



コーポレートPPA 日本の最新動向

2025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

2025年3月



コーポレートPPAに関する最新トピック

1. 契約件数の伸びが加速

コーポレートPPAの契約件数はオンサイト、オフサイトともに伸びている。太陽光発電のコスト低下、電気料金の高騰に加えて、CO₂（二酸化炭素）の削減につながる追加性のある自然エネルギーの電力を調達する手段としてコーポレートPPAを選択する需要家が増えている。発電設備の設置場所や契約形態も多様になり、需要家の選択肢が広がってきた。

2. 契約単価は横ばいも追加コスト

2024年度の契約単価は2023年度と同様の水準で推移している。太陽光パネルの価格が低下する一方で、施工費や損害保険料が上昇した。金利上昇の影響もある。電力の取引に関する制度変更（発電側課金、容量拠出金）によって発電事業者や小売電気事業者は追加のコスト負担が必要になった。そのコストを契約単価に反映させるケースも増えている。

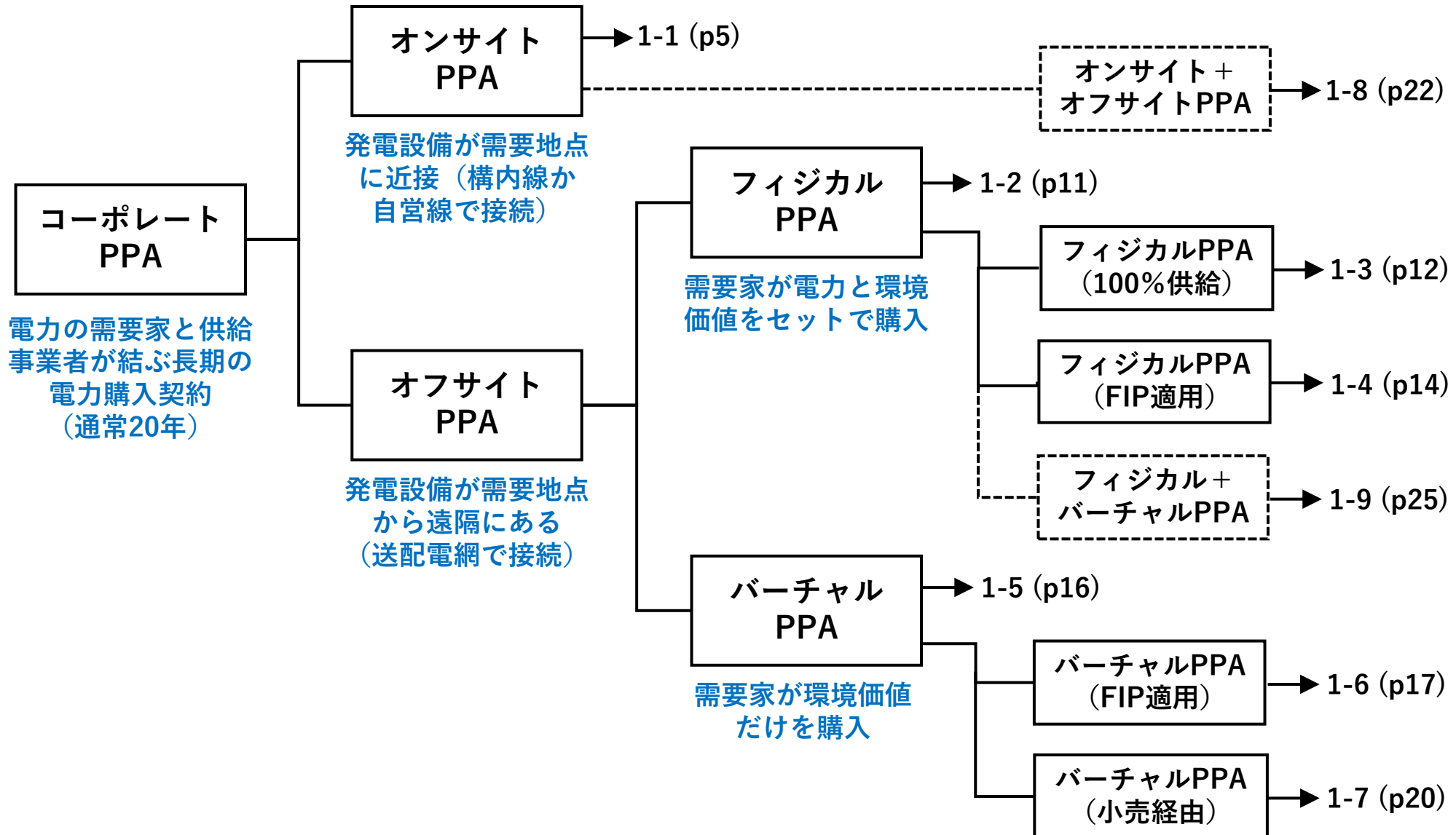
3. バーチャルPPAが増える

オフサイトPPAでは小売電気事業者を通じて電力と環境価値（証書）を購入するフィジカルPPAが主流だが、環境価値だけを長期契約で購入するバーチャルPPAを選択する需要家が増えてきた。従来の電力契約を変更する必要がなく、フィジカルPPAよりも柔軟性がある。ただし需要家のコストが変動するため、変動リスクを抑える対策が必要になる。

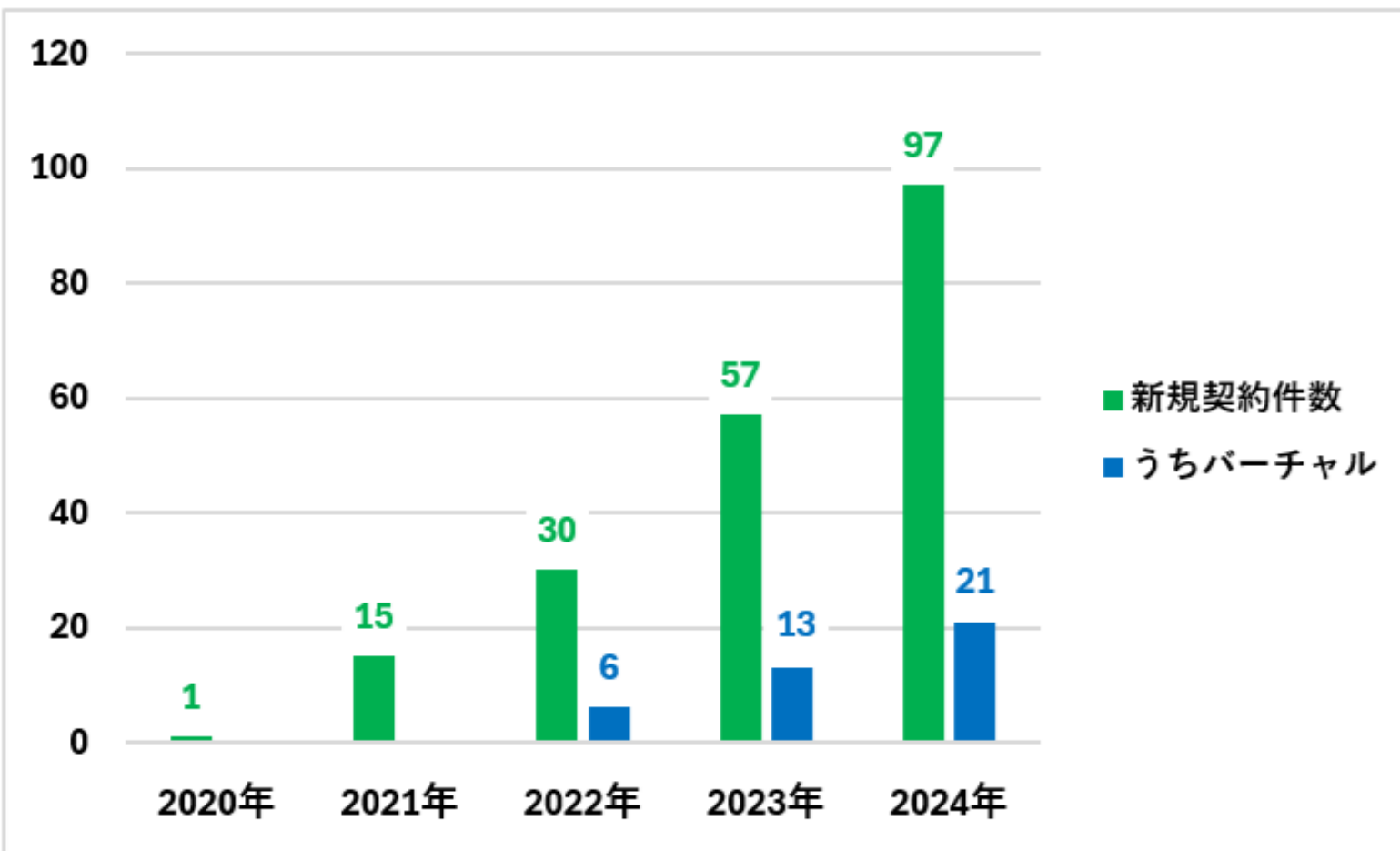
4. 陸上風力発電のPPAも始まる

日本のコーポレートPPAは太陽光発電が主流だが、陸上風力発電を対象にした契約も増えつつある。発電コストの低下に加えて、既設の発電設備をFIT（固定価格買取制度）からFIP（フィードインプレミアム）へ移行することでオフサイトPPAを締結できる。洋上風力発電にも期待がかかるが、現在のところコストの高さが課題になっている。

コーポレートPPAの選択肢



日本国内のオフサイトPPA契約件数 (公表案件)



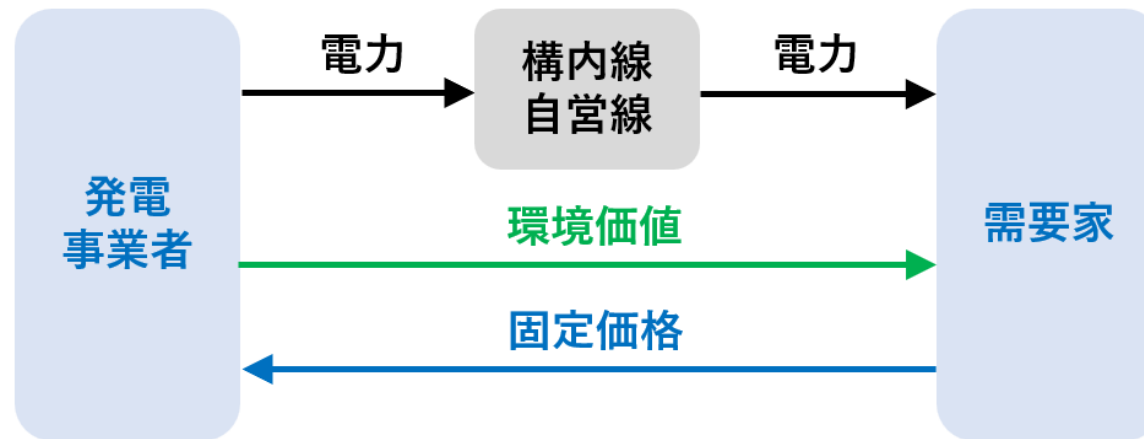
* 需要家名を公表した案件だけを集計。自然エネルギー財団の調べによる。
契約を公表した年で分類、必ずしも契約を開始した年ではない。

2024年の主な事例をp42～44に掲載。

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]

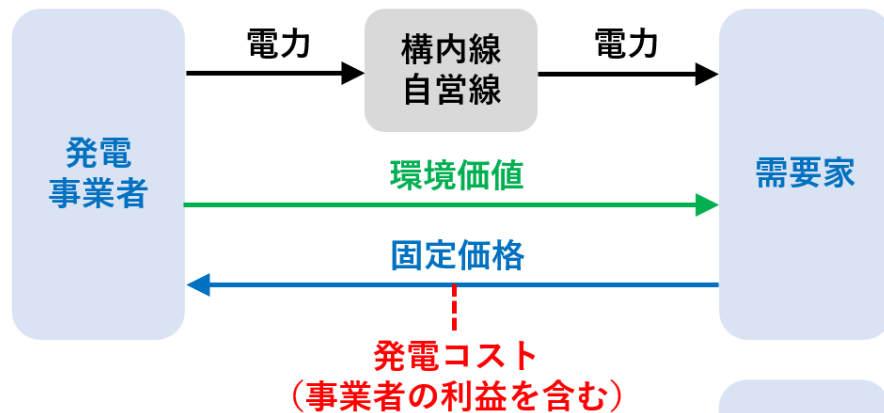


概要	利点	課題
<ul style="list-style-type: none">●需要家が電力を必要とする建物の屋上や敷地内の空き地を発電事業者に提供して、自然エネルギーの発電設備の建設・運転・保守を発電事業者に委託。発電した電力と環境価値を需要家が長期契約で購入する。●電力と環境価値の取引価格は固定。●近隣の土地に設置した発電設備の電力を自営線で供給する場合を含む。	<ul style="list-style-type: none">●需要家は発電設備の建設・運転に責任を負わない（自家発電との違い）。●送配電網を使用しないので託送料や再エネ賦課金がかからない（通常の電力契約と比べて需要家が支払う料金が低い）。●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）。	<ul style="list-style-type: none">●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）。●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）。

オンサイトPPAと通常の電力契約

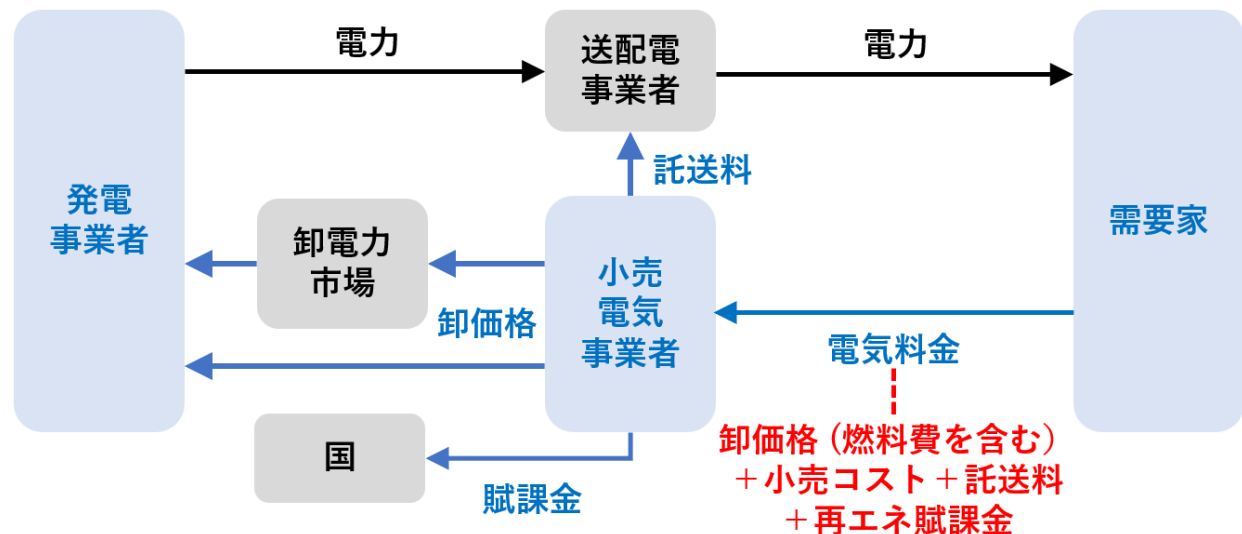
オンサイトPPAは発電コストをもとに、固定価格で契約する。一方、通常の電力契約では、小売電気事業者の電力調達コストのほかに、燃料費調整額、託送料、再エネ賦課金などを上乗せする (p34を参照)。

[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 (p28)

[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：プロテリアル熊谷磁材工場・グローバル技術革新センター（埼玉県熊谷市）
発電規模：9.7MW、想定発電電力量：1150万kWh（初年度）
契約期間：2024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：プロテリアル

オンサイトPPAの事例 (カーポート設置)



設置場所：宮崎大学清武キャンパス（宮崎県宮崎市）
発電規模：2.3MW、想定発電電力量：約300万kWh/年
契約期間：2024年2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：宮崎大学

オンサイトPPAの事例 (水上設置)



設置場所：Honda熊本製作所（熊本県菊池郡大津町）

発電規模：0.8MW

契約期間：2024年2月から20年間

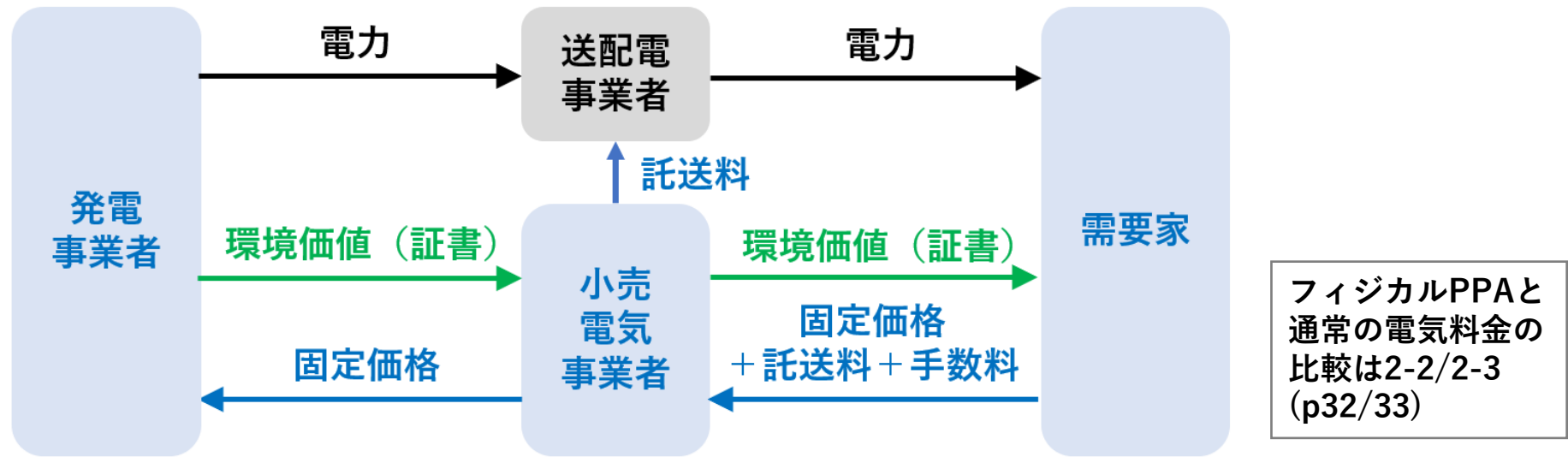
* 水上設置のオンサイトPPAでは国内で最大級

出典：三井住友建設

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]

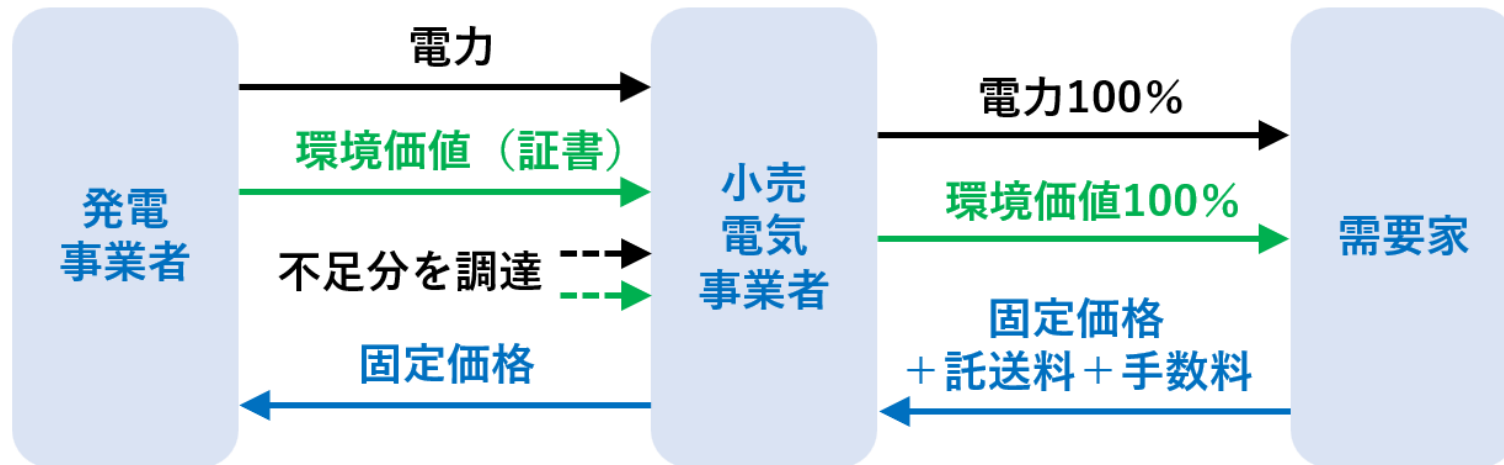


概要	利点	課題
<ul style="list-style-type: none"> ●発電事業者が需要家に専用の自然エネルギーの発電設備を建設して、発電した電力と環境価値を小売電気事業者を通じて需要家に長期契約で提供する。 ●電力と環境価値の取引価格は固定。 ●需要家は送配電網を利用するための託送料のほか、小売電気事業者に手数料を支払う。 	<ul style="list-style-type: none"> ●需要家は発電設備を特定して契約できるため、環境負荷などを考慮して電力を調達できる。 ●電力の購入コストを長期に固定できる（電気料金の単価が変動しない）。 	<ul style="list-style-type: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

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

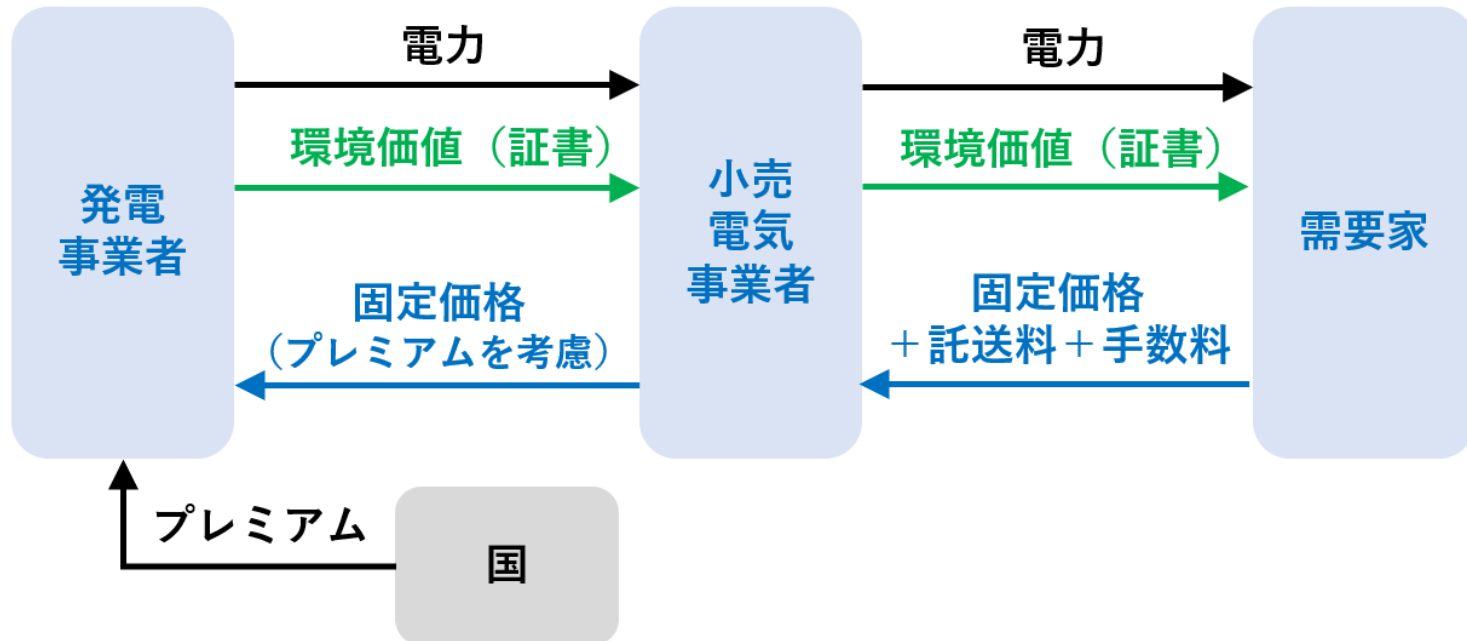
契約期間：2021年6月から順次開始、20年間

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（p19を参照）。風力などの基準価格は太陽光よりも高いが、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。

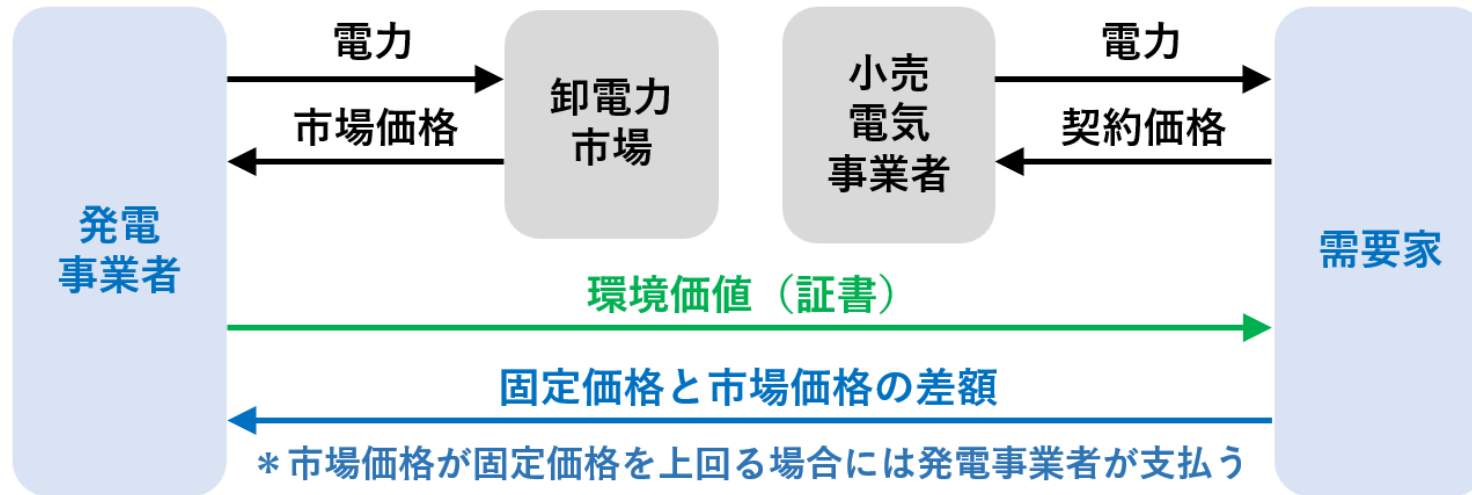
FIP基準価格 = FIT買取価格
発電事業者の収入 = (売電価格 + FIPプレミアム) × 発電電力量
FIPプレミアム：FIP基準価格と市場価格の差額をもとに算定

*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p30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]



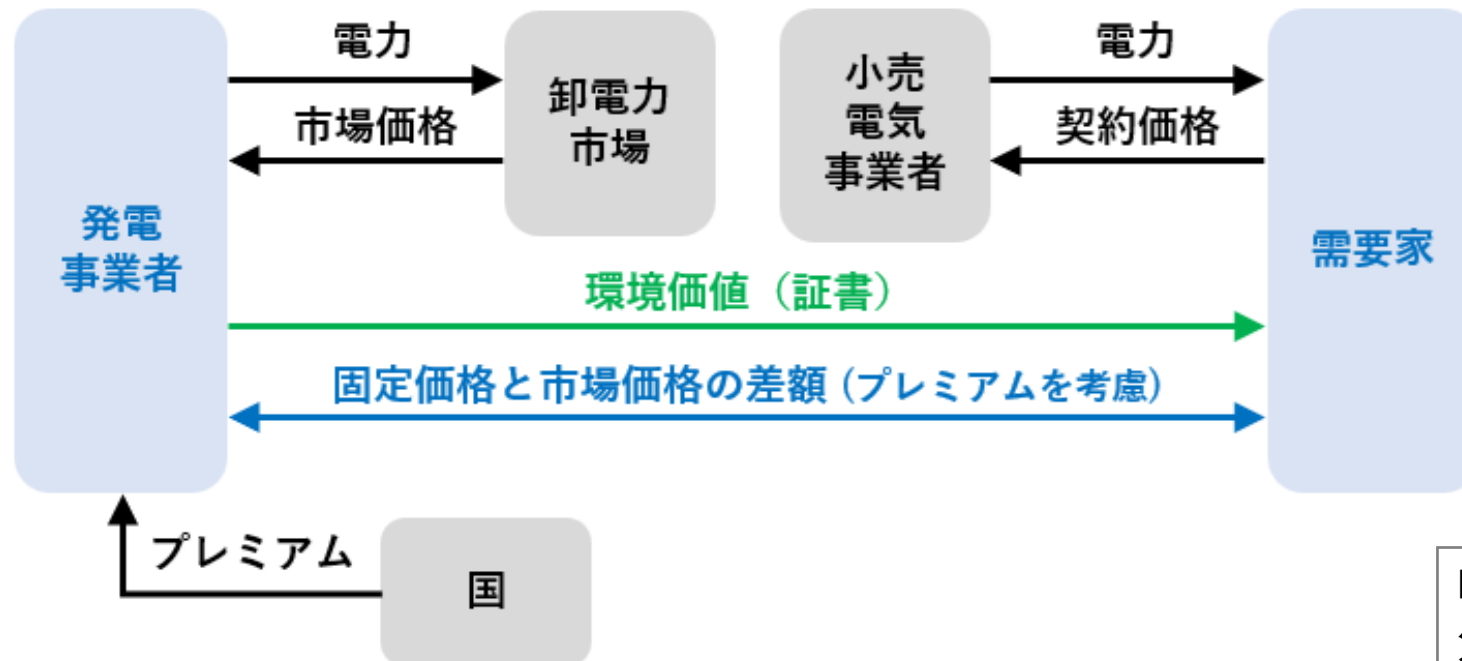
バーチャルPPAと通常の電気料金の比較は2-4 (p37)

概要	利点	課題
<ul style="list-style-type: none"> ●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。 ●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。 ●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。 	<ul style="list-style-type: none"> ●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。 ●環境価値を使用する需要地点を特定する必要がない。 ●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。 	<ul style="list-style-type: none"> ●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)。 ●差額決済のリスクを伴う(市場連動型の電力契約を締結している場合には価格変動を抑制できる)。

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基づくプレミアムを得られる。差額決済にプレミアムを含めれば需要家のコストが低減（プレミアムの算定方法はp19を参照）。

[FIPを適用したバーチャルPPAの契約形態]



FIPを適用したバーチャルPPAと通常の電気料金の比較は2-5 (p38)

* 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（p15を参照）とFITの買取期間を終了した卒FITの発電設備の場合に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。
発電事業者から需要家へ環境価値を非FIT非化石証書で提供できる。

- 非FIT非化石再エネ電源における発電者又はアグリゲーター-需要家間における環境価値の直接取引の取り組みに限り、下記要件を満たす場合、発電者又はアグリゲーターから需要家が非FIT非化石証書を直接調達することが可能です。

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	新設非FIT電源*2 *5、新設FIP電源（FITから移行した電源含む） *3 *5、卒FIT電源（FIT認定廃止電源含む）。
申請条件	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こと。 【直接売買を証する様式例*4】 https://www.biprogy.com/solution/uploads/6_nonfit-nintei_juyoka-torihiki.xlsx
その他条件	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。 また、証書の口座移転完了日までに、JEPXに相対取引の内容を報告し、適切に証書の口座移転を行うこと。

*1 電事法上の発電事業者及び電事法外の発電者。

*2 2022年4月以降に営業運転開始となる電源。

*3 FITからFIPへ移行した電源についても、FITにおける営業運転開始が2022年4月以降であること。

FITにおけるリプレース電源がFIPへ移行した場合、営業運転開始日は当該リプレース認定により設定された運転開始日を基準とすること。

(FIP電源については、25年1月発電分から、営業運転開始日の制限を無くすことを予定しております。なお当該分の申請は25年4月開始となります。)

*4 必要に応じて追加情報を提出いただく場合がございます。

*5 2021年度以前に営業運転開始した設備のうち、2022年度以降リパワリングを実施した設備の出力増強分。

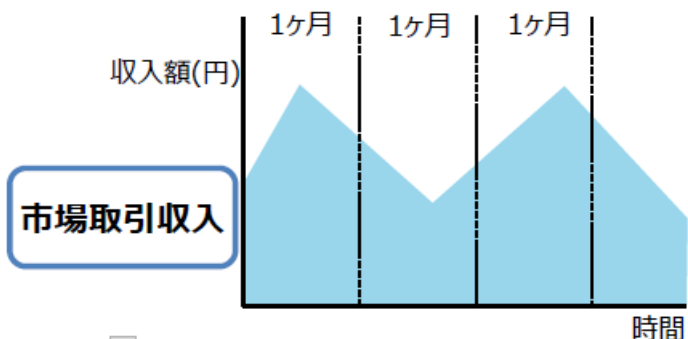
(リパワリング前の既存出力分は対象外) リパワリング設備の認定につきましては別途資料をご確認ください。

https://www.biprogy.com/solution/uploads/2_nonfit-nintei_explain_hosoku.pdf

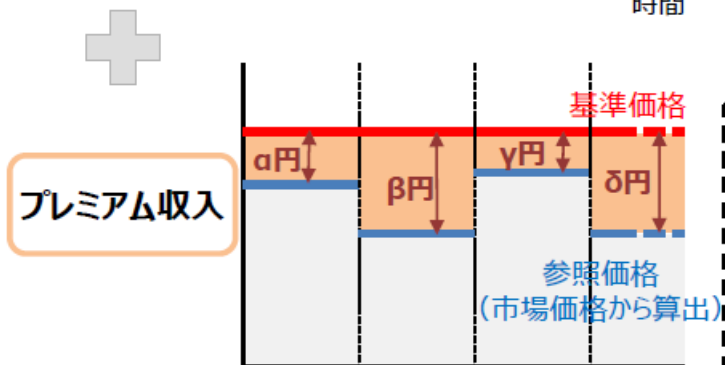
出典：経済産業省、BIPROGY「非FIT 非化石電源に係る認定についての事業者説明資料」（2025年1月27日）

FIPのプレミアム算定方法

FIP制度



- 電力の取引
- JEPX（卸電力取引市場）での取引
 - 相対取引
 - 非化石価値取引



プレミアム（下記算定式にて毎月算出）

$$= \text{基準価格} - \text{参照価格} \times \text{kWh}$$

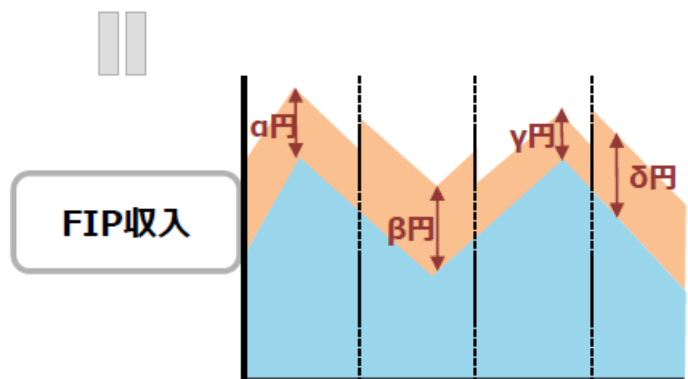
基準価格 × FIT調達価格と同じ価格

$$\Rightarrow \frac{\text{総費用（資本費 + 運転維持費）} + \text{利潤}}{\text{総発電電気量}}$$

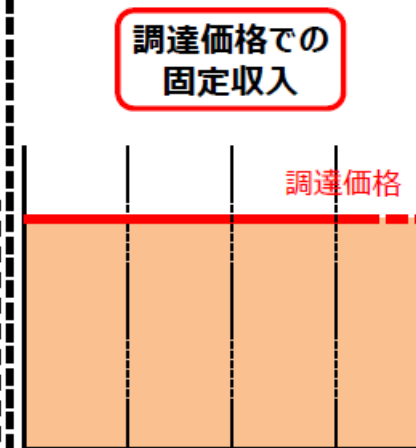
参照価格

⇒ 前年度年間平均市場価格
+ (当年度月間平均市場価格 - 前年度月間平均市場価格)

※ その他非化石価値やバランシングコストを勘案



FIT制度

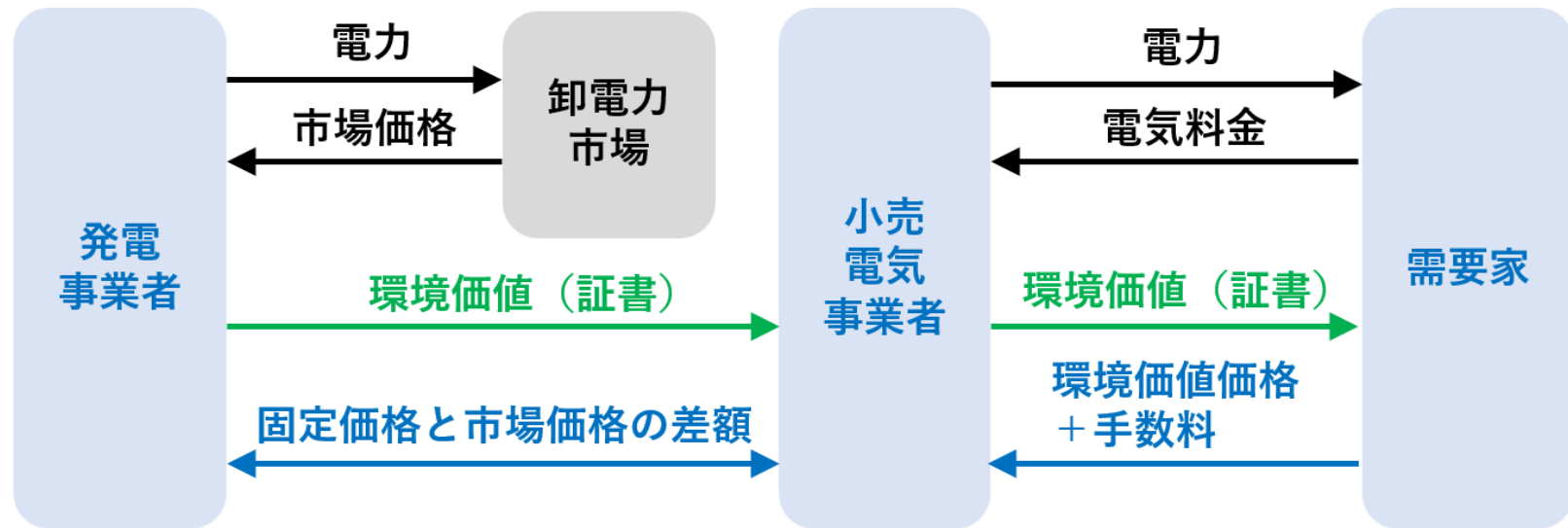


出典：資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて（FIP制度関係）」（2024年2月7日）

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]

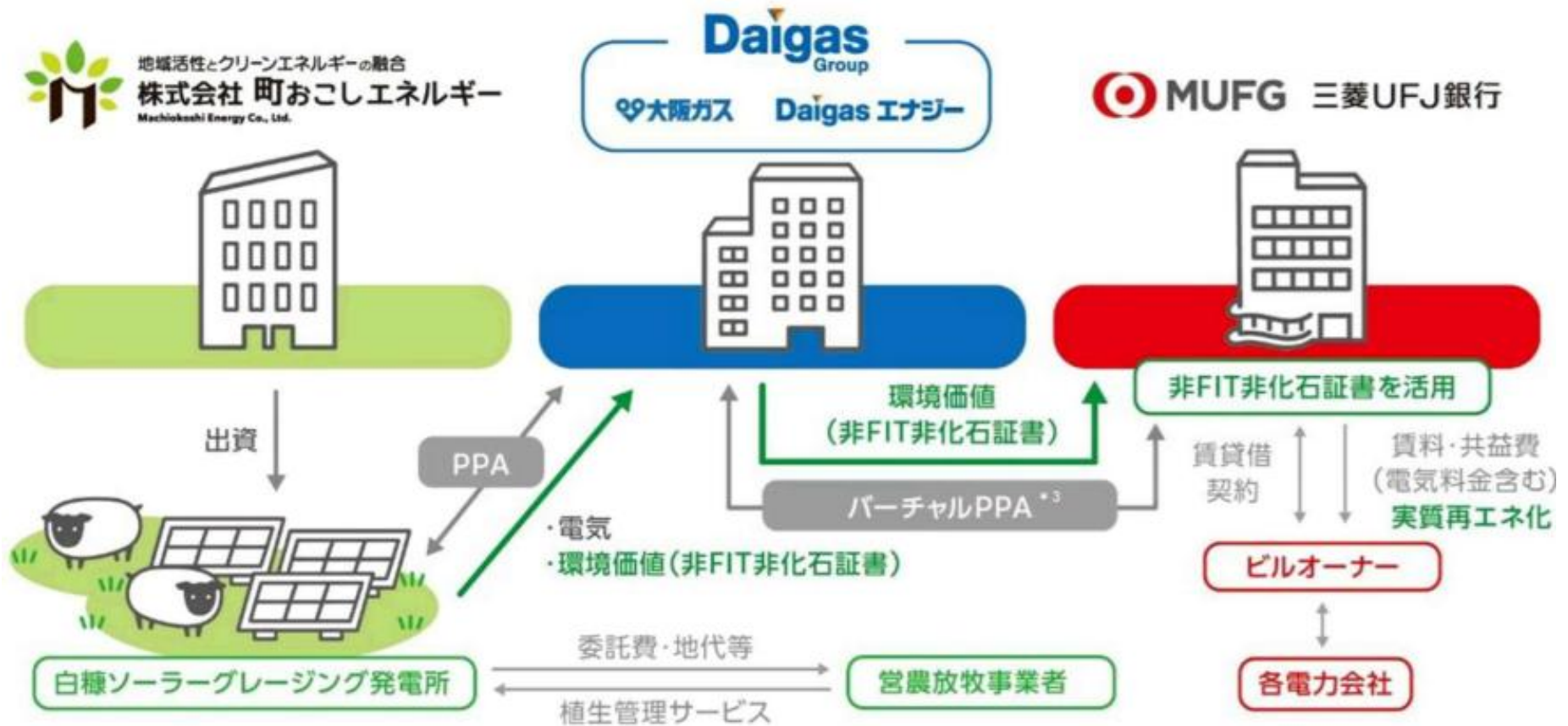


* 小売電気事業者と需要家のあいだでも固定価格ではなく、差額を調整する契約形態がある。

非FIT非化石証書の直接取引（p18を参照）が認められない発電設備でも、上記の契約形態は可能。

小売電気事業者が発電事業者から電力と環境価値を固定価格で買い取り（フィジカルPPA）、環境価値だけを需要家に提供する（バーチャルPPA）、という契約形態もある。

バーチャルPPAの事例 (小売経由)



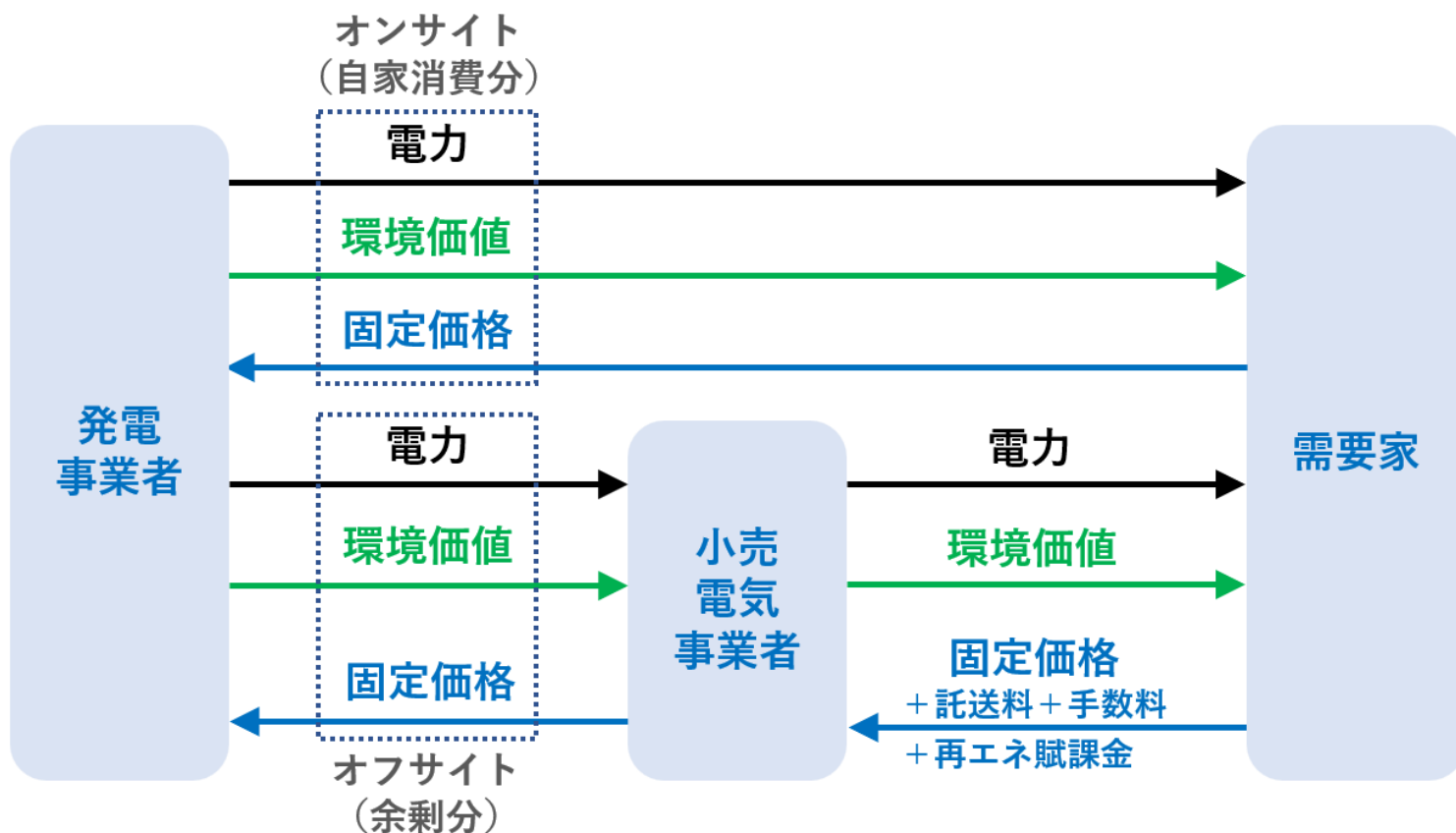
発電規模：9.6MW
 契約期間：2025年秋から順次開始、20年間

出典：三菱UFJ銀行ほか

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を組み合わせることも可能。

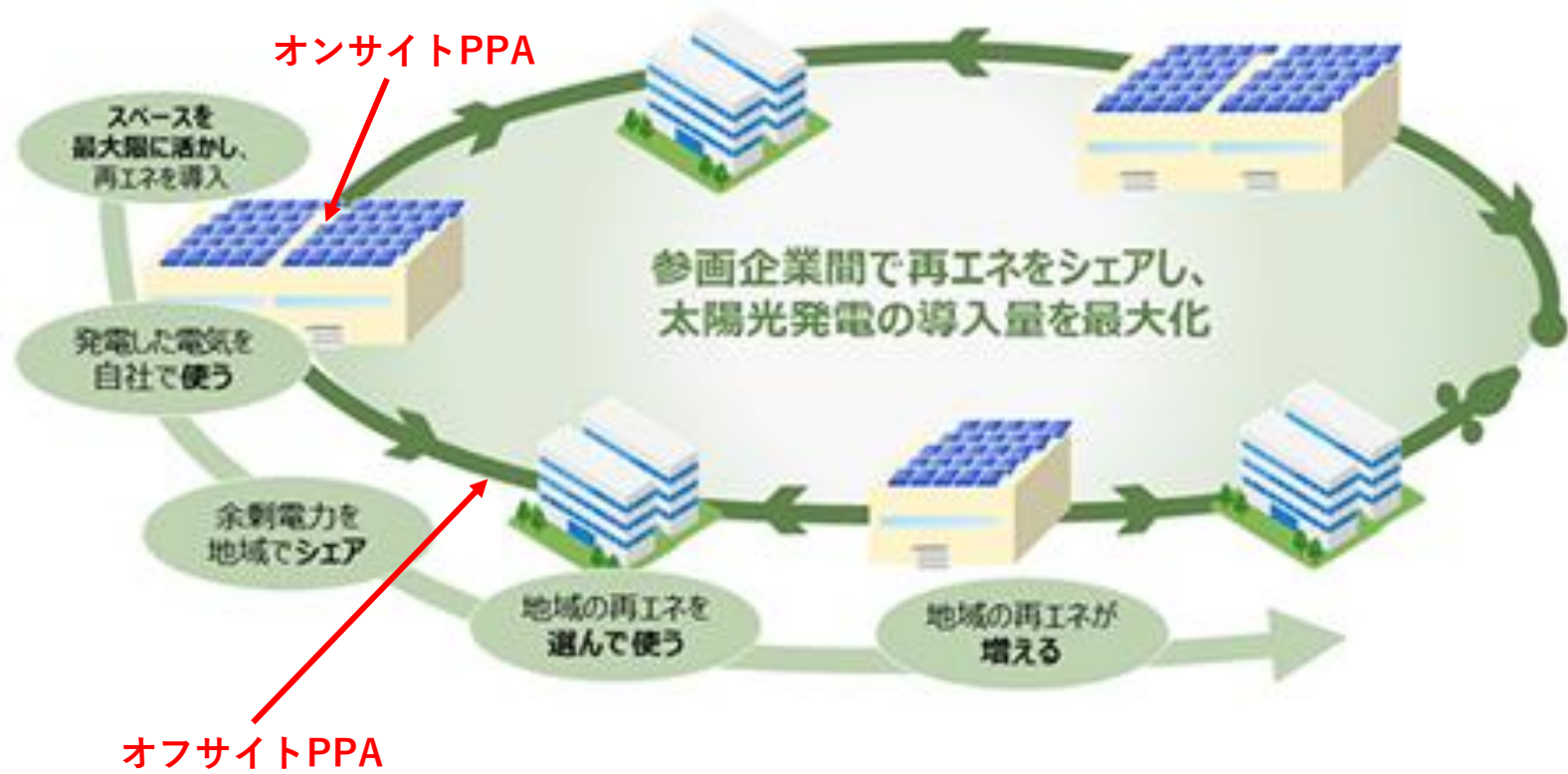
オンサイト + オフサイトPPAの事例



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 (共同利用)



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	株式会社クラブ
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

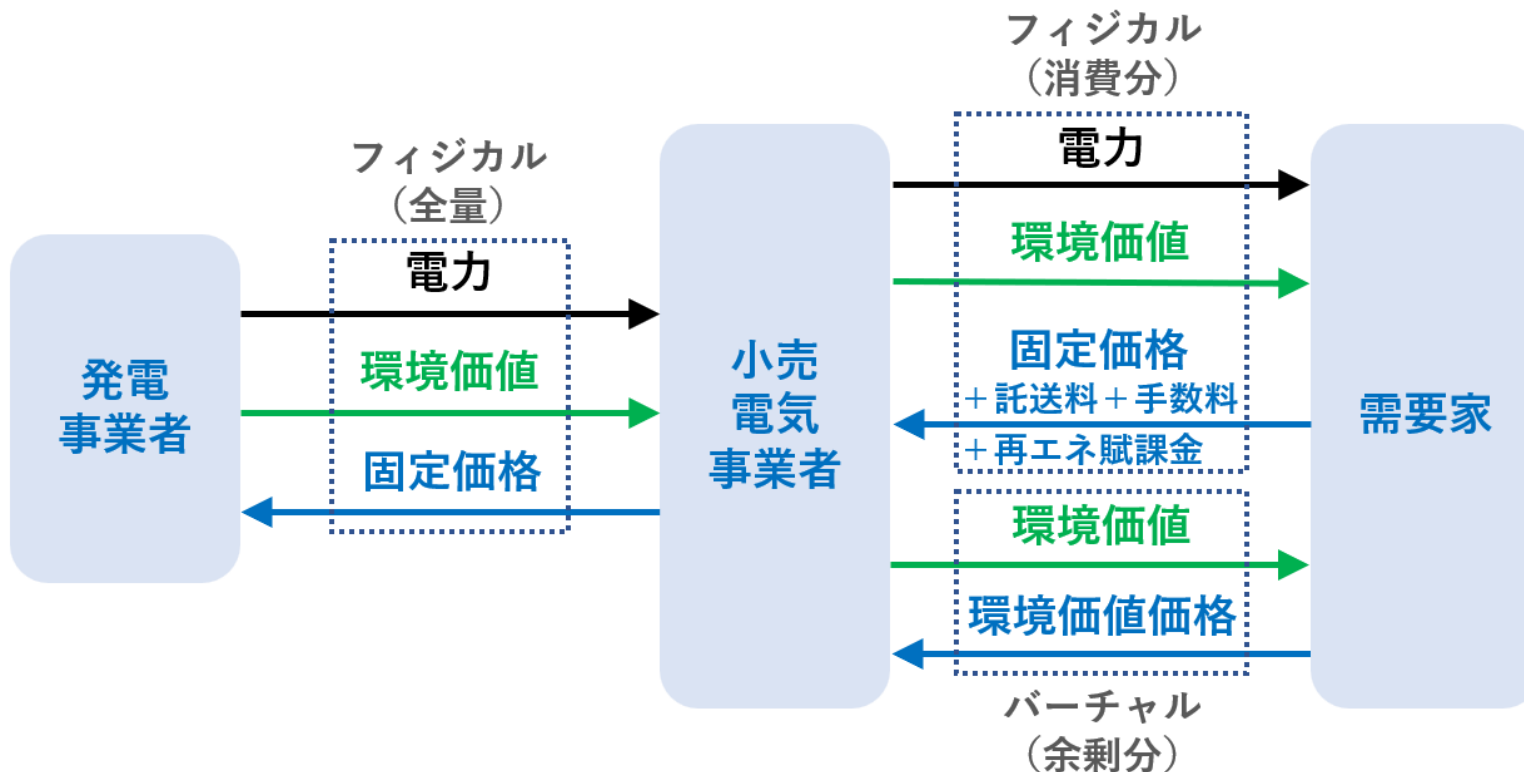
発電規模：非公表
 契約期間：非公表

出典：中部電力ミライズ

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



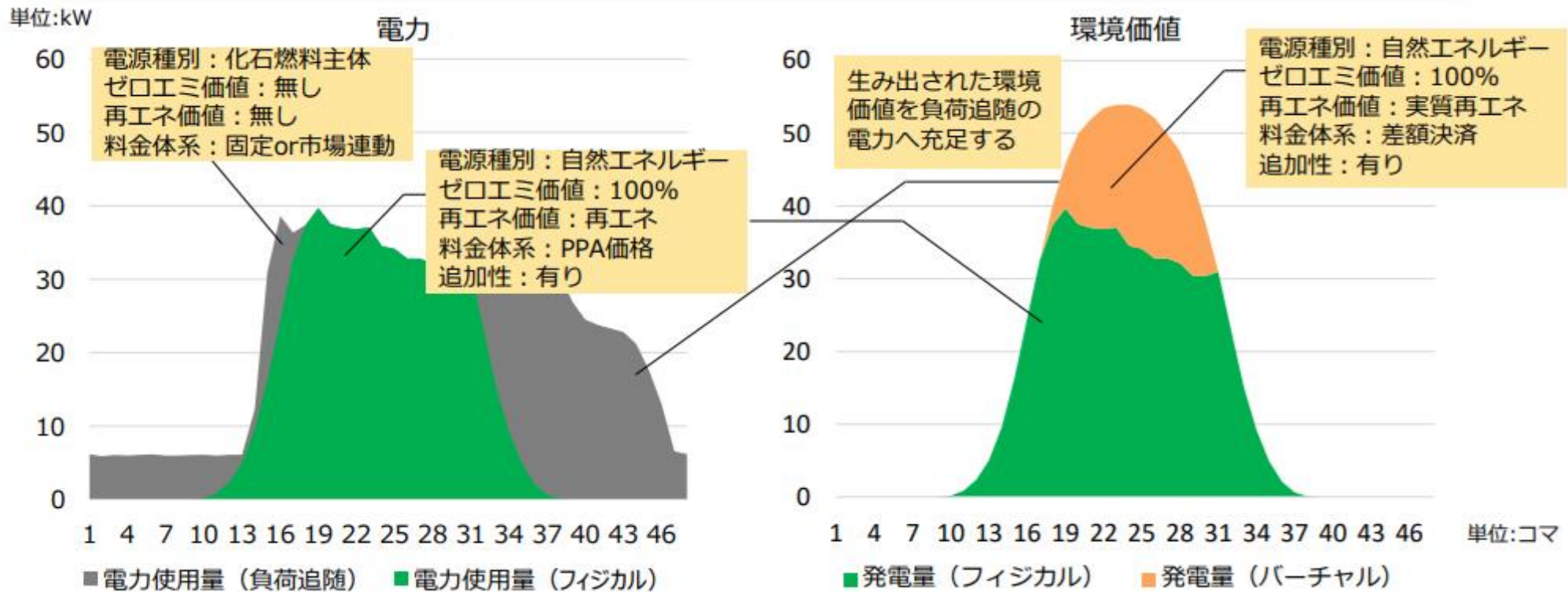
新本社ビル(需要場所)
シナネン
ホールディングス
株式会社

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

2-1：オンサイトPPAのコスト

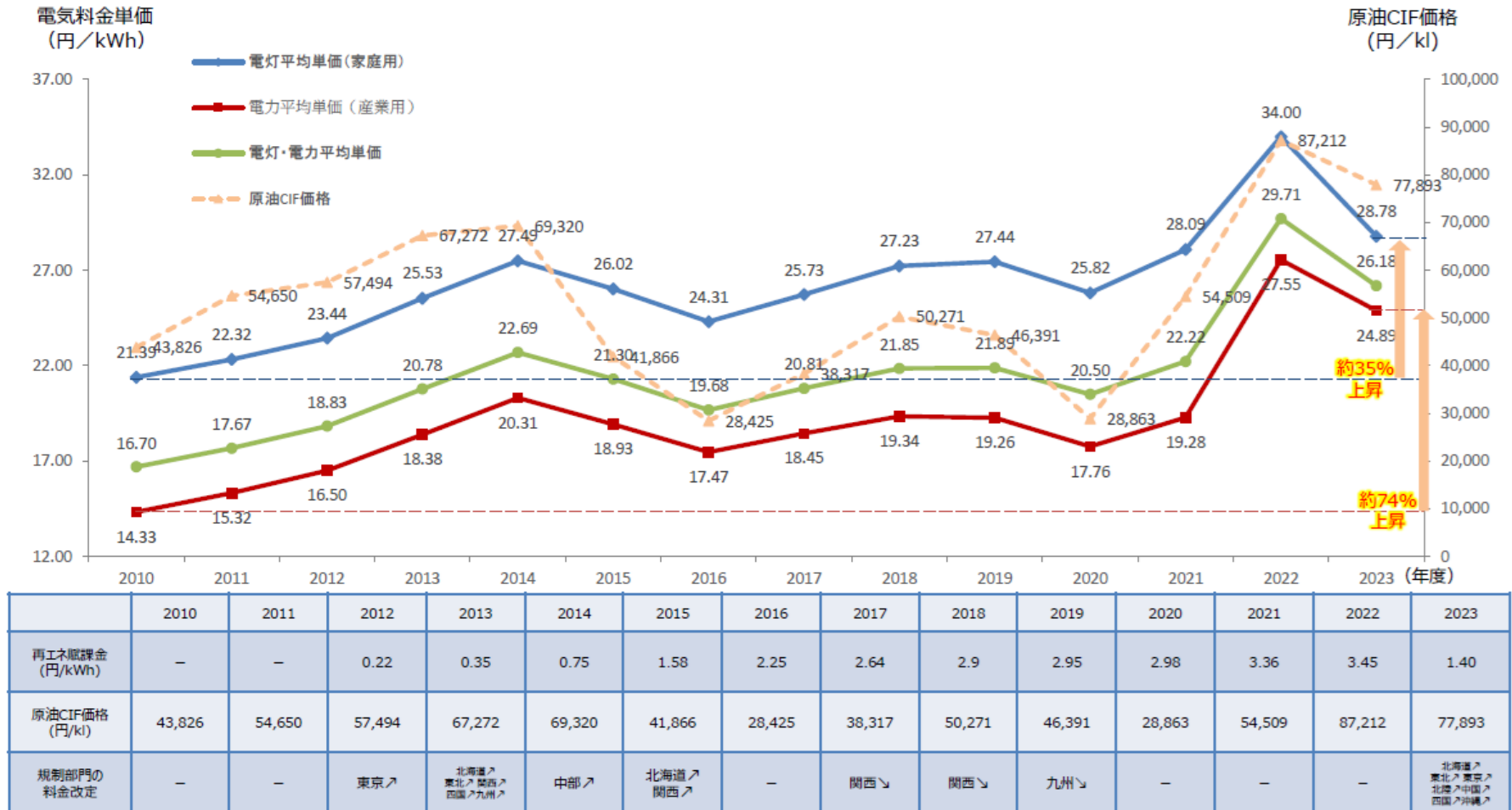
オンサイトPPAでは託送料や再エネ賦課金が不要。通常の電気料金と比べて需要家のコストは低くなる。

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	12~15円 (自家消費100%の場合)		
小売コスト	—	22円 (燃料費調整額を含む)	18円 (燃料費調整額を含む)
託送料 (送配電コスト)	—		
合計 (需要家コスト)	12~15円	22円 +再エネ賦課金	18円 +再エネ賦課金

* 上記のコストは2024年度の全国平均の水準を自然エネルギー財団が推定（消費税を含まない）。オンサイトPPAの発電コストは発電設備の規模、地域、設置条件によって異なる。契約期間は20年。自家消費率が低くなるとオンサイトPPAの契約単価は高くなる場合が多い。通常の電気料金には燃料費の激変緩和措置の値引き分を含まない。

電気料金の動向

電気料金の単価は再エネ賦課金と燃料費によって上昇傾向にある。2022年度には燃料費の高騰で単価が大幅に上昇した。

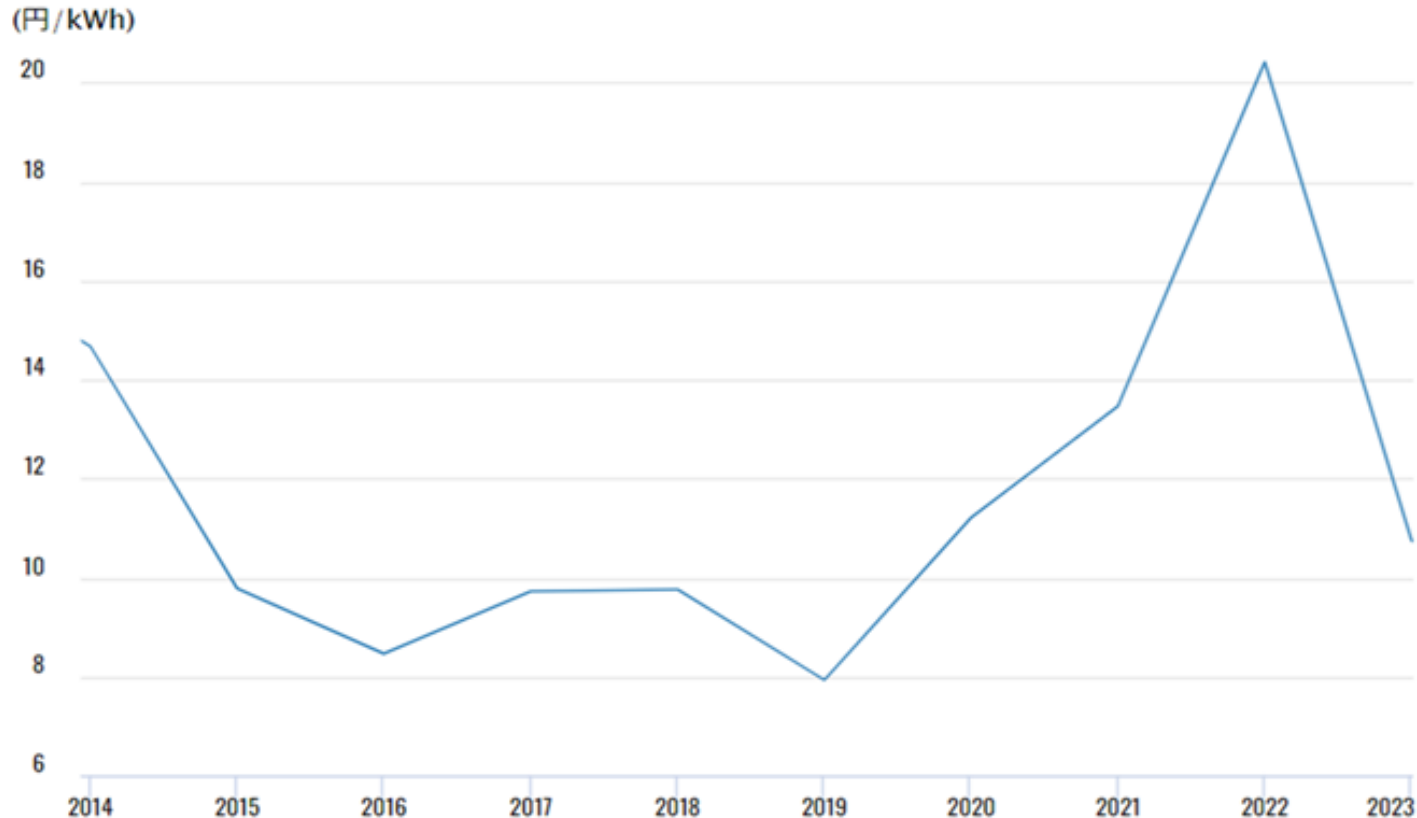


※消費税、再エネ賦課金を含む。※2022年度、2023年度については、電気・ガス価格激変緩和対策の効果も含まれている。(出所) 発受電月報、各電力会社決算資料、電力取引報等を基に作成

出典：資源エネルギー庁「電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について」(2024年7月9日)

卸電力市場の取引価格（スポット市場）

卸電力市場の平均取引価格は2022年度に高騰した後、2023年度に低下した。2024年度も同様の水準だが、電気料金は高い状態が続く。

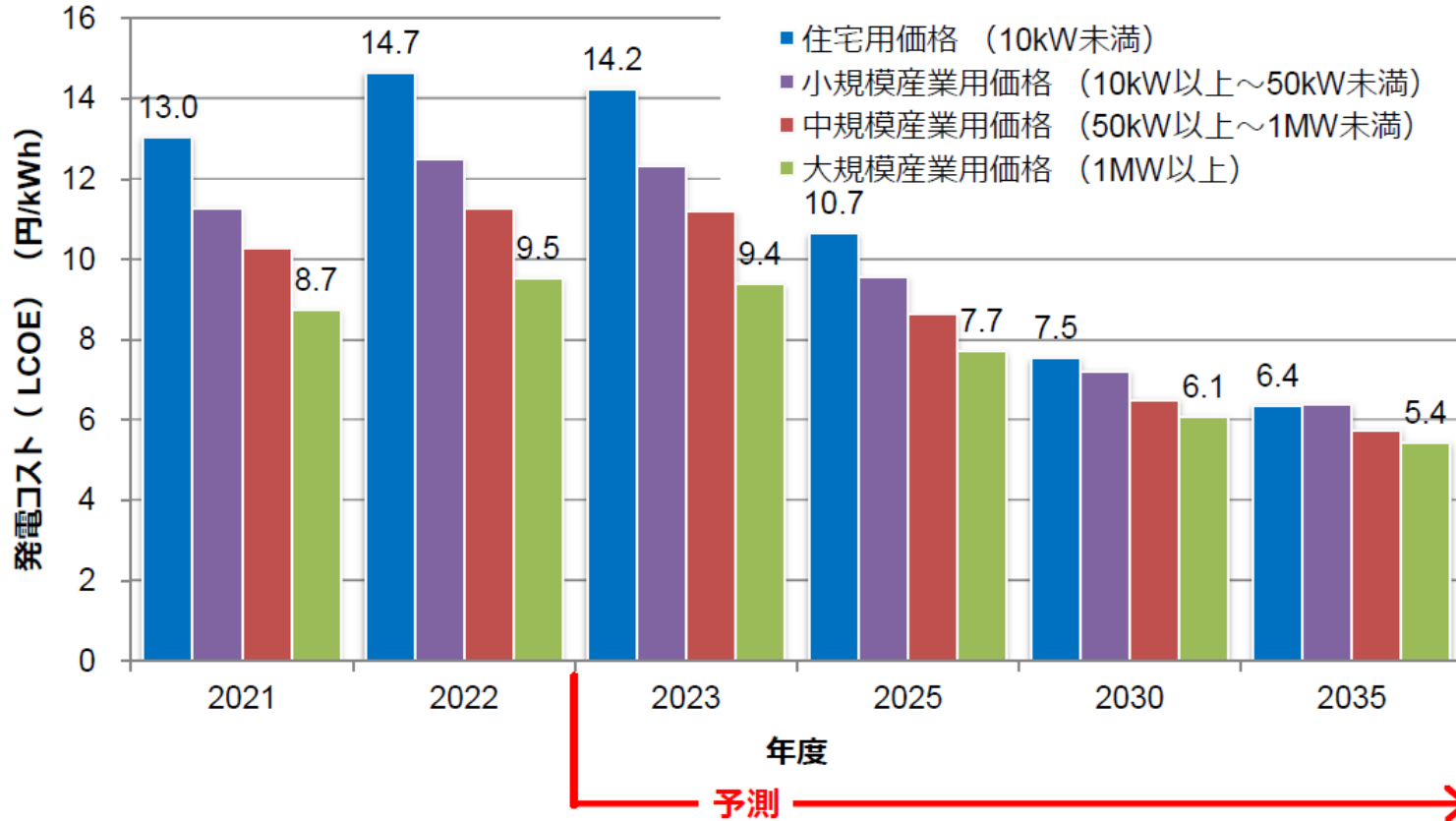


年度	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2014 - 2023
円/kWh	14.67	9.78	8.46	9.72	9.76	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	11.61 (平均)

出典：日本卸電力取引所「取引市場データ」

太陽光発電のコスト

産業用の太陽光発電のコストは2023年度に1kWhあたり11円前後。
卸電力市場の平均価格と同等の水準になっている。



出典：資源総合システム

* 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2023年度まで20年、2025年度は25年、2030年度以降は30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（p35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

* 上記のコストは2024年度の全国平均の水準を自然エネルギー財団が推定（消費税を含まない）。
フィジカルPPAの発電コストは発電設備の規模、地域、設置条件によって異なる。契約期間は20年。
通常の電気料金には燃料費の激変緩和措置の値引き分を含まない。
2024年度から導入された託送料の発電側課金と容量拠出金は考慮していない（p34を参照）。

2-3：フィジカルPPAのコスト（特別高圧）

電気料金の単価が最も低い特別高圧でも、フィジカルPPAの単価は同等の水準になっている。ただし大量の電力を使う製造業など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はまだ高い。

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	

* 上記のコストは2024年度の全国平均の水準を自然エネルギー財団が推定（消費税を含まない）。フィジカルPPAの発電コストは発電設備の規模、地域、設置条件によって異なる。契約期間は20年。2024年度から導入された託送料の発電側課金と容量拠出金は考慮していない（p34を参照）。

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」を月ごとに算出して、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ケースが多い。

●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。大手電力以外の小売電気事業者は電気料金に容量拠出金を反映させるケースが多い。

●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。

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CO₂ (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。CO₂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

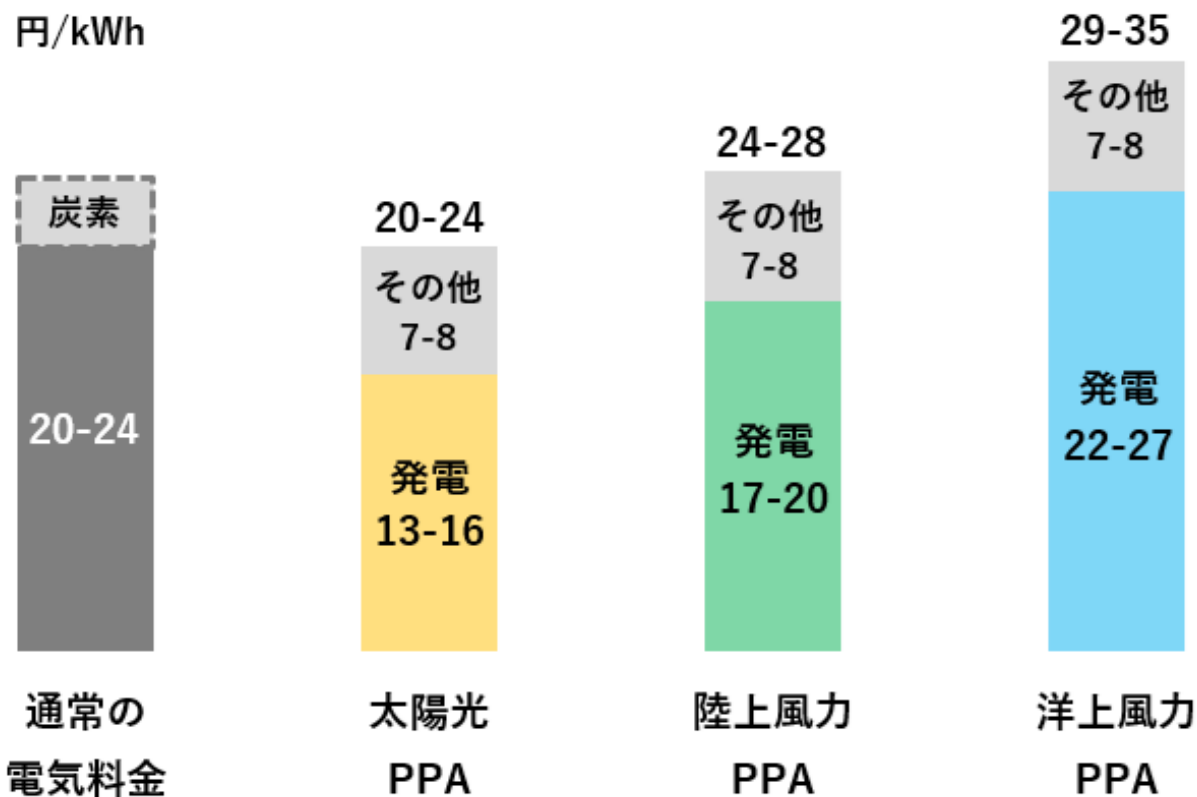
* 上記の炭素コストは以下の条件で算出。

- ・ 炭素価格：CO₂排出量1トンあたり1万円
- ・ 電力のCO₂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。

発電方法別のコスト比較 (フィジカルPPA、高圧)

太陽光 (新設の発電設備) によるPPAの契約単価は通常の電気料金と同等の水準になり、陸上風力の契約単価も太陽光に近づいてきた。洋上風力は現状ではPPAを締結することがむずかしい水準。



* 2024年度の標準的な価格水準を自然エネルギー財団が推定。PPAの契約期間は20年。
陸上風力と洋上風力 (新設) は実際の契約単価ではなく、標準的な発電コストをもとに想定。
「その他」は小売手数料や託送料など。再エネ賦課金と消費税を除く。

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

* 上記のコストは2024年度の全国平均の水準を自然エネルギー財団が推定（消費税を含まない）。
バーチャルPPAの発電コストは発電設備の規模、地域、設置条件によって異なる。契約期間は20年。
通常の電気料金には燃料費の激変緩和措置の値引き分を含まない。
2024年度から導入された託送料の発電側課金と容量拋出金は考慮していない（p34を参照）。

2-5：バーチャルPPAのコスト（FIP適用）

バーチャルPPAをFIPと組み合わせると環境価値を固定価格で購入することも可能。電力コスト（小売分）は契約する電気料金による。

kWhあたり	バーチャルPPA + FIP (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

* 上記のコストは2023年度の全国平均の水準を自然エネルギー財団が推定（消費税を含まない）。バーチャルPPAの発電コストは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。通常の電気料金には燃料費の激変緩和措置の値引き分を含まない。2024年度から導入された託送料の発電側課金と容量抛し金は考慮していない（p34を参照）。

炭素価格を反映したコスト比較 (バーチャルPPA + FIP)

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CO₂排出量を長期にわたって削減できる。CO₂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 + FIP (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：CO₂排出量1トンあたり1万円
- ・ 電力のCO₂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。

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年度に9円/kWh以下に、2026年度はさらに低下する。発電事業者から見て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。

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)	8.6円 (FIT/FIP選択)
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)	8.68～8.90円 (FIP入札上限)	未定 (FIP入札上限)
500kW～ 1000kW未満	9.28～9.5円 (FIP入札上限)				
1000kW～					
屋根設置 50kW以上	9.5円 (4～9月)	12円 (10～3月)	12円 (FIT/FIP選択)	12円 (FIT/FIP選択)	11.5円 (FIT/FIP選択)

FIT買取価格/FIP基準価格（風力）

陸上風力のFIT/FIP価格が低下する一方、発電設備の資材高騰などによってコストが上昇。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。以前に高いFIT買取価格で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p15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)	12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)	12円 (FIP入札上限)
洋上風力 着床式	15円 (FIT/FIP入札上限)	上限非公開 (FIP入札)	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)

* 洋上風力のうち再エネ海域利用法の適用案件を除く。

3：オフサイトPPAの主な事例

(2024年1月～12月に公表した案件、契約規模3MW以上)

需要家	小売電気事業者	発電事業者	契約規模
東洋鋼鋳	中国電力	中国電力	64MW
大塚商会	(バーチャルPPA)	レノバ	5MW
東急ほか	東急パワーサプライ	東急、三菱HCキャピタルエナジー	20MW
JR西日本	北陸電力	北陸電力	48MW
パナソニックオートモーティブシステムズ	パナソニックオペレーショナルエクセレンス	(非公表)	28MW
ブルボン	サミットエナジー	自然電力	6.7MW
イオン東北	丸紅新電力	日本BSL	3.3MW
丸井	マルイファシリティーズ	ADDエナジー1号	3.7MW
中部鋼鋳	中部電力ミライズ	(非公表)	4.7MW
明電グループ	東京電力エナジーパートナー	エムウインズ	3MW (風力)

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。

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	発電事業者	契約規模
Google	(バーチャルPPA)	クリーンエネルギーコネクト	40MW
Google	(バーチャルPPA)	自然電力	20MW
JR西日本	関西電力	ENEOSリニューアブル・エネルギー	18MW
Amazon	(非公表)	コスモエコパワー	33MW (風力)
Amazon	(非公表)	ENEOSリニューアブル・エネルギー	9.5MW
三菱UFJ銀行	(バーチャルPPA、大阪ガス)	町おこしエネルギー	9.6MW
東京メトロ	(バーチャルPPA)	丸紅新電力	5MW (小水力)
京阪ホールディングス	関西電力	環境資源開発コンサルタント	4MW
NTTドコモ	東北電力	アスソラ	9MW
富士電機	中部電力ミライズ	ジェネックス	10.7MW
Honda	(バーチャルPPA)	留寿都ウインド	63MW (風力)
三井不動産	東京電力エネルギーパートナー	三井不動産	3.6MW

3：オフサイトPPAの主な事例（続）

需要家	小売電気事業者	発電事業者	契約規模
ジェイテクト	中部電力ミライズ	ソーラー・ワン	3.6MW
阪急電鉄	関西電力	KDS太陽光	5MW
東京メトロ	(バーチャルPPA、東京電力エナジーパートナー)	コスモエコパワー	18MW (風力)
JR九州	UPDATER	GPSSホールディングス	3MW
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	4.1MW
日鉄興和不動産	(バーチャルPPA)	エムエル・パワー	6.3MW
ヤンマーホールディングス	(バーチャルPPA)	SMFLみらいパートナーズとヤンマーエネルギーシステムの共同出資会社	10.9MW
住友生命保険	(バーチャルPPA)	プロロジス	5.8MW
日本マクドナルド	関西電力	KDS太陽光	4MW
富士電機津軽セミコンダクタ	東北電力	(非公表)	6.6MW
リコージャパン、穴吹興産ほか	リコージャパン	穴吹興産	3.1MW

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] 小規模な用地を大量に確保など [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] 水力や地熱を検討 (FIP適用)
長期契約のリスク	契約期間中に、発電設備のトラブルや、電力の利用拠点の廃止、などの可能性がある。	[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

[参考資料]

電力調達ガイドブック (2025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

2025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