

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

～太陽光発電事業編～

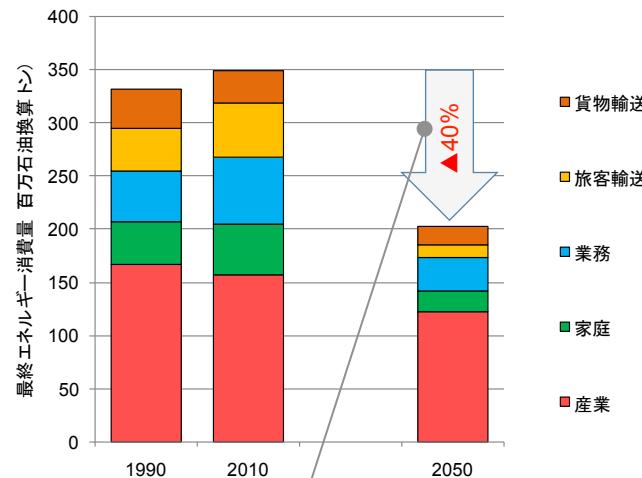
2014年 6月

2050年における温室効果ガス80%削減の姿

中央環境審議会地球環境部会は、**2050年における温室効果ガス80%削減**の姿を以下のように提示した。

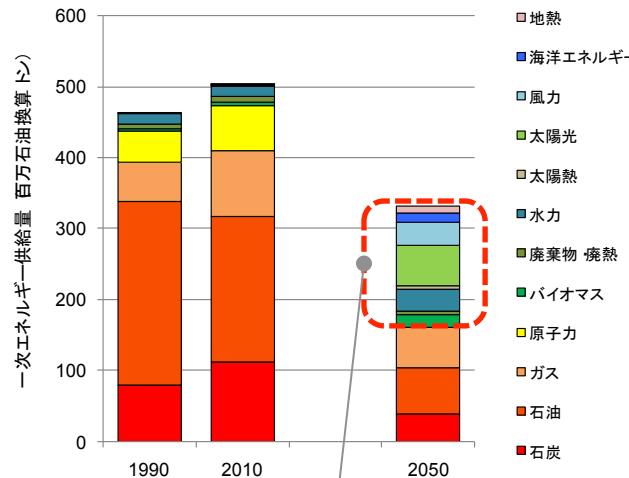
- **2050年の最終消費部門では、特に民生部門と運輸部門において大幅な省エネと電化が実現し、最終エネルギー消費量が現状の4割程度削減**されている。
- **2050年にはエネルギーの低炭素化が進み、一次エネルギー供給量に占める再生可能エネルギーの比率が約5割**となっている。
- **2050年に必要なCCSの量は2億トンCO₂/年。**

最終エネルギー消費量



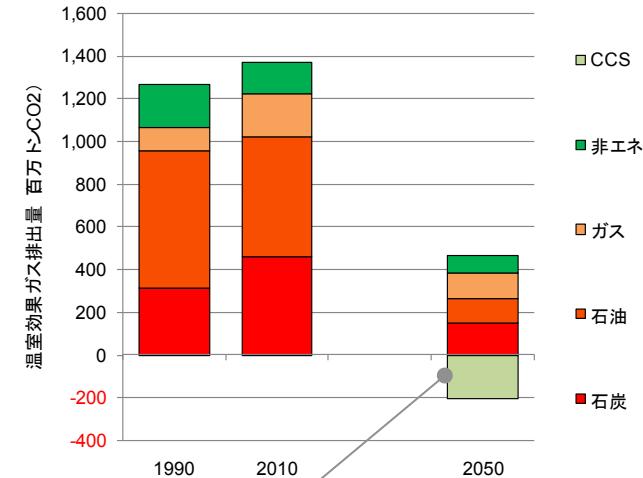
革新的な省エネの実現

一次エネルギー供給量



自然エネルギーの徹底活用

温室効果ガス排出量

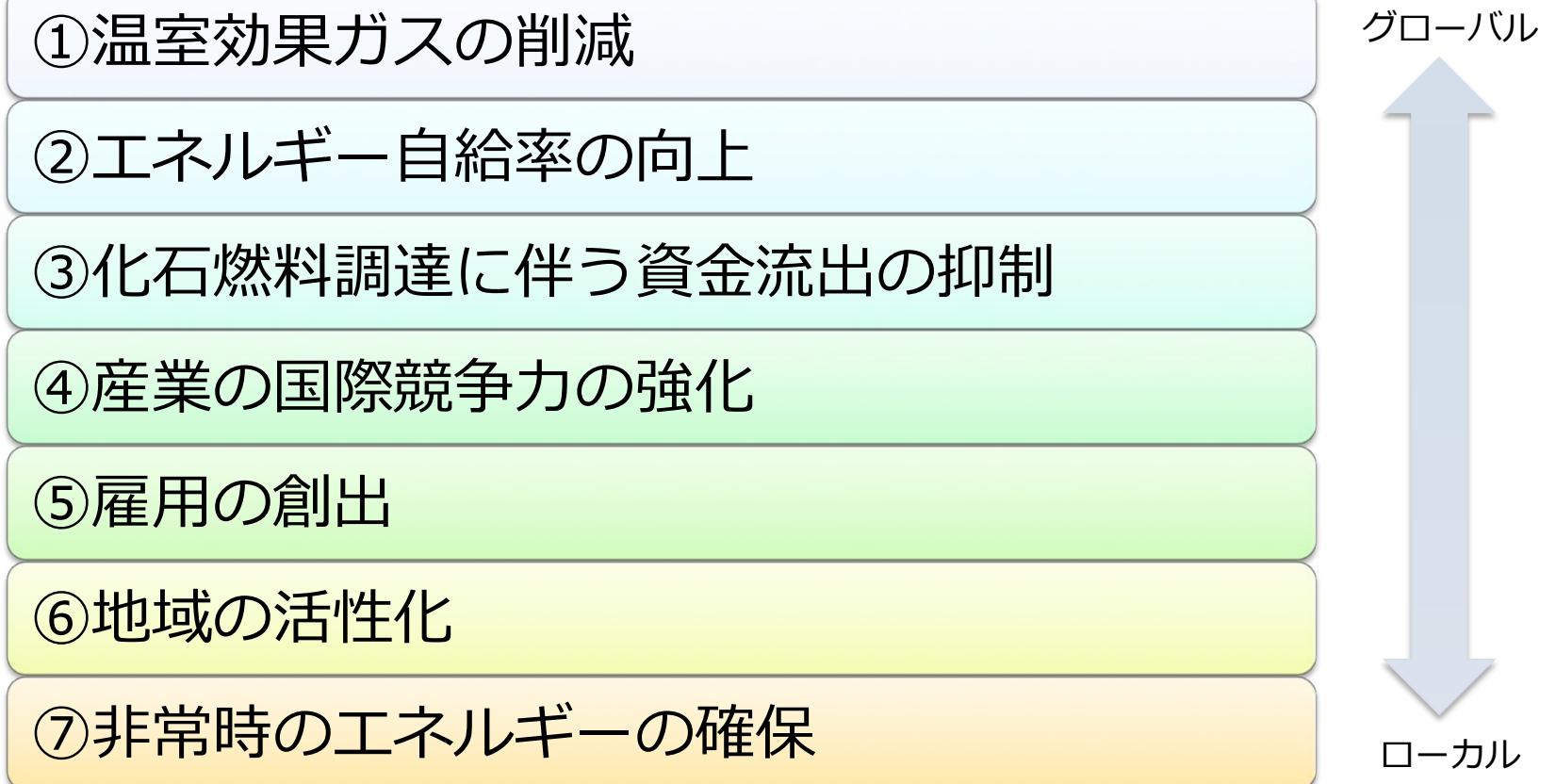


CO₂を回収して貯蔵

出典:中央環境審議会地球環境部会「2013年以降の対策・施策に関する報告書」(平成24年6月)

再生可能エネルギー導入加速化の必要性

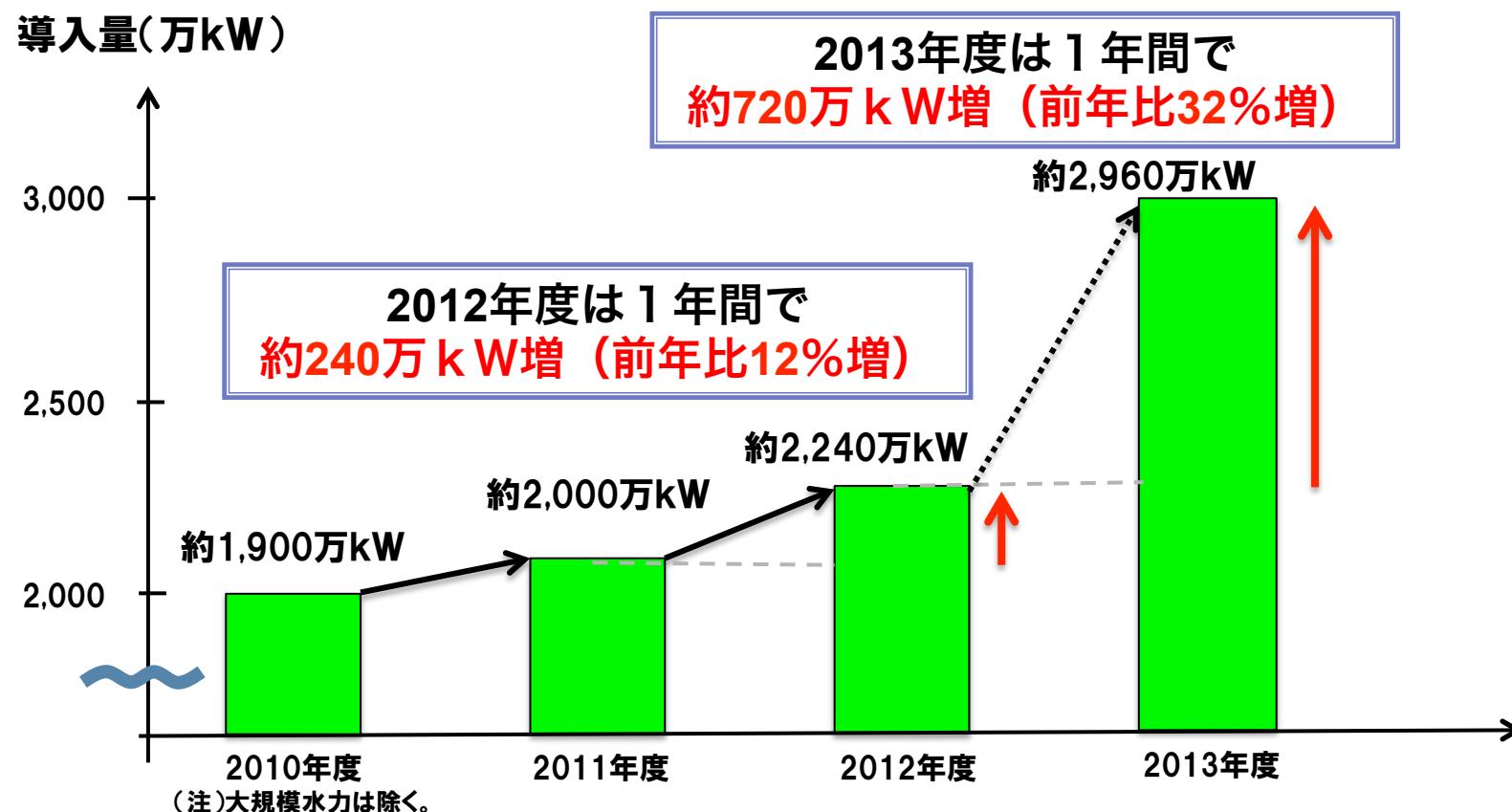
- 再生可能エネルギー導入によるメリットには以下のようなものがある。
- このようなメリットを持つ再生可能エネルギーは、**次世代に真に引き継ぐべき良質な社会資本**と考えられる。



出典：中央環境審議会地球環境部会「2013年以降の対策・施策に関する報告書」(平成24年6月)

再生可能エネルギーの導入量推移

- 2012年7月の固定価格買取制度の導入等により、再生可能エネルギーの設備容量（大規模水力は除く。）は、制度導入前と比較して大幅に増加（約4割増）。
- 2013年度の発電電力量のうち、再生可能エネルギー等が占める割合は約1割。水力発電を除くと2.2%（2012年度では1.6%）。



再生可能エネルギーの電源別導入状況

- 2012年7月の固定価格買取制度開始後、本年3月末までに、新たに運転を開始した設備は約895.4万kW（制度開始前と比較して約4割増）。なお、経済産業大臣の認定を受けた設備は約6,864万kW。

<2014年3月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況>

設備導入量（運転を開始したもの）				認定容量
再生可能 エネルギー 発電設備 の種類	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後		固定価格買取制度導入後 2012年7月～2014年3月末 268.8万kW 6,303.8万kW 104.0万kW 29.8万kW 156.5万kW 1.4万kW 6,864.2万kW (1,199,482件)
	2012年6月末までの累積導入量	2012年度の導入量 (7月～3月末)	2013年度の導入量 (4月～3月末)	
太陽光（住宅）	約470万kW	96.9万kW	130.7万kW	
太陽光（非住宅）	約90万kW	70.4万kW	573.5万kW	
風力	約260万kW	6.3万kW	4.7万kW	
中小水力	約960万kW	0.2万kW	0.4万kW	
バイオマス	約230万kW	3.0万kW	9.2万kW	
地熱	約50万kW	0.1万kW	0万kW	
合計	約2,060万kW	176.9万kW	718.5万kW	
		895.4万kW (619,701件)		

※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合があります。

エネルギー基本計画における再生可能エネルギーの位置付け①

第2章 エネルギーの需給に関する施策についての基本的な方針

第2節 各エネルギー源の位置づけと政策の時間軸

(1) 再生可能エネルギー

- ・現時点では安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源。

第3章 エネルギーの需給に関する長期的、総合的かつ計画的に講すべき施策

第3節 再生可能エネルギーの導入加速～中長期的な自立化を目指して～

- ・2013年から3年程度、導入を最大限加速していき、その後も積極的に推進。
- ・再生可能エネルギー等関係閣僚会議を創設し、政府の司令塔機能強化、関係府省庁間連携を促進。
- ・これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準を更に上回る水準^(注)の導入を目指し、エネルギー・ミックスの検討に当たっては、これを踏まえる。

(注) 2009年8月に策定した「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（2020年の発電電力量のうちの再生可能エネルギー等の割合は13.5%（1,414億kWh））及び2010年6月に開催した総合資源エネルギー調査会総合部会・基本計画委員会合同会合資料の「2030年のエネルギー需給の姿」（2030年の発電電力量のうちの再生可能エネルギー等の割合は約2割（2,140億kWh））。

- ・固定価格買取制度の適正な運用を基礎としつつ、環境アセスメントの期間短縮化等の規制緩和等を今後も推進するとともに、低コスト化・高効率化のための技術開発、大型蓄電池の開発・実証や送配電網の整備などの取組を積極的に推進。

1. 風力・地熱の導入加速に向けた取組の強化

【風力】 環境アセスメントの迅速化、地域内送電線整備を担う事業者の育成、広域的運営推進機関を中心とした地域間連系線の整備、大型蓄電池の開発・実証、低コスト化に向けた技術開発等を推進。

洋上風力は、2014年度に固定価格買取制度の新たな価格区分を創設。浮体式洋上風力は、世界初の本格的な事業化を目指し、福島沖や長崎沖で浮体式洋上風力の実証を進め、2018年頃までにできるだけ早く商業化。

【地熱】 投資リスクの軽減、環境アセスメントの迅速化、地域と共生した持続可能な開発等を推進。

エネルギー基本計画における再生可能エネルギーの位置付け②

第3章 エネルギーの需給に関する長期的、総合的かつ計画的に講ずべき施策

第3節 再生可能エネルギーの導入加速～中長期的な自立化を目指して～

2. 分散型エネルギーシステムにおける再生可能エネルギーの利用促進

【木質バイオマス等】 大きな可能性を有する未利用材の安定的・効率的な供給により、木質バイオマス発電・熱利用を、森林・林業施策や農山漁村再生可能エネルギー法等を通じて積極的に推進。バイオ燃料についても導入を継続。

【中小水力】 河川法改正で水利権手続の簡素化等が図られたところであり、今後、積極的な導入拡大を目指す。

【太陽光】 遊休地や学校、工場の屋根の活用など、地域で普及が進んでおり、引き続き、こうした取組を支援。

【再生可能エネルギー熱】 熱供給設備の導入を支援。

3. 固定価格買取制度の在り方

・固定価格買取制度は、安定的かつ適切な運用により制度リスクを低減。

・固定価格買取制度等の再生可能エネルギー源の利用の促進に関する制度について、再生可能エネルギーの最大の利用促進と国民負担抑制を最適な形で両立させる施策の組合せを構築することを軸に総合的に検討。

4. 福島の再生可能エネルギー産業拠点化の推進

・浮体式洋上風力の実証研究に加え、産業技術総合研究所「福島再生可能エネルギー研究所」を開所するなど、再生可能エネルギー産業拠点化を推進。

IPCC(気候変動に関する政府間パネル)第5次評価報告書における 低炭素エネルギーに関する記述

- 2100年の濃度が低位（約450ppm）となるシナリオでは、低炭素エネルギー（再生可能エネルギー、原子力、CCSまたはBECCS）が、2010～2050年で3～4倍近くに増加する。2030年まで対策が遅れた場合、以降に低炭素エネルギーが急速に増えることとなる。
- また、多くの場合電力に占める低炭素エネルギーの割合を80%まで増加させ、2100年までに、CCSなしの火力発電はほぼ完全に廃止することとなる。

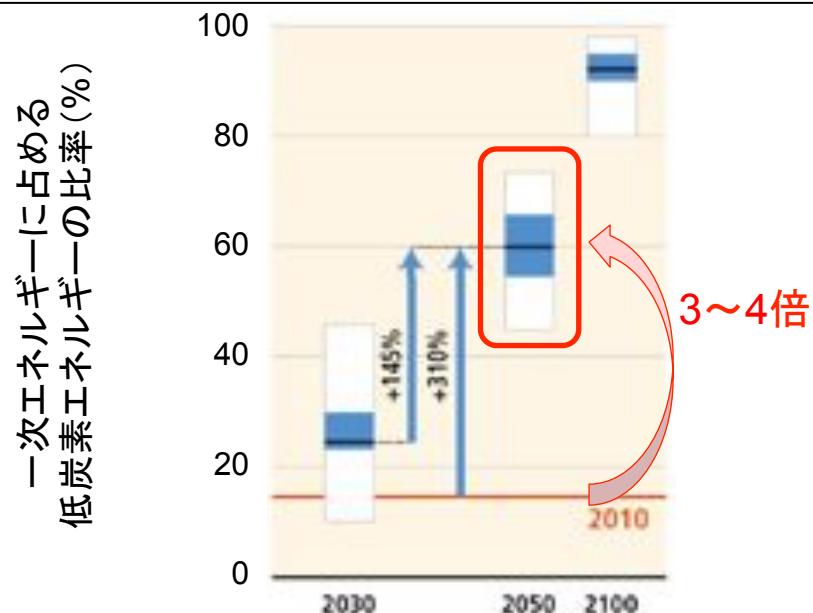


図. 450ppmシナリオの低炭素エネルギー比率の推移

注:グラフには、主要技術の利用が制限されたシナリオ、炭素価格の推移が外生的に想定されたシナリオは含まれていない。

環境省 出典:AR5 WG3 Summary for Policy Makers 図SPM.4

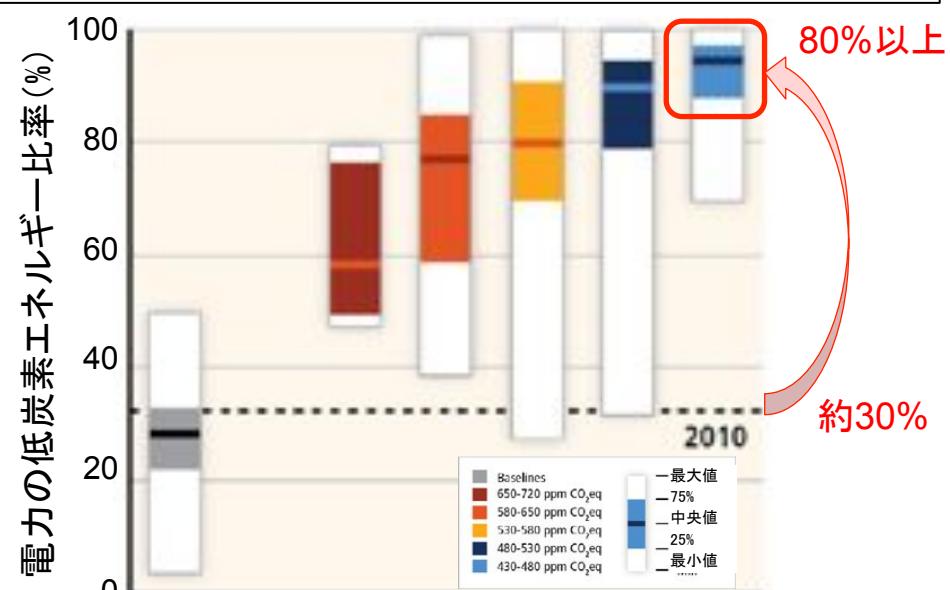


図. 電力に占める低炭素エネルギーの割合（2050年）

注:図は報告書本文ドラフトからの引用であり、今後変更の可能性がある。

出典:図, IPCC AR5 WG3 TS (Final Draft) 図TS.18

「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(事業者向け)～太陽光発電事業編～」
について

本手引き作成の背景と位置付け

- 平成24年度の環境省事業において、課題解決のための対応方策を、プロジェクトの段階別に整理。昨年度の検討成果を踏まえ、「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」を作成



1章. 本手引きの目的(事業者向け)

- 現時点ではノウハウが蓄積されていない事業者等向けに、地域金融機関から再生可能エネルギー事業に対する融資を受ける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。
- 地域の事業者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、更に事業の継続性を高めることを目的としたもの。



- 地域の事業者やNPO等が主に取り組む事業規模であり、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する。
- 小規模な事業等、必ずしも金融機関からの融資を検討しない場合も事業者等が自ら事業のリスクを網羅的に確認し、事業の安定性をより高める観点から活用できる手引きとする。

1章. 本手引きの目的(金融機関向け)

- 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審査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。
- 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、更に事業の継続性を高めることを目的としたもの。

	コーポレートファイナンス	プロジェクトファイナンス
事業主体	● 借入人	● 出資者
借入人	● 既存企業	● SPC
返済原資	● 企業全体の事業収益	● 当該事業収益のみ
担保	● 企業の信用力及び所有資産	● 当該事業資産 ● スポンサーの保有するSPC株式
審査ポイント	● 企業財務分析 ● 事業採算性・事業性リスク (再生可能エネルギー事業)	● 事業採算性・事業性リスク (再生可能エネルギー事業)

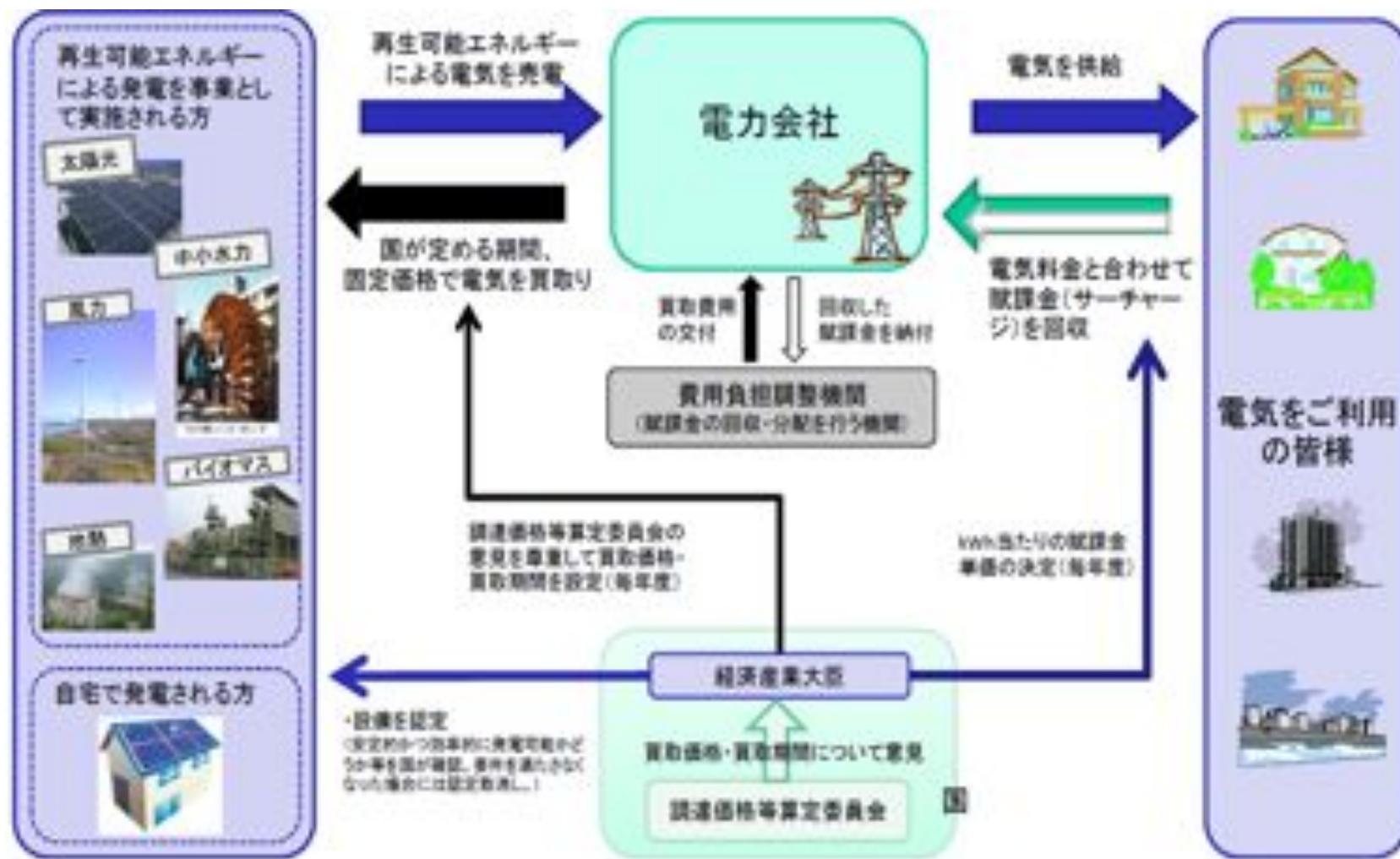


案件に応じ、**事業採算性や事業性リスク、その対応策を適切に評価することが必要**

1章. 本手引きの構成

		共通事項	事業者/金融機関向けにおける特記事項
導入部	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	—
基礎編	2章	・再生可能エネルギーの概要について、整理	—
	3章	・太陽光発電事業の概要について、事業段階別に整理	<p>【事業者向け手引き】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事業実施の組織形態について記載 ・事業実施の際の資金調達方法や融資について説明
実践編	4章	<ul style="list-style-type: none"> ・融資審査を受けるにあたり、特に重要となる視点・留意点について、整理 ・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 	<p>【事業者向け手引き】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・農地転用における手続きについて ・参考情報を記載
	5章	<ul style="list-style-type: none"> ・事業性評価の際に必要な、収入項目・費用項目を整理 ・事業性評価の際のストレステストの考え方の例を示す 	<p>【事業者向け手引き】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事業性評価の実施手順等について解説
	6章	<ul style="list-style-type: none"> ・円滑な資金調達に向けた検討事項として、担保契約の考え方、 ・市民ファンドや他のノンバンク系金融機関との協調を整理 	<p>【事業者向け手引き】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事業者向けの手引きでは(参考)
	7章	・4章～5章の重要な点をチェックリストとして整理	—
参考資料		・関連事例の紹介、参考文献リスト	<p>【金融機関向け手引き】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・金融機関における特徴的な事例を記載(事例集)

2章. 再生可能エネルギーの概要、固定価格買取制度の概説



出典)資源エネルギー庁資料

3章. 太陽光発電事業の概要

- 3.1 技術の概要
- 3.2 太陽光発電機器の選定
- 3.3 設備コスト、発電コスト
- 3.4 予想発電量
- 3.5 系統連系区分
- 3.6 環境影響への配慮
- 3.7 太陽光発電事業の関係主体
- 3.8 事業主体（事業者向け手引きのみ）
- 3.9 資金調達（事業者向け手引きのみ）

4章. 融資を受けるにあたっての基本的留意事項

■ 4.1 基本的枠組み

- 4.1.1 事業主体
- 4.1.2 事業規模
- 4.1.3 資金構成

■ 4.2 設備・施工

- 4.2.1 設置場所
- 4.2.2 設備の選定
- 4.2.3 設計・調達・建設の実施

■ 4.3 運営・管理

- 4.3.1 O&M体制の妥当性
- 4.3.2 運営管理コスト

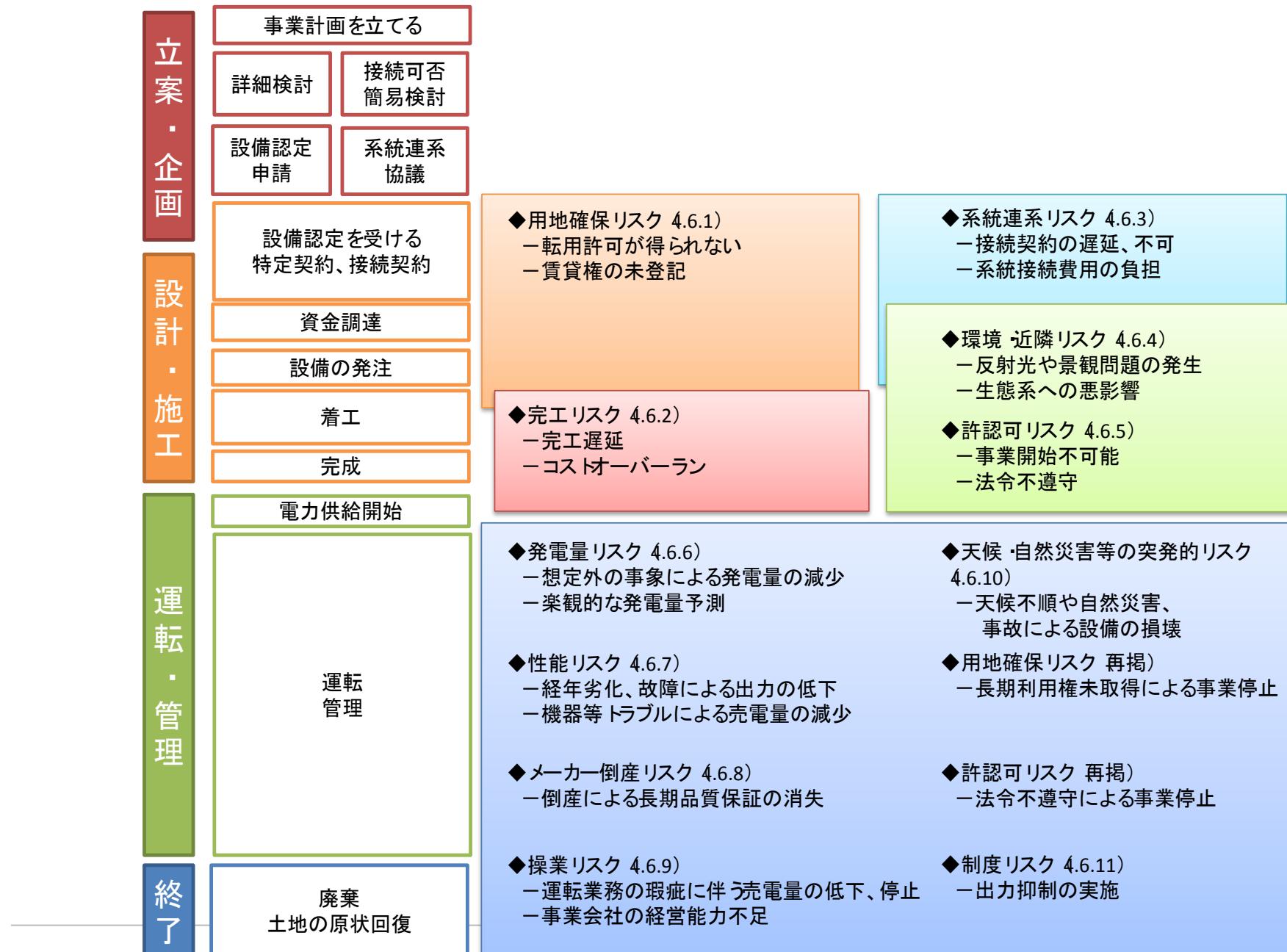
■ 4.4 事業実施に必要な法的対応事項

- 4.4.1 電気事業に関連する事項
- 4.4.2 土地の転用
- 4.4.3 その他の関連法令

■ 4.5 社会的側面

- 4.5.1 近隣住民への配慮
- 4.5.2 環境影響への配慮

4. 6. 太陽光発電事業特有のリスク



4. 6. 1. 用地確保リスク

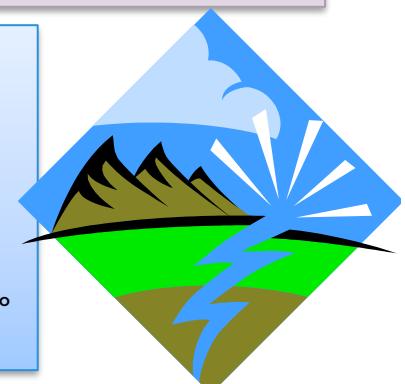
- 用地確保リスクとして、太陽光発電事業の実施予定地の利用権を確保できることや、運転時に土地の利用を続けることができなくなることなどが懸念されます。また、関連する事象として、事業終了時に追加費用が発生すること等も懸念されます。
- 太陽光発電事業に取り組むにあたっては、20年間の長期にわたり事業を継続することが前提であり、太陽光発電設備の建設用地の利用権を有し続ける必要があります。
- また、建物の屋根又は屋上のみを借りるような場合には、有効な対抗要件の具備方法が何ら存在しないため、建物の賃貸人が建物を第三者に売却してしまった場合や倒産してしまった場合には、屋根又は屋上の賃借権を対抗することができない点に注意が必要です。

〈リスク項目〉

- 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場合、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。

〈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。



4. 6. 2. 完工リスク

- 完工リスクとして、予定通りの期間・予算・性能で設計・施工が完成しない事象などが懸念されます。
- 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。

＜リスク項目＞

- 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。

＜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、履行遅延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。



4. 6. 3. 系統連系リスク

- 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（21万円。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。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。

＜リスク項目＞

- 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、出力抑制等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。

＜対応策の例＞

- 系統連系地点までの距離や状況を確認する等、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。



4. 6. 4. 環境・近隣リスク

- 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。
- 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。

〈リスク項目〉

- 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。



〈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

- 許認可リスクとして、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の発生が懸念されます。

〈リスク項目〉

- 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）。
- 各種届出への対応や各種法制度への遵守（都市計画法、工場立地法、農地法、森林法、税制度等）が不十分。

〈対応策の例〉

- 知見のあるコンサルタントや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。



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る売電収入の減少が懸念されます。

<リスク項目>

- 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、予測発電量を試算した際の計画と違う施工となつた）。

<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）。
- 日射量下振れによる影響を検証する。
- 事業計画での発電量予想値の変化を固めに見込む。



<金融機関が行う対応策の例>

- 融資審査に当たって、発電量が低下した場合の事業継続可能性を審査する。

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%程度ずつ必ず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。
- 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。

〈リスク項目〉

- 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) 現象による発電量の低下。
- 太陽電池のホットスポットや発電不良、短絡（ショート）等による発熱（その結果として出力の低下）。
- 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。

〈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等不稼動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。



4. 6. 8. メーカー倒産リスク

- 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懸念されます。

＜リスク項目＞

- 太陽電池メーカーの倒産による、太陽電池モジュールの長期品質保証消失。

＜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。



4. 6. 9. 操業リスク

- 操業リスクとして、メンテナンス、労働災害、業者の履行能力に起因する事象の発生が懸念されます。

<リスク項目>

【メンテナンスに関するリスク】

- 雑草等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】

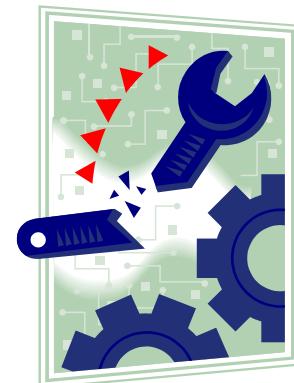
- メンテナンス時における感電等の事故の発生。

【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。

<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)。
- O&M事業者に委託する場合には、委託業務に含まれる保守点検・修理等の内容や追加費用の有無等について確認しておく。
- 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。



4. 6. 10. 天候・自然災害等の突発的リスク

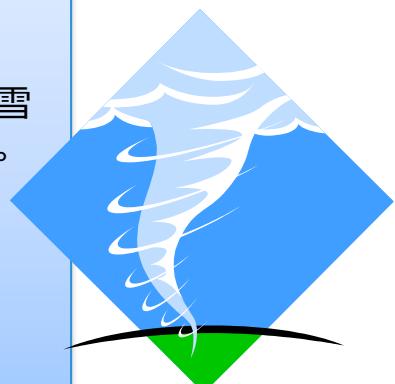
- ▶ 自然災害（落雷、台風、突風や竜巻、地震、津波等）や事故（火災等）により、発電設備が損壊するといった不可抗力リスクが懸念されます。これらの事象の発生時のインパクトは、他のリスクをはるかに上回ります。また、天候・自然災害以外にも突発的なリスクが懸念されます。

＜リスク項目＞

- 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不可抗力リスク。
- 自然災害や事故に起因する、事業休止・利益の逸失、事業の原状回復にかかる費用負担の発生。
- 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）。

＜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。
- 保険料の上昇を見込んだ事業計画を策定する。



4. 6. 11. 制度リスク

- 電力会社によって出力抑制が行われる可能性が懸念されます。

＜リスク項目＞

- 固定価格買取制度の下で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が行われる可能性。

＜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＞

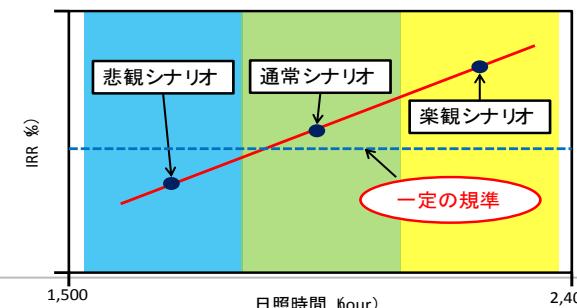
- 固定買取制度期間内にシニアローンを完済する建て付けとする。
- 強制期限前弁済を実施する。
- 融資審査の際に、出力抑制を想定した事業継続可能性を審査する。



5章. 事業性の評価

事業実施に当たり、太陽光発電事業に関する収入項目・支出項目を洗い出し、IRR等の事業性評価指標を用いて事業性を評価することが必要です。その際、特にキャッシュフローに影響を与えるリスク（売電量の減少、追加費用の発生等）を勘案し、数値に幅を与えた感度分析を行うことが期待されます。

事業の条件設定と事業性評価の指標		事業キャッシュフロー					
発電条件							
システム容量 kW)	1,100						
日射量 kWh/m ² /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 日/kWh)	32						
土地面積 (ha)	15.000						
土地賃借料 面積当たり円/ha 年)	65						
借入条件							
自己資金 仟円)	142,800						
借入金額 仟円)	200,000						
借入期間 年)	15						
借入利率 %)	3.00						
初期費用							
発電設備費用 仟円)	326,000						
土地購入費用 仟円)	0						
土地造成費用 仟円)	1,800						
系統費用 仟円)	15,000						
その他費用 仟円)	0						
ランニングコスト							
人件費 仟円/年)	550						
O&M費用 仟円/年)	4,000						
修繕費 仟円/年)	500						
土地賃借料 仟円/年)	975						
保険料 仟円/年)	500						
販管費 仟円/年)	700						
電気代 仟円/年)	500						
SPCの維持コスト 仟円/年)	0						
シンジケートローンのエージェントフィー 仟円/年)	0						
その他コスト 仟円/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							
IRR (%)	XXXX						
DSCR	XXXX						
平均DSCR	XXXX						
最大DSCR	XXXX						
最小DSCR	XXXX						
IRR (%)	XXXX						

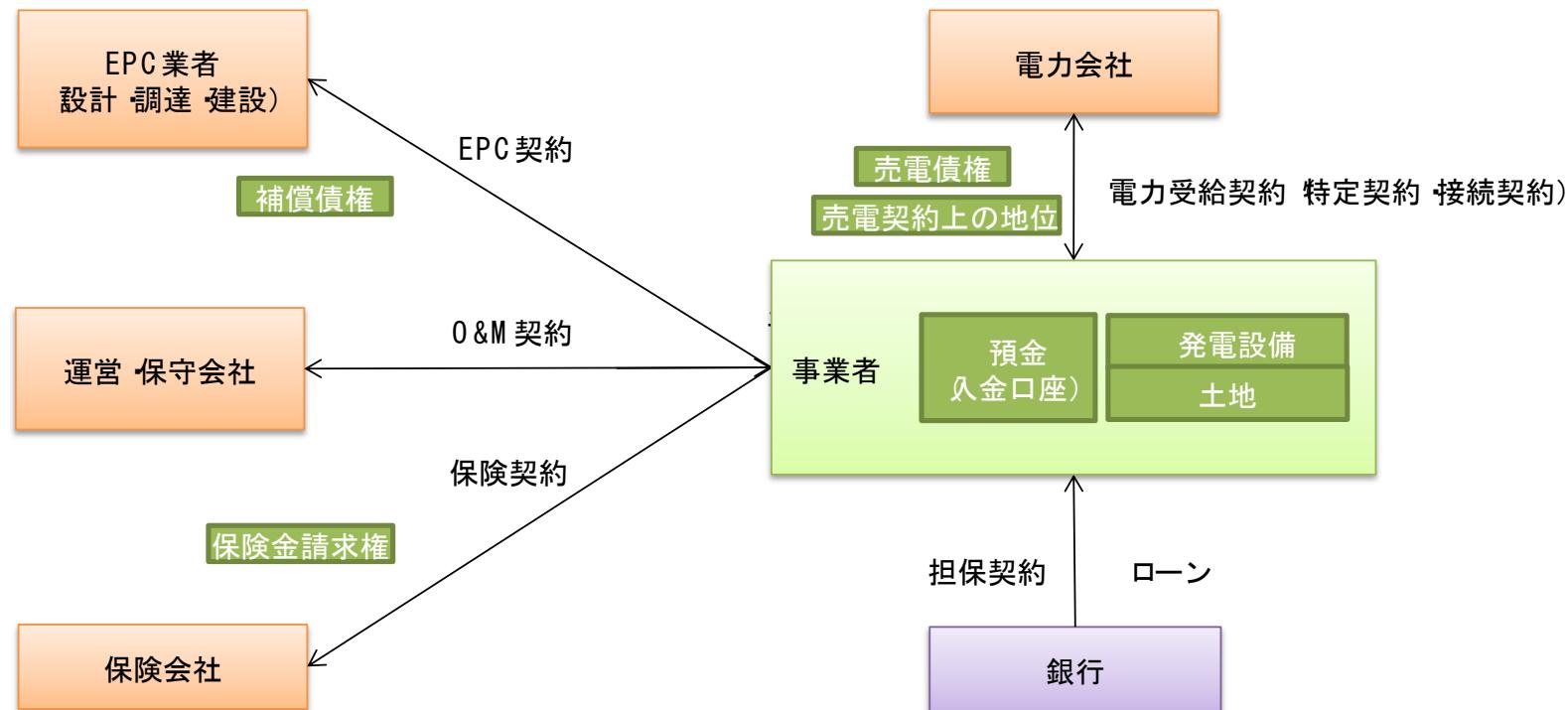


その他、円滑な資金調達に向けた検討事項

※事業者向け手引きは参考
金融機関向け手引きは6章に記載

■ 既存の事業者自身が実施する場合の担保の考え方

- 土地
- 太陽光発電設備
- 売電債権
- プロジェクト関連債権

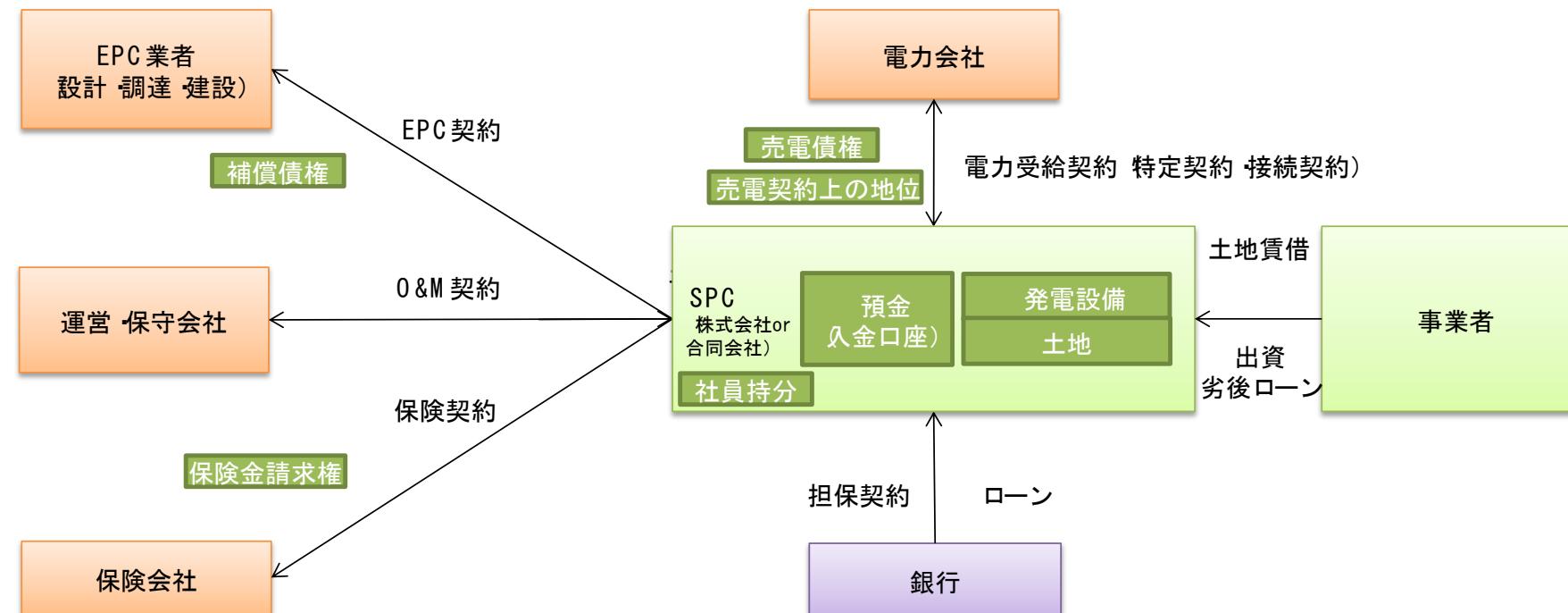


その他、円滑な資金調達に向けた検討事項

※事業者向け手引きは参考
金融機関向け手引きは6章に記載

■ 新たにSPCを設立する場合

- スポンサーの完工保証
- キヤツシユフロー管理
- 担保の取り方・考え方
- コベナンツ
- ステップインのための保全策



チェックリスト(事業者向け手引きより)

		確認内容	関連事項掲載箇所	
基本的枠組み	事業主体	<input type="checkbox"/> 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	<input type="checkbox"/> 系統連系や設置場所面積等を勘案し、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	<input type="checkbox"/> 事業総額が算定できているか。 <input type="checkbox"/> 資金調達の構成が明確になっているか。その他資金調達の目途が立っているか 資金調達の目途が説明できるか。 <input type="checkbox"/> 融資を受ける金額、返済計画等が明確になっているか。	4.1.3資金構成	
設備 施工	設置場所		<input type="checkbox"/> 太陽光発電事業を行う上で適切な設置場所であることが説明できているか。 <input type="checkbox"/> 設備規模に対し、妥当な土地面積となっているか。 <input type="checkbox"/> 日射量データを用いて、日射量予測及び発電量予測を行っているか。 <input type="checkbox"/> 日影や霧・積雪の発生等、土地特性を考慮した日射量予測となっているか。 <input type="checkbox"/> 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ないことを確認できたか。 <input type="checkbox"/> 造成コストを考慮しているか。 <input type="checkbox"/> 立地に応じた系統連系費用を考慮しているか。 <input type="checkbox"/> (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		<input type="checkbox"/> 信頼性・信用力の高いメーカーの設備・製品を選定しているか。 <input type="checkbox"/> 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。 <input type="checkbox"/> 経済産業省から設備認定を受け、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。 <input type="checkbox"/> 年間予測発電量を、適切に算定しているか(性能劣化を織り込んでいるか等)。	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		<input type="checkbox"/> 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。 <input type="checkbox"/> 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。 <input type="checkbox"/> 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。 <input type="checkbox"/> 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		<input type="checkbox"/> 実績や信頼性の高いO&M体制になっているか。 <input type="checkbox"/> 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。 <input type="checkbox"/> 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	<input type="checkbox"/> 系統連系協議が進められているか 特定契約・接続契約が確定しているか。 <input type="checkbox"/> 電気事業法に基づく各種届出を行ったか／行う準備ができるか(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	<input type="checkbox"/> 環境影響評価を実施しているか／環境影響評価が必要ないことを確認しているか。	4.5.2環境影響への配慮 4.6.4環境・近隣リスク	
	土地	<input type="checkbox"/> 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。 <input type="checkbox"/> 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	<input type="checkbox"/> 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	<input type="checkbox"/> 周辺住民への協議・説明を十分に行っているか。	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		<input type="checkbox"/> 太陽光発電事業の目的や意義、本業への相乗効果等が十分に説明できるか。		

御清聴いただき、ありがとうございました。