

# Erlösperspektiven der Photovoltaik in Deutschland – Einflussmöglichkeiten durch Variation der Anlagenausrichtung

**Alexander Zipp, Bernd Lukits**

IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, 66113 Saarbrücken, +49 681 9762 840,  
zipp@izes.de, www.izes.de

FH Technikum Wien, Giefinggasse 6, 1210 Wien, +43 660 1477 533,  
ee11m025@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at

**Kurzfassung:** Die feste Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland fördert insbesondere Photovoltaikanlagen mit einem möglichst hohen Jahresertrag, unabhängig von deren zeitlichen Erzeugungsprofil. Folglich hat ein Großteil der in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen eine Ausrichtung nach Süden. Die Arbeit untersucht, inwieweit die Möglichkeit der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell eine durch Variation der Anlagenausrichtung bedarfsgerechtere Photovoltaik-Erzeugung finanziell belohnt und den Bau entsprechender Anlagen anreizt. Hierfür wurde die Kennzahl der Ertragselastizität (des Marktwertes) hergeleitet und berechnet.

**Keywords:** Photovoltaik, Anlagenausrichtung, Marktprämienmodell, Ertragselastizität

## 1 Einleitung

Die Vergütungsregeln im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Photovoltaik (PV)-Anlagen lassen drei Grundausrichtungen für die Gewinnmaximierungsstrategie potentieller Investoren und Anlagenbetreiber offen, die sich im idealen Fall miteinander kombinieren lassen: die Maximierung der jährlich erzeugten Energiemenge, des (anteiligen) Eigenverbrauchs sowie des (relativen) Marktwertes der PV-Erzeugung.

Die Maximierung der jährlich erzeugten Energiemenge wird dabei durch das grundlegende Prinzip des EEG, eine fixierte Einspeisevergütung, angereizt. Der Zeitpunkt der Einspeisung spielt für die Höhe der Vergütung keine Rolle. Jedoch kann bei der Nutzung der optionalen Marktprämie eine Veränderung des Erzeugungsprofils im Vergleich zu dem der ertragsmaximalen Anlage für deren Betreiber rentabel sein. Eine potentielle Erlössteigerung richtet sich dabei nach dem relativen Marktwert der Anlage im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt (vgl. Sensfuss und Ragwitz 2011).

Das Erzeugungsprofil einer PV-Anlage kann, abgesehen von der Verwendung eines Stromspeichers, primär durch folgende Optionen beeinflusst werden:

- Geographischer Standort innerhalb Deutschlands.
- Anstellwinkel des Moduls (0° horizontal bis 90° vertikal).
- Azimutwinkel des Moduls (90° West bis -90° Ost).

Ziel der Arbeit ist es zu überprüfen, inwieweit die Variation der oben genannten Möglichkeiten zu einer Erlössteigerung im Rahmen einer Förderung nach dem EEG genutzt werden können. Dabei werden gleichbleibende Investitions- und Betriebskosten unterstellt.<sup>1</sup>

## 2 Modellbeschreibung

Für die Analyse der Effekte einer Veränderung des Aufstell- und Azimutwinkels sowie des Standortes einer PV-Anlage wird das Modell von Lukits (2013) zur Berechnung der Sonneneinstrahlung und der resultierenden PV-Leistungsprofile verwendet, welches im Folgenden knapp beschrieben wird.

Die Modellrechnungen basieren auf den Messdaten von 114 Stationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) aus der MIRAKEL-Datenbank, aus welchen das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung wiederum 15 Repräsentanzstationen definiert hat. Davon repräsentiert jede der Stationen eine TRY-Klimaregion (Test Reference Year), für welche jeweils ein Datensatz erstellt wurde, der die charakteristischen Klimabedingungen der Region widerspiegelt. Diese beruhen auf Zeitreihen mit stündlichen Durchschnittswerten der Jahre 1988-2007 für die Messgrößen Direktstrahlung, Diffusstrahlung, Bedeckungsgrad und Temperatur.<sup>2</sup>

Bei der Berechnung der Sonneneinstrahlung auf eine Ebene bzw. auf ein PV-Modul ist zwischen einem direkten und einem diffusen Strahlungsanteil zu unterscheiden, aus deren Summe sich die sogenannte Globalstrahlung ergibt. Das Verhältnis der beiden Strahlungskomponenten hat dabei wesentlichen Einfluss auf die energetische Nutzung der Sonnenstrahlung mit Hilfe von PV-Modulen. Während die Berechnung der Direktstrahlung auf eine geneigte Ebene anhand geometrischer Zusammenhänge zwischen Zenitwinkel und Einfallswinkel erfolgt, wird für die Bestimmung des diffusen Anteils das anisotrope Hay-Davies-Klucher-Reindel-Modell gewählt (vgl. Maatallah et al. 2011).<sup>3</sup> Für eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Modells und der Berechnung der Globalstrahlung siehe Lukits (2013, S. 24 ff.).

Die nach der Berechnung der Globalstrahlung folgende Bestimmung der Leistung einer PV-Referenzanlage an einem der definierten Standorte erfolgt nach Chow und Chan (2004) und berücksichtigt verschiedene Einflüsse (z. Bsp. Glasreflexionsverluste, Verluste durch Teilbeschattung, Verschmutzung etc.) sowie den Einfluss der Zelltemperatur auf die Modulleistung. Als Referenzanlage wurde das polykristalline Modul ‚Sunmodule Plus SW 255 poly‘ von Solarworld verwendet.

Zusammengefasst leistet das verwendete Modell auf Excel-Basis folgende zentrale Berechnungen:

---

<sup>1</sup> Aufgrund der Annahme ist eine Steigerung des Erlöses mit einer Gewinnsteigerung gleichzusetzen.

<sup>2</sup> Die Messungen enthalten noch weitere meteorologische Daten wie z. Bsp. die Windgeschwindigkeit, welche jedoch nicht für die Berechnung der PV-Leistungsprofile benötigt werden.

<sup>3</sup> Bei Bestimmung der Diffusstrahlung auf eine geneigte Ebene lassen sich isotrope und anisotrope Ansätze unterscheiden. Bei isotropen Ansätzen erfolgt die Berechnung unter der Annahme, dass die Diffusstrahlung über die Himmelskuppe gleichmäßig verteilt ist, wohingegen anisotrope Ansätze noch von weiteren Quellen diffuser Strahlung ausgehen.

- Stündliche Globalstrahlung für ein Referenzjahr auf eine Fläche, wobei der Azimutwinkel nach Ost-, West- und Südausrichtung, der Anstellwinkel zwischen 0°-70° (in 10°-Schritten) und zwischen 15 Standorten variiert werden kann.
- Stündlich aufgelöstes Leistungsprofil für ein Referenzjahr der PV-Referenzanlage mit einer Leistung von 30 kWp, wobei der Azimutwinkel nach Ost-, West- und Südausrichtung, der Anstellwinkel zwischen 0°-70° (in 10°-Schritten) und zwischen 15 Standorten variiert werden kann.

Darüber hinaus lassen sich auf diesen Berechnungen aufbauend die jeweils ertragsmaximale Ausrichtung für den jeweiligen Standort, sowie Leistungsprofile von PV-Anlagen mit Modulen unterschiedlicher Ausrichtungen bestimmen.

### 3 Analyse der Einflussmöglichkeiten auf Erzeugungsmenge und -profil

#### 3.1 Anlagenstandort

Der Anlagenstandort einer PV-Anlage hat sowohl Einfluss auf die Höhe der jährlich erzeugten Energiemenge, als auch auf das zeitliche Leistungsprofil und bietet demnach eine Möglichkeit für die Optimierung des Jahresertrages.

Um einen überschaubaren Überblick zu bieten und dennoch möglichst die gesamte geographische Breite Deutschlands zu berücksichtigen, wurden aus den 15 Standorten folgende fünf für die Untersuchungen ausgewählt:

- Bremerhaven (Nord-West-Deutschland)
- Potsdam (Nord-Ost-Deutschland)
- Fichtelberg (Mitte-Ost Deutschland)
- Mannheim (Mitte-West-Deutschland)
- Stötten (Süd-Deutschland)

In Tabelle 1 sind die Ertragsmengen bei einer Südausrichtung (Azimut 0°) und einem Anstellwinkel von 30° für die fünf Standorte aufgeführt, welche in vielen Fällen gleichzeitig der ertragsmaximierenden Ausrichtung entspricht. Demnach liegt zwischen dem Jahresertrag an den Standorten Stötten und Bremerhaven eine Differenz von 15 %. Die Ergebnisse folgen Auswertungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2013) von historisch gemessenen Globalstrahlungen und sind somit konsistent mit den verwendeten Strahlungsdaten.

Tabelle 1: Jahresertrag verschiedener Standorte bei fester Ausrichtung (Süd/30°)

Standort	Breiten-/Längengrad	Jahresertrag (VBH)	Relativer Vergleich
Stötten	48,67/9,87	1042	100 %
Mannheim	49,52/8,55	1013	97,2 %
Potsdam	52,38/13,07	1004	96,4 %
Fichtelberg	50,43/12,95	949	91,1 %
Bremerhaven	53,53/8,58	888	85,2 %

Die Errichtung einer Anlage an verschiedenen Standorten ist bei einer reinen Netzeinspeisung und EEG-Fixvergütung mit unterschiedlich hohen Erlösen verbunden. Entsprechend ist ein Großteil der installierten PV-Leistung in Deutschland in Regionen mit einer hohen jährlichen Globalstrahlung installiert (vgl. BSW 2013).

In Abbildung 1 sind die durchschnittlichen täglichen Leistungsprofile der Referenzanlage mit 30 kWp in den Monaten Juli und Januar dargestellt. Damit die beispielhafte Betrachtung um den Einfluss einer unterschiedlichen Ausrichtung bereinigt ist, wurde eine 30°-Südanlage gewählt, da diese den durchschnittlich höchsten Jahresertrag liefert. Bei der Betrachtung der absoluten Leistungskurve (oberer Teil der Abbildung 1) sind deutliche, standortabhängige Unterschiede zu erkennen.

Bei der Analyse der Erzeugungsprofile ist jedoch darauf zu achten, dass der Fokus auf eine zeitliche Verschiebung des Profils gerichtet ist. In diesem Fall ist nicht die absolute Höhe der Leistungshöhe entscheidend, sondern die Verschiebung der relativen Leistungskurve (unterer Teil der Abbildung 1). Hierbei wird deutlich, dass durch eine Standortvariation in Deutschland keine signifikanten Veränderungen des PV-Erzeugungsprofils zu erwarten sind. Die Leistungsspitze wird in allen untersuchten Fällen zum annähernd gleichen Zeitpunkt erreicht, lediglich bei der Mittagsspitze im Januar sind kleinere Verschiebungen zu erkennen.

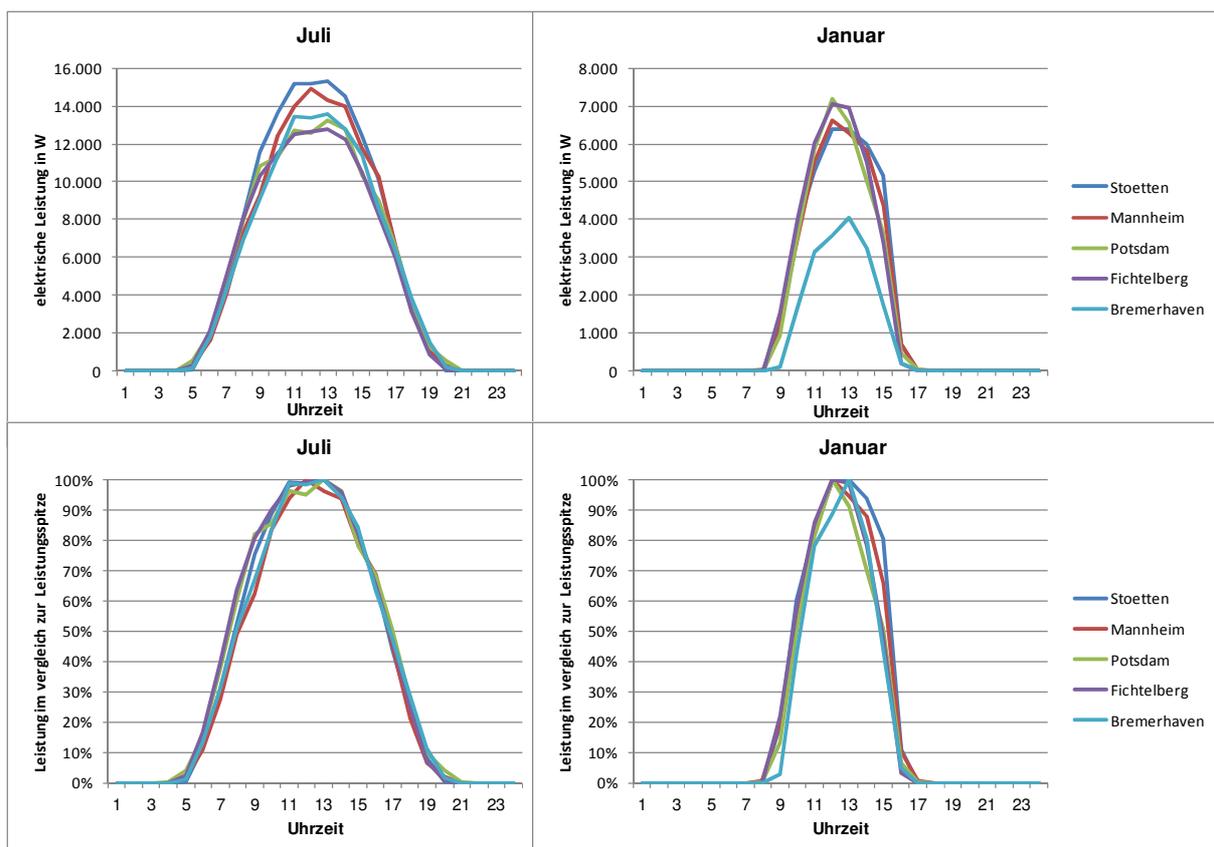


Abbildung 1: Vergleich der PV-Erzeugung der 30 kWp-Referenzanlage mit 30°-Südausrichtung an 5 Standorten im Juli und Januar (DWD, eigene Berechnungen)

### 3.2 Anlagenausrichtung

Die Ausrichtung einer PV-Anlage kann über den horizontalen Winkel, den Azimutwinkel, und über die vertikale Ausrichtung, im folgenden Anstellwinkel genannt, verändert werden. Um den Einfluss verschiedener Ausrichtungen an einem Standort zu bewerten, wurden über das verwendete Modell für verschiedene Standorte Ertragsmatrizen erstellt. Damit die Übersichtlichkeit gegeben ist, wurde sich auf eine detaillierte Auswertung der beiden ertragsreichsten Standorte Stötten und Mannheim beschränkt. Da der Anlagenstandort nach einer ersten Analyse keine ausschlaggebenden Auswirkungen auf das Erzeugungsprofil hat, scheint diese Beschränkung angemessen.

Stoetten				Mannheim											
Jahresertrag				Jahresertrag											
70°	781	918	679	70°	75%	88%	65%	70°	767	912	606	70°	76%	90%	60%
60°	828	974	728	60°	79%	94%	70%	60°	811	965	652	60°	80%	95%	64%
50°	870	1013	774	50°	83%	97%	74%	50°	848	998	696	50°	84%	98%	69%
40°	905	1036	817	40°	87%	99%	78%	40°	878	1015	738	40°	86%	100%	73%
30°	932	1042	857	30°	89%	100%	82%	30°	899	1013	778	30°	89%	100%	77%
20°	952	1030	894	20°	91%	99%	86%	20°	910	991	817	20°	90%	98%	81%
10°	960	1000	928	10°	92%	96%	89%	10°	909	951	856	10°	90%	94%	84%
	90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°

Abbildung 2: PV-Ertragsmatrix für Stötten und Mannheim (DWD, eigene Berechnungen)

In Abbildung 2 sind die Ertragsmatrizen in Vollbenutzungsstunden (VBH) und den entsprechenden relativen Angaben für die beiden betrachteten Standorte dargestellt, wobei in horizontaler Richtung der Azimutwinkel und in vertikaler Richtung der Anstellwinkel verändert wird. An beiden Standorten liegt die ertragreichste Ausrichtung im Bereich von 30-40° Anstellwinkel und 0° Azimutwinkel, was einer Südausrichtung entspricht. Ein vertikales Abweichen vom Optimum führt zu einem maximalen Ertragsverlust von 12 % (Stötten) bzw. 10 % (Mannheim). Wird hingegen der Azimutwinkel verändert, ist mit größeren Ertragsverlusten zu rechnen. Die höchsten Erträge bei einer Ost- (-90°) bzw. Westausrichtung (90°) werden bei Anlagen mit einem Anstellwinkel von 10° erreicht. Es lässt sich festhalten, dass eine Veränderung der Anlagenausrichtung einen hohen Einfluss auf die jährliche Energieerzeugung hat, wobei die Veränderung des Azimutwinkels der größere Einflussfaktor ist.

Vergleicht man exemplarisch für den Monat Juli die Leistungsprofile der Referenzanlage am Standort Stötten bei einer Ost- bzw. Westausrichtung mit der einer ertragsoptimierten Südanlage (40°), fällt auf, dass der Anstellwinkel einen großen Einfluss auf die zeitliche Verschiebung hat. Sowohl Ost-, als auch Westanlagen erreichen durch einen Anstellwinkel von 40° im Vergleich zur ertragsstärkeren 10°-Ausrichtung ein deutlicheres von der Südausrichtung abweichendes Leistungsprofil. Das Profil einer Anlage, deren Leistung auf zwei Module verteilt wird, wobei eines eine Ost- und das andere eine Westausrichtung

besitzt, wurde ebenfalls berechnet. Bei dieser Anlage fällt die Leistungsspitze zeitgleich mit der Südausrichtung zusammen, jedoch ist ein Teil der Energieerzeugung in die Stunden davor bzw. danach verschoben worden. Der Jahresertrag einer solchen Anlage ist im Vergleich zur ertragsmaximierenden Südanlage um 17 % geringer.

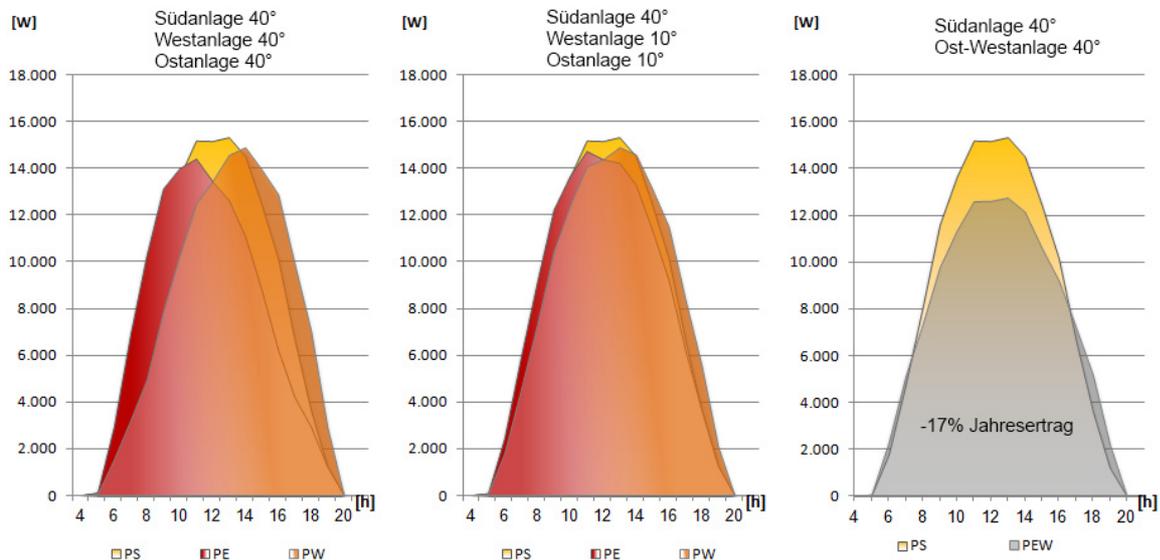


Abbildung 3: PV-Leistungsprofil am Standort Stötten im Monat Juli bei verschiedenen Modulausrichtungen (DWD, eigene Berechnungen)

Die beispielhafte Untersuchungen für den sonnenreichen Monat Juli am ertragsmaximalen Standort zeigt die Möglichkeiten einer Verschiebung der PV-Leistungskurve durch eine Variation von Azimut- und Anstellwinkel. Der graphischen Analyse zufolge ist das Verschiebepotential bei dem ertragschwächeren Anstellwinkel von 40° größer als bei dem ertragsstärkeren Winkel von 10°. Eine kombinierte Ost-Westanlage hat ihre Leistungsspitze etwa im gleichen Zeitpunkt wie eine Südanlage. Auf der einen Seite wird ein Teil ihrer Erzeugung zeitlich verschoben, auf der anderen Seite hat die kombinierte Anlage einen deutlich geringeren Jahresertrag. Inwieweit das geänderte Erzeugungsprofil den geringeren Energieertrag (energie-)wirtschaftlich aufwiegen kann, wird im Folgenden anhand der Marktwerte der modellierten Stromerzeugung untersucht.

### 3.2.1 Analyse der Marktwerte verschiedener Ausrichtungen und Standorte

Eine häufig verwendete Kenngröße für den wirtschaftlichen Vergleich verschiedener Stromerzeugungsanlagen sind die Stromgestehungskosten, oder auch ‚Levelized Cost of Electricity‘, also die gesamten Barwerte der Kosten einer Stromerzeugungsanlage während ihrer Lebensdauer verteilt auf die Barwerte der in diesem Zeitraum erzeugten Strommenge (vgl. Fraunhofer ISE 2012).

Diese Methode eignet sich jedoch nur bedingt für den Vergleich des ökonomischen Wertes von fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) mit regelbaren Kraftwerken, da der Zeitpunkt der Erzeugung nicht berücksichtigt wird. Im Gegensatz hierzu schlägt Joskow (2011) eine marktbasiertere Bewertung der Stromerzeugung verschiedener Technologien vor. Die Kennzahl des energieträgerspezifischen ‚Marktwertes‘ erfüllt

konzeptionell diese Forderung, da deren Berechnung auf Basis des Großhandelspreises für Strom erfolgt. Im konkreten Fall für Deutschland entspricht dies dem stündlichen Preis für Strom auf dem Day-Ahead-Markt (EPEX Spot). Der relative Marktwert einer Anlage oder Technologie ergibt sich dabei über folgende Formel (vgl. Sensfuss und Ragwitz 2011, S. 3):

$$\text{Relativer Marktwert} = \frac{\sum \text{Einspeisung}_h * \text{Preis}_h}{\sum \text{Einspeisung}_h} / \frac{\sum \text{Preis}_h}{\text{Anzahl der Stunden}} \quad (\text{wobei } h = \text{Stunde})$$

Der relative Marktwert einer Technologie oder Anlage entspricht also dem Verhältnis der spezifischen durchschnittlichen Verkaufserlöse pro Energieeinheit und dem durchschnittlichen Marktpreis pro Energieeinheit in dem betrachteten Zeitraum. Eine Technologie mit einem relativen Marktwert größer als eins erhält also pro erzeugte Energieeinheit im Durchschnitt einen Preis, der über dem Durchschnittspreis des Day-Ahead-Markts liegt und vice versa. Der durchschnittliche Preis pro erzeugter Energieeinheit entspricht dabei dem absoluten Marktwert.<sup>4</sup>

In Tabelle 2 ist eine zusammenfassende Statistik von fünf Standorten für das Jahr 2012 dargestellt, wobei die bereits exemplarisch betrachteten Anlagenausrichtungen erneut herangezogen werden. Bei den Ergebnissen muss beachtet werden, dass die Marktwerte auf Basis der modellierten PV-Erzeugung berechnet wurden, und nicht auf Basis von Ist-Einspeisungen von Anlagen am jeweiligen Standort. Die Preise hingegen entsprechen den tatsächlichen Ex-post-Preisen auf dem Day-Ahead-Markt.

In allen Standorten entspricht die ertragreichste Ausrichtung entweder einer Südanlage mit 30° oder 40° Anstellwinkel. Nimmt man den relativen Marktwert der jeweils ertragsreichsten Ausrichtung als Referenz, wird dieser von Anlagen mit einer Westausrichtung und Anstellwinkel von 10° bzw. 40° unterschritten, von Anlagen mit einer Ostausrichtung häufig übertroffen, insbesondere von solchen mit einem Anstellwinkel von 40°. Kombinierte Ost-Westanlagen und Anstellwinkel von 40° können den Referenzwert nicht übertreffen. Der maximale Marktwert wird bei einer Ostausrichtung und einem Anstellwinkel von entweder 40° oder 50° erreicht. Demzufolge scheint in den betrachteten Zeiträumen ausschließlich eine Verlagerung der Leistungsspitze sowie der gesamten erzeugten Energie in die früheren Stunden im Vergleich zu einer Südanlage zu einer Steigerung des relativen Marktwerts zu führen.

---

<sup>4</sup> Der absolute Marktwert ist demnach ein Zwischenschritt bei der Ermittlung des relativen Marktwertes:

$$\text{absoluter Marktwert} = \frac{\sum \text{Einspeisung}_h * \text{Preis}_h}{\sum \text{Einspeisung}_h}$$

Tabelle 2: Relative Marktwerte und Vollbenutzungsstunden fünf verschiedener Standorte in 2012 (EEX, DWD, eigene Berechnungen)

		Bremerhaven		Potsdam		Fichtelberg		Mannheim		Stoetten	
		rel. MW	VBH	rel. MW	VBH	rel. MW	VBH	rel. MW	VBH	rel. MW	VBH
West	10°	1,0482	816	1,0537	900	1,0473	850	1,0427	909	1,0617	960
	40°	1,0362	778	1,0349	864	1,0324	803	1,0259	878	1,0471	905
Ost	10°	1,056	786	1,0641	854	1,0557	820	1,0545	856	1,0707	928
	40°	1,0647	694	1,0745	750	1,0638	728	1,0685	738	1,0808	817
Süd	30°	1,0577	888	1,0668	1004	1,0537	949	1,0576	1013	1,0729	1042
	40°	1,0594	887	1,0689	1005	1,0547	950	1,0604	1015	1,0749	1036
Ost-West	40°	1,0496	736	1,0533	807	1,0437	765	1,0453	808	1,0631	861
Maximum Marktwert	Ost 50°			Ost 40°		Ost 40°		Ost 50°		Ost 50°	
		1,065	659	1,0745	750	1,0638	728	1,0691	696	1,0814	774
Maximum Ertrag	Süd 30°			Süd 40°		Süd 40°		Süd 40°		Süd 30°	
		1,0577	888	1,0689	1005	1,0547	950	1,0604	1015	1,0729	1042
Differenz Marktwert	relativ	1,0069		1,0052		1,0086		1,0082		1,0079	
	absolut	0,0073		0,0056		0,0091		0,0087		0,0085	

Um die Robustheit der Aussagen zu überprüfen wurden für die ertragreichsten Standorte Stötten und Mannheim zusätzlich mit Hilfe des verwendeten Modells die Marktwerte von 2011 berechnet (Abbildung 4). Den Ergebnissen zufolge erreichen sowohl für den Standort Stötten als auch für den Standort Mannheim eine Südanlage mit 70° Anstellwinkel im Jahr 2011 den höchsten relativen Marktwert. Im Jahr 2012 indessen wurden die höchsten Werte von Ostanlagen mit 50° Anstellwinkel erreicht. Eine Westausrichtung war in beiden Jahren mit vergleichsweise niedrigen relativen Marktwerten verbunden.

Stoetten				Mannheim											
Marktwerte				Marktwerte											
70°	1,0803	1,1069	1,0981	70°	1,0366	1,0798	1,0787	70°	1,0801	1,1068	1,0921	70°	1,0134	1,0682	1,0658
60°	1,0831	1,1065	1,1007	60°	1,0391	1,0783	1,0805	60°	1,0830	1,1059	1,0952	60°	1,0166	1,0655	1,0682
50°	1,0863	1,1059	1,1029	50°	1,0427	1,0767	1,0814	50°	1,0860	1,1051	1,0981	50°	1,0208	1,0631	1,0691
40°	1,0898	1,1052	1,1045	40°	1,0471	1,0749	1,0808	40°	1,0892	1,1040	1,1003	40°	1,0259	1,0604	1,0685
30°	1,0933	1,1043	1,1052	30°	1,0521	1,0729	1,0788	30°	1,0925	1,1028	1,1017	30°	1,0315	1,0576	1,0656
20°	1,0964	1,1033	1,1048	20°	1,0572	1,0708	1,0752	20°	1,0952	1,1017	1,1018	20°	1,0373	1,0548	1,0607
10°	1,0989	1,1023	1,1032	10°	1,0617	1,0686	1,0707	10°	1,0972	1,1004	1,1007	10°	1,0427	1,0517	1,0545
2011	90°	0°	-90°	2012	90°	0°	-90°	2011	90°	0°	-90°	2012	90°	0°	-90°

Abbildung 4: Relative Marktwerte der Standorte Stötten und Mannheim für 2011 und 2012 (EEX, DWD, eigene Berechnungen)

### 3.2.2 Finanzielle Anreize in Anlagen mit höherem Marktwert

Der relative Marktwert kann als eine Kenn- oder Vergleichsgröße zur Messung des energiewirtschaftlichen Wertes einer Stromerzeugungsanlage im Sinne einer

‚bedarfsgerechten Einspeisung‘ herangezogen werden. In diesem Zusammenhang ist die Einspeisung einer Anlage verglichen mit der einer anderen ‚bedarfsgerechter‘, falls der erzeugte Strom auf dem zentralen Handelsplatz im Stromsektor, dem Day-Ahead-Handel, im Durchschnitt mit einem höheren Preis bewertet wird. Aus diesem Grund dient der technologiespezifische relative Marktwert als Grundlage zur Bestimmung der gleitenden Marktprämie innerhalb des Marktprämienmodells. Hierdurch soll eine bedarfsgerechtere Einspeisung der (F)EE erreicht werden (vgl. Sensfuss und Ragwitz 2011, Klobasa et al 2013). Es soll demnach einen Anreiz zur Errichtung oder Umrüstung von Anlagen liefern, welche einen höheren Marktwert als ausschließlich ertragsmaximierende Anlagen (nach fixierter EEG-Einspeisevergütung) erreichen.

Bei den Analysen der relativen Marktwerte ist jedoch zu beachten, dass höhere Werte verschiedener Anlagenausrichtung nicht mit höheren Erlösen aus einer Vermarktung über die optionale Marktprämie und somit einer lohnenderen Investition gleichzusetzen sind. Wie die Modellergebnisse gezeigt haben, ist ein höherer Marktwert in allen Fällen mit niedrigen Jahreserträgen verbunden, nimmt man die ertragsmaximierende Südausrichtung als Referenz.<sup>5</sup> Es stellt sich also die Frage, inwieweit die Energieertragsverluste durch höhere durchschnittlich erzielte Marktpreise kompensiert werden können.

Die Erlösfunktion einer PV-Anlage ergibt sich unter der Annahme, dass die Anlage selbst keinen Einfluss auf die Höhe der Marktprämie sowie des durchschnittlichen Börsenpreises hat, wie folgt:

$$\text{Erlös} = \text{Energieertrag} * \left( \frac{\text{relativer Marktwert} * \overline{\text{ØPreis}}}{\text{absoluter Marktwert}} + \overline{\text{Marktprämie}} \right)$$

Diese mathematische Beschreibung hilft bei der Bestimmung, um wie viel der Energieertrag maximal sinken darf, wenn durch eine Variation der Anlagenausrichtung der relative Marktwert erhöht wird. Dieser zufolge muss der Verlust bei dem Jahresertrag durch einen überproportionalen Anstieg des relativen Marktwertes ausgeglichen werden. D.h. ein Verlust aufgrund einer veränderten Anlagenausrichtung von 1 % des Jahresertrags muss einen Anstieg des relativen Marktwertes von über 1 % zur Folge haben, damit dies profitabel sein kann (notwendige Bedingung). Dieses Maß lässt sich als (Ertrags)-Elastizität<sup>6</sup> der Anlage beschreiben (Herleitung siehe Anhang):

$$\left| \frac{\frac{\Delta \text{relativer Marktwert}}{\text{Marktwert der Referenzausrichtung}}}{\frac{\Delta \text{Jahresertrag}}{\text{Jahresertrag der Referenzausrichtung}}} \right| > 1$$

In Abbildung 5 ist diese Elastizität für die Standorte Mannheim, Stötten und Fichtelberg berechnet und dargestellt worden. Diese Standorte wurden ausgesucht, da diese sowohl die

---

<sup>5</sup> Die ertragsmaximale Ausrichtung als Referenz zu definieren macht daher Sinn, weil diese Anlage nach der fixen EEG-Vergütung das Optimum darstellt und somit ebenfalls die Referenz aus der Perspektive des Anlagenbetreibers hinsichtlich der Entscheidung für den Einstieg in das Marktprämienmodell darstellt.

<sup>6</sup> Die beschriebene Elastizität (Ertragselastizität des Marktwertes) wird in der Regel einen negativen Wert annehmen, da der Steigerung des Marktwertes eine Reduzierung des Jahresertrags gegenübersteht. Wie in den Wirtschaftswissenschaften üblich wird jedoch der Betrag der Elastizität herangezogen.

größte relative, als auch absolute Differenz des Marktwertes zwischen der ertragsmaximalen und marktwertmaximalen Ausrichtung vorweisen (vgl. Tabelle 2)

Stoetten			Mannheim			Fichtelberg																	
Verhältnis relativer Anstieg des Marktwertes/relative Absenkung des Jahresertrags																							
70°	-0,0867	0,0200	-0,0160	70°	-0,1350	0,0545	0,0156	70°	-0,0684	0,0250	-0,0267	70°	-0,1814	0,0729	0,0126	70°	-0,0909	0,0210	-0,0283	70°	-0,1190	0,0281	0,0112
60°	-0,0934	0,0302	-0,0107	60°	-0,1535	0,0770	0,0235	60°	-0,0948	0,0352	-0,0222	60°	-0,2054	0,0982	-0,0205	60°	-0,0969	0,0304	-0,0239	60°	-0,1297	0,0370	0,0214
50°	-0,0985	0,0541	-0,0049	50°	-0,1702	0,1277	0,0307	50°	-0,0994	0,0595	-0,0171	50°	-0,2276	0,1556	0,0263	50°	-0,1006	0,0529	-0,0189	50°	-0,1372	0,0613	0,0304
40°	-0,0996	0,1437	0,0009	40°	-0,1824	0,3299	0,0341	40°	-0,0990		-0,0122	40°	-0,2409		0,0280	40°	-0,0993		-0,0139	40°	-0,1361		0,0370
30°	-0,0943		0,0047	30°	-0,1841		0,0308	30°	-0,0910	-0,4563	-0,0088	30°	-0,2376	-1,1568	0,0212	30°	-0,0909	-1,7316	-0,0102	30°	-0,1224	-1,7204	0,0380
20°	-0,0822	-0,0743	0,0031	20°	-0,1699	-0,1654	0,0152	20°	-0,0768	-0,0879	-0,0101	20°	-0,2111	-0,2204	0,0015	20°	-0,0776	-0,1018	-0,0112	20°	-0,0982	-0,0877	0,0291
10°	-0,0624	-0,0458	-0,0088	10°	-0,1327	-0,0999	-0,0189	10°	-0,0587	-0,0513	-0,0188	10°	-0,1597	-0,1287	-0,0357	10°	-0,0617	-0,0572	-0,0210	10°	-0,0660	-0,0438	0,0069
	90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°				
	2011			2012			2011			2012			2011			2012							

Abbildung 5: Einfluss der Ausrichtungsveränderungen auf den Erlös bei einer Direktvermarktung nach Marktprämienmodell (EEX,DWD, eigene Berechnungen)

Dabei ist die jeweils grün markierte Ausrichtung die Referenzausrichtung mit maximalem Jahresertrag. Für davon abweichende Ausrichtungen wurde die beschriebene Energieelastizität berechnet. Eine Steigerung des Erlöses im Fall einer Direktvermarktung im Sinne des Marktprämienmodells ist möglich, sofern diese den Wert 1 überschreitet, ansonsten resultiert aus der Abweichung von der Referenzausrichtung eine Erlösminderung. Die orange markierten Ausrichtungen steigern zwar den relativen Marktwert, jedoch überwiegt die Reduzierung des Jahresertrags diesen Effekt. Die rot markierten Ausrichtungen senken sowohl den relativen Marktwert, als auch den Jahresertrag und sind demnach aus Vermarktungssicht ausschließlich mit negativen Effekten verbunden. Den Modellrechnungen zu Folge hätte bei keinem der betrachteten Standorte eine Abweichung von der ertragsstärksten Ausrichtung zu einer Steigerung der Vermarktungserlöse nach dem Marktprämienmodell in den Jahren 2011 und 2012 geführt.

Die durchgeführten Berechnungen kommen zu dem Ergebnis, dass die derzeit vorherrschenden Preise auf dem Day-Ahead-Handel keinen finanziellen Anreiz liefern, von der ertragsmaximalen Ausrichtung abzuweichen. Folglich ist die im Marktprämienmodell positiv belohnte Steigerung des relativen Marktwertes nicht ausreichend, um die gleichzeitig entgangenen Erlöse aufgrund der Ertragsreduzierung zu überkompensieren.

#### 4 Schlussfolgerungen

Das entwickelte PV-Modell wurde verwendet, um die wirtschaftlichen Anreize für die Investition in PV-Anlagen mit einer bedarfsgerechteren, von Süden abweichenden Ausrichtung zu überprüfen. Hierfür wurde die Erlössituation nach der Direktvermarktung im Marktprämienmodell untersucht. Dabei besteht die Möglichkeit, dass eine Veränderung des Erzeugungsprofils zu höheren Erlösen führt, welche den reduzierten Jahresertrag finanziell überkompensieren.

Laut den Modellergebnissen hätte keine von der Referenz abweichende Anlagenausrichtung in den Jahren 2011 und 2012 zu einer Erlössteigerung führen können. Zwar hätten teilweise höhere Marktwerte erreicht werden können, diese wären jedoch nicht ausreichend hoch gewesen, um die finanziellen Verluste aufgrund der Jahresertragsrückgänge mehr als

auszugleichen. Ein weiterer Zubau von Südanlagen könnte diese Situation zukünftig verändern.

Demnach sendet die aktuelle Preissituation auf dem Day-Ahead-Handel zwar das Signal, dass Anlagenausrichtungen mit einem bedarfsgerechteren Leistungsprofil, verglichen mit dem einer Südanlage, existieren. Jedoch erzielen solche Anlagen geringere Erlöse. Somit stellt die energieertragsmaximale Südanlage das energiewirtschaftliche Optimum dar.

Allerdings wird bei der Direktvermarktung weder die Netzsituation, noch das Potential von vorhandenen Flächen für Südanlagen berücksichtigt. Insofern ist es denkbar, dass der Bau von Ost- bzw. West-PV-Anlagen durch die Verlagerung der Leistungsspitze aus netztechnischer Betrachtung vorteilhaft wäre. Ebenso ist es möglich, dass die verfügbaren Standorte für Südanlagen nicht ausreichend sind, um die notwendige PV-Kapazität für das Erreichen der langfristigen EE-Ausbauziele aufzubauen.

Tritt einer der beiden Fälle tatsächlich ein, ohne dass sich dies in den relevanten Preissignalen widerspiegelt, müssen die bestehenden Vergütungsstrukturen für PV-Anlagen ggf. nach der Ausrichtung bzw. dem Leistungsprofil hin differenziert werden, um den aus gesamtsystemischer Sicht optimalen Zubau anzureizen.

*Die vorliegende Arbeit wurde durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit finanziert. Die Autoren bedanken sich für die Unterstützung.*

## Literatur

- BSW (2013): Entwicklung des deutschen PV-Marktes. Auswertung des Bundesverbands Solarwirtschaft e.V. auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur, abrufbar unter: [http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bnetza\\_0313\\_kurz.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bnetza_0313_kurz.pdf)
- Chow, T. P. (2009): Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system. In: Applied Energy, Volume 86, Issue 10, S. 2071-2078.
- DWD (2013): Strahlungskarten für Deutschland, online abrufbar unter: [www.dwd.de](http://www.dwd.de)
- Fraunhofer ISE (2012): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.
- Joskow, P. J. (2011): Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. In: American Economic Review, Volume 100, No. 3, S. 238-241.
- Klobasa, M. et al. (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie. Erste Ergebnisse im Rahmen des Projekts „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“. Working Paper Sustainability and Innovation No. S1/2013.
- Lukits, B. (2013): Auswirkungen einer Ost-/Westorientierung von Photovoltaikanlagen auf die solare Erträge und Analyse der energiewirtschaftlichen Bedeutung der Direktvermarktung. Master Thesis an der Fachhochschule Technikum Wien.
- Maatallah, T. et al. (2011): Performance modeling and investigation of fixed, single and dual-axis tracking photovoltaic panel in Monastir city, Tunisia. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Issues 8, S. 4053-4066.
- Sensfuss, F. und Ragwitz, M. (2011): Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung.

## Anhang - Mathematische Herleitung

Im Folgenden wird auf Basis der Erlösformel hergeleitet, warum ausgehend von einer bestimmten Referenzanlage mit einem bestimmten Energieertrag und einem bestimmten relativen Marktwert eine Abweichung von dieser Ausrichtung mit einem überproportionalen Anstieg des relativen Marktwertes im Verhältnis zum Absinken des Energieertrages verbunden sein muss, damit die Erlöse mindestens so hoch sind wie bei der ursprünglichen Ausrichtung.

$$\begin{aligned} & \text{Energieertrag} * (1 - x) * (\text{relativer Marktwert} * (1 + y) * \overline{\text{ØPreis}} + \overline{\text{Marktprämie}}) \\ & \geq \text{Energieertrag} * (\text{relativer Marktwert} * \overline{\text{ØPreis}} + \overline{\text{Marktprämie}}) \end{aligned}$$

woraus folgt:

$$y \geq x * \underbrace{\frac{1}{1-x}}_{>1, \text{ da } 0 < x < 1} * \underbrace{\left(1 + \frac{\overline{\text{Marktprämie}}}{\text{relativer Marktwert} * \overline{\text{ØPreis}}}\right)}_{>1, \text{ falls Marktprämie} > 0}$$

Dabei nimmt y einen Wert zwischen 0 und 1 ein und spiegelt die Erhöhung des relativen Marktwertes wieder, wohingegen x dem damit einhergehenden Rückgang des Jahresertrages entspricht und folglich ebenfalls einen Wert zwischen 0 und 1 einnimmt. Der Herleitung zu Folge muss y größer als x sein, damit der Erlös mindestens die gleiche Höhe hat, wobei der genaue Anstieg noch von weiteren Faktoren abhängig ist. Der Anstieg des relativen Marktwertes muss gegenüber dem Absinken des Jahresertrages dem zu Folge überproportional sein.