



# コーポレートPPA 日本の最新動向

2026年版

## 1. 契約形態

- オンサイトPPA
- フィジカルPPA
- バーチャルPPA

## 2. 電気料金の比較

## 3. オフサイトPPAの事例

## 4. 課題と解決策

2026年3月



# コーポレートPPAに関する最新トピック

## 1. 契約件数の増加が続く

コーポレートPPAの契約件数はオンサイト、オフサイトともに増えている。太陽光発電のコストが低下したことで、CO<sub>2</sub>（二酸化炭素）の削減につながる追加性のある電力を調達する手段として、コーポレートPPAを選択する動きが企業や自治体のあいだで活発だ。契約形態も多様になり、複数の需要家による共同契約の事例も出てきた。

## 2. 契約単価が高くなる傾向も

中国製の太陽光パネルの価格上昇が見込まれるほか、人件費の上昇に伴って施工費が増加するなど、コーポレートPPAの契約単価を押し上げる要因が生じている。直近ではオンサイトPPAの契約単価が上昇傾向だが、通常の電気料金よりも安い状況は続く。オフサイトPPAは既設の発電設備を対象にした案件も増えて、契約単価の水準に変化は見られない。

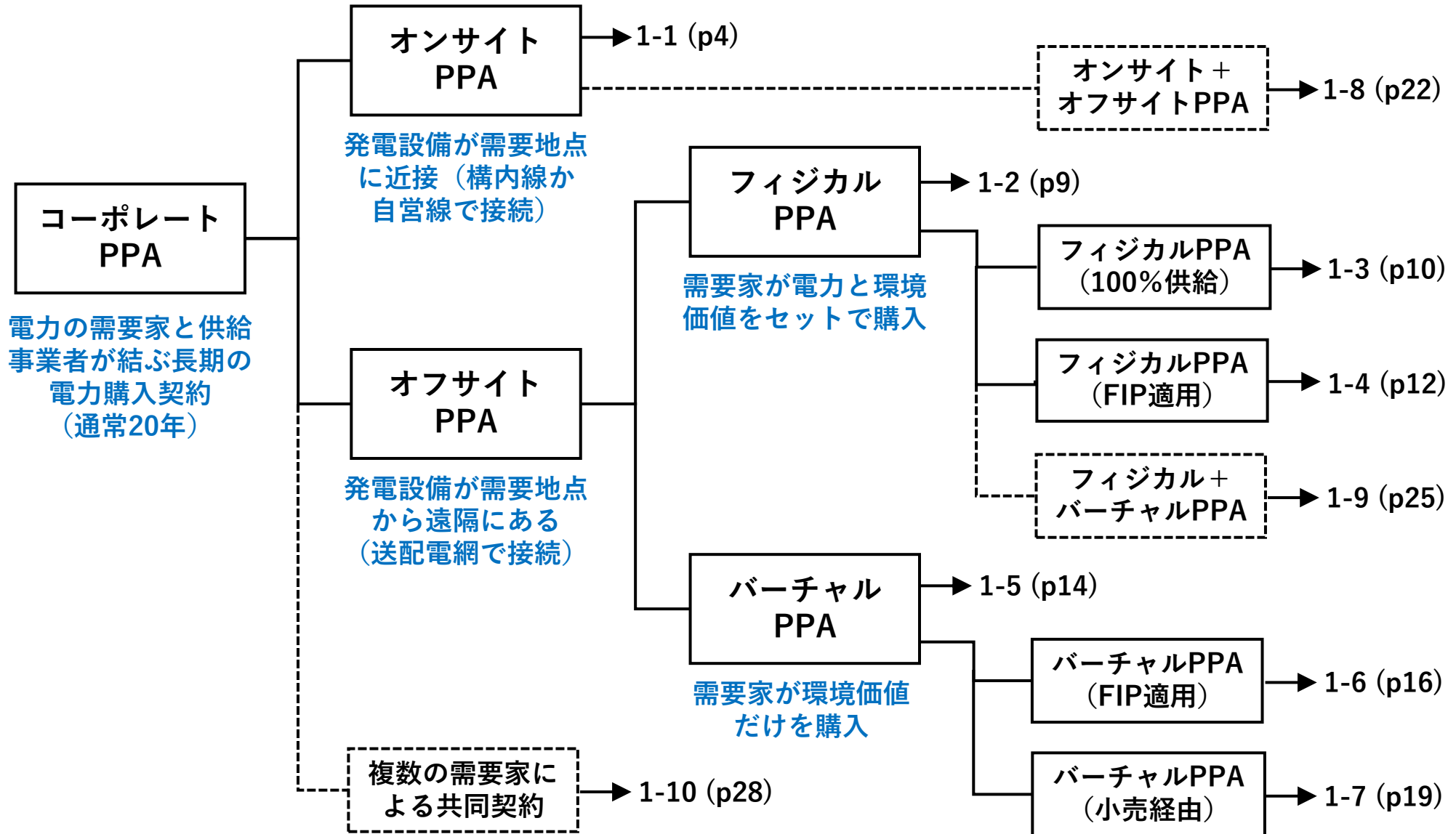
## 3. バーチャルPPAが増える

電力と環境価値（証書）を購入するフィジカルPPAが拡大する一方、環境価値だけを長期に購入するバーチャルPPAを選択する需要者が大手の企業を中心に増えてきた。従来の電力契約を変更する必要がなく、フィジカルPPAよりも導入しやすいことが理由だ。需要家のコストが変動する点が課題だが、固定価格の契約などで変動リスクを抑える事例もある。

## 4. 太陽光以外のニーズが高まる

日本では太陽光発電が主流だが、風力などを対象にしたオフサイトPPAのニーズも高まってきた。太陽光の電力を補完するメリットがあるものの、発電コストが太陽光よりも高い点が課題だ。既設の発電設備でFIT（固定価格買取制度）からFIP（フィードインプレミアム）へ移行すると、太陽光と同程度の契約単価でオフサイトPPAを締結できるケースが多い。

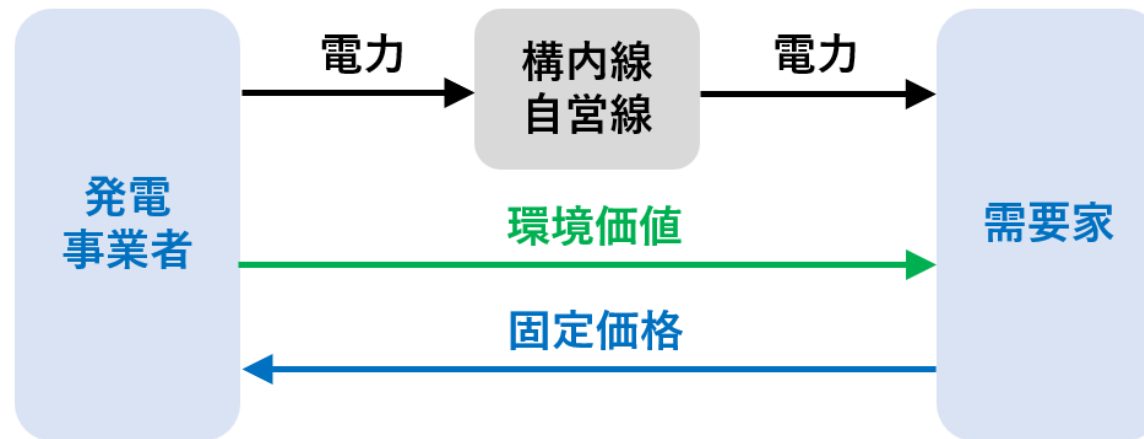
# コーポレートPPAの選択肢



# 1-1：オンサイトPPAの契約形態

オンサイトPPAは発電事業者と需要家が直接契約を結ぶ。需要家は用地を提供して、発電した電力と環境価値を固定価格で購入。

[オンサイトPPAの契約形態]

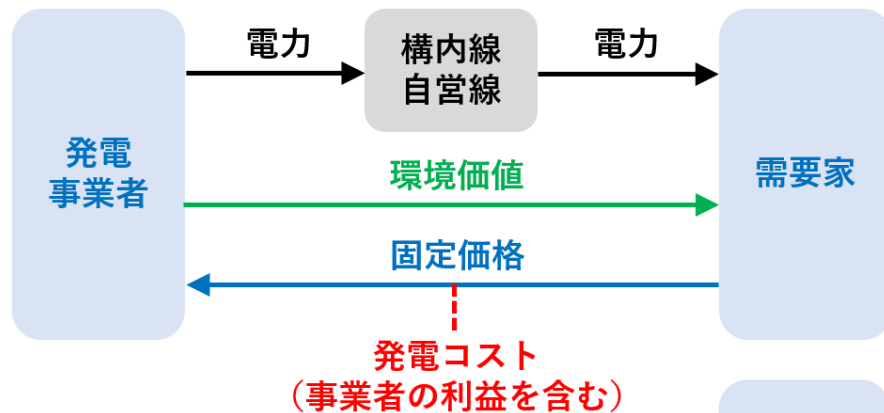


概要	利点	課題
<ul style="list-style-type: none"><li>●需要家が電力を必要とする建物の屋上や敷地内の空き地を発電事業者に提供して、自然エネルギーの発電設備の建設・運転・保守を発電事業者に委託。発電した電力と環境価値を需要家が長期契約で購入する。</li><li>●電力と環境価値の取引価格は固定。</li><li>●近隣の土地に設置した発電設備の電力を自営線で供給する場合を含む。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>●需要家は発電設備の建設・運転に責任を負わない（自家発電との違い）。</li><li>●送配電網を使用しないので託送料や再エネ賦課金がかからない（通常の電力契約と比べて需要家が支払う料金が低い）。</li><li>●契約期間が満了した時点で需要家が発電設備を無償で引き取ることができる（契約条件による）。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>●発電設備の規模が相対的に小さいために、発電量が限られる（用地が広くない場合が多い）。</li><li>●余剰電力が生じる場合には対策が必要（送配電事業者との接続契約、蓄電池の導入など）。</li></ul>

# オンサイトPPAと通常の電力契約

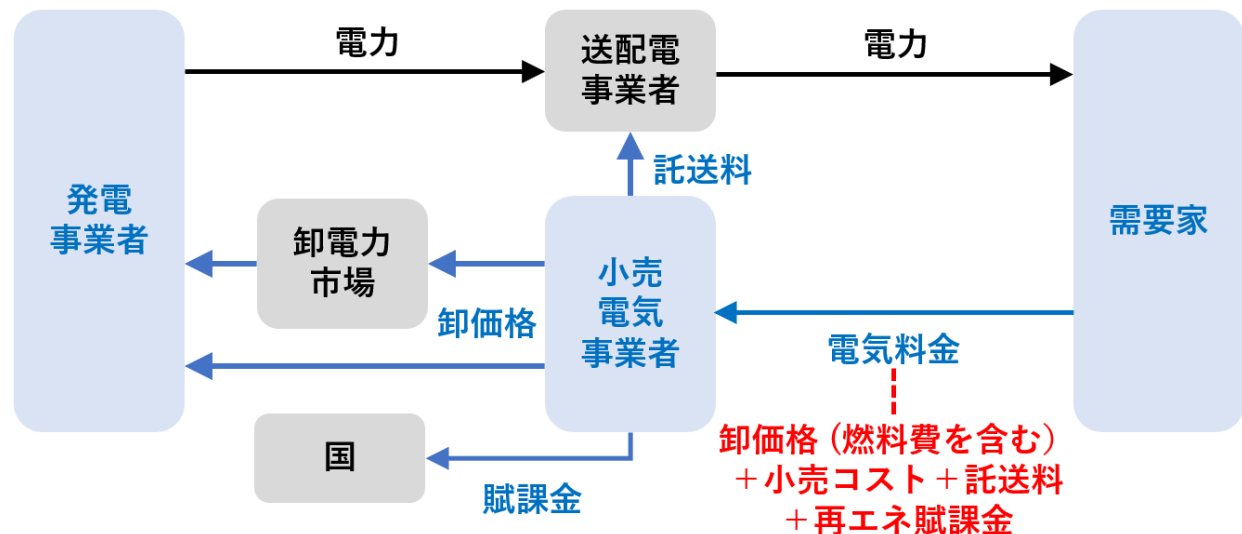
オンサイトPPAは発電コストをもとに、固定価格で契約する。一方、通常の電力契約では、小売電気事業者の電力調達コストのほかに、燃料費調整額、託送料、再エネ賦課金などを上乗せする (p39を参照)。

## [オンサイトPPAの契約形態]



オンサイトPPAと通常の電気料金の比較は2-1 (p31)

## [通常の電力契約]



# オンサイトPPAの事例（屋根設置）



設置場所：DMG森精機 伊賀事業所（三重県伊賀市）  
発電規模：合計13.4MW、想定発電電力量：1400万kWh/年  
契約期間：2023年2月から順次開始、20年間

\* 屋根設置のオンサイトPPAでは国内で最大級

出典：DMG森精機

# オンサイトPPAの事例 (地上設置)



設置場所：関西国際空港 2期島北側ほか (大阪府泉佐野市)  
発電規模：合計22.9MW、想定発電電力量：2775万kWh  
契約期間：2025年2月から

\* 地上設置のオンサイトPPAでは国内で最大級

出典：オリックス

# オンサイトPPAの事例 (カーポート設置)



設置場所：イオンモール大和郡山 (奈良県大和郡山市)

発電規模：3.1MW

契約期間：2025年10月から

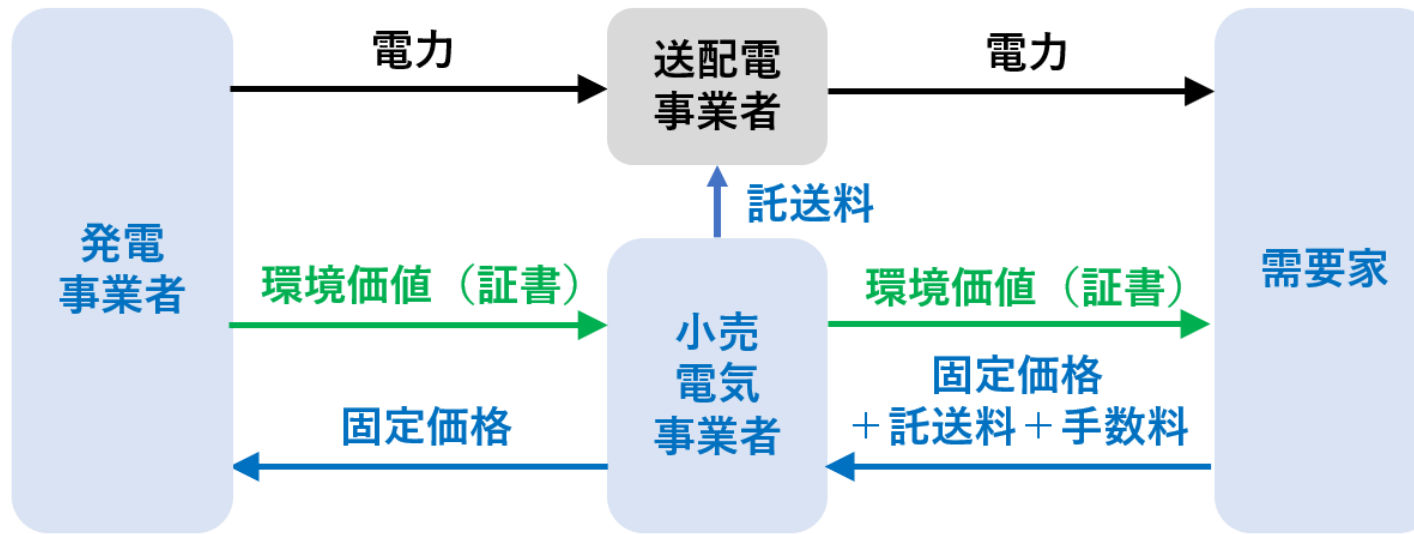
\* カーポート設置のオンサイトPPAでは国内で最大級

出典：Sun Trinity

# 1-2：フィジカルPPAの契約形態

フィジカルPPAでは遠隔地に建設した発電設備の電力と環境価値をセットで需要家が購入する。オンサイトPPAと同様に固定価格。

[フィジカルPPAの契約形態]



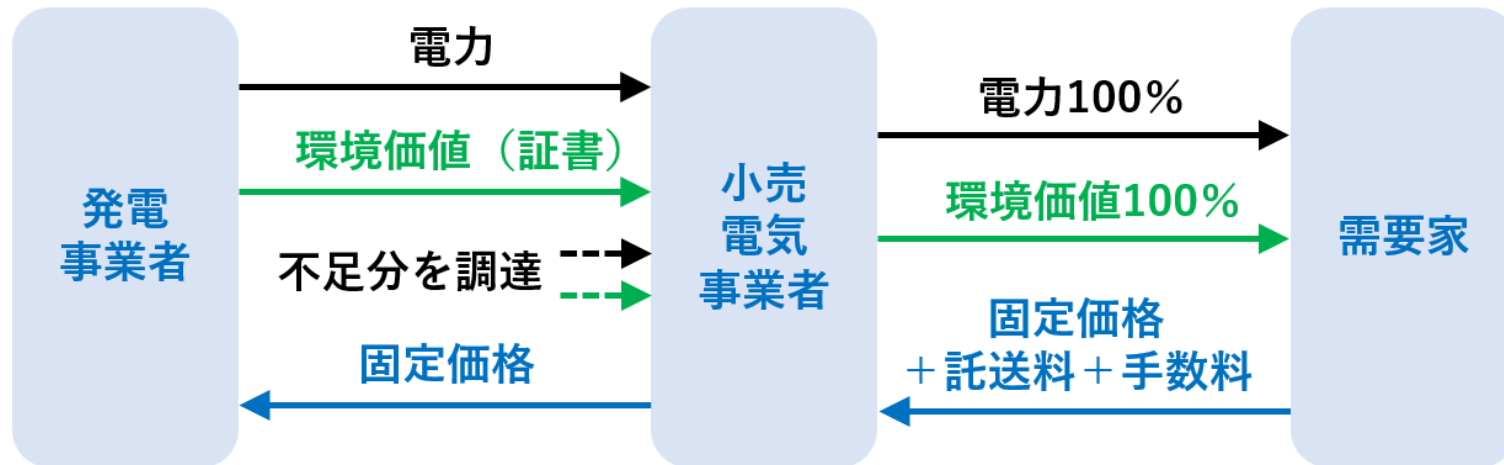
フィジカルPPAと通常電気料金の比較は2-2/2-3 (p36/38)

概要	利点	課題
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電事業者が需要家に専用の自然エネルギーの発電設備を建設して、発電した電力と環境価値を小売電気事業者を通じて需要家に長期契約で提供する。</li> <li>● 電力と環境価値の取引価格は固定。</li> <li>● 需要家は送配電網を利用するための託送料のほか、小売電気事業者に手数料を支払う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需要家は発電設備を特定して契約できるため、環境負荷などを考慮して電力を調達できる。</li> <li>● 電力の購入コストを長期に固定できる（電気料金の単価が変動しない）。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 電力の供給を受ける需要地点を特定して契約する必要がある。</li> <li>● 需要に対して発電量が不足する分を調達する必要がある。</li> </ul>

# 1-3：フィジカルPPAの契約形態（100%供給）

フィジカルPPAで需要の全量を満たせない場合に、小売電気事業者が不足分の電力と環境価値を調達して、需要家に自然エネルギーの電力100%で供給する。

[自然エネルギーの電力100%供給モデル]



\* フィジカルPPAによる供給分と別途調達する不足分で個別に価格を設定する場合と、両方を合わせて同じ固定価格で契約する場合がある。

# フィジカルPPAの事例 (100%供給)



	グリーン電力	オフサイト PPA
セブン-イレブン 40 店舗	2021 年 6 月	2021 年 6 月 (NTTAE 千葉若葉太陽光発電所)
アリオ亀有	2021 年 4 月	2022 年 1 月 (NTTAE 香取岩部太陽光発電所)

発電規模：3.1MW

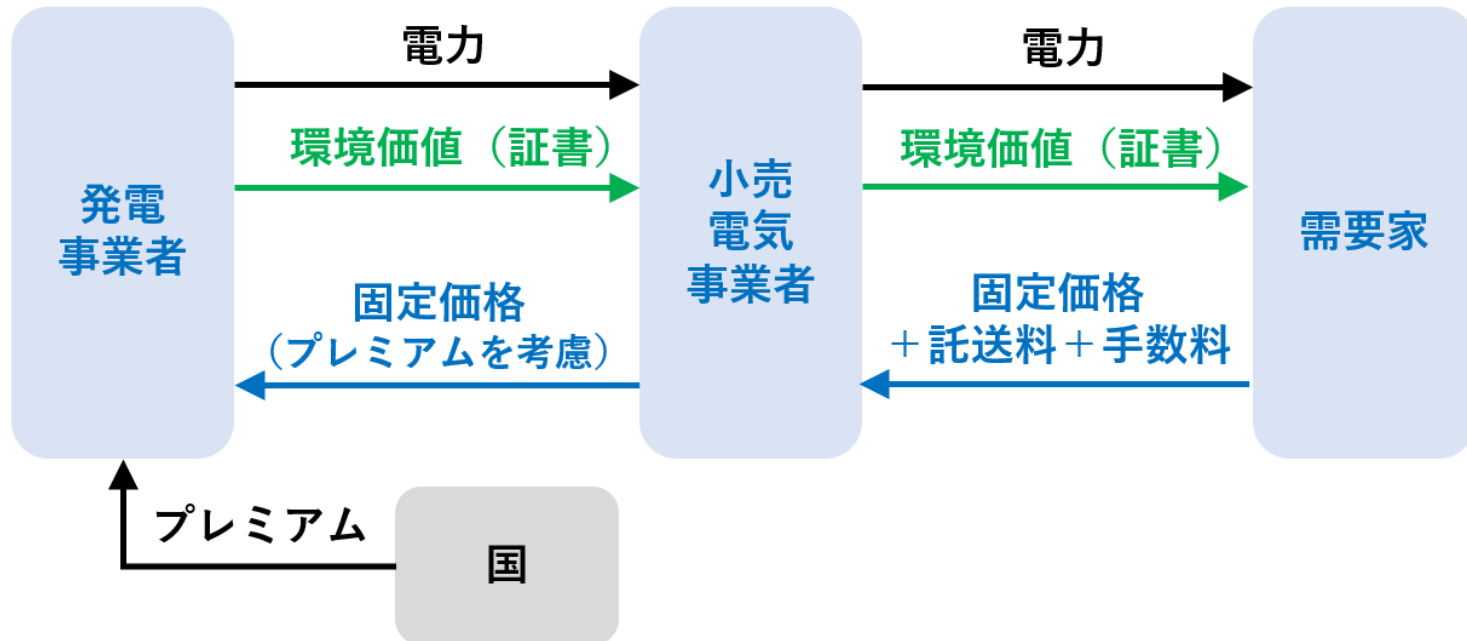
契約期間：2021年6月から順次開始、20年間

出典：セブン&アイ・ホールディングスほか

# 1-4：フィジカルPPAの契約形態（FIP適用）

フィジカルPPAの対象になる発電設備にフィードインプレミアム（FIP）を適用することにより、太陽光と比べて発電コストが高い風力なども契約しやすくなる（FITから移行した発電設備も同様、次ページを参照）。

## [FIPを適用したフィジカルPPAの契約形態]



\* フィードインプレミアムでは発電設備ごとに基準価格を設定。基準価格と卸電力市場の取引価格の差額をもとに月単位でプレミアムを計算して、発電事業者に付与する（p18を参照）。風力などの基準価格は太陽光よりも高く、プレミアムを考慮してフィジカルPPAの固定価格を低めに設定することが可能になる。

# FITからFIPへの移行によるコーポレートPPA

FIT（固定価格買取制度）の認定を受けた発電設備をFIP（フィードインプレミアム）へ移行すると、発電事業者は環境価値がある電力を供給できるようになり、コーポレートPPAを締結できる。FITの買取価格と同額のFIP基準価格をもとにプレミアムを得ることで、FIT買取価格（FIP基準価格）よりも低い単価で契約が可能になる。

\* FITからFIPへ移行する（転じる）ことを“FIP転”と呼ぶ場合が多い。

## [FITからFIPへ移行した場合の発電事業者の収入イメージ]

FIT認定  
発電設備



FIP認定  
発電設備

発電事業者の収入 = FIT買取価格 × 発電電力量  
(例) FIT買取価格：18円/kWh (2018年度、太陽光)  
20円/kWh (同上、陸上風力)

\*FITの認定年度は運転開始年度よりも早い場合が多い。

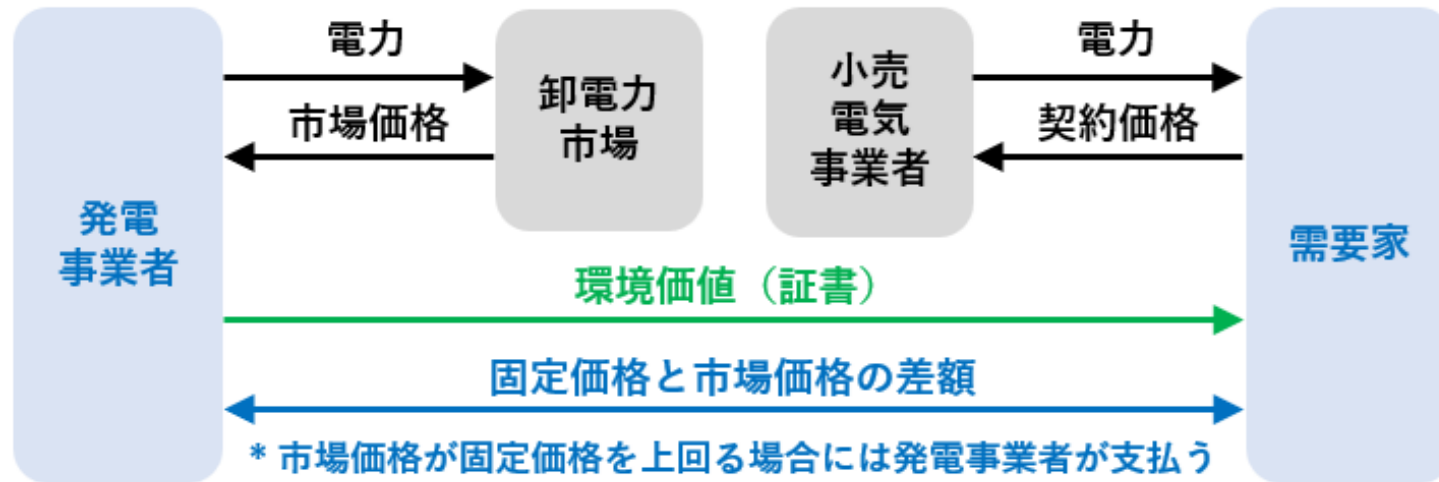
FIP基準価格 = FIT買取価格  
FIPプレミアム：FIP基準価格と市場価格の差額をもとに算定  
発電事業者の収入 = (売電価格 + FIPプレミアム) × 発電電力量

\*コーポレートPPAの契約単価（売電価格）を市場価格（年間平均）の想定よりも高く設定すれば、発電事業者はFIPプレミアムを加えることで、FITと同等以上の収入を期待できる（市場価格の水準はp34を参照）。

# 1-5：バーチャルPPAの契約形態

バーチャルPPAでは環境価値を需要家が購入。電力は発電事業者が卸電力市場で売却して、固定価格と市場価格の差額を需要家と決済。

[バーチャルPPAの契約形態]



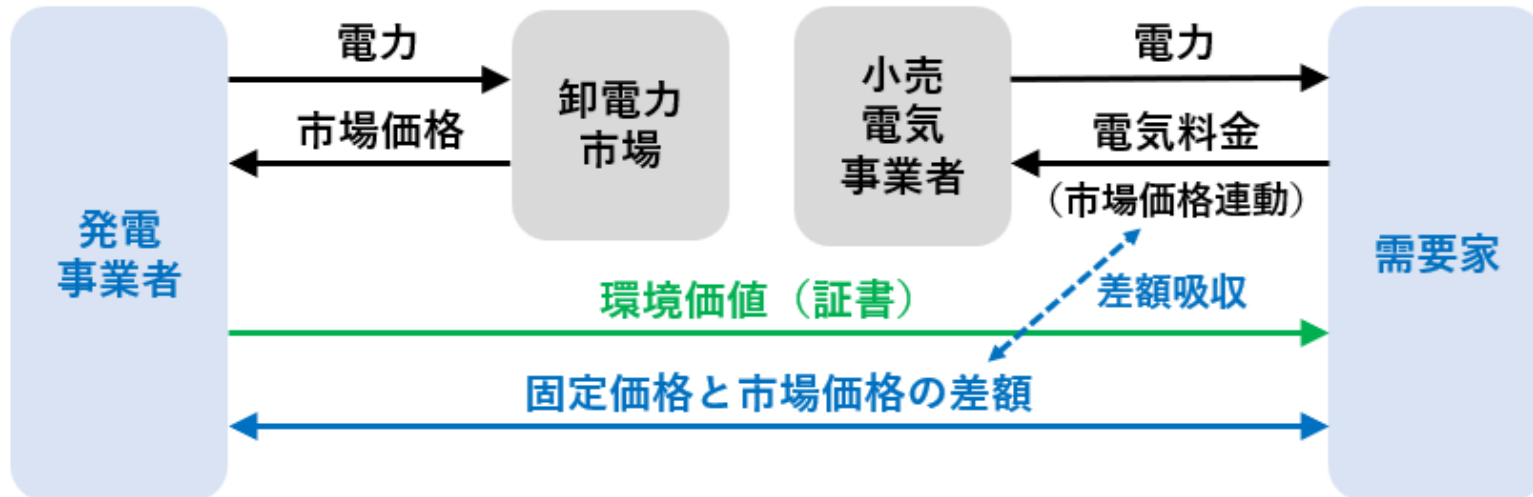
バーチャルPPAと通常電気料金の比較は2-4/2-5 (p40/41)

概要	利点	課題
<ul style="list-style-type: none"> <li>●発電事業者が自然エネルギーの発電設備を建設して環境価値だけを需要家に長期契約で提供する。電力は卸電力市場で売却。</li> <li>●電力と環境価値の取引価格を固定して、市場価格との差額を発電事業者と需要家で決済。</li> <li>●フィードインプレミアムの適用などにより、差額決済を伴わない固定価格の契約も可能。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●需要家は従来の電力契約を変更する必要がない。ビルのテナントでも可能。</li> <li>●環境価値を使用する需要地点を特定する必要がない。</li> <li>●日々の電力需要の変動に関係なく、月間や年間に使用した電力量に対して環境価値を配分できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●電力の調達コストを固定できない（燃料費による価格変動の影響を受ける）。</li> <li>●差額決済のリスクを伴う（市場価格連動型の電力契約を締結することで価格変動を抑制できる、次ページ）。</li> </ul>

# バーチャルPPAと市場価格連動型メニュー

市場価格に連動して電気料金の単価が変動するメニューを小売電気事業者が販売。バーチャルPPAに合わせて、電力の契約を市場価格連動型メニューに切り替えると、差額決済のリスクを軽減できる。

[バーチャルPPAと市場価格連動型メニューの組み合わせ]

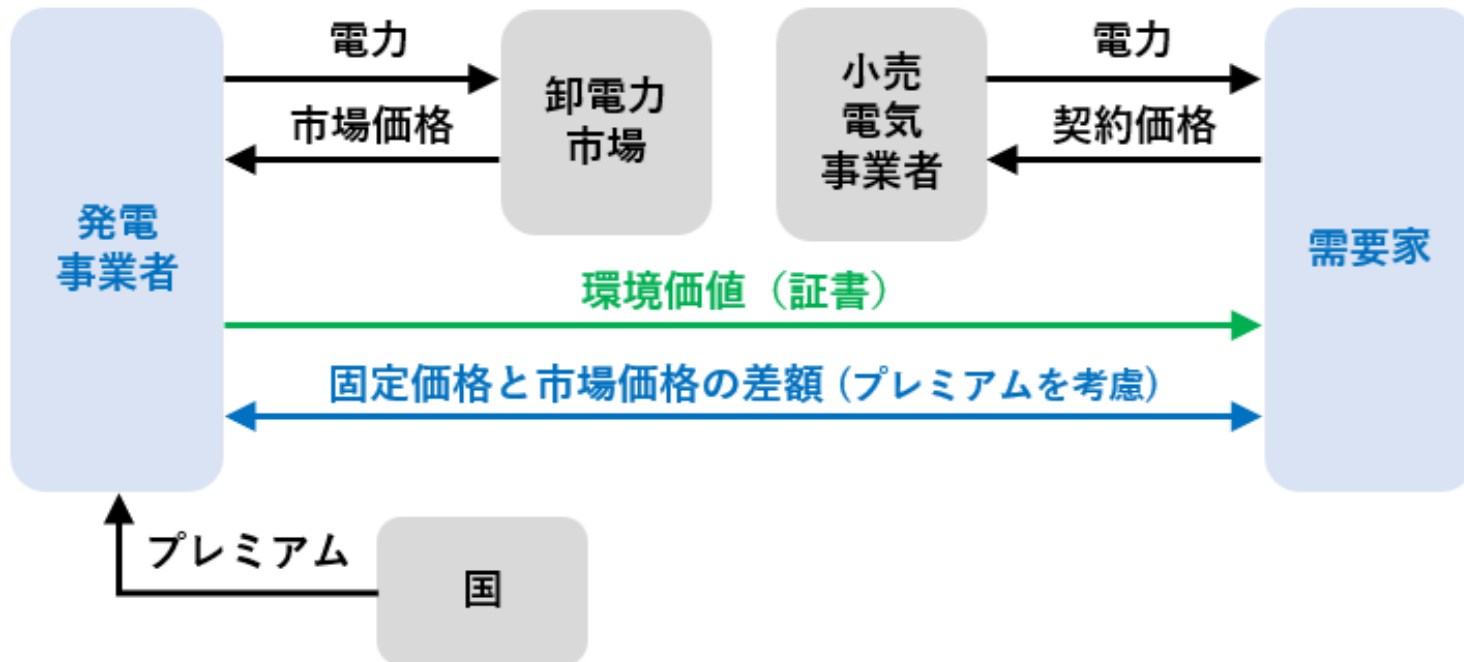


\* 発電と需要のパターン (変動量) は一致しないため、市場価格の変動分をすべて吸収することはできない。

# 1-6：バーチャルPPAの契約形態（FIP適用）

バーチャルPPAの対象になる発電設備にFIPを適用すると、発電事業者は市場価格に応じてプレミアムを得られる。差額決済にプレミアムを加えると需要家のコストは低減（プレミアムの算定方法はp18を参照）。

[FIPを適用したバーチャルPPAの契約形態]



\* 2022年度以降に運転を開始したFIT（固定価格買取制度）を適用しない発電設備のほか、FITからFIPへ移行した発電設備（p13を参照）とFITの買取期間を終了した卒FITの発電設備は運転開始時期に関係なく、1-5と1-6の契約形態が可能（次ページを参照）。

# 非FIT非化石証書の直接取引

バーチャルPPAに限り、非FIT非化石証書の直接取引が認められる。

## 申請対象者

非FIT非化石証書について需要家との直接売買を実施する発電者。\*1  
非FIT非化石証書について需要家との直接売買を実施するアグリゲーター。

## 対象電源

再エネ指定「有」\*2の電源かつ、以下の①～④のいずれかに該当する電源。

- ①2022年4月以降に営業運転開始となる非FIT電源
- ②2021年度以前に営業運転開始した非FIT電源のうち、2022年4月以降にリパリング\*3をした設備の出力増強分（リパリング前の既存出力分は直接取引対象外）
- ③すべてのFIP電源（FITから移行した電源を含む）
- ④すべての卒FIT電源（FIT認定廃止電源を含む）

## 取引要件

- ・ 非FIT再エネ発電者又はアグリゲーターと需要家双方がJEPXにおいて証書の口座を開設すること\*4
- ・ 発電者又はアグリゲーター - 需要家間における非FIT非化石証書の直接売買を証する様式を事務局に提出すること

## 申請期日

直接取引を希望する発電期間の初回の電力量認定申請まで  
（例：2025年4月発電分より直接取引希望の場合は、当該月の電力量認定申請期限である2025年6月末までに申請が必要）

## 申請方法

[発電者又はアグリゲーター - 需要家間における非FIT非化石証書の直接売買を証する様式](#)に必要事項を記入のうえ、PDF（押印要）とExcelの両方で「[non\\_fit@ml.biprogy.com](mailto:non_fit@ml.biprogy.com)」宛にメールで提出

\*1 電事法上の発電事業者及び電事法外の発電者を指します。

\*2 バイオマス等設備において、再エネ指定「有」と「無」が混在する場合は再エネ指定「有」分のみが対象になります。

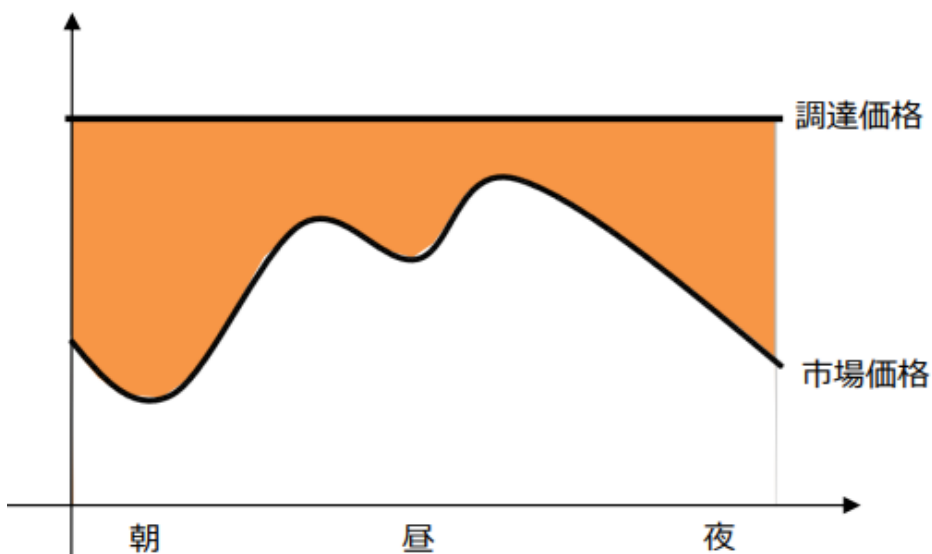
\*3 リパリング設備の認定につきましては右記の資料を確認ください。[非FIT非化石電源に係る認定についての事業者説明資料補足\(リパリング\)](#)

\*4 2025年発電分より需要家間での関係会社に対する融通が可能となりました。

# FIPのプレミアム算定方法

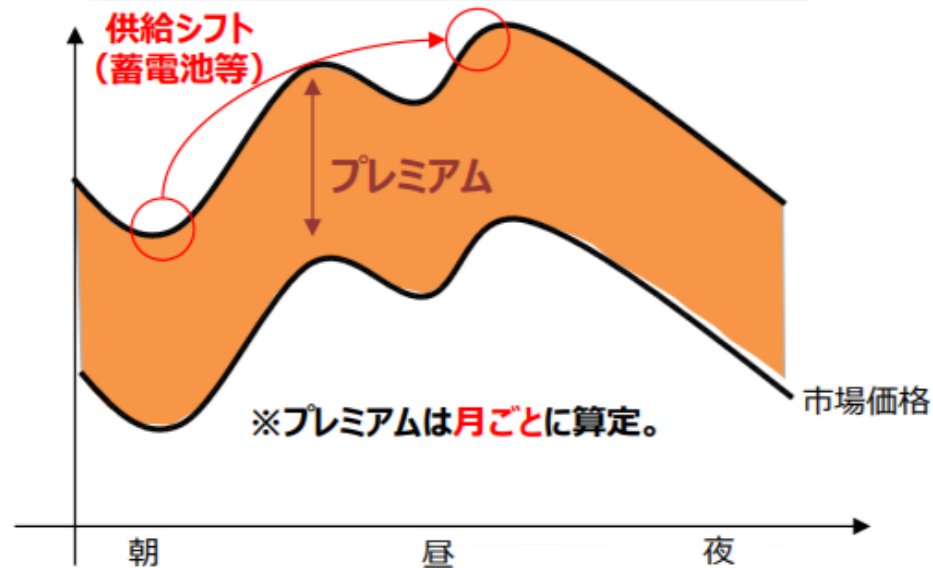
## FIT制度における発電事業者収入

調達価格 × 発電量



## FIP制度における発電事業者収入

(売電価格 + プレミアム) × 発電量  
+ 非化石価値取引の収入



プレミアム = 基準価格 (※1) - 参照価格 (※2) - 非化石価値相当額 (※3)

(※1) FIT制度の調達価格と同水準に設定。交付期間にわたって固定。

(※2) 市場価格をベースに、月ごとに機械的に算定。

(※3) 再エネ発電事業者が自ら非化石価値取引を行い、その収入が再エネ発電業者に帰属することを前提に、非化石価値相当額を割引。

## 当月の参照価格 (円/kWh)

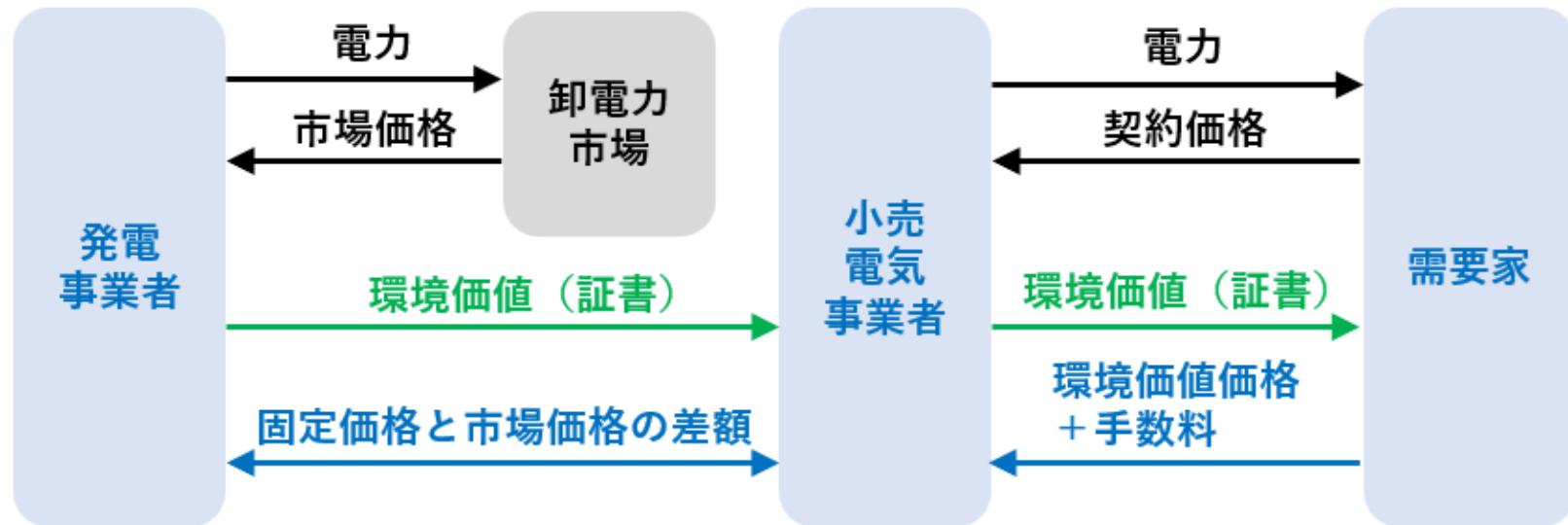
= 前年度年間平均市場価格 (円/kWh) + (当年度月間平均市場価格 (円/kWh) - 前年度月間平均市場価格 (円/kWh))

出典：資源エネルギー庁「今後の再生可能エネルギー政策について」(2025年6月3日)  
同「FIP制度における基準価格とプレミアム」

# 1-7：バーチャルPPAの契約形態（小売経由）

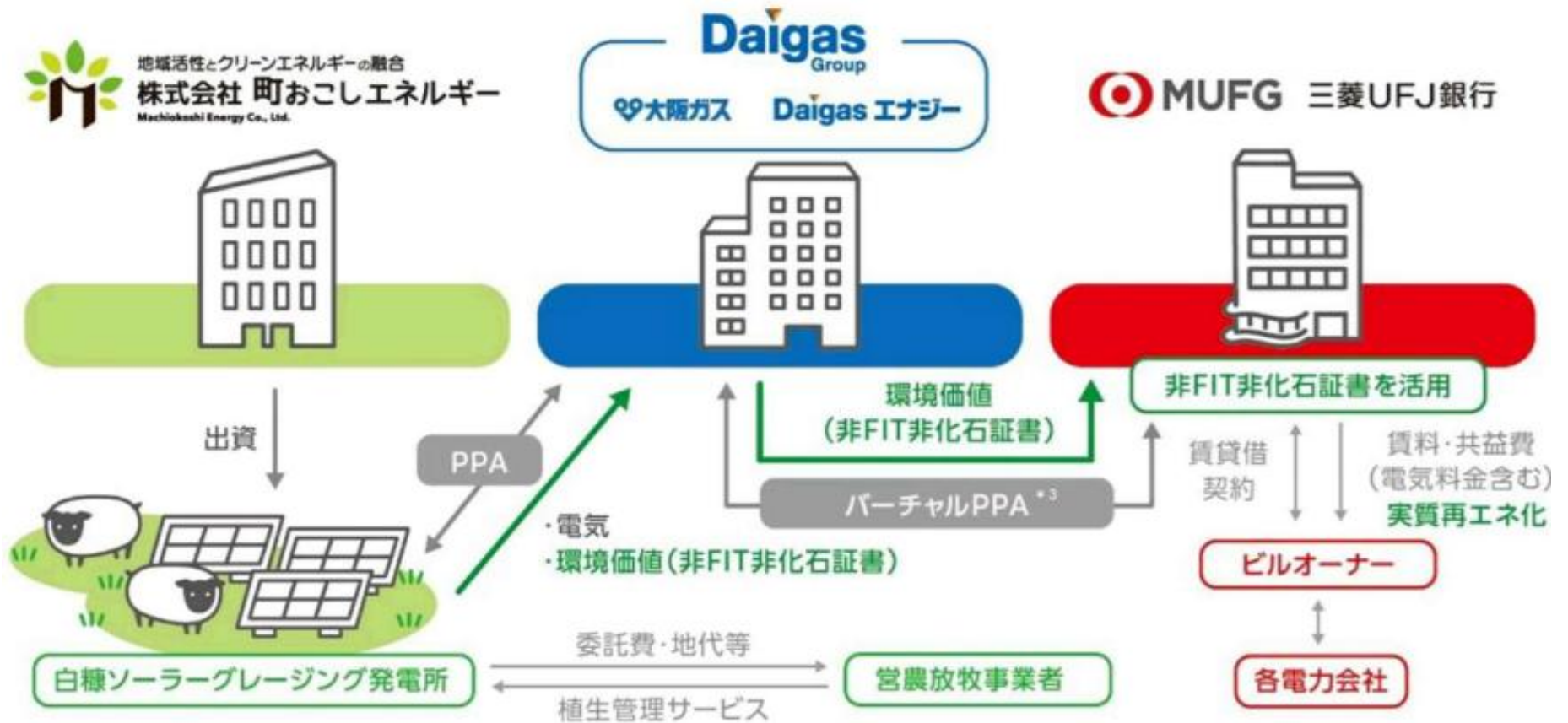
小売電気事業者を介在させてバーチャルPPAを締結することも可能。需要家は環境価値だけを固定価格（小売手数料を含む）で買い取り、市場価格との差額は小売電気事業者が負担する契約形態もある。

[小売電気事業者が介在するバーチャルPPAの契約形態]



\* 小売電気事業者と需要家のあいだでも、環境価値を固定価格ではなくて差額を支払う契約形態がある。非FIT非化石証書の直接取引 (p17を参照) が認められない発電設備でも、この契約形態は可能。

# バーチャルPPAの事例 (小売経由)

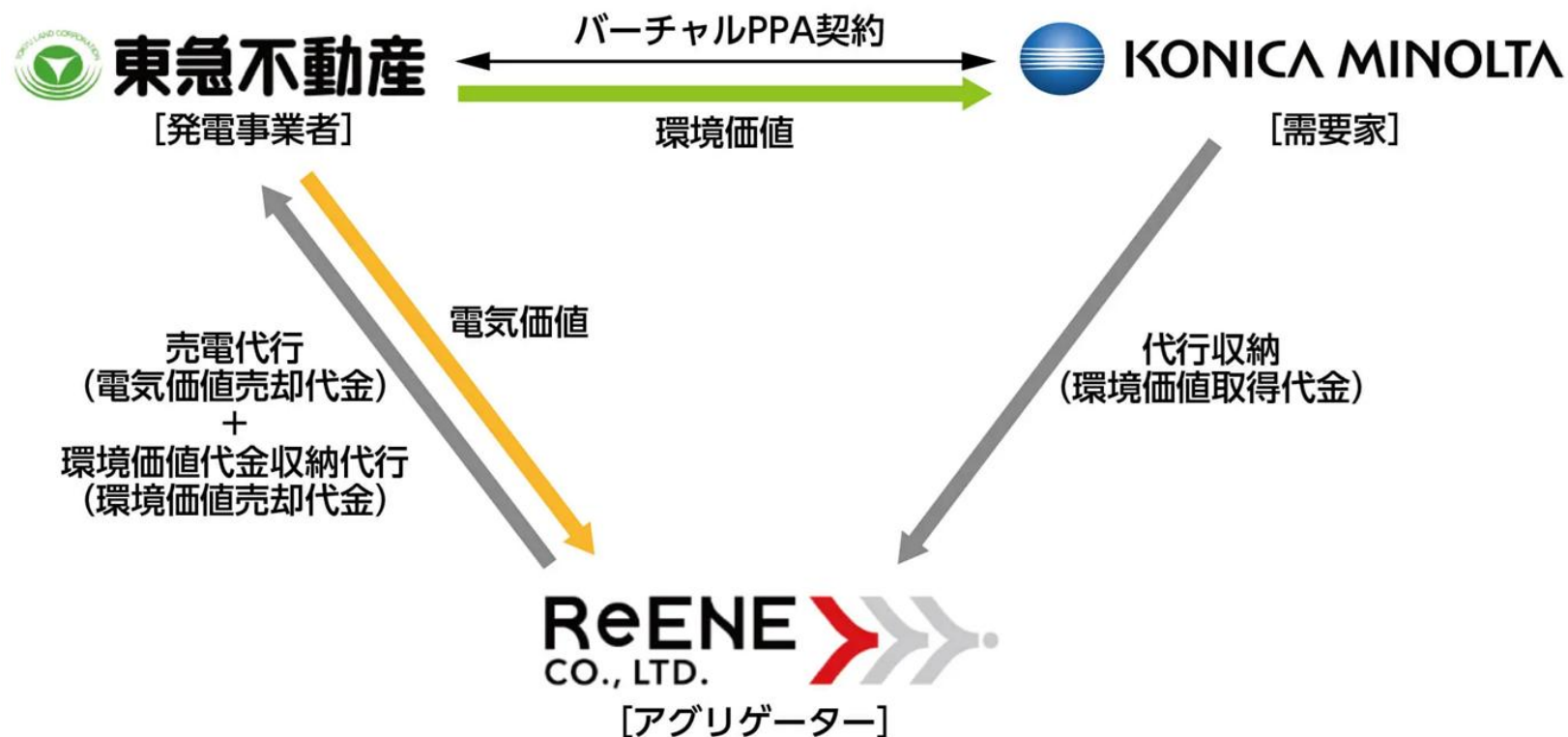


発電規模：9.6MW

契約期間：2025年秋から順次開始、20年間

出典：三菱UFJ銀行ほか

# バーチャルPPAの事例（小売経由、固定価格）



発電規模：9.5MW（太陽光）

契約期間：2025年4月から20年間

契約形態：環境価値を固定価格で提供

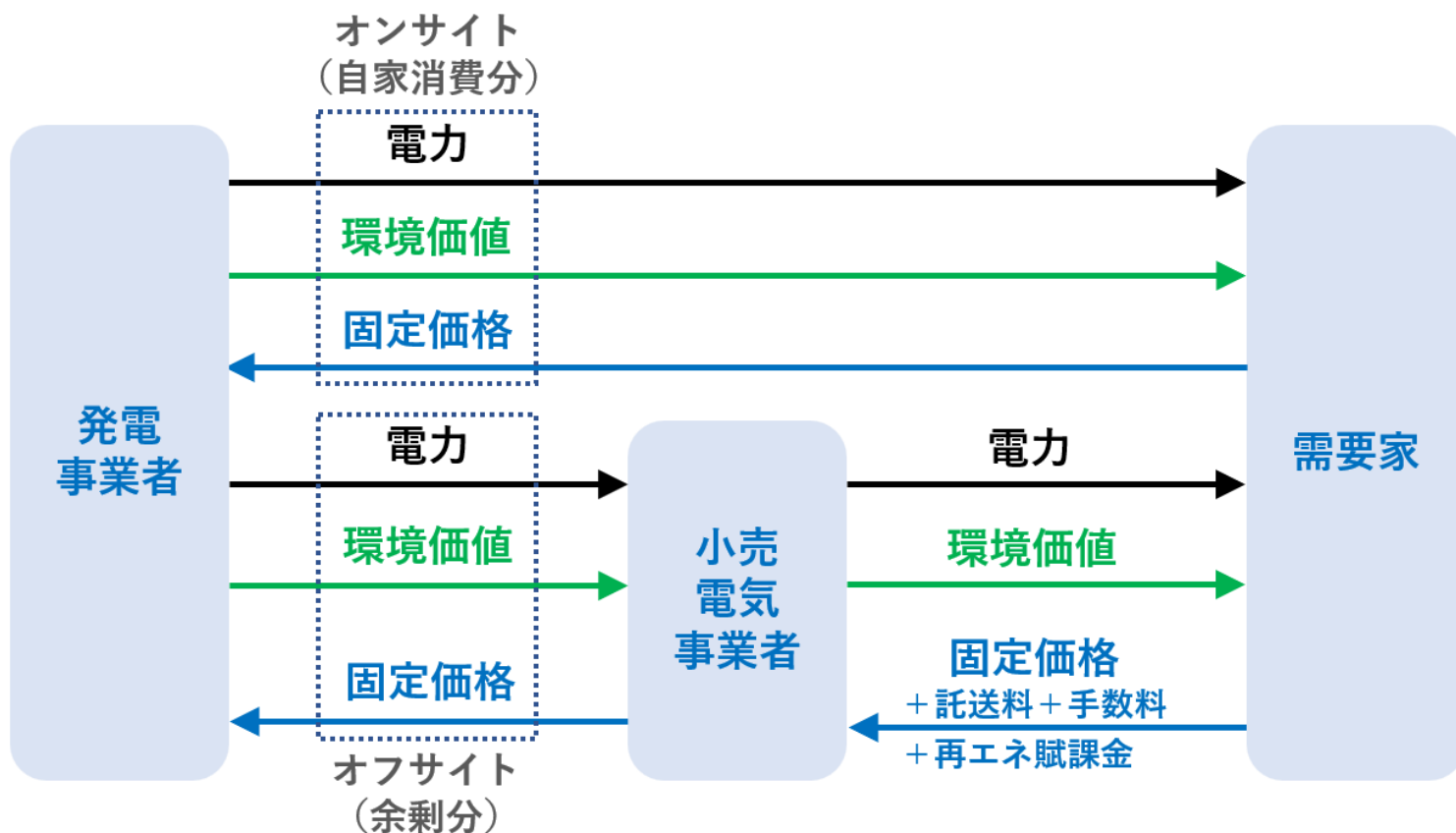
\*小売電気事業者のリエネが特定卸供給事業者（アグリゲーター）として仲介。

出典：コニカミノルタ

# 1-8：オンサイト + オフサイトPPA

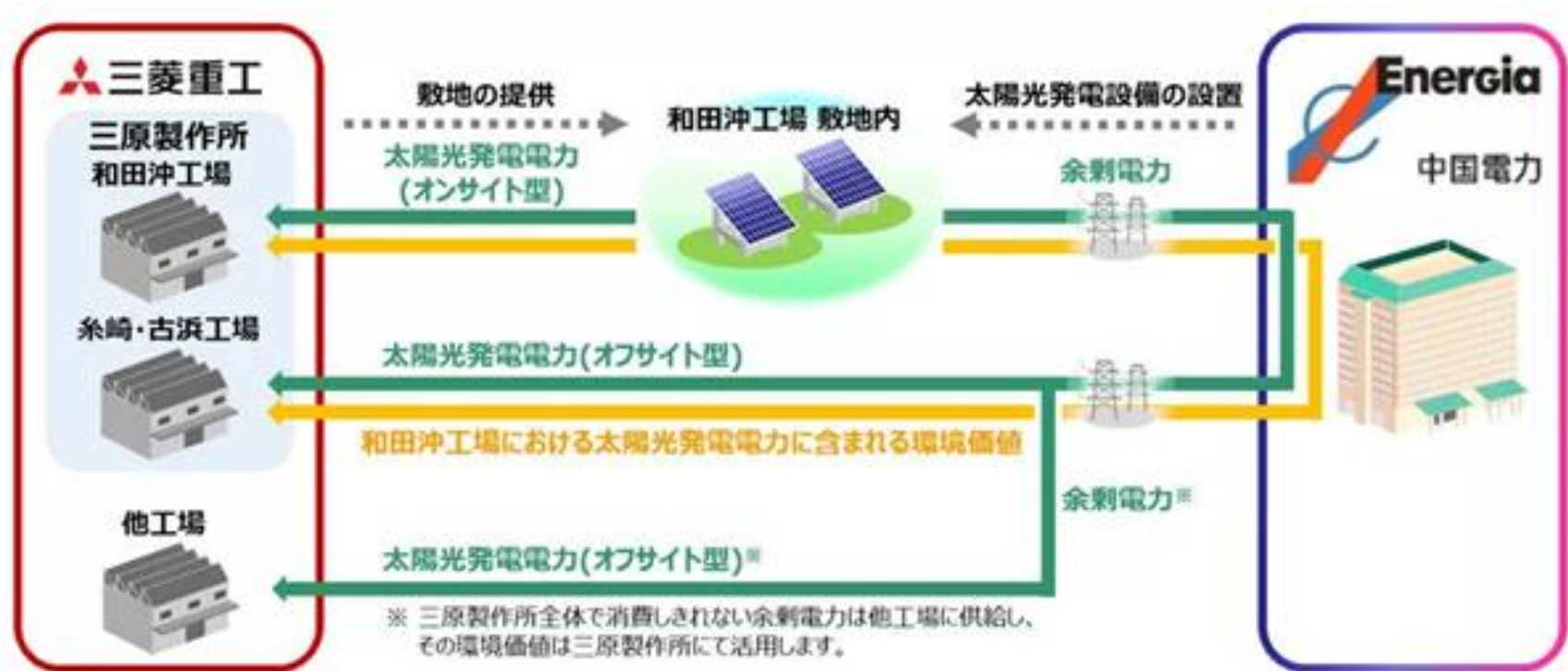
オンサイトPPAで生じる余剰電力をオフサイトPPAで他の需要地点に供給する。発電した電力と環境価値を最大限に活用できる。

[オンサイトPPAとフィジカルPPAを組み合わせた契約形態]



\* 需要家に環境価値だけを提供するバーチャルPPAを組み合わせたことも可能。

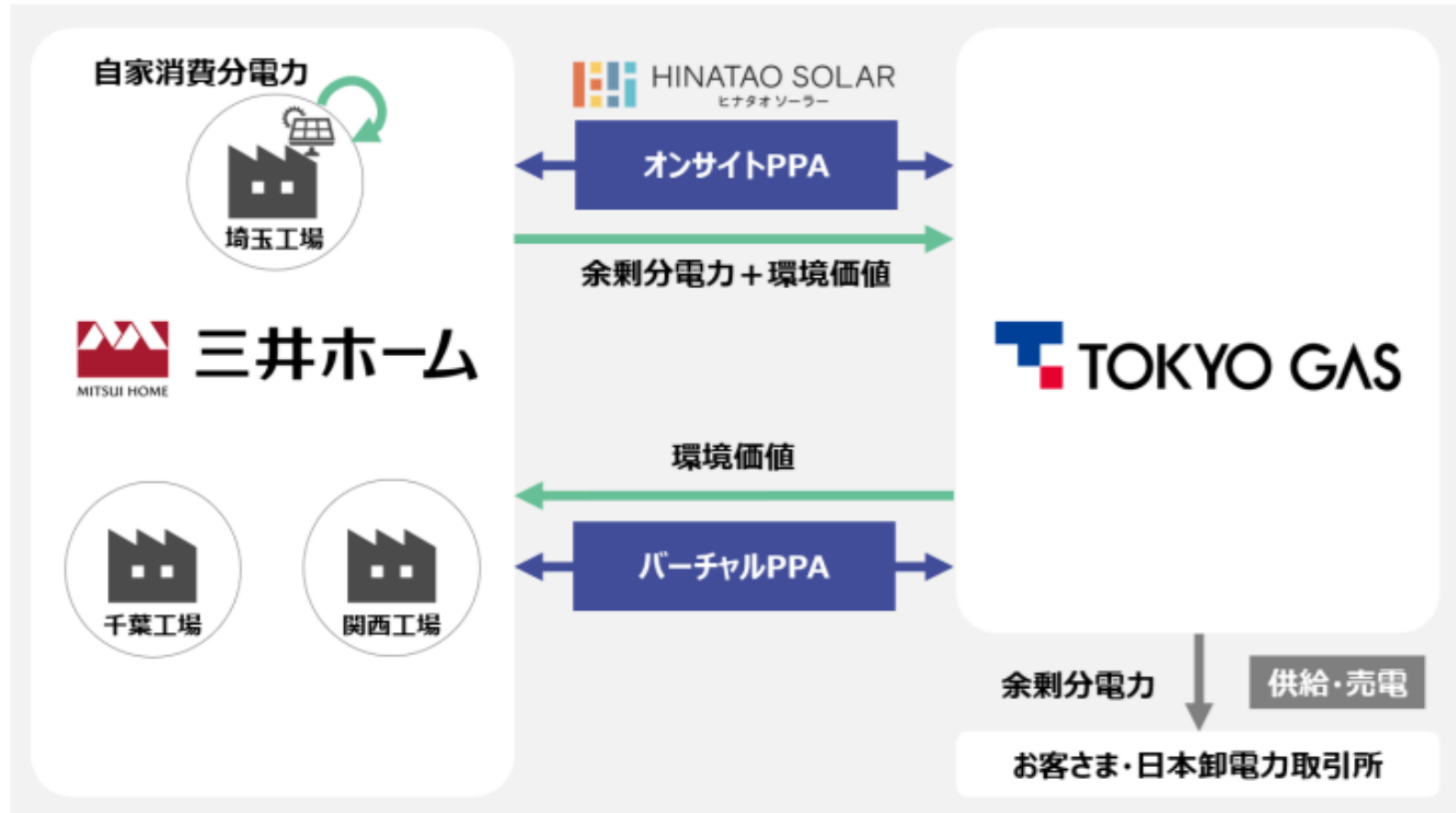
# オンサイト + オフサイトPPAの事例 (フィジカル)



発電規模：10MW級  
契約期間：非公表

出典：三菱重工業ほか

# オンサイト + オフサイトPPAの事例 (バーチャル)



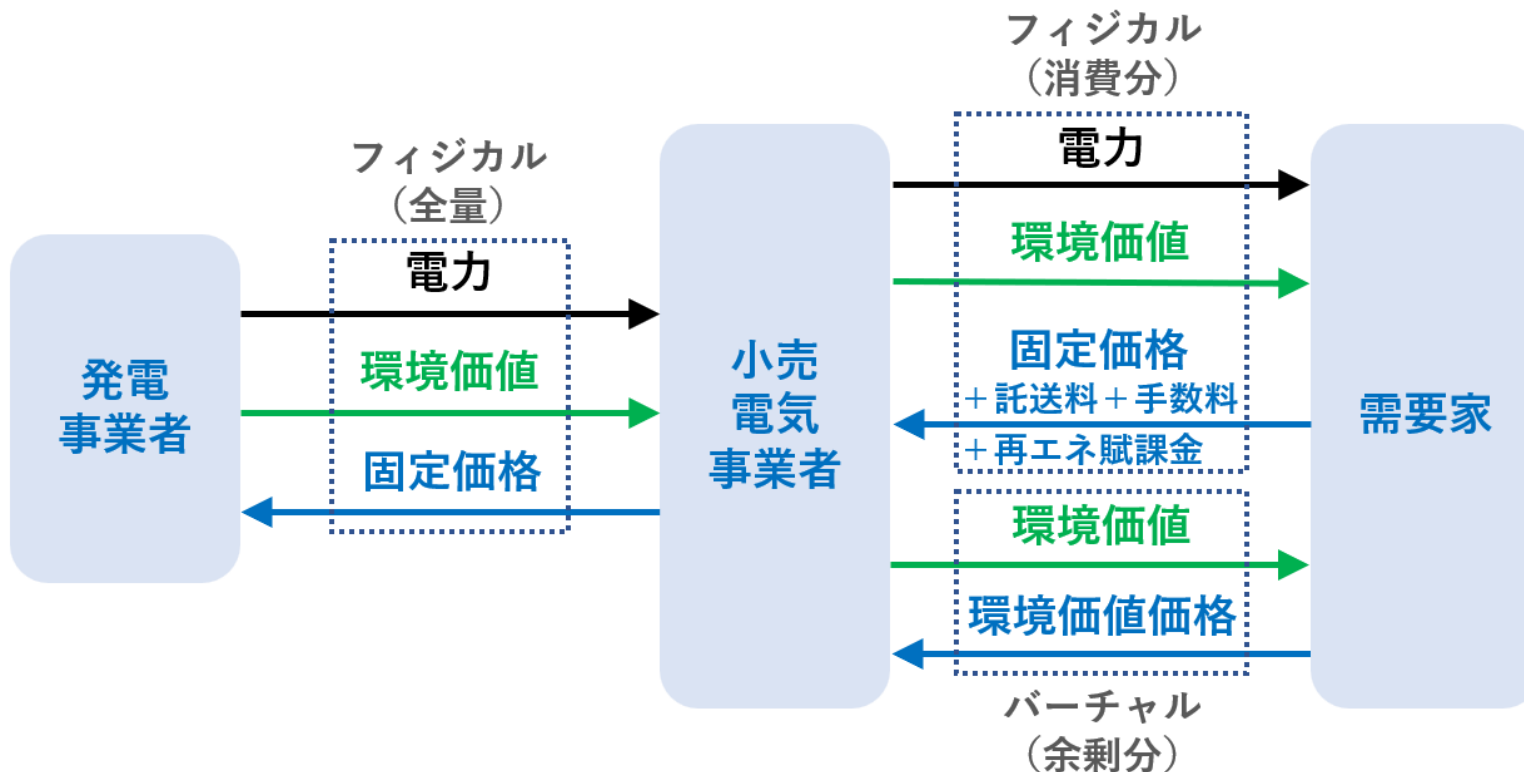
発電規模：1.1MW  
契約期間：非公表

出典：三井ホームほか

# 1-9：フィジカル＋バーチャルPPA

フィジカルPPAで消費しきれない余剰電力の環境価値だけを需要家がバーチャルPPAで取得できる。複数の需要地点の電力に環境価値を配分することも可能。

[フィジカルPPAとバーチャルPPAを組み合わせた契約形態]



\* 余剰分の電力は小売電気事業者が環境価値のない電力として他の需要家に販売。

# フィジカル+バーチャルPPAの事例

株式会社クリーンエネルギーコネクト

シナネン株式会社

シナネンホールディングス株式会社



シナネンホールディングス株式会社様専用の追加性のある発電所

※写真はイメージ図です

フィジカルPPA



バーチャルPPA

100%  
追加性のある  
再エネ供給



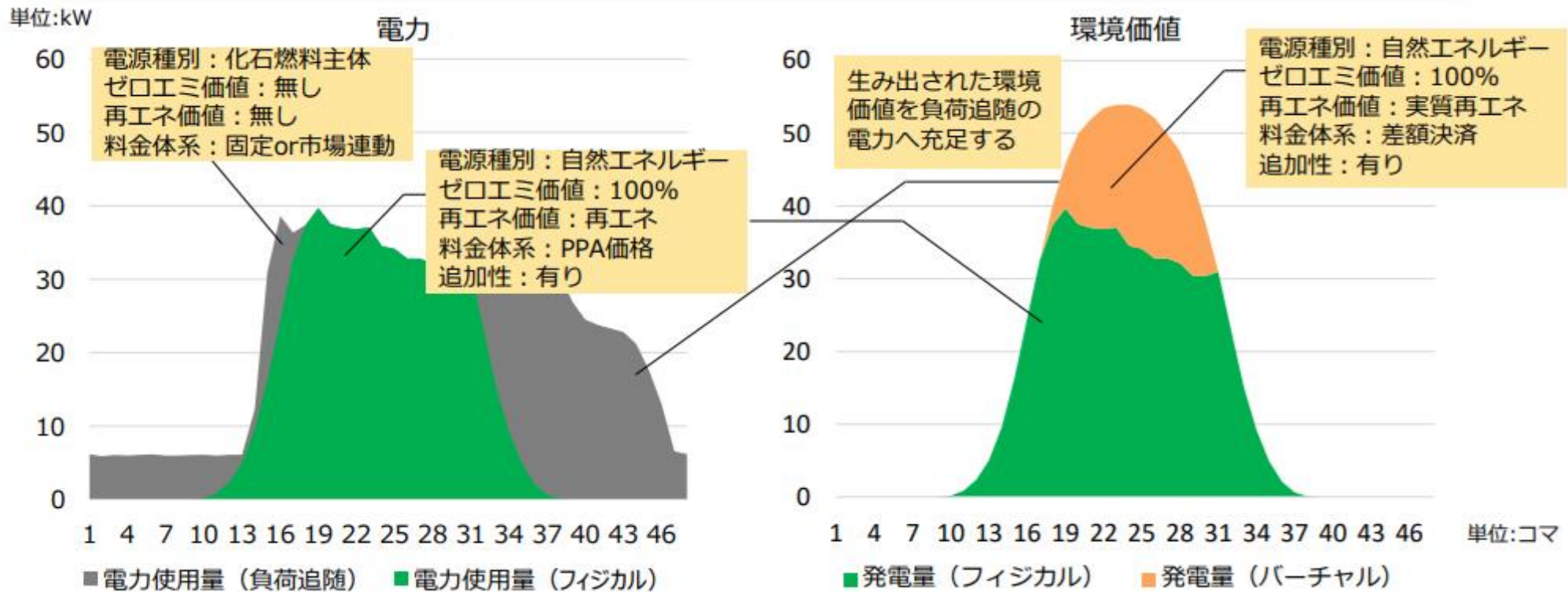
新本社ビル(需要場所)  
シナネン  
ホールディングス  
株式会社

発電規模：非公表  
契約期間：非公表

出典：シナネンホールディングスほか

# フィジカル+バーチャルPPAの効果

太陽光によるフィジカルPPAでは、昼や休日に余剰電力が発生する可能性がある。余剰分の環境価値を需要家がバーチャルPPAで取得することによって、夜間に使用する電力に環境価値を配分できる。

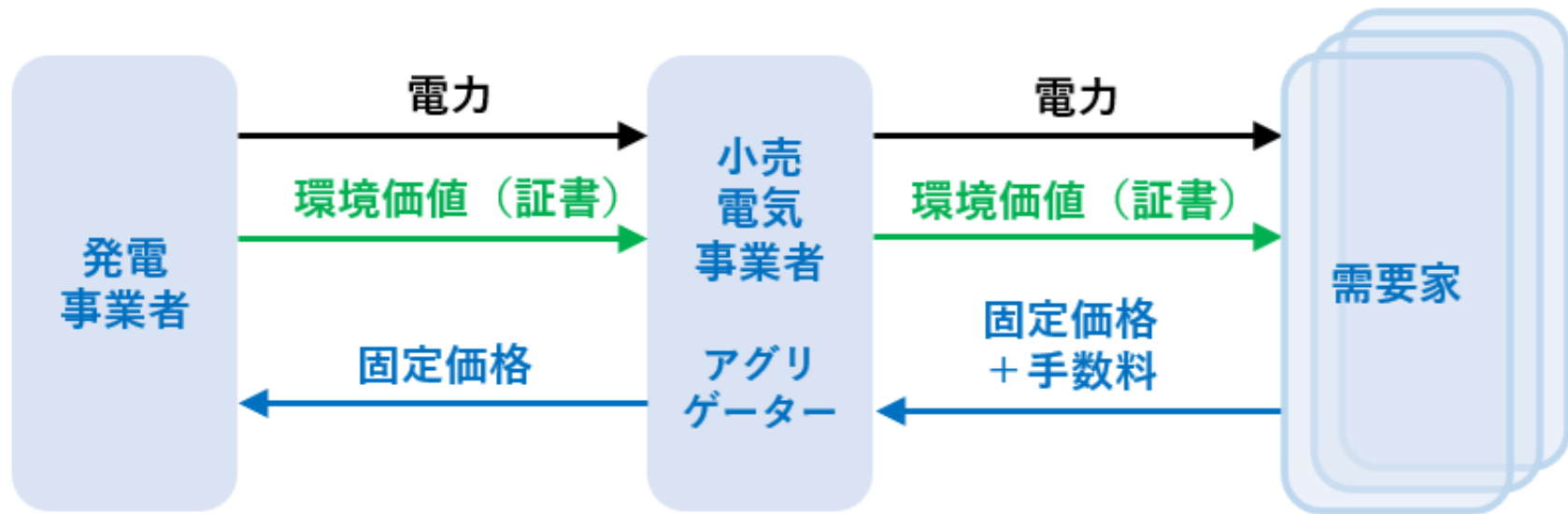


出典：シナネン

# 1-10：複数の需要家による共同契約

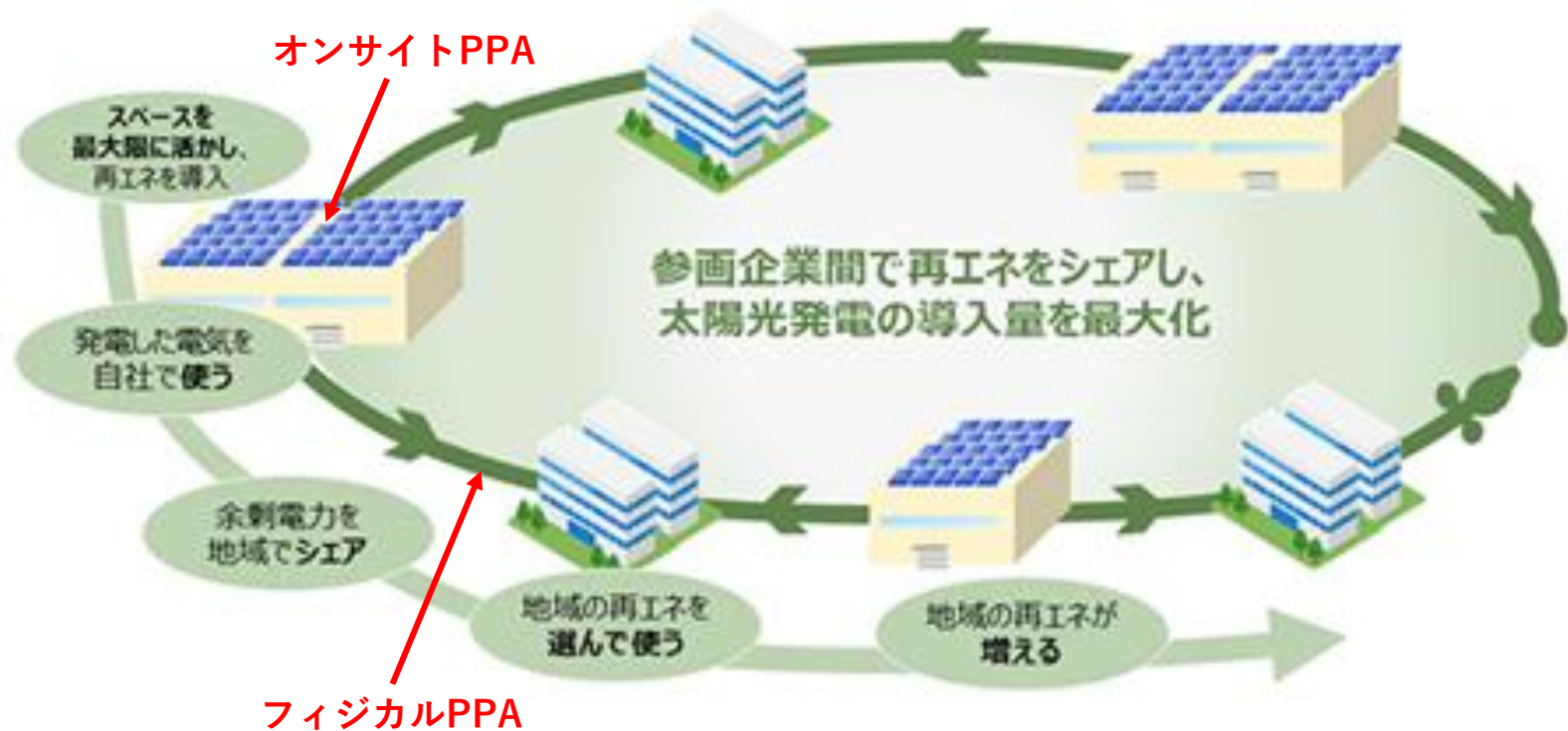
複数の需要家が小売電気事業者やアグリゲーター（特定卸供給事業者）を介して、共同でコーポレートPPAを締結する事例が出てきた。調達する電力量を需要家ごとに最適化できるなどのメリットがある。

[複数の需要家による共同契約の形態]



\* バーチャルPPAの場合には環境価値だけを需要家に提供。需要家と小売電気事業者/アグリゲーターのあいだは固定価格ではなくて差額決済になるケースもある。

# 共同契約の事例 (オンサイト + フィジカルPPA)

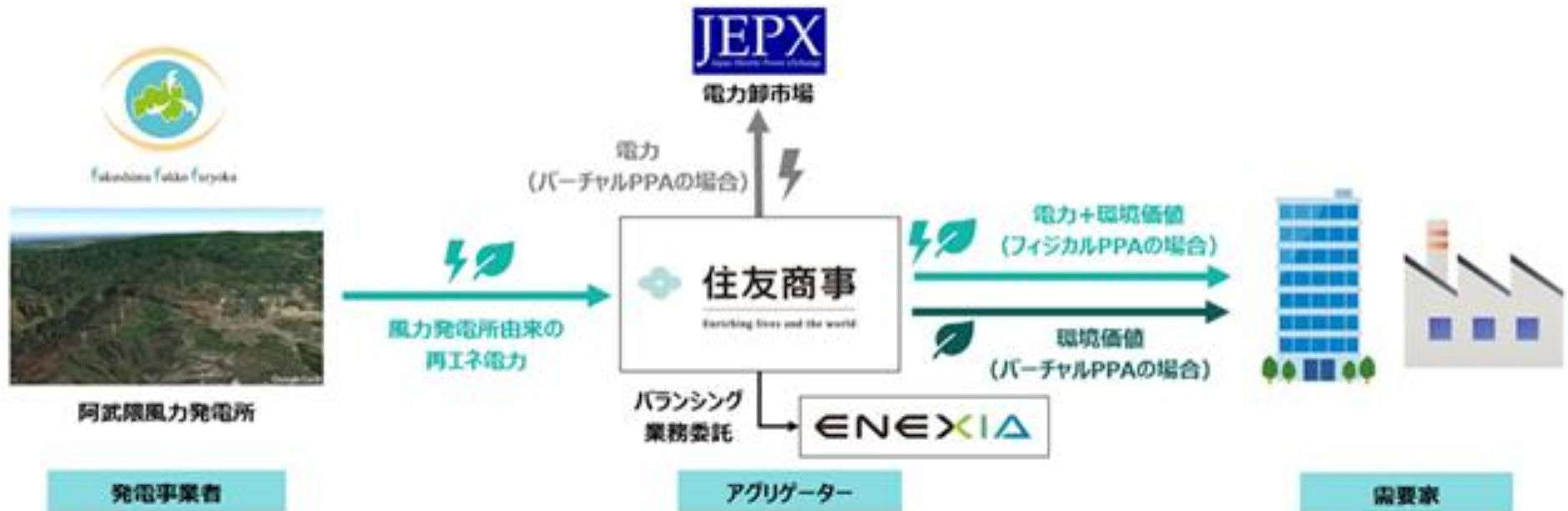


株式会社アイゼン	イオインダストリー株式会社	株式会社遠州	株式会社キャタラー	株式会社クラベ
コーケン工業株式会社	株式会社コーリツ	古山精機株式会社	スズキ株式会社	株式会社ソミック石川
DOWAメタニクス株式会社	浜松ホトニクス株式会社	ヤマハ株式会社	ヤマハ発動機株式会社	ローム浜松株式会社

発電規模：非公表  
 契約期間：非公表

出典：中部電力ミライズ

# 共同契約の事例（フィジカル+バーチャルPPA）



発電規模：147MW  
契約期間：非公表

かもめミライ水産  
大熊町役場  
SUMCO  
住友商事  
ほか

出典：住友商事ほか

## 2-1：オンサイトPPAのコスト

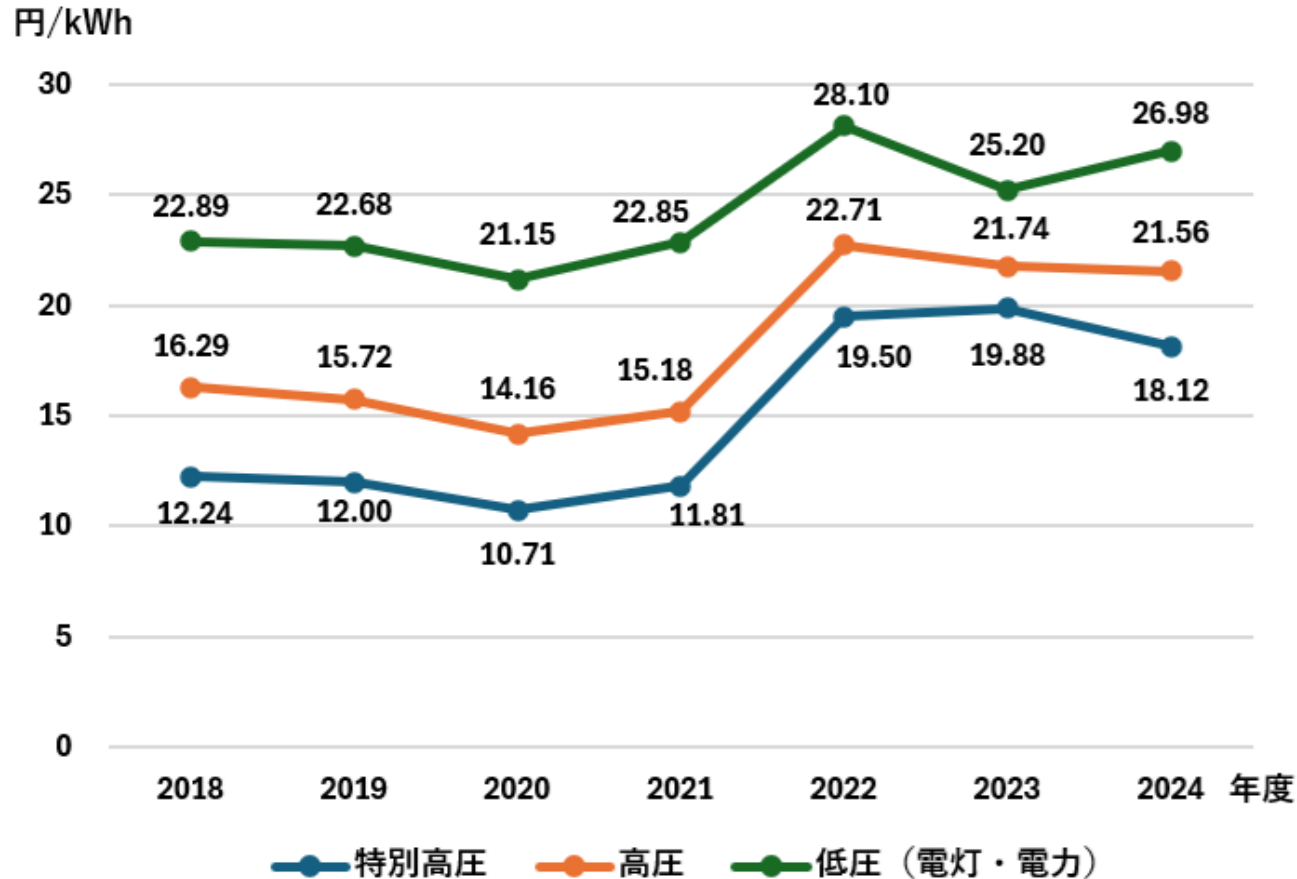
オンサイトPPAでは託送料や再エネ賦課金が不要。通常の電気料金と比べて需要家のコストは低くなる。

kWhあたり	オンサイトPPA (太陽光、屋根設置)	通常の電気料金 (高圧)	通常の電気料金 (特別高圧)
発電コスト	14~17円 (架台なし、自家消費100%)	22円 (燃料費調整額を含む)	18円 (燃料費調整額を含む)
小売コスト	—		
託送料 (送配電コスト)	—		
合計 (需要家コスト)	14~17円	22円 +再エネ賦課金	18円 +再エネ賦課金

\* オンサイトPPAの発電コストは2026年2月時点の標準的な水準を自然エネルギー財団が推定。発電設備の規模、地域、設置条件などによってコストは異なる。契約期間は20年。通常の電気料金は2025年の全国平均の水準。高圧に対する国の補助による値引きを含まない。いずれも消費税を含まない。

# 電気料金の推移（全国平均）

電気料金の単価は2022年度に化石燃料の輸入価格の高騰で大幅に上昇した。2023年度以降も高い水準が続いている。



\* 再エネ賦課金と消費税を含まない。  
高圧と低圧（2022～2024年度）には国の補助による値引きを含む。

# エリア別の電気料金（2024年度）

電力の供給エリアによって電気料金の単価に大きな差がある。単価の高いエリアではコーポレートPPA（オンサイトとオフサイト）を締結しやすく、低いエリアでは締結しにくい傾向が見られる。

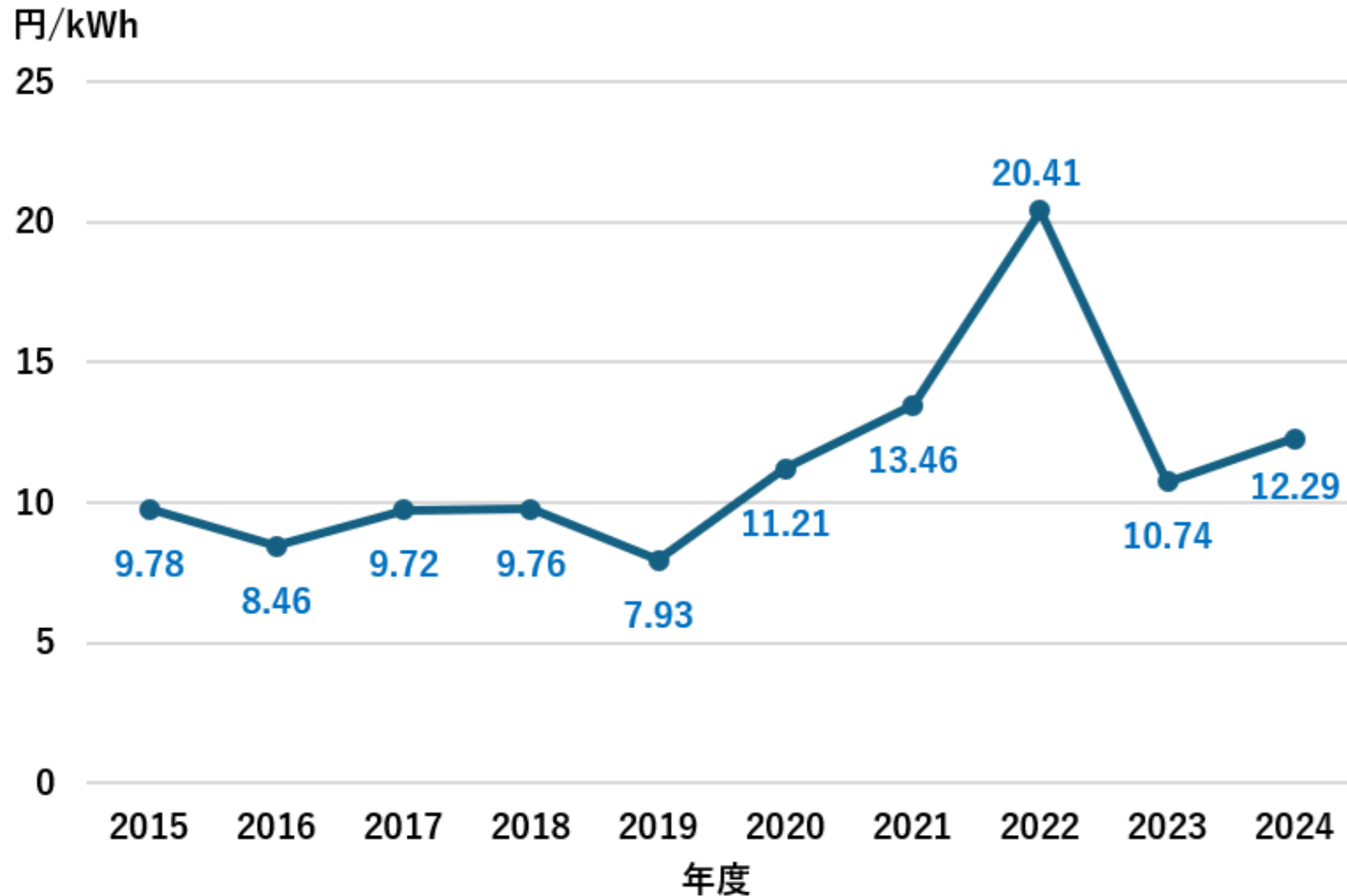
エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国平均
特別高圧	21.85	20.46	19.20	17.49	19.23	16.75	18.46	17.21	14.93	21.72	18.12
高圧	24.39	24.56	21.87	20.79	23.25	19.92	22.57	21.28	18.64	23.42	21.56
低圧	30.95	28.05	28.89	26.96	25.78	24.48	26.04	26.05	23.63	28.64	26.98

全国平均と比べて、赤は高く、青は低い。

\* 再エネ賦課金と消費税を含まない。  
高圧と低圧には国の補助による値引きを含む。

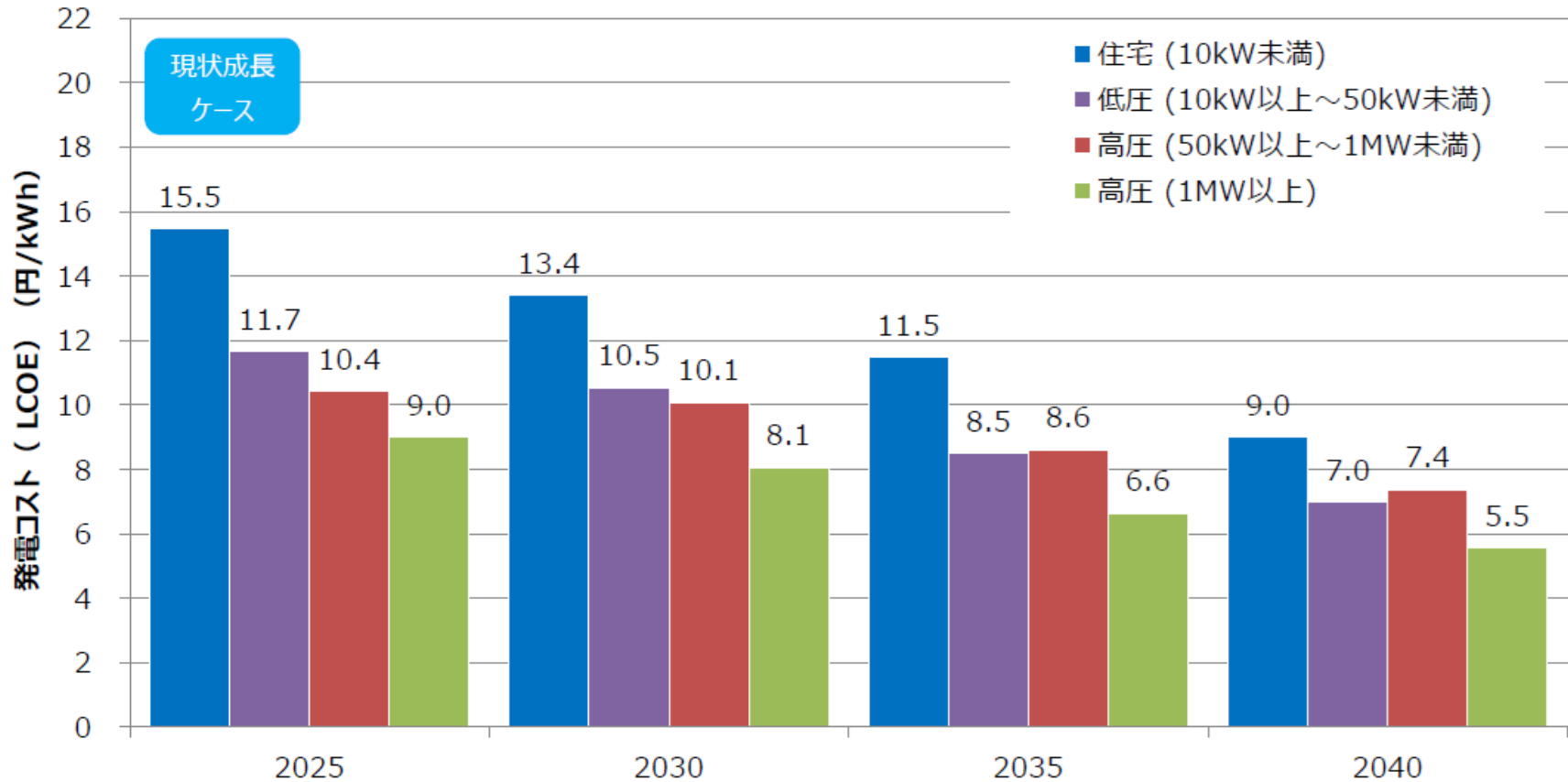
# 卸電力市場の取引価格（スポット市場）

卸電力市場の取引価格は2022年に大幅に高騰した後、2023年度に低下したが、2024年度に上昇。2025年度は約11円/kWhで推移。



# 太陽光発電のコスト

高圧の太陽光発電のコストは2025年に1kWhあたり10円前後に低下。  
卸電力市場の平均取引価格よりも低い水準になっている。



\* LCOE : Levelized Cost Of Electricity (均等化発電原価)

発電に伴う総費用と運転期間中の想定発電電力量で算出 (事業者の利益は含まない)。

運転期間は2025年が25年、2030年と2035年が30年、2040年が35年で想定。

## 2-2：フィジカルPPAのコスト（高圧）

フィジカルPPAの契約単価は通常の電気料金と比べて同等の水準。  
炭素コストを考慮すると安くなる（次ページを参照）。

kWhあたり	フィジカルPPA (太陽光、高圧)	通常の電気料金 (高圧)
発電コスト	13～16円	22円 (燃料費調整額を含む)
小売コスト	3円	
託送料 (送配電コスト)	4円	
合計 (需要家コスト)	20～23円 +再エネ賦課金	22円 +再エネ賦課金

\* フィジカルPPAの発電コストは2026年2月時点の標準的な水準を自然エネルギー財団が推定。発電設備の規模、地域、設置条件などによってコストは異なる。契約期間は20年。2024年度に制度を開始した託送料の発電側課金と容量拋出金は考慮していない（p39を参照）。通常の電気料金は2025年の全国平均の水準。国の補助による値引きを含まない。いずれも消費税を含まない。

# 炭素価格を反映したコスト比較 (フィジカルPPA)

コーポレートPPAで調達する自然エネルギーの電力は国全体のCO<sub>2</sub> (二酸化炭素) 排出量を削減する効果があり、気候変動の抑制に貢献する。CO<sub>2</sub>の排出をコストとみなして、炭素価格をもとに評価する考え方が世界各国に広がりつつある。

kWhあたり	フィジカルPPA (太陽光、高圧)	通常の電気料金 (高圧)
電力コスト	20~23円 + 再エネ賦課金	22円 + 再エネ賦課金
炭素コスト	—	+ 2.5円

\* 上記の炭素コストは以下の条件で算出。

- ・ 炭素価格：CO<sub>2</sub>排出量1トンあたり1万円
- ・ 電力のCO<sub>2</sub>排出係数：0.25キログラム/kWh (2030年度の日本国内の目標値)

国際エネルギー機関による先進国に必要な炭素価格 (2030年) は1トンあたり130米ドル。

## 2-3：フィジカルPPAのコスト（特別高圧）

電気料金の単価が低い特別高圧でも、フィジカルPPAの単価は同等の水準。ただし大量の電力を使う製造業では電気料金の単価が標準よりも低いため、フィジカルPPAは相対的に高くなる。

kWhあたり	フィジカルPPA (太陽光、特別高圧)	通常の電気料金 (特別高圧)
発電コスト	13～16円	18円 (燃料費調整額を含む)
小売コスト	1.5円	
託送料 (送配電コスト)	2円	
合計 (需要家コスト)	16.5～19.5円 + 再エネ賦課金	18円 + 再エネ賦課金

\* フィジカルPPAの発電コストは2026年2月時点の標準的な水準を自然エネルギー財団が推定。発電設備の規模、地域、設置条件などによってコストは異なる。契約期間は20年。2024年度に制度を開始した託送料の発電側課金と容量抛出金は考慮していない（p39を参照）。通常の電気料金は2025年の全国平均の水準。いずれも消費税を含まない。

# 電気料金の追加費用

## ●燃料費調整額

大手電力会社（旧一般電気事業者）が火力発電に利用した化石燃料（ガス、石炭、石油）の輸入価格（3～5カ月前）をもとに「燃料費調整単価」を月ごとに算出し、電気料金に加算する。大手電力以外の小売電気事業者でも、同じ地域の大手電力と同額の燃料費調整単価を加算するが多い。

## ●託送料

送配電網の使用料（託送料）を小売電気事業者と発電事業者が負担して電気料金に加算。発電事業者が一部を負担する制度（発電側課金）が2024年度に始まった。

## ●容量拠出金

電力の安定供給のために、小売電気事業者などが「容量拠出金」を支払う制度が2024年度に始まった。容量拠出金を電気料金に反映させる場合と反映させない場合がある（事業者の方針による）。

## ●再エネ賦課金

固定価格買取制度（FIT）で買い取る電力の追加費用を、「再エネ賦課金」として電気料金に加算して国が徴収する。自家発電とオンサイトPPAは対象外。

## 2-4：バーチャルPPAのコスト

バーチャルPPAの契約単価（発電分）はフィジカルPPAと同じ水準。  
需要家のコストは市場価格および電気料金の単価によって変わる。

kWhあたり	バーチャルPPA (太陽光、高圧)	通常の電気料金 (高圧)
発電コスト	13～16円－市場価格 (環境価値分)	22円 (燃料費調整額を含む)
小売コスト	22円 (平均的な電気料金の場合)	
託送料 (送配電コスト)		
合計 (需要家コスト)	35～38円－市場価格 ＋再エネ賦課金	22円 ＋再エネ賦課金

\* バーチャルPPAの発電コストは2026年2月時点の標準的な水準を自然エネルギー財団が推定。発電設備の規模、地域、設置条件などによってコストは異なる。契約期間は20年。2024年度に制度を開始した託送料の発電側課金は考慮していない（p39を参照）。通常の電気料金は2025年の全国平均の水準。国の補助による値引きを含まない。いずれも消費税を含まない。

## 2-5：バーチャルPPAのコスト（固定価格）

バーチャルPPAの環境価値を固定価格で購入する契約もある。電力のコストは契約する電気料金による。

kWhあたり	バーチャルPPA (太陽光、高圧)	通常の電気料金 (高圧)
発電コスト	1～4円 (環境価値分)	22円 (燃料費調整額を含む)
小売コスト	22円 (平均的な電気料金の場合)	
託送料 (送配電コスト)		
合計 (需要家コスト)	23～26円 + 再エネ賦課金	22円 + 再エネ賦課金

\* バーチャルPPAの発電コストは2026年2月時点の標準的な水準を自然エネルギー財団が推定。契約期間中の電力の市場価格を12円/kWhで想定。契約期間は20年。2024年度に制度を開始した託送料の発電側課金は考慮していない (p39を参照)。通常の電気料金は2025年の全国平均の水準。国の補助による値引きを含まない。いずれも消費税を含まない。

# 炭素価格を反映したコスト比較 (バーチャルPPA)

バーチャルPPAでは通常の電気料金に環境価値のコストが加わる。その代わりにCO<sub>2</sub>排出量を長期にわたって削減できる。CO<sub>2</sub>の排出に伴う炭素価格が将来に向けて上昇していく可能性を考慮すると、長期のコストを抑制する効果が期待できる。

kWhあたり	バーチャルPPA (太陽光、高圧)	通常の電気料金 (高圧)
電力コスト	23~26円 +再エネ賦課金	22円 +再エネ賦課金
炭素コスト	—	2.5円

\* 上記の炭素コストは以下の条件で算出。

- ・炭素価格：CO<sub>2</sub>排出量1トンあたり1万円
- ・電力のCO<sub>2</sub>排出係数：0.25キログラム/kWh (2030年度の日本国内の目標値)

国際エネルギー機関による先進国に必要な炭素価格 (2030年) は1トンあたり130米ドル。

\*\*バーチャルPPAの電力コストは契約期間中の電力の市場価格を12円/kWhで想定。

# FIT買取価格/FIP基準価格（太陽光）

太陽光（50kW以上）のFIT/FIP価格は2025年度から9円/kWh以下に低下。発電事業者は契約単価の高いコーポレートPPAを締結するメリットが高まる。屋根設置は初期投資支援スキーム\*を導入。

対象	2023年度		2024年度	2025年度	2026年度
出力10kW～ 50kW未満	10円 (FIT/FIP選択)		10円 (FIT/FIP選択)	10円 (FIT/FIP選択)	9.9円 (FIT/FIP選択)
50kW～ 250kW未満	9.5円 (FIT/FIP選択)		9.2円 (FIT/FIP選択)	8.9円 (FIT/FIP選択)	9.6円 (FIP)
250kW～ 500kW未満	9.5円 (FIT入札上限/FIP選択)		8.98～9.2円 (FIP入札上限)	8.68～8.9円 (FIP入札上限)	9.6円 (FIP入札上限)
500kW～ 1000kW未満	9.28～9.5円 (FIP入札上限)				
1000kW～					
屋根設置 10kW以上	9.5円 (4～9月)	12円 (10～3月)	12円 (FIT/FIP選択)	11.5円 (FIT/FIP選択)	19円/8.3円* (FIT/FIP選択)

\* 初期投資支援スキーム：最初の4年間の買取価格/基準価格を高く設定（2025年度の下半期から適用）。

# FIT買取価格/FIP基準価格（風力）

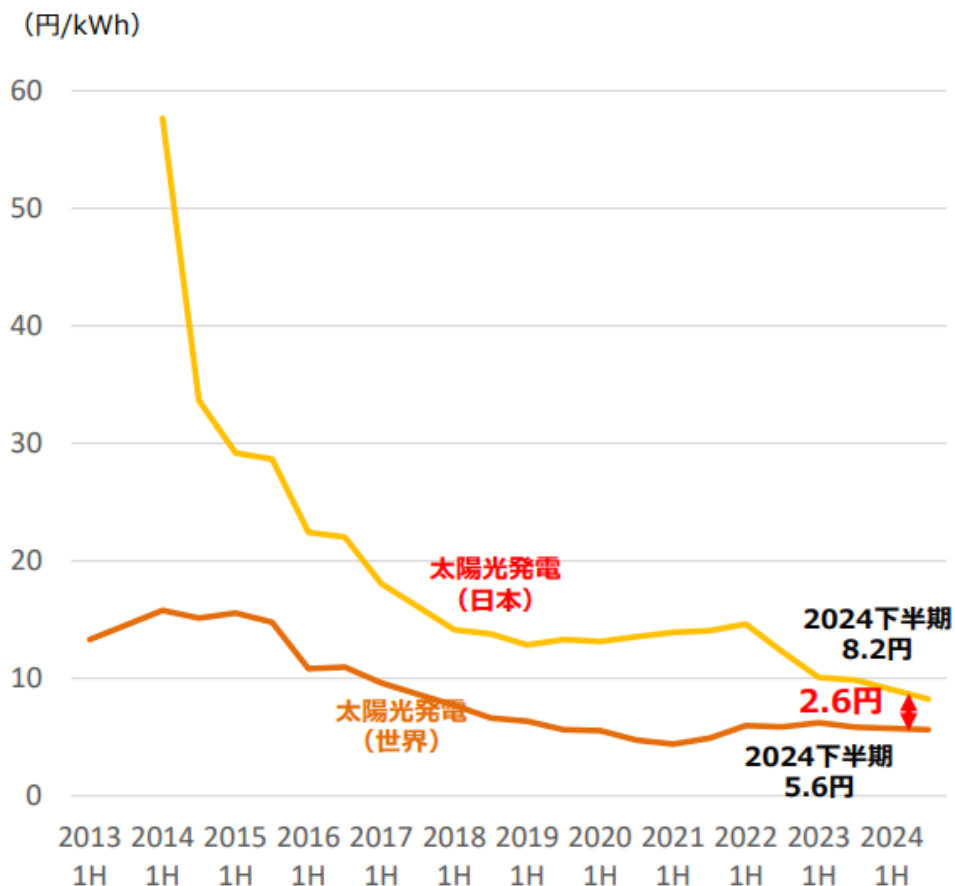
陸上風力はFIT/FIPの価格が低下する一方、発電設備の資材高騰などでコストが上昇した(次ページを参照)。新設の発電設備を対象にコーポレートPPAを締結することはむずかしい状況。FITの認定を受けた既設の発電設備をFIPへ移行すれば、コーポレートPPAを締結しやすくなる(FITからFIPへの移行はp13を参照)。

対象	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
陸上風力 出力50kW未満	15円 (FIT)	14円 (FIT)	13円 (FIT)	14円 (FIT)
陸上風力 50kW以上	15円 (FIP入札上限)	14円 (FIP入札上限)	13円 (FIP入札上限)	14円 (FIP入札上限)
洋上風力 着床式	24円 (FIT/FIP入札上限)	24円 (FIP入札上限)	上限非公開 (FIP入札)	上限非公開 (FIP入札)
洋上風力 浮体式	36円 (FIT/FIP選択)	36円 (FIT/FIP選択)	36円 (FIT/FIP選択)	36円 (FIT/FIP選択)

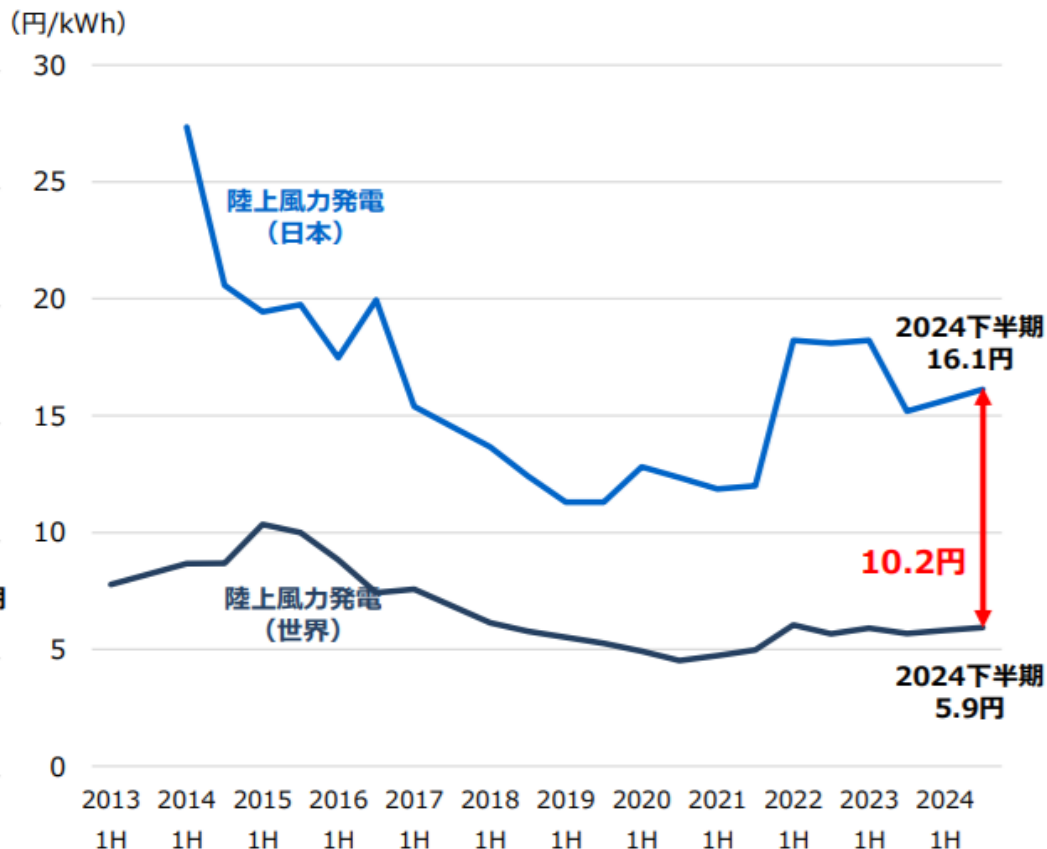
\* 洋上風力は再エネ海域利用法の適用案件を除く。

# 太陽光と陸上風力の発電コスト推移

<世界と日本の太陽光発電のコスト推移 (円/kWh) >



<世界と日本の陸上風力発電のコスト推移 (円/kWh) >



※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。太陽光発電の値はFixed-axis PV値を引用。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.6)から各年の値を使用。

出典：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」(2025年10月)

# 3：オフサイトPPAの主な事例

(2025年1月～12月に公表した案件、設備容量5MW以上)

需要家	小売電気事業者 特定卸供給事業者	発電事業者	設備容量
三菱UFJ銀行ほか	(バーチャルPPA、中部電力ミライズ)	青山高原ウインドファーム	30MW (風力、うちリプレース15MW)
LINEヤフー	(バーチャルPPA)	ヴィーナ・エナジー	72MW
JR東日本	東北電力	(非公表)	21MW
Amazon	(非公表)	EDP Renewables Japan	35MW
Amazon	(非公表)	地域電力	10MW
Amazon	(非公表)	X-ELIO Japan	10MW
Amazon	(非公表)	(非公表)	10MW
リケンNPR	東北電力	大森建設	7.5MW (風力)
KDDI	(バーチャルPPA)	Jパワー	19.5MW (風力)
NTTドコモ	東北電力	ES太陽光	6.3MW

プレスリリースなどで需要家の名前が公表された事例を自然エネルギー財団がまとめた。  
新設の発電設備を対象にした契約だけを記載 (太陽光は既設を一部含む)。  
MW：メガワット (1000キロワット)

### 3：オフサイトPPAの主な事例（続）

需要家	小売電気事業者 特定卸供給事業者	発電事業者	設備容量
住友理工、住友電装	中部電力ミライズ	(非公表)	6.8MW
NTT都市開発	エネット	NTTアノードエナジー	9MW
いすゞ自動車	東京ガス	(非公表)	13MW
エナジーウィズ	NTTアノードエナジー	NTTアノードエナジー	5.8MW
KDDI	(バーチャルPPA)	Jパワー	52MW (風力)
東急不動産グループ	リエネ	東急不動産	25MW
AGCテクノグラスほか	(バーチャルPPA、中部電力ミライズ)	中部電力	7.8MW (水力)
エクイニクス	(非公表)	トリナ・ソーラー・ジャパン・エナジー	30MW
住友商事ほか	住友商事 (一部はバーチャルPPA)	福島復興風力	147MW (風力)
TOPPANホールディングス	東北電力	HSE (風力)ほか	6MW (風力) 3MW (既設水力)
JR東日本	東北電力	宮床メガソーラー発電、 久保田本店	37.6MW

### 3：オフサイトPPAの主な事例（続）

需要家	小売電気事業者 特定卸供給事業者	発電事業者	設備容量
SUBARU	東京電力エナジーパートナー	富士テクニカルコーポレーション	5.2MW
大阪チタニウムテクノロジーズ	関西電力	(非公表)	10MW
加賀東芝エレクトロニクス	北陸電力	(非公表)	24MW
阪神電気鉄道	関西電力	双日	10MW
野村不動産	NFパワーサービス	東伊豆風力発電	7.5MW (風力)
良品計画	(バーチャルPPA、JERA Cross)	MUJI Energy	13MW
荏原製作所	荏原環境プラント	(非公表)	5.1MW
愛知製鋼ほか	(バーチャルPPA、中部電力ミライズ)	福山バイオマス発電所	52.7MW (バイオマス)
アークスグループ	北海道電力	HARE晴れ	6.3MW
清水鋼鉄	(バーチャルPPA)	石油資源開発	13MW

### 3：オフサイトPPAの主な事例（続）

需要家	小売電気事業者 特定卸供給事業者	発電事業者	設備容量
Google	(バーチャルPPA、JERA Cross)	ウエストホールディングス	15MW
マイクロソフト	(非公表)	自然電力	75MW
三菱倉庫	(バーチャルPPA、JERA Cross)	(非公表)	8MW
JR東日本	(バーチャルPPA、Daigas エナジー)	エネウィルほか	50MW (バイオマス)
イオン	丸紅新電力	(非公表)	200MW
セブン-イレブン・ジャパン	中国電力	ENEOSリニューアブル・エナジー、足立本店（太陽光） イームル工業（小水力）	21MW（太陽光） 140kW（小水力、改修）
ジャパンセミコンダクター	(バーチャルPPA、デジタルグリッド)	国下池メガフロート	7.8MW
東急グループ	東急パワーサプライ	東急などの共同出資会社	70MW

# 陸上風力によるオフサイトPPAの事例



発電設備：阿武隈第一・第二・第三・第四発電所（福島県田村市ほか）  
発電規模：147MW（3.2MW×46基）、想定発電電力量：約3.6億kWh/年  
運転開始：2025年4月、契約期間：非公表  
需要家：住友商事ほか  
契約形態：フィジカルPPA、バーチャルPPA

出典：住友商事ほか

# 水力によるオフサイトPPAの事例



発電設備：安倍川水力発電所（静岡県静岡市）  
発電規模：7.8MW、想定発電電力量：非公表  
運転開始：2025年4月、契約期間：20年間  
需要家：AGCテクノグラスほか  
契約形態：バーチャルPPA

出典：中部電力ほか

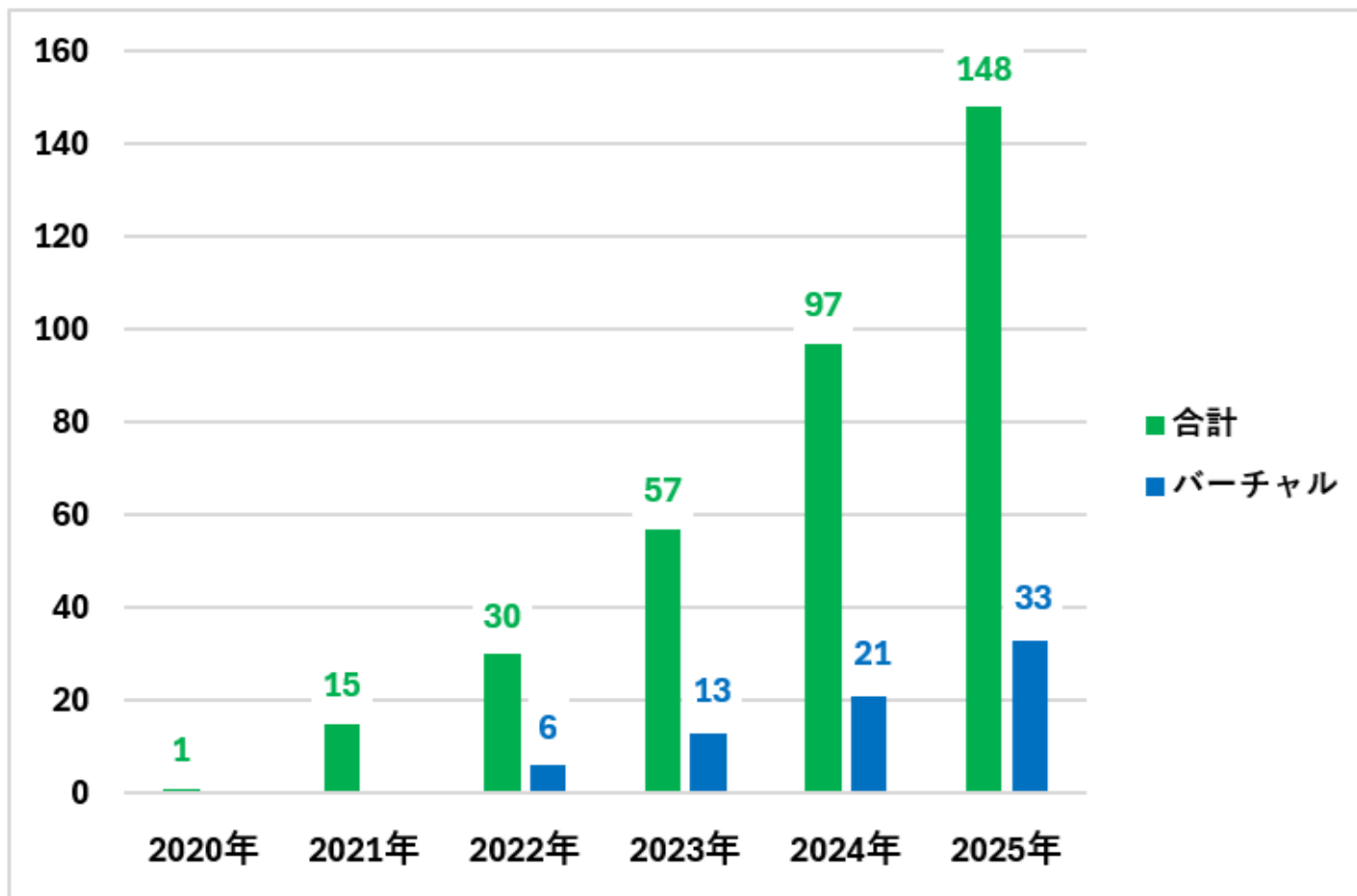
# バイオマスによるオフサイトPPAの事例



発電設備：福山バイオマス発電所（広島県福山市）  
発電規模：52.7MW、想定発電電力量：約3.8億kWh  
運転開始：2025年7月、契約期間：非公表  
需要家：愛知製鋼ほか  
契約形態：バーチャルPPA

出典：中部電力ほか

# 日本国内のオフサイトPPA契約件数 (公表案件)



\* 需要家名を公表した案件だけを集計。自然エネルギー財団の調べによる。  
契約を公表した年で分類、必ずしも契約を開始した年ではない。

## 4：コーポレートPPAの課題と解決策

コーポレートPPAを加速させるためには、いくつかの重要な課題を解決する必要がある。自然エネルギーの導入に関する課題に対して政策による後押しが欠かせない。

課題	概要	解決策
建設用地の確保	発電設備を建設するために、全国各地に数多くの用地を確保する必要がある。	[政府] 土地の利用規制の緩和など [発電事業者] 建物や農地の活用など [需要家] 自社の遊休地などを活用
送配電網への接続	地域によっては発電設備を送配電網に接続することがむずかしく、接続工事費が高額になる場合がある。オンサイトPPAでも余剰電力を供給する場合には同様の問題が生じる。	[政府] 送配電網の計画的な増強など [送配電事業者] 送配電網の運用改善、接続契約手続きの効率化など [発電事業者] 低圧の発電設備の建設、自治体との連携による工業団地の活用など
出力抑制の増加	送配電網の混雑時や地域内の電力供給力が需要を上回る時に、発電設備の運転を停止する必要がある。	[政府] 優先給電ルールの見直しなど [送配電事業者] 需給予測の精度向上など [需要家] 水力や地熱（出力抑制の対象外）を検討
長期契約のリスク	契約期間中に発電設備のトラブルのほか、電力の利用拠点を廃止する可能性などがある。	[発電事業者] 損害保険の加入など [需要家] 中途解約の設定など [金融機関] コーポレートPPA向けの保険販売

# GHGプロトコル改定の影響

## ●概要

温室効果ガス（GHG）の排出量を算定する規約として「GHGプロトコル」が国際的に使われている。世界の気温上昇を1.5°Cに抑える目標に向けて規約の改定を検討中。2027年末までに改定の内容を決めて、2030年以降に適用する見通し。

## ●主な改定案

電力の使用に伴う間接排出量（Scope2）に関して、発電した時間とエリア（系統）を電力の使用時間・場所と一致させる算定方法を提案。

## ●コーポレートPPAに対する改定の影響

[オンサイトPPA] 影響を受けない。

[フィジカルPPA] エリアを越える場合でも影響を受けない見込み。

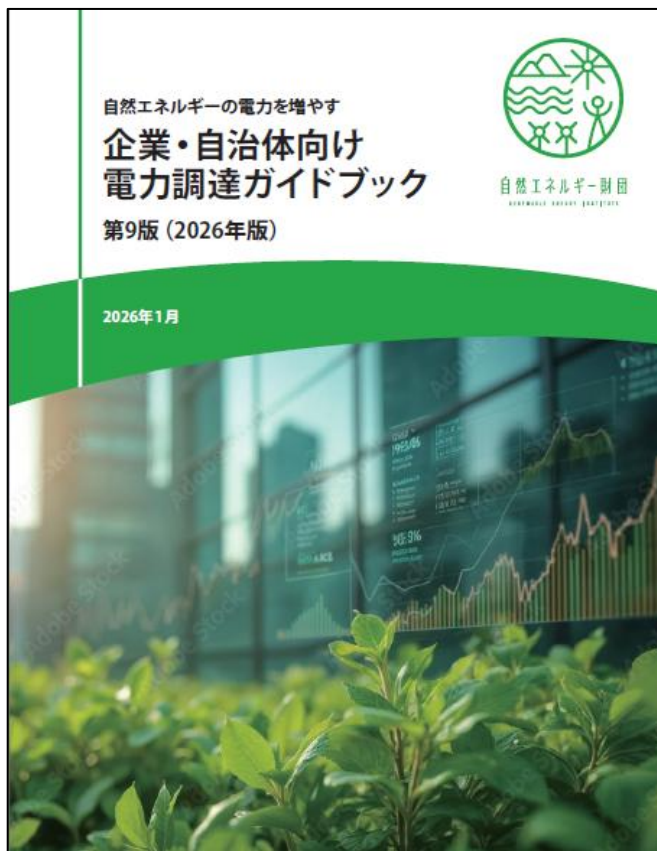
[バーチャルPPA] 時間とエリアに関する規定次第で影響を受ける可能性あり。

## ●対応策

改定前に締結した長期契約に対して例外措置（改定後も有効）が設けられる予定。バーチャルPPAでは環境価値（証書）を売買して影響を抑える方法もある。

[参考資料]

## 電力調達ガイドブック (2026年版)



コーポレートPPAを含む自然エネルギーの電力調達については、上記のガイドブックをご参照ください。

画像をクリックすると、ウェブサイトからダウンロードできます。

## コーポレートPPA 日本の最新動向

2026年版

執筆

石田 雅也 自然エネルギー財団 研究局長

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001

東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門1丁目ビル 11F

<https://www.renewable-ei.org/>  
[info@renewable-ei.org](mailto:info@renewable-ei.org)