

DWD

Die Globalstrahlung und der Stromertrag

an einem Photovoltaik-Standort bei Bad Mergentheim, PLZ 97980

Auftraggeber: Global Energie GmbH, Bergheinfeld



A M T L I C H E S G U T A C H T E N

Die Globalstrahlung und der Stromertrag
an einem Photovoltaik-Standort bei Bad Mergentheim, PLZ 97980

Auftraggeber:

Global Energie GmbH
St.-Florian-Straße 22a
97493 Bergheimfeld

Hamburg, 17. August 2007

i.V. Isolert

Dipl.-Met. Wolfgang Riecke
Leiter des Regionalen
Gutachtenbüros Hamburg



Dieses Gutachten ist urheberrechtlich geschützt, außerhalb der mit dem Auftraggeber vertraglich vereinbarten Nutzungsrechte ist seine Vervielfältigung oder Weitergabe an Dritte sowie die Mitteilung seines Inhaltes, auch auszugsweise, nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung des Deutschen Wetterdienstes gestattet.

Inhalt

1	EINLEITUNG	4
2	ALLGEMEINE BEMERKUNGEN ZUR SOLARSTRÄHLUNG UND ZUR LEISTUNG EINER PHOTOVOLTAIK-ANLAGE.....	4
3	DATENGRUNDLAGE	6
4	ERGEBNISSE	7
5	LITERATUR	8

1 Einleitung

Mit Schreiben vom 02.08.2007 beauftragte die Global Energie GmbH, St.-Florian-Straße 22a, 97493 Bergrheinfeld, den Deutschen Wetterdienst (DWD) festzustellen, welche mittleren monatlichen Tagessummen und mittleren Jahressummen der Globalstrahlung und der Stromerträge von einer Photovoltaik-Anlage an dem Standort Bad Mergentheim, PLZ 97980, im langjährigen Mittel zu erwarten sind.

Der Deutsche Wetterdienst unterhält an diesem Standort keine Strahlungsmessstation. Um Angaben zum Strahlungsklima machen zu können, werden die Beobachtungen und Messungen umliegender Messstationen des Strahlungsmessnetzes DWD sowie verfügbare Satellitenmessdaten mit Hilfe einer eingehenden Analyse des Strahlungsklimas nach meteorologischem Wissensstand auf den Standort übertragen.

Die Berechnungen erfolgen mit dem DWD eigenen Programm *horgen* in der derzeitigen Version 1.3. Das Programm stellt die Strahlungswerte bezogen auf die horizontale Empfangsfläche dar und rechnet diese auf die geneigte und ausgerichtete Fläche um.

2 Allgemeine Bemerkungen zur Solarstrahlung und zur Leistung einer Photovoltaik-Anlage

Die standortspezifischen Strahlungsverhältnisse hängen primär von den Strahlungsenergiemwandlungen ab, die an der Bodenoberfläche und in der angrenzenden Luftschicht stattfinden und das lokale Strahlungsklima wesentlich beeinflussen. So werden an der Erdoberfläche ankommende und weggehende kurz- und langwellige Strahlungsflüsse in vielfacher Weise ineinander umgesetzt. Es gilt daher die Gesamtstrahlungsbilanz Q für die horizontale Fläche

$$Q = Q_k - Q_l = (G - R) + (A - E),$$

wobei Q_k die kurzwellige und Q_l die langwellige Strahlungsbilanz bedeuten mit

$$G = D + B$$

und

$$B = I \sin \gamma, \quad \gamma = \text{Höhenwinkel der Sonne}.$$

Die einzelnen Strahlungskomponenten in der Gesamtstrahlungsbilanzgleichung sind folgendermaßen definiert:

- G Globalstrahlung
- D diffuse Sonnenstrahlung
- B direkte Sonnenstrahlung auf die horizontale Fläche
- I direkte Sonnenstrahlung auf die zur Einfallsrichtung normale Fläche
- R reflektierte Globalstrahlung; von der Fläche reflektierter Anteil von G mit dem kurzweligen Reflexionsgrad r (Albedo), $R = r * G$
- A abwärts gerichtete Wärmestrahlung der Atmosphäre
- E gesamte Wärmestrahlung der Fläche

Die standortspezifischen Strahlungsverhältnisse hängen in erster Linie von der geographischen Breite, der atmosphärischen Trübung, der Bewölkung sowie von der kurzweligen solaren Albedo

(Reflexionsgrad) und dem effektiven langwelligen Emissionskoeffizienten der natürlichen und technischen Oberflächen ab.

Im vorliegenden Falle interessieren nur die kurzweligen Strahlungskomponenten: die Globalstrahlung G und ihr reflektierter Anteil R. G setzt sich aus direkter (I) und diffuser (D) Sonnenstrahlung zusammen. Diese beiden Strahlungsarten sind für die Auslegung von Solarenergiesystemen zur Erzeugung von thermischer und elektrischer Energie von entscheidender Bedeutung. Angesichts des relativ hohen Anteils an diffuser Sonnenstrahlung infolge stärkerer Bewölkung in den mittleren Breiten sind vor allem Sonnenenergiesysteme im Einsatz, die beide Strahlungsarten (D und I) gleichzeitig empfangen und nutzen.

Bei beliebig orientierten und geneigten Flächen mit oder ohne Horizonteinschränkung bzw. -erweiterung müssen die einzelnen Strahlungskomponenten der Gesamtstrahlungsbilanz geometrisch gesondert behandelt werden. In diesem Falle gilt für die Globalstrahlung G die Beziehung

$$G(\alpha, \beta) = I(\alpha, \beta) + D(\alpha, \beta) + R(\alpha, \beta),$$

mit α = Azimut der Flächennormalen

β = Neigungswinkel der Fläche gegen die Horizontale.

Für R und I gelten die Beziehungen

$$R(\alpha, \beta) = R * \sin^2(\beta/2)$$

und

$$I(\alpha, \beta) = I * \cos(\eta)$$

mit η = Winkel zwischen Flächennormale und Einfallrichtung der direkten Sonnenstrahlung

und

$$\cos(\eta) = \sin(\gamma) * \cos(\beta) + \cos(\gamma) * \sin(\beta) * \cos(\alpha - \psi)$$

mit ψ = Sonnenazimut.

Der Sonnenhöhenwinkel γ wird berechnet aus

$$\sin(\gamma) = \sin(\phi) * \sin(\delta) + \cos(\phi) * \sin(\beta) * \cos(\omega)$$

mit ϕ = geographische Breite des Standortes,

δ = Deklination der Sonne,

ω = Stundenwinkel der Sonne.

Die diffuse Sonnenstrahlung $D(\alpha, \beta)$ ist nicht so einfach zu bestimmen, da die Strahldichtevertteilung der diffusen Sonnenstrahlung bei unbewölktem und bewölktem Himmel anisotrop ist. Bei unbewölktem Himmel liegt das Maximum der Strahldichte in unmittelbarer Sonnenposition (sog. „circumsolare“ Strahlung). In Horizontnähe ist wieder ein Ansteigen der Strahldichte zu beobachten.

Zur Berechnung mittlerer monatlicher Tagessummen der diffusen Sonnenstrahlung $D(\alpha, \beta)$ auf beliebig orientierte und geneigte Flächen werden die Algorithmen von Muneer (1990) benutzt. Nähere Erläuterungen sind in der angegebenen Literatur zu finden.

Liegen an den Standorten keine stündlichen Messungen von G und D vor, werden die Messungen der nächst gelegenen, repräsentativen Strahlungsmessstation herangezogen, die ein ähnliches Strahlungsklima aufweist. Aus ihren Daten werden zunächst sog. mittlere monatliche Flächenfaktoren f berechnet:

$$f = G(\alpha, \beta) / G.$$

Die Faktoren f werden auf den jeweiligen Standort übertragen und mit den mittleren monatlichen Tagessummen der Globalstrahlung G des jeweiligen Standortes multipliziert, die aus Monatskarten entnommen werden können. Diese Monatskarten von G, bezogen auf die horizontale Fläche, liegen von Deutschland als Rasterkarten in der räumlichen Auflösung 1 km * 1 km vor. Das Ergebnis der Multiplikation liefert die gewünschten mittleren monatlichen Tagessummen $G(\alpha, \beta)$, bezogen auf die geneigte und ausgerichtete Fläche, für den jeweiligen Standort.

Das Kernstück einer netzgekoppelten Photovoltaik-Anlage bildet der PV-Generator, der aus einem oder mehreren Solarmodulen besteht, die sich wiederum aus einer Vielzahl von Solarzellen zu Strängen zusammensetzen. Der im PV-Generator erzeugte Gleichstrom wird im Wechselrichter in Wechselstrom transformiert.

Die Leistung einer Photovoltaik-Anlage PK wird in kWp (sog. Peakleistung) angegeben. Dies entspricht der Leistung der Anlage unter Standardtestbedingungen, d.h. bei einer Einstrahlung von 1000 W/m² in Modulebene, einer Umgebungstemperatur von 25°C und einer Luftmasse von 1,5 entsprechend einer Sonnenhöhe von etwa 42° über dem Horizont. Aus der Globalstrahlung G, der Peak-Leistung PK lässt sich der monatliche oder jährliche Gewinn an elektrischer Energie E berechnen:

$$E = PK * G * PR,$$

wobei PR der Anlagennutzungsgrad (performance ratio) bedeutet. Dieser gibt die Qualität einer PV-Anlage unabhängig vom Ort und von ihrer Flächenorientierung und -neigung wieder. Er berücksichtigt Wechselrichter- und Leitungsverluste, Verluste durch Verschmutzung, Verschattung, Ausfallzeiten usw.. Sein durchschnittlicher Wert liegt in der Regel zwischen 75% und 83%.

3 Datengrundlage

Da von dem oben genannten Standort keine Messungen der solaren Strahlung vorliegen, wurden als Basis alle verfügbaren stündlichen Messungen der benachbarten, repräsentativen Strahlungsmessstation Würzburg verwendet und der mittlere monatliche Flächenfaktor f berechnet. Mittelungszeitraum ist 1981 – 2000.

Darüber hinaus wurden Karten der mittleren monatlichen Tagessummen der Globalstrahlung herangezogen, die aus Bodenmessungen und Messungen des Satelliten METEOSAT mittels Geostatistik abgeleitet wurden. Räumliche Auflösung der Karten: 1 km * 1 km. Mittelungszeitraum ist 1981 – 2000.

Als Albedo wurde ein mittlerer Wert für die Standortumgebung von 0,2 (Gras, Äcker, helle Dächer, Straßen usw.) angenommen.

Flächenneigung und -azimut sowie Peak-Leistung PK und Anlagenutzungsgrad PR der Photovoltaik-Anlagen betragen nach Angaben des Auftraggebers für den Standort

Ort	Neigung	Azimut	PK	PR
Bad Mergentheim	27°	180°	100 kWp	83 %

4 Ergebnisse

Die für den gewünschten Standort Bad Mergentheim zu erwartenden mittleren monatlichen Tages- bzw. Jahressummen der Globalstrahlung, bezogen auf die um **27°** nach **180°** geneigte Fläche, sind der folgenden Tabelle zu entnehmen. Hindernisstrukturen in der näheren und weiteren Umgebung bleiben unberücksichtigt.

Bad Mergentheim, PLZ 97980

49° 29' N

09° 48' O

(1981 - 2000)

	G (0°)	G (27° / 180°)	E (PR= 83 %) 1 kWp	E (PR= 83 %) 100 kWp
	Mittlere monatliche Tagessumme			
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh
Januar	0,790	1,149	1,0	95,4
Februar	1,545	2,121	1,8	176,0
März	2,491	3,003	2,5	249,2
April	3,932	4,335	3,6	359,8
Mai	5,079	5,207	4,3	432,2
Juni	5,305	5,245	4,4	435,3
Juli	5,360	5,401	4,5	448,3
August	4,653	5,011	4,2	415,9
September	3,244	3,832	3,2	318,1
Oktober	1,824	2,395	2,0	198,8
November	0,905	1,280	1,1	106,2
Dezember	0,607	0,879	0,7	73,0
Mittlere Jahressumme				
Jahr	1 090	1 215	1 008	100 807

Die mittleren Jahressummen der Globalstrahlung, bezogen auf die horizontale Fläche, betragen **1 090 kWh/m²**, bezogen auf die nach 180° geneigte Fläche dagegen **1 215 kWh/m²**. Das bedeutet einen Strahlungsgewinn von etwa **11,47 %**.

Die auf Grund der Strahlungsverhältnisse zu erwartende elektrische Energieerzeugung der PV-Anlage für den Standort ist in der Tabelle als mittlere monatliche Tagessumme und mittlere Jahressumme ebenfalls eingetragen. Die jährlichen Strommengen betragen im 20-jährigen Mittel bei einer

Peakleistung von **100 kWp** und einem Anlagennutzungsgrad von **PR = 83 %**

E = 100 807 kWh

Der relative Fehler dieser Berechnung ergibt sich als Quadratwurzelfehler aus dem mittleren quadratischen Gesamtfehler. Die Einzelfehler: $\pm 6\%$ bezogen auf die Berechnung des jährlichen horizontalen Globalstrahlungswertes, $\pm 5\%$ hinsichtlich der Umrechnung auf die geneigte und ausgerichtete Fläche (ist abhängig von der Ausrichtung der Fläche), $\pm 5\%$ als mittlere Leistungstoleranz bei den Modulen und $\pm 2\%$ für den Anlagennutzungsgrad ergeben einen Quadratwurzelfehler von $\pm 9,5\%$.

Auf Grund von Witterungsschwankungen können die Erträge in einem **Einzeljahr** erheblich vom längjährigen Mittel abweichen.

5 Literatur

Muneer, T.: Solar Radiation for Europe. Building Serv. Eng. Res. Technol. **11**, 153-163 pp., 1990.

