

Studiengang Sustainable Energy Competence (SENCE)

Modul 2.2

**Kurzfassung der
Ersten Studienarbeit**

**„PV-Potentialanalyse des
Hochschulcampus der HFT-Stuttgart“**

Studiengang: Masterstudiengang SENCE
Hochschule: Hochschule für Technik Stuttgart
Modul: Modul 2.2:
Studienarbeit 1
Vorgelegt von: Martin Heilemann



Inhalt

1	Kurzfassung.....	1
2	Analyse der Solarstrahlungsdatensätze.....	2
3	Flächenanalyse.....	3
4	Simulation.....	4
5	PV-Potential.....	4
6	Gegenüberstellung des PV-Ertrags mit dem Stromverbrauch der HFT-Stuttgart	5
7	Amortisation.....	5
8	Anhang.....	6

1 Kurzfassung

Der Begriff Nachhaltigkeit ist heutzutage in aller Munde. So hat sich die Hochschule für Technik-Stuttgart das Ziel gesetzt zum klimaneutralen Innenstadtcampus zu werden. Das Vorhaben Klimaneutralität bedeutet in diesem Fall, dass die Hochschule effizienter mit ihren Ressourcen umgehen möchte. Aus diesem Grund wird untersucht wie viel Potential zur regenerativen Energieversorgung der Hochschulcampus aufweist.

Im Zuge dieser Studienarbeit soll das PV-Potential der Hochschule und dem Parkhaus-Hofdienergarage untersucht werden. Das PV-Potential eines Standortes hängt unter anderem von der örtlichen solaren Einstrahlung ab. Zur Bestimmung des PV-Potentials werden standortbezogene Wetterdaten benötigt. Diese Datensätze können zum Beispiel vom Deutschen Wetterdienst, von anderen Dienstleistern oder von Betreibern einer privaten Wetterstation bezogen werden. Da die Hochschule selbst Betreiber einer Wetterstation ist und seit dem Jahr 2008 Diffus- und Global-strahlungsmessungen durchführt, können für diese Untersuchung die eigenen Datensätze verwendet werden.

Die Wetterdaten der HFT-Wetterstation sind vereinzelt fehlerbehaftet, daher werden im ersten Teil dieser Arbeit eine Datenanalyse, eine Messfehlerbehebung und eine Validierung der Messergebnisse durchgeführt. Durch eine Untersuchung der Dachflächen ist als nächstes festzustellen wie viel Fläche für eine PV-Anlage zur Verfügung steht. Im Anschluss daran wird mit dem Simulationsprogramm INSEL der PV-Ertrag der Hochschule ermittelt.

Zum Abschluss wird aus den Simulationsergebnissen das PV-Potential gebildet und eine Kosten und Amortisationsbetrachtung durchgeführt.

Anhand davon kann sich der Leser einen Überblick verschaffen, ob der Hochschulcampus zur PV-Stromproduktion geeignet ist und ob es Sinn macht ein weiteres Projekt zur Detailplanung einer PV-Anlage durchzuführen.

2 Analyse der Solarstrahlungsdatensätze

Bei den analysierten Wetterdaten handelt es sich um Stundenwerte der Global- und Diffusstrahlung. Durch die Analyse wurden 4 verschiedene Fehlerarten in den Wetterdatensätze festgestellt.

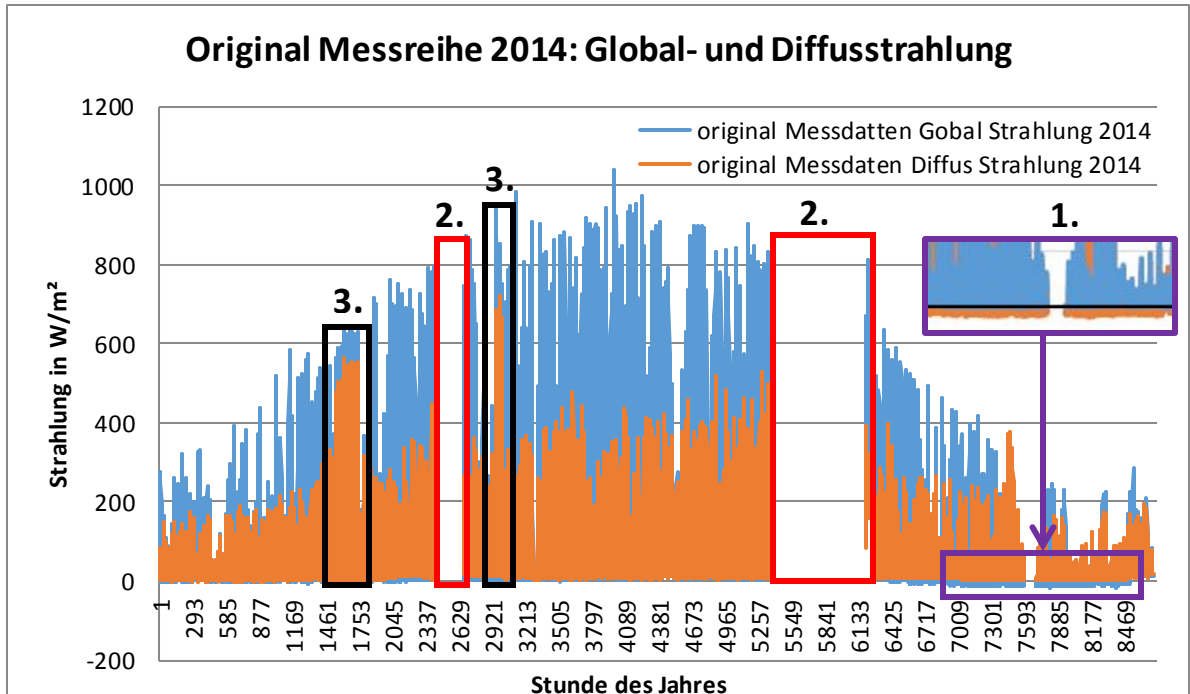


Diagramm 1: Original Messreihe 2014: Global- und Diffusstrahlung .

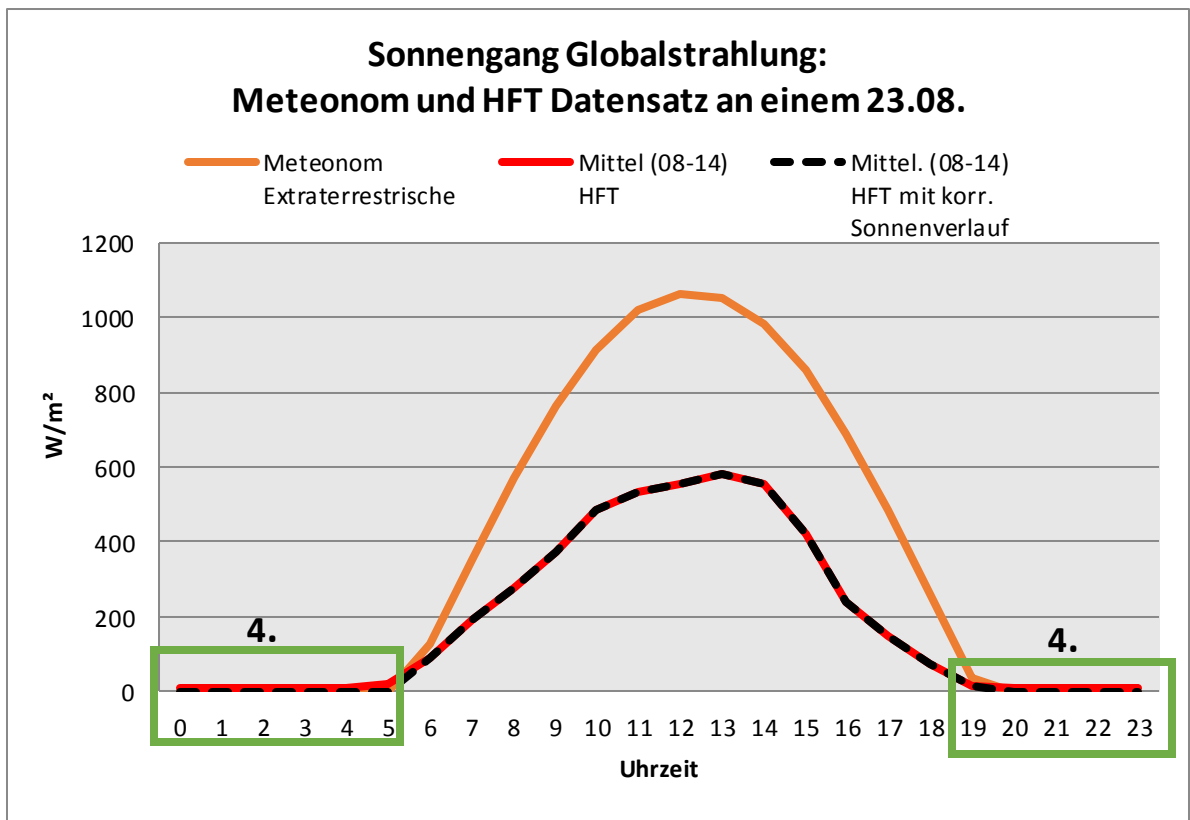


Diagramm 2: Sonnengang Globalstrahlung: Meteonom und HFT Datensatz an einem 23.08..

- Fehlerquelle 1: Ein systematischer Fehler, bei dem die Wetterstation wärmer als die Umgebung ist und dadurch negative Messwerte aufzeichnet. Diese Messwerte wurden auf 0 W/m^2 gesetzt.
- Fehlerquelle 2: Ein Bedienungsfehler, bei dem durch einen Ausfall der Anlage Messlücken in den Datensätzen erzeugt wurden. Um in diese Messlücken Durchschnittswerten einsetzen zu können, wurde ermittelt wie viel Strahlung in den jeweiligen Jahren durch Datenausfälle nicht aufgezeichnet wurde. Im nächsten Schritt wurde diese Strahlung auf jeden fehlenden Stundenwert der Messlücke anteilig aufgeteilt.¹
- Fehlerquelle 3: Ein Bedienungsfehler, bei dem der Schattenring das Pyranometer nicht vollständig verschattet. Dadurch wird nicht ausschließlich Diffusstrahlung sondern zusätzlich Direktstrahlung gemessen. Dieser Fehler konnte im Umfang dieser Studienarbeit nicht behoben werden. Die Fehlerwerte sollen durch Simulationswerte aus einem für den Raum Stuttgart passenden Diffusstrahlungsmodell ersetzt werden. Um zu erkennen an welchem Messpunkt ein Fehler vorliegt, soll der prozentuale Anteil der Diffus- an der Globalstrahlung zwischen Simulationswerte (simuliert aus originalen Globalstrahlungsmessungen der Wetterstation) mit den originalen Messwerten verglichen werden. Überschreitet die Abweichung einen gewissen Grenzwert, soll der Diffusstrahlungswert durch einen simulierten Wert ersetzt werden.²
- Fehlerquelle 4: Ein systematischer und Bedienungsfehler. Durch Fehlerquelle 1 und 2 waren die Sonnenstunden also der Sonnenaufgang und –untergang fehlerhaft. Anhand des Datensatzes zur extraterrestrischen Strahlung aus INSEL wurden alle Messwerte angeglichen. Beim Angleichen wurden alle Messwerte auf 0 W/m^2 gesetzt, wenn die Simulationsdaten von INSEL auch 0 W/m^2 betragen.

Bei der Validierung der Wetterdaten gegenüber den in INSEL simulierten Werten ist der Datensatz der Globalstrahlung als plausibel zu bewerten. Die Diffus- und Direktstrahlungsdatensätze hingegen weisen große Abweichungen auf. Diese Abweichungen sind darauf zurückzuführen, dass Fehlerquelle 3 noch nicht behoben wurde und dass in dieser Arbeit nicht untersucht wurde welches Diffusstrahlungsmodell zum Simulieren geeigneter Vergleichswerte für den Raum Stuttgart geeignet ist.

3 Flächenanalyse

Die Flächenanalyse ergab, dass der HFT-Stuttgart rund 8.300 m^2 Kollektorfläche zur Verfügung stehen. Die allgemeinen Dachflächen wurden über SketchUp ermittelt und mit einem Flächennutzungsgrad von 36% für Flachdächer, 75% für Satteldächer, 40% für Fassaden verrechnet.

¹ Formeln zu Fehlerquelle 2 siehe Anhang

² Formeln zu Fehlerquelle 3 siehe Anhang

4 Simulation

Zur Berechnung des PV-Ertrags des Hochschulcampus der HFT-Stuttgart wurde das Simulationsprogramm INSEL eingesetzt. Da es sich bei dieser Studienarbeit um eine PV-Potentialanalyse handelt und nicht um eine detaillierte Auslegung einer PV-Anlage, wurden folgende Vereinfachungen getroffen:

- Alle Module sind in Serie geschaltet.
- Die Wechselrichterleistung entspricht der der Kollektorfläche
- Es wurde kein spezifischer Wechselrichter gewählt
- Es wurden keine Leistungsverluste in den Leitungen und technischen Anlagen berücksichtigt
- Zur Simulation wurden die eigenen korrigierten Datensätze verwendet.

5 PV-Potential

Das PV-Potential des Hochschulcampus lag im ertragsschwächsten Jahr 2010 bei 826 kWh/kWp. Damit liegt es unter dem deutschen Durchschnitt von 924 kWh/kWp. Durch das Entfernen aller Dachflächen mit einem Energieertrag unter 850 kWh/kWp liegen alle Jahre über dem deutschen Durchschnitt. Im ertragsschwachen Jahr 2010 liegt der Energieertrag bei 960 kWh/kWp, im ertragsstarken Jahr 2011 bei 1.123 kWh/kWp und für den gemittelten Datensatz bei 1.116 kWh/kWp. Die Energieerträge der 8 Vergleichsanlagen im Raum Stuttgart bewegen sich zwischen 850 und 1.010 kWh/kWp. Somit schneidet der Hochschulcampus mit dem gemittelten Datensatz im Vergleich zu anderen PV-Anlagen überdurchschnittlich gut ab.

$$kWh/kWp = P_G / P_{p,G}$$

$P_{p,G}$: Nennleistung der Anlage

P_G : Jahresleistung der Anlage

kWh/kWp : Energieertrag pro Jahr der Anlage

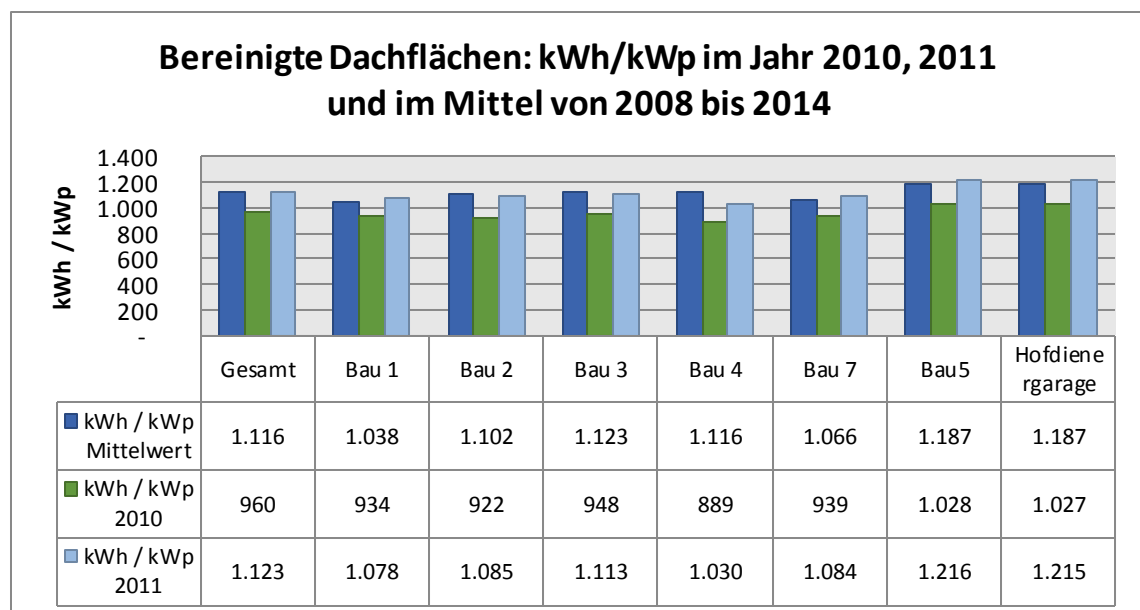


Diagramm 3: Bereinigte Dachflächen: kWh/kWp im Jahr 2010, 2011

6 Gegenüberstellung des PV-Ertrags mit dem Stromverbrauch der HFT-Stuttgart

In einer bilanziellen ganzjährigen Gegenüberstellung des PV-Ertrags mit dem Ist-Stromverbrauch der HFT-Stuttgart könnte eine 100%ige Eigennutzung gewährleistet werden. Da die Photovoltaik zu den volatilen Energieträgern zählt, ist diese Betrachtung nicht sinnvoll. Bei einer monatlichen Gegenüberstellung in den Sommermonaten und der von einzelnen Tagesganglinien wird deutlich, dass der PV-Ertrag stellenweise höher als der Stromverbrauch ist. Somit wäre eine 100%ige Eigennutzung des PV-Ertrags nicht realisierbar.

Da es sich bei der Hochschule um eine öffentliche Institution handelt, ist es theoretisch möglich öffentliche Gebäude in der näheren Umgebung mitzuversorgen, wenn der 100%ige Eigenverbrauch durch die Hochschule nicht gewährleistet werden kann. Unter den öffentlichen Gebäuden befinden sich Großverbraucher wie das Katharinenhospital, die Universität und das Lindenmuseum mit deren Strombedarf die Ertragsspitzen mit Sicherheit kompensiert werden können. Um hier eine fundierte Aussage treffen zu können muss der Stromverbrauch der Hochschule und der benachbarten Institutionen im Tagesgang untersucht werden.

7 Amortisation

Die Kosten einer PV-Anlage sind von ihrer Nennleistung abhängig. Je größer die Anlage desto günstiger wird der Preis je kWp. Bei der Amortisation hängt es von der Investitionssumme ab. Folgendes Ranking bezieht sich auf die Amortisationszeiträume der PV-Anlage. Es handelt sich hier um eine Variante für die die ungeeigneten Dachflächen³ aus der Betrachtung entfernt wurden.

- Platz 1: 100% Eigennutzung mit 4 Jahre
- Platz 2: 60% Eigennutzung und 40% Netzeinspeisung mit 5,2 Jahre
- Platz 3: 100% Netzeinspeisung mit 10,1 Jahre

Hieraus wird der Schluss gefasst, dass die Hochschule eine 100%ige Eigennutzung anstreben sollte, um die Zeit bis zur Amortisation zu verringern und Stromkosten zu sparen.

³ Dies betrifft die Flächen mit einer Energieleistung unter 850 kWh/kWp.

8 Anhang

Formeln Fehlerquelle 2:

Formel	Kurzform	Erläuterung	Erklärung	Implementierung in Excell
$\tilde{E}_{(n)} = \frac{\sum_1^l E_l}{m - k}$	a	Jahr	Stundenmittelwertbildung aus den vorhandenen Datensätzen	
	n	Stunde des Jahres (1 - 8760)		
	m	Anzahl der Jahre		
$f = \frac{\tilde{E}_{(n)}}{\sum \tilde{P}_{(n)}}$	k	Anzahl der Jahre ohne Messwerte	Anteil des Stundenmittelwertes an der Summe aller Stundenmittelwerte	
	l	Anzahl der Jahre mit Messwerten		
	f	Anteil		
$E_1 = \frac{\sum E}{1 - f_i}$	f_i	Summe der f mit fehlerhaften Messwerten	Die zu erwartende Solarstrahlung.	
	f_x	f zur Stunde mit fehlerhaften Messwerten		
	$\tilde{E}_{(n)}$	Zu erwartende mittlere Leistung		
$E_2 = E_1 * f_x$	E	Strahlung des vorhandenen Jahres	Stundenwert der Leistung bei fehlerhafter Messung	WENN die gemessenen Daten fehlerhaft sind, berechne E ₂ . sonst verwende E
	E ₁	Summe der korrigierten Leistung		
	E ₂	Theoretische Leistung zur Stunde mit fehlerhaften Messwerten		

Formeln Fehlerquelle 3:

Bei einer Differenzierung der Globalstrahlung in ihren direkten und diffusen Strahlungsanteil, ohne das Messwerte einer dieser Anteile vorliegen, können diese über statistische Zusammenhänge ermittelt werden (vgl. hierzu und zu Folgendem Quelle [1], S. 65 ff.). Aus Stundenwerten der Globalstrahlung $E_{G,hor}$ der Sonnenhöhe $sin\gamma_s$ sowie der Solarkonstante E_0 wird der Faktor K_T gebildet werden.

Formel 1: Bestimmung des K_T Wertes (Quelle [1], Seite 67).

$$K_T = \frac{E_{G,hor}}{E_0 * sin\gamma_s}$$

$E_{G,hor}$	Globalstrahlung
K_T	Faktor zur statistischen Ermittlung der Diffusstrahlung
E_0	Solarkonstante
$sin\gamma_s$	Sonnenhöhe
$E_{diff,hor}$	Horizontale Diffusstrahlung

Mithilfe dieses Faktors kann aus der Globalstrahlung $E_{G,hor}$ und der Sonnenhöhe $sin\gamma_s$ die Diffusstrahlung $E_{diff,hor}$ bestimmt werden. Je nach Modell unterscheidet sich der Anteil der Diffusstrahlung. Folgende Gleichung zeigt das Diffusstrahlungsmodell nach Reindl, D.T.; Beckmann und W.W. Duffie.

$$E_{diff,hor} = E_{G,hor} * (1,020 - 0,254 * K_T + 0,0123 * sin\gamma_s) \quad | \text{für } K_T \leq 0,3$$

$$E_{diff,hor} = E_{G,hor} * (1,400 - 1,749 * K_T + 0,177 * sin\gamma_s) \quad | \text{für } 0,3 < K_T < 0,78$$

$$E_{diff,hor} = E_{G,hor} * (0,486 * K_T + 0,182 * sin\gamma_s) \quad | \text{für } K_T \geq 0,78$$

Formel 2: Diffusstrahlungsmodell nach Reindl, D.T.; Beckmann, W.W. Duffie (Quelle: [1], Seite 68).

Literaturangaben

[1] Volker Quaschnig: Regenerative Energiesysteme, m. DVD-ROM. [S.I.]: Hanser Fachbuchverlag 2011