

両面受光型システム設計 ガイドブック

TrinaSolar



概要

大規模発電所分野での市場シェアがすでに 70%を超えている両面受光型技術は、今後数年間のうちに世界の太陽光パネル業界を席捲するでしょう。本ガイドブックは、システム性能を最大化し、均等化発電原価（LCoE）を最小限に抑え、両面受光型技術の導入を成功させるためのガイドラインについて解説します。

両面受光型技術にはいくつかの特殊な課題があります。一つは、モジュールの裏面からの発電量計算に関係するもので、その計算は表面よりもはるかに複雑です。モジュールの裏面側で発生する発電量をモデル化する方法として、業界で最も一般的に使用されているのが「BifacialGain」という概念です。モジュール裏面側で発生する発電量を、モジュール表面側で発生する発電量に対する増加比率として計算します。

本ガイドブックは、両面受光型技術の基本原理をはじめ、発電システムの主要な構成部材であるモジュール、架台システム（追尾式架台など）やインバーターにどのような影響を与えるかについて詳しく解説しています。両面受光型太陽光発電所の設計に於いてモジュールと架台システムは非常に重要な要素であり、最も影響を受ける構成部材です。トリナ・ソーラーは、個々の部材の最適化よりも両面受光型発電所のシステムレベルでの最適化に重点を置いており、LCoE（Levelized Cost of Electricity、均等化発電原価）に重要な構成部材の互換性、信頼性が最適化されたシステムをお客様に提供する上でモジュールと架台システムの両方を提供できる事は非常に重要だと考えています。

弊社モジュールは、ガラス・透明バックシート構造ではなく信頼性が高く、堅牢なソリューションが提供可能なダブルガラス構造を採用しています。

架台システムは、両面受光型モジュールの裏面受光量（つまり発電量）は、追尾式架台トルク管高さや大きさ、モジュール固定レール高さ、架台

の背面レール距離など、多くの要因に依る影響を受けます。

また、裏面発電量はスマートトラッキングアルゴリズム／技術の影響も受けます。両面受光型モジュールの普及により、追尾式架台システムの傾斜角は、従来の片面受光型の架台設計とは異なります。

両面受光型太陽光発電所の性能は、部材だけでなく、アルベド（太陽光に対する地表面の平均反射率）、モジュールアレイ間距離（ピッチ）、モジュール設置高さ、追尾式架台トルク管（またはその他の固定システム部材）によって生じる影などの設置条件に大きく依存します。部材および前述のシステム条件によって、BifacialGain は 5%から最大 30%の範囲で変動します。したがって、発電量は、片面受光型システムと比較し 10%程度増加させることができます。

両面受光型モジュールは成熟技術です。トリナ・ソーラーでは、このガイドブックに詳述されている通り、さまざまな地域で実証実験と事例検証を実施し、本技術の改善点を評価し、最適化を図っています。

実証実験と事例検証によると、一般的に日射条件の良い場所では、太陽光発電所の IRR（Internal Rate of Return、内部収益率）を最大化するためには、両面受光型太陽光モジュールと追尾式架台の組み合わせが最も理想的であると言えます。日照条件の悪い国では、固定架台に設置した両面受光型モジュールでも、太陽光発電所の LCoE 向上に貢献することができます。

感度の面では、アルベド、設置高さ、アレイ間隔が大きいほど、発電量が大きくなるのが明らかになっています。

目次

1. はじめに--- P 02

2. 両面受光技術概要:基礎と原理--- P 03

3. 両面受光型太陽光発電所:基本構成部材--- P 05

4. 両面受光型太陽光発電所:重要因子 --- P 16

5.実証実験:第三者機関評価結果--- P 23

6. 事例研究:両面受光技術評価 --- P 26

1. はじめに

太陽光パネルの両面受光技術は、パネルそのものとほぼ同時期に登場しましたが、そのコストの高さから 2018 年までは殆ど採用されないままでした。しかし 2019 年からのソーラーパネル技術の進歩により、太陽電池セル/モジュールレベルでの技術的課題が解決された結果、より低コストで PERC（裏面不動態型セル）技術と両面受光型技術との融合性を高めることができるようになりました。最も有力な太

陽電池技術である PERC の登場により、太陽電池業界（プロモーター、IPP（Independent Power Producer、独立系発電事業者）、EPC（Engineering（設計）、Procurement（調達）and Construction（建設））から追尾式架台やインバーターの供給業者まで）において両面受光技術への関心が高まりました。

2019 年、多くの太陽電池セルメーカーが PERC 製造プロセスを向上させる中、次の段階を検討し始めたメーカーもありました。中国のトップランナープログラムや米国の 201 条免除に後押しされ、大手太陽電池セル供給業者はその後の数年間で、両面受光型モジュール（および両面受光型技術）への需要の高まりに照準を合わせ始めました。現在ではほとんどの大手太陽電池セルメーカーが、その生産ラインのほぼ全てを両面受光型に切り替えています。

2019 年の両面受光型モジュールの世界出荷量は、モジュール総出荷量の 9%未満でした。当時、両面受光型はまだニッチ製品であり、市場競争は主に世界の主要モジュール供給業者間のみで起こっていました。しかし図 1 に示すように、COVID-19 の世界的な流行にもかかわらず、2020 年には両面受光型モジュールの出荷量の世界シェアは 21%に成長しました。2021 年以降の予測でも両面受光型モジュールの成長傾向は明らかで、2023 年時点の世界シェアは 50%を超えると予測されています。また、大規模発電所（野立型）向けの両面受光型モジュールの世界シェアは、世界で 70%を超えると予測されています。

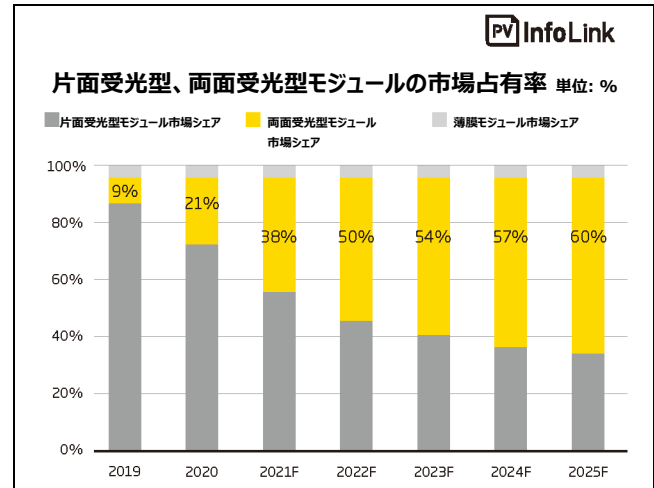


図 1. 世界における片面受光型と両面受光型の市場占有率

トリナ・ソーラーは 2015 年に両面受光型モジュールの出荷を開始しました。現在トリナ・ソーラーの両面受光型太陽光発電モジュールの累積出荷量は、主要 7 地域を含む全世界で 20GW 以上に達しています。



図 2. トリナ・ソーラーの両面受光型モジュール世界出荷量（主要地域）

2.

両面受光型技術： 基礎と原理

両面受光型モジュールの出力は、モジュール表面と裏面で発生する発電量の合計で表すことができます。

$$E_{\text{両面受光型}} = E_{\text{表面}} + E_{\text{裏面}}$$

この単純な公式は、何年も業界を混乱させてきました。片面受光型モジュールでは、表面だけですべての発電量を発生させるため、発電量を正確に予測することができます。しかし、両面受光型モジュールの発電量はモジュール裏側の受光量にも依存し、発電量予測方法は片面受光型よりも複雑です

BifacialGain、両面係数、両面受光比率

この「Bifacial Gain」という概念は、モジュール裏面で発生する発電量（E裏面）をモジュールの表面で発生する発電量（E表面）に対する割合として予測モデル化するのが業界で最も一般的な手法です。

モジュールにおける変換効率は、裏面と表面で異なります。一方、モジュールの表面受光量は、裏面への受光量とは異なる働きをします。

上記に基づき、以下の2つの定義を考慮する必要があります。

● モジュールの両面係数

モジュールの裏面と表面の変換効率の比率を示します。両面係数はモジュール固有の定義です。

● 両面受光比率

モジュールの裏面に照射する日射量（G裏面）と表面に照射する日射量（G表面）の比率を表します。

$$BifacialGain = E_{\text{裏面}} / E_{\text{表面}}$$

$$\text{両面受光比率} = G_{\text{裏面}} / G_{\text{表面}}$$

$$\text{両面係数} = BifacialGain / \text{両面受光比率}$$

これらの定義を用いると、両面受光型モジュールの発電エネルギー（E両面受光型）と、モジュールの前面が発電するエネルギー（E前面）との関係は、次のようになります。

$$E_{\text{両面受光型}} = E_{\text{表面}} \times (1 + BifacialGain)$$

$$E_{\text{両面受光型}} = E_{\text{表面}} \times (1 + \text{両面受光比率} \times \text{両面係数})$$

以上の式によれば、BifacialGainは、以下の方法で増やすことができます。

- より高い両面係数を持つモジュールを使用する
- 裏面への受光量を最大化できる位置にモジュールを設置する

裏面で発生する発電量を増やす

モジュール裏面の発電量を向上させるためには、モジュール裏面の受光量を最適化する主な要因について理解する必要があります。図 3 が示すように、裏面受光量 ($G_{裏面}$) は、主に次の 2 つから構成されています。

• 散乱光

表面が単位面積当たりを受ける放射線量のこと、太陽からの直接の照射ではなく、大気中の分子や粒子によって散乱された放射線量です。基本的には雲や青空から発せられる反射のことです。このエネルギーは晴れた日の地球全体の放射線の約 15% を占めています。しかし、曇りの日は雲によって放射線が散乱されるため、直達光の割合が非常に低くなり、散乱光の割合が非常に高くなります。

$$G_{裏面} = G_{散乱} + G_{反射}$$

• 反射光

地表面やその他の面で反射される放射線量

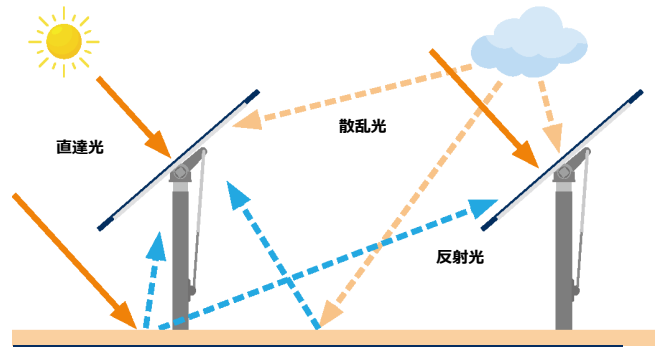


図 3. 基本的なクリア光発生源

地表で反射した反射光の量は、**アルベド**（地表面の平均反射率）と呼ばれる反射係数に依存します。4.1.1 に記載のように、アルベドを正確に推定するには、地表面の特性や地表に到達する放射線分布など、環境や時間によって変動する条件を考慮する必要があります。

次に、モジュール裏面の発電量に影響を与える（つまり最大化する）主な太陽光発電所（システム）要因や因子を紹介します。

- (a) アルベド（地表面の平均反射率）
- (b) アレイ間隔（ピッチ）
- (c) モジュール設置高さ
- (d) モジュール裏面の影

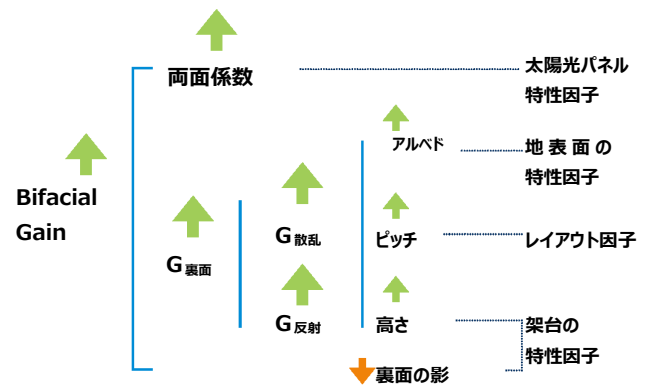


図 4. BifacialGain に影響を与える基本因子

本ガイドブックの第 4 章では、上記因子が BifacialGain に及ぼす主な影響について詳しく解説しています。また図 4 に、それぞれの因子が BifacialGain に与える影響を示します。

3.

両面受光型太陽光発電所:

基本構成部材

3.1. 両面受光型モジュール

両面受光型モジュールは、表面と裏面の両方を使って発電することができます。表面のみからエネルギーを集める標準的な片面受光型シリコン太陽電池とは異なり、両面受光型太陽電池は裏面も開いているのが特徴です。そのため、地面や屋根、雲、大気からの反射光を大量に集めることができます。

建材一体型モジュールとして、両面受光型を採用するのであれば、標準的な樹脂バックシートではなくガラス製または透明樹脂バックシートを使用する必要があります。ダブルガラス構造による封止は、その優れた信頼性と耐久性により、埋め込まれた太陽電池をさらに保護します。ほとんどのメーカーがこのダブルガラス構造を採用しています。

ダブルガラス構造技術は、高出力化に加え、電圧誘起劣化（PID）の低減、*n*型太陽電池セルの場合は高抵抗化、過酷な環境に対する耐性などの利点をすべて備えています。

しかし、両面受光型技術において最も重要なのは、太陽電池セルの種類と、太陽電池セルの裏面が太陽光を吸収できるようにすることです。（図 5 に示すように、裏面が表面同様に光源を最大限に活用できるようにすること）

従来の太陽電池セルの裏面はアルミニウム電極領域であり、裏面で光吸収を妨げていました。両面受光型セルを最適化するには、従来の表面だけでなく、裏面も同様にアルカリテクスチャ処理を施し発電するための光捕捉構造を形成する必要があります。

太陽電池セルの種類や技術によって、表面の効率と裏面の効率の比率を定義する両面係数は異なります（図 6）。HJT や TOPCon などの *N* 型太陽電池セル技術は、両面係数が高く、最大 90%に達します（PERC は 70%）。

それでもなお、PERC セル技術は、両面受光型市場でより大きなシェアを占めるようになりつつあります。現在の試験や開発で、PERC 両面受光型モジュール（PERC+）の両面係数が最大 80%に向上したことが分かっています。

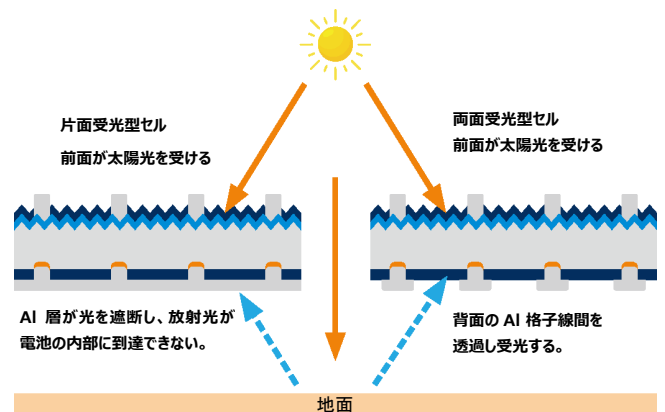


図 5. 片面受光型構成と両面受光型構成のセル構造

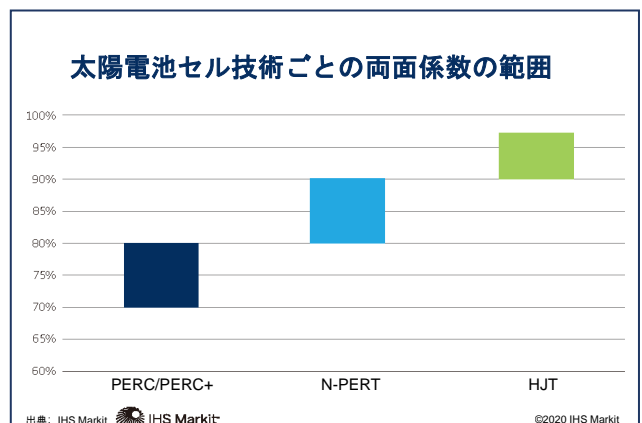


図 6. 太陽電池セル技術ごとの両面係数

3.1.1.両面受光型モジュールの材料

ダブルガラス構造とガラス・透明バックシート構造比較

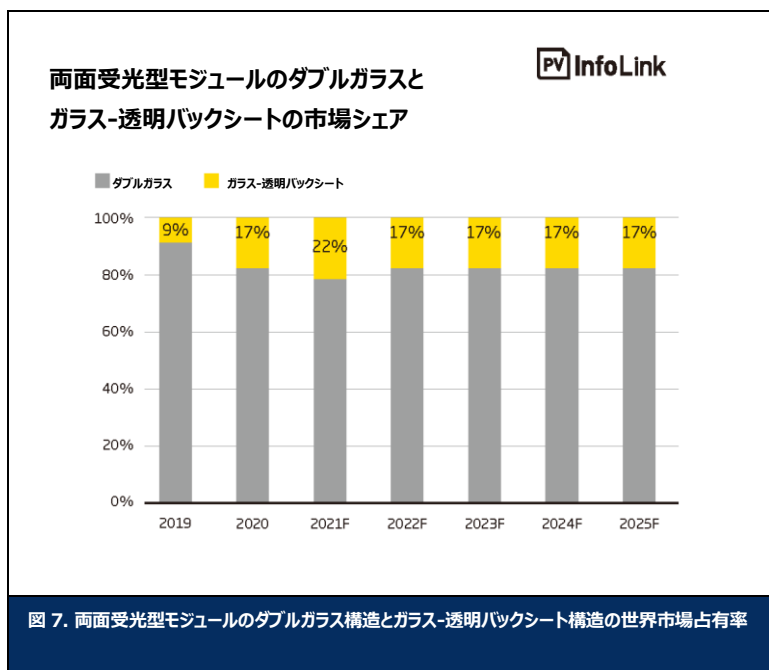
両面受光型ダブルガラス構造モジュールは、各メーカーから好評を得ています。ダブルガラス構造の主な利点は以下の通りです。

- 光透過率の向上
- 低劣化
- 水蒸気透過リスクゼロ
- 天候に左右されない信頼性
- 耐腐食性能
- 耐摩耗性能

ダブルガラス構造モジュールはフレームなしも可能で、アルミ押出フレームにかかるコストを削減することができます。しかし、フレームを有するダブルガラス構造の方が破損リスクが低いため、ほとんどのダブルガラス構造モジュールはフレーム付きで提供されています。

従来のガラス・バックシート構造と比較すると、2層のガラスを使用したフレーム付きダブルガラス構造モジュールの方が重くなります。そのため、ガラス・透明バックシート構造を採用すれば、両面受光型モジュールをより軽量化することができます。モジュールがより軽量になれば、輸送費、人件費、追尾式架台にかかるコストを削減することができます。

ただし、ダブルガラス両面受光型モジュールは、その信頼性の高さから世界市場シェアが大きくなっています。ガラス不足、大型モジュールの重量問題、透明バックシートの価格低下などにより、一部のメーカーはガラス-透明バックシート構造に切り替えています。しかし、今年の両面受光型製品に関する予測では、ガラス-透明バックシートの市場シェアは全体の20%に過ぎません。また、主要部材不足が解消されれば、来年以降はその市場シェアはさらに低下すると予測されています（図7参照）。



3.1.2. 両面受光型モジュールのダブルガラス構造に向けた トリナ・ソーラーの取り組み

太陽光産業の急速な発展に伴い、大手企業や研究機関、高等教育機関では、モジュールのコスト削減や品質向上のためにモジュール設計や過程別の生産性向上に力を注いでいます。一般的な太陽光モジュールの製品寿命は主にバックシートに依存しており、現在の寿命は 25～30 年といわれています。

高品質、高出力、長寿命の製品へのニーズがますます高まっていますが、現在のモジュール構造を飛躍的に進歩させることはかなり難しい課題です。しかしトリナ・ソーラーは、バックシートを廃止し、ダブルガラス構造モジュールを開発することで、飛躍的進歩を実現しました。

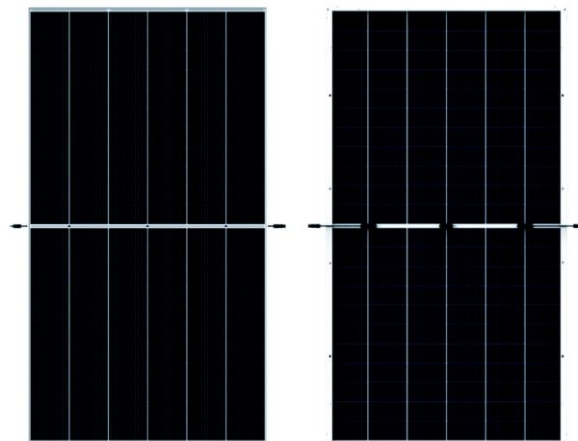


図 8.トリナ・ソーラー Vertex TSM-DEG21C.20 (670W) フレーム付き
ダブルガラス両面受光型モジュール

弊社のダブルガラスモジュールは、従来のガラス・バックシート構造モジュールと同じ電気的回路構造を使用していますが、両面に熱強化ガラスを採用しています。裏面ガラスは独自の穴加工技術で製造し、ジャンクションボックスの固定を確実にできるようにし、モジュールの信頼性を確保しています。従来のガラス・バックシート構造モジュールと比較しダブルガラスモジュールは、樹脂バックシートを無機裏面ガラスに置き換えることで、長寿命化を実現しています。

このような観点から、ダブルガラスモジュールの構造設計は、屋外暴露による材料劣化や、従来のバックシートに多く見られる出力低下といった問題を克服したと言えます。また、薄膜モジュールの弱点である低効率、脆弱性を回避する設計となっています。なお、薄膜モジュールは前面ガラスに熱処理ガラスしか使用できないため、強度不足により製造時や運用時にクラックが発生し、効率に影響を与えます。

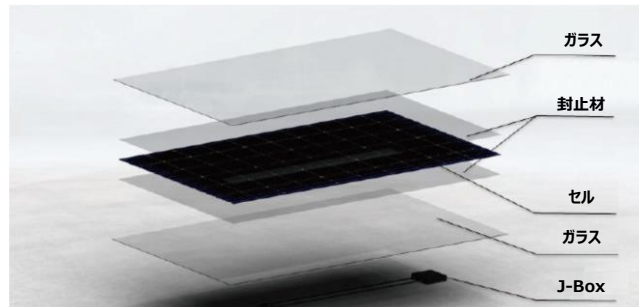


図 9. ダブルガラスモジュール構造 (層)

トリナ・ソーラーは、ダブルガラス製品で IEC61215 / IEC61730-1 および 2、UL61730、IEC1500V / UL100V、UL、TUV RH クラス A 耐火認定を取得した初の企業です。さらにトリナのモジュールは、85%RH、85℃、1500V のシステム電圧下で実施された 192 時間の耐 PID 試験に合格しており、PID やスネルトレイルに対する優れた耐性を発揮します。

弊社の分析では、ダブルガラス構造両面受光型モジュールの利点は以下の通りです。

● 塩水噴霧、酸、アルカリに強い

従来のモジュールが採用している樹脂バックシートは、耐酸性、耐腐食性に劣る有機材で、長期間空気に触れると黄変、ひび割れ、劣化、白濁化などを引き起こす可能性があります。一方、ダブルガラスモジュールに使われているガラスは、無機材料で耐候性に優れており、モジュールの信頼性を大幅に向上させることができます。

● 水分の侵入を完全に防ぐ

従来の樹脂製バックシートモジュールは水分が浸透してしまう可能性があります。長期にわたって水分が侵入すると、太陽電池セルにさまざまなダメージを与えます。しかしガラスは水分を通さないため、ダブルガラス構造設計であれば太陽電池セルを保護し、寿命を延ばすことができます。

● 目に見えないほど微小な太陽電池セルのクラックを徹底的に抑える

ダブルガラス構造はガラスをサンドイッチのように 2 枚重ねにしており、衝撃や振動に強く、製造・輸送・設置時のモジュールの安全性を確保し、目に見えないほどの微小なクラックが生じるのを防ぎます。

● より優れた機械的強度を有する

モジュール剛性の向上とダブルガラス構造設計による補強により、ダブルガラスモジュールは、同じ機械的負荷を受けた場合でも従来のフレーム付きガラス・バックシート構造モジュールよりもはるかに変形しにくくなっています（図 10 の FEM シミュレーション解析参照）。

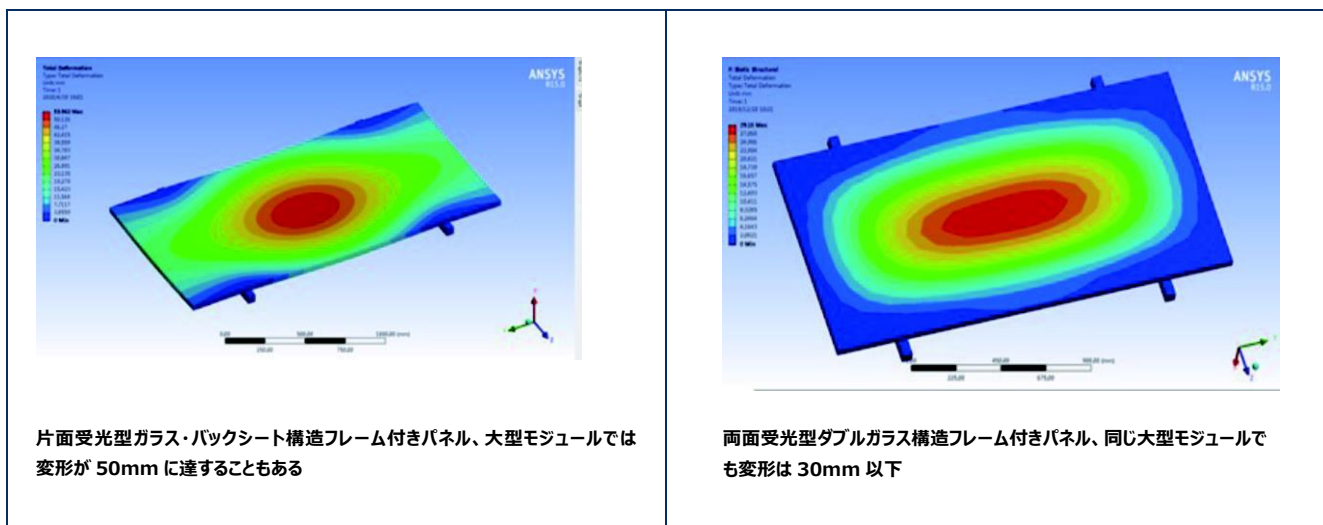


図 10. ダブルガラス構造とガラス・バックシート構造のモジュール変形比較（FEM シミュレーション）

3.2. 追尾式架台システム構造

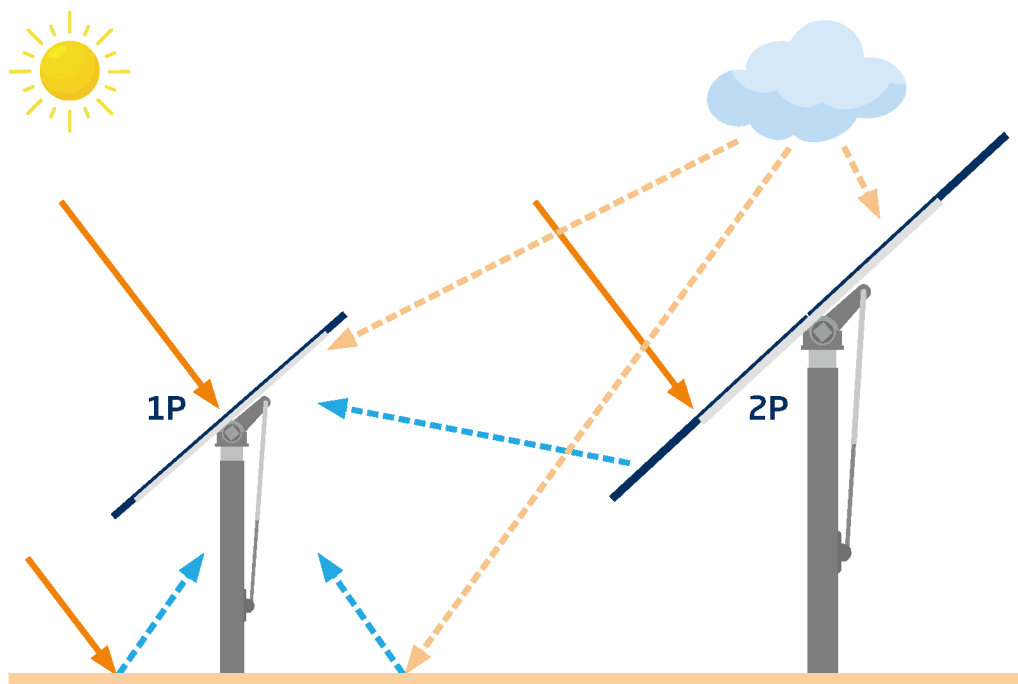


図 11. 1P および 2P 追尾式架台構成時の裏面照射源

図 11 に示すように、追尾式架台設置時の両面受光型モジュール裏面への受光は、主に**反射光**と**散乱光**の 2 種類があります。反射光は、後列アレイモジュールからの反射光と地面からの反射光から構成されます。追尾式架台システム設置時の両面受光型モジュール裏面受光量は、以下のような要因の影響を受けます。

- トルク管の高さとサイズ
- 母屋の高さ
- 中央部の隙間

追尾式架台の発電量は、トルク管の高さ、母屋の高さ、中央部の隙間に比例します。スマートトラッキングのアルゴリズムや技術も追尾式架台システムの発電量に影響します。

3.2.1. 1P 追尾式架台

図 12（左）が示すように、1P（＝縦置き 1Portrait モジュール）追尾式架台では、母屋が高くなるにつれて発電量の差は大きくなります（トルク管のサイズが同じ場合）。しかし、トルク管のサイズが大きくなると（母屋の高さが同じ場合）、発電量の差は小さくなります。

トルク管が高くなるにつれて（図 12 右）、発電量の差および発電量も大きくなります。

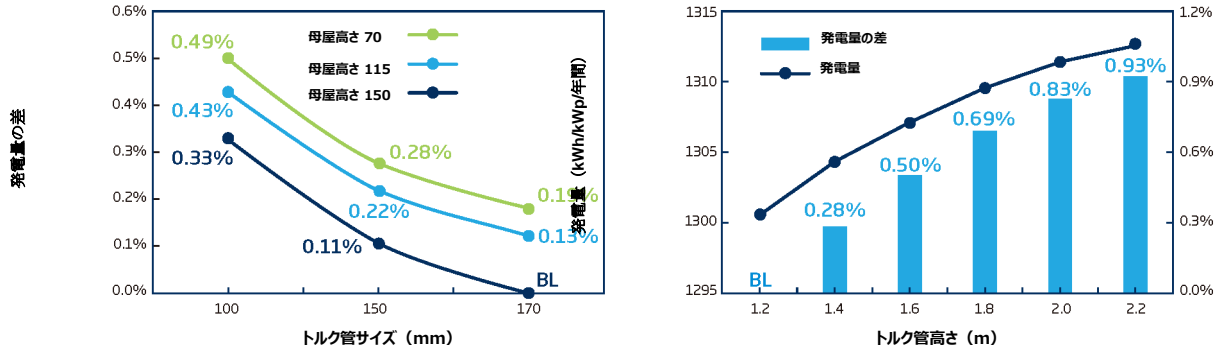


図 12. 1P 追尾式架台設計／構造が発電量に与える影響

追尾式架台の主要なパラメータによって、特に両面受光型モジュールの発電量が最適化され、追尾式架台の安全性と安定性が確保されます。図 13 に示すように、1P 追尾式架台に関する最適設計安全ガイドラインに従うと、母屋の高さは 65 ミリメートル、トルク管のサイズは 120 ミリメートル、トルク管の高さは 1.2～1.95 メートルになります。

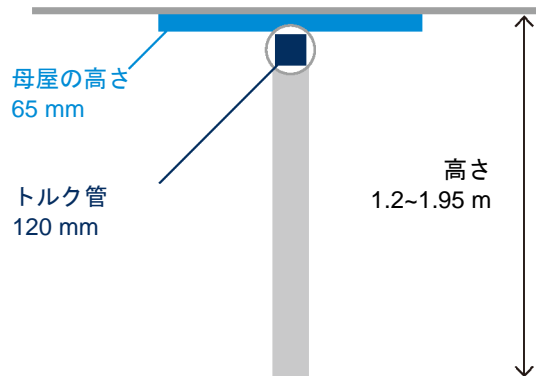


図 13. 1P 追尾式架台の主要設計パラメータ

3.2.2. 2P 追尾式架台

2P (=縦置き 2Portrait モジュール) 追尾式架台における発電量の差は、母屋の高さ (図 14 左) とトルク管の高さ (図 14 右) に比例します。発電量の差は、トルク管のサイズに反比例します (図 14 左)。

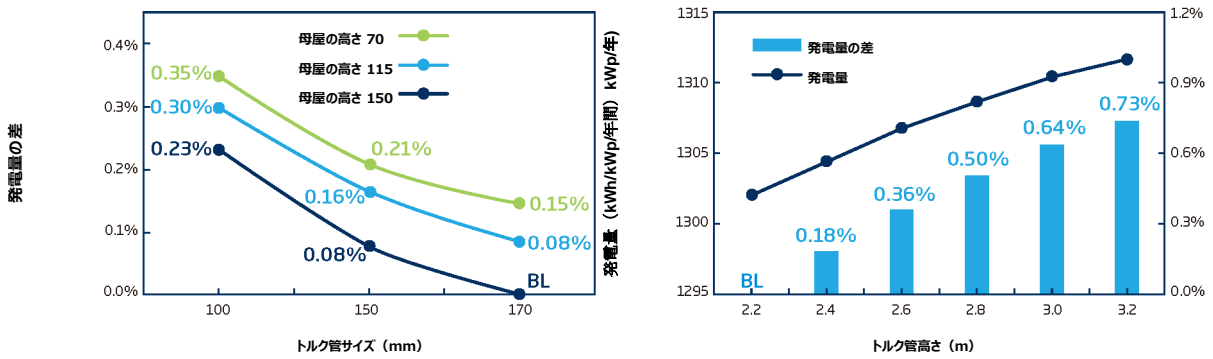


図 14. 2P 追尾式架台設計／構造が発電量に与える影響

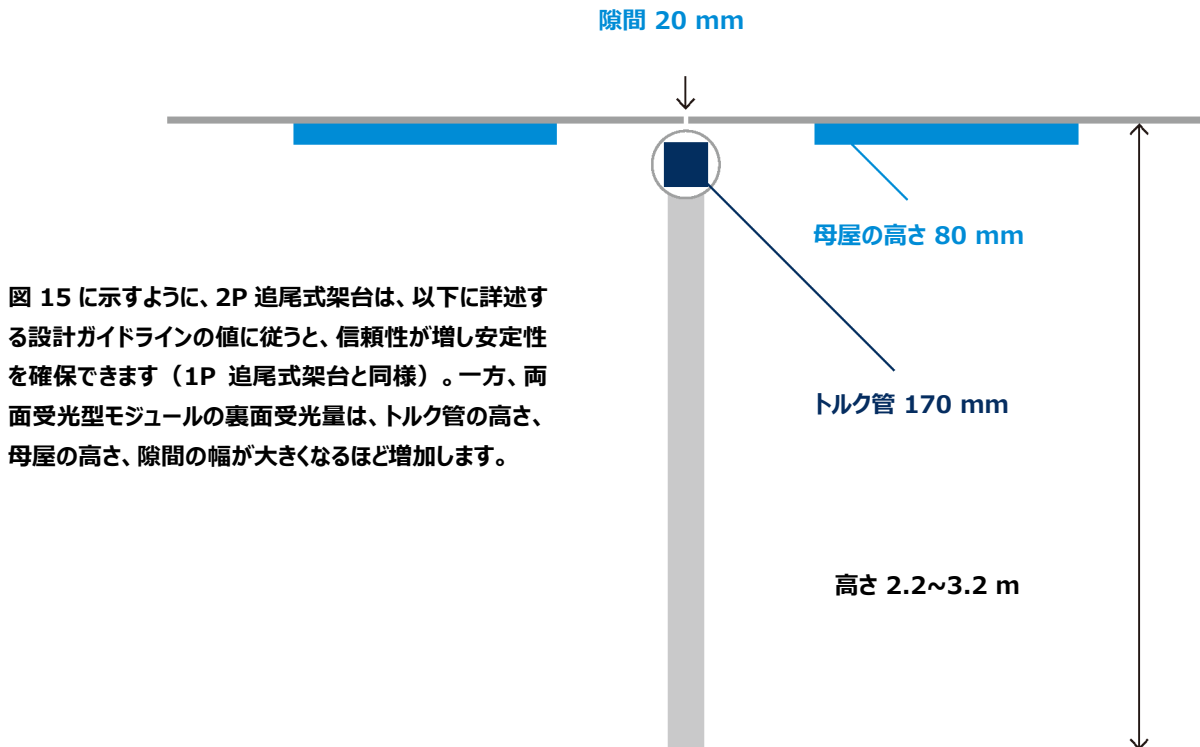


図 15 に示すように、2P 追尾式架台は、以下に詳述する設計ガイドラインの値に従うと、信頼性が増し安定性を確保できます (1P 追尾式架台と同様)。一方、両面受光型モジュールの裏面受光量は、トルク管の高さ、母屋の高さ、隙間の幅が大きくなるほど増加します。

図 15. 2P 追尾式架台の主要設計パラメータ

3.2.3. SuperTrack スマートトラッキング技術

SuperTrack は STA (Smart Tracking Algorithm) と SBA (Smart Backtracking Algorithm) という 2 つのアルゴリズムで構成されています。独自の BIM (Bifacial Irradiance Model) 技術により、STA は、曇りの日など散乱光が多い条件下で発電量を向上させることができます。モジュールは、晴天時には、太陽の方角に向くことでより多くの直射日光を吸収します。STA は追尾式架台の傾斜角を適宜最適化し、より多くの日射量を取り込みます。

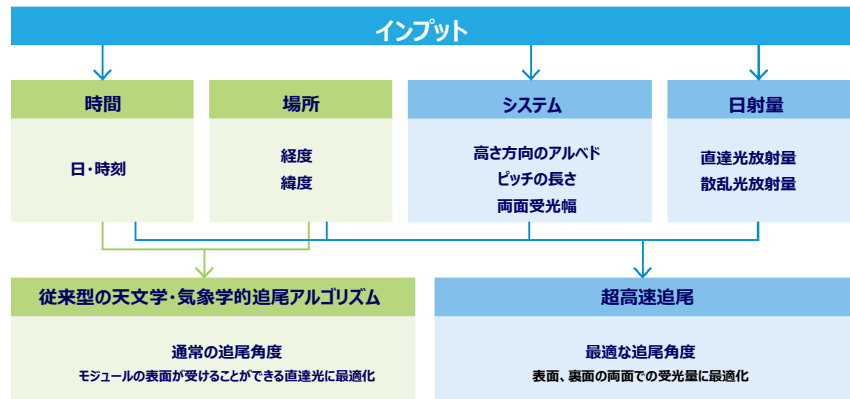


図 16. 両面受光型モジュール内の発電量に影響を与える主な要因

昨今、両面受光型モジュールは市場に浸透しつつあり、1 軸追尾システムを搭載した片面受光型モジュールに代わって急速に普及しつつあります。従来の天文学的な追尾アルゴリズムでは表面の最大受光量のみを考慮していましたが、両面受光型モジュールでは表と裏面の最大受光量を考慮する必要があります。そのため、条件によって両面受光型モジュールと片面受光型モジュールの追尾角度は異なります。図 16 に示すように、弊社が独自に開発した BIM は、12 の重要な要素を十分に考慮し、表面直達光、散乱光、反射光、裏面受光量を計算し、最終的に両面受光型モジュールの全受光量を決定しています。

さらに図 17 に示すように、弊社の SuperTrack Smart Backtracking Algorithm (SBA) は、システム運用データを採用してトレーニングを行い、さらに UAV センシング技術を採用して遮光を識別し、3 次元地形を構築します。機械学習アルゴリズムと遮光モデルに基づき、SBA は反復的な意思決定を行い、全体の発電量に最適なバックトラッキングの角度を提示します。これにより、バックトラッキングの各段階での発電量を効果的に高め、複雑な地形の特定と最適化を実現します。これにより、追尾式架台が持つ発電の優位性を最大限に発揮します。

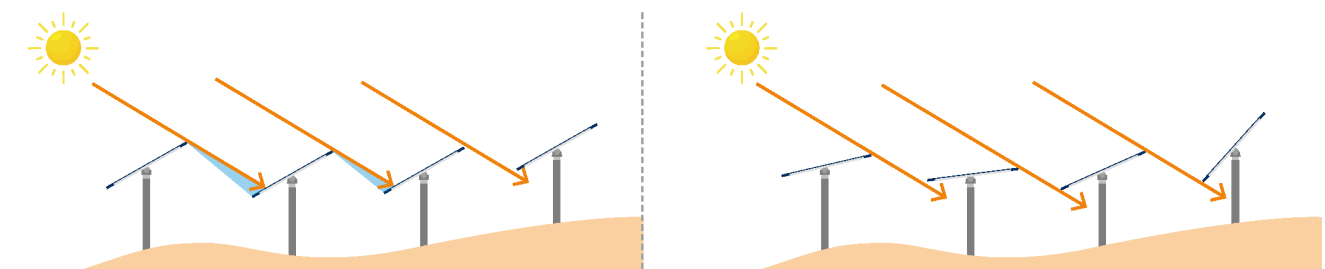


図 17. Smart Backtracking Algorithm (SBA) の図

3.3. インバーター

両面受光型パネルは、モジュール裏面を利用して両側から光を集めることで、従来の片面受光型モジュールに比べて発電量を向上させる技術です。両面受光型モジュールは片面受光型のものと同じ電圧範囲で動作するため、ストリングあたりのパネル枚数は同じです。しかしより高い電流で動作することができるため、理論的には、必要となるストリング数はより少なくなります。

一般的に両面受光型モジュールは、従来のパネルに比べて、固定式架台で最大 11%、追尾式架台で最大 30%も高い発電量を得ることができます。またこのモジュールは縦置きでも機能します。この性能向上はわずかな価格上昇で実現できるため、現在では、太陽光発電所におけるアレイのリパワリング（切り替え）を実施する際の選択肢として需要が高まっています。

両面受光型モジュールシステムがインバーターに与える影響とは

電气的設計から見た、片面受光型パネルと両面受光型パネルを採用した際の主な違いは、以下の通りです。

● 直流電圧の違い

片面受光型と両面受光型の技術では、定格電圧がほぼ同じなので、直流電圧の差はほとんどありません。したがってストリングの構成では、直列に並んだ太陽電池パネルの枚数が同じになります。

● 直流電流の違い

両面受光型パネルは、同じモジュールサイズであれば、従来のパネルよりも高い電流を供給することができます。そのため片面受光型と同等の電力を得るためには、理論上、並列に接続されるストリングの本数はより少なくなります。

太陽光業界の専門家によると、両面受光モジュールの最大出力はまだ完全に定義されていません。したがって、発電所自体の最大出力を定義することはまだできません。

通常モジュールメーカーは、表面からの発電量のみを考慮して、パネル最大電力（Pmax）を定義しデータシートに記載しています。同時に、さまざまな両面受光増加率（通常 5%から 30%）を考慮し、裏面側の発電量増加率を個別に記載しています。

そのため太陽光発電所の設計者は、次の 2 つのシナリオや状況に直面する可能性があります。

- モジュールの裏面からの発電量を推定することができる（最新のシミュレーションソフトでは可能）が、いくつかの不確定要素（アルベドの違い、地面の凹凸など）により、実際の結果とは異なる可能性がある。
- モジュールの表面からの発電量のみを考慮し、裏面からの発電量は余分なクリッピングとみなす。

結果的に、両面受光型技術は、太陽光発電所の過積載率を増加させることとなります。ほとんどの場合、発電所はこの比率を正確に把握することができません。最悪の場合、この余剰電流（すなわちインバーターの DC ステージを流れる両面受光型アレイ全体の短絡電流よりも高く、モジュール裏面の両面受光増加に相当する電流）を処理するために、セントラルインバーターやストリングインバーターが必要になります。

セントラルインバーターの場合、DC ステージ（主に DC ブレーカー、バスバー、ケーブル）の性能向上により、前述の必要条件を満たし非常に高い電流負荷にも対応することができます。一方、お客様は多くの場合、DC カップリングと AC カップリング両方のトポロジーを通じてバッテリーエネルギー貯蔵システム（BESS）を接続するためのセントラルインバーターを必要とします。つまりどちらの用途（PV そのものと PV+ストレージ）でも、セントラルインバーターは最大 200%（またはそれ以上）の高い過積載を達成し、両方の用途に対応することができます。

ストリングインバーターでは、高い過積載率に対応するためには、DC 入力の数、最大短絡電流（および MPPT 電流）、利用可能な MPPT 数などでトレードオフを行う必要があります。

3.3.1. 過積載率とインバーターへの影響

過積載率は、アレイ出力（DC）とインバーター定格出力（AC）の比率のことで、利用可能な直流出力が最大交流出力を超えたときのクリッピング損失とインバーター最大出力での運転を意味します。太陽光発電所の設備設計に

おいて、適切な過積載率を設定することは非常に重要です。発電量を最適化し、システム損失を無くすため、太陽光発電所の過積載率は 1 以上であるべきであり、予測 LCoE を削減し、投資収益率を向上させる必要があります。

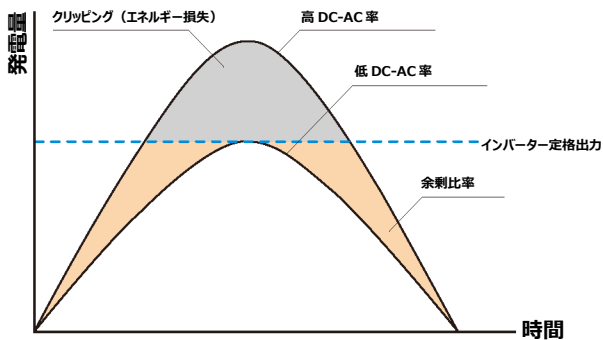


図 18. DC/AC 比率 vs クリッピング

過積載率が 1.2~1.4（アレイがインバーター容量に対して 20~40%オーバー）というのは、以下のようなシステム損失を補う対策案として、設計者が最もよく選択していた数値でした。

- STC 条件で実施された太陽光モジュール電気特性
- 温度による電力損失
- アレイの汚れや影に依る損失
- システム損失
- アレイの経年劣化

その他要因により、過積載率が大きくなる場合があります。例えば、砂漠地帯にある太陽光発電所では、埃や砂による受光量の減少を補うために高い比率を使用してもかまいません。

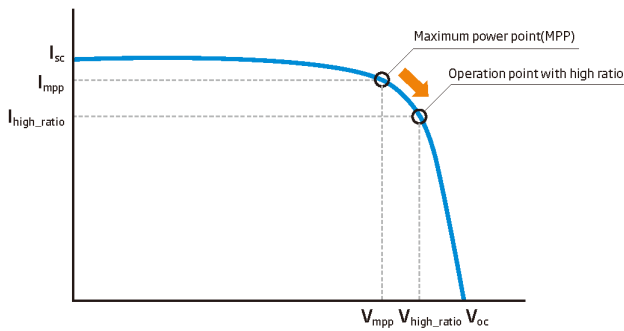


図 19. MPP トラッキングにおける DC/AC 比率の影響

システム損失の補償やその他の要因を除けば、高い過積載率を使用する主な利点は、発電量が増加することです。インバーターは、1 日の中でより長時間にわたり、太陽光発電所の運用期間（通常 25~30 年）を通じて、より高い稼働率で運転します。さらに、日射量が少ない条件下で発電量が向上し、場合によっては余剰電力が生じ、それによってクリッピング損失を補うことができます。

しかし、高い過積載率の使用には、次のような欠点もあります。

- 設置費用（CAPEX）増加
- 運転時間の増加によるインバーター部品の寿命低下の可能性
- インバータークリッピング時に最大電力点（MPP）をトラッキングできなくなる

しかし、ここ数十年のモジュール価格低下や、両面受光型モジュールなどの新技術の登場により、太陽光発電業界ではより高い過積載率が使用されています。さらに、蓄電池の普及（グリッドの安定性を保証するために多くのグリッド規定で義務付けられている）により、発電した余剰電力で BESS システムを充電できるようになったため、高い比率が好まれるようになってきました。

インバーター設計が過積載率に与える影響

過積載率は、インバーターの定格 AC 出力 ($P_{インバーター}$) とアレイ構成 (P_{PV}) に依存します。

$$\text{過積載率} = \frac{P_{PV}}{P_{インバーター}}$$

どのような発電所でも許容される最大 DC-AC 比率を定義するためには、以下の方法で PV アレイ電力 (PPV) を計算する必要があります。

$$P_{PV} = N_{ストリングス} \cdot N_{モジュール} \cdot P_{モジュール}$$

モジュールのデータシート内の電気特性データは、STC (STC : 放射照度 1000W/m²、セル温度 25℃、空気質量 AM1.5) を条件としています。したがって、現場の設計条件に合わせて、モジュールのデータシートに記載されている温度係数 (α 、 β) を適用して計算を行う必要があります。インバーターのパラメータと過積載率の関係は以下の変数の通りです。

$N_{ストリングス}$ ▶ インバーターに接続可能なストリングの最大数 (電流制限あり)

$$N_{ストリング} < \frac{I_{SC_インバーター}}{I_{SC_モジュール} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{max} - 25))}$$

$I_{SC_インバーター}$ ▶ インバーター短絡電流
 $I_{SC_モジュール}$ ▶ PV モジュール短絡電流
 β ▶ $I_{SC_モジュール}$ 温度係数
 T_{max} ▶ 現場での太陽電池セルの最高温度

$N_{モジュール}$ ▶ インバーターに接続可能な 1 ストリングあたりの最大モジュール数 (電圧制限あり)。

$$N_{モジュール} < \frac{V_{OC_インバーター}}{V_{OC_モジュール} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{min} - 25))}$$

$V_{OC_インバーター}$ ▶ インバーター解放電圧
 $V_{OC_モジュール}$ ▶ PV モジュール解放電圧
 α ▶ $V_{OC_モジュール}$ 温度係数
 T_{min} ▶ 現場での太陽電池セルの最低温度

$P_{モジュール}$ ▶ データシート記載の STC におけるモジュール最大出力

$P_{インバーター}$ ▶ データシート記載の現場温度条件時インバーター定格出力

上記式は、インバーター特性によって過積載率が制限されること、すなわちインバーターがアレイ構成にどのような影響を与えるかを示しています。

4.

両面受光型太陽光発電所： 重要因子

両面受光型モジュールの裏面は散乱光や反射光を利用して発電するため、その性能は架台の種類や設置環境に大きく左右されます。架台設計、設置現場のアルベド、設置条件、セル種類などの要因によって、平均的な PERC システムの発電量は 5%から 30%の範囲で変化します。通常の平らな屋上や地面に設置する場合、両面受光型モジュールの裏面は、さらに 5~10%の発電量を生み出すことができます。

裏面側は、砂地に固定式架台で設置した場合、標準的な設置よりも多くの出力を得ることができます。一方、白塗装面への設置では、約 20%の発電量増加が期待できます。**追尾式架台システムと組み合わせることで、裏面側は最大で 30%の発電量増加を期待することができます。**

このように様々な結果が得られるため、両面受光型モジュールを用いた太陽光発電プロジェクトでは、標準的な片面受光型モジュールを用いたプロジェクトよりも複雑なモデリングシミュレーションが必要となります。両面受光型の総発電量に関わる重要因子は、以下の通りです。

モジュールに使用されている太陽電池の種類と、その**両面係数**

地面からの反射放射照度の指標となる**アルベド**

立地条件。
散乱光と**直達光**が発電量に影響する。

システム**傾斜角**。
緯度によって、散乱光や反射光の最適化が必要となる。

地表カバー率 (GCR)
アレイ間隔に基づく。

設置高さ。架台自身による影の影響を最小限に抑え、裏面側がより均一で十分な散乱光と反射光が得られるようにする。

4.1. アルベド（反射率）

アルベドは、地表が受ける全地球水平放射（GHI）に対する反射放射（RI）の比と定義することができます。これは無次元値で、1（完全反射体）から 0（完全吸収体）までの範囲があります。アルベドは、モジュール裏面に光を反射させる表面の色や特性によって変化します。明るい色で滑らかな面はアルベドが高く、モジュール裏面からの発電量を向上することができます。

一見単純なようですが、実はアルベドの放射のレベルの正確な推定には、複雑な環境条件を考慮しなければなりません。これは、地表の特性や、地表に届く日射のスペクトルや角度分布など、複数の要因の影響を受けるためです。これらの要因は、大気の組成、地理的な位置、時間によって変化します。その結果、アルベドは 1 年を通じ（年内）また年をまたいで（年間）変化します。

年内変動は、主に樹木の成長、太陽の位置、大気要因に関連する地表の季節変動の影響を受けます。年間のアルベドの水準が大きく変動する可能性があります。

経年変動は、樹木の成長と気候やエアロゾル光学深度などの大気条件の年ごとの変化によって条件づけられます。経年変動は樹木の生長に大きく関係するため、砂漠地では草地や放牧地、作付地よりもその影響は小さくなります。

アルベドは、地表が反射する日射量に影響を与える主な要因です。そのため、両面受光増加を評価する際の重要な要素となっています。両面受光型太陽光プロジェクトの発電量を計算するためには、1 年を通してのアルベドの照射の推移を正確に予測する必要があります。

トリナ・ソーラーは、さまざまな表面状況のもとで、弊社の両面受光型モジュールの発電能力向上について繰り返し試験を行ってきました。例えばあるプロジェクトでは、従来の単結晶 PERC ダブルガラスモジュールで、次のような構成データがありました。

- 傾斜角 27°の固定架台設置
- モジュールの高さは地上から 0.4m 以上

さらに、アルベドに関連して、両面受光増加に対する緯度の影響も分析する必要があります。このためトリナ・ソーラーのチームは、表 2 に示すように、緯度の異なる中国国内の 3 つの都市／場所で両面受光増加率（発電量増加率）試験を実施しました。

都市	緯度
天津	北緯 39 度
ゴルムド	北緯 36.4 度
三亜	北緯 18.24 度

表 2. アルベド試験地点の緯度

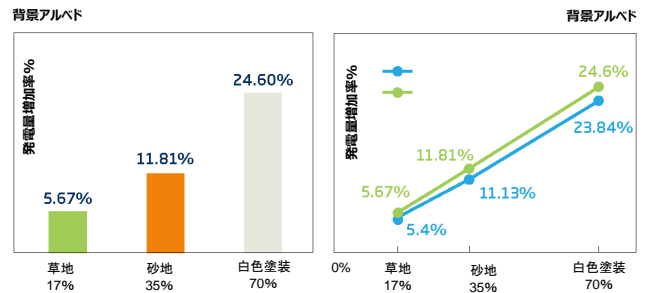


図 22. アルベドの違いによる両面受光発電量増加率（地面種類ごと）

図 22 の左と表 1 は、主に晴天時のデータを比較しています。固定架台方式では、地表面アルベドの上昇に伴い、発電量が徐々に増加することがわかります。白色塗装面の場合、発電量増加率は 20% 程度です。

地面の種類	アルベド (%)	推定両面受光増加率 (%)
草地	17	5.67
砂地	35	11.81
白色塗装	75	24.6

表 1. 実際の太陽光発電所での異なるアルベド（地表面）に対する両面受光ゲインの測定値

図 22 の右は、異なる地表に設置した場合の発電量シミュレーションと実績値を比較したものです。シミュレーションされた予測値は、実績値とほぼ同じです。また、他の地表アルベドに対応する発電量増加率も、この曲線からほぼ推測できます。

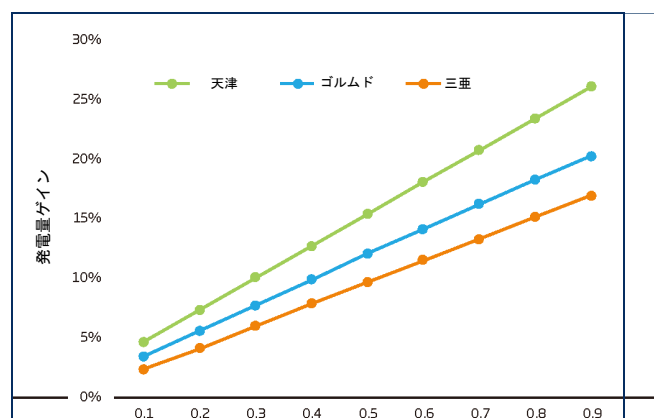


図 23. 両面受光増加率は位置の緯度の違いによって影響を受ける

地表の日射量

反射率	太陽を起点とした位置
放散性接地率	<input type="text" value="0.0"/> % 対象外
上屋透過率	<input type="text" value="0.0"/> % 影響を受けない
地表アルベド	<input type="text" value="0.300"/> 月次数値

図 24. PVsyst®でのアルベドのパラメータ設定

図 23 が示すように、一般的に高緯度の敷地では、アレイ離隔距離が大きく、傾斜の傾きが大きくなることが予想されます。このような状況では、両面受光増加率はアルベドの変化に左右されます。これは例えば天津と三亜の場所を比較すれば明らかです。

なお上記の結論は、土地制約（またはその他の要因）により、高緯度の土地ではより大きなアレイ離隔距離を確保できないことを前提としています。

PVsyst®シミュレーションパッケージで両面受光型太陽光発電所の年間発電量をシミュレーションする場合、アルベドは設定上最も重要な変数の一つです。特定のプロジェクトの場所で利用可能なアルベドのデータは、年平均、またはより正確な月単位のいずれかになります（データがある場合）。

4.2. ピッチ／地表カバー率（GCR）

アレイピッチとは、アレイの列と列間距離のことです。図 25 に示すように、GCR（Ground Coverage Ratio、地表カバー率）と直接関係しています。

$$GCR = \frac{\text{モジュール領域}}{\text{土地面積}} = \frac{L}{P}$$

隣接する追尾式架台列の距離が長くなると、モジュール裏面に光を受光する面積も大きくなります。そのため両面受光増加率も大きくなります。

図 26 は、アルベドが同じであるときの概念を示したものです。GCR が小さくなる（ピッチが大きくなる）と、モジュールの裏面に光を受光する面積が大きくなることを示しています。例えば、アルベドが同じで GCR が 0.2 の場合、約 14.5%の両面受光増加率が得られ、GCR が 0.5 の場合、約 11.5%まで両面受光増加率が減少していることがわかります。

結論として、GCR が増加すると、両面受光増加率は減少します。一方 GCR が低下すると、土地、ケーブル、その他の部品コストが増加する可能性があります（レイアウトの最適化が難しくなる）。したがって、CAPEX の面で妥協することなく両面受光増加率（および発電量）を向上させるためには、トレードオフを行う必要があります。どのような太陽光発電所においても、ピッチ／GCR の最適値を調整するには、LCoE を考慮することが重要です。

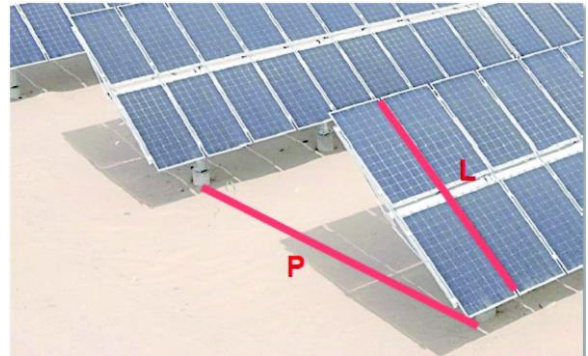


図 25. GCR の基本定義の一部であるピッチ (P) と長さ (L)

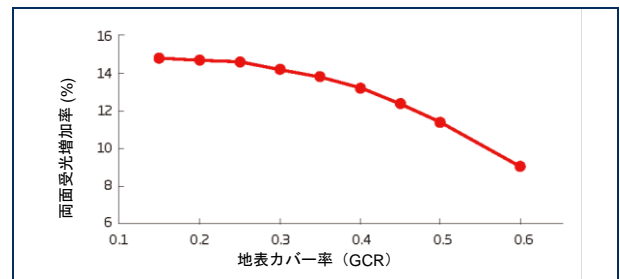


図 26. 太陽光発電所のピッチ／GCR の両面受光増加率への影響

4.3. 架台／モジュール設置高さ

モジュール設置高さは、モジュール裏面の日射量にさまざまな影響を与えます。

まず、アレイ内の高い位置にあるモジュール（またはアレイ上段）は、地表に近いモジュールよりも反射光を多く取り込むことができます。これは、物体の影が地上から高くなるにつれて薄くなるのと同じような考えです。

次に、図 27 に示すように、地表から高い位置にあるモジュールは、地表に近い位置にあるモジュールよりも反射光を多く受けます。

最後に、高い位置に設置されたモジュールは、通常より低い温度で動作します。

両面受光増加率の向上についてのこれまでの結論と効果は、TrinaTracker が報告した実際の地域での測定結果とも一致しており、図 12 と図 14 に示されています。

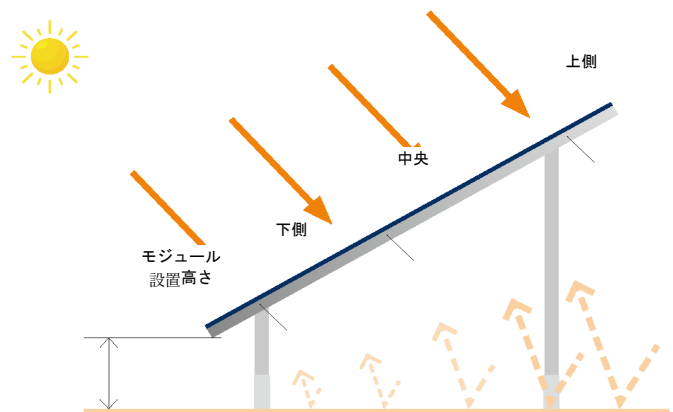


図 27. 構造物やモジュールの取付け高さの反射放射への影響

4.4. 遮光

遮光は、片面受光型であるか両面受光型であるかに関係なく、モジュールの性能に常に悪影響を及ぼします。モジュール上に影ができることは、発電量（つまり太陽光発電所の収益）の減少を意味します。したがって架台システムの供給業者は、モジュールの裏面に影を落とす可能性のある物体（動作装置、ケーブルなど）の配置を最小限に抑える構造設計にする必要があります。

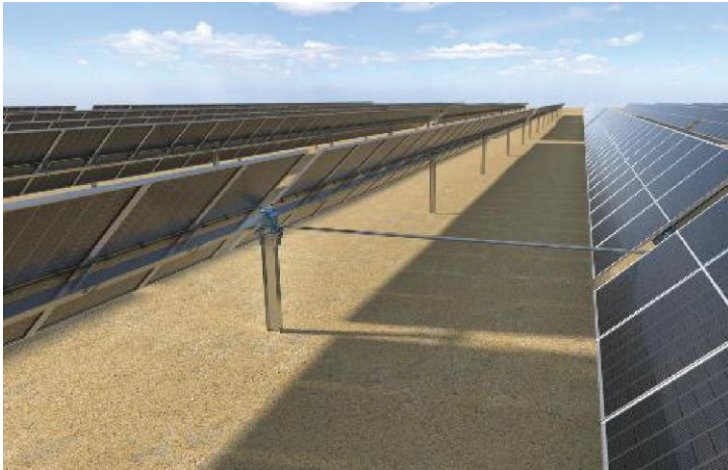


図 28. 1P 追尾式架台による遮光

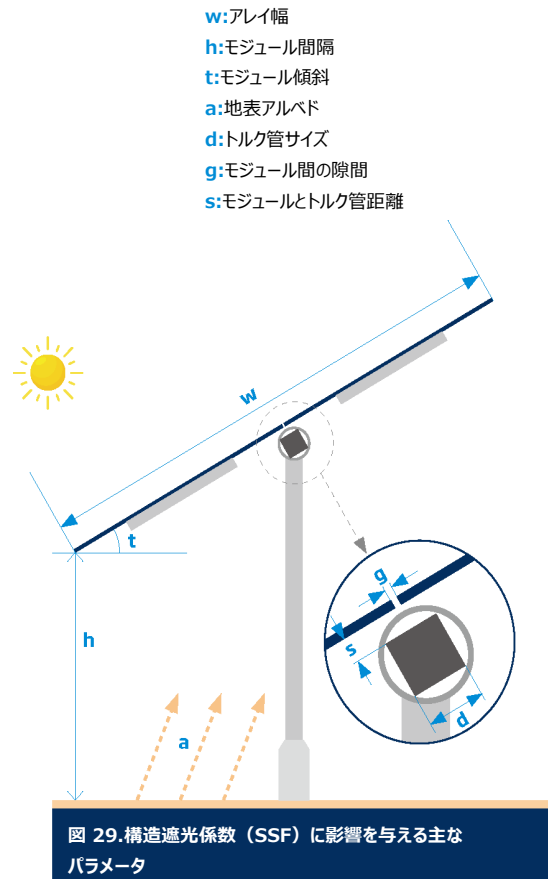
多くの場合、図 28 が示すように、追尾式架台ではトルク管がモジュール遮光の主な原因です。しかし PVsyst®のような太陽光発電所シミュレーションソフトは、特定の追尾式架台の特定の機能に沿って作られたものではありません。例えば PVsyst®は、太陽光モジュールが空中に吊り下げられ平らに並んでいて他の遮光要素がないと想定して、構造遮光係数（SSF）を用いてモジュール裏面の受光量を予測しています。構造遮光係数とは、裏面が受ける全日射量と遮光による日射損失との比率のことです。

4.4.1. 遮光モデリング

トリナ・ソーラー独自の両面受光型モジュールは、太陽光業界で認知されている「View Factor Model」に基づき、遮光モデルの基礎を提供します。一般的に構造遮光係数とは、裏面が受ける受光量に対する、遮光による損失の比率のことを言います。トルク管やビームサポートで遮られた地面からの反射光や散乱光などの放射光の積分値によって損失を求め、それから両面受光型モデルでの全受光量を算出します。

図 30 は、モジュールの異なるポイントでの遮光効果を示しています。両面受光型モジュールの裏面は、地面からの反射光と空中の散乱光を受けます。下側の位置 A では、トルク管／ビームサポートが主に空中の散乱光を遮り、散乱光に対する有効角度を α から γ に減少させます。上方位置 B では、地上からの反射光が部分的に遮られるため、B の位置ではエリア L からの反射光を受けることができません。

トリナ・ソーラーのチームは、「View Factor Model」に基づいて追尾システムの遮光モデルを開発し、構造遮光係数（SSF）の推奨値を分析し、PVsyst®のシミュレーションにおいてこのパラメータを適切に設定しました。図 29 に示すように、アレイ構成、アレイ幅、モジュール間隔、地面のアルベド、トルク管／ビームサポートのサイズ、モジュールとトルク管サポート間の距離、モジュールの傾斜など、多くの設置パラメータが構造遮光係数（SSF）とミスマッチ損失係数（MLF）に影響を与えます。さらに、両面係数も構造遮光係数に影響します。



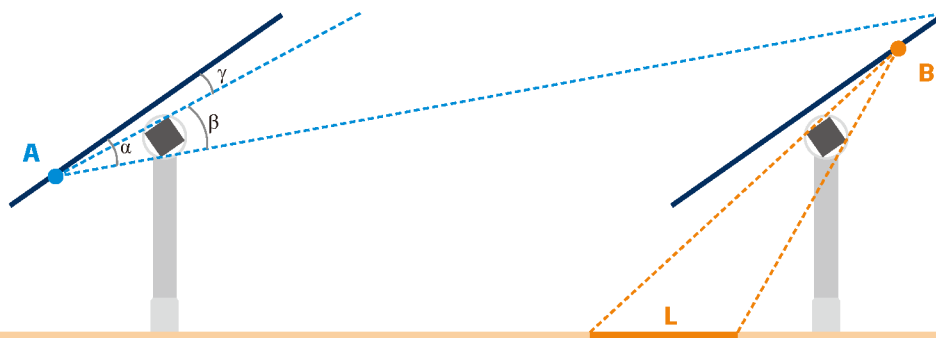


図 30. 異なるモジュール位置での遮光効果

弊社が提案した遮光モデルは、数多くの応用シナリオのシミュレーションと計算を可能にしました。また、この遮光モデルにより、あらゆる要因の影響を評価することができます。すべての要因の中でも、以下のものは遮光モデリングにおいて重要な役割を果たします。

- アレイ配置
- アレイ幅
- トルク管/ビームサポートサイズ
- モジュールとトルク管/ビームサポート間距離

表 3 は、TrinaTracker 製品 (Agile 1P、Vanguard 2P) の SSF と MLF の推奨値、および STF (Shed Transparent Fraction、上屋透過率) の推奨値です。

アルベド	Vanguard			Agile		
	SSF	MLF	STF	SSF	MLF	STF
0.2	3.4%	2.2%	MT+0.9%	4.9%	5.1%	MT+2.1%
0.4	3.7%	2.6%		5.0%	6.2%	
0.6	3.8%	2.7%		5.1%	7.3%	

表 3. 異なるシナリオでの Vertex モジュール SSF、MLF、STF 推奨値

図 31 は、PVsyst®シミュレーションソフトを使用して推奨値を設定する方法を解説したものです。

PVsyst®は、構造遮光係数（SSF）、裏面ミスマッチ係数、上屋透過率（STF）といういくつかの係数を用いて両面受光増加率のシミュレーションを行います。弊社では通常、実証プラントではなく経験的な実験に基づいてこれらの係数を決定しています。これらの係数のうち、複雑でない幾何学的手法を用いずに計算できるのは、STF だけです。

STF は、モジュールの上屋を通過して地上に到達できる放射量を表しています。モジュール間には、部材や架台構造によって遮られない空間が存在する可能性があるため、上屋が太陽光を完全に遮ることはないと考えるのが妥当であると判断します。そのため、地面に届く光が増える可能性があります。図 32 は、PVsyst® ソフトウェアでの STF の設定方法を示しています。

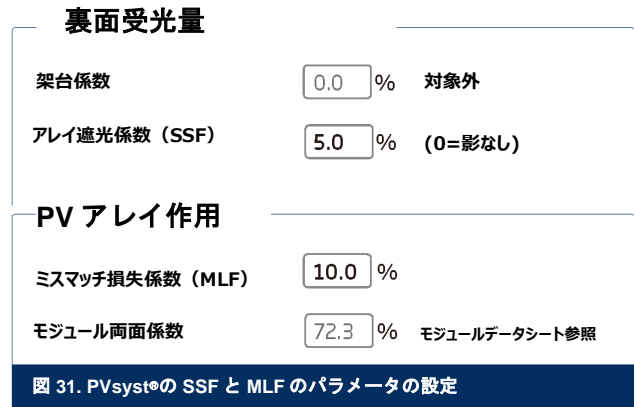


図 31. PVsyst®の SSF と MLF のパラメータの設定



図 32. PVsyst® の STF パラメータ設定

構造遮光係数が発電量評価に与える影響

PVsyst®のシミュレーションで、構造遮光係数（SSF）とミスマッチ損失係数（MLF）値を変えて、発電量への影響を比較・実証してみた（解析済みの同じ Vertex モジュールの場合）。表 4 が示すように、発電量は SSF、MLF、地表のアルベドに大きく依存します。SSF、MLF、地表のアルベドが大きくなると、それに応じて発電量損失も大きくなります。したがって、PVsyst®のシミュレーションを行う際には、SSF と MLF に適切な値を設定し、正確な結果を得る必要があります。

アルベド	SSF	MLF				
		2%	4%	6%	8%	10%
0.2	2%	BL	-0.13%	-0.30%	-0.44%	-0.57%
	4%	-0.10%	-0.24%	-0.40%	-0.54%	-0.67%
	6%	-0.24%	-0.37%	-0.50%	-0.64%	-0.77%
	8%	-0.34%	-0.47%	-0.60%	-0.74%	-0.87%
0.4	2%	BL	-0.26%	-0.51%	-0.74%	-0.99%
	4%	-0.19%	-0.45%	-0.67%	-0.93%	-1.19%
	6%	-0.38%	-0.64%	-0.87%	-1.09%	-1.35%
	8%	-0.58%	-0.80%	-1.06%	-1.28%	-1.51%
0.6	2%	BL	-0.34%	-0.68%	-1.01%	-1.35%
	4%	-0.28%	-0.58%	-0.92%	-1.23%	-1.57%
	6%	-0.52%	-0.83%	-1.17%	-1.48%	-1.81%
	8%	-0.77%	-1.08%	-1.41%	-1.72%	-2.03%

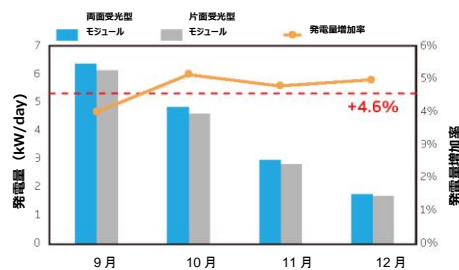
表 4. PVsyst 7.0 を用いたシミュレーションにおいて、SSF、MLF、アルベドを変えた場合の発電量損失に関するシミュレーション結果

5. 実証実験: 第三者機関評価結果

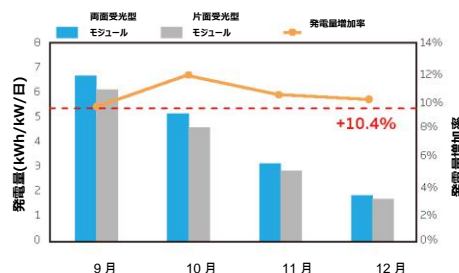
5.1. 米国カリフォルニア州での PVEL 社事例研究



この事例研究は、カリフォルニア州デービスにある PVEL 社の実験場の 1 つで行われました。カリフォルニア州は典型的な地中海性気候で、冬は温暖で湿度が高く、夏は暑く乾燥し、太陽光資源が豊富で地形が平坦であることから、両面受光型モジュールの応用に大きな期待が寄せられています。



カリフォルニア州デービスの草地に設置された PV モジュール (2019年9月~2019年12月)



カリフォルニア州デービスの白色地面に設置された PV モジュール (2019年9月~2019年12月)

図 33. 米国の PVEL 実験場。両面受光型技術による発電量評価

図 33 に示すように、モジュールは地上 0.5m の水平 1 軸追尾式架台に搭載されました。草地と白色地面のアルベド測定値は、それぞれ 20%と約 44%でした。(注：現地の太陽光発電所では、砂のアルベドに近い 40%の白色地面が広く採用されており、従来の積雪面のアルベドは約 80-90%でした)。2019 年 9 月から 12 月までの発電量の測定データでは、弊社の両面受光型モジュールは、草地では 4.6%の発電量増、白色地面では 10.4%の発電量増を示しました。世界の権威ある第三者認証機関である PVEL によって、弊社のトリナ・ソーラー両面受光型モデルの効果が数値として明らかになりました。

5.2. 中国江蘇省常州市での事例研究

常州実験場は太陽光科学技術国家重点実験室（SKL）に隣接しており、草地、砂地、白色バックシート、セメントを使用した 4 種類の地上実験プロジェクトが実施されています。すべての実験プロジェクトに同一の固定架台を使用しています。図 34 が示すように、2017 年から、草地、砂地、白色バックシートの実験を開始し、モジュールを 0.5m 高に取り付けました。



図 34. 中国・常州の SKL 実験場

- 1. 場所:
江蘇省常州市（北緯 31°、東経 119°）
- 2. 地面の種類:
草地、砂地、白色バックシート、セメント
- 3. 設置高さ:
0.5m, 1.2m

図 35 に示す発電量評価を見ると、草地の架台のアルベドはわずか 18%でしたが、発電量増化率は平均 5.9%であり、夏には 6.9%まで上がりました。また、砂地の架台に設置した両面受光型モジュールのアルベドは 35%で、11.5%という高い発電量増を得ることができました。高反射率の白色バックシートの場合、両面受光型モジュールは 22.5%という高い発電量増化を得ることができました。

地面をセメントにした設置環境では、高さの違いによる影響を探るため、設置高を 1.2m としました。2019 年末から実験を開始し、2019 年 12 月 16 日から 2020 年 2 月 25 日までの 3 カ月間で、両面受光型モジュールが平均 11.5%の発電量向上に寄与したことを確認しました。

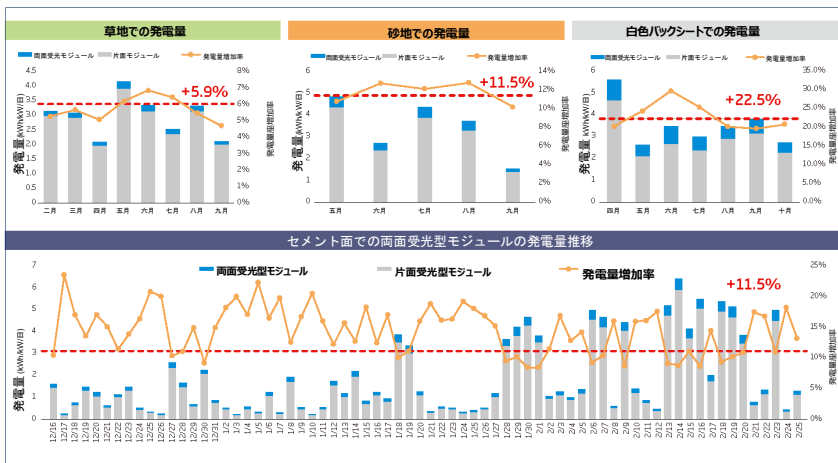


図 35. 常州市 SKL 実験場の両面受光型技術による発電量評価

5.3. 中国青海省銀川市での事例研究



図 36.a. トリナ・ソーラー Vertex (210 mm) 片面受光型を使用した銀川太陽光発電所



図 36.b. トリナ・ソーラー Vertex (210 mm) 両面受光型を使用した銀川太陽光発電所

中国北西部（青海省）に位置する銀川は、世界でも有数の豊富な太陽光資源地帯です。ここでは、太陽スペクトルが標準の AM1.5 に近く、年間照射強度は 500W/m² 以上で 2,000 時間以上に及び、1 日の平均直接日射量は 5.75kWh/m² です。また温帯大陸性気候で、夏は乾燥して暑く、朝晩の気温の差が大きい地域です。プロジェクトは 2021 年 4 月に開始され、2022 年 4 月に完了しました。図 36a、36b にあるように、この実験には最新の 210mm ウェハーの Vertex シリーズのモジュールを使用しました。

銀川プロジェクトに関するその他の考慮事項：

1. 所在地：銀川（北緯 38.47 度）
2. 傾斜角：40°
3. 設置高さ：1m
4. 地表面：砂
5. データ収集方法：高精度 DC メーター+インバーター-SG20RT-20

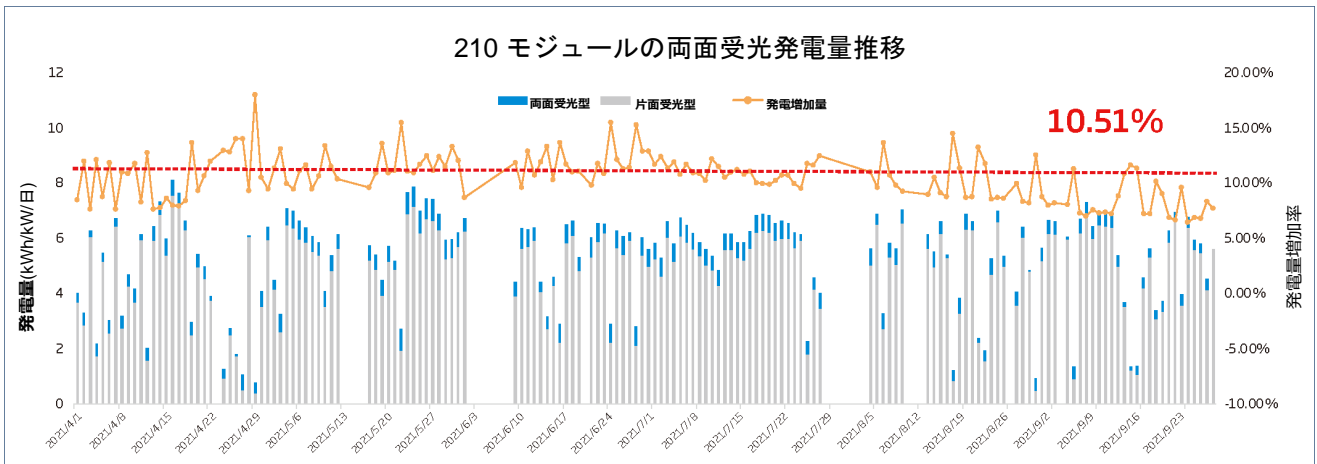


図 37. 銀川太陽光発電所で CPVT が実施した両面受光型技術による発電量評価



モジュールは砂地面から 1 メートル高さに固定傾斜架台に設置されました。信頼できる中国の独立第三者機関（CPVT）が、高精度の DC メーターのデータ収集により、プロジェクトと発電量評価を実施しました。図 37 に示すように、2021 年 4 月から 2021 年 9 月までのデータでは、両面受光型モジュールによって平均 10.51%の発電量増加が達成されたことがわかります。

6. 事例研究： 両面受光型技術評価

トリナ・ソーラーは、独立第三者機関である ATA (Astrom Technical Advisors) と契約し、スペインとドイツにある 2 つの太陽光プロジェクトにおいて、トリナ・ソーラーのモジュール (片面受光型、両面受光型) および架台 (固定式架台、1P 追尾式架台) での LCoE 比較分析を行い、その性能を評価しました。概要、重要な数値、要点、主な結論を記した要約を以下に示します。

本研究の目的は、南欧 (スペイン) と中欧 (ドイツ) という異なる太陽資源条件下で、太陽電池モジュールがどのような性能を示すかを評価することにあります。スペインの事例研究は、アルカラ・デ・グアダライラ (スペイン) にある 50MW の太陽光実証プロジェクトで行われ、セントラルインバーターを採用したシステム構成となっています。ドイツの事例研究は、ホーフドルフ (ドイツ) の

10MW の太陽光実証プロジェクトで、ストリングインバーターを採用したシステム構成で行われました。ATA は各プロジェクト事例を評価し、その CAPEX、OPEX、発電量を分析しました。各プロジェクトで 4 つのシナリオ分析を実施しました。

プロジェクト	スペイン				ドイツ			
モジュール	TSM-670DE21		TSM-670DEG21C.20		TSM670-DE21		TSM-670DEG21C.20	
構造	固定式架台	1 軸追尾式架台	固定式架台	1 軸追尾式架台	固定式架台	1 軸追尾式架台	固定式架台	1 軸追尾式架台
インバーター	パワーエレクトロニクス HEMK FS3430K				ファークウェイ SUN2000-215KTL-H3			
事例番号	1	2	3	4	1	2	3	4

表 5. 研究事例における主な機器構成

この研究は以下の手順で実施しました。

- プロジェクト所在地** : ATA の提案により、アルカラ・デ・グアダライラ (スペイン) とホーフドルフ (ドイツ) の 2 つの実証プロジェクトを選定しました。現在の南欧・中欧市場にとって、良い参考となるからです。
- 事例定義** : ATA は各事例について、地表カバー率 (GCR%) と DC/AC 比率の観点から最適な構成を提案しました。また、参考レイアウトを作成して、各事例において達成可能な最小 GCR を定義しました。
- CAPEX 見積** : ATA は過去のレイアウトを参考に、PVcase ソフトを使用して電気、機械、土木に関する積算を行い、各事例の BoQ (Bill of Quantities、積算明細) を算出しました。この BoQ から、ATA は各事例の投資に必要な CAPEX を積算しました。当社と ATA は主要機器の単価について合意に達し、当社は ATA の想定する単価を使用して残りの BoQ 項目を見積もりました。さらに、スペインとドイツの市場に応じて、供給価格と人件費を調整しました。
- OPEX 見積** : ATA は、スペインおよびドイツ市場での経験および参考資料に基づいて、各事例の OPEX を見積もりました。
- 発電量評価** : PVsyst®を使用して、各事例の初年度の発電量を求めました。
- LCoE 算出** : CAPEX、OPEX、発電量を見積もった後、ATA は簡易財務モデルを用いて、各事例の LCoE を算出しました。

研究結果、ATA は、各太陽光プロジェクトの最適事例を決定しました。ここでの最適事例とは、最も低い均等化発電原価 (LCoE) を達成した事例、つまりプロジェクトの内部収益率 (IRR) を最大化することのできる事例を指します。

6.1. 発電量（初年度）

6.1.1. スペイン事例研究

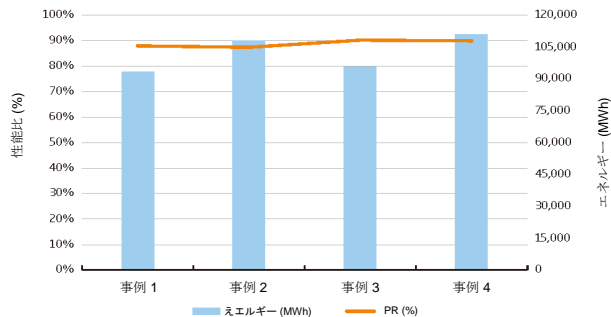


図 38. スペイン事例研究 0 年目の発電量と PR

研究結果から、事例 4 が最も収益率が高く、グリッドへの電力供給量も多いという結論が得られました。しかし事例 3 では、より良い性能比（PR）を得ることができました。これは単に、事例 3 においては世界平均よりも若干多い日射量を収集できたことを意味します。スペインおよび地盤や太陽資源の条件が似ている南欧諸国では、両面受光型太陽光モジュールとともに追尾式架台システムを使用することが、グリッドへの発電供給量を最大化する最善の方法という結果になりました。

また、固定式架台ではなく追尾式架台を使用した場合の増加が、片面受光型モジュールではなく両面受光型モジュールを使用した場合の増加よりも高くなっているのも興味深い点です。

6.1.2. ドイツ事例研究

研究結果から、事例 4 が最も発電量が多く、グリッドへの電力供給量も多いという結論に達しました。しかし PR は、事例 3 の方が良い値を示しています。これは、事例 3 の方が発電所への日射量の利用効率があまくいったことを意味します。つまり、ドイツおよび地盤や太陽資源の条件が似ている中欧諸国でも、両面受光型太陽光モジュールとともに追尾式架台システムを使用することが、グリッドへの電力供給量を最大化する最善の方法であることがわかります。

また、固定式架台ではなく追尾式架台を使用した場合の増加が、片面受光型モジュールではなく両面受光型モジュールを使用した場合の増加よりも高くなっているのも興味深い点です。ただし、この差はスペインに比べるとあまり大きくはありません。

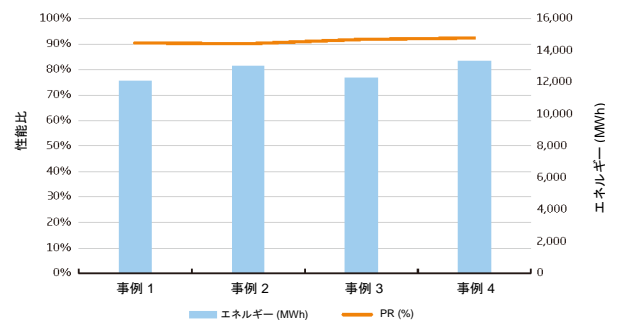


図 39. ドイツ事例研究 0 年目のエネルギー発電量と PR

6.2. CAPEX 額

各研究事例の BoQ (積算明細) を得るため、PVcase ソフトを使用して電気、機械、土木に関する積算が行われました。BoQ から、事例ごとの投資に必要な CAPEX が算出されました。以下の表は主要機器の推定単価を示したものです。

プロジェクト	スペイン	ドイツ
主要機器	単価 (EUR/Wp)	
片面受光型太陽光モジュール トリナ・ソーラー TSM-670DE21 ¹	0.2622	0.2622
両面受光型太陽光モジュール トリナ・ソーラー TSM-670DEG21C.20 ²	0.2666	0.2666
セントラルインバーター パワーエレクトロニクス HEMK FS3430K	0.036 EUR/Wac	-
ストリングインバーター ファーウェイ SUN2000-215KTL-H3	-	0.038 EUR/Wac
固定式架台	0.055	0.0633
1 軸追尾式架台 TrinaTracker Agile 1P	0.071	0.081

表 6. 主要機器の単価

¹ CIF Rotterdam Incoterm を想定した価格。

² CIF Rotterdam Incoterm を想定した価格。

6.2.1. スペイン事例研究

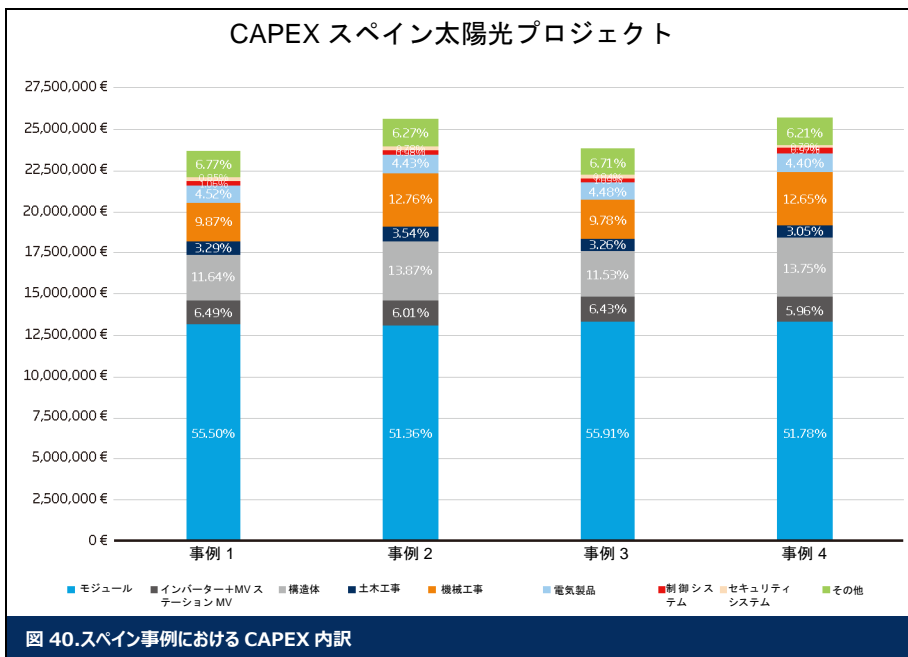
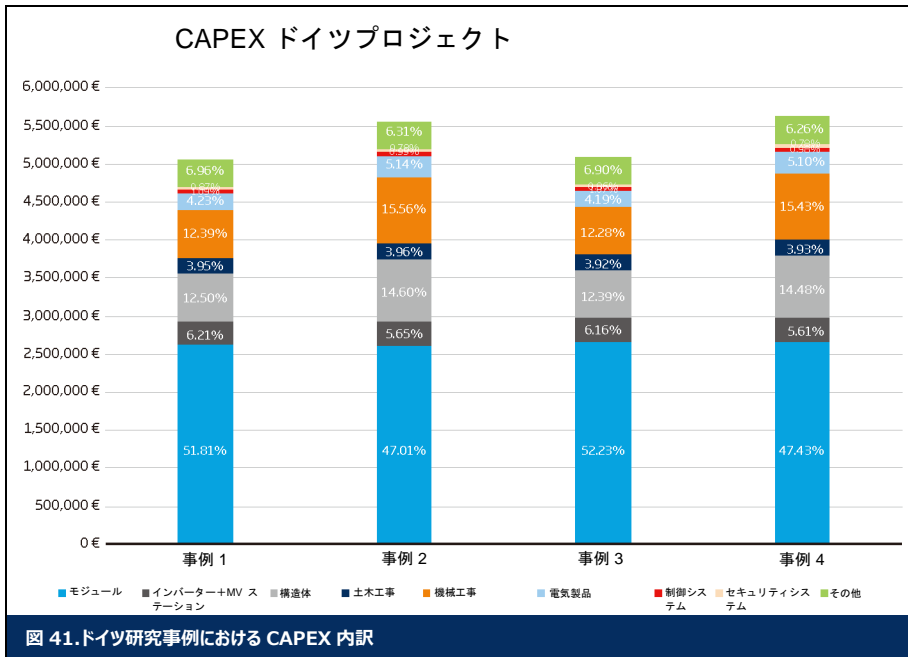


図 40. スペイン事例における CAPEX 内訳

6.2.2. ドイツ事例研究



6.3. OPEX 見積額

CAPEX と同様の手法で、OPEX を次の 3 つに分類することができます。一般 OPEX コスト、O&M（維持管理）コスト、およびメンテナンス費準備コストです。

この研究で考慮した一般 OPEX コストは、土地賃借料、資産管理、セキュリティ、変電所やその他の接続インフラの O&M、グリッド接続費、不動産資産税、その他夜間消費電力、環境活動などです。つまりこれらはプラントの運営に関連して発生する費用であり、プラントの O&M に直接関わるものではありません。上記表で記載した費用とは別に、財務モデルを実行する際の保険として、1%の OPEX コストを追加しています。

さらに、プラントの運用および維持とグリッドへの適切な電力供給から直接発生するコストもあります。これらのコストは一般的な O&M コストに分類され、事業者が提供するすべての O&M サービス（O&M 契約に含まれる部品交換を除く）はこれに含まれます。また、O&M 契約に基づき、一般機器と主要機器の交換部品の継続的保管にかかる予算として、メンテナンス費準備金を確保しています。

6.3.1. スペイン事例研究

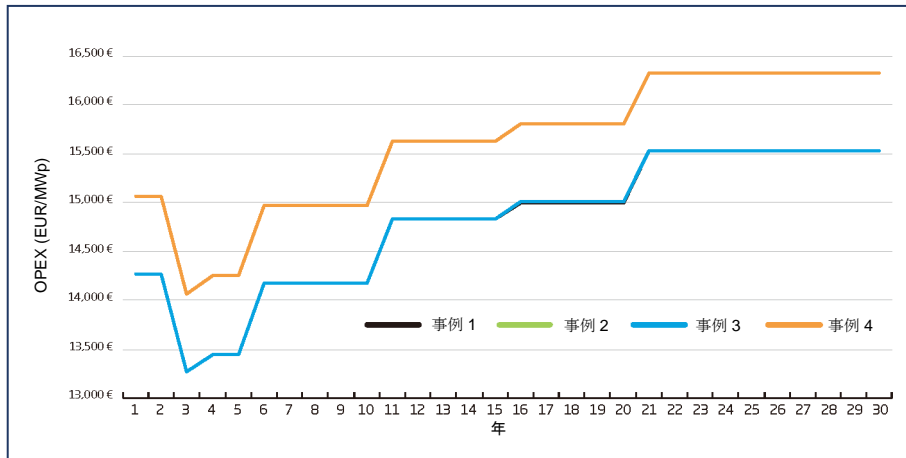


図 42. スペイン事例の OPEX

6.3.2. ドイツ事例研究

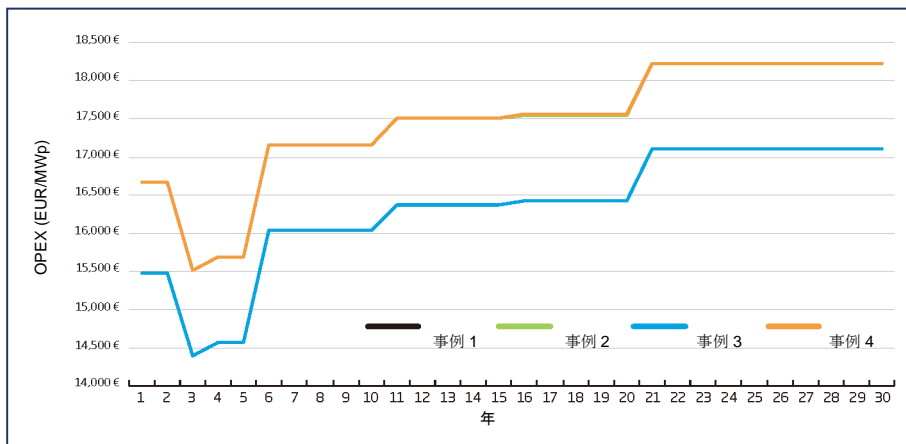


図 43. ドイツ事例の OPEX

上のグラフは、プラントの生涯運転期間中に OPEX がどのように推移するかを示しています。最初の 2 年間は通常 EPC の保証期間です。2 年目のあとに一時的に O&M 価格が低下するのは、この時期に工事の不具合が発見され、修繕・是正することが多いためです。

6.4. LCoE (均等化発電原価) 分析結果

6.4.1. スペイン事例研究

事例	1	2	3	4
MWp	49.998	49.977	49.998	49.977
MWac	42.60	42.60	42.60	42.60
インバーター容量(MWac)	50.00	50.00	50.00	50.00
初年度発電量 (MWh)	93,296	107,779	95,747	110,981
CAPEX (MEUR)	23.62	25.51	23.84	25.71
CAPEX (ユーロ/Wp)	0.472	0.510	0.477	0.515
OPEX (EUR/MWp/y)	15,798	15,598	14,801	15,601
資本投資 (MEUR)	6.36	6.85	6.41	6.93
当初借入金額 (MEUR)	19.02	20.53	19.18	20.68
内部収益率 (IRR) ³	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%
LCoE (EUR/MWh)	23.89	22.15	23.43	21.65

表 7. LCoE スペイン事例研究

6.4.2. ドイツ事例研究

事例	1	2	3	4
MWp	9.991	9.970	9.991	9.970
MWac	7.800	7.800	7.800	7.800
インバーター容量(MWac)	10.00	10.00	10.00	10.00
初年度発電量 (MWh)	12,025	13,028	12,260	13,345
CAPEX (MEUR)	5.164	5.667	5.208	5.711
CAPEX (ユーロ/Wp)	0.506	0.558	0.510	0.562
OPEX (EUR/MWp/y)	16,141	17,455	16,145	17,458
資本投資 (MEUR)	1.36	1.49	1.37	1.50
当初借入金額 (MEUR)	4.05	4.45	4.08	4.48
内部収益率 (IRR) ⁴	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
LCoE (EUR/MWh)	34.35	34.73	34.00	34.07

表 8. LCoE ドイツ事例研究

以上の結果から、現在実証運用中のスペインプロジェクトでは、事例 4 が最適なシステム構成であると結論付けられます。つまりスペインで 50MW の太陽光発電所を建設する場合、追尾システムと両面受光型モジュールを用いたシステム構成に投資することが、最も高い IRR をもたらすということです。

一方、ドイツのプロジェクトにとって最適な構成は、事例 3 であると結論づけることができます。つまりドイツの 10MW プラントでは、固定式架台と両面受光

型モジュールを採用したシステム構成への投資が、最も高い IRR をもたらすこととなります。しかしドイツでは、事例 3 と事例 4 の LCoE の値は類似しているため、各プロジェクトの特性に応じて、両方の構成が最適になり得ると判断されます。

6.4. 結論

本比較分析から得られた主な成果は以下の通りです。

- スペインの 50MW 太陽光発電所では、追尾式架台システムに設置された両面受光型モジュールが最適な構成であり、この構成が最も高い IRR をもたらします。
- ドイツの 10MW 太陽光発電所では、固定式架台に設置された両面受光型モジュールが最も IRR が高く、最適な構成となります。しかしこの場合、LCoE の差はわずかであるため、追尾式架台システムに設置された両面受光型モジュールも最適なソリューションであると考えられます。このように、各プロジェクトの条件に応じて、両方の選択肢を評価する必要があります。
- スペインの最適ケースでは、8.5%の IRR を得るために 21.65 ユーロ/MWh の LCoE が必要であり、ドイツの最適ケースでは、7.5%の IRR を得るために 34.00 ユーロ/MWh の LCoE が必要です。

感度分析を考慮すると、次のような結論になります。

- 一般に、アルベド値、設置高さ、モジュール間隔が大きいくほど、発電量は大きくなります。
- 予想通り、LCoE はモジュール価格と架台価格に応じて直線的に増加します。
- 内部収益率（IRR）については、モジュール価格に関する上記分析がそのまま当てはまります。LCoE は IRR が高くなるにつれて増加しますが、LCoE カーブの傾きは IRR が高くなるにつれて若干小さくなります。

両面受光型システム設計 ガイドブック決定版



トリナ・ソーラー株式会社

無断転載を禁じます。