



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

コーポレートPPA 実践ガイドブック (2023年版)

追加性のある電力の調達手段

2023年7月



謝辞

本レポートの作成にご協力いただいた企業・団体の皆様に感謝いたします。

執筆担当者

石田雅也：自然エネルギー財団 シニアマネージャー（ビジネス連携）

免責事項

本レポートに記載した情報は、執筆時点で入手可能な内容に基づいていますが、その正確性に関して自然エネルギー財団が責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立しました。安心・安全で豊かな社会の実現には、自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会の構築を目的として活動しています。

目次

はじめに:追加性のある自然エネルギーの電力調達.....	1
第1章:オンサイト PPA の契約方法.....	6
● 標準的な契約形態.....	6
● 発電設備の設置要件.....	8
● 発電電力量と契約単価・期間.....	9
● 電気料金の比較.....	10
● 余剰電力の活用方法.....	12
● 契約締結までの流れ.....	14
第2章:フィジカル PPA の契約方法.....	16
● 標準的な契約形態.....	16
● 電気料金の比較.....	18
● 自己託送によるコスト削減.....	20
● 系統接続と部分供給.....	22
● 補助金の活用.....	24
● 風力発電の可能性.....	25
● 契約締結までの流れ.....	26
● 契約項目(フィジカル PPA とバーチャル PPA).....	28
第3章:バーチャル PPA の契約方法.....	30
● 標準的な契約形態.....	30
● 電気料金の比較.....	33
● フィードインプレミアム(FIP)の活用.....	34
● 市場価格連動型の電気料金.....	35
● 契約締結までの流れ.....	36
● 差金決済に伴う会計処理.....	38
● リスク(3種類のコーポレート PPA に共通).....	41
おわりに:コーポレート PPA の拡大に向けた課題と提言.....	42

はじめに: 追加性のある自然エネルギーの電力調達

世界各国で脱炭素の流れが加速している。自然エネルギーの電力を利用して CO₂(二酸化炭素)の排出削減に取り組む企業や自治体が日本でも急速に増えてきた。化石燃料による火力発電を主体にした電力から自然エネルギーの電力に切り替える効果は大きい。ただし自然エネルギーの電力ならば何でも良い、というわけではない。重要な選択基準がいくつかある。

●自然エネルギーの電力を調達するうえで重要な選択基準

選択基準	条件
環境負荷	発電設備の建設・運転時に環境に与える影響が小さい。
持続性	持続可能なエネルギー源で電力を作り、有害な廃棄物を生み出さない。
追加性	再エネの発電設備を新設して、既設の火力発電や原子力発電を代替する。
地域貢献	地域社会が発電事業の恩恵を受ける（産業振興、雇用創出、廃棄物削減など）。

特に気候変動を抑制する観点では、自然エネルギーの発電設備を新設することによる「追加性」が重要だ。すでに運転中の自然エネルギーの発電設備から電力を購入しても、国全体の CO₂ 排出量は減らない。自然エネルギーの発電設備を新たに建設することによって、火力発電の電力を削減できれば、CO₂ 排出量は減る。このため世界中の企業が追加性のある自然エネルギーの電力を優先的に利用するようになった。

自然エネルギーの電力を調達する方法は主に 4 通りある。その中でも追加性のある自然エネルギーの電力を調達できる方法として、コーポレート PPA(Power Purchase Agreement: 電力購入契約)を採用する企業が増えている。企業などの法人(コーポレート)が特定の発電設備を対象に、自然エネルギーの電力を長期契約で購入する新しい調達方法だ。

通常の電力メニューでは、不特定多数の発電設備の電力が混在している。発電設備が新しいのか古いのか、環境負荷の低い方法で発電しているか、などがわからないまま、需要家は電力を使い続けることになる。これに対してコーポレート PPA は新たに建設する自然エネルギーの発電設備を特定して契約を結ぶ。追加性のある自然エネルギーの電力を購入して CO₂ の排出削減に貢献できるだけではなく、環境負荷や持続性、地域貢献の効果を確認したうえで、適切な発電方法による自然エネルギーの電力を選択できる。

●自然エネルギーの電力を調達する方法

調達方法	概要
自家発電	敷地内に再生可能エネルギーの発電設備を建設・運転して電力を作り消費する。
コーポレートPPA (電力購入契約)	契約で指定した再生可能エネルギーの発電設備の電力を長期に購入する。
小売メニュー から購入	再生可能エネルギーの比率が高い電力メニューを小売電気事業者から購入する。
証書を購入	再生可能エネルギーの電力が生み出す環境価値を証書で購入する。

コーポレート PPA には、さまざまなメリットがあることから、脱炭素に積極的な企業を中心に世界各国で導入事例が拡大している。事業で使用する電力を自然エネルギー100%で調達することを目指す国際イニシアティブの「RE100」に加盟する企業の電力調達方法を見ると、2021年の時点で調達量の35%をコーポレート PPA が占めた。4通りの調達方法の中で増加するペースが最も速く、今後も増え続ける見通しだ。

●RE100 加盟企業の自然エネルギー電力調達方法(調達量に占める比率)

調達方法	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年
証書を購入	40%	46%	43%	42%	40%	39%
コーポレート PPA	14%	17%	21%	26%	29%	35%
小売メニュー から購入	41%	35%	31%	30%	24%	19%
自家発電	3%	1%	4%	3%	3%	2%
その他 (特定地域のみ)	—	—	—	—	3%	4%

2021年の回答企業数は334社。

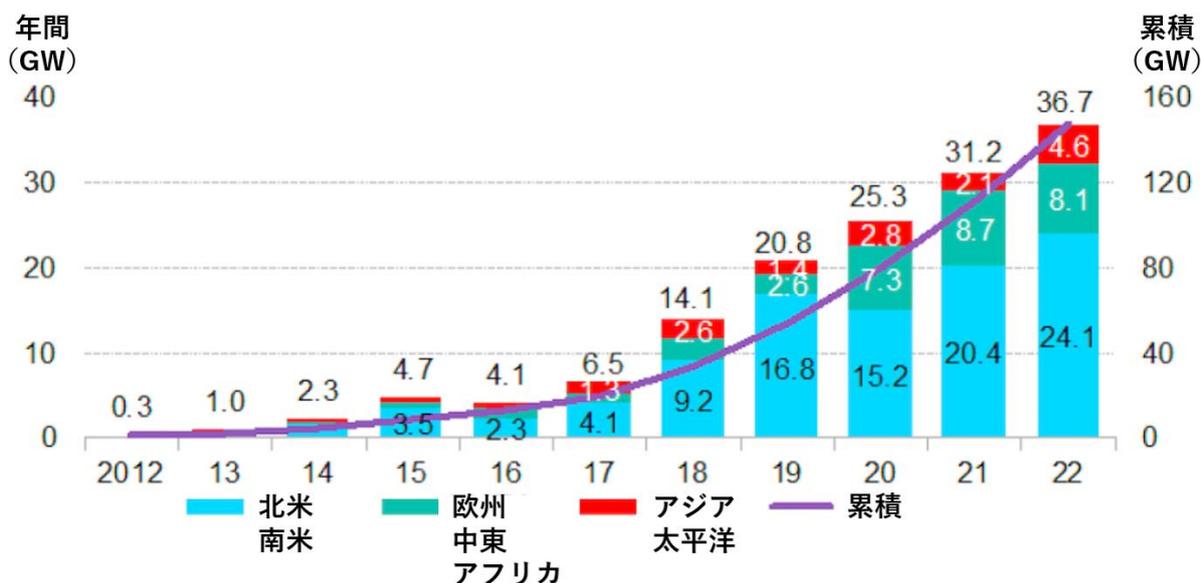
出典：RE100「RE100 annual disclosure report 2022」(2023年1月)のデータをもとに自然エネルギー財団が作成

RE100では加盟企業が調達する自然エネルギーの電力に関して「Technical Criteria(技術要件)」を規定している。2022年10月に実施した改定において、発電設備の運転開始から15年以内の電力・証書を購入することを加盟企業に求めた。追加性を時間軸で具体的に規定したものである。

特に新設の発電設備を対象にしたコーポレート PPA と自家発電については、追加性のある電力の拡大に需要家が貢献する点を評価して、運転開始から 15 年を超えても継続して利用することが認められている。今後いっそう RE100 の加盟企業がコーポレート PPA による自然エネルギーの電力調達を加速させることになる。

調査機関の BloombergNEF によると、世界全体で 2022 年に 36.7GW(ギガワット=100 万キロワット)のコーポレート PPA が新たに締結された。最も多いのは米国で、全体の約 3 分の 2 を占めた。続いて欧州、さらにアジア太平洋でも拡大している。

●全世界のコーポレート PPA の契約規模



GW:ギガワット(100 万キロワット)

オンサイト PPA を含まない。

出典: BloombergNEF(日本語訳は自然エネルギー財団)

全世界で 2022 年に運転を開始した太陽光発電(事業用)と風力発電(陸上、洋上)の規模を合計すると約 200GW にのぼる(国際エネルギー機関の統計)。コーポレート PPA の対象は太陽光発電と風力発電が大半を占める。運転開始と契約締結は必ずしも同一の年ではないが、2022 年に全世界で運転を開始した太陽光・風力発電設備の 2 割近くがコーポレート PPA の対象になったと考えられる。

日本では 2021 年からコーポレート PPA の契約が急速に増え始めた。追加性のある自然エネルギーの電力を調達する方法として、大企業だけではなく中小企業や自治体も採用するようになった。

日本政府は需要家が主導する自然エネルギーの拡大策として、2021 年からコーポレート PPA を積極的に推進している。環境省が 2021 年度にコーポレート PPA を対象に補助金を実施したほか、経済産業省は 2021~2023 年度に合計で約 500 億円にのぼる予算でコーポレート PPA の補助金を実施中だ。

補助金を受けた案件を含めて、公表されたコーポレート PPA は日本国内で 100 件以上に及ぶ(自社の敷地内で実施するオンサイト PPA を除く)。ほとんどの案件が太陽光発電によるもので、設備容量は 1 件あたり 1~5MW(メガワット=1000 キロワット)程度が多い。10MW 以上の大規模な案件も 10 件以上あり、規模が拡大する傾向にある。2023 年 7 月の時点で最大の規模は、電子部品メーカーの村田製作所が締結した 115MW(DC=直流ベース)のコーポレート PPA である(AC=交流ベースでは 60MW)。

追加性のある自然エネルギーの電力を長期に調達できるコーポレート PPA は、国のエネルギー関連の制度においても有用性が高く評価される。2023 年 4 月に施行した改正省エネ法では、事業者に対してエネルギー消費量の削減だけでなく、化石燃料を使わない非化石エネルギーの使用拡大を求めた。

その中で電力(非化石電気)については、事業者(需要家)が電源の拡大に取り組む場合には、実際の使用量の 1.2 倍で評価する。対象になるのは自家発電とコーポレート PPA(オンサイト PPA、オフサイト PPA)である。追加性が明確な自家発電とコーポレート PPA を優遇することにより、CO₂ 削減効果の大きい自然エネルギーの電力の使用を事業者に働きかける。RE100 の技術要件とも整合する評価基準である。

●改正省エネ法による非化石電気の類型と評価

非化石電気の類型		需要家自らが非化石電源拡大に取り組むものか、否か	改正省エネ法における評価
非系統電気	(1)自家発電自家消費非化石電気 【発電設備所有者】 自社 【発電設備設置場所】自社の敷地内/敷地外 (自営線供給) (例: 自家発太陽光パネル)	◎	◎ (実際の非化石エネルギー量×1.2)
	(2)オンサイト型PPA 【発電設備所有者】 第三者 【発電設備設置場所】自社の敷地内		
系統非化石電気	系統非化石電気 【発電設備所有者】 第三者 【発電設備設置場所】自社の敷地外 (例: 電力小売契約に基づく非化石電気の購入)	(3)次の①及び②に該当するもの。 ① FIT/FIP制度対象外の電源であること。 ② 特定の需要家の電気の需要を満たすことを目的に設置されていること。(電源の運転開始時から、特定事業者等と小売電気事業者の間で、特定された電源の電気を供給する旨の契約が存在すること。) (例: オフサイト型PPA※1)	◎ (実際の非化石エネルギー量×1.2)
		(4)上記以外の場合 (例: 再エネ100%メニュー、再エネ証書、J-クレジット、グリーン電力証書※3の調達)	○ (実際の非化石エネルギー量)

※1 自社が所有する土地に設置する電源から、電気事業法第2条第1項第5号ロに規定する接続供給によって、電気の供給を受ける場合を含む

※2 小売電気事業者による非化石価値の購入を伴う場合

※3 J-クレジット、グリーン電力証書については、非化石エネルギーの導入に関するものに限る。

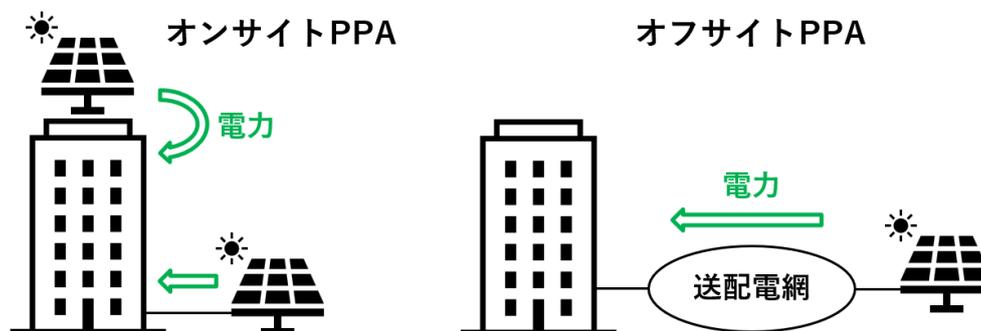
出典: 資源エネルギー庁「令和4年度第3回工場等判断基準 WG 改正省エネ法に基づく措置について」
(2022 年 11 月 22 日)

コーポレート PPA の優位性は、コストの面でも発揮できる状況になってきた。太陽光発電のコストが低下する一方、化石燃料の輸入価格が上昇したことにより、通常の電気料金と比べてコーポレート PPA のほうが安価に自然エネルギーの電力を購入できる事例が増えている。

需要家が建物の屋根などを事業者に貸し出して太陽光発電設備を導入するオンサイト PPA では、通常の電気料金の 2 分の 1 程度の価格で契約できるケースがある。化石燃料の輸入価格の影響を受けることなく、CO₂ を排出しない電力を長期に安く使い続けることが可能だ。電力コストと CO₂ 排出量の双方を削減できるメリットは大きい。

もう1つのコーポレート PPA であるオフサイト PPA は、電力の使用場所から遠く離れた土地に新しい発電設備を建設して、追加性のある自然エネルギーの電力を企業が購入して使用できる。送配電網を経由して電力を送る必要があるため、送配電網の使用料などが加わり、オンサイト PPA と比べて価格は高くなる。それでも通常の電気料金と同程度のコストで契約できるようになってきた。化石燃料の価格高騰時には、標準的な電気料金よりも安くなる。

●オンサイト PPA とオフサイト PPA の電力利用イメージ



電気料金が今後どのような水準で推移するかを見通すことはむずかしい。ただし長期に考えれば、現在とさほど変わらない高め水準を想定するのが妥当だろう。化石燃料の生産国の価格支配力が衰えることは当面ないとすれば、燃料の輸入価格が大幅に安くなることは考えにくい。

現在のところ日本国内のコーポレート PPA は大半が太陽光発電を対象にしているが、今後は風力発電やバイオマス発電を対象にしたコーポレート PPA も増えてくる見通しだ。発電コストが低下することによって、通常の電気料金とさほど変わらない価格で長期契約を締結することが可能になる。風力発電やバイオマス発電の電力を調達できるようになれば、企業や自治体はコーポレート PPA を主体にして年間の電力需要を満たしやすくなる。

コーポレート PPA は企業や自治体にとって新しい電力調達方法であるために、契約項目や契約条件を決めるのは簡単ではない。当初は試行錯誤を避けられないが、国全体で案件が増えていくにつれて、より効率的に契約を締結できるようになる。契約に関するノウハウの共有も進んでいく。

CO₂を排出しない自然エネルギーの電力をコーポレート PPA で長期に確保できるメリットは大きい。いち早く契約を締結して追加性のある自然エネルギーの電力の使用を開始すれば、従来の電力を使い続ける場合と比べて CO₂ 排出量を継続して削減できる。

気候変動は CO₂ 排出量の蓄積によって進んでしまう。気候変動の抑制に貢献することを目指す企業や自治体にとって、コーポレート PPA を早期に拡大することは有効な対策になる。電力を使用する場所の状況によってオンサイト PPA とオフサイト PPA を組み合わせながら、追加性のある自然エネルギーの電力の調達量を増やすことが、いままさに企業や自治体に求められている。

第 1 章: オンサイト PPA の契約方法

コーポレートの中で、導入効果が最も明確なのはオンサイト PPA である。太陽光発電のオンサイト PPA であれば、通常の電気料金と比べて電力の購入コストが確実に安くなる。しかも従来の自家発電と違って、設備の建設・運転・保守・廃棄などの手間がかからない(図 1-1)。

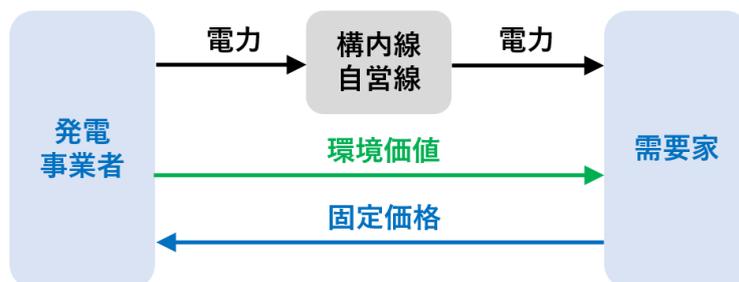
図 1-1 ● オンサイト PPA の業務分担(自家発電と比較)



● 標準的な契約形態

オンサイト PPA では、発電事業者が需要家の事業所の中に建設した自然エネルギーの発電設備を運転して、発電した電力と環境価値(CO₂を排出しないなどの価値)を固定価格で需要家に供給する(図 1-2)。事業所の近隣にある用地に発電設備を建設した場合でも、事業所まで自営線で電力を供給できる場合には、オンサイト PPA が可能だ。契約期間は 15~20 年が一般的だが、10 年程度の事例もある。

図 1-2 ● オンサイト PPA の契約形態



需要家が発電事業者を支払う価格は、電力と環境価値を合わせて固定価格(1kWあたりの単価)で設定する。単価を設定する一般的な方法は、発電設備の設計・建設・運転・保守・廃棄などにかかる費用に事業者の利益(資金調達コストを含む)を加えた総額を算出して、契約期間中の発電電力量(計画値)で割る。契約期間が長いほど単価は安くなり、短いほど高くなる。

オンサイト PPA に限らずコーポレート PPA 全体で注意すべき点は、発電事業者から需要家へ環境価値を移転することを契約書に記載することである。需要家は発電事業者から環境価値を取得しないと、自然エネルギーの電力を購入して使用したことを証明できない。

環境価値は発電設備の属性情報(所在地や発電方法など)と発電した電力量をもとに発行する「証書」で証明できる。ただしオンサイト PPA の場合には、信頼できるメーターを使って計測した発電量のデータがあれば有効性を認められる。その場合でも第三者の認証を受けておくと、国際イニシアティブの RE100 などに対する報告において信頼性が高まる。

事業所の中に太陽光パネルを設置できるスペースがある需要家は、オンサイト PPA でさまざまなメリットを享受できる(図 1-3)。事業所にある建物の屋上や空き地を発電事業者に貸与して、発電した電力を購入するだけで調達完了する。初期投資も不要で、電力の供給を発電事業者任せにすることができる。

図 1-3 ●オンサイト PPA のメリットと課題

メリット	●自然エネルギー(太陽光)の電力を安価に利用できる。
	●初期投資が不要。
	●発電設備の建設・運転・保守を事業者任せられる。
	●環境負荷が小さく、景観にも影響を与えない。
	●契約完了後さらに安価に電力を使い続けることも可能。
課題	●屋根の耐荷重などによって導入できない場合がある。
	●昼間などに余剰電力が発生する。
	●余剰電力を他の拠点に供給できない場合がある。
	●契約完了まで建物を保持しなくてはならない。
	●駐車場にカーポート型を設置する場合の基準が厳しい。

オンサイト PPA で設置した発電設備は、契約が完了した後も運転を続けられる可能性が大きい。太陽光発電であれば、太陽光パネルの寿命を考えると、運転開始後 25~30 年間は電力を供給できる。発電した電力を変換・制御するパワーコンディショナーを 1~2 回更新すればよい。

契約が完了した時点で、需要家の選択肢は主に 2 通りある。1 つは発電設備を無償で譲渡してもらって、自社で運転・保守するか、専門の事業者へ運転・保守を委託する。発電事業者は契約期間中に投資回収を済ませているため、通常は無償譲渡に応じる。あらかじめ契約書で決めておくか、協議のうえ決定すると規定しておけばよい。ただし需要家が発電設備の廃棄に責任を負うことになる。もう 1 つの選択肢は、同じ発電事業者と運転・保守の契約を結び直す。この場合は従来よりも契約単価を引き下げることが可能だ。

オンサイト PPA には課題もある。建物の屋根の耐荷重などによって太陽光パネルを設置できない可能性がある。設置要件をクリアできても、オンサイト PPA の契約完了まで事業所が確実に存続するかどうかを見極めなくてはならない。駐車場のスペースにカーポート型の太陽光発電設備を導入してオンサイト PPA を実施する場合には、建築基準法の適用を受けるため要件が厳しくなる。このほかにも太陽光で発電した電力が昼間に余ることを想定して、適切な対策を講じる必要がある。

このような課題を解決できれば、オンサイト PPA は自然エネルギーの電力を安価に調達する手段として効果的だ。工場や商業施設、物流施設などの敷地内に太陽光発電設備を設置すれば、環境負荷は小さく、景観を損ねる心配もない。事業所の中で自然エネルギーの電力を長期に使い続けることができる。

● 発電設備の設置要件

太陽光発電によるオンサイト PPA を実施するにあたって、対象になる用地の適性を事前に確認しておく必要がある。特に屋根に設置する場合には、建物が太陽光パネルの重さに耐えられることが前提条件になる。太陽光パネルの重さは 1 平方メートルあたり 15 キログラム程度ある。パネルを設置するために架台が必要な場合には、その重さも加わる。建物の構造計算書で耐荷重を確認することが基本だ。そのほかにも確認すべき事項がある(図 1-4)。

図 1-4●発電設備を設置する場所のチェック項目

施設	土地	チェック項目
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	建替え、廃止、解体の予定がないか (屋根置きの場合のみ) 建物の建設予定がないか (地上設置の場合のみ)
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	設置スペースがあるか 使用制限がないか 地面下に埋設物などがなく、設備を設置することが可能か (地上設置の場合のみ)
<input type="checkbox"/>	-	昭和56年6月1日以降に建築確認を受けた施設又は耐震改修済みの施設であるか (屋根置きの場合のみ)
<input type="checkbox"/>	-	図面、構造計算書があるか (屋根置きの場合のみ)
<input type="checkbox"/>	-	屋根の形状や材質は太陽光パネル設置に適したものであるか (屋根置きの場合のみ)
<input type="checkbox"/>	-	前回の防水工事後からあまり年月が経過していないか (屋根置きの場合のみ)
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	海岸から距離があるか
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	平均積雪量が200cm未満であるか
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	周辺に高い建物や木がないか
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	周辺に光害の影響がありそうな建物がないか

出典:環境省「PPA 等の第三者所有による太陽光発電設備導入の手引き」(2023 年 3 月)

さらに屋根の形状や材質によって、太陽光パネルの設置方法に違いがある(図 1-5)。一般的な平面の陸屋根は太陽光パネルを設置しやすい。工場や倉庫などに多い折板屋根(鋼板を波型に加工)であれば、架台を使わずに低コストで太陽光パネルを設置できる。

図 1-5●屋根の形状と材質による適性

適性	屋根の形状	屋根の材質
高	陸屋根、折板屋根、傾斜屋根、スレート屋根	RC (鉄筋コンクリート)
△	曲面屋根、瓦屋根	-
低	大波スレート屋根、テント式屋根	ガラス、プラスチック (ポリカーボネート、塩化ビニル)、トタン

出典:環境省「PPA 等の第三者所有による太陽光発電設備導入の手引き」(2023 年 3 月)

● 発電電力量と契約単価・期間

太陽光発電のオンサイト PPA では、用地の広さをもとに発電設備の容量を決める。環境省による「PPA等の第三者所有による太陽光発電設備導入の手引き」では、1kW(キロワット)の太陽光パネルを設置する用地の標準的な面積を8平方メートルとしている。1000平方メートル(約300坪)の用地であれば、125kWの太陽光パネルを設置できる。年間の発電電力量(kWh、キロワット時)は以下の計算式で算出する。

$$\text{年間の発電電力量(kWh)} = \text{発電設備の容量(kW)} \times 24(\text{時間}) \times 365(\text{日}) \times \text{設備利用率(\%)}$$

設備利用率は年間に発電できる電力量の比率を示す指標で、日射量や日照時間、設備の導入形態によって決まる。最近は「過積載」という方法をとるのが一般的だ。太陽光パネルを最大限に設置して、個々の太陽光パネルの最大出力の合計値よりも低い出力に制限して電力を効率的に供給する方法である。

資源エネルギー庁は過積載を前提に、固定価格買取制度(FIT)やフィードインプレミアム(FIP)の価格を決めている。容量10kW以上で屋根に設置する場合の設備利用率は14.5%で想定する。工場や商業施設などの屋根には太陽光パネルをさほど傾けずに設置する必要があるため、地上に設置する場合と比べて設備利用率は低くなる(図1-6)。

図1-6●太陽光発電(事業用)のFIT調達価格とFIP基準価格(税別)

		(参考) 2023年度 10kW以上 50kW未満	(参考) 2023年度 50kW以上 入札対象範囲外	2024年度 地上設置 10kW以上 50kW未満	2024年度 地上設置 50kW以上 入札対象範囲外	2024年度 屋根設置 10kW以上(注1)
FIT調達価格		10円/kWh(注2)	9.5円/kWh	10円/kWh(注2)	9.2円/kWh	12円/kWh(注2)
FIP基準価格(注3)		10円/kWh	9.5円/kWh	10円/kWh	9.2円/kWh	12円/kWh
資本費	システム費用	17.8万円/kW	11.7万円/kW	2023年度の想定値を据え置き(17.8万円/kW)	11.3万円/kW	15.0万円/kW
	土地造成費	0.4万円/kW	0.4万円/kW	1.2万円/kW	1.2万円/kW	-
	接続費用	1.35万円/kW	1.35万円/kW	2023年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き	0.3万円/kW
運転維持費		0.5万円/kW/年	0.5万円/kW/年	2023年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き
設備利用率		17.2%	17.7%	21.3%	18.3%	14.5%
自家消費比率		50%	-	-	-	30%
自家消費分の便益		18.03円/kWh	-	-	-	18.59円/kWh
運転年数		20年間	25年間	25年間	25年間	20年間
調達期間終了後の売電価格		-	9.4円/kWh	10.1円/kWh	10.1円/kWh	-
IRR(税引前) (法人税率の税引前の内部収益率)		4%	4%	2023年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を据え置き
調達期間/交付期間		20年間	20年間	20年間	20年間	20年間

(注1) 2024年度屋根設置10kW以上のFIT調達価格・FIP基準価格については、2023年度下半期にも適用。

(注2) 10kW以上50kW未満については原則、自家消費型の地域活用要件を適用

(注3) 2023年度は500kW以上をFIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。2024年度は250kW以上をFIP制度のみ認められる対象とし、FIT制度が認められる対象としない。また、2023年度以降、一定の条件を満たす場合には50kW未満であってもFIP制度が認められる。

出典: 調達価格等算定委員会、「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」(2023年2月8日)

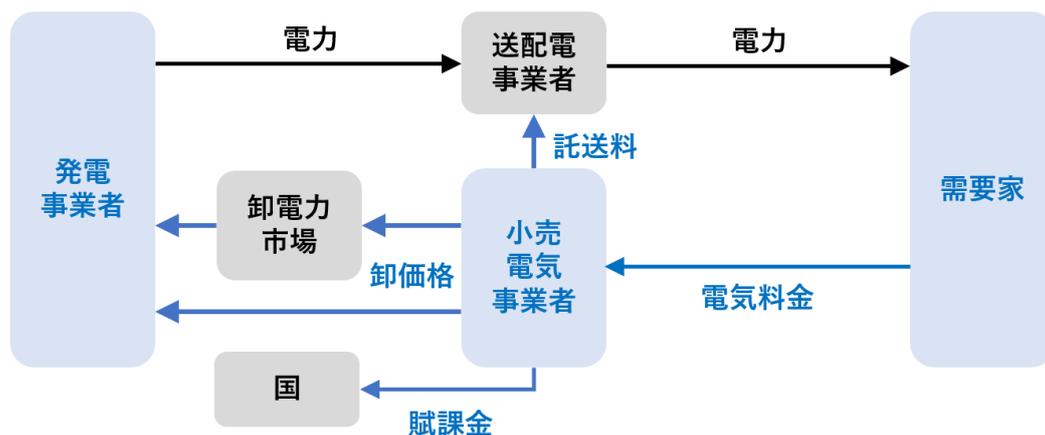
オンサイト PPA の契約単価を検討する際には、FIT と FIP の価格が参考になる。発電事業者が売電によって採算をとれる目安である。ただし FIT と FIP の価格はトップランナー(コストの低さが上位15%以内)の実績値をもとに設定するため、平均よりも低くなる。屋根の状況や事業者の購買力などでもコストに差が出る。複数の事業者に提案を依頼して、過去の導入実績を含めて総合的に評価することが重要だ。

● 電気料金の比較

オンサイト PPA の契約価格は用地の条件などで違いがあるとはいえ、通常の電気料金と比べて確実に安くなる。通常の電気料金がどのようなコストで構成されているかを見れば明らかだ。

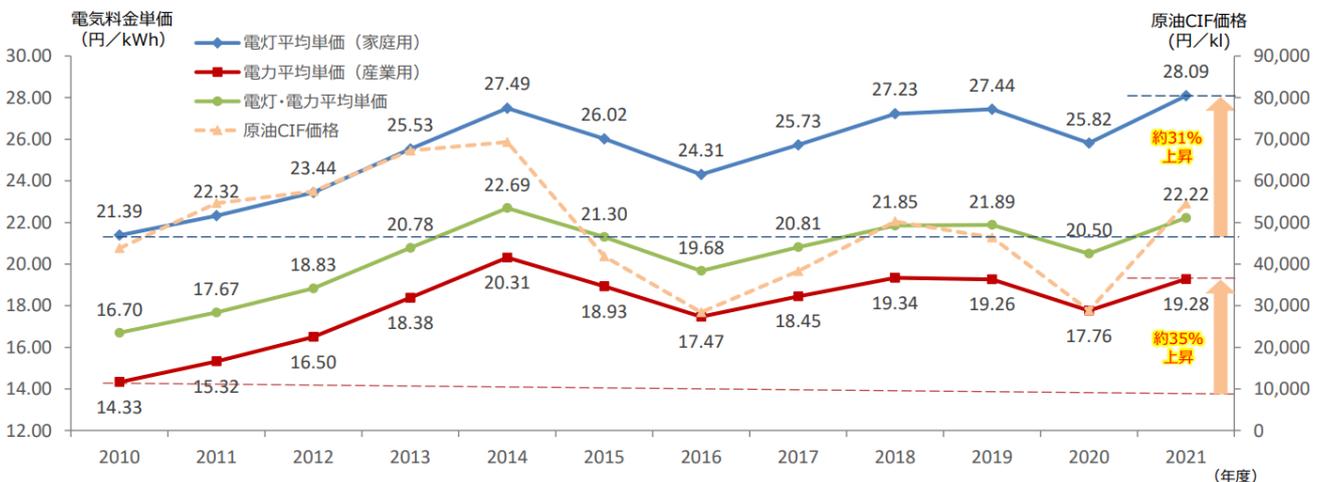
小売電気事業者が需要家に販売する電力のコストは、4つの要素で構成する(図1-7)。まず電力を調達するコストとして、卸電力市場や発電事業者から電力を購入する原価(卸価格)がかかる。さらに小売電気事業者の手数料、送配電網の使用料(託送料)、再エネ賦課金が上乗せされる。オンサイト PPA であれば、小売の手数料、託送料、再エネ賦課金はかからない。

図 1-7 ● 電気料金のコスト構造



通常の電気料金の単価は毎月変動する。自然エネルギー100%の電力メニューの一部を除いて、電気料金には「燃料費調整単価」が加算されるからだ。各地域の大手電力会社が火力発電に使用した燃料の輸入価格をもとに単価を決める仕組みである。2011年の東日本大震災後の電気料金の全国平均単価を見ると、年度ごとに大きく変動している(図1-8)。燃料費調整単価の変動が主な要因だ。

図 1-8 ● 電気料金の全国平均単価(消費税と再エネ賦課金を含む)



基本料金と電力量料金を合わせて単価を算出。

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」(2022年7月20日)

東日本大震災以降の 2012 年度から 2021 年度までの電気料金の平均単価(企業や自治体が契約する産業用)を計算すると 18.57 円/kWh。年度による差はあるものの、17 円～20 円/kWh 程度で推移している。2022 年度にはロシアのウクライナ侵攻の影響による化石燃料の高騰により、約 27 円/kWh と大幅に高くなった。2023 年度に入ると燃料の輸入価格が低下して電気料金も下がってきたが、それでも 20 円/kWh を超える状況が続いている(政府による一時的な激変緩和措置を反映しない価格)。

電気料金は小売電気事業者の価格競争もあり、必ずしも燃料の輸入価格だけで決まるわけではない。今後どのように推移するか予測することはむずかしいものの、2012～2021 年度の平均価格よりも低い水準になることは考えにくい。一時的に低下することはあっても、長期に低価格が続くことは期待できないだろう。さらに 2024 年度から小売電気事業者は「容量拠出金」(国全体の電力供給力を確保するための分担金)を支払う必要があり、電気料金を上昇させる要因になる。

これに対してオンサイト PPA では、発電事業者が太陽光発電設備を建設・運転して収益を見込める水準の価格で契約を結ぶことが可能だ。2024 年度の FIT と FIP の価格算定に使われた想定値(図 1-6、p9)をもとに、太陽光で発電した電力の全量を需要家が購入した場合の単価を算出してみる。

太陽光発電設備を屋根に設置する場合の FIT と FIP の価格は 12 円/kWh(税別)。ただし発電した電力のうち 30%を自家消費する前提になっていて、自家消費分の電気料金を 18.59 円/kWh(税込)で見込んでいる。それぞれの価格を加重平均すると 14.82 円/kWh(税込)になる。

発電事業者は需要家とオンサイト PPA を締結して、発電した電力の全量を 14.82 円/kWh で売却すると、FIT や FIP を組み合わせた場合と同等の収益を得ることができる。需要家は購入する電力の購入コストを長期に固定できて、CO₂ 排出量がゼロの電力として利用できるメリットがある。過去の電気料金と比較して十分に安い水準になる(図 1-9)。

図 1-9 ●オンサイト PPA(太陽光)と通常の電気料金(産業用)のコスト比較

1kWhあたり	オンサイト PPA (太陽光)	通常の電気料金 (産業用、全国平均)		
		2012～2021年度 (平均)	2021年度	2022年度
発電コスト	14.82円			
小売コスト	—	16.86円	15.92円	約23.5円
託送料	—			
再エネ賦課金	—	1.71円	3.36円	3.45円
合計 (需要家コスト)	14.82円	18.57円	19.28円	約27円

上記の価格は消費税を含む。

オンサイト PPA は屋根設置の FIT 買取価格/FIP 基準価格(図 1-6)の各想定値をもとに算出、契約期間は 20 年。
通常の電気料金は資源エネルギー庁の集計(図 1-8)、2022 年度は自然エネルギー財団が推定。

オンサイト PPA の単価は発電設備の規模や設置条件、地域によって差がある。通常は発電設備の規模が大きいほど単価は安くなる。設備容量が 1MW を超える場合には 14 円/kWh 以下に、50～100kW 程度の小規模な場合には 20 円/kWh 前後になる可能性がある。さらに太陽光パネルを設置する場所に合わせて施工方法が変わり、発電コストにも影響する。日照時間が短い地域や積雪量の多い地域では、発電量が減るため単価は高くなる。

2021 年の時点でオンサイト PPA の平均的な価格は 10 円/kWh 前後だった。それと比べて 14 円/kWh を超える価格はかなり高い。2022 年から 2023 年にかけて太陽光パネルの主要な生産国である中国でコロナウイルスの感染拡大のため生産量が低下した影響などにより、太陽光パネルを含む設備の導入費が増加したことが価格上昇の主な要因である。

今後は太陽光パネルなどの生産量が回復して、太陽光発電のコストは低下する見通しだ。オンサイト PPA の単価も安くなる可能性が大きい。ただしコストの低下を待っていると、その間は CO₂ を排出する電力を高い価格で使い続けなくてはならない。オンサイト PPA の導入を検討する事業所の過去の電気料金(2012～2021 年度)と比較して、それよりも十分に安い単価で太陽光発電の電力を長期に購入できるのであれば、待つことのデメリットのほうが大きい。

需要家にとっては契約期間の長さも課題になる。20 年間の長期契約であれば、安い価格で太陽光発電の電力を購入できるが、オンサイト PPA を導入する事業所が 20 年後も存続するかどうか。契約期間中に廃止になるリスクも想定しておかなくてはならない。

オンサイト PPA の単価が通常の電気料金と比べて十分に安い場合には、契約期間を短くして単価を高く設定する方法もある。20 年契約で 14～15 円/kWh に設定する代わりに、10 年に短縮して 20 円/kWh 程度の単価を設定することも選択肢になる。発電事業者の投資回収に影響を与えることなく、需要家は通常の電気料金と変わらない水準で太陽光発電の電力を使い続けられる。契約の完了後には、さらに安い価格で電力を使い続けることも可能だ。

● 余剰電力の活用方法

オンサイト PPA の課題として、余剰電力が発生する可能性を考慮する必要がある。用地に対して最大限に太陽光パネルを設置すると、昼間に発電した電力が需要を上回ることが想定される。余剰電力が発生しないように発電設備の規模を縮小することも考えられるが、発電できる電力量が少なくなって、コストも割高になる可能性が大きい。余剰電力を有効に活用することは脱炭素の促進にもつながる。

余剰電力の活用方法は大きく分けて 3 通りある(図 1-10)。1 つ目は蓄電池を導入して、夜間などに使用する方法だ。太陽光で発電した電力を余すことなく利用できるうえに、災害などにより停電が発生した時でも電力を供給できるメリットがある。課題は蓄電池の導入コストだ。

最近では蓄電池のコストが低下してきたとはいえ、オンサイト PPA に蓄電池を加えると、通常の電気料金よりも単価が高くなってしまふ場合が多い。CO₂ を排出しない自然エネルギーの電力を使える点を評価する必要がある。大手の企業で採用事例が広がってきた内部炭素価格（購入する製品などの CO₂ 排出量をもとにコストを加算）を適用すると、蓄電池を導入しやすくなる。

余剰電力を活用する 2 つ目の方法は、送配電網を経由して余剰分を他の事業所に供給する。オンサイト PPA で発電した電力を余すことなく利用できるメリットがある。事業者に委託して余剰分だけオフサイト PPA を結ぶことも可能だ（オフサイト PPA の詳細は第 2 章を参照）。送配電網の接続などで手続きが必要になるが、事業者に一括で委託できれば、需要家の手間は少なくなる。

3 つ目の方法として、オンサイト PPA を契約した発電事業者が卸電力市場か小売電気事業者に対して余剰電力を売却する。FIT や FIP の認定を受けることができれば、売電による収益を長期に見込める。需要家は自家消費した分だけ料金を支払えばよい。さらに発電事業者から余剰電力の環境価値を買い取れば、自家消費分に加えて自然エネルギーの電力の利用量を増やすことが可能になる。

図 1-10 ● 余剰電力の活用方法、メリットと課題

手法	余剰電力の活用方法	メリット、課題
蓄電池	発電設備に蓄電池を併設して充電し、夜間などに放電して使用する。	<ul style="list-style-type: none"> ● 災害時の電力供給にも利用できる。 ● 蓄電池の導入コストを含めた契約単価を抑える必要がある。
オフサイト PPA (自己託送)	送配電網を経由して他の事業拠点に送り、使用する。	<ul style="list-style-type: none"> ● 送配電網の使用料がかかるが、再エネ賦課金がかからないため、安価な電力として利用できる。 ● 自己託送に伴う需給管理などを事業者に委託する必要がある。
オフサイト PPA (小売経由)	小売電気事業者を通じて他の事業拠点に供給する。	<ul style="list-style-type: none"> ● 標準的な電気料金より安く購入できる可能性がある（自己託送と比べると高い）。 ● 小売電気事業者と契約する必要がある。
売電	発電事業者が卸電力市場か小売電気事業者に売却する。	<ul style="list-style-type: none"> ● 需要家は取引に関与する必要がない。 ● 電力の販売能力がある発電事業者と契約する必要がある。

● 契約締結までの流れ

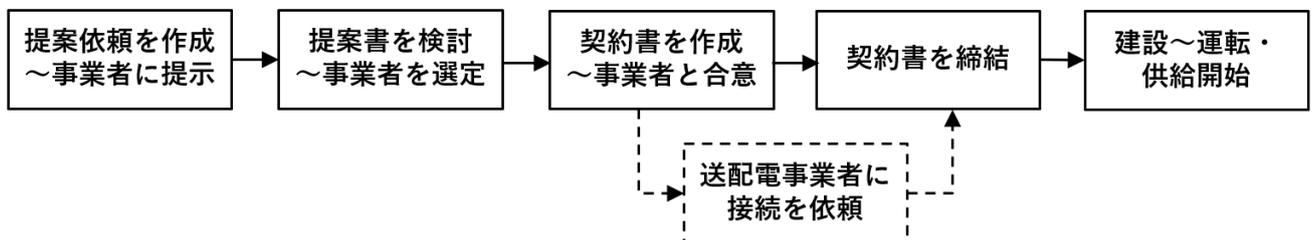
企業や自治体はオンサイト PPA の締結に向けて、内部で提案依頼を作成して、複数の事業者に提案を求めると効率的である。屋根を利用する太陽光発電のオンサイト PPA であれば、対象になる建物の概要のほかに、発電設備の容量や発電電力量の想定、契約期間や契約単価の希望額などを記載しておけば、具体的な提案を受けやすい(図 1-11)。さらに余剰電力の活用、契約満了後の措置、中途解約なども必要に応じて加える。

図 1-11 ● オンサイト PPA の提案依頼に必要な主な項目

- 建物の概要 (所在地、竣工年月日など)
- 建設条件 (設置面積など)
- 設備容量 (想定)
- 発電電力量 (想定)
- 電力消費量 (月間、曜日・時間帯別)
- 契約期間 (供給開始日、年数)
- 契約単価 (希望額あるいは上限)
- 余剰電力の活用 (自己託送など)
- 契約満了後 (無償譲渡など)
- 中途解約 (あり・なし)
- その他 (保険加入など)

提案依頼を作成することがむずかしければ、特定の事業者に依頼して、実際に建物を確認して提案してもらう方法もある。その場合でも改めて提案依頼を作成して、複数の事業者に提案を募って比較するほうが好条件を引き出しやすい。事業者を選定したら、契約書の作成に入る(図 1-12)。すでにオンサイト PPA の実績がある事業者ならば、契約書のひな型をもとに、短期間で原案を作成できる。

図 1-12 ● オンサイト PPA の契約締結までの流れ



余剰電力を活用するために送配電網と接続する場合には、送配電事業者に依頼して、接続契約を結ぶ必要がある。通常は接続を依頼して契約を締結するまでに 9 カ月ほどかかり、その後の工事期間を含めると 1 年程度を要する(p22 の図 2-8 を参照)。地域によっては接続を断られるケースもある。送配電事業者との関係を含めて発電事業者の実績も影響する。

オンサイトPPAを請け負う事業者は、全国規模の大手から地域の中小まで数多くある。小売電気事業者がオンサイトPPAを実施するケースもあり、特に余剰電力の活用を含む提案を求める場合に向いている。タイプの違う複数の事業者から提案を受けると比較しやすくなる。それぞれの事業者の過去の導入実績も重要な評価項目になる。

契約書に記載する内容は、オンサイトPPAに関連する項目(図1-13)と、通常の商取引で標準的な項目(免責や契約不履行時の措置など)で構成する。発電電力量については、契約書に記載しない場合もある。太陽光発電では天候によって発電電力量が変動するため、計画値は参考情報に過ぎない。ただし発電事業者の過失などによって発電電力量が大幅に低下した場合の補償については規定しておくことが望ましい。

図1-13●オンサイトPPAの主要な契約項目

契約項目	規定内容
発電設備	所在地、発電方法、設備容量、運転開始日
発電電力量	年間と月次の発電電力量(計画値)
契約期間	開始日、終了日、契約終了後の更新条件、中途解約の条件
購入価格	単価、その他の費用
環境価値	移転・償却
余剰電力	処理方法
遠隔監視・清掃	監視・清掃の体制
設備点検・保守	点検・保守の責任範囲、故障や不具合の対応
計画外停止	補償の有無、補償の内容と条件
用地賃貸借	賃貸借の条件、維持管理の責任範囲

発電設備の監視・清掃や点検・保守など、運転開始後の業務についても規定しておく。オンサイトPPAを含めてコーポレートPPAにはさまざまなリスクが伴う。特に懸念するリスクがある場合には、対応策を協議して契約書に盛り込むことが重要である(コーポレートPPAに共通するリスクはp41を参照)。

太陽光パネルなど発電設備に欠かせない製品のサプライチェーンにおける人権問題にも注意が必要だ。中国の新疆(しんきょう)ウイグル自治区では強制労働の問題が指摘されている。コーポレートPPAの対象になる発電設備で使用する製品の生産・販売などにおいて、人権侵害のリスクがないことを発電事業者が確認するように契約書で規定しておく。需要家にはリスク対策だけでなく、問題の解決を促す役割もある。

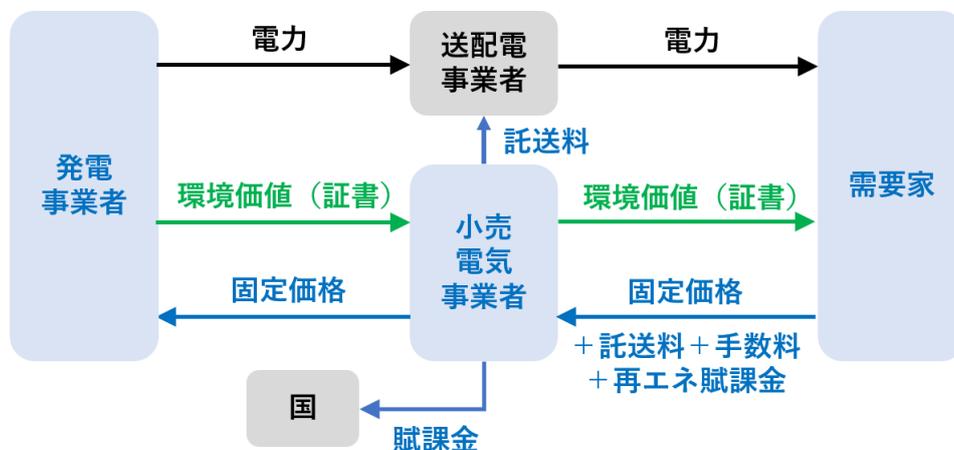
第 2 章:フィジカル PPA の契約方法

電力の使用場所から遠く離れたところに自然エネルギーの発電設備を建設するオフサイト PPA には、フィジカル PPA とバーチャル PPA の 2 種類がある。このうちフィジカル PPA は、発電した電力と環境価値 (CO₂ を排出しないなどの価値) の両方を需要家が購入する。固定価格で長期契約を結ぶ点はオンサイト PPA と同様だ。FIT や FIP の適用期間と同じ 20 年間の契約が一般的である。

● 標準的な契約形態

日本国内のフィジカル PPA では、発電事業者と需要家のあいだに小売電気事業者を介在させる必要がある。電気事業法の規定により、送配電網を經由して需要家に電力を販売できるのは、国に登録した小売電気事業者に限られている。このためフィジカル PPA は三者間の契約か、発電事業者と小売電気事業者および小売電気事業者と需要家の二者間の契約の組み合わせになる(図 2-1)。発電事業者から需要家に提供する環境価値は、日本卸電力取引所が管理する「非 FIT 非化石証書(再エネ指定)」で証明する。

図 2-1 ●フィジカル PPA の契約形態



需要家がフィジカル PPA で負担するコストは、オンサイト PPA よりも高くなる。発電コスト(固定価格)のほかに、送配電網の使用料(託送料)、小売電気事業者の手数料、さらに再エネ賦課金がかかるためだ。発電コストが固定である点を除くと、通常の電気料金のコスト構造と同じである。

通常の電気料金は化石燃料の輸入価格や卸電力市場の取引価格によって月ごとに単価が変動するのに対して、フィジカル PPA の単価は契約期間を通じて変わらない(託送料や再エネ賦課金の変動を除いて)。長期のコストを見通せる点が大きなメリットだ(図 2-2)。

化石燃料の輸入価格や卸電力市場の取引価格が高騰した場合でも影響を受けずに済む。2022 年度の電気料金の水準と比べると、フィジカル PPA の単価のほうが安い。さらにオンサイト PPA と同様に、契約が完了する時点では、より安い固定価格で契約を更新できる可能性がある。

図 2-2 ●フィジカル PPA のメリットと課題

メリット	●自然エネルギーの電力を固定価格で長期に利用できる。
	●通常の電気料金よりも安価で購入できる可能性がある。
	●CO ₂ 排出量をゼロで算定できる。
	●環境負荷の小さい発電設備を選択できる。
	●契約完了後さらに安価に電力を購入することも可能。
課題	●長期契約でコストを固定するリスクがある。
	●需要に対して不足する分の電力の購入が必要(部分供給)。
	●電力を利用する拠点を契約後に変更しにくい。
	●従来の割引プログラムを受けられなくなる可能性がある。
	●発電コストの面で太陽光以外の選択肢が限られる。

一方で需要家には長期の購入契約を固定価格で結ぶ経済的なリスクがある。解決策として短期(2年)でフィジカル PPA を締結する事例もある。ただし通常は契約期間が短いほど、単価は高くなる。短期で契約した場合には、契約期間が終了する前に、需要家と発電事業者が単価を含めて協議して契約を更新することも可能だ。更新を繰り返せば、結果として長期の契約になる。

対照的に 25~30 年に及ぶ超長期のフィジカル PPA を締結する事例もある。太陽光パネルの寿命を 25~30 年と想定すれば、コスト面で効率の良い契約期間になる。需要家は太陽光発電の電力をより安価に、より長く利用できるメリットがある。

最近では太陽光と風力の発電設備が全国各地で増加して、春や秋に電力の需要が少ない時期に地域内の供給量が需要を上回るケースが多くなってきた。地域内の需要の予測に合わせて、送配電網に接続している発電設備の一部の出力を抑制しなくてはならない。フィジカル PPA においても、このような出力抑制を見込んで発電量を想定する必要がある(バーチャル PPA でも同様に出力抑制の想定が必要)。

このほかにフィジカル PPA の課題として、小売電気事業者(旧一般電気事業者)から電力の部分供給を受けるために、従来の電力契約を変更する必要がある(部分供給については p23 を参照)。ところが小売電気事業者が部分供給に同意しないケースや、電気料金の大幅な値上げを提示する場合がある。

需要家は部分供給を受けられなければ、フィジカル PPA を締結できない。国の指針では正当な理由なく部分供給を拒否したり、不当に値上げしたりすることを禁止している。事業者には需要家の利益を保護する観点で、適切な対応をとることが求められる。

● 電気料金の比較

需要家にとってフィジカル PPA のメリットは、電力のコストを長期に抑制できることである。2022 年度には化石燃料の輸入価格が高騰した影響により、電気料金が大幅に上昇した。大企業から一般家庭まで電気料金の増加に悩まされた。

2023 年度に入ると燃料費の低下で電気料金は下がってきたものの、それでも 2021 年度の水準と比べて高い状態が続いている。今後も電気料金は月ごとに変動する。世界の情勢によって再び上昇する可能性がある。フィジカル PPA で長期に固定価格で自然エネルギーの電力を調達できるメリットは大きい。

フィジカル PPA の単価は、オンサイト PPA と同様に発電コストをもとに決める。2021 年度の時点では、太陽光発電で 11 円/kWh 程度が平均的な水準だった。出力 50kW 以上の FIT の買取価格が 11 円/kWh に設定されていたため、同程度の単価で 20 年間のフィジカル PPA を締結すれば、発電事業者は FIT と同様に投資回収を見込める。

ところがコロナウイルスの感染拡大によって、中国を中心に太陽光パネルなどの生産量が減少した影響により、2022 年から太陽光発電のコストが世界各国で上昇した。日本では FIT と FIP の価格が 10 円/kWh 以下に引き下げられたが、コーポレート PPA の需要が拡大したこともあって、2023 年のフィジカル PPA の単価は 13 円/kWh 以上に上昇している。

今後は太陽光パネルなどの生産量が回復してコストの低下が期待できるものの、フィジカル PPA の単価の低下につながるどうかは見通しにくい。フィジカル PPA の需要が増加していることに加えて、太陽光発電の適地を見つけにくくなっていることも懸念材料だ。土地の使用料や系統接続にかかる費用・期間などによって発電コストは変わってくる(系統接続については p22 を参照)。

フィジカル PPA の発電コスト 13 円/kWh は 2023 年現在の目安になる。需要家にとって適正な発電コストを見極めることはむずかしいが、長期契約で高い価格を固定するリスクは避けるべきである。国が太陽光発電(事業用)のコストの目標に掲げているのは、2025 年に 8 円/kWh 程度(発電事業者の利潤を含む)。FIT と FIP の価格は 2023 年度に 9.5 円/kWh に設定されている(p9 の図 1-6 を参照)。それと比べて 13 円/kWh は十分に高い水準だ。

太陽光発電のコストを 13 円/kWh で想定した場合に、需要家がフィジカル PPA で電力と環境価値を購入するコストを通常の電気料金と比較してみる(図 2-3)。最近では小売電気事業者も収益性を重視して手数料を高め設定するようになった。託送料と再エネ賦課金を加えると、オフィスビルなどで使用する高圧(契約電力 50~2000kW)では 23 円/kWh、大規模な工場などで使用する特別高圧(2000kW 以上)では 19.5 円/kWh が標準的な水準だ。税込では高圧が 25.30 円/kWh、特別高圧が 21.45 円/kWh になる。

図 2-3●フィジカル PPA(太陽光)と通常の電気料金(産業用)のコスト比較

1kWhあたり	フィジカルPPA (太陽光)		通常の電気料金(産業用、全国平均)		
	高圧	特別高圧	2012～2021年度 (平均)	2021年度	2022年度
発電コスト	13円		16.86円	15.92円	約23.5円
小売コスト	3円	1.5円			
託送料	4円	2円			
再エネ賦課金	3円		1.71円	3.36円	3.45円
合計 (需要家コスト)	23円	19.5円	18.57円	19.28円	約27円
	25.30円 (税込)	21.45円 (税込)			

フィジカル PPA のコスト(税別)は概算。通常の電気料金は消費税を含む。
 発電コストは事業者や需要家からの情報をもとに自然エネルギー財団が推定、契約期間は 20 年。
 通常の電気料金は資源エネルギー庁の集計(図 1-8)、2022 年度は自然エネルギー財団が推定。

実際の電気料金は需要家ごとに単価が決まり、地域によっても差がある。資源エネルギー庁が産業用(高圧と特別高圧)の電気料金(基本料金と電力量料金を合わせた単価)の全国平均を集計した結果では、2021 年度は 19.28 円/kWh(税込)だった。2012～2021 年度の 10 年間の平均値は 18.57 円/kWh である(p10 の図 1-8 を参照)。フィジカル PPA の標準的なコストは、その水準と比べると高い。

ただし 2022 年度の電気料金と比較すると、状況は大きく変わる。化石燃料の輸入価格の高騰に加えて円安の影響により、産業用の電気料金は約 27 円/kWh へ大幅に上昇した。2023 年度に入って低下し始めたが、2021 年度以前の水準まで戻るとは期待しにくい。

依然として化石燃料の供給は不透明で、特に今後の火力発電の主力になる天然ガスは CO₂ 排出量が石炭や石油と比べて相対的に少ないために、高い価格で推移する可能性が大きい。最近の小売電気事業者のコストも増えていて、電気料金を押し上げるようになっている。

フィジカル PPA で CO₂ を排出しない電力の購入コストを長期に固定するか、それとも将来の電気料金が安くなる可能性に期待して従来のまま CO₂ を排出する電力を使い続けるか。企業や自治体は CO₂ 排出量の違いを考慮したうえで、明確な方針を決めて電力の調達計画を進めるべきである。

今後は世界各国でカーボンプライシング(CO₂ 排出の価格付け)が拡大していく。脱炭素に先進的に取り組む企業のあいだでは、製品やサービスを購入する際に内部炭素価格を管理上のコストとして上乗せして評価する手法が広がってきた。現在のところ内部炭素価格は企業によって大きな開きがある。日本の企業では低い場合で 1 トンあたり 3000 円、高い場合には 3 万円を超えるケースもある。

EU(欧州連合)の排出量取引制度(EU-ETS)では、2023年1月以降の取引価格が80ユーロ/トン(1万2400円、1ユーロ=155円で換算)を超える水準で推移している。国際エネルギー機関は2030年に先進国に求められる炭素価格の水準を130米ドル/トン(1万8200円/トン、1米ドル=140円で換算)と推定した(為替レートは2023年7月時点)。

このような状況を背景に、炭素価格を1万円/トンで想定して、フィジカルPPAと通常の電気料金を比較してみる。日本では2030年度の電力のCO₂排出係数を全国平均で0.250キログラム/kWhまで低下させることが目標になっている(2021年度の実績は0.434キログラム/kWh)。これをもとに通常の電気料金の炭素価格を算出すると2.50円/kWhになり、フィジカルPPAのコスト競争力が高まる(図2-4)。炭素価格が高くなるほど、通常の電気料金よりも有利になっていく。

図2-4●炭素価格を加えた場合のフィジカルPPAと通常の電気料金のコスト比較

1kWhあたり	フィジカルPPA (太陽光)		通常の電気料金(産業用、全国平均)		
	高圧	特別高圧	2012~2021年度 (平均)	2021年度	2022年度
電力コスト	25.30円	21.45円	18.57円	19.28円	約27円
炭素価格 (1万円/トン)	—		2.50円		
総コスト	25.30円	21.45円	21.07円	21.78円	約29.5円

消費税を含む(炭素価格は税別)。

炭素価格は電力の平均CO₂排出量を0.250キログラム/kWh(国の2030年度の目標値)で想定して算出。
その他の条件は図2-3と同じ。

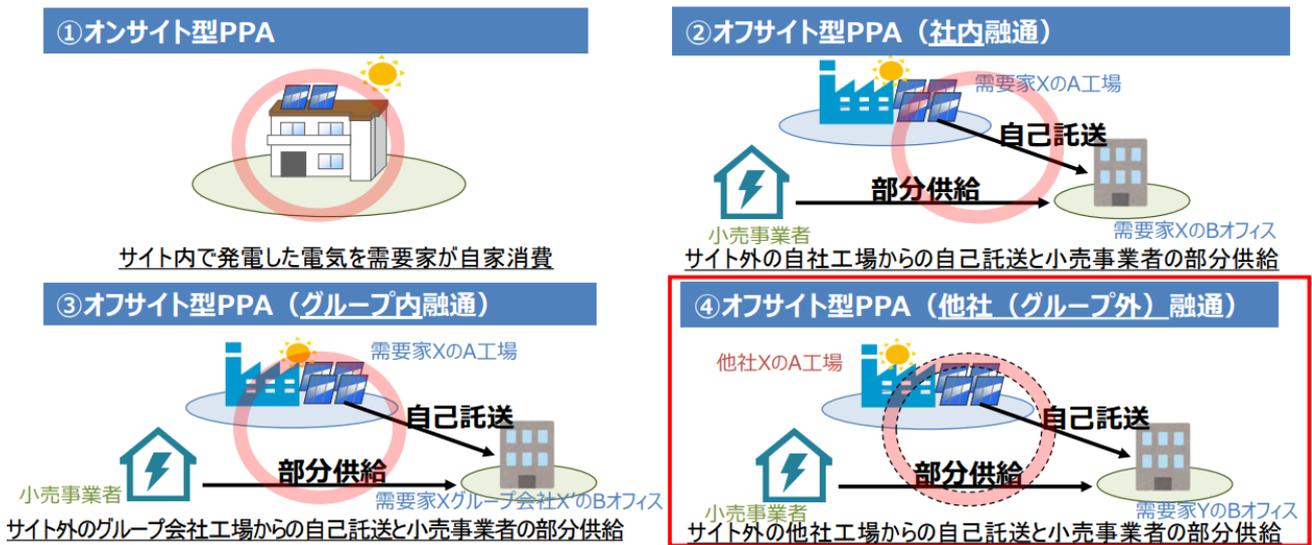
● 自己託送によるコスト削減

フィジカルPPAのコストを削減する手段として、「自己託送」を利用する方法がある。自己託送では需要家が自家発電した電力の余剰分を、送配電網を経由して他の事業所に送ることができる。標準的なフィジカルPPAと違って、小売電気事業者を介在させる必要がない。

自己託送による電力は自家消費の電力と同様に、再エネ賦課金がかからないメリットがある。自己託送は同じ会社かグループ会社、あるいは取引などを通じて密接な関係にあるグループ外の会社とのあいだに限って認められる(図2-5)。

フィジカルPPAに自己託送を適用する方法は3通りある。1つ目の方法は、新設する自然エネルギーの発電設備を需要家が所有して、発電した電力を自己託送で遠隔の事業所に供給する(所有型)。2つ目は新設した発電設備を需要家が発電事業者から賃借する(賃借型)。3つ目は発電事業者と需要家が組合を作って密接な関係を構築する(組合型)。

図 2-5●自己託送による電力供給



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」
 （2022年2月3日、RE-Users サミット 2022 講演資料）

いずれの方法でも、需要家は電力の需給調整の責任を負う(図 2-6)。30 分単位の供給量と需要の計画値を電力広域的運営推進機関に報告するとともに、計画値と実績値の差が発生した場合にはインバランス料金を送配電事業者を支払わなくてはならない。

図 2-6●フィジカル PPA の業務分担

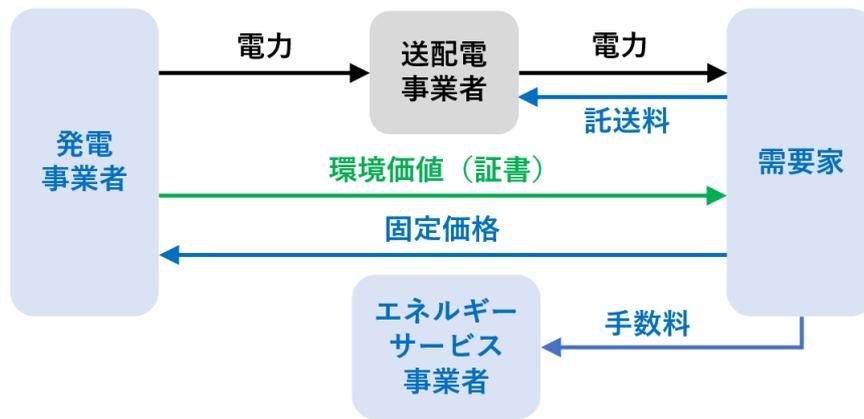
	卸供給	発電計画	需要計画	需給調整	証書取得
小売メニュー		発電事業者			小売電気事業者
フィジカルPPA		発電事業者			小売電気事業者
フィジカルPPA (自己託送)		発電事業者			需要家 (あるいは事業者に委託)

自己託送に必要な需給調整などの業務は、専門のエネルギーサービス事業者に委託するケースが多い(図 2-7)。手数料は小売コストと同じ程度で、送配電事業者を支払うインバランス料金も含む契約が一般的だ。自己託送を使わないフィジカル PPA と比べると、再エネ賦課金がかからない分だけコストは安くなる。

再エネ賦課金は前年度の卸電力市場の取引価格をもとに、年度ごとに単価が決まる。2022 年度は 3.45 円/kWh だったが、2023 年度は 1.40 円/kWh まで一気に低下した。市場価格が高いと賦課金単価が下がる仕組みになっている。当面は 3 円/kWh 程度で推移する見通したが、2023 年度のように低下した場合には自己託送によるコスト面のメリットは小さくなる。

2024 年度から小売電気事業者には「容量拠出金」(国全体の電力供給力を確保するための分担金)を国に支払う必要が生じる。自己託送であれば容量拠出金の対象から除外される。2024 年度以降はフィジカル PPA の単価が容量拠出金を想定して上昇する可能性がある。この点は自己託送の新たなメリットになる。

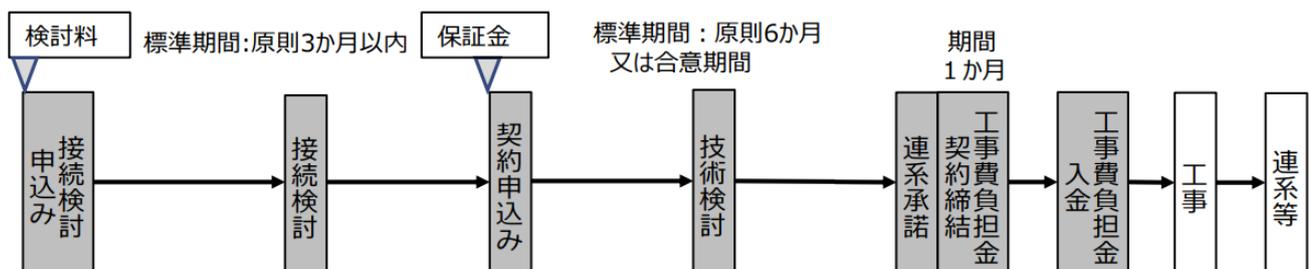
図 2-7 ● 自己託送を活用するフィジカル PPA の契約形態



● 系統接続と部分供給

フィジカル PPA では送配電網(系統)を経由して電力を供給するために、発電設備を近隣の送配電網に接続(連系)する必要がある。送配電事業者に接続の検討を申し込んでから工事を開始できるまで、標準で1年程度かかる(図 2-8)。

図 2-8 ● 系統接続の検討申込みから工事・連系までの流れ



出典: 電力広域的運営推進機関「発電設備等に関する系統アクセスの流れ」(2023年4月)

発電設備を建設する場所から近い送配電網に空き容量がない場合には、遠隔にある接続地点まで送電線を敷設するために、多額の工事費負担金を請求されることがある。コストが大幅に上昇して建設を断念するケースもある。この問題を想定したうえで発電設備の建設場所を選定しなくてはならない。

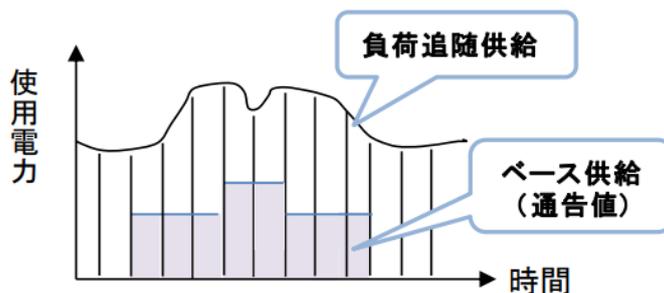
新しい発電設備を送配電網に接続するにあたって、発電設備の出力が低圧(50kW未満)か高圧(50kW以上)かによって、接続しやすさが違う。低圧のほうが送配電網に与える影響が小さいからだ。低圧の発電設備を接続する場合には、工事完了までの期間が短く、工事費負担金も安く済む。最短では申し込みから6カ月程度で接続が可能になる。これに対して高圧の場合には2~3年を要するケースが増えている。

フィジカル PPA で大規模な太陽光発電設備を必要とする場合でも、低圧の発電設備を大量に建設する方法がある。たとえば出力 50kW 弱の発電設備を 100 力所に建設すれば、合計で 5MW 近い規模になる。送配電網に接続できるまでの期間と工事に要する期間を短縮できる。発電コストの低減にもつながるため、採用する事例が増えている。ただし運転開始後は多数の発電設備の清掃・点検などに手間がかかる。

系統接続のほかに、「部分供給」の問題が 2022 年になって顕在化した。1 つの需要地点で複数の小売電気事業者から電力の供給を受けることを部分供給と呼ぶ。需要家が小売電気事業者とフィジカル PPA を締結して電力を購入しても、1 日 24 時間の需要をフィジカル PPA で満たすことはできない。夜間を含めて不足分の電力を別途購入する必要がある。需要家が地域の大手電力会社(旧一般電気事業者)から電力を購入している場合には、引き続き部分供給を大手電力会社に依頼するケースが多い。

部分供給には主に 3 通りの方法があるが、フィジカル PPA で必要になるのは「通告型」である(図 2-9)。通告型では、フィジカル PPA で電力を供給(ベース供給)する小売電気事業者あるいは需要家から、部分供給(負荷追随供給)を担う小売電気事業者に対して、30 分単位の供給量を事前に通告する。それをもとに実際の需要に合わせて部分供給を実施する。さらに送配電事業者に対しても事前通告が必要だ。

図 2-9 ●フィジカル PPA に必要な部分供給(通告型)



出典: 資源エネルギー庁「部分供給に関する指針」(2023 年 4 月改訂)

ところが需要家が地域の大手電力会社の小売部門に部分供給を要請しても、受け付けられない事例が発生している。需要家は不足分の電力を部分供給で購入できないと、フィジカル PPA を締結できない。

公正取引委員会と経済産業省は「適正な電力取引についての指針」の中で、大手電力会社の小売部門に対して、需要家などから部分供給の要請を受けた場合には不当に取り扱わないように求めている。正当な理由なく部分供給を拒否すること、需要家に不利な料金やメニューを設定すること、などを例に挙げて、独占禁止法に違反する恐れがある、と指摘している。

大手電力会社の小売部門が需要家の要請に応じて部分供給を実施することは、フィジカル PPA を普及させるうえで不可欠だ。政府は需要家の主導による自然エネルギーの導入を促進するために、フィジカル PPA の拡大に力を入れて取り組んでいる。2021 年度から補助金も開始した。一連の政策に合わせて大手電力会社の協力が求められる。監督官庁の経済産業省も状況を確認して厳正に対処すべきである。

● 補助金の活用

2021 年度に環境省がオフサイト PPA の補助金を開始したのに続き、経済産業省は同年度に 135 億円の予算でオフサイト PPA の補助金を開始した。2022 年度も経済産業省は 255 億円の予算で補助金を実施し、2023 年度も 100 億円を超える予算で継続する。いずれも太陽光発電によるフィジカル PPA が対象で、発電事業者は導入費用の 2 分の 1 まで補助金を受けることができる(図 2-10)。

図 2-10 ● オフサイト PPA の補助金の主な要件(令和 4 年度 第 2 次補正予算、2 次公募)

補助対象事業者と主な要件	
補助対象事業者	
特定の需要家に電気を供給するために新たに太陽光発電設備を設置・所有する者	
要件 1	対象設備が、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法の認定計画に含まれないこと(非 FIT・非 FIP)
要件 2	合計 2MW 以上の新設設備で、単価が 23.6 万円 /kW (AC ベース) 未満であること <small>※複数地点で新設する設備の合計値も可。ただし、1 地点当たりの設備容量が 30kW 以上 (AC ベース) かつ、複数の平均が 50kW (AC ベース) 以上であること。蓄電池を導入する地点の設備については、15.0 万円 /kW (DC ベース) 未満であること。かつ、蓄電池を導入する場合は、蓄電池の単価が 19 万円 / kWh 以下であること。 ※申請時に原則として系統連系に係る接続検討の回答を得ていること。※リース・レンタルによる設備設置は補助対象外。</small>
要件 3	令和 6 (2024) 年 2 月 29 日 (木) までに運転開始すること
要件 4	8 年以上にわたり一定量以上の電気の利用契約等を締結すること <small>※一定量以上とは、導入する太陽光発電設備による発電量の 7 割以上を利用することを要件とします。 ※補助対象事業者、小売電気事業者、需要家の間で上記を満たす契約等が締結されること。 ※需要家は複数であることも可。原則として補助対象事業者・小売電気事業者は 1 者に限る。 ※自己託送は補助対象外。</small>
要件 5	再エネ特措法に基づく事業計画策定ガイドラインを遵守すること <small>・一の場所において、設備を複数の設備に分割したものでないこと。 ・地域住民と適切なコミュニケーションを図るとともに、地域住民に十分配慮して事業を実施するよう努めること等。</small>
注意：上記の他、要件等の詳細については公募要領をご確認ください。	
補助率	
1 / 2 以内 (自治体連携型の場合は、2 / 3 以内) ただし、蓄電池の設置に係る経費については、1 / 3 以内	

出典：太陽光発電協会

太陽光発電のコスト低減と電気料金の上昇によって、需要家が負担するフィジカル PPA のコストは通常の電気料金とほとんど変わらない水準になっている。補助金を受けずにフィジカル PPA を締結する企業もあり、補助金の必要性は大きくない。とはいえ需要家にとってはコストを軽減できるメリットがあり、初めてフィジカル PPA に取り組む企業を増やす点では効果がある。補助金の分だけ単価を安くするか、契約期間を短縮することも可能だ。

この補助金は小売電気事業者を通じて電力の供給契約を締結することが条件になっているため、バーチャル PPA には適用できない。発電設備を建設する時のコストはフィジカル PPA とバーチャル PPA で変わらない。コーポレート PPA に取り組む企業や自治体を広げるためには、バーチャル PPA も補助金の対象に加えるべきである。

● 風力発電の可能性

日本国内のコーポレート PPA のほとんどは太陽光発電だが、海外では風力発電のコーポレート PPA も拡大している。需要家は太陽光発電と風力発電の電力を組み合わせることで、天候による発電電力量の変動を抑制でき、夜間でもコーポレート PPA の電力を利用できるようになる。発電コストを低減できれば、風力発電を対象にしたコーポレート PPA が日本でも現実的になってくる。

風力発電のコストは徐々に低下してきた。陸上風力発電の FIT と FIP の価格を見ると、2022 年度から 2025 年度にかけて 1 円/kWh ずつ下がる(図 2-11)。2025 年度には入札価格の上限が 13 円/kWh になり、太陽光発電のフィジカル PPA で想定するコストと同程度の水準まで低下する。陸上風力発電では開発から運転開始まで 4 年以上かかるため、2029 年以降に運転を開始する陸上風力発電設備を対象にフィジカル PPA の可能性が広がる。

図 2-11 ● 陸上風力発電の FIT 調達価格と FIP 基準価格(事業用、出力 50kW 以上、税別)

	2022年度 ※FIT/FIPが選択可能	2023年度	(参考) 2024年度	2025年度
FIT 調達価格	入札制(第2回) 供給価格上限額は16円/kWh 追加入札の供給価格上限額は、第2回入札の 加重平均落札価格または2023年度入札の 供給価格上限額のいずれか高い額(事前公表)			
FIP 基準価格	16円/kWh	入札制 供給価格上限額は15円/kWh(注7) 追加入札の供給価格上限額は、第3回入札の 加重平均落札価格または2024年度入札の 供給価格上限額のいずれか高い額(事前公表)	入札制 供給価格上限額は 14円/kWh	入札制 供給価格上限額は 13円/kWh
資本費	27.9万円/kW	27.5万円/kW	27.1万円/kW	2024年度の想定値を 据え置き
運転維持費	0.93万円/kW/年	2022年度の想定値を据え置き	2023年度の想定値を 据え置き	0.85万円/kW/年
設備利用率	26.8%	28.0%	2023年度の想定値を 据え置き	29.1%
IRR(税引前) (法人税率の税引前の内部収益率)	7%	2022年度の想定値を据え置き	6%	2024年度の想定値を 据え置き
調達期間/交付期間	20年間	20年間	20年間	20年間

(注7) 2023年度の追加入札は、第3回入札において入札容量が1.3GWを超えた場合に実施。

出典: 調達価格等算定委員会、「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」(2023年2月8日)

今後は洋上風力発電の拡大も大いに期待できる。2021年に経済産業省と国土交通省が実施した洋上風力発電の公募では、秋田県由利本荘市沖のプロジェクトが 11.99 円/kWh で確定した。発電設備の容量は約 82 万 kW と規模が大きく、2030 年 12 月に運転を開始する予定だ。洋上風力発電でもフィジカル PPA やバーチャル PPA を締結できる状況に近づいてきた。ただし太陽光発電と同様に、風力発電でも機器などの価格が上昇傾向にある点が気がかりである。

気候変動を抑制する追加性の観点から、コーポレート PPA は新設の発電設備を対象に締結することが基本である。導入量の拡大が期待できる洋上風力発電によって、コーポレート PPA がいっそう活発になる。政府は 2030 年までに合計で 1000 万 kW の洋上風力発電プロジェクトを開発する目標を掲げている(運転開始前の案件を含む)。実現できればコーポレート PPA の拡大に拍車がかかる。

● 契約締結までの流れ

企業や自治体がフィジカル PPA の提案を事業者に依頼する際に伝える項目としては、現在の電力契約や電力消費量のほかに、発電設備の容量や発電電力量の想定規模がある(図 2-12)。さらに契約単価の希望額あるいは上限を記載しておくこと、発電コストが高い事業者からの提案を除外できる。電力消費量に関しては重要な内部情報でもあるため、事業者の提案を受けた後に提供する場合もある。

図 2-12 ● フィジカル PPA の提案依頼に必要な主な項目

- 需要地点の概要 (所在地など)
- 現在の電力契約 (契約電力、単価など)
- 電力消費量 (月間、曜日・時間帯別)
- 設備容量 (想定規模)
- 発電電力量 (想定規模)
- 契約期間 (供給開始日、年数)
- 契約単価 (希望額あるいは上限)
- 中途解約 (あり・なし)
- その他 (保険加入など)

フィジカル PPA の提案を求める相手として、発電事業者と小売電気事業者がある。最終的に双方と契約する必要があるが、小売電気事業者に提案を求めるほうが需要家の負担は小さくて済む。あるいは電力の取引を仲介する専門の事業者に依頼する方法もある。小売電気事業者や仲介事業者を通じて発電事業者を選定するほうが効率的な場合が多い。

事業者からの提案を検討するにあたって、需要家みずから建設用地の状況を確認することが望ましい。現地まで足を運んで、周辺的环境や景観に影響を及ぼさないか、災害につながる可能性がないか、などをチェックする。現地で確認することがむずかしい場合でも、写真などをもとに建設用地の状況を綿密に確認することは欠かせない。

自治体などが公表しているハザードマップをもとに、災害時のリスクを確認しておくことも重要だ。建設中や建設後に地域と問題を起こすことのないように、需要家も建設用地の選定に責任を持って取り組む必要がある。発電設備を建設する土地の地目を契約書に記載して、用地の対象を制限する方法もある。

太陽光発電設備の建設に関しては、国や自治体による各種の規制がある(図 2-13)。土地造成の安全性確保、電気設備の安全性確保のほか、出力が 3 万 kW(30MW)以上の大規模な太陽光発電設備を建設する場合には国が定めた環境影響評価を事前に実施しなくてはならない。自治体によっては国より厳しい要件で環境影響評価を義務づけているところもある。

資源エネルギー庁が FIT や FIP の認定発電設備を対象に「事業計画ガイドライン」を公表している。このガイドラインの順守を契約書で規定することによって、発電事業者に対して設備の建設・運転・保守を適正に実施するように促すことができる。

図 2-13 ● 太陽光発電設備の建設に関する主な規制

土地造成の
安全性確保

- **森林法【農水省】** 都道府県が林地開発許可。
 - 太陽光パネルを含め、地域森林計画の対象となる民有林（保安林を除く）における**1ha超の開発行為（盛土・切土等）を規制**
- **宅地造成等規制法【国交省】** 都道府県等が許認可
 - 太陽光パネルの設置に伴う工事も含め、**宅地造成工事規制区域内**で一定規模以上の盛土・切土を伴う**宅地造成を規制**
- **砂防三法（砂防法・地すべり等防止法・急傾斜地法）【国交省・農水省（地すべり等防止法に限る）】** 都道府県が許認可
 - 太陽光パネルの設置に伴う工事も含め、**砂防指定地、地すべり防止区域、急傾斜地崩壊区域**で**特定の行為（切土・盛土等）を規制**

電気設備の
安全性確保

- **電気事業法【経産省】** 国（地方監督部）が許認可等
 - 太陽光パネルの**電気設備としての安全性を規制**

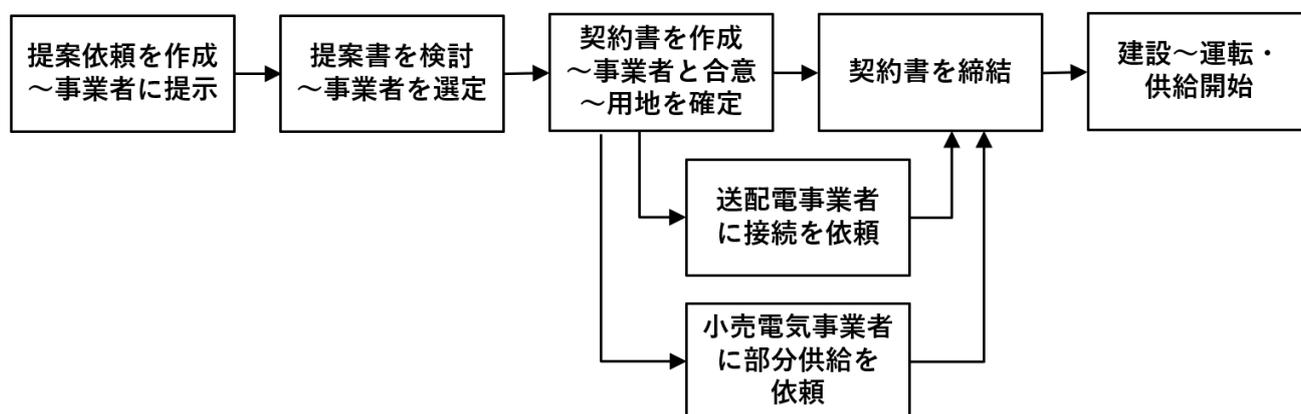
環境の
保全

- **環境影響評価法及び電気事業法【環境省・経済産業省】**事業者が環境配慮、国が許認可等
 - **大規模な太陽電池発電所（三万kW以上）**を法の対象事業に指定（法の対象外の規模の事業も、各地方公共団体の判断によりアセス条例の対象）

出典：資源エネルギー庁「再エネの大量導入に向けて」（2022年6月7日）

フィジカル PPA を締結する前に、電力の供給に関する重要な手続きが 2 つある(図 2-14)。1 つは送配電事業者に対して発電設備の接続を依頼する。もう 1 つは小売電気事業者に対して部分供給を依頼する(系統接続と部分供給については p22～23 を参照)。ただしフィジカル PPA を契約する小売電気事業者が需要に合わせて電力の全量を供給できる場合には、部分供給の手続きは必要ない。

図 2-14 ● フィジカル PPA の契約締結までの流れ



● 契約項目(フィジカル PPA とバーチャル PPA)

フィジカル PPA の契約項目は、発電設備や電力供給に関する規定のほか、契約期間と購入価格などがある(図 2-15)。バーチャル PPA の契約項目と共通する部分が多い(バーチャル PPA は第 3 章で解説)。

図 2-15●フィジカル PPA とバーチャル PPA の主要な契約項目

契約項目	規定内容
発電設備	所在地、発電方法、設備容量、運転開始日
発電電力量	年間と月次の発電電力量(計画値)
系統接続	送配電事業者名、接続地点
需要拠点 (フィジカル PPA の場合)	所在地、供給地点特定番号、契約電力
契約期間	運転・供給開始日または予定日、終了日または契約年数 契約開始の条件、終了後の更新条件、中途解約の条件
購入価格	単価、その他の費用
差金決済 (バーチャル PPA の場合)	購入価格と市場価格の差額計算方法、精算頻度
環境価値	証書名、移転・償却方法
設備運転計画	定期保守期間
計画外停止	補償の有無、補償の内容と条件
発電電力量の過不足	調整の有無、調整の内容と条件

主要な契約項目のひとつは発電電力量で、通常は年間と月次の計画値を規定する。発電電力量を規定しないで、設備容量だけを規定する場合もある。太陽光発電では、太陽光パネルの最大出力を合計した DC(直流)ベースの容量と、パワーコンディショナーから供給する電力の最大出力を表す AC(交流)ベースの容量を併記しておく、発電事業者と需要家のあいだの認識の違いを防げる。

発電電力量に影響を与える要因として、全国各地で太陽光発電や風力発電を対象に出力抑制の頻度が増えている。今後さらに出力抑制の規模や範囲が拡大する見通しで、発電電力量の減少を想定しておく必要がある。さらに定期保守を日中に実施する場合には、その間の運転停止による減少分も織り込む。

需要家は発電電力量の実績値に基づいて料金を支払うことになる。定期保守などを除く計画外の停止が発生した場合の補償や、実際の発電電力量が計画値から大きく乖離した場合に必要な調整については、あらかじめ条件などを規定しておくことが望ましい(コーポレート PPA に共通するリスクは p41 を参照)。

計画外の停止が頻発したり長引いたりする場合に備えて、発電設備の年間運転時間の下限を規定しておいて、それを下回った場合に発電事業者が需要家に補償するという方法もある。米国のバーチャル PPA で採用されることが多い。

米国では契約書を締結する前に、主要な項目をまとめた条件合意書を作成して、需要家と発電事業者が内容に合意してから契約書の作成に入る場合が多い。契約書を締結するまでの両者間の調整が少なく済むメリットがある(条件合意書の例は p39~40 の図 3-12 を参照)。

もうひとつ忘れてはならない重要な契約項目は、環境価値の移転と償却について規定することである。需要家が自然エネルギーの電力を使用したことを証明するために、発電事業者から環境価値を取得して、その価値を償却(無効化)したことを確認できるようにする。

フィジカル PPA とバーチャル PPA では、発電電力量に相当する量の「非 FIT 非化石証書(再エネ指定)」を発電事業者が発行して、需要家に供給する必要がある。非化石証書の取引業務を運営する日本卸電力取引所のオンラインシステムを使って、証書の発行から償却までの手続きを発電事業者が実行することによって、需要家名を記載した証明書を発行できる。

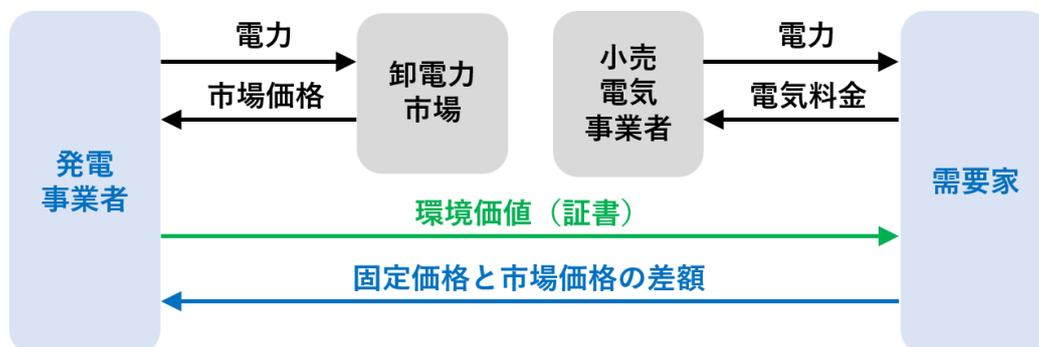
第3章:バーチャル PPA の契約方法

バーチャル PPA は自然エネルギーの電力を調達する新しい手法として、米国で急速に拡大した。実際には電力の取引を伴わないため、バーチャルの電力購入契約(PPA)と呼ぶ。自然エネルギーの電力に付随する環境価値(CO₂を排出しないなどの価値)だけを取引する。契約期間はフィジカル PPA と同様に 20 年程度の長期が多い。

● 標準的な契約形態

バーチャル PPA では発電事業者と需要家の二者間の契約が標準的だ。フィジカル PPA よりもシンプルな契約形態に見えるが、実際の取引の仕組みは複雑である。発電事業者は契約の対象になる自然エネルギーの発電設備の電力を卸電力市場で売却して、環境価値だけを需要家に提供する(図 3-1)。環境価値はフィジカル PPA と同様に、発電事業者が発行する「非 FIT 非化石証書(再エネ指定)」で証明できる。

図 3-1 ●バーチャル PPA の契約形態



需要家はバーチャル PPA の契約とは別に、小売電気事業者と契約して電力を購入する。通常は従来の電力契約を継続する。需要家はバーチャル PPA で取得した環境価値(証書)と通常の電力を組み合わせることによって、自然エネルギーの電力として利用できる。

バーチャル PPA の最大の特徴は、需要家が発電事業者に支払う価格が変動することだ。発電事業者はフィジカル PPA と同様に、固定価格による収入が保証されないと、新しい発電設備を建設するための資金を調達することがむずかしくなる。バーチャル PPA では発電した電力の売却収入が市場価格で変動する。この変動分を需要家が補填する必要がある。

環境価値だけを取引するバーチャル PPA でも、フィジカル PPA と同様に、発電コストをもとに固定価格を決める。固定価格と市場価格の差額を需要家が負担することによって、発電事業者には固定価格の収入が保証される仕組みだ。電力を市場で売却した時の価格が固定価格よりも低い場合には、需要家が発電事業者へ差額を支払う。逆に市場価格が高い場合には、発電事業者が需要家へ差額を支払う。このような差額の精算によって、発電事業者は常に固定価格による収入を得ることができる。

バーチャル PPA にはフィジカル PPA と違うメリットと課題がある(図 3-2)。

図 3-2 ●バーチャル PPA のメリットと課題

メリット	●従来の電力契約を継続したまま自然エネルギーに切り替えられる。
	●自然エネルギーの電力を利用する拠点を自由に選択できる。
	●発電電力量と需要を一致させる必要がない。
	●環境負荷の小さい発電設備を選択できる。
	●契約完了後さらに安価に契約することも可能。
課題	●需要家が負担するコストが常に変動する。
	●化石燃料の価格変動の影響を受ける(電力契約による)。
	●CO ₂ 排出量が必ずしもゼロにならない(国内の温対法において)。
	●発電事業者と差額精算の業務が発生する。
	●費用の変動に伴う会計・税務処理の方法が確立されていない。

主要なメリットのひとつは、従来の電力契約を継続できることだ。特に大手の企業では、複数の事業所の電力契約を一括で結んで、割引を受けているケースがある。フィジカル PPA で電力の契約を変更すると、同じ割引を受けられなくなる可能性があるが、バーチャル PPA では電力の契約に影響が及ばない。

このほかにビルのテナントとして入居している場合に、需要家は電力の契約を変更する権限がないため、自然エネルギーの電力に切り替えることがむずかしい。バーチャル PPA ならば、環境価値だけを取得して、自然エネルギーの電力として利用できる。

バーチャル PPA では環境価値を利用する事業所を選べる点もメリットだ。複数の事業所に分配することが可能で、それぞれの事業所で使用する環境価値の量を最適に配分できる。事業所を統廃合することになっても、別の事業所で環境価値を使えば無駄にならない。利便性はフィジカル PPA と比べて高い。

一方で需要家にとって最大の課題は、負担するコストが変動することである。卸電力市場の取引価格は予測がむずかしく、変動額を予見できない。その対策として、フィードインプレミアム(FIP)を組み合わせる方法がある。

FIP の認定を受けた発電設備では、市場価格をもとに決まるプレミアムを発電事業者が受け取ることができる。市場価格が低くなるとプレミアムが高くなり、市場価格の変動を抑制できる。市場価格とプレミアムを合わせると、バーチャル PPA の差額を縮小する効果がある(FIP の活用については p34 を参照)。

需要家が発電事業者と直接バーチャル PPA を締結する場合に注意すべき点がある。契約の対象になる自然エネルギーの発電設備が 2022 年 4 月 1 日以降に運転を開始した場合に限って、需要家と発電事業者がバーチャル PPA を結ぶことができる(このほかに FIT の買取期間を終了した発電設備であれば、運転開始日に関係なくバーチャル PPA が可能)。

現在のところ 2022 年 4 月 1 日より前に運転を開始した自然エネルギーの発電設備を対象に契約する場合には、フィジカル PPA と同様に小売電気事業者が仲介する必要がある。その場合に小売電気事業者が仲介と合わせて、需要家の代わりに差額を負担する契約も考えられる(図 3-3、3-4)。

図 3-3 ●小売電気事業者が仲介するバーチャル PPA

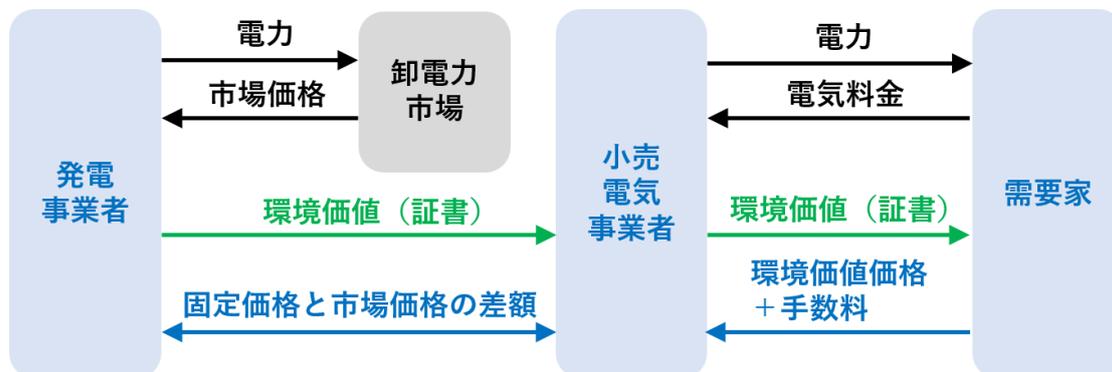


図 3-4 ●バーチャル PPA の業務分担(小売メニューと比較)

	卸供給	発電計画	需要計画	需給調整	証書取得	差額精算
小売メニュー	発電事業者		小売電気事業者			
バーチャルPPA	発電事業者				発電事業者、需要家	
バーチャルPPA (小売仲介)	発電事業者		小売電気事業者		発電事業者、小売電気事業者	

バーチャル PPA と同じような自然エネルギーの電力調達方法として、市場などで証書を購入して電力と組み合わせることも可能だが、明確に違う点がある。バーチャル PPA では特定の自然エネルギーの発電設備の電力が生み出す環境価値を長期契約で購入する。これに対して市場などを通じて購入する証書は、必要な時に必要な量を購入できるが、同じ発電設備の証書を継続して購入できるとは限らない。

新設の発電設備の環境価値を長期契約で購入する点がバーチャル PPA の特徴である。証書を個別に購入する方法と比べて、新しい自然エネルギーの発電設備を増やす追加性の効果大きい。

改正省エネ法の非化石電気の種類におけるオフサイト PPA の評価(p4)、および経済産業省が実施しているオフサイト PPA の補助金(p24)では、小売電気事業者と電力供給契約を結ぶことを条件に加えている。需要家に電力を供給しないバーチャル PPA は対象外になっている。自然エネルギーの電力の利用拡大という観点では、バーチャル PPA もフィジカル PPA と同様に扱うべきである。

● 電気料金の比較

バーチャル PPA では、需要家が負担するコストはフィジカル PPA のように固定ではない。発電事業者に支払う金額は、電力を市場で売却した価格によって変動する。発電コストをフィジカル PPA と同じ 13 円/kWh で想定すると、差額(13 円－市場価格)を需要家から発電事業者に支払う。市場価格が 13 円/kWh よりも高い場合には、発電事業者から需要家に差額を支払う。

この差額決済は環境価値を購入するためのもので、さらに電力の購入コストが加わる。通常の電気料金(税込)と比較すると、環境価値(14.3 円－市場価格)の分がコストの差になる(図 3-5)。市場価格(税込)が 14.3 円/kWh を上回れば、バーチャル PPA のほうが安くなり、下回れば高くなる。

図 3-5 ●バーチャル PPA(太陽光)と通常の電気料金(産業用)のコスト比較

1kWhあたり	バーチャルPPA (太陽光)		通常の電気料金 (産業用、全国平均)		
	高圧	特別高圧	2012～2021年度 (平均)	2021年度	2022年度
発電コスト	14.3円－市場価格 (環境価値だけ)				
小売コスト	通常の電気料金		16.86円	15.92円	約23.5円
託送料					
再エネ賦課金			1.71円	3.36円	3.45円
合計 (需要家コスト)	14.3円－市場価格 ＋通常の電気料金		18.57円	19.28円	約27円

上記の価格は消費税を含む。バーチャル PPA のコストは概算。

通常の電気料金は資源エネルギー庁の集計(図 1-8)、2022 年度は自然エネルギー財団が推定。

卸電力取引所の過去の市場価格を見ると、2021 年度の平均価格が 13.5 円/kWh(税別)で、太陽光発電によるバーチャル PPA の契約価格の想定値 13 円/kWh を少し上回る(図 3-6)。2022 年度の平均価格は化石燃料の価格高騰により 20 円/kWh を超えた。ただし太陽光で発電できる日中の時間帯の市場価格は相対的に低くなる場合が多い。太陽光発電のバーチャル PPA では市場価格を低めに想定しておく必要がある。

図 3-6 ●日本卸電力取引所のスポット市場の平均価格の推移(1kWh あたり、税別)

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
16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.41

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 4 月 27 日)から抜粋

● フィードインプレミアム(FIP)の活用

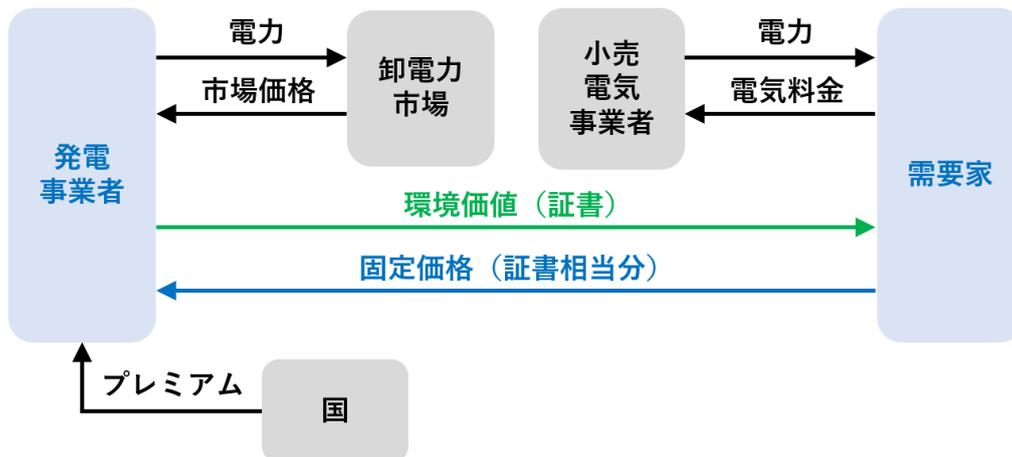
需要家にとってバーチャル PPA のコストが変動することはリスクになる。解決策として FIP を組み合わせる方法がある。契約の対象になる自然エネルギーの発電設備が FIP の認定を取得すると、発電事業者は国からプレミアムの交付を受けることができる。

プレミアムの算定方法は複雑だが、FIP の認定を取得した時の基準価格と市場価格の差額をもとに計算することが前提だ。太陽光発電(出力 50kW 以上)に対する FIP の基準価格は 2023 年度から 10 円/kWh 以下に設定されている。市場価格の平均値(月間と年間の組み合わせ)が FIP の基準価格を下回れば、発電事業者にプレミアムが支払われる。太陽光発電の場合には、日中の時間帯だけ発電する特性に合わせて、市場価格を加重平均してプレミアムを計算する。

これから太陽光発電の導入量が増えていくと、日中の電力供給量が増加して市場価格が安くなる可能性が大きい。そうなるとバーチャル PPA で需要家が支払うコスト(固定価格と市場価格の差額)が増加する。同時に FIP のプレミアムも増えるため、バーチャル PPA と FIP を組み合わせれば、需要家が支払うコストをプレミアムの分だけ抑制できる。

FIP のプレミアムによるリスク対策を講じたうえで、発電事業者と需要家が固定価格でバーチャル PPA を契約する方法もある(図 3-7)。発電事業者の収入は変動するが、市場価格が高い水準で推移すれば収入が増加する。低い水準で推移した場合には、減少分の一部をプレミアムでカバーできる。さらに需要家から環境価値の対価として固定価格の収入が加わる。

図 3-7 ● FIP(フィードインプレミアム)を活用するバーチャル PPA



需要家はコストの変動リスクを排除したうえで、差額精算に伴う会計処理に悩まなくて済む(会計処理については p38 を参照)。環境価値のコストを 1 円/kWh 程度で固定できれば、さほど大きな負担にならない(図 3-8)。市場や事業者から自然エネルギー由来の証書を購入するコスト(0.4~2 円/kWh 程度)と比べても、追加性のある自然エネルギーの電力の環境価値を長期に固定価格で購入できるメリットは大きい。

図 3-8●固定価格によるバーチャル PPA(太陽光)と通常の電気料金(産業用)のコスト比較

1kWhあたり	バーチャルPPA+FIP (太陽光)		通常の電気料金 (産業用、全国平均)		
	高圧	特別高圧	2012～2021年度 (平均)	2021年度	2022年度
発電コスト	1.1円 (環境価値だけ)		16.86円	15.92円	約23.5円
小売コスト	通常の電気料金				
託送料					1.71円
再エネ賦課金					
合計 (需要家コスト)	通常の電気料金 +1.1円		18.57円	19.28円	約27円

上記の価格は消費税を含む。バーチャル PPA のコストは概算。
通常の電気料金は資源エネルギー庁の集計(図 1-8)、2022 年度は自然エネルギー財団が推定。

FIP を組み合わせたバーチャル PPA でも、差額精算を残す契約形態がある。発電事業者の収入(市場価格+プレミアム)をもとに差額を計算する方法をとれば、プレミアムの分だけ需要家のコスト変動リスクは小さくなる。市場価格が高い場合にはプレミアムはゼロになるが、市場価格と固定価格の差額が需要家に入るためコストを抑制する効果がある。需要家にとってはリスク対策として、バーチャル PPA と FIP を組み合わせる方法は有効だ。

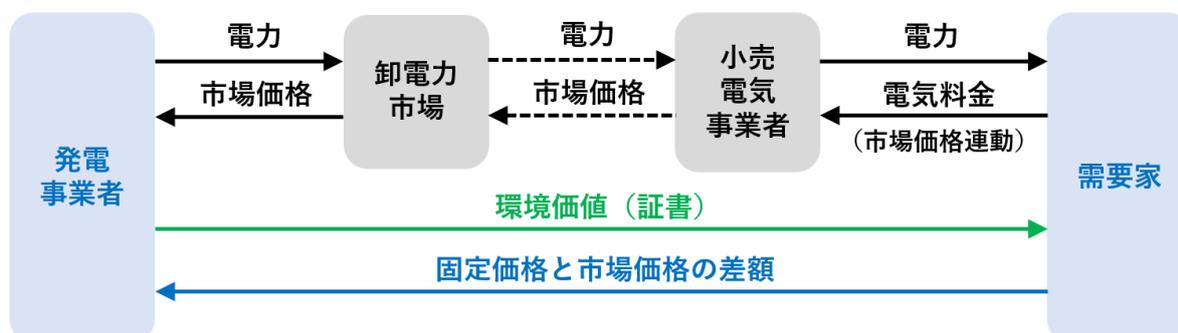
すでにFIT(固定価格買取制度)の認定を受けている発電設備をFIPへ移行して、コーポレートPPA(バーチャル PPA かフィジカル PPA)を締結する方法もある。FIT から FIP へ移行すると、FIT の認定を受けた時の買取価格がFIPでもそのまま適用される。発電事業者はFIPへ移行すれば環境価値を保持できるため、需要家とコーポレートPPAを結ぶことが可能になる。新設の発電設備ではないために追加性の点では劣るが、需要家にとってはコーポレート PPA による自然エネルギーの電力調達を拡大する手段になる。

● 市場価格連動型の電気料金

バーチャル PPA に伴う差額精算のリスク対策として、電力契約を市場価格連動型のメニューに切り替える方法がある。バーチャル PPA の差額と電気料金の変動分を合わせると、需要家が負担するコストは一定になる。市場価格が高くなった場合には電気料金が高くなるが、バーチャル PPA の差額が需要家に入る。逆に市場価格が低くなった場合には電気料金が低くなるため、バーチャル PPA による差額を含めて需要家のコストは変わらない。

最近では小売電気事業者が市場価格連動型のメニューを販売するケースが増えている。卸電力取引市場から電力を調達する小売電気事業者にとっては、市場価格が変動しても一定の利益を確保できるメリットがある。一方で需要家は市場価格の変動リスクを負うことになるが、バーチャル PPA を組み合わせれば、負担するコストは一定になる(図 3-9)。

図 3-9 ●市場価格連動型の電気料金と組み合わせるバーチャル PPA



ただし需要家が購入する電力量とバーチャル PPA で契約する発電設備の発電電力量は時間帯によって差が生じる。電力の購入量と発電電力量が一致する分のコストだけが一定になる。購入量と発電電力量の差が生じる分については、市場価格によるコストの変動リスクが残る。

● 契約締結までの流れ

バーチャル PPA では発電事業者と需要家のあいだで電力の取引を伴わないため、電力を使用する場所を特定する必要はない。日本卸電力取引所 (JEPX) で電力を取引できる対象の地域であれば、全国どこでも発電設備を設置できる。

ただし JEPX の取引価格は地域によって差が出る場合がある(地域間の連系線が混雑した場合など)。バーチャル PPA の差額も影響を受ける。電力を使用する場所の市場価格とバーチャル PPA の市場価格を統一したい場合には、発電設備の建設場所を同じ送配電エリアに限定して事業者に依頼する必要がある(図 3-10)。

図 3-10 ●バーチャル PPA の提案依頼に必要な主な項目

- 発電設備の建設エリア (送配電エリア)
- 設備容量 (想定規模)
- 発電電力量 (想定規模)
- 契約期間 (供給開始日、年数)
- 契約単価 (希望額あるいは上限)
- 差金決済 (あり・なし)
- FIP適用 (あり・なし)
- 中途解約 (あり・なし)
- その他 (保険加入など)

契約を締結する前に確認する項目として、差額精算(差金決済)がある。差額の計算方法のほか、決済の方法や頻度を規定する必要がある(主要な契約項目は図 2-15、p28 を参照)。対象になる自然エネルギーの発電設備に FIP(フィードインプレミアム)を適用するかどうかも重要だ。FIP を適用すると差額の計算方法が変わる。

バーチャル PPA に差金決済を組み込むと、金融商品(デリバティブ)を対象にした「商品先物取引法」に該当する可能性がある。商品先物取引法の対象になると、契約ごとに国に登録したうえで、定期的な報告が必要になる。追加の手間とコストがかかるため、できれば避けたいところだ。同法を所管する経済産業省はバーチャル PPA の扱いについて、以下のような見解を示している。

=====
 個別の契約ごとに内容を確認する必要があるが、差金決済について以下の項目が確認でき、全体として再エネ証書等の売買と判断することが可能であれば、商品先物取引法の適用はないと考えている。

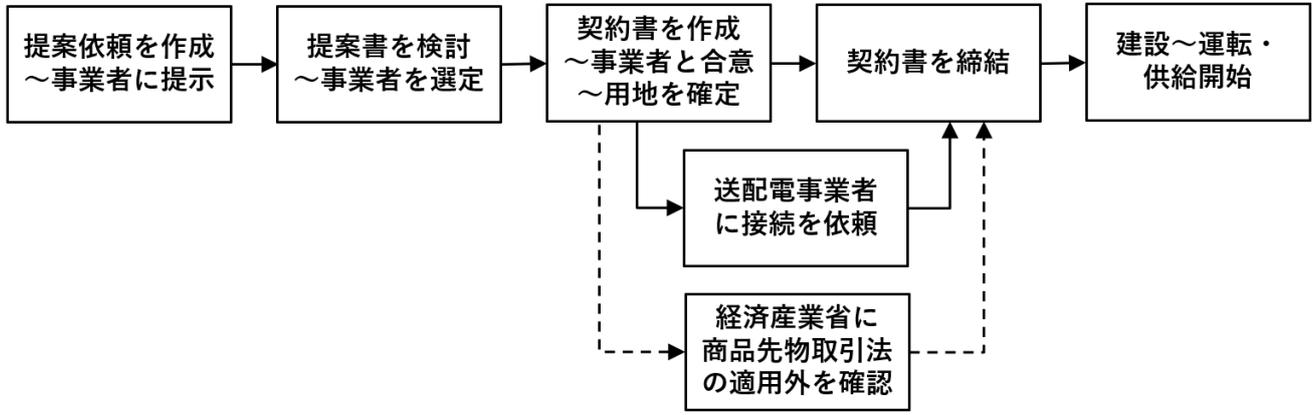
- ・取引の対象となる環境価値が実態のあるものである。
- ・発電事業者から需要家への環境価値の権利移転が確認できる。

～内閣府「再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」(2022 年 11 月 11 日)の参考資料から抜粋～

=====

上記の 2 つの確認項目については、環境価値の実態(非 FIT 非化石証書)の権利移転を契約書に記載すれば、条件を満たすとみなせる。差金決済に関して特殊な条件を盛り込まない限り、商品先物取引法の適用対象にならないと考えられる。ただし念のために、契約を締結する前に経済産業省に確認をとるほうが安全である(図 3-11)。

図 3-11 ●バーチャル PPA の契約締結までの流れ



今後バーチャル PPA が増えていくと、経済産業省の確認をとるまでに時間がかかることが予想される。バーチャル PPA を商品先物取引法の適用外として扱うための要件を経済産業省が公式に指針で示せば、発電事業者や需要家が案件ごとに確認する手間を省ける。早急に指針を公表することが望まれる。

● 差金決済に伴う会計処理

バーチャル PPA で差金決済を実施するにあたって、変動する費用の会計処理についても検討が必要だ。欧州を中心に採用されている国際財務報告基準(IFRS:International Financial Reporting Standards)では、時価会計を適用することが求められる。日本の会計基準では金融商品に該当した場合に時価会計で処理する必要があるが、該当しなければ通常の損益計算で処理できる。今のところ明確な指針は出ていない。

バーチャル PPA に時価会計を適用する場合には、将来の市場価格(時間別)の予測をもとに、契約した固定価格との差額を契約期間が終了する時点まで計算しなくてはならない。信頼性のある第三者機関から価格予測データを定期的に購入して、契約期間内の損益の変動分を評価して決算ごとに計上する必要がある。

しかし将来の市場価格を的確に予測することはむずかしい。予測の変動に伴って損益の評価額が大きく変わる可能性があり、決算に影響を与えることになる。それに伴って税金の額も変わる。バーチャル PPA に時価会計を求められると、実施をためらう企業が増えることが懸念される。

数多くの企業がバーチャル PPA を締結している米国の会計基準では、IFRS のように時価会計を求めている。通常の損益処理で済ませることが可能だ。時価会計を適用しないための対策として、発電電力量を契約書で規定しない場合が多い。

発電電力量を規定すると、契約単価から契約額が計算できて、想定元本を設定できるために金融商品とみなされる。発電電力量ではなくて設備容量に対する購入比率を規定する方法をとれば、太陽光と風力では天候で出力が変動するために発電電力量を確定できず、想定元本を決めることができない。これにより金融商品に該当しなくなる。時価会計の適用を受けないための工夫である。

コーポレート PPA を含む環境価値の取引については、日本公認会計士協会が研究報告を 2023 年 6 月に公表した。オンサイト PPA、フィジカル PPA、バーチャル PPA それぞれの会計処理で検討すべき項目を整理している。この研究報告をもとに、会計処理の指針を提示する見通しだ。日本の会計基準においても、米国と同様に時価会計を適用しないで処理できるように指針を示すことが望まれる。

米国ではコーポレート PPA を締結する際に、条件合意書(Term Sheet)を作成してから契約書の作成に入ることが一般的である(図 3-12)。契約書に規定する主要な項目について、需要家と発電事業者が事前に合意しておく、契約書の作成段階で両者間の調整が少なくて済み、契約締結までの時間を短縮できる。日本でも条件合意書で確認をとる方法が効率的である。

図 3-12●条件合意書の規定項目(米国の例)

規定項目	内容
1. 購入者	電力と証書の購入企業
2. 販売者	プロジェクトの所有者
3. プロジェクト	発電方法、所在地、系統接続地点、系統運用事業者
4. 定格出力	発電設備の定格出力（交流、計画値）
5. 購入シェア	定格出力のうち購入者に対する割り当て（％）
6. 期間	営業運転開始日からの年数
7. 商品	固定価格（決済地点における時間ごとの変動価格に対して保証） プロジェクトを特定した自然エネルギー証書と環境属性 （バーチャルPPAの場合には、電力の取引を含まない）
8. 決済地点	系統運用事業者の接続地点
9. 生産量	プロジェクトの実際の発電量に購入者のシェアを掛けた月間合計量
10. 変動価格	系統運用事業者が公表する決済地点の時間あたり平均価格
11. 変動決済額	商品の生産量と変動価格を掛け合わせた金額
12. 月間変動決済額	契約月における商品の生産量と変動価格を掛け合わせた合計金額
13. 月間固定決済額	商品の生産量と電力量あたりの固定価格を掛け合わせた合計金額
14. 月間決済額	月間固定決済額から月間変動決済額を引いた金額 プラスの場合は購入者が、マイナスの場合は販売者が支払う
15. 請求・支払期限	販売者が月間決済額を計算して購入者に請求書を送付 請求書発行期限および支払期限
16. 経済的制限	購入者に対する変動価格の影響を抑制するための下限価格を設定
17. 非経済的制限	緊急事態などサービスを実行できない場合の取引除外
18. 市場取引	市場取引および市場の口座維持費に関する販売者の義務
19. 営業運転開始予定日	目標の営業運転開始日 遅延した場合には販売者が購入者に損害額を支払い
20. 営業運転開始期限	目標の営業運転開始日からの最大遅延期間 期限を超過した場合には販売者が契約を破棄可能
21. 遅延損害金	目標の営業運転開始日から遅延した場合の損害賠償単価

規定項目	内容
22. 営業運転	営業運転開始後の一定期間の実績で定格出力を決定 計画値を下回った場合には損害賠償あるいは購入者のシェアを調整
23. 設備稼働率	販売者が保証する年間の稼働率（初年度、連続2年間）
24. 保証稼働率	年間の生産時間の比率（非経済的制限と計画保守期間を含む）
25. 稼働率未達補償	設備稼働率が保証稼働率に達しない場合の補償額の算定方法と単価
26. 環境属性	購入シェアに相当する証書や環境属性を販売者から購入者に移転 定格出力に達しなかった場合に販売者が補填する金額の上限 購入者が環境属性を売却・保持・償却できる権利
27. 販売者 インセンティブ	販売者がプロジェクトに関連する容量などの利益を得る権利 販売者が建設・運転に関連する税控除などを受ける権利
28. 販売者信用補完	契約締結後に提供する信用状や銀行保証などの単価と期限
29. 購入者信用補完	親会社保証や取引不能信用状（額面記載）などの提供義務
30. 譲渡	双方の合意を伴わない権利譲渡の禁止、不履行の場合の介入権など
31. 市場混乱	変動価格を入手・算定できない事態が発生した場合の対応
32. 法改正	法改正に伴う固定価格および決済額の変更不可
33. 不履行	販売者と購入者の不履行（設備稼働率などの下限など）
34. 報告	法律に基づく報告に必要な費用負担
35. 守秘義務	本規定書の内容に関する公開範囲
36. 情報開示	双方の合意を伴わない社名・契約関係の公表禁止
37. 準拠法・裁判管轄	州、管轄する裁判所
38. 独占権	本規定書の内容と異なる取引に関する交渉の制限

出典：Renewable Energy Buyers Alliance（現 Clean Energy Buyers Association）
「Term Sheet for Renewable Energy Transaction」をもとに自然エネルギー財団が作成

● リスク（3種類のコーポレート PPA に共通）

コーポレート PPA には、さまざまなリスクが伴う。すでに多数の企業がコーポレート PPA を実施している米国で顕在化したリスクは主に5種類に分類できる(図 3-13)。各種のリスクを想定したうえで、必要な対策を検討してコーポレート PPA を締結する必要がある。リスクを上回るメリットがあるからこそ、世界中の企業がコーポレート PPA を結んで自然エネルギーの電力の利用を拡大している。

図 3-13 ●コーポレート PPA の主なリスク

天候リスク	発電電力量	計画値に対する実際の発電電力量の超過・不足（環境価値も同様）
	出力変動	時間ごとの供給量の超過・不足
市場リスク	価格変動	卸電力市場の価格変動（バーチャルPPAの場合）
	値差	発電設備と受電地点の市場価格の差（バーチャルPPAの場合）
	出力抑制	発電設備に対する出力抑制（オンサイトPPAを除く）
運転リスク	性能低下	技術的な要因による運転停止や出力低下
	資金調達	供給者の資金調達不調
	遅延	運転開始日の遅延
	不可抗力	災害などによる発電設備の損傷
信用リスク	購入者	供給者の契約不履行
	供給者	購入者の契約不履行
事業リスク	法改正	運転開始前の法改正によるコスト超過や取引変更
	企業評価	購入者の中核事業に対する評価低下
	環境価値	証書に求められる環境価値の追加・変更

出典：Rocky Mountain Institute「A Corporate Purchaser's Guide To Risk Mitigation」(2019年1月)をもとに
自然エネルギー財団が作成

コーポレート PPA の対象になる発電設備は太陽光と風力が多くを占めるため、天候による発電電力量や出力の変動が第1のリスクとして挙げられる。対策としては、実際の発電電力量や出力ではなく、計画値に従って自然エネルギーの電力を供給する契約を結ぶ方法がある。超過分あるいは不足分は事業者の責任で対応する。その代わりに契約単価は高くなる。

市場に関するリスクはバーチャル PPA に特有のものが多いが、出力抑制による発電電力量の減少はフィジカル PPA でも想定しておく必要がある。発電電力量の計画値は契約単価に影響するため、第三者の意見を参考に決めることも対策のひとつになる。

運転リスクについては問題が発生した場合の対応方法(補償など)を規定しておく。災害などによる発電設備の損傷に関しては、発電事業者が損害保険に加入する方法でリスクを低減できる。

このほかの信用リスクや事業リスクの多くは、コーポレート PPA に特有なものではなく、企業間の契約では必ず対策が必要になる。

おわりに:コーポレート PPA の拡大に向けた課題と提言

日本を含む世界各国でコーポレート PPA が活発になってきた。企業や自治体が自然エネルギーの電力を長期に調達する手段として効果的なことに加えて、自然エネルギーの発電設備を新たに追加することによって気候変動の抑制に貢献できる。

コーポレート PPA が拡大している米国では、国際イニシアティブの RE100 に加盟する企業が年間に使用する電力量のうち、68%が自然エネルギーに切り替わっている。これに対して日本では自然エネルギーの電力の比率が 15%にとどまっている。両国ともに、国全体の発電電力量に占める自然エネルギーの比率は 20%程度で変わらない。コーポレート PPA の差が大きな要因になっていると考えられる。

●RE100 加盟企業の主要国における自然エネルギー電力の利用率(2021 年)

国	加盟企業数 (本社所在)	加盟企業数 (事業実施)	電力使用量 (TWh/年)	自然エネルギー の比率
米国	94	221	105	68%
日本	66	173	28	15%
英国	46	183	12	99%
ドイツ	15	165	12	85%
中国	6	211	30	32%
全世界	334	334	376	49%

TWh: テラワット時(10 億キロワット時)、回答企業数は 334 社。
「RE100 annual disclosure report 2022」のデータをもとに作成。

米国では RE100 に加盟する先進的な企業がコーポレート PPA を締結して自然エネルギーの利用を拡大してきた。英国やドイツなど欧州の先進国では自然エネルギーの比率が 40%を超えて、多くの企業が自然エネルギーの電力を利用しやすい状況になっている。RE100 の加盟企業に限れば 100%に近づいている。

中国でも自然エネルギーの比率が 30%を超えて、2026 年には 40%に達する見通しだ。国全体の発電電力量は日本の 7 倍以上の規模だが、それでも日本の比率を大きく上回る。ただし企業がコーポレート PPA を締結する環境は整っていない。RE100 の加盟企業が中国で自然エネルギーの電力を利用している比率は 32%で、欧米の先進国よりも低い。とはいえ日本と比べれば格段に高い。

各国における自然エネルギーの利用状況は、企業の脱炭素の進捗に直結する。事業活動における脱炭素の進み具合が重要性を増している中で、それぞれの国の産業競争力にも影響を及ぼす。日本は国全体で自然エネルギーの発電電力量を大幅に増やすと同時に、企業がコーポレート PPA を締結しやすい環境を早急に整備する必要がある。

自然エネルギー財団では 2023 年 2 月に、RE100 に加盟する企業を中心に 27 社で構成する「RE-Users 課題検討ワーキンググループ」を立ち上げ、自然エネルギーの電力利用に関する課題について議論した。その結果をとりまとめて、「自然エネルギーの電力利用に関する課題と提言」を同年 6 月に公表した。自然エネルギーの電力利用に先進的に取り組む企業の多くがコーポレート PPA の課題に直面している。

●自然エネルギーの電力利用に関する主要な課題と提言

●コーポレート PPA に関する課題

1. 契約締結までに相当な手間と時間がかかる。
2. 発電設備を建設できる適地が限られている。
3. 電力供給事業者の協力を得られない。(フィジカル PPA の場合)
4. 購入費用に対する会計上の取り扱いなどが定まっていない。(バーチャル PPA の場合)

●電力調達全般に関する課題

5. 追加性のある電力の調達手段が限られている。
6. 太陽光以外の電力の供給量が増えていない。
7. 非化石証書の制度が複雑で利便性に欠ける。
8. 環境影響や人権問題に関する懸念が高まっている。
9. 新電力の競争力が低下している。
10. 国内外の制度が頻繁に変更される。

■提言(政府と電力供給事業者に対する要望)

1. コーポレート PPA のガイドラインを策定して公表する。
2. 追加性のある自然エネルギーの電力の開発を促進する。
3. 非化石証書の制度を国際的な要件に合わせて改善する。
4. 電力供給事業者が公平に競争できる環境を整備する。
5. 国内の自然エネルギー関連技術の開発力を強化する。

RE-Users 課題検討ワーキンググループ「自然エネルギーの電力利用に関する課題と提言」(2023 年 6 月)

コーポレート PPA を締結するには、発電事業者の選定から契約交渉、社内調整、事業者との調整、最終的に契約内容に合意するまで、相当な手間と時間がかかる。それに加えて自然エネルギーの発電設備を建設できる適地が限られている点も課題だ。建設用地を確保できても、送配電網に接続できないケースが相変わらず多く見られる。政府や事業者が改善策を実施しているが、抜本的な問題解決には至っていない。

このほかにも、フィジカル PPA における部分供給の問題や、バーチャル PPA における会計上の取り扱いなど、国全体で解決しなくてはならない課題が残っている。政府が率先してコーポレート PPA の環境整備を進めることが求められる。契約書の標準化や手続きの簡素化、関連する事業者に対する指針の強化などを含めて、コーポレート PPA を推進するためのガイドラインを策定することが望ましい。

企業や自治体がコーポレート PPA を実施して、自然エネルギーの電力の利用を大幅に拡大できれば、日本の脱炭素は一気に進む。産業競争力が高まり、地域の活性化にもつながる。

●参考文献

- 「事業計画策定ガイドライン(太陽光発電)」(2022年4月)、資源エネルギー庁
- 「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」(2023年2月8日)、調達価格等算定委員会
- 「太陽光発電導入量予測(2022年版)」(2022年3月)、資源総合システム
- 「太陽電池発電設備の安全確保に向けた取り組み」(2020年12月24日)、経済産業省
- 「発電用太陽電池設備に関する技術基準の解釈」(2020年4月1日)、経済産業省
- 「PPA等の第三者所有による太陽光発電設備導入の手引き」(2023年3月)、環境省
- 「今後の再生可能エネルギー政策について」(2022年2月3日)、資源エネルギー庁
- 「発電設備等に関する系統アクセスに関する流れ」(2023年4月)、電力広域的運営推進機関
- 「自己託送に係る指針」(2023年4月1日)、経済産業省
- 「部分供給に関する指針」(2023年4月)、資源エネルギー庁
- 「適正な電力取引についての指針」(2023年4月1日)、公正取引委員会、経済産業省
- 「FIP制度の開始に向けて」(2023年2月14日)、資源エネルギー庁
- 「非FIT非化石電源に係る認定についての事業者説明資料」(2023年4月1日)、経済産業省、BIPROGY
- 「企業・自治体向け 電力調達ガイドブック 第6版」(2023年1月)、自然エネルギー財団
- 「日本のコーポレートPPA:契約形態、コスト、先進事例」(2021年11月)、自然エネルギー財団
- 「コーポレートPPA実践ガイドブック」(2020年9月)、自然エネルギー財団

**コーポレートPPA
実践ガイドブック (2023年版)**
追加性のある電力の調達手段

2023年7月

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 TEL:03-6866-1020(代表)

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org