへの影響**
  - VRE導入率が15%を超える第三段階、第四段階では、柔軟性資源や電力システムの安定性が非常に重要となる。
- **推奨される対策**
  - 電力システム転換の実現には、技術的な対策以外に、運用面の対策や、制度・政策面の対策が包括的に必要となる。

| VRE導入段階 | 主な課題 | 推奨される対策 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 制度・政策面 | 技術面（ハード対策） | 運用面（ソフト対策） |
| **第一段階**（VRE導入率～3%） | 送配電網内の局所的条件 | • 系統連系規程の構築<br>• 国際標準要件の採用 | • 局所的な送配電網増強 | – |
| **第二段階**（3～15%） | 需要とVRE出力の一致 | • 系統連系規程の改正・適正化<br>• 電源ミックスの適正化<br>• 地点別送配電網料金（VREの地理的分散） | • 送配電網の増強 | • VRE発電データ可視化<br>• VRE出力予測の精緻化<br>• 運用計画の改善（リアルタイム取引・制御） |
| **第三段階**（15～25%）<br>**第四段階**（25～50%） | 電力システムの柔軟性<br>電力システムの安定性 | • 系統サービスへの適切な報酬体系の構築<br>• VREの時間変動の抑制が促される価格体系<br>• 時間帯別料金 | • 送配電網の増強<br>• 発電所の柔軟性確保（火力発電、VRE）<br>• 大規模エネルギー貯蔵<br>• 需要側柔軟性の活用 | • 発電所の高度運用<br>• 運転予備力の高度な定式化手法<br>• 連系線の有効活用 |

## 2. VRE導入の4つの段階

VREの電力システム統合は、その導入段階（VRE導入率）に応じて検討すべき課題が異なり、それぞれの段階に応じた対策が必要である。

- **VREの導入段階**
  - VREの導入段階は各国・地域によって異なるが、日本は第二段階（ただし九州は第三段階）に位置付けられている。
  - 第一段階（導入率3%未満）および第二段階（3～15%）では電力システムへの影響は少ない。
  - 第三段階（15～25%）および第四段階（25～50%）では、電力システムにおける柔軟性・安定性が重要になる。
- **導入段階ごとの検討課題・対策**
  - 第一、第二段階では従来の延長線上のシステム運用で大きな支障は生じないものの、第三、第四段階では柔軟性資源（蓄電池や需要側柔軟性など）の活用や、発電所からの調整力、送配電網の増強・運用変更が必要となる。

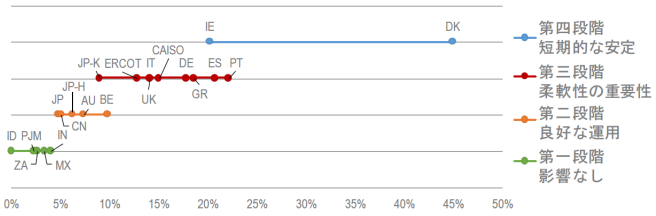



図　各国の年間VRE発電電力量シェアと統合段階との対応（2016年）

出所）IEA, System Integration of Renewables（2018年6月）、p20（図2）

表　VRE統合の電力システムへの影響

| | 各段階における特徴（段階に従い影響が累積的に増加する） | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 第一段階 | 第二段階 | 第三段階 | 第四段階 |
| 電力システム全体への影響 | VRE発電はシステムレベルでは重要ではない | システム運用において影響が出始める | 需給バランスの大幅な変動のため、柔軟性の重要性が増す | 安定性が重要となる。VRE出力が需要と同程度となる時間帯も発生する |
| 既存発電設備への影響 | VRE発電量は電力総需要に比べて十分に小さい | VRE変動性・不確実性の影響は小さいが、変動性対応のため、発電設備の運用方法に小さな変化が生じる | VRE変動性の影響がより大きくなる。運用方法が大きく変化し、発電設備の稼働時間が減少する | 24時間稼働する発電設備はなくなり、すべての発電設備がVREに応じて出力調整される |
| 送配電網への影響 | 影響は小さく、あるとしてもVRE連系点に近接した限られた部分のみの影響である | 系統への局所的な影響を及ぼし、また系統混雑が発生する可能性がある | 系統全体の潮流パターンが大幅に変化し、配電網から送電網への逆潮流が増加する | 送配電網全体の増強と、系統擾乱（系統事故や負荷変動）からの回復力強化が必須となる |
| VRE統合における重要要素 | 系統の局所的条件 | 需要とVRE出力の一致 | 柔軟性資源の利用 | 系統擾乱に耐えるシステムの強靭さ |

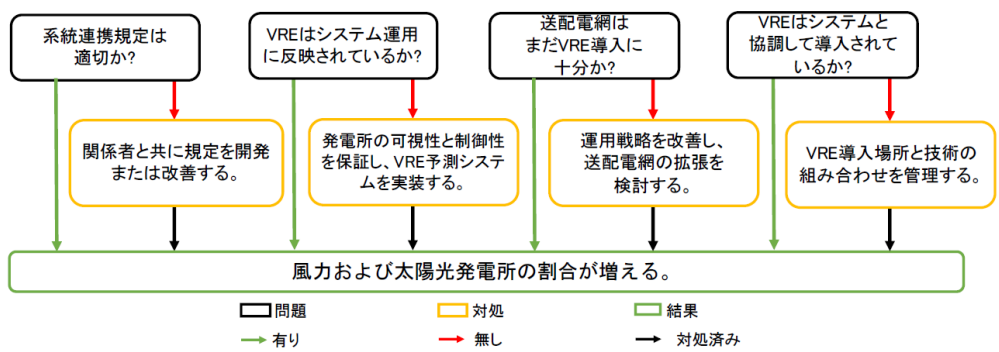
出所）IEA , System Integration of Renewables （2018年6月）、p20（表2）を基に作成



## 3. VRE導入第一段階、第二段階

第一段階、第二段階では、電力システムへの影響は小さく、環境整備、運用手法の改善や送配電網の増強が、主として必要な対策である。

- **第一段階**（VRE導入率3%未満）
  - 電力システム全体への影響は小さく、必要な対策は、個別の送配電線の容量増強や、VRE連系に対する技術要件の整備などの環境整備である。
- **第二段階**（VRE導入率3～15%）
  - 電力システム全体への影響は小さいものの、第一段階よりも、より適切な系統連系規程や、VREを考慮したシステム運用（VRE出力予測、出力抑制、連系線活用、予備力確保など）が必要となる。
  - 第一段階以上に送配電網の増強も重要となるが、運用改善（ダイナミックレーティング）や、送電線リパワリング（定格容量の低い送電線を容量の高いものに交換）などにより増強費用を抑制する手法も存在する。




キーポイント　**第二段階では、VRE 導入の影響が現れる。**

図　第二段階における新たな課題と対策の概要



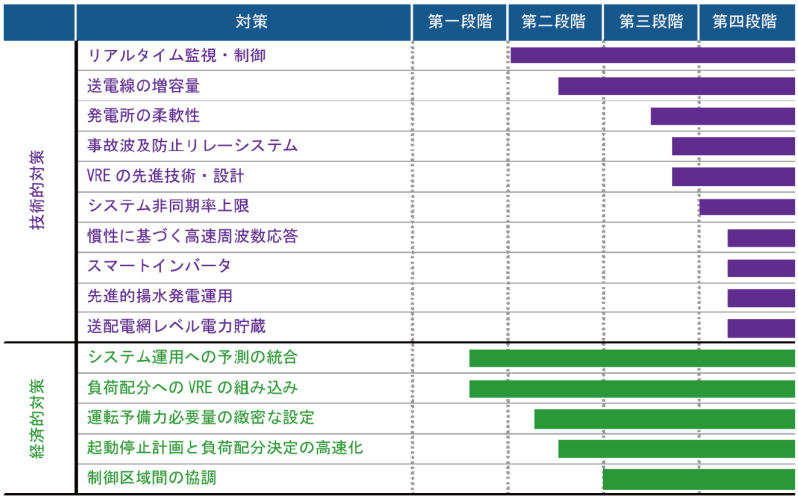
出所）IEA, System Integration of Renewables（2018年6月）、p31（図6）

## 4. VRE導入第三段階、第四段階

第三段階、第四段階では、電力システムの信頼性を確保するための「ハード対策」（物理的な柔軟性向上）、および費用対効果改善のための「ソフト対策」が必要となる。

- **ハード対策**
  - 系統運用手法の改善、発電所レベルの対策（火力発電の柔軟性、VREからの柔軟性）、大規模エネルギー貯蔵システムなど、電力システムのあらゆる部門において信頼性・安定性を確保するための対策が必要となる。
- **ソフト対策**
  - 気象・発電量予測や運用計画の精度改善、連系線活用など、第二段階でも存在していたソフト対策が一層重要となる。

表　VREの導入段階による技術的選択肢と運用手法




キーポイント　VRE 統合の管理に適要すべき技術的選択肢と運用手法は、VRE の導入レベルによって異なる。

出所）IEA, System Integration of Renewables（2018年6月）、p43（表3）



## 5. VRE統合を支援する政策、規制、市場の枠組み

電力システム転換を実現するためには、VREを効率的に運用できるような政策、規制、市場枠組みが必要であり、それらを適切に評価する手法も併せて確立しなければならない。

- **電力システムのVRE適合**
  - VREの効率的な統合を促すためには、従来の均等化発電原価（LCOE: Levelized cost of electricity）ではなく、システム協調性（変動性への適応力）を考慮したシステム価値（SV: System Value）での評価が求められる。
  - 具体的には、系統サービスの提供、立地の最適化、時間変動の抑制（他電源・柔軟性資源との組み合わせ、安定発電技術）、などが促されるような価格メカニズム・市場体系の構築が、必要な戦略として挙げれれる。

表　VREのシステム協調性を高めるための政策、規制、市場枠組み

| システム協調性を高める戦略 | 政策ツール | システム価値・系統負荷への影響 | 各国事例 |
|---|---|---|---|
| 電力システムの高度運用 | ✓ 高度運用を可能とするグリッドコード<br>✓ 需給調整市場の高度な設計 | VREからの系統サービス提供によって、火力発電を減らしてVREを最大限利用できるようになり、システム価値が向上する | デンマークとスペインにおける、風力発電の需給調整市場への参加 |
| 発電設備の立地最適化 | ✓ 系統インフラと発電設備の統合計画 | 需要地近接かつ系統容量に余裕のある地点へのVRE設置によって、システム価値が向上する | ブラジルでの統合計画 |
| | ✓ 地点別料金制度 | | メキシコのオークションシステム<br>中国でのFIT買取価格の地点差別化 |
| 複数発電技術によるポートフォリオ構築 | ✓ 長期視点に基づく技術別システム価値を踏まえて設定される、発電技術別の入札制度 | 複数の発電技術を組み合わせることで、より安定的な発電プロファイルの実現につながり、システム価値が向上する | 南アフリカ |
| | ✓ 複数発電技術入札におけるシステム価値の反映 | | メキシコ |
| 分散型エネルギー源の電力システム統合 | ✓ 分散型エネルギー源からの電力買取価格適正化 | 買取価格低下によってピーク平準化対策や電力貯蔵の利用が促進され、自家消費率が向上して系統負荷が削減される | オーストラリア、ドイツ |
| 発電プロファイルの最適化 | ✓ プレミア付加型支援による電力市場統合促進 | 電力価格が高い時間帯により多く発電可能な技術への投資が促進され、系統負荷が削減される | ドイツとデンマークのFIP制度<br>米国の税控除制度 |
| | ✓ 時間帯別供給価格を採用した電力購入契約 | | 南アフリカ、米国 |
| 統合的な計画、制度改正 | ✓ VREと柔軟性資源を一体的に考慮した、電力システムの長期計画および制度改正 | VREと柔軟性資源の統合導入によってシステム価値が向上する。 | デンマークにおけるエネルギーシステム統合計画 |

出所）IEA, System Integration of Renewables（2018年6月）、p105（表6）を基に作成

# TOWARDS 100% RENEWABLE ENERGY

## 1．レポート概要（1）

■ **本報告書の概要**

- 本レポートは、再エネの導入を前進させるための国際ネットワーク組織”IRENA Coalition for Action”に属するCoalition Working Group Towards 100% Renewable Energyのメンバーが共同で作成した。
- 各国・各自治体の100%再エネ目標の導入に係る実態を分析するとともに、100%再生可能エネルギーへの移行を目指す7つの電力会社の代表者への直接インタビューを実施し、ケーススタディを通じて、得られた経験と教訓を解説している。

■ **各国・各自治体の100%再エネ目標導入の実態**

- 国レベル
  - 2019年時点で、少なくとも1つの最終需要部門で再エネ100%を目標とした国は61カ国に達した。内訳は、アフリカ（19）、アジア（15）、オセアニア（10）、中米・カリブ海（8）、ヨーロッパ（7）、南米（2）。
  - 61カ国のうち、14カ国が2030年までに少なくとも1つの最終需要部門（「冷暖房」「運輸」「電力」「その他（定義できない部門）」）で再エネ100%導入を達成し、2カ国は2040年までに、残りの45カ国が2050年までに達成する計画。
- 自治体レベル
  - 2019年時点で、318都市・地域が再エネ100%の目標を導入済み。内訳は、欧州（173）、北米（118）、オセアニア（12）、アジア（10）、アフリカ（2）、中米・カリブ海（2）、南米（1）。
  - このうち、58都市・地域では既に100%の再エネ導入目標を達成済み。131都市・地域は2030年までに、114都市・地域が遅くとも2050年までに目標を達成することを計画している。

# 1．レポート概要（2）

## ■ 再エネ目標導入の実態分析から得られた教訓

1. 再エネ導入のコミットメントは、国レベル、自治体レベルの双方で増加している。
2. エネルギー転換における電力会社の役割は、消極的から積極的に転じつつある。

## ■ ケーススタディから得られた主な教訓

1. **市民の関与**に加えて、**明確で長期的かつ信頼できる政府の政策とエネルギー自給率の向上**が、再生可能エネルギー100%への移行を進める電力会社の主要な動機として提示されている。
2. 再生可能エネルギーの転換を可能にするためには、**電力会社と関連する意思決定者との緊密な協力が不可欠**である。
3. **異なる再生可能エネルギー源間の最適なバランスを見つけること**が、電力会社が供給側の柔軟性を構築する際の重要な成功要因となっている。
4. 電力会社は、需要側の柔軟性をさらに高める必要性を認識している。そのための技術として、スマートメーターの導入などがある。また、**エネルギーシステムのデジタル化**で、顧客はコストと利便性のレベルを自由に選択することが可能になり、電力の購入者兼販売者として積極的な役割を果たせるようになる。
5. 分散型再エネ（VRE）の導入が進むにつれ、需給バランスをとる柔軟性を提供できるソリューションが利用可能になるつつあるが、**さらなる技術革新が必要**である。
6. 公益事業者は、**分散型再生可能エネルギーの機会が変革の鍵であると認識**している。
7. すべての部門で**早期に再エネのシェアを高めることは、相乗効果をもたらし、競争上の優位性を生み出す可能性**がある。



# 2．ケーススタディ

## ■ デンマーク（国レベル）

- Ørsted社はデンマーク最大のエネルギー企業。
- **目標：**2025年までにエネルギー生産量の99%以上を再エネとする。
- **現状：**同国では、2018年時点で、発電量および熱供給量の75%が既に再エネに転換済 (風力41%、バイオマス34%)。
- **成功要因：**政策の支援を得て、石炭を早いペースで段階的に廃止し、洋上風力発電コストを石炭・ガス火力発電や原子力発電よりも安く抑えることに成功したため。

## ■ ドイツ・バイエルン州・ハース郡（自治体レベル）

- Stadtwerk Haßfurtはバイエルン州・ハース群の公共事業会社。
- **目標：**2030年までに100%を再エネ電源に。
- **現状：**2019年時点で100%が再エネ電源に（エネルギー生産量の割合は不明）
- **成功要因：**市民の積極的な関与（市民による風力発電所・配電網への出資や最終需要者である顧客とのパイロットプロジェクト実施など）
- **課題：**国全体でデジタル化が進んでおらず、スマートメーターの導入が困難。また、州法により、陸上風力設備の拡張が妨げられている。

## ■ 豪州・サウスオーストラリア州（州レベル）

- SA Power Networkは同州の送配電事業者。
- **目標：**2030年までに発電量100%を再エネ電源に転換する。
- **現状：**2018年時点で75%が再エネに転換済。
- **成功要因：**同州政府の固定価格買取制度（FIT）が高額ため、これが、インセンティブとなり、屋上太陽光発電設備を導入する一般家庭が急増した。

## ■ 米国・コロラド州・アスペン市（自治体レベル）

- City of Aspen (COA) Utilitiesは、コロラド州アスペン市の電力会社。
- **現状：**2015年、電力供給の100%が既に再エネ転換済。
- **成功要因①：**気候変動に対処するための炭素排出量の削減などを目標に掲げた「Aspen Canaryイニシアティブ」が再エネ100%実現に大きな原動力となった。
- **成功要因②：**市の電力需要のピークは冬季だが、水力発電のピークは夏であることから、同市は詳細な分析を行い、水力、風力、埋立地由来バイオガスなど、バランスのとれたポートフォリオを開発した。
- **課題：**水量が豊富な5～6月には発電量が需要を超えることから電力市場で販売しているが、エネルギー市況が軟調な時期であるため、同社にとり財務負担が増える。

# NREL : Inertia and the Power Grid – A Guide Without the Spin

## 1.概要

米国・国立再生可能エネルギー研究所（NREL）が、変動性再生可能エネルギー増加に伴う慣性力低下に対して「慣性力のみに依存しない周波数制御手法」を整理。

- **本報告書の概要**
  変動性再生可能エネルギーの導入率が高いテキサス州の送電網ERCOT等の事例をもとに、従来の慣性力・一次周波数応答のみに依存しない周波数制御手法を整理・検証している。
- **変動性再生可能エネルギー導入の課題**
  同期発電機を主として利用する従来型の電力システムと異なり、インバータを用いた変動性再生可能エネルギー発電では慣性力が発生せず、その導入率が高まることで電源脱落時の周波数低下からの復元力が悪化することが懸念される。
- **周波数制御手法**
  周波数制御の方向性として、①慣性力の確保、②応答時間の確保、③応答速度の向上、が挙げられている。特に、再生可能エネルギーや分散型電源・需要側負荷を積極的に活用することが「慣性が非常に低い電力システムの構築」に重要となる。

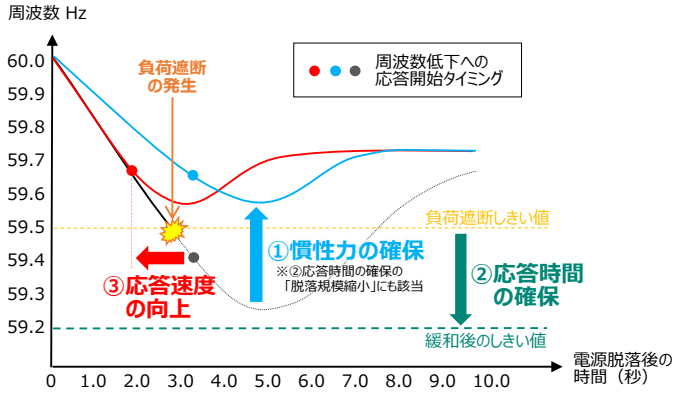



図　電源脱落時の周波数制御手法のイメージ

表　電源脱落時の周波数制御手法の概要

| 方向性 | 具体手法 |
|---|---|
| **①慣性力の確保** | ✓ システム運用手法の改善<br>✓ 同期発電機を有する再エネ利用<br>✓ 同期調相機の利用 |
| **②応答時間の確保** | ✓ 電源脱落規模の縮小化<br>✓ 負荷遮断しきい値の緩和 |
| **③応答速度の向上（高速周波数応答）** | ✓ 需要側負荷の活用<br>✓ 風車の回転エネルギー利用<br>✓ インバーターを用いた周波数制御<br>✓ 高速周波数応答市場 |

## 2.周波数制御の具体的な手法　①慣性力の確保

電力システムの慣性力を確保・維持する手法として、電力システム運用手法の改善や、火力発電以外からの慣性力を利用する方法が挙げられる。

■ **システム運用手法の改善**

- ✓ 電力システムにおける慣性力の常時モニタリングを行い、慣性力不足時に同期発電機の稼働台数を増やすような制御を行うことで必要慣性力を確保することが可能。
- ✓ 発電所の部分負荷運転が増加して運用コストも増加するため、長期的な対策導入までの一時的な措置と位置付けられる。

■ **同期発電機を有する再生可能エネルギーの利用**

- ✓ 水力、地熱、集光型太陽熱、バイオマスなどの、同期発電機を利用する再生可能エネルギーの導入量を増やすことで慣性力の確保が可能。また揚水発電や圧縮空気エネルギー貯蔵といった貯蔵技術も同様に慣性力を供給可能。

■ **同期調相機※の利用**

- ✓ 同期調相機の利用によって、同期発電機の代わりに系統への慣性力を供給することが可能。

※同期調相機…電力の供給によって回転エネルギー（慣性力）を維持し続ける回転機で、系統周波数の変動に応じて系統へ慣性力を注入する。

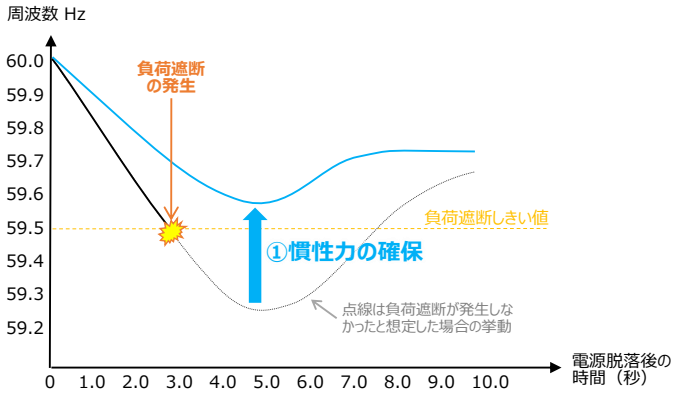



図 「慣性力の確保」による周波数制御手法のイメージ



## 2.周波数制御の具体的な手法　②応答時間の確保

慣性力の低下に適応するために、電源脱落による影響を小さくしたり、負荷遮断のしきい値を緩和することで、周波数低下に対する応答時間を確保することが有効である。

■ **電源脱落規模の縮小化**

- ✓ 電源脱落の規模を小さくすることで周波数の低下速度が減少し、より長い応答時間を確保すること可能。
- ✓ 脱落規模縮小化の方法として、発電所の新規建設・閉鎖や、系統内の最大発電所からの出力削減等が挙げられる。

■ **負荷遮断しきい値の緩和**

- ✓ 負荷遮断を行う周波数のしきい値を下げることで、周波数低下に対する応答時間を確保することが可能。
- ✓ 変動性再生可能エネルギーの影響が大きいERCOTでは、負荷遮断しきい値として、他の地域よりも低い59.3Hz（他地域では59.5Hz）を採用。また、ケベック連系線では58.5Hzという更に低いしきい値を採用。

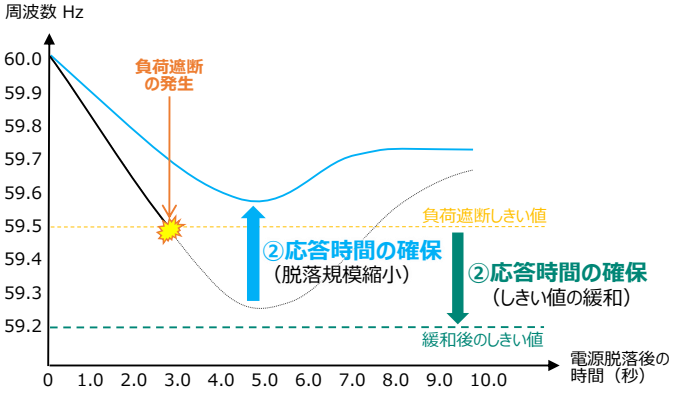



図 「応答時間の確保」による周波数制御手法のイメージ

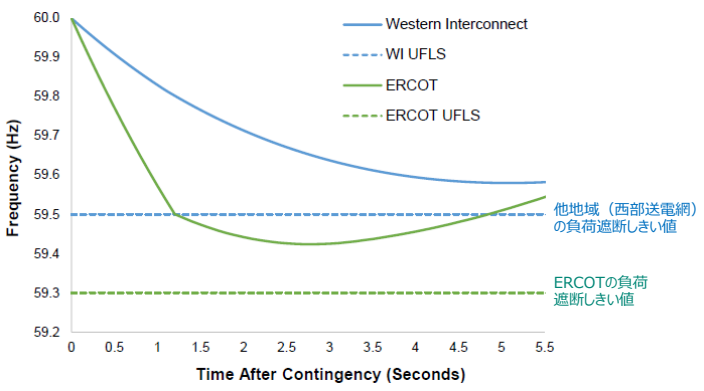



図　ERCOTと他地域の負荷遮断しきい値の比較

出所）NREL “Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin“（2020年5月）, p24 (Figure 16)に追記

# 2.周波数制御の具体的な手法　③応答速度の向上（1/2）

需要側負荷の活用や、風車の回転エネルギーを利用する手法など、短時間で周波数応答（出力・負荷増減）できる方法を用いて慣性力の低下に適応することが可能である。

■ **需要側負荷の活用**

- ✓ 産業用冷蔵設備など、短時間の電力遮断影響が少ない設備を自動で遮断して、需要側負荷を調整力として活用。
- ✓ 0.5秒以内という短時間で100%の出力制御が可能。
- ✓ ERCOTでは周波数応答の60%を負荷調整から供給しており、同期発電機を部分稼働させるよりも低コスト運用が可能。

■ **風車の回転エネルギー利用**

- ✓ 風車の回転エネルギー（慣性力）を消費して出力を増加させ、周波数応答に利用することが可能。
- ✓ 0.4秒で周波数低下に対して応答を開始することができ、1秒間に風力設備容量の10%の出力増加が可能。
- ✓ ケベック州連系線では2009年から風車エネルギーを周波数応答に利用。

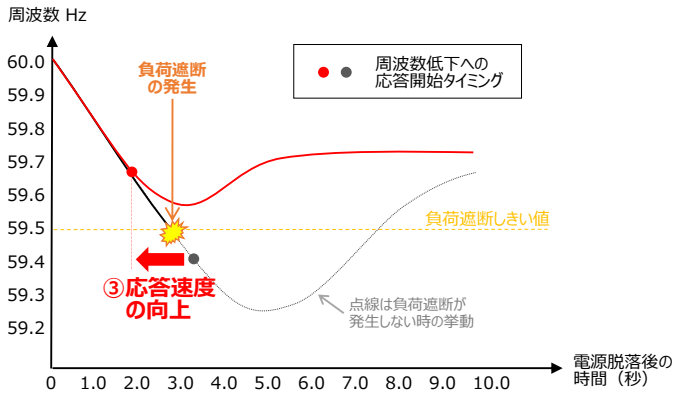



図　「応答速度の向上」による周波数制御手法のイメージ

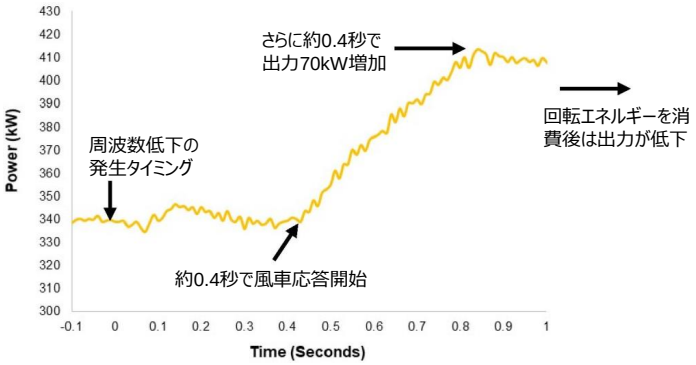



図　風車の回転エネルギーを利用した高速周波数応答

出所）NREL “Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin“（2020年5月）, p28 (Figure 17)を基に作成



# 2.周波数制御の具体的な手法　③応答速度の向上（2/2）

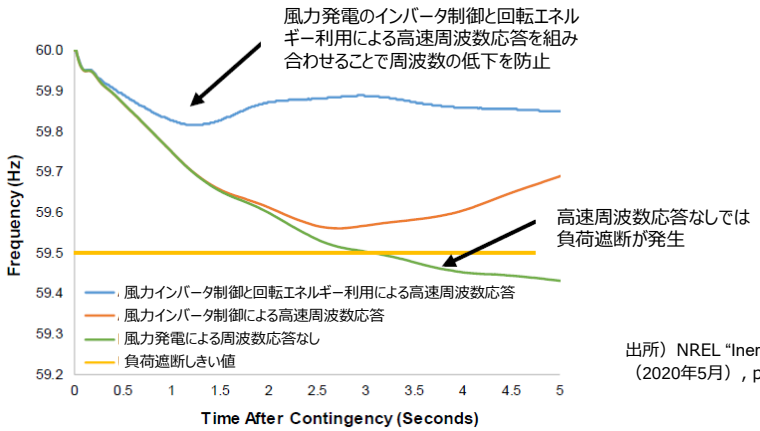
変動性再生可能エネルギーのインバータに周波数調整力を具備することで、周波数低下に対する高速応答が可能となる。

■ **インバータを用いた周波数制御**

- ✓ 太陽光・風力発電のインバータで出力の増減調整をすることで、周波数応答に利用可能。
- ✓ 風力発電は設備容量に対して毎秒25%で、太陽光発電は1秒未満の間に100%の出力増加が可能。火力発電設備よりも制御速度が著しく速く、また最低稼働出力も存在しないため広範な出力調整幅を有する。
- ✓ ERCOTでは、2012年より新規の太陽光・風力発電設備には周波数調整力を具備することを義務付け。
- ✓ エネルギー貯蔵システムも1秒以内で出力最大化が可能であり、また充放電の切り替えによって柔軟性の供給も可能。

■ **高速周波数応答市場**

- ✓ 高速周波数応答市場の構築・導入によって、応答速度の速い同期発電技術の普及を促進することが可能。




出所）NREL “Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin“（2020年5月）, p40 (Figure 19)を基に作成



図　米国西部送電網における風力発電を利用した周波数応答シミュレーション（80%の瞬間再エネ比率を実現可能）

# DEMAND-SIDE FLEXIBILITY FOR POWER SECTOR TRANSFORMATION

## 1.概要

IRENAの「Innovation Landscape study」「Power system flexibility for the energy transition」を補完する目的で発表されたもので、「需要側の柔軟性」に焦点を当てている。

- 電力部門の電化に伴い脱炭素化が進む結果、2050年には世界の発電量の**86%の電力が再エネ由来**に。このうち**約70%はVRE**（変動性再生可能エネルギー）。また世界の電力消費量は現在の79EJ（21,944TWh）から、2050年には172EJ（47,778TWh）に。
  ⇒①ピーク需要をどうカバーするか　②需要をどうシフトするかが課題：**需要側の柔軟性**が求められる
- **「需要側の柔軟性」とは**
  その他のエネルギーセクター（セクターカップリングによる暖房・運輸部門）の電化により生じるものも含め、特定の時間帯の電力需要を軽減、増加、シフトさせること。すなわち、
  1）VREの発電と合致するように需要を調整し、VREを統合する
  2）ピーク需要と季節的な需要を軽減する
  3）供給価格が高い時間帯から低い時間帯に需要をシフトすることにより、生産コストを低減する
- **需要側の柔軟性のポテンシャル**
  IEA：現在の4,000TWh（平均457GW）から2040年には7,000TWh（平均800GW）になると予想。
  これは主に輸送・建築物部門の電化による。

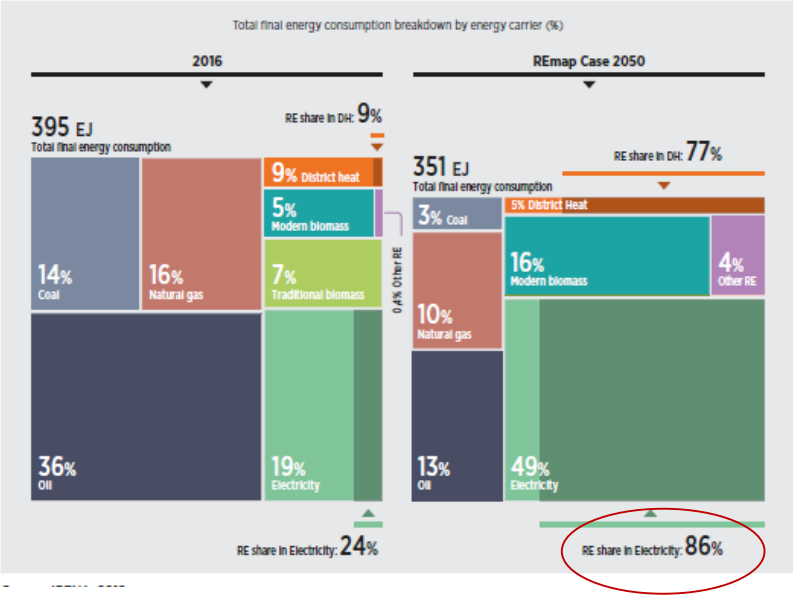



図1　エネルギーキャリアごとの最終エネルギー需要の内訳（2016年とREmapケースの2050年、単位：EJ）
出所）IRENA, Demand-side Flexibility for Power Sector Translation (2019年),p9, Figure 2

## 2.需要側の柔軟性をもたらすソリューション

需要側の柔軟性は、制御しやすく、産業・商業・住宅部門で使用が可能な一連の技術を用いて実現できる。

| | 産業部門 | 商業部門 | 住宅部門 |
|---|---|---|---|
| **Power-to-Heat（P2H）** | 電気ボイラーとヒートポンプの使用により、産業部門で需要の柔軟性が実現可能。特に、蓄熱装置と組み合わせた場合、その効果は大幅に上がる。 | 大規模なヒートポンプと蓄熱システムを組み合わせることで、サービスを提供すると同時に、電力価格が低いときに熱を発生または蓄えて、後で利用する。<br>また、地域暖房システムでも、この部門への熱供給が可能。 | ヒートポンプまたは電気ボイラー、蓄熱により対応可能。蓄熱装置(温水ボイラー等) があれば、システムに対する柔軟性を大幅に増加できる。<br>また、地域暖房システムでも、この部門への熱供給が可能。 |
| **Power-to-Hydrogen** | 水素が再エネ電力から製造される場合、VRE（変動性再生可能エネルギー）の出力の変動に合わせて水電解装置を利用することにより、需要側の柔軟性を実現できる。更に、使用する技術によっては、グリッドサービスを提供でき、サービス市場から収益を得ることも可能。 | | |
| **電気自動車（EV）**<br>※IRENAはスマートチャージングを提言（後述） | | 通常、日中に充電が行われるため、スマートインフラが整備されれば、太陽光の電力を統合し、需要側の柔軟性を実現できる。 | EVの充電は通常夕方～夜間にかけて行われる。スマートインフラがあれば、EVにより大量のVREを統合できるため（主に風力）、需要側の柔軟性を実現できる。 |
| **スマート家電** | | ICTインフラ（スマートメーター、センサー、通信技術、IoTなど）を設置する。洗濯乾燥機、洗濯機、食洗器、冷蔵庫・冷凍庫なども、需要側の柔軟性を実現可能な家電製品の例として挙げられる。 | |
| **産業プロセス** | 電力を使用する産業プロセスにおいて、需要側の柔軟性をもたらすことが可能。 | | |

表1 IRENA, Demand-side Flexibility for Power Sector Translation (2019年),p13, Figure 4を元に、MRIで再編集した。

## 3. 需要側の柔軟性の実例(1)

### ■ 米ERCOTのケース

- 米Electricity Reliability Council of Texas (ERCOT) は、2002年からアンシラリーサービス市場に需要調整での参加を許可しており、需要側資源の最大25%までをResponsive Reserve Service(RRS:応答予備力サービス)に投入できる。
- これに大口の産業顧客が参加し、2018年には合計で300件（4,200MW）の需要側資源をRRSとして確保した。
- これらの需要側資産は、あらゆるシステムオペレーターの要求に応えることが可能で、年に1～2回発生する大規模な偶発的事象（停電など周波数が59.7Hzまで低下するような事象）において、瞬時に周波数のバランスを取ることが可能になる。

### ■ フランスのケース

- 同国では需要のピーク時に電気料金が高くなり、オフピーク時に安くなる「時間帯別料金」（peak/off-peak）を採用している家庭が多く、料金が安くなる時間帯に電気給湯器（約1,300万台が導入。20TWh/年の電力を消費）を使用している。
- フランスでは電気給湯器は冬季夜間に8GWのピーク需要があるが、この料金体系により、需要が料金の安い日中にシフトした。
- また、電気による暖房システム（Direct Electric Heating）よりも暖房効率が良いことから、同国ではヒートポンプを導入する家庭が増加（2014年の販売台数は7万3,000台で、2011年比60%増）。仏EDFは現在、ヒートポンプとその他の家電を組み合わせた需要側の柔軟性についてテスト中。

### ■ アグリゲーター

VPPを管理することで、最終需要セクターにおける柔軟性の提供が可能になる。

**例1）米Cpower**

- CPowerは2018年時点で、全米9,000箇所の拠点で3,500MWの需要資源を確保。

**例2）英Flexitricity**

- 英国で初めて容量市場に参入したデマンドレスポンスのアグリゲーターで、顧客が様々な入札に参加することを可能にしている。現在同社が保有するポートフォリオは450MW（蓄電池と需要資源で構成される）。
- 2018年6月、同社は10年以上で2,000万ポンドを節約したと発表。

# 3. 需要側の柔軟性についての実例(2)

## ■ スマートチャージング

✓ **一方向性制御 （V1G）**と**双方向性制御 (Vehicle-to-everything:V2X)**がある。

✓ またV2Xは、**Vehicle-to-Home（V2H）**と**Vehicle-to-Grid(V2G)** に細分できる。

**1.一方向性制御 （V1G）**
市場シグナルに応じて、充電のレベルを調整できる。

- **米California Independent System Operator (CAISO)**
  EV所有者がアプリ経由で送電網にEVを接続する時間を設定すると、システムは充電に最適な時間と充電レベルを決定する。

**2.双方向性制御 (Vehicle-to-Grid:V2G)**
市場シグナルを元に、EVの充電と、EVから送電網に流す電力の双方を管理することで、需要を調整する。

- **デンマーク・Nuvve**
  同社初のV2G事業は2016年にデンマークで開始。V2G充電装置10台（最大各10kW）を、一つのプラットフォームで統合し、同国の電力システムにEVを加えることに成功。
- **オランダ・TenneT**
  VanderonがEVのアグリゲーターを務め、TenneTの送電網に自動周波数回復予備力（aFRR）を提供。これにより、アグリゲーターは一時的にEVの充電を中止・再開する。その見返りに顧客（EV所有者）は支払いを受け取る。

## ■ デンマークのケース：地域熱供給システム

- CHPはヒートポンプや電気ボイラー等と組み合わせることで、柔軟性を高めることが可能。電力価格が高い場合には発電（及び発熱）し 、電力価格が低い場合には発熱に電力を使用できる。この熱は地域熱供給網に注入されるか、蓄熱装置を通すことにより、後で使用可能となる。
- デンマークは欧州で最も地域熱供給網が整備されている。主流はCHPで、2016年には400MWの電気ボイラーと大規模ヒートポンプ数台を導入した。その後、熱効率の観点から、電気ボイラーよりもヒートポンプの導入台数を増加させることを計画。2019年までに11のCHPプラント（合計29.7MW）にヒートポンプ13基を設置するプロジェクトが進められた。

## ■ 水素の利用

- 水素はVREの余剰電力から生成することができ、既存の天然ガス導管網や水素貯蔵施設に貯蔵することができる。それにより、季節的な需要の柔軟性が提供可能になる。

**例：H21 Leeds City Gate Project**

- 英国北部・リーズの天然ガス導管網を100%水素に転換する実証実験。現在のガス導管網には十分な変換能力があり、新たに必要となるインフラも最小限で済むと結論づけている。
- このプロジェクトには、直接電化が検討されている部門 (例えば熱部門) では困難な「季節的な需要の柔軟性」を提供可能にする水素貯蔵も含まれている。

# NREL : Expanding PV Value

## - Lessons Learned from Utility-led Distributed Energy Resource Aggregation in the United States

## 1.概要

米国NRELによる、同国内の電力会社が現在推進しているDERアグリゲーション・プロジェクトについて、その特徴、実証成果、課題などを整理・分析した報告書。

■ **本報告書の概要**

- 全米に23あるDERアグリゲーション（またはVPP）プロジェクトの中から、電力会社が主導する事例を紹介。実証の成果や、共通する課題など、将来のDERアグリゲーション拡大に向け一助となる情報を提供。

■ **得られた共通課題**

- 通信プロトコルの異なるDERを統合・制御可能なDERMSを安価に実現できるよう、技術開発の進展が必要。
- DERアグリゲーションが電力システム運用に対してどの程度貢献できるかを正確に把握・予測するため、DERの技術種類、運用方法、消費者行動などがDERパフォーマンスに及ぼす影響について今後も評価を行い明確化していくことが必要。
- DERの制御や系統サービス提供を確実に実現するためには、電力会社、アグリゲーター、DER間の通信信頼性向上が必須。
- 制御対象となるDERを十分に確保するためには、適切な制度・インセンティブを設けつつ、DERアグリゲーションが需要家に与えるメリットを明確化することが求められる。

※DER：Distributed Energy Resource （分散型エネルギー源：住宅太陽光、蓄電池、EV等）
DERMS：Distributed Energy Resource Management System（DERマネジメントシステム）

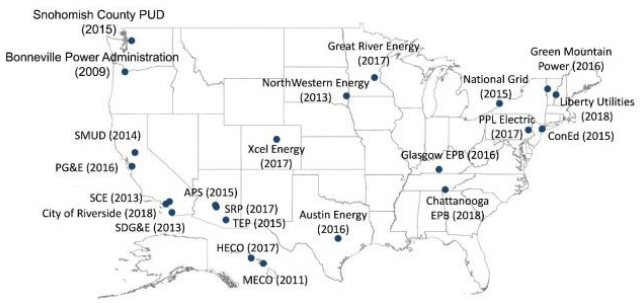



図　米国の電力会社によるDERアグリゲーションの取り組み
出所）NREL"Expanding PV Value: Lessons Learned from Utility-led Distributed Energy Resource Aggregation in the United States" (2018年11月), P6 (Figure 2)

表　各実証プロジェクトにおける主な検討課題

| 項目 | プロジェクト主体（電力会社） | | | |
|---|---|---|---|---|
| | MECO | SCE | SMUD | PG&E |
| DERMS | 互換性未確保 | 互換性未確保 | 互換性確保の費用大 | 互換性確保に技術課題 |
| DER | インフラの最適配置 | 確保量見通しの精緻化 | - | 旧式太陽光の利用可否 |
| 通信 | - | 通信の途絶 | 通信の途絶 | 通信の途絶 |
| 参加者確保 | 適切な制度・インセンティブ | DER不足 | - | - |

## 2-1. Maui Electric Company (MECO) – JumpSmart Maui Project

ハワイ州・マウイ島の電力会社、MECOが中心となって推進したプロジェクト（2011-2016年）。EVのスマート充放電を利用して、系統のピークカット・ピークシフトを実現。

■ **プロジェクトの特徴**

- 定置型蓄電池2基（容量153kWhおよび576kWh）、PV＋家庭蓄電池＋EVスマート充電ステーション（V2G対応可）80基、PV＋スマートインバーター10基からなるシステムを、DERMSにて直接制御して電力需要を制御する実証試験。

■ **実証結果**

- 変動性再エネ（太陽光・風力）の余剰時にEVを充電し、発電不足時にEVから系統へ放電することで、ピークカットを実現。EV80台によって最大で3kWのピーク需要削減を実施した。
- EV用蓄電池の14～31%をピーク需要時に放電し、2.1%～3.9%を太陽光発電の発電余剰時に充電可能。

■ **将来に向けた課題**

① 適切なインセンティブ：実証では十分な参加者確保が困難であった。適切な動機付けによる参加促進が必要。
② 制御システムの互換性：多種多様なEV・蓄電池の制御対応が必要。（本実証は同一タイプのEV・蓄電池で実施）
③ ネットメータリング制度の改善：制度上制約※から、系統への放電量・出力が大きく制限。DER有効活用には制度見直しが必須。
④ DER資源の最適運用：充電インフラの立地をEVの保有場所も考慮して最適化することで、系統サービスへの利用率を向上可能。

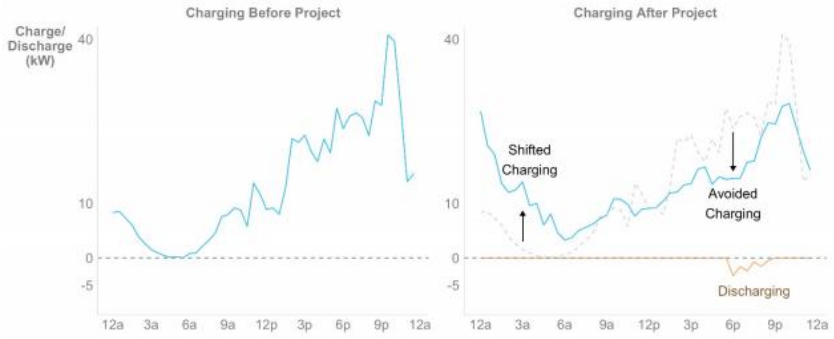



図　EVからの充放電によるロードシフトの効果（2016年9月）

※ネットメータリングでは原則的に再エネ100%の電力を系統へ逆潮流させることとなっているが、EVの充電電力は必ずしも再エネ100%ではないことから、系統への放電はピーク時間（18～21時）に30分・最大出力1kWまでと制限された。

出所）
NREL"Expanding PV Value: Lessons Learned from Utility-led Distributed Energy Resource Aggregation in the United States" (2018年11月), P9 (Figure 3)



## 2-2. Southern California Edison (SCE) – Preferred Resources Pilot (PRP)

SCEがカリフォルニア州で実施している実証実験。同地域の電力需要を賄うのに最適な発電手法の組み合わせを検証するも、電力需要を賄いきれない時間帯が発生。（DER活用に課題）

■ **プロジェクトの特徴**

- カリフォルニア州の電力会社SCEが、オレンジ・カウンティ（郡）の電力需要について、DERを含めて最適に運用できる組み合わせを検討し、2017年に実際の電力システム運用にてその可能性を検証。

■ **実証結果**

- 省エネ、ロードシフト、および、DER（エネルギー貯蔵、デマンドレスポンス、太陽光発電）の組み合わせを最適と想定。
- 実運用の結果、2017年8月の2日間において、ベース需要を超える電力需要に対して約50MWの追加供給量を供出。一方で、必要追加需要量を完全に供出することはできず、今後の運用改善に向けて検討を継続中。

■ **将来に向けた課題**

① 電源確保見通しの改善：太陽光の多くは需要側設置であり、SCEで利用可能量を正確に見積れず。見通しの精緻化が必要。
② DER量の不足：事業用太陽光の入札確保量が不足。太陽光の導入量不足が要因と見られ、普及拡大が求められる。
③ DERMSの開発：実証時点ではDERMSは試作品であり、最終版の開発継続が必要。

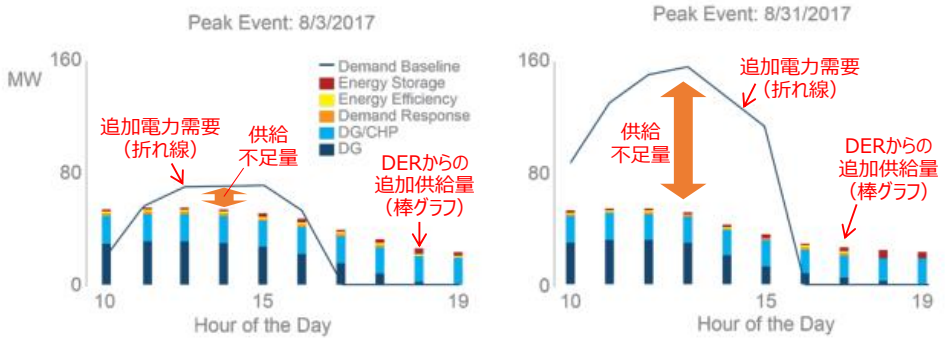



図　電力需要（ベース需要からの追加量）およびDERパフォーマンス（2017年8月の2日間）

出所）
NREL"Expanding PV Value: Lessons Learned from Utility-led Distributed Energy Resource Aggregation in the United States" (2018年11月), P12 (Figure 5)
※赤字部分は追記

## 2-3. Sacramento Municipal Utility District (SMUD)
### – 2500 R Midtown Project

SMUDが2014年に実施したDER制御技術に関する実証試験。住宅世帯に対してDER制御によるエネルギーシフトを試み、世帯当たり平均2.66kWの需要削減を実現。

■ **プロジェクトの特徴**
- ➢ カリフォルニア州の電力会社SMUDが、新築住宅に太陽光発電、蓄電池、スマートサーモスタット※1、スマートプラグ※2を設置し、遠隔制御によるDERアグリゲーション、ロードシフト、系統指令に基づいた電力需要制御などの実証試験を実施した。

■ **実証結果**
- ➢ SMUDからの指令に基づいた需要制御実証に10世帯が参加し、平均的な気温条件下で最大43.8kWをピークカット（ロードシフト）した。世帯平均では2.66kWの需要を削減でき、特に太陽光発電・蓄電池が2.47kW分のロードシフトに寄与。

■ **将来に向けた課題**
① データ互換性の向上：電力会社の電力システムプラットフォームと、第三者企業のDERMSプラットフォーム間のデータ連携において、技術的・費用的な課題が存在。技術向上を重ねてデータ連携の効率化・費用削減が必要。
② スマートサーモスタット有効性の追加検証：実証結果ではスマートサーモスタットによる需要削減は0.18kW（全体の7%）のみであったが、実証時のデータ欠損もあり、その有効性については今後も継続的に検証が必要。

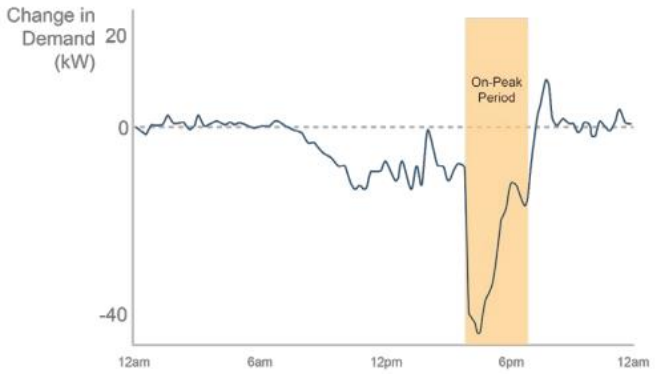



図　10世帯分のDER制御によるピークカット効果（平均的な気温の日）

※1：空調の温度センサ。計測された温度や電力会社からの制御指令に基づき運転温度の設定を自動的に調整・制御することが可能。

※2：電化製品と家庭用コンセントの間に挿入するプラグ。待機電力を0としたり、電力会社からの指令に基づいて電力消費を制御することが可能。

出所）
NREL"Expanding PV Value: Lessons Learned from Utility-led Distributed Energy Resource Aggregation in the United States" (2018年11月), P14 (Figure 6)



## 2-4. Pacific Gas & Electric (PG&E)
### – San Jose EPIC Distributed Energy Resource Demonstration Projects

PG&Eが2016年、カリフォルニア州エネルギー委員会と共同で行った実証試験。複数アグリゲーター・複数DERを制御するシステムを開発し、電力需要ピークを削減することに成功。

■ **プロジェクトの特徴**
- ➢ カリフォルニア州の電力会社PG&Eが実施した、DERMSによる電力需要制御の実証試験。住宅太陽光発電（計124kW）、住宅蓄電池（計66kW）、大型蓄電池（計360kW）、NaS電池（4MW）を制御対象として利用。
- ➢ DERMSプラットフォーマーはGE社、DERアグリーゲーターはTesla社、Green Charge Network社と、複数企業が参画。

■ **実証結果**
- ➢ 需要と太陽光発電量の予測を基に、残余需要の容量超過を予測。予測を基に複数のDERを制御してロードシフト（ピーク発電時に予め蓄電池に充電、ピーク需要時に放電）を行い、予想された需要ピークを緩和。
- ➢ DERMSが複数種類のDERを適切に制御し、またDERが系統サービス・卸電力市場へも十分に参入可能であることが示された。

■ **将来に向けた課題**
① DERMSの互換性：複数アグリゲーターや複数種類のDERに対応した制御プラットフォームを構築するため、通信規格の統合・調整が技術的に複雑で時間を要した。将来的にDERMSを普及させるには、このような経験の蓄積が必要。
② DERの技術制約：旧式の太陽光設備は蓄電池の増設対応ができず、DER活用のために別の顧客確保が必要であった。
③ 通信環境：DERへの制御指示は家庭用インターネットを利用しており、通信の途絶・データ欠落が発生。安定通信環境が必須。

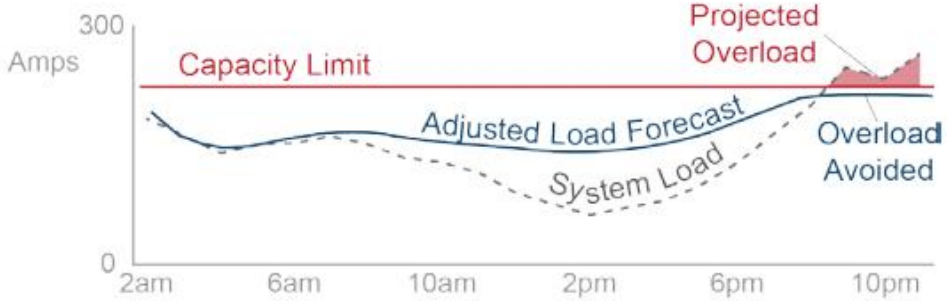



図　DERMSの需要予測および予測に基づいたDER制御によるピーク緩和の例

出所）
NREL"Expanding PV Value: Lessons Learned from Utility-led Distributed Energy Resource Aggregation in the United States" (2018年11月), P18 (Figure 8)

# 参考資料 4
# 新たな電力関連ビジネスに関する動向調査結果

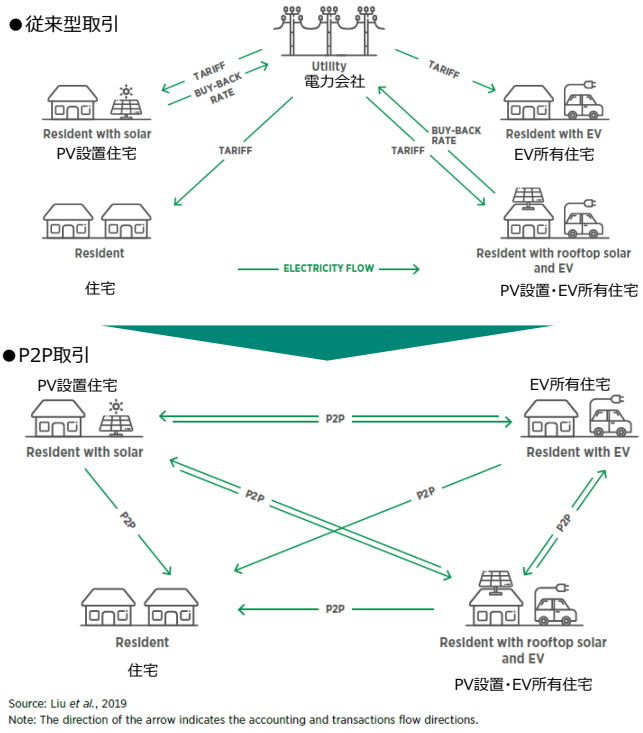
# 新たな電力関連ビジネスに関する動向調査

# ピアツーピア（P2P）電力取引

# P2P電力取引：ビジネスモデルの特徴

**ピアツーピア（以下、P2P）電力取引は、相互接続されたプラットフォームに基づくビジネスモデルで、仲介者を必要とせず、直接発電者と需要家とが合意した価格で電力取引するオンライン市場として機能する。**
**通常は事前決定された月額会費を支払うことでプラットフォーム会員となり、プラットフォームの利用者（購入者/販売者）同士で取引を行う。**

従来型電力取引とP2P電力取引との構造比較




Source: Liu *et al.*, 2019
Note: The direction of the arrow indicates the accounting and transactions flow directions.

注：矢印は、会計や処理の流れの方向を示す

出所　IRENA (2020), "Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

## P2P電力取引の構造

- 一般的な従来型電力供給は、需要家が小売事業者から、固定料金や時間別料金で買電する一方で、プロシューマー（発電設備を伴う需要家）は、余剰電力を「買取価格」で系統に買い戻してもらう形態

## P2P電力取引の特徴

- P2P電力取引では、プロシューマーは売電または買電するために、買い手と売り手との役割の両方を担うことが可能
- 他の需要家との直接の電力取引により、電気料金や余剰電力の買取価格とを比較して、より良い条件での取引の可能性があり、双方に便益をもたらすことができる
- P2Pモデルは、ミニグリッド単位の地元コミュニティの隣人同士だけでなく、配電会社所有の相互連系された電力網におけるコミュニティ同士の単位でも実施可能となる



# P2P電力取引：電力部門改革への貢献

**P2P電力取引モデルは、再エネへのアクセスを容易にし、分散型エネルギー資源をより有効に利用しつつ、需要家の地位を向上させ、地域のエネルギー供給のレジリエンス向上にも寄与する。**
**電力系統運用者も、分散型P2P電力取引プラットフォームからアンシラリーサービスの提供等の恩恵を受けることができる。**
**また、P2P電力取引は、電力システムの全体的な運用費を大幅削減し、最終的に需要家の電気料金を削減できる可能性を有する。**

P2P電力取引による電力部門改革への貢献の可能性

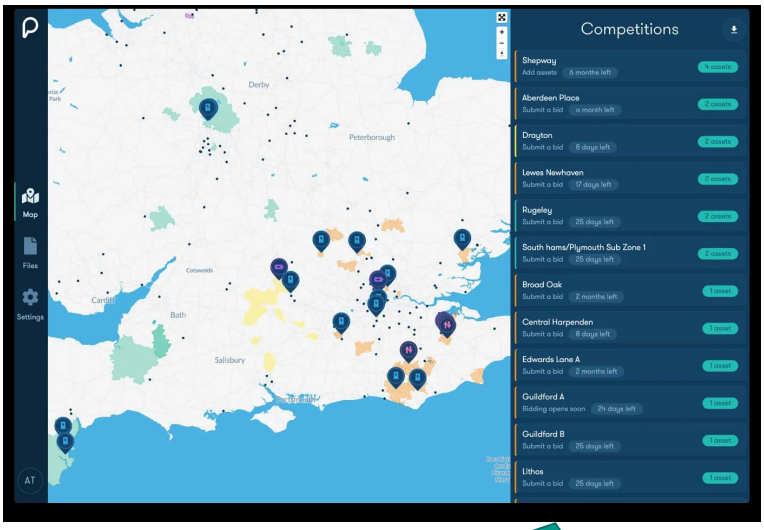
| 貢献可能な分野 | 概要 |
|---|---|
| 再エネ、フレキシビリティを有する需要家、プロシューマーの地位向上 | **プロシューマーがより良い価格で再エネを取引する市場を提供することで、分散型発電の普及を促進**<br>・P2P電力取引によって、参加発電者は、蓄電システムの有無にかかわらず、再エネ電力を消費することが可能になるほか、再エネ発電のない需要家も、地元の再エネ発電から直接恩恵を受けることが可能 |
| 分散型電源の適切な運用による需給調整と混雑管理 | **地域の電力需要と供給とを常に一致させることで、分散型発電設備のより良い管理が可能**<br>・P2P電力取引は、変動再エネがより多く地元消費されるだけでなく、ピーク需要を満たすために必要な発電容量と送電関連投資の削減に役立つ |
| 主要系統へのアンシラリーサービス提供 | **ピア（個人）による主要系統へのアンシラリーサービスの提供や仮想発電所化が可能**<br>・需要家によって掲載されたP2P電力取引プラットフォームは、仮想発電所（VPP）として機能でき、主要系統にアンシラリー・サービスの提供が可能<br>・P2P電力取引会社であるPiclo社（旧Open Utility社）は、英国の配電系統運用者（DSO）6社のうち5社とフレキシビリティ市場契約を締結。買い手となる各DSOは、Piclo社のプラットフォームを使用することで、系統の特定の場所について、自社配電システムのニーズを満たすためのフレキシビリティオプションの調達募集を行い、系統増強回避等の目的に活用【次ページ参照】。 |
| ミニグリッド設定における需要家のエネルギーへのアクセス向上 | **独立ミニグリッドの状況では、エネルギーへのアクセスと地域電源の信頼性を向上させる可能性**<br>・ミニグリッドでは、住宅用PVに蓄電設備が設置されておらず、余剰電力を蓄電できないケースも多い<br>・P2P電力取引を有効にして、複数の住宅用PV同士を相互連系したり、電力供給のない他の住宅と連系することで、需要家のエネルギーへのアクセスを改善可能<br>・住宅用PVの余剰電力は、報酬と引き換えに別の需要家に提供可能 |

出所　IRENA (2020), "Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

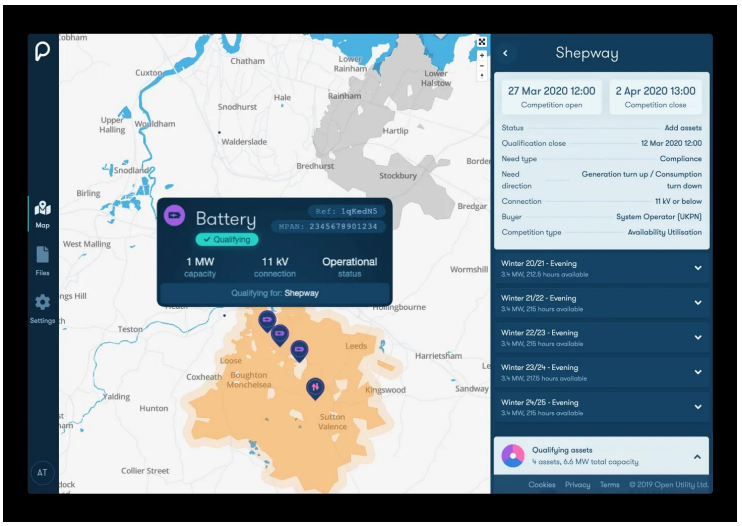
# P2P電力取引：Piclo Flex（英国）によるプラットフォーム

**P2P電力取引会社である英国Piclo社は、Piclo Flexibility Marketplace（Piclo Flex）と呼ばれる、配電系統運用者（DNO）とDER所有者間でのDER価値（フレキシビリティ）売買プラットフォームを運営。**
**Piclo Flexダッシュボードには、買い手となる各DNO毎に、募集要件詳細や調達目的等の情報が表示。**
**P2P取引でアグリゲートしたDERから、配電系統運用者がフレキシビリティを調達することを支援。300以上のフレキシビリティ供給者が参加しており、1,200件以上の調達を実施。**

Piclo Flex ダッシュボード画面の例




Piclo Flex ダッシュボード：個別調達案件の詳細イメージ




出所　Piclo Flexホームページ（https://picloflex.com/）, 2020/12/24閲覧を基に作成



# P2P電力取引：ビジネスモデルの開発状況

**近年、複数の企業が、P2P電力取引の試験や商品化を開始している。**
**プラットフォームの形成が中心。主なプロジェクトの概要は以下のとおり。**

エネルギーサービス（EaaS）ビジネスモデル開発状況

| プラットフォーム | 国 | 特徴 |
|---|---|---|
| Brooklyn Microgrid | 米国 | マイクログリッド内のコミュニティーエネルギー市場。<br>プラットフォームでは、会員はブロックチェーンに基づいたスマート契約を介して互いにエネルギー売買。 |
| Centrica plc | 英国 | 英国コーンウォール地方で、柔軟な需要、発電、蓄電の使用を試験し、フレキシビリティを有するエネルギー需要家に報酬を与えることで、地元エネルギー市場開拓するパイロットプロジェクト。<br>参加者は、最新のデジタル技術を使用して仮想市場に連系し、柔軟なエネルギー容量を系統と卸電力市場との両方で販売可。電力取引プラットフォームでLO3ブロックチェーン試験中。 |
| Lumenaza | ドイツ | Lumenaza社の「utility-in-a-box」プラットフォームにより、地方、地域、全国規模でコミュニティーとP2Pエネルギー共有可。ソフトウェアは、電力の生産者と需要家とをつなぎ、（蓄電搭載等により）需給制御し、需給調整グループの管理、アグリゲート、請求、電力潮流の視覚化に関与。<br>これにより、エネルギーコミュニティーが、電力取引市場に参加可能。 |
| Piclo | 英国 | Open Utility（プラットフォーム）とGood Energy（再エネ電力会社）とが、需要家とプロシューマーを、好みと地域に基づいて30分毎に照合。顧客には視覚的な消費データ提供、発電者には買電者に関する制御と可視性提供。Good Energyは発電調整し、契約と計測データを提供し、請求。 |
| sonnenCommunity | ドイツ | Sonnen蓄電池を使用する個々の需要家は、自家発電再エネ電力を共有可能。<br>余剰電力は系統ではなく、発電できない他のコミュニティー会員に供給する仮想電力プールに給電。<br>電気料金は約23€/ kWhに固定。プラットフォームの月額使用料は€20。 |
| Vandebron | オランダ | プラットフォームにより、需要家は、プロシューマーの設定価格で直接買電可。<br>需要家、プロシューマー、発電者をつなぎ、卸電力市場で需給調整する電力供給者として機能。<br>また、供給者に供給者資産の発電予測情報を提供。プラットフォームの月額使用料は12US＄。 |

出所　IRENA (2020), "Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

# P2P電力取引：ビジネスモデルの実施要件（課題）

**国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が作成した資料「Peer-to-peer electricity trading, Innovation landscape brief」では、P2P電力取引の実施要件として、以下のチェックリストを掲げている。**

P2P電力取引：実施要件チェックリスト

| | | |
|---|---|---|
| **技術要件** | ハードウェア | •P2P電力取引のプラットフォーム<br>•高度な電力需給予測分析<br>•しっかりしたデータ分析ツール<br>•P2P処理の自動実行アルゴリズムまたは処理費用を削減するブロックチェーン技術 |
| | 通信プロトコル | •システム/ネットワーク/市場/プラットフォーム運用事業者、需要家、プロシューマー間の調整のための共通の相互運用可能なプロトコル |
| **必要な政策** | | •電力システムの分散化や既存系統インフラのより良い利用を奨励する支援政策<br>•規制サンドボックス制度（政府が革新事業育成の際に現行法の規制適用を一時停止する規制緩和策）で、試験台として機能する試験事業を奨励、および結果の普及<br>•プラットフォーム開発者の資本アクセスを改善 |
| **規制要件** | 小売市場 | •再エネ発電設備なしで、プロシューマーと需要家との電力取引を可能にする<br>•データの収集とアクセス、プラットフォーム所有者／開発者／会員、つまりピア（個人）に対するサイバー安全性と個人情報に関する規制<br>•P2P関係者の明確な役割と責任を定義<br>•P2P制度において関係者が消費者権利を尊重<br>•P2P制度において市場運用規則を定義 |
| | 配電 | •DSOが、P2Pプラットフォームから柔軟性を獲得できるようにする<br>•必要なアンシラリー・サービスの技術基準を定義<br>•P2P取引が、主要系統を使用している場合のネットワーク料金決定 |
| **利害関係者の役割と責任** | 需要家、プロシューマー | •P2P電力取引に従事<br>•個別に、または小売事業者/アグリゲーターを介して、電力システムにサービス提供 |
| | P2Pプラットフォーム/市場運営事業者 | •情報通信技術企業とのP2P取引のためのプラットフォームを開発および運用<br>•プラットフォームの安全性、信頼性を確認 |

出所　IRENA (2020), "Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

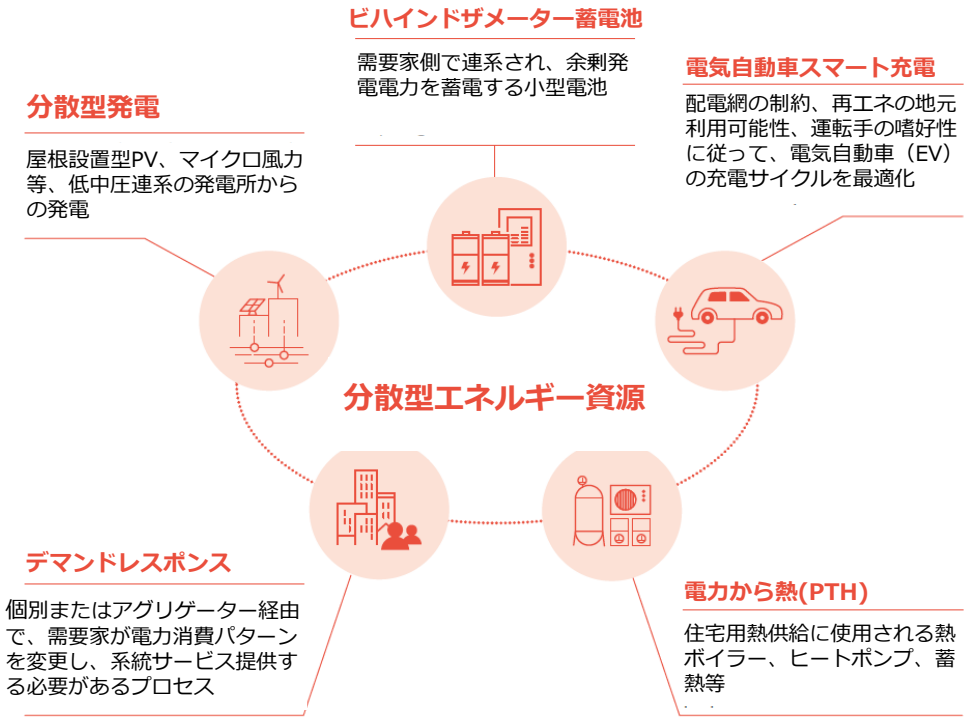


# 分散型エネルギー資源（DER）

# 分散型エネルギー資源（DER）：DERの種類

**分散型エネルギー資源（以下、DER）は、配電網に直接、または近くの最終利用者に連系された、電力システムにサービス提供できる可能性のある中小規模のリソースのことを言う。**

分散型エネルギー資源（DER）の種類



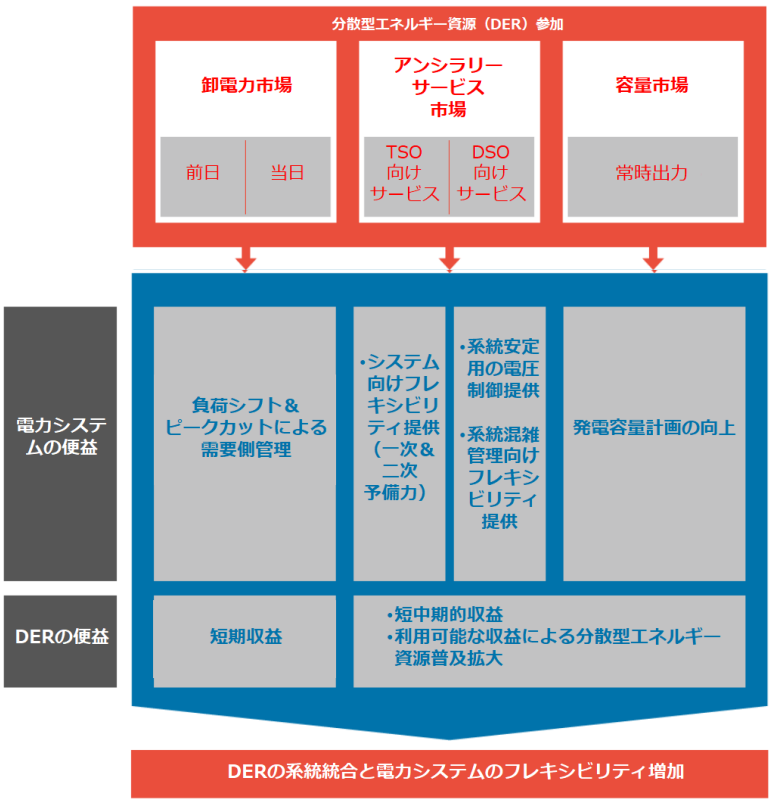

出所　IRENA (2019), "Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成



# 分散型エネルギー資源（DER）：電力部門改革への貢献

**DERの卸電力市場、アンシラリ・サービス市場、容量市場への参加は、多数の市場参加者に多くの便益をもたらす可能性がある。利用可能電源の管理を通じて分散型再エネ統合を促進し、系統運用を改善することができる。**

分散型エネルギー資源（DER）市場統合による便益




## DERによる電力部門改革への貢献可能性

- 個別のDERでは、限定的な系統サービス提供になるが、比較的多数のDERをアグリゲートすれば、（給電制御可能な化石燃料発電のように）単一かつ大規模で予測可能な主体が形成できる
- アグリゲートされたDERは、TSOの要件に準拠できない可能性がある単一のDERとは対照的に、より長期間サービス提供ができる
- 左図のように、DERは様々な市場に参加し、電力システムのフレキシビリティを高め、系統への統合を容易にする様々なサービス提供ができる

出所　IRENA (2019), "Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

# 分散型エネルギー資源（DER）：卸電力市場向けサービス

**DERの卸電力市場参加により、発電機能を有する需要家（プロシューマー）は、市場価格シグナルに応答して、需要または発電パターンを変更することができる。**
**プロシューマーには、DERのフレキシビリティを利用する2つの選択肢があり、（直接またはアグリゲーター経由で）市場売電するか、もしくは自家消費を最適化することで電気料金の節約をすることである。**
**大量のDERが卸電力市場に参加すると、市場競争力が高まり、価格急騰やネガティブ価格の発生を減らすことで、価格変動のボラティリティ低減に寄与する。例えば、大規模設備による風力発電量が予測よりも少ない場合、蓄電装置に接続したDERが卸電力市場で入札する可能性がある。これにより、システムへのストレスが軽減され、例えば価格急騰を回避または削減することにより、卸電力市場に反映される。**

分散型エネルギー資源（DER）による卸電力市場向けサービス提供

| 市場 | 取引時間枠 | 容量/エネルギー取引 | リアルタイム前の通知時間 | 市場ニーズに適したDER | 事例 |
|---|---|---|---|---|---|
| 卸電力市場 | 当日取引 | エネルギー | 数分～24時間（通常） | アグリゲートした負荷/発電 | 欧州：<br>Nord Pool（北欧地域）の当日市場は、デマンドレスポンスに開放。フランスのデマンドレスポンスブロック取引通知制度により、デマンドレスポンス取引可<br><br>米国：<br>PJM連系等、一部の卸電力市場でデマンドレスポンス取引可 |
| | 前日取引 | エネルギー | 数時間～数日（通常） | | |

出所　IRENA (2019), "Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成



# 分散型エネルギー資源（DER）：TSO向けサービス

**DERをアグリゲートすることで、アンシラリーサービス市場に参加することが可能となる。**
**送電系統運用者（TSO）は、アグリゲーターが事前にアグリゲートしていたDERから、一次予備力、二次予備力などのアンシラリーサービスを調達できる。TSOにとってはより多くの電源にアクセスできるようになり、DERにとっては、サービスを提供した場合に相応の報酬を受け取ることができる。**
**また、DERは、系統混雑管理でTSOを支援することもできる。フランスのVoltalis社と契約した顧客は、電気式給湯器、空調機器、蓄電池等を遠隔一括制御するための信号を受けるノードであるBluepodを設置し、Volatis社がTSOから信号を受信する度に、短い間隔で電気暖房運転状況を調整する。給電制御信号は、主にブルターニュ地域（相互連系が不十分なフランス地域）での電力供給不足、または系統混雑の場合に使用されている。**

分散型エネルギー資源（DER）によるアンシラリーサービス市場におけるTSO向けサービス提供

| 市場 | 取引サービス | 容量/エネルギー取引 | 応答時間 | サービス提供期間 | 市場ニーズに適したDER | 事例 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| アンシラリーサービス市場 | 一次予備力 | 容量 | 30分未満 | 最大15分（サービスによる） | 直接制御：<br>アグリゲートしたEV、商業・住宅用負荷、電気暖房、蓄電システム | 英国：<br>動的制御される冷蔵庫によるデマンドレスポンス<br><br>米国：<br>PJMの周波数調整用EVと定置式電池 |
| | 二次予備力 | 容量 | 15分未満 | 15分～最大数時間 | 直接制御：<br>アグリゲートしたEV、住宅用継続負荷、電気暖房、蓄電システム | |
| | 送電系統混雑管理 | エネルギー | 13分～2時間 | 数時間 | アグリゲートしたEV、蓄エネルギー、コジェネ | フランス：<br>アグリゲーターであるVoltalis社は、系統混雑時にTSOを支援 |

出所　IRENA (2019), "Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

# 分散型エネルギー資源（DER）：DSO向けサービス

**DERは配電網に接続していて、配電網の安定性・信頼性に関して潜在的な問題を抱えているが、配電系統運用者（DSO）は、DERから地域システムのフレキシビリティサービスを調達して、電圧調整、電力品質、配電網混雑に関する問題を解決できる。**
**英国のDSOであるUK Power Networksは、ロンドンの住宅40戸のソーラーパネルと蓄電池とで構成されるロンドン初の仮想発電所建設を2018年に試行した。蓄電池45組を使用してピーク需要に対応し、ピーク需要を満たすために系統容量を増やすという従来の方法の代替となることが期待されている。**
**また、一部地域の容量市場では、アグリゲートされたDERに参加が開放されている。アグリゲートされたDERの容量は、電力会社の長期的な供給力確保のアデカシー要件を満たすため、または他のインフラ投資を延期するために使用できる。容量市場があれば、電源として入札することもできる。**

分散型エネルギー資源（DER）によるアンシラリーサービス市場におけるDSO向けサービス提供

| 市場 | 取引サービス | 容量/エネルギー取引 | 応答時間 | 市場ニーズに適したDER | 事例 |
|---|---|---|---|---|---|
| アンシラリーサービス市場 | 電圧制御 | 容量 | 1分未満 | 直接制御：<br>アグリゲートしたEV、住宅用負荷、蓄エネルギーシステム | |
| | 配電系統混雑管理 | エネルギー | 15分未満 | アグリゲートしたEV、蓄エネルギー、コジェネ | 英国：<br>DSOはアグリゲーターを利用して、系統容量を増加せずピーク需要を満たすプロジェクトを試行 |

分散型エネルギー資源（DER）による容量市場におけるDSO向けサービス提供

| 市場 | サービス | 容量/エネルギー取引 | 契約 | 応答時間、サービス提供期間 | 市場ニーズに適したDER | 事例 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 容量市場 | 発電容量計画 | 容量 | 最大数年前 | 数分で応答し、数時間継続 | アグリゲートした負荷/発電 | 米国及びフランス：<br>デマンドレスポンスが容量市場参加<br><br>アルバータ州（カナダ）：<br>DERが容量市場参加 |

出所　IRENA (2019), "Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成



# 分散型エネルギー資源（DER）：ビジネスモデルの実施要件（課題）

**国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が作成した資料「Market integration of distributed energy resources, Innovation landscape brief」では、分散型エネルギー資源（DER）の実施要件として、以下のチェックリストを掲げている。**

分散型エネルギー資源（DER)：実施要件チェックリスト

| | | |
|---|---|---|
| **技術要件** | ハードウェア | •DERと蓄電による大規模導入<br>•スマートメーター（リアルタイムの電力消費と発電データ提供）、ホームゲートウェイ（エネルギーボックス等）、エネルギー管理用のスマート家電<br>•データと電力との双方向の流れを可能にするスマートグリッド |
| | ソフトウェア | •集約および発電予測ソフトウェア：アグリゲーターとスマートメーターとのリアルタイム通信、スマート家電、蓄電システム<br>•信頼性と安全運用を保証する配電システム管理ソフトウェア |
| | 通信プロトコル | •DER、アグリゲーター、系統運用者との調整を強化する共通の相互運用プロトコル |
| **必要な政策** | 戦略的政策 | •電力システムの分散化と既存インフラのより良い利用を奨励する支援政策<br>•機能する市場（卸電力、アンシラリーサービス、容量市場）の創出、革新技術の導入、系統費用削減に焦点を当てた政策 |
| **規制要件** | 卸電力市場 | •DERの集約を許可するか、最低入札規模を引き下げて、DERの市場参加を可能にする<br>•DERの適格な短期予測のため、取引ゲートクローズまで時間を短縮 |
| | アンシラリーサービス市場 | •アンシラリーサービス商品要件と地域システムサービス商品要件を技術中立にする<br>•DER参加を促進する調達時間の短縮 |
| | 送配電システム | ・地理的市場、つまりDERが地元ニーズを満たす需給調整と柔軟性サービス提供できる地元区域の地理的区分を定義<br>•DER大規模導入促進、またはDERを使用して系統混雑を管理するため、系統運用者が系統インフラ更新するインセンティブ |
| **利害関係者の役割と責任** | 政策立案者、規制機関 | •DERの普及ビジョンを定義：DER実施の道筋、立地計画、最適化等<br>•試験台として機能するパイロット事業を開発、結果の普及<br>•DERの運用革新を更に推進する研究機関、政府、産業にイノベーションセンター設立 |
| | DSO、TSO | •DSOの役割を、DERの市場促進者または地域フレキシビリティの購入者に変更<br>•TSOとDSOとの連携強化により情報が双方向に流れ、TSOの便益に資するDSO規模で利用可能なDERによるフレキシビリティの可視性を高めることで、TSOにサービス提供可にする |
| | 需要家 | ・小売市場だけでなく需要家を関与させる（卸電力市場価格に反応し、それに応じて消費パターン変更等）<br>•需要家がDERを所有してプロシューマーになるインセンティブ（ビハインドメーター蓄電池、PV、電気自動車等） |

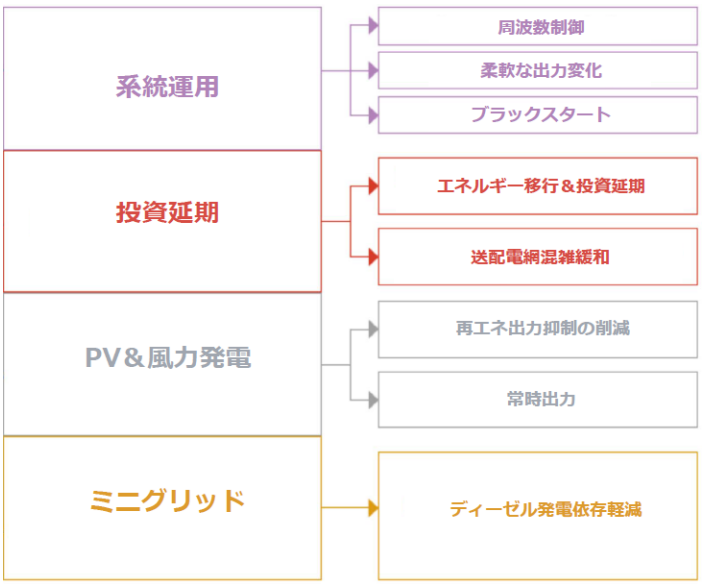
出所　IRENA (2019), "Innovation landscape brief: Market integration of distributed energy resources", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

# 大規模系統用蓄電池

## 大規模系統用蓄電池：エネルギー転換で期待される役割

**太陽光や風力などの再生可能エネルギー電源のシェア拡大により、再生可能エネルギー電源を効率的で信頼性の高い方法で統合するために、より柔軟なエネルギーシステムが求められている。蓄電池システムは、電気をすばやく吸収、保持、再給電する独自の機能により、システムの柔軟性を高める潜在的な解決策の1つとして浮上している。**
**電力会社規模の大規模系統用蓄電池システムは、再生可能エネルギー中心のエネルギー転換を促進する上で重要な役割を果たすことが期待される。**

大規模系統用蓄電池システムの提供サービス



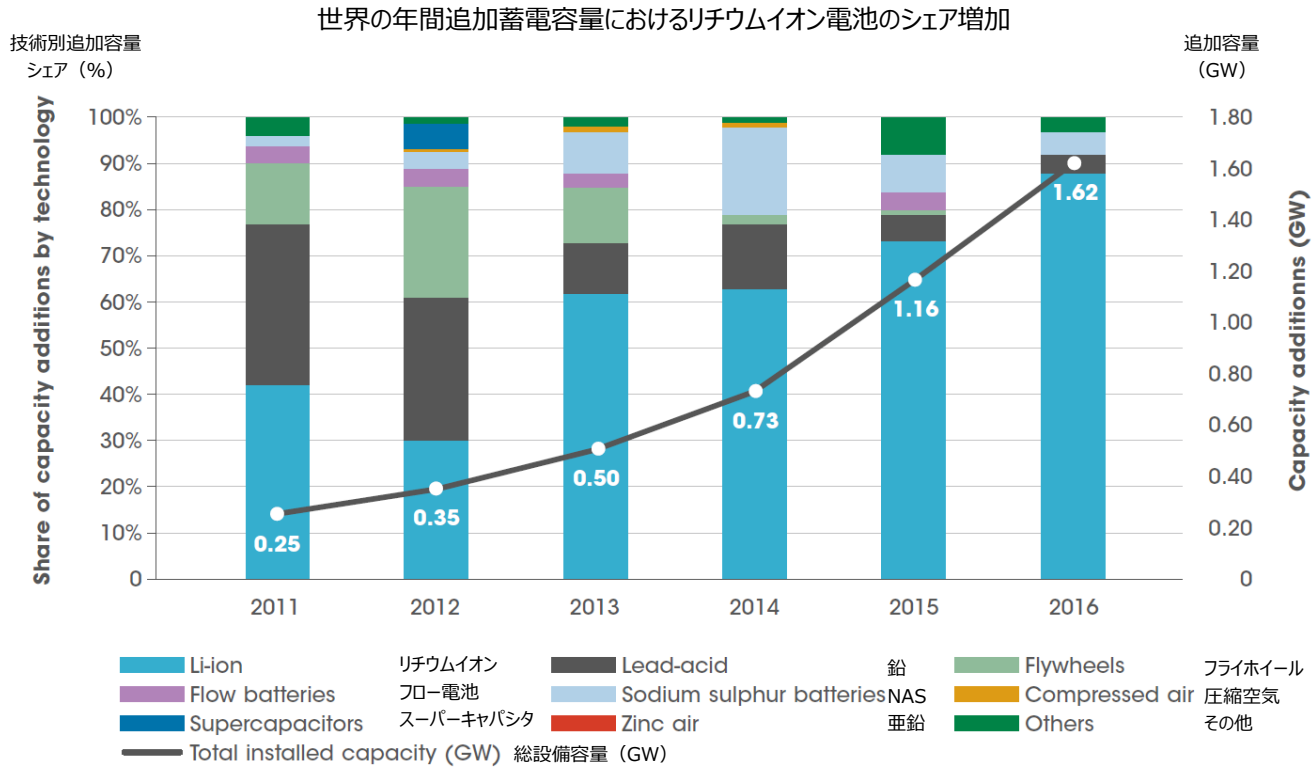

### 期待される役割

- 系統運用者に対して、大規模系統用蓄電池システムは、周波数応答、調整予備力、出力変化速度制御などの系統サービスを提供できる。
- 系統運用者によるピーク発電と系統強化への投資を延期することができる。
- 余剰発電量を蓄電し、再生可能エネルギーの常時出力を確定することで、出力変動を伴う再生可能エネルギーの系統を統合をさらに拡大させることができる。
- 蓄電池は、特に再生可能エネルギー発電設備との組み合わせにより、孤立系統や非連系系統のコミュニティに信頼性が高く安価な電力を提供するのに役立つ。離島などの非連系系統コミュニティの発電は、一般的高価な輸入ディーゼルに依存している。

出所　IRENA (2019), " Innovation landscape brief: Utility-scale batteries", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

# 大規模系統用蓄電池：導入容量の推移

**電力会社規模の大規模系統用蓄電池システムは、通常、最大100MWh程度の蓄電容量を有する。**
**系統用としては、リチウムイオン（Li-ion）、NAS、鉛蓄電池などの様々な蓄電池技術を利用できる。**
**近年は、市場成長のほとんどはリチウムイオン電池となっており、2017年には、リチウムイオン電池が新規大規模蓄電池のほぼ90%を占めた。**




出所　IRENA (2019), " Innovation landscape brief: Utility-scale batteries", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成



# 大規模系統用蓄電池：ビジネスモデルの応用事例

**近年、電力会社規模の大規模系統用蓄電池システムは、主に豪州、ドイツ、日本、英国、米国、その他のヨーロッパ諸国で普及している。**
**提供するサービスは周波数制御だけでなく、常時出力や再エネ出力抑制の削減など様々。主なプロジェクトの概要は以下のとおり。**

大規模系統用蓄電池システムの応用事例

| 蓄電池プロジェクト | 国 | 提供サービス | 詳細 |
|---|---|---|---|
| Hornsdale風力発電所＋Tesla製リチウムイオン電池（100 MW /129 MWh） | 豪州 | ・周波数制御<br>・常時出力 | 南オーストラリア系統に、緊急時予備力とアンシラリーサービスを提供。 |
| STEAGによる電池（90 MW / 120 MWh） | ドイツ | ・周波数制御 | ドイツのエネルギー会社STEAGは、国内6サイトにそれぞれ15 MW / 20MWh、計90 MW / 120 MWhの蓄電池を導入。10kVで系統連系され、TSO要件に従って一次周波数制御予備力（30分）を提供。 |
| TernaによるNAS電池（38.4 MW / 250 MWh） | イタリア | ・系統投資延期<br>・再エネ出力抑制の削減 | イタリア国内の余剰風力は、送電容量不足によって北部に送電できず風力を出力抑制。Ternaは、風力を吸収し、需要が少ない後の時期に使用するために蓄電池を設置し、新規送電容量投資が不要になった。更に、一次および二次予備力、負荷分散、電圧制御等を提供可。 |
| 日本ガイシ製NAS電池（34MW / 204MWh） | 日本 | ・常時出力<br>・再エネ出力抑制の削減<br>・アンシラリーサービス | 青森県六ケ所村の風力発電所51MWに蓄電池システム34 MW / 204 MWhを連系。再エネ余剰電力を蓄電し、ピーク時に売電。更に、周波数制御を提供し、瞬動予備力として機能。 |
| Glassenbury（40 MW）およびCleator（10 MW）の低炭素リチウムイオン電池 | 英国 | ・周波数制御 | 周波数制御強化のため、2016年に国内入札プロジェクト2件落札。年間発電量は、Glassenburyで20MWh、Cleatorで7MWh。両方で国内周波数制御全体の1/4を提供し、系統周波数安定に役立つ。 |
| AESおよびSDG＆Eによるリチウムイオン電池（30 MW / 120MWh） | 米国 | ・常時出力<br>・再エネ出力抑制の削減<br>・容量投資延期 | 電力会社SanDiego Gas＆Electricは、Escondido変電所近くでリチウムイオン電池30 MW / 120 MWhプロジェクトを開発し、カリフォルニア州内の再エネ余剰発電を蓄電し、容量予備力としても機能。 |

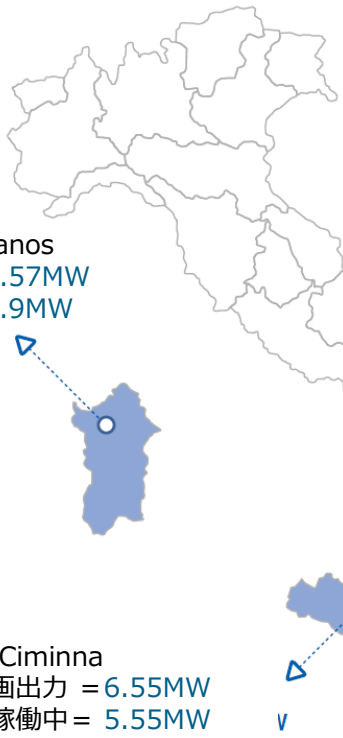
出所　IRENA (2019), " Innovation landscape brief: Utility-scale batteries", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

# 大規模系統用蓄電池：イタリアにおける設置事例

**イタリアでは、再エネ導入拡大に伴い生じた系統課題に対する検討が行われ、短期的な課題解決手法として、系統運用者が蓄電池を保有・運用することが選ばれた。送電系統運用者のTerna社は、2つの大型蓄電池設置プロジェクト（主に離島地域での系統安定化を目的としたPower Intensiveプロジェクト、南部地域での系統混雑緩和を目的としたEnergy Intensiveプロジェクト）を実施している。蓄電池の設置場所、出力規模は以下のとおり。**

Power Intensiveプロジェクト
・目的：系統安定性向上
・総出力 ＝14MW

Energy Intensiveプロジェクト
・目的：系統混雑の緩和
・総出力 ＝35MW



サイト1：Ginestra
・総出力 ＝12MW（80MWh）
・状況：稼働中

サイト1：Codrongianos
・最終計画出力 ＝8.57MW
・状況：稼働中＝ 7.9MW

サイト2：Flumeri
・総出力 ＝12MW（80MWh）
・状況：稼働中

サイト3：Scampitella
・総出力 ＝10.8MW（72MWh）
・状況：稼働中

サイト2：Ciminna
・最終計画出力 ＝6.55MW
・状況：稼働中＝ 5.55MW

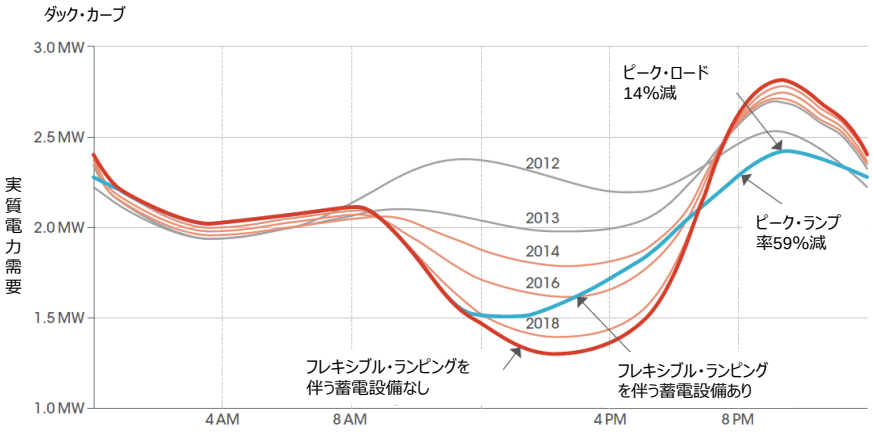
出所　Terna, “CONTESTO ED EVOLUZIONEDEL SISTEMA ELETTRICO 2019”P.118を基に作成



# 大規模系統用蓄電池：カリフォルニア州における蓄電池の利用例

**変動電源、特に太陽光の増加に伴い、ダック・カーブと呼ばれる実質電力需要と供給量の乖離が生じる。こういった、出力変化に対応するため、カリフォルニア州ではユーテリティ規模の蓄電池の導入が推進されている。**

フレキシブル・ランピング（出力変化）を可能にする、蓄電池導入に伴うダック・カーブへの影響（３MWフィーダーの例）*




* CAISO全体ではない。

- 電力需要曲線の形がアヒルに似ていることから、ダック・カーブと呼ばれる、電力需要の変動は、変動電源の導入拡大により、カリフォルニア州で顕在化した。
- ユーテリティ規模の蓄電池は、午前中は出力下げ、夕方からは出力上げという、出力変化要求への対応に適している。カリフォルニア州では、2020年までに1.3GWの新規蓄電池の導入を目指している。2016年以降、CAISOは、80MWの蓄電池を導入し、計150MWの導入量となった。
- 右図は、フレキシブル・ランピングを可能にする蓄電池の導入により予想される影響を示している。蓄電池を導入することで、ランプ率を59%減少させ、ピーク・ロードを14%引下げると予想されている。

出所　IRENA, “Utility-Scale Batteries、Innovation Landscape Brief,””P.11を基に作成

# 大規模系統用蓄電池：ビジネスモデルの実施要件（課題）

**国際再生可能エネルギー機関（IRENA）が作成した資料「Innovation landscape brief: Utility-scale batteries」では、大規模系統用蓄電池の実施要件として、以下のチェックリストを掲げている。**

大規模系統用蓄電池：実施要件チェックリスト

| | | |
|---|---|---|
| **技術要件** | ハードウェア | •電力システムで電力会社規模の蓄電池の普及 |
| | ソフトウェア | •蓄電池を保護し、充電および放電アルゴリズムを実施するサイト制御装置として機能する蓄電池管理ソフトウェア |
| **必要な政策** | | •蓄電プロジェクトの経済的実行可能性のギャップを埋めるためのインセンティブ<br>•長期的な容量拡張計画に蓄電を含める<br>•試験または実証プロジェクトへの資金提供と事例研究からの学習の普及 |
| **規制要件** | 卸売市場 | •蓄電プロジェクトの経済的実行可能性のギャップを埋めるためのインセンティブ<br>•長期的な容量拡張計画に蓄電を含める<br>•試験または実証プロジェクトへの資金提供と事例研究からの学習の普及 |
| | 送配電システム | •大規模な蓄電池システムがアンシラリー・サービス市場に参加し、システムへの提供サービスに応じて報酬を受け取ることを許可<br>•発電容量と系統増強への投資全体を削減するため、大規模な蓄電池システム普及 |
| **利害関係者の役割と責任** | 規制機関 | •従来の系統および発電への投資とともに、システム拡張の長期計画に蓄電池を含める<br>•蓄電システムの所有権と運用モデルに関する明確な規制を定義し、幅広い収益源を実現 |

出所　IRENA (2019), ” Innovation landscape brief: Utility-scale batteries“, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.を基に作成

# 参考資料 6
# モデル地域における地域間連携による導入拡大の検討結果

# 横浜市内の再エネ比率、熱活用ポテンシャルの把握

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




## 業務内容

### ② 市内の再エネ利用率の把握、推進方策の検討

2030 年に向けた再エネ電気利用率目標の検討として、まず東京都の算出手法などを参考に、以下の試算及び検討を実施する。

1. 現在の市内電力消費量に占める再エネ比率の割合を試算
2. 2030 年における市内電力消費量に占める再エネ比率の割合を試算
3. 再エネ転換を促進するための方策や、当該方策を踏まえた2030年目標値について検討

### ④ 市内の熱活用に関するポテンシャル調査

電気以外の再生可能エネルギー（水素、バイオマスなど）の活用可能性を検討するため、臨海工業地域等市内の熱発生源となる施設、熱需要サイドとなる施設についてポテンシャルを概算する。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 横浜市内電力消費量に占める再エネ比率の試算方法

横浜市の再エネ電力利用割合は、東京都の推計方針を参考に、以下の方法で集計を実施（2018年度で推計）

「横浜市内の再エネ由来の電力消費量」には適切な統計データが存在しない
⇒既存の統計データを活用した推計を行う必要がある

横浜市内電力消費量に占める再エネ比率 ＝ 横浜市内の再エネ由来の電力消費量 ／ 横浜市内の電力消費量

横浜市の現況推計における市内電力需要から引用

【参考】
東京都での再生可能エネルギーの利用状況に関する調査では、下記の①～③の合計値を都内の再エネ電力利用量として算出した。

① 都内に設置された再生可能エネルギー発電設備による電力で、その場で消費されるもの
② 電気事業者から都内に供給される、水力発電等の再生可能エネルギー発電設備による電力（再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT制度）による買取量を除く。）
③ FIT制度を活用して全国に設置された発電設備による電力を、都内販売電力量割合（賦課金の負担割合）で按分したもの

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 横浜市内の再エネ由来電力消費量の区分

東京都での再生可能エネルギーの利用状況調査を参考に、横浜市内の再エネ由来の電力消費量についても下記のような区分に分け、各区分について推計方法の検討を実施した

横浜市内の再エネ由来電力消費量（2018年度）

| 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（①） | 市内消費の系統電力中に含まれる再エネ由来電力 | | |
|---|---|---|---|
| 太陽光発電 | 太陽光発電以外の再エネ | 再エネFIT外（②） | 再エネFIT由来（③） |

※（①）～（③）は東京都での再生可能エネルギーの利用状況調査における推計区分の番号

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 横浜市内の再エネ由来電力消費量の区分

横浜市内の再エネ由来電力消費量（2018年度）

| 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（①） | 市内消費の系統電力中に含まれる再エネ由来電力 |
|---|---|

| 太陽光発電 | 太陽光発電以外の再エネ | 再エネFIT外（②） | 再エネFIT由来（③） |
|---|---|---|---|

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（PV）

## 家庭部門の自家発電自家消費分

太陽光発電（10ｋW未満）

**太陽光発電（10ｋW未満）の自家消費量**

＝ 24ｈ×365日 × 設備利用率（神奈川県）
× 自家消費比率（神奈川県） × [ FIT新規認定分導入容量（横浜市） ＋ FIT移行認定分導入容量（横浜市） ]

平成30年度以降の調達価格等に関する意見想定値 13.7%

調達価格等算定委員会「令和２年度の調達価格等に関する 意見」での余剰売電比率の想定値70.0%から30.0%として計算する （H31、H30も同じ値）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（PV）

## 産業部門・業務部門の自家発電自家消費分

### 太陽光発電（10kW以上）

FIT制度においては、ビル・工場の屋根に載せるような10～50kWの太陽光の場合は、自家消費後の余剰電力が買取対象とされている※。そのため、10kW以上の太陽光発電は、過年度業務における横浜市の太陽光発電導入実績から10～50kW未満と50kW以上に按分し、それぞれ以下の方法で自家消費量を推計する。なお、自家消費比率については、10kW未満の太陽光と同様の値を用いる。

**太陽光発電（10kW～50kW未満）の自家消費量**

＝ 24ｈ×365日 × 設備利用率 × 自家消費比率 × [ FIT導入容量（新規認定＋移行認定）（横浜市） ]

- 設備利用率：令和2年度の調達価格等に関する意見想定値 17.2%
- 自家消費比率：平成30年度以降の調達価格等に関する意見想定値 50%

**太陽光発電（50kW以上）の自家消費量**

＝ 太陽光発電発電量（横浜市）　横浜市計画書制度報告書データから算出済

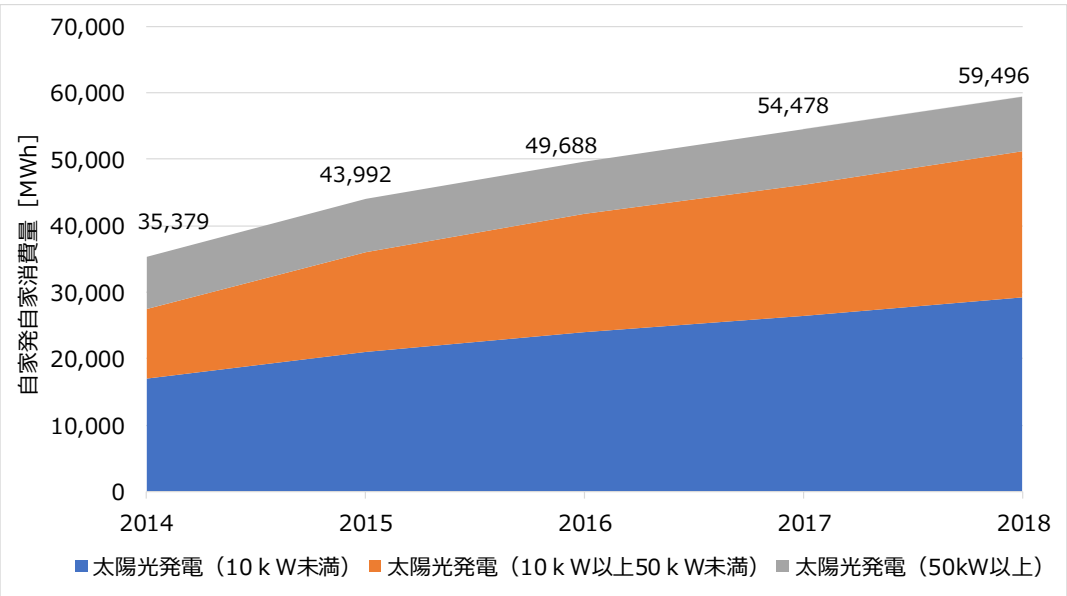
※資源エネルギー庁「なっとく！再生可能エネルギー　固定価格買取制度　制度の概要」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaori/surcharge.html

【留意点】
✓ 令和2年度の調達価格等に関する意見で示されているFIT認定分の太陽光発電の自家消費比率の想定値（50%）を用いて推計を行った。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（PV）【結果】




［MWh］

| 年度 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|
| 太陽光発電（10ｋW未満） | 17,030 | 21,013 | 24,053 | 26,401 | 29,214 |
| 太陽光発電（10ｋW以上50ｋW未満） | 10,522 | 15,077 | 17,733 | 19,819 | 22,024 |
| 太陽光発電（50kW以上） | 7,827 | 7,902 | 7,902 | 8,257 | 8,257 |
| **合計** | **35,379** | **43,992** | **49,688** | **54,478** | **59,496** |

10ｋW以上50ｋW未満PVの自家消費比率**50%**として推計

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（PV）【妥当性の検証】

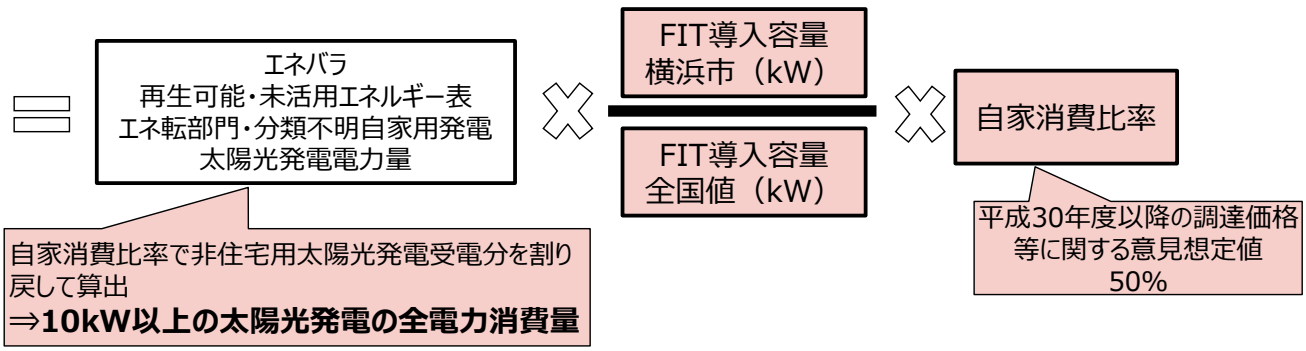
## 産業部門・業務部門の自家発電自家消費分

太陽光発電（10kW以上）

全国値の按分

横浜市計画書制度及びFIT導入容量から算出した横浜市内産業・業務部門での太陽光発電の自家発自家消費量の妥当性を確認するために、総合エネルギー統計（以下「エネバラ」という。）から按分した場合の値と比較した。
全国の産業・業務部門における太陽光発電の自家発電自家消費分を参照し、それを家庭部門を除いた消費電力量の全国値に占める横浜市内の割合で按分して算出する

### 太陽光発電（10kW以上）の自家消費量




※非住宅用太陽光発電受電分…電力調査統計の電気事業者の太陽光発電由来の電力受電量からFIT 住宅用太陽光発電受電分(10kW未満）を発電側の所内率・送電ロス・自家消費比率を考慮して算出している

資源エネルギー庁「 総合エネルギー統計の改訂内容 」（2017）スライド25より
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/stte_171117_rev2.pdf

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（PV）【妥当性の検証】

今回の推計結果の妥当性を検証するため、総合エネルギー統計の全国値を太陽光発電の導入容量で按分した結果と比較した。2014年度で乖離があるものの、結果として概ね近いオーダー感となり、今回の推計結果は妥当な値であると判断できる。なお、2014年度の乖離については、明確な理由は不明であるが、横浜市内のFIT以外の太陽光導入割合が多いことなどが要因として考えれらえる。

| 年度 | エネバラ按分（MWh） | FIT+計画書制度データ（MWh） | エネバラ按分との誤差（MWh） |
|---|---|---|---|
| 2018 | 29,143 | 30,281 | -4% |
| 2017 | 26,545 | 28,076 | -6% |
| 2016 | 23,850 | 25,635 | -7% |
| 2015 | 22,520 | 22,979 | -2% |
| 2014 | 10,670 | 18,348 | -72% |

※エネバラで参照予定の値が**10kW以上の太陽光発電の全電力消費量**であったため、**自家消費比率**（令和2年度の調達価格等に関する意見での**想定値50%**）を乗じて推計。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 横浜市内の再エネ由来電力消費量の区分

横浜市内の再エネ由来電力消費量（2018年度）

| 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（①） | 市内消費の系統電力中に含まれる再エネ由来電力 |
|---|---|

| 太陽光発電 | 太陽光発電以外の再エネ | 再エネFIT外（②） | 再エネFIT由来（③） |
|---|---|---|---|

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（PV以外）

## 産業部門の自家発電自家消費分

風力発電（20ｋW未満）、風力発電（20ｋW以上）、水力発電、バイオマス発電（廃棄物含む）

### 各発電設備の自家消費量

＝ 各施設の年間の発電量 － 各施設の年間の売電量

いずれも過年度横浜市業務からご提供いただく（過年度業務で把握は確認済み）
（2018年度値）

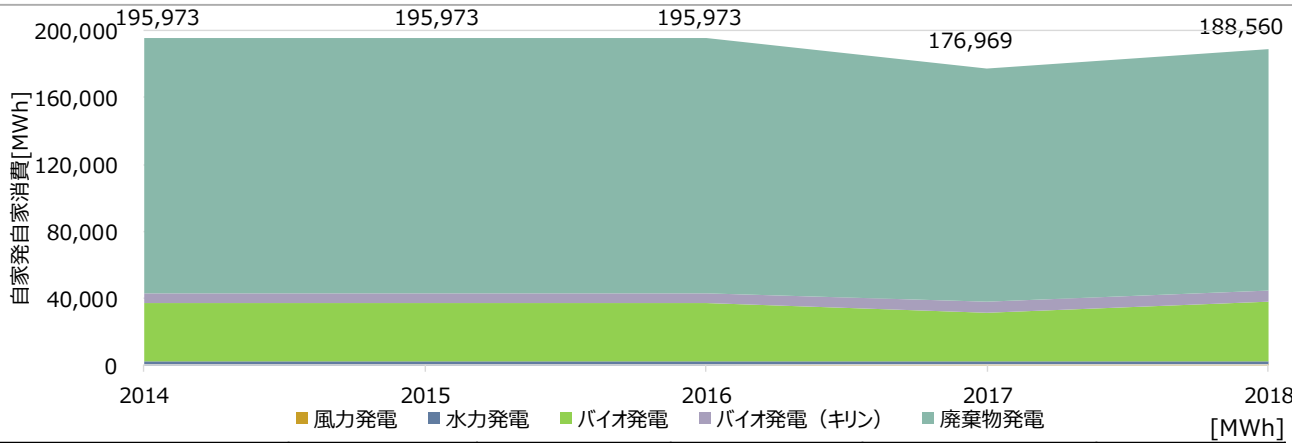
＋

横浜市計画書制度データ

上記データと重複が無かったものについて計上
（キリンのバイオガス・都市ガス混燃システムのみが該当）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（PV以外）【結果】




| 年度 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|
| 風力発電 | 18 | 18 | 18 | 188 | 285 |
| 水力発電 | 2,171 | 2,171 | 2,171 | 2,218 | 2,214 |
| バイオ発電 | 34,517 | 34,517 | 34,517 | 28,849 | 35,514 |
| バイオ発電（キリン） | 6,447 | 6,447 | 6,447 | 6,447 | 6,447 |
| 廃棄物発電 | 152,820 | 152,820 | 152,820 | 139,267 | 144,367 |
| 合計 | 195,973 | 195,973 | 195,973 | 176,969 | 188,828 |

※計画書制度データで明らかになったキリンのバイオガス・都市ガス混燃システムにおける消費電力量は、混燃している比率が不明であるため、バイオガスを100%使用していると仮定して算出。
※2014年度、2015年度は2016年度の横置きとしている。

【留意点】
✓　過年度業務で頂いた横浜市内の施設において、FIT認定を受けているにもかかわらず発電量が売電量を上回っている施設が有る。これらの施設においても余剰売電が行われているものとして、発電量と売電量の差分を自家消費量として計上している。
✓　青山水源事務所は、相模原市に所在しているが横浜市の施設であるため、横浜市内の自家発自家消費として計上している。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 横浜市内の再エネ由来電力消費量の区分

横浜市内の再エネ由来電力消費量（2018年度）

| 市内再エネ設備の自家発電自家消費分（①） | 市内消費の系統電力中に含まれる再エネ由来電力 |
|---|---|

| 太陽光発電 | 太陽光発電以外の再エネ | 再エネFIT外（②） | 再エネFIT由来（③） |
|---|---|---|---|

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 市内消費の系統電力中に含まれる再エネ由来電力量

東京都の推計方法では、②再エネFIT外、③再エネFIT由来をそれぞれ別の推計方法で計上している。
一方で、横浜市では市内に供給している電力会社とその電力購入量が概ね把握できていることから、以下の推計方法から系統電力の再エネ比率を求める。

**横浜市の系統電力における再エネ電力量**

＝ 各電力会社の横浜市全体での電力購入量 × 各電力会社の電源構成比に占める再エネ電力（FIT由来含む）の割合

- 各電力会社の横浜市全体での電力購入量：昨年度の横浜市の業務にてCO2排出量算出に使用した各産業部門における各電力会社からの購買電力量のデータを基に算出
- 各電力会社の電源構成比に占める再エネ電力（FIT由来含む）の割合：各電力会社の公開情報から電源構成比が不明なものは全国電源構成比（ISEP）の値を活用

**課題**

i. 過年度横浜業務のデータは、一部の新電力からの電力購入量がエネ転のガス事業者と民生部門の家庭において、「その他電気事業者」や「その他新電力（PPS）」としてまとめて計上されている
ii. 一部電力会社の2018年度の電源構成比が不明（非公表）
iii. メニュー選択による電源構成比の違いが反映されない
iv. JEPXからの購入量が別計上であり、取引に含まれる再エネ電力の計上が困難

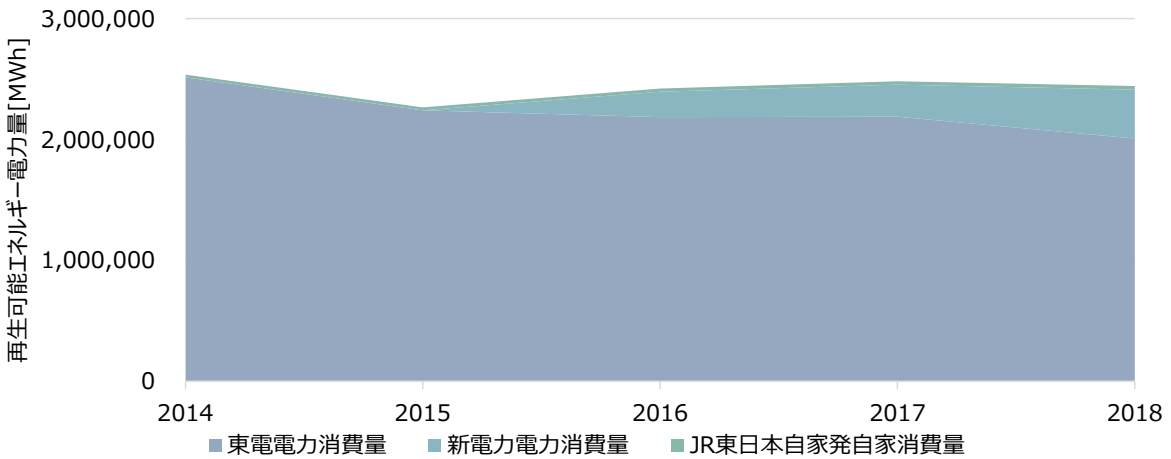
**推計を行う上での対応**

✓ 「その他新電力」と電源構成比が不明な電力会社からの電力購入量は、各年度の全国の電源構成比（ISEPエネルギー白書より引用）を適用する
⇒課題ⅰ, ii

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 市内消費の系統電力中に含まれる再エネ由来電力量【結果】




| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|
| 東電電力消費量 | 2,512,995 | 2,240,293 | 2,183,892 | 2,187,310 | 2,006,855 |
| 新電力電力消費量 | 0 | 0 | 211,269 | 264,647 | 403,945 |
| JR東日本自家発自家消費量 | 22,226 | 25,353 | 25,152 | 28,258 | 29,819 |
| 再エネ消費量 | 2,535,221 | 2,265,646 | 2,420,313 | 2,480,216 | 2,440,619 |

【留意点】
✓ 2016年度以降（電力自由化後）は東電、JR東日本の自家発自家消費分に加えて新電力の電力消費量も計上している。
✓ 2015年度（電力自由化前）は東電及びJR東日本の自家発自家消費分の横浜市内における消費量のみ計上している。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】横浜市内の主な電気事業者とデータの状況

| 需要家 / 供給家 | 過年度業務でのデータ有無（各産業部門の需要家への各電力会社の販売電力量） | | | | | 2018年度の各電力会社による電源構成比の公開状況 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | エネ転 ガス製造業 | 産業部門 製造業 | 民生部門 家庭 | 民生部門 業務 | 運輸部門 鉄道 | |
| 東京電力 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○（水力16%・・・FITも含まれる可能性） |
| JXTG | | ○ | ○ | ○ | | ○（再エネFIT外0.3%+FIT0.3%）※21.4% |
| エネット | ○ | ○ | | ○ | | ○（再エネFIT外2%+FIT14%）※6% |
| F-power | | ○ | | ○ | | × |
| サミットエナジー | | ○ | | ○ | | ○（水力0.6%+再エネFIT外6.8%+FIT17.0%）※39.2% |
| 丸紅 | | ○ | ○ | ○ | ○ | ○（再エネFIT外7%+FIT12%）※46% |
| 東京ガス | | | ○ | | | △(水力1%未満+再エネFIT外7%+FIT3%)※3% |
| KDDI | | | ○ | | | ○(水力2%＋再エネFIT外1.5%+FIT5.7%)※58.5% |
| サイサン | | | ○ | | | × |
| 東急 | | | ○ | | | ○（水力5%+再エネFIT外6%+FIT8%）※7% |
| JR東日本 | | | | | ○ | × |
| その他新電力 | 詳細の構成不明 | | 詳細の構成不明 | | | 全国の消費電力量に占める再エネ電力量の割合で算出 |

※：取引所電力の割合（取引している電力中にFIT外の再エネも含まれている）については、電源構成比が不明のため考慮しない
◎表中以外の部門（エネ転等）での電力消費は全て東京電力として計上予定

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 横浜市内の電力消費量の算出

## 横浜市内の電力消費量

＝ 系統電力消費量 ＋ 自家発電自家消費量

昨年度の横浜市の業務にてCO2排出量算出に使用した各電力会社からの購買電力量のデータを基に算出

自家発電自家消費量

＝ 系統電力消費量 × （エネバラ 自家用発電 最終エネルギー消費量 ／ エネバラ 事業用発電 最終エネルギー消費量）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 横浜市内の電力消費量の算出【結果】

●系統電力消費量の算出

| 年度 | 横浜市内 東電電力消費量 (MWh) | 横浜市内 新電力電力消費量 (MWh) | 横浜市内 消費電力量（系統） (MWh) |
|---|---|---|---|
| 2018 | 12,542,845 | 2,810,595 | 15,353,440 |
| 2017 | 13,670,687 | 1,904,993 | 15,575,680 |
| 2016 | 14,559,281 | 1,501,846 | 16,061,127 |
| 2015 | 14,935,287 | | 14,935,287 |
| 2014 | 16,753,301 | | 16,753,301 |

●自家発電自家消費量の算出

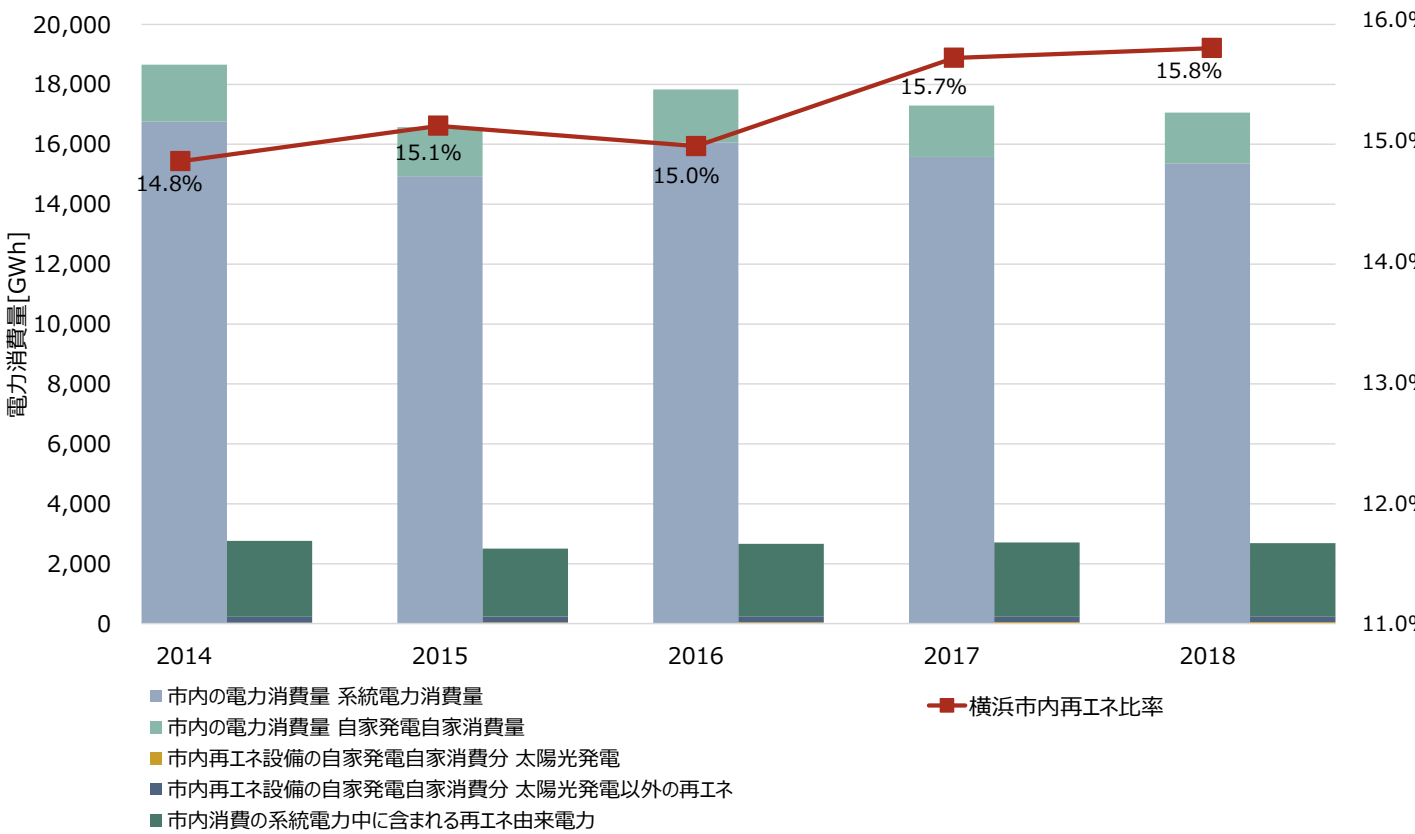
| 年度 | 横浜市内 消費電力量（系統） (MWh) | エネバラ 事業用電力 最終エネルギー 消費量（TJ） | エネバラ 自家用電力 最終エネルギー 消費量（TJ） | 比率 | 横浜市内 消費電力量 （自家発自家消費） (MWh) |
|---|---|---|---|---|---|
| 2018 | 15,353,440 | 3,064,759 | 339,750 | 0.1109 | 1,702,039 |
| 2017 | 15,575,680 | 3,128,714 | 344,322 | 0.1101 | 1,714,137 |
| 2016 | 16,061,127 | 3,083,112 | 339,418 | 0.1101 | 1,768,157 |
| 2015 | 14,935,287 | 3,080,965 | 337,205 | 0.1094 | 1,634,635 |
| 2014 | 16,753,301 | 3,147,350 | 357,827 | 0.1137 | 1,904,710 |

【留意点】
- ✓ JR東日本自家発電自家消費量は系統電力消費量から除いている。
- ✓ 2015年度以前（電力自由化前）は東電電力消費量のみを系統電力消費量として計上している。
- ✓ 2015年度以前は「一般用電力」、「特定用電力」、「外部用電力」の合計値を「事業用電力」として計上している。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 横浜市内の消費電力量に占める再エネ消費電力量の比率【結果】




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 横浜市内の消費電力量に占める再エネ消費電力量の比率【結果】

10kW以上50kW未満PVの自家消費比率**50%**とした場合

●横浜市内の再エネ由来消費電力量

| 年度 | 太陽光発電 自家発自家消費量（MWh） | 太陽光発電以外 自家発自家消費量（MWh） | 系統電力中に含まれる 再エネ由来消費電力量（MWh） | 横浜市内の再エネ由来 消費電力量（MWh） |
|---|---|---|---|---|
| 2018 | 59,496 | 188,560 | 2,440,619 | 2,688,676 |
| 2017 | 54,478 | 176,969 | 2,480,216 | 2,711,662 |
| 2016 | 49,688 | 195,973 | 2,420,313 | 2,665,974 |
| 2015 | 43,992 | 195,973 | 2,265,646 | 2,505,611 |
| 2014 | 35,379 | 195,973 | 2,535,221 | 2,766,573 |

●横浜市内の全消費電力量

| 年度 | 横浜市内 消費電力量（系統）（MWh） | 横浜市内 消費電力量（自家発自家消費）（MWh） | 横浜市内 消費電力量（MWh） |
|---|---|---|---|
| 2018 | 15,353,440 | 1,702,039 | 17,055,478 |
| 2017 | 15,575,680 | 1,714,137 | 17,289,817 |
| 2016 | 16,061,127 | 1,768,157 | 17,829,284 |
| 2015 | 14,935,287 | 1,634,635 | 16,569,922 |
| 2014 | 16,753,301 | 1,904,710 | 18,658,011 |

●横浜市内の電力消費量に占める再エネ由来電力消費量

| 年度 | 横浜市内再エネ比率 |
|---|---|
| 2018 | 15.764% |
| 2017 | 15.684% |
| 2016 | 14.953% |
| 2015 | 15.121% |
| 2014 | 14.828% |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 2050年度（2030年度）の再エネ導入量の試算

それぞれ以下の推計方法により将来値を推計。

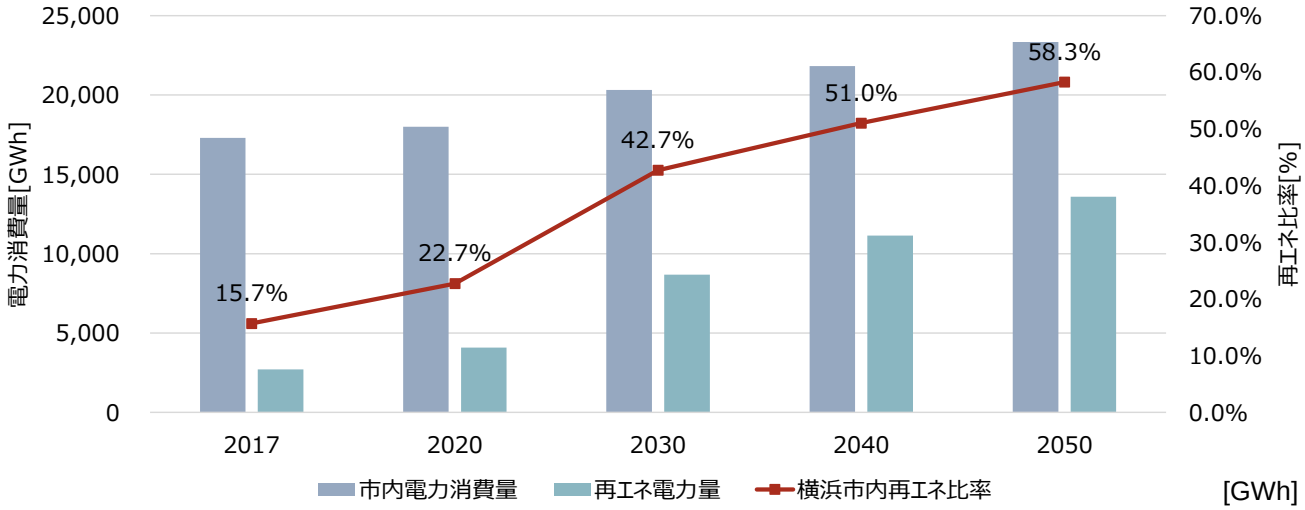
| 再エネ設備 | 推計方法 |
|---|---|
| 太陽光発電 | REPOS（L1）※の導入ポテンシャルに対して足元の値を線形補完。 |
| 風力発電 | REPOSの導入ポテンシャルに対して足元の値を線形補完。ただし、洋上風力は実現性の観点から2030年は“0”とする。 |
| 水力発電 | 立地条件などから足元より増加しないと仮定。 |
| バイオマス発電（廃棄物含む） | 廃棄物量及び汚泥量は人口に相関があると仮定し、人口の将来推計値より推計。 |
| 系統電力分 | 電気事業者別の供給比率はそのままとし、再エネ比率は、2030年度45%、2050年度は60%まで増加すると仮定。 |

※ゾーニング調査（2050年度）（再生可能エネルギー情報提供システム（REPOS）掲載値R2年12月更新値）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 2050年度における横浜市内の再エネ比率

- 将来推計した再エネ導入量と将来の電力消費量より再エネ比率を推計。
- 電力消費量は、最大限電化した場合の電力消費量。




[GWh]

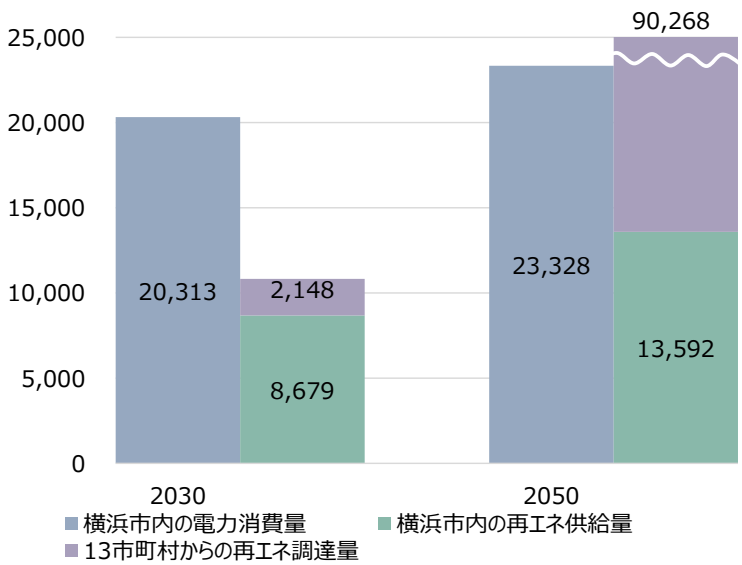
| | 2017 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|
| 市内電力消費量 | 17,290 | 17,988 | 20,313 | 21,821 | 23,328 |
| 系統電力 | 15,576 | 16,201 | 18,286 | 19,643 | 21,000 |
| 自家発分 | 1,714 | 1,786 | 2,027 | 2,178 | 2,328 |
| 再エネ電力量 | 2,712 | 4,089 | 8,679 | 11,135 | 13,592 |
| 系統電力分 | 2,480 | 3,807 | 8,229 | 10,414 | 12,600 |
| 自家発分 | 231 | 282 | 450 | 721 | 992 |
| **横浜市内再エネ比率** | **15.7%** | **22.7%** | **42.7%** | **51.0%** | **58.3%** |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 横浜市内及び域外調達を考慮した再エネ比率

- 域外（東北13市町村）からの再エネ調達を考慮した再エネ比率を推計。
- 13市町村の再エネ調達量は、MRI試算値を利用。
- 2030年度は13市町村からの再エネ調達量を考慮した場合、市内の電力消費量のうち約53.3%を賄うことが可能である。横浜市の再エネ活用戦略における市内再エネ比率（44%～50%）の達成が可能である。
- 2050年度は13市町村からの再エネ調達量を考慮した場合、約445.2%となり、十分な再エネ供給量を確保可能である。



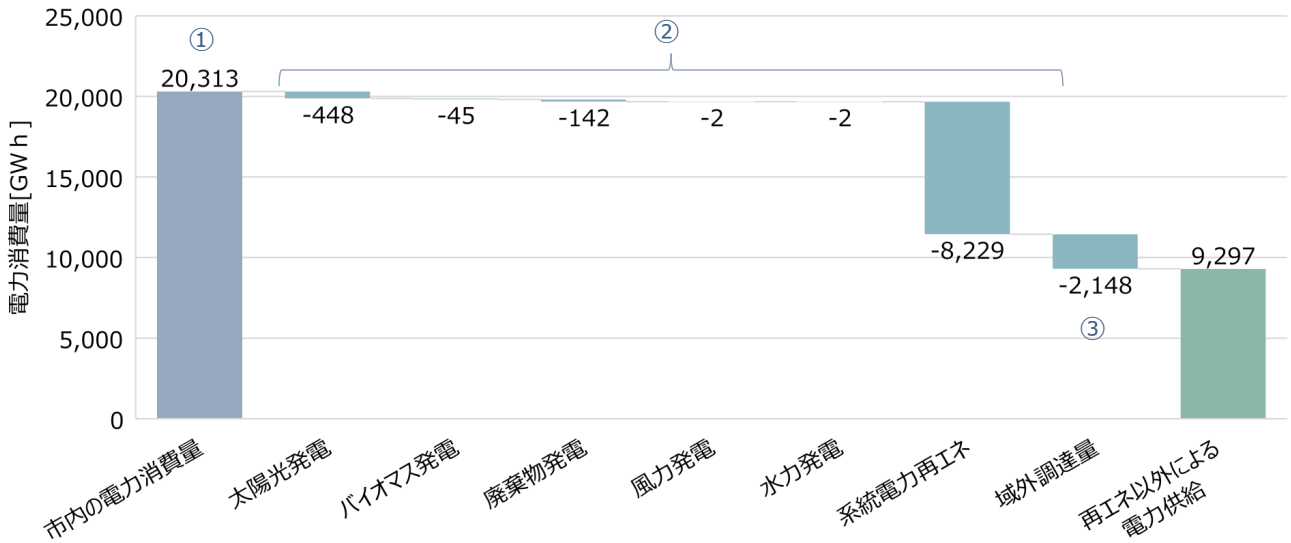

[GWh]

| | 2030 | 2050 |
|---|---|---|
| 横浜市の電力消費量(A) | 20,313 | 23,328 |
| 系統電力 | 18,286 | 21,000 |
| 自家発分 | 2,027 | 2,328 |
| 横浜市の再エネ供給量(A) | 8,679 | 13,592 |
| 系統電力 | 8,229 | 12,600 |
| 自家発分 | 450 | 992 |
| **横浜市内再エネ比率(B/A)** | **42.7%** | **58.3%** |
| 13市町村からの再エネ調達量(C) | 2,148 | 90,268 |
| **域外調達量を考慮した再エネ比率((B+C)/A)** | **53.3%** | **445.2%** |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 業務内容1. 2. の結果を踏まえた2030年度の市内再エネ比率

- 2030年の最大限電化を考慮した電力消費量と各再エネ供給量を示す。市内の再エネ比率（53.3%）は、国の目標（22~24%）と比べても高い水準となった。
- 2030年の市内の再エネ比率を達成するため、現状想定している対策を確実に実行することが重要である。
  ① 現状想定している電力需要の実現
  ② 横浜市内の再エネ供給量の確保
  ③ 13市町村からの再エネ電力調達量の確保




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 対策及び方針

## ① 現状想定している電力需要の実現

- 横浜市「横浜市地球温暖化対策実行計画」にて想定されている2030年の削減見込量や、電化設備の導入によるエネルギー効率化等の対策を確実に実施することが重要となる。
- また、実行計画における対策の確実な実施に追加して、後述する各部門における電化への取り組みも重要となる。
- 電力需要の想定した前提条件は、④ 市内の熱活用に関するポテンシャル調査にて、後述する。

表 推計上達成を前提としている実行計画内の対策例

| 部門 | 参考指標 | 想定事業量（詳細） |
|---|---|---|
| 家庭部門 | 新築住宅のうち、省エネに配慮した住宅の割合 | 新築住宅（戸建）の100%が省エネ配慮 |
| | | 新築住宅（集合）の100%が省エネ配慮 |
| | 家庭用燃料電池設備の導入率 | 燃料電池を含むコジェネ：全世帯数の3.0% |
| | 家庭における省エネ行動の推進 | ・家庭における省エネ行動の実施（エアコンの適正な温度設定、冷蔵庫の整理整頓等） |
| | | ・家庭における省エネ型家電等の導入 |
| | | ・家庭における高効率機器（給湯器等）の導入 |
| 業務部門 | 事業者における省エネ行動の推進 | （計画書制度対象事業者）<br>2013年度を基準として、2014年度以降、計画書制度による削減量として、各計画期間毎（３年間）の削減率で2030年度の削減量を算定 |
| | | （中小企業）<br>2013年度を基準として、2014年度以降、中小企業の省エネ行動による2030年度の削減量を算定 |
| エネ転部門 | 事業者における省エネ行動の推進 | （計画書制度対象事業者）<br>2013年度を基準として、2014年度以降、計画書制度による削減量として、各計画期間毎（３年間）の削減率で2030年度の削減量を算定 |

※出所：横浜市「横浜市地球温暖化対策実行計画」（平成30年10月）
<4D6963726F736F667420576F7264202D2089A1956C8E73926E8B8589B7926789BB91CE8DF48EC08D738C7689E68140967B95D220313831303135203136333302E646F63> (yokohama.lg.jp)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 対策及び方針

## ② 横浜市内の再エネ供給量の確保

- 横浜市内の再エネ供給量は、系統電力の再エネ比率が相対的に大きく、系統電力の再エネ比率を向上させることが重要である。現状は、指定都市自然エネルギー協議会の政策提言値である45%を想定しているため、足元の系統電力比率を増加させる対策が必要となる。
- 再エネ電力供給量の需要を増やすためiChoosrの促進、事業者への再エネ活用促進などをより積極的に実施してく必要がある。

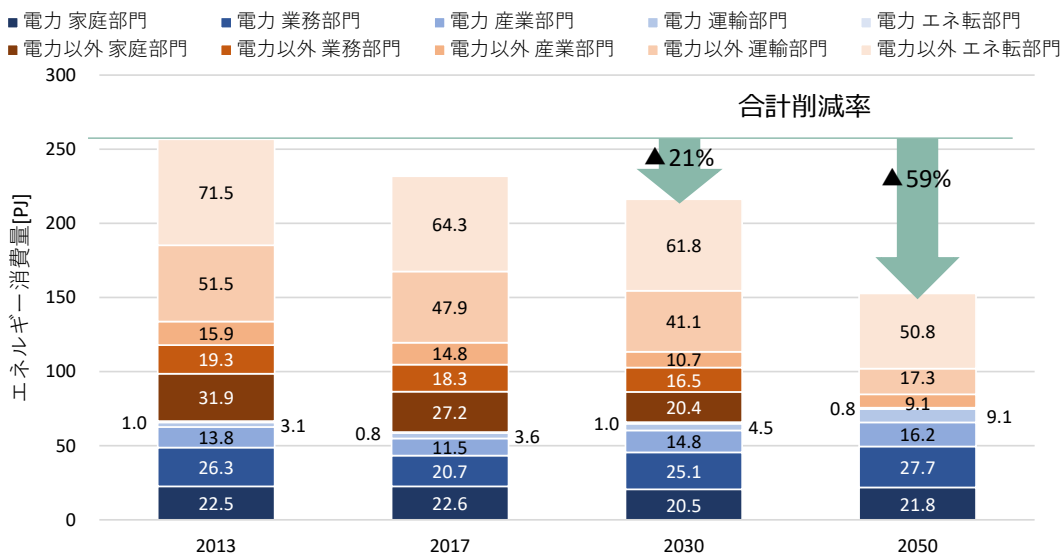
## ③ 13市町村からの再エネ電力調達量の確保

- 2030年度以降の市内の電力消費量を再エネで賄うためには、域外から再エネ電力の調達が必要不可欠である。よって、連携13市町村との確実な連携や、電力需給を考慮した蓄電池等の活用施策検討、追加的な連携市町村の検討などを実施していく必要がある。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 横浜市のエネルギー消費量の推計結果




※今年度は産業、運輸、エネ転の推計の見直しを実施したため、それ以外の部門の数値は昨年度結果と同値。

| | 電力 | | | | | | 電力以外 | | | | | | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 家庭部門 | 業務部門 | 産業部門 | 運輸部門 | エネ転部門 | 小計 | 家庭部門 | 業務部門 | 産業部門 | 運輸部門 | エネ転部門 | 小計 | |
| 2013 | 22.5 | 26.3 | 13.8 | 3.1 | 1.0 | 66.7 | 31.9 | 19.3 | 15.9 | 51.5 | 71.5 | 190.1 | 256.7(100%) |
| 2017 | 22.6 | 20.7 | 11.5 | 3.6 | 0.8 | 59.2 | 27.2 | 18.3 | 14.8 | 47.9 | 64.3 | 172.5 | 231.8(90%) |
| 2030 | 20.5 | 25.1 | 14.8 | 4.5 | 1.0 | 65.8 | 20.4 | 16.5 | 10.7 | 41.1 | 61.8 | 150.5 | 216.3(84%) |
| 2050 | 21.8 | 27.7 | 16.2 | 9.1 | 0.8 | 75.6 | 0.0 | 0.0 | 9.1 | 17.3 | 50.8 | 77.2 | 152.8(60%) |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 産業部門

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




## 産業部門のエネルギー消費量推計の考え方

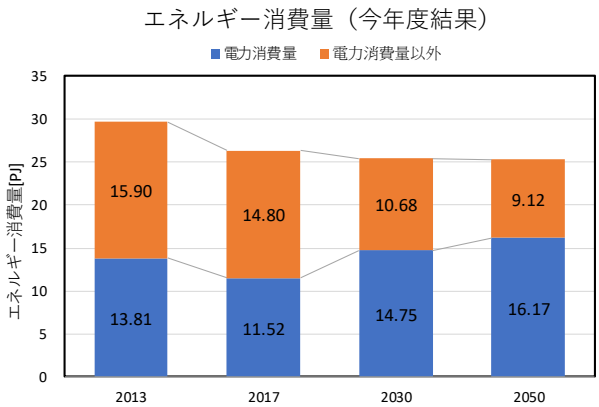
- 2050年度までの電力消費量は、横浜市地球温暖化対策実行計画で想定される省エネ化に加えて、熱源設備のHP代替（電化）分を加算して推計。
- 省エネ化は、2030年度までは横浜市の地球温暖化対策実行計画に基づき推計し、2031～2050年度は2030年までと同じ比率で省エネ化が進む仮定を置いて推計。
- 熱源設備のHP代替（電化）は一定の仮定を置いて推計。

| 各年度の総エネルギー消費量 | － | 各年度の熱源設備のHP代替による電化分 | ＝ | 各年度の電力消費量 |
|---|---|---|---|---|
| ～2017　：横浜市統計データより<br>2018～2030：横浜市地球温暖化対策実行計画に基づき推計（省エネ化が進む）<br>2031～2050：2013～2030と同じ比率で省エネ化が進むと仮定して推計 | | 2030、2050：排出源別に仮定を置いて推計<br><br>【製造業】<br>2030年度：産業用HPが熱需要の10%～17%程度を担うと想定<br>2050年度：産業用HPが熱需要の60%～80%程度を担うと想定<br>上記に加え、今年度は以下を追加対応。<br>・横浜市2017年度実績を反映<br>・R2HP普及見通し調査を用いたデータ更新<br>・自家発分の計上方法の変更<br><br>【農業】農業用ボイラのHP化が進むと想定 | | 推計した総エネルギー消費量に熱源設備のHP代替による電化分を加算して推計。<br>電力消費量を差し引いた値を燃料消費量（非電化分）とする。 |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 産業部門のエネルギー消費量推計結果

- 産業部門では、既存排出源の省エネ化と熱源設備のHP代替（電化）が進むと想定。後者について製造業では産業用加温設備及び空調設備の電化、農林水産業・鉱業・建設業では農業用ボイラの電化を想定。
- 横浜市の製造業や農林水産業・鉱業・建設業の熱需要のうち、HPによって代替される熱需要量を推計し、HPの将来の普及率やHPの効率を用いて電力消費量を算出。
- HPの普及率等は「令和2年度ヒートポンプの将来像分析及び普及見通し調査」（一般財団法人ヒートポンプ・蓄熱センター作成）、横浜市の熱需要の算出には2017年度計画書制度データを使用。
- 【今年度追加対応】
  HP・蓄熱センター資料を用いて、エネルギー多消費産業である4業種の高温帯へのHP導入上限率については、カスケード利用を想定し考慮しないことにした。




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 運輸部門

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 運輸部門のエネルギー消費量推計の考え方

- 運輸部門（自動車、鉄道、船舶）の電力消費量は、各年度の現状趨勢の総エネルギー消費量に省エネ率・電化率を乗じて算出。
- 現状趨勢の総エネルギー消費量は、2050年度まで横浜市の地球温暖化対策実行計画に基づき推計。
- 省エネ率は、自動車のみ仮定をおいて推計し、鉄道・船舶は横置き。
- 電化率は、自動車のみEVの普及による電化率を想定。

| 各年度の現状趨勢の総エネルギー消費量 | × | 各年度の省エネ率 | × | 各年度の電化率 | = | 各年度の電力消費量 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2030、2050：横浜市地球温暖化対策実行計画に基づき推計 | | 2030、2050：排出源別に仮定を置いて推計<br>【自動車】<br>ガソリンからEVに代替する省エネ効果とEV走行効率の向上に伴う省エネ率をそれぞれ推計<br>上記に加え、今年度は以下を追加対応。<br>・横浜市2017年度実績を反映<br>・2030年度電化率の見直し<br>【鉄道】省エネしないと想定<br>【船舶】省エネしないと想定 | | 2030、2050：排出源別に仮定を置いて推計<br>【自動車】<br>2030年度：国の目標値と同じと想定<br>2050年度：電化率100%を想定<br>上記に加え、今年度は以下を追加対応。<br>・横浜市2017年度実績を反映<br>・2030年度電化率の見直し<br>【鉄道】既に100%である<br>【船舶】電化しないと想定 | | それぞれ推計した現状趨勢の総エネルギー消費量に省エネ率と電化率を乗じて算出 |

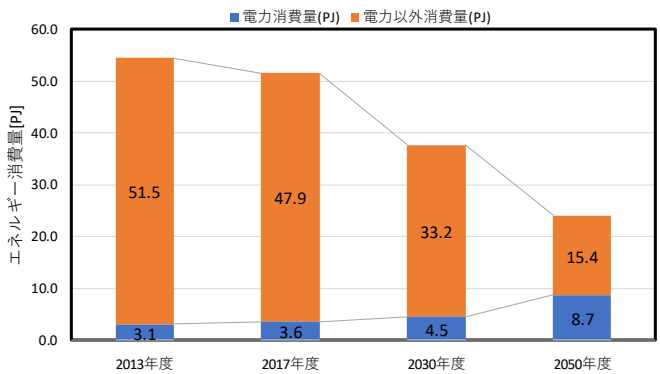
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.



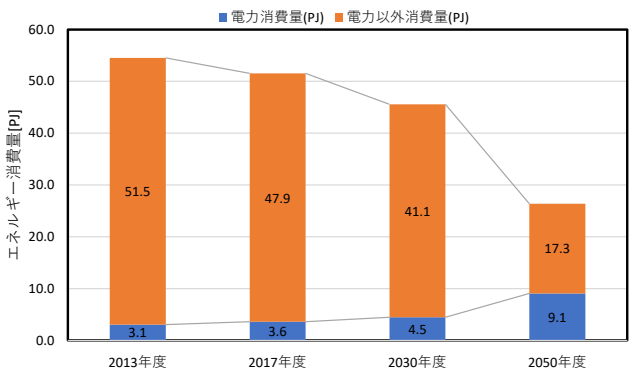

# 運輸部門のエネルギー消費量推計結果

- 自動車は現状趨勢の総エネルギー消費量に省エネ率と電化率を乗じて電力消費量と電力以外の消費量を推計。
- 鉄道は、既に電化率100%であることと、実行計画にて明確な省エネが想定されていないことから横置き。
- 船舶は、大型船舶が多いことから電化・省エネは想定せずに現状趨勢のエネルギー消費量を計上。
- 自動車の電化率は、2030年度は長期エネルギー需給見通しで示された数値を用いた。2050年度は100%EVが普及すると仮定。
- 自動車の省エネ率は、NEDO「二次電池技術開発ロードマップ」の「本格的EVをめざした車両の諸元」から燃費効率を求め、ガソリン自動車からの転換による省エネ率と技術向上による省エネ率を考慮。

エネルギー消費量（昨年度推計結果）



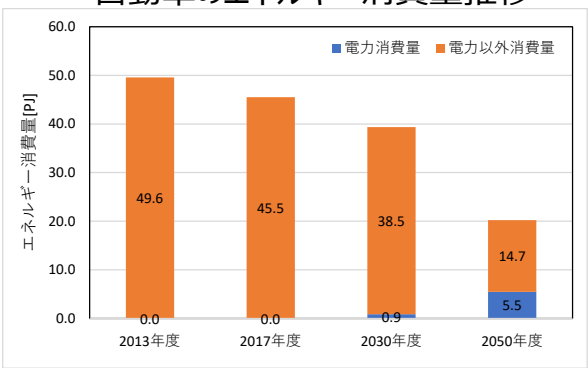

エネルギー消費量（今年度推計結果）



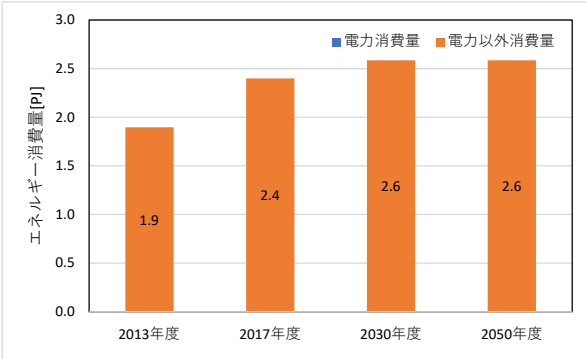

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】運輸部門の参考データ

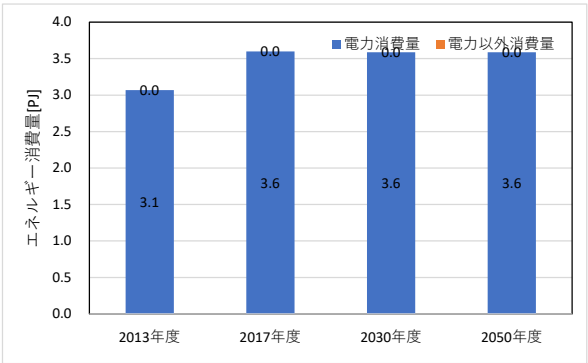
## 自動車のエネルギー消費量推移



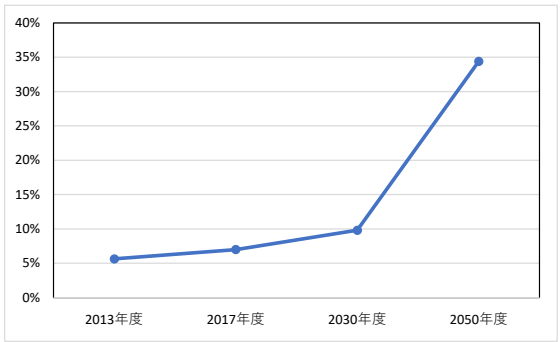

## 船舶のエネルギー消費量推移




## 鉄道のエネルギー消費量推移




## 運輸部門の電化率




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 自動車の省エネ率推計の考え方

- 自動車の省エネ率は、「①ガソリン自動車が電気自動車に代替されることによる省エネ率」と「②電気自動車の走行効率が向上することによる省エネ率」の2つを考慮した。なお、現状の自動車の省エネ率は、旅客・貨物、燃料種問わず一律であると仮定し、ガソリン自動車から電気自動車への代替による効率改善率とした。

  各年の電力消費量

  ＝現状趨勢の燃料消費量×電化率×（１－①省エネ率）×（１－②省エネ率）

  ①ガソリン自動車が電気自動車に代替されることによる省エネ率

  省エネ率　＝　１－現状のガソリン燃費／現状の電気自動車燃費

  ②電気自動車の走行効率が向上することによる省エネ率

  省エネ率　＝　１－現状の電気自動車燃費／将来の電気自動車燃費

- 省エネ率は、NEDO「二次電池技術開発ロードマップ」の「本格的EVをめざした車両の諸元」から電気自動車の電費を求め、以下の式から燃費換算して推計した。

  電気自動車の燃費（km/L）

  ＝　ガソリン低位発熱量（MJ/L）　÷　燃料換算係数（MJ/Wh）÷　電費※（Wh/Km）

  ※電費（Wh/Km）　＝（搭載容量（Wh）　÷　走行距離（km））

表.横浜市の運輸部門（自動車）のエネルギー消費量

| | 燃料消費量 | 電力消費量 | 総エネルギー消費量 | 電力消費量 | 省エネ率 | | 電化率 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | EV転換 | EV技術促進 | |
| | TJ | TJ | TJ | 千kWh | % | % | % |
| 2013年度 | 49,563 | 0 | 49,563 | 0 | 0% | 0% | 0% |
| 2016年度 | 44,574 | 0 | 44,574 | 0 | - | - | - |
| 2017年度 | 45,530 | 0 | 45,530 | 0 | - | - | - |
| 2030年度 | 38,496 | 878 | 39,373 | 243,818 | 72% | 26% | 16% |
| 2050年度 | 14,721 | 5,486 | 20,207 | 1,523,865 | 72% | 26% | 100% |

※1：独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「NEDO二次電池技術開発ロードマップ2013」（平成25年8月）より推計

※2：現状の燃費は、国土交通省「自動車燃費一覧　３．ガソリン乗用車のJC08モード燃費平均値の推移より引用

※3：　2030年度は長期エネルギー需給見通しで示されたEV・PHEV普及率を用いて推計

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# エネ転部門

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

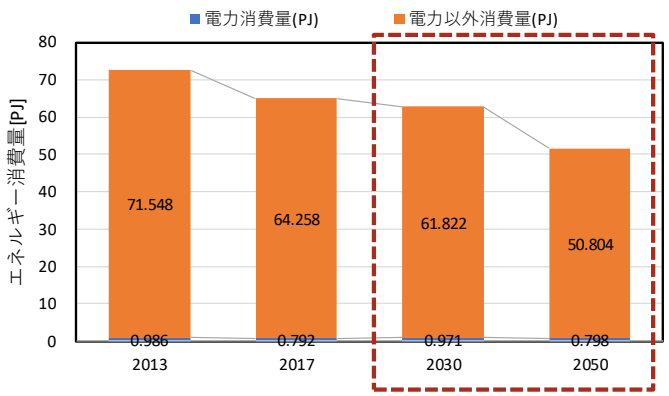



## エネ転部門の電力消費量推計結果

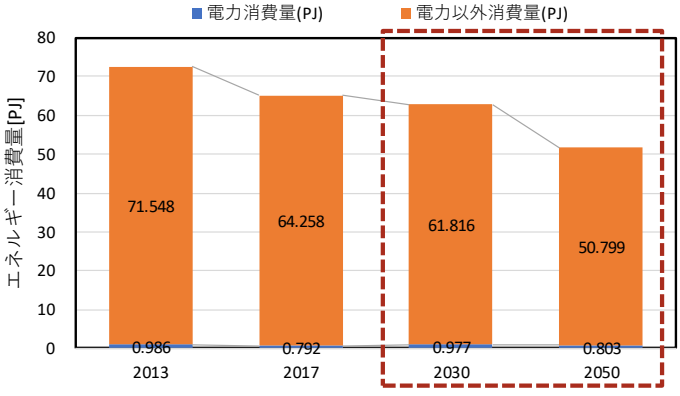
- 個別に推計した総エネルギー消費量と電化率を乗じて電力消費量と電力以外の消費量を推計。
- 2050年度の総エネルギー消費量については、2020～2030年度と同様の傾向で減少していくものと想定。
- 【今年度追加対応】
  熱供給事業の自家消費分（都市ガス・石油使用量）がすべて電化すると想定し、推計を実施。
  結果的にはエネルギー消費量全体への影響は軽微。

考慮前と概ね変わらず

エネルギー消費量（熱供給の電化考慮前）




エネルギー消費量（熱供給の電化考慮後）




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 家庭部門、業務部門

※今年度は昨年度推計方法の変更を行っていないため、以降、参考として昨年度資料を掲載。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 電力消費量推計の考え方

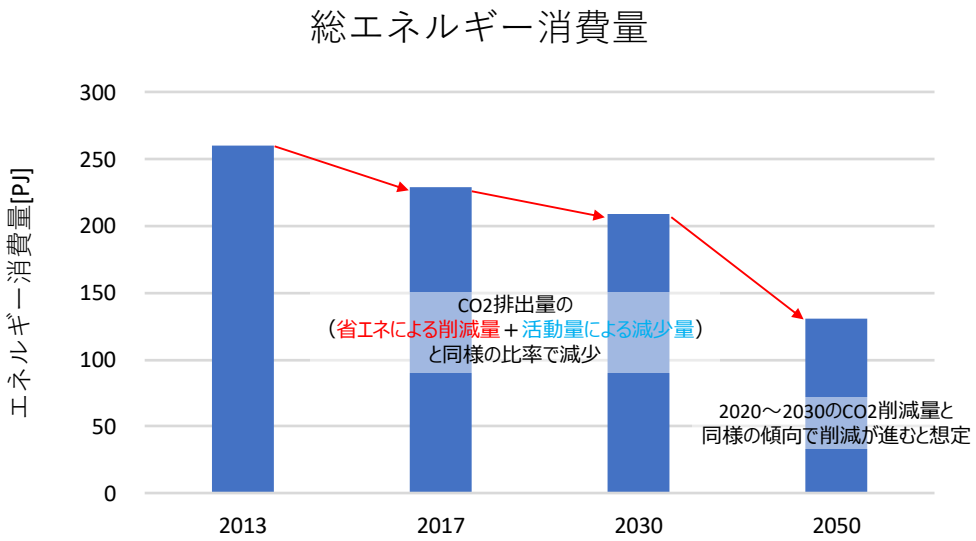
- 2050年度までの電力消費量は、横浜市地球温暖化対策実行計画で想定される省エネ化に加えて、熱源設備のHP代替（電化）分を加算して推計。ただし、電化率については、2030年度までは過去のトレンドから推計し、2050年度は100%となると想定。
- 省エネ化は、2030年度までは横浜市の地球温暖化対策実行計画に基づき推計し、2031～2050年度は2030年までと同じ比率で省エネ化が進む仮定を置いて推計。
- 熱源設備のHP代替（電化）は一定の仮定を置いて推計。

| 各年度の総エネルギー消費量 | ＋ | 各年度の熱源設備のHP代替による電化分 | ＝ | 各年度の電力消費量 |
|---|---|---|---|---|
| ～2017　：横浜市統計データより<br>2018～2030：横浜市地球温暖化対策実行計画に基づき推計（省エネ化が進む）<br>2031～2050：2013～2030と同じ比率で省エネ化が進むと仮定して推計 | | 電化率<br>～2017　：横浜市統計データより<br>2018～2030：実績値のトレンドから推計<br>2031～2050：部門ごとに仮定を置いて推計<br>【家庭】 2050年度に100%（線形補間）<br>【業務】 2050年度に100%（線形補間）<br>効率<br>ヒートポンプ蓄熱センターの資料を参照 | | 総エネルギー消費量に対して、機器効率の違いを考慮したうえで、想定した電化率となるように電力消費量、電力以外の消費量を算出 |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 総エネルギー消費量推計の考え方

- 2017年度までの実績値は横浜市公表資料から取得。
- 2020年度、2030年度については、実行計画におけるCO2排出量の「省エネによる削減量」と「活動量による減少量」の合計と同様の比率で減少するものとして推計（次頁参考資料参照）。
- 2050年度についてはCO2排出量の推計結果（対策ケース）が無いことから、2020～2030の削減と同様の傾向で削減が進むと想定。




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 【参考】CO2排出量推計（横浜市提供資料）

2020年度排出量まとめ（部門別排出量、削減量等）

単位：万t-$CO_2$

| 部門等 | 2013年度（基準年）排出量 | 2020年度 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 現状趨勢 | 現状趨勢による減少量 | 電力排出係数改善（0.531→0.375）による削減量 | 電力排出係数改善後の排出量 | 対策・施策による削減量積上げ<br>省エネによる削減量 | 削減後排出量 | 基準年からの削減量 | 基準年からの削減率 |
| 家庭部門 | 500.9 | 505.0 | -4.1 | 97.5 | 407.4 | 52.4 | 355 | 146 | 29.1% |
| 業務部門 | 486.7 | 487.5 | 活動量による減少量 0.8 | 112.5 | 375.0 | 23.4 | 352 | 135 | 27.8% |
| 産業部門 | 245.1 | 238.1 | 7.0 | 46.9 | 191.2 | 13.6 | 178 | 67 | 27.5% |
| エネ転部門 | 450.7 | 441.1 | 9.6 | 4.0 | 437.1 | 26.1 | 411 | 40 | 8.8% |
| 運輸部門 | 389.5 | 343.4 | 46.1 | 13.0 | 330.4 | 31.4 | 299 | 90 | 23.2% |
| 廃棄物部門 | 52.5 | 52.8 | -0.2 | 0.0 | 52.8 | 5.0 | 48 | 5 | 9.1% |
| その他6ガス | 33.2 | 41.1 | -7.8 | 0.0 | 41.1 | 0.0 | 41 | -8 | -23.5% |
| 合計 | 2,158.7 | 2,109.0 | 49.7 | 274.0 | 1,835.0 | 151.9 | 1,683 | 476 | 22.0314% |

2030年度排出量まとめ（部門別排出量、削減量等）

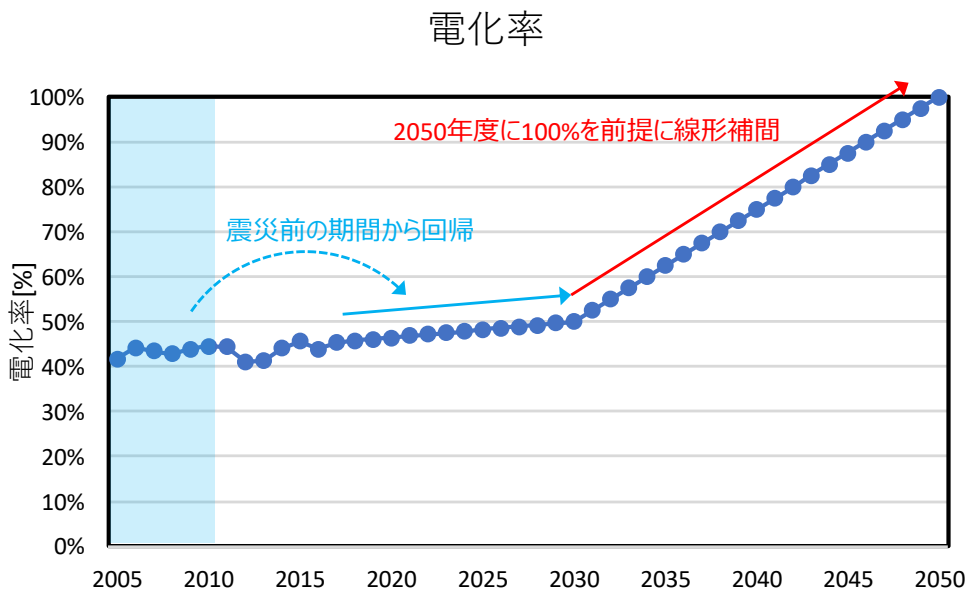
単位：万t-$CO_2$

| 部門等 | 2013年度（基準年）排出量 | 2030年度 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 現状趨勢 | 現状趨勢による減少量 | 電力排出係数改善（0.531→0.370）による削減量 | 電力排出係数改善後の排出量 | 対策・施策による削減量積上げ | 削減後排出量 | 基準年からの削減量 | 基準年からの削減率 |
| 家庭部門 | 500.9 | 495.8 | 5.1 | 100.7 | 395.1 | 71.0 | 324 | 177 | 35.3% |
| 業務部門 | 486.7 | 489.0 | -2.3 | 116.1 | 372.9 | 54.4 | 318 | 168 | 34.6% |
| 産業部門 | 245.1 | 238.1 | 7.0 | 48.4 | 189.7 | 31.6 | 158 | 87 | 35.5% |
| エネ転部門 | 450.7 | 441.1 | 9.6 | 4.2 | 437.0 | 60.9 | 376 | 75 | 16.6% |
| 運輸部門 | 389.5 | 343.4 | 46.1 | 13.4 | 330.0 | 85.3 | 245 | 145 | 37.2% |
| 廃棄物部門 | 52.5 | 52.2 | 0.3 | 0.0 | 52.2 | 14.3 | 38 | 15 | 27.8% |
| その他6ガス | 33.2 | 41.1 | -7.8 | 0.0 | 41.1 | 0.0 | 41 | -8 | -23.5% |
| 合計 | 2,158.7 | 2,100.7 | 58.0 | 282.7 | 1,818.0 | 317.5 | 1,500 | 658 | 30.4912% |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 電化率推計の考え方

- 2017年度までの実績値は横浜市公表資料の（電力消費量／総エネルギー消費量）から算出。
- 2018～2030年度までは震災前（2005～2010）の期間における電化率を線形回帰し、その増加量（傾き）を2017年度の電化率に加えることで算出。
- 2031～2050年度までは2050年度の電化率について一定の仮定を置いて想定し線形に補間。（下図は2050年度に100%となる家庭部門、業務部門のイメージ）

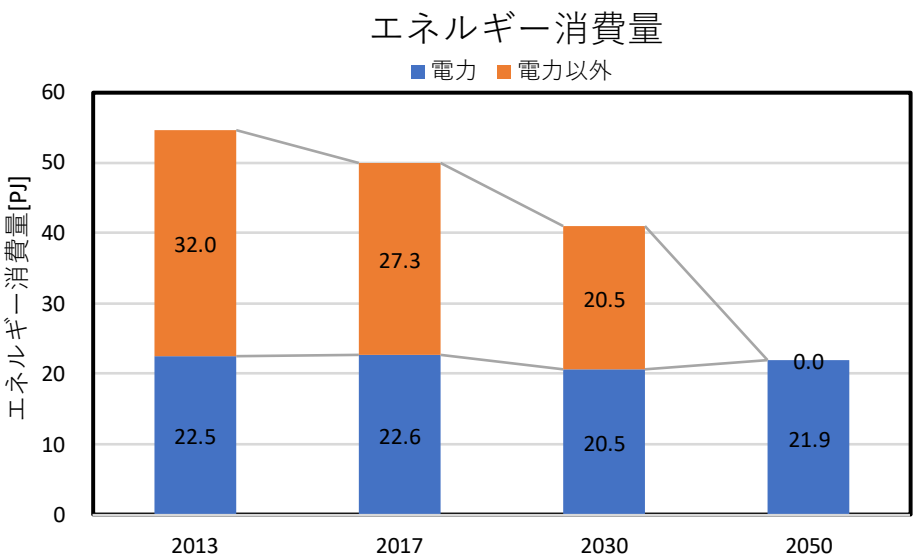



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 家庭部門の電力消費量推計結果

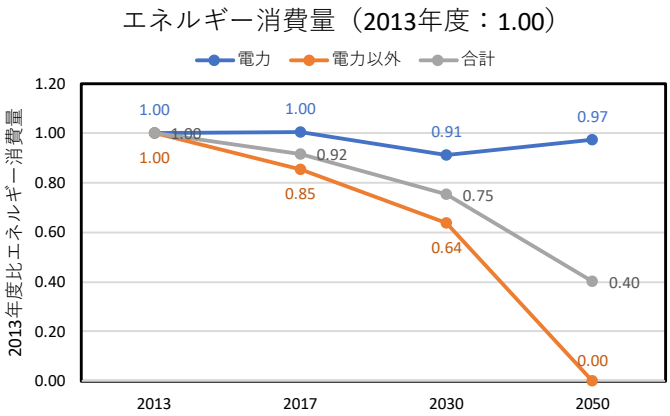
- 2050年度の総エネルギー消費量については、横浜市の実行計画における2020～2030の削減量と同様の傾向で削減が進むと想定。
- 2050年度の電化率については100%と想定。なお、家庭のエネルギー消費量の構成を冷房、暖房、給湯、厨房、動力分けた上で、暖房、給湯、厨房の電化が進むものと想定。また、各使途におけるエネルギー消費量の比率や機器の効率は「エネルギー経済統計要覧」、「ヒートポンプの将来像分析及び普及見通し調査」を参照して想定。

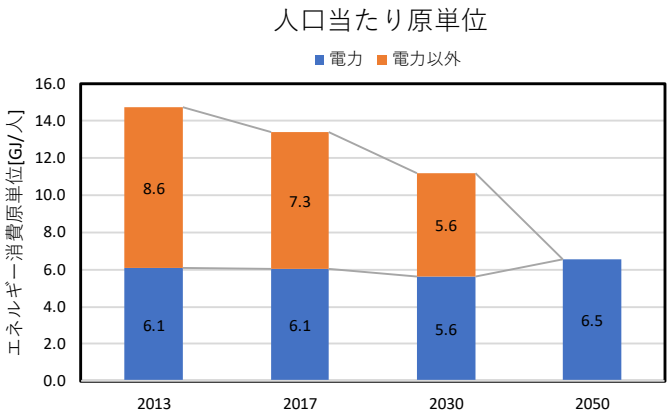


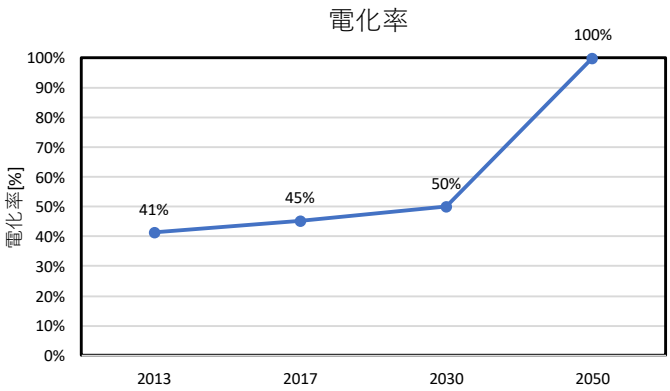

| | 電力消費量（PJ） | 電力以外消費量（PJ） | 電化率 |
|---|---|---|---|
| 2013 | 22.5 | 32.0 | 41.3 |
| 2017 | 22.6 | 27.3 | 45.4 |
| 2030 | 20.5 | 20.5 | 50.0 |
| 2050 | 21.9 | 0.0 | 100.0 |

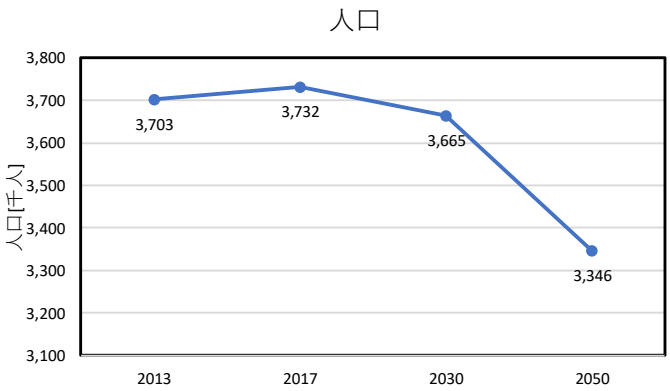
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】家庭部門の参考データ



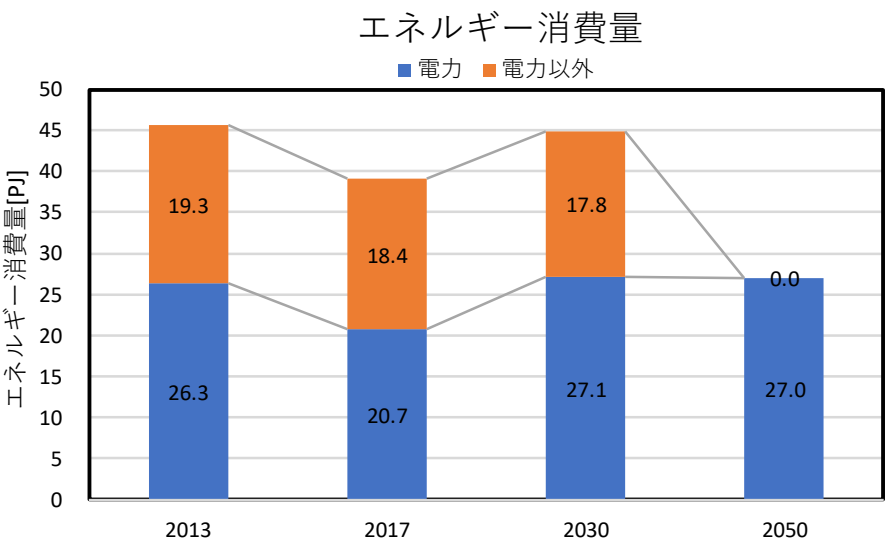




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 業務部門の電力消費量推計結果

- 2050年度の総エネルギー消費量については、横浜市の実行計画における2020～2030の削減量と同様の傾向で削減が進むと想定。
- 2050年度の電化率については100%と想定。なお、業務のエネルギー消費量の構成を冷房、暖房、給湯、厨房、動力分けた上で、冷房、暖房、給湯、厨房の電化が進むものと想定。また、各使途におけるエネルギー消費量の比率や機器の効率は「エネルギー経済統計要覧」、「ヒートポンプの将来像分析及び普及見通し調査」を参照して想定。

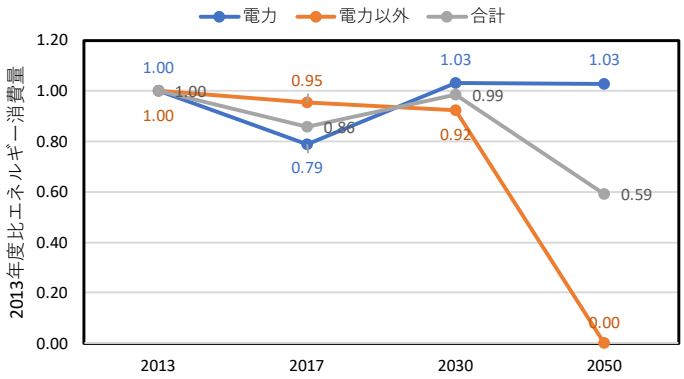



| | 電力消費量（PJ） | 電力以外消費量（PJ） | 電化率 |
|---|---|---|---|
| 2013 | 26.3 | 19.3 | 57.7 |
| 2017 | 20.7 | 18.4 | 53.1 |
| 2030 | 27.1 | 17.8 | 60.0 |
| 2050 | 27.0 | 0.0 | 100.0 |

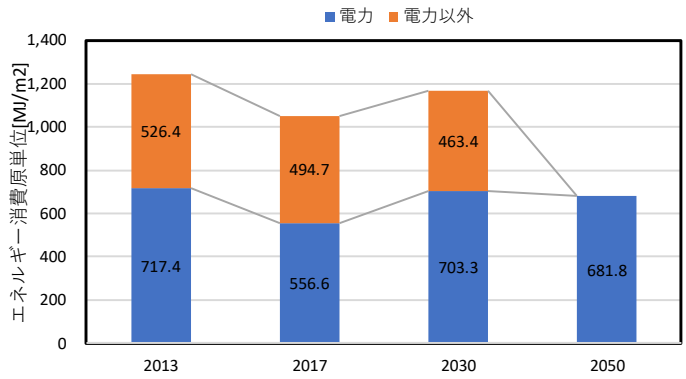
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】業務部門の参考データ

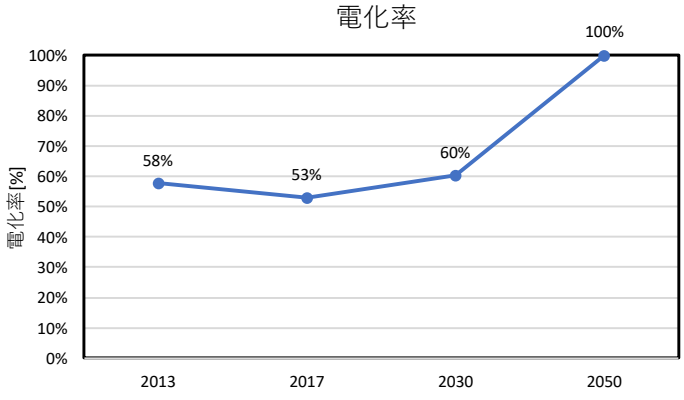
エネルギー消費量（2013年度：1.00）



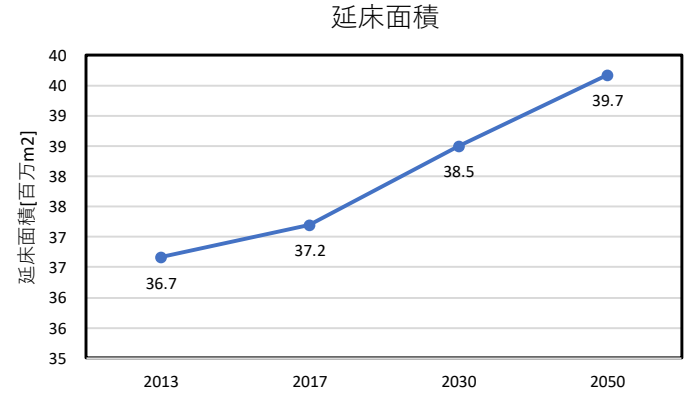

面積当たり原単位




電化率




延床面積




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 地域間連携を活用した再エネ導入拡大ポテンシャルの把握、推進方策の検討

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

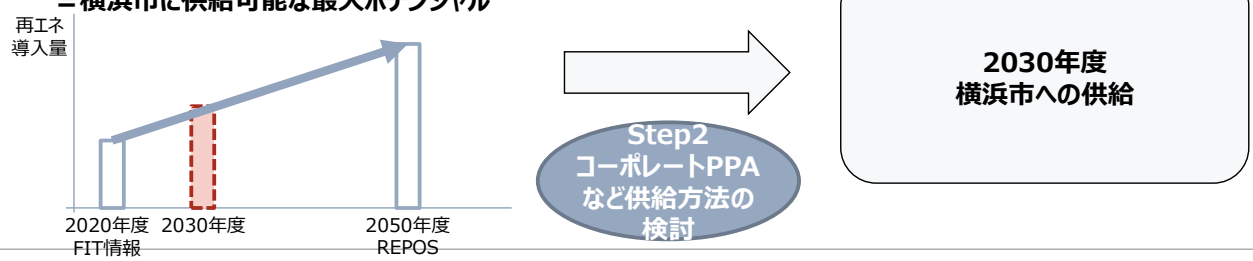



# 再エネ導入の推計方法・結果

- 本業務では、東北13市町村における再生可能エネルギー発電設備の現状・将来見込み、市内における再エネ需要の拡大状況等をもとに、**2030年時点での東北13市町村から市内への再エネ供給量**について試算を行う。具体的には下記の通り。
- Step1:2030年度における各市町村から横浜市に供給可能な最大ポテンシャルを推計する。環境省「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報」等に基づいた再エネ供給ポテンシャル（2050年度の値）を参考に2030年度の値を算出し、各市町村でのエネルギー需要量（昨年度に算出した2050年度の推計方法と同様）を考慮した値とする。
  - FIT導入量の最新版を起点に**ゾーニング調査（2050年度）（再生可能エネルギー情報提供システム（REPOS）掲載値R2年12月更新値）**の値の間を補完し、2030年度の値を推計する。
    - 太陽光発電・風力発電（陸上・洋上）に対して、バイオマス・中小水力・地熱発電は2020年のFIT導入量が少ないので、昨年度と同様に検討対象外とした。
    - 洋上風力発電は認定量に関係なく、2030年度は導入ゼロとし、2040年度以降2050年度まで横浜市様提供資料の数値に向けて増加していくと想定した。
    - 2030年度前後に各市町村別の推計値や導入目標に該当するものはなかった。
- Step2：コーポレートPPA等、実際に横浜市まで供給できる方法の検討

**試算方法**

**Step1**
**各市町村別に2030年度の再エネ導入量を推計し、2030年度のエネルギー需要量を差し引く**
**＝横浜市に供給可能な最大ポテンシャル**




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 再エネ導入の推計方法

- 2030年度の設備容量、発電電力量の推計方法は下記の通りである。
  - 設備利用率は調達価格等算定委員会「令和２年度の調達価格等に関する意見」（2020年２月４日）を参考とした。
    - 太陽光発電：住宅・事業用の設備利用率平均値をエネルギーミックスの容量比率で加重平均した14.5%
    - 風力：想定値を利用。陸上風力は25.6%、洋上風力は30%。

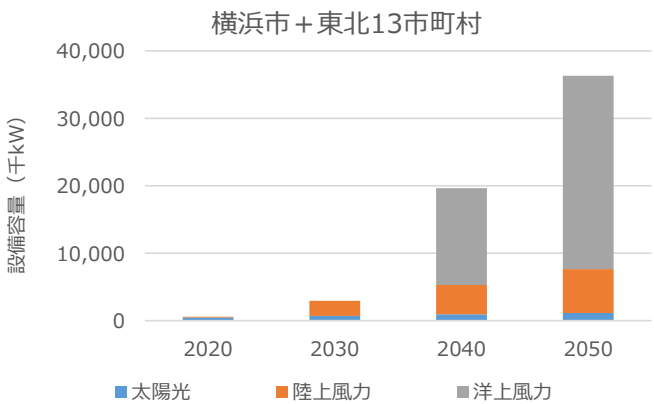
| | | 2020年度 | | 2030年度 | | 2040年度 | | 2050年度 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 設備容量 | 発電電力量 | 設備容量 | 発電電力量 | 設備容量 | 発電電力量 | 設備容量 | 発電電力量 |
| 太陽光発電 | | FIT導入容量 | FIT導入容量より設備利用率を用いて推計 | 線形補間 | | | | REPOS（L1の値） | REPOS（L1の値） |
| 風力発電 | 陸上 | FIT導入容量 | FIT導入容量より設備利用率を用いて推計 | 線形補間 | | | | REPOS | REPOS |
| | 洋上 | 0とする | | | | 線形補間 | | 発電電力量から推計 | 横浜市様提供資料 |

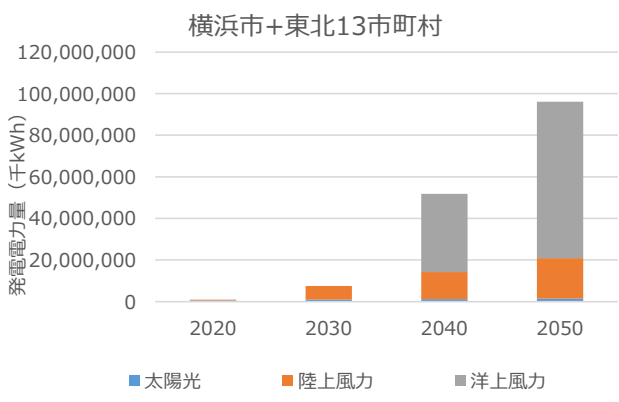
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 再エネ導入の推計結果

- 2030年度の設備容量、発電電力量の推計結果は下記の通りである。
  - 2020年度は設備容量約0.6GW、発電電力量約910GWh、2050年度は設備容量約36.3GW、発電電力量約96,120GWhであり、その線形補間で2030年度、2040年度の導入量を算出した。
  - 2030年度では、多くが陸上風力を占めている。設備容量は約3.0GW、発電電力量は約7,552GWhと推計できた。
    - 横浜市内：設備容量約0.4GW、発電電力量約450GWh
    - 13市町村：設備容量約2.6GWh、発電電力量約7,102GWh

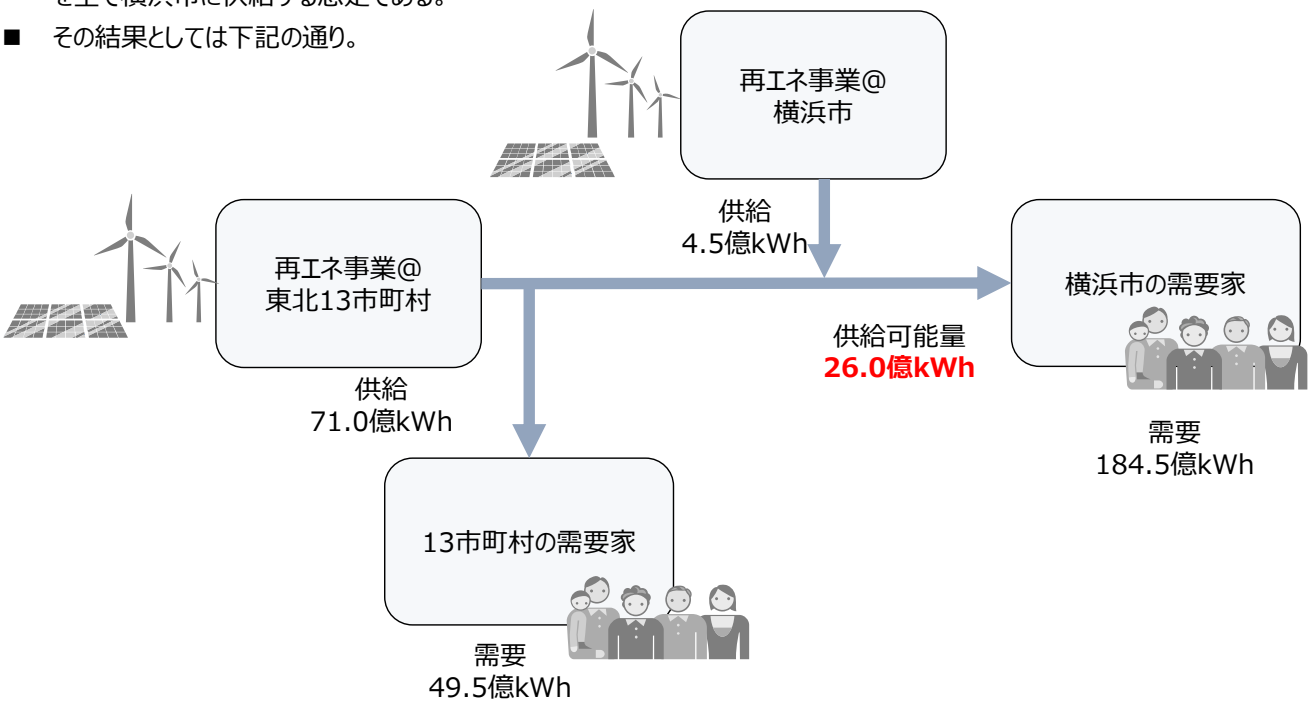



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 東北13市町村からの供給可能量

- 昨年度と同様に東北13市町村における電力需要量を推計し、再エネ発電量（横浜市内の太陽光発電および風力発電とを含む）から差し引き（地産地消を優先）、供給可能量を算出した。ただしこの供給可能量は地産地消以外の再エネ発電量を全て横浜市に供給する想定である。
- その結果としては下記の通り。




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 【参考】13市町村での需要量推計の前提

- 試算方法：

  市町村別2030年度の電力需要量

  ＝市町村別エネルギー消費量（kWh）×2030年度までのエネルギー消費量変化率×2030年度の電化率

- 各指標の算出方法及び前提
  - 市町村別エネルギー消費量の按分方法

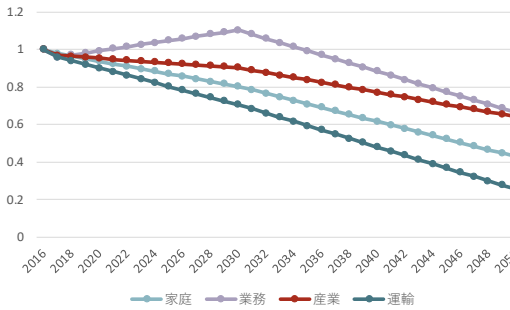
| | | | |
|---|---|---|---|
| ｴﾈﾙｷﾞｰ消費量（TJ） | ｴﾈﾙｷﾞｰ消費量 | | 2016年度県別2次エネルギー消費量（青森県・岩手県・福島県）を活用<br>出所）都道府県別エネルギー消費統計（資源エネルギー庁） 2016年度 |
| | 自治体別按分方法 | ABCD（第1次産業） | 第1次産業就業者割合で按分<br>出所）平成27年国勢調査就業状態等基本集計（総務省統計局） 第6-3表 |
| | | E（第2次産業） | 第2次産業就業者割合で按分<br>出所）平成27年国勢調査就業状態等基本集計（総務省統計局） 第6-3表 |
| | | F-S（第3次産業） | 人口割合で按分<br>出所）平成31年 住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数調査（総務省）<br>市区町村別人口、人口動態及び世帯数（総計） |
| | | X（家庭） | 人口割合で按分 |
| | | 運輸 | 人口割合で按分 |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】13市町村での需要量推計の前提

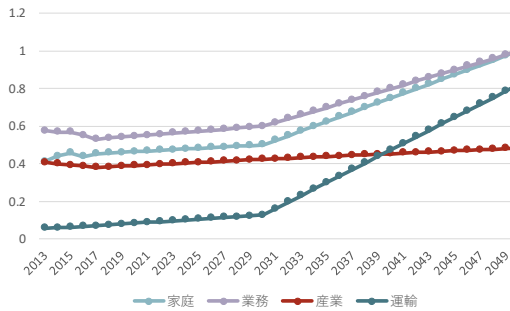
## ■ 2030年度までのエネルギー消費変化率

| エネルギー消費変化率 | 部門別 | 横浜市の2016年度を1都市、2030年度へのエネルギー消費の変化率（推計値）を参考とした。 |
|---|---|---|
| | 家庭部門 | 80.3% |
| | 業務部門 | 110.3% |
| | 産業部門 | 90.3% |
| | 運輸部門 | 70.6% |




## ■ 2030年度の電化率

| 電化率 | 部門別 | 横浜市の2030年度の電化率（推計値）を参考とした。 |
|---|---|---|
| | 家庭部門 | 50% |
| | 業務部門 | 60% |
| | 産業部門 | 42.4% |
| | 運輸部門 | 12.7% |




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 【参考】13市町村での需要量推計

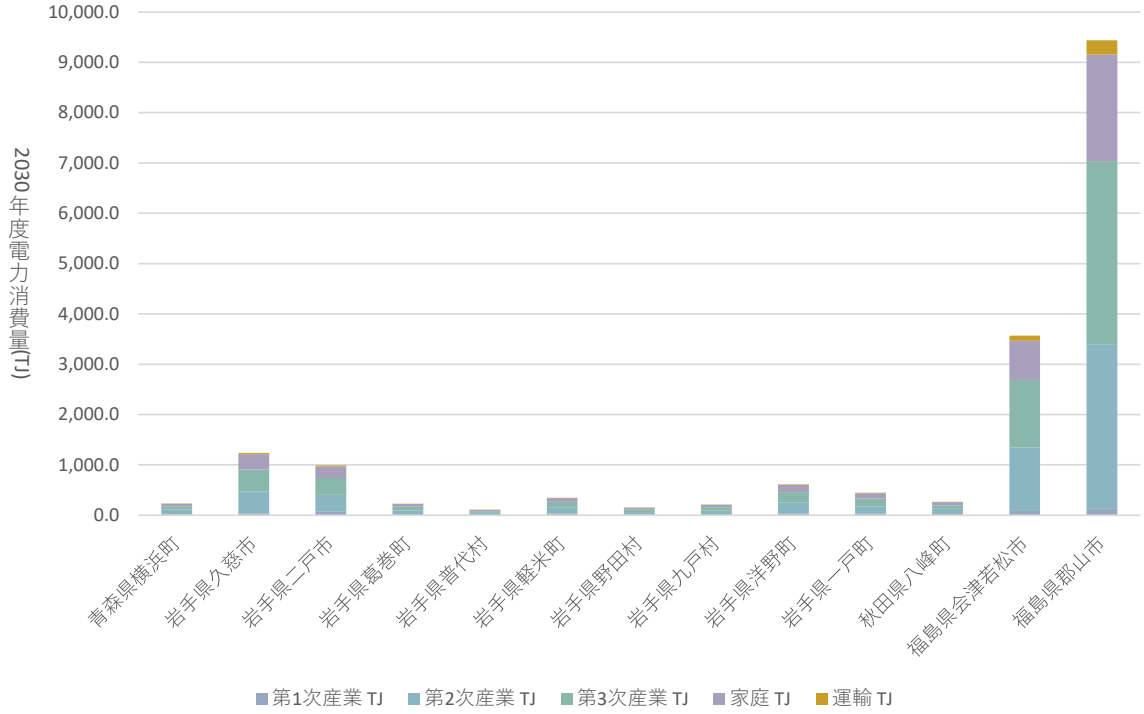
## ■ 導入実績・計画による2030年度の推計結果

| | 産業・業務部門 | | | 家庭部門 | 運輸部門 | 合計 | 合計 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 電力消費量（第1次産業） | 電力消費量（第2次産業） | 電力消費量（第3次産業） | 域内電力量 | 電力消費量 | 電力消費量 | 電力消費量 |
| | TJ/年 | TJ/年 | TJ/年 | TJ/年 | TJ/年 | TJ/年 | 千kWh/年 |
| 横浜町 | 15.6 | 101.2 | 56.5 | 55.7 | 4.1 | 233.1 | 64,749.7 |
| 久慈市 | 38.9 | 434.4 | 438.6 | 297.0 | 26.4 | 1,235.3 | 343,147.2 |
| 二戸市 | 66.2 | 339.5 | 337.5 | 228.5 | 20.3 | 992.1 | 275,583.6 |
| 葛巻町 | 20.7 | 70.9 | 77.3 | 52.3 | 4.7 | 225.9 | 62,749.8 |
| 普代村 | 6.6 | 40.6 | 33.9 | 23.0 | 2.0 | 106.1 | 29,464.8 |
| 軽米町 | 31.8 | 117.4 | 114.6 | 77.6 | 6.9 | 348.2 | 96,711.1 |
| 野田村 | 7.2 | 53.7 | 53.0 | 35.9 | 3.2 | 153.0 | 42,489.7 |
| 九戸村 | 23.1 | 64.5 | 72.3 | 49.0 | 4.4 | 213.2 | 59,213.7 |
| 洋野町 | 37.9 | 210.2 | 209.7 | 141.9 | 12.6 | 612.4 | 170,098.8 |
| 一戸町 | 30.8 | 142.1 | 156.6 | 106.1 | 9.4 | 445.0 | 123,607.7 |
| 八峰町 | 42.6 | 83.6 | 70.1 | 62.0 | 5.8 | 264.1 | 73,359.6 |
| 会津若松市 | 84.6 | 1,258.7 | 1,342.8 | 780.0 | 103.4 | 3,569.6 | 991,547.7 |
| 郡山市 | 125.6 | 3,271.6 | 3,641.7 | 2,115.4 | 280.5 | 9,434.7 | 2,620,763.6 |
| | | | | | 13市町村合計電力消費量 | 千kWh/年 | 4,953,487.0 |
| | | | | | | 億kWh/年 | **49.5** |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 13市町村での需要量推計

■ 導入実績・計画による2030年度の推計結果

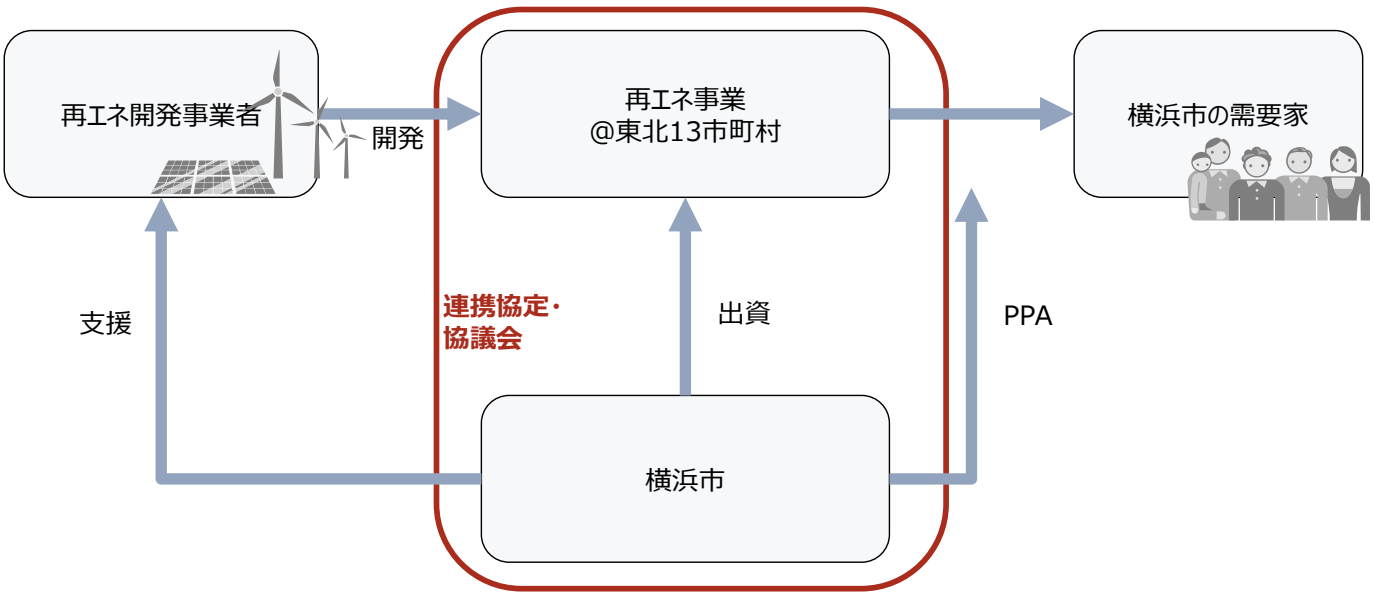



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# STEP2：横浜市への再エネ供給拡大（2030年度めど）

- 再エネポテンシャルを具現化するためには、まず**再エネ事業の開発支援、横浜市へ供給するために支援が**必要である。そのためには連携協定などの枠組みを基に、再エネ事業を開発することが必要である。
- 再エネ事業が運転を開始したあとは東北13市町村から横浜市に供給を促すためには、連携協定を活用しながら、横浜市自ら再エネ事業の出資者になることにより供給先の選定に関与することや、長期的な供給契約により再エネ事業からの確実な供給を確保することが考えられる。
- 再エネ開発や横浜市の供給に当たっては下記のとおりスキームの在り方がありうるのではないか。

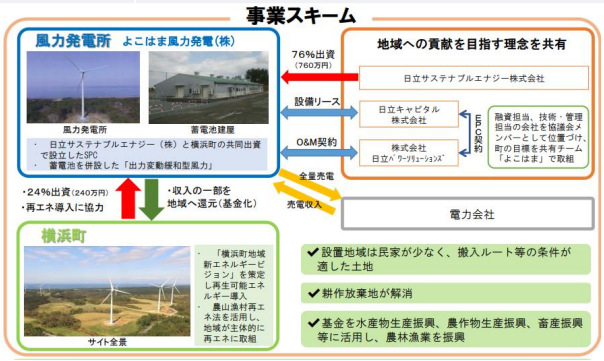



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

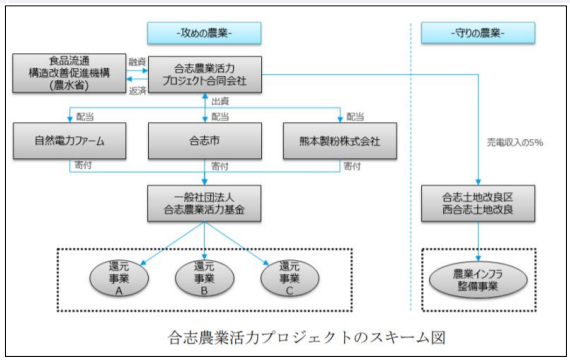
# 【参考】自治体が出資した再エネ事業

■ 自治体が出資する例として、青森県横浜町・熊本県合志市の取り組みを紹介する。自治体が出資することでその売電収益を地域に還元する仕組みができている。

| | 青森県横浜町 | 熊本県合志市 |
|---|---|---|
| 事業者 | よこはま風力発電（株） | 合志農業活力プロジェクト合同会社 |
| 発電所概要 | 横浜町雲雀平風力発電所<br>蓄電池併設型風力 32.2MW | 合志農業活力プロジェクト太陽光発電所<br>999.6kW |
| 出資者 | 資本金1,000万円のうち横浜町240万円、日立サステナブルエナジー760万円を出資。 | 自然電力ファーム、合志市、熊本製粉 |
| 地域貢献策 | 収入の一部を地域へ還元（基金化） | 売電収入の５％（平成30年度は224万円）を『守りの農業』として土地改良区へ還元し、物品の購入や農業用施設の整備に活用。 |




出所）農林水産省「農山漁村再生可能エネルギー取組事例集2018」
https://www.maff.go.jp/j/shokusan/renewable/energy/attach/pdf/zirei-138.pdf
日立キャピタル「青森県横浜町で 32.2MW「横浜町雲雀平(ひばりたいら)風力発電所」が運転開始」ス
https://www.hitachi-capital.co.jp/hcc/newsrelease/2018/20180201.pdf



合志農業活力プロジェクトのスキーム図

出所）自然電力「平成 27 年度 合志農業活力プロジェクト 活動レポート」
http://www.shizenenergy.net/wp-content/uploads/2019/08/H27_Report_Koshi_Agriculture_Boosting_project_ver10.pdf
農林水産省「合志農業活力プロジェクト合同会社（熊本県合志市）」
https://www.maff.go.jp/j/shokusan/renewable/energy/attach/pdf/zirei-154.pdf

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 【参考】横浜市の再エネ導入量・発電量の将来推計

横浜市では、下記の通り、導入量・発電量を推計している。

導入量：MW　発電量：百万kWh

| | | 2016年度 | | 2020年度 | | 2030年度 | | 2050年度 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 導入量（推計） | 発電量（推計） | 導入量の目安 | 発電量（推計） | 導入量の目安 | 発電量（推計） | 発電ポテンシャル |
| 再生可能エネルギー | 太陽光発電 | 130 | 140 | 330 | 350 | 490 | 510 | 1,150 |
| | 風力発電 | 2 | 1.5 | 4 | 6.4 | 4 | 6.4 | 6.4 |
| | 小水力発電 | 1 | 4.8 | 1 | 5.2 | 1 | 5.2 | 5.2 |
| | 廃棄物発電 | 87 | 400 | 86 | 400 | 86 | 400 | 400 |
| | 汚泥消化ガス発電 | 8 | 50 | 8 | 46 | 8 | 46 | 46 |
| | 合計 | 230 | 590 | 430 | 810 | 590 | 970 | 1,610 |

出所）横浜市「横浜市再生可能エネルギー活用戦略（令和2年5月）」P16　https://www.city.yokohama.lg.jp/kurashi/machizukuri-kankyo/ondanka/jikkou/saiene.files/saiene_honpen.pdf　（閲覧日　2020年10月1日）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】東北13市町村の2030年度の目標値の設定状況

- 東北13市町村では、各市町村で独自のエネルギー関連の計画を策定している自治体も多い。
- その内容を確認し、2030年度の導入量の推計に有用なデータがないか確認したが、福島県会津若松市が2023年度の目標値を設定している以外では、該当するものはなかった。（※2020年度の推計値がみられたが、FIT導入量の値を優先して利用する）

| 市町村名 | 2030年度前後の目標設定 | 備考 |
|---|---|---|
| 青森県横浜町 | × | 期待可能採取量を算出 |
| 岩手県久慈市 | × | |
| 岩手県二戸市 | × | |
| 岩手県葛巻町 | × | |
| 岩手県普代村 | × | |
| 岩手県軽米町 | × | |
| 岩手県野田村 | × | |
| 岩手県九戸村 | × | |
| 岩手県洋野町 | × | 利用可能量を算出 |
| 岩手県一戸町 | × | |
| 秋田県八峰町 | × | |
| 福島県会津若松市 | △（2023年度の値あり） | |
| 福島県郡山市 | × | |

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 【参考】東北13市町村：横浜町

横浜町では、2030年度の目標値はないが、「横浜町地域新エネルギービジョン（平成14年2月）」で下記の通り、期待可採量を推計している。また、「横浜町再生可能エネルギー基本計画（平成30年3月）」では、2地区の風力発電設備の整備を促進している。

| | | 期待可採量 | 備考 |
|---|---|---|---|
| 再生可能エネルギー | 風力発電 | 66,505,145kWh/年 | 風速5～7m地帯の25%に風車を設置の場合 |
| | 太陽光発電 | 1,499715kWh/年 | 建築物の20～50%に太陽光発電装置を設置することを仮定 |
| | 太陽熱 | 2.2百万MJ/年 | 建築物の20～50%に太陽熱集熱装置を設置することを仮定 |
| | 地熱 | 10.6百万MJ/年 | 温泉として入浴後の廃湯を周辺施設（農業ハウス等）で利用することを想定し、熱が外気温と同じ温度に下がるまでに使われる熱量を期待可採量とした |
| | 雪氷冷熱 | 2.7百万MJ/年 | 期待できる施設数は、住宅・公共施設・教育施設10%、農業施設 出荷量の25% |
| | バイオマス 農業廃棄物 | 0.3百万MJ/年 | 稲わら0%、もみがら50%とし、ボイラー効率70%を乗じた |
| | バイオマス 畜産廃棄物 | 475,720kWh/年 | 利用可能率は県地域新エネルギービジョンから58%とした |
| | バイオマス 木質バイオマス | 0.8百万MJ/年 | 伐採量の65%活用するものし、かつボイラー燃焼効率70%を加味 |
| | 一般廃棄物 | 507,093kWh/年 | |

| 発電所 | 規模 |
|---|---|
| 横浜町雲雀平風力発電所　14 基(2,300kW 級) | 32,200 kW |
| 横浜町風力発電所　12 基(3,600kW 級) | 38,000 kW |

出所）横浜町「横浜町地域新エネルギービジョン（平成14年2月）」P60～83
http://www.town.yokohama.lg.jp/index.cfm/6,73,18,138,html（閲覧日　2020年10月2日）
横浜町「横浜町再生可能エネルギー基本計画（平成30年3月）」P4
http://www.town.yokohama.lg.jp/index.cfm/7,3007,20,html（閲覧日　2020年10月2日）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】東北13市町村：久慈市

久慈市では「久慈市地球温暖化対策実行計画（区域施策編）」および「久慈市の環境（令和元年度版）」で下記の通り、取組および目標値を提示している。

| 達成度指標 | 2014年度 | 2018年度 | 2020年度 |
|---|---|---|---|
| 固定価格買取制度における再生可能エネルギー発電設備の導入容量（累積）（kW） | 8,329 | 16,677 | 17,000 |

久慈市において事業化されている再生可能エネルギーによる発電事業は、大規模な太陽光発電（メガソーラー）が中心

出所）久慈市「久慈市地球温暖化対策実行計画（区域施策編）（平成28年3月）」P22
https://www.city.kuji.iwate.jp/assets/fukushi/earth_plan_kuikishisaku.pdf
(閲覧日 2020年10月2日)
久慈市「令和元年度版久慈の環境」
https://www.city.kuji.iwate.jp/kurashi/kankyo/kankyokanren/2020_eco_report.html P76(閲覧日 2020年10月2日)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 【参考】東北13市町村：二戸市

二戸市では「二戸市環境エネルギー政策推進ビジョン(平成29年6月）」で下記の通り、具体的な取り組みの方向性を示している。

■ 風力

岩手県が平成 2015（平成 27）年 3 月に策定した「岩手県風力発電導入構想」により、本市折爪岳北側地区、稲庭高原周辺地区が導入可能性の高い地域として選定されていますが、風力発電機については、風致又は景観に及ぼす影響の予測や影響を軽減するための措置を実施するなど、自然環境や景観等に配慮しつつ適地に普及を推進します

■ バイオマス

バイオマス公共施設、事業所、家庭における木質バイオマス（薪、チップ、ペレット）をエネルギー源とするストーブ及びボイラーの導入を促進します

■ 太陽光

太陽光発電については、市内で計画を進めようとする民間事業者の動向を把握するとともに、一定規模以上の設置については、環境への影響や土砂災害の危険について十分な情報の開示に努めるよう促すなど、再生可能エネルギーの推進と環境保全の両立を配慮します。

出所）二戸市「二戸市環境エネルギー政策推進ビジョン(平成29年6月）」P６・７ https://www.city.ninohe.lg.jp/div/seisaku/pdf/seisaku/enekeikaku.pdf
(閲覧日 2020年10月2日)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】東北13市町村：軽米町

軽米町では「軽米町再生可能エネルギー発電の促進による農山村活性化計画(平成27年3月）」で下記の通り、導入の目標を示している。

軽米町における再生可能エネルギー発電設備の導入目標は、平成32年度（2020 年度）までに、80ＭＷ以上としている。

出所）軽米町「軽米町再生可能エネルギー発電の促進による農山村活性化計画　（平成27年３月）」P25
http://www.town.karumai.iwate.jp/docs/%E6%B4%BB%E6%80%A7%E5%8C%96%E8%A8%88%E7%94%BB%E6%9C%AC%E7%AF%87%E3%80%80%E6%94%B9%E6%AD%A3%E5%BE%8C.pdf（閲覧日　2020年10月2日）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 【参考】東北13市町村：洋野町

洋野町では、「洋野町再生可能エネルギービジョン（平成26年3月）」で下記の通り、利用可能量を推計している。

重点的に導入推進を行うエネルギーとしては、太陽光発電、風力発電（洋上・陸上）バイオマス（木質系）、地中熱を選定している。

| | | 利用可能量（百万MJ/年） | 備考 |
|---|---|---|---|
| 再生可能エネルギー | 太陽光発電 | 292 | 屋根＋平場設置 |
| | 風力発電（陸上） | 275 | 地上高70mの年平均風速が6.5m/s以上のエリア<br>洋上風力の算出対象は沖合２kmまでの海域 |
| | 風力発電（洋上） | 270 | |
| | 中小水力発電 | 0.9 | 既設ダムの農業用水について未利用落差を利用した中小水力発電 |
| | 波力発電 | 32 | 防潮堤に波力発電施設を設置した場合 |
| | 潮力発電 | 9 | 海岸線のうち50%に潮力発電施設を設置した場合 |
| | バイオマス（木質系） | 電力８・熱29 | |
| | バイオマス（廃棄物系） | 電力16・熱57 | |
| | 太陽熱 | 36 | 戸建住宅、小中高校、公共建築物、事務所の全施設に太陽光発電施設を設置 |
| | 地中熱ヒートポンプ | 82 | 住宅、小中学校、公共建築物、事務所に導入するものとして算出 |
| | 雪氷冷却熱 | 5 | 農地、一戸建及び公共建築物・公園から雪を回収するものとして算出 |

出所）洋野町「洋野町再生可能エネルギービジョン（平成26年3月）」P38～55・P69
http://www.town.hirono.iwate.jp/docs/2014071400018/files/139599043036-pdf1_file.pdf（閲覧日　2020年10月2日）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】東北13市町村：八峰町

平成19年度「八峰町地域新エネルギービジョン」を策定（現在ウェブ上では公開なし）。
平成21年度に策定した新エネルギービジョンでは、木質バイオマス活用及びBDFシステムの検討を重点テーマとしていた。

出所）八峰町「平成21年度 八峰町地域新エネルギービジョン策定等事業　報告書」（平成22年2月）
http://www.town.happou.akita.jp/docs/2015091500368/files/21juten-houkokusyo1.pdf(閲覧日　2021年1月22日）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 【参考】東北13市町村：会津若松市

会津若松市では「会津若松市第２期環境基本計画（改訂版）(2019年3月）」で下記の通りの供給目標値を設定している。

| | | 2010年度<br>現状値（TJ） | 2014年度<br>評価値（TJ） | 2018年度<br>目標値（TJ） | 2023年度<br>目標値（TJ） |
|---|---|---|---|---|---|
| 再生可能エネルギー | 太陽光発電 | 20.3 | 85.4 | 152.3 | 344.3 |
| | 太陽熱 | 0.3 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| | 風力発電 | 0 | 31.8 | 516.7 | 750.1 |
| | 水力発電 | 6,207 | 6,223 | 6.220 | 6,245 |
| | バイオマス発電 | 0 | 390.4 | 392.3 | 392.3 |
| | バイオマス熱 | 12.8 | 14.4 | 147.5 | 417.1 |
| | バイオマス燃料製造 | 2.1 | 2.0 | 2.4 | 3.1 |
| | 温度差熱 | 6.8 | 7.2 | 7.2 | 7.2 |
| | 合計 | 6,249 | 6,755 | 7,438 | 8,160 |

出所）会津若松市「会津若松市第２期環境基本計画（改訂版）(2019年3月）」P59
https://www.city.aizuwakamatsu.fukushima.jp/docs/2007121100044/files/1_00keikakuhonnpenn.pdf （閲覧日　2020年10月2日）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】東北13市町村：郡山市

郡山市では「郡山市エネルギービジョン（平成27年3月）」で、下記の通り、導入目標を設定している。

※本ビジョンは、2015（平成27）年度を初年度とし、2020（平成32）年度を目標年度としている

| | | 2011年度（千kWh/年） | 2020年度（千kWh/年） |
|---|---|---|---|
| 再生可能エネルギー | 太陽光発電 | 19,200 | 83,800 |
| | 風力発電 | 115,700 | 116,200 |
| | バイオマス発電 | 20,100 | 38,900 |
| | 水力発電 | 54,900 | 311,100 |
| | 合計 | 1,345,000 | 1,076,000 |

出所）郡山市「郡山市エネルギービジョン（平成27年3月）」P.56
https://www.city.koriyama.lg.jp/material/files/group/47/energy_vision_all.pdf （閲覧日 2020年10月2日）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 【参考】東北13市町村：岩手県

岩手県における再生可能エネルギー導入想定量と実績

| | | 実績（MWh） | | | | 想定量（MWh） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2016年度 | 2017年度 | 2018年度 | 2019年度 | 2020年度 |
| 再生可能エネルギー | 太陽光発電 | 415 | 530 | 683 | 818 | 748 |
| | 風力発電 | 67 | 93 | 93 | 110 | 476 |
| | 地熱発電 | 104 | 104 | 111 | 111 | 111 |
| | 水力発電 | 276 | 276 | 277 | 277 | 276 |
| | バイオマス発電 | 10 | 43 | 43 | 128 | 41 |
| | 合計 | 906 | 1,046 | 1,162 | 1,444 | 1,651 |

出所）岩手県「岩手県における再生可能エネルギー導入想定量と実績」https://www.pref.iwate.jp/kurashikankyou/kankyou/seisaku/1005592/1005606.html
（閲覧日 2020年10月2日）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

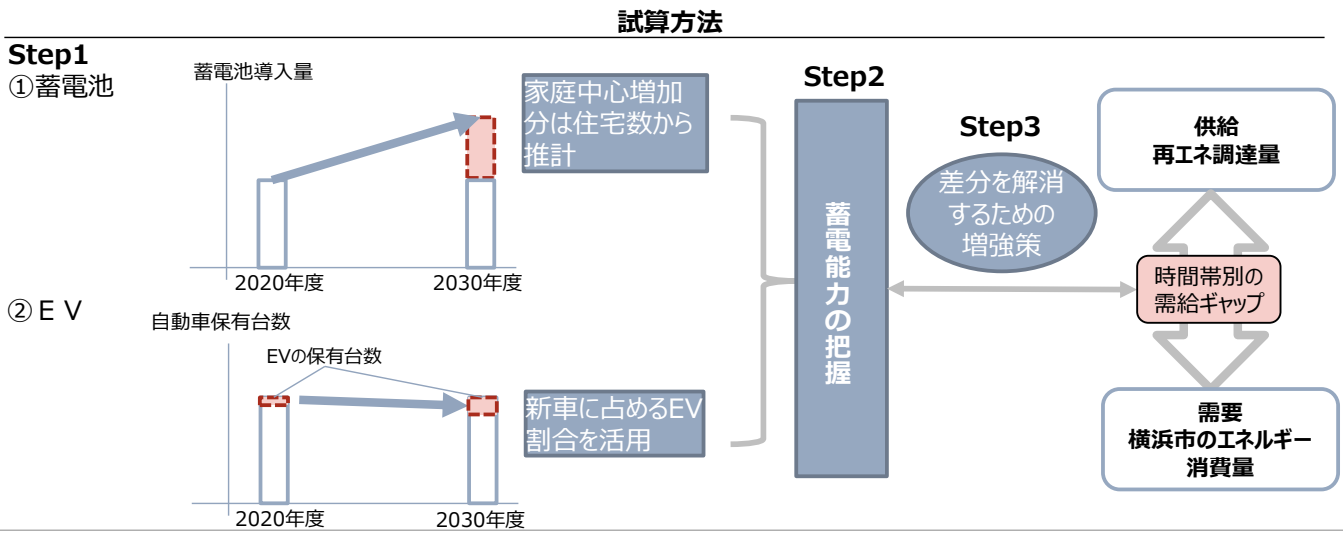
# 蓄電池導入量の推計方針

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 蓄電池容量の推計方法

- Step1：市内の蓄電池や電気自動車（EV）等の現在の普及状況及び今後の普及トレンドを①蓄電池、②ＥＶで推計する。横浜市内での再エネ導入は限定的なので系統での設置は本検討では対象外とした。
  - **①蓄電池**：家庭での蓄電池導入を推計する。
  - **②ＥＶ**：横浜市内の自動車保有台数のうち、長期需給見通しを参考にEVに転換する台数を推計。
- Step2：Step1で算出した蓄電池導入量・EV台数から横浜市内の蓄電能力を算出
- Step3：横浜市と東北13市町村からの再エネ調達量と横浜市の需要とのギャップを吸収する蓄電容量との差分を確認し、その差分を解消するため、蓄電能力の増強施策を検討する。

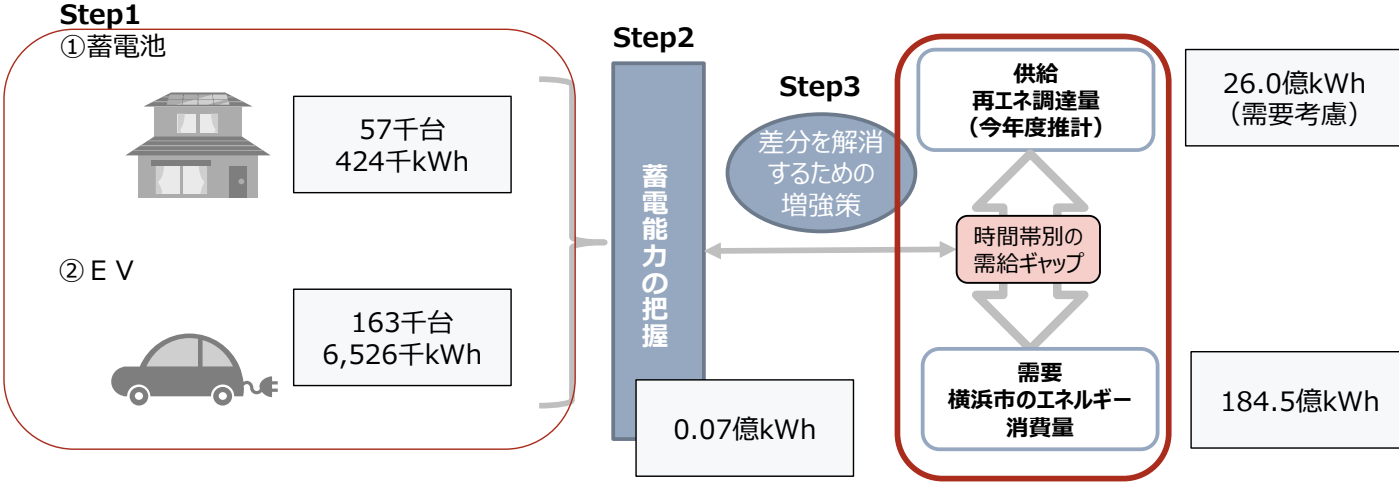



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 蓄電池容量の結果

- Step1/Step2：蓄電池とEVの台数の推計及び1台当たりの蓄電能力を算出した。
  - **①蓄電池**：住宅用蓄電池57千台、424千kWh
  - **②ＥＶ**：EV163千台、6,526千kWh
- Step3：横浜市と東北13市町村からの再エネ調達量26.0億kWhと横浜市のエネルギー消費量184.5億kWhとの需給ギャップを吸収する蓄電容量との差分を確認した。

**試算結果**



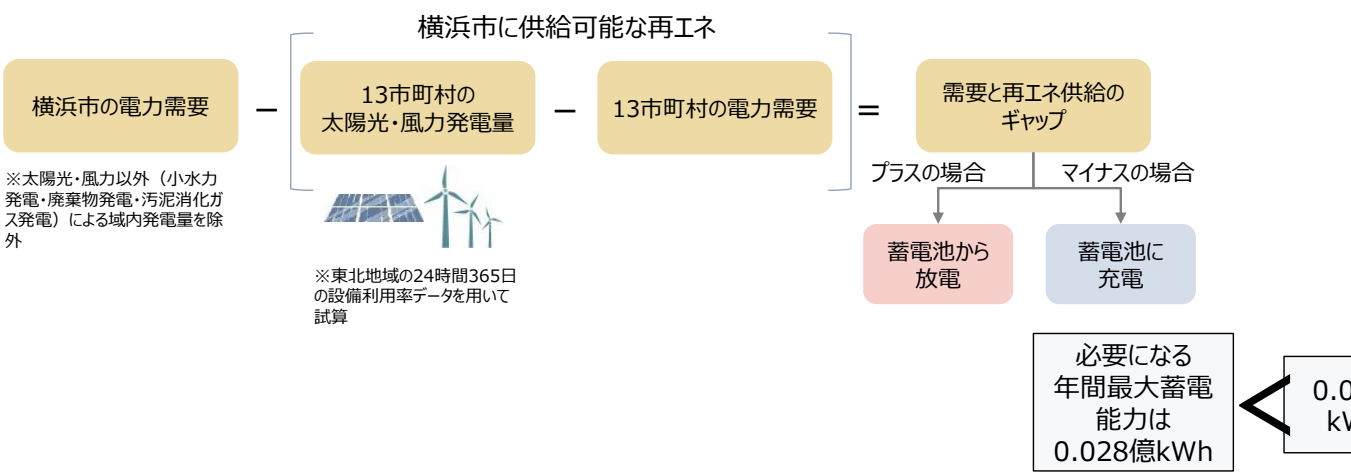

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# 蓄電池容量の推計方法・結果

- 2030年度では蓄電池は横浜市の需要が横浜市と13市町村の再エネ発電量（13市町村の需要を考慮）よりも大きい。
- この24時間365日データで見れば、
  - 再エネ発電量＞需要となる局面→蓄電池で蓄電
  - 再エネ発電量＜需要となる局面→蓄電池から放電し、不足分は火力発電等から調達する。
- 年間を通じて蓄電池の充電量が最大となる蓄電池容量を試算した。
- その結果、**必要な最大蓄電能力は0.028億kWhであり、市内の蓄電能力を活用することで達成可能**になる。

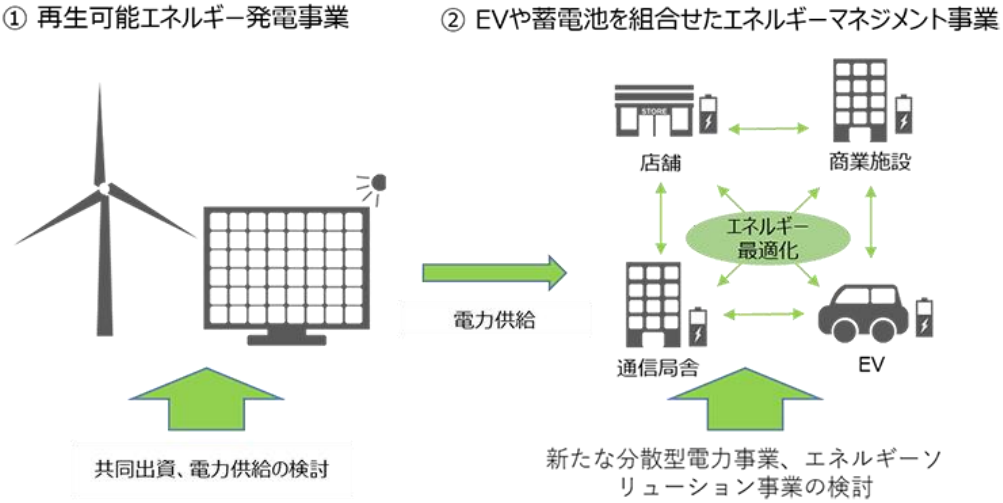
**試算方法**




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 【参考】三菱商事とNTTアノードエナジーによる蓄電池活用

- 基地局・電話局については横浜市の本検討に利用できるわけではないが、参考事例として下記の通り紹介する。
- 三菱商事とNTTアノードエナジーはエネルギー分野における協業検討について合意。内容は①再エネ発電事業、②EVや蓄電池を組合せたエネルギーマネジメント事業である。
- ②では、EVの蓄電池を活用したバッテリーライフタイムマネジメント事業のビジネスモデルを確立し、EVのバッテリー利用の最適化によるマネジメント収入等を見込むとともに、蓄電池をNTTグループの通信局舎・自治体・ローソン等の三菱商事グループの企業施設等のBCPエネルギーマネジメント用電源として利活用する。




出所）三菱商事・NTTアノードエナジー「エネルギー分野における協業に向けた検討の具体化について」（発行日：2020年6月30日）
https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2020/html/0000045615.html

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# Step1：蓄電池の現状の導入量（補足）

蓄電池の現在の導入状況については環境省の補助事業利用、学校等、NTT基地局などを参考にする。

**蓄電池の現在の導入状況**

| 導入事業 | 概要 | 導入場所 | 合計容量 |
|---|---|---|---|
| 環境省再生可能エネルギー等導入推進基金事業 | • 実施期間 平成25年度～平成27年度<br>• 交付額 6億円（全額国費） | 特別避難場所として位置付けられている公設施設等35か所蓄電池容量（10～15kWh） | 395kWh |
| バーチャルパワープラン(VPP：仮想発電所)構築事業 | • 「横浜型ＶＰＰ」、災害時に防災拠点や避難場所となる公共施設に蓄電池を設置し、平常時のVPP運用に加え、停電を伴う非常時は「防災用電力」として活用<br>• 2019年1月1日～2024年12月31日 計47校 電力供給契約事業者は東京電力エナジーパートナー、蓄電池制御は東芝エネルギーシステムズ<br>• 2021年1月1日～2028年12月31日 24校及び港北区総合庁舎 鈴与電力 蓄電池による電力を含む電力供給 | 防災拠点や避難場所に指定された市内の小中学校71校と港北区総合庁舎<br>蓄電池容量；<br>小中学校10kWh又は15kWh×1台<br>港北区総合庁舎<br>15kWh×3台（2～4階 各1台） | 不明 |
| NTTドコモグリーン基地局 | • 太陽光発電による電気をリチウムイオン電池に蓄え、停電時などに使う「グリーン基地局」を2019年3月末時点で全国200カ所に設置。天候の予報データを自動で収集し、天気に合わせて自律制御。停電時でも利用可能。 | リチウムイオン電池搭載、フィールド試験（横浜市2か所 2013年度） | 不明 |

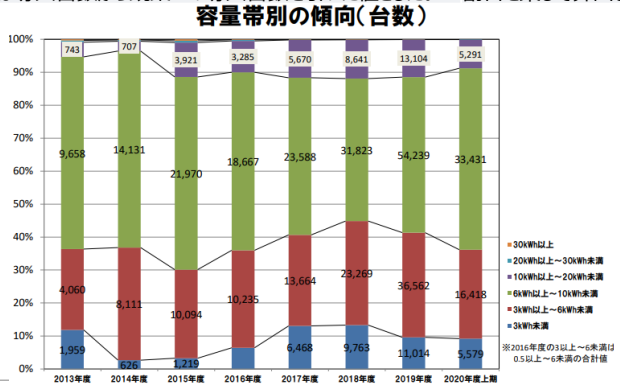
出所）横浜市再生可能エネルギー等導入推進基金事業の概要と実施状況 https://www.city.yokohama.lg.jp/kurashi/machizukuri-kankyo/ondanka/etc/gnd/committee.files/0010_20181018.pdf（発行日:2016年3月）
VPPをめぐる自治体連携の動き及び横浜市の取組概要 https://www.shikoku.meti.go.jp/01_releases/2020/03/20200304a/shiryou_02.pdf（発行日:2020年2月
横浜市VPP事業、47校に蓄電池、太陽光とも連携制御（日経TECH)https://xtech.nikkei.com/dm/atcl/news/16/061111190/（発行日:2018年06月）
横浜市との「バーチャルパワープラント構築事業」の展開について(鈴与商事（株）お知らせ) https://www.suzuyoshoji.co.jp/company/news/detail/414
（発行日:2020年05月）
災害時に一役、グリーン基地局 停電時に通信網維持、AI導入で効率化促進へ(SankeiBiz) https://www.sankeibiz.jp/business/news/190729/bsj1907290500001-n1.htm（発行日:2019年7月）
環境に優しく災害に強いエネルギーマネジメント技術 http://docomo-openhouse.jp/2020/exhibition/panels/J-31.pdf （発行日：2020年1月）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# Step1：今後の普及トレンド（蓄電池普及率、設置件数）

- 実績値（～2020年度）

| | | 全国 | 横浜市 |
|---|---|---|---|
| 住宅数 | | 住宅ストック：国土交通省「平成30年住宅・土地統計調査」<br>新築着工件数：「住宅着工統計」 | 住宅ストック：国土交通省「平成30年住宅・土地統計調査」<br>新築着工件数：神奈川県の新築着工件数を神奈川県に占める横浜市の世帯数割合で按分。 |
| 導入台数 | | JEMAによる「定置用LIB蓄電システムの出荷実績（台数）」（発行日：2020年12月14日）のうち、容量が10kWh未満を家庭向けの出荷として想定した。（2020年度はJEMAによる「定置用LIB蓄電システムの出荷実績（台数）」2020年度上半期のみ現段階で取得できたため、2倍した） | 既築と新築の導入台数の合計値とした。 |
| | 既築 | 2011～2017年度は既築での住宅は0とした。<br>2018年度以降は既存住宅での導入が進むと考え、JEMAによる「JEMA蓄電システムビジョン（家庭用蓄電システム版）」（発行日：2018年12月）の 導入ポテンシャルを採用し、既存住宅の導入台数は「FIT切支援無」「既住宅支援無」の台数を用いた。 | 横浜市の住宅ストック数に対して全国の導入台数に占める既築の導入台数割合を乗じて算出した。 |
| | 新築 | 2011～2017年度は導入台数がすべて新築に導入するとした。<br>2018年度以降は導入台数から既築への導入台数を引いた値とした。 | 横浜市内の新築着工件数に全国の導入台数に占める新築の導入台数割合を乗じて算出した。 |




出所）一般社団法人日本電機工業会「JEMA 蓄電システム自主統計 2020 年度上期結果」（発行日：2020年12月14日）
https://jema-net.or.jp/Japanese/data/jisyu/pdf/libsystem_2020kamiki.pdf

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

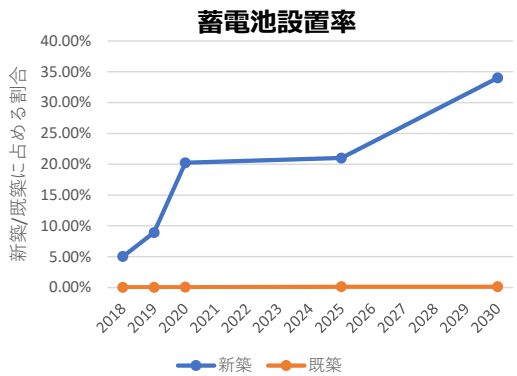



# Step２：今後の普及トレンド（蓄電池普及率、設置件数）

- 将来予測（2025、2030年度）

| | | 全国 | 横浜市 |
|---|---|---|---|
| 住宅数 | | 住宅ストック：野村総研「2017年度版 2030年の住宅市場（2017年6月）」<br>新築着工件数：「JEMA 蓄電システムビジョン（家庭用蓄電システム版）」（発行日：2018年12月） | 住宅ストック：横浜市の住宅総数は横浜市の世帯数から線形で回帰し、将来予測。<br>新築着工件数：全国値（JEMA）を全国の世帯数将来推計（社人研）と横浜市（横浜市将来人口推計）の世帯数将来推計から按分。 |
| 導入台数 | | 既築と新築の導入台数の合計値とした。 | 既築と新築の導入台数の合計値とした。 |
| | 既築 | JEMAによる「JEMA 蓄電システムビジョン（家庭用蓄電システム版）」における「FIT切支援無」「既住宅支援無」の設置件数予測を分子にとり、住宅総数から累積導入台数（前頁で算出）を除いた値を分母にとることにより、既築に対する蓄電池設置率を算出した。 | 横浜市の住宅ストック数（累積導入台数（前頁で算出）を除く）に対して全国の導入台数に占める既築への蓄電池設置率（フロー）を乗じて算出した。 |
| | 新築 | 「JEMA 蓄電システムビジョン（家庭用蓄電システム版）」で想定されている新築戸建件数に対する蓄電池設置率を適用した。 | 横浜市の新築着工件数に新築の蓄電池設置率を乗じて算出した。 |
| 蓄電池容量 | | ストックデータ（新築＋既築）は5年おきの将来予測については線形補間し、蓄電池の設置数を2030年度には台求め、平均容量は一般社団法人日本電機工業会「JEMA 蓄電システムビジョンVer.5」（発行日：2020年3月）を参考に7.43kWh/台とする。 | |

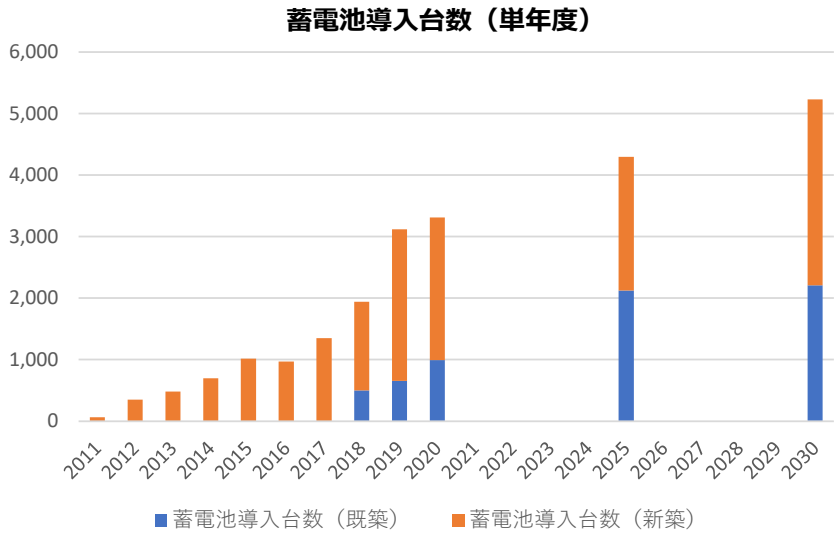
| 年度 | 蓄電池設置率（%） | |
|---|---|---|
| | 新築 | 既築 |
| 2018 | 5.02% | 0.03% |
| 2019 | 8.92% | 0.04% |
| 2020 | 20.23% | 0.06% |
| … | … | … |
| 2025 | 21.0% | 0.12% |
| … | … | … |
| 2030 | 34.0% | 0.12% |




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# Step２：今後の普及トレンド（蓄電池普及率、設置件数）

- これらの推計結果によれば、単年度の導入台数は下図の通り。
- 2011～2030年度までに横浜市内には合計で、57千台の蓄電池が導入される予定である。その蓄電池容量は424千kWhと推計された。




Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

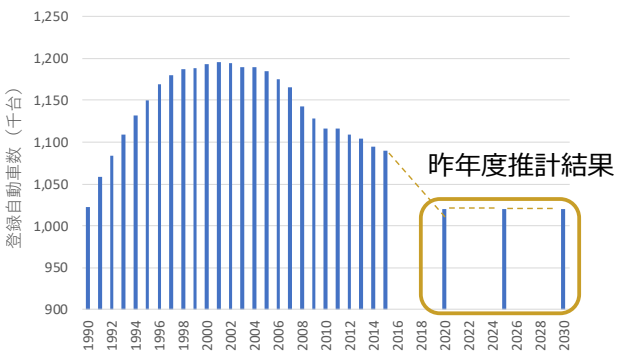



# Step1：今後の普及トレンド（EV）

- 横浜市内の自動車数は昨年度実施した登録自動車数の将来推計結果を活用する。
  - ✓ ストック：資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」のEV/PHEVの導入目標2030年16%を利用する。今回は便宜的にすべてEVとした。
  - ✓ フロー：乗用車の平均使用年数13年※を前提にストックに合わせてEVの割合を推計。

※ 平成31年3月末の乗用車(軽自動車を除く)の平均使用年数13.26年を参考とした。
一般財団法人自動車検査登録情報協会「わが国の自動車保有動向 車種別の平均使用年数推移表 （平成31年）」
https://www.airia.or.jp/publish/file/r5c6pv000000ogyc-att/(3).pdf （閲覧日：2020/10/12）

**横浜市内の登録自動車数**




出所）（実績）「横浜市統計書」第９章 道路、運輸及び通信、（掲載値）「横浜市統計書」横浜市内の人口および登録自動車台数の推移（横浜市道路局企画課）および推計

**長期エネルギー需給見通し**
**運輸部門**

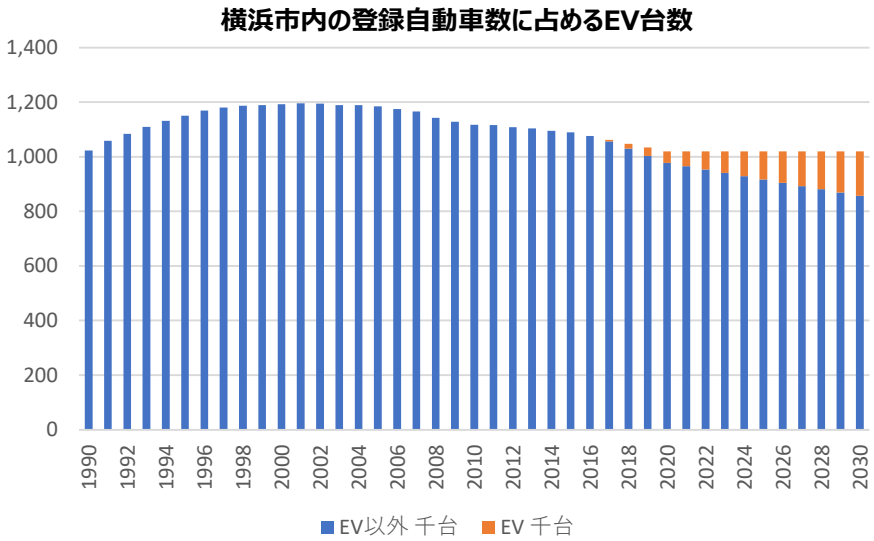
| 用途 | 省エネルギー対策名 | 導入実績 | 導入・普及見通し | 省エネ量 万kL | 内訳 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2012FY | 2030FY | 2030FY | うち電力 | うち燃料 |
| 単体対策 | 燃費改善<br>次世代自動車の普及 | HEV 3% | 29% | 938.9 | -100.1 | 1039.0 |
| | | EV 0%<br>PHEV 0% | 16% | | | |
| | | FCV 0% | 1% | | | |
| | | CDV 0% | 4% | | | |

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」（平成27年7月）
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf（閲覧日：2020/10/8）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# Step1：今後の普及トレンド（EV）

- 将来予測（2030年度）の結果は下記の通りであり、2030年度時点のストック1,020千台のうち、横浜市内にはEVが163千台あると推計された。

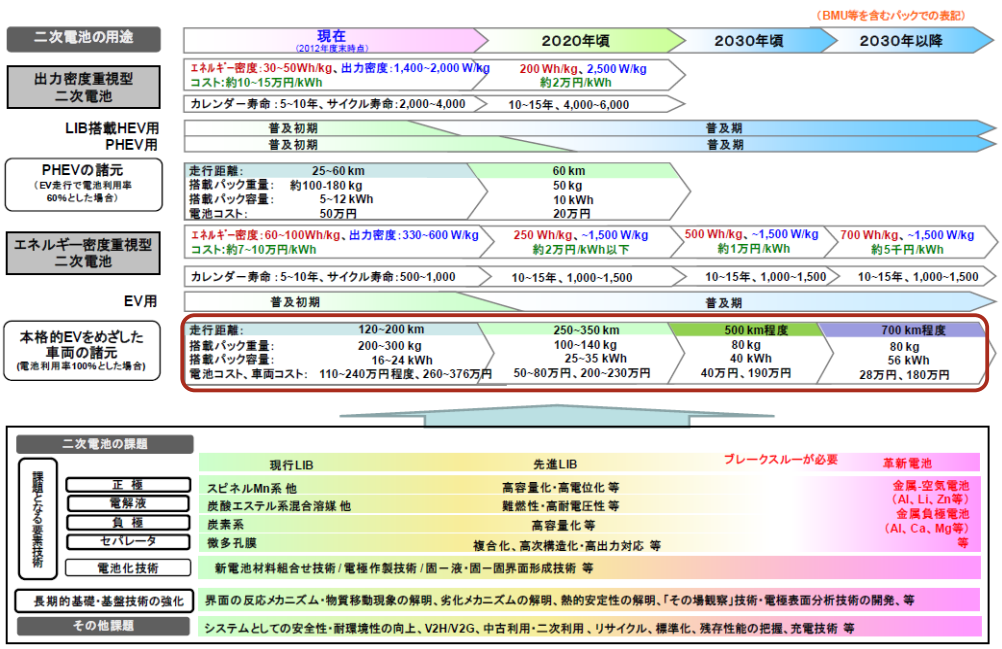



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.




# Step２：今後の普及トレンド（EV）

- EVに搭載される蓄電池の容量はNEDOのロードマップを参考にし、2030年度には40kWhとした。
- その結果、2030年度時点のEVストックから利用できる蓄電池容量は6,526千kWhと推計でできた。




出所）独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「NEDO二次電池技術開発ロードマップ2013」（平成25年8月）にMRIで赤枠を付した。
https://www.nedo.go.jp/library/battery_rm.html

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

# 参考資料 7
# 屋根置き以外の低圧太陽光発電システムに関する
# アンケート調査結果概要

# 屋根置き以外の低圧太陽光発電システムに関するアンケート調査結果概要

## 1. アンケート調査の実施概要

### 1.1 調査目的

固定価格買取制度（FIT 制度）によって大量の低圧太陽光発電設備が導入されたが、中には適切な管理がなされておらず、買取期間終了後に廃棄処理等も行われず放置される案件や離脱する案件等が大量に発生する懸念がある。

図 1-1 に示すとおり、低圧案件は事業用太陽光発電設備全体の累積導入量ベースで約 35%、累積導入件数ベースで 95%を占めており（2020 年 6 月末時点）、これらの案件において買取期間終了後の放置や離脱が多く発生すると、我が国の再エネ供給ポテンシャルが大きく減少してしまうことになる。

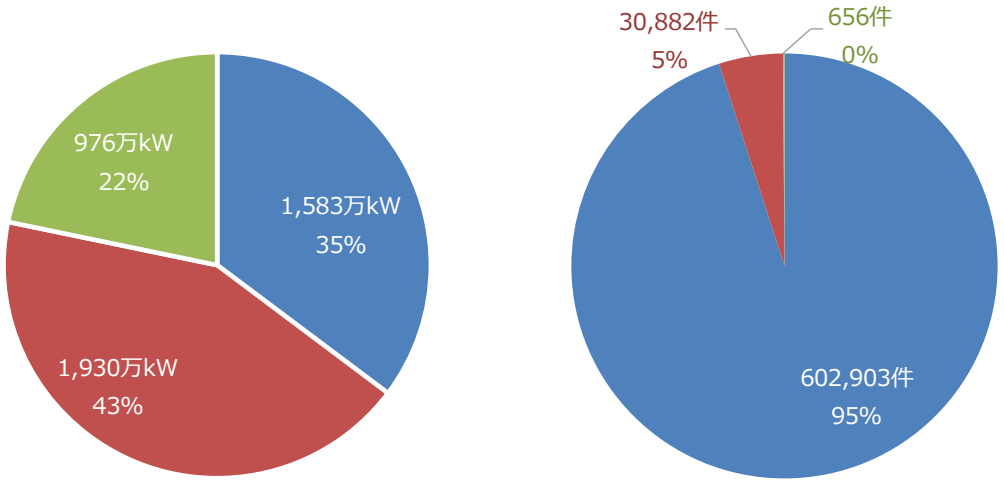



**図 1-1　累積導入量・件数の規模別内訳（2020 年 6 月末時点）**

出所）資源エネルギー庁 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト「設備導入状況の公表」データより作成

このため、放置や離脱のリスクのある案件は、買取期間終了が近づくよりも前に適切な管理を行う事業主体に譲渡され、（リプレース対応等も含めて）事業が継続されることが望ましく、図 1-2 のように国（環境省）・自治体等の公的主体が介在したマッチングスキームを構築することが有効だと考えられる。

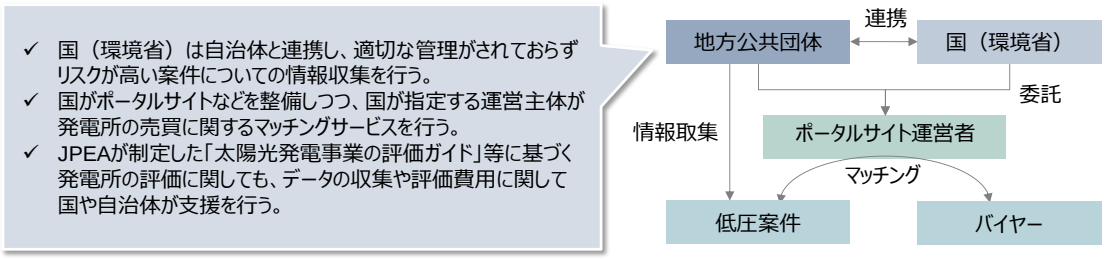



**図 1-2**　適切な事業主体に集約化されるためのマッチングスキームのイメージ

そこで、こうしたマッチングスキーム構築の必要性や有効性を確認するため、低圧案件を所有する個人を対象に以下の実態を把握することを目的としてアンケート調査を実施する。

- メンテンナンスの実施状況：適切に管理されていないリスクの高い案件がどの程度存在しているか。
- FIT 制度による買取期間終了を見据えた今後の意向：放置される可能性のある案件がどの程度存在しているか。国・自治体等の公的主体を介して売却できるスキームがあれば利用したい意向の所有者がどの程度存在しているか。

## 1.2 調査概要

### 1.2.1 調査方法

アンケート調査の実施方法は以下のとおり。

- 調査方式：インターネットアンケート調査
- 実施期間：2021 年 2 月 10 日～2020 年 2 月 18 日

### 1.2.2 調査対象

アンケート調査の対象は、以下の条件に該当する「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」を所有する個人とし、スクリーニング調査で該当するモニターを抽出した。

- 住宅・アパート等の屋根に設置するもの以外の太陽光発電システム
  - 自身が所有する土地に設置しているシステム
  - 個人の投資物件として土地付き分譲太陽光発電を購入しているシステム 等
- 上記のうち、低圧規模（10kW 以上 50kW 未満）のシステム

※ただし、複数名で出資している場合（市民出資型太陽光発電事業等）は含まない。

### 1.2.3 目標回収数と地域割付条件

回収目標数（スクリーニング調査で抽出する該当モニター数）は計 1000 件とし、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」データにおける 2020 年 6 月末時点の低圧規模（10kW 以上 50kW 未満）の事業用太陽光の累積導入件数の地域（電力会社管轄エリア）別内訳と同じ比率で、地域別の目標回収数を割り付けた。

目標回収数と最終的な回収数を表 1-1 に示す。

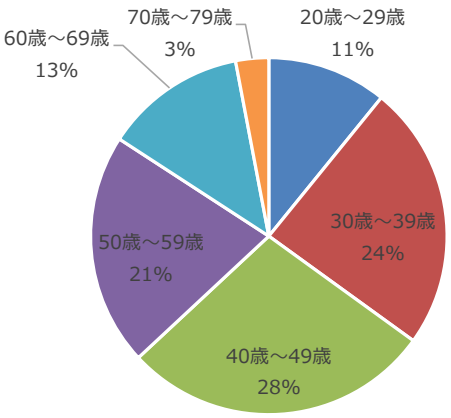
**表 1-1　地域別の目標回収数と最終回収数**

| エリア | 都道府県 | 目標回収数 | 最終回収数 |
|---|---|---|---|
| 北海道 | 北海道 | 12 | 23 |
| 東北 | 青森県、岩手県、宮城県、秋田県、山形県、福島県、新潟県 | 53 | 76 |
| 東京 | 茨城県、栃木県、群馬県、埼玉県、千葉県、東京都、神奈川県、山梨県 | 258 | 291 |
| 北陸 | 富山県、石川県、福井県 | 14 | 19 |
| 中部 | 長野県、岐阜県、静岡県、愛知県、三重県 | 235 | 240 |
| 関西 | 滋賀県、京都府、大阪府、兵庫県、奈良県、和歌山県 | 112 | 114 |
| 中国 | 鳥取県、島根県、岡山県、広島県、山口県 | 92 | 93 |
| 四国 | 徳島県、香川県、愛媛県、高知県 | 51 | 53 |
| 九州 | 福岡県、佐賀県、長崎県、熊本県、大分県、宮崎県、鹿児島県 | 156 | 151 |
| 沖縄 | 沖縄県 | 17 | 7 |
| 合計 | | 1000 | 1067 |

注釈）静岡県は東京電力と中部電力の管轄地域を有するが、地域割付では中部電力に分類。

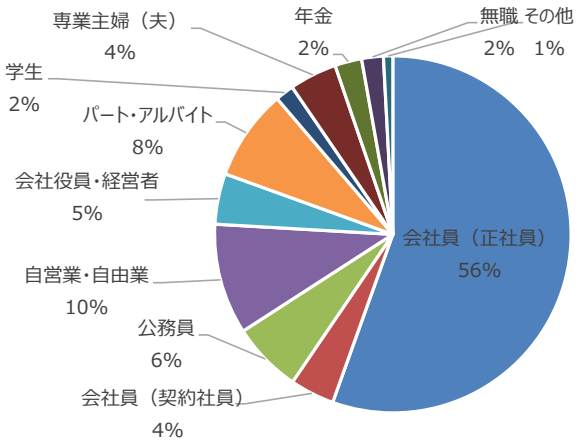
## 2. アンケート調査結果の概要

Q1. あなたの年齢について、該当するものを一つ選択してください。[SA][1]




（N=1067）

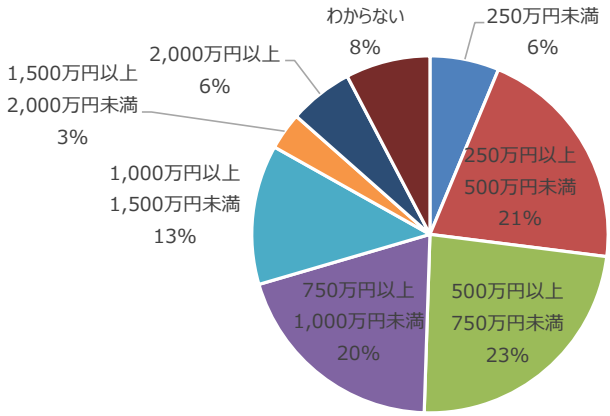
Q2. あなたの職業について、該当するものを一つ選択してください。[SA]




（N=1067）

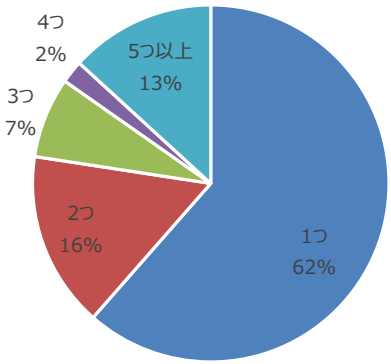
[1] SA はシングルアンサー（Single Answer）の略であり、複数の選択肢の中から一つだけ選ぶ質問形式を指す。

Q3. あなたの昨年度の世帯年収について、該当するものを一つ選択してください。[SA]




（N=1067）

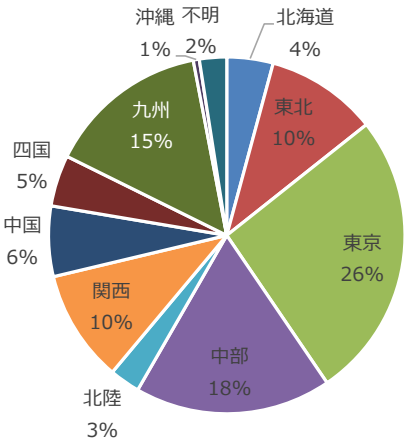
Q4. 「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」について、個人としていくつ所有していますか？その数を記入ください。＜FA（数字のみ）＞[2]




（N=1067）

[2] FA とは、フリーアンサー（Free Answer）の略であり、自由記述で回答する質問形式を指す。

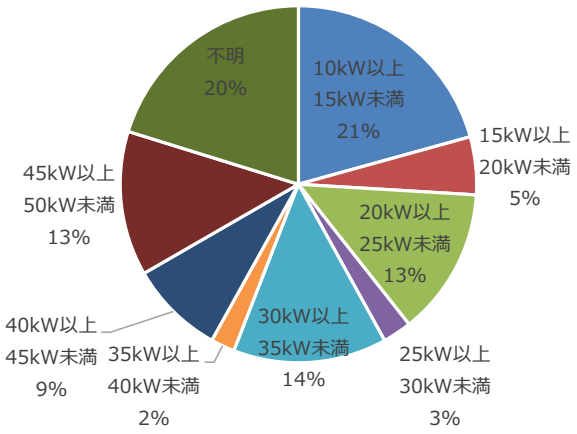
Q5. 所有している「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」が設置されている都道府県はどこですか。該当するものを一つお選びください。複数所有している場合は、各システムについてお選びください。（ただし、5 件以上、所有している場合は、所有期間が長い上位 5 件についてご回答ください。**以降の設問でも、ここで回答した 5 件についてご回答ください。**）＜SA＞




（N=2023）

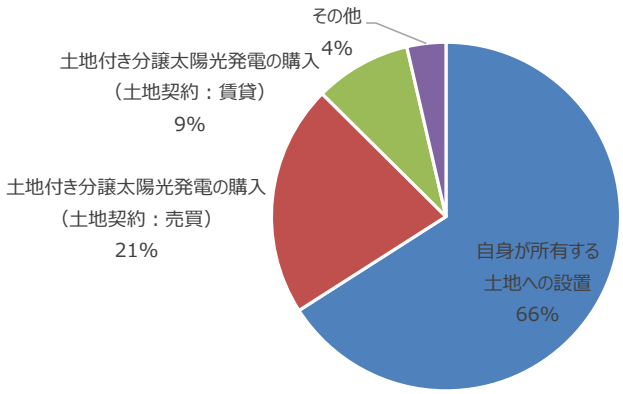
注釈）上記グラフでは、都道府県別の回答を表 1-1 に示した電力会社管轄エリア別に集計。

Q6. 所有している「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」のシステム容量はいくらですか。数字をご記入ください。不明の場合は未記入としてください。＜FA（10～50 の間の数字のみ、未記入可）＞



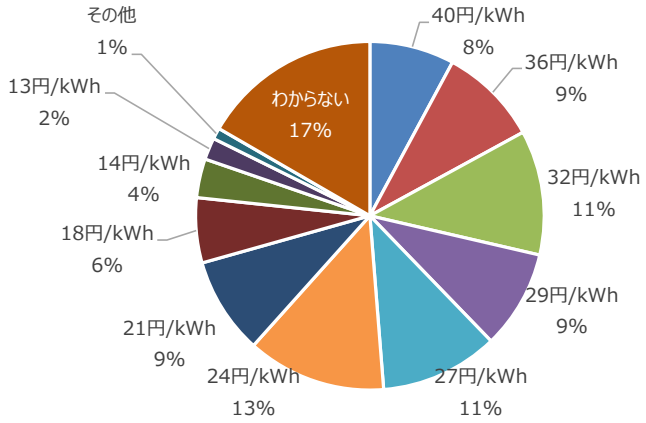

（N=2023）

Q7. 所有している「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」の所有形態は、以下のうちどれに該当しますか？該当するものを一つお選びください。複数所有している場合は、各システムについてお選びください。なお、「5. その他」を選んだ場合はその具体的な内容も記入ください。＜SA＞



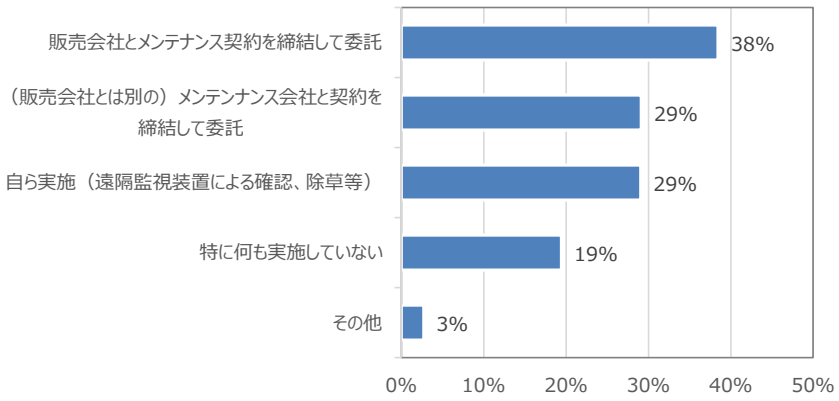

（N=2023）

Q8. 所有している「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」の売電単価はいくらですか。該当するものをお選びください。複数所有をしている場合は、各システムについてお選びください。「その他」を選んだ場合はその具体的な金額も記入ください。＜SA＞



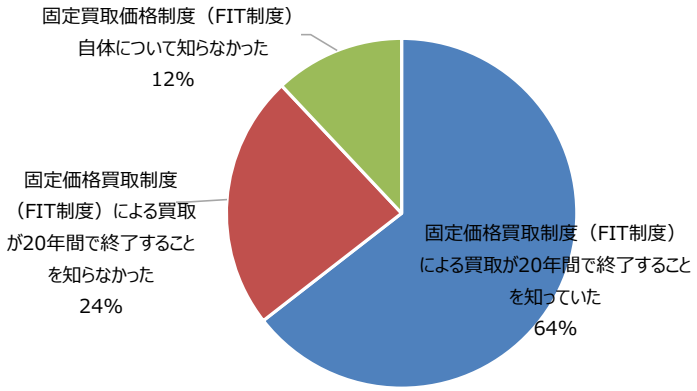

（N=2023）

Q9. 所有している「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」について、メンテナンスはどのように実施していますか。該当するものをお選びください。複数所有をしている場合は、各システムについてお選びください。なお、「5. その他」を選んだ場合はその具体的な内容も記入ください。＜MA（※「4. 特に何も実施していない」を選択した場合は他を選択不可）＞[3]




（N=2023）

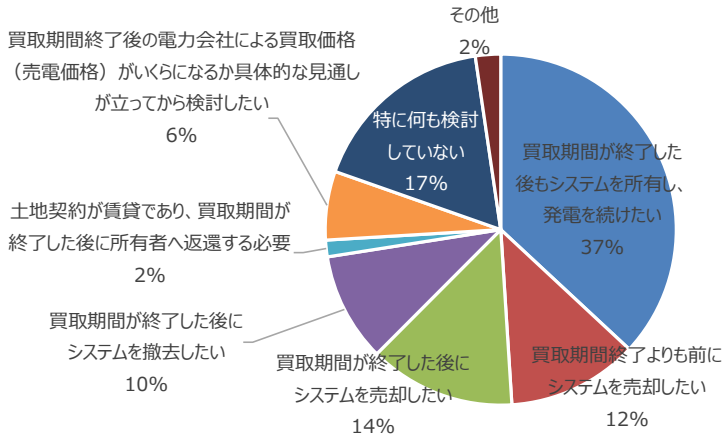
Q10.太陽光発電システムで発電される電力は、現在、電力会社が一定期間（屋根置き以外の太陽光発電システムの場合、20 年間）・同じ価格（固定価格）で買い取る制度があります。これを「固定価格買取制度（FIT 制度）」といい、この制度によって売電価格が国によって保証されています。「固定価格買取制度（FIT 制度）」による買取期間が終了した後も、電力会社と合意ができれば、太陽光発電システムで発電された電力を買い取って貰うことはできますが、買取期間や買取価格は電力会社との契約内容次第となり、国による保証はありません。この点についてご存知でしたか。該当するものを一つお選びください。（SA）




（N=1067）

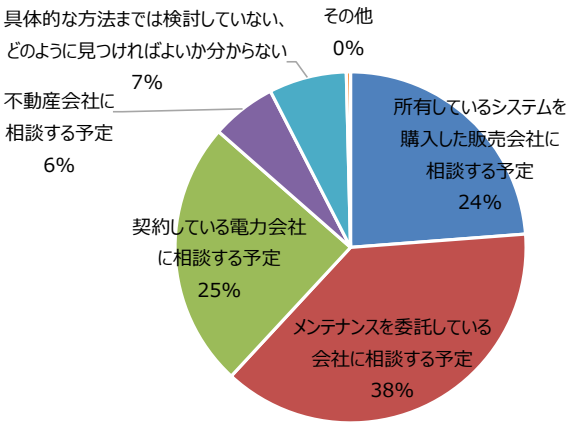
[3] MA とは、マルチプルアンサー（Multiple Answer）の略であり、複数の選択肢の中から一つまたは複数選ぶ質問形式を指す。

Q11.所有している「屋根置き以外の低圧太陽光発電システム」について、固定価格買取制度（FIT 制度）による買取期間終了を見据えた際に、今後どのように対応したいとお考えですか、あるいはどのように対応予定ですか。該当するものを一つお選びください。複数所有している場合は、各システムについてお選びください。なお、「8. その他」を選んだ場合はその具体的な内容も記入ください。＜SA＞



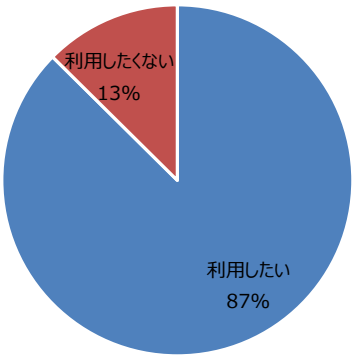

（N=2023）

Q12.（Q11 で「2. 買取期間終了よりも**前**にシステムを売却したい」または「3. 買取期間が終了した**後**にシステムを売却したい」と回答した方・システムのみ）Q11 で、固定価格買取制度（FIT 制度）による買取期間の終了後の対応として「2. 買取期間終了よりも**前**にシステムを売却したい」または「3. 買取期間が終了した**後**にシステムを売却したい」を選択したシステムについてご回答ください。売却先をどのように見つける予定ですか。該当するものを一つお選びください。なお、「6. その他」を選んだ場合はその具体的な内容も記入ください。＜SA＞



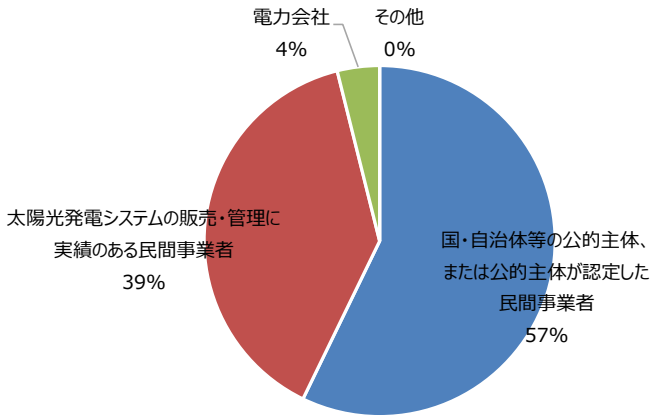

（N=517）

Q13.（Q11 で「2. 買取期間終了よりも**前**にシステムを売却したい」または「3. 買取期間が終了した**後**にシステムを売却したい」と回答した方・システムが含まれている場合のみ）Q11 で、固定価格買取制度（FIT 制度）による買取期間の終了後の対応として「2. 買取期間終了よりも**前**にシステムを売却したい」または「3. 買取期間が終了した**後**にシステムを売却したい」を選択したシステムについてポータルサイト等に登録することで、売却先となる事業者とマッチングをしてくれる仕組みがあれば利用したいですか。該当するものを一つお選びください。＜SA＞




（N=294）

Q14.（Q13 で「1. 利用したい」と回答した方・システムが含まれている場合のみ）Q13 で利用したいとご回答いただいた売却先となる事業者とマッチングをしてくれるポータルサイト等について、どのような主体が運営していると、より利用したいという意欲が高まりますか。該当するものを一つお選びください。なお、「4. その他」を選んだ場合はその具体的な内容も記入ください。＜SA＞




（N=257）

令和２年度長期戦略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

2021 年 3 月

株式会社三菱総合研究所
サステナビリティ本部