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

IEA
“World Energy Outlook 2022”

1.概要

国際エネルギー機関（IEA）が作成した、2050年までのエネルギー転換経路を描くシナリオ分析。
NZEシナリオでは、排出量をネットゼロにするための道筋を示す。

■ **概要**

本報告書の分析には3つのシナリオが用いられている。STEPS（公表政策シナリオ）は現行政策に基づいたシナリオ、APS（表明公約シナリオ）は政府の公約に基づいたシナリオ、NZE（ネットゼロシナリオ）は排出量ネットゼロ達成を目標としたシナリオである。

- ✓ STEPSでは、排出量は2020年代半ばにピークを迎え、2050年には32Gtの排出量が残る。2100年の気温上昇は2.5℃となる。
- ✓ APSでは、排出量は2020年代半ばにピークを迎え、2050年には12Gtの排出量が残る。2100年の気温上昇は1.7℃となる。
- ✓ NZEシナリオでは、排出量は2030年に23Gtまで減少し、2050年にはネットゼロになる（図1）。2100年の気温上昇は1.4℃となる。

■ **エネルギー供給**

NZEシナリオでは、2050年には一次エネルギー供給量は532EJとなる（図2）。同シナリオでは、エネルギー供給の70%、電源構成の88%を再生可能エネルギーが占める。

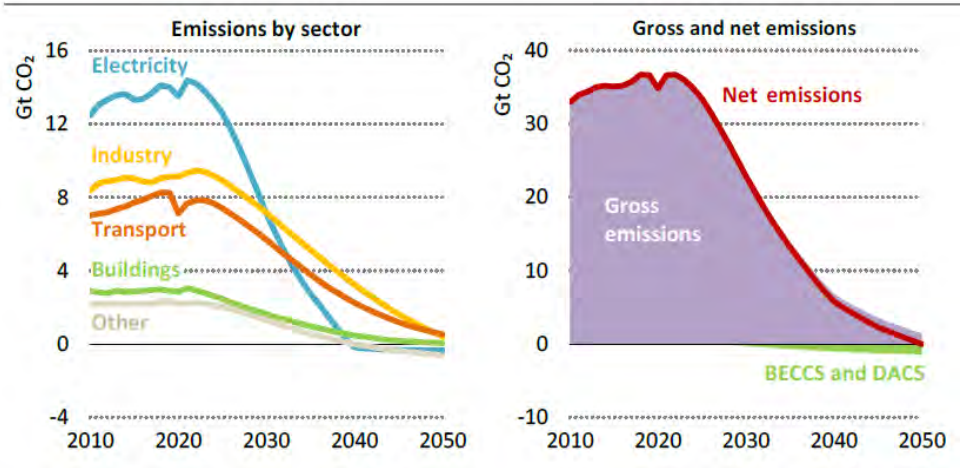


図1　NZEシナリオの排出量削減経路

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.126（Figure 3.1）

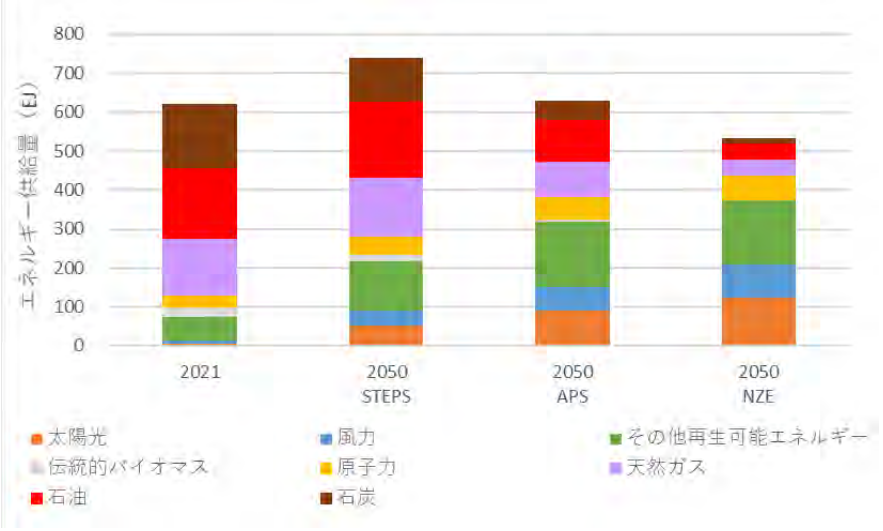


図2　一次エネルギー供給量（シナリオ別）

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.435, 440, 445より作成

2.エネルギー供給・需要

NZEシナリオでは、2050年にエネルギー供給の約3分の2を再生可能エネルギーが占めることが見込まれる。エネルギー需要は主に運輸および家庭・業務部門で減少し、2050年まで低下を続ける。

■ **エネルギー供給**

NZEシナリオでは、エネルギー供給は2021年の624EJから2050年には**532EJへと低下**すると想定されている（図3）。2050年にはエネルギー供給の**3分の2を再生可能エネルギー**が占める。

✓ 電力・熱部門のエネルギー供給は、2021年の242EJから2050年には381EJへと増加すると想定されている。

■ **エネルギー需要**

NZEシナリオでは、エネルギー需要は2021年の439EJから、2050年には**337EJへと低下**すると想定されている（図4）。

✓ 産業部門では、2021年には167EJ、2050年には155EJと、殆ど変化がないと想定される。

✓ 運輸部門では、2021年の113EJから、2050年には77EJまで減少すると想定される。

✓ 家庭・業務部門では、2021年の132EJから、2050年には85EJまで減少すると想定される。

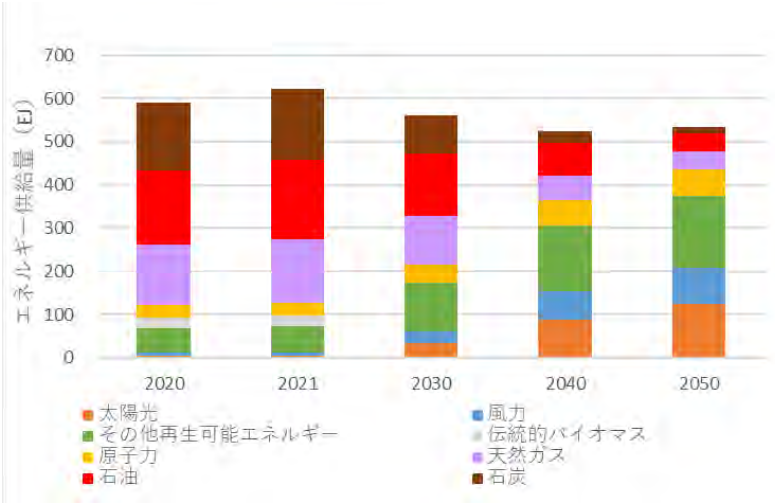


図3 エネルギー供給推移（NZEシナリオ）

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.445より作成

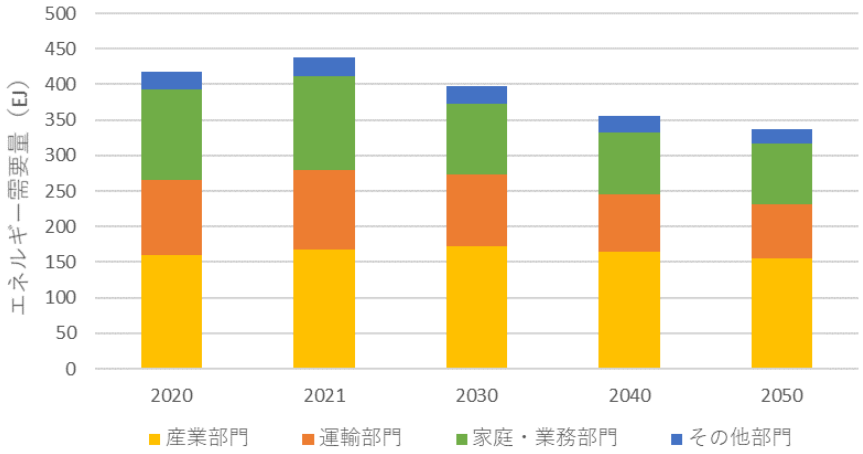


図4 部門別エネルギー需要推移（NZEシナリオ）

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.446,447より作成

3.再生可能エネルギーの拡大

NZEシナリオでは、発電量に占める再生可能エネルギーの割合は2050年に88%に達する。太陽光と風力が全体の約7割を占め、両電源の迅速な導入拡大が必要とされる。

■ **再生可能エネルギーの発電量**

NZEシナリオでは、再生可能エネルギー発電量は2030年に2021年比で3倍（23,064TWh）、**2050年に8倍（64,506TWh）**に増加する。2050年の電源構成は、**太陽光が37%、風力が32%、水力が11%、バイオマスが4%**と想定されている（図5）。

■ **再生可能エネルギーの設備容量**

NZEシナリオでは導入済の設備容量は**2050年に27,304GW**まで増加し、太陽光が15,468GW、風力が7,795GWを占める（図6）。

- ✓ 太陽光の年間導入量は、2030年までに現在の4倍以上にあたる650GW/年へと拡大が必要である。
- ✓ 風力の年間導入量は、2030年までに400GW/年へと拡大が必要である。うち20%以上を洋上風力発電が占める。

■ **電力システムへの影響（系統柔軟性）**

NZEシナリオでは、変動性再生可能エネルギーの増加に伴い、2050年の安定容量需要は現在の4倍に増加する。**蓄電池**と**デマンドレスポンス**が柔軟性供給の約50%を占め、蓄電池容量は現在の30GWから2030年に780GW、2050年に3,900GWへと増加する。

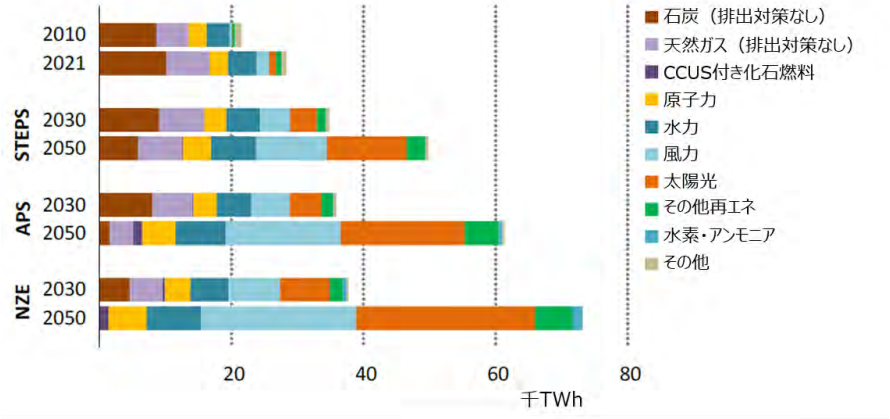


図5 シナリオ別発電量推移

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.293（Figure 6.7）より作成

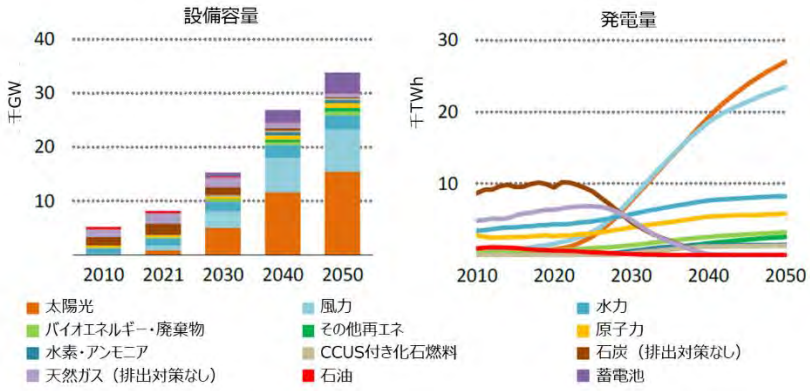


図6 設備容量・発電量推移（NZEシナリオ）

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.138（Figure 3.10）より作成

4.マイルストーン（1/2）

NZEシナリオの実現には段階的な目標設定が不可欠である。電力部門では、2035年に先進国の、2040年に世界全体での脱炭素化がマイルストーンとして示されている。

電力部門

- ✓ 2025年　：火力発電のアンモニア・水素混焼を開始。
- ✓ 2030年　：亜臨界圧石炭火力を廃止。
  太陽光と風力合計で年間1,050GWの導入。
- ✓ 2035年　：先進国における電力部門の脱炭素化を実現。
  天然ガス（排出対策なし）が発電量に占める割合が5%未満に。
- ✓ 2040年　：すべての石炭火力（排出対策なし）を廃止。世界全体の電力部門の脱炭素化。
- ✓ 2050年　：世界の電力のおよそ70%が太陽光と風力に由来。水素製造に14,800TWhを利用。
  年1.5GtCO_2を発電所から回収

家庭・業務部門

- ✓ 2025年：化石燃料ボイラーの新規販売停止。
- ✓ 2030年：すべての新築はZEB/ZEH Ready、既築は年率2.5%でZEB/ZEH Readyへ改修。
  全世界の電力アクセス達成。販売される照明のすべてがLEDに。
- ✓ 2035年：販売されるほとんどの家電・冷房が業界最効率クラスへ。
- ✓ 2040年：既築建築物の50%がZEB/ZEH Ready化。
- ✓ 2045年：50%の熱需要はヒートポンプで供給。
- ✓ 2050年：建築物の85%以上がZEB/ZEH Ready化。
  地熱・太陽熱をはじめとする再生可能エネルギーの直接利用がエネルギー需要の30%を満たす。

4.マイルストーン（2/2）

産業部門では2035年には販売される電気モーターが業界最高クラスへ、運輸部門では2035年に内燃機関車の販売終了というマイルストーンが示されている。

産業部門	✓ 2030年：セメント製造によって生じるCO_2の8%を貯蔵。鉄鋼生産の8%を概ね脱炭素化。 化学製品に使用されるプラスチックの26%をリサイクル。電化率が29%に達する。 ✓ 2035年：販売されるすべての電気モーターが業界最高効率クラスへ。 ✓ 2040年：鉄鋼生産の53%を概ね脱炭素化。 ✓ 2045年：化学製品に使用されるプラスチックの47%をリサイクル。 ✓ 2050年：セメント製造によって生じるCO_2の95%を貯蔵。鉄鋼生産の96%を概ね脱炭素化。 電化率が50%に達する。
運輸部門	✓ 2030年：乗用車販売の60%が電動車へ。航空燃料の10%以上が低炭素燃料へ。 ✓ 2035年：内燃機関を利用する乗用車、二輪車・三輪車、都市バスの新車販売を終了。 水素利用航空機の商用化。 ✓ 2040年：船舶燃料の60%が低炭素燃料へ。内燃機関を利用する都市間バスの新車販売終了。 ✓ 2045年：内燃機関トラックの新車販売を終了。 ✓ 2050年：航空燃料の70%が低炭素燃料に（バイオジェット燃料45%、水素由来燃料25%）。 船舶燃料の85%が低炭素燃料に（アンモニア45%、バイオ燃料20%、水素20%）。

5.投資費用・雇用

クリーンエネルギーの拡大に伴い、投資費用は2030年にかけて倍増する。クリーンエネルギー関連の雇用増は、化石燃料関連の失業者数を上回る見込みである。

■ **投資費用**

NZEシナリオでは、エネルギーへの年間投資額は2030年には倍増し、**約5兆ドル**に達する（図7）。うち**クリーンエネルギーへの投資額は3.2倍**に増え、2030年に4兆ドルに達する（図8）。

✓ 再生可能エネルギーへの投資額は、2030年にかけて現在の3,900億ドルから3倍以上に増加し、1.3兆ドルに達する。電力網への投資額は2030年にかけて現在の3,200億ドルから倍増し、7,400億ドルに達する。

■ **雇用**

NZEシナリオでは、2030年にエネルギー部門全体での雇用が現在の6,500万人から9,000万人に増加する。クリーンエネルギー関連職は4,000万人増加し、化石燃料関連の失業者数700万人を上回る。

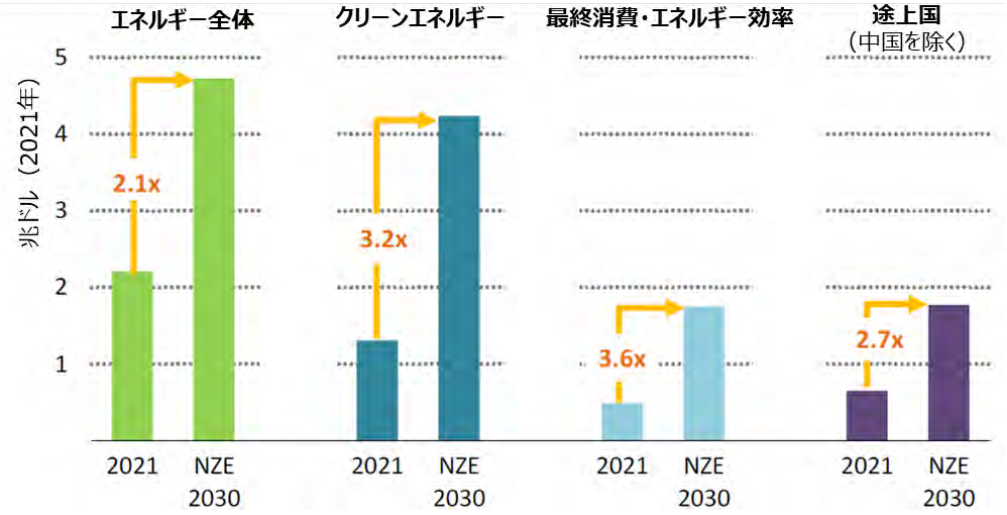


図7　NZEシナリオにおけるエネルギー投資（2021年・2030年）

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.62（Figure 1.18）より作成

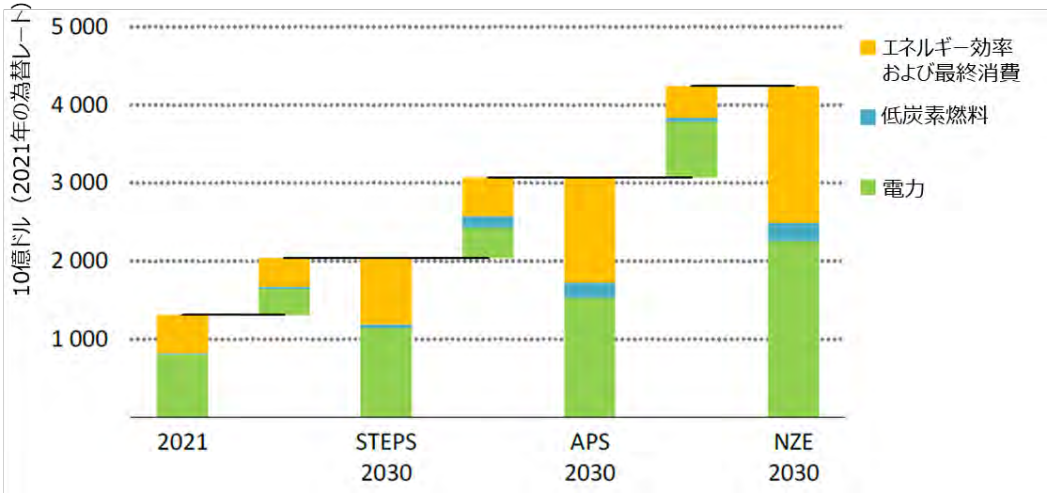


図8　クリーンエネルギーへの年間投資額（シナリオ別）

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.258（Figure 5.13）より作成

5.雇用変化内訳（参考）

NZEシナリオでは、2030年までにクリーンエネルギー関連職は4,000万人増加する。燃料製造関連職は減少し、電力および最終消費部門での雇用が増加する見込みである。

■ **燃料部門**

2030年にかけてバイオ燃料と水素関連の雇用が増加する一方、化石燃料関連の雇用は石炭を中心に減少する。

■ **電力部門**

2030年までに発電関連でおよそ900万人、電力系統および蓄電池関連で400万人の雇用増となる。2030年にかけて、太陽光・風力関連の雇用は年10%増加、電力系統関連の雇用は年4%増加していく見込みである。

■ **最終消費部門**

2030年までに、既存の自動車関連職の60%がEV製造へと移行する。車体のパーツ数減少に伴い車体製造人員は減少するが、バッテリー関連での雇用増が想定される。建物改修・設備更新・産業工程の高効率化では計800万人の雇用増が見込まれる。

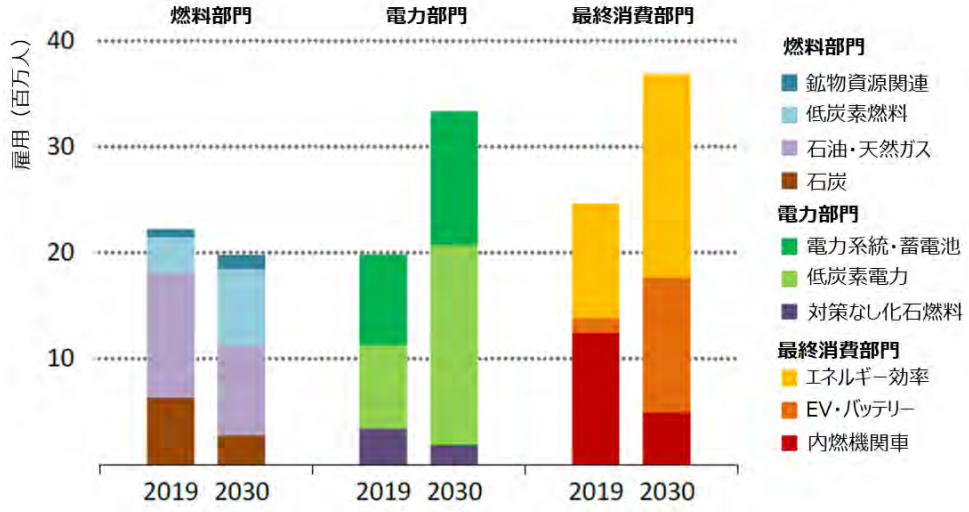


図　技術別雇用内訳（NZEシナリオ）

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月） p.176（Figure 3.30）より作成

6.エネルギー安定供給のためのガイドライン

エネルギー転換の途上では、エネルギー安全保障の問題が生じる。本報告書では、エネルギー安定供給に向けた10のガイドラインが示されている。

1.化石燃料からの撤退とクリーンエネルギーの拡大	エネルギー転換に際し、化石燃料への投資減額とクリーンエネルギーへの投資拡大は並行して行われる必要がある。NZEシナリオでは、2030年に化石燃料への投資額とクリーンエネルギーへの投資額の比率は1：9になる。
2.需要側での対策と省エネ	既存の建物の改修や、耐用年数の長い設備および車両のエネルギー効率向上など、需要側でのエネルギー効率対策が重要となる。節電をはじめとする需要家の行動変容を喚起する政府の呼びかけも、エネルギー消費を減らす重要な方策となる。
3.エネルギー貧困対策	貧困家庭ほど収入に占めるエネルギー関連支出の割合が大きく、エネルギー価格の変動に脆弱である。化石燃料に対する一律の補助金は貧困層以外への恩恵が大きく、格差を助長する。化石燃料への直接補助金ではなく、エネルギー料金減額などの施策が求められる。
4.途上国の資本コスト低減	新興国や途上国では先進国に比べ資本コストが2～3倍高く、クリーンエネルギーへの投資を妨げている。資本コストを下げるための金融サポート導入や収益安定化支援により、NZEシナリオでは2050年までに15兆ドルの金融コストが削減可能と試算されている。
5.化石燃料関連設備の停止・転用計画	化石燃料消費は減少するもののゼロになるわけではないため、関連設備の停止・転用は計画的に実施する必要がある。ピーク時電源としての天然ガス発電所の維持、ガソリン等製造用の石油精製設備の維持、バス供給網の水素・バイオガスへの転用などが課題となる。
6.産油国のエネルギー転換リスク対応	エネルギー転換に際し、産油国は産業転換を図る必要がある。水素製造および太陽光資源とCO_2貯蔵設備を利用した重工業向けの低炭素製品の製造が考えられる。
7.柔軟性への投資	蓄電池、揚水発電、水素・アンモニア貯蔵、デマンドレスポンスなど、柔軟性供給源への投資が必要となる。
8.資源サプライチェーンの多様化	クリーンエネルギー資源の埋蔵地域および蓄電池や太陽光パネル等クリーンエネルギー製品の製造地域は、一部の国に偏っている。資源消費の縮小と並んで、供給の拡大とサプライチェーンの多様化が課題となる。
9.エネルギー関連インフラの災害耐性強化	気候変動による気温や水温の上昇、水不足、台風、洪水などの影響は、発電設備や精製設備の稼働率を低下させる危険がある。これら気候変動の影響に耐性のあるインフラ整備を進める必要がある。
10.市場のゆがみの是正	炭素税の導入などにより、エネルギー転換を妨げる要素（長期の承認プロセス、貿易の障壁、非効率な化石燃料補助金、既存企業の優遇など）を取り除く必要がある。エネルギー転換の70%は民間投資によって実現するため、投資を呼び込むための戦略と規制の整備を行う。

7.資源需要

エネルギー転換に伴い、資源需要と価格はともに高まる。消費量の削減やリサイクルにより、新規資源の使用を縮小する必要がある。

■ クリーンエネルギー関連の資源需要

NZEシナリオでは、リチウムなどのクリーンエネルギー資源の需要は2050年までに現在の4倍に増加し、価格は5倍に増加する（図9）。

- ✓ 2030年までに銅の需要が2倍以上、リチウムの需要が20倍以上、シリコン需要が4倍以上、レアアース需要が3倍以上に増加する。

■ 電力部門における資源需要の増加と対策

NZEシナリオでは、2050年にかけて太陽光・風力発電に要する資源需要が3倍に、送配電網に要する資源が2倍に増加する（図10）。

- ✓ 2050年には年400GWの太陽光パネル、年240GWの風力タービンが廃用となる。そのため、リサイクル素材の最低使用率、新規資源使用への課税などの政策によりリサイクル率を上げる必要がある。
- ✓ 電力系統では、地下ケーブル素材の銅からアルミへの変更や、高圧直流送電システムの導入により、資源需要を削減することができる。
- ✓ 使用済みEVバッテリーを系統用蓄電池へと転用することで、資源需要を削減することができる。

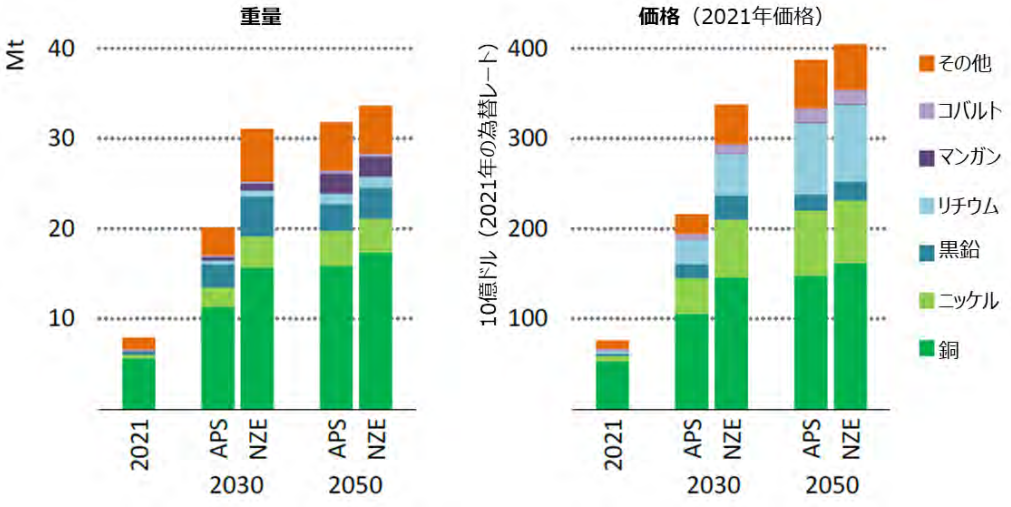


図9 クリーンエネルギー関連の鉱物需要（重量・価格）

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.218（Figure 4.17）より作成

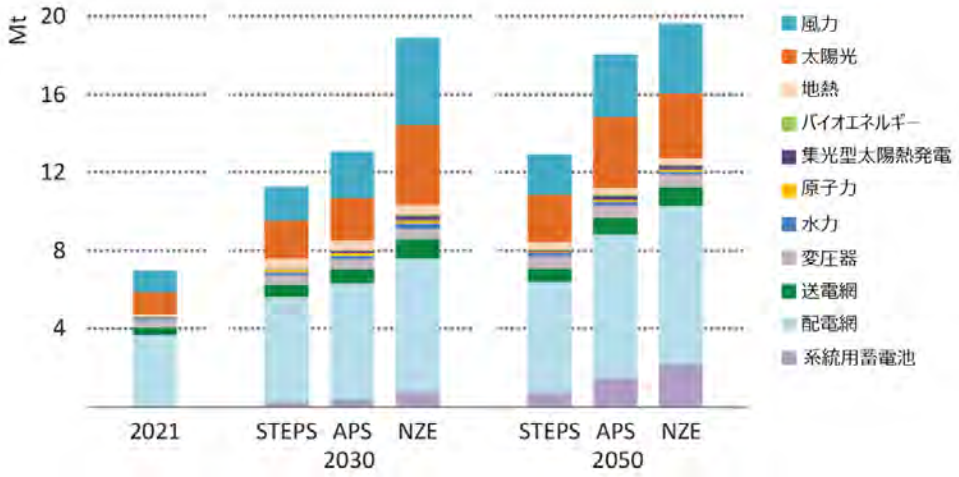


図10 電力部門における技術別資源需要量

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.319（Figure 6.22）より作成

IEA “World Energy Outlook 2022”

参考図：再生可能エネルギーの資本費推移

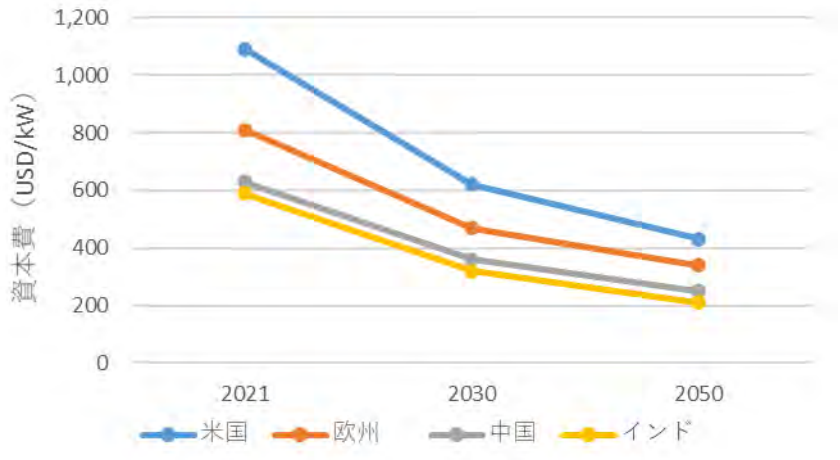


図11 太陽光の資本費推移

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.471より作成

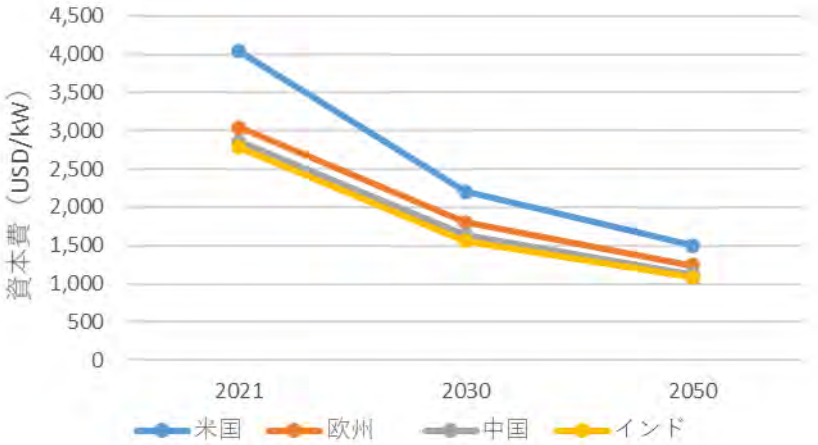


図12 洋上風力の資本費推移

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.471より作成

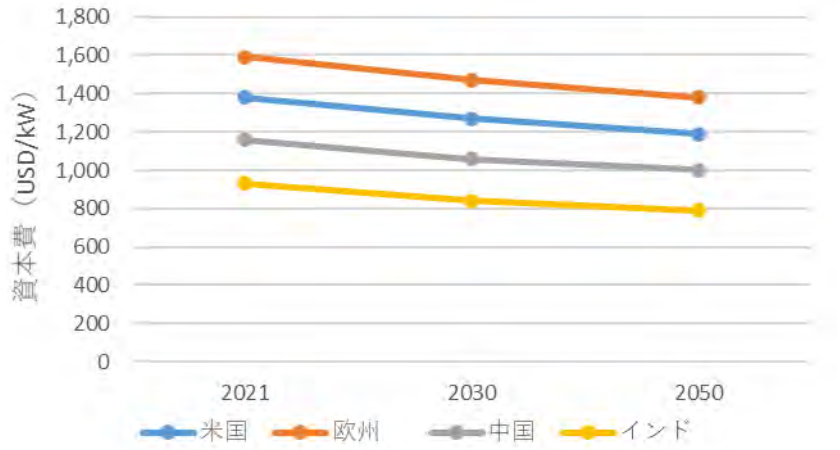


図13 陸上風力の資本費推移

出所） IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.471より作成

参考図：定置型蓄電池、燃料電池、水素製造装置の資本費推移

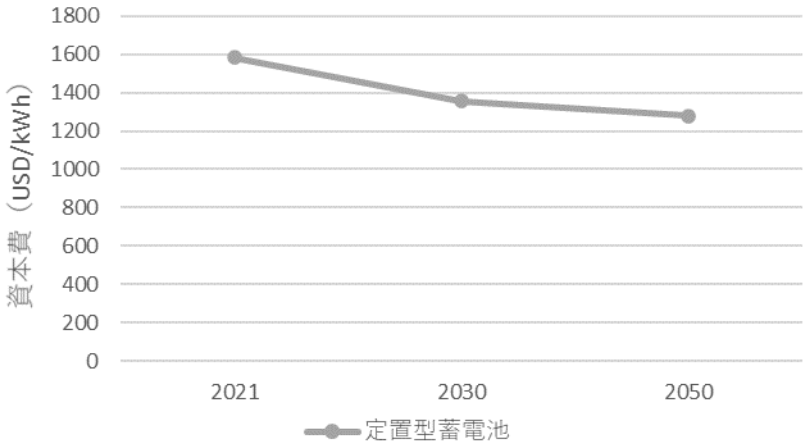


図14　定置型蓄電池の資本費推移

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.473より作成

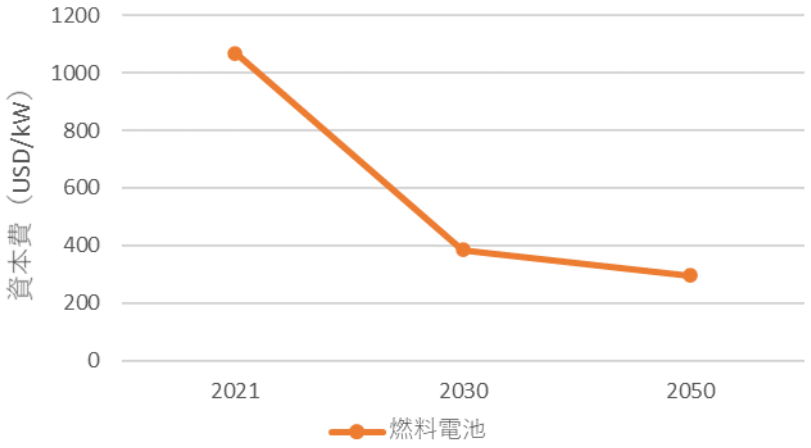


図15 燃料電池の資本費推移

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.473より作成

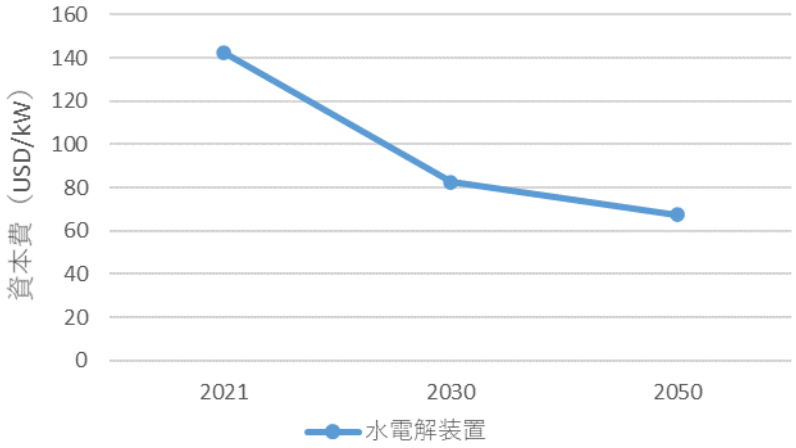


図16 水電解装置の資本費推移

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.473より作成

参考図：エネルギー供給・需要の推移

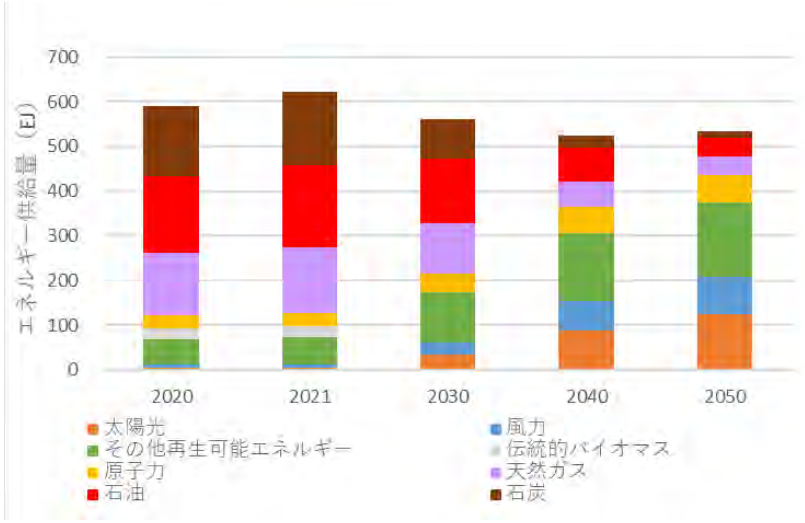


図17（再掲）エネルギー供給推移（NZEシナリオ）

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.445より作成

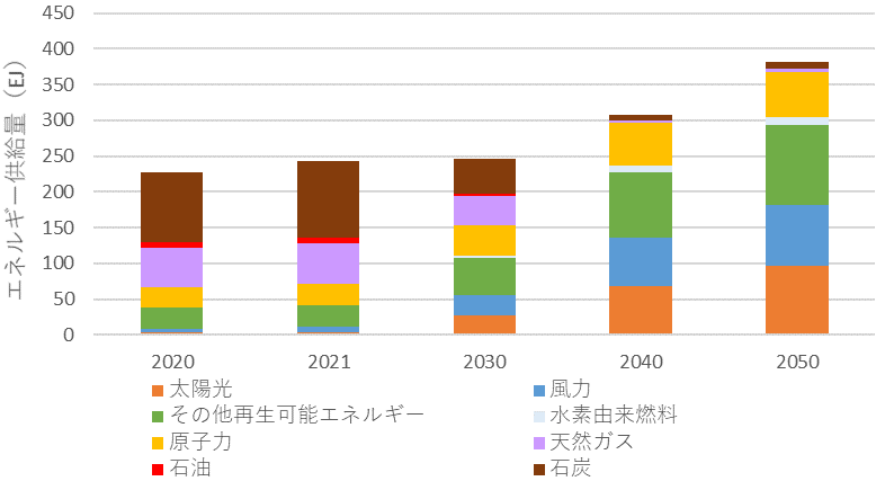


図18　電力・熱部門エネルギー供給推移（NZEシナリオ）

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.445より作成

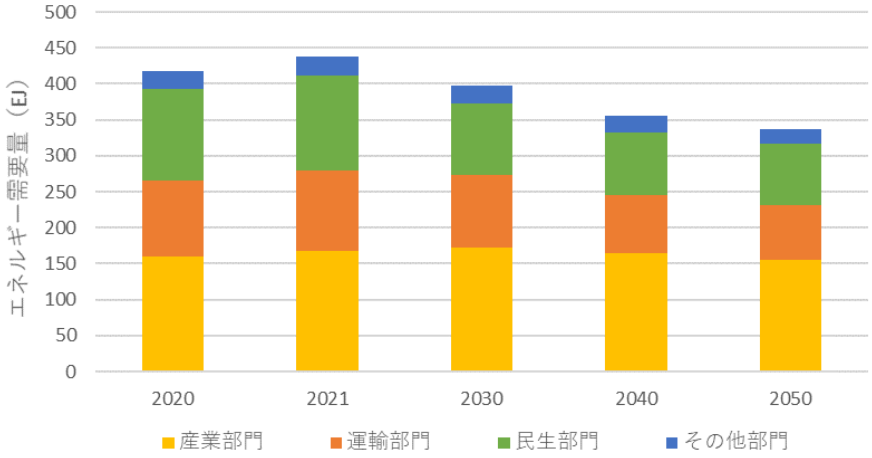


図19 （再掲） 部門別エネルギー需要推移（NZEシナリオ）

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.446, 447より作成

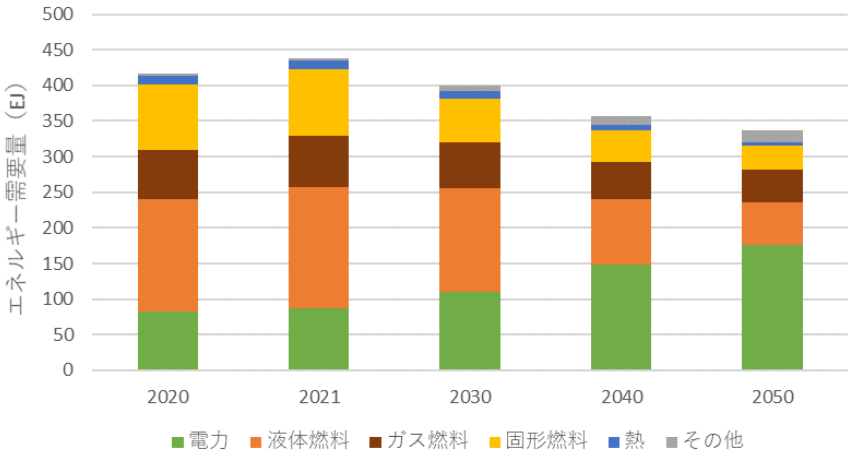


図20　燃料別エネルギー需要推移（ NZEシナリオ）

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.446より作成

参考図：エネルギー需要の推移

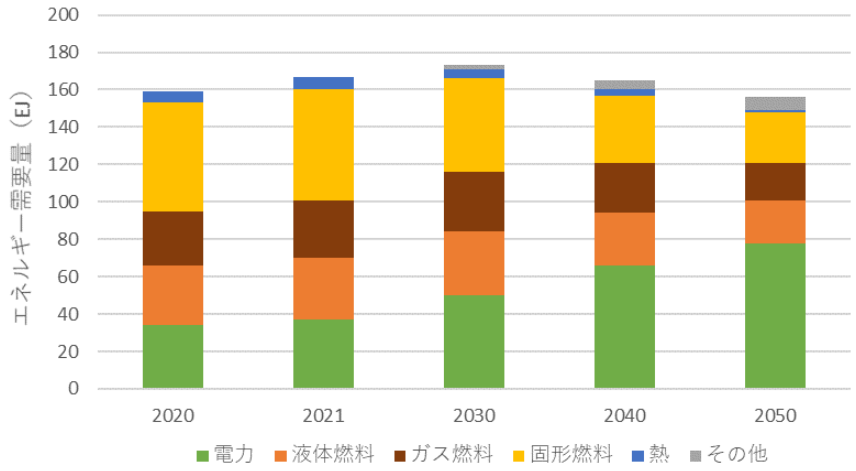


図21　産業部門エネルギー需要推移（NZEシナリオ）

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.446より作成

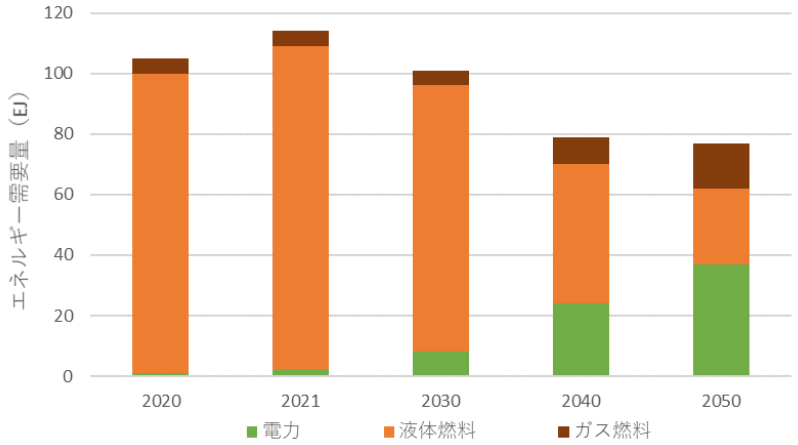


図22　運輸部門エネルギー需要推移（NZEシナリオ）

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.447より作成

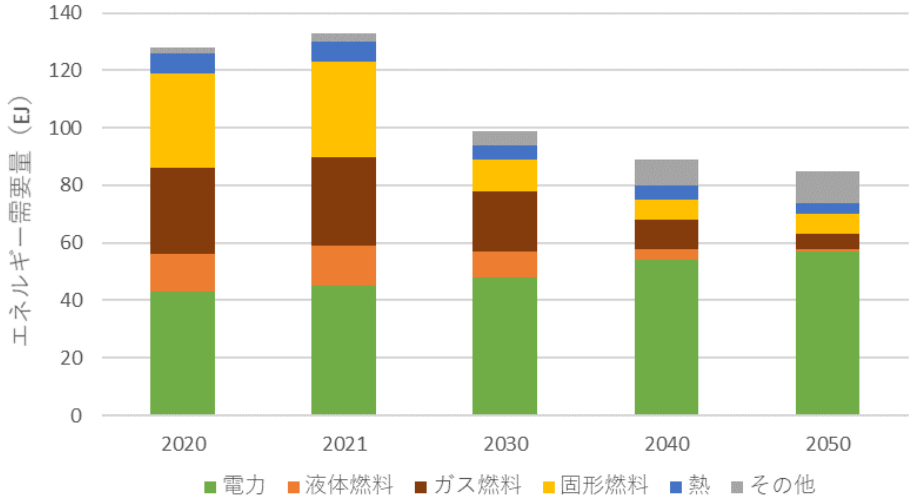


図23　家庭・業務部門エネルギー需要推移（NZEシナリオ）

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.447より作成

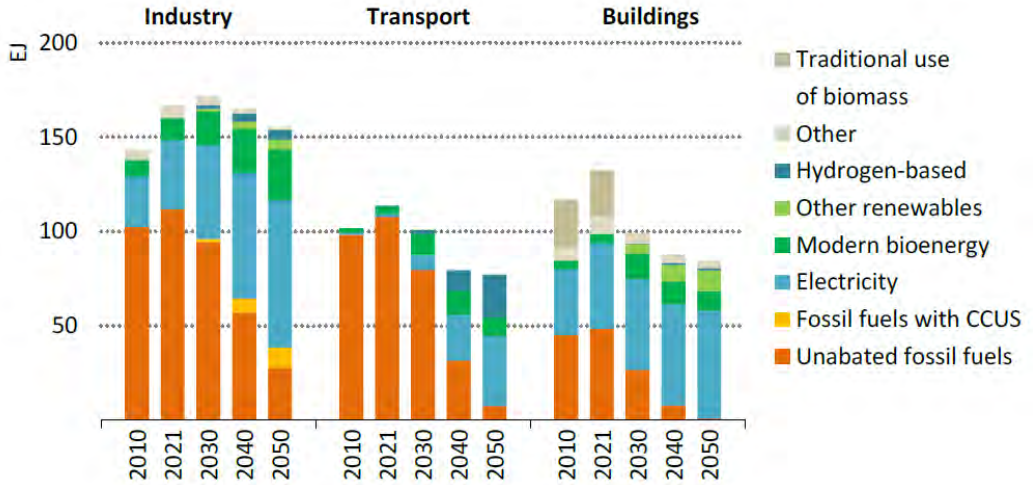


図24　最終エネルギー消費の推移・内訳（NZEシナリオ）

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.129（Figure 3.4）

参考図：投資額

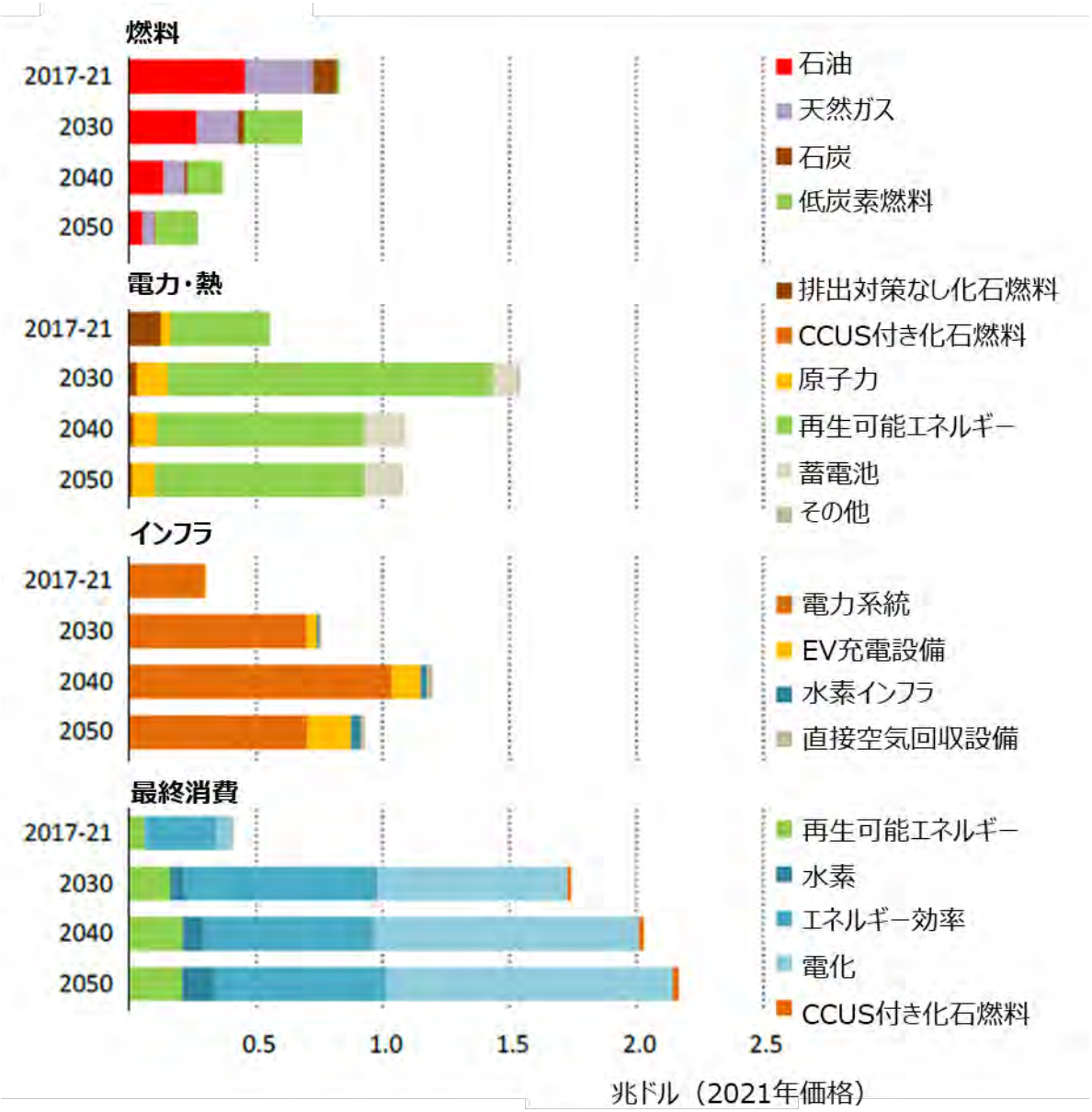


図25 年間投資額推移（NZEシナリオ）

出所）IEA “World Energy Outlook 2022”（2022年10月）p.163 （Figure 3.22）より作成

IRENA
“World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”

1.概要

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）による、同機関が2021年に策定した1.5℃シナリオを達成するための2030年までの経路を解説した報告書。

■ **概要**

本報告書では、IRENAが2021年に発表した「World Energy Transitions Outlook」の1.5℃シナリオ（1.5-S）に基づいて、1.5℃目標を達成するための2030年までの道筋を重点的に解説している。

■ **2050年目標**

1.5-Sを実現するためには、2050年までに二酸化炭素の年間排出量を現行政策シナリオと比較して**36.9Gt**削減し、排出量をネットゼロにする必要がある（図1）。2050年の**電源構成に占める再生可能エネルギー比率は90%、電化率は50%以上**を想定している。

■ **排出量削減の主要技術**

再生可能エネルギーによる発電、最終消費部門における再生可能エネルギーの直接利用、省エネルギー、電化、水素および水素派生物、炭素貯留・除去技術（CCS・BECCS等）が、エネルギー転換を実現するための主要技術となる（図2）。

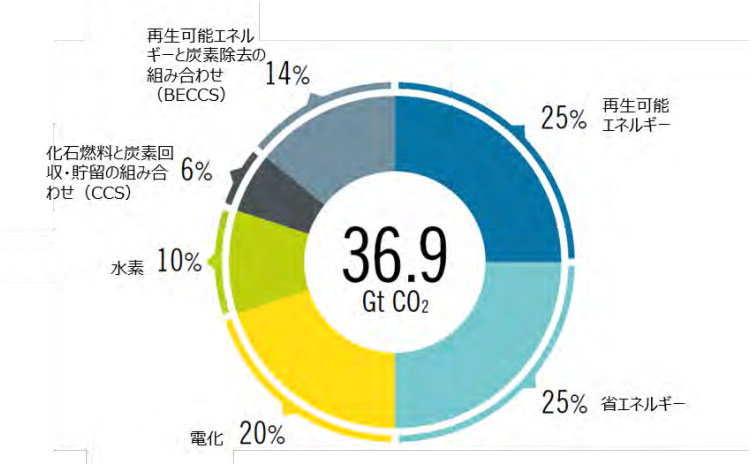


図1　2050年までの技術別年間排出量削減割合

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.16（Figure ES.1）を基に作成

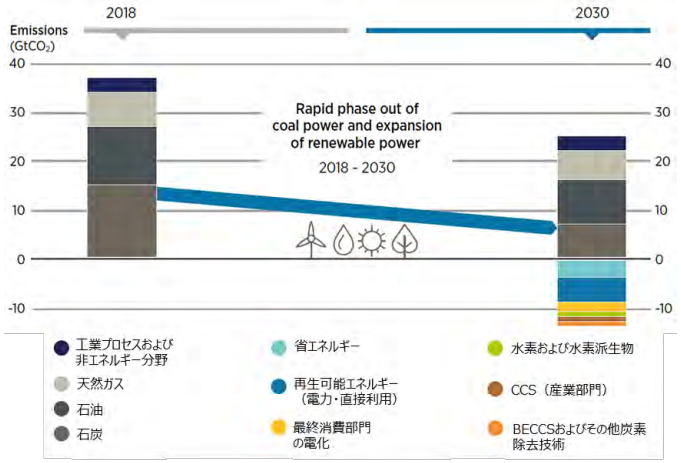


図2　2030年までの排出量削減経路

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.22（Figure ES.2）を基に作成

2-1.再生可能エネルギー電力

再生可能エネルギー電力の設備容量は、2030年にかけて大幅な増加が必要とされ、発電量に占める再生可能エネルギー比率は65%に達する。

■ **設備容量**

再生可能エネルギーの設備容量は2020年から2030年にかけて**年800GWずつ増加**し、**10,770GW**に達する必要がある（図3）。2030年までに、**太陽光の累積設備容量は2020年比で7倍**に増加し、5,200GWに達する。また2030年の**風力の累積設備容量は、2020年比で陸上風力が4倍、洋上風力が11倍**に増加し、それぞれ2,950GWと380GWに達する。

✓ 2030年に集光型太陽熱発電は200GW、バイオマス発電は290GW、地熱発電は180GWに増加する。これら開発途上の技術については、設置コストの低下や不確定要素の削減が2030年までの課題となる。

■ **発電量**

総発電量は、2019年の26,900TWhから**2030年には42,100TWh**へと増加する。発電量に占める再生可能エネルギー割合は、2019年の26%から2030年には**65%**へと増加し、太陽光と風力が総発電量の42%を供給する。

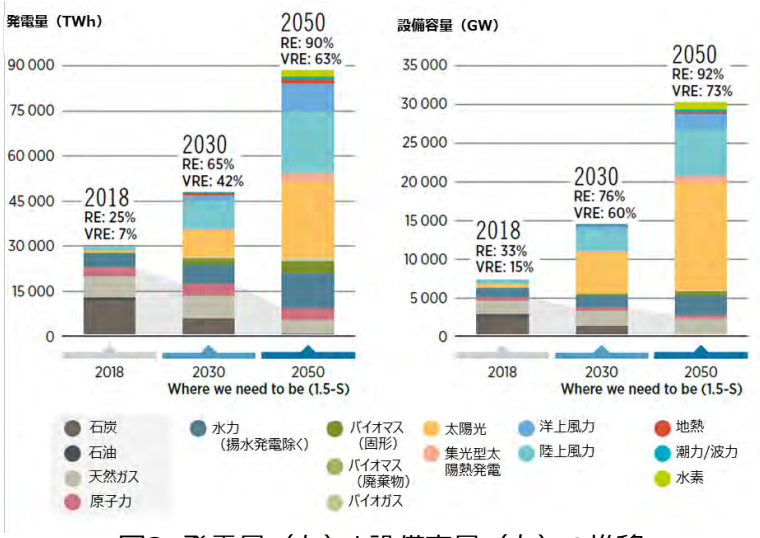


図3 発電量（左）と設備容量（右）の推移

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.61（Figure 2.3）を基に作成

2-2.再生可能エネルギーの直接利用

最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率は、2019年の19%から2030年には38%へと増加する。

■ **再生可能エネルギーの直接利用**

再生可能エネルギーの直接利用は、2019年の46EJから2030年には**61EJ**に増加する（図4）。調理や暖房にバイオマスを用いる伝統的な利用法は、2030年までにバイオマス発電等の近代的な利用法へと置き換わり、太陽熱・地熱の利用量が増加する見込みである。

- ✓ 産業部門では、中・高温熱供給および化学製品の原料として、近代型バイオマスの利用が増加する。産業部門におけるバイオマス利用量は、2019年の10EJから25EJに増加する。運輸部門における液体バイオ燃料の製造量は、現在の約4倍に増加する見込みである。
- ✓ 太陽熱を利用した温水システムの導入増加が見込まれており、太陽熱集熱器の導入量（面積）は2020年の約4倍に増加する。産業部門では太陽熱の導入が急速に進み、2050年には熱需要の5%を供給すると予測されている。
- ✓ 太陽熱・バイオマス・地熱等を利用した地域熱供給システム（冷暖房）の需要は、2030年までに70%増加する。投資リスク軽減のため、公共設備や熱需要の多い産業用設備の地域熱供給システムへの接続を義務付けるなどといった規制が求められる。

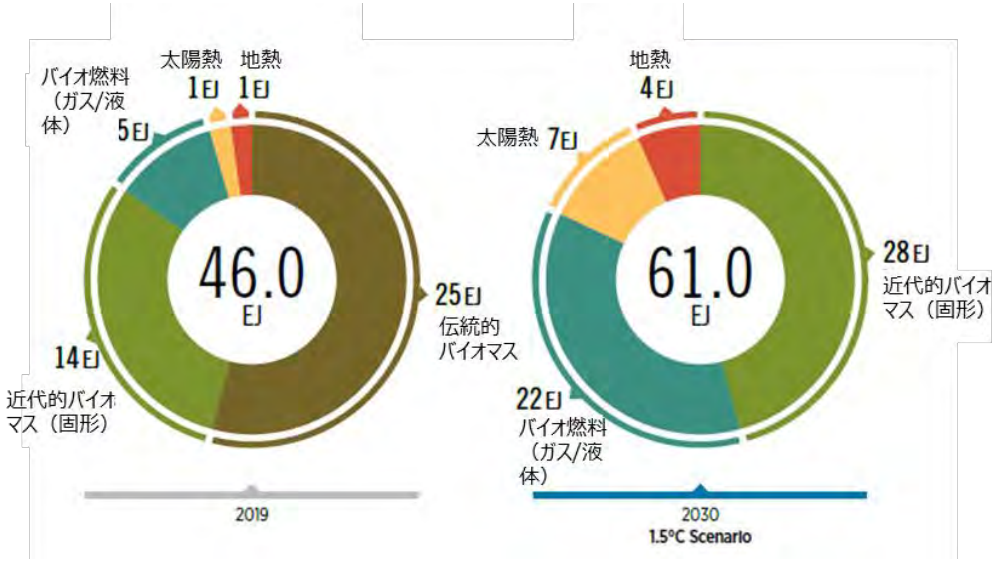


図4 最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの直接利用量

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.73（Figure 2.5）を基に作成

2-3.省エネルギー

省エネルギー関連の投資額は、現在の9倍に増やす必要がある。最終エネルギー消費量は、2030年には2019年比で5%減少する。

■ 部門別見通し

最終エネルギー消費量は、家庭・業務部門で2019年の121EJから2030年には99EJへと減少し、産業・運輸部門では2019年と同水準にとどまる（図5）。各部門の対策は以下の通りである。

- ✓ 家庭・業務部門では、床面積あたりのエネルギー消費量が2050年までに半減する想定がなされている。そのためには、2030年以降に建造される建物が「ゼロエネルギー」であるほか、2030年までの建物改修率を現行の1%から2%に引き上げる必要がある。
- ✓ 産業部門ではエネルギー・資源効率の向上や循環経済などが省エネ対策として挙げられる。
- ✓ 運輸部門では、短距離飛行（1,100km未満）での電気・水素利用や、モーダルシフトなどの行動変容が省エネ対策として挙げられている。1.5-Sでは、2050年までに短距離飛行の35%が電気・水素で航行する航空機に置き換わる見込みである。

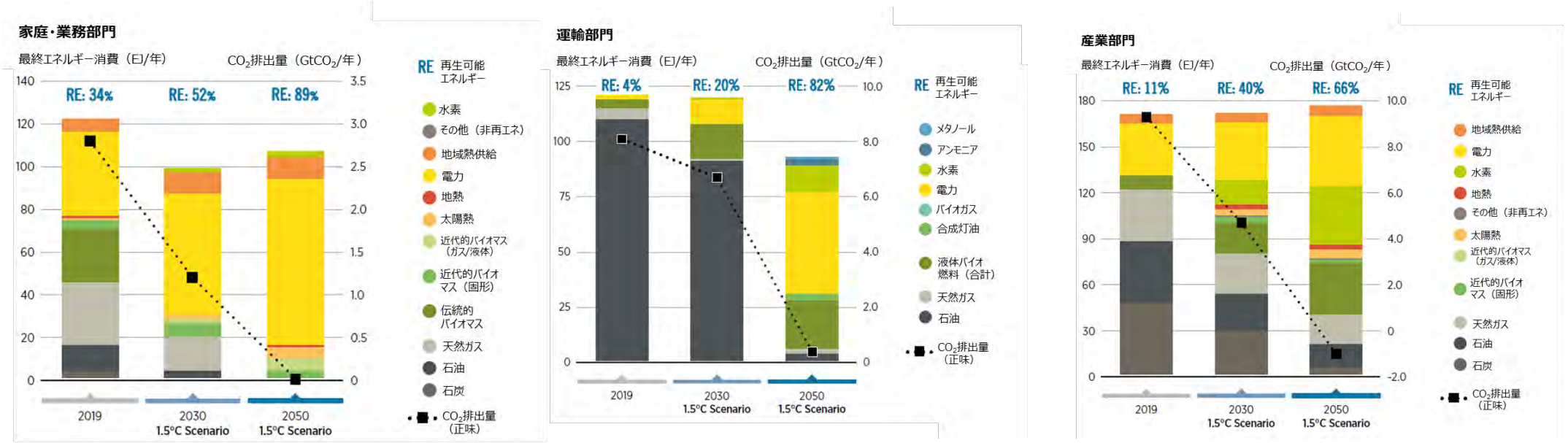


図5 部門別最終エネルギー消費内訳（左:家庭・業務部門 中央:運輸部門 右:産業部門）

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.82-83（Figure 2.6）を基に作成

2-4.電化

最終エネルギー消費量に占める電力の割合は、2019年の21%から2030年には30%に達する。
EV、ヒートポンプ、水素製造が需要増加の要因となる。

■ **電化率**

電化率は2019年の21%から2030年に**30%**へと上昇する（図6）。運輸部門の電化と水素製造が、新たな電力需要として台頭する。再生可能エネルギー由来水素の製造には、2030年に5,200TWh、2050年に20,770TWhの電力が見込まれている。

■ **EV**

EVの流通台数は、現在の1,800万台から2030年には3億8,000万台に増加する見込みである。2030年には乗用車販売台数の3分の1、トラック販売台数の5分の1がEVとなり、運輸部門の最終エネルギー消費に占める電力の割合は、2019年の0.4%から9%へと上昇する。

■ **ヒートポンプ**

産業部門では、2019年には100万台未満であった低温熱供給用ヒートポンプ台数が、2030年には3,500万台に増加する。家庭・業務部門では、ヒートポンプの台数は2030年にかけて現在の約3倍に増加し、1億4,200万台となる。

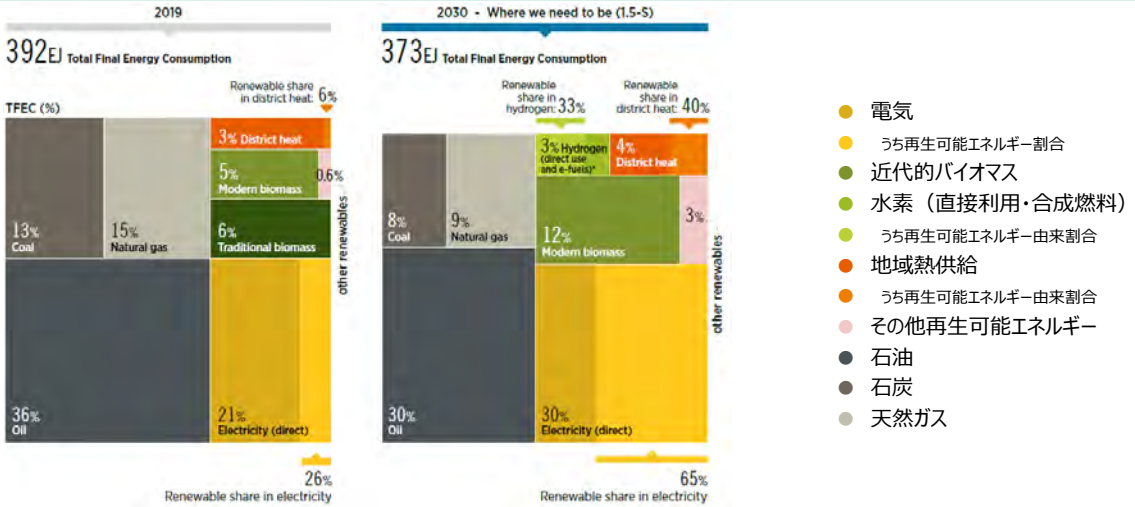


図6 エネルギー源別最終エネルギー消費内訳（左:2019年 右:2030年）

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.88（Figure 2.7） ※凡例は同図を基に作成

2-5.水素・水素派生物

低炭素水素および水素派生物の年間製造量は、2030年には154Mt（19EJ）に達する。製造量の増加に伴い、水素の国際取引が活性化すると見込まれている。

■ 水素製造と用途

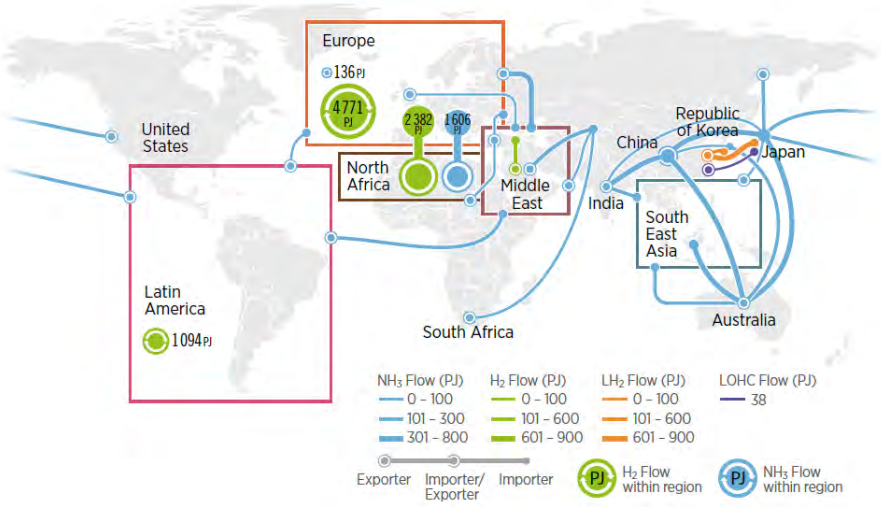
ブルー水素・グリーン水素およびアンモニアやメタノールなどの水素派生物の年間製造量は、2020年の0.8Mtから2030年には**154Mt**へと増加する。グリーン水素製造用の**電解装置容量**は、2020年の0.5GWから2030年には**350GW**まで増加する見込みである。

- ✓ 産業部門では鉄鋼や化学産業での利用が見込まれている。産業部門での利用量は、2030年に16EJに達する。
- ✓ 2030年以降、季節間貯蔵技術としての利用が見込まれている。貯蔵容量は2050年に2,000TWhに達する。

■ 国際取引

2050年には水素製造量の25%が国際取引の対象となると見込まれている（図7）。既存のガス供給網の利用および船舶によるアンモニアの海上輸送が主な輸送手段となる。

- ✓ 世界のアンモニア製造量の75%をモロッコ・米国・豪州が占めると予測されている。日本は水素とアンモニアの全量を輸入に頼ると見込まれる。



NH_3 =アンモニア
H_2 =水素
LH_2 = 液体水素
LOHC = 液体有機水素キャリア

図7　2050年の水素・アンモニア国際取引推定マップ

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.236（Figure 5.11）

2-6.炭素貯留・炭素除去

二酸化炭素の貯留・除去量は、2020年の年0.04Gtから2030年には年2.2Gtへ、2050年には年8.4Gtへと増加する。

■ **CCS**

化石燃料と組み合わせたCCSはセメント・鉄鋼・水素・化学製品の製造プロセスで利用されるが、1.5-Sにおける役割は限定的であるとされる。しかしながら、これらの部門からの回収量は2030年に1.3Gt、2050年に3.4Gtに上るため、導入を加速する必要がある。

■ **BECCS**

BECCSによるCO_2回収量は、2050年に4.5Gtに達すると見込まれている。うち60%がバイオマス発電からの回収、残りはバイオ燃料や化学製品の製造といった産業部門からの回収となる。

✓ BECCSによるCO_2回収量のポテンシャルは、2050年時点で年10Gtと見積もられている（表1）。ただし部門ごとに技術的な課題等が異なるため、実際に活用できるかは不確実とされている。

表1 部門ごとのBECCSによるCO_2回収量ポテンシャル（2050年）

部門	2050年のBECCSポテンシャル（$GtCO_2$/年）
電力	4.43
バイオ由来製品製造	2.15
熱	1.29
化学	1.18
セメント	0.37
製紙	0.35
食品	0.30
鉄鋼	0.03
合計	**10.12**

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.255（Table 6.2）を基に作成

3-1.必要投資額

2030年にかけて、エネルギー転換技術への投資の著しい増額が必要となる。また化石燃料への投資の一部をエネルギー転換技術への投資に振り替える必要がある。

■ **投資額**

2021年から2030年までの累計投資額は、現行政策シナリオの35兆USDから**57兆USD**に増加（図8）させる必要がある。

- ✓ 年間投資額は、2019年の2.1兆USDから5.7兆USDへと大幅に増加させる必要がある。うち0.7兆USDは、化石燃料からエネルギー転換技術への投資振替分である。
- ✓ エネルギー部門への投資額の約80%（47兆USD）が、エネルギー転換技術への投資となる。

■ **投資家・投資手法**

民間企業による投資が2030年にかけて増加する見込みである。投資手法別では、太陽光・陸上風力の技術習熟により事業リスクが低下したことで、出資に比べて融資の割合が拡大する。

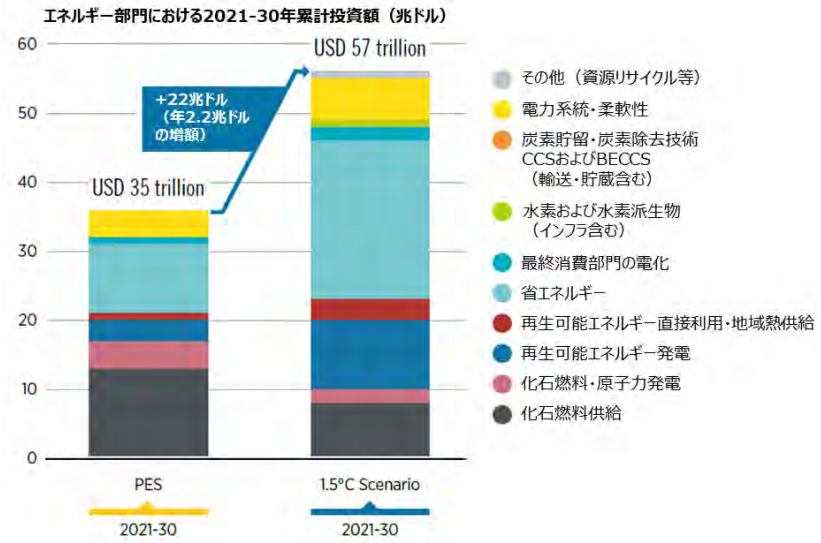


図8　2030年までの累計投資額（左：現行政策シナリオ　右：1.5-S）

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.103（Figure 2.8）を基に作成

3-2.部門別必要投資額

1.5-Sを達成するためには、電力部門で従来の3.2倍、最終消費部門で従来の10.2倍にまで、年間投資額を引き上げる必要がある。

■ **部門別投資額**

2021年から2030年にかけて、**電力部門では年1.7兆USD、最終消費部門では年3兆USD**の投資が必要となる（図9、10）。家庭・業務部門で建物の改修やヒートポンプ・太陽熱の導入に投資が集中するほか、水素やEVステーションへの投資が増大する。

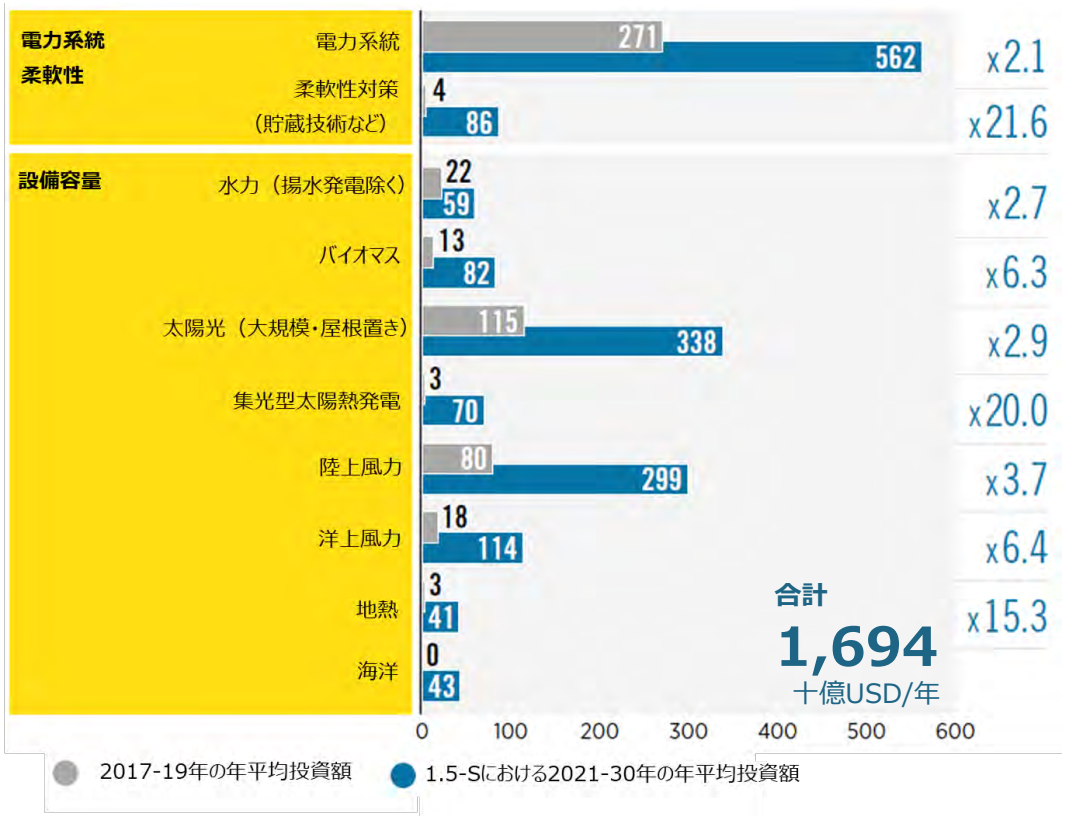


図9　電力部門における年平均投資額（十億USD/年）

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.104（Figure 2.9）を基に作成

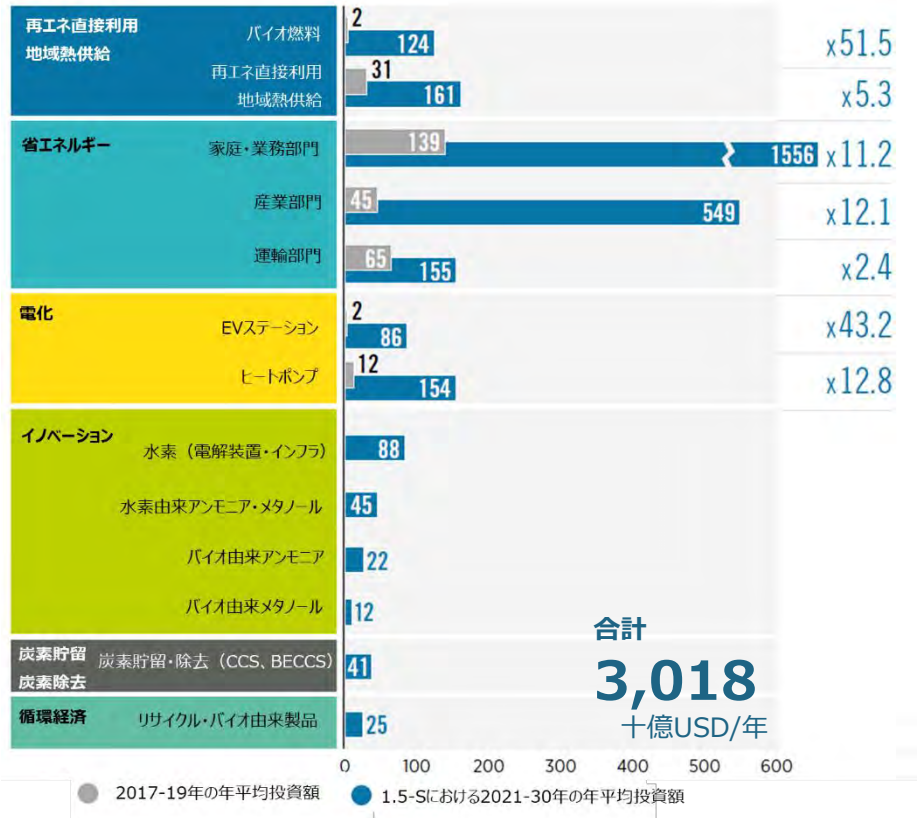


図10　最終消費部門における年平均投資額（十億USD/年）

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.105（Figure 2.9）を基に作成

3-3.社会経済面での便益

炭素税や国際協力等の政策を整えることで、社会経済面での便益がより多くの人に行き渡る公正な移行が可能となる。

■ **政策パッケージ**

炭素税と国際協力（途上国支援など）額に差をつけた2つの政策パッケージが検討された。政策パッケージAは炭素税を300USD/tCO_2、国際協力を世界のGDPの0.24%に設定、政策パッケージBは炭素税を150USD/tCO_2、国際協力を世界のGDPの0.7%に設定した。

■ **感度分析結果**

グローバルレベルでは、GDP・経済全体での雇用ともに、いずれの政策においても改善がみられた（図11）。地域別では、政策パッケージBの方が途上国の成長幅が大きく、より多くの人に便益がもたらされるという結果になった。

- ✓ 現行政策シナリオと比べ、世界のGDPは2030年に0.4-0.5%、雇用は0.9-1.2%上昇する。
- ✓ 政策パッケージAとBを比較すると、64%の地域でAよりもBの方がGDPが上昇する（図12）。

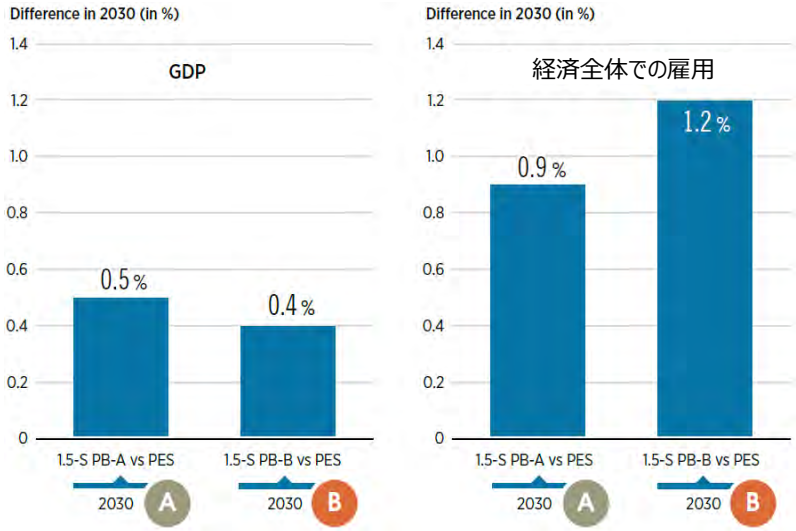


図11　現行政策シナリオと比較した政策パッケージごとのGDP・雇用成長率（2030年）

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.131（Figure 3.5）を基に作成

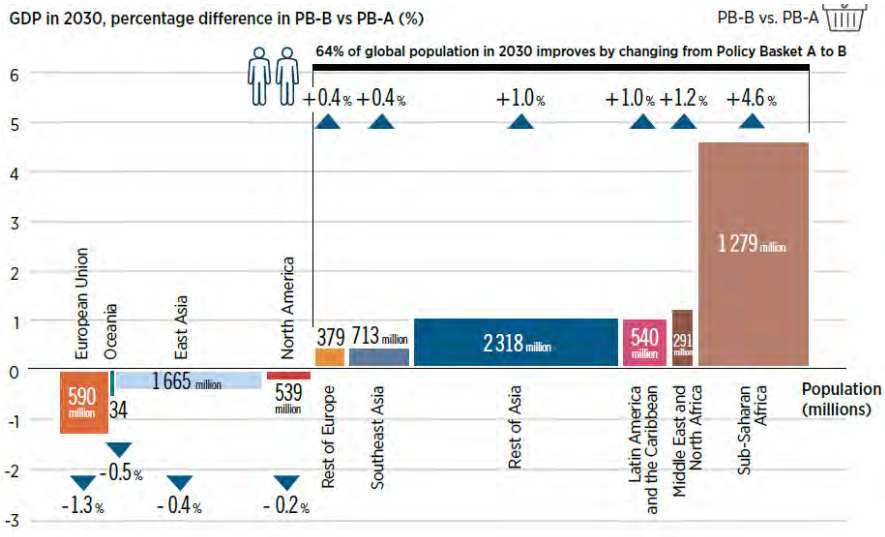


図12　政策パッケージA・Bの地域別GDP成長率比較

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.134（Figure 3.6）

4.資源調達

エネルギー転換に関連する資源の需要は高まると予想されている。資源確保のため、循環経済やイノベーションの推進が求められる。

■ **資源需要**

エネルギー転換に伴い、銅、リチウム、コバルト、ニッケル等の金属やレアアースの需要は高まると予測される（図13）。太陽光・風力設備、EV、電線に用いられる銅の需要は2050年までに倍増、永久磁石に用いられるネオジム等のレアアース需要も急増する見込みである。

- ✓ 2021年には、これらの資源価格はいずれも上昇した。なかでもEV需要の増加を背景に、リチウム価格は5倍に高騰している 。
- ✓ リチウムは2030年にかけて、需要が供給を上回ると予測されている（図14）。

■ **需要増への対策**

循環経済、代替資源の開発、使用資源量削減が解決策として挙げられている。循環経済は、短期的な影響は少ないが、長期的には不可欠となるため、リサイクル技術やインフラを整える必要がある。

Material	Demand in 2021 (Mt/year)	Demand in 2050 (Mt/year)	Source
29 Cu Copper 銅	30 Mt/yr	50-70 Mt/yr	Elshkaki *et al.* (2016); ICGS (2021); INSG (2021)
28 Ni Nickel ニッケル	2.77 Mt/yr	5-8 Mt/yr	Elshkaki *et al.* (2017)
3 Li Lithium リチウム	0.3 Mt/yr	2-4 Mt/yr	Moore and Bullard (2021)
60 Nd Neodymium ネオジム	0.03 Mt/yr	0.2-0.5 Mt/yr	Barrera (2021); Joint Research Centre (2020, 2021); Deetman *et al.* (2021)

図13 銅・ニッケル・リチウム・ネオジム需要量（2021年・2050年、百万トン/年）

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.299（Table 7.1）を基に作成

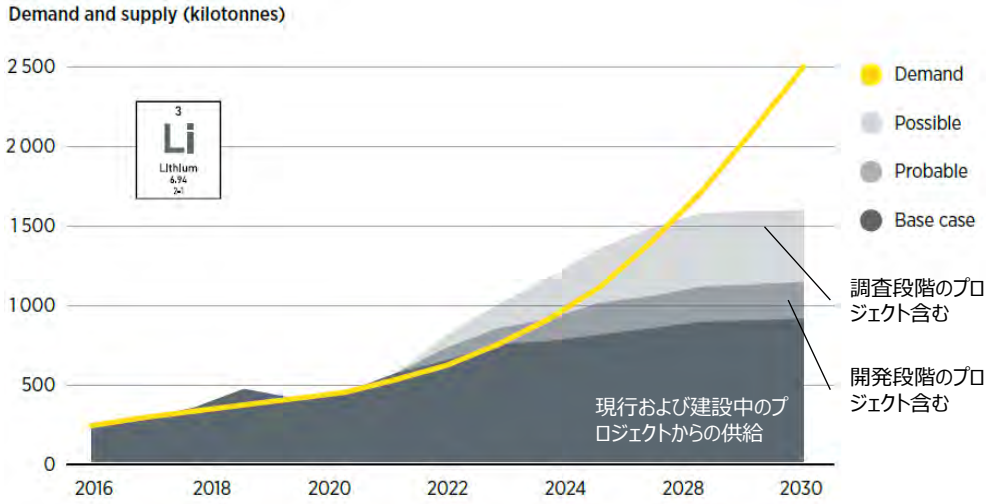


図14 リチウム需給予測（2016-2030年）

出所） IRENA “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”（2022年3月）p.302（Figure 7.4）を基に作成

DOE/NREL
“Solar Futures Study”

1.概要

米国エネルギー省（DOE）と米国国立再生可能エネルギー研究所（NREL）が作成した、米国の電力部門を脱炭素化するための経路を示した報告書。

■ **概要**

本報告書では、2050年までに米国の電力システムを脱炭素化するためのシナリオ分析が行われている。電力部門の脱炭素化を実現する上で、太陽光発電の役割に焦点が当てられている。

■ **分析の対象範囲**

本分析の対象範囲は電力部門の脱炭素化であり、その他部門の脱炭素化は含まれてない。エネルギー関連排出量全体では、最も削減の進んだシナリオ（脱炭素+高電化シナリオ）でも2050年時点で2005年比62%の削減にとどまる（図1）。

■ **脱炭素化による便益**

脱炭素化により得られる便益は、電力システム転換にかかるコストよりも大きい。さらに、電化が進むことで電力部門以外の部門からの排出量を削減することができ、より大きな便益が得られる。

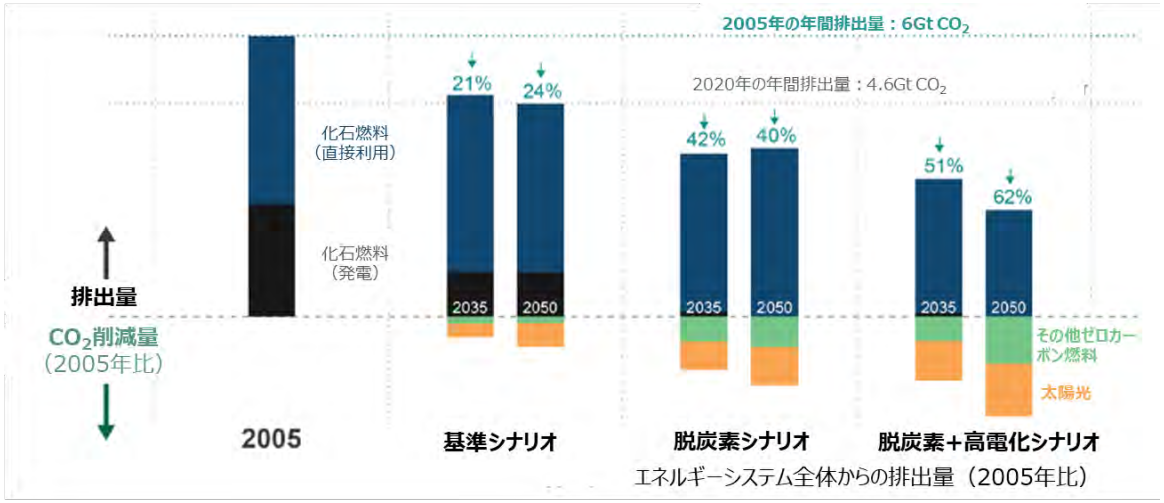


図1　シナリオごとのエネルギー関連CO_2排出量

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.39（Figure 2-12）より作成

2.シナリオ設計

電力部門からの排出量の95%を2035年までに削減し、2050年に100%削減を達成するシナリオが検証されている。

■ シナリオ設計

134の地域別に1時間単位で電力需給を分析したモデルを基に、現行政策に基づいた基準シナリオおよび2つの脱炭素シナリオ（脱炭素シナリオ、脱炭素+高電化シナリオ）が検証されている（表1）。2つの脱炭素シナリオは、電力部門からの排出量を2005年の2.4Gt CO_2と比較して2035年に95%削減（0.12Gt）、2050年にカーボンニュートラルを達成する経路である（図2）。

- ✓ 脱炭素シナリオでは、基準シナリオと同レベルの電力需要・電化率が想定されている。脱炭素+高電化シナリオでは、より電化が進んだ経路が想定されており、2050年の電化率は36%に設定されている。
- ✓ 脱炭素+高電化シナリオでのみ、デマンドレスポンスの活用が想定されている。
- ✓ CCS、炭素除去技術、燃料電池、季節間貯蔵はモデルに含まれていない。

表1 シナリオ一覧

シナリオ名	再生可能エネルギー導入量	デマンドレスポンス	電力需要	政策
基準シナリオ	低	なし	現行政策に基づく	2020年6月時点の政策
脱炭素シナリオ	高	なし	現行政策に基づく	現行政策に加え、CO_2排出量を2035年までに2005年比95%削減、2050年には100%削減
脱炭素+高電化シナリオ	高	あり	現行政策よりも増加	現行政策に加え、CO_2排出量を2035年までに2005年比95%削減、2050年には100%削減

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.25（Table 2-1）を基に作成

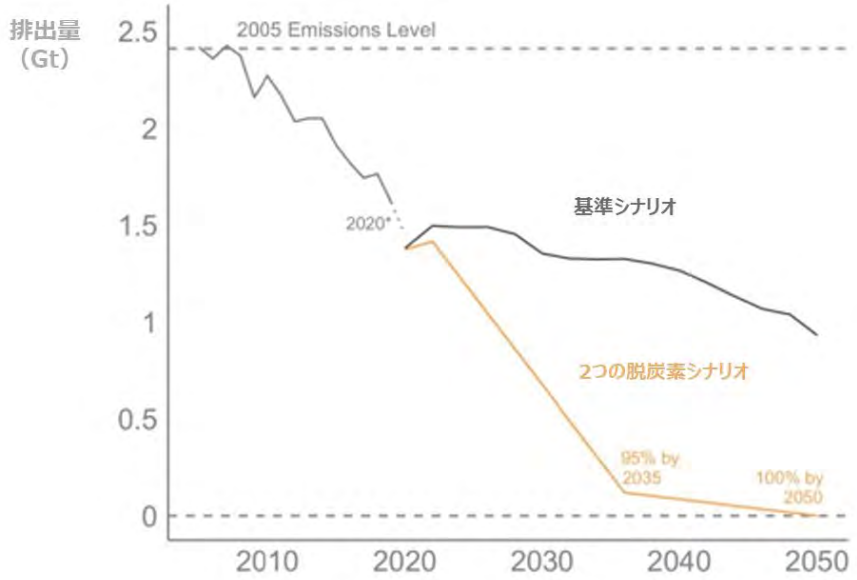


図2 電力部門からの排出量推移

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.27（Figure 2-2）より作成

3.電源構成・設備容量

2つの脱炭素シナリオでは、いずれも電源構成に占める再生可能エネルギー割合は2035年に80%を超え、2050年にはおよそ95%に達する。

■ **電源構成**

発電量に占める再生可能エネルギー比率は、基準シナリオで2035年に38%、2050年に56%であるのに対し、脱炭素シナリオでは2035年に81%、2050年に95%に達し、脱炭素+高電化シナリオでは2035年に84%、2050年に96%に達する（図3）。

✓ 脱炭素+高電化シナリオでは2050年の総発電量は約7,300TWhとなり、発電量の45%を太陽光発電が、44%を風力発電が占める。

■ **設備容量**

脱炭素+高電化シナリオでは、太陽光発電の設備容量は2035年に990GW、2050年に1,560GWに達する。風力発電の設備容量は2035年に570GW、2050年に980GWに達する（図4）。

✓ いずれの脱炭素シナリオでも、エネルギー貯蔵設備容量は基準シナリオと比べて大幅に増加する。脱炭素+高電化シナリオでは、蓄電池の導入量は2035年に370GW、2050年に1,680GWに達する。

✓ 設備容量拡大に伴い、送電網も増強される。2020年と比較して、2035年までに脱炭素+高電化シナリオで39%の送電網増強が見込まれている。

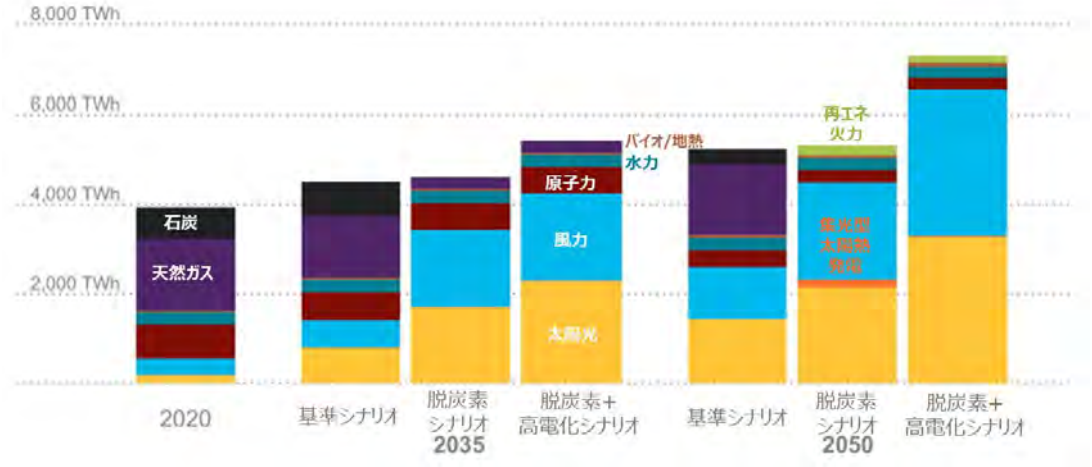


図3 シナリオ別電源構成

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.29（Figure 2-3）より作成

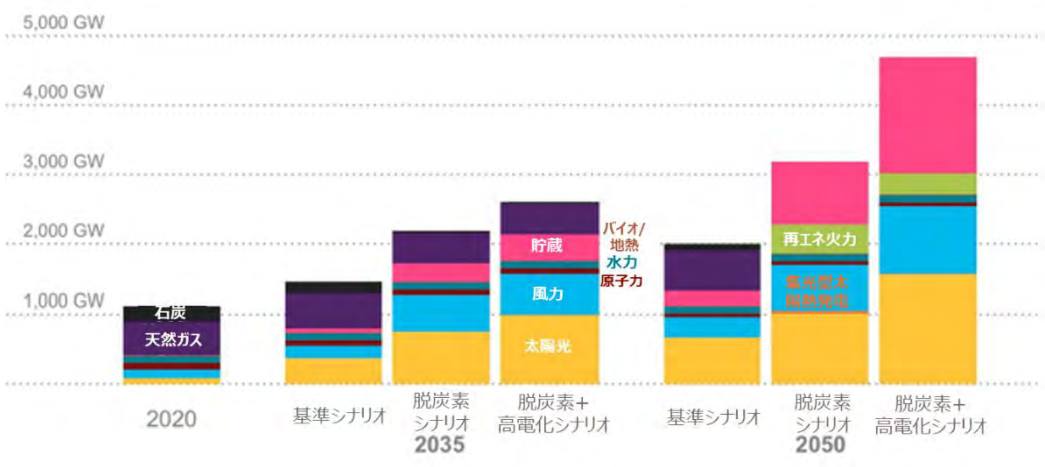


図4 シナリオ別設備容量

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.30（Figure 2-4）より作成

4.設備容量増加ペース

変動性再生可能エネルギーは2035年にかけて急増する。蓄電池をはじめとするエネルギー貯蔵は、2035年以降に増加が顕著になる。

■ **VRE増加ペース**

脱炭素+高電化シナリオでは、太陽光の年間設置容量は2030年にかけて急増し、2035年には2020年の約5倍の71GWに達する見込みである。風力の年間設置容量は2031年から2035年にかけて急増し、2020年の約3.5倍の49GWに達する見込みである（図5）。2035年以降、太陽光・風力の増加ペースは一定になる。

■ **エネルギー貯蔵増加ペース**

脱炭素+高電化シナリオでは、エネルギー貯蔵の年間設置容量は2026年以降増加し始め、その後2050年まで増加し続ける（図6）。太陽光発電の設備容量増加や、老朽化した火力発電所の稼働停止による発電設備容量の減少が、エネルギー貯蔵増加の要因となる。

✓ 脱炭素+高電化シナリオでは、エネルギー貯蔵容量は2031-2035年には年平均44GW、2035-2050年には年平均110GWのペースで増加する。

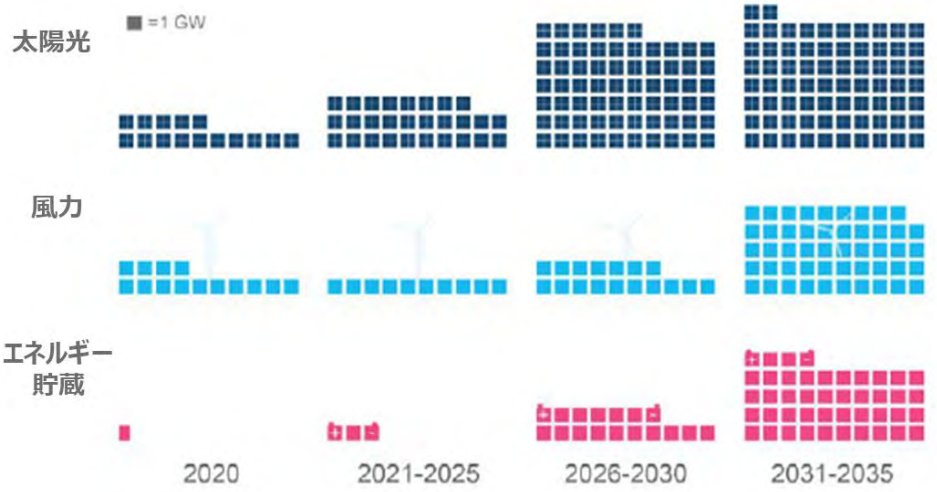


図5 脱炭素+電化シナリオにおける年間平均設備容量増加率

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.34（Figure 2-8）より作成

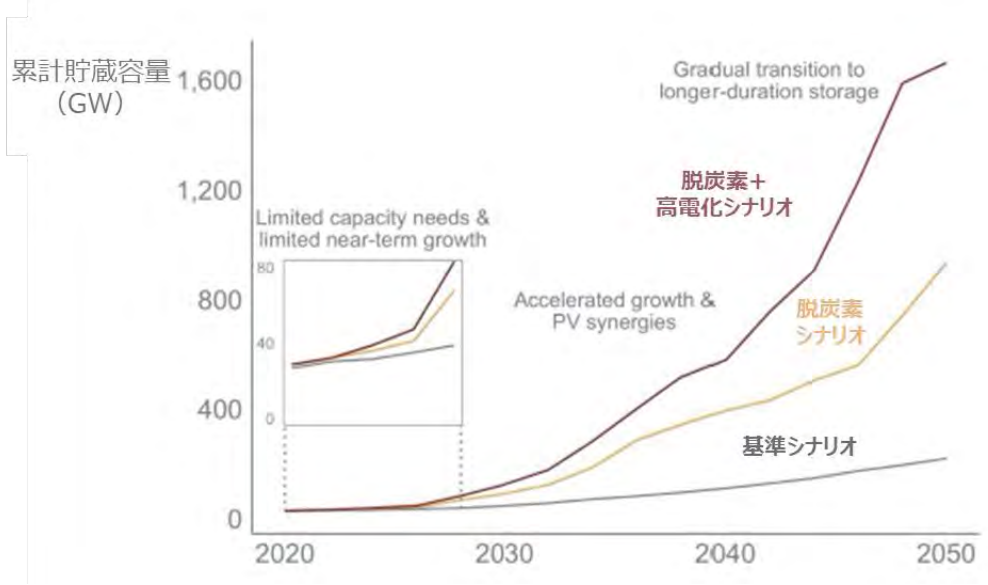


図6 シナリオごとの貯蔵容量推移

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.102（Figure 5-2）より作成

5.安定電源容量

アデカシーを確保するため、2035年以降は蓄電池をはじめとする安定電源の需要が増加する。

■ **安定電源容量**

変動性再生可能エネルギーの増加を受け、2035年以降は出力が安定した電源の需要が増加する（図7）。エネルギー貯蔵、デマンドレスポンス、地域間連系、再生可能エネルギー由来の燃料を用いた火力発電が主要なアデカシー供給源となる。

- ✓ 脱炭素+高電化シナリオでは、蓄電池が安定電源容量の40%程度を供給する。デマンドレスポンスは4～8%を供給する。
- ✓ 再生可能エネルギー由来燃料を用いた火力発電は、現在のピーク発電所と同様の役割を果たす。バイオ燃料、水素、合成メタン等の使用が想定される。

■ **エネルギー貯蔵の持続時間**

2040年代後半以降、8時間以上の長時間貯蔵が増加すると想定される（図8）。太陽光発電と蓄電池の増加により負荷が平準化され、ピークロードがなだらかかつ長時間になるため、長時間貯蔵の需要が増加する。

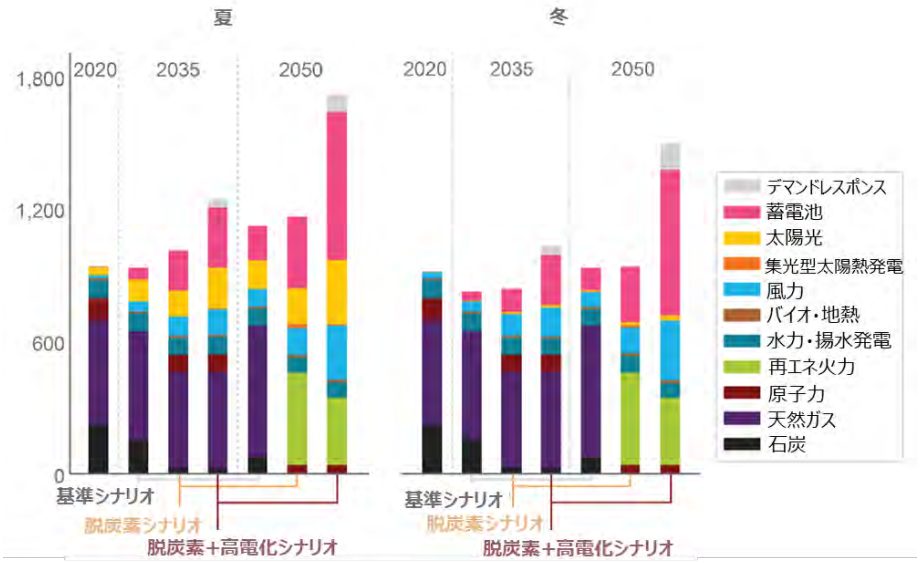


図7 シナリオごとの安定電源容量推移（GW）

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.36（Figure 2-9）より作成

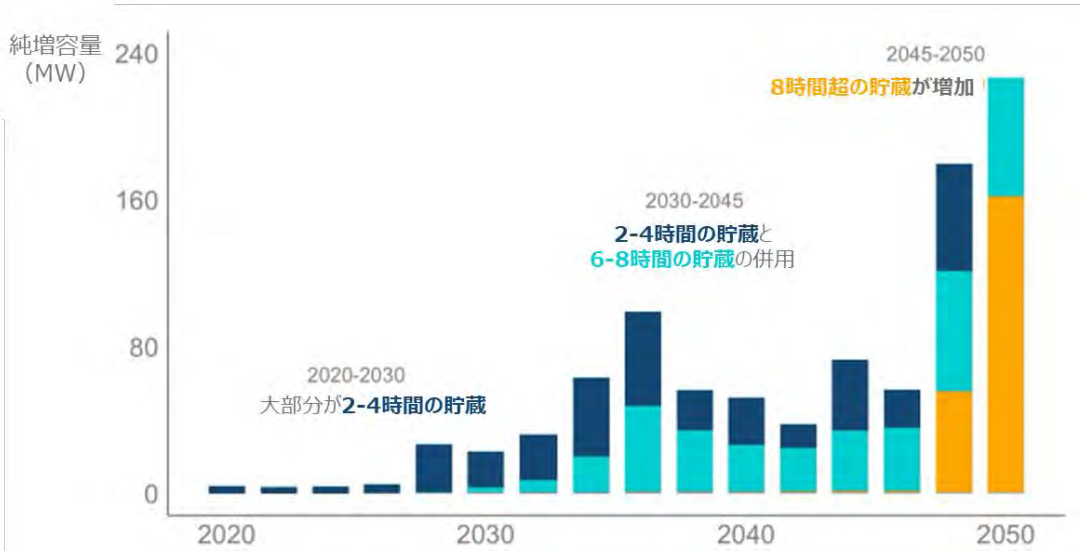


図8 脱炭素シナリオにおける蓄電池の持続時間別増加量

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.104（Figure 5-4）より作成

6.電力システムコスト

脱炭素+高電化シナリオでは、基準シナリオと比べて電力システムコストが25%上昇する。2035年以降の残余排出量削減に多大なコストがかかる。

■ **累計電力システムコスト**

2035年までは、いずれのシナリオも電力システムコストは同程度で推移し続けるが、2035年以降は2つの脱炭素シナリオのコストが増加する。2050年までの累計電力システムコストは、基準シナリオと比べて脱炭素シナリオで9.9%（2,250億ドル）、脱炭素+高電化シナリオで25%（5,620億ドル）増加する（図9）。

✓ 脱炭素+高電化シナリオでは、電化によって最終消費部門のコストが3,500億ドル削減できる見込みであり、総システムコストの増加は差引2,100億ドルとなる。

■ **CO_2削減コスト**

2035年以降、残り5%の排出量を削減するにあたり、CO_2削減にかかる限界費用は急上昇する（図10）。クリーンなエネルギーによるピーク容量の確保がコスト増の主な要因となる。このことから、脱炭素化にはネガティブエミッション技術等、本シナリオで検証されていない技術を活用する余地があると考えられる。

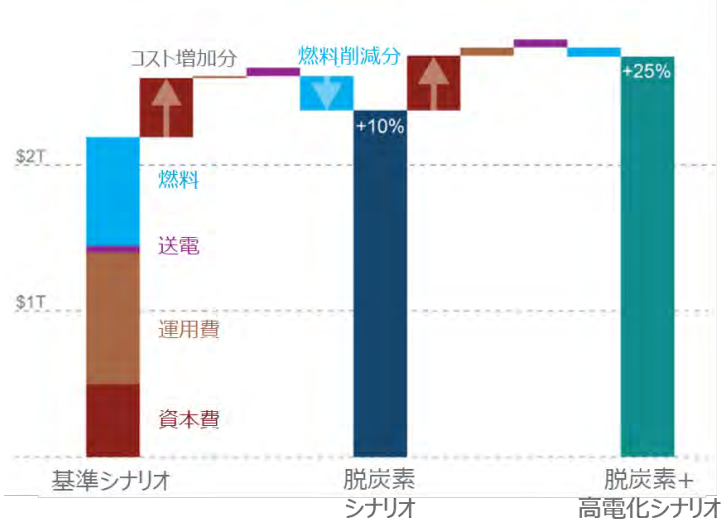


図9 2050年までの累計電力システムコスト

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.44（Figure 2-15）より作成

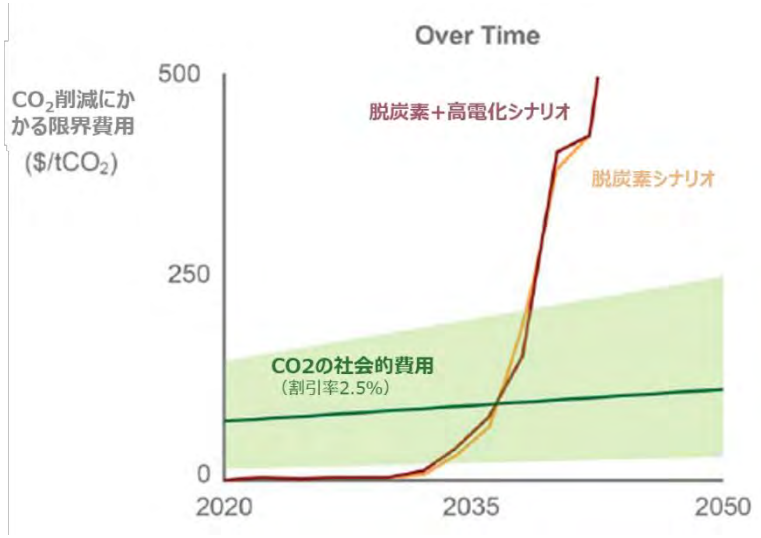


図10 1トン当たりのCO_2削減にかかるコスト推移

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月） p.43（Figure 2-14）より作成

7.便益

排出量削減により得られる便益は、電力システムの転換にかかるコストを上回る。

■ **便益**

CO_2に起因する気候変動被害の軽減と大気質改善による便益は、脱炭素化による電力システムコストの増加を上回ると試算されている（図11）。

✓ 脱炭素+高電化シナリオでは、気候変動被害の軽減で1.6兆ドル、大気質改善3,700億ドルの便益が生じると試算されており、総システムコスト増加分の2,100億ドルを差し引いても1.7兆ドルのプラスとなる。電力部門以外からの排出量削減割合が脱炭素シナリオよりも大きいため、脱炭素シナリオよりも脱炭素+高電化シナリオの方がより大きな便益が得られる。

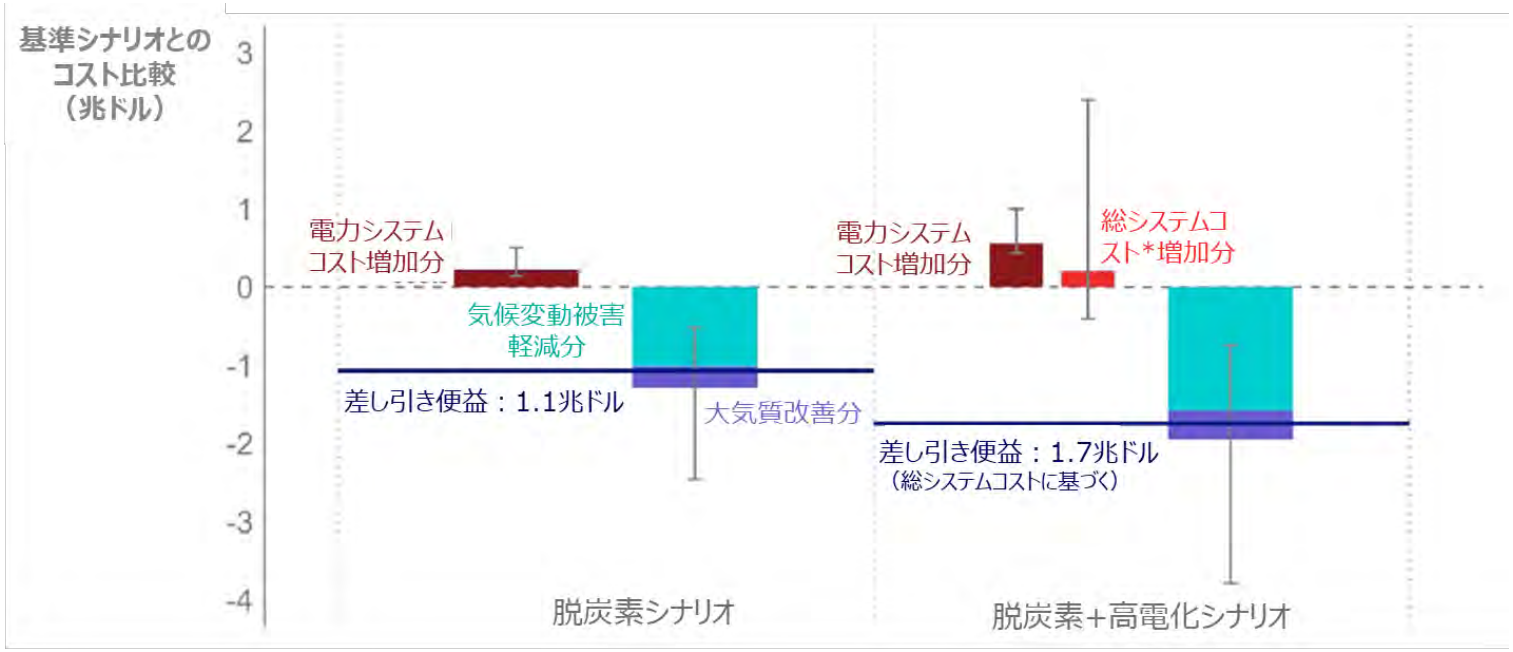


図11　基準シナリオと比較した脱炭素・脱炭素+電化シナリオのコスト・便益累計

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.45（Figure 2-16）より作成

8.技術別コスト（参考）

大規模太陽光発電と蓄電池（4時間率）の資本費・運用費は、いずれも2030年にかけて半減すると予測されている。

■ **大規模太陽光発電**

大規模太陽光発電の資本費は2020年の1.3ドル/Wから2030年には0.7ドル/Wへとほぼ半減する見込みである。運用費も同様に、2020年の年15.7ドル/kWから2030年には年8.1ドル/kWへとほぼ半減する見込みである。（図12）

■ **蓄電池**

蓄電池の資本費は、2020年の1.2ドル/Wから2030年には0.6ドル/Wへと半減する見込みである。運用費も同様に、2020年の年30.1ドル/kWから2030年には年14.1ドル/kWへと半減する。資本費・運用費ともに、2050年にかけてさらに低下し続ける。（図13）

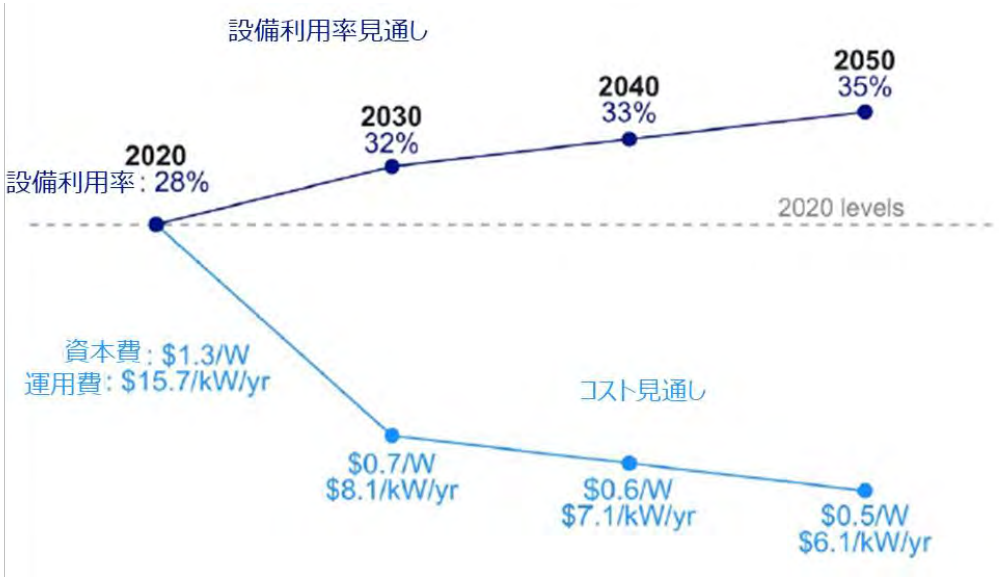


図12　大規模太陽光発電の設備利用率およびCAPEX・OPEX

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.117（Figure 6-4）より作成

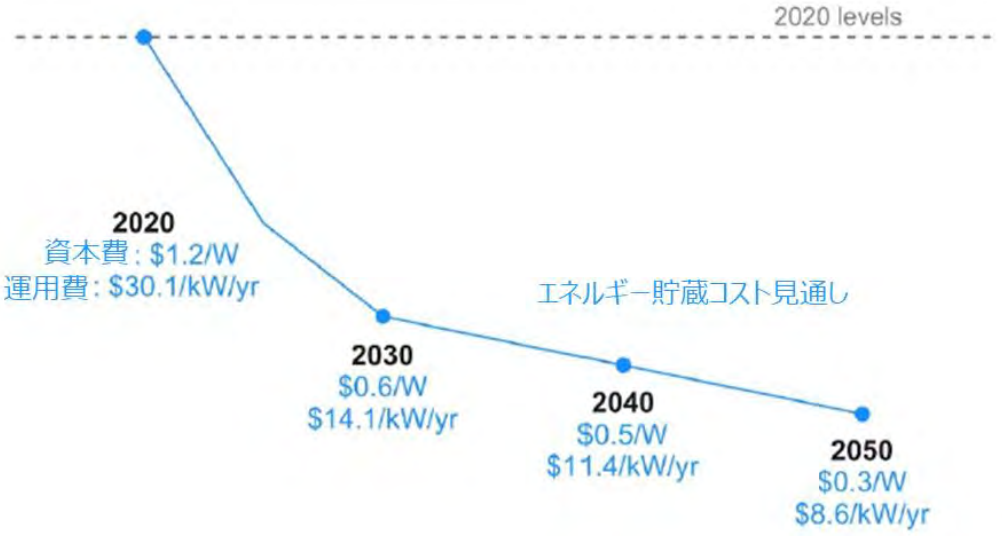


図13　蓄電池（4時間率）のCAPEX・OPEX

出所）DOE/NREL “Solar Futures Study”（2021年9月）p.138（Figure 6-17）より作成

DENA
“Towards climate neutrality”

1.概要

ドイツエネルギー機構（DENA）が作成した、2045年までにドイツのカーボンニュートラルを達成するためのシナリオ分析。

■ **概要**

本報告書では、2045年までにドイツのネットゼロ目標を達成するシナリオ分析が行われている。分析では、最終消費部門ごとに個別の転換経路を作成した上で、電力システムの転換経路を作成している。またシナリオ分析に加え、各部門に対する政策提言も行われている。

■ **排出量見通し**

ドイツ全体の排出量は2018年比で2030年には49%、2045年には91%減少する（図1）。2045年時点での残余排出量はネガティブエミッションにより相殺され、2050年にはCO_2回収量が排出量を上回る想定である。

■ **最終エネルギー消費見通し**

最終エネルギー消費量は、2045年には2018年の2,489TWhから41%減少し、1,477TWhとなる（図2）。2045年のエネルギー消費の49%を電力が、15%を水素が占める。

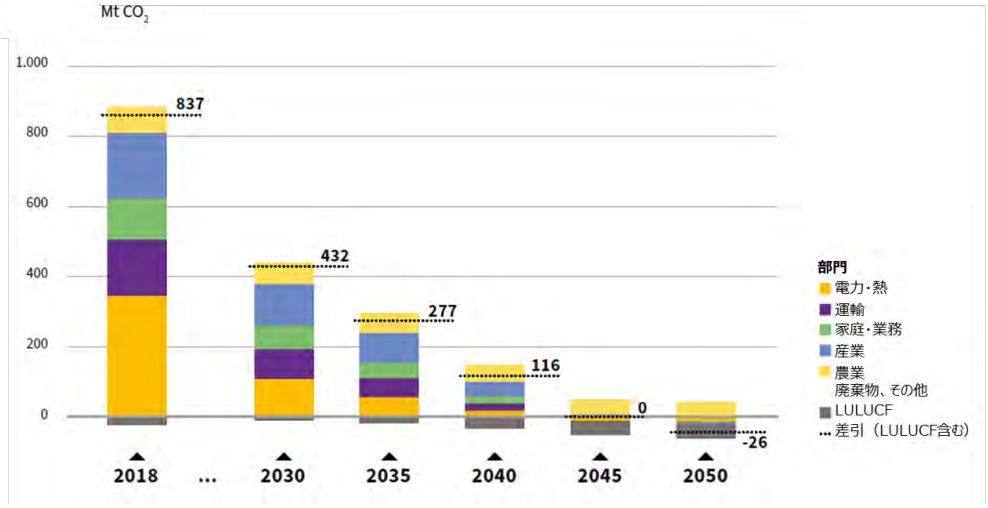


図1　部門ごとCO_2排出量

出所） DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月）p.14（Fig.1）

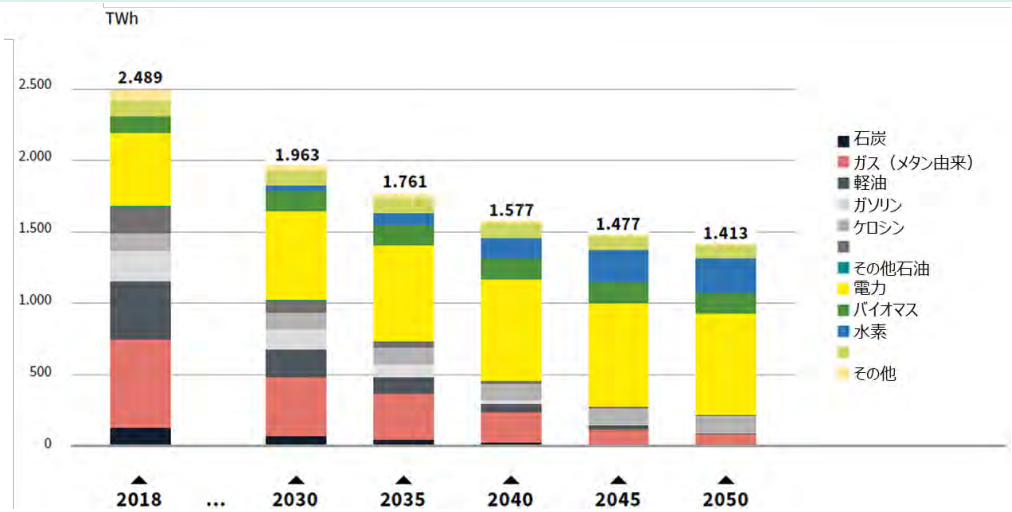


図2　エネルギー需要

出所） DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月） p.16（Fig.2）

2.電力・熱部門

電力部門では、発電量に占める再生可能エネルギー割合は2045年に92%に達する。2045年にかけて、大規模太陽光発電設備の設置が加速する見込みである。

■ **電力・熱部門からの排出量**

電力・熱部門からの年間排出量は2020年の262Mtから2030年には82Mt、2045年には3Mtまで減少する（図3）。

■ **再生可能エネルギー発電量**

再生可能エネルギー比率は2030年に75%、2045年に92%に達する（図4）。2045年の電源に占める太陽光の割合は28%、陸上風力の割合は36%、洋上風力の割合は24%に達する。

■ **再生可能エネルギー設備容量**

2030年までに、太陽光発電の設備容量は2018年比3倍の130GW、風力発電は2倍の120GWに増加する。2045年の設備容量は太陽光発電が260GW、風力発電が170GWとなる。

✓ 現在は屋根置き太陽光が設置量全体の4分の3を占め、大規模太陽光は4分の1程度でしかないが、大規模太陽光発電のコスト低下により2045年には両者の設置容量はほぼ同数になると見込まれている。

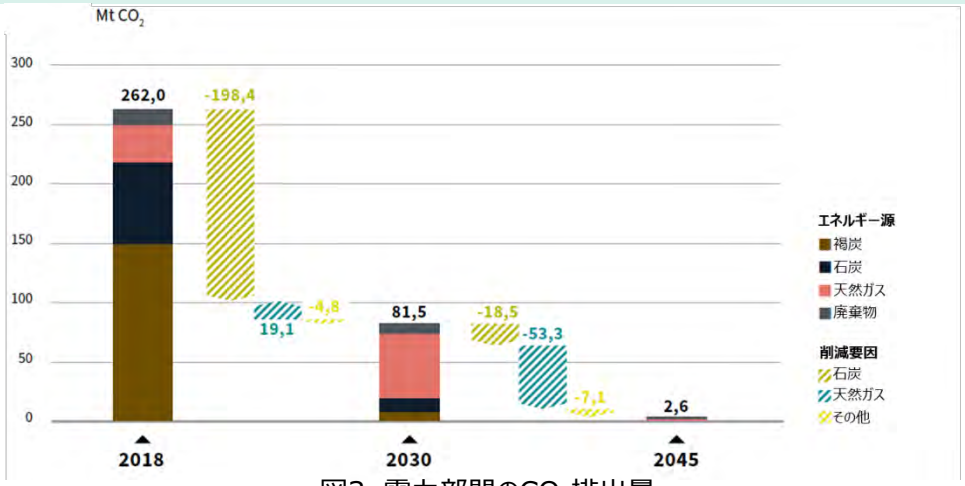


図3 電力部門のCO_2排出量

出所）DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月） p.181（Fig.9.1）

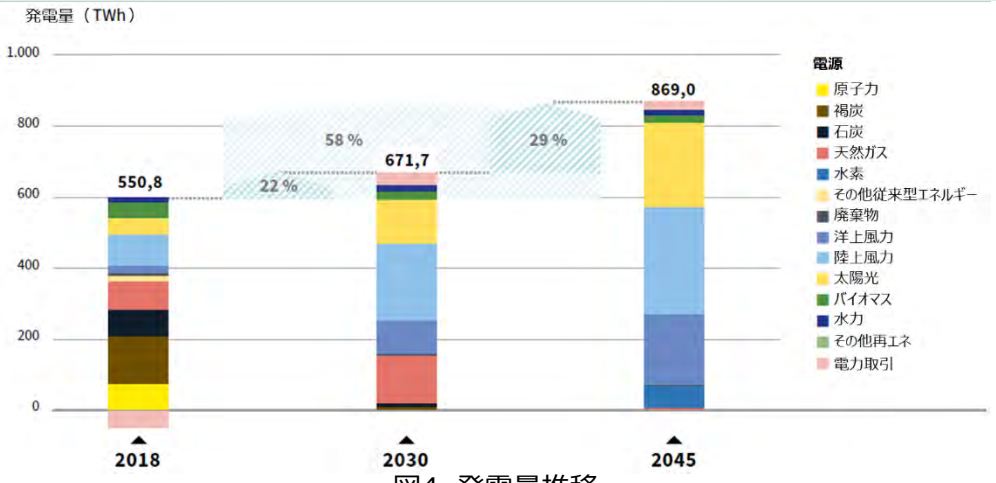


図4 発電量推移

出所）DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月） p.183（Fig.9.3）

3.家庭・業務部門（1/2）

家庭・業務部門では、改修や設備更新が排出量削減の大きな要因となる。暖房・温水需要を中心に、2045年にかけてエネルギー消費量は40%減少する。

■ **家庭・業務部門からの排出量**

家庭・業務部門からの年間排出量は2020年の120Mtから2030年には67Mt、2045年には2Mtまで減少する（図5）。断熱性の向上および最新設備の導入と、ゼロ排出エネルギー源の利用が主な削減要因となる。

✓ 2030年から2045年にかけて、断熱と設備更新による削減量が4,630万トン、再生可能エネルギーの利用による削減量が1,840万トンとなる。

■ **エネルギー消費**

最終エネルギー消費量は、2020年の957TWhから2030年には789TWh、2045年には571TWhへと減少する（図6）。ヒートポンプの導入等によるエネルギー効率改善が最も大きな要因となる。

✓ 2045年にはガス燃料需要120TWh、液体燃料需要11TWhが残るが、ほぼすべて脱炭素燃料へと置き換わる。

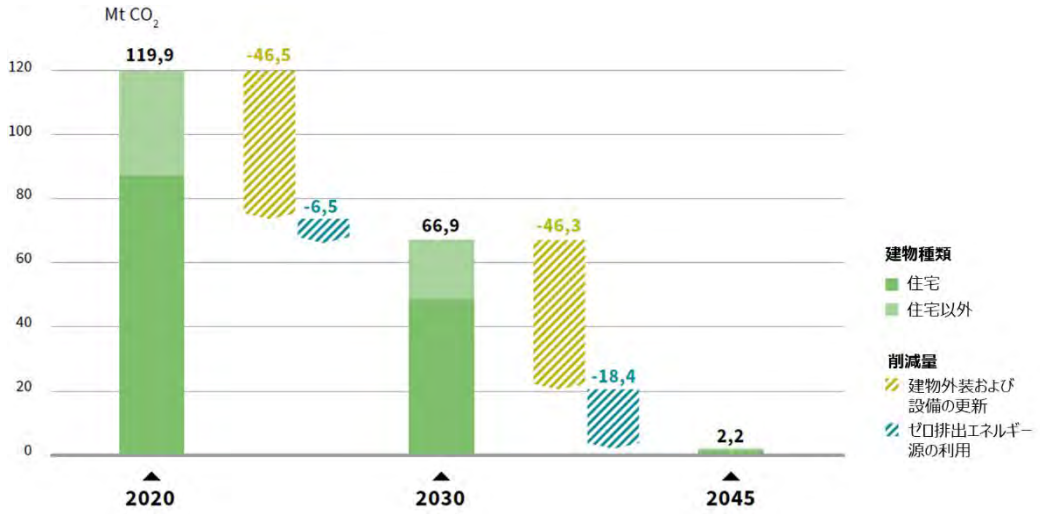


図5 家庭・業務部門のCO_2排出量

出所） DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月）p.107（fig.6.1）

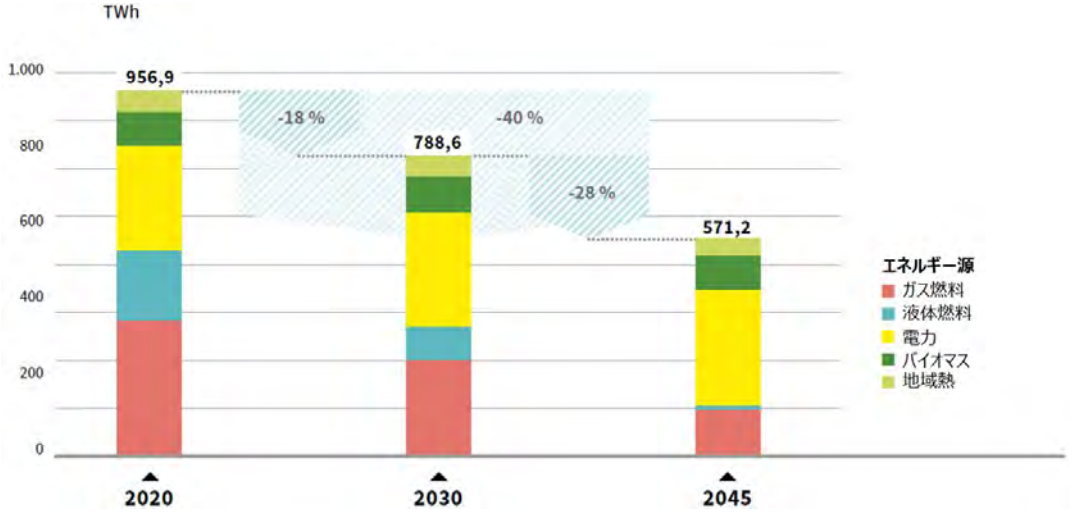


図6 家庭・業務部門の最終エネルギー消費量

出所） DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月） p.108（fig.6.2）

3.家庭・業務部門（2/2）

改修率の向上や再生可能エネルギー利用の増加に向け、目標や政策提言が提示されている。行動変容やコミュニティ単位でのエネルギー調達も重要な対策として位置づけられている。

■ **改修・設備更新**

2030年にかけて、建物の改修率は現在の1%から1.9%まで上昇し、その後も同水準の改修率を維持する。2030年時点で建物の14%が、2045年時点で建物の40%が改修済みとなる。

✓ 家庭用ヒートポンプの導入台数は、2020年の100万台から2030年には400万台、2045年には900万台へと増加する。

■ **再生可能エネルギー利用**

再生可能エネルギー由来の液体・ガス燃料利用量は、2020年の9TWhから2030年には32TWhに増加する。うち80%はバイオ由来燃料となる。 2045年には液体・ガス燃料の利用量は120TWhに達する。

■ **行動変容**

新築を減らし既存建築物の利用を進めるため、二世帯住宅や空き家の活用が推奨される。

表1 DENAによる家庭・業務部門に関する政策提言

資金助成プログラム	建物の外装改修や再生可能エネルギーを用いた高効率な熱供給の導入を助成する。屋根の改修と太陽光パネルの設置を組み合わせた助成プログラムなどが効果的である。
炭素税	現行の家庭・業務部門の炭素税は不十分なため、増額の計画が必要である。省エネレベルの高い建物では所有者の負担率が低く、省エネレベルの低い建物では入居者の負担率が低い課税方式にすることで、建物の改修と省エネを促進できる。
熱供給網の脱炭素化	再生可能エネルギーや蓄熱と組み合わせることで、地域熱供給網は柔軟性の供給源となる。大規模ヒートポンプの導入、廃熱・太陽熱・バイオマスの利用などによる脱炭素化を支援する。
地域レベルでの脱炭素化を促進	コミュニティレベルでの脱炭素化を促進するために、コミュニティの定義を策定し、発電・熱供給・セクターカップリングに対する減税や補助金を導入する。

4.産業部門（1/2）

産業部門では、2045年時点で38Mtの排出量が残るため、炭素除去技術の利用が見込まれている。エネルギーおよび原料の転換が課題となる。

■ **産業部門からの排出量**

産業部門からの年間排出量は2018年の190Mtから2030年には122Mt、2045年には38Mtまで減少する（図7）。CCUS・グリーンナフサによる炭素除去量は2030年に4Mt、2045年には34Mtに達する。

■ **エネルギー消費**

最終エネルギー消費量は、2018年の722TWhから2030年には638TWh、2045年には578TWhへと減少する（図8）。主に鉄鋼部門での消費減により、石炭利用は2030年までに半減する。水素は2045年に最終エネルギー消費量の15%を占める。

✓ 原料としてのエネルギー消費は2018年の220TWhから2045年には210TWhへと微減する。その大部分が水素由来の合成原料やグリーンナフサに置き換わるが、化石燃料の消費も約40TWh残る。

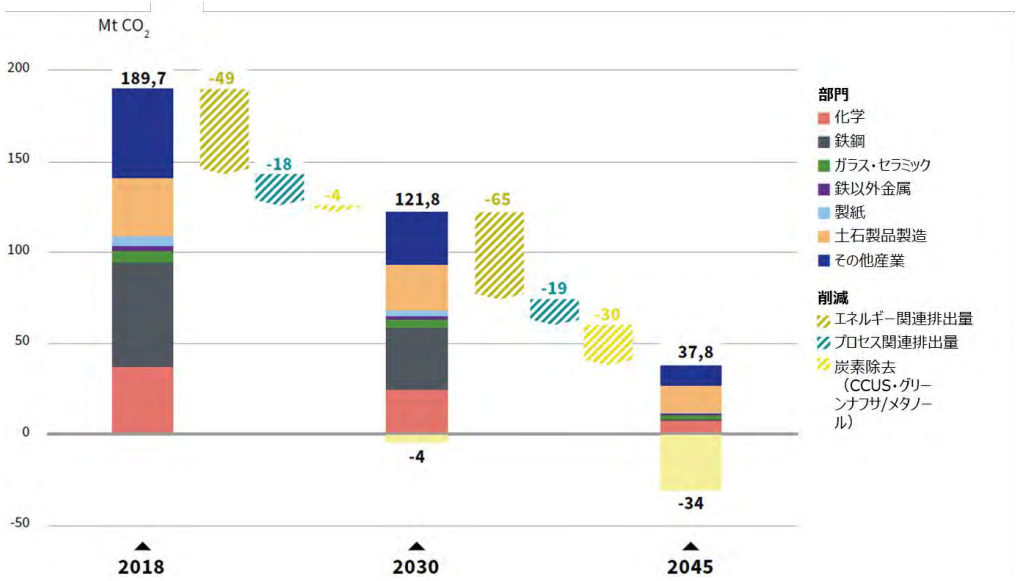


図7 産業部門のCO_2排出量

出所） DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月）p.138（Fig.7.2）

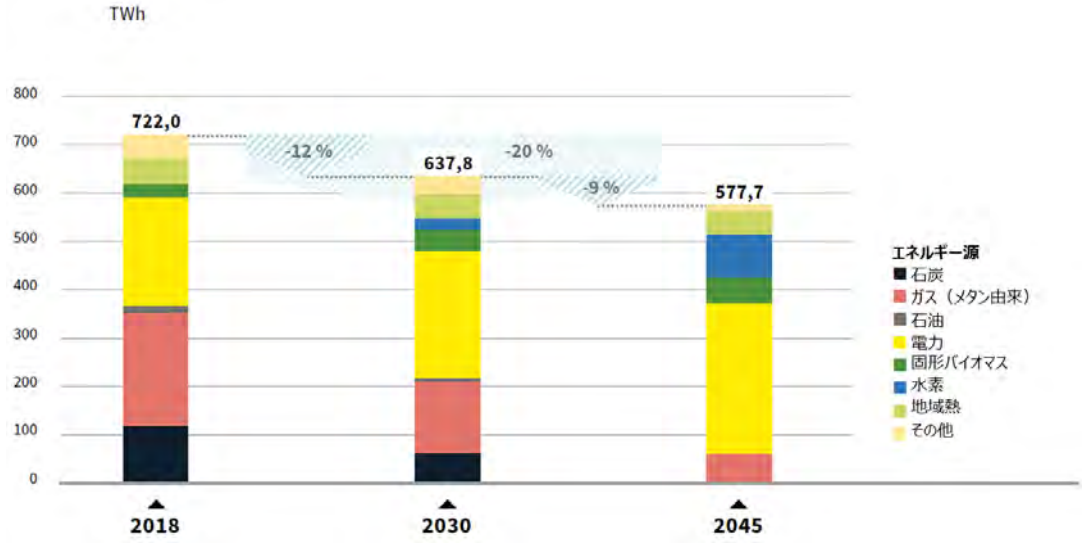


図8 産業部門の最終エネルギー消費量

出所） DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月） p.141（Fig.7.3）

4.産業部門（2/2）

低炭素製品の拡大およびエネルギー・原料の転換を促す施策が検証されている。政策による循環経済の促進も重要な役割を果たす。

■ **低炭素製品の拡大**

低炭素製品の需要を喚起するとともに、従来製品と同等の競争力を持たせることで、エネルギー転換を加速させることができる。

- ✓ 輸入品を含む製品にカーボンフットプリント表示を義務付けることで、消費者に環境負荷の小さい製品を購入する選択肢を与えることができる。
- ✓ 炭素価格よりも炭素除去技術にかかる費用が大きい場合にその差額を助成する炭素差額調整契約（CCfD）は、低炭素製品の導入を進める上で有効な手段となる。

■ **エネルギー・原料の脱炭素化**

電化と水素が産業部門を脱炭素化するための重要技術となる。水素を用いた製鉄、安価な電力調達手段である自家消費の拡大、水素を利用可能なコジェネの普及、生産工程において電力システムへの負荷を軽減するデマンドレスポンスなどが具体策として挙げられる。

表2　DENAによる産業部門に関する政策提言

脱炭素化インセンティブ	産業部門の脱炭素化を進めるための規制改革やインセンティブ導入を図る。具体的には、コジェネの認可要件に水素利用を追加する、再生可能エネルギーの自家消費を免税にする、PPAによるグリーン電力調達を優遇する、中小企業同士の合同PPAを促進するといった施策が挙げられる。
循環経済の促進	リサイクル率の向上や二次製品の活用を政策に組み込む。製品保証期間の延長や修理サービスに対する減税措置、省エネ基準の引き上げ、リサイクル素材の使用認可、回収品目の拡大などが具体策として挙げられる。並行して、EU域外の第三国への廃棄物輸出規制を拡大する。
低炭素製品の市場拡大	部門ごとの低炭素原料の使用量割り当て、製品に対する排出量の上限設定、公的機関による調達における低炭素製品の優先など、割高な低炭素製品利用を喚起する政策を導入する。
中小企業の脱炭素化支援	単体では転換が困難な中小企業向けに、脱炭素化を支援するプログラムを導入する。エネルギーに関する監査や資金援助を通し、エネルギー効率の低い老朽化した機器の入れ替えや脱石炭を促す。

5.運輸部門（1/2）

運輸部門では、EVと燃料電池車の増加が排出量削減の大きな要因となる。バイオ燃料や水素由来燃料の利用も2030年には開始する想定である。

■ 運輸部門からの排出量

運輸部門からの年間排出量は2018年の164Mtから2030年には85Mtまで減少し、2045年にはゼロになる（図9）。国内排出量の大部分を乗用車・商用車が占めている。

- ✓ 電気自動車の台数は2018年の5万台から、2030年には900万台、2045年には3,200万台へと増加する。
- ✓ 2030年代以降、貨物輸送用の燃料電池車の導入が加速し、2045年には大型トラックの約50%が燃料電池車となる。

■ エネルギー消費

最終エネルギー消費量は、2020年の762TWhから2030年には536TWh、2045年には328TWhへと減少する（図10）。

- ✓ 2030年時点で、41TWhのバイオ燃料と13TWhの水素および水素由来燃料の使用が見込まれている。2045年には、水素および水素由来燃料の需要は197TWhへと増加する。

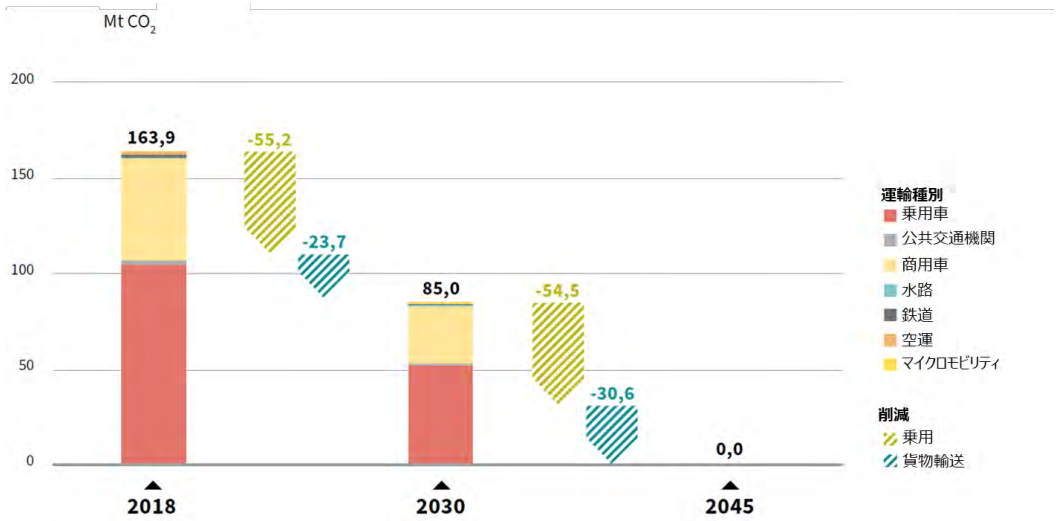


図9　運輸部門のCO_2排出量

出所） DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月）p.164（Fig.8.1）

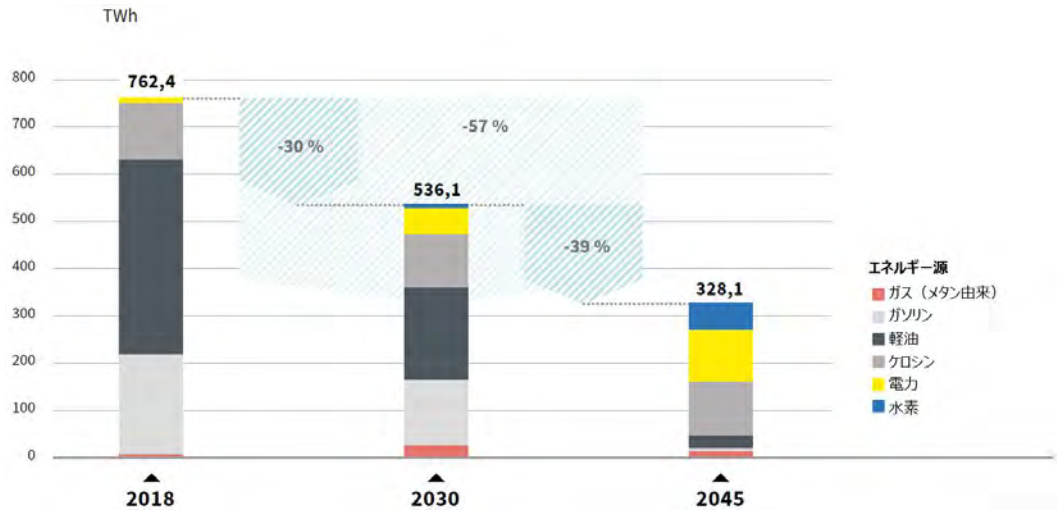


図10　運輸部門の最終エネルギー消費量

出所） DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月） p.165（Fig.8.2）

5.運輸部門（2/2）

公共交通機関の利用増加や、政策による燃料転換の促進が具体策として挙げられている。都市通行税のような実験的な施策も提起されている。

■ **公共交通機関とシェアードサービスの拡大**

個人所有車の割合を減らすためには、公共交通機関とシェアードサービスを増加させる必要がある。シェアードサービスやマイクロモビリティを公共交通機関の一部とみなしてインフラ整備を行うことで、利便性を飛躍的に高めることができる。

✓ 公共交通機関の輸送量は2045年までに2018年の2倍に増加し、マイクロモビリティは2050年までに2018年の3.5倍に増加すると想定されている。

■ **都市部への通行税の導入**

シェアードサービス用の場所の確保および公共交通網の拡充に向けて、都市部への通行税導入も検証する余地がある。試験プロジェクトの実施によって効果を測定する方法が提案されている。

✓ 2006年にストックホルムで行われた試験プロジェクトでは、公共交通サービスが増加したほか、市民の半数が通行税の継続に賛成票を投じた。

表3 DENAによる運輸部門に関する政策提言

電気や再生可能エネルギー由来燃料の利用増加政策	クリーン燃料認証などのツールと、通行料や大型車にかかる税金の減税とを組み合わせ、補助金に依存せずにクリーンエネルギーの普及を図る。
地域の決定権増大	地域に特有の課題を政策に反映させるため、通行料金の設定などの計画・決定に関する裁量権を地域に付与する。
電化に伴う雇用対策	電化の拡大によって生じる雇用転換に対応する。従来の雇用が失われる一方、デジタル技術、ソフトウェアエンジニアリング、充電ステーションの建設・整備などの新たな雇用が生まれるため、職業転換を可能にするための職業訓練を提供する。

6.水素

ドイツでは、水素・水素由来燃料の大部分は輸入に頼る想定となっている。水素利用のためのインフラ整備や市場形成への早期着手が提言されている。

■ **再生可能エネルギー由来水素の調達**

2030年から2045年にかけて、水素および水素由来燃料の利用は増加する。水素は天然ガスのパイプラインを転用して主に欧州から、水素由来燃料は主に欧州域外（南米・オーストラリア・中東）から輸入する見込みである。

- ✓ 水素および水素由来燃料の国内製造量は、2045年に60TWhと見込まれている。一方、2045年の輸入量は欧州から210TWh、欧州域外から380TWhと見込まれている。

■ **水素の早期導入**

- ✓ 水素市場拡大のため、2030年までに天然ガス供給網を転用した水素供給網の整備を始める必要がある。2030年には運輸部門において4TWhの水素由来燃料の利用が想定されている。
- ✓ 柔軟性の供給源としての活用が想定されており、再生可能エネルギー由来燃料を現在の天然ガスピーク発電所で使用できるよう設備改修が必要である。

表4　DENAによる水素に関する政策提言

水素燃料拡大の推進	水素を利用した鉄鋼をはじめとする低炭素商品市場の牽引、部門ごとの炭素差額調整契約の設計、特定の部門への水素使用量割り当てなど、水素燃料拡大を推進する。
水素ネットワークの土台を作成	既存のガス供給網をもとに、欧州の水素ネットワークインフラと連動したインフラを構築する。現行のガス供給網規定に沿った水素供給網の規定を作成し、両規定の将来的な統一も視野に入れる。
市場メカニズムの形成	水素由来燃料製造の候補となっている国には、インフラや仕組みが整っていない場所もある。オークションや差額決済の仕組みを確立し、規制や認証を整備することで、国際取引が可能な市場を設計する。
天然ガスから水素への移行	新設の天然ガス火力発電所で水素を利用できるようにし、将来的には完全に水素に移行する計画を立てる。安定供給についてはEU全体でメカニズムを作成する。

7.ネガティブエミッション

2045年には全部門合計で8,700万トンの温室効果ガスが残余排出量として残る。カーボンシンクとネガティブエミッション技術による炭素貯留が必要となる。

■ **CO_2回収**

2045年の残余排出量8,700万トンのうち、自然のカーボンシンクによる貯留は4,100万トン、CCUS・BECCSによる貯留は3,400万トン、グリーンナフタ・グリーンメタノールによる貯留は1,200万トンとなる（図11）。CCUS・BECCSによる電力・産業部門からのCO_2回収は、2030年には開始している必要がある。

- ✓ 大気中からのCO_2直接回収（DAC）はエネルギー消費量が多いため、カーボンシンクによる貯留量が予測を下回った場合の代替策としてのみ想定されている。
- ✓ 回収したCO_2と水素から製造されるグリーンナフタやグリーンメタノールは、主にプラスチック原料として使用される。

■ **CO_2利用環境の整備**

- ✓ CCUSの利用に向けたCO_2パイプライン計画を、水素インフラとの競合を加味し立案する必要がある。EU全体にわたるCO_2インフラ規制の策定が求められる。
- ✓ 回収されたCO_2を原料として利用する場合、製品のライフサイクルを通したCO_2の追跡が求められる。製品に付随するカーボンニュートラル証書の導入や、国際的な認証システムの作成が具体策として挙げられる。

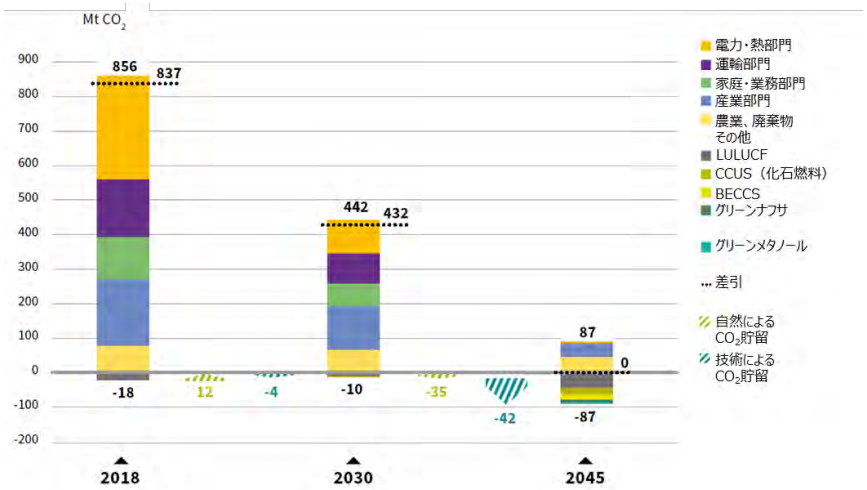


図11 CO_2排出量と炭素貯留量

出所） DENA “dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität”（2021年10月）p.215（Fig.10.2）

参考資料 3

再生可能エネルギーの主力電源化に向けた電力システムのあり方に係る文献調査結果

IRENA
“Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services”

IRENA “Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services”

1.概要

IRENAが「再エネによるスマート電化」への移行について、関連技術革新の最新トレンドや長期的ロードマップ、実現のための優先アクションの提言をまとめ、政策決定者に概念的概要を示した報告書。

■ **変動性再エネ（VRE）を用いた電化を主要３分野で考察**

主要3分野（家庭・業務、運輸、産業部門）における電化手法をどのように活用できるのか、分野別の特徴を整理（図１）。

✓ ヒートポンプや水素、合成燃料などを活用することにより、直接電化が難しい領域でも間接電化として脱炭素化を促進することができる。

■ **各分野における既存電化技術とVRE発電・インフラネットワークの組み合わせで、脱炭素化目標の達成が可能に**

- ✓ 電化と再生可能エネルギー電力により、「1.5℃シナリオ」では「現行政策シナリオ」比でCO_2排出量は約36%削減される（図2）。
- ✓ 電化は**直接電化**（最終消費技術で電気を直接消費）と**間接電化**（電気を水素等の他のエネルギーキャリアに変換してから消費（P2X））に大別され、両者の最適配分が望ましい。
- ✓ 供給の安定性を維持しながら、再生可能エネルギーとスマート電化の戦略を促進していくことが求められる。
- ✓ スマート電化技術によるタイムシフト、水素による季節的・長期的なエネルギー貯蔵等のオプションは、需要とVRE供給パターンのマッチングを改善し、VREの電力システムへの統合と市場拡大に貢献することが期待される。

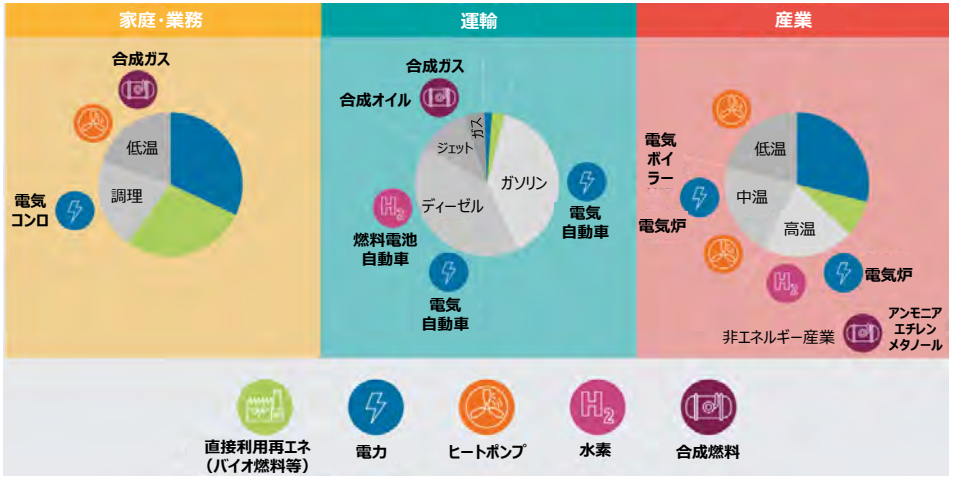
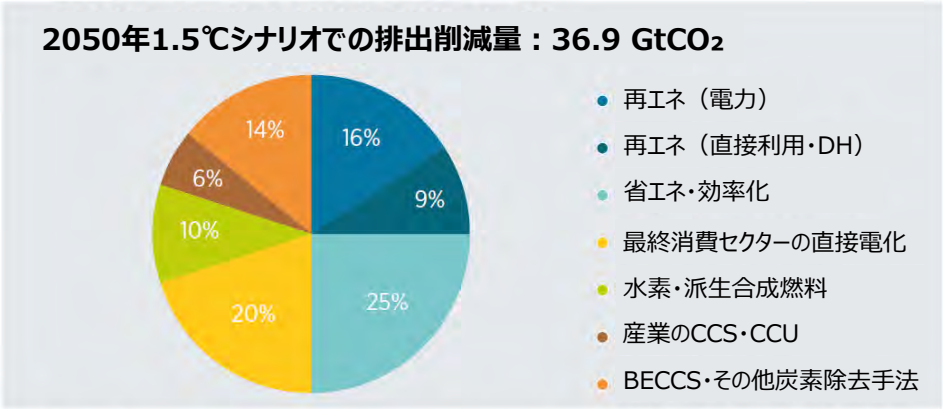


図1　各分野における電化手法の活用可能性

出所） IRENA “Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services”（2022）,p.26 (Figure 3)



注：BECCS： CO_2回収・貯留付きバイオマス発電、DH：直接暖房、CCU：CO_2回収・有効利用

図２　スマート電化と他の緩和策によるCO_2削減効果（エネルギー関連 $GtCO_2/yr$）

出所） IRENA “Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services”（2022）, p.71 (Figure 21)

2-1.家庭・業務部門

家庭・業務部門では、ヒートポンプや電気ボイラーを用いた直接電化と、水素・合成燃料による間接電化が重要な技術となる。

■ **家庭・業務部門のエネルギー消費量**

家庭・業務部門での2018年のエネルギー使用量は年間約122EJで、世界の最終エネルギー消費量の約30%を占める。住宅で消費されるエネルギーの24%、商業・公共施設で消費されるエネルギーの51%を電力が占める。

■ **電化手法**

電化手法として、①ヒートポンプを使用した冷暖房・給湯　②電気ヒーター・ボイラーを使用した冷暖房・給湯および電気ストーブ・オーブンを使用した調理　③再生可能エネルギー由来の水素・水素派生物の利用が挙げられている（表１）。

- ✓ ヒートポンプの効率的な利用のためには、断熱性向上など建物の改修が必要となる。
- ✓ 建物を個別に電化するよりも地域熱供給システムを導入したほうが低コストな場合がある。地域熱供給システムの導入には、大規模な蓄熱の利用、改修コストの低減などの便益がある。
- ✓ 天然ガスへの水素混合率が10-20%であれば既存のガス供給網を利用できる。混合率がそれ以上の場合はインフラの改修が必要となる。

表１　家庭・業務部門における電化手法

電化手法	用途	導入課題	普及状況・事例
ヒートポンプ	冷暖房・給湯	• 地域熱供給網への接続 • 建築物の改修 • スマートメーターの設置	2017年時点で、熱供給機器の売上の約40%を電気機器が占める。
電気ヒーター・ボイラー・ストーブ・オーブン	冷暖房・給湯・調理		
水素・合成燃料	ガスの代替	• 機器の刷新とガス供給網の改修 • スマートメーター（ガス）の設置	水素・合成燃料向けのインフラ増強費用は多額であるため、ドイツでは次善策として天然ガスの30%を低メタンのL-gasから高メタンのH-gasへ切り替え、費用を抑えつつインフラ増強を実施。

2-2.運輸部門

運輸部門では、EV、再生可能エネルギー由来水素を燃料とするFCEV、海運・空運用の合成燃料が重要な電化技術となる。

■ **運輸部門のエネルギー消費量**

運輸部門での2018年のエネルギー使用量は年間約121EJで、世界の最終エネルギー消費量の約30%を占める。うち電力が占める割合は1%程度である。2020年時点で、約1,100万台のEVが流通している。

■ **電化手法**

電化手法として、①短・中距離輸送でのEVの利用　②長距離陸上輸送での再生可能エネルギー由来水素を燃料とするFCEVの利用　③海運・空運における再生可能エネルギー由来の合成燃料の利用が挙げられている（表2）。

- ✓ EVの普及には充電ステーションの設置、スマートチャージ用のスマートメーターの設置、V2Gの導入が課題となる。
- ✓ 既存の化石燃料インフラを改修することで、FCEVの水素供給設備へと転用できる。
- ✓ アンモニアなど新規の燃料を利用するためのインフラ整備が課題となる。

表2　運輸部門における電化手法

電化手法	用途	導入課題	普及状況
EV	短・中距離輸送	• 充電ステーションの設置 • スマートメーターの設置 • V2G導入	• 2020年時点で約1,100万台が流通 • 中国の深センでは、市内を走る16,000台のバスすべてがEVに切り替えられた。
FCEV	長距離輸送	• 既存の化石燃料設備の改修	• 2020年時点で約25,000台の乗用車が流通
合成燃料	海運・空運の電化	• 新規インフラの整備	• 研究段階

2-3.産業部門

産業部門では、ヒートポンプや電気炉による熱供給の直接電化と、水素・合成燃料による熱供給の間接電化および原料代替が重要な技術となる。

■ **産業部門のエネルギー消費量**

産業部門での2018年のエネルギー使用量は年間約154EJで、うち35EJが非エネルギー用途での使用である。エネルギー用途の119EJのうち約28%を電力が占めている。

■ **電化手法**

電化手法として、①電気ボイラー・炉の使用による中・高温熱の供給　②ヒートポンプによる低温熱の供給　③再生可能エネルギー由来の水素・合成燃料の利用（高温熱供給・原料）が挙げられている（表3）。

- ✓ 低・中温熱供給の電化技術は実証されているが、高温熱供給の電化はいまだ試験段階にある。
- ✓ アンモニア等の原料として利用されている化石燃料由来の水素を再生可能エネルギー由来の水素へと置き換えることで、再生可能エネルギー由来の水素の市場拡大を図ることができる。

表3　産業部門における電化手法

電化手法	用途	導入課題	普及状況
電気ボイラー・電気炉	中・高温熱供給	設備の導入・改修	中温（200℃～500℃）供給の電気ボイラーはすでに商用段階にあり、高温（500℃以上）供給用には研究・開発中。
ヒートポンプ	低温熱供給		100℃まで供給可能。現在150℃までの供給を可能にする研究が進められている。
水素・合成燃料	高温熱供給・原料		研究段階。産業用水素の代替が当面の目標とされる。

3-1.スマート電化戦略

電化社会へのエネルギー転換は、電力需要の大幅な増加による電力需給マッチングの問題を加速させるが、「スマート電化戦略」により解決できる。

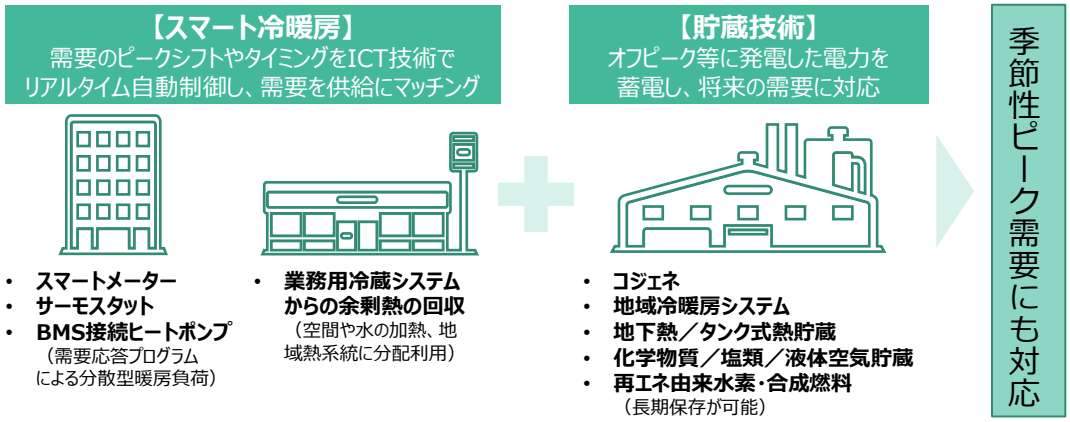
■ **「スマート電化」とは**

デジタルインフラ、市場設計、規制枠組み、これらを包括して管理するビジネスモデル等を組み合わせることで、ピーク負荷低減やピークシフト等の機能を兼ね備えた電化。低コストの再エネ電力の多用により再エネ・電化普及を加速し、貯蔵技術により季節性ピークにも対応可能。

■ **「スマート電化戦略」の３つのカテゴリー**

- ✓ **電力需給のマッチングの改善**：需要ピークの削減だけでなく、VRE発電量に合わせて需要シフトを図ることが重要である。また貯蔵技術を利用することで、需要に見合った形でのエネルギー供給の調整が可能になる（図3）。
- ✓ **系統サービスの拡大**：VRE発電は変動が大きく分散しているため、効果的な活用には多くのグリッドサービスが必要となる（例:負荷追従、周波数調整、ブラックスタート能力、運転準備金の提供）。グリッドサービス提供には既に多くの技術が利用可能であり、例として複数のオプションが可能であるスマートEV充電があげられる（図4）。
- ✓ **電化機会の拡大**：再エネ統合を促進する戦略に加え、再エネ余剰電力を活用した水素製造等の間接電化を進めていくことが、電化の機会の拡大には効果的である。

図3　電力受給のマッチング改善の例



出所）IRENA “Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services” (2022), p.48-53より作成

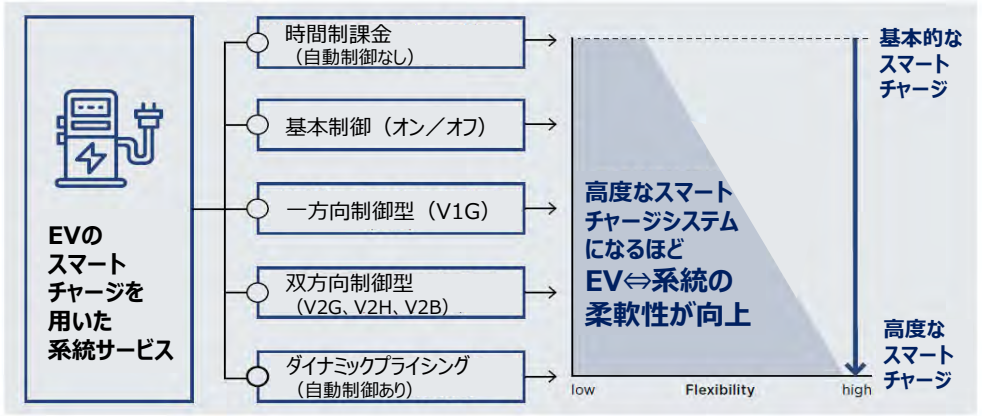


図4 EVを活用した系統サービス拡大の例

出所）IRENA, “Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services” (2022), p.71 (Figure 12)より作成

IRENA “Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services”

3-2.スマート電化の原則および具体的事例

世界の脱炭素化には安価な再生可能エネルギー発電の普及が必須であるが、再エネ電力の活用法王には様々な選択肢があり、費用対効果を踏まえた電化戦略が必要。

■ スマート電化の３つの原則

①効率性を優先、②直接電化においては「インフラ効率」の高い再エネ発電を最大限活用、③間接電化は、エネルギー集約度の高い部門での利用や電力システムの柔軟性確保を中心に有効活用

■ 脱炭素化のための費用対効果の高い方法

- ✓ 運輸部門：効率性向上と全体的な需要削減とともに、直接電化を優先しつつ、代替手段に乏しい海運・空運部門には間接電化を導入する。
- ✓ 家庭・業務部門、産業部門：熱需要に対する直接電化手法が限定的であるため、効率化等による全体的な需要削減が重要である。参考事例からは、一般に都市部の地域熱供給は分散型都市暖房より費用対効果が高いこと、バイオ燃料等の合成燃料による間接電化が有効であることなどが示されている。

住宅暖房の2050年脱炭素化に関する調査（イギリス）

- ヒートポンプを活用（61%分散型ヒートポンプ、17%集中型ヒートポンプ）する場合、冬季ピーク時の電力需要が48GW増加し、インフラ費用は160～280億ポンドに達する。
- 一方、約20%のバイオメタン混合ガスで需要の25%分を賄うと、冬季ピーク需要の増分は24GWへ半減し、インフラ更新費用も80～140億ポンド削減可能。

エネルギー集約型産業の完全電化（欧州）

- 欧州のエネルギー集約型産業（鉄鋼、セメント、ガラス、石灰、石油化学、塩素、アンモニア）を完全に電化することで、年間電力需要は約1,700TWhに増加（現在は1,000TWh）。
- 別の研究では、合成燃料を利用して欧州の化学部門を間接電化する場合、IEAの2℃シナリオでの予測よりも脱炭素電源による発電量が40%増加するとしている。

2050年100%再エネシステム化に関する調査（EU加盟28国）

- 地域熱供給網の費用は個々のヒートポンプ設置やビル改修コストより安価であり、分散型ヒートポンプを単独設置するよりも、地域暖房と組み合わせることで総コストが削減可能。

Heat Roadmap Europe - 冷暖房電化のためのインフラ分析（欧州14か国）

- 大半の都市部において地域熱供給が費用対効果に優れており、欧州14か国で熱需要の約50%（一部では70%）を供給している。
  - ✓ 地域システムでは、個別システムよりも電力・低炭素燃料の供給オプションの多様性が大きいことなどが費用対効果が高い要因。
  - ✓ 水素製造の戦略的な立地形成により、化学・鉄鋼部門などの産業廃熱や合成燃料生産の余剰熱を活用することも可能。
  - ✓ 家庭・業務部門、産業部門では、個別のヒートポンプ・バイオマスボイラが増えることでシステム効率・費用効率は悪化する。
- 熱供給の残り50%は農村部向けであり、個別ヒートポンプの導入による直接電化が最も費用対効果に優れている。
  - ✓ 地理的な理由により、地域熱供給網拡張とそれに伴う配電損失よりも、インフラ拡張コストの方が安価であるためである。
  - ✓ ヒートポンプによるエネルギー需要削減と、スマート運用による再エネ発電の有効活用により、直接電化は間接電化よりも再エネ容量を節約することが可能。

出所）IRENA “Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services”（2022）,p.57-62より作成。

4.「再エネによる電化戦略」策定のための7つの優先項目とアクション

表5　今後のスマート電化の拡大に向けた優先項目とアクション

優先項目		アクション
計画、市場設計、社会的視点		
①計画： 将来のデジタルインフラ投資	• 計画に基づいて構築されたインフラ・ネットワークへの投資に早急に着手することが重要。 • 電力系統および家庭・業務部門におけるスマートデジタルインフラは、インフラコスト削減と電力システムのスマート運用のために不可欠。	• 送配電網、充電インフラ、水素輸送用・地域冷暖房拡張用ネットワーク等、スマート電化インフラのロードマップの開発。 • 新たな負荷プロファイルの課題対処のためのデジタル対応策パイロット事業支援。
②市場設計： 柔軟性と経済的インセンティブをもたらす効果的な市場形成	• システム全体の最終消費部門の柔軟性を制度に反映させることが必要。 • 主要な電化技術や戦略の経済性、デジタル化・地方分権化のトレンド等に伴う各部門の発展が認識できるような小売・卸売市場の設計が重要。	• 時間制課金等、消費を価格シグナルに直面させる制度の導入。 • 革新技術に対してや設備所有権に関する障壁を廃し、複数市場への参入を促進。
③社会的視点： 消費者と地域社会のニーズを反映	• エネルギー資源の分散化と環境影響に対する地域社会の意識の高まりが、人々のエネルギーシステムへの関与を変えつつある。 • 消費者と地域社会が電化の取り組みに参加し恩恵を受けなければ、反発を招くおそれがある。	• 選択・参加・ガバナンス・責任の各段階での市民参画の促進。 • 消費者ニーズ・期待の更なる理解と、それに応じた解決策の調整。 • 再エネ電化への移行に伴う従来型インフラ・発電事業者への影響の理解と、影響緩和のための適切な経済政策の実施。

優先項目		アクション
技術		
④運輸部門における導入促進： EVの更なる活用、車両以外の電化推進	• Eモビリティの今後の急速な普及に際し、EV需要が電力システムの供給・運用、スマート充電の機会に与える影響の理解が重要。 • 乗用車やトラック、バスの電化の進展に対し長距離輸送や航空等の将来は不透明。	• スマート充電インフラの規模拡大と、電化インフラ需要の評価等によるボトルネック回避。 • V2G技術やビジネスモデルを調査するパイロット事業支援。 • 海運・航空における電気貯蔵・燃料オプションを調査する応用技術開発の継続推進。
⑤家庭・業務部門における導入促進： 規格・規制導入による電化技術の普及促進	• 再エネ電力拡大や既存の高効率技術（ヒートポンプ、電気ボイラー、高断熱建物外皮、地域熱供給インフラ等）が幅広い規模・用途に対応可能。 • 一方、効率化対策や既存技術の実装は、極めて低調。	• ヒートポンプや電気ボイラーの普及、地域冷暖房と蓄熱による大規模集中型システム導入、電気ボイラーと蓄熱を組み合わせた再エネ電力活用。 • 建築関連法による新設インフラに高断熱外皮の義務付け。 • スマートメーター・電気設備インフラへの資金供与。
⑥産業部門における導入促進： 長期的・国際的な視点での研究開発・実証の推進	• コストと特有の要求水準により、産業部門では他部門に比べ電化が遅れている。 • 一方、エネルギー消費の大半を占めるエネルギー集約型産業に特化した戦略によって、急速な電化普及を実現し得る。	• 産業プロセスの直接・間接電化に対する開発・実証支援。 • エネルギー集約型産業の、低コスト・高負荷率の再エネ電源供給地域への移転。 • 公平な競争条件確保と炭素リーケージ回避のための世界的協調の追求。
⑦電化燃料： 長期的な役割と経済性の理解	• 再エネ電力による水素・合成燃料製造：脱炭素化が困難な分野の直接電化の補完、VRE統合に向けた季節貯蔵手段、既存のガス輸送資産の活用手段等。	• インフラ投資の明確化と、サプライチェーン全体を通じた経済性向上のための政策的枠組みの確立。 • 低コスト・高負荷率の再エネ電力の利用可能性拡大。

出所）IRENA “Smart Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services”（2022）,p.86-87 （Table 6）より作成

IRENA
“Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities“

1.概要

都市における変動性再生可能エネルギー電源（VRE）の統合において、電力システムの安定運用に資する高度な柔軟性が実現可能である「セクターカップリング」の重要性を紹介。

■ **セクターカップリングとは**

- ✓ 電力セクターと広範なエネルギーセクター（熱、ガス、モビリティ等）の相互連携のプロセスを指す。
- ✓ セクターカップリング技術（EVとスマートチャージ、電気ボイラーやヒートポンプ、水素製造の電解槽等）の活用は、システムのデジタル化・スマート化の恩恵により、物理的に連結したネットワークにおける電力価格やその他シグナルへのデマンドレスポンスをより迅速化できる。
- ✓ 経済的なインセンティブ（支援的な価格メカニズム等）との併用により、電力系統や運輸システム、熱エネルギー系統等の各システムをひとつの統合運用システムとして経済的に最適活用できる。

■ **需要サイドの柔軟性確保のあり方：主要4分野**（図１）

①VREの自家消費、②熱エネルギー貯蔵、③エレクトロモビリティ（VRE電力＋運輸部門）、**④グリーン水素。**

■ **モデリングツールによるセクターカップリングの定量評価**（表１）

- ✓ IRENAの「都市の再エネ計画プラットフォーム（the Planning Platform for Urban Renewable Energy）」によって、様々なシナリオ下における各セクターカップリング技術の重要性について定量評価を行うことが可能。
- ✓ 分析対象範囲（都市レベル or 地域レベル）によって得られる結果や目指すべき導入戦略が異なり、自治体当局は地域資源の活用と脱炭素化促進のバランスを取りながらセクターカップリング戦略を検討することが重要である。

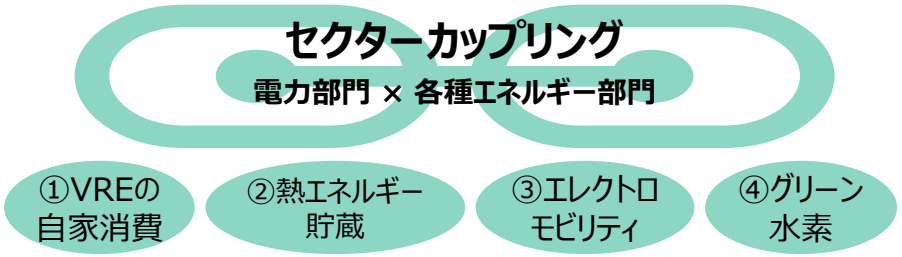


図１　需要サイドの柔軟性確保のあり方

出所）IRENA “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月)より作成

表１　モデリングルーツによる分析事例

中国	● 大規模ヒートポンプによる暖房セクターの電化と、近隣風力発電所からの余剰電力を活用した熱エネルギー貯蔵システムの地域暖房ネットワークへの統合が有効 ● 電力・運輸部門のカップリングで再エネ資源が最も有効活用できるが、エネルギー管理システムの改善により必要貯蔵量を最小限に抑える必要がある
コスタリカ	● 太陽光発電、エネルギー貯蔵、ヒートポンプ技術の導入とEVとの組み合わせで、2050年までに都市部排出量90%削減、ほぼネットゼロ達成が技術的に可能 ● 送配電網への大規模投資を必要とするが、セクターカップリングとスマートマネジメントのためのP2X導入による柔軟性の向上により、必要費用を抑制可能

出所）IRENA “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月)より作成

2-1.VREの自家消費

蓄電池を用いた自家消費は、需要増加への対応や化石燃料の代替のための物理的インフラ強化への投資ニーズやコストを最小限にできる、VREシェア拡大のための魅力的なオプションである。

■ **自家消費用VREの設置容量の決定要因には、技術的側面と経済的側面がある**（表２）
- ✓ 主に電気料金体系（時間帯別料金等）の違いにより、系統からの電気料金の方がユーザー設備による再エネ発電コストより高額になることが多いため、再エネ自家消費には強力なビジネスチャンスがある。
- ✓ 電力と非電力最終消費セクターのカップリングなしには、リアルタイムで電力需給をバランスさせるオプションは技術的に限られる。

■ **地区（district）、地域（community）、近隣（neighborhood）各レベルで実施可能である**
- ✓ 都市型直流マイクログリッド：スマートEMSを通じてP2P電力取引や仮想グリッド上で実行する機能を持つマイクログリッド構成で実施。
- ✓ 「ポジティブ・エネルギー地区」の開発：特定地区・地域・近隣エリアが年間ベースで消費量以上のエネルギーを生産できるよう設計。

■ **自家消費モデル導入に関する政策調整の必要性**
- ✓ 電池エネルギー貯蔵を伴う自家消費は、電力システムにおけるVRE統合のシェア上昇に伴う柔軟性要件を低減し、システム全体の効率性の向上にも貢献できる。
- ✓ VRE自家消費シェアが一定レベルまで拡大すると、系統運用のビジネスモデルを脅かし収益性を侵食する可能性もあるため、自家消費モデルに伴う費用対効果の公正配分確保のための政策調整が必要である。

表２　自家消費用VREの設置容量の決定要因

技術的側面	経済的側面
● 都市電力供給の信頼性 ● VREに対応する地域系統容量 ● 負荷プロファイル ● エネルギー需要予測等	● 料金体系 ● ビジネスモデル ● 経済的・財政的インセンティブ等

出所） IRENA “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月) より作成

2-2.熱エネルギー貯蔵

熱供給の脱炭素化のためには、都市の暖房インフラへのVRE供給の促進とともに、VRE発電量と暖房需要バランス化のため、都市に熱エネルギー貯蔵システムを設置しその規模を拡大する必要がある。

■ **VRE需給バランス化のための熱エネルギー貯蔵技術やアプリケーションの開発・展開が進んでいる**

- ✓ 英国では、相変化材料（PCM:phase change material）熱電池等の開発が進んでいる。（表３）

■ **高まる冷房需要増加に対応するための熱エネルギー貯蔵**

- ✓ 冷房需要は2010年以降急速に増加しており、冷温エネルギー貯蔵・熱駆動型冷却システムが潜在的なピーク上昇を相殺しない限り、将来的には夏場に急増する電力需要に系統運用の観点から対処しなければならなくなる。
- ✓ 電力部門と熱部門のカップリングにより、需要が低いときに余剰VRE発電を利用して熱部門（暖房）の脱炭素化に貢献できる。
- ✓ 熱エネルギー貯蔵は高コスト効率な需給バランス調整が可能なため、触媒的にこれらのセクターカップリングを強化でき、また電力系統運用に負荷分散オプションを提供することで、電力システム全体へのVRE電源統合を促進できる。
- ✓ 特に都市部とその周辺の太陽光・小規模風力等、VRE普及率が高い分散型システムにとって重要であり、顕熱（sensible）、潜熱（latent）、熱化学（thermochemical）、機械熱（mechanical-thermal）エネルギー貯蔵等、用途に応じて異なる熱エネルギー貯蔵技術がある。

表３　英国のスマートエネルギーマネジメントを実現する相変化材料（PCM）熱電池

● 英国全体のカーボンフットプリントの25%を占める家庭用暖房の脱炭素化のための解決策のひとつ。
● 相変化温度58℃の無機塩水和物「酢酸ナトリウム（sodium acetate）」／PCM技術を利用した熱電池を、屋根置き太陽光発電、電気抵抗ヒーターによる系統電力、ヒートポンプと組み合わせて使用するもの。
● 電池の潜在的寿命の半分以下である15年間で約USD 0.05/kWhで熱供給でき、電気化学電池に蓄えられる同等のエネルギーよりもかなり安価になる。
● 寿命がはるかに長く、劣化の影響もほとんどないため、電気化学電池よりもはるかにコスト効率の高い熱のエネルギー供給ソリューションである（最新の熱電池は、貯蔵エネルギー単位当たり最も安価なリチウムイオン代替品よりも60～90%安価）。
● 英国政府は2019年、オフピーク時の低コスト再エネ電力による家庭用暖房のための試験資金としてUSD 200万を授与すると発表（スマート電気セントラルヒーティングが公共市場で実現可能であることを実証するためのもの）。

出所）IRENA “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月) p.31 (Box 1)より作成

2-3.エレクトロモビリティ

「1.5℃シナリオ」実現には、スマート充電設備や系統運用へのアンシラリーサービスの補償等、スマート技術と規制枠組みの変更によって、高度なセクターカップリングを実現する必要がある。

■ **EVの普及見通し＆影響**

- ✓ 2050年に向けて急速な普及が見込まれる。燃料費やメンテナンス費用の面で内燃機関車よりもコスト競争力があり、EVユーザーの増加と技術革新に伴うバッテリーコストの低下によってEVの優位性がさらに向上すると見られている。
- ✓ IRENA「1.5℃シナリオ」では運輸部門の電力消費シェアが49%まで増加する見込み。また、EVの急拡大に伴い電力系統のピーク負荷も上昇するという結果が複数の機関により示されている。（表4）

■ **セクターカップリングにおけるスマート充電プロセス**

- ✓ 技術的・経済的オプションに応じて、充電プロセスの制御レベルには様々な段階が存在する。
- ✓ 最も容易なアプローチは、負荷分散や時間帯別料金（TOU）等、従来のデマンドレスポンス技術をEV充電に適用することである。
- ✓ 運輸・電力部門の完全統合には、EVのリアルタイム応答による系統サービスを実現可能な、高度な充電設備やスキームが必要になる。

表4　様々な調査シナリオ下でのスマートチャージングの系統運用への影響

調査機関	想定シナリオ	無制御チャージング	スマートチャージング
IRENA（2019）	**50%** 独自システムにおける導入率＋27%太陽光シェア	**↑9%** ピーク負荷の上昇、0.5%太陽光軽減率	**↑5%** ピーク負荷の上昇（V2G）、軽減率0%までダウン
RMI（2016）	**23%** 米国（カリフォルニア、ハワイ、ミネソタ、ニューヨーク、テキサス）での導入率	**↑11%** ピーク負荷の上昇	**↑1.3%** ピーク負荷の上昇（V1G）
Taljegard（2017）	**100%** デンマーク、ドイツ、ノルウェー、スウェーデンでの導入率	**↑20%** ピーク負荷の上昇	**↓7%** ピーク負荷の削減（V2G）
McKenzie（2016）	**50%** 米国ハワイ州オアフ島での導入率＋25%VREシェア	**10-23%** EVなしでのVRE軽減率	**8-13%** スマートチャージングEVつきVRE削減率
Chen and Wu（2018）	**100万台** 中国広州地域でのEV台数	**↑15%** ピーク負荷の上昇	**↓43-50%** ピーク差の削減

出所）IRENA “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月) p.33（Figure 9）より作成

2-4.グリーン水素

将来的には運輸部門や都市冷暖房用途など、各部門で使用される化石燃料からの水素への代替が加速するものと予測されている。

■ **水素は低コストのエネルギー貯蔵源に**

- ✓ 水素は、直接利用のみならず他エネルギー・工業製品への変換も可能であり、エネルギー集約型産業等の脱炭素化が困難な部門のCO_2排出量削減や、電力システムの柔軟性向上にも寄与できる。
- ✓ 現在、グリーン水素はブルー水素（CCUS利用）の2～3倍のコストが掛かっているが、水素製造に必要な電解槽の継続的なイノベーション、性能向上、容量のアップスケール（メガワット→数ギガワットレベル）により、今後10年間でコストの半減が予測されている。

■ **運輸部門：脱炭素化の実現には水素が不可欠**（表５）

- ✓ FCEVは、長距離トラック・バス等の重量車や列車、フェリー、フォークリフト等の用途での拡大が見込まれる。
- ✓ 普及課題は高額な水素充填ステーションの建設であり、中・長期的な需要の確保が必要となる。

■ **冷暖房部門：ボイラーやヒートポンプでの利用**（表６）

- ✓ 冷暖房用途での水素利用が期待されるものの、短期的にはコスト・インフラ整備の観点から官民連携による導入支援が不可欠となる。
- ✓ エネルギー効率が高いことから、設備の小型化が望まれる場面やハイブリッドヒートポンプ等での利用が見込まれる。

表５　運輸部門の水素利用の事例

欧州「H2Bus コンソーシアム」	● 再エネ由来水素を燃料とする商業的競争力のあるバス1,000台を目指し、最初の600台が2023年までに完成予定。
ドイツの燃料電池バス	● 2021年に22台の燃料電池バスがフランクフルトのローカル路線に導入予定。 ● ケルンで10台、ヴッパータールで15台の燃料電池バスが追加投入された。
ドイツ北部のアルストム社製水素列車	● ディーゼル列車を水素動力列車にして、非電化路線にて商業運転を開始。 ● システムプロバイダーは架線建設に掛かる高い資本コストを回避し。 ● オーストリア、イタリア、オランダ、イギリス等の国々でも同様の措置が計画進行中。

出所）　IRENA “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月) p.35より作成

表６　冷暖房部門の水素利用の事例

イングランド・リーズ市	● 2016年以降、地域のガスパイプラインネットワークの100%水素ネットワーク化を検討、2035年までに約370万戸の家庭・企業で天然ガスボイラーを水素対応機器に置き換え、2050年までに1,570万戸の置き換えを想定。
UK	● 1960年代にリーズ市と同様の取り組みがあり、全国で4,000万台のガス器具改造プログラムを実施、ピーク時には年間230万台のガス器具を改造した。 ● 現在、UK人口の 80%以上が、暖房や調理にこのガスネットワークを利用。
日本	● エネファーム（EneFarm）プログラムを通じて、30万台以上の小型CHPユニットが導入され、市場はほぼ自立している。 ● 補助金は2019年から段階的廃止。

出所）　IRENA “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月) p.36より作成

3.セクターカップリング促進に適した都市インフラの構築

都市インフラがセクターカップリング技術や戦略の適用性に及ぼす影響度合いは、①異なるインフラがどのように接続されているか、②統合ネットワーク・インフラがいかにスマート管理されているか、に依る。

■ **インフラのネットワーク化・デジタル化**

- ✓ 従来、都市の熱ネットワークは電力網から独立運用されてきたが、近年ではエネルギー効率・経済的パフォーマンスの最大化のため、集中型もしくは地域熱ネットワークを通じて、VRE発電の余剰電力を暖房に利用するようになっている。
- ✓ 熱エネルギー貯蔵システムは、余剰電力と暖房需要の時間的・規模的バランス化のために設置されることが多い。このような電力・熱部門のカップリングには、物理的なインフラ統合だけでなく、熱・電力部門の料金体系に相違あることから規制レベルでの調整も必要となる。
- ✓ ドイツ・ハンブルグでは、EVの急速普及に伴う電力システムへの影響を解決する手法をシミュレーションにて検証し、デジタル技術を活用したスマート管理によるアプローチによって、ピークカットや需給調整等において効率的な運用が可能であることが示された。（図2）

■ **熱ネットワークインフラのイノベーション**

- ✓ the ectogrid™（ドイツのエネルギー会社E.ONが開発）と呼ばれる、複数の建物間でエネルギーバランスをとる革新的技術が実装されつつある。
- ✓ これにより大量の排熱を出すデータセンターや、ヒートポンプが暖房利用される冬場に冷熱を発生させるオフィスビル等、異なるエンドユーザー間で閉じたパイプラインシステムで廃熱エネルギーを最大限利用できる利点がある。

EV急拡大が及ぼす影響	2つの解決アプローチを検証（シミュレーション）		得られた示唆
● 配電網の脆弱な地域で配電網運用への悪影響が発生。 ● HVAC（暖房、換気、冷房）と家庭での無秩序なEV充電により、電力消費が低圧系統ピーク容量を超過。 ● 配電系統運用者シュトロムネッツ・ハンブルグは、EVが3%普及した時点で系統混雑問題が顕在化、9%のEVが同時間帯に系統接続するとハンブルグの給電線の15%がマヒすると想定。	①従来型アプローチ（ピーク負荷増加に合わせて系統増強）	● 9%のEV同時充電に対応する系統増強に最低2,000万EUR（2,240万USD）のコスト発生。 ● EV台数やシェアの増加に応じて追加コストが必要。	● 負荷分散と需給調整の観点からデジタル技術の有効性が示された。 ● セクターカップリング促進により、運輸部門の脱炭素化、地域大気汚染の低減、電力販売増加等の効果が効率的に得られる。
	②スマート管理アプローチ（デジタル技術によりピーク負荷をスマート管理）	● 配電網運用の安定性、信頼性、安全性確保のため、デジタル技術導入により配電網を近代化し、運用状況の常時モニター＆自動的・自律的な調整を実現。 ● EV充電以外にも、HVACやヒートポンプ、蓄電池未併設のVREベースの分散型エネルギー源等、他の負荷からの潜在的な課題にも効率的に対応可能。	

図２ドイツ・ハンブルクにおける電力・運輸部門のセクターカップリング事例

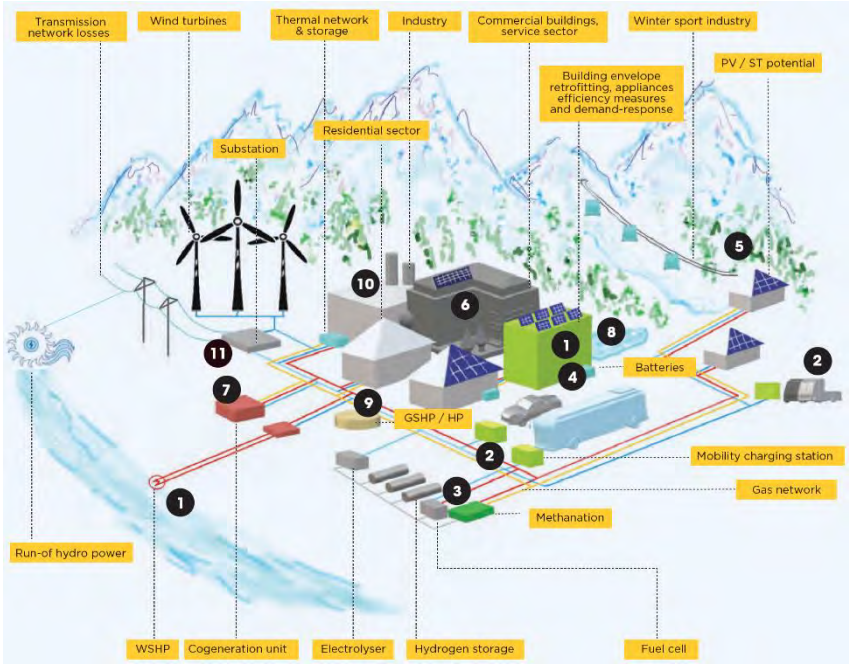
出所） IRENA “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月) p.38（Box 3）より作成

4-1.モデリング分析事例　①中国

河北省　張家口市　崇礼（Chongli）地区	
概要	● 2022年北京冬季五輪開催地のひとつ、寒冷地・スキーリゾート。 ● エネルギー消費のほぼ1/3が従来型燃料によるもの、空間暖房供給の約95%が石炭。
モデリング分析結果	● ヒートポンプによる暖房セクターの電化と近隣風力発電所からの余剰電力供給が、当地の暖房部門脱炭素化に中心的な役割を果たし、電力部門と暖房部門のカップリングの機会を提供可能。 ● 大規模ヒートポンプと熱エネルギー貯蔵システムの地域暖房ネットワークへの統合が推奨される。セクター横断的施策の採用により再エネ100%達成が可能に。 ● 電力＋運輸部門のカップリングが再エネ資源を最も有効活用可能。ただし、EMSの更なる改良により貯蔵要件を最小限に抑えられない場合は、水素貯蔵能力20MWhおよび電力貯蔵能力60MWhが必要となる。 ● 廃棄物発電（W2E）：都市化に伴いエネルギーシステムと廃棄物管理システム等の都市機能との連携が進んでおり、廃棄物の焼却や嫌気性消化・バイオガス発電等の先進的オプションが熱と電力（CHP経由）生産のみならず廃棄物とエネルギーのセクターカップリングにも有効。

表7 & 図3　崇礼（Chongli）地区の再エネ100%化のためのセクター横断的施策

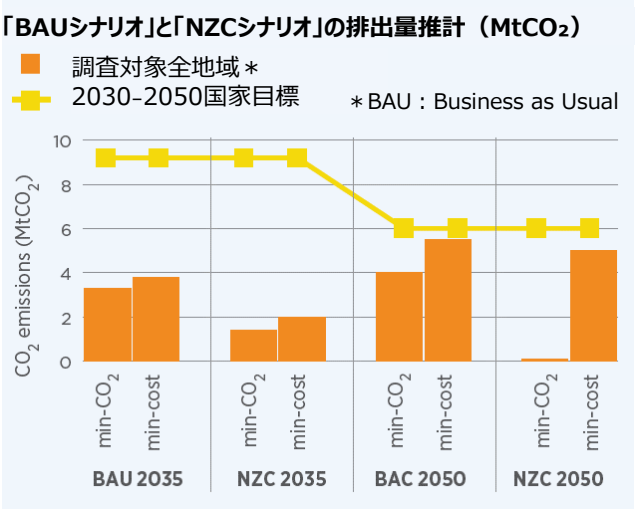
項目	施策内容
効率化対策	①建物外壁の改修と効率化対策
モビリティ戦略	②充電・水素ステーション（公共交通機関、EV、スキー場の業務車両・設備向け）
水素戦略	③水性電気分解、水素貯蔵、メタン化施設
スマートグリッド・DR	④需要サイド対策、デマンドレスポンス、スマートグリッド（V2V系統を含む）
セクターカップリング・P2X	⑤E2H熱とモニタリングにおけるセクターカップリング ⑥複数施設（アイススケート、屋内プール等）の熱供給サービスの都市レベルでの要件統一 ⑦安価でクリーンな電力と熱サービスを提供する、固形廃棄物のコジェネセンター ⑧水源ヒートポンプの熱冷用シンクとして水を利用、川・池の冷熱による柔軟な雪製造 ⑩イノベーションハブ構築（スタートアップ企業の誘致、R&Dパークの増加）
エネルギーネットワーク＆貯蔵	⑨地域暖房、ガス、電力系統インフラ （エネルギー変換器とストレージにより年間を通じた系統・供給安定性を実現）
レジリエンス＆エネルギー取引	⑪系統サブステーションと近隣の既存潜在力からの輸入再エネ（風力等）



出所）IRENA, “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月) p.52（Figure 12）を基に作成

4-2.モデリング分析事例　②コスタリカ

	デサンパラドス（Desamparados）地区	サン・ラファエル・デ・コロナド（San Rafael de Coronado）地区
概要	● 国内で人間開発指数（HDI）が最も低い地区のひとつ。 ● 人口密集地で、VRE導入等に地理的制約あり。 ● エネルギー消費：住宅88%、商業11%、工業1%。	● 酪農主体・非密集地で、風力タービン等のVRE導入可能性が高く、エネルギー消費量も少ない。 ● エネルギー消費：住宅87%、商業7.6%、工業5.4%。
モデリング分析結果	● 最終エネルギー消費量に占める再エネ比率は、「NZCシナリオ」では2035年までに60%、2050年までに100%を達成可能。 ● 屋根置き太陽光や地域再エネ発電および蓄電池・水素等のエネルギー貯蔵システムにより、輸送車両の電力消費増加に対応が可能。 ● 住宅部門では、デマンドサイドマネジメント（DSM）にフォーカスしたエネルギー効率化戦略が必要となり、オンサイト制御システムの導入や省エネ型電気機器への補助金、電力消費量の多い機器への課税制度の導入等のオプションを想定。 ● 産業CHPシステム導入により、人口増加に伴い増加する都市ごみを利用した電気・熱の製造で、エネルギー需要を満たすことができる。	● 最終エネルギー消費量に占める再エネ比率は、「NZCシナリオ」では2035年までに57%、2050年までに100%を達成可能（2035～2050年は「参考シナリオ」比で68%増）。 ● 地域再エネ発電と運輸部門の電化は、システム柔軟性を高め、地域脱炭素化を推進し、運輸＋住宅部門の効果的なカップリング達成の可能性がある。 ● 当地の空間的特徴から、屋根置き太陽光のみならず、風力タービンや大規模蓄電システム（圧縮空気蓄電／CAES等）もポテンシャルがあり、後者はデサンパラドス等の他の密集地区への送電も可能。 ● 畜産業から出る有機廃棄物は、CHP技術の応用により、畜産業のみならず住宅・商業部門でも利用可能な電力製造のポテンシャルがある。 ● 「NZCシナリオ」における供給サイド代替戦略を検討した結果、V2Gと水素の両方をセクターカップリングソリューションとして考慮すると、車両貯蔵容量の10%を地区系統で活用可能となる。マルチエネルギーキャリアの統合システムは水素製造と電力間の運用戦略を最適化することができ、これにより100%再エネ地区達成をより低い平準化エネルギーコストで実現可能に（当地区では15%の削減見込み）。



＊調査対象：
- グレーター・メトロポリタン・エリア（赤線）（事例２地区を含む）
- 国営電力会社（CNFL）管轄地域（青地）

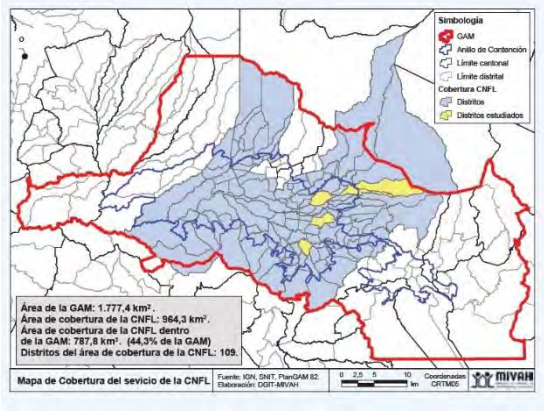


図4　シナリオごとの排出量推計

出所）IRENA, “Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities” (2021年10月) p.59（Figure 14）を基に作成

欧州委員会
“Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive”

1.概要

- EUでは、2050年までにカーボンニュートラルを実現することを目標に掲げ、2030年までに温室効果ガスを55%削減をすることを目標としている。
- その中で、現在EUの最終エネルギー消費量の半分を占めており、かつ化石燃料に依存している冷暖房の脱炭素化は、課題の一つであり、冷暖房の脱炭素化において、地域冷暖房（District heating and cooling、以下DHCとする)は、重要なインフラであるが認知度は低い。
- そこで本調査は、政策、イニシアティブ、プロジェクトの開発に必要な欧州DHC市場への理解の向上を目的とするものである。

本文書の構成

- 欧州の地域熱供給市場の現状
  DHCが市場で主要な役割を担う、EUとその加盟国、英国、ノルウェー、アイスランド、ウクライナを調査対象として、現在のDHC市場の概要を示す。

- 地域熱供給の規制・支援制度
  DHCシステムは、自然独占性が強く、多くの国で規制対象になっており、各国のDHCの規制状況、支援制度は多様化している。ここでは、現状の各国の規制・支援制度の概要を示す。

- 再生可能および廃棄物エネルギーをDHCに利用するための技術、DHCシステムを活用したケーススタディ
  地域熱供給システムにおける、再生可能エネルギー熱および廃棄物エネルギー源の利用に関する技術、それぞれの機会と限界、技術経済性を包括的に評価する。
  さらに、欧州のDHCシステムの成功事例を分析し、冷暖房の脱炭素化を推進しようとする政策立案者と自治体、地域熱供給事業者、都市計画者に向けた運用のフィードバックを提供することを目的とする。

出所： European Commission, ”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive”（2021年10月）を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）

2.DHCの市場概要

- 2018年の地域暖房最終エネルギー消費量、セクター別消費量のシェア率、最終消費量に占めるセクター別消費量のDHのシェア率、地域冷房の設備容量、売上高が一般にウェブ上で入手可能となっている。
- 2018年、EU-27における地域暖房最終エネルギー消費量は445 TWhで、住宅部門が52%を占めた。
- ドイツでは、最終エネルギー消費量に占めるDHのシェアは、住宅部門は7%、サービス部門は11%、産業部門では3%となっている。

表　調査対象国における2018年地域暖房最終エネルギー消費量

Country	Residential	Services	Industry	Total*
Austria	9,750	6,630	3,120	19,500
Belgium (Flanders region)	103	156	96	355
Bulgaria	3,769	1,293	629	5,691
Cyprus				
Croatia	1,297	387	314	1,998
Czech Republic	7,072	4,029	5,693	17,986
Denmark	19,933	9,211	1,410	30,554
Estonia	3,627	1,417	416	5,583
Finland	18,090	12,375	3,035	33,500
France	14,000	8,000	3,400	25,400
Germany	42,525	37,856	22,043	124,122
Greece				340
Hungary	5,417	1,790		7,206
Ireland				
Italy	5,900	3,100	289	9,289
Latvia	4,315	1,500	942	6757
Lithuania	5,580	2,065		7,645
Luxembourg	80	773	6	860
Malta				
Netherlands	2,967	2,065	1,300	6,333
Poland	43,611	11,614	9,624	64,849
Portugal	12	31		43
Romania	7,346	2,540		9,887
Slovakia	4,383	4,348	5,540	14,271
Slovenia	853	688	356	1,897
Spain	160	256	117	535
Sweden	30,130	14,761	6,060	50,951
EU-27	**230,920**	**126,885**	**64,390**	**445,552**
United Kingdom	6,500	5,500	-	12,000
Iceland	4,478	3,829	261	9,369
Norway	1,513	3,364	766	5,870
Ukraine	26,418	17,345	11,246	55,009

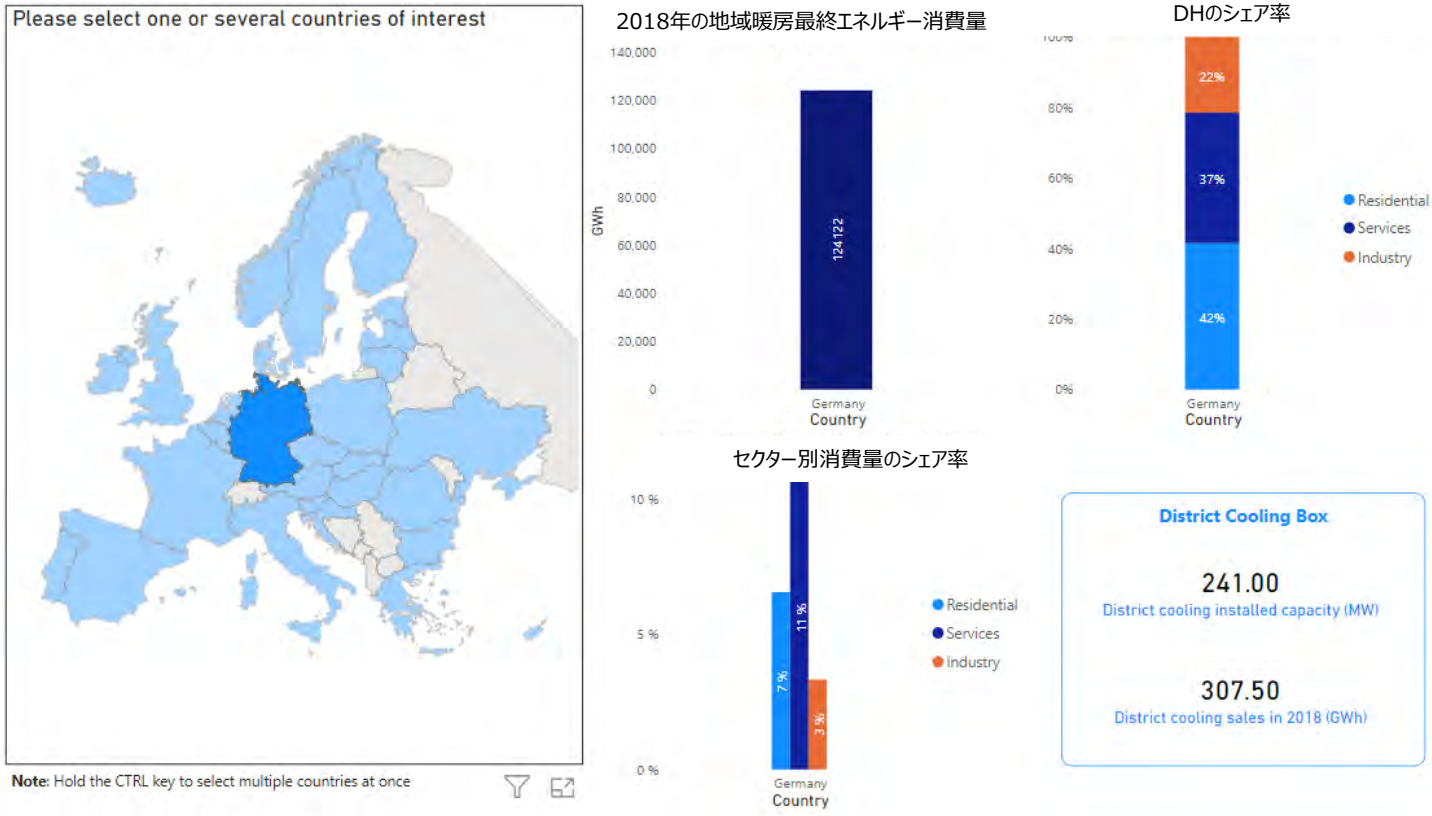


図　ドイツにおける最終エネルギー消費量、セクター別消費量シェア率、最終消費量に占めるセクター別地域暖房シェア率、地域冷房の設備容量

出所: European Commission, “Overview of markets and regulatory frameworks under the revised Renewable Energy Directive”（2021年10月） p.27 (Table1)を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）
IREES, “District Heating and Cooling TREND”を基に作成
https://irees.de/2021/10/18/district-heating-and-cooling-trend-interactive-report/ (2022年11月18日閲覧)

3.EUの地域暖房市場①

- デンマーク、エストニア、フィンランド、ラトビア、リトアニア、スウェーデンでは、産業、サービスともに高い地域暖房シェア率を占めている。
- 産業部門では、地域暖房による消費が果たす役割は小さい。

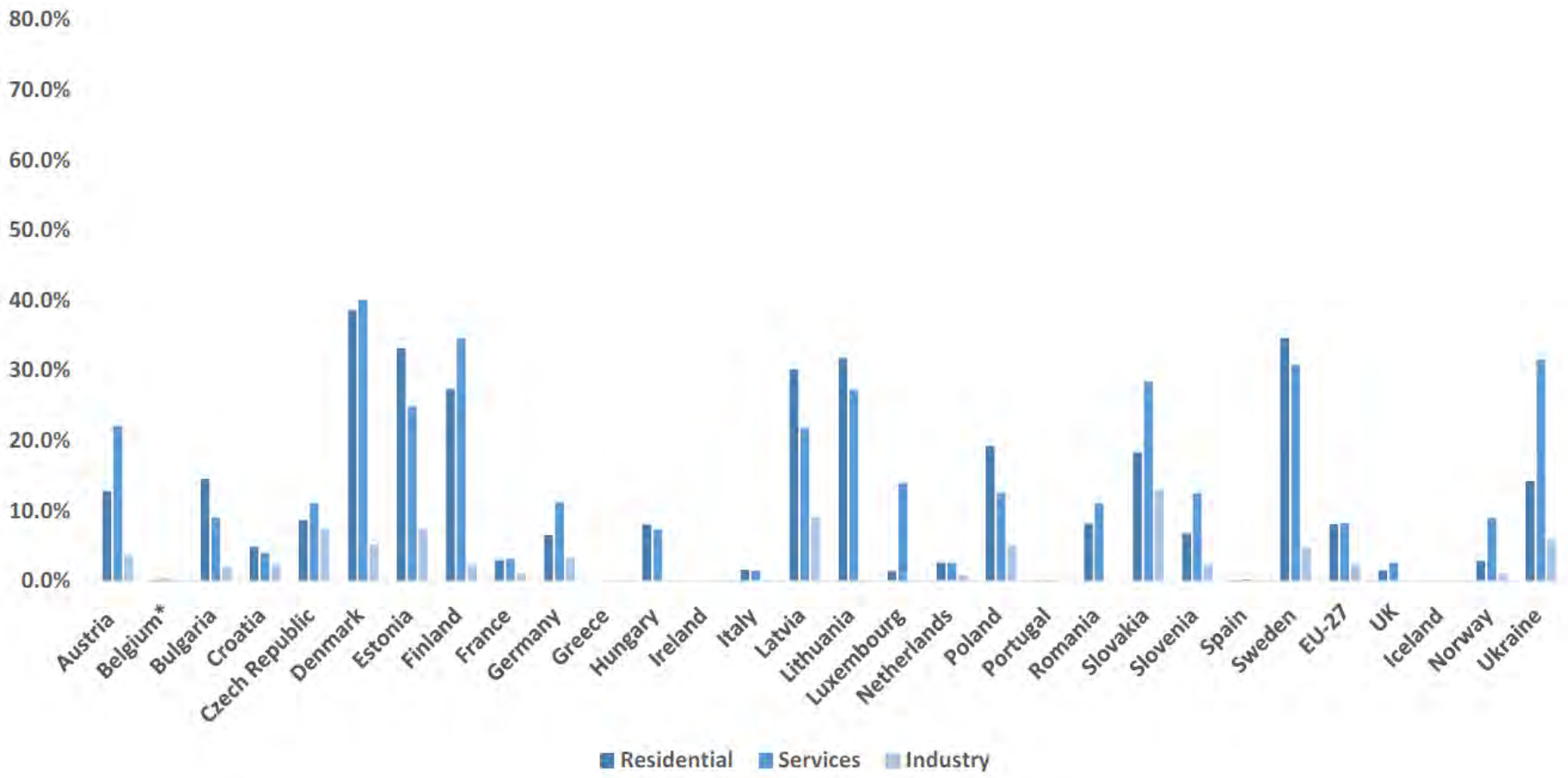


図　2018年の住宅・サービス・産業部門の最終エネルギー消費量全体に占める地域暖房のシェア

出所：　European Commission、”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive “（2021年10月）p.28 (Figure 9)を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）

3.EUの地域暖房市場②

- 2018年の住宅部門とサービス部門の空間暖房・給湯最終エネルギー消費に占める地域暖房シェア率を下図で示している。
- 住宅部門において、デンマーク、エストニア、リトアニア、スウェーデンで地域暖房シェア率が高い。
- 商業・公共サービス部門では、オーストリア、スロバキア、スロベニア、ウクライナで地域暖房シェア率が高い。

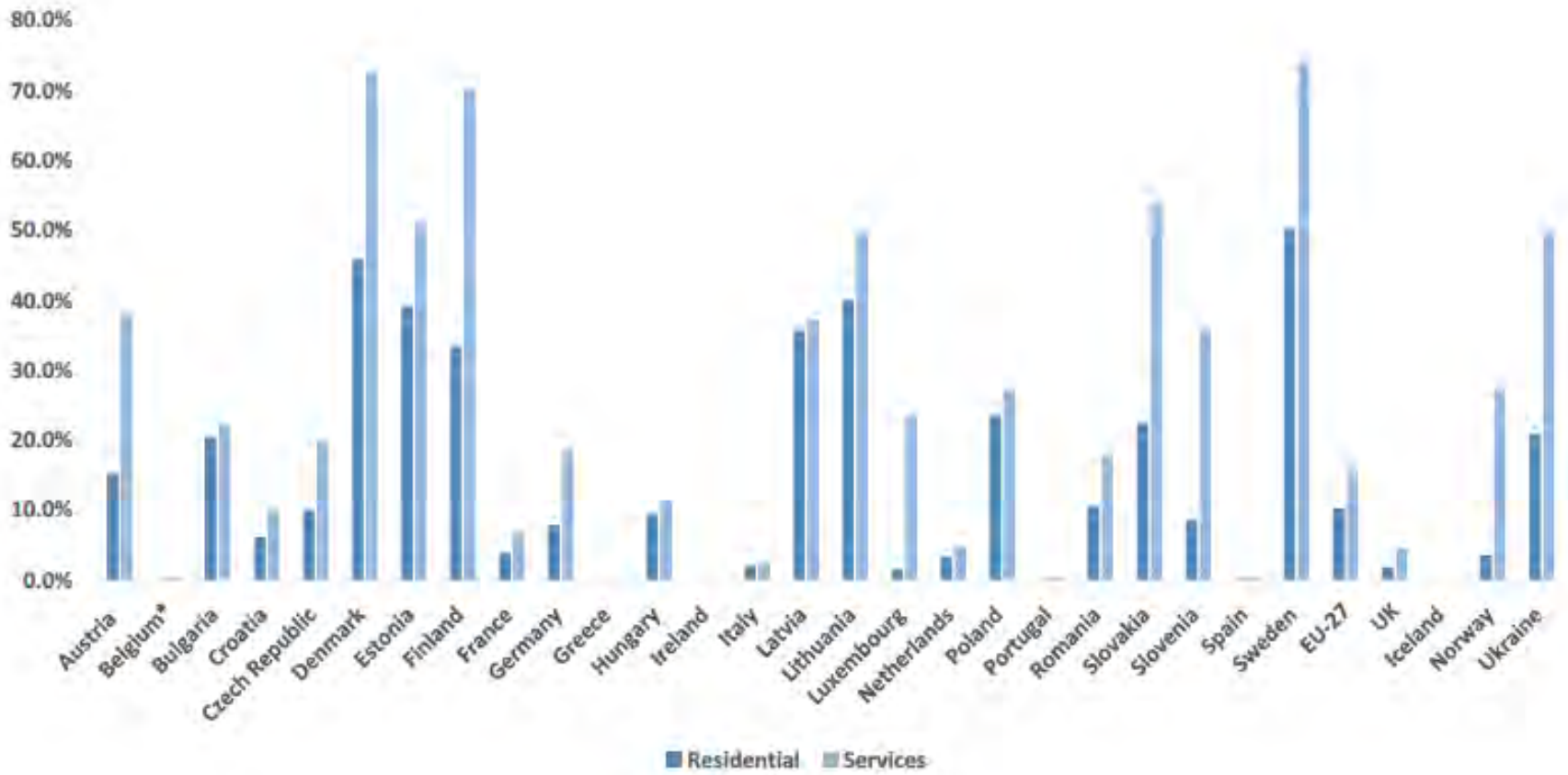


図　2018年の住宅部門とサービス部門の空間暖房・給湯最終エネルギー消費に占める地域暖房のシェア

出所： European Commission, ”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive“（2021年10月）p.28 (Figure 8)を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）

4.地域暖房のコージェネレーションシェアと燃料構成

- EU-27のほとんどの国で、コージェネレーションシェアは50%を超えており、2018年には、地域暖房供給の63%を占めている。
- EU-27の地域暖房用燃料として、天然ガスのシェアが30.4%と高く、次いで石炭・泥炭が26.7%、バイオマス・バイオ燃料が22.3%を占めており、地域熱供給の3分の２が化石燃料で生成されている。
- デンマーク、リトアニアでは、バイオマス、バイオ燃料、再生可能廃棄物燃料の割合が50%以上を占める。

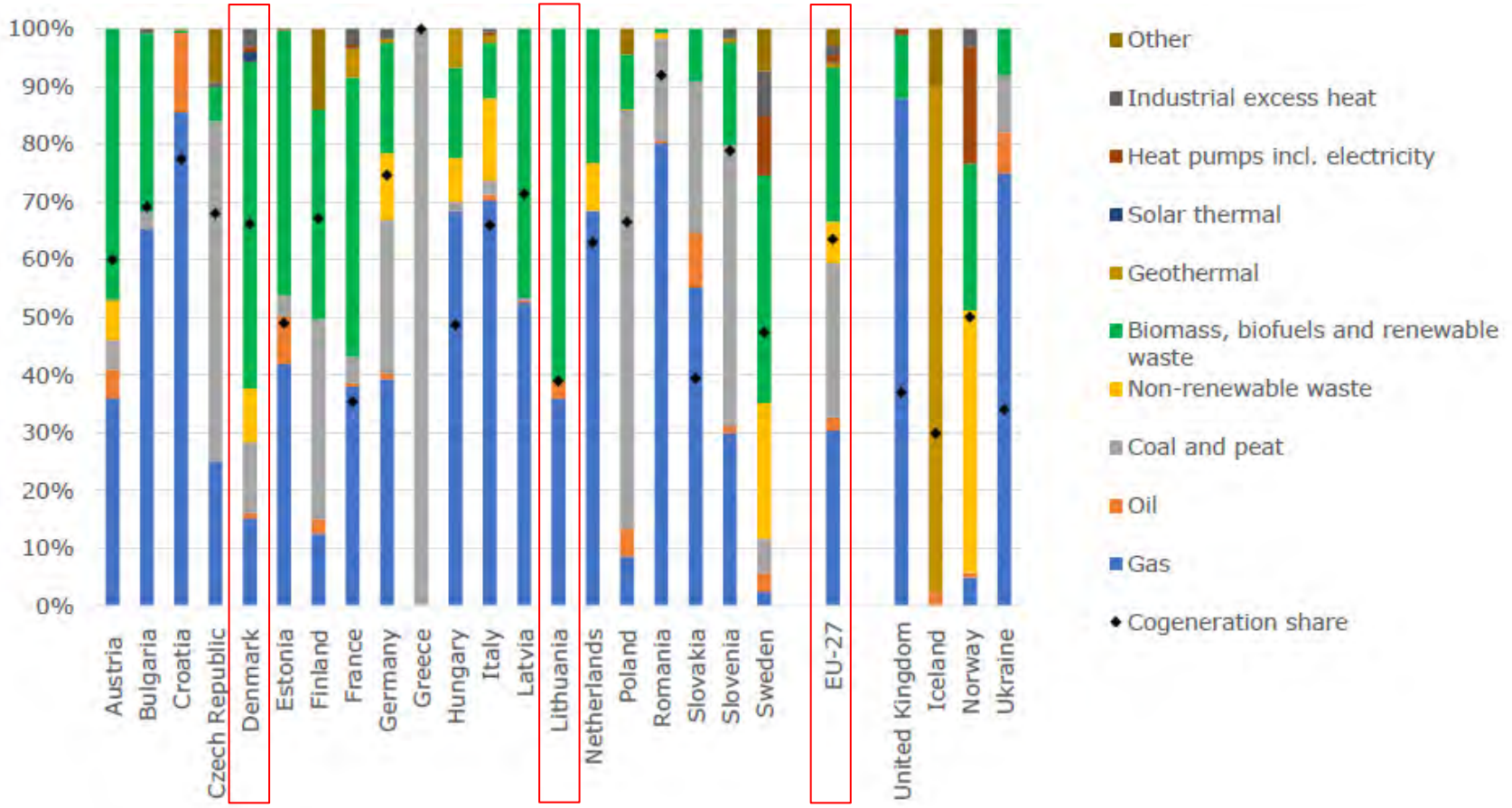


図 2018年の地域暖房燃料と構成とコージェネレーションシェア

出所： European Commission, ”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive“（2021年10月） p.37 (Figure 13) を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）

5.再生可能エネルギー熱源の内訳

- EU-27における、地域暖房に使用される再生可能エネルギー熱源は、バイオマス燃料が部分を占め（バイオマス、バイオ燃料、廃棄物）、太陽熱は、わずか0.5%のみとなっている（デンマークのみ、数%を占める）。
- 太陽熱地域暖房は地域暖房の脱炭素化に適していると見られており、近年ドイツやオーストリアなどの加盟国で商業的に開発されたプロジェクトが実施されている。

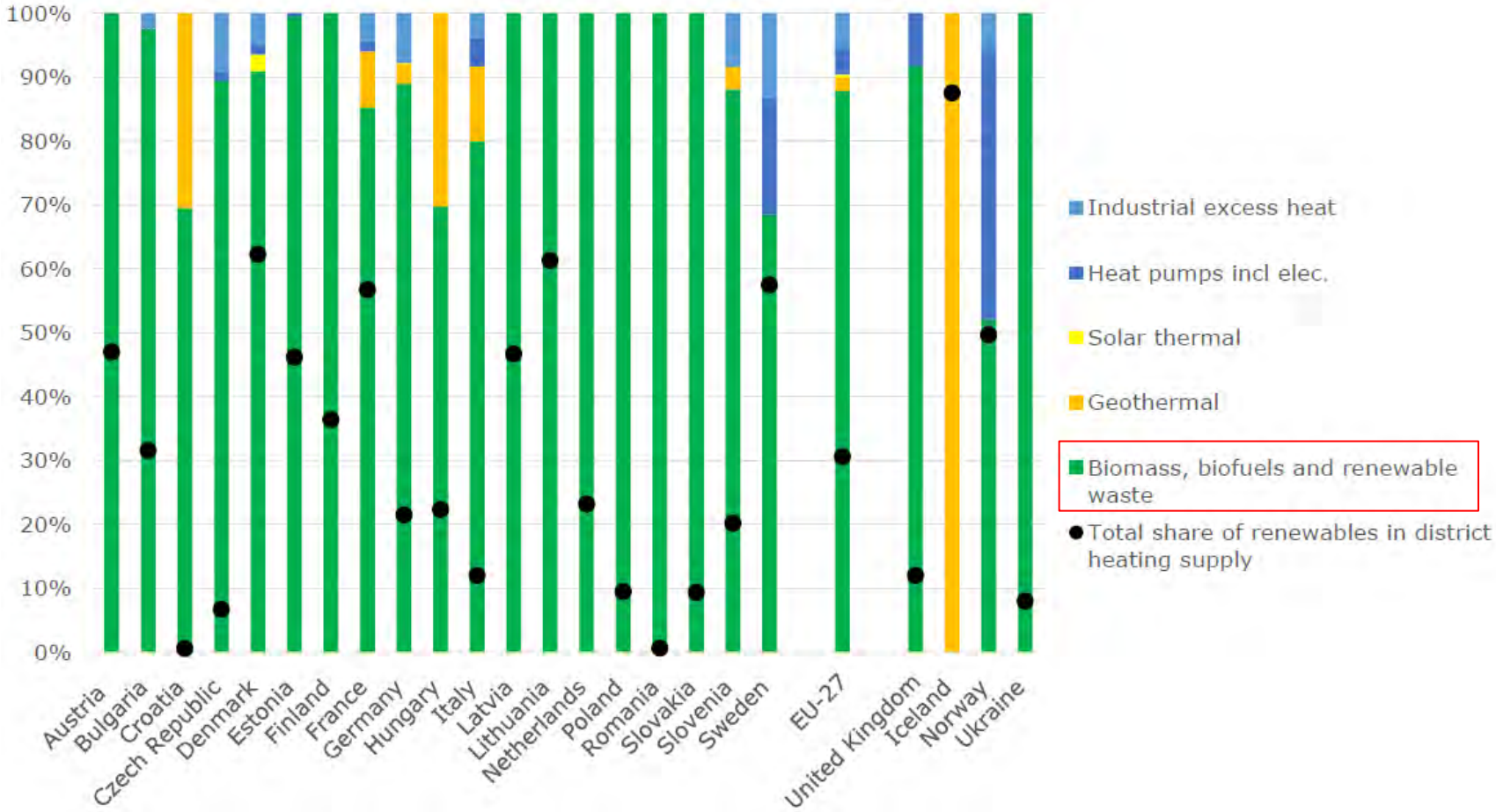


図 地域暖房供給源に占める再生可能燃料のシェア率

出所： European Commission, ”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive“（2021年10月） p.42 (Figure 19) を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）

6.地域熱供給へ消費者の認識と満足度

■ 消費者の認識と満足度が、DHC市場拡大の重要な要素であることが、多くの研究で示唆されている。

■ 本報告書では、各国のDHCに対する消費者の認識と満足度に関する調査を行った結果を示している。

■ 肯定的な意見

- スウェーデン、デンマーク、フィンランド、ノルウェーでは、DHCに対する消費者の認識と満足度は非常に良好な結果を示した。
- 要因として、価格の透明性、中断がない熱供給、良好な顧客サービスがあげられる。

■ 批判的な意見

- クロアチア、チェコ、ハンガリー、ラトビア、ルーマニア、スロバキアでは、批判的な意見が目立つ。一方で、肯定的な意見が多い国でも批判的な意見はある。
- 批判的な意見の要因として最も多い意見としては、価格の高さ、次いで請求書の問題（請求書と価格の不透明さ、一貫性のないフォーマット、複雑な請求に関する報告）が挙げられる。
- 独占の問題や低品質が問題となることは少ない。

表　DHCに対する消費者の認識と規制の概要（本報告書から一部抜粋）

Country	Consumer perception			Consumer protection		
				Regulation regarding…		
	Type	Positive aspects	Negative aspects	Grid access	Prices	Meter-ing
Denmark[2]	I	good overall image, support of clients, transparency of prices		Yes	Yes	Yes
Estonia	P	good overall image		Yes	Yes	Yes
Finland	P, I	good overall image, support of clients, high quality [P, I]	high prices [P, I]	No	Yes	Yes
France	I	(high interest to connect)		Yes	Yes	Yes
Austria	P, C, I	good overall image [P]	high prices, monopoly issues, billing issues [C, I]	No	Yes	Yes
Belgium[1]	-			No	No	Yes
Bulgaria	-			Yes	Yes	Yes
Croatia	I		billing issues, high prices, low quality	(No)	Yes	Yes
Cyprus	-			No	No	No
Czech Republic	I		low quality, billing issues, metering issues	Yes	Yes	Yes

出所： European Commission, ”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive“（2021年10月）p.70-71 (Table 13)を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）

7.各国のDHC規制枠組み

- 各国のDHCシステムの所有と運営の規制、価格、計測、系統へのアクセスと利用に関する規制状況を調査している。
- 規制の枠組みを概観するために、調査対象国の規制のレベルマップを作成している。

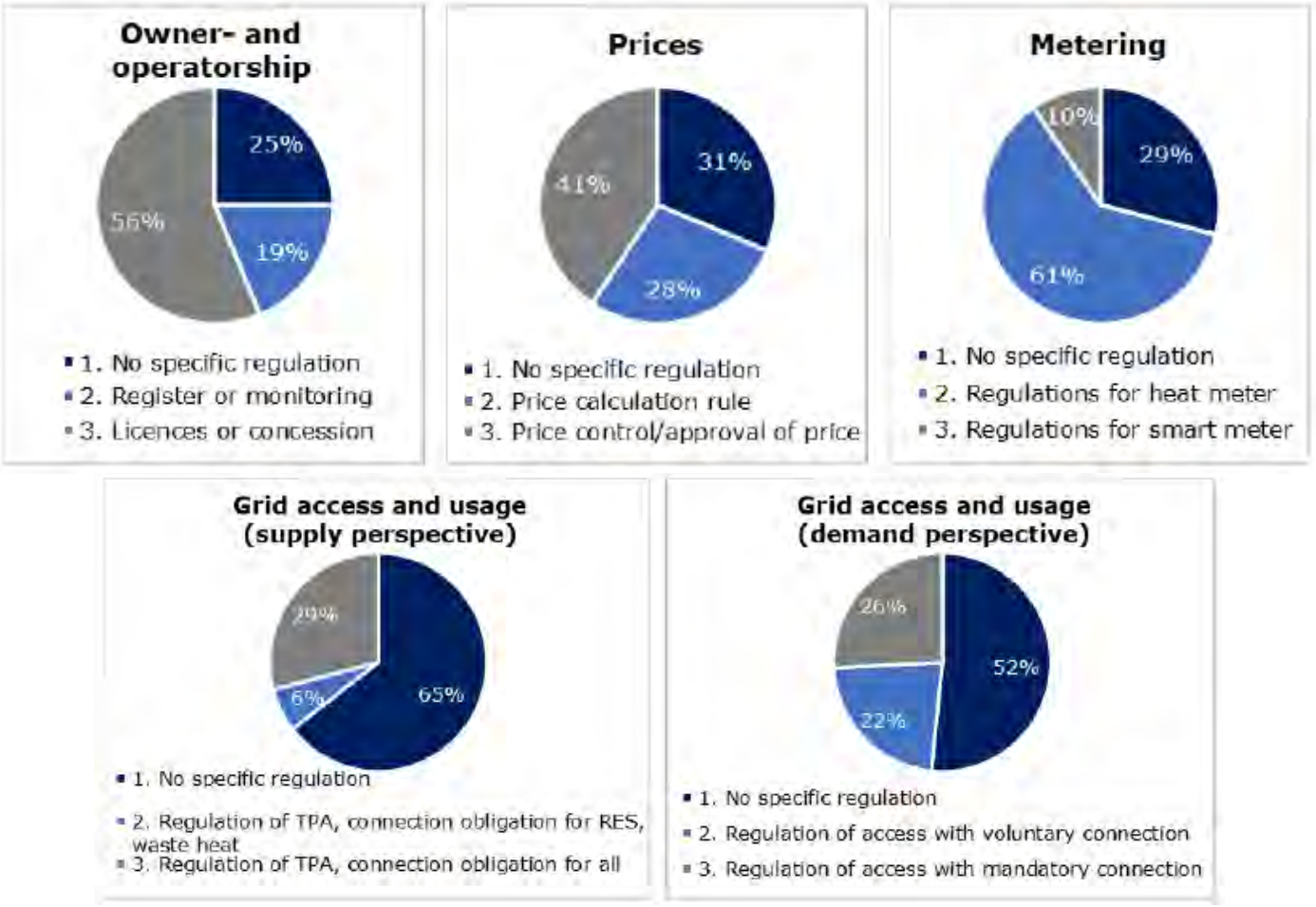


図　所有権・運営権、価格、計測、系統へのアクセスと利用（需要側、供給側）に関する規制

図　加盟国、英国、アイスランド、ノルウェー、ウクライナにおける規制のレベルマップ

出所：　European Commission”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive “（2021年10月）p.64-66 (Figure 37,38,40) を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）

8.各国のDHC支援枠組み

- 各国の再生可能エネルギー熱システム、コージェネレーション（CHP）、系統インフラ別の支援状況を調査している。
- 支援の枠組みを概観するために、調査対象国の支援のレベルマップを作成している。
- 前頁の規制枠組みを含め、少数の国（ポルトガル、マルタ、キプロス）だけが規制、支援枠組みを設けておらず、DHCへの関心は低い。

図　再生可能エネルギー、CHP、系統インフラに関する支援

図　加盟国、英国、アイスランド、ノルウェー、ウクライナにおける支援のレベルマップ

出所：European Commission, ”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive“（2021年10月） p.65(Figure 39), p.67(Figure 41) を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）

9.DHCシステムを導入した好事例

- 本調査では、DHCを導入した10地域の好事例を紹介している。
- 大部分の地域では、再生可能エネルギー熱源と廃熱・冷熱源を組み合わせている。
- これらの好事例の成功要因として、①国の政策と支援制度、②自治体の支援、③DHC運営体制、④ビジネスモデル、⑤供給における技術的選択、⑥建物との統合、⑦コラボレーションと革新、⑧消費者エンパワーメントの8つを特定している。

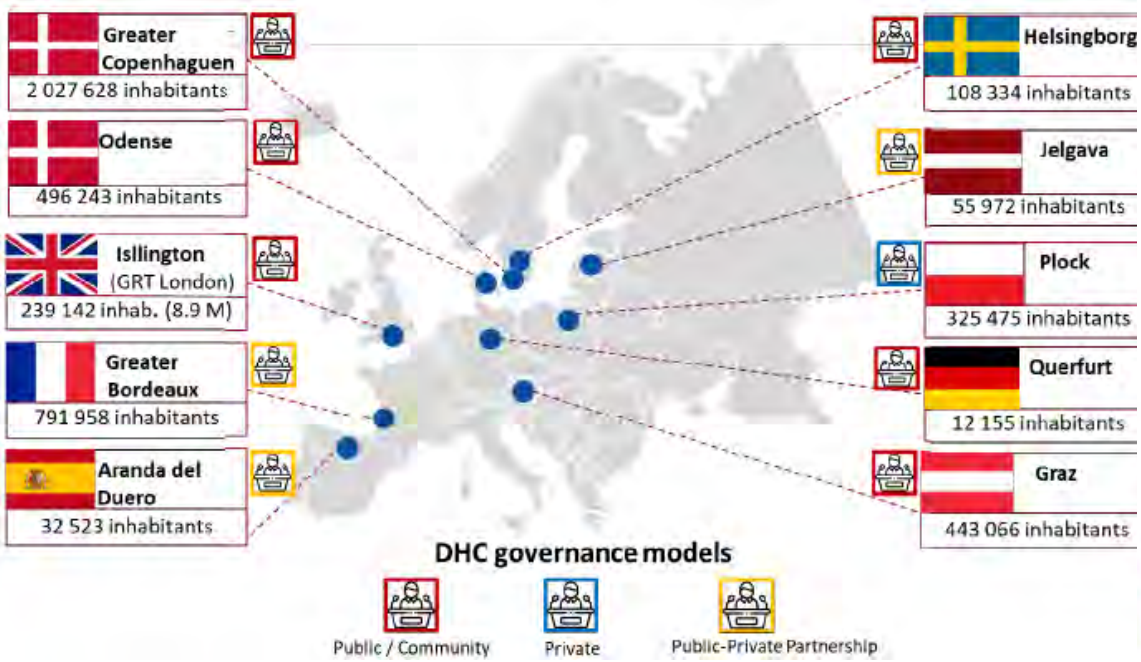


図　分析したケーススタディとそのガバナンスモデルの地図

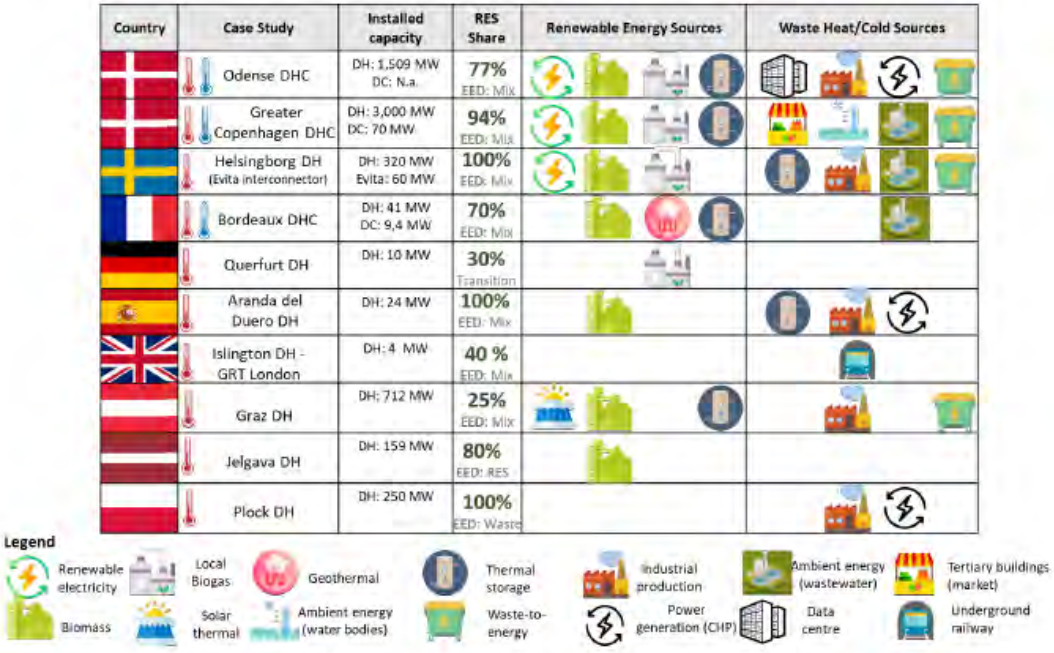


図 事例とそのエネルギー源の概要表

出所： European Commission, ”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive“（2021年10月）
p.254 (Figure 134), p.255（Figure 135）を基に作成
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）

9.DHCシステムを導入した好事例ーグレーターコペンハーゲン

■ グレーターコペンハーゲンは、8つの要因のうち、すべての成功要因を満たしている地域である。

グレーターコペンハーゲン	
国の政策、支援制度	• 1980年代以降に実施されたDHC政策と支援スキームの一貫したパッケージを発行している。
自治体の支援	• 自治体が熱計画を担当し、地域暖房事業者を所有している。
DHC運営体制	• 国の「非営利原則」によって、都市やコミュニティに権限を与え、地域のエネルギーガバナンスを強化している。
ビジネスモデル	• 価格競争と安定性の強化を図るため、電力会社・自治体・消費者の間で、リスク・コスト・利益を共有できる。
供給における技術的選択	• ネットワークの相互接続、熱および電力の生産調整のための統合システムを導入している。
建物との統合	• 地域暖房の導入により、ヒートエミッターの温度を石油ボイラーから地域暖房の最適温度に改善できている。
コラボレーションと革新	• デンマークの国としての文化が、革新的かつ協力的でコラボレーションが生まれやすい。
消費者エンパワーメント	• 消費者自体が、自らの消費とDHCの理解が高い。 • 料金体系や消費データは消費者に共有されている。 • DHCの恩恵が消費者に還元される仕組みになっている。

出所： European Commission, ”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive”（2021年10月）
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）を基に作成

10.提言

■ 持続可能なDHCネットワークを通じて、欧州の冷暖房消費エネルギーを脱炭素化するための有効な手段として、以下の9つを挙げる。

✓ DHC目標の統合
各国の国家戦略における定量化された持続可能なDHC目標の統合を行う。

✓ 規制・支援制度の導入
化石燃料に対する炭素税、未回収廃熱に対する税、効率的なシステムに対する付加価値（税低減など）、安定的かつ十分な間接的支援スキームを確保することなど、規制・支援制度を導入する。

✓ DHCシステムの初期開発の促進、長期の投資期間を支援する仕組みの導入
再生可能エネルギー熱の利用、余熱/廃熱、低温グリッドの変化を含むDHCを利用した脱炭素化対策に財政支援を提供する。

✓ 地方/都市の再生可能エネルギー熱を利用した地域暖房の可能性、セクターシナジーの特定を通した、地域暖房の地方/都市熱計画の策定
再生可能エネルギー熱や廃棄物エネルギー利用の可能性、セクター統合の可能性およびその相乗効果について、自治体に審査を義務付け、奨励・支援などの手段を含む戦略的長期熱計画を実施する。

✓ 長期的な脱炭素計画の策定義務化
DHC供給企業に、今後数年間で脱炭素化を実現するための施策と中間目標を記した長期変革計画の策定を義務付ける。

✓ DHC事業者の再生可能エネルギー熱、廃熱割当義務化
DHC供給企業に、再生可能エネルギー熱の導入、廃熱利用を義務化する。

✓ 余熱・廃熱利用の促進
余熱、廃熱のフローに関するデータの提供、技術開発、リスクマネジメント、廃熱賦課金の導入等を企業に義務付け、余剰、廃熱の利用を促進する。

✓ 顧客参加とインセンティブ制度
DHCシステムおよびエネルギー共同体への市民、顧客の参加を促進させる。

✓ 透明性の向上
DHC供給企業に対する、情報提供義務の強化などによって、情報の透明性を向上させる。

出所： European Commission, ”Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive”（2021年10月）
https://energy.ec.europa.eu/district-heating-and-cooling-european-union_en（2022年11月18日閲覧）を基に作成

欧州委員会
“Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap”

欧州委員会 “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap”

1.概要

■ 冷暖房（H&C）によるエネルギー消費は、EUの最終エネルギー消費量の約50%を占めている。そのため、2050年までにカーボンニュートラルを達成するためには、冷暖房分野の脱炭素化は不可欠である。

■ 本報告書では、地域、国、EUなど様々な政策立案者の冷暖房の脱炭素化に向けた計画の策定にあたり、重要となる要件の特定を目的として、2022年6月に、欧州委員会から公表されたものである。

本文書の概要

● **背景**

✓ EUにおける2019年の再生可能エネルギー消費の全体比率は19.7%で、冷暖房の再生可能エネルギー比率は22.1%であった。冷暖房は、現在最終エネルギー消費量の約50%を占めており、そのうち、建物内の暖房・給湯用途が62%以上、工業用が32%、残りは農業や建物、産業に関連する冷房用途から生じている。

✓ 現在、既存の建築環境では、冷暖房は化石燃料を使った暖房設備に強く依存していることに加え、エネルギー性能が低い建物が多く存在しており、冷暖房分野における脱炭素化と自然エネルギーの導入は比較的遅れている。今後は、脱炭素化に向けて、様々なステークホルダーが関与した目標設定と計画の策定が必要である。

● **目的**

✓ 本報告書は、冷暖房部門の脱炭素化に向けた計画の策定にあたり、考慮すべき重要な要件の特定を目的とする。

✓ また、本報告書内では、分析で明らかになった課題と対応策についても述べる。

主なトピック

● **インフラ計画の策定**

冷暖房の脱炭素化に向けて、コストを最低限に抑えつつ、資源を最適な方法で利用するためには、包括的かつ統合的なインフラ計画が必要である。その計画には、新規のインフラ開発や既存のインフラの再利用化についての判断や蓄熱技術の検討、電力システムとの統合、ヒートポンプの活用等が含まれる。

● **ステークホルダーの参加**

冷暖房の脱炭素化のためのインフラ計画は、国・地域・地方レベルで策定することが重要であり、この策定には、建築家、建設作業員、地方自治体、住民などの様々な利害関係者が参加する必要がある。

● **財政支援**

冷暖房の脱炭素化に向けた対応策の実施にあたり、適切な財政支援が必要である。冷暖房のための財政・金融支援を確立し、安定的かつ長期的な投資環境を整備することが求められる。

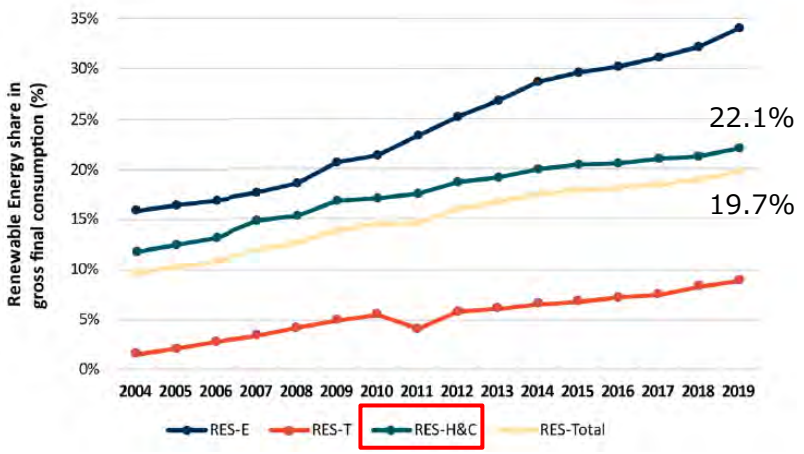


図　2004年から2019年までのエネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合

出所： European Commission, “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap,”（2021年12月） p.14 (Figure1.2) を基に作成
https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f5118ffc-eabd-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en（2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap”

2.冷暖房の脱炭素化に向けた要件（１）

■ 冷暖房の脱炭素化に向けて、地域特性を把握し、地域に特化した選択肢を選び、導入するべきである。以下に計画の策定にあたり、考慮すべき要件を示す。

■ DHC（地域熱冷暖房）の導入

現在、EUの大部分の住宅や商業施設は個別冷暖房システムであり、DHCを導入しているのは、わずかに9%である。DHCは、特に産業設備や発電所からの廃熱が利用できる場合、財政的に実現可能な選択肢である。

■ 化石燃料の廃止

2050年の脱炭素化のためには、化石燃料を燃料とする暖房システムの設置を速やか（理想は2025年）に停止する必要がある。段階的に停止する際には、エネルギー貧困世帯にもたらす経済的、社会的効果を考慮することは重要な点である。

■ エネルギー効率の向上

建物の大規模な改修は、大幅なエネルギー節約につながるだけではなく、再生可能な選択肢を増やす機会にもなる。現在、EU加盟国の年間改修率は1%程度であり、単発の大規模改修は0.2～0.3%程度とさらに下回る。今後は改修率を大幅に向上させる必要がある。

■ 産業用熱利用の脱炭素化

産業用熱利用の脱炭素化は、変換コスト、温度レベル、競争力リスク、設備の長寿命化等によって、極めて困難である。低温の熱（150℃以下）では、効率的な自然エネルギーの利用が可能だが、高温の熱になればなるほど、自然エネルギーによる脱炭素化の選択肢は限定される。

■ エネルギー貯蔵

熱エネルギーの貯蔵は、エネルギーを熱の形で貯蔵し、貯蔵したエネルギーを、後で空調設備や発電に利用できるようにするものであり、電力と熱の分野を統合する上でも重要な手段の一つである。右図に、自然エネルギーの普及率が高い、エネルギーシステムにおける熱エネルギー貯蔵の主な用途を示す。

■ 冷房

過去数年間の気温上昇等から、近い将来の冷房のニーズは高まると想定される。高温と低温の両方を作り出すことができるリバーシブルヒートポンプの導入など、需要の増加を見据えた計画を策定することが重要となる。

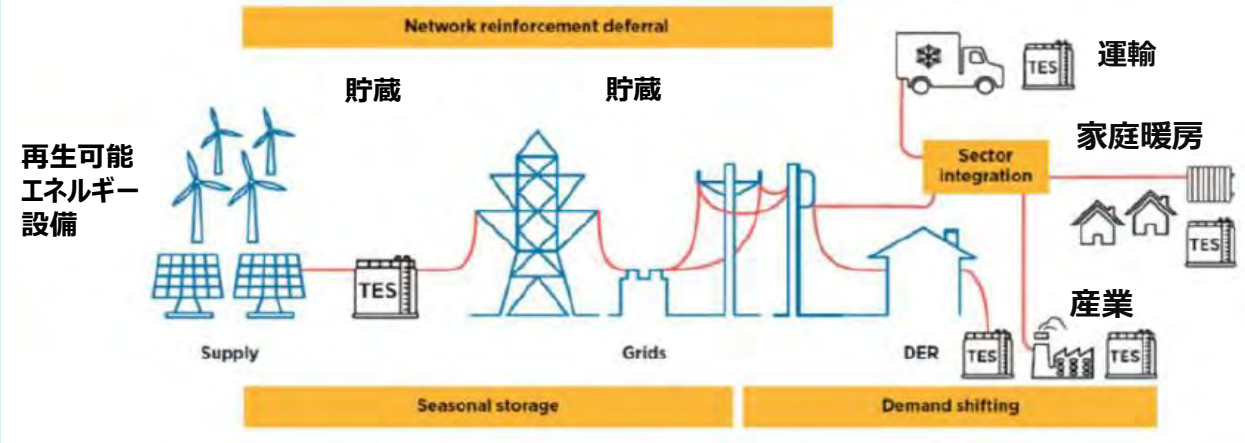


図 エネルギー分野における熱エネルギー貯蔵の例

出所： European Commission, “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap” （2021年12月） p.29を基に作成
https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f5118ffc-eabd-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en（2023年2月2日閲覧）

2.冷暖房の脱炭素化に向けた要件（２）

■ 冷暖房の脱炭素化に向けて、地域特性を把握し、地域に特化した選択肢を選び、導入するべきである。以下に計画の策定にあたり、考慮すべき要件を示す。

■ 資源の確保

冷暖房用の再生可能エネルギーが有限の資源から得られることを考えると、資源の確保は冷暖房システムの計画において、重要な役割を担っている。

■ インフラ計画の策定と定期的な更新

冷暖房の脱炭素化には、明確な目標と、地域・加盟国・EUレベルで冷暖房のためのインフラ整備を支援する政策の両者が必要である。その政策は、定期的に遵守状況を監視し、望ましいレベルではない場合は、変更する必要がある。

■ コストと財務への対応

高い先行投資や変動コストが、再生可能な冷暖房の普及を鈍化させる障壁となっている。下図はフランスの暖房システムのコストの比較を示している。このように、化石燃料よりも再生可能エネルギーによる空調の使用の方が、コストが低いケースもある。しかし、現状は初期費用の高さから導入が進んでいない。また移行にあたって、考慮すべき点は、低所得帯への影響である。低所得帯が持続可能な空調設備に移行するための具体的な政策が重要となる。

■ エネルギー市場の再設計

熱供給市場は、異なるタイプの冷暖房供給システムが異なる市場で運営されており、消費者が冷暖房を選択するうえでの選択肢を比較することが非常に困難になっている。また、熱市場にインセンティブ制度を導入することやエネルギー税の整備など、エネルギー市場の再設計は脱炭素化において必要な要件である。

■ 消費者の受容

冷暖房の脱炭素化は、我々の生活様式に影響を与えるため、一般消費者の受容は重要な要素である。多くの消費者にとって、暖房設備のアップグレードの受容を決定する主な要因は依然としてコストである。

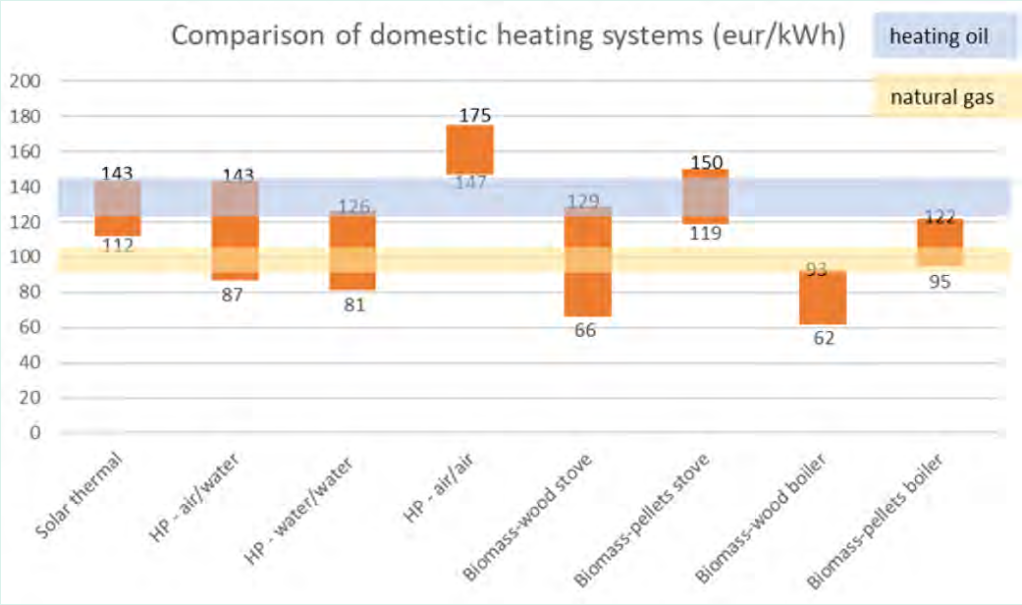


図　フランスの暖房システムのコスト比較

出所：　European Commission, “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap” （2021年12月） p.35 (Figure2.3) を基に作成
https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f5118ffc-eabd-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en（2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap”

3.エネルギーシステムの統合

■ エネルギー効率と需要側の柔軟性を確保するために、電力システムとの統合や、再生可能エネルギーの発電・充電、EV充電・蓄電を用いたスマート統合は、重要な要素となる。これらのエネルギーシステムの統合の主要な柱として、下記の３つが挙げられる。

暖房設備の電化

- ✓ ヒートポンプやPower to heat システムを利用した電力の直接利用は、再生可能エネルギーによる発電の価格競争の激化から、今後数年間で大きく成長すると見られている。EUの長期戦略（LTS）シナリオによれば、2050年までに電力需要は大幅に増加し、最終エネルギー消費量に占める電力用途の割合は、現在の23%から、2030年には30%、そして2050年には50%に増加すると想定されている。
- ✓ ヒートポンプは、空気源、地熱源、水熱源、廃熱源などを様々な熱源からの熱を利用するため、エネルギー効率が高いというメリットがあるが、大量導入時における、系統への安定供給に懸念点もある。

生物由来の再生可能燃料

- ✓ バイオエネルギーはEUの再生可能エネルギー消費量全体の約84%を占め、暖房や産業用途において、重要なエネルギー源となっている。
- ✓ 汎用性が高く、貯蔵が容易という特徴をもち、柔軟なエネルギー源である。
- ✓ 一方で調達方法によっては、生物多様性の損失を助長しかねないという懸念もあり、バイオマスエネルギーの利用にあたっては、厳密に利用可能で持続可能なものに限定すべきである。

非生物起源の再生可能燃料

- ✓ 再生可能水素とそこから派生する合成燃料が、将来のエネルギーシステムにおいて重要な役割を果たすという考えへの支持が高まっている。
- ✓ 主な課題はコストの高さであるが、エネルギー集約型産業や大型輸送用途、海上輸送用途、さらには暖房にも利用可能で、汎用性が高いエネルギー源の一つである。
- ✓ 多くのEU諸国では、エネルギー・気候関連政策の一環として、水素関連計画を発表しており、現在から2030年までに計画されている世界の水素プロジェクトの中で、欧州が1,300億USD（1,100億EUR）の投資計画を発表しており、世界でトップとなっている。天然ガスを大量に消費し、天然ガスのインフラが充実している国では、水素はこれらの資源の利用を維持するための優良な選択肢として捉えられている。

出所： European Commission, “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap” （2021年12月） を基に作成
https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f5118ffc-eabd-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en（2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap”

4.冷暖房の脱炭素化に向けた課題

■ 冷暖房の脱炭素化にあたり、政策、経済・市場、財政、能力、技術の各方面において障壁が存在する。これらの障壁の相対的な重要度は、国や地域の特性によって異なり、その障壁は状況に応じて、段階的に実施すべきである。

障壁区分	障壁概要	対応策（例）
政策	明確な脱炭素化ビジョンと具体的な目標やインセンティブの欠如等の政策的な障壁	• 化石燃料の段階的削減、支援の廃止 • 既存の冷暖房空調システムから再生可能エネルギーを導入したシステムへの移行の促進 • 再生可能エネルギーと化石燃料の公平な競争市場の確立 • 地域冷暖房の普及・性能向上 • バイオエネルギー戦略の策定
経済市場	化石燃料が低コストであることによって、再生可能エネルギーの導入が進まない等の市場における障壁	• 化石燃料との公平な市場の確立 • 建築家、施工者、事業者、オーナー等の対象企業とのサプライチェーン全体の構築支援 • 価格の透明性の保証、専門家と消費者団体との協力促進
財政	建築物の改修等に必要な融資や資金調達が不十分であることによる財政面の障壁	• 脱炭素化に向けた資金調達等の統合的な財務戦略の策定 • 建物所有者に向けたエネルギー効率向上の訴求 • 住宅改修のための財政的インセンティブ制度の導入や設備投資費用の一部を補う補助金の提供 • 低所得帯への財政支援
能力	政策立案者や建築家、建設作業員等の意識、知識、理解など幅広い能力を包含する、ステークホルダーの能力（キャパシティ）に関わる障壁	• 専門家による、エネルギー効率や冷暖房技術に関する能力開発を目的とした政策立案者の教育 • 上記の他、建築家、建設作業員、インフラ事業者、建物の居住者、所有者への教育、情報提供
技術	インフラ設備、地域の制約、建築条件、プロセス要件が含まれる技術的な障壁	• 地下の温度勾配など地域特性に関する高解像度の情報の提供 • 再生可能エネルギーへの転換に向けた建築基準法や規格の適応 • バイオメタンや水素、合成燃料のガス品質基準の定義 • 電力や廃熱、蓄電の利用を通したエネルギーシステムの統合 • ベストプラクティスの共有のための国家プラットフォームの確立

出所： European Commission, “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap” （2021年12月） を基に作成
https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f5118ffc-eabd-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en（2023年2月2日閲覧）

5.総論

- 最終エネルギー消費において冷暖房用途の割合は高く、冷暖房（H＆C）の脱炭素化は、カーボンニュートラルには不可欠な要素である。
- この冷暖房分野における脱炭素化には、エネルギー使用量の削減、効率化と再生可能エネルギーに基づく冷暖房ソリューションの展開を同時に実現する適切な計画と行動と必要である。

- **包括的な計画の策定**
  冷暖房の脱炭素化に向け、明確な目標と目的を設定し、国、地域、地方レベルで最も安価で、持続可能な資源の確保、資金調達、維持管理についての計画を策定することが重要となる。またエネルギー移行に関わる全てのステークホルダーが、意思決定に関与する必要がある。
- **地域特性に応じた選択肢の実施**
  冷暖房の脱炭素化へのロードマップは、各加盟国、地域、自治体、さらには地区によっても異なる。最も適切でバランスの取れたエネルギーミックスは、資源の利用可能性や冷暖房の需要パターン、既存のインフラ、コストなど、その地域のパラメータに依存する。多様で複合的な選択肢は地域特性のメリット・デメリットを補完する。
- **公平な競争環境の整備**
  国との連携のもと、地方自治体に適切なツールを提供し、冷暖房の脱炭素計画を開始することは、長期的な脱炭素に向けて、早急に取り組むべきである。このための、化石燃料の利用廃止や再生可能エネルギーのインセンティブ制度導入等による、公平な競争条件の導入は、優先されるべきである。
- **持続可能な燃料の普及・整備**
  今日まで、EUにおける暖房燃料の主流は天然ガスとなっているが、今後は水素、合成燃料などの持続可能で低炭素な燃料が、天然ガスの代わりとなる。全てのセクターで電化が可能なわけではないことから、供給が限られる再生可能ガスを、代替手段が少ない地域や部門に配備すべきである。
- **労働力の確保**
  今後数年、数十年の間に、エネルギー改修のペースが加速することが想定される。建設労働者だけでなく、建築、プランナー、施工業者、エンジニアの訓練とスキルアップを含めて、部門を超えた労働力の確保が必要となる。

出所： European Commission, “Policy Support for Heating and Cooling Decarbonisation Roadmap” （2021年12月） を基に作成
https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f5118ffc-eabd-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en（2023年2月2日閲覧）

NREL

“Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”

1.概要

米国国立再生可能エネルギー研究所（NREL）が作成した、米国の電力システム運用に関する報告書。需要側柔軟性が果たす役割について分析を行っている。

■ 概要

本報告書では、複数のシナリオに基づいた2050年の米国の電力システムの分析が行われている。電化が進んだ電力システムにおいて、需要側柔軟性がどのような役割を果たすかが検証されている。

- ✓ 各シナリオは、134の地域別・1時間単位のモデリングにより作成されている。電化率、VRE（変動性再生可能エネルギー）導入率、DR（デマンドレスポンス）活用度の3つの項目がシナリオ作成の基準となる（表1）。

■ 分析結果

需要側柔軟性の活用により、予備力の供給、火力発電運用の平準化、VRE出力抑制の緩和、電力システム運用コストの低減などの便益が得られる（表2）。また柔軟性が増加することで、ピーク容量や発送電設備への投資を抑えることができる。

- ✓ 本分析においては、運用コストの算出にあたり資本費は考慮されていない点に留意が必要。

表1 シナリオ一覧

電化度合い	VRE導入量	DR活用度	シナリオ名
基準（20%）	低（42-43%）	なし	基準・DRなし
		高	基準・高DR
高（36%）	低（42-43%）	なし	高電化・DRなし
		低	高電化・低DR
		高	高電化・高DR
	高（66%）	なし	高電化・高VRE・DRなし
		低	高電化・高VRE・低DR
		高	高電化・高VRE・高DR

表2 需要側柔軟性の活用により得られる効果

種類	効果
予備力	緊急時予備力の57%、柔軟性予備力の71%を供給（高電化・高DRシナリオ）
火力運用	火力発電運転を平準化、および天然ガス火力の起動停止回数をDRなしの場合と比べて約65%削減（高電化・高DRシナリオ）
出力抑制	VREの出力抑制量をDRなしの場合と比べて16%削減（高電化・高VRE・高DRシナリオ）
運用コスト	電力システムの運用コストをDRなしの場合と比べて約10%低減（高電化・高VRE・高DRシナリオ）

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.17（Table 3）より作成

2.シナリオ特徴

各シナリオは電化率・VRE導入率・DR活用度を基準に作成されている。高電化シナリオでは、EV導入量の著しい増加が見込まれている。

■ シナリオ設計

各シナリオは、電化率、VRE導入率、DR活用度を組み合わせて設計されている。また、各シナリオの設備容量は、電化率とVRE導入率に基づいて設定されている（図1）。

- ✓ 2050年の電化率は、現状に基づいた基準シナリオで20%、高電化シナリオで36%に設定されている。2050年の電力消費量は基準シナリオで4,800TWh、高電化シナリオで6,700TWhであり、電力消費量の差の大部分は運輸部門の増加が要因である（図2）。
- ✓ 電源構成に占めるVRE比率は、低VREシナリオで42-43%、高VREシナリオで66%となっている。高VREシナリオは再生可能エネルギーと蓄電池のコストが低い場合の想定であり、VRE以外にエネルギー貯蔵（揚水発電・圧縮空気エネルギー貯蔵・蓄電池）の割合も大きくなっている。
- ✓ 需要側柔軟性は、DRなし、低DR（需要家の20%がDRイベントに参加）、高DR（低DR時の想定に加え、軽車両EVのDR参加率が90%以上）の3パターンが想定されている。EVの充電は日単位ではなく週単位でモデリングされており、V2Gは分析モデルに含まれていない。

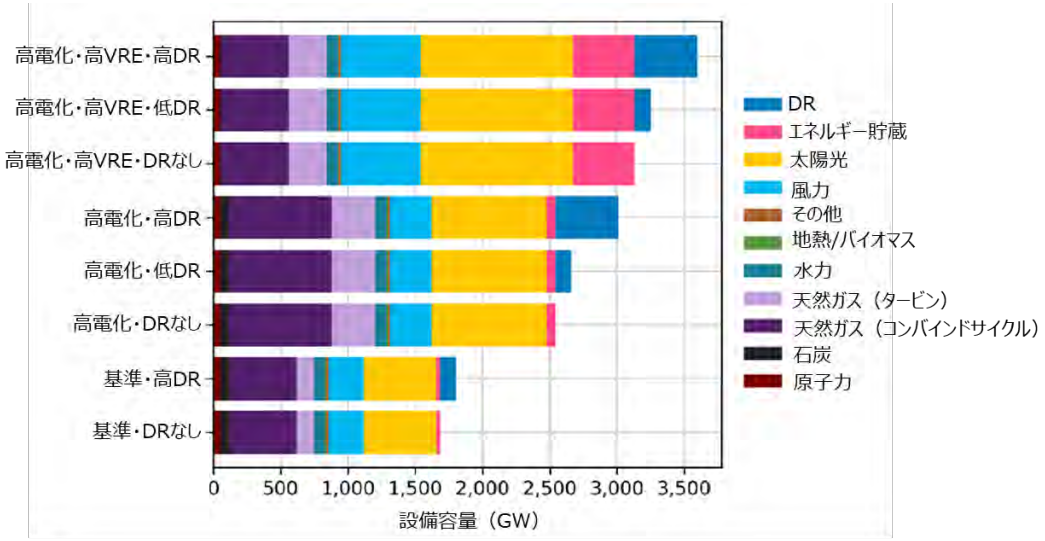


図1 シナリオ別設備容量（2050年）

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.18（Figure 6）より作成

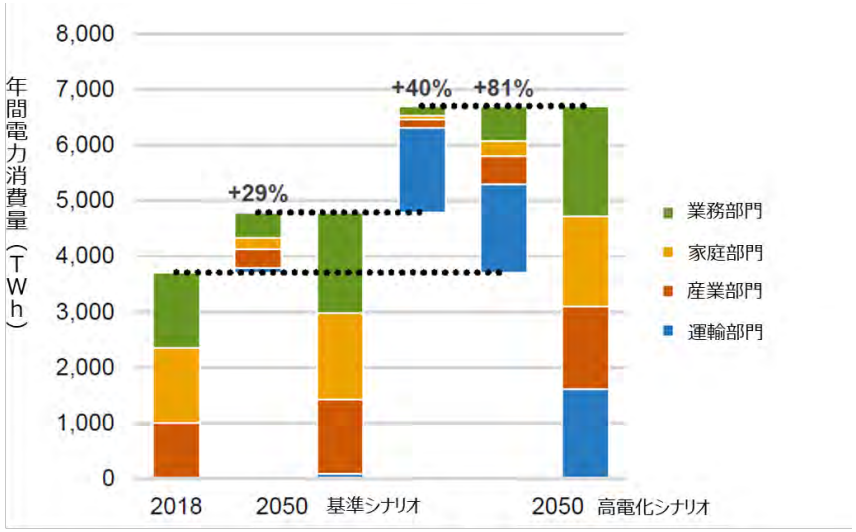


図2 最終消費部門における電力消費量比較

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.3（Figure 2）より作成

3.DRリソースの想定

最終消費部門ごとに、利用可能な需要側柔軟性のリソース（DRリソース）が設定されている。運輸部門・家庭部門が主要な柔軟性供給源となる。

■ DRリソースの種類

業務部門、産業部門、家庭部門、運輸部門のそれぞれで利用可能なDRリソースを選定している（表3）。

✓ DRリソースごとに、需給バランス制約（エネルギー総量を維持すべき時間範囲）とシフト可能時間が設定されている。

■ DRリソース量

運輸部門（主に軽車両）と家庭部門（主に給湯）が主要なDRリソースとなる（表4）。

✓ 高DRシナリオでは運輸部門のDRリソースが特に大きく、需要の50%以上を活用できる想定である。

表3 DRリソースの種類と要件

部門	DRリソース	需給バランス制約	シフト可能時間
業務部門	給湯	1日	4時間
	空調	1日	1時間
	暖房	1日	1時間
産業部門	機械使用	1日	1時間
	熱	1日	1時間
家庭部門	給湯	1日	8時間
	洗濯機・乾燥機	1日	8時間
	食洗器	1日	8時間
	空調	1日	1時間
	暖房	1日	1時間
運輸部門	軽車両	1週間	8時間
	中型トラック	1日	7時間
	大型トラック	1日	4時間
全部門	その他	1日	1時間

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.15（Table 2）より作成

表4 DRリソース量および各部門の全負荷に占めるDRリソース割合

シナリオ	運輸部門	家庭部門	業務部門	産業部門	合計
基準・DRなし 高電化・DRなし 高電化・高VRE・DRなし	0	0	0	0	0
基準・高DR	55TWh (58%)	195TWh (13%)	42TWh (2%)	65TWh (5%)	357TWh (7%)
高電化・低DR 高電化・高VRE・低DR	191TWh (12%)	62TWh (4%)	20TWh (1%)	27TWh (2%)	299TWh (4%)
高電化・高DR 高電化・高VRE・高DR	825TWh (51%)	187TWh (12%)	60TWh (3%)	80TWh (5%)	1,151TWh (17%)

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.18（Table4）より作成

4.DRリソースの想定（参考）

DRにより、朝夕の需要は昼の時間帯へと移行する。高電化シナリオでは、負荷シフトの大部分を運輸部門が賄う。

■ **負荷シフト**

需要側柔軟性の活用により、負荷は朝と夕方から、太陽光発電量の多い昼の時間帯へとシフトする（図3）。高電化シナリオでは、運輸部門が負荷シフトの大部分を占める。

✓ 高電化シナリオでは、2050年の車両走行距離の76%が電力由来となり、軽車両の84%がEVに置き換わる想定である。

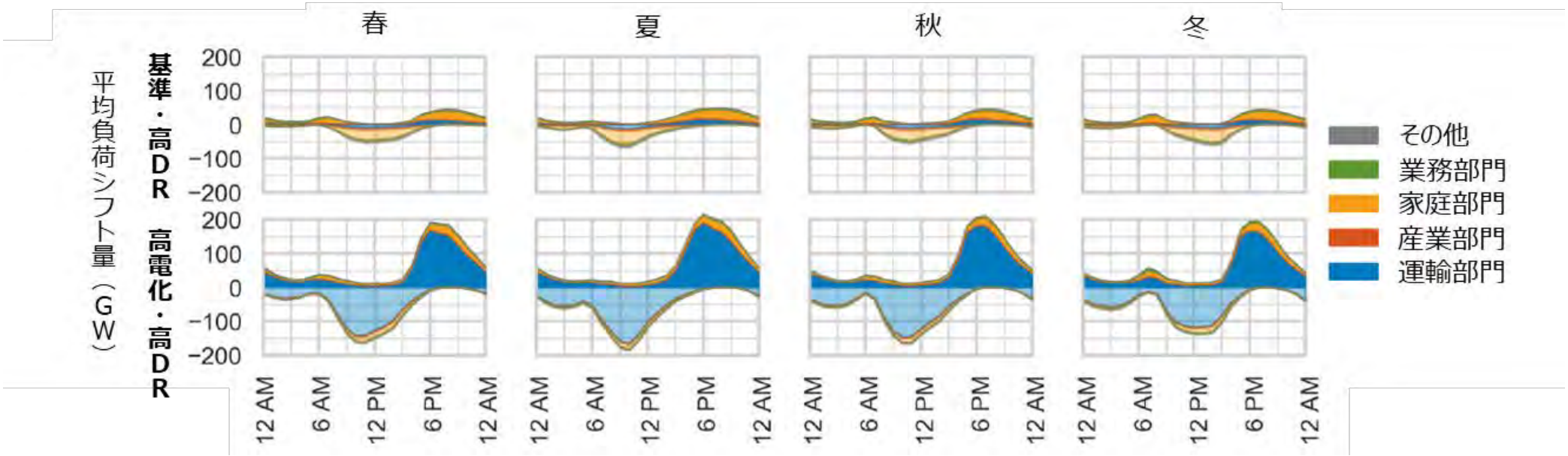


図3 部門別負荷シフト量（+の値がシフト元、−の値がシフト先）

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.31（Figure 14）より作成

5.DRの効果①　予備力

DRは予備力の供給にも貢献する。3種類ある予備力のうち、緊急時予備力と柔軟性予備力の供給にDRが活用可能である。

■ 予備力の種類

予備力には緊急時予備力、柔軟性予備力、周波数維持用予備力の3種類がある（表5）。

- ✓ 緊急時予備力は予期せぬ電源脱落や漏電に、柔軟性予備力は急激な出力変動やVRE予測誤差に、周波数維持用予備力は非常に短いスパンでの周波数変動に対応する。

■ DRの効果

DRは緊急時予備力と柔軟性予備力を供給することができる。それにより、予備力に占める天然ガスや蓄電池等エネルギー貯蔵の割合を減らすことができる。

- ✓ 高電化・高DRシナリオでは、DRが緊急時予備力の57%、柔軟性予備力の71%を供給する（図4）。なお周波数維持用予備力ではDRの活用が難しいため、エネルギー貯蔵が主な供給源となる。

表5　予備力の定義

予備力種類	応答速度（秒）	1時間あたり必要量
柔軟性予備力	1,200	VRE発電量の2%
緊急時予備力	600	負荷の3%
周波数維持用予備力	300	負荷の1%

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.12（Table 1）より作成

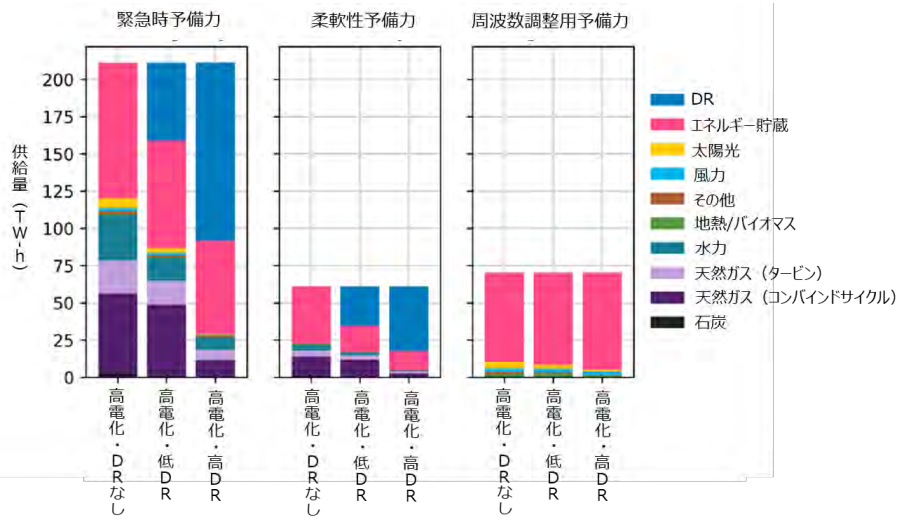


図4　技術別予備力供給量

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.36（Figure 18）より作成

6.DRの効果② 火力運用

DRを活用することで、火力発電の運用を平準化することができる。それに伴い、CO_2排出量は減少する。

■ **火力発電運用**

需要側柔軟性の活用によって、火力発電の負荷率が上昇し、効率的な運用が可能になる（図5） 。ただし天然ガスは調整力としての役割を担うため、石炭ほど運用が平準化しない。

- ✓ 運用の平準化に伴い、天然ガス火力発電設備の稼働台数を減らすことができる。
- ✓ 天然ガス火力発電の起動停止回数も大幅に減少する（図6）。高電化シナリオでは、DRなしの場合と比べて最大で65%起動回数が減少する。

■ **CO_2排出量の削減**

火力発電の負荷率向上は、CO_2排出量の削減にも貢献する。高電化・高DRシナリオではDRなしの場合と比較して最大5.4%、高電化・高VRE・高DRシナリオではDRなしの場合と比較して最大8.3%のCO_2排出量を削減できる。

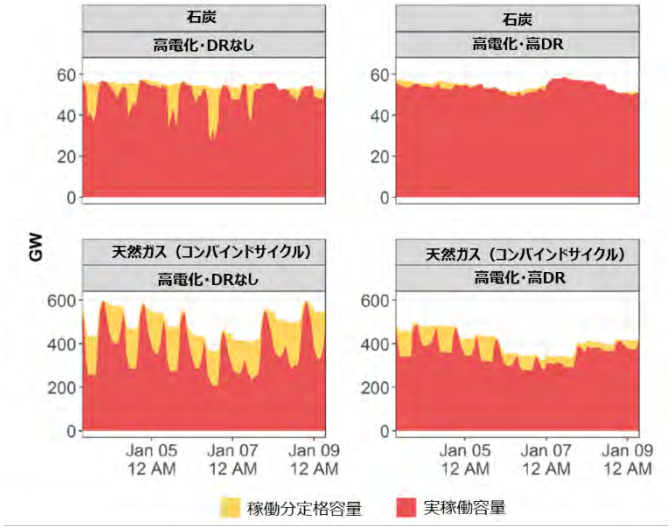


図5 石炭と天然ガス火力発電の稼働分定格容量と実稼働容量の推移

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.38（Figure 20）より作成

図6 石炭と天然ガス火力発電の起動回数

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.41（Figure 23）より作成

7.DRの効果③　出力抑制

DRの活用度が高いほど、変動性再生可能エネルギーの出力抑制量は減少する。

■ **出力抑制量の減少**

DRによってVREの発電量が多い時間帯に負荷をシフトすることで、VREの出力抑制量を削減できる。高電化・高VRE・高DRシナリオでは、出力抑制量はDRなしの場合と比べて60TWh（16%）低下し、出力抑制率はDRなしの7.5%から6.3%まで低下する（表6・図7）。

表6　VREの出力抑制量（2050年）

シナリオ	出力抑制量（TWh）	出力抑制率（%）	出力抑制後VRE割合	貯蔵ロス（TWh）
高電化・高VRE・DRなし	377	7.5%	65.5%	66
高電化・高VRE・低DR	346	6.9%	66.0%	56
高電化・高VRE・高DR	317	6.3%	66.4%	25

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.49（Table 8）より作成

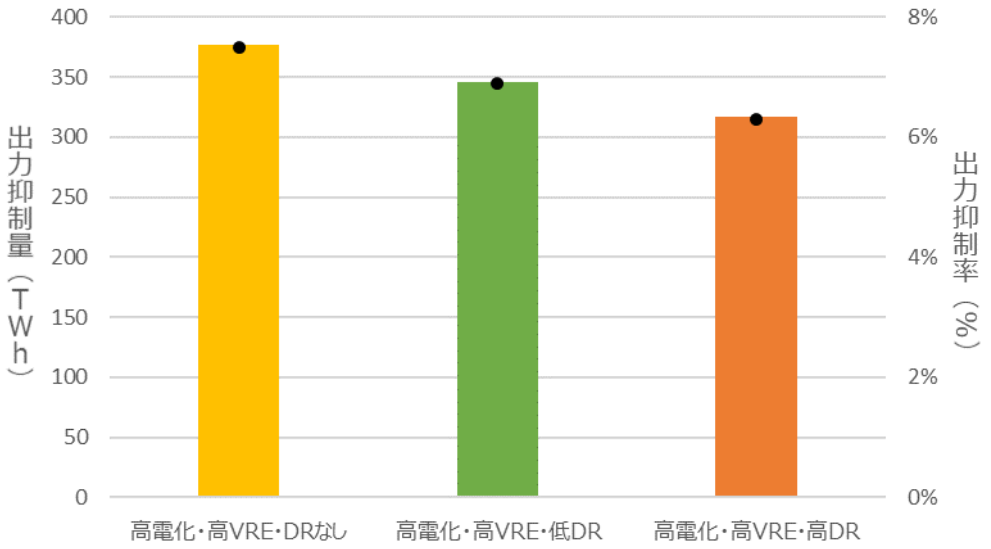


図7　VREの出力抑制量・抑制率（2050年）

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.49（Table 8）より作成

8.DRの効果④　コスト

DRを活用することで、電力システム運用コストは減少する。また、DRは電力卸価格の安定にも寄与する。

■ **電力システムの運用コスト**

高電化・高VRE・高DRシナリオでは、DRなしの場合と比べて電力システムの運用コストを46.6億USD削減できる（表7）。DRによる削減コストは4.05USD/MWhであり、この分をDRリソースの活用原資にすることが可能である。

■ **電力卸価格**

需要側柔軟性により、電力卸価格の変動も緩和される。極端な高価格・低価格の時間数が減ることで、価格は安定する（図8）。

表7　コスト比較

シナリオ	総コスト（億USD）	DRなしと比較した削減コスト（億USD）	DRなしと比較したコスト削減率（%）	DR価値（USD/MWh）	
				DRリソース総量換算	DRリソース利用量換算
高電化・高VRE・DRなし	450.3	-	-	-	-
高電化・高VRE・低DR	429.3	21.0	4.66%	7.02	11.52
高電化・高VRE・高DR	403.7	46.6	10.35%	4.05	8.20

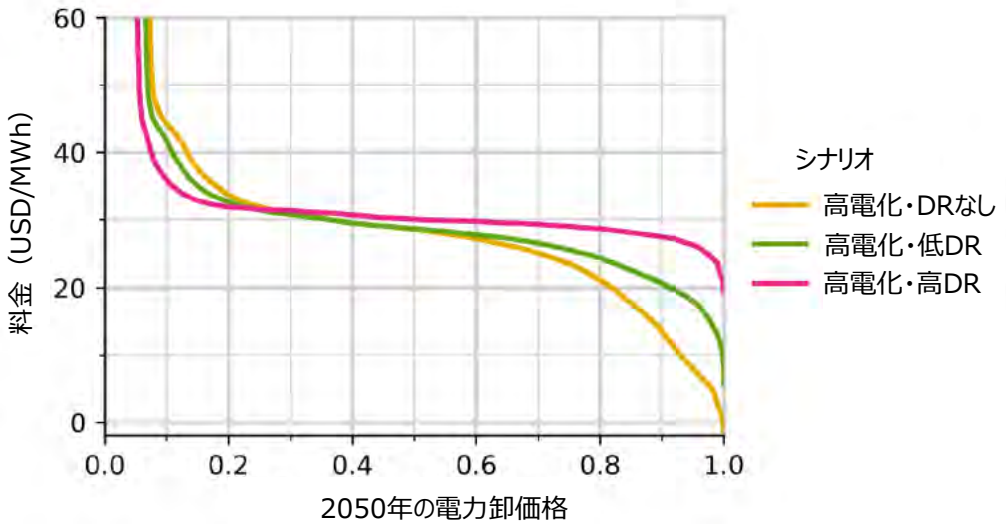


図8　電力卸価格のデュレーションカーブ

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.52（Table 9）より作成

出所）NREL “Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility”（2021年5月）p.46（Figure 26）より作成

IRENA
“Grid Codes for Renewable Powered Systems”

1.概要

■ 再生可能エネルギーへの需要が増加する中、従来の同期発電機から、分散型で消費者に近い場所での系統運用が進められている。
■ しかし、再生可能エネルギーは変動性、不確実性、立地制約などの特性をもち、従来の電力システムからの移行には課題を持つ。
■ そこで、本報告書では、太陽光発電や風力発電といった、変動性再生可能エネルギー（VRE）の比率が高い電力系統のためのグリッドコード（系統連系に関わる技術要件）の開発に向けた、最新の動向と実施基準、提言を行う。

本文書の概要

- **背景**
  従来の電力システムの大型集中発電から、VRE導入、分散化、デジタル化、最終利用者の電化といったトレンドにより、電力システムが変化している。この電力システムの移行によって、系統運用事業者は、システムの需給バランスに対応できる柔軟性と不測の事態にも対応できる安定性の両面の確保が必要となった。VREを統合したグリッドコードが確立・整備されることで、系統運用事業者は電力部門の民間開発者や新規発電事業者への展開、分散型再生可能エネルギー発電の効率的な統合を可能にし、かつ柔軟性と安定性を確保できる。
  本報告書は、2016年のIRENA”Scaling up variable renewable power: The role of grid codes”の更新版である。
- **本報告書の目的**
  - ✓ VRE統合を目指した電力系統連系の開発にあたり必要な技術要件（グリッドコード）、またその開発フローを明らかにし、実現に向けた提言を行う。
- **グリッドコードの概要**
  - グリッドコードは系統システムを円滑に機能させ、電力系統の関係者間で遵守すべき技術的要件をまとめたもので、可能な限り技術的に中立的であることが求められる。
  - グリッドコードには、VREの統合レベルや電力系統の規模によっても異なる。本報告書では、これらに基づいた、電力系統で必要となる技術的要件を整理する。
  - 系統維持のためのアンシラリーサービス、電力系統の運用・制御・監視に用いるインターネット通信に伴うサイバーセキュリティについてもグリッドコード内で規定される。
  - 各国は、グリッドコードの開発と実施において、国際的な協力と経験の交換を促進することが重要である。またそれには、IRENAが促進するVRE統合のための多国間プラットフォームの利用を推奨する。

出所： IRENA, “Grid Codes for Renewable Powered Systems” (2021年10月) を基に作成
https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Grid-codes-for-renewable-powered-systems （2023年1月6日閲覧）

2.グリッドコードの開発

- グリッドコードは、市場や運転、計画、接続といった電力系統の様々な側面を包含している。
- VRE統合や電力系統の分散化、デジタル・自動化、最終消費分野の電化を受け、グリッドコードの開発や改訂が重要となる。

■ グリッドコードの役割

- ✓ VREを含むすべての発電所が、連系系統を許可されるために満たすべき技術的要件基準としての役割を担う。
- ✓ 分散化、デジタル化との相互運用性を最大限に引き出す。
- ✓ 系統維持のためのアンシラリーサービスをグリッドコード内で規制することができる。
- ✓ 電力系統の運用・制御・監視にはインターネット通信が必要となる。それに伴いサイバーセキュリティへの向上はグリッドコードの重要な役割となっている。

■ 欧州共通ネットワークコード

欧州では、市場コード、運用コード、接続コードに分けられる。

- ✓ 市場コード ： 地域的な市場機能のためのガイドラインとルールを提供する。
- ✓ 運用コード ： 電力系統の運用や非常時・復旧時の処理に関するルールを定めたもの
- ✓ 接続コード ： 発電機や高圧直流送電設備がグリッドに接続するための技術要件を提供するもの。
  また消費者による需要側応答サービスの提供を可能にする。

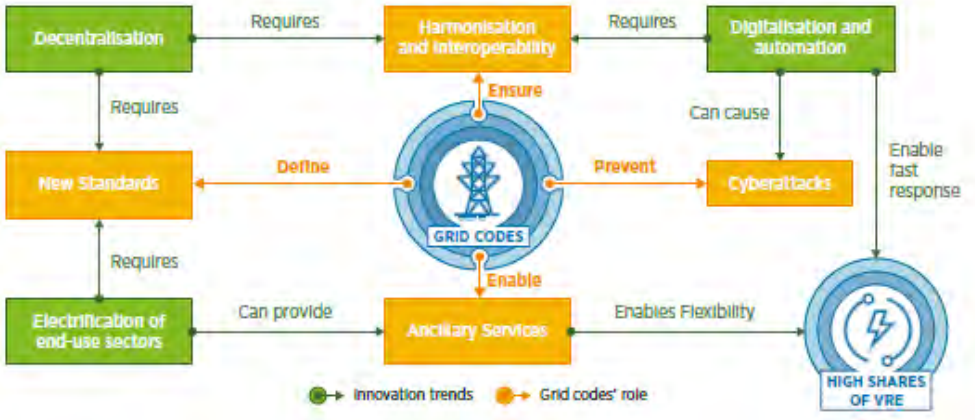


図 グリッドコードの役割とイノベーショントレンド

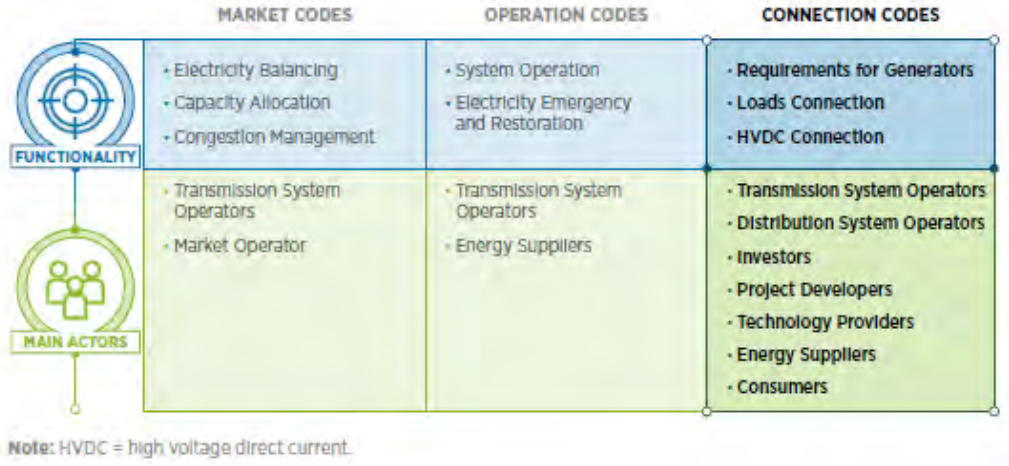


図 欧州のグリッドコードの分類とその機能と関係者

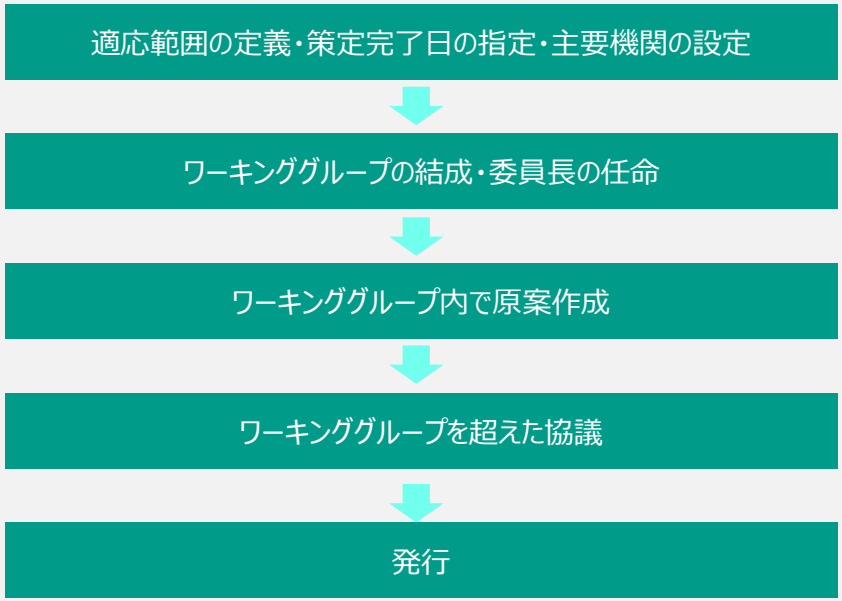
出所： IRENA, “Grid Codes for Renewable Powered Systems” (2021年10月) p.12 (Figure Ⅳ) およびp.18 (Figure1) を基に作成
https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Grid-codes-for-renewable-powered-systems （2023年1月6日閲覧）

3.グリッドコードの開発プロセス

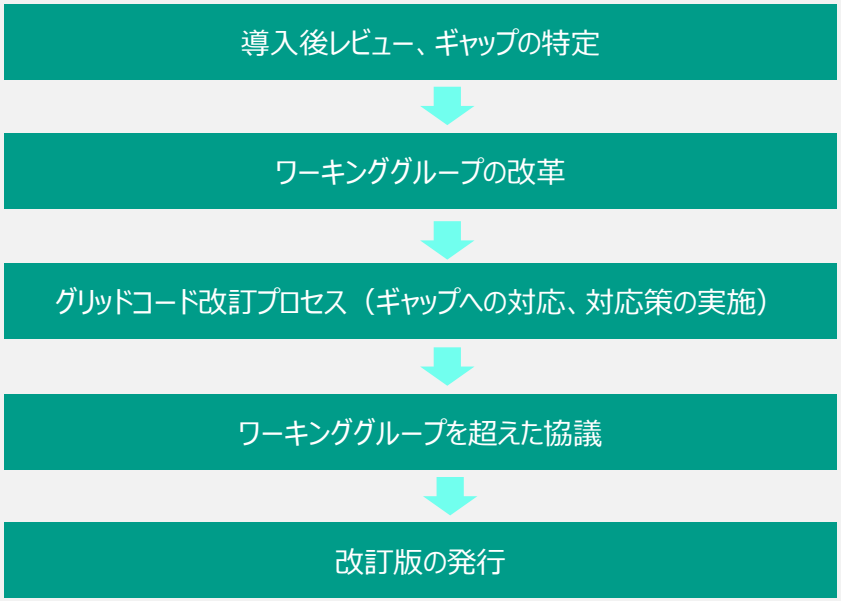
■ グリッドコード開発プロセスを初期プロセス、改訂プロセスで分けて下記に示す。

- ✓ 作成プロセスにおいて、初期から多様なステークホルダーの代表からなるワーキンググループを設置することが有益である。
- ✓ VRE統合を目指したグリッドコードを策定する場合は、国、地域による系統運用の違いを考慮する必要がある。
- ✓ 改訂には、発電機器の新しい技術力や運用方法、発電普及率の進展など、時々の状況の変化に対応する必要がある。
- ✓ 適切な改訂サイクルは、VREの統合スピードに依存する。改訂頻度が多い場合は、メーカーが要件の変化に対応できず、少ない場合は電力系統の安定的な発展や運用に必要な要件の更新が間に合わなくなる恐れがある。

初期プロセス



改訂プロセス



出所： IRENA, “Grid Codes for Renewable Powered Systems” (2021年10月) p.24 (Table 1) を基に作成
https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Grid-codes-for-renewable-powered-systems （2023年1月6日閲覧）

4.グリッドコード要件の分類

- グリッドコードの接続要件は、電力系統の規模やVREの統合レベルによって異なる。
- 本報告書では、電力系統の規模とVRE導入段階に基づき、電力系統で必要となる技術要件をまとめている。

■ **大規模系統**

VRE統合初期では、すでに大幅なVRE統合が達成された国の最新規格や規則から特定されるVRE統合規格に基づくものである必要がある。さらに、小規模系統の場合よりも、はるかに時間と労力が必要となる。VREの導入が進んだ段階では、蓄電設備の導入やグリッドフォーミングやブラックスタートサービスが必要となる。

■ **中規模系統**

VRE統合初期では、大規模系統と同様に、最新VRE統合規格に基づく必要がある。また、VREの導入が進んだ段階では、グリッドフォーミングインバータや自動発電制御（AGC）に適した、電力制御性能がグリッドコードで要求される必要がある。

■ **小規模系統の場合**

VRE統合初期では、大規模システムよりも幅広い周波数と電圧の変動に耐える必要がある。低電圧レベルの小型分散型エネルギー源（DER）であっても制御性とFRT機能（系統じょう乱時における運転継続機能）が必要になる。また、統合がVRE統合が進んだ段階では、VREの高い年間電力シェアを達成するための蓄電設備が必要となる

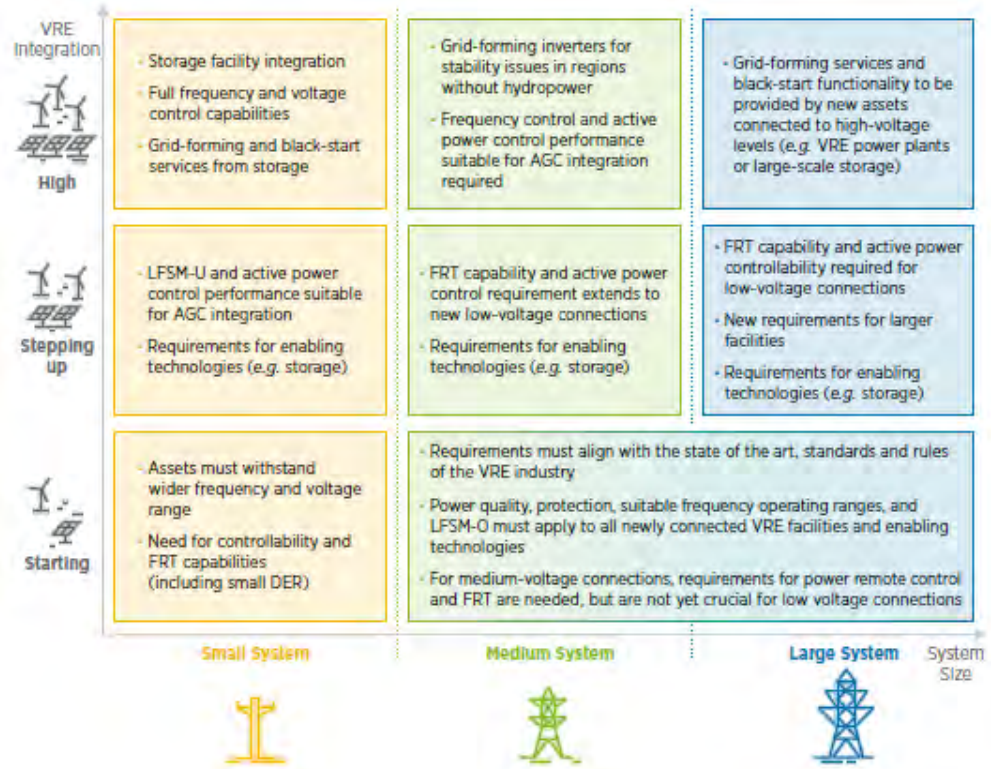


図 グリッドサイズとVRE導入過程に応じたグリッド策定ガイダンス

ケーススタディ① コロンビア

コロンビアでは、自然エネルギーを新しい発電所に統合する、導入過程にある。VREの高い普及率とシステムのイナーシャの低減を考慮して、統合プロセスの初期段階から、グリッドコードにFFRなどの新しい技術要件を規定していた。

ケーススタディ② オーストラリア

系統運用者が一定の系統強度を要求し、それを送電事業者が確保することで、その地域で開発するVREレベルに高い基準を求めてる。また連系強度を必要以上に低下させないことが求められており、そのためにVREによって追加で設備を設置する場合もある。

出所： IRENA, “Grid Codes for Renewable Powered Systems” (2021年10月) p.99 (Figure 27) を基に作成
https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Grid-codes-for-renewable-powered-systems （2023年1月6日閲覧）

5.VRE統合に向け必要な技術進化

■ VREのさらなる普及率向上とそれに伴う分散化、デジタル化、最終消費セクターの電化といった変革トレンドに適用するために、さらなる技術革新が求められる。

■ **制御性**

太陽光発電や風力発電といったVRE発電の電力制御には、出力を下げる能力と要求に応じて出力を上げる機能を備えていなければならない。
VRE発電所は、相当な蓄電量を追加しなければならず、天候に左右されずに安定した発電量を確保することが困難である。そのため、アクティブな電力管理機能が必要となる。

■ **通信インターフェースと統合、サイバーセキュリティ**

電力系統の運用、制御、監視に複数の異なる通信インターフェースやプロトコルを実装する必要がある。
これらインターネットベースの通信によって、安定した電力供給のためのサイバーセキュリティが重要な要素となっている。特に風力発電技術に対するサイバー脅威はすでに発生しており、今後送電網のソフトウェアとハードウェアの両方に障害をもたらす可能性があるため、グリッドコード内でサイバーセキュリティの枠組みを開発することが求められる。

■ **低電圧配電網におけるLVRT（Low Voltage Ride Through）要件**

これまで、LVRTの要件は、中電圧以上のレベルで接続される分散型エネルギー源（DER）に対してのみグリッドコードで規定されていた。しかし最新のグリッドコードではすべてのDERにLVRT機能を要求している。

■ **HVRT（High Voltage Ride Through）要件**

再生可能エネルギー、特に風力発電が送電系統を通じて接続されることで、HVRTの実装とグリッドコードでの基準化へ議論が高まってきている。
右表は各国のHVRTの仕様を示したもので、オーストラリア、中国、スペインでは、風力発電所と太陽光発電システムが定格グリッドの電圧の130%の電圧変動に耐えることを要求する厳しい規制がある。

■ **EV充電のための要件**

将来EVは電力消費の大きな割合を占めると予想されるため、VRE統合に対応するために有用と期待されている。

■ **グリッドフォーミングインバータ（GFI）**

VRE普及率100%で運用するためにはGFIの導入が必要であり、各国VREシェアが上昇していることを受け、グリッドコードにおける議論が始まっている。
ポルトガル・アゾレス諸島やカリブ海の一部地域で、メガワット規模の島峡電力システムがGFIで稼働している。

表　特定の国におけるHVRTの要件

National grid codes	Fault	
	Vmax (p.u.)	Tmax (ms)
Australia	1.3	600
China	1.3	500
Denmark	1.2	100
Germany	1.2	100
Italy	1.25	100
Spain	1.3	250
United States	1.2	1000

Note: Vmax = maximum voltage; Tmax = maximum time; ms = milliseconds.

出所： IRENA, “Grid Codes for Renewable Powered Systems” (2021年10月) p.59 (Table 4) を基に作成
https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Grid-codes-for-renewable-powered-systems （2023年1月6日閲覧）

6.VRE統合に向けた提言

■ VRE統合に向けて、電力系統設備の接続要件を定義するだけではなく、政策立案者は以下のような側面に留意する必要がある。

■ **関係者の役割と責任の明確化**
電力システムの安定性に責任をもつシステム運用者は、その役割を明確にし、その責任を果たさなければならない。

■ **関係者の介入範囲の拡大、運用者間の協力**
電力システムの変化により、責任は必ずしも固定的ではなく、時間とともに変化する可能性がある。以前の配電系統運用者は利用者の行動を管理する非常に限られた責任しか負っていなかったが、DERの導入とサービス提供の活性化によりに、それが変化している。配電事業者は、ローカルに介入する権利を与えられる必要があり、システム運用者間の協力と調整を強化することも重要である。

■ **市場アクセスルールの見直し**
市場がVRE、貯蔵、柔軟な消費にアクセスできるようにする必要があり、アグリゲーターや仮想発電所を通じた参加も選択肢の一つである。

■ **システム変革ための明確な道筋**
新しいDERが接続されるのに合わせて系統を更新することは、非効率になりかねない。システムは、複数プロジェクトや年度にわたって、最適化が行われる必要がある。

■ **国や地域ごとの専門知識の蓄積**
VRE導入の最大の課題は、技術的な要因ではなく、専門知識や地域特性の把握ができていないことにある。すでにVREがある程度普及しているシステムでは、地域の経験や導入に関する知識を持っており、それらを活用・拡大することが必要である

■ **要件の国際標準化および調和**
VRE統合に関する知識を共有し、導入コストを削減するために、接続・運用・計画に関する要件の国際標準化が必要である。電力システムの設計において、エンジニアリングコストは最大のコスト要因であり、機器だけではなく、システムレベルでの標準化が成功すれば、VRE導入を促進させる。

出所： IRENA, “Grid Codes for Renewable Powered Systems” (2021年10月) を基に作成
https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Grid-codes-for-renewable-powered-systems （2023年1月6日閲覧）

参考資料４

再生可能エネルギーの普及に資する新たな電力関連ビジネス等に関する動向調査結果

PEXAPARK
“European PPA Market Outlook 2022”

PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”

1.概要

PPA*のソリューションを提供するPEXAPARK（スイス）では、2021年のPPA市況およびエネルギー価格高騰による影響をまとめ、2022年以降のPPA市場を見通している。

*PPA: Power Purchase Agreement （発電事業者と利用者との間で締結する電力購入契約のこと）

■ 2021年の欧州PPA市況

パンデミックおよび電力価格高騰にも関わらず堅調であり、契約容量は過去3年間で42%増という大きな成長率が認められた。（図1）

✓ 発電事業者と企業需要家の間に結ばれる**コーポレートPPA（2021年契約容量：6.47GW）**が、発電事業者と小売電気事業者との間に結ばれる**ユーティリティPPA（4.63GW）を大きく上回った**。

■ エネルギー価格高騰・変動の影響

従来、PPAのリスク管理は小売電気事業者が行っていたが、エネルギー価格の高騰や変動の影響で価格変動リスクを防止（ヘッジ）するための費用負担が増加し、その結果大きな損失が生じた。

■ 2022年以降の市場見通し

① （10年契約等の）長期PPA市場は縮小し、短期かつベースロード型（24時間にわたり一定の発電量を提供）のPPAが増加する。

② 次世代ビジネスモデルを追求する新しい大型再エネファンドが出現する。

③ 電力大量消費企業は、大規模な洋上風力発電を中心として、PPA契約だけでなくプロジェクトへの株式投資を行うことが再エネ電力確保のために必要となる。

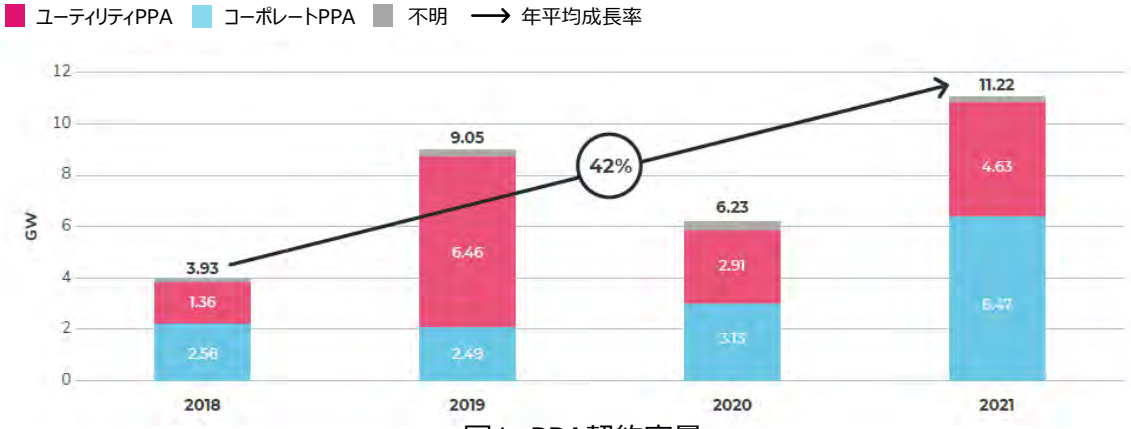


図1 PPA契約容量

出所）PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”（2022年2月）p.8の図を基に作成

2-1.欧州におけるPPAの特徴

成熟したPPA市場ではPAP-PPA*よりもベースロードPPA、ユーティリティPPAよりもコーポレートPPAが増加しているが、いずれの手法においても固有のリスクが存在している。

*PAP-PPA: Pay as Produced PPA （再エネ電源が発電した全量を固定単価で引き渡すPPA）

■ 欧州PPA市場の特徴

- ✓ 発電量に応じて全量を取引する長期PAP-PPA（Pay as produced PPA）は、取引量が保証されず契約単価が低くなることから発電事業者の損失が大きく、それよりも一定量の電力供給が保証される**ベースロードPPA**の方が市場では好まれている。（表1）
- ✓ 電力を大量消費する大型IT企業が再生可能エネルギーによる安定した電力供給を求めてPPA締結を進めたことから**コーポレートPPAは増加**した。（表2）

■ 発電事業者、小売電気事業者、企業需要家の留意すべきリスク

① 発電事業者：**短期ベースロード型PPA**が注目されているものの、実発電量と契約量の差分が市場価格により決済されるため、**不足分の購入コスト増大**のリスクが資産運用に影響する。

② 小売電気事業者：電力価格の変動・高騰によるリスクを負う。

③ 企業需要家:**バーチャルPPA***においては、地域間の価格差リスクを受け入れる必要がある。またコーポレートPPAにおいては、災害・天候不順や発電事業者の経営難等による電力供給不足へのリスクヘッジが十分に取られていないことが多い。

*バーチャル PPA：再エネ証書のみを需要家・発電事業者間で取引し、電力はPPA契約価格からの差分を精算して仮想的に取引を行うPPA

■ ベースロードPPAへの関心の高まりとリスク管理

需要家においてPPA調達競争などのリスクを回避するための市場が存在しないため、新たなリスク管理方法が求められる。

表１　ベースロードPPAとPAP-PPAの比較

	ベースロードPPA	PAP-PPA
特徴	✓ 固定の契約発電量を24時間にわたり需要家に供給 ✓ 不足分は発電・小売事業者が市場から購入	✓ 発電分のみを電力供給 ✓ 発電分全量に対し、固定単価で電力価格を精算
リスク	✓ 電力供給事業者：大きい ✓ 需要家：小さい	✓ 電力供給事業者：小さい ✓ 需要家：大きい
関心・需要	✓ 増加	✓ 減少

表2　コーポレートPPAとユーティリティPPAの比較

	コーポレートPPA	ユーテリティPPA
特徴	✓ 企業需要家自身が使用する電力を直接契約。日々の価格リスク管理は必要なし。 ✓ 企業需要家に有利な価格調整条項が含まれることが多い。	✓ 小売電気事業者が自社販売用に再エネ電力を調達。 ✓ 小売電気事業者や商社は、仲買人であり、常に価格リスク管理を行う。
契約量	✓ 6.47 GW（2021年）	✓ 4.63 GW（2021年）

PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”

2-2.市場全体の概況

2021年、PPAは電力価格高騰が要因となり、小売電気事業者にとって不利な契約となったが、対照的に、大企業を中心とする需要家は脱炭素化手法として検討している。

■ **2021年のPPA取引概況**

太陽光・風力発電において10.99GWのPPAが締結された。（図2）

✓ 内訳は、陸上風力が5.11GW、太陽光が3.69GW、洋上風力が2.19GW。

■ **電力価格高騰の影響**

電力価格の上昇によって特にユーティリティPPAの取引が一時的に減少したが、12月には年末駆け込み需要で契約数は増加した。（図3）

✓ 価格高騰の局面では、小売電気事業者においてはリスクヘッジ手法としての先物取引の損失が膨らみ、取引所への追加担保の拠出が必要となる。その影響で供給側にとってはPPA契約自体が難しくなり、10～11月はユーティリティPPA契約数がゼロとなった。

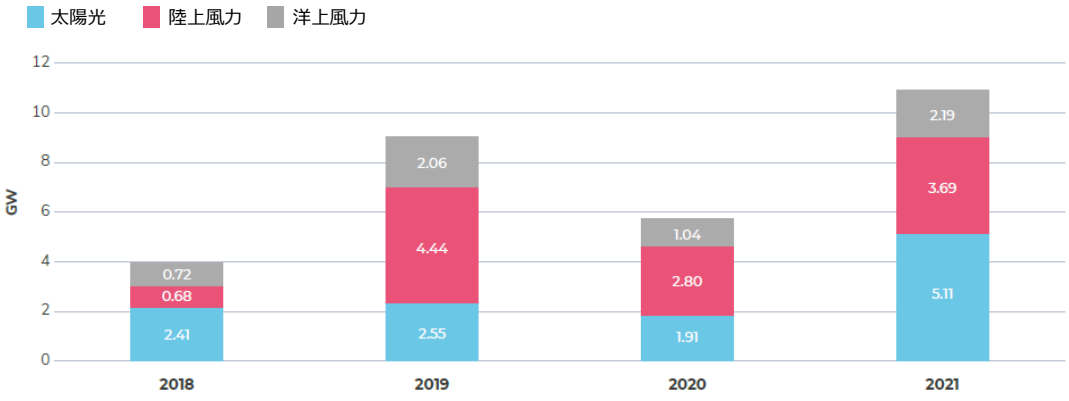


図2　PPA取引容量の発電手法別推移

出所）PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”（2022年2月）p.17の図を基に作成

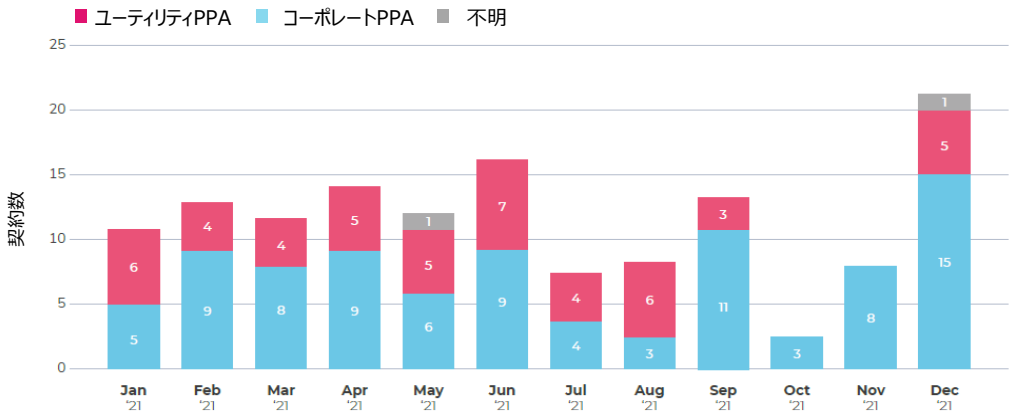


図3　2021年　月別PPA取引状況

出所）PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”（2022年2月）p.22の図を基に作成

2-3.電力価格高騰による影響

2021年末のエネルギー価格高騰により、PPA価格とボラティリティ（変動率） が上昇した。その結果、小売電気事業者ではリスク管理のための価格ヘッジ費用が増加し、大幅な損失を被った。

■ **PPA価格の高騰と不安定さ**

欧州の基準となるドイツの次暦年電力契約価格におけるボラティリティは、通常（最高でも50%程度）の5倍に相当する250%に達し（図4）、関係者はPPAビジネスモデルにおける費用対効果の見直しが求められた。

■ **価格変動がPPA市場に及ぼす影響**

通常、小売電気事業者はスタックアンドロールヘッジという手法で価格変動リスクをヘッジしているが、ボラティリティの高止まりによりその費用負担が大きくなるため、PPA価格の上昇や長期PPAの供給力減少などの悪影響が生じる。（図5）

✓ スタックアンドロールヘッジ：先物市場での買い持ち分を順次買い替えして価格変動リスクをヘッジする手法。価格高騰局面では買い替えにより先物損失が膨らむため、取引所への追加担保の拠出が必要となり、その結果PPAの収益性が悪化する。

■ **リスクヘッジ費用の確保**

小売電気事業者においては、特に長期契約に対しては電力価格の変動リスクが大きくなることから、発電事業者と適正価格よりも40%低い価格で契約することでリスクヘッジ費用を確保したり、契約自体を見送ってリスク回避に努めるなど慎重な行動が見られた。

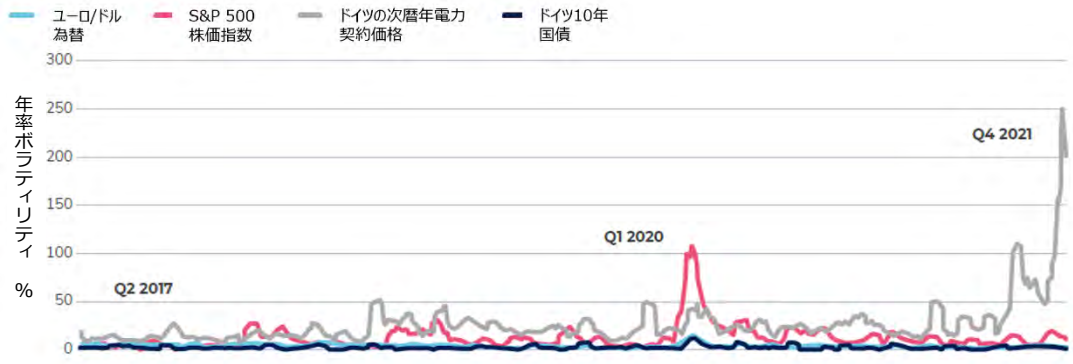


図4 年率換算実現ボラティリティ

出所）PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”（2022年2月）p.20の図を基に作成

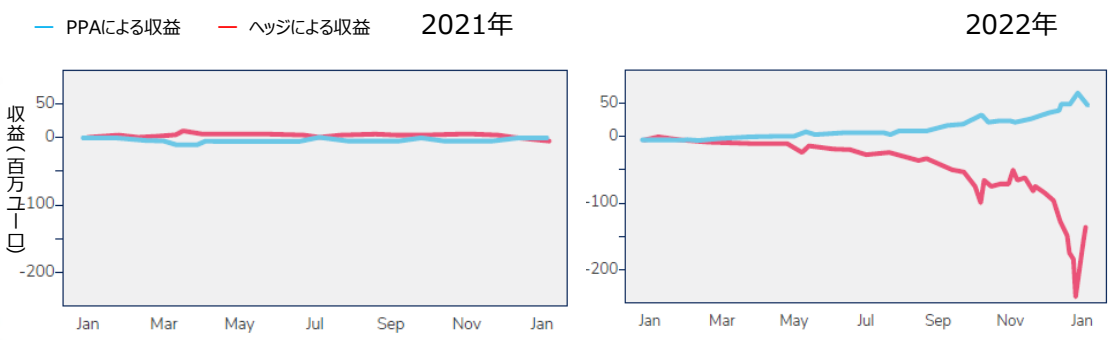


図5 ヘッジとPPAの実績の比較 （10年ベースロード契約、100GWh/年）

出所）PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”（2022年2月）p.21の図を基に作成

2-4.各企業のPPA市場への参入動向

コーポレートPPAのメリットが増え、IT産業などのエネルギー多消費産業における大企業の契約量が増加している。

■ **企業需要家の状況**

企業需要家は、一般的に小売電気事業者からの通常の電気料金よりも高い価格でPPA電力を購入するため、契約締結において優位性を持つ。さらに企業需要家にとって、再生可能エネルギーを安定的に調達できるPPAはリスクよりもメリットが多く、電力価格の高騰局面においてさらなる価格上昇が起こる前のPPA締結が選好されたことで、取引量は一層増加した。

■ **PPA購入企業**

2021年においてはAmazon（IT）、Alcoa（鉱業）、BASF（化学）の順に大企業が続く。他は小売電気事業者となっている。Amazonが、様々な企業需要家、小売電気事業者、仲買業者を含む購入企業の中で、契約量において首位を占めた。（図6）

■ **産業別の比較**

IT産業が欧州全土で2GW以上のPPAを締結しており、契約量において首位を占めた。同産業内での電力消費は、過去６年間、前年比20%以上増加している。金属鉱業や化学薬品産業も上位に位置しているが、これらは前述の大手企業の大規模契約の影響が強い。

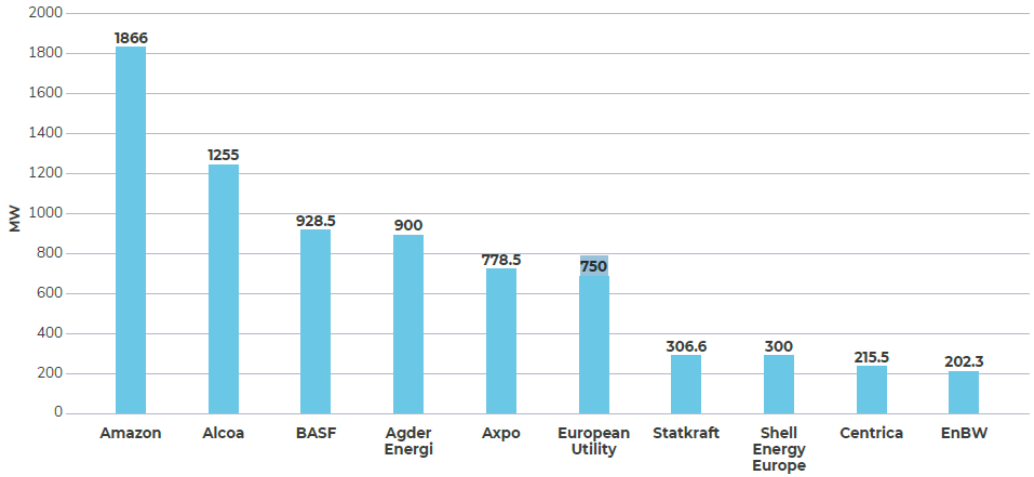


図6　企業別のPPA契約量（2021年契約）

出所）PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”（2022年2月）p.14

2-5.各国の導入状況

2021年PPA契約量はスペイン、スウェーデンの順に多く、両国とも前年契約量を上回った。

■ **スペイン**

2021年に締結されたPPAの契約容量は3.9GWとなり、欧州全体の1/3を占めた。バーチャルPPAが多いことも特徴である。

✓ エネルギー価格上昇に際して、スポット市場販売時の過剰な利益を防ぐために発電事業者に対して販売価格上限を設けたが、電力の不足を補うための買戻しに関しては価格上限が設けられておらず事業者が高値での電力購入を強いられたため、物価スライドPPAには大きな影響が生じ、産業界も強く反発した。

■ **スウェーデン**

これまで再生可能エネルギー導入が進んでいなかった南部エリアの卸市場価格（SE3、SE4）上昇に伴い、風況の良い北部エリアにおける従来の陸上風力に加え、南部エリアにて太陽光発電の投資計画が新しく発表され始めている。（図7）

■ **その他注目される国々**

① ルーマニア：補助金のない再エネプロジェクト実現に、投資家が大きな関心を寄せている。政府が投資家と発電事業者の直接的な契約を許可する命令を出すなど、市場主導のPPAが盛況になるように働きかけている。

② ポーランド：再エネ普及施策の1つである「再生可能エネルギープロジェクトに対する入札制度」によって太陽光市場が活況であり、企業需要家は小売電気事業者とともにPPA調達の拡大に努めている。入札支援に関して2022年から6年間の長期計画が法制上で新たに定められたこともあり、新たな販路モデルの開拓など、予見性の向上に伴い市場の更なる活性化が期待される。

表3 2018～2021年 国別の契約容量TOP5の推移

COUNTRY	2021	RANK	2020	RANK	2019	RANK
スペイン	3.9GW	1	1.9GW	1	3.3GW	1
スウェーデン	1.9GW	2	0.4GW	5	1GW	3
オランダ	1.2GW	3	0.2GW	(not Top5)	0.9GW	4
ドイツ	0.75GW	4	1GW	2	0.41GW	(not Top5)
イギリス	0.62GW	5	0.76GW	3	1.6GW	2

出所）PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”（2022年2月）p.13の表を基に作成

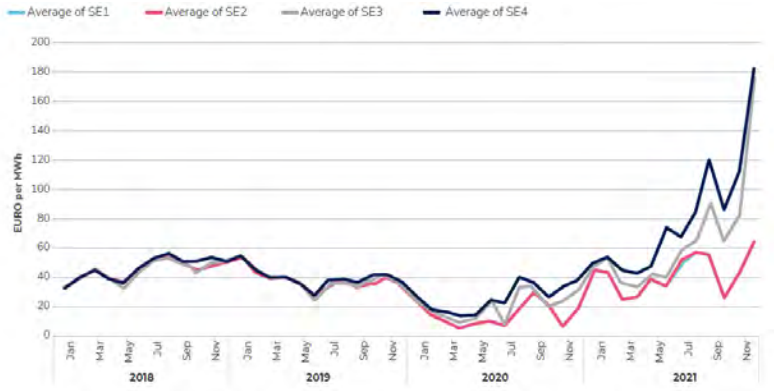


図7 スウェーデンの月平均翌日卸電力価格

出所）PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2022”（2022年2月）p.26

3.将来の見通し

2022年以降、①長期PAP-PPAの市場の縮小、②次世代小売電気事業者の出現、③大企業による大規模再エネプロジェクトへの株式投資、が見込まれる。

■ **従来の長期PAP-PPA市場は縮小**

- ✓ 多くのPPAは市場成熟や価格変動による混乱で、供給および価格設定が難しくなる可能性がある。
- ✓ 10年契約等の長期PPA市場の維持には、小売電気事業者と企業需要家が補完しあって取引の大量確保に努めることが必要である。
- ✓ 例えば、小売電気事業者がリスク緩和のために企業需要家との間で長期にわたる電力相殺取引を実現できれば、その相殺量の多くを長期PPAに組み入れ、新しい長期ユーティリティPPAを構築することができると考える。

■ **次世代小売電気事業者の出現**

- ✓ 長期PPA価格の値下がりに伴って、短期（最長５年）のベースロードPPAに投資家の関心が移行し、人材やシステムなどへの投資が進む他、独自のポートフォリオ管理やエネルギーリスク管理の体制が構築される。
- ✓ 次世代小売電気事業者のビジネスモデルを追求する再エネ投資ファンドが、ハンブルク、ロンドン、コペンハーゲン等で出現すると予測される。このような投資ファンドがリスク管理スキルをもたらし、ポートフォリオレベルでの投資と運用からの高い収益獲得を目指す。
- ✓ このような短期PPAが従来の長期PPA市場を取引量で上回るようになると予測される。短期PPAが主流となれば、小売電気事業者が確保すべきリスクヘッジのための費用が削減できるため、将来のPPA市場は成長すると考えられる。

■ **大企業による再エネプロジェクトへの株式投資の増加**

- ✓ 将来は、大企業のデータセンターや生産活動などで必要となる大量の再エネ電力需要を賄うことが可能な大規模洋上風力に対して長期供給契約が結ばれていくと考えられる。
- ✓ 大量の電力確保には競争が生じるため、PPAベースでの調達だけでなく、プロジェクト自身への株式投資が求められる。実際に、BASFがオランダのある洋上風力発電所の半分近い株式を確保した。
- ✓ この取引は「株式投資」「大型PPA」「再エネに特化した調達」「日々の売買価格管理を行う取引部門」を組み合わせた調達戦略による画期的なものであり、補助金を受けずに資金調達を行う洋上風力発電の先進事例として大きな足跡となった。

IRENA Coalition for Action
“Community Energy Toolkit”
Best practices for broadening the ownership of renewables

1.概要

再エネを利用するコミュニティエネルギーの取組の意義・要素、考慮すべき側面と確認事項に加えて、経済・社会・環境に便益をもたらした模範事例、成功のための重要ポイントについて述べる。

■ **コミュニティエネルギーの取組の意義・要素、考慮すべき側面と確認事項**

- ✓ 意義：① 地域社会が再エネプロジェクトにおいてコミュニティエネルギーを分配・所有することで、エネルギー転換を推進する。
  ② 地域の社会経済的価値を生み出し、地域社会が財政とエネルギー資源を直接管理することで、より独立性を持てる。
- ✓ 要素：「コミュニティエネルギーの取組の3つの要素」（図1）のうち2つ以上を含む。
- ✓ 考慮すべき側面：「コミュニティエネルギーの取組で考慮すべき７つの共通の側面」（図2）を持つ。
- ✓ 確認事項：取り組みを進める中で「共通の側面とチェックリスト」（次ページ）を使用して必要事項を確認する。

■ **ケーススタディ**（全11例中、フランス、日本、スペイン、ドイツの事例を以降のスライドに整理）

- ✓ 意義：① 地域社会は知見を得たり、同様の取組を進める他の地域社会から学ぶことができる。
  ② 地域社会との共同事業に従事した経験を持つ関係者を特定し、再エネによる共通の価値を創出できる。

■ **成功のための重要ポイント**

- ✓ 地域社会による再エネ事業の成功には、政府による政策環境の、さらに金融機関や他の共同事業者による財政・技術・知識の面で支援が必須である。

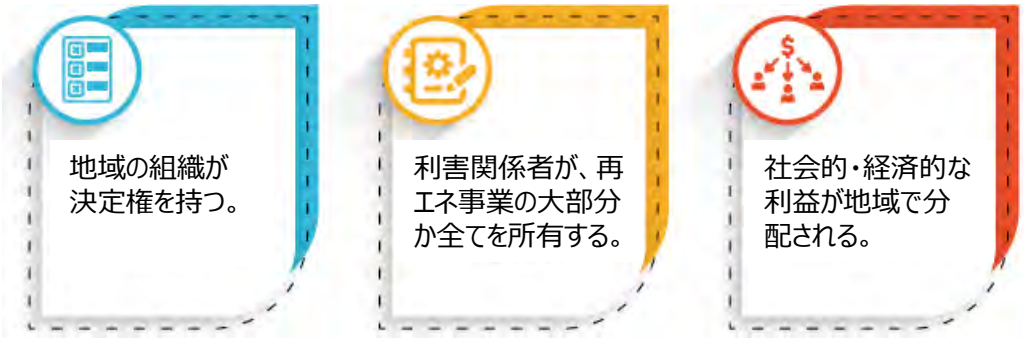


図1 コミュニティエネルギーの取組の要素

図2 コミュニティエネルギーの取組で考慮すべき７つの共通の側面

出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月 ）を基に作成

2.コミュニティエネルギーの取組の7つの共通の側面とチェックリスト

地域社会はチェックリストを使用して、必要事項の確認、基本的価値観に沿った将来の予測、運営環境の検討、さらに再エネの所有により社会経済的価値を最大化する方法を見出すことができる。

表１　コミュニティエネルギーの取組における7つの共通の側面とチェックリスト

	内容	地域社会のチェックリスト
1. 導入地域と政策環境	■ 導入地域：取組が策定・実行される政策環境を左右 ■ 政策: ① 事業の市場参入を促す規制措置 ② 資金調達を支援する財政措置 ③ 必要な技能・知識習得を支援する行政措置	✓ 満たすべき規制要件 ✓ コミュニティエネルギー支援の政策と事業計画の用意 ✓ 再エネ事業に対する地域社会の理解 ✓ 電力網への接続か単独運営かの選好
2. 技術	利用する再エネ技術は最終的に地域の状況に基づいて選択	✓ 取組の目的と規模 ✓ 地域の再エネ資源の将来性、事業の実施や導入地域 ✓ 現地調達部品と労働力の入手可能性 ✓ 地域の理解が最も得られる再エネ資源 ✓ 技術を構築・運営・保持する手段の有無
3. 所有権とガバナンス	■ 再エネ事業の所有権：知識、土地、労働力、金融資産を含む資源の入手が重要 ■ ガバナンス：地域社会は意思決定の中心的存在。共同事業者との協力の枠組みも必要	✓ 事業の発起人 ✓ 所有権を望む程度。再エネの取組に利用できる法体系 ✓ 負う責任、再エネの取組の決定方法 ✓ 地域の構成員を参加させる手順
4. 資金調達	地域社会からの寄付、外部の官民からの補助金、借入、エクィティファイナンス（企業の新株発行による資金調達）等の混成	✓ 資金調達面で取組に貢献できること ✓ 利用できる外部の資金調達源
5. 社会経済的効果	① 安価で信頼できる再エネの利用、地域での雇用、住民の技能習得、健康への好影響、公共福祉 ② 電力網への売電による利益	✓ 便益を得る方法 ✓ 地域社会構成員への便益の分配方法、コストと便益の公平な分配 ✓ 再エネの生産的利用や他の持続可能な事業開始の機会
6. 文化に関する考慮点	① 重要な決定が地域の基本的価値観と一致するよう慣習を考慮 ② 共同事業者は、地域の意思決定に影響する文化的価値観、考え方、慣習を意識	✓ 基本的価値観と慣行 ✓ 共同事業者への要求
7. ジェンダーに関する考慮点	① 女性を取組のリーダーにすることによる男女の役割の古い意識の変革 ② 女性が技能習得や再エネ事業設立の機会を得て社会経済的便益を取得	✓ 女性の参加への奨励・支援の方法 ✓ 地域社会や事業での男女不均等の十分な認識の有無、その解決法 ✓ 事業での女性の役割への配慮の有無

出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月）を基に作成

3-1.フランス Enercoop：国内最大の再エネサプライヤーへの行程

国内最大の社会的共通益協同組合（SCIC※）Enercoopは、2005年の創立以来100%再エネの分散型供給を行い、また活動の多様化により、さらに多くの便益をもたらしている。

※従来の協同組合の発展型で民間企業に分類され、経済活動により利益をあげること、また多様な利害関係者への所有権とガバナンスが認められている。

特徴	✓ グリーン電力（電源：太陽光、風力、バイオマス）335MWを個人発電者から購入し、101,000の需要家に供給。 ✓ 国内11ネットワーク、組合員55,000人の多様な利害関係者（需要家、再エネ発電者、その他事業体）への所有権とガバナンス付与 ✓ 2018年以降、模範的な市民/コミュニティによる27事業に計800,000ユーロを寄付。 ✓ 市民/コミュニティの再エネ発電事業者と長期（平均16年間）直接契約を締結。 （同組合は、一般的な再エネ電力価格の2～3倍の水準で発電事業者からの電力を買い取り） ✓ 発電設備設置場所の半分の80か所を市民やコミュニティが所有（同組合の発電事業者による総発電量の16%を発電）。
再エネへの参画理由	市民が意思決定し、同組合内に供給者を持つ、エネルギー転換のための分散型100%再エネモデルの構築が目的。 ✓ 同国のエネルギー制度は中央集権的で、エネルギー構成は原子力が圧倒的な状況下、活動グループが市場開放を目的に同組合を創立。
ガバナンスと意思決定プロセス、重要な決定の際の組合員の役割	✓ 活動に参加する全利害関係者が代表者を選出、代表者は委員会の組織、戦略的事項の決定、代表理事を任命。 ✓ エネルギー問題に対し地域レベルで意思決定できるよう、組織の分散に注力（2009年以降）。

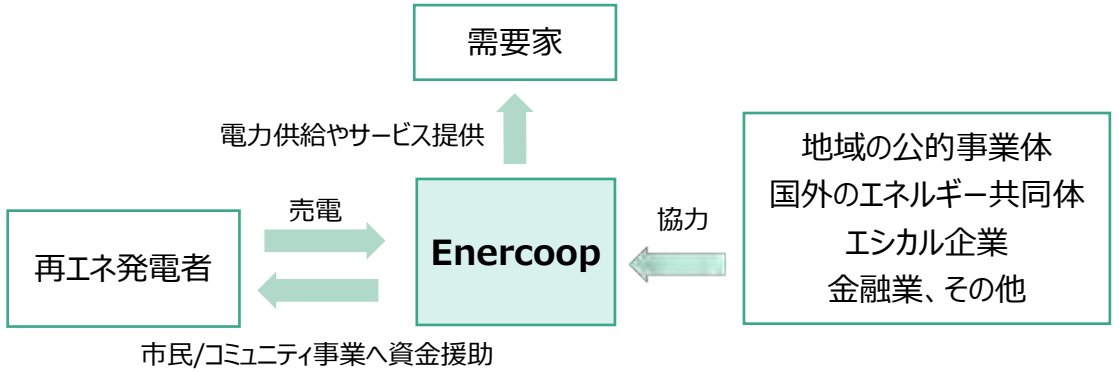


図3　Enercoopと利害関係者の相関図

出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit” 2021年11月）、Enercoopウェブサイト Electricity by and for citizens – Enercoop（2023年1月24日閲覧）を基に作成

3-1.フランス Enercoop：国内最大の再エネサプライヤーへの行程

組合員への便益	民主的な取組への参加で100%再エネが利用可能。また多様な活動が組合の経済成長と、より多くの便益をもたらす。 ✓ 多様な活動 ① 消費者の省エネを支援する新サービス開発。 ② 市民主導のエネルギー生産プロジェクト開発の援助。 ③ エネルギー貧困緩和事業を援助する基金設立への貢献。 ④ 組合員との交流と活動研修、情報講座、新製品の実地試験、話し合いの場等の提供。
創立と運営における試練 **創立時**	✓ 規制上の制約により、通常のエネルギー事業はもとより再エネ事業の開始はより困難であった。さらに再エネ発電事業者は、規制により補助金受給のためには国営小売電気事業者に売電の必要がありリスクが高いため、同組合の事業には少数の再エネ発電事業者しか参加しなかった。 ✓ 公営水力発電設備からのエネルギー購入の入札に必要な金融業者からの保証を受けられなかった。（他国の組合や国内外の銀行の援助で保証を受けたことが転換点に。法改正後は、再エネ発電の公的支援対象の生産者から直接電力を購入可能に。）
現在	✓ 市場では、再エネ証書付きの原発の電力が出回り、エネルギー転換への貢献は一様ではない。 一方、同組合は、同一設備での電力と保証書の協同購入に基づくグリーン電力供給を目標とする。
共有したい重要な教訓	自発的に組織内外で育まれ維持される「協力」の一言に尽きる。同組合は、市民主導のエネルギー転換に協力する多くの利害関係者の考えを基に、国内外の協力者に支えられ、信念を持ち変革を起こした。
新型コロナの影響	✓ 総会等の行事はオンラインで開催。また新しいSNS開始により組合員同士の情報・意見交換が可能。

出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月）

IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”

3-2.ほうとくエネルギー&湘南電力：発展的コミュニティエネルギー共同事業

地域社会が設立したほうとくエネルギー（株）は、湘南電力（株）や地域の企業と連携し、再エネ利用のコミュニティエネルギーを地域に供給し、地域活動を支え、EVシェアリングサービスも提供する。

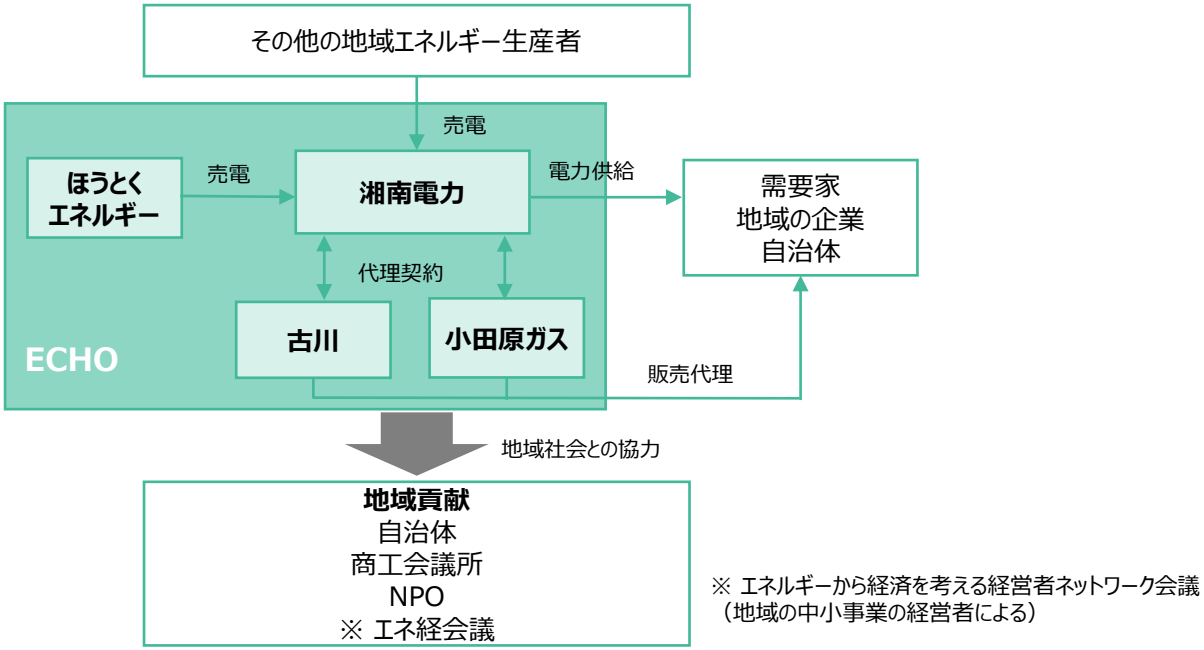
表２　小田原・箱根地域のコミュニティエネルギー共同事業の推移

2011年	**福島原発事故の影響による停電等**のため地域の行政指導者が活動を開始し、ISEP関連行事中に小田原市がエネルギー会社創立案を提出。 また**同市役所とISEPが地域社会で再エネ関連講座を開催**、多くの人が活動への参加に関心を示す。
2012年	✓ **ほうとくエネルギー設立**：12月、神奈川県小田原市と、地域の経済リーダーの協力による。 ✓ **1MWの屋根設置型太陽光発電設備の開発計画策定**：環境省の助成金計画への応募後に実行。 ✓ **資金調達**：　① 地域の24企業からのエクイティファイナンス（株式発行による資金調達：3,400万円） ② 地方組合銀行からのローン ③ 環境省のグリーンファンド（地域脱炭素投資促進ファンド事業）による資金調達（劣後ローン・劣後債）
2014年	**ほうとくエネルギー初の太陽光発電事業実行**（1MWの地上設置型と公的施設の屋根設置型3基）
2015年	**小田原市が地域エネルギー計画を策定**：2050年までに再エネ率50%達成の長期目標を設定。
2016年	✓ **ほうとくエネルギー、湘南電力が提携開始** 湘南電力は地域の再生可能電力を優先し、利益の一部を地域活動に返還しており、地域に根差した両社の協定は自然に決定。 ✓ **箱根小田原のエネルギー協定（ECHO）を締結**（上記2社に加え、小田原ガス（株）、（株）古川の全４社間） 小田原ガスと古川は住民需要家への流通機構を利用して販売代理を行うなど相乗効果が生まれる。全利害関係者が視点を共有し、具体的なビジネスモデルの議論を開始（次ページ図4）。 ✓ **ほうとくエネルギーは、松田町、湘南電力、ENERES（当時の湘南電力の大株主）と協定契約を締結** 太陽光プラス蓄電池（太陽光発電設備に蓄電池を併設）事業を経済産業省の支援により導入。
2017年	**湘南電力の所有権をENERESから小田原の主要な利害関係者へ譲渡**
2019年	**EVシェアリングサービスが小田原市で開始**（湘南電力が設立したREXEV社による）
2020年	**箱根・小田原地域の再エネ比率23%**（ほうとくエネルギーが湘南電力へ販売した再エネ発電電力）
2021年	**総計2,354kWの電力を同地域の26か所で発電**

出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月）を基に作成

3-2.ほうとくエネルギー&湘南電力：発展的コミュニティエネルギー共同事業

ECHOによる小田原市への便益	✓ 地域が再エネを利用できる。また、湘南電気の小売電気プランにより電気料金の1%が文化・芸術・福祉に関する地域活動に寄付。 ✓ 環境省からの補助金によるREXEVのEVシェアリングサービスとバッテリー充放電リモートコントロール技術の実証プロジェクトによる便益を享受（商業的サービスは2020年6月に開始）。
策定と実施における小田原市の最大の試練	✓ ほぼ太陽光に限られた再エネ資源、FIT価格の減少、電力市場の法改正等。 ✓ 湘南電力は、効率的な取組のための戦略的な調達や技術開発を念頭に問題解決を探っているが、全国で同様の例がなく課題は多い。
共有したい重要な教訓（小田原市）	✓ リーダーシップと開かれたコミュニケーションが重要な役割を果たした。 福島の災害発生後、市長は地域再エネ計画と開発に関心を持つ関係者との話し合いを迅速に開始した。 ✓ 地域の企業がほうとくエネルギー設立のために出資。ENERESも、地域主導のエネルギーサービスは地域の参加者が企業のガバナンスに参加してこそ強化されると考え、湘南電力の所有権の大半を地域の事業体に譲渡した。 これら全てが、合同事業パートナーのCEOやその他の地域リーダーの努力の成果である。
新型コロナの影響（ほうとく）	✓ 2020年にEVシェアリングサービスは新型コロナ緊急事態宣言下で開始、ユーザー数は伸び悩んだが、2021年初めまでに1,000人以上。



出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月）P.34を基に作成

図4 ECHOのコミュニティエネルギーパートナーシップ

3-3.スペイン Som Energia：分散型再エネによるエネルギーシステム転換

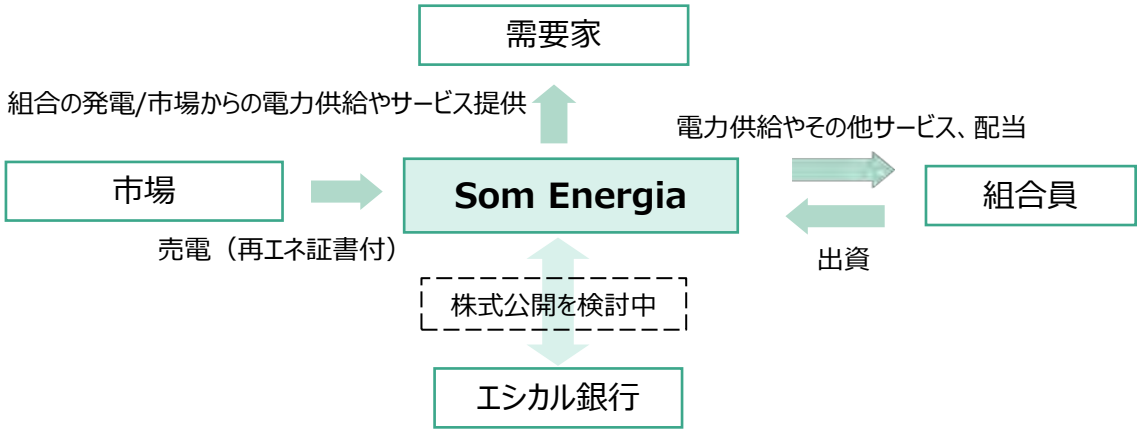
Som Energiaは、国内最大の再エネを供給する非営利再エネ共同組合であり、多様な事業や資金調達法により政策障壁を乗り越え、事業の拡大や分散型再エネ普及を推進する。

特徴	構成	2010年ジローナで創立、組合員75,000人、需要家133,000人
	発電設備・電力量	2021年に14基（太陽光）、1基（バイオガス）、1基（水力）を所有・運営。 発電容量は総計14.1MW（年平均発電電力量24.6GWh）。 組合員の電力消費量の5%を供給、残りは市場から再エネ証書付電力を調達（2020年の総売上高は7千万ユーロ）。
	事業の所有権	100%組合員が持ち、年毎に出資への配当を得る（1人100ユーロ以上の出資、配当：2021年は1%）。 組合とエシカルバンクによる株の公開を検討中。
	資金調達	投資家は株式資産投資に加え、「**Generation kWh事業**」へも加入可能。 同事業は、FIT終了後の資金調達法として考案。 1口100ユーロの出資に対して170～200kWhのエネルギー割当に相当する額が年間電気料金から差し引かれる。 これにより、組合員4,600人が450万ユーロを無利子ローンとして太陽光発電設備3基に出資。
	最近の活動	組合員の屋根設置型システムの集団購入26件を編成し、発電需要家コミュニティを構築、1,300の設備を製造。 発電需要家数は2021年6月に3,000、2021年末までに4,500となる予定。
再エネに参画した理由	ドイツの協同組合訪問時、自国での創立を思いつき、関心を持つ起業家と連絡を取り実現。 組合の参加者にとっては、気候変動や原子力エネルギーなどの環境的懸念が動因。 ✓ 創立の2010年は、気候変動に対する国際的活動開始の年。 ✓ スペインではエネルギーの寡占や政治との結びつきが強く、電力分野は少数の大企業による独占が継続。	
ガバナンスと意思決定/重要決定の際の組合員の役割	✓ 組織構造は下部から上部への流れ。 集会は最も重要な意思決定の場で、組合員は等しく1票をもち、重要な決定や委員の選出も行う。 ✓ 地域のグループは、様々な活動を各々で実施。 例：新組合員勧誘、情報キャンペーンの企画、能力開発活動、エネルギー供給の拡大、エネルギー部門以外の協同組合との関係構築。 ✓ 地域グループが共同組合を組織するので中央で決めたルールは適用しない。別の組合やカーシェアリング組合を設立し、連携する者もいる。	

出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月）

3-3.スペイン Som Energia：分散型再エネによるエネルギーシステム転換

Som Energiaへの参加による組合員への便益	✓ 同組合の発電設備の再エネを利用可能 ✓ より多くの地域のエネルギーコミュニティと組合を作る手助けが可能 ✓ 男女平等の便益。過去4人の代表理事の中で女性は2人
策定と実施における最大の試練	1. 現行法では協同組合やコミュニティエネルギー事業推進の環境が整わず、クリーンエネルギー法の成立を待っている。 ✓ バーチャルネットメータリング※事業は、規模（最高100kW）と参加者（設備の500m以内）に制限がある。 ※バーチャルネットメータリング：他の場所の太陽光発電設備の発電量を自宅屋根上にあるかのように扱い（分散型太陽光発電システムの発電量から、電力消費量を差し引いて、余剰電力量を次月に繰り越す）、ネットメータリングを適用する電気料金の削減や税額控除の仕組み。 2. 再エネの価値の認識が人々の間に浸透しておらず、再エネの普及や同組合の事業を阻む。 ✓ 多くの人が再エネの生む便益に価値を置かず価格面のみを重視しており、入札は再エネを最低コストで調達する目的で、最大手再エネ企業のみが利益を得て、同組合のような小規模組織は不利を被る。 ✓ さらに、多くの地域で再エネ事業に住民が反対し、分散型の再エネ普及や組合員の多い地域での事業が難航。
共有したい重要な教訓	✓ 政策では活動やガバナンス（株主や構成員）に地理的な制限がある地域エネルギーと、それがなく活動内容もより広範にわたる市民エネルギーの違いを考慮すべきである。コミュニティエネルギーに関して政府は地域エネルギーを重視するが、市民エネルギー協同組合の持つメリットに目を向けるべきである。 ✓ 将来、再エネ容量が必要量を超えると予測されるが、地域社会と人を支え、信頼できる再エネ資源開発方法が必要。 ✓ エネルギー制度を変えるのはNGO、協同組合、コミュニティエネルギーには難しい。影響を及ぼすには世界経済モデルを変える努力が必要。協同組合は社会資本の重要性や社会経済の可能性を示すので、法改正による市民協同組合の増加を願う。
新型コロナの影響	✓ 最初は組合員の参加が減り、今は以前の状況に戻りつつあるが、電気料金を払えない組合員が増加。



出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月）を基に作成

図5 Som Energiaの相関図

IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”

3-4.ドイツ Urstrom：市民活動によるマインツのエネルギー転換

市民協同組合Urstromは、マインツ市のコミュニティエネルギーへの転換を牽引し、組合員間の交流を深め、さらにEVシェアリング事業や他のeモビリティの協同組合の創立等にも尽力している。

特徴	2010年に創立、クリーンで平等な分散型のエネルギー供給、EVシェアリング事業、他のeモビリティの協同組合の創立を支援 ✓ 組合員は470人、4人家族の260世帯に十分供給可能な1.1MWpの設備容量の太陽光発電設備17基を運営（2021年）。 最小設備は年間７MWh（屋根設置型）、最大は378MWh（工場に設置）、年間平均1GWh以上を発電し、720トンの二酸化炭素排出を削減。 ✓ 2018年、市民の100%グリーンエネルギーEVシェアリング事業を開始。 EV８台が市内５か所で利用でき、需要家260名が契約。 また市民のEVシェアリングのヨーロッパのプラットフォームThe Mobility Factoryを共同創立。 2020年にはeモビリティのドイツ傘下協同組合Vianova eGの創立メンバーとなる。 ✓ 農業用太陽光発電による資源効率の高い土地活用の支援方法を調査中。
再エネへの参画の理由	「草の根エネルギー転換」の考えを持つ同市出身の6名が2010年に「エネルギー協同組合の事業開発者」研修で出会い、マインツ初の市民協同組合創立を決定し、100%グリーン電力の太陽光発電設備の半径100km以内への建設計画を策定同年9月、9人でUrStromを創立
ガバナンスと意思決定/重要決定の際の組合員の役割	✓ 月例会議を中心に、管理委員会と監査委員会が出席、組合員は自分が関連する会議に出席可能。 重要決定は、これらの会議で準備・議論の上、実行。 全組合員が自発的に参加し、階層がないため個人の意見や見解の自由な発表が可能。 ✓ 年次総会も重要であり、管理委員の仕事を管理する監査委員が選出。 出資金額に関わりなく一人一票を投票。
UrStromへの参加による組合員への便益	✓ プロジェクトUrStromでは、「所有から共有へ」の考えを持つ市民がEVシェアリング所を設置。 これにより太陽光発電電力に加え100%地域発電のグリーンEVを利用可能。 ✓ 懇親目的で月例会議を開催。組合員や関心を持つ人々が目標等の発表や意見交換が可能。 エネルギー転換の指針となるプロジェクトを提案する年中行事もよい刺激となる。 ✓ 組合員の90%が、再エネの普及と気候変動対策のため同組合に投資。

出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月）

3-4.ドイツ Urstrom：市民活動によるマインツのエネルギー転換

創立・運営の最大の試練	当初から苦労の連続だが、市の環境部長の信頼を得て廃棄物処理会社と提携、太陽光発電設備を建設・委託 ✓ 政府は再エネ条例を頻繁に改正し、それにより大企業には有利に、市民協同組合には不利となる。 従って太陽光発電契約内容は毎回異なり、組合員の負担となる。 ✓ 入札も大集団が優遇され、平等なエネルギー生産を妨害 このため市民のエネルギー転換に利点があるにもかかわらず、政府が支援する権力構造が保たれる。 ✓ 太陽光発電設備やEVシェアリングの普及のために政治を変えるのは困難 市や環境エネルギー省に連絡して我々の考え等への政府の支援を要請
共有したい重要な教訓	✓ 政府が我々の活動に協力的であれば、より多くのことが達成できていたと思うが、UrStrom創立の正しい決断はできた。 政治の障壁を乗り越える創造的な方法を学び、素晴らしい人々を得た。 ✓ 政治的な困難に直面しても、市民によるエネルギー転換のため根気よく進むこと。
新型コロナの影響	✓ 太陽光モジュールや輸送市場の供給業者に重大な影響 価格上昇は痛手であったが、電気とガス販売事業は急成長 ✓ 新EVシェアリング設立に関心を持つ人への情報行事が開催できず、計画に影響 環境意識の高い人の交通需要が減少 また組合員同士の対面でのふれあいが不足

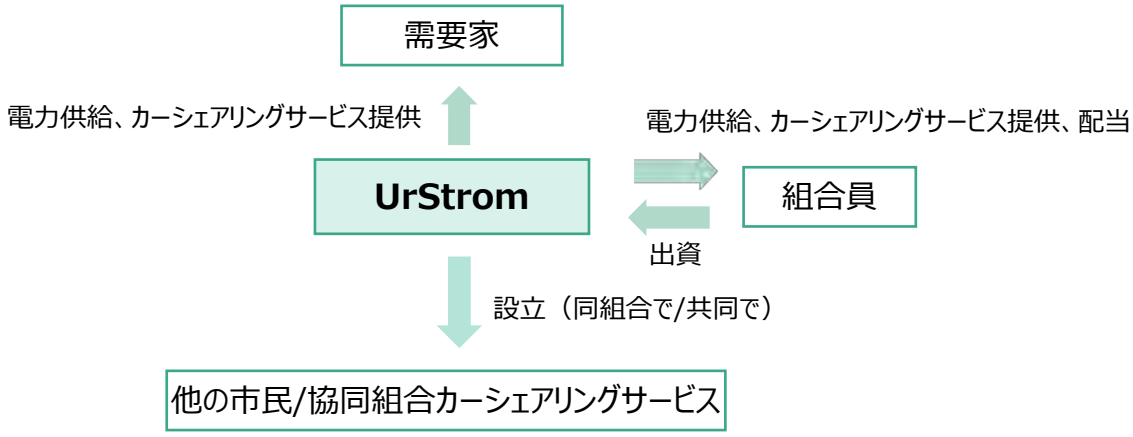


図6 UrStromの相関図

出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月）を基に作成

4.再エネの取組を成功させる重要ポイント

地域社会による再エネ事業の推進には、政府による安定かつ予測可能で平等な、助力となる政策環境、さらに金融機関や他の共同事業者による財政・技術・知識面での支援が必須である。

表3　再エネの取組を成功させる重要ポイントと該当する取組の側面

重要ポイント	該当する取組例	該当する側面
■ **地域社会は、再エネを有効利用し、便益を高める機会を見出す。**	✓ **UrStrom** EVシェアリングの様に再エネを交通分野等の脱炭素に使用	✓ 社会経済的効果
■ **地域社会の構成員同士の対話により共通の目的を持ち、その集団の知識と経験を利用して取組を実行**	✓ **UrStrom、Som Energia** • 協同組合による所有権と民主的意思決定 • 専門知識の提供 • 多様な取組	✓ 導入地域と政策環境 ✓ 所有権とガバナンス
	✓ **ほうとくエネルギー&湘南電力** • 対話による再エネビジネス機会の創出 • 地域の再エネの価値の共通の認識	✓ 導入地域と政策環境 ✓ 所有権とガバナンス ✓ 社会経済的効果
■ **取組の成功は多くの場合共同事業の成果**	✓ **ほうとくエネルギー&湘南電力** ほうとくエネルギーとECHOの創立における地域の経済リーダーの中心的な役割	✓ 導入地域と政策環境 ✓ 所有権とガバナンス ✓ 資金調達
	✓ **Enercoop** 外国の協同組合やエシカル銀行による資金調達	✓ 資金調達
■ **コミュニティエネルギーの取組の事業計画を作成するため** • **再エネ技術研修により能力を構築** • **規制要件と政府の政策を理解** • **必要な金融知識を習得**	✓ タンザニアの女性団体による水力発電の開発・運営・管理 ✓ ナイジェリアの太陽光発電設備とそれを利用した農業機器の導入	✓ 社会経済的効果 ✓ 導入地域と政策環境 ✓ 資金調達
■ **コミュニティエネルギーは、ジェンダーや若者に対する包摂や平等の手段となり得る。**	✓ 上記水力発電事業での女性による指導的役割 ✓ 上記農業機器導入に伴う女性の技術習得・経済的自立	✓ ジェンダーに関する考慮点
■ **共同事業者による地域の状況、価値観、要求の理解**	✓ カナダ北部、アフリカ、東ティモール これらの理解が意思決定を助け、地域慣行のガバナンス体系への統合、金融慣行の地域の課題への適応、部品の入手可能性の考慮の重要性を指摘	✓ 文化に関する考慮点 ✓ 所有権とガバナンス ✓ 技術
■ **他の地域社会に助言や指導を要請できること**	✓ オーストラリアでの無利子ローン提供の回転基金 ✓ マリの太陽光灌漑でのドイツの協同組合による資金調達の支援	✓ 社会経済的効果

出所）IRENA Coalition for Action “Community Energy Toolkit”（2021年11月）を基に作成

欧州委員会
“2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets”

1.概要

- 本報告書は、2009年再生可能エネルギー指令（RED I）に基づく2020年再生可能エネルギー導入目標について、加盟各国からの報告に基づき、欧州委員会がEU全体と加盟各国別の達成状況を評価した結果をまとめたものである。
- 2020年に、EU27ヶ国の最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギー比率は22.1%となり、2009年再生可能エネルギー指令（RED I）で掲げた比率目標の20%を達成した。
- 次ページ以降では、EU全体および加盟国別の2020年再生可能エネルギー導入目標の達成状況の評価と、評価報告書で今後の教訓になると紹介されている再生可能エネルギー普及に成功した加盟国の成功事例を中心として、報告書の内容をとりまとめる。

本文書の概要

- **背景**
  - ✓ 2009年再生可能エネルギー指令（RED I）に基づき、EU加盟国には、EU全体の2020年再生可能エネルギー導入目標（最終エネルギー消費に占める比率20%以上）と整合した国別の導入目標が課せられていた。
  - ✓ EUガバナンス規則（2018/1999）第27条の規定に基づき、加盟国には、2022年4月30日までに、2020年国別再生可能エネルギー導入目標の達成状況を欧州委員会に報告することが求められた。
  - ✓ 加盟国が報告書で提供した情報は、欧州統計局（Eurostat）のデータと科学文献で補完され、本書で要約と分析とが行われている。

- **本報告書の構成**
  - ✓ 本報告書は、5つの章から構成されており、序章では報告書の背景・位置づけが説明されている。
  - ✓ 第2章では、再生可能エネルギー普及に関するEU全体の進捗状況について、電力、冷暖房、運輸の個別分野の評価も含めて、2011年から2020年までの推移を評価している。
  - ✓ 第3章では、2020年の再生可能エネルギー導入目標達成状況の評価にあたって、新型コロナの影響の有無を検証している。
  - ✓ 第4章では、まず加盟国別の進捗状況を評価するとともに、2020年国別再生可能エネルギー導入目標達成のために実施された措置として、加盟各国の支援制度や発電源証明（Guarantee of Origin：GO）の発行状況、再生可能エネルギー導入に関する行政手続きの簡素化の状況が概説されている。加えて、再生可能エネルギー普及に成功している加盟国の成功事例も紹介されている。
  - ✓ 第5章では、結論として、RED I に基づく枠組みに対する評価の総括と2030年導入目標達成に向けた展望が整理されている。

出所： European Commission, “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets（COM(2022) 639 final)”（2022年11月15日）を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0639&from=EN （2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets”

2.EU全体における再生可能エネルギー普及の進捗

- 2020年に、EU27ヶ国の最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギー比率は22.1%となり、2009年再生可能エネルギー指令（RED I）で掲げた比率目標の20%を達成した。
- この増加には電力分野が大きく寄与しており、2020年に全電力消費量の37.5%が再生可能エネルギー起源となっている。
- 技術別に再生可能エネルギー総消費量の内訳を見ていくと、固形バイオ燃料を中心としたバイオマスエネルギーが58.1%と大半を占めており、次いで風力14.3%、水力12.4%、太陽光6.9%と続いている。
- 報告書では、新型コロナの影響による2020年の最終エネルギー消費量の減少を受けて、目標達成が容易になったと結論づけている。

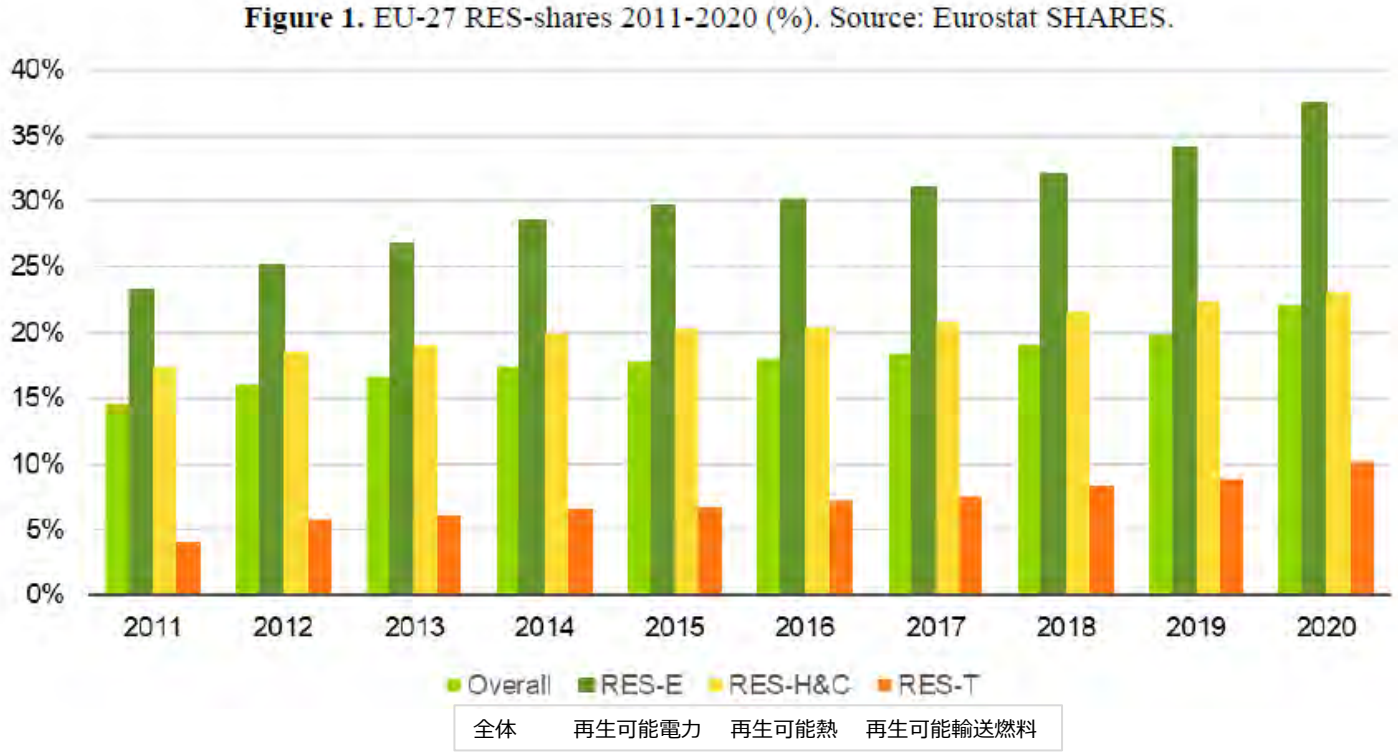


図 EU27ヶ国の再生可能エネルギー比率（2011～2020年）

■ **新型コロナの再生可能エネルギー目標への影響**

- ✓ 需要面を見ると、2020年にEU全体の最終エネルギー消費量が、前年比で8%減少。
- ✓ 減少率は加盟国によって異なり、ルクセンブルク（-13.7%）、スペイン（-12.3%）が最も減少したのに対し、スウェーデン（-2.4%）、ルーマニア（-1.4%）は微減にとどまった。
- ✓ 供給面で、再生可能エネルギー発電分野は他の電源に比べて影響をあまり受けていない一方で、運輸部門のバイオ燃料や暖房用バイオマスは、需要減少に伴い、大きく影響を受けた。
- ✓ こうしたエネルギー需給への新型コロナの影響により、電源構成における再生可能エネルギー比率の増加につながったが、増加は実際の新規設置導入容量によるところが大きい。
- ✓ 全体として、エネルギー消費量の減少は、加盟国にとって目標達成を容易にしたと結論づけることができる。

出所： European Commission, “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets（COM(2022) 639 final)”（2022年11月15日）, p.4 (Figure 1)を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0639&from=EN （2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets”

3.EU加盟国別の再生可能エネルギー普及の進捗

- 2009年再生可能エネルギー指令（RED I）では、加盟国別に法的拘束力のある最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー導入目標を設定していた。
- RED Iでは、統計上移転、加盟国間の共同プロジェクト、加盟国と第三国との共同プロジェクト、共同支援制度という加盟国間の4種類の協力の仕組みを想定しており、このうち両加盟国間の合意による統計上移転を用いて複数の加盟国が2020年目標を達成している。
- 国別導入量と通知されている加盟国間の再生可能エネルギー量の売買に基づく統計上移転との両方を考慮すると、フランスを除くすべての加盟国が、2009年再生可能エネルギー指令（RED I）に基づく2020年導入目標以上の比率を達成した。

Figure 6. Overall RES shares with and without statistical transfers vs. 2020 RES targets. Source: Eurostat SHARES; RED I Directive.

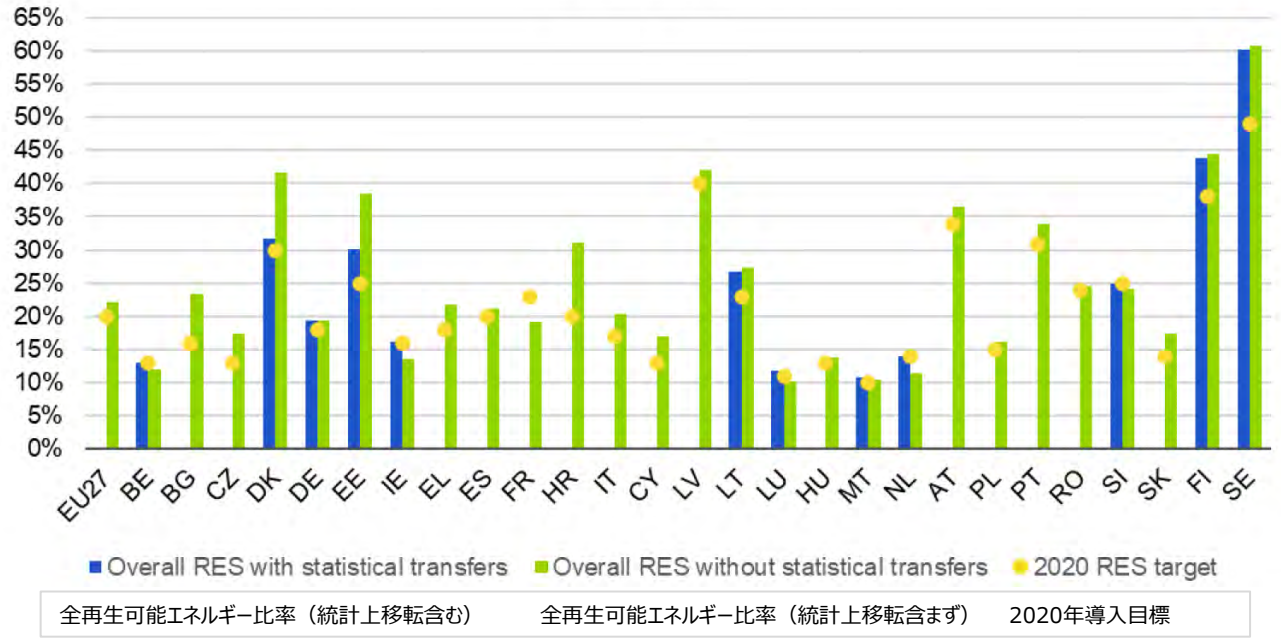


図 EU27ヶ国の加盟国別2020年再生可能エネルギー導入目標と実績

表 2020年に発効した再生可能エネルギー量の統計上移転

加盟国（売主）	加盟国（買主）	再生可能エネルギー量（GWh）
リトアニア	ルクセンブルク	250
エストニア	ルクセンブルク	400
デンマーク	ベルギー	1,800
フィンランド	ベルギー（フランドル）	250
チェコ共和国	スロベニア共和国	465
フィンランド	ベルギー（フランドル）	20
リトアニア	ベルギー（ブリュッセル）	152
フィンランド	ベルギー（フランドル）	1,650
エストニア	マルタ	20
デンマーク	オランダ	13,650
エストニア	アイルランド	2,500
デンマーク	アイルランド	1,000

情報源：Eurostat SHARES

出所： European Commission, “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets（COM(2022) 639 final)”（2022年11月15日）, p.9 (Figure 6), p.12 (Figure 10)を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0639&from=EN （2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets”

4.EU加盟国における再生可能エネルギー普及の成功事例①

■ 報告書では、以下のような再生可能エネルギー普及に成功した加盟国の事例から、今後10年間の教訓が得られるとしている。
■ 具体例として、投資家への予見可能性の提供や再生可能エネルギー開発に関わる迅速な許認可手続きに関する事例が紹介されている。

■ **投資家への予見可能性の提供**
- ✓ 支援制度、入札スケジュール、利用可能な予算が予測可能な安定した政治状況は、関係者に投資の予見可能性を提供する。

■ **再生可能エネルギー開発に関わる迅速な許認可手続き**
- ✓ 迅速な許認可手続きは、2018年12月発効の2018年改正再生可能エネルギー指令（RED II）とさらなる指令改正のためのREPowerEU案に規定されているものを含め、2030年目標達成に必要な再生可能エネルギー普及を加速し、ロシア産の化石燃料への依存を減らすために不可欠である。
- ✓ プロジェクト推進者から見て窓口が一本化されることが、行政手続きの円滑化・迅速化にとって重要である。
- ✓ オランダでは「All-in-one Permit for Physical Aspects」と呼ばれるワンストップショップ方式により、主要な許認可を一括取得することが可能である。ワンストップ・ショップはオンライン・プラットフォームを通じて行われ、担当当局は1つだけである。また、物理的側面に関する許認可について、「標準手続きによる意思決定期限は8週間とし、更に最長6週間延長することができる」と規定しており、期限を過ぎると自動的に許認可が発行される仕組みとなっている（詳細情報リンク：https://www.eclareon.com/en/projects/res-simplify ）。
- ✓ 一方、欧州委員会がREPowerEU計画で推奨している通り、加盟国は、許認可プロセスを短縮・簡略化した、再生可能エネルギー専用の「優先地域」を指定する必要がある。いくつかの加盟国では、再生可能エネルギーの開発可能地域を示す地図などの類似した手段を実施しているが、迅速な許認可取得に繋がる専用の規制枠組みにリンクしていないため、効果は限定的である。
- ✓ スペイン政府は、風力発電と太陽光発電に関する2つの地図を作成し、分析したプロジェクトの種類ごとに5つの環境感度（最大、超高、高、中、低）に分類している。
- ✓ 上記に関連する実践例については、欧州委員会による「再生可能エネルギー・プロジェクト許可取得手続きの迅速化に関する手引き（Guidance to Member States on good practices to speed up permit-granting procedures for renewable energy projects and on facilitating Power Purchase Agreements ） 」にも記載されている（詳細情報リンク：https://energy.ec.europa.eu/speeding-permit-granting-and-ppas-swd2022149151_en ） 。

出所： European Commission, “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets（COM(2022) 639 final)”（2022年11月15日）, p.18を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0639&from=EN （2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets”

4.EU加盟国における再生可能エネルギー普及の成功事例②

■ 前ページに加えて、カーボンプライシングによる競争力強化や再生可能エネルギーに対する国民の支持向上に関する事例等が紹介されている。

■ **カーボンプライシングによる再生可能エネルギーの競争力強化**
- ✓ EU-ETSに加えて、炭素や排出汚染に価格設定することで、再生可能エネルギーが対等な立場で競争できるようにする。
- ✓ 運輸部門における再生可能エネルギー比率が約32%と最も高いスウェーデンでは、1991年に炭素税が導入された。
- ✓ リトアニアでは、暖房用バイオガス、固体および液体バイオマスを免税した上で、環境汚染に対する一般税を課している。バイオガスなどに対する他の支援措置により、冷暖房部門における再生可能エネルギー比率は高くなっている（2020年50.4%）。

■ **エネルギー政策・プロジェクトへの国民の支持向上**
- ✓ エネルギー政策と開発プロジェクトに対する国民の支持を高めることは、エネルギー移行を成功・持続させる鍵である。
- ✓ これには市民の早期参画や、場合によってはデンマークで創設されたような地域住民に対する財政的インセンティブも含まれる。

■ **運輸部門におけるバイオ燃料の利用拡大**
- ✓ 廃棄物由来のバイオ燃料の利用は、非生物由来の再生可能燃料とともに、特に電化が困難な運輸部門における脱炭素化に向け、持続的に貢献することができる。
- ✓ 2018年改正再生可能エネルギー指令（RED II）は、2030年の先進バイオ燃料比率目標3.5%を掲げている。
- ✓ 2016年以降、EUの消費量は2020年に1,224 ktoeと2倍以上に増加している。移行をリードする加盟国は、比率3.6%のスウェーデンで、これにエストニア、フィンランド、イタリア、オランダが続き、いずれの国も1%を超えている。

■ **導入拡大の対象を特化した政策措置の導入**
- ✓ 再生可能エネルギーの大幅な普及拡大には時間がかかるが、特化した政策措置によって短期間で結果を出すことができる。
- ✓ 例えば、2020年当時、アイルランドにはコミュニティー所有の風力発電所は1基しかなかった。以降、再生可能エネルギー電力支援制度とコミュニティー実現枠組みによって、エネルギー・コミュニティーに焦点を当てた措置が取られ、その結果、新規エネルギー・コミュニティー・プロジェクト申請17件に成功し、プロジェクトの開発・運営を含むエンドツーエンド（両端）の支援（財政支援と能力開発サービス）の恩恵を受けている。また、コミュニティープロジェクト専用の入札、エネルギー・コミュニティー基金の設立、専用の年間系統連系プロセスなどが実施された。

出所： European Commission, “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets（COM(2022) 639 final)”（2022年11月15日）, p.18-19を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0639&from=EN （2023年2月2日閲覧）

5.評価報告書の結論

- 2009年再生可能エネルギー促進指令（RED Ⅰ）の枠組みは、EU全体、またフランスを除くすべてのEU加盟国が2020年目標を達成する結果となり、再生可能エネルギー消費量の増加に成功したことが実証されたと評価している。
- 他方、欧州委員会がREPowerEUで掲げる再生可能エネルギー導入目標（2030年に最終エネルギー消費に占める比率45%）を達成するためには、過去10年の年平均増加ペースである0.8パーセントポイントの3倍近い速度で、今後も導入を進めていく必要があるとしている。

2030年再生可能エネルギー導入目標達成に向けて必要な対応

- ✓ 2018年改正再生可能エネルギー指令（RED II）を早急に完全に国内法令化することが、普及の基礎を築く上で、エネルギー移行の成功の鍵を握っている。欧州委員会は現在、加盟各国の国内法令化状況を確認しており、異なる段階にある全ての加盟国に対して侵害訴訟手続きを開始した。
- ✓ 加えて、RED II改正とそれに伴う部門別措置の採択と実施が、2030年目標達成の鍵を握ることになる。2022年5月18日の欧州委員会の提案（REPowerEU）は、許認可交付手続きの簡略化と短縮化により、再生可能エネルギー普及に対する障壁を取り除くことを目的としている。欧州議会と欧州閣僚理事会に対して、2022年末までに提案を採択し、できるだけ早く発効させるよう要請する。
- ✓ 加盟国は、国家エネルギー・気候計画（NECP）の更新案で、欧州委員会が提案したEU全体の2030年再生可能エネルギー45%目標に沿った2023年版の国別目標の見通しを盛り込むべきである。

2030年再生可能導入目標達成の見通し

- ✓ EU全体あるいは各加盟国の2030年目標達成の可能性について予測を立てるのは、まだ時期尚早である。直近の推定値では、2021年にEU全体の再生可能エネルギー比率は2020年から僅かな増加（22.2～22.4%）にとどまり、再生可能エネルギー消費量の伸びは、コロナ措置の緩和または解除による景気回復に伴う最終エネルギー消費量の伸びとほぼ同じ水準であったことが示されている。
- ✓ 全体として、最近いくつかの部門で進展が見られ、再生可能エネルギー普及が進んでいることがわかる。
- ✓ 電力部門では、2022年が欧州の太陽光発電市場にとって記録的な年になることが示唆されており、最大の加盟国市場で年間17%から26%の成長が見込まれている。
- ✓ 運輸部門では、最新の四半期報告書で、蓄電池式電気自動車が前年比53%の伸びを示している。
- ✓ 建築部門では、最新の市場報告書で、2021年の欧州規模での空気熱源ヒートポンプの販売台数が34%増と急拡大している。
- ✓ 産業部門では、2021年は企業の新規再生可能エネルギー電力購入契約（PPA）が6.7 GWと過去最高となった。

出所： European Commission, “2022 Report on the Achievement of the 2020 Renewable Energy Targets（COM(2022) 639 final)”（2022年11月15日）, p.19-20を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0639&from=EN （2023年2月2日閲覧）

欧州委員会
“2022 Report on the Achievement of the 2020 Energy Efficiency Targets”

1.概要

- 本報告書は、エネルギー効率化指令（EED）や建物のエネルギー性能指令（EPBD）に基づくEU加盟国のエネルギー効率化の取組みについて、加盟各国からの報告に基づき、欧州委員会がEU全体と加盟各国別の2020年目標達成状況を評価した結果をまとめたものである。
- EU全体の2020年エネルギー効率目標（EED第3条）は、EUの一次エネルギーおよび最終エネルギー消費量を、2007年均衡モデル（PRIMES）シナリオで予測された2020年エネルギー消費量と比較して、2020年までに20%削減し、一次エネルギー消費量を1,312 Mtoe、最終エネルギー消費量を959 Mtoeとすることである。
- 2020年には、EUの一次エネルギー消費量と最終エネルギー消費量は、それぞれ1,236 Mtoeと907 Mtoeとなり、2020年のエネルギー効率目標は超過達成された。
- 次ページ以降では、EU全体および加盟国別の2020年エネルギー効率目標の達成状況の評価と、加盟各国から報告されたエネルギー効率化指令第7条に基づく省エネ義務の施策措置の情報を中心として、報告書の内容をとりまとめる。

本文書の概要

- **背景**
  - ✓ EUガバナンス規則（2018/1999）第27条では、加盟国に対して、2022年4月30日までにエネルギー効率化指令（EED）に基づくエネルギー効率目標（第3条）、公共建物の模範的役割（第5条）、省エネ義務（第7条）、エネルギー監査（第8条）に関する進捗の報告を求めている。あわせて、建物のエネルギー性能指令（EPBD）の第9条で規定されている新築および改修されたニアリー・ネット・ゼロ・エネルギー・ビルの進捗に関する報告を求めている。
  - ✓ 本報告書は、加盟国が上記の報告で提供した情報を分析し、欧州統計局（Eurostat）のデータで補完している。
- **本報告書の構成**
  - ✓ 本報告書は、11の章から構成されており、序章では報告書の背景・概要が説明されている。
  - ✓ 第2章から第4章では、EU全体と加盟各国別の2020年目標達成状況、また2030年エネルギー効率目標に向けた進捗状況について、新型コロナの影響も含めて分析・評価をしている。
  - ✓ 第5章から第10章では、公共建物における改修義務の履行状況、2020年までの累積省エネ達成量など、加盟各国が義務に基づいて報告してきた事項について、欧州委員会が分析・整理をしている。
  - ✓ 第11章では、結論として、加盟各国のエネルギー効率化に関する取組みの評価の総括と、2030年導入目標達成に向けてさらに取組みを進めていくべき事項が整理されている。

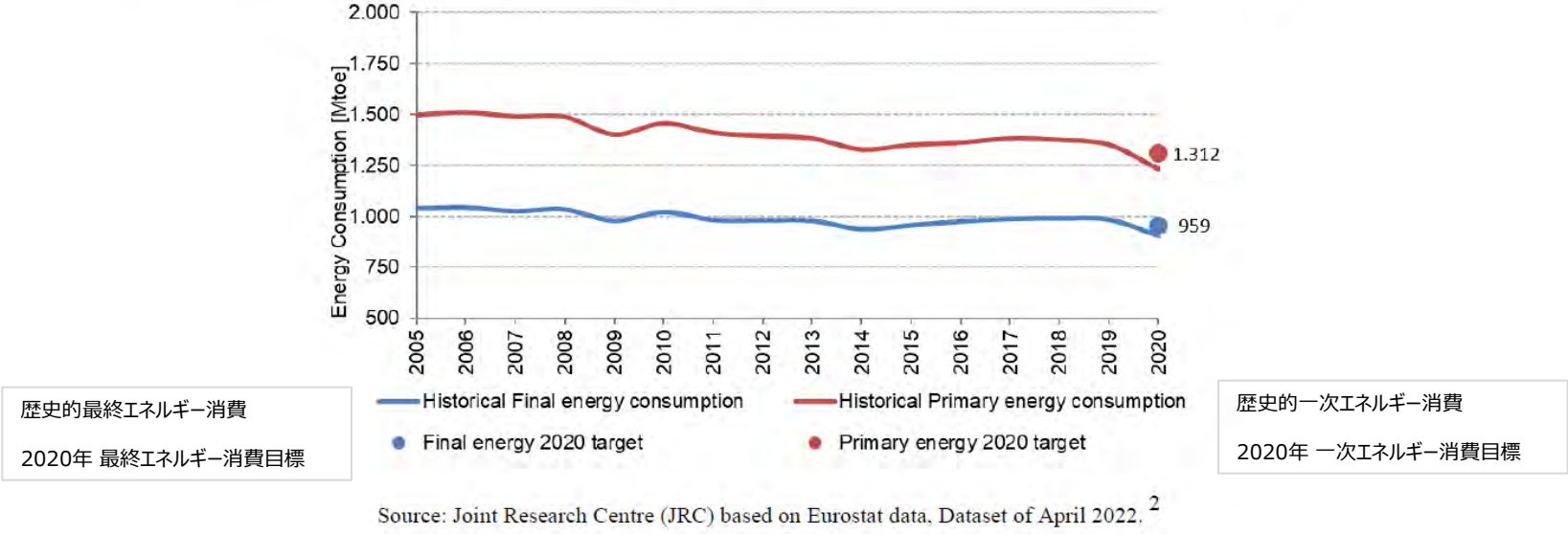
出所： European Commission, “2022 report on the achievement of the 2020 energy efficiency targets (COM(2022) 641 final)”（2022年11月15日）を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0641&from=EN （2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “2022 Report on the Achievement of the 2020 Energy Efficiency Targets”

2.EU全体における2020年エネルギー効率目標に向けた進捗

- 2005年から2020年で、EUのエネルギー消費量は、下図のとおり全般的に減少傾向を示した。この減少は、エネルギー原単位と一人当たりのエネルギー消費量の全体的な低下に起因している。
- 2020年には、EUの一次エネルギー消費量と最終エネルギー消費量は、それぞれ1,236 Mtoeと907 Mtoeとなり、2020年のエネルギー効率目標は超過達成された。
- 但し、2020年実績はコロナ危機と各国封鎖措置の影響を大きく受け、活動全体が大幅に制限され、その結果、エネルギー需要が減少したことに注意する必要がある。2019年（EUにおけるコロナ影響前）は、一次エネルギー消費量と最終エネルギー消費量はそれぞれ1,354 Mtoeと986 Mtoeで、エネルギー消費量の減少傾向を示しているものの、2020年目標は上回っていた。

Figure 1: Final and primary energy consumption trends of the EU27 (the line represents the trajectory between 2005 consumption and the 2020 consumption and the dots represent the 2020 PEC and FEC targets)



Source: Joint Research Centre (JRC) based on Eurostat data, Dataset of April 2022. [2]

図 最終エネルギー消費量と一次エネルギー消費量の推移（線は2005年～2020年の推移、点は2020年目標）

出所： European Commission, “2022 report on the achievement of the 2020 energy efficiency targets (COM(2022) 641 final)”（2022年11月15日）, p.2 (Figure 1)を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0641&from=EN （2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “2022 Report on the Achievement of the 2020 Energy Efficiency Targets”

3.EU加盟国別の2020年エネルギー効率目標に向けた進捗

- EU加盟国別の一次エネルギー消費量（PEC）と最終エネルギー消費量（FEC）に関する2020年エネルギー効率目標は、下表のとおり。
- EU27ヶ国のうち、24ヶ国が2020年一次エネルギー消費量目標を達成し、21ヶ国が2020年最終エネルギー消費量目標を達成した。
- 未達成の規模は総じて小さく、ブルガリアとベルギーだけが、一次エネルギー消費量又は最終エネルギー消費量目標を達成できなかった。最終エネルギー消費量19%未達のリトアニアを除けば、一次エネルギー消費量0.9%、最終エネルギー消費量6.7%の未達成である。

表 EU加盟国別最終および一次エネルギー消費量2020年目標達成度

Table 2: Achievement of FEC and PEC targets per Member State

MS	PEC	PEC Target	% Achieved PEC	FEC	FEC Target	% Achieved FEC
BE	43.9	43.7	99.6%	33.3	32.5	97.6%
BG	17.2	16.9	98.1%	9.5	8.6	90.6%
CZ	37.5	44.3	118.2%	24.5	25.3	103.4%
DK	15.3	17.5	114.3%	13.1	15.2	115.4%
DE	262.3	276.6	105.4%	201.7	194.3	96.4%
EE	4.3	5.5	127.5%	2.8	2.9	105.4%
IE	13.4	13.9	103.5%	11.2	11.7	104.7%
EL	19.2	24.7	128.4%	14.5	18.4	127.3%
ES	105.0	123.4	117.5%	73.8	86.3	117.0%
FR	208.4	226.40	108.6%	130.1	137.9	106.0%
HR	7.8	10.7	137.9%	6.5	7.0	107.6%
IT	132.3	158.0	119.4%	102.7	124.0	120.7%
CY	2.2	2.2	101.6%	1.6	1.9	121.8%
LV	4.3	5.4	126.0%	3.9	4.5	115.9%
LT	6.2	6.5	104.4%	5.3	4.3	81.0%
LU	3.9	4.5	113.9%	3.8	4.2	111.2%
HU	23.9	26.6	111.4%	18.0	18.2	101.1%
MT	0.7	0.8	111.1%	0.5	0.6	116.4%
NL	58.4	60.7	103.9%	45.5	52.2	114.7%
AT	29.7	31.5	106.1%	26.1	25.1	96.2%
PL	96.9	96.4	99.5%	71.1	71.6	100.6%
PT	19.5	22.5	115.1%	15.0	17.4	115.8%
RO	30.9	43.0	139.1%	23.5	30.3	128.9%
SI	6.1	7.1	115.8%	4.4	5.1	116.6%
SK	15.2	16.4	108,0%	10.4	10.4	100.2%
FI	29.9	35.9	120,0%	23.3	26.7	114.5%
SE	41,7	43,4	104,1%	30.9	30.3	97.8%

Source: JRC based on Member States' reporting, Eurostat, Dataset April 2022.[12]

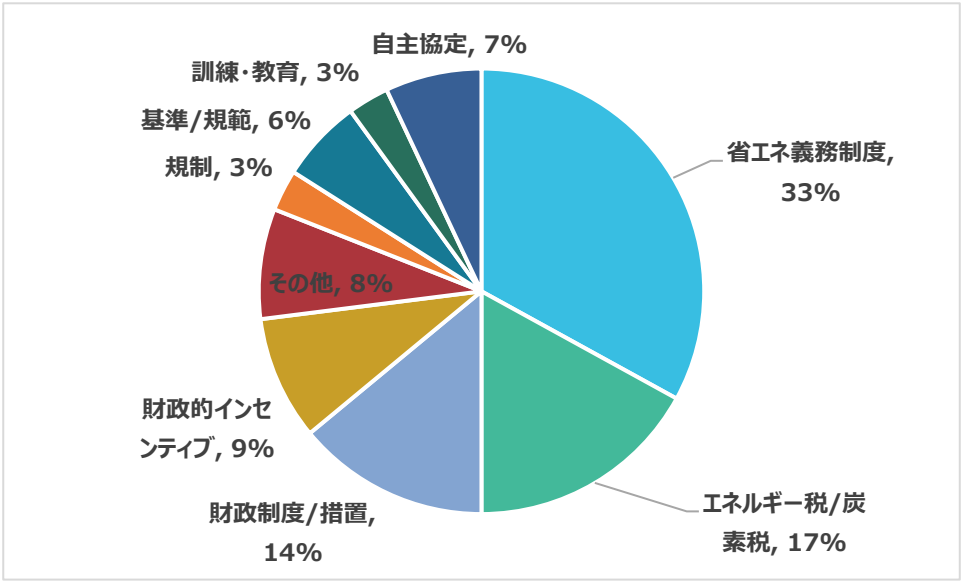
出所： European Commission, “2022 report on the achievement of the 2020 energy efficiency targets (COM(2022) 641 final)”（2022年11月15日）, p.8-9 (Table 2)を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0641&from=EN （2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “2022 Report on the Achievement of the 2020 Energy Efficiency Targets”

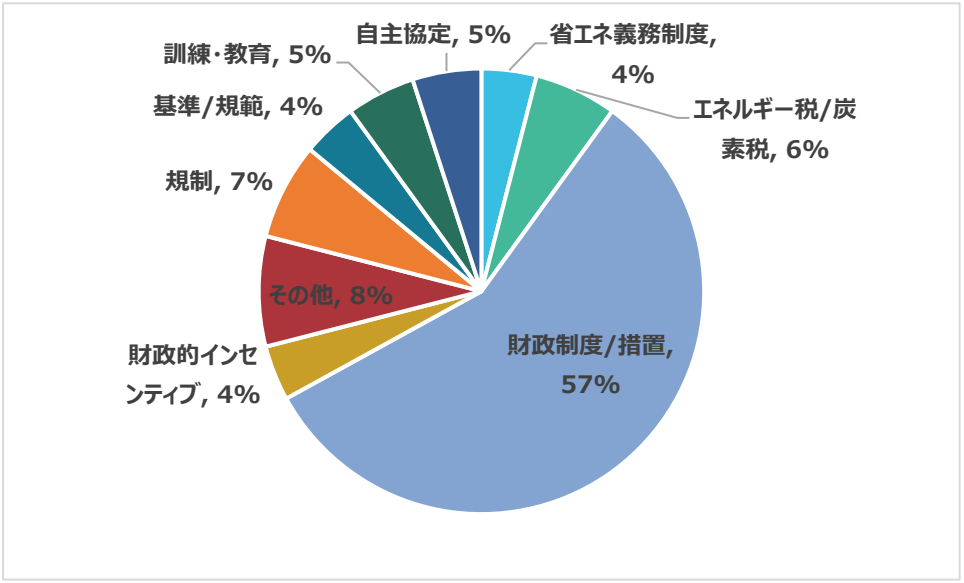
4.エネルギー効率化指令第7条：省エネ義務の状況①

- エネルギー効率化指令（EED）第7条では、特に2014年から2020年の省エネ義務を果たしたかを評価するために、加盟国が2019年と2020年に達成した省エネの累積量を提出する義務を規定している。
- 報告を行ったEU加盟国のうち24ヶ国における2014～2020年の累積省エネ量は197.4 Mtoeであった。
- 実施された各施策措置による省エネ達成量のうち、省エネ義務制度（EEOS）の貢献度が約33%であることが重要である。財政制度/措置（融資）の貢献度は約14%、エネルギー税/炭素税の貢献度は17%となっている。

2014～2020年 累積省エネ量（24加盟国）：197.4 Mtoe



総報告施策数（24加盟国）：372件



情報源：上記はEED第7（1）条に基づき2022年に24加盟国が提出した2014～2020年の政策措置および累積省エネ量データに基づき欧州委員会エネルギー総局算出

図 EUレベルで報告された累積省エネ量の施策措置別比率（左）と施策措置別の措置数の分布（右）

出所： European Commission, “2022 report on the achievement of the 2020 energy efficiency targets (COM(2022) 641 final)”（2022年11月15日）, p.14 (Figure 7)を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0641&from=EN （2023年2月2日閲覧）

欧州委員会 “2022 Report on the Achievement of the 2020 Energy Efficiency Targets”

4.エネルギー効率化指令第7条：省エネ義務の状況②

- 下表は主なEU加盟国ごとの上位3つの施策を示し、どの施策が各加盟国の累積省エネ量の最大比率をもたらしたかを示す。
- 加盟国は報告の中で、エネルギー効率化指令（EED）第7条（1）に基づいて報告した2014年から2020年の施策措置リストを更新した。加盟国全体で計498施策措置が報告され 、そのうち40施策が初めて報告されたものとなっている。

表 主なEU加盟国別の省エネ上位3施策の概要（2014～2020年累積省エネ量に基づく）

加盟国	各加盟国の上位3施策措置 （累積省エネ量降順）	2014～20年 累積省エネ量（Mtoe）	加盟国 累積省エネ比率
デンマーク	エネルギー効率化義務制度	5,821	100%
フランス	ホワイト証書制度（CEE）	35,757	100%
ドイツ	エネルギー税・電気税 省エネルギー令（既存建物） エネルギー高効率建設・改修のKfW支援事業	12,205 7,543 4,140	33% 20% 11%
イタリア	減税 ホワイト証書制度 産業4.0計画	10,394 8,392 1,830	45% 36% 8%
スペイン	エネルギー持続可能税制措置に関する法律（法15/2012） 自治体主導の事業（MENAE） 産業競争力促進事業	2,947 2,534 1,613	19% 17% 11%
スウェーデン	エネルギー税・CO_2税	9,940	100%

情報源：加盟国の報告情報に、必要に応じて欧州委員会による計算と推計で補足

出所： European Commission, “2022 report on the achievement of the 2020 energy efficiency targets (COM(2022) 641 final)”（2022年11月15日）, p.15-17 (Table 6)を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0641&from=EN （2023年2月2日閲覧）

5.評価報告書の結論

- 新型コロナによる大きな影響もあり、2020年の一次エネルギー消費量と最終エネルギー消費量との両方の目標が超過達成された。
- 一次エネルギー消費量についてはベルギー、ブルガリア、ポーランド、最終エネルギー消費量についてはベルギー、ブルガリア、ドイツ、リトアニア、オーストリア、スウェーデンを除き、全ての加盟国が2020年国別貢献目標を達成した。
- 2030年省エネ目標（2007年参照シナリオ比32.5%削減）に対する進捗率については、2020年のEU最終エネルギー消費量と一次エネルギー消費量とは、それぞれ2030年目標を7.2%、9.6%上回った。EUが構造的にエネルギー消費量を削減し、欧州委員会が2022年5月にREPowerEUで提案した2020年比で2030年に13%削減という新しい目標を達成するためには、さらに多くの努力が必要である。

2020年エネルギー効率化目標に対する加盟各国の省エネ義務履行状況

- ✓ エネルギー効率化指令（EED）第7条に基づき、24加盟国が報告した2014年から2020年累積省エネ量は197.4 Mtoeトンに達した。未報告の3ヶ国の最終的な達成状況によっては、27ヶ国の累積省エネ義務量合計も満たすことができる水準となっている。
- ✓ 最終達成に関するデータを提出した24加盟国のうち、14加盟国が省エネ義務を果たし、10加盟国は省エネ義務を果たさなかった。

2030年エネルギー効率化目標達成に向けて必要な対応（抜粋）

- ✓ 2030年気候・エネルギー目標を達成するためには、エネルギー効率を優先させる必要がある。
- ✓ エネルギー効率化の取組強化のため、欧州委員会は2021年7月、引き上げられた目標と範囲を設定した改正エネルギー効率化指令（EED）を提案した。
- ✓ 欧州委員会と加盟国との双方がエネルギー効率目標に向けた進捗を評価し、新たな政策措置の必要性を確認できるように、加盟国が今後提出するエネルギー・気候統合進捗報告書（EUガバナンス規則第17条）および国家エネルギー・気候計画（NECP）報告書を完全かつ一貫したものにすることが重要である。
- ✓ ニアリー・ネット・ゼロ・エネルギー・ビルは、2020年12月31日までに加盟国の新しい建築基準となり、建設部門の「未来予想図」を設定して、関係者を動員することが証明された。建物に占めるニアリー・ネット・ゼロ・エネルギー・ビルの割合はまだ低いが、今後数年で数は増加し、欧州委員会の建物のエネルギー性能指令（EPBD改正案）にあるネット・ゼロ・エネルギー・ビルへの道を開くと期待されている。
- ✓ 新築・既築建物ともに、既存の国内エネルギー性能要件を費用対効果の高い水準に誘導する費用最適化方法を選択することが効率的だと証明されている。エネルギー性能最低要件は、過去10年で徐々に改善され、EU内の建物のエネルギー効率改善に重要な貢献を果たした。

出所： European Commission, “2022 report on the achievement of the 2020 energy efficiency targets (COM(2022) 641 final)”（2022年11月15日）, p.25-27を基に作成
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0641&from=EN （2023年2月2日閲覧）

CEER
“CEER 2nd Paper on Unsupported RES”

CEER “CEER 2nd Paper on Unsupported RES”

1.概要

■ 本文献では、EU加盟国において支援制度が終了する再生可能エネルギー発電（以下、RESとする）設備について、支援期間終了後も稼働するための要件を、電力市場規制機関の立場から考察している。

■ 以下では、支援期間が終了したRES設備（卒FIT電源）の発生状況や法的枠組みの対応状況を中心に、内容をとりまとめる。

本文書の概要

- 本文書の背景

  欧州エネルギー規制者評議会（CEER：Council of European Energy Regulators）の加盟国である欧州諸国では、固定価格買取（FIT）やクオータ義務付けなどの支援制度により、RES設備の導入を推進している。各国では支援期間終了を迎えるRES設備の増加に直面しているが、多くRES設備の場合は支援期間終了後も技術的に稼働できる場合が多い。
  社会経済的な観点からは、RES設備がリパワリングまたは解体される代わりに、支援期間を超えても発電、売電することを可能にする強化された枠組みを導入することは有益であると考えられる。

- 本文書での主要な目的

  1）今後数年間にわたり、特に支援期間終了後に支援なしで稼働するRES設備の規模を評価する
  2）今後の規制の課題を明らかにし、必要であれば法的枠組みの変更も行う
  3）支援なしで稼働しているRES設備の代替となる事業戦略を示す

- 加盟各国の規制機関に対するアンケートから導き出されるメッセージ

  ✓ 現在は支援対象外のRES設備は少ないが、2030年までには、現在支援を受けている設備容量の約40%が支援対象外になる見込み。
  ✓ 過去に一度も支援を受けたことがないRES設備のほとんどが、大規模な水力発電設備。
  ✓ 陸上風力と太陽光については、新規設備が直接の財政支援なしで計画され、設置されている。
  ✓ RES設備設置を管理する法的枠組みは、今のところ採用されていない。これは、この枠組みが、支援を受けているRES設備と支援を受けていないRES設備を区別していないため、あるいは支援期間がまだ残っており、適用が必要になるのは将来的なことであるためである。
  ✓ 支援を受けていないRES設備が取る戦略は多様である。最も一般的な方法は、少なくとも大規模な設備の場合、収入源として市場に依存することである。主に太陽光発電となる小規模設備は、自家消費に重点を置くことが予想される。

出所： Council of European Energy Regulators, ”CEER 2nd Paper on Unsupported RES“（2021年10月）を基に作成
https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5ef3cb7d-e2e2-5484-5ba8-344b3f3a4e3f（2022年11月22日閲覧）

CEER “CEER 2nd Paper on Unsupported RES”

2.欧州における卒FIT電源の発生状況①

- 太陽光発電は、支援制度の対象設備の大部分が2010年以降に開発されたもので、支援制度の終期に到達するのは主に2030年以降となる。但し、早く支援を始めていたドイツでは、2025年以降、順次20年間の買取期間が終わる太陽光発電設備の増加が見込まれる。
- 陸上風力発電は、1990年代から他国に先行して開発を進めてきたドイツ、スペインを中心として、支援期間が終了する設備が存在する。
- しばらくの間は、陸上風力発電を中心として、先行して再エネ導入を進めてきた国で卒FIT電源が生じてくることが見込まれている。

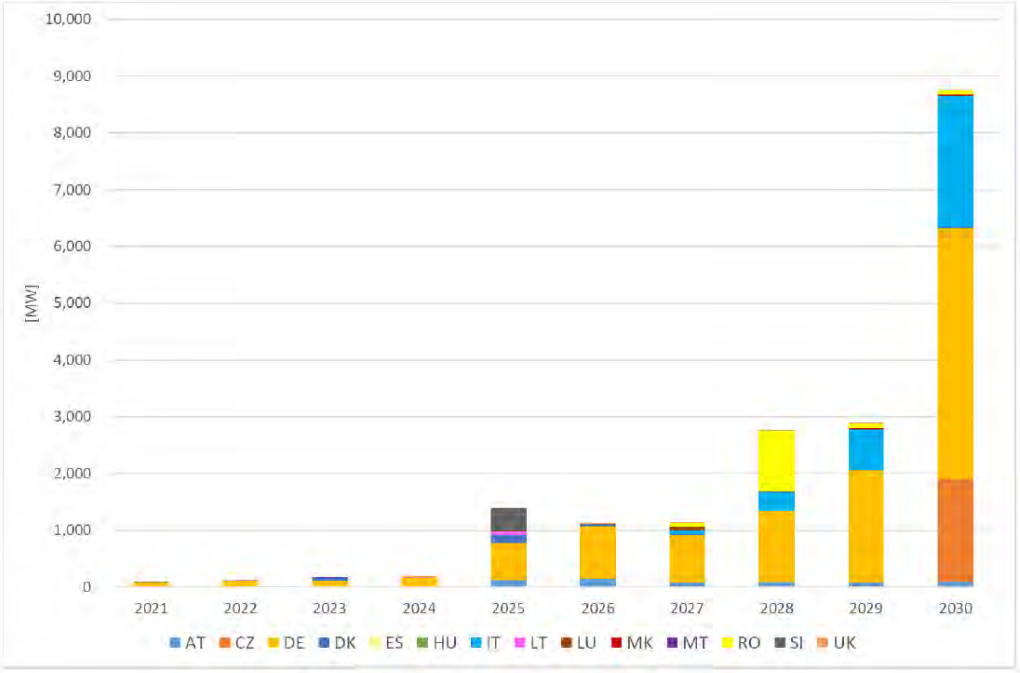


Figure 3: PV-installations reaching end of support

図　太陽光発電：年別支援期間終了状況（2021～30年）

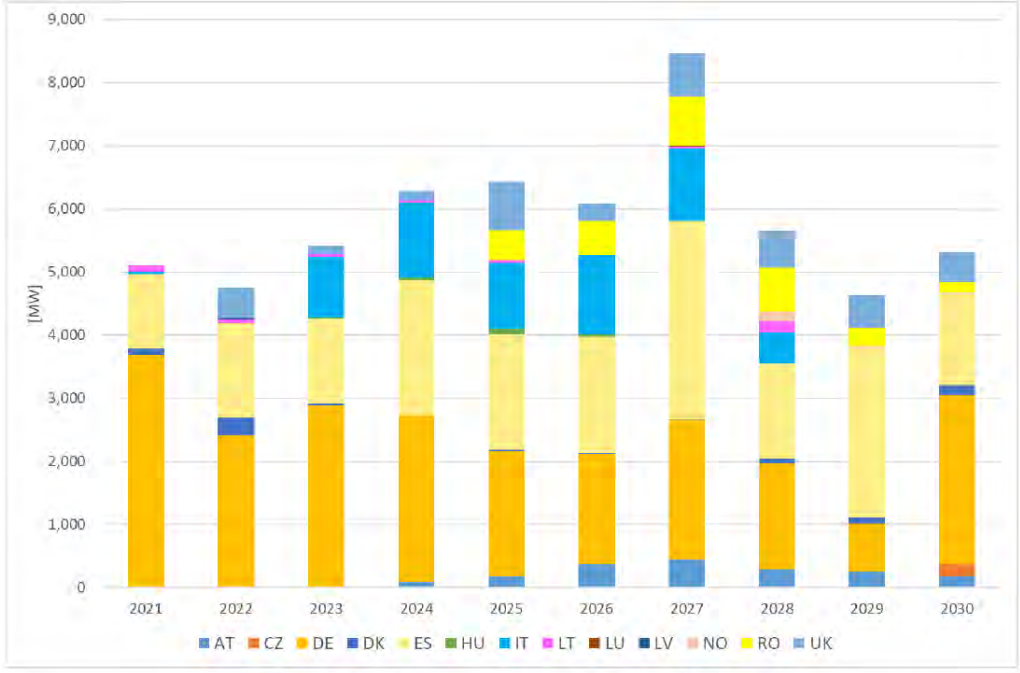


Figure 4: Onshore wind capacity out of support by year

図　陸上風力発電：年別支援期間終了状況（2021～30年）

出所：　Council of European Energy Regulators, ”CEER 2nd Paper on Unsupported RES“（2021年10月）, p.12（Figure 3および4）を基に作成
https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5ef3cb7d-e2e2-5484-5ba8-344b3f3a4e3f（2022年11月22日閲覧）

CEER “CEER 2nd Paper on Unsupported RES”

2.欧州における卒FIT電源の発生状況②

- 洋上風力発電は、早くから支援対象にしていた国が限定的で、2022年にデンマークで160 MWの設備が支援対象期間が終了する。その後も、2030年までは、デンマークと英国における対象電源がほぼすべてを占めている。
- 右図は、支援期間が終了となる水力発電の設備容量を示している。加盟各国で支援対象とする小規模水力発電に共通の定義はないが、大規模なダム式水力発電設備は、もともと現状の支援制度の対象となっていないことが一般的である。水力発電は、耐用年数が長いため、他の再生可能エネルギー技術と比較して、より多くの発電設備が支援期間終了後も市場参加により運転を継続することが見込まれる。

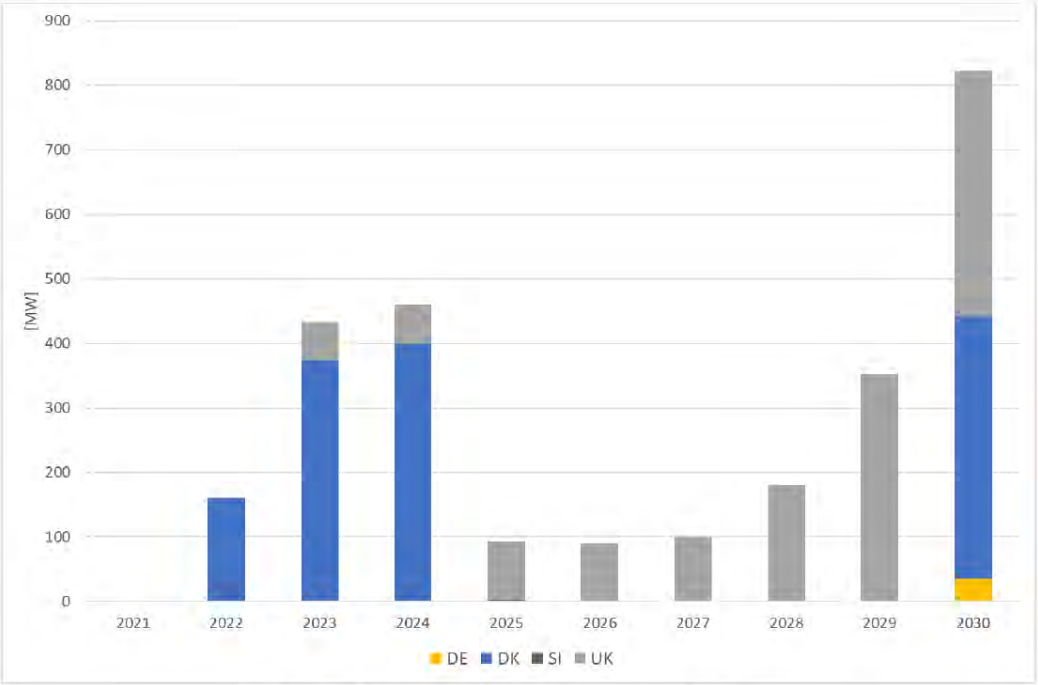


Figure 5: Offshore wind capacity out of support by year

図　洋上風力発電：年別支援期間終了状況（2021～30年）

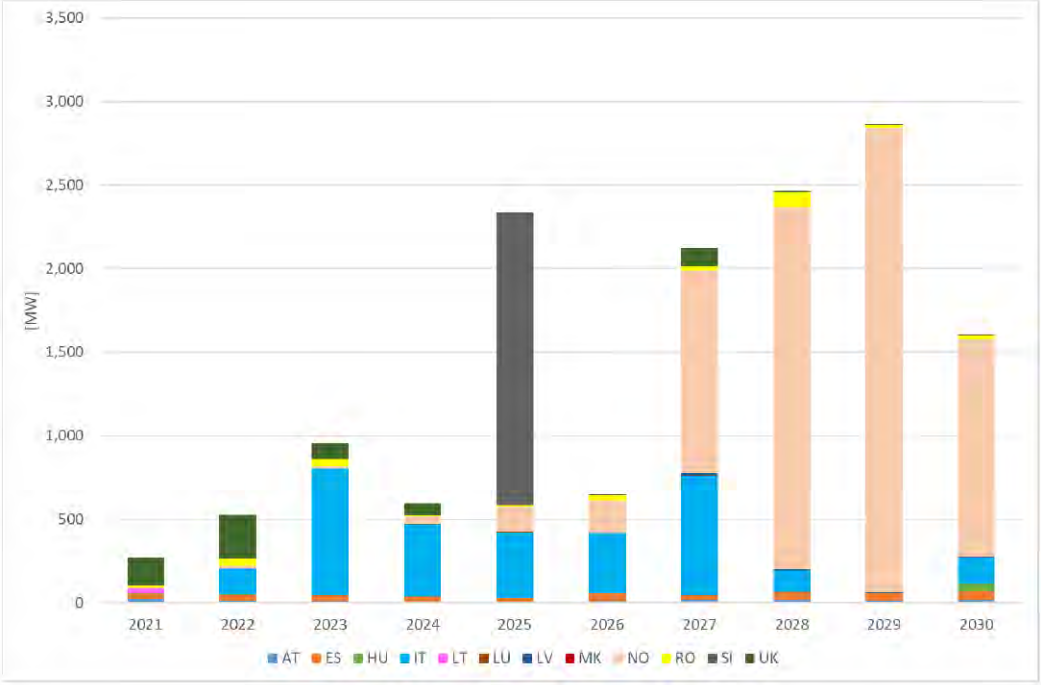


Figure 8: Hydropower reaching end of support

図　水力発電：年別支援期間終了状況（2021～30年）

出所：　Council of European Energy Regulators, ”CEER 2nd Paper on Unsupported RES“（2021年10月）, p.13（Figure 5), p.15（Figure 8）を基に作成
https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5ef3cb7d-e2e2-5484-5ba8-344b3f3a4e3f（2022年11月22日閲覧）

2.欧州における卒FIT電源の発生状況③

- バイオマス発電は、英国を中心として2022年ごろから多くの設備容量が支援期間終了を迎える。バイオマス発電は、発電時の投入資材のコストが高いため、支援期間終了後も稼働し続けるためには、さらなる支援が必要になる可能性がある。ドイツでは、既に既存バイオマス発電設備を対象として、支援期間を延長するための入札制度を導入している。
- 右図は、支援期間が終了となるバイオガス発電の設備容量を示している。バイオマスの場合と同様に、バイオガス発電の場合も、高い運転コスト（主に燃料費）のために、設備が支援期間終了後に何の支援も受けずに運転できる可能性は非常に低い。
- バイオマス、バイオガス発電については、その発電の柔軟性（フレキシビリティ）が支援期間中にどのように活用されているのか、特に支援期間終了後の柔軟性の貢献度をどのように評価するべきかという論点がある。

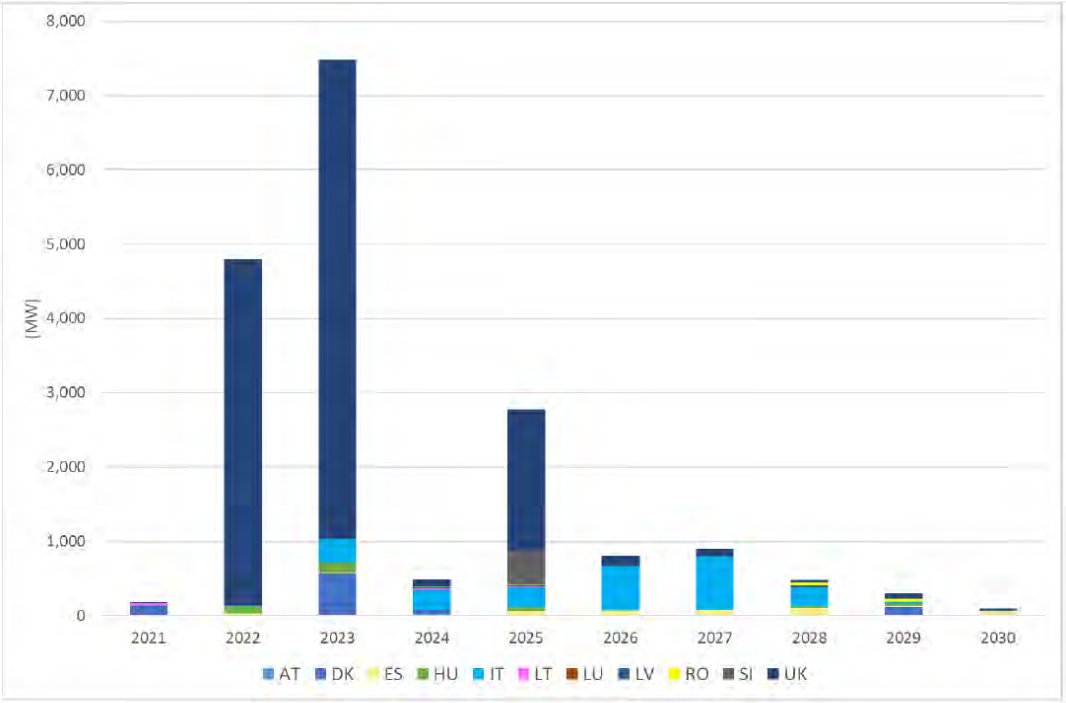


Figure 6: Biomass reaching end of support

図　バイオマス発電：年別支援期間終了状況（2021～30年）

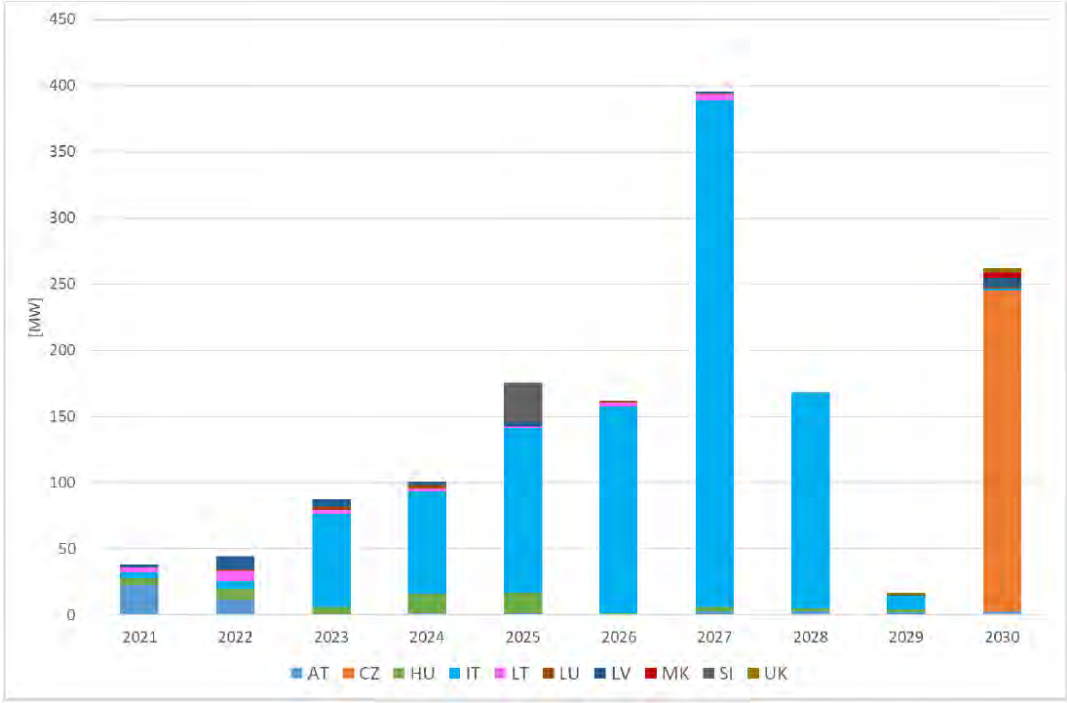


Figure 7: Biogas reaching end of support

図　バイオガス発電：年別支援期間終了状況（2021～30年）

出所：　Council of European Energy Regulators, ”CEER 2nd Paper on Unsupported RES“（2021年10月）, p.14（Figure 6および7）を基に作成
https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5ef3cb7d-e2e2-5484-5ba8-344b3f3a4e3f（2022年11月22日閲覧）

CEER “CEER 2nd Paper on Unsupported RES”

3.欧州主要国：支援期間終了後の再エネ発電設備の扱い

- 欧州では、State Aid（国庫補助）に関する加盟国向けガイダンスに基づき、支援制度の対象期間が終了した再生可能エネルギー発電設備（以下、「卒FIT電源」とする）には、追加の財政的支援を行うことが困難となっている。
- 但し、ドイツのように、それまでの支援制度の中でバランシング義務が課されておらず、卸電力市場への売電も系統運用者に委ねていた卒FIT電源に対しては、バランシング義務や市場アクセスについて支援を行う事例がある。
- 他方、2000年以前からFIP制度を導入したスペインや、2002年度からRPS制度を施行していた英国では、もともとの支援制度の中で再エネ発電事業者は自ら売電をすることが求められていたため、こうした卒FIT電源への市場アクセスに関する支援は行われていない。
- 以下で紹介した国以外でも、小規模再生可能エネルギー発電設備に優先給電を適用することは、2018年改正EU再生可能エネルギー指令でも必須とされているため、支援制度の支援期間が終了するまでの期間に何らかの対応を迫られることになる。

表　欧州主要国：支援制度対象期間終了後の再エネ設備に対する法的枠組み

国	法的枠組み
ドイツ	● 卒FIT電源に対する優先給電の維持を根拠法（再生可能エネルギー法）で明示 ● 2021 年以降、太陽光、バイオマス、水力の卒FIT電源は、系統運用者が参照市場価値（但し、系統運用者が代行して卸電力取引市場で売電するための経費を差し引いた額）で買取をする仕組み有り
スペイン	● 特段の法的枠組みなし
イタリア	● 特段の法的枠組みなし ● 2022年時点では、政府100%所有のエネルギー管理サービス提供会社であるGSE社が、再エネ発電設備から手数料を徴収して卸電力取引市場価格で買い取る制度有り
英国	● 5 MW以下の設備を対象した小規模 FIT 制度の買取期間が終了した設備は、引き続きSEG（Smart Export Guarantee）制度に基づき、小売事業者が提示した価格での買取を受けることが可能

出所：Council of European Energy Regulators, “CEER 2nd Paper on Unsupported RES”（2021年10月）, p.12（Figure 3および4）を基に一部加筆して作成
https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5ef3cb7d-e2e2-5484-5ba8-344b3f3a4e3f（2022年11月22日閲覧）

参考資料 5

文献翻訳結果（再生可能エネルギーによるスマート電化）

STATE GRID CORPORATION OF CHINA

IRENA International Renewable Energy Agency

再生可能エネルギーによるスマート電化

エネルギーサービスの転換を促進する

Copyright © IRENA 2022

別途規定がない限り、本刊行物に記載された資料は自由に使用、共有、複写、複製、印刷および／または保存することができる。ただし、情報の出典および著作権者として IRENAを適切に明記する場合に限る。本刊行物に記載された資料のうち第三者に帰属するものには、別段の使用条件および制限が適用される可能性があり、かかる資料を使用する前に、かかる第三者から適切な許可を得る必要がある可能性がある。

引用時の表記

IRENA (2022), 再生可能エネルギーによるスマート電化：エネルギーサービスの転換を促進する、国際再生可能エネルギー機関、アブダビ

ISBN: 978-92-9260-367-0

本報告書はオンラインでダウンロードできる：www.irena.org/publications.

ご意見・お問い合わせ先：info@irena.org.

IRENAについて

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）は、各国が持続可能なエネルギーの未来へと転換するための支援を行い、国際協力の重要な基盤として、中核的研究機関として、再生エネルギーに関する政策、技術、資源、財務知識の保管庫としての役割を果たす政府間組織である。IRENAは、持続可能な開発、エネルギー利用、エネルギーの安定供給、および低炭素の経済成長と繁栄を追求するため、バイオエネルギー、地熱、水力、海洋、太陽光、および風力エネルギーを含むあらゆる形態の再生可能エネルギーの幅広い採用と持続可能な利用を促進している。**www.irena.org**

謝辞

本報告書の執筆は、国際再生可能エネルギー機関の三ケ田麻美(Asami Miketa)、Francisco Boshell、Daniel Russo、Bowen Hong (Loan Officer, SGERI)、Gayathri Prakash、Elisa Asmelash、Luis Janeiro、Sean Collins、ならびに国家電網エネルギー研究所(SGERI)のJun Liu、Junshu Feng、Ning Zhang、Xiaocong Liu、Longzhu Liu、Suxiu Li、Fang Tang、Chuncheng Zhang、Jiangtao Li、Lu Xingが担当した。本報告書の編集は、John CareyとJustin French-Brooksが担当した。

また、本報告書は、IRENAの専門家Dolf Gielen、Paul Komor、Nicholas Wagner、Yunshu Li、Antonina Scheer、ならびにSGERIの専門家Liping Jiang、Yaohua Wang、Gang Lu、Baoguo Shan、Hongcai Dai、Haifeng Zhengによる貴重な意見も参考にした。

IRENAは、技術校閲を担当して頂いたLouise Anderson (World Economic Forum)、 Martin Haigh (Shell)、Mark McGranaghan (Electric Power Research Institute)、Caitlin Murphy (National Renewable Energy Laboratory)、Ola Rud (Equinor)、Bram Smeets (McKinsey & Company)に心より感謝する。

免責事項

本報告書およびこれに含まれる内容は、「現状のまま」提供される。本報告書に含まれる内容の信頼性を確認するため、IRENAはあらゆる合理的注意を払っている。しかし、IRENAも、またそのいかなる職員、代理人、データまたはその他の第三者資料提供者も、明示的、暗示的に関わらず、いかなる保証を提供するものではなく、本報告書またはその内容の使用の結果に対していかなる責任も引き受けない。

本報告書に含まれる情報は、必ずしもすべてのIRENA加盟国の見解を代表するものとは限らない。特定の企業やプロジェクト、製品に対する言及は、類似の特徴を持つが言及されていない他のものと比較してIRENAがこれを認証または推奨することを意味するものではない。本報告書で使用している名称や内容の提示方法は、いかなる地方、国、領土、都市、または地域、もしくはその機関の法的地位、または境界線や国境の画定に関連したIRENA側の見解を表明するものではない。

日本語版（2023年3月）
翻訳者：安田　陽（京都大学大学院経済学研究科 再生可能エネルギー経済学講座 特任教授）
本翻訳は環境省「令和4年度 2050年カーボンニュートラルに向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」の一環で（株）三菱総合研究所の協力の下に行われた。
本報告書は “Smart Electrification with Renewables: Driving the transformation of energy services”（© IRENA 2022）の非公式な翻訳物であり、英語の原文が優先される。

目次

略語一覧 9
単位一覧 10
本報告書について 11

1 世界のエネルギー転換における電化 **14**
1.1 エネルギー転換の基本理解 14
1.2 現在のエネルギー転換を促す原動力 15
1.3 クリーン電力が現在のエネルギー転換の主要燃料に 17
1.4 スマート電化への転換は多大な便益をもたらす 18
1.5 スマート電化の実現に対する課題 19

2 電化技術、スマート戦略と体系的トレードオフ **20**
主な論点 20
2.1 はじめに 22
2.2 最終消費部門の電化 – 技術、動向、コスト要因の概観 24
2.3 スマート電化戦略 44
2.4 電力システム全体のトレードオフと経済的評価
– さまざまな電化の道すじは、いつ、どこで最も効果を発揮するか？ 57

3 IRENAと中国国家電網の分析による再生可能エネルギーによる電化の見通し **67**
主な論点 67
3.1 IRENAの『世界エネルギー転換展望』における電化 69
3.2 中国エネルギー・電力部門の中長期的発展に関するSGERIのシナリオ研究における電化 75

4 再生可能エネルギーによるスマート電化に向けた今後の優先課題 **84**
主な論点 84
4.1 はじめに 85
4.2 政策立案者のための優先事項と行動 86

5 結論 **94**

6 参考文献 **96**

付録 **105**
I. 最終消費部門における時系列での電化動向 105
II. 特定主要合成燃料に関するコスト予測 107
III. スマート充電に関するケーススタディ概要 108
IV. スマート熱供給に関するケーススタディ概要 111
V. 体系的経済評価に関するケーススタディ概要 112
VI. グローバルシナリオと地域シナリオの比較 121
VII. 中国シナリオ研究の詳細 130

図一覧

図1 世界の一次エネルギー消費量(1800～2019年) 15
図2 各国・地域の最終エネルギー消費量における電化率(1980～2018年) 25
図3 電化ポテンシャルが最も高い用途の概要図 26
図4 世界のEV導入状況 31
図5 運輸市場のセグメンテーション 32
図6 バス購入価格の内訳(千ドル/台) 34
図7 バス運用コストの内訳(千ドル/ 100km) 35
図8 輸送燃料コスト:燃料の単位体積あたりの「油井から燃料タンクまで(Well-to-Tank)」コスト(左)と単位距離あたりの「油井から車輪まで(Well-to-Wheel)」コスト(右) 36
図9 P2X技術の分類 40
図10 水素による最終消費部門へのVRE統合 40
図11 電解装置導入の関数としてのグリーン水素製造コスト 42
図12 スマート充電がEVによる柔軟性供給を可能にする仕組み 46
図13 EVが電力システムに提供できるサービス 47
図14 電力を利用する熱供給システムのタイプ 49
図15 EPRIの2050年基準シナリオにおける米国南東部の電力需要予測 51
図16 米国における州別およびシナリオ別のピーク負荷が発生する季節 52
図17 再生可能エネルギー電力を利用した場合のさまざまな熱供給システムの効率性 54
図18 インフラ全体から見たスマート電化の道すじの概観 58
図19 ドイツの運輸部門および熱供給部門の将来シナリオに関する感度分析における電化レベル 65
図20 ベースラインシナリオ(BES)、現行計画シナリオ(PES)、1.5°Cシナリオにおける2010～2050年のエネルギー関連CO_2年間排出量と、3つのシナリオにおける技術別の削減への貢献 70
図21 1.5°Cシナリオでの追加的なCO_2排出量削減における、スマート電化と他の対策の内訳(エネルギー関連のGt CO_2/年) 71
図22 発電電力量(TWh)と発電設備容量(GW)の電源構成。2018年の実績値と1.5°Cシナリオにおける2050年の目標値 72
図23 最終エネルギー消費量のエネルギーキャリア別内訳。2018年の実績値およびエネルギー転換シナリオにおける2050年目標値 73
図24 一部の産業部門と運輸部門のCO_2排出量をゼロにする排出量削減策 74
図25 2つのシナリオにおける最終エネルギー消費量(2017～2050年) 76
図26 電化シナリオにおける各部門の最終エネルギー需要(2017～2050年) 77
図27 2つのシナリオにおける全体的な電化レベル(2017～2050年) 77
図28 電化シナリオにおける各部門の電化率 78
図29 電化シナリオにおける電力需要 78
図30 電化シナリオにおける各電源の発電設備容量(2019～2050年) 79
図31 電化シナリオにおける各電源の構成比(2050年) 80
図32 電化シナリオにおける一次エネルギー総需要(石炭換算)(2017～2050年) 80
図33 電化シナリオにおける一次エネルギー総需要(熱量換算)(2017～2050年) 81
図34 電化シナリオにおける各エネルギー源の一次エネルギー需要(2017～2050年) 81
図35 電化シナリオにおいて発電に利用されるエネルギーが一次エネルギー需要に占める比率(2017～2050年) 82
図36 電化シナリオにおけるエネルギー関連の二酸化炭素排出量(2017～2050年) 82
図37 電化シナリオにおける各部門の二酸化炭素排出量(2017～2050年) 83
図38 1980～2018年における各国・地域の住宅部門の電化率 (IEA, 2020a) 105
図39 1980～2018年における各国・地域の商業・公共サービス部門の電化率 (IEA, 2020a) 105
図40 1980～2018年における各国・地域の運輸部門の電化率 (IEA, 2020a) 106
図41 1980～2018年における各国・地域の産業部門の電化率 (IEA, 2020a) 106
図42 英国における家庭・業務部門の熱需要構成(出典:Quiggin and Buswell, 2016) 111
図43 さまざまなエネルギーシナリオにおけるCO_2排出量と電化率の比較 121
図44 気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の『1.5°Cの地球温暖化に関する2018年特別報告書』を根拠とする道すじに示された、2050年における最終エネルギー消費に占める電力の比率(%)と世界のエネルギー関連CO_2排出量(Gt/年) 122
図45 統合モデル: 中国の経済・エネルギー・環境 130

表一覧

表1 デンマークにおけるヒートポンプの設備コストとコスト低減予測（2015～2050年） 28
表2 主要産業の最終用途において、さまざまな産業電化ソリューションがCCSより経済的になる状況を表す例示的段階 39
表3 合成燃料の推定製造コスト 43
表4 全ての需要を空気熱利用ヒートポンプで満たした場合の、住宅用熱需要に対する年間平均電力需要とピーク電力需要のモデル比率 50
表5 ドイツの状況における電化シナリオの概要 64
表6 スマート電化を今後拡大するための優先事項と行動 86
表7 メタンに関するコスト予測の概要 107
表8 合成ディーゼルに関するコスト予測の概要 107
表9 送電システムレベルにおけるEVの充電およびスマート充電の影響に関するケーススタディ概要 108
表10 配電システムレベルにおけるEVの充電およびスマート充電の影響に関するケーススタディ概要 109
表11 熱供給の電化とスマート熱供給が電力システムにもたらす影響に関するケーススタディ概要 111
表12 グローバルシナリオにおける2050年までの電化率 123
表13 グローバルシナリオにおける前提 123
表14 米国に関するシナリオにおける電化率 126
表15 米国に関するシナリオにおける前提 126
表16 欧州に関するシナリオにおける電化率 129
表17 欧州に関するシナリオにおける前提 129
表18 シナリオ設定の代表的要素 131

ボックス一覧

ボックス1 再生可能エネルギーによる電化に関するIRENAの調査 12
ボックス2 現実世界における実現可能性 – 世界各地における再生可能エネルギーを用いた最終消費の広範な電化 22
ボックス3 中国におけるケーススタディ – 都市および港湾における電動輸送 33
ボックス4 P2X: 水素技術と合成燃料技術、トレンドとコスト要因 40
ボックス5 中国における電気自動車スマート充電網の発展 46
ボックス6 データセンターの電化 50
ボックス7 分野横断的戦略：電力システムを支援し、電化の選択肢を拡大する分散型エネルギー源 53
ボックス8 水素製造の戦略的立地 55
ボックス9 ケーススタディ – 季節間水素貯蔵 56
ボックス10 ケーススタディ – 電解装置による電力システムサービス 57
ボックス11 欧州ヒートロードマップ(Heat Roadmap Europe) – 温熱・冷熱供給の電化に関する広範なインフラ分析 61
ボックス12 IRENAが示す2050年に向けた世界のエネルギーシステムの脱炭素化の道すじ 69
ボックス13 再生可能エネルギーで排出量ゼロを達成 – 重要な追加的対策 74
ボックス14 電化レベルの測定 75
ボックス15 電化計画の事例 88
ボックス16 電化を促す市場設計の事例 89
ボックス17 電化における社会的焦点の事例 90
ボックス18 運輸部門のスマート電化の事例 91
ボックス19 家庭・業務部門のスマート電化の事例 92
ボックス20 産業部門のスマート電化の事例 92
ボックス21 燃料のスマート電化の事例 93
ボックス22 IPCC特別報告書『1.5°Cの地球温暖化』を根拠とするシナリオの電化率 122

略語一覧

1.5-S 1.5°C シナリオ(1.5°C scenario)
BES ベースラインエネルギーシナリオ (Baseline energy scenario)
BEV バッテリー式電気自動車 (Battery electric vehicle)
CCS 二酸化炭素回収・貯留 (Carbon capture and storage)
CHP コージェネレーション(熱電併給) (Combined heat and power)
CO_2 二酸化炭素(Carbon dioxide)
CSP 集光型太陽熱発電 (Concentrating solar power)
ERS 電気道路システム (Electric road system)
EV 電気自動車(Electric vehicle)
FCEV 燃料電池自動車 (Fuel cell electric vehicle)
GDP 国内総生産 (Gross domestic product)
GHG 温室効果ガス(Greenhouse gas)
HVDC 高圧直流 (High-voltage direct current)
IEA 国際エネルギー機関 (International Energy Agency)
ICE 内燃機関(Internal Combustion Engine)
ICT 情報通信技術(Information and communications technology)
IPCC 気候変動に関する政府間パネル (Intergovernmental Panel on Climate Change)
IRENA 国際再生可能エネルギー機関 (International Renewable Energy Agency)
LCOE 均等化発電原価 (Levelised cost of electricity)
LHV 低位発熱量(Lower heating value)
MENA 中東・北アフリカ (Middle East and North Africa)
NA 該当せず(Not applicable)
OECD 経済協力開発機構 (Organization for Economic Cooperation and Development)
P2G 電力からガスへの変換(Power-to-Gas)
P2M 電力からメタンへの変換 (Power-to-Methane)
P2X 電力から他のエネルギー媒体への変換 (Power-to-X)
PEM プロトン交換膜 (Proton exchange membrane)
PHEV プラグインハイブリッド電気自動車 (Plug-in hybrid electric vehicle)
PtL 電力から液体燃料への変換 (Power-to-Liquids)
R&D 研究開発 (Research and Development)
RD&D 研究・開発・実証(Research, development and demonstration)
REmap 再生可能エネルギーロードマップ (Renewable energy roadmaps)
SGERI 国家電網エネルギー研究所(State Grid Energy Research Institute)
T&D 送電・配電、輸送・配給 (Transmission and distribution)
TES エネルギー転換シナリオ (Transforming energy scenario)
TSO 送電系統運用者 (Transmission system operator)
VPP 仮想発電所(Virtual power plant)
VRE 変動性再生可能エネルギー (Variable renewable energy)
V2G 自動車から電力システムへの変換 (Vehicle-to-Grid)
ZEV ゼロエミッション車 (Zero-emission vehicle)

単位一覧

EJ エクサジュール
GJ ギガジュール
Gt ギガトン
GW ギガワット
GWh ギガワット時
GW-km ギガワット-キロメートル
hr/yr 時間/年
kg キログラム
km キロメートル
kV キロボルト
kW キロワット
kWh キロワット時
m^2 平方メートル
MW_e メガワット電力
MWh メガワット時
Pj ペタジュール
t トン
t/yr トン/年
TW テラワット
TWh テラワット時
yr 年

本報告書について

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の最新報告書は、地球の気温上昇を2°Cより十分低く保つために必要な道すじにエネルギーシステムを導く上で、短中期的には電化が最重要課題のひとつであることを示している。IRENAの『世界エネルギー転換展望(World Energy Transitions Outlook)』(2021年)によると、2050年までに消費電力量は2倍以上に増え、世界全体の最終エネルギー消費量の50%以上を占める。これは、消費電力量の増加を世界全体の最終エネルギー消費量に対する比率で表した場合、1980年以降は年平均0.2～0.25%程度と比較的一定した水準が続いていたが、それをほぼ4～5倍の年約1%に加速しなければならないということを意味する。これは、可能な限り早く始めなければならない。なぜなら、再生可能エネルギーによる電化(エレクトリフィケーション)の拡大が毎年遅れており、いっそうの加速が必要とされているからである。世界の気温上昇を1.5°Cの水準に抑えたいのであれば、2050年までに求められるクリーン電力の利用拡大を実現するために、再生可能エネルギーによる電化のペースをさらに加速しなければならない。

IRENAは近年、ボックス1にまとめたとおり、電化の拡大に向けた喫緊の取組みに関連する幅広い主要トピックについて検討を行っている。

重要な点として、本報告書は、中国の国家電網エネルギー研究所(SGERI)とのパートナーシップにより共同で作成された。したがって本報告書は、世界最大の系統運用者であり、かつ、急速な電化、デジタリゼーション、再生可能エネルギー導入の課題や機会に熱心に注力する事業者の視点を参考にすることができた。再生可能エネルギーによるスマート電化に関連する重要なイノベーションの多くは、例えば輸送手段の電化のように、中国で最も急速に拡大している。そのため、本報告書やこの問題に関する将来の議論に中国が参加することによって、貴重な経験が得られる可能性がある。

本報告書は、この分野におけるIRENAの調査をまとめ、それによって再生可能エネルギーによる電化への世界的転換に対する概念的概要を政策決定者に提供することを目指す。関連する技術やイノベーションの最新動向を紹介し、再生可能エネルギーによる電化に向けた長期的道すじを提示し、これらの道すじを実現するために優先するべき対策を明らかにする。

本書全体に亘り重要視されていることは、不十分な計画による電化ではなく、「**再生可能エネルギーによるスマート電化**」を実現する方法である。再生可能エネルギーによるスマート電化は、再生可能エネルギー電源の大幅な増加、電化やデジタリゼーションとの間に生じうる相乗効果に注力し、最終消費部門（電力、運輸、産業、家庭・業務）におけるそれらの導入とより効率的な利用を協調的に行うという前例のない取組みの土壌を整備することを目指す。そのようなアプローチを支える戦略や、それがもたらす便益についてより多くの知見を提供するため、本研究の一環として広範囲な文献調査も行った。

本報告書の要約および主な知見は、IRENAの刊行物 “Electrification with Renewables: Driving the transformation of energy services – A Preview for Policy Makers” (IRENA, 2019a)に掲載されている。

ボックス1. 再生可能エネルギーによる電化に関するIRENAの調査

本報告書は、再生可能エネルギーによる電化の動向や長期的道すじの可能性を探索するにあたり、IRENAがこのテーマに関して現在および過去に実施した広範囲調査を大いに参考にしている。再生可能エネルギーによるスマート電化に向けた複雑かつ体系的な転換という文脈において、本報告書を補完する有益な資料としては、以下の刊行物が、より具体的な事項について詳しい内容を説明している。

- **Power system flexibility for the energy transition** (IRENA, 2018a)：同報告書は、特に変動制再生可能エネルギー（VRE）電源（太陽光発電、風力発電）のシェアを最大化するために、系統柔軟性を高める計画立案方法や幅広い施策を概説している。
- **Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition** (IRENA, 2018b)：同報告書は、水素の役割について考察しており、直接電化による対処が困難な多様なエネルギーニーズを満たすために必要な技術的成熟度やコスト削減についても論じている。
- **将来の再生可能エネルギー社会を実現するイノベーションの全体像：変動性再生可能エネルギー導入のためのソリューション (Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate renewables)** (IRENA, 2019b)：この大規模な研究は、実現技術、ビジネスモデル、市場設計、系統運用という4つの主要分野にまたがって、電力システムへのVREシェアを高める30のイノベーションを特定し、分析している。特定された各イノベーションの概要についても、報告書で述べられている。
- **再生可能エネルギーの視点から見た水素 (Hydrogen: A renewable energy perspective)** (IRENA, 2019c)：同報告書は、エネルギー集約型産業、トラック輸送、航空、船舶輸送、熱供給など、脱炭素化が困難なエネルギー用途に、水素を活用する可能性を検討している。
- **Demand-side flexibility for power sector transformation: Analytical brief** (IRENA, 2019d)：同概要書は、熱供給や輸送の電化など、需要側需要の柔軟性を高める応用技術や事例を、さまざまな成熟度と時間尺度の影響に基づいて分類している。
- **Navigating the way to a renewable future: Solutions to decarbonise shipping** (IRENA, 2019e)：同報告書は、海運業が二酸化炭素(CO_2)排出量に及ぼす影響、海運部門の構造、この部門のカーボンフットプリント削減のために取組みが必要な主要分野を検討している。
- **Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles** (IRENA, 2019f)：同報告書は、再生可能エネルギーを利用したスマート充電技術の開発を、政策や技術革新によって推進する方法を展望している。
- **再生可能エネルギー世界展望：エネルギー転換2050 (Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050)** (IRENA, 2020a)：包括的分析に基づく同報告書は、パリ協定に沿ったエネルギーシステムの脱炭素化に必要な投資や技術を概説している。また、最終的にCO_2排出量をゼロにすることを目指し、脱炭素化が困難な部門を対象とする大幅な脱炭素化策も検討している。
- **Rise of renewables in cities: Energy solutions for the urban future** (IRENA, 2020b)：本報告書は、都市部における再生可能エネルギーの利用拡大、都市部における技術利用の多様性や成熟度を考慮した局所的に利用可能な再生可能エネルギーの未開拓の機会を検討している。また、実行可能な施策を特定するために利用可能な、都市エネルギーシステム計画のモデリングツールについても検討している。

- **Reaching zero with renewables: Eliminating CO_2 emissions in industry and transport** (IRENA, 2020c)：この報告書は、特に再生可能エネルギーの力を活用して、2060年までに世界が排出量ゼロを達成する方法、それを主に産業や運輸部門で実現するために必要な技術面、政策／規制面、経済面の変化を検討している。

本報告書および上記の調査に加え、IRENAは今後、「イノベーション展望」シリーズの最新版 **"Innovation landscape for smart electrification of energy demand"** において、スマート電化のテーマをさらに追求する予定である。この報告書は、スマート電化の定義や、導入の障害を予測する方法をさらに深く掘り下げるものとなる。最終消費の電化を加速する体系的イノベーションを概説するほか、スマート電化を成功させる戦略を策定するためのツールボックスを提供する。

1 世界のエネルギー転換における電化

1.1 エネルギー転換の基本理解

エネルギー転換とは、端的に言うと、エネルギーシステムの抜本的変化である。これには、エネルギー供給、すなわちエネルギーを加工、変換、配給、消費する方法、そして、さまざまな市場や政策における大きな変化が含まれる。また、エネルギー転換はエネルギーシステムそのものをはるかに超える重要な意味や影響を持ち、経済、社会、環境の多くの面を変容させる。この節では、3つの重要な所見について論じる。

(1) エネルギー転換は非常に複雑である。

エネルギーシステムは、複雑であると同時に高度に統合されており、変化させることは非常に難しい。例えば、化石燃料に基づくエネルギーシステムは、何千マイルにも及ぶパイプラインから何十億台もの自動車、熱供給設備、化石燃料で稼働するその他の設備まで、巨大かつ強固に絡み合ったインフラアセット、政策、規制、助成制度からなる網目のようなシステムをもたらしている。そのため、現行のシステムからの転換を実現するには、技術面だけでなく、政策や規制面においても大規模な変化が必要となる。そして、そのような変化を起こすには、いまだかつてないほどの政治的意志、明確な政策の方向性、国家的熱意が必要となる。したがって、エネルギー転換の範囲やペースは国によって大幅に異なる可能性がある。

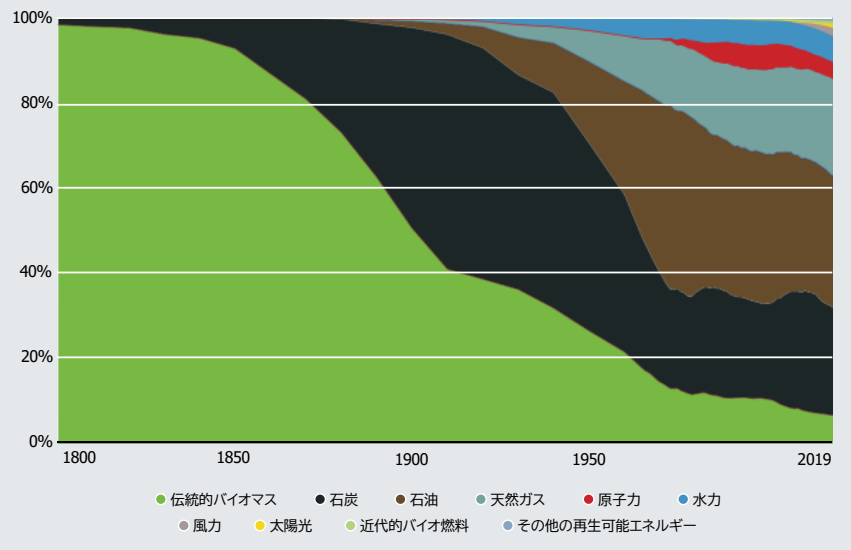
(2) 現在のエネルギー転換は、過去のエネルギー転換より急速でなければならない。

エネルギー転換は、その複雑さゆえに、必ずしも容易なプロセスでも、当然に迅速なプロセスでもない。過去のエネルギー転換は、比較的長い時間をかけて起こった。例えば、一次エネルギー供給における石油の比率は、1890年代に約1%だったものが石炭を抜いて中心的なエネルギー形態となるまでにおよそ70年を要した。しかし、気候変動の緊急性を考えると、次のエネルギー転換は過去の例よりはるかに急速に成し遂げられなければならない。

(3) エネルギー転換には体系的な視点が必要である。

エネルギーシステムには、エネルギー供給、エネルギー消費、エネルギー利用技術、エネルギーインフラ、その他多くの要素が含まれる。したがって、単独の断片的な要素のみに注目するのではなく、システム全体に対する総合的視野が必要であり、また、エネルギー以外のシステムによる影響も考慮に入れなければならない。これら個々の要素と全体としてのシステムとの間で作用する関係やメカニズムを深く分析することによってのみ、次のエネルギー転換の主要な特徴を理解することができる。それに加え、真に体系的な方法論には、技術やインフラだけでなく、転換を加速するために必要な政策、財務、規制、ビジネスモデルの枠組み(フレームワーク)も含まれる。全ての要素が同時に発生し、相互に作用し合う。

図1 世界の一次エネルギー消費量(1800～2019年)



注: 上の図では一次エネルギーの計算に「代替法」を用い、化石燃料生産の非効率性を考慮に入れ、非化石エネルギーの変換損失が化石燃料と同じであると仮定して、必要なエネルギー投入量に変換している。
出典: Our World in Data (2021).

1.2 現在のエネルギー転換を促す原動力

化石燃料の大規模な開発や利用によって深刻な問題が引き起こされていること、特に気候変動や生態系・環境被害の原因となっていることが、21世紀になって世界中でますます明白になっている。同時に、エネルギー科学技術分野のグローバルイノベーションが加速し、その結果、エネルギー効率化や再生可能エネルギーに基づく新たなエネルギー転換を構想し、創出することが可能になっている。本節では、現在のエネルギー転換を促すこれらの原動力について論じる。

(1) 気候変動

世界的気候変動は今や疑う余地のない事実である。その主な原因は、人類の活動による温室効果ガスの大気中への排出であり、化石燃料の燃焼がその大部分を占める。気候変動に関する政府間パネル(IPCC)が2013年に発表した第5次評価報告書では、CO_2、メタン、N_2Oといった温室効果ガスの大気中濃度が過去80万年で前例のない水準にまで増加していると報告された。1951年から2010年までの温室効果ガス排出により、地球表面の平均気温は0.5～1.3℃上昇した。また、気候変動は、より激しい豪雨や干魃といったより極端気象を引き起こし、海面上昇を引き起こしている。

2015年に、国連気候変動枠組条約第21回締約国会議(COP21)で、200カ国近い締約国がパリ協定を採択した。気候変動が及ぼす可能性のある壊滅的な影響を防ぐため、締約国は、世界の気温上昇を産業革命以前と比べて最大でも2℃、望ましい目標としてはわずか1.5℃までに抑えることで合意した。より最近では、世界の経済大国のほとんどが、意欲的な「ネットゼロ」目標を宣言している。これは、カーボンニュートラル、あるいは温室効果ガス排出量全体の中立化を目指すものである。例えば、EUと日本は2050年までに温室効果ガス排出量をネットゼロにする目標を掲げ、中国は2060年以前にカーボンニュートラルを達成する目標を掲げている。

パリ協定の目標を達成するためには、世界のエネルギーシステムを根底から転換し、その大部分を化石燃料に頼るシステムから、エネルギー効率が高く、再生可能エネルギーに基づくシステムへと変える必要がある。また、液体燃料から電力への代替を広く進める必要もある。そのような電化(エレクトリフィケーション)によって、エネルギーシステムの効率を大幅に向上させるだけでなく、カーボンフリー電力(主に太陽光発電と風力発電)の導入拡大と併せることで、一次エネルギー総供給量に占める再生可能エネルギーの比率を高めることも可能となる。

(2) イノベーション、改善、コスト削減

再生可能エネルギー発電技術の分野では、風力発電および太陽光発電の効率と経済性は目覚ましい向上を続けている。過去10年間に、風力発電の単機容量とエネルギー効率は大幅に向上し、太陽光パネルの効率性も高まっている。このような技術的向上とともに、規模の経済、サプライチェーンの競争激化、事業開発者の経験の蓄積が進んだことにより、再生可能エネルギー発電技術は、世界のほぼ全地域で最も新設コストが低い選択肢となっている(IRENA, 2020d)。IRENAの最新コストデータによれば、大規模太陽光発電と陸上風力発電の加重平均に基づく世界の均等化発電原価(LCOE)[原注1]は、2021年に太陽光が0.039ドル/kWh、風力が0.043ドル/kWhまで低下する可能性があり、既存の石炭火力発電所を運転するよりも再生可能エネルギー発電プロジェクトを新設するほうが低コストであるというケースが増えると見込まれる。今後は、再生可能エネルギー発電に関するイノベーションが出揃い、いっそうのコスト効率化を可能にするとともに、より大規模な利用が加速すると考えられる。イノベーションは、蓄電池技術の向上、系統柔軟性を高めるアグリゲーターのような革新的サービスモデル、デジタリゼーションの拡大によるインテリジェントコントロールシステムの導入にも及ぶ。

原注1 LCOEは、発電所の全耐用年数における発電電力量あたりの平均正味現在費用の値である。耐用年数に亘る発電コストは、平均資本費用を反映した割引率を用いて基準年に対し割り引かれる

1.3 クリーン電力が現在のエネルギー転換の主要燃料に

気候行動と再生可能エネルギーイノベーションという二つの原動力が世界のエネルギーシステムに重大な変化をもたらす中、次の抜本的なエネルギー転換の重要な柱に関する合意が形成されつつある。

第一に、炭素排出の多い化石資源による電力が、風力、太陽光、水力、その他の再生可能エネルギーによるクリーンな低炭素電力に取って代わられる状況が続いており、**クリーン電力**がエネルギーシステムの主要燃料になる勢いである。さまざまな再生可能エネルギー発電技術の中でも、低コストの変動性再生可能エネルギー(VRE)電源である太陽光・風力による発電は、世界の総発電電力量の大部分を占めるようになると予想される。

VRE電源の拡大と同様に重要な点として、エネルギーの最終消費が化石燃料から電力に切り替わるに従い、**エネルギーサービスの電化(エレクトリフィケーション)**が広く浸透すると考えられる。電気自動車または燃料電池車が、化石燃料を利用する乗用車やトラックの大部分に取って代わると見込まれる。また、家庭・業務部門[訳注1]や産業部門では、ヒートポンプや電気ボイラーが石油・ガスボイラーに代替する可能性がある。再生可能エネルギーによる電力は、直接電化が難しい用途に利用する水素や合成燃料の製造にも利用できる。新設または増強された送電・配電・貯蔵・充電インフラ網への生産的投資を次々に行うことが、このような電化を支える。また、エネルギー効率化の対策を同時に実施すれば、最終消費の変容に伴ってクリーン電力が最大限に活用されるようになる。

エネルギー転換の第三の柱は、再生可能エネルギー電源の拡大と電化の普及との間の主要な橋渡しになるという点で極めて重要である。それは、**「スマートな」デジタルデバイスの導入**と、情報通信技術(ICT)、関連する運用慣行の活用である。それにより、再生可能エネルギー電力の需要、供給、利用を最適化し、柔軟性を大幅に高め、その結果、効率性をさらに高めることができると見込まれる。エネルギー転換におけるそのようなスマート化の方法は、電力のピーク負荷の上昇リスクを抑え、新規系統インフラへの投資を最適化するために不可欠である。また、スマートデジタル技術は、電力利用の機会を広げ、増加する安価な再生可能エネルギー電源、特に太陽光発電と風力発電によるVRE電源を最大限活用することを可能にする。

以上を総合したビジョンを、本報告書では**「再生可能エネルギーによるスマート電化」**(以下、「スマート電化」)[原注2] と呼ぶ。これは、再生可能エネルギー電源の大幅な増加、電化、デジタリゼーションとの間に生じうる相乗効果を引き出す。同時に、需要部門(電力、運輸、産業、家庭・業務)におけるそれらの導入とより効率的な利用を協調的に行うという前例のない取組みの土壌を整備するものである。

訳注1　原文では「建物(buildings)部門」であり、国際統計ではこのような名称・分類が多く用いられるが、日本の「エネルギー白書」や諸統計では「家庭部門」「業務部門」が用いられるため、本翻訳書では日本の分類に合わせて「家庭・業務部門」と訳している。

原注2　これは、IRENA第9回総会に合わせて政策立案者向けに作成された本報告書のプレビュー版(IRENA, 2019a)など、IRENAの他の刊行物において「RE電化」と呼ばれている場合もある。

1.4 スマート電化への転換は多大な便益をもたらす

スマート電化によって、電力システムの柔軟性とレジリエンス(強靭性)が向上するとともに、より広範なエネルギーシステムのセキュリティが確保され、化石燃料への依存を低減することができる。同時に、エネルギー利用効率の大幅な向上がもたらされる。輸送や建物の熱供給システムのような最終消費には化石燃料よりも電力を利用するほうが効率的であるため、スマート電化によって実際に同じ量のエネルギーサービスに必要な総エネルギー需要が削減され、経済生産性が高まることになる。また、大気汚染が削減され、健康の向上がもたらされる。

さらにスマート電化によって、電化と再生可能エネルギー自体の相乗効果も引き出される。例えば、現在の従来型電力システムでは需要は変動するものの比較的柔軟性が低く、予測可能なものとされている。小規模な変動であれば、火力発電や水力発電の運転予備力によって対応することができる。需要の変動に対応する柔軟性の大部分は、ディスパッチ(給電指令)可能な電源の出力を増減することで、供給側により補われている。

スマート電化によって、上記とは非常に異なるシステムがもたらされる。このシステムでは、運輸、家庭・業務、産業部門の電力需要全体が大幅に増え、新たな市場が生まれることになる。太陽光発電と風力発電がこれらの新たな市場にとっての重要な供給源となる(IRENA, 2020a)。同時に、この2つの発電方式によって発電された電力は、そのときの気象条件によって大きく異なるため、そのようなVREのシェアが高い電力システムでは運用上の課題が多くなる。スマート電化戦略によって、電力システムの発電側だけでなくあらゆる柔軟性資源を活用でき、そのような運用上の課題に対応することが可能となる。これは特に、幅広い時間尺度に亘る需要の柔軟性を活用するという点で顕著である。ほんの一例を挙げると、電気自動車(EV)の充電は、新たなデジタル技術を活用すれば、数ミリ秒以内に充放電速度を増減させたり、充電タイミングを数時間ずらしたりすることができる。運輸部門でそのような「スマート充電」アプローチを実施すれば、EV普及に必要な配電網への投資を40%から90%削減することができる(IRENA, 2019f)。これと同じような形で電化システムに固有のデマンドサイドマネジメントやデマンドレスポンスを実現する可能性は、家庭・業務部門や産業部門にも存在する。

したがって、再生可能エネルギーによるスマート電化によって、好循環が生み出される。電化によって再生可能エネルギーの新たな消費と市場が生み出され、それによって最終消費における電力への切り替えが加速され、柔軟性の向上が可能となり、ひいてはさらなる再生可能エネルギーの成長と技術革新が加速される。また、成長とイノベーションによってコスト削減がもたらされ、さらなる投資機会やビジネス機会が生み出される。

1.5 スマート電化の実現に対する課題

この重要な変革は、些細なことではない。エネルギーシステムは複雑であると同時に高度に統合されており、変えることが非常に難しい。政策面では、固定化した規制、税制、助成制度に大きく依存しており、調整には強い政治的意志が必要である。政治的意志があったとしても、市場やサプライチェーンを変革する場合、たとえば自動車産業をEVへ、住宅熱供給をヒートポンプへと転換するには、一層長い年月が必要になると考えられる。人々が冷暖房設備や自動車を買い替えるのは10～15年おきであり、世界の一部地域では建築物ストックが改修される比率は年率1%を下回っている。また、どのような転換も勝者と敗者をもたらし、利益を得られない者は変化に抵抗する可能性がある。幅広い支持を得るためには、費用と便益の分配を公平かつ公正に行う必要がある。

技術面では、転換を実現するには大量のVREを電力システムに導入する必要がある。そこでは、ピーク需要と必ずしも一致しない出力の変動や最大出力に対して供給と需要を一致させる必要があり、そのためには計画と運用の両面で経済の各部門間の協調を強化することが求められる。さらに、電力システム、電気自動車の充放電ネットワーク、水素または合成燃料製造施設のために、インフラを新規建設または拡張しなければならない。

転換に必要な基礎技術はすでに存在し、常に改善を重ねているか、あるいは継続的イノベーションによりコストが低減されつつある。このようなイノベーションを拡大することが、エネルギー転換を加速し、その総コストを低減するために不可欠である。

2 電化技術、スマート戦略と体系的トレードオフ

主な論点

- 将来の電化に向けた技術的道すじは、さまざまな部門において徐々に明らかになりつつある。電動モビリティ、電気暖房、水素の電解製造や合成燃料、さらには工業プロセスの電化などは、いずれも実現可能であり、高いポテンシャルがある。ただし、それらの開発段階はさまざまである。
- 運輸および熱供給の急速かつ無秩序な電化が進むと、電力システムのピーク負荷が増大する危険性がある。一方、デジタリゼーションと低コストの再生可能エネルギーによって実現されるスマート電化には、ピーク負荷を低減し、電力システムへの投資や発電設備の容量増強を最適化する大きな可能性がある。
- スマート電化技術を活用したタイムシフトや水素を用いた季節間・長期エネルギー貯蔵により、需要と変動性再生可能エネルギー(VRE)による供給パターンの乖離を減らすことができ、電力システムへのVRE統合を後押しするだけではなく、VREの市場を拡大することができる。
- 運輸部門では、十分に計画されたスマート充電のネットワークは電化によるピーク負荷の増加を防ぐために不可欠であるだけでなく、これによって電気自動車(EV)による需要側の大規模な柔軟性を提供することが可能となる。そのようにVRE容量を最大限に活用することで、システムコストを削減することができる。また適切に設計すれば、プラグイン自動車は、送配電系統運用者にとって、電力システム全体レベルと地域レベルのいずれにおいても系統サービスを提供し、需給調整コストを削減し、再生可能エネルギーの導入を強化するものとなる。
- 家庭・業務部門では、スマートメーター、サーモスタット、建物全体を管理するシステムと接続されたヒートポンプによるスマート熱供給によって、同様の便益を享受することができる。これにより、分散型の熱負荷がデマンドレスポンスに利用でき、電力システム全体の効率を高めることができる。この場合、エネルギー効率の低い建物が大幅な消費電力量の増加をもたらさないように、電化と建物のエネルギー効率向上を組み合わせることが不可欠である。
- 電化によって効率が向上し、必要な一次エネルギーの総量を削減することできるが、気候条件によっては温熱・冷熱供給の電化によって夏季または冬季のピーク負荷を押し下げることもできる。熱貯蔵は、季節性のあるVREを補完するための主要な解決策のひとつでもある。これにより、夏に温熱を貯蔵して冬に利用することも、冬に冷熱を貯蔵して後に冷却に利用することも可能になる。これは、現時点で天然ガスを貯蔵し、将来予測される需要に対応するのとよく似ている。
- 再生可能エネルギーによる電源は、従来の電源と比べて非常に分散しているが、スマート電化と併せることにより、この性質を潜在的問題ではなく新たなソリューションの源とすることが可能になる。デジタル化とICTを活用して分散型エネルギー源を集合化すれば、これらはあたかもひとつのエネルギー源のように効果的に制御することができ、高速の出力変化が可能なアンシラリーサービスを提供することができる。また、化石燃料ベースの予備力に取って代わることができ、さらには柔軟性や系統混雑問題の緩和や、電力システムの増強・拡張を遅らせたり不要にすることで系統インフラの負担を大幅に低減することができる。

- 産業部門では、低コストの再生可能エネルギー電源によって、コモディティ市場の改革または新規創出という他に類のない機会が世界中でもたらされており、また部門の電化率が増加している。高品質で低コストの再生可能エネルギー電源が存在する地域に産業拠点が移転したり共同設置することで、水素製造に最適な条件が提供されつつある。このような産業の電化に対するよりスマートな方法は、特に鉄鋼生産や、他産業の電化が困難な工程を転換する大きな可能性を秘めている。
- 季節間水素貯蔵によって再生可能エネルギー電力の余剰を数カ月に亘って貯蔵することが可能となり、VRE導入に必要な電力システムへの投資を先延ばししたり削減することができる。エネルギー貯蔵は、系統混雑がある箇所やVREが集中する場所で特に価値を持つことになる。
- 上述のようなスマート電化戦略を実行したとしても、電力システム全体のレベルでは、直接電化の道すじと間接電化の道すじの間には重大な経済的トレードオフが存在する。初期の研究では、発電および送配電システム全体にとって最もコストの低い直接電化と間接電化の組み合わせを特定する試みがなされており、各部門について、妥当な範囲のさまざまな道すじがあるという明確な知見が示されている。
- 多くの研究が示すところによれば、電力システム全体のレベルにおいて、必要とされる再生可能エネルギーの電源容量が、直接電化および間接電化の両面で最大のインフラ投資対象となっている。そのため、原則として電力システム全体に亘る効率的な計画策定を行うことでこのような必要容量を最小化することが、合理的であると言える。
- 送電システムやローカルな配電システムは、電源容量に比べると必要な投資が小さいと言えるが、それでも一部の地域では電化にあたっての重大な障害となりうるため、これらに特化した分析や投資が有益な場合も多い。
- 全体として、部門を問わずほぼ全ての研究において、不必要に要求される電源容量を低減するため、たとえ電化を実施する前であっても、エネルギー節約とエネルギー効率化による大幅な需要低減が提案されている。
- 地域熱供給システムは、都市環境における分散型ヒートポンプと比べて、一般にインフラ要件全体の（供給、輸送・配給、貯蔵、最終消費技術にまたがる）コストが低いため、温熱・冷熱供給用途での最も効率的な電力利用に特に重要な役割を果たすとみなされている。そのような熱供給網は、季節ごとの温熱・冷熱供給に対して、完全に電化されたシステムより大規模かつ多様な貯蔵ソリューションを提供することもでき、理想的にはインフラ全体の必要容量の削減が実現できる可能性もある。ただし、そのような集中型システムに伴う損失も考慮に入れる必要がある。
- 効率化策や代替策を全て講じたうえで、残りの直接電化と間接電化の最適な比率については、研究によってさまざまな数字が挙げられている。それらはおおむね必要な電源容量を最小限にするという原則に従って算出されている。
- 乗用車、地方での需要、軽工業など、軽度のエネルギー利用とみなされる用途については、競争力を増しつつある最終消費技術（EV、ヒートポンプ）の存在や、それらの系統インフラコストを削減するスマート電化戦略を考慮すると、可能な限り直接電化することが望ましい。
- 航空、長距離船舶輸送、高温加熱など、エネルギー密度の高い燃料を必要とする重度のエネルギー利用とみなされる用途については、他の脱炭素化の選択肢が利用できない場合、その大部分がグリーン水素およびグリーン水素由来の合成燃料による間接電化の候補となる。直接電化できる有力な最終消費技術がないため、これらの燃料製造に要する新たな電力は、必要なものとみなされる[原注3]。

原注3　本報告書では、合成燃料（電力を用いて合成される燃料）は再生可能エネルギーを用いて製造されると想定する。再生可能エネルギー電源を利用して製造された水素を、産業排気ガスや大気などから回収した二酸化炭素と結合して炭化水素を生成することで、温室効果ガス排出量はネットゼロとなる。このプロセスは一般にP2Xと呼ばれる。詳細な説明は、ボックス4に記載する。

2.1 はじめに

本報告書で議論する3つの主な最終消費部門である家庭・業務部門、運輸部門、産業部門において電化を拡大するために、明確に定義された技術の選択肢はすでに存在する。これらの選択肢と再生可能エネルギー電力や主要インフラ網を組み合わせることにより、パリ協定目標のような重要な脱炭素化目標を達成することが可能になる。IRENAの研究は、第3章で論じるとおり、そのような長期的な電化を目指す綿密かつ現実的な全体的道すじを示している。

しかし、エネルギー転換の際に電化が無秩序に進められれば、電力のピーク需要が急速に増加して利用可能な容量を上回るなど、重大な問題や意図しない影響が生じる可能性がある。また、さまざまな電化の道すじごとに必要なインフラ投資や、必要な規模に達するためにより戦略的な決定を必要とする道すじはどれかといった問題もある。

本章では、再生可能エネルギーによるスマート電化の戦略を論じることによって、これらの問題を扱う。本報告書ではそのような戦略を、システムコストを過度に増やしたり電力の安定供給を脅かしたりすることなく、インテリジェントな方法で再生可能エネルギー電源による電化を促進する戦略と定義する。

本章では、スマート電化の重要性を論じる前に、より一般的に、家庭・業務部門、運輸部門、産業部門における電化技術、動向、コスト要因について紹介する。そのうえで、高度な電化と再生可能エネルギーが両立し、十分に統合されるようにするために、個別のスマート電化戦略がどのような役割を果たすかを評価する。VREの導入には、供給側の柔軟性を高める対策も重要であるが、それらは本章で論じる戦略の焦点ではない。最後に電力システム全体の観点からスマート電化を論じ、全体的に必要なインフラ投資という点で、さまざまな道すじや戦略がどのような影響を及ぼすかを検討する。

ボックス2. 現実世界における実現可能性
– 世界各地における再生可能エネルギーを用いた最終消費の広範な電化

本報告書は電化の重要性を説明するものであるが、脱炭素化の代替手段がある場合、必ずしも世界の全てのエネルギーシステムが最終消費部門の電化を100%、または非常に高い比率で実現しなければならないというわけではない。第2.4節では、そのような高い電化率と脱炭素化を目指すさまざまな道すじに伴うトレードオフを検討する。

とはいえ、そのような広範な電化がさまざまな環境下で実現不可能だという意味ではない。それどころか、最優良事例を活用し、すでに再生可能エネルギーによる100%ないし高い比率の電化を実現しているか、あるいはその実現に向けて明確な道すじを定めている国々の実例がある。

ノルウェー
ノルウェーはすでに、エネルギーシステムの中で非常に高い水準の電化を達成しており、その電化率は2050年までの気温上昇を2°C以内に抑えるためにエネルギーシステムが達成するべき水準に匹敵する（詳細は第3章を参照）。2018年には、ノルウェーにおける最終エネルギー消費量の48%を電力が占めた。これは、ノルウェーが歴史的に豊富で安価な水力発電資源を開発してきたために可能になったためであり、それが家庭・業務部門と産業部門における高い電化率（それぞれ最終消費の84%と66%）を実現する重要な要因となっている (IEA, 2020a)。

ノルウェーの建物は、すでに暖房のほとんどが電化されている。地域熱供給がかなりの割合を占めており、政府は近頃、暖房のために石油を使用することを禁止すると公約した。ノルウェーの陸上産業もほとんどが高度に電化されており、洋上石油施設や陸上産業のプロセス排出の脱炭素化が次の課題となる。唯一電化が遅れているのが運輸部門である(2018年の最終エネルギー消費量の2%)。鉄道はほぼ電化されているが、道路輸送はいまなお化石燃料が主流である。しかし、第2.2.2節で述べるとおり、ここにも強い電化の傾向が見られる。ノルウェーは、PHEVの市場シェアで世界を主導している。2017年にはEVが新車販売の50%を超えており、2025年までに新車販売の100%をゼロエミッション車にするという目標を掲げている。

運輸部門で進行している電化の取組みが今後も計画通り進めば、ノルウェーのエネルギーシステムでは、2050年までに最終消費のほとんどを電力が占める可能性がある。業界団体Energi Norge(電力産業の諮問機関)による最近の研究では、ノルウェーが2050年までに完全にクリーン電力のみを利用して機能することが可能であると結論付けられている(Energi Norge, 2017)。

デンマーク

デンマークは、最終エネルギー消費量に占める電化率がノルウェーより低く(2018年に20%近く)(IEA, 2020a)、大規模かつ安価な水力資源も有していないが、2030年の気候目標を達成するために、現在、洋上風力資源の開発による電化規模の拡大を計画している。今後、バルト海と北海にある世界初のいわゆる「エネルギー島」(そのうち1つは人工島)にて、少なくとも5 GWの新規洋上風力発電所を開発する計画で、将来的な拡張の可能性もある(Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, 2020)。エネルギー島では、現在の家庭の年間消費電力量を上回る電力量が生産される見込みである。家庭・業務部門における現行の電化率(2018年に28%)を高め、2030年までに個々の石油・ガスボイラーを段階的に廃止するとともに、ヒートポンプおよび地域熱供給を段階的に導入するために利用される。

また、これらの洋上風力発電島ではP2X(電力の異なるエネルギーへの変換)技術関連の設備も整備される予定で、いずれは風力発電による余剰電力や水素用電力を利用し、グリーン水素を製造することができるようになる。このようなグリーン水素による間接電化は、すでに電力を最終消費に利用でき、2030年までに電力利用が大幅に拡大すると見込まれる家庭・業務部門や道路輸送部門以外の部門の脱炭素化も可能にする。それらの部門は国内のエネルギー消費の大きな部分を占めるものではないが、政府は2050年までにカーボンニュートラルを達成する努力の一環として、特に重量物の陸上・海上・航空輸送のほか、さまざまな工業プロセスにおいてグリーン水素による間接電化(産業部門の電化率は現在33%)を進めることを目指している。

アラブ首長国連邦

デンマークと同様、アラブ首長国連邦も、最終エネルギー消費量における全体的な電化率は世界首位のノルウェーと比べると低い。2018年の同国の電化率は18%に留まっている (IEA, 2020a)。しかし、家庭・業務部門のエネルギー消費量に占める電化率はトップクラスの96%(2018年)となっており、エネルギー消費の様相は部門によっても時期によっても大きく異なる。例えば、同国の気候では、建物で消費されるエネルギーの大部分が温熱ではなく冷熱(冷房、冷蔵)に関連している。そのため、電力最終消費技術の現在の利用状況はより分かりやすいものとなっている。しかし、そのような電力の大部分は天然ガスによって作られており、冷房需要も夏季ピーク時には約2倍に増加する。また、産業部門と非エネルギー部門を合わせた化学品／石油化学品需要も、エネルギー消費量全体における割合が他の多くの国よりはるかに高く、2018年に61%となっている(化学品が56%、石油化学品が5%)。このように、アラブ首長国連邦は、最終消費を再生可能エネルギー電力に転換するにあたって独特の課題を伴う状況に直面している。しかし、この国特有の地理的状況や産業状況をどのように生かし、世界の先頭に立ってスマート電化の選択肢を実証することができる

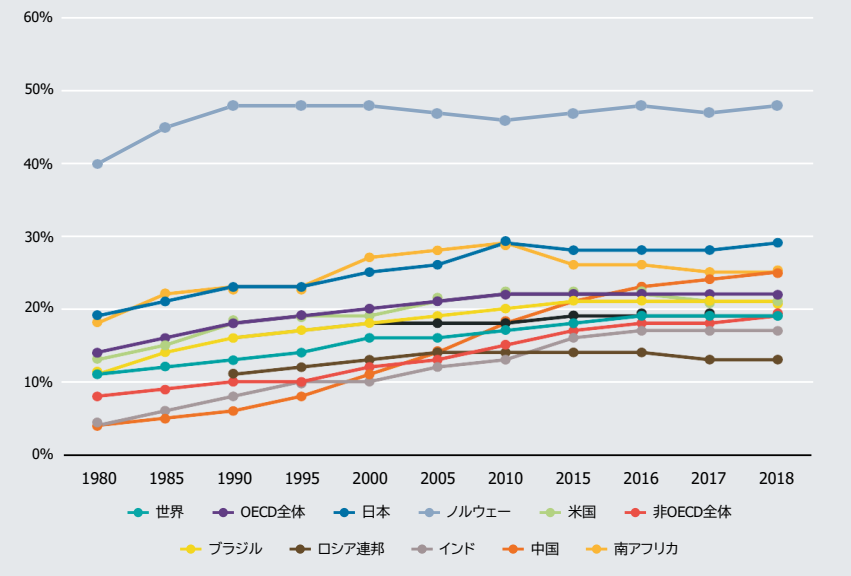
かという議論が目下なされている(Gielen, 2020)。例えば、アラブ首長国連邦は世界の一次アルミニウム生産の約4%を占めており、これは電化のポテンシャルだけでなく、変動性再生可能エネルギーを補完する高い柔軟性をもたらしうる要素となっている。液体アルミニウムを用いた貯蔵によって連続的な下流工程の活動が可能となるほか、炉の電力需要を制御することで、ピーク電力需要を10～20%まで低減することが可能となる。また、同国の大規模な海水淡水化プロセスには独特の貯蔵能力があり、数カ月から数年に亘って水を貯蔵することができる。

これらの選択肢に加え、集光型太陽熱発電(CSP)や太陽光発電による豊富な太陽発電資源の利用拡大、グリーン水素製造に特化した太陽発電設備によって、現在は天然ガスで対応している需要を満たす現実的な代替策を構成することができる(IRENA and Masdar Institute, 2015)。また、同国が世界の海運業や船舶燃料の供給において大きな役割を果たしている(例えば2017年の国際海運燃料の8%を供給)ことも、脱炭素化が困難な部門におけるイノベーションの源泉となりうる。現行のインフラの特性を考慮すると、そのようなプロセスでは、最終的にバイオ燃料のような代替策によって脱炭素化を達成するほうが実現可能性が高いとも考えられる(この論点に沿った詳細な議論については、第2.4節を参照)。それら代替策の実現可能性調査はアラブ首長国連邦のような国々で行われることになっており、これらの国々はすでに、さまざまな道すじを探究する主導的役割を担うことを目指している。

2.2 最終消費部門の電化 – 技術、動向、コスト要因の概観

本節では、主要な最終消費技術について、また、家庭・業務、運輸、産業の3部門の電化を拡大するためにそれらの技術をどのように利用できるかについて説明する。2018年に、これら3部門はそれぞれ世界の最終エネルギー消費量の約3分の1を占めていた。現在、電化のレベルは世界各地でさまざまである。例えば、OECD加盟国の電化率は概して非加盟国よりもやや高いが、BRICS諸国(ブラジル、ロシア連邦、インド、中国、南アフリカ)の成長率は概して近年のOECD諸国よりも高く、特に中国において著しい(図2)。全体的な電化レベルは、経済発展レベル、資源の有無、産業構造、代替エネルギーキャリアの競争力を後押しする政策といった、幅広い状況要因に関連する。例えばノルウェーは、歴史的に安価で豊富な水力発電資源を開発してきたため突出して高いデータを示しており、それが家庭・業務部門と産業部門における高い電化率の決定的な実現要因となっている(詳細についてはボックス2を参照)。

図2 各国・地域の最終エネルギー消費量における電化率(1980～2018年)

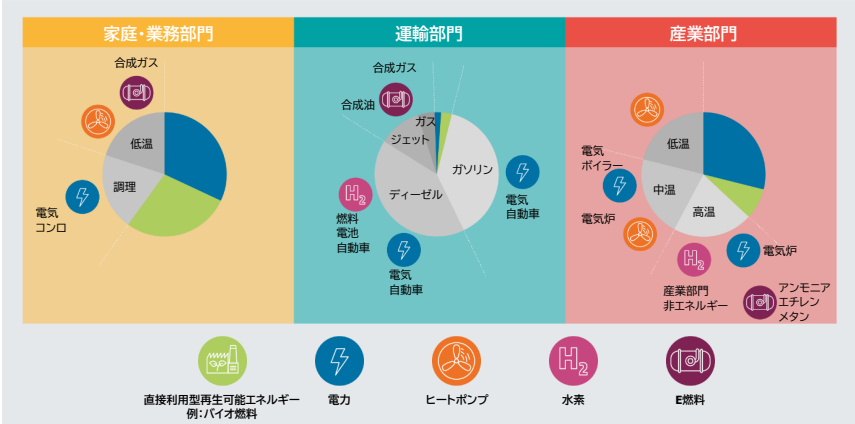


出典: IEA (2020a).

図3は、各部門における現在の世界のエネルギー消費量をまとめたもので、どの技術が化石燃料のさまざまな最終消費に取って代わる可能性があるかを示している。以下の項では、部門ごとの電化の道すじとして考えられる技術構成について詳細に論じる。概念的に、ソリューションは直接電化と間接電化という2つの大きなカテゴリーに分類することができる。直接電化は、最終消費技術による直接的な電力消費を伴うもので、間接電化は、電力を別の種類のエネルギーキャリア(水素など)に変換したうえで消費するものである。ボックス4に、間接電化、換言すればP2Xソリューションに関する詳細な見解を記す。

こういった電化の道すじの主な目的のひとつは脱炭素化であるが、ここで取り上げる部門にとって、脱炭素化の選択肢は電化だけではない。事実、IRENAのREmapプログラムでは、脱炭素化のためには、電化だけでなく、エネルギー効率化や持続可能なバイオエネルギーの意欲的拡大といった、多くの補完的ソリューションが必要となることが明らかになっている。これらのソリューションや将来のエネルギー構成における電化との兼ね合いに関する詳細な議論は、本報告書の範囲から外れるが、第2.4節で部分的に取り上げる。

図3 電化のポテンシャルが最も高い用途の概要図



家庭・業務部門

現在、建物のエネルギー消費量は世界で年間約122 EJであり、世界の最終エネルギー消費量の約30%を占める(IEA, 2020a)。そのエネルギーの半分以上が、天然ガス、石油、石炭、またはバイオマスによって供給されている。家屋およびその他の住居は家庭・業務部門のエネルギー消費量の約70%を消費し、商業施設および公共の建物が残りを占める。現在、居住用建物のエネルギー消費量の約24%、商業施設および公共建築物のエネルギー消費量の約51%を電力が占めている。

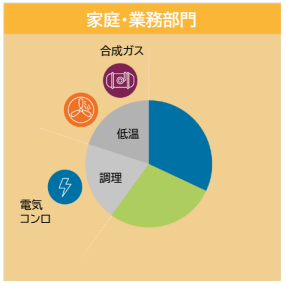
家庭・業務部門の電化率を高める主な技術的選択肢には、次のようなものがある[原注4]。

(1) 温熱・冷熱供給にヒートポンプを利用する。

(2) 温熱・冷熱供給を電気ヒーターまたは電気ボイラーによって電化し、調理器具を電気コンロや電気オーブンによって電化する。

(3) 再生可能エネルギー電力を利用して水素やその派生物である合成燃料などの燃料を製造し、それを既存または新規の天然ガス供給網を通じて提供する。

原注4 電気抵抗による加熱は、専用材質に電流を流して熱を発生させる方法である。電気炉や電気ボイラーのような機器は、そのような材質を用いて空気や水を熱する。それをファンによって分散させたり、配管の中を循環させたり、後で利用するために貯蔵したりすることができる。ヒートポンプは、電力で熱を発生させるのではなく、電力を利用して(冷媒の液相・気相間の物理的変換により)冷媒を加熱または冷却することによって、周辺空気から熱を移動させるか(空気熱利用ヒートポンプ)、地中から熱を移動させる(地中熱利用ヒートポンプ)ものであり、その熱を温熱・冷熱供給に利用する。電気抵抗による加熱に対するヒートポンプの優位性として、その優れた効率がよく挙げられる。効率は2～5倍にもなりうるため、同じ性能でも必要な電力が小さくなる。



電気抵抗による加熱とヒートポンプはいずれも、個別の建物のほか、大規模な地域熱供給システムにおいて利用することができる。建物向け熱供給装置の世界販売数のうち約半分はいまなお化石燃料が占めているが、近年、従来型の電気加熱、ヒートポンプ、地域熱・冷熱供給の各カテゴリーが着実に拡大しており、新規販売数の約40%を占めている(2017年時点)(IEA, 2019a)。欧州、米国、日本では、すでに高い比率でこの種の装置が設置されている。欧州では、個人利用と大規模利用を合わせて1,100万台近いヒートポンプが設置済みで、先頭を行くノルウェーとスウェーデンでは、それぞれ約45%と約35%の世帯がヒートポンプによる熱供給を受けている(European Heat Pump Association, 2018)。米国では、約1,200万世帯が暖房用途で主にヒートポンプを、さらに1,200万世帯が別のタイプの電気加熱を利用しており、これらを合わせると、全世帯の約20%にのぼる(EIA, 2018)。日本では、全5,800万世帯に対して、2001年から2018年までに630万台の家庭用ヒートポンプシステムが設置された(HPTCJ, 2019)。

建物のエネルギー需要の直接電化またはヒートポンプのほかに、十分技術が成熟していないものの別の選択肢として、天然ガスに代わる水素やその派生物である合成燃料(主に合成メタン)の利用がある。この方法はまだ普及していないが、既存のガスインフラを利用できるようにすれば優位性が得られ、それにより座礁資産化を回避することができると考えられる。この潜在的便益が、建物における水素や合成燃料の利用に関する電力システム全体の見通しに実質的な違いをもたらすかどうかは、第2.4節で詳細に論じる。

家庭・業務部門:電力システムおよび最終消費インフラの主な要件とコスト要因

家庭・業務部門の電化プロセスにおいては、相当量の電力システムおよび最終消費インフラを新規建設または増強する必要がある。

電気ヒーター・ボイラーおよびヒートポンプの場合、次のようなニーズがある。

- 電気ヒーター・ボイラーを製造および設置する。
- ヒートポンプを製造および設置する。
- 電化された熱源を熱供給網に接続する(地域熱供給システムの場合)。
- 建物を高効率化するために改修する。
- スマートなビル管理サービスを可能にするため、スマートメーターを設置する。
- スマートなビル管理サービスを導入する(電力潮流管理、インテリジェントな情報交換を促進するデジタル化、地域内の分散型資源との統合を可能にする高度アルゴリズムなど)。

これらの要素のコストについて言えば、ヒートポンプへの投資コストは一般に電気ヒーター、電気ボイラー、ガスボイラーや石油燃焼機器を大幅に上回るが、ヒートポンプの高い効率ゆえに運用コストは大幅に下回る。

各種ヒートポンプの設置コストの予想額は、デンマークエネルギー庁とデンマークの送電事業者エネルギネットが定期刊行する技術目録に記載されている(Danish Energy Agency and Energinet, n.d.)。下表に示すとおり、ユニットコストには規模の経済が働き、10 kWのユニットの場合、コストは2015年に10,000ユーロであったが、2050年までに7,600ユーロに低下すると予想されている。他の熱源も推定コストは類似しており、正確なコストは現地の状況によってさまざまである[原注5]。家庭用および小規模商用の場合、ヒートポンプシステムの一般的なサイズは4～50 kWであるが、地域熱供給用の場合は100 kWから数MWに及ぶ(Nowak, 2018)。

表1 デンマークにおけるヒートポンプの設備コストとコスト低減予測(2015～2050年)

規模(熱供給能力)	5 kW	10 kW	15 kW
空気熱、投資額(ユーロ/ユニット)	7,500	10,000	12,000
地中熱、投資額(ユーロ/ユニット)	12,500	16,000	19,000

既存の戸建住宅の温熱・冷熱供給用ヒートポンプ	2015	2020	2030	2050
1ユニットあたりの熱供給能力(kW)	10	10	10	10
固有投資コスト(1千ユーロ/ユニット)	10	9.4	8.5	7.6

出典: Danish Energy Agency and Energinet (n.d.).

ヒートポンプは、熱交換面積が広く、建築物の断熱性が高い状況で最も効果を発揮する。新しい建物はそのような特徴を備えていると考えられるが、築年の古い建物は通常、ヒートポンプによる効率の向上を実現するには、改修して断熱を強化し、エネルギー効率化の対策を講じる必要がある。したがって、熱供給の電化によってシステム全体の効率を向上させるには、エネルギー効率の高い建物が不可欠の要件となる。その結果、既存建築物に対する相当の改修が必要になると考えられる。改修コストは、現地の状況や現存建物のタイプによって異なるものの、建物への熱供給方法に関するベルギーの研究では、建物の小規模改修(全面断熱、ドアと窓の改良など)の総費用は705ユーロ/m²、大規模改修の総費用は1,080ユーロ/m²とされている(Vandevyvere and Reynders, 2019)。

原注5 空気熱利用ヒートポンプ(空気対空気)は、他の文献でも検討されている。2012年の英国における研究では、容量8.5 kWの空気熱利用ヒートポンプの設備コストは10,900ドルであった(Delta Energy & Environment and Energy Networks Association, 2012)。このコストは、2045年までに8,500ドルに低下すると予測されている。同様の規模の地中熱利用ヒートポンプは、コストが約2倍になる。これらの投資コストに対し、ガスボイラーは2,900～3,500ドル、石油ボイラーは6,300～7,800ドル、蓄電ヒーターは3,100～5,100ドルとされている。欧州を対象とした他の研究も、これらに近い推定額を挙げている。EU28カ国に関する研究では推定額が高く、家庭用の空気熱利用ヒートポンプについて2050年までに13,400ドルとしている (Connolly, Lund and Mathiesen, 2016)。一方、ベルギーを対象とした別の研究では、家庭用の空気熱利用ヒートポンプの現時点のコストを8,000ユーロとしている (Vandevyvere and Reynders, 2019)。しかし、どちらの研究でも、これらの投資コストは同等の化石燃料ボイラーの投資コストのおよそ2倍になると想定されている。もうひとつ例を挙げると、日本では、ヒートポンプは主に家庭用給湯器に使用されている。370リットルのタンクを備えた標準的なユニットのコストは1,500～2,000ドルで、それに加えて設置コストが2,000ドルかかる (Kakaku, 2019)。これらのヒートポンプは、従来型の給湯器の2倍のコストがかかるが、運用コストは従来型システムの約5分の1である (Abdelaziz et al., 2012)。

地域熱供給網の構築ができるのであれば、建物ごとに熱供給装置を設置するよりも地域熱供給システムや他の集中型ソリューションのほうが、地域熱供給網の構築は必要であるもののコスト効率性が高い可能性がある。なぜなら、負荷の多様性をもたらし、熱貯蔵を利用できる可能性が高く、改修コストが低いからである。このような選択肢に対する電力システム全体における評価は、第2.4節で論じる。住宅のコストについては、英国の場合、地域熱供給システムの熱交換器を設置する各戸のコストは約2,900ドルである(Delta Energy & Environment and Energy Networks Association, 2012)。ベルギーの場合、住居用建物を地域熱供給網に接続するコストは建物1棟あたり8,000ユーロであるとされた(Vandevyvere and Reynders, 2019)。

スマートメーターやスマートサービスは、建物の従来的なメーター方式よりコストがかかるが、議論されている他のインフラ要素と比べればはるかに少ないコストである。例えば、英国スマートメーター導入計画における1,660万台以上のメーターアップグレードを分析したところ、メーターの平均コストは電力用が36ポンド、ガス用が53ポンド、先進複合型が120ポンドであり、設置コストはメーター1台あたり88～143ポンドであった(BEIS, 2019a)。

水素および合成燃料の場合、建築物、供給網、最終消費インフラのニーズには、次のようなものがある。

- ボイラー・炉などの最終消費機器を、水素・合成燃料が利用できるように増強する。
- 天然ガス輸送・配給網を、高濃度の水素または合成燃料が利用できるように増強する。
- スマートな建物管理サービスを可能にするため、スマートガスメーターを設置する。
- スマートな建物管理サービスを導入する(熱流管理、インテリジェントな情報交換を促進するデジタル化、地域内の分散型資源との統合を可能にする高度アルゴリズムなど)。

水素および合成天然ガスは、既存の天然ガス配給システムを用いて建物に供給することができる可能性がある。しかし、低濃度の水素(10～20%)であれば大きな技術的課題や多額の投資なく天然ガスに混合することができるものの、高濃度の水素を利用するためには、ほとんどの機器、ほとんどの輸送システム、一部の配給システムに大幅な改修や増強が必要になる可能性がある(IRENA, 2019c)。例えば、ガス流量検出器やガス流量調整器のほか、タンクやガスボイラーの調整や改修が必要になり、多様なガス組成に対応するために安全措置を強化する必要があると考えられる。

混合率の引き上げを可能にする増強に加えて、システムインフラの主なニーズには、スマートガスメーターの設置や、ヒートポンプについて上で論じたものと同じタイプの建物サービス(ガス流量管理、インテリジェントな情報交換を促進するデジタル化、地域内の分散型資源との統合を可能にする高度アルゴリズムなど)がある。

これらの燃料を製造するコストは、一般に、システムインフラを増強するコストより大きいが(詳しくはボックス4を参照)、増強のコストも特に水素や合成燃料の混合率が高くなれば多額にのぼる可能性がある。現行の供給網転用事例から、おおまかなコストが想定できる。例えばドイツでは、国内の天然ガス需要家の30%を対象に、メタン濃度の低い天然ガス(Lガス)からメタン濃度が高く熱量が高い天然ガス(Hガス)への切替えを進めている。10年間のプロジェクトで必要なシステムの改修や増強の予想コストは、70億ユーロ(78億ドル)である(IRENA, 2019c)。

運輸部門

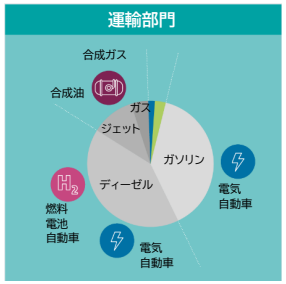
道路、鉄道、海運、航空による旅客・貨物輸送など、世界の運輸部門で利用されるおよそ121EJのエネルギーのうち、現在、電力が占める比率は約1%に過ぎない(IEA, 2020a)。その電力の3分の2以上は世界的に鉄道輸送に利用されており、残りの多くも路面電車(トラム)や地下鉄に利用されている。

運輸部門の電化を拡大する主な技術的選択肢には、次のようなものがある。

(1) 主に短・中距離の運輸のニーズを満たすため(ただし、これに限定はしない)、乗用車、トラック、バスなどのEVを利用する。

(2) 長距離輸送用の燃料電池自動車(FCEV)や燃料電池列車の燃料となる水素を製造するために、再生可能エネルギー電力を利用する。

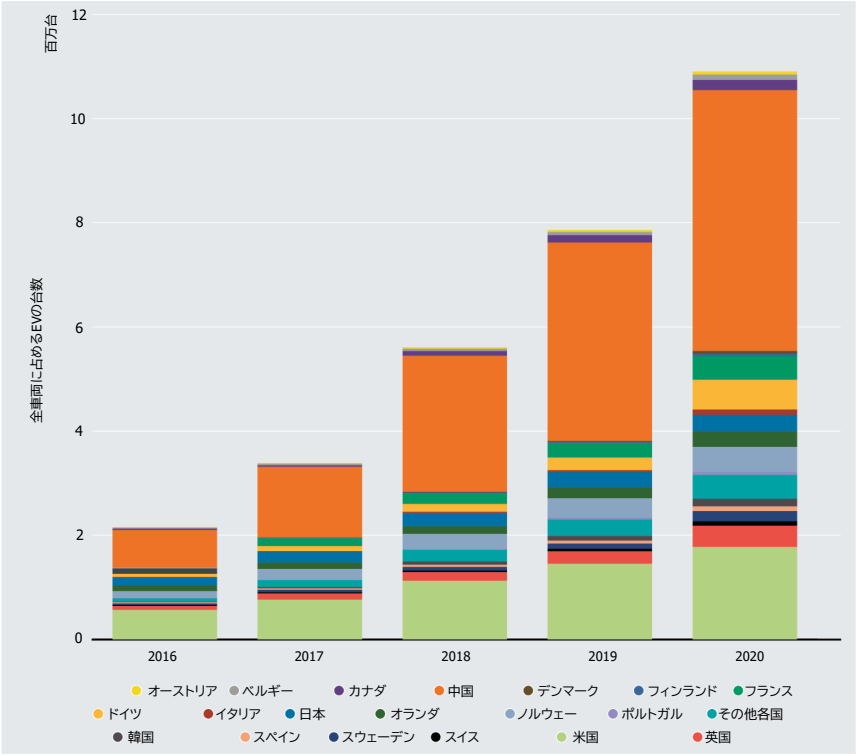
(3) エネルギー集約型の貨物輸送や長距離輸送分野(海運、航空)において、化石燃料に代わる合成燃料を製造するために再生可能エネルギー電力を利用する。



バッテリー式電気自動車(BEV)やプラグインハイブリッド電気自動車(PHEV)など、現在利用されているEVはおよそ1,100万台にのぼる(ZSW, 2020)。EVの消費電力量は世界規模でもまだそれほど多くないが、EVの販売数は急速に増加している。2020年の世界の自動車市場は16%縮小した一方で、EVの販売数は前年比で41%増加した。この勢いは2021年も続き、2021年第1四半期の販売数はすでに前年同期の2.5倍近くに達している(IEA, 2021)。ノルウェーはEVの国内市場シェアが約56%と、世界トップである。一方中国も、近年の乗用EVの販売数の半分以上と電動バスの販売数のほぼ全てを占めており、近年および短期的な加速の明らかな原動力となっている(IEA, 2021)。乗用車およびバス以外の乗用EVも、電動モビリティの拡大に重要な役割を果たしている。電動二輪車と三輪車の台数は2016年の時点でおよそ2億台であったが、高度な脱炭素化シナリオでは2050年までに10倍の20億台以上に増加するという予測もある(IRENA, 2019g)。新たなデジタル技術によって実現した、EVと相性のいい自動運転、ライドシェアリング、他のタイプの共有モビリティサービスの拡大により、EVの普及にはさらに拍車がかかる可能性がある(Deloitte Center for Energy Solutions, 2017)[原注6]。

原注6　例えば、稼働率の高いライドシェアリング車両の場合、EVは内燃機関自動車よりも運用コスト面で優位であり、自動走行技術を導入しやすい。

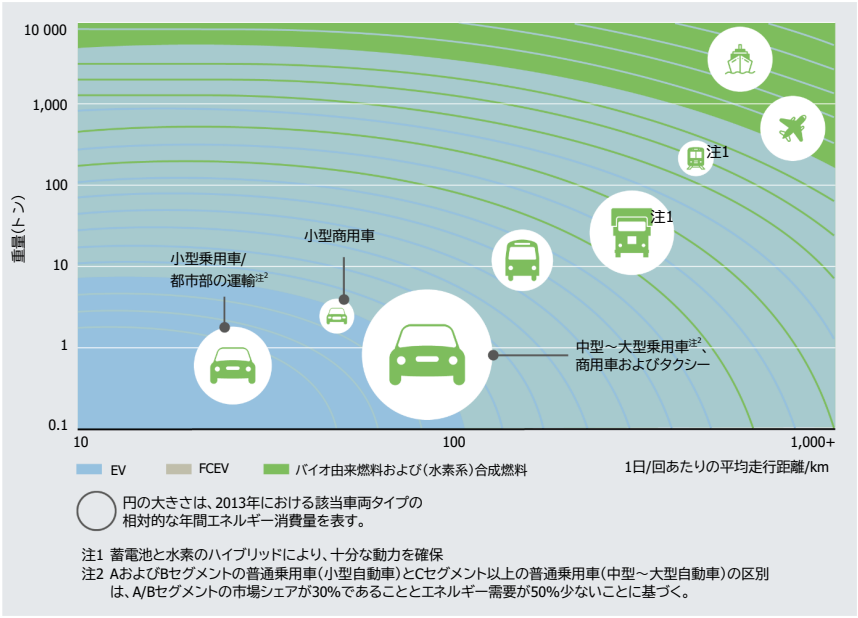
図4 世界のEV導入状況



出典: ZSW (2020).

FCEVの販売台数は、EVの販売台数よりもはるかに少なく、2020年の乗用車台数はわずか25,000台だった(IEA, 2021)。過去数年、米国、日本、中国が導入を牽引してきたが、2020年には韓国がFCEVの台数が最も多い国になった(FCEV全体の29%、乗用FCEVの40%)。現在の市場規模は小さいものの、FCEVはEVに比べて長距離走行に優位性があり、燃料補給が容易である。そのため、大型トラックや地方・都市間バスのように稼働率が高く長距離を走行する道路通行車両、列車、フェリーボート、フォークリフトのような作業車両など、現行のバッテリーでは限界がある集中的な運行を特徴とするセグメントに適合する可能性がある(IRENA, 2018b)。したがって、運輸部門のエネルギー転換という広い文脈においては、EVを補完するものとして水素を検討することが望ましい。実際に、図5(下図)が示すように、FCEVとEVそれぞれの優位性は、市場セグメントごとにはっきりと見られる。水素燃料電池はすでに欧州の商用鉄道サービスなどで利用され始めており、架線敷設による多額の資本的支出を回避している(IRENA, 2018b)。また、再生可能エネルギー由来の水素やその派生物である合成燃料には、海運分野や航空分野を間接的に電化するポテンシャルがある。

図5 運輸市場のセグメンテーション



出典: IRENA (2018b).

ただし、バッテリー技術の向上とコスト低下にともなって、上図の市場セグメンテーションは変わりつつある。特に、電気トラックが予想以上に急速に市場シェアを獲得しつつあり、なかでも貨物輸送の約半数が300 km未満の欧州において一般的な短・中距離用のトラックでそれが顕著である (Transport & Environment, 2017)。業界大手企業からますます多くの電気トラックが発売されていることに加え、「給電道路システム」のような補完的な革新的ソリューションも、すでにカリフォルニア州、ドイツ、スウェーデンにおいて貨物輸送向けに実証が行われている(Research Institutes of Sweden, 2019)。

海運分野と航空分野では、バッテリー駆動型船舶・航空機といった直接電化も模索されており、陸運と同様に短・中距離輸送から導入が始まっている。例えばノルウェーでは、ノルウェーの公営空港運営社Avinorが、1.5時間未満の短距離路線の全便を電動航空機で運航可能であると考えており、これには国内路線の全便と近隣北欧諸国の首都への便が含まれる(Avinor, 2018)。「港湾電力」設備を備えた多くの主要港湾では、既に停泊中の船舶が現地汚染や燃料消費を削減するために電力システムからの電力を利用している。さらに、短距離フェリーを中心に完全電動船が、すでに商用利用されている (Holter and Hodges, 2018)。

ボックス3. 中国におけるケーススタディ – 都市および港湾における電動輸送

大気汚染を早急に低減する必要に迫られた中国の都市は、急速に輸送の電化を進め、この分野の世界的リーダーになっている。例えば深圳は、16,000台を超えるバスの全車両を5年以内に電化するという計画を2017年に完了させた(Lu, Xue and Zhou, 2018)。従来のディーゼルバスは市内の全車両の約0.5%を占めるのみだったが、これらを電化した結果、運輸部門の排出量を20%削減することができた。また深圳では、21,000台を超えるタクシーの99%を2019年までにEVに転換した(Liao, 2019)。タクシーの稼働率が高かったことから、大気汚染は大幅に減少した。

北京でも深圳の教訓に従い、電動バスの比率を2020年までに60%に引き上げることを目標とした。これにより、電動バスの台数は2017年の10倍に増え、10,000台が稼働することになる (China Daily, 2017)。深圳を本拠とするEVメーカーBYDも、その成功体験を世界に輸出し始めており、英国、チリ、南アフリカの都市への電動バス供給を受注している(Liao, 2019)。

中国の他の輸送分野では、さらに高度な電化に向けた前進も見られる。Global Sustainable Electricity Partnershipは、報告書"New Electricity Frontiers"の中で次のように述べている。

「中国における鉄道の電化率は約40%である。この数字は、2020年には60%に、2050年には90%に伸びると予想される。港湾の船舶は、ディーゼル燃料ではなく電力を利用することが奨励されている。空港では、全ての車両と設備に電力を利用することが奨励されている。2017年、中国国家電網は、北京・杭州間の大運河(京杭大運河)、東部沿岸部、揚子江に沿って、高圧電力供給システム44基、低圧電力供給システム507基を建設した。現在、京杭大運河沿いにある港湾の50%で電力供給が可能になっている」(GSEP, 2018)。

中国は、車両輸送の電化と鉄道や港湾の電化を強く推進しており、2000年以降、運輸部門の電化率が大幅に拡大した数少ない主要国・地域のひとつとなっている(付録Iを参照)。

運輸部門:電力システムおよび最終消費インフラの主な要件とコスト要因

運輸部門における3つの主な電化の道すじについて、電力システムおよび最終消費インフラには以下のような固有のニーズがある。

電気自動車(EV):

- EVの製造。
- 駐車場(公共、民間)の大多数に充電インフラの設置。
- スマートメーターの設置。これによって(価格シグナルまたはデマンドサイドマネジメントによる)スマート充電が可能となる。
- 必要に応じて、最終的にはV2G(自動車から電力システムへのエネルギー変換)技術の導入。

燃料電池自動車(FCEV):

- FCEV(主に長距離走行車両)の製造。
- 再生可能エネルギー由来水素に対応するための石油輸送・配給網の改良。また、必要に応じて専用の輸送・配給インフラの建設。

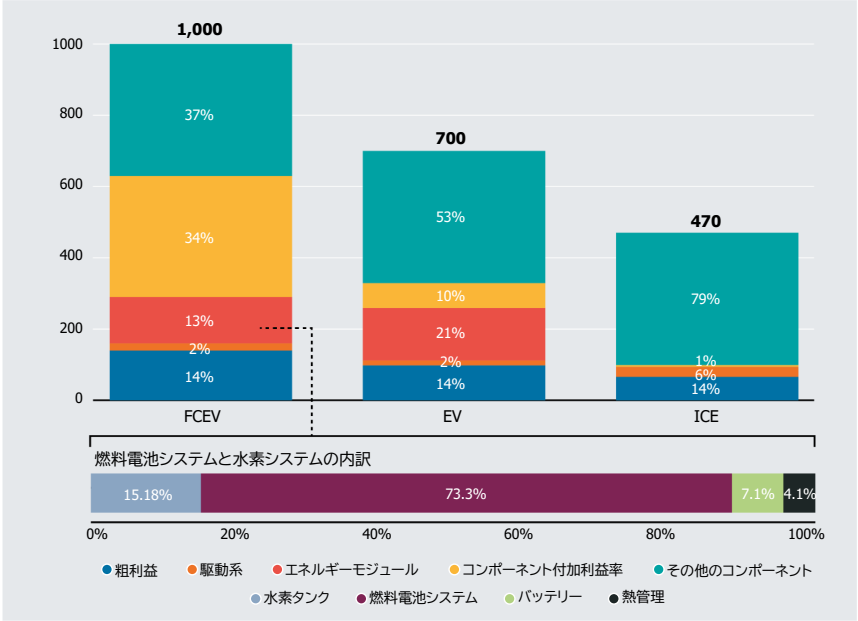
合成燃料:

- 化石燃料の直接的な(そのまま利用可能な)代替物として利用する場合、理論的には合成燃料製造に必要なもの以外、新たな電力システムや最終消費インフラは不要。
- 船舶用アンモニアのように化石燃料の直接的な代替物ではない合成燃料の製造に関する新たな輸送・配給インフラや最終消費技術。

現在、運輸部門の電化を妨げている大きな要因は、乗用EVの初期費用が比較的高いことである。しかし、車両のコストを大きく左右するバッテリーのコストは急速に低下している。国際エネルギー機関 (IEA)の推定によれば、2019年におけるバッテリーパックのコストは約156ドル/kWhで、2010年の平均コスト水準より87%低下している(IEA, 2020b)。ブルームバーグ・ニューエナジー・ファイナンスが毎年実施しているバッテリー価格の調査によれば、バッテリーのコストは2020年にはさらに前年比で13%低下した(BNEF, 2020)。バッテリーパックの平均コストは、2020年には137ドル/kWhと推定されており、2023年までに100ドル/kWhにまで低下し、所有にかかる総コストは(家庭用充電器の設置も含めて)内燃機関自動車と同程度になると予想されている。

比較的少ない販売数から分かるとおり、現在、乗用FCEVの初期費用はEVを大きく上回る。コスト要素とコスト水準の差を明らかにするため、図6では米国におけるバス購入価格の内訳を示し、FCEV、EV、ICEを比較している。これらの部品コストは場所によって異なる。例えば中国では、部品コストおよび部品の付加利益率がはるかに低いため、FCEVの購入価格は大幅に低い314,000ドルである (Deloitte, 2020)。

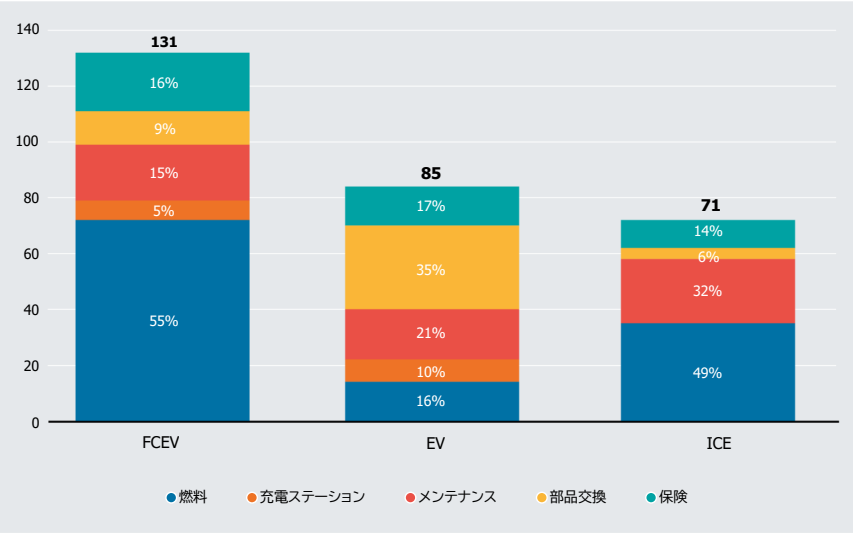
図6 バス購入価格の内訳(千ドル/台)



出典: Deloitte (2020).

また、EVとFCEVのいずれも、発電または燃料製造、充電または燃料補給のためのインフラを必要とする。米国におけるバスの事例が分かりやすいため引き続きこれを用いると、そのようなインフラコストと他の主な運用コストを均等化したものが下図の数字である。

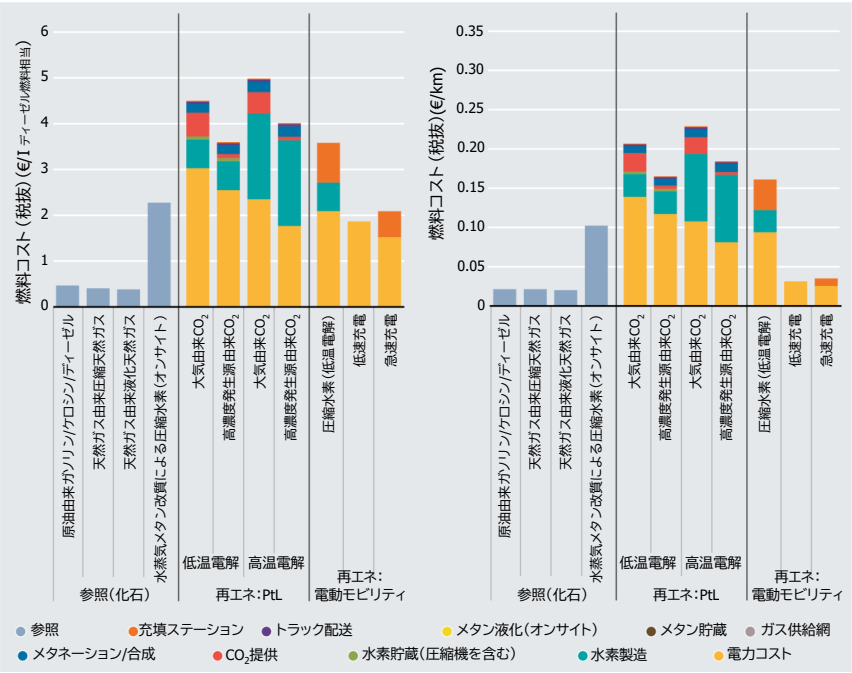
図7 バス運用コストの内訳(千ドル/ 100km)



出典: Deloitte (2020).

これらの多岐に亘るインフラコストは、いわゆる「油井から燃料タンクまで(Well-to-Tank)」という尺度で捉えることもできる。これは、燃料製造から充電・燃料補給インフラまでを合計したコストを比較するものである。Siegemund et al.(2017)では、EUについて分析を行い、急速充電および低速充電した場合のEV、FCEV、乗用合成燃料車(PtLと呼ばれる)について「油井から燃料タンクまで」の総コストを推定した。下図には、これらのコストに加え、それぞれの「油井から車輪まで(Well-to-Wheel)」のコストも記載されている。これには充電ネットワークや燃料補給網のコストのほか、車両自体のコストと効率も含まれる。正確なコストは急速に変化しているが、この図では競合する選択肢それぞれのコスト構成を分かりやすく示されている。図の電力コストには各選択肢の送配電システムの要件も含まれているが、EVの充電に必要な配電システムの増強は状況によって、また充電ネットワークインフラに電力貯蔵やスマート充電ソリューションがどの程度整備されているかによって異なることに注意(この問題について詳しくは、第2.3節「スマート電化戦略 – 車両輸送」を参照)。

図8 輸送燃料コスト:燃料の単位体積あたりの「油井から燃料タンクまで(Well-to-Tank)」コスト(左)と単位距離あたりの「油井から車輪まで(Well-to-Wheel)」コスト(右)



注: 左グラフ単位 = ユーロ/リットル(ディーゼル燃料相当リットルあたり); 右グラフ単位 = ユーロ/km
出典: Siegemund et al. (2017).

この研究でEV充電インフラコストの重要な変動要因となるのは、低速充電に想定される家庭用充電器や大規模貯蔵システムに対置される、「スーパーチャージャー」や急速充電ステーション用のオンサイト定置型貯蔵システムに関する推定である。家庭での充電のためのスマートメーター利用は、他の必要とされるインフラより比較的低コストで、年間13ドル(11.77ユーロ/年)と推定される(Siegemund et al., 2017)。

合成燃料は(ある程度までは水素も)燃料の輸送・利用に運輸部門の既存インフラを利用できるという優位性を有しているが、水素製造や合成燃料製造に必要な投資が、乗用車に関する推定コストが比較的高くなる主な要因であることは明らかである。そのため、ボックス4では、P2Xインフラコストの部門横断的概観の一環として、水素と合成燃料の製造コストを詳細に検討している。

長距離の海運や航空など、他の運輸用途で燃料電池や合成燃料を利用した場合の実際のコストは、開発状況を考えると不明である。しかし先に述べたように、電力の直接利用の選択肢がないため、これらの分野における燃料電池や合成燃料の理論的な費用便益比はより高くなる(Perner, Unteutsch and Lövenich, 2018)。

産業部門

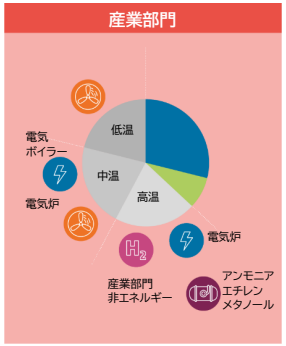
産業部門全体の最終エネルギー消費量は154 EJであり、これには非エネルギー利用の35 EJが含まれる(IEA, 2020a)。エネルギーとして消費される119 EJのうち約28%が電力として供給されている。エネルギー集約型産業用原材料(セメント、鉄鋼、化学製品としてのアンモニア、エチレン)だけで、産業部門のエネルギー消費量の約60%を占める(McKinsey & Company, 2018)。非エネルギー利用(工業プロセス原料としての化石燃料の直接利用など)に用いられるのは全て化石燃料で、そのうちの70%はエチレン製造(主に石油を利用)、残りはメタノールやアンモニアの製造(主に天然ガスを利用)の原料である(ibid.)。

産業部門のエネルギー需要の電化、ならびに産業部門内の非エネルギー利用の電化を達成する主な技術的選択肢には、次のようなものがある。

(1) 中温・高温熱用途に電気ボイラーおよび電気炉を利用して、産業用加熱プロセスを直接電化する。

(2) ヒートポンプを利用する(特に低温熱用途。また、中温熱用途にも可能性がある)。

(3) 水素およびその派生物である合成燃料の製造に再生可能エネルギー電源を利用する(特に高温熱用途と非エネルギー用途)。



セメント、鉄鋼、化学製品(アンモニア、エチレン)の製造に必要な高温熱(≥ 500°C)については、現在セメントおよびエチレン産業において、産業規模の電気炉が応用研究や試験段階にある。このような電気炉の資本コストは、最終的には従来型の炉と同程度になる可能性があるが(McKinsey & Company, 2018)、実現可能性を左右する最大の要因はエネルギー供給コストである。また、このような技術の導入には、既存製造設備の改良や改修、場合によってはまったく新しい工業施設の建設が必要になる可能性がある。高温加熱に電力を用いる成熟度の高い技術は、アルミニウム製錬や鉄鋼生産における電気アーク炉など、一部の工業プロセスに限られる。
中温熱需要(200°C ≤ 500°C)については、電気ボイラーやハイブリッドボイラーが産業規模の施設で利用されており、ガスボイラーや石炭ボイラーに代わる選択肢となりうる(ibid.)。

産業用低温熱については、現在利用可能なヒートポンプは最高100°Cの温度を供給することができる。さらに高温(≤150°C)を供給するヒートポンプは、現在、研究開発段階にある。このような高温での熱供給が実現すれば、製紙産業や食品産業などにヒートポンプの用途を拡大することが可能になる (European Heat Pump Association, 2019)。

こういった直接電化の選択肢の導入率や技術習熟度は、産業部門内の分野ごとに大きく異なる。現在、産業部門における電気ボイラー、電気炉、ヒートポンプの利用は、おおむね、4つの主な産業製品(セメント、鉄鋼、化学製品としてのアンモニア、エチレン)以外に限定されている(McKinsey & Company, 2018)。製造業、食品製造業、パルプ・製紙業[原注7]など、他の産業分野(産業部門全体のエネルギー消費量の約40%を占める)の場合、電力を用いた最終消費技術は低・中温熱について商業的に実証されているが、これらの用途においても、一般的な化石燃料による加熱方法よりはるかに普及率が低い (ibid.)。

原注7　より網羅的に挙げれば、食品・タバコ、建設、鉱業、機械、非鉄金属、紙・パルプ、輸送設備、繊維・皮革、木材、雑工業がある。

再生可能エネルギー由来水素の産業利用は、直接電化やヒートポンプの拡大以外の重要な電化方法であるが、さまざまな産業分野において主に研究開発または試験段階にある。短期的には、すでに数十年に亘って水素(化石燃料由来)を原料として用いてきた大規模な産業分野(主にアンモニア生産と石油精製)が初期の主要な市場になると予想される。これらの市場で利用量が増えれば、規模の経済が生まれ、コストが低減し、再生可能エネルギー由来水素の製造と利用の拡大が可能になる(IRENA, 2018b)。高温熱需要向けの直接電化技術のコスト推移によっては、セメント、鉄鋼、化学製品の各分野における500°C以上のプロセス熱需要を満たすため、水素炉が従来型の炉に代わる選択肢となりうる(ibid.)[原注8]。

産業部門:電力システムおよび最終消費インフラの主な要件とコスト要因

産業部門の電化に必要な電力システムおよび最終消費インフラの主な要件には、次のようなものがある。

- 電気ボイラー[原注9]および電気炉を製造する。
- ヒートポンプを製造する。
- 電力利用に対応するため、工業プロセスや製造施設を新設または改修する。
- 再生可能エネルギー由来の水素および合成燃料を燃料または原料として利用するため、工業プロセスや製造施設を新設または改修する。

先述したように、電気ボイラーとヒートポンプはいずれも、多くの産業用低・中温熱用途において化石燃料に代えて商業的に利用可能であり、その多くは品質および効率の向上をもたらす選択肢となっている(IEA, 2017)。とはいえ、これまでの経験から、最終消費用途における電気機器と従来型機器の資本コストは、導入率への影響という点では運用コストに比べはるかに影響が小さい。したがって、実際の導入を促す主なコスト要因は、突き詰めれば電力と天然ガスの価格差である(McKinsey & Company, 2018)。

セメント、鉄鋼、化学製品分野における高温電気炉や燃料または原料の水素代替といった、まだ大規模な商業利用に至っていない技術やプロセスについても、同じコスト原理が働くと予想される。このような用途は多量のエネルギーを要するため、電力コストが競争力の主要な決定要因となると考えられる。しかし、こういった脱炭素化が困難な分野で利用される既存の最終消費インフラは、一般に寿命が長い。つまり、既存の拠点やプロセス(すなわちブラウンフィールド施設)を改修するのか、それとも新しい工業拠点(すなわちグリーンフィールド施設)を建設するのかの違いも、重要なコスト要因となる。

原注8　第2.4節では、これらの競合する電化の道すじがシステム全体のインフラにもたらす影響について、より詳細に論じている。産業部門におけるその他の脱炭素化の選択肢も検討する必要があることに留意すべきである。たとえば、バイオ燃料を燃料として使用する技術は成熟しており、一般にプロセスデザインへの変更をあまりせずに導入することができる。持続可能なバイオ燃料が利用可能な地域では、それらは経済的により魅力的な選択肢と言える。地熱資源が利用可能な地域では、地熱も補完的な選択肢となりうる。最後に、十分なスペースがある地域や産業拠点では、集光型太陽熱発電(CSP)の導入も考えられる。

原注9　中圧4 kV電極ボイラーを含む。

個々の施設やプロセスの特徴は異なるが、これらのさまざまなコスト要因を考慮することを試みたMcKinsey & Company (2018)による調査の結果を表2に示す。この調査は、炭素を排出しない電力の価格低下の一般的な段階を明らかにしている。これは、電力が(電力以外の最も有力な脱炭素化策として選ばれた)二酸化炭素回収・貯留(CCS)技術よりも経済的になる段階を示している。これらの一般的な段階は有用ではあるが、複雑なバリューチェーンやプロセス、特に水素インフラのコストに関する幅広い想定を含んでいるため、概念的なものとして扱うことが望ましい。水素や他のP2X技術のインフラコストに関する予測範囲の詳細は、ボックス4に記載する。

表2 主要産業の最終用途において、さまざまな産業電化ソリューションがCCSより経済的になる状況を表す例示的段階

電力価格低下の段階	産業電化ソリューションのコスト競争力における重要な変化
電力価格低下の第1段階	超高温電気炉が利用可能な場合、グリーンフィールドのセメント製造施設における熱製造の電化が、燃料消費による排出にCCSを適用する場合よりもコスト競争力が高くなる。
電力価格低下の第2段階	グリーンフィールドのアンモニア製造施設や鉄鋼製造施設における水素利用が、従来の製造工程にCCSを適用する場合よりもコスト競争力が高くなる。
電力価格低下の第3段階	グリーンフィールドのエチレン製造やブラウンフィールドのセメント製造における熱製造の電化、およびブラウンフィールドの鉄鋼製造における水素利用が、従来の製造工程にCCSを適用する場合よりもコスト競争力が高くなる。
電力価格低下の第4段階	ブラウンフィールドのアンモニア製造における水素利用やエチレン製造における熱製造の電化が、従来の製造工程にCCSを適用する場合よりもコスト競争力が高くなる。電力価格がこの水準に達すると、4つの主な産業分野(セメント、鉄鋼、アンモニア、エチレン)全てにおいて、電力による熱製造と電力による水素製造は、基本的にCCSより経済的な脱炭素化アプローチとなる。

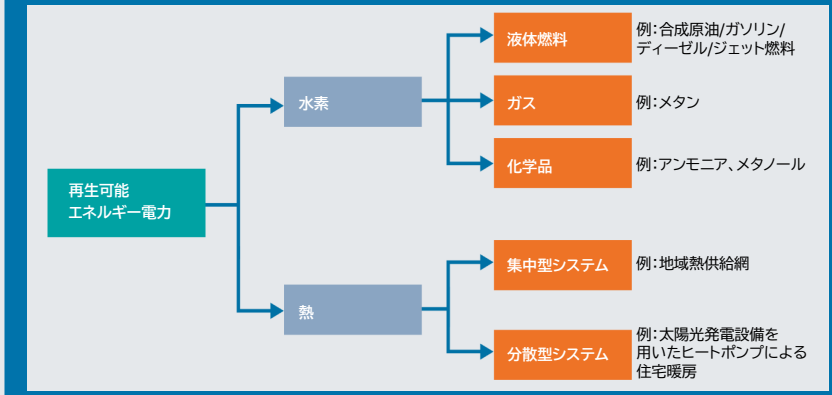
注: 元資料では、各段階は以下の電力価格に対応している:50ドル/MWh以下;35ドル/MWh以下;25ドル/MWh以下;15ドル/MWh以下。説明文は元資料と同じであるが、例示した技術競争力の変化が生じる正確な価格水準は前提によって大きく異なるという事実を反映させるため、表に手を加え、一般的な分類を付した。
出典: Adapted from McKinsey & Company (2018).

ボックス4. P2X: 水素技術と合成燃料技術、トレンドとコスト要因

P2X (Power-to-X) の定義

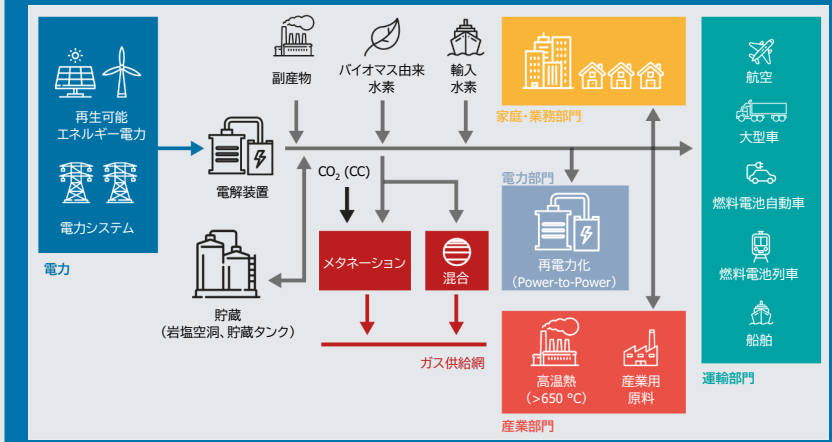
電力は、自動車から家電製品まであらゆるものを直接電化するだけでなく、熱や水素など他のタイプのエネルギーキャリアに転換することもできる。これをP2X (Power-to-X) という。

図9 P2X技術の分類



一般に「Power-to-Heat(電力から熱への変換)」技術は家庭・業務部門と産業部門で利用されるが、「Power-to-Hydrogen(電力から水素への変換)」技術は、下図のとおりより多様な最終消費例がある。

図10 水素による最終消費部門へのVRE統合



出典: IRENA (2018b).

文献では、水素からさらにガスまたは液体のエネルギーキャリアや原料を製造することは、「Power-to-Gas (P2G)」、「Power-to-Liquid (PtL)」、「合成燃料」、「E燃料」、「パワーフューエル」と呼ばれている。本報告書では、最も一般的な用語である「合成燃料」を用いる。合成燃料の製造は水素よりもさらに高コストな加工や気候に影響を及ぼさないCO_2源を必要とし、さらなる効率の低下を伴うが、その一方で、水素よりも貯蔵が容易であり、既存インフラに導入しやすく、独自の市場を築くことができるという利点がある。

主なインフラ要件とコスト要因

水素インフラの総コストは、大きく分けて製造と物流(輸送・配給・貯蔵網)という2つの高次要素からなる。

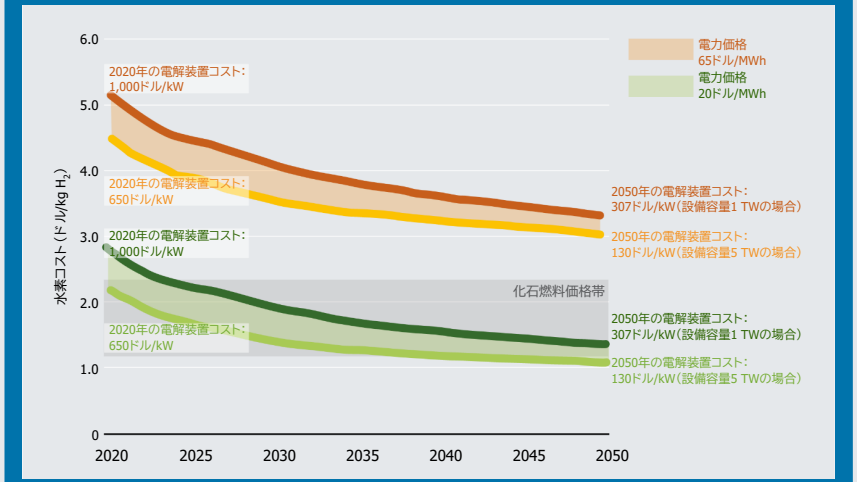
製造面では、再生可能エネルギー由来の水素製造の経済的実現可能性を左右する主な要素は、プロセスに用いる再生可能エネルギー電力のコスト(LCOE)、電解装置への資本支出、年間運用時間数(設備利用率)の3つである。

再生可能エネルギー電力については、大規模な太陽光発電と陸上風力発電のコスト水準が2～3セント/kWにまで低下している地点が増えている。2020年には大規模な太陽光発電にかかる平均電力コストは前年度比で7%低下し、陸上風力発電は13%、洋上風力発電は9%低下した(IRENA, 2021c)。電解装置の資本コストも、そこまで急速ではないものの低下しており、技術にもよるものの、2050年には現在のコスト帯である500～1,400ドル/kWから、200ドル/kWを下回る水準まで低下すると予想される(IRENA, 2020e)。

電解装置の設備利用率が高いほど、水素1単位あたりのコストは安くなる。電解装置の設備利用率は、一般に今日の投資コスト水準では50%を超えることが望ましいが、35%を超えれば最適に近い水素コストが得られるようになる。この数値は、電解装置がより安価になればさらに低減する。太陽光・風力発電のハイブリッドシステムは有望なソリューションと考えられる。チリのアタカマ砂漠のように太陽光発電と風力発電が相互の利用可能性を補完し合う場所では、50%をゆうに上回る設備利用率を達成することが見込まれる。図11は、こういった全ての製造コスト要素を考慮に入れ、今日の再生可能エネルギー電力の平均コストと最良コストを、CCSを併用した化石燃料による供給と比較している。これらのデータは、非常に特殊な状況下に限られるとはいえ、CO_2フリーの再生可能エネルギーが現時点でも最も安価な水素源のひとつとなりうることを示している。

電解装置のコストと再生可能エネルギー電力のコストはいずれも長期的に低下すると予想されることから、電解装置の設備利用率が果たす役割は縮小し、再生可能エネルギー由来水素は、全てのタイプの化石燃料由来水素と同程度の競争力を持つか、それより安価になると予想される（IRENA, 2019c)。

図11 電解装置導入の関数としてのグリーン水素製造コスト



注: 公称容量における効率は、2020年に低位発熱量が51.2 kWh/kg H_2の場合に65%、2050年に低位発熱量が43.8 kWh/kg H_2の場合に76%であり、割引率は8%、スタック寿命は80,000時間である。電解装置の投資コストは、2020年に650～1,000ドル/kWである。電解装置コストは、1～5 TWの設備増強の結果、2050年までに130～307ドル/kWにまで低下する。
出典: IRENA (2020e).

製造コストに加え、水素利用には輸送、配給、貯蔵が必要であり、それらの整備には多額の投資を要する可能性がある。現在の化石燃料由来水素の総コストは、製造コストの2～3倍である。現実的に、水素供給チェーンは、オンサイト製造から集中型へ、場合によっては大陸間のサプライチェーンへと段階的に発展すると予想される。初期段階では既存のガス供給網を利用するため、改良コストのみを伴う。全面的な水素供給網インフラへの転換はその後に起こり、調整施設や充填施設への投資が必要になる。このような段階的方法に加え、さまざまな供給方法が考えられる(圧縮、液化、あるいはアンモニアやメタノールのようなエネルギーキャリアやその他の液体有機水素キャリアへの転換など)ことから、水素供給網インフラのコストは非常に不確実性が高く、地域の投資決定に依存する。実際のコストの詳細を明らかにするためには、さらなる実証が必要とされる。

水素をさらに4大合成燃料と言うべきアンモニア、メタノール、合成メタン、合成石油製品に変換するプロセスについては、現在商業展開のさまざまな段階にある。表3は、これらの燃料の製造コストに関するIRENAの推定を示したものである。

表3 合成燃料の推定製造コスト

合成燃料	総製造コスト(ドル/GJ)	化石燃料由来製品の価格(ドル/GJ)
アンモニア	27～32	11～19
メタノール	24	15～18
メタン	28	10～16
合成石油製品	23	12～18

出典：IRENA (2020c)より作成

アンモニアはすでに世界中で使われる産業製品となっているが、アンモニア製造に用いられる水素は天然ガスまたは石炭から製造されている。アンモニアは原料として大量消費されることから、将来は、既存の需要を満たすために、既存のサプライチェーンや流通設備を利用して、再生可能エネルギー由来水素を供給することになる。再生可能エネルギー由来水素を利用した場合と化石燃料を利用した場合のアンモニア製造の現在の価格差は、考慮されている合成燃料の中で最も低い。

メタノールも現在、水素と一酸化炭素の混合気体を原料に量産されており、これらの原料も天然ガスまたは石炭から製造されている。再生可能エネルギー由来のメタノールも、化石燃料由来のメタノールとの価格差が少ないため、需要が拡大しつつある。

合成ガス(水素/CO/CO_2混合気体)を原料とする合成液体燃料の製造は、実証済みの技術であり、南アフリカでは商業規模で応用されているが、同国では石炭が原料として使われている。

今日、合成メタンと天然ガスの価格差は合成燃料の中で最も大きいが、大気から直接回収したCO_2の価格が大幅に下がれば、好転する可能性はある。合成天然ガスも、天然ガスインフラを利用できるほか、強力かつ成長中の液化天然ガス産業からも恩恵を受けることができる。また、既存インフラだけでなく、発電や加熱を目的とする機器にも直接利用することができる。

IRENAの推定を補完するものとして、付録II表7および表8に、再生可能エネルギー由来の合成メタンや合成石油を製造するための推定コスト範囲を追加して示した。合成メタンについては、CO_2原料のコスト想定が34～350ドル/トンと幅広いこともあって、推定値には大きな幅がある。

航空、船舶、化学・石油化学部門など、実現可能性のある脱炭素化の選択肢がない部門では、再生可能エネルギー由来の合成燃料に対する潜在的ニーズが存在することを考えると、競合する化石燃料に比べてコストが高いからといって、さらなる研究、開発、導入が妨げられるべき理由はない。第4章で論じられるように、むしろこれらの技術が秘める大幅なコスト削減の可能性を模索する支援政策が求められる。

2.3 スマート電化戦略

エネルギー転換を成功させるためには、単に風力発電所や太陽光発電所を多数建設し、電気自動車やヒートポンプに切り替え、再生可能エネルギー由来燃料を利用するよう工業プロセスを改変し、経済活動を最大限電化するために必要な他の多くの技術や基本インフラに投資するだけでなく、はるかに多くのことが必要である。また、このような技術や機器を導入し、送電システムの各所でさまざまな方向に流れる大量かつ急速に変動する電力を、ピーク需要上昇による配電システムへの過負荷といった深刻な問題を引き起こすことなく管理するためには、まったく新しい戦略や慎重な計画が必要である。経済活動の電化に向けたエネルギー転換によって、電力の同時同量という既存の課題がさらに大きく増加する。電力需要が大幅に増加するとともに、風力や太陽光のような再生可能エネルギー電源が変動性を持つからである。

幸いなことに、本報告書が「スマート電化」と呼ぶものによって、この課題に対処することができる。高度な制御を可能にするスマートデジタルインフラ、市場設計、規制枠組み、ビジネスモデルを組み合わせることによって、例えばピーク負荷を大幅に低減し、電力消費のタイミングを発電出力が多い時間帯や従来需要が少なかった時間帯にシフトさせることが可能になる。

事実、そのようなスマートアプローチは電化の道すじの必須要件であり、それは本章でこれまで論じてきた通りである。それらは、例えば再生可能エネルギーによる出力の変動と一致するよう需要をシフトさせ、系統混雑や再生可能エネルギー電源の出力抑制という問題を避けるといった、インテリジェントな系統拡張や系統管理を実現するために不可欠である。しかし、スマートアプローチの効果は、単なる問題解決に留まらない。低コストの再生可能エネルギー電力の導入と利用拡大により、トラックや船舶から鉄鋼製造まで、より多くの最終消費を電化する新たな機会も創出し、再生可能エネルギーと経済の電化のいずれの成長も加速する好循環を始動させることができるのである。

本節では、このような好循環を実現するために必要なスマート電化戦略について、直接電化と間接電化の両面から論じる。スマート電化戦略は、下記の3つのカテゴリーに大別され、主要な3部門(運輸、家庭・業務、産業)の全てにおいて、不十分な電化計画に起因する問題を効果的に解決することができる。

電力供給と需要のさらなる一致

再生可能エネルギー電力は、風速の低下や雲による日射量低下で数分の間に変動する可能性があり、同時同量という課題がよりチャレンジングなものとなる。発電電力量が低下しているのに需要がなおも高い場合、不足分を補う別のエネルギー源が必要になる。あるいは、需要が少ないのに発電電力が高い場合、貴重な電力が無駄になる。効果的な戦略とは、単に需要ピークを低減するだけでなく、VREの発電電力量に合わせて需要をシフトさせるところまでを考慮するものである。また、エネルギー貯蔵を活用し、需要に合わせて電力量の供給を調整することも考えられる。

系統サービスの拡張

再生可能エネルギー電源は、集中型の電源に比べてはるかに変動性、分散性、独立性が高い。その結果、VREの利用を最大化するためには、負荷追従、周波数調整、ブラックスタート機能、運転予備力の提供など、はるかに多くの系統サービスが必要になる。現在、このようなサービスを提供する多くの技術が利用可能であり、再生可能エネルギー電源の導入加速に役立っている。

電化の機会拡大

再生可能エネルギーの導入拡大を実現する戦略に加え、再生可能エネルギー電力に固有の特性を利用して、水素製造といった新たなタイプの需要に応える戦略もある。

直接電化 – 新たな課題に対応するスマート電化戦略

本節では、輸送、冷熱供給の直接電化が電力システムに及ぼしうる悪影響を低減または防止するスマート電化戦略について論じる。

運輸(自動車)

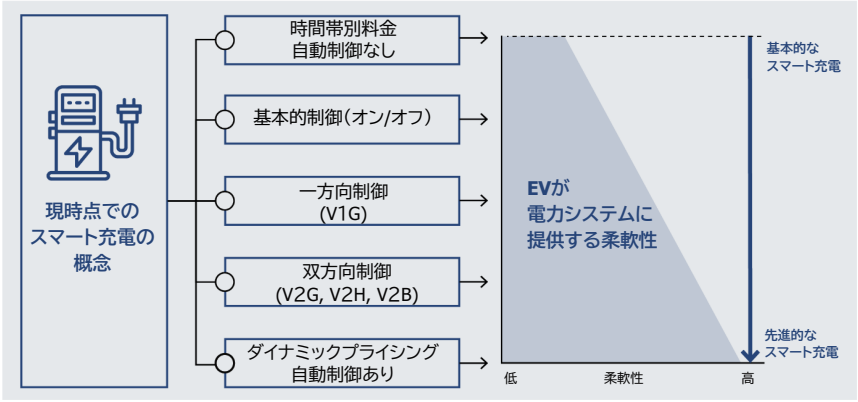
EVの急速な増加は、今日の電力システムに深刻な問題を引き起こすおそれがある。例えば、仕事を終えて夕方帰宅した後にEVを充電する人は多いと考えられるが、その時間帯はすでに需要がピークに達している。例えば米国の一部の地域では、1台のEVを充電することは、電力システムに複数世帯分の負荷を追加することに匹敵する(Bullis, 2013)。その結果、地域の配電システムに過負荷がかかるおそれがあり(Lacey et al., 2013; Lillebo, 2018)、ピーク発電容量と送電容量への投資拡大が必要になる (Engel et al., 2018; IRENA, 2019f)。より大きなバッテリー容量とより急速な充電能力を備えたEVが増えるにつれ、問題は深刻化する一方である。

スマート充電アプローチによりこういった問題が解決するだけでなく、EVが電力システムに対して新たな機会と重要な便益をもたらすことが可能になる。なぜなら電力システムに接続された自動車は、次の2節で説明するようなサービスを提供することができるからである。

スマート充電により需給マッチングの向上を実現

スマート充電によって、EVを充電することによる新たな負荷のタイミングを管理することができ、それによりピーク需要の増大といった問題が低減されたり完全に回避することが可能となる。スマート充電アプローチの中には、ピーク時の電力価格を引き下げ、充電のタイミングをピーク時からオフピーク時にずらすよう需要家にインセンティブを提供するといったシンプルなものもある。より複雑な方法では、例えば充電の速度や方向をリアルタイムで自動制御し、プラグイン車両のほうから電力システムまたは所有者の住宅に電力を供給して、突発的な需要ピークに対応できるようにするといったものもある。これは、V2G戦略と呼ばれる。いずれの方法を可能にするのも情報通信技術であり、所有者が価格シグナルを利用するため、あるいは電気事業者のニーズに応えるため、いつ自動車を使用する必要があるかを計画できるようにする(IRENA, 2019f)。個人の自動車が平均して95%もの時間駐車している(Schmitt, 2016)ことを考えると、駐車したEVは(それがバッテリーシステムの保証を犠牲にしない限り)大きな需要側の柔軟性を提供し、したがってVREの容量を最大限に活用することによってシステムコストを削減できる可能性がある。スマート充電によって出力抑制が減り、分散型オンサイト発電(屋上太陽光発電など)による電力の自家消費が拡大すれば、必要な発電設備投資が削減される。

図12 スマート充電がEVによる柔軟性供給を可能にする仕組み



出典: IRENA (2019h).

また、スマート充電戦略は、既存の送配電システムを更新または増強する必要性を抑制したり解消することもできる。例えば、英国で200台以上のEV(日産リーフ)を使って実施された最近の実証プロジェクトでは、スマート充電戦略によって2050年までに系統増強コストを最大30億ドル削減できることが明らかになった(My Electric Avenue, n.d.)。付録IIIにまとめたその他のさまざまな研究でも、スマート充電方式が大規模な系統投資や系統増強の必要を抑えることができるという点で結論は一致している。ただし、個別の配電システムの結果は、電力システムや充電のレベルにより異なる可能性がある(Awadallah, Venkatesh and Singh, 2017)。

ボックス5. 中国におけるEVスマート充電網の発展

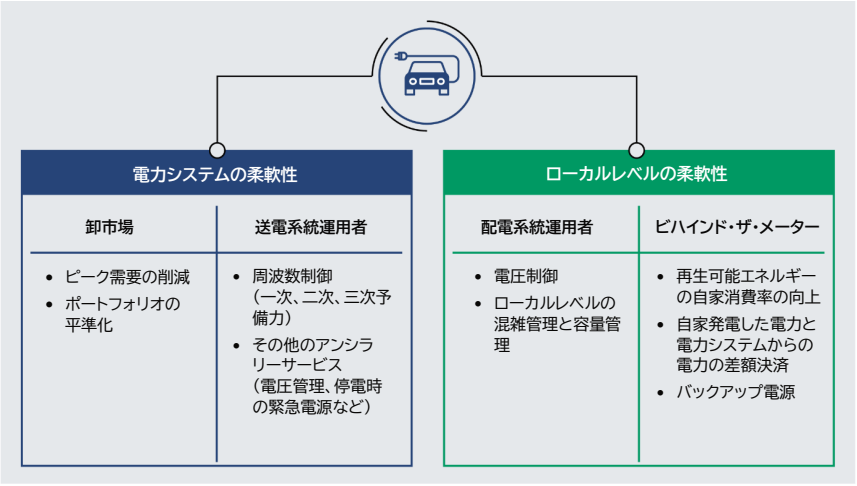
中国は、EVのスマート充電を推進するため、多額の系統投資を行ってきた。Global Sustainable Electricity Partnershipは、その報告書"New Electricity Frontiers"の中でこう記している。

「2017年末までに、中国では45万基を超える充電ステーションが設置された。2014年末から14倍の増加である。中国におけるEV開発のリーダーである国家電網は、スマートEV-to-Gridサービスネットワーク(SEGSN)を発足させ、EVの充電サービスと充電ステーション情報を提供している。さらにSEGSNは、EVの販売・レンタル、EV保険・ローン、充電ステーションのメンテナンスも提供している。SEGSNは、EVのドライバー、電力システム、充電ステーション事業者の間の情報ハブとなり、EV、充電ステーション、電力システムの間の効率的な通信を促進し、スマートEVエコシステムの基盤づくりに貢献している。SEGSNは現在、19省150都市に広がっている。また、310,000 kmを超える高速道路に沿って、50 km以内の間隔で充電ステーションを設置している。2017年末までに、170,000基の充電ポストが設置され、80万人以上の消費者が登録した。2017年、SEGSNで充電されたEVの消費電力量は390 GWhに達した。そのうち約100 GWhがオフピーク時間帯に消費されたもので、全体の26%を占めた。SEGSNは稼働状況のリアルタイム監視や効率的なメンテナンスを提供している。故障の90%は1時間以内に修復され、充電ステーションの可用性は99%という高さである」(GSEP, 2018)。

重要なサービスを提供するプラグイン車両

EVが駐車中に電力システムに接続されている時、そのバッテリーは幅広い重要なサービスを電力システムに提供することができる。例えば、EVのバッテリー電力を利用して電力システムの電圧調整も周波数調整も行うことができるため、需要ピークに対応するために高価な発電設備を増強する必要性を大幅に削減することができる(IRENA, 2019f)。急速充電器も、無効電力を注入することによって電圧安定化サービスを提供できる可能性がある(Knezović and Marinelli, 2016)。これらのサービスは、送配電系統運用者にとって、電力システム全体とローカルレベルの両面において再生可能エネルギーの導入を強化するために役立つものである。

図13 EVが電力システムに提供できるサービス



出典: IRENA (2019h).

ただし、多数のEVを大規模な電力貯蔵手段として利用することは、規模や効率で勝る専用のエネルギー貯蔵システムほど魅力的とは言えないことに留意すべきである。また、EVのバッテリーの損耗が進み、それが大幅なものであれば、エネルギー貯蔵のポテンシャルが制約されることになる(Kasten et al., 2016)。さらに、長期的には自動運転やカーシェアリングの拡大により、車両の全体的な稼働率が上昇し、V2Gサービスへの適用に制約が生じる可能性がある(IRENA, 2019f)。

温熱・冷熱供給

運輸部門の電化と同様、ヒートポンプ、電気ヒーター、電気ボイラー、その他の設備を用いた温熱・冷熱供給の電化は、新たな大量の電力需要をもたらすことから、電力システムに負荷をかける可能性がある。例えば、住宅の温熱・冷熱供給を電化すると、既存の夕方の電力需要が増加する。そのため、無秩序な最終消費を電化すると配電システムに悪影響が及び、ピーク負荷に対応するための設備投資が必要になる可能性がある。

商業用および産業用の温熱・冷熱供給は、通常利用時間が午前中から夕方までで、ピーク負荷の増加に関する短期的な懸念は少ないと言えるが、それでも大きな影響を及ぼす。

温熱・冷熱供給の電化に固有の特徴は、電力システムに日々影響を及ぼす可能性があることに加え、大きな季節的影響も及ぼしうることである。化石燃料による加熱を電力に切り替えた場合、寒冷な気候では冬季の電力需要が大幅に増加し、温暖な国々では、電力を利用する空調システムの設置増加により、夏季のピーク需要が大幅に増加する。

とはいえ、このような新たな課題には、時間帯によって異なる電力料金やスマート制御機器、短期および長期に亘る温熱・冷熱の貯蔵など、さまざまなスマート電化戦略で対応することができる。さらに、このような戦略は電力供給の状況に合わせて急速に温熱・冷熱供給需要を調整することが可能であるため、電力システムにサービスを提供し、VREの大量導入を支援することができる。

スマート熱供給により供給の短期変動に応じて需要を調整

スマート熱供給システムは、先に運輸部門に関して説明したものと類似している。シンプルな時間帯別料金は、例えば温熱・冷熱供給需要をピーク時からオフピーク時にずらすよう需要家にインセンティブを提供することができる。一方、デジタル技術を活用して温熱・冷熱供給のタイミングをリアルタイムで自動制御すれば、供給と一致するよう迅速に重要を調整することが可能である。

家庭・業務部門において、スマート電力メーターやサーモスタット、建物全体を管理するシステムに接続されたヒートポンプは、デマンドレスポンスに参画する分散型熱負荷としての役割を果たすことができる。商業用の冷熱については、スーパーマーケットの冷蔵システムで発生した余剰熱のような、現在は廃棄されている熱を回収することにより、電力システム全体の効率を高めることができる。そのような熱は暖房や給湯に利用したり、地域の熱供給網に分配したりすることができる(Fischer and Laisi, 2019)。

温熱・冷熱供給需要を電力供給が多い時間帯にシフトさせる熱貯蔵を付加すれば、このようなスマートソリューションによる便益はさらに大きくなる。熱貯蔵には、水、相変化材料、建築物の芯材、地中など、さまざまな方式がある(Nowak, 2018)。熱貯蔵技術は、柔軟性を高めるためにすでに利用されており、特に最新のコージェネレーション(熱電併給)や地域熱供給・冷熱供給システムに導入されている(IRENA, 2020f, 2017)。

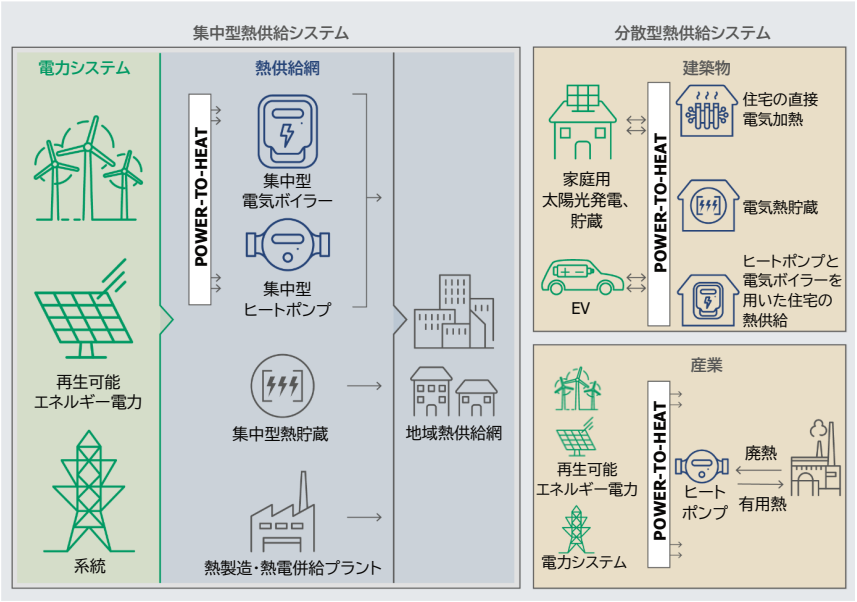
産業用温熱・冷熱供給については、電力供給と一致させるために、あるいは変動する電力価格を有利に生かすために、多くのプロセスを停止・開始、あるいは増産・減産させることもできる(den Ouden et al., 2017)[原注10]。例えばハイブリッドボイラーは、即時に電力と天然ガスを切り替え、コスト削減と市場均衡を図ることが可能である(McKinsey & Company, 2018)。

こういったスマート電化戦略は、電力のピーク需要を抑制し、全体的なコストを削減することで大きな便益をもたらすことができる。

原注10 産業のスマート電化には、温熱・冷熱供給プロセス以外にも、水素や合成原料(アンモニアなど)の製造に用いる電解装置の制御など、多くの機会が存在することに留意すべきである。

また、これらの戦略は、図14に示したような集中型から分散型まで非常にさまざまな熱供給システムとも両立しうる。集中型熱供給システムでは、スマート熱供給網の開発も、電力を利用した温熱・冷熱供給需要の柔軟性を実現する主な要因として浮上する。スマート電力システムと同様に、スマート熱供給網によってスマートメーターや通信機器によって集中型ネットワークと個別需要家との間で最適化された(おそらく双方向の)熱の交換を行えるようになり、柔軟性の強化により熱のピーク需要が平準化するとともに、電力システム全体の効率が向上する(ERKC, 2014; Stănişteanu, 2017)[原注11]。

図14 電力を利用する熱供給システムのタイプ



出典: IRENA (2019i).

原注11 ERKC (2014)には、熱電併給、貯蔵、情報通信技術を統合し、他のネットワーク(電力、ガス、排水など)と連携するスマート熱供給網の開発を目指す研究プロジェクトが挙げられている。

ボックス6. データセンターの電化

データセンターサービスの需要は近年着実に増加しており、今後もデジタル化とインターネット利用の拡大に伴って増加が続くと予想される(IEA, 2019c)。そのようなサービスによる電力需要は今後さらに大きくなると考えられるが、その一方で、効率化策やスマート電化が部門の電力需要の伸びを抑える効果を発揮している。

例えばGoogleのDeepMind AIを用いることで、同社のあるデータセンターでセンサーから収集した過去のデータのみを基に、機械学習アルゴリズムによってデータセンターにおける将来の気温と気圧を予測し効率を最適化することによって、冷却設備のエネルギー消費量が40%削減できた(消費電力量全体の15%削減に相当)(Evans and Gao, 2016)。

またデータセンターサービスは、再生可能エネルギー電力が低コストの地域に立地または移転しつつある。例えば、デンマークとスウェーデンにあるFacebookのデータセンターでは、水力発電と風力発電の両方を活用するとともに、その再生可能エネルギー電力を利用したヒートポンプでデータセンターの廃熱を回収し、地元コミュニティの需要に向けてリサイクルしている(Facebook, 2018)。

スマートな季節間熱貯蔵により、季節的なピーク需要の上昇に対応

温熱・冷熱供給の電化をすると、気候によっては、暖房利用による既存の冬季ピークあるいは冷房利用による夏季ピークが押し上げられる可能性がある。電化によって効率向上により全体的な一次エネルギー必要量が削減されるとはいえ、このような季節性ピークの上昇によって、電力システムのアデカシーや必要な追加投資に関する深刻な懸念が引き起こされ可能性がある。

例えば、世界の住宅用熱需要に関する詳細な研究(Fawcett, Layberry and Eyre, 2014)では、熱需要を満たすために空気熱利用ヒートポンプのみを利用した場合、平均電力需要に比べてピーク電力需要が大幅に増加することが示されている。平均需要に対するピーク需要の比率(表4)は、ピーク時の上位5%を計算から除外した場合でも、現行の電力システムの通常範囲(例えば2010～2018年の英国では平均約1.5 (BEIS, 2019b))を大きく上回っている。

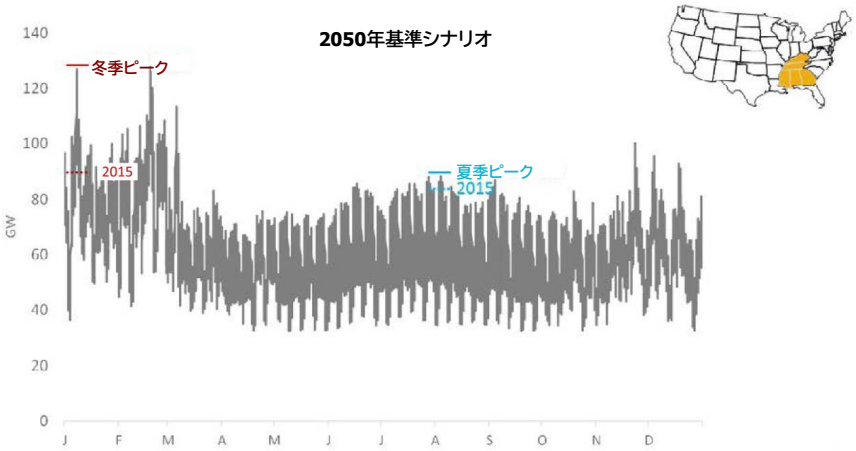
表4 全ての需要を空気熱利用ヒートポンプで満たした場合の、住宅用熱需要に対する年間平均電力需要とピーク電力需要のモデル比率

	英国	中国	世界
ピーク需要/平均需要の比率	4.1	5	5.7
熱需要の95パーセンタイルにおけるピーク需要/平均需要の比率	2.7	3.4	3.5

出典: Fawcett, Layberry and Eyre (2014).

同様に、米国南東部をモデル化した研究においても、電化を拡大し能動的な負荷制御を行わなかった場合、冬季ピーク需要は2015年の水準と比較して150%増加する可能性があることが示されている（EPRI, 2018）。

図15 EPRIの2050年基準シナリオにおける米国南東部の電力需要予測



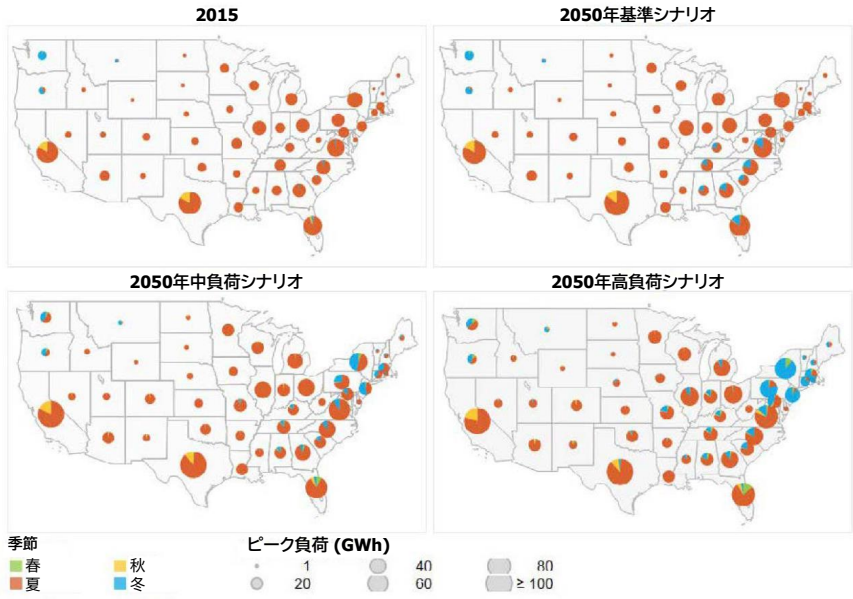
出典：EPRI (2018).

夏に暑い地域では、冷熱のための電力ピーク需要が平均を大幅に上回る可能性があり、特に気候変動が気温上昇や厳しい熱波を増加させている状況ではそれが顕著である(IEA, 2018)。また、十分な冷熱供給手段を持たない人々は現在世界に11億人おり、その大部分がアフリカとアジアに住んでいる。したがって、彼らの冷熱ニーズを満たすためには、電力供給を大幅に増やす必要がある。例えばインドネシアとインドでは、2050年までの国内全体の電力需要増加のうち、最大で40%を新たな冷房需要が占める可能性がある(IEA, 2018)。

最終的にはほとんどの電力システムが、温熱・冷熱供給の電化に起因する何らかの季節的影響に対処する必要がある。一部のケースでは、ある米国の研究が示すように、空気利用ヒートポンプの普及によって需要の最大ピークが夏季から冬季にシフトする可能性が実際にある[原注12]（図 16）(Mai et al., 2018)。

原注12 計画立案者は必然的に、このプロセスの不確実性に直面することになる。なぜなら、需要の推移は行動変容の影響も受けるからである。例として、Halvorsen and Larsen (2013)を参照のこと。これは、ノルウェーにおいてヒートポンプの設置がどのように行動変容を引き起こし、ひいては世帯のエネルギー消費量の増加をもたらしうるかを論じたものである。

図16 米国における州別およびシナリオ別のピーク負荷が発生する季節



円グラフのサイズは、最大需要時間における総需要電力(GW)に対応する。円グラフの内訳は、各州の最も需要が大きい上位100時間の季節分布を表している。季節の定義は月単位の区切りとし、夏を6月、7月、8月、秋を9月、10月、11月、冬を12月、1月、2月、春を3月、4月、5月とする。技術進歩は中程度を想定している。記載データは、2015年のデータを含め、中程度の推定に基づくものである。

注：2050年基準シナリオ＝「電化の増加分は2050年まで最小限で、他のシナリオと比較する際のベースラインとなる」。2050年中負荷シナリオ＝「EV、ヒートポンプ、一部の工業用途など「手の届きやすい果実」の範囲では電化が広く普及するが、革新的変化をもたらすほどではない未来」。2050年高負荷シナリオ＝「電化における革新的変化を可能にする技術的進歩、政策支援、需要家の熱意が結び付いた未来」。
出典：Mai et al. (2018).

このような季節による電力需要の増加やタイミングの変化の問題に対する主要なソリューションのひとつが、熱貯蔵である。夏に熱を貯蔵して冬に利用できるだけでなく、冬に冷熱を貯蔵して後に冷却のために利用することも可能であり(IRENA, 2020f)、天然ガスを現時点で貯蔵して、将来予測される需要に対応するのとよく似ている。

季節的貯蔵の主要技術には、帯水層などの地中熱エネルギー貯蔵や、すでに地域熱・冷熱供給システムで利用されているタンク熱エネルギー貯蔵などがある。新しい方式としては、化学物質、塩、液体空気を利用した貯蔵などがある。

しかし、全面的な直接電化のシナリオで生じる季節的な温熱・冷熱供給需要の大きなピークに対応するには、熱貯蔵だけでは十分とは言えない。そのため、もうひとつのソリューションとして、次の節で論じるように、再生可能エネルギー由来水素や他の燃料を用いることによる間接電化が考えられる。

季節的な需要ピークをシフトさせるために用いられる発電ソリューションやエネルギー貯蔵ソリューションはあるものの、当然ながら計画立案者は、季節ごとの厳しい気象条件下におけるそれらのソリューションの信頼性も検討することが望ましい。新しいスマート電化戦略は、まだ熱波や寒波という状況を考慮して導入されていないものもある。したがって、大規模に導入する前に必ず、適切な技術基準や品質保証について検討しなければならない。

ボックス7. 分野横断的戦略：電力システムを支援し、電化の選択肢を拡大する 分散型エネルギー源

分散型エネルギー源はさまざまなタイプの資源や発電技術からなり、低・中圧[訳注2]システムに接続するものもある。例えば、屋上太陽光発電などの分散型発電所や、需要家側蓄電池、EV、住宅用ヒートポンプ、デマンドレスポンスといったその他の実現技術である。ほとんどの電力システムにおいて、これらの資源は「つなぎっぱなし(plug in and forget)」方式で運用されている。しかし、導入が拡大すれば、このような方式は電力システムに悪影響を及ぼすおそれがある。

とはいえ、これらの資源は、先に論じた3つのスマート電化戦略（さらなる需給一致、系統サービスの提供、電化の機会拡大）を全て実施することによって、潜在的問題ではなくソリューションの源泉となることができる。

例えば、さまざまな分散型資源がそれぞれ提供する柔軟性やアンシラリーサービスは微々たるものかもしれないが、分散型資源の集合化を実現するビジネスモデルでは、情報通信機器を利用して多数の分散型機器の挙動を調整することにより、それらを単一かつ大規模な、予測可能な電源として効果的に挙動させることが可能である（仮想発電所[VPP]の概念）。VPPは基本的に、ソフトウェアとスマートグリッドに依存し、分散型エネルギー源を遠隔操作で自動的にディスパッチし、最適化する。太陽光発電のような分散型電源を、エネルギー貯蔵システム、制御可能で柔軟性のある負荷、その他の分散型エネルギー源とともに組織化することで、VPPは出力変化速度が速いアンシラリーサービスを提供することができ、化石燃料由来の予備力に取って代わることができる。米国の地域送電機関PJMでは、同機関の分散型エネルギー源による電源容量の80%がVPPによるものであることが示されている。

住宅や商業施設における分散型太陽光発電のコストが大幅に低下したことも、低コストの自家発電電力を利用する最終消費技術への新たな需要に拍車をかけると考えられる。例えば、住宅用太陽光発電の自家消費率が高いことに目を向けたKeiner et al. (2019)では、日射条件が非常に良好な地域の世帯の電力需要と熱需要は、屋上太陽光発電、蓄電池、ヒートポンプ、熱エネルギー貯蔵、EVの組み合わせによって、理論的に2050年までに100%まかなうことができることが明らかになっている。カナダや北欧のように太陽光のポテンシャルが低く、熱需要が大きい地域であっても、電力需要の約60～75%、熱需要の約60～70%を自家発電によってまかなえることがこの研究により示されている。

分散型再生可能エネルギーのコストが低下すれば、ミニグリッド技術にも新たな経済成長機会が開かれる。それにより、化石燃料に頼らざるを得なかった遠隔地にも電力へのアクセスを広げられるだけでなく、その後電力システムに連系する際にはある種の柔軟性を提供することも可能となる(IRENA, 2019d)。

分散型エネルギー源が発揮しうるこのような能力はいずれも、柔軟性や混雑の問題を緩和するとともに、電力システムの増強や拡張を順延させる、あるいは不要にすることによって、電力システムインフラへの圧迫を大幅に削減することができる。

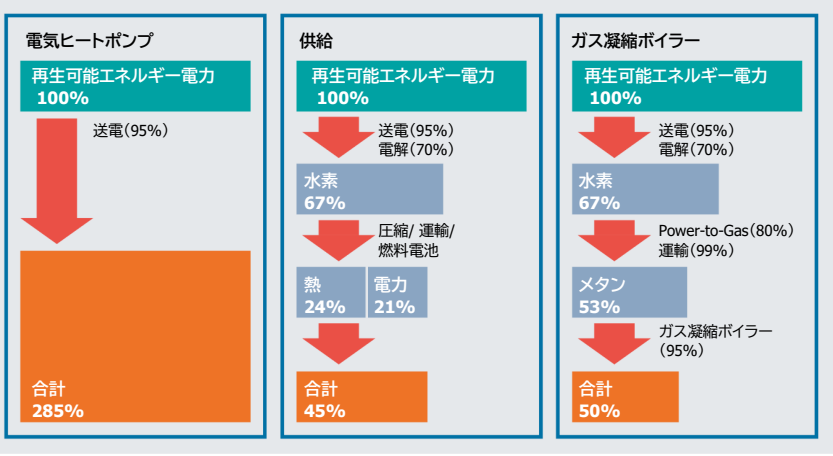
訳注2　IEC 60038:2009では三相交流線路の電圧階級に100 V～1000 V、1 kV超～35 kV, 35 kV超～230 kV、245 kV超の4つのカテゴリーが規定されており、欧州および北米では一般にそれぞれ低圧、中圧、高圧、超高圧という名称で区分されている。中圧という電圧階級は日本には存在せず、また、他の電圧階級も日本の「電気設備の技術基準を定める省令」による定義（交流線路では低圧が600 V以下、高圧が600 Vを超え7 kV以下、特別高圧が 7 kVを超えるもの）と異なることに留意。

間接電化 – 起こりうる問題をスマート戦略が解決

再生可能エネルギー由来水素やその派生物である合成燃料によって、長距離船舶輸送や産業部門など、電力を直接動力とすることが困難な部門が間接的に電化され、それにより脱炭素化が可能となる。

しかし、こういった燃料の製造によって、電力システムのインフラに新たな負荷がかかる可能性がある。例えば、水素や他の合成燃料によって一定量の有効な需要を満たすには、燃料製造に伴う変換損失があるため（図17）、直接電化（ヒートポンプなど）より多くの再生可能エネルギー電源の設備容量を必要とする。さらに、水素生産で用いる電解装置は一般に、設備利用率が比較的高くなければ経済的に魅力のある投資にならない。そのため、所定の水素需要を満たすための安価な再生可能エネルギー電力が十分にない、あるいはまったく足りないというリスクもある。

図17 再生可能エネルギー電力を利用した場合のさまざまな熱供給システムの効率



出典：Perner, Umteutsch and Lövenich (2018).

こういった問題は、スマート戦略によって解決できる可能性がある。低コストの再生可能エネルギーが利用可能かどうかという問題は、製造施設を戦略的に有利な場所に配置することによって解決できる。その他の戦略の場合でも、特有の新たな便益によって、直接電化に代わる選択肢として水素製造の価値を高めることができる。貯蔵可能で輸送・配給インフラを利用でき、新たな柔軟性を生み出す水素の価値によって、高い製造コストが相殺される可能性もある。以下の節でこれらの戦略について詳細に論じる。次の第2.4節では、スマートな間接電化と直接電化の間のトレードオフや最適バランスを取り上げる。

水素製造の戦略的立地による豊富な低コスト電力の活用

世界中で拡大している低コストの再生可能エネルギー電源によって、エネルギー市場を作り変えたり新たなエネルギー市場を創出するというまたとない機会がもたらされている。このことは、特に産業部門にとって魅力的な見通しである。エネルギー集約型産業は直接電化による脱炭素化が難しく、そのため水素や合成燃料に依存すると考えられるからである。高品質で安価な再生可能エネルギー電源に恵まれた地域に産業部門の拠点を移転すれば、最適な水素製造条件を活用でき、産業部門の電化率を高めることが可能になる。この機会を活用してそのような地域に産業クラスターごと共同移転すれば、デジタル化や業務間の相乗効果を生かして効率を高めることもできる(Accenture and World Economic Forum, 2021)。

そのような戦略には、すでに前例がある。アイスランドのアルミニウム製錬工場は、低コスト電力を有効活用できるよう、大規模な水力発電資源の近くに立地している。また、大規模データセンターのような比較的新しい電力需要源も同様である。アンモニアや他の化学製品の製造、鉄鋼業についても、移転は考慮に値する。鉄鋼業の場合、世界最大の鉄鉱石床の一部は、再生可能エネルギー源が非常に豊富な地域に比較的近い、西オーストラリア、ブラジル南部、チリ北部、中国西部、モーリタニア、南アフリカに位置している(IEA, 2017)。これらの市場では、十分に安価な再生可能エネルギー電力が利用可能であれば、再生可能エネルギー由来水素を用いた鉄鋼製造が最小コストの選択肢になりうる、ということが研究により示されている(Gielen et al., 2020)。

関連する戦略に、低コストの再生可能エネルギー電源によって水素を製造し、発電コストがより高い地域に輸出するというものがある。例えばチリは、アタカマ砂漠の太陽光発電施設など、並外れてコストが低い再生可能エネルギー電源を利用して水素を製造し、日本や韓国のように供給よりも需要が勝る国々に販売することに経済的機会を見出している。

ボックス8. 水素製造の戦略的立地

スウェーデンエネルギー庁は、SSAB、LKAB、Vattenfallの3社とともに、スウェーデン北部において、水力発電と風力発電による電力で製造した水素を利用した、化石燃料を一切使わない鉄鋼製造の試験的導入に取り組んでいる。目標は、2035年までに化石燃料を利用しない鉄鋼業を実現し、それを伝統的な鉄鋼業と対等にすることである。この取り組みは「Hybrit」と呼ばれ、スウェーデン全体のCO_2排出量を10%削減、さらに拡張した場合にはフィンランドの排出量を7%削減する見込みである。その成功は、政府、研究機関、大学、企業による継続的支援にかかっていると予想される。また、化石燃料を利用しない電力への良好なアクセス、インフラ増強や高電圧系統の急速な拡張、他の研究イニシアティブ、許認可プロセスの迅速化、EUレベルでの長期的支援も必要である(Hybrit, 2018)。

アイスランドでは、Carbon Recycling International社が、再生可能エネルギーを用いた電気分解と地熱発電所から回収したCO_2を用いて4,000トン/年のカーボンニュートラル・メタノールを生産することに成功している (IEA, 2017)。アイスランドは低コストの水力発電と地熱発電が豊富であるため、アルミニウム製錬のような他のエネルギー集約型産業にとっても魅力的な場所である。現在アイスランドは、世界のアルミニウム生産量の約3.4%を占めている(Pines, 2018)。

再生可能エネルギー電力の余剰を数カ月に亘って貯蔵可能な水素の季節間貯蔵

再生可能エネルギー由来水素は電力貯蔵の役割を果たすため、VRE導入に伴って必要と考えられる電力システムへの投資を延期したり削減することができる。系統混雑があり、VREが集中する場所では、エネルギー貯蔵は特に有益である。余剰電力を利用して水素を製造し、既存のガスインフラを用いて貯蔵および配給することができる(Blanco et al., 2018)。

再生可能エネルギー電力の余剰は、蓄電池などさまざまな技術を用いて貯蔵することができるが、気体は大量かつ長期(最大数カ月間)の貯蔵が可能であるため、水素製造は優位性を持つ。例えば、現行のEUのガス供給網においてすでにメタンとして貯蔵されているエネルギー量は約1,200 TWhにのぼるが、これはEUにおける天然ガス需要全体のおよそ5分の1に相当する(IRENA, 2018b)。

水素または合成燃料の長期保存は、電力需要と再生可能エネルギー電源の出力との間に大きな季節間相違がある国々が、より多くの再生可能エネルギー電源をエネルギーシステムに導入するために役立つと考えられる。例えばドイツでは、冬季のエネルギー需要は夏季より30%多いが、冬季の再生可能エネルギーによる発電電力量は夏季より約50%少ない(Hydrogen Council, 2017)。既存のガスインフラを用いた水素利用に切り替えることで、電力システムの拡張の必要をなくし、VREの出力抑制を減らすことができる。ある研究によれば、P2Gによって、必要とされる風力・太陽光発電の設備容量を23%も削減でき、出力抑制を78%も削減することができる(Lyseng et al., 2018)。

ガス供給網は非常に容量が大きいため、再生可能エネルギー由来ガスの混合率が低くても、かなりの量のVREを受け入れることが可能になる。最適な混合率は、既存の供給網、天然ガスの組成、最終消費用途に大きく依存する。既存の研究によれば、一般に、水素混合率が比較的低い場合(体積比10～20%まで)、大規模な投資や改修を行わなくとも、現行インフラを用いて安全に混合ガスを供給することができる(IRENA, 2018b)。

ボックス9. ケーススタディ – 季節間水素貯蔵

ローレンス・バークレー国立研究所の研究によれば、2017年から2025年の間にカリフォルニア州で出力抑制される太陽光発電および風力発電の電力量は、新たな需要が発生しない限り、3,300～7,800 GWhにのぼる。余剰電力から生成された水素は、燃料電池乗用車またはトラックの動力として利用するか、天然ガスと混合して他のガス燃焼機器に利用することができる。出力抑制されることが想定される太陽光発電および風力発電の余剰電力全てがメタンに変換され、「再生可能天然ガス」として貯蔵された場合、最大370,000世帯への熱供給、または最大187,000世帯への電力供給が可能となる(IRENA, 2019b)。

フランスでは、ENGIE率いるコンソーシアムが水素エネルギー貯蔵プロジェクト「GRHYD」の実証実験を行っている。フランスは最終需要家の総エネルギー消費の23%を再生可能エネルギー源でまかなうことを目標としており、GRHYDプロジェクトは再生可能エネルギー電源により発電された余剰電力を水素に変換することを目指している。製造された水素は天然ガスと混合され、「ハイタン(Hythane)」と呼ばれる製品になり、既存の天然ガスインフラに導入される。本プロジェクトの目的は、水素と天然ガスを混合することが、持続可能なエネルギーソリューションとして技術的、経済的、環境的、社会的な優位性を備えていると実証することである (IRENA, 2019b)。

水素電解装置により重要な電力システムサービスを提供

水素製造に用いる電解装置は出力の急速な増減が可能であり、柔軟性の高い負荷として、周波数調整のような電力システムサービスを提供することができる。そのような運用には、現時点で最も一般的なアルカリ電解装置より、プロトン交換膜(PEM)電解装置のほうが適している。しかし、PEM電解装置のコストは少なくとも半減させる必要があり、また、効率もアルカリ電解装置の水準まで引き上げる必要がある(IRENA, 2018b)。

ボックス10. ケーススタディ – 電解装置による電力システムサービス

2011年、Hydrogenics Corporationは、電気分解技術を利用して系統安定化サービスを提供する際の効果を実証するため、オンタリオ州の独立系統運用機関と共同で試験的取り組みを実施した。米国国立再生可能エネルギー研究所による実験的分析でも、電解装置は電力システムの要求に応えて瞬時に負荷を変更することができ、また周波数変動時にも短時間で回復できることが示されている(Gardiner, 2014)。

オーストリアでは、H2Futureプロジェクトにおいて、Voestalpine Linz鉄鋼所で6 MWの電解装置を用いた実証実験が行われた。この実験は、鉄鋼所に水素を供給するとともに、電解装置による一次、二次、三次予備力などの系統需給調整サービス提供について検証することを目的としている。水素は、時間別料金を活用して、オフピーク時に発生する電力により製造される(IRENA, 2019j)。

2.4 電力システム全体のトレードオフと経済的評価 – さまざまな電化の道すじは、いつ、どこで最も効果を発揮するか？

これまでの節では個別の電化技術の選択肢、コスト要因、スマート戦略について論じてきたが、本節では、より広範なシステム全体の観点からそれらを評価することを目指す。このような観点は、さまざまな電化の道すじの経済的トレードオフをよく理解し、システム全体にとって最も安価なソリューションを特定するために必要である。

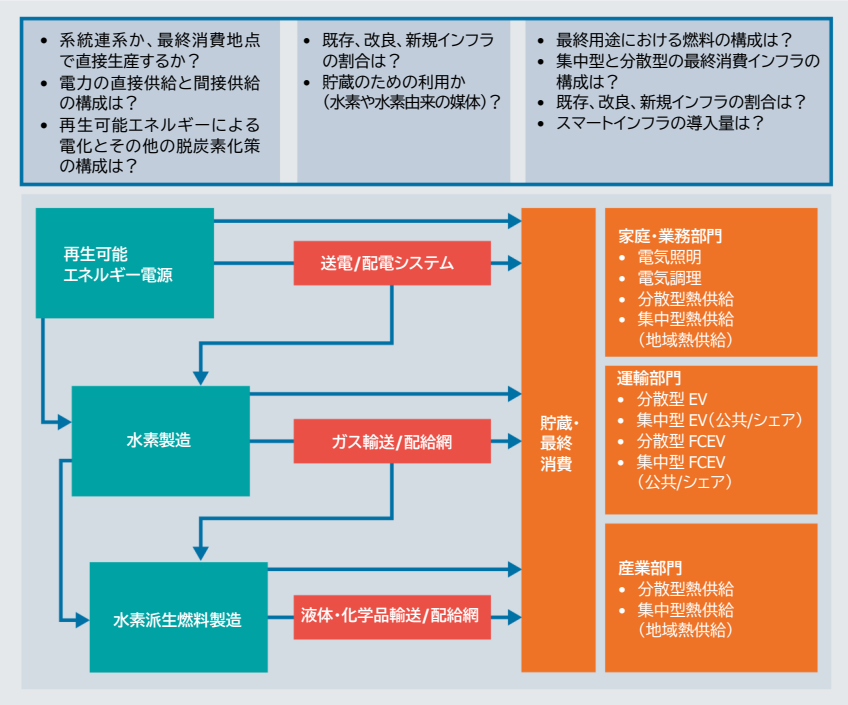
本報告書の冒頭で論じたとおり、大規模な脱炭素化の主な実現要因は、低コストの再生可能エネルギー電源の利用可能性を高めることである。実際、太陽光発電と風力発電の均等化発電原価(LCOE)は、すでに世界中の多くの場所で化石燃料による電力より低コストになっている。

しかし、そのような再生可能エネルギー電力の使い方については多くの選択肢がある。それぞれの選択肢のコストは、具体的な最終用途やそれらの最終用途に電力を供給するために必要なインフラによってさまざまである。例えば、工業プロセスの直接電化は、理論的には再生可能エネルギー由来水素を用いるより低コストかもしれないが、直接電化するために既存プラントを改良するためのコストがあまりにも多額な可能性もあり、その場合は水素を用いたソリューションの重要度が高まる。

より大きな視点で見ると、ある時点における電化の限界増加量によってあまりにも多額の新規インフラ投資が必要となる。バイオエネルギーや二酸化炭素回収のような他の脱炭素化ソリューションが利用可能ならば、そのほうが電化よりもコストが少なく済む場合もある。

図18は、電化や脱炭素化の道すじを最適化しようとする際に考慮しなければならない多くのトレードオフの一部を示している。製造、輸送・配給、貯蔵、最終消費の各段階で検討するべき主要な問いに加え、ひとつの分野で決定を行えば、それが他の分野に波及効果を及ぼす。例えば、水素を用いたスマートかつ集中的な地域熱供給システムに移行した場合、配電システムや建物改修のコストは減少するかもしれないが、一方では水素製造に必要な再生可能エネルギー電力の設備コストは増加すると考えられる。あるエネルギー形態から別のエネルギー形態への変換は新たなコストや変換損失をもたらすため、それを考慮に入れる必要もある。

図18 インフラ全体から見たスマート電化の道すじの概観



このような経済的に複雑な要素の全てを評価し、モデル化することは困難である。しかし、多くの研究は、例えば特定の部門ではどの程度の電化が妥当であるか、あるいは水素のような特定の燃料はさまざまな部門に亘ってどのような見通しがあるかといった、全体的概観の主な要素に焦点を当てている。

本節では、これらの研究がもたらした最も重要な発見を取り上げる（付録Vにも要約を記載）。**これまでの研究を総合すると、3つの主要原則において合意形成が見られる。すなわち、効率を第一とすること、再生可能エネルギー電源は「インフラ効率」の高い直接電化の道すじで最大限に利用すること、そして、エネルギー集約度の高い最終消費と電力システム全体への柔軟性供給における間接電化の優位性をインテリジェントに活用することである。**

部門別の評価

運輸部門

多くの研究によって運輸部門におけるさまざまな電化の道すじの間のトレードオフのモデル化が試みられてきた。その目的は、再生可能エネルギーによる電化が経済的実現可能性を持つのは、どの程度のどのような種類の電化であるかを理解することである。ただし、これらの研究は他部門の電化とのトレードオフを明確に評価してないことに留意する必要がある。

ドイツの運輸部門の電化に関する研究では、2050年までに乗用自動車の75%がEVになった場合、需要電力量は最大100 TWh（現在の総電力需要の約17%）増加する可能性があることが明らかになった(Öko-Institut, 2014)。これに加え、50 TWhが道路貨物輸送における電気トラックや電気道路システムのために消費される（合わせて現在の総電力需要の25%）。これをまかなうには、再生可能エネルギー電源の設備容量を増強するためのまとまった投資が必要である。しかし、その後の継続研究により、このような直接電化の道すじは、水素やその派生物である合成燃料を用いた輸送方法よりもコスト効率性が高いことが示されている。その理由は、直接電力で車両を動かす場合に比べ、水素または再生可能エネルギー由来の合成燃料の製造には、それぞれ約2倍と5倍の電力が必要になるからであり (Zimmer et al., 2016)、追加分の発電コストは既存の車両設計と燃料インフラを利用できることによるコスト削減をはるかに上回るからである。そのため、この研究では、航空分野のように直接電化の実現可能性が低い場合に限って合成燃料を利用することが望ましいと推奨されている。また、効率化と公共輸送機関によって輸送需要全体を積極的に削減し、可能な限り消費電力量を削減することが強く推奨されている。

同様に、Colbertaldo, Guandalini and Campanari (2018)では、イタリアでは国全体の自動車の動力として十分な再生可能エネルギー由来水素を製造することは難しいことが示されている。2050年までに道路輸送の30%のみを燃料電池自動車が占めるというシナリオでさえ、検討対象となった再生可能エネルギー電源の発電電力量全体に占める比率を「技術的最大値」である57%にした場合でも、水素による運輸需要は81%しか満たせないことが明らかになっている。このような限界を踏まえ、同研究は、車両走行距離を削減する強力な対策か、別の技術による電化を推奨している。

このような分析を国のレベルを超えて拡張した研究も数件ある。EUにおける乗用自動車の電化を分析したKasten et al. (2016)では、2050年に全車両の80%をEVが占める場合、170 GWの新たな再生可能エネルギー電源が必要であることが示されている。この数字は、2010年におけるEUの再生可能エネルギー電源の設備容量の75%、2050年までに予想される再生可能エネルギー電源の設備容量増加分の22%に相当する。

これらの新たに必要となる再生可能エネルギー電源の設備容量の数字は大きく感じられるが、同研究や他の多くの研究による主要なメッセージは、運輸部門を脱炭素化する最も実現可能性がありコスト効率性の高い方法は、運輸部門を最大限に直接電化すること（効率を高め、需要全体を削減する対策と併せて）というものである。EVのような技術が競争力を高めているからだけでなく、燃料電池自動車や合成燃料が広く普及した場合、設置が必要になる電源容量のコストがあまりにも多額になるからである。

例えばSiegemund et al. (2017)では、2050年にEUの乗用自動車の80%がEVとなった場合（20%が燃料電池自動車）でも、運輸部門の最終エネルギー消費量の70%は、主に貨物輸送、航空、船舶に利用される水素およびその派生物である合成燃料の製造に充てられることが示されている。

より具体的には、経済的評価の結果、間接電化に必要となる新たな電源容量よりも直接電化の道すじ（充電ステーションや配電システムの増強のための投資を含む）のほうがコスト高となるシナリオはないことが明らかになっている。間接電化ソリューションは、脱炭素化の選択肢がほとんどまたは全くない輸送分野に限定して集中させる必要があることが、ここに表れている。他の部門との間でも再生可能エネルギー由来水素とその派生燃料の利用を求める競争が生じることを考えると、この結論はいっそう説得力を増す。

家庭・業務部門と産業部門における温熱・冷熱供給

家庭・業務部門と産業部門における大規模な直接電化と間接電化の間のトレードオフに的を絞った研究は、運輸部門ほど多くないが、多くの分析で同様の結果が示されている。すなわち、直接電化と間接電化のために必要な電源容量の相違が、多くの場合、全体的なコスト効率性に大きな影響を及ぼすということである。直接電化ソリューションは、ある種の高温熱に対するニーズを直ちに満たすことはまだできないため、研究では、効率化策やその他の対策によって需要全体を削減することが重要であると強調されている。さらにこれらの研究では、都市部の地域熱供給は通常、分散型の都市熱供給よりコスト効率性が高いことが示されており、また、合成燃料による間接電化に代わるバイオ燃料のような選択肢が重要な役割を果たすことが示唆されている。

家庭・業務部門では、例えば2050年までに英国の住宅暖房をほぼ完全に脱炭素化することを検討する研究が行われている。主にヒートポンプを利用する方式（住宅暖房の61%を分散型ヒートポンプにより、17%を地域熱供給の集中型ヒートポンプにより満たす）では、冬季の電力需要ピークが48 GW増加し、160～280億ポンド（スマートソリューションの導入状況によって異なる）の配電システムの増強が必要になることが示された(Delta Energy & Environment and Energy Networks Association, 2012)。地域熱供給の比率は同程度のままとし（需要の34%ではなく27%とする）、既存ガス網の容量の約5分の1（約75 TWh）にあたる量のバイオメタンで需要の25%を満たすとすると、新たに生じる冬季需要ピークを半分の24 GWに減らすことができる。また、必要な配電システムの増強コストも、80～140億ポンドに削減される。この研究では水素を利用する選択肢は検討していないが、これらの選択肢も理論的にはピーク時の発電と配電システムへの影響を削減できる可能性がある。これらの選択肢は、オフピーク時に75 TWhの水素を製造するために必要な再生可能エネルギー電源のコストに依存する。

産業部門では、高温熱や原料としての需要を満たすために再生可能エネルギー由来水素を利用することについては、間接電化のために必要になる新たな電源容量に関する同様の懸念がある。ある研究では、理論上EUにおけるエネルギー集約型素材産業（鉄鋼、セメント、ガラス、石灰、石油化学、塩素、アンモニア）を完全に電化すると、年間需要電力量が最大で約1,700 TWh増加し（そのうち約1,100 TWhは合成燃料によるもの）、欧州における現在の産業部門全体のエネルギー需要（1,000 TWh）よりも大きいことが明らかになっている(Lechtenböhmer et al., 2016)。また、この研究では、強力な効率化策やバイオ由来材料・燃料の利用、特に合成燃料の代替物としての利用によって、このような発電インフラ増強の必要性を削減できることも示されている。別の研究でも同様に、合成燃料を用いて欧州の化学部門を間接的に電化した場合、その時期までに（IEAの2°Cシナリオの下で）EU全体で利用可能になると予想されるカーボンフリー電力を40%上回る電力が必要になることが示されている (Bazzanella and Ausfelder, 2017)。

上記シナリオのほとんどでは、需要の大幅な削減と地域熱供給網の拡大（特に家庭・業務部門について）の必要性が強調されている。実際、直接電化アプローチと間接電化アプローチに見られる再生可能エネルギー電源の設備容量の相違は全部門にとって経済的に重要な問題であるが、熱供給部門に関する研究結果では供給インフラがより重要な役割を果たしているように見受けられる。例えば、2050年までにEU加盟28カ国のエネルギーシステムを100%再生可能エネルギーにすることを検討する研究では、住宅への熱供給に分散型ヒートポンプと地域熱供給を組み合わせるほうが、ヒートポンプ単独より全体的コストが低いことが分かった。その理由は、地域熱供給システムの熱供給管網の整備のほうが、個別のヒートポンプ設

置や個別の建築物の改良よりもはるかに低コストだからである(Connolly, Lund and Mathiesen, 2016)[原注13]。

全体として、水素や合成燃料の製造には多量の再生可能エネルギー電源が必要であること、家庭・業務部門と産業部門では(特に産業部門の代替不可能な原料において)水素や合成燃料が必要になる可能性が高いことを踏まえ、温熱・冷熱供給に関する研究では、まず需要削減、スマート戦略や集中型地域熱供給を通した効率化、あるいは既存インフラを利用した脱炭素化の代替選択肢(バイオエネルギーなど)によって可能な限り電化の必要性を抑制し、それに基づいて妥当な電化の程度が算出されていると考えられる[原注14]。このような方式によって、新規送配電システム、エネルギー貯蔵、最終消費技術のコストを削減するという新たな便益ももたらされる。電力需要が可能な限り削減されたら、全体的に電源容量ニーズを最小化することに重点を置いて、直接電化または間接電化戦略の利用時期が決定される。

ボックス11. 欧州熱供給ロードマップ(Heat Roadmap Europe)
– 温熱・冷熱供給の電化に関する広範なインフラ分析

この部門における電化に関するこれまでで最も広範な電化の分析のひとつであると考えられる「欧州熱供給ロードマップ」では、他の多くの研究が導き出した幅広い結論が裏付けられている。この研究では、これら個別の部門について論じられるインフラへの幅広い影響やトレードオフを踏まえて、特定種の温熱・冷熱供給がどれだけ経済合理性があるかが示唆されている(Paardekooper et al., 2018)。この研究は、パリ協定に準拠した脱炭素化シナリオを欧州14カ国について検討したもので、主に4つの補完し合う戦略(熱エネルギーの節減とプロセス効率化、地域熱・冷熱供給、熱供給網と電力システムのカップリングによる高効率化、独立型ヒートポンプの展開)があり、それらをさまざまなレベルで最適配置できることが明らかになっている。

この研究では、これまでに挙げた研究と同様、需要削減をエネルギー転換における基本的要素とされている。また、2050年に向けた基準ケースシナリオと比べて、暖房とプロセス加熱の需要削減に最も大きな可能性(それぞれ5%と14%)が見出されている。

この研究の重要な発見は、大多数の都市部の状況においては地域熱供給のコスト効率性が高いことであり、分析対象となった全ての国で熱需要の約50%(場合によっては最大70%)を最適供給できることが示されている。なぜなら、個別のシステムよりも地域システムのほうが電力や低炭素燃料の供給選択肢が多様であり、個別のヒートポンプを設置するよりも熱供給網を拡張するほうが低コストであり、地域システムのほうが低コストの柔軟性やエネルギー貯蔵の選択肢を利用できるからである。

原注13 運輸部門では、不完全ながらも集中型地域熱供給システムのコスト優位性に近い類似例として、電力システムインフラのコストを削減するための公共交通機関のシェア増加が挙げられる。これは運輸部門に関する研究ではほぼ必ず推奨されることであるが、電力システムインフラのコスト削減の数値化は、熱供給部門の電化に対する経済的評価において地域熱供給が数値化されている程度にはなされていない。

原注14 本書で論じる部門別の経済的評価から導き出されるこのような一般原則は、熱供給分野におけるスマート電化の原則に関する他の考察においても裏付けられている。例えばRosenow and Lowes (2020)を参照のこと。

地域熱供給は、集中型システムの直接電化の例として非常にわかりやすい。この分析では、熱供給の約20～30%はVREを利用した大規模ヒートポンプによるものである。また、熱供給網と電力システムをカップリングし、スマート化することによって得られた高効率化も活用している。本節で前述した研究では、多くの状況において、既存インフラを一定の割合で存続させることが電化を補完する賢明な策とされている。本分析では、地域熱供給の25～35%がバイオマスまたは最小限の天然ガスを燃料とする熱電併給によって得られ、これらは2050年にも接続を維持する。ただし、地域熱供給の約25%は、化学製品や鉄鋼製造といった分野の産業廃熱によるものでもある。これらの熱源は、利用可能であれば既存の熱供給インフラを利用することができる。重要なのは、これらの産業分野で必要とされる合成燃料の製造により生じた余剰熱も、地域熱供給の熱源として利用できるということである。このような相乗効果の可能性は、先の節で論じたように、水素製造拠点の戦略的配置がもたらす追加的価値を表している。地域熱供給システムには大規模な熱貯蔵ユニットを配置することもできるため、個別の貯蔵よりもコストが低くなる[原注15]。また、この分析では、地域熱供給の残りの部分は、太陽熱や地熱(合わせて供給の5%を占める)といった他の再生可能エネルギー熱を利用する地域熱供給独自の性能を表している。それにより再生可能エネルギー電源の設備容量を少なくして、より集約的に電力を要する合成燃料製造に充てることができる。

この研究には、地域熱供給をほとんどあるいは全く利用しないソリューションも確かに存在すると書かれている。例えば、家庭・業務部門や産業部門において、個別のヒートポンプやバイオマスボイラーの導入率を高めるといったソリューションである。しかし、上記のようなシステム全体の効率やコスト優位性が得られないという点で、このような方法での熱供給の完全な電化はあまり望ましいものとは言えない。

ただし、残りの50%である都市部以外の地方への熱供給の場合については、個別のヒートポンプによる直接電化が最もコスト効率性の高い方法とみなされている。それには主に2つの理由がある。第一に、ヒートポンプと電力システム拡張のコストは少額とは言えないが、地理的理由から、地域熱供給網を大幅に拡張するコストとその結果発生する配熱損失に比べればそのコストが少ないことが明らかになっている。第二に、この戦略は、地方の間接電化よりは再生可能エネルギー電源の設備容量を少なくすることができる。ヒートポンプは一次エネルギー需要が少なく、スマートかつ柔軟性の高い運用によって、それがなければ出力抑制されることになるVREを有効活用することができるからである。

原注15 より大規模な集中型ソリューションが柔軟性の供給という点で一定の価値を有することは他の研究、例えばQuiggin and Buswell (2016)でも示されている。同研究は、2050年に向けて英国で熱供給を電化する6つのシナリオを評価したもので、詳細な時間別データを用い、年間を通して全ての時間に電力需要が満たされるかどうかを検討し、2つを除く全てのシナリオで熱需要の75%以上をヒートポンプで満たすことを想定している。評価の結果、1つを除く全てのシナリオで、デマンドサイドマネジメント、蓄電池貯蔵、V2Gなどの柔軟性選択肢を最大限に活用しても、熱需要が高くなる冬季に深刻な供給問題が生じることが明らかになった。唯一問題が生じなかったのは、熱電併給をかなりの割合で導入したシナリオである。

電力システム全体の評価

これまで論じてきた部門別の研究では、スマート電化の道すじの妥当な範囲について、それぞれがもたらす電力システムへの影響を踏まえて、多くの明確な知見が提示されたものである。全体として、部門を問わずほぼ全ての研究において、たとえ電化を実施する前であっても、不必要な発電インフラのニーズを軽減するため、大幅な需要低減が提案されている。そのため一部の研究では、航空・船舶、化学、重工業など、脱炭素化が困難な分野において、必要な場合には、持続可能なバイオエネルギーや他の脱炭素化の選択肢を適用できるようにすることが提案されている。地域熱供給システムは、特に都市環境における分散型ヒートポンプと比較して、(発電、輸送・配給、貯蔵、最終消費技術に亘る)全体的なインフラの選択肢やニーズが一般に低コストであるため、温熱・冷熱供給に利用する電力を賢く節約するために特に重要な役割を果たすとみなされている。また、そのような熱供給網は、季節的な温熱・冷熱供給の問題についても、完全に電化したシステムより大規模かつ多様な貯蔵ソリューションを提供することができ、理想的にはインフラ容量の全体的必要性を軽減できる効果がある。

しかし、効率化策や代替策を全て講じたうえで、残った部分の直接電化と間接電化の最適な比率については、部門別経済評価のそれぞれで異なる数字が挙げられている。また、明らかなとおり、これらの比率は必要な電源容量を最小限にするという原則におおむね従っており、必要な容量は(少なくとも電力システム全体のレベルで)インフラが競合する電化の道すじにもたらす最も大きな経済的影響であると考えられる[原注16]。軽度のエネルギー利用と考えられる用途、例えば普通乗用車、地方の温熱・冷熱需要などは、競争力を増す最終消費技術(EV、ヒートポンプ)の利用可能性や、それらの電力システムインフラのコストを削減するスマート電化戦略の利用可能性を考慮すると、最大限に直接電化しうる候補である。重度のエネルギー利用と考えられる、エネルギー密度の高い燃料を必要とする用途、例えば航空、長距離船舶輸送、高温熱などは、脱炭素化の選択肢がない場合、大部分が水素およびその派生物である合成燃料による間接電化の候補となる。直接電化できる有力な最終消費技術がないため、これらの燃料に要する新たな電力は、必要なものとみなされる。

これらの知見は、部門レベルでは直観的に理解できるものであるが、再生可能エネルギー電力を求めて競い合う3部門全てを考慮に入れた経済評価において、それらがどこまで当てはまるかを確認することは重要である。例えば、水素供給網を3部門全てに亘って運用した場合、単独の部門でもたらす便益を超える相乗効果を発揮する可能性がある。したがって、この場合より多くの電源容量が必要になるにもかかわらず、実際には水素供給網の規模を拡大することが望ましいと言える。あるいは、電力システムへのヒートポンプと運輸部門の影響を合わせると、電力システムのコストが非常に増加し、先に論じた研究で示されたような既存ガス供給網の20～30%よりもさらに多くを存続させる必要が生じる可能性もある。

インフラ全体の状況に対するそのような包括的経済評価は、残念ながら稀少であるが、それでも知見をもたらしうるいくつかの研究が存在する。こういった研究の結果を先に述べたベンチマーク原則に照らして評価するシンプルな方法は、包括的分析において間接電化の一筋が需要に占める割合が、すでに論じた部門別の分析と比べてどの程度上下するかを検討することである。Ruhnau et al. (2019)による22の既存の電化シナリオを検討した研究は、ドイツの状況におけるこのような評価を概観するために有益である。表5を見ると、電化に対するそのような評価が進んでいる国においても、現時点で文献間に乖離があることがわかる。例えば、100%の脱炭素化を想定して全ての部門における電化を取り扱った研究は2件しかない。

原注16 ローカル電力システムのようにより孤立したレベルでは、他の制約や指針の考え方が存在する可能性があり、それらによって電化ができなかったり電化の選択肢の決定が強いられる場合もある。第4章で論じるように、電力システム全体の計画立案は、可能な場合には常に、地域レベルまたはローカルレベルの計画立案とすり合わせることが望ましい。

表5 ドイツの状況における電化シナリオの概要

No.	参考文献	熱供給の電化		運輸部門の電化		△GHG		
		家庭・業務部門	産業部門	乗用車	トラック	トレンド	≧80%	≧85%
1	DLR et al. [18]			✓	✓		80%	
							80%	
2	Oeko-Institut [19]			✓	✓		84%	90%
3	Prognos et al. [20]	✓	✓	✓	✓	65%	80%	
4	UBA [21]	✓	暗示	✓	✓			100%
5	DLR et al. [22]			✓	✓		80%	
							80%	
							80%	
6	Heilek [23]	✓					80%	
7	Oeko-Institut and Fraunhofer ISI [24]	✓	暗示	✓	✓	54%	80%	95%
8	Robinius [25]			✓			80%	
9	Nitsch [26] [a]	✓	✓	✓	✓	58%		95%
10	Palzer [28]	✓	暗示	✓	✓		80%	86%
11	Quaschning [29] [b]	✓	✓	✓	✓			100%
12	Fraunhofer IWES/IBP [30] [c]	✓	✓	✓	✓		83%	95%
合計						**3**	**12**	**7**

[a] この研究では計3つのシナリオが提示されているが、2つの95%シナリオは2050年の見通しについて非常に似通っている。したがって95%シナリオは1つのみを評価した(KLIMA 2050)。この研究はDLR et al. [27]によるよく知られた研究の更新版であることに留意。

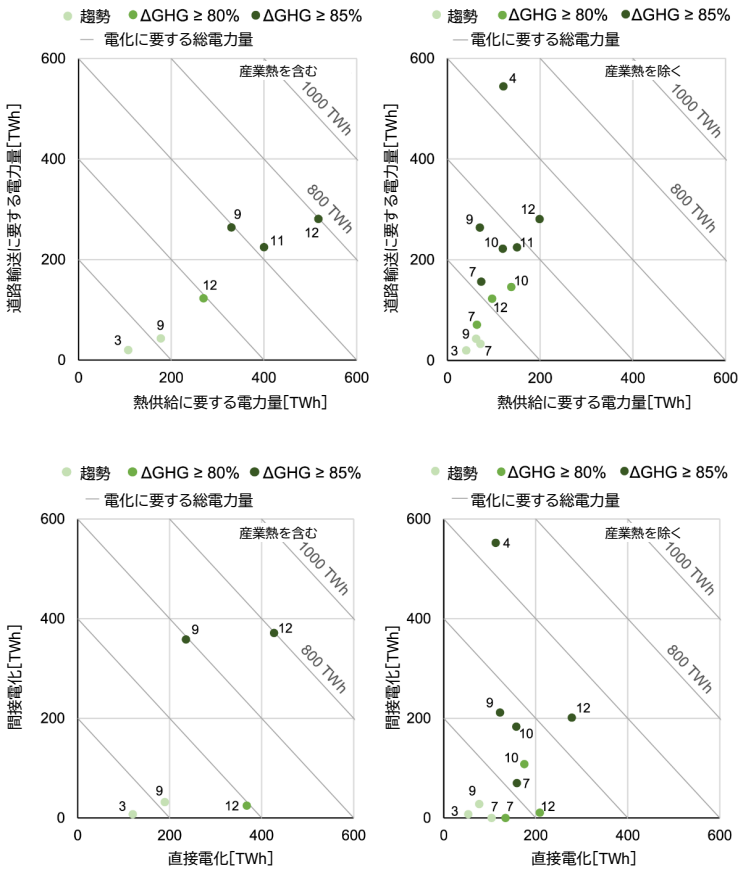
[b] この研究はドイツの排出目標が2040年にすでに達成されることを想定している。したがって、2040年のドイツのエネルギーシステムに関するシナリオが示されているが、それは、他の研究における2050年のシナリオと比較可能なものである。

[c] 詳細な数値は、付録のデータ集から収集した。この研究は、第4.3節で評価している温室効果ガス排出量を80%削減する運輸部門のシナリオを示したFraunhofer IWES et al. (2015)による研究の更新・拡張版である。

出典: Ruhnau et al. (2019).

下の図19が示すとおり、電化率は、脱炭素化レベルに大きく左右されるだけでなく、部門によっても感度に違いが見られる。例えば、運輸部門と産業部門の熱供給の脱炭素化レベルが高いシナリオでは、電化率の拡大が予想される。なぜなら、先に論じた通り、両部門で利用可能な他の選択肢は、家庭・業務部門(地域熱供給と効率化というソリューションがある)より少ないからである。また、顕著な間接電化インフラも、高度に脱炭素化されたシナリオ(>85%)のみに見られる。その理由として同研究では、運輸部門と産業部門の熱供給という脱炭素化が困難な分野では間接電化を適用するほうが経済的であり、また、残り15%の脱炭素化が必要になった場合に、長期貯蔵網を活用した間接電化がVRE導入率のさらなる拡大のための役割を果たすことが挙げられている。3つの部門間の相互作用については、高度に脱炭素化されたシナリオに産業熱が含まれている研究でも、それによって運輸／家庭・業務部門の消費電力量が減らされたり、運輸／家庭・業務部門の直接電化が取り消されたりはしていないようである。これは、脱炭素化が困難な産業の間接電化が遅い時期に、かつ追加的に実施されることを示唆している。したがって、このメタ分析は、先に論じた一般原則「エネルギー需要を削減する必要と直接電化の優位性」を裏付けるものと思われる。

図19 ドイツの運輸部門および熱供給部門の将来シナリオに関する感度分析における電化レベル



出典：Ruhnau et al. (2019).

2050年までのEU全体における電化インフラの全体像に対するより広範な評価の中で、EU ASSETプロジェクトによって電力システム全体の観点から間接電化の範囲と役割に重要な意味合いが見出されている(De Vita et al., 2018)。この評価では、水素や合成燃料の最適比率は他の研究と同様に主に脱炭素化が困難な分野における需要に応えるため、としているが（その結果、両者を合わせた比率は運輸部門で12～30%、産業部門で12～15%に留まる）、実際には間接電化を最小限に止めるよりもこの比率の方が経済的に好ましいということを強調している。これには、電力システム全体の観点から、主に2つの理由が挙げられている。第一に、水素や合成燃料を製造するためには大規模な発電インフラや系統インフラが必要になるが、1つの水素網で3部門全てにおける脱炭素化が困難な需要に対応することができるため、部門ごとに特化した直接電化インフラより高い効率が実現する。第二に、限定的であっても水素網は貯蔵と配給という2つの役割を果たすことができるため、再生可能エネルギー電力の変動する価格が年間を通して欧州で最も低い時にその電力を活用することで、電力ピークを削減するとともに、実際には直接電化のみのベースラインシナリオよりも全体的な電力価格を低減することができる。そのような間接電化の比率がもたらす純便益を明確にするためには、部門横断的な観点から必要なインフラを評価することが不可欠である。

また、この研究では、経済的根拠のためにはそのようなインフラ開発のタイミングが重要であるという点も強調されている。先に論じた他の研究でも、水素や合成燃料による間接電化は、直接電化と同時期よりも、電化や脱炭素化よりも後の段階に行ったほうが経済的に競争力のある戦略であることが明らかになっている。したがって、部門別の視点ではなくこのような電力システム全体の観点から見ることによって、スマート電化戦略を経済合理性のある形で導入するために特定部門の間接電化が果たす役割とその範囲を明らかにする、より完全な根拠を得ることができる。

総合すると、これらの経済評価研究では、直接電化と間接電化のバランスを慎重に取り（そのバランスは部門や時期によって変化する）、それと併せて全ての部門でエネルギー需要を削減する積極的な努力を行うことによって、全体的な脱炭素化コストを削減できることが示されている。

本報告書の以下の章では、IRENAと中国国家電網による分析で示した上述の電化の道すじ、そしてこれらの道すじを実施する際に検討するべき優先事項について詳しく論じる。

3 IRENAと中国国家電網の分析による再生可能エネルギーによる電化の見通し

主な論点

- IRENAの2021年版『世界エネルギー転換展望』では、同報告書の主要なエネルギー転換シナリオである「1.5°Cシナリオ」において、電力の直接利用は2050年までに2倍以上に拡大して世界の最終エネルギー消費量の50%を超え、突出した最大のエネルギーキャリアになると分析されている。
- 予測される世界の気温上昇を1.5°Cに抑えるために、IRENAの1.5°Cシナリオでは、発電電力量に占める再生可能エネルギーの比率を、2018年の25%から2050年までに少なくとも90%まで拡大する必要があるとしている。
- 主に風力発電と太陽光発電からなる変動性再生可能エネルギー(VRE)は、2050年までに世界の総発電電力量の63%を占め、風力発電が現在の7%から34%へ、太陽光発電が現在の3%から29%へ増加すると見込まれる。
- クリーン水素は、2050年までに世界のエネルギー需要のうち74 EJ近くを供給するポテンシャルがあり、その3分の2は再生可能エネルギー由来の水素、残りは二酸化炭素回収・貯留(CCS)技術を併用したブルー水素になると見込まれる。第2章で論じたとおり、再生可能エネルギー由来水素も、電解装置のスマート運用や産業配置転換のようなソリューションによって、VRE電源の導入を支援することができる。
- IRENAの分析によれば、運輸部門と熱供給部門の電化を拡大するとともに、発電に占める再生可能エネルギーの比率を拡大することによって、2050年までに世界のエネルギー部門が削減する必要があるCO_2排出量のうち、少なくとも36%を削減することができる。
- 運輸部門では、部門全体に占める消費電力量の比率は現在わずか1%であるが、これを2050年までに49%に拡大する必要があり、そのためには乗用電気自動車の利用台数を18億台近く(現在の乗用自動車の総数に近い)に増やす必要がある。
- IRENAの分析では、意欲的な脱炭素化により、家庭・業務部門と産業部門における消費電力量の比率は2050年までに現行レベルから倍増し、家庭・業務部門が73%、産業部門が35%を超える。
- 家庭・業務部門の電力需要は、2050年までに倍増すると予測される。IRENAの1.5°Cシナリオでは、2016年に約2,000万台だったヒートポンプの稼働台数は、2050年には約2億9,000万台に増加する。
- 産業部門では、2050年までに電力の直接利用によってエネルギー需要の35%以上が満たされると見込まれる。また、低温熱ニーズを満たすために、産業部門で現在利用されている台数の400倍を超える8,000万台のヒートポンプも設置されると考えられる。

- パリ協定との整合性を主張する他のグローバルシナリオの間では、2050年に電力が最終エネルギー消費量に占める比率はさまざまに異なる(42%から52%まで)。それは、各部門のエネルギー需要の量や集約度に関する想定が異なるとともに、各部門のスマート電化戦略や排出量削減戦略の組み合わせが異なるためである。
- 同様に、一部の先進国市場の電化ポテンシャルに関する推定には大きな幅があるが、これらは世界の平均を多少上回っている。例えば米国を対象とした研究では電化率は総最終エネルギー消費の41～51%、EUでは49～60%となっている。
- 国家電網エネルギー研究所(SGERI)によるモデル化に基づくと、中国における電化は、効率性の向上によりエネルギー需要全体の削減を2030年以降も加速させることで、大きな影響を及ぼすと予想される。
- 中国において2050年までにさらに大幅な電化を実現することを検討するSGERIのシナリオでは、エネルギー需要の52%を電力が満たすと想定されている。電力は家庭・業務部門のエネルギー消費量の65%、運輸部門の35%、産業部門の52%を占めると見込まれる。
- 中国でそのようなレベルの電化を実現するためには、VREを中心とする発電設備容量を2050年までに大幅に増加させる必要がある。1.66 TWの太陽光発電と1.33 TWの陸上風力発電が設備容量という観点での2大エネルギー源になると見込まれる。

3.1 IRENAの『世界エネルギー転換展望』における電化

IRENAは、エネルギー投資とより広範な社会経済的発展について、考えうるさまざまな道すじを検討し、21世紀半ばまでの残り30年間という重要な時期にエネルギー転換が経済や社会に及ぼす影響の全体像を包括的に捉えてきた。

ボックス12. IRENAが示す2050年に向けた世界のエネルギーシステムの脱炭素化の道すじ

IRENAの最新の報告書『世界エネルギー転換展望』では、世界のエネルギー転換に想定しうる道すじを描いた4つのシナリオが提示されている。

- **現行計画シナリオ(PES)**は、IRENAの主たる参照事例であり、各国政府の現行のエネルギー計画と他の計画目標および政策(2019年時点)に基づいたエネルギーシステムの発展見通しを提供する。パリ協定に基づく「国が決定する貢献(NDC)」はここに含まれる。なお、国がそれ以降に新たな気候とエネルギーに関する目標または計画を策定している場合はそれらを用いている。
- **エネルギー転換シナリオ(TES)**は、主に再生可能エネルギーとエネルギー効率化の着実な向上に基づく(ただしこれらの技術のみに限らない)、意欲的だが現実的なエネルギー転換の道すじを提示している。この転換の行程によって、21世紀中の世界の気温上昇を2°Cよりも十分低く抑え、さらには1.5°Cを目指すための軌道へとエネルギーシステムが導かれる。
- **1.5°Cシナリオ**は、「1.5°Cの意欲的な気候目標」、すなわち産業革命以前と比較した世界の平均気温上昇を21世紀末までに1.5°Cに抑えるという目標に沿ったエネルギー転換の道すじを表す。直ちに利用可能な技術を優先し、1.5°Cの目標を達成するために必要なペースでそれらの技術を拡張することを想定する。
- **ベースラインシナリオ(BES)**は、2015年のパリ協定採択前後に実施されていた各国の政策を反映したもので、必要に応じてエネルギー開発に関する最近の実情を加味している。

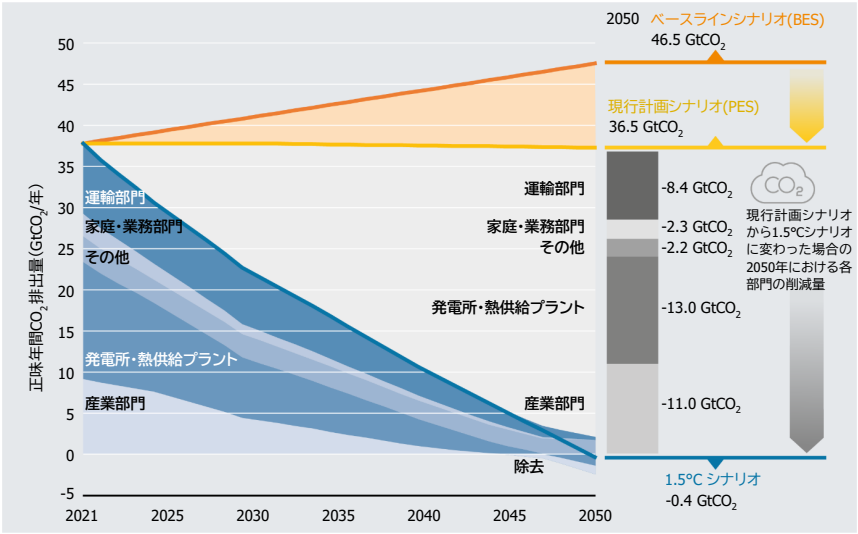
付録VIに、エネルギー転換に関するIRENAの主なシナリオと、最近発表された他の顕著な世界規模および地域規模のシナリオとの比較を記載している。

エネルギー部門の脱炭素化と二酸化炭素排出量削減は、IRENAのエネルギー転換ロードマップの主要目標である。このロードマップは、より持続可能でクリーンなエネルギーの未来を実現するための意欲的な、しかし技術的にも経済的にも実現可能な行程を検討し、提示している。世界中でエネルギー転換が促進されている主な要因は、気候変動や各地の大気汚染である。再生可能エネルギーや他の低炭素技術の選択肢は、二酸化炭素排出量を削減し、社会経済的便益をもたらし、エネルギー安全保障を高め、雇用を創出し、近代的エネルギーへのアクセス拡大を促進する。再生可能エネルギーのコストが着実に低下していることで、こういった便益のそれぞれがより身近なものになっている。

IRENAの『世界エネルギー転換展望』では、エネルギー関連のCO_2排出量の推移について、考えうるいくつかのシナリオが提示されている。ベースラインシナリオでは、CO_2排出量は(2019年の37 Gtから)2050年までに46.5 Gtに増加し、21世紀後半の気温上昇は3°C以上になると考えられる。各国の計画や誓約が、IRENAの主要な参照シナリオであるPESの想定どおりに達成されるなら、CO_2排出量は2030年まで毎年増加し、その後はやや減少して2050年には今日の水準をわずかに下回る程度になると予想される。その結果、世界の気温上昇は、21世紀後半には産業革命以前の水準より約2.5°C高くなると見込まれる。2050年までの地球温暖化を1.5°C以内に抑制することを検証したIPCCの特別報告書に沿って、IRENAの1.5°Cシナリオはまず、世界のCO_2排出量を今後2030年までは急勾配かつ加速的な下降軌道に沿って削減し、それ以降も下降軌道を維持して2050年までにネットゼロに到達するという目標が設定されている。また、電力、熱、産業などの部門において追加的な二酸化炭素削減を達成するため、炭素吸収技術を用いたさらなる努力が必要になると考えられる。

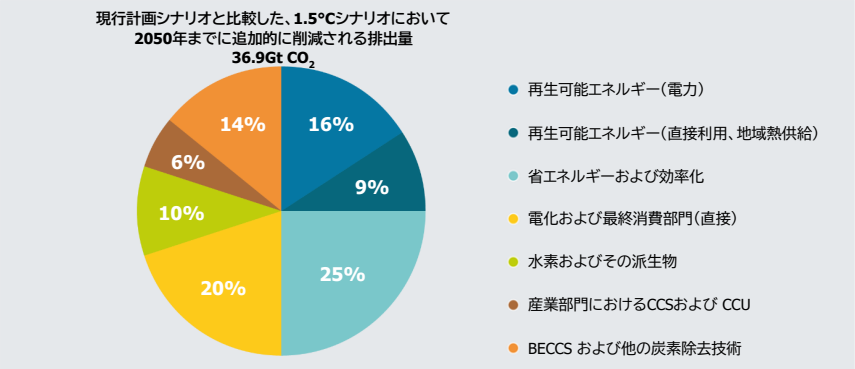
これだけの排出量削減を実現するには、風力発電、太陽光発電といった再生可能エネルギー電源の急速な導入、再生可能エネルギー電源を用いた運輸(電気自動車(EV)など)や熱供給(ヒートポンプなど)といった最終消費のさらなる電化など、さまざまな部門や技術にまたがって対策を加速させる必要がある。また、グリーン水素の利用、再生可能エネルギーの直接利用(太陽熱、バイオマスなど)、エネルギー効率化(建物の断熱、工程改善など)、インフラ投資(電力システム、貯蔵などの柔軟性強化策など)も大幅に増加すると考えられる。

図20 ベースラインシナリオ(BES)、現行計画シナリオ(PES)、1.5°Cシナリオにおける2010～2050年のエネルギー関連CO_2年間排出量と、3つのシナリオにおける技術別の削減への貢献



第1.3節および第1.4節で説明したように、再生可能エネルギー電源を用いて電化する場合、運輸、産業、家庭・業務の各需要部門でその導入と利用を調整すれば、電力利用と再生可能エネルギー電源の大幅増加による重要な相乗効果を生み出すことができる。図21が示すとおり、電化の拡大と再生可能エネルギー電源の拡大による複合効果により、1.5°Cシナリオにおける2050年までの二酸化炭素排出量は、PESと比較して約36%削減される。

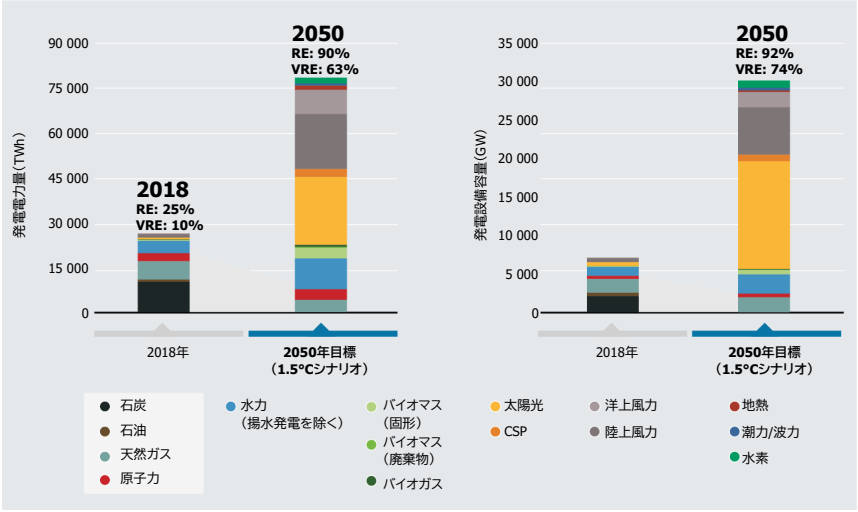
図21 1.5°Cシナリオでの追加的なCO₂排出量削減における、スマート電化と他の対策の内訳（エネルギー関連のGt CO_2/年）



注: BECCS = 二酸化炭素回収・貯留を組み合わせたバイオエネルギー; CCU = 二酸化炭素回収・有効利用

ほとんどの最終消費では、化石燃料の代わりに電力を利用するほうが効率的であるため、1.5°Cシナリオのような電化率の高いシナリオにおける2050年までのエネルギー需要全体の増加は、PESよりも少ない。しかし、新たに必要となる電力量は部門によって大きな相違がある。運輸部門では、電力需要はPESの3倍以上に増加する。産業部門では、電力需要はPESに比べて24%低下する。家庭・業務部門では、電力によるエネルギーサービス提供が大幅に増加するにもかかわらず、正味の効果としては、電力需要が約10%とわずかに増加するのみである（主に、加熱用途におけるヒートポンプの普及拡大による効率性向上の効用）。また、1.5°Cシナリオでは、発電電力量の90%が再生可能エネルギー由来であり、63%がVRE（太陽光発電、風力発電）による。それにより、電力の排出原単位が低下し、電力部門はエネルギー関連の排出量を削減する主要な実現要因となる。

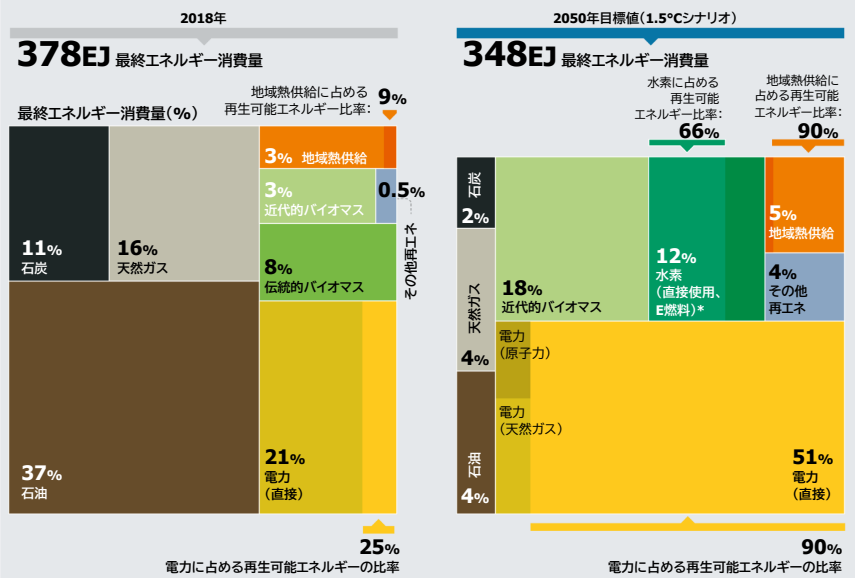
図22 発電電力量(TWh)と発電設備容量(GW)の電源構成。2018年の実績値と1.5°Cシナリオにおける2050年の目標値



注: RE = 再生可能エネルギー、VRE = 変動性再生可能エネルギー

1.5°Cシナリオでは、30年間で人口とGDPが大幅に増加するにもかかわらず、2050年の最終エネルギー消費量は2018年を8%下回る。電力は、突出した最大のエネルギーキャリアとなり、石油・ガスの最終消費量全体の2倍近くになると考えられる。最終エネルギー消費量における電力の直接利用の比率は、20%から2050年にはほぼ50%に拡大し、その結果、総消費電力量は2050年までに2倍以上に増える可能性がある。

図23 最終エネルギー消費量のエネルギーキャリア別内訳。
2018年の実績値およびエネルギー転換シナリオにおける2050年目標値



注: 上記の数値にはエネルギー消費量のみが含まれ、非エネルギー利用は含まれない。電力利用のうち、2018年における25%と2050年における90%は再生可能エネルギー電源に由来する。地域熱供給についてはそれぞれ9%と90%が再生可能エネルギー源に由来する。水素(直接利用、合成燃料)については、再生可能エネルギー由来(すなわちグリーン水素)の比率は、2050年までに66%に達する。「水素(直接利用、合成燃料)」カテゴリーは、水素(グリーン、ブルー)とその他の合成燃料(合成アンモニア、合成メタノール)の消費量を合わせたものである。電力(直接)には、全ての電源(再生可能エネルギー、原子力、化石燃料)を含む。

運輸部門は現在、化石燃料の利用が主流であるが、1.5°Cシナリオでは大幅な変革を遂げる。運輸部門のエネルギー消費量のうち電力が占める比率は、2017年にはほんの1%強だったが、2050年には49%へと増加する。EVの台数は、2019年に約800万台だったが、2050年には18億台近くに増加する。

家庭・業務部門は現在、最終エネルギー消費量の約32%を電力が占めており、他の最終消費部門と比べて相対的に消費電力量が多い。化石燃料は、家庭・業務部門では主に暖房・給湯と調理に使われている。1.5°Cシナリオでは、家庭・業務部門の最終エネルギー消費量に占める電力の比率は2050年までに約73%に増加する。暖房・給湯については、電気ヒートポンプの稼働台数が、現在の約3,800万台から2050年までに2億9,000万台以上に増加する。また、調理用途では、燃料燃焼からより効率的な電力(IHコンロの利用など)への移行により、調理における総エネルギー需要を3分の1～5分の1に削減することができる。

産業部門は、長期的に電化を進めるうえで最も課題の多い部門である。現在、産業部門の最終エネルギー消費量に占める電力の比率は約28%である。1.5°Cシナリオでは、この比率は2050年までに35%に拡大する。この拡大は、低温熱用途に効率的なヒートポンプを利用し、ある種のプロセスを直接電化することによって可能になる。2050年までに8,000万台の電気ヒートポンプ(現在の稼働台数の400倍以上)が設置され、世界の産業熱需要の約7%を満たす可能性がある。天然ガスの代替や化学製品製造のために再生可能エネルギー由来水素を利用できるため、水素による間接電化も重要な役割を果たす。化石燃料由来の原料やプロセス熱(鉄鋼、メタノール、アンモニアの製造など)に代わるクリーン水素の利用は、2050年までに38 EJに増加する。

ボックス13. 再生可能エネルギーで排出量ゼロを達成 – 重要な追加的対策

気候変動に対する科学的理解が進み、社会や政治の意識が高まるにつれ、全てのCO_2排出量を追跡する喫緊の必要性があることも明らかになってきた。そのため、1.5°Cという制限に注目する国が増えており、それは経済の全ての部門で排出量を削減することを意味する。IRENAの研究"Reaching Zero with Renewables" (2020c)では、どうしたら主要な産業部門と運輸部門において2060年頃までに二酸化炭素排出量ゼロを達成できるかが模索されている。

図24は、5つの排出量削減カテゴリーを組み合わせ、大規模に適用することによって、産業部門と運輸部門のCO_2排出量をいかにゼロにできるかを概観したものである。

図24 一部の産業部門と運輸部門のCO_2排出量をゼロにする排出量削減策

"Reaching Zero" 報告書では、産業部門と運輸部門におけるいわゆる脱炭素化が困難な分野の電化ポテンシャルを理解するうえで、近年見られた大幅な進歩が反映されている。検討された選択肢の中には、あまりにもコストが高いため、数年前なら除外されたであろうものもある。しかし、再生可能エネルギー電力の価格が劇的に低下したことでパラダイムシフトが起こり、いまや、再生可能エネルギー電力を用いて排出量ゼロを達成するソリューションへの注目が高まっている。これらの選択肢は全て、技術的に実現可能であると考えられるが、いずれも克服すべきさまざまな障壁を抱えている。これらの電化の選択肢の将来的な役割や影響についてはさらなる分析が必要であり、今後IRENAがかかる分析を行う予定である。

産業部門ではすでに、有望な電化の選択肢として、鉄鋼製造における再生可能エネルギー由来水素、化学・石油化学分野における原料としての合成炭化水素とエネルギーとしての再生可能エネルギーの利用、セメント製造における再生可能エネルギー電力への切替え、アルミニウム製造におけるヒートポンプと再生可能エネルギー電力の導入が特定されている。運輸部門では、有望な電化の選択肢として、道路貨物輸送分野における電気自動車と燃料電池自動車、航空分野における合成燃料と電気推進技術、船舶分野における水素と合成燃料が特定されている。

産業部門と運輸部門における脱炭素化が困難な分野を脱炭素化するために、再生可能エネルギー電源の直接利用は依然として大きな役割を果たすが、これらの特定分野では、グリーン水素とその派生物である合成燃料を活用する選択肢のほうが比較的顕著である。例えば化学・石油化学分野について同報告書では、グリーン水素の生産能力が2050年までに1,000 GWに増加し完全な脱炭素化を達成するために、分野全体で3,000～6,000 GWが再生可能エネルギー電源に移行すると予測する最近の研究が引用されている。こういった選択肢を実現するために、分野全体で2050年までに総額9兆6,000億ドルという多額の投資が必要になる。これは、パリ協定の気候目標を達成するために必要なエネルギー部門の投資総額の8%に相当する。

ボックス14. 電化レベルの測定

最終消費部門における電化レベルを測定する主要指標として、最終エネルギー消費量に占める電力の比率がよく使われる測定基準である。この指標では、グリーン水素(カーボンフリー電力を用いて電気分解により製造された水素)の役割を完全に捉えることはできない。これに代えて、2つの代替的な測定基準の検討が可能である。再生可能エネルギー由来水素が果たしうる役割を捉えるために、最終エネルギー消費において利用される水素を疑似電力とみなすことができる。IRENAの研究ではこの方法が採用されている。もうひとつの考えうる測定基準は、燃料の非エネルギー利用(工業プロセスの原料など)を総エネルギー消費量に含め、非エネルギー用途の化石燃料利用に代えて水素やその派生物を利用する可能性を反映させることである。その他の補助的指標は、発電に用いるエネルギー源が一次エネルギー総供給量に占める比率である。再生可能エネルギーによる一次エネルギーへの貢献度を測定する方法は統計慣行によって決まるが、最終消費部門の電化が拡大するにつれて化石燃料の直接利用が減少し、発電が化石燃料から再生可能エネルギーにシフトすることにより全体的な一次エネルギーの供給量が削減されることになる。

3.2 中国エネルギー・電力部門の中長期的発展に関するSGERIのシナリオ研究における電化

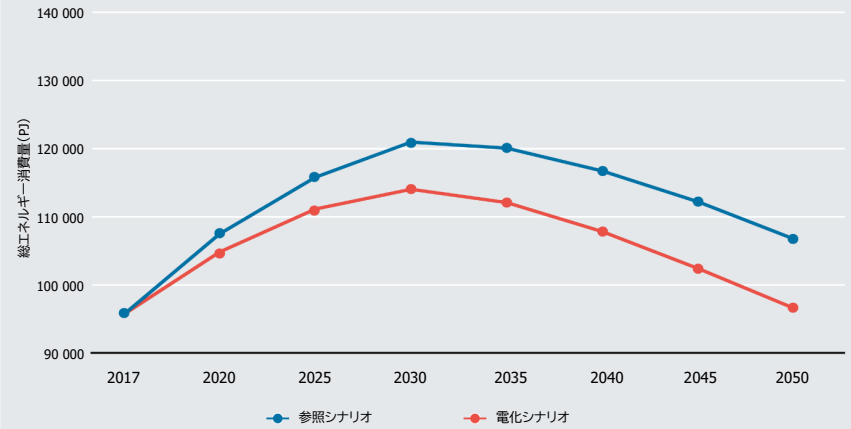
中国の長期エネルギー・電力開発計画に役立てるため、SGERIは、「統一グローバルエネルギー研究プラットフォーム」に基づく統合的な経済・エネルギー・環境分析モデルを構築した。このモデルは、経済発展や最終消費のエネルギー需要に関する予測、電力システム計画のシミュレーション、一次エネルギー需要や二酸化炭素排出量の推定などを含む(手法と想定についての詳細は付録VIIを参照)。

SGERIの刊行物『中国のエネルギー・電力展望』(SGERI, 2019)に基づいて、本報告書では、同書に記された2050年までの参照シナリオと、最終消費技術の電化と安価な再生可能エネルギーがより広く普及した状況を検討した「電化シナリオ」とを比較する。

最終消費のエネルギー需要

電化シナリオでは、最終消費のエネルギー需要は2030年頃にピークの約114,042 PJに達するが、これは参照シナリオで同年に達するピークの120,968 PJを下回る。さらに、電化シナリオでは、ピークに達した後のエネルギー需要が参照シナリオより速やかに減少する。

図25 2つのシナリオにおける最終エネルギー消費量(2017~2050年)



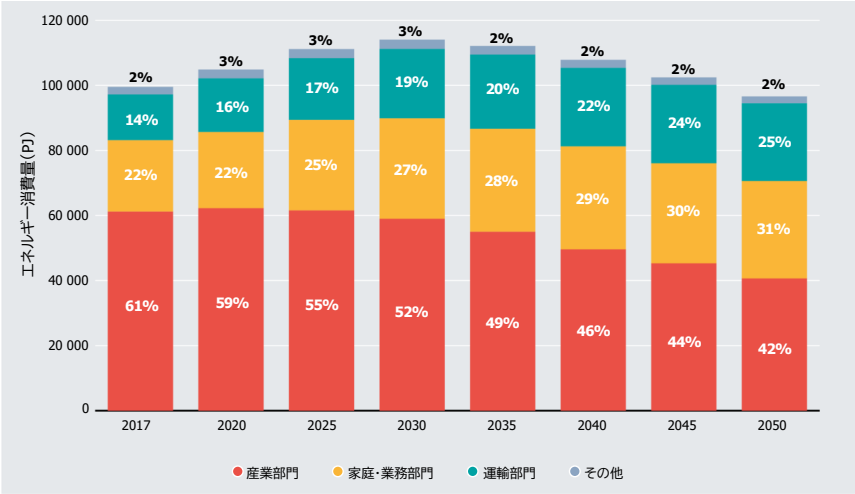
電化シナリオでは、産業部門の電力利用が拡大して効率が向上するため、エネルギー消費量に占める産業部門の比率が参照シナリオより急速に低下する一方で、家庭・業務部門がエネルギー消費量に占める比率はより急速に拡大する。2030年には、エネルギー利用における産業部門、家庭・業務部門、運輸部門の内訳は、それぞれ52%、27%、19%となる。2050年には、3部門の内訳は、それぞれ42%、31%、25%となる。

産業部門がエネルギー消費量に占める比率は、いずれのシナリオにおいても2025年に頭打ちとなる。というのも、エネルギー消費の多い主な産業(鉄鋼、化学、非鉄金属、建築資材など)の生産量がピークに達すると推測される一方で、生産設備の構造や製造プロセスに改良やアップグレードがなされるからである。電化シナリオでは、産業部門のエネルギー需要は参照シナリオより低い水準でピークに達し、より急速に減少する。それは、電気ボイラー、電気窯、ヒートポンプの利用率が高く、電力を利用するエネルギー消費量が多いためである。

家庭・業務部門がエネルギー消費量に占める比率は拡大を続け、2030年以降は増加の主な要因となる。エネルギー消費量は2035年頃にピークの約31,657 PJに達し、2017年の約1.4倍に増加する。2035年以降は、建設の伸びの鈍化とエネルギー効率化策によって、いずれのシナリオにおいても家庭・業務部門のエネルギー消費量は減少する。しかし、電化シナリオのほうがヒートポンプや他の高効率な最終消費技術の利用が多いため、減少のスピードが速い。一方、サービス業でエネルギー消費量が増加するため、公共・商業施設分野がエネルギー消費量に占める比率は、住宅分野に比べて拡大する。電化シナリオでは、公共・商業施設分野がエネルギー消費量に占める比率は2017年に34%であったが、2030年にピークの44%に達し、それ以後は徐々に減少して40%となる。

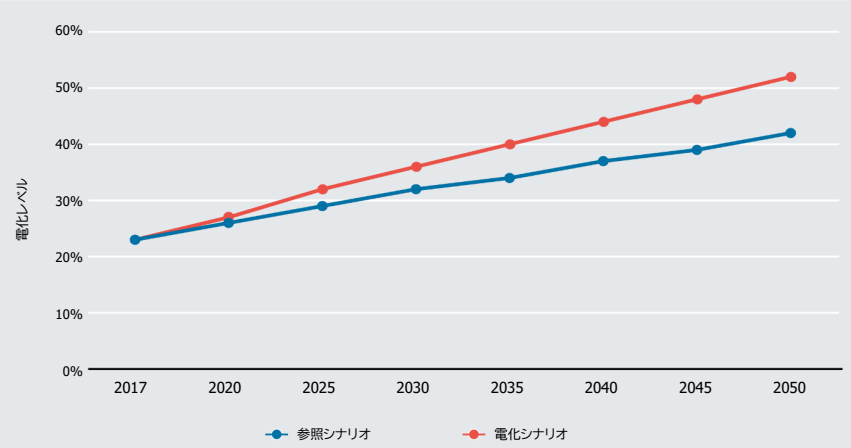
運輸部門がエネルギー消費量全体に占める比率は比較的急速に増加し、2030年以降は運輸部門がエネルギー消費量増加の主な要因となる。運輸部門のエネルギー消費量は、2035年に2017年の1.8倍、2050年には1.9倍に増加する。電化シナリオでは、より多くのEVが化石燃料車に取って代わり、エネルギーの最終消費の効率が向上する。電化シナリオでは、燃費とシステム効率の向上により、高速道路利用(都市交通システムを含む)によるエネルギー消費量が運輸部門全体のエネルギー消費量に占める比率は、2017年に79%であったが、2035年には77%に、2050年には69%に低下する。旅客輸送が単独で運輸部門のエネルギー消費量に占める比率は、2017年に62%であったが、2035年には43%に、2050年には40%に低下する。一方、航空分野のエネルギー消費量は、2050年に2017年の4倍に増加する。

図26 電化シナリオにおける各部門の最終エネルギー需要（2017～2050年）



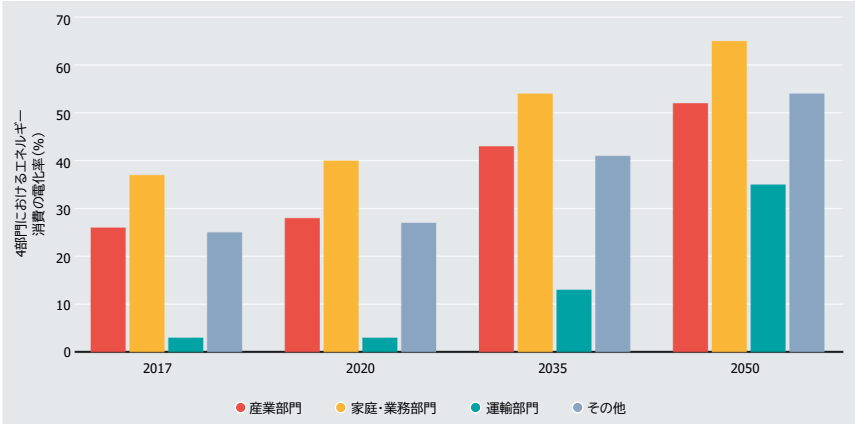
電化シナリオが参照シナリオと大きく異なる点のひとつは、最終消費の総エネルギー需要に占める電化率がより大幅に増加することである。電化シナリオでは、2020年に電力は総エネルギー消費量の27%を供給し、2030年には36%、2050年には52%を供給する。それに対して参照シナリオでは、2030年に約32%、2050年に42%である。

図27 2つのシナリオにおける全体的な電化レベル（2017～2050年）



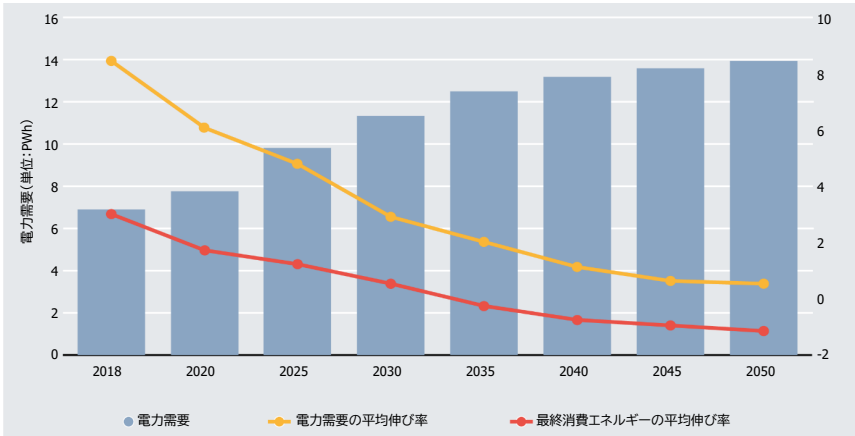
家庭・業務部門は、現在最大の電力消費部門であり、電化シナリオと参照シナリオのいずれにおいても最大であり続けるが、その伸び率は電化シナリオのほうが大きく、2050年には電化率が65%に達する。運輸部門の電化率は、2017年に3%であったが、電化シナリオでは2050年に35%に達する。産業部門の電化率は2050年に52%に達し、やはり参照シナリオを上回る。

図28 電化シナリオにおける各部門の電化率



当然ながら、電力需要とその伸び率は、電化シナリオが参照シナリオを上回る。総電力需要は、2030年に約11.3 PWh、2050年に13.9 PWhとなる。年間伸び率は、2035年以降は2%未満に低下する。

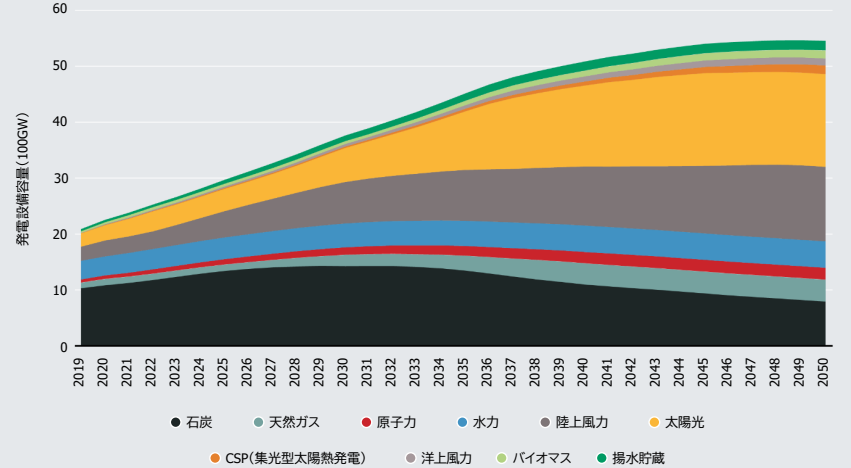
図29 電化シナリオにおける電力需要



電源構成

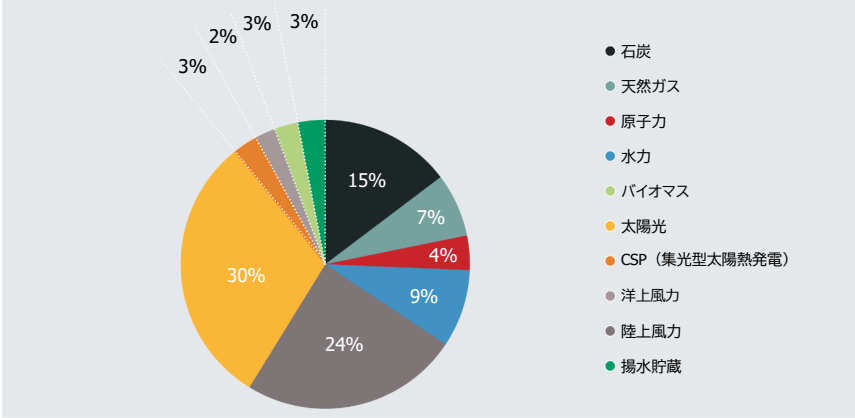
電力供給能力は、大幅に拡大すると予想される。設備容量は2050年まで急速に拡大すると予想され、その増加率は電化シナリオが参照シナリオを上回る。電化シナリオでは、2050年に設備容量は5.45 TWに達する。そのうち4.26 TWはクリーン電源によるもので、こちらも参照シナリオを上回る。

図30 電化シナリオにおける各電源の発電設備容量（2019～2050年）



陸上風力発電と太陽光発電は、最も急速に拡大する電源であり、その成長率は電化シナリオにおいて最も高い。電化シナリオでは、2050年に陸上風力発電の設備容量が1.33 TWに達し、太陽光発電は1.66 TWに達する。原子力発電と水力発電の設備容量は、2050年にそれぞれ0.21 TWと0.47 TWであり、どちらのシナリオも同程度である。電化シナリオでは、石炭火力発電とガス火力発電の設備容量は2050年にそれぞれ0.80 TWと0.39 TWであり、参照シナリオをやや上回る。これは、満たすべき電力需要が参照シナリオより大きいためである。

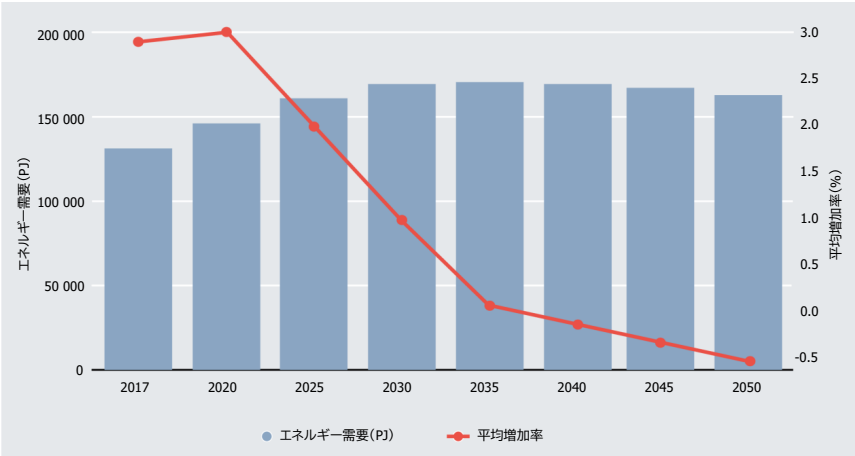
図31 電化シナリオにおける各電源の構成比（2050年）



一次エネルギー需要

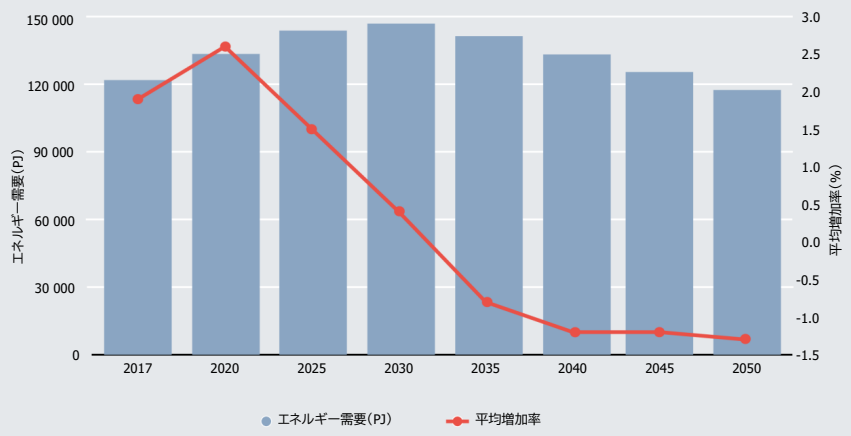
電化シナリオでは、一次エネルギー需要は2030年の162,874 PJから2050年に170,548 PJへと増加するが、これは参照シナリオよりも少ない。2035年頃に需要のピークを迎える。

図32 電化シナリオにおける一次エネルギー総需要（石炭換算）（2017～2050年）



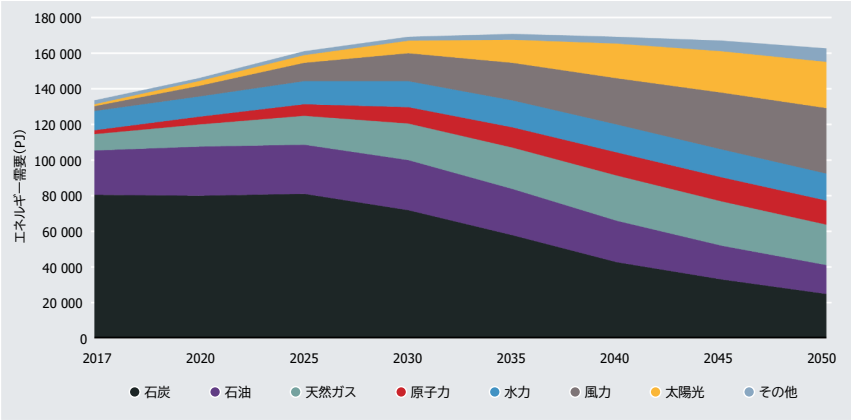
熱量換算を用いた場合、一次エネルギー需要は明らかに少なくなる。ピーク値は約146,836 PJで、2030年頃に訪れる。それ以降、一次エネルギー需要の水準は大幅に低下し、2050年には約117,405 PJとなる。電化シナリオの一次エネルギー需要は、参照シナリオの場合を大幅に下回る。

図33 電化シナリオにおける一次エネルギー総需要（熱量換算）（2017～2050年）



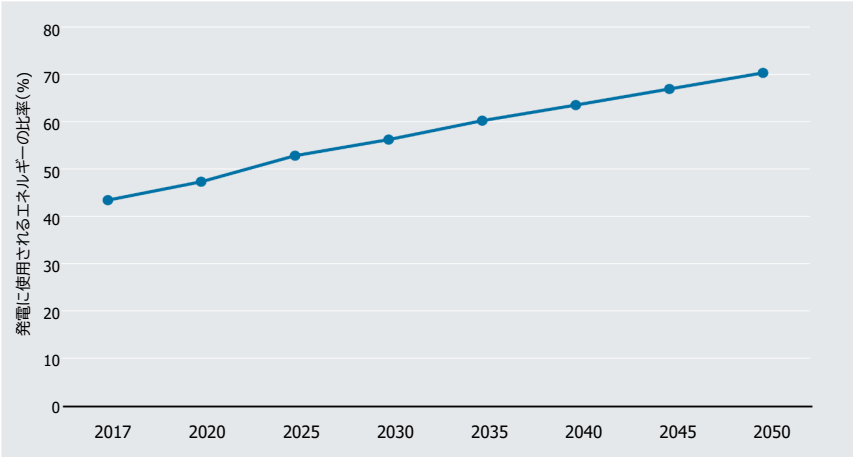
電化シナリオでは、低炭素エネルギーへの転換が参照シナリオより急速に進む。一次エネルギー需要への供給における石炭の比率は、2050年に約15%に低下し、石油は10%に、天然ガスは14%に低下する。非化石エネルギー源の比率は、2050年に61%に達する。

図34 電化シナリオにおける各エネルギー源の一次エネルギー需要（2017～2050年）



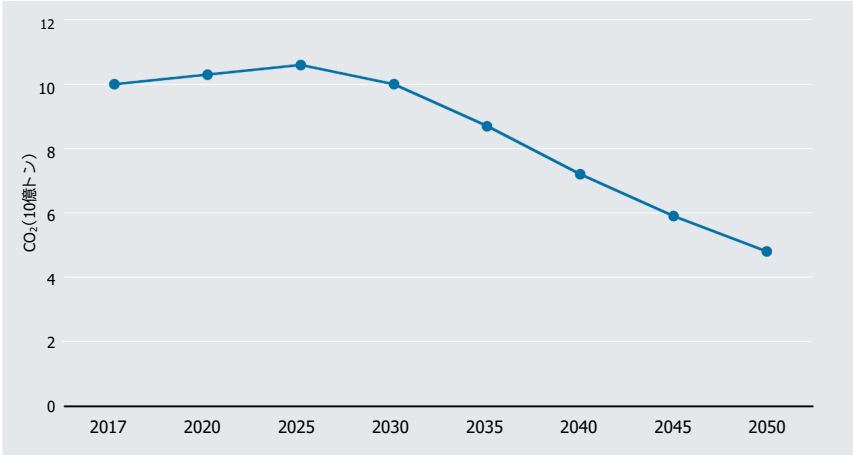
最終消費のエネルギー源の電化が拡大するにつれ、一次エネルギー需要に占める発電用エネルギーの比率は拡大し、2030年は56.2%、2050年には70.3%に増加する。

図35 電化シナリオにおいて発電に利用されるエネルギーが一次エネルギー需要に占める比率（2017～2050年）



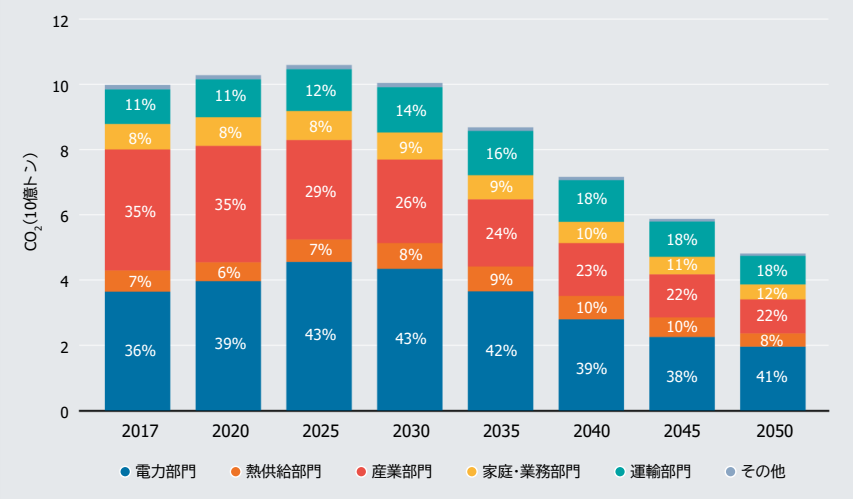
電化シナリオでは、CO_2排出量は参照シナリオより少なく、2025年にピークの106億トンに達し、2050年には48億トンまで減少する。

図36 電化シナリオにおけるエネルギー関連の二酸化炭素排出量（2017～2050年）



電化により、より多くの二酸化炭素排出量が最終消費部門から電力部門に移転する。電力部門の二酸化炭素排出量および排出比率のいずれもが、2025年頃までにピークに達すると予想される。産業部門の排出量をさらに上回り、電力部門は最大の二酸化炭素排出源となる。電化シナリオでは、より多くの二酸化炭素排出量が最終消費部門から電力部門にシフトするため、電力部門の二酸化炭素排出量は参照シナリオより高い水準でピークに達するが、需要側で需要家が利用する化石燃料が減るためである。したがって、たとえ電力部門の二酸化炭素排出量の規模が拡大しても、電化はそれ以上に、最終消費部門の二酸化炭素排出量を削減することによって全体的な二酸化炭素排出量削減に貢献するのである。

図37 電化シナリオにおける各部門の二酸化炭素排出量(2017～2050年)



4 再生可能エネルギーによるスマート電化に向けた今後の優先課題

主な論点

- 政策立案者は、再生可能エネルギー電力や、電動モビリティなど特定の電化(エレクトリフィケーション)の選択肢に関する枠組みの策定については相当の経験を有しているが、それらの間に相乗効果を生み出す政策には十分な注意が払われているとは言えない。
- 電化の戦略を、国家エネルギー計画の一環とすることが望ましい。電化が電力負荷プロファイルに及ぼす影響、たとえば送配電システム、EV充電ステーションの数と場所、系統混雑の問題が発生しうる地域などへの影響に対処するため、電化ロードマップには、気候条件、人口密度、需要家の選好といった地域の特徴や、将来必要となるインフラを考慮に入れることが望ましい。
- 国家の電化計画は、電気自動車のスマート充電、電気ボイラーやヒートポンプの集合化、電力システムに柔軟性をもたらすエネルギー貯蔵といったスマート電化戦略を促進することが望ましい。これらの戦略を含めることで、民間部門や需要家の関与が奨励され、よりコスト効率性の高いソリューションが提供できる。
- 多くのスマート電化ソリューションはすでに利用可能であり、先行者は何ができるかを実証しつつある。継続中の実証プロジェクトや世界の実践例を深く理解することは、実現化の枠組みを設計するために有益となる。
- 電化に必要な技術とインフラについては理解が進んでいるが、それと併せて市場の設計も適切に行わなければならない。市場は、電力システムに配慮した導入戦略を促進するように設計されることが望ましい。現在、ほとんどの市場の消費者価格設定は、購買意欲を促すには不十分である。イノベーションを促進するためには、先を見据えた柔軟な市場設計が不可欠である。
- 再生可能エネルギー電力と電力最終消費との間に不可欠な相乗効果を生み出すためには、デジタル技術を活用して電化を行うことが望ましい。そうすることで、よりスマートで、接続性や信頼度が高い未来の電力システムが実現する。
- 再生可能エネルギーを電源による電化は、スマートな形で実現すれば、運輸部門、家庭・業務部門、産業部門のエネルギー利用を脱炭素化する主要な道すじとなる。電動モビリティ、電気による熱供給、水素製造は、電化を構成する3つの必須要素である。いずれの市場部門についても、それに特化した政策手段を展開する必要がある。

- 最終消費部門とその技術的な特徴は、さまざまである。例えば、熱供給には明確な季節的要素があるが、運輸部門にそれはない。電化の可能性を十分に検討するためには、こういった側面を考慮しなければならない。
- 産業部門については、低コストの再生可能エネルギーが豊富な遠隔地にエネルギー集約度の高い産業移転したり併設することに大きな可能性が存在する。そのような転換は、適切な経済的インセンティブが整備され、技術が成熟して初めて起こりうる。
- イノベーションは、消費者とコミュニティのニーズや願望を反映したものである場合に、最も大きな影響をもたらす。技術的な利便性や経済的実現可能性は、重要な側面である。政策は、これらの側面を考慮したソリューションを促進するように策定することが望ましい。

4.1 はじめに

本報告書の分析では、電化が運輸部門、家庭・業務部門、産業部門のエネルギー利用において急速に進展しうることを明らかにする。また、再生可能エネルギーが電力供給の中心となれば、電化を進める過程でエネルギー需要の大部分を脱炭素化できる可能性がある。

電化の拡大によって供給や新たな負荷プロファイルなどの面で新たな課題が発生するが、新たな柔軟性の選択肢などのこれまでになかった機会ももたらされる。転換の過程で問題を最小限にしながら便益を最大化するために、電化の拡大は慎重に計画し、賢明に実施することが不可欠である。多くの政策立案者にとって、これは新たな領域となる。政策決定者の多くは、再生可能エネルギー電源や、電動モビリティなど特定の電化の選択肢に関する枠組みの策定については相当の経験を有しているが、両者の間に相乗効果を生み出す政策には十分な注意が払われていないことが多い。

したがって、電化を成功させるためには、特に2つの行動が必要である。第一は、クリーン電力の利用とVREの大量導入による相乗効果によって、スマート電化を実現する戦略(電気自動車のスマート充電、系統サービスを提供する電力貯蔵、ヒートポンプや電気ボイラーの集合化によるデマンドレスポンス、余剰VRE電力を利用した水素電解製造など)を実施することである。第二は、時とともに各部門に生じうる電化の技術的限界について理解を深めることによって、電力システムの混乱や高コスト化を避けることである。

世界中の先駆的国家や企業の努力によって、スマート電化への転換に必要な知識や革新的ソリューションの多くが、既に存在している。しかし、確実なエネルギーアクセスを確保し、気候変動に対処するためには、導入を加速し、先行者以外に対しても拡大し、また地域のニーズに合わせて調整を行う必要がある。これらを実現し、再生可能エネルギー電源の拡大と最終消費の電化が相互に便益をもたらす道すじを辿れるようにするため、政策立案者たちは重要な役割を担っている。

実現のための優先事項を、以下にまとめる。

4.2 政策立案者のための優先事項と行動

表6では、再生可能エネルギーによって最終消費部門を電化する戦略を策定する際に、政策立案者が考慮するべき7つの優先事項の概要が示されている。

表6 スマート電化を今後拡大するための優先事項と行動

優先事項		行動
計画、市場設計、社会的重点		
1. 計画立案: 将来の電化は今日のインフラ投資(電力、デジタル)を必要とすることを認識する	転換には時間がかかるが、それを実現するインフラは、今すぐ整備しなければならない。スマート電化への転換は、インテリジェントな計画立案とインフラ網増強への投資に特に依存する。 電力システムや建物のためのスマートデジタルインフラ網・技術は、インフラコストを削減し、最終消費部門を対象とする充電、メータリング、通信をいっそう最適化するために重要である。	送配電システム、充電インフラ、水素輸送網、地域熱・冷熱供給網の拡大といった、スマート電化インフラ整備のロードマップを策定する。 新たな負荷プロファイルの課題に対処する、デジタルソリューションの試験プロジェクトを支援する。
2. 市場設計: 柔軟性や経済的インセンティブを提供する能動的な市場を形成または創出する必要に応える	システム全体に亘る最終消費部門の柔軟性が規制に盛り込まれていない場合、あるいは適正な報酬を得られない場合、そのような柔軟性は出現しえない。 小売市場と卸市場を設計する際は、主要な電化技術や電化戦略の経済性、それらがデジタリゼーションや分散化といった傾向に伴って各部門でどのように進展していくかを認識することが望ましい。	時間帯別料金のような手段によって、消費電力量が価格シグナルに反応するよう規制を変更する。 革新的な技術や所有モデルを阻む障害を取り除き、複数市場への参加を可能にする。
3. 社会的焦点: 需要家とコミュニティのニーズや願望を反映する	分散型エネルギー源の拡大、地域による所有権、エネルギー生産の環境影響に対する認識は、エネルギーシステムに対する人々の関わり方を変える。 需要家やコミュニティは、電化の取組みに関与するとともに、その便益を受けなければならない。そうでなければ、転換に対する正当な抵抗が生じるおそれがある。	選択、参加、ガバナンス、責任のさまざまな側面において市民の関与を得る。 需要家のニーズと期待に対する知見を深め、それに沿ってソリューションを策定する。 再生可能エネルギーによる電化に移行することで、旧来のインフラや生産者がどのような影響を受けるかを理解し、必要であれば、転換の影響を緩和する適切な経済政策を策定する。

優先事項		行動
技術		
4. 運輸部門のソリューションを促進する: EVとVREの相乗効果を活用し、他の輸送モードを電化するため、ニッチ分野の研究開発を推進する	電動モビリティは、今後数十年で急速に拡大する。したがって、電気自動車の需要が電力システムの供給、系統運用、スマート充電の機会にどのような影響を及ぼすかを今から理解することが重要である。 乗用自動車、配送トラック、バスの電化は進展しているが、長距離海上輸送や航空輸送など、運輸部門における脱炭素化が困難な他の分野の今後は不透明である。	スマート充電インフラを拡張するとともに、ボトルネックを防ぐため、特に配電レベルでの電力インフラの必要性を評価し、計画する。 V2G技術とそのビジネスモデルを検討する試験プロジェクトを支援する。 応用研究開発を継続し、海運・航空分野の電力貯蔵や燃料に関する有望な選択肢を検討する。
5. 家庭・業務部門のソリューションを促進する: 導入を加速し、拡張するために、基準、法規、規制を施行することによって既存のソリューションを活用する	建物のエネルギー消費における再生可能エネルギー電力の比率を増やし、消費の効率を高める技術は、広く存在する。ヒートポンプ、電気ボイラー、先進的な建物外壁、地域熱供給インフラによって、大小規模用途に幅広く対応することができる。しかし、ほとんどの市場において、効率化策や既存技術の実際の導入は遅々として進んでいない。	ヒートポンプや電気ボイラーの導入にインセンティブを提供する。 地域温熱・冷熱供給や熱貯蔵による大規模な集中型ソリューションの機会を実現する。また、再生可能エネルギー電力と電気ボイラーや熱貯蔵の併用を検討する。 新たなインフラには高効率な外壁を利用することを建築基準法により義務付ける。 新設および既存建築物ストックにおいてスマートメータリングやスマート家電のインフラ整備に資金またはインセンティブを提供する。
6. 産業部門のソリューションを促進する: 長期的かつグローバルな視点をもって、部門ごとの研究開発や実証実験を推進する	産業部門の電化は、コストや固有の工業的要件のため、ほとんどの状況において運輸部門と家庭・業務部門に遅れを取っている。しかし、産業部門のエネルギーの大部分がごく少数のエネルギー集約型商品の製造に利用されているため、的を絞った産業電化ソリューションによって、短期間で大きな変革を起こすことが可能である。	工業プロセスにおける電力の直接利用と間接利用について、より多くの研究開発や実証実験を支援する。 エネルギー集約型産業を、低コストで設備利用率の高い再生可能エネルギー電力が存在する地域に移転する、あるいは併設することを検討する。 公平な競争機会を確保し、カーボンリーケージを防ぐため、世界的な協調を追求する。
7. 合成燃料: その長期的な役割と経済性を理解する	再生可能エネルギー電力を利用した水素や他の合成燃料の製造は、スマート電化のプロセスにおいて幅広い重要な役割を果たす可能性がある。例えば、脱炭素化が困難な分野における直接電化の補足手段、VRE導入のための柔軟性や季節的貯蔵の手段、既存ガス輸送設備の座礁資産化を避けるために考えられる手段などとしてである。	インフラ投資に関する明確な展望を提供し、サプライチェーン全体の経済性を向上させる政策枠組みを確立する。 低コストで、理想的には設備利用率の高い再生可能エネルギー電力の利用可能性を拡大する。

1. 計画立案: 将来の電化は今日のインフラ投資(電力、デジタル)を必要とすることを認識する

本報告書を通して論じるとおり、電化プロセスが体系的な転換となり、したがって幅広い分野横断的な基盤が必要であることは明らかである。**転換には時間がかかるが、それを実現するエネルギーインフラ、ICTインフラ、都市インフラは、今すぐ整備しなければならない。**スマート電化への転換は、賢明な計画立案とインフラ網拡充への投資に特に依存する。例えば、**送配電システムの増強、電動モビリティの充電網、水素輸送パイプライン、地域温熱・冷熱供給の拡大**などである。

デジタリゼーションは、この領域で特別な役割を果たし、インフラの運用やステークホルダーとインフラの相互作用に全般的に影響を及ぼし、重要な点として、その質を向上させる可能性がある。**電力システムや建物におけるスマートデジタルインフラ技術やそのネットワークは、コストを削減し、最終消費部門に対する充電、メータリング、通信をいっそう最適化するために重要である。**デジタルソリューションの破壊的可能性は、ようやく理解され始めたばかりで、十分に利用されている状態からは程遠い。

最終消費部門の電化率拡大によって、電気自動車充電ステーションの新設や利用率など、新たな負荷の様相がもたらされる。スマート電化戦略を策定するにあたって、例えば極端なピーク需要、季節性、系統混雑など、電力システムに対するこういった新たな負荷プロファイルを十分に理解する必要がある。これらの新たなネットワークではステークホルダーの行動に不確実性が伴うことから、予想される電化レベルにおいて時間の経過とともに各部門にどのような反応や限界が生じうるかを検討するため、**政策立案者は、地域レベルや国家レベルの電化インフラロードマップを策定することが望ましい。**より幅広い状況において、これまでよりはるかに**多くのデジタル技術活用ソリューションの試験プロジェクトや導入を政府が支援し、**それらをどのように活用することが可能であり、実際に活用するかをより深く理解することが望ましい。

ボックス15. 電化計画の事例

米国、カリフォルニア州 – カリフォルニア州は、州の脱炭素化計画にとって運輸部門が重要であることを認識し、ゼロエミッション車 (ZEV)の普及拡大に関する意欲的な目標を掲げており、2030年までのZEV導入目標を500万台としている(2017年は登録自動車総数2,500万台に対してZEVは約40万台)(California Air Resources Board, 2018)。しかし、州政府はそれほどの拡大は計画立案上大きな影響を及ぼすことを認識し、目標を補足するために8年間で25億ドルを投じて25万基の充電ステーションを設置することを決定したほか、州機関に対して十分な新規インフラの計画を調整するとともにステークホルダーに透明性を示すよう指示した(Reuters, 2018)。また、州が100%カーボンフリー電力を2045年までに実現することを約束し、運輸部門による新たな電力需要が長期的な化石燃料電力の増加をもたらさないようにする、将来に向けた新たな法律も可決された(California 100% Clean Energy Coalition, 2018)。

また、先取的な電気事業者や民間企業が、電動モビリティ資源の拡大におけるデジタリゼーションや柔軟性の効果を検討するために活発に試験プロジェクトを実施しており、そのような取り組みが州の努力を支えている。例えば、Pacific Gas & ElectricとBMWは、EVのデマンドレスポンスへの参加可能性に関して実証を行い成功を収め、San Diego Gas & Electricは、EVのスマート充電とV2Gサービスを促進する要因として、単純な時間帯別料金と時間単位のダイナミックプライシングを実証している(IRENA, 2019f)。

ドイツ、ハンブルク – 予想されるEVの増加への対応を計画するため、ハンブルク市の配電系統運用者は、EVが市の電力システムにもたらしうる影響を検討している。その結果、配電システムを構成する分析対象の給電線のうち約15%(約800線路)が、予想されるEVの増加に対してボトルネック(すなわち混雑問題)に直面する可能性があることが明らかになった(IRENA, 2019f)。きわめて多額のインフラ増強を回避するため、同機関は現在、この新たな負荷を管理するスマートデジタルソリューションの開発に向けてSiemensと協力を行っている。

2. 市場設計：柔軟性と経済的インセンティブを提供する能動的な市場を形成または創出する必要に応える

インフラ網への大規模な投資（当然ながら中央集権的に調整されることが多い）と並行して、多くのスマート電化戦略に必要とされるさまざまな規模の柔軟性を電力市場が提供できるようにする、賢明な政策や規制を設計することも重要となる。電力システム全体に亘る**最終消費部門の柔軟性には、適正な報酬を与える必要があり、そうでなければそのような柔軟性は生まれない**。また、小売と卸の両レベルで時間帯別料金のような措置を実施するなど、**消費電力量が価格シグナルに反応する**ように規制を改革することによっても、**主要な電化技術や電化戦略の経済的根拠を生み出す**ことができる。例えば、スマート充電、アグリゲーション、「エネルギー・アズ・ア・サービス(EAAS)」のビジネスモデル、電力貯蔵や熱貯蔵による裁定取引（アービトラージ）やデマンドレスポンスなどである。

市場の設計にあたっては、**さまざまな電化の選択肢の経済性を常に念頭に置かなければならない**。それらの間には大きな相違があり（EVと水素・合成燃料など）、その推移を常に考慮することが望ましい。このプロセスでは、市場インセンティブがそれと同様に重要な命令、義務、税金といった非市場的措置とどのように相互作用するかを理解し、これらの補足的措置をどのようなタイミングで導入し、撤廃するかを明確にすることが重要である。

経済改革を補足するものとして、市場参加に関する規則を明確化し、**革新的な技術や所有モデルを阻む障壁を取り除き**、需要家、配電系統運用者や送電系統運用者、電気事業者など、**多様なステークホルダーの参加を奨励する**ことも挙げられる。例えば、EVバッテリーが個別に、あるいは系統運用者によって集合化され、アンシラリーサービス市場や需給調整市場のような複数の市場に投入されれば、スマート充電を促す十分な経済的インセンティブを提供するうえで重要な役割を果たす可能性がある。また、さまざまな最終消費部門にまたがるサービスを提供するためには、たとえそのために必要な大規模インフラが整備されている場合でも、規制の変更が必要になる可能性がある。

ボックス16. 電化を促す市場設計の事例

デンマーク – Ørsted Energyが実施する “eFlex” プロジェクトでは、価格に基づくデマンドレスポンスプログラムの対象とされたヒートポンプを用いたピーク負荷削減の可能性について評価が行われた。ヒートポンプにはその機能を制御することができるスマートデバイスを取り付け、それによって需要を管理するという点で需要家にも系統運用者にも便益をもたらすことができる。このシステムは、ピーク需要時間帯の合間にはヒートポンプが消費電力を低減させるか停止し（住宅が十分に暖まっている場合）、低需要時間帯に元に戻るように設計されている。この研究の結果、ヒートポンプの運転を最適化したことにより、時間帯や主な気温条件によって異なるものの、ピーク負荷が47～61%削減されたことが示されている(IRENA, 2019b)。

米国、ニューヨーク – 2017年12月、ニューヨーク独立系統運用者から、建物の電力負荷や電力貯蔵といった分散型エネルギー源の取り扱いを見直す市場設計提案書 “Reforming the Energy Vision” が発行された(IRENA, 2019b)。現行の枠組みでは、分散型エネルギー源は分散型のシステムプラットフォームでの小売サービスにおいてしか取り扱いができない。提案書では、それらをエネルギー市場やアンシラリーサービス市場に全面導入することによって、他の卸市場資源と同等に扱うことが求められている。提案された枠組みの下では、分散型エネルギー源を、容量市場、エネルギー市場、周波数調整市場といった卸市場に直接参加したり、小規模分散型エネルギー源（< 100 kW）の場合はアグリゲーターを介して参加することができる。

3. 社会的重点：需要家とコミュニティのニーズや願望を反映する

分散型エネルギー源の拡大、地域による所有権、エネルギー生産の環境影響に対する認識は、エネルギーシステムに対する人々の関わり方を変えている。**需要家やコミュニティは、電化の取組みに関与するとともに、その便益を受けなければならない。そうでなければ、転換に対する正当な抵抗が生じるおそれがある。**公正かつ包摂的な形で電化を実現するためには、選択、参加、ガバナンス、責任という、関与を構成する4つの重要側面に亘る措置が必要になると考えられる。

しかし、最終消費者が将来のエネルギーシステムとどのようにして互いに影響し合うようになるか、あるいはそうしたいと望むかについては、まだ限定的な理解しかなく、現行の運用モデルは、市民のニーズや能動的需要家が果たしうる役割を常に反映しているとは言えない。**政府や企業は、需要家のニーズ、期待、イノベーションを採用する意欲についてより良い知見を集める必要があり**、それに沿ってソリューションを策定することが望ましい。一部の需要家はエネルギーシステムにおいて能動的な役割を果たす意欲があると考えられるが、便益は明確でなければならず、応答を単純化するためには自動化が必要である。

ボックス17. 電化における社会的焦点の事例

米国、イリノイ州 – 米国の電気事業者Consolidated Edisonは需要家に対し、電力負荷を電力料金に反映した（すなわち、低需要時間帯は料金が低く、高需要時間帯は料金が高い）時間変動制料金プログラムを提供した(IRENA, 2019k)。需要家による需要シフトの例として、料金が低い早朝の時間帯にあらかじめ室内を冷やし、料金が高い時間帯は冷房システムをアイドリング状態に設定するというものがある。プログラムにより、需要家は、電気料金を約15%削減することができた（2007年から2016年までの間に総額1,500万ドル）。

4. 運輸部門：電気自動車とVREの相乗効果を活用し、他の輸送モードを電化するため、ニッチ分野の研究開発を推進する

世界のさまざまな状況において、電動モビリティ、特に乗用車の経済的利点が、いまや運輸部門の電化を促す最大要因となった。電動モビリティは、今後数十年で急速に拡大すると予想される。したがって、**EVの需要拡大が電力供給、電力システムの運用にどのような影響を及ぼすか、また、どうしたらこの転換を電動モビリティの拡大にとっても再生可能エネルギー電源の拡大にとっても有益な形で実現することができるかを理解すること**が重要である。

この点において、**スマート充電が不可欠であり**、それを支えるためには電力部門と運輸部門にまたがる賢明な計画立案が重要である。転換を遅らせる**障壁とならないよう、スマート充電インフラの導入を拡張することが望ましい**が、そのようなインフラ網の構成を十分に理解し、コスト高につながる過剰建設や過小建設を避けなければならない。家庭や事業所での充電が重要な補足手段であることは明らかだが、スマート充電は、需要家行動に応じた充電のさまざまな速度、規模、タイミングに対応することも可能な、より幅広く、より複雑な状況において実現すると考えられる。電力部門の運用と部門間の調整を含めて**充電状況の特性を計画に盛り込み、理解することが望ましい。電力システム全体に亘る柔軟性を実現するため、部門横断的な優れた計画立案に加えて**、例えば動的価格設定の利用など、**インテリジェントな市場設計が補足的役割を果たしうる。**また、V2G技術とそのビジネスモデルを検討する試験プロジェクトを引き続き奨励することが望ましい。

乗用自動車、配送トラック、バスの電化は進展しているが、長距離海上輸送や航空輸送など、運輸部門における脱炭素化が困難な他の分野の今後は、依然として不透明である。これらの分野を念頭に置いて、**電力貯蔵や燃料に関する有望な選択肢を検討する応用研究開発を継続することが望ましい**。長距離トラックは、将来的なEV化についてメーカー各社が次々に声明を出している主な市場セグメントである。同様の努力は、さまざまな海上輸送用途においても進行している。新たな技術が商業化されるにつれて、標準化がますます重要になる。

ボックス18. 運輸部門のスマート電化の事例

オランダ、ユトレヒト – オランダではスマート充電に関する国内最大の実証実験が行われ、国内の系統運用者(スマート充電インフラに関するナレッジ&イノベーションセンターであるElaadNLを通して参加)とルノーが協力して、太陽光発電と蓄電池貯蔵を利用する公共スマート充電ステーションを国内に1,000基導入し、スマート充電インフラ、さらには一部のV2Gインフラがもたらしうる便益について、実証を行っている(IRENA, 2019f)。これまでの結果では、自家消費率が49%から62～87%へと増加し、ピーク負荷が27～67%削減されたことで、系統投資を順延できる可能性によって大きな便益が得られる可能性があることが証明されている。

ノルウェー – ノルウェーの公営空港運営社Avinorは、短距離路線の全便を2040年までに完全に電化するという目標を設定した(Avinor, 2018)。同社は、蓄電池技術の発達により、1.5時間未満の飛行が対象の短距離路線の全便を電動航空機で運航することができると考えており、これには国内路線の全便と近隣北欧諸国の首都への便が含まれる。Avinorは、2025年より小型電動航空機による商業航路の試験運行を行うため、入札を実施する計画である。

5. 家庭・業務部門：導入を加速し、拡張するために、基準、法規、規制を施行することによって既存のソリューションを活用する

建物のエネルギー消費における再生可能エネルギー電力の量を増やし、**消費の効率を高める**技術は、広く普及している。**ヒートポンプ、電気ボイラー、先進的な建物外壁、地域熱供給インフラによって、大小規模の幅広い用途に対応することができる**。熱貯蔵は比較的新しい概念であるが、これらの技術と組み合わせて利用され、VREの余剰電力を熱として活用することさえできる。しかし、ほとんどの市場において**効率化策や既存技術の実際の導入は遅々として進んでいない**。設備改良や新たな建築技術またはサービスの普及拡大は、建物の所有権の複雑性、建築物ストックの建替えまでの期間、**スマートビルディングに関する技術・サービス提供事業者における標準化、規模、教育の不足**が足かせになる場合が多い。

したがって、政策の役割は、**市場の創出や支援を通して導入を加速すること**である。**建築基準法**によって、例えば高効率な外壁を利用することを義務付けるなどにより、新たなインフラの効率化と電化を確保することができる。そのような高効率の追求は、全ての部門で電力需要の増加を抑えるために必要ではあるが、多くの市場で電力コストが他のエネルギーキャリアと比べて高いことを考えると、熱供給を電化するために不可欠な要件である。小売市場や卸市場の規制を慎重に計画し、新設および既存の建物においてスマートメータリングやスマート家電を可能にするインフラを整備することにより、ダイナミックプライシング、デマンドレスポンス、さまざまなアグリゲーションモデルに対応できる未来の電力システムに必要な基盤を構築することができる。

ボックス19. 家庭・業務部門のスマート電化の事例

中国、青島 – 青島市は、暖房のための石炭利用を廃止するため、35億ドルを投じて地域熱供給網を構築する計画である(IRENA, 2019i)。この地域熱供給システムは、電気ヒートポンプを利用して空気熱と地中熱や産業からの廃棄熱を回収し、市内の建物に移送する。青島地域熱供給公社は、地域熱供給網に対応できるよう建物を改修するための投資も行っている。同市はクリーンエネルギー源を利用して市内の全ての暖房ニーズに対応することを目指しており、それにより年間300万トン以上の石炭消費量が削減される見込みである。

スウェーデン – EctoGridは、複数の建物の熱供給経路を接続する技術を開発した。電気ヒートポンプと冷房機を用いて、建物と供給網との間で熱エネルギーの供給または回収が行われる。供給網に接続されているすべての建物のエネルギー需要を調整するために、クラウドベースの管理システムが利用されている。これにより、暖房システムに必要なエネルギーが78%削減されたほか、需要家のエネルギー料金も20%近く削減された(IRENA, 2019i)。

6. 産業部門：長期的かつグローバルな視点をもって、部門ごとの研究開発や実証プロジェクトを推進する

産業部門の電化は、ほとんどの状況において明らかに運輸部門と家庭・業務部門に後れを取っている。高温熱やオンデマンド型供給や一定供給といった固有の工業的要件を満たした電化を可能にする技術的ソリューションやサービスモデルは、現時点ではあまりにも高コストであるか、いまだに開発途上である。多くの場合、たとえ基本的な工業プロセスであっても、高い電化率を実現するためには再設計が必要となる。そのため、**いっそうの研究開発、特に実証研究が必要である**。

これまでのところ限定的な取組みではあるが、**産業部門のエネルギーの大部分がごく少数のエネルギー集約型商品の製造に対して利用されているため、的を絞った産業電化ソリューションによって、短期間で大きな変革を起こすことが可能である**。例えば、**エネルギー集約型産業を、低コストで設備利用率の高い再生可能エネルギー電力が存在する地域に移転する**ということは、まだ研究されていないが、主要な化学品や原料(アンモニア、鉄など)の製造サプライチェーンにおいて画期的な効果をもたらす可能性がある。**低コストのベースロード再生可能エネルギーが主要な促進要因となる一方**、産業部門における低コストの加熱装置(蒸気発生装置など)に**再生可能エネルギーの余剰電力を活用するという興味深い機会も存在する**。産業固有の規制と技術中立型の財政的インセンティブとを組み合わせることで、新興技術の商業化が一気に進む可能性がある。

一部の個別産業分野では、長期的な視点が必要になると予想される。ある種の産業については、それに適した容易なソリューションがまだない。例えば石油化学産業については、バイオマス原料を別にすれば、再生可能エネルギー電力による水素や合成燃料の将来的な出現が、一次生産にとって唯一のソリューションになると考えられる。現時点においても経済性の課題が解決していない。**スマート電化への転換においては、公平な競争機会を確保し、カーボンリーケージを防ぐために、国際協調のような世界規模での配慮が、最終的に重要な役割を果たす可能性がある。**

ボックス20. 産業部門のスマート電化の事例

スウェーデン – スウェーデン北部では、スウェーデンエネルギー庁がSAAB、LKAB、Vattenfallの3社と共同出資して、2035年までに完全に化石燃料フリーな鉄鋼製造工程を開発することを目指す試験的イニシアティブ "Hybrit" に取り組んでいる。このイニシアティブでは、水力発電と風力発電に由来する水素を利用しており、2035年までには伝統的な鉄鋼業と完全に対抗できるものになると考えられる(Hybrit, 2018)。これにより、スウェーデンの総CO_2排出量が10%削減され、普及が進んだ場合にはフィンランドの排出量が7%削減される可能性がある。試験的導入や実証実験に対する政府の積極的な支援だけでなく、このようなイニシアティブの成功のためには国家、研究機関、大学による幅広い貢献が必要であることが示されている。これには、化石燃料フリー電力への良好なアクセス、インフラ改良、高圧系統の急速な拡大、他の研究イニシアティブ、許認可プロセスの迅速化、EUレベルでの長期的支援などがある。

7. 合成燃料：その長期的な役割と経済性を理解する

再生可能エネルギー電力を利用した**水素や他の合成燃料**の製造は、電化プロセスにおいて**重要な役割を果たす可能性がある。**例えば、脱炭素化が困難な分野における**直接電化の補足手段**、VRE導入のための**柔軟性や季節間貯蔵**の手段、**既存ガス輸送設備の座礁資産化を避けるために考えられる手段**などとしての役割である。これらのアイデアに関する方式の大半は技術的に実現可能であるが、求められるコスト削減を達成するために、迅速な拡張が現在必要とされている。

必要な拡張を引き起こすためには、**インフラ投資に関する明確な展望を提供し、水素サプライチェーン全体**(設備メーカー、インフラ運用者、自動車メーカーなど)**の経済性を向上させる明確な政策枠組みが必要である**(IRENA, 2020g, 2019c)。ガス供給網への供給に対する固定価格買取制度、エネルギーサービスの提供、炭素取引市場といった手段を活用し、**大きな収入源へのアクセスを可能にすること**が重要になると考えられる。また、**最終需要家をターゲットにした政策**も、水素需要を喚起し、インフラ投資が正当化される可能性がある。これには、排出量制限(低排出ゾーン、基準排出量、目標排出量など)、再生可能エネルギー比率の具体的な義務(再生可能エネルギー由来水素に関する発電源証明または認証など)、ターゲット部門における炭素価格付け(カーボンプライシング)などが考えられる。

当初の取組みの**重点として**は、最小限のインフラ要件で**規模の経済を迅速に生み出すことができる大規模用途**(数百MW～GWなど)や、大規模産業(製油所、化学品工場、メタノール製造)、重量物輸送(大型トラック、非電化路線の列車、海運)など、気候目標を満たす最も優れた手段として再生可能エネルギー由来水素が注目されている部門が挙げられる。また、下流の大口需要家と早期に長期契約を確保することが、投資のリスクを取り除く上で重要になると考えられる。

より広範には、**水素技術の拡張とコスト削減を実現する主な要因として、非常に低コストの再生可能エネルギー電力、理想的には設備利用率の高い再生可能エネルギー電力が利用可能であることが挙げられる**(中東、北アフリカ、メキシコ、チリ、オーストラリア、北海など)。最も優れた再生可能エネルギー電源を求める競争は激化すると考えられるが、そのような資源の近くは電力のノード価格も低いと考えられ、そのような場所に水素製造施設を設置することによって投資対効果を高めるとともに、系統混雑を軽減することができる。

ボックス21. 燃料のスマート電化の事例

チリ – チリでは、政府が、低コストの太陽光発電による水素製造を支援するための戦略を策定し、資金を提供している(Prudencio, 2019)。豊かな太陽光資源に恵まれ、太陽光発電技術のコストが低下していることから、チリには、2023年までに競争力のある価格で水素を製造する機会がある。まず、大規模産業分野と鉱物輸送分野において「グリーン水素」の利用を促進する現地の技術コンソーシアムを設立することに資金が向けられている。長期的に見て知識と生産量がともに増加していくにつれ、世界の(日本などでの)水素需要に応えて供給することにより、投資対効果がプラスになると予想される。

5 結論

本調査報告書では、運輸部門、家庭・業務部門、産業部門における再生可能エネルギーによるスマート電化の基本事項が説明され、各部門に亘って再生可能エネルギーと電化の両者の間に見られる魅力的な相乗効果が明らかにされた。本報告書ではまた、これらの相乗効果を生かし、より質の高いエネルギーシステム、健康と生活の質の向上、破滅的な気候変動が起こりうるリスクの低下が実現した未来を生み出すための道すじが概説された。再生可能エネルギーによる電化を効率的に実現することは複雑な問題となりうるため、この転換には、慎重な計画立案、政治的意志、国家の詳細なエネルギー戦略とロードマップが必要である。**そのような道すじの計画および履行を支える知識体系は広がりつつあるが、転換の技術的、経済的、政治的側面に関する不確実性をよりよく理解するためには、さらなる研究も必要である。**

大まかに言うと、**まだ残された主な技術的・経済的問題は、電化がエネルギーシステムコストに及ぼす影響、そしてコスト効率性の高い電化とは、さまざまな状況において実際にどれほど広範に亘るのかに関するものである。**例えば、単純な分析では、運輸部門と家庭・業務部門で大規模な電化を実現するには新たなピーク容量のために多額の投資が必要になると考えられるが、本報告書では、電化により新たな形で最終消費の柔軟性がもたらされ(スマート充電、ヒートポンプと熱貯蔵の併用など)、それらの必要性を相殺する可能性があることが示された。電力消費の効率の向上と最適化も、新たに必要となる設備容量が部分的に相殺されると見込まれる。より幅広い視点で便益を捉えるなら、再生可能エネルギー電源の出力抑制が低減されることは、新たな投資コストを相殺するものと見なすことができる。**電化に伴うこのようなさまざまな側面の実際のコストと便益、例えば新たな投資と最終消費の柔軟性、効率、運用における新たな選択肢との比較については、より包括的な分析を行い、政策立案者は新たな設備容量と同等の注意を向ける必要がある。**特に、まだ広く普及していない新たな「スマート」技術や実験的ビジネスモデルについて、そのようなことが当てはまる。また、それらが需要増加をどれほど相殺するか、どれほどのコストがかかるかについては、必ずしも正確に判明しているわけではない。

当然ながら、再生可能エネルギーによる電化において重要な点は、電力システムだけに目を向けるのではなく、他の部門も考慮に入れることである。したがって、**ガス供給や輸送のような他の部門における費用と便益を考慮に入れた、より広範な分析を実施する必要がある。**そのためには、これらの部門における柔軟性の選択肢、さらには、再生可能エネルギーによる電化以外の供給の選択肢のコストに関する詳細についても、より十分に理解する必要がある。

電化の道すじについてそのように包括的な、真に電力システム全体に亘る分析を行う研究が増え、供給側と需要側の選択肢に関してより良いデータが得られれば、計画立案者や政策立案者にとって重要な問いに対する答えが得られることとなる。例えば次のような問いである。

- 再生可能エネルギーによる電化が、短期的、中期的、長期的に最も有益であるのはどの部門か、すなわち、現在、そして将来、代替案が最も少ないのはどの部門か？
- 一般に、電化が妥当でなくなるのはどのような場合か？
  - » 電気ヒートポンプや地域熱供給システムは、特定の場所で最も効果を発揮すると言えるか？
  - » 工業プロセスについてはどうするか？ どのプロセスをコスト効率性高く電化できるか？
  - » 電力由来の合成燃料が妥当であるのはどのような場合か？ どの用途であれば、長期的に見て直接電化よりも効果的か？

こういった種類の問いへの回答は、地域や国の状況、例えば揚水貯蔵、あるいは周辺との連系線が存在するかなどに大きく依存することに留意する必要がある。したがって、**個別の問いに答えるには、一般的なデータに依存するのではなく、国や地域の個別の状況におけるケーススタディが推奨される。**

電化に関するより詳細かつ包括的な技術・経済性調査を実施する必要があるが、**政策に関連する懸案にも取り組む必要がある。**例えば次のような問題がある。

- 再生可能エネルギー電源の導入と家庭・業務部門、運輸部門、産業部門における電化との間に生じうる相乗効果を実現するために、電力システム全体に亘る最も効果的な政策枠組みはどのようなものか？
- 特定の選択肢における費用と便益を個々にバランスをとるのではなく、全ての部門における費用と便益のバランスをとり、電化の経済性を全体的に統合するためにはどのような政策が必要か？
- 電化と再生可能エネルギーの導入を奨励するために、価格シグナルをどのような場合に、どのような方法で用いることができるか？

これらの問いへの答えを模索するうえで、軽視されがちであるが電化という文脈ではきわめて重要な2つの基本的側面にも取り組む必要がある。すなわち、行動的側面と空間的側面である。

最終消費者が将来のエネルギーシステムとどのような相互作用を行うか、あるいは行いたいと望むかについては、まだ限定的な理解しかなく、現行の運用モデルは、市民のニーズや能動的需要家が果たしうる役割を常に反映しているとは言えない。政府や企業は、需要家のニーズ、期待、イノベーションを採用する意欲についてより良い知見を集める必要があり、それに沿ってソリューションを策定することが望ましい。

新規投資を検討する際の空間的要素も、スマート電化への転換においてはもっと重視されることが望ましい。なぜなら、それによって、新たな供給（立地に依存する太陽光発電や風力発電など）、需要地（遠隔地の産業拠点、地域熱供給の拡張など）、それらを接続する系統インフラに必要な規模（スマートグリッド資産、電気自動車充電ステーション／充電網など）に関する費用便益分析が、かつてはなかったほど大きく変わるからである。

再生可能エネルギーによる電化に関する技術、経済、政策面の理想的な発展にかかわるこれらの問題をさらに探求するためには、新技術の実証、試験プロジェクト、あるいは実現化の枠組みの設計について、**その成功例や失敗例による教訓を今後も広く共有していくことが望ましい。**

6 参考文献

Abdelaziz, Omar et al. (2012), "Development of environmentally benign heat pump water heaters for the US market", presented at the ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Pacific Grove, CA.

Accenture and World Economic Forum (2021), "Industrial clusters: Working together to achieve net zero", Accenture.

ADEME, (2015), "Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050" (Towards an electricity mix 100% renewable by 2050), The French Environment and Energy Management Agency (ADEME), Angers.

Artelys et al. (2016), "A 100% renewable electricity mix? Analysis and optimisation. Exploring the boundaries of renewable power generation in France by 2050", www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/renewable-electricity-mix-executive-summary-ademe-201601.pdf.

Ahourai et al. (2013), "Modeling and Simulation of the EV Charging in a Residential Distribution Power Grid", Proceedings of green energy and systems conference 2013, California.

Avinor (2018), "Electric aviation", www.avinor.no/en/corporate/community-and-environment/electric-aviation/electric-aviation (accessed 1 July 2019).

Awadallah, M.A., B. Venkatesh and B.N. Singh (2017), "Impact of EV charger load on distribution network capacity: A case study in Toronto", *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*.

Baeten, B., F. Rogiers and L. Helsen (2017), "Reduction of heat pump induced peak electricity use and required generation capacity through thermal energy storage and demand response", *Appl. Energy*, Vol. 195, pp.184–195, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.055.

Bazzanella, A.M. and F. Ausfelder (2017), "Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry", DECHEMA, https://dechema.de/Low_carbon_chemical_industry.html.

BEIS (2019a), "Smart meter roll-out: cost-benefit analysis (2019)", UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy.

BEIS (2019b), "Statistical data set: Historical electricity data", www.gov.uk/government/statistical-data-sets/historical-electricity-data.

Blanco, H. et al. (2018), "Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization", *Appl. Energy*, Vol. 232, pp.323–340. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.027.

Blanco Reano, H. et al. (2019), "The potential role of H_2 production in a sustainable future power system: an analysis with METIS of a decarbonised system powered by renewables in 2050".

BNEF (Bloomberg New Energy Finance), "2020 battery pack prices cited below $100/kWh for the first time in 2020, while market average sits at $137/kWh".

BP (2020), *Energy Outlook 2020*.

Bullis, K. (2013), "Could electric cars threaten the grid?", *MIT Technol. Rev.*, www.technologyreview.com/s/518066/could-electric-cars-threaten-the-grid/ (accessed 2 August 2019).

Burke, J. and M. Rooney (2018), "Fuelling the Future: Hydrogen's role in supporting the low-carbon economy".

California 100% Clean Energy Coalition (2018), 100% Clean Energy for California, ca100.org.

California Air Resources Board (2018), *Zero Emission Vehicle (ZEV) Program*, www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/zevprog.htm (accessed 1 July 2019).

China Daily (2017), "Beijing's electric buses to number 10,000 by 2020", China Daily, www.chinadaily.com.cn/china/2017-08/02/content_30333439.htm.

Colbertaldo, P., G. Guandalini and S. Campanari (2018), "Modelling the integrated power and transport energy system: The role of power-to-gas and hydrogen in long-term scenarios for Italy", *Energy*, Vol. 154, pp.592–601, https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.089.

Connolly, D., H. Lund and B.V. Mathiesen (2016), "Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol. 60, pp.1634–1653, https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.025.

Danish Energy Agency and Energinet (n.d.), *Technology Data for Individual Heating Plants,* https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data (accessed 1 July 2019).

Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities (2020), "Climate agreement for energy and industry etc. 2020", https://en.kefm.dk/Media/C/B/faktaark-klimaaftale%20(English%20august%2014).pdf.

De Vita, A. et al. (2018), "Sectoral integration – long-term perspective in the EU Energy System", European Commission. https://ec.europa.eu/energy/studies_main/final_studies/sectorial-integration-long-term-perspective-eu-energy-system_en.

Deloitte Center for Energy Solutions (2017), "Powering the future of mobility: How the electric power sector can prepare for its critical role in the new transportation ecosystem", Deloitte, www2.deloitte.com/us/en/insights/focus/future-of-mobility/power-utilities-future-of-electric-vehicles. html.

Deloitte (2020), "Fueling the Future of Mobility: Hydrogen and fuel cell solutions for transport", Deloitte, www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf.

Delta Energy & Environment and Energy Networks Association (2012), *2050 Pathways for Domestic Heat*, Edinburgh.

Den Ouden, B. et al. (2017), "Electrification in the Dutch process industry", Berenschot, CE Delft, Industrial Energy Experts and Energy Matters.

DENA (2018), *Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

DNV GL (2020), *Energy Transition Outlook 2020.*

ECN and Alliander (2017), "Demand and supply of flexibility in the power system of the Netherlands, 2015-2050", ECN and Alliander.

Ecofys (2018), "Gas for climate: How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way", https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Ecofys-Gas-for-Climate-Report-Study-March18.pdf.

EIA (2018), 2015 Residential Energy Consumption Survey (RECS), US Energy Information Administration, www.eia.gov/consumption/residential/data/2015/ (accessed 3 August 2019).

Energi Norge (2017), "Veikart for Grønn Vekst i norsk fornybarnæring mot 2050", www.energinorge. no/fagomrader/energibruk-og-klima/gronn-vekst/norge-som-verdens-forste-fullelektrifiserte-samfunn-i-2050/veikart-for-gronn-vekst-i-norsk-fornybarnaring-mot-2050/ (accessed 1 November 2019).

ENEA consulting (2016), *The Potential of Power-to-Gas,* ENEA consulting.

Engel, H. et al. (2018), "The potential impact of electric vehicles on global energy systems", McKinsey & Company, www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-potential-impact-of-electric-vehicles-on-global-energy-systems (accessed 1 October 2019).

EPRI (2018), *US National Electrification Assessment*, Electric Power Research Institute.

Equinor, 2020. *Energy Perspectives 2020.* Equinor.

ERKC (2014), "Smart district heating and cooling, Thematic research summary", Energy Research Knowledge Centre, European Union.

Eurelectric (2018), *EU Electrification and Decarbonization Scenario Modelling*.

European Commission (2019), "Optimal flexibility portfolios for a high-RES 2050 scenario", European Commission, Brussels.

European Commission (2018a), "The role and potential of Power-to-X in 2050" (Study No. S8), METIS Studies, Brussels.

European Commission (2018b), "Cost-efficient district heating development" (Study No. S9), METIS Studies, Brussels.

European Heat Pump Association (2019), *Large Scale Heat Pumps in Europe,* Vol. 2, European Heat Pump Association, Brussels, Belgium.

European Heat Pump Association (2018), *EHPA Stats*, http://stats.ehpa.org/hp_sales/forecast/ (accessed 1 August 2019).

Evans, R., and J. Gao (2016), "DeepMind AI reduces Google data centre cooling bill by 40%", Google DeepMind, https://deepmind.com/blog/deepmind-ai-reduces-google-data-centrecooling-bill-40.

Evangelopoulou, S. et al. (2019), "Energy system modelling of carbon-neutral hydrogen as an enabler of sectoral integration within a decarbonization pathway", *Energies*, Vol. 12, pp.2551. https://doi.org/10.3390/en12132551.

Facebook (2018), "Facebook's newest Nordic renewable energy solution", Facebook., www.facebook.com/notes/lule%C3%A5-data-center/facebooks-newest-nordic-renewable-energy-solution/1597617336973615/.

Fasihi, M., D. Bogdanov and C. Breyer (2016), "Techno-economic assessment of power-to-liquids (PtL) fuels production and global trading based on hybrid PV-wind power plants", *Energy Procedia*, Vol. 99, pp.243–268, https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115.

Fawcett, T., R. Layberry and N. Eyre (2014), "Electrification of heating: the role of heat pumps", presented at the BIEE Conference – Balancing Competing Energy Policy Goals, Oxford.

Fischer, J. and V. Laisi (2019), "To enable Europe's clean energy future, we need to buckle up and couple up", *Euractiv*, www.euractiv.com/section/energy/opinion/to-enable-europes-clean-energy-future-we-need-to-buckle-up-and-couple-up/.

Gardiner, M. (2014), "Hydrogen Energy Storage: Experimental analysis and modelling", US Department of Energy.

Gasunie and TenneT (2019), *Infrastructure Outlook 2050*, www.gasunie.nl/en/expertise/energy-system/infrastructure-outlook-2050.

Gielen, D. (2020), "DSM/DSR potentials in industry and cooling", International Renewable Energy Agency.

Gielen, D. et al. (2020), "Renewables-based decarbonization and relocation of iron and steel making: A case study", *J. Ind. Ecol.*, Vol. 24, pp.1113–1125, https://doi.org/10.1111/jiec.12997.

Greenpeace (2015), "Energy Revolution – A Sustainable World Energy Outlook 2015".

GSEP (2018), New Electricity Frontiers, Global Sustainable Electricity Partnership.

Gutiérrez-Martín, F. and L.M. Rodríguez-Antón (2016), "Power-to-SNG technology for energy storage at large scales", *Int. J. Hydrog. Energy*, Vol. 41, pp.19290–19303, https://doi.org/10.1016/j. ijhydene.2016.07.097.

Halvorsen, B. and B.M. Larsen (2013), "How do investments in heat pumps affect household energy consumption", Statistics Norway.

Hansen, K., B.V. Mathiesen and I.R. Skov (2019), "Full energy system transition towards 100% renewable energy in Germany in 2050", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Vol. 102, pp.1–13. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.038.

Hauptmeier, K. and N. Aldag (2018), "Liquid hydrocarbons electrofuel e-fuel production pathways and costs", Sunfire.

Henning, H.-M. (2017), "Pathways for transforming the German energy system by 2050 - Methodology and results of a comprehensive system simulation and optimization", Fraunhofer ISE.

Holter, M. and J. Hodges (2018), "The next ferry you board might run on batteries", *Bloomberg*, www.bloomberg.com/news/features/2018-03-13/the-next-ship-you-board-might-run-on-batteries.

HPTCJ (2019), *Heat Pump & Thermal Storage System Data Book*, Heat Pump & Thermal Storage Technology Center of Japan.

Hybrit (2018), "Hybrit – towards fossil-free steel", www.hybritdevelopment.com (accessed 1 July 2019).

Hydrogen Council (2017), "How hydrogen empowers the energy transition", Hydrogen Council.

IEA (2021a), *Global EV Outlook 2021*, International Energy Agency, Paris.

IEA (2021b), *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector,* IEA, Paris.

IEA (2020a), *World Energy Balances 2020*, IEA, Paris.

IEA (2020b), *Clean Energy Innovation,* IEA, Paris.

IEA (2019a), *Tracking Clean Energy Progress*, IEA, Paris.

IEA (2019b), *Tracking Buildings,* IEA, Paris.

IEA (2018), *The Future of Cooling*, IEA, Paris.

IEA (2017), *Renewable Energy for Industry: from Green Energy to Green Materials and Fuels*, IEA, Paris.

Ikäheimo, J. et al. (2018), "Power-to-ammonia in future North European 100% renewable power and heat system", *Int. J. Hydrog. Energy*, Vol. 43, pp.17295–17308, https://doi.org/10.1016/j. ijhydene.2018.06.121.

IPCC (2018), *Global Warming of 1.5°C*, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

IRENA (2021a), *World Energy Transitions Outlook*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2021b), *Renewable Power Generation Costs in 2020,* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2020a), *Global Renewables Outlook*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
【日本語版】再生可能エネルギー世界展望 2020年版, 環境省 (2021)
https://www.env.go.jp/earth/report/R2_Reference_5.pdf

IRENA (2020b), *Rise of Renewables in Cities: Energy Solutions for the Urban Future,* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2020c), *Reaching Zero with Renewables: Eliminating CO_2 Emissions from Industry and Transport in Line with the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2020d), *Renewable Power Generation Costs in 2019,* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2020e), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal,* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2020f), *Innovation Outlook: Thermal Energy Storage*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2020g), *Green Hydrogen: A Guide to Policy Making*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019a), *Electrification with Renewables: Driving the Transformation of Energy Services – Preview for Policy Makers*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019b), *Innovation Landscape for a Renewable-Powered Future: Solutions to Integrate Renewables*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
【日本語訳】将来の再生可能エネルギー社会を実現するイノベーションの全体像:変動性再生可能エネルギー導入のためのソリューション, 環境省 (2020)
http://www.env.go.jp/earth/report/R01_Reference_2.pdf

IRENA (2019c), *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019d), *Demand-Side Flexibility for Power Sector Transformation: Analytical Brief*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019e), *Navigating the Way to a Renewable-Powered Future: Solutions to Decarbonise Shipping*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019f), *Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles,* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019g), *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019h), *Electric Vehicle Smart Charging: Innovation Landscape Brief*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019i), *Renewable Power-to-Heat: Innovation Landscape Brief,* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019j), *Innovation Landscape Brief: Renewable Power-to-Hydrogen*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2019k), Innovation Landscape Brief: Time-of-Use Tariffs, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2018a), *Power System Flexibility for the Energy Transition*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2018b), *Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition,* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
【日本語版】再生可能エネルギーを利用した水素生産:エネルギー:移行のための技術的概観
https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018_JP.pdf

IRENA, (2018c), *Renewable Energy Prospects for the European Union*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2017), *Renewable Energy in District Heating and Cooling: A Sector Roadmap for REmap,* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA AND MASDAR INSTITUTE (2015), *Renewable Energy Prospects: United Arab Emirates, REmap 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

JENSTERLE, M. (2019), "The role of clean hydrogen in the future energy systems of Germany and Japan", Global Cooperation on Hydrogen and Fuel Cells.

KAKAKU (2019), *List of Water Heater Products*, https://kakaku.com/search_results/%83G%83R%83L%83%85%81%5B%83g%20370/?category=0049%2C0008&act=Input&lid=pc_ksearch_searchbutton_top.

KASTEN, P. ET AL. (2016), "Assessing the status of electrification of the road transport passenger vehicles and potential future implications for the environment and European energy system", Öko-Institut e.V., Berlin, Germany.

KEINER, D. ET AL. (2019), "Cost optimal self-consumption of PV prosumers with stationary batteries, heat pumps, thermal energy storage and electric vehicles across the world up to 2050", *Sol.Energy*, Vol. 185, pp.406–423. https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.081.

KERSTENS, R. (2019), "Column: investment opportunities in the meter cupboard" (in Dutch), *De Telegraaf,* HYPERLINK "www.telegraaf.nl/financieel/1346645421/column-beleggingskansen-in-de-meterkast"

KNEZOVIĆ, K. AND M. MARINELLI (2016), "Phase-wise enhanced voltage support from electric vehicles in a Danish low-voltage distribution grid", *Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 140, pp.274–283. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.06.015.

LACEY, G. ET AL. (2013), "A Modelling Tool to Investigate the Effect of Electric Vehicle Charging on Low Voltage Networks", presented at the 2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition, Barcelona, Spain.

LECHTENBÖHMER, S. ET AL. (2016), "Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification – Implications for future EU electricity demand", *Energy,* Vol. 115, pp.1623–1631, https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.110.

LIAO, R. (2019), "First buses, now Shenzhen has turned its taxis electric in green push", *TechCrunch*, https://techcrunch.com/2019/01/04/shenzhen-electric-taxis-push/ (accessed 2.14.19).

LILLEBO, M. (2018), "Impact of EV integration and fast chargers in a Norwegian LV grid_ An analysis based on data from a residential grid in Steinkjer", Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.

LU, L., L. XUE AND W. ZHOU (2018), "How did Shenzhen, China build world's largest electric bus fleet?", World Resources. Inst., www.wri.org/blog/2018/04/how-did-shenzhen-china-build-world-s-largest-electric-bus-fleet (accessed 14 February 2019).

LYSENG, B. ET AL. (2018), "System-level power-to-gas energy storage for high penetrations of variable renewables", *Int. J. Hydrog. Energy,* Vol. 43, pp.1966–1979, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.162.

MAI, T. ET AL. (2018), *Electrification Futures Study: Scenarios of Electric Technology Adoption and Power Consumption for the United States*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

MCKINSEY & COMPANY (2018), *Decarbonization of Industrial Sectors: The Next Frontier*, McKinsey & Company.

MORAGA, J.L. AND M. MULDER (2018), "Electrification of heating and transport: A scenario analysis of the Netherlands up to 2050", Centre for Energy Economics Research, CEER Policy Papers 2, University of Groningen.

Murphy, C. et al. (2021), "Electrification futures study: Scenarios of power system evolution and infrastructure development for the United States", National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

My Electric Avenue (n.d.), "How local electricity networks can cope with charging clusters of electric vehicles – My Electric Avenue's final results reveal all", www.myelectricavenue.info (accessed 1 July 2019).

National Grid (2017), "Future Energy Scenarios", http://fes.nationalgrid.com/media/1244/final-fes-2017-interactive.pdf.

Nowak, T. (2018), "Connecting sectors: the contribution potential of heat pump systems to demand side flexibility" presented at the 2018 World Future Energy Summit, Abu Dhabi, UAE.

Öko-Institut (2014), "eMobil 2050: Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz", Öko-Institut e.V., Berlin, Germany.

Our World in Data (2021), Global primary energy consumption by source, Our World in Data, https://ourworldindata.org/energy-production-consumption.

Paardekooper, S. et al. (2018), *Heat Roadmap Europe 4: Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps*, Aalborg University, Aalborg.

Perner, J., M. Unteutsch and A. Lövenich (2018), *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*, Agora Energiewende and Frontier Economics.

Pines, L. (2018), *Iceland's Major Commodity Imports & Exports,* Commodity.com., https://commodity.com/iceland/.

Prudencio, G. (2019), *Green Hydrogen in Chile: Opportunities and Challenges,* presented at the conference on Global Cooperation on Hydrogen and Fuel Cells, Berlin.

Quiggin, D. and R. Buswell (2016), "The implications of heat electrification on national electrical supply-demand balance under published 2050 energy scenarios", *Energy*, Vol. 98, pp.253–270, https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.060.

Ram, M. et al. (2019), *Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination*, Lappeenranta University of Technology, Energy Watch Group.

Research Institutes of Sweden (2019), *Research & Innovation Platform for Electric Roads*, www.electricroads.org/.

Reuters (2018), "California looks to ramp up electric vehicle sales", *Reuters,* www.reuters.com/article/us-autos-emissions-california/california-looks-to-ramp-up-electric-vehicle-sales-idUSKBN1FF2XG.

RMI (2016), "Electric Vehicles as Distributed Energy Resources", Rocky Mountain Institute, CO.

Rosenow, J. and R. Lowes (2020), "Heating without the hot air: Principles for smart heat electrification", Regulatory Assistance Project (RAP), Brussels, Belgium.

Ruhnau, O. et al. (2019), "Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport decarbonisation scenarios for Germany 2050", *Energy*, Vol. 166, pp.989–999. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.114.

Saygin, D. et al. (2019), "Transport sector transformation: Integrating electric vehicles into Turkey's distribution grids", SHURA Energy Transition Center.

Schmitt, A. (2016), "It's true: The typical car is parked 95 percent of the time", StreetsBlogUSA, https://usa.streetsblog.org/2016/03/10/its-true-the-typical-car-is-parked-95-percent-of-the-time/.

Schucht, B. (2017), "The development of e-mobility from the perspective of a German TSO", 50hertz.

SGERI (2019), *China Energy & Electricity Outlook*, www.sgeri.sgcc.com.cn/html/files/2021-02/09/20210209152815895165647.pdf.

Shell (2021), *The energy transformation scenarios*, www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/the-energy-transformation-scenarios.html#iframe=L3dlYmFwcHMvU2NlbmFyaW9zX2xvbmdfaG9yaXpvbnMv.

Siegemund, S. et al. (2017), "E-Fuels Study – The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU", dena.

Stănişteanu, C. (2017), "Smart thermal grids – A review", *Sci. Bull. Electr. Eng. Fac.*, https://doi.org/10.1515/sbeef-2016-0030.

Taljegard, M. (2017), "The impact of an Electrification of Road Transportation on the Electricity system in Scandinavia", Chalmers University of Technology, Gothenburg.

Transport & Environment (2017), "Electric trucks' contribution to freight decarbonisation", Transport & Environment.

Vandevyvere, H. and G. Reynders (2019), "The trade-off between urban building stock retrofit, local renewable energy production and the roll-out of 4G district heating networks", EnergyVille.

VEIC and NASEO (2013), "A Review of Utility Integrated Resource Plans and Electric Vehicle Load Forecasting", www.naseo.org/data/sites/1/documents/publications/NASEO-Review-of-Utility-Integrated-Resource-Plans-and-Electric-Vehicle-Load-Forecasting.pdf.

Weltenergierat Deutschland (2019), *International Aspects of A Power-to-X Roadmap*, report prepared for the World Energy Council Germany.

Wind Europe (2018), "Breaking new ground: Wind energy and the electrification of Europe's energy system", Wind Europe, Brussels.

Zimmer, W. et al. (2016), "Endbericht Renewbility III: Optionen Einer Dekarbonisierung Des Verkehrssektors:, Öko-Institut e.V., Berlin, Germany.

ZSW (2020), *Inventory of Electric Cars Worldwide*, Germany, www.zsw-bw.de/en/media-center/data-service.html.

付録

I. 最終消費部門における電化の動向

家庭・業務部門

図38 1980～2018年における各国・地域の住宅部門の電化率 (IEA, 2020a)

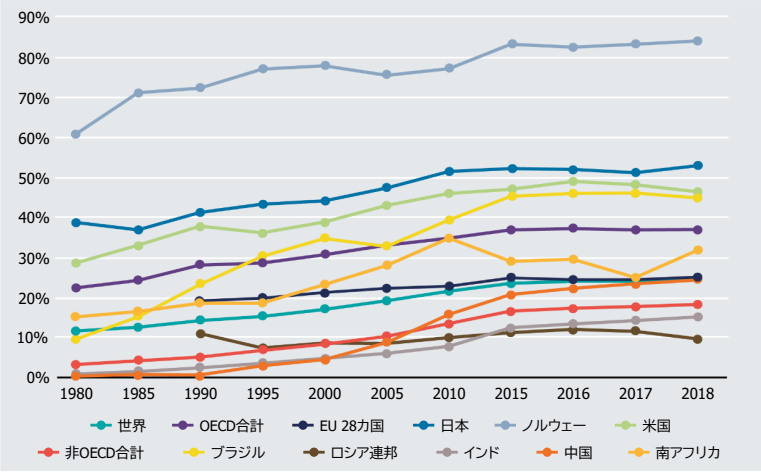
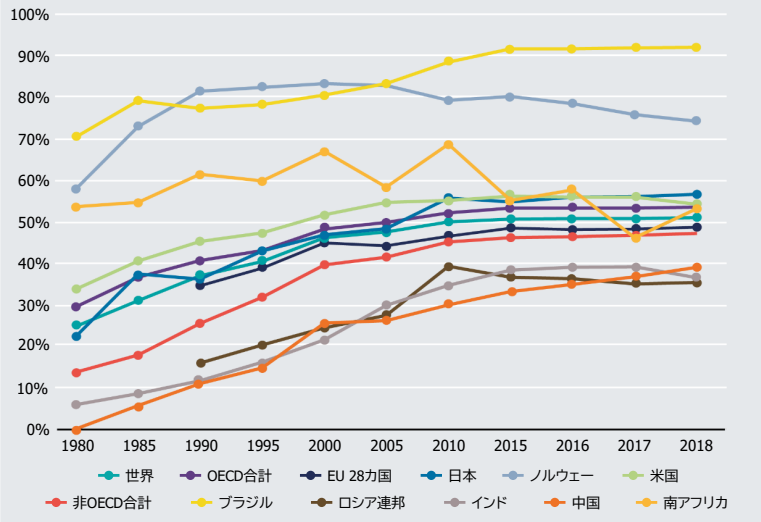
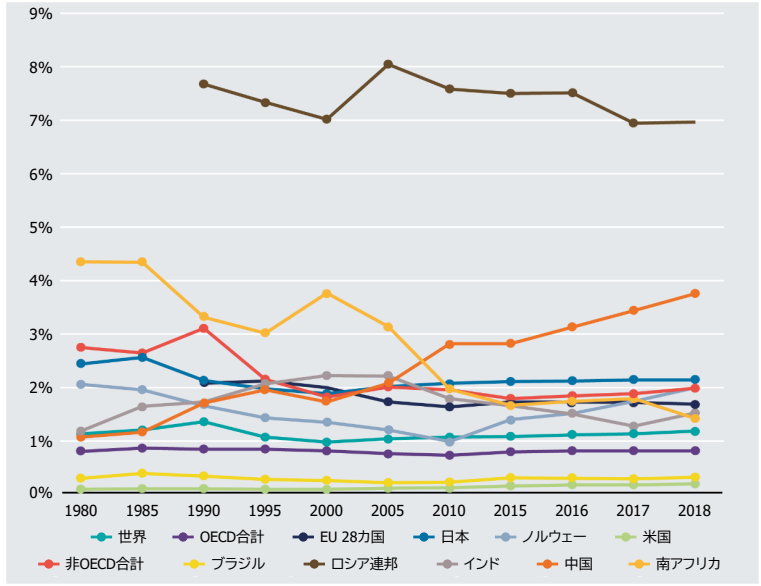


図39 1980～2018年における各国・地域の商業・公共サービス部門の電化率 (IEA, 2020a)



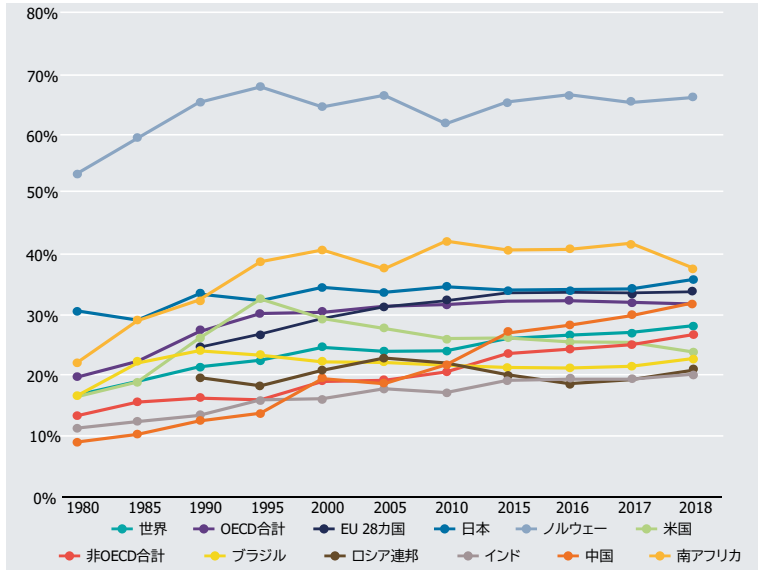
運輸部門

図40 1980～2018年における各国・地域の運輸部門の電化率 (IEA, 2020a)



産業部門

図41 1980～2018年における各国・地域の産業部門の電化率 (IEA, 2020a)



II. 特定主要合成燃料に関するコスト予測

表7 メタンに関するコスト予測の概要

メタンのコスト	再生可能エネルギー電力のコスト想定		CO_2 コスト想定	その他の想定	年	参考文献
ドル/GJ	ドル/GJ	ドル/MWh	(ドル/t)			
5.6～16	3.1	11.2	342～350	設備投資費用は現行水準から95%削減	2050	Blanco et al., 2018
16～20.3	0～7.8	0～28			NA	Gutiérrez-Martín and Rodríguez-Antón, 2016
28～36	7～23	25.2～82.8	34～202	輸送コストを含む	2050	Weltenergierat Deutschland, 2019
30	4.8	17.3	56	10 MWelプラント、6,100時間/年	2050	ENEA consulting, 2016
24～34	15～21.5	54～77	128～184	中東・北アフリカ地域の優れたエネルギー源条件下での発電	2050	Siegemund et al., 2017
46～68	26.1	94	256～312	メタン貯蔵コストを含む	2050	Siegemund et al., 2017

表8 合成ディーゼルに関するコスト予測の概要

合成ディーゼルのコスト		再生可能エネルギー電力のコスト想定		CO_2 コスト想定	年	参考文献
ドル/GJ	ドル/ℓ	ドル/GJ	ドル/MWh	(ドル/t)		
26～50	0.94～1.8	5.8～15.6	21～56	NA	2050	Hauptmeier and Aldag, 2018
26.58	0.96	8.6	30.9	55	2030	Fasihi, Bogdanov and Breyer, 2016
38.5	1.4	15.6	56	NA	2050	Bazzanella and Ausfelder, 2017
49.8～56	1.8～2	NA	NA	NA	2050	ADEME, 2015
50～79	1.9～2.9	26.1	94	289～333	2050	Siegemund et al., 2017

注: NA = 該当せず

III. スマート充電に関するケーススタディ概要

表9 送電システムレベルにおけるEVの充電およびスマート充電の影響に関するケーススタディ概要

地域	シナリオ	主な知見	検討された主要指標
米国5州(カリフォルニア、ハワイ、テキサス、ニューヨーク、ミネソタ)(RMI, 2016)	2030年のEV普及率23% i) 非制御充電シナリオ ii) 最適化充電シナリオ	EVの普及率拡大に伴いピーク負荷が増加し、それにより、特に配電フィーダーレベルの設備投資が増加する。充電を管理することにより、系統資源を最適化し、新たなピーク電源容量への投資を回避することができる。	ピーク需要 **カリフォルニア:** 非制御充電シナリオでは11.1%増加するのに対し、最適化充電シナリオでは1.3%増加。 **ハワイ:** 非制御充電シナリオでは9%増加するのに対し、最適化充電シナリオでは1.3%増加。 **テキサス:** 非制御充電シナリオでは4.9%増加するのに対し、最適化充電シナリオでは0.9%増加。 **ニューヨーク:** 非制御充電シナリオでは3.4%増加するのに対し、最適化充電シナリオでは0.6%増加。 **ミネソタ:** 非制御充電シナリオでは3.1%増加するのに対し、最適化充電シナリオでは0.5%増加。
米国ニューイングランド地方全域の電力システム(6州)(VEIC and NASEO, 2013)	2030年のPHEV普及率25% i) 夜間集中充電シナリオ ii) 夜間分散充電シナリオ iii)職場充電アクセス向上シナリオ iv)オフピーク充電シナリオ	ピーク負荷増加により、電力システムや発電容量への大幅な投資が必要になる。夜間帯に負荷を分散させることにより、ピーク負荷の増加を抑えることができ、オフピーク時間帯のみの充電では、増加を完全に回避できる。	ピーク需要 夜間集中充電シナリオでは19%増加するのに対し、夜間分散充電シナリオでは6%増加、オフピーク充電シナリオでは0%増加。 年平均需要 3%増加。
ドイツ (Schucht, 2017)	2035年の世帯普及率25% (EV台数1,000万台) i) 最悪ケース: ピーク負荷時の家庭用基本充電 ii) 最良ケース: スマート充電による需要のPV発電に合わせたシフト 2050年のEV普及率100%、 i) 最悪ケース: 家庭用基本充電と職場充電 ii) 最良ケース: スマート充電による需要のPV発電に合わせたシフト	2035年の全エネルギー消費量に対するEVの消費電力量はわずか(<3%)である。また、EVがピーク需要に及ぼす影響は非常に限定的であり、特にスマート充電が実施されている場合や、ヒートポンプの柔軟性と組み合わせて検討した場合に顕著である。	ピーク需要 2035年の最悪ケースで8%増加するのに対し、2050年の家庭・職場充電では顕著な増加が見られず、最良ケースの最適化充電シナリオでは冬季ピークがわずかに減少。
4カ国(スウェーデン、ノルウェー、デンマーク、ドイツ) (Taljegard, 2017)	2050年のEV普及率100% i) 貨物輸送向けの電気道路システム(ERS)の導入 ii)ERSと、V2Gを伴う先進的スマート充電の導入	EVの充電は電力システムのピーク負荷に相関し、したがってピーク発電容量へのニーズとCO2排出量を増加させる。先進的スマート充電が実施されれば、乗用EVが正味負荷曲線を平坦化することができ、ピーク時の正味負荷は実際には削減される。	ピーク需要 ERSシナリオでは20%増加するのに対し、ERSと先進的スマート充電の併用シナリオでは7%減少。
英国 (National Grid, 2017)	2050年までの英国におけるEV普及率100%、利用台数は最大2,500万台 i) スマート充電あり ii) スマート充電なし	EVの台数増加に伴い、そのピーク電力需要が最大の課題をもたらしうる。スマート技術の有効活用、需要家の関与、エネルギー需要の少ない車両の利用によって、これらに対応することが望ましい。	ピーク需要 スマート充電なしのシナリオでは30%(18 GW)増加するのに対し、スマート充電シナリオでは10%(6 GW)増加。

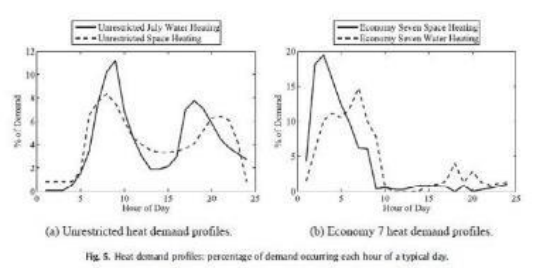
注: ERS = 電気道路システム、PHEV = プラグインハイブリッド電気自動車

表10 配電システムレベルにおけるEVの充電およびスマート充電の影響に関するケーススタディ概要

地域	シナリオ	主な知見	検討された主要指標
米国中西部の150世帯に給電する典型的なフィーダー回路 (Engel et al., 2018)	EV普及率25% i) 一律料金シナリオ ii)時間別料金シナリオ	EVは電力負荷曲線を一変させる可能性が高い。最も顕著な影響は、夜間ピーク負荷の増加と考えられる。EVの普及率は地域によって異なるため、ローカルレベルでの課題が生まれる。時間別料金制度でEVのスマート充電を誘導することにより、フィーダー回路のピーク負荷の増加が14%抑えられる。	**ピーク需要** 一律料金シナリオでは30%増加するのに対し、時間別料金シナリオでは16%増加。
トロントの19戸からなる住宅地 (Awadallah, Venkatesh and Singh, 2016)	1.4kWから20kWの充電器でシミュレーション、 i) 最悪ケースシナリオ: EV普及率100%（1世帯1台）で、冬季と夏季のピーク負荷時に全てのEVが同時に充電 ii)春季典型平日ケース：EV普及率33%、66%、100%	充電器の容量が3.3 kW未満の場合は、EV普及率のレベルにかかわらず変圧器への過負荷は生じない。定格容量が6.6 kWの充電器は、普及率が低くても、システムコンポーネントに中程度の過負荷を生じさせる。定格容量が10 kW以上の大容量充電器の場合は、それらを連系する前に電力システムの増強が必要である。	**変圧器への過負荷** EV普及率100%、充電器容量6.6 kWの非連携充電シナリオでは64%の過負荷が生じるのに対し、充電器容量3.3kWでは、いずれの充電シナリオでも過負荷は生じない。
住宅地の配電系統 (Ahourai et al., 2013)	i) EV普及率0～50% ii)EV普及率50%で連携されたEVの充電	EV利用の増加率が20%を超えると、既存インフラ、特に変圧器への過負荷、長時間に亘る過負荷によるインフラ寿命の大幅な短縮といった問題が生じる。	**変圧器への過負荷** 非連携充電シナリオでは60%の過負荷が生じるのに対し、連携充電シナリオでは過負荷は生じない。
ドイツの228世帯からなる郊外地域 (Schucht, 2017)	2つのシナリオ: i) 最悪ケース：ピーク負荷時に同時に充電 ii)最良ケース：夜間に充電最適化	EVとヒートポンプの併用は、スマート充電戦略を適用しない限り、低圧システムに系統混雑をもたらし、ピーク需要を増加させるおそれがある。	**EV普及への制約** 最悪ケースシナリオでは、充電が最適化されず、EV普及率はわずか2%（5台）に制限される（変圧器容量の制約により）。最良ケースシナリオでは、変圧器と充電が最適化され、EV普及率は400%に達する（1世帯あたり4台）。
ノルウェーの住宅地の配電系統 (Lillebo, 2018)	EV受け入れ能力を、普及率0～100%で評価。	急速充電器の設置場所で無効電力を注入することにより、電圧偏差を大幅に低減することができる。	**EV普及への制約** EVの受け入れ能力は、大多数の最終需要家にとって100%であるが、全ての最終需要家が同時連系するには制約があるため、電圧という点で配電系統が許容できるEV普及率は50%、最も脆弱な配電線の定格電流による制約を受けた場合のEV普及率は10～20%に制限されると考えられる。 **変圧器への過負荷** EV普及率100%シナリオでは、過負荷時間は5.8%を占める。
トルコ (Saygın et al., 2019)	「高成長」市場シナリオでは、2030年までにトルコにおける乗用EVは250万台に達し、全車両の10%を占め、充電ポイントは100万カ所に達すると予測される。	電力システムには十分な余剰容量があるため、シナリオは系統運用にほとんど影響を及ぼさない。250万台のEVの導入は、現在低レベルの低・中圧変圧器の容量係数を引き上げ、配電料金を引き下げることになる。上記シナリオを実現するには、需要増加に伴う系統投資、最適配置した充電ポイント、スマート充電、オフピーク時のEV充電を奨励する時間別料金が必要である。2030年に全車両の10%以上のEV普及率を達成するには、追加投資、運輸部門の効率向上、移動手段の選択肢における自家用車の比率削減が必要になると考えられる。	**EV普及への制約** トルコの配電システムは、約250万台のEVを導入することが可能であり、新規投資はほぼ必要なく、配電システムの運用への影響は限定的である（最大負荷の増加や電圧逸脱に関して）。これは、2030年に予測される全車両の約10%に相当する。

IV. スマート熱供給に関するケーススタディ概要

表11 熱供給の電化とスマート熱供給が電力システムにもたらす影響に関するケーススタディ概要

ケーススタディ	主な発見
英国 (Quiggin and Buswell, 2016)	英国における家庭・業務部門の暖房構成は、午前8時頃と午後7時頃の2つの急激なピークを特徴とする。英国の電気料金プログラム"Economy 7"では、蓄電器の利用により熱消費を7時間ずらして夜間に実施することが奨励されている。"Economy 7" は、無制御のケースと比べてピーク需要を削減するわけではないが、最低需要が底上げされ、最低需要とピーク需要の差を15%縮小できると考えられる。 **図42** 英国における家庭・業務部門の熱需要構成。(出典:Quiggin and Buswell, 2016)  Fig. 5. Heat demand profiles: percentage of demand occurring each hour of a typical day.
ベルギー (Baeten, Rogiers and Helsen, 2017)	2030年のベルギーの電力システムに関するケーススタディでは、デマンドレスポンスプログラムと温水貯蔵タンクを利用して能動的に制御したヒートポンプの大量導入(50,000台)について検討された。その結果、非制御状態では15 GWであった冬季ピーク需要が、デマンドレスポンスによって9%、貯蔵タンクによってさらに4%削減されることが示された。デマンドレスポンスプログラムの実施は、同規模の発電所を建設するよりはるかにコストが低かった。
欧州 (Paardekooper et al., 2018)	欧州における冷暖房部門の大規模な脱炭素化について検討する"Heat Roadmap Europe"プロジェクトの結果、地域熱供給システムは、2050年脱炭素化戦略の下で欧州の熱需要の半分を供給可能であることが明らかになった。地域熱供給システムによって産業余剰熱(熱供給の25%)、大型ヒートポンプ(最大30%)、熱電併給(最大35%)を利用して都市の熱需要を供給できることが予想され、このほか、古い建物の改修や地方の熱需要を満たすヒートポンプの設置により同戦略が補完される。この戦略により、エネルギー部門の二酸化炭素排出量は、コスト効率性の高い方法で2015年の水準に比べて89%削減されると見込まれる。地域熱供給システムの導入率がそれより低い場合は、電力システムのコストが過度に増加する可能性がある。地域熱供給における熱貯蔵システムの貯蔵時間は、大都市では平均2～8時間、小規模な都市では6～48時間になると見込まれる。地域熱供給における熱貯蔵は、個別の建物に設置されたヒートポンプより柔軟性が高い。

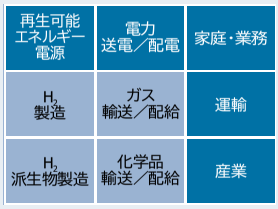
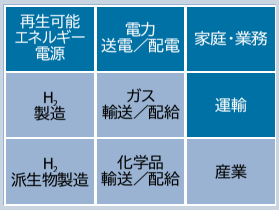
V. 体系的経済評価に関するケーススタディ概要

最終消費部門の直接電化に必要な投資について検討する研究は多数あり、実施されるスマート電化戦略の程度もさまざまである。そのような研究の一部を以下にまとめ、電力システムインフラに及ぼす影響に基づいて各部門の直接電化がどの程度妥当であるかについて、要点を記した。

より体系的な視点がさまざまな部門の電化の程度と構成にどのように影響を及ぼしうるかを検討するため、下表には、電化普及のためのインフラ要件について部門横断的な経済評価を行う研究を集めた。全ての研究がインフラ全体における同じ要素を対象としているわけではないため、第2.4節冒頭の図18に対応する凡例項目によって対象分野を示した。

部門別評価

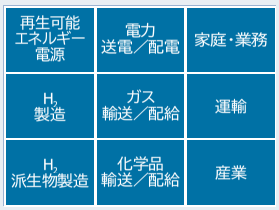
対象地域	対象分野	発見
フランス (Artelys et al., 2016)	再生可能エネルギー発電 / 電力 送電／配電 / 家庭・業務 H_2 製造 / ガス 輸送／配給 / 運輸 H_2 派生物製造 / 化学品 輸送／配給 / 産業	この研究では、フランスにおいて2050年までに電力構成を100%再生可能エネルギー電力にし、現行の電化率の中程度の(産業部門では28%に、運輸部門では33%に、家庭・業務部門では52%に)拡大を実現するために必要なインフラを検討している。その結果、効率化対策によって、全体的な消費電力量は、実に2013年の442 TWhから2050年までに422 TWhに減少することが示された。しかし、送電システムの容量を現行レベルから36%増強することが望ましく、国際連系線容量も拡大する必要があることも示された。配電システムを考慮に入れて検討したところ、最適構成にも関連コスト全体にも及ぼす影響は小さかった。水素および／または合成燃料インフラについては総合的なモデル化はなされておらず、その柔軟性の可能性のみがモデル化されている(再生可能エネルギー率80%では不要だが、100%の場合は季節間貯蔵のために17 GWのP2Gインフラが必要)。
オランダ (Moraga and Mulder, 2018)	再生可能エネルギー発電 / 電力 送電／配電 / 家庭・業務 H_2 製造 / ガス 輸送／配給 / 運輸 H_2 派生物製造 / 化学品 輸送／配給 / 産業	この研究は、オランダにおける道路輸送と家庭用暖房および調理について、「参照電化」、「中間電化」、「完全電化」の3つの電化シナリオによる2050年までの影響を示すものである。国内の家庭・業務部門を完全電化する場合、2050年には参照電化より需要が35 TWh増加することが示された。これは、現行の消費電力量全体の30%に相当する。運輸部門の完全電化シナリオでは、全乗用車の88%、バンの87%、トラックの16%、バスの84%を電化することを検討した。このような電化率を2050年までに達成するために必要な総電力量は、40 TWhである(主に乗用車の30 TWhによる)。完全電化シナリオでは、2050年までに総供給量の約40%(216 TWh)の再生可能エネルギー電源が検討され、この比率であれば輸入削減により十分に吸収可能であるため、発電超過に対応する季節間貯蔵は必要ないことが示された。電力システムについては、完全電化シナリオに必要な容量は、2016年現在の水準より約50%多いことが示された。

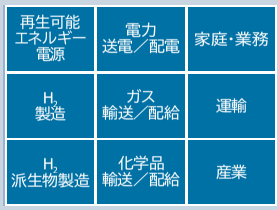
オランダ (ECN and Alliander, 2017)		この研究では、2050年までにEV、ヒートポンプ、その他の最終消費の電化が大幅に拡大することに伴い、オランダのエネルギーシステムにおける柔軟性の必要性について検討したものである。さまざまな地域レベルにおいて、太陽光発電、EV、ヒートポンプの導入拡大による設備への過負荷の発生率は、2030年までに配電変圧器の8%、変電所変圧器の9%に影響を及ぼし、2050年までにそれぞれ35%と45%となる可能性がある。これは、系統事業者に代わって系統スマートソリューションへの作業と投資によって緩和することができるが、過負荷のほとんどは都市の中心部で、より急速に発生すると予想されることが明らかになった。例えば、オランダの電気事業者Alliander はアムステルダムにおいて、ピーク時間が2.5～2.6倍に拡大する可能性があると警告している(Kerstens, 2019)。このような都市では、系統設備や建築物ストックが老朽化しており、例えば暖房の完全電化に必要な最新の電気技術やスマートソリューションの大規模導入の可能性が疑問視されている。水素および／または合成燃料インフラについては総合的なモデル化はなされておらず、その柔軟性の可能性のみがモデル化されている。
英国 (Quiggin and Buswell, 2016)		この研究は、2050年の熱供給と輸送の電化に関して発表されている英国の6つのシナリオについて評価するもので、1時間ごとの詳細なデータを用いて、電力需要が通年全ての時間において満たされるかどうかが検証され、2つを除く全てのシナリオで熱需要の75%以上をヒートポンプで満たすことが想定されている。この評価により、1つを除く全てのシナリオで、熱需要が高い冬季はデマンドサイドマネジメント(DSM)、蓄電池貯蔵、V2Gなどの柔軟性の選択肢を十分活用したとしても、供給問題が生じることが示された。熱電併給の大量導入を想定したシナリオのみ、供給問題は生じなかった。水素および／または合成燃料インフラについては総合的なモデル化はなされておらず、その柔軟性の可能性のみがモデル化されている。
英国 (Delta Energy & Environment and Energy Networks Association, 2012)		この研究は、2050年の英国の住宅熱供給部門について、ヒートポンプと地域熱供給システム(ヒートポンプにより50%を供給)を導入する戦略と、追加的な再生可能エネルギー由来燃料(バイオメタン)をガス供給網に注入する戦略の2つを比較したものである。その結果、前者の選択肢ではピーク容量が48 GW増加し、後者では追加で24 GW必要になることが示された。また、それに対応する配電システムの投資ニーズも、後者のケースでは半減する。この研究は、分散型であれ集中型であれ、ヒートポンプを利用する場合は、季節性の電力需要ピークに対応するために多額の投資を必要とする可能性があることが示された。
欧州 (Bazzanella and Ausfelder, 2017)		この研究は、欧州における化学部門の大規模な脱炭素化戦略を対象としている。この研究では、2050年までに電化によってCO_2排出量が大幅に削減される一方、化学品製造における電力需要の拡大に対応するだけでも、IEAの2℃シナリオでエネルギー部門全体について予測される水準より40%多いカーボンフリー電力を必要とすることが示されている。

欧州 (Lechtenböhmer et al., 2016)		欧州におけるエネルギー集約型素材産業(鉄鋼、セメントなど)に関するこの研究では、これらの産業が電力に完全移行すると、1,600 TWhの電力需要をもたらすと示唆されている。これは、欧州における産業部門全体の現在のエネルギー需要(1,000 TWh)を上回る。
欧州 (Kasten et al., 2016)		2050年までのEUにおける乗用車の電化を検討するこの研究では、EVの普及率が80%の場合、再生可能エネルギー電源容量を170 GW増強する必要があることが明らかになった(展望としては、これは2010年のEUにおける再生可能エネルギー電源容量の75%および2050年までに予想される再生可能エネルギー電源容量の22%増加に相当する)。
英国 (Burke and Rooney, 2018)		この研究は、英国において2050年までに天然ガスから水素への完全な切り替えが起こるケースについて検討するものである。そのためには、2030年から少なくとも毎年6 GWの水素容量を新たに追加する必要がある。それに対し、陸上風力と洋上風力を合わせた設備容量は、2010～2017年の間に年平均1.8 GWで増加している。つまりこのシナリオでは、水素容量は英国における風力発電部門の約3倍のスピードで、かつ、20年間に亘り一貫して増加しなければならないということになる。
欧州連合 (Paardekooper et al., 2018)		この研究は、欧州における冷暖房部門の大規模な脱炭素化を調査した “Heat Roadmap Europe”プロジェクトの結果を示すものである。特に、2050年に向けた脱炭素化戦略の下で熱需要の半分を供給する地域熱供給システムの重要な役割が強調されている。地域熱供給システムは、産業余剰熱(熱供給の25%)、大型ヒートポンプ(最大30%)、熱電併給(最大35%)を利用して都市の熱需要を満たす。また、この戦略を補足するため、古い建物の改修、地方の熱需要を満たすヒートポンプの設置が行われている。地域熱供給システムの導入率がこれより低い場合は、電力システムのコストが過度に増加する可能性がある。地域熱供給における熱貯蔵システムの貯蔵時間は、大都市では平均2～8時間、小規模な都市では6～48時間になると見込まれる。地域熱供給における熱貯蔵は、個別の建物にヒートポンプを設置するだけの方式より、高い柔軟性を提供することが分かった。この研究に関する議論の詳細は、ボックス11に記されている。

総合的評価

対象地域	対象分野	発見
1カ国		
ドイツ (Hansen et al., 2019)	再生可能エネルギー発電 / 電力 送電／配電 / 家庭・業務 H_2 製造 / ガス 輸送／配給 / 運輸 H_2 派生物製造 / 化学品 輸送／配給 / 産業	この研究は、ドイツにおいて2050年までに100%再生可能エネルギーを実現するために必要なインフラを検討している。暖房部門において、2050年の供給構成は、地域熱供給が30%（参照ケースの16%を上回る）、そして個別のヒートポンプの利用が残りの供給の過半数を占める。バイオマスに過度に依存することなく、100%再生可能エネルギーによる熱供給を実現する主な手段としては、太陽熱生産（個別設置と地域熱供給の設置で、20 TWh/年の追加）、ヒートポンプ（特に地域熱供給において容量が10倍に増加し、合計7 GWに達する）、産業余剰熱（13 TWh/年の追加）などがある。産業部門では、100°C以下の暖房（産業熱需要の25%）は、地域熱供給とヒートポンプが同量ずつをまかなっている。電化シナリオでは、産業部門における燃料消費の残り50%が電化されると想定している。追加的な電化により電力需要は133 TWh/年増加し、ひいては電力システム増強も必要となる。運輸部門では、車両の85%を電化することにより電力需要が118 TWh/年増加すると見込まれる。残りの15%については、水素を用いた方式により水素需要が143 TWh/年となり、ひいては194 TWh/年の電力需要増加をもたらす。これにより、合計45GWの電解容量と1週間分に相当する7,500 GWhの水素貯蔵が必要になる（全ての水素インフラのコストは540億ユーロ）。このほか、完全電化アプローチ（重量物輸送、船舶、航空など）では、さらに143TWh/年の電力需要が生じると見込まれる。全体として、100%再生可能エネルギーシナリオの全てにおいて、一次エネルギー需要の効率化（例えば、2050年に参照ケースに比べて50%削減など）を想定しているが、発電電力量は全てのシナリオで増加し、2050年には参照シナリオの約580 TWh/年に対し、1,100～1,300 TWh/年に増加する。
ドイツ (Hansen, 2017)	再生可能エネルギー発電 / 電力 送電／配電 / 家庭・業務 H_2 製造 / ガス 輸送／配給 / 運輸 H_2 派生物製造 / 化学品 輸送／配給 / 産業	この研究は、ドイツのエネルギーシステムの2050年までの脱炭素化に関する分析の幅広い結果を示すものである。排出量を85%削減するシナリオでは再生可能エネルギー電力への大規模な移行が生じ、エネルギーシステム全体の効率（有効エネルギー／一次エネルギー）が40%未満から60%超へと向上するため、2050年までに一次エネルギー需要が2013年の水準から43%減少して約2,000 TWhとなる。その需要全体のうち、電動モビリティが約200 TWhを占め、ヒートポンプおよび電気熱供給による需要が約150 TWh、電気分解による水素製造が約100 TWh、合成メタン製造が約50 TWhを占める。排出量をさらに5%削減して90%を脱炭素化する場合、電気分解と合成メタンによる需要が大幅に増加し、いずれもおよそ175 TWhとなる。暖房部門では、需要構成は電気ヒートポンプがおよそ55%（大気熱・地中熱の比率は30%／25%）、地域熱供給が20%、ガスヒートポンプが20%である。熱貯蔵も大幅に増加し、およそ11.5 TWhとなる（集中型地域熱供給が6.5 TWh、分散型が5 TWh）。間接電化については、電気分解容量がおよそ70 GWに、メタネーション容量が30 GWに、PtLがおよそ5 GWに増加すると予想される。
ドイツ (Ruhnau et al., 2019)	再生可能エネルギー電源 / 電力 送電／配電 / 家庭・業務 H_2 製造 / ガス 輸送／配給 / 運輸 H_2 派生物製造 / 化学品 輸送／配給 / 産業	この研究は、ドイツにおける熱供給（家庭・業務部門、産業部門）と道路輸送の最終消費部門の直接電化と間接電化の構成に特に注目し、2050年に向けた22の脱炭素化シナリオによる結果を検討するものである。電力需要には、産業部門と家庭・業務部門における非熱用途（2015年に399 TWh）は含まれていない。80%を超える排出量削減目標を満たすシナリオでは、熱生産に必要な電力量（直接、間接）は、工業プロセスを含める場合は269～517 TWh、含めない場合は63～199 TWhである。道路輸送に必要な電力量（直接、間接）は71～281 TWhであるが、1件の研究のみ545 TWhに達する。電化は、各研究のGHG削減目標に左右されるが、家庭・業務部門よりも運輸部門においてそれが顕著である。家庭・業務部門では、建物の改修、バイオエネルギーや太陽熱などによる再生可能エネルギーの直接利用など、熱供給の脱炭素化に代わる選択肢が存在するからである。産業部門における熱供給を含めると、GHG削減と熱供給電化の関係はより強くなる。なぜなら、工業プロセスの脱炭素化において電力によるソリューションは重要な役割を果たすからである。直接電化と間接電化については、排出量削減目標が80%を超えるシナリオでは、直接電化は家庭・業務部門の熱供給の39～84%、産業部門の熱供給の35～88%を占める。間接電化は、家庭・業務部門のエネルギー需要の22%、産業部門の需要の35%を満たす。GHG排出量削減目標が85%を超えるシナリオでは、間接電化は長期エネルギー貯蔵に寄与するため、より大きな比率を占める。家庭・業務部門では、ヒートポンプが電化に占める比率はシナリオによって27～75%となり、電気ボイラーは最大で12%となる。産業部門の熱供給については、1つのシナリオにおいてのみヒートポンプが重要な役割を果たし、熱需要を満たすのは電気ボイラーの方が一般的である。運輸(自動車)については、排出量削減目標が80%のシナリオでは、直接電化が需要の19～66%を満たし、排出量削減目標が85%のシナリオでは、需要の38～95%を満たす。間接電化は、すべてのシナリオにおいて0～46%を満たす。トラックについては、排出量削減目標が85%を超える全てのシナリオで少なくとも51%の電化を特徴とするが、他のシナリオでは、トラック輸送は電力以外の再生可能エネルギーと効率化策によって脱炭素化されると想定されているか、脱炭素化が困難な部門としての主な残存排出源と見なされていることから、結果には大きなばらつきがある。トラックの直接電化を取り入れている5つのシナリオでは、高架線が役割を果たす。運輸部門の間接電化については、10のシナリオのうち7つにおいて水素が重要な役割を果たし、自動車輸送の20%超が合成燃料によってまかなわれる。85%を超える脱炭素化シナリオでは、全てのタイプの輸送について合成液体燃料のみが考慮されている。
複数国		
ドイツおよびオランダ (Gasunie and TenneT, 2019)	再生可能エネルギー電源 / 電力 送電／配電 / 家庭・業務 H_2 製造 / ガス 輸送／配給 / 運輸 H_2 派生物製造 / 化学品 輸送／配給 / 産業	ドイツとオランダのガスおよび電力の系統運用者であるGasunieおよびTenneTの共同研究において、2050年までに95%の排出量削減を達成するには、両国間の統合エネルギーインフラが必要であることが示された。シナリオは、地方自治体、国家政府、または国際貿易協定のいずれかが主体となって脱炭素化への転換を進めることを前提としている。ローカルレベルのシナリオは電化率が最も高く、国家レベルのシナリオは風力発電とPower-to-Hydrogen技術に重点を置き、国際シナリオは再生可能エネルギーが最も豊富な場所における水素製造と需要センターへの水素の輸送を想定している。ローカルレベルと国家レベルのシナリオは、オランダの電力需要が30%増加すると想定しているが、ドイツについては全てのシナリオにおいて電力需要の変化は10%に過ぎないと想定している。両国とも、輸送されるガス（水素またはメタン）の量は、今日の水準と同程度かそれより多い。この研究では、電力、熱、ガスを統合することによってVREの変動性を吸収できる可能性があることが示された。P2G設備の最適立地に関する手引きを提供することによって、インフラ拡張の長期ニーズを削減することができる。オランダのガスインフラでは水素、バイオメタン、天然ガスが輸送され、ドイツでは水素、バイオメタン、国産および輸入合成メタンが輸送されることが、この研究で示された。本研究のモデリングでは、P2G技術が将来のエネルギーシステムの基礎であり、全てのシナリオで既存の電力・ガスインフラが補完的役割を果たすことが示された。例えば、電力システムとガスシステムをカップリングすることにより、VRE発電のために既存の地下ガス貯蔵設備を利用することが可能になる。

ドイツおよび日本 (Jensterle, 2019)		将来のエネルギーシステムにおけるクリーン水素の役割について、ドイツと日本の共同研究が実施された。この研究では、ドイツで水素開発の促進要因となるのは、意欲的な排出量削減、系統安定度の必要性、季節間貯蔵、セクターカップリングであり、日本では、中程度の排出量削減、エネルギー安全保障、技術の輸出である。日本では水素の大部分が発電に用いられ、ドイツでは運輸、産業、合成燃料製造に用いられると予測される。2050年のドイツの水素需要は年間300～600 PJで、最終エネルギー需要全体の最大15%を占め、日本は年間600～1,800 PJで、エネルギー需要全体の最大22%を占める。水素の供給源は、ドイツでは主に国産グリーン水素と輸入合成燃料、日本では主に輸入ブルー水素とグリーン水素である。最終エネルギー需要のうち、ドイツでは合成燃料が水素より多い傾向にあり、日本では合成メタンを考慮するシナリオは1件のみである。本研究では、kWhあたりのコストという点でグリーン水素製造に最適の条件を持つ国として、中国、アルゼンチン、ニジェール、オーストラリア、米国が挙げられており、2030年における成長調整後の排出量削減という点で最適の条件を持つ国は、アイスランド、マルタ、エストニア、スイス、ノルウェーである。
欧州北部 (Ikäheimo et al., 2018)		欧州北部を対象とするこの研究は、2050年に100%再生可能エネルギーによる電力と熱システムを実現するためのコスト最適化モデルに、Power-to-Ammonia（電力を用いたアンモニア製造）技術を導入したものである。研究者らは、対象国の全てで風力発電が電源構成の主流となっており、アンモニアの大部分がノルウェーで製造され、ドイツで消費されていることが明らかになった。さまざまなシナリオを比較した結果、ドイツ・ノルウェー間の最大送電容量を増強した場合、高圧直流(HVDC)送電線を通じて電力としてエネルギーを輸送したほうが安価になるため、ノルウェーのアンモニア生産量が27%削減されることがあきらかとなった。しかし、送電システムの制約がある場合、アンモニアの輸入は地域の需給調整に重要な手段となる。アンモニアパイプラインは、数百MWの容量がある場合のみ、コスト効率的であると推測される。また、地域熱供給の70%がヒートポンプを用いた電力として提供され、残りをバイオマスによる熱電併給が占め、水素とアンモニアはいずれも熱利用に高価すぎることが分かった。このモデルは主に日常レベルで貯蔵に貢献するEVを検討することにより、運輸部門を考慮に入れている。Power-to-Ammoniaは、アンモニアが、肥料産業の原料として、エネルギー貯蔵手段として、そして送電の代替手段として用いられる、3つの役割を果たすことが分かった。後者2つの役割は電力システムの柔軟性に貢献する。再生可能エネルギー由来アンモニアは、現行水準と同程度の価格で製造可能であり、従来のアンモニア製造の原料である天然ガスの価格が上昇すれば、より競争力が高くなることが明らかになった。
欧州連合 (European Commission, 2019, 2018a, 2018b)		欧州委員会のMETISプロジェクトは、欧州における電力、ガス、熱などのエネルギーシステムを、通年の時間単位でシミュレーションしたモデルに基づく一連の研究である。これに含まれる研究は、運輸部門、家庭・業務部門、産業部門の脱炭素化におけるP2Xの役割を論じている。この研究では、設備投資の推移、発電、電力価格のさまざまな条件下でMETISモデルを実行し、P2Xがバイオ燃料やバイオメタンのような他の低炭素の選択肢と競争しうるかどうかが評価された。その結果、P2Xの収益性は、安い電力価格に大きく依存することが示された。スペインのようにVREのシェアが高い国々では、電力価格がゼロに近い時間が2,000時間以上あった。このような場合、Power-to-Hydrogenに必要な水電気分解は、二酸化炭素回収・貯留と併用したメタンの水蒸気改質による水素製造よりも競争力がある。Power-to-Hydrogenは、Power-to-MethaneやPtLよりも資本集約性が低く、これらは、最終エネルギーキャリアを燃焼させる際によりコストの高い脱炭素化が必要になる。別の研究では、地域熱供給における脱炭素化オプション、例えばバイオマス、地熱、太陽熱、ヒートポンプ、熱電併給などをMETISモデルに導入した。もう1つのMETIS研究では、これまでのMETIS研究で示されたさまざまな柔軟性の選択肢をどのように組み合わせるのが最も効果的かを共同で分析した。この研究は、柔軟性ソリューションの最適ポートフォリオによって、電力システムが80%再生可能エネルギー由来にできることが示された。モデルの分析結果では、2030年に国境を越えた送電は164 GWに達し、それが、特に週単位の柔軟性をEUの電力システムにもたらす主な源泉になることが示唆された。貯蔵は2番目に重要な柔軟性オプションであり、デマンドサイドマネジメントとP2Xも重要である。また、ディスパッチ可能なピーク時のバックアップユニットとして、200 GWのガス火力発電が必要である。

欧州連合 （ASSETプロジェクト） (De Vita et al., 2018)		この研究は、2050年までにEUを脱炭素化するうえで、再生可能エネルギーに加えて水素を利用するためのセクターカップリングと協調の利点を示すものである。報告書は3つの定型化されたシナリオを提示し、エネルギーキャリアおよび産業で直接利用する燃焼用燃料として、合成燃料を製造する原料として、あるいは電力貯蔵手段として、脱炭素化戦略に水素を導入することを検討している。報告書は、各シナリオへの賛否を論じ、最も有望な部門において水素が果たしうる全ての役割を統合するバランス型戦略を推奨している。バランス型アプローチは、過去に策定された、水素を含まず、代わりにエネルギー効率性、再生可能エネルギーの高いシェア、電化、バイオ燃料の利用のみを目指す基本的な脱炭素化シナリオと比較されている。バランスよく水素を利用する方法としては、主に、水素とバイオメタンをガス配給システムに混入して暖房や重量物輸送に用いるもの、鉄鋼、製鉄、化学品産業において水素を直接燃焼に用いるもの、Power-to-Hydrogenを電力貯蔵に用いるものなどがある。最後の方式では、2050年の総発電電力量の29%を水素製造専用に充てる必要がある。それにより、EUの平均電力価格は基本的な脱炭素化シナリオと比較してわずかに低下する。なぜなら、水素貯蔵は負荷曲線を平準化し、出力抑制の必要性を低減するからである。バランス型戦略では、2050年における再生可能エネルギーのシェアは、基本的な脱炭素化シナリオと比べ36%上回る。また、バランス型戦略では、エネルギー部門と産業部門の二酸化炭素排出量が2050年までに96%削減される。これは、基本的な脱炭素化シナリオと比べて12%ポイント高い。バランス型シナリオにおける排出量削減コストは88ユーロ/tCO_2であるが、基本的な脱炭素化シナリオではこのコストは約2倍の182ユーロ/tCO_2となる。このようなコスト削減は、特に運輸部門で、部門統合の手段として水素に複数の役割を持たせる技術によるところが大きい。
欧州連合 (Wind Europe, 2018)		この研究は、欧州の脱炭素化に関する2つのシナリオを比較するものである。1つは、現行の政策を加速し、完全に実施するもの、もう1つは、より意欲的で、世界の気温上昇を2°C以内に抑える目標と一致するものである。この研究は、第2のシナリオに注目し、2050年までにエネルギー構成における電力の比率を24%から2050年までに62%に拡大し、そのうち再生可能エネルギー比率を78%とすることは、技術的にも経済的にも可能であると示唆する。パリ協定に沿ったシナリオでは2050年までの排出量削減を90%とするが、それに対して、あまり意欲的でないシナリオでは74%のみである。また、コストは、意欲的でないシナリオをわずか0.5%ポイント上回るのみであり、2050年までの欧州の年間GDPの2.7%を占める。パリ協定に沿ったシナリオでは、より幅広い電化プログラムによって総エネルギー需要を33%削減し、産業部門では30%、家庭・業務部門では18%、運輸部門では46%が削減される。このシナリオでは、2050年までに工業プロセスの86%を電化する想定である。2050年までに、商業建物の電化率は78%、住宅の電化率は59%に達する。運輸部門では、2035年までに新車販売数の95%がEVとなり、鉄道輸送は2030年までに90%が電化される。EVについては、バッテリー容量のうち電力システムに接続利用できるのは10%に過ぎないとしても、十分な短期貯蔵手段を提供する。水素は、運輸部門のほか、家庭・業務部門と産業部門における暖房、また、電力の季節間貯蔵に利用される。これらの用途において水素は重要であるが、2050年における総エネルギー需要のわずか4.8%を占めるに過ぎない。パリ協定に沿ったシナリオでは、2050年までに発電電力量の36%を風力が占めることが示された。いずれの脱炭素化の道すじにおいても、欧州の電力システム拡大が必須要件であり、2050年まで継続して12,000 GW-km/年の送電線を新設する必要がある。

欧州連合 (Connolly, Lund and Mathiesen, 2016)		この研究は、EnergyPLANモデルを用いて、2050年の100%再生可能エネルギーを目指す“Smart Energy Europe”シナリオを説明する。科学的・政策的確実性が高い順に配列された段階に沿って、シナリオ実現に向けた転換プロセスが分析される。最初に原子力発電所の廃止、次いで熱効率化の実施、民間運輸部門の電化、農村部へのヒートポンプ設置、そして都市部の地域熱供給、重量物輸送の再生可能エネルギー由来燃料への置き替え、石炭と石油から天然ガスとバイオマスへの置き換え、最後に天然ガスからメタンへの置き換えである。配給インフラは、主に地域熱供給とガス供給システムに関連するもののみ検討される。研究の結果、欧州のエネルギーシステム(European grid)は、持続不可能な量のバイオエネルギーを必要とすることなく、100%再生可能エネルギーに転換できることが示された。それが可能である理由は、電力、温熱・冷熱供給、運輸のセクターカップリングがもたらす柔軟性がVRE導入率80%を実現するからである。このシナリオは、参照シナリオより10～15%多くのコストがかかるが、燃料を輸入するのでなく国内での発電や燃料製造に投資することにより、1,000万人の新規雇用を創出する。2050年における同シナリオでは、化石燃料の利用や欧州への輸入はなく、二酸化炭素排出量もほぼない。シナリオの各段階については、一次エネルギー供給、二酸化炭素排出量、コストの点から現状すう勢シナリオとの比較を行った。例えば自家用車の電化により、現状すう勢シナリオと比べて、一次エネルギー供給は17%低減、排出量は16%低減、コストは1%増加する。前述の先行する段階が全て完了済みと想定した場合、都市部と農村部における地域熱供給とヒートポンプの導入により、従来通りのシナリオと比べて、一次エネルギー供給は28%低減、排出量は32%低減、コストは同程度となる。
欧州連合 (Blanco et al., 2018)		この研究は、EUが2050年までに低炭素システムに転換するうえで、Power-to-Methane(P2M)が果たしうる役割を、コスト最適化モデルを用いて評価するものである。P2Mは、既存のガス供給インフラを利用しながら、電力システムに柔軟性を供給し、かつ他の部門の脱炭素化を促進する。このモデルには、住宅および商業建物部門、運輸部門、産業部門、農業部門が含まれる。水素、Power-to-Heatなどのさまざまな貯蔵オプションも分析に含め、技術面からP2Mと比較するとともに、電力システムを簡略化したモデルを利用して、出力抑制と遠隔需要地までの送電システム拡張とのトレードオフが評価された。ガス供給網は、国際貿易、輸送、配給という3つの主な構成要素を持つものとして提示される。検討されたシナリオの半数以上で、P2Mの容量は、ガス需要全体の8%に相当する40 GWを超えた。シナリオのうち最大の到達容量は546 GWで、ガス需要全体の75%に相当する。これら特定のシナリオでは、電気分解に利用する消費電力量は、発電電力量の最大40%を占める可能性がある。P2Mのポテンシャルに関しては、電力システムレベルの促進要因のほうが技術的促進要因よりも大きな影響を及ぼすことが分かった。P2Mにとって最も有利に働く2つのシステム要因は、二酸化炭素貯留のポテンシャルが低いこととVRE導入率が60%を超えることである。研究では、天然ガスに課税するよりP2M技術を直接助成するほうがより効果的であることが明らかにされた。
欧州連合 (Blanco Reano et al., 2019)		この研究は、2050年までのEUのエネルギーシステムをモデル化し、水素が果たしうる役割を評価したものである。バイオマス、原子力、デマンドレスポンス、系統拡張といった他の柔軟性技術も含めたシナリオにおいて、水素生産量は今日の水準の数倍に増加する。ほとんどのシナリオで、たとえ水素価格が高い（たとえば7ユーロ/kg以上）場合でも、重量物輸送のため、また産業原料としての水素利用を想定している。家庭・業務部門ではヒートポンプが重視されており、水素とPower-to-Methane(P2M)は、容易に改修できない特定タイプの建物以外では魅力的ではない。電力部門は、水素を用いた季節間貯蔵により便益を受ける。重量物輸送分野では、中程度の排出量削減目標の場合は液化メタンが過渡期燃料として最も多く使われるが、95%を超える高い脱炭素化目標の場合は水素、電力、またはバイオ燃料の利用への切替えが必要になる。水素とP2Mの経済性を向上させると判明した主な要因は、電力システム全体に亘るもので、より厳格な二酸化炭素排出目標、二酸化炭素貯留がないこと、バイオマスのポテンシャルが低いことである。EUの全ての部門、特に運輸部門に水素を導入するためのコストは、年間400億～1,400億ユーロと見込まれる。参考までに、2018年にEUに化石燃料を輸入するためのコストは3,250億ユーロだった。大規模な電解容量（約1 TW）を想定したシナリオでは、電解事業者から発電事業者へのキャッシュフローにより、70～90%の国で、風力発電や太陽光発電への資本投資が回収可能になることが分かった。また、電解事業者は、電力市場において年間2,000～6,000時間に亘って価格設定者となり、電力の需給調整に貢献する。

欧州連合 (Evangelopoulou et al., 2019)		PRIMESエネルギーシステムモデルの強化版を用いてさまざまなシナリオを分析したこの研究は、EUの2050年カーボンニュートラルにおける水素の3つの役割、すなわち、燃料、炭化水素の原料、貯蔵担体としての役割を比較したものである。本研究では、水素がこれらの役割を果たすことにより、エネルギーの需要と供給の部門統合を可能にすることが分かった。さまざまな技術的前提に基づくシナリオを通して水素が果たしうる役割を評価することにより、同論文では、水素が優位性を発揮する可能性が最も高い部門に重点を置いたバランス型シナリオが定められている。バランス型シナリオでは、水素がガス配給網においてバイオメタンや合成メタンと混合され、体積比15%を占めると想定されている。また、重量物輸送における水素の直接利用、鉄鋼、ガラス製造などの産業における直接燃焼、アンモニアや化学品の原料としての利用、燃料電池を用いた熱電併給による熱供給、水素を利用した電力貯蔵も想定している。バランス型シナリオでは、最終エネルギー消費は2015年の水準と比べて31%減少する。最終エネルギー消費のうち、電力が47%、水素が12%を占める。このシナリオでは、水素の63%が原料として、主に合成燃料のために使われる。電化のみを想定したシナリオと比べて、バランス型シナリオは、水素と合成燃料の製造を可能にするために約1.4倍の電力を必要とする。最後に、バランス型シナリオにおける総発電電力量のうち、84.9%が再生可能エネルギー、9.6%が原子力、5.5%が天然ガスによるものである。全てのシナリオで、年間コストは同程度、電力価格も同程度（156～160ユーロ/MWh）であり、2021～2030年について予測された電力価格と一致している。この論文では、政策立案者は現在の不確実な状況において、大規模プロジェクトへの投資家の資金提供を引き出し、実践を通じた学習を可能にするよう、全ての脱炭素化技術について長期的な見通しを促すことが望ましいと結論付けている。
グローバル (Ram et al., 2019)		この研究は、電力部門、熱部門、運輸部門、淡水化部門からなる2050年に向けたグローバルな100%再生可能エネルギーモデルを提示している。セメント、鉄鋼、化学品、金属、パルプ・紙などを含む完全な産業部門については、今後同研究で対象とする予定である。このモデルでは、世界の人口が97億人に達し、最終エネルギー需要が毎年1.8%増加すると予想している。モデルは、合成燃料、水素、メタン製造について、地域別価格設定を取り入れている。このモデルは、時間単位の分析に基づき、発電電力量が2015年の水準の4～5倍に増加し、2050年における一次エネルギー需要の90%以上を占めると予測されている。太陽光発電は、総エネルギー供給の69%を占め、風力発電は15%を占める。その結果、最終的なシステムの均等化エネルギーコストは、既存エネルギーシステムの54ユーロ/MWhをわずかに下回る53ユーロ/MWhである。一方、均等化発電コストは78ユーロ/MWhから53ユーロ/MWhに低下し、均等化熱コストは39ユーロ/MWhから40ユーロ/MWhに上昇する。再生可能エネルギーへの移行に伴い、燃料コストはごくわずかになるため、均等化コストの大部分は資本支出が占める。地域レベルでは、エネルギーシステムコストは、中東・北アフリカで31%、北米で22%、南米で34%、欧州で15%減少する。蓄電池を中心とするエネルギー貯蔵は、電力需要の23%を満たす。また、主に熱エネルギー貯蔵の形で、熱需要の26%も満たす。淡水化は、2050年における総一次エネルギー需要の4%を満たすと予想される。運輸部門では、最終エネルギー需要の30%は、再生可能エネルギーを用いた液体燃料により、また25%は水素により満たされる。水素を中心とするガスの貯蔵設備容量は、2050年までに150 TWhに達する。

VI. グローバルシナリオと地域シナリオの比較

グローバルシナリオの比較

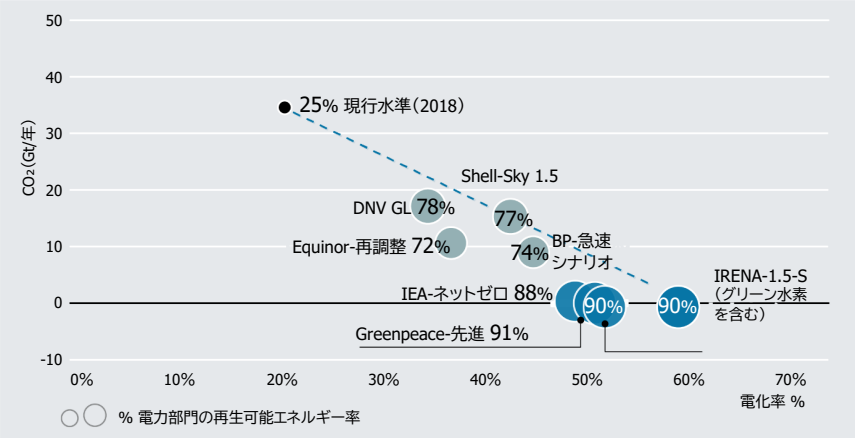
IRENAの『世界エネルギー転換展望』以外にも、今後数十年におけるエネルギーシステムの転換の道すじを模索するため、多くのグローバルエネルギーシナリオが近頃発表されている。

図43は、こうした研究による幅広い結果を、シナリオによって実現される電化の程度と長期的な脱炭素化という観点から示している。シナリオ作成者にとってはパリ協定に即したものであっても、各シナリオが示す未来の展望は多様である。それは驚くべきことではなく、エネルギー転換に伴う複雑性や不確実性、再生可能エネルギーに関する異なるアプローチや前提、そして、電化、排出量削減戦略、全体的なカーボンバジェットのさまざまな組み合わせを反映しているのである。

DNV GLとEquinorによる2つの2°C未満シナリオでは、世界のエネルギー部門の急速な転換が予測されている。2050年までに達成する電化率はどちらも同程度であるが(DNV GLは35%、Equinorは37%)、世界のエネルギー関連のCO_2排出量については違いがあり、2050年までにDNV GLは17 Gt/年、Equinorは10.6 Gt/年である。気温上昇を2°C未満に抑えるというパリ協定の目標に即していると主張する両シナリオは、2050年における電化率も大きく異なり、BPの「急速」シナリオは45%、Greenpeaceの「先進」シナリオは52%である。

とはいえ、再生可能エネルギーが発電における中心的役割を担うという点では幅広い合意があり、その比率は、Equinorによる「再調整」シナリオの72%からIRENAによる1.5°Cシナリオの90%までに亘る。エネルギーシナリオ間にはこのような違いがあるものの、再生可能エネルギー電源による電化がエネルギーシステムの脱炭素化において重要な役割を果たすことについても明確な合意がある。IRENAの1.5°Cシナリオは、2050年における直接電化による電化率が51%、グリーン水素とその派生物を含めた電化率が58%、それに加えて電力部門の再生可能エネルギー比率が90%と、他のシナリオより高い電化率を示している。

図43 さまざまなエネルギーシナリオにおけるCO_2排出量と電化率の比較



注: 濃い青 = 1.5°Cシナリオ、灰青 = 2°C以下シナリオ。図中の円の大きさとシナリオの横に表示された数字は、比率を示す。1.5-S = 1.5°Cシナリオ。

出典: Shell's 2021 "Sky 1.5" Scenario (Shell, 2021); BP's "Rapid" Scenario (BP, 2020); the "Below 1.5°C" and "Above 1.5°C" Scenario from the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2018); Greenpeace's 2015 "Advanced" Scenario (Greenpeace, 2015); Equinor's "Rebalance" Scenario (Equinor, 2020); DNV GL's Energy Transition Outlook 2020 (DNV GL, 2020) and IEA's Net Zero by 2050 (IEA, 2021b).

同様に、IPCC特別報告書『1.5°Cの地球温暖化』を支持する一連のシナリオでも、幅広い電化率の可能性が示されている(ボックス22)。

次節では、いくつかのシナリオの前提と詳細の一部を概説し、それらが到達する電化率に相違がある(エネルギー全体および部門別)理由を説明する。また、表12および表13に、シナリオの詳細の大まかな比較を示す。

ボックス22. IPCC特別報告書『1.5°Cの地球温暖化』を根拠とするシナリオの電化率

図44は、IPCCの『1.5°Cの地球温暖化に関する2018年特別報告書』を根拠とする85の道すじの中における2050年の電化に関する結果の範囲を示している。全ての道すじの将来像が1.5°Cで共通であるにもかかわらず、最終エネルギー消費に占める電力の比率は最も低い33.7%から最も高い71.1%までの相違がある。1.5°Cの平均気温上昇に即したシナリオの間で、電化率と全体的な排出量にこれほど大きな幅があるのは、それぞれのシナリオが依拠する前提に大きな幅があり、CCSの導入や土地利用などに関するこれらの前提による影響が出やすいことを反映している。

図44 気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の『1.5°Cの地球温暖化に関する2018年特別報告書』を根拠とする道すじに示された、2050年における最終エネルギー消費に占める電力の比率(%)と世界のエネルギー関連CO_2 排出量(Gt/年)

表12 グローバルシナリオにおける2050年までの電化率

シナリオ	地域	最終エネルギー消費	家庭・業務	産業	運輸	電力部門の再生可能エネルギー比率
DNV GL『エネルギー転換展望2020』	グローバル	41%	52%	41%	27%	78%
Equinor「再調整」シナリオ	グローバル	42%	61%	45%	37%	72%
Greenpeace「先進」Energy [R]evolution シナリオ	グローバル	52%	52%	44%	52%	92%
IEA『2050年ネットゼロ』	グローバル	49%	66%	46%	44%	88%
IRENA エネルギー転換シナリオ	グローバル	49%	68%	42%	43%	86%
IRENA 1.5°C シナリオ	グローバル	51%	73%	35%	49%	90%
Shell「Sky 1.5」シナリオ	グローバル	44%	80%	50%	17%	74%

表13 グローバルシナリオにおける前提

	産業			家庭・業務			運輸		その他
シナリオ	P2G導入	直接電化導入	ヒートポンプ導入	P2G導入	直接電化導入	ヒートポンプ導入	P2G導入	EV導入	CCS
DNV GL『エネルギー転換展望2020』	有	有	有	有	有	有	有	有	有
Equinor「再調整」シナリオ	無	有	無	無	有	有	無	有	有
Greenpeace「先進」Energy [R]evolution シナリオ	有	有	有	有	有	有	有	有	無
IEA『2050年ネットゼロ』	有	有	有	有	有	有	有	有	有
IRENA エネルギー転換シナリオ	有	有	有	有	有	有	有	有	有
IRENA 1.5°C シナリオ	有	有	有	有	有	有	有	有	有
Shell「Sky 1.5」シナリオ	有	有	有	有	有	有	有	有	有

BP「急速」シナリオ

BPは、"Energy Outlook 2020"において、2050年に向けた3つの異なる道すじを模索する、「急速」、「ネットゼロ」、「いままで通り」の3つのシナリオを検討している。「急速」シナリオは、炭素価格の大幅な引き上げを中心に、経済のさまざまな部門の脱炭素化を加速するため、新たな政策が実施されることを前提としている。

「急速」シナリオでは、エネルギーシステムの漸進的脱炭素化によって最終エネルギー消費の電化率が拡大し、2050年までに総最終エネルギー消費の45%に達する。電力需要増加のほとんどは、アジアやアフリカの新興諸国によって生み出される。運輸部門では、道路輸送の電化が拡大の一途をたどり、電力利用が特に目覚ましい伸びを見せる。2050年までに、EVは乗用車全体の80～85%、小型～中型トラックの70～90%を占める。産業部門と家庭・業務部門では、需要が低下する石油、ガス、石炭に代わって、電力利用が拡大する。

DNV GL『エネルギー転換展望(Energy Transition Outlook)』シナリオ

DNV GLは、"Annual Outlook" 第4版において、エネルギーの未来に関する「最良推定」による予測を示している。2050年までの期間を対象とするこの単一モデルは、新たな政策の確立を前提とし、環境変化に関連した行動変容を含んでいる。

DNV GLはこのモデルで、最終エネルギー需要における電力の優位性が拡大し、電化率が年平均2.4%で成長して、2050年には世界の最終エネルギー利用の41%に達すると予測している。総エネルギー需要は減少するため、最終エネルギー需要において電力が徐々に石炭、石油、やがてはガスに取って代わるものと予想される。電力需要は今後30年で2倍以上に増え、その大部分は家庭・業務部門と産業部門によるものであるが、最も急速な拡大は運輸部門で見られる。運輸部門における電力需要は2050年までに26倍となる。このモデルでは、EVの急速な普及を予測しており(最初に乗用EV、次いで商用EV)、2032年までに世界の乗用自動車販売数の半数、そして2050年までに全ての車両の大部分を占めると見込まれている。

Equinor「再調整」シナリオ

Equinorは、将来の帰結に関する幅広い可能性に対応した3つのシナリオ、「改革」、「競争」、「再調整」を策定した。「再調整」シナリオは、「2°Cを十分に下回る」シナリオであり、世界は経済成長や世界の所得配分に大きな影響を及ぼすことなく気候・持続可能性目標を達成できるという前提に挑戦している。「再調整」シナリオは、経済成長が新興地域で加速する一方で先進地域では減速するという発展の道すじを示し、GDP成長率の最大化から人間開発や福祉に関する他の指標の最適化に焦点を移行するものである。

電化が「再調整」シナリオにおける鍵であり、2050年までに総最終エネルギー消費の42%に達する。運輸部門では電力への大量移行が生じ、2040～2050年までに小型自動車のほぼ全てがEVとなり、それと同時に公共交通機関へのモーダルシフトに伴って世界の自動車台数の増加が抑制される。電化は、家庭・業務部門と産業部門の脱炭素化においても主要な促進要因であり、両部門の電化率はIRENAの「エネルギー転換シナリオ」に近い。

Greenpeace「先進」Energy [R]evolution シナリオ

Greenpeaceは、2015年の "Sustainable World Energy Outlook"において、2つのグローバルエネルギー転換シナリオ、「基本」および「先進」Energy [R]evolutionシナリオを示している。「先進」Energy [R]evolutionシナリオでは、2050年までに完全に脱炭素化したエネルギーシステムを目指す道すじを示している。

電化は「先進」シナリオにおける鍵であり、2050年までに総最終エネルギー消費の52%に達する。暖房部門では、地熱(ヒートポンプを含む)、水素、再生可能エネルギー電力(産業部門も含む)が強力な役割を果たすことが予測される。残存する天然ガス消費の代替としてグリーン水素も予測されている。運輸部門では、2030年までに電力がエネルギー消費の52%を占める。再生可能エネルギー電力を利用した水素や他の合成燃料は、運輸部門の再生可能エネルギー比率の向上に役立つ。2050年には、14 EJの再生可能エネルギー由来水素が運輸部門で利用されると予測される。

IEA『2050年ネットゼロ(Net Zero by 2050)』シナリオ

『2050年ネットゼロ』シナリオは、2050年までに排出量ネットゼロを達成するための総合的アプローチを反映している。

電力はこのシナリオで中心的役割を果たし、2050年における世界の最終エネルギー消費の50%に達する。最終消費部門と水素製造における電力利用の増加により、最終消費電力量は2倍以上に増える。エネルギー消費に占める電力の比率が最も高いのは家庭・業務部門(66%)であり、次いで道路輸送(60%)、産業部門(45%)と続く。このシナリオでは、2050年にEV、ハイブリッド車、燃料電池自動車が20億台にのぼり、40%の世帯が熱供給に電力を利用すると予測している。

Shell「Sky」シナリオ

「Sky」シナリオは、電化をエネルギーシステムにおける最も重要なトレンドの1つと見なしている。「Sky」シナリオでは、エネルギーキャリアとしての電力は経済全体に亘って非常に急速に拡大し、2050年には最終エネルギー消費の44%に達する。過去の電化動向と比較すると、電化率の成長率は今後数十年間で3倍に増加し、2050年までにこのシナリオで想定した水準に達する。

「Sky」シナリオでは、2050年までに達成される電化率が最も高いのは家庭・業務部門(80%)であり、次いで産業部門(50%)、運輸部門(17%)としている[原注17]。家庭・業務部門では、建物ストックの急速な電化と併せて更なるエネルギー効率化が生じると、「Sky」シナリオは予測する。産業部門については、「Sky」シナリオは2つの促進要因、すなわち工業プロセスのエネルギー効率向上と、軽工業プロセスにおける天然ガスや石炭の利用を代替する水素、バイオマス、電力の利用を予測している。運輸部門では、転換は非常に急速に生じる。早ければ2030年には世界で販売される自動車の半数以上がEVになり、2050年までに乗用車の新車全てがEVになると見込まれる。

シナリオから得たIRENAの主要見解

これら全ての研究や分析は、2030年または2050年までに実現する各部門の電化率といった主要指標の具体的な数字については異なる結果に到達しているが、全体的な結論には驚くほどの一貫性が見られる。すなわち、電化、効率性の向上、再生可能エネルギー電源に基づくエネルギー転換は、技術的に可能であり、また、経済的にも手が届くものであるという結論である。したがって、これらの研究の集合的な価値は、再生可能エネルギーによるスマート電化という道すじの実現可能性に関するIRENA自身の分析を支持し、強化するものである。

原注17「Sky」シナリオについて公表されたデータベースに基づくIRENAの推定。
データ参照先:https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky.html

特定市場における電化の見通し

米国

付録Iに示すとおり、20世紀後半を通して、米国のエネルギーシステムにおける電力利用は着実に増加し、1950年は約300 TWh(最終エネルギー消費の3%)だったが、2016年にはほぼ4,000 TWh(総最終エネルギー消費の19%)に達した。

米国の長期的な電化に関する研究

IRENAでは、パリ協定に即した世界の脱炭素化シナリオの文脈から、米国のエネルギーシステムの長期的な電化の可能性が分析されている。そうしたシナリオでは、2050年までに電力は、米国の総最終エネルギー消費の52%を占めるようになる。

他にも、国立再生可能エネルギー研究所(NREL)および米国電力研究所(EPRI)での2つのシナリオにおいて、米国におけるエネルギーシステムの電化見通しに関する総合的な調査が行われている(Mai et al., 2018; Murphy et al., 2021; EPRI, 2018)。IRENAの「2050年に向けたエネルギー転換シナリオ」と共に、これら2つのシナリオを表14および15に示す。どちらの研究も、今日の運輸部門が燃料の直接利用に大きく依存していること、コスト競争力のある電化技術が利用可能であることから、運輸部門を効率的な電化の最大機会と見なしている。とはいえ、家庭・業務部門と産業部門にも非常に大きな機会があることは、どちらの研究も認めている。

表14 米国に関するシナリオにおける電化率

シナリオ	地域	最終エネルギー消費	家庭・業務	産業	運輸	電力部門の再生可能エネルギー比率
IRENA エネルギー転換シナリオ 2050	米国	52%	79%	24%	59%	83%
NREL 高度シナリオ	米国	41%	68%	27%	29%	23-75%
EPRI 転換シナリオ	米国	47%	63%	48%	29%	39%

表15 米国に関するシナリオにおける前提

	産業			家庭・業務			運輸		その他
シナリオ	P2G導入	直接電化導入	ヒートポンプ導入	P2G導入	直接電化導入	ヒートポンプ導入	P2G導入	EV導入	CCS
IRENA エネルギー転換シナリオ2050	有	有	有	有	有	有	有	有	有
NREL 高度シナリオ	無	有	有	無	有	有	無	有	有
EPRI 転換シナリオ	無	有	有	無	有	有	無	有	有

NREL

NRELでは、全ての道路輸送、家庭・業務部門の大部分、産業部門の一部についての電化が検討された。これらの部門は、合計すると米国の一次エネルギー消費の4分の3に相当し、「商用化された、または商用化が近い」技術が利用可能である。この研究では、最終消費の電化技術の将来的導入に関する2050年までの3つのシナリオが作成された。

1. 参照：他のシナリオの比較基準とするもので、電化は2050年まで最小限の漸進的変化しか見られないと想定する。
2. 中度：EV、ヒートポンプ、ある種の工業用途など、「手の届きやすい果実」の範囲では電化が広く普及している未来を記述しているが、根底からの転換をもたらすような変化は想定していない。
3. 高度：技術進歩、政策支援、電化技術への消費者の積極的受容などの組み合わせによる、電化における転換的な変化を述べている。

NRELでは、最終消費の電化技術が米国で広く採用される可能性は大きいと結論づけられている。2050年までに最終エネルギー消費に占める電力の比率は、最も意欲的な電化の前提の下では41%に達する可能性がある。それに対し、参照シナリオの条件では23%である。

運輸部門では、最も大幅な電化が生じる。「高度」シナリオでは、普通乗用車に占めるプラグイン車両の比率は2050年までにほぼ84%に達すると見込まれる。それに対し、参照シナリオでは11%である。

家庭・業務部門と産業部門については、転換的な変化が起こるポテンシャルはより低いとNRELは見ているが、やはり電化率の増加は非常に大きい。家庭・業務部門では[原注18]、高度シナリオの場合は2050年までに最大で暖房の61%、給湯の52%、調理の94%が電気器具によって提供される（それに対し、参照シナリオではそれぞれ17%、26%、34%である）。また、NRELでは、産業部門における電化技術採用にも可能性が見出されている。高度シナリオでは、キュアリング用の63%、乾燥用の32%、その他のプロセス加熱用や他の最終工業利用の56%が、2050年までに電化される可能性がある。これらの範囲は上限を示しているのではなく、むしろ需要家の導入実績や専門家の判断がこの研究の範囲や目標に沿っているということである。

最近では、NRELは最終消費の電化と電力供給の進化との間の相互作用の可能性を模索しており、本報告書の議論と同じ主要テーマを検討している(Murphy et al., 2021)。NRELは、再生可能エネルギーの大幅な普及（約75%）を想定したシナリオにおいて、VRE導入を助長する環境を電化がもたらすという点で本報告書と同様の相乗効果を見出している。特に、電化に伴う負荷曲線の変動（電化のタイミングと負荷の柔軟性の両面を含む）は、VRE発電の出力抑制率を引き下げ、それによってVRE技術のより効率的な導入を実現する可能性があることが、NRELによって見出されている。

原注18 商業部門と住宅部門の両者を含む。

EPRI

EPRIでは、米国における将来の電化について、「保守」、「参照」、「先進」、「転換」の4シナリオが検討された。前二者は、技術コストと実績の変化が結果にどのような影響を及ぼすかに重点が置かれている。後二者は、経済全体に亘る二酸化炭素政策の可能性がもたらす影響が模索されている[原注19]。

エネルギーキャリアとしての電力の役割は、4つのシナリオ全てにおいて大幅に拡大する。最終エネルギー消費に占める電力の比率は、2050年までに転換シナリオでは47%に増加する可能性がある。それに対して「保守シナリオ」では32%の増加である。

運輸部門は、EPRIによれば電化機会が最も大きく、4つのシナリオ全てにおいて、EVの普及を通して電化の拡大を促進する。EVは、従来型自動車よりコスト効率が高くなると見込まれ、特に普通乗用車において顕著であるが、重量物輸送においても同様である。

家庭・業務部門では、ヒートポンプ技術が効率的な電化の主要な促進要因となる。参照シナリオでは、主にヒートポンプで暖房が賄われる建物床面積の比率は現在15%であるが、2050年までに50%に達する。転換シナリオでは、想定される二酸化炭素政策によってヒートポンプ技術への更に大幅な移行がもたらされる。

産業部門については、EPRIの参照シナリオは、電力への移行が限定的であるという予測を示している。転換シナリオでは、炭素インセンティブが産業部門における電化の経済性を高める。

欧州

付録Iに示すとおり、欧州連合における電力消費は過去25年間でほぼ30%増加しているが、同じ時期に最終エネルギー消費はわずか2%増加したのみである。その結果、電化率は1990年の17%から今日のほぼ22%に増加し、世界の平均を大きく上回っている。

欧州の長期的な電化に関する研究

IRENAでは、EUのエネルギーシステムの2030年および2050年までの電化の可能性が分析されている。総最終エネルギー消費に占める電力の比率は、現行政策を継続した場合の24%から、2030年までに27%へ拡大する可能性がある。そのために新たに必要な発電電力量は230 TWh/年にのぼり、今日のスペインの電力需要に匹敵する(IRENA, 2018c)。IRENAの「エネルギー転換シナリオ」では、2050年までに欧州の電化率が49%に達する。そのためには、全ての最終消費部門における電化率の拡大を過去の傾向よりはるかに大幅に加速する必要がある。

Eurelectric

他の組織も、EUにおけるエネルギー利用の高度な電化を検討する研究を公表している。2018年5月、Eurelectric[原注20]からは、現在から2050年までの間に排出量を1990年の水準から80%、90%、95%削減する3つの脱炭素化シナリオを検討する報告書が発表されている(Eurelectric, 2018)。第一のシナリオは、現行の技術動向の加速を想定し、第二のシナリオは、障壁を大幅に取り除き、脱炭素化と電化を促進する政策転換を想定し、第三のシナリオは最も意欲的な脱炭素化シナリオで、早期の技術的ブレークスルーや世界的な協調を通した電化の選択肢の大規模導入が想定されている。

原注19 保守シナリオ：主要な電化技術であるEVの相対的コストは比較的ゆるやかに低下すると想定する。参照シナリオ：技術コストとエネルギー効率は経時的に向上する。先進シナリオ：技術コストとエネルギー効率は経時的に向上し、中程度のカーボンプライス（15ドル/tCO2）が適用される。転換シナリオ：技術コストとエネルギー効率は経時的に向上し、厳しいカーボンプライス（50ドル/tCO2）が適用される。

原注20 Eurelectricは、汎欧州レベルの電気産業および他の複数大陸にまたがる加盟・提携組織の共通利益を代表する業界団体である。

最も意欲的なシナリオでは、2050年までに最終エネルギー消費の60%が脱炭素化された電力により直接まかなわれる欧州経済が達成されると結論づけられている。このシナリオの概要を表16と表17に示す。表では比較対象としてIRENAの「エネルギー転換シナリオ」も記載されている。最も高度な電化は、運輸部門と家庭・業務部門で実現され、どちらも最終エネルギー消費に占める電力の比率は63%に達する。ただし、この研究では、産業プロセスの電化にも大きな可能性が認められており、電化率は2050年までに50%に達する可能性がある。

最終消費の電化以外の選択肢としては、再生可能エネルギー電力によって製造したクリーンな合成燃料がある。最近のシナリオの中には、欧州で将来これらの技術が役割を果たすと見なすものもあるが、そのポテンシャルに関する結果には大きな幅がある。例えば、ドイツエネルギー機構(DENA)では、ドイツにおけるそのような燃料が2050年までに533～908 TWhに達すると予測されており(dena, 2018)、これはドイツの一次エネルギー供給ニーズの29～45%に相当する。一方、他の研究では、EU全体で約234 TWhと、はるかに低いポテンシャルが想定されている(Ecofys, 2018)。

表16 欧州に関するシナリオにおける電化率

シナリオ	地域	最終エネルギー消費	家庭・業務	産業	運輸	電力部門の再生可能エネルギー比率
IRENA エネルギー転換シナリオ 2050	欧州地域	49%	55%	54%	32%	86%
Eurelectric 高度シナリオ	欧州地域	60%	63%	63%	50%	NA

表17 欧州に関するシナリオにおける前提

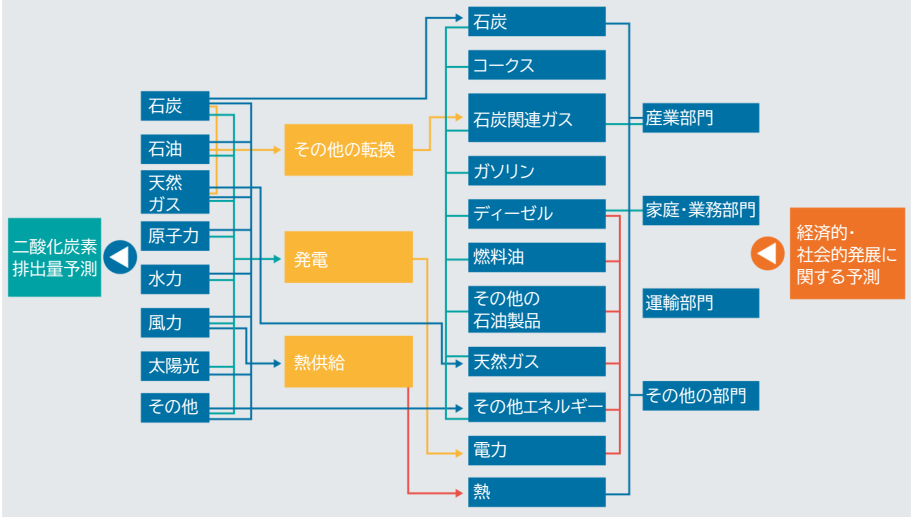
	産業			家庭・業務			運輸		その他
シナリオ	P2G 導入	直接電化導入	ヒートポンプ導入	P2G 導入	直接電化導入	ヒートポンプ導入	P2G 導入	EV 導入	CCS
IRENA エネルギー転換シナリオ 2050	有	有	有	有	有	有	有	有	有
Eurelectric 高度シナリオ	無	有	有	不明	有	有	無	有	有

VII. 中国シナリオ研究の詳細

方法

中国の長期エネルギー・電力開発の計画に資するため、国家電網エネルギー研究所では、「統一グローバルエネルギー研究プラットフォーム」に基づく経済・エネルギー・環境分析統合モデルが構築された。このモデルは、経済発展や最終消費のエネルギー需要に関する予測、電力システム計画のシミュレーション、一次エネルギー需要や二酸化炭素排出量の推定などからなる。

図45 統合モデル：中国の経済・エネルギー・環境



全体モデルを構成する各モジュールは、それぞれ固有のモデルを包含する。例えば、経済・社会発展に関する予測モジュールは、国内総生産の成長率と各産業の成長率を推定する同時方程式モデルに基づいている。最終消費のエネルギー需要に関する予測は、「長期エネルギー代替計画」モデル(LEAP)によって得られるもので、**産業**部門、**家庭・業務**部門、**運輸**部門および農業や建設業を含む**その他**部門からなる4つの主な部門を対象としている。電力システムの計画には、多地域にまたがる資源・電力システム・負荷・貯蔵計画モデルが用いられる。これは、全体的な系統運用を最適化し、計画戦略を試験するために、電源、地域間送電経路、デマンドレスポンス、エネルギー貯蔵を検討するものである。

一次エネルギー需要を推定するために、発電に必要な一次エネルギーが電力計画の結果から取り除かれる。そのうえで、最終消費のエネルギー需要予測に基づき、燃焼、選炭、コークス化、製油による変換損失を考慮して、残りの一次エネルギー需要が推定される。エネルギー燃焼による二酸化炭素排出量は、平均的な化石燃料の二酸化炭素排出係数に基づいて推定される。

中国のケースのシナリオ設定

本報告書では、質の高い経済成長とよりクリーンなエネルギー源への転換という新たな動向について検討を行い、中国における電化とクリーンエネルギー利用の拡大を伴う開発に関する将来シナリオを構築する。

本報告書で概説するシナリオは、「参照シナリオ」と「電化シナリオ」の2つである。

「参照シナリオ」では、従来型エネルギーによる技術の利用は徐々に低迷し、電化が着実に拡大する。一方、天然ガスの消費は急速に増加し、石炭の消費は減少し、石油の利用は比較的安定する。エネルギーの最終利用における効率性は、着実に向上すると考えられる。新たなエネルギー源の開発は成熟しつつあると見られ、電力システムの制御は向上し、資源・電力システム・負荷・貯蔵パラダイムの協調的策定が徐々に具体化する。

「電化シナリオ」でも、従来型エネルギーによる技術の利用は徐々に低迷する。しかし、電気ボイラー、電気炉、ヒートポンプ、スマートホーム、EVといった電化技術の浸透は、「参照シナリオ」よりはるかに急速である。その結果、最終消費において、電力が急速に石炭や石油に取って代わる。さらに、電化により、最終消費におけるエネルギー効率がはるかに急速に向上する。電化シナリオでは、天然ガスの消費は着実かつ急速な拡大を維持するが、そのペースは「参照シナリオ」よりゆっくりである。「電化シナリオ」では、「参照シナリオ」と比べ、新たなエネルギー源が急速に発展し、電力システムのインテリジェント化が進み、ひいては資源・電力システム・負荷・貯蔵パラダイムがより協調的に策定される。

経済および社会発展の限界条件は、両シナリオとも同一である。また、両シナリオにおけるエネルギーサービス需要は、同一の経済および社会水準に基づいて決定される。最終消費エネルギー需要の相違は、主に、電化された最終消費技術のほうが化石燃料を動力とする技術よりエネルギー効率に優れていることの結果である。

2つのシナリオの詳細については、下の表18を参照のこと。

表18 シナリオ設定の代表的要素

	参照シナリオ	電化シナリオ
経済環境	世界および国内の社会経済環境は安定しており、経済成長は徐々に鈍化し、経済構造は最適化および調整され、成長の勢いは従来型の製造部門から三次産業や高級品製造へと移行する。GDP成長率は、第14次5カ年計画では5.5%、第15次5カ年計画では5.0%と予想される。GDP成長率は、2030～2040年に4.2%に、2040～2050年に3.2%に低下すると予想される。人口は増加が鈍化し、徐々に減少に転じ、2050年の人口は14億人と予想される*。	
電化	電化は、全ての分野で徐々に進行する。例えば、鉄鋼業では、電炉鋼の比率が2020年に10%、2035年に24%、2050年に32%に達すると予想される。EV台数は、2020年に400万台、2035年に9,200万台、2050年に2億4,000万台に達すると予想される。	電化率は、全ての分野で従来型モデルを上回り、その差は拡大の一途をたどると予想される。例えば、鉄鋼業では、電炉鋼の比率が2020年に15%、2035年に33%、2050年に46%に達すると予想される。EV台数は、2020年に500万台、2035年に1億4,000万台、2050年に3億5,000万台に達すると予想される。
最終消費のエネルギー構成	石炭と天然ガスに代わる電力利用が同時に促進され、天然ガスが急速に拡大し、燃料が徐々に代替される。	代替エネルギーが従来型モデルを上回る。天然ガスの代替は、従来型モデルをやや下回る。
最終消費のエネルギー効率	主要工業品のエネルギー効率は、2020年までに先進的な国際水準に到達または接近し、2035年までに国際的リーダーになると予想される。エネルギー集約度は、2015年の水準から15%以上低下し、2030年に現行の世界平均に達すると予想される。最終用途のエネルギー消費は、2020年には2015年の水準から15%以上減少し、2030年に現行の世界平均に達すると予想される。最終用途のエネルギー消費は減少し、成長は徐々に鈍化すると予想される一方、石炭や燃料に代わって天然ガスと電力が利用されるようになり、いっそうのエネルギー効率の向上がもたらされる。	金属のリサイクル製錬、ヒートポンプ技術といった、より効率的な電気技術の促進と応用は、従来型モデルを上回る。エネルギー代替の程度、深度、スピードは、従来型モデルを上回る。
新規発電容量の設備コスト**	陸上風力発電の設備容量あたりコストは、2035年に4,400元/kW、2050年に3,600元/kWと想定される。 洋上風力発電の設備容量あたりコストは、2035年に8,800元/kW、2050年に6,200元/kWと想定される。 太陽光発電の設備容量あたりコストは、2035年に2,800元/kW、2050年に2,300元/kWと想定される。 太陽熱発電の設備容量あたりコストは、2035年に9,700元/kW、2050年に4,500元/kWと想定される。	陸上風力発電の設備容量あたりコストは、2035年に3,800元/kW、2050年に3,000元/kWと想定される。 洋上風力発電の設備容量あたりコストは、2035年に7,500元/kW、2050年に5,000元/kWと想定される。 太陽光発電の設備容量あたりコストは、2035年に2,300元/kW、2050年に1,900元/kWと想定される。 太陽熱発電の設備容量あたりコストは、2035年に7,600元/kW、2050年に3,200元/kWと想定される。
二酸化炭素排出コスト	2020年の20元/トンから徐々に増加し、2050年に200元/トンに達する。	2020年の30元/トンから徐々に増加し、2050年に300元/トンに達する。
石炭火力発電の柔軟性	熱電併給設備の最低出力率は、2035年に70%、2050年に60%に達する。非熱電併給設備の最低出力率は、2035年に40%、2050年に30%に達する。	熱電併給設備の最低出力率は、2035年に60%、2050年に50%に達する。非熱電併給設備の最低出力率は、2035年に30%、2050年に20%に達する。
地域間送電の柔軟性	送電容量の50%	送電容量の80%
デマンドレスポンスのポテンシャル	2035年にピーク負荷需要の6～8%、2050年に10～12%	2035年にピーク負荷需要の7～9%、2050年に15～18%
エネルギー貯蔵の設備コスト***	2035年に3,000元/kW、2050年に2,000元/kW	2035年に2,000元/kW、2050年に1,000元/kW

* 中国国家情報センターのデータ予測を参照のこと。

** 国際エネルギー機関、国際再生可能エネルギー機関、Bloomberg New Energy Financeといった多くの国際機関の予測によれば、各年のコストの推移は曲線を描くものの、本研究では主要な年間値のみを示すに留まる。

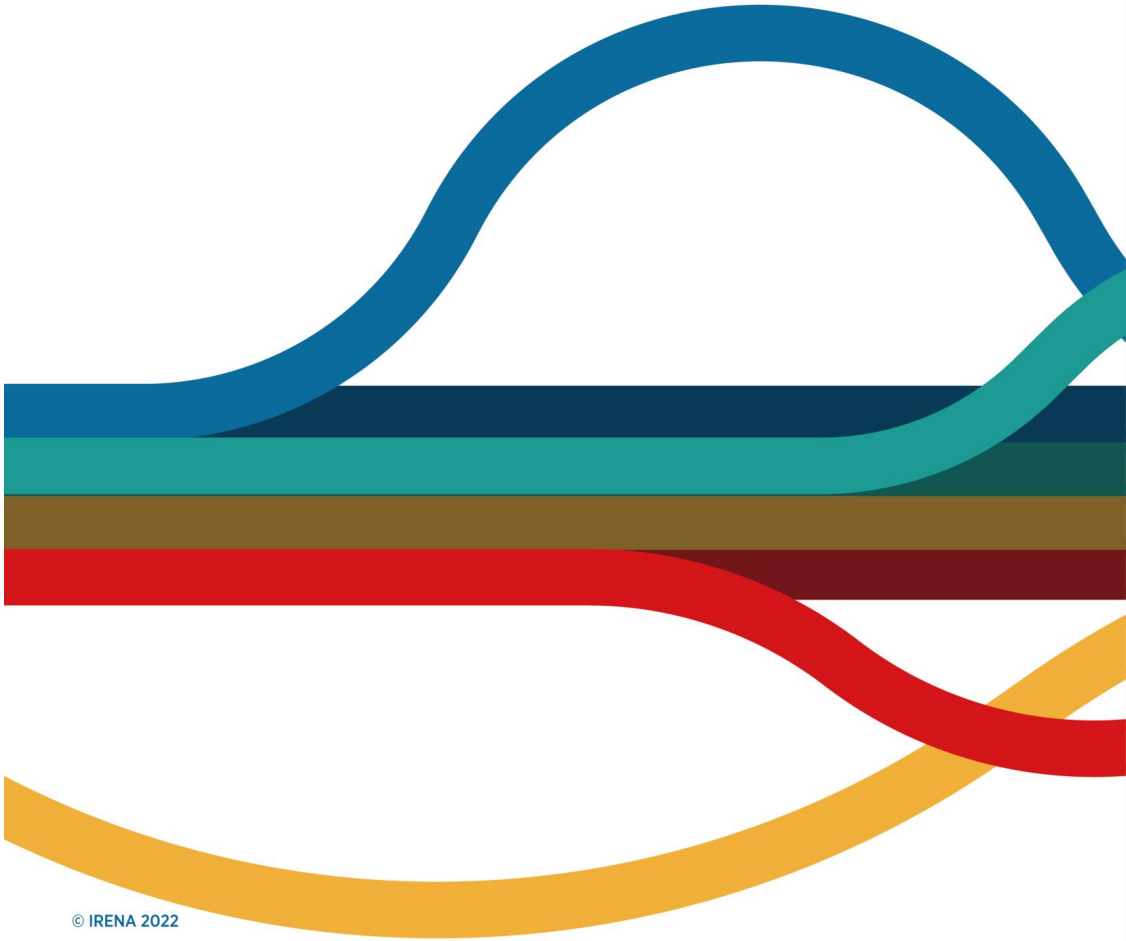
*** 国際エネルギー機関、Bloomberg New Energy Finance、中国エネルギー貯蔵産業技術連盟(China Energy Storage Alliance)といった多くの国際機関の予測によれば、各年のコストの推移は曲線を描くものの、本研究では主要な年間値のみ示すに留まる。

STATE GRID CORPORATION OF CHINA

IRENA
International Renewable Energy Agency

再生可能エネルギーによるスマート電化

エネルギーサービスの転換を促進する



© IRENA 2022

IRENA HEADQUARTERS
P.O. Box 236, Abu Dhabi
United Arab Emirates

www.irena.org

参考資料 6

自治体における再生可能エネルギーの導入拡大検討

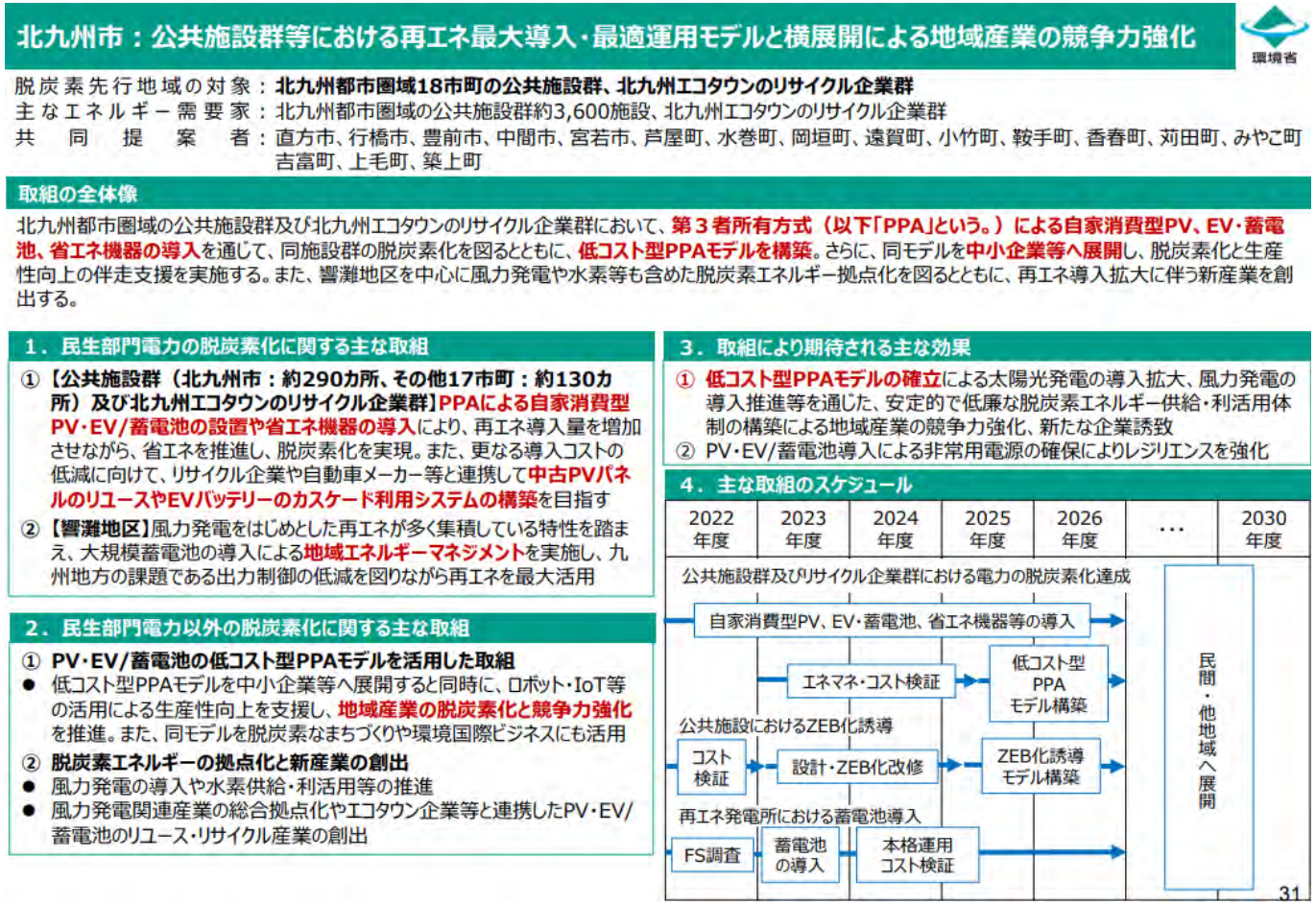
1.低コスト型PPAモデルの検討

- 検討の背景
- リユース品活用モデルの検討
- 卒FIT電源活用モデルの検討

Copyright © Mitsubishi Research Institute

検討背景・経緯

- 北九州市並びに周辺都市圏域は環境省の第1回脱炭素先行地域に選定されており、その中の一つとしてリユース品等を活用した低コスト型PPAモデルの構築及び普及展開を目指しているところ。



出所）環境省「第1回脱炭素先行地域の概要」（閲覧日：2022.7.25）
https://policies.env.go.jp/policy/roadmap/assets/preceding-region/boshu-01/1st-DSC-gaiyo.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

低コスト型PPAモデルの検討

- **前項を踏まえた北九州市の事業化支援の一環として、低コスト型PPAモデルの実現に向けて、(1)リユース品活用モデル、(2)卒FIT電源活用モデルの2つの方向性について詳細検討を行った。**
- **(1)については、第三者所有(TPO)モデルに、リユース品(パネル・PCS等)を活用する場合の論点を調査・整理し、ビジネスモデルの確立に必要な経済性試算を行った。**
  - 需要家が現状同等以下の電気料金でサービスを享受することを前提に、小売電気事業者の利益を最大化(調達価格を最小化)するモデルを考えた。
  - なお、導入対象は公共施設及び中小企業を、リユースパネルの調達元は主にFIT卒業後のメガソーラーや災害品・故障品の一部(再利用できるもの)を想定。
- **(2)については、主に卒FITメガソーラーを活用するための事業スキーム(オフサイト型電力調達、小売買取等)を構築する上での論点を調査・整理し、ビジネスモデルの確立に必要なコスト構造の把握と試算を行った。**

(1) リユース品活用モデル	(2) 卒FIT電源活用モデル
1. ビジネスモデル・コスト構造の把握 2. 製品保証(故障リスク評価)に係る検討 3. 事業性評価	1. ビジネスモデル・コスト構造の把握 2. ポテンシャルの把握

リユース品・卒FIT電源を活用した低コスト型PPAモデル確立に向けた経済的な条件整理

Copyright © Mitsubishi Research Institute

1.低コスト型PPAモデルの検討

- 検討の背景
- リユース品活用モデルの検討
- 卒FIT電源活用モデルの検討

Copyright © Mitsubishi Research Institute

リユース品活用モデル検討の各項目に対する調査設計

- 各項目の調査方針及び調査に必要となるインプット情報について整理。
- 北九州市にて別途進めている実証事業と連携することを視野に調査を行った。

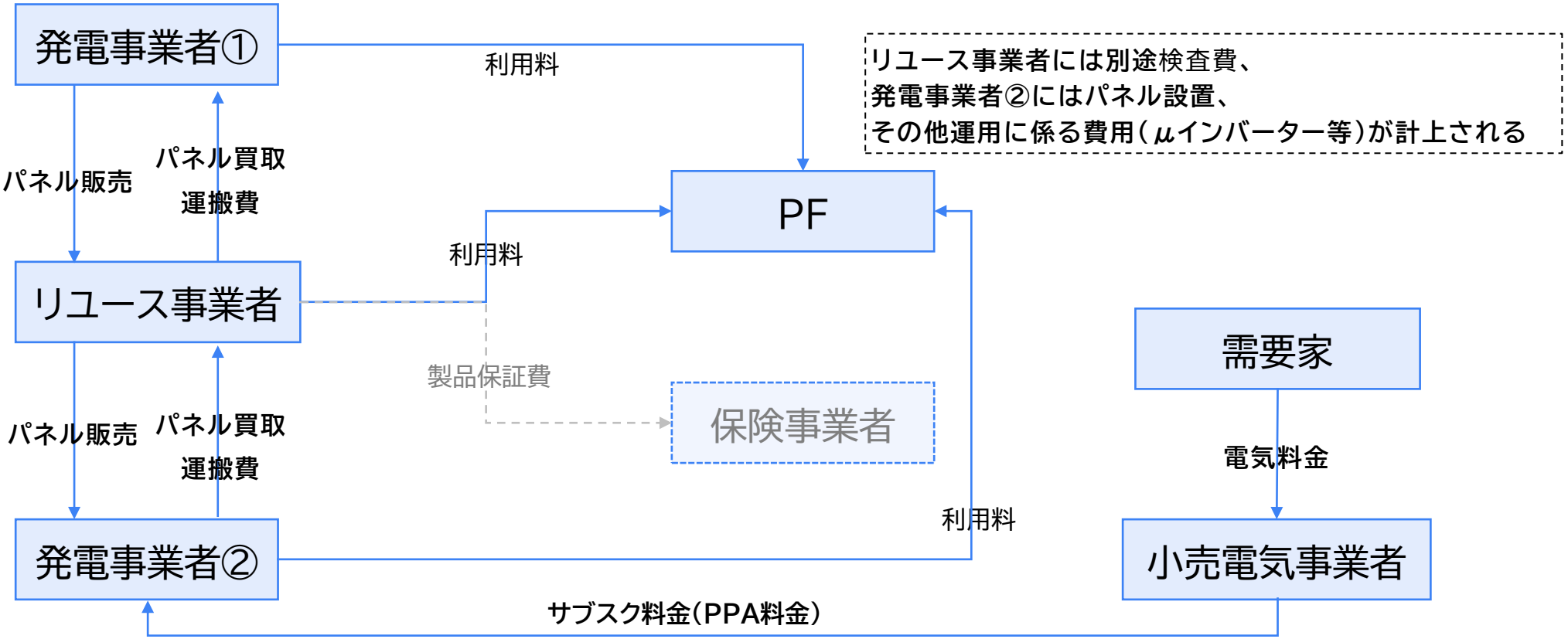
	調査項目	調査方針	インプット情報
1	ビジネスモデル・コスト構造の把握	• ステークホルダーの洗い出しと役割明確化 • ステークホルダー間の金銭・価値のやり取りをリユース品調達プロセスベースで整理	• 文献調査[注1]等
2	製品保証（故障リスク評価）に係る検討	• 経年劣化率を踏まえた故障確率の推計 • 性能保証（故障リスク）の考え方整理（上乗せコスト見積もり方法等）	• 文献調査[注2]等
3	事業性評価	• 経年劣化や劣化率のバラつきを考慮した期待発電量推計 • 追加的に発生する可能性のあるコストの把握（μインバーター等） • （中小事業者の場合）倒産に伴う撤去・交換リスク保証の想定、等	• 文献調査[注1、注2]等

注1：環境省「令和3年度使用済太陽電池モジュールのリサイクル等の推進に係る調査」（閲覧日：2022.9.15）
https://www.env.go.jp/recycle/recycling/renewable/R3_PVreport.pdf
注2：NREL「PV Fleet Performance data Initiative」（閲覧日：2022.11.1）https://www.nrel.gov/pv/fleet-performance-data-initiative.html

Copyright © Mitsubishi Research Institute

事業スキーム

- リユースパネルが大量に活用される場合、国が整備するプラットフォーム（PF）を経由したパネルの受け渡しが想定される。発電事業者①の廃棄費用削減の観点から買取ニーズ次第でPF利用が活性化する。
- リユース事業者は発電事業者のリスク担保のため、検査と併せて製品保証を自社で行う必要があるが、将来的には保険事業者等へ外部保証を委託することも考えられる。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

《参考》リユースPVモジュール情報プラットフォーム

- **「リユース・リサイクルに係る脱炭素型資源循環システムモデル実証（R3年度環境省事業）」使用済太陽光パネルの適正管理情報プラットフォームの運用・事業面の検証が実施されており、将来的にはリユース市場の活性化に資する情報の集約が期待されている。**
- 環境省「太陽電池モジュールの適切なリユース促進ガイドライン」を踏まえたリユースPVモジュールの調達プロセス別の入出力機能を具備。

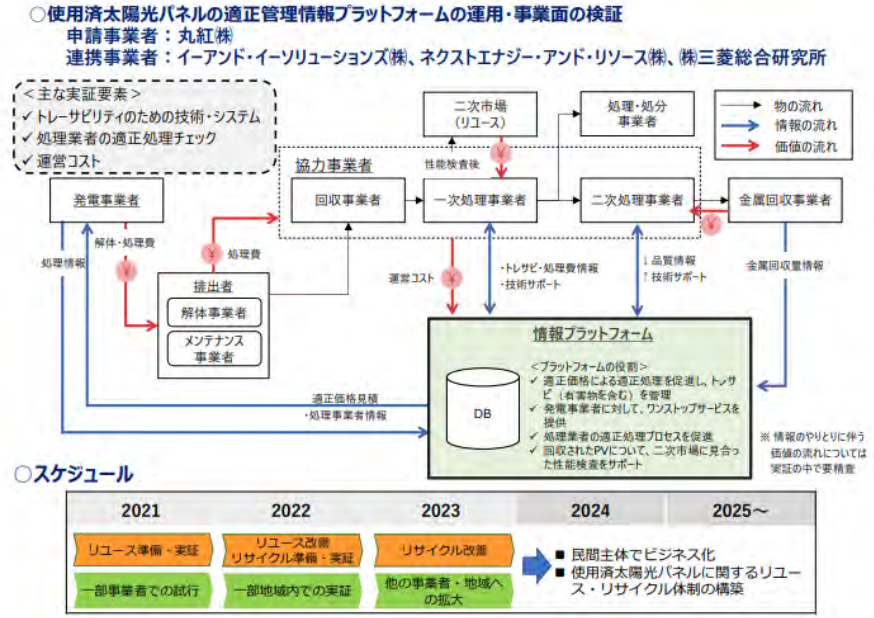


図 4.1-2 使用済太陽光パネルの適正管理情報プラットフォームの運用・事業面の検証

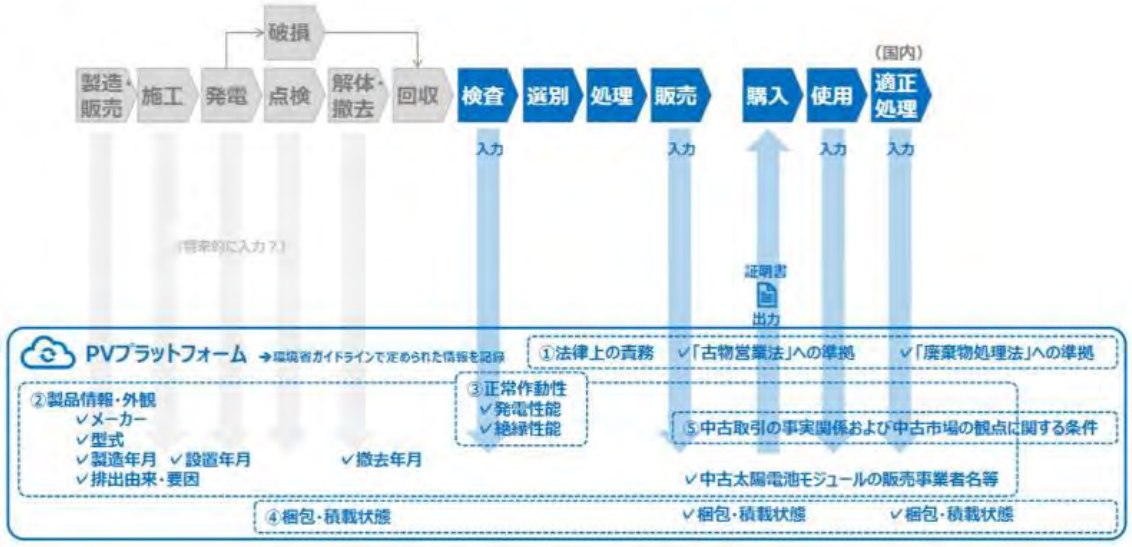


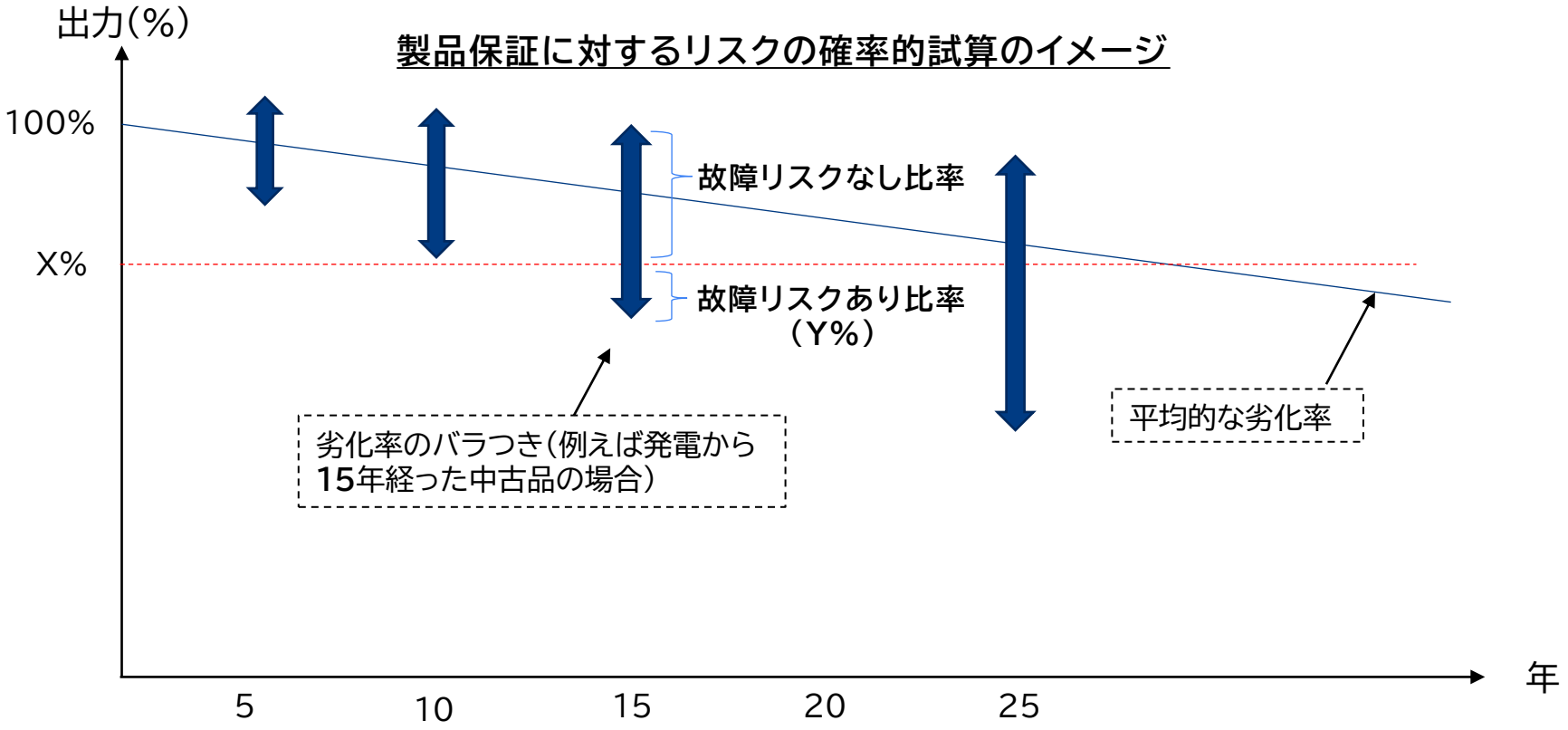
図 1-2 使用済PVモジュール情報PFの機能

出所（左））環境省「令和3年度使用済太陽電池モジュールのリサイクル等の推進に係る調査」（閲覧日：2022.9.15）
https://www.env.go.jp/recycle/recycling/renewable/R3_PVreport.pdf
出所（右））環境省「令和3年度資源循環に関する情報プラットフォーム実証事業（使用済太陽光パネルの適性管理情報プラットフォーム の運用・事業面の検証）委託業務」
（閲覧日：2022.9.15） https://www.env.go.jp/recycle/recycle/circul/R02_report02_mat02.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

劣化率の推移と製品故障リスクの確率的試算

- 平均的な劣化率とバラつきの推移は以下（劣化率のバラつきは広がっていく）と想定。
- 出力の閾値（X%）を設定し（例えばメーカーの20年間出力保証条件である80%）、リユース開始から何年経過時点でX%を下回る製品の比率が全体のY%となるか、確率的に算出することが可能。

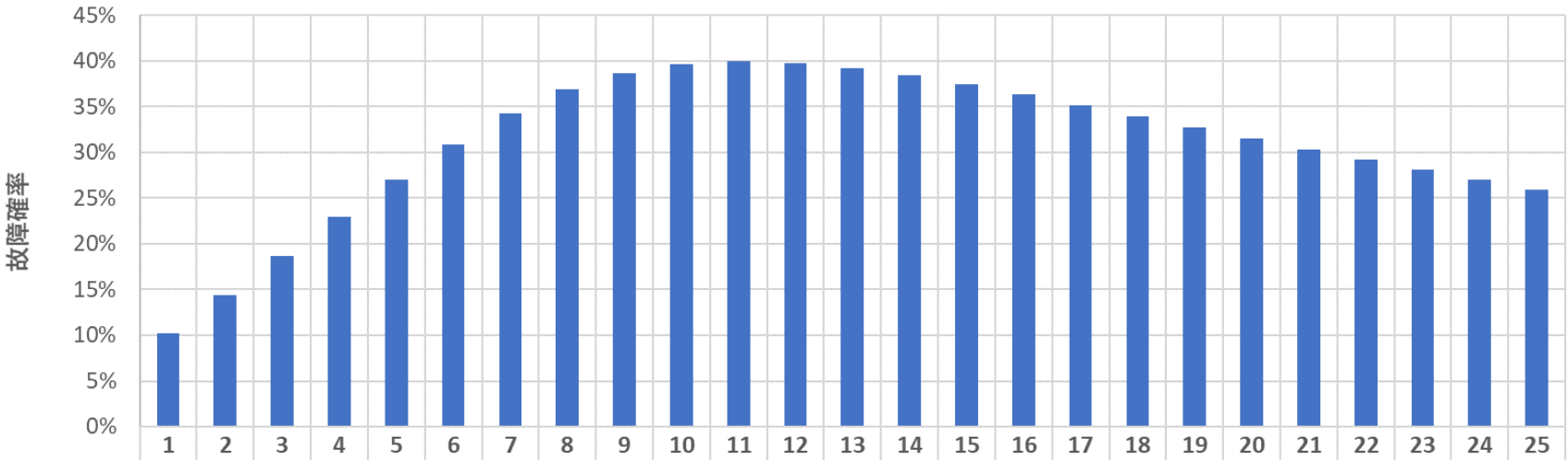


Copyright © Mitsubishi Research Institute

設置時点のリユースパネル稼働年数に対する故障確率

- **公開されているパネルの劣化率・頻度に係る情報[注1]を基に、設置時点のリユースパネルの稼働年数に対する故障確率を試算。（リユース想定期間を設置から10年と想定）**
  - 出力80%を下回る（出力劣化20%超）のものを故障と定義
  - リユースパネル設置から10年以内に故障する確率から、設置時点で既に故障している分を差し引いて算出
- **「設置時点で既に故障している確率」が稼働年数9年を境に増加するため、以降は故障確率が下がる。**
  ⇒ 故障確率を踏まえて、設置時点での稼働年数ごとにおける製品保証費用（パネル交換費用）を試算。

設置時点の稼働年数に対する故障確率（リユース想定期間：10年）



設置時の稼働年数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
故障確率	10.3	14.4	18.7	22.9	27.0	30.8	34.2	36.9	38.7	39.7	40.0	39.8	39.2	38.4	37.4	36.3	35.1	33.9	32.7	31.5	30.3	29.2	28.1	27.0	26.0

注1：NREL「PV Fleet Performance data Initiative」（閲覧日：2022.11.1） https://www.nrel.gov/pv/fleet-performance-data-initiative.html

Copyright © Mitsubishi Research Institute

《参考》故障確率推計の考え方

- **故障確率推計フローは以下。**

① 出力変化率[%/y]※のヒストグラムを基に、出力変化が正規分布に従うものとして累積確率密度関数を推定。

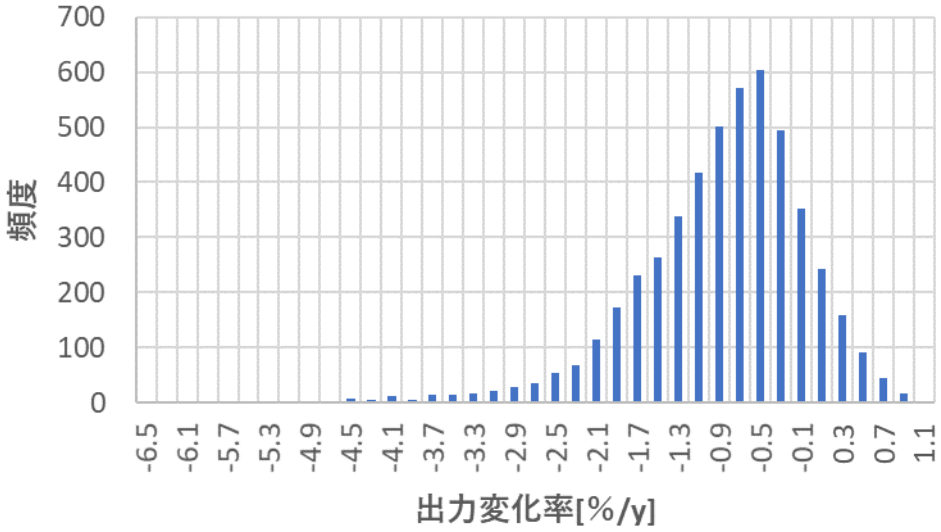
② 設置時点のリユースパネルの稼働年数別に、リユース想定期間中に故障が起こらない限界出力変化率を算出。

③ ②で算出した出力変化率を①の累積確率密度関数に代入し、出力が80%を下回る確率＝累積故障確率を算出。

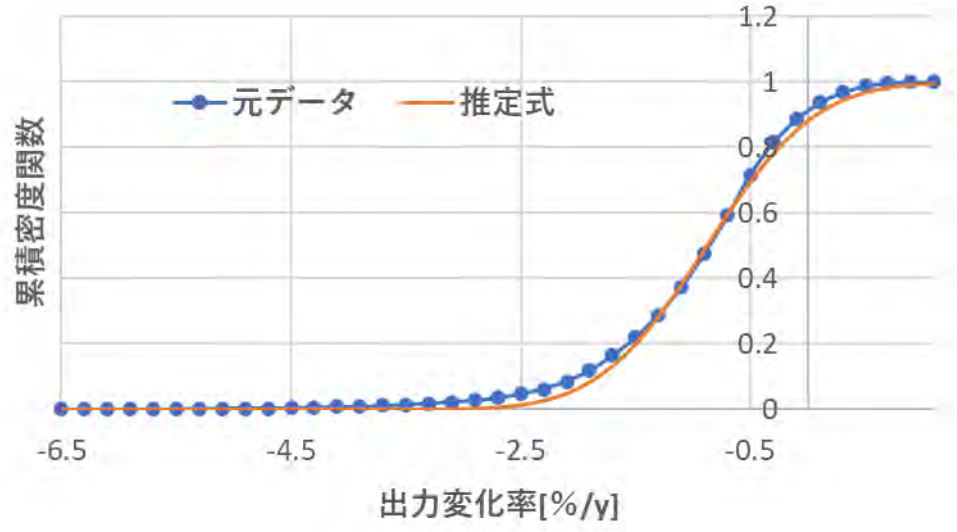
④ リユースパネルの設置時点において既にパネルが故障している確率についても②③に従い算出。

⑤ 設置時点でのパネル故障分は除外して、リユース想定期間中の故障確率（＝（③-④）÷（100%-④））を算出。

出力変化率のヒストグラム



出力変化率の確率密度関数



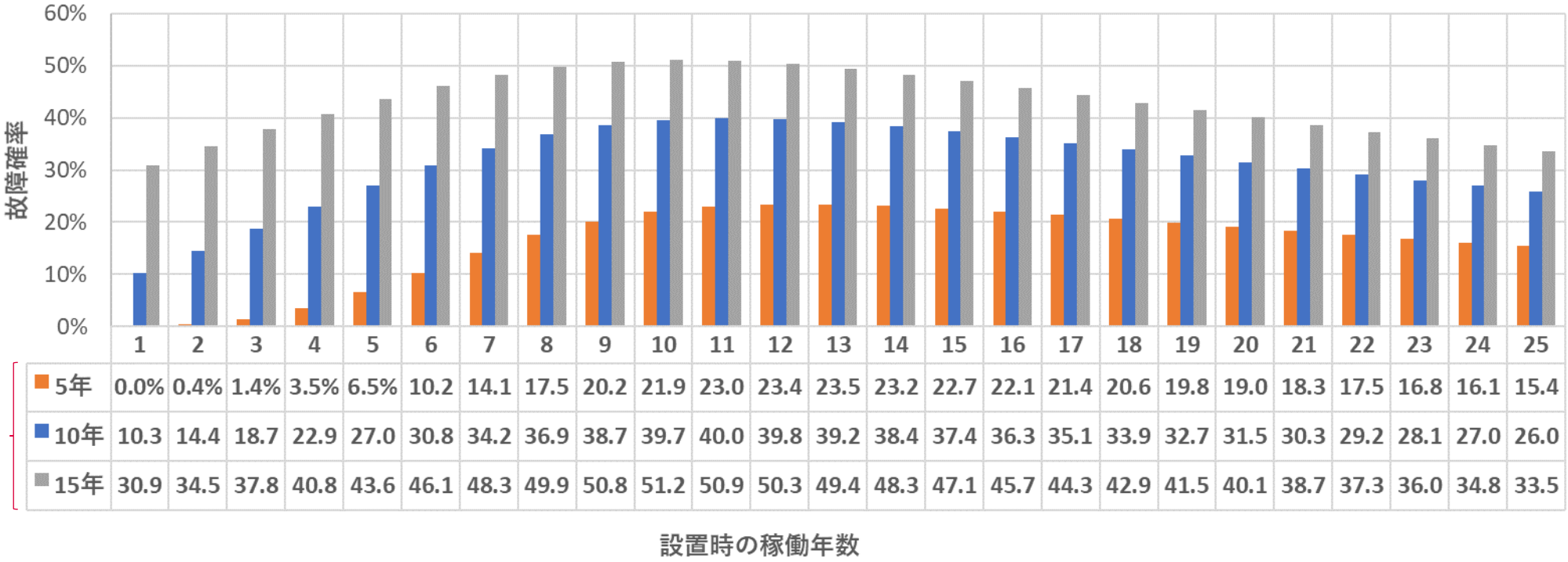
※インバーターベースの出力変化率

注1：NREL「PV Fleet Performance data Initiative」（閲覧日：2022.11.1）https://www.nrel.gov/pv/fleet-performance-data-initiative.html

Copyright © Mitsubishi Research Institute

《参考》リユース想定期間での感度分析

- **リユース想定期間を変えた場合の故障確率は以下の傾向を示す。**
  - 設置時点での稼働年数に関わらず、リユース想定期間が長くなるほど故障確率は高まる。
  - 特に設置時点での稼働年数が短い場合においてその傾向が強い。

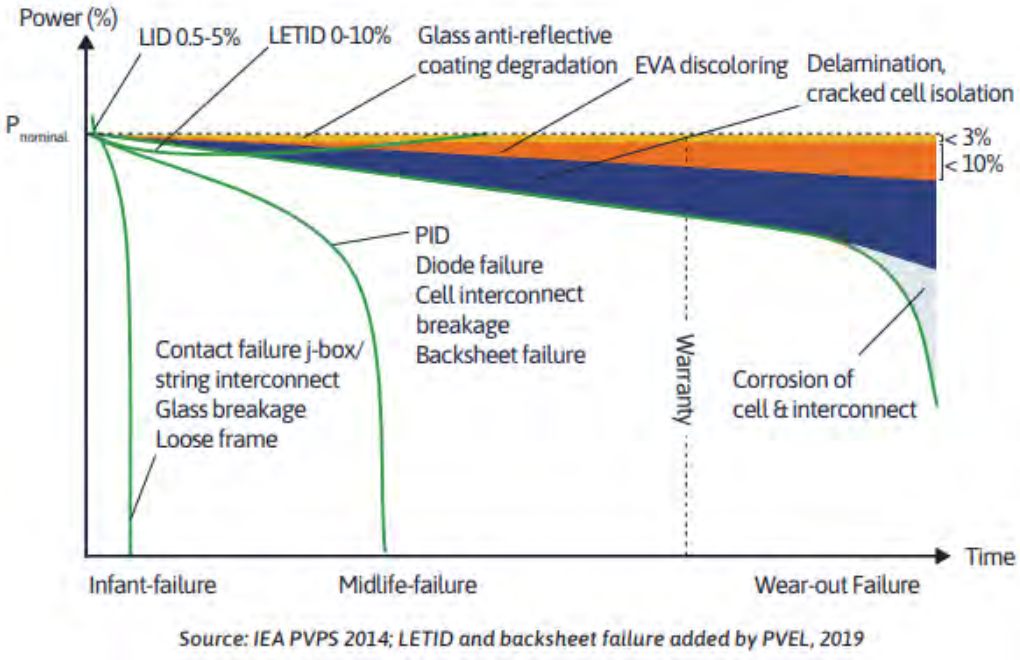


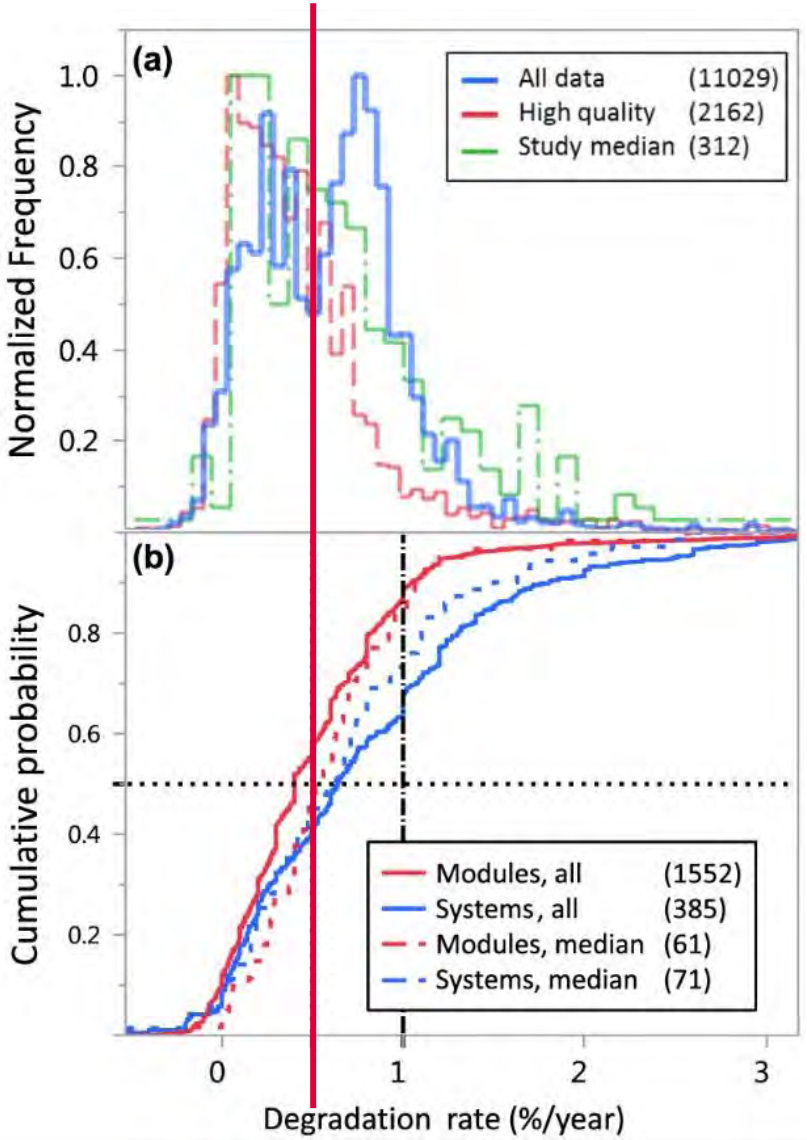
リユース想定期間	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
5年	0.0%	0.4%	1.4%	3.5%	6.5%	10.2	14.1	17.5	20.2	21.9	23.0	23.4	23.5	23.2	22.7	22.1	21.4	20.6	19.8	19.0	18.3	17.5	16.8	16.1	15.4
10年	10.3	14.4	18.7	22.9	27.0	30.8	34.2	36.9	38.7	39.7	40.0	39.8	39.2	38.4	37.4	36.3	35.1	33.9	32.7	31.5	30.3	29.2	28.1	27.0	26.0
15年	30.9	34.5	37.8	40.8	43.6	46.1	48.3	49.9	50.8	51.2	50.9	50.3	49.4	48.3	47.1	45.7	44.3	42.9	41.5	40.1	38.7	37.3	36.0	34.8	33.5

Copyright © Mitsubishi Research Institute

《参考》劣化要因と劣化率の推移

- 劣化の主要因は、ガラス反射防止コーティング剥離、EVA変色、クラックによるセル分離であり、その他偶発的な故障も一定数存在。
- NREL（米国・国立再生可能エネルギー研究所）が2018年4月に公表した報告書では、平均的に毎年0.5%程度発電量が低下するとされている。





出所（左））PVEL「2021 PV Module Reliability Scorecard」（閲覧日：2022.9.15）
https://modulescorecard.pvel.com/wp-content/uploads/2021-PV-Module-Reliability-Scorecard May-27-21.pdf
出所（右））NREL「STAT FAQs Part 2: Lifetime of PV Panels」（閲覧日：2022.9.15）
https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/stat-faqs-part2-lifetime-of-pv-panels.html

Copyright © Mitsubishi Research Institute

リユースパネル活用オンサイトPPAの事業性評価

- **リユースパネルを活用した発電事業の税引前IRRについて、電気料金単価[注1]、リユース想定期間（事業期間）、設置時稼働年数、インバータ―種類等の観点で感度分析を実施。**
- FIT切れに伴う撤去を契機にリユースパネルの供給が増えると仮定して、設置時稼働年数を20年、安定稼働できる期間として30年（リユース想定期間10年）をベース条件とする。
- PPA料金単価[注2]は、需要家の電気料金負担の現状維持を前提に、小売電気事業者の粗利分（5%と想定）を差し引いたものと想定。なお、電気料金としては、需要家の現状従量料金に賦課金を加えた水準を想定した。現状の従量料金単価は九州電力の業務・産業部門の標準料金[注3]および公共施設における料金水準を参考に、12円/kWh、15円/kWh、18円/kWhとし、ベース条件は中間値である15円/kWhとした。
  - 九州電力における業務・産業部門の標準従量料金単価：10.4円/kWh～13.0円/kWh（6kV～200kV、夏季・その他）
- インバーターについては、故障確率推計元データが一般的なPCS[注4]適用下でのデータであると想定されることから、実証試験で将来的に導入を検討しているμインバーターではなくPCSをベース条件とした。
  - μインバーターを適用した場合は設備稼働率（期待発電量）の補正については、今回は簡単のため10%増加するとしたが、詳細には実証等の実データに基づく補正等が必要
- 今回は太陽光発電の導入規模として高圧ケースの試算結果を紹介する。

注1：需要家が小売事業者から電力を購入する際の単価
注2：小売事業者が発電事業者から電力を購入する際の単価
注3：九州電力における業務・産業部門の標準従量料金単価：10.4円/kWh～13.0円/kWh（6kV～200kV、夏季・その他）
（2022年12月時点（2023年3月31日までの料金））https://www.kyuden.co.jp/agreement_rate_index_h26_5.html
注4：一般的なPCSとは、最低10枚程度のパネルを接続して利用する集中型インバーターあるいは分散型インバーターを指す

Copyright © Mitsubishi Research Institute

想定パラメーター(1/2)

- **想定したパラメータは以下の通り。**
  - 設置時稼働年数とリユース想定期間に応じて、故障確率及び経年劣化率が変化し、パネル性能保証費用や設備利用率が変動。

	試算想定値	出所・考え方及び備考
割引率	3%	調達価格等算定委員会における想定[1]と同様に設定
設備容量	250kW	想定値(高圧)
パネル買取単価(以下①～⑤の和)	2.23～2.45万円/kW	＜参考＞新品の半分程度を想定[2]。なお、調達価格等算定委員会(2021年12月)[3]によると250～500kW規模の新品パネルは6.1万円/kW
①リユースパネル費用単価	0.8万円/kW	事業者ヒアリングより2,000円/枚と想定
②情報PF運用費用	0. 08万円/kW	パネル費用単価×10%と想定
③パネル運搬費用	0.3万円/kW	文献[4]より750円/枚(10t平ダンプ車、100km走行×1)、250W/枚、280枚分の運搬を想定
④パネル検査費用	0.8万円/kW	文献[4]より2,000円/枚(絶縁検査、IVカーブ測定)、250W/枚、280枚分の検査を想定
⑤パネル性能保証費用	0.25～0.47万円/kW	故障確率(設置時稼働年数・リユース想定期間に依存)×パネル費用単価と想定
PCS/μインバーター費用単価	①0.92/②4.37万円/kW	①PCS:調達価格等算定委員会の2020年度PCS費用単価及び過年度までのコスト低減傾向を加味して想定[1] ②μインバーター:某メーカー製[5]に対しコスト低減を10%加味して想定(350W/枚)
PCS/μインバータ工事単価	1.56万円/kW	大手PCSメーカーのPCS貸出サービス(工事費込) のサービス料[6]より推定
設備(パネル・PCS除く)・工事費用	8.73万円/kW	2020年度システム費用内訳[7]より設備費(架台、その他)＋工事費＋設計費に値引きを考慮した価格を想定し、その価格をベースにシステム費用推移[1]から2023年時点想定に補正
廃止措置費用単価	1.0万円/kW	調達価格等算定委員会における2023年度廃棄等費用[1]
設備利用率	13.46～13.53%	北九州市での設置実績に基づいた設備利用率14.6%に対して、設置時点でのリユースパネル稼働年数から想定される経年劣化率を考慮して算出。なお、μインバーター適用時は発電量(設備利用率)が10%増加するものと仮定する
経年劣化率	0.37～0.78%	NREL「PV Fleet Performance data Initiative」出力変化率データ[8]を基に算出。リユース品としての設置時点で既に劣化により故障しているパネル分を差し引いたあとの加重平均値
パネル活用年数	30年～	安定稼働できる年数としてベースを30年と設定しつつ、ある程度のリスクを考慮する場合(30年超)も想定
設置時稼働年数	10～20年	卒FITパネルの活用を想定してベースを20年と設定しつつ、最大リユース想定期間20年より逆算して10年も想定
リユース想定期間	10～20年	パネル活用年数30年と設置時稼働年数20年よりベースを10年と設定しつつ、事業性を考慮して20年も想定

Copyright © Mitsubishi Research Institute

想定パラメーター(2/2)

- **想定したパラメータは以下の通り。**
  - 電気料金単価の水準は設置先の想定需要家に応じて検討が必要。

		試算想定値	出所・考え方及び備考
従量料金単価		①12円/kWh ②15円/kWh ③18円/kWh	九州電力の業務・産業部門の従量料金単価水準、北九州市公共施設の従量料金単価水準を参考に想定
再エネ賦課金単価		～3.9円/kWh	2030年度におけるエネルギー需給の見通し[9]及び調達価格等算定委員会の論点案[10]を元に推計。値の推移は後述
小売電気事業者の粗利率		5%	想定値
事業税		1.267%	調達価格等算定委員会における想定[1]と同様に設定
固定資産税率		1.4%	調達価格等算定委員会における想定[1]と同様に設定
法定耐用年数		17年	減価償却資産の耐用年数等に関する省令より設定
減価償却率	定額法償却率	14.7%	
	改定償却率	16.7%	
	保証率	2.9%	

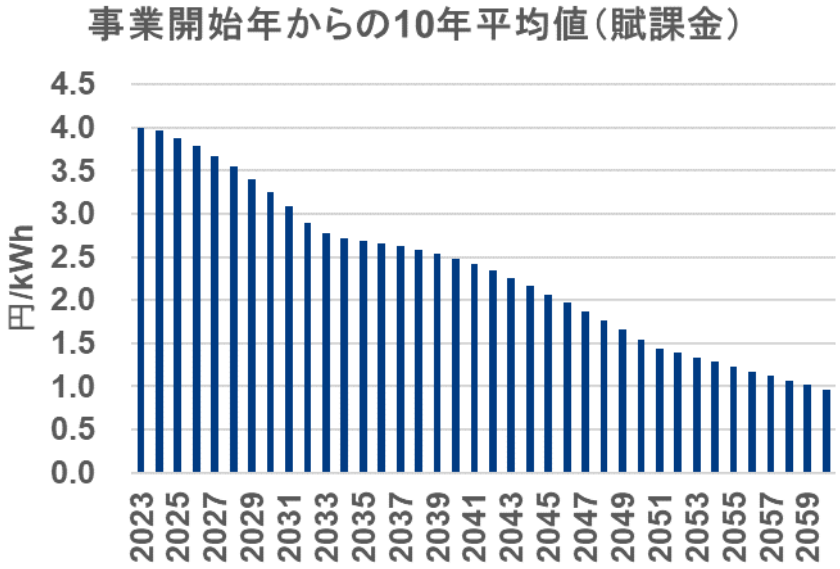
出所)[1]資源エネルギー庁 調達価格等算定委員会「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」(2022年2月)(閲覧日:2022.12.5)
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204_1.pdf
[2]yahooニュース「2030年代に迫る"太陽光パネル"大量廃棄…丸紅とSOMPOが中古事業でタッグ 再循環に一役」(閲覧日:2022.12.5)
https://news.yahoo.co.jp/articles/d5abe738e43030f34f91627520f94d7f4d03a94b
[3]資源エネルギー庁 第73回 調達価格等算定委員会(2021年12月)資料1 (閲覧日:2022.12.5)
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/073_01_00.pdf
[4]環境省「令和3年度使用済太陽電池モジュールのリサイクル等の推進に係る調査」(発行日:2022.3)(閲覧日:2022.10.17)
https://www.env.go.jp/recycle/recycling/renewable/R3_PVreport.pdf
[5]NEP「マイクロインバータ」(閲覧日:2022.10.17) https://pvmall.org/shop/microinverter/
[6]オムロン パワーコンティニューサービス紹介サイト(閲覧日:2022.10.17)
https://socialsolution.omron.com/jp/ja/products_service/energy/power_continue/#
[7]資源エネルギー庁「令和2年度固定価格買取制度等の効率的・安定的な運用のための業務」(発行日:2021.3)(閲覧日:2022.10.17)
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2020FY/000074.pdf#page=14&zoom=100,111,975
[8]NREL「PV Fleet Performance data Initiative」(閲覧日:2022.11.1)
https://www.nrel.gov/pv/fleet-performance-data-initiative.html
[9]資源エネルギー庁 2030年度におけるエネルギー需給の見通し(閲覧日:2022.12.5)
https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-3.pdf
[10]資源エネルギー庁 国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案(閲覧日:2022.12.5)
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

《参考》賦課金推移の推計

- **2023年～2060年までの賦課金の推移は左図の通り。**
  - 卒FITを迎える2032年をピークに価格が低下する。
  - 2032年から2035年までは、FIT開始直後に導入された買取価格の高い事業用太陽光発電が大量に卒業するため賦課金が急激に下落。その後はなだらかに低下する。
- **事業開始年から10年間（標準的なリユース事業期間）の賦課金平均値は右図の通り。**
  - 10年平均値は段階的に下降するため、需要家の価格許容度が高く事業性が有利となる早期の事業開始が望ましい。

※本賦課金試算はあくまで簡易的・機械的に実施したものであり、分析精度には留意が必要。



出所）各種文献より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

感度分析結果(1/3)

- **中小事業者は、九州電力の従量料金単価水準(業務・産業部門:12円/kWh程度+賦課金)で電力契約をしていると想定されることから、現状の価格水準であれば事業性確保は難しい。一方で、エネルギー価格高騰により料金単価の上昇が続けば事業性が確保できる可能性もあり得る。**
- **公共施設のうち、元々従量料金が18円/kWhに近い水準で電力契約していた需要家向けであれば、現状同等の価格水準を維持する前提のもと、高いIRRを確保できる。**
- 従量料金単価16.2円/kWh(粗利考慮前)で売電ができればIRR5.00%を確保可能。
- 中間水準である15円/kWhの場合でも、パネル買取単価が1.21万円/kWまで低減すればIRR5.00%を確保できる。ただし、パネル大容量化や、パネル買取単価・検査費用等の低減が見込めることが前提。

感度分析(電気料金)

従量料金単価※	税引前IRR	パネル買取単価[万円/kW]
12円/kWh	-2.08%	2.23
15円/kWh	3.04%	2.23
16.2円/kWh	5.00%	2.23
18円/kWh	7.55%	2.23
15円/kWh	5.00%	1.21

※賦課金を含まない、需要家の既存電力契約の料金水準。
需要家の買電は、この料金に賦課金分を加えた電気料金を想定。

ベース条件
・設置時稼働年数:20年
・リユース想定期間:10年
・インバーターの種類:PCS

Copyright © Mitsubishi Research Institute

感度分析結果(2/3)

- **パネル活用期間を30年で固定した場合、リユース想定期間が長いほどIRRは高くなる。ただし、故障確率上昇に伴う性能保証費用の上乗せによりパネル買取単価はやや高くなる。**
- 多少のリスクを許容してパネル活用期間を30年以上とする場合(設置時稼働年数20年固定でリユース想定期間を延長)、事業性の向上が見込める。
- **なお、パネル買取単価は2.23~2.45万円/kWとしているが、更なるIRR向上を狙うのであればリユースパネル価格を引き下げるという選択肢もあり得る。**
- 前述の新品パネルに対して約半額程度(3万円/kW程度)での販売を想定している既存事例もあるが、既にその水準を下回っている状況。

感度分析(設置時稼働年数、リユース想定期間)

	設置時稼働年数	リユース想定期間	税引前IRR	パネル買取単価 [万円/kW]
パネル活用期間: 30年固定	20	10	3.04%	2.23
	18	12	5.64%	2.28
	15	15	7.79%	2.36
	10	20	9.43%	2.45
パネル活用期間: 30年以上	20	11	4.63%	2.25
	20	12	5.88%	2.26

ベース条件
・従量料金単価:15円/kWh
・インバーターの種類:PCS

Copyright © Mitsubishi Research Institute

感度分析結果(3/3)

- **μインバーターは単価が高い**(一般的なPCSの5倍弱)**ため事業性は低下する。**
- **故障閾値**(出力劣化がこれを下回った場合は故障とみなす)**を、ベース条件である初期出力の80%から70%へと変更した場合、事業性は低下する。**
  - 故障閾値を下げることで経年劣化率の高い個体を多く許容することとなり、その結果、平均劣化率が高まり設備利用率が低下することが大きく影響している。
  - 他方、故障とみなす閾値を下げることで故障確率自体は下がるため、パネル性能保証費用及びパネル買取単価が微減するが、前述の設備利用率低下の影響の方が大きい。
  - IRR向上のために故障閾値85%等に引き上げることも考えられるが、閾値が上がるほどリユース可能なパネル数が減少して運用に十分な量を確保できない恐れもある。

感度分析(インバーターの種類)

インバーターの種類	税引前IRR	パネル買取単価[万円/kW]
PCS	2.96%	2.23
μインバーター	-2.20%	2.23

ベース条件
・従量料金単価:15円/kWh
・設置時稼働年数:20年
・リユース想定期間:10年

感度分析(故障閾値)

故障閾値	税引前IRR	パネル費用単価[万円/kW]
出力80%	2.26%	2.23
出力70%	1.06%	2.21

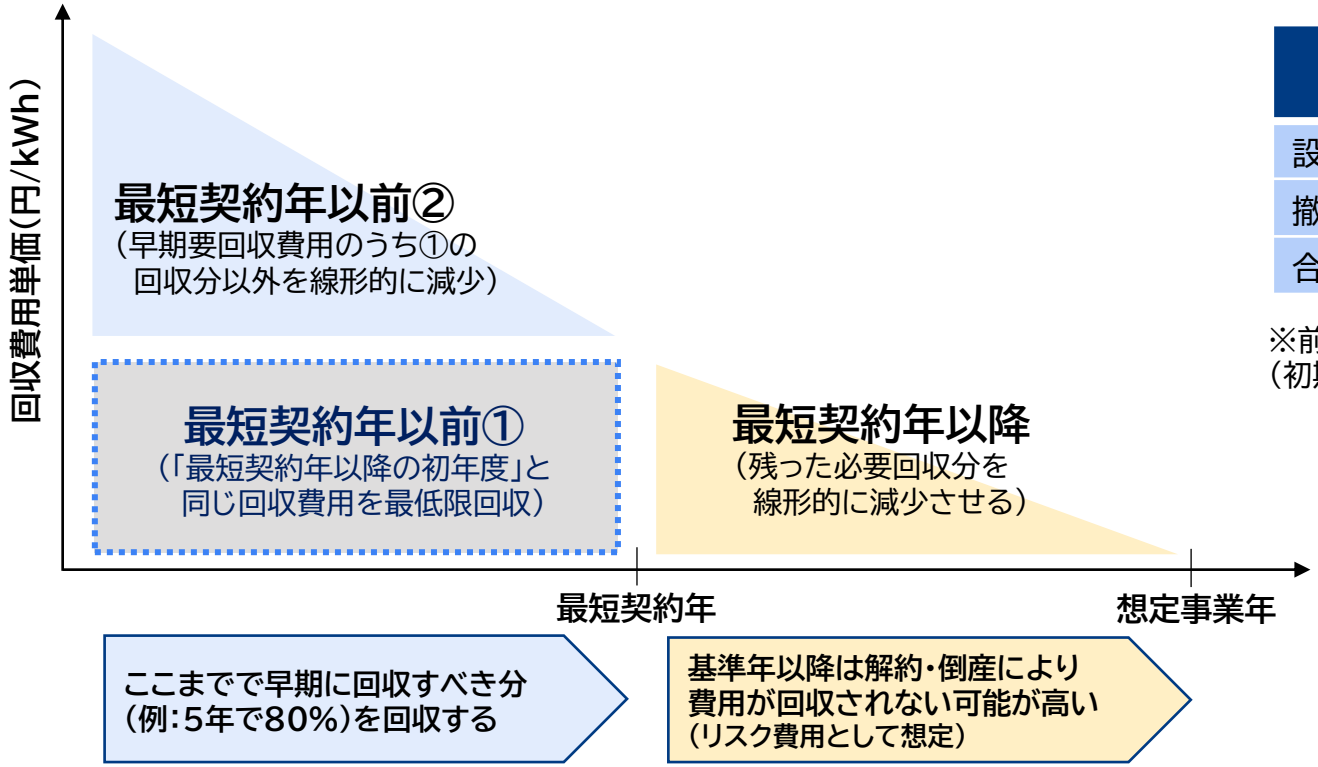
ベース条件
・従量料金単価:15円/kWh
・インバーターの種類:PCS
・設置時稼働年数:20年
・リユース想定期間:10年

Copyright © Mitsubishi Research Institute

サブスクモデルを想定した事業性評価(1/2)

- **需要家を中小事業者とした場合、倒産や事業想定期間内での契約解除等のリスクを孕んでおり、短期解約型のビジネスモデル(サブスク)を検討する必要がある。これを踏まえ、契約解除時点で回収されているべき撤去費・設置費相当費用を、事業開始後の早期に資金回収できるスキームを検討する。**
- 仮に10年ではなく5年の事業期間ですべての費用を回収しようとすると、需要家が支払う電気料金が10年回収の場合と比較して平均1.7倍程度となり非現実的であるため、一部費用のみ早期回収するスキームを検討。

一部費用の早期回収イメージ



早期回収が必要となる費用

	kW単価 [万円/kW]	LCOE※ [円/kWh]
設置費用	5.96	5.82
撤去費用	1.00	0.98
合計	6.96	6.79

※前項までの事業性評価で用いたパラメータを使って試算
(初期投資に対するLCOEで按分)

想定試算ケース

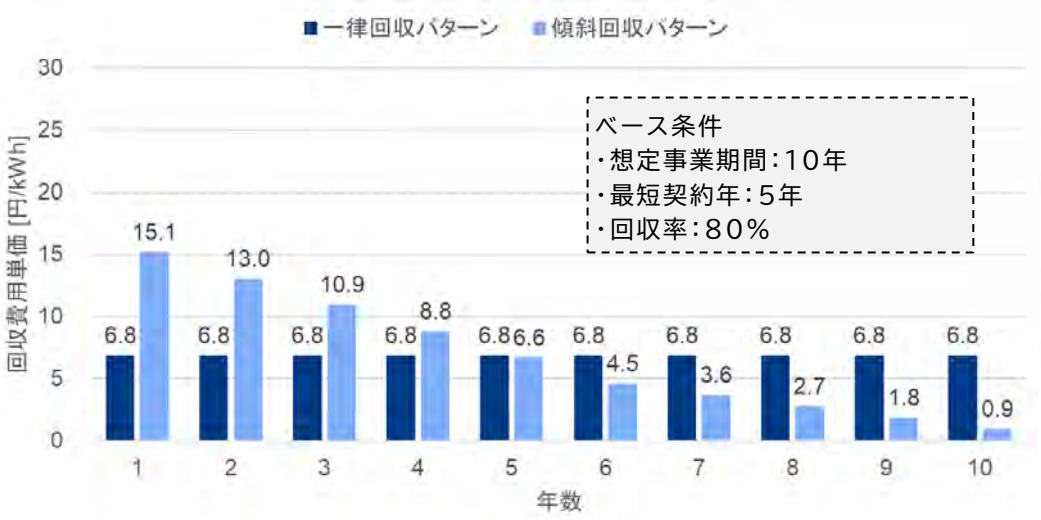
想定事業期間	10年
最短契約年	5年
回収率	80%

Copyright © Mitsubishi Research Institute

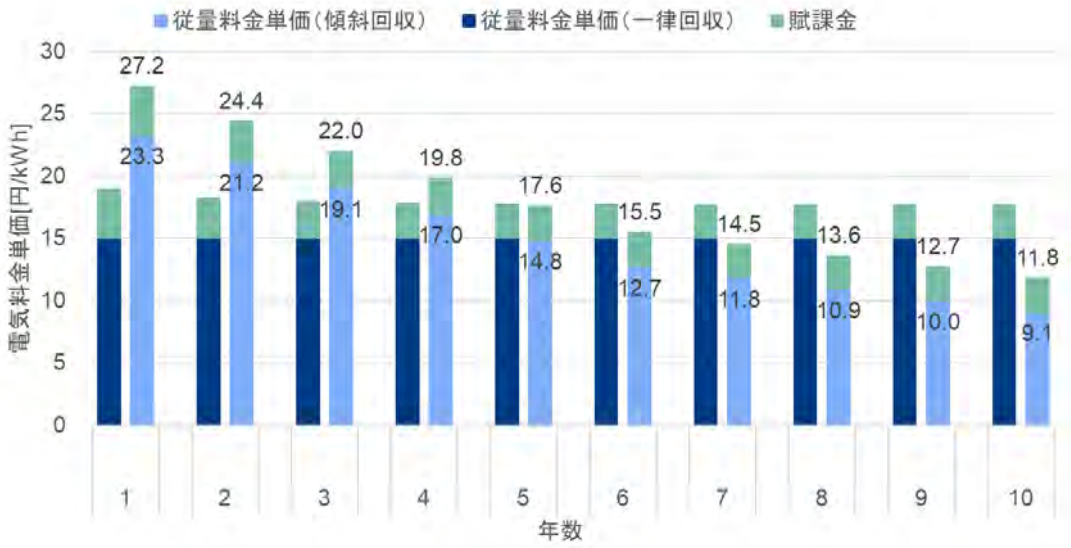
サブスクモデルを想定した事業性評価(2/2)

- **設置費用・撤去費用を10年間で均等回収するケース(一律回収パターン)と、短期契約を想定して早期に同費用を回収するケース(傾斜回収パターン)のイメージは左図の通り。**
- **上記費用回収パターンを踏まえた、最終的に需要家が負担する電気料金単価は右図の通り。**
- 需要家が導入直後の高額料金(初年度27.2円/kWh＝従量料金単価23.3+賦課金3.9)を許容できるかどうかが本モデルの成立ポイントとなる。(長期契約になるほど料金が低下する点の訴求が重要)

倒産・解約までに回収すべき費用の回収パターン



需要家電気料金単価の推移(回収パターン別)



Copyright © Mitsubishi Research Institute

1.低コスト型PPAモデルの検討

- 検討の背景
- リユース品活用モデルの検討
- 卒FIT電源活用モデルの検討

Copyright © Mitsubishi Research Institute

卒FIT電源活用モデル検討に対する調査設計

- **各項目の調査方針及び調査に必要となるインプット情報について整理。**

	調査項目	調査方針	インプット情報
1	ビジネスモデル・コスト構造の把握	• 市場見通し、事業スキームの検討（オフサイトPPA、小売買取等） • ステークホルダーの洗い出しと連携事業者のリストアップ • コストの想定（インバランスコストや卒FIT電源の買取価格等） • ステークホルダー間の金銭・価値のやり取りを整理 • 適用可能性の検討、事業スキームの構築	• 文献調査[注1等] • 事例調査
2	ポテンシャルの把握	• 北九州域内の卒FIT太陽光ポテンシャル及び活用可能時期の整理	• 文献調査[注2等]

卒FIT電源活用モデルの類型（例）

	事業モデル	概要
A	オフサイト型電力調達・供給切替え	設置済パネルは移設せず、PV発電分を別需要地/別需要家に系統を通じて送電するモデル。自己託送やフィジカルPPA、バーチャルPPAといったスキームがある。
B	小売電力買取利用	設置済パネルは移設せず、PV発電分を小売電力が系統を通じて買取り、別需要家（需要施設）に販売するモデル。

注1：託送料金、需給調整に係るコスト等の情報を参照（後述）
注2：資源エネルギー庁 「なっとく！再生可能エネルギー」（閲覧日：2022.9.15）
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html

Copyright © Mitsubishi Research Institute

卒FIT電源の市場見通し・事業背景

- 2032年7月以降、メガソーラーの卒FIT電源化（非FIT化）が進展。
- 経済産業省”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”でも、中長期的に地域と共生する責任あるプレイヤーの創出等の観点から、既存再エネ最大限の活用、長期電源化が掲げられている。
- その一環として、追加投資・再投資の検討と併せて、オフサイト型電力調達や小売電気事業者の買い取り事業が加速すると想定される。

長期電源化の推進を検討する上での視点

- 2030年の36~38%、2050年カーボンニュートラルを見据えれば、**既存の再エネの追加投資・再投資を促すことで、長期電源化を促すことも重要**。2019年度以降の住宅用太陽光の支援終了後は、自家消費への切り替えや、小売電気事業者の卒FITメニューなどでの相対契約が結ばれているところ。
- **今後の事業用太陽光等の支援終了や追加投資・再投資の促進も見据えれば**、小売電気事業者との契約等の更新による運転延長に加えて、**既存の発電事業者も含めた多様な主体による追加投資・再投資の具体的な取組を促していくことが必要では無いか。**例えば、発電事業者による既存再エネの補修、増出力、再投資など様々な取組が考えられるため、事業実施段階も念頭におきつつこうした取組の促進のあり方を検討する必要がある。
- 一方で、現状のFIT認定案件においては、低圧の事業用太陽光が件数ベースで大宗を占めていることや、地域とのトラブル案件を抱えていることを踏まえれば、こうした**追加投資・再投資を促す中、中長期的に地域と共生する責任あるプレーヤーの創出等の観点からも、検討を深めていくことが必要**。

出所）資源エネルギー庁 「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会　再エネの大量導入に向けて」（閲覧日：2022.9.15）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/042_01_00.pdf

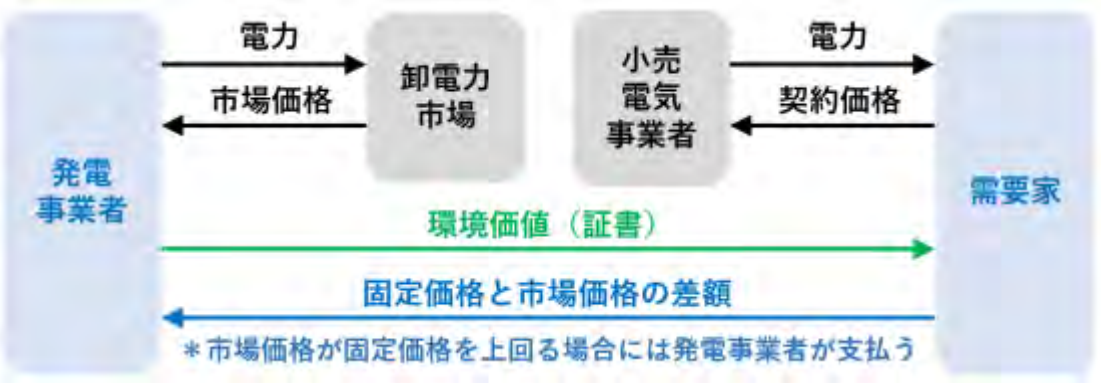
Copyright © Mitsubishi Research Institute

事業スキーム(オフサイト型電力調達)

- **日本の現行制度上、オフサイト型電力調達には自己託送、フィジカルPPA(小売介在有り/無し)、バーチャルPPA(小売介在有り)の3つのパターンが考えられる。**
- フィジカルPPAのうち小売介在なしのスキームは2021年11月に施行された自己託送要件の緩和により、発電事業者と需要家間で組合を組成する、新設である等一定の要件を満たせば可能となった(卒FITでは不可)。
- バーチャルPPAは需要家が小売電気事業者と電気契約、別途環境価値を発電事業者から調達し、発電事業者に対して環境価値を加味した固定価格(ストライク価格)と市場価格(スポット価格)との差額を精算する仕組み。

フィジカルPPAの契約形態

バーチャルPPAの契約形態

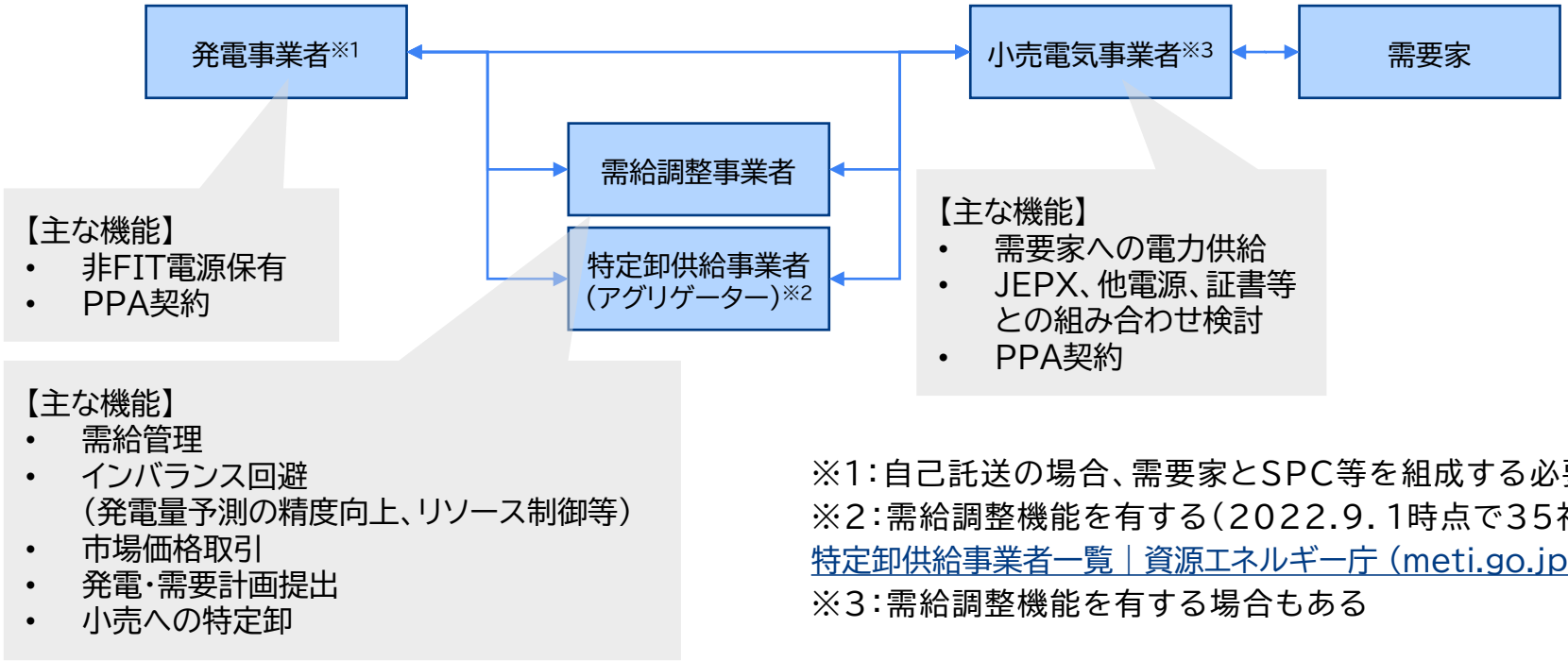


出所)自然エネルギー財団 「コーポレートPPA 日本の最新動向」(閲覧日:2022.9.15)
https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_JPCorporatePPA_2022.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

オフサイト型電力調達におけるステークホルダの関係性

- **オフサイト型電力調達を行う場合の関連主体の関係性と各主体の機能を整理。**
  - バーチャルPPAの場合は需給調整に係る主体・機能は不要
- **発電事業者、小売電気事業者がプレイヤーとして存在する中で、自己託送、フィジカルPPA(小売介在)、バーチャルPPA(小売介在)のスキームを実現する場合の協業可能性のあるプレイヤー(主に需給調整関連プレイヤー)を紹介。**

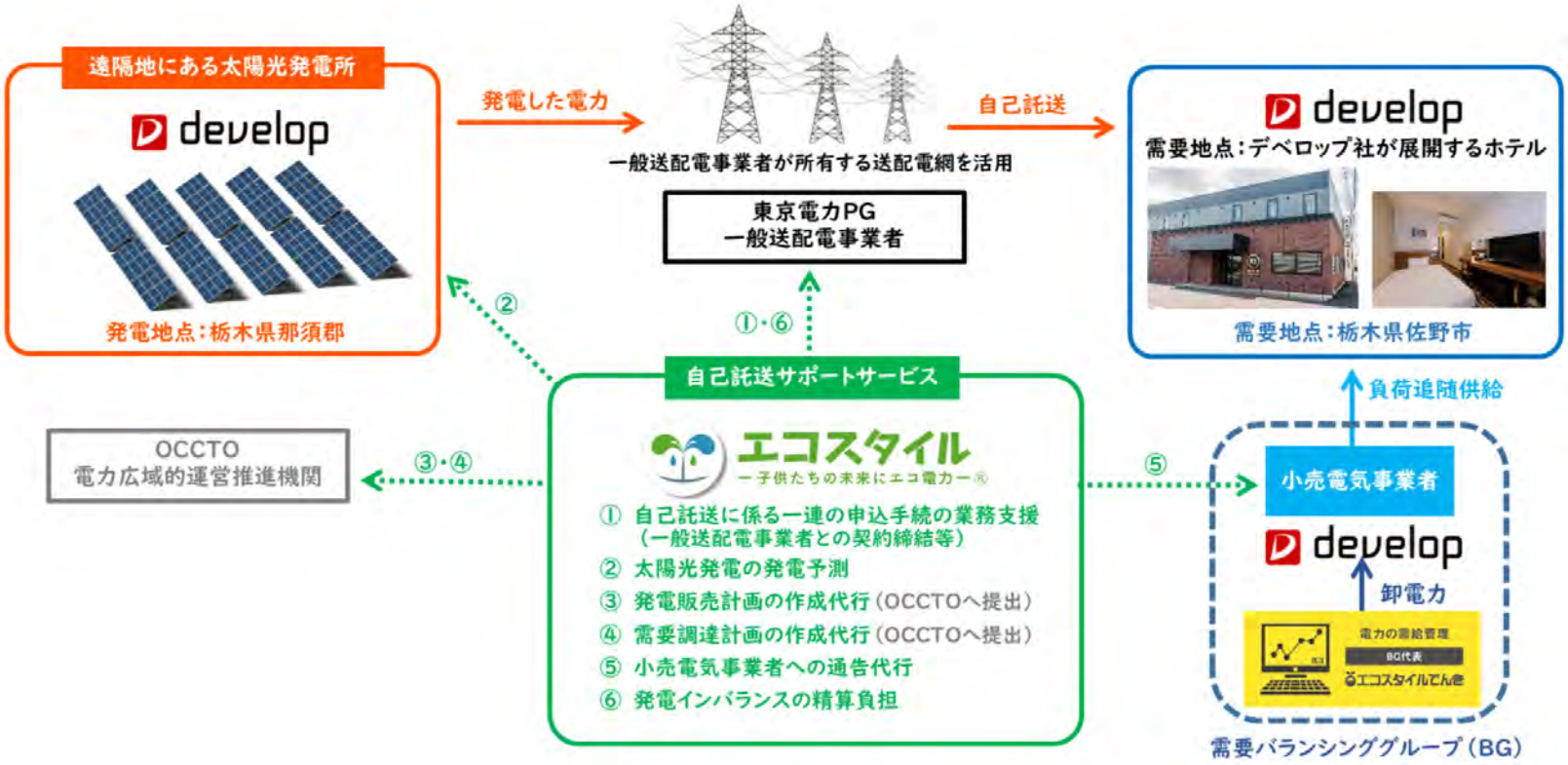


※1:自己託送の場合、需要家とSPC等を組成する必要がある
※2:需給調整機能を有する(2022.9.1時点で35社)
特定卸供給事業者一覧 | 資源エネルギー庁 (meti.go.jp)
※3:需給調整機能を有する場合もある

Copyright © Mitsubishi Research Institute

事例：エコスタイル

- 2021年5月より、独自の発電予測技術を用いて、年間を通して毎日必要となる翌日の30分単位の発電量予測値の算出から発電計画を作成する「自己託送サポートサービス」を提供。
- 再エネ事業、不動産事業等を手掛けるデベロップ等の自己託送を支援する等、実績を多数有する。



出所）エコスタイル　プレスリリース（閲覧日：2022.8.31）https://www.eco-st.co.jp/wp/wp-content/uploads/20210519_press.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

事例：自然電力

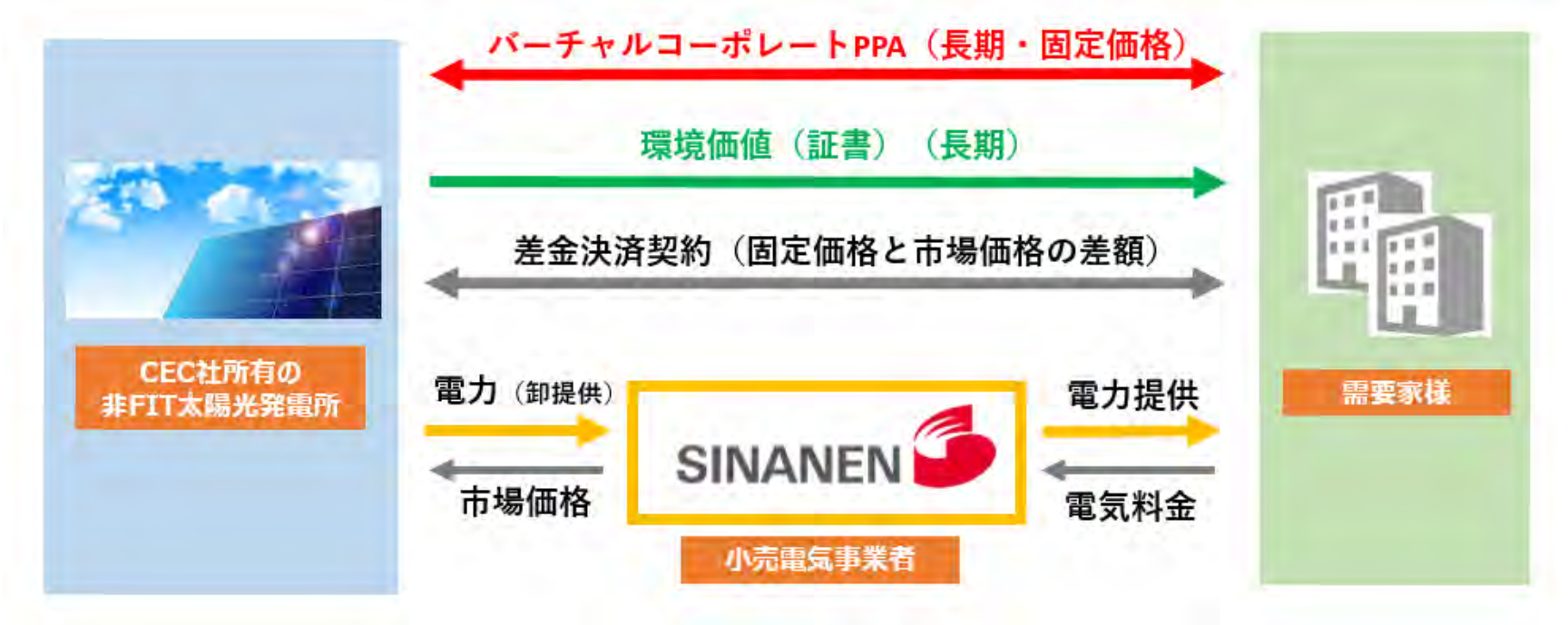
- 2021年12月より、FIP電源の活用や自己託送・オフサイトPPAを行う発電事業者・需要家に対し、再エネを需給管理・最適制御して小売電気事業者・需要家へ提供する再エネアグリゲーションサービス「Shizen Connenct」を開始。
- 非FIT電源の運用で必要となる発電予測やOCCTO（電力広域的運営推進機関）への計画提出、JEPX（日本卸電力取引所）への売り入札などの需給管理業務を支援。また、インバランス回避などのために蓄電池などのエネルギーリソースを最適制御するサービスも併せて提供。

出所）自然電力　プレスリリース（閲覧日：2022.8.31）https://www.shizenenergy.net/2021/12/15/shizen connect/

Copyright © Mitsubishi Research Institute

事例:シナネン

- クリーンエナジーコネクトと提携し、非FITの太陽光発電所を活用したバーチャルコーポレートPPAによる新たなビジネスモデルを共同構築。
- 需要家第一弾として、自社の旧本社ビルにて、非FIT太陽光発電所から電力および環境価値を調達。
- 今後非FIT太陽光発電所の具体的な発電データ等を用いて安定的な電力供給が可能かのリスク評価行い、バーチャルコーポレートPPAの提供先となる法人顧客を選定、グリーン電力の利用スキームを提供する予定。



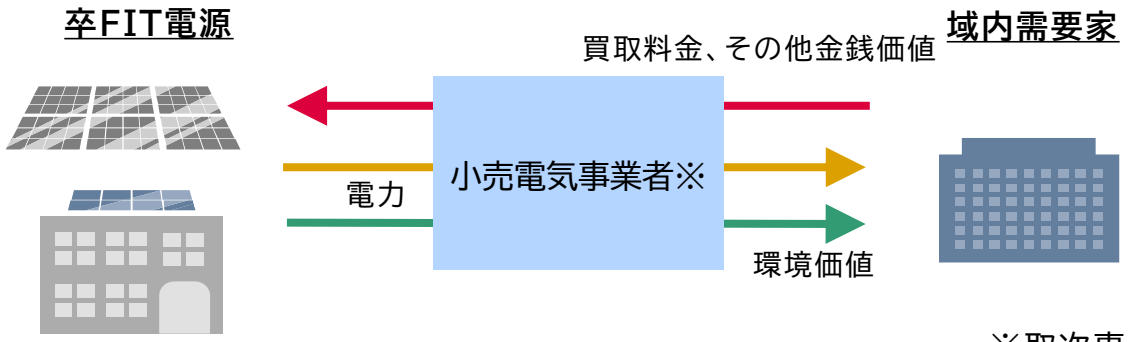
出所)シナネン プレスリリース(閲覧日:2022.8.31) https://sinanen.com/press release/sn 20210405/

Copyright © Mitsubishi Research Institute

事業スキーム(小売電力買取利用)

- 2019年11月以降、住宅用太陽光発電パネルの卒FIT電源化が進み、小売電気事業者による買取(全量・余剰)が進んでいる。
- 2032年7月を境に事業用太陽光発電パネルの卒FIT買取・集約利用の動きが高まると考えられる。

小売電力買取の契約形態



※取次事業者を介す場合もある

Copyright © Mitsubishi Research Institute

事例：NTTスマイルエナジー

- 2020年1月より、卒FIT世帯向け余剰買取サービス「エコめがね卒FIT Plus」”きたQていたんプラン”の受付開始。
- 北九州市に住む世帯の卒FIT余剰電力（環境価値含む）を集約し、北九州パワーへ取り次ぐ役割を担い（買取単価は7.5円/kWh）、北九州パワーと取次契約を締結。
- 北九州パワーは公共施設を中心として当該電力を供給。

出所）NTTスマイルエナジー　プレスリリース（閲覧日：2022.8.31）　https://nttse.com/pressrelease/2020/01-07/1627/

Copyright © Mitsubishi Research Institute

卒FIT後の発電原価の試算条件・想定

- **卒FIT後の発電原価の試算に用いた各パラメータについては、下表のとおり想定。**
  - 事業期間は稼働後30年までとし、21年目～30年目の10年間の発電原価を試算。
  - 11年目と21年目にPCSを交換するものと想定（その他軽微な修繕費等は運転維持費に含まれるものと想定）。
  - 廃棄積立金は、FIT電源であれば買取期間内に積立済であるため21年目以降の原価試算においては考慮しない。

		試算想定値	出所・考え方及び備考
割引率		3%	調達価格等算定委員会における想定[1]と同様に設定
設備容量		250kW	想定値
PCS機器費		0.92万円/kW	調達価格等算定委員会の2020年度pcs費用単価及び過年度までのコスト低減傾向を加味して想定[1]
PCS交換工事費		1.6万円/kW	PCSメーカー大手のオムロンのPCS貸出サービス（工事費込）のサービス料[3]より推定
設備利用率		14.6%	北九州市での設置実績に基づいた設備利用率を想定
パネル経年劣化率		0.50%	発電コスト検証WGの想定[3]を参考に0.5%とを想定
卒FIT売電単価		10円/kWh	想定値　※売上にかかる事業税として発電原価に影響するが、影響は軽微
ランニングコスト※単価		0.41万円/kW/年	調達価格等算定委員会資料[1]における直近期間の運転維持費を設定
事業税		1.267%	調達価格等算定委員会における想定[3]と同様に設定
固定資産税率		1.4%	調達価格等算定委員会における想定[3]と同様に設定
法定耐用年数		17年	減価償却資産の耐用年数等に関する省令より設定
減価償却率	定額法償却率	14.7%	
	改定償却率	16.7%	
	保証率	2.9%	

出所）[1]調達価格等算定委員会 「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」（2022年2月） https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20220204_1.pdf
[2]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）https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20210127_1.pdf
[3]オムロン パワーコンティニューサービス紹介サイト（閲覧日：2022.10.17） https://socialsolution.omron.com/jp/ja/products_service/energy/power_continue/#

※ランニングコストには、土地等賃借料、修繕費、保守点検費、人件費、保険料等が含まれる。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コスト試算

- **各スキームで想定される卒FIT後2032年時点の年間kWhコスト（電気料金単価）を整理。**
  - 足元に対して再エネ賦課金の増加、バランシングコストの低減を加味。
- 最もコストメリットが大きいのは小売手数料、再エネ賦課金のかからない自己託送であるが、それ以外についても発電コストとしてパネル・PCSのイニシャルコストを計上しないため低コスト化を図れる。
- **なお、発電事業者においては、前項より得られた発電原価6.8円/kWhを踏まえ、卒FIT売電単価10円/kWhから当該原価を差し引いた3.2円/kWh（IRRは割引率相当の3%）が利益として残る。**

kWhあたり	自己託送	フィジカルPPA	バーチャルPPA	小売買取活用※	通常電気料金[1]
売電単価	10	10	10	10	14.5
小売手数料[2]	-	1～2	1～2	1～2	
託送料金[3]	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
再エネ賦課金[4]	-	3.9	3.9	3.9	3.9
バランシングコスト[5]	0.5	0.5	-	-	-
合計（kWh単価）	14.3	19.2～20.2	18.7～19.7	18.7～19.7	22.2

[1][2]自然エネルギー財団「コーポレートPPA日本の最新動向（2022.8）」 [1]は2022年4月時点の全国平均
https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_JPCorporatePPA_2022.pdf
[3]九州電力の高圧標準接続送電サービス料金（基本料金：456.5円/kW、電力量料金：2.71円/kWh）及び負荷率0.6として試算
[4]2030年度におけるエネルギー需給の見通し及び調達価格等算定委員会の論点案より賦課金単価算定根拠に従いMRI推計
https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-3.pdf
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf
[5]資源エネルギー庁「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第20回）資料1等」

※実際は小売電気事業者の受け取る手数料等に依存

Copyright © Mitsubishi Research Institute

各スキームの特徴

- **各スキームの特徴を契約期間、コスト、オフテイカーリスク等の観点から以下に整理。**

スキーム	特徴
自己託送	• 発電事業者・需要家が(原則)同一であり、小売契約は存在せず長期導入が前提。 • 発電事業者及び需要家(公共施設、中小事業者)でSPCを組成する、あるいは発電事業者による賃借モデル[注1]を確立する必要。 • 小売を介する必要がないため、小売手数料及び賦課金がかからない。
フィジカルPPA	• 現時点では長期契約が前提。 • 発電事業者の収入のすべてが需要家に依拠するため、発電事業者における与信リスクが大きい。 • 市場価格変動に応じて発電事業者、需要家におけるリスクが異なる。 ➢ 市場価格下落時、発電事業者は価格固定により損失回避、需要家は機会損失 ➢ 市場価格高騰時、発電事業者は価格固定により機会損失、需要家は損失回避
バーチャルPPA	• 現時点では長期契約が前提。 • 発電事業者の収入の一部を需要家に依拠するため、発電事業者における与信リスクが小さい。 • 市場価格変動時は発電事業者、需要家でリスクをシェアする。 ➢ 市場価格下落時、発電事業者は機会損失分の補填を受領、需要家は補填を支払 (九州エリア等日中の市場価格下落が続く地域では需要家負担が大きくなるか) ➢ 市場価格高騰時、発電事業者は超過収入分の補填を支払、需要家は補填を受領 • 金融派生商品(デリバティブ)契約に該当する可能性があり、企業会計処理上整理が必要。 • 北九州域外の電源と契約する(再エネ証書を調達する)ことが可能。
小売買取活用	• 長期契約ではないため、需要家への販売価格競争力がないと離脱リスクになる。

注1:SBエナジー プレスリリース 「需要家の再生可能エネルギー調達を支援する 賃借モデルの自己託送サービスを提供開始」(閲覧日:2022.10.11)
https://www.sbenergy.co.jp/ja/news/pdf/press_20220912_01.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

需要家類型別に想定されるスキーム

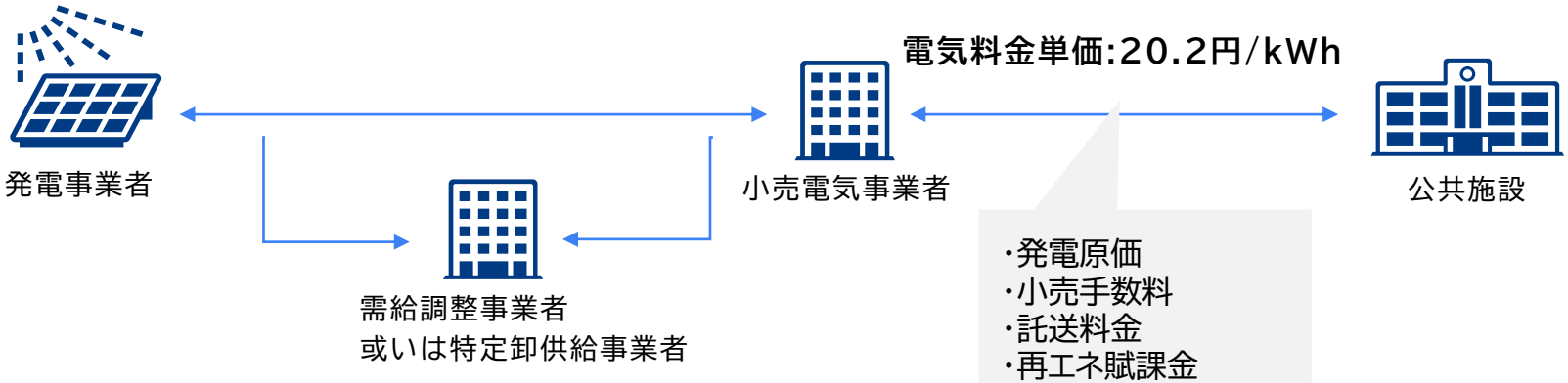
- **各スキームの特徴を踏まえた需要家類型別に想定されるスキーム案について整理。**
- バーチャルPPAは発電事業者における与信リスクが小さく、中小事業者向けには適しているスキームであるが、複雑な会計処理を要するため、その点をクリアできるのであれば検討対象に含めることが可能。
- 電力需要量が多い需要家には長期契約を前提としたPPAによる調達が適しているものと考える。

需要家類型	特徴	スキーム選定の視点	想定スキーム
公共施設	• 発電事業者における与信リスクは少ない	• 地域の小売電気事業者の介在 • 需要家の信用力を活用し、発電事業者のリスクヘッジが可能 • 長期契約・安定供給	• フィジカルPPA
中小事業者	• 発電事業者における与信リスクは高い	• 地域の小売電気事業者の介在 • 需要家の信用力は活用できない • 短期契約の解消も視野に	• 小売買取活用
大規模事業者	• 発電事業者における与信リスクは少ない • 電力需要は比較的大きい	• 地域の小売電気事業者の介在は必須ではない • 需要家の信用力を活用し、発電事業者のリスクヘッジが可能 • 長期契約・安定供給	• 自己託送 • フィジカルPPA • バーチャルPPA

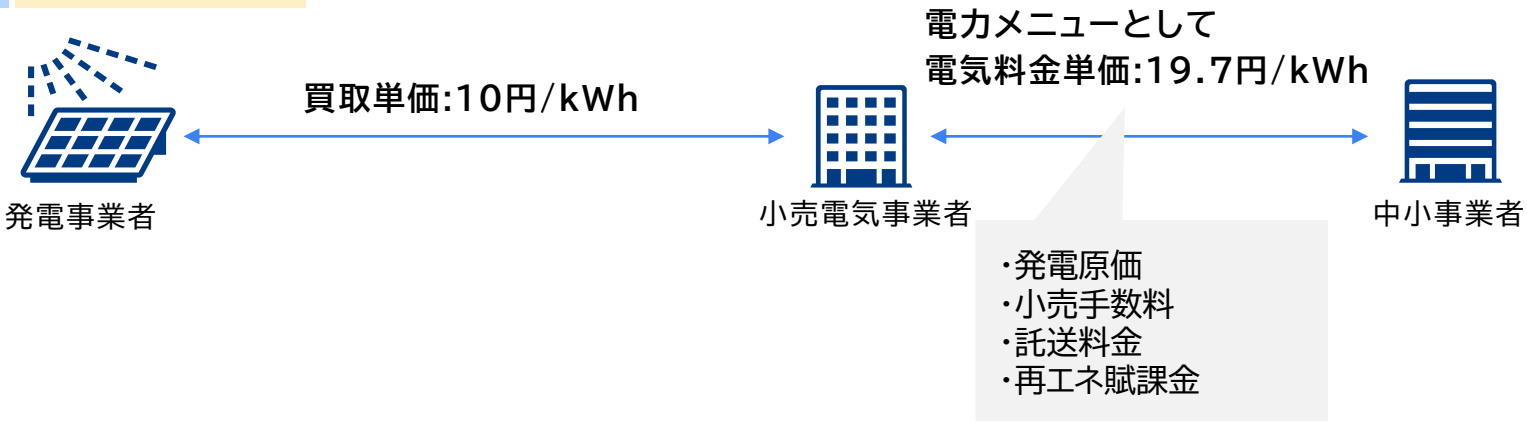
Copyright © Mitsubishi Research Institute

《参考》需要家類型別に想定されるスキーム

公共施設　フィジカルPPA

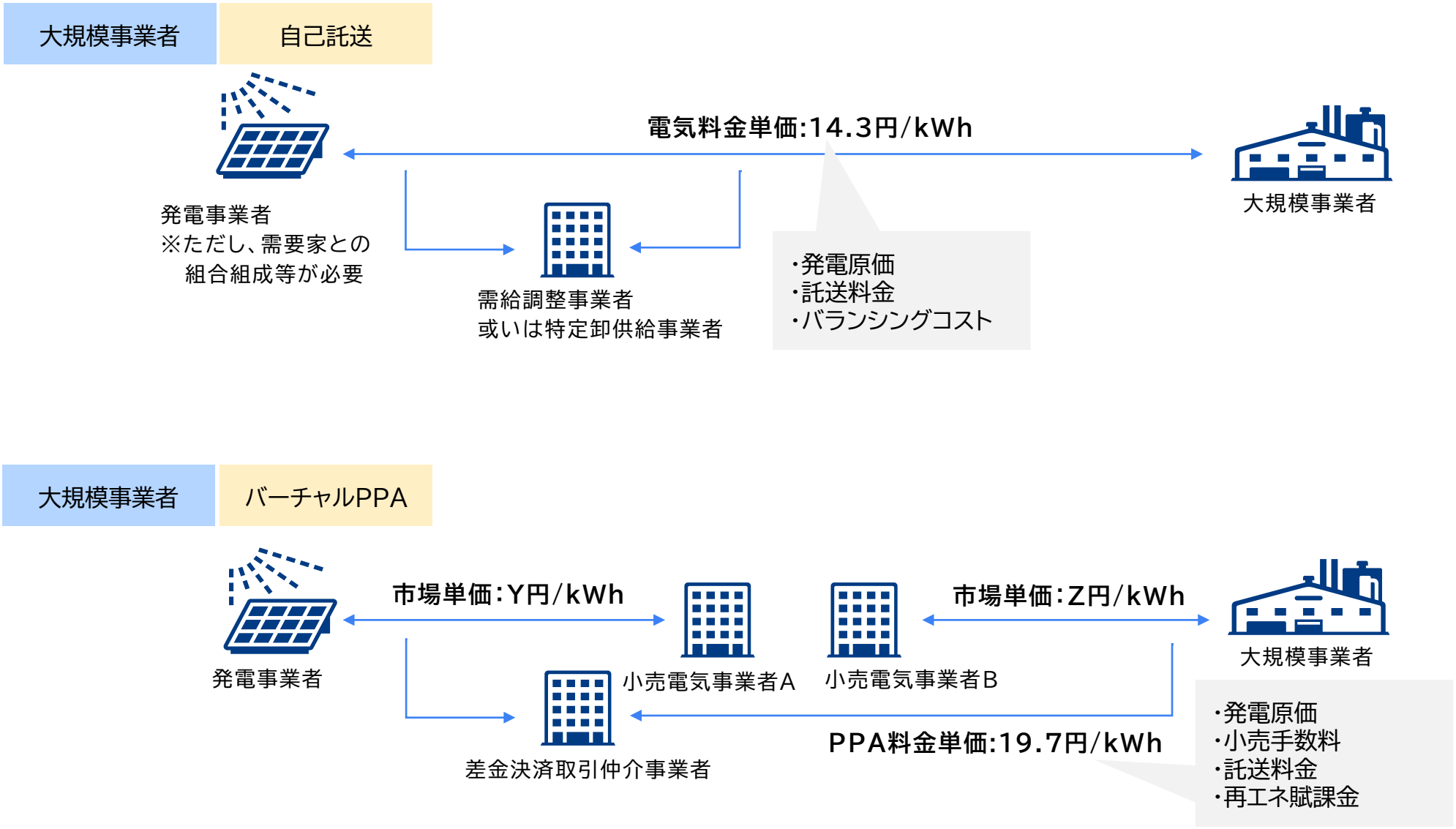


中小事業者　小売買取活用



Copyright © Mitsubishi Research Institute

《参考》需要家類型別に想定されるスキーム



Copyright © Mitsubishi Research Institute

《参考》オフサイトコーポレートPPAの長所・短所

- **各スキームのうち、オフサイトPPA（フィジカルPPA、バーチャルPPA）における、発電事業者及び電力の購入者双方の観点からの長所・短所は以下のように整理される。**
  - 但し、契約内容やファイナンス方法等によって、必ずしも下表の通りとはならない点に留意。

	発電事業者	電力の購入者
長所	• 再エネ発電事業のキャッシュフローを中長期的に固定することができ、金融機関からのファイナンスを受けやすい。 ➢ 電力の市場価格変動リスクをヘッジすることができる。	• 再エネ電力の調達に係るキャッシュフローを中長期的に固定することができる。 ➢ 電力の購入価格変動リスクをヘッジすることができる。 • (オンサイトと比して) 大規模に再エネ電力を調達することができる。
短所	• 中長期にわたって契約を固定することによる機会損失等の発生リスクを負う。 ➢ 例：電力の市場価格上昇時における売電収入の機会損失。 • 電力の購入者における債務の履行が困難になった場合等に、発電事業者自身が弁済義務を負う場合がある。	• 中長期にわたって契約を固定することによる機会損失等の発生リスクを負う。 ➢ 例：電力の市場価格下落時における調達費用削減の機会損失。 ➢ 例：拠点の移転・閉鎖に伴う契約解除の実務・経済的損失 (契約解除料等)。

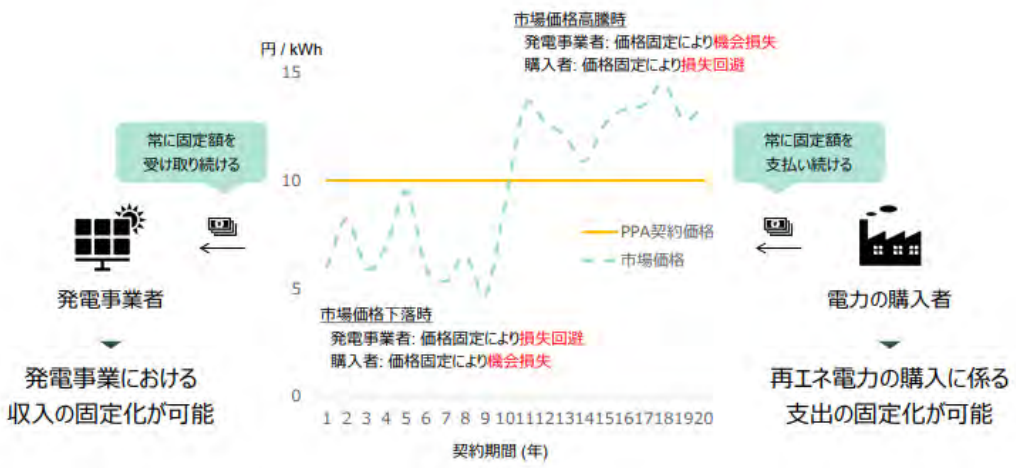
出所）環境省・みずほリサーチ＆テクノロジーズ 「オフサイトコーポレートPPAについて」（閲覧日：2022.11.1） https://www.env.go.jp/earth/off-site%20corporate.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

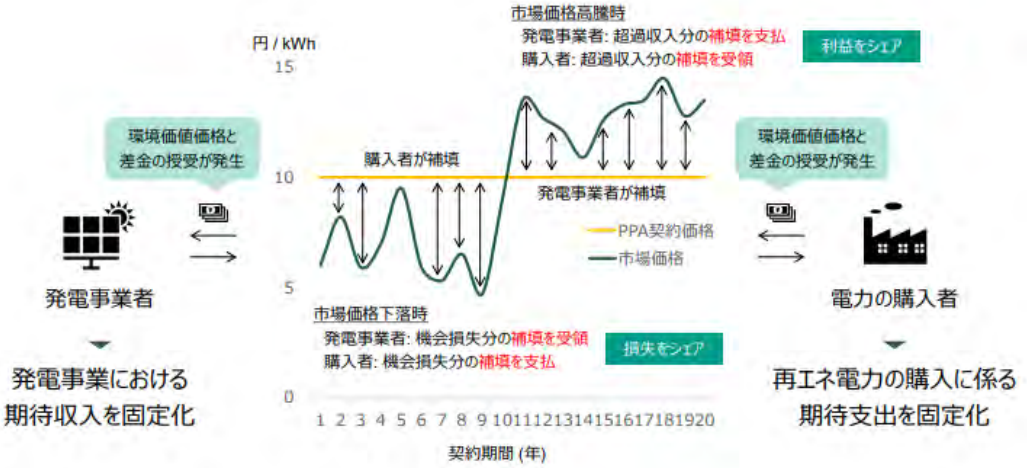
《参考》フィジカルPPAとバーチャルPPAの違い

- フィジカルPPAの場合、市場価格の変動に依らず、契約期間中は発電事業者と需要家間で決めた固定のPPA契約価格で金銭のやり取りが行われる。
- バーチャルPPAの場合、PPA契約価格自体が固定である点はフィジカルPPAと変わらないが、PPA契約価格と市場価格の差金分のみを発電事業者と需要家で相互に補填しあう形を取ることで、それぞれが価格変動リスクをシェアすることになる。

フィジカルPPAのスキームイメージ



バーチャルPPAのスキームイメージ

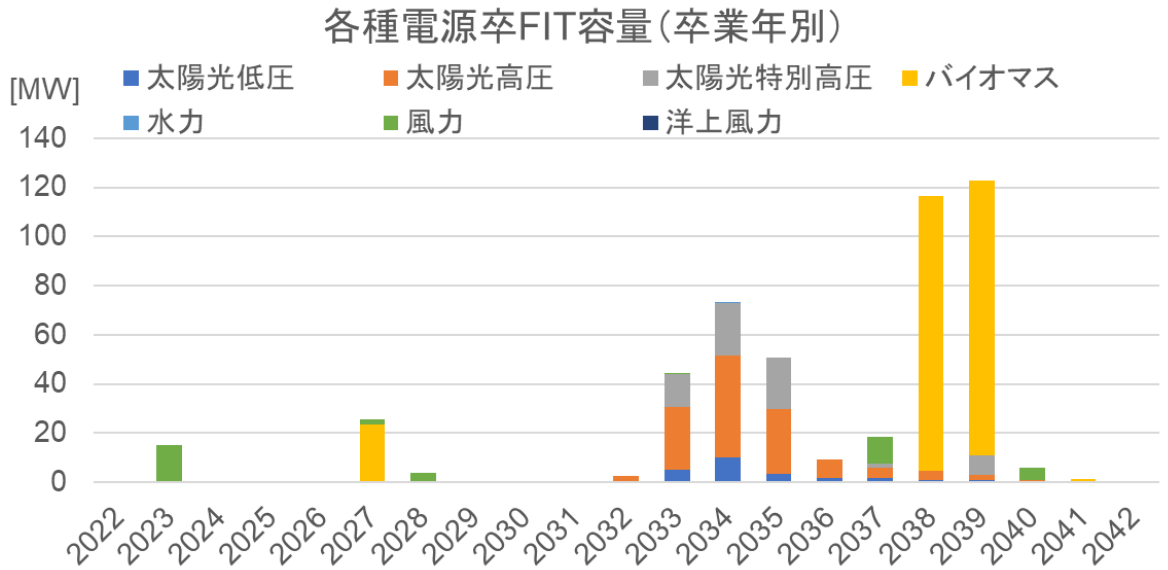


出所）環境省・みずほリサーチ＆テクノロジーズ 「オフサイトコーポレートPPAについて」（閲覧日：2022.11.1） https://www.env.go.jp/earth/off-site%20corporate.pdf

Copyright © Mitsubishi Research Institute

北九州市近隣での卒FITポテンシャル（北九州市）

- 北九州市における各種電源の卒業年別設備容量は以下の通り。
- 太陽光※については、2034年の73MWをピークに前後1年間で卒FITを迎える電源が大半であり、特に高圧案件が6割程度を占める。
- 2038年・2039年には若松区響町にある100MW級のバイオマス電源が相次いで卒FITを迎える。



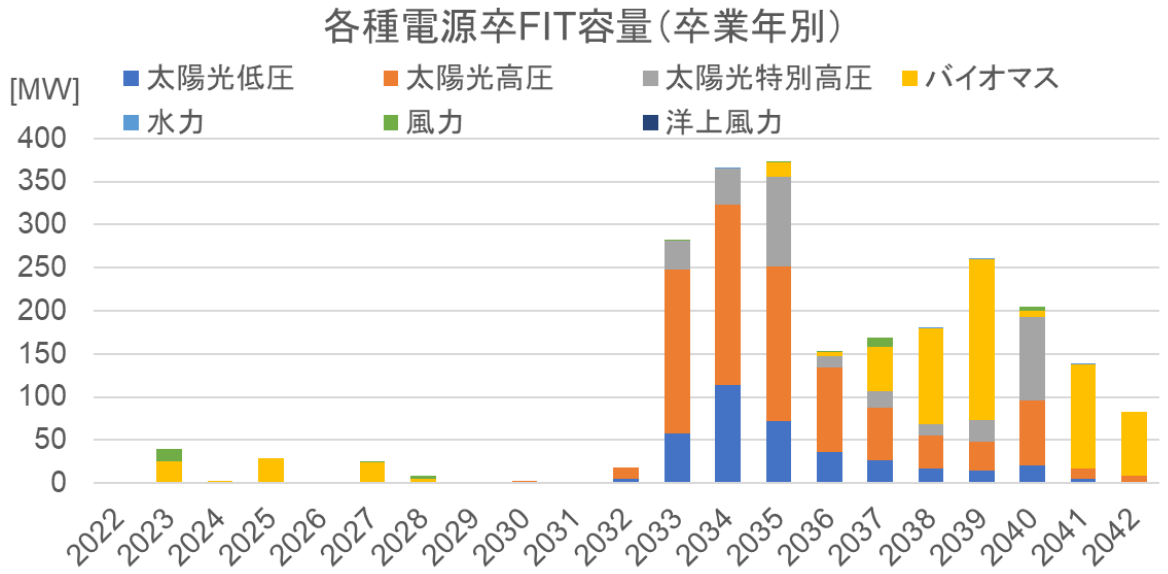
※低圧：0～50kW未満、高圧：50～2,000kW未満、特別高圧：2,000kW以上

出所）なっとく！再生可能エネルギー「事業計画認定情報　公表用ウェブサイト　2022年7月31日 時点」（2022年11月24日閲覧）https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfo

Copyright © Mitsubishi Research Institute

北九州市近隣での卒FITポテンシャル（福岡県）

- 福岡県全体における各種電源の卒業年別設備容量は以下の通り。
- 太陽光※については、2034年の365MWをピークに前後1年間で卒FITを迎える電源が大半であり、特に高圧案件が6割程度を占める。2040年は特に飯塚市等の大規模メガソーラーが卒FITを迎え、一時的に特別高圧の卒業容量が増えている。
- 2036年以降は太陽光の割合は減るものの、卒FITを迎えるバイオマス発電が増加する。



※低圧：0～50kW未満、高圧：50～2,000kW未満、特別高圧：2,000kW以上

出所）なっとく！再生可能エネルギー「事業計画認定情報　公表用ウェブサイト　2022年7月31日 時点」（2022年11月24日閲覧）https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfo

Copyright © Mitsubishi Research Institute

2.EVを活用したビジネスモデルの検討

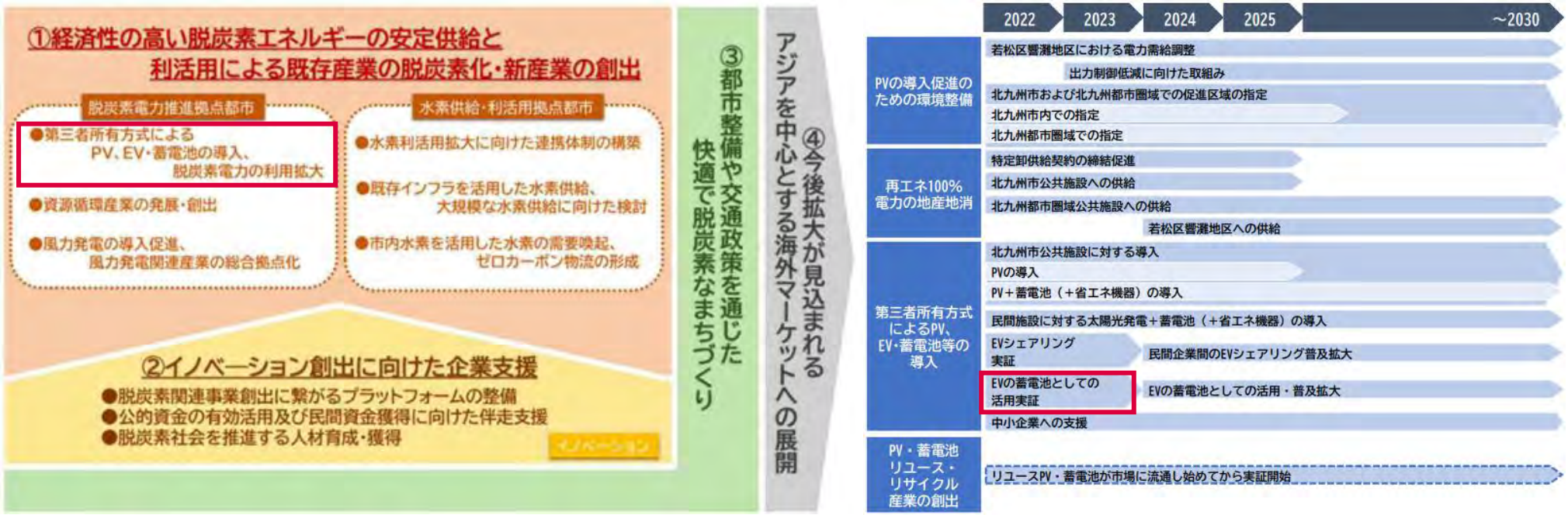
- 分析の背景・方針
  - 分析の背景
  - ビジネススキームの確立
- 分析条件
- エコタウンセンターでの分析結果
- 庁舎・小学校・消防署での分析結果

Copyright © Mitsubishi Research Institute

背景

- 北九州市では2020年にゼロカーボンシティ宣言を行い、脱炭素社会の実現に向けた精力的な取組みが行われている。
- 2050年に目指す姿として「脱炭素電力推進拠点都市」を掲げ、第三者所有モデルを活用した太陽光パネル（以下PVと表記）、EV、蓄電池の導入を目指しているところ。

脱炭素社会の実現に向けた北九州市の取組み



出所）北九州市「北九州市グリーン成長戦略 ～ゼロカーボンシティの実現に向けたエネルギーの脱炭素化とイノベーションの推進～ 」（2022年2月）、p11、p19（赤枠は三菱総研で追記）

Copyright © Mitsubishi Research Institute

調査の目的

- 「脱炭素電力推進拠点都市」を目指し、第三者所有モデルによる創・省・蓄エネ設備の導入について具体的なビジネスモデルの検討を行う。
- EV・PV・省エネ機器を導入して活用する際の機器運用シミュレーションを行い、得られたデータを用いた導入効果の分析を通じ、検討したビジネスモデルが成立するかどうか検証を行う。

本調査におけるゴール

①創・省・蓄エネルギー設備の第三者所有方式のビジネススキームを確立する

②第三者所有方式による創・省・蓄エネルギー設備導入量とその効果を実データを用いて定量的に把握する

将来的なゴール

③検討したモデルを北九州都市圏域及び他の国内の地域に拡大する

Copyright © Mitsubishi Research Institute

具体的な検討項目

- 「ビジネスモデル・スキームの確立」および「定量分析」の2点について、具体的な検討を行う。

1 ビジネスモデル・スキームの確立

- 北九州市での導入を前提とした、ステークホルダの全体像とステークホルダ間の電力・お金のやり取りの構造を検討

2 定量分析

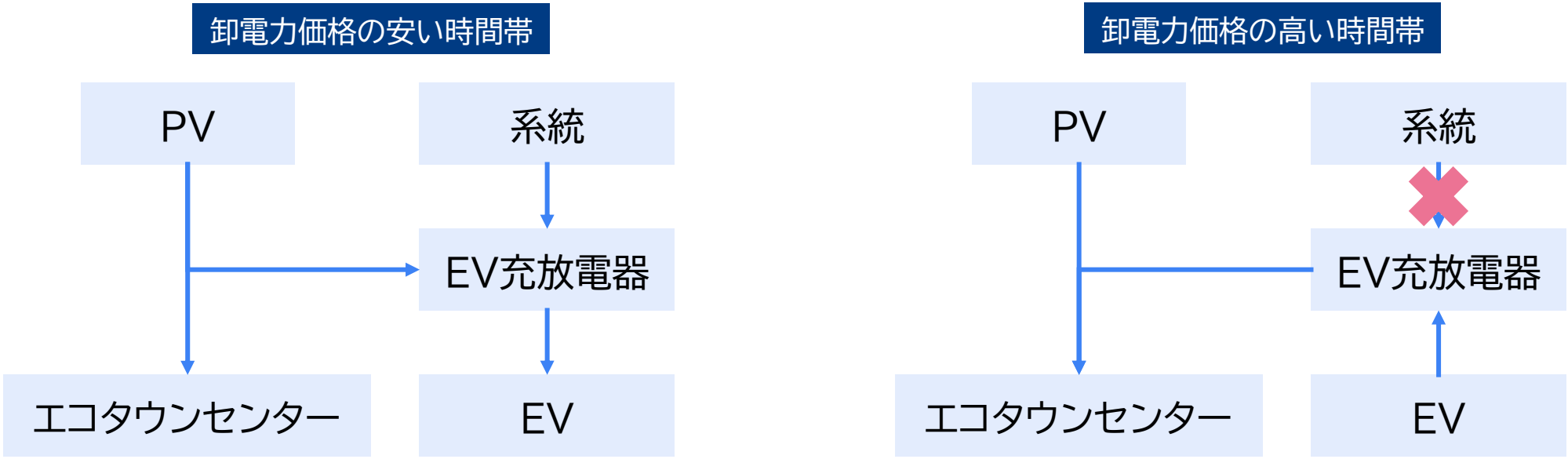
- 北九州エコタウンセンターの電力需要パターンに応じたPV・EVの最適制御推計、小売事業者のコスト分析
- 北九州市公共施設6施設における、電力需要パターンに応じた省エネ機器・PV・EVの最適制御推計、小売事業者のコスト分析

Copyright © Mitsubishi Research Institute

EVの蓄電池としての活用

- 北九州エコタウンセンターにおいてPV・EV・EV充放電器を導入し、EVを蓄電池として活用するにあたっての、課題の抽出や経済性評価を通じ、立案したビジネススキームが実際に成立するのか分析を行う。
- 卸電力価格に応じてEVの充放電を行い、小売の電力コストを削減するような制御を行う。

EVの充放電制御のイメージ



Copyright © Mitsubishi Research Institute

2.EVを活用したビジネスモデルの検討

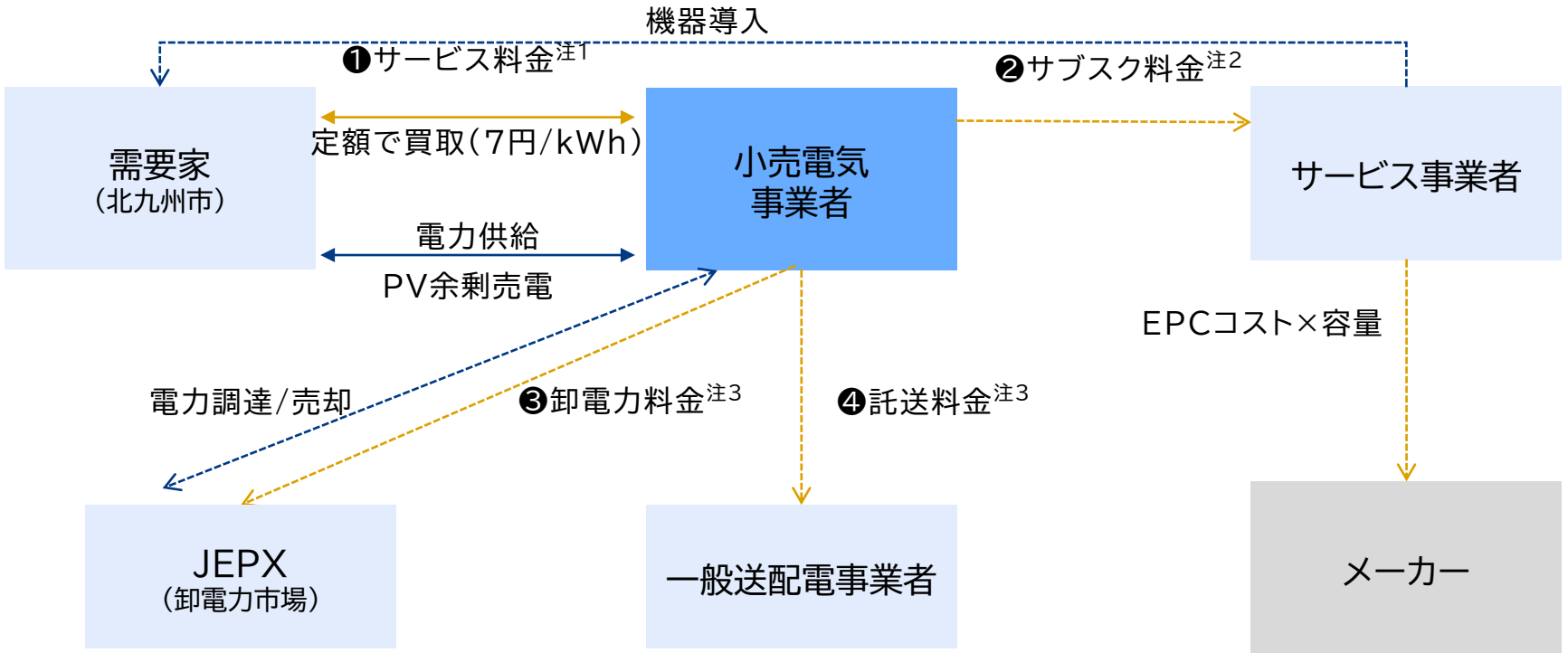
- 分析の背景・方針
  - 分析の背景
  - ビジネススキームの確立
- 分析条件
- エコタウンセンターでの分析結果
- 庁舎・小学校・消防署での分析結果

Copyright © Mitsubishi Research Institute

ビジネススキーム

- 本調査では、小売事業者がサービス事業者と需要家の間に入り、需要家から得られるサービス料金と、卸電力料金と託送料金の削減分を、サブスク料金およびEPCコストの原資（＝小売収入合計）とするというスキームを想定した。
- 北九州市がPVを所有するスキームの場合、PVのサブスクリプションは行わず、EV車両及びEV充放電器のみのサブスクリプションに対する料金の支払いが発生する。

ビジネススキーム（北九州市がPVを所有）



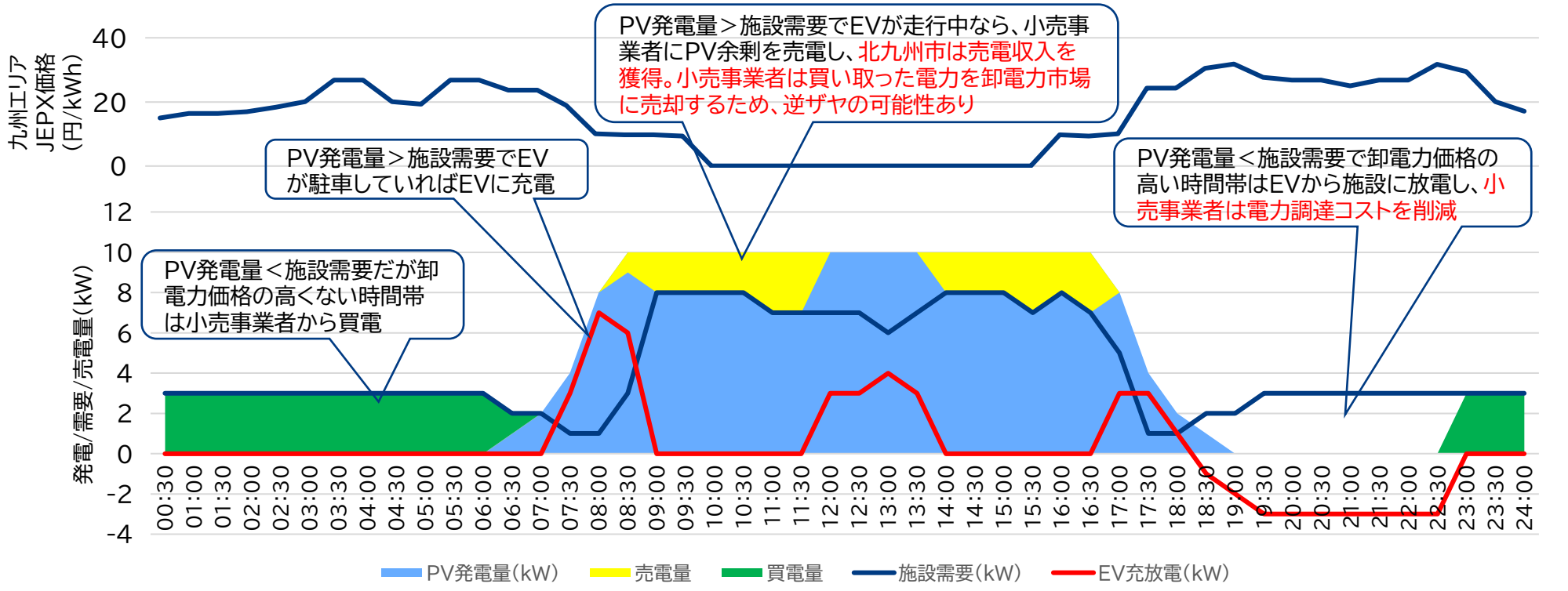
注1　北九州市の電気料金の削減分をサービス料金として徴収し、北九州市の支払いは変化なしとすることを想定。
注2　リースを含めた定額制でのサービス提供を想定し、必ずしもリースに限定してはいない。
注3　機器導入前に支払っていた卸電力料金、託送料金との差分を想定するとこれらはマイナスとなる。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）北九州市がPVを所有する場合のスキーム

- エコタウンセンターの施設需要をPV発電量が上回る時間帯は、EVに充電可能であればPV余剰はEVに充電、充電不可能であれば小売事業者に売電することになる。
- 卸電力価格の高い時間帯は、基本的にPV発電量は小さく、施設需要がPV発電量を上回るが、EVから施設に対して放電を行うことで、小売事業者からの買電量を削減し、小売事業者は価格の高い時間帯の市場からの調達コスト削減が可能となる。

EVの充放電稼働例と各主体の行う取引



Copyright © Mitsubishi Research Institute

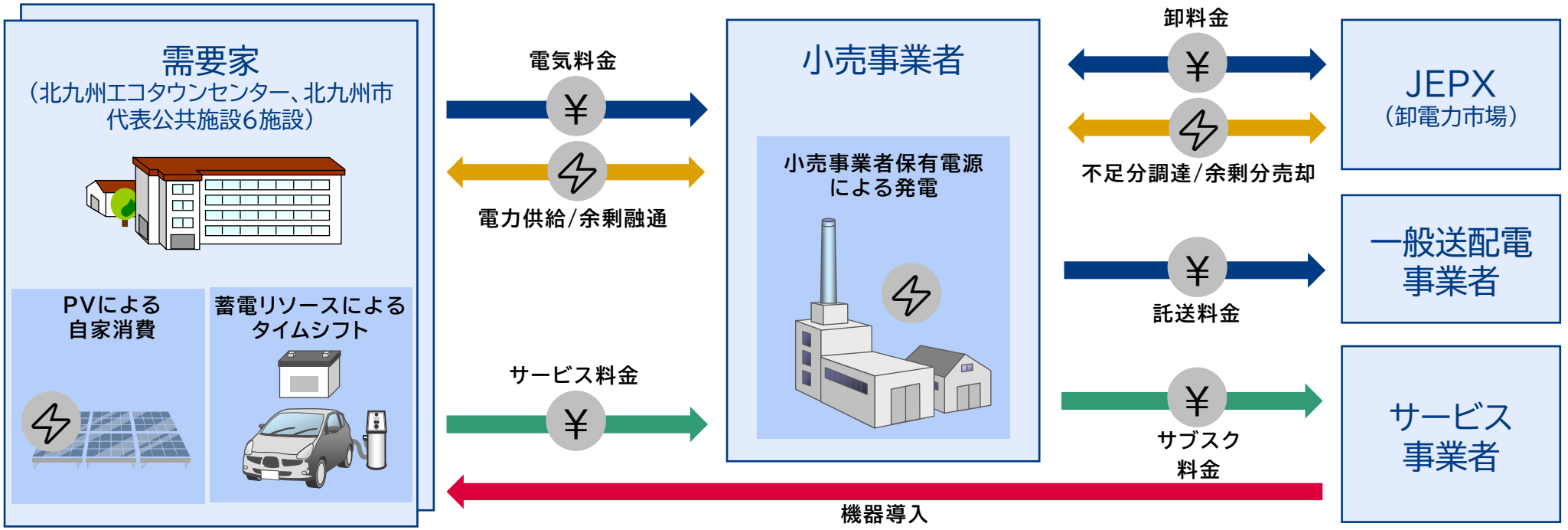
2.EVを活用したビジネスモデルの検討

- 分析の背景・方針
- 分析条件
- エコタウンセンターでの分析結果
- 庁舎・小学校・消防署での分析結果

Copyright © Mitsubishi Research Institute

ステークホルダの全体像と分析条件

- **本調査では、北九州エコタウンセンターおよび、庁舎・小学校・消防署系の公共施設6施設に対し、EV・PV・省エネ機器を導入した場合の実需給等のデータを用いて需要家の費用削減効果や、小売事業者としての事業コスト削減効果、更には機器導入のために拠出可能なEPCコストについて分析を行った。**
  - PV・省エネ機器を導入するケースは庁舎・小学校・消防署系の公共施設のみ対象
  - 北九州エコタウンセンターについては既にPVが導入されているため、PV導入は所与の条件とし、新規の導入は行わないという条件で分析を行った。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

分析の方法

- シミュレーションデータを用いた分析方法は以下のとおり。

	シミュレーション分析
目的	• あるPV/EVの組合せにおいて、小売事業コストを最小化するための最適な機器運用を算出。 • 得られた小売収入[注1]からサブスク料金、EPCコストを算出。
分析内容	• とあるPV容量、EV容量を想定した、8,760hの小売事業コスト最小化問題を計算。 • EVを導入しなかった場合と比較して、削減された小売事業コストを小売便益とし、需要家の電気料金削減効果(=需要家サービス料金)との合計を小売収入合計とする。 • 小売収入合計から小売の粗利やサービス事業者の収入を差し引き、EPCコストを算出。
アウトプット	• 需要家の電気料金削減効果 • 小売便益(=削減された小売事業コスト) • 小売の粗利 • サービス事業者の収入 • EPCコスト(容量あたり単価)

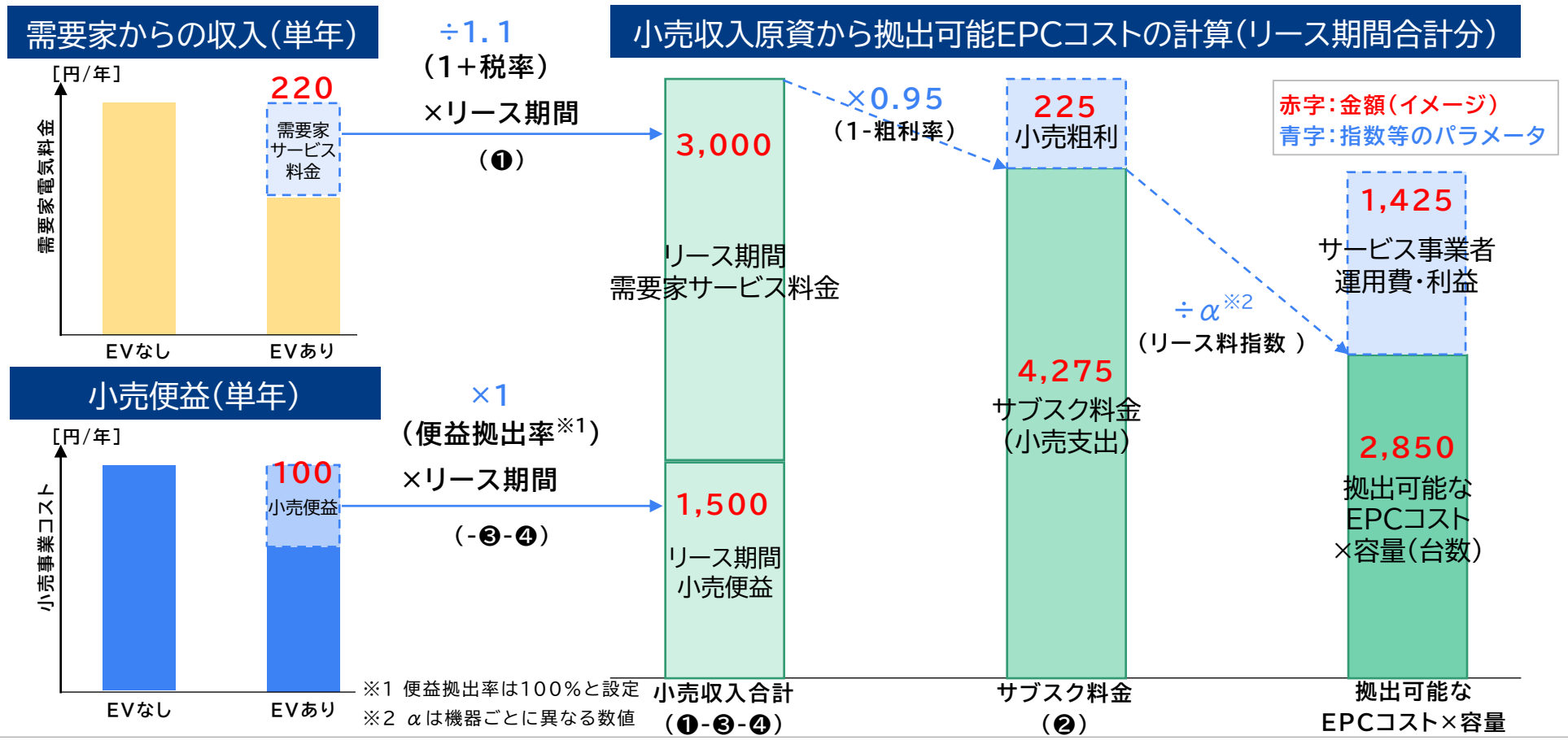
注1 小売収入＝小売事業コストの削減分＋需要家の電気料金の削減分

Copyright © Mitsubishi Research Institute

EPCコストまでの計算フロー

- 機器導入により得られる需要家からの収入、小売便益を原資として、拠出可能なEPCコストを算出する。需要家からの収入、小売便益は、EVを導入してアービトラージを行ったケースとEVを導入しなかったケースの差分として算出し、項目ごとにEV車両とEV充放電器への割当を行い、EV車両、EV充放電器それぞれの拠出可能なEPCコストを算出した。

収益構造のイメージ

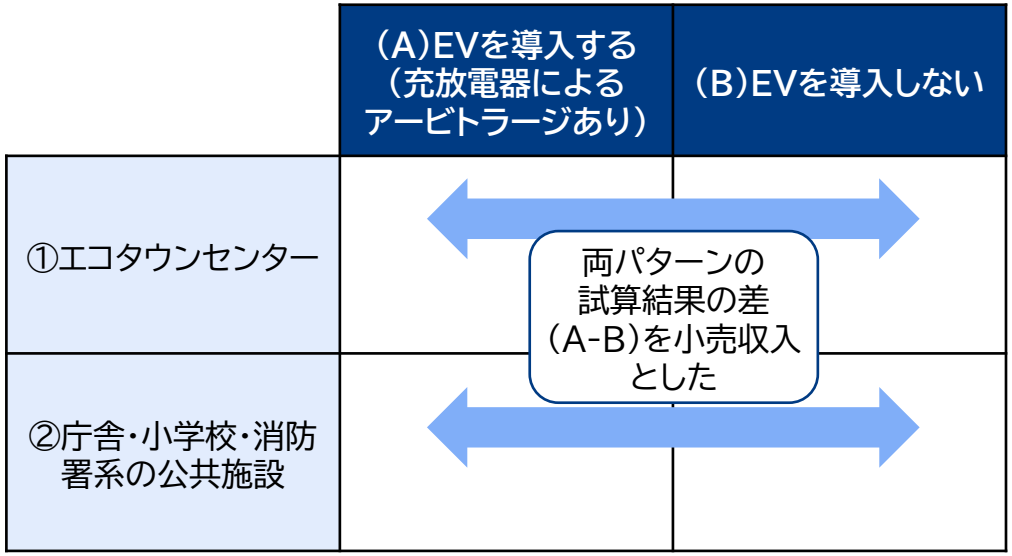


Copyright © Mitsubishi Research Institute

小売収入の計算条件

- （A）EVを導入し、アービトラージを行った場合 と（B）EVを導入しない場合の差を小売収入とした。
- 小売収入（小売便益＋需要家便益）を項目ごとに車両と充放電器に割当て、各機器に拠出可能なEPCコストを算出した。
  - ただし（B）のケースにはガソリン車のコストが含まれていないため、EV車両の「拠出可能なEPCコスト」はガソリン車の車両価格とは別に拠出できる金額を示しており、（放電のできない）通常の充電器コストも含んだ値となっている。

ケース比較



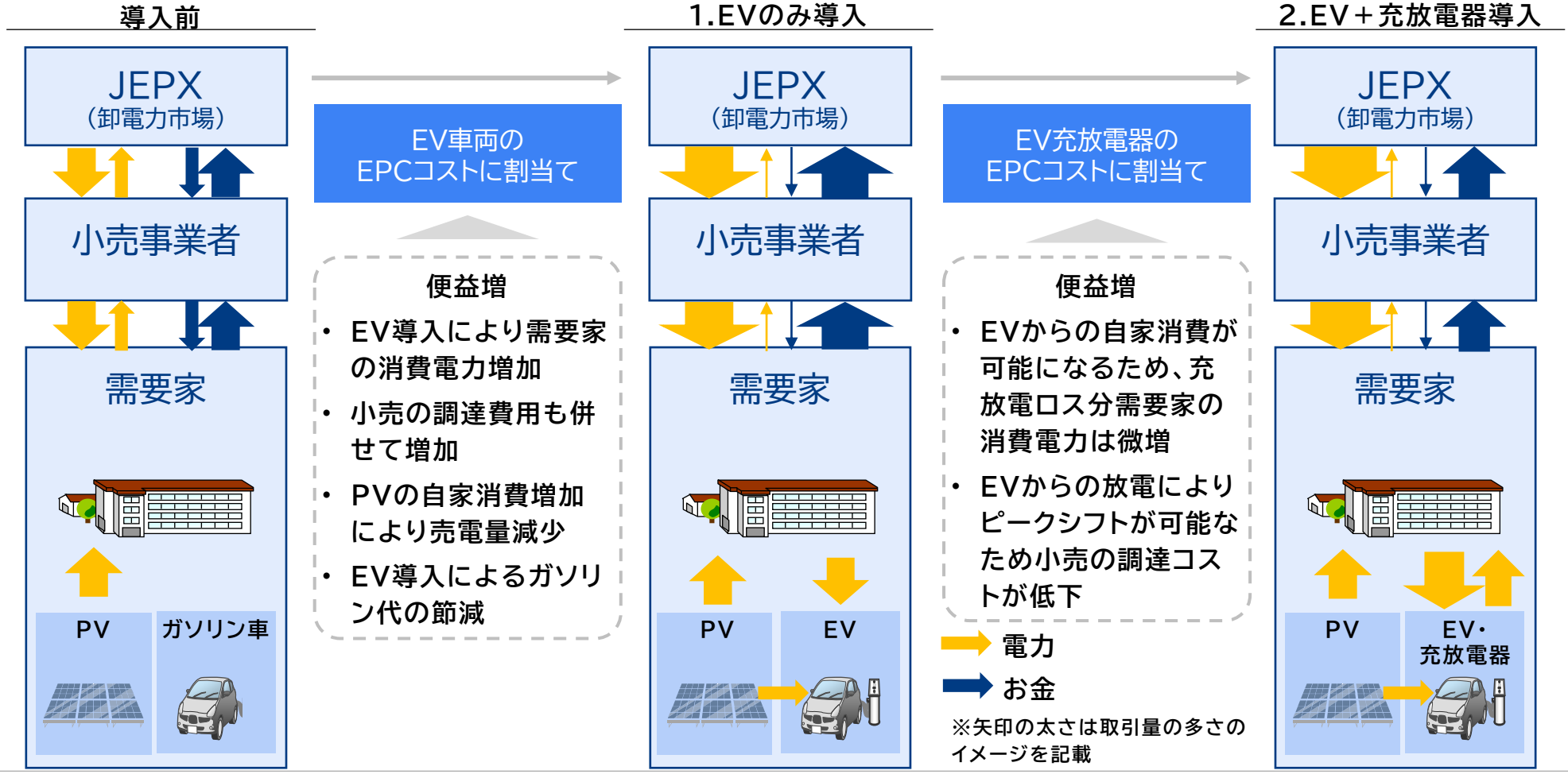
各項目の割当条件

分類	項目	割当方法
小売	調達費用削減	全量充放電器に割当
	調達費用増加	走行に利用した電力割合分を車両、残りを充放電器に按分して割当
	託送料金増加	走行に利用した電力割合分を車両、残りを充放電器に按分して割当
	余剰買取費用削減・余剰売電機会損失	走行に利用した電力割合分を車両、残りを充放電器に按分して割当
需要家	購入電気料金削減	全量充放電器に割当
	購入電気料金増加	走行に利用した電力割合分は車両に、残りは充放電器に割当
	余剰売電機会損失	走行に利用した電力割合分を車両、残りを充放電器に按分して割当
	ガソリン車代替による燃料削減効果	全量車両に割当

Copyright © Mitsubishi Research Institute

EPCコストのEV・充放電器への割当方法

- **EV車両・充放電器ともに導入していない状況から、2段階でコストの割当てを実施した。**
  - EV車両のみを導入する場合に発生する便益（電力消費の増加や燃料代の節減等）は、EV車両のEPCコストに割当て。
  - EV車両に加えてEV充放電器も導入する場合に発生する便益（小売調達コストの削減等）は、EV充放電器のEPCコストに割当て。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

シミュレーション計算条件

● シミュレーションにおいては下表の条件で充放電運用を行った場合の、自家消費への放電量[kWh]、PVからEVへの充電量[kWh] 、系統からEVへの充電量[kWh]から小売収入を試算した。

目的関数	**一施設の小売事業コストの最小化** 小売事業コスト[注1] ＝ JEPX調達料金[注2] ＋ 託送料金 $=\sum_t\{(\text{卸価格単価}+\text{託送従量料金単価})\times(\text{買電kWh}-\text{余剰kWh})\}+\text{託送基本料金単価}\times\text{契約kW}$ 卸価格単価:JEPXの九州エリアスポット価格 [円/kWh] 託送料金単価:九州エリアの託送供給約款における高圧接続送電サービス料金単価 [円/kWおよび円/kWh]
制約条件	① EVの充放電制約 ● 放電深度:35kWh/40kWh(＝87.5%) ● 充放電効率: ➢ 91%(2021・2022年度スポット価格データを用いる場合、実証と同様の値[注3]) ➢ 90%(2020年度スポット価格データを用いる場合[注4]) ● 充放電出力はPCS出力以下 ② 施設単位での需要と供給のバランス制約 ● 需要+売電+充電＝系統買電+PV発電+放電 ③ 導入設備の稼働 ● PV:発電量を設定 ● EV:アービトラージやピークカットにより小売事業コストを最小化するような運転を行う

注1 インバランス料金に関してはインバランス発生の実績から精算されることや、事業コストに占める割合が大きくないことから、コスト検討の対象外とする。

注2 小売事業者保有電源の稼働状況によってはJEPXからの調達が不要な時間帯も存在するが、当該時間帯は余剰分をJEPXに売却するため、一需要家としての買電kWhを削減することは小売としての余剰売却分の増加に繋がり、事業者の事業コスト減(＝便益増)と見做すことができる。

注3 北九州エコタウンセンターで実施している実証試験におけるEV充放電器の充放電効率を参照した

注4 2020年データを用いる場合は、実証試験で得られた充放電効率を採用する場合と、昨年度の委託事業で類似のシミュレーションを実施したときの想定値を採用する場合とで導入効果を比較するため、昨年度の想定値である「90%」を用いて計算を行った。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

パラメータ(エコタウンセンター)

- **下表の条件で、充放電の最適運用を行った場合の便益を試算した。**
  - EVは、9:00-12:00、13:00-16:00の時間帯は走行のために電力消費(6kWh/日・台)し、残りの時間で充放電を行う。

パラメータ名	システム仕様
PV容量[kW]	12
EV蓄電池容量[kWh]・台数[台]	24kWh・1台(リーフ) 16kWh・1台(アイミーブ)
充放電容量[kW]	10
PCS容量[kW]	10
卸電力価格[円/kWh]	2021年度実績値、2022年度実績値の2パターンで試算 (2022年度データがない分は2021年度のデータを使用)
エコタウンセンター需要[kW]	2021年度実績値
消費税率[%]	10
小売便益拠出率[%]	100
小売粗利率[%]	5
リース料率[%]	EV車両:175%　EV充放電器:130%
リース期間	EV車両:14年　EV充放電器:10年

Copyright © Mitsubishi Research Institute

パラメータ(庁舎・小学校・消防署系公共施設)

- **下表の条件で、充放電の最適運用を行った場合の便益を試算した。**
  - EVは、9:00-12:00、13:00-16:00の時間帯は走行のために電力消費(6kWh/日・台)し、残りの時間で充放電を行う。

パラメータ名	システム仕様
PV容量 [kW]	庁舎系…12、小学校系…24、消防署系…12
EV蓄電池容量[kWh]・台数[台]	庁舎系:40kWh・5台 または 24kWh・1台+16kWh・1台 小学校系:24kWh・1台+16kWh・1台 消防署系:40kWh・1台 または 24kWh・1台+16kWh・1台
充放電容量[kW]	10
PCS容量 [kW]	庁舎系…10、小学校系…20、消防署系…10
卸電力価格[円/kWh]	下記3パターンで試算: 2020年度実績値、2021年度実績値、2022年度実績値 (2022年度データがない分は2021年度のデータを使用)
施設需要[kW]	2020年度実績値
消費税率[%]	10
小売便益拠出率[%]	100
小売粗利率[%]	5
リース料率[%]	EV車両:175%　EV充放電器:130% PV:170%　省エネ機器:150%
リース期間	EV車両:14年　EV充放電器:10年 PV:20年　省エネ機器:15年

Copyright © Mitsubishi Research Institute

小売便益の計算方法

- 下表の条件で小売便益を試算した。

計算式	**小売便益の計算式** 小売便益 = ①調達費用削減 + ②余剰買取削減 ー ③調達費用増加 ー ④託送従量料金増加 ー ⑤余剰売電機会損失 **各項目の計算式(各項目は30分コマごとに計算し集計)** ①調達費用削減 = 自家消費への放電量[kWh] × スポット市場価格[円/kWh] ②余剰買取削減 = PVからEVへの充電量[kWh] × PV余剰買取単価[円/kWh] ③調達費用増加 = 系統からEVへの充電量[kWh] × スポット市場価格[円/kWh] ④託送従量料金増加 =系統からEVへの充電量[kWh] × 託送従量料金単価[円/kWh] ⑤余剰売電機会損失= PVからEVへの充電量[kWh] ×スポット市場価格[円/kWh]	
パラメータ	自家消費への放電量[kWh]	シミュレーション:シミュレーションを行った結果の値
	PVからEVへの充電量[kWh]	
	系統からEVへの充電量[kWh]	
	電力の自家消費への利用率	合計充電量と自家消費への放電量から計算
	充放電効率	91%(2021・2022年度スポット価格データを用いる場合、実証と同様の値[注1]) 90%(2020年度スポット価格データを用いる場合[注2])
	スポット市場価格[円/kWh]	2021年、2022年のスポット市場価格データ
	PV余剰買取単価[円/kWh]	7
	託送従量料金単価[円/kWh]	2.71(九州エリアの託送供給約款における高圧接続送電サービス料金単価)

注1 北九州エコタウンセンターで実施している実証試験におけるEV充放電器の充放電効率を参照した

注2 2020年データを用いる場合は、実証試験で得られた充放電効率を採用する場合と、昨年度の委託事業で類似のシミュレーションを実施したときの想定値を採用する場合とで導入効果を比較するため、昨年度の想定値である「90%」を用いて計算を行った。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

需要家からの収入の計算方法

- 下表の条件で需要家からの収入を試算した。

計算式	**需要家からの収入の計算式** 需要家からの収入 = ①購入電気料金削減 ー ②購入電気料金増加 ー ③余剰売電機会損失 **各項目の計算式(各項目は30分コマごとに計算し集計)** ①購入電気料金削減 = 自家消費への放電量[kWh] × 電気料金契約単価[円/kWh] ②購入電気料金増加 = 系統からEVへの充電量[kWh] ×電気料金契約単価[円/kWh] ③余剰売電機会損失 = PVからEVへの充電量[kWh] ×PV余剰買取単価[円/kWh]	
パラメータ	自家消費への放電量[kWh]	シミュレーション:シミュレーションを行った結果の値
	PVからEVへの充電量[kWh]	
	系統からEVへの充電量[kWh]	
	電力の自家消費への利用率	合計充電量と自家消費への放電量から計算
	充放電効率	91%(2021・2022年度スポット価格データを用いる場合、実証と同様の値[注1]) 90%(2020年度スポット価格データを用いる場合[注2])
	電気料金契約単価[円/kWh]	10
	PV余剰買取単価[円/kWh]	7
	ガソリン車代替による燃料費削減効果[円/年]	シミュレーション:140, 000(年間のガソリン車の燃料費:北九州市想定値) 実証:140,000×(実際の走行距離)/(シミュレーション時の想定走行距離)

注1 北九州エコタウンセンターで実施している実証試験におけるEV充放電器の充放電効率を参照した

注2 2020年データを用いる場合は、実証試験で得られた充放電効率を採用する場合と、昨年度の委託事業で類似のシミュレーションを実施したときの想定値を採用する場合とで導入効果を比較するため、昨年度の想定値である「90%」を用いて計算を行った。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

2.EVを活用したビジネスモデルの検討

- 分析の背景・方針
- 分析条件
- エコタウンセンターでの分析結果
- 庁舎・小学校・消防署での分析結果

Copyright © Mitsubishi Research Institute

結果サマリー

- シミュレーションをもとに、拠出可能なEPCコスト（設備導入に充当可能な金額）を推計したところ、2021年度スポット価格データを用いた場合はEV車両約82万円・EV充放電器約11万円、2022年度スポット価格データを用いた場合はEV車両約80万円・EV充放電器約27万円となった。

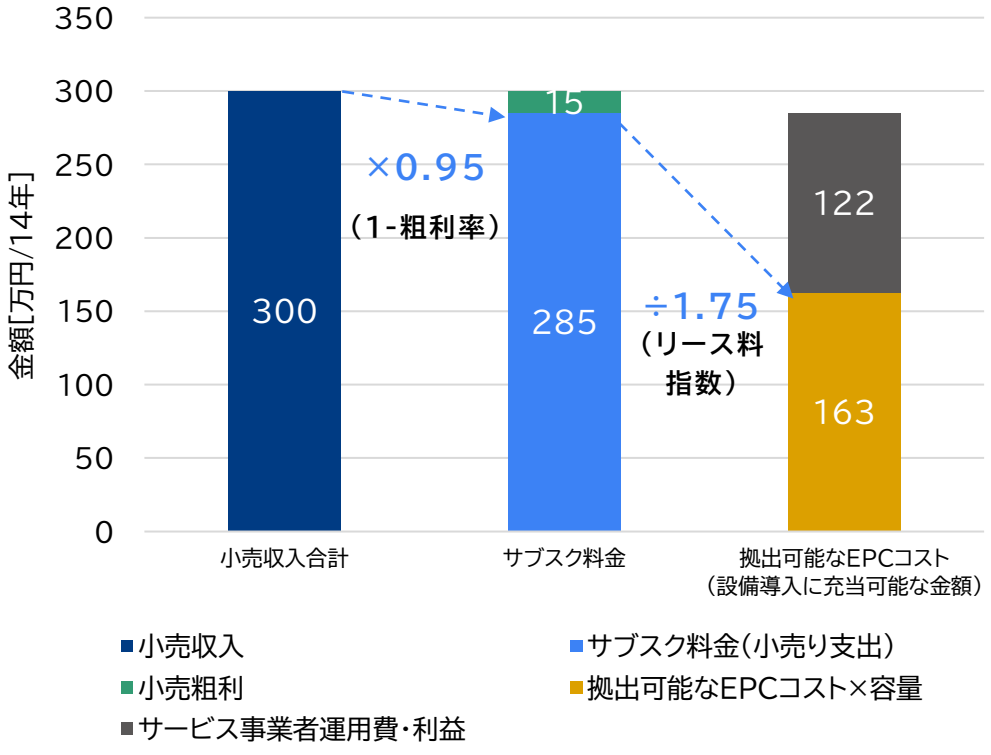
	結果サマリー	
	EV車両	EV充放電器
小売事業者便益	• EV車両の導入によって需要家の電力使用量は増加するため、電力調達コストや託送料金はEVを導入しない場合と比較して増加する。 • スポット価格の安い時間帯にPVの発電を吸収できるため、PV買取による逆ザヤを防ぐことが可能という結果となった。	• EV充放電器の導入により、EVに貯めた電気をスポット価格の高い時間帯に自家消費に回せるため、特に市場価格のボラティリティが大きい2022年において、大きく小売の調達コストを削減可能という結果となった。
需要家便益	• EV車両の導入によって電力使用量は増加するほか、PV発電量の吸収による売電機会の減少はあるものの、燃料費の削減効果が非常に大きく、便益は大きくプラスとなった。	• 市場価格連動型のプランにしていない需要家の場合、小売の調達コスト削減のためにEVの充放電量を増加させると、充放電ロスの発生量も増加し購入電力量が増加するため、需要家の便益は減少する。
拠出可能なEPCコスト	• 2022年度データを用いた場合は約80万円/台が拠出可能なEPCコストとなった。 • 充放電器によるアービトラージを考慮しない場合、EV車両の導入による購入電力量の増加はあるものの、アービトラージを行って自家消費に回す場合と比較すると増加量は限定的で、電力価格の大小による影響は少なかった。	• 2022年度データを用いた場合は約27万円/台が拠出可能なEPCコストとなった。 • 小売の調達費用削減が収入のメインとなるため、電力価格のボラティリティの影響を大きく受ける。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

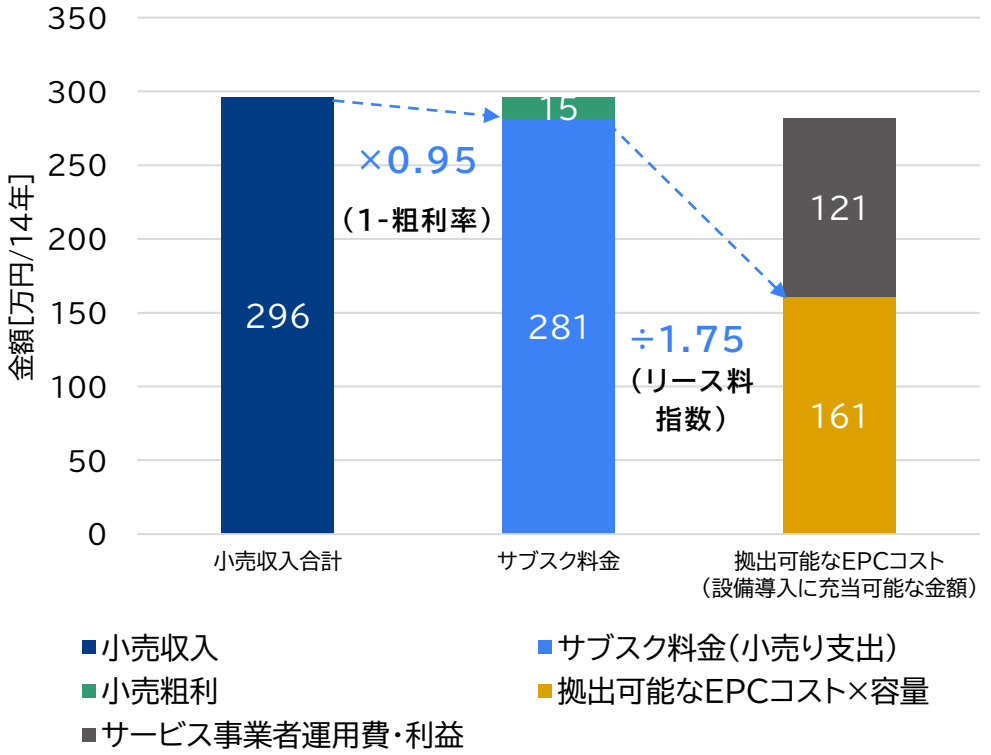
計算結果 1-①拠出可能なEPCコスト(EV車両)

- EV車両の導入により、サービス事業者がEV車両に対して拠出可能なEPCコスト(設備導入に充当可能な金額)は、2021年度データを用いた場合は約163万円、2022年度データを用いた場合は約160万円となった(1台あたりに直すと2021年度データでは約82万円、2022年度データでは約80万円)。
  - 小売の粗利率は5%、EV車両のリース期間は14年、リース料指数は1.75と設定した。

拠出可能なEPCコスト(EV車両)の計算結果



2021年度スポット市場価格データを使用



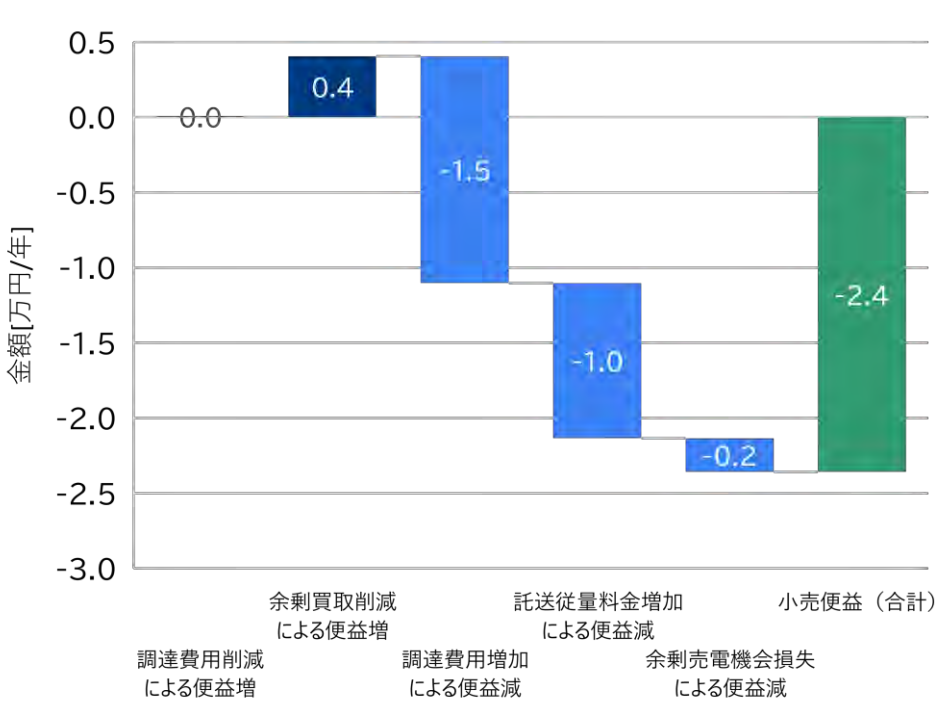
2022年度スポット市場価格データを使用

Copyright © Mitsubishi Research Institute

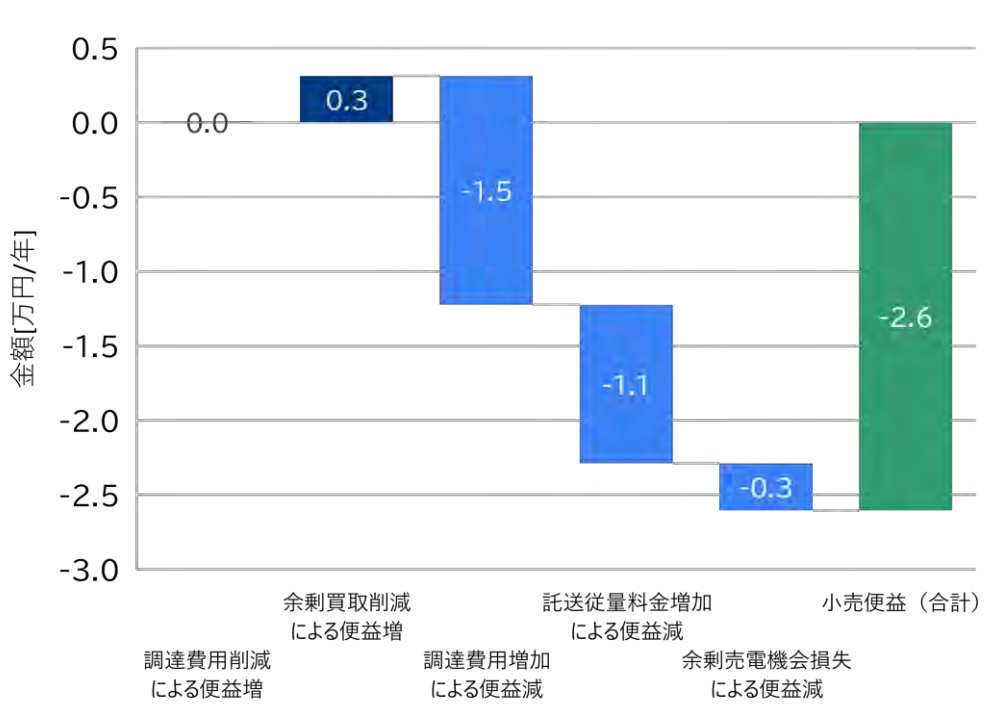
計算結果 1-②小売便益(EV車両)

- EV車両についての小売便益の算出結果は、2021年度のデータを用いた場合は年間で約-2.4万円、2022年度のデータを用いた場合は年間で約-2.6万円となった。
- EV車両の導入によって需要家の電力使用量は増加するため、電力調達コストや託送料金はEVを導入しない場合と比較して増加する一方、スポット価格の安い時間帯にPVの発電を吸収できるため、PV買取による逆ザヤを防ぐことが可能という結果となった。

年間の小売便益(EV車両)の計算結果



2021年度スポット市場価格データを使用



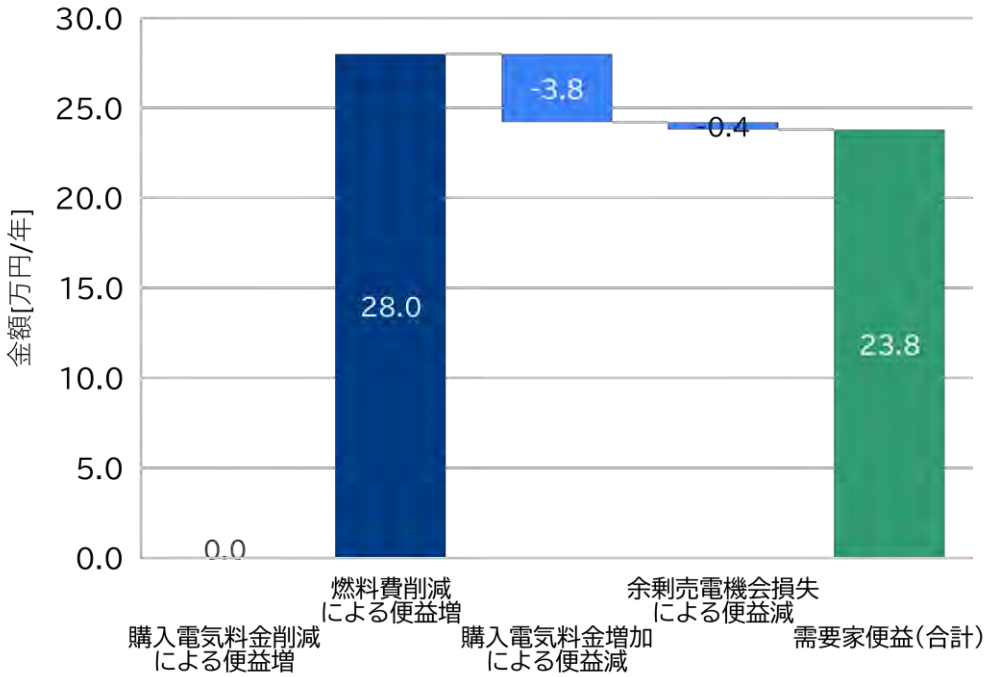
2022年度スポット市場価格データを使用

Copyright © Mitsubishi Research Institute

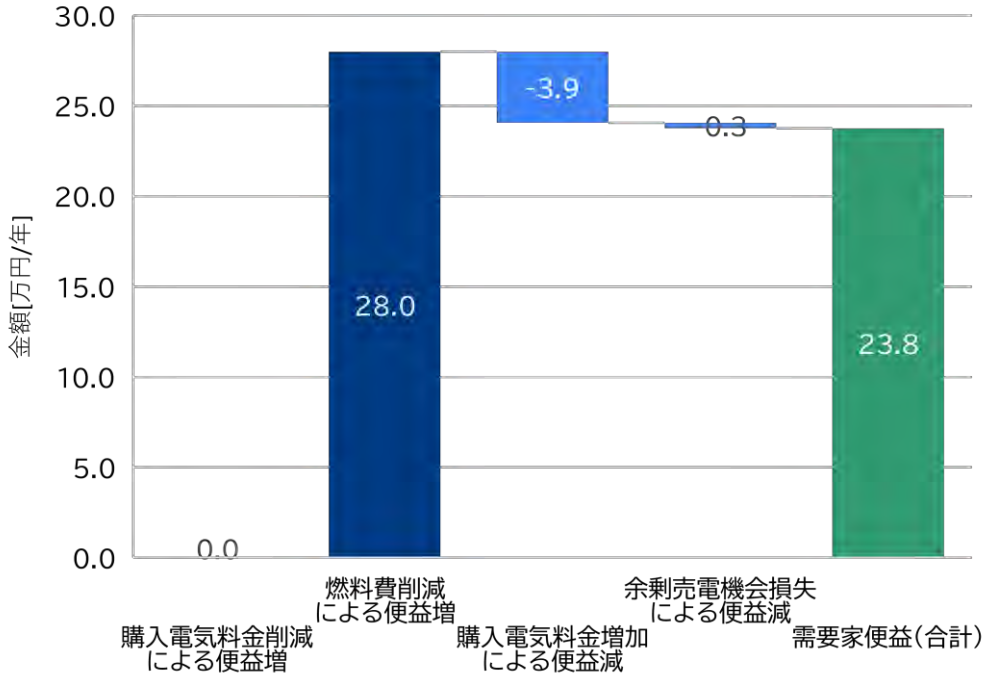
計算結果 1-③需要家便益(EV車両)

- EV車両についての需要家便益の算出結果は、2021年度・2022年度いずれのデータを用いた場合も年間で約23.8万円となった。
- EV車両の導入によって電力使用量は増加するほか、PV発電量の吸収による売電機会の減少はあるものの、燃料費の削減効果が非常に大きく、便益は大きくプラスとなった。

年間の需要家便益(EV車両)の計算結果



2021年度スポット市場価格データを使用



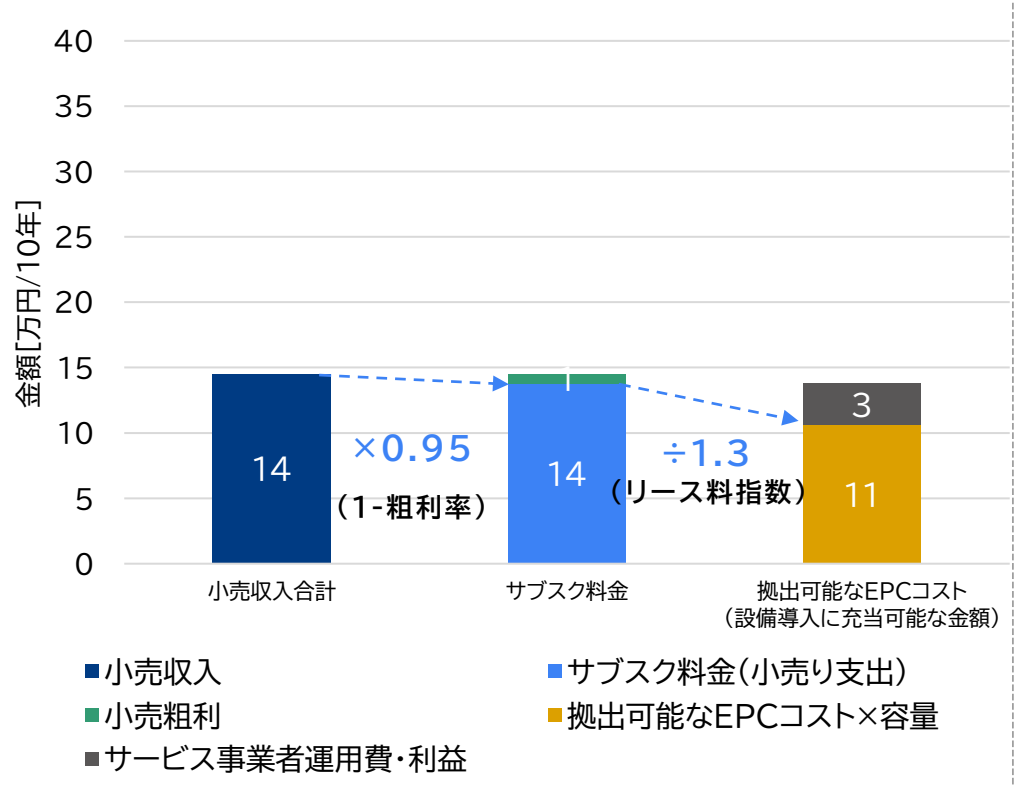
2022年度スポット市場価格データを使用

Copyright © Mitsubishi Research Institute

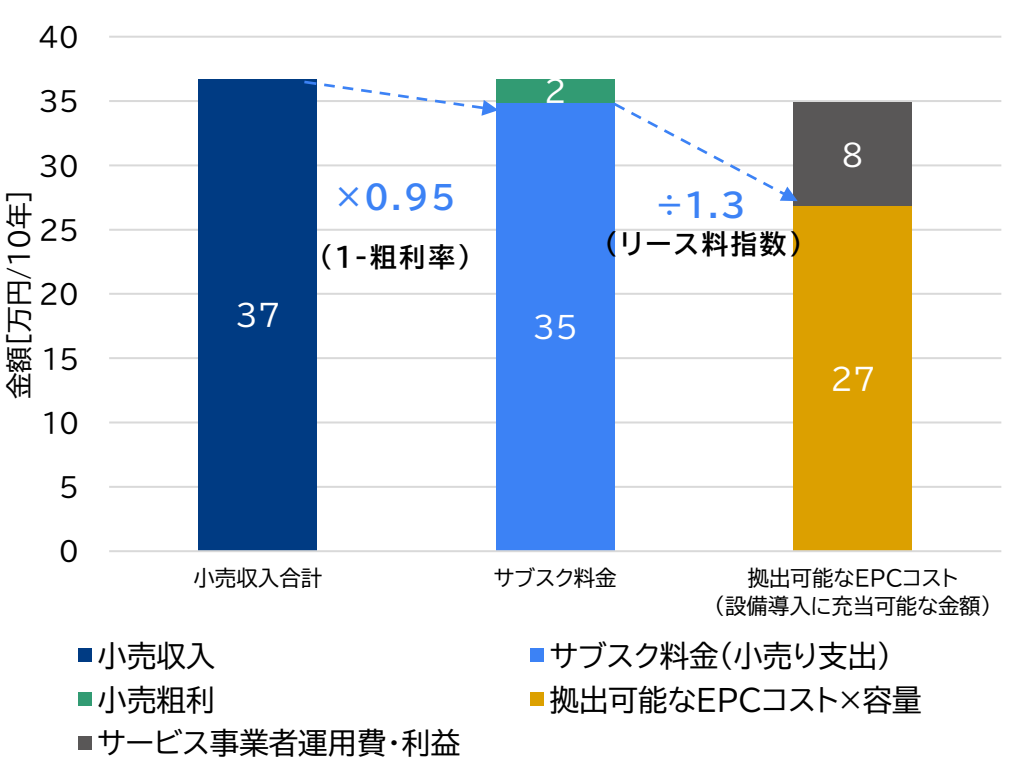
計算結果 2-①拠出可能なEPCコスト(EV充放電器)

- **EV車両およびEV充放電器の導入により、サービス事業者がEV充放電器に対して拠出可能なEPCコスト(設備導入に充当可能な金額)は、2021年度データを用いた場合は約11万円、2022年度データを用いた場合は約27万円となった。**
  - 小売の粗利率は5%、EV充放電器のリース期間は10年、リース料指数は1.3と設定した。

拠出可能なEPCコスト(EV充放電器)の計算結果



2021年度スポット市場価格データを使用



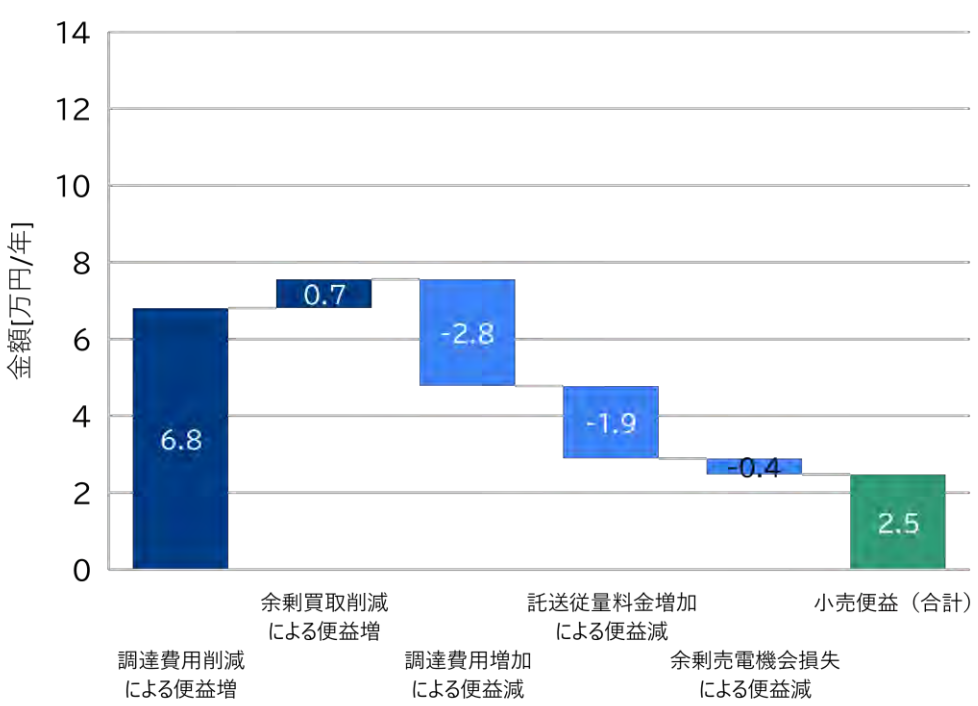
2022年度スポット市場価格データを使用

Copyright © Mitsubishi Research Institute

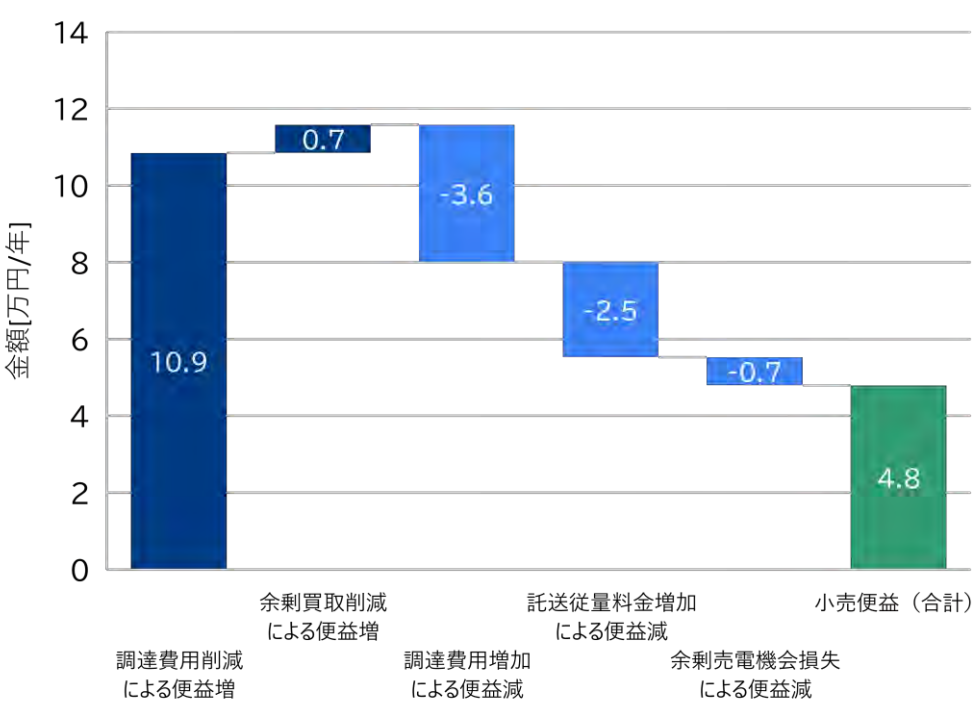
計算結果 2-②小売便益（EV充放電器）

- EV充放電器についての小売便益の算出結果は、2021年度データを用いた場合は年間で約2.5万円、2022年度のデータを用いた場合は年間で約4.8万円となった。
- EV充放電器の導入により、EVに貯めた電気をスポット価格の高い時間帯に自家消費に回せるため、特に市場価格のボラティリティが大きい2022年において、大きく小売の調達コストを削減可能という結果となった。

年間の小売便益（EV充放電器）の計算結果



2021年度スポット市場価格データを使用



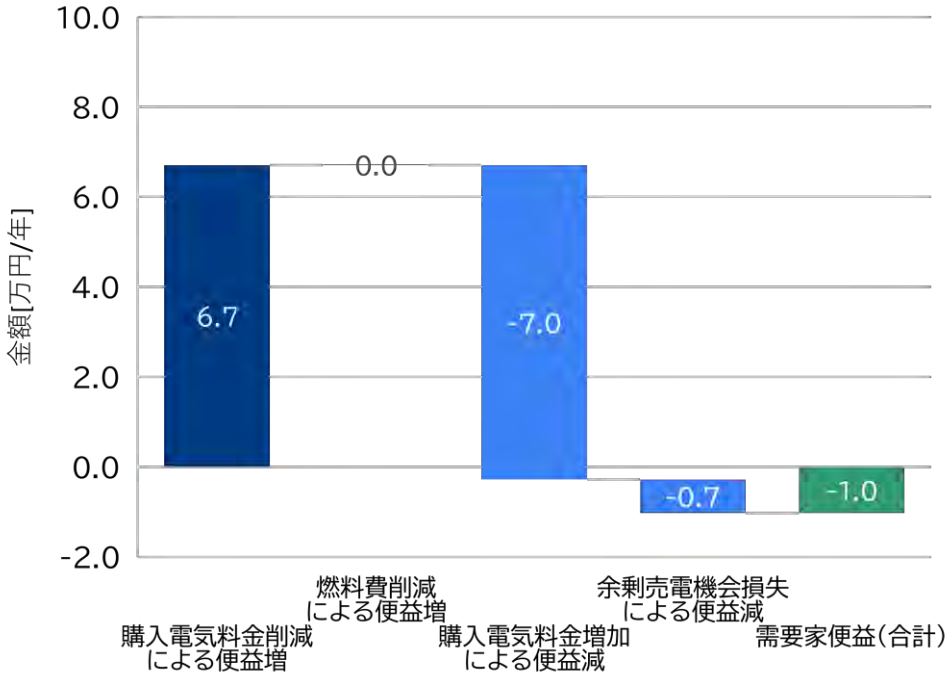
2022年度スポット市場価格データを使用

Copyright © Mitsubishi Research Institute

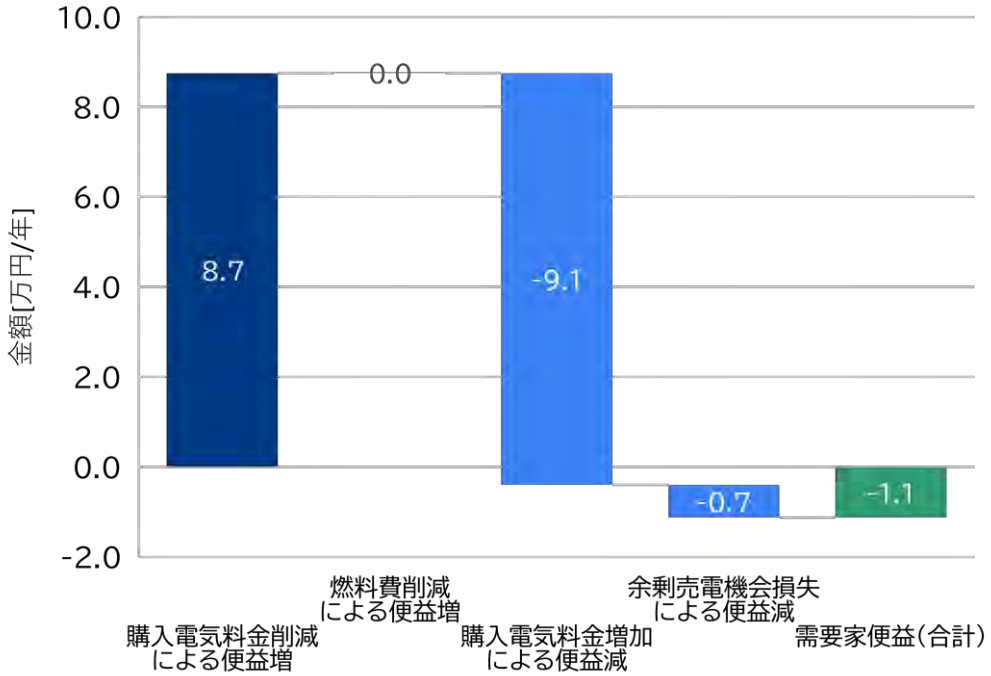
計算結果 2-③需要家便益(EV充放電器)

- EV充放電器についての需要家便益の算出結果は、2021年度データを用いた場合は年間で約-1万円、2022年度のデータを用いた場合は年間で約-1.1万円となった。
- 市場価格連動型のプランにしていない需要家の場合、小売の調達コスト削減のためにEVの充放電量を増加させると、充放電ロスの発生量も増加し購入電力量が増加するため、需要家の便益は減少した。

年間の需要家便益(EV充放電器)の計算結果



2021年度スポット市場価格データを使用



2022年度スポット市場価格データを使用

Copyright © Mitsubishi Research Institute

2.EVを活用したビジネスモデルの検討

- 分析の背景・方針
- 分析条件
- エコタウンセンターでの分析結果
- 庁舎・小学校・消防署での分析結果
  - EV＋PVケース
  - PVのみケース
  - 省エネ機器のみケース

Copyright © Mitsubishi Research Institute

結果サマリー

- **いずれの機器を導入した場合も、基本的に市場のボラティリティが大きいほど機器導入による便益は増加した。**

	結果サマリー
EV（車両・充放電器）	• 2020年度データを用いた計算結果と比較すると、充放電効率が改善したほか、2021・2022年度はスポット価格のボラティリティが増大したため、拠出可能なEPCコストは基本的に改善傾向となった。 • 特に需要が1日を通して高く、自家消費への放電による小売調達コストの削減効果が大きくなる消防署系施設では、ボラティリティの拡大により充放電器へ拠出可能なEPCコストが大幅に増加し、トータルのEPCコストの増加につながった。
PV	• 2020年度データを用いた計算結果と比較すると、スポット価格のボラティリティが年を追うごとに拡大したため、PVの導入による小売の調達コストの削減の効果が増大し、いずれの施設においても拠出可能なEPCコストは増加した。
省エネ機器	• 2020年度データを用いた計算結果と比較すると、スポット価格のボラティリティが年を追うごとに拡大したため、省エネ機器の導入による小売の調達コストの削減の効果が増大し、ほとんどの施設で省エネ機器の導入に拠出可能なEPCコストは増加した。 • 若松消防署本署については、ガス機器の省エネ機器による代替により総額として大きな効果が出るものの、年を追うごとにスポット価格のボラティリティが高まり、電力需要の増加に伴う小売調達コストの増加が大きくなったため、拠出可能なEPCコストが小さくなったと考えられる。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

2.EVを活用したビジネスモデルの検討

- 分析の背景・方針
- 分析条件
- エコタウンセンターでの分析結果
- 庁舎・小学校・消防署での分析結果
  - EV＋PVケース
  - PVのみケース
  - 省エネ機器のみケース

Copyright © Mitsubishi Research Institute

施設別の拠出可能なEPCコスト（EV）

- **EVおよびEV充放電器の導入による庁舎・消防署系公共施設の各機器へ拠出可能なEPCコストの計算結果は以下の表の通りとなった。**
  - 小売の粗利率は5%、EV車両のリース期間は14年、リース料指数は1.75、EV充放電器のリース期間は10年、リース指数は1．3と設定した。また、各施設にはPV導入済みとして計算を行った。

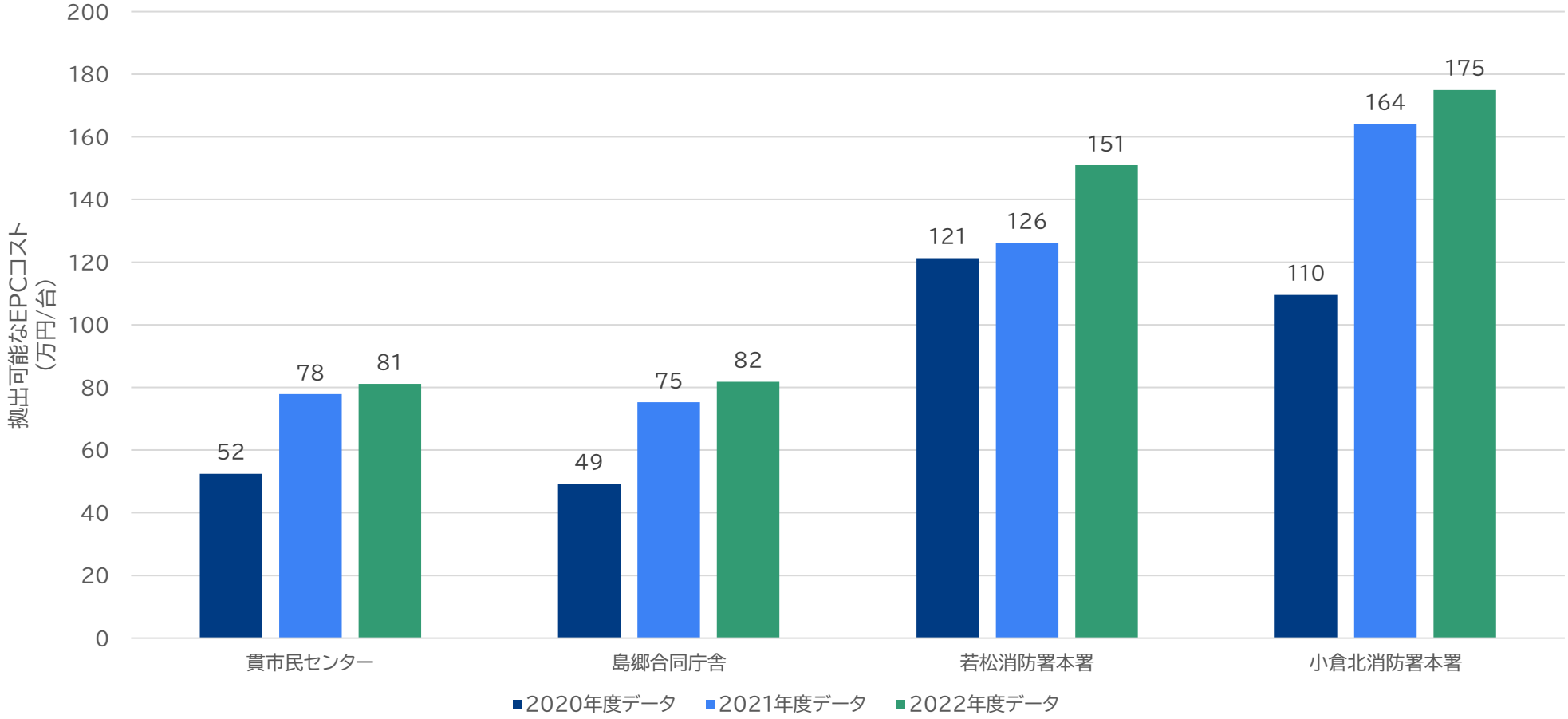
施設	EV車両（/14年・台）		EV充放電器（/10年）		合計		2020年度データ 充放電効率90%
	2021年度データ	2022年度データ	2021年度データ	2022年度データ	2021年度データ	2022年度データ	
貫市民センター（最大需要：50kW）	76万円	76万円	10万円	25万円	86万円	101万円	52万円
島郷合同庁舎（最大需要：98kW）	73万円	74万円	10万円	40万円	83万円	114万円	49万円
若松消防署本署（最大需要：50kW）	95万円	95万円	31万円	56万円	126万円	151万円	121万円
小倉北消防署浅野分署（最大需要：22kW）	113万円	109万円	50万円	65万円	164万円	175万円	110万円
備考	いずれの施設でも2020年度データよりもスポット価格のボラティリティが高まったことや充放電効率の改善により小売の調達コストの削減の効果が増大し、いずれの施設においても拠出可能なEPCコストは増加した。特に需要が1日を通して高く、自家消費への放電による小売調達コストの削減効果が大きくなる消防署系施設では、ボラティリティの拡大により充放電器へ拠出可能なEPCコストが大幅に増加し、トータルのEPCコストの増加につながった。						

※EV蓄電池容量は、貫市民センター・島郷合同庁舎が40kWh×5台、若松消防署本署、小倉北消防署浅野分署が40kWh×1台

Copyright © Mitsubishi Research Institute

施設別の拠出可能なEPCコスト（EV）

- **EVおよびEV充放電器の導入による庁舎・消防署系公共施設の各機器へ拠出可能なEPCコストの計算結果は以下の通りとなった。**
  - 小売の粗利率は5%、EV車両のリース期間は14年、リース料指数は1.75、EV充放電器のリース期間は10年、リース指数は1．3と設定した。また、各施設にはPV導入済みとして計算を行った。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）EVに拠出可能なEPCコスト（EV2台・計40kWh）

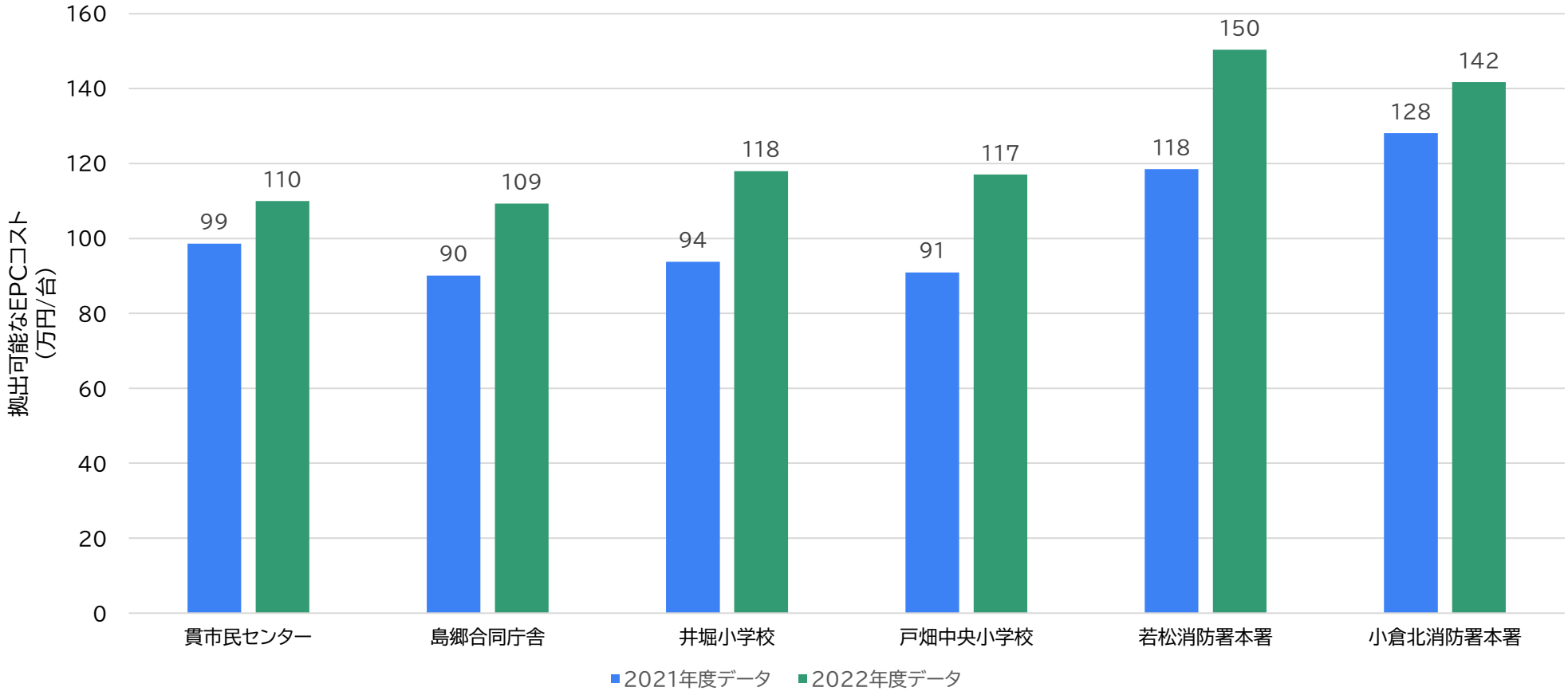
- エコタウンセンターと同条件（EV2台・蓄電池容量計40kWh）で計算した際の、EVおよびEV充放電器の導入による庁舎・小学校・消防署系公共施設の各機器へ拠出可能なEPCコストの計算結果は以下の表の通りとなった。

施設	EV車両（/14年・台）		EV充放電器（/10年）		合計	
	2021年度データ	2022年度データ	2021年度データ	2022年度データ	2021年度データ	2022年度データ
貫市民センター（最大需要：50kW）	83万円	82万円	16万円	28万円	99万円	110万円
島郷合同庁舎（最大需要：98kW）	80万円	79万円	11万円	30万円	90万円	109万円
井堀小学校（最大需要：82kW）	80万円	79万円	14万円	39万円	94万円	118万円
戸畑中央小学校（最大需要：140kW）	79万円	79万円	12万円	38万円	91万円	117万円
若松消防署本署（最大需要：50kW）	79万円	79万円	40万円	72万円	118万円	150万円
小倉北消防署浅野分署（最大需要：22kW）	81万円	79万円	47万円	63万円	128万円	142万円

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）EVに拠出可能なEPCコスト（EV2台・計40kWh）

- エコタウンセンターと同条件（EV2台・蓄電池容量計40kWh）で計算した際の、EVおよびEV充放電器の導入による庁舎・小学校・消防署系公共施設の各機器へ拠出可能なEPCコストの計算結果は以下の通りとなった。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

2.EVを活用したビジネスモデルの検討

- 分析の背景・方針
- 分析条件
- エコタウンセンターでの分析結果
- 庁舎・小学校・消防署での分析結果
  - EV＋PVケース
  - PVのみケース
  - 省エネ機器のみケース

Copyright © Mitsubishi Research Institute

施設別の拠出可能なEPCコスト（PV）

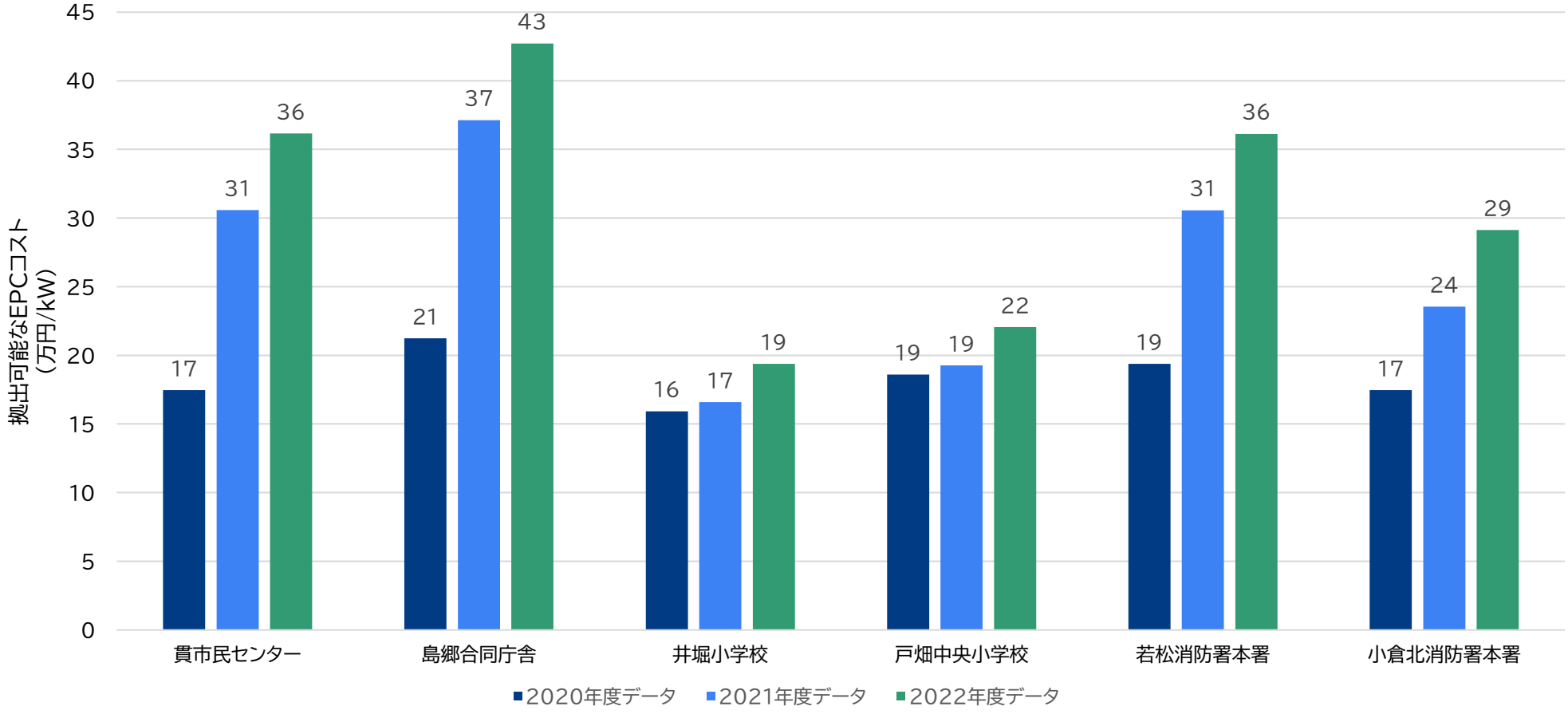
- **PVの導入による庁舎・小学校・消防署系公共施設の各機器へ拠出可能なEPCコストの計算結果は以下の表の通りとなった。**
  - 小売の粗利率は5%、太陽光パネルのリース期間は20年、リース料指数は1.7と設定した。PVケースではPVのみの導入による需要削減の効果を評価した。

施設	2020年度データ	2021年度データ	2022年度データ
貫市民センター（最大需要:50kW）	17万円/kW	31万円/kW	36万円/kW
島郷合同庁舎（最大需要:98kW）	21万円/kW	37万円/kW	43万円/kW
井堀小学校（最大需要:82kW）	16万円/kW	17万円/kW	19万円/kW
戸畑中央小学校（最大需要:140kW）	19万円/kW	19万円/kW	22万円/kW
若松消防署本署（最大需要:50kW）	19万円/kW	31万円/kW	36万円/kW
小倉北消防署浅野分署（最大需要:22kW）	17万円/kW	23万円/kW	29万円/kW
備考	2020年度データで計算した結果と比較すると、スポット価格のボラティリティが年を追うごとに拡大したため、PVの導入による小売の調達コストの削減の効果が増大し、いずれの施設においても拠出可能なEPCコストは増加した。		

Copyright © Mitsubishi Research Institute

施設別の拠出可能なEPCコスト（PV）

- **PVの導入による庁舎・小学校・消防署系公共施設の各機器へ拠出可能なEPCコストの計算結果は以下の通りとなった。**
  - 小売の粗利率は5%、太陽光パネルのリース期間は20年、リース料指数は1.7と設定した。PVケースではPVのみの導入による需要削減の効果を評価した。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

2.EVを活用したビジネスモデルの検討

- 分析の背景・方針
- 分析条件
- エコタウンセンターでの分析結果
- 庁舎・小学校・消防署での分析結果
  - EV＋PVケース
  - PVのみケース
  - 省エネ機器のみケース

Copyright © Mitsubishi Research Institute

施設別の拠出可能なEPCコスト（省エネ機器）

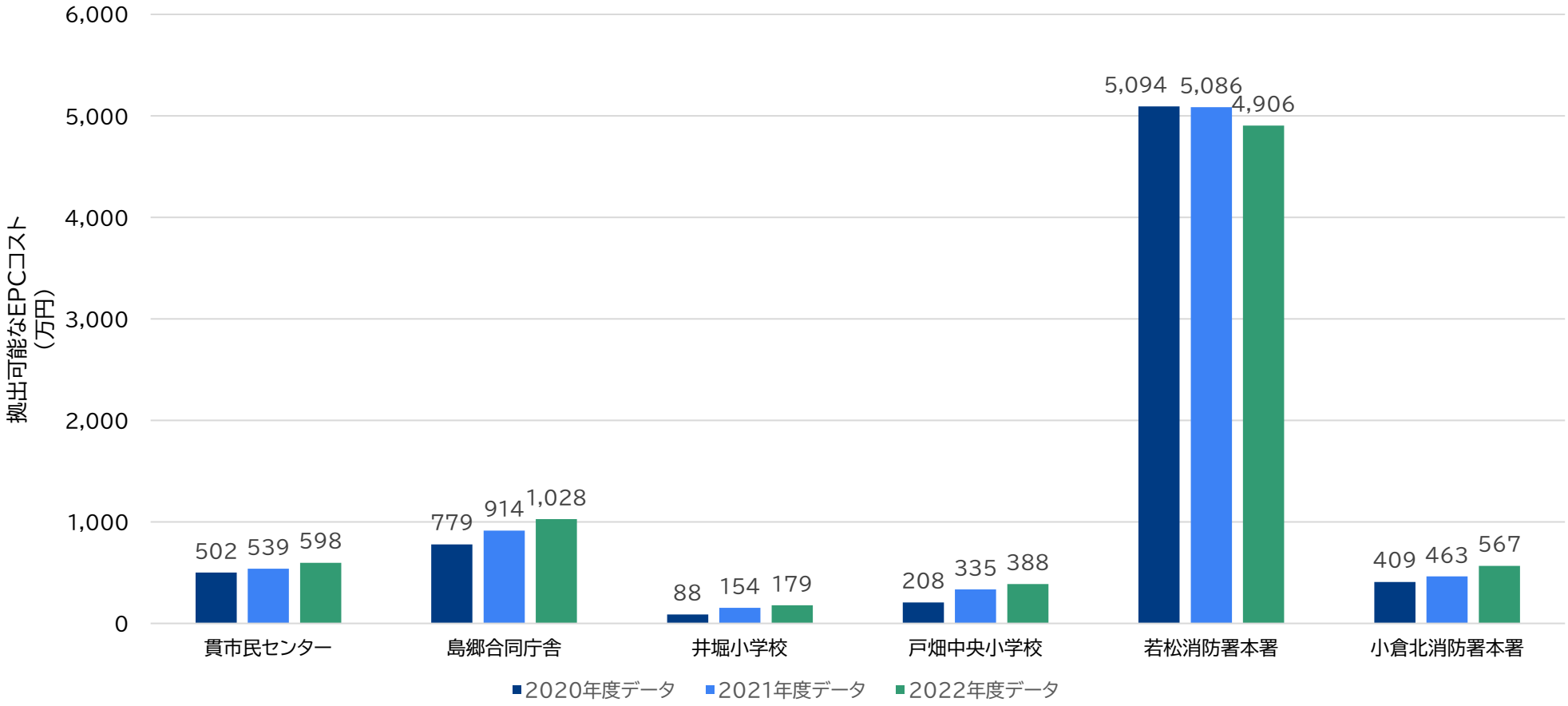
- **省エネ機器の導入による庁舎・小学校・消防署系公共施設の各機器へ拠出可能なEPCコストの計算結果は以下の表の通りとなった。**
  - 小売の粗利率は5%、省エネ機器のリース期間は15年、リース料指数は1.5と設定した。省エネ機器ケースでは省エネ機器のみの導入による需要削減の効果を評価した。

施設	2020年度データ	2021年度データ	2022年度データ
貫市民センター （最大需要:50kW）	502万円	539万円	598万円
島郷合同庁舎 （最大需要:98kW）	779万円	914万円	1028万円
井堀小学校 （最大需要:82kW）	88万円	154万円	179万円
戸畑中央小学校 （最大需要:140kW）	208万円	335万円	388万円
若松消防署本署 （最大需要:50kW）	5,094万円	5,086万円	4,906万円
小倉北消防署浅野分署 （最大需要:22kW）	409万円	463万円	567万円
備考	2020年度データをによる計算結果と比較すると、スポット価格のボラティリティが年を追うごとに拡大したため、省エネ機器の導入による小売の調達コストの削減の効果が増大し、ほとんどの施設で省エネ機器の導入に拠出可能なEPCコストは増加した。		

Copyright © Mitsubishi Research Institute

施設別の拠出可能なEPCコスト（省エネ機器）

- **省エネ機器の導入による庁舎・小学校・消防署系公共施設の各機器へ拠出可能なEPCコストの計算結果は以下の通りとなった。**
  - 小売の粗利率は5%、省エネ機器のリース期間は15年、リース料指数は1.5と設定した。省エネ機器ケースでは省エネ機器のみの導入による需要削減の効果を評価した。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

参考資料 7

再生可能エネルギー調達に関する企業需要家向けアンケート結果

再生可能エネルギー調達に関する企業需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①再エネ電力調達に関する取り組み状況
   - ②再エネ電力調達全般に関する設問
   - ③自家発電に関する設問
   - ④再エネ電力メニューに関する設問
   - ⑤PPAに関する設問
   - ⑥再エネ証書に関する設問

Copyright © Mitsubishi Research Institute

企業向けアンケート実施概要(1/2)

- 企業需要家に対して、業種別・企業規模別(中小企業・大企業)に再エネ調達の検討・実施状況、課題を把握することを目的に、下記アンケートを実施した。

企業向けアンケート概要

項目	詳細
調査方式	インターネットアンケート調査
調査期間	2022/12/19(月)～2022/12/23(金)
調査対象	スクリーニング調査で以下に該当するモニターを抽出 • 該当する業種に「現在経営者・役員として働いている」 かつ 主なお勤め先の電力会社(電気の使用プラン)の選定について「意思決定に関与している」
回収数	• 【事前調査】16,398サンプル • 【本調査】1,986サンプル
集計区分	下記の15×2の30セグメントを対象とした。 • 業種:15セグメント(右表参照) • 企業規模:2セグメント(中小企業、大企業)

(参考)業種セグメント詳細

業種セグメント	概要
建設業	総合工事業、職別工事業(設備工事業を除く)、設備工事業
製造業	食料品製造業、飲料・たばこ・飼料製造業、繊維工業等
電気・ガス・熱供給・水道業	電気業、ガス業、熱供給業、水道業
情報通信業	通信業、放送業、情報サービス業等
運輸業, 郵便業	鉄道業、道路旅客運送業、道路貨物運送業等
卸売業, 小売業	各種商品卸売業、繊維・衣服等卸売業、飲食料品卸売業等
金融業, 保険業	銀行業、協同組織金融業等
不動産業, 物品賃貸業	不動産取引業、不動産賃貸業・管理業、物品賃貸業
学術研究, 専門・技術サービス業	学術・開発研究機関、専門サービス業(他に分類されないもの)、広告業、技術サービス業(他に分類されないもの)
宿泊業, 飲食サービス業	宿泊業、飲食店、持ち帰り・配達飲食サービス業
生活関連サービス業, 娯楽業	洗濯・理容・美容・浴場業、その他の生活関連サービス業、娯楽業
教育, 学習支援業	学校教育、その他の教育, 学習支援業
医療, 福祉	医療業、保健衛生、社会保険・社会福祉・介護事業
複合サービス事業	郵便局、協同組合(他に分類されないもの)
サービス業(他に分類されないもの)	廃棄物処理業、自動車整備業、機械等修理業(別掲を除く)、職業紹介・労働者派遣業、その他の事業サービス業、政治・経済・文化団体、宗教、その他のサービス業、外国公務

出所)総務省「日本標準産業分類(平成25年10月改定)(平成26年4月1日施行)－分類項目名」

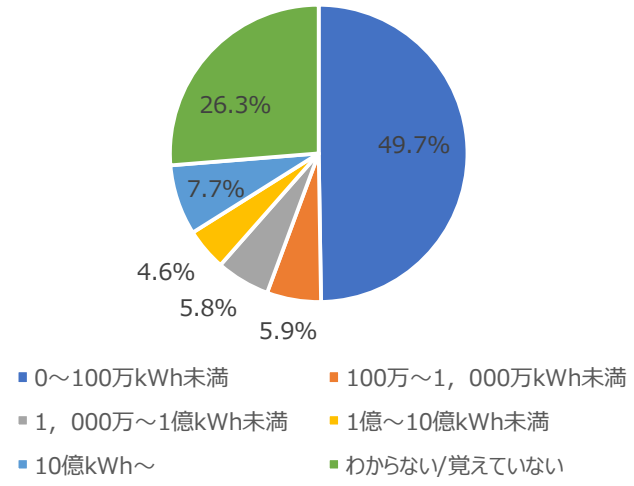
Copyright © Mitsubishi Research Institute

企業向けアンケート実施概要(2/2)

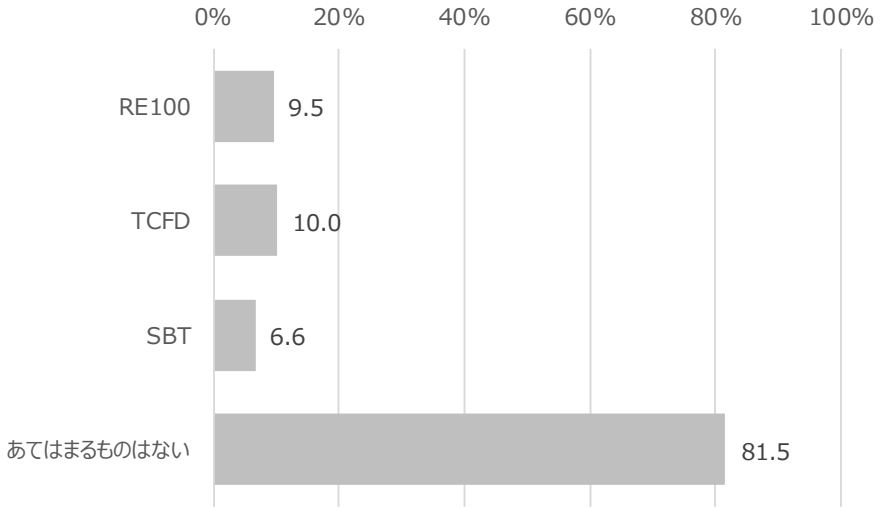
- 回収数は下記の結果となり、中小企業ではほぼ全業種で100以上のサンプルを取得できたが、大企業では十分な回答の取得が難しかった。

		建設業	製造業	電気・ガス・熱供給・水道業	情報通信業	運輸業，郵便業	卸売業，小売業	金融業，保険業	不動産業，物品賃貸業	学術研究，専門・技術サービス業	宿泊業，飲食サービス業	生活関連サービス業，娯楽業	教育，学習支援業	医療，福祉	複合サービス事業	サービス業（他に分類されないもの）	計	
中小企業	n	103	103	97	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	62	103	1,498	1,986
	%	5.2%	5.2%	4.9%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	5.2%	3.1%	5.2%	75.4%	100.0%
大企業	n	36	103	26	51	17	45	65	25	9	8	6	16	40	11	30	488	
	%	1.8%	5.2%	1.3%	2.6%	0.9%	2.3%	3.3%	1.3%	0.5%	0.4%	0.3%	0.8%	2.0%	0.6%	1.5%	24.6%	

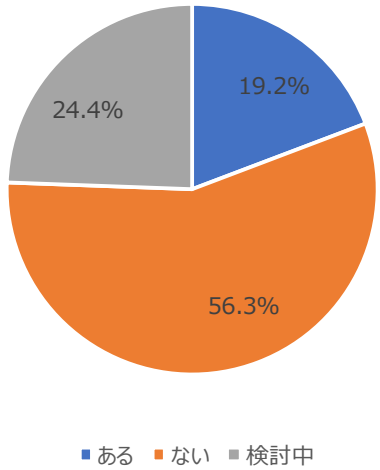
年間消費電力量(全社)(N=1,986)



再エネ関連の取り組み(N=1,986)



再エネ調達の将来の目標(N=1,986)



Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する企業需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①再エネ電力調達に関する取り組み状況
   - ②再エネ電力調達全般に関する設問
   - ③自家発電に関する設問
   - ④再エネ電力メニューに関する設問
   - ⑤PPAに関する設問
   - ⑥再エネ証書に関する設問

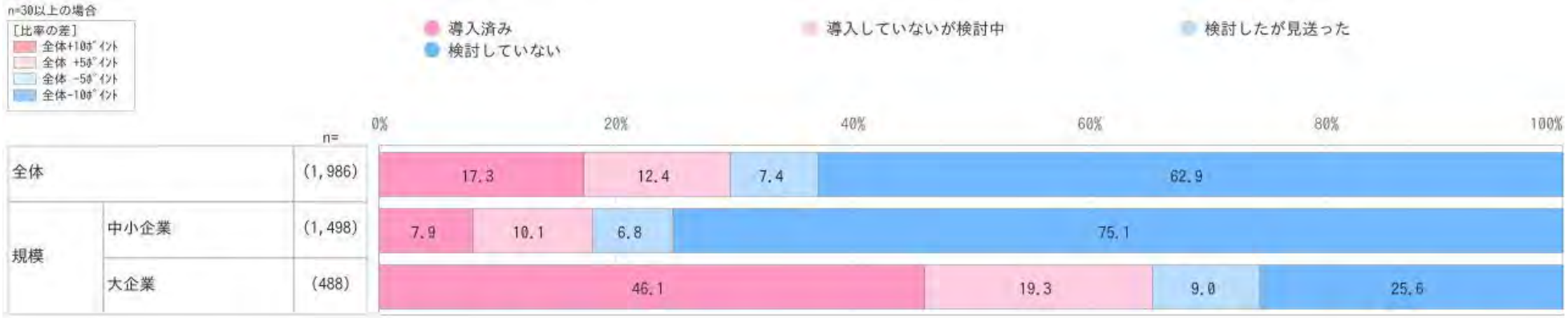
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力調達の手法:自家発電

- **自家発電の設置・検討状況は以下の通り**
- 「導入済み」(17%)は2割弱、「導入していないが検討中」(12%)を合わせても、導入または検討割合は3割弱。
- 大企業の「導入済み」(46%)は半数近いが、中小企業ではこれが8%にとどまる。
- 中小企業では、電気・ガス・熱供給・水道業の「導入済み」(26%)割合がやや高い。
- 大企業では「導入済み」割合が総じて高い。

Q1S1 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
自家発電

※全体ベース(n=1,986)



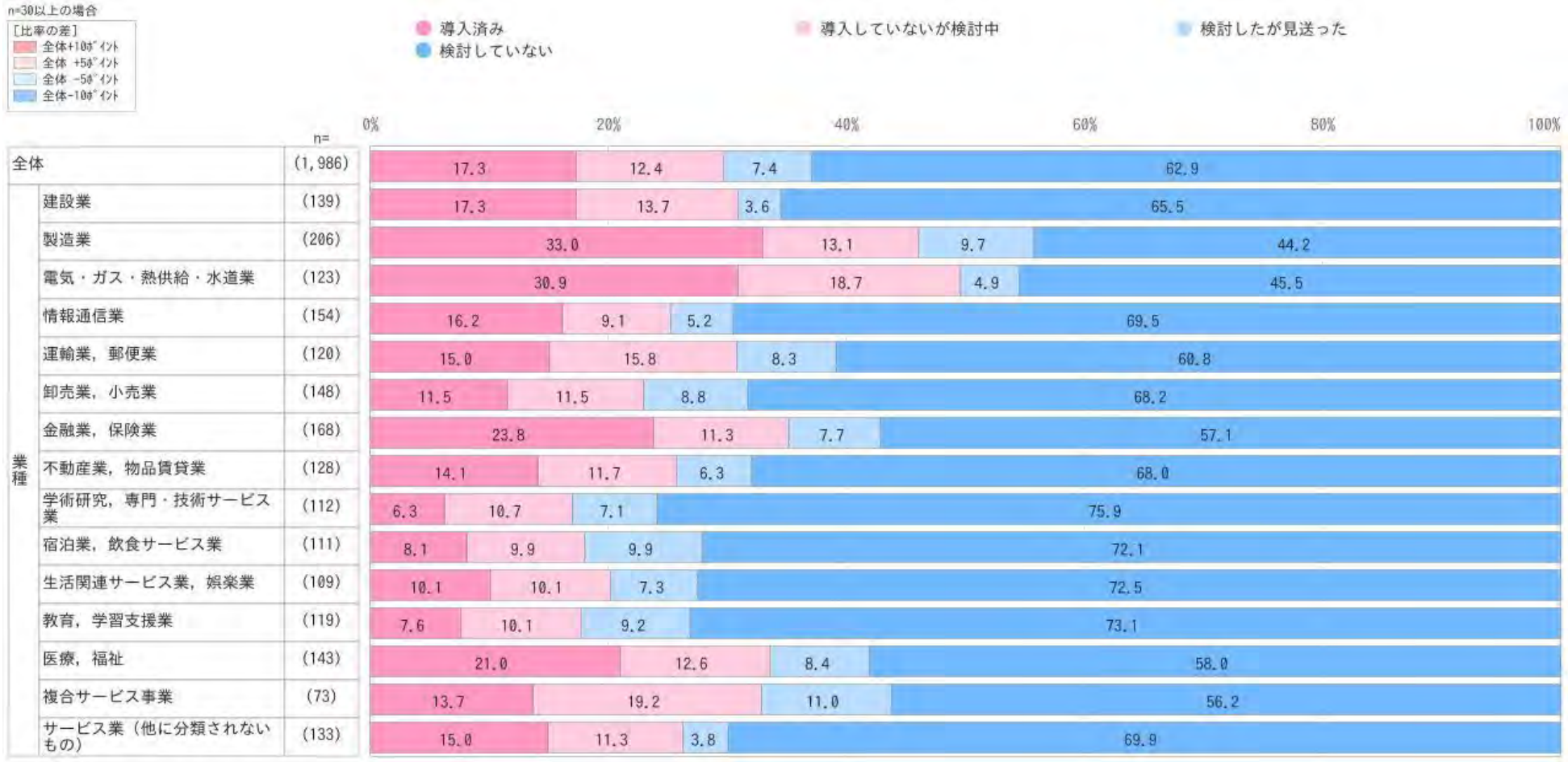
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の手法：自家発電（業種別）

- 製造業、電気・ガス・熱供給・水道業で「導入済み」が3割前後と導入が進んでいることが分かった。

Q1S1 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
自家発電

※全体ベース（n=1,986）



業種		n=	導入済み	導入していないが検討中	検討したが見送った	検討していない
全体		(1,986)	17.3	12.4	7.4	62.9
業種	建設業	(139)	17.3	13.7	3.6	65.5
	製造業	(206)	33.0	13.1	9.7	44.2
	電気・ガス・熱供給・水道業	(123)	30.9	18.7	4.9	45.5
	情報通信業	(154)	16.2	9.1	5.2	69.5
	運輸業，郵便業	(120)	15.0	15.8	8.3	60.8
	卸売業，小売業	(148)	11.5	11.5	8.8	68.2
	金融業，保険業	(168)	23.8	11.3	7.7	57.1
	不動産業，物品賃貸業	(128)	14.1	11.7	6.3	68.0
	学術研究，専門・技術サービス業	(112)	6.3	10.7	7.1	75.9
	宿泊業，飲食サービス業	(111)	8.1	9.9	9.9	72.1
	生活関連サービス業，娯楽業	(109)	10.1	10.1	7.3	72.5
	教育，学習支援業	(119)	7.6	10.1	9.2	73.1
	医療，福祉	(143)	21.0	12.6	8.4	58.0
	複合サービス事業	(73)	13.7	19.2	11.0	56.2
	サービス業（他に分類されないもの）	(133)	15.0	11.3	3.8	69.9

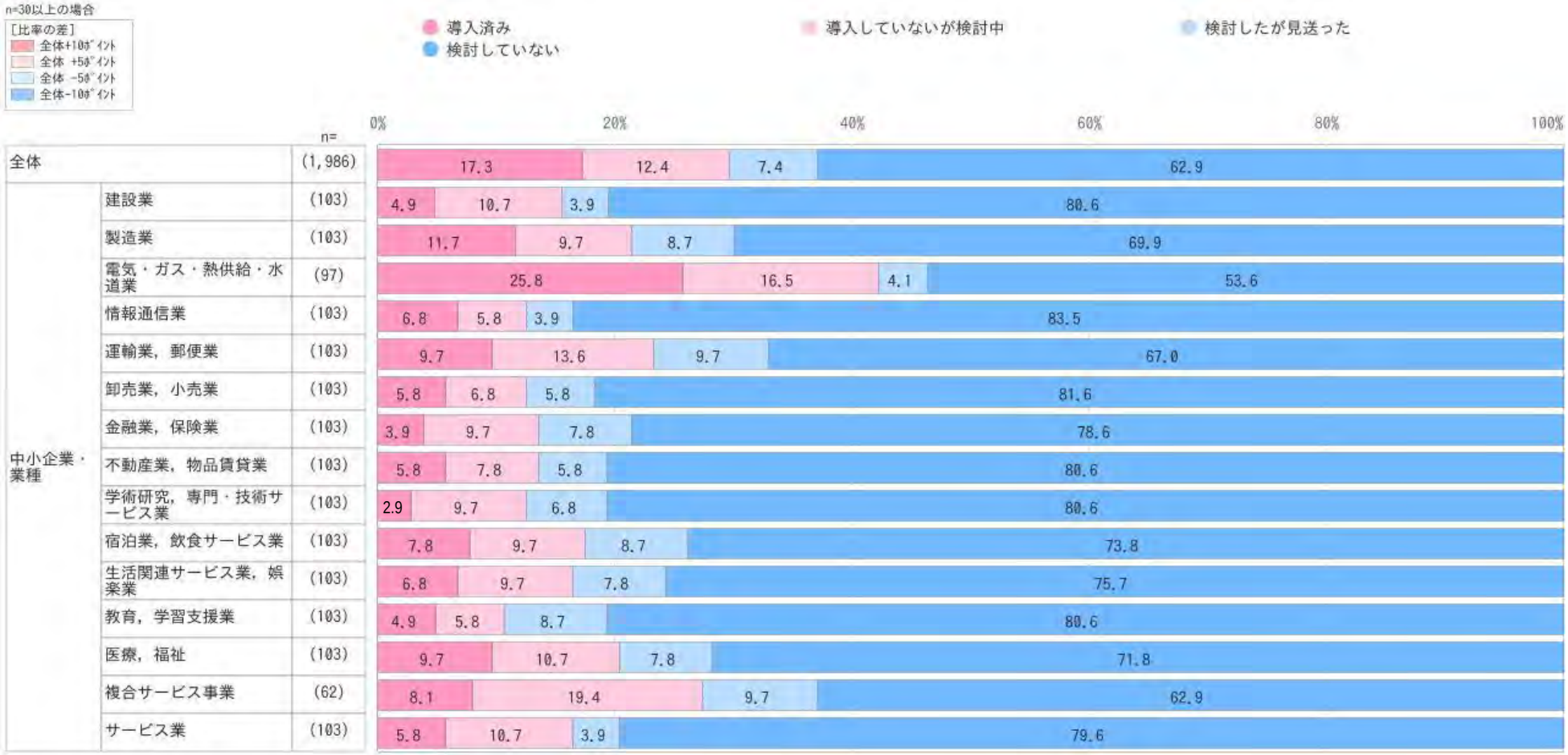
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の手法：自家発電（中小企業）

- 中小企業では、電気・ガス・熱供給・水道業の「導入済み」（26%）が高いものの、学術研究・専門・技術サービス業はほとんど導入されていなかった。

Q1S1 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
自家発電

※全体ベース（n=1,986）



		n=	導入済み	導入していないが検討中	検討したが見送った	検討していない
全体		(1,986)	17.3	12.4	7.4	62.9
中小企業・業種	建設業	(103)	4.9	10.7	3.9	80.6
	製造業	(103)	11.7	9.7	8.7	69.9
	電気・ガス・熱供給・水道業	(97)	25.8	16.5	4.1	53.6
	情報通信業	(103)	6.8	5.8	3.9	83.5
	運輸業，郵便業	(103)	9.7	13.6	9.7	67.0
	卸売業，小売業	(103)	5.8	6.8	5.8	81.6
	金融業，保険業	(103)	3.9	9.7	7.8	78.6
	不動産業，物品賃貸業	(103)	5.8	7.8	5.8	80.6
	学術研究，専門・技術サービス業	(103)	2.9	9.7	6.8	80.6
	宿泊業，飲食サービス業	(103)	7.8	9.7	8.7	73.8
	生活関連サービス業，娯楽業	(103)	6.8	9.7	7.8	75.7
	教育，学習支援業	(103)	4.9	5.8	8.7	80.6
	医療，福祉	(103)	9.7	10.7	7.8	71.8
	複合サービス事業	(62)	8.1	19.4	9.7	62.9
	サービス業	(103)	5.8	10.7	3.9	79.6

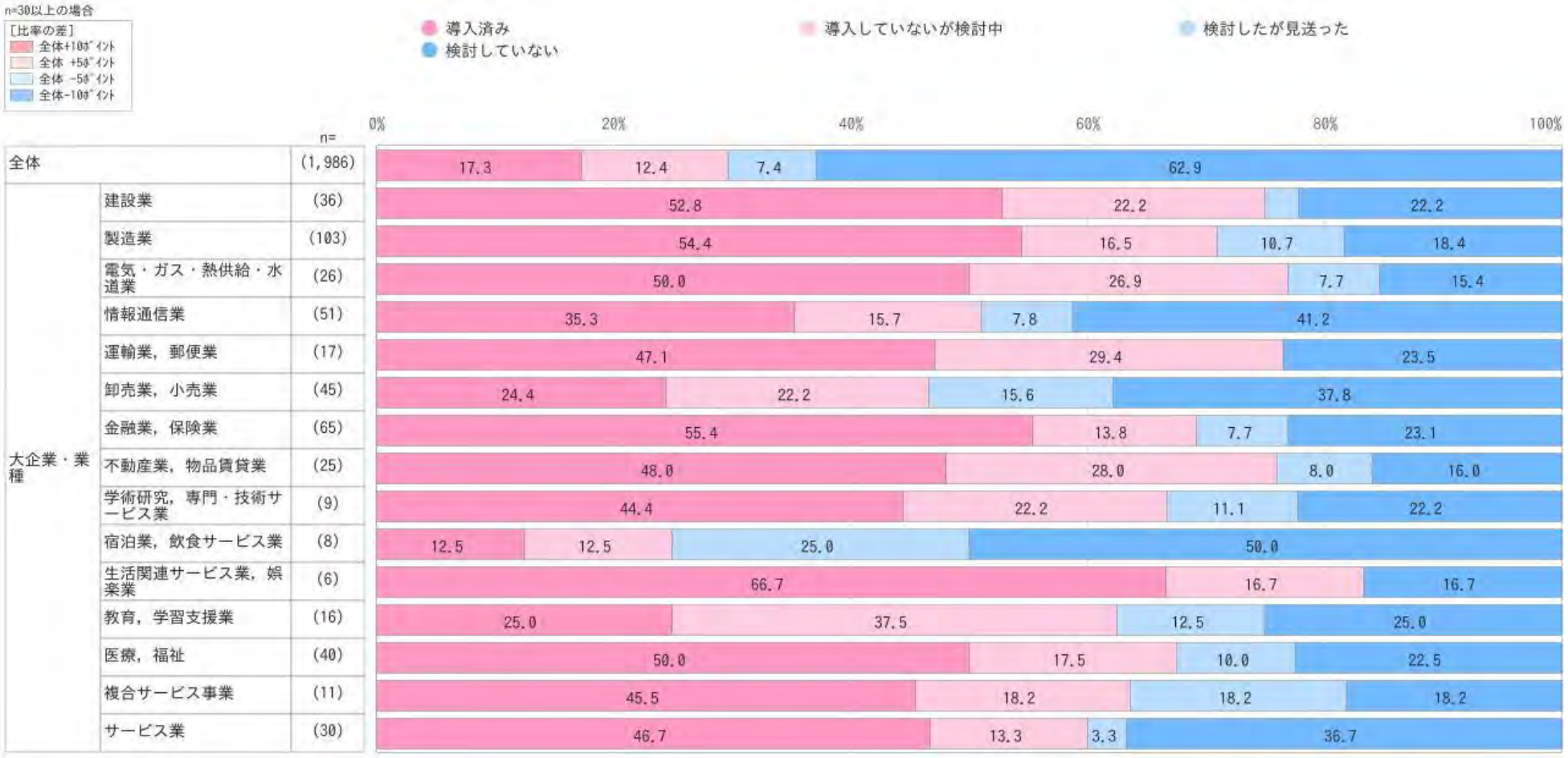
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の手法：自家発電（大企業）

- 大企業では、生活関連サービス業、娯楽業の「導入済み」（66.7%）が高いものの、宿泊・飲食サービス業では12.5%と低かった。

Q1S1 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
自家発電

※全体ベース（n=1,986）



		n=	導入済み	検討していない	導入していないが検討中	検討したが見送った
全体		(1,986)	17.3	12.4	7.4	62.9
大企業・業種	建設業	(36)	52.8	22.2		22.2
	製造業	(103)	54.4	16.5	10.7	18.4
	電気・ガス・熱供給・水道業	(26)	50.0	26.9	7.7	15.4
	情報通信業	(51)	35.3	15.7	7.8	41.2
	運輸業，郵便業	(17)	47.1	29.4		23.5
	卸売業，小売業	(45)	24.4	22.2	15.6	37.8
	金融業，保険業	(65)	55.4	13.8	7.7	23.1
	不動産業，物品賃貸業	(25)	48.0	28.0	8.0	16.0
	学術研究，専門・技術サービス業	(9)	44.4	22.2	11.1	22.2
	宿泊業，飲食サービス業	(8)	12.5	12.5	25.0	50.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(6)	66.7		16.7	16.7
	教育，学習支援業	(16)	25.0	37.5	12.5	25.0
	医療，福祉	(40)	50.0	17.5	10.0	22.5
	複合サービス事業	(11)	45.5	18.2	18.2	18.2
	サービス業	(30)	46.7	13.3	3.3	36.7

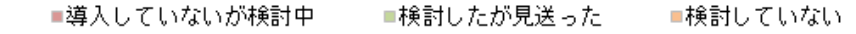
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力調達の手法:自家発電(電力消費量別)

- 電力消費量の多い企業、特に10億kWh以上の企業では導入済みが67%に上った。

Q1S1 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
自家発電

※全体ベース(n=1,986)



		全体	(%)
全体		(1,933)	16.2 / 12.3 / 7.3 / 64.1
年間電力消費量(kWh)	0～100万kWh未満	(976)	5.4 / 8.4 / 6.7 / 79.5
	100万～1,000万kWh未満	(116)	25.0 / 24.1 / 19.8 / 31.0
	1,000万～1億kWh未満	(110)	46.4 / 30.0 / 9.1 / 14.5
	1億～10億kWh未満	(86)	34.9 / 34.9 / 9.3 / 20.9
	10億kWh～	(138)	66.7 / 18.1 / 5.8 / 9.4
	わからない/覚えていない	(507)	11.6 / 7.9 / 5.3 / 75.1

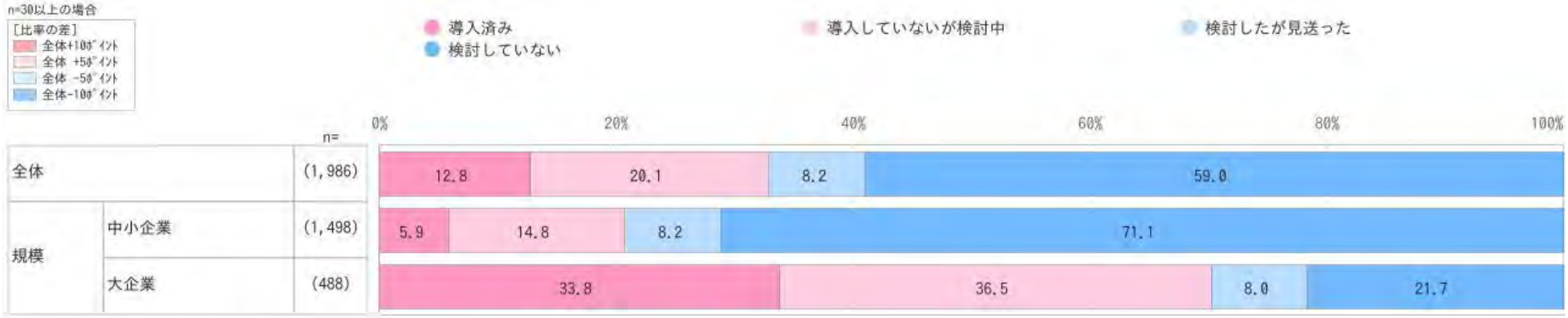
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力調達の手法:再エネ電力メニュー

- **再エネ電力メニューの導入・検討状況は以下の通り**
- 「導入している」は13%、「導入していないが検討中」(20%)を加えても、導入または検討割合は3社に1社程度。
- 大企業では「導入している」(34%)と3割を超えるが、中小企業では6%にとどまる。
- 中小企業で導入割合が高いのは、電気・ガス・熱供給・水道業(19%)。
- 大企業ではどの業種でも導入または導入検討割合が総じて高い。

Q1S2 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ電力メニュー

※全体ベース(n=1,986)



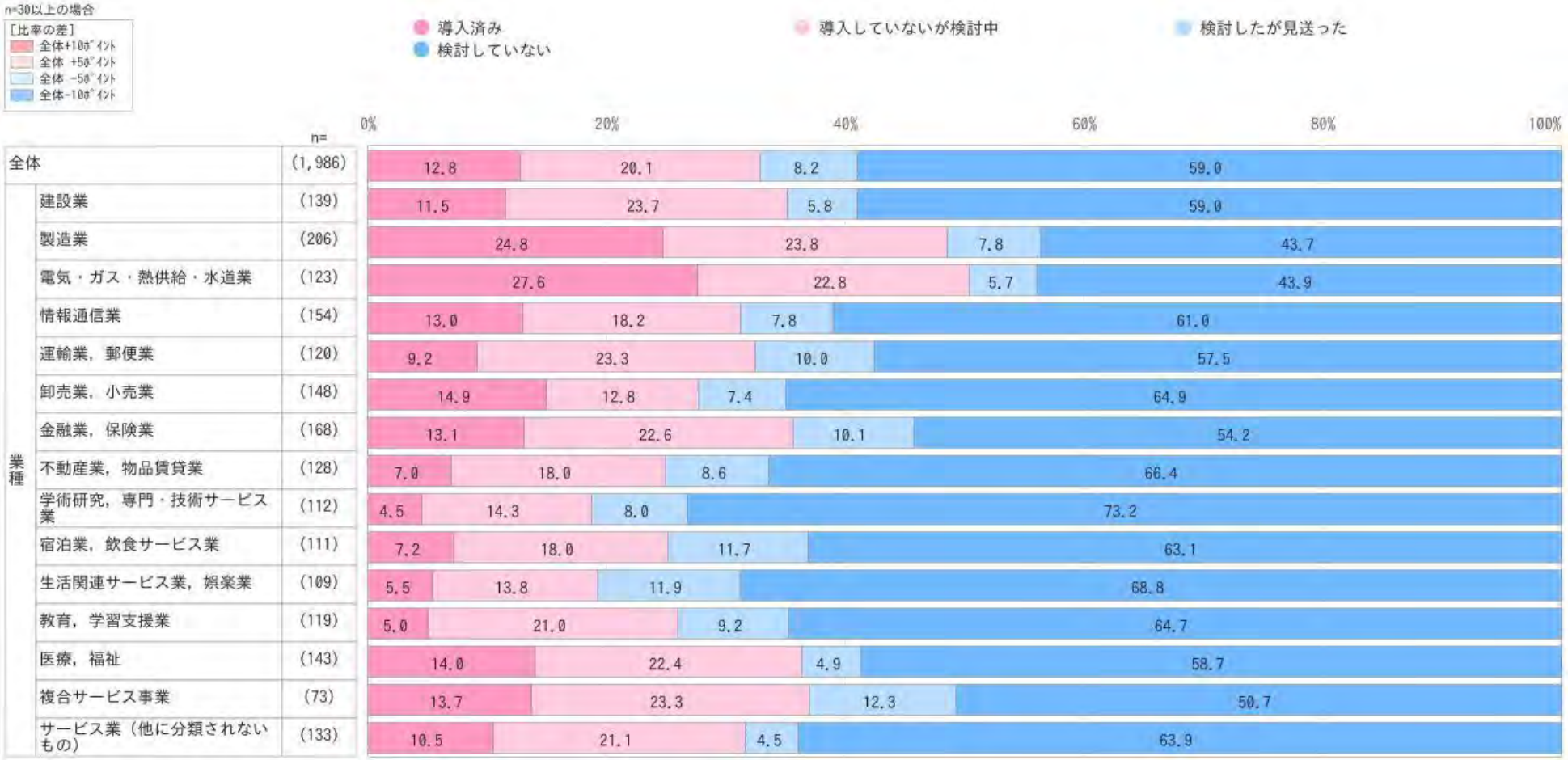
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の手法：再エネ電力メニュー（業種別）

- 電気・ガス・熱供給・水道業、製造業の「導入済み」が高いものの、学術研究・専門・技術サービス業ではあまり導入が進んでいなかった。

Q1S2 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ電力メニュー

※全体ベース（n=1,986）



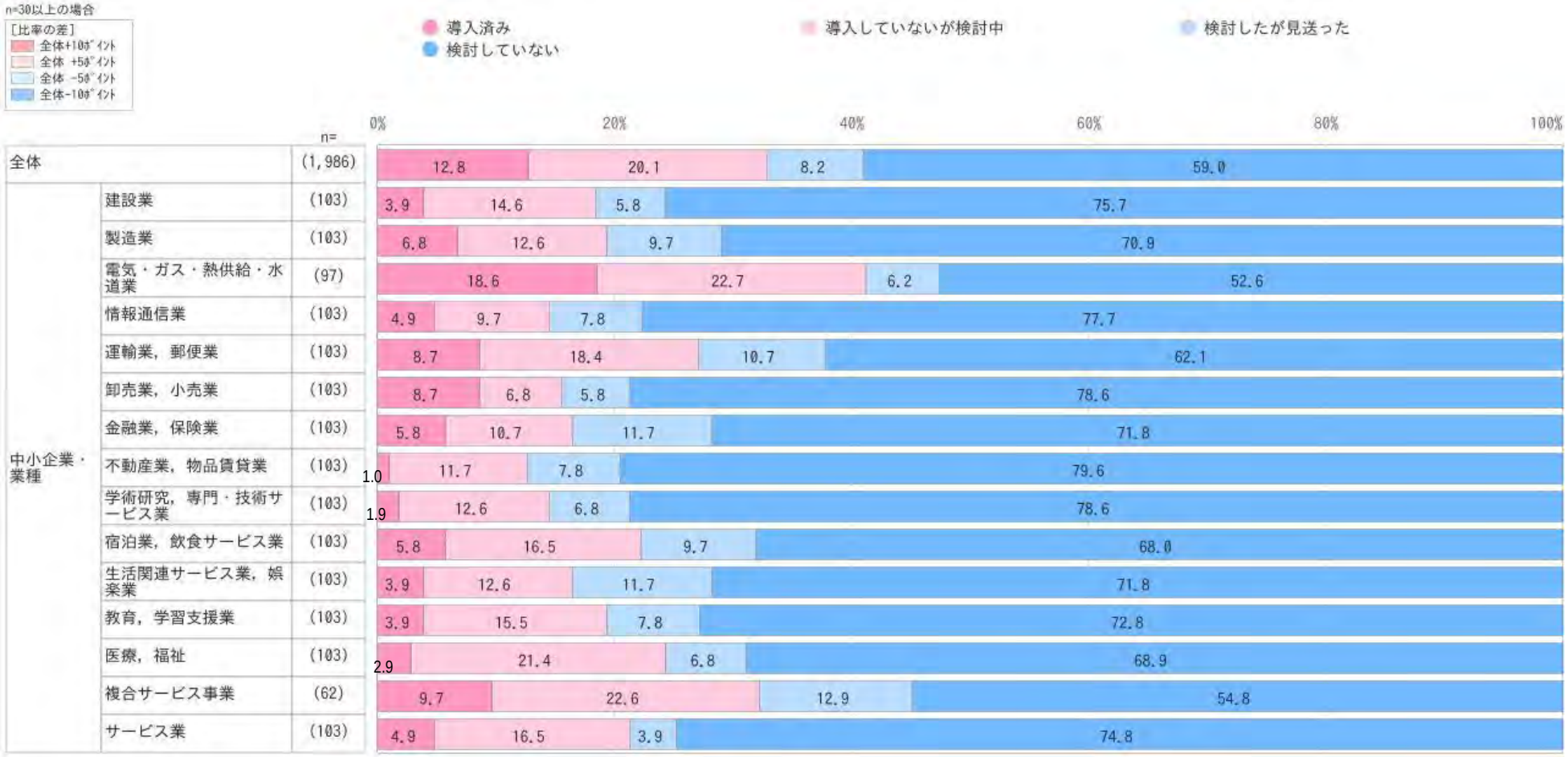
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の手法：再エネ電力メニュー（中小企業）

- 中小企業では、電気・ガス・熱供給・水道業の「導入済み」が高いものの、不動産業・物品賃貸業、学術研究・専門・技術サービス業では「導入済み」が1～2%と低かった。

Q1S2 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ電力メニュー

※全体ベース（n=1,986）



		n=	導入済み	検討していない	導入していないが検討中	検討したが見送った
全体		(1,986)	12.8	20.1	8.2	59.0
中小企業・業種	建設業	(103)	3.9	14.6	5.8	75.7
	製造業	(103)	6.8	12.6	9.7	70.9
	電気・ガス・熱供給・水道業	(97)	18.6	22.7	6.2	52.6
	情報通信業	(103)	4.9	9.7	7.8	77.7
	運輸業，郵便業	(103)	8.7	18.4	10.7	62.1
	卸売業，小売業	(103)	8.7	6.8	5.8	78.6
	金融業，保険業	(103)	5.8	10.7	11.7	71.8
	不動産業，物品賃貸業	(103)	1.0	11.7	7.8	79.6
	学術研究，専門・技術サービス業	(103)	1.9	12.6	6.8	78.6
	宿泊業，飲食サービス業	(103)	5.8	16.5	9.7	68.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(103)	3.9	12.6	11.7	71.8
	教育，学習支援業	(103)	3.9	15.5	7.8	72.8
	医療，福祉	(103)	2.9	21.4	6.8	68.9
	複合サービス事業	(62)	9.7	22.6	12.9	54.8
	サービス業	(103)	4.9	16.5	3.9	74.8

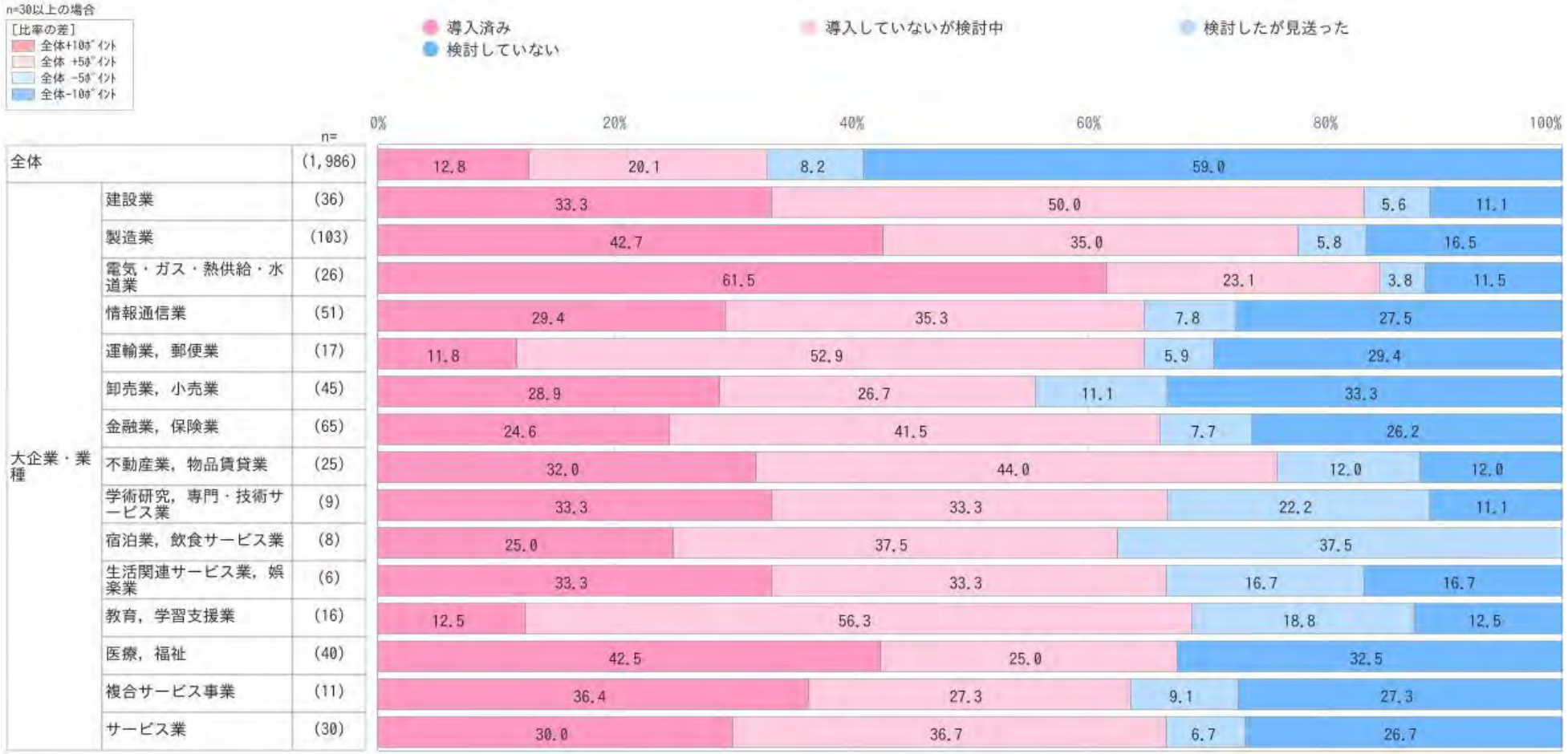
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の手法：再エネ電力メニュー（大企業）

- 大企業では、電気・ガス・熱供給・水道業、製造業、医療・福祉業で導入済みの割合が高かったが、運輸業・郵便業、教育・学習支援業では導入済みの割合が低かった。

Q1S2 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ電力メニュー

※全体ベース（n=1,986）



		n=	導入済み	導入していないが検討中	検討したが見送った	検討していない
全体		(1,986)	12.8	20.1	8.2	59.0
大企業・業種	建設業	(36)	33.3	50.0	5.6	11.1
	製造業	(103)	42.7	35.0	5.8	16.5
	電気・ガス・熱供給・水道業	(26)	61.5	23.1	3.8	11.5
	情報通信業	(51)	29.4	35.3	7.8	27.5
	運輸業，郵便業	(17)	11.8	52.9	5.9	29.4
	卸売業，小売業	(45)	28.9	26.7	11.1	33.3
	金融業，保険業	(65)	24.6	41.5	7.7	26.2
	不動産業，物品賃貸業	(25)	32.0	44.0	12.0	12.0
	学術研究，専門・技術サービス業	(9)	33.3	33.3	22.2	11.1
	宿泊業，飲食サービス業	(8)	25.0	37.5	37.5	
	生活関連サービス業，娯楽業	(6)	33.3	33.3	16.7	16.7
	教育，学習支援業	(16)	12.5	56.3	18.8	12.5
	医療，福祉	(40)	42.5	25.0	32.5	
	複合サービス事業	(11)	36.4	27.3	9.1	27.3
	サービス業	(30)	30.0	36.7	6.7	26.7

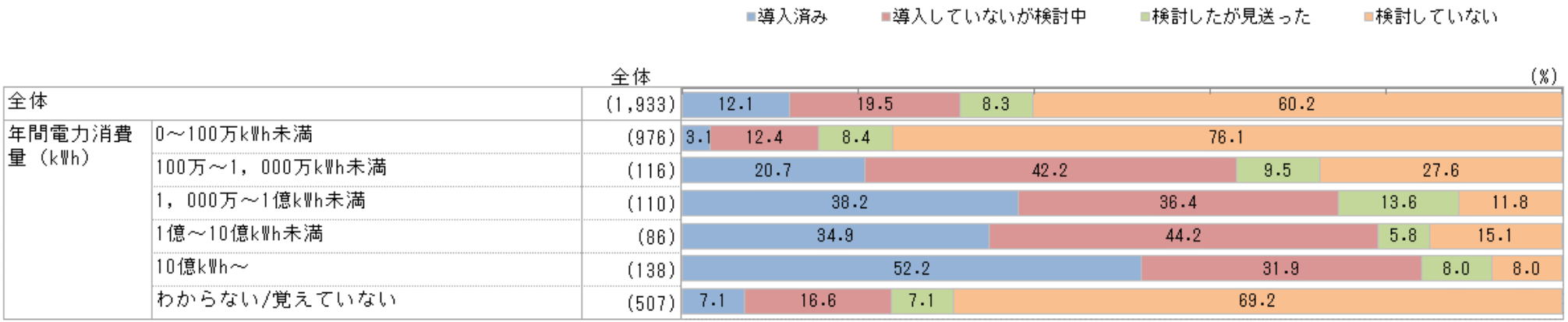
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力調達の手法:再エネ電力メニュー(電力消費量別)

- 電力消費量の多い企業、特に10億kWh以上の企業では導入済みが半数以上に上った。

Q1S2 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ電力メニュー

※全体ベース(n=1,986)



		全体	導入済み	導入していないが検討中	検討したが見送った	検討していない
全体		(1,933)	12.1	19.5	8.3	60.2
年間電力消費量(kWh)	0～100万kWh未満	(976)	3.1	12.4	8.4	76.1
	100万～1,000万kWh未満	(116)	20.7	42.2	9.5	27.6
	1,000万～1億kWh未満	(110)	38.2	36.4	13.6	11.8
	1億～10億kWh未満	(86)	34.9	44.2	5.8	15.1
	10億kWh～	(138)	52.2	31.9	8.0	8.0
	わからない/覚えていない	(507)	7.1	16.6	7.1	69.2

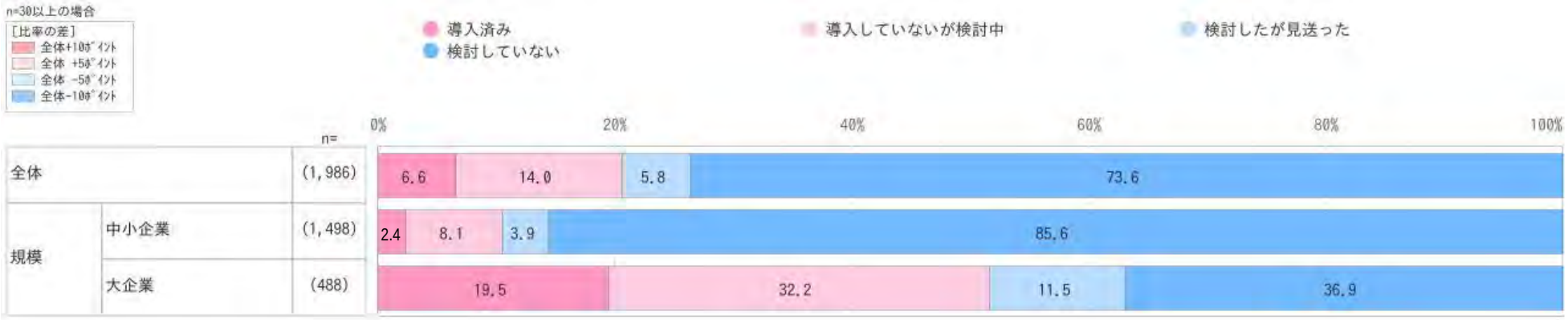
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力調達の手法：PPA

- **PPAの導入・検討状況は以下の通り**
- 「導入している」は7%、これに「導入していないが検討中」（14%）を合わせても、導入または検討割合は2割ほどにとどまる。
- 導入または検討割合は、大企業では52%と半数を超えるが、中小企業では「検討している」（2%）および「導入していないが検討中」（8%）の計10%にとどまっている。
- 中小企業での導入割合は、電気・ガス・熱供給・水道業（14%）が突出している。
- 大企業では、回答者数の多い業種では総じて2割程度が導入していると回答している。

Q1S3 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
PPA

※全体ベース（n=1,986）



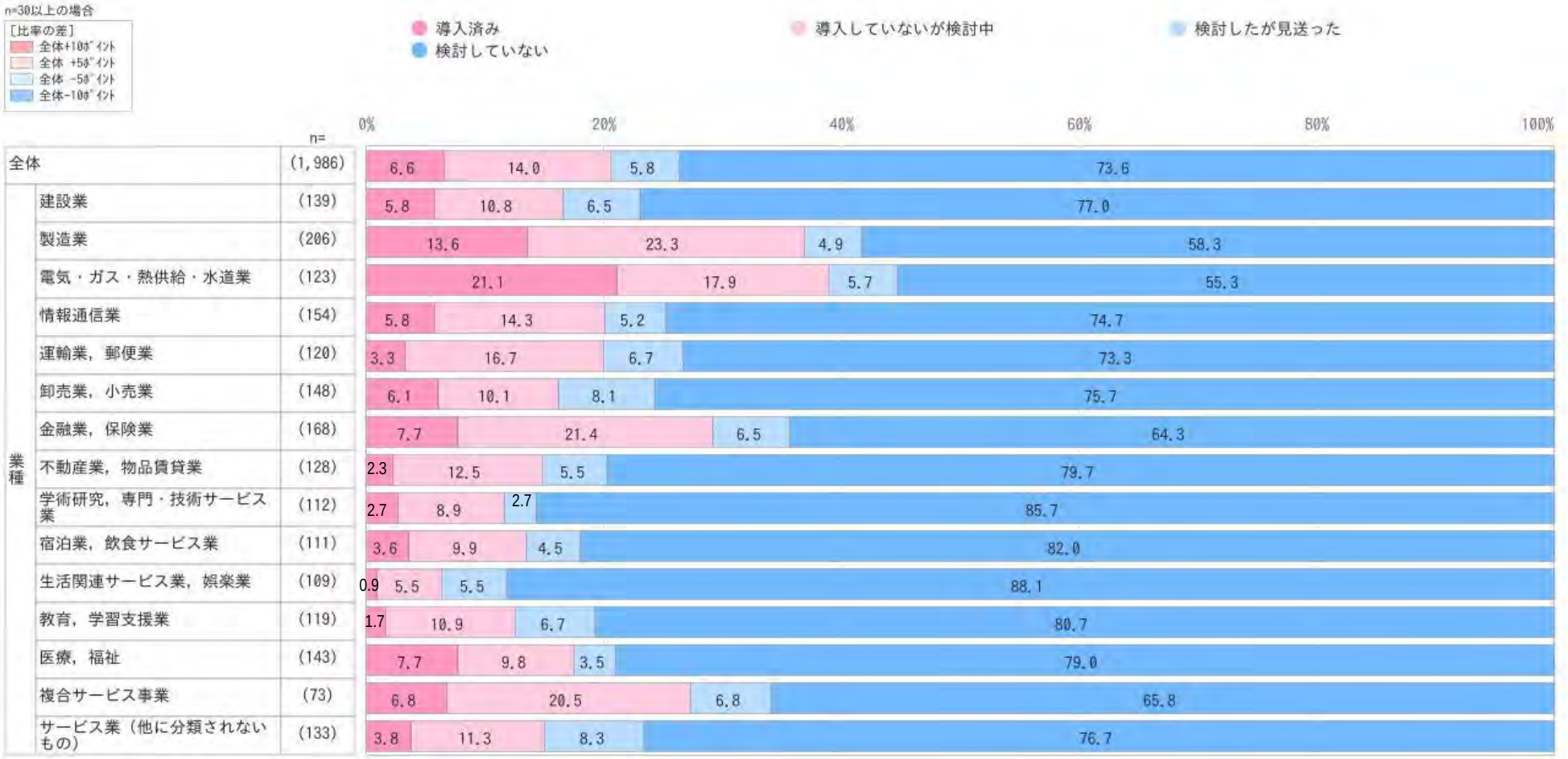
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の手法：PPA（業種別）

- 電気・ガス・熱供給・水道業では2割近く導入されているが、生活関連サービス業・娯楽業ではほとんど導入されていなかった。

Q1S3 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
PPA

※全体ベース（n=1,986）



Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力調達の手法:PPA(中小企業)

- 中小企業では、不動産業・物品賃貸業、学術研究・専門・技術サービス業、生活関連サービス業・娯楽業、医療・福祉業ではPPAが導入されておらず、その他の業種も総じて導入済みが少なかった。

Q1S3 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
PPA

※全体ベース(n=1,986)

		n=	導入済み	検討していない	導入していないが検討中	検討したが見送った
全体		(1,986)	6.6	14.0	5.8	73.6
中小企業・業種	建設業	(103)	1.0	4.9	3.9	90.3
	製造業	(103)	3.9	8.7	2.9	84.5
	電気・ガス・熱供給・水道業	(97)	14.4	18.6	3.1	63.9
	情報通信業	(103)	2.9	5.8	1.9	89.3
	運輸業，郵便業	(103)	2.9	12.6	5.8	78.6
	卸売業，小売業	(103)	1.0	3.9	4.9	90.3
	金融業，保険業	(103)	2.9	9.7	3.9	83.5
	不動産業，物品賃貸業	(103)	2.9	4.9		92.2
	学術研究，専門・技術サービス業	(103)		6.8	1.9	91.3
	宿泊業，飲食サービス業	(103)	1.9	8.7	2.9	86.4
	生活関連サービス業，娯楽業	(103)	3.9	5.8		90.3
	教育，学習支援業	(103)	1.0	6.8	3.9	88.3
	医療，福祉	(103)		6.8	3.9	89.3
	複合サービス事業	(62)	4.8	17.7	4.8	72.6
	サービス業	(103)	1.0	7.8	4.9	86.4

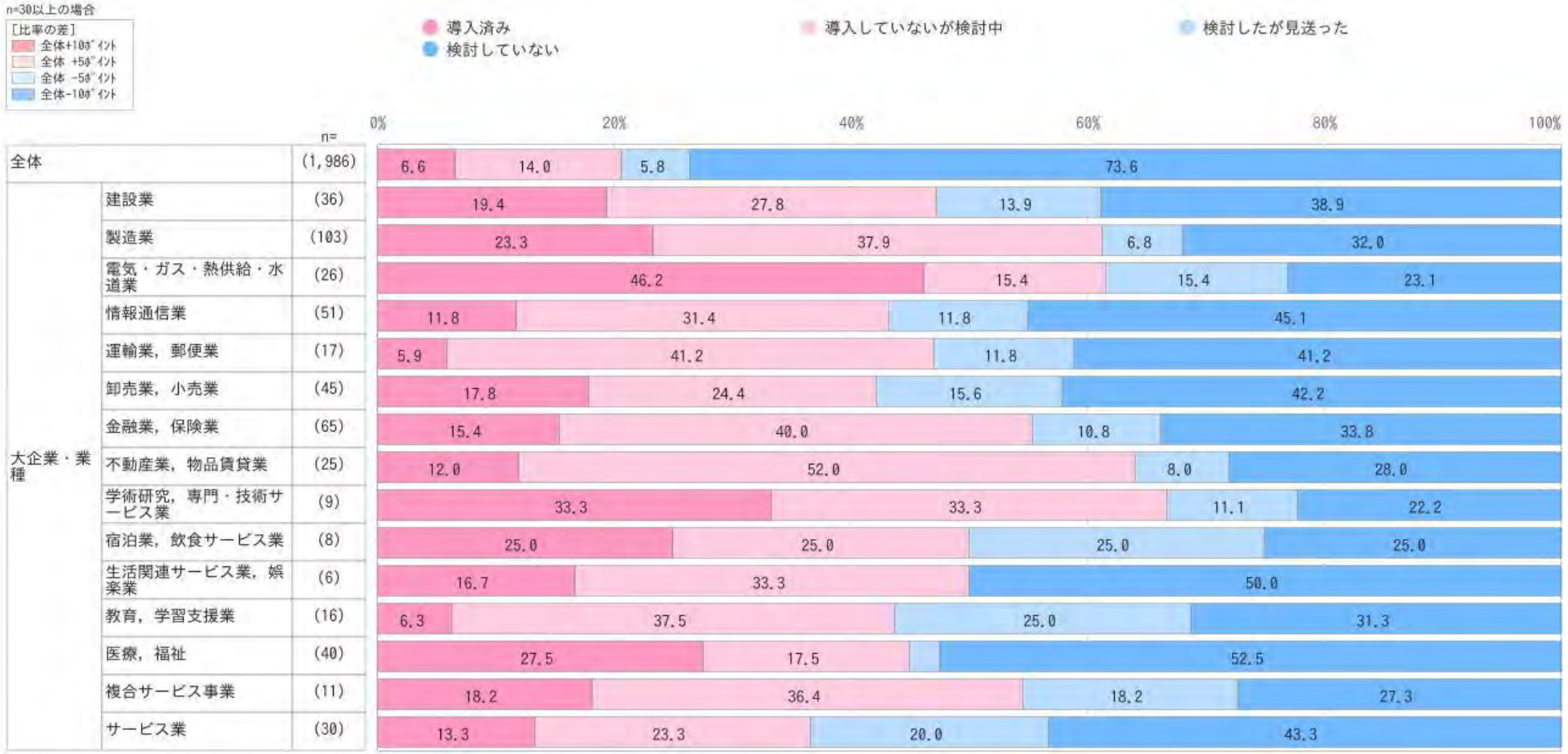
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力調達の手法:PPA(大企業)

- 大企業では、電気・ガス・熱供給・水道業で半数が導入済みだったが、運輸業・郵便業、教育・学習支援業では導入済みの割合が低かった。

Q1S3 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
PPA

※全体ベース(n=1,986)



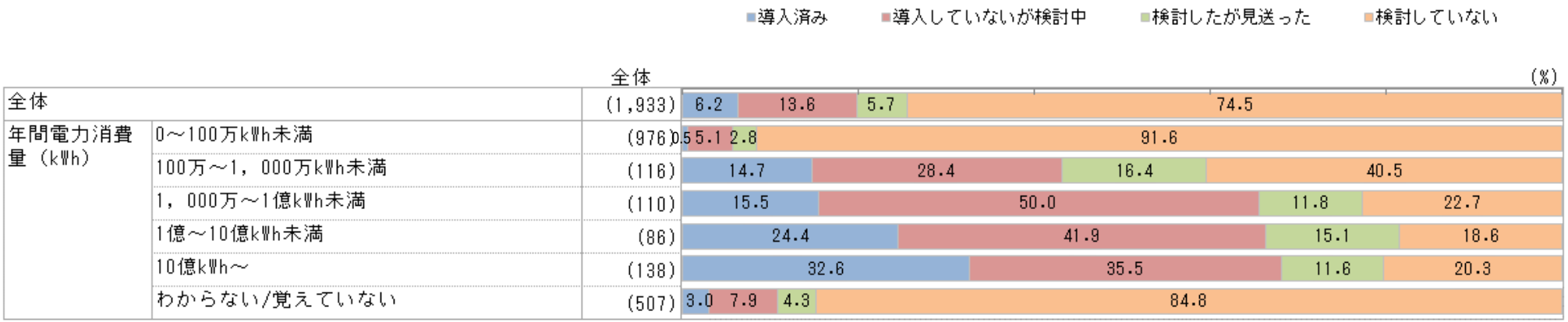
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力調達の手法:PPA(電力消費量別)

- 電力消費量の多い企業、特に10億kWh以上の企業では導入済みが3割以上であった。

Q1S3 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
PPA

※全体ベース(n=1,986)



		全体	導入済み	導入していないが検討中	検討したが見送った	検討していない
全体		(1,933)	6.2	13.6	5.7	74.5
年間電力消費量(kWh)	0～100万kWh未満	(976)	0.5	5.1	2.8	91.6
	100万～1,000万kWh未満	(116)	14.7	28.4	16.4	40.5
	1,000万～1億kWh未満	(110)	15.5	50.0	11.8	22.7
	1億～10億kWh未満	(86)	24.4	41.9	15.1	18.6
	10億kWh～	(138)	32.6	35.5	11.6	20.3
	わからない/覚えていない	(507)	3.0	7.9	4.3	84.8

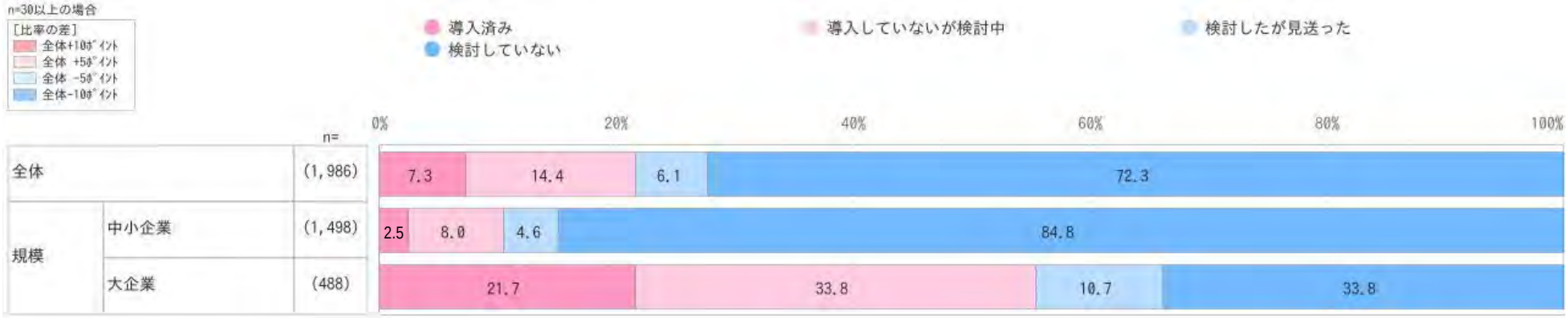
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力調達の手法:再エネ証書

- **再エネ証書の導入・検討状況は以下の通り**
- 「導入している」は7%、これに「導入していないが検討中」(14%)を合わせても、導入または検討割合は2割ほどにとどまる。
- 導入または検討割合は、大企業では56%と半数を超えているが、中小企業では「検討している」(3%)+「導入していないが検討中」(8%)の計11%ほどにとどまる。
- 中小企業では「導入している」が1割を超える業種はなく、「導入していないが検討中」を合わせた導入または検討割合は、電気・ガス・熱供給・水道業(30%)や複合サービス事業(24%)でやや高い。
- 大企業では、回答者数の多い業種では総じて2割程度が導入していると回答している。

Q1S4 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ証書

※全体ベース(n=1,986)



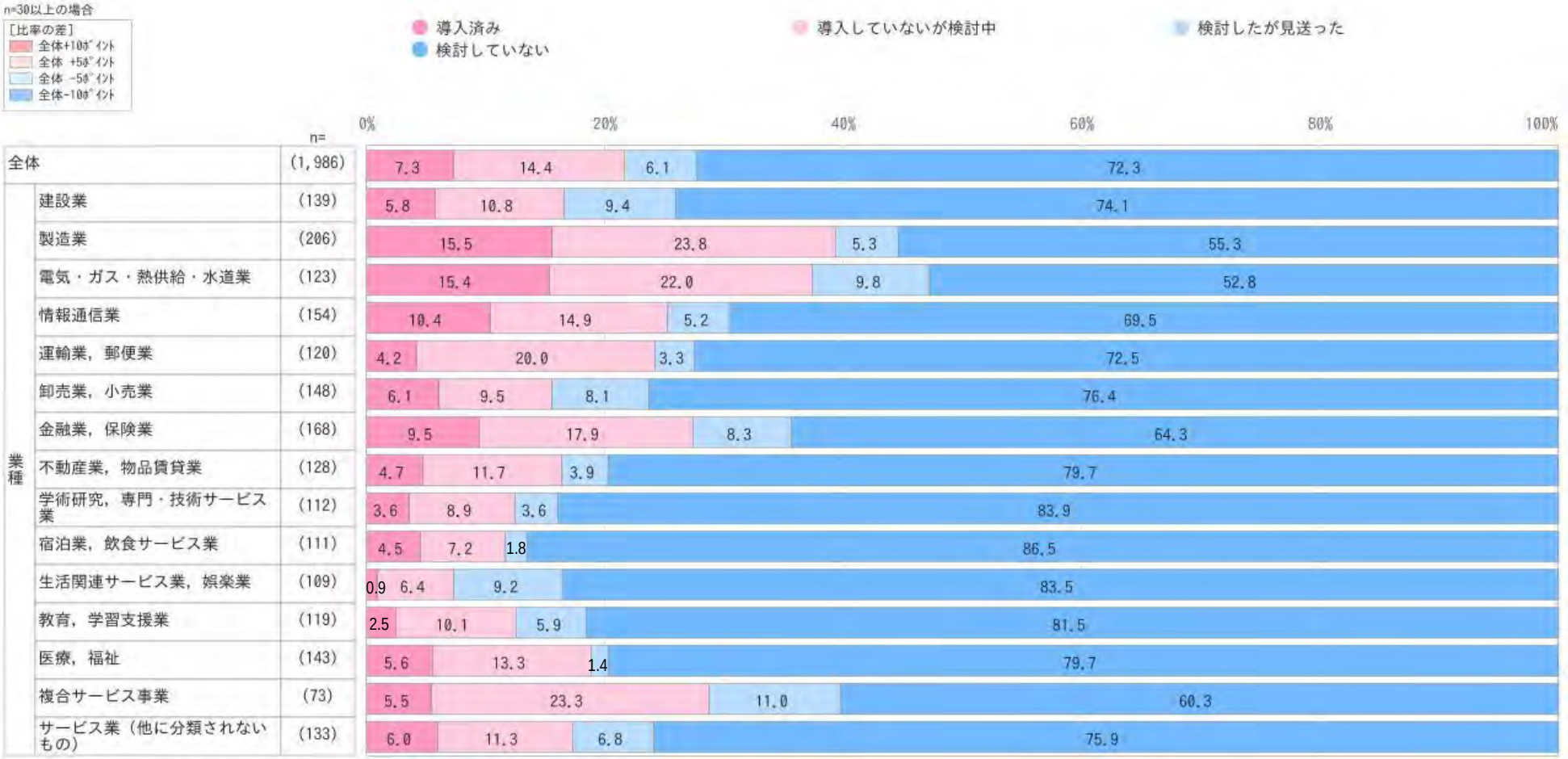
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の手法：再エネ証書（業種別）

- 製造業、電気・ガス・熱供給・水道業での導入割合が高いものの15%程度にすぎず、生活関連サービス業・娯楽業ではほとんど導入されていなかった。

Q1S4 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ証書

※全体ベース（n=1,986）



業種	n=
全体	(1,986)
建設業	(139)
製造業	(206)
電気・ガス・熱供給・水道業	(123)
情報通信業	(154)
運輸業，郵便業	(120)
卸売業，小売業	(148)
金融業，保険業	(168)
不動産業，物品賃貸業	(128)
学術研究，専門・技術サービス業	(112)
宿泊業，飲食サービス業	(111)
生活関連サービス業，娯楽業	(109)
教育，学習支援業	(119)
医療，福祉	(143)
複合サービス事業	(73)
サービス業（他に分類されないもの）	(133)

業種	導入済み	導入していないが検討中	検討したが見送った	検討していない
全体	7.3	14.4	6.1	72.3
建設業	5.8	10.8	9.4	74.1
製造業	15.5	23.8	5.3	55.3
電気・ガス・熱供給・水道業	15.4	22.0	9.8	52.8
情報通信業	10.4	14.9	5.2	69.5
運輸業，郵便業	4.2	20.0	3.3	72.5
卸売業，小売業	6.1	9.5	8.1	76.4
金融業，保険業	9.5	17.9	8.3	64.3
不動産業，物品賃貸業	4.7	11.7	3.9	79.7
学術研究，専門・技術サービス業	3.6	8.9	3.6	83.9
宿泊業，飲食サービス業	4.5	7.2	1.8	86.5
生活関連サービス業，娯楽業	0.9	6.4	9.2	83.5
教育，学習支援業	2.5	10.1	5.9	81.5
医療，福祉	5.6	13.3	1.4	79.7
複合サービス事業	5.5	23.3	11.0	60.3
サービス業（他に分類されないもの）	6.0	11.3	6.8	75.9

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の手法：再エネ証書（中小企業）

- 中小企業では、電気・ガス・熱供給・水道業での導入割合が高いものの7.2%にすぎず、不動産業・物品賃貸業、生活関連サービス業・娯楽業、医療・福祉業では全く導入されていなかった。

Q1S4　現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ証書

※全体ベース（n=1,986）

		n=	導入済み	導入していないが検討中	検討したが見送った	検討していない
全体		(1,986)	7.3	14.4	6.1	72.3
中小企業・業種	建設業	(103)	1.0	3.9	4.9	90.3
	製造業	(103)	4.9	4.9	5.8	84.5
	電気・ガス・熱供給・水道業	(97)	7.2	22.7	8.2	61.9
	情報通信業	(103)	1.9	7.8	2.9	87.4
	運輸業，郵便業	(103)	3.9	15.5	2.9	77.7
	卸売業，小売業	(103)	1.0	3.9	3.9	91.3
	金融業，保険業	(103)	4.9	4.9	7.8	82.5
	不動産業，物品賃貸業	(103)	3.9	3.9		92.2
	学術研究，専門・技術サービス業	(103)	1.9	6.8	1.9	89.3
	宿泊業，飲食サービス業	(103)	1.9	5.8	1.9	90.3
	生活関連サービス業，娯楽業	(103)		5.8	8.7	85.4
	教育，学習支援業	(103)	2.9	5.8	1.9	89.3
	医療，福祉	(103)		7.8	1.9	90.3
	複合サービス事業	(62)	4.8	19.4	11.3	64.5
	サービス業	(103)	2.9	6.8	3.9	86.4

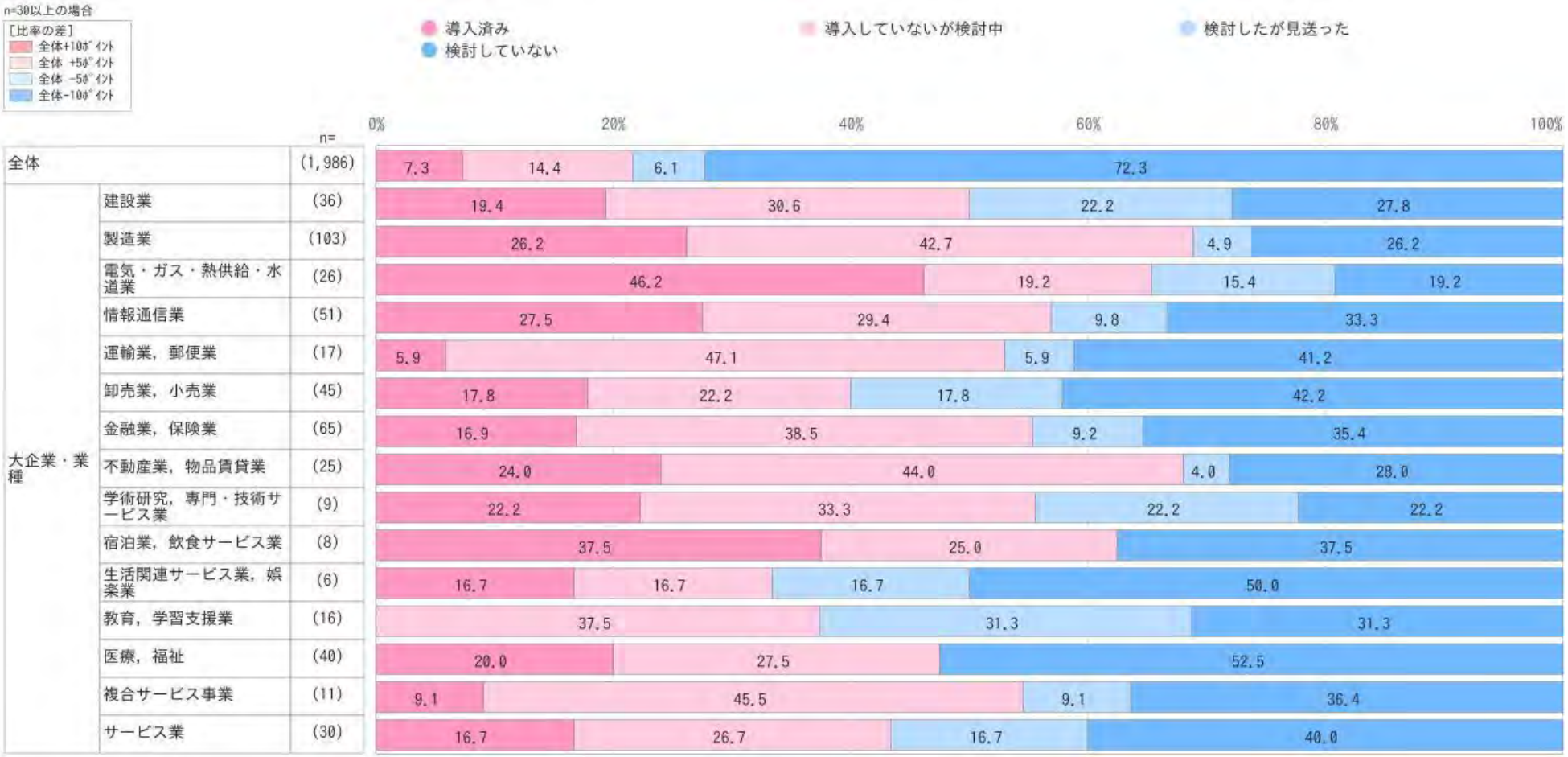
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力調達の手法:再エネ証書(大企業)

- 大企業では、電気・ガス・熱供給・水道業、宿泊業・飲食サービス業で導入済みの割合が高かったが、教育・学習支援業では導入されていなかった。

Q1S4 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ証書

※全体ベース(n=1,986)



		n=	導入済み	導入していないが検討中	検討したが見送った	検討していない
全体		(1,986)	7.3	14.4	6.1	72.3
大企業・業種	建設業	(36)	19.4	30.6	22.2	27.8
	製造業	(103)	26.2	42.7	4.9	26.2
	電気・ガス・熱供給・水道業	(26)	46.2	19.2	15.4	19.2
	情報通信業	(51)	27.5	29.4	9.8	33.3
	運輸業，郵便業	(17)	5.9	47.1	5.9	41.2
	卸売業，小売業	(45)	17.8	22.2	17.8	42.2
	金融業，保険業	(65)	16.9	38.5	9.2	35.4
	不動産業，物品賃貸業	(25)	24.0	44.0	4.0	28.0
	学術研究，専門・技術サービス業	(9)	22.2	33.3	22.2	22.2
	宿泊業，飲食サービス業	(8)	37.5	25.0	37.5	
	生活関連サービス業，娯楽業	(6)	16.7	16.7	16.7	50.0
	教育，学習支援業	(16)	37.5	31.3	31.3	
	医療，福祉	(40)	20.0	27.5	52.5	
	複合サービス事業	(11)	9.1	45.5	9.1	36.4
	サービス業	(30)	16.7	26.7	16.7	40.0

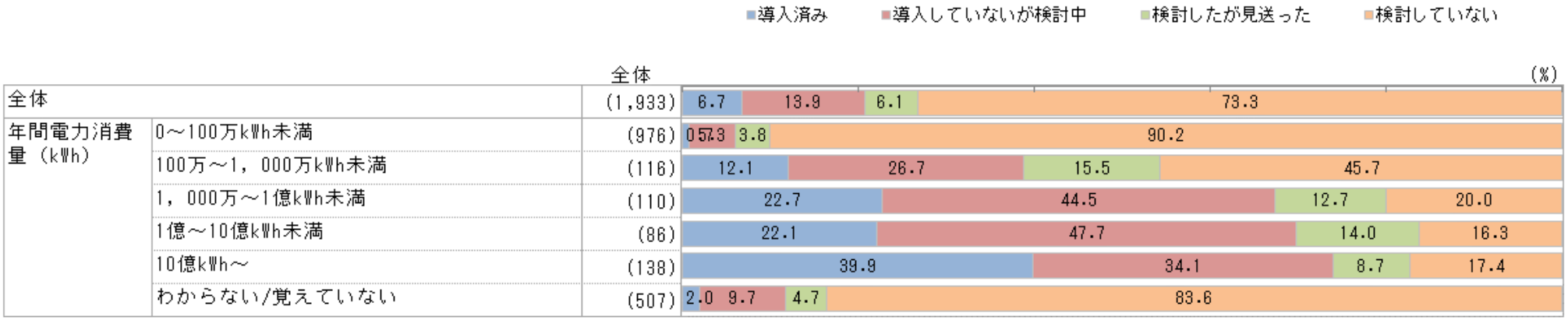
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力調達の手法:再エネ証書(電力消費量別)

- 電力消費量の多い企業、特に10億kWh以上の企業では導入済みが4割程度に上った。

Q1S4 現在取り組まれている再エネ電力調達について、それぞれの調達手法に関してご状況を教えてください。
再エネ証書

※全体ベース(n=1,986)



		全体	導入済み	導入していないが検討中	検討したが見送った	検討していない
全体		(1,933)	6.7	13.9	6.1	73.3
年間電力消費量(kWh)	0～100万kWh未満	(976)	0.5	7.3	3.8	90.2
	100万～1,000万kWh未満	(116)	12.1	26.7	15.5	45.7
	1,000万～1億kWh未満	(110)	22.7	44.5	12.7	20.0
	1億～10億kWh未満	(86)	22.1	47.7	14.0	16.3
	10億kWh～	(138)	39.9	34.1	8.7	17.4
	わからない/覚えていない	(507)	2.0	9.7	4.7	83.6

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する企業需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①再エネ電力調達に関する取り組み状況
   - ②再エネ電力調達全般に関する設問
   - ③自家発電に関する設問
   - ④再エネ電力メニューに関する設問
   - ⑤PPAに関する設問
   - ⑥再エネ証書に関する設問

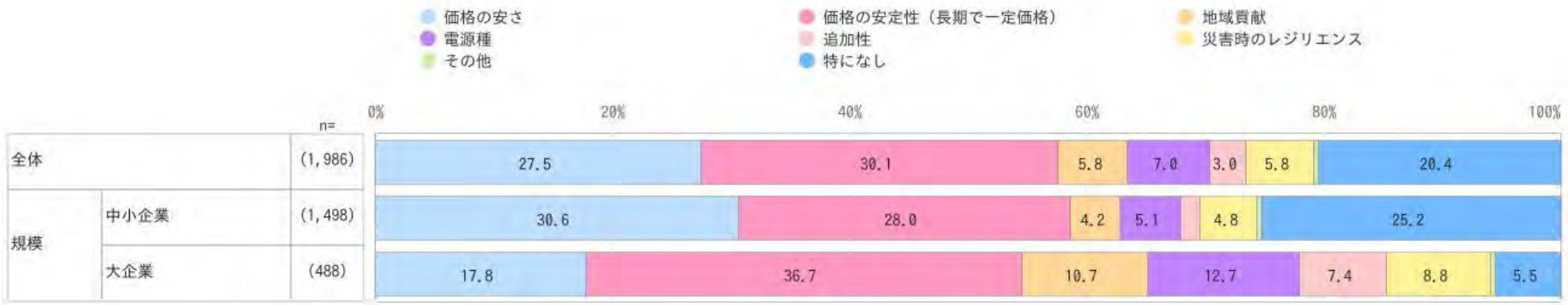
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力調達の最重視ポイント

- **再エネ調達の最重視ポイントは以下の通り**
- 全体では「価格の安定性（長期で一定価格）」が30%と最も高く、「価格の安さ」（28%）が続く。
- 大企業では「価格の安定性（長期で一定価格）」（37%）重視度が高く、「価格の安さ」（18%）を上回っている。
- 中小企業の結果は、概ね全体と近似するが、「特になし」（25%）がやや多い。中小企業においては、電気・ガス・熱供給・水道業や複合サービス事業で「地域貢献」や「電源種」などの重視度が相対的に高い。

Q2
再エネ調達全般について、自社で検討する際の最も重視する（した）ポイントについて教えてください。

※全体ベース（n=1,986）



		n=							
全体		(1,986)	27.5	30.1	5.8	7.0	3.0	5.8	20.4
規模	中小企業	(1,498)	30.6	28.0	4.2	5.1	4.8	25.2	
	大企業	(488)	17.8	36.7	10.7	12.7	7.4	8.8	5.5

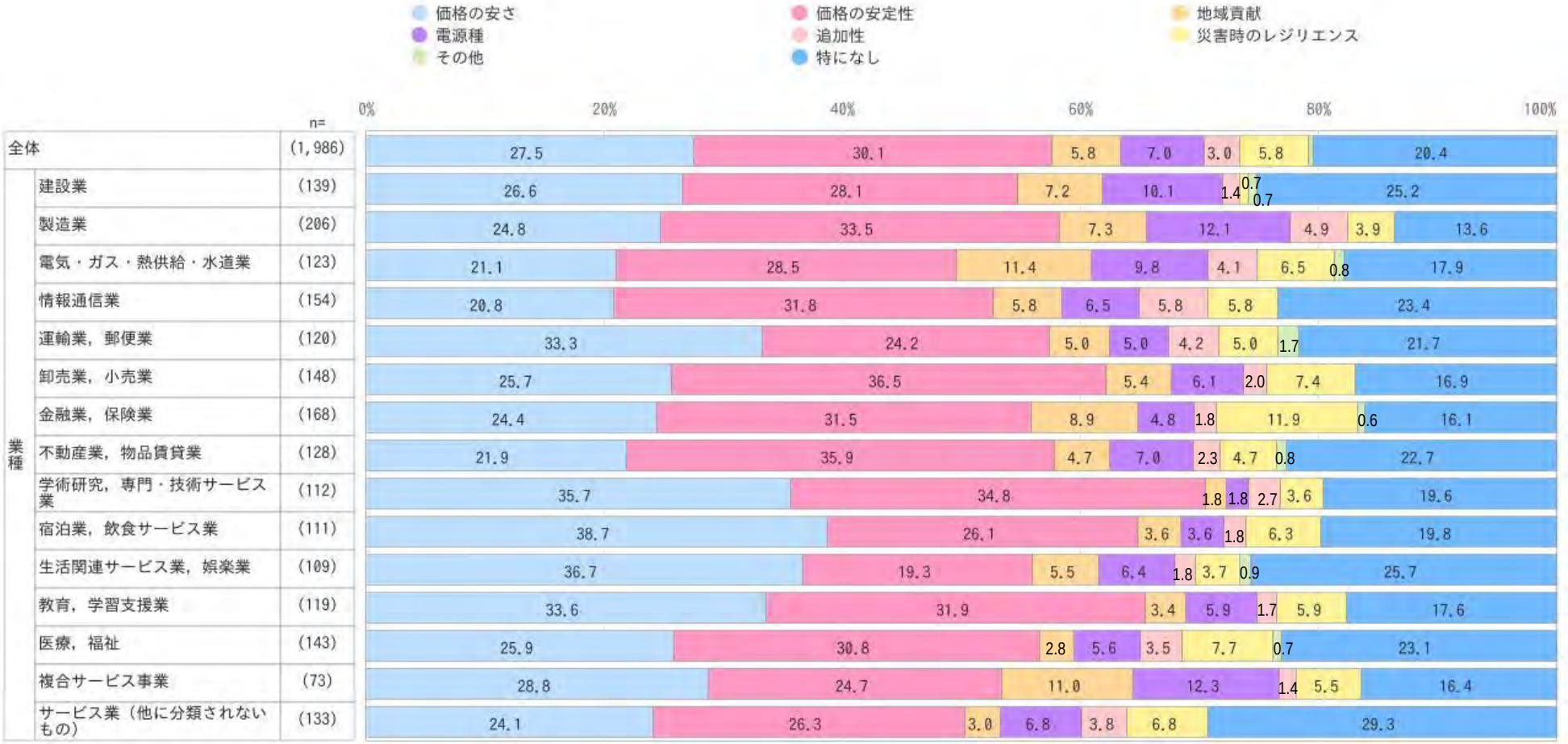
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の最重視ポイント（業種別）

- 宿泊業・飲食サービス業、生活サービス業・娯楽業、学術研究・専門・技術サービス業では４割近くが価格の安さを重視していた。

Q2
再エネ調達全般について、自社で検討する際の最も重視する（した）ポイントについて教えてください。

※全体ベース（n=1,986）



業種		n=
全体		(1,986)
	建設業	(139)
	製造業	(206)
	電気・ガス・熱供給・水道業	(123)
	情報通信業	(154)
	運輸業，郵便業	(120)
	卸売業，小売業	(148)
	金融業，保険業	(168)
	不動産業，物品賃貸業	(128)
	学術研究，専門・技術サービス業	(112)
	宿泊業，飲食サービス業	(111)
	生活関連サービス業，娯楽業	(109)
	教育，学習支援業	(119)
	医療，福祉	(143)
	複合サービス事業	(73)
	サービス業（他に分類されないもの）	(133)

業種	価格の安さ	価格の安定性	電源種	追加性	その他	地域貢献	災害時のレジリエンス	特になし
全体	27.5	30.1	5.8	7.0	3.0	5.8		20.4
建設業	26.6	28.1	7.2	10.1	1.4	0.7	0.7	25.2
製造業	24.8	33.5	7.3	12.1	4.9	3.9		13.6
電気・ガス・熱供給・水道業	21.1	28.5	11.4	9.8	4.1	6.5	0.8	17.9
情報通信業	20.8	31.8	5.8	6.5	5.8	5.8		23.4
運輸業，郵便業	33.3	24.2	5.0	5.0	4.2	5.0	1.7	21.7
卸売業，小売業	25.7	36.5	5.4	6.1	2.0	7.4		16.9
金融業，保険業	24.4	31.5	8.9	4.8	1.8	11.9	0.6	16.1
不動産業，物品賃貸業	21.9	35.9	4.7	7.0	2.3	4.7	0.8	22.7
学術研究，専門・技術サービス業	35.7	34.8	1.8	1.8	2.7	3.6		19.6
宿泊業，飲食サービス業	38.7	26.1	3.6	3.6	1.8	6.3		19.8
生活関連サービス業，娯楽業	36.7	19.3	5.5	6.4	1.8	3.7	0.9	25.7
教育，学習支援業	33.6	31.9	3.4	5.9	1.7	5.9		17.6
医療，福祉	25.9	30.8	2.8	5.6	3.5	7.7	0.7	23.1
複合サービス事業	28.8	24.7	11.0	12.3	1.4	5.5		16.4
サービス業（他に分類されないもの）	24.1	26.3	3.0	6.8	3.8	6.8		29.3

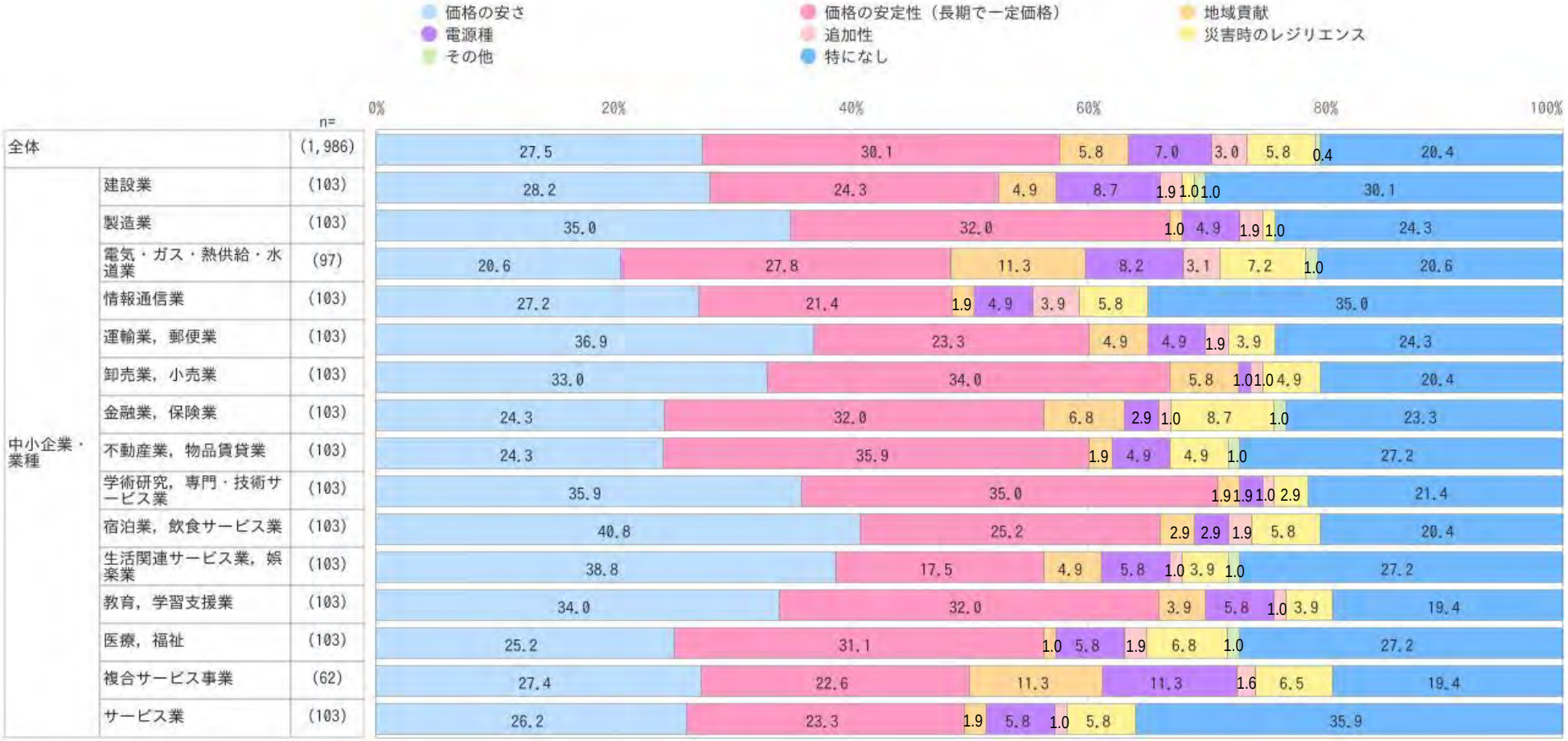
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の最重視ポイント（中小企業）

- 中小企業では、宿泊・飲食サービス業、運輸・郵便業、学術研究・専門・技術サービス業では４割近くが価格の安さを重視していた。

Q2
再エネ調達全般について、自社で検討する際の最も重視する（した）ポイントについて教えてください。

※全体ベース（n=1,986）



		n=	価格の安さ	価格の安定性（長期で一定価格）	地域貢献	電源種	追加性	災害時のレジリエンス	その他	特になし
全体		(1,986)	27.5	30.1	5.8	7.0	3.0	5.8	0.4	20.4
中小企業・業種	建設業	(103)	28.2	24.3	4.9	8.7	1.9	1.0	1.0	30.1
	製造業	(103)	35.0	32.0	1.0	4.9	1.9	1.0		24.3
	電気・ガス・熱供給・水道業	(97)	20.6	27.8	11.3	8.2	3.1	7.2	1.0	20.6
	情報通信業	(103)	27.2	21.4	1.9	4.9	3.9	5.8		35.0
	運輸業，郵便業	(103)	36.9	23.3	4.9	4.9	1.9	3.9		24.3
	卸売業，小売業	(103)	33.0	34.0	5.8	1.0	1.0	4.9		20.4
	金融業，保険業	(103)	24.3	32.0	6.8	2.9	1.0	8.7	1.0	23.3
	不動産業，物品賃貸業	(103)	24.3	35.9	1.9	4.9	4.9	1.0		27.2
	学術研究，専門・技術サービス業	(103)	35.9	35.0	1.9	1.9	1.0	2.9		21.4
	宿泊業，飲食サービス業	(103)	40.8	25.2	2.9	2.9	1.9	5.8		20.4
	生活関連サービス業，娯楽業	(103)	38.8	17.5	4.9	5.8	1.0	3.9	1.0	27.2
	教育，学習支援業	(103)	34.0	32.0	3.9	5.8	1.0	3.9		19.4
	医療，福祉	(103)	25.2	31.1	1.0	5.8	1.9	6.8	1.0	27.2
	複合サービス事業	(62)	27.4	22.6	11.3	11.3	1.6	6.5		19.4
	サービス業	(103)	26.2	23.3	1.9	5.8	1.0	5.8		35.9

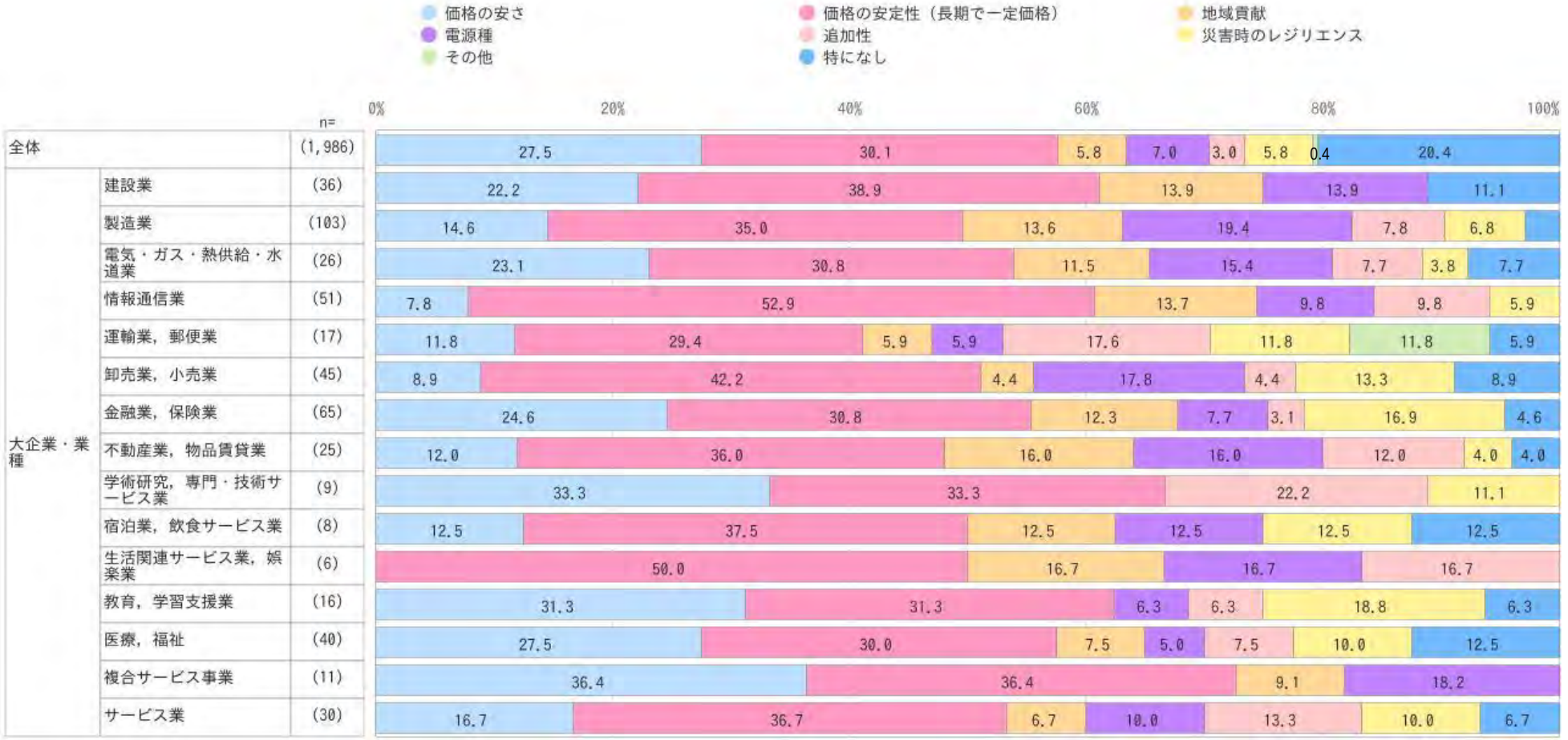
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の最重視ポイント（大企業）

- 大企業では、情報通信業、生活関連サービス業・娯楽業では半数以上が価格の安定性を重視していた。

Q2
再エネ調達全般について、自社で検討する際の最も重視する（した）ポイントについて教えてください。

※全体ベース（n=1,986）



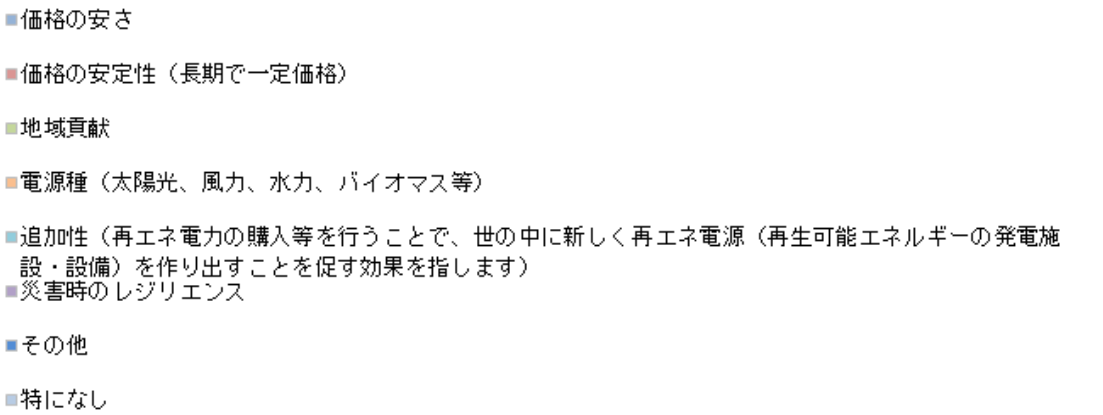
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力調達の最重視ポイント（電力消費量別）

- 「価格の安定性」は特にやや電力消費量の多い（1,000万～1億kWh未満）企業で4割以上が重視していた。

Q2
再エネ調達全般について、自社で検討する際の最も重視する(した)ポイントについて教えてください。

※全体ベース（n=1,986）



		全体	価格の安さ	価格の安定性（長期で一定価格）	地域貢献	電源種（太陽光、風力、水力、バイオマス等）	追加性（再エネ電力の購入等を行うことで、世の中に新しく再エネ電源（再生可能エネルギーの発電施設・設備）を作り出すことを促す効果を指します）	災害時のレジリエンス	その他	特になし
										(%)
全体		(1,933)	27.6	30.0	5.5	6.8	2.9	5.8	0.4	21.1
年間電力消費量（kWh）	0～100万kWh未満	(976)	31.1	28.0	3.9	4.3	1.2	4.2	0.4	26.8
	100万～1，000万kWh未満	(116)	26.7	38.8	7.8	9.5	1.7	12.1		3.4
	1，000万～1億kWh未満	(110)	18.2	44.5	10.0	13.6	5.5	5.5		2.7
	1億～10億kWh未満	(86)	19.8	31.4	15.1	16.3	9.3	7.0		1.2
	10億kWh～	(138)	17.4	29.0	10.1	15.2	12.3	9.4	0.7	5.8
	わからない/覚えていない	(507)	27.2	28.6	4.1	5.5	2.2	6.3	0.4	25.6

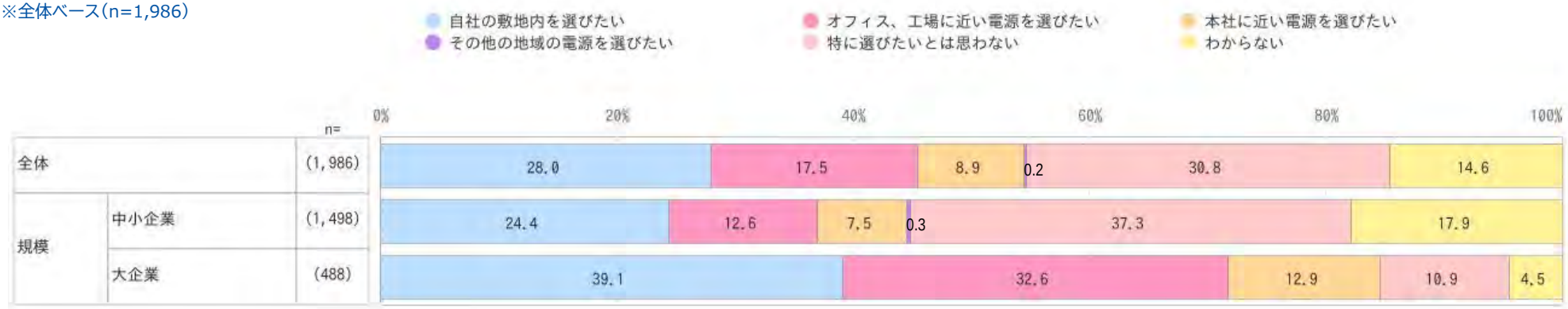
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電源・再エネ証書立地場所の選択

- **再エネ電源・再エネ証書立地場所の選択は以下の通り**
- 立地選択を望む割合は55%(100%－「特に選びたいとは思わない」31%・「わからない」15%で算出)であった。内訳としては、「自社の敷地内を選びたい」(28%)と「オフィス、工場に近い電源を選びたい」(18%)などが上位となる。
- 立地選択を望む割合は、大企業では85%に及ぶのに対して、中小企業では45%にとどまる。
- 中小企業で、立地選択を望む割合が高いのは、電気・ガス・熱供給・水道業(59%)、複合サービス事業(68%)、製造業(55%)など。
- 大企業のうち、回答者数が多い業種で立地選択を望む割合が高いのは、製造業(94%)、電気・ガス・熱供給・水道業(92%)などである。

Q3
再エネ調達を検討する場合に、調達する再エネ電源や再エネ証書の立地場所を選択できるとしたら、貴社では選択したいと思いますか、また選択する場合はどのような地域を選びたいですか。
最も当てはまるものをご回答ください。

※全体ベース(n=1,986)



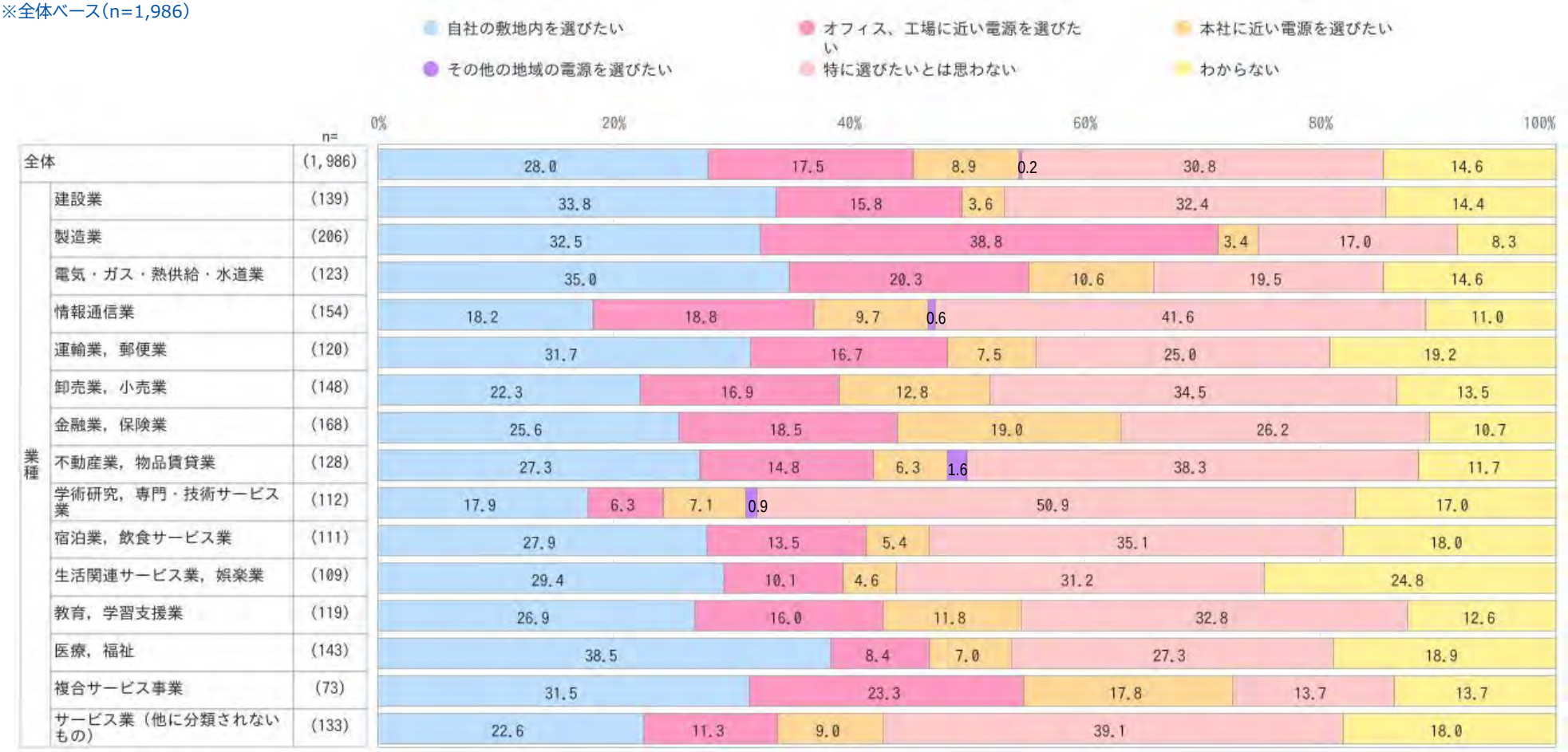
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電源・再エネ証書立地場所の選択（業種別）

- 「自社の敷地内を選びたい」の回答が医療・福祉業、電気・ガス・熱供給・水道業で４割近かった。

Q3
再エネ調達を検討する場合に、調達する再エネ電源や再エネ証書の立地場所を選択できるとしたら、貴社では選択したいと思いますか、また選択する場合はどのような地域を選びたいですか。
最も当てはまるものをご回答ください。

※全体ベース（n=1,986）



業種	n=
全体	(1,986)
建設業	(139)
製造業	(206)
電気・ガス・熱供給・水道業	(123)
情報通信業	(154)
運輸業，郵便業	(120)
卸売業，小売業	(148)
金融業，保険業	(168)
不動産業，物品賃貸業	(128)
学術研究，専門・技術サービス業	(112)
宿泊業，飲食サービス業	(111)
生活関連サービス業，娯楽業	(109)
教育，学習支援業	(119)
医療，福祉	(143)
複合サービス事業	(73)
サービス業（他に分類されないもの）	(133)

業種	自社の敷地内を選びたい	オフィス、工場に近い電源を選びたい	本社に近い電源を選びたい	その他の地域の電源を選びたい	特に選びたいとは思わない	わからない
全体	28.0	17.5	8.9	0.2	30.8	14.6
建設業	33.8	15.8	3.6		32.4	14.4
製造業	32.5	38.8	3.4		17.0	8.3
電気・ガス・熱供給・水道業	35.0	20.3	10.6		19.5	14.6
情報通信業	18.2	18.8	9.7	0.6	41.6	11.0
運輸業，郵便業	31.7	16.7	7.5		25.0	19.2
卸売業，小売業	22.3	16.9	12.8		34.5	13.5
金融業，保険業	25.6	18.5	19.0		26.2	10.7
不動産業，物品賃貸業	27.3	14.8	6.3	1.6	38.3	11.7
学術研究，専門・技術サービス業	17.9	6.3	7.1	0.9	50.9	17.0
宿泊業，飲食サービス業	27.9	13.5	5.4		35.1	18.0
生活関連サービス業，娯楽業	29.4	10.1	4.6		31.2	24.8
教育，学習支援業	26.9	16.0	11.8		32.8	12.6
医療，福祉	38.5	8.4	7.0		27.3	18.9
複合サービス事業	31.5	23.3	17.8		13.7	13.7
サービス業（他に分類されないもの）	22.6	11.3	9.0		39.1	18.0

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電源・再エネ証書立地場所の選択（中小企業）

- 中小企業では、「特に選びたいとは思わない」の回答が多く、その傾向は学術研究・専門・技術サービス業、情報通信業で半数以上の回答が見られた。

Q3
再エネ調達を検討する場合に、調達する再エネ電源や再エネ証書の立地場所を選択できるとしたら、貴社では選択したいと思いますか、また選択する場合はどのような地域を選びたいですか。
最も当てはまるものをご回答ください。

※全体ベース（n=1,986）

		n=	自社の敷地内を選びたい	オフィス、工場に近い電源を選びたい	本社に近い電源を選びたい	その他の地域の電源を選びたい	特に選びたいとは思わない	わからない
全体		(1,986)	28.0	17.5	8.9		30.8	14.6
中小企業・業種	建設業	(103)	33.0	8.7	1.9		38.8	17.5
	製造業	(103)	25.2	26.2	3.9		31.1	13.6
	電気・ガス・熱供給・水道業	(97)	32.0	19.6	7.2		22.7	18.6
	情報通信業	(103)	11.7	12.6	7.8	1.0	52.4	14.6
	運輸業，郵便業	(103)	32.0	15.5	5.8		26.2	20.4
	卸売業，小売業	(103)	20.4	10.7	8.7		44.7	15.5
	金融業，保険業	(103)	19.4	11.7	17.5		37.9	13.6
	不動産業，物品賃貸業	(103)	23.3	8.7	5.8	1.9	45.6	14.6
	学術研究，専門・技術サービス業	(103)	14.6	5.8	5.8	1.0	54.4	18.4
	宿泊業，飲食サービス業	(103)	28.2	12.6	3.9		36.9	18.4
	生活関連サービス業，娯楽業	(103)	28.2	7.8	4.9		33.0	26.2
	教育，学習支援業	(103)	25.2	14.6	10.7		35.0	14.6
	医療，福祉	(103)	29.1	8.7	7.8		29.1	25.2
	複合サービス事業	(62)	30.6	19.4	17.7		16.1	16.1
	サービス業	(103)	16.5	8.7	7.8		46.6	20.4

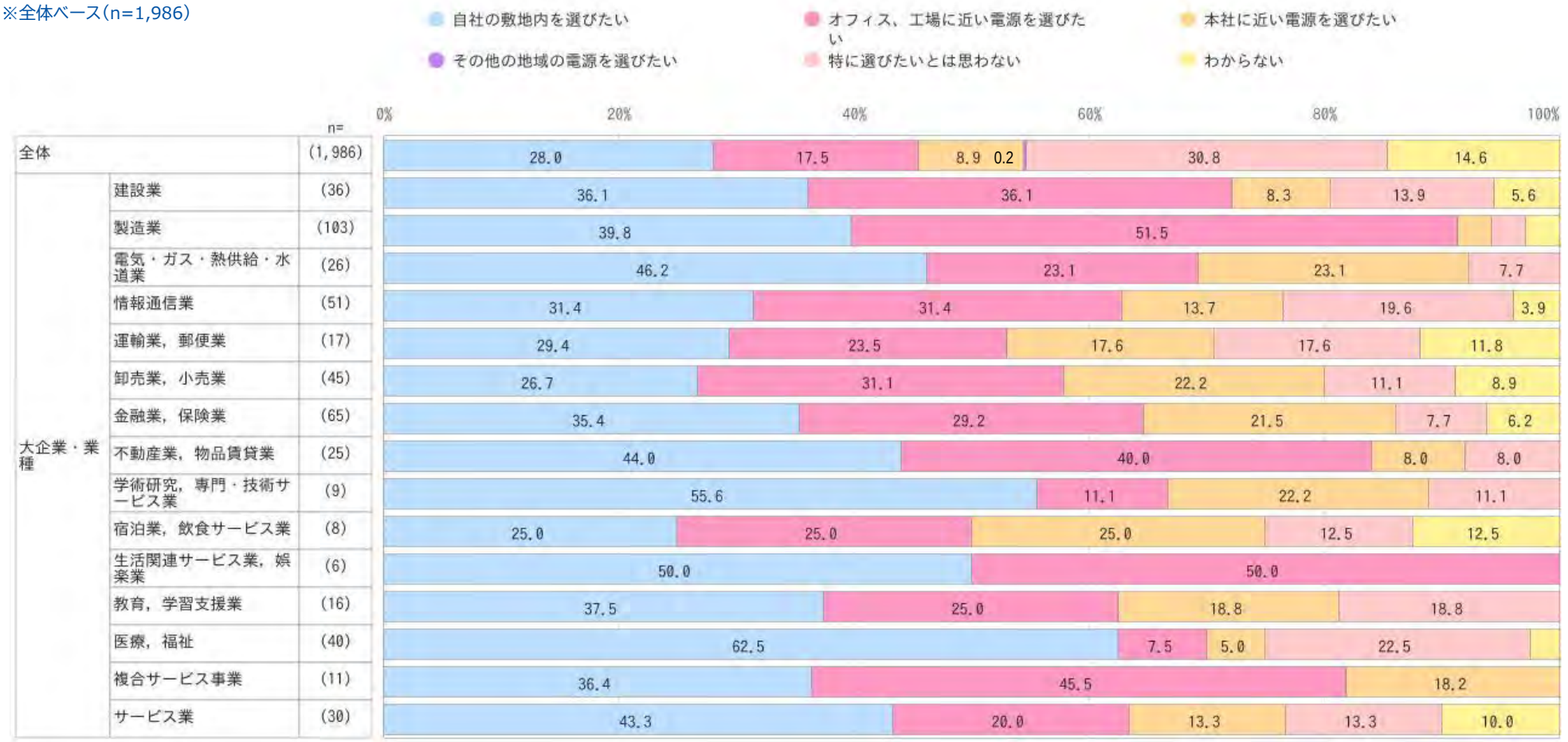
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電源・再エネ証書立地場所の選択（大企業）

- 大企業では、医療・福祉業では6割近くが「自社の敷地内を選びたい」と、製造業、生活関連サービス業・娯楽業では半数以上が「オフィス、工場に近い電源を選びたい」と回答していた。

Q3
再エネ調達を検討する場合に、調達する再エネ電源や再エネ証書の立地場所を選択できるとしたら、貴社では選択したいと思いますか、また選択する場合はどのような地域を選びたいですか。
最も当てはまるものをご回答ください。

※全体ベース（n=1,986）



		n=	自社の敷地内を選びたい	オフィス、工場に近い電源を選びたい	本社に近い電源を選びたい	その他の地域の電源を選びたい	特に選びたいとは思わない	わからない
全体		(1,986)	28.0	17.5	8.9	0.2	30.8	14.6
大企業・業種	建設業	(36)	36.1	36.1	8.3		13.9	5.6
	製造業	(103)	39.8	51.5				
	電気・ガス・熱供給・水道業	(26)	46.2	23.1	23.1		7.7	
	情報通信業	(51)	31.4	31.4	13.7		19.6	3.9
	運輸業，郵便業	(17)	29.4	23.5	17.6		17.6	11.8
	卸売業，小売業	(45)	26.7	31.1	22.2		11.1	8.9
	金融業，保険業	(65)	35.4	29.2	21.5		7.7	6.2
	不動産業，物品賃貸業	(25)	44.0	40.0	8.0			8.0
	学術研究，専門・技術サービス業	(9)	55.6	11.1	22.2		11.1	
	宿泊業，飲食サービス業	(8)	25.0	25.0	25.0		12.5	12.5
	生活関連サービス業，娯楽業	(6)	50.0	50.0				
	教育，学習支援業	(16)	37.5	25.0	18.8		18.8	
	医療，福祉	(40)	62.5	7.5	5.0		22.5	
	複合サービス事業	(11)	36.4	45.5			18.2	
	サービス業	(30)	43.3	20.0	13.3		13.3	10.0

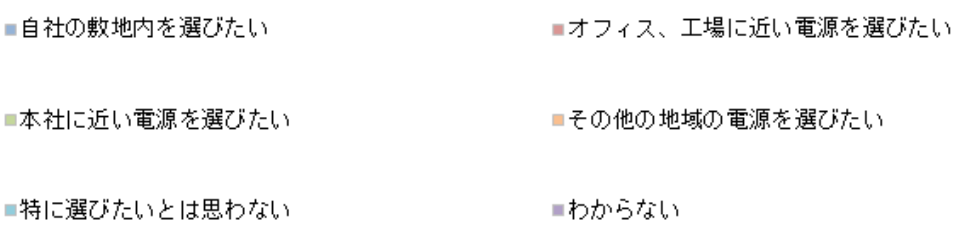
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電源・再エネ証書立地場所の選択（電力消費量別）

- 電力消費量の少ない企業では「特に選びたいとは思わない」が突出して4割以上。それ以外の企業は「自社の敷地内を選びたい」「オフィス、工場に近い電源を選びたい」傾向が顕著。

Q3
再エネ調達を検討する場合に、調達する再エネ電源や再エネ証書の立地場所を選択できるとしたら、貴社では選択したいと思いますか、また選択する場合はどのような地域を選びたいですか。
最も当てはまるものをご回答ください。

※全体ベース（n=1,986）



		全体	自社の敷地内を選びたい	オフィス、工場に近い電源を選びたい	本社に近い電源を選びたい	その他の地域の電源を選びたい	特に選びたいとは思わない	わからない
全体		(1,933)	27.7	17.0	8.6	0.2	31.2	15.2
年間電力消費量（kWh）	0～100万kWh未満	(976)	24.6	10.2	6.9	0.3	42.3	15.7
	100万～1，000万kWh未満	(116)	46.6	25.0	12.1	0.9	12.9	2.6
	1，000万～1億kWh未満	(110)	41.8	45.5	9.1	2.7	0.9	
	1億～10億kWh未満	(86)	41.9	36.0	15.1	4.7	2.3	
	10億kWh～	(138)	42.0	37.7	9.4	7.2	3.6	
	わからない/覚えていない	(507)	20.1	13.0	9.9	31.4	25.6	

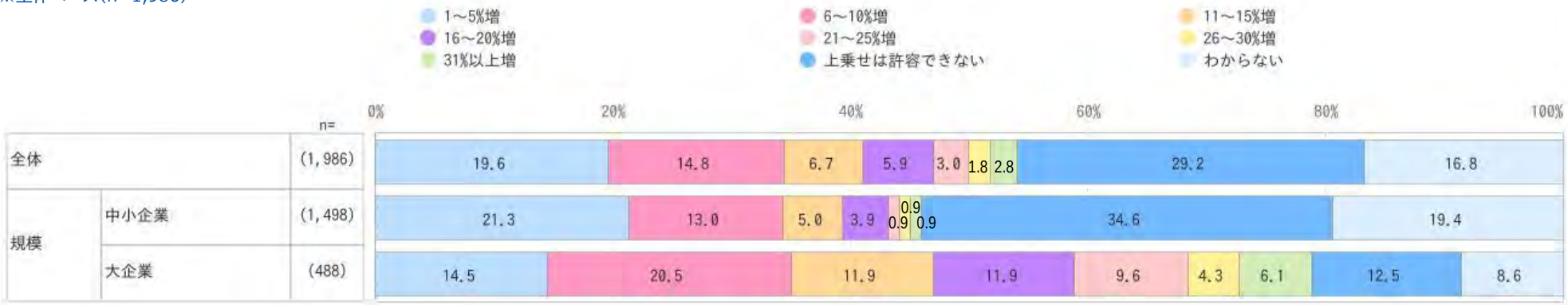
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ調達の価格許容度

- **再エネ調達の価格許容度は以下の通り**
- 価格の上乗せを許容できる割合は54%(100%－「上乗せは許容できない」29%・「わからない」17%で算出)。許容できる上乗せ割合は、「1～5%増」(20%) 、「6～10%増」(15%)などで、11%以上を許容できる割合は計20%である。
- 中小企業では、上乗せを許容できる割合は46%と半数以下となる他、11%以上の許容割合も計12%と、上乗せに対しては厳しい見方が強い。中小企業において、上乗せを許容する割合が特に大きいのは、電気・ガス・熱供給・水道業(66%)と複合サービス事業(68%)である。
- 一方、大企業では、上乗せを許容できる割合が79%、11%以上の上乗せ許容割合も44%と、価格上乗せに対する余地が大きいことを窺わせる。

Q4
再エネ調達を検討する場合に、通常の電気代と比較して何%程度であれば上乗せを許容できますか。

※全体ベース(n=1,986)



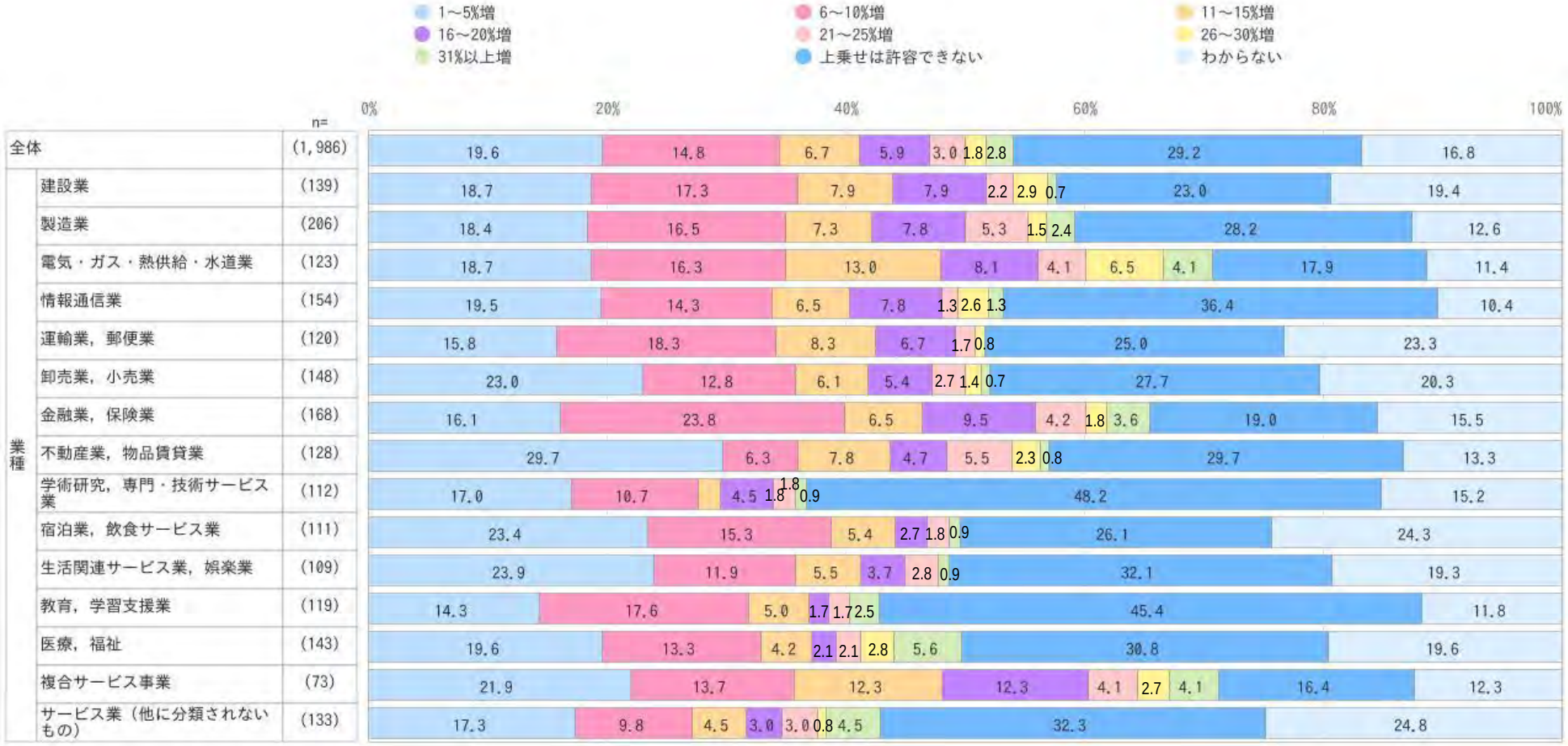
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ調達の上乗せ許容度（業種別）

- 「上乗せは許容できない」の回答が多く、特に学術研究・専門・技術サービス業、教育・学習支援業でその傾向が強く見られた。

Q4
再エネ調達を検討する場合に、通常の電気代と比較して何%程度であれば上乗せを許容できますか。

※全体ベース（n=1,986）



		n=	1～5%増	6～10%増	11～15%増	16～20%増	21～25%増	26～30%増	31%以上増	上乗せは許容できない	わからない
全体		(1,986)	19.6	14.8	6.7	5.9	3.0	1.8	2.8	29.2	16.8
業種	建設業	(139)	18.7	17.3	7.9	7.9	2.2	2.9	0.7	23.0	19.4
	製造業	(206)	18.4	16.5	7.3	7.8	5.3	1.5	2.4	28.2	12.6
	電気・ガス・熱供給・水道業	(123)	18.7	16.3	13.0	8.1	4.1	6.5	4.1	17.9	11.4
	情報通信業	(154)	19.5	14.3	6.5	7.8	1.3	2.6	1.3	36.4	10.4
	運輸業，郵便業	(120)	15.8	18.3	8.3	6.7	1.7	0.8		25.0	23.3
	卸売業，小売業	(148)	23.0	12.8	6.1	5.4	2.7	1.4	0.7	27.7	20.3
	金融業，保険業	(168)	16.1	23.8	6.5	9.5	4.2	1.8	3.6	19.0	15.5
	不動産業，物品賃貸業	(128)	29.7	6.3	7.8	4.7	5.5	2.3	0.8	29.7	13.3
	学術研究，専門・技術サービス業	(112)	17.0	10.7	4.5	1.8	1.8	0.9		48.2	15.2
	宿泊業，飲食サービス業	(111)	23.4	15.3	5.4	2.7	1.8	0.9		26.1	24.3
	生活関連サービス業，娯楽業	(109)	23.9	11.9	5.5	3.7	2.8	0.9		32.1	19.3
	教育，学習支援業	(119)	14.3	17.6	5.0	1.7	1.7	2.5		45.4	11.8
	医療，福祉	(143)	19.6	13.3	4.2	2.1	2.1	2.8	5.6	30.8	19.6
	複合サービス事業	(73)	21.9	13.7	12.3	12.3	4.1	2.7	4.1	16.4	12.3
	サービス業（他に分類されないもの）	(133)	17.3	9.8	4.5	3.0	3.0	0.8	4.5	32.3	24.8

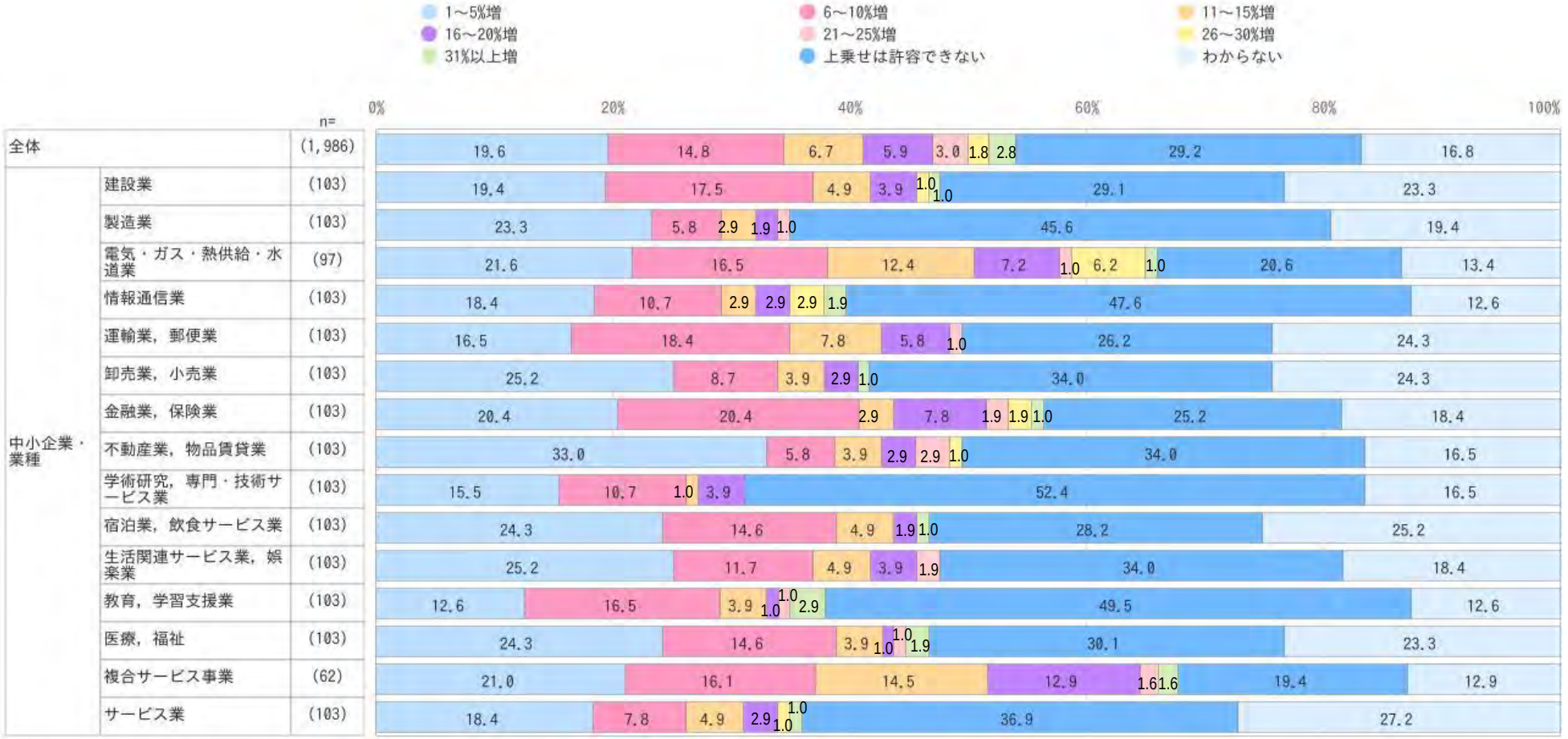
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ調達の上乗せ許容度（中小企業）

- 中小企業では、「上乗せは許容できない」の回答が多く、特に学術研究・専門・技術サービス業、情報通信業でその傾向が強く見られた。

Q4
再エネ調達を検討する場合に、通常の電気代と比較して何%程度であれば上乗せを許容できますか。

※全体ベース（n=1,986）



		n=	1～5%増	6～10%増	11～15%増	16～20%増	21～25%増	26～30%増	31%以上増	上乗せは許容できない	わからない
全体		(1,986)	19.6	14.8	6.7	5.9	3.0	1.8	2.8	29.2	16.8
中小企業・業種	建設業	(103)	19.4	17.5	4.9	3.9	1.0	1.0		29.1	23.3
	製造業	(103)	23.3	5.8	2.9	1.9	1.0			45.6	19.4
	電気・ガス・熱供給・水道業	(97)	21.6	16.5	12.4	7.2	1.0	6.2	1.0	20.6	13.4
	情報通信業	(103)	18.4	10.7	2.9	2.9	2.9	1.9		47.6	12.6
	運輸業，郵便業	(103)	16.5	18.4	7.8	5.8	1.0			26.2	24.3
	卸売業，小売業	(103)	25.2	8.7	3.9	2.9	1.0			34.0	24.3
	金融業，保険業	(103)	20.4	20.4	2.9	7.8	1.9	1.9	1.0	25.2	18.4
	不動産業，物品賃貸業	(103)	33.0	5.8	3.9	2.9	2.9	1.0		34.0	16.5
	学術研究，専門・技術サービス業	(103)	15.5	10.7	1.0	3.9				52.4	16.5
	宿泊業，飲食サービス業	(103)	24.3	14.6	4.9	1.9	1.0			28.2	25.2
	生活関連サービス業，娯楽業	(103)	25.2	11.7	4.9	3.9	1.9			34.0	18.4
	教育，学習支援業	(103)	12.6	16.5	3.9	1.0	1.0	2.9		49.5	12.6
	医療，福祉	(103)	24.3	14.6	3.9	1.0	1.0	1.9		30.1	23.3
	複合サービス事業	(62)	21.0	16.1	14.5	12.9	1.6	1.6		19.4	12.9
	サービス業	(103)	18.4	7.8	4.9	2.9	1.0	1.0		36.9	27.2

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ調達の上乗せ許容度（大企業）

- 大企業では、「上乗せは許容できない」の回答が少なく、医療・福祉業で3割、生活関連サービス業・娯楽業で2割程度だった。

Q4
再エネ調達を検討する場合に、通常の電気代と比較して何%程度であれば上乗せを許容できますか。

※全体ベース（n=1,986）

		n=	1～5%増	6～10%増	11～15%増	16～20%増	21～25%増	26～30%増	31%以上増	上乗せは許容できない	わからない
全体		(1,986)	19.6	14.8	6.7	5.9	3.0	1.8	2.8	29.2	16.8
大企業・業種	建設業	(36)	16.7	16.7	16.7	19.4	8.3	8.3	5.6	8.3	
	製造業	(103)	13.6	27.2	11.7	13.6	9.7	2.9	4.9	10.7	5.8
	電気・ガス・熱供給・水道業	(26)	7.7	15.4	15.4	11.5	15.4	7.7	15.4	7.7	3.8
	情報通信業	(51)	21.6	21.6	13.7	17.6	3.9	2.0	13.7	5.9	
	運輸業，郵便業	(17)	11.8	17.6	11.8	11.8	5.9	5.9	17.6	17.6	
	卸売業，小売業	(45)	17.8	22.2	11.1	11.1	8.9	4.4	13.3	11.1	
	金融業，保険業	(65)	9.2	29.2	12.3	12.3	7.7	1.5	7.7	9.2	10.8
	不動産業，物品賃貸業	(25)	16.0	8.0	24.0	12.0	16.0	8.0	4.0	12.0	
	学術研究，専門・技術サービス業	(9)	33.3	11.1	11.1	11.1	22.2	11.1			
	宿泊業，飲食サービス業	(8)	12.5	25.0	12.5	12.5	25.0	12.5			
	生活関連サービス業，娯楽業	(6)	16.7	16.7	16.7	16.7	33.3				
	教育，学習支援業	(16)	25.0	25.0	12.5	6.3	6.3	18.8	6.3		
	医療，福祉	(40)	7.5	10.0	5.0	5.0	5.0	10.0	15.0	32.5	10.0
	複合サービス事業	(11)	27.3	9.1	18.2	18.2	18.2	9.1			
	サービス業	(30)	13.3	16.7	3.3	3.3	13.3	16.7	16.7	16.7	

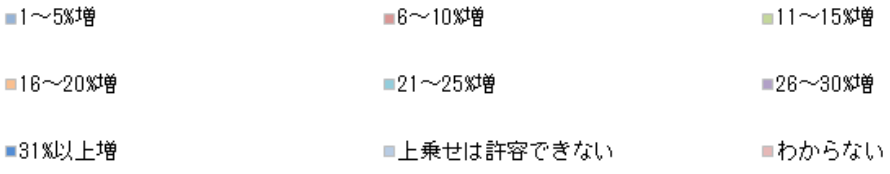
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ調達の上乗せ許容度（電力消費量別）

- 上乗せが許容できない傾向が強かったのは電力消費量の少ない企業で、4割弱の回答があった。

Q4
再エネ調達を検討する場合に、通常の電気代と比較して何%程度であれば上乗せを許容できますか。

※全体ベース（n=1,986）



		全体	(%)
全体		(1,933)	19.5 / 14.7 / 6.5 / 5.7 / 2.8 / 8.0 / 29.3 / 17.6
年間電力消費量（kWh）	0～100万kWh未満	(976)	24.9 / 13.2 / 36.9 / 17.3
	100万～1，000万kWh未満	(116)	14.7 / 27.6 / 15.5 / 15.5 / 5.2 / 0.9 / 17.2 / 3.4
	1，000万～1億kWh未満	(110)	8.2 / 21.8 / 22.7 / 23.6 / 10.0 / 2.7 / 8.2 / 2.7
	1億～10億kWh未満	(86)	9.3 / 12.8 / 18.6 / 16.3 / 14.0 / 10.5 / 5.8 / 9.3 / 3.5
	10億kWh～	(138)	10.9 / 26.8 / 10.1 / 10.1 / 10.9 / 5.8 / 17.4 / 4.3 / 3.6
	わからない/覚えていない	(507)	16.6 / 10.3 / 3.9 / 32.3 / 31.0

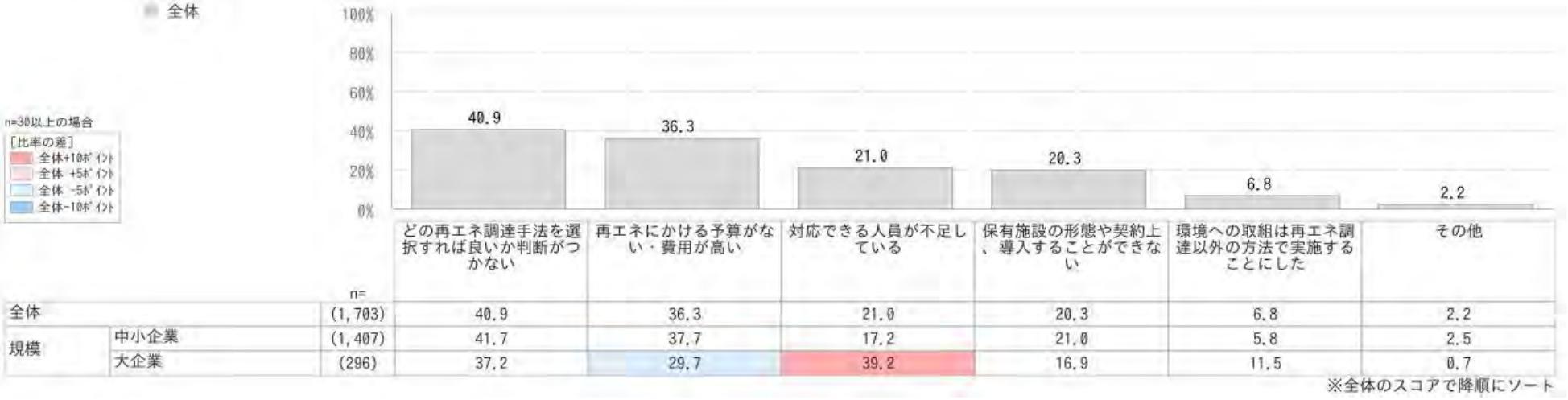
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ見送り理由

- **再エネ見送り理由は以下の通り**
- 見送り理由としては、「どの再エネ調達手法を選択すれば良いか判断がつかない」が41%と最も高く、「再エネにかける予算がない・費用が高い」（36%）が続いた。
- 中小企業のうち、情報通信業や卸売業・小売業では「保有施設の形態や契約上、導入することができない」との回答も目立った。医療・福祉では「どの再エネ調達手法を選択すれば良いか判断がつかない」（58%）が6割近かった。
- 大企業では「対応できる人員が不足している」（39%）が4割近くであり、電気・ガス・熱供給・水道業、卸売業・小売業、金融業・保険業などで「対応できる人員が不足している」の割合が高かった。

Q5
4種類の再エネ調達手法（自家発電、再エネ電力メニュー、PPA、再エネ証書）のうちどれか1種類でも「検討していない」「検討したが見送った」と回答された方にお伺いします。
「検討していない」「検討したが見送った」と選択された再エネ調達手法について、検討または導入しなかった理由はなぜですか。（複数選択可）

※再エネ見送り者ベース（n=1,703）



		n=	どの再エネ調達手法を選択すれば良いか判断がつかない	再エネにかける予算がない・費用が高い	対応できる人員が不足している	保有施設の形態や契約上、導入することができない	環境への取組は再エネ調達以外の方法で実施することにした	その他
全体		(1,703)	40.9	36.3	21.0	20.3	6.8	2.2
規模	中小企業	(1,407)	41.7	37.7	17.2	21.0	5.8	2.5
	大企業	(296)	37.2	29.7	39.2	16.9	11.5	0.7

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ見送り理由(業種別)

- 「どの再エネ調達方法を選択すれば良いか判断がつかない」が医療・福祉業で半数を占め、他の業種でも高い数値を示した。

Q5
4種類の再エネ調達手法(自家発電、再エネ電力メニュー、PPA、再エネ証書)のうちどれか1種類でも「検討していない」「検討したが見送った」と回答された方にお伺いします。
「検討していない」「検討したが見送った」と選択された再エネ調達手法について、検討または導入しなかった理由はなぜですか。(複数選択可)

※再エネ見送り者ベース(n=1,703)

		n=	どの再エネ調達手法を選択すれば良いか判断がつかない	再エネにかける予算がない・費用が高い	対応できる人員が不足している	保有施設の形態や契約上、導入することができない	環境への取組は再エネ調達以外の方法で実施することにした	その他
全体		(1,703)	40.9	36.3	21.0	20.3	6.8	2.2
業種	建設業	(124)	43.5	31.5	27.4	16.9	3.2	3.2
	製造業	(149)	43.0	39.6	32.9	10.7	6.0	1.3
	電気・ガス・熱供給・水道業	(94)	39.4	37.2	23.4	17.0	8.5	1.1
	情報通信業	(131)	32.8	32.8	16.0	38.2	3.8	1.5
	運輸業，郵便業	(104)	38.5	45.2	24.0	13.5	8.7	1.0
	卸売業，小売業	(130)	37.7	33.1	20.8	27.7	9.2	2.3
	金融業，保険業	(138)	37.7	25.4	31.2	23.2	7.2	2.9
	不動産業，物品賃貸業	(112)	42.9	39.3	14.3	15.2	9.8	4.5
	学術研究，専門・技術サービス	(104)	37.5	39.4	8.7	20.2	6.7	4.8
	宿泊業，飲食サービス業	(104)	45.2	34.6	14.4	20.2	6.7	1.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(105)	42.9	38.1	18.1	15.2	6.7	1.9
	教育，学習支援業	(112)	40.2	44.6	21.4	23.2	6.3	1.8
	医療，福祉	(121)	52.9	39.7	21.5	19.0	2.5	0.8
	複合サービス事業	(58)	39.7	32.8	19.0	15.5	12.1	1.7
	サービス業（他に分類されない	(117)	40.2	33.3	14.5	23.9	8.5	2.6

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ見送り理由（中小企業）

- 中小企業では、「どの再エネ調達方法を選択すれば良いか判断がつかない」が医療・福祉業で6割近く、宿泊業・飲食サービス業、建設業でも46～47%程度と高かった。

Q5
4種類の再エネ調達手法（自家発電、再エネ電力メニュー、PPA、再エネ証書）のうちどれか1種類でも「検討していない」「検討したが見送った」と回答された方にお伺いします。
「検討していない」「検討したが見送った」と選択された再エネ調達手法について、検討または導入しなかった理由はなぜですか。（複数選択可）

※再エネ見送り者ベース（n=1,703）

		n=	どの再エネ調達手法を選択すれば良いか判断がつかない	再エネにかける予算がない・費用が高い	対応できる人員が不足している	保有施設の形態や契約上、導入することができない	環境への取組は再エネ調達以外の方法で実施することにした	その他
全体		(1,703)	40.9	36.3	21.0	20.3	6.8	2.2
中小企業・業種	建設業	(100)	46.0	32.0	21.0	17.0	3.0	4.0
	製造業	(96)	45.8	44.8	25.0	13.5	5.2	2.1
	電気・ガス・熱供給・水道業	(80)	37.5	37.5	18.8	17.5	7.5	1.3
	情報通信業	(97)	30.9	34.0	11.3	41.2	2.1	2.1
	運輸業，郵便業	(93)	41.9	44.1	22.6	14.0	8.6	1.1
	卸売業，小売業	(98)	38.8	37.8	15.3	30.6	7.1	3.1
	金融業，保険業	(97)	37.1	25.8	25.8	26.8	5.2	4.1
	不動産業，物品賃貸業	(101)	41.6	40.6	10.9	15.8	8.9	3.0
	学術研究，専門・技術サービス	(100)	37.0	39.0	8.0	21.0	7.0	5.0
	宿泊業，飲食サービス業	(98)	46.9	36.7	13.3	19.4	5.1	1.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(100)	42.0	39.0	16.0	16.0	5.0	2.0
	教育，学習支援業	(100)	38.0	45.0	19.0	26.0	5.0	2.0
	医療，福祉	(98)	58.2	39.8	21.4	17.3	1.0	1.0
	複合サービス事業	(51)	41.2	33.3	15.7	13.7	11.8	2.0
	サービス業	(98)	41.8	33.7	14.3	21.4	8.2	3.1

※全体のスコアで降順にソート

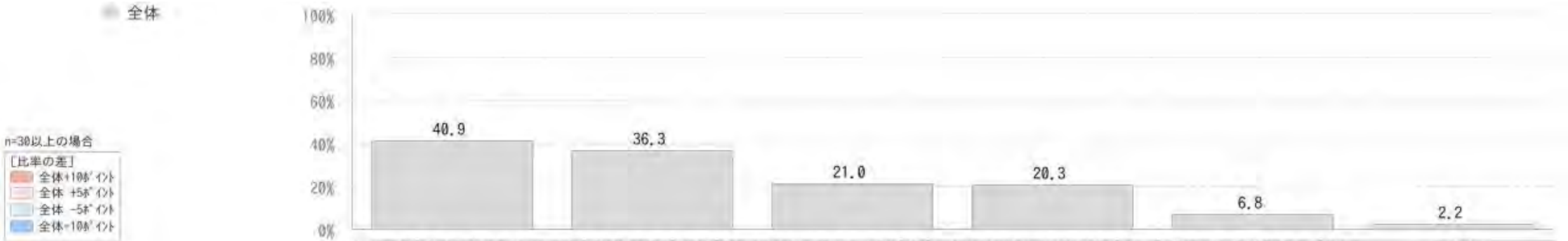
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ見送り理由(大企業)

- 大企業では、「どの再エネ調達方法を選択すれば良いか判断がつかない」は生活関連サービス業・娯楽業、教育・学習支援業で6割近い結果となった。

Q5
4種類の再エネ調達手法(自家発電、再エネ電力メニュー、PPA、再エネ証書)のうちどれか1種類でも「検討していない」「検討したが見送った」と回答された方にお伺いします。
「検討していない」「検討したが見送った」と選択された再エネ調達手法について、検討または導入しなかった理由はなぜですか。(複数選択可)

※再エネ見送り者ベース(n=1,703)



		n=	どの再エネ調達手法を選択すれば良いか判断がつかない	再エネにかける予算がない・費用が高い	対応できる人員が不足している	保有施設の形態や契約上、導入することができない	環境への取組は再エネ調達以外の方法で実施することにした	その他
全体		(1,703)	40.9	36.3	21.0	20.3	6.8	2.2
大企業・業種	建設業	(24)	33.3	29.2	54.2	16.7	4.2	0.0
	製造業	(53)	37.7	30.2	47.2	5.7	7.5	0.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(14)	50.0	35.7	50.0	14.3	14.3	0.0
	情報通信業	(34)	38.2	29.4	29.4	29.4	8.8	0.0
	運輸業，郵便業	(11)	9.1	54.5	36.4	9.1	9.1	0.0
	卸売業，小売業	(32)	34.4	18.8	37.5	18.8	15.6	0.0
	金融業，保険業	(41)	39.0	24.4	43.9	14.6	12.2	0.0
	不動産業，物品賃貸業	(11)	54.5	27.3	45.5	9.1	18.2	18.2
	学術研究，専門・技術サービス	(4)	50.0	50.0	25.0	0.0	0.0	0.0
	宿泊業，飲食サービス業	(6)	16.7	0.0	33.3	33.3	33.3	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(5)	60.0	20.0	60.0	0.0	40.0	0.0
	教育，学習支援業	(12)	58.3	41.7	41.7	0.0	16.7	0.0
	医療，福祉	(23)	30.4	39.1	21.7	26.1	8.7	0.0
	複合サービス事業	(7)	28.6	28.6	42.9	28.6	14.3	0.0
	サービス業	(19)	31.6	31.6	15.8	36.8	10.5	0.0

※全体のスコアで降順にソート

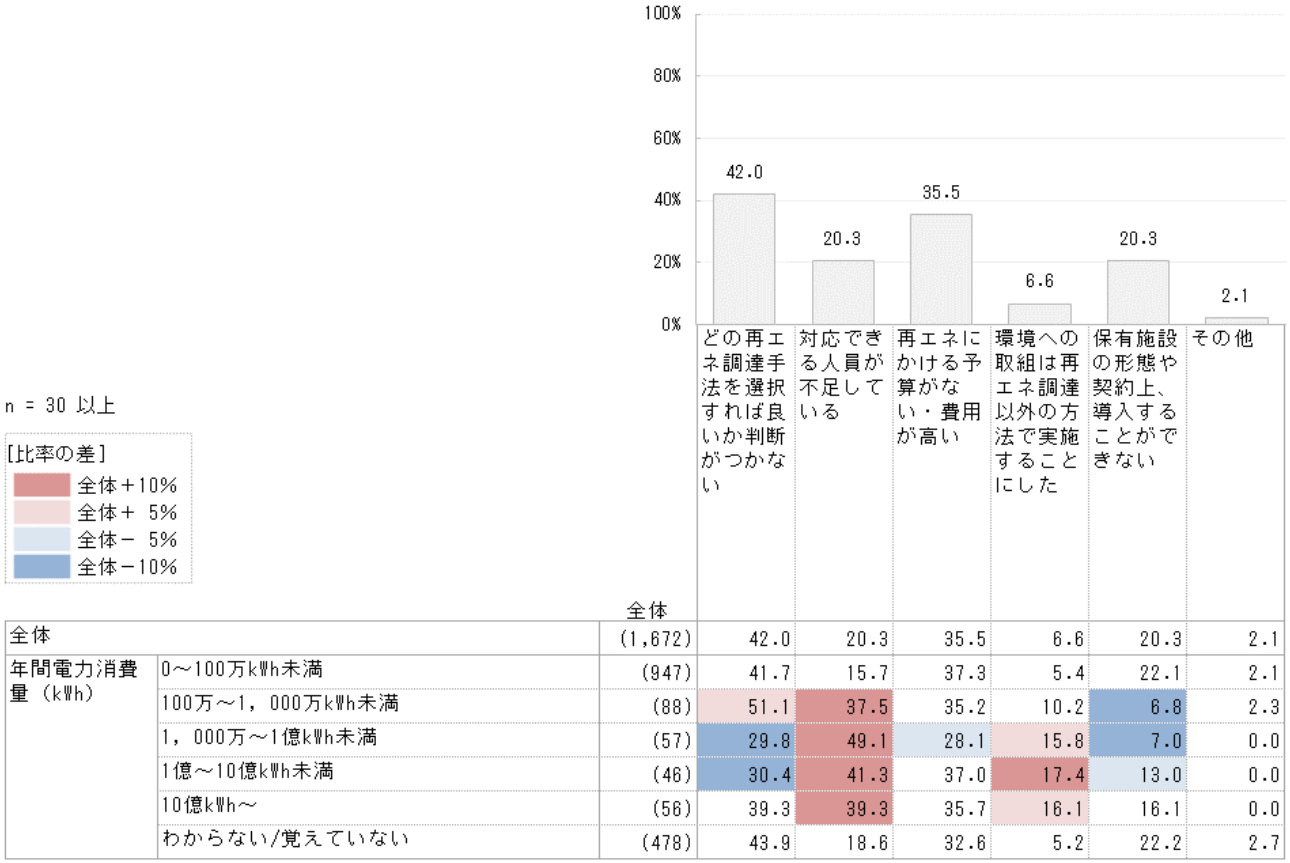
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ見送り理由（電力消費量別）

- 「どの再エネ調達手法を選択すれば良いか判断がつかない」は電力消費量のやや少ない（100万～1,000万kWh未満）企業で半数以上の回答があった。

Q5
4種類の再エネ調達手法（自家発電、再エネ電力メニュー、PPA、再エネ証書）のうちどれか1種類でも「検討していない」「検討したが見送った」と回答された方にお伺いします。
「検討していない」「検討したが見送った」と選択された再エネ調達手法について、検討または導入しなかった理由はなぜですか。（複数選択可）

※再エネ見送り者ベース（n=1,703）



		全体	どの再エネ調達手法を選択すれば良いか判断がつかない	対応できる人員が不足している	再エネにかける予算がない・費用が高い	環境への取組は再エネ調達以外の方法で実施することにした	保有施設の形態や契約上、導入することができない	その他
全体		(1,672)	42.0	20.3	35.5	6.6	20.3	2.1
年間電力消費量（kWh）	0～100万kWh未満	(947)	41.7	15.7	37.3	5.4	22.1	2.1
	100万～1，000万kWh未満	(88)	51.1	37.5	35.2	10.2	6.8	2.3
	1，000万～1億kWh未満	(57)	29.8	49.1	28.1	15.8	7.0	0.0
	1億～10億kWh未満	(46)	30.4	41.3	37.0	17.4	13.0	0.0
	10億kWh～	(56)	39.3	39.3	35.7	16.1	16.1	0.0
	わからない/覚えていない	(478)	43.9	18.6	32.6	5.2	22.2	2.7

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する企業需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①再エネ電力調達に関する取り組み状況
   - ②再エネ電力調達全般に関する設問
   - ③自家発電に関する設問
   - ④再エネ電力メニューに関する設問
   - ⑤PPAに関する設問
   - ⑥再エネ証書に関する設問

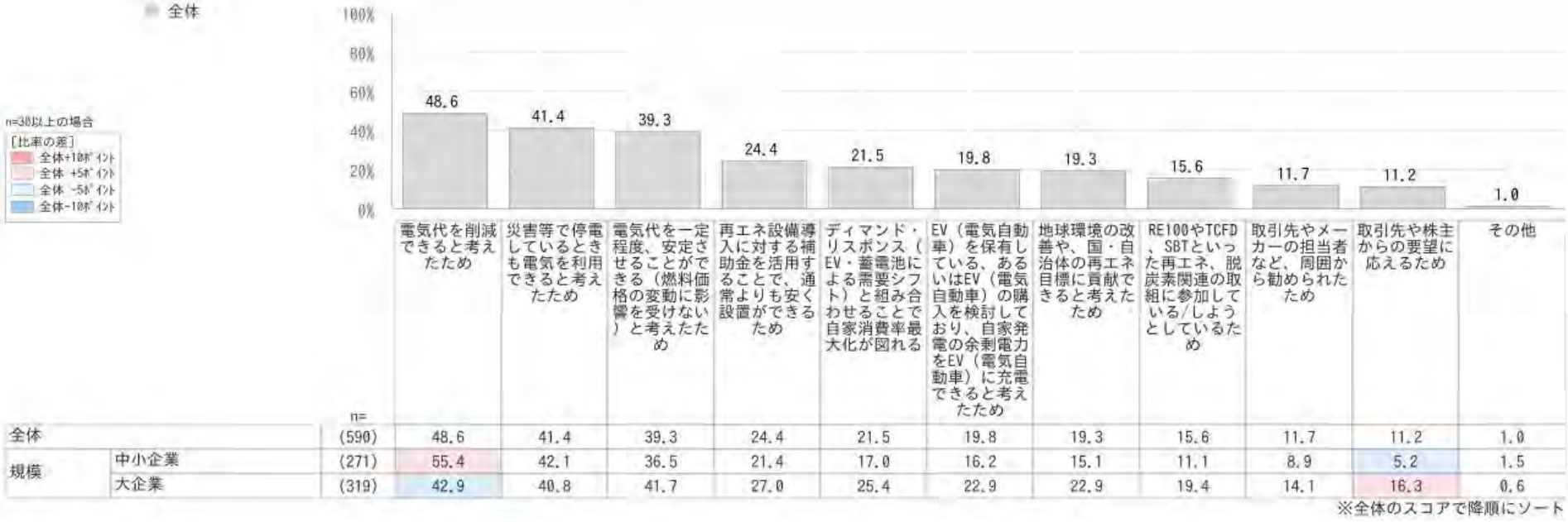
Copyright © Mitsubishi Research Institute

自家発電検討理由

- **自家発電検討理由は以下の通り**
- 検討理由としては、「電気代を削減できると考えたため」が49%と最も高く、次いで「災害等で停電しているときも電気を利用できると考えたため」(41%)が高かった。
- 中小企業では、「電気代を削減できると考えたため」(55%)が極めて高かった。
- 大企業では「電気代を削減できると考えたため」(43%)は中小企業よりも割合が低く、「電気代を一定程度、安定させることができると考えたため」(42%)が比較的高い結果になった。

Q6　自家発電を検討された(している)理由を教えてください。(複数選択可)

※自家発電検討者ベース(n=590)



		n=	電気代を削減できると考えたため	災害等で停電しているときも電気を利用できると考えたため	電気代を一定程度、安定させることができる(燃料価格の変動に影響を受けないと考えたため	再エネ設備導入に対する補助金を活用することで、通常よりも安く設置ができるため	ディマンド・リスポンス(EV・蓄電池にシフト)と組み合わせることで自家消費率最大化が図れる	EV(電気自動車)を保有している、あるいはEV(電気自動車)の購入を検討しており、自家発電力の余剰電力をEV(電気自動車)に充電できると考えたため	地球環境の改善や、国・自治体の再エネ目標に貢献できると考えたため	RE100やTCFD、SBTといった再エネ、脱炭素関連の取組に参加している/しようとしているため	取引先やメーカーの担当者など、周囲から勧められたため	取引先や株主からの要望に応えるため	その他
全体		(590)	48.6	41.4	39.3	24.4	21.5	19.8	19.3	15.6	11.7	11.2	1.0
規模	中小企業	(271)	55.4	42.1	36.5	21.4	17.0	16.2	15.1	11.1	8.9	5.2	1.5
	大企業	(319)	42.9	40.8	41.7	27.0	25.4	22.9	22.9	19.4	14.1	16.3	0.6

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）自家発電検討理由（業種別）

- 「電気代を削減できると考えたため」が複合サービス業、宿泊業・飲食サービス業、卸売業・小売業、不動産業・物品賃貸業、運輸業・郵便業で6割程度回答があった。

Q6
自家発電を検討された（している）理由を教えてください。（複数選択可）

※自家発電検討者ベース（n=590）

		n=	電気代を削減できると考えたため	災害等で停電しているときも電気を利用できると考えたため	電気代を一定程度、安定させることができる（燃料価格の変動に影響を受けない）と考えたため	再エネ設備導入に対する補助金を活用することで、通常よりも安く設置ができるため	ディマンド・リスポンス（EV・蓄電池による需要シフト）と組み合わせることで自家消費率最大化が図れる	EV（電気自動車）を保有している、あるいはEV（電気自動車）の購入を検討しており、自家発電の余剰電力をEV（電気自動車）に充電できると考えたため	地球環境の改善や、国・自治体の再エネ目標に貢献できると考えたため	RE100やTCFD、SBTといった再エネ、脱炭素関連の取組に参加している/しようとしているため	取引先やメーカーの担当者など、周囲から勧められたため	取引先や株主からの要望に応えるため	その他
全体		(590)	48.6	41.4	39.3	24.4	21.5	19.8	19.3	15.6	11.7	11.2	1.0
業種	建設業	(43)	46.5	27.9	37.2	25.6	16.3	18.6	14.0	11.6	9.3	16.3	2.3
	製造業	(95)	51.6	34.7	52.6	34.7	28.4	21.1	26.3	21.1	9.5	13.7	0.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(61)	44.3	36.1	29.5	24.6	27.9	23.0	19.7	13.1	11.5	11.5	1.6
	情報通信業	(39)	48.7	43.6	38.5	30.8	33.3	25.6	17.9	20.5	17.9	10.3	0.0
	運輸業，郵便業	(37)	56.8	35.1	37.8	16.2	8.1	16.2	10.8	8.1	2.7	5.4	8.1
	卸売業，小売業	(34)	58.8	38.2	41.2	26.5	23.5	17.6	26.5	14.7	11.8	11.8	0.0
	金融業，保険業	(59)	32.2	44.1	35.6	10.2	15.3	22.0	15.3	11.9	3.4	5.1	0.0
	不動産業，物品賃貸業	(33)	57.6	60.6	51.5	33.3	27.3	27.3	24.2	21.2	24.2	21.2	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(19)	36.8	47.4	47.4	21.1	21.1	10.5	21.1	15.8	5.3	5.3	5.3
	宿泊業，飲食サービス業	(20)	60.0	30.0	40.0	20.0	15.0	10.0	15.0	10.0	0.0	10.0	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(22)	40.9	40.9	45.5	18.2	18.2	22.7	18.2	4.5	13.6	4.5	0.0
	教育，学習支援業	(21)	47.6	57.1	33.3	23.8	23.8	14.3	14.3	14.3	23.8	14.3	0.0
	医療，福祉	(48)	50.0	58.3	29.2	18.8	18.8	14.6	18.8	12.5	16.7	12.5	0.0
	複合サービス事業	(24)	62.5	33.3	37.5	29.2	12.5	12.5	12.5	25.0	16.7	4.2	0.0
	サービス業（他に分類されない	(35)	45.7	45.7	28.6	22.9	17.1	25.7	22.9	22.9	17.1	14.3	0.0

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)自家発電検討理由(中小企業)

- 中小企業では、「電気代を削減できると考えたため」が運輸業・郵便業、卸売業・小売業、製造業で6割程度回答があった。

Q6
自家発電を検討された(している)理由を教えてください。(複数選択可)

※自家発電検討者ベース(n=590)

		n=	電気代を削減できると考えたため	災害等で停電しているときも電気を利用できると考えたため	電気代を一定程度、安定させることができる(燃料価格の変動に影響を受けない)と考えたため	再エネ設備導入に対する補助金を活用することで、通常よりも安く設置ができるため	ディマンド・リスポンス(EV・蓄電池による需要シフト)と組み合わせることで自家消費率最大化が図れる	EV(電気自動車)を保有している、あるいはEV(電気自動車)の購入を検討しており、自家発電の余剰電力をEV(電気自動車)に充電できると考えたため	地球環境の改善や、国・自治体の再エネ目標に貢献できると考えたため	RE100やTCFD、SBTといった再エネ、脱炭素関連の取組に参加している/しようとしているため	取引先やメーカーの担当者など、周囲から勧められたため	取引先や株主からの要望に応えるため	その他
全体		(590)	48.6	41.4	39.3	24.4	21.5	19.8	19.3	15.6	11.7	11.2	1.0
中小企業・業種	建設業	(16)	50.0	25.0	25.0	37.5	18.8	18.8	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
	製造業	(22)	63.6	50.0	54.5	45.5	27.3	18.2	40.9	27.3	9.1	13.6	0.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(41)	51.2	46.3	24.4	24.4	24.4	19.5	14.6	14.6	9.8	7.3	0.0
	情報通信業	(13)	53.8	46.2	53.8	30.8	46.2	30.8	23.1	30.8	30.8	0.0	0.0
	運輸業，郵便業	(24)	66.7	37.5	41.7	25.0	8.3	16.7	4.2	4.2	4.2	4.2	8.3
	卸売業，小売業	(13)	61.5	38.5	46.2	15.4	15.4	15.4	30.8	15.4	0.0	7.7	0.0
	金融業，保険業	(14)	50.0	28.6	35.7	0.0	7.1	21.4	14.3	0.0	7.1	7.1	0.0
	不動産業，物品賃貸業	(14)	57.1	64.3	50.0	21.4	21.4	14.3	7.1	7.1	21.4	7.1	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(13)	38.5	46.2	61.5	23.1	7.7	7.7	23.1	15.4	0.0	0.0	7.7
	宿泊業，飲食サービス業	(18)	55.6	33.3	38.9	22.2	16.7	11.1	11.1	0.0	0.0	5.6	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(17)	41.2	35.3	47.1	5.9	17.6	23.5	17.6	0.0	11.8	0.0	0.0
	教育，学習支援業	(11)	54.5	36.4	27.3	18.2	18.2	9.1	18.2	9.1	18.2	9.1	0.0
	医療，福祉	(21)	61.9	71.4	19.0	9.5	4.8	0.0	4.8	0.0	4.8	0.0	0.0
	複合サービス事業	(17)	64.7	29.4	29.4	17.6	11.8	11.8	5.9	17.6	5.9	0.0	0.0
	サービス業	(17)	52.9	29.4	17.6	11.8	5.9	23.5	11.8	17.6	11.8	5.9	0.0

※全体のスコアで降順にソート

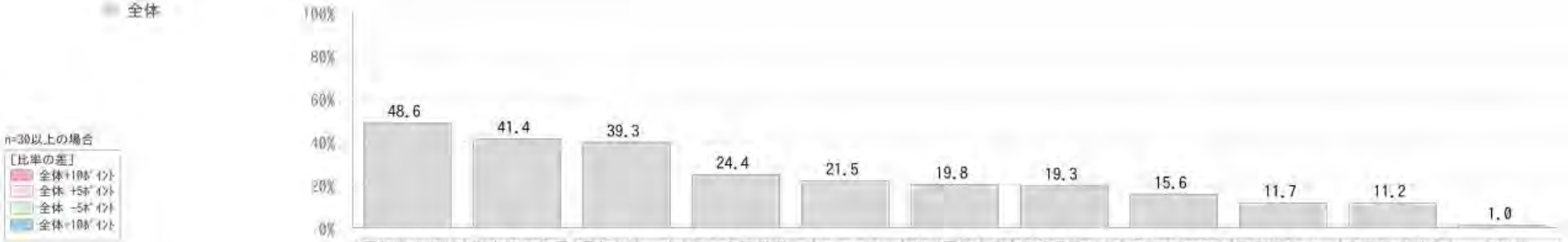
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）自家発電検討理由（大企業）

- 大企業では、「電気代を削減できると考えたため」が回答数が少ない宿泊業・飲食サービス業で100%、製造業では「電気代を一定程度、安定させることができると考えたため」が5割と高かった。

Q6
自家発電を検討された（している）理由を教えてください。（複数選択可）

※自家発電検討者ベース（n=590）



		n=	電気代を削減できると考えたため	災害等で停電しているときも電気を利用できると考えたため	電気代を一定程度、安定させることができる（燃料価格の変動に影響を受けない）と考えたため	再エネ設備導入に対する補助金を活用することで、通常よりも安く設置ができるため	ディマンド・リスポンス（EV・蓄電池による需要シフト）と組み合わせることで自家消費率最大化が図れる	EV（電気自動車）を保有している、あるいはEV（電気自動車）の購入を検討しており、自家発電の余剰電力をEV（電気自動車）に充電できると考えたため	地球環境の改善や、国・自治体の再エネ目標に貢献できると考えたため	RE100やTCFD、SBTといった再エネ、脱炭素関連の取組に参加している/しようとしているため	取引先やメーカーの担当者など、周囲から勧められたため	取引先や株主からの要望に応えるため	その他
全体		(590)	48.6	41.4	39.3	24.4	21.5	19.8	19.3	15.6	11.7	11.2	1.0
大企業・業種	建設業	(27)	44.4	29.6	44.4	18.5	14.8	18.5	18.5	14.8	11.1	22.2	0.0
	製造業	(73)	47.9	30.1	52.1	31.5	28.8	21.9	21.9	19.2	9.6	13.7	0.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(20)	30.0	15.0	40.0	25.0	35.0	30.0	30.0	10.0	15.0	20.0	5.0
	情報通信業	(26)	46.2	42.3	30.8	30.8	26.9	23.1	15.4	15.4	11.5	15.4	0.0
	運輸業，郵便業	(13)	38.5	30.8	30.8	0.0	7.7	15.4	23.1	15.4	0.0	7.7	7.7
	卸売業，小売業	(21)	57.1	38.1	38.1	33.3	28.6	19.0	23.8	14.3	19.0	14.3	0.0
	金融業，保険業	(45)	26.7	48.9	35.6	13.3	17.8	22.2	15.6	15.6	2.2	4.4	0.0
	不動産業，物品賃貸業	(19)	57.9	57.9	52.6	42.1	31.6	36.8	36.8	31.6	26.3	31.6	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(6)	33.3	50.0	16.7	16.7	50.0	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	0.0
	宿泊業，飲食サービス業	(2)	100	0.0	50.0	0.0	0.0	0.0	50.0	100	0.0	50.0	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(5)	40.0	60.0	40.0	60.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	0.0
	教育，学習支援業	(10)	40.0	80.0	40.0	30.0	30.0	20.0	10.0	20.0	30.0	20.0	0.0
	医療，福祉	(27)	40.7	48.1	37.0	25.9	29.6	25.9	29.6	22.2	25.9	22.2	0.0
	複合サービス事業	(7)	57.1	42.9	57.1	57.1	14.3	14.3	28.6	42.9	42.9	14.3	0.0
	サービス業	(18)	38.9	61.1	38.9	33.3	27.8	27.8	33.3	27.8	22.2	22.2	0.0

※全体のスコアで降順にソート

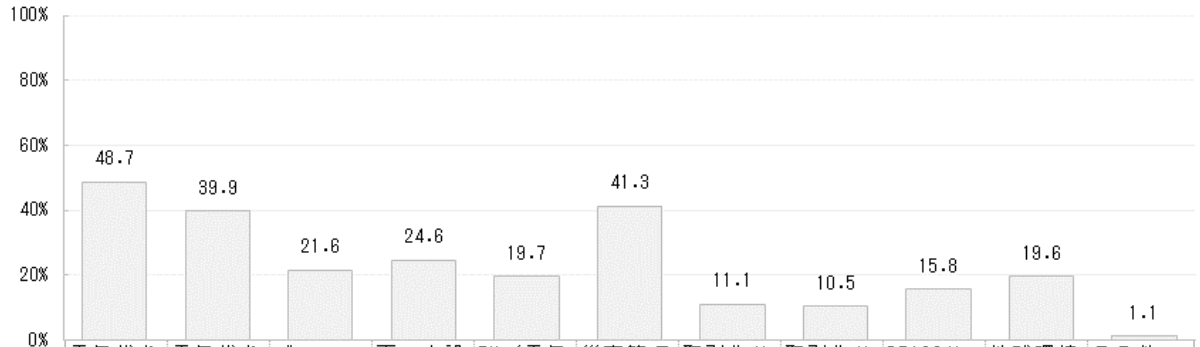
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）自家発電検討理由（電力消費量別）

- 「電気代を削減できると考えたため」は電力消費量が少ない企業では6割近い回答があった。

Q6
自家発電を検討された（している）理由を教えてください。（複数選択可）

※自家発電検討者ベース（n=590）



n = 30 以上

[比率の差]
全体＋10%
全体＋ 5%
全体－ 5%
全体－10%

		全体	電気代を削減できると考えたため	電気代を一定程度、安定させることができる（燃料価格の変動に影響を受けない）と考えたため	ディマンド・リスポンス（EV・蓄電池による需要シフト）と組み合わせることで自家消費率最大	再エネ設備導入に対する補助金を活用することで、通常よりも安く設置ができるため	EV（電気自動車）を保有している、あるいはEV（電気自動車）の購入を検討しており、自家発電の	災害等で停電しているときも電気を利用できると考えたため	取引先やメーカーの担当者など、周囲から勧められたため	取引先や株主からの要望に応えるため	RE100やTCFD、SBTといった再エネ、脱炭素関連の取組に参加している/しようとしているため	地球環境の改善や、国・自治体の再エネ目標に貢献できると考えたため	その他
全体		(552)	48.7	39.9	21.6	24.6	19.7	41.3	11.1	10.5	15.8	19.6	1.1
年間電力消費量（kWh）	0～100万kWh未満	(135)	59.3	33.3	9.6	17.0	14.1	37.0	8.9	3.0	4.4	14.1	0.7
	100万～1，000万kWh未満	(57)	52.6	36.8	17.5	24.6	15.8	45.6	8.8	3.5	10.5	10.5	1.8
	1，000万～1億kWh未満	(84)	51.2	53.6	23.8	38.1	25.0	40.5	10.7	13.1	27.4	21.4	2.4
	1億～10億kWh未満	(60)	48.3	40.0	38.3	21.7	33.3	30.0	23.3	21.7	20.0	21.7	0.0
	10億kWh～	(117)	41.9	47.0	35.0	27.4	26.5	41.9	17.1	22.2	25.6	27.4	0.0
	わからない/覚えていない	(99)	38.4	30.3	12.1	22.2	9.1	51.5	1.0	2.0	10.1	20.2	2.0

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する企業需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①再エネ電力調達に関する取り組み状況
   - ②再エネ電力調達全般に関する設問
   - ③自家発電に関する設問
   - ④再エネ電力メニューに関する設問
   - ⑤PPAに関する設問
   - ⑥再エネ証書に関する設問

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力メニュー:再エネ検討重視点

- **再エネ電力メニューの検討に当たって、重視点は以下の通り**
- 重視点(複数回答)としては、「契約する電力会社の規模、安定性」が63%と最も高く、「メニューにおける再エネ比率」(46%)が続く。
- 大企業では、中小企業と比べて、各項目の重視割合が高かった。
- 大企業の製造業は「メニューにおける再エネ比率」(56%)が高い。情報通信業は「メニューにおける再エネ比率」(39%)がやや低く、「契約する電力会社の規模、安定性」(76%)が高い。

Q7
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、重視する(した)ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。(複数選択可)

※再エネ検討者ベース(n=653)

		n=	契約する電力会社の規模、安定性	メニューにおける再エネ比率	電力会社の地域貢献度	切り替え手続きの簡便さ	その他	わからない
全体		(653)	62.9	45.8	31.7	22.7	0.6	4.4
規模	中小企業	(310)	59.0	41.9	28.7	23.9	1.0	7.4
	大企業	(343)	66.5	49.3	34.4	21.6	0.3	1.7

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討重視点(業種別)

- 「契約する電力会社の規模、安定性」が重視され、特に情報通信業、学術研究・専門・技術サービス業、不動産業・物品賃貸業で8割程度の回答があった。

Q7
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、重視する(した)ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。(複数選択可)

※再エネ検討者ベース(n=653)

		n=	契約する電力会社の規模、安定性	メニューにおける再エネ比率	電力会社の地域貢献度	切り替え手続きの簡便さ	その他	わからない
全体		(653)	62.9	45.8	31.7	22.7	0.6	4.4
業種	建設業	(49)	65.3	42.9	28.6	16.3	0.0	4.1
	製造業	(100)	69.0	58.0	31.0	19.0	0.0	2.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(62)	53.2	51.6	37.1	12.9	0.0	3.2
	情報通信業	(48)	79.2	39.6	27.1	27.1	0.0	2.1
	運輸業，郵便業	(39)	46.2	48.7	25.6	23.1	2.6	5.1
	卸売業，小売業	(41)	65.9	51.2	34.1	31.7	0.0	4.9
	金融業，保険業	(60)	63.3	31.7	28.3	21.7	0.0	5.0
	不動産業，物品賃貸業	(32)	75.0	53.1	37.5	21.9	0.0	3.1
	学術研究，専門・技術サービス	(21)	76.2	42.9	14.3	23.8	9.5	4.8
	宿泊業，飲食サービス業	(28)	57.1	39.3	35.7	35.7	0.0	3.6
	生活関連サービス業，娯楽業	(21)	42.9	33.3	38.1	23.8	0.0	9.5
	教育，学習支援業	(31)	64.5	45.2	38.7	22.6	0.0	9.7
	医療，福祉	(52)	65.4	48.1	17.3	26.9	1.9	9.6
	複合サービス事業	(27)	48.1	40.7	48.1	18.5	0.0	3.7
	サービス業（他に分類されない	(42)	57.1	38.1	42.9	28.6	0.0	2.4

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討重視点(中小企業)

- 中小企業では、「契約する電力会社の規模、安定性」が重視され、特に情報通信業、製造業、学術研究・専門・技術サービス業で8割程度の回答があった。

Q7
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、重視する(した)ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。(複数選択可)

※再エネ検討者ベース(n=653)

		n=	契約する電力会社の規模、安定性	メニューにおける再エネ比率	電力会社の地域貢献度	切り替え手続きの簡便さ	その他	わからない
全体		(653)	62.9	45.8	31.7	22.7	0.6	4.4
中小企業・業種	建設業	(19)	68.4	42.1	21.1	15.8	0.0	10.5
	製造業	(20)	80.0	65.0	25.0	20.0	0.0	5.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(40)	50.0	45.0	40.0	10.0	0.0	5.0
	情報通信業	(15)	86.7	40.0	20.0	33.3	0.0	0.0
	運輸業，郵便業	(28)	46.4	50.0	25.0	25.0	3.6	7.1
	卸売業，小売業	(16)	56.3	43.8	43.8	18.8	0.0	12.5
	金融業，保険業	(17)	58.8	17.6	11.8	29.4	0.0	5.9
	不動産業，物品賃貸業	(13)	61.5	61.5	38.5	30.8	0.0	7.7
	学術研究，専門・技術サービス	(15)	80.0	26.7	13.3	26.7	13.3	6.7
	宿泊業，飲食サービス業	(23)	56.5	39.1	30.4	39.1	0.0	4.3
	生活関連サービス業，娯楽業	(17)	41.2	29.4	35.3	23.5	0.0	11.8
	教育，学習支援業	(20)	70.0	35.0	30.0	25.0	0.0	10.0
	医療，福祉	(25)	56.0	40.0	8.0	24.0	0.0	16.0
	複合サービス事業	(20)	50.0	40.0	45.0	15.0	0.0	5.0
	サービス業	(22)	50.0	45.5	36.4	36.4	0.0	4.5

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討重視点(大企業)

- 大企業では、「契約する電力会社の規模、安定性」が不動産業・物品賃貸業で8割以上、「メニューにおける再エネ比率」は学術研究・専門・技術サービス業で8割以上回答があり、重視されていた。

Q7
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、重視する(した)ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。(複数選択可)

※再エネ検討者ベース(n=653)

		n=	契約する電力会社の規模、安定性	メニューにおける再エネ比率	電力会社の地域貢献度	切り替え手続きの簡便さ	その他	わからない
全体		(653)	62.9	45.8	31.7	22.7	0.6	4.4
大企業・業種	建設業	(30)	63.3	43.3	33.3	16.7	0.0	0.0
	製造業	(80)	66.3	56.3	32.5	18.8	0.0	1.3
	電気・ガス・熱供給・水道業	(22)	59.1	63.6	31.8	18.2	0.0	0.0
	情報通信業	(33)	75.8	39.4	30.3	24.2	0.0	3.0
	運輸業，郵便業	(11)	45.5	45.5	27.3	18.2	0.0	0.0
	卸売業，小売業	(25)	72.0	56.0	28.0	40.0	0.0	0.0
	金融業，保険業	(43)	65.1	37.2	34.9	18.6	0.0	4.7
	不動産業，物品賃貸業	(19)	84.2	47.4	36.8	15.8	0.0	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(6)	66.7	83.3	16.7	16.7	0.0	0.0
	宿泊業，飲食サービス業	(5)	60.0	40.0	60.0	20.0	0.0	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(4)	50.0	50.0	50.0	25.0	0.0	0.0
	教育，学習支援業	(11)	54.5	63.6	54.5	18.2	0.0	9.1
	医療，福祉	(27)	74.1	55.6	25.9	29.6	3.7	3.7
	複合サービス事業	(7)	42.9	42.9	57.1	28.6	0.0	0.0
	サービス業	(20)	65.0	30.0	50.0	20.0	0.0	0.0

※全体のスコアで降順にソート

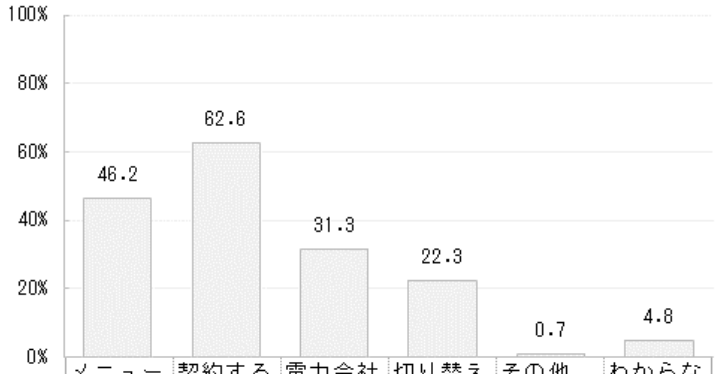
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー：再エネ検討重視点（電力消費量別）

- 「契約する電力会社の規模、安定性」は、電力消費量のやや多い（1,000万～1億kWh未満）企業で7割以上の回答があった。

Q7
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、重視する（した）ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。（複数選択可）

※再エネ検討者ベース（n=653）



n = 30 以上

[比率の差]
- 全体＋10%
- 全体＋ 5%
- 全体－ 5%
- 全体－10%

		全体	メニューにおける再エネ比率	契約する電力会社の規模、安定性	電力会社の地域貢献度	切り替え手続きの簡便さ	その他	わからない
全体		(610)	46.2	62.6	31.3	22.3	0.7	4.8
年間電力消費量（kWh）	0～100万kWh未満	(151)	41.1	56.3	25.8	25.2	0.7	6.0
	100万～1，000万kWh未満	(73)	53.4	58.9	34.2	20.5	1.4	0.0
	1，000万～1億kWh未満	(82)	54.9	73.2	41.5	17.1	1.2	1.2
	1億～10億kWh未満	(68)	44.1	69.1	36.8	23.5	0.0	4.4
	10億kWh～	(116)	50.0	63.8	42.2	23.3	0.0	1.7
	わからない/覚えていない	(120)	40.0	60.8	15.8	21.7	0.8	11.7

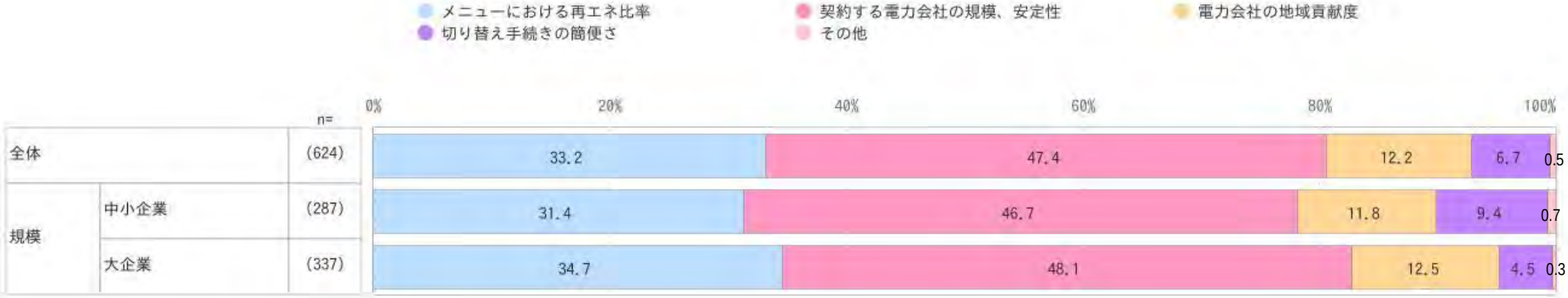
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力メニュー:再エネ検討最重視点

- **再エネ電力メニューの検討に当たって、最も重視する点は以下の通り**
- 最重視点(単一回答)としては、「契約する電力会社の規模、安定性」が47%と最も高く、「メニューにおける再エネ比率」(33%)が続く。
- 中小企業と大企業で大きな差異はない。

Q8
前問のうち、特に重視する(した)ものを1つまでお答えください。

※再エネ検討者ベース(n=624)



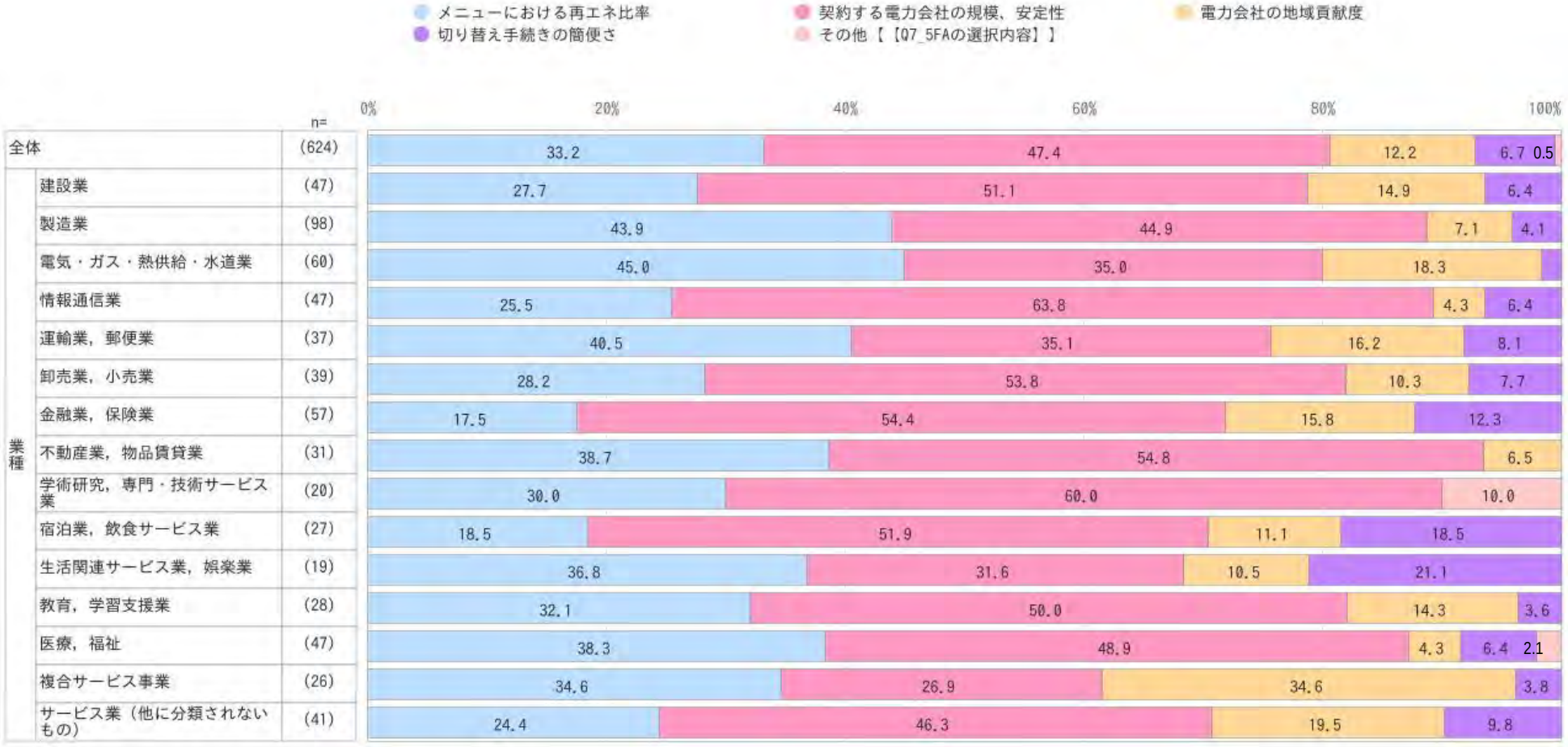
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討最重視点(業種別)

- 幅広い業種で共通して「契約する電力会社の規模、安定性」が最重視される傾向が見られたが、電気・ガス・熱供給・水道業、製造業では「メニューにおける再エネ比率」が最重視されていた。

Q8
前問のうち、特に重視する(した)ものを1つまでお答えください。

※再エネ検討者ベース(n=624)



		n=	メニューにおける再エネ比率	契約する電力会社の規模、安定性	電力会社の地域貢献度	切り替え手続きの簡便さ	その他【【Q7_5FAの選択内容】】
全体		(624)	33.2	47.4	12.2	6.7	0.5
業種	建設業	(47)	27.7	51.1	14.9	6.4	
	製造業	(98)	43.9	44.9	7.1	4.1	
	電気・ガス・熱供給・水道業	(60)	45.0	35.0	18.3		
	情報通信業	(47)	25.5	63.8	4.3	6.4	
	運輸業，郵便業	(37)	40.5	35.1	16.2	8.1	
	卸売業，小売業	(39)	28.2	53.8	10.3	7.7	
	金融業，保険業	(57)	17.5	54.4	15.8	12.3	
	不動産業，物品賃貸業	(31)	38.7	54.8	6.5		
	学術研究，専門・技術サービス業	(20)	30.0	60.0		10.0	
	宿泊業，飲食サービス業	(27)	18.5	51.9	11.1	18.5	
	生活関連サービス業，娯楽業	(19)	36.8	31.6	10.5	21.1	
	教育，学習支援業	(28)	32.1	50.0	14.3	3.6	
	医療，福祉	(47)	38.3	48.9	4.3	6.4	2.1
	複合サービス事業	(26)	34.6	26.9	34.6	3.8	
	サービス業（他に分類されないもの）	(41)	24.4	46.3	19.5	9.8	

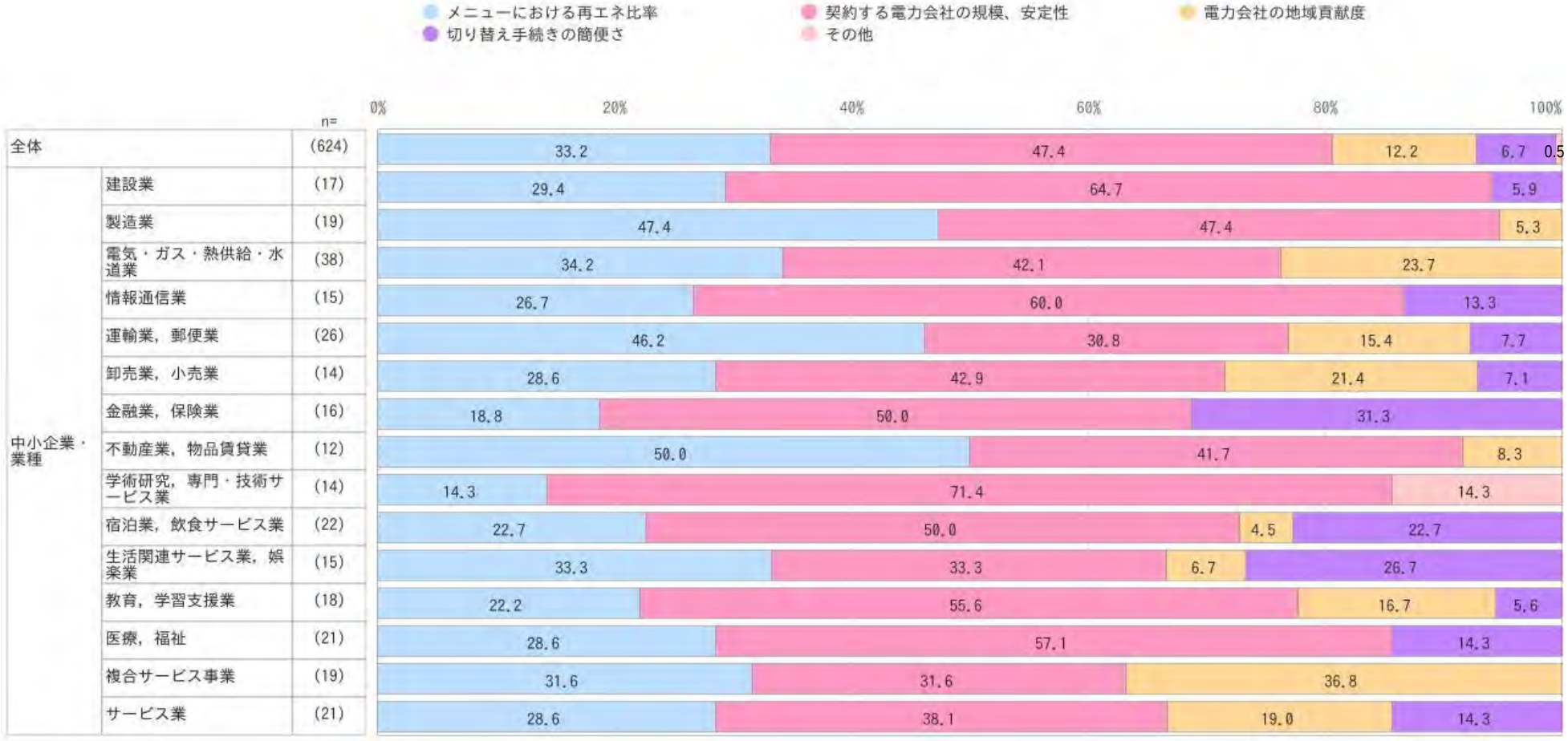
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討最重視点(中小企業)

- 中小企業では、「契約する電力会社の規模、安定性」が最重視点である傾向が見られたが、不動産業・物品賃貸業、運輸業・郵便業では「メニューにおける再エネ比率」が高い値となっていた。

Q8
前問のうち、特に重視する(した)ものを1つまでお答えください。

※再エネ検討者ベース(n=624)



		n=	メニューにおける再エネ比率	契約する電力会社の規模、安定性	電力会社の地域貢献度	切り替え手続きの簡便さ	その他
全体		(624)	33.2	47.4	12.2	6.7	0.5
中小企業・業種	建設業	(17)	29.4	64.7		5.9	
	製造業	(19)	47.4	47.4		5.3	
	電気・ガス・熱供給・水道業	(38)	34.2	42.1	23.7		
	情報通信業	(15)	26.7	60.0		13.3	
	運輸業，郵便業	(26)	46.2	30.8	15.4	7.7	
	卸売業，小売業	(14)	28.6	42.9	21.4	7.1	
	金融業，保険業	(16)	18.8	50.0		31.3	
	不動産業，物品賃貸業	(12)	50.0	41.7	8.3		
	学術研究，専門・技術サービス業	(14)	14.3	71.4		14.3	
	宿泊業，飲食サービス業	(22)	22.7	50.0	4.5	22.7	
	生活関連サービス業，娯楽業	(15)	33.3	33.3	6.7	26.7	
	教育，学習支援業	(18)	22.2	55.6	16.7	5.6	
	医療，福祉	(21)	28.6	57.1		14.3	
	複合サービス事業	(19)	31.6	31.6	36.8		
	サービス業	(21)	28.6	38.1	19.0	14.3	

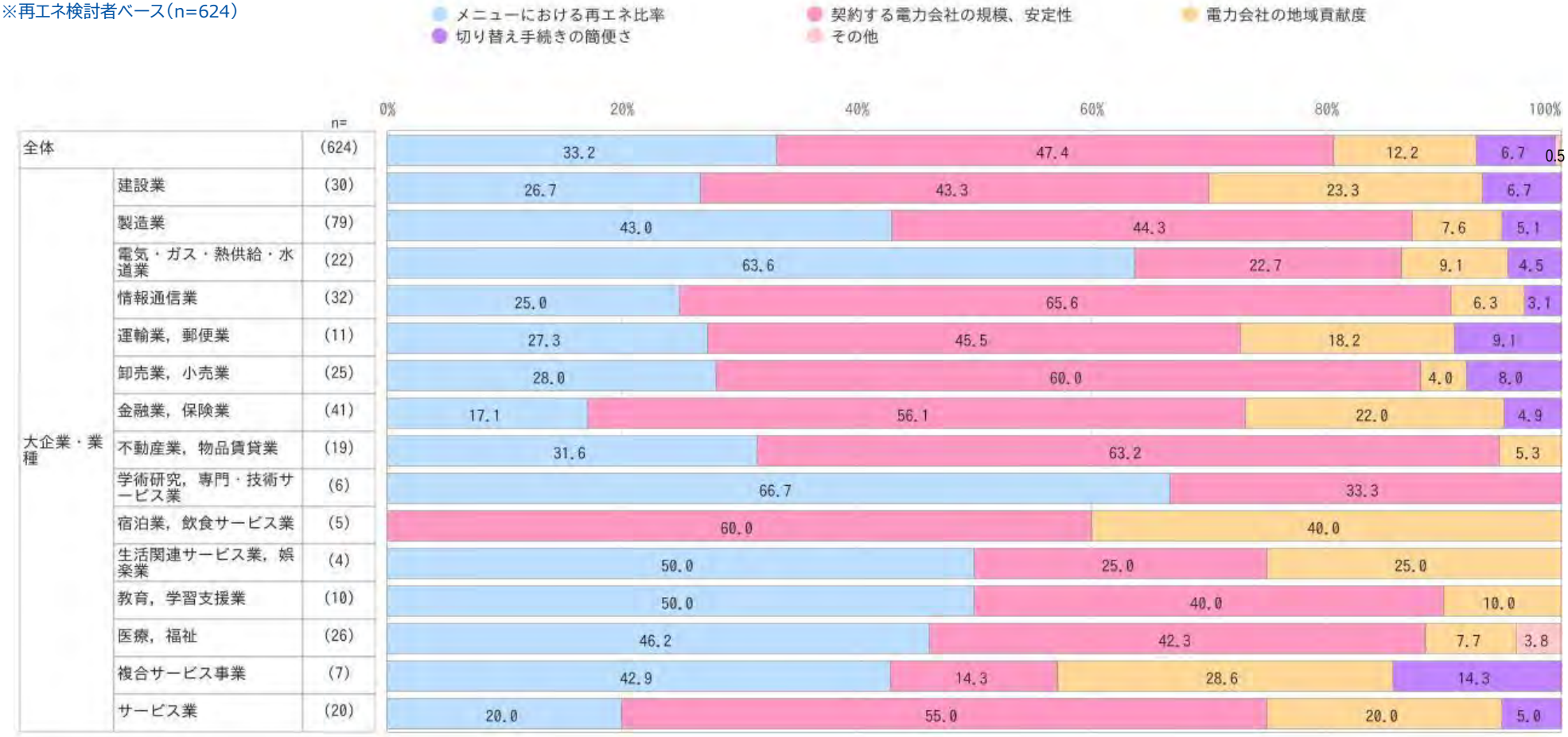
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討最重視点(大企業)

- 大企業では、「契約する電力会社の規模、安定性」が最重視点である傾向が見られたが、学術研究・専門・技術サービス業、電気・ガス・熱供給水道業では「メニューにおける再エネ比率」が重視されていた。

Q8
前問のうち、特に重視する(した)ものを1つまでお答えください。

※再エネ検討者ベース(n=624)



		n=	メニューにおける再エネ比率	契約する電力会社の規模、安定性	電力会社の地域貢献度	切り替え手続きの簡便さ	その他
全体		(624)	33.2	47.4	12.2	6.7	0.5
大企業・業種	建設業	(30)	26.7	43.3	23.3	6.7	
	製造業	(79)	43.0	44.3	7.6	5.1	
	電気・ガス・熱供給・水道業	(22)	63.6	22.7	9.1	4.5	
	情報通信業	(32)	25.0	65.6	6.3	3.1	
	運輸業，郵便業	(11)	27.3	45.5	18.2	9.1	
	卸売業，小売業	(25)	28.0	60.0	4.0	8.0	
	金融業，保険業	(41)	17.1	56.1	22.0	4.9	
	不動産業，物品賃貸業	(19)	31.6	63.2	5.3		
	学術研究，専門・技術サービス業	(6)	66.7	33.3			
	宿泊業，飲食サービス業	(5)	60.0	40.0			
	生活関連サービス業，娯楽業	(4)	50.0	25.0	25.0		
	教育，学習支援業	(10)	50.0	40.0	10.0		
	医療，福祉	(26)	46.2	42.3	7.7	3.8	
	複合サービス事業	(7)	42.9	14.3	28.6	14.3	
	サービス業	(20)	20.0	55.0	20.0	5.0	

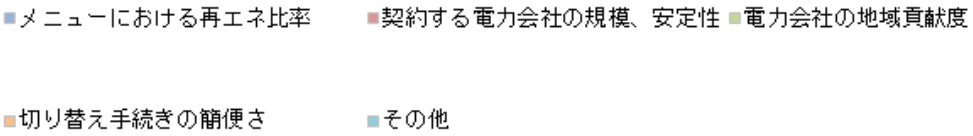
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー：再エネ検討最重視点（電力消費量別）

- 「契約する電力会社の規模、安定性」は電力消費量にかかわらず最も重視されていた。

Q8
前問のうち、特に重視する（した）ものを1つまでお答えください。

※再エネ検討者ベース（n=624）



		全体	メニューにおける再エネ比率	契約する電力会社の規模、安定性	電力会社の地域貢献度	切り替え手続きの簡便さ	その他
							(%)
全体		(581)	33.4	47.0	12.2	6.9	0.5
年間電力消費量（kWh）	0～100万kWh未満	(142)	32.4	43.7	10.6	12.7	0.7
	100万～1，000万kWh未満	(73)	35.6	42.5	16.4	4.1	1.4
	1，000万～1億kWh未満	(81)	32.1	50.6	14.8	2.5	
	1億～10億kWh未満	(65)	27.7	49.2	15.4	7.7	
	10億kWh～	(114)	39.5	43.0	14.0	3.5	
	わからない/覚えていない	(106)	31.1	54.7	5.7	7.5	0.9

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力メニュー:再エネ検討条件

- **再エネ電力メニューの検討に当たって、検討条件は以下の通り**
- 条件としては、「切り替えによって金銭的メリットが生じる」(25%)、「再エネ電力メニューの調達に対して公的機関等から補助が出る」(16%)が上位である一方、「どんな状況でも再エネ電力メニューへの変更は検討しない」が24%、「わからない」が28%に上った。
- 大企業では「取引先から再エネ電力メニューを導入するように求められる」(21%)、「RE100、SBT、TCFDへ参画により、目標へのコミットとして具体的な取組が求められるようになる」「炭素税などのカーボンプライシングが導入される」(ともに18%)などが高かった。

Q9
どういった状況であったら、再エネ電力メニューへの変更を検討や導入しようと思われますか。(複数選択可)

※再エネ非検討者ベース(n=1,333)

		n=	切り替えによって金銭的メリットが生じる(安定的な価格で、または安価に調達可能)	再エネ電力メニューの調達に対して公的機関等から補助が出る	取引先から再エネ電力メニューを導入するように求められる	身近な団体や組織(業界団体や立地自治体、都道府県、国等)から、再エネ電力メニューの斡旋を受ける、または推奨される	炭素税などのカーボンプライシングが導入される	再エネ電力メニューの種類選択やメニュー同士の比較、切り替え申請等がWebサイト等により簡単にできる	RE100、SBT、TCFDへ参画により、目標へのコミットとして具体的な取組が求められるようになる	普段良く利用している媒体(メディア・メール・SNS等)の広告により再エネ電力メニューが紹介される	その他	どんな状況でも再エネ電力メニューへの変更は検討しない	わからない
全体		(1,333)	24.8	15.6	9.7	7.7	7.1	6.8	5.3	2.2	0.8	23.9	27.7
規模	中小企業	(1,188)	24.9	15.2	8.2	7.6	5.7	7.2	3.7	2.0	0.7	25.8	28.8
	大企業	(145)	24.1	18.6	21.4	8.3	17.9	4.1	17.9	3.4	1.4	8.3	18.6

※全体のスコアで降順にソート

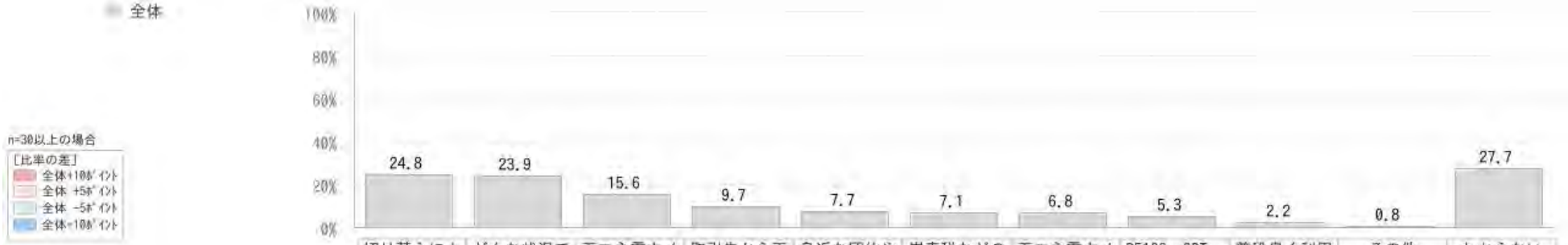
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討条件(業種別)

- 「わからない」が建設業で4割近くと高かった。「どんな状況でも再エネ電力メニューへの変更は検討しない」がサービス業で34%と高い結果だった。

Q9
どういった状況であったら、再エネ電力メニューへの変更を検討や導入しようと思われますか。(複数選択可)

※再エネ非検討者ベース(n=1,333)



		n=	切り替えによって金銭的メリットが生じる(安定的な価格で、または安価に調達可能)	どんな状況でも再エネ電力メニューへの変更は検討しない	再エネ電力メニューの調達に対して公的機関等から補助が出る	取引先から再エネ電力メニューを導入するように求められる	身近な団体や組織(業界団体や立地自治体、都道府県、国等)から、再エネ電力メニューの斡旋を受ける、または推奨される	炭素税などのカーボンプライシングが導入される	再エネ電力メニューの種類選択やメニュー同士の比較、切り替え申請等がWebサイト等により簡単にできる	RE100、SBT、TCFDへ参画により、目標へのコミットとして具体的な取組が求められるようになる	普段良く利用している媒体(メディア・メール・SNS等)の広告により再エネ電力メニューが紹介される	その他	わからない
全体		(1,333)	24.8	23.9	15.6	9.7	7.7	7.1	6.8	5.3	2.2	0.8	27.7
業種	建設業	(90)	13.3	23.3	10.0	12.2	6.7	7.8	7.8	0.0	0.0	1.1	36.7
	製造業	(106)	26.4	21.7	20.8	17.9	9.4	9.4	5.7	6.6	2.8	0.9	22.6
	電気・ガス・熱供給・水道業	(61)	21.3	14.8	14.8	18.0	8.2	8.2	6.6	4.9	1.6	0.0	34.4
	情報通信業	(106)	25.5	27.4	15.1	11.3	3.8	10.4	9.4	5.7	1.9	0.0	20.8
	運輸業,郵便業	(81)	25.9	16.0	16.0	13.6	8.6	11.1	4.9	3.7	1.2	0.0	32.1
	卸売業,小売業	(107)	21.5	29.0	15.0	10.3	8.4	6.5	6.5	3.7	0.0	0.0	27.1
	金融業,保険業	(108)	27.8	15.7	15.7	12.0	6.5	13.0	5.6	13.9	4.6	2.8	25.9
	不動産業,物品賃貸業	(96)	27.1	29.2	10.4	6.3	9.4	4.2	8.3	6.3	2.1	3.1	22.9
	学術研究,専門・技術サービス	(91)	29.7	28.6	17.6	6.6	9.9	8.8	9.9	1.1	2.2	0.0	25.3
	宿泊業,飲食サービス業	(83)	33.7	18.1	18.1	4.8	9.6	4.8	10.8	7.2	3.6	0.0	34.9
	生活関連サービス業,娯楽業	(88)	17.0	29.5	10.2	9.1	4.5	5.7	5.7	6.8	2.3	1.1	25.0
	教育,学習支援業	(88)	29.5	23.9	19.3	6.8	11.4	3.4	4.5	2.3	3.4	0.0	22.7
	医療,福祉	(91)	31.9	22.0	19.8	4.4	6.6	0.0	5.5	3.3	3.3	0.0	31.9
	複合サービス事業	(46)	30.4	19.6	23.9	8.7	6.5	6.5	2.2	6.5	2.2	0.0	28.3
	サービス業(他に分類されない	(91)	13.2	34.1	11.0	3.3	5.5	4.4	6.6	5.5	1.1	1.1	30.8

※全体のスコアで降順にソート

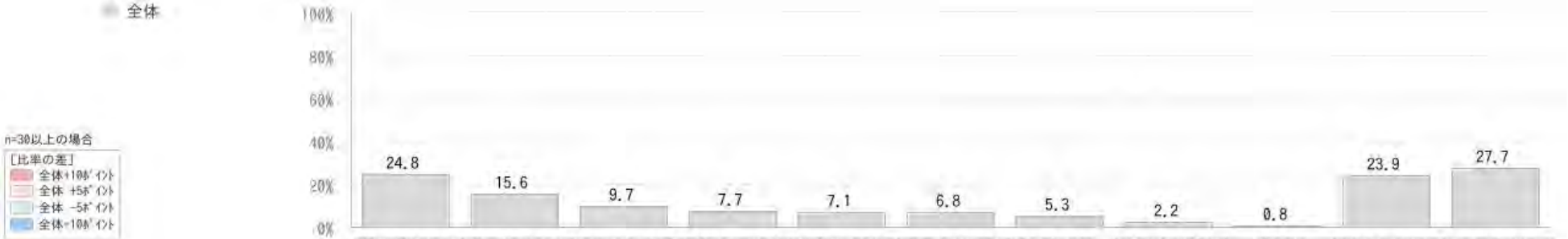
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討条件(中小企業)

- 中小企業では、「わからない」が建設業で4割、「どんな状況でも再エネ電力メニューへの変更は検討しない」がサービス業で4割弱と高い結果だった。

Q9
どういった状況であったら、再エネ電力メニューへの変更を検討や導入しようと思われますか。(複数選択可)

※再エネ非検討者ベース(n=1,333)



		n=	切り替えによって金銭的メリットが生じる(安定的な価格で、または安価に調達可能)	再エネ電力メニューの調達に対して公的機関等から補助が出る	取引先から再エネ電力メニューを導入するように求められる	身近な団体や組織(業界団体や立地自治体、都道府県、国等)から、再エネ電力メニューの斡旋を受ける、または推奨される	炭素税などのカーボンプライシングが導入される	再エネ電力メニューの種類選択やメニュー同士の比較、切り替え申請等がWebサイト等により簡単にできる	RE100、SBT、TCFDへ参画により、目標へのコミットとして具体的な取組が求められるようになる	普段良く利用している媒体(メディア・メール・SNS等)の広告により再エネ電力メニューが紹介される	その他	どんな状況でも再エネ電力メニューへの変更は検討しない	わからない
全体		(1,333)	24.8	15.6	9.7	7.7	7.1	6.8	5.3	2.2	0.8	23.9	27.7
中小企業・業種	建設業	(84)	13.1	9.5	10.7	6.0	7.1	7.1	0.0	0.0	1.2	23.8	38.1
	製造業	(83)	30.1	21.7	14.5	9.6	2.4	6.0	3.6	3.6	0.0	26.5	25.3
	電気・ガス・熱供給・水道業	(57)	22.8	15.8	17.5	8.8	7.0	7.0	3.5	1.8	0.0	14.0	36.8
	情報通信業	(88)	23.9	13.6	8.0	3.4	6.8	10.2	1.1	1.1	0.0	30.7	25.0
	運輸業, 郵便業	(75)	25.3	14.7	12.0	8.0	10.7	5.3	4.0	1.3	0.0	16.0	33.3
	卸売業, 小売業	(87)	21.8	13.8	6.9	8.0	3.4	8.0	2.3	0.0	0.0	33.3	26.4
	金融業, 保険業	(86)	29.1	15.1	14.0	5.8	12.8	5.8	10.5	2.3	3.5	19.8	26.7
	不動産業, 物品賃貸業	(90)	27.8	10.0	4.4	8.9	4.4	7.8	2.2	1.1	3.3	31.1	23.3
	学術研究, 専門・技術サービス	(88)	28.4	17.0	6.8	10.2	8.0	10.2	1.1	2.3	0.0	29.5	26.1
	宿泊業, 飲食サービス業	(80)	32.5	18.8	3.8	10.0	3.8	11.3	6.3	3.8	0.0	18.8	35.0
	生活関連サービス業, 娯楽業	(86)	16.3	10.5	7.0	4.7	5.8	5.8	7.0	2.3	1.2	30.2	25.6
	教育, 学習支援業	(83)	30.1	19.3	6.0	12.0	3.6	4.8	2.4	3.6	0.0	25.3	21.7
	医療, 福祉	(78)	32.1	17.9	5.1	6.4	0.0	6.4	2.6	3.8	0.0	21.8	33.3
	複合サービス事業	(42)	31.0	23.8	7.1	7.1	4.8	2.4	7.1	2.4	0.0	21.4	28.6
	サービス業	(81)	12.3	12.3	2.5	4.9	4.9	6.2	3.7	1.2	0.0	37.0	30.9

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討条件(大企業)

- 大企業では「取引先から再エネ電力メニューを導入するように求められる」と回答があったのは生活関連サービス・娯楽業(100%)、製造業(33.3%)、運輸業・郵便業(33.3%)、学術研究・専門・技術サービス(33.3%)だった。

Q9
どういった状況であったら、再エネ電力メニューへの変更を検討や導入しようと思われますか。(複数選択可)

※再エネ非検討者ベース(n=1,333)

		n=	切り替えによって金銭的メリットが生じる(安定的な価格で、または安価に調達可能)	再エネ電力メニューの調達に対して公的機関等から補助が出る	取引先から再エネ電力メニューを導入するように求められる	身近な団体や組織(業界団体や立地自治体、都道府県、国等)から、再エネ電力メニューの斡旋を受ける、または推奨される	炭素税などのカーボンプライシングが導入される	再エネ電力メニューの種類選択やメニュー同士の比較、切り替え申請等がWebサイト等により簡単にできる	RE100、SBT、TCFDへ参画により、目標へのコミットとして具体的な取組が求められるようになる	普段良く利用している媒体(メディア・メール・SNS等)の広告により再エネ電力メニューが紹介される	その他	どんな状況でも再エネ電力メニューへの変更は検討しない	わからない
全体		(1,333)	24.8	15.6	9.7	7.7	7.1	6.8	5.3	2.2	0.8	23.9	27.7
大企業・業種	建設業	(6)	16.7	16.7	33.3	16.7	16.7	16.7	0.0	0.0	0.0	16.7	16.7
	製造業	(23)	13.0	17.4	30.4	8.7	34.8	4.3	17.4	0.0	4.3	4.3	13.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(4)	0.0	0.0	25.0	0.0	25.0	0.0	25.0	0.0	0.0	25.0	0.0
	情報通信業	(18)	33.3	22.2	27.8	5.6	27.8	5.6	27.8	5.6	0.0	11.1	0.0
	運輸業, 郵便業	(6)	33.3	33.3	33.3	16.7	16.7	0.0	0.0	0.0	0.0	16.7	16.7
	卸売業, 小売業	(20)	20.0	20.0	25.0	10.0	20.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	30.0
	金融業, 保険業	(22)	22.7	18.2	4.5	9.1	13.6	4.5	27.3	13.6	0.0	0.0	22.7
	不動産業, 物品賃貸業	(6)	16.7	16.7	33.3	16.7	0.0	16.7	66.7	16.7	0.0	0.0	16.7
	学術研究, 専門・技術サービス	(3)	66.7	33.3	0.0	0.0	33.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	宿泊業, 飲食サービス業	(3)	66.7	0.0	33.3	0.0	33.3	0.0	33.3	0.0	0.0	0.0	33.3
	生活関連サービス業, 娯楽業	(2)	50.0	0.0	100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	教育, 学習支援業	(5)	20.0	20.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0
	医療, 福祉	(13)	30.8	30.8	0.0	7.7	0.0	0.0	7.7	0.0	0.0	23.1	23.1
	複合サービス事業	(4)	25.0	25.0	25.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0
	サービス業	(10)	20.0	0.0	10.0	10.0	0.0	10.0	20.0	0.0	10.0	10.0	30.0

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー:再エネ検討条件(電力消費量別)

- 「取引先から再エネ電力メニューを導入するように求められる」は電力消費量のやや多い(1,000万～1億kWh未満)企業で3割以上の回答があった。

Q9
どういった状況であったら、再エネ電力メニューへの変更を検討や導入しようと思われますか。(複数選択可)

※再エネ非検討者ベース(n=1,333)

		全体	RE100、SBT、TCFDへ参画により、目標へのコミットとして具体的な取組が求められるよう	取引先から再エネ電力メニューを導入するように求められる	炭素税などのカーボンプライシングが導入される	切り替えによって金銭的メリットが生じる(安定的な価格で、または安価に調達可能)	再エネ電力メニューの調達に対して公的機関等から補助が出る	普段良く利用している媒体(メディア・メール・SNS等)の広告により再エネ電力メニューが	身近な団体や組織(業界団体や立地自治体、都道府県、国等)から、再エネ電力メニューの	再エネ電力メニューの種類選択やメニュー同士の比較、切り替え申請等がWebサイト等	その他	どんな状況でも再エネ電力メニューへの変更は検討しない	わからない
全体		(1,323)	5.5	9.7	7.0	24.4	15.6	2.1	7.7	6.9	0.8	23.9	28.0
年間電力消費量(kWh)	0～100万kWh未満	(825)	3.9	8.0	6.3	25.0	16.0	1.7	7.9	8.0	0.7	27.6	26.2
	100万～1,000万kWh未満	(43)	14.0	16.3	16.3	30.2	14.0	0.0	7.0	9.3	2.3	16.3	11.6
	1,000万～1億kWh未満	(28)	21.4	32.1	14.3	17.9	17.9	3.6	21.4	7.1	0.0	0.0	3.6
	1億～10億kWh未満	(18)	33.3	22.2	5.6	44.4	11.1	0.0	0.0	11.1	0.0	5.6	11.1
	10億kWh～	(22)	18.2	18.2	18.2	13.6	18.2	13.6	18.2	9.1	0.0	9.1	13.6
	わからない/覚えていない	(387)	4.9	9.8	6.5	22.7	14.7	2.6	6.2	3.9	0.8	20.2	37.0

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力メニュー切り替え時に有益な情報

- **再エネ電力メニューへの切り替え時に有益な情報（価格以外）は以下の通り**
- 「地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度（再エネ電力メニュー選択により削減できるCO2の排出量等）」（29%）、「再エネ電力メニューの契約に関する情報（契約期間、解約条件等）」「再エネ電力メニューへの切り替え方法についての情報」（ともに23%）などが挙げられる。
- 中小企業は「わからない」（43%）が高かった一方で、大企業は、「地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度（再エネ電力メニュー選択により削減できるCO2の排出量等）」（48%）が高かった。

Q10
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、価格以外にどういった情報があると切り替えを検討しやすい、検討しやすかったかと思われますか。（複数選択可）
※既に導入済みの方は、価格以外にどういった情報があるとより検討しやすかったかお答えください。

※全体ベース（n=1,986）

		n=	地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度（再エネ電力メニュー選択により削減できるCO2の排出量等）	再エネ電力メニューの契約に関する情報（契約期間、解約条件等）	再エネ電力メニューへの切り替え方法についての情報	国や自治体が掲げている脱炭素・再エネ比率目標	再エネ電力メニューを構成している再エネ電源の情報（再エネ電源種類、再エネ発電所の立地場所、再エネ電源種類ごとの比率等）	再エネ電力メニューの契約件数や人気ランキング、口コミ等の情報	メニューがRE100等の取り組みに適合しているかどうか（追加性がある電源を使っている、等）の情報	その他	わからない
全体		(1,986)	29.2	23.4	23.4	21.5	18.6	9.8	7.9	1.8	34.4
規模	中小企業	(1,498)	23.0	21.9	21.2	16.5	15.0	7.4	5.1	2.1	42.6
	大企業	(488)	48.4	28.1	30.1	36.7	29.7	17.2	16.4	1.0	9.4

※全体のスコアで降順にソート

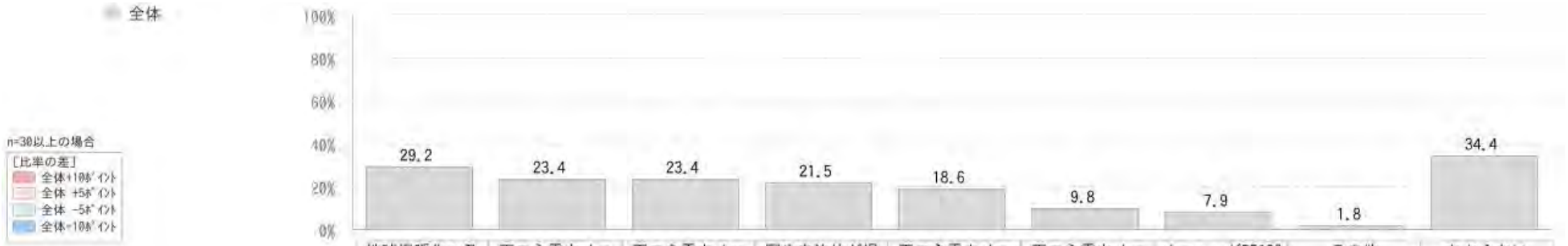
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー切り替え時に有益な情報（業種別）

- 「わからない」が多く、特にサービス業、生活関連サービス業・娯楽業、卸売業・小売業で４割の回答があった。

Q10
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、価格以外にどういった情報があると切り替えを検討しやすい、検討しやすかったかと思われますか。（複数選択可）
※既に導入済みの方は、価格以外にどういった情報があるとより検討しやすかったかお答えください。

※全体ベース（n=1,986）



		n=	地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度（再エネ電力メニュー選択により削減できるCO2の排出量等）	再エネ電力メニューの契約に関する情報（契約期間、解約条件等）	再エネ電力メニューへの切り替え方法についての情報	国や自治体が掲げている脱炭素・再エネ比率目標	再エネ電力メニューを構成している再エネ電源の情報（再エネ電源種類、再エネ発電所の立地場所、再エネ電源種類ごとの比率等）	再エネ電力メニューの契約件数や人気ランキング、口コミ等の情報	メニューがRE100等の取り組みに適合しているかどうか（追加性がある電源を使っている、等）の情報	その他	わからない
全体		(1,986)	29.2	23.4	23.4	21.5	18.6	9.8	7.9	1.8	34.4
業種	建設業	(139)	30.9	15.1	19.4	22.3	15.8	7.2	7.2	2.9	35.3
	製造業	(206)	39.8	25.2	25.2	29.6	25.7	12.1	10.7	1.5	25.2
	電気・ガス・熱供給・水道業	(123)	33.3	23.6	23.6	25.2	26.0	10.6	6.5	0.8	27.6
	情報通信業	(154)	29.2	25.3	26.0	28.6	20.8	7.8	10.4	1.3	34.4
	運輸業，郵便業	(120)	28.3	22.5	21.7	18.3	17.5	4.2	5.0	2.5	37.5
	卸売業，小売業	(148)	30.4	22.3	23.6	18.9	16.9	9.5	6.1	0.7	40.5
	金融業，保険業	(168)	31.0	20.8	22.0	27.4	16.1	9.5	10.7	1.8	27.4
	不動産業，物品賃貸業	(128)	30.5	28.1	27.3	18.0	21.1	15.6	7.8	2.3	35.2
	学術研究，専門・技術サービス	(112)	23.2	31.3	27.7	11.6	10.7	9.8	4.5	3.6	39.3
	宿泊業，飲食サービス業	(111)	27.9	22.5	24.3	17.1	19.8	6.3	6.3	2.7	38.7
	生活関連サービス業，娯楽業	(109)	28.4	12.8	16.5	15.6	11.9	4.6	7.3	1.8	42.2
	教育，学習支援業	(119)	27.7	24.4	24.4	21.8	13.4	16.0	5.9	0.0	31.1
	医療，福祉	(143)	23.1	28.7	23.1	18.2	18.2	13.3	7.7	3.5	35.0
	複合サービス事業	(73)	28.8	20.5	30.1	24.7	23.3	11.0	13.7	0.0	28.8
	サービス業（他に分類されない	(133)	18.0	25.6	17.3	15.8	18.8	8.3	6.8	1.5	44.4

※全体のスコアで降順にソート

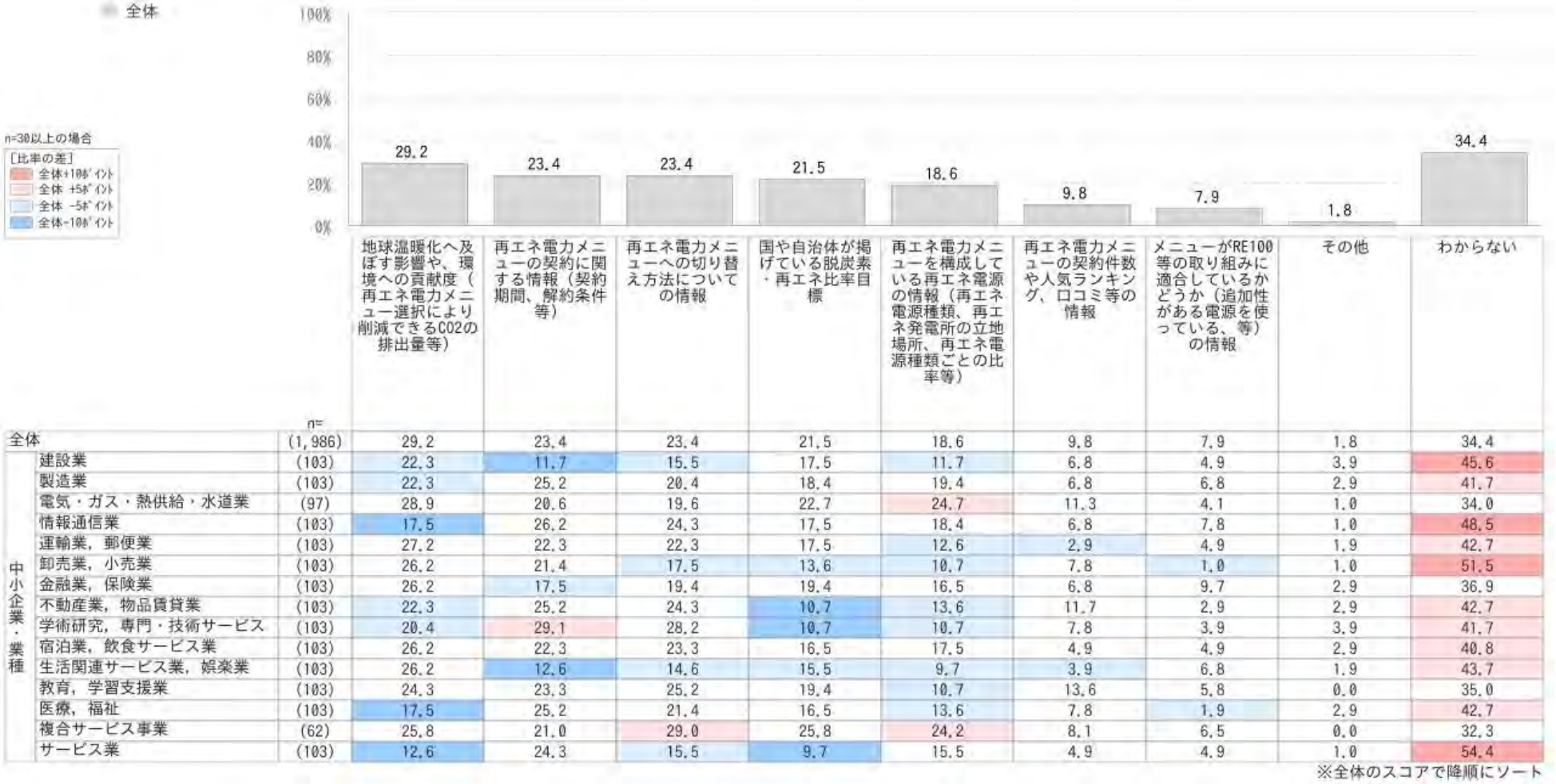
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー切り替え時に有益な情報（中小企業）

- 中小企業では、「わからない」が多く、特にサービス業、卸売業・小売業、情報通信業で半数近い回答があった。

Q10
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、価格以外にどういった情報があると切り替えを検討しやすい、検討しやすかったかと思われますか。（複数選択可）
※既に導入済みの方は、価格以外にどういった情報があるとより検討しやすかったかお答えください。

※全体ベース（n=1,986）



		n=	地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度（再エネ電力メニュー選択により削減できるCO2の排出量等）	再エネ電力メニューの契約に関する情報（契約期間、解約条件等）	再エネ電力メニューへの切り替え方法についての情報	国や自治体が掲げている脱炭素・再エネ比率目標	再エネ電力メニューを構成している再エネ電源の情報（再エネ電源種類、再エネ発電所の立地場所、再エネ電源種類ごとの比率等）	再エネ電力メニューの契約件数や人気ランキング、口コミ等の情報	メニューがRE100等の取り組みに適合しているかどうか（追加性がある電源を使っている、等）の情報	その他	わからない
全体		(1,986)	29.2	23.4	23.4	21.5	18.6	9.8	7.9	1.8	34.4
中小企業・業種	建設業	(103)	22.3	11.7	15.5	17.5	11.7	6.8	4.9	3.9	45.6
	製造業	(103)	22.3	25.2	20.4	18.4	19.4	6.8	6.8	2.9	41.7
	電気・ガス・熱供給・水道業	(97)	28.9	20.6	19.6	22.7	24.7	11.3	4.1	1.0	34.0
	情報通信業	(103)	17.5	26.2	24.3	17.5	18.4	6.8	7.8	1.0	48.5
	運輸業，郵便業	(103)	27.2	22.3	22.3	17.5	12.6	2.9	4.9	1.9	42.7
	卸売業，小売業	(103)	26.2	21.4	17.5	13.6	10.7	7.8	1.0	1.0	51.5
	金融業，保険業	(103)	26.2	17.5	19.4	19.4	16.5	6.8	9.7	2.9	36.9
	不動産業，物品賃貸業	(103)	22.3	25.2	24.3	10.7	13.6	11.7	2.9	2.9	42.7
	学術研究，専門・技術サービス	(103)	20.4	29.1	28.2	10.7	10.7	7.8	3.9	3.9	41.7
	宿泊業，飲食サービス業	(103)	26.2	22.3	23.3	16.5	17.5	4.9	4.9	2.9	40.8
	生活関連サービス業，娯楽業	(103)	26.2	12.6	14.6	15.5	9.7	3.9	6.8	1.9	43.7
	教育，学習支援業	(103)	24.3	23.3	25.2	19.4	10.7	13.6	5.8	0.0	35.0
	医療，福祉	(103)	17.5	25.2	21.4	16.5	13.6	7.8	1.9	2.9	42.7
	複合サービス事業	(62)	25.8	21.0	29.0	25.8	24.2	8.1	6.5	0.0	32.3
	サービス業	(103)	12.6	24.3	15.5	9.7	15.5	4.9	4.9	1.0	54.4

※全体のスコアで降順にソート

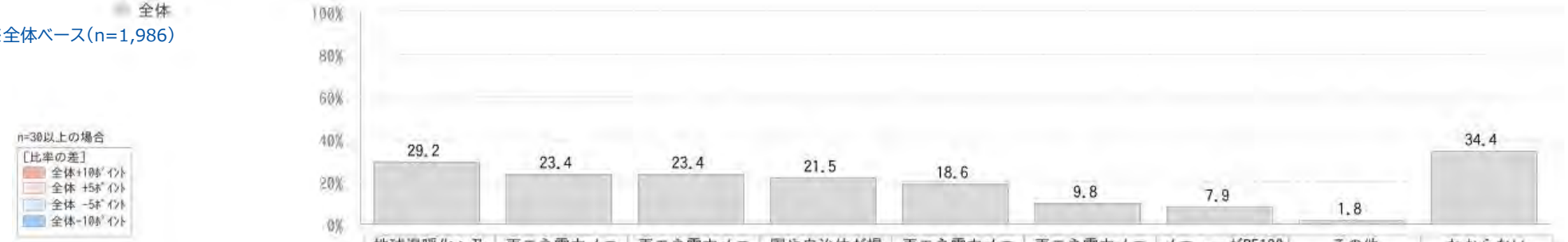
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー切り替え時に有益な情報（大企業）

- 大企業では、「地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度」が特に回答数が少ないものの、生活関連サービス業・娯楽業、不動産業・物品賃貸業、製造業、建設業で重視されていた。

Q10
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、価格以外にどういった情報があると切り替えを検討しやすい、検討しやすかったかと思われますか。（複数選択可）
※既に導入済みの方は、価格以外にどういった情報があるとより検討しやすかったかお答えください。

全体
※全体ベース（n=1,986）



		n=	地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度（再エネ電力メニュー選択により削減できるCO2の排出量等）	再エネ電力メニューの契約に関する情報（契約期間、解約条件等）	再エネ電力メニューへの切り替え方法についての情報	国や自治体が掲げている脱炭素・再エネ比率目標	再エネ電力メニューを構成している再エネ電源の情報（再エネ電源種類、再エネ発電所の立地場所、再エネ電源種類ごとの比率等）	再エネ電力メニューの契約件数や人気ランキング、口コミ等の情報	メニューがRE100等の取り組みに適合しているかどうか（追加性がある電源を使っている、等）の情報	その他	わからない
全体		(1,986)	29.2	23.4	23.4	21.5	18.6	9.8	7.9	1.8	34.4
大企業・業種	建設業	(36)	55.6	25.0	30.6	36.1	27.8	8.3	13.9	0.0	5.6
	製造業	(103)	57.3	25.2	30.1	40.8	32.0	17.5	14.6	0.0	8.7
	電気・ガス・熱供給・水道業	(26)	50.0	34.6	38.5	34.6	30.8	7.7	15.4	0.0	3.8
	情報通信業	(51)	52.9	23.5	29.4	51.0	25.5	9.8	15.7	2.0	5.9
	運輸業，郵便業	(17)	35.3	23.5	17.6	23.5	47.1	11.8	5.9	5.9	5.9
	卸売業，小売業	(45)	40.0	24.4	37.8	31.1	31.1	13.3	17.8	0.0	15.6
	金融業，保険業	(65)	38.5	26.2	26.2	40.0	15.4	13.8	12.3	0.0	12.3
	不動産業，物品賃貸業	(25)	64.0	40.0	40.0	48.0	52.0	32.0	28.0	0.0	4.0
	学術研究，専門・技術サービス	(9)	55.6	55.6	22.2	22.2	11.1	33.3	11.1	0.0	11.1
	宿泊業，飲食サービス業	(8)	50.0	25.0	37.5	25.0	50.0	25.0	25.0	0.0	12.5
	生活関連サービス業，娯楽業	(6)	66.7	16.7	50.0	16.7	50.0	16.7	16.7	0.0	16.7
	教育，学習支援業	(16)	50.0	31.3	18.8	37.5	31.3	31.3	6.3	0.0	6.3
	医療，福祉	(40)	37.5	37.5	27.5	22.5	30.0	27.5	22.5	5.0	15.0
	複合サービス事業	(11)	45.5	18.2	36.4	18.2	18.2	27.3	54.5	0.0	9.1
	サービス業	(30)	36.7	30.0	23.3	36.7	30.0	20.0	13.3	3.3	10.0

※全体のスコアで降順にソート

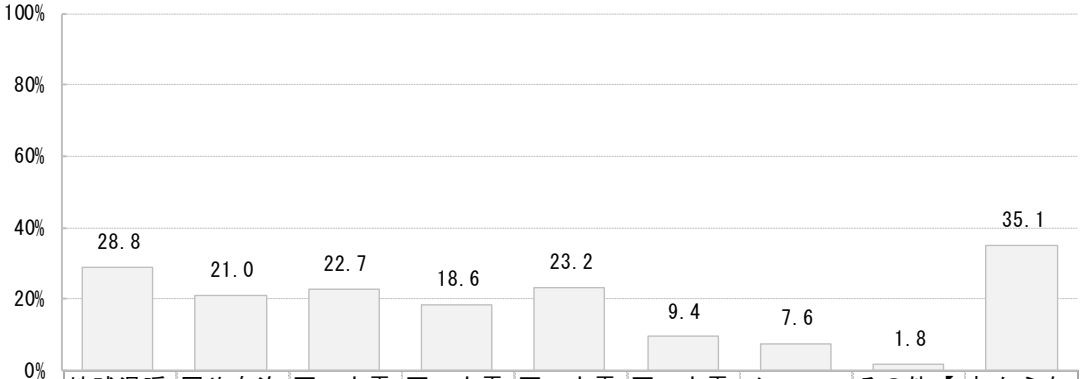
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ電力メニュー切り替え時に有益な情報(電力消費量別)

- 「地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度」は電力消費量の多い企業で5割以上の回答があった。

Q10
再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、価格以外にどういった情報があると切り替えを検討しやすい、検討しやすかったかと思われますか。(複数選択可)
※既に導入済みの方は、価格以外にどういった情報があるとより検討しやすかったかお答えください。

※全体ベース(n=1,986)



n = 30 以上

[比率の差]
全体+10%
全体+ 5%
全体- 5%
全体-10%

		全体	地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度(再エネ電力メニュー選択により削減できるCO2の	国や自治体が掲げている脱炭素・再エネ比率目標	再エネ電力メニューへの切り替え方法についての情報	再エネ電力メニューを構成している再エネ電源の情報(再エネ電源種類、再エネ発電所の立地	再エネ電力メニューの契約に関する情報(契約期間、解約条件等)	再エネ電力メニューの契約件数や人気ランキング、口コミ等の情報	メニューがRE100等の取り組みに適合しているかどうか(追加性がある電源を使っている、等)	その他【 】	わからない
全体		(1,933)	28.8	21.0	22.7	18.6	23.2	9.4	7.6	1.8	35.1
年間電力消費量(kWh)	0~100万kWh未満	(976)	22.5	15.0	20.5	13.9	21.9	8.0	4.8	2.0	42.4
	100万~1,000万kWh未満	(116)	37.1	34.5	34.5	26.7	31.0	6.0	7.8	0.9	10.3
	1,000万~1億kWh未満	(110)	56.4	48.2	32.7	40.0	27.3	14.5	20.9	1.8	1.8
	1億~10億kWh未満	(86)	51.2	41.9	32.6	31.4	31.4	20.9	15.1	0.0	4.7
	10億kWh~	(138)	54.3	40.6	37.7	34.1	31.2	25.4	23.2	0.0	5.1
	わからない/覚えていない	(507)	22.3	14.8	16.2	14.6	19.5	5.5	4.3	2.4	47.3

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する企業需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①再エネ電力調達に関する取り組み状況
   - ②再エネ電力調達全般に関する設問
   - ③自家発電に関する設問
   - ④再エネ電力メニューに関する設問
   - ⑤PPAに関する設問
   - ⑥再エネ証書に関する設問

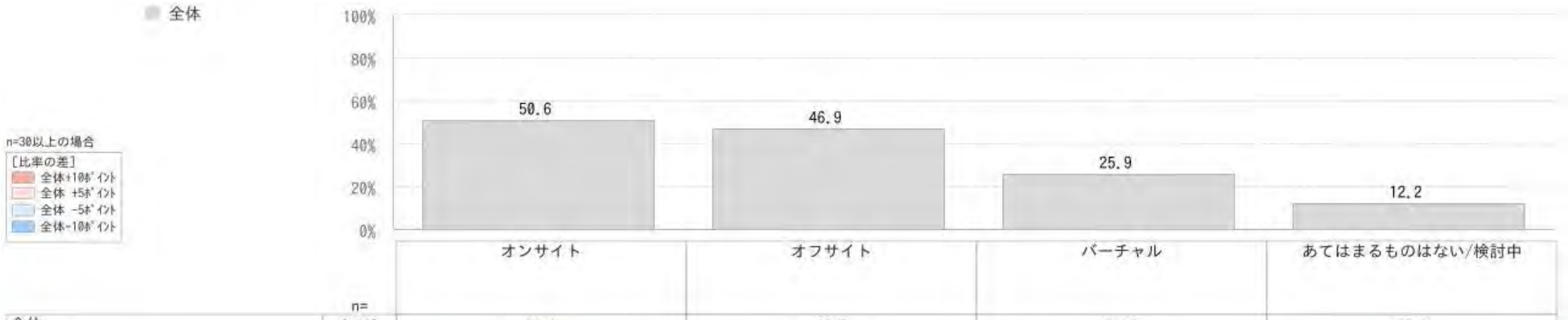
Copyright © Mitsubishi Research Institute

導入・検討したPPA種類

- **導入・検討したPPA種類は以下の通り**
- PPAに関しては、「オンサイト」が51%と最も高く、次いで「オフサイト」（47%）の順である。
- 大企業では、「オンサイト」（58%）の割合が半数を超えている。

Q11
導入または検討されたPPAの種類を教えてください。（複数選択可）

※PPA検討者ベース（n=409）



		n=	オンサイト	オフサイト	バーチャル	あてはまるものはない/検討中
全体		(409)	50.6	46.9	25.9	12.2
規模	中小企業	(157)	39.5	45.2	18.5	20.4
	大企業	(252)	57.5	48.0	30.6	7.1

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)導入・検討したPPA種類(業種別)

- オンサイトPPAは建設業、製造業、医療・福祉業、不動産業・物品賃貸業で、オフサイトPPAは情報通信業で多く検討されていた。

Q11
導入または検討されたPPAの種類を教えてください。(複数選択可)

※PPA検討者ベース(n=409)

		n=	オンサイト	オフサイト	バーチャル	あてはまるものはない/検討中
全体		(409)	50.6	46.9	25.9	12.2
業種	建設業	(23)	69.6	47.8	26.1	4.3
	製造業	(76)	68.4	47.4	26.3	9.2
	電気・ガス・熱供給・水道業	(48)	47.9	52.1	22.9	10.4
	情報通信業	(31)	35.5	61.3	22.6	3.2
	運輸業，郵便業	(24)	16.7	37.5	20.8	37.5
	卸売業，小売業	(24)	54.2	54.2	16.7	12.5
	金融業，保険業	(49)	44.9	44.9	22.4	8.2
	不動産業，物品賃貸業	(19)	63.2	47.4	26.3	10.5
	学術研究，専門・技術サービス	(13)	46.2	30.8	23.1	30.8
	宿泊業，飲食サービス業	(15)	53.3	26.7	26.7	6.7
	生活関連サービス業，娯楽業	(7)	14.3	57.1	42.9	14.3
	教育，学習支援業	(15)	33.3	46.7	60.0	13.3
	医療，福祉	(25)	64.0	32.0	28.0	20.0
	複合サービス事業	(20)	35.0	55.0	25.0	20.0
	サービス業（他に分類されない	(20)	55.0	50.0	30.0	5.0

※全体のスコアで降順にソート

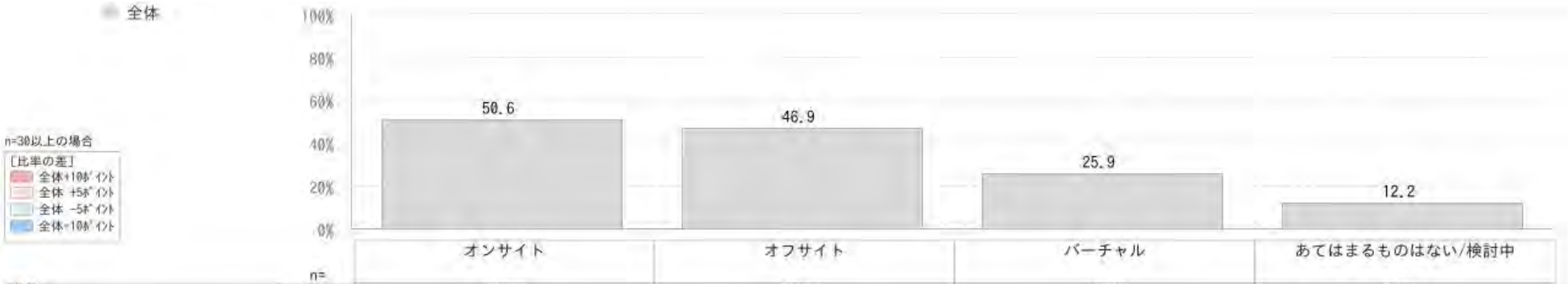
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)導入・検討したPPA種類(中小企業)

- 中小企業では、オンサイトPPAは製造業、オフサイトPPAは情報通信業、生活関連サービス業・娯楽業で検討されていた。

Q11
導入または検討されたPPAの種類を教えてください。(複数選択可)

※PPA検討者ベース(n=409)



		n=	オンサイト	オフサイト	バーチャル	あてはまるものはない/検討中
全体		(409)	50.6	46.9	25.9	12.2
中小企業・業種	建設業	(6)	50.0	16.7	50.0	16.7
	製造業	(13)	76.9	61.5	15.4	7.7
	電気・ガス・熱供給・水道業	(32)	43.8	50.0	15.6	15.6
	情報通信業	(9)	33.3	77.8	11.1	11.1
	運輸業，郵便業	(16)	18.8	37.5	12.5	43.8
	卸売業，小売業	(5)	80.0	40.0	40.0	20.0
	金融業，保険業	(13)	30.8	38.5	23.1	7.7
	不動産業，物品賃貸業	(3)	33.3	33.3	0.0	33.3
	学術研究，専門・技術サービス	(7)	28.6	28.6	0.0	57.1
	宿泊業，飲食サービス業	(11)	54.5	27.3	18.2	9.1
	生活関連サービス業，娯楽業	(4)	0.0	75.0	25.0	0.0
	教育，学習支援業	(8)	25.0	37.5	37.5	25.0
	医療，福祉	(7)	57.1	42.9	0.0	28.6
	複合サービス事業	(14)	28.6	42.9	28.6	28.6
	サービス業	(9)	22.2	55.6	11.1	11.1

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）導入・検討したPPA種類（大企業）

- 大企業ではオンサイトPPAが製造業、不動産業・物品賃貸業で、オフサイトPPAが複合サービス業、バーチャルPPAが生活関連サービス業・娯楽業、教育・学習支援業で検討されていた。

Q11
導入または検討されたPPAの種類を教えてください。（複数選択可）

※PPA検討者ベース（n=409）

		n=	オンサイト	オフサイト	バーチャル	あてはまるものはない/検討中
全体		(409)	50.6	46.9	25.9	12.2
大企業・業種	建設業	(17)	76.5	58.8	17.6	0.0
	製造業	(63)	66.7	44.4	28.6	9.5
	電気・ガス・熱供給・水道業	(16)	56.3	56.3	37.5	0.0
	情報通信業	(22)	36.4	54.5	27.3	0.0
	運輸業，郵便業	(8)	12.5	37.5	37.5	25.0
	卸売業，小売業	(19)	47.4	57.9	10.5	10.5
	金融業，保険業	(36)	50.0	47.2	22.2	8.3
	不動産業，物品賃貸業	(16)	68.8	50.0	31.3	6.3
	学術研究，専門・技術サービス	(6)	66.7	33.3	50.0	0.0
	宿泊業，飲食サービス業	(4)	50.0	25.0	50.0	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(3)	33.3	33.3	66.7	33.3
	教育，学習支援業	(7)	42.9	57.1	85.7	0.0
	医療，福祉	(18)	66.7	27.8	38.9	16.7
	複合サービス事業	(6)	50.0	83.3	16.7	0.0
	サービス業	(11)	81.8	45.5	45.5	0.0

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)導入・検討したPPA種類(電力消費量別)

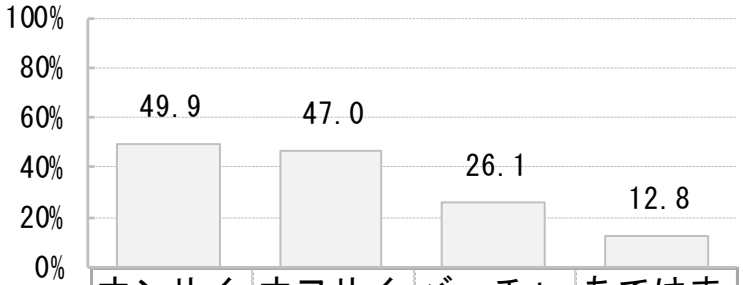
- 「オンサイト」は電力消費量の多い企業で6割以上検討されていた。

Q11
導入または検討されたPPAの種類を教えてください。(複数選択可)

※PPA検討者ベース(n=409)

n = 30 以上

[比率の差]
- 全体+10%
- 全体+ 5%
- 全体− 5%
- 全体−10%



		全体	オンサイト	オフサイト	バーチャル	あてはまるものはない/検討中
全体		(383)	49.9	47.0	26.1	12.8
年間電力消費量 (kWh)	0～100万kWh未満	(55)	32.7	45.5	12.7	21.8
	100万～1，000万kWh未満	(50)	46.0	42.0	20.0	12.0
	1，000万～1億kWh未満	(72)	48.6	58.3	26.4	5.6
	1億～10億kWh未満	(57)	54.4	50.9	36.8	7.0
	10億kWh～	(94)	64.9	47.9	39.4	4.3
	わからない/覚えていない	(55)	41.8	32.7	10.9	34.5

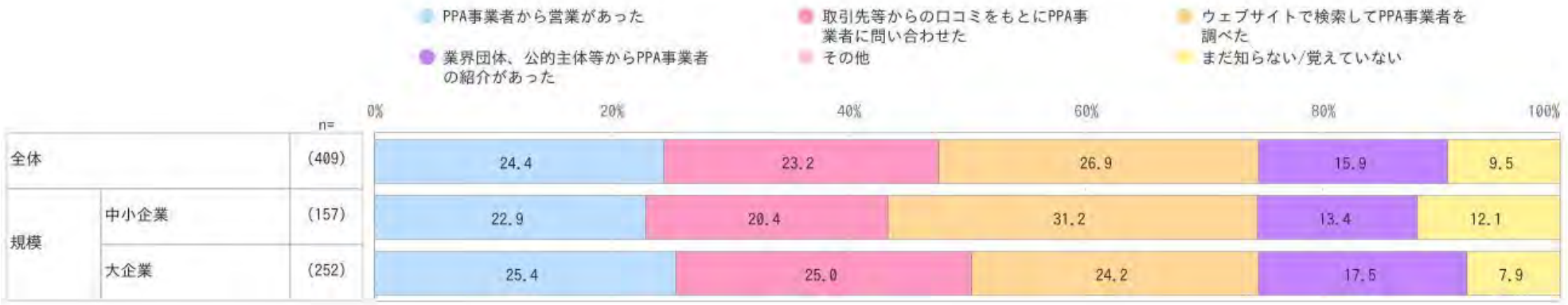
Copyright © Mitsubishi Research Institute

PPA調達先認知経路

- **PPA調達先認知経路は以下の通り**
  - 中小企業では「ウェブサイトで検索してPPA事業者を調べた」（31%）、大企業では「PPA事業者から営業があった」（25%）が、それぞれやや高い。

Q13
PPAの調達先をどのように知りましたか。
最もあてはまるものをお教えください。

※PPA検討者ベース（n=409）



		n=						
全体		(409)	24.4	23.2	26.9	15.9	9.5
規模	中小企業	(157)	22.9	20.4	31.2	13.4	12.1
	大企業	(252)	25.4	25.0	24.2	17.5	7.9

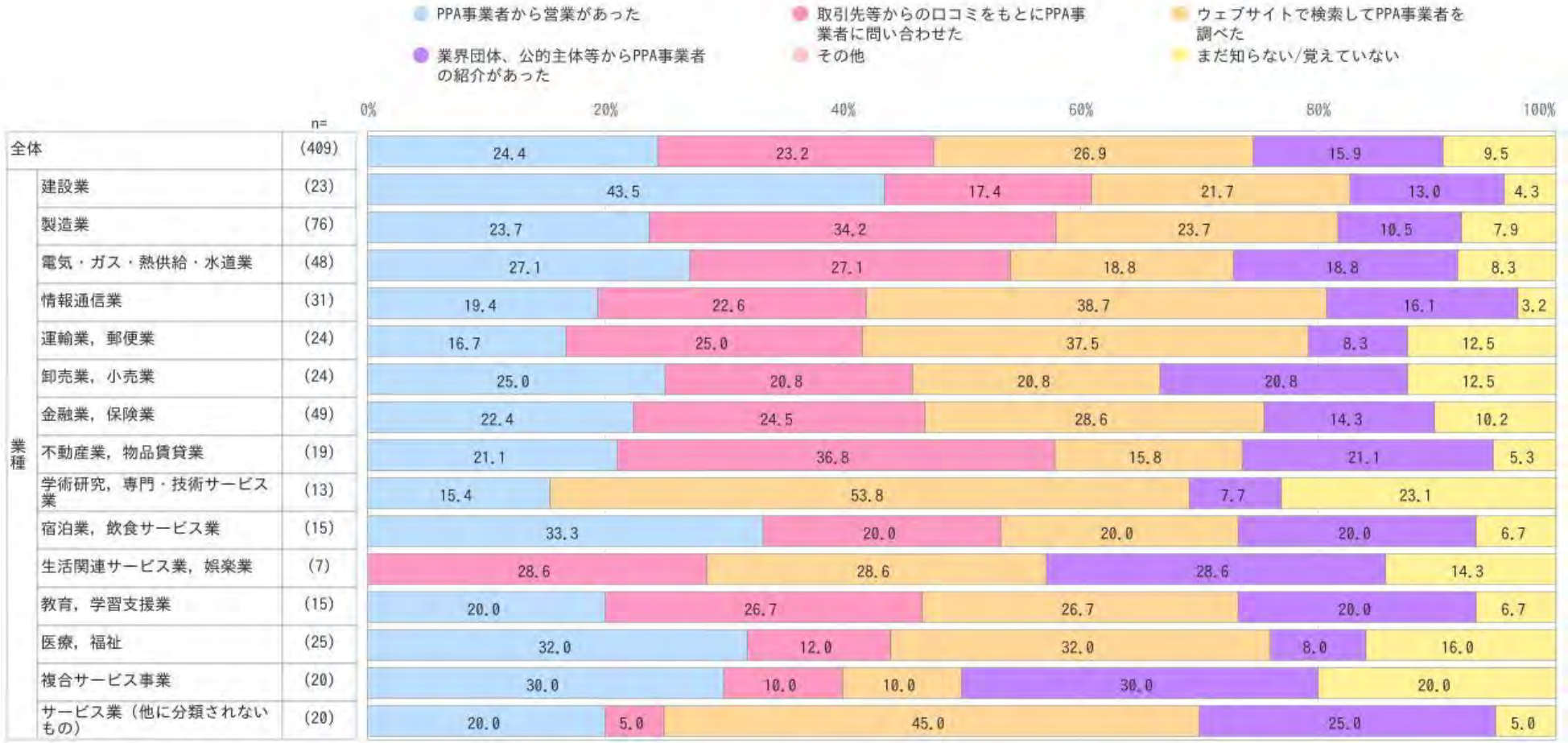
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）PPA調達先認知経路（業種別）

- 「PPA事業者から営業があった」は建設業で多く、「取引先等からの口コミをもとにPPA事業者に問い合わせた」は不動産業・物品賃貸業で多かった。

Q13
PPAの調達先をどのように知りましたか。
最もあてはまるものをお教えください。

※PPA検討者ベース（n=409）



		n=	PPA事業者から営業があった	取引先等からの口コミをもとにPPA事業者に問い合わせた	ウェブサイトで検索してPPA事業者を調べた	業界団体、公的主体等からPPA事業者の紹介があった	その他	まだ知らない/覚えていない
全体		(409)	24.4	23.2	26.9	15.9		9.5
業種	建設業	(23)	43.5	17.4	21.7	13.0		4.3
	製造業	(76)	23.7	34.2	23.7	10.5		7.9
	電気・ガス・熱供給・水道業	(48)	27.1	27.1	18.8	18.8		8.3
	情報通信業	(31)	19.4	22.6	38.7	16.1		3.2
	運輸業，郵便業	(24)	16.7	25.0	37.5	8.3		12.5
	卸売業，小売業	(24)	25.0	20.8	20.8	20.8		12.5
	金融業，保険業	(49)	22.4	24.5	28.6	14.3		10.2
	不動産業，物品賃貸業	(19)	21.1	36.8	15.8	21.1		5.3
	学術研究，専門・技術サービス業	(13)	15.4	53.8		7.7		23.1
	宿泊業，飲食サービス業	(15)	33.3	20.0	20.0	20.0		6.7
	生活関連サービス業，娯楽業	(7)	28.6		28.6	28.6		14.3
	教育，学習支援業	(15)	20.0	26.7	26.7	20.0		6.7
	医療，福祉	(25)	32.0	12.0	32.0	8.0		16.0
	複合サービス事業	(20)	30.0	10.0	10.0	30.0		20.0
	サービス業（他に分類されないもの）	(20)	20.0	5.0	45.0	25.0		5.0

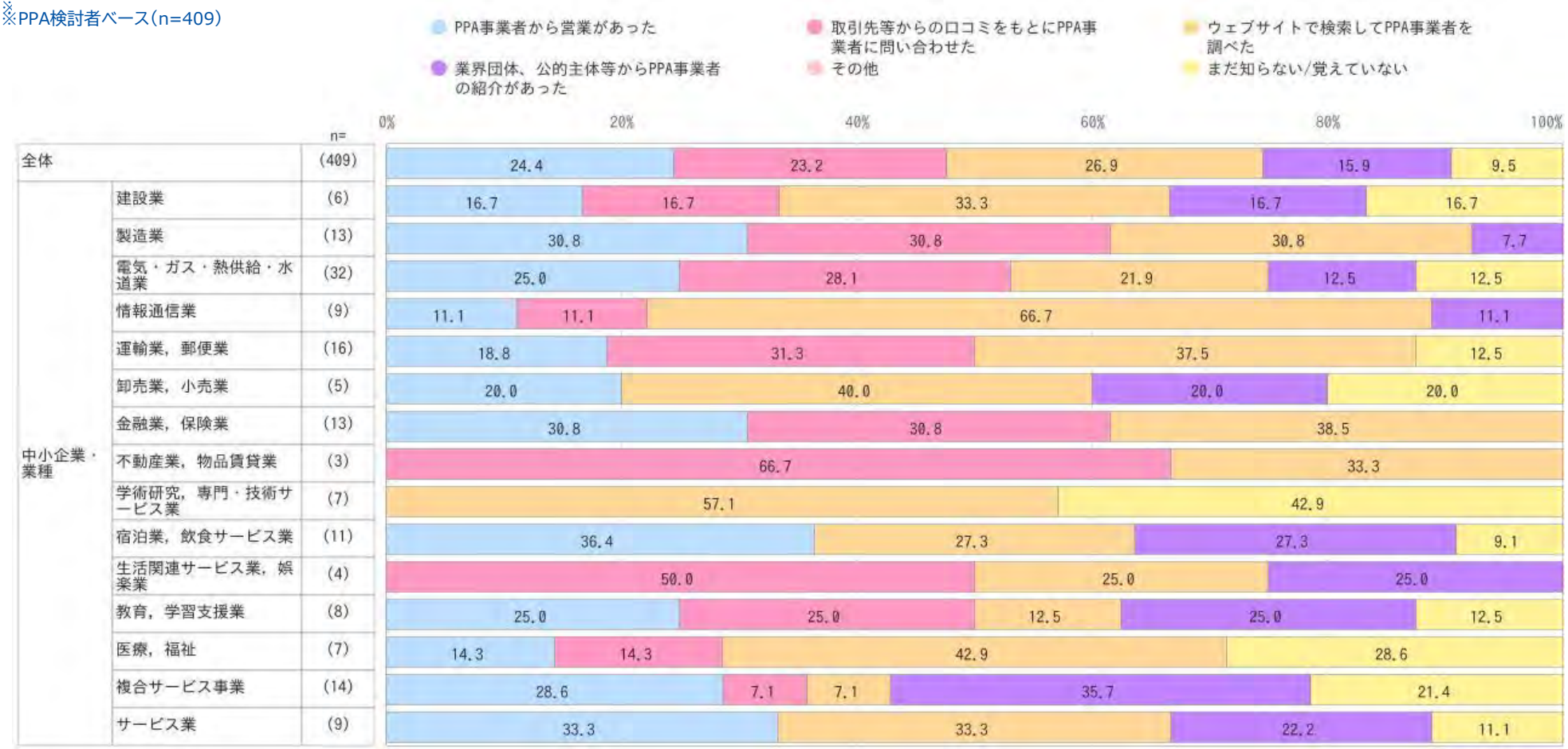
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）PPA調達先認知経路（中小企業）

- 中小企業では、比較的「まだ知らない/覚えていない」企業の割合が高く、特に学術研究・専門・技術サービス業では4割強の回答があった。

Q13
PPAの調達先をどのように知りましたか。
最もあてはまるものをお教えください。

※PPA検討者ベース（n=409）



		n=	PPA事業者から営業があった	取引先等からの口コミをもとにPPA事業者に問い合わせた	ウェブサイトで検索してPPA事業者を調べた	業界団体、公的主体等からPPA事業者の紹介があった	その他	まだ知らない/覚えていない
全体		(409)	24.4	23.2	26.9	15.9		9.5
中小企業・業種	建設業	(6)	16.7	16.7	33.3	16.7		16.7
	製造業	(13)	30.8	30.8	30.8	7.7		
	電気・ガス・熱供給・水道業	(32)	25.0	28.1	21.9	12.5		12.5
	情報通信業	(9)	11.1	11.1	66.7	11.1		
	運輸業，郵便業	(16)	18.8	31.3	37.5			12.5
	卸売業，小売業	(5)	20.0	40.0		20.0		20.0
	金融業，保険業	(13)	30.8	30.8	38.5			
	不動産業，物品賃貸業	(3)		66.7	33.3			
	学術研究，専門・技術サービス業	(7)			57.1			42.9
	宿泊業，飲食サービス業	(11)	36.4		27.3	27.3		9.1
	生活関連サービス業，娯楽業	(4)		50.0	25.0	25.0		
	教育，学習支援業	(8)	25.0	25.0	12.5	25.0		12.5
	医療，福祉	(7)	14.3	14.3	42.9			28.6
	複合サービス事業	(14)	28.6	7.1	7.1	35.7		21.4
	サービス業	(9)	33.3		33.3	22.2		11.1

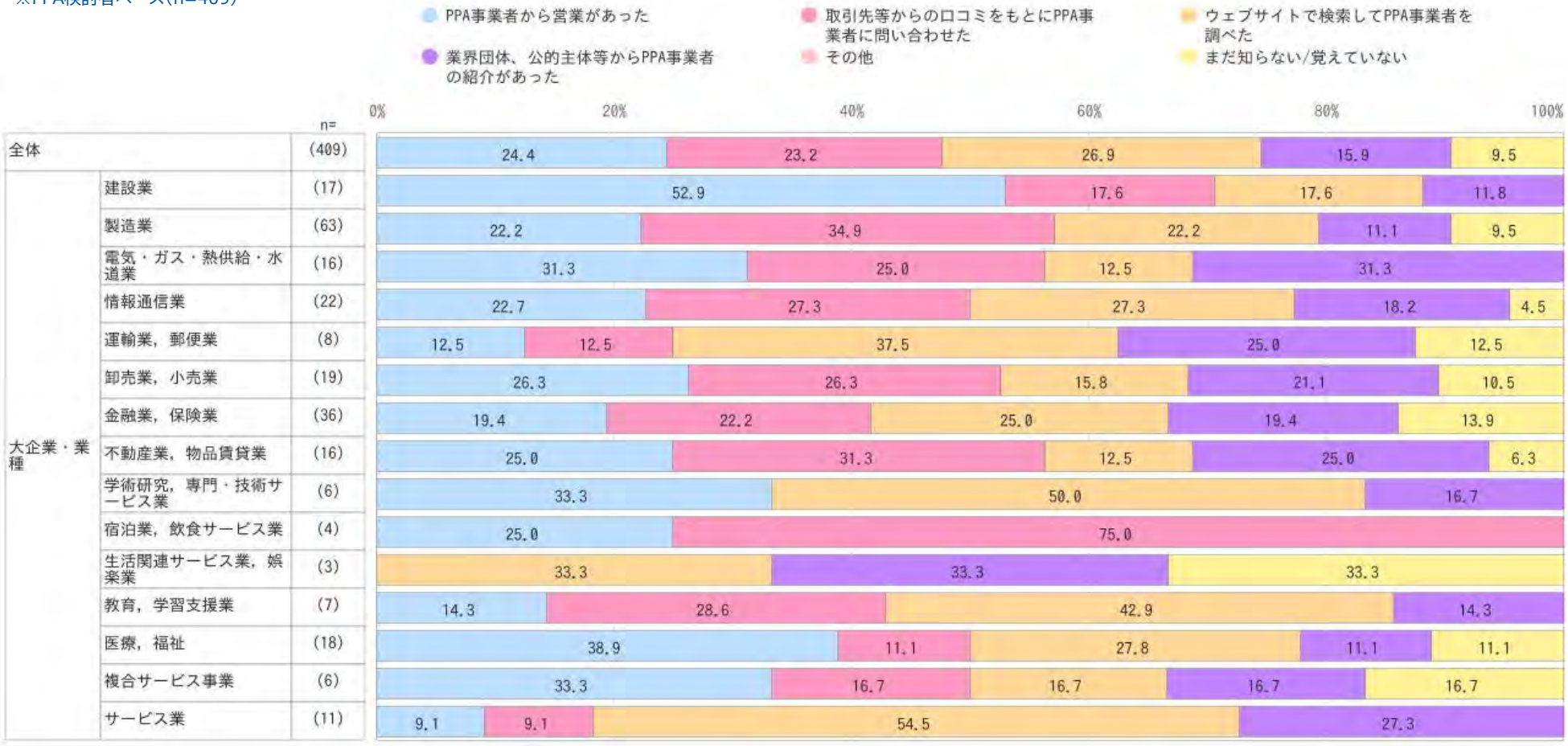
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）PPA調達先認知経路（大企業）

- 大企業では、回答数が少ないものの、建設業で「PPA事業者から営業があった」が半数以上、宿泊業・飲食サービス業では「取引先からの口コミをもとにPPA事業者に問い合わせた」が75%だった。

Q13
PPAの調達先をどのように知りましたか。
最もあてはまるものをお教えください。

※PPA検討者ベース（n=409）



		n=	PPA事業者から営業があった	取引先等からの口コミをもとにPPA事業者に問い合わせた	ウェブサイトで検索してPPA事業者を調べた	業界団体、公的主体等からPPA事業者の紹介があった	その他	まだ知らない/覚えていない
全体		(409)	24.4	23.2	26.9	15.9		9.5
大企業・業種	建設業	(17)	52.9	17.6	17.6	11.8		
	製造業	(63)	22.2	34.9	22.2	11.1		9.5
	電気・ガス・熱供給・水道業	(16)	31.3	25.0	12.5	31.3		
	情報通信業	(22)	22.7	27.3	27.3	18.2		4.5
	運輸業，郵便業	(8)	12.5	12.5	37.5	25.0		12.5
	卸売業，小売業	(19)	26.3	26.3	15.8	21.1		10.5
	金融業，保険業	(36)	19.4	22.2	25.0	19.4		13.9
	不動産業，物品賃貸業	(16)	25.0	31.3	12.5	25.0		6.3
	学術研究，専門・技術サービス業	(6)	33.3	50.0		16.7		
	宿泊業，飲食サービス業	(4)	25.0	75.0				
	生活関連サービス業，娯楽業	(3)		33.3	33.3			33.3
	教育，学習支援業	(7)	14.3	28.6	42.9	14.3		
	医療，福祉	(18)	38.9	11.1	27.8	11.1		11.1
	複合サービス事業	(6)	33.3	16.7	16.7	16.7		16.7
	サービス業	(11)	9.1	9.1	54.5	27.3		

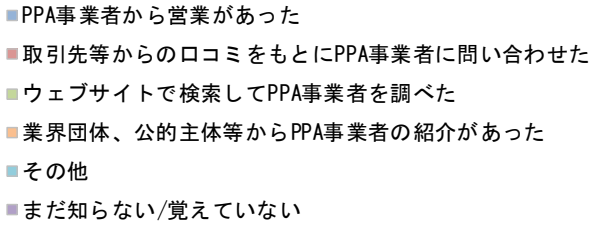
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）PPA調達先認知経路（電力消費量別）

- 「ウェブサイトで検索してPPA事業者を調べた」のは電力消費量の少ない企業で4割弱の回答があった。

Q13
PPAの調達先をどのように知りましたか。
最もあてはまるものをお教えください。

※PPA検討者ベース（n=409）



		全体	(%)					
全体		(383)	24.3	24.0	26.9	15.1	9.7	
年間電力消費量（kWh）	0～100万kWh未満	(55)	18.2	10.9	36.4	16.4	18.2	
	100万～1，000万kWh未満	(50)	38.0	22.0	30.0	10.0		
	1，000万～1億kWh未満	(72)	18.1	34.7	31.9	13.9	1.4	
	1億～10億kWh未満	(57)	22.8	38.6	21.1	12.3	5.3	
	10億kWh～	(94)	28.7	23.4	20.2	21.3	6.4	
	わからない/覚えていない	(55)	20.0	10.9	25.5	12.7	30.9	

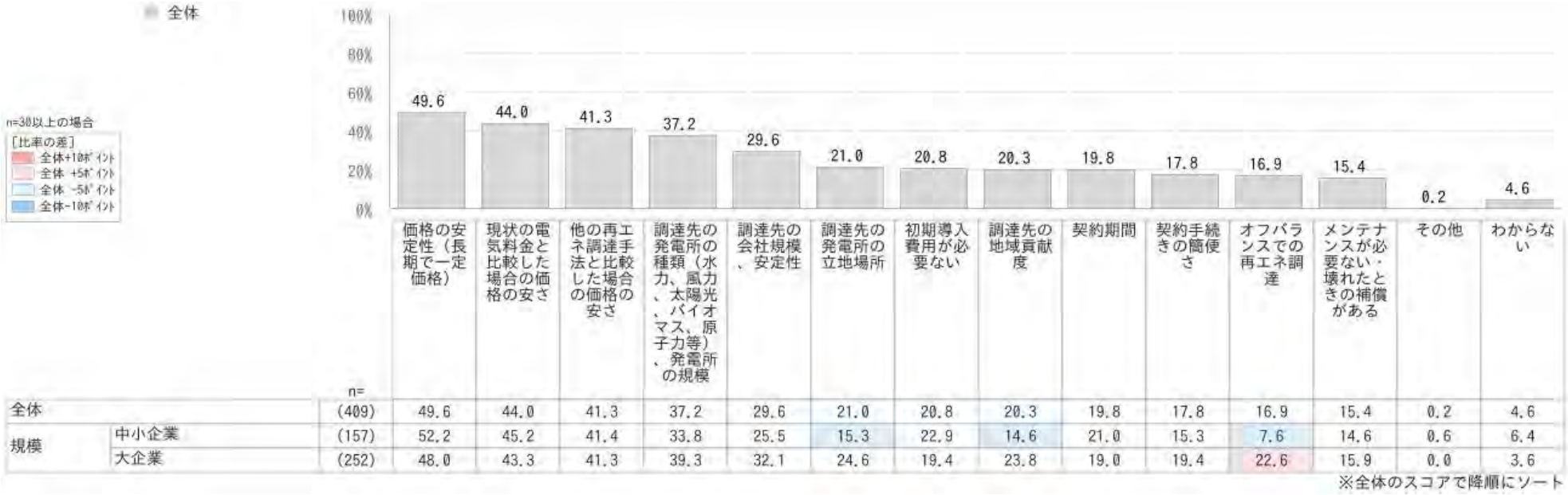
Copyright © Mitsubishi Research Institute

PPA導入重視点

- **PPA導入重視点は以下の通り**
- 重視点としては「価格の安定性（長期で一定価格）」が50%と最も高く、次いで「現状の電気料金と比較した場合の価格の安さ」（44%）、「他の再エネ調達手法と比較した場合の価格の安さ」（41%）、「調達先の発電所の種類（水力、風力、太陽光、バイオマス、原子力等）、発電所の規模」（37%）。
- 中小企業では各選択肢の挙げられる割合がやや低めとなるのに対して、大企業では「オフバランスでの再エネ調達」（23%）がやや高い結果だった。

Q14
PPAの導入を検討する場合に、重視する（した）ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。（複数選択可）

※PPA検討者ベース（n=409）



		n=	価格の安定性（長期で一定価格）	現状の電気料金と比較した場合の価格の安さ	他の再エネ調達手法と比較した場合の価格の安さ	調達先の発電所の種類（水力、風力、太陽光、バイオマス、原子力等）、発電所の規模	調達先の会社規模、安定性	調達先の発電所の立地場所	初期導入費用が必要ない	調達先の地域貢献度	契約期間	契約手続きの簡便さ	オフバランスでの再エネ調達	メンテナンスが必要ない・壊れたときの補償がある	その他	わからない
全体		(409)	49.6	44.0	41.3	37.2	29.6	21.0	20.8	20.3	19.8	17.8	16.9	15.4	0.2	4.6
規模	中小企業	(157)	52.2	45.2	41.4	33.8	25.5	15.3	22.9	14.6	21.0	15.3	7.6	14.6	0.6	6.4
	大企業	(252)	48.0	43.3	41.3	39.3	32.1	24.6	19.4	23.8	19.0	19.4	22.6	15.9	0.0	3.6

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）PPA導入重視点（業種別）

- 「価格の安定性」については宿泊業・飲食サービス業、教育・学習支援業で重視されていた。「価格の安さ」は回答数が少ないものの、生活関連サービス業・娯楽業で重視されていた。

Q14
PPAの導入を検討する場合に、重視する（した）ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。（複数選択可）
※PPA検討者ベース（n=409）

		n=	価格の安定性（長期で一定価格）	現状の電気料金と比較した場合の価格の安さ	他の再エネ調達手法と比較した場合の価格の安さ	調達先の発電所の種類（水力、風力、太陽光、バイオマス、原子力等）、発電所の規模	調達先の会社規模、安定性	調達先の発電所の立地場所	初期導入費用が必要ない	調達先の地域貢献度	契約期間	契約手続きの簡便さ	オフバランスでの再エネ調達	メンテナンスが必要ない・壊れたときの補償がある	その他	わからない
全体		(409)	49.6	44.0	41.3	37.2	29.6	21.0	20.8	20.3	19.8	17.8	16.9	15.4	0.2	4.6
業種	建設業	(23)	34.8	21.7	43.5	47.8	17.4	30.4	8.7	30.4	17.4	13.0	26.1	8.7	0.0	4.3
	製造業	(76)	48.7	51.3	48.7	31.6	32.9	21.1	18.4	17.1	23.7	14.5	21.1	11.8	0.0	1.3
	電気・ガス・熱供給・水道業	(48)	41.7	35.4	45.8	43.8	25.0	12.5	20.8	18.8	20.8	6.3	8.3	8.3	0.0	4.2
	情報通信業	(31)	61.3	48.4	38.7	41.9	32.3	22.6	22.6	12.9	22.6	29.0	16.1	16.1	0.0	0.0
	運輸業，郵便業	(24)	50.0	37.5	25.0	37.5	12.5	12.5	25.0	12.5	4.2	4.2	4.2	12.5	4.2	8.3
	卸売業，小売業	(24)	58.3	50.0	45.8	37.5	37.5	25.0	16.7	12.5	25.0	33.3	25.0	29.2	0.0	8.3
	金融業，保険業	(49)	36.7	36.7	26.5	38.8	24.5	12.2	10.2	16.3	16.3	18.4	14.3	12.2	0.0	6.1
	不動産業，物品賃貸業	(19)	63.2	57.9	57.9	52.6	47.4	31.6	36.8	26.3	31.6	21.1	26.3	10.5	0.0	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(13)	61.5	53.8	46.2	30.8	23.1	23.1	15.4	15.4	0.0	7.7	15.4	15.4	0.0	15.4
	宿泊業，飲食サービス業	(15)	73.3	40.0	46.7	26.7	26.7	0.0	20.0	20.0	0.0	20.0	6.7	13.3	0.0	6.7
	生活関連サービス業，娯楽業	(7)	28.6	71.4	14.3	42.9	14.3	14.3	28.6	42.9	28.6	14.3	14.3	14.3	0.0	14.3
	教育，学習支援業	(15)	73.3	53.3	80.0	40.0	40.0	26.7	26.7	20.0	26.7	26.7	20.0	26.7	0.0	6.7
	医療，福祉	(25)	52.0	56.0	40.0	20.0	36.0	32.0	32.0	32.0	28.0	36.0	24.0	32.0	0.0	8.0
	複合サービス事業	(20)	50.0	25.0	25.0	30.0	30.0	30.0	25.0	25.0	20.0	15.0	15.0	20.0	0.0	5.0
	サービス業（他に分類されない	(20)	40.0	45.0	30.0	40.0	40.0	35.0	30.0	35.0	20.0	20.0	15.0	20.0	0.0	0.0

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）PPA導入重視点（中小企業）

- 中小企業では、「価格の安定性」については不動産業・物品賃貸業、学術研究・専門・技術サービス業で重視されていた。「価格の安さ」は卸売業・小売業、製造業で重視されていた。

Q14
PPAの導入を検討する場合に、重視する（した）ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。（複数選択可）
※PPA検討者ベース（n=409）

		n=	価格の安定性（長期で一定価格）	現状の電気料金と比較した場合の価格の安さ	他の再エネ調達手法と比較した場合の価格の安さ	調達先の発電所の種類（水力、風力、太陽光、バイオマス、原子力等）、発電所の規模	調達先の会社規模、安定性	調達先の発電所の立地場所	初期導入費用が必要ない	調達先の地域貢献度	契約期間	契約手続きの簡便さ	オフバランスでの再エネ調達	メンテナンスが必要ない・壊れたときの補償がある	その他	わからない
全体		(409)	49.6	44.0	41.3	37.2	29.6	21.0	20.8	20.3	19.8	17.8	16.9	15.4	0.2	4.6
中小企業・業種	建設業	(6)	50.0	16.7	16.7	33.3	0.0	0.0	16.7	33.3	33.3	0.0	16.7	16.7	0.0	16.7
	製造業	(13)	53.8	76.9	53.8	30.8	23.1	30.8	15.4	7.7	38.5	15.4	7.7	15.4	0.0	0.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(32)	46.9	37.5	46.9	40.6	25.0	12.5	18.8	12.5	21.9	9.4	6.3	6.3	0.0	6.3
	情報通信業	(9)	55.6	55.6	44.4	44.4	44.4	44.4	33.3	22.2	44.4	44.4	33.3	33.3	0.0	0.0
	運輸業，郵便業	(16)	56.3	43.8	31.3	25.0	12.5	18.8	31.3	18.8	6.3	6.3	0.0	12.5	6.3	6.3
	卸売業，小売業	(5)	60.0	80.0	40.0	20.0	60.0	20.0	20.0	20.0	20.0	60.0	20.0	0.0	0.0	20.0
	金融業，保険業	(13)	38.5	30.8	38.5	38.5	0.0	0.0	0.0	7.7	15.4	23.1	0.0	0.0	0.0	0.0
	不動産業，物品賃貸業	(3)	100	66.7	33.3	66.7	66.7	0.0	66.7	0.0	33.3	33.3	0.0	33.3	0.0	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(7)	85.7	71.4	42.9	42.9	42.9	14.3	28.6	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	0.0	14.3
	宿泊業，飲食サービス業	(11)	63.6	36.4	54.5	27.3	27.3	0.0	18.2	18.2	0.0	18.2	9.1	18.2	0.0	9.1
	生活関連サービス業，娯楽業	(4)	0.0	75.0	0.0	50.0	0.0	0.0	25.0	50.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	教育，学習支援業	(8)	62.5	37.5	75.0	25.0	25.0	12.5	25.0	0.0	25.0	12.5	12.5	25.0	0.0	12.5
	医療，福祉	(7)	57.1	57.1	42.9	0.0	28.6	14.3	28.6	14.3	28.6	0.0	0.0	28.6	0.0	14.3
	複合サービス事業	(14)	50.0	21.4	21.4	35.7	35.7	14.3	21.4	14.3	21.4	14.3	7.1	21.4	0.0	7.1
	サービス業	(9)	33.3	44.4	44.4	33.3	33.3	33.3	44.4	22.2	22.2	22.2	11.1	22.2	0.0	0.0

※全体のスコアで降順にソート

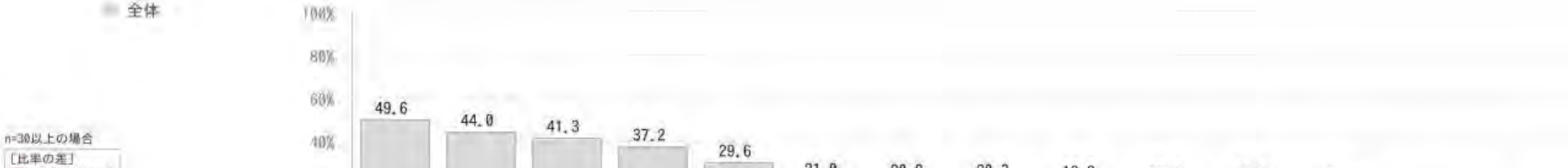
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)PPA導入重視点(大企業)

- 大企業では、回答数が少ないものの、「価格の安定性」については宿泊業・飲食サービス業、教育・学習支援業で重視されていた。「価格の安さ」は教育・学習支援業で重視されていた。

Q14
PPAの導入を検討する場合に、重視する(した)ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。(複数選択可)

※PPA検討者ベース(n=409)



		n=	価格の安定性(長期で一定価格)	現状の電気料金と比較した場合の価格の安さ	他の再エネ調達手法と比較した場合の価格の安さ	調達先の発電所の種類(水力、風力、太陽光、バイオマス、原子力等)、発電所の規模	調達先の会社規模、安定性	調達先の発電所の立地場所	初期導入費用が必要ない	調達先の地域貢献度	契約期間	契約手続きの簡便さ	オフバランスでの再エネ調達	メンテナンスが必要ない・壊れたときの補償がある	その他	わからない
全体		(409)	49.6	44.0	41.3	37.2	29.6	21.0	20.8	20.3	19.8	17.8	16.9	15.4	0.2	4.6
大企業・業種	建設業	(17)	29.4	23.5	52.9	52.9	23.5	41.2	5.9	29.4	11.8	17.6	29.4	5.9	0.0	0.0
	製造業	(63)	47.6	46.0	47.6	31.7	34.9	19.0	19.0	19.0	20.6	14.3	23.8	11.1	0.0	1.6
	電気・ガス・熱供給・水道業	(16)	31.3	31.3	43.8	50.0	25.0	12.5	25.0	31.3	18.8	0.0	12.5	12.5	0.0	0.0
	情報通信業	(22)	63.6	45.5	36.4	40.9	27.3	13.6	18.2	9.1	13.6	22.7	9.1	9.1	0.0	0.0
	運輸業，郵便業	(8)	37.5	25.0	12.5	62.5	12.5	0.0	12.5	0.0	0.0	0.0	12.5	12.5	0.0	12.5
	卸売業，小売業	(19)	57.9	42.1	47.4	42.1	31.6	26.3	15.8	10.5	26.3	26.3	26.3	36.8	0.0	5.3
	金融業，保険業	(36)	36.1	38.9	22.2	38.9	33.3	16.7	13.9	19.4	16.7	16.7	19.4	16.7	0.0	8.3
	不動産業，物品賃貸業	(16)	56.3	56.3	62.5	50.0	43.8	37.5	31.3	31.3	31.3	18.8	31.3	6.3	0.0	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(6)	33.3	33.3	50.0	16.7	0.0	33.3	0.0	33.3	0.0	16.7	33.3	16.7	0.0	16.7
	宿泊業，飲食サービス業	(4)	100	50.0	25.0	25.0	25.0	0.0	25.0	25.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(3)	66.7	66.7	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	33.3	0.0	33.3
	教育，学習支援業	(7)	85.7	71.4	85.7	57.1	57.1	42.9	28.6	42.9	28.6	42.9	28.6	28.6	0.0	0.0
	医療，福祉	(18)	50.0	55.6	38.9	27.8	38.9	38.9	33.3	38.9	27.8	50.0	33.3	33.3	0.0	5.6
	複合サービス事業	(6)	50.0	33.3	33.3	16.7	16.7	66.7	33.3	50.0	16.7	16.7	33.3	16.7	0.0	0.0
	サービス業	(11)	45.5	45.5	18.2	45.5	45.5	36.4	18.2	45.5	18.2	18.2	18.2	18.2	0.0	0.0

※全体のスコアで降順にソート

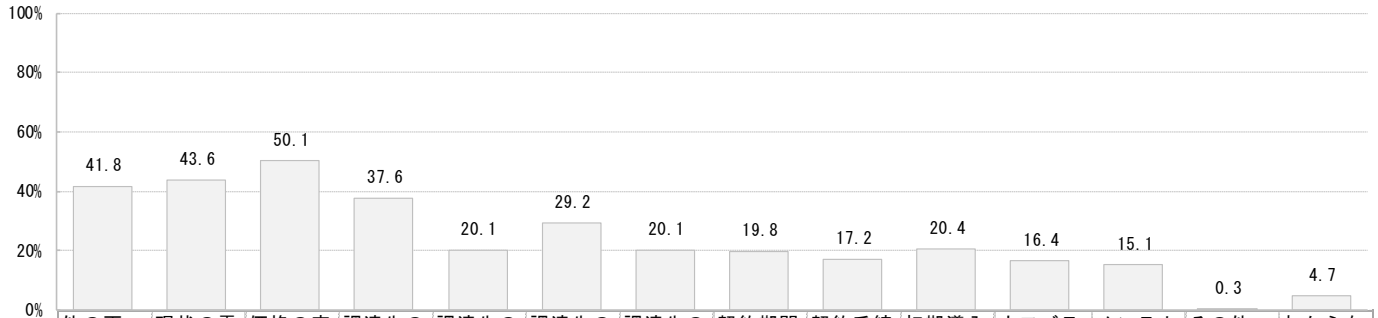
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)PPA導入重視点(電力消費量別)

- 「価格の安定性」は電力消費量にかかわらず5割程度の回答があった。

Q14
PPAの導入を検討する場合に、重視する(した)ポイントは何ですか。
あてはまるものを全てお答えください。(複数選択可)

※PPA検討者ベース(n=409)



n = 30 以上

[比率の差]
全体+10%
全体+ 5%
全体− 5%
全体−10%

		全体	他の再エネ調達手法と比較した場合の価格の安さ	現状の電気料金と比較した場合の価格の安さ	価格の安定性(長期で一定価格)	調達先の発電所の種類(水力、風力、太陽光、バイオマス、原子力等)、発電所の規模	調達先の発電所の立地場所	調達先の会社規模、安定性	調達先の地域貢献度	契約期間	契約手続きの簡便さ	初期導入費用が必要ない	オフバランスでの再エネ調達	メンテナンスが必要ない・壊れたときの補償がある	その他	わからない
全体		(383)	41.8	43.6	50.1	37.6	20.1	29.2	20.1	19.8	17.2	20.4	16.4	15.1	0.3	4.7
年間電力消費量(kWh)	0～100万kWh未満	(55)	41.8	41.8	47.3	30.9	10.9	21.8	3.6	10.9	12.7	16.4	7.3	12.7	0.0	10.9
	100万～1,000万kWh未満	(50)	36.0	44.0	56.0	34.0	14.0	24.0	16.0	28.0	10.0	18.0	6.0	8.0	0.0	0.0
	1,000万～1億kWh未満	(72)	40.3	48.6	51.4	43.1	23.6	33.3	25.0	18.1	16.7	19.4	18.1	18.1	1.4	1.4
	1億～10億kWh未満	(57)	47.4	31.6	56.1	40.4	19.3	29.8	21.1	21.1	12.3	21.1	19.3	8.8	0.0	1.8
	10億kWh～	(94)	46.8	46.8	45.7	40.4	28.7	37.2	30.9	23.4	26.6	23.4	27.7	16.0	0.0	2.1
	わからない/覚えていない	(55)	34.5	45.5	47.3	32.7	16.4	21.8	14.5	16.4	18.2	21.8	10.9	25.5	0.0	14.5

Copyright © Mitsubishi Research Institute

PPA導入の課題

- **PPA導入の課題は以下の通り**
- PPA導入の課題としては、「契約内容が複雑で締結できない」が27%と最も高く、次いで「長期契約を許容できない」(19%)、「PPAに関する情報が入手しづらい」(18%)の順である。
- 中小企業では「契約内容が複雑で締結できない」(28%)が高い。特に、電気・ガス・熱供給・水道業では「契約内容が複雑で締結できない」(37%)がかなり高い。
- 大企業の特に製造業では、「契約内容が複雑で締結できない」(18%)がやや低い一方、「長期契約を許容できない」(30%)が高い。

Q15
PPAで再エネ調達を実施するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※PPA非導入者ベース(n=1,577)

		n=	契約内容が複雑で締結できない	長期契約を許容できない	PPAに関する情報が入手しづらい	将来的に企業がPPAで調達をしたくても発電所が見つからない状況が懸念される	PPAを導入している実績が少ない	与信等の問題で契約したくてもできない	その他
全体		(1,577)	26.7	18.8	17.9	13.7	13.0	5.1	4.8
規模	中小企業	(1,341)	28.3	18.3	17.4	13.7	12.4	4.8	5.0
	大企業	(236)	17.4	21.6	20.8	13.6	16.5	6.8	3.4

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）PPA導入の課題（業種別）

- 「契約内容が複雑で締結できない」は建設業、電気・ガス・熱供給・水道業、金融業・保険業で３割を超える回答があった。「長期契約を許容できない」は情報通信業、宿泊業・飲食サービス業で比較的回答が多く見られた。

Q15
PPAで再エネ調達を実施するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※PPA非導入者ベース（n=1,577）

		n=	契約内容が複雑で締結できない	長期契約を許容できない	与信等の問題で契約したくてもできない	PPAに関する情報が入手しづらい	PPAを導入している実績が少ない	将来的に企業がPPAで調達をしたくても発電所が見つからない状況が懸念される	その他
全体		(1,577)	26.7	18.8	5.1	17.9	13.0	13.7	4.8
業種	建設業	(116)	34.5	17.2	4.3	14.7	15.5	10.3	3.4
	製造業	(130)	20.8	23.1	5.4	13.1	17.7	18.5	1.5
	電気・ガス・熱供給・水道業	(75)	33.3	6.7	9.3	16.0	14.7	16.0	4.0
	情報通信業	(123)	15.4	26.8	4.9	23.6	10.6	12.2	6.5
	運輸業，郵便業	(96)	19.8	21.9	6.3	15.6	12.5	16.7	7.3
	卸売業，小売業	(124)	28.2	18.5	5.6	17.7	12.9	13.7	3.2
	金融業，保険業	(119)	30.3	18.5	6.7	21.0	12.6	7.6	3.4
	不動産業，物品賃貸業	(109)	29.4	22.0	3.7	16.5	5.5	17.4	5.5
	学術研究，専門・技術サービス	(99)	28.3	16.2	4.0	20.2	13.1	10.1	8.1
	宿泊業，飲食サービス業	(96)	26.0	24.0	4.2	18.8	8.3	11.5	7.3
	生活関連サービス業，娯楽業	(102)	27.5	23.5	2.0	14.7	12.7	11.8	7.8
	教育，学習支援業	(104)	28.8	17.3	7.7	22.1	9.6	9.6	4.8
	医療，福祉	(118)	27.1	15.3	0.8	21.2	14.4	18.6	2.5
	複合サービス事業	(53)	26.4	15.1	13.2	15.1	15.1	13.2	1.9
	サービス業（他に分類されない	(113)	27.4	10.6	3.5	16.8	19.5	17.7	4.4

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）PPA導入の課題（中小企業）

- 中小企業では、「契約内容が複雑で締結できない」は電気・ガス・熱供給・水道業、建設業で4割近い回答があった。「長期契約を許容できない」は情報通信業、生活関連サービス業・娯楽業で24%程度の回答があった。

Q15
PPAで再エネ調達を実施するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※PPA非導入者ベース（n=1,577）

		n=	契約内容が複雑で締結できない	長期契約を許容できない	与信等の問題で契約したくてもできない	PPAに関する情報が入手しづらい	PPAを導入している実績が少ない	将来的に企業がPPAで調達をしたくても発電所が見つからない状況が懸念される	その他
全体		(1,577)	26.7	18.8	5.1	17.9	13.0	13.7	4.8
中小企業・業種	建設業	(97)	36.1	16.5	4.1	15.5	13.4	10.3	4.1
	製造業	(90)	22.2	20.0	5.6	10.0	17.8	22.2	2.2
	電気・ガス・熱供給・水道業	(65)	36.9	7.7	7.7	15.4	15.4	12.3	4.6
	情報通信業	(94)	20.2	24.5	6.4	20.2	9.6	11.7	7.4
	運輸業，郵便業	(87)	21.8	21.8	6.9	13.8	11.5	17.2	6.9
	卸売業，小売業	(98)	27.6	18.4	4.1	19.4	12.2	14.3	4.1
	金融業，保険業	(90)	32.2	16.7	3.3	21.1	13.3	8.9	4.4
	不動産業，物品賃貸業	(100)	30.0	24.0	2.0	17.0	5.0	18.0	4.0
	学術研究，専門・技術サービス	(96)	28.1	16.7	4.2	19.8	12.5	10.4	8.3
	宿泊業，飲食サービス業	(92)	26.1	23.9	3.3	18.5	8.7	12.0	7.6
	生活関連サービス業，娯楽業	(99)	27.3	24.2	2.0	15.2	13.1	10.1	8.1
	教育，学習支援業	(95)	31.6	16.8	8.4	21.1	7.4	10.5	4.2
	医療，福祉	(96)	31.3	16.7	1.0	22.9	13.5	14.6	0.0
	複合サービス事業	(48)	29.2	12.5	14.6	14.6	12.5	14.6	2.1
	サービス業	(94)	26.6	8.5	4.3	14.9	21.3	19.1	5.3

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）PPA導入の課題（大企業）

- 大企業では、回答数が少ないものの、「契約内容が複雑で締結できない」は生活関連サービス業・娯楽業、学術研究・専門・技術サービス業、サービス業で3割強の回答があり、「長期契約を許容できない」は複合サービス業、情報通信業、製造業で3～4割程度回答があった。

Q15
PPAで再エネ調達を実施するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※PPA非導入者ベース（n=1,577）

		n=	契約内容が複雑で締結できない	長期契約を許容できない	PPAに関する情報が入手しづらい	将来的に企業がPPAで調達をしたくても発電所が見つからない状況が懸念される	PPAを導入している実績が少ない	与信等の問題で契約したくてもできない	その他
全体		(1,577)	26.7	18.8	17.9	13.7	13.0	5.1	4.8
大企業・業種	建設業	(19)	26.3	21.1	10.5	10.5	26.3	5.3	0.0
	製造業	(40)	17.5	30.0	20.0	10.0	17.5	5.0	0.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(10)	10.0	0.0	20.0	40.0	10.0	20.0	0.0
	情報通信業	(29)	0.0	34.5	34.5	13.8	13.8	0.0	3.4
	運輸業，郵便業	(9)	0.0	22.2	33.3	11.1	22.2	0.0	11.1
	卸売業，小売業	(26)	30.8	19.2	11.5	11.5	15.4	11.5	0.0
	金融業，保険業	(29)	24.1	24.1	20.7	3.4	10.3	17.2	0.0
	不動産業，物品賃貸業	(9)	22.2	0.0	11.1	11.1	11.1	22.2	22.2
	学術研究，専門・技術サービス	(3)	33.3	0.0	33.3	0.0	33.3	0.0	0.0
	宿泊業，飲食サービス業	(4)	25.0	25.0	25.0	0.0	0.0	25.0	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(3)	33.3	0.0	0.0	66.7	0.0	0.0	0.0
	教育，学習支援業	(9)	0.0	22.2	33.3	0.0	33.3	0.0	11.1
	医療，福祉	(22)	9.1	9.1	13.6	36.4	18.2	0.0	13.6
	複合サービス事業	(5)	0.0	40.0	20.0	0.0	40.0	0.0	0.0
	サービス業	(19)	31.6	21.1	26.3	10.5	10.5	0.0	0.0

※全体のスコアで降順にソート

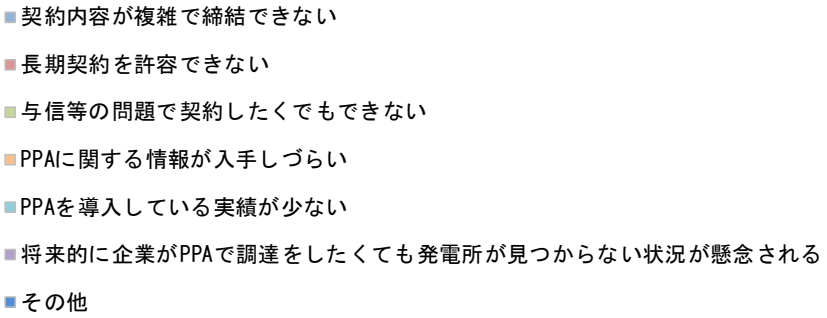
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)PPA導入の課題(電力消費量別)

- 「PPAに関する情報が入手しづらい」は電力消費量のやや多い(1,000万～1億kWh未満)企業で34%と突出していた。

Q15
PPAで再エネ調達を実施するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※PPA非導入者ベース(n=1,577)



		全体	(%)						
全体		(1,550)	27.0	18.6	5.0	17.9	12.7	14.0	4.7
年間電力消費量(kWh)	0～100万kWh未満	(921)	29.8	18.3	5.5	17.2	11.0	13.9	4.3
	100万～1,000万kWh未満	(66)	18.2	25.8	4.5	13.6	15.2	19.7	3.0
	1,000万～1億kWh未満	(38)	7.9	23.7	10.5	34.2	13.2	7.9	2.6
	1億～10億kWh未満	(29)	24.1	17.2	13.8	17.2	13.8	10.3	3.4
	10億kWh～	(44)	20.5	18.2	11.4	20.5	15.9	11.4	2.3
	わからない/覚えていない	(452)	25.2	17.9	2.2	18.6	15.5	14.4	6.2

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する企業需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①再エネ電力調達に関する取り組み状況
   - ②再エネ電力調達全般に関する設問
   - ③自家発電に関する設問
   - ④再エネ電力メニューに関する設問
   - ⑤PPAに関する設問
   - ⑥再エネ証書に関する設問

Copyright © Mitsubishi Research Institute

導入・検討した再エネ証書

- **導入・検討した再エネ証書は以下の通り**
- 「グリーン電力証書」が53%と最も高く、「再エネ電力由来J-クレジット」（40%）が続く。
- 中小企業では「証書の種類は検討中」（27%）がやや高い。

Q16
再エネ証書のうち、導入済み又はご検討中の具体的なものを教えてください。（複数回答可）

※再エネ証書検討者ベース（n=429）

		n=	グリーン電力証書	再エネ電力由来J-クレジット	FIT非化石証書（再エネ指定）	証書の種類は検討中	非FIT非化石証書（再エネ指定）	上記にあてはまるものはない
全体		(429)	53.1	40.1	29.8	19.1	14.2	0.7
規模	中小企業	(158)	46.2	36.7	24.1	26.6	12.7	0.6
	大企業	(271)	57.2	42.1	33.2	14.8	15.1	0.7

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)導入・検討した再エネ証書(業種別)

- グリーン電力証書は特に不動産業・物品賃貸業、建設業、情報通信業、生活関連サービス業・娯楽業で、再エネ電力由来J-クレジットは特にサービス業で導入・検討されていた。

Q16
再エネ証書のうち、導入済み又はご検討中の具体的なものを教えてください。(複数回答可)

※再エネ証書検討者ベース(n=429)

		n=	グリーン電力証書	再エネ電力由来J-クレジット	FIT非化石証書(再エネ指定)	証書の種類は検討中	非FIT非化石証書(再エネ指定)	上記にあてはまるものはない
全体		(429)	53.1	40.1	29.8	19.1	14.2	0.7
業種	建設業	(23)	65.2	43.5	43.5	8.7	13.0	0.0
	製造業	(81)	54.3	46.9	32.1	16.0	12.3	0.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(46)	54.3	41.3	34.8	10.9	13.0	2.2
	情報通信業	(39)	64.1	33.3	33.3	12.8	17.9	0.0
	運輸業，郵便業	(29)	31.0	27.6	24.1	34.5	3.4	0.0
	卸売業，小売業	(23)	52.2	39.1	17.4	21.7	17.4	0.0
	金融業，保険業	(46)	45.7	43.5	28.3	15.2	10.9	2.2
	不動産業，物品賃貸業	(21)	76.2	33.3	47.6	4.8	19.0	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(14)	50.0	21.4	14.3	35.7	14.3	0.0
	宿泊業，飲食サービス業	(13)	53.8	46.2	15.4	23.1	0.0	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(8)	62.5	37.5	12.5	25.0	25.0	0.0
	教育，学習支援業	(15)	33.3	33.3	26.7	40.0	13.3	0.0
	医療，福祉	(27)	51.9	37.0	33.3	33.3	22.2	0.0
	複合サービス事業	(21)	47.6	42.9	23.8	23.8	19.0	0.0
	サービス業(他に分類されない	(23)	56.5	52.2	26.1	17.4	21.7	4.3

※全体のスコアで降順にソート

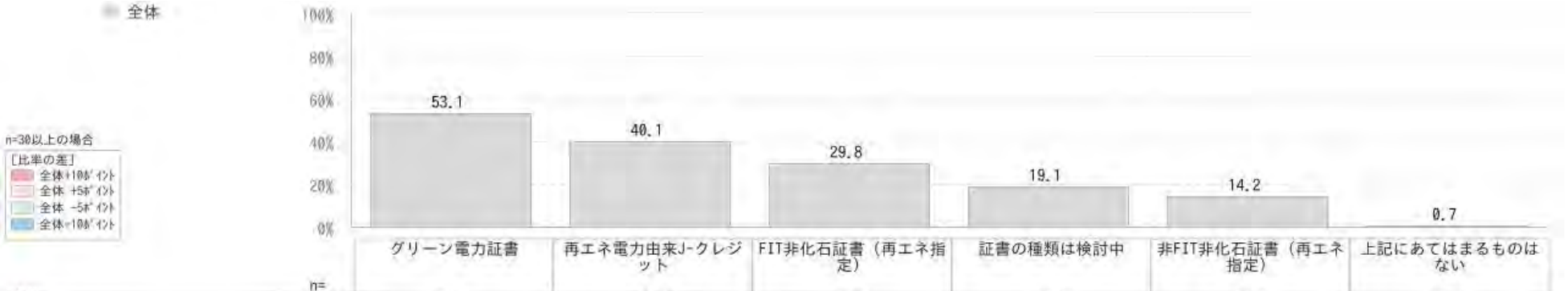
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）導入・検討した再エネ証書（中小企業）

- 中小企業では、グリーン電力証書は特に建設業、不動産・物品賃貸業、製造業、情報通信業、サービス業で導入・検討されていた。再エネ電力由来J-クレジットは特に建設業、サービス業、複合サービス業で導入・検討されていた。

Q16
再エネ証書のうち、導入済み又はご検討中の具体的なものを教えてください。（複数回答可）

※再エネ証書検討者ベース（n=429）



		n=	グリーン電力証書	再エネ電力由来J-クレジット	FIT非化石証書（再エネ指定）	証書の種類は検討中	非FIT非化石証書（再エネ指定）	上記にあてはまるものはない
全体		(429)	53.1	40.1	29.8	19.1	14.2	0.7
中小企業・業種	建設業	(5)	80.0	60.0	40.0	20.0	20.0	0.0
	製造業	(10)	70.0	40.0	60.0	10.0	10.0	0.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(29)	37.9	44.8	24.1	17.2	10.3	0.0
	情報通信業	(10)	70.0	30.0	20.0	30.0	20.0	0.0
	運輸業，郵便業	(20)	35.0	35.0	20.0	35.0	5.0	0.0
	卸売業，小売業	(5)	60.0	40.0	20.0	40.0	20.0	0.0
	金融業，保険業	(10)	30.0	30.0	40.0	20.0	10.0	10.0
	不動産業，物品賃貸業	(4)	75.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(9)	22.2	11.1	11.1	55.6	22.2	0.0
	宿泊業，飲食サービス業	(8)	50.0	37.5	12.5	37.5	0.0	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(6)	66.7	33.3	0.0	16.7	16.7	0.0
	教育，学習支援業	(9)	22.2	33.3	22.2	33.3	0.0	0.0
	医療，福祉	(8)	25.0	25.0	12.5	62.5	0.0	0.0
	複合サービス事業	(15)	46.7	46.7	20.0	20.0	20.0	0.0
	サービス業	(10)	70.0	50.0	30.0	10.0	40.0	0.0

※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）導入・検討した再エネ証書（大企業）

- 大企業では回答数が少ないものの、グリーン電力証書は学術研究・専門・技術サービス業、電気・ガス・熱供給・水道業で導入・検討、再エネ電力由来J-クレジットは特にサービス業、製造業、金融業・保険業で導入・検討されていた。

Q16
再エネ証書のうち、導入済み又はご検討中の具体的なものを教えてください。（複数回答可）

※再エネ証書検討者ベース（n=429）

		n=	グリーン電力証書	再エネ電力由来J-クレジット	FIT非化石証書（再エネ指定）	証書の種類は検討中	非FIT非化石証書（再エネ指定）	上記にあてはまるものはない
全体		(429)	53.1	40.1	29.8	19.1	14.2	0.7
大企業・業種	建設業	(18)	61.1	38.9	44.4	5.6	11.1	0.0
	製造業	(71)	52.1	47.9	28.2	16.9	12.7	0.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(17)	82.4	35.3	52.9	0.0	17.6	5.9
	情報通信業	(29)	62.1	34.5	37.9	6.9	17.2	0.0
	運輸業，郵便業	(9)	22.2	11.1	33.3	33.3	0.0	0.0
	卸売業，小売業	(18)	50.0	38.9	16.7	16.7	16.7	0.0
	金融業，保険業	(36)	50.0	47.2	25.0	13.9	11.1	0.0
	不動産業，物品賃貸業	(17)	76.5	41.2	52.9	5.9	23.5	0.0
	学術研究，専門・技術サービス	(5)	100	40.0	20.0	0.0	0.0	0.0
	宿泊業，飲食サービス業	(5)	60.0	60.0	20.0	0.0	0.0	0.0
	生活関連サービス業，娯楽業	(2)	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	0.0
	教育，学習支援業	(6)	50.0	33.3	33.3	50.0	33.3	0.0
	医療，福祉	(19)	63.2	42.1	42.1	21.1	31.6	0.0
	複合サービス事業	(6)	50.0	33.3	33.3	33.3	16.7	0.0
	サービス業	(13)	46.2	53.8	23.1	23.1	7.7	7.7

※全体のスコアで降順にソート

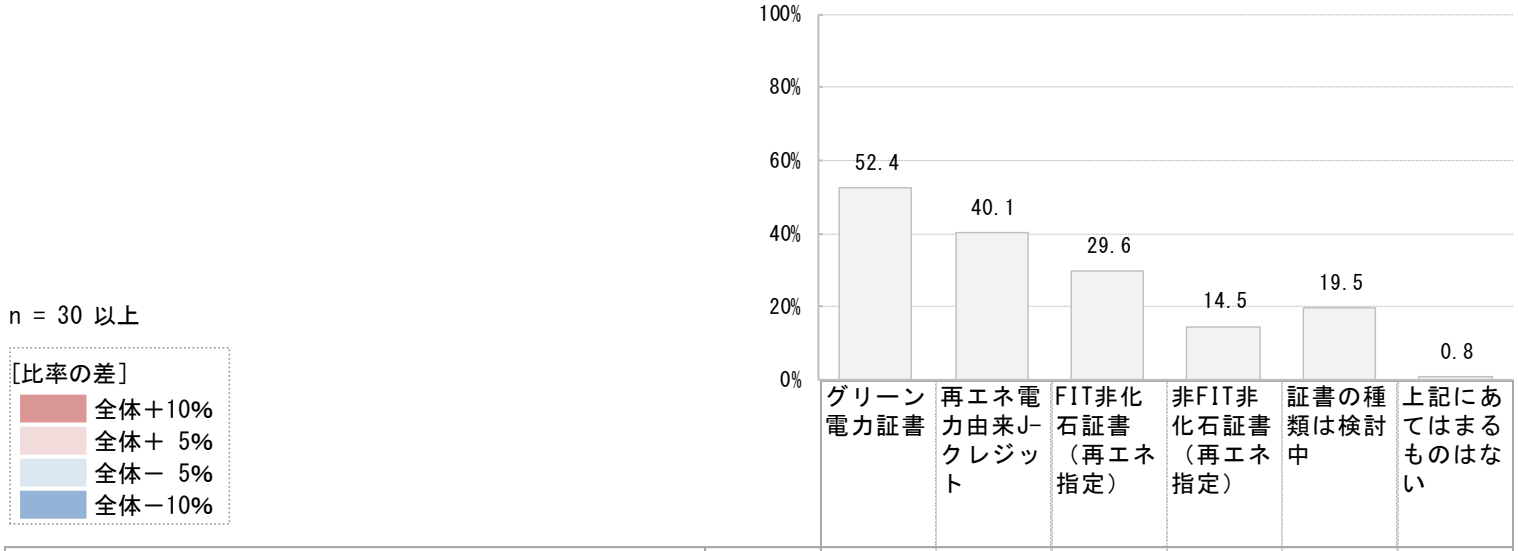
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)導入・検討した再エネ証書(電力消費量別)

- 「グリーン電力証書」は電力消費量の多い(10億kWh以上)企業で65%の回答があった。

Q16
再エネ証書のうち、導入済み又はご検討中の具体的なものを教えてください。(複数回答可)

※再エネ証書検討者ベース(n=429)



			グリーン電力証書	再エネ電力由来J-クレジット	FIT非化石証書(再エネ指定)	非FIT非化石証書(再エネ指定)	証書の種類は検討中	上記にあてはまるものはない
全体		(399)	52.4	40.1	29.6	14.5	19.5	0.8
年間電力消費量(kWh)	0~100万kWh未満	(59)	40.7	18.6	13.6	8.5	35.6	1.7
	100万~1,000万kWh未満	(45)	53.3	48.9	26.7	17.8	13.3	2.2
	1,000万~1億kWh未満	(74)	56.8	58.1	28.4	12.2	6.8	0.0
	1億~10億kWh未満	(60)	56.7	41.7	31.7	10.0	13.3	0.0
	10億kWh~	(102)	64.7	48.0	43.1	22.5	8.8	1.0
	わからない/覚えていない	(59)	32.2	16.9	23.7	11.9	49.2	0.0

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ証書検討理由

- **再エネ証書検討理由は以下の通り**
- 検討理由としては、「調達の容易さ、手軽さがあるため」が21%と最も高く、次いで「発電種類が豊富なため」(19%)、「調達できる電源の規模がニーズに合っていたため」(17%)の順である。
- 中小企業では、「調達の容易さ、手軽さがあるため」(24%)がやや高い。
- 大企業では「発電種類が豊富なため」「調達できる電源の規模がニーズに合っていたため」(ともに20%)がやや高い。

Q17
再エネ証書を検討や導入した理由を教えてください。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書検討者ベース(n=429)

		n=								
全体		(429)	8.4	16.1	19.3	20.7	17.5	4.9	3.7	9.3
規模	中小企業	(158)	8.9	15.8	17.7	24.1	12.7	5.7	3.8	11.4
	大企業	(271)	8.1	16.2	20.3	18.8	20.3	4.4	3.7	8.1

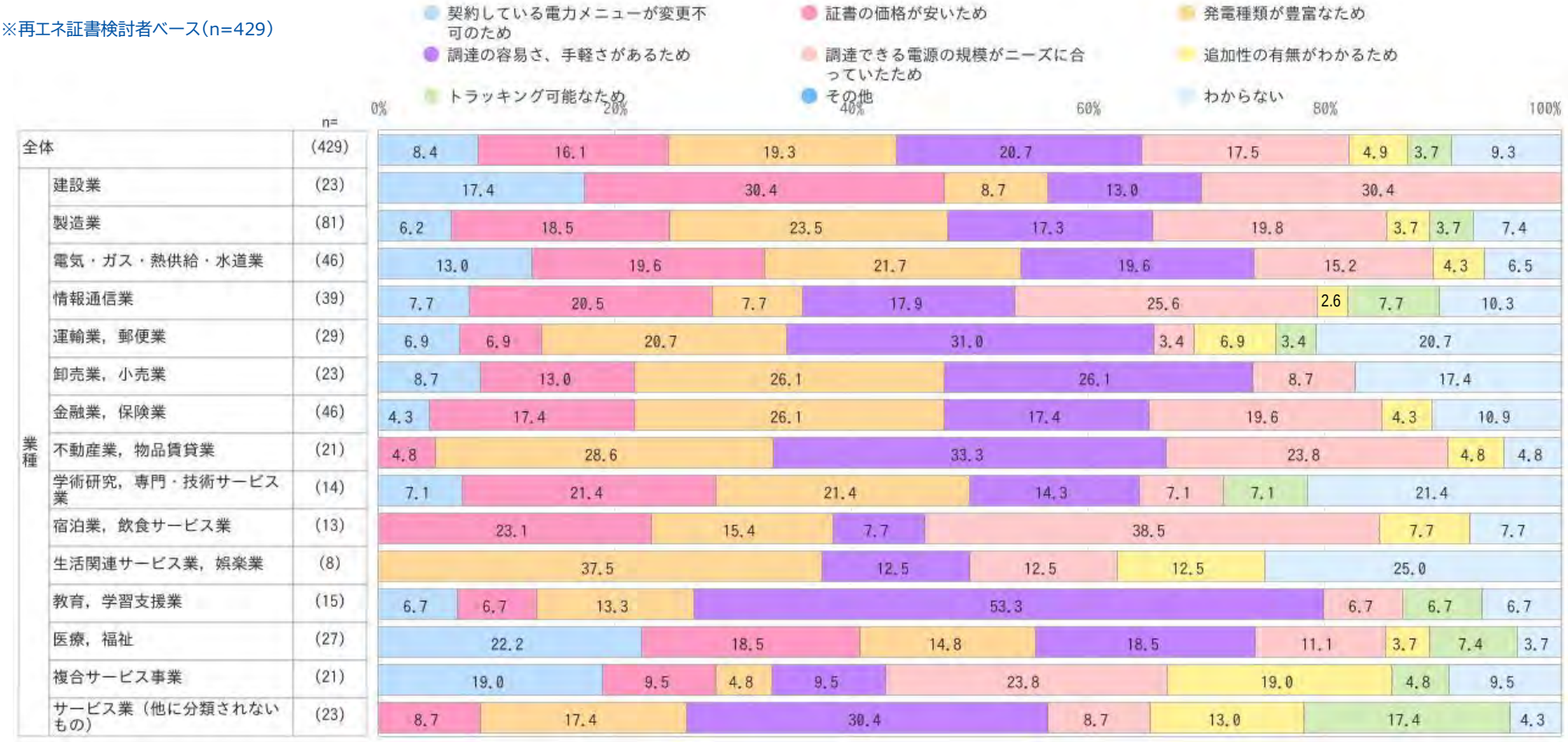
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ証書検討理由（業種別）

- 「調達の容易さ、手軽さがあるため」が全業種を通じて多く、特に教育・学習支援業で半数以上の回答があった。

Q17
再エネ証書を検討や導入した理由を教えてください。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書検討者ベース（n=429）



業種		n=
全体		(429)
	建設業	(23)
	製造業	(81)
	電気・ガス・熱供給・水道業	(46)
	情報通信業	(39)
	運輸業，郵便業	(29)
	卸売業，小売業	(23)
	金融業，保険業	(46)
	不動産業，物品賃貸業	(21)
	学術研究，専門・技術サービス業	(14)
	宿泊業，飲食サービス業	(13)
	生活関連サービス業，娯楽業	(8)
	教育，学習支援業	(15)
	医療，福祉	(27)
	複合サービス事業	(21)
	サービス業（他に分類されないもの）	(23)

8.4	16.1	19.3	20.7	17.5	4.9	3.7	9.3	
17.4	30.4	8.7	13.0	30.4				
6.2	18.5	23.5	17.3	19.8	3.7	3.7	7.4	
13.0	19.6	21.7	19.6	15.2	4.3	6.5		
7.7	20.5	7.7	17.9	25.6	2.6	7.7	10.3	
6.9	6.9	20.7	31.0	3.4	6.9	3.4	20.7	
8.7	13.0	26.1	26.1	8.7	17.4			
4.3	17.4	26.1	17.4	19.6	4.3	10.9		
4.8	28.6	33.3	23.8	4.8	4.8			
7.1	21.4	21.4	14.3	7.1	7.1	21.4		
23.1	15.4	7.7	38.5	7.7	7.7			
37.5	12.5	12.5	12.5	25.0				
6.7	6.7	13.3	53.3	6.7	6.7	6.7		
22.2	18.5	14.8	18.5	11.1	3.7	7.4	3.7	
19.0	9.5	4.8	9.5	23.8	19.0	4.8	9.5	
8.7	17.4	30.4	8.7	13.0	17.4	4.3		

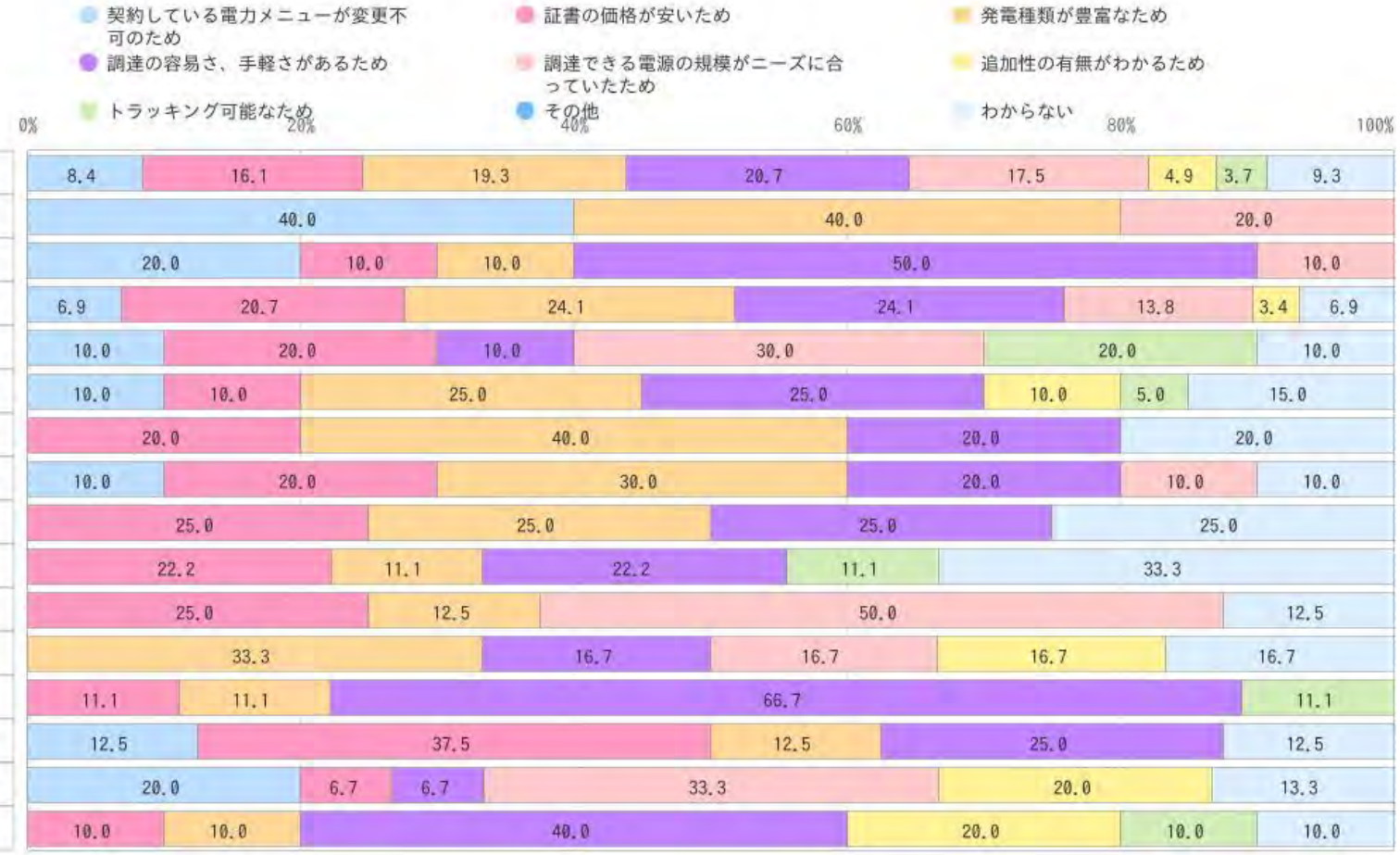
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ証書検討理由（中小企業）

- 中小企業では、「調達の容易さ、手軽さがあるため」の理由が教育・学習支援業、製造業、サービス業で多く回答があった。宿泊業・飲食サービス業では「調達できる電源の規模がニーズに合っていたため」が50%だった。

Q17
再エネ証書を検討や導入した理由を教えてください。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書検討者ベース（n=429）



		n=								
全体		(429)	8.4	16.1	19.3	20.7	17.5	4.9	3.7	9.3
中小企業・業種	建設業	(5)	40.0		40.0		20.0			
	製造業	(10)	20.0	10.0	10.0	50.0				10.0
	電気・ガス・熱供給・水道業	(29)	6.9	20.7	24.1	24.1	13.8	3.4	6.9	
	情報通信業	(10)	10.0	20.0	10.0	30.0		20.0		10.0
	運輸業，郵便業	(20)	10.0	10.0	25.0	25.0	10.0	5.0	15.0	
	卸売業，小売業	(5)	20.0		40.0	20.0			20.0	
	金融業，保険業	(10)	10.0	20.0	30.0	20.0	10.0			10.0
	不動産業，物品賃貸業	(4)	25.0		25.0	25.0			25.0	
	学術研究，専門・技術サービス業	(9)	22.2		11.1	22.2		11.1	33.3	
	宿泊業，飲食サービス業	(8)	25.0		12.5		50.0			12.5
	生活関連サービス業，娯楽業	(6)			33.3	16.7	16.7	16.7	16.7	
	教育，学習支援業	(9)	11.1	11.1		66.7				11.1
	医療，福祉	(8)	12.5		37.5		12.5	25.0		12.5
	複合サービス事業	(15)	20.0		6.7	6.7	33.3		20.0	13.3
	サービス業	(10)	10.0	10.0		40.0		20.0	10.0	10.0

Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ証書検討理由(大企業)

- 大企業では、回答数が少ないものの、運輸業・郵便業では「調達の容易さ、手軽さがあるため」が44.4%と大半を占めた。

Q17
再エネ証書を検討や導入した理由を教えてください。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書検討者ベース(n=429)

		n=								
全体		(429)	8.4	16.1	19.3	20.7	17.5	4.9	3.7	9.3
大企業・業種	建設業	(18)	11.1	38.9		16.7	33.3			
	製造業	(71)	4.2	19.7	25.4	12.7	21.1	4.2	4.2	8.5
	電気・ガス・熱供給・水道業	(17)	23.5	17.6	17.6	11.8	17.6	5.9	5.9	
	情報通信業	(29)	6.9	20.7	10.3	20.7	24.1	3.4	3.4	10.3
	運輸業，郵便業	(9)	11.1	44.4		11.1	33.3			
	卸売業，小売業	(18)	11.1	11.1	22.2	27.8	11.1	16.7		
	金融業，保険業	(36)	2.8	16.7	25.0	16.7	22.2	5.6	11.1	
	不動産業，物品賃貸業	(17)	29.4		35.3		29.4		5.9	
	学術研究，専門・技術サービス業	(5)	20.0	20.0		40.0		20.0		
	宿泊業，飲食サービス業	(5)	20.0	20.0		20.0	20.0	20.0		
	生活関連サービス業，娯楽業	(2)	50.0			50.0				
	教育，学習支援業	(6)	16.7	16.7		33.3	16.7	16.7		
	医療，福祉	(19)	26.3	10.5	15.8	15.8	15.8	5.3	10.5	
	複合サービス事業	(6)	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7		
	サービス業	(13)	7.7	23.1		23.1	15.4	7.7	23.1	

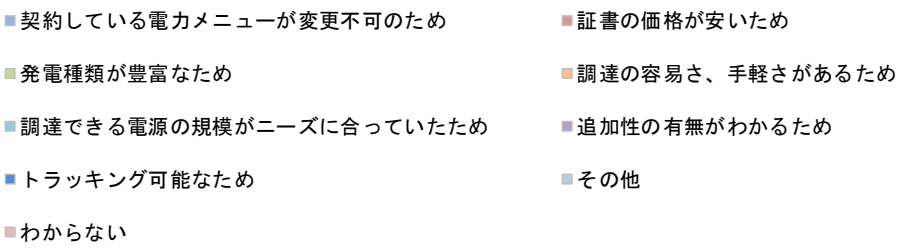
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ証書検討理由(電力消費量別)

- 「調達の容易さ、手軽さがあるため」は電力消費量の少ない企業で25%の回答があった。

Q17
再エネ証書を検討や導入した理由を教えてください。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書検討者ベース(n=429)



		全体	契契約している電力メニューが変更不可のため	証書の価格が安いため	発電種類が豊富なため	調達の容易さ、手軽さがあるため	調達できる電源の規模がニーズに合っていたため	追加性の有無がわかるため	トラッキング可能なため	その他	わからない
全体		(399)	8.8	16.0	19.0	20.3	17.8	5.0	4.0	9.0	
年間電力消費量(kWh)	0～100万kWh未満	(59)	1.7	20.3	15.3	25.4	10.2	10.2	1.7	15.3	
	100万～1,000万kWh未満	(45)	20.0	13.3	24.4	20.0	11.1	6.7	2.2	2.2	
	1,000万～1億kWh未満	(74)	2.7	24.3	24.3	18.9	18.9	4.1	4.1	2.7	
	1億～10億kWh未満	(60)	11.7	15.0	20.0	15.0	30.0		5.0	3.3	
	10億kWh～	(102)	10.8	13.7	18.6	17.6	20.6	7.8	4.9	5.9	
	わからない/覚えていない	(59)	8.5	8.5	11.9	27.1	11.9	5.1		27.1	

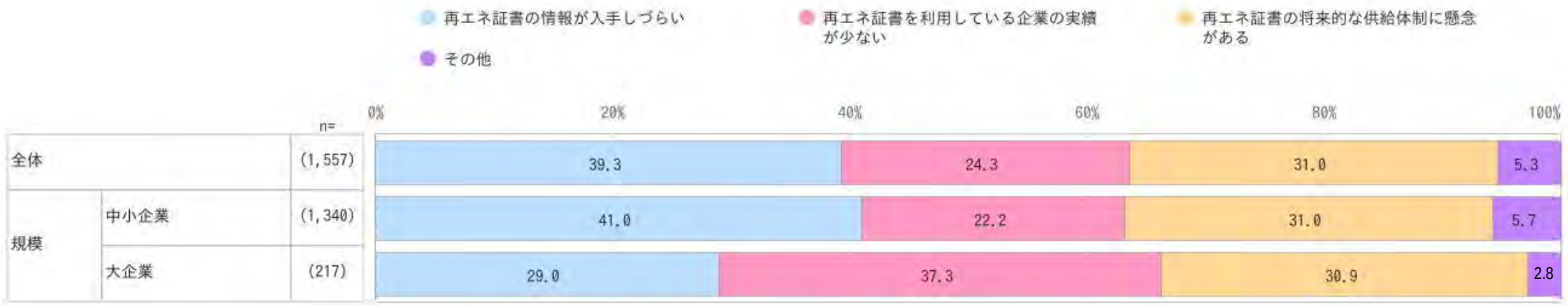
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ証書購入の課題

- **再エネ証書購入の課題は以下の通り**
- 課題としては、「再エネ証書の情報が入手しづらい」（39%）、「再エネ証書の将来的な供給体制に懸念がある」（31%）などが挙げられる。
- 大企業では「再エネ証書を利用している企業の実績が少ない」（37%）の割合が高かった。
- 中小企業では、電気・ガス・熱供給・水道業、金融業・保険業、不動産業・物品賃貸業、学術研究・専門・技術サービス業、医療・福祉、複合サービス事業など多くの業種で「再エネ証書の情報が入手しづらい」の割合が高かった。

Q18
再エネ証書を購入するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書非検討者ベース（n=1,557）



		n=				
全体		(1,557)	39.3	24.3	31.0	5.3
規模	中小企業	(1,340)	41.0	22.2	31.0	5.7
	大企業	(217)	29.0	37.3	30.9	2.8

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ証書購入の課題（業種別）

- 「再エネ証書の情報が入手しづらい」が全業種を通じて多く、特に学術研究・専門・技術サービス業で半数以上の回答があった。

Q18
再エネ証書を購入するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書非検討者ベース（n=1,557）

		n=	再エネ証書の情報が入手しづらい	再エネ証書を利用している企業の実績が少ない	再エネ証書の将来的な供給体制に懸念がある	その他
全体		(1,557)	39.3	24.3	31.0	5.3
業種	建設業	(116)	39.7	22.4	34.5	3.4
	製造業	(125)	35.2	26.4	36.8	1.6
	電気・ガス・熱供給・水道業	(77)	41.6	24.7	29.9	3.9
	情報通信業	(115)	34.8	26.1	31.3	7.8
	運輸業，郵便業	(91)	35.2	27.5	27.5	9.9
	卸売業，小売業	(125)	32.0	29.6	33.6	4.8
	金融業，保険業	(122)	42.6	28.7	25.4	3.3
	不動産業，物品賃貸業	(107)	43.0	17.8	29.9	9.3
	学術研究，専門・技術サービス業	(98)	53.1	13.3	25.5	8.2
	宿泊業，飲食サービス業	(98)	40.8	20.4	31.6	7.1
	生活関連サービス業，娯楽業	(101)	40.6	29.7	24.8	5.0
	教育，学習支援業	(104)	39.4	26.9	27.9	5.8
	医療，福祉	(116)	42.2	22.4	32.8	2.6
	複合サービス事業	(52)	40.4	28.8	28.8	1.9
	サービス業（他に分類されないもの）	(110)	32.7	20.9	40.9	5.5

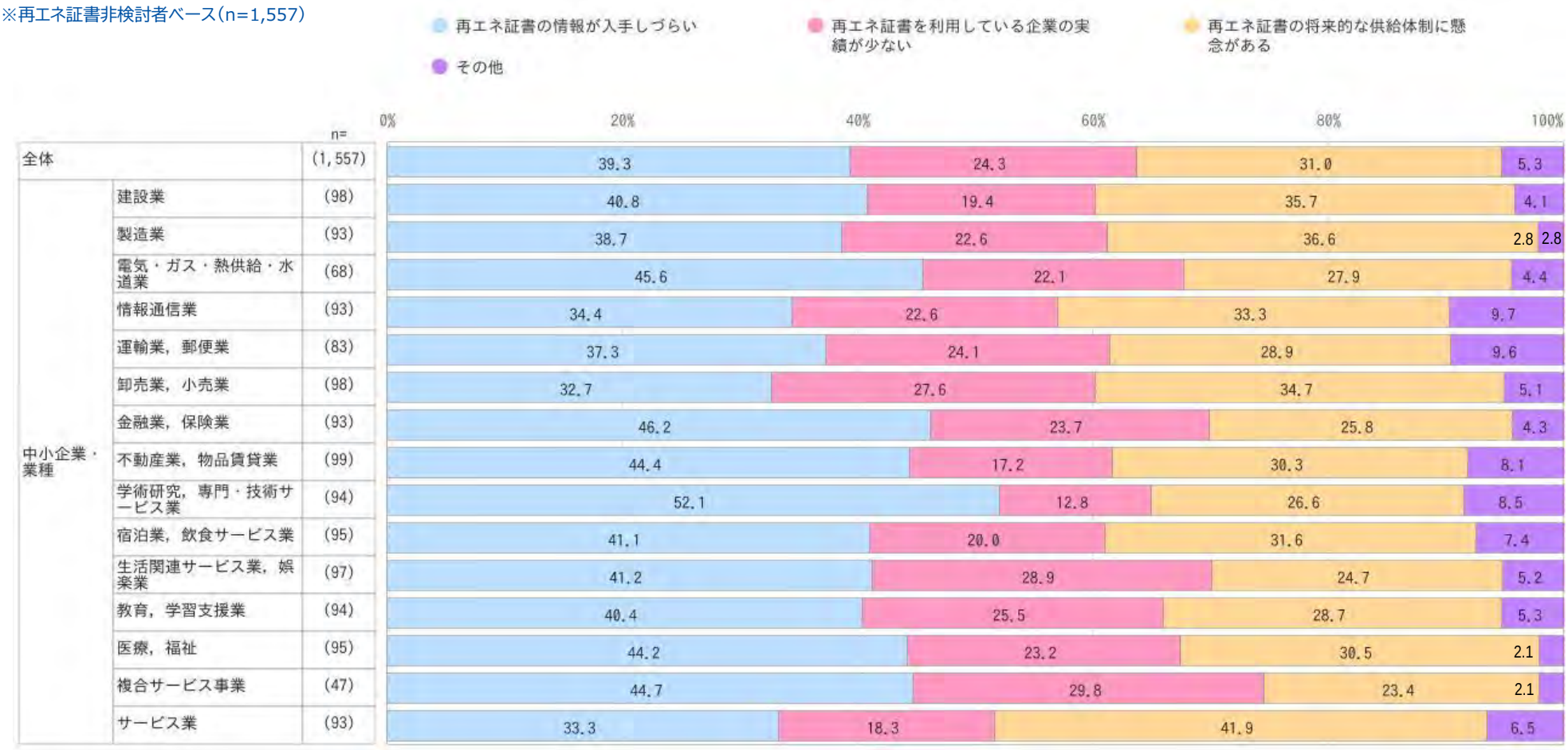
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ証書購入の課題（中小企業）

- 中小企業では、「再エネ証書の情報が入手しづらい」が多く、特に学術研究・専門・技術サービス業で半数以上の回答があった。

Q18
再エネ証書を購入するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書非検討者ベース（n=1,557）



		n=				
全体		(1,557)	39.3	24.3	31.0	5.3
中小企業・業種	建設業	(98)	40.8	19.4	35.7	4.1
	製造業	(93)	38.7	22.6	36.6	2.8
	電気・ガス・熱供給・水道業	(68)	45.6	22.1	27.9	4.4
	情報通信業	(93)	34.4	22.6	33.3	9.7
	運輸業，郵便業	(83)	37.3	24.1	28.9	9.6
	卸売業，小売業	(98)	32.7	27.6	34.7	5.1
	金融業，保険業	(93)	46.2	23.7	25.8	4.3
	不動産業，物品賃貸業	(99)	44.4	17.2	30.3	8.1
	学術研究，専門・技術サービス業	(94)	52.1	12.8	26.6	8.5
	宿泊業，飲食サービス業	(95)	41.1	20.0	31.6	7.4
	生活関連サービス業，娯楽業	(97)	41.2	28.9	24.7	5.2
	教育，学習支援業	(94)	40.4	25.5	28.7	5.3
	医療，福祉	(95)	44.2	23.2	30.5	2.1
	複合サービス事業	(47)	44.7	29.8	23.4	2.1
	サービス業	(93)	33.3	18.3	41.9	6.5

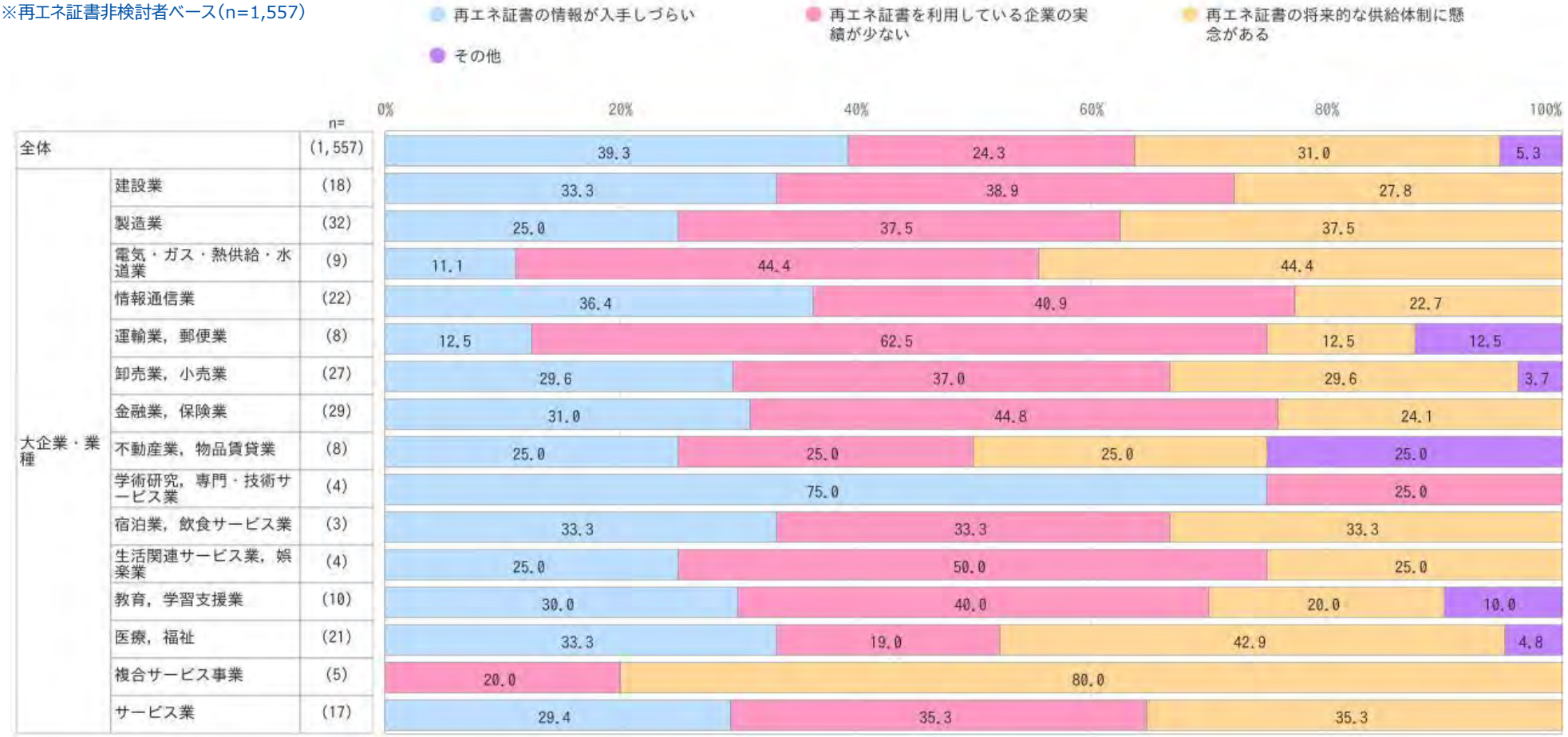
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ証書購入の課題（大企業）

- 大企業では、「再エネ証書を利用している企業の実績が少ない」の割合が高かった。

Q18
再エネ証書を購入するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書非検討者ベース（n=1,557）



		n=	再エネ証書の情報が入手しづらい	再エネ証書を利用している企業の実績が少ない	再エネ証書の将来的な供給体制に懸念がある	その他
全体		(1,557)	39.3	24.3	31.0	5.3
大企業・業種	建設業	(18)	33.3	38.9	27.8	
	製造業	(32)	25.0	37.5	37.5	
	電気・ガス・熱供給・水道業	(9)	11.1	44.4	44.4	
	情報通信業	(22)	36.4	40.9	22.7	
	運輸業，郵便業	(8)	12.5	62.5	12.5	12.5
	卸売業，小売業	(27)	29.6	37.0	29.6	3.7
	金融業，保険業	(29)	31.0	44.8	24.1	
	不動産業，物品賃貸業	(8)	25.0	25.0	25.0	25.0
	学術研究，専門・技術サービス業	(4)	75.0	25.0		
	宿泊業，飲食サービス業	(3)	33.3	33.3	33.3	
	生活関連サービス業，娯楽業	(4)	25.0	50.0	25.0	
	教育，学習支援業	(10)	30.0	40.0	20.0	10.0
	医療，福祉	(21)	33.3	19.0	42.9	4.8
	複合サービス事業	(5)	20.0	80.0		
	サービス業	(17)	29.4	35.3	35.3	

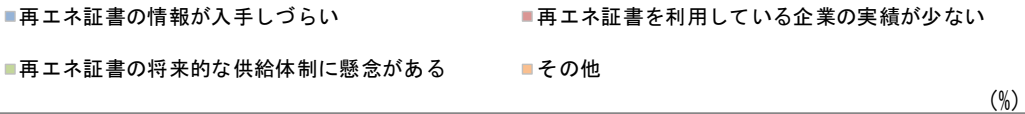
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)再エネ証書購入の課題(電力消費量別)

- 「再エネ証書を利用している企業の実績が少ない」が電力消費量のやや多い企業、多い企業で5割前後と高かった。

Q18
再エネ証書を購入するに当たっての課題は何ですか。
最もあてはまるものをお答えください。

※再エネ証書非検討者ベース(n=1,557)



		全体	(%)			
全体		(1,534)	39.7	24.1	31.0	5.3
年間電力消費量(kWh)	0～100万kWh未満	(917)	41.7	21.8	31.7	4.8
	100万～1,000万kWh未満	(71)	31.0	33.8	32.4	2.8
	1,000万～1億kWh未満	(36)	19.4	55.6	22.2	2.8
	1億～10億kWh未満	(26)	30.8	46.2	19.2	3.8
	10億kWh～	(36)	16.7	52.8	30.6	
	わからない/覚えていない	(448)	41.1	21.0	30.6	7.4

Copyright © Mitsubishi Research Institute

参考資料 8

再生可能エネルギー調達に関する個人需要家向けアンケート結果

再生可能エネルギー調達に関する
個人需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①家庭への再生可能エネルギー導入に関する質問
   - ②コンジョイント調査（再生可能エネルギーへの支払意思額）
     - 全体
     - 電力会社別
     - 年代別
     - 個人年収別
     - 世帯年収別
     - その他属性別

Copyright © Mitsubishi Research Institute

個人向けアンケート実施概要(1/2)

- 個人需要家の再エネ電力に対する関心や、検討状況の把握、許容価格分析を実施することを目的に、下記アンケートを実施した。

個人向けアンケート概要

項目	詳細
調査方式	インターネットアンケート調査
調査期間	2022/10/31(月)～2022/11/3(木)
調査対象	スクリーニング調査で以下に該当するモニターを抽出 • 家庭の電気代に関して切り替え・維持等を検討し、判断できるもしくは判断に対して意見やアドバイスを述べることができる立場にある個人需要家　かつ • 家庭の契約電気(会社・メニュー・プラン)を実際に変更することが可能な環境にある個人需要家
回収数	• 目標2,000サンプル
割付条件	下記の3×10の30セグメントにおいて、年代・地域それぞれの令和2年度の人口数をベースに割付。 • 年代:3セグメント 　• 20代～30代/40代～50代/60代～70代 • 地域:10セグメント 　• 電力会社の地域別(右表参照) 　• 静岡県は中部に分類

(参考)地域セグメント詳細

地域セグメント	都道府県
北海道電力	北海道
東北電力	青森県、岩手県、宮城県、秋田県、山形県、福島県、新潟県
東京電力	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
北陸電力	富山県、石川県、福井県
中部電力	長野県、岐阜県、静岡県、愛知県、三重県
関西電力	滋賀県、京都府、大阪府、兵庫県、奈良県、和歌山県
中国電力	鳥取県、島根県、岡山県、広島県、山口県
四国電力	徳島県、香川県、愛媛県、高知県
九州電力	福岡県、佐賀県、長崎県、熊本県、大分県、宮崎県、鹿児島県
沖縄電力	沖縄県

Copyright © Mitsubishi Research Institute

個人向けアンケート実施概要（2/2）

- サンプルの目標数と回収数は下記の結果となった。（目標数は令和2年度人口構成比を元に算出）

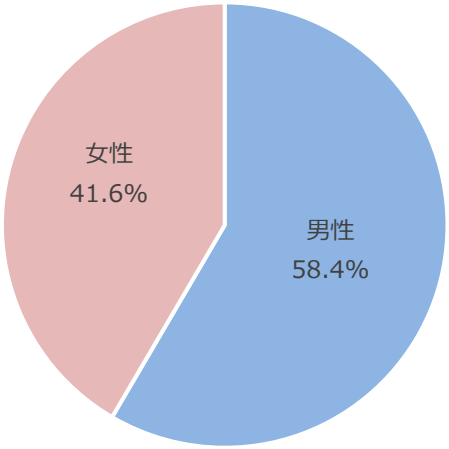
サンプルの目標数と最終回収数

地域セグメント	年代	目標サンプル数	最終回収数
北海道電力	20～30代	21	22
	40～50代	31	32
	60～70代	32	33
東北電力	20～30代	44	46
	40～50代	61	63
	60～70代	68	71
東京電力	20～30代	217	223
	40～50代	278	287
	60～70代	224	227
中部電力	20～30代	75	78
	40～50代	102	105
	60～70代	91	91
北陸電力	20～30代	12	13
	40～50代	17	18
	60～70代	16	17
関西電力	20～30代	90	93
	40～50代	122	126
	60～70代	111	113
中国電力	20～30代	30	31
	40～50代	40	42
	60～70代	43	44
四国電力	20～30代	15	16
	40～50代	20	20
	60～70代	23	24
九州電力	20～30代	52	54
	40～50代	69	72
	60～70代	74	76
沖縄電力	20～30代	7	8
	40～50代	8	9
	60～70代	7	8
合計		2,000	2,062

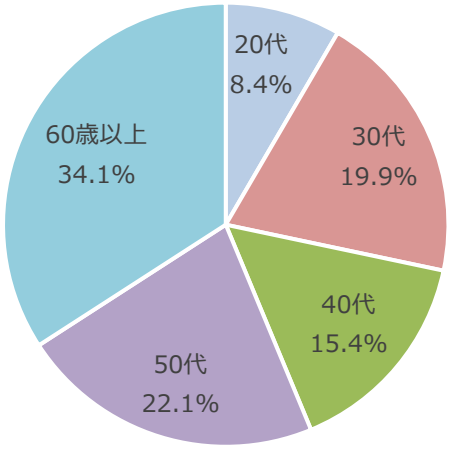
Copyright © Mitsubishi Research Institute

回答者プロフィール　n=2,062

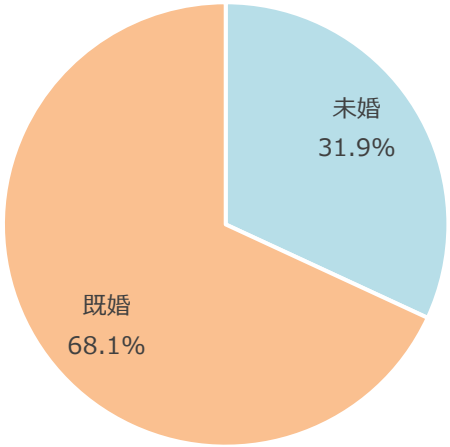
性別



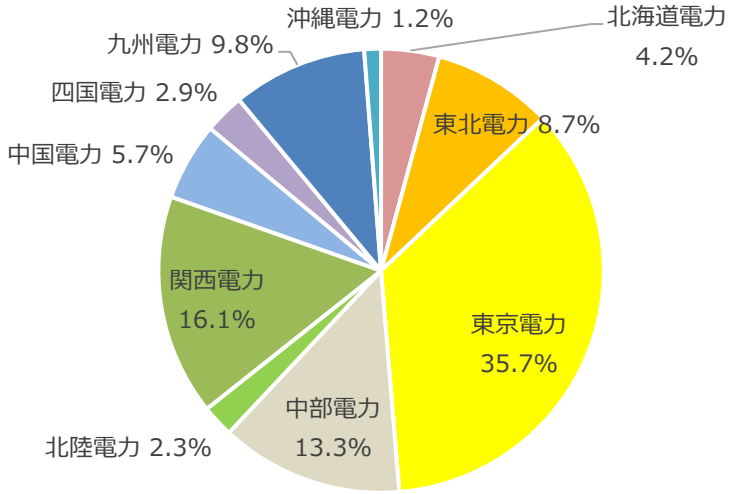
年齢



未既婚



住居エリア（管轄電力会社）

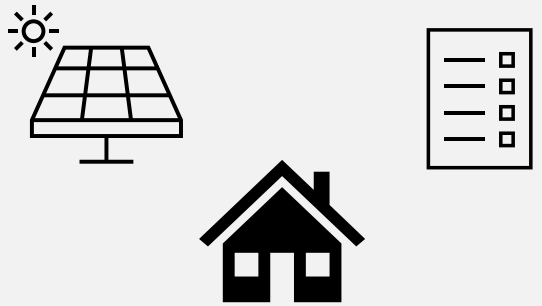


Copyright © Mitsubishi Research Institute

アンケートの構成

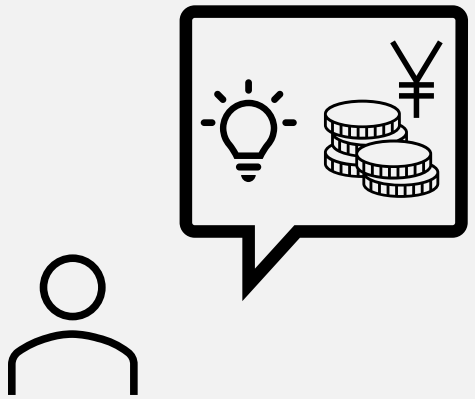
- アンケートは大きく分けて2段階の構成となっている。

①
家庭への再生可能エネルギー導入に関する質問



- 自家発電や、再エネ電力メニューに関する導入/検討状況や、導入にあたって重視するポイント等についてお伺い

②
コンジョイント調査（再生可能エネルギーへの支払意思額）



- コンジョイント分析を用いて、電力種類、追加性、地域性といった再エネの属性ごとの個人の選好度や、支払意思額を算出する。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

②コンジョイント調査：提示した商品パターン

- 今回のアンケートでは、月加算金額、電源種類（＋追加性）、地域性といった３種類の構成要素で商品パターンを作成した。

コンジョイント調査で提示した商品の各属性

月加算金額
月当たり、通常の電気代と同じ価格
月当たり、通常の電気代＋200円 （300kWh使用の場合）
月当たり、通常の電気代＋500円 （300kWh使用の場合）
月当たり、通常の電気代＋1,500円 （300kWh使用の場合）

電力種類
電力の種類はこだわらない （火力、再エネ、または原子力由来の電力）
カーボンフリー電力 （再エネまたは原子力由来の電力）
カーボンフリー電力 （再エネ由来電力に限定）
カーボンフリー電力 （再エネ由来電力に限定／ 新しく設置した発電所からの電力）

地域性
電源立地を選択できない
電源立地を選択できる

Copyright © Mitsubishi Research Institute

②コンジョイント調査：提示画面イメージ

- **質問形式としては、2つの商品の選択型で行い、計12回の組み合わせの提示で検証を行った。**
- 選択肢の1～3を各組合せで選択していただいた。
- 選択型では全てのパターンの選択肢を提示する必要はなく、直交表を用いて提示回数を減らすことが可能。

画面イメージ（質問提示例）

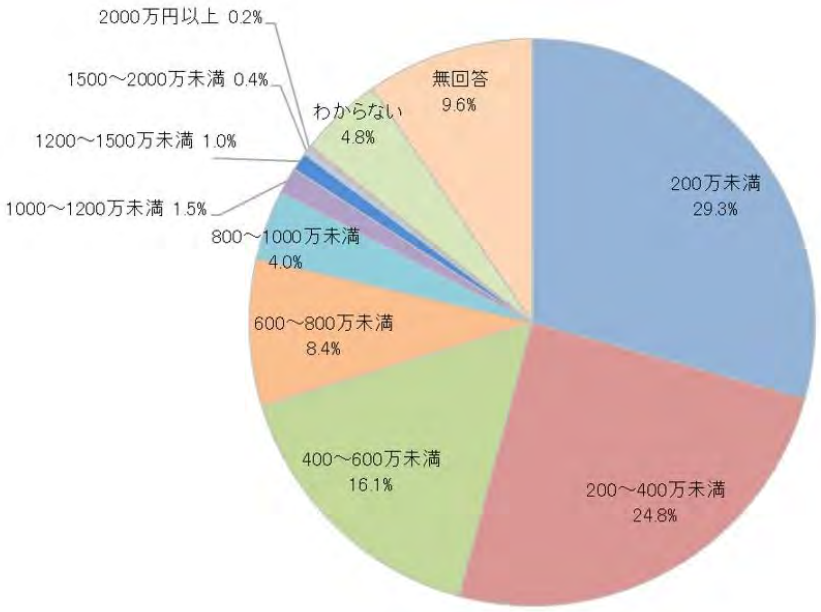
メニューの項目	選択肢1	選択肢2	選択肢3
料金 **（300kWh使用の場合）**	通常の電気代 ＋1,500円/月	通常の電気代 ＋500円/月	どちらも選ばない
電力種類	電力の種類はこだわらない （火力、再エネ、または原子力由来の電力）	カーボンフリー電力 （再エネ由来電力に限定）	
電源立地 **（どこで発電した電力か）**	選択できない（不問）	選択できる	

Copyright © Mitsubishi Research Institute

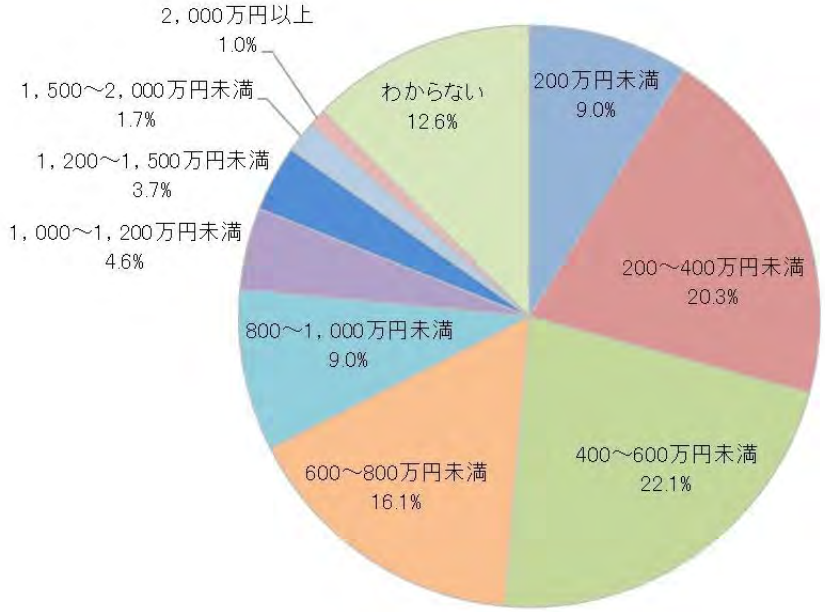
（参考）その他の回答者の属性

- 個人年収/世帯年収（N＝2,062）

個人年収



世帯年収

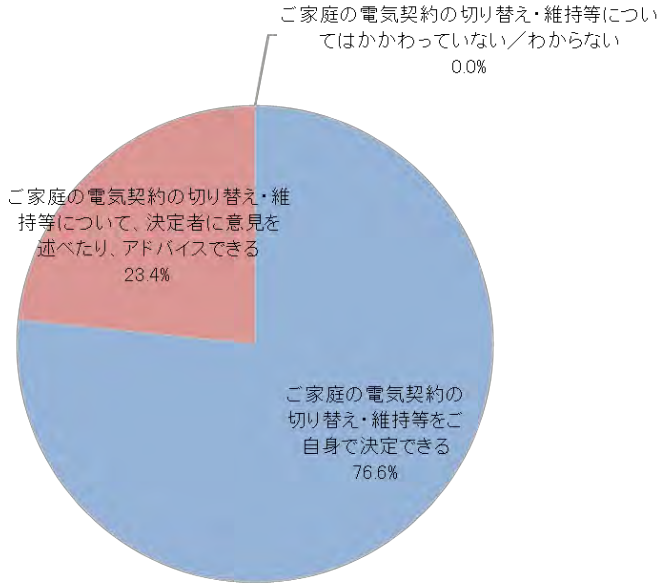


Copyright © Mitsubishi Research Institute

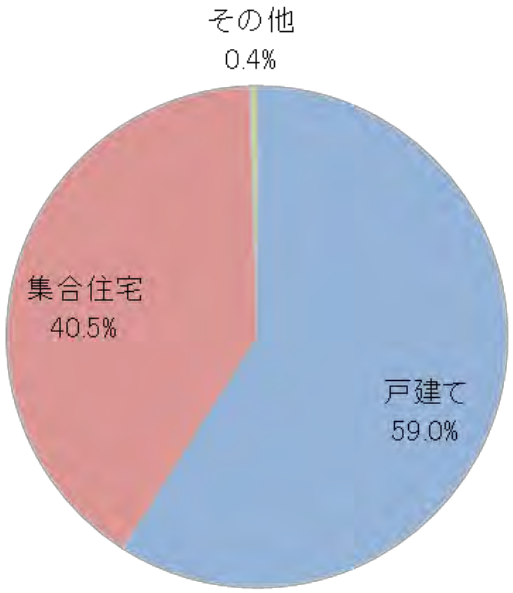
（参考）その他の回答者の属性

- 契約における立場/住居形態/住居契約形態（N＝2,062）

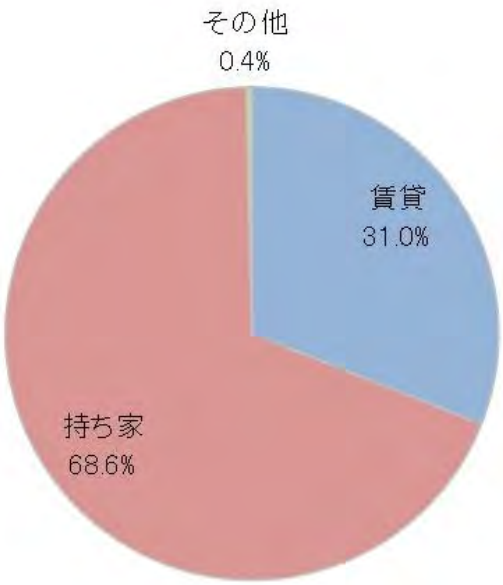
電気契約における家庭内立場



住居形態



住居契約形態

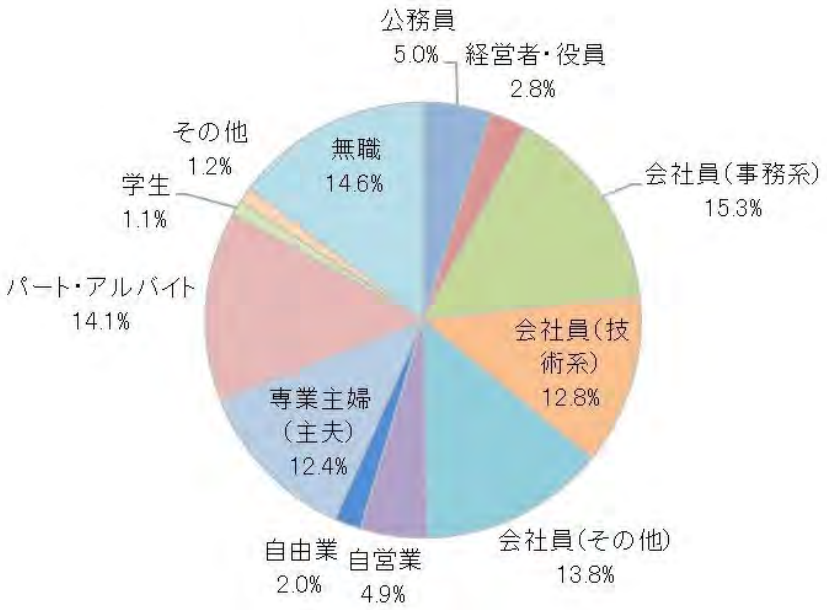


Copyright © Mitsubishi Research Institute

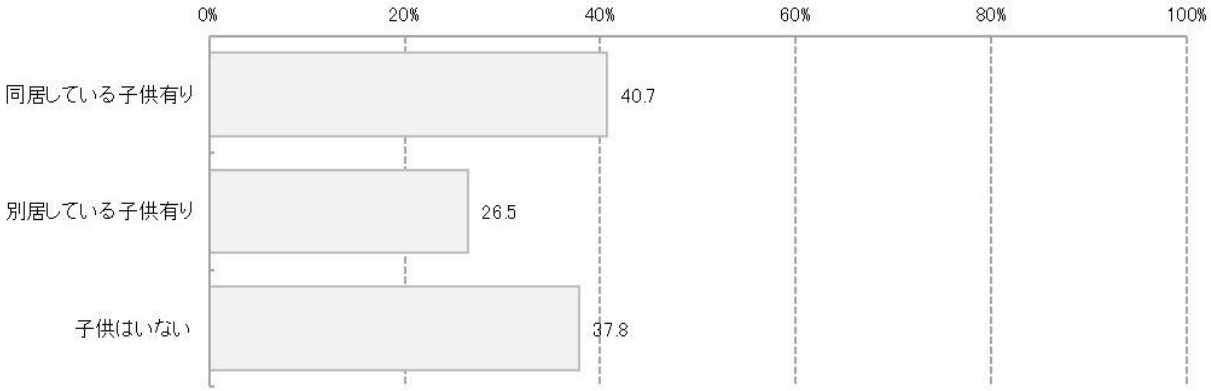
（参考）その他の回答者の属性

- **職業/子供有無（N＝2,062）**

職業



子供有無（複数選択）



Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）その他の回答者の属性

- 直近1ヵ月の電気代（税込）（N＝2,062）

直近1ヵ月の電気代(税込)

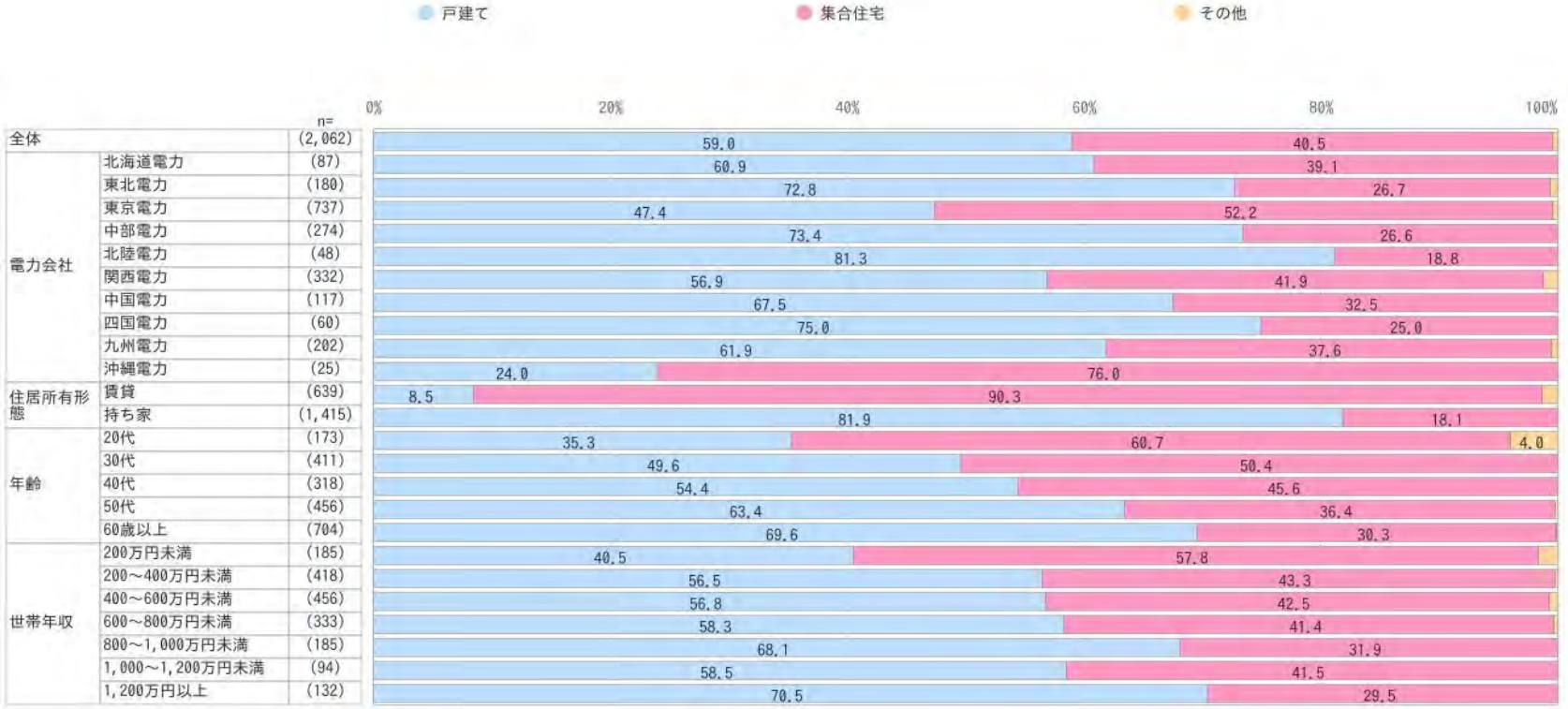
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）クロス集計結果：その他の回答者の属性（住居形態）

- 全体では、戸建：集合住宅の比率は、59：41。
- 集合住宅割合が高いのは、東京電力管内（52.2%）、関西電力管内（41.9%）、北海道電力管内（39.1%）など。

q1 現在、主に住んでいるお住まいの住居形態を教えてください。

※全体ベース



		n=	戸建て	集合住宅	その他
全体		(2,062)	59.0	40.5	
電力会社	北海道電力	(87)	60.9	39.1	
	東北電力	(180)	72.8	26.7	
	東京電力	(737)	47.4	52.2	
	中部電力	(274)	73.4	26.6	
	北陸電力	(48)	81.3	18.8	
	関西電力	(332)	56.9	41.9	
	中国電力	(117)	67.5	32.5	
	四国電力	(60)	75.0	25.0	
	九州電力	(202)	61.9	37.6	
	沖縄電力	(25)	24.0	76.0	
住居所有形態	賃貸	(639)	8.5	90.3	
	持ち家	(1,415)	81.9	18.1	
年齢	20代	(173)	35.3	60.7	4.0
	30代	(411)	49.6	50.4	
	40代	(318)	54.4	45.6	
	50代	(456)	63.4	36.4	
	60歳以上	(704)	69.6	30.3	
世帯年収	200万円未満	(185)	40.5	57.8	
	200～400万円未満	(418)	56.5	43.3	
	400～600万円未満	(456)	56.8	42.5	
	600～800万円未満	(333)	58.3	41.4	
	800～1,000万円未満	(185)	68.1	31.9	
	1,000～1,200万円未満	(94)	58.5	41.5	
	1,200万円以上	(132)	70.5	29.5	

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）クロス集計結果：その他の回答者の属性（住居契約形態）

- 賃貸：持ち家の比率は、31：69。
- 賃貸割合が高いのは、東京電力管内（35.7%）、九州電力管内（33.2%）、関西電力内（31.3%）などである。また、年齢が若いほど、賃貸居住割合が高い。

q2 現在、主に住んでいるお住まいの契約形態を教えてください。

※全体ベース

		n=	賃貸	持ち家
全体		(2,062)	31.0	68.6
電力会社	北海道電力	(87)	28.7	71.3
	東北電力	(180)	25.6	74.4
	東京電力	(737)	35.7	63.6
	中部電力	(274)	21.2	78.5
	北陸電力	(48)	18.8	81.3
	関西電力	(332)	31.3	68.4
	中国電力	(117)	29.9	70.1
	四国電力	(60)	25.0	75.0
	九州電力	(202)	33.2	66.3
	沖縄電力	(25)	68.0	32.0
住居形態	戸建て	(1,217)	4.4	95.2
	集合住宅	(836)	69.0	30.6
年齢	20代	(173)	67.6	32.4
	30代	(411)	46.0	53.5
	40代	(318)	35.2	64.2
	50代	(456)	24.6	74.8
	60歳以上	(704)	15.5	84.4
世帯年収	200万円未満	(185)	55.1	44.9
	200～400万円未満	(418)	38.0	62.0
	400～600万円未満	(456)	33.1	66.7
	600～800万円未満	(333)	24.3	75.1
	800～1,000万円未満	(185)	21.6	77.8
	1,000～1,200万円未満	(94)	24.5	73.4
	1,200万円以上	(132)	12.1	87.9

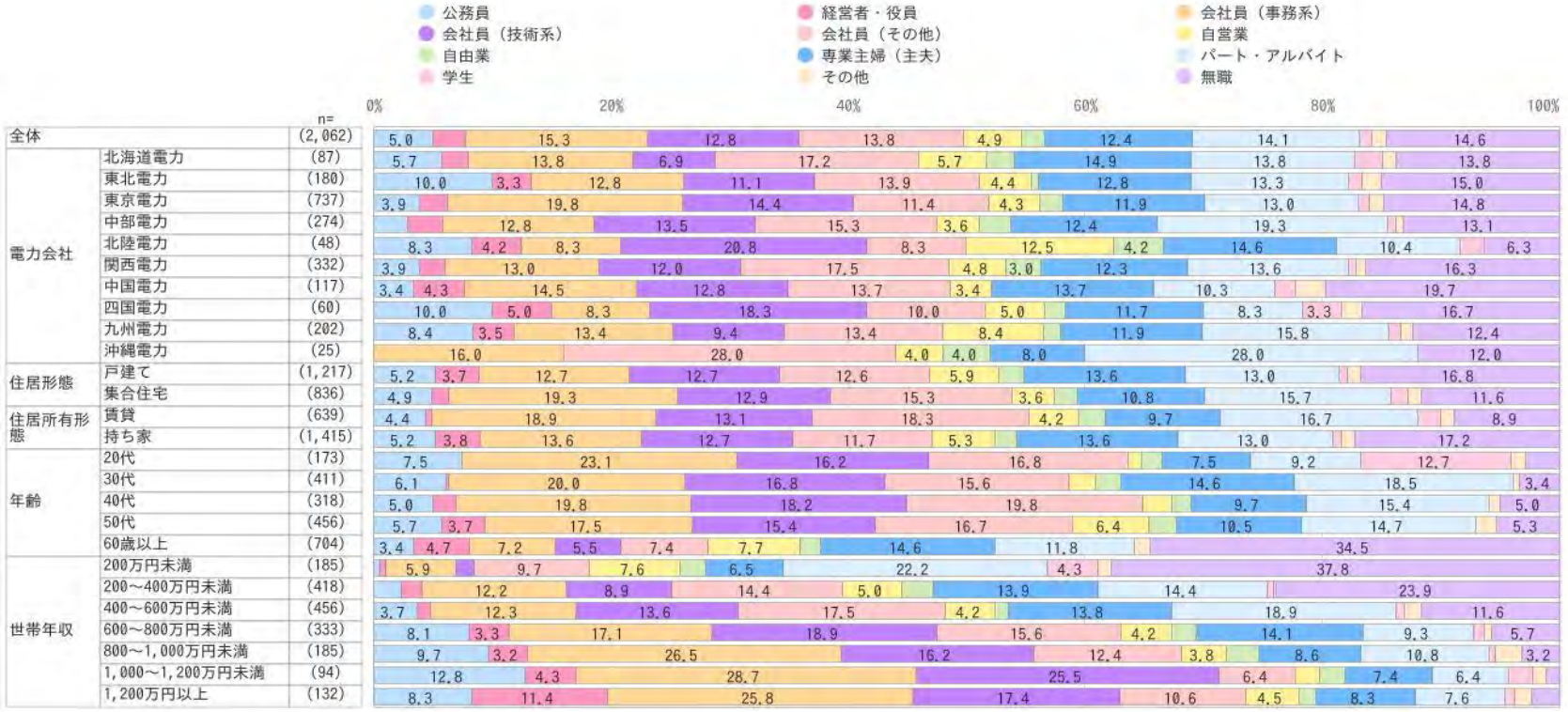
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）クロス集計結果：その他の回答者の属性（職業）

- 公務員・会社員などのサラリーマン層が計49.7%、「専業主婦」（12.4%）、「パート・アルバイト」（14.1%）などが主なものである。

q3 あなたの職業を教えてください。

※全体ベース



		n=	公務員	会社員（技術系）	自由業	学生	経営者・役員	会社員（その他）	専業主婦（主夫）	その他	会社員（事務系）	自営業	パート・アルバイト	無職
全体		(2,062)	5.0	15.3	12.8	13.8	4.9	12.4	14.1	14.6				
電力会社	北海道電力	(87)	5.7	13.8	6.9	17.2	5.7	14.9	13.8	13.8				
	東北電力	(180)	10.0	3.3	12.8	11.1	13.9	4.4	12.8	13.3	15.0			
	東京電力	(737)	3.9	19.8	14.4	11.4	4.3	11.9	13.0	14.8				
	中部電力	(274)	12.8	13.5	15.3	3.6	12.4	19.3	13.1					
	北陸電力	(48)	8.3	4.2	8.3	20.8	8.3	12.5	4.2	14.6	10.4	6.3		
	関西電力	(332)	3.9	13.0	12.0	17.5	4.8	3.0	12.3	13.6	16.3			
	中国電力	(117)	3.4	4.3	14.5	12.8	13.7	3.4	13.7	10.3	19.7			
	四国電力	(60)	10.0	5.0	8.3	18.3	10.0	5.0	11.7	8.3	3.3	16.7		
	九州電力	(202)	8.4	3.5	13.4	9.4	13.4	8.4	11.9	15.8	12.4			
	沖縄電力	(25)	16.0	28.0	4.0	4.0	8.0	28.0	12.0					
住居形態	戸建て	(1,217)	5.2	3.7	12.7	12.7	12.6	5.9	13.6	13.0	16.8			
	集合住宅	(836)	4.9	19.3	12.9	15.3	3.6	10.8	15.7	11.6				
住居所有形態	賃貸	(639)	4.4	18.9	13.1	18.3	4.2	9.7	16.7	8.9				
	持ち家	(1,415)	5.2	3.8	13.6	12.7	11.7	5.3	13.6	13.0	17.2			
年齢	20代	(173)	7.5	23.1	16.2	16.8	7.5	9.2	12.7					
	30代	(411)	6.1	20.0	16.8	15.6	14.6	18.5	3.4					
	40代	(318)	5.0	19.8	18.2	19.8	9.7	15.4	5.0					
	50代	(456)	5.7	3.7	17.5	15.4	16.7	6.4	10.5	14.7	5.3			
	60歳以上	(704)	3.4	4.7	7.2	5.5	7.4	7.7	14.6	11.8	34.5			
世帯年収	200万円未満	(185)	5.9	9.7	7.6	6.5	22.2	4.3	37.8					
	200～400万円未満	(418)	12.2	8.9	14.4	5.0	13.9	14.4	23.9					
	400～600万円未満	(456)	3.7	12.3	13.6	17.5	4.2	13.8	18.9	11.6				
	600～800万円未満	(333)	8.1	3.3	17.1	18.9	15.6	4.2	14.1	9.3	5.7			
	800～1,000万円未満	(185)	9.7	3.2	26.5	16.2	12.4	3.8	8.6	10.8	3.2			
	1,000～1,200万円未満	(94)	12.8	4.3	28.7	25.5	6.4	7.4	6.4					
	1,200万円以上	(132)	8.3	11.4	25.8	17.4	10.6	4.5	8.3	7.6				

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）クロス集計結果：その他の回答者の属性（子供有無）

- 「同居している子供あり」（40.7%）は4割。この割合は、30～50代で特に高めである。

q5 あなたの子供の有無について教えてください。

※全体ベース

		n=	同居している子供有り	別居している子供有り	子供はいない
全体		(2,062)	40.7	26.5	37.8
電力会社	北海道電力	(87)	39.1	33.3	31.0
	東北電力	(180)	36.1	25.6	42.8
	東京電力	(737)	39.6	22.8	42.2
	中部電力	(274)	46.7	28.5	31.0
	北陸電力	(48)	54.2	33.3	20.8
	関西電力	(332)	42.5	25.0	36.7
	中国電力	(117)	37.6	36.8	34.2
	四国電力	(60)	33.3	30.0	41.7
	九州電力	(202)	40.6	28.2	36.1
	沖縄電力	(25)	32.0	32.0	40.0
住居形態	戸建て	(1,217)	47.2	32.6	26.5
	集合住宅	(836)	31.6	17.7	53.9
住居所有形態	賃貸	(639)	28.8	12.4	61.7
	持ち家	(1,415)	45.9	32.9	27.2
年齢	20代	(173)	23.7	2.9	74.6
	30代	(411)	50.1	1.7	48.2
	40代	(318)	54.1	6.0	43.1
	50代	(456)	47.8	24.1	34.4
	60歳以上	(704)	28.8	57.5	22.6
世帯年収	200万円未満	(185)	11.4	23.8	65.9
	200～400万円未満	(418)	22.5	34.7	46.7
	400～600万円未満	(456)	43.2	22.4	37.7
	600～800万円未満	(333)	52.6	24.9	29.1
	800～1,000万円未満	(185)	60.0	20.5	27.0
	1,000～1,200万円未満	(94)	64.9	17.0	25.5
	1,200万円以上	(132)	62.9	28.0	18.2

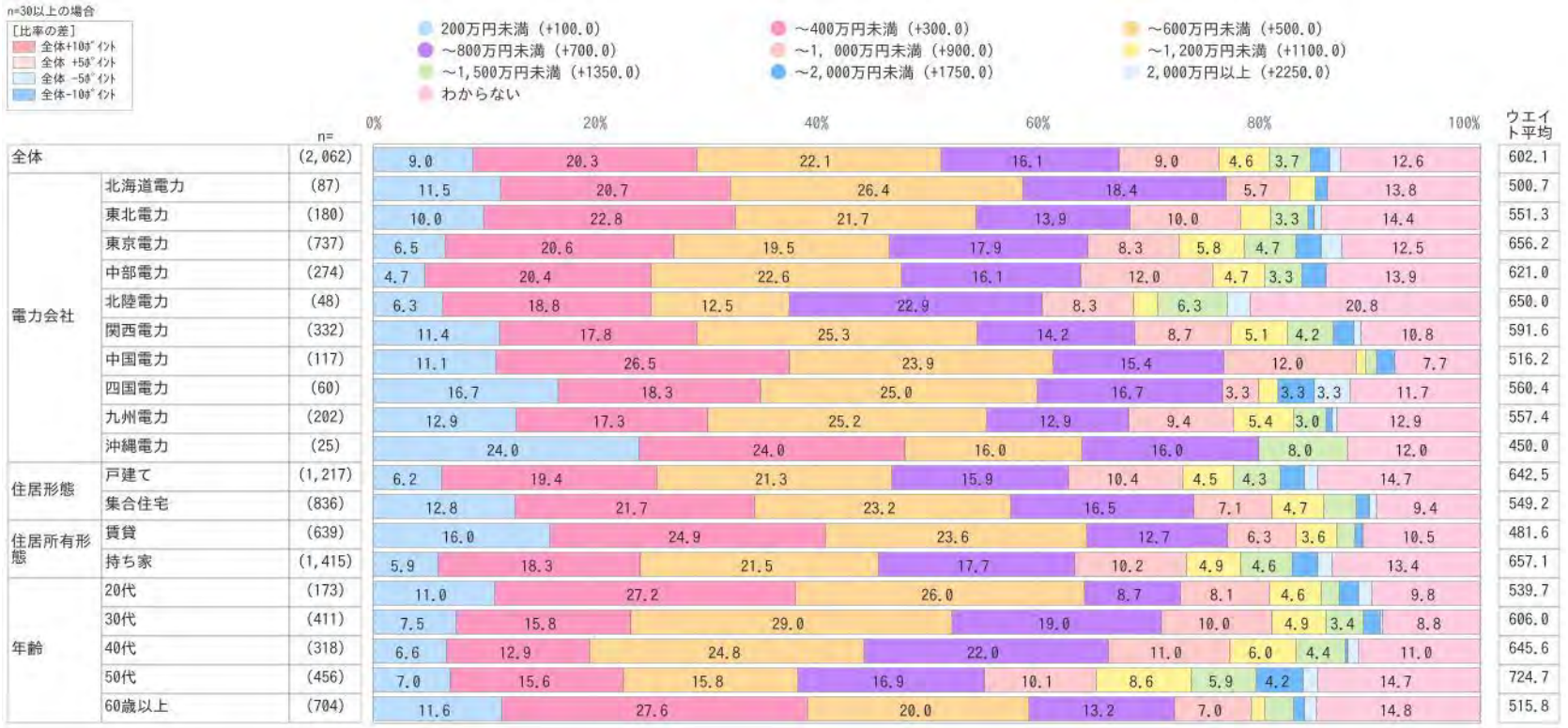
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）クロス集計結果：その他の回答者の属性（世帯年収）

- 世帯年収の平均（加重平均値）は602万円。
- 平均年収が高めなのは、東京電力管内（平均656万円）、北陸電力関連（同650万円）、関西電力管内（同592万円）などである。
- また、平均年収は50代までをピークとして上がり続ける。

q6 世帯年収（生計を共にされている方全員の合計年収）について教えてください。

※全体ベース



		n=	ウエイト平均
全体		(2,062)	602.1
電力会社	北海道電力	(87)	500.7
	東北電力	(180)	551.3
	東京電力	(737)	656.2
	中部電力	(274)	621.0
	北陸電力	(48)	650.0
	関西電力	(332)	591.6
	中国電力	(117)	516.2
	四国電力	(60)	560.4
	九州電力	(202)	557.4
	沖縄電力	(25)	450.0
住居形態	戸建て	(1,217)	642.5
	集合住宅	(836)	549.2
住居所有形態	賃貸	(639)	481.6
	持ち家	(1,415)	657.1
年齢	20代	(173)	539.7
	30代	(411)	606.0
	40代	(318)	645.6
	50代	(456)	724.7
	60歳以上	(704)	515.8

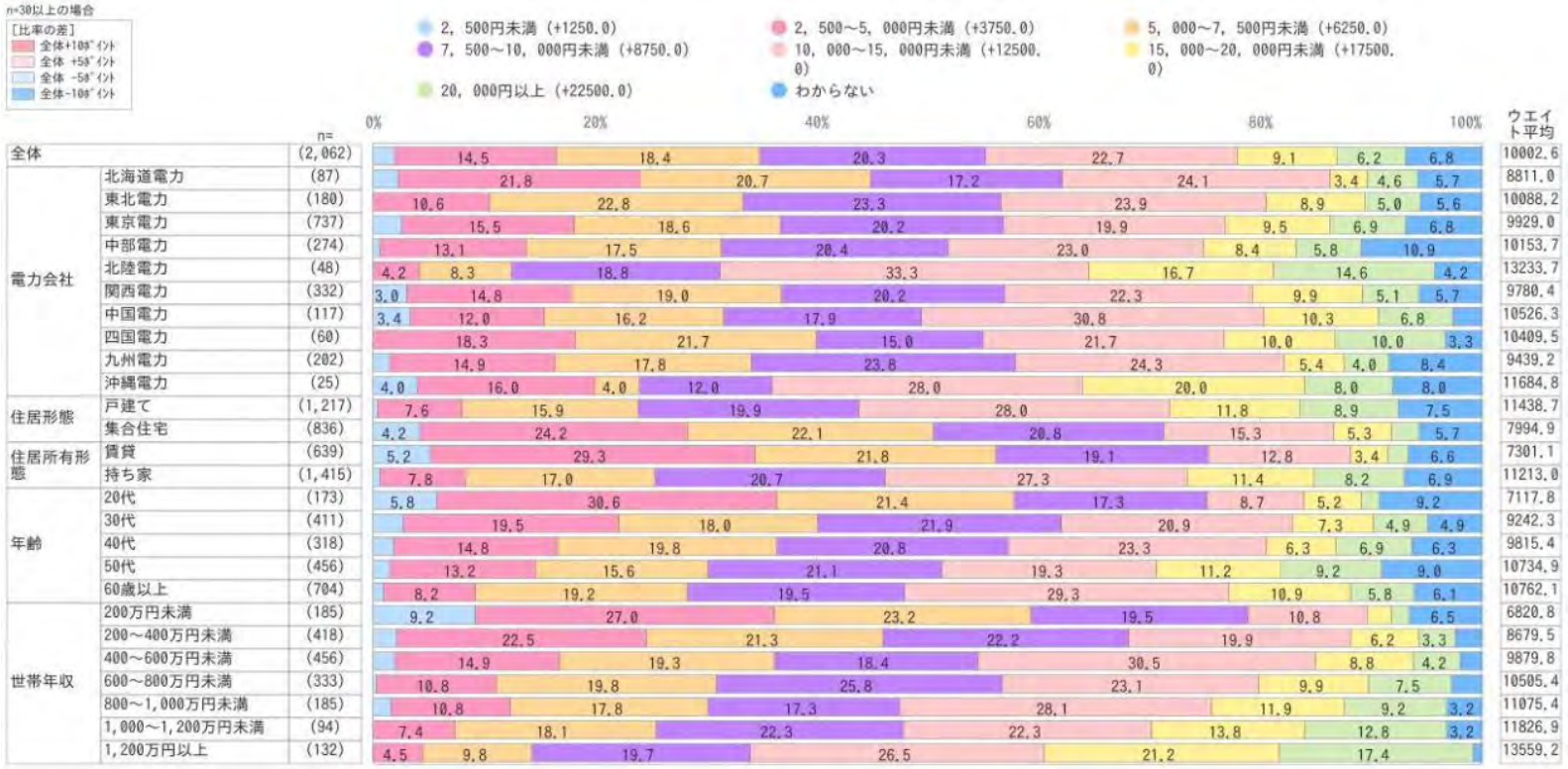
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）クロス集計結果：その他の回答者の属性（電気代）

- 電気代の平均（加重平均値）は10,003円。
- 平均金額が高いのは北陸電力管内（平均13,234円）。
- 住居形態別には、戸建てが平均11,439円、集合住宅は7,995円となっている。

q7 直近1か月の電気代(税込)について教えてください。

※全体ベース



Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する
個人需要家向けアンケート結果

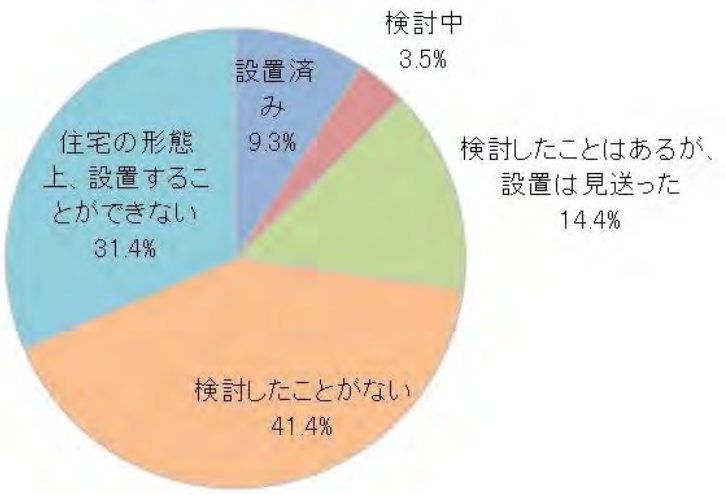
1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①家庭への再生可能エネルギー導入に関する質問
   - ②コンジョイント調査（再生可能エネルギーへの支払意思額）
     - 全体
     - 電力会社別
     - 年代別
     - 個人年収別
     - 世帯年収別
     - その他属性別

Copyright © Mitsubishi Research Institute

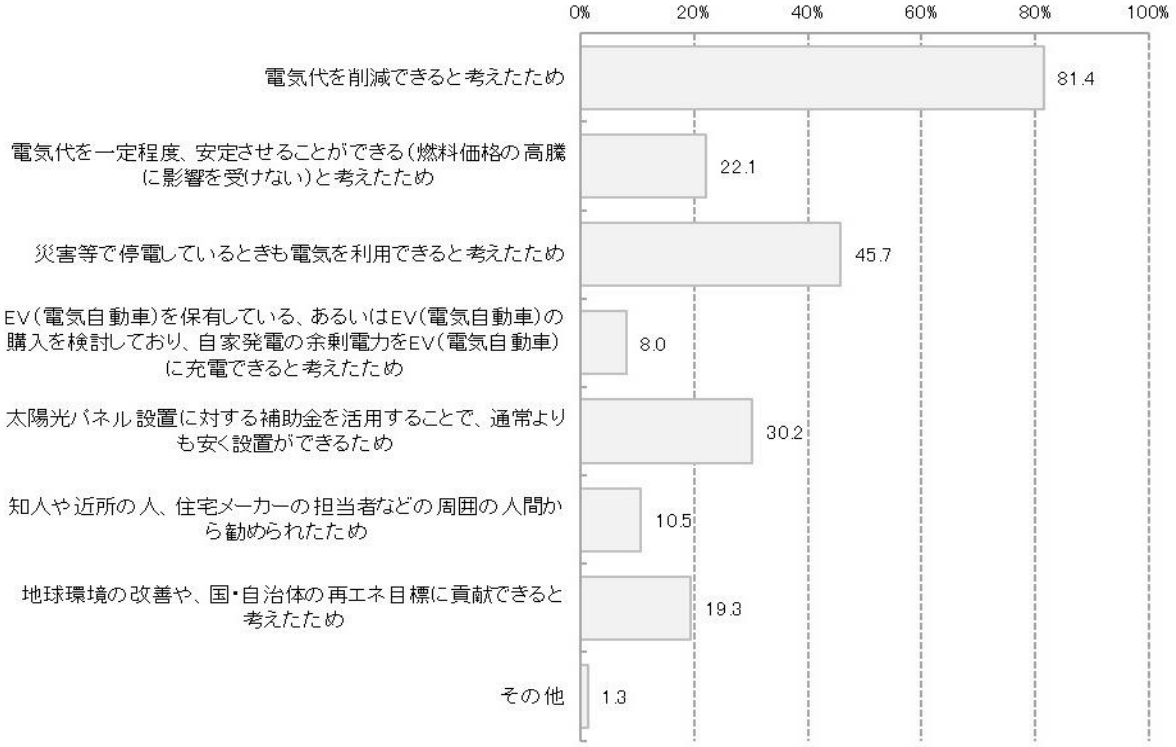
自家発電：設置・検討状況/検討理由

- **自家発電の設置・検討状況と検討理由は以下の通り**
- 設置が可能な人のうち、40%程度が自家発電を検討したことがある。
- 検討理由では「電気代削減」が最も多く、「災害時利用」「補助金活用」なども一定の割合存在した。

q8：自家発電の設置・検討状況
（N=2,062）



q9：自家発電を検討した理由
（N=560）※左記で検討したことが無い人を除く



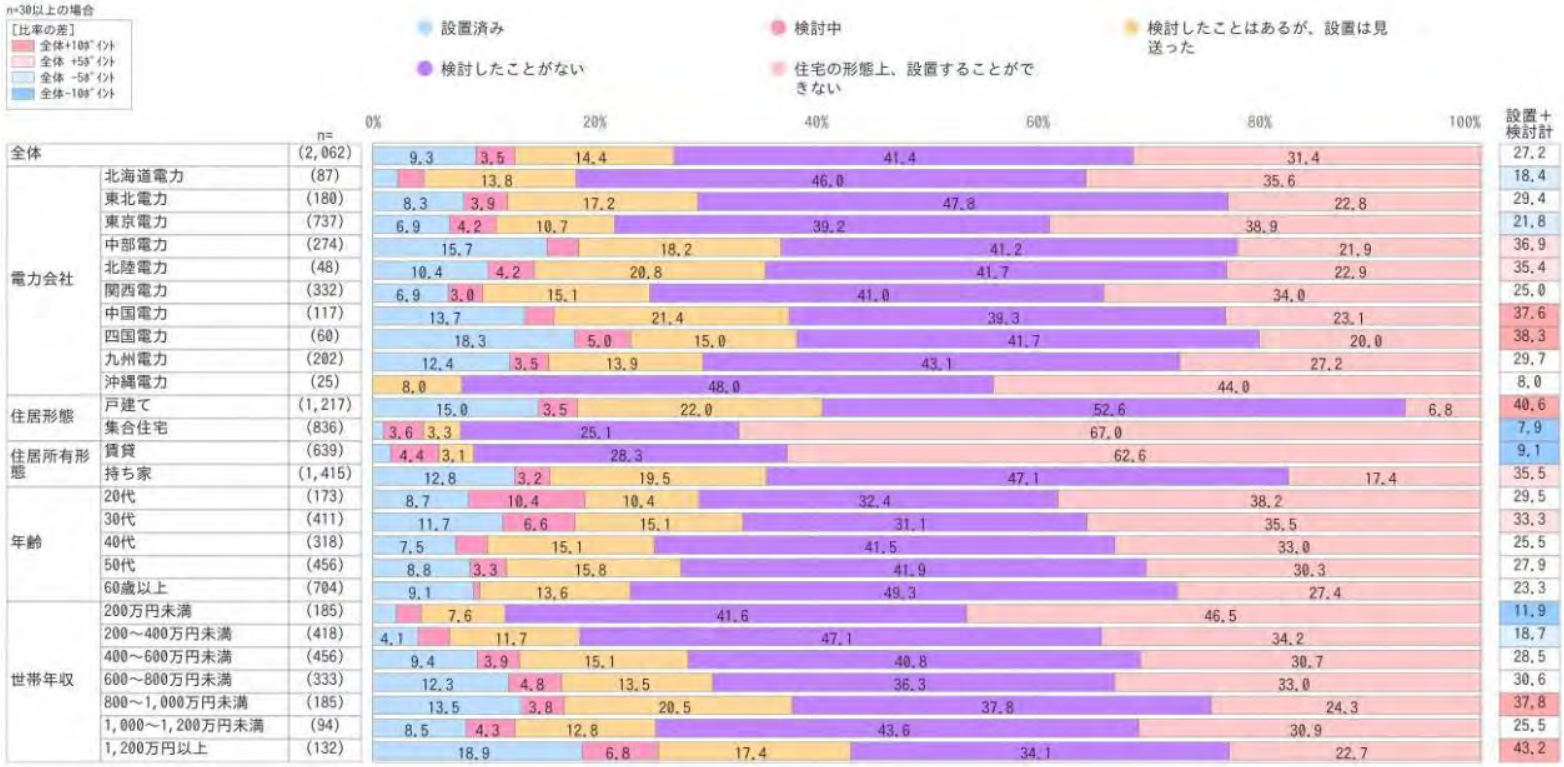
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）自家発電：設置・検討状況（クロス集計）

- 「設置済み」（9.3%）は1割ほどだが、「検討中」（3.5%）、「検討したことがあるが、設置は見送った」（14.4%）などを合わせると、検討計は27.2%となる。
- 設置済みの割合が高いのは、四国電力管内（18.3%）、中部電力管内（15.7%）、中国電力管内（13.7%）など。

q8 自家発電設備（太陽光パネル）の設置を検討されたことはありますか。

※全体ベース



		n=	設置済み	検討中	検討したことはあるが、設置は見送った	検討したことがない	住宅の形態上、設置することができない	設置＋検討計
全体		(2,062)	9.3	3.5	14.4	41.4	31.4	27.2
電力会社	北海道電力	(87)	4.6	13.8	46.0	35.6		18.4
	東北電力	(180)	8.3	3.9	17.2	47.8	22.8	29.4
	東京電力	(737)	6.9	4.2	10.7	39.2	38.9	21.8
	中部電力	(274)	15.7	3.3	18.2	41.2	21.9	36.9
	北陸電力	(48)	10.4	4.2	20.8	41.7	22.9	35.4
	関西電力	(332)	6.9	3.0	15.1	41.0	34.0	25.0
	中国電力	(117)	13.7	3.4	21.4	39.3	23.1	37.6
	四国電力	(60)	18.3	5.0	15.0	41.7	20.0	38.3
	九州電力	(202)	12.4	3.5	13.9	43.1	27.2	29.7
	沖縄電力	(25)	8.0		48.0	44.0		8.0
住居形態	戸建て	(1,217)	15.0	3.5	22.0	52.6	6.8	40.6
	集合住宅	(836)	3.6	3.3	25.1	67.0		7.9
住居所有形態	賃貸	(639)	4.4	3.1	28.3	62.6		9.1
	持ち家	(1,415)	12.8	3.2	19.5	47.1	17.4	35.5
年齢	20代	(173)	8.7	10.4	10.4	32.4	38.2	29.5
	30代	(411)	11.7	6.6	15.1	31.1	35.5	33.3
	40代	(318)	7.5	2.8	15.1	41.5	33.0	25.5
	50代	(456)	8.8	3.3	15.8	41.9	30.3	27.9
	60歳以上	(704)	9.1	1.4	13.6	49.3	27.4	23.3
世帯年収	200万円未満	(185)	4.3	7.6	41.6	46.5		11.9
	200～400万円未満	(418)	4.1	14.6	11.7	47.1	34.2	18.7
	400～600万円未満	(456)	9.4	3.9	15.1	40.8	30.7	28.5
	600～800万円未満	(333)	12.3	4.8	13.5	36.3	33.0	30.6
	800～1,000万円未満	(185)	13.5	3.8	20.5	37.8	24.3	37.8
	1,000～1,200万円未満	(94)	8.5	4.3	12.8	43.6	30.9	25.5
	1,200万円以上	(132)	18.9	6.8	17.4	34.1	22.7	43.2

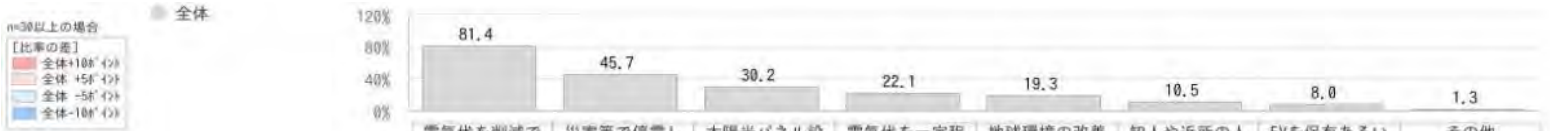
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）自家発電：検討理由（クロス集計）

- 「電気代を削減できると考えたため」（81.4%）が主な理由となる他、「災害等で停電しているときも電気を利用できると考えたため」（45.7%）、「太陽光パネル設置に対する補助金を活用することで、通常よりも安く設置ができるため」（30.2%）などが続く。

q9 あなたのお宅で、自家発電を検討された理由を教えてください。（複数回答可）

※自家発電検討者ベース



		n=	電気代を削減できると考えたため	災害等で停電しているときも電気を利用できると考えたため	太陽光パネル設置に対する補助金を活用することで、通常よりも安く設置ができるため	電気代を一定程度、安定させることができる（燃料価格の高騰に影響を受けない）と考えたため	地球環境の改善や、国・自治体の再エネ目標に貢献できると考えたため	知人や近所の人、住宅メーカーの担当者などの周囲の人間から勧められたため	EVを保有あるいはEVの購入を検討しており、自家発電の余剰電力をEVに充電できると考えたため	その他
全体		(560)	81.4	45.7	30.2	22.1	19.3	10.5	8.0	1.3
電力会社	北海道電力	(16)	68.8	68.8	6.3	18.8	18.8	6.3	6.3	0.0
	東北電力	(53)	84.9	50.9	37.7	30.2	22.6	11.3	11.3	3.8
	東京電力	(161)	80.7	47.8	31.1	24.8	23.0	9.3	9.3	1.2
	中部電力	(101)	80.2	42.6	37.6	20.8	13.9	8.9	7.9	2.0
	北陸電力	(17)	76.5	76.5	41.2	17.6	23.5	0.0	11.8	0.0
	関西電力	(83)	80.7	43.4	27.7	22.9	16.9	15.7	12.0	0.0
	中国電力	(44)	81.8	50.0	18.2	18.2	20.5	20.5	0.0	0.0
	四国電力	(23)	95.7	30.4	26.1	21.7	8.7	0.0	8.7	0.0
	九州電力	(60)	83.3	30.0	26.7	13.3	21.7	10.0	1.7	1.7
	沖縄電力	(2)	50.0	100	0.0	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0
住居形態	戸建て	(494)	81.8	46.6	31.4	21.7	20.4	10.7	7.7	1.0
	集合住宅	(66)	78.8	39.4	21.2	25.8	10.6	9.1	10.6	3.0
住居所有形態	賃貸	(58)	70.7	37.9	20.7	25.9	12.1	10.3	10.3	1.7
	持ち家	(502)	82.7	46.6	31.3	21.7	20.1	10.6	7.8	1.2
年齢	20代	(51)	86.3	35.3	17.6	29.4	7.8	5.9	13.7	2.0
	30代	(137)	86.1	43.8	25.5	25.5	10.2	15.3	8.8	0.7
	40代	(81)	80.2	45.7	32.1	21.0	11.1	11.1	8.6	2.5
	50代	(127)	83.5	45.7	31.5	15.0	21.3	9.4	6.3	0.8
	60歳以上	(164)	75.0	50.6	36.0	23.2	32.9	8.5	6.7	1.2
世帯年収	200万円未満	(22)	86.4	40.9	18.2	22.7	13.6	4.5	4.5	0.0
	200～400万円未満	(78)	82.1	41.0	20.5	26.9	16.7	12.8	2.6	0.0
	400～600万円未満	(130)	78.5	37.7	26.2	18.5	16.9	9.2	4.6	1.5
	600～800万円未満	(102)	79.4	48.0	35.3	20.6	20.6	13.7	6.9	2.9
	800～1,000万円未満	(70)	90.0	51.4	35.7	31.4	27.1	11.4	14.3	0.0
	1,000～1,200万円未満	(24)	83.3	45.8	45.8	33.3	20.8	8.3	12.5	0.0
	1,200万円以上	(57)	78.9	49.1	38.6	15.8	22.8	12.3	19.3	0.0

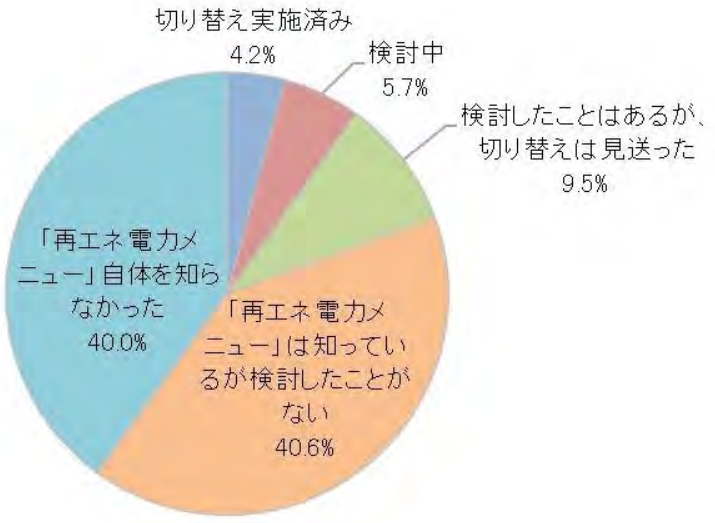
※全体のスコアで降順にソート

Copyright © Mitsubishi Research Institute

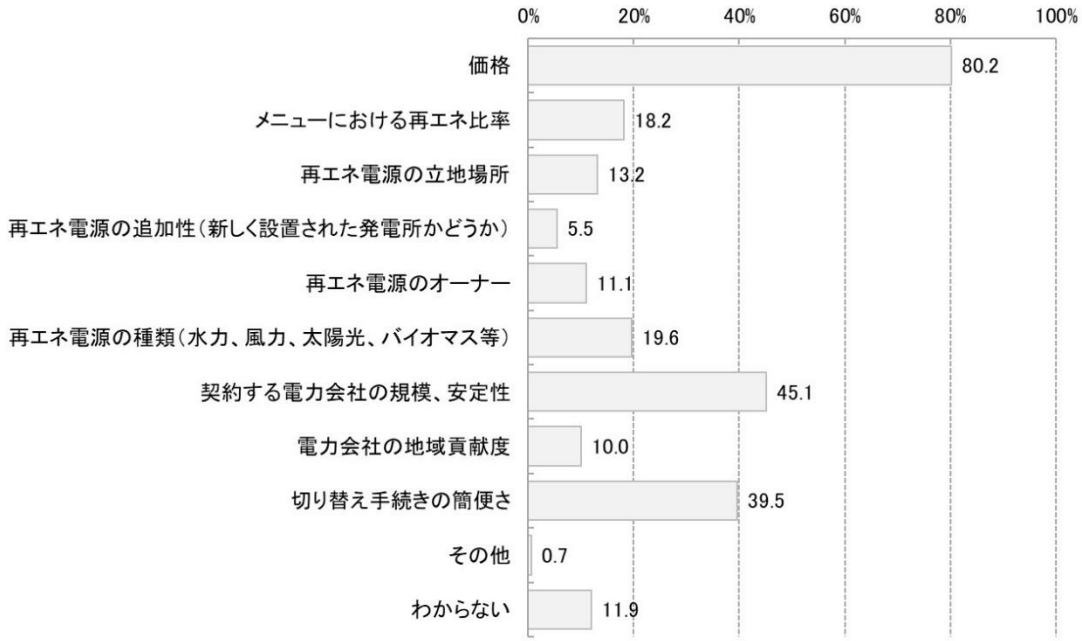
再エネ電力メニュー：導入・検討状況/重視ポイント

- **再エネ電力メニューの導入・検討状況と検討の際に重視するポイントは以下の通り**
- 検討経験があるのは約20%程度で、約40%が再エネ電力メニュー自体を知らなかった。
- 検討の際の重視ポイントでは「価格」が最も多く、「電力会社の規模」や「手続きの簡便さ」が続いた。

q10：再エネ電力メニューの導入・検討状況
（N=2,062）



q11：検討の際に重視するポイント（複数選択）
（N=2,062）



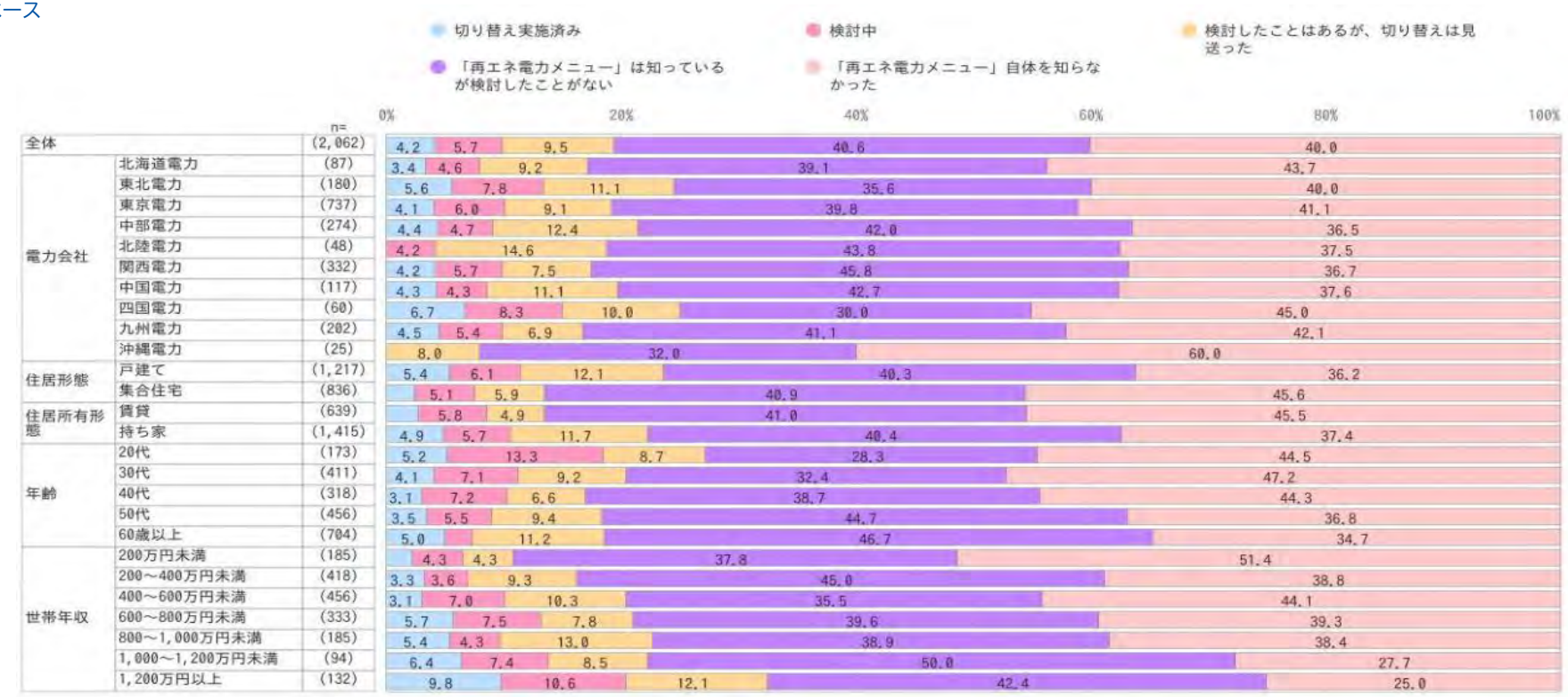
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー：導入・検討状況（クロス集計）

- 「切り替え実施済み」は4.2%であった。また、「検討中」（5.7%）、「検討したことはあるが、切り替えは見送った」（9.5%）などを合わせると、計19.4%が切り替えまたは検討を経験している。
- また、「『再エネ電力メニュー』は知っているが検討したことがない」が40.6%あり、これも合わせた認知率は6割となっている。

q10　あなたのお宅では、再エネ電力メニューへの切り替えを実施、または検討されたことはありますか。

※全体ベース



		n=	切り替え実施済み	検討中	検討したことはあるが、切り替えは見送った	「再エネ電力メニュー」は知っているが検討したことがない	「再エネ電力メニュー」自体を知らなかった
全体		(2,062)	4.2	5.7	9.5	40.6	40.0
電力会社	北海道電力	(87)	3.4	4.6	9.2	39.1	43.7
	東北電力	(180)	5.6	7.8	11.1	35.6	40.0
	東京電力	(737)	4.1	6.0	9.1	39.8	41.1
	中部電力	(274)	4.4	4.7	12.4	42.0	36.5
	北陸電力	(48)	4.2	14.6		43.8	37.5
	関西電力	(332)	4.2	5.7	7.5	45.8	36.7
	中国電力	(117)	4.3	4.3	11.1	42.7	37.6
	四国電力	(60)	6.7	8.3	10.0	30.0	45.0
	九州電力	(202)	4.5	5.4	6.9	41.1	42.1
	沖縄電力	(25)	8.0		32.0		60.0
住居形態	戸建て	(1,217)	5.4	6.1	12.1	40.3	36.2
	集合住宅	(836)	5.1	5.9		40.9	45.6
住居所有形態	賃貸	(639)	5.8	4.9		41.0	45.5
	持ち家	(1,415)	4.9	5.7	11.7	40.4	37.4
年齢	20代	(173)	5.2	13.3	8.7	28.3	44.5
	30代	(411)	4.1	7.1	9.2	32.4	47.2
	40代	(318)	3.1	7.2	6.6	38.7	44.3
	50代	(456)	3.5	5.5	9.4	44.7	36.8
	60歳以上	(704)	5.0	11.2		46.7	34.7
世帯年収	200万円未満	(185)	4.3	4.3		37.8	51.4
	200～400万円未満	(418)	3.3	3.6	9.3	45.0	38.8
	400～600万円未満	(456)	3.1	7.0	10.3	35.5	44.1
	600～800万円未満	(333)	5.7	7.5	7.8	39.6	39.3
	800～1,000万円未満	(185)	5.4	4.3	13.0	38.9	38.4
	1,000～1,200万円未満	(94)	6.4	7.4	8.5	50.0	27.7
	1,200万円以上	(132)	9.8	10.6	12.1	42.4	25.0

Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー：重視ポイント（クロス集計）

- 「価格」（80.2%）が突出している。また、「契約する電力会社の規模、安定性」（45.1%）、「切り替え手続きの簡便さ」（39.5%）なども4割前後となっている。

q11 あなたのお宅で、再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、重視するポイントは何ですか。あてはまるものをすべてお答えください。

※全体ベース

		n=	価格	契約する電力会社の規模、安定性	切り替え手続きの簡便さ	再エネ電源の種類（水力、風力、太陽光、バイオマス等）	メニューにおける再エネ比率	再エネ電源の立地場所	再エネ電源のオーナー	電力会社の地域貢献度	再エネ電源の追加性（新しく設置された発電所かどうか）	その他	わからない
全体		(2,062)	80.2	45.1	39.5	19.6	18.2	13.2	11.1	10.0	5.5	0.7	11.9
電力会社	北海道電力	(87)	73.6	46.0	33.3	19.5	19.5	17.2	12.6	8.0	5.7	3.4	13.8
	東北電力	(180)	81.7	43.9	47.8	18.3	21.1	15.6	11.1	13.3	6.7	0.0	9.4
	東京電力	(737)	78.6	43.7	40.4	21.0	17.8	13.0	12.8	8.5	5.8	0.4	13.0
	中部電力	(274)	82.5	49.6	37.2	18.2	17.9	13.5	8.0	14.2	6.2	0.7	10.9
	北陸電力	(48)	95.8	58.3	29.2	18.8	25.0	8.3	14.6	12.5	4.2	0.0	4.2
	関西電力	(332)	80.7	43.4	36.1	19.3	15.7	15.1	10.2	9.0	5.1	1.5	11.1
	中国電力	(117)	79.5	49.6	40.2	19.7	19.7	11.1	12.0	9.4	4.3	0.9	10.3
	四国電力	(60)	83.3	43.3	40.0	15.0	20.0	15.0	11.7	8.3	5.0	0.0	11.7
	九州電力	(202)	80.2	43.1	42.1	19.3	17.8	7.4	8.9	9.9	4.0	0.5	13.4
	沖縄電力	(25)	72.0	36.0	40.0	24.0	20.0	20.0	4.0	8.0	4.0	0.0	24.0
住居形態	戸建て	(1,217)	84.3	47.2	39.1	21.1	20.4	13.7	10.4	11.1	5.4	0.6	8.6
	集合住宅	(836)	74.3	42.2	40.6	17.7	15.2	12.3	12.2	8.6	5.6	1.0	16.5
住居所有形態	賃貸	(639)	73.9	39.7	39.0	17.8	15.6	12.8	10.5	9.1	6.4	1.1	16.9
	持ち家	(1,415)	83.0	47.6	39.8	20.5	19.4	13.4	11.4	10.5	4.9	0.6	9.7
年齢	20代	(173)	76.9	35.3	35.8	20.2	20.2	16.2	10.4	8.7	8.1	0.0	13.9
	30代	(411)	81.5	44.8	46.5	16.5	19.7	14.1	10.9	9.5	6.1	0.0	10.5
	40代	(318)	82.1	45.6	44.7	20.4	20.8	15.1	11.9	10.7	7.9	0.3	8.5
	50代	(456)	81.6	41.0	36.0	16.9	17.5	11.6	10.3	10.5	4.2	1.8	12.9
	60歳以上	(704)	78.4	50.0	36.4	22.7	16.1	12.1	11.4	10.1	4.3	0.9	13.2
世帯年収	200万円未満	(185)	69.2	35.1	30.8	13.5	13.0	5.9	5.9	9.2	5.4	1.1	25.4
	200～400万円未満	(418)	80.6	43.8	41.4	19.4	17.5	13.6	9.8	10.0	5.7	0.7	11.2
	400～600万円未満	(456)	82.7	46.3	41.7	19.1	15.4	13.6	11.6	7.9	3.3	0.9	8.1
	600～800万円未満	(333)	84.4	46.5	38.1	21.3	21.3	13.5	13.2	11.7	6.6	0.6	8.7
	800～1,000万円未満	(185)	84.9	48.1	45.9	22.7	21.1	16.2	13.0	15.7	6.5	0.0	7.6
	1,000～1,200万円未満	(94)	86.2	52.1	50.0	17.0	22.3	8.5	7.4	11.7	9.6	1.1	4.3
	1,200万円以上	(132)	76.5	43.9	31.8	23.5	17.4	15.9	14.4	9.8	7.6	0.8	11.4

※全体のスコアで降順にソート

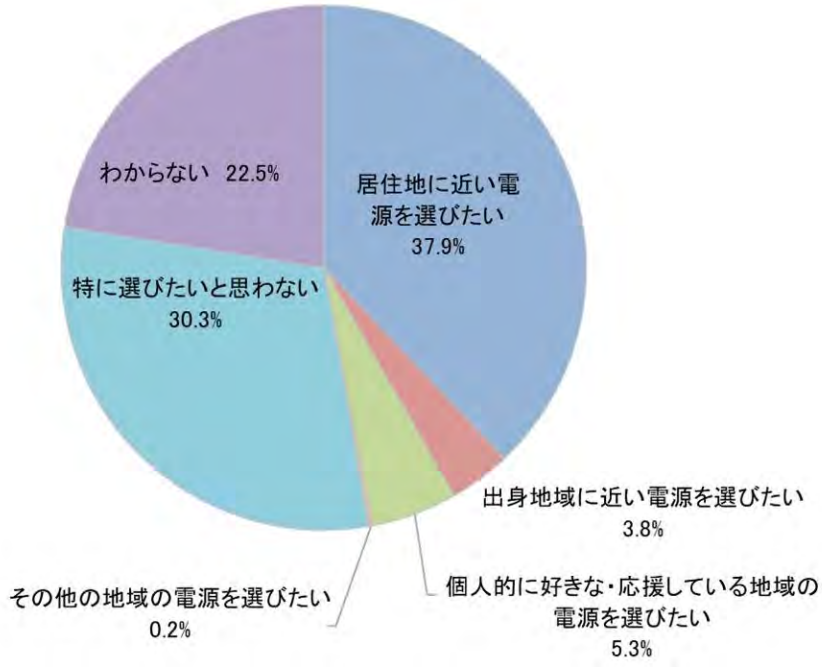
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力メニュー：電源立地の選択希望有無

- **再エネ電力メニューにおいて、電源の立地場所（地域性）に関する選択希望状況は以下の通り**
- 半数近く（47.0%）の需要家が電源の立地場所を選択したいと回答した。
- 希望する電源立地については「居住地に近い電源」が最も多かったが、「出身地域」や「個人的に好きな地域」といった回答も一定数見られた。

q12：電源立地場所の選択希望
（N=2,062）

q12：再エネ電力メニューへの切り替えを行う際に、再エネ電源の立地場所を選択できるとしたら、あなたのお宅では選択したいと思いますか、
また選択する場合はどのような地域を選びたいですか。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー：電源立地の選択希望有無（クロス集計）

- 「特定の地域の電源を選びたい／居住地に近い電源を選びたい」（37.9%）など、何らかの形で特定地域の電源の志向を持つ者は計47.2%であった。
- 「居住地に近い電源」志向は、四国電力管内（53.3%）、北陸電力管内（47.9%）、北陸電力管内（44.5%）などで強い。

q12 再エネ電力メニューへの切り替えを行う際に、再エネ電源の立地場所を選択できるとしたら、あなたのお宅では選択したいと思いますか、
また選択する場合はどのような地域を選びたいですか。

※全体ベース

		n=					
全体		(2,062)	37.9	3.8	5.3	30.3	22.5
電力会社	北海道電力	(87)	39.1	1.1	3.4	33.3	23.0
	東北電力	(180)	36.1	4.4	8.3	31.1	19.4
	東京電力	(737)	35.1	3.3	5.7	33.5	22.1
	中部電力	(274)	44.5	3.3	4.4	25.5	22.3
	北陸電力	(48)	47.9	2.1	0.0	29.2	20.8
	関西電力	(332)	33.1	4.8	6.0	31.6	24.1
	中国電力	(117)	41.9	4.3	6.0	25.6	22.2
	四国電力	(60)	53.3	3.3	3.3	26.7	15.0
	九州電力	(202)	40.1	4.5	3.5	24.8	27.2
	沖縄電力	(25)	28.0	12.0	12.0	28.0	20.0
住居形態	戸建て	(1,217)	41.2	3.8	4.5	30.0	20.3
	集合住宅	(836)	33.4	3.8	6.6	30.4	25.6
住居所有形態	賃貸	(639)	33.0	4.4	7.8	30.5	23.9
	持ち家	(1,415)	40.3	3.5	4.2	30.0	21.8
年齢	20代	(173)	40.5	9.8	6.9	30.6	12.1
	30代	(411)	43.8	5.1	7.5	26.5	17.0
	40代	(318)	43.4	4.4	4.4	24.8	22.6
	50代	(456)	34.2	4.2	2.3	31.1	27.2
	60歳以上	(704)	33.8	4.8	2.3	34.2	25.1
世帯年収	200万円未満	(185)	32.4	4.9	1.6	32.4	27.6
	200～400万円未満	(418)	38.0	5.7	2.4	28.9	25.1
	400～600万円未満	(456)	38.4	5.5	4.4	32.0	19.5
	600～800万円未満	(333)	38.4	6.6	5.4	32.1	17.1
	800～1,000万円未満	(185)	47.6	3.8	7.0	29.7	11.9
	1,000～1,200万円未満	(94)	43.6	4.3	4.3	35.1	12.8
	1,200万円以上	(132)	46.2	3.8	4.5	26.5	18.9

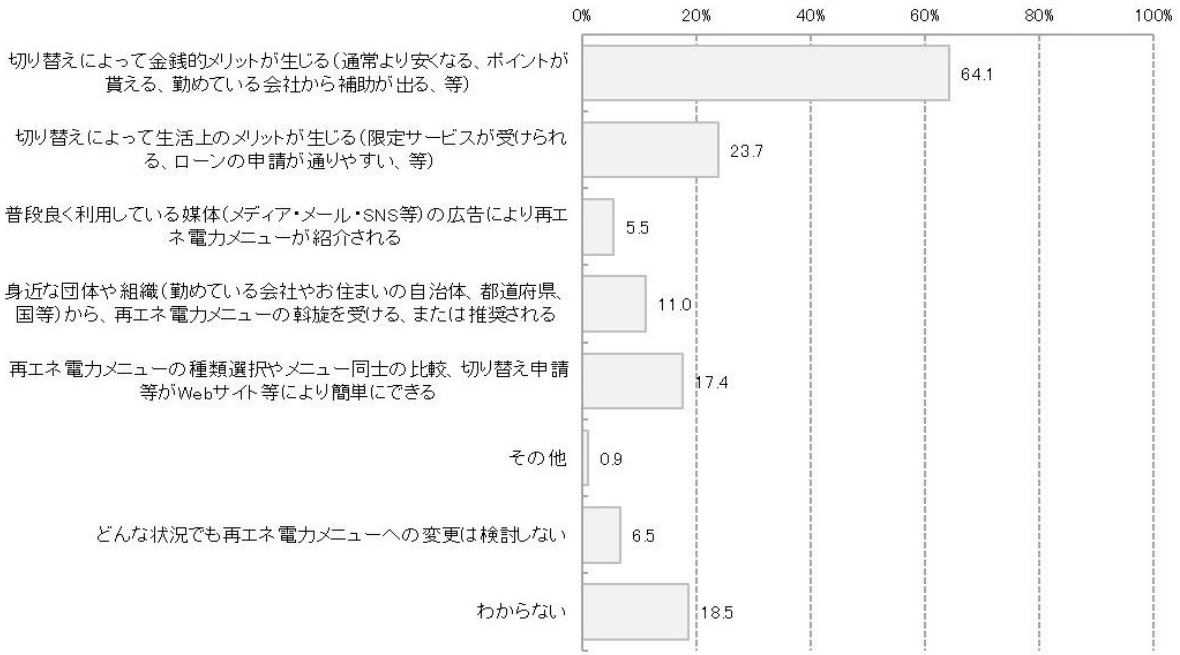
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力メニュー:検討するきっかけ

- **再エネ電力メニューを検討するきっかけとなり得る状況については以下の通り**
- 「金銭的メリットが生じる」については、2/3近くの需要家が選択した。
- 次いで「生活上のメリットが得られる」「メニューの選択・比較・申請がWebサイト等により簡単にできる」が多く、20%前後の需要家に選択された。

q13:再エネ電力メニューを検討するきっかけ(複数選択)
(N=1,975)※再エネ電力メニュー導入済の人を除く

q13:あなたのお宅では、どのような状況であったら、再エネ電力メニューへの変更を検討しようと思われますか。



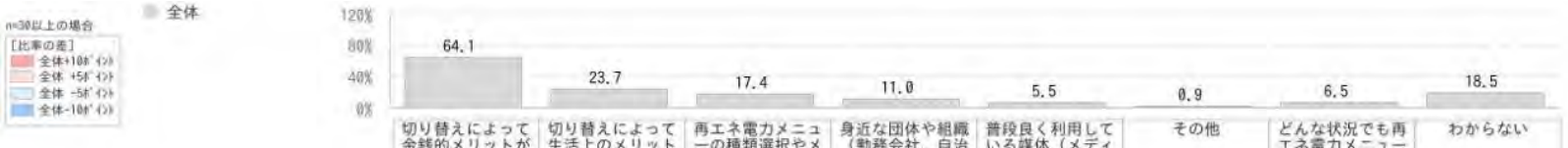
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー：検討するきっかけ（クロス集計）

- 「切り替えによって金銭的メリットが生じる（通常より安くなる、ポイントが貰える、勤務会社から補助が出る、等）」（64.1%）が主な契機となり得る要因となっている。他では「切り替えによって生活上のメリットが生じる（限定サービスが受けられる、ローンの申請が通りやすい、等）」（23.7%）などが挙げられる程度。

q13 あなたのお宅では、どのような状況であったら、再エネ電力メニューへの変更を検討しようと思われますか。（複数選択可）

※再エネ電力非導入者ベース



		n=	切り替えによって金銭的メリットが生じる（通常より安くなる、ポイント貰える、勤務会社から補助が出る、等）	切り替えによって生活上のメリットが生じる（限定サービスが受けられる、ローンの申請が通りやすい、等）	再エネ電力メニューの種類選択やメニュー同士の比較、切り替え申請等がwebサイト等により簡単にできる	身近な団体や組織（勤務会社、自治体、都道府県、国等）から、再エネ電力メニューの斡旋を受ける、または推奨される	普段良く利用している媒体（メディア・メール・SNS等）の広告により再エネ電力メニューが紹介される	その他	どんな状況でも再エネ電力メニューへの変更は検討しない	わからない
全体		(1,975)	64.1	23.7	17.4	11.0	5.5	0.9	6.5	18.5
電力会社	北海道電力	(84)	52.4	20.2	13.1	8.3	3.6	3.6	10.7	25.0
	東北電力	(170)	67.1	28.2	26.5	11.2	4.1	0.6	7.1	16.5
	東京電力	(707)	66.6	24.0	19.8	10.7	5.8	1.4	4.7	18.1
	中部電力	(262)	61.8	22.1	16.8	10.7	4.6	0.0	8.4	17.2
	北陸電力	(48)	64.6	25.0	12.5	6.3	4.2	0.0	6.3	20.8
	関西電力	(318)	61.3	23.3	13.2	10.4	8.5	0.6	6.0	21.1
	中国電力	(112)	72.3	27.7	11.6	15.2	2.7	0.0	5.4	15.2
	四国電力	(56)	67.9	23.2	8.9	10.7	3.6	0.0	8.9	10.7
	九州電力	(193)	61.1	20.7	17.1	13.0	4.7	1.0	8.3	18.7
	沖縄電力	(25)	48.0	20.0	20.0	12.0	8.0	0.0	16.0	28.0
住居形態	戸建て	(1,151)	65.0	24.6	17.8	11.4	5.6	0.4	7.2	16.8
	集合住宅	(815)	63.4	22.5	17.1	10.6	5.3	1.6	5.6	20.2
住居所有形態	賃貸	(621)	63.0	23.8	17.1	10.6	5.3	1.3	5.5	20.8
	持ち家	(1,346)	64.6	23.6	17.6	11.1	5.6	0.7	7.1	17.4
年齢	20代	(164)	67.1	40.9	22.0	10.4	8.5	0.0	4.3	14.0
	30代	(394)	69.3	35.3	20.3	11.9	6.6	0.0	4.1	14.7
	40代	(308)	66.9	26.0	14.9	10.7	7.8	1.0	4.9	15.9
	50代	(440)	66.4	17.7	16.1	9.3	5.2	1.6	6.1	21.4
	60歳以上	(669)	57.5	15.5	16.6	11.8	3.1	1.2	9.6	21.1
世帯年収	200万円未満	(181)	53.0	15.5	13.8	5.5	3.9	1.1	11.0	26.5
	200～400万円未満	(404)	64.4	20.0	19.8	11.4	4.2	1.5	6.4	18.3
	400～600万円未満	(442)	66.7	24.4	17.0	10.6	5.4	0.5	6.8	15.2
	600～800万円未満	(314)	69.4	26.1	18.2	12.4	8.0	0.6	4.5	15.3
	800～1,000万円未満	(175)	72.6	33.7	24.0	14.9	8.6	1.1	6.3	7.4
	1,000～1,200万円未満	(88)	70.5	36.4	19.3	12.5	6.8	2.3	6.8	9.1
	1,200万円以上	(119)	61.3	21.8	17.6	16.0	6.7	0.8	5.0	17.6

※全体のスコアで降順にソート

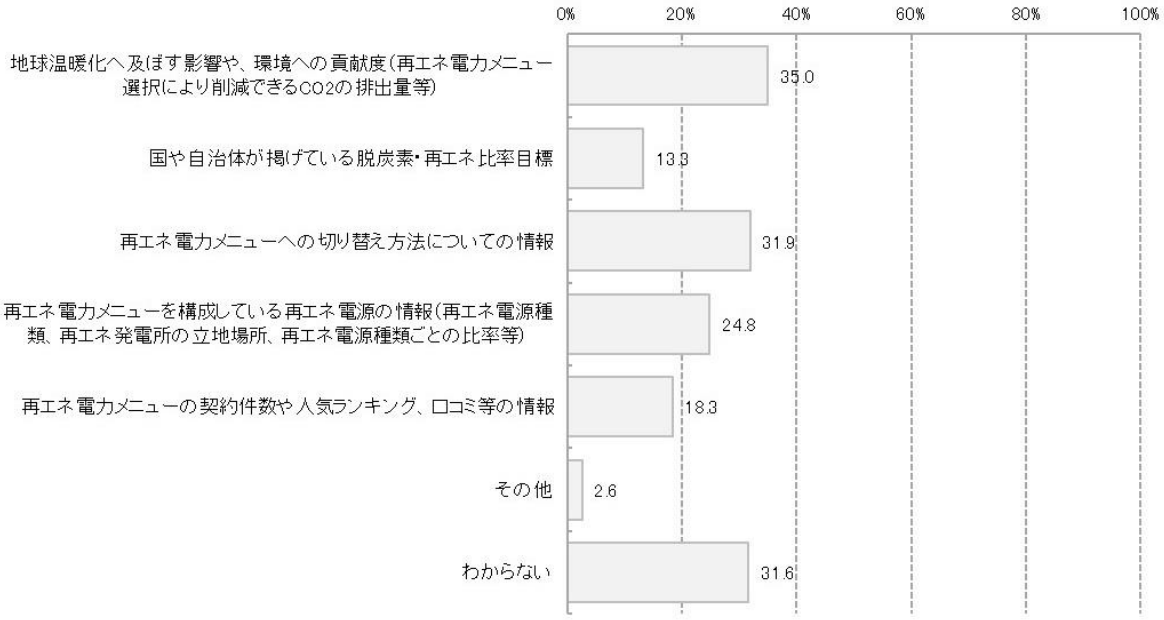
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力メニュー：検討時に有用な情報

- **再エネ電力メニューを検討する場合に（価格以外に）有用と思われる情報については以下の通り**
  - 回答のばらつきが大きく、突出した項目は存在しない。
  - 「環境への影響や貢献度」「メニュー切り替え方法」が30%以上の需要家に選択された。

q14：再エネ電力メニューの検討に有用な情報（複数選択）
（N=2,062）

q14：あなたのお宅で、再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、価格以外にどのような情報があると切り替えを検討しやすい(または検討しやすかった)と思われますか。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー：検討時に有用な情報（クロス集計）

- 「地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度（再エネ電力メニュー選択により削減できるCO2の排出量等）」（35.0%）、「再エネ電力メニューへの切り替え方法についての情報」（31.9%）、「再エネ電力メニューを構成している再エネ電源の情報（再エネ電源種類、再エネ発電所の立地場所、再エネ電源種類ごとの比率等）」（24.8%）などが挙げられている。

q14 あなたのお宅で、再エネ電力メニューへの切り替えを検討する場合に、価格以外にどのような情報があると切り替えを検討しやすい（または検討しやすかった）と思われますか

※全体ベース

		n=	地球温暖化へ及ぼす影響や、環境への貢献度（再エネ電力メニュー選択により削減できるCO2の排出量等）	再エネ電力メニューへの切り替え方法についての情報	再エネ電力メニューを構成している再エネ電源の情報（再エネ電源種類、再エネ発電所の立地場所、再エネ電源種類ごとの比率等）	再エネ電力メニューの契約件数や人気ランキング、口コミ等の情報	国や自治体が掲げている脱炭素・再エネ比率目標	その他	わからない
全体		(2,062)	35.0	31.9	24.8	18.3	13.3	2.6	31.6
電力会社	北海道電力	(87)	27.6	31.0	25.3	11.5	9.2	2.3	33.3
	東北電力	(180)	27.8	36.7	28.9	23.9	14.4	1.1	28.9
	東京電力	(737)	38.8	30.8	24.3	19.1	14.5	3.8	30.4
	中部電力	(274)	33.9	29.2	25.2	19.0	12.0	2.6	32.1
	北陸電力	(48)	27.1	33.3	29.2	18.8	20.8	0.0	35.4
	関西電力	(332)	31.0	32.2	23.8	18.1	11.1	1.2	37.7
	中国電力	(117)	36.8	41.9	23.9	17.1	16.2	2.6	24.8
	四国電力	(60)	38.3	30.0	18.3	20.0	13.3	1.7	26.7
	九州電力	(202)	38.6	31.7	25.7	12.4	12.9	3.5	30.7
	沖縄電力	(25)	36.0	16.0	24.0	24.0	4.0	0.0	40.0
住居形態	戸建て	(1,217)	36.5	32.0	25.1	18.1	13.8	2.2	30.4
	集合住宅	(836)	33.1	31.9	24.8	18.8	12.8	3.2	32.9
住居所有形態	賃貸	(639)	30.0	31.9	23.3	20.3	11.9	2.5	34.1
	持ち家	(1,415)	37.1	31.9	25.4	17.5	13.9	2.7	30.5
年齢	20代	(173)	38.2	39.9	20.2	31.2	17.9	1.2	23.7
	30代	(411)	36.5	33.6	25.5	24.6	13.4	0.7	29.4
	40代	(318)	31.8	32.1	28.9	20.8	13.2	2.5	32.1
	50代	(456)	32.9	35.7	23.5	15.4	9.9	2.9	34.6
	60歳以上	(704)	36.2	26.4	24.6	12.4	14.5	4.0	32.7
世帯年収	200万円未満	(185)	29.2	23.8	14.6	12.4	8.1	3.2	42.2
	200～400万円未満	(418)	36.4	34.2	25.4	17.7	12.9	2.9	29.2
	400～600万円未満	(456)	34.4	34.9	25.0	16.9	12.3	3.3	29.2
	600～800万円未満	(333)	35.1	35.4	26.4	21.3	16.5	2.1	26.7
	800～1,000万円未満	(185)	42.7	31.9	25.9	25.4	16.8	2.2	25.4
	1,000～1,200万円未満	(94)	38.3	28.7	36.2	21.3	20.2	2.1	24.5
	1,200万円以上	(132)	41.7	34.8	34.1	18.9	13.6	2.3	25.8

※全体のスコアで降順にソート

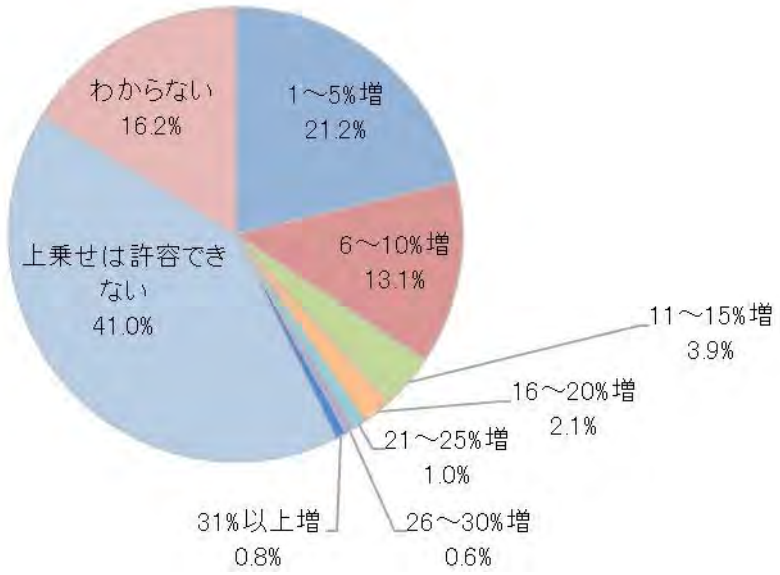
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ電力メニュー:価格上乗せ許容率

- **再エネ電力メニューを選択する場合の価格上乗せ許容率については以下の通り**
- 約40%の需要家が上乗せは許容できないと回答した。
- 上乗せ許容率で最も多かったのは「1～5%増」で、全体の20%程度を占めた。「6～10%増」が13.1%と続く一方で、11%以上では選択率が減り、合計で8.5%程度に留まった。

q15:再エネ電力メニューの価格上乗せ許容率
(N=2,062)

q15:再エネ電力メニューを選択する場合に、普段の電気代と比較して何%程度であれば上乗せを許容できますか。



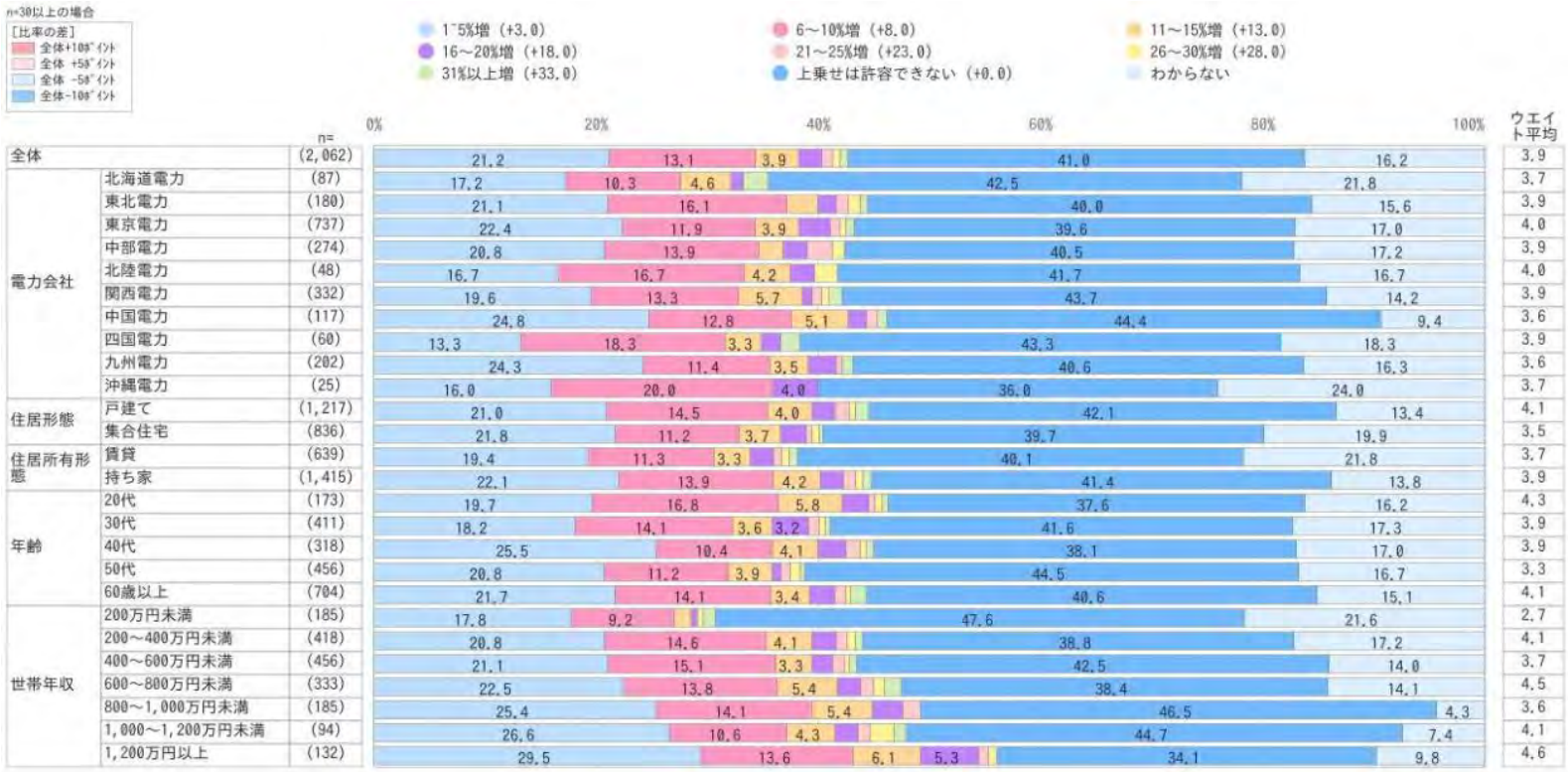
Copyright © Mitsubishi Research Institute

（参考）再エネ電力メニュー：価格上乗せ許容率（クロス集計）

- 上乗せを許容するとの回答は計42.7%。平均値（加重平均値）は3.9%増。
- 一方、「上乗せは許容できない」（41.0%）、「わからない」（16.2%）など、半数以上は上乗せに否定的である。

q15　再エネ電力メニューを選択する場合に、普段の電気代と比較して何%程度であれば上乗せを許容できますか。

※全体ベース



		n=	1~5%増（+3.0）	6~10%増（+8.0）	11~15%増（+13.0）	16~20%増（+18.0）	21~25%増（+23.0）	26~30%増（+28.0）	31%以上増（+33.0）	上乗せは許容できない（+0.0）	わからない	ウエイト平均
全体		(2,062)	21.2	13.1	3.9	41.0	16.2					3.9
電力会社	北海道電力	(87)	17.2	10.3	4.6	42.5	21.8					3.7
	東北電力	(180)	21.1	16.1		40.0	15.6					3.9
	東京電力	(737)	22.4	11.9	3.9	39.6	17.0					4.0
	中部電力	(274)	20.8	13.9		40.5	17.2					3.9
	北陸電力	(48)	16.7	16.7	4.2	41.7	16.7					4.0
	関西電力	(332)	19.6	13.3	5.7	43.7	14.2					3.9
	中国電力	(117)	24.8	12.8	5.1	44.4	9.4					3.6
	四国電力	(60)	13.3	18.3	3.3	43.3	18.3					3.9
	九州電力	(202)	24.3	11.4	3.5	40.6	16.3					3.6
	沖縄電力	(25)	16.0	20.0	4.0	36.0	24.0					3.7
住居形態	戸建て	(1,217)	21.0	14.5	4.0	42.1	13.4					4.1
	集合住宅	(836)	21.8	11.2	3.7	39.7	19.9					3.5
住居所有形態	賃貸	(639)	19.4	11.3	3.3	40.1	21.8					3.7
	持ち家	(1,415)	22.1	13.9	4.2	41.4	13.8					3.9
年齢	20代	(173)	19.7	16.8	5.8	37.6	16.2					4.3
	30代	(411)	18.2	14.1	3.6	3.2	41.6	17.3				3.9
	40代	(318)	25.5	10.4	4.1	38.1	17.0					3.9
	50代	(456)	20.8	11.2	3.9	44.5	16.7					3.3
	60歳以上	(704)	21.7	14.1	3.4	40.6	15.1					4.1
世帯年収	200万円未満	(185)	17.8	9.2		47.6	21.6					2.7
	200~400万円未満	(418)	20.8	14.6	4.1	38.8	17.2					4.1
	400~600万円未満	(456)	21.1	15.1	3.3	42.5	14.0					3.7
	600~800万円未満	(333)	22.5	13.8	5.4	38.4	14.1					4.5
	800~1,000万円未満	(185)	25.4	14.1	5.4	46.5	4.3					3.6
	1,000~1,200万円未満	(94)	26.6	10.6	4.3	44.7	7.4					4.1
	1,200万円以上	(132)	29.5	13.6	6.1	5.3	34.1	9.8				4.6

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する
個人需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①家庭への再生可能エネルギー導入に関する質問
   - ②コンジョイント調査（再生可能エネルギーへの支払意思額）
     - 全体
     - 電力会社別
     - 年代別
     - 個人年収別
     - 世帯年収別
     - その他属性別

Copyright © Mitsubishi Research Institute

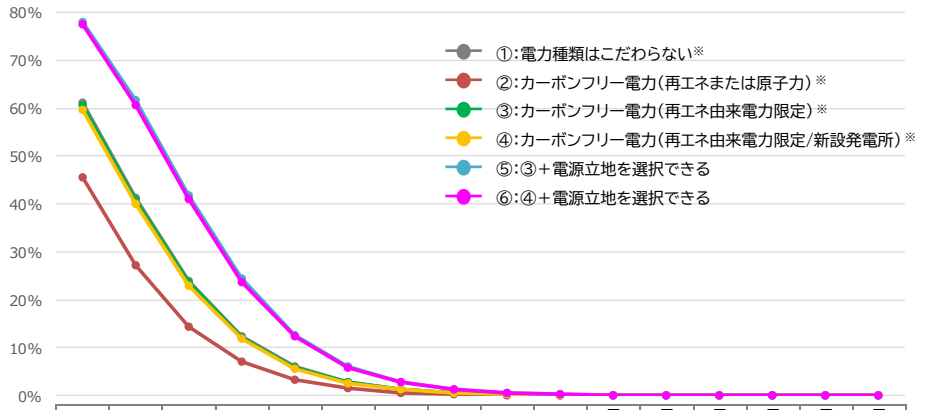
許容価格分析結果:限界支払意思額と購入率予測

- **月加算金額の限界支払意思額と購入率予測は以下の通り。**
- 電源種では「電力種類はこだわらない」、「再エネ限定カーボンフリー」、「再エネ限定カーボンフリー(追加性あり)」はほぼ変わらない水準となった。
- 一方、原子力が含まれるカーボンフリー電力についてはマイナスの支払意思額という結果となった。
- 電源立地を選択できる場合は105円/月(0.35円/kWh)加算と、最も高かった。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額 (月加算金額:300kWh使用想定)	限界支払意思額 (kWhあたり加算金額)
電力種類はこだわらない(火力、再エネ、または原子力由来の電力)※	56円 (44~61円)	0.19円/kWh (0.15~0.20円/kWh)
カーボンフリー電力(再エネまたは原子力由来の電力)※	-22円 (-1 ~ -37 円)	-0.07円/kWh (-0.003~-0.12円/kWh)
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定)※	54円 (23 ~ 81 円)	0.18円/kWh (0.08~0.27円/kWh)
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定/新しく設置した発電所からの電力)※	49円 (27 ~ 68 円)	0.16円/kWh (0.09~0.23円/kWh)
電源立地を選択できる	105円 (58 ~ 128円)	0.35円/kWh (0.19~0.43円/kWh)

購入率予測



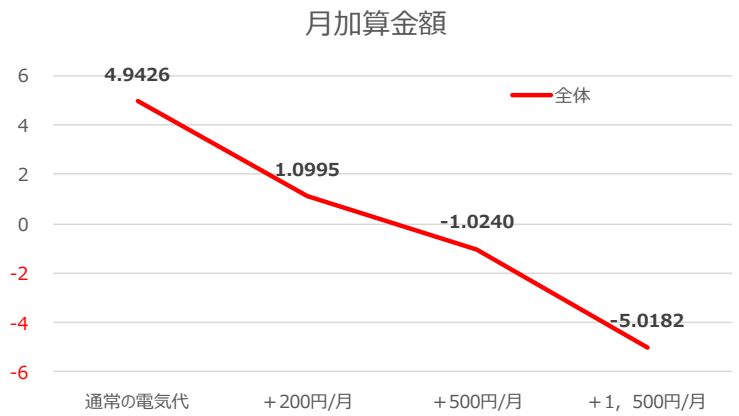
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.1%	41.3%	24.0%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	45.5%	27.3%	14.4%	7.0%	3.3%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.6%	40.8%	23.7%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	59.7%	40.0%	23.0%	11.9%	5.7%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	78.1%	61.6%	41.9%	24.4%	12.7%	6.1%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	77.5%	60.7%	41.0%	23.8%	12.3%	5.9%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

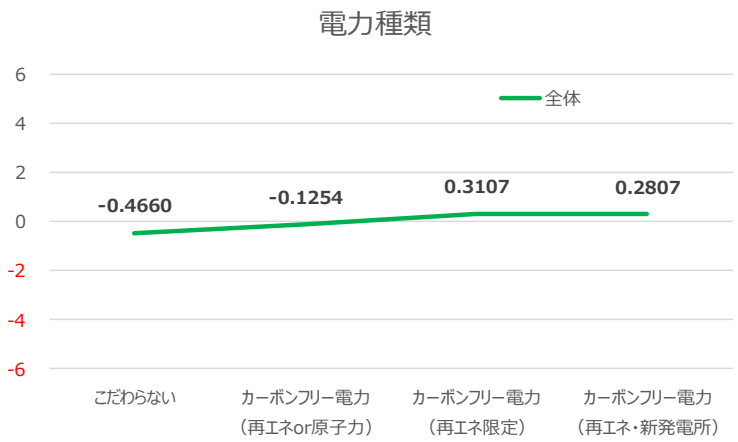
※:4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

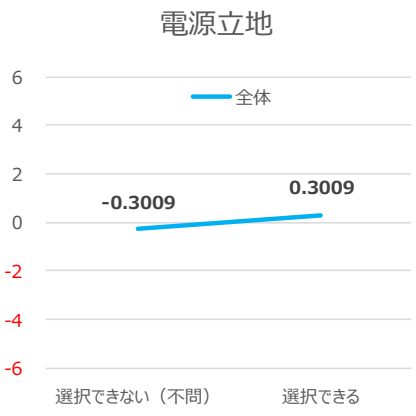
Copyright © Mitsubishi Research Institute

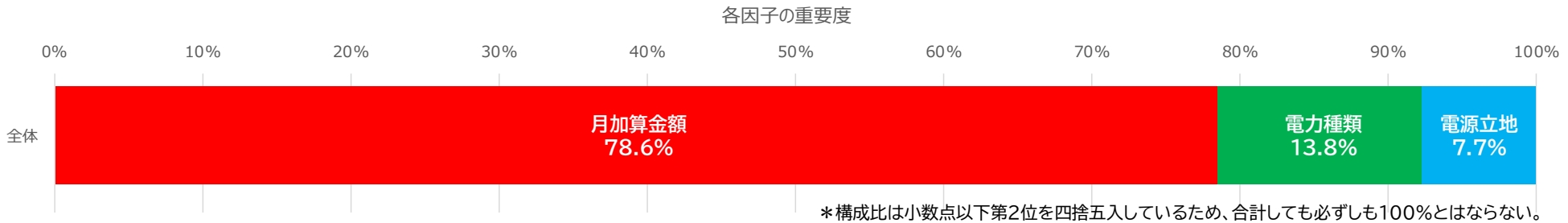
許容価格分析結果：効用値と重要度

- **各属性水準ごとの効用値と重要度は以下の通り。**
- 各因子の重要度では月加算金額が78.6%を占めており、選択に与える影響は大きい。
- 電力種類は13.8%、電源立地は7.7%に留まっており、電力種類では「再エネ限定カーボンフリー電力」、電源立地では「選択できる」方が選好度が高い結果となっている。









＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する個人需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①家庭への再生可能エネルギー導入に関する質問
   - ②コンジョイント調査（再生可能エネルギーへの支払意思額）
     - 全体
     - 電力会社別
     - 年代別
     - 個人年収別
     - 世帯年収別
     - その他属性別

Copyright © Mitsubishi Research Institute

許容価格分析結果:電力会社別支払意思額

- **電力管轄別の支払意思額は以下の通り**
- 北海道・中国電力管内では、再エネ由来限定電力の意思額が平均より高く、一方で原子力を含む場合の意思額が低い。四国・沖縄電力管内では、原子力に対する意思額が他エリアより相対的に高い。
- 新設発電所に関しては、北海道での意思額が高く、四国・沖縄では低い。
- 電源立地に関してはそこまで地域差は見られなかったが、北海道、中部、四国が比較的高い。

電力管轄別の支払意思額(赤字:全体+25%以上　青字:全体−25%以下)

属性	電力管轄別支払意思額(円/kWh)										
	全体	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
電力の種類はこだわらない (火力、再エネ、または原子力由来の電力)	0.19	0.18	0.19	0.19	0.18	0.17	0.19	0.18	0.19	0.19	0.19
カーボンフリー電力 (再エネまたは原子力由来の電力)	-0.07	-0.10	-0.07	-0.08	-0.06	-0.04	-0.08	-0.11	-0.03	-0.06	-0.01
カーボンフリー電力 (再エネ由来電力に限定)	0.18	0.24	0.16	0.18	0.18	0.18	0.17	0.23	0.13	0.16	0.09
カーボンフリー電力 (再エネ由来電力に限定／ 新しく設置した発電所からの電力)	0.16	0.23	0.13	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18	0.11	0.13	0.09
電源立地を選択できる	0.35	0.43	0.38	0.34	0.40	0.32	0.35	0.30	0.40	0.28	0.35

Copyright © Mitsubishi Research Institute

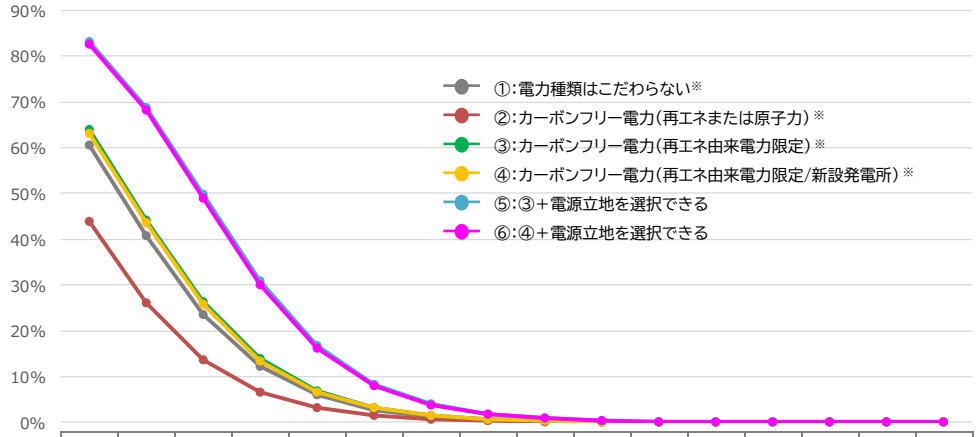
コンジョイント結果（北海道電力管内）

- 北海道電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で128円加算と相対的に高め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-30円と負の度合いが大きい。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、199円/月（0.66円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	53円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-30円	-0.10円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	71円	0.24円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	68円	0.23円/kWh
電源立地を選択できる	128円	0.43円/kWh

購入率予測



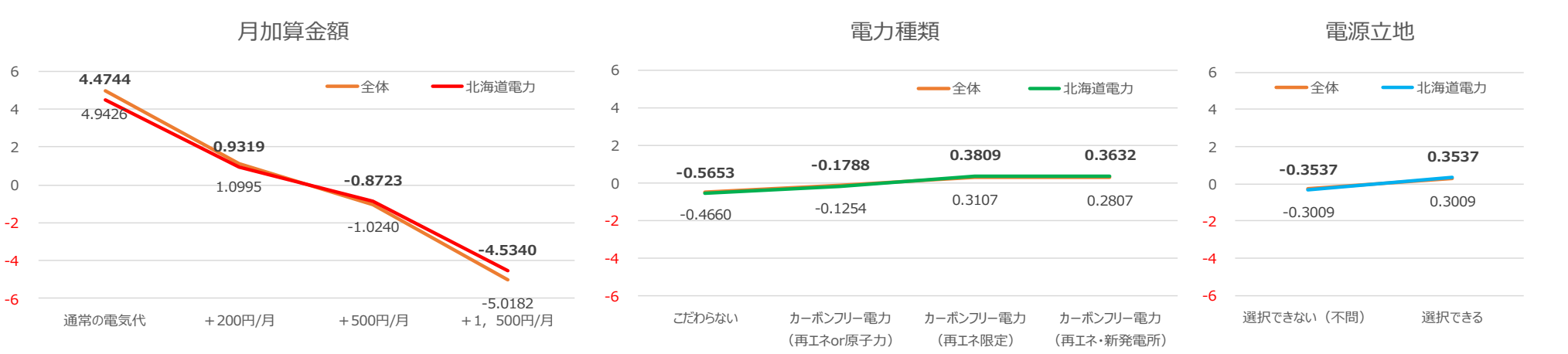
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.5%	40.8%	23.6%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	44.0%	26.1%	13.7%	6.6%	3.1%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	63.9%	44.3%	26.3%	13.8%	6.7%	3.1%	1.4%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	63.2%	43.6%	25.8%	13.5%	6.5%	3.1%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	83.1%	68.8%	49.8%	30.8%	16.7%	8.3%	3.9%	1.8%	0.8%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	82.7%	68.2%	49.0%	30.2%	16.3%	8.0%	3.8%	1.7%	0.8%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

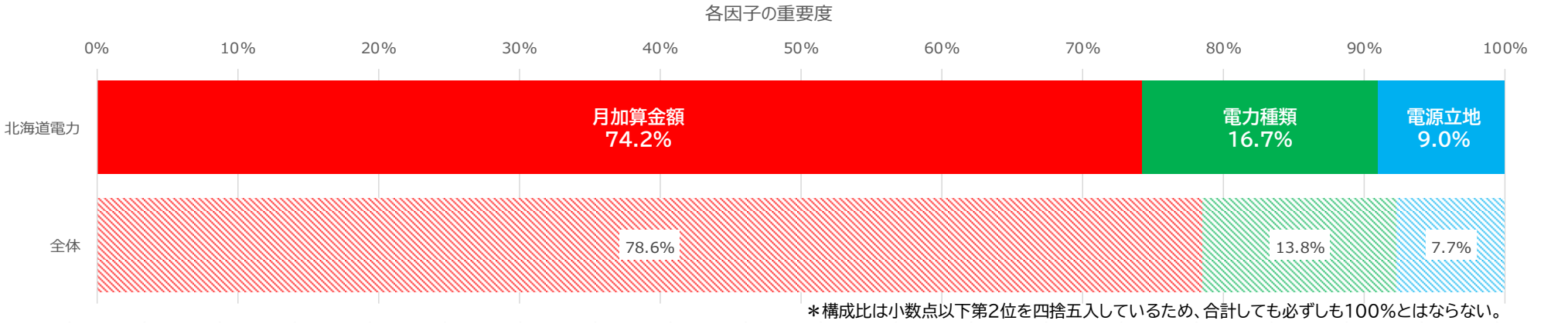
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（北海道電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が74.2%を占めている。この割合は全体よりやや低く、その分[電源種類]（16.7%）、[電源立地]（9.0%）の重要度がやや高めとなる。





＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

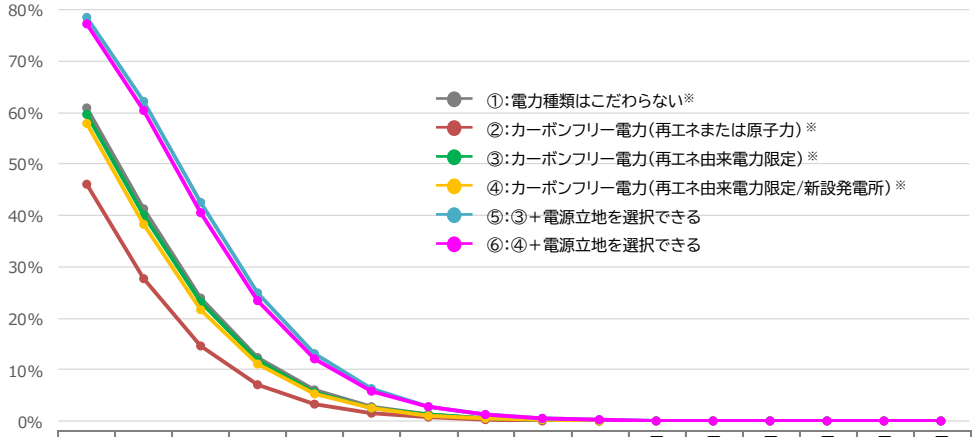
コンジョイント結果（東北電力管内）

- 東北電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で113円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、162円/月（0.54円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額（月加算金額：300kWh使用想定）	限界支払意思額（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	56円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-20円	-0.07円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	49円	0.16円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	40円	0.13円/kWh
電源立地を選択できる	113円	0.38円/kWh

購入率予測



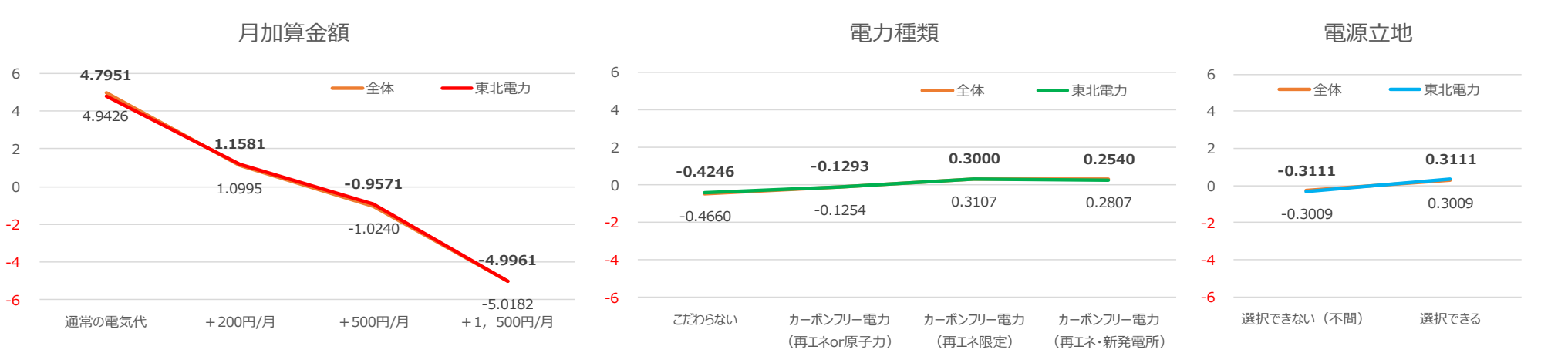
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.9%	41.2%	24.0%	12.4%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	46.0%	27.7%	14.7%	7.2%	3.4%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	59.8%	40.0%	23.1%	11.9%	5.7%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	57.9%	38.2%	21.7%	11.1%	5.3%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	78.6%	62.2%	42.6%	25.0%	13.0%	6.3%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	77.2%	60.4%	40.7%	23.5%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

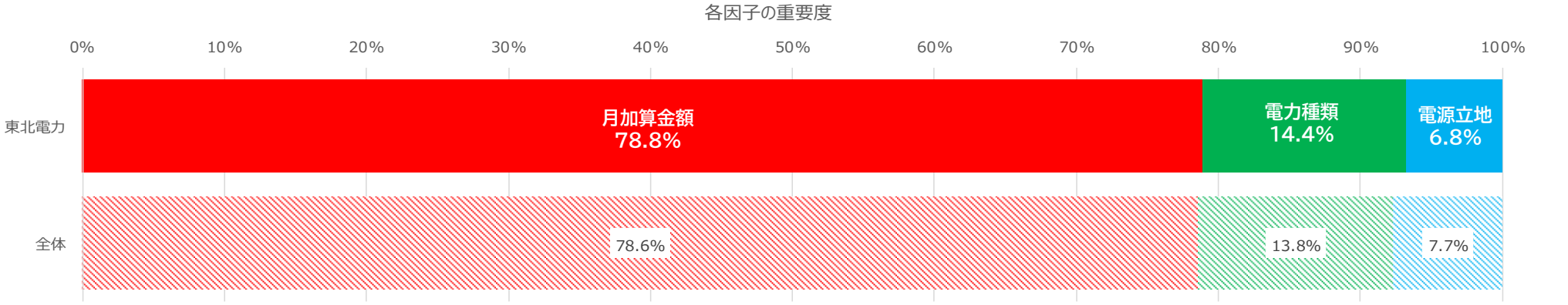
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（東北電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.8%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

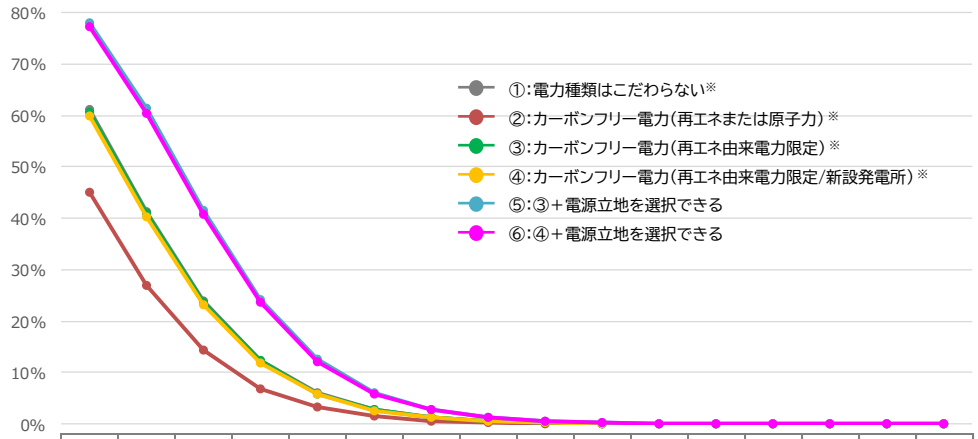
コンジョイント結果（東京電力管内）

- 東京電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で103円加算と相対的に低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、158円/月（0.53円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	56円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-24円	-0.08円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	55円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	51円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	103円	0.34円/kWh

購入率予測



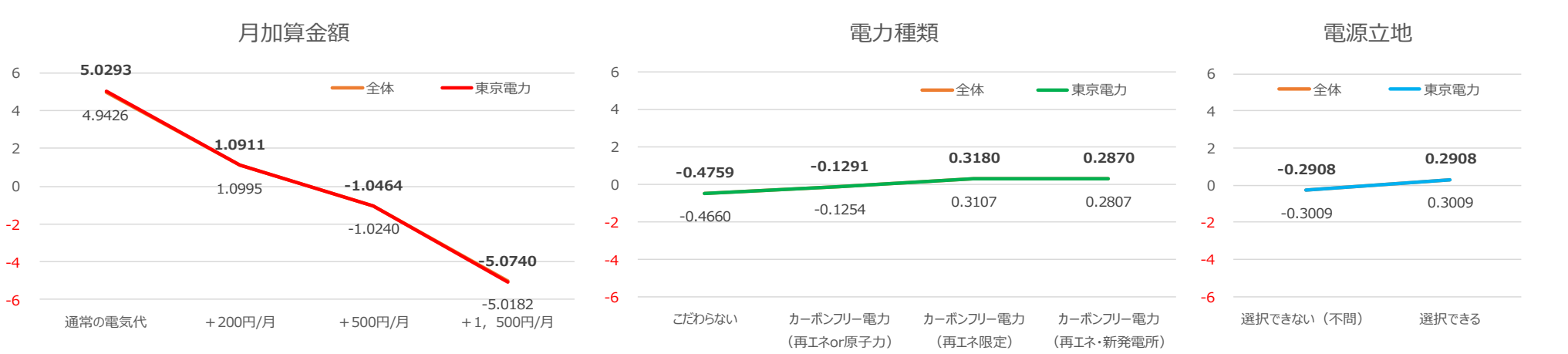
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.1%	41.3%	24.0%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	45.2%	27.0%	14.3%	7.0%	3.3%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.8%	41.0%	23.8%	12.3%	5.9%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.0%	40.2%	23.2%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	77.9%	61.3%	41.6%	24.2%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	77.3%	60.5%	40.8%	23.6%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

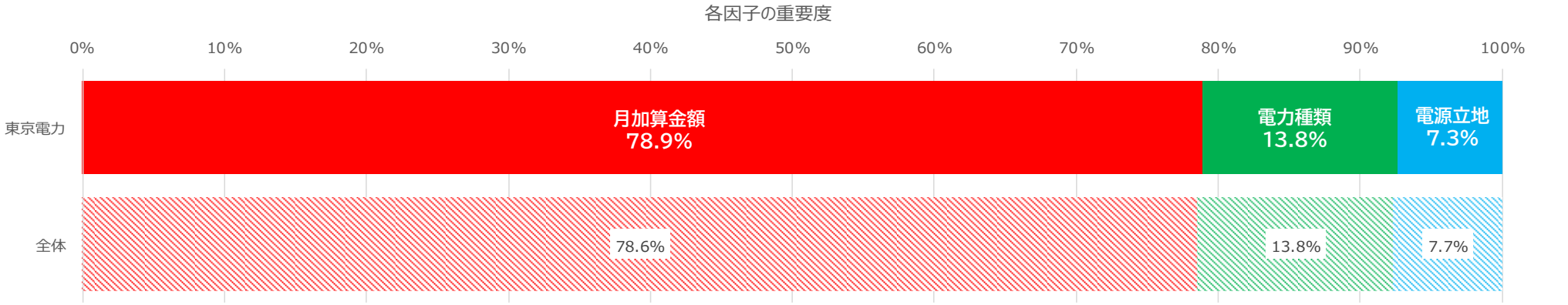
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（東京電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.9%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。





＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

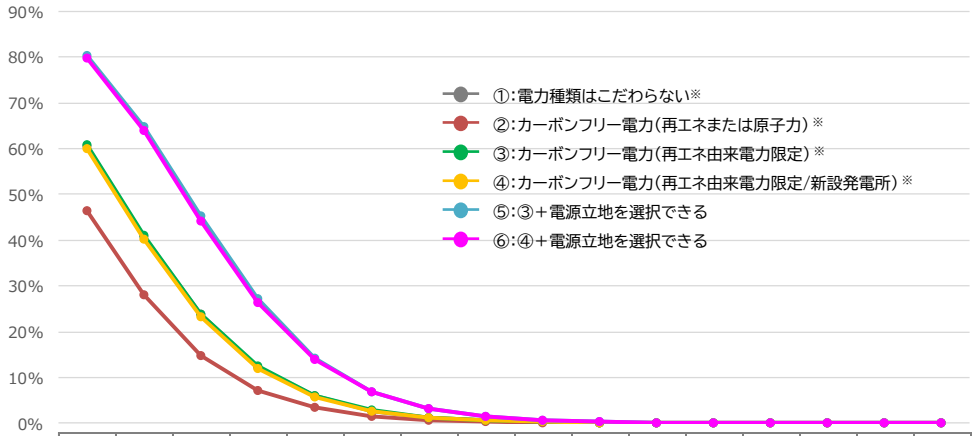
コンジョイント結果（中部電力管内）

- 中部電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で121円加算と相対的に高め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、176円/月（0.59円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	54円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-18円	-0.06円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	55円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	51円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	121円	0.40円/kWh

購入率予測



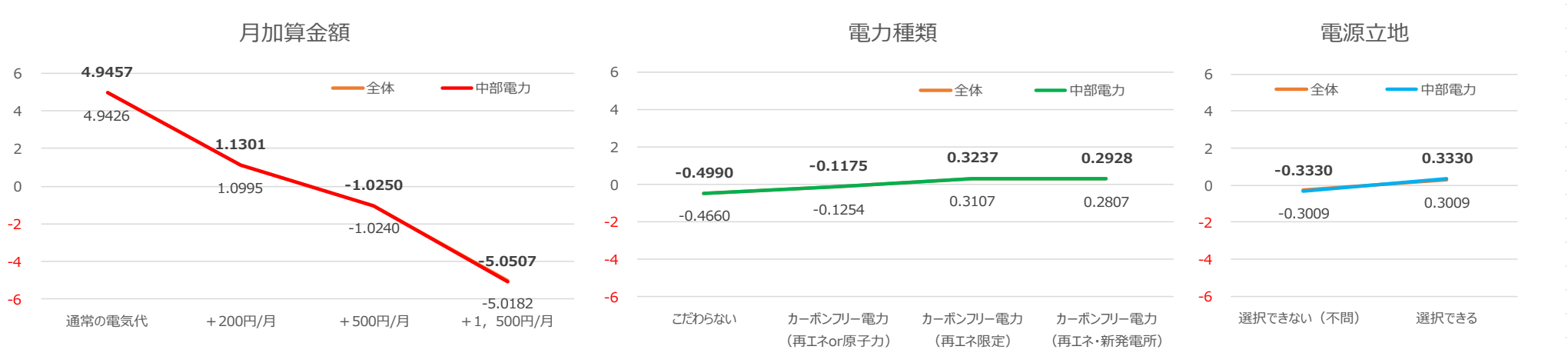
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.6%	40.9%	23.7%	12.2%	5.9%	2.7%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	46.3%	27.9%	14.8%	7.3%	3.4%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.9%	41.2%	23.9%	12.4%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.0%	40.3%	23.2%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	80.4%	64.8%	45.3%	27.1%	14.3%	7.0%	3.3%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	79.8%	63.9%	44.3%	26.3%	13.8%	6.7%	3.1%	1.4%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

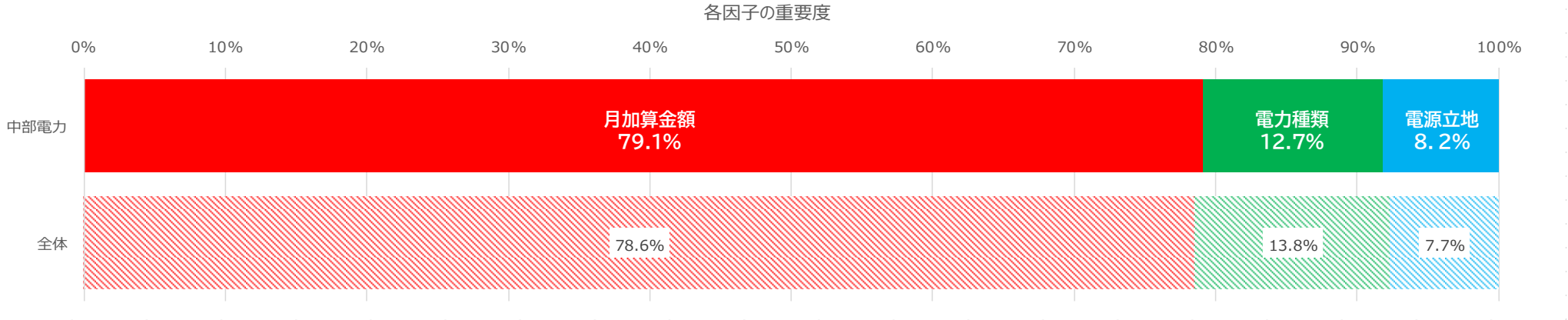
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（中部電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が79.1%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

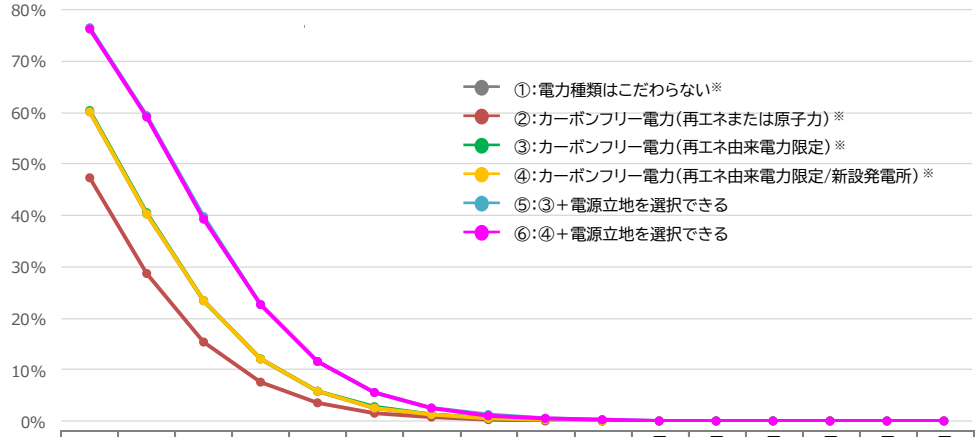
コンジョイント結果（北陸電力管内）

- 北陸電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で95円加算と相対的に低め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、148円/月（0.49円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	51円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-13円	-0.04円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	53円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	51円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	95円	0.32円/kWh

購入率予測



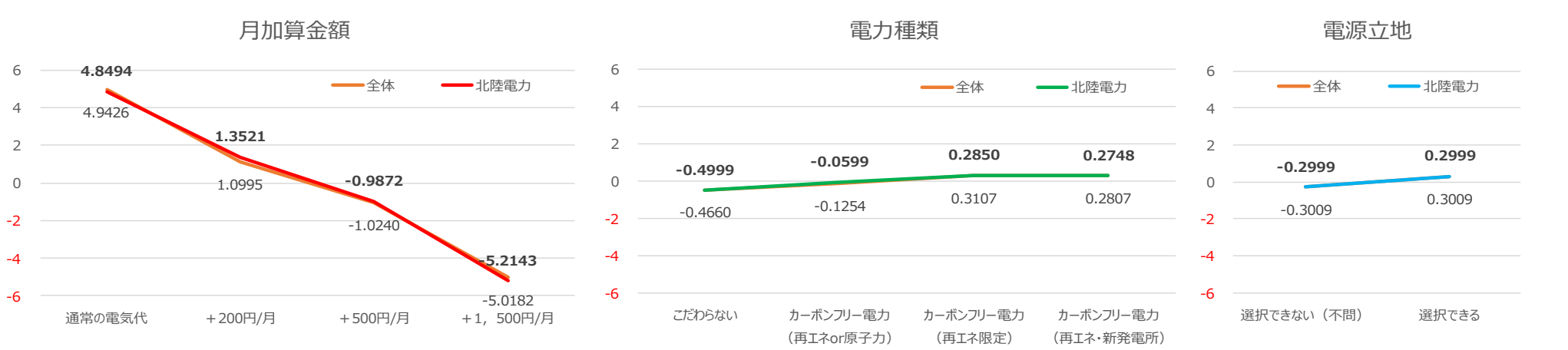
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.1%	40.4%	23.3%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	47.3%	28.8%	15.4%	7.5%	3.5%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.4%	40.7%	23.5%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.1%	40.4%	23.3%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	76.5%	59.4%	39.7%	22.8%	11.7%	5.6%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	76.3%	59.1%	39.4%	22.6%	11.6%	5.6%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

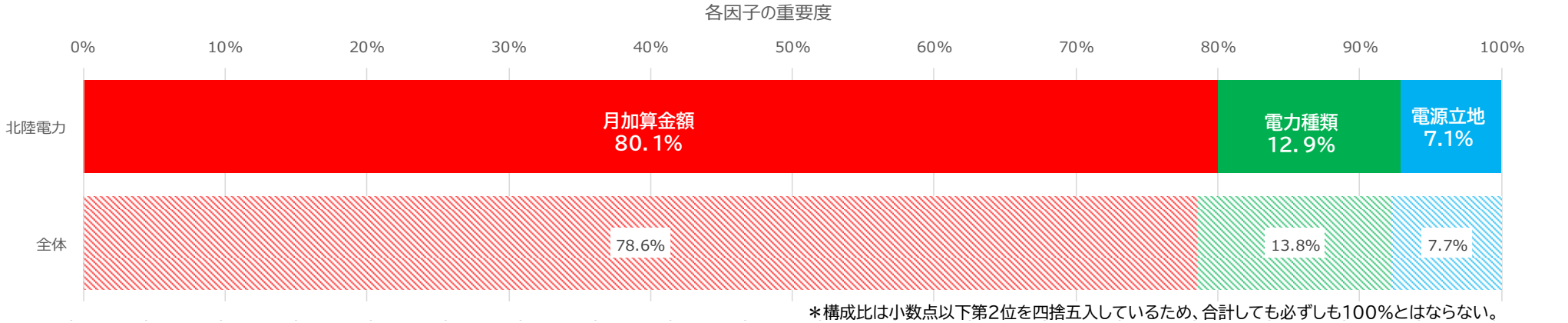
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（北陸電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が80.1%を占めている。
  この割合は全体よりやや高く、その分[電源種類]12.9%の重視度がやや低めとなる。





＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

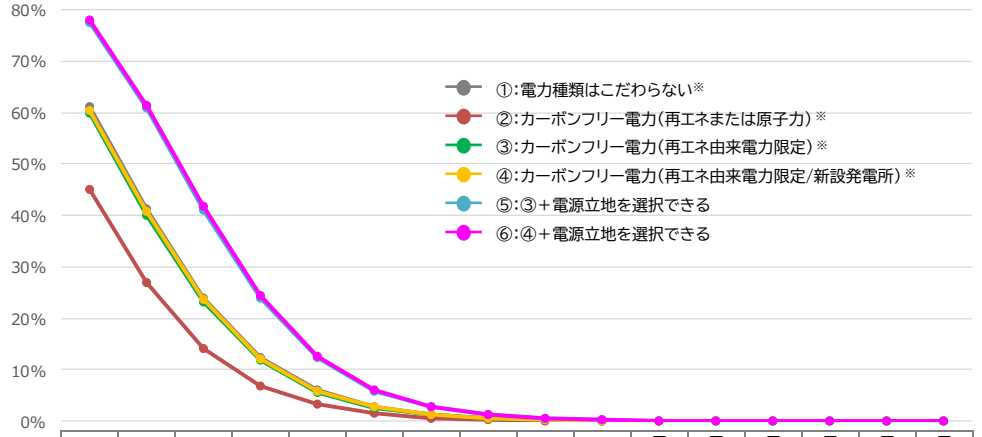
コンジョイント結果（関西電力管内）

- 関西電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で105円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-25円と負の度合いが強め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、158円/月（0.53円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	56円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-25円	-0.08円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	50円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	53円	0.18円/kWh
電源立地を選択できる	105円	0.35円/kWh

購入率予測



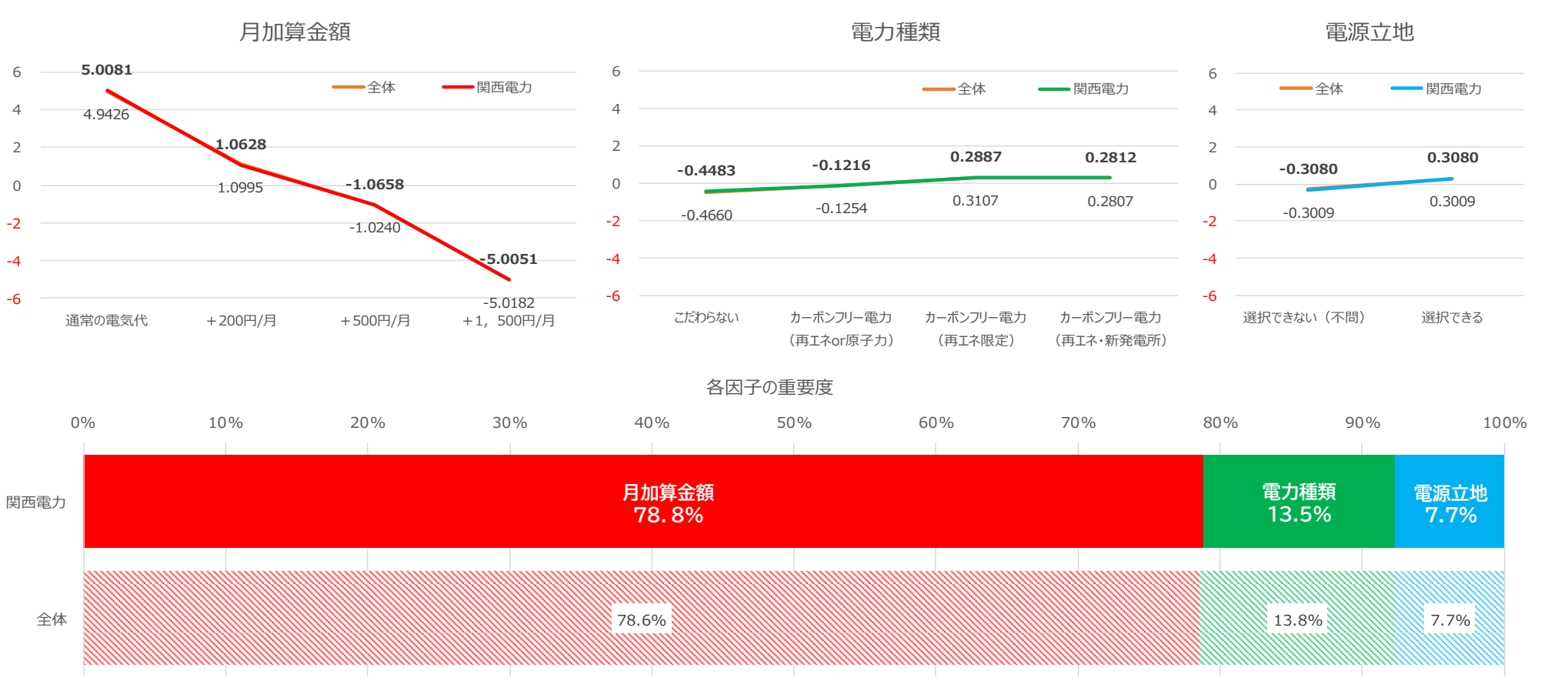
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.1%	41.3%	24.1%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	45.0%	26.9%	14.2%	6.9%	3.2%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	59.8%	40.1%	23.1%	11.9%	5.7%	2.7%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.5%	40.8%	23.6%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	77.6%	60.8%	41.1%	23.9%	12.3%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	78.1%	61.5%	41.8%	24.4%	12.7%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（関西電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.8%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

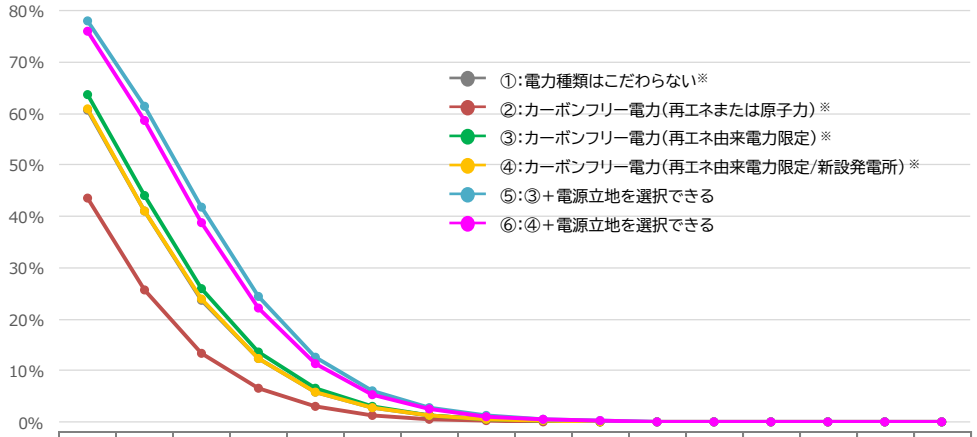
コンジョイント結果（中国電力管内）

- 中国電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で89円加算とかなり低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-33円と負の度合いが強い。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、159円/月（0.53円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額（月加算金額：300kWh使用想定）	限界支払意思額（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	54円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-33円	-0.11円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	70円	0.23円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	55円	0.18円/kWh
電源立地を選択できる	89円	0.30円/kWh

購入率予測



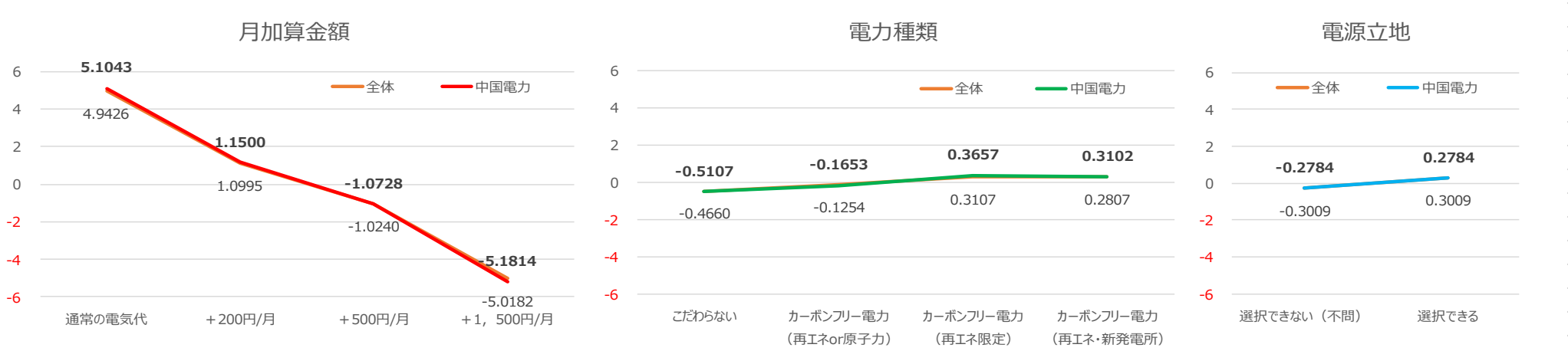
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.7%	40.9%	23.8%	12.3%	5.9%	2.7%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	43.5%	25.7%	13.5%	6.5%	3.0%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	63.6%	44.0%	26.1%	13.7%	6.6%	3.1%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.8%	41.1%	23.9%	12.3%	5.9%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	78.0%	61.5%	41.7%	24.4%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	75.9%	58.6%	38.9%	22.2%	11.4%	5.5%	2.5%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

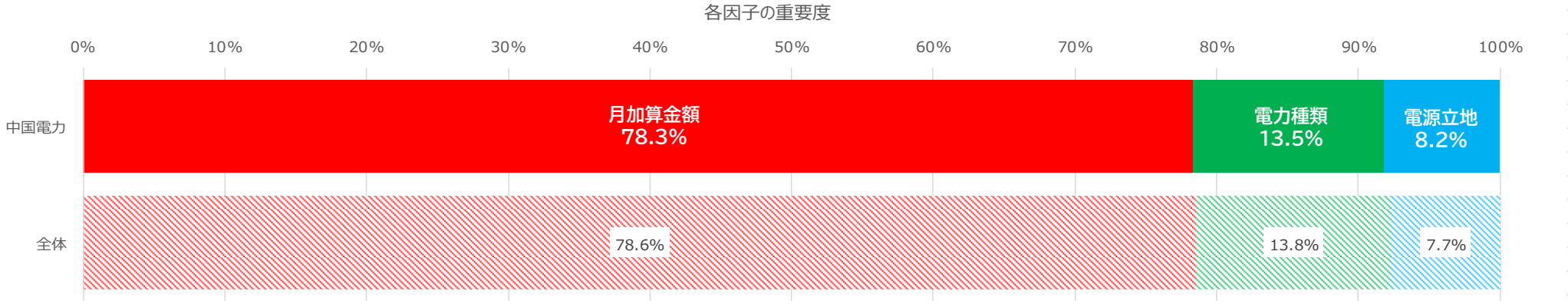
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（中国電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.3%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

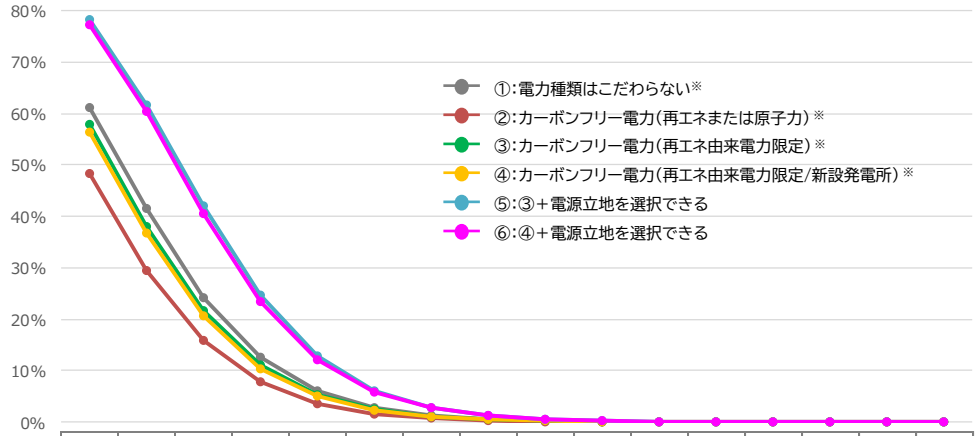
コンジョイント結果（四国電力管内）

- 四国電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で121円加算と相対的に高め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-9円と、相対的に弱めな負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）』が最も高い、160円/月（0.53円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	57円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-9円	-0.03円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	39円	0.13円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	32円	0.11円/kWh
電源立地を選択できる	121円	0.40円/kWh

購入率予測



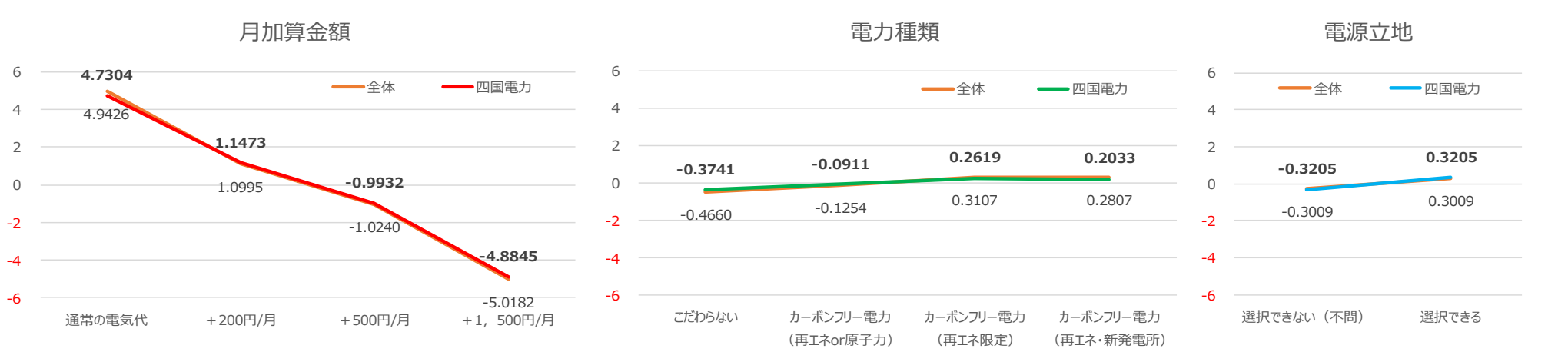
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.3%	41.5%	24.2%	12.5%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	48.2%	29.5%	15.8%	7.8%	3.7%	1.7%	0.8%	0.3%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	57.8%	38.1%	21.7%	11.1%	5.3%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	56.4%	36.7%	20.7%	10.5%	5.0%	2.3%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	78.2%	61.8%	42.1%	24.6%	12.8%	6.2%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	77.2%	60.4%	40.6%	23.5%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

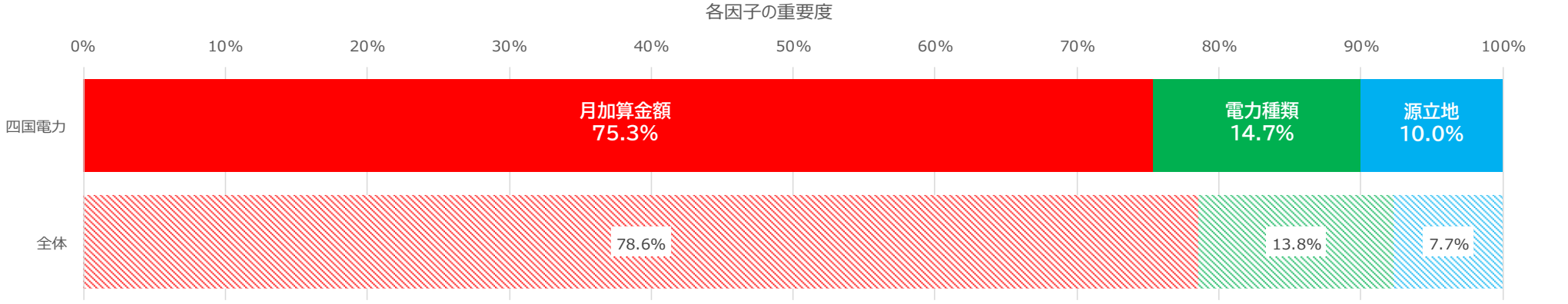
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（四国電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が75.3%を占めている。
  この割合は全体よりやや低く、その分[電源種類]（14.7%）、[電源立地]（10.0%）の重視度がやや高めとなる。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

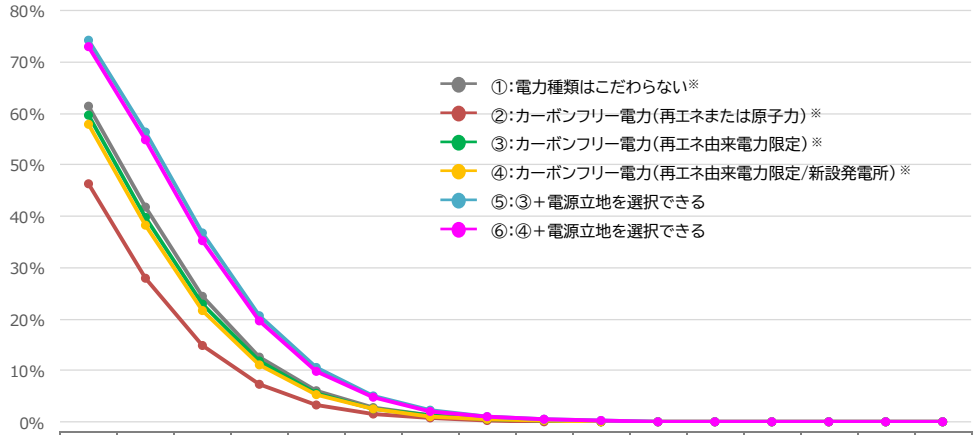
コンジョイント結果（九州電力管内）

- 九州電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で84円加算とかなり低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、132円/月（0.44円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	58円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-19円	-0.06円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	48円	0.16円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	40円	0.13円/kWh
電源立地を選択できる	84円	0.28円/kWh

購入率予測



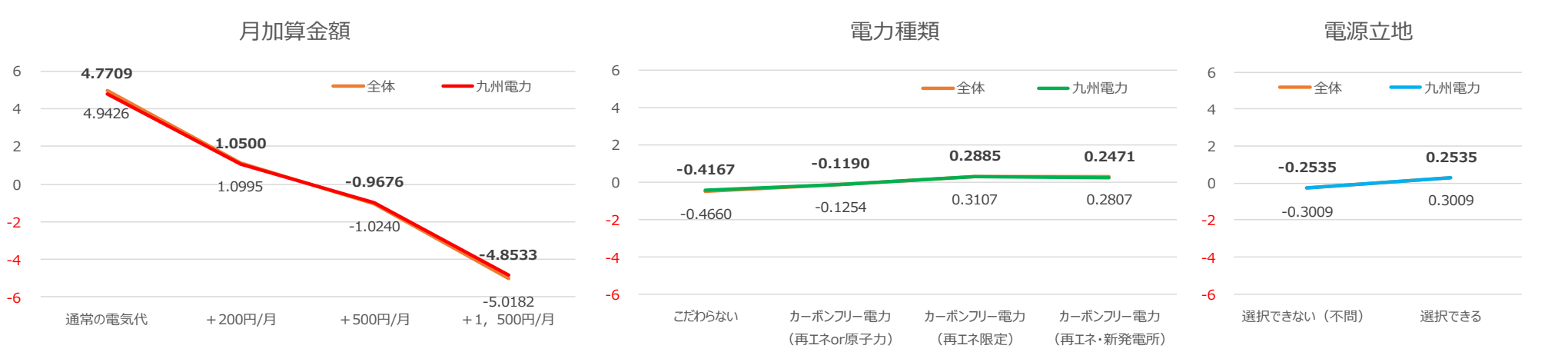
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.5%	41.7%	24.3%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	46.3%	27.9%	14.8%	7.3%	3.4%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	59.5%	39.8%	22.9%	11.8%	5.7%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	58.0%	38.3%	21.8%	11.1%	5.3%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	74.3%	56.5%	36.8%	20.8%	10.5%	5.0%	2.3%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	73.0%	54.9%	35.4%	19.7%	9.9%	4.7%	2.2%	1.0%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

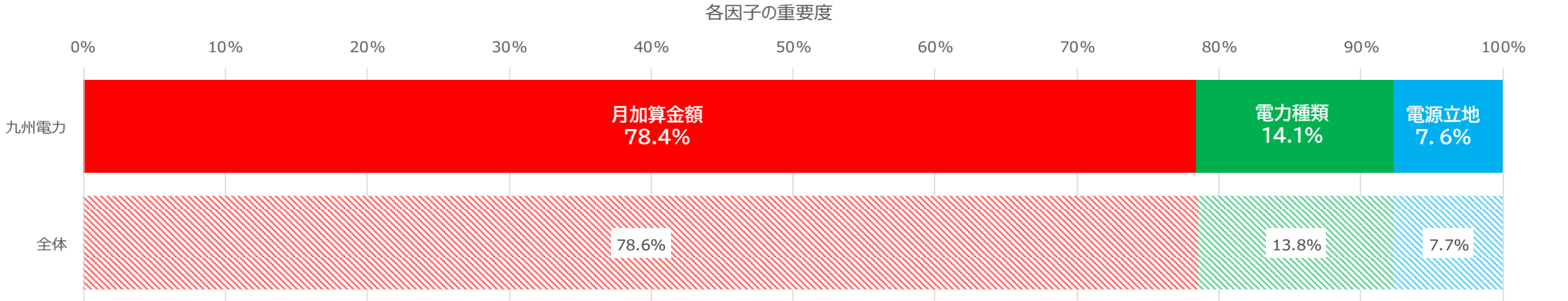
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（九州電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.4%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。





＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

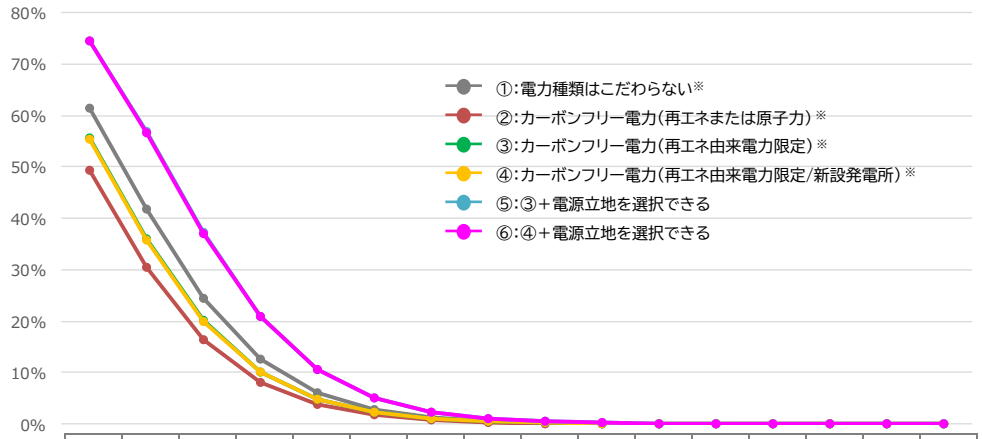
コンジョイント結果（沖縄電力管内）

- 沖縄電力管内居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で106円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-3円と、相対的に弱めだが負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、134円/月（0.45円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	58円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-3円	-0.01円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	28円	0.09円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	27円	0.09円/kWh
電源立地を選択できる	106円	0.35円/kWh

購入率予測



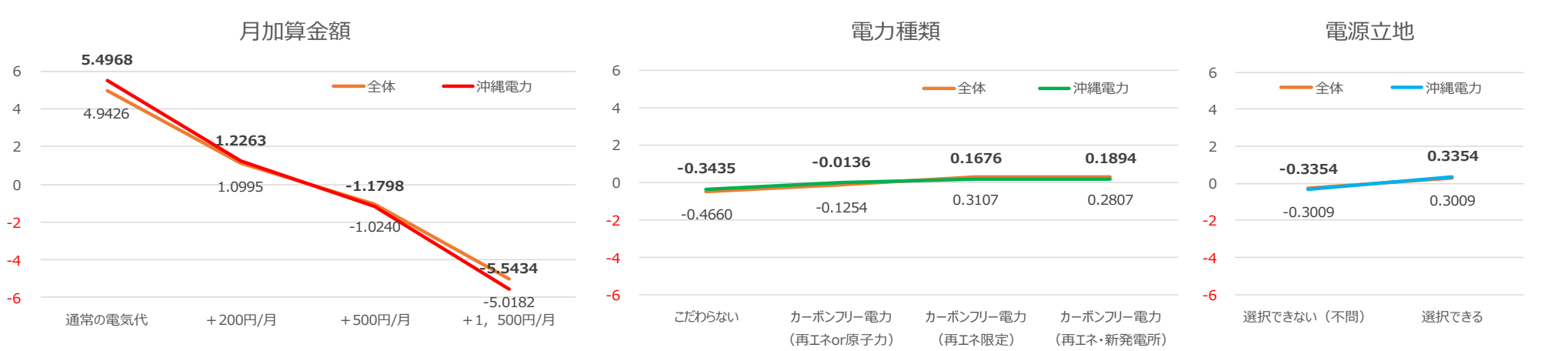
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.5%	41.7%	24.3%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	49.4%	30.5%	16.4%	8.1%	3.8%	1.8%	0.8%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	55.5%	36.0%	20.1%	10.2%	4.8%	2.2%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	55.3%	35.8%	20.0%	10.1%	4.8%	2.2%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	74.6%	56.8%	37.2%	21.0%	10.7%	5.1%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	74.4%	56.6%	37.0%	20.9%	10.6%	5.1%	2.3%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

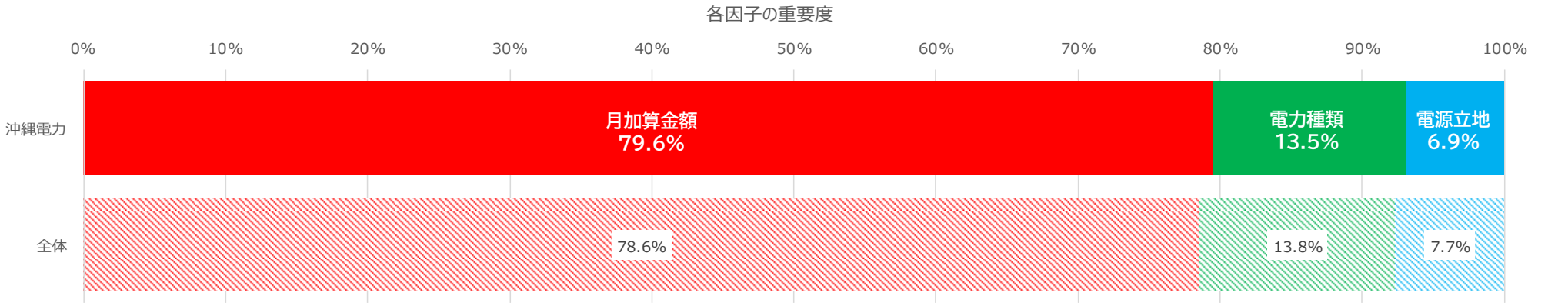
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（沖縄電力管内）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が79.6%を占めている。
  この割合は全体よりやや高く、その分[電源種類]（13.5%）、[電源立地]（6.9%）の重視度がやや低めとなる。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する
個人需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①家庭への再生可能エネルギー導入に関する質問
   - ②コンジョイント調査（再生可能エネルギーへの支払意思額）
     - 全体
     - 電力会社別
     - 年代別
     - 個人年収別
     - 世帯年収別
     - その他属性別

Copyright © Mitsubishi Research Institute

許容価格分析結果:年代別支払意思額

- **年代別の支払意思額は以下の通り**
- 原子力に対する意思額は、高齢世代ほど低く、若い世代の方が相対的に高い。
- 追加性や電源立地に関しては、年代による違いはそれほど見られなかった。

年代別の支払意思額(赤字:全体+25%以上　青字:全体−25%以下)

属性	年代別支払意思額(月加算金額)(円/kWh)									
	全体	20~24歳	25~29歳	30~34歳	35~39歳	40~44歳	45~49歳	50~54歳	55~59歳	60歳以上
電力の種類はこだわらない(火力、再エネ、または原子力由来の電力)	0.19	0.17	0.19	0.19	0.21	0.17	0.20	0.19	0.19	0.17
カーボンフリー電力(再エネまたは原子力由来の電力)	-0.07	-0.04	-0.07	-0.003	-0.04	-0.05	-0.06	-0.10	-0.10	-0.10
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定)	0.18	0.20	0.12	0.08	0.08	0.17	0.12	0.19	0.17	0.21
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力)	0.16	0.12	0.13	0.11	0.14	0.17	0.13	0.17	0.17	0.20
電源立地を選択できる	0.35	0.28	0.40	0.36	0.29	0.34	0.32	0.29	0.35	0.34

Copyright © Mitsubishi Research Institute

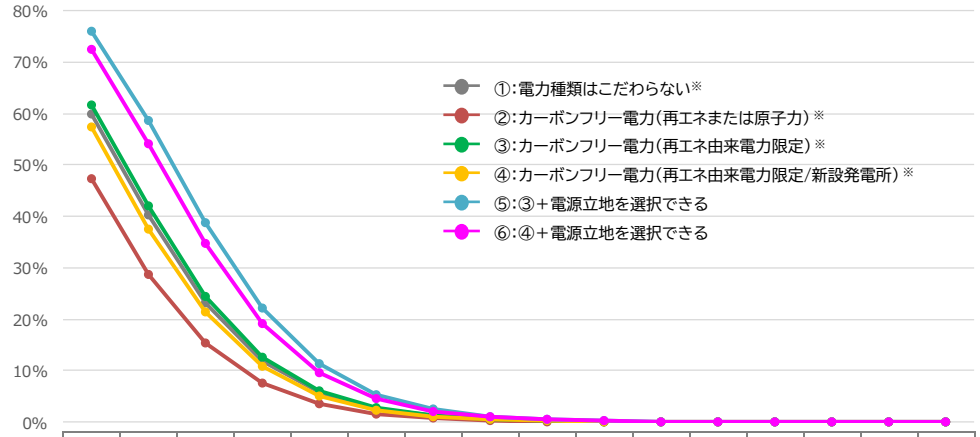
コンジョイント結果（20～24歳）

- 20～24歳層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で84円加算と相対的にかなり低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、143円/月（0.48円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	51円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-13円	-0.04円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	59円	0.20円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	37円	0.12円/kWh
電源立地を選択できる	84円	0.28円/kWh

購入率予測



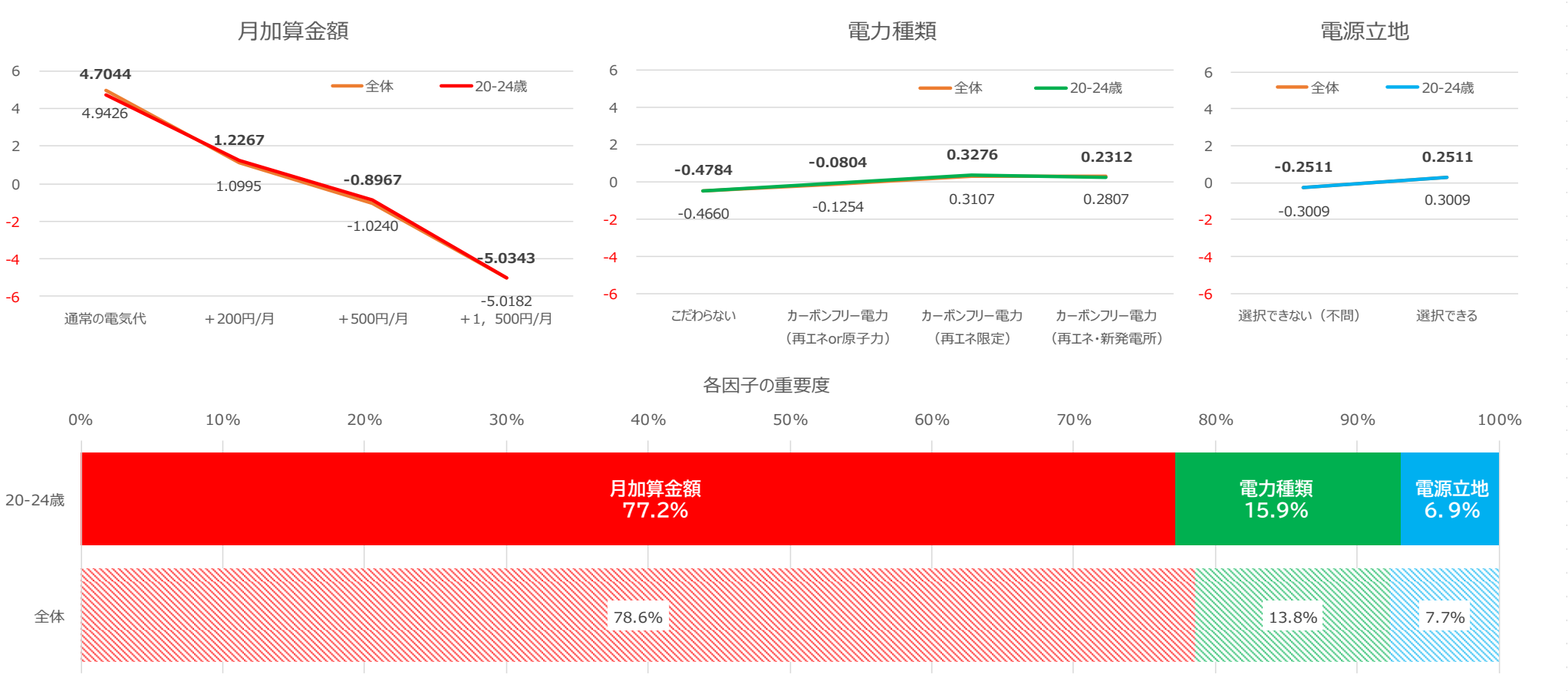
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.0%	40.2%	23.2%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	47.3%	28.8%	15.4%	7.5%	3.5%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	61.7%	41.9%	24.5%	12.7%	6.2%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	57.3%	37.6%	21.3%	10.9%	5.2%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	75.9%	58.6%	38.9%	22.2%	11.4%	5.5%	2.5%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	72.5%	54.2%	34.7%	19.3%	9.7%	4.6%	2.1%	1.0%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（20～24歳）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が77.2%を占めている。
  この割合は全体よりやや低く、その分[電源種類]（15.9%）の重視度がやや高めとなる。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

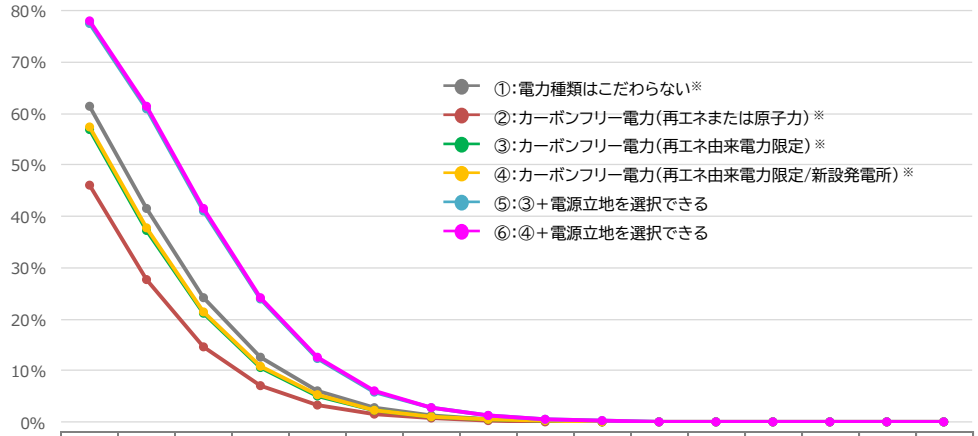
コンジョイント結果（25～29歳）

- 25～29歳層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で120円加算と相対的に高め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、158円/月（0.53円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	58円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-20円	-0.07円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	35円	0.12円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	38円	0.13円/kWh
電源立地を選択できる	120円	0.40円/kWh

購入率予測



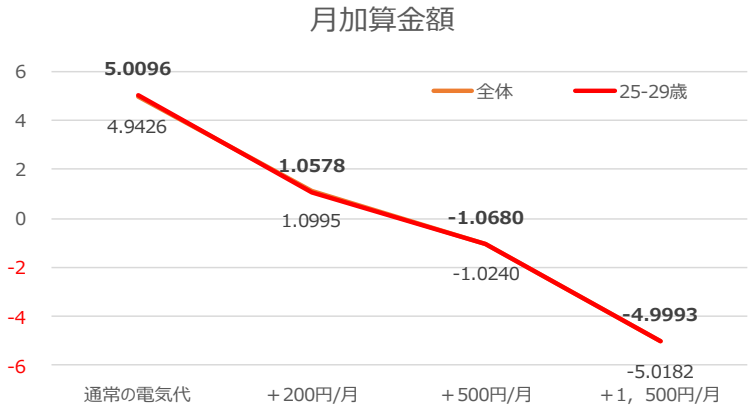
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.3%	41.6%	24.2%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	46.1%	27.8%	14.7%	7.2%	3.4%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	57.0%	37.3%	21.1%	10.7%	5.1%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	57.5%	37.8%	21.5%	10.9%	5.2%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	77.6%	60.9%	41.1%	23.9%	12.4%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	78.0%	61.4%	41.7%	24.3%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

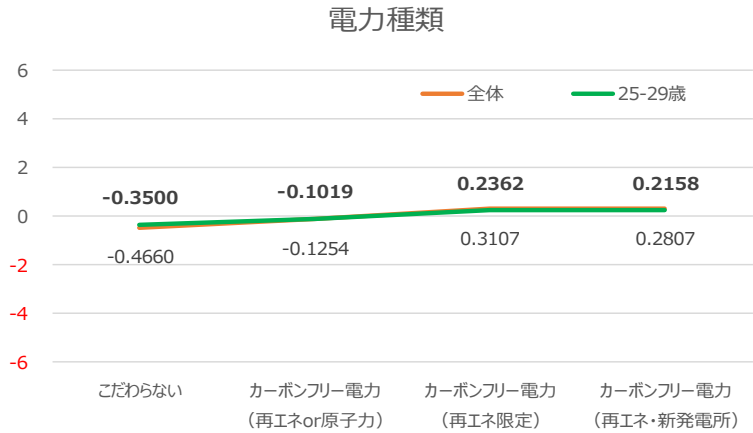
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

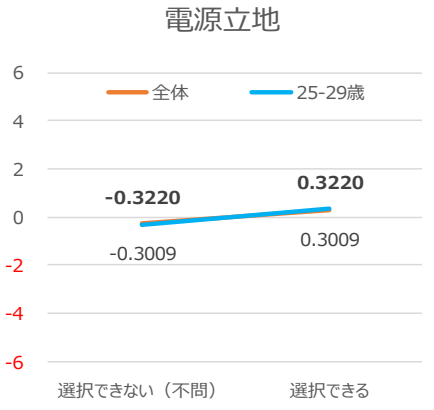
Copyright © Mitsubishi Research Institute

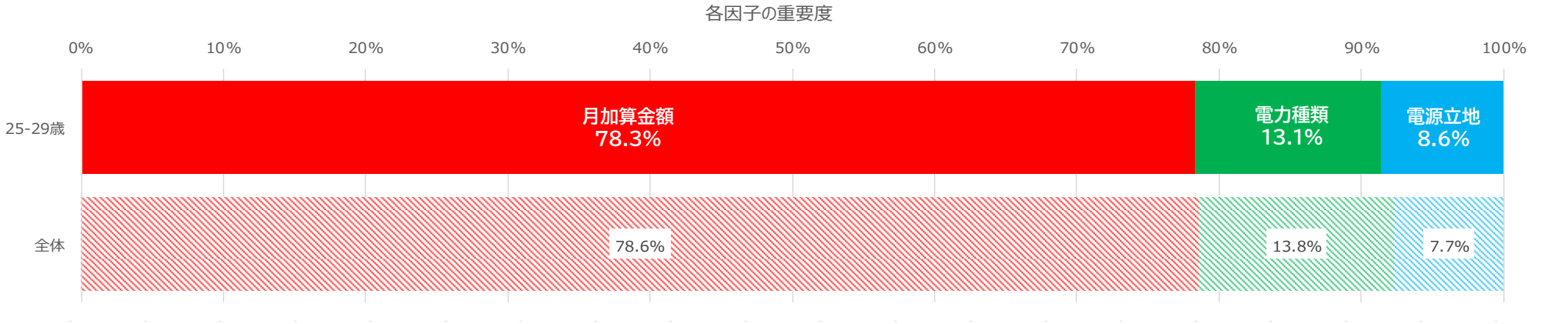
コンジョイント結果（25～29歳）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.3%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。









Copyright © Mitsubishi Research Institute

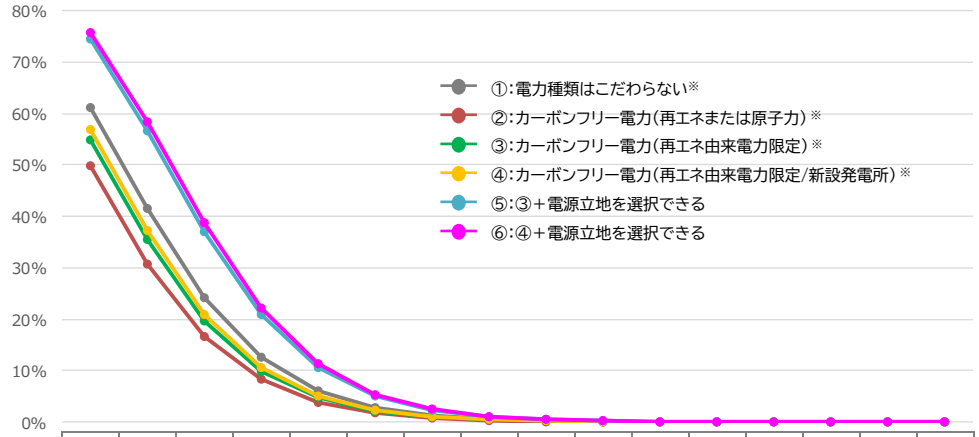
コンジョイント結果（30～34歳）

- 30～34歳層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で109円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-1円と、僅かではあるが負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、143円/月（0.48円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	57円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-1円	-0.003円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	25円	0.08円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	34円	0.11円/kWh
電源立地を選択できる	109円	0.36円/kWh

購入率予測



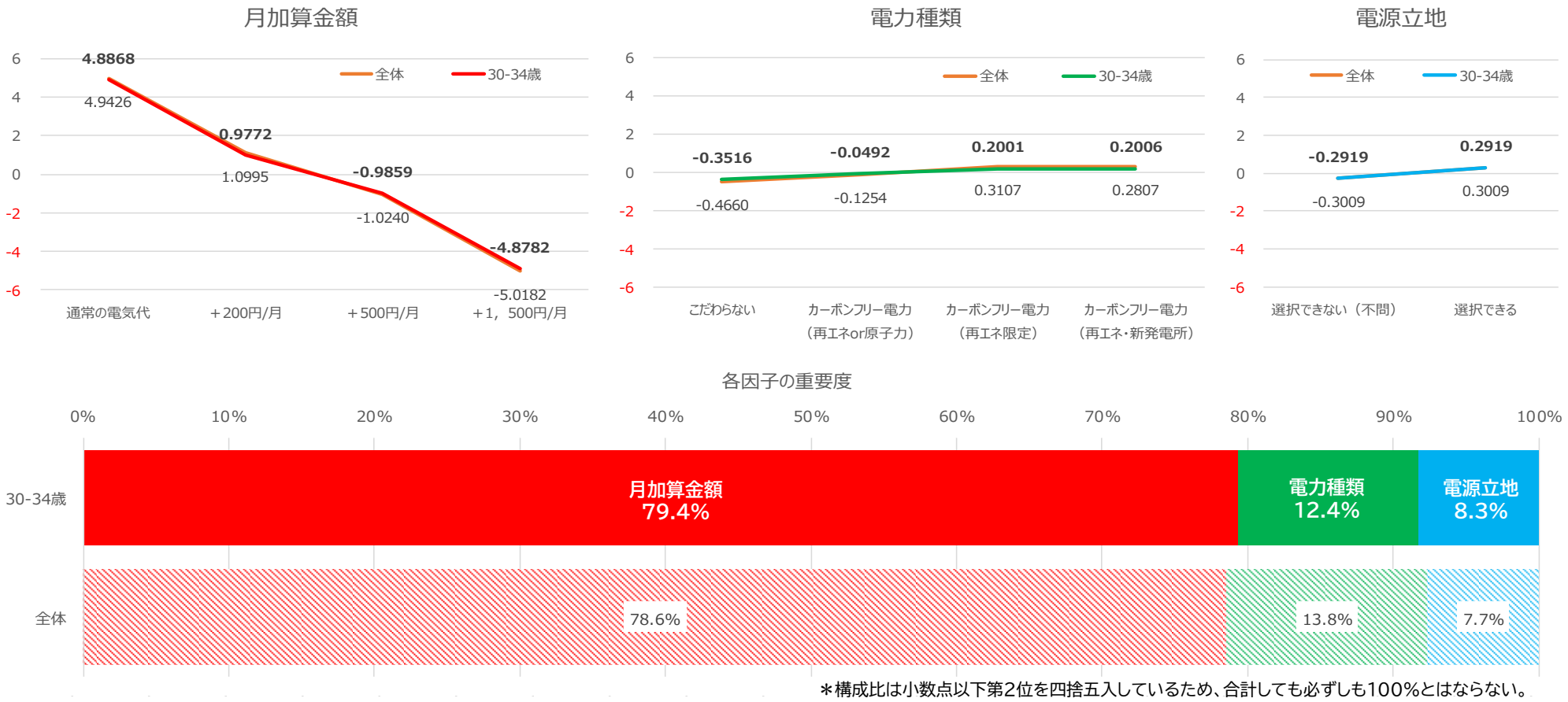
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.3%	41.6%	24.2%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	49.8%	30.8%	16.7%	8.2%	3.9%	1.8%	0.8%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	55.0%	35.4%	19.8%	10.0%	4.7%	2.2%	1.0%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	56.8%	37.1%	21.0%	10.7%	5.1%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	74.4%	56.7%	37.0%	20.9%	10.6%	5.1%	2.3%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	75.8%	58.5%	38.8%	22.1%	11.3%	5.4%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（30～34歳）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が79.4%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。



＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

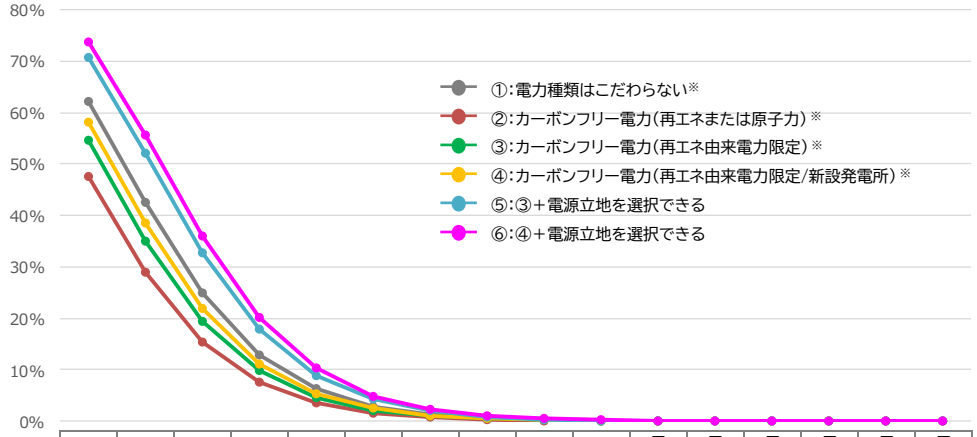
コンジョイント結果（35～39歳）

- 35～39歳層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で88円加算と相対的にかなり低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、129円/月（0.43円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	62円	0.21円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-12円	-0.04円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	23円	0.08円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	41円	0.14円/kWh
電源立地を選択できる	88円	0.29円/kWh

購入率予測



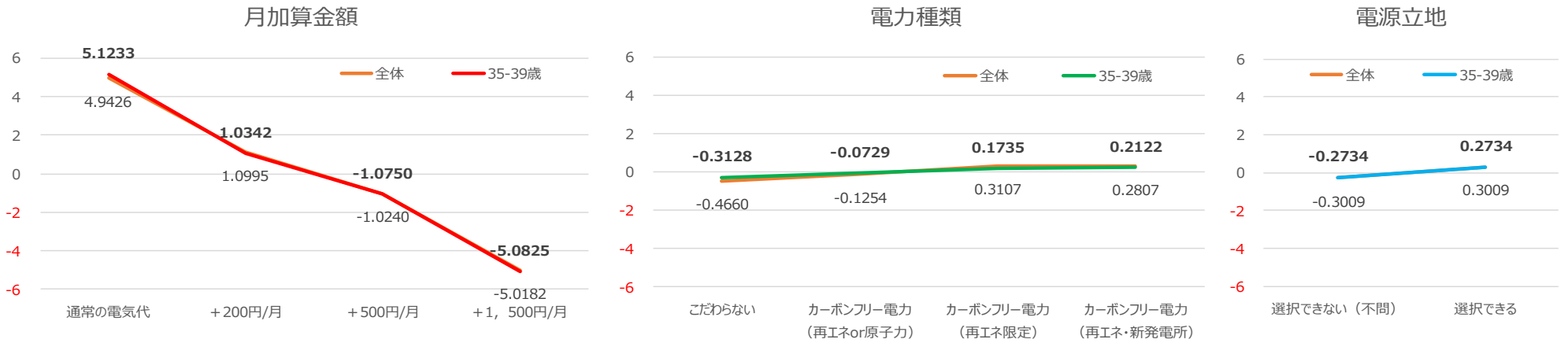
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	62.1%	42.5%	24.9%	13.0%	6.3%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	47.5%	28.9%	15.5%	7.6%	3.6%	1.6%	0.7%	0.3%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	54.5%	35.0%	19.5%	9.8%	4.7%	2.1%	1.0%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	58.1%	38.4%	21.9%	11.2%	5.4%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	70.7%	52.1%	32.8%	18.0%	9.0%	4.2%	2.0%	0.9%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	73.7%	55.7%	36.1%	20.3%	10.2%	4.9%	2.3%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

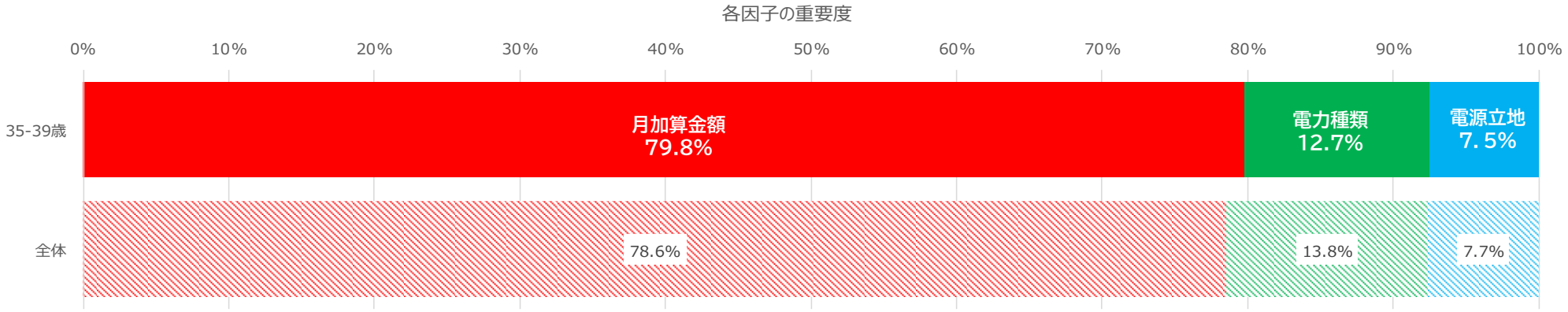
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（35～39歳）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が79.8%を占めている。
  この割合は全体よりやや高く、その分[電源種類]（12.7%）、[電源立地]（7.5%）の重視度がやや低めとなる。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

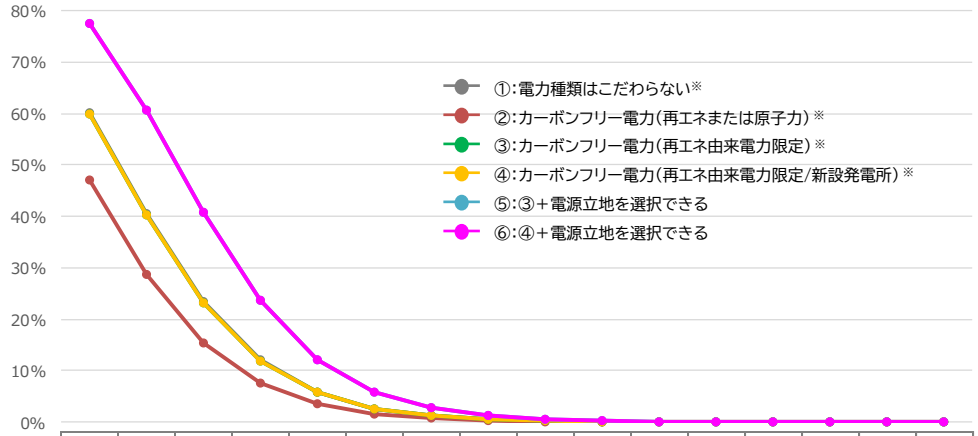
コンジョイント結果（40～44歳）

- 40～44歳層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で103円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』と、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、154円/月（0.51円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	52円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-14円	-0.05円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	51円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	51円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	103円	0.34円/kWh

購入率予測



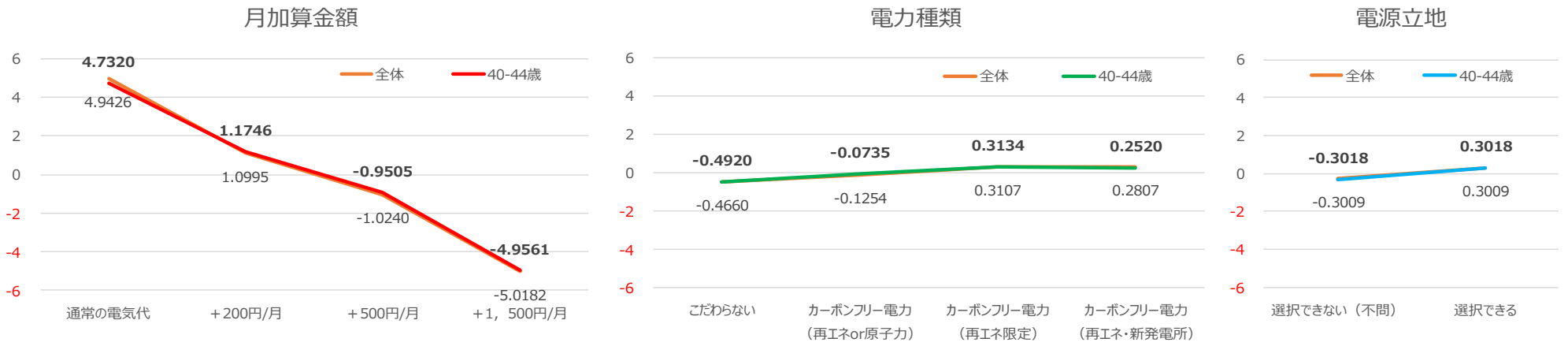
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.2%	40.5%	23.4%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	47.2%	28.7%	15.3%	7.5%	3.5%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.0%	40.3%	23.2%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.0%	40.3%	23.3%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	77.4%	60.6%	40.8%	23.7%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	77.4%	60.6%	40.9%	23.7%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

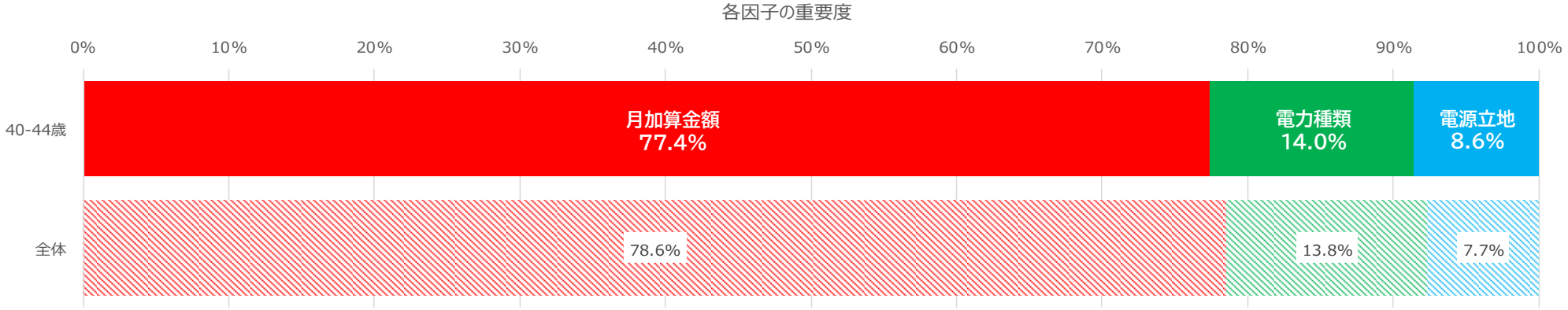
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（40～44歳）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が77.4%を占めている。
  この割合は全体よりやや低く、その分[電源種類]（14.0%）、[電源立地]（8.6%）の重視度がやや高めとなる。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

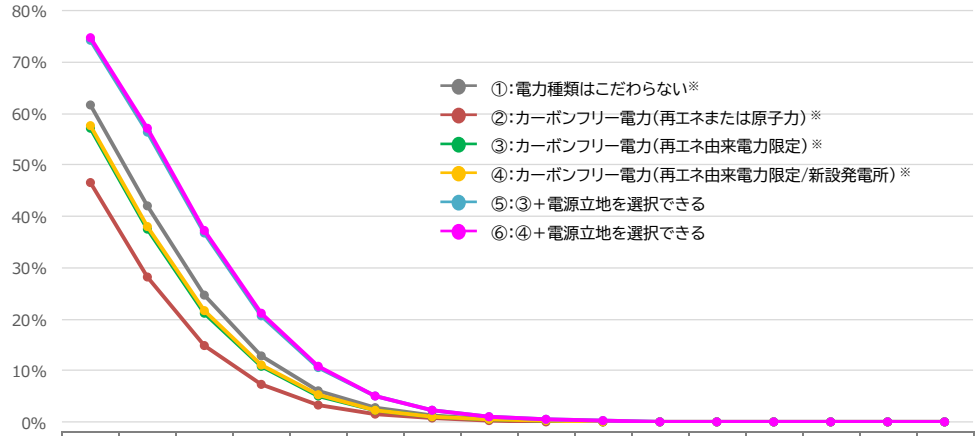
コンジョイント結果（45～49歳）

- 45～49歳層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で97円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、136円/月（0.45円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	60円	0.20円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-17円	-0.06円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	36円	0.12円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	39円	0.13円/kWh
電源立地を選択できる	97円	0.32円/kWh

購入率予測



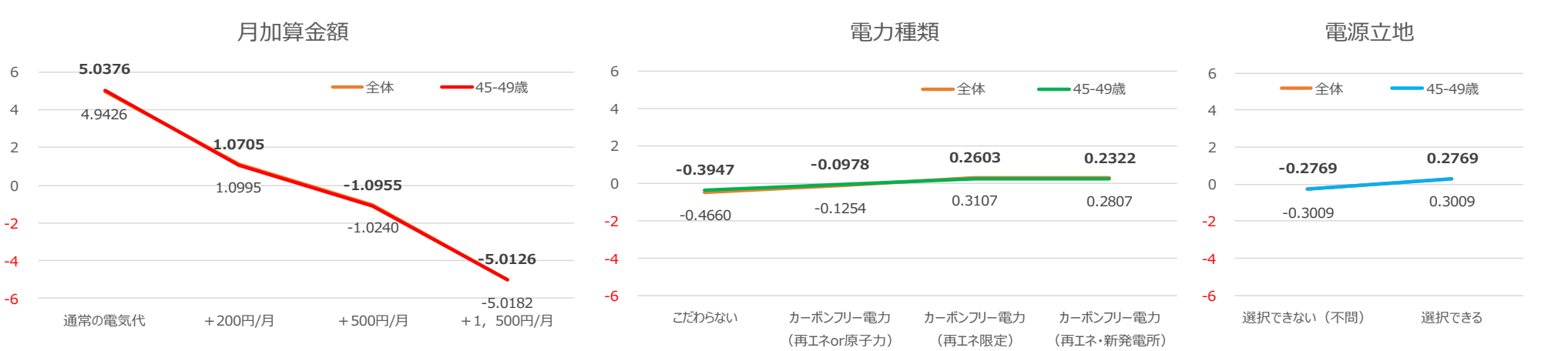
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.8%	42.1%	24.6%	12.8%	6.2%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	46.5%	28.1%	14.9%	7.3%	3.4%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	57.1%	37.4%	21.2%	10.8%	5.1%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	57.7%	38.0%	21.6%	11.0%	5.3%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	74.3%	56.4%	36.8%	20.7%	10.5%	5.0%	2.3%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	74.7%	57.0%	37.4%	21.1%	10.8%	5.1%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

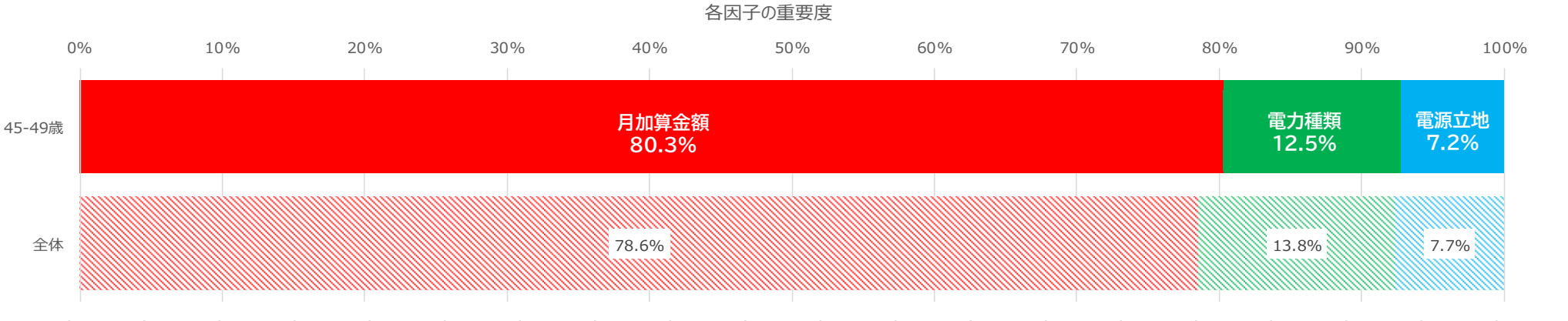
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（45～49歳）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が80.3%を占めている。
  この割合は全体よりやや高く、その分[電源種類]（12.5%）、[電源立地]（7.2%）の重視度がやや低めとなる。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

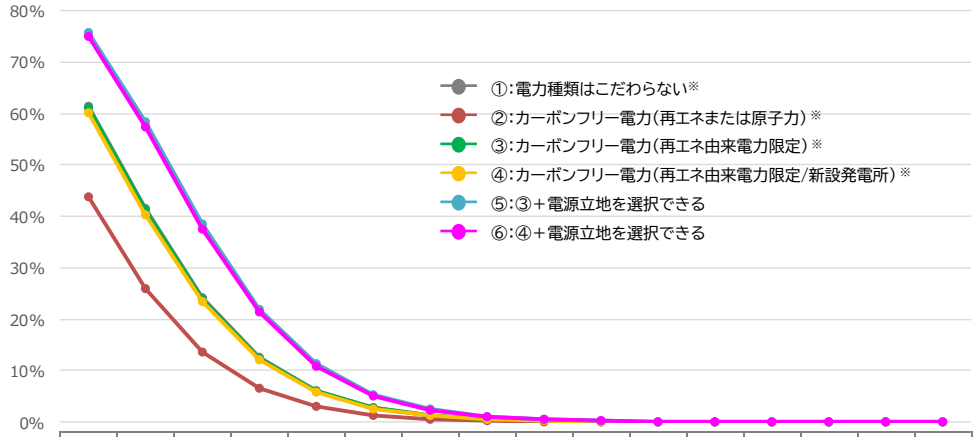
コンジョイント結果（50～54歳）

- 50～54歳層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で86円加算と相対的にかなり低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-31円と、負の度合いが強い。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、142円/月（0.47円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	58円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-31円	-0.10円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	56円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	51円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	86円	0.29円/kWh

購入率予測



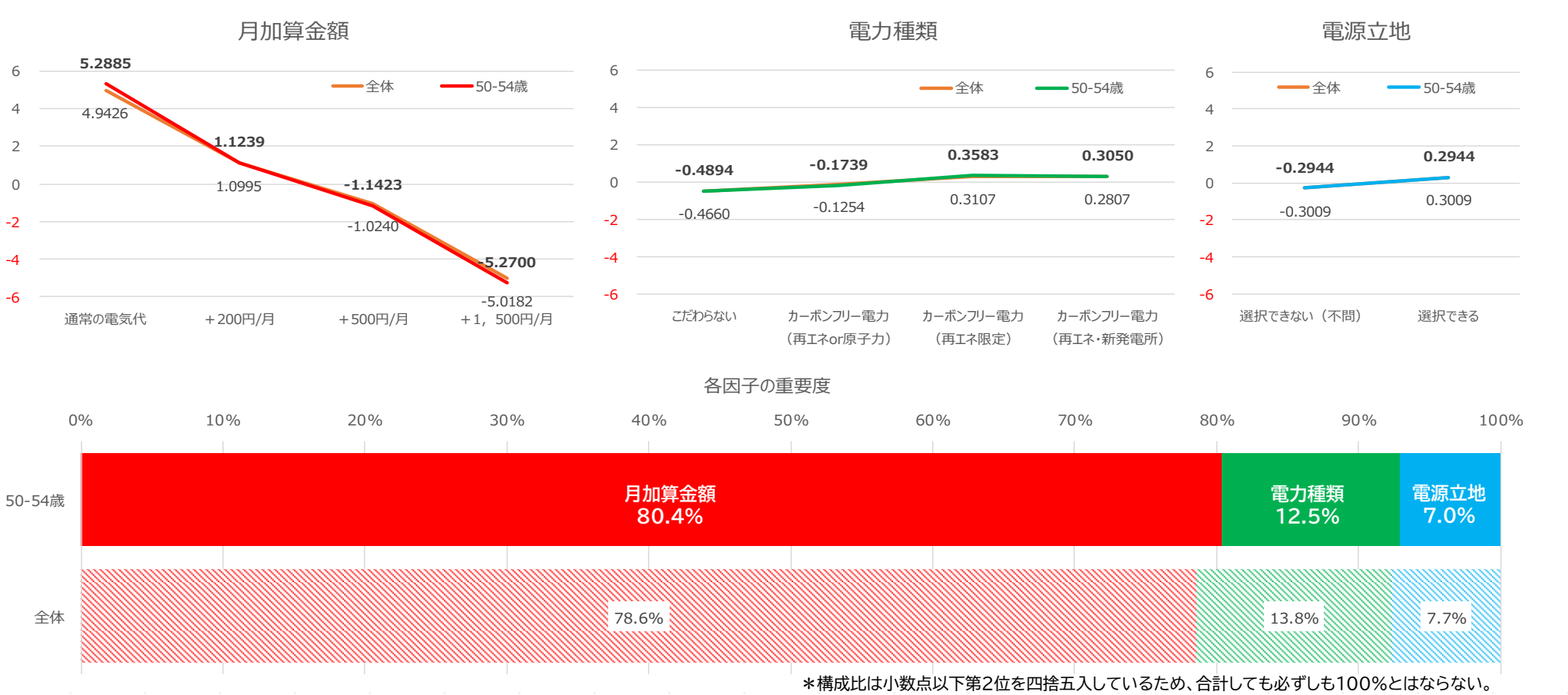
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.3%	41.6%	24.2%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	43.8%	25.9%	13.6%	6.6%	3.1%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	61.1%	41.3%	24.0%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.1%	40.4%	23.3%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	75.7%	58.3%	38.6%	22.0%	11.2%	5.4%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	74.9%	57.3%	37.6%	21.3%	10.9%	5.2%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（50～54歳）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が80.4%を占めている。
  この割合は全体よりやや高く、その分[電源種類]（12.5%）、[電源立地]（7.0%）の重視度がやや低めとなる。



＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

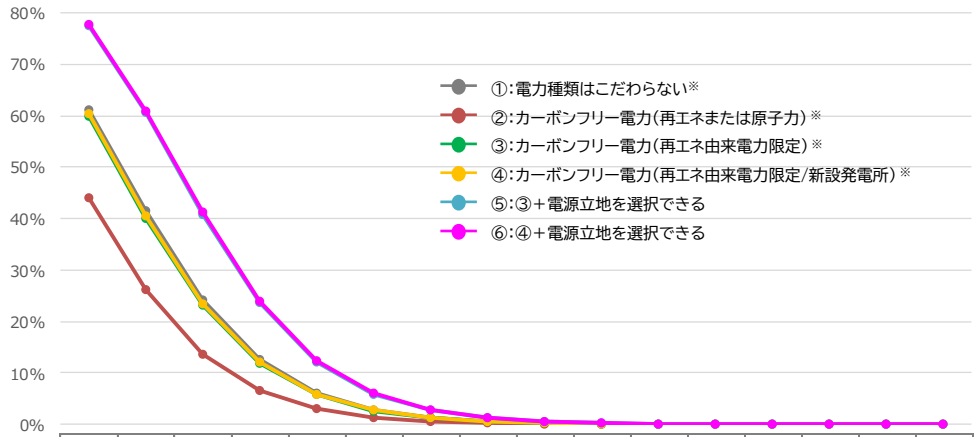
コンジョイント結果（55～59歳）

- 55～59歳層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で104円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-30円と、負の度合いが強め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、156円/月（0.52円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	57円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-30円	-0.10円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	50円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	52円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	104円	0.35円/kWh

購入率予測



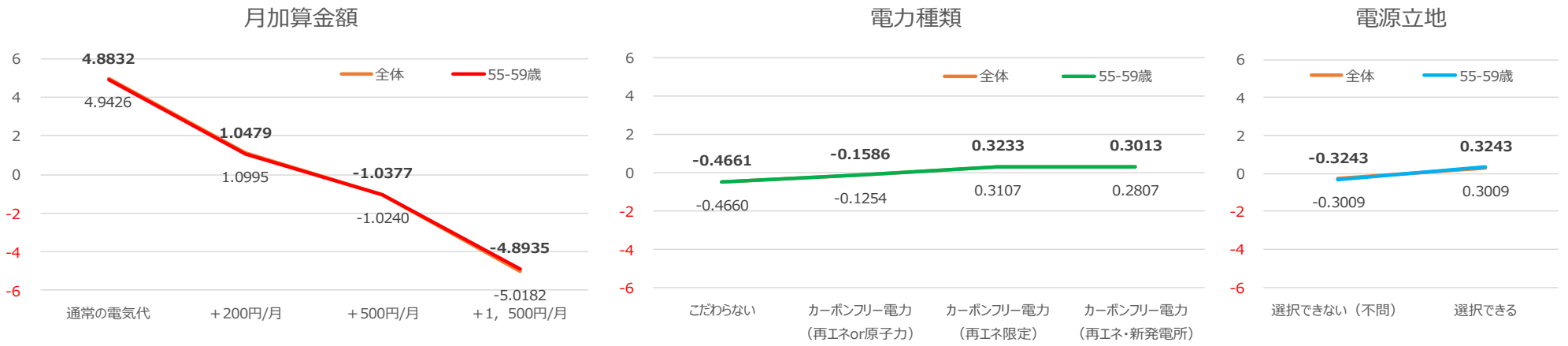
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.2%	41.5%	24.2%	12.5%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	44.1%	26.2%	13.7%	6.7%	3.1%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	59.9%	40.1%	23.1%	11.9%	5.7%	2.7%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.3%	40.5%	23.5%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	77.4%	60.6%	40.9%	23.7%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	77.7%	61.0%	41.3%	24.0%	12.4%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

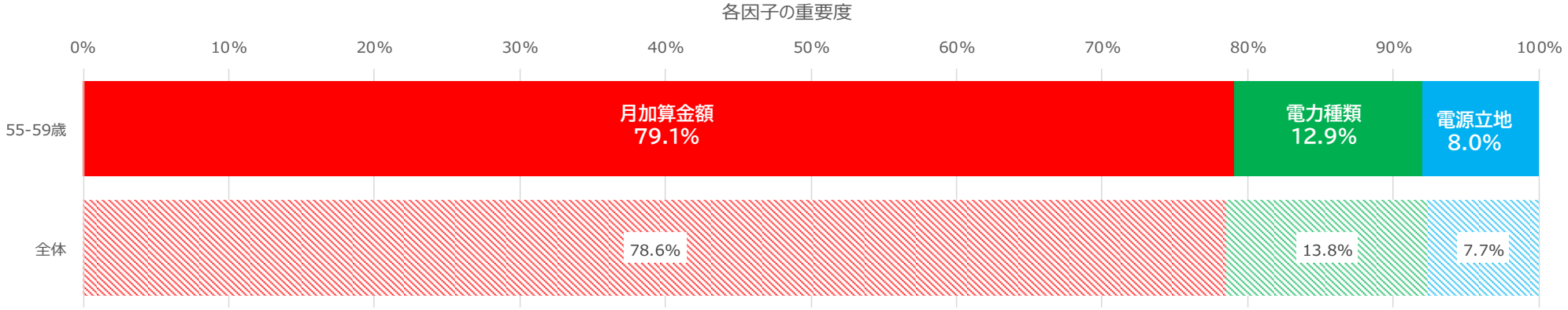
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（55～59歳）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が79.1%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

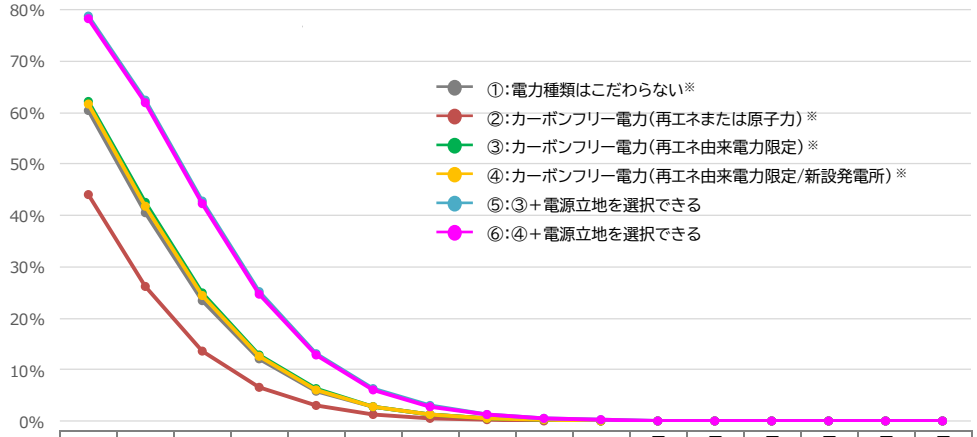
コンジョイント結果（60歳以上）

- 60歳以上層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で102円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-30円と、負の度合いが強め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、164円/月（0.55円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	52円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-30円	-0.10円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	62円	0.21円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	59円	0.20円/kWh
電源立地を選択できる	102円	0.34円/kWh

購入率予測



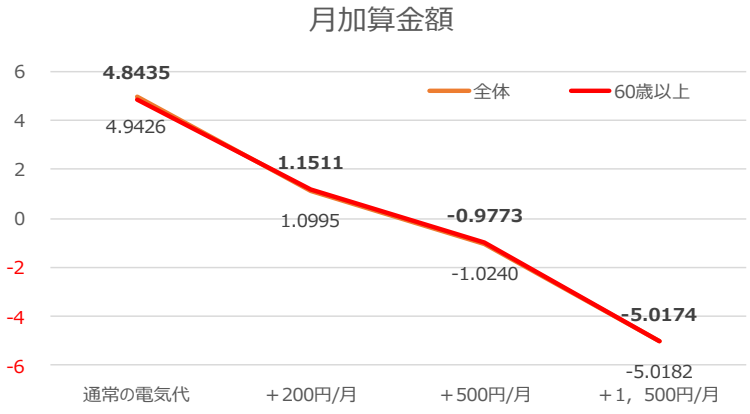
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.3%	40.5%	23.5%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	44.1%	26.2%	13.7%	6.7%	3.1%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	62.1%	42.4%	24.9%	13.0%	6.3%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	61.5%	41.8%	24.4%	12.7%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	78.8%	62.5%	42.8%	25.2%	13.1%	6.4%	3.0%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	78.3%	61.9%	42.2%	24.7%	12.8%	6.2%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

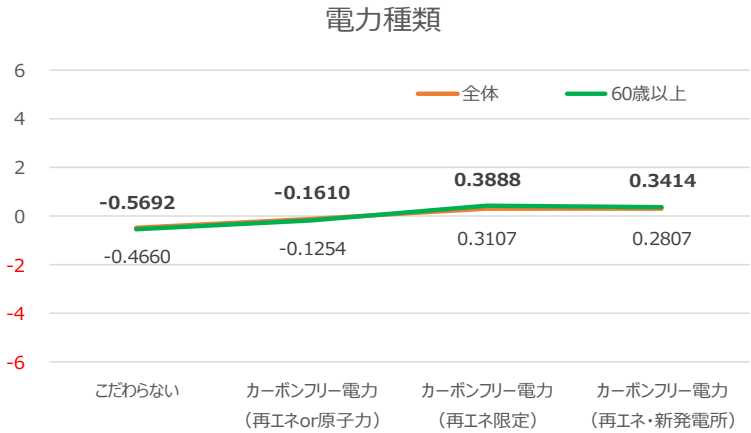
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

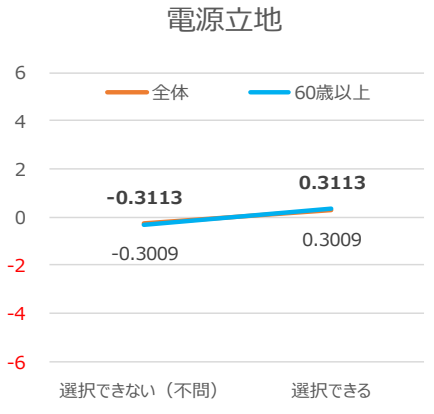
Copyright © Mitsubishi Research Institute

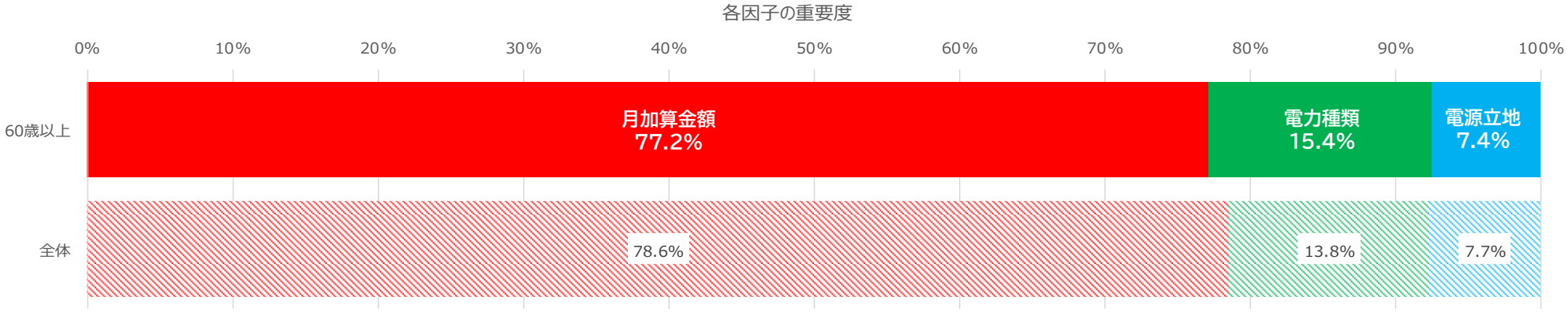
コンジョイント結果（60歳以上）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が77.2%を占めている。
  この割合は全体よりやや低く、その分[電源種類]（15.4%）の重視度がやや高めとなる。









Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する個人需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①家庭への再生可能エネルギー導入に関する質問
   - ②コンジョイント調査（再生可能エネルギーへの支払意思額）
     - 全体
     - 電力会社別
     - 年代別
     - 個人年収別
     - 世帯年収別
     - その他属性別

Copyright © Mitsubishi Research Institute

許容価格分析結果：個人年収別支払意思額

- **個人年収別の支払意思額は以下の通り。**
- 年収800～1,000万円の層は、原子力由来への意思額が低く、また再エネへの意思額が追加性を含む場合も含めて他より高いが、電源立地選択の意思額については相対的に低い。
- 1,200万円以上は再エネ限定への意思額が一番低い

個人年収別の支払意思額（赤字：全体＋25%以上　青字：全体－25%以下）

属性	個人年収別支払意思額（月加算金額）（円/kWh）							
	全体	200万円未満	200～400万円	400～600万円	600～800万円	800～1,000万円	1,000～1,200万円	1,200万円以上
電力の種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）	0.19	0.17	0.19	0.19	0.20	0.17	0.16	0.17
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）	-0.07	-0.06	-0.04	-0.03	-0.05	-0.10	0.01	-0.04
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）	0.18	0.19	0.16	0.14	0.16	0.28	0.20	0.11
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）	0.16	0.18	0.13	0.14	0.15	0.21	0.11	0.19
電源立地を選択できる	0.35	0.38	0.31	0.30	0.21	0.20	0.33	0.37

Copyright © Mitsubishi Research Institute

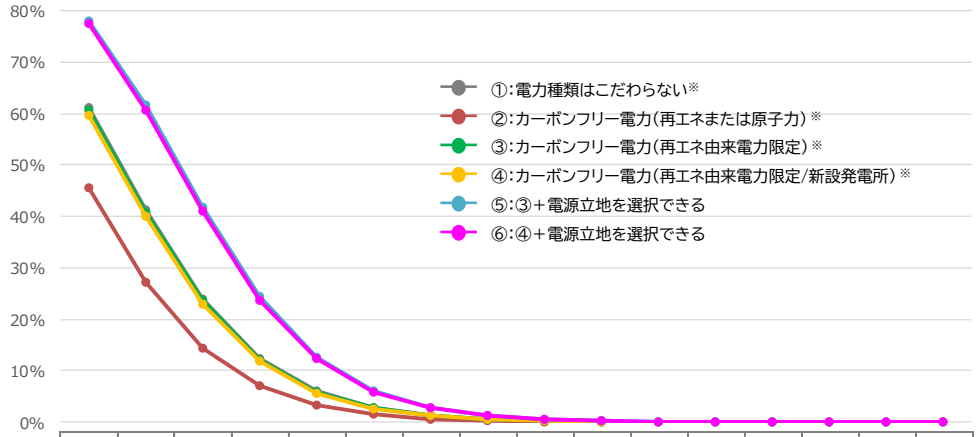
コンジョイント結果（個人年収200万円未満）

- 個人年収200万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で114円加算と相対的にやや高め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-17円と、負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、172円/月（0.57円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	51円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-17円	-0.06円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	58円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	55円	0.18円/kWh
電源立地を選択できる	114円	0.38円/kWh

購入率予測



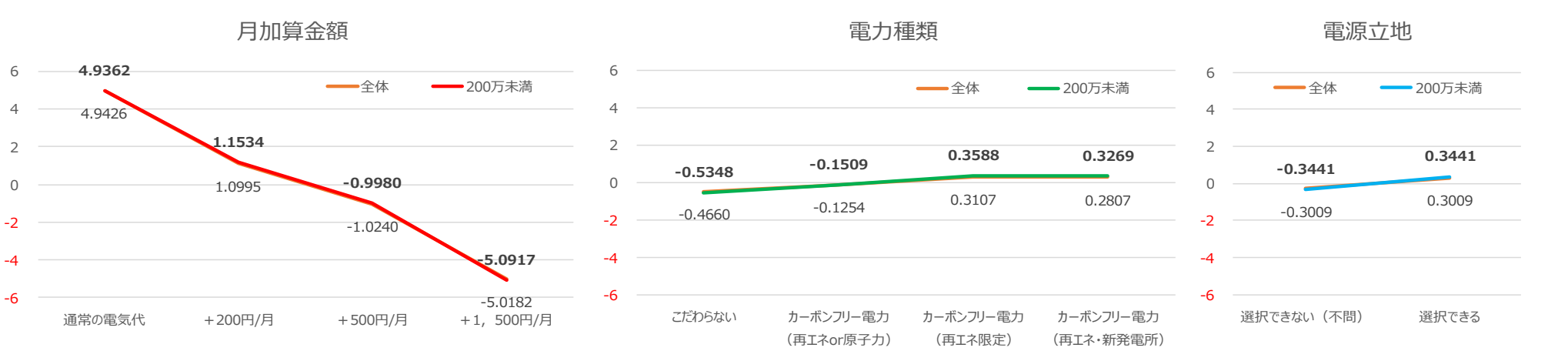
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.1%	41.3%	24.0%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	45.5%	27.3%	14.4%	7.0%	3.3%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.6%	40.8%	23.7%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	59.7%	40.0%	23.0%	11.9%	5.7%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	78.1%	61.6%	41.9%	24.4%	12.7%	6.1%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	77.5%	60.7%	41.0%	23.8%	12.3%	5.9%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

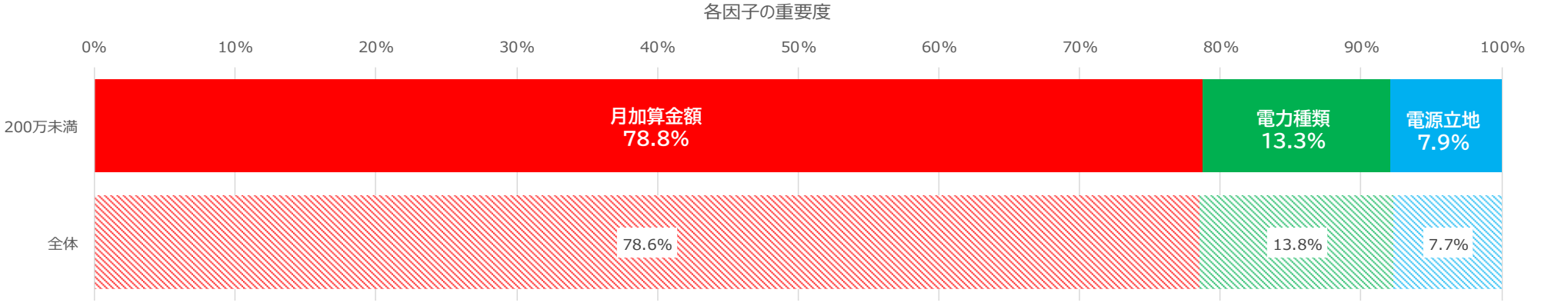
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（個人年収200万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.8%を占めている。
  この割合はほぼ全体と同水準であり、他の[電源種類]（13.3%）、[電源立地]（7.9%）もほぼ同様の傾向を示す。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

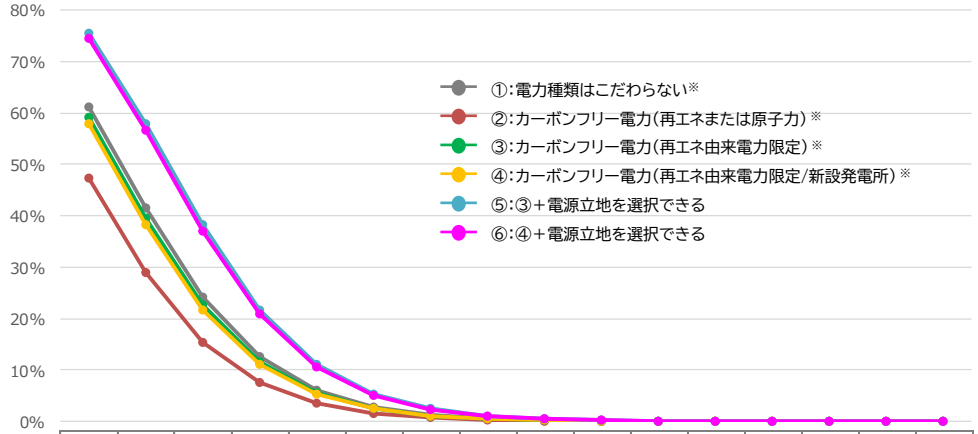
コンジョイント結果（個人年収200～400万円未満）

- 個人年収200～400万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で93円加算と相対的に低め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-13円と、負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、140円/月（0.47円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	57円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-13円	-0.04円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	47円	0.16円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	40円	0.13円/kWh
電源立地を選択できる	93円	0.31円/kWh

購入率予測



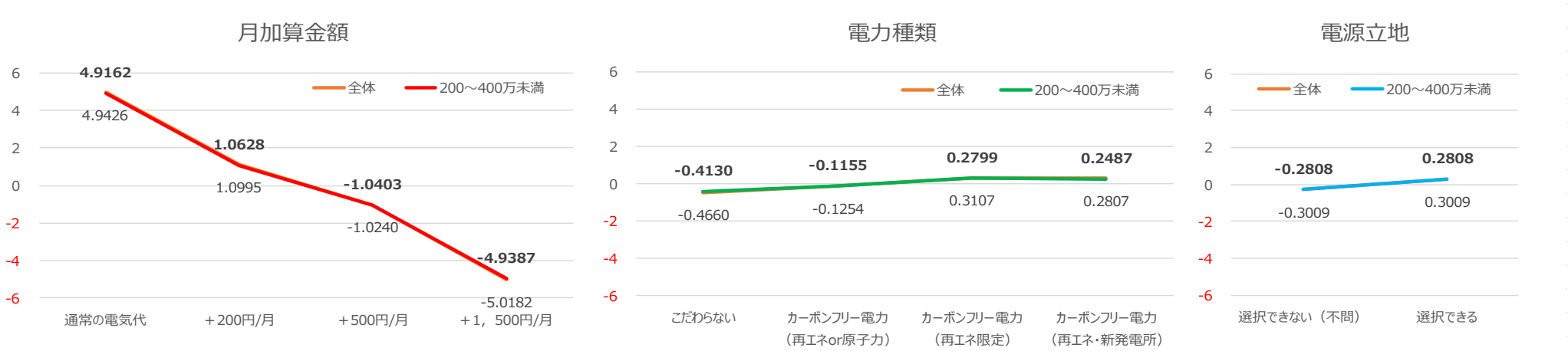
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.2%	41.5%	24.1%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	47.4%	28.9%	15.4%	7.6%	3.5%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	59.2%	39.5%	22.7%	11.6%	5.6%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	58.0%	38.3%	21.8%	11.1%	5.3%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	75.4%	57.9%	38.2%	21.7%	11.1%	5.3%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	74.5%	56.7%	37.0%	20.9%	10.6%	5.1%	2.3%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

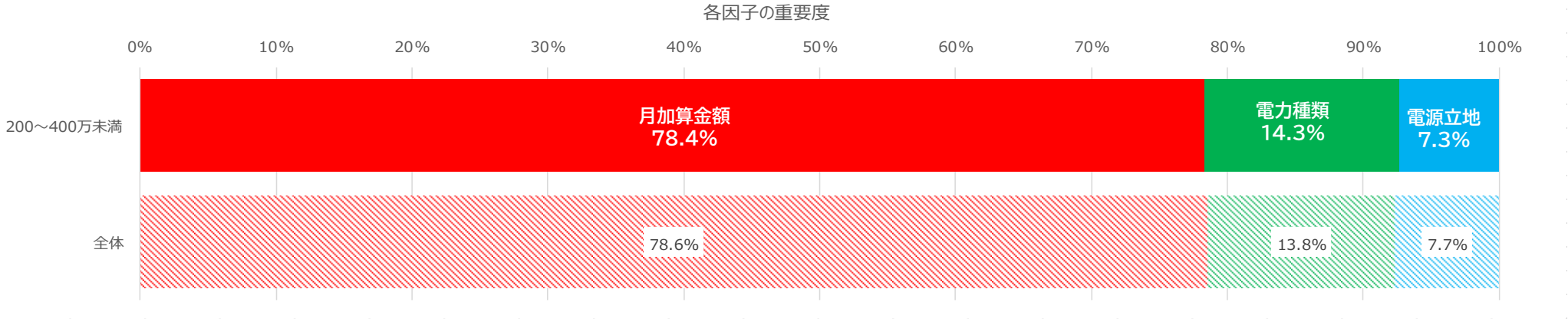
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（個人年収200～400万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.4%を占めている。
  この割合はほぼ全体と同水準であり、他の[電源種類]（14.3%）、[電源立地]（7.3%）もほぼ同様の傾向を示す。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

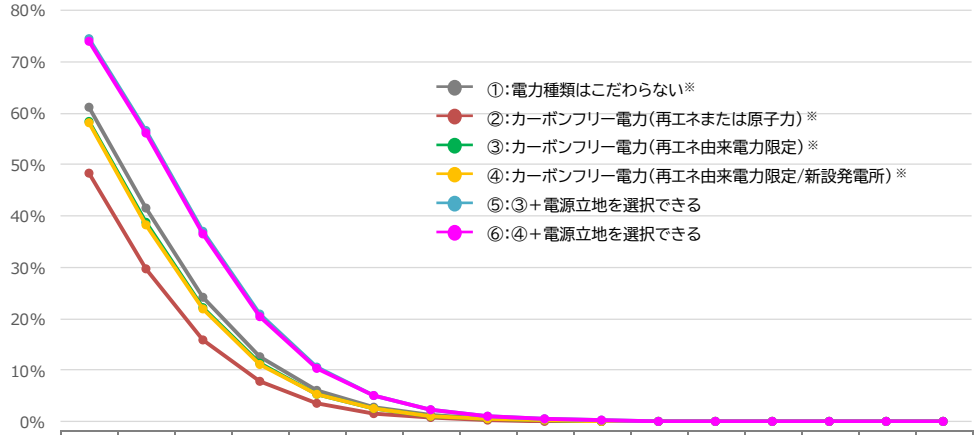
コンジョイント結果（個人年収400～600万円未満）

- 個人年収400～600万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で90円加算と相対的に低め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-8円と、僅かであるが負の値を示す。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、133円/月（0.44円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	57円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-8円	-0.03円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	43円	0.14円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	41円	0.14円/kWh
電源立地を選択できる	90円	0.30円/kWh

購入率予測



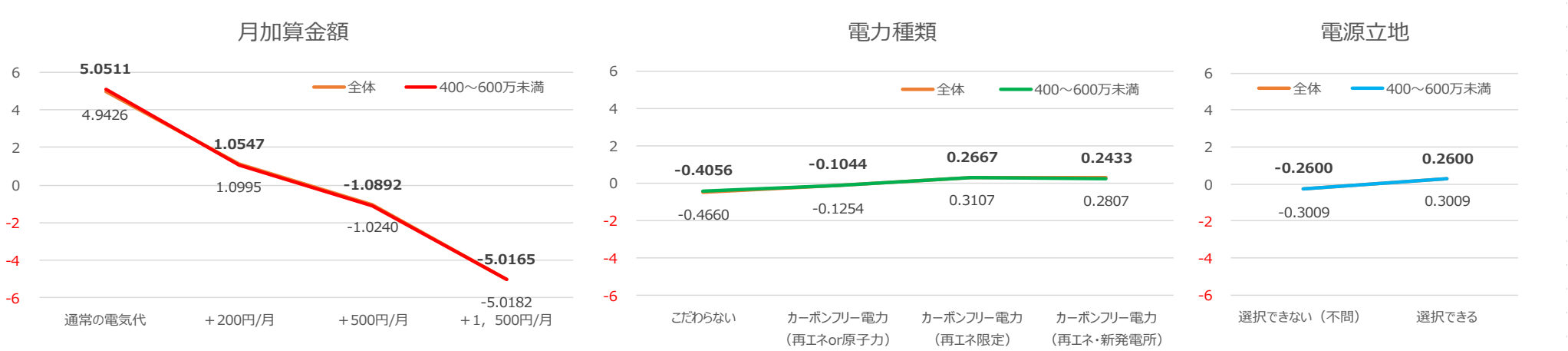
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.2%	41.5%	24.2%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	48.3%	29.6%	15.9%	7.8%	3.7%	1.7%	0.8%	0.3%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	58.5%	38.8%	22.2%	11.3%	5.4%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	58.0%	38.3%	21.8%	11.1%	5.3%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	74.4%	56.6%	37.0%	20.9%	10.6%	5.1%	2.3%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	74.0%	56.2%	36.5%	20.5%	10.4%	5.0%	2.3%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

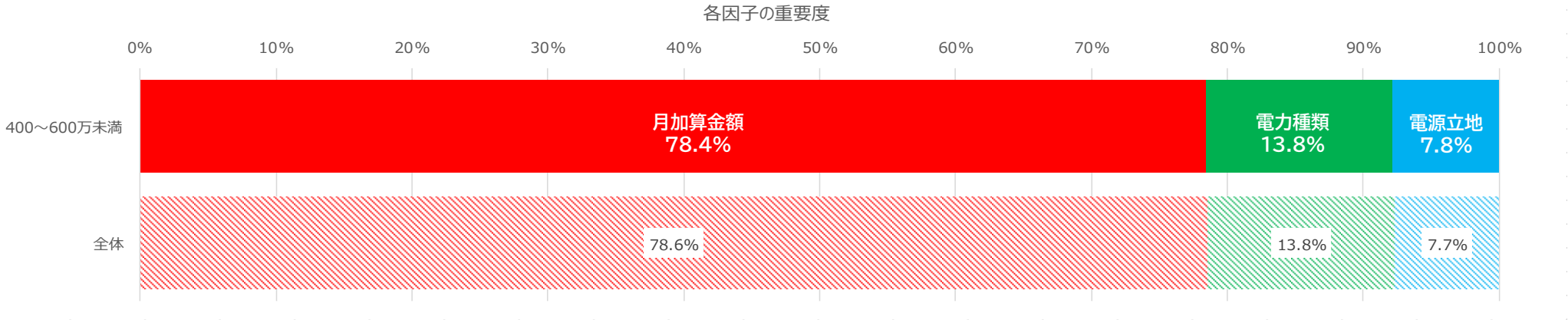
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（個人年収400～600万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.4%を占めている。
  この割合はほぼ全体と同水準であり、他の[電源種類]（13.8%）、[電源立地]（7.8%）もほぼ同様の傾向を示す。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

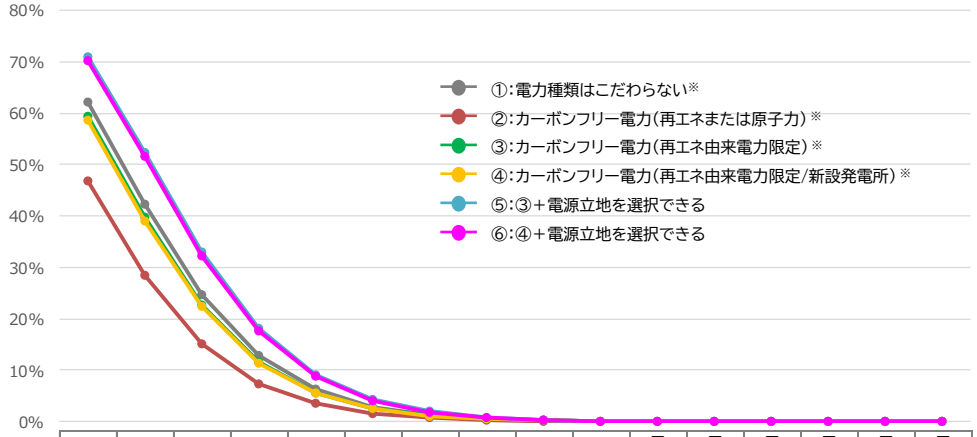
コンジョイント結果（個人年収600～800万円未満）

- 個人年収600～800万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で64円加算と相対的に著しく低め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-15円と、負の値を示す。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、112円/月（0.37円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	61円	0.20円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-15円	-0.05円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	48円	0.16円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	44円	0.15円/kWh
電源立地を選択できる	64円	0.21円/kWh

購入率予測



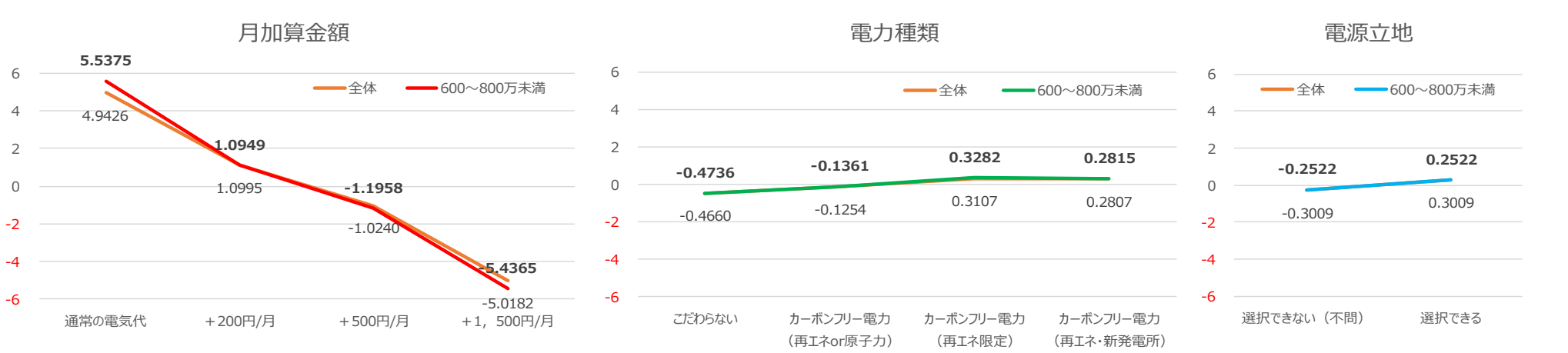
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	62.0%	42.3%	24.8%	12.9%	6.2%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	46.9%	28.4%	15.2%	7.4%	3.5%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	59.4%	39.7%	22.8%	11.7%	5.6%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	58.7%	39.0%	22.3%	11.4%	5.5%	2.5%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	70.9%	52.3%	33.0%	18.1%	9.0%	4.3%	2.0%	0.9%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	70.3%	51.5%	32.3%	17.7%	8.8%	4.2%	1.9%	0.9%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

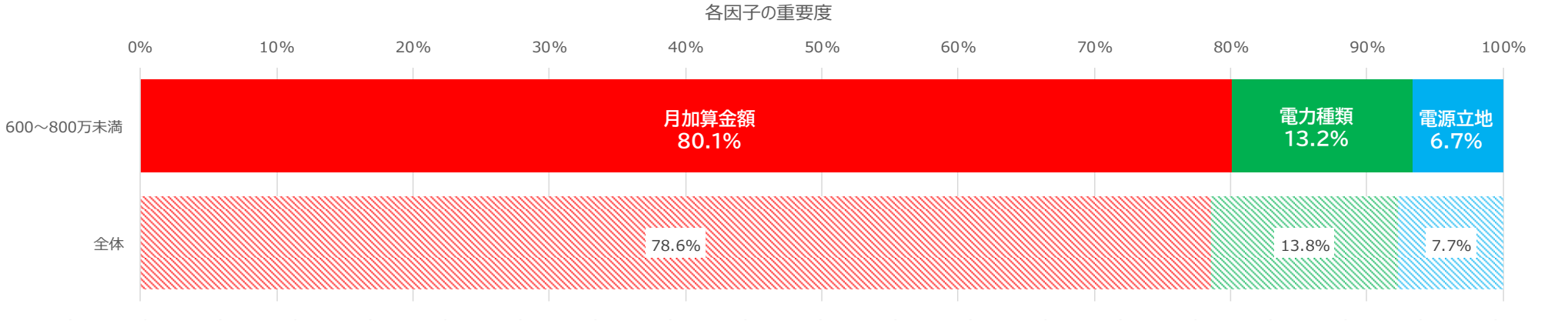
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（個人年収600～800万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が80.1%を占めている。
  この割合は全体よりやや高く、その分[電源種類]（13.2%）、[電源立地]（6.7%）の重視度がやや低めとなる。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

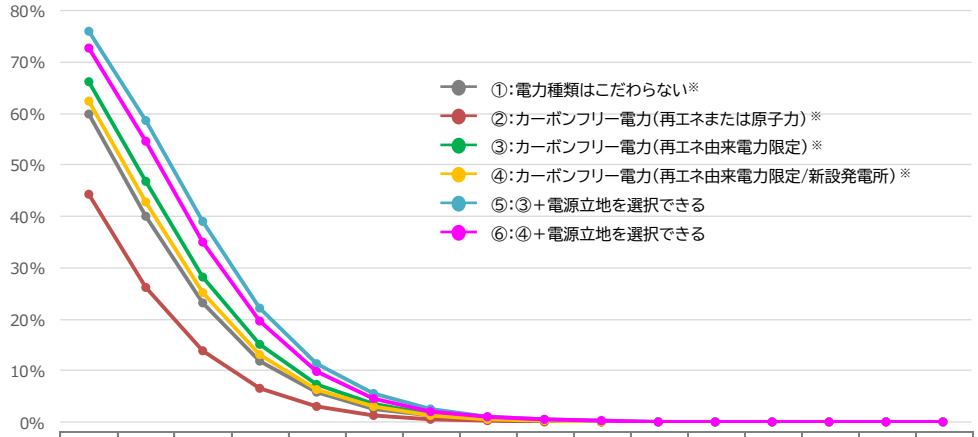
コンジョイント結果（個人年収800～1,000万円未満）

- 個人年収800～1,000万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で60円加算と相対的に著しく低め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-29円と、負の度合いが強め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、144円/月（0.48円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額（月加算金額：300kWh使用想定）	限界支払意思額（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	50円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-29円	-0.10円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	84円	0.28円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	63円	0.21円/kWh
電源立地を選択できる	60円	0.20円/kWh

購入率予測



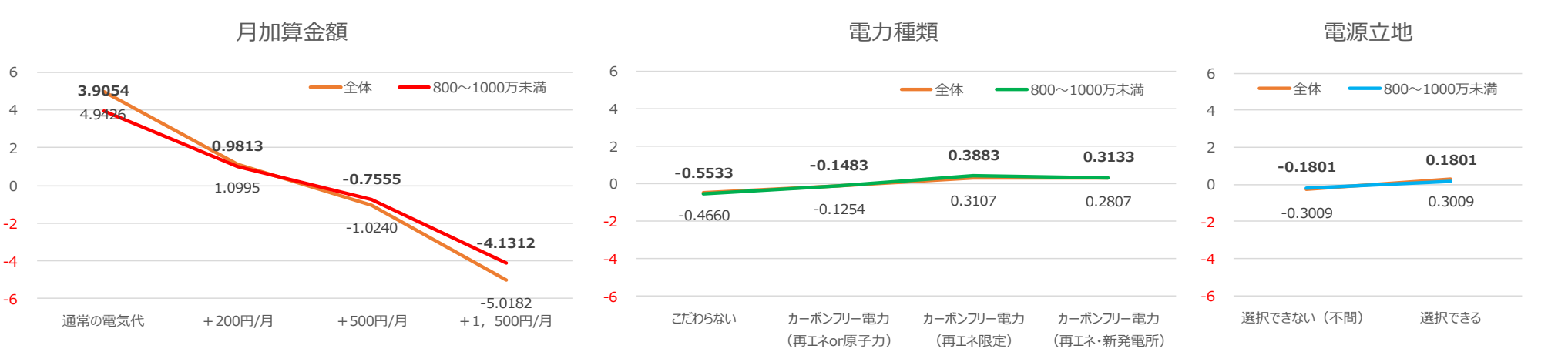
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	59.9%	40.1%	23.1%	11.9%	5.7%	2.7%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	44.2%	26.3%	13.8%	6.7%	3.1%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	66.2%	46.8%	28.3%	15.1%	7.4%	3.5%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	62.4%	42.7%	25.1%	13.1%	6.3%	3.0%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	76.0%	58.7%	39.0%	22.3%	11.4%	5.5%	2.5%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	72.8%	54.6%	35.1%	19.6%	9.8%	4.7%	2.2%	1.0%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

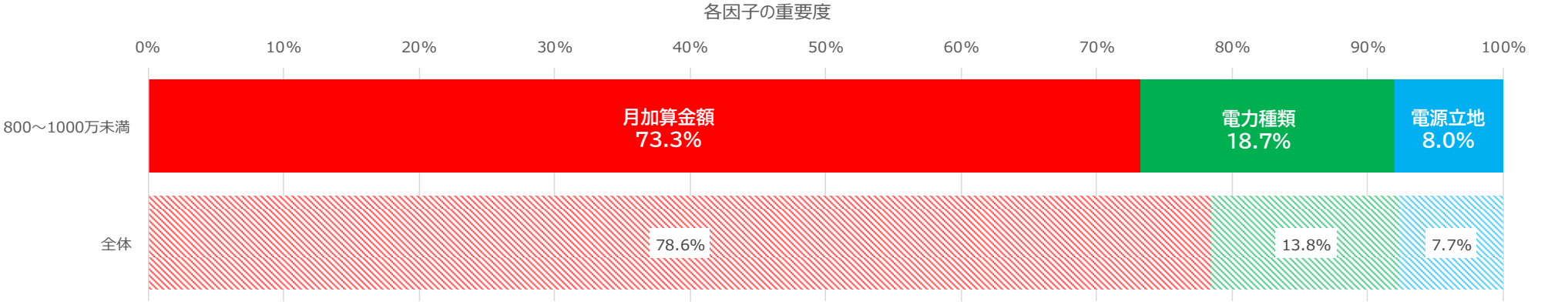
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（個人年収800～1,000万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が73.3%を占めている。
  この割合は全体よりかなり低く、その分[電源種類]（18.7%）の重視度が高めとなる。
  また、[電源立地]（8.0%）の重視度も、全体結果よりやや高め。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

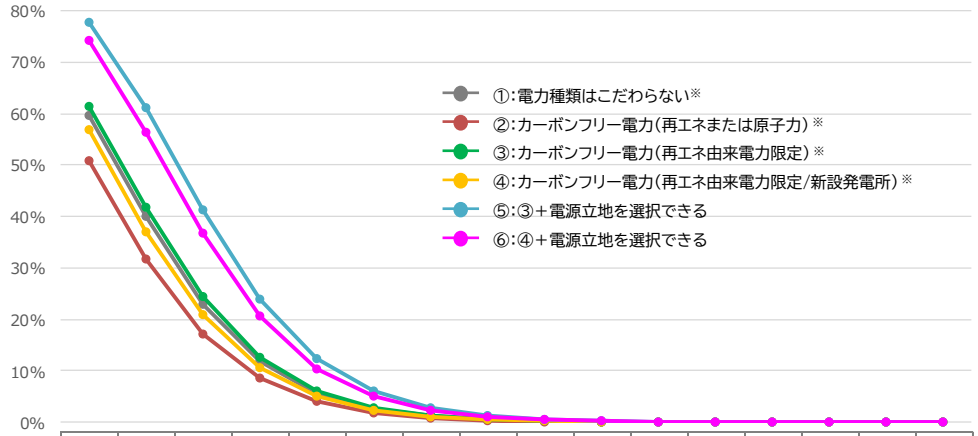
コンジョイント結果（個人年収1,000～1,200万円未満）

- 個人年収1,000～1,200万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で98円加算と相対的に低め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は4円と正の値であるが、加算はほとんど望めない水準である。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、157円/月（0.52円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額（月加算金額：300kWh使用想定）	限界支払意思額（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	49円	0.16円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	4円	0.01円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	59円	0.20円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	34円	0.11円/kWh
電源立地を選択できる	98円	0.33円/kWh

購入率予測



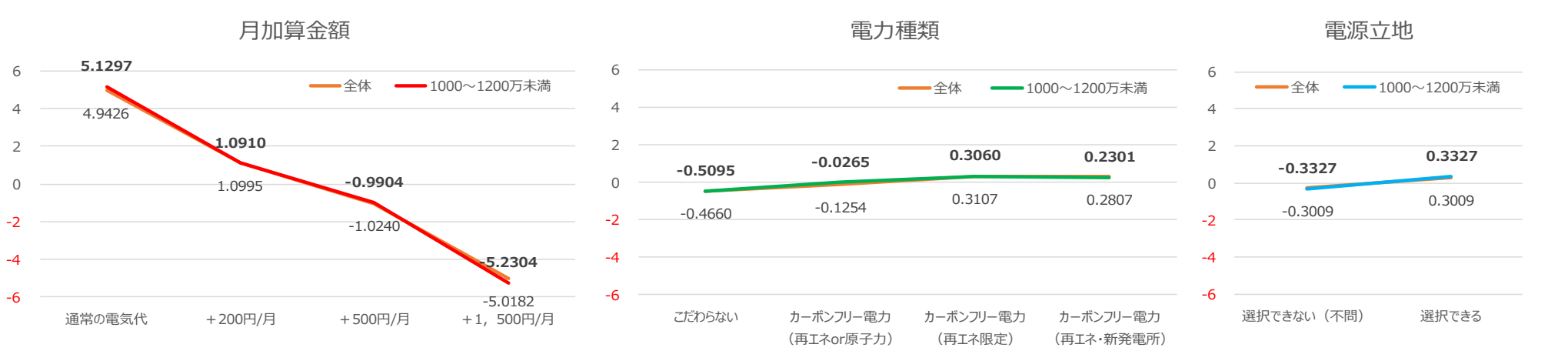
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	59.7%	40.0%	23.0%	11.8%	5.7%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	50.8%	31.7%	17.3%	8.6%	4.0%	1.9%	0.8%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	61.5%	41.8%	24.4%	12.7%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	56.8%	37.1%	21.0%	10.7%	5.1%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	77.7%	61.0%	41.3%	24.0%	12.4%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	74.2%	56.3%	36.7%	20.7%	10.5%	5.0%	2.3%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

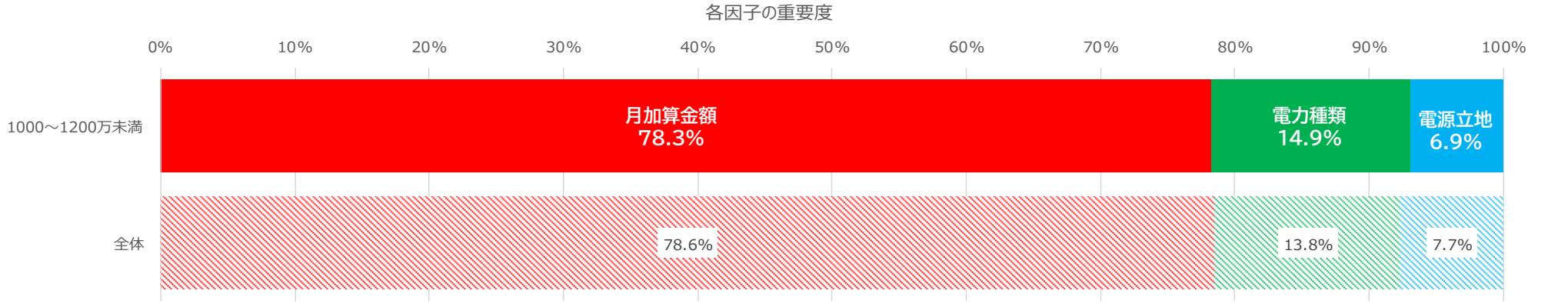
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（個人年収1,000～1,200万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.3%を占めている。
  この割合はほぼ全体と同水準である、ここでは[電源種類]（14.9%）の重視度合いがやや高めで、
  一方で[電源立地]（6.9%）は全体よりやや低め





＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

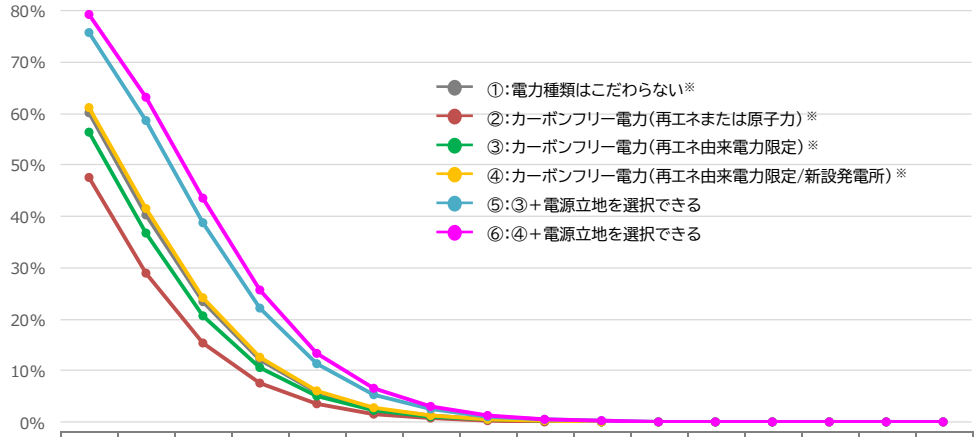
コンジョイント結果（個人年収1,200万円以上）

- 個人年収1,200万円以上層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で111円加算と相対的にやや高め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-13円と、負の値を示す。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、168円/月（0.56円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	51円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-13円	-0.04円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	32円	0.11円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	57円	0.19円/kWh
電源立地を選択できる	111円	0.37円/kWh

購入率予測



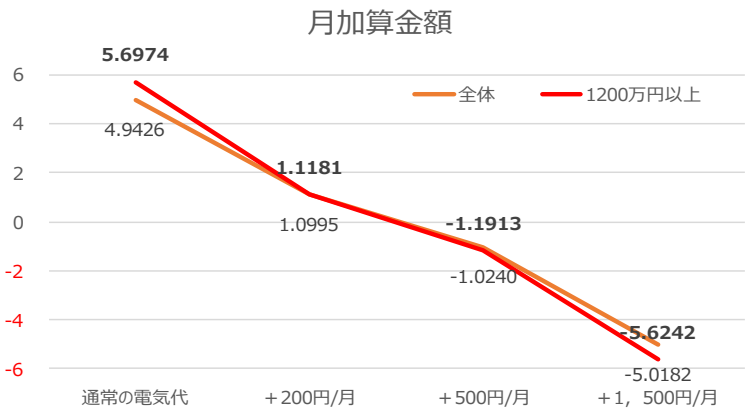
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.1%	40.4%	23.4%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	47.5%	28.9%	15.4%	7.6%	3.6%	1.6%	0.7%	0.3%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	56.4%	36.8%	20.7%	10.5%	5.0%	2.3%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	61.2%	41.4%	24.1%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	75.8%	58.5%	38.8%	22.2%	11.3%	5.4%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	79.3%	63.2%	43.6%	25.7%	13.5%	6.5%	3.0%	1.4%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

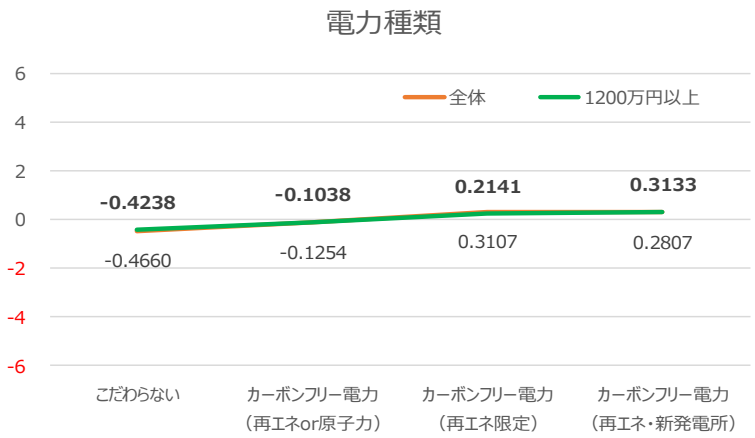
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

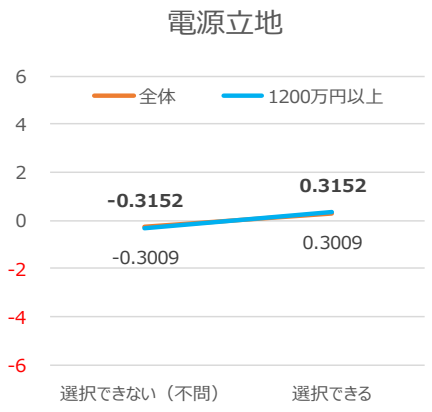
Copyright © Mitsubishi Research Institute

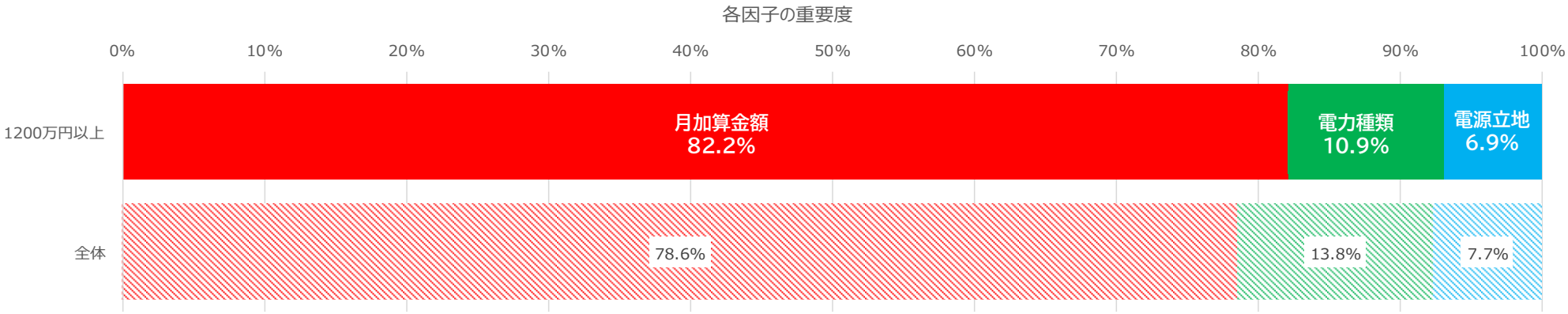
コンジョイント結果（個人年収1,200万円以上）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が82.2%を占めている。
  この割合は全体より高く、その分[電源種類]（10.9%）、[電源立地]（6.9%）の重視度が低めとなる。









Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する
個人需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①家庭への再生可能エネルギー導入に関する質問
   - ②コンジョイント調査（再生可能エネルギーへの支払意思額）
     - 全体
     - 電力会社別
     - 年代別
     - 個人年収別
     - 世帯年収別
     - その他属性別

Copyright © Mitsubishi Research Institute

許容価格分析結果：世帯年収別支払意思額

- **世帯年収別の支払意思額は以下の通り。**
- 世帯年収で見ると、1,500万～2,000万円の層が個人年収800～1,000万円と同様の傾向を示しており、原子力由来への意思額が低く、再エネへの意思額が追加性を含む場合も含めて他より高いが、電源立地選択の意思額については相対的に低い。
- 電源立地選択の意思額は、2,000万円以上の層が最も高い。

世帯年収別の支払意思額（赤字：全体＋25%以上　青字：全体－25%以下）

属性	世帯年収別支払意思額（月加算金額）（円/kWh）									
	全体	200万円未満	200～400万円	400～600万円	600～800万円	800～1,000万円	1,000～1,200万円	1,200～1,500万円	1,500～2,000万円	2,000万円以上
電力の種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）	0.19	0.19	0.18	0.18	0.20	0.18	0.18	0.18	0.18	0.15
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）	-0.07	-0.09	-0.09	-0.08	-0.06	-0.09	-0.08	-0.01	-0.12	-0.04
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）	0.18	0.15	0.18	0.17	0.13	0.18	0.17	0.12	0.27	0.21
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）	0.16	0.15	0.18	0.17	0.15	0.18	0.17	0.14	0.19	0.17
電源立地を選択できる	0.35	0.29	0.36	0.33	0.33	0.26	0.27	0.31	0.19	0.46

Copyright © Mitsubishi Research Institute

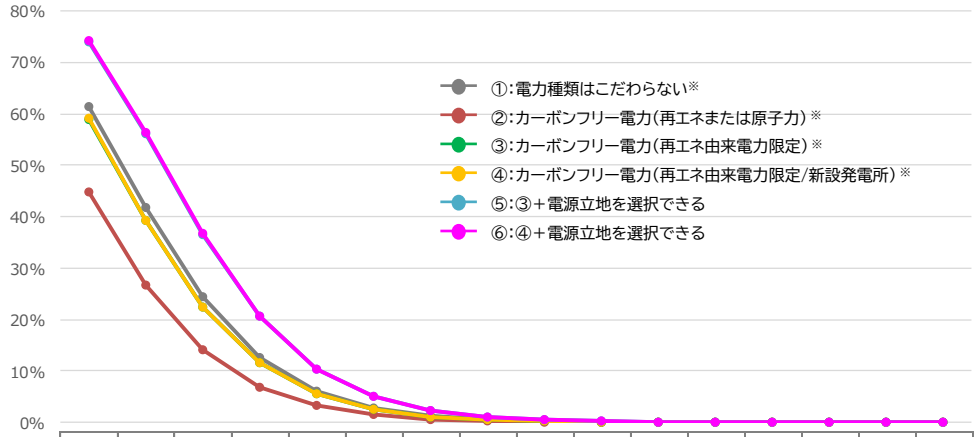
コンジョイント結果（世帯年収200万円未満）

- 世帯年収200万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地択」で86円加算と相対的にかなり低め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-26円と、負の度合いが強め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、132円/月（0.44円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	58円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-26円	-0.09円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	45円	0.15円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	46円	0.15円/kWh
電源立地を選択できる	86円	0.29円/kWh

購入率予測



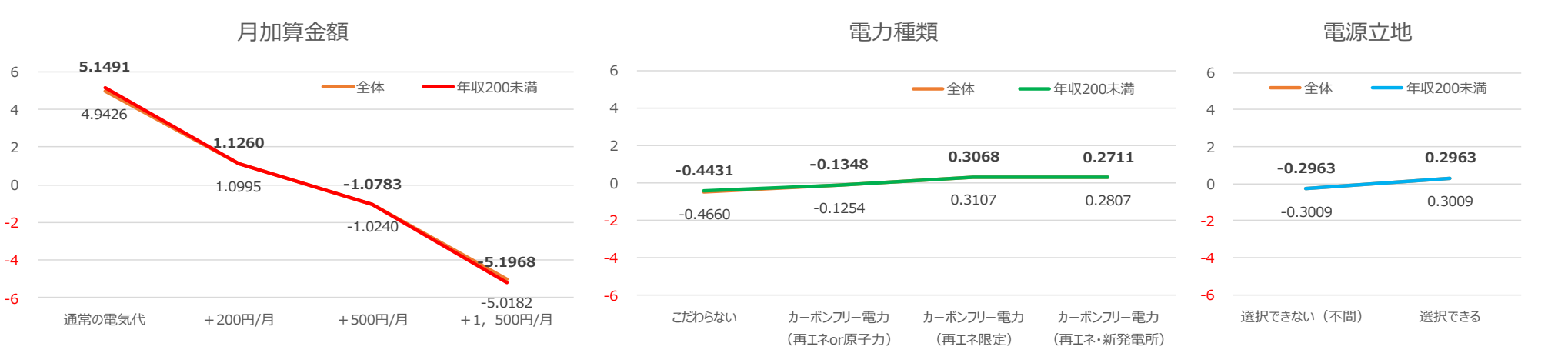
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.5%	41.7%	24.3%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	44.8%	26.7%	14.1%	6.9%	3.2%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	59.0%	39.2%	22.5%	11.5%	5.5%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	59.1%	39.3%	22.6%	11.6%	5.6%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	74.1%	56.2%	36.6%	20.6%	10.4%	5.0%	2.3%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	74.1%	56.3%	36.7%	20.6%	10.5%	5.0%	2.3%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

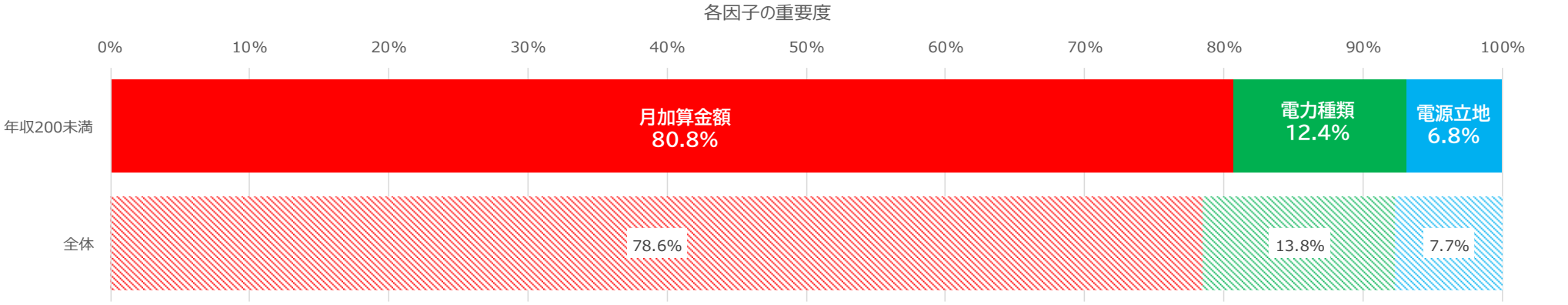
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（世帯年収200万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が80.8%を占めている。
  この割合は全体よりやや高く、その分[電源種類]（12.4%）、[電源立地]（6.8%）の重視度がやや低めとなる。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

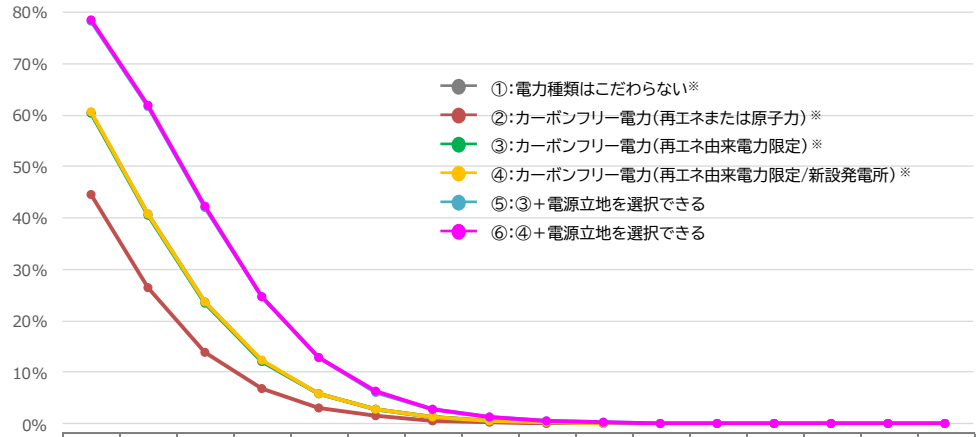
コンジョイント結果（世帯年収200～400万円未満）

- 世帯年収200～400万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で107円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は -27円と、負の度合いが強め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、161円/月（0.54円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	53円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-27円	-0.09円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	53円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	54円	0.18円/kWh
電源立地を選択できる	107円	0.36円/kWh

購入率予測



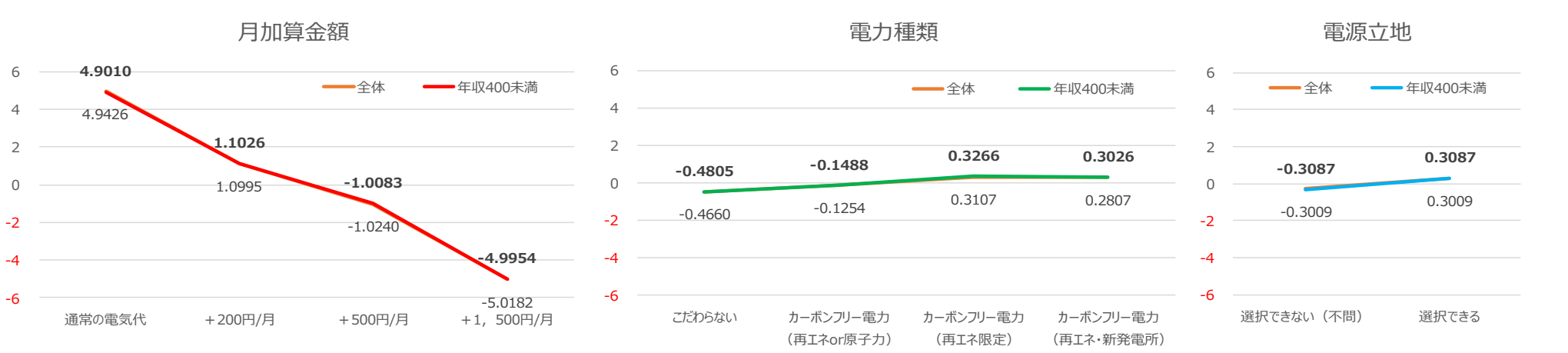
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.5%	40.8%	23.6%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	44.6%	26.6%	14.0%	6.8%	3.2%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.4%	40.6%	23.5%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.6%	40.9%	23.7%	12.3%	5.9%	2.7%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	78.2%	61.7%	42.0%	24.6%	12.8%	6.2%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	78.4%	62.0%	42.3%	24.8%	12.9%	6.2%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

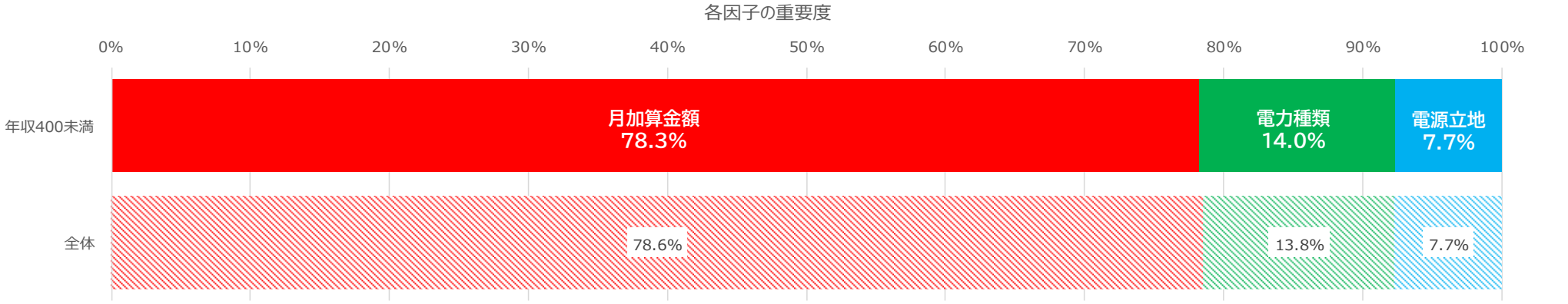
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（世帯年収200～400万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.3%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

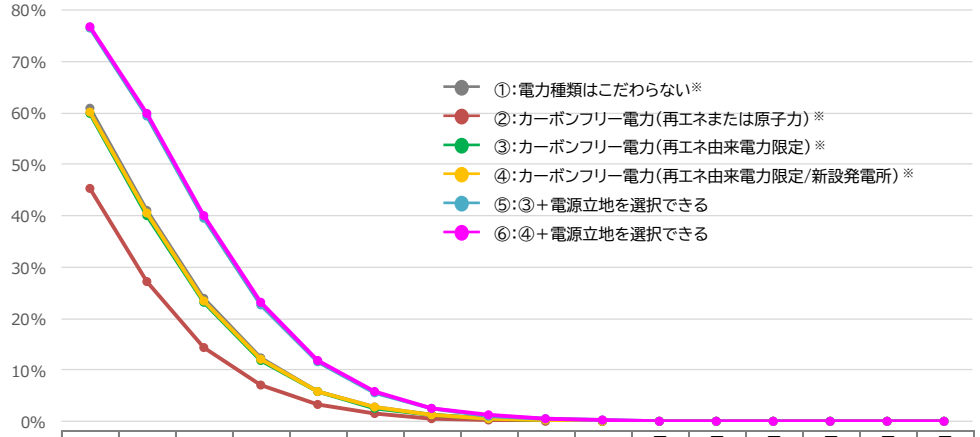
コンジョイント結果（世帯年収400～600万円未満）

- 世帯年収400～600万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で98円加算と相対的に低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、150円/月（0.50円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	55円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-23円	-0.08円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	50円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	52円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	98円	0.33円/kWh

購入率予測



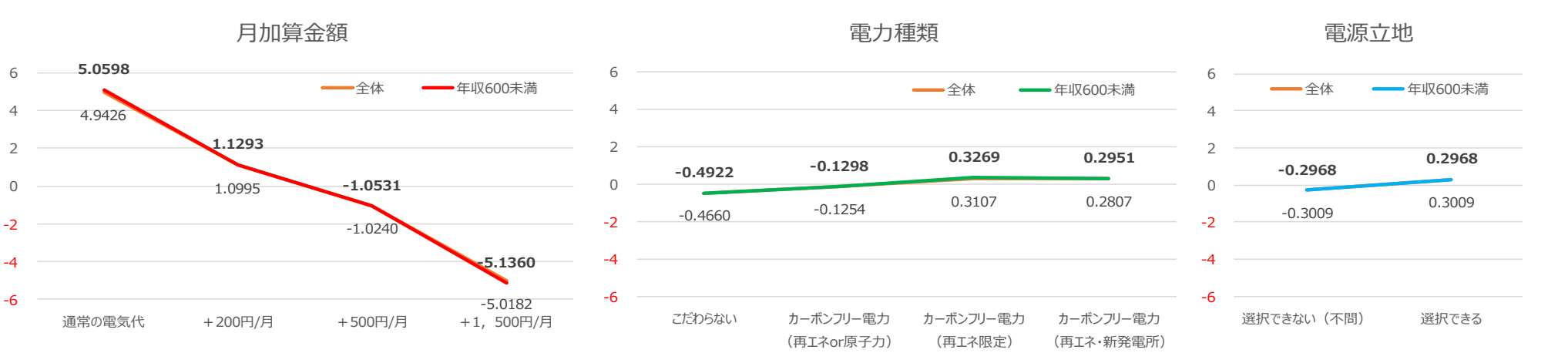
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.8%	41.1%	23.9%	12.4%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	45.3%	27.2%	14.3%	7.0%	3.3%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	59.8%	40.1%	23.1%	11.9%	5.7%	2.7%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.3%	40.5%	23.4%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	76.5%	59.3%	39.6%	22.8%	11.7%	5.6%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	76.8%	59.8%	40.1%	23.1%	11.9%	5.7%	2.7%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

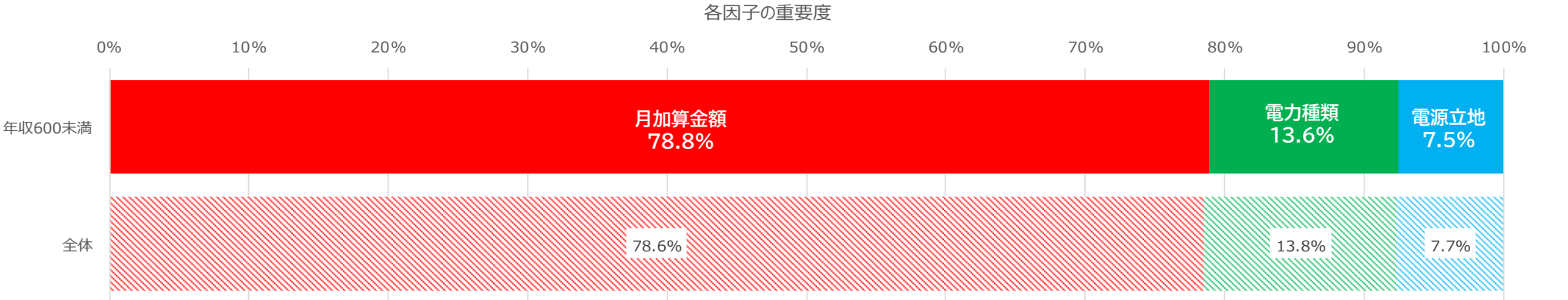
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（世帯年収400～600万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.8%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。





＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

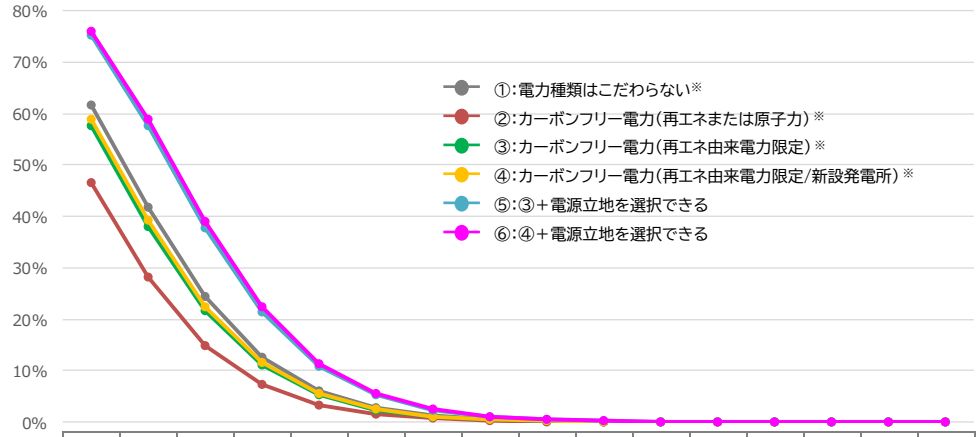
コンジョイント結果（世帯年収600～800万円未満）

- 世帯年収600～800万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で99円加算。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、144円/月（0.48円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額（月加算金額：300kWh使用想定）	限界支払意思額（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	59円	0.20円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-17円	-0.06円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	39円	0.13円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	45円	0.15円/kWh
電源立地を選択できる	99円	0.33円/kWh

購入率予測



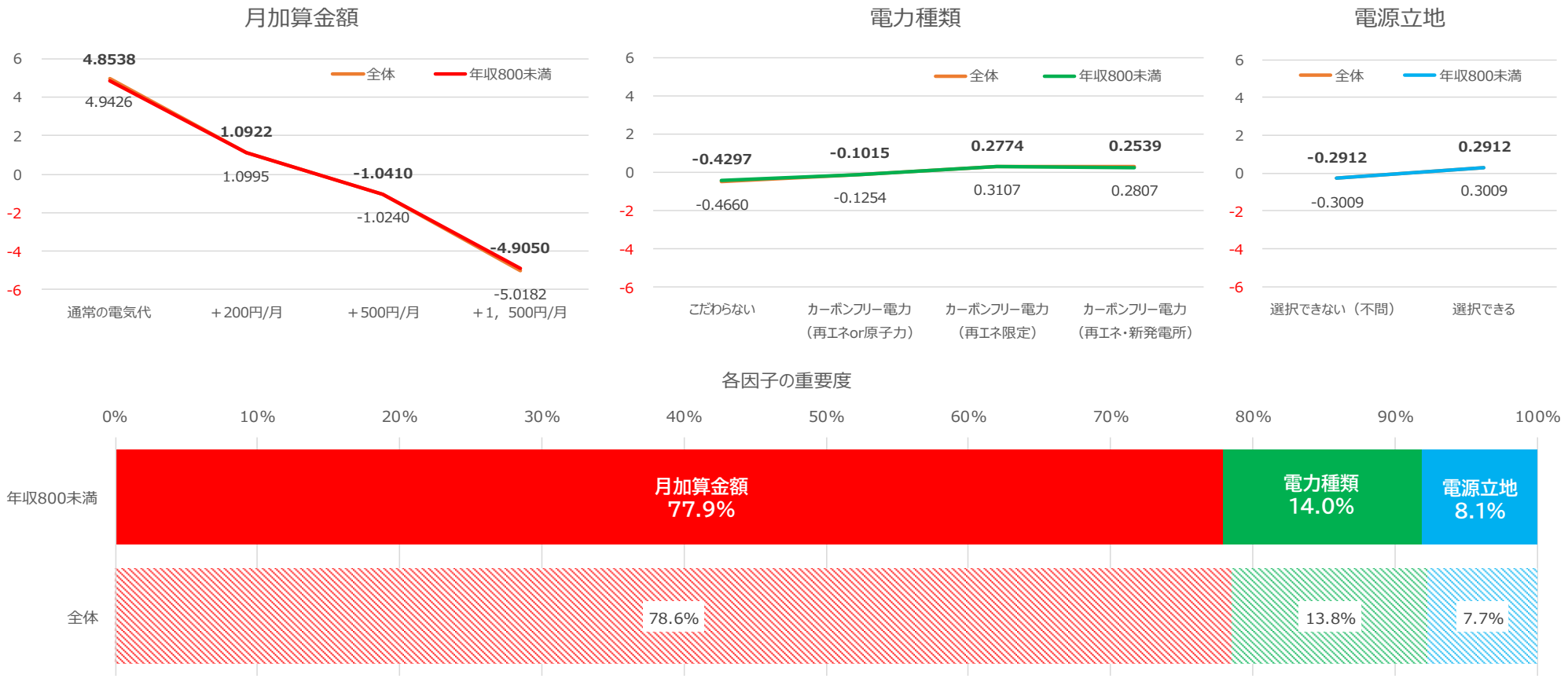
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.5%	41.8%	24.4%	12.7%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	46.6%	28.2%	15.0%	7.3%	3.4%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	57.7%	38.0%	21.6%	11.0%	5.3%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	58.9%	39.2%	22.5%	11.5%	5.5%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	75.1%	57.6%	37.9%	21.5%	11.0%	5.2%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	76.1%	58.8%	39.1%	22.4%	11.5%	5.5%	2.5%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（世帯年収600～800万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が77.9%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

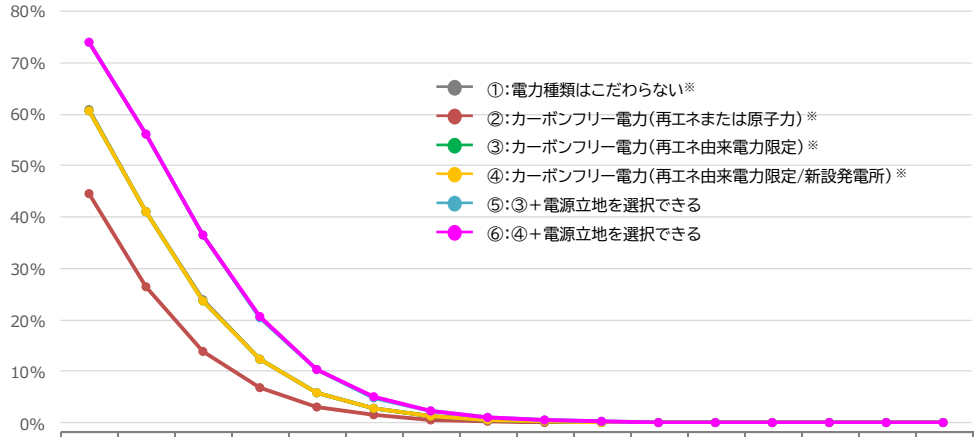
コンジョイント結果（世帯年収800～1,000万円未満）

- 世帯年収800～1,000万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で77円加算と著しく低い。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-27円と、負の度合いが強め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、132円/月（0.44円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	55円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-27円	-0.09円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	54円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	55円	0.18円/kWh
電源立地を選択できる	77円	0.26円/kWh

購入率予測



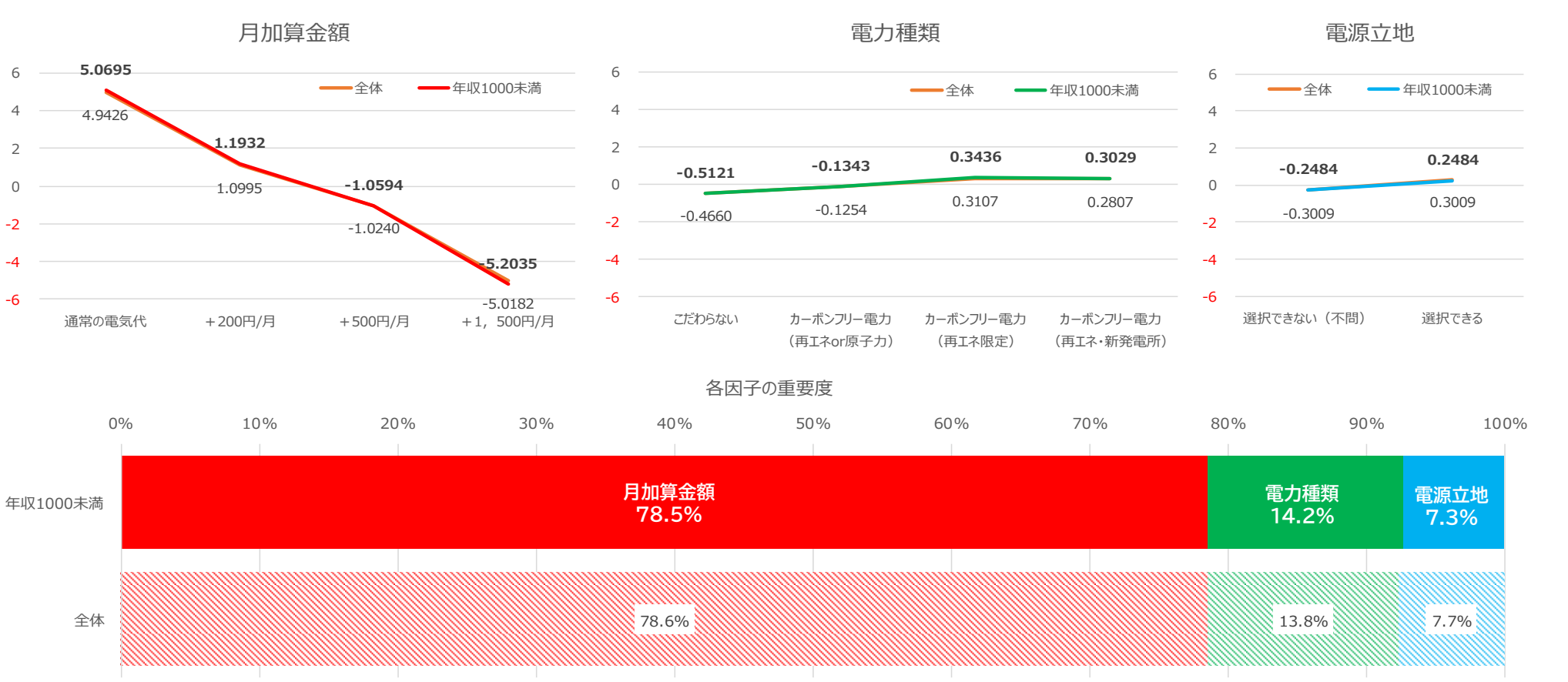
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.9%	41.1%	23.9%	12.4%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	44.5%	26.5%	13.9%	6.8%	3.2%	1.4%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.7%	40.9%	23.7%	12.3%	5.9%	2.7%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.8%	41.0%	23.8%	12.3%	5.9%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	74.0%	56.1%	36.5%	20.5%	10.4%	5.0%	2.3%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	74.1%	56.2%	36.6%	20.6%	10.4%	5.0%	2.3%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（世帯年収800～1,000万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.5%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

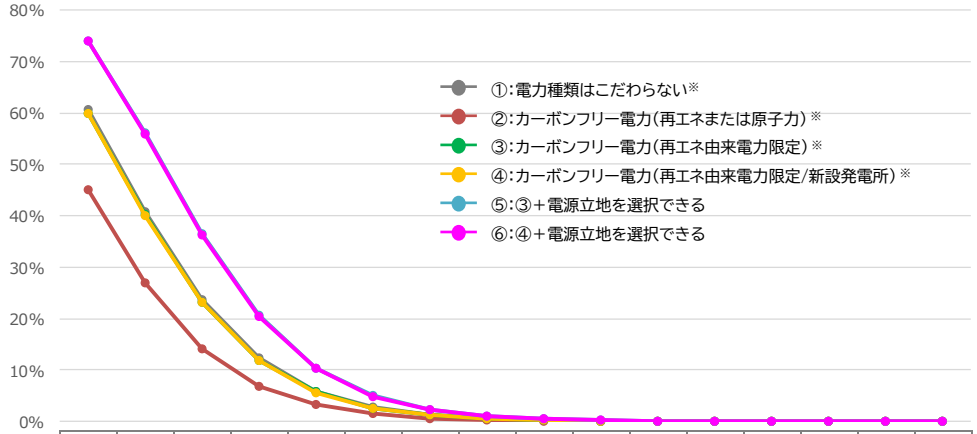
コンジョイント結果（世帯年収1,000～1,200万円未満）

- 世帯年収1,000～1,200万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で80円加算と相対的にかなり低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-25円と、負の度合いが強め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、131円/月（0.44円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	54円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-25円	-0.08円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	51円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	50円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	80円	0.27円/kWh

購入率予測



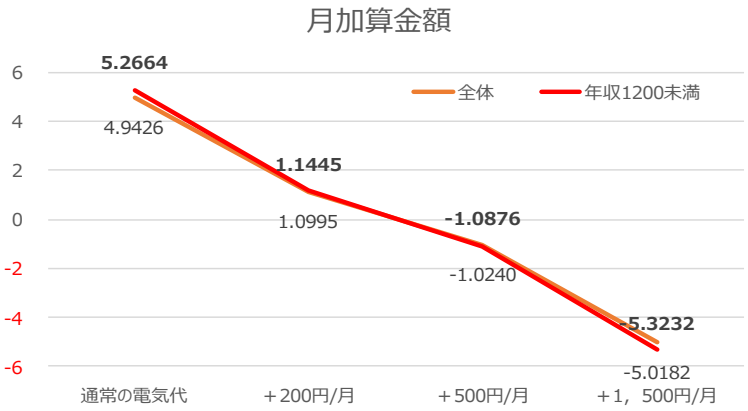
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.6%	40.9%	23.7%	12.3%	5.9%	2.7%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	45.0%	26.9%	14.2%	6.9%	3.2%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.0%	40.3%	23.2%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	59.8%	40.0%	23.1%	11.9%	5.7%	2.7%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	74.1%	56.2%	36.6%	20.6%	10.4%	5.0%	2.3%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	73.9%	56.0%	36.4%	20.4%	10.3%	4.9%	2.3%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

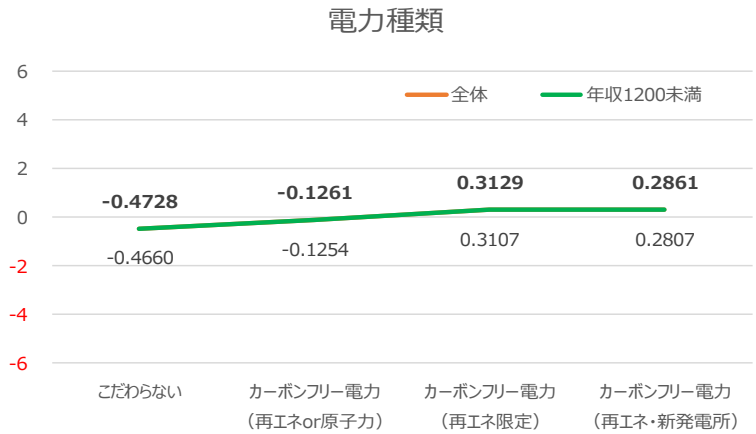
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

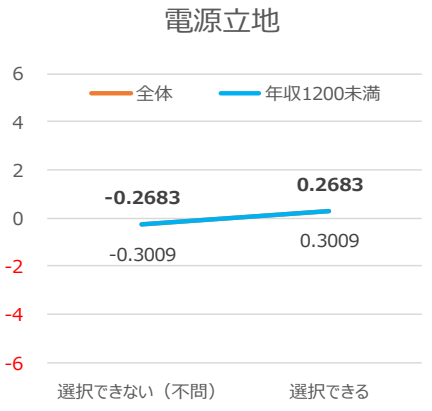
Copyright © Mitsubishi Research Institute

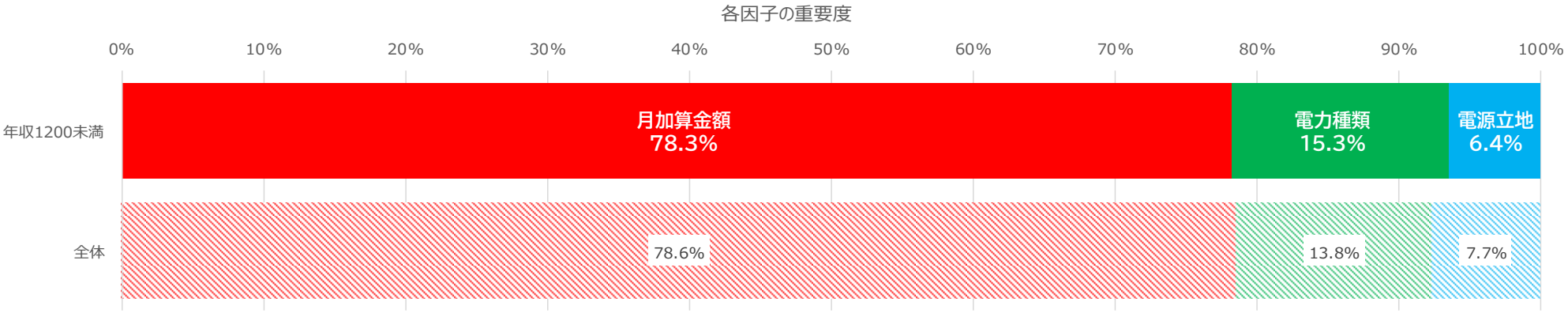
コンジョイント結果（世帯年収1,000～1,200万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.3%を占めている。
  なお、[電源種類]（15.3%）は全体よりやや高め、[電源立地]（6.4%）は低めとなる。









Copyright © Mitsubishi Research Institute

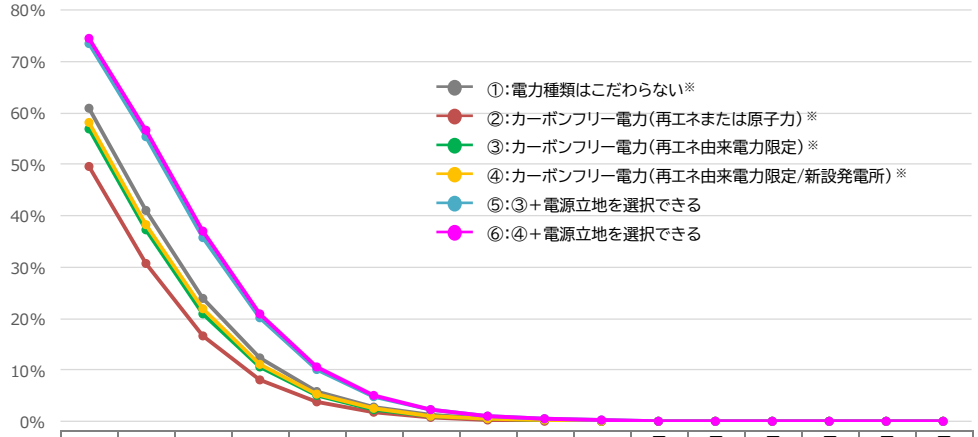
コンジョイント結果（世帯年収1,200～1,500万円未満）

- 世帯年収1,200～1,500万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で93円加算と相対的に低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-2円と、僅かではあるが負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力）＋電源立地選択可』が最も高い、134円/月（0.45円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	55円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-2円	-0.01円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	35円	0.12円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	41円	0.14円/kWh
電源立地を選択できる	93円	0.31円/kWh

購入率予測



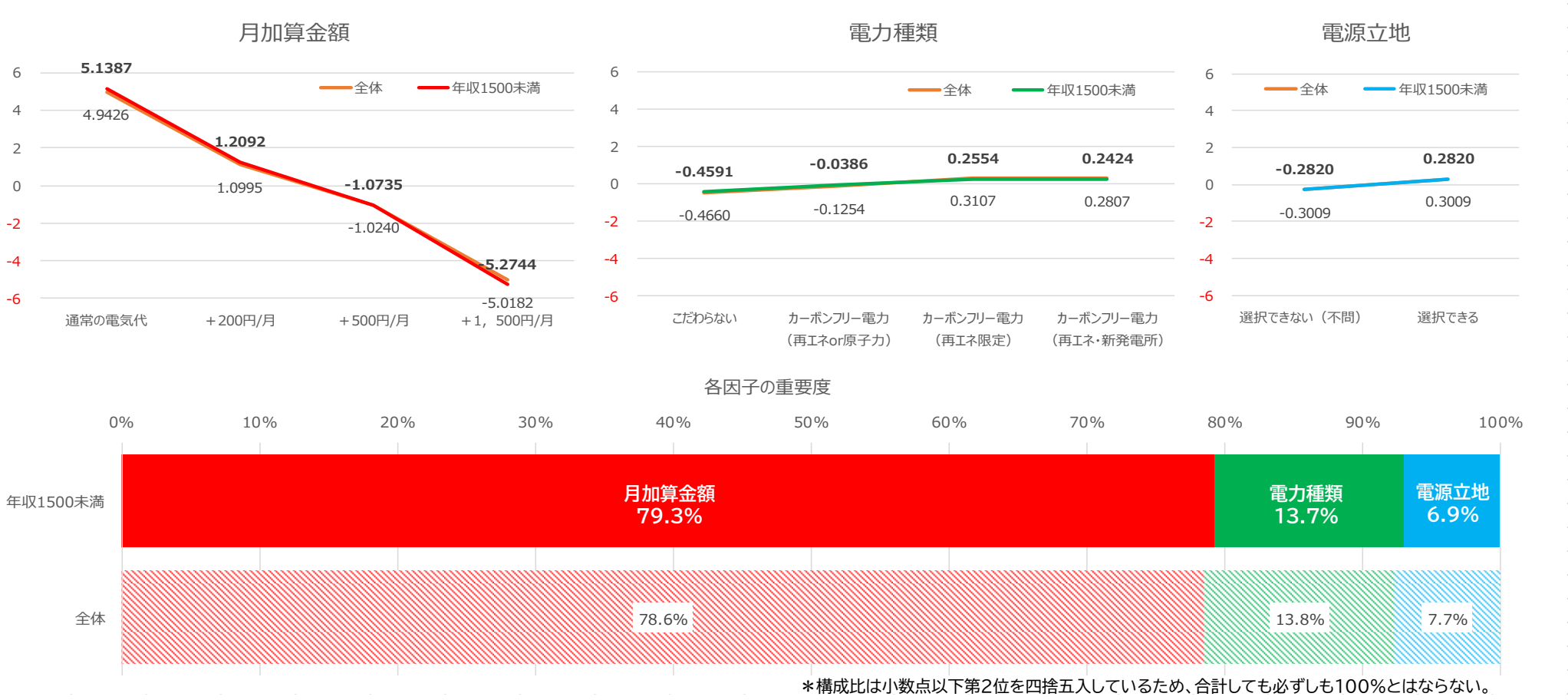
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.8%	41.0%	23.8%	12.3%	5.9%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	49.6%	30.7%	16.6%	8.2%	3.9%	1.8%	0.8%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	56.9%	37.2%	21.0%	10.7%	5.1%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	58.1%	38.4%	21.9%	11.2%	5.3%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	73.5%	55.5%	35.9%	20.1%	10.1%	4.8%	2.2%	1.0%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	74.4%	56.6%	37.0%	20.9%	10.6%	5.1%	2.3%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（世帯年収1,200～1,500万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が79.3%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。



＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

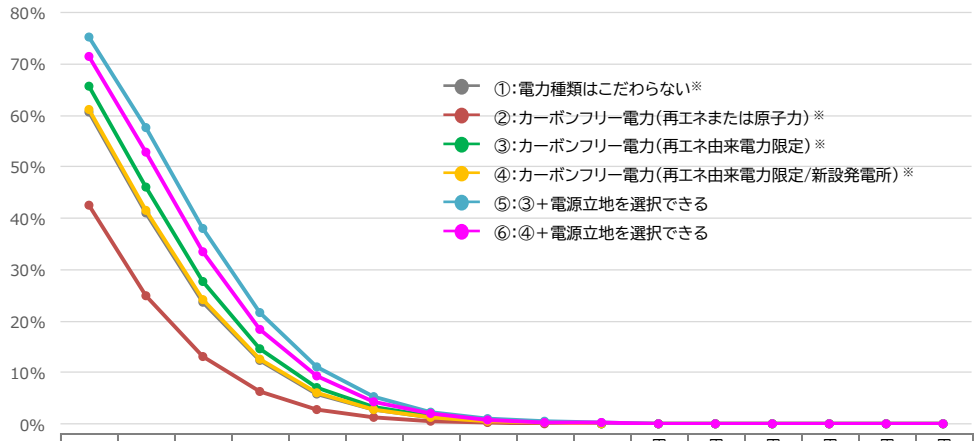
コンジョイント結果（世帯年収1,500～2,000万円未満）

- 世帯年収1,500～2,000万円未満層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で58円加算と相対的に著しく低め。また、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-37円と、負の度合いがかなり強い。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、139円/月（0.46円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額（月加算金額：300kWh使用想定）	限界支払意思額（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	54円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-37円	-0.12円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	81円	0.27円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	57円	0.19円/kWh
電源立地を選択できる	58円	0.19円/kWh

購入率予測



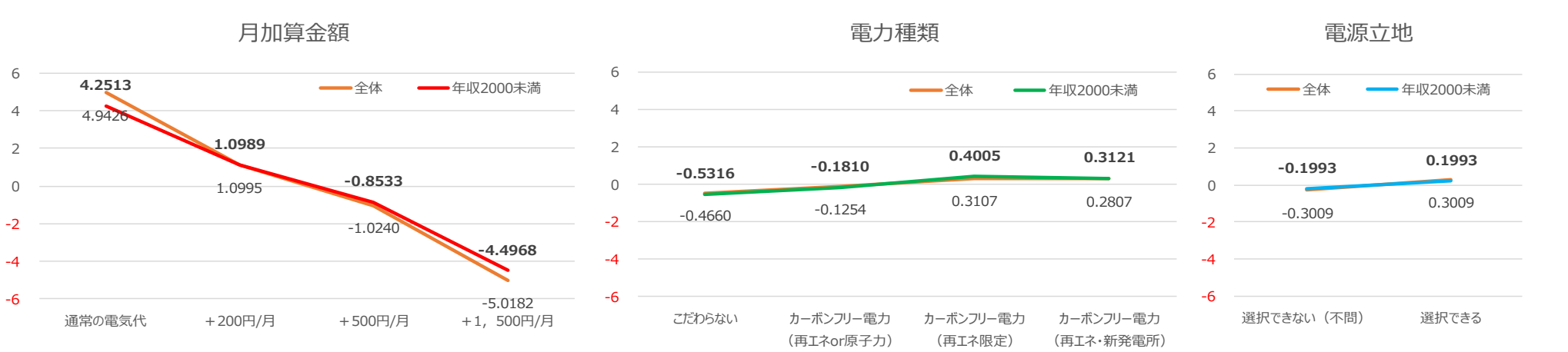
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.7%	40.9%	23.8%	12.3%	5.9%	2.7%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	42.6%	25.0%	13.1%	6.3%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	65.6%	46.2%	27.8%	14.8%	7.2%	3.4%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	61.2%	41.5%	24.1%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	75.2%	57.7%	38.0%	21.6%	11.0%	5.3%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	71.5%	53.0%	33.6%	18.5%	9.3%	4.4%	2.0%	0.9%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

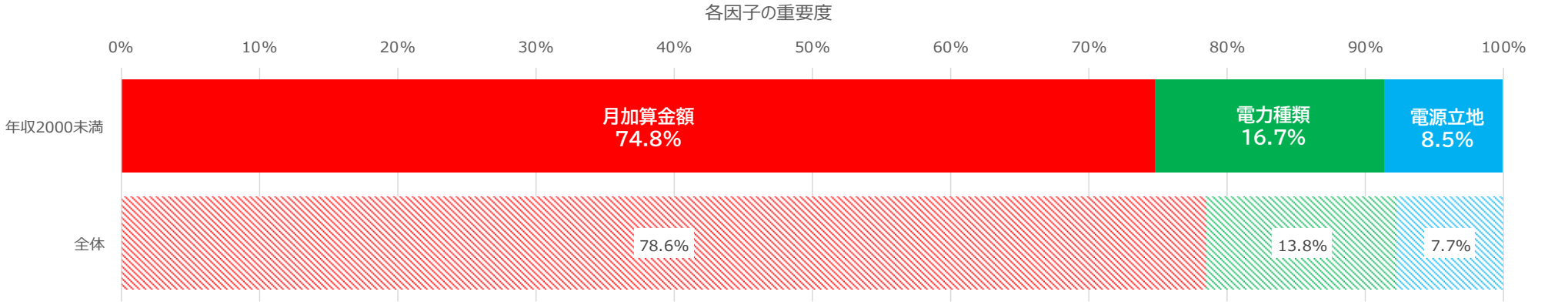
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（世帯年収1,500～2,000万円未満）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が74.8%を占めている。
  この割合は全体より低く、その分[電源種類]（16.7%）、[電源立地]（8.5%）の重視度がやや高めとなる。





Copyright © Mitsubishi Research Institute

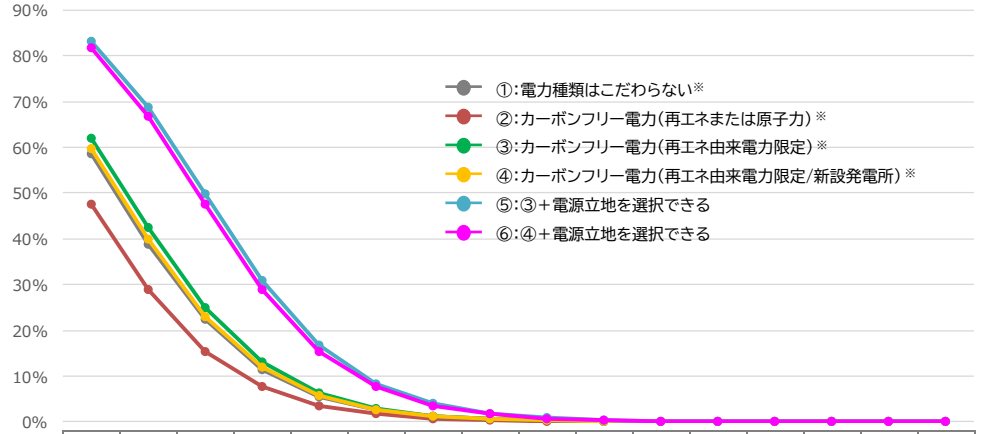
コンジョイント結果（世帯年収2,000万円以上）

- 世帯年収2,000万円以上層の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で138円加算とかなり高め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-13円と、負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、200円/月（0.67円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	44円	0.15円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-13円	-0.04円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	62円	0.21円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	50円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	138円	0.46円/kWh

購入率予測



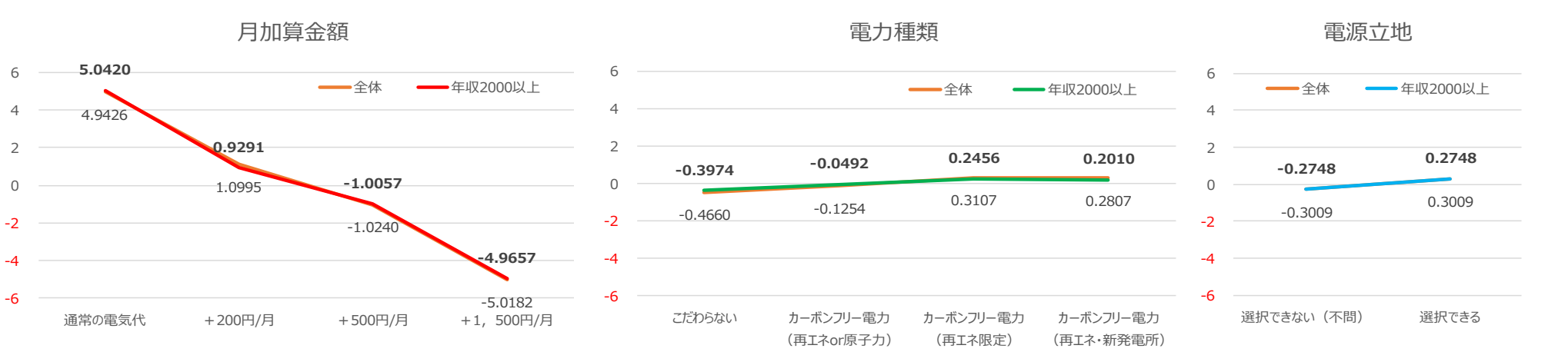
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	58.7%	39.0%	22.3%	11.4%	5.5%	2.5%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	47.5%	28.9%	15.4%	7.6%	3.6%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	62.1%	42.4%	24.9%	12.9%	6.3%	2.9%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	59.8%	40.1%	23.1%	11.9%	5.7%	2.7%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	83.1%	68.9%	49.9%	30.9%	16.7%	8.3%	3.9%	1.8%	0.8%	0.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	81.7%	66.8%	47.5%	28.9%	15.4%	7.6%	3.6%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

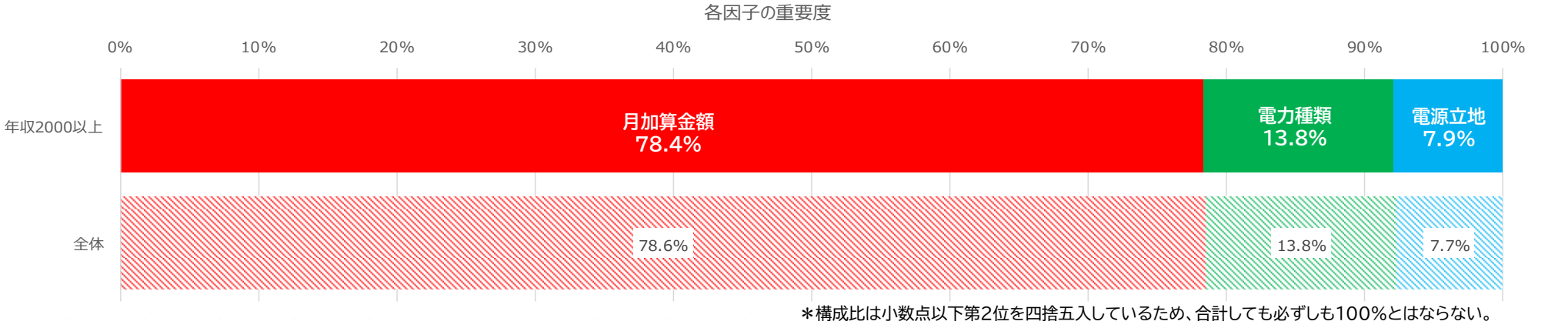
※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（世帯年収2,000万円以上）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.4%を占めている。
  この割合はほぼ全体と同水準であり、他の[電源種類]（13.8%）、[電源立地]（7.9%）もほぼ同様の傾向を示す。





＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

再生可能エネルギー調達に関する個人需要家向けアンケート結果

1. 調査概要
2. 調査結果
   - ①家庭への再生可能エネルギー導入に関する質問
   - ②コンジョイント調査（再生可能エネルギーへの支払意思額）
     - 全体
     - 電力会社別
     - 年代別
     - 個人年収別
     - 世帯年収別
     - その他属性別

Copyright © Mitsubishi Research Institute

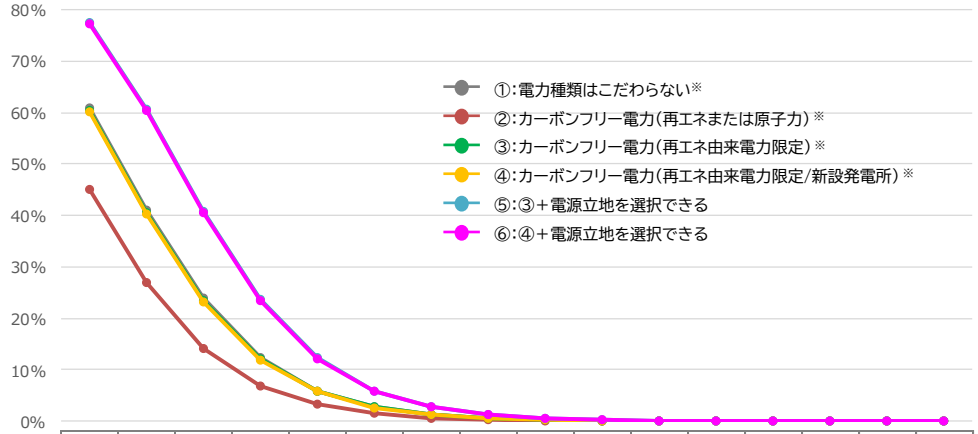
コンジョイント結果(一戸建て居住者)

- 一戸建て住宅居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で102円加算。一方、「カーボンフリー電力(再エネまたは原子力)」の限界支払意思額は-24円と、負の度合いが高め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力(再エネ由来電力限定)+電源立地選択可』が最も高い、154円/月(0.51円/kWh)加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	(月加算金額:300kWh使用想定)	(kWhあたり加算金額)
電力種類はこだわらない(火力、再エネ、または原子力由来の電力)※	55円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力(再エネまたは原子力由来の電力)※	-24円	-0.08円/kWh
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定)※	52円	0.17円/kWh
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定/新しく設置した発電所からの電力)※	51円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	102円	0.34円/kWh

購入率予測



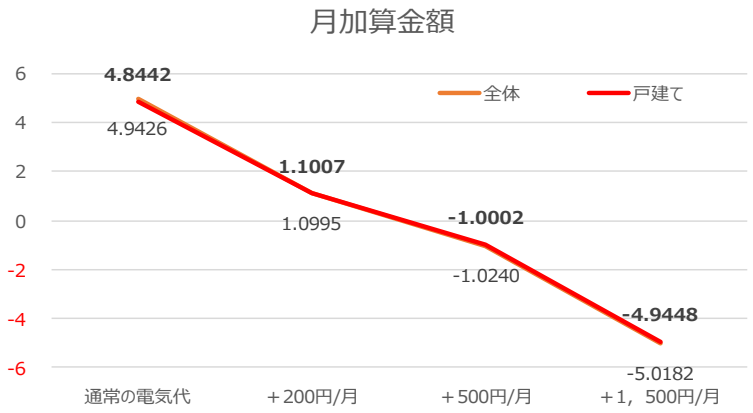
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.9%	41.1%	23.9%	12.4%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	45.2%	27.0%	14.3%	7.0%	3.2%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.3%	40.6%	23.5%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.0%	40.3%	23.3%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	77.4%	60.6%	40.9%	23.7%	12.3%	5.9%	2.7%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	77.2%	60.3%	40.6%	23.5%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

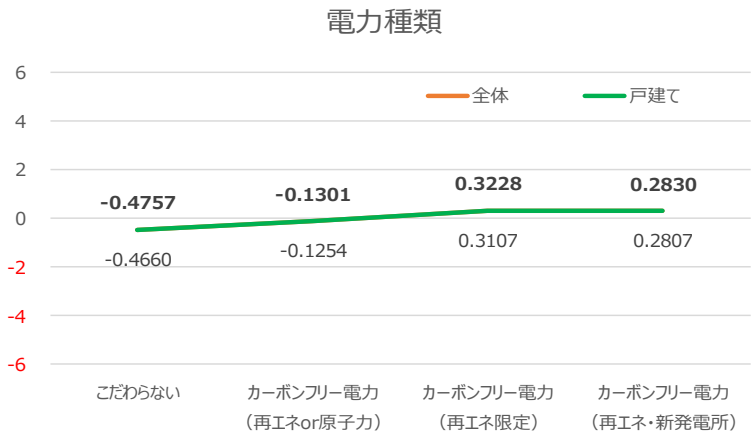
※:4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

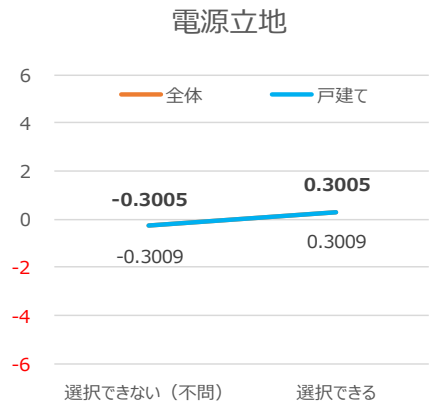
Copyright © Mitsubishi Research Institute

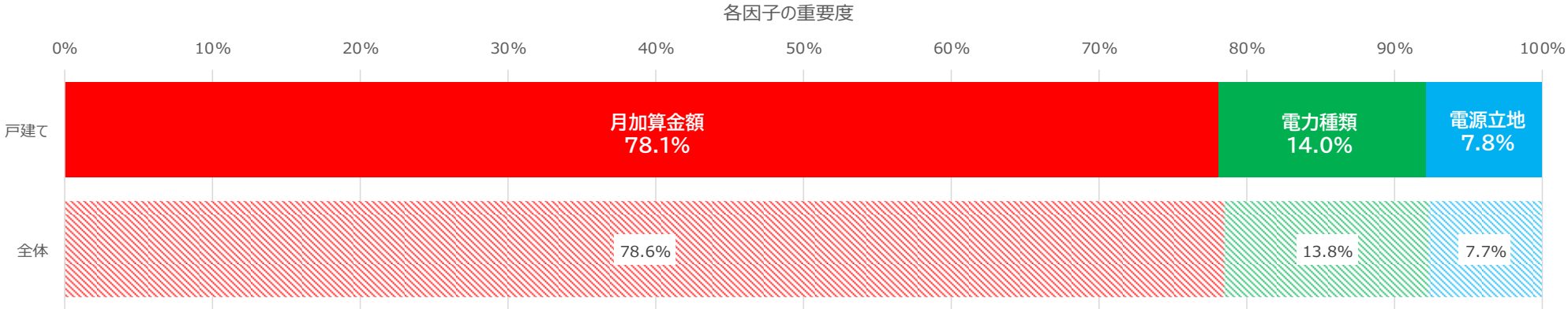
コンジョイント結果（一戸建て居住者）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.1%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。









＊構成比は小数点以下第2位を四捨五入しているため、合計しても必ずしも100%とはならない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

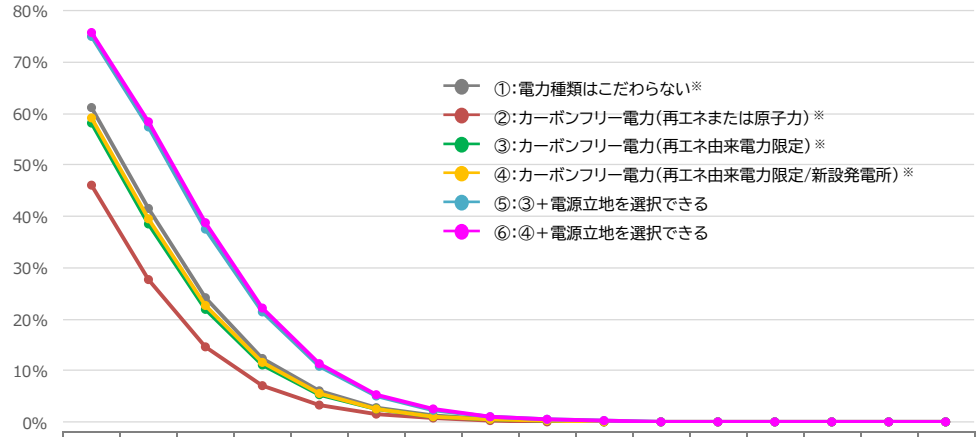
コンジョイント結果(集合住宅居住者)

- 集合住宅居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で96円加算と相対的に低め。一方、「カーボンフリー電力(再エネまたは原子力)」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力(再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力)+電源立地選択可』が最も高い、143円/月(0.48円/kWh)加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	(月加算金額:300kWh使用想定)	(kWhあたり加算金額)
電力種類はこだわらない(火力、再エネ、または原子力由来の電力)※	57円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力(再エネまたは原子力由来の電力)※	-20円	-0.07円/kWh
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定)※	41円	0.14円/kWh
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定/新しく設置した発電所からの電力)※	47円	0.16円/kWh
電源立地を選択できる	96円	0.32円/kWh

購入率予測



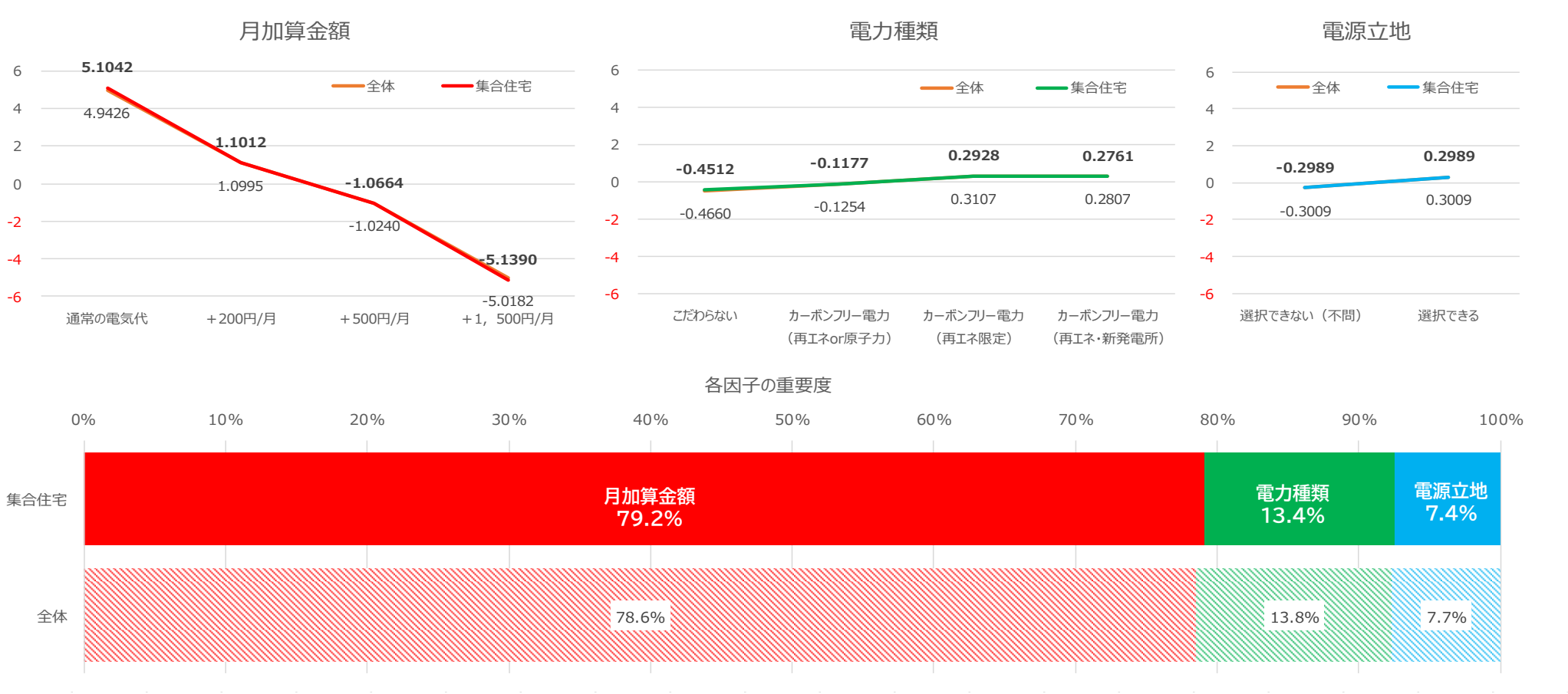
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.2%	41.4%	24.1%	12.5%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	46.1%	27.7%	14.7%	7.2%	3.4%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	58.2%	38.4%	21.9%	11.2%	5.4%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	59.2%	39.5%	22.7%	11.7%	5.6%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	74.9%	57.3%	37.6%	21.3%	10.8%	5.2%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	75.7%	58.4%	38.7%	22.1%	11.3%	5.4%	2.5%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

※:4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（集合住宅居住者）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が79.2%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。



Copyright © Mitsubishi Research Institute

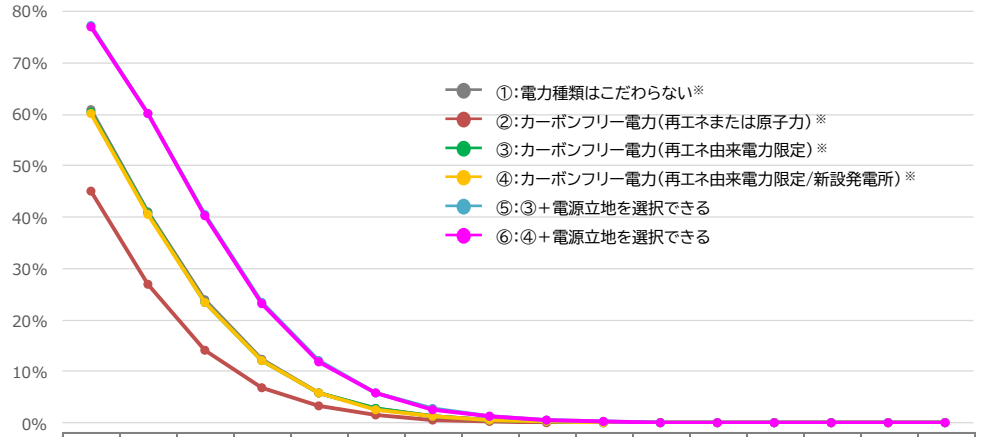
コンジョイント結果（持ち家居住者）

- 持ち家居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で99円加算と相対的に低め。一方、「カーボンフリー電力（再エネまたは原子力）」の限界支払意思額は-25円と、負の度合いが強め。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力（再エネ由来電力限定）＋電源立地選択可』が最も高い、152円/月（0.51円/kWh）加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	（月加算金額：300kWh使用想定）	（kWhあたり加算金額）
電力種類はこだわらない（火力、再エネ、または原子力由来の電力）※	55円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネまたは原子力由来の電力）※	-25円	-0.08円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定）※	53円	0.18円/kWh
カーボンフリー電力（再エネ由来電力に限定／新しく設置した発電所からの電力）※	52円	0.17円/kWh
電源立地を選択できる	99円	0.33円/kWh

購入率予測



	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	60.8%	41.1%	23.9%	12.3%	6.0%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	45.1%	26.9%	14.2%	6.9%	3.2%	1.5%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	60.4%	40.7%	23.5%	12.2%	5.9%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	60.2%	40.5%	23.4%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	77.1%	60.2%	40.5%	23.4%	12.1%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	77.0%	60.0%	40.3%	23.3%	12.0%	5.8%	2.7%	1.2%	0.6%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

※：4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

コンジョイント結果（持ち家居住者）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が78.2%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。

Copyright © Mitsubishi Research Institute

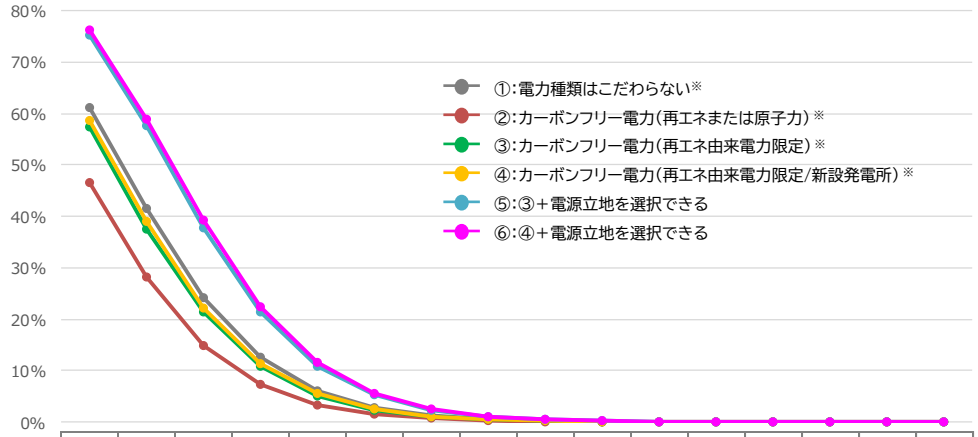
コンジョイント結果(賃貸住宅居住者)

- 賃貸住宅居住者の結果は、下記の通りまとめられる。限界支払意思額は、「電源立地選択」で101円加算。一方、「カーボンフリー電力(再エネまたは原子力)」の限界支払意思額は負の値となっている。
- カーボンフリー電力メニューパターンの中では、『カーボンフリー電力(再エネ由来電力限定/新しく設置した発電所からの電力)+電源立地選択可』が最も高い、145円/月(0.48円/kWh)加算の限界支払意思額となっている。

限界支払意思額

属性	限界支払意思額	
	(月加算金額:300kWh使用想定)	(kWhあたり加算金額)
電力種類はこだわらない(火力、再エネ、または原子力由来の電力)※	57円	0.19円/kWh
カーボンフリー電力(再エネまたは原子力由来の電力)※	-17円	-0.06円/kWh
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定)※	37円	0.12円/kWh
カーボンフリー電力(再エネ由来電力に限定/新しく設置した発電所からの電力)※	44円	0.15円/kWh
電源立地を選択できる	101円	0.34円/kWh

購入率予測



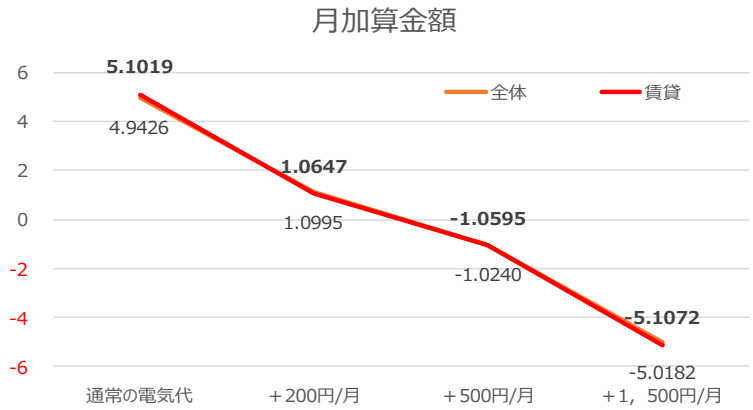
	0円	100円	200円	300円	400円	500円	600円	700円	800円	900円	1000円	1100円	1200円	1300円	1400円	1500円
①	61.3%	41.6%	24.2%	12.6%	6.1%	2.8%	1.3%	0.6%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
②	46.5%	28.1%	15.0%	7.3%	3.4%	1.6%	0.7%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
③	57.3%	37.6%	21.3%	10.9%	5.2%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
④	58.7%	38.9%	22.3%	11.4%	5.5%	2.5%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑤	75.1%	57.6%	37.9%	21.5%	11.0%	5.2%	2.4%	1.1%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
⑥	76.2%	58.9%	39.2%	22.5%	11.5%	5.5%	2.6%	1.2%	0.5%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

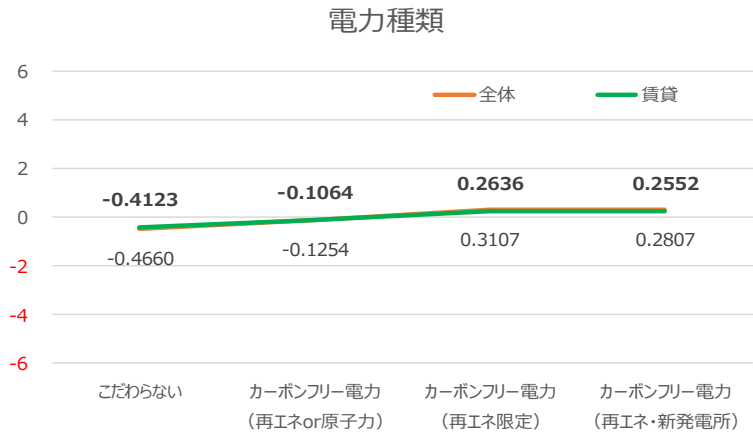
※:4つの電力種類に関する限界支払意思額は、電源立地を選択できない電力メニューパターンにおける限界支払意思額となっている。電源立地を選択できる電力メニューパターンの支払意思額については、※の4つの電源種類の各限界支払意思額に「電源立地を選択できる」の支払意思額を加算して算出される。

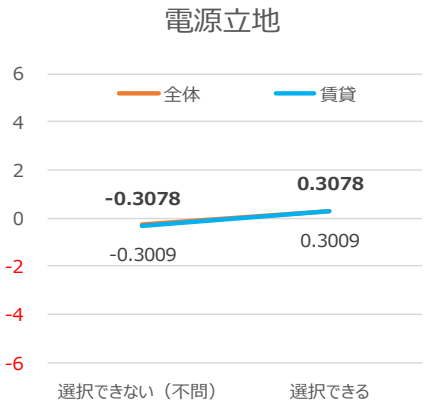
Copyright © Mitsubishi Research Institute

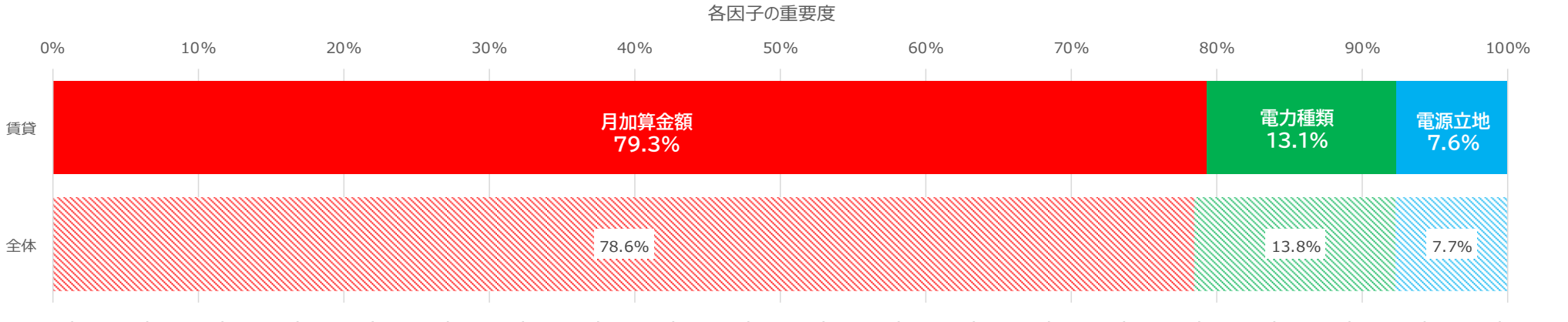
コンジョイント結果（賃貸住宅居住者）

- 各因子の重要度では、[月加算金額]が79.3%を占めている。
  重要度は全体結果とほぼ差異がない。









Copyright © Mitsubishi Research Institute