GUTACHTEN

über den voraussichtlichen spezifischen
Ertrag
einer
Photovoltaik-Anlage
auf Dachflächen des Gewerbegebäudes an der
Alpgaustrasse 24 in Oberstdorf

erstellt von
Dipl.Ing.Univ. Karl E. Schedler
Beratender Ingenieur
BDSF geprüfter und zertifizierter freier Sachverständiger

Auftraggeber:	KSI GmbH&Co.KG
Empfänger:	KSI GmbH&Co.KG
durchgeführt am:	17.08.2008 bis 04.10.2008
Objekt:	Betriebsgebäude Alpgaustr. 24 Oberstdorf
Aktenzeichen:	KSCB01608
Datum:	04.10.2008
Umfang Seiten:	22
Umfang Anschläge:	23834

Zertifiziert nach DIN EN ISO 9001:2000

Dipl.Ing.Univ. Karl E. Schedler
Ingenieurbüro
Alpgaustrasse 22
D-87561 Oberstdorf

Tel.: +49-8322-8099176
Fax.: +49-8322-8099317
Mobil: +49-171-2700939
e-mail: info@ks-consulting.de

1 Inhaltsverzeichnis

1 Inhaltsverzeichnis 2

1.1 Verzeichnis der Tabellen 3
1.2 Verzeichnis der Abbildungen 3
1.3 Referenzierte Dokumente 3

2 Aufgabenstellung 4

3 Zweck des Gutachtens 4

4 Zusammenfassung 5

Voruntersuchungen 6

4.1 Ergebnisse fremder Voruntersuchungen 6
4.1.1 Klimadaten Globalstrahlung DWD 6
4.1.2 Zukünftige Klimaprognose durch Langzeitauswertungen des PV-Labors Bern 6
4.2 Ergebnisse eigener Voruntersuchungen 7
4.2.1 Auswertung von Globalstrahlungsdaten einer nahe gelegenen Messstation 7
4.2.2 Auswahl der in Frage kommenden Dachflächen und deren Charakteristik 8
4.2.2.1 Dach 1: Bürogebäude 8
4.2.2.2 Dach 2: Hallen-Gebäude 8
4.2.3 Feststellung der möglichen Abschattung 8
4.2.3.1 Abschattung durch umliegende Gebäude und Bewuchs 8
4.2.3.2 Abschattung durch Schneebedeckung 9
4.2.4 Zugrunde gelegtes technisches Konzept der Photovoltaik-Anlage 10
4.2.4.1 Technische Daten Module 10
4.2.4.2 Technische Daten Wechselrichter 10

5 Ertragsprognose 11

5.1 Durchschnittlich zu erwartender spezifischer Jahresertrag 11
5.2 Zu erwartende Performance Ratio 12

6 Erläuterungen zur Vorgehensweise 13

6.1 Berechnung der Einstrahlung auf die vorgesehenen Dachflächen unter Berücksichtigung der Neigung und Ausrichtung 14
6.1.1 Drei-Komponenten-Modell 15
6.1.1.1 Ermittlung der Direkteinstrahlung auf Modulebene 15
6.1.1.2 Ermittlung der Diffusstrahlung auf die Modulebene 16
6.1.1.3 Ermittlung der Reflexionsstrahlung auf die Modulebene 17
6.2 Zu erwartende Verluste 18
6.2.1 Betrachtung des Generator-Gesamtkorrekturfaktors 18

7 Schlusswort 20

8 Anhänge 21

8.1 Skizzen Lage des Gebäudes und der Dachflächen und Objektfoto 21
8.2 Luftbild mit Lage der Messpunkte 22

1.1 Verzeichnis der Tabellen

1.2 Verzeichnis der Abbildungen

1.3 Referenzierte Dokumente

[1]	Photovoltaik, Prof. Heinrich Häberlin, VDE Verlag, 2007
[2]	KLIWA Projekt A 1.2.4 Langzeitverhalten der Sonnenscheindauer und Globalstrahlung für hydrologische Auswertungen, Deutscher Wetterdienst, Bayerisches Landesamt für Umwelt, Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Baden Württemberg, KLIWA Berichte, Heft 12, März 2008
[3]	Performance von Photovoltaik-Anlagen, Resultate aus dem IEA PVPS Task2-Projekt, Stefan Mau, Ulrike Jahn, Arsenal Research, Wien, Österreich.
[4]	Studie über Ertragseinflussfaktoren, Energieerträge und Ertragsprognosen netzgekoppelter Fotovoltaikanlagen, Facharbeit, Boris Eckhoff, Hamburg, April 2004
[5]	Meteonorm, Global Meteorological Reference, Theory part 1, 2, The Swiss federal Office of Energy, Bern, Vers, 5.0, 2003
[6]	KLIWA Bericht Heft 6, Flächendeckende Analyse des Langzeitverhaltens verschiedener Schneedeckenparameter in Baden-Württemberg und Bayern, DWD et.al.

2 Aufgabenstellung

Es ist die zu ermitteln, welche durchschnittlichen Energie-Erträge pro Jahr eine nach dem aktuellen Stand der Technik erstellte Photovoltaik-Anlage auf dem Dach des Betriebsgebäudes in der Alpgaustrasse 24 voraussichtlich im Zeitraum 2009 bis 2029 erzielen kann.
Die Photovoltaik-Anlage soll gemäß dem Gesetz über erneuerbare Energien als Kraftwerk zur Einspeisung ins Netz betrieben werden.
Eine monetäre Wirtschaftlichkeitsberechnung ist nicht Gegenstand des Gutachtens.

3 Zweck des Gutachtens

Das Gutachten dient ausschließlich zur Beurteilung der voraussichtlichen spezifischen Energieerträge einer nach dem derzeitigen Stand der Technik errichteten Photovoltaikanlagen durch die am Standort zu erwartende Sonneneinstrahlung.
Das Gutachten dient zur Vorbereitung der Vorplanung und für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung, welche die Grundlage für die Entscheidung ob die Errichtung einer solchen Anlage sinnvoll ist.

4 Zusammenfassung

Es wurde eine Ertragsprognose für eine marktübliche und dem Stand der Technik entsprechende, PV-Anlage auf den dafür geeigneten Dachflächen des Gewerbegebäudes an der Alpgaustrasse 24 in Oberstdorf erstellt.

Es wurde die spezifische Ertragskennzahl an der Netzeinspeisung von mindestens **891 kWh/kWp** im Durchschnitt pro Jahr ermittelt. Die Ertragsprognose gilt für eine Betriebszeit von mindestens 20 Jahren. Die Energiesumme in einem einzelnen Jahr kann davon wetterbedingt erheblich noch oben oder unten abweichen. Im Mittel ist mit Schwankungen um 10% zu rechnen.

Als Performance Ratio, ebenfalls eine gebräuchliche Kennzahl für die Leistungsfähigkeit einer konkreten Anlage, wurde ein Wert von **81%** ermittelt. Die Performance kann in gewissen Grenzen durch Verwendung von Modulen höherer Wirkungsgrade und anderer technischen Verbesserungen ggf. noch gesteigert werden.

Die Performance Ratio und der spezifische Jahresenergieertrag ist durch die klimatischen Verhältnisse an diesem Standort und durch die Dachgegebenheiten nicht unwesentlich durch Verluste aufgrund der sicherheitshalber anzunehmenden länger andauernden Schneebedeckung im Winter beeinflusst.

Voruntersuchungen

4.1 Ergebnisse fremder Voruntersuchungen

4.1.1 Klimadaten Globalstrahlung DWD

Es liegt eine langfristige Auswertung der Globalstrahlung bezogen auf die Wetterstation in Oberstdorf (Geogr. Postion: E 10,28333° N 47,40000) des Deutschen Wetterdienstes für die Jahre 1951 bis 2000 vor (siehe [2]).

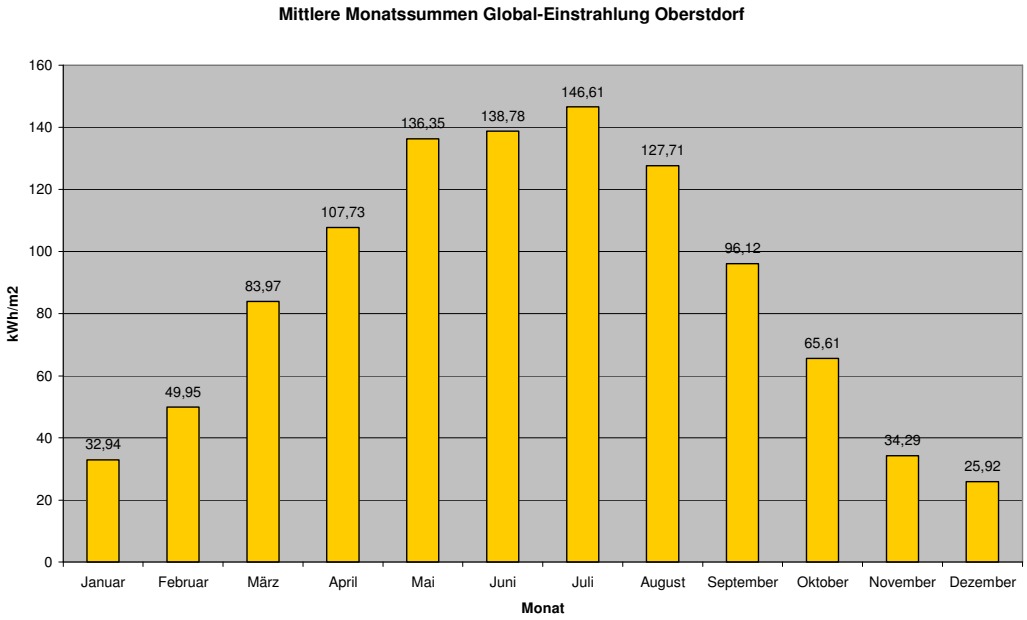


Abbildung 1 Mittlere Monatssummen Global-Einstrahlung Oberstdorf. (Quelle: [2])

Die Summen-Strahlungsdichten pro Monat sind langjährige Mittelwerte bezogen auf eine horizontale Messebene.
Dabei ergibt sich als mittlere Jahressumme für die Strahlungsdichte auf eine horizontale Fläche bezogen, ein Wert von **1046 kWh/m2**.

4.1.2 Zukünftige Klimaprognose durch Langzeitauswertungen des PV-Labors Bern

Nach den Langzeituntersuchungen des PV-Labors, Bern, Prof. Häberlin (siehe[1]) ist ein deutlicher Trend zu höheren Einstrahlungsdichten zu verzeichnen. In den Jahren 1992 bis 2006 ist die mittlere Trendlinie für die untersuchten Standorte in der Schweiz von ca. 1260 auf 1420 kWh/m2 angestiegen. Das sind ca. 0,8% pro Jahr. Die jährlichen Schwankungen liegen bei durchschnittlich +/- 10% - allerdings im Einzelfall auch erheblich höher.
Über die geplante Laufzeit betrachtet kann man also davon ausgehen, dass der mittlere Jahresertrag wohl kaum sinkt, sonder eher steigt. Wenn sich der Trend auch in den nächsten Jahren fortsetzt, was mit hoher Wahrscheinlichkeit vorausgesetzt werden kann, kann die mittlere Steigung sogar alle denkbaren Degradationen (Verschlechterung durch irreversible Alterung) der PV Wirkungsgrade ausgleichen. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird aber die durchschnittliche Sonneneinstrahlung für die Betriebszeit als gleich bleibend angenommen. Außerdem bleibt – um auf der sicheren Seite zu sein – auch die sich möglicherweise in der

Zeitspanne zwischen der Statistik-Periode der KLIWA-Studie (bis 2000) und der Betriebszeit ergebende Erhöhung unberücksichtigt.

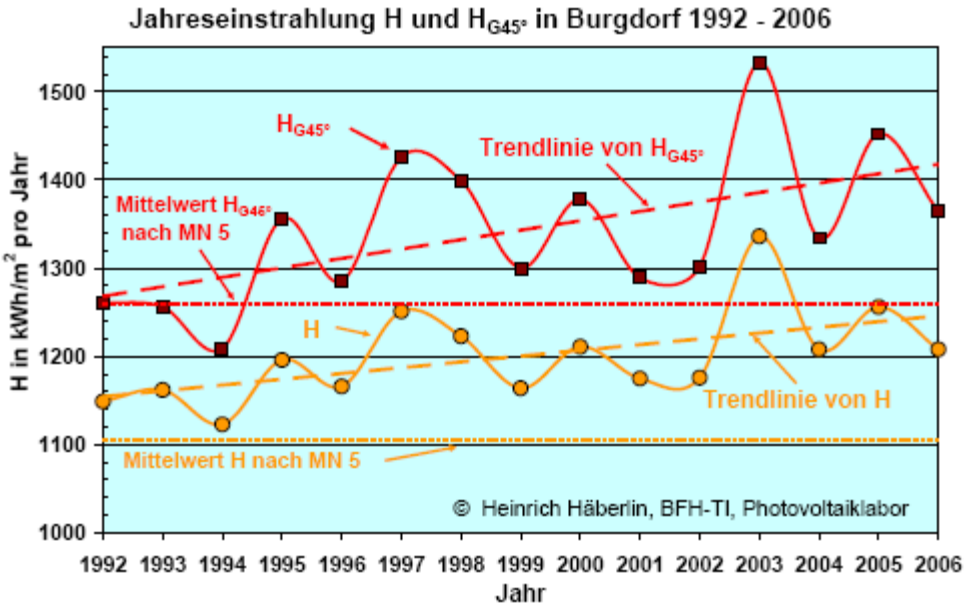


Abbildung 2 Trendstudie Sonnen-Einstrahlungsdichten zw. 1992 und 2006 in CH. (Quelle: [1])

4.2 Ergebnisse eigener Voruntersuchungen

4.2.1 Auswertung von Globalstrahlungsdaten einer nahe gelegenen Messstation

In einer Entfernung von Luftlinie ca. 300 m wurde von 2001 bis Mai 2007 eine Straßenwetter-Messstation betrieben mit einem hochwertigen Pyranometer, welche die Globalstrahlung in stündlichen Rhythmus gemessen und archiviert hat.

Im folgenden Diagramm sind die Strahlungswerte zwischen Oktober 2006 und Mai 2007 dargestellt.

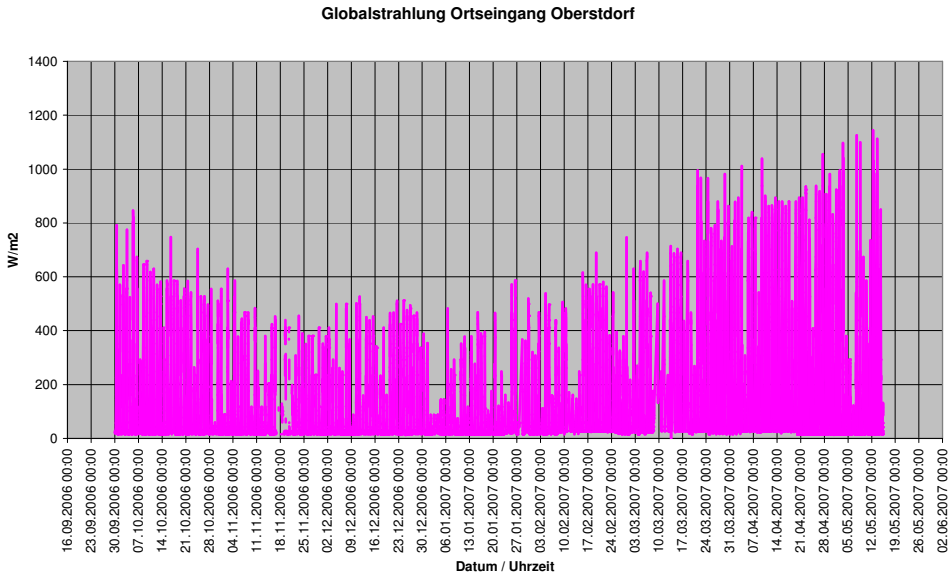


Abbildung 3 Zeitreihen-Diagramm der Globalstrahlung an der Station Ortseingang Oberstdorf

Über diesen Zeitraum (Winterperiode) ergibt sich eine tatsächliche Einstrahlungsdichte von 701,5 kWh/m2. Hochgerechnet – ohne Berücksichtigung der eigentlich strahlungsintensiveren Sommermonate – auf eine Jahressumme, würde dies eine Strahlungsdichte von mindestens **1126 kWh/m2 p.a.** , bezogen auf die Horizontalebene, bedeuten. Unter Berücksichtigung (Gewichtung) der Verteilung der mittleren monatlichen Energiesummen nach Abbildung 1 ergibt sich sogar eine Summen-Strahlungsdichte für das ganze Jahr von **2500 kWh/m2**!

Dieser Wert wird aber im Gutachten selbstverständlich **nicht** verwendet. Die Auswertung wurde lediglich unternommen, um die Langzeitstudie des DWD für einen noch näheren Standort zu untermauern und um darzulegen, dass einzelne Jahressummen auch deutlich höher liegen können.

4.2.2 Auswahl der in Frage kommenden Dachflächen und deren Charakteristik

Die geographische Position des Standortes des Betriebsgebäudes beträgt ca.

N 47,41700°

E 10,27681°

4.2.2.1 Dach 1: Bürogebäude

Dachhälfte Fläche effektiv ca. 140 m2

Dachneigung ca. 15°, Ausrichtung ca. 225° (Kompassrichtung) Süd-West

4.2.2.2 Dach 2: Hallen-Gebäude

Dachhälfte Fläche ca. 180 m2, ca. 24 x 7,5 m

Dachneigung ca. 15°, Ausrichtung ca. 135° (Kompassrichtung) Süd-Ost

4.2.3 Feststellung der möglichen Abschattung

4.2.3.1 Abschattung durch umliegende Gebäude und Bewuchs

Am Standort kann ein Laubbaum am Straßenrand beobachtet werden, der im Sommer in den späten Nachmittagsstunden eine geringe Abschattung am Dach 1 verursachen kann. Im Winter wenn kein Laub vorhanden ist, hat die Abschattung durch die Zweige eine vernachlässigbare Auswirkung.

Weiter Abschattungen insbesondere von Gebäuden ist für Dach 1 nicht vorhanden. An Dach 2 gibt es keine umliegenden Hindernisse, die ein Abschattung verursachen können.

Dem entsprechend kann der Beschattungskorrekturfaktor in 6.1 für die direkte Einstrahlung, das ganze Jahr über, zu 1,00 gesetzt werden.

4.2.3.2 Abschattung durch Schneebedeckung

Wegen der geographischen Lage des Standortes in ca. 800 m Höhe ü.N.N. am Alpenrand ist die Schneebedeckung der bedeutendste Einfluss, der eine Ertragsminderung durch Abschattung oder Teilabschattung hervorrufen kann.

Insbesondere durch die relativ geringe Dachneigung kann der Schnee kaum abrutschen. Grundsätzlich kann beobachtet werden, dass in entsprechenden Winterperioden die Dächer zwischen November bis März dauerhaft mit Schnee bedeckt sein können.

Es ist zwar anzunehmen, dass durch die hinterlüfteten Module bei Sonnenschein der Schnee schneller abschmelzen kann, als auf dem Dach selbst und daher die Dauer der Schneebedeckung geringer angenommen werden kann als es auf dem bestehenden Bitumendach der Fall ist.

Es wird davon ausgegangen, dass eine ständige Befreiung der Modulflächen vom Schnee nicht wirtschaftlich machbar ist. Daher muss die Schneeabdeckung entsprechend bei der Ertragsprognose berücksichtigt werden.

In [6] wurden über einen Zeitraum von 1952 bis 1996 das Langzeitverhalten von Schneedecken in BW und Bayern untersucht. Darunter auch für die Wetterstation Oberstdorf (siehe auch 4.1.1). Dabei ergab sich eine durchschnittliche Andauer einer geschlossenen Schneedecke von 127 Tagen (Schwankungsbreite 70 .. 167 Tage).

Dieser Wert gilt aber für horizontalen Erdboden im freien Feld und ist nicht direkt übertragbar auf die Schneebedeckung der PV-Generator-Flächen, da dort der Schnee erheblich früher abschmelzen kann.

Daher wurden Erfahrungswerte aus Langzeituntersuchungen von PV-Anlagen aus [1] entnommen, die für Stationen aus winterlichen und schneereichen Orten gebildet worden sind und auf die Verhältnisse in Oberstdorf interpoliert. Der Verlauf des daraus abgeleiteten Korrekturfaktors für Abschattung durch Schneebedeckung, der Bestandteil des Gesamt-Korrekturfaktors für die Generatorverluste ist, ist im folgenden Diagramm wiedergegeben.

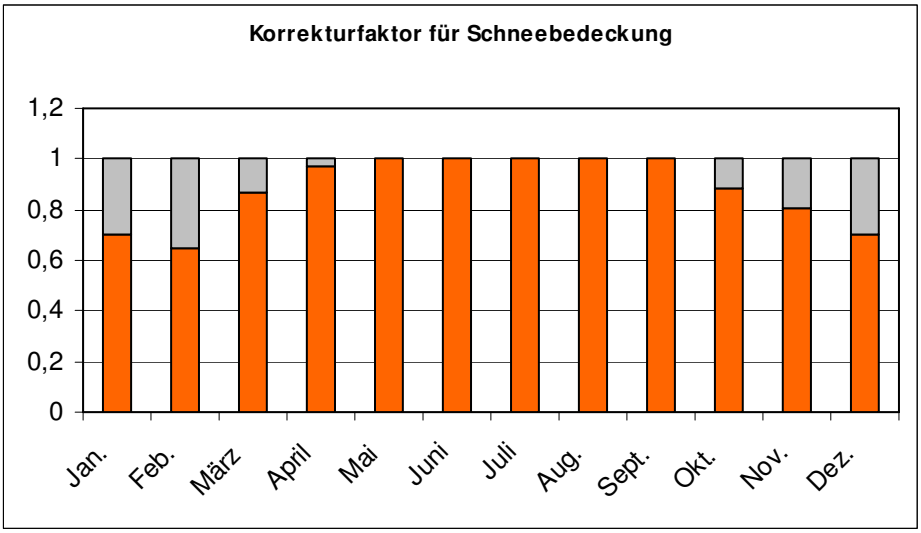


Abbildung 4 Verlauf des Korrekturfaktors für Schneebedeckung

Der Korrekturfaktor berücksichtigt ebenfalls die durch eine Teilabschattung der Modulfläche sich ergebenden Mismatch-Verluste.

4.2.4 Zugrunde gelegtes technisches Konzept der Photovoltaik-Anlage

Grobe Anlagenausstattung:

Dach 1: Brutto-Fläche ca. 140 m2 , ca. 18 kWp Anlage,

Dach 2: Brutto-Fläche ca. 180 m2, ca. 20 kWp Anlage

4.2.4.1 Technische Daten Module

Es werden poly- oder monokristalline Module angenommen. Marktgängige Kennzahlen der angenommenen Module sind:

Modulfläche	1,277 m2
Leistung MPP des Moduls	0,175 kWp (bei STC, +25°C)
Zellwirkungsgrad	13,7 %
Leistungs-Temperaturkoeffizient / K	-0,5 %
Effektive angenom. Modultemperatur	35,0 °C
Spezifische Modulfläche:	7,3 m2/kWp

Die Module sollen auf Modulschienen in einem geeigneten Abstand parallel zur Dachoberfläche (Anstellwinkel Modulebene = Dachneigungswinkel) montiert sein. Es wird davon ausgegangen, dass sie hinreichend hinterlüftet sind.

4.2.4.2 Technische Daten Wechselrichter

Es wird ein moderner Trafoloser Wechselrichter mit einem effektiven Wirkungsgrad von 96% zugrunde gelegt. (z.B. SMA SunnyBoy Serie).

5 Ertragsprognose

5.1 Durchschnittlich zu erwartender spezifischer Jahresertrag

Der von einer marktüblichen PV-Anlage auf den zu begutachtenden Dachflächen des Betriebsgebäudes in der Alpgaustrasse 24 in Oberstdorf, potentiell erzielbare spezifische Jahresertrag beträgt mindestens: **891 kWh/kWp**
Man kann aufgrund der Dachausrichtung und –Neigung von einer durchschnittlichen Einstrahlungsdichte auf die PV-Generator-Ebene (also ohne Berücksichtigung der Anlagen Performance) in Summe pro Jahr von **1104 kWh/m²** ausgehen.

Bei einer möglichen Auslegung der PC-Anlage mit **38,15** kWp ergibt sich ein durchschnittlicher absoluter Jahresenergieertrag am Netz von: **34 MWh**
Es kann davon ausgegangen werden, dass über eine Betriebszeit von 20 Jahren im Durchschnitt ein solcher Jahresertrag oder mehr erzielt werden kann.

Die einzelnen Rechenschritte sind in der folgenden Aufstellung noch einmal dargestellt. Nähere Erläuterungen zur Berechnungsmethode finden sind in Kapitel 6.

Ertragsberechnung für netzgekoppelte PV-Anlagen (mit Dreikomponentenmodell)

Ort:	Oberstdorf			**Referenzstationen:**	Oberstdorf / Innsbruck / Schloten						Neigung =	15	°	
Nennleistung PV-Generator [kW]:	38,15			**Nennleistung am Netz [kW]:**	34,427						Azimut =	45	°	
				Diffusstrahlungsfaktor:	0,983			**Reflektionsstrahlungsfaktor:**	0,017					
Monat	**Jan.**	**Feb.**	**März**	**April**	**Mai**	**Juni**	**Juli**	**Aug.**	**Sept.**	**Okt.**	**Nov.**	**Dez.**	**Jahr**	
Globalstrahlung Summe p. Tag	1,06	1,78	2,71	3,59	4,40	4,63	4,73	4,12	3,20	2,12	1,14	0,84	2,87	kWh/m²*d
davon diffuse Einstrahlung	0,57	0,89	1,24	1,75	2,14	2,36	2,34	2,01	1,60	1,03	0,62	0,49	1,422	kWh/m²*d
Direktstrahlungsfaktor f(β,γ,φ)	1,46	1,29	1,17	1,08	1,03	1,01	1,02	1,05	1,13	1,25	1,40	1,53	1,200	
Beschattungskorrekturfaktor	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Direktstrahlung auf Modulebene	0,71	1,16	1,71	2,00	2,33	2,28	2,43	2,22	1,81	1,36	0,73	0,53	1,608	kWh/m²*d
Diffusstrahlung auf Modulebene	0,560	0,870	1,220	1,720	2,100	2,320	2,300	1,980	1,580	1,010	0,610	0,480	1,398	kWh/m²*d
Reflektionsfaktor Umgebung	0,80	0,75	0,60	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,75	0,441	
Reflektionsstrahlung auf Modulebene	0,010	0,020	0,030	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,010	0,010	0,010	0,017	kWh/m²*d
Gesamtstrahlung auf Modulebene	1,28	2,05	2,96	3,74	4,45	4,62	4,75	4,22	3,41	2,38	1,35	1,02	3,02	kWh/m²*d
Gesamtstrahlungssumme PV-Ebene	39,68	57,40	91,76	112,20	137,95	138,60	147,25	130,82	102,30	73,78	40,50	31,62	1103,86	kWh/m²
Strahlungs-Ertrag (Volllaststunden)	1,28	2,05	2,96	3,74	4,45	4,62	4,75	4,22	3,41	2,38	1,35	1,02	3,02	h/d
Temperatur-Korrekturfaktor	1,05	1,03	1,01	0,98	0,95	0,93	0,91	0,92	0,95	0,99	1,04	1,05	0,963	
Temperaturkorrigierter Ertrag	1,344	2,112	2,990	3,665	4,228	4,297	4,323	3,882	3,240	2,356	1,404	1,071	2,913	h
Korrekturfaktor für Schneebedeckung	0,700	0,650	0,871	0,968	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,882	0,806	0,700		
Generator-Korrekturfaktor	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,873	
Generator-Ertrag (Volllaststunden)	0,884	1,290	2,448	3,334	3,974	4,039	4,063	3,649	3,045	1,953	1,064	0,705	2,544	h
Wirkungsgrad Wechselrichter	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	
End-Ertrag an der Netz-Einspeisung	0,849	1,239	2,350	3,201	3,815	3,877	3,901	3,503	2,923	1,875	1,022	0,677	2,442	h
n_d (Anzahl Tage)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	d
Energiesummen im Netz	1,004	1,323	2,779	3,663	4,512	4,438	4,613	4,143	3,346	2,217	1,169	0,800	34,007	MWh
Spezifische Energiesummen im Netz	26,318	34,679	72,841	96,024	118,262	116,318	120,919	108,608	87,700	58,117	30,652	20,972	891,410	kWh/kWp

Tabelle 1 Aufstellung der Ertragsberechnung für PV-Anlage am begutachteten Standort

Hinweis:
Für den Ertrag wurde eine, dem aktuellen Stand der Technik entsprechende, marktübliche PV-Technik zugrunde gelegt. Ggf. kann durch Wahl effektiverer Produkte der Ertrag noch gesteigert werden.
Der Ertrag eines Jahres kann vom durchschnittlichen Ertrag u.U. erheblich durch jährliche Klimaschwankungen (ca. +/- 10% und höher) abweichen.

5.2 Zu erwartende Performance Ratio

Die zu erwartende durchschnittliche Performance Ratio für eine marktübliche PV-Anlage auf den vorgesehenen Dachflächen des Objekts beträgt mindestens
0,81 bzw. 81%

Ertragsberechnung für netzgekoppelte PV-Anlagen (mit Dreikomponentenmodell)

Ort:	Oberstdorf		**Referenzstationen:**	Oberstdorf / Innsbruck / Schloten						Neigung =	15	°		
Nennleistung PV-Generator [kW]:	38,15		**Nennleistung am Netz [kW]:**	34,427						Azimut =	45	°		
			Diffusstrahlungsfaktor:	0,983			**Reflektionsstrahlungsfaktor:**	0,017						
Monat	**Jan.**	**Feb.**	**März**	**April**	**Mai**	**Juni**	**Juli**	**Aug.**	**Sept.**	**Okt.**	**Nov.**	**Dez.**	**Jahr**	
Globalstrahlung Summe p. Tag	1,06	1,78	2,71	3,59	4,40	4,63	4,73	4,12	3,20	2,12	1,14	0,84	2,87	kWh/m²*d
Gesamtstrahlung auf Modulebene	1,28	2,05	2,96	3,74	4,45	4,62	4,75	4,22	3,41	2,38	1,35	1,02	3,02	kWh/m²*d
Gesamtstrahlungssumme PV-Ebene	39,68	57,40	91,76	112,20	137,95	138,60	147,25	130,82	102,30	73,78	40,50	31,62	1103,86	kWh/m²
Strahlungs-Ertrag (Volllaststunden)	1,28	2,05	2,96	3,74	4,45	4,62	4,75	4,22	3,41	2,38	1,35	1,02	3,02	h/d
End-Ertrag an der Netz-Einspeisung	0,849	1,239	2,350	3,201	3,815	3,877	3,901	3,503	2,923	1,875	1,022	0,677	2,442	h
Energiesummen im Netz	1,004	1,323	2,779	3,663	4,512	4,438	4,613	4,143	3,346	2,217	1,169	0,800	34,007	MWh
Volllaststunden an der Netz-Einspeisung	29	38	81	106	131	129	134	120	97	64	34	23	988	h
Performance Ratio	66%	60%	79%	86%	86%	84%	82%	83%	86%	79%	76%	66%	81%	%

Tabelle 2 Aufstellung der Berechnung der Performance Ratio der PV-Anlage am Standort

Hinweis:

Für die Performance Ratio wurde eine, dem aktuellen Stand der Technik entsprechende, marktübliche PV-Technik zugrunde gelegt. Ggf. kann durch Wahl noch effektiver Produkte die Performance Ertrag noch gesteigert werden.
Die Verfügbarkeit beeinträchtigende Betriebsstörungen wurden hier nicht berücksichtigt. Ausfälle und Störungen sind durch geeignete Ausstattung und Vorkehrungen so gering wie möglich zu halten. Restrisiken für Ausfälle sind in der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu berücksichtigen.

6 Erläuterungen zur Vorgehensweise

Die Ertragsprognose stützt sich grob auf folgende Berechnunsgschritte:

1. Langzeit (über knapp 50 Jahre) Auswertungen der Sonneneinstrahlung am Ort Oberstdorf (siehe 4.1.1) daraus werden aus den Monatssummen die durchschnittlichen **Tageseinstrahlungssummen** pro Kalendermonat bestimmt. Es erfolgt eine Auswertung mit einer Genauigkeit auf Kalendermonate bezogen. Die Durchschnittswerte in kWh/m^2 *d werden als Grundlage für die Betriebsdauer auf min. 20 Jahre angesetzt, obwohl eher eine Zunahme der Einstrahlungswerte durch die feststellbare Tendenz (siehe 4.1.2) zu erwarten ist.
2. Die Einstrahlungsdaten sind auf die Horizontalebene bezogen. Es muss daher die Strahlungsdichte welche auf die Modulebene einwirkt, abgeleitet werden. Diese Strahlung besteht, neben der direkten Sonnenstrahlung aus dem jeweiligen Stand der Sonne zur Modulebene, auch aus der diffusen Streustrahlung und der Reflexionsstrahlung vom Boden und der Umgebung (Albedo). Weil diese drei Strahlungskomponenten unterschiedlich von der Neigung und Ausrichtung der Modulebene beinflusst werden, müssen diese im sog. 3-Komponenten-Modell nach [1] getrennt voneinander auf die Modulebene berechnet werden (siehe dazu 6.1). Die Summe der drei Strahlungskomponenten ist dann die effektiv auf die Modulfläche einwirkende **Gesamtstrahlung**. Das ergibt auch den spezifischen **Ertrag** unter STC (= Standard Testbedingungen nach IEC), der auch in Stunden Nennlast pro Tag [h/d] ausgedrückt werden kann.
3. Die auf die Modulfläche einwirkende Gesamtstrahlung führt je nach Jahreszeit und Wetter, konstruktiven Gegebenheiten und den Umgebungsbedingungen zu einer Erwärmung der Generator-Module. Die mehr oder weniger starke Erwärmung wiederum führt zu einer Veränderung der Modulwirkungsgrade (Leistungs-Temperaturkoeffizent der Module).
   Es werden aus den Auswertungen vergleichbarer PV-Anlagen und Standorte je nach Kalendermonat unterschiedliche Temperatur-Korrekturfaktoren festgelegt (siehe 6.2). Diese führen zum **temperaturkorrigierten Ertrag** des PV-Generators.
4. Verluste des Ertrags des PV-Generators, die sich in den verschiedenen Kalendermonaten durch die Bedeckung mit Schnee im Mittel ergeben, gehen in den Korrekturfaktor für die Schneebedeckung ein. Dieser Korrekturfaktor ist auch Bestandteil des Gesamtkorrekturfaktors welcher sämtliche Verluste die der Ertrag des PV-Generators auf der DC-seite der Anlage bis zum Wechselrichter erleidet, wiedergibt. Die einzelnen Bestandteile sind in 6.2 beschrieben. Die Anwendung des Gesamtkorrekturfaktors führt zum eigenltichen **Generator-Ertrag**.
5. Der **End-Ertrag an der Netzeinspeisung** wird im wesentlichen von dem Wirkungsgrad des Wechselrichters bestimmt.
6. Aus dem End-Ertrag kann über die Nennleistung (bei STC) des Generators die durchschnittliche Energiesumme pro Monat und Jahr ermittelt werden. Oder daraus die spezifischen Energiesummen pro kWp Generator-Nennleistung, welche eine allgemein gebräuchliche Kenngröße zum Vergleich von PV-Anlagenstandorten darstellt.
7. Die **Performance-Ratio** der PV-Anlage ist das Verhältnis der Einstrahlung auf die Modulebene zur Energie an der Netzeinspeisung.

6.1 Berechnung der Einstrahlung auf die vorgesehenen Dachflächen unter Berücksichtigung der Neigung und Ausrichtung

Die gemessenen Strahlungsdaten aufgrund der örtlichen klimatischen Verhältnisse liegen auf eine horizontale Ebene bezogen vor. Das heißt, die Ausrichtung zur Sonne spielt keine Rolle. Die Module eines PV-Generators sind aber in einem bestimmten Winkel (Neigungs- oder Anstellwinkel) zur Horizontalebene geneigt bzw. angestellt und in eine bestimmte Himmelsrichtung ausgerichtet (Kompassrichtung). Oder man gibt den Winkel zur Südrichtung (Azimut) an.

Ferner setzt sich die gemessene Einstrahlung aus mindestens zwei Komponenten zusammen, nämlich die Direktstrahlung aus Richtung der Sonne und die Diffusstrahlung, welche ungerichtet durch verschiedene Streuungen in der Atmosphäre aus dem Halbraum über der Messebene einstrahlt.

Da diese zwei Komponenten unterschiedlich von der Ausrichtung der PV-Generatormodule beeinflusst werden, sind diese getrennt voneinander zu berechnen. Außerdem wirken sich auch äußere Einflüsse, wie z.B. Abschattung durch Hindernisse in der Umgebung etc. vorwiegend nur auf die Direktstrahlung aus, nicht aber auf die Diffusstrahlung.

Bei einer aus der Horizontalebene angestellten Fläche kommt noch eine dritte Strahlungskomponente hinzu, die sich zu den zwei anderen addiert, nämlich die Reflexionsstrahlung vom Boden. Je nach Umgebungsbedingungen (z.B. reflektierende Gebäudeteile etc.) kommt eine Reflexionsstrahlungs-Komponente evtl. auch schon in der Horizontalebene dazu.

Das folgende Diagramm veranschaulicht graphisch den Zusammenhang der Einstrahlung bezogen auf Horizontalebene zu einer beliebig geneigten und ausgerichteten Generatorebene.

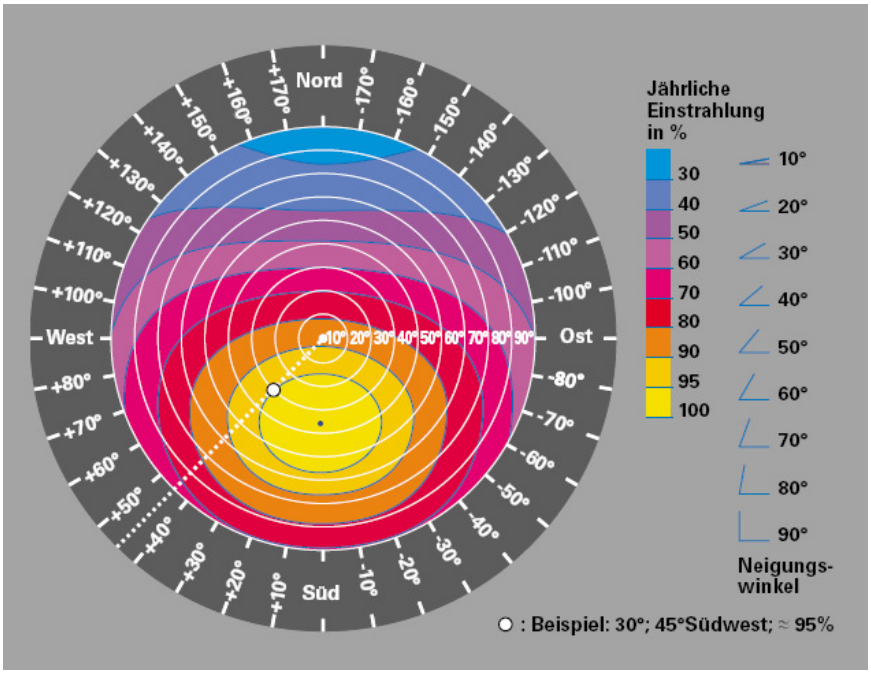


Abbildung 5 Diagramm Einfluss der Modulneigung und des Azimut auf die Strahlungsdichte im Vergleich zur ebenen Fläche.

Folgende Daten sind für diesen konkreten Fall zu verwenden:

Generator-Modul-Ebene:

Anstell- bzw. Neigungs-Winkel:	15°
Kompass-Ausrichtung:	225° (SW, Dach1), 135° (SO, Dach2)
Azimut:	+45° (Dach 1), -45° (Dach2)
Geographische Breite:	47° (genauer 47,417°)

6.1.1 Drei-Komponenten-Modell

Um eine hohe Genauigkeit zu erreichen und auch verschiedene Einflüsse getrennt berücksichtigen zu können, wurde in leicht überarbeiteter Form das 3-Komponenten-Modell, wie es in [1] beschrieben ist verwendet.

Im Folgenden ist die Verfahrensweise für die drei Komponenten, welche dann addiert werden zur Gesamtstrahlung auf die Modulebene, grob beschrieben.

6.1.1.1 Ermittlung der Direkteinstrahlung auf Modulebene

In der KLIWA Langzeitstudie [2] sind für Oberstdorf nur die Globalstrahlung gemessen worden, die Diffusanteile liegen nicht vor. Es sind keine Messungen der Diffusstrahlung bekannt für den hier vorgesehenen Standort. Die Diffusstrahlung hängt von den örtlichen Gegebenheiten und den klimatischen Witterungsverhältnissen ab.
Um den Anteil der Diffusstrahlung abzuschätzen sind mittlere Langzeitdaten, die in [1] von verschiedenen Referenzorten mit vergleichbaren klimatischen Bedingungen angegeben sind herangezogen worden und aus den Oberstdorfer Langzeitdaten interpoliert.

Das Ergebnis ist in folgendem Diagramm wiedergegeben:

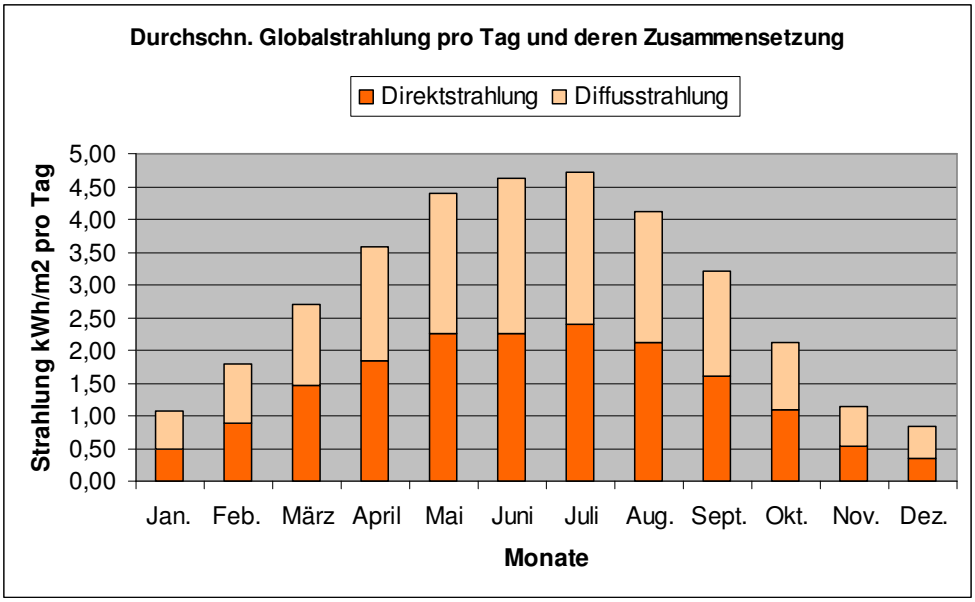


Abbildung 6 Diagramm durchschn. Tagessummen der Globalstrahlung für den Standort Oberstdorf und die direkten und diffusen Strahlungsanteile

Zur Berechnung der Direktstrahlung auf eine beliebig geneigte und ausgerichtete Fläche wird ein Direktstrahlungsfaktor aus dem Neigungswinkel, dem Azimut, der geogr. Breite und letztlich aus dem Sonnenstand rein geometrisch ermittelt. Die Theorie dazu ist in [6] beschrieben. Es genügt die monatlich mittleren Faktoren zu berechnen. In [1] sind dafür auch Tabellen für verschiedene Winkel angegeben. Für andere Winkel können die Werte auch interpoliert werden.

Das folgende Diagramm gibt den Zusammenhang des Direktstrahlungsfaktors zum Neigungswinkel an, für diesen konkreten Fall:

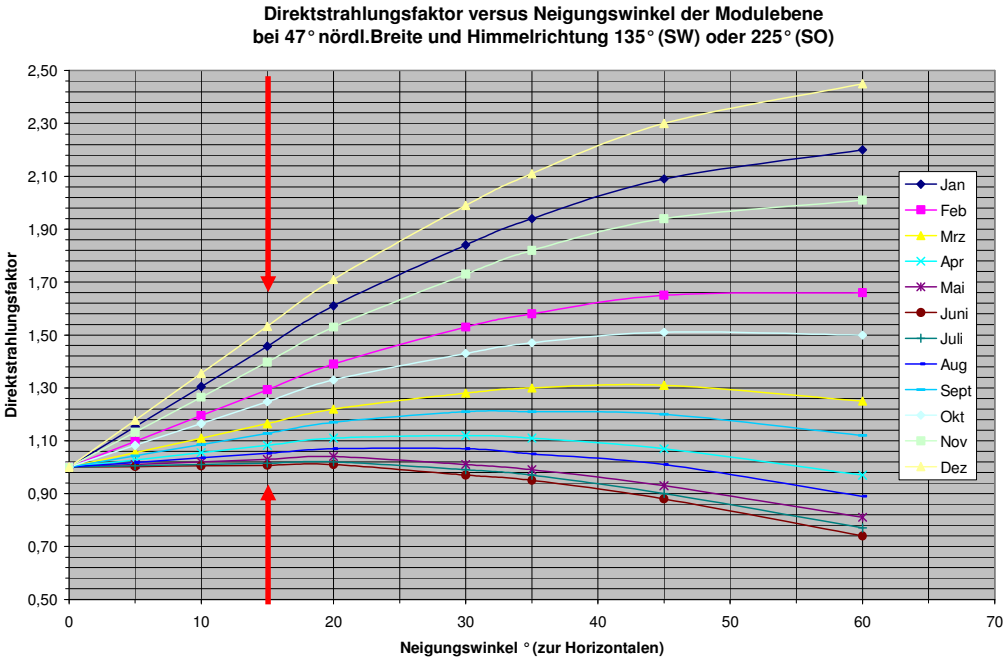


Abbildung 7: Monatl. Durchschn. Direktstrahlungsfaktoren in Abhängigkeit vom Modul-Neigungswinkel für 47° nördl. Breite und Azimut +/- 45°. Faktoren für 15° sind markiert.

6.1.1.2 Ermittlung der Diffusstrahlung auf die Modulebene

Die Diffusstrahlung ist nicht von der Richtung der Modulebene zur Sonne abhängig, sondern allein von der Ausrichtung und des „Einwirkungswinkels“ aus dem oberen Halbraum (der (halbkugelförmige) Raum oberhalb der Horizontalebene).

Aus dem Anstellwinkel kann der Diffusstrahlungsfaktor ermittelt werden, welcher das Verhältnis der einwirkenden Diffusstrahlung zwischen Modulebene und der Horizontalebene (gemessene Referenz). Dieser Wert ist nicht von der Jahreszeit abhängig und daher für alle Monate gleich.

Diffusstrahlungsfaktor = 0,5 * COS(a1) + 0,5 * COS(a2 + Neigungswinkel);

Neigungswinkel ist der Anstellwinkel der Modulebene zur Horizontalen.

Die beiden Werte a1 und a2 geben den „Freie-Sicht-„Winkel an, unter dem ggf. die Modulebene zur Bodenseite und zur Himmelsseite durch umgebende bauliche Einrichtungen oder Gelände eingeschränkt ist.

Im vorliegenden Objekt sind keine zusätzlichen Einschränkungen zu berücksichtigen, weshalb die beiden Werte a1 und a2 zu 0 zu setzen sind.

Die durch die Bergkette sich ergebende ferne Horizontlinie, die natürlich von der geogr. idealen Horizontlinie abweicht, ist bereits in den auf die Station Oberstdorf bezogenen Messwerten aus der Studie [2] enthalten, und muss hier nicht mehr gesondert berücksichtigt werden.

6.1.1.3 Ermittlung der Reflexionsstrahlung auf die Modulebene

Die Reflexionsstrahlung ist die vom Boden und der Umgebung reflektierte (gerichtete) Direktstrahlung, welche auf die Modulebene einwirkt.

Die geometrischen Verhältnisse unter denen die Reflexionsstrahlung von der Modulebene eingefangen wird, sind immer gleich und der Koeffizient rechnet sich aus:

Reflexionskoeffizient = 0,5 – 0,5 * COS(Neigungswinkel);

dem Neigungswinkel (= Anstellwinkel) der Module.

Allerdings sind die Reflexionseigenschaften des Bodens und der Umgebung nicht immer gleich. Je nach Bodenbeschaffenheit und im Winter durch Schneebedeckung etc. ändert sich der Reflexionsfaktor. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen sind aus Erfahrungswerten in [1] für die örtlichen Verhältnisse am Objekt die folgenden Reflexionsfaktoren abgeschätzt worden:

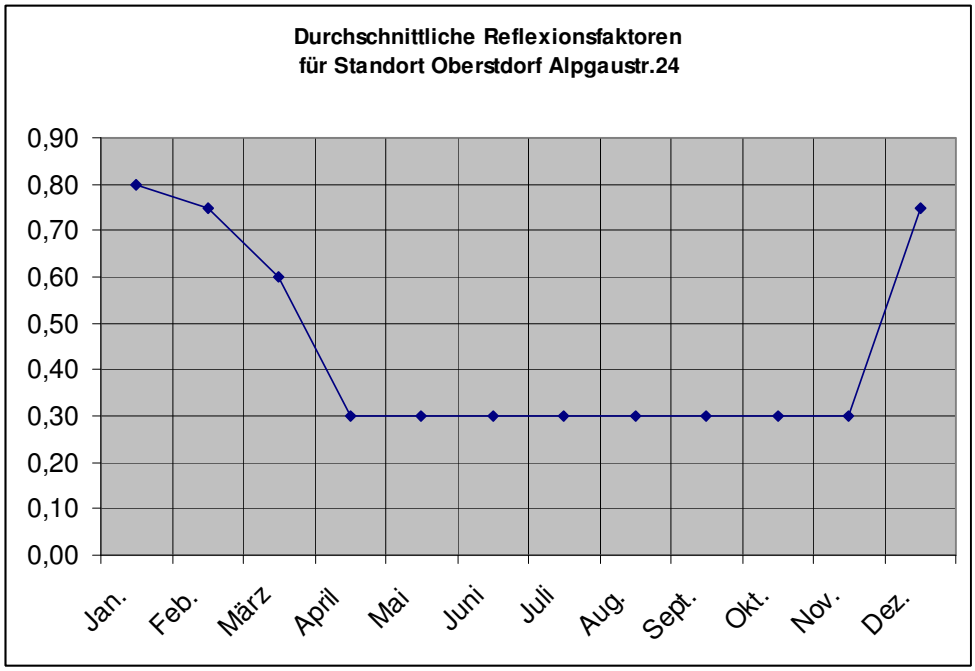
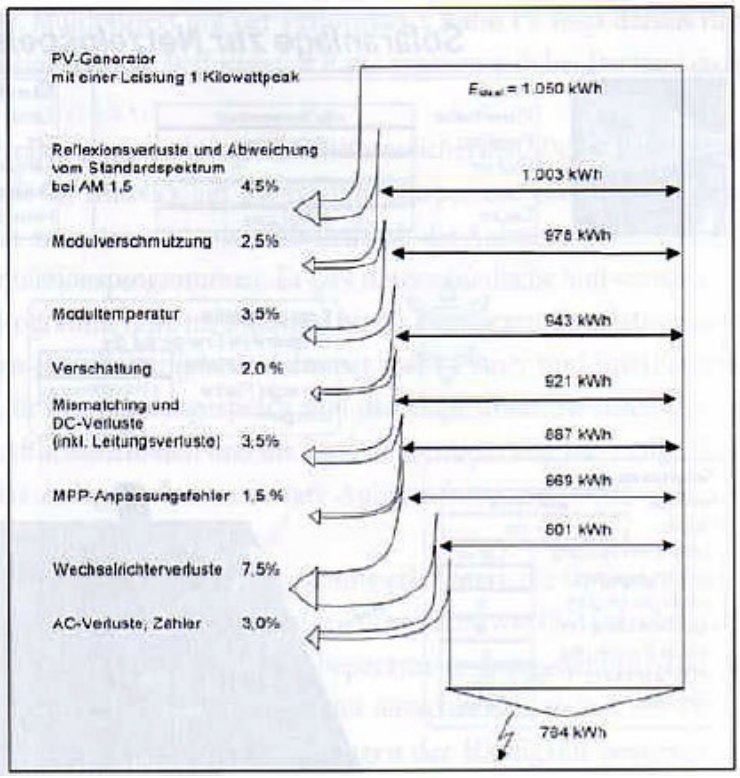


Abbildung 8 Diagramm mittlere Strahlungsreflexionsfaktoren für den Objekt-Standort

Die höheren Werte in den Wintermonaten sind überwiegend durch Schneebedeckung der Umgebung und des Bodens bedingt.

6.2 Zu erwartende Verluste

Die folgende Graphik verdeutlicht die Berücksichtigung der einzelnen Verluste.



Nebenstehende Graphik ist ein anschauliches Beispiel für die Verluste zwischen PV-Generator auf Modulebene bis zur Netzeinspeisung.

Die dargestellten Werte entsprechen nicht der geplanten Anlage!!

(Quelle: Ralf Haselhuhn, 2005, Photovoltaik, Köln)

Abbildung 9 Veranschaulichung der Verluste zwischen Einstrahlung auf der Modulebene zur Netzeinspeisung (Werte sind willkürlich!)

6.2.1 Betrachtung des Generator-Gesamtkorrekturfaktors

Folgende Verlustarten der zu begutachtenden Anlage sind für die Ertragsprognose zu berücksichtigen:

Verluste der Strahlungsumsetzung am PV-Generator		
1	Abschattung durch Bäume in den Abendstunden am Dach1 und bei Sonnenuntergang auf Dach2 und durch Schneebedeckung und damit verbundener Mismatch-Verluste durch Teilbeschattung einzelner Module. → ist gesondert in 4.2.3 berücksichtigt.	
1	Reflexionsverluste an der Moduloberfläche selbst -> ist im Gesamtkorrekturfaktor berücksichtigt.	
1	Mittlere Verluste durch Verschmutzung der Moduloberfläche zwischen den Reinigungsphasen (Voraussetzung Reinigung ca. alle 2 Jahre – Kosten sind in der Wirtschaftlichkeitsberechnung einzukalkulieren) ist entsprechend beim Gesamtkorrekturfaktor berücksichtigt.	
2	Abweichungen von der Spektralen Empfindlichkeit in Abhängigkeit von der Wettersituation ggn. den m. Pyranometer gemessenen Strahlungsintensitäten -> im Gesamtkorrekturfaktor berücksichtigt,	
3	Wirkungsgradverluste durch Anstieg der Modultemperatur (auf gute Durchlüftung zwischen Dach und Module ist zu achten!) Von der	

	Einstrahlungssituation abhängig von der Jahreszeit, → ist gesondert in	
4	Verringerung des Modulwirkungsgrades durch irreversible Alterung (Degradation) - im Gesamtkorrekturfaktor berücksichtigt,	
Verluste der elektrischen Anlage		
5	„Mismatch"-Verluste durch Modulverschaltung - ohne Teilbeschattung (die gesondert in 4.2.3 berücksichtigt ist) im Gesamtkorrekturfaktor berücksichtigt,	
6	DC Leitungsverluste (ausreichende Dimensionierung der Leitungen ist zu gewährleisten!)	
7	Wechselrichter (Voraussetzung ist ein moderner Wechselrichter) → Im Wirkungsgrad der AC-Seite berücksichtigt.	
8	AC Zähler und Leistungsverluste **(ausreichende Dimensionierung der Leitungen ist zu gewährleisten!)**	
	Geschätzter gewichteter Gesamtkorrekturfaktur **(ohne die Jahreszeitlich variablen Faktoren, die gesondert aufgeführt sind)**	**0,94** **(= -6%)**

Tabelle 3 Tabelle der anzusetzenden Verluste der PV-Anlage (Gesamtkorrekturfaktor)

Verluste durch Betriebsstörungen etc. sind nicht Gegenstand des Gutachtens, da sie sehr stark von der Ausführung und der gewählten Produkte abhängen. Diese müssen in die abschließende Wirtschaftlichkeitsrechnung einfließen.

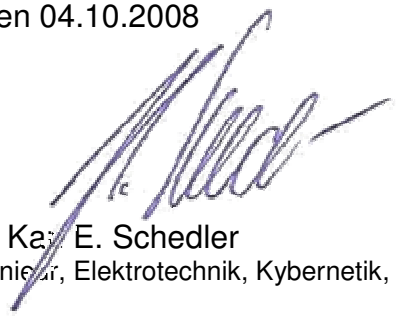
7 Schlusswort

Die im Gutachten angesetzten Voraussetzungen und Annahmen sind bewusst vorsichtig gewählt, sodass davon ausgegangen werden kann, dass bei sorgfältiger und fachgerechter Umsetzung der PV-Anlage der tatsächliche Ertrag, über die Betriebsdauer von 20 Jahren, nicht niedriger, sondern eher höher liegen dürfte, als der im Gutachten genannten Daten.

Wenn die technischen Daten der umzusetzenden PV-Anlage von den Annahmen im Gutachten abweichen, sind die Ertragsprognosen entsprechend anzupassen.

Haftungsvermerk:
Das Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen erstellt.
Der Gutachter haftet ausschließlich nur dem Auftraggeber und im Rahmen des angegebenen Zweckes.

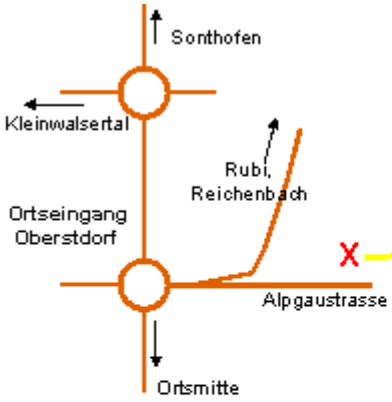
Oberstdorf, den 04.10.2008

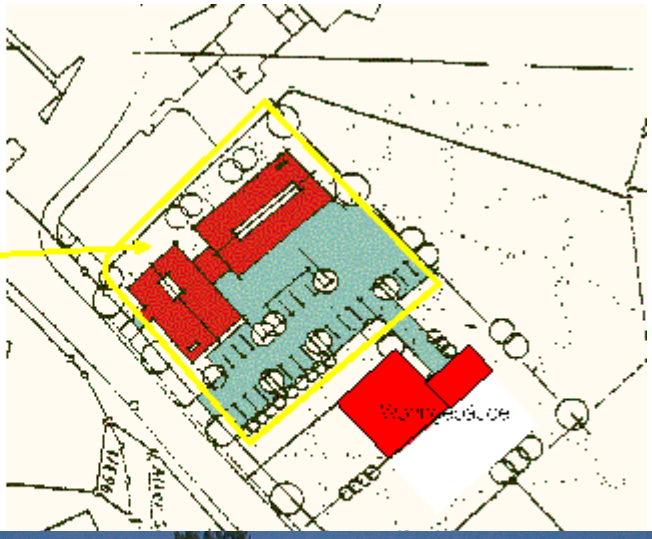


Dipl.Ing.Univ. Karl E. Schedler
Beratender Ingenieur, Elektrotechnik, Kybernetik, IT

8 Anhänge

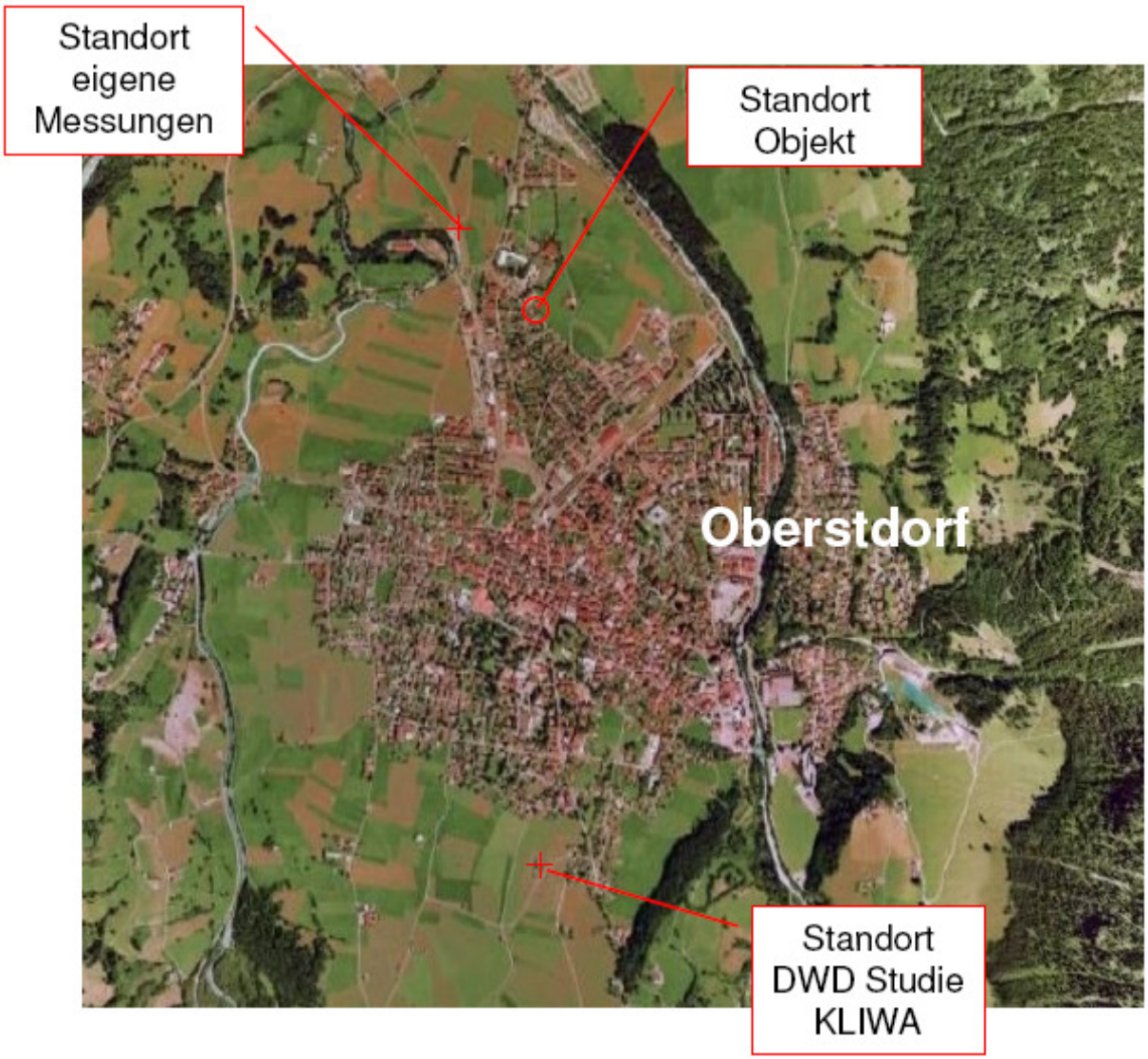
8.1 Skizzen Lage des Gebäudes und der Dachflächen und Objektfoto





Gewerbegebäude
Alpgaustrasse 24

KSI GmbH&Co.KG

Baujahr: Ende 1999

8.2 Luftbild mit Lage der Messpunkte