



コーポレートPPA 日本の最新動向

2024年版

1. 契約形態

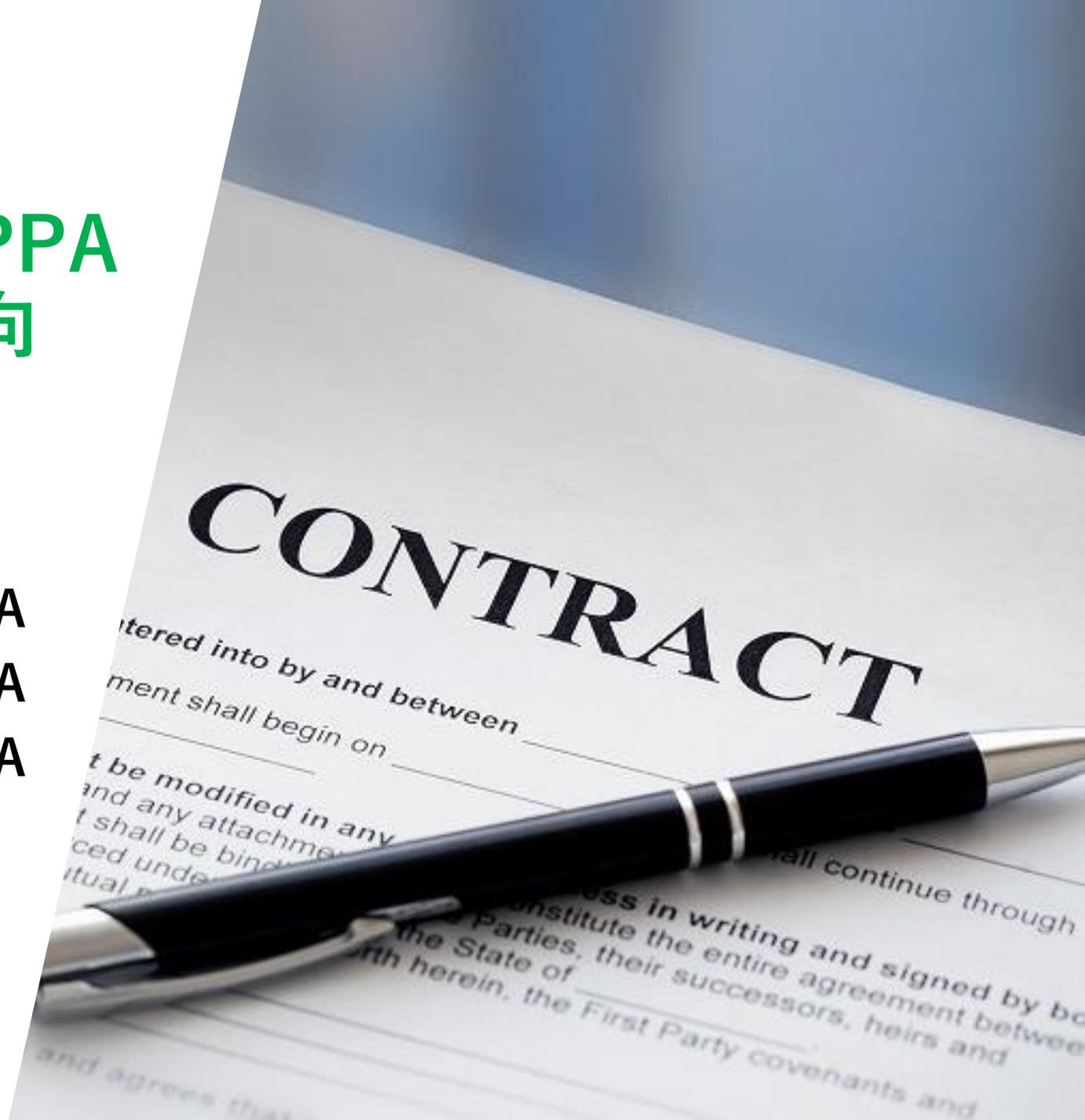
- オンサイトPPA
- フィジカルPPA
- バーチャルPPA

2. 電気料金の比較

3. 国内の事例

4. 課題と解決策

2024年4月



コーポレートPPAに関するトピック

1. 契約単価の上昇

日本国内で締結するコーポレートPPA(Power Purchase Agreement、電力購入契約)の大半は太陽光発電である。太陽光発電のコストは2023年度に平均11円/kWh(キロワット時)程度だったが、コーポレートPPAの契約単価は需要の増加に伴って上昇した。それでも通常の電気料金が高い水準にあるため、需要家は経済性の面でもメリットを期待できる。

2. 市場価格の低下

2022年度の卸電力市場は化石燃料の輸入価格の高騰などにより、年間の平均取引価格が20円/kWhを超える異常な状態だった。2023年度には電力の需給状況が改善して、11円/kWh弱まで低下した。今後もさまざまな要因で市場価格が変動する。コーポレートPPAの中でもバーチャルPPAでは、市場価格の変動が需要家の電力調達コストに影響を与える。

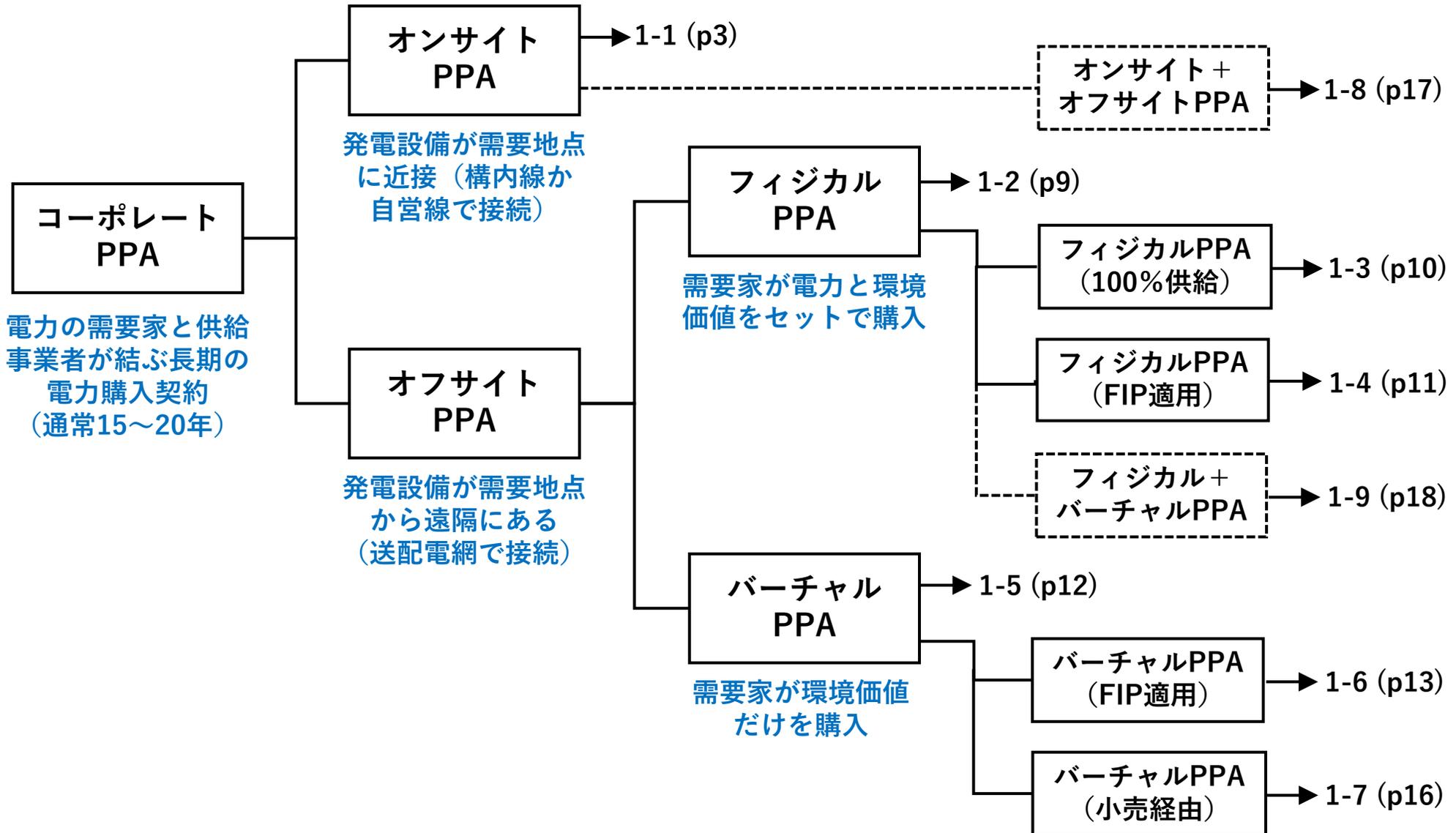
3. 電気料金の制度変更

電気料金に影響を与える新制度が2024年度に開始された。発電事業者が送配電網の使用料の一部を負担する「発電側課金」、小売電気事業者などが供給力確保のために負担する「容量拠出金」の導入である。通常の電気料金と同様に、オフサイトPPAの契約単価にも影響が及ぶ可能性は大きい。新制度の対象外になるオンサイトPPAのメリットが高まる。

4. 洋上風力発電の拡大

自然エネルギーの電力は洋上風力発電で拡大していく。発電所の規模が大きいため、大型のコーポレートPPAを締結できる。当面は太陽光に比べて発電コストが高いが、フィードインプレミアム(FIP)を適用して、契約単価を低く抑えることが可能だ。バーチャルPPAとFIPを組み合わせることによって、市場価格が変動する影響も抑制できる。

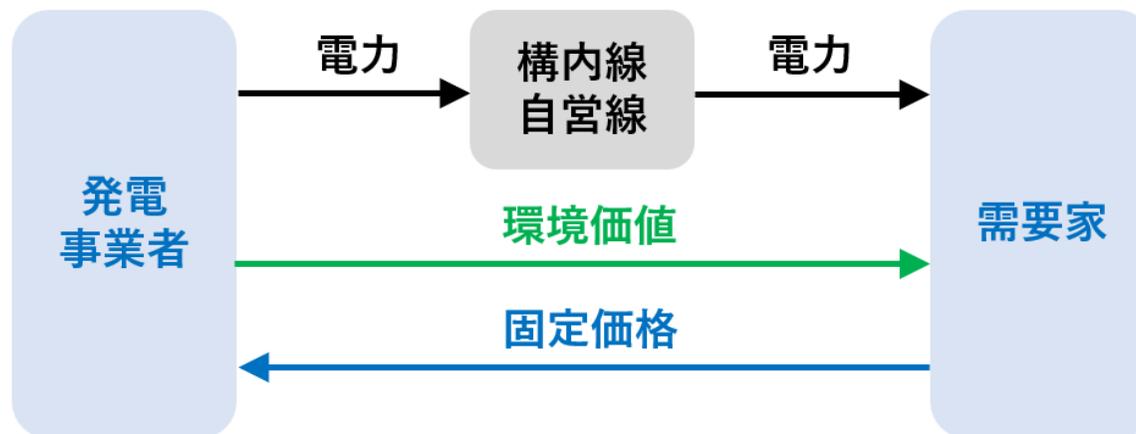
コーポレートPPAの選択肢



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]

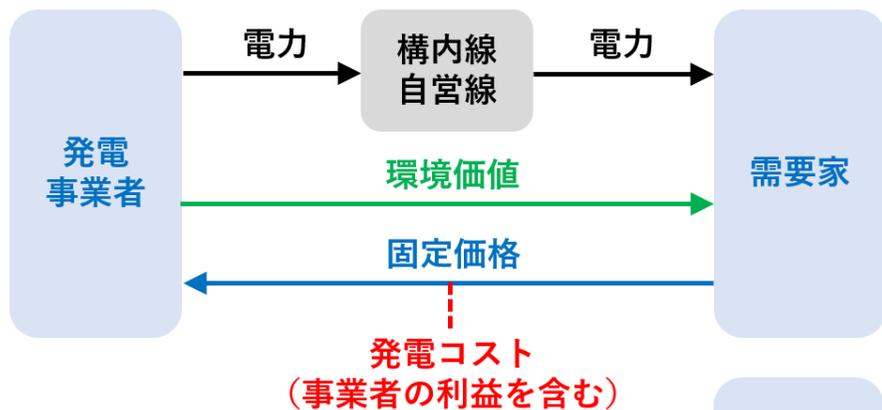


概要	利点	課題
<ul style="list-style-type: none">●需要家が電力を必要とする建物の屋上や敷地内の空き地を発電事業者に提供して、自然エネルギーの発電設備の建設・運転・保守を発電事業者に委託。発電した電力と環境価値を需要家が長期契約で購入する。●電力と環境価値の取引価格は固定。●近隣の土地に設置した発電設備の電力を自営線で供給する場合を含む。	<ul style="list-style-type: none">●需要家は発電設備の建設・運転に責任を負わない（自家発電との違い）。●送配電網を使用するための託送料や再エネ賦課金がかからない（通常の電力契約と比べて需要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

オンサイトPPAと通常の電力契約

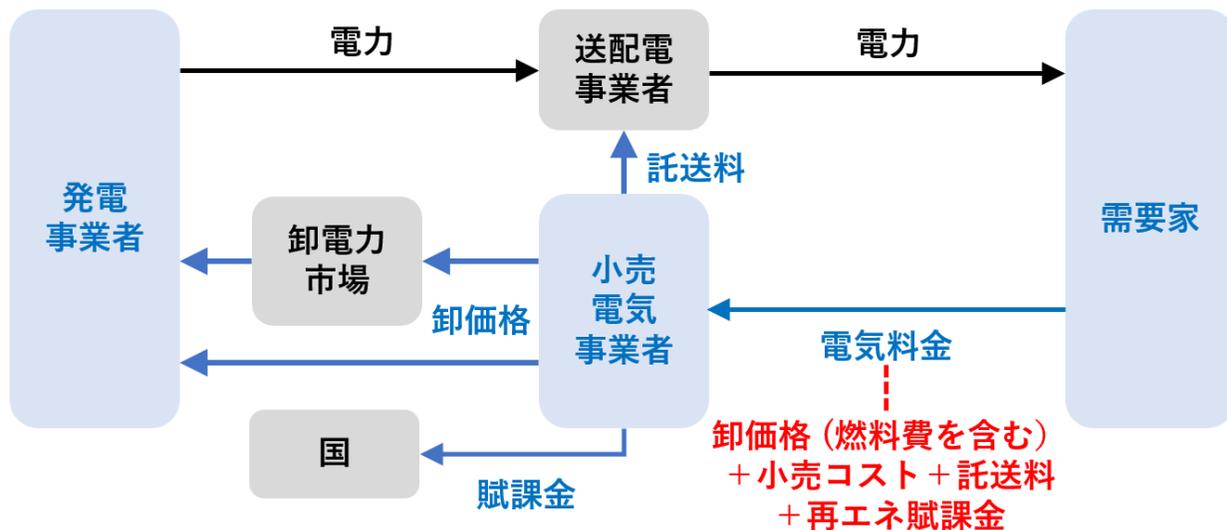
オンサイトPPAは発電コストをもとに、固定価格で契約する。一方、通常の電力契約では、小売電気事業者の電力調達コストのほかに、託送料、燃料費調整額、再エネ賦課金が上乗せされる。

[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(p19)

[通常の電力契約]



オンサイトPPAの事例（屋根設置）



設置場所：直方市汚泥再生処理センター（福岡県直方市）
発電規模：189kW(パネル出力)、想定発電電力量：19万kWh/年
契約期間：2023年8月31日から20年

出典：直方市

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：9705kW、想定発電電力量：1150万kWh（初年度）

契約期間：2024年2月1日から（終了日は非公表）

* 2023年3月末時点で国内最大規模のオンサイトPPA（公表案件のうち）

出典：プロテリアル

オンサイトPPAの事例（カーポート）



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（約2300kW）、想定発電電力量：約300万kWh/年
契約期間：2024年2月1日から（終了日は非公表）

出典：宮崎大学

オンサイトPPAの事例（水上設置）



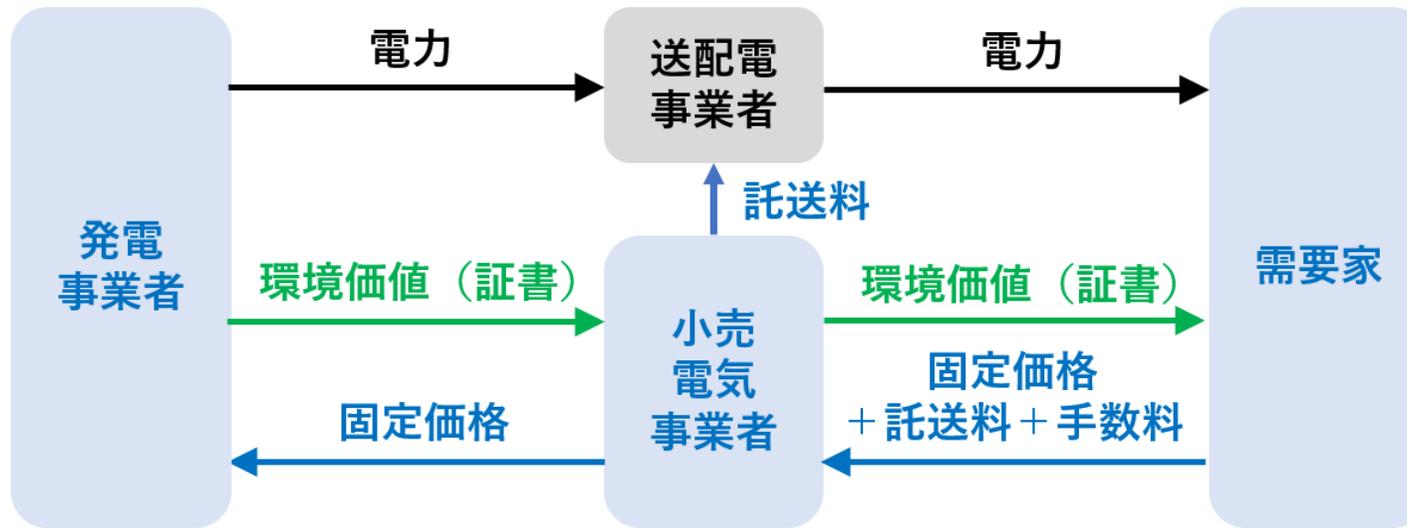
設置場所：Honda熊本製作所（熊本県菊池郡大津町）
発電規模：784kW(パネル出力)、想定発電電力量：非公表
契約期間：2024年2月から20年

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]



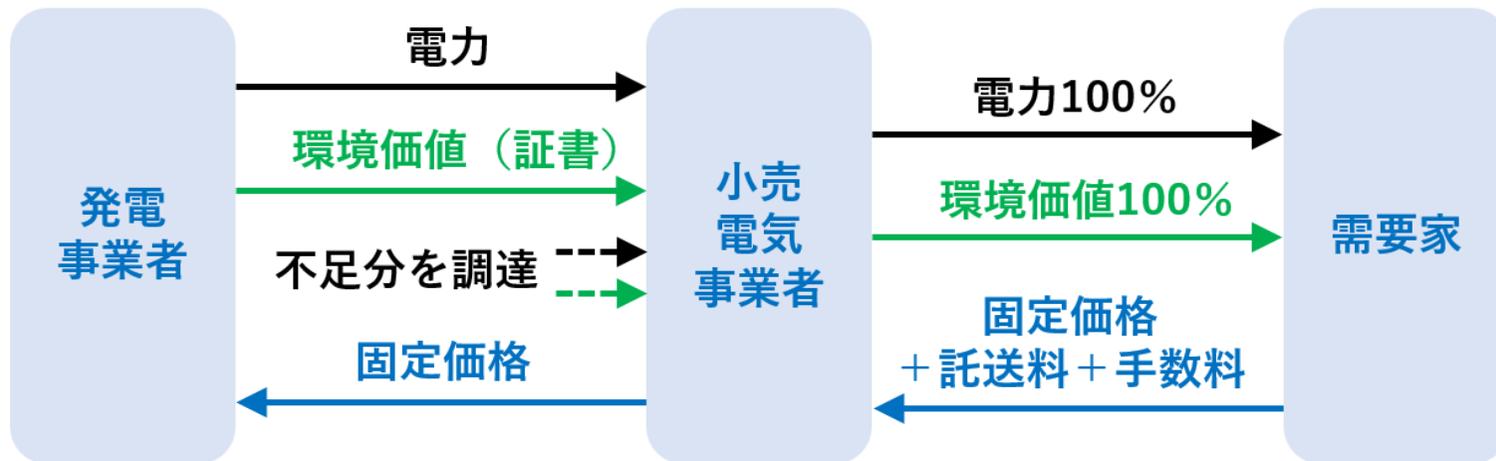
フィジカルPPAと通常電気料金の比較は2-2/2-3 (p23/24)

概要	利点	課題
<ul style="list-style-type: none"> ●発電事業者が需要家を対象に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]

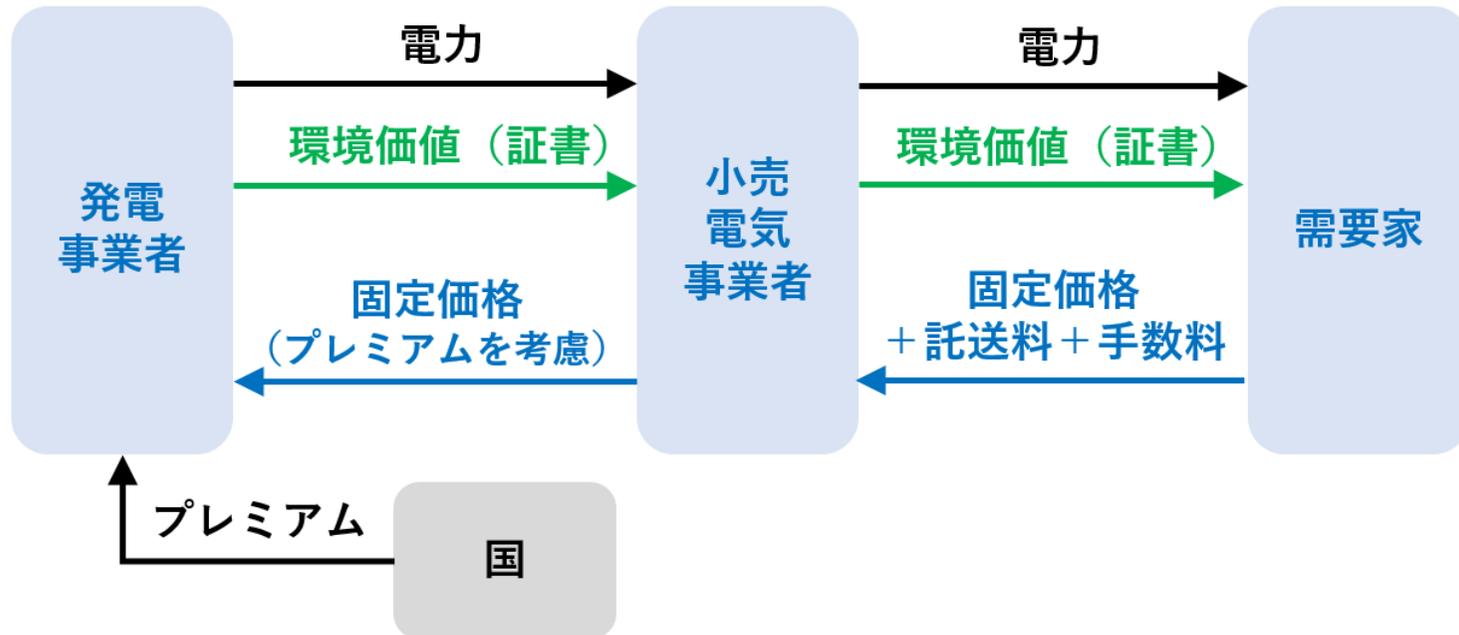


フィジカルPPAによる供給分と別途調達する不足分を合わせて、同じ固定価格で契約することも可能。ただしフィジカルPPA単独の場合と比べて価格が高くなる可能性がある。

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。

[FIPを適用したフィジカルPPAの契約形態]

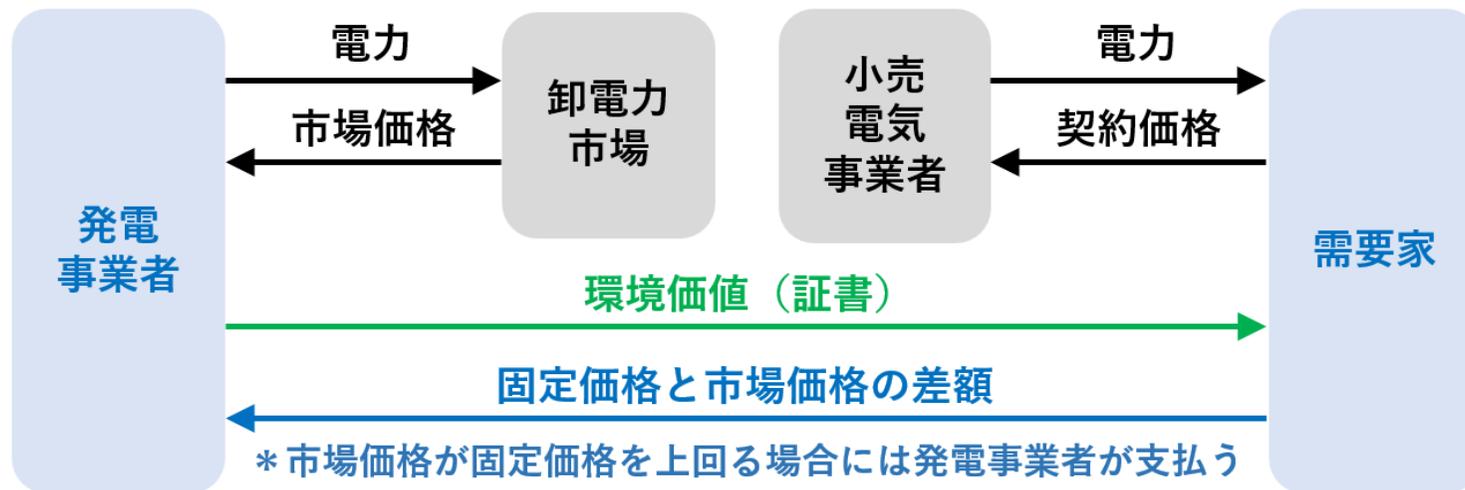


フィードインプレミアムでは発電設備ごとに基準価格を設定。基準価格と卸電力市場の取引価格の差額をもとに月単位でプレミアムを計算して、発電事業者に付与する（p15を参照）。風力などの基準価格は太陽光よりも高いが、プレミアムを考慮してフィジカルPPAの固定価格を低めに設定することが可能になる。

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]



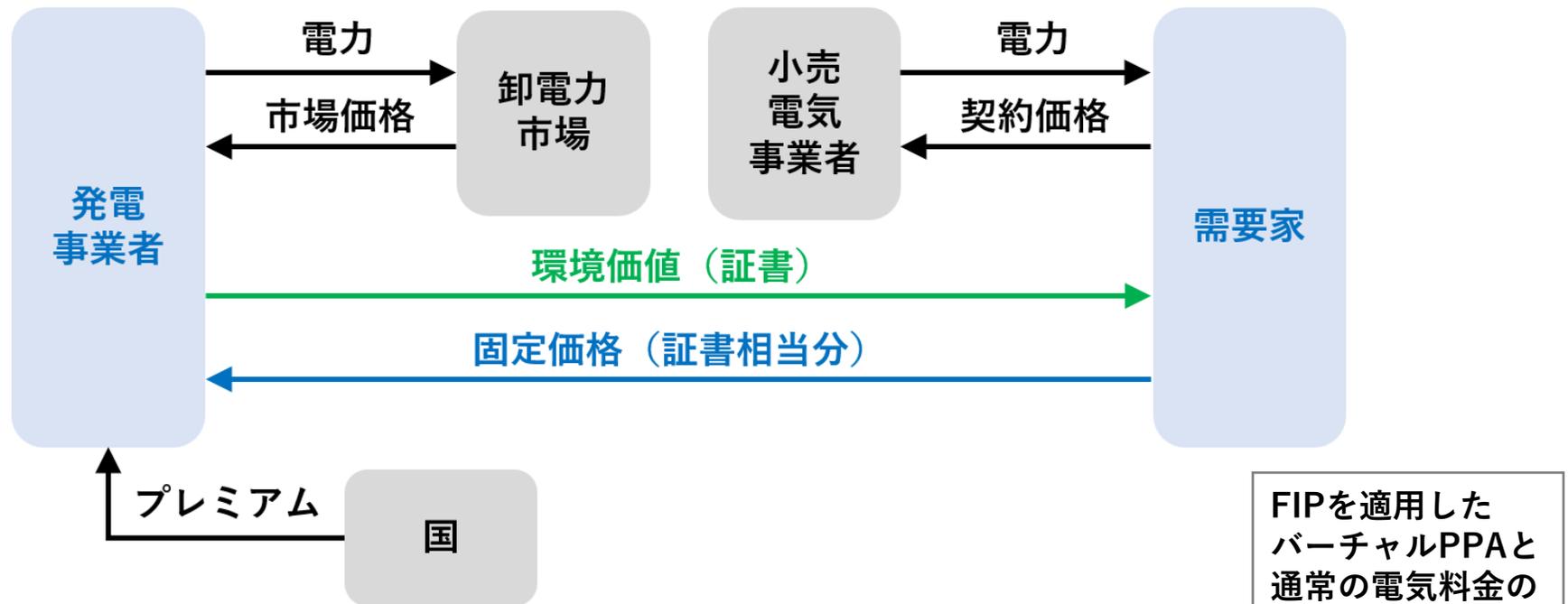
バーチャルPPAと通常の電気料金の比較は2-4(p26)

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（電力契約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。需要家と固定価格で契約しても安定した収益を見込める。（FIPのプレミアム算定方法はp15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（FIP、およびFITからFIPへ移行した場合を含む）、FITの買取期間を終了した卒FITの発電設備であれば、1-5と1-6の契約形態が可能（次ページを参照）。

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(p27)

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。
発電事業者と需要家が小売電気事業者を介在させずにバーチャルPPAを締結して、環境価値だけを非FIT非化石証書で取引できる。

- 非FIT再エネ電源に係るバーチャルPPAの取り組みに限り、一定の要件を満たす場合には、発電者と需要家における非FIT非化石証書の直接取引が可能です。
- バーチャルPPAに基づく非FIT非化石(再エネ)電源に係る認定条件は以下のとおり。

申請対象者	バーチャルPPAに基づく非FIT非化石証書のみを需要家と直接売買する発電者。※1 バーチャルPPAに基づく非FIT非化石証書のみを需要家と直接売買するアグリゲーター。
対象電源	新設非FIT電源※2、新設FIP電源（FITから移行した電源含む）※3、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。

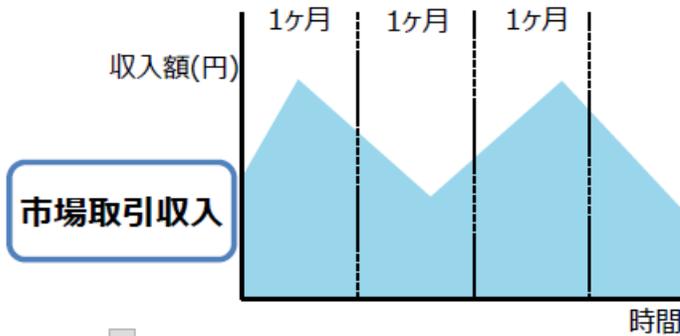
FITにおけるリプレイス電源がFIPへ移行した場合、営業運転開始日は当該リプレイス認定により設定された運転開始日を基準とすること。

※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。

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」（2024年3月25日）

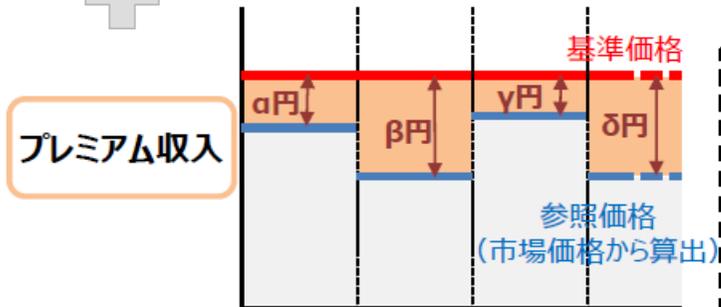
FIPのプレミアム算定方法

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）

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

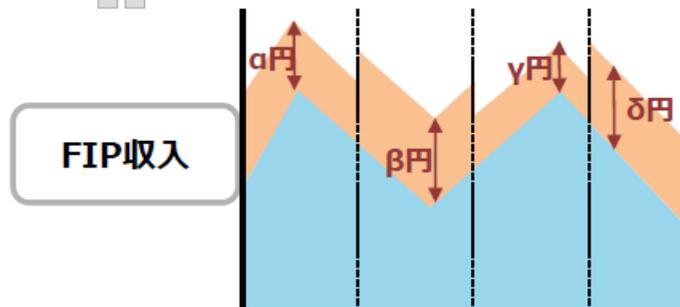
基準価格×FIT調達価格と同じ価格

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

参照価格

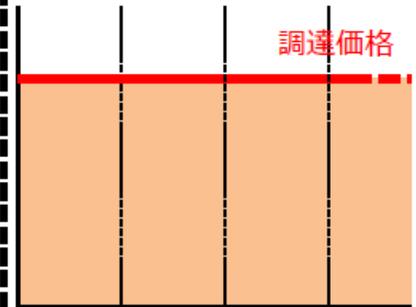
⇒前年度年間平均市場価格
+(当年度月間平均市場価格 - 前年度月間平均市場価格)

※その他非化石価値やバランシングコストを勘案



FIT制度

調達価格での
固定収入

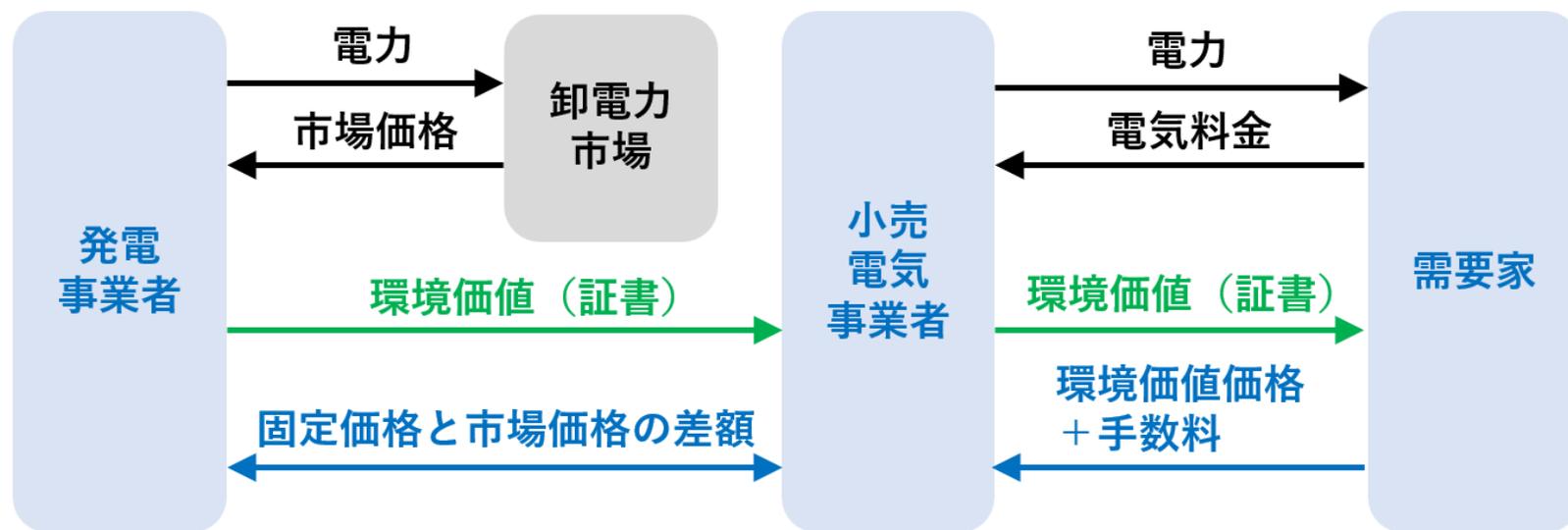


出典：資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて（FIP制度関係）」（2024年2月7日）

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を締結する方法もある。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。

[小売電気事業者が介在するバーチャルPPAの契約形態]



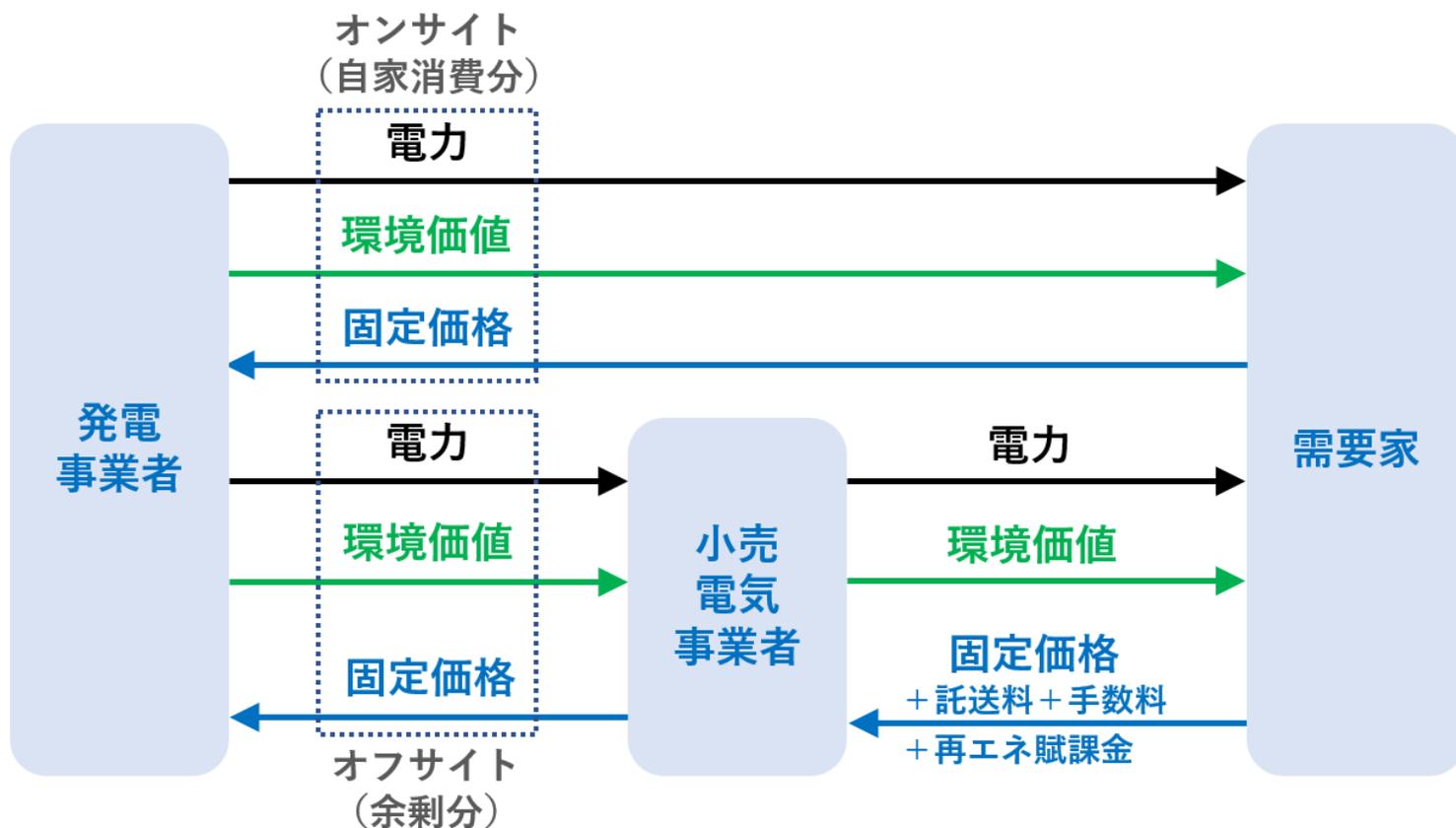
非FIT非化石証書の直接取引（p14を参照）が認められない発電設備でも、上記の契約形態は可能。

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）、という複合型の契約形態もある。

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]

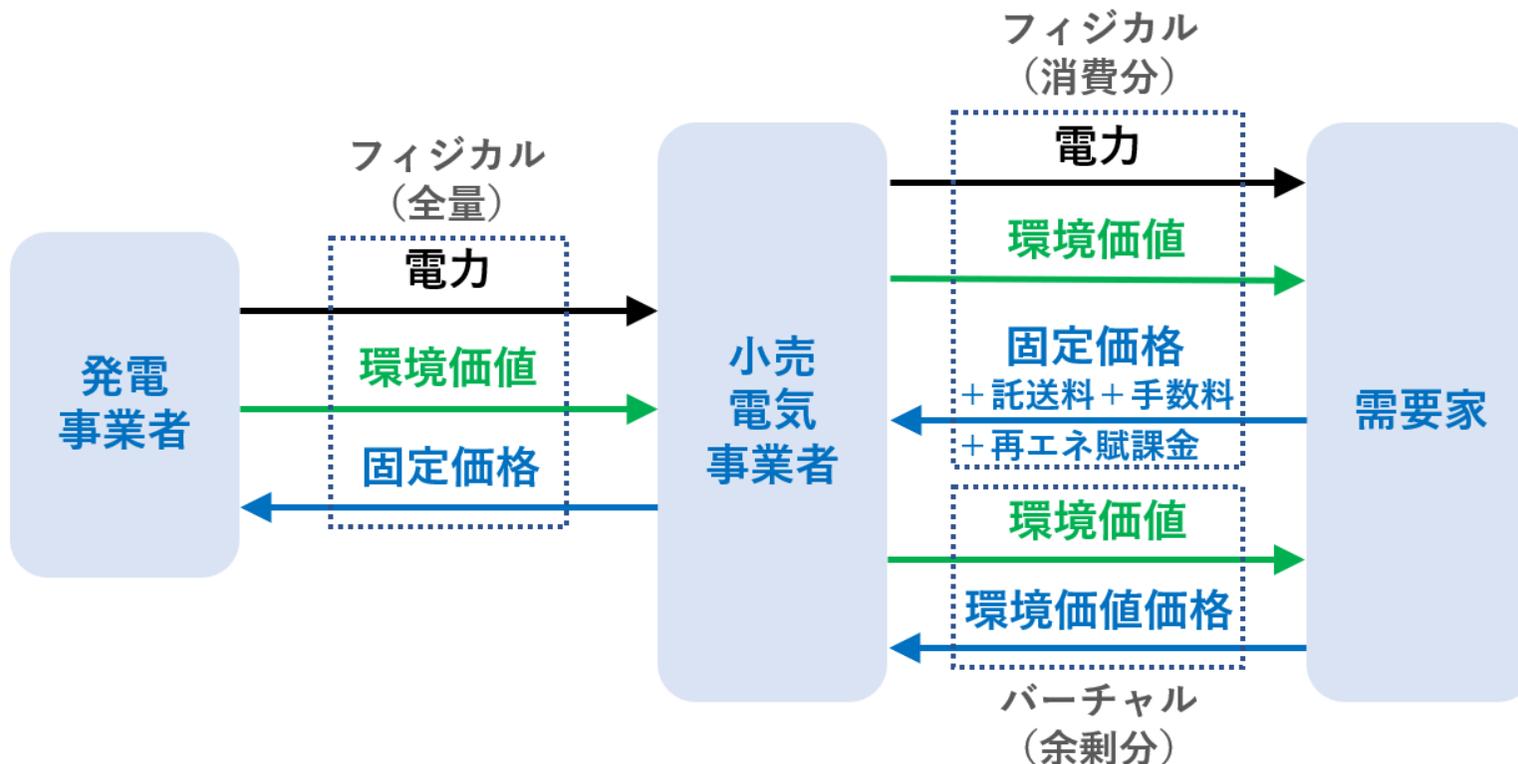


需要家に環境価値だけを提供するバーチャルPPAを組み合わせることも可能。

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。

2-1：オンサイトPPAのコスト

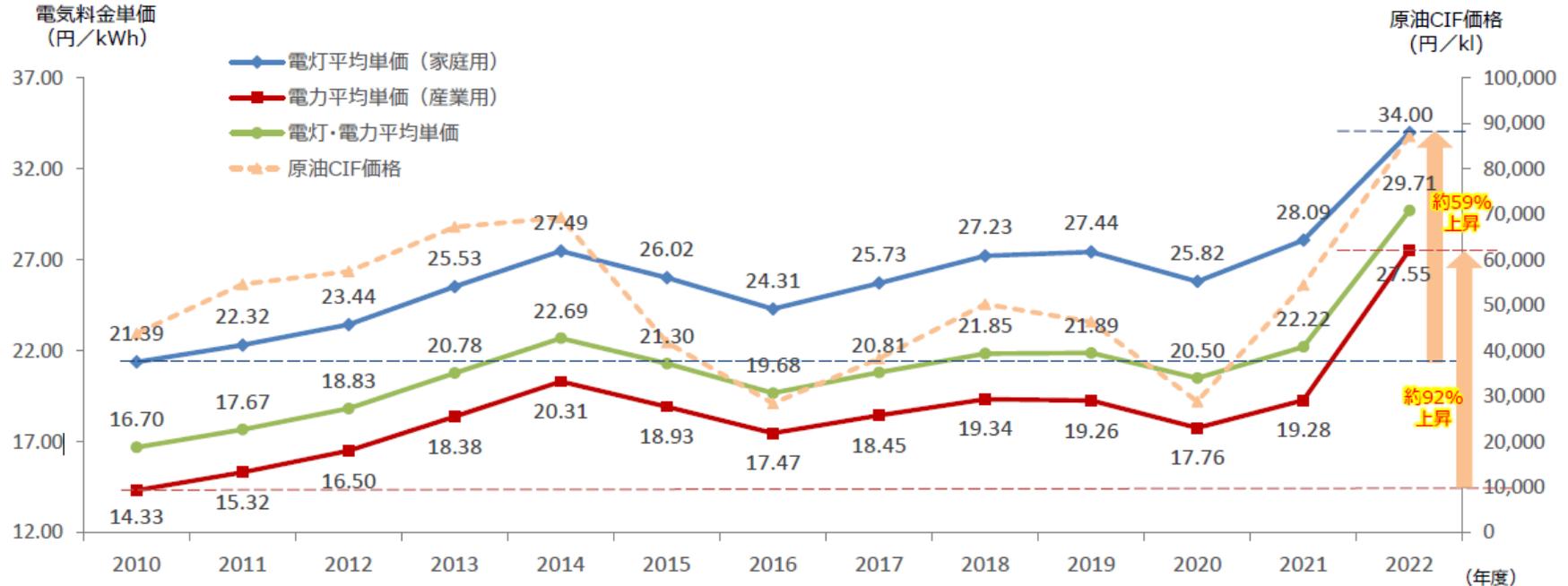
オンサイトPPAでは託送料や再エネ賦課金が不要。通常の電気料金と比べて需要家のコストは確実に低くなる。

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	15～18円	20.5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)	—	4円	2円
合計 (需要家コスト)	15～18円	24.5円 +再エネ賦課金	20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）。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。通常の電気料金は燃料費の激変緩和措置（高圧、2023年1月分から実施）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。



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
再エネ賦課金 (円/kWh)	-	-	0.22	0.35	0.75	1.58	2.25	2.64	2.9	2.95	2.98	3.36	3.45
原油CIF価格 (円/kl)	43,826	54,650	57,494	67,272	69,320	41,866	28,425	38,317	50,271	46,391	28,863	54,509	87,212
規制部門の料金改定	-	-	東京↗	北海道↗ 東北↗ 関西↗ 四国↗ 九州↗	中部↗	北海道↗ 関西↗	-	関西↘	関西↘	九州↘	-	-	-

※消費税、再エネ賦課金を含む。

(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

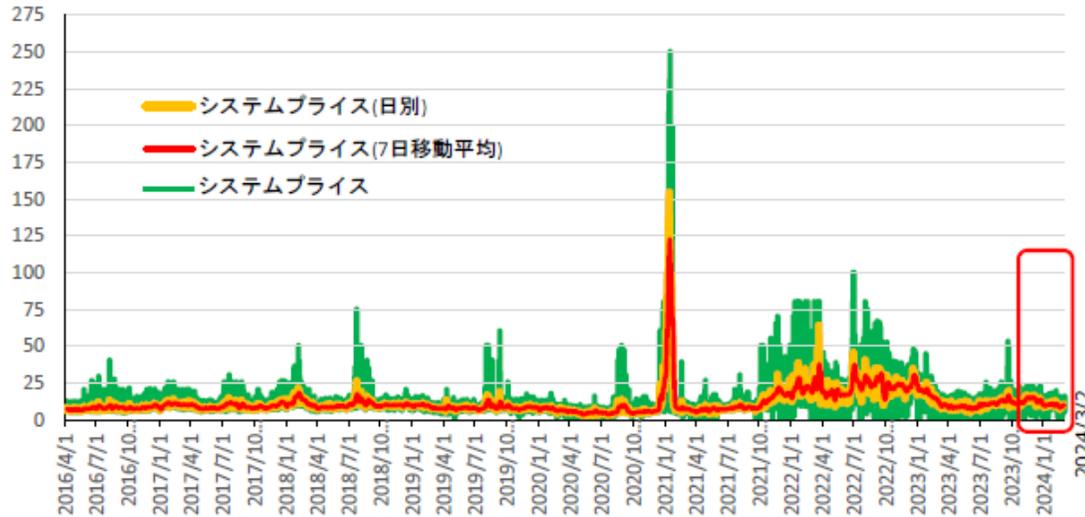
出典：資源エネルギー庁「電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について」（2023年8月8日）

卸電力市場の取引価格

電力の需給状況が改善して卸電力市場の平均取引価格は2023年度に低下した。ただし電気料金は燃料費の影響で高い状態が続く。

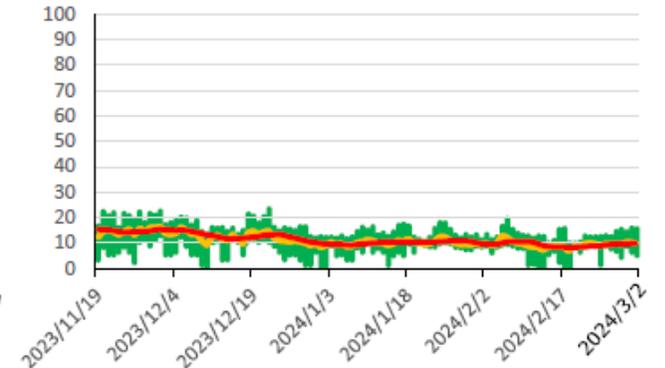
取引価格（スポット市場）

[円/kWh]



<2023年11月19日～2024年3月2日分>

[円/kWh]



(出所) JEPXホームページ

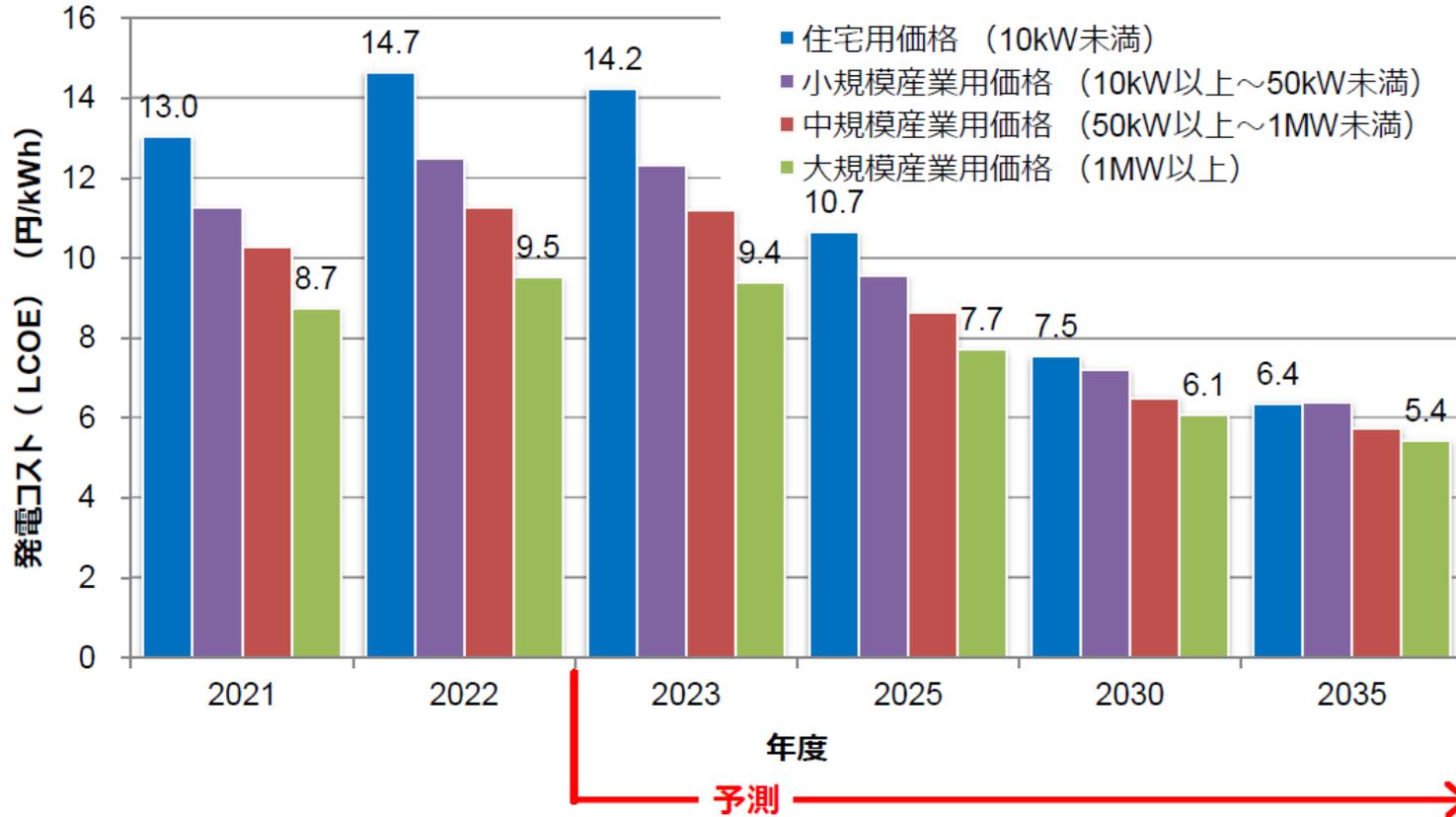
	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
平均価格 (円/kWh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.41	10.75
最高価格 (円/kWh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0	100.0	52.94
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	56	0	0	0
100～200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	287	0	8	0
(参考)0.01円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0.1%	1.5%	1.6%	3.3%	4.4%

※2023年度の各データは2024年1月6日時点のもの。

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3月13日）

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の契約単価は需要の増加によって2023年度に上昇したが、通常の電気料金と比べると低い水準。

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	20.5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	4円
合計 (需要家コスト)	20～23円 +再エネ賦課金	24.5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）。
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。
通常の電気料金は燃料費の激変緩和措置（高圧、2023年1月分から実施）の値引き分を含まない。
2024年度から導入される託送料の発電側課金、および容量拠出金は考慮していない。

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（契約電力2MW以上）でも、フィジカルPPAは通常の電気料金よりも低い水準になる。

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
小売コスト	1.5円	(燃料費調整額を含む)
託送料 (送配電コスト)	2円	2円
合計 (需要家コスト)	16.5~19.5円 +再エネ賦課金	20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）。
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。
2024年度から導入される託送料の発電側課金、および容量拠出金は考慮していない。

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	24.5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。

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)	20.5円 (燃料費調整額を含む)
小売コスト	24.5円 (通常の電気料金の場合)	
託送料 (送配電コスト)		4円
合計 (需要家コスト)	37.5～40.5円－市場価格 + 再エネ賦課金	24.5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（環境価値分）は発電設備の規模、地域、設置条件によって異なる。
通常の電気料金は燃料費の激変緩和措置（高圧、2023年1月分から実施）の値引き分を含まない。
2024年度から導入される託送料の発電側課金、および容量拠出金は考慮していない。

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。電力のコスト（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)	20.5円 (燃料費調整額を含む)
小売コスト	24.5円 (通常の電気料金の場合)	
託送料 (送配電コスト)		4円
合計 (需要家コスト)	25.5～28.5円 + 再エネ賦課金	24.5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（環境価値分）は契約期間中の電力の市場価格を12円/kWhで想定。通常の電気料金は燃料費の激変緩和措置（高圧、2023年1月分から実施）の値引き分を含まない。2024年度から導入される託送料の発電側課金、および容量拠出金は考慮していない。

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	25.5～28.5円 ＋再エネ賦課金	24.5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）

太陽光発電のFIT/FIP価格は2024年度に9円/kWh前後まで低下。発電事業者にとっては契約単価の高いコーポレートPPAで需要家と契約するメリットが高まる。

対象	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度
出力10kW～ 50kW未満	11円 (FIT)	10円 (FIT/FIP選択)	10円 (FIT/FIP選択)	10円 (FIT/FIP選択)
50kW～ 250kW未満	10円 (FIT/FIP選択)	9.5円 (FIT/FIP選択)	9.2円 (FIT/FIP選択)	8.9円 (FIT/FIP選択)
250kW～ 500kW未満	10円 (FIT入札上限 /FIP選択)	9.5円 (FIT入札上限 /FIP選択)	8.98～9.2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～	9.63～10円 (FIP入札上限)			

FIT買取価格/FIP基準価格（風力）

陸上風力発電のFIT/FIP価格は年度ごとに低下、FIPを適用してコーポレートPPAを契約できる状況に近づいてきた。着床式の洋上風力発電の価格も2023年度から同等の水準になった。

対象	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度
陸上風力 出力50kW未満	16円 (FIT)	15円 (FIT)	14円 (FIT)	13円 (FIT)
陸上風力 50kW以上	16円 (FIT入札上限 /FIP選択)	15円 (FIP入札上限)	14円 (FIP入札上限)	13円 (FIP入札上限)
洋上風力 着床式	29円 (FIT/FIP選択)	15円 (FIT/FIP入札上限)	上限非公開 (FIP入札)	未定 (FIP入札)
洋上風力 浮体式	36円 (FIT)	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：国内のオフサイトPPAの事例

(2023年4月～2024年3月に公表した案件、契約規模1MW以上)

需要家	小売電気事業者	発電事業者	契約規模
高島屋	デジタルグリッド	東急不動産	4MW
花王	(バーチャルPPA)	みずほリース	15.6MW
村田製作所	(バーチャルPPA)	レノバ	115MW
アマゾンデータサービスジャパン	(非公表)	KRエナジー 1号	31MW
JR西日本	中国電力	中国電力	90MW (推定)
JR西日本	関西電力	関西電力	5.5MW
安田不動産	リニューアブル・ジャパン	リニューアブル・ジャパン	2.7MW
東京ガス、東京ガスエンジニアリングソリューションズ	東京ガス	東京ガスエンジニアリングソリューションズ	1.7MW
北海道コカ・コーラボトリング	北海道電力	HARE晴れ	1MW
イオン北海道	北海道電力	HARE晴れ	12MW
オークワ	中部電力ミライズ	中部電力ミライズ	2.3MW
イオン東北	大阪ガス	サスティナブルソーラーウェイ2、S&Dx solar2	18MW
大塚商会	(バーチャルPPA)	レノバ	6MW
日鉄興和不動産	日鉄エンジニアリング	みずほ東芝リース	3.5MWの余剰分

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：国内のオフサイトPPAの事例（続）

需要家	小売電気事業者	発電事業者	契約規模
北陸銀行、北海道銀行	北海道電力	北陸電力ビズ・エナジーソリューション	2.2MW
ヒューリック	ヒューリックプロパティソリューション	ヒューリック	60MW（累積）
JR中央線コミュニティデザイン	サミットエナジー	サミットウインドパワー	20MW
ソニー	（バーチャルPPA）	上里建設	6MW
マイクロソフト	（バーチャルPPA）	自然電力	25MW
森ビル	東京電力エナジーパートナー	森ビル	12MW
AGCテクノグラス	中部電力ミライズ	Sun Trinity	2MW
静岡銀行	中部電力ミライズ	中部電力	2MW
JPX総研	（バーチャルPPA）	丸紅新電力	2MW
ジェイテクト	（バーチャルPPA）	PHOTON CAPITAL	11.9MW
パン・パシフィック・インターナショナルホールディングス	東京電力エナジーパートナー	ゼック	3.65MW
住友商事	東京電力エナジーパートナー	Sun Trinity	1.6MW
サッポロ不動産開発	（バーチャルPPA）	プロロジス	4MW
三菱地所	（バーチャルPPA）	三菱商事クリーンエナジー	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。
MW：メガワット（1000キロワット）

3：国内のオフサイトPPAの事例（続）

需要家	小売電気事業者	発電事業者	契約規模
三菱地所	(バーチャルPPA)	テス・エンジニアリング	1.4MW
氷見商工会議所ほか	北陸電力	氷見ふるさとエネルギー	2.5MW
JR西日本	関西電力	双日	50MW
JR東日本	東北ESCO	日立パワーソリューションズ	1.2MW
東洋鋼鈑	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
野村不動産プライベート投資法人	東京電力エナジーパートナー	シン・エナジー	1.5MW
ブルボン	東北エネルギーサービス	サンテックパワージャパン	2MW
ジェイテクト	中部電力ミライズ	ソーラー・ワン	1.1MW
JR西日本	北陸電力	北陸電力	17MW
NTTデータグループ	東京電力エナジーパートナー	プロメディア	3.7MW
住友生命保険	東京電力エナジーパートナー	サンテックエナジーディベロップメント	1.7MW
パナソニックオートモーティブシステムズ	(非公表)	(非公表)	28MW

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）

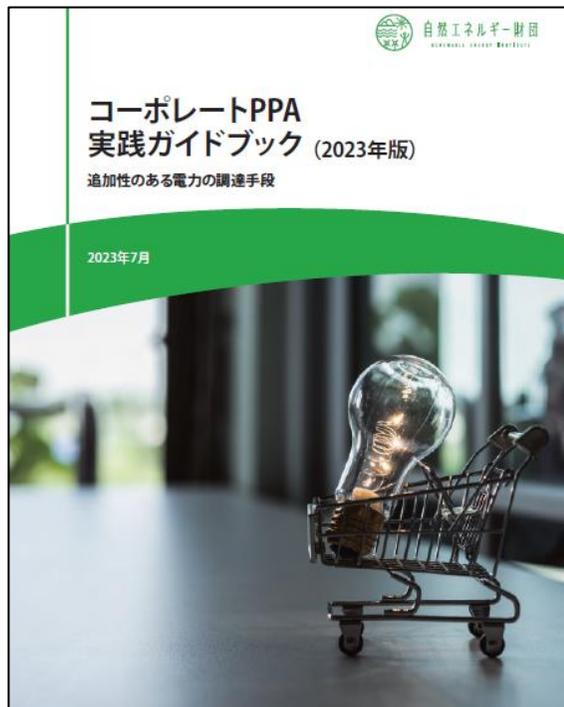
4：コーポレートPPAの課題と解決策

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難しく、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]

コーポレートPPA 実践ガイドブック (2023年版)



コーポレートPPAについて、さらに詳しい情報が必要な場合には、このガイドブックをご参照ください。

上の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

2024年版

執筆

石田 雅也 自然エネルギー財団 シニアマネージャー

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