

Klassifizierung der Netzeinflüsse durch Photovoltaikanlagen nach meteorologischen Parametern

GEORG WIRTH⁽¹⁾ • ANDREAS SPRING⁽¹⁾ • GERD BECKER⁽¹⁾ • ROBERT PARDATSCHER⁽²⁾ • ROLF WITZMANN⁽²⁾ • JOHANNES BRANTL⁽³⁾ • SEBASTIAN SCHMIDT⁽³⁾ • SIMON SCHRAMM⁽⁴⁾ • MICHAEL SCHMIDT⁽⁴⁾

(1) Hochschule München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Arbeitsgruppe Solar Labor · 80323 München · Tel: 089/1265-3483 · Fax: 089/1265-3403
<http://www-lse.ee.hm.edu> · georg.wirth@hm.edu

(2) Technische Universität München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze · 80290 München

(3) E.ON Bayern AG · Assetmanagement · 93049 Regensburg

(4) GE Global Research Europe · 85748 Garching

1 Motivation und Problemstellung

Die Zahl der installierten Photovoltaik (PV) Anlagen in den deutschen Niederspannungsnetzen ist in den letzten Jahren stark gestiegen. In Bayern übersteigt die installierte PV Leistung im August 2012 bereits 700 W pro Einwohner und summiert sich so zu 1,5 kW pro Hausanschluss (HA) [Pho-12]. Vor allem in ländlichen Gebieten werden dadurch PV Anlagen zur maßgebenden Größe bei der Netzplanung, da die dezentral erzeugte PV Leistung den dezentralen Verbrauch übersteigt und eine Rückspeisung in übergelagerte Netzebenen erfolgt.

Im Fokus dieses Beitrages stehen dabei die durch PV Einspeisung resultierenden Netzeinflüsse vor dem Hintergrund meteorologischer Parameter. Dabei wird zunächst auf die maximalen Rückspeiseleistungen zu höheren Spannungsebenen und auf die maximalen Spannungen an Netzausläufern eingegangen. Bei der Analyse von Betriebsgrößen treten immer wieder Unsicherheiten aufgrund der unbekanntenen Last und deren Einfluss auf. Diesen Einfluss zu isolieren, sowie Last und Erzeugung besser trennen zu können, ist Motivation um in einem weiteren Schnitt die erzeugte PV Leistung zu simulieren. Ziel ist es, mit möglichst geringem Aufwand, Last und Erzeugung des Summenlastflusses eines Mittelspannungsnetzes zu trennen. Dabei kommt ein neuer Ansatz zur Simulation verteilter PV Systeme, speziell im Hinblick auf Tage mit wechselnder Bewölkung zum Einsatz.

Die erarbeiteten Ergebnisse stammen aus dem Projekt „Netz der Zukunft“, das von der E.ON Bayern AG in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität München und der Hochschule München bearbeitet wird. Ziel des Projektes ist es, die Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf die Verteilnetze zu analysieren. Dazu wurde ein Mittelspannungsnetz mit einer sehr hohen PV Durchdringung im Mündungsgebiet der Isar in Niederbayern ausgewählt. Es versorgt wie in Abbildung 1 dargestellt, eine Fläche von etwa 12 km x 12 km in der Nähe von Deggendorf. Das ländliche Versorgungsgebiet besteht aus einigen Dörfern und der Kleinstadt Osterhofen. Insgesamt ist die installierte PV Leistung mit 31,6 MW zu beziffern (Stand: Oktober 2012), dies entspricht etwa 5 kW_p pro Hausanschluss.

Im Rahmen des Projektes steht eine sehr große Anzahl an Messgeräten, verteilt über die Niederspannung als auch die Mittelspannung, zur Verfügung. Im Umspannwerk Seebach, im Schaltheis Osterhofen und in 150 Ortsnetzstationen liefern Powerquality (PQ) Messgeräte Daten. Ergänzend sind im Zuge des Projektes etwa 560 Lastgangzähler an Hausanschlüssen (HA) installiert. Am Schaltheis Osterhofen stehen zusätzlich noch Daten der Globalstrahlung und der Umgebungstemperatur zur Verfügung. Alle Messgeräte senden ihre Daten per DSL- oder GPRS-Modem an eine zentrale Datenbank.

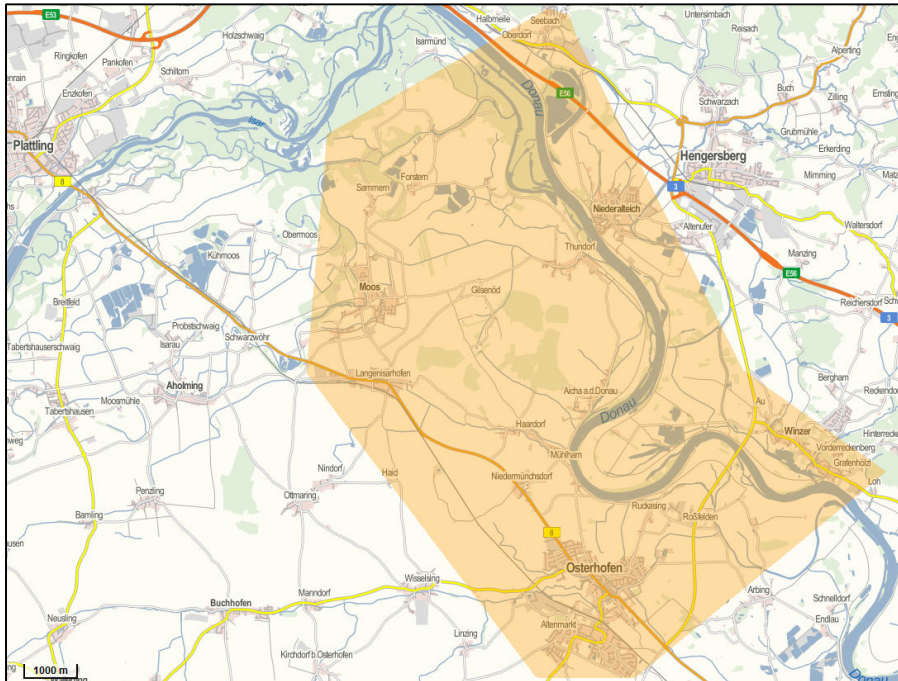


Abbildung 1: Kartenausschnitt mit markiertem Untersuchungsgebiet.

2 Charakterisierung der Tage mit hoher Netzbelastung

Die abgegebene Leistung von PV-Anlagen zeigt im Gegensatz zu herkömmlichen Kraftwerken eine starke Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen. Naheliegender ist die Abhängigkeit von der Globalstrahlung, da diese die Primärenergie bereitstellt. Der Ausgangsstrom einer Solarzelle weist aufgrund des photoelektrischen Effektes eine lineare Abhängigkeit zur Globalstrahlung auf. Diese lineare Abhängigkeit trifft näherungsweise auch auf die abgegebene Leistung des gesamten PV Systems zu. Des Weiteren hat auch die Umgebungstemperatur einen spürbaren Einfluss auf die abgegebene Leistung einer PV Anlage. Die in den Datenblättern spezifizierten Leistungen der PV Module beziehen sich auf STC Bedingungen (Standard Test Conditions), definiert bei einer Globalstrahlung von 1000 W/m^2 mit einem vorgegebenen Sonnenspektrum und einer Zelltemperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Dieser Fall ist ein seltener Betriebspunkt in Deutschland. Mit steigender Temperatur sinkt die Effizienz von kristallinen Modulen mit typischerweise $0,4 \text{ } \%/K$ ab. Zusammenfassend ergibt sich die höchste Leistung eines PV Systems bei hoher Einstrahlung und gleichzeitig niedrigen Modultemperaturen. Bei Betrachtung mehrerer verteilter Anlagen, weisen alle Anlagen an klaren

Tagen relativ hohe Einspeiseleistungen auf, die aber durch die hohen Modultemperaturen gemindert werden. An bewölkten Tagen treffen durch Wolkenzug hohe Einstrahlungsleistungen auf ein abgekühltes Modul, und führen so zu hohen Leistungen im Einzelsystem. Bei Betrachtung einer verteilten Anlagenflotte sind einige Anlagen verschattet, wodurch die resultierende PV-Gesamtleistung gemindert wird.

Um die Einspeiseleistung der verteilten PV-Flotte zu charakterisieren, werden sowohl elektrische als auch meteorologische Informationen benötigt. Diese Studie verwendet Daten aus dem angesprochenen Untersuchungsgebiet. In bisherigen Arbeiten zum Projekt wurde gezeigt, dass hohe Rückspeisungen und damit eine hohe Betriebsmittelauslastung vorwiegend an klaren Tagen auftreten. An Tagen mit wechselnder Bewölkung hingegen zeigen sich hohe Spannungen an den Netzausläufern [Wir-12b]. Im Folgenden werden die dort aufgezeigten Ergebnisse nochmals eingeführt und mit weiteren Untersuchungen vertieft. Hierbei sollen zunächst die Tage mit der höchsten Rückspeisung zu höheren Spannungsebenen und die Tage an denen hohe Spannungen im Netz auftreten, identifiziert werden. Diese Tage werden dann in Bezug zu der vorherrschenden Globalstrahlung gestellt.

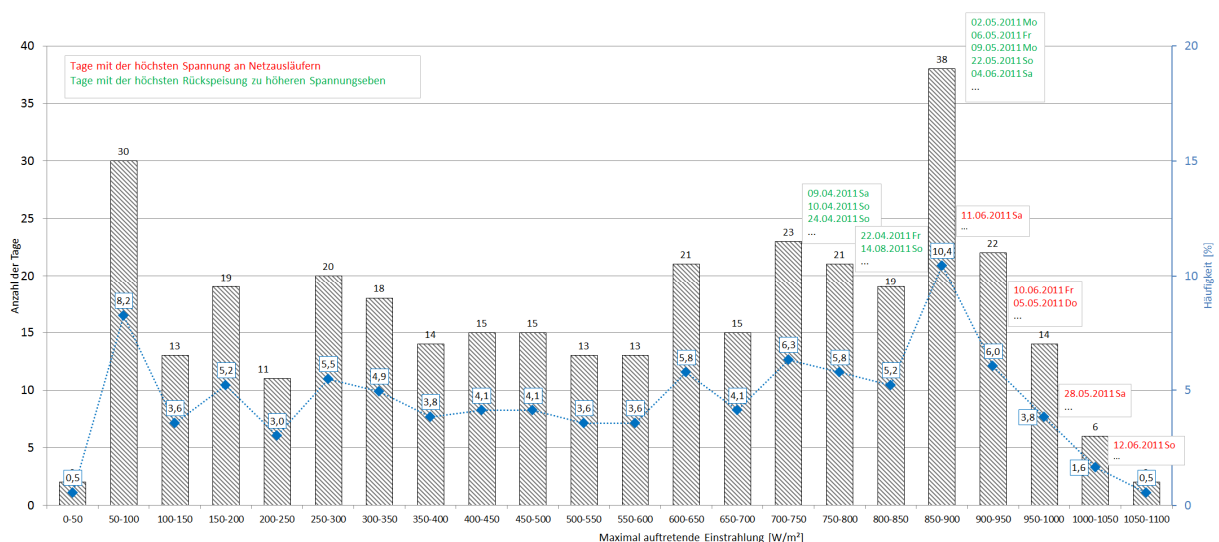


Abbildung 2: Anzahl und Häufigkeit der Tage des Jahres 2011 über der maximal auftretenden Globalstrahlung. Zusätzlich sind die Tage an denen die höchsten Rückspeisungen zu höheren Spannungsebenen und die maximalen Spannungen an Netzausläufern auftreten, markiert.

Zunächst werden die Tage 2011 nach der jeweils in 24 h auftretenden maximalen Einstrahlungsleistung in 50 W/m² Klassen eingeteilt. Die Messung erfolgt hierbei mit einem horizontal montierten Pyranometer in 10-Minuten-Mitteln. Im nächsten Schritt wird nach dem gleichen Verfahren die maximale Rückspeisung in einem 24 h-Intervall ermittelt. Die Datenbasis für die Rückspeisung bilden hierbei wiederum 10-Minutenmittel der Leistungswerte an dem Transformator (110kV / 20kV), der das gesamte Untersuchungsgebiet versorgt. Abbildung 2 bringt beide Informationen zusammen. Die Anzahl der Tage jeder Einstrahlungsklasse ist durch die schraffierten Balken visualisiert, zusätzlich wird die absolute Häufigkeit der jeweiligen Tage dargestellt. Die zehn Tage mit den höchsten Rückspeiseleistungen sind in Grün

über den jeweiligen Balken dargestellt. Es ist gut zu erkennen, dass die hohen Rückspeisungen an den Tagen mit einer maximalen Einstrahlung von 750 W/m^2 bis 900 W/m^2 auftreten.

Neben hohen Rückspeiseleistungen sind auch Spannungsanhebungen eine Auswirkung dezentraler Einspeisung auf das Verteilnetz. Hohe Spannungen an Netzausläufern sind meist der treibende Faktor für den Netzausbau [Par-11]. Die Spannung an Ausläufern in Niederspannungsnetzen wird im Betrieb von vielen Faktoren beeinflusst. Neben den Wirklastflüssen durch die dezentrale Einspeisung und dem Lastverhalten spielt auch das Spannungsniveau in der Mittelspannung und die Blindleistung im Netz eine maßgebliche Rolle. Um zunächst nur die Einflüsse der Einspeisung zu ermitteln, basieren die folgenden Untersuchungen auf Simulationen des Netzzustandes mit realen Eingangsdaten. Untersucht werden repräsentative Netzausläufer im Projektgebiet, die eine hohe PV-Durchdringung aufweisen und für die entsprechenden Einspeiselastgänge in 10 Minutenmittelwerten zur Verfügung stehen. Rahmenbedingungen sind dabei eine Minimallast [Ker-11] und der symmetrische Betrieb. Es zeigt sich, dass die Spannungen an klaren Tagen niedriger sind, als an Tagen mit wechselnder Bewölkung [Wir-12a]. Werden die Tage mit den höchsten Spannungen zusammen mit Abbildung 2, betrachtet, so weisen diese die höchsten Werte der Einstrahlung über 900 W/m^2 auf.

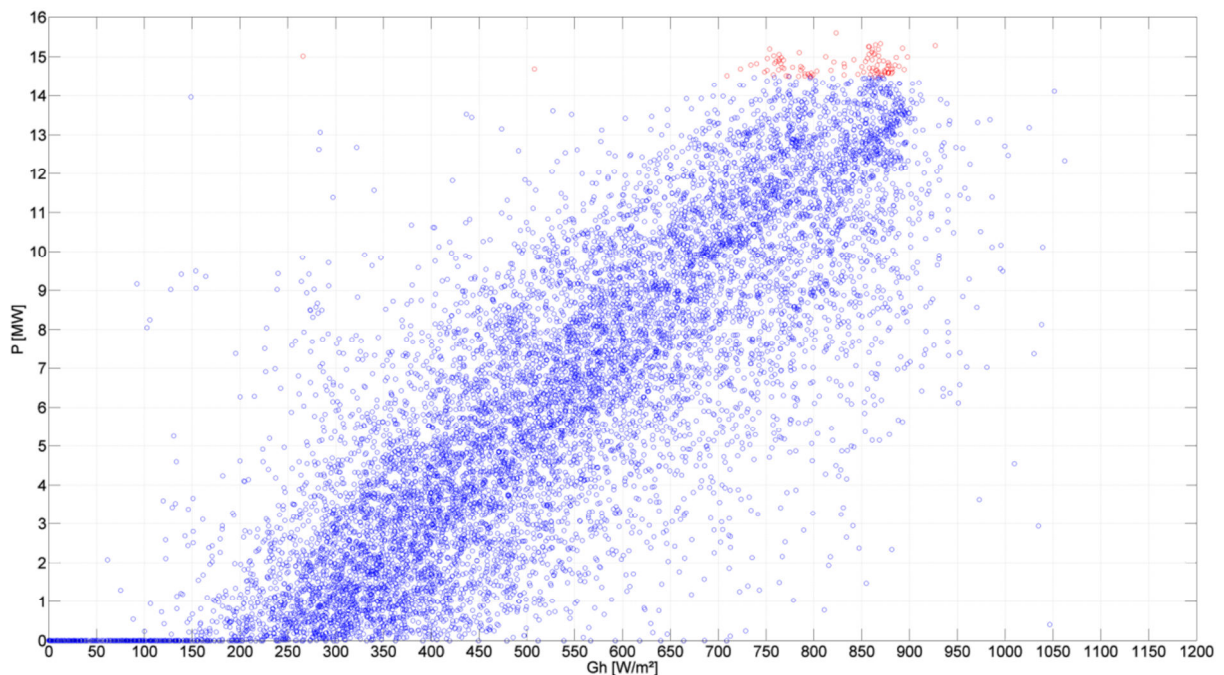


Abbildung 3: Maximal zurückgespeiste Leistung des Untersuchungsgebietes über der dabei auftretenden Globalstrahlung

Um die bisher gewonnenen Erkenntnisse auf ein breiteres Fundament zu stellen, werden die Lastflüsse an dem Umspannwerk (110kV / 20kV) ausgewertet. Dort stehen ebenfalls Messdaten eines Pyrometer und eines Umgebungstemperatursensors zur Verfügung. Eine Analyse der 10 Minutenmittelwerte der angesprochenen Messgrößen für das Jahres 2011 ermög-

licht es, die Globalstrahlung und die Umgebungstemperatur zum Zeitpunkt der höchsten Rückspeisung in Richtung höheren Spannungsebenen herauszufiltern.

Abbildung 3 zeigt die rückgespeiste Wirkleistung über der Bestrahlungsstärke und Abbildung 4 über der Umgebungstemperatur. Auch wenn in der Darstellung eine starke Streuung der Messpunkte zu erkennen ist, lassen sich die maximalen Werte klar identifizieren. Die höchsten Rückspeiseleistungen treten wie schon bei der tageweisen Betrachtung mit Einstrahlungsleistung von 750 W/m^2 auf 900 W/m^2 auf. Bis zu diesem Bereich lässt sich ein Trend zu ansteigenden Rückspeisungen mit ansteigenden Globalstrahlungswerten erkennen. Betrachtet man Einstrahlungsleistungen über 900 W/m^2 , fallen diese nicht mit den höchsten Rückspeiseleistungen zusammen. Bei der Umgebungstemperatur zeigt sich ein deutlich weiter gestreutes Bild als bei den Globalstrahlungen. Die höchsten Rückspeiseleistungen befinden sich dabei in einem Temperaturbereich von $15 \text{ }^\circ\text{C}$ bis $27 \text{ }^\circ\text{C}$. Deutlich zu sehen sind abfallende Rückspeisungen ab einer Temperatur von $28 \text{ }^\circ\text{C}$.

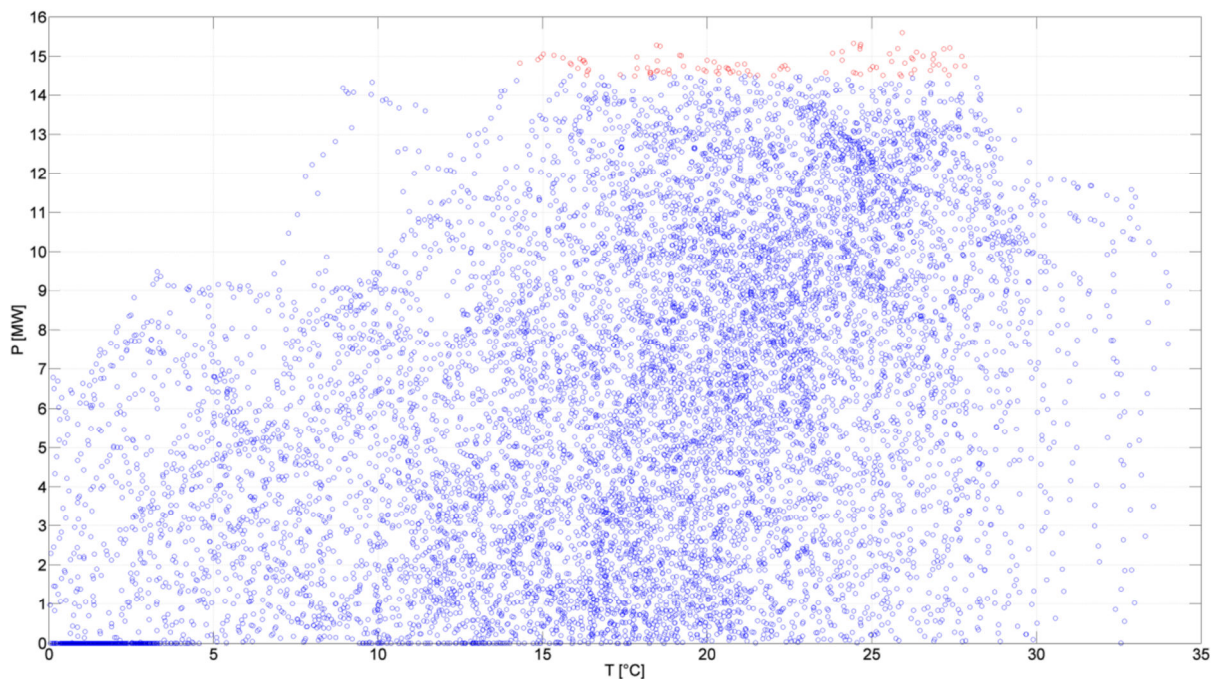


Abbildung 4: Maximal zurückgespeiste Leistung des Untersuchungsgebietes über der dabei auftretenden Umgebungstemperatur.

Auch die Spannungen sollen direkt mit Hilfe der im Betrieb aufgezeichneten Werte analysiert werden. Der Maximalwert der Leiter-Erd-Spannungen (LE-Spannung) darf im Betrieb die in der DIN 50160 geforderten $+ 10\%$ der Bemessungsspannung (253 V) nicht überschreiten [DIN]. Im Untersuchungsgebiet stehen von etwa 330 Hausanschlüssen Daten von speziellen Lastgangzählern mit PQ-Modul zur Verfügung. Diese Messpunkte ermöglichen es hohe Spannungen zu identifizieren und in Bezug zur Globalstrahlung zu setzen. Im Folgenden werden die 10-Minutenmittel der LE-Spannungen aller Zähler für das Jahr 2011 ausgewertet. Zunächst wird dabei ermittelt in welchen Bereichen sich die Spannungen bewegen.

Tabelle 1 gibt einen Überblick der auftretenden Spannungen innerhalb verschiedener Grenzbereiche. Zunächst wird deutlich, dass im Jahr 2011 keine Normverletzungen aufgetreten sind. Auch oberhalb des angestrebten Sicherheitsabstandes von 109 % U_n befinden sich nur 0,023 % der 10-Minutenmittel. Hierbei muss erwähnt werden, dass im Untersuchungsgebiet eine Lastfluss getriebene Regelung des 110 kV Transformators implementiert ist. Der Transformatorregler stuft anhand einer für das Mittelspannungsnetz bestimmten Kennlinie der Leistung die Spannung auf der 20 kV Seite. Damit können hohe Spannungen an Netzausläufern begrenzt werden. Die Untersuchung bestätigt also auch die Funktion der zum Ende 2010 in Betrieb gegangenen Regelstrategie.

Tabelle 1: Die Anzahl der Messwerte der Spannungen aufgeteilt in Größenbereiche

<i>Grenze %</i>	<i>Grenze Absolut</i>	Σ <i>Messwerte</i>	<i>Anteil %</i>
<i>Summe der Messwerte 2011</i>		19.010.884	100 %
$U > 104,3 \% U_n$	$U > 240,0 V$	513.204	2,7 %
$U > 109,0 \% U_n$	$U > 250,7 V$	4357	0,023 %
$U > 110,0 \% U_n$	$U > 253,0 V$	0	0 %

Im Folgenden werden die Spannungen oberhalb 240 V genauer untersucht. Sie machen 2,7 % aller gemessenen Werte aus. Dabei werden sowohl die Einflüsse der Last als auch die einer asymmetrischen Einspeisung deutlich. Beide Themen werden im Rahmen des Projektes noch tiefergehend untersucht. Es gilt dabei zu beachten, dass hohe Spannungen oft mit den in [Par-13] gezeigten Asymmetrien und Wochenenden mit niedrigen Lastabnahmen [Spr-13] zusammentreffen.

In Abbildung 5 werden die LE-Spannungen an den Ausläufern über der gemessenen Globalstrahlung dargestellt. Für die Untersuchung kann nur auf einen Messpunkt für die Globalstrahlung zurückgegriffen werden. Der Bezugswert für die Spannung ist daher jeweils der höchste Globalstrahlungsmesswert aus drei vergangenen Messwerten. Zunächst fällt wie bereits angesprochen auf, dass die höchsten Spannungen an Wochenenden auftreten, dies lässt direkt auf den Einfluss der geringen Last schließen. Auch tritt im Vergleich der drei Leiter untereinander die Asymmetrie deutlich hervor. Zwar verhalten sich L1 und L2 noch ähnlich, aber L3 weist bereits deutlich niedrigere Spannungen auf. Der Verlauf über alle Phasen und Wochentage weist zunächst einen deutlichen Anstieg der Spannungen bis etwa 700 W/m^2 auf. Danach treten die hohen Werte sehr gleichverteilt auf. Diese Beobachtung kann mit der diskutierten Spannungsregelung in Zusammenhang gebracht werden. Generell fallen im Jahr 2011 gerade die hohen Einstrahlungswerten über 900 W/m^2 meist auf Werkstage mit einer ausgeprägten Bezugslast. Damit kann keine allgemeingültige Aussage für diese Werte getroffen werden.

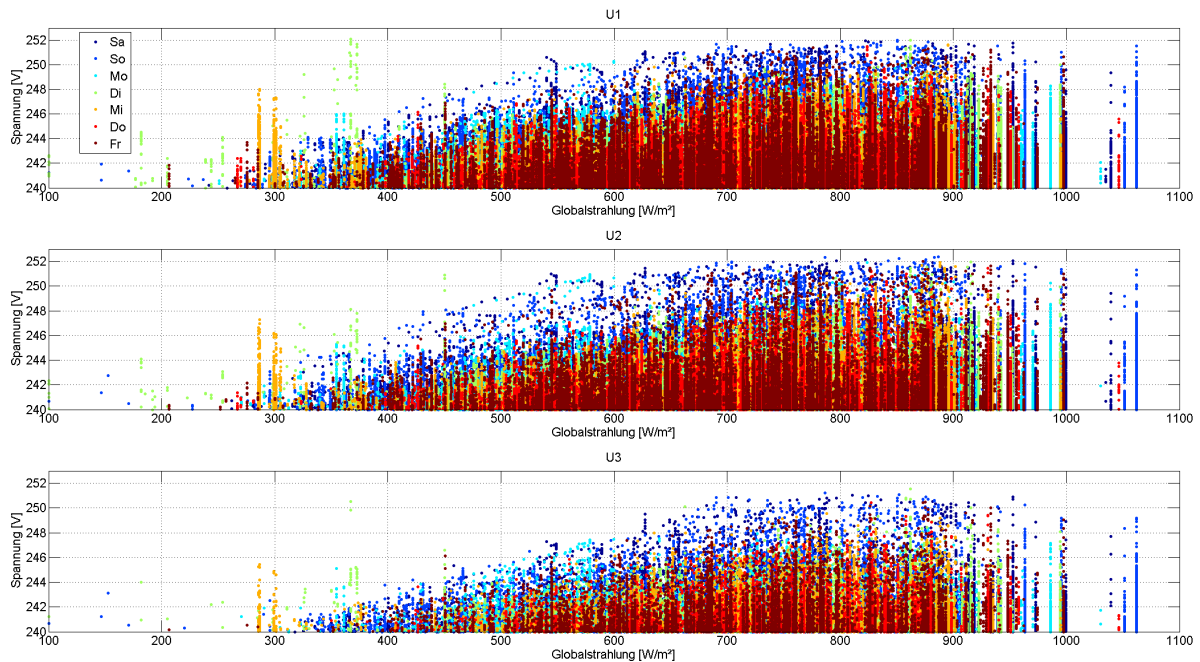


Abbildung 5: Die drei LE-Spannungen an allen gemessenen Netzausläufern aufgeteilt nach dem jeweiligen Wochentag über dem Maximalwert der Globalstrahlung.

3 Analyse der flächigen Verteilung der Einstrahlung

Aus den vorhergehenden Untersuchungen wird deutlich, dass bei der Analyse der meteorologischen Einflüsse auf die Netzgrößen gerade wegen des unbekanntem Zusammenspiels von dezentraler Erzeugung und Verbrauch Unsicherheiten auftreten. Für eine detaillierte Untersuchung müssen Erweiterungen gefunden werden, um die PV Produktion und das Lastverhalten trennen zu können. Mit der bekannten Anlagenleistung und Messdaten für Globalstrahlung und Temperatur lässt sich unter Zuhilfenahme von einigen systembeschreibenden Parametern die erzeugte PV Leistung simulieren. Gerade an bewölkten Tagen ist aufgrund der räumlichen Verteilung der Globalstrahlung und damit auch der erzeugten PV Leistung mit Problemen in der Modellierung zu rechnen. Der Messwert eines Sensors hat für das gesamte Gebiet nur begrenzte Gültigkeit. Deshalb kommen ein verbesserter Algorithmus und zusätzliche Messpunkte zum Einsatz [Len-13].

Zunächst wird die Rückspeisung in das übergeordnete Netz an exemplarischen Tagen betrachtet. Dabei handelt es sich um den 24.04.2011 und den 22.04.2011. Die Tage weisen zwei der höchsten Rückspeiseleistungen auf und zeichnen sich durch ein charakteristisches Einspeiseprofil für einen Tag mit klarem Himmel aus. Zunächst kommen klare Tage zum Einsatz, da hier von einer homogenen Globalstrahlung im gesamten Gebiet ausgegangen werden kann. Die Simulation folgt einem wirkungsgradbasierten Modell für das gesamte PV System [Bey-04, Sch-96]. Die errechnete Leistung repräsentiert ein typisches System, modelliert mit einer Südausrichtung und 28° Modulneigung. Das Systemverhalten, die Hinterlüf-

tung und die Systemverluste sind durch typische Parametern spezifiziert [Lor-10, Sol-11]. Die durchschnittliche Temperaturabhängigkeit des Modulwirkungsgrades folgt dem Mittel einer großen Moduldatenbank. Als Eingangsdaten für die Simulation stehen Sekundenwerte der Globalstrahlung auf die horizontale Ebene gemessen am südlichsten Punkt des Untersuchungsgebietes und Sekundenwerte des Lastflusses über den versorgenden Transformator (110kV/20kV) im Umspannwerk zur Verfügung.

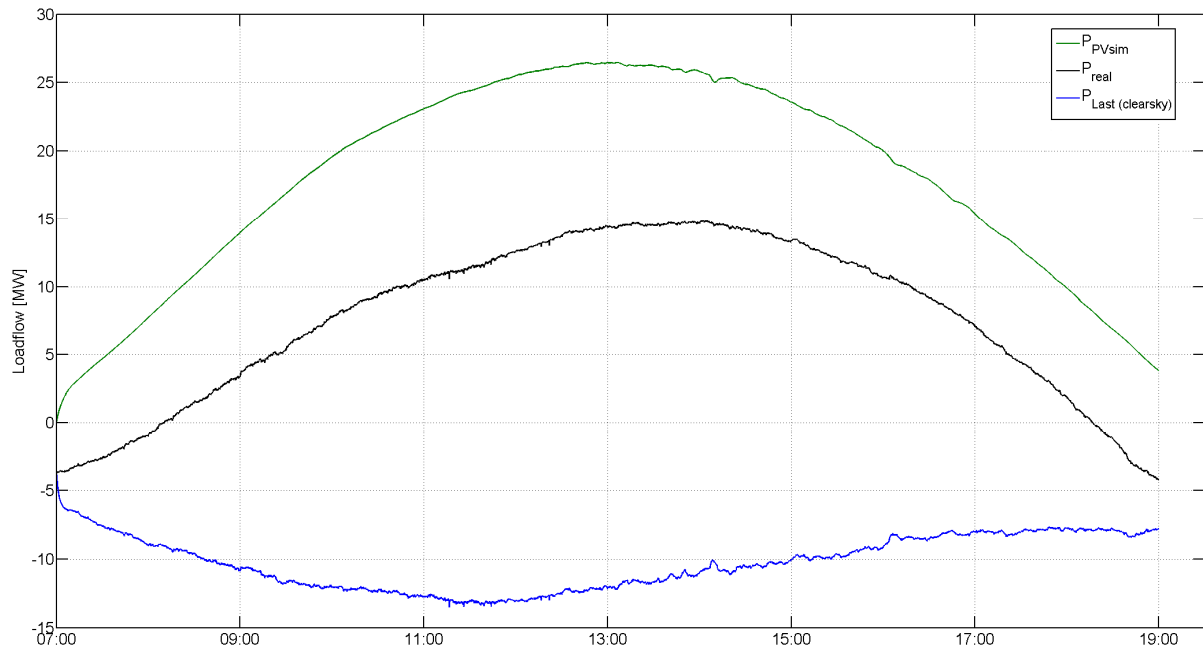


Abbildung 6: Der Tagesgang der simulierten PV Leistung, der gemessenen Rückspeisung über den 110 kV Transformator und die daraus errechnete Last für den 22.04.2011.

Abbildung 6 zeigt die simulierte PV Leistung, die Leistung über den Umspanner 110kV/20kV und die Differenz der beiden Größen, die die Last im Untersuchungsgebiet ergibt. Die Last zeigt eine gute Übereinstimmung mit typischen Standardlastprofilen mit einer Mittagsspitze um ca. 12:00 Uhr und einem sinkenden Verbrauch am Nachmittag [Wir-11, Spr-13]. Im gezeigten Fall ist die maximal erzeugte PV Leistung der Flotte (P_{PVmax}) von 74 % der installierten Anlagenleistung (P_{STC}) und bleibt damit unter der in [Wir-12a] gezeigten maximalen Einspeiseleistung von 85 % P_{STC} . Auch lässt sich erkennen, dass die maximale Rückspeisung nicht mit der maximalen PV Erzeugung zum Sonnenhöchststand zusammenfällt sondern nachmittags mit sinkender Last auftritt [Wir-12b].

In den bisherigen Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass alle PV Anlagen zu jeder Zeit auch der gleichen Einstrahlung ausgesetzt sind. Für klare Tage ist diese Annahme näherungsweise realistisch. Betrachtet man jedoch Tage mit wechselnder Bewölkung, kommt der Ansatz an seine Grenzen. Aufziehende Wolken verschatten zuerst nur einen Teil der Anlagen, während die restlichen Anlagen noch der vollen Strahlungsleistung ausgesetzt sind.

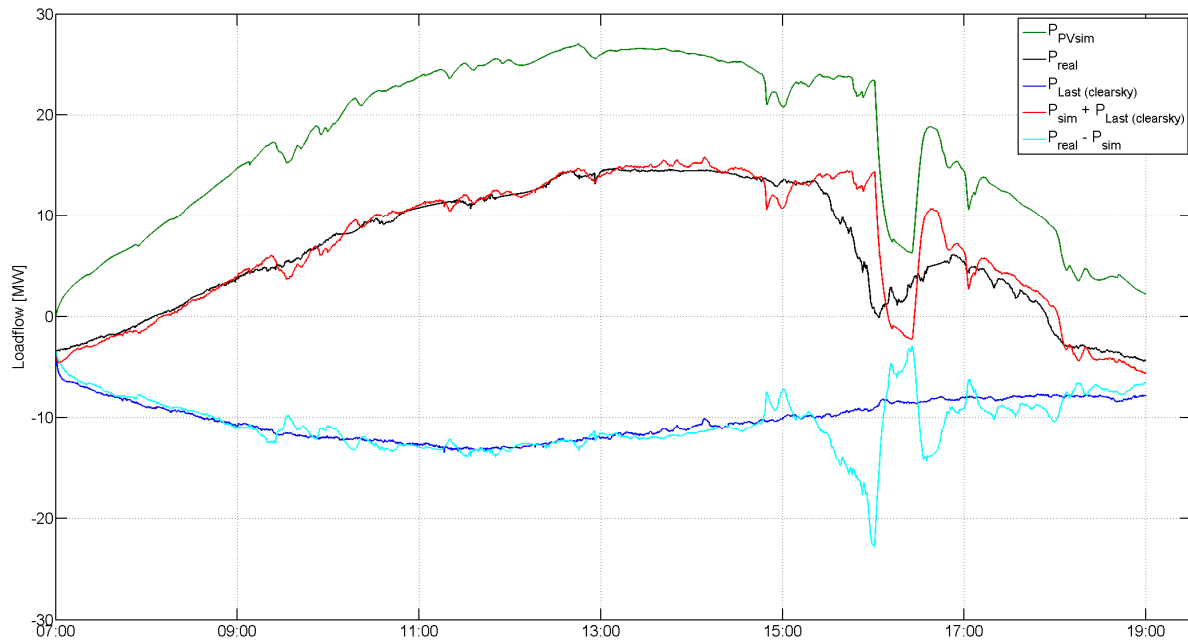


Abbildung 7: Der Tagesgang der simulierten PV Leistung, der gemessenen Rückspeisung über den 110 kV Transformator und die daraus errechnete Last für den 24.04.2011. Zusätzlich sind der Tagesgang der Referenzlast und die simulierte Rückspeisung dargestellt.

Der 24.04.2011 war ein näherungsweise klarer Tag, in Abbildung 7 ist wiederum die simulierte Einspeiseleistung und die sich daraus ergebende Last dargestellt. Es ist klar zu sehen wie am Nachmittag bei Wolkenzug erhebliche Schwankungen auftreten, die nicht mit Lastschwankungen erklärbar sind. Auch an diesem Tag liegt eine hohe Summenerzeugung mit einem Verhältnis $P_{PV_{max}}/P_{STC}$ von 75 % vor. Der Lastgang des bereits diskutierten 22.04.2011 wird im Folgenden als Referenzlast eingesetzt. Eine Addition des Referenzlastganges mit der simulierten PV Leistung ergibt somit die simulierte Leistung über den Transformator. Deutlich zu erkennen ist gerade bei Aufzug des Wolkenfeldes die Glättung der realen Einspeiseleistung gegenüber der simulierten Leistung. Während die real gemessene Leistung ab etwa 15:30 Uhr abfällt und ab 16:00 Uhr langsam wieder ansteigt, verläuft die simulierte Leistung bis etwa 16:00 Uhr weiter, bricht dann schlagartig ein und springt um 16:30 wieder auf den Wert eines klaren Tages. Es ergibt sich für den gesamten Tag eine mittlere absolute Abweichung des real gemessenen Lastfluss zum simulierten Lastfluss von 1.1 MW. Um diesen Effekt noch deutlicher aufzuzeigen ist der Tagesgang des 26.06.2012 in Abbildung 8 dargestellt. An diesem Tag ist eine stark fluktuierende Bewölkung vorherrschend. Zunächst wird der Lastgang mit einer PV Simulation aus einem Sensor nachgerechnet. Die stark fluktuierenden Werte zeigen, dass aus der Simulation keine verlässlichen Erkenntnisse abgeleitet werden können. Es ergäbe sich ein maximales Verhältnis $P_{PV_{max}}/P_{STC}$ von 97 %. Die mittlere absolute Abweichung des simulierten Lastganges liegt mit 5.4 MW ähnlich hoch wie der mittlere Lastfluss am Umspanner mit 5.9 MW. Hieraus wird die Notwendigkeit deutlich, die Globalstrahlung an mehreren Punkten im Untersuchungsgebiet zu messen. Zusätzlich wird die Simulation in mehrere Teilgebiete aufgetrennt, die den jeweiligen Sensor umgeben. Die Standorte der Globalstrahlungssensoren können Abbildung 9 entnommen werden.

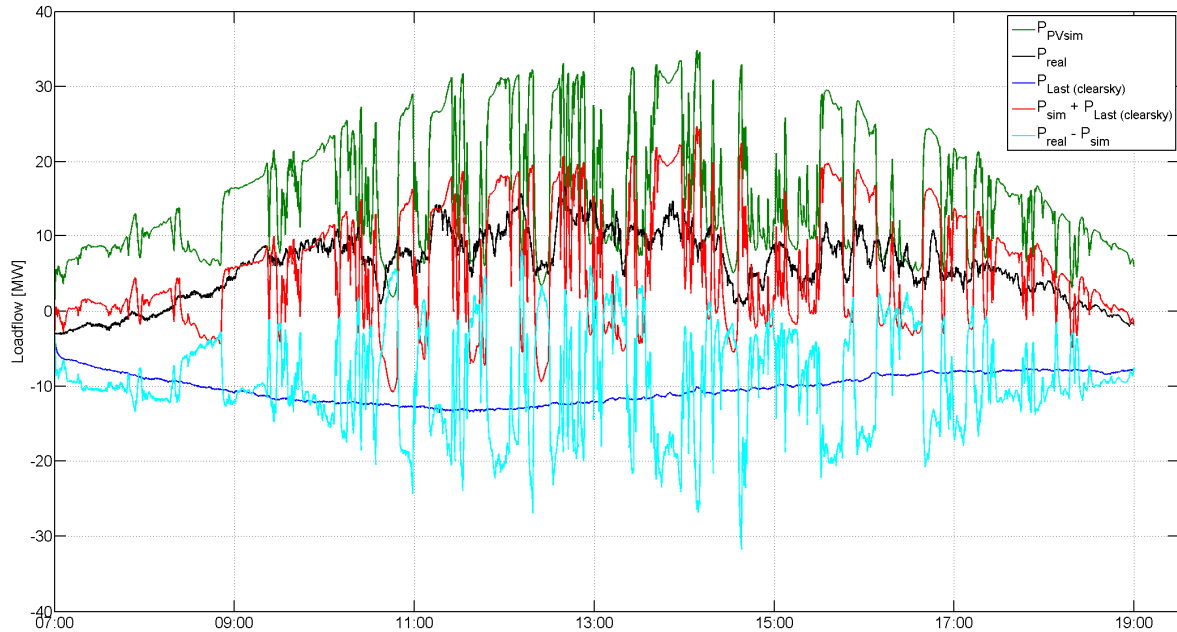


Abbildung 8: Der Tagesgang der simulierten PV Leistung, der gemessenen Rückspeisung über den 110 kV Transformator und die daraus errechnete Last sowie der Tagesgang der Referenzlast und der simulierten Rückspeisung für den 26.06.2012 als Simulation mit Messwerten aus nur einem Sensor.

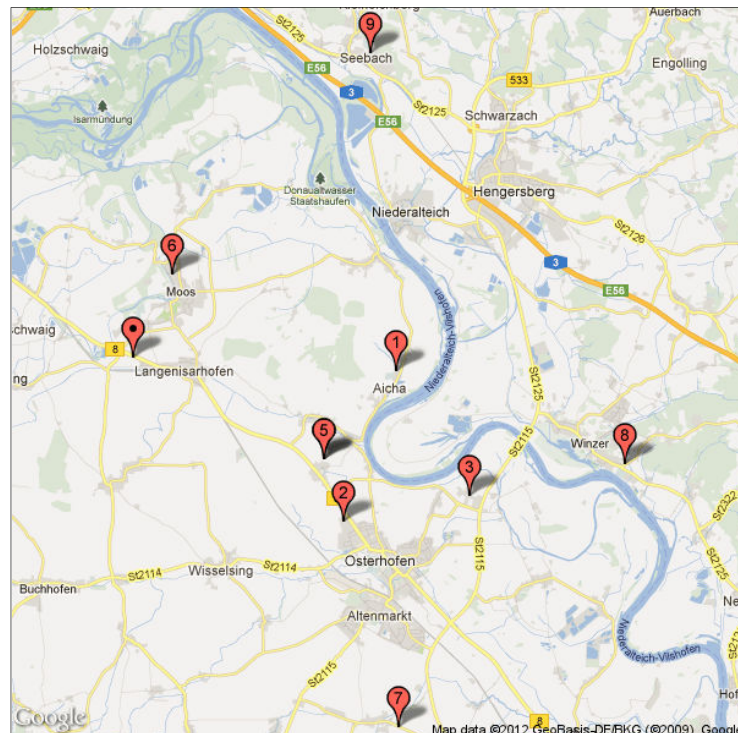


Abbildung 9: Standorte der zusätzlichen Globalstrahlungssensoren im Messgebiet.

Im oberen Teil von Abbildung 8 werden nun Daten aus allen in Abbildung 9 gezeigten Messpunkten verwendet und die Simulation wie beschrieben aufgeteilt. Durch die Addition der Simulationsergebnisse der jetzt kleineren Teilgebiete tritt eine deutliche Verbesserung auf. Der Sensorwert hat für die ihn umgebenden kleineren Bereiche eine deutlich höhere Genau-

igkeit. Die simulierte Leistung passt sich dem Lastgang an, weist aber immer noch eine mittlere absolute Abweichung von 1.8 MW auf. Das Verhältnis P_{PVmax} / P_{STC} liegt nun bei 79 %. Im Vergleich der beiden Kurven fällt auf, dass die reale Leistung einen deutlich glatteren Verlauf als die simulierte PV Leistung zeigt. Dies ist darauf zurück zu führen, dass die Globalstrahlungsmesswerte des Sensors stärkere Fluktuationen aufweisen, als die durch räumliche Effekte geglättete real eingespeiste PV Leistung der Anlagen.

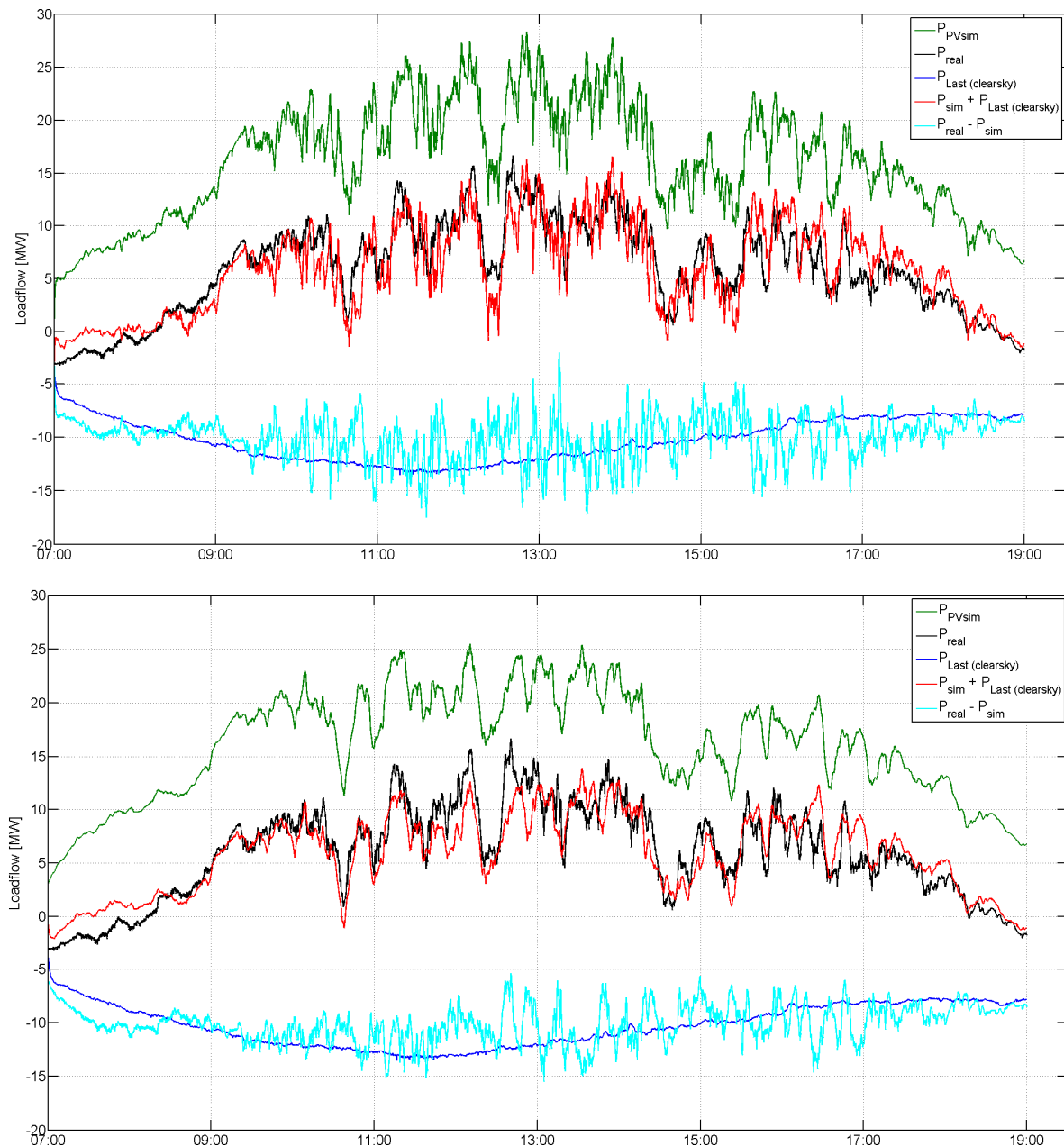


Abbildung 10: Der Tagesgang der simulierten PV Leistung, der gemessenen Rückspeisung über den 110 kV Transformator und die daraus errechnete Last sowie der Tagesgang der Referenzlast und der simulierten Rückspeisung für den 26.06.2012. Oben als Summe aus Teilsimulation mit mehreren Sensoren unten mit einer zusätzlich überlagerten Zeitkonstante.

Um diese Glättung zu modellieren, wird ein Tiefpass erster Ordnung eingeführt. Die Zeitkonstante beschreibt dabei, wie stark der Verlauf der Eingangsgröße geglättet wird. Der Wert der Zeitkonstante in Sekunden beschreibt die Zeit, in der die Ausgangsgröße 63,2 % des Endwertes erreicht hat. Zusätzlich besitzt der Tiefpass eine Dämpfung. Die Eingangsgröße entspricht in der Simulation durch die Einstrahlung, die Ausgangsleistung der an das Netz abgegebenen PV Leistung. Die Zeitkonstante wird empirisch für verschiedene Ausdehnungen des betrachteten Teilbereichs ermittelt. Die Dämpfung repräsentiert schließlich den temperaturabhängigen Modulwirkungsgrad, sowie die installierte PV Leistung. Der untere Teil von Abbildung 10 zeigt die Simulation vom 26.06.2012, wiederum zusammengesetzt aus zehn Einzelsimulationen. Diesmal wird jedes Teilsystem mittels einer an die Ausdehnung des simulierten Bereichs adaptierte PT1-Übertragungsfunktion multipliziert. Diese Zeitkonstante variiert zwischen 5 und 300 Sekunden, abhängig von der Ausdehnung. Das Ergebnis weist sowohl im Kurvenverlauf als auch bei den absoluten Werten eine gute Übereinstimmung der simulierten und realen Rückspeisung auf. Die mittlere absolute Abweichung liegt nun bei 1.5 MW. Das Verhältnis der maximal erreichten PV Leistung bezogen auf die installierte STC Leistung liefert mit 71 % einen geringeren Wert als an klaren Tag.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die hohe PV Durchdringung werden gerade in ländlichen Gebieten die dezentralen Erzeuger zur maßgebenden Größe für die Netzplanung. Tagsüber überschreitet die erzeugte PV Leistung den dezentralen Verbrauch und es erfolgt eine Rückspeisung in überlagerte Netzebenen. Die vorgestellten Untersuchungen zeigen die höchsten Rückspeisungen aus der Mittelspannungsebene (20 kV) in die Hochspannungsebene (110 kV) bei Einstrahlungsleistungen von 750 W/m² bis 900 W/m². Die Umgebungstemperatur liegt dabei im Bereich von 15 °C bis 27 °C. Einstrahlungsleistungen über 900 W/m² fallen nicht mit den höchsten Rückspeiseleistungen zusammen. Es sind deutlich abfallende Rückspeiseleitungen ab einer Temperatur von 28 °C zu erkennen.

Bei den Analysen zeigt sich immer wieder die starke Abhängigkeit vom Verbrauch. Mit einem optimierten Simulationsverfahren der produzierten PV Leistung ist es möglich die Last von der Erzeugung zu trennen. Dazu wird die Globalstrahlung an mehreren Punkten im Untersuchungsgebiet gemessen und zusätzlich eine Glättungskomponente eingeführt. Mit der optimierten Simulation lässt sich die erzeugte PV Leistung gut nachbilden. Damit kann an einem exemplarischen Tagesgang gezeigt werden, dass die maximale PV Leistung am Verknüpfungspunkt zum Hochspannungsnetz bezogen auf die installierte STC Leistung P_{PVmax} zu P_{STC} gerade an Tagen mit wechselhafter Bewölkung eine deutliche Dämpfung gegenüber dem Einzelsystem aufweist. Während eine Simulation mit einem Sensorwert als Referenz für das gesamte Testgebiet aufgrund der hohen Einstrahlungswerte in Kombination mit niedrigen Modultemperaturen ein Verhältnis P_{PVmax} zu P_{STC} von 97 % vermuten lässt, zeigt die optimierte Simulation in Übereinstimmung mit realen Bedingungen ein Verhältnis von 71 %.

5 Referenzen

- [Bey-04] Beyer HG, Betcke J, Drews A, Heinemann D, Lorenz E, Heilscher G, Bofinger S. Identification of a General Model for the MPP Performance of PV Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2004; Paris, France.
- [DIN] DKE: DIN 50160 Merkmale der Spannung. in öffentlichen. Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160, Stand November 2008
- [KER-11] Kerber, G.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen, Dissertation Technische Universität München, Juli 2011
- [Len-13] Lenz D., Feldtest eines hochauflösenden Messsystems zur Analyse der räumlichen Verteilung der Globalstrahlung, Bachelor Arbeit, Hochschule München, Fk 04, München 2010
- [Lor-10] Lorenz E., Scheidsteiger T., Hurka J., Heinemann D., Kurz C., Regional PV power prediction for improved grid integration, Progress in Photovoltaics, Special Issue: 25th EU PVSEC WCPEC-5, Valencia, Spain, 2010, Volume 19, Issue 7, pages 757–771, November 2011
- [May-05] Mayer B., Kylling A., Technical note: The libRadtran software package for radiative transfer calculations - description and examples of use, Atmos. Chem. Phys., 5, 1855-1877, 2005. Photovoltaics, 2010, DOI 10.1002/pip. 1033
- [Par-11] Pardatscher R., Witzmann, Wirth G., Becker G., R., Brantl J., Garhamer M.: Untersuchungen zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder und Mittelspannungsnetz, Internationaler ETG-Kongress 2011, Würzburg, November 2011
- [Par-13] Pardatscher R., Witzmann, Wirth G., Becker G., R., Brantl J., Schmidt S.: Untersuchung zur Asymmetrie der Spannung in Niederspannungsnetzen mit hoher Photovoltaik-Durchdringung, 28 PV Symposium, Bad Staffelstein, März 2013
- [Pho-12] Photon 10/12, Statistik, Photovoltaik in Zahlen
- [Sch-96] Schmidt H, Sauer DU. Wechselrichter-Wirkungsgrade. Sonnenenergie 1996; 4: 43– [Sol-11] Solarschmiede GmbH, M. Wolf, personal communication, July 2011.
- [Spr-13] Spring A., Wirth G., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R., Brantl J., Schmidt S., Untersuchung der Korrelationen aus Tageslastgängen und PV-Einspeisung zur Bestimmung der maximalen Netzbelastung, 28 PV Symposium, Bad Staffelstein, März 2013
- [Wir-12a] Wirth G., Spring A., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R., Brantl J., Garhamer M.: Möglichkeiten zur Netzintegration einer hohen Anzahl an Photovoltaikanlagen im niedrigen Leistungsbe- reich. 27 PV Symposium, Bad Staffelstein, März 2012
- [Wir-12b] Wirth G., Spring A., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R., Brantl J., Garhamer M.: Effects of a high PV penetration on the distribution grid. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, September 2011