

# **Einfluss verschiedener Modultechnologien auf eine Niederspannungsnetz**

Daniel Funk<sup>1</sup>, Holger Ruf<sup>1,2</sup>, Florian Meier<sup>3</sup>, Gerd Heilscher<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Hochschule Ulm, Eberhard-Finckh-Str. 11, D-89075 Ulm,  
+49-(0)-731/50-28348; funk@hs-ulm.de heilscher@hs-ulm.de, ruf@hs-ulm.de  
<sup>2</sup>Universitetet I Agder, Jon Lilletuns Vei 9, NO-4876 Grimstad  
<sup>3</sup>SWU Netze GmbH, Karlstr. 1, D-89075 Ulm, florian.meier@swu.de

## **Einleitung**

Die Energiewende in Deutschland hat zu einem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen geführt. Insbesondere in der Niederspannung werden Photovoltaikanlagen auf Gebäudedächern ausgebaut. Um den Ausbau zu forcieren und die Bürger zu informieren gibt es immer mehr frei zugängliche PV-Potentialanalysen für Gemeinden wie z.B. den Solarpotentialatlas des LUBW [1]. Diese Potentialanalysen bieten auch hilfreiche Informationen für die Planung von Verteilnetzen. Bei einer PV-Potentialanalyse werden für die verschiedenen Eignungsklassen lediglich Module vorgeschlagen und die jeweilige nutzbare Modulfläche angegeben. Bei dieser Betrachtung werden die Entwicklungen der Modulwirkungsgrade und der Preise nicht berücksichtigt. Bei sinkenden Preisen und steigenden Wirkungsgraden könnte es sich für einen PV-Anlagenbetreiber durchaus lohnen PV-Module mit einem höheren Wirkungsgrad und einem geringfügig höheren Preis anzuschaffen. Dadurch kann die potentielle PV-Leistung in einem Netzgebiet ansteigen und zu Problemen aus Sicht des Netzbetreibers führen. Wichtige Bewertungsfaktoren bei der Auswertung dieser Simulation sind die Auslastung der Betriebsmittel und die Einhaltung des von der Norm DIN EN 50160 vorgegebenen Spannungsbandes für den Netzbetrieb und die dezentrale Energieerzeugung. In dem untersuchten Testgebiet existieren nach einer PV-Potentialanalyse 11651 m freie, geeignete Dachfläche. Nachfolgend werden die Auswirkungen unterschiedlicher Modultechnologien und der Modul-Wirkungsgrade auf das PV-Potential und die Kennwerte der DIN EN 50160 in diesem Testgebiet analysiert und dargestellt.

## **Entwicklung der Solarzellen und Module**

Bei den Solarzellen wird fortlaufend an einer Erhöhung ihres Wirkungsgrades geforscht. Diese Forschung begünstigt die Entwicklung des Wirkungsgrades von kommerziell nutzbaren PV-Modulen. Die einzelnen Maßnahmen für die Effizienzsteigerung einer Solarzelle sind im Folgenden aufgeführt. Zudem werden noch einige Zelltypen die in dieser Untersuchung verwendet werden näher erläutert.

## **Technologische Entwicklung der Solarzellen**

Im Rahmen der Solarzellenforschung wurden mehrere Technologien entwickelt um den Wirkungsgrad der Solarzellen zu steigern. Es existiert eine Vielfalt von Optimierungsmöglichkeiten, um auftretende

Verluste der Solarzellen zu reduzieren. Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die Optimierungsmöglichkeiten.

**Tabelle 1: Übersicht für die Begrenzung des Wirkungsgrades von Solarzellen [3]**

Begrenzung durch	Ursache	Gegenmaßnahme
Reflexions- und Transmissionsverluste	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Brechungsindex</li> <li>- geringer Absorptionsindex</li> <li>- geringe optische Dicke</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Antireflexschicht</li> <li>- Texturierung der Oberfläche</li> <li>- Rückseitenverspiegelung</li> <li>- Direkte Halbleiter</li> </ul>
Absorptionsverluste	- Photonenenergie kleiner als Bandlücke	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimierung der Bandlücke</li> <li>- Multijunction-Solarzelle</li> </ul>
	- Photonenenergie größer als Bandlücke	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimierung der Bandlücke</li> <li>- Multijunction-Solarzelle</li> </ul>
Leerlaufspannung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Thermodynamik</li> <li>- Materialparameter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Halbleiter-Technologie</li> <li>- Passivierung</li> </ul>
Widerstände	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Widerstand der Halbleiter</li> <li>- Widerstand der Kontaktfinger</li> <li>- Serienschaltung</li> <li>- Materialdefekt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Buried Contacts</li> <li>- Prozessoptimierung</li> </ul>

Diese Ursachen für die Begrenzung des Wirkungsgrades und die möglichen Gegenmaßnahmen finden zum Teil bereits Anwendung bei der Produktion von PV-Modulen. Es sind auch Kombinationen der einzelnen Optimierungsmaßnahmen möglich. Im Laufe der technischen Entwicklung sind einige neue Typen von Solarzellen entstanden und es wurden mehrere der genannten Optimierungsmaßnahmen für PV-Module eingesetzt. Dies hat zur Folge, dass der Wirkungsgrad des PV-Moduls ansteigt. Dies führt zu einer geringeren, benötigten Fläche pro installiertem kWp Leistung. [3]

### **Übersicht über die verwendeten Modultypen**

Für die Untersuchung werden stichprobenartig einige Modultypen von verschiedenen Herstellern ausgewählt. Dabei werden sowohl aktuelle Module wie auch ältere Module verwendet. Zudem werden auch unterschiedliche Modultypen bezüglich der verwendeten Materialien und Technologien untersucht. Die ausgewählten Module werden in der nachfolgenden Tabelle 2 dargestellt. Die technischen Daten basieren dabei auf den Moduldatenblättern.

**Tabelle 2: Übersicht der für den Vergleich verwendeten Module [4]**

Hersteller	Schott Solar GmbH		Würth Solar GmbH	First Solar	Sanyo	Sunpower		GE Energy	Bosch	Jinko			
	Modul-Bezeichnung	ASI-F-90 [14]	Poly 165 [17]	WSG-0036E 075 [15]	FS-265 [16]	HIP-210 NKHE 1 [18]	SPR 215 [19]	x21-345 [8]	GE-CdTe 83 [9]	µm-Si plus 130 [7]	JKM 310PP-72 [11]	JKM 260PP-60 [10]	JKM 310M-72 [13]
Zelltyp	Dünnschicht	Polykristallin	Dünnschicht	Dünnschicht	Monokristallin-Amorph HIT	Monokristallin (Rückkontakt)	Monokristallin	Dünnschicht	Dünnschicht	Polykristallin	Polykristallin	Monokristallin	Monokristallin
Leistung Modul (STC) in Wp	86	165	75	65	210	215	345	83	130	310	260	310	275
Markteinführung	n/a	2010	2008	2006	2008	2006	2013	2010	2011	2013	2013	2013	2013
Material	a-Si	Si	CIS	CdTe	Si	Si	Si	CdTe	Si	Si	Si	Si	Si
m /kWp	16,95	7,94	9,71	11,11	5,81	5,65	4,74	8,7	10,99	6,25	6,33	6,25	6,06
kWp/m	0,059	0,126	0,103	0,090	0,172	0,177	0,211	0,115	0,091	0,160	0,158	0,160	0,165
Wirkungsgrad in %	6,2	12,6	10,29	9,03	16,76	16,88	21,5	11,5	9,1	15,98	15,89	15,98	16,14
PV-Potential im Testgebiet in kWp	689	1466	1200	1053	2002	2062	2454	1343	1059	1861	1843	1861	1925

## Voraussetzung für die Simulation

Für die Simulation wird das Testgebiet 1 der SWU Netze GmbH verwendet. Die Abbildung 1 zeigt das Testgebiet mit den eingetragenen Grenzen.



Abbildung 1: Luftaufnahme des Testgebiet Einsingen [5]

Für das Modell wurden die realen Jahresverbräuche und Standardlastprofile der SWU Netze GmbH verwendet. Die PV-Anlagen werden auf der Grundlage einer PV-Potentialanalyse in das Modell eingepflegt. Für die PV-Anlagen, die aus den geeigneten Dachflächen der PV-Potentialanalyse als potentielle PV-Anlagen hervorgingen, werden 5 Dünnschichtmodule, 3 polykristalline und 5 monokristalline Siliziummodule anhand der installierbaren Leistung pro Fläche untersucht.

### Auswertung der Simulationsergebnisse

Bei Verwendung der unterschiedlichen PV-Module variiert die installierbare PV-Leistung je nach Modultyp. Die Abbildung 2 zeigt die mögliche installierbare Leistung, welche unter Verwendung der verschiedenen Module im gesamten Testgebiet bei Ausschöpfung des maximalen Potentials möglich ist.

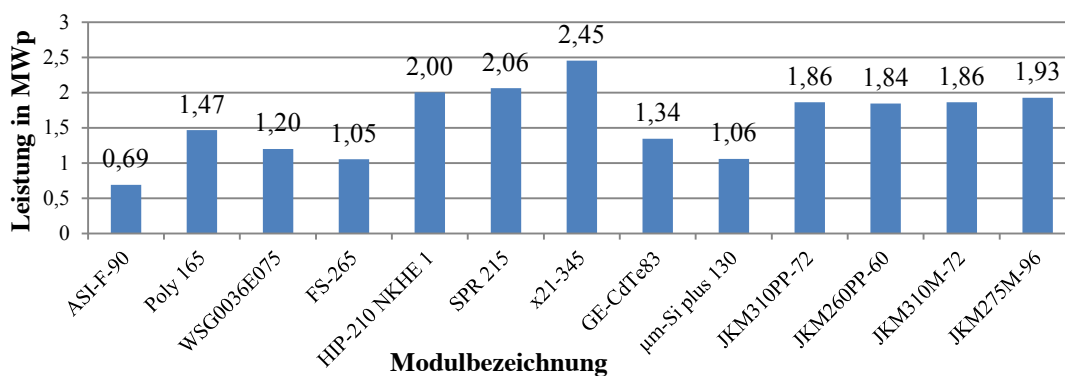
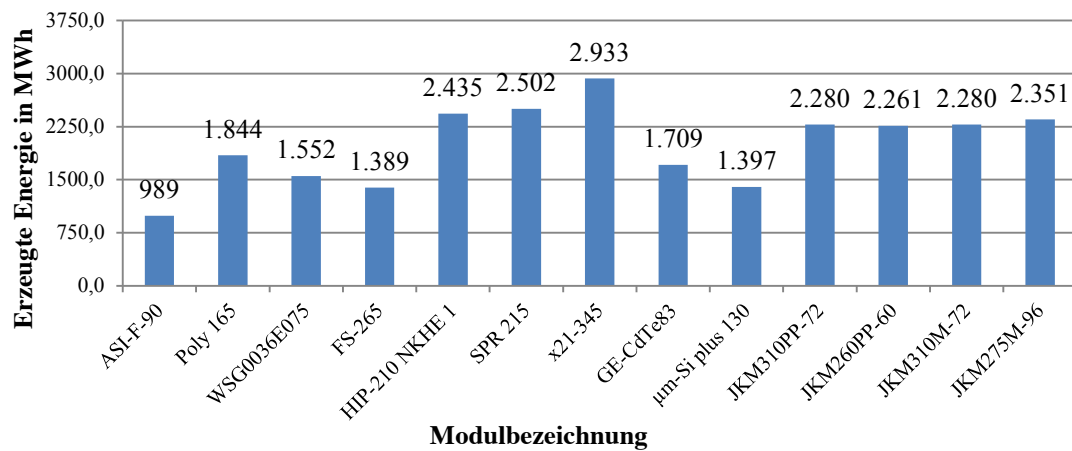


Abbildung 2: Installierbare Leistung im Testgebiet in Abhängigkeit der verwendeten Modulen

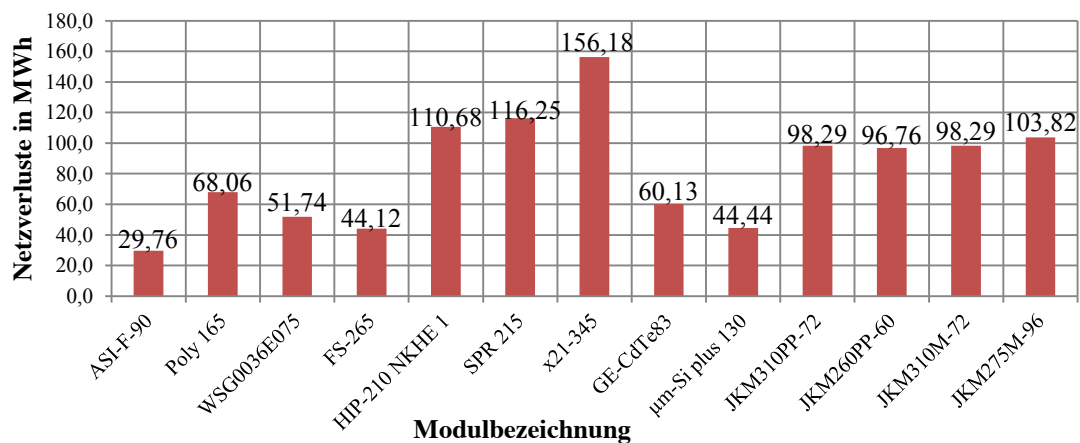
Aus der Grafik geht hervor, dass unter der Verwendung von polykristallinen und monokristallinen Si-Modulen, deutlich mehr Leistung auf derselben Dachfläche im Vergleich zu Dünnschichtzellen installiert werden kann. Dieser Sachverhalt wirkt sich auf die Auslastung der Betriebsmittel und das Spannungsband des Netzes aus. Aufgrund der höheren installierten Leistung fällt die Menge an

dezentral erzeugter Energie höher aus. Die Abbildung 3 zeigt die innerhalb eines Jahres erzeugte Energie im Verteilnetz.



**Abbildung 3: Darstellung der dezentral erzeugten Energie innerhalb eines Jahres unter Verwendung verschiedener Module**

Aus der Abbildung 3 ist deutlich der Zusammenhang zwischen der installierten Leistung und der erzeugten Energie zu sehen. Die Netzverluste sinken bei dem Zubau von erneuerbaren Energien bis zu einem Grenzwert erst einmal. Werden nach dem Erreichen dieser Grenze weitere Anlagen hinzugebaut steigen die Netzverluste wieder an. Die Abbildung 4 zeigt die Netzverluste des Netzes in Bezug auf ein Jahr. Die Netzverluste ohne PV Anlagen betragen 21,34 MWh und unter Berücksichtigung der bestehenden PV-Anlagen bei 22,60 MWh.



**Abbildung 4: Darstellung der Jahreslast und der auftretenden Netzverluste innerhalb eines Jahres unter Verwendung verschiedener PV-Module**

Die Netzverluste sind von dem Quadrat des Stroms abhängig. Zudem ist noch zu beachten, dass bis zu einer gewissen installierten Leistung die Netzverluste reduziert werden können. Diese Betrachtung der Netzverluste wurde z.B. in der Arbeit von Scheffler [2] durchgeführt. Die durch die PV-Anlagen gesteigerte Verlustleistung im Netz verursachen für den Netzbetreiber Mehrkosten. Der Zusammenhang zwischen den auftretenden Netzverlusten und der installierten PV-Leistung wird unter anderem auch in der Dissertation von Scheffler bearbeitet. [2] Durch die steigende Auslastung der

Betriebsmittel steigen die Netzverluste als Folge ebenfalls an. Aus diesem Grund wird die Überschreitungsdauer der Betriebsmittelauslastung betrachtet. Die Abbildung 5 zeigt die Überschreitungsdauer der maximalen Auslastung von 80%.

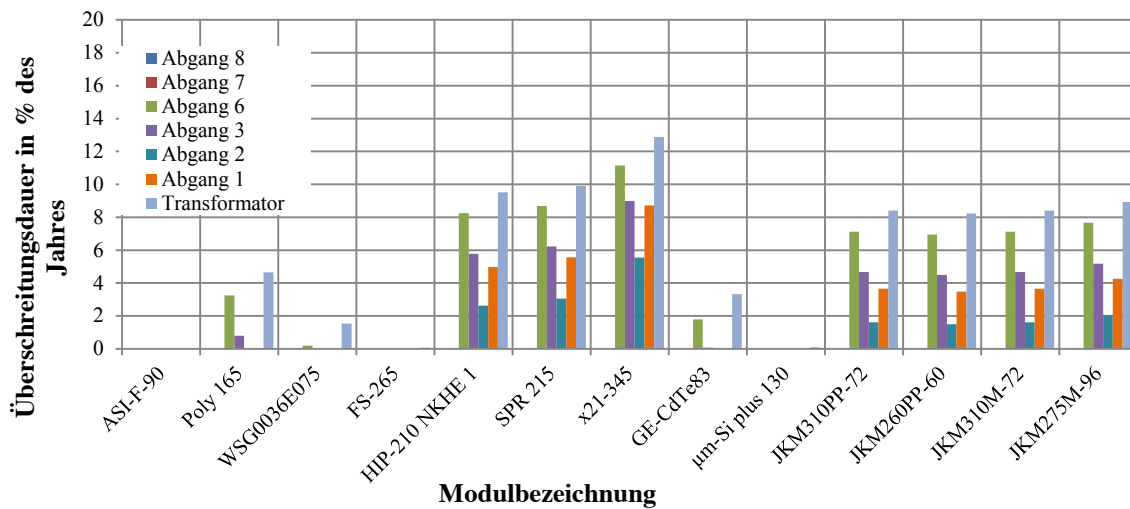


Abbildung 5: Dauer der Überschreitung der zulässigen Auslastung bezogen auf ein Jahr

Aus der Abbildung 5 wird deutlich, dass bei einem Zubau der installierten Leistung von mehr als 1060 kWp die zulässige Auslastung von 80% bei den Abgängen und von 100% bei dem Transformator überschritten wird. Unabhängig von den verwendeten Modulen bleiben die Abgänge 7 und 8 unter dieser Grenze. Dies verdeutlicht die Heterogenität des untersuchten Verteilnetzes und dessen Potentials. Zudem wird deutlich, dass die mono- und polykristallinen Si-Module zu einer höheren Auslastung im Vergleich zu den Dünnschichtzellen führen. Die Abbildung 6 zeigt die maximale Auslastung des Transformators in Abhängigkeit der verschiedenen Module auf das noch verfügbare Potential. Dabei wurden alle verfügbaren Potentialflächen mit dem identischen Modultyp ausgebaut.

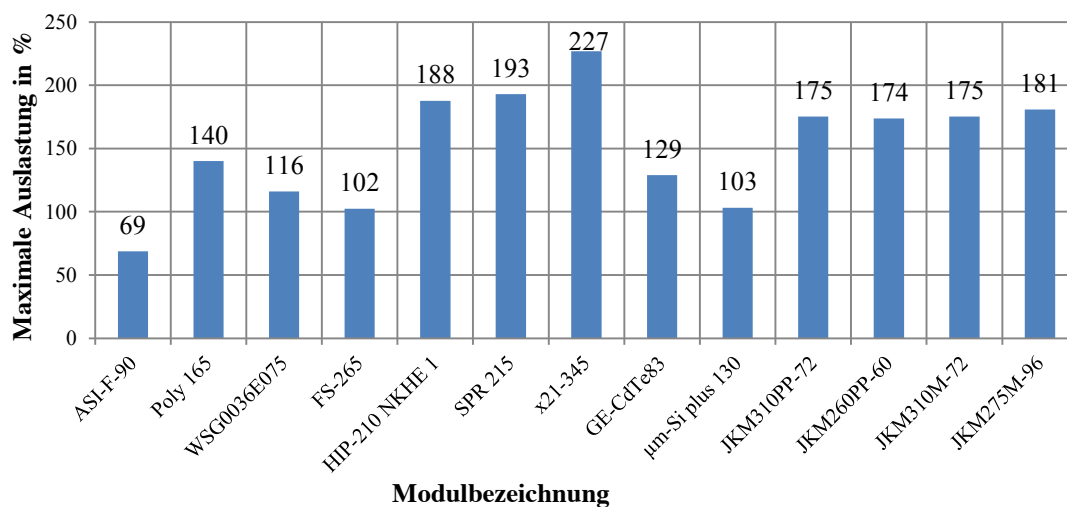
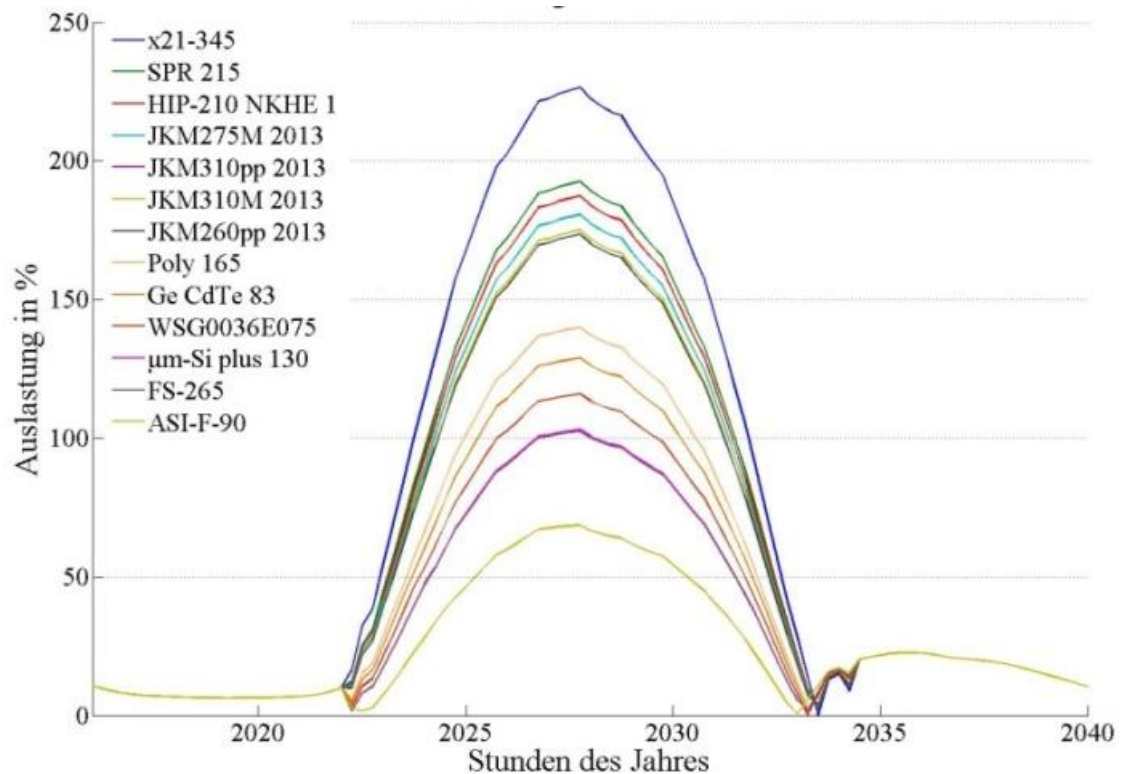


Abbildung 6: Maximale Auslastung des Transformators innerhalb eines Jahres

Aus der Abbildung geht hervor, dass eine maximale Auslastung des Transformators von bis zu 227% erreicht wird. Bei einer solch unzulässig hohen Auslastung des Transformators ist ein Tausch des

selbigen notwendig bzw. die Installation eines weiteren Transformators. Die Abbildung 7 stellt exemplarisch den Tagesverlauf für den Tag mit der maximalen Auslastung am Transformator dar.



**Abbildung 7: Tagesverlauf der Auslastung des Transformators unter Berücksichtigung der einheitlichen Verwendung unterschiedlicher PV-Module**

Die Abbildung 7 zeigt deutlich, dass der Transformator, abhängig von den verwendeten Modultypen, mehrere Stunden mit deutlich über 100% ausgelastet wird. Diese erhöhte Auslastung des Transformators verursacht eine beschleunigte Alterung desselben.[6] Somit wird ein Transformatortausch bzw. ein zusätzlicher Transformator nötig. In Bezug auf diese Überschreitungen ist es wichtig die Einhaltung des 10% Spannungsbandes zu überprüfen, da bei einer solch hohen Auslastung die Blindleistungseinspeisung als kostengünstigstes Mittel zur Spannungsreduktion nicht geeignet ist. Die Blindleistungseinspeisung verursacht eine weitere Steigerung der Betriebsmittelauslastung. Die Abbildung 8 zeigt die Überschreitung des Spannungsbandes innerhalb eines Jahres.

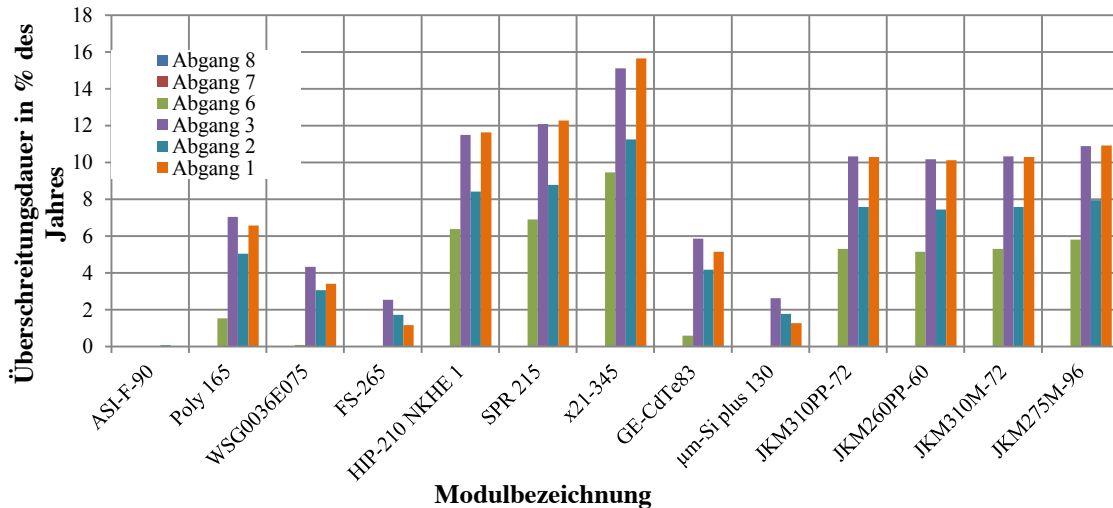


Abbildung 8: Jährliche Überschreitung des ± 10% Spannungsbandes

Aus der Abbildung 8 wird deutlich, dass dieses Spannungsband, abhängig von den verwendeten Modulen, bis zu fast 16% des Jahres überschritten wird. Dies entspricht ca. 1402 h eines Jahres. Somit wird je nach Art des PV-Moduls ein unterschiedlich starker Netzausbau benötigt, um die Netzstabilisation zu gewährleisten. Um die Ausmaße der Überschreitung des + 10% Spannungsbandes näher zu untersuchen wird in Abbildung 9 die maximal auftretende Spannung in p.u. dargestellt.

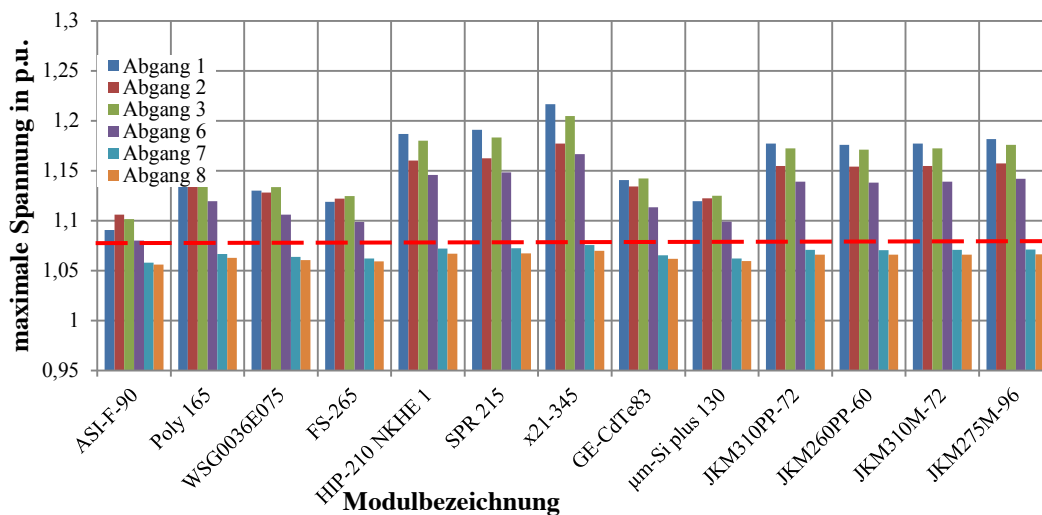
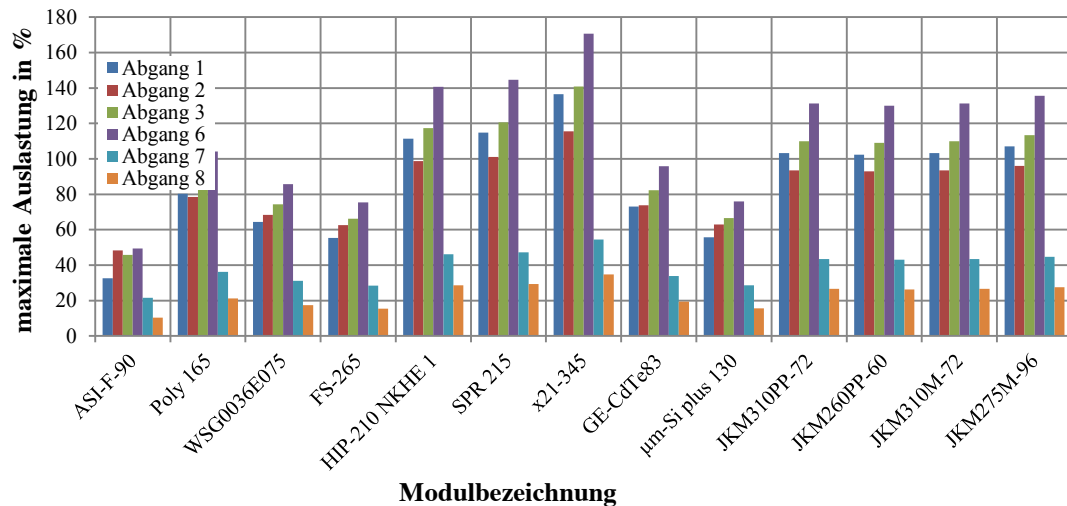


Abbildung 9: Maximal auftretende Spannung innerhalb der Abgänge

Des Weiteren kann hier auch die Aussage getroffen werden, dass die Einhaltung des Spannungsbandes auch von der Leitungslängen und Leitungsart, den Dachflächen und Hausanschlüssen des Abganges abhängt. Dies wird speziell bei den Abgängen 7 und 8 deutlich, da diese zu keiner Zeit das 10% Spannungsband überschreiten. Um geeignete Maßnahmen für die Spannungshaltung zu treffen, ist es notwendig die maximale Auslastung der Betriebsmittel zu untersuchen. Aufgrund der auftretenden Auslastung können die zu ergreifenden Maßnahmen genauer untersucht werden. Die Abbildung 10 zeigt die maximale Auslastung der Abgänge.





**Abbildung 10: Maximal auftretende Auslastung innerhalb eines Jahres**

Bei der Betrachtung der maximalen Auslastung der Abgänge ist anzumerken, dass bei der einheitlichen Anwendung eines PV-Moduls auf das Potential bei den untersuchten Dünnschichtzellen die zulässige Auslastung nicht oder nur geringfügig überschritten wird. Eine Ausnahme in dieser Betrachtung stellt die Zelle von GE Energy dar. Diese überschreitet die Auslastungsgrenze von 80% mit dem Abgang 6 deutlich. Die poly- und monokristallinen PV-Module erreichen eine deutlich höhere maximale Auslastung in den Abgängen. Hervorzuheben sind hierbei die Module von Sanyo und Sunpower. Diese verursachen bei allen Abgängen die höchste Auslastung. Hierbei ist zu beachten, dass bei der Untersuchung des Netzes mit diesen Modulen das  $\pm 10\%$  Spannungsband in den Abgängen 1, 2, 3 und 6 deutlich überschritten wird. Durch die hinzukommende hohe Auslastung dieser Abgänge wird ein klassischer Netzausbau bzw. eine Steuerung der Einspeiseleistung der PV-Anlagen in diesen Abgängen nötig.

## Ergebnis

Die Auswahl der PV-Module hat bei voller Ausschöpfung des PV-Potentials einen großen Einfluss auf die Situation im Verteilnetz. Je nach verwendetem Modul müssen neben dem auslastungsbedingten Ausbau der Leitungen und gegebenenfalls dem Tausch des Transformators zusätzliche Maßnahmen für die Spannungshaltung im Netzgebiet getroffen werden. Die Potentialanalysen liefern lediglich einen Anhaltspunkt für die möglichen installierbaren Leistungen. Wichtig ist hier jedoch die Berücksichtigung der verwendeten PV-Module. Diese besitzen einen großen Einfluss auf den Netzbetrieb und den benötigten Netzausbau. Bei der Verwendung von Dünnschichtzellen ist bei vollem Ausschöpfen des PV-Potentials der Netzzustand weniger kritisch als bei den untersuchten poly- und monokristallinen PV-Modulen. Zudem liefern die Dünnschichtzellen eine geringere Auslastung der Betriebsmittel als die poly- und monokristallinen PV-Module. Aus diesem Grund können bei der einheitlichen Verwendung der Dünnschichtzellen wesentlich mehr Spannungsregelungen durchgeführt werden.

Die dargestellten Zusammenhänge machen auch nochmal deutlich das es dringen notwendig ist von den installierten PV Anlagen mehr Informationen bereitzustellen. Mit der derzeitigen Beschränkung

auf die Angabe der Nennleistung und der Postleitzahl, lassen sich keine Aussagen über die Flächennutzung und die zukünftig mögliche Belastung der Netze treffen.

Quellen:

- [1] LUBW: online im internet, URL: <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/216927/>
- [2] Scheffler, Jörg: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungen, Dissertation, Universität Chemnitz 2002
- [3] Walter, Thomas: Photovoltaik Vorlesung, HS-Ulm, Ulm 2012
- [4] Landwirtschaftliche Lehranstalten des Bezirks Oberfranken Bayreuth: Photovoltaik investieren?, Bayreuth 2012
- [5] Ruf, Holger; Schrodter-Homscheidt, Marion; Beyer, Hans Georg; Meier, Florian; Heilscher, Gerd, 2013. "Analysis of Cloud Indicators to derive the Bus Bar Voltage at a Local Low Voltage Distribution Grid Transformer", 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 30. September – 04. Oktober 2013, Paris, France
- [6] Kerber, Georg; Witzmann, Rolf: Belastbarkeit von Verteilnetzen für Einspeisung aus Photovoltaik, Vortragsreihe des VDE Arbeitskreises Energietechnik, 23.04.2009
- [7] Bosch: Bosch Solar Module  $\mu$ m-Si plus, Arnstadt, 2011
- [8] SUNPOWER: Solarmodule der X-Serie, 2013
- [9] GE Energy: fact sheet CdTe Thin Film Solar Module, 2010
- [10] Jinko Solar: JKM260PP-60 POLY CRYSTALLINE MODULE, 2013
- [11] Jinko Solar: JKM310PP-72 POLY CRYSTALLINE MODULE, 2013
- [12] Jinko Solar: JKM275M-96 MONO CRYSTALLINE MODULE, 2013
- [13] Jinko Solar: JKM315M-72 MONO CRYSTALLINE MODULE, 2013
- [14] Schott Solar: Solarmodule SCHOTT ASI™ 78 / 81 / 86 / 90 / 95, 2008
- [15] Würth Solar: GeneCIS-Solarmodul 75W, Schwäbisch Hall, 2008
- [16] First Solar: Solarmodule der Serie FS2, Mainz, 2006
- [17] Schott Solar: Chrystalline module with POLY cells, Mainz 2010
- [18] Sanyo: HIT photovoltaisches Modul HIP-210NKHE1 HIP-205NKHE1, München, 2008
- [19] SUNPOWER: SPR-215-BLK RESIDENTIAL PV MODULE, 2006
- [20] Chez, Klaus: Klimaschutz durch Blindleistungskompensation, KBR Mitglied im Fachverband Starkstrom, 2011