地域における再生可能エネルギー事業の
事業性評価等に関する手引き（金融機関向け）Ver1.3

～太陽光発電事業編～

2016 年 3 月

環境省総合環境政策局

環境経済課

目 次

1. 手引きの概要 5

1.1 本手引きの目的・作成背景 5

1.2 地域の金融機関に求められる役割と本手引きが対象とする事業規模 5

1.3 本手引きの構成 6

2. 再生可能エネルギーとは 7

2.1 再生可能エネルギーの概要 7

2.2 固定価格買取制度の概説 9

2.2.1 制度の概要 9

2.2.2 買取の対象 10

2.2.3 調達価格（買取価格）と調達期間（買取期間） 10

2.2.4 出力抑制ルール 13

2.3 発電開始までの流れ 14

3. 太陽光発電技術と事業の概要 16

3.1 技術の概要 16

3.1.1 太陽電池の原理 16

3.1.2 太陽光発電システムの概要 18

3.2 太陽光発電機器の選定 20

3.2.1 太陽電池の選定 20

3.2.2 パワーコンディショナの選定 22

3.3 設備コスト、発電コスト 24

3.3.1 設備コスト 24

3.3.2 事業規模 25

3.3.3 発電コスト 26

3.3.4 廃棄処理とその費用 26

3.4 予想発電量 27

3.5 系統連系区分 30

3.6 環境影響への配慮 32

3.7 太陽光発電事業の関係主体 34

4. 太陽光発電事業の融資の検討にあたっての基本的留意事項 35

4.1 基本的枠組み 35

4.1.1 事業主体 35

4.1.2 事業規模 35

4.1.3 資金構成 35

4.2 設備・施工 37

4.2.1 設置場所 37

4.2.2 設備の選定 38

4.2.3 設計・調達・建設の実施 39
4.3 運営・管理 43
4.3.1 O&M 体制の妥当性 43
4.3.2 運営管理コスト 44
4.4 事業実施に必要な法的対応事項 45
4.4.1 電気事業に関連する事項 45
4.4.2 土地の転用 46
4.4.3 その他の関連法令 49
4.5 社会的側面 51
4.5.1 近隣住民への配慮 51
4.5.2 環境影響への配慮 51
4.6 太陽光発電事業特有のリスク 52
4.6.1 用地確保リスク 53
4.6.2 完工リスク 54
4.6.3 系統連系リスク 55
4.6.4 環境・近隣リスク 56
4.6.5 許認可リスク 56
4.6.6 発電量リスク（日射量リスク） 57
4.6.7 性能リスク 58
4.6.8 メーカー倒産リスク 59
4.6.9 操業リスク 60
4.6.10 天候・自然災害等の突発的リスク 61
4.6.11 制度リスク 62
5. 事業性評価の評価項目及び評価手法等の解説 63
5.1 収支計画 63
5.1.1 収入 63
5.1.2 支出 63
5.2 ストレスケースの想定 65
5.3 事業性の評価 67
6. 融資実施に向けた検討事項 69
6.1 既存の事業者自身が実施する場合 69
6.1.1 担保 69
6.2 新たに SPC を設立する場合 72
6.2.1 担保 73
6.2.2 キャッシュフロー管理 74
6.2.3 スポンサーの完工保証 76
6.2.4 コベナンツ 76
6.2.5 ステップインのための保全策 77
6.3 その他 78
6.3.1 市民ファンド等との協調 78

6.3.2 信用保証協会や自治体等の制度の活用 79
7. 融資チェックリスト 82
事例集 83
用語集 92
参考資料 96

図 目 次

図 2-1　エネルギーの概念図 7
図 2-2　固定価格買取制度の仕組み..... 9
図 2-3　再生可能エネルギー発電事業開始に向けた流れ..... 15
図 3-1　太陽光発電（シリコン系）の仕組み..... 16
図 3-2　太陽光発電の一般的なシステム構成..... 18
図 3-3　太陽光発電事業の関係主体と相関図..... 34
図 4-1　太陽光発電事業の主なリスク 52
図 5-1　主な都市の平均全天日射量（年平均の推移） 66
図 6-1　プロジェクトのスキーム（既存の事業者自体が実施する場合） 69
図 6-2　プロジェクトのスキーム（新たに SPC を設立する場合） 72

表 目 次

表 2-1　太陽光発電の特長と課題 8
表 2-2　平成 28 年度の 10kW 以上太陽光の調達価格及び調達期間 12
表 2-3　出力制御対応機器の設置等が義務付けられることになる時期 13
表 2-4　太陽光発電のおける出力制抑制ルール 14
表 3-1　主要な太陽電池の種類と特徴 17
表 3-2　太陽光発電システムの主要構成要素 19
表 3-3　主要メーカーの概要 21
表 3-4　主要なパワーコンディショナメーカーと製品ラインナップ 23
表 3-5　10kW 以上太陽光発電　平均システム費用推移 24
表 3-6　規模別のコスト等試算例 25
表 3-7　10kW 以上太陽光発電システム平均発電コスト 26
表 3-8　NEDO 太陽光発電フィールドテストデータからの都道府県別発電実績 28
表 3-9　住宅用太陽光発電データからの都道府県別発電量 29
表 3-10　電力会社との一般的な太陽光の系統連系区分 30
表 3-11　太陽光発電システム設置にあたっての法手続き 31
表 3-12　太陽光発電において発生すると考えられる環境影響の例 32
表 3-13　環境影響評価法が定めている発電所における対象事業一覧 33
表 3-14　太陽光発電事業の主要な関係主体 34
表 4-1　太陽光発電事業における資金調達方法 36
表 4-2　電圧階級毎の電源線コスト 38
表 4-3　太陽光発電設備の販売・施工を実施する事業者一覧 40
表 4-4　太陽光発電事業実施時の主な運営管理に係る費用 44
表 5-1　支出の算定に必要な項目 64
表 5-2　太陽光発電事業におけるストレステストの設定例 65
表 5-3　主な都市の平均全天日射量 66
表 5-4　事業性評価における評価指標 67
表 5-5　事業計画シートのイメージ 68
表 6-1　融資方式別の担保設定方法（既存の事業者自体が実施する場合） 69
表 6-2　土地・太陽光発電設備に対する担保権設定のオプションと特徴の整理 71
表 6-3　融資方式別の担保設定方法（新たに SPC を設立する場合） 73
表 6-4　ステップインの具体的方法 77
表 6-5　信用保証協会による融資支援制度（例） 79
表 6-6　地方自治体による保証料補給制度（例） 79
表 6-7　千葉県信用保証協会：エネルギー対策保証の概要（抜粋） 80
表 6-8　再生可能エネルギーに関する自治体の条例（例） 81

1. 手引きの概要

1.1 本手引きの目的・作成背景

再生可能エネルギーは、地球温暖化の主要因となっている CO2 を排出しないため、地球温暖化対策として期待されています。また、これらは分散型エネルギーとしての活用が可能であるため、東日本大震災以降、関心が高まっています。

再生可能エネルギー事業は、地域の事業者や NPO 等が身近に利用可能な自然資本を活用した取組を進めることができ、地域の活性化につながるものとして期待されています。

我が国でも、平成 24 年 7 月から再生可能エネルギーの固定価格買取制度（固定価格買取制度）が開始され、太陽光等の再生可能エネルギー源を用いた発電事業（再生可能エネルギー事業）の事業化に向けた検討が各地で進んでいます。ただし、建設段階等における初期投資の費用については、事業者自らが調達する必要があり、とりわけ、地域の事業者や NPO 等による地域主導型の取組では、資金力に限界があるため、初期投資の負担が相対的に大きいという課題があります。そのため、地域金融機関等の融資のニーズが高まっており、再生可能エネルギー事業という新たな分野に対して、その事業性を見極める力が金融機関には一層求められています。

このため、本手引きでは、現時点では十分な経験や実績が蓄積されていない地域金融機関や、今後一層再生可能エネルギー事業に対する融資促進に取り組む金融機関向けに、再生可能エネルギー事業に対する融資の検討に当たっての基礎的情報と基本的な留意事項について説明します。

本手引きにより、金融機関の再生可能エネルギー事業に対する理解を深め、地域における再生可能エネルギー事業を促進し、さらに事業の継続性を高めることを本手引きの目的とします。結果的に、CO2 排出削減や地域の活性化に貢献し、低炭素社会の構築に向けて、着実に前進していくことが期待されます。

1.2 地域の金融機関に求められる役割と本手引きが対象とする事業規模

一口に地域における再生可能エネルギー事業と言っても、事業主体が地域の事業者であるのか、立地点が（都市部ではない）地域であるのか、あるいは資金の出し手（投資家あるいは金融機関等）が地域の個人・事業者であるのか、様々な形態があり得ます。

その中でも、本手引きでは地域における重要な資金の出し手としての地域金融機関に着目し、その活躍の機会を拡げることを目的としています。元来、地域金融機関は、地域社会の振興やまちづくりのため地域金融の主導的な役割を担うものであり、地域金融機関から再生可能エネルギー事業への融資を通じて、地域経済の発展に寄与することが期待されます。

なお、本手引きでは、地域金融機関がより主導的な立場で、その役割を果たすことが期待される事業規模であり、プロジェクトファイナンス等、事業性評価に十分なコストを割くファイナンス手法が成立しにくい範囲としておおよそ 10 億円以下の規模を主な対象とします。

その一方で、融資先事業者の信用に依拠した通常のコーポレートファイナンスを超えて、再生可能エネルギー事業の事業性を積極的に評価して融資が実行されることを期待しています。

1.3　本手引きの構成

本手引きは、太陽光発電事業編として作成しています。

本手引きは、基礎編と実践編から構成されており、基礎編（2 章、3 章）には、再生可能エネルギーや太陽光発電事業の概要について整理しています。実践編（4 章～7 章）には、融資にあたり特に留意すべき事項について整理し、太陽光発電事業特有のリスクを紹介しています。また、事業性評価の評価項目や評価手法について、解説しています。

既に基本的な知識がある方は、4 章の実践編からお読みください。

1 章：本手引きの目的や趣旨、想定する対象読者について記載しています。

【基礎編】

2 章：再生可能エネルギーの概要について整理しています。

3 章：太陽光発電事業の概要について事業段階別に整理しています。

【実践編】

4 章：融資にあたり、特に重要となる視点・留意点について整理しています。
また、留意すべき太陽光発電事業特有のリスクとその対応策を整理しています。

5 章：事業性評価の際に必要な、収入項目・費用項目を整理しています。
また、事業性評価の際のストレステストの考え方の例を示しています。

6 章：融資実施に向けた検討事項として、担保契約の考え方等を整理しています。

7 章：4 章～5 章の重要な点をチェックリストとして整理しています。

【参考資料】

事例集
参考文献リスト
キャッシュフロー計算表（エクセル）

2. 再生可能エネルギーとは

本章では、再生可能エネルギーの概要と 2012 年 7 月から開始された「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」の概要について説明します。

2.1 再生可能エネルギーの概要

再生可能エネルギーとは、エネルギー供給構造高度化法[1]で「エネルギー源として永続的に利用することができると認められるもの」として、太陽光、風力、水力、地熱、太陽熱、大気中の熱その他の自然界に存する熱、バイオマスが規定されています。再生可能エネルギーは、資源が枯渇せず繰り返し使え、発電時や熱利用時に地球温暖化の原因となる CO2 をほとんど排出しない優れたエネルギーです。

我が国におけるエネルギーの供給のうち、石油や石炭、天然ガスなどの化石燃料がその 8 割以上を占めており、そのほとんどを海外からの輸入に依存しています。一方、近年、新興国の経済発展などを背景として、世界的にエネルギーの需要が増大しており、化石燃料の市場価格が乱高下するなど、エネルギー市場が不安定化しています。加えて、化石燃料の利用に伴って発生する温室効果ガスを削減することが重要な課題となっています。

このような状況の中、エネルギーを安定的かつ適切に供給するためには、資源の枯渇のおそれが少なく、環境への負荷が少ない太陽光やバイオマスといった再生可能エネルギーの導入を一層進めることが必要です。また、再生可能エネルギーの導入拡大により、環境関連産業の育成や雇用の創出といった経済対策としての効果も期待されます。

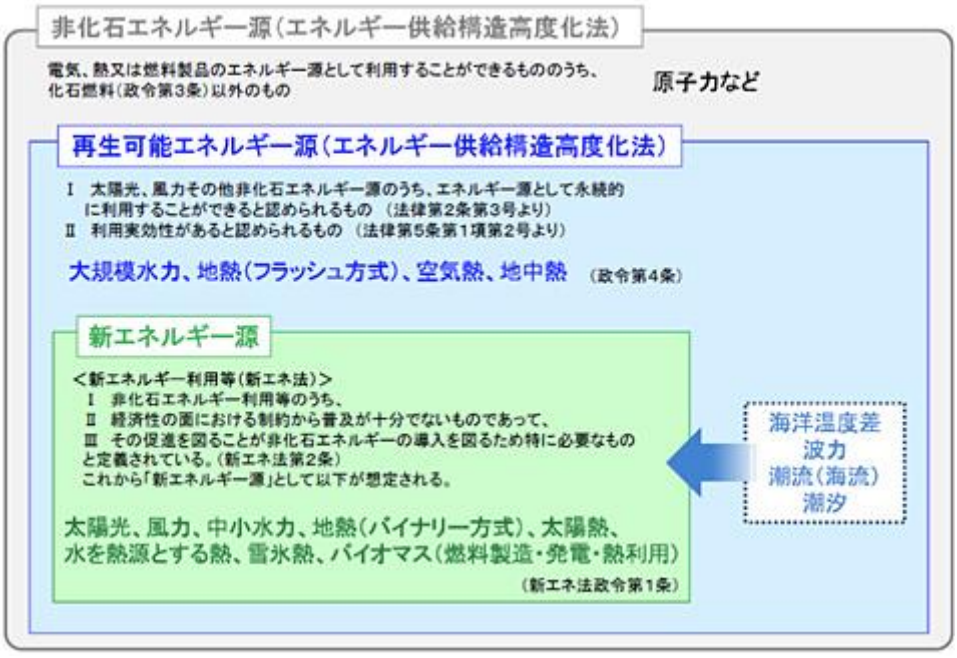


図 2-1 エネルギーの概念図

出典）資源エネルギー庁資料
（http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/data/2010sympo/sympo.pdf）

[1] エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律

再生可能エネルギーの代表ともいえる太陽光発電は、太陽光によって発電を行う技術です。太陽光発電は、一般的に表 2-12 のような特徴を持っていると言われています。

表 2-1　太陽光発電の特長と課題

＜特長＞

1. エネルギー源は太陽光
   エネルギー源が太陽光であるため、基本的には設置する地域に制限がなく、導入しやすいシステムである。
2. メンテナンスが容易
   システム的に可動部分が少ないため、風力発電等と比較して、メンテナンスが容易である。ただし、故障の防止・早期対応のためには日常点検および定期点検の実施が必要。
3. 既存建物に設置する場合には新たな用地取得を必要としない
   屋根、壁などの未利用スペースに設置できる場合には、新たに用地を用意する必要がない。
4. 遠隔地の電源
   送電設備のない遠隔地（山岳部、農地など）の電源として活用することができる。
5. 非常用電源として利用できる
   日射があれば発電が可能であるため、災害時などには、貴重な非常用電源として使うことができる。

＜課題＞

1. 発電量が天候等に左右される
   日照条件により、分単位で出力が変動する。また、夜間は発電しない。

出典）資源エネルギー庁資料より作成

2.2　固定価格買取制度の概説

2.2.1　制度の概要

2011 年 8 月 26 日、第 177 回通常国会において、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が成立し、2012 年 7 月より「再生可能エネルギーの固定価格買取制度（固定価格買取制度）」が開始されました。固定価格買取制度は、再生可能エネルギーで発電された電気を、電力会社[2]が一定の価格で一定の期間買い取ることを国が約束する制度です（図 2-2）。電力会社が買い取る費用の一部を電気の利用者全員から賦課金という形で集めることで、今はまだコストの高い再生可能エネルギーの導入拡大を図りつつ、コスト低減を促すことが期待されます。発電事業者側から見れば、この制度により、現状では高い再生可能エネルギー発電設備のコスト回収の見通しが立ちやすくなり、再生可能エネルギーによる発電が発電事業として成り立つこととなります。

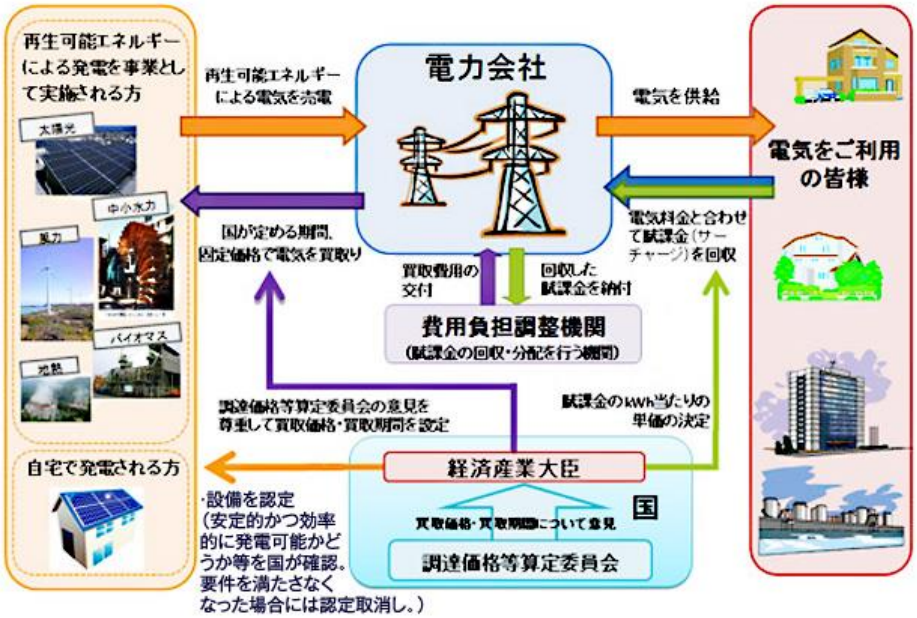


図 2-2　固定価格買取制度の基本的な仕組み

出典）資源エネルギー庁資料
（http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/renewable/business/）

[2] 法律上調達義務が課せられているのは、一般電気事業者、特定電気事業者及び特定規模電気事業者（新電力・PPS）。

なお、2018 年から 2020 年に見込まれる電気事業法改正に伴う制度変更[3]では、送配電部門が分離[4]されることとなります。それにより固定価格買取制度の仕組みも変化し、平成 29 年 4 月 1 日以降、広域運用等を通じた再生可能エネルギー電気の更なる導入拡大を図るため、買取義務者が小売電気事業者等から一般送配電事業者等に変更される予定です。[6]（図 2-3）。

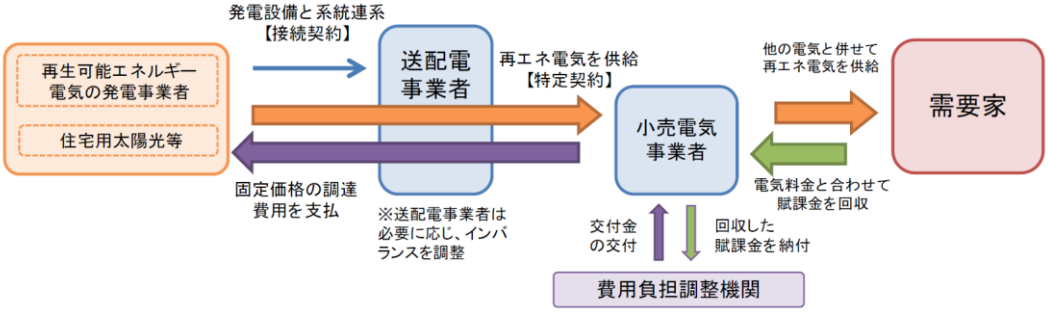


図 2-3　電気事業法改正に伴う固定価格買取制度の現状のスキーム

出典）資源エネルギー庁『総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会制度設計 WG（第 5 回）』資料 4-6

2.2.2　買取の対象

「太陽光」「風力」「水力」「地熱」「バイオマス」のいずれかを使い、国が定める要件を満たす設備を設置して、新たに発電を始める個人・事業者が対象です。発電して電力系統に流れた電気は全量が買取対象になりますが、住宅用など 10kW 未満の太陽光の場合は、自家消費後の余剰分が買取対象となります。

2.2.3　調達価格（買取価格）と調達期間（買取期間）

電力会社による買取価格・期間については、再生可能エネルギー源の種類や規模などに応じて、中立的な第三者委員会（調達価格等算定委員会）が公開の場で審議を行い、その意見を尊重して経済産業大臣が告示します。買取価格・期間の算定は、再生可能エネルギーの種類ごとに、通常必要となる設置コストを基礎とし、発電事業者が得るべき適正な利潤などを勘案して、毎年度見直しが行われます[7]。なお、法の施行後 3 年間（平成 24 年度から平成 26 年度まで）は、集中的な再生可能エネルギーの利用の拡大を図るため、再生可能エネルギーの供給者の利潤に特に配慮されていました。

固定価格買取制度を通じ、再生可能エネルギーの普及を促進し、導入量を拡大することで、現状では高い導入コストの低減が促され、将来的には自立的に普及していくことが期待され

[3] 制度変更の予定スケジュールは以下のサイトを参照。
（http://www.meti.go.jp/press/2013/02/20140228002/20140228002.html）

[4] 電力会社の発電部門と送配電部門の事業を分離すること。送配電事業の中立・公平性を高め、新規事業者の参入を促すのが目的。

[6] 『電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（再エネ特措法）等の一部を改正する法律案』（平成 28 年 2 月 9 日閣議決定）

[7] 固定価格買取制度の買取価格・期間については、以下のサイト参照。
（http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html）

ます。コストの低減が進めば、上記の手続きに沿った買取価格の見直しに伴い、買取価格は徐々に逓減していくことが想定されます。

平成 29 年 4 月 1 日以降、太陽光発電における調達価格の決定について、電源の特性等に応じた方式をとることができるようにするため、電気の使用者の負担の軽減を図る上で有効である場合には、入札を実施して買取価格を決定することができる仕組みの導入や太陽光発電以外の開発期間に長期を要する電源などについては、あらかじめ、複数年にわたる調達価格が定められる予定です[8]。

再生可能エネルギー発電設備に適用される調達価格は、平成 27 年 4 月 1 日以降、平成 27 年 3 月 31 日までに調達価格が決定していない太陽光発電設備については、認定を受けてから電力会社との接続契約が締結された日の調達価格の適用となり、一方で太陽光発電以外のエネルギー種は引き続き設備認定時の調達価格の適用となりました[9]。

なお、平成 29 年 4 月 1 日以降については、再生可能エネルギー発電事業者の事業計画について、その実施可能性（系統接続の確保等）や内容等を確認し、適切な事業実施が見込まれる場合のみ設備認定を受けられる制度となる予定です[10]。

また、運転開始前の設備の仕様変更は「発電出力の増加」及び「太陽電池の基本仕様の変更」（メーカー・種類の変更、変換効率の低下）に当たる場合、変更認定が必要となり、平成 27 年 2 月 15 日以降の変更認定申請時から、原則として変更認定時の調達価格に変更されました。運転開始後の出力変更は、「発電出力の増加」を行う場合、平成 27 年 4 月 1 日以降、増加部分を別設備として新たに認定し、その時点の調達価格が適用される予定です[11]。

平成 28 年度の買取価格については、第 20～22 回調達価格等算定委員会での審議、および同委員会より提出された『平成 28 年度調達価格及び調達期間に関する意見』を踏まえ、表 2-2 のとおり決定されました。

---

[8] 『電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（再エネ特措法）等の一部を改正する法律案』（平成 28 年 2 月 9 日閣議決定）

[9] ただし、電力会社の理由で、接続申込みから 270 日を経過しても契約締結に至っていない証明があれば、当該期間が経過した時点（接続申込みの翌日から 270 日後の日）の調達価格を適用。
（http://www.meti.go.jp/press/2014/03/20150319002/20150319002.html）

[10] 『電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（再エネ特措法）等の一部を改正する法律案』（平成 28 年 2 月 9 日閣議決定）

[11] 事業者の選択により、変更認定により既認定部分も含めた設備全体について、変更認定時の調達価格に変更することも可能。（資源エネルギー庁『総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会』新エネルギー小委員会 第 9 回参考資料 2, 平成 27 年 2 月 3 日）

表 2-2　平成 28 年度の 10kW 以上太陽光の調達価格及び調達期間

<table>
<tr><th colspan="3"></th><th colspan="2">10kW 未満太陽光</th><th colspan="2">10kW 以上太陽光</th></tr>
<tr><td colspan="3" rowspan="2">調達価格
（税抜）</td><td>出力制御対応機器設置なし</td><td>31 円/kWh</td><td colspan="2" rowspan="2">24 円/kWh</td></tr>
<tr><td>出力制御対応機器設置あり</td><td>33 円/kWh</td></tr>
<tr><td rowspan="4">資本費</td><td rowspan="2">システム費用</td><td>出力制御対応機器設置なし</td><td>35.3 万円/kW</td><td colspan="2" rowspan="2">25.1 万円/kW</td></tr>
<tr><td>出力制御対応機器設置あり</td><td>36.3 万円/kW
（うち 1.0 万円/kW は出力制御対応機器設置による追加費用）</td></tr>
<tr><td>土地造成費</td><td colspan="2">－</td><td colspan="2">0.4 万円/kW※2</td></tr>
<tr><td>接続費用</td><td colspan="2">－</td><td colspan="2">1.35 万円/kW※2</td></tr>
<tr><td colspan="3">運転維持費</td><td colspan="2">0.32 万円/kW/年</td><td colspan="2">0.6 万円/kW/年※2</td></tr>
<tr><td colspan="3">設備利用率</td><td colspan="2">13.7%</td><td colspan="2">14%</td></tr>
<tr><td colspan="3" rowspan="2">IRR（税引前）</td><td colspan="2" rowspan="2">3.2%※2</td><td>4 月 1 日～
6 月 30 日</td><td>6%※2</td></tr>
<tr><td>7 月 1 日～</td><td>5%</td></tr>
<tr><td colspan="3">調達期間</td><td colspan="2">10 年※2</td><td colspan="2">20 年※2</td></tr>
</table>

※1　補助金の交付と固定価格での調達が、二重の助成とならないように控除

※2　平成 27 年度の前提を据え置き

出典）経済産業省　調達価格等算定委員会『平成 28 年度調達価格及び調達期間に関する意見』平成 28 年 2 月 22 日

2.2.4　出力抑制ルール

固定価格買取制度導入後、太陽光発電の急速な導入拡大が進み、電力系統への接続に制約が生じる中、平成 26 年 9 月には一部の電力会社が接続申込みに対する回答を保留する事態が発生しました。この問題を受け、政府は再生可能エネルギーを最大限導入するため、より実効的かつきめ細かな出力制御を可能とするよう検討を行いました。

その結果、出力抑制ルールとして、平成 27 年 1 月 26 日以降又は 4 月 1 日以降、接続契約の申込みを行う太陽光発電設備に対して、電力会社の求めがあった場合には、出力制御を行うために必要な機器[12]（以下、「出力制御対応機器」）の設置等が義務付けられることになりました（表 2-3）。また出力抑制ルールの適用範囲の拡大（500kW 未満太陽光への抑制ルールの適用）および 30 日ルールの見直し（太陽光については 360 時間ルールの適用）も同時期に実施され、現状では電力会社ごとに異なる運用がされています（　　表 2-4）。

表 2-3　出力制御対応機器の設置等が義務付けられることになる時期

太陽光	10kW 未満	10-50kW 未満	50-500kW 未満	500kW 以上
北海道電力・東北電力・四国電力・九州電力・沖縄電力	平成 27 年 4 月 1 日～	平成 27 年 1 月 26 日～	平成 27 年 1 月 26 日～	平成 27 年 1 月 26 日～
北陸電力・中国電力	平成 27 年 4 月 1 日～	平成 27 年 4 月 1 日～	平成 27 年 1 月 26 日～	平成 27 年 1 月 26 日～
東京電力・中部電力・関西電力	当分の間 対象外	当分の間 対象外	平成 27 年 4 月 1 日～	平成 27 年 1 月 26 日～

出典）経済産業省『調達価格等算定委員会（第 18 回)』資料 1, 平成 27 年 2 月 13 日

[12] 平成 27 年 1 月 26 日又は 4 月 1 日時点では、遠隔制御機能付の機器は、市場に投入されていないことから、太陽光発電事業者は、当初、市場に存在する機器を設置しておいて、将来、遠隔制御機能付の機器が投入される場合には、追加的に、ア）パワーコンディショナのソフトウェアの更新、イ）通信モデム付新制御ユニットの設置・交換、ウ）通信費用の支出をする、といった工夫を行うことが必要となる。
（経済産業省『調達価格等算定委員会（第 17 回)』資料 4, 平成 27 年 1 月 28 日）

表 2-4　太陽光発電のおける出力制抑制ルール

	～10kW	10～50kW	50kW～500kW	500kW～
東京 中部 関西	出力制御の対象外	出力制御の対象外	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。※1	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。※2
北陸 中国	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。※1 ※5	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。※1 ※5	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。※3 ※5	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。※2 ※5
四国 沖縄	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。※1 ※5	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。※3 ※5	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。※3 ※5	平成27年1月26日以降に接続申込みをする案件から360時間ルールを適用。ただし、接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件からは指定ルールを適用。※2 ※5
北海道 東北 九州	平成27年4月1日以降に接続申込みをする案件から指定ルールを適用。※1 ※4 ※5	接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件から指定ルールを適用。※4 ※5	接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件から指定ルールを適用。※4 ※5	接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件から指定ルールを適用。※4 ※5

※1　平成27年3月31日までの接続申込み案件は、出力制御の対象外。
※2　平成27年1月25日までの接続申込み案件は、30日を上限とした日単位の出力制御（30日ルール）の対象。ただし、電力会社の系統の状況によっては、1月25日以前の接続申込み案件であっても、360時間ルールの対象となる場合もあるので、詳しくは各電力会社にお問い合わせください。
※3　平成27年1月25日までの接続申込み案件は、原則出力制御の対象外。ただし、電力会社の系統の状況によっては、1月25日以前の接続申込み案件であっても、360時間ルールの対象となる場合もあるので、詳しくは各電力会社にお問い合わせください。
※4　北海道電力、東北電力、九州電力については、既存の接続申込量で接続可能量を超過しており、360時間ルールの対象案件が想定されない。
※5　いつ時点の接続申込み案件から「接続可能量超過後に接続申込みをしたと認められる案件」となるかについては、各電力会社にお問い合わせください。

出典）経済産業省『新エネルギー小委員会（第 9 回）』参考資料 2, 2015 年 2 月 3 日より

2.3　発電開始までの流れ

再生可能エネルギー発電設備の検討から発電開始までの流れは、おおよそ図 2-4 のようになっています。具体的には、国からの設備認定を受ける手続きと電力会社に対する接続協議（系統連系協議）を併行して進める必要があります（10kW 以下の太陽光では、販売代理店が一括して行う場合が多くなっています）。

なお平成 27 年 4 月 1 日到達分の申請から、「50kW 以上の太陽光発電設備」及び「太陽光以外の発電設備」の認定申請又は変更認定申請（出力増加に伴う設備設置場所の追加に限る）を行う場合は、「再生可能エネルギー発電設備の設置場所に係る関係法令手続状況報告書」の提出が求められることとなっています（平成 27 年 7 月 1 日より報告書の様式変更）。

また 2.2.3 に記載の通り、平成 29 年 4 月 1 日以降については接続契約と設備認定の時期が変わる見込みである点に留意する必要があります。

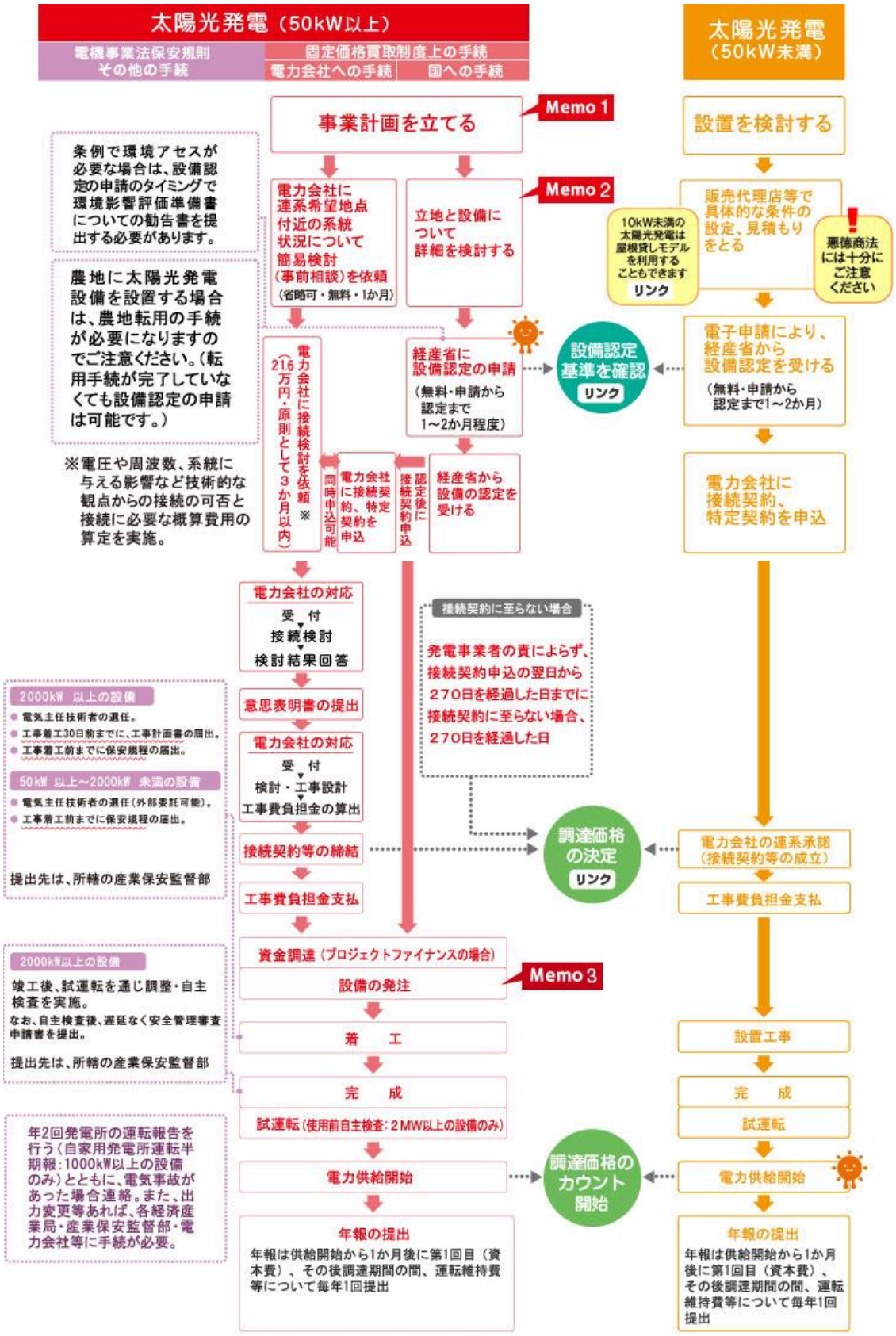


図 2-4　再生可能エネルギー発電設備を設置するまでの流れ（太陽光発電の場合）

出典）資源エネルギー庁資料
（http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/renewable/business/）

3. 太陽光発電技術と事業の概要

本章では、太陽光発電技術の概要や、太陽光発電に係るコスト、その他事業実施の際の留意事項について記載しています。

3.1 技術の概要

3.1.1 太陽電池の原理

太陽電池は半導体の一種で、太陽からの光エネルギーを直接電気に変換する技術です。半導体にはn型半導体とp型半導体の2種類があり、一般にn型とp型を積み重ねた構造をしています。表面に光が当たるとプラスとマイナスをもった粒子（正孔と電子）が発生し、マイナスの電気はn型半導体の方へ、プラスの電気はp型半導体の方へ移動し、その結果、電極に電球等をつなぐと電流が流れる仕組みです[13]（図 3-1）。

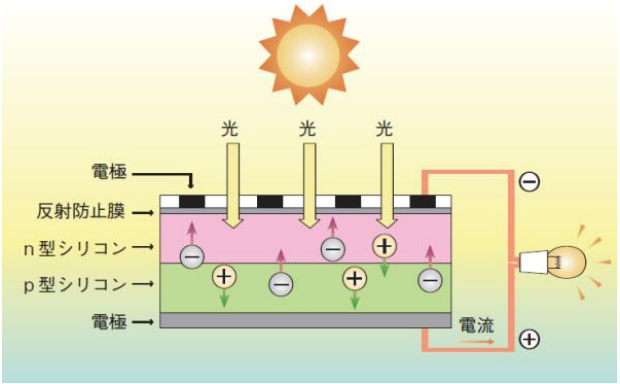


図 3-1 太陽光発電（シリコン系）の仕組み

出典）NEDO『太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン 基礎編』2008, p3

表 3-1 に主要な太陽電池の種類と特徴を示します。現在、世界で最も普及しているのは、技術的に最も古く、発電効率や信頼性の高さが評価されているシリコン系太陽電池です。特に多結晶型は、単結晶型と比較してコストが低く、効率とコストのバランスがよいことから最も多く普及しています。単結晶・多結晶型太陽電池の代表的な企業としては、シャープ（株）、京セラ（株）、パナソニック（株）、三菱電機（株）、（株）カネカ、Suntech, Inc.［中］、Hanwha Q.CELLS GmbH［韓］、Canadian Solar, Inc.［カナダ］、SunPower, Inc.［米］等が挙げられます。その他、シリコンの使用量が少なく、低コスト化が期待されるシリコン系太陽電池として、薄膜系が挙げられます。代表的な企業としては、（株）カネカ、シャープ（株）等が挙げられます。シリコン系太陽電池の課題としては、更なる高効率化や低コスト化、太陽電池面の温度上昇による出力低下の防止等が挙げられます[14]。

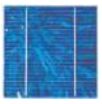
シリコン系太陽電池に代わるものとして、近年では化合物型太陽電池の開発・普及が進んでいます。その背景の一つとしては、2005年頃に世界的にシリコン原料の需給が逼迫し、

[13] NEDO『NEDO再生可能エネルギー技術白書 第2章 太陽光発電』2013, p.4

[14] 太陽電池の変換効率は温度の影響を大きく受け（温度係数－0.4～－0.5%/℃）、モジュールの温度上昇により効率が低下する。

原料の不足・コスト高になったことから、シリコン以外の原料を用いた太陽光発電の開発ニーズが高まったことが挙げられます。化合物型太陽電池は、主に CIGS 系と CdTe 系に分けられ、我が国においては CIGS 系が普及しています[15]。代表的企業としては、ソーラーフロンティア（株）等が挙げられます。化合物型太陽電池は薄膜で省材料であり、低コスト化が可能な点、また、結晶系シリコン太陽電池と比較して高温時の出力低下が小さい点が強みとなっています。課題としては、発電効率の向上や、インジウムやガリウムの資源制約、カドミウムの適正処理等が挙げられます。

表 3-1　主要な太陽電池の種類と特徴

種類			特徴	変換効率	主要な国内外メーカー
シリコン系	結晶系	単結晶 	• 160～200μm 程度の薄い単結晶シリコンの基板を用いる • 特長：性能・信頼性 • 課題：低コスト化	～20%	シャープ（株） パナソニック（株） 三菱電機（株） Canadian Solar, Inc.［カナダ］ Hanwha Q.CELLS GmbH［韓］ JA solar Holdings Co., Ltd.［中］ Trina Solar Ltd.［中］ Yingli Green Energy HoldingCo., Ltd［中］
		多結晶 	• 小さい結晶が集まった多結晶の基板を使用 • 特長：単結晶より安価 • 課題：単結晶より効率が低い	～15%	京セラ（株） シャープ（株） 三菱電機（株） Canadian Solar, Inc. ［カナダ］ Hanwha Q.CELLS GmbH［韓］ JA solar Holdings Co., Ltd. ［中］ Trina Solar Ltd［中］ Yingli Green Energy Holding Co., Ltd［中］
	薄膜系 		• アモルファス（非晶質）シリコンや微結晶シリコン薄膜を基板上に形成 • 特長：大面積で量産可能 • 課題：効率が低い	～9%	（株）カネカ シャープ（株） GS Solar Co., Ltd［中］ NexPower Technology Corp.［台］
化合物系	CIGS 系 		• 銅・インジウム・セレンなどを原料とする薄膜型 • 特長：省資源・量産可能・高性能の可能性 • 課題：インジウムの資源量	～14%	ソーラーフロンティア（株） Hanergy Holding Co., Ltd［中］ Mia Sole［米］
	CdTe 系		• カドミウム・テルルを原料とする薄膜型 • 特長：省資源・量産可能・低コスト • 課題：カドミウムの毒性	～13%	First Solar, Inc.［米］

出典）NEDO『再生可能エネルギー技術白書』2013、各社ウェブサイトより作成

[15] CdTe 系太陽電池（代表的企業：First Solar［米］）は、カドミウムを含むことから適正処理に留意する必要がある。我が国での設置は現時点で確認されていないが、シリコン系と比較して低コストであることから、欧米では広く普及している。（出典）経済産業省『平成 22 年度 新エネルギー等導入促進基礎調査　住宅用太陽光発電システムの普及促進に係る調査報告書』）

3.1.2　太陽光発電システムの概要

基本的な太陽光発電システムは、太陽電池・アレイ、接続箱・集電盤、パワーコンディショナ等で構成されます。太陽電池・アレイで発電された直流電力は、設備ユニット毎の接続箱を通して、集電盤に集められ、パワーコンディショナを通じて交流電力に変換され、商用系統に送られます。

ピークカットや防災用を目的とする際には、発電した電力をいったん蓄えて、ほかの時間に使用する必要があるため、直流回路側に充放電用の蓄電池を設置します。環境啓発やエネルギー管理を目的として発電した電力や日射量などをデータ化したり表示したりする場合は、日射計・外気温計、データ計測装置、表示装置などを設置します[16]。

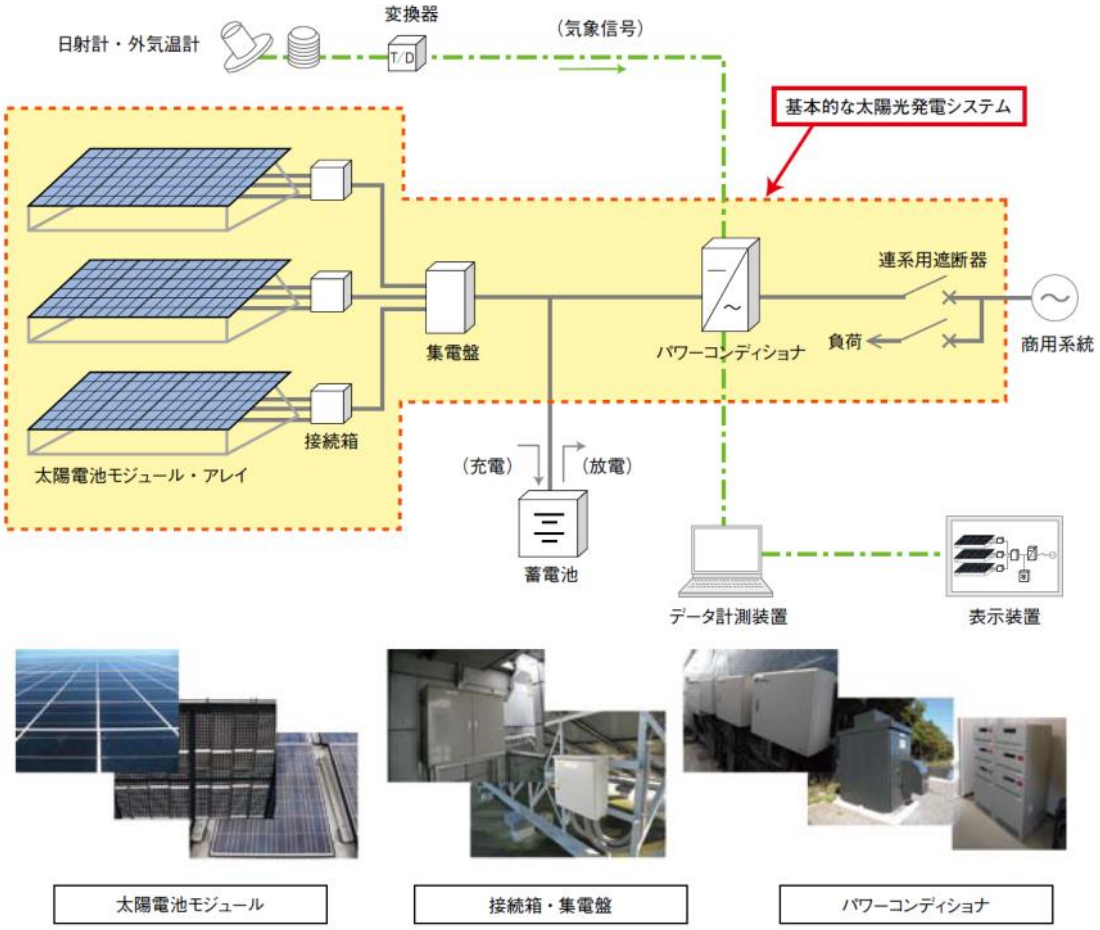


図 3-2　太陽光発電の一般的なシステム構成

出典）NEDO『太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン　設計施工・システム編』2010, p21

[16] NEDO『NEDO 再生可能エネルギー技術白書　第 2 章　太陽光発電』2013, p.5

表 3-2　太陽光発電システムの主要構成要素

構成要素	概要
太陽電池（モジュール）	複数の太陽電池セル（太陽電池の基本単位）を所定の出力が得られるように電気的に接続したものを、長期間の使用に耐えられるようガラスや樹脂を用いて封止し、さらに機械的強度を確保すると共に固定設置するための枠を取り付けたもの。
太陽電池アレイ	太陽電池を複数枚直列に接続した太陽電池を幾つか並列に接続し、所定の電力が得られるように構成し、架台等に固定したもの。
接続箱	目的の電流・電圧が得られるよう太陽電池アレイを構成するために、必要な枚数の太陽電池をつなぎ込むための端子台を備えた機器。
集電盤	発電した直流電力をひとつにまとめてパワーコンディショナに供給する装置。
パワーコンディショナ	太陽電池からの直流電力を、一般の電気器具で使用可能な交流電力に変換するとともに、商用系統との連系運転や自動運転を行うのに必要な各種保護・制御機能を備えたもの。
蓄電池	電気エネルギーを化学エネルギーに変えて保存し、必要に応じて電気エネルギーとして取り出して使うことができる電気機器。
表示装置	パネル出力や発電量を表示する装置。

出典）経済産業省ソーラー住宅の普及促進に係る課題検討委員会『住宅用太陽光発電システム設計・施行ガイドライン　補足』2011

3.2　太陽光発電機器の選定

3.2.1　太陽電池の選定

表 3-3 に、我が国の市場で販売実績のある、主要な太陽電池メーカーの企業概要、製品種類を示します。太陽電池メーカーには、専業メーカー、総合家電メーカー、光学系メーカー、化学メーカーなどがあり、自社の技術力を活かし、発電効率の向上、コスト削減に向けた開発が進められています。

製品の選定にあたっては、製品種類と技術的特徴[17]に加え、保証内容や故障時のバックアップ体制について考慮することが重要です。メーカーの保証には適用事項とともに、適用除外事項が規定されており、製品に不具合が発生した際の事業者側の責任事項や、設置・施工方法やメンテナンス方法が保証の適用事項と合致しているかなど、保証内容を詳細に確認することが重要です。例えば、保証適用のためには事業者で性能劣化の原因を特定することを求めているメーカーもあります。また、沿岸の埋立地など、海岸に近い用地にプラントを建設する場合は塩害[18]が生じる可能性があり、メーカーの施工基準や各種規定によっては、塩害時に保証が受けられない場合があります。そのため、塩害対策が施された製品を選択することに加え、メーカーの施工基準や塩害時の保証内容の確認が重要です。なお、産業用太陽光発電の保証内容は事業者との契約時に、個別協議の上、決定されるのが一般的です。

また、太陽電池は急激なコスト低下が進んでおり、メーカー間の価格競争の激化とともに、業界の再編が進んでいます。メーカーの倒産によって、各種メンテナンスサービスや製品故障時の保証が受けられなくなる可能性もあることから、製品の選定にあたっては、メーカーの信頼性を考慮することが重要です。

[17] 太陽電池の種類と技術的特徴については 3.1.1 を参照。

[18] 塩分を含む風や雨、汚れなどによって、電気機器の表面や内部機器が腐食し、錆が発生する被害のこと。

表 3-3　主要メーカーの概要

メーカー名		企業概要	製品種類
国内	（株）カネカ	化学メーカー。1984 年に太陽光発電市場に参入し、1999 年に太陽電池の製造・販売を行うカネカソーラーテック(株)を設立（全額出資）。	薄膜シリコン
	京セラ（株）	光学系メーカー。1982 年より太陽光発電市場に参入。	多結晶シリコン
	シャープ（株）	総合家電メーカー。1959 年に太陽電池の研究に着手し、1994 年より住宅用太陽光発電の製造を本格化。	単結晶シリコン 多結晶シリコン 薄膜シリコン
	ソーラーフロンティア（株）	太陽電池専業メーカー。昭和シェル石油の子会社（全額出資）で、2006 年に設立。2007 年に量産を開始。	CIGS 系
	パナソニック（株）	総合家電メーカー。三洋電機（現パナソニック）が開発した HIT 太陽光発電を製造・販売。	単結晶シリコン （ハイブリッド型）
	三菱電機（株）	総合電機メーカー。1998 年から太陽光発電市場に参入。	単結晶シリコン
外資系	Canadian Solar, Inc.［カナダ］	太陽電池専業メーカー。2002 年に太陽光発電市場に参入。2009 年に日本法人としてカナディアン・ソーラー・ジャパン(株)を設立。	単結晶シリコン 多結晶シリコン
	Hanwha Q.CELLS GmbH［韓］	太陽電池専業メーカー。Q-CELLS（独）が 2001 年に太陽光発電市場に参入。2012 年に韓国・ハンファグループが同社を買収。日本市場にも参入。	単結晶シリコン 多結晶シリコン
	JA solar Holdings Co., Ltd.［中］	太陽電池専業メーカー。2005 年に設立。2010 年以降、生産量を拡大。2012 年に日本支社を設立。	単結晶シリコン 多結晶シリコン
	Trina Solar Ltd［中］	太陽電池専業メーカー。1997 年に設立。2007 年以降、生産量を拡大。日本市場にも参入。	単結晶シリコン 多結晶シリコン
	Yingli Green Energy Holding Co., Ltd［中］	太陽電池専業メーカー。2003 年以降、生産量を拡大。日本市場にも参入。	単結晶シリコン 多結晶シリコン

出典）各社ウェブサイトより作成

3.2.2　パワーコンディショナの選定

パワーコンディショナは、太陽電池からの直流電力を、一般の電気器具で使用可能な交流電力に変換する設備です。発電された電気を無駄なく系統に送るためには、パワーコンディショナの性能が非常に重要となります。パワーコンディショナの選定にあたっては、適切な定格容量と、変換効率の高さが重要な指標となります。

定格容量は、出力可能な電力の最大値を指します。したがって、パワーコンディショナの定格容量は、設置する太陽電池の最大出力と予想される実際の出力を考慮して設定することが有効です。気候等の影響により、太陽電池の実際の出力が定格出力を下回る可能性が大きいことを考慮し、パワーコンディショナの定格容量を上回る太陽電池を導入する事例が増加しています。

また、変換効率は、電気を直流から交流に変換する際の効率を指し、変換効率が高いほど、得られる発電量が大きくなります。多くの製品は 95%前後の変換効率ですが、中には 97～98%の高い変換効率を有するものもあります。例えば、1MW の設備容量のパワーコンディショナの変換効率が 1%違うと、設備利用率[19]を 13%と仮定した場合に、年間発電量で 11,388kWh の違いが生じます。買取価格 24 円/kWh の場合は、売電収入に年間約 27 万円の差が生まれることとなり、20 年という事業期間を考えた場合に、その差額はより大きくなります。

また、パワーコンディショナの製品寿命は一般に 10 年程度と言われており[20]、メーカーの保証内容や当該製品の実運用実績を十分に考慮する必要があります。

[19] 設備容量(kW)に対する発電電力量(kWh)の割合。設備利用率[%] ＝ 年間発電電力量[kWh]／（設備容量[kW]×24[時間]×365[日]）

[20] エネルギー・環境会議のコスト等検証委員会による発電コスト試算では、メガソーラー稼動年数 20～25 年の間に、パワーコンディショナは全て更新されると仮定されている。

表 3-4　主要なパワーコンディショナメーカーと製品ラインナップ

メーカー名	企業概要	製品ラインナップ					製品詳細（企業 URL）
		～10kW	～100kW	～250kW	～500kW	500kW 超	
オムロン（株）	電気・電子機器メーカー。家庭用を中心に PCS を製造・販売。	○					http://www.omron.co.jp/energy-innovation/product/kp/
（株）三社電機製作所	電力用半導体・電源機器メーカー。産業用太陽光向け PCS を 3 機種展開。		○	○	○		https://www.sansha.co.jp/products/powersupply/003.html
山洋電気（株）	産業用電機メーカー。産業用太陽光向け PCS を 10～100kW で 4 機種展開。	○	○				http://www.sanyodenki.co.jp/products/sanups/pvinverter.html
（株）GS ユアサ	産業用電機メーカー。産業用太陽光向け PCS を、10～250kW で 3 機種展開。	○	○	○			http://home.gyps.gs-yuasa.com/products/sl/p_con.php
新電元工業（株）	半導体、電力機器メーカー。産業用太陽光向け PCS を、10～100kW で 3 機種展開。	○	○				http://www.shindengen.co.jp/product/power/solar3.html
（株）ダイヘン	電力機器メーカー。電力会社向けの PCS 事業の実績をもとに、産業用太陽光向けの PCS の販売を開始。		○	○	○	○	http://www.daihen.co.jp/products/electric/index04.html
東芝三菱電機産業システム（株）	産業用電気機器メーカー。産業用太陽光向け PCS は、100～500kW で幅広い製品シリーズを展開。		○	○	○	○	http://www.tmeic.co.jp/product/power_electronics/conversion/renewable_energy/solar/
日新電機（株）	産業用電機メーカー。産業用太陽光向け PCS を、100～500kW で 3 機種展開。		○	○	○		http://nissin.jp/product/renewable/pcs/index.html
（株）日立産機システム	産業用電機メーカー。産業用太陽光向け PCS を 9.9kW～100kW で 2 機種展開。	○	○				http://www.hitachi-ies.co.jp/solution/kankyo/powercon.htm
（株）日立製作所	大手重電機メーカー。産業用太陽光向け PCS を 500kW クラスで 1 機種展開。				○		http://www.hitachi.co.jp/products/power/solar-power/outline/megasolar/500.html
富士電機（株）	大手重電機メーカー。太陽光向け PCS を、50～1000kW クラスで展開。		○	○	○	○	http://www.fujielectric.co.jp/products/power_supply/conversion/power_conditioner/megasolar.html
（株）明電舎	大手重電機メーカー。産業用太陽光向け PCS を、10kW～250kW まで幅広いラインナップ展開。	○	○	○			http://www.meidensha.co.jp/products/energy/prod_05/prod_05_01/prod_05_01_02/index.html
（株）安川電機	半導体製造装置用電機品、産業用ロボットメーカー。産業用太陽光向け PCS を 10～100kW で 3 機種展開。	○	○				https://www.yaskawa.co.jp/company/vision/environmental/photovoltaic
ABB,Inc.［スイス］	重電メーカー。100kW～1,000kW の幅広い製品シリーズを展開。1,000kW は PCS 単体として国内最大規模。		○	○	○	○	http://www.abb.co.jp/ProductGuide/
LS 産電(株)［韓国］	電力機器メーカー。2005 年に LG グループから独立。住宅用・産業用の両方に PCS を製造・販売。	○	○	○	○	○	http://jp.lsis.biz/product/product_detail.asp?product_code=P00182
SMA SolarTechnologyAG［独］	太陽光発電用インバーターの世界トップメーカー。住宅用から産業用まで幅広い製品ラインナップを展開。					○	http://www.sma-japan.com/industrial-systems/overview.html

※PCS：パワーコンディショナ（Power Conditioning System）

出典）各社ウェブサイト

3.3　設備コスト、発電コスト

3.3.1　設備コスト

金融機関による融資の対象となることを前提に、調達価格等算定委員会の区分に基づき、10kW 以上の太陽光発電設備のコストについて紹介します。

表 3-5 は我が国における 10kW 以上の太陽光発電設備の平均システム費用[21]推移を示しています。すでに運転を開始している太陽光発電設備から提出されたデータに基づく分析結果によれば、規模に関わらず、全般的に低下傾向にあります（表 3-5）。

その結果、平成 28 年度の買取価格は、平成 27 年 7 月 1 日以降は 27 円/kWh（税抜）から 24 円/kWh（税抜）に引き下げられます[22]。

表 3-5　10kW 以上太陽光発電　平均システム費用推移

運転開始時期	10-50kW 未満	50-500kW 未満	500-1000kW 未満	1000kW 以上
平成 24 年通年	43.1 万円/kW	36.7 万円/kW	30.2 万円/kW	29.7 万円/kW
平成 25 年通年	38.6 万円/kW	34.1 万円/kW	30.4 万円/kW	30.0 万円/kW
平成 26 年 1-3 月期	36.4 万円/kW	33.1 万円/kW	30.5 万円/kW	30.3 万円/kW
平成 26 年 4-6 月期	34.8 万円/kW	31.5 万円/kW	29.4 万円/kW	28.0 万円/kW
平成 26 年 7-9 月期	34.5 万円/kW	32.0 万円/kW	30.6 万円/kW	29.7 万円/kW
平成 26 年 10-12 月期	34.2 万円/kW	33.1 万円/kW	30.1 万円/kW	29.7 万円/kW
平成 26 年通年	35.1 万円/kW	32.4 万円/kW	30.2 万円/kW	29.6 万円/kW
平成 27 年 1-3 月期	33.8 万円/kW	31.4 万円/kW	30.7 万円/kW	29.6 万円/kW
平成 27 年 4-6 月期	32.4 万円/kW	29.7 万円/kW	29.0 万円/kW	28.7 万円/kW
平成 27 年 7-9 月期	33.2 万円/kW	30.6 万円/kW	28.9 万円/kW	30.2 万円/kW
平成 27 年 10-12 月期	32.7 万円/kW	32.4 万円/kW	32.3 万円/kW	28.0 万円/kW
平成 27 年通年	33.2 万円/kW	30.9 万円/kW	30.0 万円/kW	29.4 万円/kW

出典）調達価格等算定委員会『平成 28 年度調達価格及び調達期間に関する意見』2016 年 2 月 22 日

システム費用について、平成 27 年度の買取価格の算定時は、報告徴収で得られた 1,000kW 以上の太陽光のシステム費用の中央値 29.0 万円/kW を想定値としていました。一方で、平成 27 年について 1,000kW 以上の通年の中央値 29.0 万円/kW を採用すると、10kW 以上全体では上位 29%相当の水準となります。この点を考慮し、「①過去の実績では 10kW 以上全体の上位 15～17%相当の水準を採用していること」、「②平成 27 年度認定案件（27 円）のシステム費用は、10kW 以上全体では、上位 14～15%相当の水準となると考えられること」を踏まえ、システム費用の想定値としては、10kW 以上全体の上位 15%値である 25.1 万円/kW を採用することとされました。

[21] 設計費、設備費（太陽電池、パワーコンディショナなど）と工事費、その他費用の合計

[22] 平成 28 年度調達価格および調達期間の詳細は 2.2.3 を参照のこと。

3.3.2　事業規模

3.3.1 に示した平均システム費用に基づき、設備容量別にコスト等を算出すると、表 3-6 のとおり試算されます。システム費用については、1MW～2MW では数億円規模、2MW～10MW では数億～数十億円、50MW～100MW では数百億円の事業規模となります。また、設置場所の状況によっては土地造成費がかかる場合があり、規模によって数百～数千万円の追加費用となる点に留意が必要です。

なお、建設後には、運転維持費として土地賃借料や修繕費、人件費等がかかります。例えば、調達等価格算定委員会によると、平均的な土地賃借料は 150 円/m² とされており、1MW～10MW の規模では数十～数百万円、10MW 以上では数百～数千万円になります。これらは毎年発生する経費であり、資本費と合わせて、事業計画段階で精査することが重要です。

また、上記費用の精査に加えて、事業に必要な敷地面積が確保されているかどうか確認することも重要です。必要となる敷地面積は、採用する太陽電池の効率により異なりますが、1MW 以上の設備容量では、数万～数十万 m² の敷地面積が必要となります。

表 3-6　規模別のコスト等試算例

規模 / コスト等	10-50kW	50-500kW	500-1,000kW	1-2MW	2-10MW	10-50MW	50-100MW
システム費用	0.03～0.1 億円	0.1～1.3 億円	1.3～2.5 億円	2.5～5.0 億円	5.0～25 億円	25～126 億円	126～251 億円
土地造成費	0 万円	0 万円	190～380 万円	380～760 万円	760～3,800 万円	3,800～1.9 億円	1.9 億円～3.8 億円
（参考）土地賃借料	2～11 万円	2～28 万円	14～41 万円	28～84 万円	56～420 万円	280～2,100 万円	1,400～4,200 万円
（参考）敷地面積	100～750m²	500～7,500m²	5,000～15,000m²	10,000～30,000m²	20,000～150,000m²	100,000～750,000m²	500,000～1500,000m²

出典）システム費用：調達価格等算定委員会『平成 28 年度調達価格及び調達期間に関する意見』2016 年 2 月 22 日に基づき 10kW 以上：25.1 万円/kW として算出
土地造成費：調達価格等算定委員会『平成 28 年度調達価格及び調達期間に関する意見』2016 年 2 月 22 日に基づき 10-500kW 未満：0.00 万円/kW、500-1,000kW 未満：0.38 万円/kW、1,000kW 以上：0.93 万円/kW として算出
土地賃借料：調達価格等算定委員会『平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見』2015 年 2 月 24 日に基づき 150 円/m² として算出
敷地面積：『コスト等検証委員会報告書』平成 23 年 12 月 19 日における試算条件（モデルプラント 12,000kW の敷地面積：12,000～18,000m²）に基づき算出

3.3.3　発電コスト

3.3.1 に示した平均システム費用に基づき、エネルギー・環境会議コスト等検証委員会より公表されている発電コスト試算シート[25]を用いて試算した発電コストを表 3-7 に示します。システム費用の低下に伴い発電コストも下がり、コスト等検証委員会により示された石油火力発電コスト（22.1～25.1 円/kWh）[26]と同水準を達成しています。

表 3-7　10kW 以上太陽光発電システム平均発電コスト

		10-50kW 未満	50-500kW 未満	500-1000kW 未満	1000kW 以上
平均発電コスト[円/kWh]	平成 26 年 10-12 月期※1	25.3	24.5	22.5	22.2
	平成 27 年 10-12 月期※2	24.3	24.1	24.0	21.1

※1　表 3-5 に示す平成 26 年 10-12 月期のシステム費用を用いて試算。設備利用率は全区分で 14%に設定。
※2　表 3-5 に示す平成 27 年 10-12 月期のシステム費用を用いて試算。設備利用率は全区分で 14%に設定。
出典）コスト等検証委員会　発電コスト試算シートを用いて試算

3.3.4　廃棄処理とその費用

太陽光発電システムの廃棄事例は現状では少ないため、廃棄処理や費用の実態については不明点が多いものの、事業計画時に、廃棄処理方法および費用の検討を行うことが重要です。コスト等検証委員会では、大規模太陽光発電の廃棄費用は、建設費の 5%と見積もられています[27]。

[25] http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02_shisan_sheet.html
[26] 2010 年のモデルプラントを想定した試算値。詳細は、『コスト等検証委員会報告書』平成 23 年 12 月 19 日　を参照のこと。
[27] OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”（2010）が示した値を使用。詳細は、『コスト等検証委員会報告書』平成 23 年 12 月 19 日　を参照のこと。

3.4　予想発電量

太陽光発電の年間予想発電量は、次の計算式により求めることができます。なお、実際の日射量は平年値と異なる可能性があることや、設置環境（影の影響や傾斜角、霧の発生の有無など）により異なること、また総合設計係数は採用する機器等により異なることから、予想発電量は目安として用いるのが適切です。

設置環境を踏まえた詳細な発電量予測を行うためには、技術コンサルタントを活用するなどが考えられます。また、日射量の下振れによる影響の検証など、ストレステストを実施することが重要です。

≪年間予想発電量の計算式≫

$$E_P = H_A \times K \times P_{AS} \times 365$$

E_P　：年間予想発電電力量［kWh / 年］
H_A　：アレイ[28]面日射量［kWh / m² / 日］
K　：総合設計係数（0.7 程度）
（直流補正係数、温度補正係数、インバーター効率、配線損失等からなる）
P_{AS}　：標準状態における太陽電池アレイ出力（発電容量）［kW / (kWh / m²)］
（標準状態：AM1.5、日射強度 1,000W/m²、太陽電池セル温度 25℃）
365　：年間の日数

※K、P_{AS} の詳細な算出方法については下の出典を確認のこと。
出典）NEDO『太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン　設計施工・システム編』2010, pp.58-60、NEDO『太陽光発電導入ガイドブック』より作成

アレイ面日射量（H_A）は、NEDO が国内 837 地点・20 年間（1990～2009 年）の年間時別日射量データベース（METPV-11）、国内 837 地点・29 年間（1981～2009 年）の年間月別日射量データベース（MONSOLA-11）を作成・公開しています[29]。また、気象庁のデータベース[30]でも、1976 年からの日射量や日照時間[31]を調べることができます。日射量については、当該発電所に近い地点（高度、距離）のデータを使うのが原則です。

得られる日射量は太陽光発電の傾斜角により異なり、太陽電池の発電量が最大になる年間最適傾斜角で設置することが原則となります。年間最適傾斜角は、那覇 18°、鹿児島 28°、大阪 30°、金沢 25°、東京 33°、札幌 35°であり、緯度が高いほど最適傾斜角も大きくなり、太平洋側から日本海へ向かうほど最適傾斜角は小さくなる傾向があります[32]。

総合設計係数（K）は、温度補正係数、回路損失、機器による損失等で通常は 0.7 程度で

[28] 太陽電池を複数枚直列に接続した太陽電池を幾つか並列に接続し、所定の電力が得られるように構成し、架台等に固定したもの。一般的な太陽光パネルのこと。

[29] NEDO 日射量データベース（http://www.nedo.go.jp/library/nissharyou.html）

[30] 気象庁「気象統計情報」（http://www.jma.go.jp/jma/menu/report.html）

[31] 通常、発電量の算出には日照時間でなく日射量を利用する。しかし、日射量は地点のメッシュが粗く、日照時間は地点のメッシュが細い。

[32] NEDO『太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン　設計施工・システム編』2010, p.73

す[33]。

また、標準状態における太陽電池アレイ出力（発電容量）（P_{AS}）は、メーカーの製品仕様書または技術資料などに記載された出力を用います。

参考として、NEDO による太陽光発電フィールドテストデータで設置したサイトの発電実績（サンプル数 1,105）のうち、公共産業用の太陽光発電システムの県別の年間発電データから、kW あたりの平均発電量を都道府県別にまとめた結果を表 3-8 に示します。全国平均は 1,067.2kWh / 年となっています。

また、産業用の太陽光発電事業ではありませんが、新エネルギー財団が、1995 年から 2005 年に住宅用太陽光発電システムで助成した県別の年間発電データから、過去 10 年間の kW あたりの平均発電量[34]を都道府県別にまとめた結果を参考として表 3-9 に示します。

なお、本数値はあくまで平均値であり、設置環境（影の影響や傾斜角、霧の発生の有無など）により大きく左右される点に留意が必要です。

表 3-8　NEDO 太陽光発電フィールドテストデータからの都道府県別発電実績

都道府県	n 数（母数）	年間発生電力量（kWh/kW）	全国平均を１とした係数	都道府県	n 数（母数）	年間発生電力量（kWh/kW）	全国平均を１とした係数
北海道	19	1,078.6	1.01	滋賀県	23	1,067.9	1.00
青森県	6	861.6	0.81	京都府	33	1,007.3	0.94
岩手県	7	994.0	0.93	大阪府	47	995.1	0.93
宮城県	11	961.7	0.90	兵庫県	65	997.3	0.93
秋田県	0	-	-	奈良県	22	941.4	0.88
山形県	5	994.0	0.93	和歌山県	13	1,180.1	1.11
福島県	5	1075.3	1.01	鳥取県	4	1,055.6	0.99
茨城県	26	1079.0	1.01	島根県	4	1,018.2	0.95
栃木県	35	1044.4	0.98	岡山県	41	1,124.0	1.05
群馬県	25	1124.5	1.05	広島県	28	1,057.8	0.99
埼玉県	44	1038.4	0.97	山口県	15	1,095.1	1.03
千葉県	30	1015.9	0.95	徳島県	12	985.8	0.92
東京都	54	973.9	0.91	香川県	14	1,083.0	1.01
神奈川県	46	1048.5	0.98	愛媛県	11	1,104.2	1.03
新潟県	10	960.0	0.90	高知県	12	1,096.9	1.03
富山県	10	944.2	0.88	福岡県	41	1,096.7	1.03
石川県	9	954.8	0.89	佐賀県	16	1,143.6	1.07
福井県	7	839.1	0.79	長崎県	18	1,134.9	1.06
山梨県	17	1143.9	1.07	熊本県	32	1,086.3	1.02
長野県	41	1158.0	1.09	大分県	15	1,096.0	1.03
岐阜県	27	1062.0	1.00	宮崎県	25	1,134.5	1.06
静岡県	49	1198.0	1.12	鹿児島県	17	1,067.6	1.00
愛知県	73	1152.5	1.08	沖縄県	6	1,214.7	1.14
三重県	35	1061.2	0.99	**全国平均**	-	**1,067.2**	**1.00**

出典）NEDO『太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン　設計施工・システム編』2010, p.170

[33] 一般社団法人日本電機工業会『公共用・産業用太陽光発電システム計画ガイドブック』2001, p.16

[34] 各設置形態（方位・角度）は、最適条件ではない

表 3-9　住宅用太陽光発電データからの都道府県別発電量

都道府県	年間発生電力量（kWh/kW）	全国平均を1とした係数	都道府県	年間発生電力量（kWh/kW）	全国平均を1とした係数
北海道	960.04	0.97	滋賀県	981.99	0.99
青森県	918.54	0.93	京都府	937.34	0.95
岩手県	863.35	0.87	大阪府	982.73	0.99
宮城県	904.17	0.91	兵庫県	998.50	1.01
秋田県	802.50	0.81	奈良県	975.90	0.99
山形県	883.84	0.89	和歌山県	1,026.74	1.04
福島県	976.85	0.99	鳥取県	863.01	0.87
茨城県	1,019.11	1.03	島根県	891.69	0.90
栃木県	1,045.51	1.06	岡山県	1,016.59	1.03
群馬県	1,070.73	1.08	広島県	1,000.20	1.01
埼玉県	965.27	0.98	山口県	1,014.54	1.02
千葉県	991.18	1.00	徳島県	1,052.26	1.06
東京都	935.61	0.95	香川県	997.44	1.01
神奈川県	982.53	0.99	愛媛県	1,015.20	1.03
新潟県	863.46	0.87	高知県	1,114.96	1.13
富山県	884.70	0.89	福岡県	972.58	0.98
石川県	881.23	0.89	佐賀県	1,026.75	1.04
福井県	903.01	0.91	長崎県	1,000.84	1.01
山梨県	1,104.80	1.12	熊本県	1,008.41	1.02
長野県	1,053.92	1.06	大分県	963.20	0.97
岐阜県	1,017.81	1.03	宮崎県	1,081.43	1.09
静岡県	1,101.50	1.11	鹿児島県	1,020.41	1.03
愛知県	1,051.01	1.06	沖縄県	1,003.16	1.01
三重県	1,021.44	1.03	**全国平均**	990.02	1.00

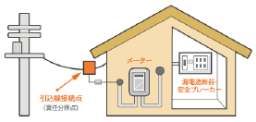
出典）一般財団法人新エネルギー財団データベースより作成

3.5　系統連系区分

太陽光発電システムは、電力会社の配電系統に接続して使用するため、その技術的な要件を判断する基準となる、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」をもとに電力会社との協議が必要となります。太陽光発電システムの商用電力系統への連系区分については、一設置者あたりの電力容量（太陽電池の設備容量またはパワーコンディショナの定格容量のうちいずれか小さい方）を連系区分としており、一般的には表 3-10 のとおり区分されます。

一般的に、特別高圧連系（2MW 以上）と、高圧連系（50kW 以上 2MW 未満）では系統連系費用が大きく異なります。特別高圧連系では特別高圧受変電設備（特別高圧用変圧器等）が必要となり、設備コストが増大する点や、特別高圧送電線が遠い場合には、接続に係るコストの増大につながる点に留意が必要です。さらに、特別高圧連系の場合、高圧連系と比較して、一般的に各種手続きに 2～3 倍の期間（高圧連系の場合は約 2～3 ヶ月、特別高圧連系の場合は約 4～8 ヶ月[35]）を要する点に留意が必要です。

表 3-10　電力会社との一般的な太陽光の系統連系区分

連系区分	低圧連系	高圧連系	特別高圧連系
設備容量	～50kW 未満	50kW～2MW 未満	2MW 以上
電圧区分	600V 以下	600V 越、7,000V 以下	7,000V 越
公称電圧	100V, 100/200V 415V, 240/415V	3,300V 6,600V	11,000V, 22,000V, 33,000V, 66,000V
受電設備	低圧配電線 柱上変圧器で 降圧して配電 100・200V	高圧配電線 配電用変電所から 柱上変圧器まで 6,600V	送電線 2 次変電所から 送電線で 33,000・66,000V
需要家	住宅・商店	小規模工場・ビル	大規模工場
太陽光発電の 連系契約	低圧連系 単相 3 線・三相 3 線	高圧連系 三相 3 線	特別高圧連系 三相 3 線・中性点接地
受変電設備の イメージ			

出典）一般社団法人太陽光発電協会資料（PV Japan 2012 普及セミナー『公共・産業用太陽光発電システム設計と系統連系のポイント』）

また、設備容量に応じて、表 3-11 に示す電気事業法に基づく手続きが必要です。出力 50kW 以上の太陽電池発電設備は、電気事業法上は発電用の電気工作物（発電所）となり、「自家用電気工作物」に分類されます。出力 50kW 未満の太陽電池発電設備は、電気事業法上は小出力発電設備となり、「一般用電気工作物」に分類されます。

[35]一般社団法人太陽光発電協会資料（PV Japan 2012 普及セミナー『公共・産業用太陽光発電システム設計と系統連系のポイント』）

2MW 以上のシステムを運用する場合には、専任の第一種または第二種電気主任技術者が必要となるほか、第三種電気主任技術者による承認や、外部委託が可能な 2MW 未満のシステムと比較した場合の管理コストの高さなど、対応負担が重くなります。

表 3-11　太陽光発電システム設置にあたっての法手続き

電気工作物	発電出力	工事計画	使用前検査	電気主任技術者	保安規定	使用開始届	届出先
一般用電気工作物	50kW 未満*2	不要	不要	不要	不要	不要	不要
自家用電気工作物	50kW 未満*3	不要	不要	外部委託承認（第三種）	届出	不要	経済産業省産業保安監督部
	50kW 以上 500kW 未満	不要	不要	外部委託承認（第三種）	届出	不要	経済産業省産業保安監督部
	500kW 以上 2000kW(2MW) 未満	不要	不要	外部委託承認（第三種）	届出	不要*1	経済産業省産業保安監督部
	2000kW(2MW) 以上	届出	実施	選任（第一種または第二種電気主任技術者）	届出	不要*1	経済産業省産業保安監督部

*1 出力 500kW 以上の電気工作物を譲渡、借用する場合には、使用開始届が必要

*2 低圧連系の 50kW 未満、もしくは、独立型システムの 50kW 未満が該当する

*3 高圧受電・連系での、50kW 未満は自家用電気工作物
保安規定については、他の自家用電気工作物が既に設置されている場合には、保安規定の変更・追加手続きが必要。高圧または、特別高圧の変電設備・蓄電設備（4800AH・セル以上）を設置する場合には所轄消防署へ、設置届出が必要

出典）一般社団法人太陽光発電協会資料（PV Japan 2012 普及セミナー『公共・産業用太陽光発電システム設計と系統連系のポイント』）より作成

なお、設備維持コストや連系手続き等の削減のため、同一の事業地における大規模な太陽光発電設備（例：高圧連系となる 50kW 以上の設備）を、小規模設備（例：低圧連系となる 50kW 未満の設備）に分割し、複数の連系案件として電力会社との接続協議に臨むケースにおいて、このような事実上連続した事業地で同時期に開発されるような小規模案件については、今後は、同一の大規模案件として認定を行うことが検討されています[36]。

[36] 経済産業省『総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会』買取制度運用ワーキンググループ 第 3 回（平成 26 年 3 月 12 日）資料 1

3.6　環境影響への配慮

太陽光発電の設置・運用による環境への影響は設置場所に大きく左右され、また周辺環境などによっても求められるものが大きく異なります。例えば、直近に居住区がある場合には、騒音・反射光などといった生活への影響を与える要素について、また、自然環境が豊かな場所の場合は、動植物などの生態系への影響を与える要素について、特に検討が重要になると考えられます。

環境への配慮を検討する際には、環境影響評価法等に基づいて行われている環境影響評価の標準的手法が参考になります。具体的には、影響要因（例：建設機械の稼働、車両の運行等）（表 3-12 参照）ごとに、影響を与える可能性の高い環境要素（例：大気質、水質、底質、騒音、振動、生態系等）を選定し、選定された項目について、影響の程度を予測・評価し、必要に応じて環境保全のための措置やその効果検証手法等を検討することになります。

表 3-12　太陽光発電において発生すると考えられる環境影響の例

- 工事による環境影響
  - ✓ 建設機械および資材運搬等での車両の移動
  - ✓ 風による巻き上げ
  - ✓ 雨水の排水
  - ✓ 工事に伴う各種排水
  - ✓ 汚水の排水
  - ✓ 水中工事、地下水脈の分断、地下水のくみ上げ
  - ✓ 造成工事
  - ✓ 工事施工ヤード、工事用道路の設置
- 施設の存在及び供用による環境影響
  - ✓ 施設の存在
  - ✓ 施設の稼働
  - ✓ 雨水の排水
  - ✓ 汚水の排水
  - ✓ 湧水の排水、地下水のくみ上げ、地表の被覆化
  - ✓ 土地の改変
  - ✓ 施設の照明

出典）NEDO『大規模太陽光発電システム導入の手引書（稚内サイト・北杜サイト）』平成 23 年 3 月より一部抜粋

なお、環境影響評価法の対象となる事業は、道路、ダム、鉄道、空港、発電所などの 13 種類の事業です。発電所については、水力発電所、火力発電所、地熱発電所、原子力発電所、風力発電所の 5 施設が対象となっています。このうち一定の規模要件を定め、規模が大きく環境に大きな影響を及ぼすおそれがある事業を対象事業としています（表 3-13）。

また、すべての都道府県とほとんどの政令指定都市において、条例で独自の環境アセスメント制度を設けています[37]。太陽光発電所は、環境影響評価法の対象事業となっていませんが、条例で対象となる場合があるため、個別に地方公共団体へ確認する必要があります。

[37] 地方公共団体の環境アセスメント情報（http://www.env.go.jp/policy/assess/8-1selfgov/8-1link/index.html）

表 3-13　環境影響評価法が定めている発電所における対象事業一覧

	第一種事業 （必ず環境影響評価を行う事業）	第二種事業 （環境影響評価が必要かどうかを個別に判断する事業）
水力発電所	出力 30MW 以上	出力 22.5MW～30MW
火力発電所	出力 150MW 以上	出力 112.5MW～150MW
地熱発電所	出力 10MW 以上	出力 7.5MW～10MW
原子力発電所	すべて	－
風力発電所	出力 10MW 以上	出力 7.5MW～10MW

出典）環境省　http://www.env.go.jp/policy/assess/1-1guide/1-4.html

3.7　太陽光発電事業の関係主体

太陽光発電事業には、主に表 3-14 に挙げる関係主体が存在します。関係主体の数、関わり方は、案件の種類や規模により異なります。融資の検討にあたっては、各関係主体の役割および責任範囲について把握することが重要です。

表 3-14　太陽光発電事業の主要な関係主体

事業ステージ	関係主体	期待される主な役割
事業の企画・立案	事業者	事業の企画・立案
	技術・財務・法務コンサル	コンサルティング
	国・都道府県・市区町村	情報提供
	地域の協議会・市民	情報提供
	土地賃借人	土地の貸与
資金調達	公的金融機関	融資
	金融機関（都市銀行・地方銀行・信用金庫等）	融資
	国・都道府県・市区町村	資金支援・（信用）保証
	市民	出資
保険	保険会社	付保
プラント建設	発電設備メーカー	設備の販売・保証
	EPC 事業者	設計・調達・建設
系統連系	電気事業者	電力受給契約
運転・保守	事業者	事業の運営
	発電設備メーカー	保守・メンテナンス
	O&M 事業者	保守・メンテナンス

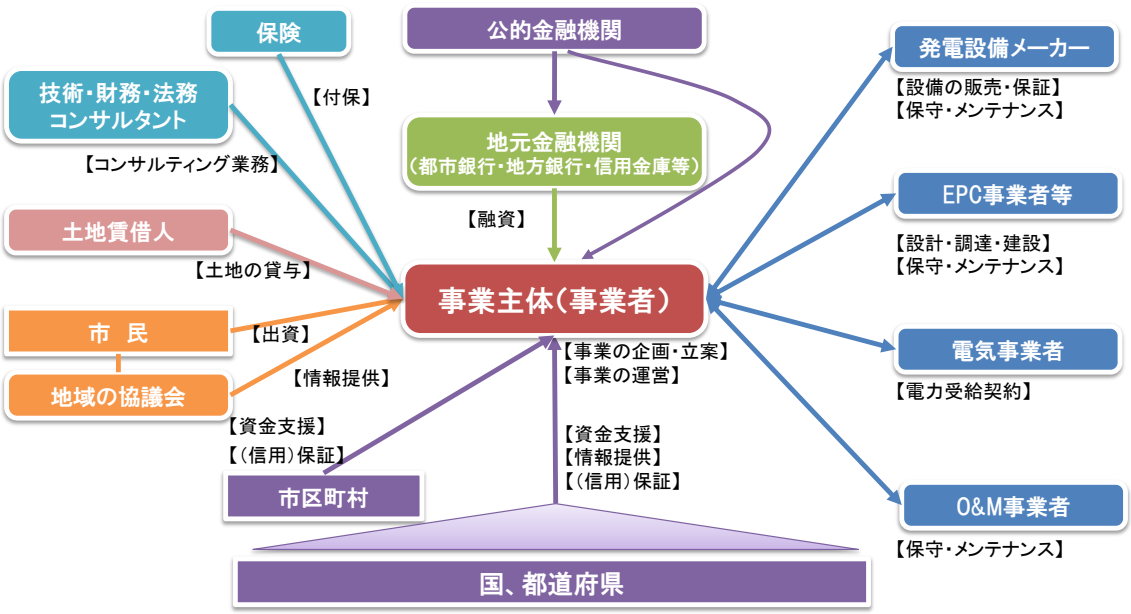


図 3-3　太陽光発電事業の関係主体と相関図

4. 太陽光発電事業の融資の検討にあたっての基本的留意事項

本章では、太陽光発電事業の融資の検討を行うにあたっての基本的な留意事項を説明するとともに、特に考慮すべきリスクについて記します。

4.1 基本的枠組み

4.1.1 事業主体

地域における再生可能エネルギー事業の事業主体としては、地元企業、自治体、NPO 等が想定されます。また、これらの主体の出資により設立される SPC が直接の発電事業者となるケースも存在します。

複数の主体からの出資を受ける SPC が事業を実施する際は、事業の責任主体が明確化されているか確認することが重要です。この場合、SPC に出資する株主間の責任分担については株主間協定における規定等により確認することが考えられます。

また、事業が傾いた際に支援を行うスポンサーとして、出資割合の高い株主数社と契約する方法も考えられます。

4.1.2 事業規模

太陽光発電事業の実施に際しては、事業に利用することのできる土地の広さ、準備可能な自己資金額等を踏まえて事業規模が設定されているか確認する必要があります。

また、特に 2MW 以上の規模の太陽光発電設備においては、特別高圧送電線への連系に要するコストが大きくなる点に留意が必要です。このため、特別高圧送電線への連系コストの負担を吸収できる収益を得られる規模（10MW 程度以上が目安）で事業を実施することが一般的です。

4.1.3 資金構成

太陽光発電事業を実施する際の資金調達には、主に表 4-1 の方法が用いられ、これらの方法の組み合わせによるファイナンスが行われています。事業者の資金調達計画が実現可能なものであるか精査が求められます。

表 4-1　太陽光発電事業における資金調達方法

資金調達方法		概要
エクイティ	自己資金	事業の実施主体が拠出する資金です。
	普通株	株主に与えられる権利内容について制限のない株式により調達する資金です。
	種類株	普通株とは権利内容の異なる株式により調達する資金です。議決権が制限される代わりに高い配当を受けられる優先株等の種類があり、多様性のある資金調達が可能です。
デット	シニア	従来からある通常の貸出金です。コーポレートファイナンス、プロジェクトファイナンスの方式があります。
	メザニン	シニアに比べて返済順位の低い資金です。匿名組合による市民出資、劣後ローン、私募債等の種類があります。
その他	事業基金	国や地方自治体等が出資や融資を行う制度です。環境省の地域低炭素化出資事業基金[38]等の例があります。
	補助金	地方自治体等における太陽光発電事業等の再生可能エネルギー事業に対する補助金です。
	寄付金	市民等からの寄付金です。寄付金を募って再生可能エネルギー事業の資金の一部とした事例も存在します。
	信託受益権	土地や発電設備を信託し、そこから発生する利益を受ける権利を信託受益権として発行することで調達する資金です。

[38] 当該事業のみを行う事業主体（SPC 等）を対象に太陽光発電等の低炭素化プロジェクトに対して出資（総出資額の 1/2 未満）。

4.2　設備・施工

4.2.1　設置場所

太陽光発電設備の設置場所については、主に次の事項に留意する必要があります。

(1) 設置場所（土地）の確保

事業実施期間中に、継続的に事業実施可能な設置場所（土地）が確保されていることが重要です。太陽光発電設備の設置場所として、自己所有の土地や建物の屋根または屋上の場合、新たに土地を購入する場合、借地や建物の屋根を借りて設置する場合等が想定されます。

賃貸の場合は、土地の賃貸料や期間が妥当であるかを確認することや、借地権、賃借権が継続的に確保されるかを把握することが重要です。

事業実施時には、売電期間（買取期間）20 年よりも長い期間土地を借りる必要があります。借地の場合の土地の利用権としては、地上権と賃借権が挙げられますが、太陽光発電事業のための土地の賃貸借は一般的には最長 20 年[39]と考えられます。このため、事業準備段階の土地賃借期間を考慮し、売電開始前の賃貸借と売電開始時からの賃貸借を別契約とする等の対応が取られているか確認することが望まれます。

なお、借地の場合には、太陽光発電システムの撤去費用（原状回復費用）を見込む必要があります。

屋根上で発電事業を行う際には、建物の築年数、屋根の仕様（屋根材、防水性能等）、屋根の方角、荷重等に留意が必要です。

また、工場等の屋根を借りて事業を実施する屋根貸しスキームを用いる場合は、屋根単体への賃貸借登記が認められない点に留意が必要です。屋根単体には登記が認められないため、建物の賃貸借権、所有権が他の権利者に移った際に屋根借りが認められなくなる可能性があります[40]。

(2) 造成の必要性の有無

平地における太陽光発電事業は既に多く実施されていることから、今後は、土地の造成を要する立地での案件が増加することが想定されます。土地の造成コストはキャッシュフローを生まない投資であり、事前の把握が重要となります。

その他、地盤の安定性や、凍結の有無についても確認することが望まれます。例えば、地盤が緩い場合には、その条件に適合した設置工法となっている必要があります。また、地面凍結が多い寒冷地に設置する場合は、凍結深度[41]を考慮して工事が行われているか、確認する必要があります。

---

[39] 借地借家法が適用されない可能性が高いため。

[40] 詳細は、6.1.1(1) 参照

[41] 地盤の凍結が起こらない地表面からの深さ。地面が凍結すると膨張して地盤が押し上げられるため、建物の基礎等は、凍結深度より深いところに設置する必要がある。

(3) 系統連系地点からの距離

電力会社との系統接続を考慮し、設置場所から配電用変電所までの距離を把握することが重要です。配電用変電所までの距離は系統連系に当たってのコストに大きく影響する重要な要素です。できるだけ早い段階から電力会社への系統連系協議を行い、系統接続工事費用を把握するなど、系統連系の費用についても事前に把握することが望まれます。なお、電源線のコストについては、コスト等検証委員会報告書において、電圧階級毎の連系される電源のイメージと 1km 当たりの建設コストが表 4-2 のとおり整理されています。

表 4-2　電圧階級毎の電源線コスト

電圧階級	連系される電源のイメージ	1km 当たりの建設コスト
6～7kV	メガソーラー、風力、小水力	0.24 億円/km　（150sq[42]電線、25m おきに柱設置と仮定）
22kV	メガソーラー、風力、地熱、木質バイオマス（専焼）	0.5 億円/km
60～80kV	メガソーラー、風力、水力	1.4 億円/km
150～180kV	火力、水力	2 億円程度/km
275kV	火力、原子力	4 億円程度/km
500kV	火力、原子力	6 億円程度/km

出典）『コスト等検証委員会報告書』平成 23 年 12 月 19 日

(4) 土地特性の考慮

予想発電量を詳細に算出するためには、設置場所の特性を踏まえる必要があります。例えば、影となる樹木やビル、山影等や、霧や積雪等の土地特性を考慮することが望まれます。

また、降雪地帯の場合、落雪等による人的・物的被害が発生しないような設置場所を選定し、雪止め等の対策を検討することが必要です。

さらに、今後の隣地における開発が、将来的な日射量に影響を及ぼす可能性につき、留意が必要です。

4.2.2　設備の選定

太陽光発電事業に用いる設備（主に太陽電池（モジュール）、パワーコンディショナ等）の選定においては、主に次の事項に留意する必要があります。

(1) 技術特性及び保証条件等を踏まえた製品の選定

3.1.1 に示すように、太陽電池には様々な種類が存在し、特徴や変換効率が異なります。これらの製品の性能、特性等の留意事項を踏まえ、適正規模かつ適正金額の設備を選定されていることを確認することが望まれます。

製品の選定時には、技術的特徴に加え、品質保証、太陽電池の出力保証等の設備性能につ

[42] sq は断面積の単位。

いての保証があることを確認することが望まれます。メーカーの性能保証には適用除外事項が規定されていることがあるため、設置・施工方法やメンテナンス方法が適用事項と合致しているか等にも留意が必要です。このとき、特に海外メーカーの場合は、部品の海外送付等の条件があった場合、不稼働時間が長期化する可能性を考慮する必要があるため、保証対応の内容については充分な確認が必要になります。また、設置場所の地域特性に応じて、雪、塩害、台風等の影響を考慮した太陽電池の選定や架台の設計がなされているか確認することが望まれます。

なお、太陽電池の性能のみでなくパワーコンディショナについても発電出力への影響が大きいため、同様に適正な製品が選定されているかの確認が必要です。

(2) 信頼性の高いメーカーの製品の選定

太陽電池は急激なコスト低下が進んでおり、メーカー間の価格競争の激化とともに、業界の再編が進んでいます。メーカーの倒産によって、各種メンテナンスサービスや製品故障時の保証が受けられなくなる可能性もあることから、製品の選定にあたっては、信頼性の高いメーカーを選定することが重要です。

将来的に設備故障時のサポートや機器の取替等を受ける可能性等を踏まえ、事業を今後継続的に実施できるか等の基準から、企業としての信頼性の高いメーカーが選定されているか確認が必要です。

4.2.3 設計・調達・建設の実施

太陽光発電事業実施に際し、設計・調達・建設を、専門業者に発注することが一般的です。実施にあたっては、次の事項に留意する必要があります。

(1) 設計・調達・建設の実施主体の選定

設計、調達、建設それぞれの業務を 1 つの業者・共同企業体（EPC 事業者）に一括して発注する場合と、それぞれの専門業者に発注する場合が考えられます。

EPC 事業者に一括して発注する場合、発電設備に発生した不具合の原因が、設計・建設のどちらかにあるか判断がつかない場合であっても、EPC 事業者の責任となる点が明確であり、事業者にとってのリスクが低減されていると言えます。一方で、複数の業者に業務を分けて発注する場合、不具合の発生時に責任の所在を明確化・特定する等によりリスクの低減を図ることが望まれます。

どちらにしても、事業者としての信用力を有すること、十分な実績や、施工体制等に基づく業務の履行能力を有していることを確認しておくことが重要です。

参考として、一般社団法人太陽光発電協会の会員として登録されている企業の中で、太陽光発電設備の販売・施工を実施する事業者を表 4-3 に示します。各企業の連絡先等につきましては、一般社団法人太陽光発電協会のウェブサイト[43]を参考にしてください。

[43] http://www.jpea.gr.jp/

表 4-3　太陽光発電設備の販売・施工を実施する事業者一覧

企業名	本社所在地	ウェブサイト
IHI プラント建設（株）	東京都	http://www.ipc-ihi.co.jp/
（株）あったか森の国から	岐阜県	http://www.attakamori.co.jp/
（株）アップルツリー	東京都	http://appletree-ws.co.jp/index.html
（株）イスズ	神奈川県	http://www.denkatsuplaza.com/
（株）ウエストホールディングス	東京都	http://www.west-gr.co.jp/
（株）エーエルイー	宮城県	http://www.ale-eco.co.jp/
（株）エクソル	京都府	http://www.xsol.co.jp/
（株）エコプラス	愛知県	http://www.eco-plus.biz/
エスイーエム・ダイキン（株）	大阪府	http://www.sem-daikin.co.jp/
（株）NTT ファシリティーズ	東京都	http://www.ntt-f.co.jp/
（株）エネテク	愛知県	http://www.enetech.co.jp/
（株）大島電氣工事	岐阜県	http://www.ohshimadenki.co.jp/
（株）オービス	広島県	http://www.orvis.co.jp/
オリックス（株）	東京都	http://www.orix.co.jp/grp/business/eco/index.html
（株）カナメ	栃木県	http://www.caname.net/
元旦ビューティ工業（株）	神奈川県	http://www.gantan.co.jp/
（株）関電工	東京都	http://www.kandenko.co.jp/
Krannich Solar（株）	愛知県	http://www.jp.krannich-solar.com/
（株）ケイアンドエム	東京都	http://kandm.co.jp/
コアテック（株）	岡山県	http://www.coretec.co.jp/
（株）コーフク	京都府	http://www.kofuku-solar.co.jp/
国光施設工業（株）	東京都	http://www.kokko-jp.com/
コナジー・ジャパン（株）	東京都	http://www.conergy.jp/
（株）サニックス	福岡県	http://sanix.jp/
三晃金属工業（株）	東京都	http://www.sankometal.co.jp/
（株）サンワハウス	愛知県	http://www.sanwahouse.ne.jp/
JFE テクノス（株）（JFE エンジニアリング（株））	神奈川県	http://www.jfe-technos.co.jp/ (http://www.jfe-eng.co.jp/)
JFE 電制（株）	東京都	http://www.jfe-densei.co.jp/
自然電力（株）	東京都	http://www.shizenenergy.net/
（株）スマートテック	茨城県	http://www.smart-tech.co.jp/
住べシート防水（株）	東京都	http://www.sunloid-dn.jp/index.html
西部電気工業（株）	福岡県	http://www.seibu-denki.co.jp/
積水化学工業（株）	東京都	http://www.sekisui.co.jp/
（株）ソーラーパートナーズ	東京都	http://www.solar-partners.jp/
高島（株）	東京都	http://www.tak.co.jp/
WWB（株）	東京都	http://wwwb.jp/
東光電気工事（株）	東京都	http://www.tokodenko.co.jp/
（株）東芝	東京都	http://www.toshiba.co.jp/sis/h-solar/
（株）トーエネック	愛知県	http://www.toenec.co.jp/
（株）ナック	東京都	http://www.nacoo.com/business/bp.html

表 4-3　太陽光発電設備の販売・施工を実施する事業者一覧（続き）

企業名	本社所在地	ウェブサイト
日天（株）	神奈川県	http://www.nitten-solar.co.jp/
（株）日本エコシステム	東京都	http://www.j-ecosystem.co.jp/
日本エコライフ（株）	福岡県	http://www.j-ecolife.co.jp/
日本リーテック（株）	東京都	http://www.j-rietec.co.jp/
ネクストエナジー・アンド・リソース（株）	長野県	http://www.nextenergy.jp/
（株）ノーリツ	兵庫県	http://www.noritz.co.jp/
（株）日立製作所	東京都	http://www.hitachi.co.jp/
藤崎電機（株）	徳島県	http://www.fujisakikk.co.jp/
富士古河 E&C（株）	神奈川県	http://www.ffec.co.jp/
（株）ホットサンエナジー	東京都	－
（株）マイスターエンジニアリング	千葉県	http://www.mystar.co.jp/
（株）マキテック	愛知県	http://www.makitech.co.jp/solar/
ミサワホーム（株）	東京都	http://www.misawa.co.jp/
三井物産プラントシステム（株）	東京都	http://plantsystems.mitsui.co.jp/ja/Default.aspx
（株）明成商会	東京都	http://www.sola-cube.com/
MED Communications（株）	東京都	http://med-com.jp/
（株）屋根技術研究所	愛知県	http://www.yanegiken.co.jp/
ヨーロッパ・ソーラー・イノベーション（株）	東京都	http://www.e-solar.co.jp/
（株）ライジングコーポレーション	大阪府	http://www.group-rising.co.jp/
（株）LIXIL	東京都	http://www.lixil.co.jp/lineup/solar_roof_outerwall/solar/
（株）Looop	東京都	http://looop.co.jp/index.html

出典）一般社団法人太陽光発電協会の会員名簿（2016 年 3 月 10 日現在）より作成

(2) EPC 事業者に発注する際の留意事項

契約内容及び、EPC 事業者が実施する契約上の業務の対応範囲について把握することが望まれます。また、EPC 事業者が共同企業体（JV：Joint Venture）である場合、「共同施工型（甲型）」なのか、「分担施工型（乙型）」なのか、共同企業体協定書の確認が必要です。特に、各構成員が共同企業体として受注した工事に連帯して責任を負うこと等、各構成員の責任の所在の確認が必要です。

施工した EPC 事業者はその設備の運転・管理に対する対応力も高いことが見込まれるため、発電開始後の発電量監視や運転、メンテナンス等の O&M も EPC 事業者が実施する体制も考えられます。これにより、設計・施工に関する瑕疵担保期間終了後も引き続き O&M 業者として対応できる等の利点があります。

4.3　運営・管理

太陽光発電事業実施時の発電量監視や運転、メンテナンス等の O&M については、次の事項に留意する必要があります。

4.3.1　O&M 体制の妥当性

管理体制が対象事業に適したものであるか確認することが望まれます。特に外部委託の場合は事業者と各委託先との役割分担の確認が望まれます。

実績のある EPC 事業者は設備の運転・管理にも熟知していることが多く、また設計・施工・維持管理・運営の全部又は一部を一体的に扱うことで、事業の効率化が期待できることから、O&M についても EPC 事業者に発注するケースが見受けられます。

【参考】太陽光発電のモニタリングについて

太陽光発電事業の実施に際しては、事業者が発電量や機器の稼働（または故障）状況を把握可能な O&M 体制を構築することが望まれます。

発電量の把握に関しては、データを収集、可視化し、遠隔でモニタリングするための機器、サービスが広く普及しています。一方、発電サイトにおける発電量は気象センサーを設置することにより、現地の気象状況から推計することが可能です。これにより実際の発電量と推計値の差異に基づいて不具合の発生の可能性について判断することが可能です。

また、不具合の発生時にはその原因について特定する必要があります。考えられる原因としては、例えば以下が挙げられます。

- 発電パネルの故障
- パワーコンディショナの故障
- 系統側（電力会社側）のトラブル

不具合発生時の復旧対応には原因の特定が不可欠なため、太陽光発電のモニタリングに際しては、発電量の把握のみでなく機器毎に電流電圧等の計測器を設置し、各々の稼働状況を確認する等の対応が望まれます。特に大規模な発電設備の場合は、例えば、パネル毎あるいはストリング（複数枚のパネル）毎に計測を行うなど、計測箇所を十分に確保しなければ不具合箇所の特定が困難となります。

4.3.2　運営管理コスト

上記の体制を踏まえ、妥当な管理コストで管理が行われるか確認することが望まれます。主な運営管理コストとしては表 4-4 の例が挙げられます。

表 4-4　太陽光発電事業実施時の主な運営管理に係る費用

	費目	備考
主な運営管理費用	人件費	電気主任技術者等の雇用に係る費用
	土地賃借料	土地を借りる場合の賃借料（賃借がなければ不要）
	販売費及び一般管理費	管理費及び予備費用
	電気代	施設・設備で消費する買電費用
	メンテナンス費用	電気保安上の定期点検や発電量監視業務等に係る費用（巡視、緊急時対応等の管理体制に依存）、保守管理業務の費用、除雪・草刈り費用等
	修繕費	各種設備の部品交換・修繕に要するコスト（特にパワーコンディショナについて 10~15 年での入替、部品交換が見込まれる）
	保険料	火災保険料、太陽光発電専用の売電収入補償保険料等
	その他費用	SPC の維持コスト 太陽光発電事業そのもの以外の運営コスト （会計事務所への管理委託費用等）
税金等	固定資産税	課税評価額×1.4% （課税標準の特例措置の適用可能性がある） なお、自治体や運営主体であれば不要
	法人税	各事業者における法人税を算定
	法人住民税	各事業者における法人住民税を算定
	法人事業税（電気事業）	売電収入（税抜）×0.9%（超過税率は 0.965%）
	地方法人特別税	売電収入（税抜）×0.9%×43.2%
その他	廃棄費用	太陽光発電設備の撤去、発電用地の原状回復に要する費用

4.4　事業実施に必要な法的対応事項

4.4.1　電気事業に関連する事項

固定価格買取制度において太陽光発電事業を実施する際には、電気事業を営むことになるため、法律等に基づき、主に次の(1) ～(4) の事項に対応する必要があります。

(1) 系統連系協議

太陽光発電設備と電力会社が敷設する送電施設等を電気的に接続するためには、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」等で定められる技術要件を満たす必要があります。技術要件を満たしているかどうかを確認するためにも既に電力会社との系統連系協議を行っているか、どの程度進捗しているか確認することが望まれます。

なお、電力会社側は、太陽光発電所からの電気が流れてくることによって電力系統側に生じる電圧変動や周波数への影響、熱容量等を踏まえた詳細な検討を行い、連系可否と共に、連系設備工事の概要や概算工事費、工事期間、前提条件等を回答します。系統連系にあたって、事業者側の追加費用が発生する場合もある点に留意が必要です。

(2) 設備認定

設備認定を受けるため、太陽光発電設備の立地場所の都道府県を管轄する経済産業省の各地方経済産業局に申請します[44]。審査後、「設備認定通知書」が発行され、電力会社への接続申し込みを済ませれば、当該年度の買取価格が適用されます。

電力会社への特定契約・接続契約の申込みにあたっては、「設備認定通知書」が必要です。

(3) 特定契約・接続契約

「設備認定通知書」と共に、電力会社に特定契約・接続契約の申込みを行います。

電力会社は、最終的な連系の可否や工事負担金等を回答します。その結果、問題がなければ電力会社から連系承諾書が発行されます。この連系承諾書をもって、当該発電設備の連系が確定する点に留意が必要です（系統連系協議のみでは、連系が確定していません）。

(4) 電気事業法に基づく各種届出

太陽光発電事業の実施時には、電気事業法に基づく各種届出・検査に対応する必要があります。出力 50kW 以上の太陽光発電設備は、電気事業法上は発電用の電気工作物（発電所）となり、「自家用電気工作物」に分類されます。自家用電気工作物の設置・利用者には、次の義務が発生します[45]。

---

[44] 50kW 未満はインターネットで電子申請する（http://www.fit.go.jp/）。

[45] 出力 50kW 未満の太陽電池発電設備は、電気事業法上は小出力発電設備となり、「一般用電気工作物」に分類される。一般用電気工作物は、届出等の手続きは不要だが、経済産業省令で定める技術基準に適合させる義務がある。

＜自家用電気工作物の電気事業法に基づく義務＞
(1) 経済産業省令で定める技術基準に適合するように電気工作物を維持する義務。
(2) 電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を確保するため、保安規程を定めて使用開始前までに届け出る義務。
(3) 電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督をさせるために、電気主任技術者を選任して届け出る義務。（その太陽電池発電設備が出力 2,000kW（2MW）未満の場合は、経済産業大臣または産業保安監督部長の承認を得て電気主任技術者の業務を外部に委託することもできます。）
(4) その太陽電池発電設備が出力 2,000kW（2MW）以上の場合は、設置工事の 30 日前までに工事計画届出書を届け出る義務。
(5) その太陽電池発電設備が出力 2,000kW（2MW）以上の場合は、工事完了後、使用前自主検査を実施し、速やかに使用前安全管理審査を受審する義務。

電気事業法施行規則の改正により、2MW 未満の太陽光発電システムについては規制が緩和され、保安規定を除き、各種届出・検査は不要となるとともに、電気主任技術者（第三種）の外部委託が可能となりました。一方、2MW 以上の太陽光発電システムについては、全ての届出・検査に対応する必要があり、電気主任技術者についても、第一種または第二種電気主任技術者の選任が必要です（出力別に必要な届出・検査については、表 3-11 を参照）。

融資に当たっては、事業者が必要な届出・検査を実施しているか、確認することが望まれます[46]。

4.4.2 土地の転用

太陽光発電設備を設置する土地を、元々の用途から転用して利用する場合、手続きを行う必要があります。

道路を転用する場合は、占用許可を受けるために道路法に従った手続きを要します。また、道路占用許可の期間は最大 5 年間のため、更新が円滑に行われるように留意する必要があります。なお、平成 25 年 4 月に道路法施工令が一部改正され、これまで電柱などに認められていた道路占用許可の対象物件に太陽光発電設備等が追加されています。これにより、道路の法面（道路の盛り土による斜面）の敷地等における太陽光発電等が可能になりました。

農地を転用する場合は、農地法に従った手続きを要します。なお、農地転用に関しては、農地での営農を継続した状態で、その上空部分に太陽光パネルを設置して発電を行うソーラーシェアリングの手法もあります。ソーラーシェアリングについては、平成 25 年 3 月 31 日付で農林水産省から「支柱を立てて営農を継続する太陽光発電設備等についての農地転用許可制度上の取扱いについて」という基準が示されています。

林地を転用する場合は、森林法に従った手続きを要します。

なお、平成 25 年 11 月 22 日に公布された「農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可

[46] 各種届出・検査の詳細については、以下のウェブサイトを参照。
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/taiyoudenchi.html

能エネルギー電気の発電の促進に関する法律（農山漁村再生可能エネルギー法）[47]」では、農地法、森林法に基づく許可または手続きのワンストップ化措置を規定しています。同法律では、国の基本方針に基づく市町村の基本計画を策定し、基本計画に基づいて認定された再生可能エネルギー発電設備整備計画については以下の特例措置が取られることとされています。

- 農地法、酪肉振興法、森林法、漁港漁場整備法、海岸法、自然公園法及び温泉法に基づく許可または届出の手続のワンストップ化(認定により許可があったものとみなす等)
- 再生可能エネルギー発電設備の円滑な整備と農地の集約化を併せて図るために行う、市町村による所有権移転等促進事業（計画の作成・公示による農林地等の権利移転の一括処理）

[47] 条文等については、以下のウェブサイトを参照。
http://www.maff.go.jp/j/shokusan/renewable/energy/houritu.html

【参考：ソーラーシェアリングについて】

- ソーラーシェアリングとは、農地の上に藤棚のような高い架台を設置し、隙間をあけて太陽光パネルを並べることにより、発電と農業を両立させる方法です。
- 現在、屋根タイプ（左図）のようなものや、一本脚タイプ（右図）のような製品が開発されており、導入している事業者・導入を検討している事業者が徐々に増えているようです。
- 農作物への影響を最小限とするため、可動式のシステムとするケースが多く、パネルによって日射が遮られ、農作物の成長が遅れた等の場合に、パネルの角度を変化させることができるようになっています。
- 農作物の種類によって、必要な日照量は異なります。そのため、特に、耐陰性があり日陰でも生育する植物・農作物との相性が良いと考えられています。



屋根タイプ



一本脚タイプ

出典）左：株式会社 Smart Life、右：フジプレアム株式会社ご提供

- 農地にソーラーシェアリングを設置する場合には、架台の支柱部分を転用とみなすため農業委員会の許可が必要となり、以下のような条件があります。

■ 農地で、営農を継続しながら上部空間に太陽光発電設備を設置する場合には、支柱の基礎部分について、一時転用許可が必要となる（3 年更新）。
■ 支柱は簡易な構造で容易に撤去できるものに限る。
■ 農地の単収が、同じ年の地域の平均的な単収と比較しておおむね 2 割以上減少している場合は、改善措置を迅速に講ずる。
■ 毎年農作物の状況を報告する。
■ 営農が行われない場合や、発電事業が廃止される場合は撤去する。

（参考）農林水産省「支柱を立てて営農を継続する太陽光発電設備等についての農地転用許可制度上の取扱いについて」（24 農振第 2657 号 2013 年 3 月 31 日）
http://www.maff.go.jp/j/press/nousin/noukei/pdf/130401-01.pdf

4.4.3　その他の関連法令

太陽光発電事業の実施時に留意すべきその他の関連法令は次のとおりです。

(1) 国土利用計画法

太陽光発電所の敷地面積が 1 万 m² を超える場合には、敷地の購入、賃借の後に、事後の届け出が必要です。また、当該の土地が規制区域にあたる場合は、事前に都道府県知事の許可を得る必要があります。

(2) 工場立地法

工場立地法では、特定工場[48]に対し、工場を新設等する際に、生産施設の面積や緑地の整備状況について、工場が立地している都道府県または市に対する届出義務が課せられています。さらに、対象施設は、一定の緑地面積率等（緑地及び環境施設[49]の面積）を確保することが求められています。

自家発用及び売電用の太陽光発電設備は、環境施設に位置付けられており、工場の屋根や敷地内に設置する場合、その面積に含めることができます。

また、平成 24 年に、水力、地熱及び太陽光発電所は届出対象施設から除外されたため、単独施設の場合には、当該法に基づく届出を行う必要はありません。

(3) 土壌汚染対策法

太陽電池を載せる架台を設置するために土地を掘削する等、3,000m² を超える「土地の形質の変更」を行う場合、土壌汚染対策法第 4 条に基づき、形質変更に着手する日の 30 日前までに所定の事項を都道府県知事に届け出る必要があります。調査命令が発出された場合には土壌汚染状況調査を実施することとなります。

(4) 建築基準法

太陽光発電設備については、建築基準法の適用される建築物から除く旨の通達が国土交通省から出されており、基本的には当該法の対応を行う必要はありません。ただし、高度地区や風致地区、景観地区等においては地域毎に規制がある場合もあり、設置する設備の仕様に注意が必要です。

(5) 都市計画法

市街化調整区域においては太陽光発電設備の設置は可能ですが、太陽光発電設備に付属する管理施設及び変電設備を設置する施設である建築物については自治体の基準に応じて建築許可を受ける必要があります。

---

[48] 特定業種（製造業、電気・ガス・熱供給事業者（水力、地熱及び太陽光発電所は除く））かつ規模要件（敷地面積 9,000 m² 以上　または　建築面積　3,000 m² 以上）に合致する工場。

[49] 工場または事業場の周辺の地域の生活環境の保持に寄与するように管理がなされる施設等。

(6) 地方公共団体特有の規制

上記の関連法以外に、景観条例等の地方公共団体特有の規制についても留意が必要です。

4.5　社会的側面

4.5.1　近隣住民への配慮

太陽光発電では騒音や振動の問題は他の再生可能エネルギー種に比べると小さいものの、太陽光パネルの反射光や景観の変化に対する配慮が必要な場合があります。

実際に、2012 年に、ある建物の北側屋根面に設置した太陽電池 12 枚に光が反射し、近隣住民から日常生活の平穏を害されたとして、太陽電池の撤去と損害賠償を請求された事案がありました。最終的には、本件における反射光は指摘するほど強いものであるとは認められないとして損害賠償を認めない結果（東京高裁平成 25 年 3 月 13 日判決）となりましたが、反射光の向きや強さなどを慎重に検討することが必要です[50]。

また、太陽光発電の施工の不備等により、自然災害時（強風・洪水・大雪等）によって事故が起き、近隣住民との間で大きなトラブルが生じる可能性があります。特に強風については、電気事業法に基づき、風荷重等に対し損壊しないよう強度の基準を定められていますが、群馬県での突風や九州での台風による事故などが発生しています[51]。

また、施工時の騒音や振動等が問題になる可能性もあります。他に考えられる例として、林地を開発して太陽光発電設備を設置する場合に、樹木の伐採により保水機能が喪失し、降雨時の排水に影響することがあります。

これらの事象による影響を最小限にするため、環境への影響等を予め調査し、必要な対策を検討しておくことが重要です。そして、事前に近隣住民に対して説明し、意見交換等を行っておくことが望まれます。

融資検討の段階においても、地域住民の反対運動の有無や地方自治体、地元団体との係争の有無等を確認しておくことが適切です。

4.5.2　環境影響への配慮[52]

太陽光発電設備の設置・運用による環境への影響は設置場所に大きく左右され、また周辺環境等によっても求められるものが大きく異なります。例えば、直近に居住区がある場合には、騒音・反射光等といった生活への影響を与える要素について、自然環境が豊かな場所の場合は、景観や生態系等への影響を与える要素について、特に検討が重要となると考えられます。

太陽光発電設備は、環境影響評価法の対象事業となっていませんが、条例で対象となる場合があるので、各々の地方公共団体に個別に確認をする必要があります。

---

[50] 南向きの住宅に屋根に設置した場合には、地上方向への反射光は発生しにくく、北面（北面は一般的に設置に適さない）に設置すると太陽の位置や高度によって反射光が地上方向に向かう場合がある。詳細は、一般財団法人太陽光発電協会『太陽光発電システムの反射光トラブル防止について』参照のこと。
（http://www.jpea.gr.jp/pdf/revention_reflection.pdf）

[51] 経済産業省『総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会』第 4 回（平成 27 年 11 月 11 日）資料 3

[52] 3.6 も参照。

4.6　太陽光発電事業特有のリスク

再生可能エネルギー事業においては、事業の企画段階、設計・施工段階、運転（操業・保守）段階のそれぞれにおいて、再生可能エネルギー特有のリスクが存在します。本項では、このうち融資の検討段階において確認の必要が生じると想定される設計･施工段階以降の主なリスク及び対応策の例について整理しています。

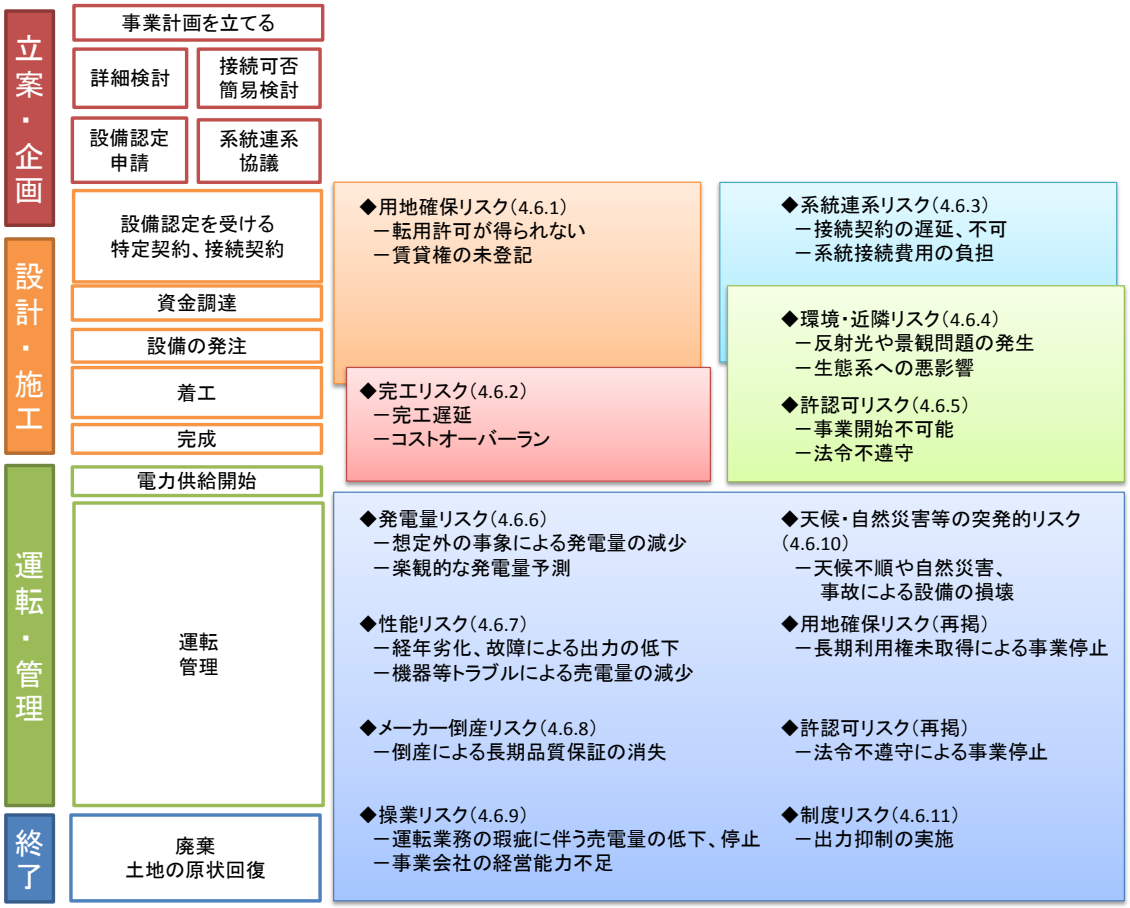


図 4-1　太陽光発電事業の主なリスク

これらのリスクのうち、特にキャッシュフローに影響を与えるものは、発電量リスク（日射量リスク）、性能リスク、天候・自然災害リスクです。事業性を低下させないためにも、慎重な対応が望まれます。

しかし、リスクを過度に評価してしまうと、実施すべき対応策が増え、事業費用が膨大となってしまいます。他事例等の動向を踏まえ、適切な対応・費用とすることが必要です。

4.6.1　用地確保リスク[53]

用地確保リスクとして、太陽光発電事業の実施予定地の利用権を確保できない事や、運転時に土地の利用を続けることができなくなる事などが懸念されます。また、関連する事象として、事業終了時に追加費用が発生すること等も懸念されます。

太陽光発電事業に取り組むにあたっては、20 年間の長期にわたり事業を継続することが前提であり、太陽光発電設備の建設用地の利用権を有し続ける必要があります。しかし、特に借地の場合には、20 年の間に建設用地の所有者の破産、売却等によって、建設用地の所有者が変わることも想定されます。このような事態が生じても、太陽光発電設備の建設用地の利用権を有し続けることができるよう、対応を行っているか確認することが重要です。

また、建物の屋根または屋上のみを借りるような場合には、有効な対抗要件の具備方法が何ら存在しないため、建物の賃貸人が建物を第三者に売却してしまった場合や倒産してしまった場合には、屋根または屋上の賃借権を対抗することができない点に注意が必要です[54]。

さらに、今後、買取価格の決定後、一定の期限内に土地・設備を確保できなかった場合には、認定失効または買取価格変更となる可能性があります[55]。

用地確保リスクとして、以下のような事象の発生が懸念されますが、農地や林地からの転用手続きを伴う場合や、借地の場合には、特に留意する必要があります。

- 農地の場合、農地法による転用許可を得られないケースが発生する。
- 個人所有者からの借地の場合、貸主の相続に伴う賃料引き上げなどのトラブルが発生する。
- 用地の長期利用権を取得していない場合、土地の利用を続けることができなくなる。
- 賃借権による利用権取得の場合、賃借権の登記をしていないと、所有者の破産、売却等によって土地の所有者が変わり、土地の利用を続けることができなくなる。
- 契約解除や契約満了時等に土地を返還する際、原状回復費の負担が発生する。

このリスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。金融機関においては、これら対応策が事業者において措置されているか確認することが望まれます。

【事業者が行う対応策の例】
- 賃借権などについての対抗要件を具備する。
- 賃貸借契約要件や払下げ要件に問題がないか等、専門家による診断・確認を仰ぐ。
- 買取期間中の利用権を有し続けることができるよう、事業期間に応じた賃借権を設定する（売電開始前の賃貸借と売電開始時からの賃貸借を別契約とする）。
- 賃貸借契約において、賃貸人が登記義務を負う旨の特約を定め、賃借権の登記を行う。
- 土地の原状回復費の発生を見越した引当金を積み立てる。

[53] 用地確保リスクに関する事項は 4.2.1、4.4.3 も参照

[54] 詳細は、6.1.1(1) 参照。

[55] 経済産業省『総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会』買取制度運用ワーキンググループ 第 3 回（平成 26 年 3 月 12 日）資料 1

4.6.2　完工リスク[56]

完工リスクとして、計画通りの期間・予算・性能で設計・施工が完成しない事象等が懸念されます。

このリスクは、設計、調達、施工を実施する事業者や EPC 事業者の業務遂行能力・信用力が不十分な場合や、太陽光発電事業者による許認可（森林法、農地法等）への対応が不十分であった場合に、発生する可能性が高まります。

完工リスクとして、以下のような事象の発生が懸念されますが、設計、調達、施工を別々に発注せざるを得ない案件の場合には、特に留意する必要があります。

- プロジェクトの設備建設が当初予定した工期、予算、性能で完成しない。
- （建設期間の延長や、想定の性能に近づけるための建設・設置方法の変更等により）追加の建設コスト（コストオーバーラン）が発生する。
- 労働災害等の事故が発生することにより、予定通りに工事が進捗しない。

このリスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例】
- 経験・知識豊富な EPC 事業者へ発注する。
- EPC 事業者が契約している保険の内容を確認する（建設工事保険、土木工事保険等）。
- 設計、調達、施工を別々に発注するのではなく、一貫して実施可能な EPC 事業者に発注する（例えば、単一の事業者が全業務を一括して請け負う（フル）ターンキー契約を結ぶことで、EPC 事業者が完工の責任を負う）。
- 設計、調達、施工を別々に発注せざるを得ない場合には、責任の所在を明らかにしておく。
- 契約形態として、固定価格で請け負うランプサム型契約が可能であるか検討する。
- 工事請負契約に瑕疵の担保、履行遅滞時の違約金等の取扱いを規定する。
- 追加の建設コストに対応するため、十分な予備費を設定する。

[56] 完工リスクに関する事項は 4.2 も参照

4.6.3　系統連系リスク[57]

50kW 以上の太陽光発電の場合、電力会社への手続きとして、以下が必要です。
①接続可否についての簡易検討（電力会社に事前相談を依頼）（無料。1 か月程度を要する。）
②電力会社に正式な系統連系協議を依頼（20 万円（税抜）。2～3 か月を要する。）
③電力会社に特定契約・接続契約を申込み

系統連系協議の終了後、可能な限り迅速に、特定契約、接続契約の申込みを行うことが重要です。電力会社は、系統連系協議後の接続契約の申し込み順に系統の枠（連系枠）を押さえていきます。近隣地域において同時期に協議案件があった場合、その案件が先に接続契約の申込みを行ったために、接続できないというリスクがあります。

系統連系に関するリスクとして、以下のような事象の発生が懸念されます。

- 接続ポイントの連系容量不足により、特定契約・接続契約が締結できない（接続拒否される）。
- 接続ポイントの連系容量不足により、申し込んだ設備容量よりも小さい連系可能量が提示される。
- 系統連系に当たって、出力抑制など条件面で制約が課せられる。
- 系統連系に必要な費用が想定以上に高くなる。
- 系統連系工事にかかる期間が想定以上に長くなる。

このリスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例】
- 系統連系地点までの距離や状況を確認するなど、接続費用の試算をした上で、事業地を選定する。
- 電力会社との事前相談、系統連系協議を綿密に行う。
- 系統連系協議の終了後、可能な限り迅速に、特定契約・接続契約の申込みを行う。

[57] 系統連系リスクに関す事項は 4.4.1 も参照。

4.6.4　環境・近隣リスク[58]

用地開発や太陽電池の設置に伴う環境影響リスクとして以下のような事象の発生が懸念されます。

- 景観の劣化。
- 太陽電池の反射光による光害。
- 送配電設備による電波障害。
- 造成・設置による生態系への影響。
- 太陽電池からの落雪による人的及び物的被害の発生。
- 設置工事に伴う騒音・振動の発生。

これらの事象が発生する場合は、事業計画の変更等の善後策が必要となります。また、これらの事象が発生しているにもかかわらず適切な改善策が講じられない場合は、近隣住民等からの訴訟等、トラブルの拡大が想定され、最悪の場合には事業中止に至ることもあります。

このリスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例】
- （信頼のあるコンサルタントによる）事前の環境調査を十分に行い、必要な対策を予め検討し、実施する。
- 近隣住民に対し、事業計画について説明・意見交換を行う。
- 既に開発された工業用地、ゴルフ場等を活用することで景観・生態系に与える影響を極小化する。
- 地方自治体と、用地開発や環境・景観について問題がないかどうか、事前に協議・確認を行う。

4.6.5　許認可リスク[59]

太陽光発電事業に必要な許認可が取得・更新できず、事業が開始できない（例えば、主任技術者の選任、保安規定の届出、変電設備・蓄電設備の設置届出等についての対応漏れ）といった事象の発生が懸念されます。

太陽光発電システムの操業に必要な許可が取得・更新できないという事象が発生しないように各種届出への対応や各種法制度（都市計画法、工場立地法、農地法、森林法、税制度等）を遵守する必要がありますが、このリスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例】
- 知見のあるコンサルタント・法律事務所等にコンサルティングや相談をする。
- 地方自治体と、事前に協議・確認を行う。

[58] 環境・近隣リスクに関する事項は 4.5 も参照。

[59] 許認可リスクに関する事項は 4.4 も参照。

4.6.6　発電量リスク（日射量リスク）

悪天候や想定外の事象の発生、発電量予測の甘さ等により、期待した日射量が確保できず、発電量が減少することにより売電収入の減少が懸念されます。

期待した日射量が確保できない要因として、

- 障害物等による日陰の発生。
- 積雪。
- 霧の発生。
- 砂塵・粉塵の発生。
- 太陽電池表面の温度上昇。
- 楽観的な発電量予測。
- 太陽電池の方向や、角度が最適設置ではない（物理的制約等により、予想発電量を試算した際の計画と違う施工となった）。

等が、想定されます。

また、太陽電池の同じ箇所に継続的に影があたると故障につながる懸念があるため、同一箇所が継続的に日陰にならないようにする等、太陽電池の設置方向・角度を詳細に検討することが望まれます。

発電量リスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例】

- 信頼のある技術コンサルタントに依頼する等、より精緻な日射量及び発電量の予測データを取得する。
- 設置場所固有の特性（霧が発生しやすい、障害物により日陰の発生する時間帯がある等）を考慮して日射量及び発電量を詳細に予測する。
- 日陰の発生等を考慮した適切な設置方向・角度を設定する。
- 日照時間の一時的な不足等に対する日照補償デリバティブを適用する（ただし、適用の可否については、デリバティブの効果と収支への影響を考慮の上、検討することが望ましい）。

【金融機関が行う対応策の例】

- 日射量下振れによる影響を検証する。
- 発電量が低下した場合の事業継続可能性を審査する。
- 事業計画での発電量予想値の変化を固めに見込む。

4.6.7　性能リスク

太陽電池は経年劣化によって、毎年 0.5～1%程度ずつ出力が低下するため、一定程度の発電量の低下を見込んだ上で事業計画を立てることが望ましいと考えられます。また、太陽電池だけでなく、パワーコンディショナについても同様です。特に、パワーコンディショナは 10 年経過すると急激に性能が劣化すると言われており、太陽電池よりもパワーコンディショナの性能低下が、発電効率に大きな影響を与えると懸念されています。

経年劣化を含め、性能リスクとして、以下のような事象の発生が懸念されます。立地場所や周辺環境によっては､動植物による破損や出力の低下等が発生する可能性がある点に留意が必要です。

- 太陽電池の経年劣化による出力の低下。
- 太陽電池の故障による出力の低下。
- PID（Potential Induced Degradation）現象[60]による発電量の低下。太陽電池のホットスポット[61]や発電不良、短絡（ショート）などによる発熱（その結果として発電量の低下)。
- 事故（火災等）による発電設備の損壊。
- パワーコンディショナ等、その他設備機器のトラブル発生による発電量の減少。
- 積雪・塩害・台風等の自然災害を考慮しなかったことによる架台の損壊、および太陽電池の破損。

これらのリスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例】
- メーカー性能保証を適用する（保証対応の方法についても事前に確認が重要。特に海外メーカーの場合は、部品の調達に時間を要するなど不稼働時間が長期化する可能性を考慮する必要がある)。
- 耐 PID 試験を受けているメーカーを選定する。
- 太陽電池の長期使用実績データ（屋外使用データ）を確認する。
- メンテナンス契約を締結し、恒常的なメンテナンスを実施する。
- 太陽電池メーカー、パワーコンディショナメーカーと性能保証条件を交渉する。
- 太陽光発電遠隔モニタリングシステムの導入や IV チェッカー（電流電圧特性測定)、サーモカメラにより故障等を早期に発見する（両者の併用やストリング単位、パネル単位でのモニタリングにより効果的かつ効率的な故障箇所の特定が可能)。
- メンテナンスの徹底により火災を防止する。
- パワーコンディショナ等の買換費用を事業計画に盛り込む。

【金融機関が行う対応策の例】
- 弾力的債務返済（早期の余剰資金強制弁済）の実施。

[60] PID 現象は太陽電池パネルの内部回路とフレームとの電位差が原因で起こるとされており、メガソーラーなどの高電圧の太陽光発電システムにおいて、特に高温多湿の地域での利用の際に発生しやすい。充分な技術検証を経ずに安易に高効率化、低コスト化を行った太陽電池で発生事例が見つかっている。

[61] 何らかの物体（落ち葉など）が太陽電池の表面に付着するなど、長時間その状態が続いたため、光が遮断された部分が発熱し発電量が低下する現象。それによって太陽電池が破損してしまう可能性がある。

4.6.8　メーカー倒産リスク[62]

太陽電池メーカーの倒産によって、太陽電池モジュールの長期品質保証が消失することがあります。

このリスクへの対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例】
- 長期間のトラックレコードを持つメーカーの製品も検討する。
- メーカー倒産時にも事業者に補償を提供している太陽電池向け性能保証保険を活用する。

[62] メーカー倒産リスクに関する事項は 4.2.2 も参照。

4.6.9　操業リスク

操業リスクとして、以下のような事象の発生が懸念されます。

【メンテナンスに関するリスク[63]】
- 雑草などが太陽電池の裏面に接触することによる発火・延焼の発生。
- （屋根置きの場合）屋根と架台の間にゴミ（鳥の巣や落ち葉等）が詰まることによる発火・延焼の発生。
- 怠慢な維持管理業務および運転業務による発電量の低下。
- 維持管理業務や運転業務の瑕疵に伴う発電量低下または停止。
- 定期的なメンテナンスを怠ったために、性能保証を受けられないリスク（メンテナンスの実施が性能保証の条件である場合）。

【労働災害に関するリスク】
- メンテナンス時における感電等の事故の発生。

【事業者の履行能力に起因するリスク】
- 事業に関する技術的知見が不十分であったために発生した設備の故障による、不要な修繕コストの増加。
- 事業会社の経営能力が不十分であり、当初予定した操業ができない。

このリスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例】
- 経験・知識豊富なオペレーターに O&M を委託する（太陽光発電事業の O&M 実績を確認する）。
- 不測の事態が発生した場合に備え、他の事業者による O&M 業務の代替可能性を確認しておく。
- O&M 事業者との委託契約を、長期にわたる固定金額での契約とする。
- 大規模定期補修等のための資金を積み立てる。
- 太陽光発電遠隔モニタリングシステムの導入やⅣチェッカー（電流電圧特性測定）によって、事業者も監視を行うことにより、故障を早期に発見する。

[63] メンテナンスに関するリスクについては 4.3 も参照

4.6.10 天候・自然災害等の突発的リスク

自然災害（落雷、台風、突風や竜巻、地震、津波等）や事故（火災等）により、発電設備が損壊するといった突発的かつ不可抗力のリスクが懸念されます。特に、洪水や大雨による浸水は、その発生頻度が多く、太陽光発電設備は野ざらしに設置されているため、水没による電気部品の短絡が起こる可能性が高いと考えられます。自然災害や事故によって、事業休止による利益の逸失や、事業の原状回復にかかる費用負担が発生します。これらの事象の発生時のインパクトは、他のリスクをはるかに上回ります。

また、天候・自然災害以外にも、太陽光発電事業の実施時には以下のような突発的なリスクが考えられます。

- 動物・昆虫等による架台の損壊、および太陽電池の破損。
- 小動物による接続線の咬害。
- トラブル等の対応による補修費用の増加。
- 放火・盗難・いたずら等の発生。
- （埋立地設置の場合）液状化や地盤沈下による破損の発生、不等沈下により太陽電池が傾斜することによる太陽光の入射角の変動（その結果として出力の低下）。

天候・自然災害等の突発的なリスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。損害保険会社との保険契約によってリスクを回避することが一般的です。なお、保険契約については、太陽電池のみならず、系統設備に関しても加入することが望まれます。

【事業者が行う対応策の例】
- 火災：草刈りやメンテナンスを徹底する。火災保険を活用する。
- 落雷：SPD（Surge Protective Device：避雷器）を設置する。
- 水害：周囲に堤防を設置する、パワーコンディショナを地面より高い位置に設置する。
- 降雪：パネルの設置角度を急にする。積雪を考慮して架台の設計を行う（高さ等）。落雪などによる人的・物的被害が発生しないような設置場所を選定する。雪止め等を設置する。
- 地震：地震保険を活用する。
- 賠償責任保険、労働災害、企業費用・利益総合保険を活用する。
- 自然災害や事故が発生した時の復旧費用に充当するキャッシュリザーブを設定する。
- 周囲に動物や第三者の侵入を防ぐネットや柵を設置する。

【金融機関が行う対応策の例】
- 保険料の上昇を見込んだ事業計画を策定する。

【参考：太陽光発電に係る保険等に関する補足】
- 屋根上に太陽光発電設備を設置する場合、建物に対する火災保険を発電設備に適用されるように拡張する契約方法が行われる場合もあります。
- 太陽光発電設備に関する保険に加入する場合、まず財物損害（火災等）に対する保険に加入し、その上で第三者への損害賠償や利益損失に対する保険に特約として加入することが一般的です。
- 地震対策には地震保険のほか、指定の地域内で一定規模の地震が起きた際に規定の金額が支払われる地震デリバティブがあります。地震デリバティブは発電設備の被害だけでなく、送電網への被害により売電が停止するリスクにも対応できます。

4.6.11 制度リスク

制度リスクとして､固定価格買取制度の下では再生可能エネルギー発電量が増加することにより、電力会社によって出力抑制[64]が行われる可能性が懸念されます。現状では、指定電気事業者に選定されている電力会社では、指定ルール（無制限抑制）が適用される可能性があるため、各電力会社が公表する接続可能量の動向に注視する必要があります。

また平成 28 年度から平成 29 年度にかけては再エネ特措法の改正がなされるため、改正後の設備認定･接続契約等のルールを見越して既存案件でも対応を行う必要があります。具体的には、既に設備認定を取得している事業であっても平成 28 年度中に接続契約の締結に至らない場合は、設備認定の再取得（すなわちその時点での買取価格の適用）の可能性があるため、その点に留意が必要となります。

固定価格買取制度は法律に基づき運用されており、一旦適用された価格は、「物価その他の経済事情に著しい変動が生じ、または生ずるおそれがある場合において、特に必要と認められる場合」（法第 3 条第 8 項）を除き、変更されることはありません[65]。物価その他の経済事情に著しい変動」とは、急激なインフレやデフレのような例外的な事態が想定されています。このリスクを軽減させる対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例】
- 補償措置の対象となる出力抑制が行われた場合に支払われる補償費用が、事業者に支払われる時期を確認する（金融機関等への融資返済への影響を最小限にするため)。

【金融機関が行う対応策の例】
- 固定買取制度期間内にシニアローンを完済する建て付けとする。
- 強制期限前弁済を実施する。
- 融資審査の際に、出力抑制を想定した事業継続可能性を審査する。

[64]再生可能エネルギー特別措置法施行規則では、500kW 以上の太陽光発電または風力発電に対して、電力会社が回避措置（電力会社が保有する火力発電所等の出力抑制を先に行うこと）を講じたとしてもなお再生可能エネルギー電力の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合に、年間 30 日を超えない範囲内において行われた出力抑制については補償を求めないこととしている。

[65]再生可能エネルギーの固定価格買取制度が先行的に導入された海外では､太陽光発電の大量導入が進んだ結果、例えばドイツでは、太陽光発電については固定価格での買取自体の廃止が検討されているほか、スペインでは、認定済みの設備に遡って買取価格の見直しが適用されるなどの措置がとられている。

5. 事業性評価の評価項目及び評価手法等の解説

本章では、太陽光発電事業の事業性を評価するための評価項目及び評価手法等について説明します。

融資実行にあたっては、事業性評価が重要です。変動の可能性があるパラメータについては、幅を持った数値で評価を行う等、ストレステストを実施することが重要です。

5.1 収支計画

事業性の評価を行うにあたっては、支出項目及び収入項目を網羅的に算定することが重要です。

5.1.1 収入

収入項目としては売電収入が挙げられます。

売電収入は、

売電収入（円/年） ＝ 買取単価（円/kWh）× 発電量（kWh/年）

で試算されます。

発電量の試算にあたっては、

- システム容量
- 日射量
- 総合設計係数（直流補正係数、温度補正係数、インバータ効率、配線損失等からなる）
- 太陽電池モジュール劣化率

を用います（3.4 参照）。

5.1.2 支出

支出の算定に必要な項目を表 5-1 に示します。

なお、再生可能エネルギー発電設備に係る課税標準の特例措置により、固定資産税の軽減が可能です。具体的には、固定資産税が課せられることとなった年度から 3 年分の固定資産税に限り、課税標準を、課税標準となるべき価格の 2/3 に軽減可能です。

また、グリーン投資減税[66]により、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の認定を受けた一定規模以上の太陽光発電設備を取得し、その後 1 年以内に事業の用に供した場合に税制優遇措置を受けられます。具体的には以下のいずれかの措置を受けられます。

- 取得価額の 7%相当額の税額控除（中小企業者に限る）
- 普通償却に加えて取得価額の 30%相当額を限度として償却できる特別償却
- 即時償却（取得価額の 100%全額償却）

[66] エネルギー環境負荷低減推進税制。平成 28 年度税制改正大綱において、太陽光発電設備は再エネ特措法の認定発電設備以外のものとする等の見直しが行われ、適用期限が平成 28 年 3 月 31 日から 2 年延長される予定である。

表 5-1　支出の算定に必要な項目

項目		算定の考え方
初期費用	発電設備費用	設備＋設備工事費
	土地購入費用	土地を購入する場合
	土地造成費用	土地を造成する費用
	系統費用	系統連系に必要な費用
	その他費用	プロジェクトファイナンスの場合： 各種アップフロントフィー（初期手数料）
運営管理時に発生する主なコスト	人件費	電気主任技術者等の雇用に係る費用
	土地賃借料	土地を借りる場合の賃借料（賃借がなければ不要）
	販売費及び一般管理費	管理費及び予備費用
	電気代	施設・設備で消費する買電費用
	メンテナンス費用	電気保安上の定期点検や、発電量監視業務等に係る費用（巡視、緊急時対応等の管理体制に依存）、保守管理業務の費用、除雪・草刈り費用等
	修繕費	各種設備の部品交換・修繕に要するコスト（特にパワーコンディショナについて 10~15 年での入替、部品交換が見込まれる）
	保険料	火災保険料、太陽光発電専用の売電収入補償保険料等
	その他費用	太陽光発電事業そのもの以外の運営コスト （会計事務所への管理委託費用等） シンジケートローンの場合：エージェントフィー
税金等	固定資産税	課税評価額×1.4% （課税標準の特例措置の適用可能性がある）
	法人税	各事業者における法人税を算定
	法人住民税	各事業者における法人住民税を算定
	法人事業税（電気事業）	売電収入（税抜）×0.9%（超過税率は 0.965%）
	地方法人特別税	売電収入（税抜）×0.9%×43.2%
その他	廃棄費用	太陽光発電設備の撤去、発電用地の原状回復に要する費用
	減価償却費	太陽光発電設備の法定耐用年数は一般的に 17 年
	融資支払利息	借入金額、借入期間、借入利率から算出

5.2　ストレスケースの想定

太陽光発電事業特有のリスクについて 4.6 で整理しましたが、事業性評価にあたっては、例えば表 5-2 に示すような考え方を用いて、ストレステストを実施することが考えられます。なお、リスクの発生確率や、その影響度については、地域特性や案件による差異も大きいと考えられます。

表 5-2　太陽光発電事業におけるストレステストの設定例

想定	関連するリスク項目	ケースの考え方
売電量の減少	発電量リスク（日射量リスク）	発電量（日射量）が、地域特性に合わせて、例えば、2～10%低下するケースを想定し、事業性評価を実施します（次頁参照）。
	性能リスク	経年劣化によって、太陽電池[67]の出力が毎年下落するケースを想定します。例えば、ベースケースとして、0.27%/年[68]の劣化率、ストレスケースとして、0.5～1%/年[69]の劣化率を見込むことが考えられます。 また、年間数日程度、故障により修繕期間が発生する（売電できない期間が発生する）ことを想定します。
	制度リスク	出力抑制が行われる際の上限値（例えば、4～8%/年）を想定して、事業性評価を実施します。
費用の追加発生	完工リスク	特に、設計、調達、施工を別々の業者に発注する場合や、実績の少ない EPC 事業者に発注する場合には、建設期間の延長や、想定の性能に近づけるための建設・設置方法の変更等により追加建設コストが発生するケースを想定して、事業性評価を実施します。
	操業リスク	メンテナンスコストの増大や、故障[70]対応が発生したケースを想定して、事業性評価を実施します。
	天候・自然災害リスク	保険料が上昇するケースを想定して、事業性評価を実施します。

[67] なお、パワーコンディショナは、性能を維持するため定期的に補修・修繕を行うため、ストレステストにおいては性能劣化を加味しないケースが多い。

[68]一般社団法人太陽光発電協会が、多数の国内メーカーの実例として用いた数値（経済産業省『調達価格等算定委員会（第 3 回）』資料 3）。

[69] 太陽電池メーカーの太陽電池モジュール出力保証範囲から設定。

[70] 資源エネルギー庁の「太陽光発電フィールドテスト事業に関する実態調査アンケート」ではパネルの導入から 5 年、10 年後に交換、修理をする事例が多いとされている。また、故障率の計測事例として、住宅用の太陽光パネルではあるが、産業技術総合研究所のメガソーラタウンにおける実験がある。住宅用の複数メーカーのパネルに関して 2004 年の運転開始から 2009 年までの間に 0.3%～4.4%の故障率を記録している。

発電量リスク（日射量リスク）については、過去の平均全天日射量データを参照し、ストレステストのケース設定を行うことが考えられます。

例えば、東京の 1994 年～2013 年までの 20 年間の平均全天日射量は、12.7MJ/ m² ですが、1980 年～1999 年は、11.6MJ/ m² となっており、4%程度平均値を下回っている年があります。これらのデータを基に、それぞれの地域における日射量の低下ケースを想定することが可能です。

なお、平均全天日射量の時系列データは、気象庁のウェブサイト[71]から、入手することが可能です。

表 5-3　主な都市の平均全天日射量

	札幌	東京	富山	高知
平均全天日射量※（MJ/㎡）	12.1	12.1	12.1	14.2
1994 年～2013 年の 20 年間（平均に対する割合）	12.3（102%）	12.7（105%）	12.4（102%）	14.4（119%）
1980 年～1999 年の 20 年間（平均に対する割合）	11.9（98%）	11.6（96%）	11.8（83%）	13.9（97%）

※1980 年～2013 年の 33 年間の平均値

出典）気象庁「気象統計情報」より作成

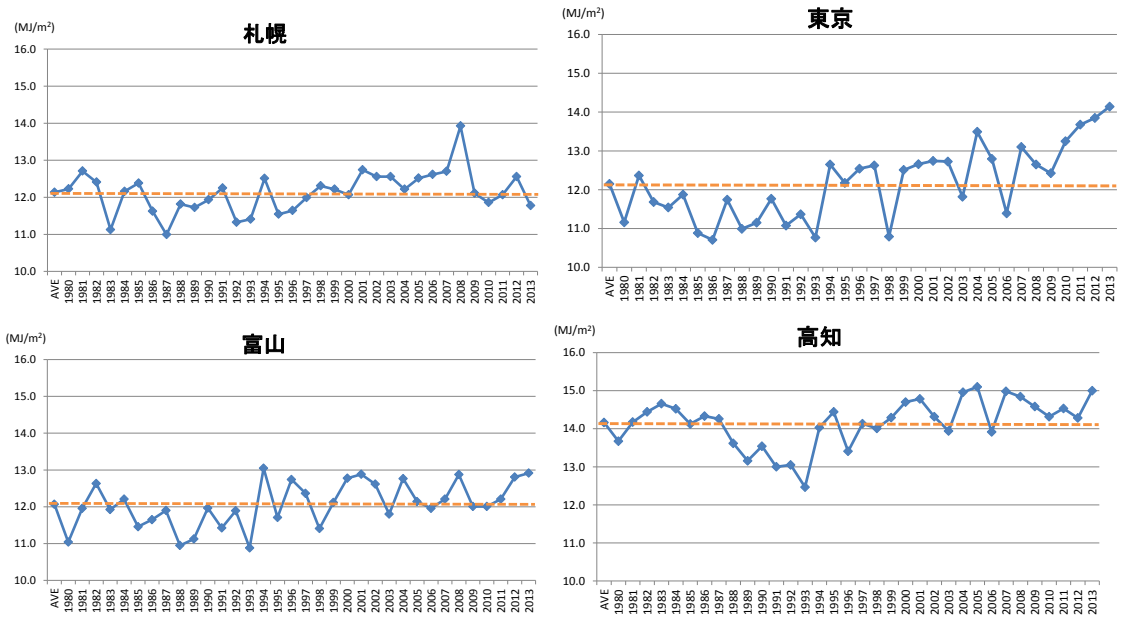


図 5-1　主な都市の平均全天日射量（年平均の推移）

出典）気象庁「気象統計情報」より作成

[71]気象庁「気象統計情報」 http://www.jma.go.jp/jma/menu/report.html

5.3　事業性の評価

上記の事項を踏まえ、事業者の計画する各収入項目、支出項目の計画値の妥当性を検討するとともに、IRR、DSCR、DE 比率等の評価指標を算出し、事業性の評価を行うことが望まれます。各指標の概要は表 5-4 のとおりです。

表 5-4　事業性評価における評価指標

指標	概要
IRR	（Internal Rate of Return：内部収益率） 複利計算に基づいた、投資に対する収益率（利回り）を表す指標。 正味現在価値の累計がゼロとなる割引率として算出される。 IRR には、次の 2 つがある。 －PIRR（Project Internal Rate of Return） 事業の採算性を評価するための指標。資本調達方法による影響を受けない、事業そのものの採算性を検討するための指標。 －EIRR（Equity Internal Rate of Return） 出資者にとっての投資採算性を図る指標。借入金がなければ、PIRR と等しくなる。
DSCR	（Debt Service Coverage Ratio：元利返済金カバー率） 債務返済能力を表す指標の 1 つであり、次の式で算出される。 この倍率が高い企業、プロジェクトほど、元利金支払い能力が高いため、融資のリスクは低くなると考えられる。 DSCR が 1 以下では、元利金を支払う能力がない企業、プロジェクトとみなされる。実際にどの程度の指数を求められるかは、算出の前提条件や地域金融機関等の判断によって異なる。 DSCR＝元利金返済前キャッシュフロー÷元利金返済額 ※元利金返済額＝前期末有利子負債－当期末有利子負債＋ 支払利息・割引料（－期限前弁済額）
DE 比率	（Debt Equity 比率） 企業財務の健全性（安全性）を見る指標の 1 つであり、資金のうち負債が株主資本の何倍にあたるかを示す。一般には、次の式で算出される。 DE 比率＝有利子負債÷株主資本

なお、事業者が売電事業により獲得した剰余金の扱いについても着目することが望まれます。出資者への配当関係や出資契約をチェックし、内部留保の金額が適切であることを確認することが重要です。
キャッシュインフロー、キャッシュアウトフロー、事業性評価指標等を取りまとめた事業計画シートのイメージを表 5-5 に示します。

表 5-5　事業計画シートのイメージ

事業の条件設定と事業性評価の指標

発電条件	
システム容量(kW)	1,100
日射量(kWh/㎡/日)	3.83
総合設計係数	0.73
太陽電池モジュール劣化率(%/年)	0.27
買取単価(税抜)(円/kWh)	27
土地面積(㎡)	15,000
土地賃借料(面積当たり)(円/㎡・年)	65

借入条件	
総事業費(千円)	372,080
自己資金比率	20%
借入比率	80%
自己資金(千円)	74,416
借入金額(千円)	297,664
借入期間(年)	15
借入利率(%)	3.00

初期費用	
発電設備費用(千円)	326,000
土地購入費用(千円)	0
土地造成費用(千円)	1,800
系統設備費用(千円)	15,000
運転資本リザーブ(千円)	1,000
金融関連リザーブ(千円)	1,000
資金調達に係るアップフロントフィー(千円)	0
消費税(千円)	27,280
その他費用(千円)	0

ランニングコスト	
人件費(千円/年)	550
O&M費用(千円/年)	4,000
修繕費(千円/年)	500
土地賃借料(千円/年)	975
保険料(千円/年)	500
販管費(千円/年)	700
電気代(千円/年)	500
SPCの維持コスト(千円/年)	0
シンジケートローンのエージェントフィー(千円/年)	0
撤去費用(千円)(事業最終年に発生)	1,000
その他コスト(千円/年)	0

税制優遇措置	
グリーン投資減税	なし
課税標準の特例措置	なし

評価指標	
DE比率	XXXX
平均DSCR	XXXX
最大DSCR	XXXX
最小DSCR	XXXX
PIRR(%)	XXXX
EIRR(%)	XXXX

その他設定値	
耐用年数(年)	17
減価残存率	0.87332616
減価償却方法【選択】	定額法
法人税・法人住民税 合計税率(%)	30.78%
法人事業税(%)	0.965%
地方法人特別税(%)	0.3888%
消費税(%)	8%

事業キャッシュフロー

		1年目	2年目	3年目	・・・	20年目	備考
収入(千円)	発電量(MWh)	1,123	1,120	1,117	・・・	1,066	日射量(kWh/㎡/日)×システム容量(kW/(kWh/㎡))×総合設計係数×365(日)/1000　※性能劣化を考慮
	買取単価(円/kWh)	27	27	27	・・・	27	売電契約時の買取価格
	①収入小計(千円)	**30,309**	**30,227**	**30,146**	**・・・**	**28,791**	発電量(MWh)×買取単価(円/kWh)*1000
支出(千円)	人件費	550	550	550	・・・	550	電気主任技術者等の雇用に係る費用
	O&M費用	4,000	4,000	4,000	・・・	4,000	発電量監視業務等に係る費用、除雪・草刈り費用等
	修繕費	500	500	500	・・・	500	各種設備の部品交換・修繕に要するコスト(特にパワーコンディショナ)
	土地賃借料	975	975	975	・・・	975	土地を借りる場合の賃借料
	保険料	500	500	500	・・・	500	火災保険料、太陽光発電専用の売電収入補償保険料等
	販管費	700	700	700	・・・	700	管理費及び予備費用
	電気代	500	500	500	・・・	500	施設・設備で消費する買電費用
	SPCの維持コスト	0	0	0	・・・	0	SPCの維持コスト
	シンジケートローンのエージェントフィー	0	0	0	・・・	0	シンジケートローンのエージェントフィー
	その他コスト	0	0	0	・・・	0	
	法人事業税(電気事業)	292	292	291	・・・	278	売電収入(税抜)×税率
	地方法人特別税	118	118	117	・・・	112	売電収入(税抜)×税率
	固定資産税	4,275	3,733	3,260	・・・	326	課税評価額×1.4%(課税標準の特例措置を適用時は設備分について当初3年間は2/3)
	融資支払利息	8,335	7,739	7,144	・・・	0	
	減価償却費	20,059	20,059	20,059	・・・	0	発電設備費用と系統設備費用が償却対象、減価償却の期間(耐用年数)は17年が一般的
	撤去費用	0	0	0	・・・	1,000	事業最終年に必要となる発電設備の撤去費用
	②支出小計(千円)	**40,804**	**39,666**	**38,596**	**・・・**	**8,441**	
	経常利益(①-②)(千円)	**-10,495**	**-9,439**	**-8,451**	**・・・**	**20,350**	
	法人税・法人住民税(千円)	1,014	1,328	1,620	・・・	10,296	経常利益×各地方ごとの税率(法人税、法人住民税)
	税額控除(千円)	0	0	0	・・・	0	グリーン投資減税による7%税額控除を用いる場合
キャッシュフロー(千円)	当期純利益	-11,509	-10,766	-10,071	・・・	10,055	経常利益-法人税
	減価償却費	20,059	20,059	20,059	・・・	0	
	融資支払利息	8,335	7,739	7,144	・・・	0	
	撤去費用積立	-50	-50	-50	・・・	950	撤去費用は毎期均等積立
	消費税還付	27,280	0	0	・・・	0	設備費用と系統設備費用にかかる消費税は1年目に還付される
	③元利償還前キャッシュフロー(千円)	**44,115**	**16,982**	**17,082**	**・・・**	**11,005**	当期純利益＋減価償却費＋融資支払利息+撤去費用積立+消費税還付
	③'元利償還後キャッシュフロー(千円)	**35,780**	**9,243**	**9,938**	**・・・**	**11,005**	元利償還前キャッシュ・フロー-融資支払利息+撤去費用積立+消費税還付
	④返済元金(千円)	**19,844**	**19,844**	**19,844**	**・・・**	**0**	
	⑤'-④単年度収支(千円)	**15,936**	**-10,802**	**-9,906**	**・・・**	**11,005**	
	PIRR算出用キャッシュフロー	**41,549**	**14,600**	**14,883**	**・・・**	**11,005**	元利償還前キャッシュ・フロー+金融関連費用-金融関連費用分法人税
	EIRR算出用キャッシュフロー	**15,936**	**-10,802**	**-9,906**	**・・・**	**11,005**	0年目は自己資本額、1年目以降は単年度収支と同様
	DSCR	**1.57**	**0.62**	**0.63**	**・・・**	**-**	
	期首残存簿価(千円)	341,000	320,941	300,882	・・・	0	
	課税標準額(千円)	305,352	266,672	232,892	・・・	23,289	
	借入残(千円)	277,820	257,975	238131.2	・・・	5.09E-11	

6. 融資実施に向けた検討事項

本章では、前項までで述べたリスクに関する事項に加え、事業の信用を補完するために検討される債権保全策について説明します。

以下では、既存の事業者自身がプロジェクトを実施する場合と、より事業性に依拠したファイナンスを行うため、新たに SPC を設立する場合に分けて、担保契約等のあり方について考えられる選択肢を整理しています。

6.1 既存の事業者自身が実施する場合

既存の事業者自身がプロジェクトを実施する場合の債権保全の方法は、通常のコーポレートファイナンスであれば、不動産担保等、清算価値に重きを置いた担保を取得することが一般的ですが、再生可能エネルギー事業への融資の場合は、図 6-1 に示すプロジェクトスキームを想定すると、以下の債権保全策を取ることも考えられます。

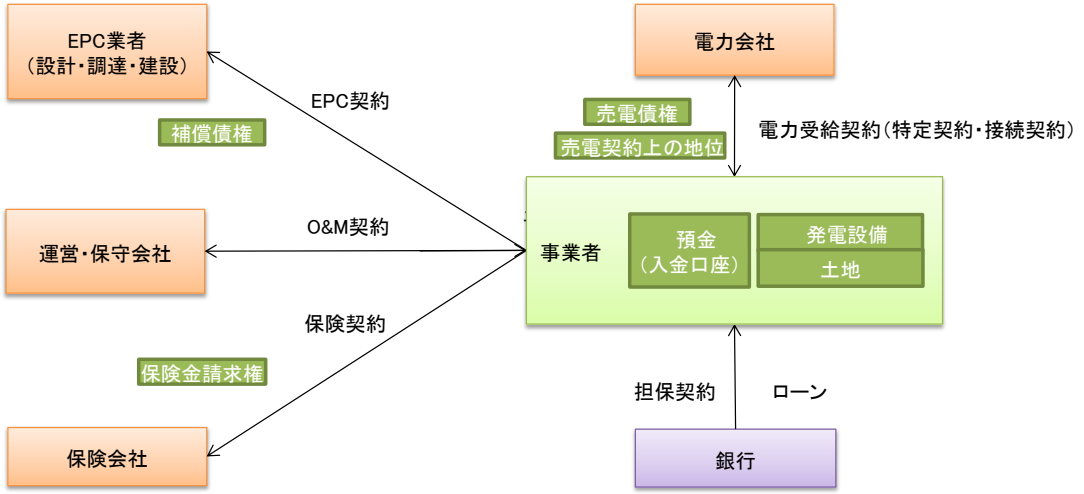


図 6-1 プロジェクトのスキーム（既存の事業者自体が実施する場合）

6.1.1 担保

表 6-1 に記載したように、既存の事業者自体が実施する場合、主に動産譲渡担保権を用いるパターン 1 と、主に工場抵当権/工場財団抵当権を用いるパターン 2 があります。

表 6-1 融資方式別の担保設定方法（既存の事業者自体が実施する場合）

担保物	パターン 1	パターン 2
土地 〔土地貸借権〕	抵当権 〔質権/譲渡担保権〕	工場抵当権 〔借地の場合は不可〕 /工場財団抵当権
太陽光発電設備	個別動産譲渡担保権/ 集合動産譲渡担保権	
売電債権	質権/譲渡担保権	質権/譲渡担保権
プロジェクト関連債権	質権/譲渡担保権	質権/譲渡担保権

＊土地が借地の場合は、〔 〕内

出典）銀行法務 21『再生可能エネルギープロジェクトに対するファイナンスにおける担保権の取得方法』No.753, 2013 年 1 月号

(1) 土地

a) 所有地の場合

土地に対する担保権の設定方法については、通常のコーポレートファイナンスにおいて債務者の所有地に抵当権を設定する場合と特に異なることはなく、債務者の所有権や所有地に設定された先順位の抵当権の有無の確認等について留意する必要があります。

b) 借地の場合

借地の場合の土地の利用権としては、地上権と賃借権が挙げられます。地上権は長期間の存続期間を自由に設定できるほか、登記により対抗要件を備えることができます。また、地上権に対しては、抵当権の設定が可能です。賃借権の場合には、譲渡担保権[72]を設定することが考えられますが、賃借権に譲渡担保権を設定するためには賃貸人の承諾が必要とされることに留意する必要があります。賃借権に対する譲渡担保権設定の対抗要件具備方法としては、実務上は譲渡担保権設定についての登記及び賃貸人への確定日付ある通知または賃貸人による確定日付ある承諾の取得を行うことが考えられます。

なお、太陽光発電設備は借地借家法上の「建物」に該当しない場合が一般的であると思われるため、賃借権について借地借家法において用意された簡易な対抗要件具備方法（同法 10 条 1 項）を用いることができず、賃借権を登記する必要があります。また、借地借家法の適用を受けられないことによって賃貸借の存続期間が 20 年を超えることができない（民法 604 条 1 項）という問題も存在します。さらには、建物の屋根または屋上のみを借りるような場合には、有効な対抗要件具備方法が何ら存在しないため、建物の賃貸人が建物を第三者に売却してしまった場合や倒産してしまった場合には、屋根または屋上の賃借権を対抗することができませんので注意が必要です[73]。この点に関する現実的な対応方法としては、借りるべき屋根または屋上として、公共施設あるいは民間施設の別、民間施設の場合は単独所有あるいは区分所有の別について留意しつつ、可能な限り長期間に渡って安定的に借用可能と考えられる公共施設、金融機関（自社）と長い取引関係があって経営が安定していると判断可能な工場等を選択することが考えられます。

(2) 太陽光発電設備

太陽光発電設備に譲渡担保権を設定する方法としては、個々の太陽電池等に対して譲渡担保権を設定する方法（個別動産譲渡担保権）及び個々の太陽電池等によって構成される太陽光発電設備の全体を集合物としてかかる集合物に対して譲渡担保権を設定する方法（集合動産譲渡担保権）の 2 つが考えられます。ただし、太陽光発電設備を構成する個々の動産は多数に及ぶことが想定されることからすれば、集合動産譲渡担保権の設定による場合が多くなると考えられます。

---

[72] 質権を設定することも考えられるが、登録免許税の多寡や質権の存続期間（10 年間に限定される）等に鑑みると譲渡担保権を設定することのほうが望ましい。

[73] このような屋根貸しスキームによる太陽光発電については東京都が契約書モデルとガイドラインを公開している。（http://www.tokyosolar.jp/matching/model/）

なお、民法の特別法として工場抵当法という法律があり、抵当権及び譲渡担保権の代わりに工場抵当権または工場財団抵当権を設定することが考えられます。工場抵当権は工場所有者が工場内にその一部として発電設備を設置し、工場に担保設定をする際に用いることができます。工場財団抵当権には、工場に属する諸財産に対して一括して抵当権を設定し、公示を行うことができるメリットがあり、例えば第三者が他者の工場内に発電設備を設置し、付随する機械・器具とともに担保設定する場合等に用いることが考えられます。それぞれの特徴を簡単に整理すると表 6-2 のとおりです。

表 6-2　土地・太陽光発電設備に対する担保権設定のオプションと特徴の整理

	抵当権・集合動産譲渡担保権	工場抵当権	工場財団抵当権
対象	土地及び太陽光発電設備	土地及び太陽光発電設備	土地及び太陽光発電設備
概要	土地・建物に附合せず、取り外しが可能な動産の場合は設定可能。動産譲渡登記をすることにより第三者対抗要件を具備することができる。 太陽光発電設備について、土地から分離された場合、第三者に即時取得をされるおそれがある。 ※太陽光発電設備が不動産と解される可能性が高い場合には、右の工場財団抵当権を設定する。	工場の所有者が工場に属する土地または建物に抵当権を設定した場合に、土地または建物に備え付けられた機械・器具その他工場の用に供する物にも抵当権の効力が及ぶとするもの。ただし、抵当権設定登記において工場共用物の具体的内容が登記事項とされる。	工場の土地・建物に備え付けた機械・器具その他工場の用に供する物について目録を作成し、これを一つの財団として抵当権を設定するもの。 ※土地については、必ずしも所有している必要はなく、地上権または賃借権を有している場合（ただし登記は必要）でも利用可能。 ※屋根借りの場合、賃借権の登記ができないため、工場財団抵当権を設定できない。
登録免許税	抵当権設定登記に債権額（極度額）の 4/1,000 ＋（集合）動産譲渡担保権に 7,500 円/件	工場抵当権設定登記に債権額（極度額）の 4/1,000	工場財団所有権保存登記に 3 万円 ＋（根）抵当権設定登記に債権額（極度額）の 2.5/1,000
登記手続き	土地上にある太陽光発電設備について、「太陽光発電設備一式」というように、抽象的な登記表示で足りる。	土地に備え付けた機械等が登記事項とされ、変更が生じた場合には遅滞なく変更登録手続が必要。	工場財団目録に記載して登記を行うために、利害関係人に対する公告期間として 1 か月以上 3 か月以下の期間が必要。加えて、工場抵当権同様に変更手続が必要。

出典）銀行法務 21『再生可能エネルギープロジェクトに対するファイナンスにおける担保権の取得方法』No.753, 2013 年 1 月号、坂井豊・渡邉雅之『再エネ法入門　環境にやさしい再生可能エネルギービジネス入門』金融財政事情研究会,2013、深津功二『再生可能エネルギーの法と実務』民事法研究会,2013　より作成

(3) 売電債権

電力受給契約（特定契約・接続契約）に基づき特定供給者が電気事業者に対して有する売電債権はプロジェクトにおける収入の源泉であることから、特定供給者が電気事業者に対して現在及び将来にわたって有することとなる一切の売電債権を担保に取ることが考えられます。担保の取得方法としては、質権及び譲渡担保権が考えられますが、大きな違いはあり

ません。

なお、売電債権に対して質権または譲渡担保権を設定するためには、そのような行為が電力受給契約において禁止されていないことが必要であるため、売電債権の譲渡禁止特約等に関する規定の有無について電力受給契約を確認する必要があります。

なお、資源エネルギー庁が平成 24 年 9 月 26 日に公表した「特定契約・接続契約に関するモデル契約書」においては、債権譲渡及び特定契約者たる地位の譲渡を認める旨の規定が置かれています（同契約 7・2 条参照）。

(4) プロジェクト関連債権

保険契約上保険会社に対して有する保険金請求権、EPC 事業者または太陽光発電設備のメーカーに対して有する補償債権等を担保に取ることが考えられます。

なお一般的に、太陽光発電設備を EPC 事業者が購入した上で、これを設置するという契約関係になっていることが多く、この場合、太陽光発電設備（太陽電池等）の性能保証にかかる補償請求権は購入者である EPC 事業者が保有していることとなります。したがって、当該性能保証にかかる補償請求権について、あらかじめ EPC 事業者から譲渡してもらっておくことで、EPC 事業者が倒産した場合もメーカーに対して補償請求が可能になります。

また、売電債権の場合と同様に、プロジェクト関連債権に対して質権または譲渡担保権を設定するためには、そのような行為が禁止されていないことが必要であるため、各契約を検討し、譲渡禁止特約等に関する規定の有無について確認する必要があります。

6.2 新たに SPC を設立する場合

以下では、事業者の信用力をプロジェクトから切り離し、より事業性に依拠したファイナンスを行うため、新たに SPC（特別目的会社）を設立し、事業の売電収入（キャッシュフロー）に特に重きを置いて評価するための方法、すなわち、融資対象事業から生み出される売電収入を、融資した資金の一義的な返済原資とするファイナンス手法について紹介します。

新たに SPC を設立してプロジェクトを実施する場合、スポンサー企業の法人保証を求める場合が多いのが現状ですが、事業性を積極的に評価し、スポンサー企業の信用力を超えた融資を行うための債権保全の方法としては、図 6-2 に示すプロジェクトスキームを想定すると以下が考えられます。

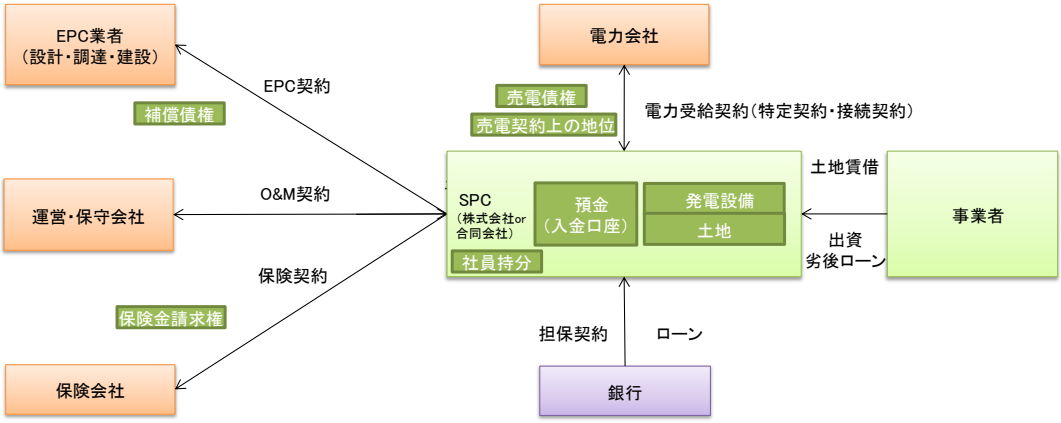


図 6-2 プロジェクトのスキーム（新たに SPC を設立する場合）

6.2.1　担保

表 6-3 に記載したように、新たに SPC を設立する場合、主に動産譲渡担保権を用いるパターン 1 と、主に工場抵当権/工場財団抵当権を用いるパターン 2 があります。

表 6-3　融資方式別の担保設定方法（新たに SPC を設立する場合）

担保物	パターン 1	パターン 2
株式・社員持分	質権	質権
土地 〔土地貸借権〕	抵当権 〔質権/譲渡担保権〕	工場抵当権 〔借地の場合は不可〕 /工場財団抵当権
太陽光発電設備	個別動産譲渡担保権/ 集合動産譲渡担保権	
売電債権	質権/譲渡担保権	質権/譲渡担保権
プロジェクト関連債権	質権/譲渡担保権	質権/譲渡担保権
電力受給契約等における契約上の地位	予約完結権の貸付人への付与	予約完結権の貸付人への付与

＊土地が借地の場合は、〔　〕内

出典）銀行法務 21『再生可能エネルギープロジェクトに対するファイナンスにおける担保権の取得方法』No.753,2013 年 1 月号　より作成

(1) 土地

6.1.1(1) を参照ください。

(2) 太陽光発電設備

6.1.1(2) をご参照ください。

(3) 売電債権

6.1.1(3) をご参照ください。

(4) プロジェクト関連債権

6.1.1(4) をご参照ください。

(5) 電力受給契約等における契約上の地位

電力受給契約（特定契約・接続契約）について、金融機関がこれらの契約における、SPC の契約上の地位の譲渡に関する予約完結権[74]を受けることにより、後述するステップインの確実性を担保することができます。なお、資源エネルギー庁が平成 24 年 9 月 26 日に公表した「特定契約・接続契約に関するモデル契約書」にはこの条項が含まれています。

[74] 予約とは、将来において契約を成立させることを約束する契約。予約完結権とは、予約を行えば、将来、相手方に対して意思表示をすると、相手方の承諾なくして本契約を成立させることができるという権利。

6.2.2　キャッシュフロー管理

資金が目的外に流用されたり、使途の優先順位を誤ったりすると、本来なら十分なキャッシュフローが存在するにも関わらず借入金の返済に支障を来しかねません。SPC を設立する場合では、プロジェクトが生むキャッシュフローを一義的な返済原資と考えるため、ケースに応じて事前に以下の対策を検討することを通じ、キャッシュフローリスクの緩和を図ることができます。

なお、(2) ～(6) への対策を通じて、よりプロジェクトファイナンスに近いものとすることができます。

(1) キャッシュウォーターフォールの構築

売電収入として入金されたキャッシュの使途と優先順位をあらかじめ決めておき、複数の専用口座を用いて管理することにより、金融機関はキャッシュフローの管理が容易になります。一般的には、以下の①～⑥へと順に流れるようなキャッシュウォーターフォールを構築する方法が考えられます。実際の運用にあたっては、案件の規模を勘案し、適切な口座数（簡略化）を検討することが望まれます。

①売電収入：
事業が生み出すキャッシュ・フロー（電力会社への売電による収入）の入金
②操業費と税金の支払：
O&M 費用及び税金の支払いを行う。
③シニアローン元利支払：
金融機関への元利返済の支払いを行う。
④返済債務積立金勘定（Debt Service Reserve Account）への入金：
入金口座に滞留する資金の一部が返済債務積立金勘定に移し替えられる（所定の残高を充足していれば、入金の必要は無し）。
⑤その他リザーブ口座入金：
入金口座に滞留する資金の一部が修繕積立等のための口座に移し替えられる。
⑥配当金、劣後融資利息支払：
入金口座に滞留する資金に十分な余剰があれば、出金口座に振り替えた上で、配当金や劣後融資の利息支払いを行う。

(2) 返済債務積立金勘定（Debt Service Reserve Account）

次回以降の元利金返済相当額の資金を留保しておく口座です。この口座を設けることにより、万が一キャッシュフローが一時的に不足する事態が発生しても債務不履行を回避できます。所定の残高を一旦充足し、その後この口座から一切引き出すことがなかった場合には、さらにこの口座に入金する必要は一般的にはありません。

(3) 配当制限

配当金の支払いに制限をかけることにより、キャッシュフローリスクを緩和することが可能になります。制限の設定方法の一例として、以下が挙げられます。

- 返済債務積立金勘定（Debt Service Reserve Account）の所定残高充足
- その他リザーブ口座の所定残高充足
- DSCR が所定の数値以上であること
- その他コベナンツに違反していないこと

(4) スポンサーの追加出資義務

金融機関とスポンサー企業との間で事前に期間と金額上限を定め、プロジェクトのキャッシュフローが不足し、約定返済に支障を来すような場合に、スポンサーに追加出資義務を定める方法です。太陽光発電事業への融資においては、天候不良による発電量の下振れ等に備えて用いることが考えられます。

(5) 配当金の戻し入れ（Clawback）

融資契約上で、予めスポンサー企業と合意し、キャッシュフローが不足したときに過去に配当金としてスポンサー企業に支払った金額をプロジェクトに戻し入れてもらう方法です。過去に支払った配当金の累計金額を上限と定める例が一般的です。

(6) 一部繰上償還

一定基準を満たした場合に、余剰キャッシュを一部繰上償還することを促す合意を金融機関と SPC との間で予め行うことにより、キャッシュフローリスクを緩和する方法です。

6.2.3　スポンサーの完工保証

EPC 完工保証[75]の受益者は、金融機関ではなく発注者（SPC あるいはスポンサー企業）であり、また、債務保証とは異なり、パフォーマンス保証に近いといえます。よって、EPC 完工保証で案件のリスクの補完が難しいと判断される場合には、完工までの間、スポンサー企業と金融機関との間で完工保証を結ぶことにより、リスクを緩和する方法が考えられます。

これには、スポンサー企業が金融機関に対し、完工までの間、債務保証をする方法や、コストオーバーランに備えて追加出資を約する方法等があります。（なお、一般的に EPC 契約上の「完工」とプロジェクトファイナンスの「完工」は時点を異にし、後者については、例えば DSCR が所定の値以上になること等の条件を充足した時点を「完工」として捉えます。この場合、何をもって「完工」とするかを、スポンサー企業と金融機関との間で予め合意しておく必要があります。）

6.2.4　コベナンツ

コベナンツとは、資金調達の際に、記載されている内容が生じた場合に契約解除や条件の変更ができるように契約条項中に盛り込まれる、制限条項あるいは誓約条項のことです。個別融資契約書を用いる際、例えば以下の事項をコベナンツ等により定めることにより、種々のリスクを緩和することができます。

- 他の金融機関への担保提供等の制限
- 財務制限条項（問題の早期把握のため）
- 他の金融機関からの借入／デリバティブ取引の制限
- 事業・財産の譲渡／会社分割・合併／増減資等の制限
- 関連契約の変更及び新たな契約の締結の禁止又は制限
- 取締役の変更の制限（経営主体事前確認のため）
- 株主の変更の制限（第三者介入防止のため）
- 定款変更の制限（事業内容変更防止のため）
- 新規事業の禁止
- 追加での口座開設／口座解約の禁止（キャッシュフロー捕捉のため）
- 問題発生時の早期報告義務
- 法令遵守

6.1.1(3) に記載のとおり、売電債権に担保設定する場合には、電力受給契約（特定契約・接続契約）が事前の承認なく変更されること（例えば、一般電気事業者との電力受給契約を解除し、新たに新電力と電力受給契約を締結する等）を防ぐ必要があります。

[75] EPC 完工保証については、4.6.2 を参照。

6.2.5　ステップインのための保全策

金融機関からの貸付債権に対する返済原資となるのが、原則としてそのプロジェクトから得られる事業収入のみである場合、金融機関にとってはプロジェクトが中断することなく稼働し、事業収入を産み出し続けることが何よりも重要です。

本来、プロジェクト上の問題への対応は、スポンサー企業が行うべきものですが、スポンサー企業が SPC との間で締結している契約に関する債務不履行が生じてしまった場合には、金融機関はプロジェクトの継続的な稼働を確保するために、プロジェクトに対する介入（以下、「ステップイン」）を行って、プロジェクトの実質的な運営主体をスポンサー企業から新たな他の者に変更する必要が生じます。

具体的には、SPC が融資契約における期限の利益を喪失した場合において、ステップインのために設定された各担保権を金融機関が実行することになります。

なお、ステップインの具体的方法は、スポンサー企業が会社更生手続きを開始しているか否かによって、担保権の行使の可否が異なる（会社更生法 2 条 10 項）点に留意が必要です。ただし、破産手続及び民事再生手続においては、担保権は別除権として扱われ（破産法 2 条 9 項、民事再生法 53 条 2 項）、担保権を行使することが可能です。

表 6-4　ステップインの具体的方法

スポンサー企業に会社更生手続きが開始されていない場合＝現在の SPC を維持しながらスポンサー企業を交替させる方法	スポンサー企業に会社更生手続きが開始されてしまった場合＝新たな SPC を設立して現 SPC から事業を移転する方法
先ず、スポンサー企業が有する現 SPC の株式・社員持分に設定された質権を実行し、当該株式・社員持分を他社（新スポンサー企業）に譲渡する。 次に、現 SPC とスポンサー企業との間で締結されているスポンサー関連契約を解約した上で、現 SPC と新スポンサー企業との間で新たな契約を締結する。	新 SPC を設立した上で、現 SPC が有する一切の契約上の地位、権利義務及び資産を新 SPC に譲渡することで事業継続を図る。

出典）銀行法務 21『再生可能エネルギープロジェクトに対するファイナンスにおける担保権の取得方法』No.753,2013 年 1 月号　より作成

(1) 株式・社員持分

ステップインのために、SPC の株式・社員持分に設定された質権を実行して、新たに本プロジェクトのスポンサーとなる企業に移転することとなります。

(2) 電力受給契約等における契約上の地位

電力受給契約（特定契約・接続契約）について、金融機関は、ステップイン時にこのような契約上の地位の移転を行うために、当該約定の地位の譲渡にかかる予約完結権の付与を受ける必要があります。なお、資源エネルギー庁が平成 24 年 9 月 26 日に公表した「特定契約・接続契約に関するモデル契約書」にはこの条項が含まれています。

6.3　その他

6.3.1　市民ファンド等との協調

地域性や社会性、事業性、自主性を伴った地域における再生可能エネルギー事業を実施するため、市民等の意志ある資金を集め、事業に投資しようとする動きがみられています。既に、匿名組合を活用した市民出資によって、太陽光発電事業を行っている事例もあります。

事業者は、複数方法による資金調達を行う必要がありますが、例えば、市民出資と金融機関融資の組み合わせによる資金調達を希望する事業者は多くなっています（例えば、市民出資による資金調達の不足分を金融機関の融資にて充当したいと考える事業者）。

市民ファンドとの協調は、レピュテーションリスクがあることが課題と考える金融機関もありますが、柔軟に融資を行うことが期待されます。同時に、市民ファンドの組成・維持管理には一定の費用が発生するため、寄付による資金調達の可能性等も含めて、事業のコンセプトや地域との関わり方について、事業者とともに検討することが望まれます。

また、市民ファンドや多数の地元企業が出資する案件については、事業運営に主体的に携わる人の意向が、他の出資者の意向や利害に相反していないか等を確認するなど、事業の円滑な運営が保持されているか継続的に確認することが望まれます。

6.3.2　信用保証協会や自治体等の制度の活用

各地域の信用保証協会には、協会独自の制度として、再生可能エネルギー発電事業に進出する事業者への融資を支援する事例が増えています。また、地方自治体が保証料補給等を行う制度もあり、融資促進の一助として検討することが考えられます。地域金融機関が、日本政策金融公庫や商工組合中央金庫等の公的金融機関との協調融資とすることで、融資経験の少ない再生可能エネルギー事業に融資を行っている事例もあります。

以下に非化石エネルギー施設の設置に要する資金について行われている保証の一例を示します。

表 6-5　信用保証協会による融資支援制度（例）

協会名	制度名称	参考 URL
秋田県信用保証協会	再生可能エネルギー設備資金 再生可能エネルギー導入支援資金	http://www.cgc-akita.or.jp/service/service03ob01/
千葉県信用保証協会	エネルギー対策保証※	http://www.chiba-cgc.or.jp/guarantee/documents/energytaisakuhosyou5.22.pdf
横浜市信用保証協会	環境・エネルギー対策資金	http://www.sinpo-yokohama.or.jp/system/detail_01/detail_011101.html
富山県信用保証協会	再生可能エネルギー利用促進資金保証	http://www.cgc-toyama.or.jp/download/20121102-2.pdf
熊本県信用保証協会	くまもとグリーン保証制度	http://www.kumamoto-cgc.or.jp/news/20130111.html

※次の参考事例参照

出典）各協会ウェブサイトより作成

表 6-6　地方自治体による保証料補給制度（例）

自治体名	制度名称	参考 URL
南陽市	中小企業者保証料補給制度 （保証対象融資制度：再生可能エネルギー発電事業促進資金）	http://www.city.nanyo.yamagata.jp/kigiyouziyouhou/715.html
福井市	創エネ・省エネ等促進資金	http://www.city.fukui.lg.jp/sigoto/syoukou/yusi/syouene.html
新潟市	信用保証協会保証料補助金 （保証対象融資制度：あんしん未来資金・地球環境保全資金）	http://www.city.niigata.lg.jp/business/shoko/yushi/kashituske/index.html

出典）各自治体ウェブサイトより作成

【参考事例】千葉県信用保証協会：エネルギー対策保証

表 6-7　千葉県信用保証協会：エネルギー対策保証の概要（抜粋）

事項	内容
対象	次の①～②のいずれにも該当する中小企業者 ①　千葉県内に本店または事業所を有する方 ②　省エネルギー施設または非化石エネルギー施設の設置に係る具体的な計画を有する方
保証限度額	2 億円以内（無担保保険利用の場合は 8,000 万円以内）
保証期間	設備 15 年以内（据置 12 ヵ月を含む）
保証料率	年 0.98%（エネルギー対策保険を利用した場合） ただし、特別小口保険に係る保証は、年 1.00%、 無担保保険に係る保証は、年 0.45%～1.90%の 9 区分
連帯保証人	原則として代表者のみ
資金使途	設備資金
返済方法	均等分割弁済
融資利率	金融機関所定利率
担保	必要に応じ

申込時必要書類及びその他事項に関しては、千葉県信用保証協会ウェブサイトをご参照ください。

また、表 6-8 に示すように、独自の条例等を制定している自治体もあります。

表 6-8　再生可能エネルギーに関する自治体の条例（例）

長野県 飯田市	飯田市再生可能エネルギーの導入による持続可能な地域づくりに関する条例 （2013 年 4 月 1 日施行） ■主な目的・内容 ・ 市域の豊富な再生可能エネルギー資源と地域の「結い」を活用して低炭素で活力ある地域づくりを推進するため、固定価格買取制度を市民が公益的に利活用できる制度を構築。 ・ 再生可能エネルギー資源を市民の総有財産と位置付け、再生可能エネルギーから生まれるエネルギーを市民が優先的に活用し、自ら地域づくりをしていくため「地域環境権」を設定。 ・ 市内で活動する公共的団体が、再エネ事業を通じて行う地域づくり事業を「公民協働事業」に位置付けて、飯田市が、事業の信用補完、基金無利子融資（上限 1000 万円）、助言等の支援を実施。
神奈川県 小田原市	小田原市再生可能エネルギーの利用等の促進に関する条例（2014 年 4 月 1 日施行） ■主な目的・内容 ・ 持続可能な地域社会を構築するため、市、市民、事業者が一丸となって再生可能エネルギーの利用等の促進に取り組む。 ・ 再生可能エネルギーの利用等の促進のため、小田原市再生可能エネルギー事業奨励金・「市民参加型再生可能エネルギー事業」の認定・市による普通財産の無償貸付又は減額貸付等の施策を実施。
東京都 八丈町	八丈町地域再生可能エネルギー基本条例（2014 年 4 月 1 日施行） ■主な目的・内容 ・ 町は地域再生可能エネルギーの大幅な利活用の推進によって、地域経済を活性化させ、地球環境負荷の低減やエネルギーの自立に取り組んでいくといった理念を宣言するもの。 ・ 本条例の理念を実現させるための運用規程（ガイドライン）を整備することで「八丈町における再生可能エネルギー利活用の基本ルール」とし、持続可能で豊かな地域社会の実現を目指す。
兵庫県 宝塚市	宝塚市再生可能エネルギーの利用の推進に関する基本条例 （2014 年 10 月 1 日施行） ■主な目的・内容 ・ 地域内への還元や貢献のない再生可能エネルギー事業形態の発生を背景に、宝塚市における再生可能エネルギーの利用の推進に関する理念や役割などを定め、再生可能エネルギー事業のあり方を明確にし、その利用の推進を図る。

出典）各自治体ウェブサイト等より作成

7. 融資チェックリスト

太陽光発電事業への融資検討の際に留意すべきチェック事項のリストを以下に記します。

確認内容			関連事項掲載箇所
基本的枠組み	事業主体	□（出資者が複数存在する SPC の場合）責任の所在が明確化されているか。	4.1.1 事業主体
	事業規模	□適切な事業規模となっているか。	4.1.2 事業規模
	資金構成	□総事業総額が明確になっているか。 □資金構成計画が実現可能なものになっているか。 □その他資金調達の目途が立っているか。	4.1.3 資金構成
設備・施工	設置場所	□太陽光発電事業を行う上で適切な設置場所か。 □設備規模に対し、妥当な土地面積となっているか。 □日影や霧・積雪の発生など、土地特性が考慮された日射量予測がなされているか。 □周囲の土地利用状況を確認する（将来にわたり、隣地に日射量に影響を及ぼす開発計画等が起こる可能性は低いか）。 □土地造成の必要が少ない土地か。若しくは、造成コストが考慮されているか。 □立地に応じた系統連系費用が考慮されているか。 □（借地の場合）撤去費用を見込んでいるか。	4.2.1 設置場所 4.6.1 用地確保リスク 4.6.6 発電量リスク（日射量リスク）
	設備の選定	□信頼性・信用力の高いメーカーの設備・製品が選定されているか。 □設備（太陽電池、パワーコンディショナ、変圧器）性能の保証が十分か。 □経済産業省から設備認定、電力への接続の申し込みが終了し、買取価格が決定しているか。 □年間予測発電量は、適切に算定されているか（性能劣化を折り込んでいるか等）。	4.2.2 設備の選定 4.6.7 性能リスク 4.6.8 メーカー倒産リスク 4.6.10 天候・自然災害等の突発的リスク
	設計・調達・建設の実施	□設計・調達・建設の実施主体が、経験が豊富で信用力を有する業者か。 □契約内容において、業務の対応範囲や責任の所在が明確になっているか。 □地域特性（寒冷地・積雪・塩害・台風等）を考慮した設計となっているか。 □太陽電池（パネル）の方角、設置角度は適切か。	4.2.3 設計・調達・建設の実施 4.6.2 完工リスク 4.6.6 発電量リスク（日射量リスク）
運営・管理		□実績や信頼性の高い O&M 体制になっているか。 □必要な運営管理費（人件費、販管費、修繕費、固定資産税、保険料等）が十分に見込まれているか。 □火災保険や、地震保険等、不可抗力リスクへの対応がなされているか。	4.3 運営・管理 4.6.9 操業リスク 4.6.10 天候・自然災害等の突発的リスク
法的対応事項	電気事業	□系統連系協議が進められ、連系承諾が得られているか。 □段階に応じて電気事業法に基づく必要な各種届出がなされているか（発電規模に応じた対応）。	4.4.1 電気事業に関連する事項 4.6.3 系統連系リスク
	環境影響評価	□必要に応じて、環境影響評価が実施されているか。	4.5.2 環境影響への配慮 4.6.4 環境・近隣リスク
	土地	□土地の所有権が実施期間中確保されているか（【賃借権による利用権取得の場合】賃借権の登記がなされているか）。 □（農地や林地からの転用の場合）転用手続きがなされているか。	4.2.1 設置場所 4.4.2 土地の転用 4.6.1 用地確保リスク
	その他関連法令	□必要な関連法令に対応できているか。	4.4.3 その他の関連法令 4.6.5 許認可リスク
社会的側面	近隣への配慮	□周辺住民への協議・説明が十分に行われているか。	4.5.1 近隣住民への配慮 4.6.4 環境・近隣リスク
その他確認事項		□現地を視察・調査したか。 □事業者の意欲や対応の誠実度は十分か。 □返済計画は妥当か（季節・月ごとの発電量の差が大きい場合、それを考慮した返済計画となっているか）。	

事例集

■地方銀行によるプロジェクトの事業性を重視したファイナンスの事例

【十六銀行】

平成 24 年 10 月、十六銀行は、「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」を利用して発電事業を検討する顧客向けに、「債権・動産譲渡担保融資」（ABL）の手法を用いた専用融資商品「再生可能エネルギーABL」の取扱いを開始した。

再生可能エネルギー事業の融資に関する顧客からの問合せが急増する中、商品化することにより、適時適切な情報に基づいて行員の理解度を高めるとともに、事業性の評価手法などメルクマールを定義することで行内の与信判断を統一させている。また、ABL 手法を取り入れた理由は、再生可能エネルギー事業のモニタリングを通じた実態把握・顧客とのリレーション強化に寄与することなどが挙げられる。

融資にあたっては、太陽光パネル等発電設備を担保目的物とした動産譲渡担保を設定する。また、電力会社より事業者宛に支払われる売電債権を担保目的物とした債権譲渡担保を設定する。対抗要件は、原則として、動産については特例法[76]登記、債権については通知で対応している。

取扱い開始後、これまでの案件数（相談ベースを含む）は 250 件以上（当該融資額合計額は約 300 億円）に上る。本業があるうえで遊休地や倉庫等を有効活用したいと考える事業者が多く、太陽光発電が約 9 割（件数ベース）を占めている。屋根上への設置と、地上への設置は半数程度ずつであり、メガソーラー案件は些少ながらあるという。系統接続の観点から、50kW 以内の規模に抑える動きが多く、融資金額は 1 案件あたり 2,000 万円程度が中心となっている。また、50kW 程度の小規模の太陽光発電を複数の用地に設置する事業者も存在する。

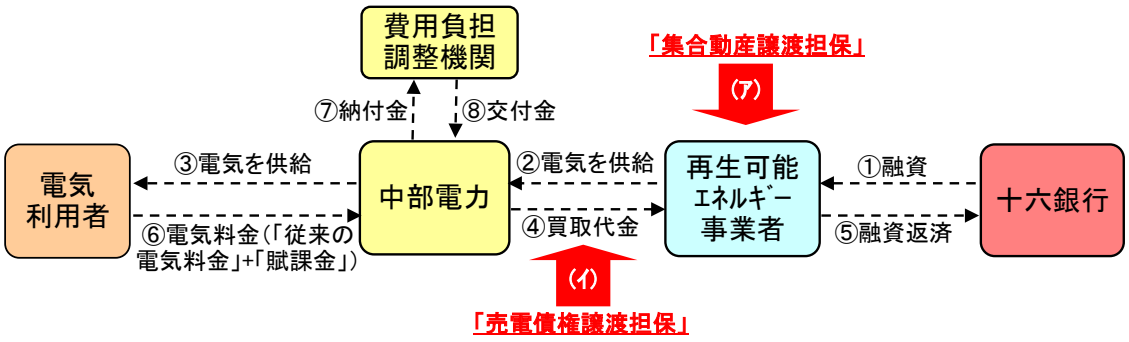


図　十六銀行「再生可能エネルギーABL」のスキーム

出典）十六銀行ウェブサイトより作成（※売電先が「中部電力」となる場合）

[76] 動産及び債権の譲渡の対抗要件に関する民法の特例等に関する法律

表　「再生可能エネルギーABL」の概要

名称	「再生可能エネルギーABL」
利用可能な顧客	再生可能エネルギー固定価格買取制度を利用する法人・個人事業主の顧客（売電先が「中部電力」以外となる顧客については、相談に応じられない場合がある）
資金使途	再生可能エネルギー事業（太陽光・バイオマス・風力・地熱・中小水力）に必要な設備・運転資金
融資形態	証書貸付
融資金額	500 百万円以内
融資期間	固定価格買取制度の買取期間以内
返済方法	元金均等返済
融資利率	当行所定の利率（変動金利・固定金利） ※固定金利は融資期間 10 年以内の場合
担保	集合動産譲渡担保（太陽光パネル等発電設備を担保目的物とした集合動産譲渡担保を設定） 売電債権譲渡担保（中部電力より事業者宛支払われる売電料金を担保目的物とした売電債権譲渡担保を設定）
保証人	所定の審査による

出典）十六銀行ウェブサイトより一部加工

【北都銀行】

平成 25 年 6 月 28 日、株式会社北都銀行は、秋田県内では初めての地域金融機関のアレンジャーとして、「株式会社風の王国・潟上」の太陽光発電事業向けにプロジェクトファイナンスを組成したと公表した。

「株式会社風の王国・潟上」は、株式会社菅与組、株式会社寒風、株式会社アイセス、株式会社風の王国の地元企業 4 社がスポンサー（出資者）として設立した SPC である。スポンサーの株式会社菅与組は地元潟上市の建設業者であり、同社専務が SPC「株式会社風の王国・潟上」代表取締役に就任した。

100%地元出資の「株式会社風の王国・潟上」が、地元金融機関によるプロジェクトファイナンスで資金調達を行った事例として特徴的である。本案件は、9.6 ヘクタールの秋田県有地に設備容量 2,225kW（最大出力 1,990kW）の太陽光パネルを設置している。なお、太陽光パネルは東芝製の他、地元井川町にある太陽電池メーカー アイセス社製の太陽電池を 50%採用している。

プロジェクトファイナンスは、同行にとっても新たな融資形態であり、今後も地域金融機関が主導で行う地域版のプロジェクトファイナンス等を通じて、地域経済の活性化に資する活動を展開するとともに、新エネルギービジネス、アグリビジネス、シニアビジネスなどの地域の潜在ニーズのある分野への取り組みを強化して行く予定としている。

なお、メガソーラー発電所（愛称“エコエコランド”）は、平成 25 年 8 月に運転を開始し、9 月に竣工式を行った。



図　北都銀行から、SPC「株式会社風の王国・潟上」へのプロジェクトファイナンス



図　現地“エコエコランド”の様子（秋田県潟上市、設備容量 2,225kW）

■融資・コンサルティング体制整備の事例

【北洋銀行】

北洋銀行では、太陽光発電等の再生可能エネルギー事業への融資を積極的に行うため、各営業店に『太陽光発電融資のガイドライン』および『太陽光発電事業相談シート』を配布している。前者は審査マニュアルとして、また後者は銀行本部と案件情報を共有することでタイムリーな融資稟議を行うためのものである。両資料を用いて顧客（事業者）から融資相談を受けた営業店は、融資稟議を作成することができる。また、事業採算のポイントや事業リスクに関して記載した説明資料を用いることで、希望する顧客に対してのコンサルティングも実施している。これらの取組により、再生可能エネルギー事業のノウハウが少ない営業店でも事業計画の検証および審査が可能な行内体制を構築した。

また他行にはない再生可能エネルギーに関するコンサル機能の提供により積極的な融資・推進体制を整備している。

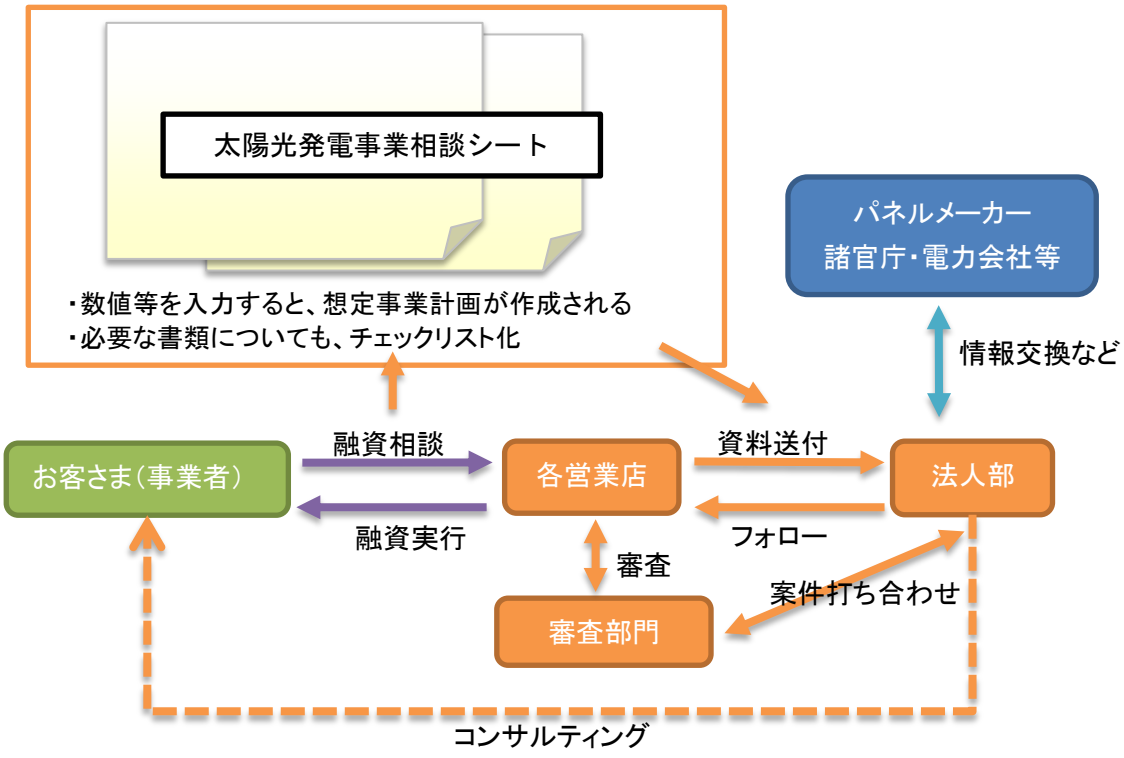


図　融資体制のイメージ図

【広島信用金庫】

広島信用金庫では、「＜ひろしん＞ソーラーサポートローン」（事業者対象）、「＜ひろしん＞ソーラーローン」（個人対象）という太陽光発電設備等の資金ニーズに応える新たな融資制度を創設している。

さらに、伊藤忠商事グループと提携し、太陽光発電設備導入などの「創エネ」・「省エネ」等の課題解決に向けたコンサルティング及び各種ソリューションの提供を行っている。本体制は太陽光発電向けの融資商品を提供するだけでなく、サポート体制がある点を顧客に伝えることで資金需要を喚起することを見込んで構築された。また、地域の事業者を幅広くサポートできるようにするため、地域の特定の EPC 事業者ではなく、全国的に事業を行っている伊藤忠商事グループとの体制を構築し、顧客のニーズに応じた EPC 事業者等の選定を行っている。

また、営業店向けセミナーや顧客向けセミナー等も連携して実施するなど、積極的な情報発信も行っている。

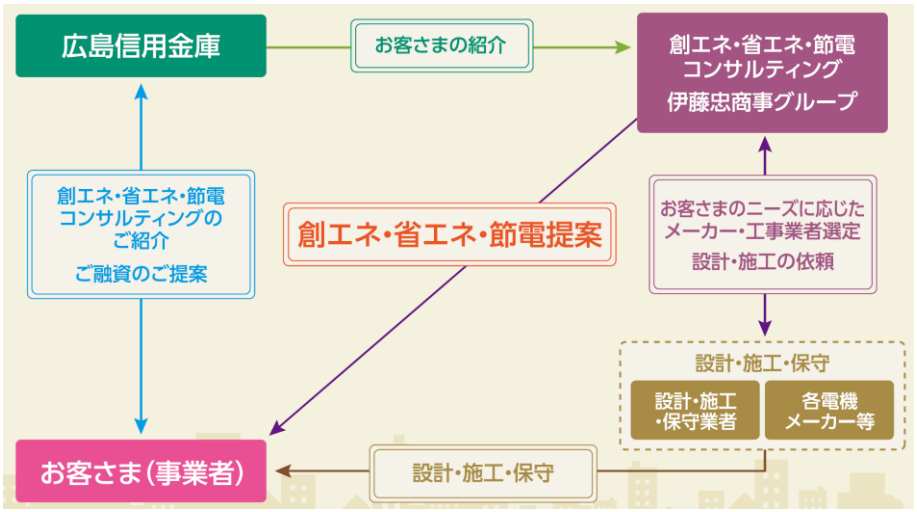


図　サポート体制のイメージ図

出典）広島信用金庫ウェブサイト

■市民出資との協調の事例

【静清信用金庫】

静清信用金庫は、しずおか未来エネルギー株式会社の太陽光発電事業に無担保、無保証で融資を実施している。また、同事業には、東北復興支援等のマイクロファンドに取組むミュージックセキュリティーズと連携した市民ファンド「しずおか未来エネルギー　太陽の力ファンド」からも出資が行われている。

本案件は環境省の「平成 23 年度地域主導型再生可能エネルギー事業化検討業務」の採択案件であり、事業実施に向けた検討会には、静岡市や金融機関（オブザーバーとして）も参加するなど、検討段階から連携体制が構築されていた。

静清信用金庫は、しずおか未来エネルギー株式会社から無担保、無保証での融資の要望があり、下記等の理由を総合的に勘案して融資を決定した。

- 静岡市としずおか未来エネルギー株式会社、同社への出資者である NPO 法人アースライフネットワークとの間で、公的な設置場所を貸与することに関する協定、災害時の電力供給等に関する協定が結ばれた。
- SPC であるしずおか未来エネルギー株式会社を立ち上げた NPO 法人アースライフネットワークは静岡県地球温暖化防止活動推進センターに指定されており、同センターとは以前から定期預金成約金の一定割合の寄付（寄付金は環境活動に活用）や、CSR 活動での協働などにより信頼関係が構築されていた。また再生可能エネルギー事業への知見が深く、事業計画についても実現可能性が高いと評価できた。
- 太陽光発電設備の設置場所が動物園等であり、子供の環境教育に役立つ等の理由で地域貢献性が高い。

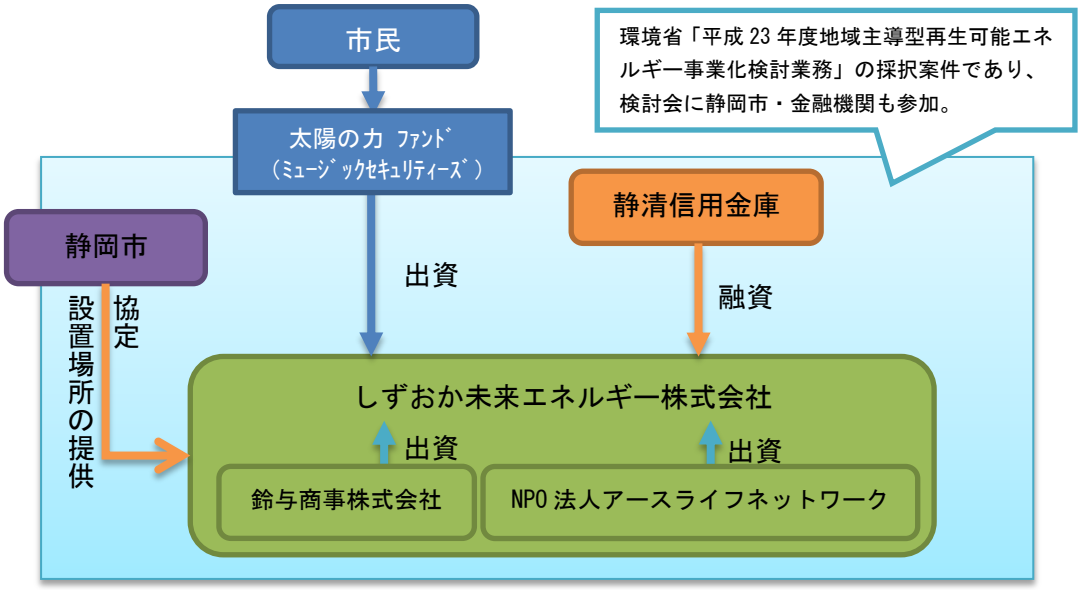


図　事業実施体制

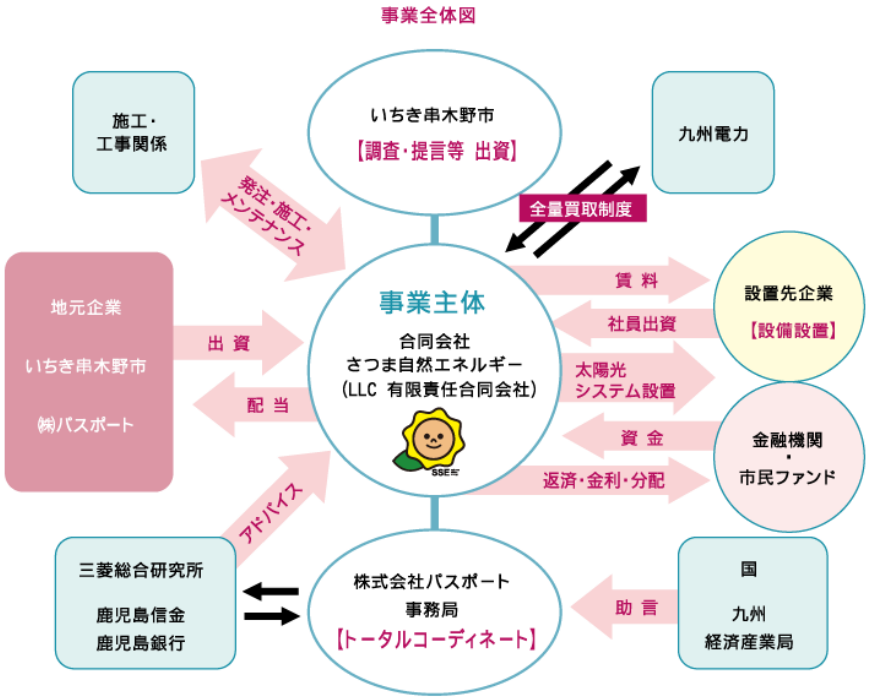
【鹿児島信用金庫・鹿児島銀行】

合同会社さつま自然エネルギーは、市内の中小企業及び行政が出資し、2012 年 4 月に設立したものであり、地域における再生可能エネルギーの導入及びスマートコミュニティの構築を推進するための事業主体である。

同社は、鹿児島県いちき串木野市にある西薩中核工業団地のメガソーラー事業として、団地内合計で最大出力約 2,000kW の太陽光発電を設置している。

合同会社さつま自然エネルギーは、太陽光発電設備を工場や施設の屋根などに設置し、設置先法人と原則 12 年間の長期設備設置契約を締結。設置先法人には、売電収入の一部を屋根などの借用に対する賃料として支払っている。長期設備設置契約期間が終了した段階で、設備を設置者に無償譲渡する。

合同会社さつま自然エネルギーは、総事業費 970 百万円に対し、設置先法人からの出資金 130 百万円、市民ファンドによる調達 38.7 百万円に加え、鹿児島信用金庫及び鹿児島銀行からの融資（804 百万円）によって、資金調達を行っている。





出典）http://www.satsuma-ne.co.jp/industry/

【環境発電株式会社】

環境発電株式会社は 2012 年 3 月に設立したベンチャー企業で、岡山県等の中国地方を中心に事業展開を行っている地域密着型の太陽光発電会社である。自社太陽光発電所の開発・運営、他社太陽光発電事業へのコンサルティングを主な業務としており、既に、岡山県内を中心に、6 カ所計 7.6MW の太陽光発電所の運転を開始している。

現在、同社が鳥取県伯耆町において開発している発電所の一つに、出力 3,398kW、総プロジェクト費用 約 9 億円の「伯耆メガソーラー発電所」があり、環境発電株式会社がジョイントベンチャーにより立ち上げた SPC（特別目的会社）が事業を実施する。

本発電所は、特別高圧で連系接続するため、18 ヶ月と比較的長期の建設予定期間となっている。この発電所の資金調達にあたっては、地域金融機関からの融資に加え、市民等から出資を募る「AQUSH eco エネルギーファンド」による融資を充てている。特に、ベンチャー企業にとって、建中の資金調達は重要であり、その手段の一つとしてファンドを活用した。

「AQUSH eco エネルギーファンド」は、株式会社エクスチェンジコーポレーションが募集し、集まった 700 万円が環境発電株式会社に貸し付けられた。貸付期間は 18 ヶ月であり、建設資金（地代）の一部に充てられている。

伯耆メガソーラー発電所の建設完工後、地域金融機関からのプロジェクトファイナンスによる融資を受けるが、その一部をファンドの返済原資とする計画を立てている。ファンドは、プロジェクトファイナンスで資金調達するまでのブリッジローンの役割を担っている。

用語集

本手引きでの表記	正式名称･意味など
固定価格買取制度	再生可能エネルギーの固定価格買取制度 略称を FIT（ Feed in Tariff）という。
最大出力	太陽電池の電流電圧特性曲線上で電流と電圧の積が最大となる点での出力。 Pmax または　Pm（W）で示す。
設備認定	再生可能エネルギーの固定価格買取制度に基づき売電するためには、事前に経済産業大臣による設備の認定を必ず受ける必要がある。設備認定とは、導入する再生可能エネルギー設備が、法令で定める要件に適合しているか国において確認するもの。 再生可能エネルギー発電設備を設置するエリアを管轄する経済産業局（50kW 未満の太陽光発電の場合には、一般社団法人太陽光発電協会　JPEA 代行申請センター(JP-AC)）に申請書及び必要な添付書類を提出し、認定通知書を受ける。
接続契約	特定契約と同様に、再生可能エネルギーの固定価格買取制度に基づき、再生可能エネルギーを利用した発電事業を行う事業者が、電気事業者と締結する契約。接続義務があるのは、自らインフラとしての送電網を保有していない特定規模電気事業者を除いた、一般電気事業者及び特定電気事業者で、発電事業を行う事業者の発電設備と電気事業者が保有する変電所等との系統連系に関する事項を内容とする。 なお、資源エネルギー庁が作成している「特定契約・接続契約モデル契約書」は、特定契約と接続契約の相手方が同一の電気事業者であることを前提に、一契約で作成されている。 また、特定契約・接続契約をまとめて「電力受給契約」ということも多い。

本手引きでの表記	正式名称･意味など
太陽電池	太陽電池モジュール、太陽光パネルなどと表現される、発電部分そのもの。 なお、関連する用語と説明は次の通り。 太陽電池セル： 　太陽電池の構成要素最小単位。 太陽電池モジュール： 　太陽電池セルまたは太陽電池サブモジュールを耐環境性のために外囲器に封入し、かつ、規定の出力をもたせた最小単位のユニット。 太陽光パネル： 　現場取り付けができるように複数個の太陽電池モジュールを機械的に結合し、結線した集合。 太陽電池アレイ： 　太陽電池モジュールまたは、太陽電池パネルを機械的に一体化し、結線した集合体。
太陽光発電システム	太陽電池、パワーコンディショナ、蓄電池等を含めた、発電システム全体。
特定契約	再生可能エネルギーの固定価格買取制度に基づき、再生可能エネルギーを利用した発電事業を行う事業者が、電気事業者と締結する契約。電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法上、特定契約の締結義務があるのは、一般電気事業者、特定規模電気事業者及び特定電気事業者であり、定められた調達期間の範囲内にわたり、法定の調達価格により電気を調達することを内容とする。
トラックレコード	発電量の実績データ。
パワーコンディショナ	主幹制御監視装置、直流コンディショナ、インバータ、直流／直流インターフェース、交流／交流インターフェース、交流系統インターフェースなどの一部またはすべてから構成され、太陽電池アレイ出力を所定の電力に変換する機能を備えた装置。
ピークカット	日単位あるいは年単位で需要の高低差が存在する電力負荷曲線（ロードカーブ）の高負荷（オンピーク）部分を低減すること。

本手引きでの表記	正式名称･意味など
変換効率	最大出力（Pmax）を太陽電池セル・モジュール面積（A）と放射照度（G）との積で除した値。通常%で表す。
メガソーラー	1MW 以上の出力を持つ太陽光発電システム。
CO2	二酸化炭素（carbon dioxide ）
DE 比率	（Debt Equity 比率） 企業財務の健全性（安全性）を見る指標の一つであり、資金のうち負債が株主資本の何倍にあたるかを示す。
DSCR	元利返済金カバー率（Debt Service Coverage Ratio） 債務返済能力を表す指標の一つ。この倍率が高い企業、プロジェクトほど、元利金支払い能力が高いため、融資のリスクは低くなると考えられる。
EPC	設計・調達・建設（Engineering、Procurement、Construction） プラントの設計から、各種資機材の調達、プラントの設計・試運転まで一貫したサービスを提供する事業者。
IRR	内部収益率（Internal Rate of Return） 複利計算に基づいた、投資に対する収益率（利回り）を表す指標。正味現在価値の累計がゼロとなる割引率として算出される。 IRR には、次の 2 つがある。 －PIRR（Project Internal Rate of Return） 事業の採算性を評価するための指標。資本調達方法による影響を受けない、事業そのものの採算性を検討するための指標。 －EIRR（Equity Internal Rate of Return） 出資者にとっての投資採算性を図る指標。借入金がなければ、PIRR と等しくなる。
NEDO	独立行政法人　新エネルギー・産業技術総合開発機構 （New Energy and Industrial Technology Development Organization）
NPO	NonProfit Organization 様々な社会貢献活動を行い、団体の構成員に対し収益を分配することを目的としない団体の総称。
O&M	運営・管理（Operation & Management）

本手引きでの表記	正式名称・意味など
PID 現象	太陽電池パネル内部回路とフレームとの電位差が原因で太陽電池が劣化し、発電量が低下する現象。
PPS	Power Producer and Supplier 契約電力が 50kW 以上の需要家に対して、一般電気事業者が有する電線路を通じて電力供給を行う事業者（いわゆる小売自由化部門への新規参入者）。
SPC	特別目的会社（Special Purpose Company） 事業内容が特定されており、特定の事業を営むことを目的として設立する会社。

参考資料

■関連事例

【保険】

- 三井住友海上火災保険株式会社：メガソーラー総合補償プラン
- 株式会社損害保険ジャパン：太陽光発電事業者向け「売電収入補償特約」

■参考文献

【再生可能エネルギー全般に関する資料】

- 資源エネルギー庁ウェブサイト『なっとく！再生可能エネルギー』（ http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kakaku.html）
- 資源エネルギー庁『再生可能エネルギー　固定価格買取制度ガイドブック』
- NEDO『再生可能エネルギー技術白書 第 2 版』（http://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html）
- 環境省　環境アセスメントガイド（http://www.env.go.jp/policy/assess/1-1guide/1-4.html）

【太陽光発電事業全般に関する資料】

- NEDO『太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン　基礎編』2008
- NEDO『太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン　設計施工・システム編』2010
- NEDO『大規模太陽光発電システム導入の手引書（稚内サイト・北杜サイト）』平成 23 年 3 月
- 経済産業省ソーラー住宅の普及促進に係る課題検討委員会『住宅用太陽光発電システム設計・施行ガイドライン　補足』2011
- 一般社団法人日本電機工業会『公共用･産業用太陽光発電システム計画ガイドブック』2001
- 一般社団法人太陽光発電協会『太陽光発電システムの反射光トラブル防止について』2010 年 3 月 12 日（http://www.jpea.gr.jp/pdf/revention_reflection.pdf）

【事業キャッシュフローの算定に関する資料】

- 経済産業省　調達価格等算定委員会ウェブサイト（http://www.meti.go.jp/committee/gizi_0000015.html）
- エネルギー・環境会議　『コスト等検証委員会報告書』平成 23 年 12 月 19 日
- NEDO 日射量データベース（http://www.nedo.go.jp/library/nissharyou.html）
- 気象庁「気象統計情報」（http://www.jma.go.jp/jma/menu/report.html）

【事業実施時の法務に関する資料】

- 坂井豊・渡邉雅之『再エネ法入門−環境にやさしい再生可能エネルギービジネス入門』金融財政事情研究会,2013
- TMI 総合法律事務所　弁護士　深津功二『再生可能エネルギーの法と実務』民事法研究会,2013
- 銀行法務 21『再生可能エネルギープロジェクトに対するファイナンスにおける担保権の取得方法』No.753, 2013 年 1 月号

【事業の立案・企画に関する資料】

- 環境省『資金調達マニュアル』2010 年 3 月
  （http://www.env.go.jp/policy/community_fund/pdf/choutatumanual.pdf）
- 環境省『地域主導による再生可能エネルギー事業化の手引き』2013 年 3 月

【事業実施時の手続きに関する資料】

- 経済産業省　太陽電池発電設備を設置する場合の手続き
  （ http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/taiyoudenchi.html）

【モデル契約書】

- 経済産業省　特定契約・接続契約に関するモデル契約書
  （http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/legal_keiyaku.html）
- 動産譲渡担保権設定契約書、債権譲渡担保権設定契約書（坂井豊・渡邉雅之『再エネ法入門−環境にやさしい再生可能エネルギービジネス入門』金融財政事情研究会,2013　の資料編に掲載）

【屋根貸しスキームに関する資料】

- 東京都『「屋根貸し」契約書モデルとガイドライン』
  （http://www.tokyosolar.jp/matching/model/）

地域における再生可能エネルギー事業の事業性評価等に関する手引き　Ver1.3

~太陽光発電事業編~（金融機関向け）

2016 年 3 月

環境省総合環境政策局　環境経済課