

Ingenieurbüro Eva Jenennchen

# JERA

Jenennchen - Energie : Regenerative / Alternative

## Ertragsgutachten

### PV-Kraftwerk Cobbel

#### Dachanlage

**Auftraggeber:**

**MABI GmbH**

Jörg Fahrenhorst

Eilveser Hauptstraße 56

31535 Neustadt

Ilmenau, 25.04.18

Version Nr.: 1.1

Gutachtennummer: EG-K097-18009-V11

**Auftragnehmer:**

Ingenieurbüro JERA

Pfaffenholz 11

98693 Ilmenau

*E. Jenennchen*  
Dipl.-Ing. Eva Jenennchen  
(Bearbeiter)

# Inhaltsverzeichnis

	Seite
Inhaltsverzeichnis .....	2
1. Zusammenfassung der Ergebnisse .....	3
2. Beauftragung.....	4
3. Technische Auslegung der Photovoltaikanlage .....	5
3.1. Anlagentechnik .....	5
3.2. Beschreibung und Bewertung der Anlage.....	6
3.3. Plausibilitätskontrolle der Verschaltung.....	7
3.4. Aufstellung PV-Generator .....	7
4. Rahmenbedingungen zur Ertragssimulation .....	10
4.1. Simulationsprogramm.....	10
4.2. Randbedingungen / Parameter für die Berechnung .....	10
4.3. Wetterdaten am Standort.....	15
5. Simulationsergebnisse .....	18
5.1. Referenzrechnung mit PVSyst 5.74 .....	18
5.2. Vergleichsrechnung mit greenius 3.6.....	19
5.3. Bewertung der Ergebnisse/ Unsicherheitsanalyse .....	20
5.4. Langzeitverhalten .....	21
6. Gewährleistung .....	21
7. Abkürzungsverzeichnis.....	22
7.1. Begrifflichkeiten .....	22
7.2. Einheiten .....	22
8. Tabellenverzeichnis.....	23
9. Abbildungsverzeichnis .....	23
10. Anhang: Simulationsprotokolle, Berechnungsgrundlagen.....	23

# 1. Zusammenfassung der Ergebnisse

Der folgende Überblick stellt die Ergebnisse der Ertragssimulation für die PV-Anlage dar.

Installierte PV-Nennleistung: **499,23 kWp**  
(Nach Datenblattangabe)

Jährlich eingespeiste Energie: **445,5 MWh**  
(auf Mittelspannungsebene)

**Spezifischer Jahresertrag:** **892  $\frac{kWh}{kWp \cdot a}$**   
(Jährlich eingespeiste Energie / PV-Nennleistung)

Performance Ratio: **87,2 %**

Ertragssimulation									
PV-Anlage Cobbel Dachanlage	$\alpha / ^\circ$	$\beta / ^\circ$	* $E_{G,hor} /$ kWh/m <sup>2</sup> a	** $E_{G,gen} /$ kWh/m <sup>2</sup> a	$F_A /$ %	$P_{inst} /$ kWp	$E_{out} /$ MWh/a	$E_{spez} /$ kWh/kWp*a	PR / %
Nordwest	123	15	1.038	951	-8,4	217,08	179,04	825	86,7
Südost	-57	15	1.038	1.096	5,6	217,08	208,48	960	87,6
Nordost	-145	15	1.038	912	-12,1	32,13	25,31	788	86,4
Südwest	35	15	1.038	1.132	9,1	32,94	32,67	992	87,6
<b>Gesamt</b>			<b>1.038</b>	<b>1.023</b>	<b>-1,4</b>	<b>499,23</b>	<b>445,50</b>	<b>892</b>	<b>87,2</b>
<b>Anlage:</b> <u>Anlagentyp:</u> Dachanlage dachparallel <u>verwendetes Verschattungsmodell:</u> Sicherheitsabschlag 0,5 % nach Simulation PVSOL <b>Simulation</b> * <u>verwendete Strahlungsdaten:</u> Durchschnitt aller recherchierten Daten ** <u>Einstrahlungsmodell:</u> nach Perez									

Tabelle 1: Zusammenfassung der Ergebnisse

$\alpha$	Abweichung von Süd – negatives Vorzeichen: Ostabweichung
$\beta$	Modulneigungswinkel
$E_{G,hor}$	Globalstrahlung, horizontal
$E_{G,gen.}$	Globalstrahlung auf die geneigte Ebene
$F_A$	Einstrahlungsgewinn $E_{G,gen}$ zu $E_{G,hor}$
$P_{inst.}$	installierte Leistung unter STC-Bedingungen nach Datenblatt
$E_{out}$	Jahresertrag PV-Anlage auf Mittelspannungsebene
PR	Performance Ratio
$E_{spez.}$	spezifischer Jahresertrag PV-Anlage

## 2. Beauftragung

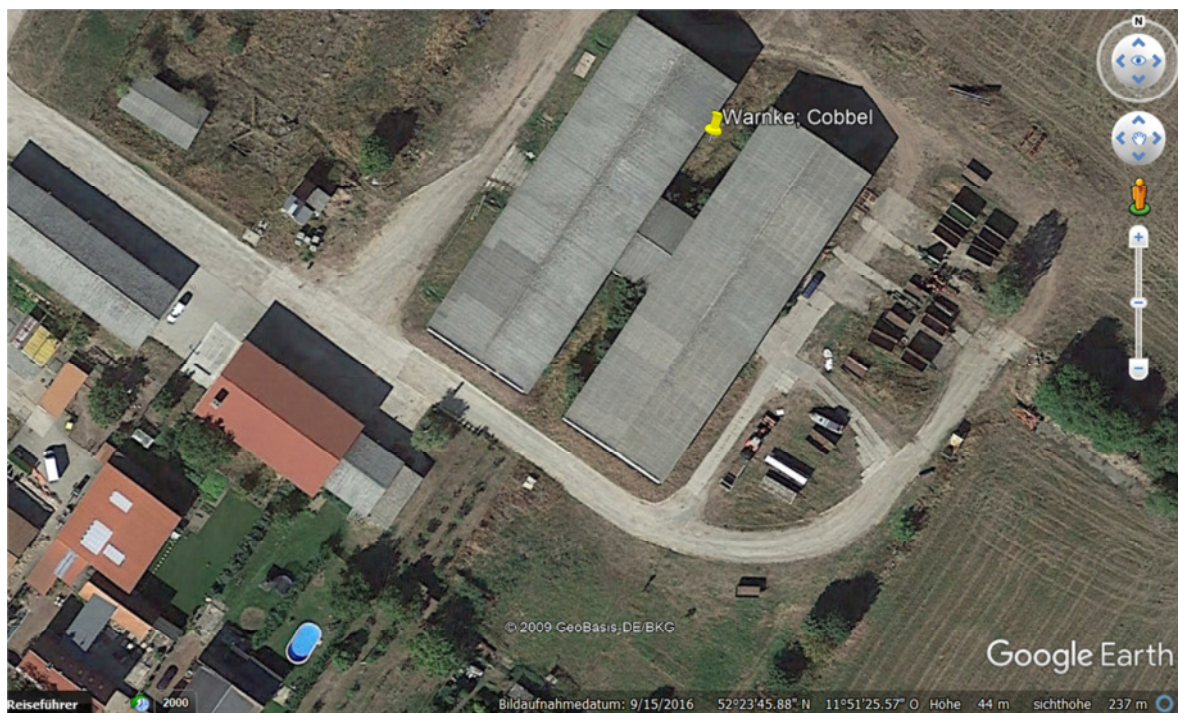


Abbildung 1: Satellitenbild des Anlagenstandortes

Quelle: Google Earth

Auftragsdatum:	11.04.2018	
Auftraggeber:	<b>MABI GmbH</b>	
Anlagengröße:	<b>499,23 kWp</b>	
Anlagentyp:	Dachanlage	
Standort:	Cobbel ((52°24' nördliche Breite; 11°51' östliche Länge; 44 ü. NN.)	
Wechselrichter:	<u>Hersteller:</u>	Huawei
	<u>Wechselrichtertyp:</u>	SUN2000 33 KTL
Module 1:	<u>Hersteller</u>	JA Solar,
	<u>Modultyp</u>	JAP6(K)-60/270/4BB 270 Wp

Tabelle 2: Beauftragung

Dieses Gutachten umfasst 23 Seiten und 32 Seiten Anhang, unvollständige oder im Zusammenhang sinnesentstellende Veröffentlichungen oder Weitergabe der Ergebnisse darf nicht erfolgen.

### 3. Technische Auslegung der Photovoltaikanlage

#### 3.1. Anlagentechnik

Modulhersteller:	JA SOLAR
Modultyp:	JAP6(K)-60/270/4BB
Zellentechnologie:	<i>Polykristallines Silizium</i>
Nennleistung Modul::	270 Wp
Nennleistung PV-Anlage:	<u>Gesamt:</u> 499,23 kWp
Stückzahl Module	1.849
Zertifizierungen:	IEC 61215, IEC 61730, TÜV Schutzklasse II
Leistungsgarantie:	Linear 80 % auf 25 Jahre Mindestleistung
Produktgarantie:	12 Jahre
Leistungstoleranz: <i>Laut Datenblatt</i>	+ 5 Wp (rein positiv)
Modulmaße (L x B x H)	1650 x 991 x 35 mm

Tabelle 3: Zusammenfassung Anlagentechnik Modul

Hersteller:	<b>Huawei</b>
Wechselrichter:	SUN2000 33 KTL
AC-Nenn-Leistung:	30,0
Europäischer Wirkungsgrad:	98,4 %
Anzahl:	14

Tabelle 4: Zusammenfassung Anlagentechnik Wechselrichter

### 3.2. Beschreibung und Bewertung der Anlage

#### *Photovoltaikmodul*

Die gewählten Solarmodule enthalten je 60 polykristalline Solarzellen. Der *Aufbau der Module* entspricht dem bewährten Standard eines in Aluminium gerahmten Laminats aus hochtransparentem Solar-Sicherheitsglas, EVA-Folie mit eingebettetem Zellverbund und rückseitiger Tedlarfolie.

Für die untersuchte PV-Anlage kommen Module der *Leistungsklasse* 270 Wp mit den Bezeichnungen JAP6(K)-60/270/4BB zum Einsatz.

Für die mögliche **Abweichung der Modul-Nennleistung** wird vom Hersteller eine rein positive Toleranzspanne von bis zu 5 Wp angegeben. *Der Hersteller gibt auf die Module* eine lineare **Leistungsgarantie von 80% auf 25 Jahre**. Für Material- und Verarbeitungsfehler besteht eine stark erweiterte **Produktgarantie** von 12 Jahren.

Die Module besitzen folgende **Zertifizierungen**: IEC 61215, IEC 61730, TÜV Schutzklasse II für Systemspannungen bis 1.000 V.

Für das Gutachten wird davon ausgegangen, dass die Module eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren erreichen.

#### *Wechselrichter*

Die eingesetzten Wechselrichter Huawei Sun2000 weisen einen hohen Wirkungsgrad auf und befinden sich technologisch auf dem aktuellen Stand.

Die Geräte erzeugen ausgangsseitig 230 / 400 V auf drei Phasen. Der Wechselrichter lässt sich unproblematisch mit vielfältigen Möglichkeiten zur Datenaufzeichnung und Fernüberwachung z.B. über das Internet ausstatten, so dass eventuelle Störungen kurzfristig erkannt werden können.

#### *Transformator, Energiemessung*

Der erzeugte Solarstrom des PV-Kraftwerks wird über einen Transformator auf die Mittelspannungsebene von 20 kV gebracht.

### **3.3. Plausibilitätskontrolle der Verschaltung**

Bei der Beschaltung ist am Anlagenstandort nur selten mit überlastungsbedingten Abregelungen der Wechselrichter zu rechnen. Daraus folgende Minderungen des Jahresertrags wurden simuliert und sind nicht zu erwarten.

Die Spannungen der Modulstrings bei Betriebstemperatur liegen innerhalb der MPP-Spannungsbereiche der Wechselrichter.

Die maximale Leerlaufspannung der Strings bei -10°C liegt innerhalb der maximal zulässigen Eingangsspannungen der Wechselrichter.

Die Plausibilität wurde mit Hilfe der Software PVSyst überprüft.

### **3.4. Aufstellung PV-Generator**

#### **3.4.1 Allgemeine Vorbemerkung zu Verschattungseinflüssen**

Durch ein Hindernis können generell zwei Abschattungsarten verursacht werden. Die Abschattung des direkt eingestrahnten Sonnenlichtes, welche klar abgegrenzte Schattenfiguren verursacht, ist gemeinhin bekannt. Weiterhin wird durch das Hindernis aber auch immer ein Teil des sichtbaren Himmelsraumes verdeckt. Dies ist gleichbedeutend mit einer teilweisen Abschattung der für die Stromproduktion einer PV-Anlage ebenfalls wirksamen diffusen Himmelsstrahlung. Während die Abschattung des direkten Sonnenlichts nur bei Sonnenschein auftritt und das Ausmaß des Schattenwurfs vom Sonnenstand abhängt, ist die diffuse Abschattung ganzjährig wirksam.

### 3.4.2 Situation am Anlagenstandort



**Abbildung 2: Modulbelegungsplan**

In den vom Kunden zur Verfügung gestellten PVSOL Berichten ist die Verschattung des PVGenerators berücksichtigt. Die Verschattungssimulation berechnet 0,5 % Verluste durch Verschattungen. Nach Beurteilung des Gutachters entspricht dieser Verlustansatz den Erwartungen.

### 3.4.3 Verschattungsanalyse

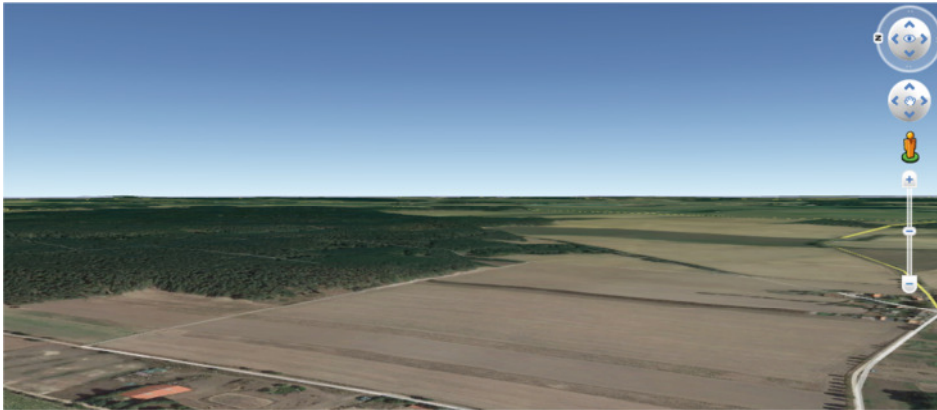
Die PV-Anlage Cobbel wird in dem gleichnamigen Ortsteil der Stadt Tangerhütte im Landkreis Stendal, Sachsen-Anhalt errichtet. Die Gegebenheiten vor Ort wurden durch den Gutachter anhand der eingereichten Unterlagen untersucht.

Die PVA befindet sich auf Dächern eines Landwirtschaftsbetriebes.

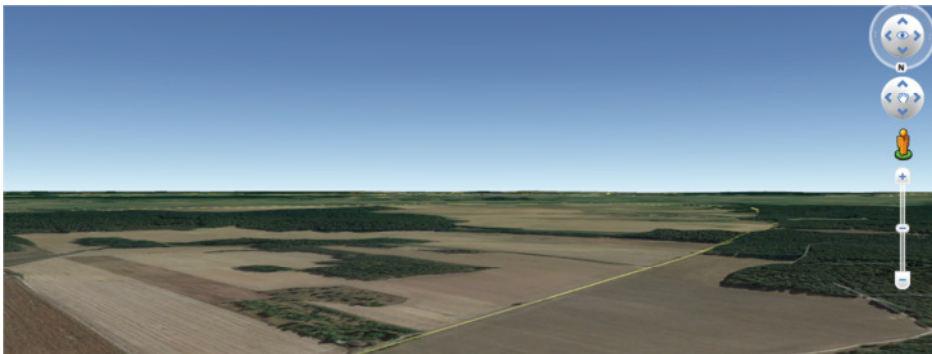
Der Verlustansatz durch Verschattungen beträgt 0,5%. Dieser wurde mit der Software PVSOL berechnet.

Es wird davon ausgegangen, dass während der gesamten Anlagenlaufzeit keine Nahverschattungen des PV-Generators durch die Errichtung baulicher Objekte, Wachstum von Bäumen oder Sträuchern o.ä. entstehen.

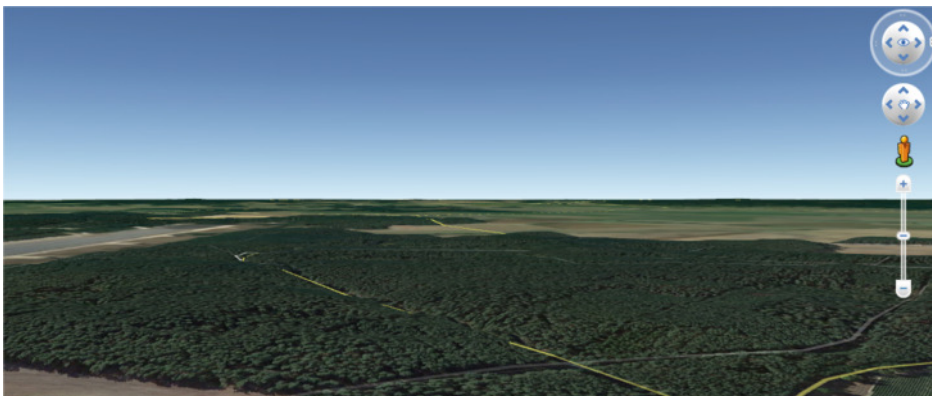
Die Horizontlinie am Anlagenstandort ist flach, so dass hierdurch keine ertragsmindernden Einstrahlungsverluste auftreten.



**Abbildung 3: Horizontlinie Richtung Ost; Quelle: Google Earth**



**Abbildung 4: Horizontlinie Richtung Süd; Quelle: Google Earth**



**Abbildung 5: Horizontlinie Richtung West; Quelle: Google Earth**

## 4. Rahmenbedingungen zur Ertragssimulation

### 4.1. Simulationsprogramm

Die Ertragssimulation wurde mit dem anerkannten Computerprogramm PVSyst 5.74 zur Ertragsberechnung von Photovoltaikanlagen durchgeführt, welches an der Universität in Genf entwickelt wurde. Eine Kontrollrechnung erfolgte mit dem an der Fachhochschule für Wirtschaft und Technik Berlin entwickelten Simulationsprogramm greenius 3.6. Weiterhin wurden die im Anhang angegebenen technischen Daten der Wechselrichter sowie die Generatöraufstellung gemäß den vom Anlagenplaner übersendeten Unterlagen berücksichtigt.

### 4.2. Randbedingungen / Parameter für die Berechnung

Parameter	Ansatz in %
Mismatchverluste:	-1,0%
Leistungsabweichung der Module :	+1,0%
Spannungsabfälle in der DC-Verkabelung:	-1,0 %
Verschmutzung	-1,5 %
Horizont und Nahverschattung:	- 0,5 %
AC-Kabel- und Trafoverluste:	-1,0 %
Albedo:	20 %

Tabelle 5: Parameter für die Ertragsberechnung

Die in PVSyst manuell einstellbaren Parameter zur Spezifizierung der Ertragsverluste/-gewinne wurden für die Simulationsrechnung nach Tabelle 5 festgelegt. Über die hier angegebenen Werte hinaus werden von dem Programm zahlreiche weitere Betriebsverluste berechnet, die im Ergebnisprotokoll als Ganzjahres-Verlustdiagramm aufgeführt sind (siehe Anhang).

- **Mismatchingverluste:**

**Korrekturfaktor:**

**-1,0%**

Da Modulstrings in der Regel in Reihe verschaltet werden, addieren sich die Spannungen. Der Strom im String richtet sich entsprechend nach dem Modul mit dem geringsten Strom, wenn man zunächst davon ausgeht, dass keine Bypassdiode verbaut ist. Die tatsächlich erreichte Generatorleistung ist somit geringer als die Summe der Nennleistungen der Module, die sich ergebende Differenz wird als **Mismatchverlust** bezeichnet.

Die Höhe des Mismatchverlustes ist bei Reihenschaltung maßgeblich von den Modulströmen, bei Parallelschaltung von den Modulspannungen abhängig. Es ist daher sinnvoll, Module nach ihrem Strom im MPP zu sortieren, bevor sie zu Strings verschaltet werden. Bei der Parallelschaltung von Strings sollten wiederum möglichst Strings mit gleicher Stringspannung zusammengeschaltet werden. Geht man davon aus, dass reale Modulparameter je nach Hersteller um etwa 10 Prozent von den Datenblattangaben abweichen, würde der Mismatchverlust im schlimmsten Falle ebenfalls 10 Prozent betragen. In der Regel betragen die Verluste zwischen 1 % und 3 %. Der Verlust wurde mit einem niedrigen Ansatz festgelegt, da die Module nach Strömen vorsortiert vom Hersteller geliefert werden.

- **Leistungsabweichung der Module von den Herstellerangaben:**

**Korrekturfaktor:**

**+1,0%**

Bei der Herstellung der Module kommt es produktionsbedingt zu unterschiedlichen Leistungen bei Modulen des gleichen Typs. Nach Fertigstellung der Module werden diese vermessen (Flashlisten). An Hand der Vermessung werden die Module nach ihren Leistungen sortiert und in die entsprechenden Leistungsklassen eingestuft. Einige Hersteller sortieren ihre Module ab Mindestleistung. Die auf der PV-Anlage verwendeten Module weisen nach Datenblattangaben eine rein positive Leistungstoleranz von 0 bis +5Wp auf. Der Erwartungswert der Abweichung liegt nach realistischer Einschätzung des Gutachters also bei +1,0 %. Somit ist der Verlustansatz bei -1,0 %.

- **Spannungsabfälle in der Verkabelung**

**Korrekturfaktor:**

**-1,0 %**

$$P_{Verl} = \Delta U_{Leiter} \cdot I = R_{Leiter} \cdot I^2 = \frac{\rho \cdot l \cdot I^2}{A_{Cu}}$$

Des Weiteren sind die ohmschen Verluste zu berücksichtigen. Der spezifische elektrische Widerstand eines Kupferleiters beträgt  $0,0172 \, \Omega mm^2/m$  bei  $20^\circ C$  Umgebungstemperatur. Da der Widerstand mit steigender Temperatur zunimmt und die Betriebstemperatur bei Photovoltaikanlagen zum Teil über  $70^\circ C$  erreichen kann, ergibt sich unter Annahme einer durchschnittlichen Leitertemperatur von  $50^\circ C$  über den Temperaturbeiwert ein spezifischer Widerstand von  $0,0193 \, \Omega mm^2/m$ . Die Höhe des ohmschen Verlustes ist laut obiger Formel außerdem vom Strom abhängig. Eine schaltungsbezogene Berechnung des Verlustes erfolgt nach Angabe von Kabellänge, Querschnitt und Widerstand. Für die untersuchte PV-Anlage wurde ein für dieses Verschaltungskonzept üblicher Verlustansatz gewählt.

- **Verschmutzung:**

**Korrekturfaktor:**

**-1,5 %**

Schmutzablagerungen, zum Beispiel durch Staub, Ruß und Pollen beeinträchtigen die Leistung des Generators. Der Umfang der Generatorverschmutzung wird dabei von mehreren Faktoren bestimmt. Neben klimatischen Einflüssen, wie der Niederschlagsintensität und Häufigkeit, spielt die Luftverschmutzung und Staubbelastung in der unmittelbaren Anlagenumgebung - zum Beispiel durch Industrieanlagen oder Viehzucht - eine entscheidende Rolle. Die Oberflächenbeschaffenheit des Modulglases ist ein weiterer Einflussfaktor für die Bestimmung der Verschmutzungsverluste. In der maßgeblichen Fachliteratur (z.B. Volker Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme*, 5. Auflage, München, Carl Hanser Verlag, 2007) wird von Verlusten in Höhe von 2 bis 10 Prozent im deutschen Raum bei  $30^\circ$  Aufständigung ausgegangen, während führende Anlagenerrichter wie die SolarWorld AG bereits ab  $15^\circ$  Modulneigung von einer ausreichenden Selbstreinigung sprechen. Quaschnig geht weiterhin von einem starken Anstieg der Verluste bei Verringerung der Modulneigung aus. Eigene Untersuchungen über einen Zeitraum von zwei Monaten am Standort Ilmenau haben gezeigt (Juli, August, September 2009), dass die Verschmutzungsverluste bei einem um  $4^\circ$  geneigten Modul durchschnittlich 1,2 Prozent und bei einem um  $31^\circ$  aufgeständerten Modul 0,43 Prozent

betrogen. Auch wenn diese Messungen auf Grund von Toleranzen der Messgeräte und der kurzen Beobachtungsperiode unsicher sind, zeigen sie dennoch, dass Quaschnings Annahmen sehr restriktiv sind. Eine allgemeingültige und stichhaltige Aussage über das Ausmaß der Verschmutzungseffekte lässt sich auf Grund der vielen Einflussfaktoren bislang nicht treffen. Aufgrund der Einschätzungen bezüglich der Rahmenbedingungen des Anlagenstandortes wurde der Verschmutzungsverlust vom Gutachter mit oben angegebenem Wert festgelegt.

- **Verschattung:**

**Korrekturfaktor:**

**- 0,5 %**

Weitere Verluste und Ertragseinbußen entstehen durch die bereits erwähnte Abschattung der Solarstrahlung. Daher muss die Verschattungssituation am Anlagenstandort bei der Konzeption von Photovoltaikanlagen berücksichtigt werden. Es wird allgemein zwischen direkter und diffuser Abschattung unterschieden. Direkte Abschattung beschreibt die Abschattung des direkten Sonnenlichtes durch Gebäude, Bäume und andere Objekte in der unmittelbaren Nähe der Anlage, wobei eine gewisse Lichtdurchlässigkeit bei Bäumen und Sträuchern berücksichtigt wird. Bei der diffusen Abschattung wird davon ausgegangen, dass ein bestimmter Teil der Hemisphäre auf Grund des Abschattungsobjektes keinen Beitrag mehr zur diffusen Strahlung liefern kann. Unabhängig von der Verschattungssituation im unmittelbaren Umfeld, ist bei Anlagen, die aus mehreren aufgeständerten Modulreihen bestehen, zusätzlich darauf zu achten, dass die Verluste durch Reihenverschattung möglichst gering bleiben. Die Abschattungsverluste nehmen dabei mit der Erhöhung des Reihenabstandes ab, während gleichzeitig die Flächenausnutzung sinkt. In der Praxis muss daher ein sinnvolles wirtschaftliches Gleichgewicht beider Faktoren gefunden werden, dieses ist nicht zuletzt von den Strahlungsverhältnissen am jeweiligen Anlagenstandort abhängig. Der oben angenommene Verlustfaktor ist das Resultat aus der Abschätzung des Gutachters auf Grund von Erfahrungswerten und der vom Kunden übermittelten Verlustberechnung mittels der Software PVSOL.

- **AC-Kabel- und Trafoverluste:**

**Korrekturfaktor:**

**-1,0 %**

Die Energieeinspeisung der Gesamtanlage erfolgt in das Mittelspannungsnetz des Energieversorgers. Die notwendige Umspannung führt zu weiteren Ertragsverlusten, die auf die Eisen- und Kupferverluste der Mittelspannungstransformatoren zurückzuführen sind. Das Simulationsprogramm gibt die Möglichkeit diese AC-seitigen Verluste einzubeziehen. Für die Trafoverluste wurde der von PVSyst empfohlene Standardverlustansatz gewählt. Für die untersuchte PV-Anlage wurde ein für das Verschaltungskonzept üblicher AC-Kabelverlustansatz von 0,5 % (unter STC) gewählt. Der oben angegebene Wert ist das Ergebnis der in PVSyst vorgenommenen Simulation.

- **Albedo**

**20 %**

Ein weiterer Einflussfaktor der Einstrahlung ist das Reflexionsvermögen der Umgebung, auch Albedo genannt. Bestimmte Untergründe, wie beispielsweise Schnee oder nasser Beton, reflektieren Strahlen besser als trockener Asphalt oder Sandflächen. Diese reflektierten Strahlungsanteile erhöhen die Gesamteinstrahlung auf den Generator. Im Jahresdurchschnitt wird für eine „Standardumgebung“ in der Regel eine Albedo von 20 % angenommen. Der Strahlungsgewinn des Albedowertes ist sehr stark abhängig von der Generatorneigung und dem Standort. Bei einer Neigung von 45° ist beispielsweise am Standort Schmölln unter Berücksichtigung der Albedo mit 20 % mit einem Ertragszuwachs von ca. 2 % zu rechnen.

### 4.3. Wetterdaten am Standort

Für die Einbeziehung der Wetterdaten am Anlagenstandort Cobbel (Koordinaten: **52°24' nördliche Breite; 11°51' östliche Länge; 44 ü. NN.**) wurden die Einstrahlungswerte des Standortes Birkholz (Entfernung kleiner als 3 km) aus mehreren Quellen recherchiert und miteinander verglichen:

Quelle der Strahlungsdaten	Globalstrahlung in kWh/m <sup>2</sup> *a
DWD	1.024
Meteonorm	1.004
Satellite	1.034
PVGIS	1.091
<b>Arithmetischer Mittelwert</b>	<b>1.038</b>

Tabelle 6: Zusammenfassung Strahlungsdaten

#### Deutscher Wetterdienst

Der vom DWD bezogene Strahlungsdatensatz für den Standort Birkholz beinhaltet die Monatsmittelwerte für die Globalstrahlung auf die horizontale Fläche der dreißigjährigen Messperiode 1981-2010. Die Werte wurden durch Interpolation von Daten umliegender DWD-Bodenmessstationen sowie Satellitenmessdaten ermittelt.

Die anhand dieser Datenquelle ermittelte Jahressumme für die Globalstrahlung auf die horizontale Fläche beträgt **1.024 kWh/m<sup>2</sup>a**.

#### METEONORM 6.0

METEONORM 6.0 ist ein Datenbank- und Simulationsprogramm des schweizerischen Meteotest-Instituts. In der Software sind Messdaten aus einem Netz von weltweit 7.400 Wetterstationen hinterlegt, zusätzlich stehen Satellitenmessdaten zur Verfügung. Für die Stationen in der Region des untersuchten Anlagenstandorts beträgt die Messperiode für die Strahlungsdaten 20 Jahre, Zeitraum 1981-2000. Neben den Solarstrahlungsdaten umfasst die Datenbank auch Werte zu Außentemperatur, Luftdruck, Windrichtung und -geschwindigkeit. Durch Interpolationsverfahren können aus diesen Messwerten Wetterdatensätze für jeden beliebigen weiteren Standort erzeugt werden.

METEONORM 6.0 bietet eine Importmöglichkeit für Wetterdaten anderer Quellen sowie verschiedene Berechnungsalgorithmen zur Weiterverarbeitung der Daten an. So können mit diesem Programm die Stundenwertdateien zur Ertragssimulation mit dem Programm PVSyst generiert oder reflektierte Strahlungsanteile zur Berechnung von Albedo-Werten ermittelt werden.

Der anhand dieser Datenquelle ermittelte Jahreswert für die Globalstrahlung auf die horizontale Fläche beträgt **1.004  $\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$** .

#### *Satel-Light*

Die Europäische Strahlungsdatenbank Satel-Light umfasst Messdaten des Wettersatelliten METEOSAT des Zeitraumes 1996-2000. Die Daten liegen in einer zeitlichen Auflösung von 30 Minuten vor, daraus abgeleitet sind bspw. Monatsmittelwerte abrufbar. Die räumliche Auflösung liegt bei 5 km für die Ost-West-Ausdehnung. Für die Nord-Süd-Ausdehnung ergibt sich technisch bedingt eine variable Rasterlänge zwischen 6 km bei 34° nördlicher Breite und 16 km bei 64° nördlicher Breite.

Die Übereinstimmung der Daten im Vergleich mit Bodenmessungen ist insgesamt recht hoch, wobei sich bei direkter Einstrahlung eine höhere Genauigkeit als bei bewölktem Himmel ergibt. Vorteilhaft ist die im Vergleich zu anderen Datenquellen höhere Aktualität der Daten, dem steht allerdings nachteilig die relativ kurze Messperiode von nur fünf Jahren gegenüber.

Der anhand dieser Datenquelle ermittelte Jahreswert für die Globalstrahlung auf die horizontale Fläche beträgt **1.034 kWh/m²a**.

#### *PVGIS*

PVGIS ist ein von der Europäischen Union gefördertes interaktives Photovoltaik-Informationssystem im Internet, welches u.a. eine europäische Solarstrahlungsdatenbank beinhaltet. Die Datenbasis bilden Messwerte von Bodenstationen der Periode 1998-2010, regional erweitert durch Satellitendaten. Durch leistungsfähige Interpolationsverfahren werden daraus unter Berücksichtigung der geographischen Geländestruktur Globalstrahlungsdaten in einem Raster von 1x1 km ermittelt und zur Verfügung gestellt. Der anhand dieser Datenquelle ermittelte Jahreswert für die Globalstrahlung auf die horizontale Fläche beträgt **1.091  $\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$** .

**Für die Ertragssimulation wurde der Mittelwert aller recherchierten Strahlungsquellen vom Standort Birkholz als Referenz verwendet.**

Die Globalstrahlungssumme in Modulebene kann von PVSyst mit verschiedenen Strahlungsmodellen berechnet werden. Für die hier durchgeführten Simulationsrechnungen wurde das **anisotrope Modell nach Perez und Ineichen** ausgewählt, welches bei der Berechnung des diffusen Strahlungsanteils die Aufhellung des Himmels in der Nähe des Horizontes und in der Nähe der Sonne (circumsolar) berücksichtigt. Es ergibt sich hier für den verwendeten Strahlungsdatensatz die **durchschnittliche Jahressumme** von  **$1.023 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$** , was einem Einstrahlungsgewinn von **-1,4 %** gegenüber dem Wert für die horizontale Fläche entspricht (vgl. Tabelle 1)

## 5. Simulationsergebnisse

### 5.1. Referenzrechnung mit PVSyst 5.74

Installierte PV-Nennleistung: (Nach Datenblattangabe)	<b>499,23 kWp</b>
Jährlich eingespeiste Energie: (auf Mittelspannungsebene)	<b>445,5 MWh</b>
<b>Spezifischer Jahresertrag:</b> (Jährlich eingespeiste Energie / PV-Nennleistung)	<b>892 <math>\frac{kWh}{kWp \cdot a}</math></b>
Performance Ratio:	<b>87,2 %</b>

Die Performance Ratio gibt das Verhältnis des ideal möglichen Energieertrags bei STC, bedingt durch Anlagenstandort, Modulwirkungsgrad und Neigungswinkel, zum tatsächlich erzielten mittelspannungsseitigen Energieertrag an. Die Performance Ratio gibt somit eine Aussage zu allen Energieverlusten innerhalb der PV-Anlage, die nicht durch den STC-Wirkungsgrad der Module bestimmt werden.

## 5.2. Vergleichsrechnung mit greenius 3.6

Die durchgeführte Vergleichsrechnung erfolgte mit dem Simulationsprogramm greenius 3.6. Die Rahmenbedingungen (Verlustansätze) sind identisch.

<b>Ertragssimulation - greenius 3.0</b>					
<b>PV-Anlage Cobbel Dachanlage</b>	$\alpha / ^\circ$	$\beta / ^\circ$	$P_{\text{inst}} / \text{kWp}$	$E_{\text{out}} / \text{MWh/a}$	$E_{\text{spez}} / \text{kWh/kWp*a}$
Nordwest	123	15	217,08	179,09	825
Südost	-57	15	217,08	204,49	942
Nordost	-145	15	32,13	24,48	762
Südwest	35	15	32,94	33,10	1.005
<b>Gesamt</b>			<b>499,23</b>	<b>441,17</b>	<b>884</b>
<b>Anlage:</b> <u>Anlagentyp:</u> Dachanlage dachparallel <u>verwendetes Verschattungsmodell:</u> Sicherheitsabschlag 0,5 % <b>Simulation</b> * <u>verwendete Strahlungsdaten:</u> Durchschnitt aller recherchierten Daten ** <u>Einstrahlungsmodell:</u> nach Perez					

Spezifischer Jahresertrag:

$$884 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp*a}}$$

(Jährlich eingespeiste Energie mittelspannungsseitig/ PV-Nennleistung)

Abweichung zur Referenzrechnung:

**-0,9 %**

Unter Berücksichtigung der bestehenden Unsicherheitsfaktoren bei der Ertragssimulation (siehe nächster Abschnitt) stimmt das Ergebnis der Vergleichsrechnung mit den oben aufgeführten Simulationsergebnissen sehr gut überein.

### 5.3. Bewertung der Ergebnisse/ Unsicherheitsanalyse

Die für die Simulation angenommenen Randbedingungen und die Berechnungsmodelle selbst sind mit Unsicherheiten behaftet, die nach den Regeln der Fehlerrechnung zu einer Gesamtunsicherheit des Simulationsergebnisses führen.

Für die durchgeführte Ertragsrechnung wurden im Einzelnen folgende Unsicherheitsfaktoren angenommen:

- *Globalstrahlungswert auf horizontale Fläche:*  $\pm 4,5 \%$
- *Umrechnung in die Modulebene:*  $\pm 3,5 \%$
- *Simulationsmodell PV-Modul:*  $\pm 1,5\%$
- *Simulationsmodell Wechselrichter:*  $\pm 1,5 \%$
- *Reflexionsverluste:*  $\pm 1,0 \%$
- *Verschmutzung:*  $\pm 0,5 \%$
- *Horizont- und Nahverschattung:*  $\pm 1,0 \%$
- *Mismatching:*  $\pm 1,0 \%$
- *Kabel- u. Trafoverluste:*  $\pm 1,5 \%$

Daraus ergibt sich eine Gesamtunsicherheit des Simulationsergebnisses in Höhe von  $\pm 6,5 \%$  (einfache Standardabweichung), bzw. folgende Bandbreite für den Jahresertrag mittelspannungsseitig:  $834 \dots 892 \dots 950 \frac{kWh}{kWp \cdot a}$ . Bei Annahme einer Gauß'schen Normalverteilung beträgt die Unterschreitungswahrscheinlichkeit für die untere Grenze dieser Spanne 15,9 %.

Davon unabhängig können sich für das Einzeljahr entsprechend der auftretenden Witterungsverhältnisse Abweichungen vom dargestellten Ergebnis ergeben. Ausgehend von einem langjährigen Mittelwert sind Einstrahlungsabweichungen im Einzeljahr von  $\pm 10 \%$  für Standorte in Deutschland absolut normal.

Für das Gutachten wird von einer ständigen Verfügbarkeit der eingesetzten Komponenten ausgegangen. Eventuelle Ertragsausfälle, bspw. durch defekte Module oder Wechselrichter wurden nicht einkalkuliert. Im Rahmen der bestehenden Möglichkeiten wird dem Anlagenbetreiber empfohlen, dieses Risiko durch den Einsatz einer messtechnischen Anlagenüberwachung, Garantievereinbarungen mit den Herstellern und Abschluss einer geeigneten Versicherung zu minimieren. Beim Aufbau der Anlage ist auf eine sorgfältige Ausführung zu achten. Es wird empfohlen die Anlage jährlich zu reinigen.

## **5.4. Langzeitverhalten**

Die oben angegebenen Simulationsergebnisse gelten für das erste Betriebsjahr der Anlage. Zur Beurteilung des Langzeitverhaltens kann eine jährliche Minderung der PV-Modulleistung im Anlagenbetrieb in Höhe von 0,25...0,4 % pro Jahr als realistischer Wert angesetzt werden.

## **6. Gewährleistung**

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen unter Verwendung der zugearbeiteten technischen Unterlagen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Der geplante Anlagenaufbau wurde vom Gutachter einer Plausibilitätsprüfung unterzogen. Die für die Ertragsrechnungen verwendeten Hilfsmittel befinden sich auf dem aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik. Dennoch können Irrtümer oder Abweichungen nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Hierfür wird von uns ausdrücklich keine Haftung übernommen. Gewährleistungen jeder Art sind ausgeschlossen.

An dieser Stelle wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass in dem vorliegenden Gutachten die Statik in keiner Weise betrachtet wurde. Eine Prüfung ist gegebenenfalls von einem Statikprüfer durchzuführen.

Dieses Gutachten umfasst 23 Seiten und 32 Seiten Anhang, unvollständige oder im Zusammenhang sinnesentstellende Veröffentlichungen oder Weitergabe der Ergebnisse darf nicht erfolgen.

## 7. Abkürzungsverzeichnis

### 7.1. Begrifflichkeiten

AC	<i>alternating current</i> (Bezeichnung für Wechselstrom)
DC	<i>direct current</i> (Bezeichnung für Gleichstrom)
EVA	Ethylenvinylacetat (Schutzfolie der Solarmodule)
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Normungsorganisation für Normen im Bereich der Elektrotechnik, Sitz in Genf)
METEOSAT	<i>meteorological satellite</i> (geostationäre Wettersatelliten)
MPP	<i>maximum power point</i> (größtmögliche Leistung einer Solarzelle im Strom-Spannungsdiagramm)
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (geltende Standardtestbedingungen für Solar-module) STC = f (Einstrahlung 1000 W/m <sup>2</sup> ; Zelltemperatur: 25°C; Air Mass (AM)=1,5)
AM	<b>Air Mass</b> (Abhängigkeit des Solarstrahlungsspektrums von der Weglänge des Lichtes)

### 7.2. Einheiten

V	<b>Spannung in Volt</b> ; 1.000 V = 1 kV
Wp	<b>maximale Leistung eines Solarmoduls in Watt peak</b> 1.000 Wp = 1 kWp
$\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$	<b>Sonneneinstrahlung</b> (Globalstrahlungswert) jährliche Kilowattstunde pro Quadratmeter
$\frac{kWh}{kWp \cdot a}$	<b>spezifischer Ertrag</b> jährliche Kilowattstunden pro Kilowattpeak
$\frac{MWh}{a}$	<b>jährlich eingespeiste Energie</b> (1.000.000 Wh/a = 1 MWh/a)
$\frac{\Omega mm^2}{m}$	<b>spezifischer elektrischer Widerstand eines Leiters</b> Ohm mal Quadratmillimeter pro Meter
m ü. NN.	Meter über Normalnull (Bezugsfläche für Höhen über dem Meeresspiegel)

## 8. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der Ergebnisse.....	3
Tabelle 2: Beauftragung .....	4
Tabelle 3: Zusammenfassung Anlagentechnik Modul .....	5
Tabelle 4: Zusammenfassung Anlagentechnik Wechselrichter .....	5
Tabelle 5: Parameter für die Ertragsberechnung .....	10
Tabelle 6: Zusammenfassung Strahlungsdaten .....	15

## 9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Satellitenbild des Anlagenstandortes.....	4
Abbildung 2: Modulbelegungsplan .....	8
Abbildung 3: Horizontlinie Richtung Ost; Quelle: Google Earth .....	9
Abbildung 4: Horizontlinie Richtung Süd; Quelle: Google Earth.....	9
Abbildung 5: Horizontlinie Richtung West; Quelle: Google Earth.....	9

## 10. Anhang: Simulationsprotokolle, Berechnungsgrundlagen

### Anhang A2: Technische Datenblätter

Datenblatt 1. PV-Modul

Datenblatt 2. Wechselrichter

### Anhang A3: Simulationsprotokolle - PVSyst 5.74 und Greenius 3.6 -

### Anhang A4: Strahlungsdaten Birkholz und Wetterdatenquelle

Datenquelle 1. Deutscher Wetterdienst; Messperiode 1981 – 2010 .....	
Datenquelle 2. Meteornorm 6.1; Messperiode 1981 – 2000 .....	
Datenquelle 3. Satel-light; Messperiode 1996 – 2000 .....	
Datenquelle 4. PVGIS; Messperiode 1998 – 2010 .....	

## JAP6(K)

-60/255-275/4BB  
F 35-35

MULTIKRISTALLINES SILIZIUMMODUL



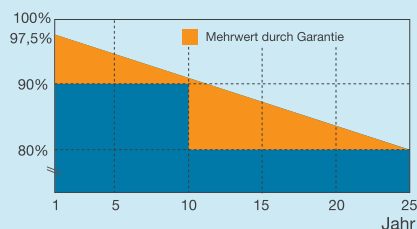
### JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar ist ein weltweit führender Hersteller von Photovoltaikprodukten, die Sonnenlicht in elektrische Energie umwandeln. Systeme mit Modulen von JA Solar können somit umweltschonenden Strom für Privathaushalte, Gewerbebetriebe und Energieversorgungsunternehmen aus Erneuerbaren Energien erzeugen. Das Unternehmen wurde am 18. Mai 2005 gegründet und ist seit Februar 2007 an der NASDAQ notiert. JA Solar ist einer der weltweit größten Hersteller von Solarzellen und -Modulen. Sein Angebot an Standard- und hocheffizienten Produkten gehört zu den leistungsfähigsten und kostengünstigsten in der Branche.

Adr.: Building No.8, Nuode Center, Automobile Museum East Road, Fengtai District, Beijing  
Tel.: +86 (10) 63611888  
Fax: +86 (10) 63611999  
E-Mail: sales@jasolar.com market@jasolar.com

### Bessere Garantie

- 12-jährige Produktgarantie
- 25-jährige lineare Ausgangsleistungsgarantie



### Hauptmerkmale



Höherer Wirkungsgrad und verbesserte elektrische Eigenschaften durch Zellen von JA Solar mit 4-Busbar Design



Hohe Ausgangsleistung, 16,51 % höchster Umwandlungswirkungsgrad



Für DC IEC 1000V Anwendungen konzipiert



Eine entspiegelte, schmutzabweisende Oberfläche verringert den Leistungsverlust durch Schmutz und Staub



Ausgezeichnete Leistung in Umgebung mit wenig Lichteinstrahlung



Ausgezeichnete mechanische Belastbarkeit: Zertifiziert für hohe Wind- (2400Pa) und Schneelasten (5400Pa)



Hohe Salz- und Ammoniakbeständigkeit, durch TÜV NORD bescheinigt

### Zuverlässige Qualität

- Positive Leistungstoleranz: 0~+5W
- Eine 100%ige doppelte EL-Kontrolle stellt sicher, dass die Module frei von Fehlern sind
- Nach Strom klassifizierte Module zur Erhöhung der Anlagenleistung
- Resistent gegen potenzialinduzierte Degradation (PID)

### Umfassende Zertifizierungen

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC registriert, MCS und CE
- ISO 9001: 2008: Qualitätsmanagementsysteme
- ISO 14001: 2004: Umweltmanagementsysteme
- BS OHSAS 18001: 2007: Arbeitsschutzmanagementsysteme
- Wir sind das erste Solarunternehmen Chinas, dass die CO2-Evaluierung von Intertek erfolgreich absolviert hat und dessen Produkte mit dem Umweltprüfzeichen ausgezeichnet wurden.



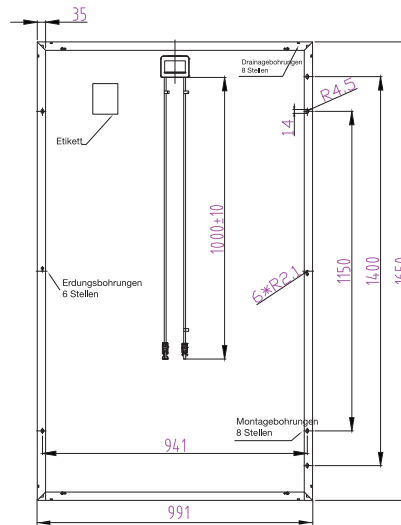
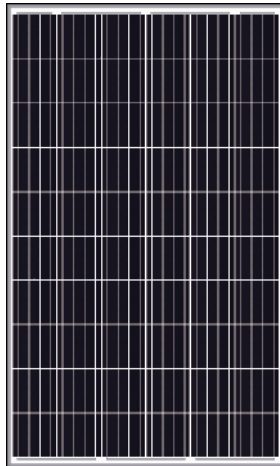
Spezifikationen vorbehaltlich technischer Änderungen und Tests.  
JA Solar behält sich das Recht der endgültigen Auslegung vor.

# JAP6(K)-60/255-275/4BB

## F 35-35

JA SOLAR

### Technische Zeichnungen



Einheiten: mm

A-A

### MECHANISCHE PARAMETER

Zelle (mm)	Poly 156,75x156,75
Gewicht (kg)	18 (ca.)
Abmessungen (LxBxH) (mm)	1650x991x35
Kabelquerschnitt Größe (mm <sup>2</sup> )	4
Anzahl der Zellen und Anschlüsse	60 (6x10)
Anschlussdose	IP67, 3 Dioden
Steckverbinder	MC4-kompatibel
Verpackungsangaben	30 pro Palette

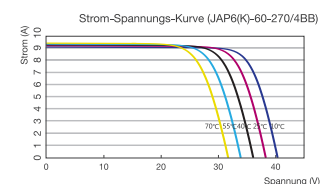
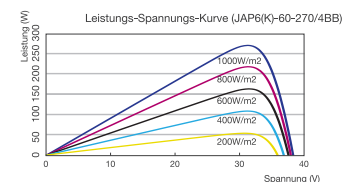
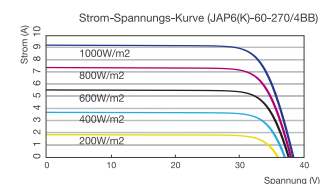
### BETRIEBSBEDINGUNGEN

Max. Systemspannung	DC 1000V (IEC)
Betriebstemperatur	-40°C ~ +85°C
Rückstrombelastbarkeit	15A
Max. statische Belastung, Vorderseite (z. B. durch Schnee und Wind)	5400Pa (4,7 kg/m <sup>2</sup> )
Max. statische Belastung, Rückseite (z. B. durch Schnee)	2400Pa (2,1 kg/m <sup>2</sup> )
NOCT	45±2°C
Anwendungsklasse	Klasse A

### ELEKTRISCHE PARAMETER

TYP	JAP6(K)-60-255/4BB	JAP6(K)-60-260/4BB	JAP6(K)-60-265/4BB	JAP6(K)-60-270/4BB	JAP6(K)-60-275/4BB
Max. Nennleistung bei STC (W)	255	260	265	270	275
Leerlaufspannung (Uoc/V)	37,51	37,74	37,95	38,17	38,38
Spannung bei Nennleistung (Umpp/V)	30,49	30,71	30,92	31,13	31,34
Kurzschlussstrom (Isc/A)	8,93	9,04	9,11	9,18	9,29
Strom bei Maximalleistung (Imp/A)	8,36	8,47	8,57	8,67	8,77
Modulwirkungsgrad [%]	15,59	15,90	16,21	16,51	16,82
Leistungstoleranz (W)			-0 ~ +5W		
Temperaturkoeffizient Isc (αIsc)			+0,058%/°C		
Temperaturkoeffizient Uoc (βUoc)			-0,330%/°C		
Temperaturkoeffizient Pmax (γPmpp)			-0,410%/°C		
STC	Einstrahlung 1000W/m <sup>2</sup> , Zelltemperatur 25°C, Luftmasse 1,5				

### I-V-KURVE



### NOCT

TYP	JAP6(K)-60-255/4BB	JAP6(K)-60-260/4BB	JAP6(K)-60-265/4BB	JAP6(K)-60-270/4BB	JAP6(K)-60-275/4BB
Max. Nennleistung (Pmax) [W]	185,13	188,76	192,39	196,02	199,65
Leerlaufspannung (Uoc) [V]	34,44	34,60	34,84	35,15	35,46
Spannung bei Nennleistung (Umpp) [V]	27,85	28,07	28,29	28,49	28,68
Kurzschlussstrom (Isc) [A]	7,06	7,10	7,13	7,17	7,23
Strom bei Maximalleistung (Imp) [A]	6,65	6,72	6,80	6,88	6,96
Bedingungen	Bei normaler Betriebstemperatur, Einstrahlung von 800 W/m <sup>2</sup> , Spektrum AM 1,5, Umgebungstemperatur 20°C, Windgeschwindigkeit 1 m/s				

Die tatsächlichen elektrischen Werte können innerhalb der Messtoleranz von den o.a. Angaben abweichen.

# String Inverter (SUN2000-33KTL-A)



## Smart

- 4 MPPTs for versatile adaption to different layouts
- 8 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart String I-V Diagnosis supported

## Efficient

- Max. efficiency 98.6%, European efficiency 98.4%

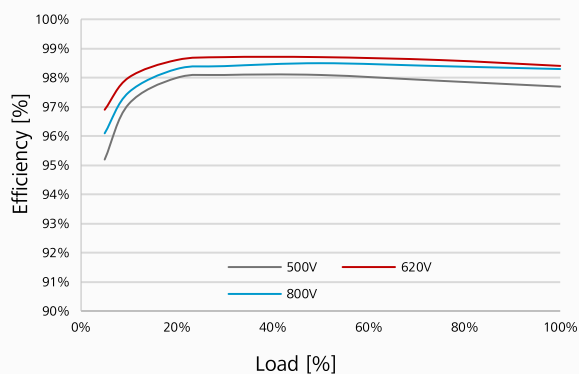
## Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Ground fault protection
- Residual Current Detection (RCD) protection

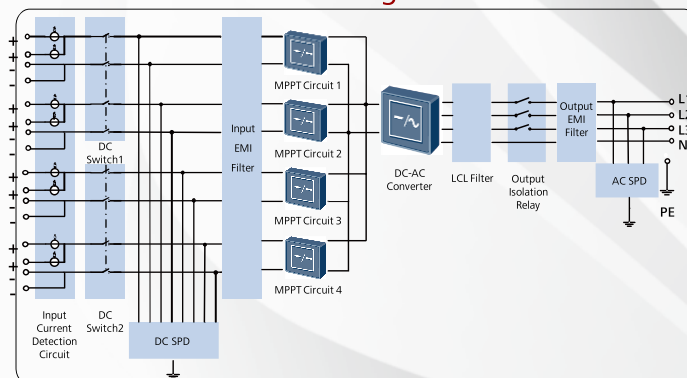
## Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram



SUN2000-33KTL-A



# String Inverter (SUN2000-33KTL-A)



Technical Specifications	SUN2000-33KTL-A
<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
<b>Input</b>	
Max. DC Usable Power	30,600 W
Max. Input Voltage	1100V
Max. Current per MPPT	22A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	480 V ~ 800 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1000 V
Rated Input Voltage	620 V
Max. Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	30,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	30,000W
Rated Output Voltage	230V / 400V, default 3W+N+PE;
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current(@380V/400V/480V)	48 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Monitoring	Yes
Residual Current Detection	Yes
<b>Communication</b>	
Display	LED Indicators
USB / Bluetooth +APP	Yes
RS485	Yes
PLC	Yes
<b>General</b>	
Dimensions ( W×H×D )	930 × 550 × 260 mm (36.6 x 21.7 x 10.2 inches)
Weight	60 kg (132 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection
Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Rating	IP65
Internal Consumption at Night	< 1.5W
Topology	Transformerless
<b>Standards Compliance</b>	
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2

Always Available for Highest Yields



20170314

[www.huawei.com/solar](http://www.huawei.com/solar)

PVSYST V5.74	IB-Jera				25/04/18	Seite 1/4
Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter						
Projekt :		Cobbel				
Geografische Station		Birkholz		Land	Deutschland	
Lage		Breitengrad	52.4°N	Längengrad	11.8°E	
Zeit definiert als		Ortszeit	Zeitzone UT+1	geo. Höhe	38 m	
		Albedo	0.20			
Wetterdaten :		Birkholz, Meteonorm SYN File				
Simulationsvariante :		Nordost				
		Simulationsdatum	25/04/18 11h44			
Simulationsparameter						
Kollektorflächenausrichtung		Neigung	15°	Azimut	-145°	
Horizont		Freier Horizont				
Nahverschattungen		Keine Verschattungen				
PV-Felder Eigenschaften (3 definierte Feldtypen)						
PV-Modul		Si-poly	Modell	JAP6-60-270-4BB		
			Hersteller	JA Solar		
Feld#1:	Anzahl PV-Module	In Reihe	18 Module	Parallel	2 Stränge	
	Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	36	Nennleistung	270 Wp	
	PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	9.72 kWp	Bei Betriebsbed.	8.69 kWp (50°C)	
	Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	499 V	I mpp	17 A	
Feld#2:	Anzahl PV-Module	In Reihe	15 Module	Parallel	4 Stränge	
	Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	60	Nennleistung	270 Wp	
	PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	16.20 kWp	Bei Betriebsbed.	14.48 kWp (50°C)	
	Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	416 V	I mpp	35 A	
Feld#3:	Anzahl PV-Module	In Reihe	23 Module	Parallel	1 Stränge	
	Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	23	Nennleistung	270 Wp	
	PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	6.21 kWp	Bei Betriebsbed.	5.55 kWp (50°C)	
	Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	638 V	I mpp	8.7 A	
Total	PV-Felder Gesamtleistung	Nennleistung (STC)	32 kWp	Total	119 Module	
		Moduloberfläche	195 m²	Zelloberfläche	175 m²	
Wechselrichter			Modell	sun2000-33kti		
			Hersteller	huawei		
		Betriebsspannung	200-800 V	Nennleistung	30.0 kW AC	
Feld#1:	Anzahl der Wechselrichter	0.3	Gesamtleistung	10.0 kW AC		
Feld#2:	Anzahl der Wechselrichter	0.7	Gesamtleistung	20.0 kW AC		
Feld#3:	Anzahl der Wechselrichter	0.3	Gesamtleistung	10.0 kW AC		
Total	Anzahl der Wechselrichter	1	Gesamtleistung	40 kW AC		
PV-Feld Verlustgrößen						
Thermischer Verlustfaktor		Uc (konst)	20.0 W/m²K	Uv (Wind)	1.5 W/m²K / m/s	
=> Effektive Funktionstemperatur (G=800 W/m², TUmgebung=20°C, Windgesch.=1m/s.)		NOCT		53 °C		
Kabelverluste		Feld#1	325 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	
		Feld#2	136 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	
		Feld#3	835 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	
		Global		Verlustanteil	1.0 % bei STC	
Schmutz auf Kollektoren				Verlustanteil	1.5 %	

## Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter (weiter)

Leistungstolleranzabzug		Verlustanteil	-1.0 %
Mismatch-Verluste Module		Verlustanteil	1.0 % am MPP
Einfallswinkeleffekt (ASHRAE)	$IAM = 1 - bo (1/\cos i - 1)$	bo Parameter	0.05

### Verlustfaktoren des Systems

AC Kabelverlust zwischen Wechselrichter und Transformator	Wandelspannung	400 Vac tri	
	Drähte	173 m 3x150 mm <sup>2</sup>	Verlustanteil 0.5 % bei STC
Externer Transformator Verlust Eisen (Night disconnect)		32 W	Verlustanteil 0.1 % bei STC
Widerstands-/Induktions-Verluste		50.6 mOhm	Verlustanteil 1.0 % bei STC

**Benutzeranforderungen :** Unbegrenzte Last (Netz)

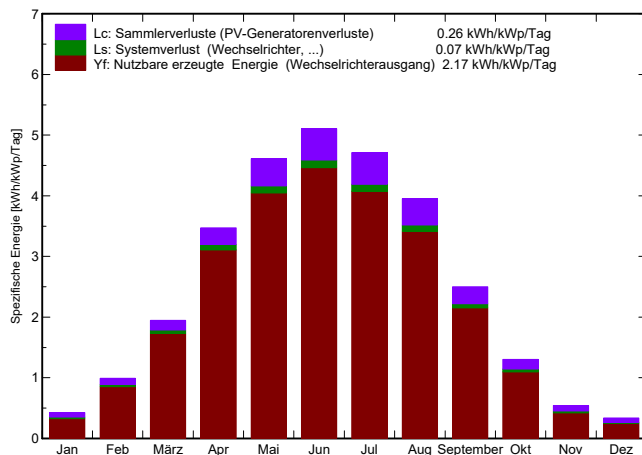
## Netz gekoppeltes System: Hauptergebnisse

**Projekt :** Cobbel  
**Simulationsvariante :** Nordost

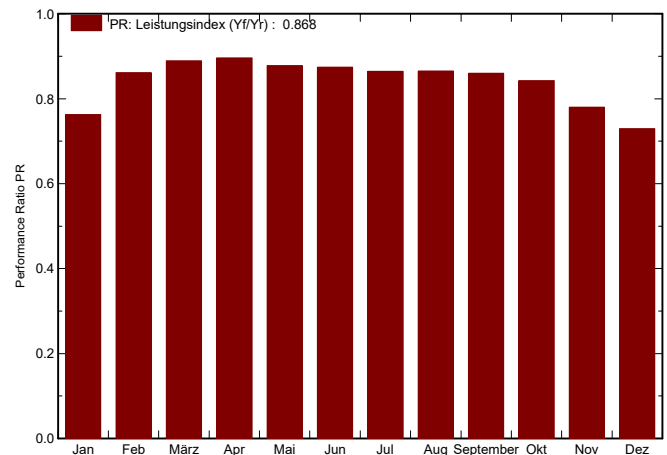
<b>Hauptsystemparameter</b>	<b>Systemtyp</b>	<b>Netz gekoppelt</b>	
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	15°	Azimet -145°
PV-Module	Modell	JAP6-60-270-4BB	Pnenn 270 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	119	Pnenn Total <b>32.1 kWp</b>
Wechselrichter	Modell	sun2000-33kti	Pnenn 30.0 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	1.3	Pnenn Total <b>40.0 kW ac</b>
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)		

<b>Hauptsimulationsergebnisse</b>			
Systemproduktion	<b>Erzeugte Energie</b>	<b>25.43 MWh/Jahr</b>	Produzierbar 792 kWh/kWp/Jahr
	Performance Ratio PR	86.8 %	

**Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 32.1 kWp**



**Performance Ratio PR**



### Nordost

### Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Januar	20.1	0.65	13.2	11.6	0.351	0.323	13.68	12.60
Februar	36.3	1.29	27.7	25.4	0.804	0.768	14.89	14.22
März	75.1	4.09	60.3	56.1	1.783	1.724	15.19	14.69
April	118.1	8.81	104.1	98.7	3.085	2.998	15.23	14.80
Mai	154.6	13.79	142.9	136.3	4.146	4.032	14.91	14.50
Juni	161.2	16.04	153.2	146.8	4.426	4.305	14.85	14.44
Juli	154.6	18.44	146.1	139.9	4.174	4.058	14.68	14.27
August	134.6	18.08	122.5	116.6	3.504	3.406	14.70	14.29
September	90.7	14.46	75.0	70.1	2.140	2.073	14.66	14.20
Oktober	54.3	9.53	40.4	36.9	1.141	1.094	14.51	13.91
November	23.7	4.44	16.3	14.4	0.438	0.407	13.85	12.88
Dezember	16.2	1.31	10.5	9.2	0.270	0.245	13.27	12.05
Jahr	1039.4	9.29	912.3	862.0	26.262	25.434	14.79	14.33

Legenden: GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
T Amb	Umgebungstemperatur	E_Grid	Ins Netz eingespeiste Energie
GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche	EffArrR	Wirkungsgr. Eaus PV-Gen./ Brutto-Fl.
GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	EffSysR	Wirkungsgr. Eaus System./ Brutto-Fl.

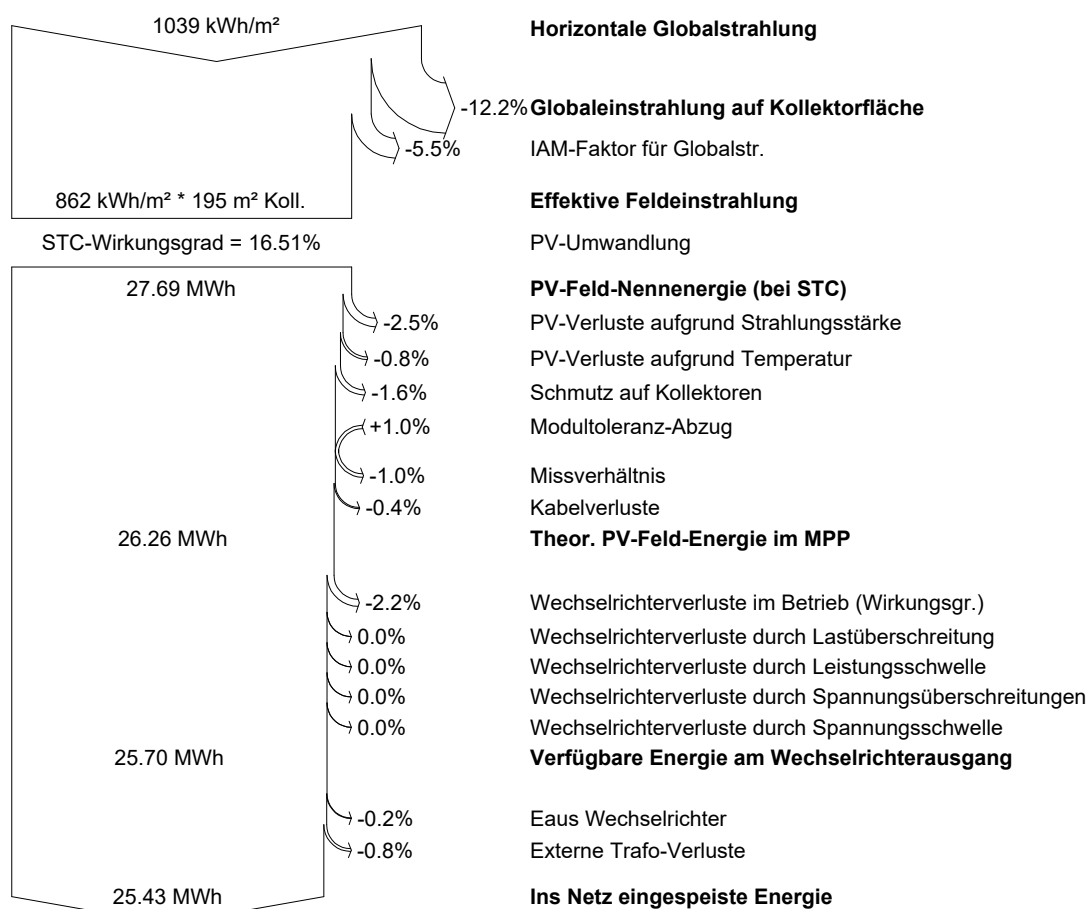
## Netz gekoppeltes System: Verlust-Diagramm

**Projekt :** Cobbel

**Simulationsvariante :** Nordost

<b>Hauptsystemparameter</b>	<b>Systemtyp</b>	<b>Netz gekoppelt</b>		
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	15°	Azimet	-145°
PV-Module	Modell	JAP6-60-270-4BB	Pnenn	270 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	119	Pnenn Total	<b>32.1 kWp</b>
Wechselrichter	Modell	sun2000-33kti	Pnenn	30.0 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	1.3	Pnenn Total	<b>40.0 kW ac</b>
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

### Ganzjahres-Verlustdiagramm



PVSYST V5.74	IB-Jera				25/04/18	Seite 1/4
Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter						
Projekt :		Cobbel				
Geografische Station		Birkholz		Land	Deutschland	
Lage		Breitengrad	52.4°N	Längengrad	11.8°E	
Zeit definiert als		Ortszeit	Zeitzone UT+1	geo. Höhe	38 m	
		Albedo	0.20			
Wetterdaten :		Birkholz, Meteoronorm SYN File				
Simulationsvariante :		Nordwest				
		Simulationsdatum	25/04/18 11h43			
Simulationsparameter						
Kollektorflächenausrichtung		Neigung	15°	Azimut	123°	
Horizont		Freier Horizont				
Nahverschattungen		Keine Verschattungen				
PV-Felder Eigenschaften (2 definierte Feldtypen)						
PV-Modul		Si-poly	Modell	JAP6-60-270-4BB		
			Hersteller	JA Solar		
Feld#1:		Anzahl PV-Module	In Reihe	22 Module	Parallel	24 Stränge
		Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	528	Nennleistung	270 Wp
		PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	143 kWp	Bei Betriebsbed.	127 kWp (50°C)
		Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	610 V	I mpp	209 A
Feld#2:		Anzahl PV-Module	In Reihe	23 Module	Parallel	12 Stränge
		Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	276	Nennleistung	270 Wp
		PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	74.5 kWp	Bei Betriebsbed.	66.6 kWp (50°C)
		Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	638 V	I mpp	104 A
Total		PV-Felder Gesamtleistung	Nennleistung (STC)	217 kWp	Total	804 Module
			Moduloberfläche	1315 m²	Zelloberfläche	1185 m²
Wechselrichter			Modell	sun2000-33kti		
			Hersteller	huawei		
			Betriebsspannung	200-800 V	Nennleistung	30.0 kW AC
Feld#1:		Anzahl der Wechselrichter	4.0	Gesamtleistung	120 kW AC	
Feld#2:		Anzahl der Wechselrichter	2	Gesamtleistung	60 kW AC	
Total		Anzahl der Wechselrichter	6	Gesamtleistung	180 kW AC	
PV-Feld Verlustgrößen						
Thermischer Verlustfaktor		Uc (konst)	20.0 W/m²K	Uv (Wind)	1.5 W/m²K / m/s	
=> Effektive Funktionstemperatur (G=800 W/m², TUmgebung=20°C, Windgesch.=1m/s.)		NOCT		53 °C		
Kabelverluste		Feld#1	33 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	
		Feld#2	70 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	
		Global		Verlustanteil	1.0 % bei STC	
Schmutz auf Kollektoren				Verlustanteil	1.5 %	
Leistungstolleranzabzug				Verlustanteil	-1.0 %	
Mismatch-Verluste Module				Verlustanteil	1.0 % am MPP	
Einfallswinkeleffekt (ASHRAE)		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
Verlustfaktoren des Systems						
AC Kabelverlust zwischen Wechselrichter und Transformator		Wandlungsleistung	400 Vac tri			
		Drähte	26 m 3x150 mm²	Verlustanteil	0.5 % bei STC	
Externer Transformator Verlust Eisen (Night disconnect)			213 W	Verlustanteil	0.1 % bei STC	
Widerstands-/Induktions-Verluste			7.5 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	

## Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter (weiter)

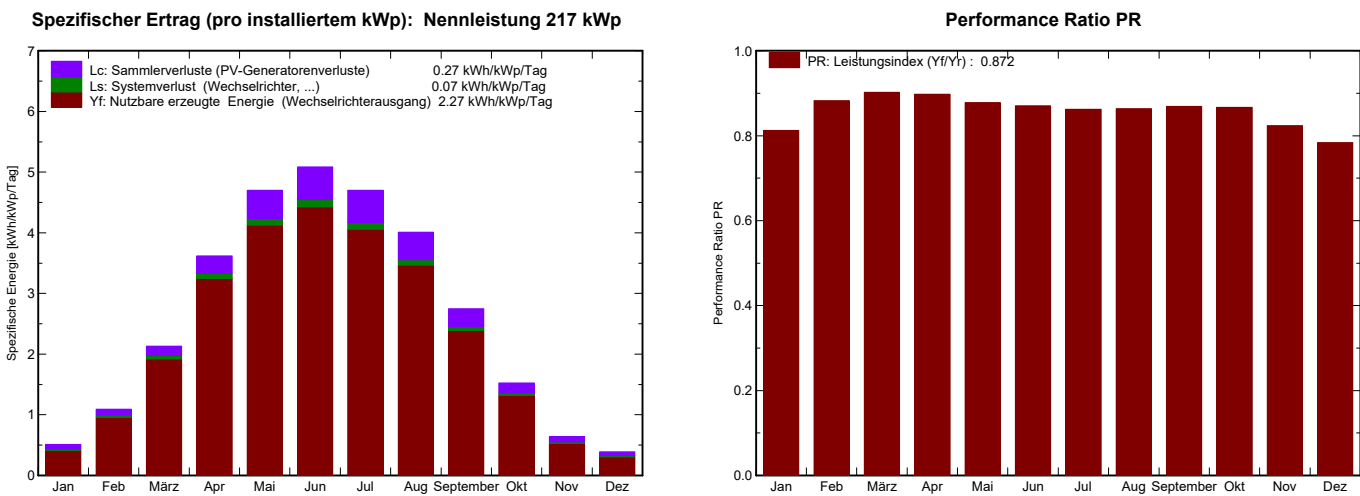
**Benutzeranforderungen :**      Unbegrenzte Last (Netz)

# Netz gekoppeltes System: Hauptergebnisse

**Projekt :** Cobbel  
**Simulationsvariante :** Northwest

<b>Hauptsystemparameter</b>	Systemtyp	<b>Netz gekoppelt</b>	
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	15°	Azimet 123°
PV-Module	Modell	JAP6-60-270-4BB	Pnenn 270 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	804	Pnenn Total <b>217 kWp</b>
Wechselrichter	Modell	sun2000-33kti	Pnenn 30.0 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0	Pnenn Total <b>180 kW ac</b>
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)		

<b>Hauptsimulationsergebnisse</b>			
Systemproduktion	<b>Erzeugte Energie</b>	<b>179.9 MWh/Jahr</b>	Produzierbar 829 kWh/kWp/Jahr
	Performance Ratio PR	87.2 %	

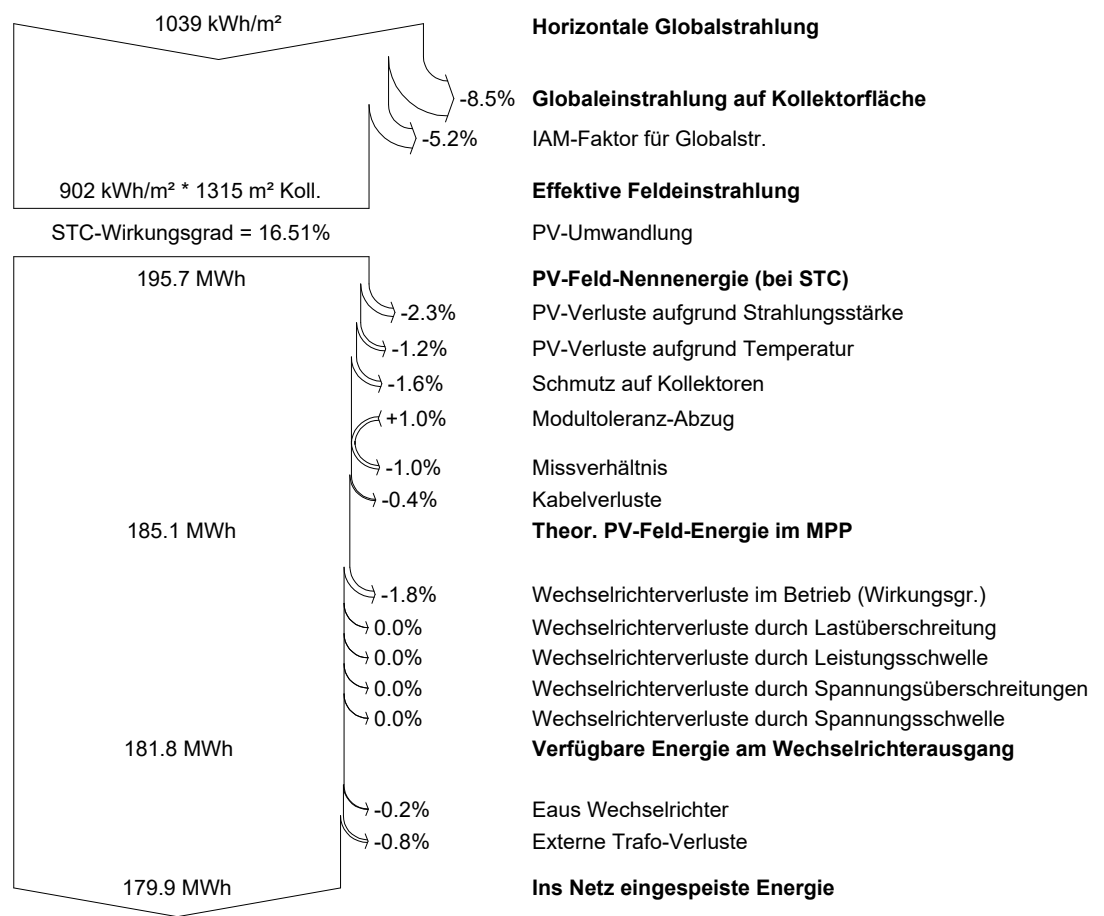


## Netz gekoppeltes System: Verlust-Diagramm

**Projekt :** Cobbel  
**Simulationsvariante :** Nordwest

<b>Hauptsystemparameter</b>	<b>Systemtyp</b>	<b>Netz gekoppelt</b>		
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	15°	Azimet	123°
PV-Module	Modell	JAP6-60-270-4BB	Pnenn	270 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	804	Pnenn Total	<b>217 kWp</b>
Wechselrichter	Modell	sun2000-33kti	Pnenn	30.0 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0	Pnenn Total	<b>180 kW ac</b>
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

### Ganzjahres-Verlustdiagramm



PVSYST V5.74	IB-Jera				25/04/18	Seite 1/4
Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter						
Projekt :		Cobbel				
Geografische Station		Birkholz		Land	Deutschland	
Lage		Breitengrad	52.4°N	Längengrad	11.8°E	
Zeit definiert als		Ortszeit	Zeitzone UT+1	geo. Höhe	38 m	
		Albedo	0.20			
Wetterdaten :		Birkholz, Meteoronorm SYN File				
Simulationsvariante :		Südost				
		Simulationsdatum	25/04/18 11h41			
Simulationsparameter						
Kollektorflächenausrichtung		Neigung	15°	Azimut	-57°	
Horizont		Freier Horizont				
Nahverschattungen		Keine Verschattungen				
PV-Felder Eigenschaften (2 definierte Feldtypen)						
PV-Modul		Si-poly	Modell	JAP6-60-270-4BB		
			Hersteller	JA Solar		
Feld#1:		Anzahl PV-Module	In Reihe	22 Module	Parallel	24 Stränge
		Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	528	Nennleistung	270 Wp
		PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	143 kWp	Bei Betriebsbed.	127 kWp (50°C)
		Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	610 V	I mpp	209 A
Feld#2:		Anzahl PV-Module	In Reihe	23 Module	Parallel	12 Stränge
		Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	276	Nennleistung	270 Wp
		PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	74.5 kWp	Bei Betriebsbed.	66.6 kWp (50°C)
		Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	638 V	I mpp	104 A
Total		PV-Felder Gesamtleistung	Nennleistung (STC)	217 kWp	Total	804 Module
			Moduloberfläche	1315 m²	Zelloberfläche	1185 m²
Wechselrichter						
			Modell	sun2000-33kti		
			Hersteller	huawei		
			Betriebsspannung	200-800 V	Nennleistung	30.0 kW AC
Feld#1:		Anzahl der Wechselrichter	4.0	Gesamtleistung	120 kW AC	
Feld#2:		Anzahl der Wechselrichter	2	Gesamtleistung	60 kW AC	
Total		Anzahl der Wechselrichter	6	Gesamtleistung	180 kW AC	
PV-Feld Verlustgrößen						
Thermischer Verlustfaktor		Uc (konst)	20.0 W/m²K	Uv (Wind)	1.5 W/m²K / m/s	
=> Effektive Funktionstemperatur (G=800 W/m², TUmgebung=20°C, Windgesch.=1m/s.)		NOCT		53 °C		
Kabelverluste		Feld#1	33 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	
		Feld#2	69 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	
		Global		Verlustanteil	1.0 % bei STC	
Schmutz auf Kollektoren				Verlustanteil	1.5 %	
Leistungstolleranzabzug				Verlustanteil	-1.0 %	
Mismatch-Verluste Module				Verlustanteil	1.0 % am MPP	
Einfallswinkeleffekt (ASHRAE)		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	

## Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter (weiter)

### Verlustfaktoren des Systems

AC Kabelverlust zwischen Wechselrichter und Netz	Wandlungs- Verlust	400 Vac tri		
	Drähte	26 m 3x150 mm²	Verlustanteil	0.5 % bei STC
Externer Transformator	Verlust Eisen (Night disconnect)	213 W	Verlustanteil	0.1 % bei STC
	Widerstands-/Induktions-Verluste	7.5 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC

**Benutzeranforderungen :**      Unbegrenzte Last (Netz)

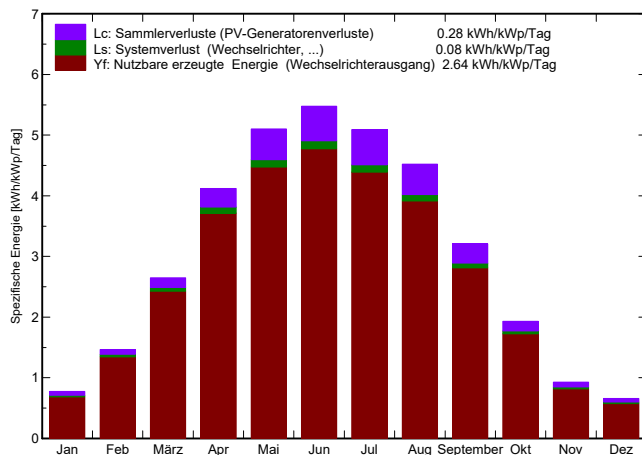
## Netz gekoppeltes System: Hauptergebnisse

**Projekt :** Cobbel  
**Simulationsvariante :** Südost

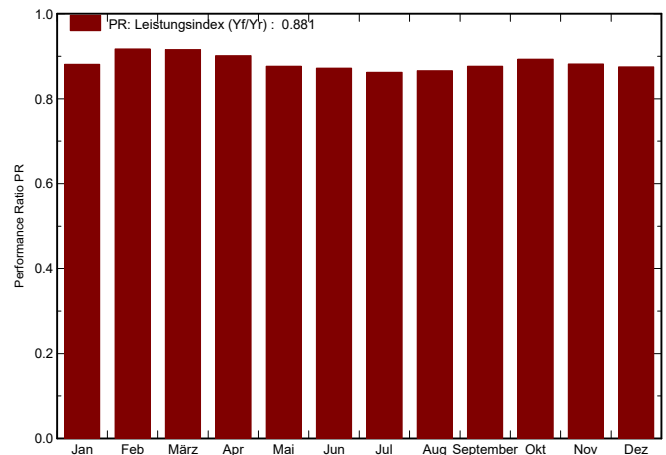
<b>Hauptsystemparameter</b>	<b>Systemtyp</b>	<b>Netz gekoppelt</b>	
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	15°	Azimet -57°
PV-Module	Modell	JAP6-60-270-4BB	Pnenn 270 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	804	Pnenn Total <b>217 kWp</b>
Wechselrichter	Modell	sun2000-33ktl	Pnenn 30.0 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0	Pnenn Total <b>180 kW ac</b>
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)		

<b>Hauptsimulationsergebnisse</b>			
Systemproduktion	<b>Erzeugte Energie</b>	<b>209.5 MWh/Jahr</b>	Produzierbar 965 kWh/kWp/Jahr
	Performance Ratio PR	88.1 %	

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 217 kWp



Performance Ratio PR



### Südost

### Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Januar	20.1	0.65	24.1	22.4	4.78	4.61	15.12	14.55
Februar	36.3	1.29	41.1	39.0	8.43	8.18	15.61	15.14
März	75.1	4.09	82.1	78.4	16.78	16.32	15.54	15.12
April	118.1	8.81	123.6	118.7	24.84	24.18	15.29	14.89
Mai	154.6	13.79	158.2	152.4	30.93	30.11	14.87	14.48
Juni	161.2	16.04	164.4	158.5	31.97	31.11	14.80	14.40
Juli	154.6	18.44	157.9	152.3	30.37	29.55	14.63	14.23
August	134.6	18.08	140.1	134.8	27.05	26.33	14.69	14.30
September	90.7	14.46	96.3	92.0	18.81	18.31	14.87	14.47
Oktober	54.3	9.53	59.9	56.7	11.95	11.61	15.17	14.75
November	23.7	4.44	27.8	26.1	5.52	5.32	15.11	14.56
Dezember	16.2	1.31	20.5	19.1	4.04	3.88	15.02	14.44
Jahr	1039.4	9.29	1095.8	1050.3	215.49	209.53	14.96	14.54

Legenden: GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
T Amb	Umgebungstemperatur	E_Grid	Ins Netz eingespeiste Energie
GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche	EffArrR	Wirkungsgr. Eaus PV-Gen./ Brutto-Fl.
GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	EffSysR	Wirkungsgr. Eaus System./ Brutto-Fl.

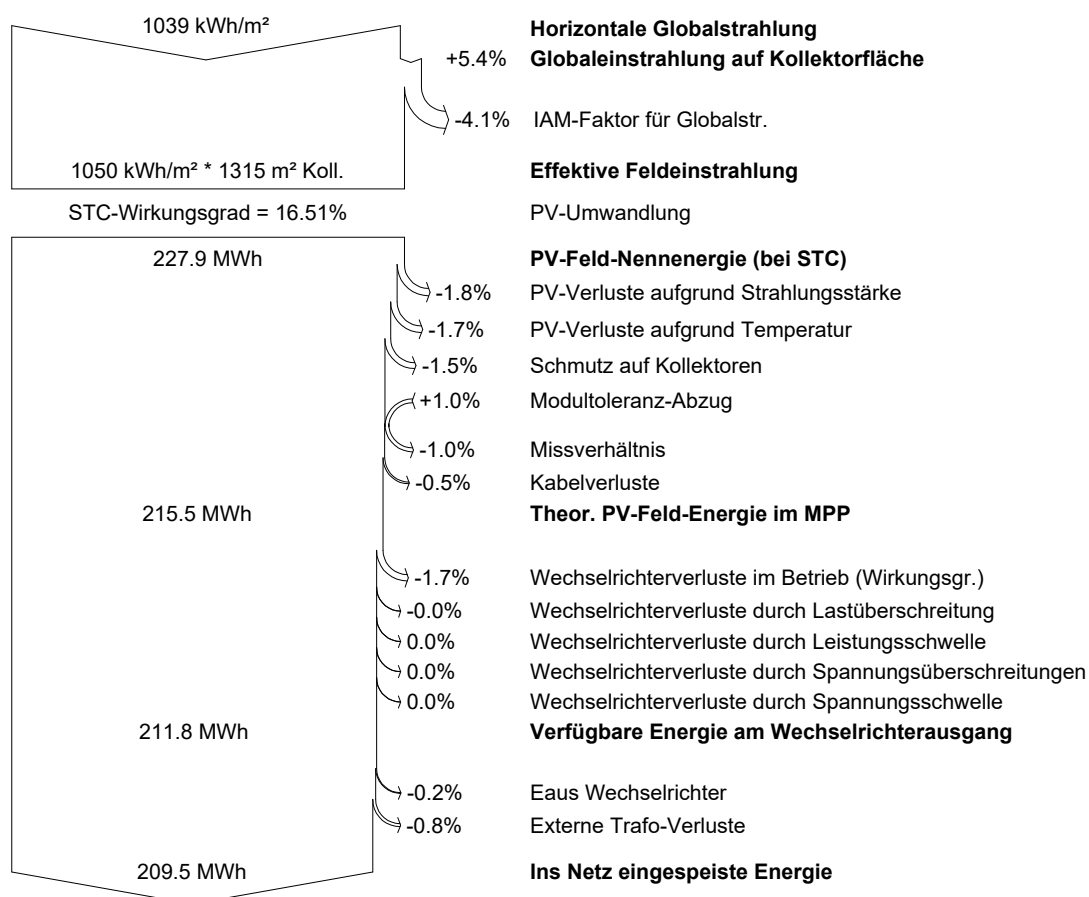
## Netz gekoppeltes System: Verlust-Diagramm

**Projekt :** Cobbel

**Simulationsvariante :** Südost

<b>Hauptsystemparameter</b>	<b>Systemtyp</b>	<b>Netz gekoppelt</b>		
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	15°	Azimet	-57°
PV-Module	Modell	JAP6-60-270-4BB	Pnenn	270 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	804	Pnenn Total	<b>217 kWp</b>
Wechselrichter	Modell	sun2000-33kti	Pnenn	30.0 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	6.0	Pnenn Total	<b>180 kW ac</b>
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

### Ganzjahres-Verlustdiagramm



PVSYST V5.74	IB-Jera				25/04/18	Seite 1/4
Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter						
Projekt :		Cobbel				
Geografische Station		Birkholz		Land	Deutschland	
Lage		Breitengrad	52.4°N	Längengrad	11.8°E	
Zeit definiert als		Ortszeit	Zeitzone UT+1	geo. Höhe	38 m	
		Albedo	0.20			
Wetterdaten :		Birkholz, Meteoronorm SYN File				
Simulationsvariante :		SüdWest				
		Simulationsdatum	25/04/18 11h45			
Simulationsparameter						
Kollektorflächenausrichtung		Neigung	15°	Azimut	35°	
Horizont		Freier Horizont				
Nahverschattungen		Keine Verschattungen				
PV-Felder Eigenschaften (2 definierte Feldtypen)						
PV-Modul		Si-poly	Modell	JAP6-60-270-4BB		
			Hersteller	JA Solar		
Feld#1:		Anzahl PV-Module	In Reihe	20 Module	Parallel	4 Stränge
		Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	80	Nennleistung	270 Wp
		PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	21.60 kWp	Bei Betriebsbed.	19.31 kWp (50°C)
		Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	555 V	I mpp	35 A
Feld#2:		Anzahl PV-Module	In Reihe	21 Module	Parallel	2 Stränge
		Gesamtzahl der PV-Module	Anzahl Module	42	Nennleistung	270 Wp
		PV-Feld Leistung	Nennleistung (STC)	11.34 kWp	Bei Betriebsbed.	10.14 kWp (50°C)
		Feld Betriebsbedingungen (50°C)	U mpp	583 V	I mpp	17 A
Total		PV-Felder Gesamtleistung	Nennleistung (STC)	33 kWp	Total	122 Module
			Moduloberfläche	199 m²	Zelloberfläche	180 m²
Wechselrichter			Modell	sun2000-33kti		
			Hersteller	huawei		
			Betriebsspannung	200-800 V	Nennleistung	30.0 kW AC
Feld#1:		Anzahl der Wechselrichter	0.7	Gesamtleistung	20.0 kW AC	
Feld#2:		Anzahl der Wechselrichter	0.3	Gesamtleistung	10.0 kW AC	
Total		Anzahl der Wechselrichter	1	Gesamtleistung	30 kW AC	
PV-Feld Verlustgrößen						
Thermischer Verlustfaktor		Uc (konst)	20.0 W/m²K	Uv (Wind)	1.5 W/m²K / m/s	
=> Effektive Funktionstemperatur (G=800 W/m², TUmgebung=20°C, Windgesch.=1m/s.)		NOCT		53 °C		
Kabelverluste		Feld#1	181 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	
		Feld#2	378 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	
		Global		Verlustanteil	1.0 % bei STC	
Schmutz auf Kollektoren				Verlustanteil	1.5 %	
Leistungstolleranzabzug				Verlustanteil	-1.0 %	
Mismatch-Verluste Module				Verlustanteil	1.0 % am MPP	
Einfallswinkelleffekt (ASHRAE)		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
Verlustfaktoren des Systems						
AC Kabelverlust zwischen Wechselrichter und Transformator		Wandlungsleistung	400 Vac tri			
		Drähte	168 m 3x150.0 mm²	Verlustanteil	0.5 % bei STC	
Externer Transformator		Verlust Eisen (Night disconnect)	32 W	Verlustanteil	0.1 % bei STC	
		Widerstands-/Induktions-Verluste	49.4 mOhm	Verlustanteil	1.0 % bei STC	

## Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter (weiter)

**Benutzeranforderungen :**      Unbegrenzte Last (Netz)

# Netz gekoppeltes System: Hauptergebnisse

Projekt :

Cobbel

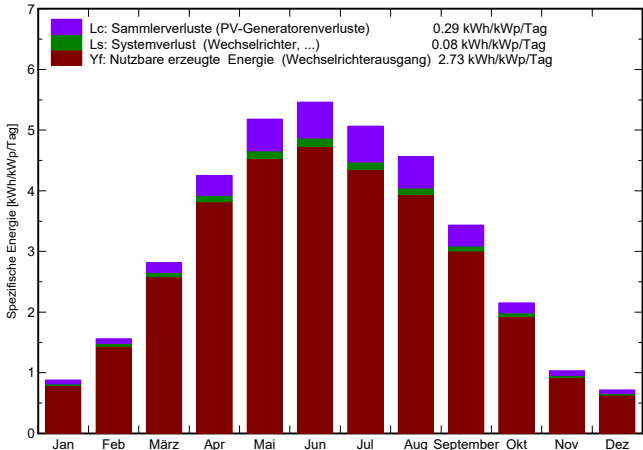
Simulationsvariante :

SüdWest

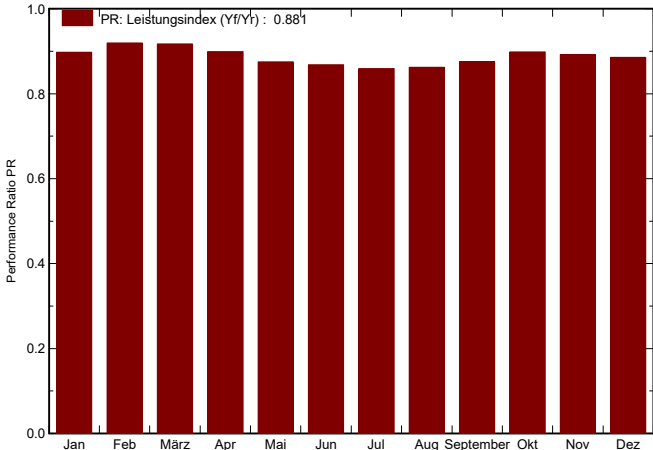
<b>Hauptsystemparameter</b>	Systemtyp	<b>Netz gekoppelt</b>	
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	15°	Azimut 35°
PV-Module	Modell	JAP6-60-270-4BB	Pnenn 270 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	122	Pnenn Total <b>32.9 kWp</b>
Wechselrichter	Modell	sun2000-33kti	Pnenn 30.0 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)		

<b>Hauptsimulationsergebnisse</b>			
Systemproduktion	<b>Erzeugte Energie</b>	<b>32.84 MWh/Jahr</b>	Produzierbar 997 kWh/kWp/Jahr
	Performance Ratio PR	88.1 %	

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 32.9 kWp



Performance Ratio PR



## SüdWest

### Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Januar	20.1	0.65	27.3	25.8	0.838	0.808	15.37	14.83
Februar	36.3	1.29	43.8	41.7	1.367	1.326	15.64	15.18
März	75.1	4.09	87.3	83.6	2.712	2.639	15.57	15.15
April	118.1	8.81	127.5	122.7	3.881	3.778	15.26	14.85
Mai	154.6	13.79	160.5	154.7	4.756	4.628	14.85	14.45
Juni	161.2	16.04	163.8	157.9	4.814	4.683	14.73	14.33
Juli	154.6	18.44	157.1	151.3	4.570	4.446	14.58	14.19
August	134.6	18.08	141.6	136.2	4.134	4.023	14.64	14.24
September	90.7	14.46	103.1	99.0	3.055	2.973	14.86	14.46
Oktober	54.3	9.53	66.7	63.6	2.031	1.974	15.27	14.84
November	23.7	4.44	31.1	29.3	0.946	0.912	15.27	14.73
Dezember	16.2	1.31	22.2	20.9	0.674	0.648	15.20	14.62
Jahr	1039.4	9.29	1132.0	1086.7	33.777	32.838	14.96	14.54

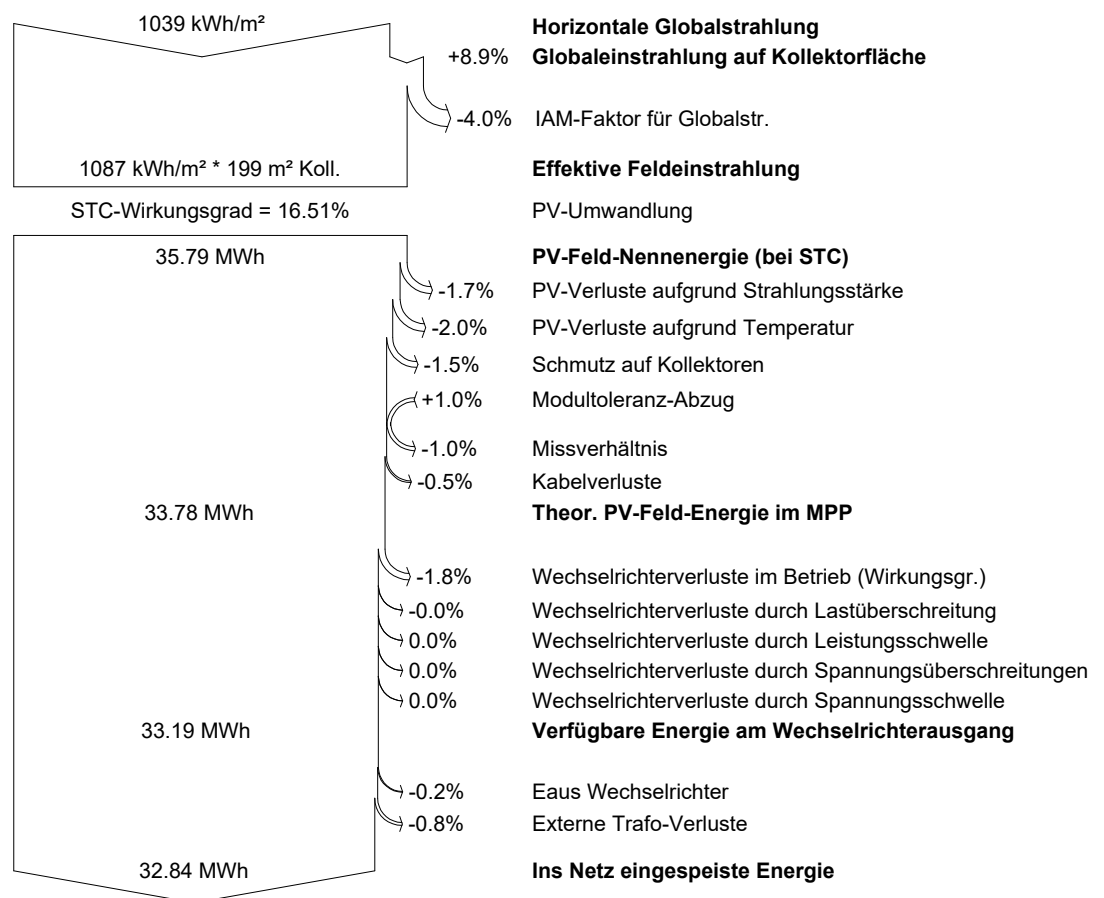
Legenden:	GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	EArray	Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
	T Amb	Umgebungstemperatur	E_Grid	Ins Netz eingespeiste Energie
	GlobInc	Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche	EffArrR	Wirkunsgr. Eaus PV-Gen./ Brutto-Fl.
	GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	EffSysR	Wirkunsgr. Eaus System./ Brutto-Fl.

## Netz gekoppeltes System: Verlust-Diagramm

**Projekt :** Cobbel  
**Simulationsvariante :** SüdWest

<b>Hauptsystemparameter</b>	<b>Systemtyp</b>	<b>Netz gekoppelt</b>		
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	15°	Azimet	35°
PV-Module	Modell	JAP6-60-270-4BB	Pnenn	270 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	122	Pnenn Total	<b>32.9 kWp</b>
Wechselrichter	Modell	sun2000-33kti	Pnenn	30.0 kW ac
Benutzeranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)			

### Ganzjahres-Verlustdiagramm



## greenius Technologie-Zusammenfassung - Projekt Cobbel

<b>Meteorologische Daten:</b>		NordOst
Globale Horizontalstrahlung (GHI)	1039,4	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Diffuse Horizontalstrahlung (Diff)	564,6	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Direkte Horizontalstrahlung (DHI)	474,8	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Einstrahlung in Modulebene	888,5	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
jahresmittlere Umgebungstemperatur	9,3	°C
Diffusstrahlungsmodell	Perez	
<b>Standort und Ausrichtung:</b>		
Standort	Standard	
Breitengrad	52,414	°N
Längengrad	11,843	°O
Feste Installation (keine Nachführung)		
Azimutwinkel	-145	°
Elevationswinkel	15	°
<b>Photovoltaik-Systemauslegung:</b>		
Nenn-Gleichspannung	32,4	kWp
Nenn-Wechselspannung	32,0112	kVA
Module:	JA-270-JAP6-4B	
Zahl der Module	120	
Wechselrichter:	HUAWEI SUN20	
Zahl der Wechselrichter	1	
Gesamt-Modulfläche	196,218	m <sup>2</sup>
<b>Simulationsergebnisse:</b>		
Elektrizitätsabgabe	24697,2	kWh/a
mittlerer Systemwirkungsgrad	14,2	%
mittlerer Modulwirkungsgrad	14,6	%
mittlerer Wechselrichterwirkungsgrad	98,3	%
jährlicher Leistungsfaktor (PR)	0,86	
jährlicher spezifischer Ertrag (YF)	762,3	kWh/kWp
Volllaststunden	762	h/a

## greenius Technologie-Zusammenfassung - Projekt Cobbel

<b>Meteorologische Daten:</b>		NordWest
Globale Horizontalstrahlung (GHI)	1039,4	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Diffuse Horizontalstrahlung (Diff)	564,6	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Direkte Horizontalstrahlung (DHI)	474,8	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Einstrahlung in Modulebene	961,7	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
jahresmittlere Umgebungstemperatur	9,3	°C
Diffusstrahlungsmodell	Perez	
<b>Standort und Ausrichtung:</b>		
Standort	Standard	
Breitengrad	52,414	°N
Längengrad	11,843	°O
Feste Installation (keine Nachführung)		
Azimutwinkel	123	°
Elevationswinkel	15	°
<b>Photovoltaik-Systemauslegung:</b>		
Nenn-Gleichspannung	213,84	kWp
Nenn-Wechselspannung	211,27392	kVA
Module:	JA-270-JAP6-4B	
Zahl der Module	792	
Wechselrichter:	HUAWEI SUN20	
Zahl der Wechselrichter	6	
Gesamt-Modulfläche	1295,0388	m <sup>2</sup>
<b>Simulationsergebnisse:</b>		
Elektrizitätsabgabe	176411,3	kWh/a
mittlerer Systemwirkungsgrad	14,2	%
mittlerer Modulwirkungsgrad	14,6	%
mittlerer Wechselrichterwirkungsgrad	98,4	%
jährlicher Leistungsfaktor (PR)	0,86	
jährlicher spezifischer Ertrag (YF)	825	kWh/kWp
Volllaststunden	825	h/a

## greenius Technologie-Zusammenfassung - Projekt Cobbel

<b>Meteorologische Daten:</b>		Südost
Globale Horizontalstrahlung (GHI)	1039,4	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Diffuse Horizontalstrahlung (Diff)	564,6	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Direkte Horizontalstrahlung (DHI)	474,8	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Einstrahlung in Modulebene	1088,2	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
jahresmittlere Umgebungstemperatur	9,3	°C
Diffusstrahlungsmodell	Perez	
<b>Standort und Ausrichtung:</b>		
Standort	Standard	
Breitengrad	52,414	°N
Längengrad	11,843	°O
Feste Installation (keine Nachführung)		
Azimutwinkel	-57	°
Elevationswinkel	15	°
<b>Photovoltaik-Systemauslegung:</b>		
Nenn-Gleichspannung	213,84	kWp
Nenn-Wechselspannung	211,27392	kVA
Module:	JA-270-JAP6-4B	
Zahl der Module	792	
Wechselrichter:	HUAWEI SUN20	
Zahl der Wechselrichter	6	
Gesamt-Modulfläche	1295,0388	m <sup>2</sup>
<b>Simulationsergebnisse:</b>		
Elektrizitätsabgabe	201472,4	kWh/a
mittlerer Systemwirkungsgrad	14,3	%
mittlerer Modulwirkungsgrad	14,7	%
mittlerer Wechselrichterwirkungsgrad	98,5	%
jährlicher Leistungsfaktor (PR)	0,87	
jährlicher spezifischer Ertrag (YF)	942,2	kWh/kWp
Volllaststunden	942	h/a

## greenius Technologie-Zusammenfassung - Projekt Cobbel

<b>Meteorologische Daten:</b>		SüdWest
Globale Horizontalstrahlung (GHI)	1039,4	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Diffuse Horizontalstrahlung (Diff)	564,6	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Direkte Horizontalstrahlung (DHI)	474,8	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
Einstrahlung in Modulebene	1160,2	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)
jahresmittlere Umgebungstemperatur	9,3	°C
Diffusstrahlungsmodell	Perez	
<b>Standort und Ausrichtung:</b>		
Standort	Standard	
Breitengrad	52,414	°N
Längengrad	11,843	°O
Feste Installation (keine Nachführung)		
Azimutwinkel	35	°
Elevationswinkel	15	°
<b>Photovoltaik-Systemauslegung:</b>		
Nenn-Gleichspannung	32,4	kWp
Nenn-Wechselspannung	32,0112	kVA
Module:	JA-270-JAP6-4B	
Zahl der Module	120	
Wechselrichter:	HUAWEI SUN20	
Zahl der Wechselrichter	1	
Gesamt-Modulfläche	196,218	m <sup>2</sup>
<b>Simulationsergebnisse:</b>		
Elektrizitätsabgabe	32545	kWh/a
mittlerer Systemwirkungsgrad	14,3	%
mittlerer Modulwirkungsgrad	14,7	%
mittlerer Wechselrichterwirkungsgrad	98,5	%
jährlicher Leistungsfaktor (PR)	0,87	
jährlicher spezifischer Ertrag (YF)	1004,5	kWh/kWp
Volllaststunden	1004	h/a

**Mittlere monatl. Tagessummen der Globalstrahlung**  
*auf eine horizontale Ebene bezogen - vorläufige Werte*

Standort : (geogr. Breite 52,414 / geogr. Länge 11,843)

© Deutscher Wetterdienst, 2018  
Auswertung erstellt am 12.4.2018

1981-2010		Meteonorm		PVGIS		Satelliteight 1996 - 2000		Durchschnitt
	Mittlere monatliche Tagessumme in Wh/m²					durchschn. Tageswert in Wh/m²	durchschn. Monatswert in kWh/m²	
Januar	647	20	19	615	19	741	23	20
Februar	1285	36	35	1280	36	1.313	37	36
März	2279	71	72	2700	84	2.320	72	75
April	3834	115	110	4310	129	3.876	116	118
Mai	4946	153	151	5200	161	5.001	155	155
Juni	5241	157	158	5700	171	5.297	159	161
Juli	5082	158	154	5270	163	4.698	146	155
August	4323	134	133	4380	136	4.415	137	135
September	2976	89	88	3170	95	3.076	92	91
Oktober	1724	53	52	1850	57	1.695	53	54
November	759	23	22	790	24	900	27	24
Dezember	472	15	14	493	15	589	18	16
	Jahressumme in kWh/m²					2.827	1.034	
Jahr	1024		1008		1091			1039

# WESTE-SOLAR

**Mittlere monatl. Tagessummen der Globalstrahlung**  
*auf eine horizontale Ebene bezogen - vorläufige Werte*

## **Ausgewählte Standortkoordinaten**

Standort : (geogr. Breite 52,414 / geogr. Länge 11,843)

Auswertung erstellt am 12.4.2018

## **Kontakt**

[www.dwd.de/WESTE](http://www.dwd.de/WESTE)

© Deutscher Wetterdienst, 2018

## Deutscher Wetterdienst

Klima- und Umweltberatung

### Mittlere monatl. Tagessummen der Globalstrahlung auf eine horizontale Ebene bezogen - vorläufige Werte

Standort : (geogr. Breite 52,414 / geogr. Länge 11,843)

© Deutscher Wetterdienst, 2018

Auswertung erstellt am 12.4.2018

	1981-2010
	Mittlere monatliche Tagessumme in Wh/m <sup>2</sup>
Januar	647
Februar	1285
März	2279
April	3834
Mai	4946
Juni	5241
Juli	5082
August	4323
September	2976
Oktober	1724
November	759
Dezember	472
	Jahressumme in kWh/m <sup>2</sup>
<b>Jahr</b>	<b>1024</b>

Standortname = Birkholz

Geogr. Breite [°] = 52,414, Geogr. Länge [°] = 11,843, Höhe [m] = 38, Klimaregion = III, 3

Strahlungsmodell = Standard (Stunde); Temperaturmodell = Standard (Stunde)

Modell für geneigte Flächen = Perez

Temperatur: Neue Periode = 1996-2005

Strahlung: Neue Periode = 1981-2000

RR: Nur 3 Station(en) für Interpolation

SD: Nur 4 Station(en) für Interpolation

RD: Nur 4 Station(en) für Interpolation

Nächste 3 Stationen: Gh: Potsdam (83 km), Braunschweig (96 km), Halle / Saale, Ger (100 km)

Nächste 3 Stationen: Ta: Wiesenberg (AUT) (54 km), CELLE (GER-ARMY) (126 km), HOLZDORF (117 km)

Monat	H_Gh	H_Dh	H_Bn	Ta
	[kWh/m2]	[kWh/m2]	[kWh/m2]	[C]
Jan	19	12	33	0,6
Feb	35	21	45	1,4
Mar	72	46	59	4,0
Apr	110	55	102	8,9
Mai	151	81	117	13,6
Jun	158	87	117	16,3
Jul	154	82	118	18,3
Aug	133	70	111	18,1
Sep	88	53	75	14,5
Okt	52	33	51	9,5
Nov	22	15	29	4,6
Dez	14	10	18	1,2
Jahr	1004	566	874	9,2

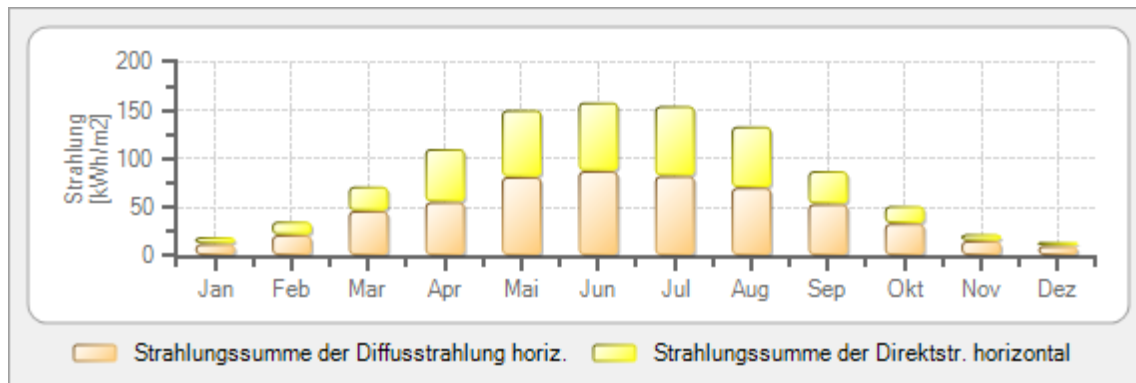
-  
Legende:

H\_Gh: Strahlungss. der Globalstrahlung horiz.

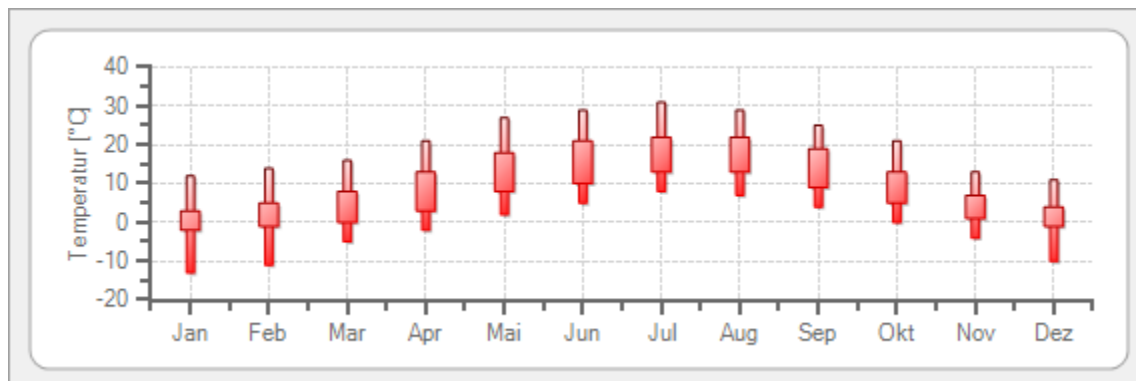
H\_Dh: Strahlungssumme der Diffusstrahlung horiz.

H\_Bn: Strahlungssumme der Direktnormalstrahlung

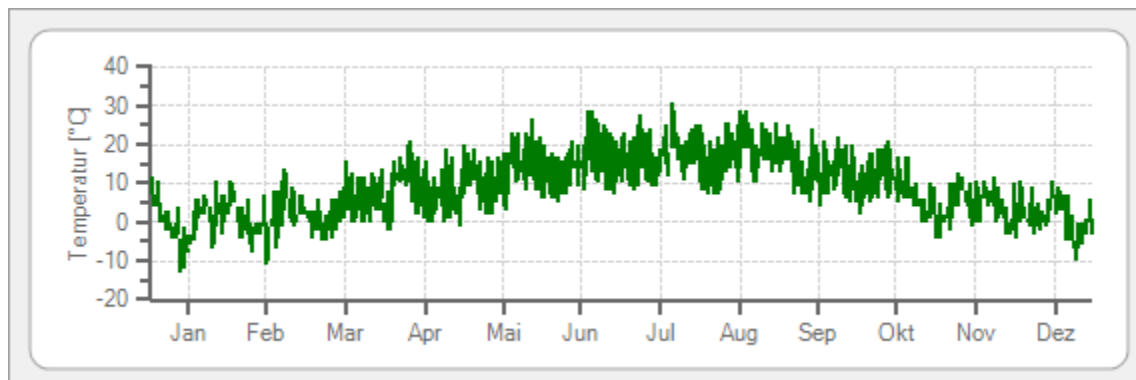
Ta: Lufttemperatur



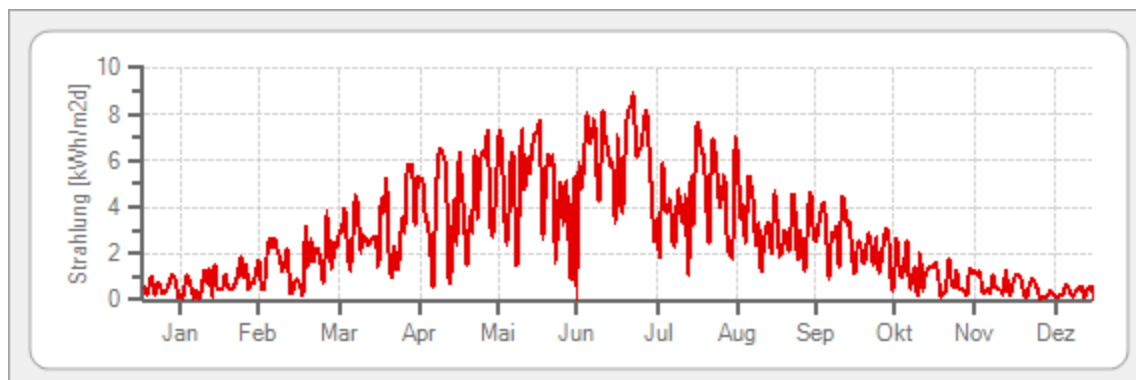
C:\Program Files (x86)\Common Files\mn61\output\Fig\_ghdh1.png



C:\Program Files (x86)\Common Files\mn61\output\fig\_tamima1.png



C:\Program Files (x86)\Common Files\mn61\output\fig\_tadaily1.png



C:\Program Files (x86)\Common Files\mn61\output\fig\_ghdaily1.png

S@tel-Light Your Site Outdoor Information

Created: 04/11/2018 19:56 - Copyright Satel-Light

The information presented in this document is based on Meteosat Satellite images obtained every half hour - See our [advanced guide](#) for more information.  
Report problems to the [Satel-Light WebMaster](#).

S@tel-Light

**Lat :** 52°24'50"N **Lon :** 11°50'34"E **Alt :** 37 m **Clock Time :** GMT+1 (Summer: GMT+2)  
**From :** Sunrise **To :** Sunset **Using :** Clock Time **Years :** 1996 to 2000  
☐ Jan ☐ Feb ☐ Mar ☐ Apr ☐ May ☐ Jun ☐ Jul ☐ Aug ☐ Sep ☐ Oct ☐ Nov ☐ Dec ☒ All Months

**Warning !**, this section of the server is still in development !  
During that time, it produces a file containing half hour values of all the parameters you requested.

[Download your parameter information file \(755 k\).](#)

This file has been compressed using the ZIP format. To uncompress it, use [WinZip](#) (Windows), [PKZIP](#) (Windows, Unix) or [ZipIt](#) (MacOS).

**S@tel-Light Lat :** 52°24'50"N **Lon :** 11°50'34"E **Alt :** 37 m  
**From :** Sunrise **To :** Sunset **Using :** Clock Time **Years :** 1996 to 2000  
**Information :** Percentage of Known, Derived, Missing and Night data (%)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
<b>Known</b>	78	84	87	82	78	76	78	82	86	84	79	75	81
<b>Derived</b>	22	16	13	18	22	24	22	18	14	15	21	25	19
<b>Missing</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
<b>Night</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**S@tel-Light Lat :** 52°24'50"N **Lon :** 11°50'34"E **Alt :** 37 m  
**From :** Sunrise **To :** Sunset **Using :** Clock Time **Years :** 1996 to 2000  
**Parameter :** Global Horizontal Irradiance  
**Information :** Monthly Mean of daily sums (Wh/m2)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
<b>Mean</b>	741	1313	2320	3876	5001	5297	4698	4415	3076	1695	900	589	2834

## Incident global irradiation for the chosen location

Location: 52°24'50" North, 11°50'34" East, Elevation: 39 m a.s.l.,

Optimal inclination angle is: 37 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

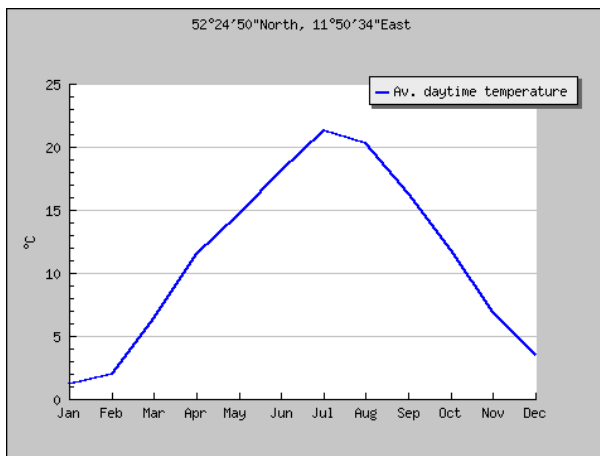
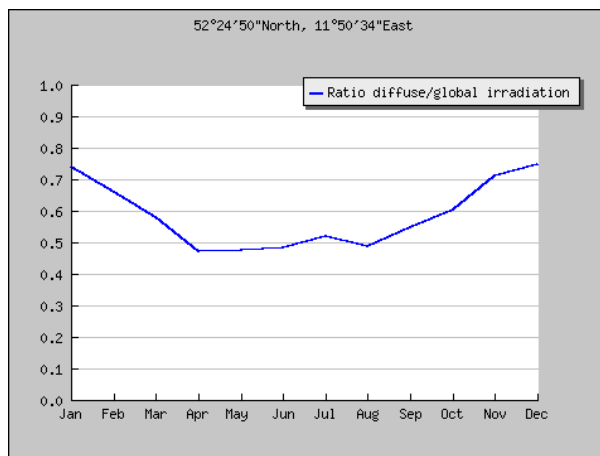
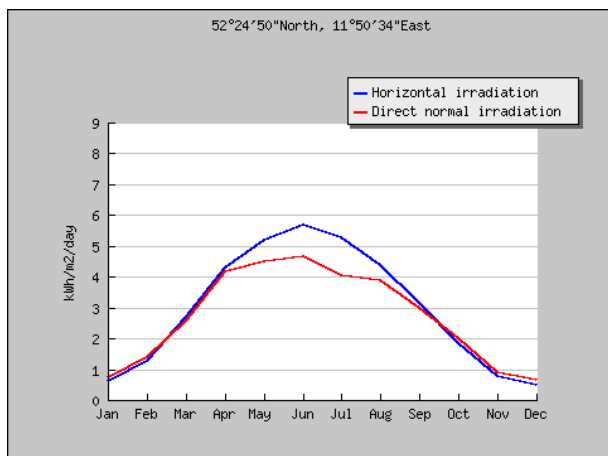
Month	Hh	DNI	D/G	TD
Jan	615	731	0.74	1.2
Feb	1280	1380	0.66	2.0
Mar	2700	2580	0.58	6.4
Apr	4310	4190	0.47	11.5
May	5200	4480	0.47	14.7
Jun	5700	4680	0.48	18.1
Jul	5270	4060	0.52	21.3
Aug	4380	3880	0.49	20.3
Sep	3170	2970	0.55	16.3
Oct	1850	2000	0.61	11.8
Nov	790	914	0.71	6.9
Dec	493	639	0.75	3.5
Year	2990	2710	0.53	11.2

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)

DNI: Direct normal irradiation (Wh/m<sup>2</sup>/day)

D/G: Ratio of diffuse to global irradiation (-)

TD: Average daytime temperature (°C)



PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.