

**>> Erlösperspektiven der  
Photovoltaik in Deutschland –  
Einflussmöglichkeiten durch Variation der  
Anlagenausrichtung**

Alexander Zipp, [zipp@izes.de](mailto:zipp@izes.de)

Bernd Lukits, [ee11m025@technikum-wien.at](mailto:ee11m025@technikum-wien.at)

## Ausgangslage:

- Installierte PV-Leistung in Deutschland Ende 2013: ~35,5 GWp
- Großteil der Anlagen hat aus wirtschaftlichen Gründen eine Südausrichtung
- Mehr als 98 % der PV-Anlagen speisen in das Verteilnetz ein
- Spürbarer Merit-Order-Effekt auf dem Großhandelsmarkt

## Fragen:

- Welche PV-Anlagen haben heute das ‚bedarfsgerechteste‘ Erzeugungsprofil?
- Können die PV-Erlöse durch Variation des Erzeugungsprofils gesteigert werden?

- Bei einer Fixvergütung spielt das Erzeugungsprofil für die Vergütung keine Rolle
  - Bei der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell kann bei einer Steigerung des Marktwertes im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt der Anlagenbetreiber seinen Gewinn erhöhen
  - Folgende Optionen wurden untersucht:
    - Geographischer Standort innerhalb Deutschlands
    - Anstellwinkel des Moduls (0° horizontal bis 90° vertikal)
    - Azimutwinkel des Moduls (90° West bis -90° Ost)
- } Anlagenausrichtung
- weitere: Batteriespeicher, nachgeführte Anlagen etc.

## - **Datengrundlage:**

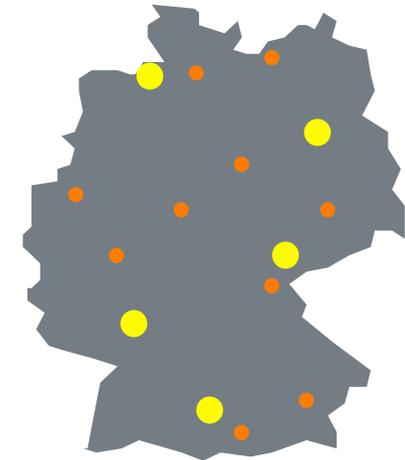
- Messdaten von 114 Stationen des Deutschen WetterDienstes (DWD) aus MIRAKEL-Datenbank
- Hieraus werden 15 Klimaregionen abgeleitet
- Pro Region existieren stündliche Durchschnittswerte der Jahre 1988-2007 für Direktstrahlung, Diffusstrahlung, Bedeckungsgrad und Temperatur
- Referenzanlage mit 30 kWp (polykristallines Modul ‚Sunmodule Plus SW 255 Poly‘ von Solarworld)

## - **Leistungen des Modells:**

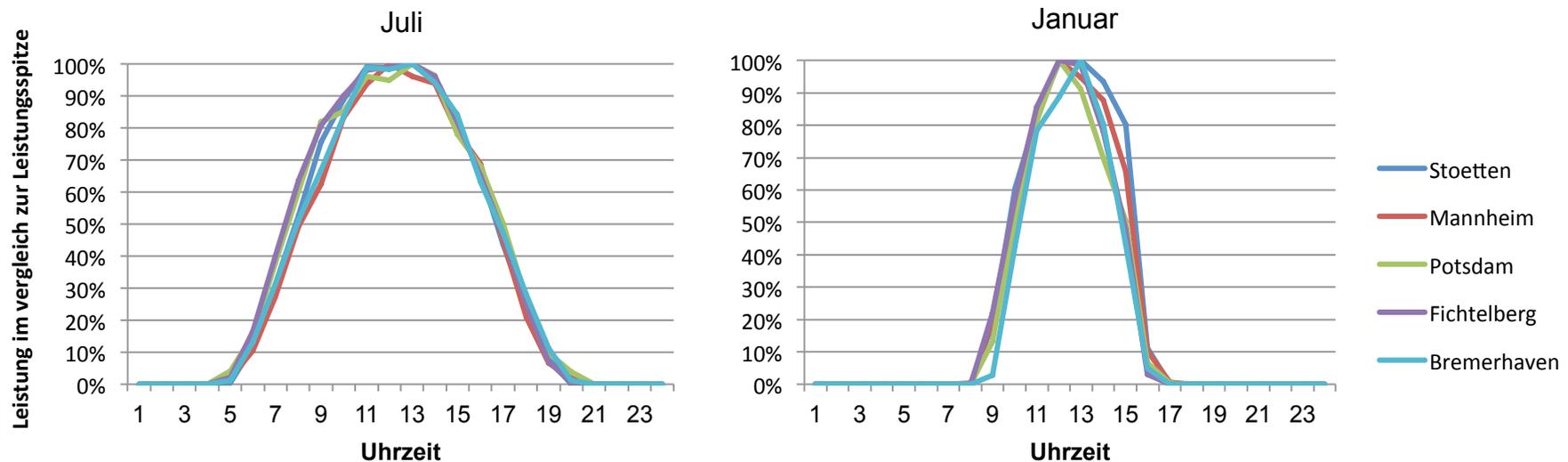
- Stündlich aufgelöstes Leistungsprofil der PV-Anlage für ein Referenzjahr
- Veränderung des geographischen Standorts: 15 mögliche Standorte
- Veränderung der Anlagenausrichtung:
  - Azimutwinkel (Ost, West, Süd)
  - Anstellwinkel  $0^{\circ}$ - $70^{\circ}$  ( $10^{\circ}$ -Schritte)

- Exemplarische Untersuchung von 5 Standorten (30°-Süd):

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 %



- Fokus: Zeitliche Verschiebung des Einspeiseprofiles

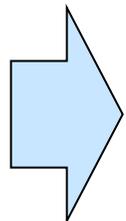


Eigene Berechnungen, Datenquellen: DWD

## - Untersuchung des Ertrags der 2 ertragsreichsten Standorte

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°
	W	S	O		W	S	O		W	S	O		W	S	O

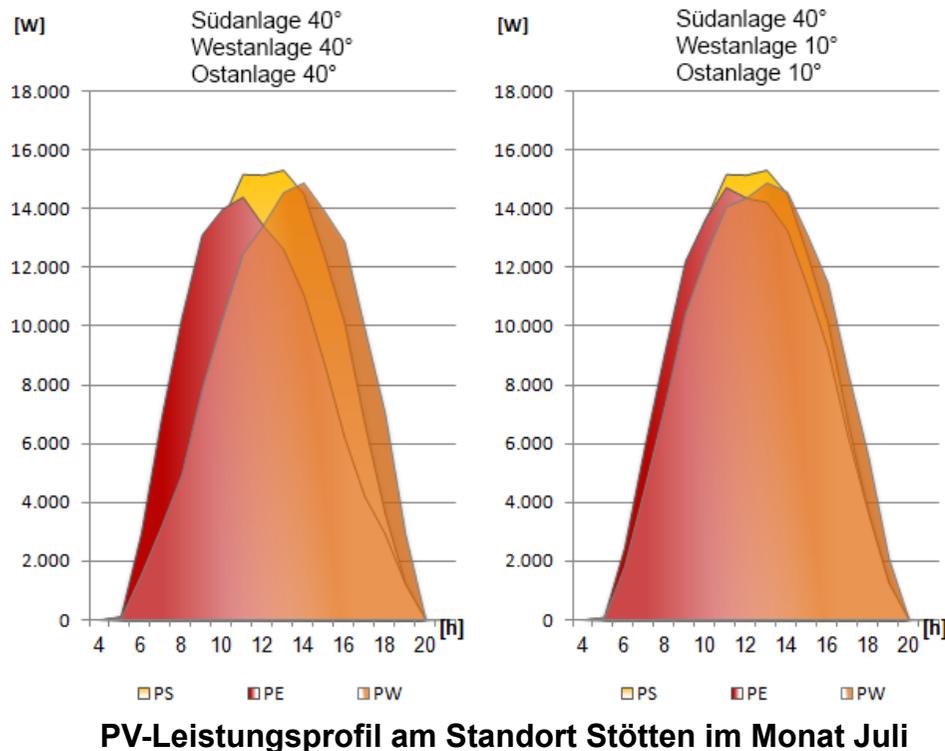
PV-Ertragsmatrizen (absolut in VBH und relativ)



Maximaler Ertrag bei 30° bzw. 40°-Südausrichtung

Veränderung des Azimutwinkels mit höheren Verlusten behaftet, als die Veränderung des Anstellwinkels

- Untersuchung der zeitlichen Verschiebung am ertragsreichsten Standort



- Ostanlagen mit 40° verschieben ca. 8% der Energiemengen im Sommer in die Vormittagsstunden
- Westanlagen mit 40° verschieben ca. 12% der Energiemengen im Sommer in die Nachmittagsstunden

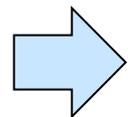


Höhere Verschiebung bei West-/ Ostanlagen mit Anstellwinkel von 40° im Vergleich zu solchen mit 10°

- Levelized Cost of Electricity (LCOE) berücksichtigt nicht den Zeitpunkt der Stromerzeugung
- Bewertung der Stromerzeugung muss den Zeitpunkt berücksichtigen

$$\text{Relativer Marktwert} = \frac{\sum \text{Einspeisung}_h * \text{Preis}_h}{\sum \text{Einspeisung}_h} / \frac{\sum \text{Preis}_h}{\text{Anzahl der Stunden}}$$

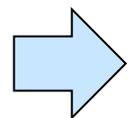
*Verhältnis der spezifischen durchschnittlichen Verkaufserlöse pro Energieeinheit und dem durchschnittlichen Marktpreis pro Energieeinheit in dem betrachteten Zeitraum*



Ein höherer (relativer) Marktwert impliziert eine ‚bedarfsgerechtere‘ Erzeugung im energiewirtschaftlichen Sinne

## - Relative Marktwerte der Standorte Stöten und Mannheim für 2011 und 2012

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°
	W	S	O		W	S	O		W	S	O		W	S	O



2011: Maximaler Marktwert von Südanlagen mit 70°-Anstellwinkel

2012: Maximaler Marktwert von Ostanlagen mit 50°-Anstellwinkel

- **Frage:** Können die PV-Erlöse durch Variation des Erzeugungsprofils gesteigert werden?

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

- Durch optimierte Anlagenausrichtung sinkt der Energieertrag um x % und der relativer Marktwert steigt um y %
- Hieraus folgt die notwendige Bedingung für eine Erlössteigerung:

$$\text{Ertragselastizität (des Marktwertes)} \left| \frac{\frac{\Delta \text{relativer Marktwert}}{\text{Marktwert der Referenzausrichtung}}}{\frac{\Delta \text{Jahresertrag}}{\text{Jahresertrag der Referenzausrichtung}}} \right| > 1$$

## - Berechnung der Ertragselastizität für die Jahre 2011 und 2012

- Grün** = ertragsmaximale Referenzausrichtung
- Rot** = Reduzierung von Ertrag **und** Marktwert (negativer Wert)
- Orange** = Steigerung von Marktwert, Reduzierung von Ertrag (positiver Wert), jedoch ist die Elastizität geringer als 1

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°	-0,0884	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	-0,0436	0,0069
	90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°
	2011			2012			2011			2012			2011			2012							

➔ In 2011 und 2012 war laut den Modellrechnungen keine Erlössteigerung durch die Optimierung des Marktwertes möglich (Südausrichtung als Referenz)

Eigene Berechnungen, Datenquellen: DWD, EEX

- Ein höherer Marktwert entspricht einer bedarfsgerechteren Erzeugung
- In den Jahren 2011 und 2012 war eine Abweichung von der ertragsmaximierenden PV-Anlagenausrichtung mit Gewinneinbußen verbunden (kein Eigenverbrauch)
- Aktuell besteht bei einer Vermarktung nach Marktprämienmodell kein Anreiz für eine PV-Anlagenausrichtung mit einem bedarfsgerechteren Erzeugungsprofil
- **Jedoch:** Das verwendete Preissignal berücksichtigt weder Netzengpässe, noch das vorhandene Potenzial an Flächen mit einer Südausrichtung!
  
- Bei weiterem Zubau von Südanlagen: Anpassung der Vergütung notwendig?
- Kann die PV überhaupt ausreichend auf Marktpreissignale reagieren?
- Forschungsfragen:
  - Anlagennachführung?
  - Eigenverbrauch?
  - Stromspeicher?

# **Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !**

**Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)**

**Altenkessler Str. 17, Gebäude A1**

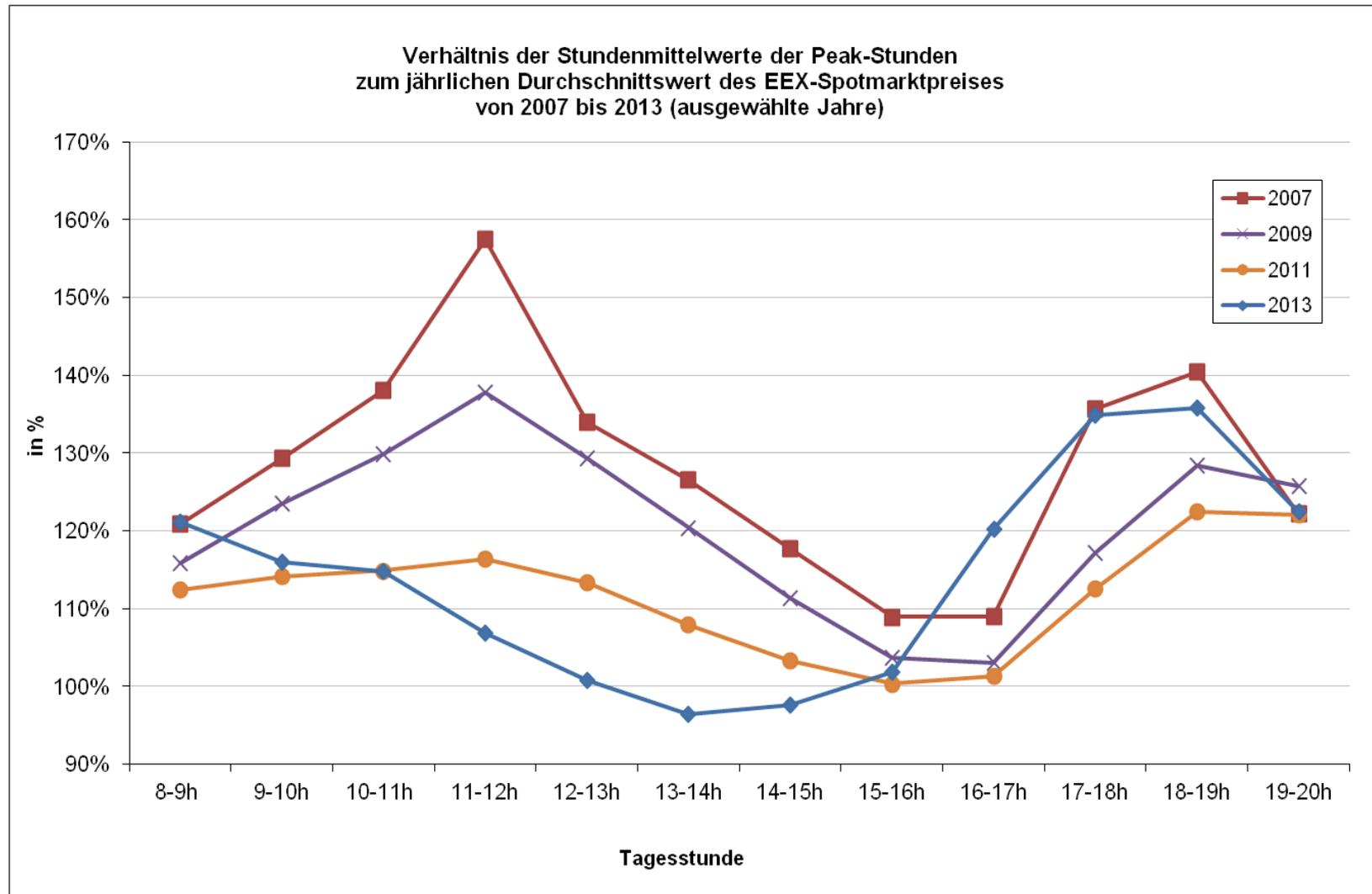
**D-66115 Saarbrücken**

**Tel. 0681 – 9762 840**

**Fax 0681 – 9762 850**

**email: [zipp@izes.de](mailto:zipp@izes.de)**

**Homepage [www.izes.de](http://www.izes.de)**



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

Durch Umformung erhält man:

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