

Monitoring der PV-Anlage Zwentendorf – Wirkungsgradanalyse der Umwandlungskette

- Langfassung -

Christoph GROISS / Wolfgang GAWLIK

Technische Universität Wien

Gußhausstraße 25/370-1, Österreich, 1040 Wien

Tel: +43 1 58801 370126; Fax: +43 1 58801 370199

christoph.groiss@tuwien.ac.at; wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at

www.ea.tuwien.ac.at

1. Einleitung

Im Juni 2009 wurde am Gelände des nie in Betrieb gegangenen Kernkraftwerks Zwentendorf eine Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von 214 kWp installiert.

Das Messsystem zeichnet seit Juni 2010 durchgehend Daten auf. Die Module sind hierbei an verschiedenen Positionen mit unterschiedlichen Ausrichtungen montiert. Auf dem Freifeld sind neben südorientierten Modulgruppen zwei nachgeführte Systeme installiert. Am Reaktor sind Fassadenmodule mit Ausrichtungen nach Süd-Ost, Süd-West und Nord-West sowie eine südorientierte Aufdachanlage montiert.

Ziel der Untersuchung ist es, die beobachteten Einspeiseverläufe der verschiedenen Modulgruppen nachvollziehen zu können. Dieses Paper widmet sich speziell der Modellierung der vollständigen Umwandlungskette vom solaren Dargebot bis hin zur Einspeisung der Anlage in das öffentliche Netz. Mit Hilfe der im Februar 2011 installierten richtungsabhängigen Strahlungsmessung kann die Einstrahlung in eine beliebig geneigte Ebene berechnet werden. Über Messung der Umgebungs- und Modultemperatur wird die Effizienz der Photovoltaikmodule bestimmt. Verschaltungs- und Verkabelungsverluste sowie Verluste im Wechselrichter werden über Messungen an der Gleich- und Wechselspannungsseite angezeigt.

Neben der Gesamt-Performance-Ratio stellen die einzelnen auftretenden Verlustfaktoren für unterschiedlich ausgerichtete Module das Ergebnis der hier durchgeführten Untersuchung dar.

2. Daten der Anlage

Die Modul- und Wechselrichterleistungen der Anlage in Zwentendorf sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Modulleistungen sind die Nennleistung unter Standard-Testbedingungen (STC). Für Wechselrichter sind die Nennleistungen der Eingangsseite (DC) und der Ausgangsseite (AC) angegeben.

Tabelle 1: Modul- und Wechselrichterleistungen der PV-Anlage Zwentendorf [1]

	Modul- Leistung	DC- Leistung	AC- Leistung
Freifeld	159 kWp	155 kW	146 kW
Reaktor	55 kWp	46 kW	44 kW
Gesamt	214 kWp	201 kW	190 kW

In Abbildung 1 sind die Modulgruppen am Freifeld (linkes Teilbild) und am Reaktor (rechtes Teilbild) dargestellt. Je Wechselrichter sind zwischen 3 und 5 Strings zu je 11 bis 14 polykristalline Module verschaltet. Die Anlagen am Freifeld sind südorientiert mit einem Anstellwinkel von 30°. Weiters befinden sich am Freifeld zwei Nachführsystem, welche astronomisch zweiachsig nachgeführt sind. [1]

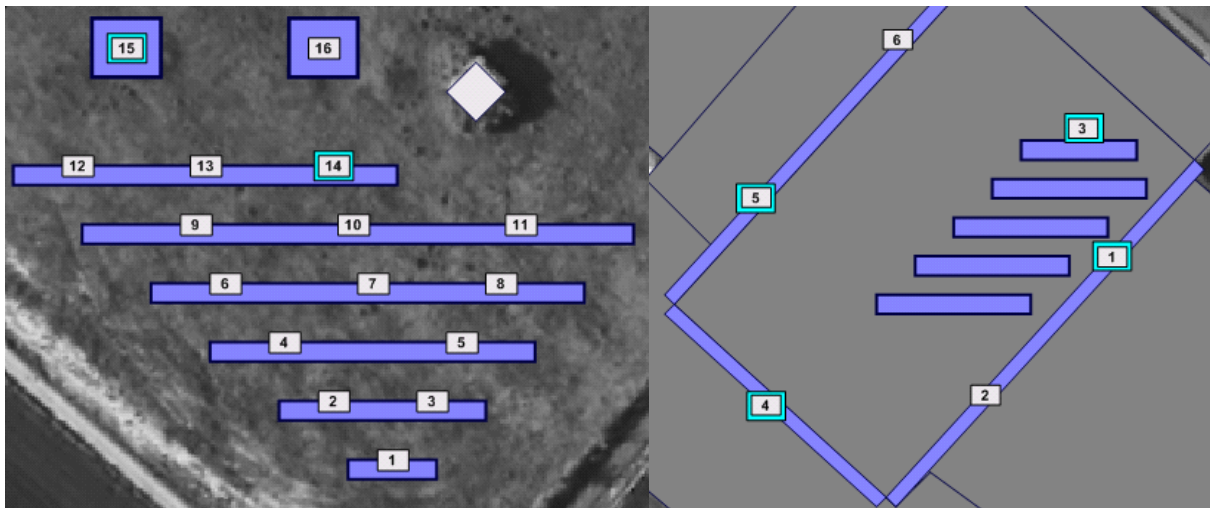


Abbildung 1: Modulgruppen am Freifeld (links) und am Reaktorgebäude (rechts), Quelle: EVN AG

Im rechten Teil von Abbildung 1 sind die Modulgruppen am Reaktorgebäude dargestellt. Die Fassadenmodulgruppen mit einem Anstellwinkel von 90° sind exakt nach Südwest, Südost bzw. Nordwest orientiert. Weiters befinden sich auf dem Reaktordach 30° aufgeständerte Modulgruppen mit Süd-Orientierung.

3. Messsystem

Die Photovoltaikanlage in Zwentendorf besteht aus 22 Wechselrichtern. Diese Geräte verfügen intern über eine Messung der relevanten elektrischen Kenngrößen. Hierbei ist vor allem auf die Leistungsmessung sowohl auf der Gleichspannungsseite (Eingang - Module) als auch Wechselspannungsseite (Ausgang – Netzanschluss) für die weitere Untersuchung von Relevanz.

Für sechs dieser Wechselrichter steht zum Vergleich eine externe Messung zur Verfügung. Die ausgewählten Wechselrichter sind in Abbildung 1 mit einer farbigen

Umrandung gekennzeichnet. Je unterschiedlich ausgerichteter Modulgruppe wird somit ein Wechselrichter detailliert gemessen. Diese Modulgruppen weisen zusätzlich je einen Temperatursensor auf der Modulrückseite auf.

Die Umgebungsbedingungen werden mit einer Wettermessstation erfasst. Diese misst unter anderem Globalstrahlung, Niederschlag, Temperatur und Windgeschwindigkeit. Seit März 2011 wird die Messung der Globalstrahlung um vier weitere Globalstrahlungsmesssensoren am Reaktordach ergänzt (siehe Abbildung 2). Mit diesen Sensoren kann die richtungsabhängige Einstrahlung berechnet werden.



Abbildung 2: Richtungsabhängige Einstrahlungsmessung mit Sensor nach Osten, Süden, Westen sowie einen horizontalen Sensor [2]

Zwei Kameras nehmen automatisiert Bilder der Anlage auf, um so Umwelteinflüsse manuell beurteilen zu können (z.B. Schneebedeckung). Je nach Messsystem liegt die zeitliche Auflösung im Bereich von 1s bis 10s. [1]

Das Messsystem weist im einjährigen Betrachtungszeitraum eine Datenverfügbarkeit von rund 97% auf. Bezüglich des Ertragsvergleichs wurden sowohl die externen Messgeräte, welche Ein- und Ausgang der Wechselrichter messen, die Daten der Wechselrichter selbst als auch die Einspeisezähler verglichen. Die unterschiedlichen Messungen weisen bezüglich der Jahres- und Monatserträge eine Differenz von etwa 1,3% auf. [1]

4. Modellierung der Umwandlungskette

In diesem Kapitel soll die vollständige Umwandlungskette der Photovoltaikanlage modelliert werden. Die Berechnung der Photovoltaikanlage beginnt mit dem verfügbaren natürlichen Dargebot der Globalstrahlung. In einem ersten Schritt wird daraus die Einstrahlung in die Modulebene berechnet. Im Modul selbst treten Umwandlungsverluste auf (DC- Verluste). Die Gleichspannungs-Ausgangsleistung der Module wird über Wechselrichter in eine Wechselspannung umgewandelt. Nach dieser verlustbehafteten Umwandlung wird der endgültige Ertrag der

Photovoltaikanlage am Ausgang gemessen. Abbildung 3 zeigt die beschriebene Umwandlungskette der Photovoltaikanlage.

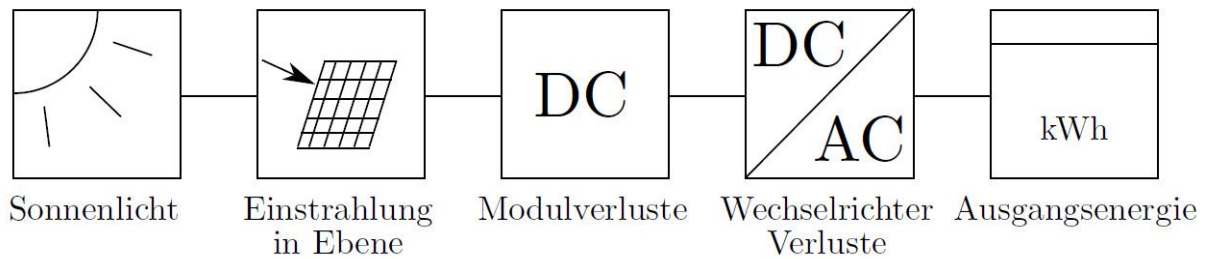


Abbildung 3: : Modellierung einer Photovoltaikanlage [2]

4.1 Strahlungskomponenten

Das Sonnenlicht, welches auf der Erdoberfläche beobachtet werden kann, setzt sich aus mehreren Strahlungskomponenten zusammen. Daher kann die gemessene Strahlung in eine horizontale Ebene nicht direkt durch Winkelbeziehungen in eine andere Ebene umgerechnet werden. Es wird zunächst ein Strahlungsmodell benötigt, um die einzelnen Komponenten zu bestimmen.

In Abbildung 4 ist die Einstrahlung auf die geneigte Fläche in Form des „Dreikomponentenmodells“ dargestellt. [3] Die Gesamtstrahlung G_G setzt sich aus den drei Komponenten: Direkte Strahlung G_B , diffuse Strahlung G_D und vom Erdboden reflektierte Strahlung G_R zusammen.

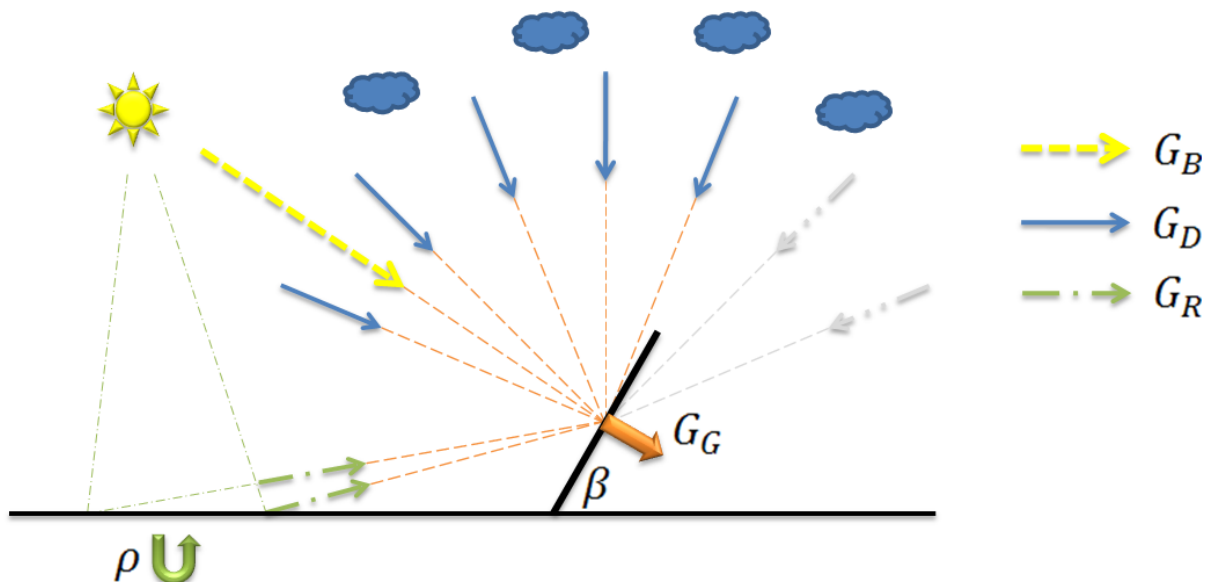


Abbildung 4: Zusammensetzung der Einstrahlung G_G auf eine geneigte Fläche Quelle: erstellt nach [3]

Die Bestrahlungsstärke der direkten Strahlung kann durch Neigen einer Fläche erhöht werden. Entscheidend ist dabei der Einfallswinkel. Dieser wird durch die

Sonnenhöhe h_r und den Neigungswinkel β bestimmt (siehe Abbildung 4). Um den Ertrag der direkten Strahlung zu maximieren, muss die geneigte Fläche so ausgerichtet sein, dass sie normal zur Einstrahlrichtung der direkten Strahlung ist.

Die Diffusstrahlung ist unabhängig von der Richtung. Daher kann diese Einstrahlung in Form einer Halbkugel modelliert werden. Aus Abbildung 4 ist ersichtlich, dass der Ertrag der diffusen Strahlung maximiert werden kann, indem der Anstellwinkel β der geneigten Fläche 0 ist. Nur in diesem Fall trifft die komplette diffuse Strahlung auf die betrachtete Fläche.

Ein Teil der einfallenden Strahlung G wird vom Erdboden reflektiert. Dabei wird eine diffuse Reflexion angenommen. Dies bedeutet, dass die einfallende Strahlung in alle Richtungen gleichmäßig reflektiert wird. Für die jeweilige Beschaffenheit des Erdbodens wird ein Reflexionsfaktor angenommen, der den Zusammenhang zwischen der globalen Bestrahlungsstärke G auf der Horizontalebene und der vom Erdboden reflektierten Bestrahlungsstärke herstellt

4.2 Einstrahlungsberechnung

Sind die Anteile der direkten Strahlung G_B und diffusen Strahlung G_D in die horizontale Ebene sowie der Reflexionsfaktor bekannt, so kann die Einstrahlung in eine beliebig geneigte Ebene berechnet werden. Im Normalfall stehen diese beiden Werte jedoch nicht direkt als Messwerte zur Verfügung.

Eine Abhilfe bietet hierfür ein Diffusstrahlmodell. Die gemessene Strahlung auf die horizontale Oberfläche G setzt sich aus der Direktstrahlung G_B und der Diffusstrahlung G_D mit $G = G_B + G_D$ zusammen. Mit einem Diffusstrahlmodell werden nun die beiden Strahlungsanteile der Direkt- und Diffusstrahlung aus dem gemessenen Summenwert abgeschätzt. Dies beruht auf dem Vergleich der tatsächlich gemessenen Strahlung mit der bei wolkenfreiem Himmel maximal erzielbaren Strahlung zum jeweiligen Betrachtungszeitpunkt. Mit Hilfe dieser Relation kann auf den Bewölkungsgrad und damit auf den Diffusanteil rückgeschlossen werden.

Neben der Ungenauigkeit, dass die Strahlungsanteile mit Hilfe des Diffusstrahlmodells nur abgeschätzt werden können, weist diese Methode noch einen zweiten Nachteil auf. Wird ein einzelner horizontaler Messsensor verwendet, so wirkt sich dessen Fehler unvermindert auf das Endergebnis auf. Gerade ein horizontaler Sensor ist am stärksten von Umwelteinflüssen (z.B.: Verschmutzung, Schneebedeckung) betroffen.

Um den Diffusanteil messen und nicht nur abschätzen zu können, wurde in Zwentendorf ein „Messwürfel“ zur Bestimmung der Einstrahlung installiert. Die

Messsensoren sind mit 90° Neigung nach Osten, Süden und Westen gerichtet. Der vierte Sensor stellt eine horizontal montierte Einstrahlungsmessung dar. Anhand dieser (überbestimmten) Messung können nun die beiden Strahlungsanteile berechnet werden.

Die in weiterer Folge verwendete „redundante Einstrahlungsberechnung“ beruht auf einem Optimierungsverfahren. Dieses passt die beiden unbekannt Variablen G_B und G_D so an, dass die daraus resultierende berechnete Einstrahlung auf die vier Strahlungssensoren möglichst gut zu den aufgenommenen Messwerten passt.

Ziel hierbei ist es, die Summe der quadratischen Fehler zu minimieren (LMS). Nach Abschluss der Optimierung liegen die Werte für Direktstrahlung G_B und Diffusstrahlung G_D in jener Form vor, sodass sie bestmöglich zu den beobachteten Werten passen. Der Vorteil dieser Methode liegt darin, dass die zwei unbekannt Werte nun aus vier Messungen redundant berechnet werden. Ungenauigkeiten bei flach einfallender Strahlung („Winkerverluste“) stellen hier kein Problem dar, da nicht alle vier Sensoren gleichzeitig betroffen sein können.

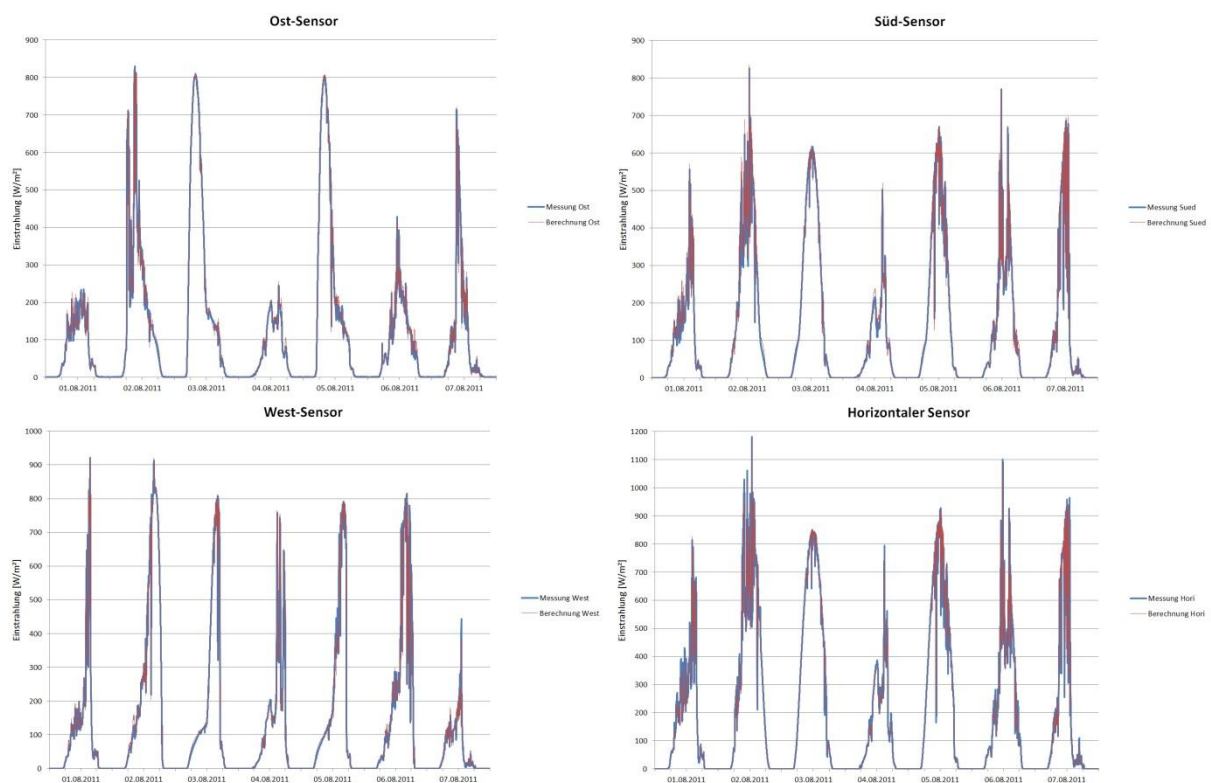


Abbildung 5: Berechneter und gemessener Einstrahlungsverlauf bei „redundanten Berechnung

Abbildung 5 zeigt den berechneten (rot) und gemessenen (blau) Einstrahlungsverlauf der vier Messsensoren für das redundante Berechnungsverfahren, welches auf der gleichzeitigen Einbeziehung aller vier Messsensoren beruht. In der Abbildung ist eine sehr gute Übereinstimmung der

beiden Verläufe zu erkennen. Bei keinem der Sensoren tritt eine systematische bzw. größere Abweichung in dem dargestellten Zeitraum auf. Die Korrelation beträgt für jeden der 4 Sensoren $r = 0,999$ für den dargestellten Zeitraum. Mit dem zuvor beschriebenen Diffusstrahlmodell wurde im Mittel eine Korrelation von $r = 0,97$ erzielt.

Mit Hilfe des dargestellten Optimierungsansatzes wurde für jede Sekunde im Betrachtungsjahr der Direkt- und Diffusanteil der Strahlung berechnet. In weiterer Folge wurden hieraus die Einstrahlungswerte in die verschiedenen ausgerichteten Modulebenen zu jedem Zeitpunkt ermittelt.

4.3 Abschattung und Schneebedeckung

Die zuvor beschriebene Einstrahlung auf die Module wird um Abschattungseffekte und Schneebedeckung verringert. Am Freifeld liegt in den Morgenstunden ein Schattenwurf durch den Abluftkamin des Kernkraftwerks sowie durch das Reaktorgebäude selbst vor.

Hierfür wurde ein Schattenmodell erstellt, welches in Abhängigkeit des Azimuts und der Sonnenhöhe für die jeweilige Modulgruppe am Freifeld berechnet, ob eine Verschattung vorliegt oder nicht. Wenn ja, so wird dadurch die direkte Einstrahlung blockiert.

Die Schneebedeckung der Module und der Strahlungssensoren wird nicht direkt von einer Messung erfasst. Eine geschlossene Schneedecke verringert die Einspeisung der Photovoltaikanlagen enorm. Je nach Modulausrichtung kann diese jedoch sehr unterschiedlich ausfallen.

In Abbildung 6 sind die Aufnahmen der Module am Freifeld sowie Reaktordach dargestellt. Beide Aufnahmen stammen vom 13. Februar 2012 um ca. 11:35 Uhr. Beide Module weisen mit 30° den gleichen Anstellwinkel auf. Die Module am Freifeld sind zu einem großen Teil von Schnee bedeckt, während zeitgleich die Module am Reaktordach weitgehend schneefrei sind. Die Wettermessstation weist zu diesem Zeitpunkt eine Windgeschwindigkeit von rund 4 m/s am Boden auf. Auch die teilweise stark verwackelten Aufnahmen der Kamera am Reaktordach deuten auf hohe Windgeschwindigkeiten hin, welche das Abschmelzen des Schnees speziell am Reaktordach beschleunigt haben könnte. Dieses Beispiel zeigt jedenfalls, dass neben dem Anstellwinkel noch weitere Einflussfaktoren existieren, welche eine unterschiedliche Schneebedeckung der Module hervorrufen können.



Abbildung 6: Schneebedeckung der Freifeldmodule bei gleichzeitig weitestgehend schneefreien Modulen am Reaktordach am 13.02.2012 um 11:35

Ob eine geschlossene Schneedecke vorliegt, kann anhand des „Messwürfels“ festgestellt werden. Bei dessen Anordnung ist nur das horizontale nicht aber die vertikalen Module betroffen. Im Modell wird so für jeden Zeitpunkt bestimmt, ob eine Schneebedeckung vorliegt. Wenn ja so wird der Algorithmus zur Berechnung der Einstrahlung geändert. Anstelle den Direkt- und Diffusanteil über alle vier Sensoren zu bestimmen, erfolgt dies nun nur noch über die drei senkrechten Sensoren, welche nicht von der Schneebedeckung betroffen sein sollten. Die Genauigkeit der Einstrahlungsberechnung verringert sich dadurch für diesen Zeitbereich ein wenig.

In der Modellierung der Einstrahlung wird vereinfachend der Strahlungsertrag für alle Module mit 30° Anstellwinkel, sowie den beiden Trackern auf Null gesetzt. Für die senkrecht montierten Fassadenmodule hingegen wird der unbeeinflusste Strahlungsertrag in Phasen der Schneebedeckung angenommen.

4.4 Modellierung der Module und Wechselrichter

Ein wichtiger Punkt bei der Berechnung der Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen ist die temperaturbedingte Minderleistung. Umso höher die Modultemperatur, umso geringer ist der Wirkungsgrad der Module. Die in Zwentendorf verwendeten Module weisen laut Datenblatt einen Temperaturkoeffizienten von $-0,41\%/^{\circ}\text{C}$ bis $-0,38\%/^{\circ}\text{C}$ je nach konkreter Leistung der Module auf. Im Weiteren wird ein durchgehender Wert von $-0,40\%/^{\circ}\text{C}$ angenommen.

Dieser Koeffizient beschreibt, um wie viel Prozent pro Grad Celsius die Leistung der Module im MPP-Punkt abnimmt. Wie zuvor beschrieben ist der Bezugspunkt hierfür die Modultemperatur unter STC-Bedingungen von 25°C . Der Effekt gilt auch für tiefere Temperaturen. Somit steigt die Leistung der Photovoltaikmodule bei geringeren Temperaturen als 25°C über die Nennleistung hinaus.

Ausgehend von der zuvor bestimmten Modulleistung unter „idealen“ Bedingungen (AM 1,5 bei 25°C) berechnet sich die temperaturkorrigierte Modulleistung zu:

$$P_{M,kT} = P_{M,ideal} * (1 + (-0,40 \text{ \%/}^\circ\text{C}) * (t_{Modul} - 25^\circ\text{C}))$$

Die Modultemperatur wird in Zwentendorf an 6 Orten bestimmt. Je unterschiedlich ausgerichteter Modulgruppe existiert somit eine Messung.

Neben den beiden zuvor beschriebenen Effekten der Korrekturfaktoren gibt es weitere bekannte Verluste, welche im Folgenden näher beschrieben werden sollen. Die Minderleistung der Module gegenüber den Nennwerten sollte hier zu vernachlässigen sein, da jedes einzelne Modul vermessen wurde und diese Werte als STC-Leistungen angegeben sind.

Winkelabhängige Einstrahlungsverluste wurden bei der Berechnung des korrigierten Inprodukts aus Flächennormale und Einstrahlungsrichtung bereits berücksichtigt. Dieser Effekt beschreibt, dass die Effektive Strahlung auf das Modul (z.B. durch Glasreflexionsverluste) für flache Einstrahlungswinkel sinkt.

Ein Korrekturfaktor für den spektralen Mismatch zwischen Einstrahlungsmessung und Modul sollte in Zwentendorf nicht notwendig sein. Typischerweise tritt dies auf, wenn zur Messung ein Pyranometer zum Einsatz kommt, welches ein breiteres Strahlungsspektrum verwerten kann, als dies den Photovoltaikmodulen möglich ist. In Zwentendorf basiert die Einstrahlungsmessung jedoch auf Referenzzellen, welche ebenfalls nur das praktisch nutzbare Spektrum messen.

Ohmsche Verluste auf der Gleichspannungsseite müssen an dieser Stelle ebenfalls noch als Generatorkorrekturfaktor berücksichtigt werden. Die Verluste werden im Bereich zwischen 0,2 % und 2 % angegeben. Ebenso können durch Leistungsunterschiede innerhalb eines Stranges Verluste entstehen. [3]

Die Verschmutzung der Module ist ein Verlustfaktor mit verhältnismäßig großer Bandbreite. Er wird zwischen 0,8 und 1 angegeben. Der Korrekturfaktor kann für Gebiete mit stärkerer Verschmutzung noch deutlich geringere Werte annehmen. [3]

Weitere Verluste können bei nachgeführten Anlagen durch eine nicht ideale Ausrichtung entstehen. Dieser Fall tritt bei hohen Windgeschwindigkeiten auf. Aus Sicherheitsgründen wird der Tracker dann in eine horizontale Position gebracht. Im beobachteten Zeitraum ist es bei beiden nachgeführten Anlagen zu einem Problem mit dem Antrieb gekommen. Auch hier wurde die Anlage in eine dauerhafte waagrechte Position gebracht, welches Strahlungsverluste mit sich führte.

Da für die Anlage in Zwentendorf die Werte der hier aufgelisteten weiteren gleichspannungsseitigen Verluste unbekannt sind, werden diese in der Modellierung zunächst nicht berücksichtigt. Der Unterschied zwischen tatsächlich gemessenen Erträgen und modellierten Erträgen wird im Endergebnis als allgemeine „DC-Verluste“ zusammengefasst. Diese allgemeinen Verluste werden je Modulgruppe und je Monat berechnet.

Die Verluste der Wechselrichter werden in zwei Anteile gegliedert. Einerseits die Umwandlungsverluste des Wechselrichters im normalen Betriebsbereich. Diese werden durch die Wirkungsgradkurve laut Datenblatt im Modell berücksichtigt.

Andererseits die Verluste, welche durch die Leistungsbeschränkung des Wechselrichters auftreten. Wird im Modell eine Eingangsleistung berechnet, welche größer als die DC-Nennleistung ist, so wird der Wert auf diesen Maximalwert limitiert.

4.5 Modellverifikation

Abbildung 7 zeigt die modellierte und gemessene Einspeiseleistung der Nordwest Fassade. Das Einspeiseprofil unterscheidet sich qualitativ deutlich von südorientierten Modulen. In den Vormittags- und frühen Nachmittagsstunden resultiert die Einspeiseleistung ausschließlich aus der diffusen und reflektierten Strahlung. Erst im späteren Tagesverlauf steigt die Einspeiseleistung aufgrund der dann vorhandenen direkten Strahlung an.

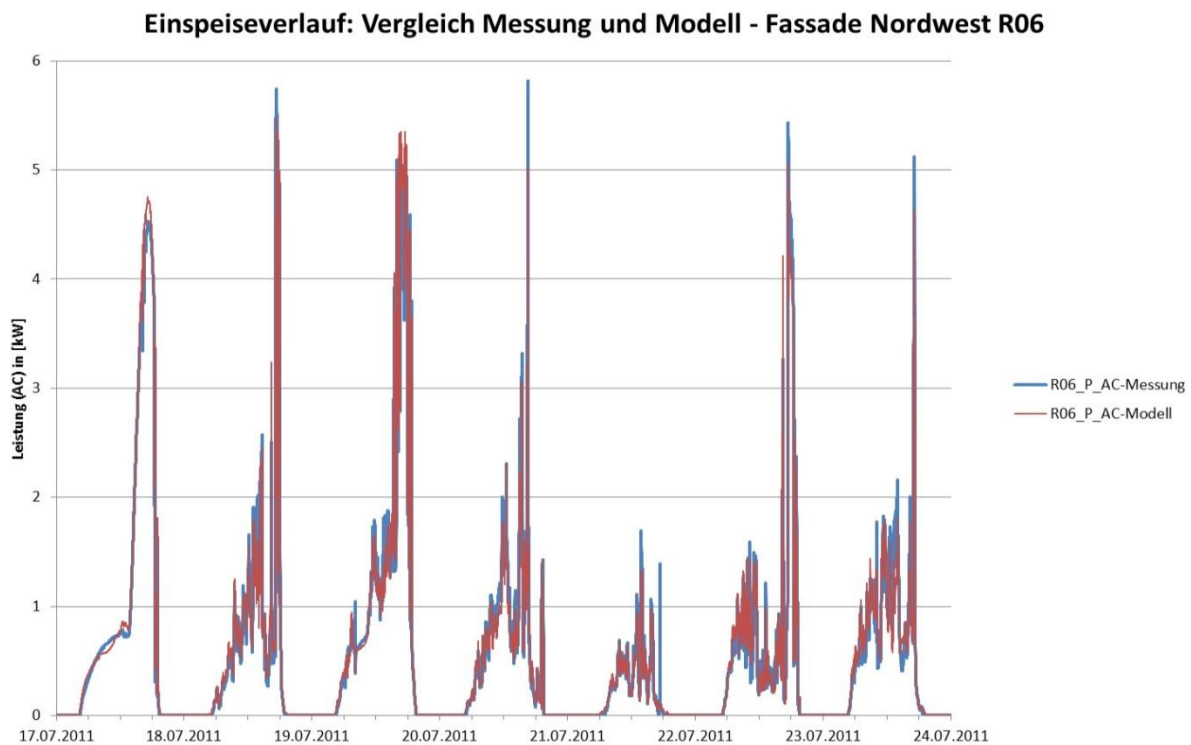


Abbildung 7: Gemessener und berechneter Einspeiseverlauf der Modulgruppe R06 – Fassade NW

Umwandlungswirkungsgrad der Wechselrichter und ist für einen Verlust von 6% verantwortlich. Die Performance-Ratio der Anlage beträgt 85% im Jahresdurchschnitt.

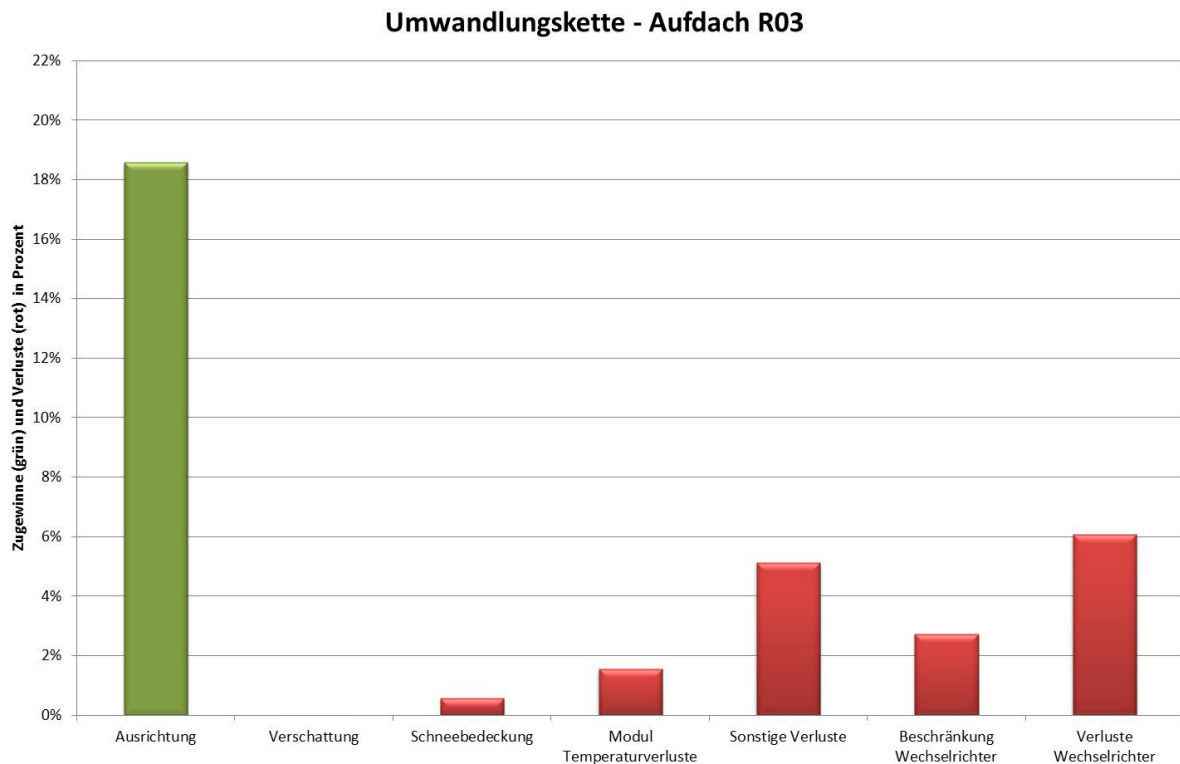


Abbildung 8: Zugewinn und Verluste der Modulgruppe R03 – Aufdach

Die Analyse der Zugewinne und Verluste in der Umwandlungskette hat sich gezeigt, dass zunächst der entscheidende Einflussfaktor auf den Ertrag die Ausrichtung der Module darstellt. Die Verschattung am Freifeld sowie die Schneebedeckung weisen verhältnismäßig geringe Verluste auf. Auffallend sind die teilweise hohen sonstigen Verluste. Am Freifeld könnten diese eventuell durch Verschmutzungseffekte erklärt werden. Die Erträge der Südost Fassade sowie der Aufdachanlage entsprechen genau den Modellergebnissen und weisen geringe pauschale Systemverluste auf.

Literatur

[1] Groß, Christoph: Ein Jahr Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf, EnInnov 2012, Graz

[2] Heinze, Florian: Messung von Direkt- und Diffusstrahlung bei Photovoltaikanlagen, Diplomarbeit, Wien 2011

[3] Häberlin, Heinrich. Photovoltaik - Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen. Aarau: AZ Fachverlage AG, 2007.