

Photovoltaik optimieren

Bei Planung, Installation und Betrieb

Energiemanagement | Wärmepumpen mit Photovoltaik
Wirtschaftlichkeit von Großanlagenkonzepten | Drohnen-Elektrolumineszenz
Dachmaß-Bestimmung | Topcon-Degradation | pv magazine highlights

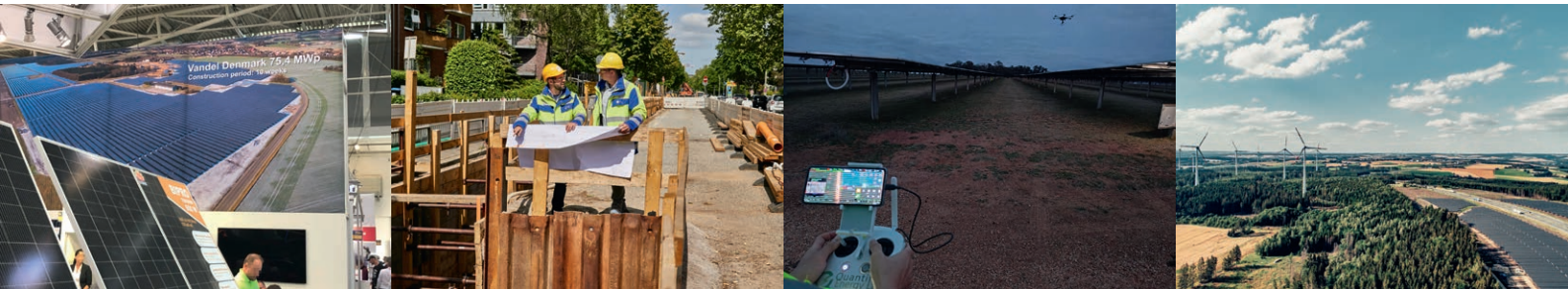


Panorama

- 4** **Völlig abgehoben**
pv magazine highlight: Die Airteam-Software ermöglicht, das Dachaufmaß effizient per Drohne zu ermitteln. Es sei schneller, präziser und sicherer, sagt ein Installateur.
- 8** **Clever den Überschuss nutzen**
pv magazine highlight: Clever-PV hat ein cloudbasiertes Energiemanagement für Verbraucher entwickelt. Das löst ein großes Branchenrärgernis.
- 10** **Urbane Energiewende mit Plan**
Münchner Wohnungsgenossenschaften haben sich schon vor Jahren für Energiewende-Dienstleistungen zusammengetan. Ein Vorbild, schreibt unsere Autorin.
- 14** **Bessere Botschaften sind möglich**
Wie wird der nächste Messeauftritt zum Erfolg? Barnabas Szanthy erklärt sechs Regeln für Marketing-Botschaften an Beispielen von der The smarter E Europe.
- 16** **Steuertipps zur Reform 2022**
Inzwischen hat das Bundesfinanzministerium die seit dem Jahresbeginn gültigen neuen Steuerregeln präzisiert.
- 20** **Erhöhte Degradation bei Topcon?**
Götz Fischbeck geht der Frage nach, ob Topcon-Module anfälliger auf bestimmte Degradationsmechanismen reagieren als Perc-Produkte.

Optimieren in der Photovoltaik

- 26** **Besser ist besser als optimal**
Ertrag, Gewinn und Arbeitszeit – alles wird optimiert. Philosoph Bruno Gransche erklärt, warum das Optimieren nicht immer zum besten Ergebnis führt.
- 34** **Gemeinschaftlicher Ausbau**
In Österreich blüht Energy Sharing, für das in Deutschland noch die Rahmenbedingungen optimiert werden müssen.
- 38** **Was das Energiemanagement regelt**
Christof Wittwer vom Fraunhofer ISE erklärt, worin sich Regelungen unterscheiden können und was die Entwicklungsaufgaben der nächsten Jahre sind.
- 44** **Optimierung von Großanlagen**
An einem Beispiel zeigt Belectric, warum der Nettobarwert das beste Kriterium ist, um ein Systemdesign, den Reihenabstand oder die Neigung zu wählen.
- 48** **Netto-barwert und Rendite**
Kurz erklärt: Zum Vergleich verschiedener Investitionsoptionen muss man Kennzahlen heranziehen.
- 50** **Gut kombiniert**
Freiflächen-Photovoltaik und Batteriespeicher am gleichen Netzanschluss. Mit der optimalen Vermarktungsstrategie kann das sinnvoll sein.
- 56** **Mit Normen Qualität verbessern**
Module, Kabel, Wechselrichter – alles ist normiert. Doch wer macht die Bewertung? Roger Taylor und Thomas Sauer erläutern die Vorgehensweise.
- 58** **Photovoltaik-Workflow**
Ein Start-up aus Berlin verspricht dem Handwerk, mehr Ordnung in den Software-Dschungel zu bringen.



Optimale Wärmewende

- 60 Wärmepumpenregelung**
Möglichst wenig Netzbelastung und hoher solarer Eigenverbrauch machen das Heizen mit einer Wärmepumpe günstig. Ein Blick auf Produktpärchen.
- 66 Installateurs-Umfrage**
Die Zurückhaltung gegenüber Wärmepumpen weicht und die Erfahrungen sind gut. Dennoch steht die Branche unter großem Druck.
- 70 Wärmepumpe mit Infrarot**
Ein Konzept mit Infrarotheizung kann Hausbesitzern bei einer schrittweisen Umstellung auf Wärmepumpen in Bestandsgebäuden helfen.
- 74 Fernwärme statt Wärmepumpe?**
Die kommunalen Wärmepläne beeinflussen, ob Wärmepumpen ein attraktives Angebot sind. Wir haben bei zwei Stadtwerken genauer hingesehen.
- 76 Strom-Wärme-Kombi macht Sprünge**
Photovoltaik-Thermie-Kombimodule, besser bekannt unter dem Kürzel PVT, starten mit der ersten Massenproduktion durch. In Kombination mit Wärmepumpen ist die Lösung äußerst attraktiv.

Betrieb und Wartung

- 80 Check per Drohne nun auch nachts**
Elektrolumineszenz verschafft ein klareres Bild bei beschädigten Modulen als Infrarotmessungen. Sind dafür nächtliche Drohnenflüge sinnvoll?
- Installation**
- 83 Von der Hürde zur Komplikation**
Mit steigenden Modulgrößen wird die Zwei-Quadratmeter-Grenze auch in der Praxis problematisch. Die absehbare Erhöhung verschiebt das Problem nur.
- 85 Produkte**
Module, Montage, Wechselrichter, Speicher, Zubehör, Software
- 87 Inserentenliste**
- 88 Impressum**

Die Kunst der Systemdesign-Optimierung

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung: Über Neigungswinkel, Reihenabstände, Modultypen, Unterkonstruktionen und viele weitere Parameter müssen Investoren vor dem Bau einer Freiflächenanlage entscheiden. Das ist ein typisches Optimierungsproblem mit vielen Variablen. Johannes Linder ist Direktor für Systemdesign und Innovation bei Belectric, einem EPC-Dienstleister für die Entwicklung, den Bau und den Betrieb von Solarkraftwerken in Europa. Er erklärt den sinnvollsten Ansatz und die Optimierungspotenziale.

Um eine Photovoltaik-Freiflächenanlage zu bauen, werden wenige unterschiedliche Komponenten benötigt, davon aber sehr viele. Relevante Parameter wie Reihenabstände oder Neigungswinkel, die das Anlagendesign betreffen, werden ebenso wie Module und andere Komponenten einmal festgelegt und anschließend über die ganze Anlage skaliert. Das lässt schon vermuten, dass kleine Änderungen der festzulegenden Komponente und Design-Parameter eine große Wirkung auf der Kosten- und der Ertragsseite der Gesamtanlage entfalten können. Neben kleinen technischen Kostenoptimierungen, wie dem Ersetzen von Modulclips durch eine Direktverschraubung der Module, sind es aber vor allem die ertragsrelevanten Komponenten und die Design-Parameter, die entsprechende Stellschrauben bieten.

Was glauben Sie, wie viele mögliche Varianten es gibt, eine Photovoltaik-Freiflächenanlage zu bauen? Mehr, als man auf den ersten Blick vermuten würde. Angenommen, Sie möchten für ein Projekt verschiedene Neigungswinkel betrachten (10 bis

25 Grad), dazu natürlich auch verschiedene Reihenabstände (ein Meter bis fünf Meter) sowie eine Reihe von DC-AC-Verhältnissen (1 bis 1,8). Außerdem möchten Sie die unterschiedlichen Unterkonstruktionstypen (zum Beispiel „Süd 3 Module Portrait“, „Süd 4 Module Portrait“, „Ost/West 3 Module Portrait“) und womöglich drei oder mehr verschiedene Modultypen (zum Beispiel unterschiedliche Wafergrößen bei Topcon, also M10 Topcon und M12 Topcon, und Heterojunction-Technologie wie M12 HJT) vergleichen. Was die Anzahl an relevant erscheinenden Systemdesign-Kombinationen für einen Standort betrifft, landet man sehr schnell im fünfstelligen Bereich. So entsteht ein enormer Analyseaufwand, der effizient nur mit Hilfe eines Modellierungs- und Simulationsansatzes zu bewältigen ist.

Stromgestehungskosten nicht relevant für Investitionsentscheidungen

Herrscht Klarheit über die relevanten Systemdesign-Kombinationen, die in einer Optimierung betrachtet werden sollen, stellt sich die entscheidende Frage nach dem Ziel der Optimierung. Oft werden die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy- oder LCoE-Wert) mit dem Produkt, aber auch der Optimierung des Systemdesigns in Zusammenhang gebracht. Allerdings handelt es sich hierbei um einen Wert, der maßgeblich auf die Kostenoptimierung ausgerichtet ist, nicht aber auf die tatsächlich zu erwartenden Einnahmen. Berücksichtigt man die tatsächlichen Einnahmen, so kommt man meist zu einem anderen Schluss.

Es kann beispielsweise wirtschaftlich sinnvoll sein, mehr Verschattung zu tolerieren, um mehr Kilowattstunden pro Quadratmeter zu realisieren, als es die Optimierung auf die günstigsten Stromgestehungskosten nahelegt. Obwohl die Stromgestehungskosten dadurch möglicherweise steigen, zahlen sich die höheren Kosten langfristig aus. Das liegt daran, dass man Erlöse pro Kilowattstunde erzielen kann, die über den Stromgestehungskosten liegen. Denn es macht einen deutlichen Unterschied für die Optimierung des Systemdesigns, ob man zehn Cent oder fünf Cent für eine Kilowattstunde bekommt. Bei zehn Cent sind Systeme mit möglichst vielen Kilowatt installierter Leistung pro Quadratmeter interessant,

Das Wichtigste in Kürze

Bei der Planung einer Freiflächenanlage müssen Investoren Entscheidungen unter anderem zur Art der Aufständerung, zum Reihenabstand, zur Modulneigung, zum Modultyp und zu etlichen weiteren Parametern treffen. Das ermöglicht sehr viele verschiedene Kombinationen und Raum zur Optimierung.

Wenn man optimieren will, benötigt man Optimierungsparameter. Die Optimierung auf niedrige Stromgestehungskosten liefert meist ein falsches Bild. Besser sind die Optimierung auf eine hohe Rendite oder auf einen hohen Nettobarwert. Oft ist der Nettobarwert der sinnvollste Parameter.

Das liegt unter anderem an der sogenannten Flächenfalle. Im realen Leben steht nicht unbegrenzt Fläche zur Verfügung, sondern sie ist vorgegeben. Dadurch unterscheidet sich die Optimierung deutlich von oft angestellten grundsätzlichen Betrachtungen.

In einem realen Beispiel verspricht eine Tracker-Anlage in Süddeutschland zwar die höchste Rendite. Doch für den Investor ist die festaufgeständerte Variante mit dem höchsten Nettobarwert die beste Entscheidung.



Bei dem von Belectric gebauten Solarkraftwerk „Kleinlangheim“ legt der Investor nach eigenen Angaben großen Wert auf Artenschutz. Was nötig ist, damit man sich offiziell das Label Biodiversitätsphotovoltaik verdient und welche Rolle das Systemdesign dabei spielt, ist vom Gesetzgeber allerdings noch nicht abschließend geklärt.

bei fünf Cent sollte man damit vorsichtiger werden und der spezifische Ertrag pro installierter Kilowattstunde Leistung gewinnt an Bedeutung. Diese Tatsache bleibt bei der reinen Betrachtung der Stromgestehungskosten völlig unberücksichtigt. Aus unserer Sicht sind die Stromgestehungskosten als Key-Performance-Indikator (KPI) daher nicht relevant für Investitionsentscheidungen.

Die Flächenfalle

In der Optimierung von Freiflächenanlagen kommt es außerdem oft zu einem Phänomen, das sich gut als die Flächenfalle bezeichnen lässt. Es taucht häufig im Zusammenhang mit Berechnungen von Stromgestehungskosten auf. Hierbei geht es allerdings um den Optimierungsansatz selbst und nicht in erster Linie um das Optimierungsziel. Generelle Studien zu Stromgestehungskosten fahren oft einen spezifischen Ansatz in Bezug auf die Fläche. Es wird so getan, als ob endlos Fläche zur Verfügung stünde. Dieser Fläche wird dann ein gewisser Preis pro Hektar zugeordnet. Dann vergleicht man zum Beispiel eine Zehn-Megawattpeak-Tracker-Anlage mit einer festaufgeständerten Anlage, die ebenfalls zehn Megawattpeak hat. Es wird davon ausgegangen, dass die Tracker-Anlage aufgrund ihres höheren Flächenbedarfs lediglich höhere Pachtkosten zu tragen hat.

Im realen Entwicklungsprozess von Freiflächenanlagen verhält es sich allerdings oftmals anders. Der Projektentwickler sichert sich eine möglichst große Fläche und überlegt sich, welches Systemdesign er auf dieser Fläche realisieren möchte.

Die Fläche ist also gegeben und nicht variabel. Dementsprechend sollten im Vergleich der Systemdesigns Tracker-Anlagen, die bei einer gegebenen Fläche und einem bestimmten Reihenabstand zum Beispiel im Bereich von elf Megawattpeak Leistung realisieren, festaufgeständerten Anlagen, die auf der gleichen Fläche dann im Bereich von 16 Megawattpeak liegen, gegenübergestellt werden. Auch wenn der spezifische Ertrag der Tracker-Anlage höher ist, erzeugt die festaufgeständerte Anlage absolut betrachtet mehr Strom.

Das Ergebnis bei der Betrachtung des realen Falls unterscheidet sich signifikant von dem erstgenannten Vergleich, bei dem eine Tracker-Anlage gerechnet wird, die die gleiche Leistung wie die festaufgeständerte Anlage hat und lediglich mehr Fläche benötigt. Die dann notwendige zusätzliche Pacht hat einen geringeren negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung als die Tatsache, dass bei der Entscheidung für Tracker in der absoluten Summe wesentlich weniger Kilowattstunden erzeugt werden. Vor allem bei der Übertragung von generellen Analysen auf projektspezifische Optimierungen ist hier also viel Vorsicht geboten.

Konflikt zwischen Optimierungsparametern

Schauen wir uns die Kennwerte an, die Investoren in der Regel für die Bewertung zukünftiger Cashflows, wie sie in Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Freiflächenanlagen vorkommen, heranziehen. Das sind nicht die Stromgestehungskosten, sondern der Nettobarwert (Net Present Value, NPV) und die Rendite nach dem internen Zinsfuß (Internal Rate of Return,

Optimierungsprobleme in der Photovoltaik

Ranking*		Systemcharakteristika					
nach NPV	nach IRR	Aufständerung	Pitch***	Reihenabstand	DC/AC	Grundflächenzahl nach Bauordnung	Bauhöhe
1.	2.	Fest, Südausrichtung, 4 Module Portrait, 10°	10,45 m	1 m	1,15	0,77	2,37 m
2.	2.	Fest, Südausrichtung, 3 Module Portrait, 10°	8,083 m	1 m	1,15	0,74	1,95 m
3.	3.	Fest, Südausrichtung, 4 Module Portrait, 15°	10,769 m	1,5 m	1,15	0,73	3,18 m
4.	1.	Einachsiger Tracker, 1 Modul Portrait	3,882 m	1,5 m	1,1	0,52	2,48 m

Tabelle 1: Das Ranking nach dem Nettobarwert ergibt eine andere Bauentscheidung als das Ranking nach der Rendite. Diese Analyse von Belectric spiegelt Betrachtungen eines realen Projektes aus dem Jahr 2022 wider. Generelle Aussagen, insbesondere unter Berücksichtigung des aktuellen Marktumfeldes, können daraus allerdings nicht abgeleitet werden. Die Berechnung bezieht sich auf den realistischen Fall, dass die Fläche mit zehn Hektar fest vorgegeben ist und bifaziale n-Typ-Topcon-M10-Module und Stringwechselrichter verwendet werden. Für die Berechnung des Nettobarwerts wurde mit der Renditeerwartung (siehe Text) abgezinst und es wurde kein Fremdkapital berücksichtigt. Für die Opex-Werte wurden die abgezinste Jahreswerte addiert.

* Insgesamt hat Belectric über 10.000 Systemdesigns berechnet. In der hier abgedruckten Tabelle sind die Top 3 nach NPV-Ranking dargestellt sowie das Top-System nach IRR-Ranking (Tracker Design).

** Diese blau markierten Werte beziehen sich auf die Abweichung zur erstplatzierten Systemdesign-Kombination (Referenz).

*** Der Pitch bezeichnet den Reihenabstand gemessen von Modulvorderkante zu Modulvorderkante. Der Reihenabstand bezeichnet die Lücke zwischen Modulhinterkante und Modulvorderkante der nächsten Reihe.

IRR). In diesem Zusammenhang sind besondere Merkmale von Freiflächenanlagen erwähnenswert, die großen Einfluss auf die beiden Kennwerte haben.

Angenommen wir haben eine Fläche von zehn Hektar zur Verfügung und können ohne technische Einschränkungen darauf bauen. Dann stellt sich zunächst die Frage, ob ein Tracker- oder aber ein Fix-System mit Süd- oder Ost-West-Aufständerung zum Einsatz kommen soll. Das mögliche Investitionsvolumen liegt zwischen etwa 9,4 Millionen Euro für ein Tracker-Projekt (elf Megawattpeak) und etwa 11,3 Millionen Euro für eine Anlage mit festaufgeständertem System (16 Megawattpeak). Dazwischen gibt es ein breites Spektrum an Abstufungen, die es erlauben, das Systemdesign auf den jeweiligen Business Case anzupassen.

Der relativ große Unterschied im möglichen Investitionsvolumen führt dazu, dass es häufig zu einem Konflikt zwischen einem möglichst hohen NPV und einer möglichst hohen, optimalen Rendite kommt. Sprich: Mit dem einen Systemdesign wäre der NPV des Projektes höher, aber der IRR kleiner, während sich mit einem anderen Systemdesign das Blatt wendet

und bei geringerem NPV ein höherer IRR resultiert. In solchen Fällen lassen wir von Belectric natürlich unsere Kunden entscheiden, empfehlen allerdings fast ausnahmslos die Optimierung auf den maximalen NPV. Ein Vorteil ist, dass dieser Wert methodisch verlässlicher sowie robuster gegenüber Änderungen der Gesamt-Investitionskosten ist.

Was nun: NPV oder IRR?

Schauen wir dazu auf die beiden Kennwerte am Beispiel einer typischen Optimierung eines Projektes aus dem letzten Jahr (Baustart 2022), die für einen Zehn-Hektar-Standort in Süddeutschland gemacht wurde (siehe Tabelle 1). Die Annahmen sind, dass der erzeugte Strom zehn Jahre lang mit einem Stromliefervertrag (PPA) für neun Cent pro Kilowattstunde über zehn Jahre verkauft werden kann, danach entsprechend prognostizierten Strommarkt-Preiskurven. Die Renditeerwartung des Investors, die Hürde für die Investitionsentscheidung, sei für die ersten zehn Jahre 3,5 Prozent, danach für die Jahre 11 bis 30 fünf Prozent.

Das Systemdesign, das mit den Annahmen aus 2022 den höchsten IRR bringt, ist der Tracker. Dem entgegen würde ein flächeneffizientes, flaches Südsystem einen deutlich höheren NPV bringen. Im ersten Fall ist die Verzinsung des eingesetzten Kapitals höher, im zweiten Fall lässt sich mehr Kapital gewinnbringend anlegen. Was sinnvoller ist, hängt auch davon ab, welche Anlagealternativen der Kunde für das Kapital hat.

Die Unterschiede können in Abhängigkeit vom projektspezifischen Set-up und den Business-Case-Annahmen nicht unerheblich ausfallen. Hätte der Kunde sich in diesem Fall für ein Tracker-System entschieden, das den höchsten IRR verspricht, so hätte sich auf der anderen Seite der Nettobarwert des Projektes um fast 700.000 Euro verschlechtert. Das entspricht einer Verschlechterung des NPV von etwa zehn Prozent. Durch die verschiedenen am Markt etablierten Systemdesigns ist es demnach möglich, außer über den spezifischen Ertrag und über die spezifischen Kosten auch über das Investitionsvolumen den Business Case zu optimieren. Ein Hebel, der bei der singulären Betrachtung von spezifischen Kennwerten unberücksichtigt bleibt.

Auch deshalb empfehlen wir für jedes Projekt einen Blick auf den NPV aller relevanten Systemdesign-Kombinationen.



In Dänemark entschied der Bauherr, das 12,6-Megawattpark-Projekt bei Ringkøbing mit einachsigen Trackern zu bauen. Wie gut diese Option im Vergleich zu anderen Bauweisen ist, hängt von dem betrachteten Key-Performance-Indikator ab.

Optimierungsprobleme in der Photovoltaik

Leistung und Ertrag			Kosten und Erlöse				Key-Performance-Indikatoren		
Nennleistung	AC-Leistung	spezifischer Ertrag pro Jahr	Capex**	Capex/kWp**	Opex**	Stromverkaufs-Erlöse**	Rendite IRR	Nettoarwert NPV	Nettoarwert-Abweichung**
16,837 MWp	14.641 KVA	1.107 kWh/kWp/a	Referenz	Referenz	Referenz	Referenz	8,88 %	6.657.615 €	Referenz
16,326 MWp	14.196 KVA	1.120 kWh/kWp/a	-241.013 €	10,6 €/kWp	-92.190 €	-447.508 €	8,88 %	6.543.310 €	-114.305 €
16,339 MWp	14.207 KVA	1.120 kWh/kWp/a	-196.490 €	12,7 €/kWp	-89.912 €	-422.339 €	8,86 %	6.521.678 €	-135.937 €
11,331 MWp	10.301 KVA	1.334 kWh/kWp/a	-2.162.307 €	202,7 €/kWp	-652.165 €	-3.485.492 €	9,14 %	5.986.596 €	-671.018 €

Als ein Vorteil des IRR wird häufig genannt, dass die schwer zu ermittelnde Abzinsungsrate nicht als Input benötigt wird. Allerdings halten wir es bei Belectric für sinnvoller, Sensibilitäten verschiedener Abzinsungsraten zu betrachten, statt sich auf eine reine IRR-Betrachtung zu fokussieren. Dennoch ist vorstellbar, dass in bestimmten Fällen tatsächlich ein Fokus auf die konsequente Optimierung des IRR Sinn ergibt. Das könnte etwa bei Bürgerbeteiligungsanlagen der Fall sein, bei denen die Investition sich auf viele Kleinanleger verteilt und weniger der Profit in absoluten Zahlen als vielmehr die Rendite des Einzelnen von Bedeutung ist. Derartige Überlegungen überlassen wir aber gerne unseren Kunden.

Garbage IN, Garbage OUT: Eingabe-Parameter absichern

Zentrales Element eines jeden Modellierungs- und Simulationsansatzes sind die Eingabeparameter, mit denen die Modelle gefüttert werden. Stimmen diese nicht, lassen sich natürlich auch keine vertrauenswürdigen NPV- oder IRR-Werte

errechnen, auf Basis derer Investoren die Entscheidung für ein bestimmtes Systemdesign treffen können. Erwähnenswert für die Systemdesign-Optimierung sind neben den bereits angesprochenen Parametern in Bezug auf den Business Case (PPA- oder EEG-Tarif, Abzinsungsrate) auch die Marktwerte, der zu erwartende Ertrag und natürlich die Kosten für alle zu betrachtenden Systemdesign-Kombinationen.

Die Marktwerte zielen darauf ab, dass mittlerweile innerhalb der möglichen Systemdesign-Varianten und der entsprechenden Erzeugungsprofile von Photovoltaik-Freiflächenanlagen bei einer Börsenvermarktung unterschiedliche Marktwerte erlöst werden können. So geht man davon aus, dass ein nachgeführtes System (Tracker) oder ein vertikales Ost-West-System aufgrund des breiteren Erzeugungsprofils im Mittel höhere Marktwerte erzielen wird. Denn durch den angestrebten Zubau von Solarenergie wird das Überangebot an Solarstrom zur Mittagszeit, wenn bei Sonnenschein alle südausgerichteten Anlagen gleichzeitig maximal einspeisen, kontinuierlich steigen.

Anzeige



SUNOVA SOLAR

Pv Tech Expert.

Wo Wirtschaftlichkeit und hohe Effizienz aufeinander treffen!

Ihr neuer Bloomberg Tier 1 Anbieter!



N-Type TOPCon module von
690 W



TangraTM
(TOPCon Serie)

690 W

LLOYDS 中国平安
underwriters 中国平安
PROPERTY & CASUALTY INSURANCE CO. LTD. CHINA

Garantieversicherung

N-Type

www.sunova-solar.com



Nettobarwert und Rendite nach dem internen Zinsfuß

Zum Vergleich verschiedener Investitionsoptionen muss man Kennzahlen heranziehen. Etwa den Nettobarwert oder die Rendite nach dem internen Zinsfuß. *pv magazine* erläutert, was diese Werte bedeuten.

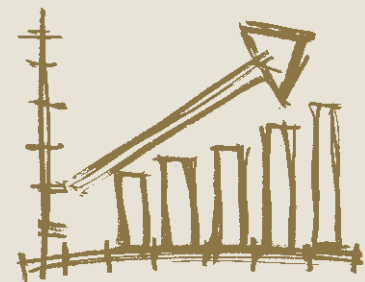


Illustration: Pixabay/geralt

Um die Wirtschaftlichkeit einer Investition einzuschätzen, muss man die Zahlungsflüsse über den betrachteten Zeitraum analysieren. Bei einer Photovoltaikanlage sind das unter anderem die Investitionskosten, die Betriebskosten über den betrachteten Zeitraum inklusive erwartbarer Reparaturkosten und die Erlöse aus der Vermarktung des erzeugten Stroms. Da man nicht alle Positionen genau kennt, muss man mit Prognosewerten zum Beispiel bei den Stromerlösen rechnen. Man kann die angenommenen Zahlungsflüsse untereinander in eine Excel-Tabelle schreiben und später, wie in dem Hauptartikel von Belectric erwähnt, in einer Sensitivitätsanalyse ausrechnen, wie sich das Ergebnis ändert, wenn man einzelne Annahmen ändert.

Um Investitionsentscheidungen direkt miteinander vergleichen zu können, will man die komplexe Zahlungsfluss-Tabellen möglicher Varianten auf möglichst jeweils einen Wirtschaftlichkeitsparameter reduzieren. Die Rendite nach dem internen Zinsfuß (Internal Rate of Return, IRR) und der Nettobarwert (Englisch: Net Present Value, kurz NPV) sind jeweils solche Parameter. Sie sind miteinander verwandt, haben aber eine leicht unterschiedliche Bedeutung. Der Unterschied ist relevant für die Investitionsentscheidung, wie die Betrachtung im Hauptartikel zeigt.

Nettobarwert

Um die Zahlungsflüsse auf einen Parameter zu reduzieren, muss man die Zahlungen aus verschiedenen Jahren vergleichbar machen. Dazu bedient man sich einer umgekehrten Zinseszins-Rechnung. „Durch die Abzinsung von zukünftigen Geldströmen auf die Gegenwart wird der Zeitwert des Geldes berücksichtigt: Je eher man über Geld verfügen kann, desto mehr Wert besitzt es. Durch die Abzinsung von Erfolgen auf einen einheitlichen Zeitpunkt können auch Zahlungen vergleichbar gemacht werden, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen“, fasst das Wikipedia zusammen.

Erwartet man zum Beispiel im Jahr 30 Betriebskosten von 600.000 Euro, muss man diese auf das Jahr null der Investitionsentscheidung zurückrechnen. Dazu muss man eine Abzinsungsrate annehmen. Sei diese 3,5 Prozent, entsprechen den 600.000 Euro im Jahr 30 im Jahr null lediglich 213.767 Euro. Würde man diese 213.767 Euro zu einem Zinssatz von 3,5 Prozent anlegen, erhielte man nach 30 Jahren die 600.000 Euro Betriebskosten. Auf Basis dieser Abzinsungsrate rechnet man so alle Einnahmen und Ausgaben auf das Jahr null um und addiert sie. Auch die Investitionssumme geht ein, als hoher negativer Wert im Jahr null. Die Summe über die abgezinnten Zahlungsströme ist der Nettobarwert.

Der Nettobarwert, berechnet mit einer Abzinsungsrate von beispielsweise 3,5 Prozent, ist dann der Gewinn (oder Verlust) der Investition umgerechnet auf das Jahr der Investitionsentscheidung, im Vergleich zu einer Geldanlage zu 3,5 Prozent über den gleichen Betrachtungszeitraum. Der Nettobarwert verschiedener Investitionsvarianten zeigt sofort, wie viel mehr oder weniger Gewinn in absoluten Zahlen bei einer bestimm-

ten Investitionshöhe möglich sind. In den Beispielen im Hauptartikel ergibt sich ein Nettobarwert um die sechs Millionen Euro (siehe Tabelle 1).

Die Abzinsungsrate beeinflusst die Höhe des Nettobarwertes. Ein Ansatz ist, sie in Höhe der (mittleren) Inflation zu wählen. Dann entspricht der Nettobarwert dem durch die Investition erwarteten Kaufkraftgewinn. Eine andere Möglichkeit ist, die Kapitalkosten oder die Renditeerwartung einzusetzen. Ein positiver Nettobarwert gibt dann den Gewinn zuzüglich zu der Rendite an (der Gewinn wird dann wieder mit der Renditeerwartung verzinst).

Je höher die Abzinsungsrate gewählt wird, umso geringer ist die Rolle der Einnahmen und Ausgaben am Ende des Betrachtungszeitraums. Daher kann die Wahl der Abzinsungsrate die Profitreihenfolge der Investitionsvarianten beeinflussen. Belectric rät im Hauptartikel daher, dazu eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen.

Rendite

Die Zahlungsflüsse lassen sich auch auf einen Parameter reduzieren, ohne dass man Annahmen zu einer Abzinsungsrate trifft. Die Rendite nach dem internen Zinsfuß berechnet sich als Abzinsungsrate, bei der sich ein Nettobarwert von null ergibt. Angenommen die Investitionskosten liegen bei zehn Millionen Euro. Die jährlichen Überschüsse im Mittel bei 825.000 Euro. Bei einer Abzinsungsrate von 3,5 Prozent ergibt sich ein Nettobarwert von sechs Millionen Euro. Bei einer Abzinsungsrate von 8,2 Prozent ergibt sich ein Nettobarwert von null. Die 8,2 Prozent sind in diesem Fall die Rendite (IRR).

Es kommt vor, dass diese Rendite verwechselt wird mit den jährlichen Zinszahlungen bei Wertpapieren. Anders als bei diesen ist nach Ablauf des Betrachtungszeitraums bei der IRR-Rendite für eine Photovoltaikanlage kein Kapital mehr vorhanden, vielmehr werden die Entsorgungskosten in der Rechnung berücksichtigt.

Die Rendite (IRR) ist einerseits ein objektiverer Parameter als der Nettobarwert, weil man eine Annahme weniger treffen muss. Sie gibt die Verzinsung des Kapitals an, das in der Anlage investiert ist und das im Laufe der Jahre durch die Alterung und die Auszahlungen immer weniger wird. Werden im Jahr zehn 800.000 Euro ausgezahlt, berücksichtigt die Rendite nicht, was mit diesem Geld die weiteren 20 Jahre des Betrachtungszeitraums geschieht. Die Rendite kann hoch und das eingesetzte Kapital gleichzeitig niedrig sein, dann ist der Gewinn trotz hoher Rendite gering.

Der Nettobarwert enthält mehr Informationen über den absoluten Gewinn. Werden im Jahr zehn 800.000 Euro ausgezahlt und nicht wieder gut verzinst angelegt, schlägt sich das im Nettobarwert nieder. Wählt man als Abzinsung die Kapitalverzinsung, die man mindestens erzielen will oder muss, bezieht sich der Nettobarwert auf den Gewinn, der nach Abzug dieser „Investment-Hürde“ (siehe Hauptartikel) bleibt. Michael Fuhs

Optimiertes Standarddesign	- immer noch die profitabelste Lösung - siehe Tabelle 1
Biodiversitäts-Freiflächenanlage	- etwas höhere Kosten für die Biodiversitätsmaßnahmen - Reihenabstand: Vereinfachte Annahme von mindestens vier Meter - Der Nettobarwert sinkt im Beispiel gegenüber dem Standarddesign um elf Prozent (minus 700.000 Euro im Vergleich zur optimalen Lösung in Tabelle 1).
Einachsige Tracker-Designs mit ein oder zwei Modulen	- höhere spezifische Kosten (Euro/kWp) als im Standarddesign - höherer Marktwert für erzeugten Solarstrom von vier Euro pro Megawattstunde - siehe Tabelle 1 für die optimale Variante
Agri-Photovoltaik mit Tracker	- etwas höhere Kosten als im Standard-Trackerdesign für Maßnahme bezüglich Erosion, Bodenschutz und Wassermanagement - Abstand zwischen Trackern mindestens zehn Meter - Unter der Annahme, dass die Pachtkosten 85 Prozent unter denen einer Freiflächenanlage liegen, liegt der Nettobarwert ungefähr 14 Prozent darunter (minus 900.000 Euro).
Optimierte vertikale Aufständigung	- niedrigste Kosten, aber auch niedrigste Leistung pro Quadratmeter - Höherer Marktwert für erzeugten Solarstrom von acht Euro pro Megawattstunde - wirtschaftlich schlechteste Variante (ohne Agri) - Nettobarwert liegt 53 Prozent unter optimaler Variante (minus 3,5 Millionen Euro)
Agri-Photovoltaik mit vertikaler Aufständigung	- Reihenabstand mindestens neun Meter - Höherer Marktwert für erzeugten Solarstrom von acht Euro pro Megawattstunde - wirtschaftlich schlechteste Agri-Variante (abgesehen von hochaufgeständert mit semitransparenten Modulen) - Nettobarwert liegt 56 Prozent unter optimaler Variante (minus 3,7 Millionen Euro).
Agri-Photovoltaik mit sehr hoher Aufständigung	- vier Meter Höhe - Höchste Kosten pro Kilowattpeak - EEG-Agri-Photovoltaik-Bonus von zehn Euro pro Megawattstunde - Unter der Annahme, dass die Pachtkosten 85 Prozent unter denen einer Freiflächenanlage liegen, liegt der Nettobarwert etwa 17 Prozent unter optimaler Variante (minus 1,1 Millionen Euro). - Sind semitransparente Module nötig (20 Prozent Transparenz), um die Verschattung zu reduzieren, liegt der Nettobarwert 58 Prozent unter der optimalen Variante (minus 3,8 Millionen Euro).

Tabelle 2: Belectric hat viele verschiedene Optionen für die betrachtete Fläche analysiert. Die Tabelle fasst die ökonomischen Auswirkungen von innovativen Systemdesigns zusammen.

Bei der Ertragssimulation ist darauf zu achten, dass vor allem beim Vergleich verschiedener Modultypen die pan-Dateien keine unrealistischen Inputs liefern. Hierzu lohnt sich ein „pan file sanity check“ (siehe „Schrauben an Ertragsprognosen“, pv magazine März 2022) oder ein Blick in die Diskussion auf den pv magazine Roundtables Europe 2022 „Module design choices, reliability, and revenue expectations“, in dem Djaber Berrian die Belectric-Position erläutert hat.

Entscheidend für gute Simulationsergebnisse sind auch die Kosteninputs. Um ein ganzheitliches Bild zu erhalten, sollten neben den Kosten für die Hauptkomponenten jeweils die damit verknüpften Transport-, Installations-, BoS- und O&M-Kosten berücksichtigt werden. Als EPC-Unternehmen sind wir in der komfortablen Lage, sehr nahe am Markt zu sein, da wir sowohl alle Komponenten als auch alle Dienstleistungen einkaufen und selbst die Betriebsführung der errichteten Anlagen übernehmen.

Seit Jahren sehen wir außerdem eine starke Diversifizierung im Bereich Modultechnologie, sowohl bezüglich der Moduldimensionen als auch der Zelltechnologie. Eine große Auswahl zu haben ist herausfordernd, erhöht auf der anderen Seite aber das Optimierungspotenzial. Wir haben für pv magazine bereits für ein bestimmtes Projekt auf Basis des Nettobarwerts den Einsatz von Perc-, Topcon und Heterojunction-Modulen verglichen. Bei den verwendeten Parametern haben die Heterojunction-Module einen Vorteil, solange sie nicht mehr als 18 Prozent teurer sind als die Perc-Module („Topcon, HJT, IBC

– welche Modul Produktneuheiten lohnen sich wirklich?“, pv magazine Juni 2023).

Auch im Bereich Unterkonstruktionstypen zeichnet sich eine Diversifizierung ab. Agri-Photovoltaik- oder Biodiversitätsanlagen kommen mit einer Vielzahl neuer Unterkonstruktionstypen, die ebenfalls kontinuierlich von Belectric beobachtet und analysiert werden (siehe Tabelle 2). Der hieraus entstehende Analyseaufwand lohnt sich, denn beispielsweise sieht man schnell, dass Agri-Photovoltaikanlagen mit Tracker in Deutschland interessant werden. Systemdesign-Optimierung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen liefert zwar keine Schwarz-Weiß-Ergebnisse, aber für all jene, die sich über ihr Optimierungsziel im Klaren sind, ist das Potenzial immens.

Johannes Linder



Der Autor

Johannes Linder ist Direktor für Systemdesign & Innovation bei Belectric, einem der führenden EPC-Dienstleister in der Entwicklung, im Bau und im Betrieb von Solarkraftwerken in Europa. Seine Abteilung berechnet die Grundlage für eine Vielzahl an Auslegungs- und Technologieentscheidungen – auch für neue Photovoltaikanwendungen wie Agri-Photovoltaik- oder hybride Anlagen.