

Fachhochschule Köln
University of Applied Science Cologne

**07 Fakultät für Informations-, Medien- und
Elektrotechnik**

Studiengang: Elektrotechnik
Studienrichtung: Elektrische Energietechnik

Institut für Elektrische Energietechnik

Photovoltaik in einem überlasteten Verteilnetz

Bachelorarbeit

Erstprüfer: Prof. Dr. Ing. Eberhard Waffenschmidt
Zweitprüfer: Prof. Dr. Ing. Bernfried Späth

vorgelegt am 13.08.2014

von Bente Muhr

aus Leverkusen

Matrikel.Nr.: 11081887

Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die Bachelorarbeit selbständig angefertigt und keine anderen als die angegebenen und bei Zitaten kenntlich gemachten Quellen und Hilfsmittel benutzt habe.

Bente Muhr

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei Herrn Prof. Dr. Ing. Eberhard Waffenschmidt, der mir die Möglichkeit zu dieser Bachelorarbeit gegeben hat und mich dabei auch unterstützt hat, bedanken.

Ein großer Dank geht auch an Herrn Prof. Dr. Ing. Bernfried Späth für die freundliche Übernahme des Korreferats.

Desweiteren möchte ich mich besonders bei meinen Kommilitonen, Benjamin Willige, Sonny Glesmann und Rustam Nagaev für die gemeinsamen Erlebnisse, viel Spaß und Freude während meines Studiums sowie die spannenden Diskussionen und die gute Zusammenarbeit bedanken.

Außerdem möchte ich mich bei meinem Freund und meiner Familie bedanken, welche mir ein wunderbares und nach meinen Vorstellungen gelungenes Studium ermöglicht haben und mir selbst in schwierigen Zeiten unterstützend zur Seite standen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungsverzeichnis.....	VII
1. Einleitung	1
1.1 Energieversorgung in Deutschland.....	1
1.2 Netzsituation in Fröndenberg	2
1.3 Ziel der Arbeit.....	2
2 Grundlagen Photovoltaik	3
2.1 Photovoltaikmodul.....	3
2.2 Solarwechselrichter	4
2.3 Betriebsarten von PV-Anlagen.....	5
2.3.1 Inselanlage	5
2.3.2 Netzgekoppelte PV-Anlage.....	6
3 Gesetze und Richtlinien	6
3.1 Allgemein.....	6
3.2 Erneuerbare Energien Gesetz 2012	7
3.3 BDEW-Mittelspannungsrichtlinie.....	13
3.4 VDE- AR-N 4105	17
3.5 Bezogen auf Fröndenberg.....	21
4 Netzsimulation	23
4.1 Lastflussberechnung.....	24
4.1.1 Auslastung der Betriebsmittel	24
4.1.2 Überprüfung der Spannungsänderung ...	24

4.2 Lastflussberechnung mit Lastprofilen.....	25
4.3 Auswertung der Lastflussberechnungen	25
5. Lösungsvorschläge.....	29
5.1 Einspeisemanagement.....	29
5.2 Dynamische 70%-Regelung	31
5.3 Feste 70%-Regelung.....	31
5.4 Hybrid-Speicher.....	32
5.5 Blindleistung.....	33
5.6 Inselbetrieb	34
5.7 Leistungsbegrenzung	34
5.8 Benötigter Netzausbau.....	38
6 Fazit.....	38
Quellenverzeichnis:.....	40
A Anhang	47
A.0 Auslastung der Betriebsmittel 2	47
A.1 Auslastung der Betriebsmittel 3	48
A.2 Auslastung der Betriebsmittel 4	49
A.3 Auslastung der Betriebsmittel 5	49
A.4 Zulässige Spannungsänderung 2	50
A.5 Netzplan.....	51

Abbildungsverzeichnis

Abb.1 Lastprofil: Juli 2011 Anlage „Am Obsthof 43“	27
Abb.2 : Einspeisung, Januar 2011 (01.01-07.01.2011)	28
Abb.3 Einspeisung, Juli 2011(01.07-07.07.2011)	29
Abb.4 Abschaltung bei 101,375% von Un	35
Abb.5 Abschaltung bei 101,125% von Un	36
Abb.6 Einspeisung mit Abschaltung der Anlage „Am Obsthof 43“	37

Tabellenverzeichnis

4.3	Auslastung der Betriebsmittel	25
4.3	Zulässige Spannungsänderung	26
A.0	Auslastung der Betriebsmittel 2	46
A.1	Auslastung der Betriebsmittel 3	47
A.2	Auslastung der Betriebsmittel 4	48
A.3	Auslastung der Betriebsmittel 5	48
A.4	Zulässige Spannungsänderung 2	49
A.5	Netzplan	51

Abkürzungsverzeichnis

A	Ampere
BDEW	<i>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft</i>
EE	Erneuerbare Energien
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GWh	Gigawattstunde
Hz	Hertz
kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt-Ampere
KWK	<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>
kWp	Kilowatt Peak
MPP	Maximum Power Point
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	<i>Photovoltaik</i>
RFE	Rundsteuerempfänger
TRA	Tonfrequenz-Rundsteueranlagen
VDE	<i>Verband der Elektrotechnik</i>

1. Einleitung

1.1 Energieversorgung in Deutschland

Die Grundlage einer gut funktionierenden Volkswirtschaft ist eine sichere, wirtschaftliche und dennoch ressourcenschonende Energieversorgung. Seitdem die Energiewende immer weiter voranschreitet, bedeutet dies für Deutschland eine große Herausforderung, da der Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundene, äußerst kostenintensive Ausbau der Energienetze beschleunigt werden soll. Das Ziel der Energiewende liegt in einer Energieversorgung, die zu 80% aus erneuerbaren Energien besteht bis zum Jahr 2050 [1].

Aufgrund des stetig steigenden Ausbaus der dezentralen Energieerzeuger, kommt es zu immer größeren Netzbelastungen. Denn das stetige Wachstum der erneuerbaren Energien findet meist abseits der größeren Verbraucherzentren und in einer Überzahl an kleineren Erzeugungsanlagen statt. Die Anforderungen an die Energieversorger, eine stabile Stromversorgung zu garantieren, werden in der Zukunft deutlich größere Probleme und einen höheren Handlungsbedarf mit sich führen. Es ist nicht ungewöhnlich, dass in der aktuellen Energienetzesituation zum Teil ein Netzanschluss eines dezentralen Energieerzeugers durch den Energieversorger verweigert wird, trotz der gesetzlichen Verpflichtung des unverzüglichen Netzanschluss oder dem damit verbundenen Netzausbau, wenn dieser wiederum wirtschaftlich zumutbar ist [2].

Die Begründung hierfür liegt in einer drohenden Überlastung der vorhandenen Energienetze, welche die Netzstabilität negativ beeinflusst. Die Netze müssen in der Zukunft für Stromflüsse, welche in zwei Richtungen stattfinden, gerüstet sein, da durch die dezentralen Erzeuger ein Stromfluss ins Netz verursacht wird und durch die ans Netz verknüpften Lasten ein Stromfluss zum Verbraucher stattfindet.

1.2 Netzsituation in Fröndenberg

Die Stadtwerke Fröndenberg versorgen das komplette Stadtgebiet Fröndenberg und ebenso die Ortsteile der Kommunen Unna, Wickede und Menden mit Strom. Sie betreiben ein ausgedehntes 30-kV-, 10-kV- und 0,4-kV-Netz zur Versorgung der oben genannten Gebiete. Die Netzlänge des 30kV- Netzes beträgt 32,1 km, die Länge des 10kV- Netzes liegt bei 179,9 km und die des 1kV- Netzes bei 314,8 km. Die Stromabgabe beläuft sich jährlich auf knapp 221,3 GWh. Im Stadtgebiet Fröndenberg sind derzeit rund 477 Solaranlagen ans Netz angeschlossen, welche von Bürgern und ebenso verschiedenen Unternehmen betrieben werden (Stand Mai 2014). Eine Mindestspannungsqualität ist im Nieder- und Mittelspannungsnetz erforderlich, um den Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen rückwirkungsfrei zu gewährleisten. Jedoch führt die rapide wachsende Anzahl der PV-Anlagen und deren steigende Leistung zu erheblichen Energieeinspeisungen, welche nicht vernachlässigbare Spannungsanhebungen im 10kV-Netz verursachen. Desweiteren wirken sich die Spannungsanhebungen ebenso auf die unterlagert angeschlossenen 0,4kV – Teilnetze aus. In bestimmten Randbereichen des Netzes liegt der zulässige Spannungswert nah am Grenzwert oder wurde bereits überschritten. Im Niederspannungsnetz (NS) und im Mittelspannungsnetz (MS) sind zulässige Spannungsänderungen von $\Delta U_{MS} \leq 2\%$ und $\Delta U_{NS} \leq 3\%$ einzuhalten. Die Überprüfung der zulässigen Spannungsänderung wird im Abschnitt 4 durchgeführt [3] [4].

1.3 Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist es, die Netzsituation in Fröndenberg zu betrachten. Wie im Abschnitt 1.2 bereits erläutert wurde, besteht in Randgebieten der Stadt Fröndenberg das Problem, dass die Mindestspannungsqualität sowohl im Niederspannungs- als auch im Mittelspannungsnetz gefährdet oder aber schon überschritten ist.

Betrachtet wird hierbei das Mittel- und Niederspannungsteilnetz „Anbindung Ostbüren an Dellwig“. Insbesondere wird die Anschlussüberprüfung für eine PV-Anlage („Am Obsthof 43“) durchgeführt, welche im unterlagerten 0,4-kV-Netz angebunden werden soll, siehe Netzplan „Anbindung Ostbüren an Dellwig“ im Anhang A.5. Es handelt sich hierbei um eine PV-Anlage mit einer Anschlussleistung von 6,6 kWp. Im Jahr 2010 wurde für diese Anlage eine Anschlussanfrage beim Netzbetreiber gestellt, welche aufgrund von unzulässigen Spannungsänderungen im Netz abgelehnt wurde. Deshalb wird in dieser Arbeit ein Ausschnitt der technischen Regelwerke erläutert, die für den Anschluss und Betrieb von dezentralen Erzeugern von Bedeutung sind. Die Überprüfung der Netzsituation in Fröndenberg wird anhand des zugrunde gelegten Netzplans „Anbindung Ostbüren an Dellwig“ mit Hilfe des Simulationsprogramm *Neplan* durchgeführt. Mittels Lastflussberechnungen wird geprüft, ob die Möglichkeit besteht weitere dezentrale Erzeuger anzuschließen oder ob dies aufgrund der Spannungsänderung nicht ohne weiteres zulässig ist. An dieser Stelle sei erwähnt, dass der in dieser Arbeit berücksichtigte Netzplan auf dem Stand von 2010 ist. Mögliche Lösungsvorschläge um weitere dezentrale Erzeuger in Betrieb zu nehmen, werden im Abschnitt 5 betrachtet. Als Abschluss dieser Arbeit wird ein Fazit gegeben.

2 Grundlagen Photovoltaik

2.1 Photovoltaikmodul

Mehrere in Serie oder parallel geschaltete Solarzellen bilden ein Photovoltaikmodul. Das Photovoltaikmodul (PV-Modul) wandelt durch den Photoeffekt das Sonnenlicht in elektrische Energie in Form von Gleichstrom um. Auf dem Markt sind verschiedene Arten von PV-Modulen zu erwerben. Die drei am häufigsten verwendeten PV-Modularten sind monokristalline

Module, polykristalline Module und Dünnschichtmodule. Angegeben wird die Nennleistung eines PV-Moduls in Kilowattpeak (kWp). Die Einheit Kilowattpeak steht für die elektrische Spitzenleistung und setzt sich aus der Einheit Kilowatt (kW) und dem englischen Wort „peak“, welches Spitze bedeutet zusammen[5]. Aufgrund der verschiedenen Bauarten der PV-Module weisen diese unterschiedliche Wirkungsgrade auf. Monokristalline Module erzielen derzeit einen Wirkungsgrad von 14 bis zu 18%, Polykristalline Solarmodule zwischen 12 und 16 % und Dünnschichtmodule erreichen einen Wirkungsgrad von lediglich 6 bis 10%. Die Modullebensdauer liegt zwischen 30 und 40 Jahren. Leistungsgarantien der Hersteller betragen ungefähr 20 bis 25 Jahre. Die erbrachte Leistung nach dieser Zeit beträgt noch 80 bis 90% [6][7].

2.2 Solarwechselrichter

Ein Solarwechselrichter ist ein Bestandteil jeder PV-Anlage und hat mehrere Funktionen. Er soll den Strom umwandeln, die Leistung optimieren, überwachen und schützen. Der Wechselrichter wandelt den von der PV-Anlage erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom um. Ein Wechselrichter hat kaum Verluste und kann somit inzwischen Wirkungsgrade von bis zu 99 Prozent erzielen. Des Weiteren besteht die Aufgabe des Wechselrichters darin, die PV-Module kontinuierlich in ihrem Leistungsoptimum zu betreiben. Der Maximum Power Point (MPP) eines PV-Moduls ergibt sich aus Temperatur und Einstrahlungsintensität in Kombination mit Stromstärke und Spannung, bei der die maximale Leistung eines PV-Moduls abgegeben wird. Aufgrund von ständigen Wetterveränderungen, wobei Temperatur und Einstrahlungsintensität variabel sind, hat der Wechselrichter die Aufgabe regelmäßig den MPP zu überprüfen, damit die größtmögliche Leistung der PV-Module erreicht und ausgeschöpft werden kann. Außerdem speichert der Wechselrichter alle Daten zum Energieertrag der PV-Anlage. Die elektrischen Funktionen des Photovoltaikgenerators werden überwacht und Störungen, die eventuell entstehen, werden angezeigt. Eine wichtige Funktion des Wechselrichters

besteht zudem in der Überwachung des Stromnetzes, in welches er einspeist. Sobald Grenzwerte, welche für die Spannung und Frequenz vorgeschrieben sind, unter-oder überschritten werden, trennt der Wechselrichter unverzüglich die PV-Anlage vom Netz. Im Falle eines geringen Frequenzanstiegs muss die Leistung stufenlos reduziert werden, damit eine Unterstützung der Netzregelung gewährleistet wird. Zusätzlich stützen Wechselrichter das Netz durch das Bereitstellen von Blindleistung bei kurzzeitigen Störungen wie zum Beispiel Spannungseinbrüchen [8].

2.3 Betriebsarten von PV-Anlagen

PV-Anlagen können in verschiedenen Betriebsarten genutzt werden. Zum einen gibt es die Variante des netzgekoppelten Anlagenbetriebs und zum anderen den Inselanlagenbetrieb. Die netzgekoppelten Anlagen werden seit knapp 20 Jahren verwendet [9].

2.3.1 Inselanlage

Zweck einer Inselanlage ist es, eine netzunabhängige Stromversorgung zu erzielen. Bei Bedarf wird der durch die Solarzellen produzierte Strom direkt verbraucht oder in einem leistungsfähigen Akkumulator zwischengespeichert. Eine Netzeinspeisung in das öffentliche Netz findet nicht statt. Ein Laderegler wird für die Ladung und Entladung benötigt. Er verhindert gleichzeitig die Überladung der Akkumulatoren. Bei der Auslegung einer Photovoltaik Inselanlage müssen mehrere Faktoren berücksichtigt werden. Der mögliche Ertrag der Solarmodule, der voraussichtliche Solarstrombedarf der Verbraucher und die Kapazität der Akkumulatoren. Diese Punkte müssen optimal aufeinander abgestimmt werden. Zum Einsatz kommt das Prinzip der Inselanlage in Gebieten, wo kein Anschluss an das öffentliche Versorgungsnetz besteht. Speziell geeignet ist dieses Konzept für Ferien- oder Gartenhäuser, die zum Beispiel nur im Sommer genutzt werden oder wo generell kein großer Bedarf der Stromversorgung besteht. Insbesondere in Entwicklungs-und

Schwellenländern bietet diese Nutzung der PV-Anlagen beachtliche Möglichkeiten zur Stromversorgung, wo diese sonst nicht erdenklich wären [10].

2.3.2 Netzgekoppelte PV-Anlage

Eine netzgekoppelte PV-Anlage besteht im Wesentlichen aus den Photovoltaik-Modulen, einem oder mehreren Wechselrichtern, einer Schutzeinrichtung zur automatischen Abschaltung bei Störungen im öffentlichen Netz, sowie einem Zähler zur Erfassung der eingespeisten Strommenge. Netzgekoppelte Anlagen können in zwei unterschiedlichen Varianten genutzt werden. Zum einen besteht die Möglichkeit die netzgekoppelte Anlage in der Variante der Überschusseinspeisung zu nutzen, welche aus einer Kombination von Eigenverbrauch und Netzeinspeisung besteht und zum anderen die Variante der Volleinspeisung. Bei der Überschusseinspeisung wird der aus den PV-Anlagen erzeugte Strom vorrangig im Objekt verbraucht und lediglich der Überschuss des erzeugten Stroms wird in das öffentliche Netz eingespeist. Im Fall der Volleinspeisung wird der gesamte erzeugte Strom in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist [11].

3 Gesetze und Richtlinien

3.1 Allgemein

Das Erneuerbare Energien Gesetz ist für dezentrale Energieerzeuger gültig, welche im Nieder- und Mittelspannungsnetz betrieben werden. Die BDEW-Richtlinie gilt für den Anschluss und Betrieb von dezentralen Energieerzeugern im Mittelspannungsnetz. In der VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel sind technische Mindestanforderungen verfasst, welche

für den Anschluss und Parallelbetrieb von dezentralen Erzeugern am Niederspannungsnetz gültig sind.

3.2 Erneuerbare Energien Gesetz 2012

Durch das im Jahr 2000 erstmals in Kraft getretene Erneuerbare Energien Gesetz entstand ein einflussreicher Grundstein für eine zukunftsorientierte Förderung der Energieversorgung durch erneuerbare Energien.

Überarbeitete Fassungen des EEG gab es im Jahre 2004, 2009, 2012 und 2014 [9]. Im Jahr 2004 wurde eine bessere juristische Stellung und eine Angleichung von Fördersätzen der Anlagenbetreiber gegenüber den Netzbetreibern unter der Änderung des EEG 2000 zu einer neuen Fassung des EEG 2004 gewährleistet. Bei der Überarbeitung des EEG 2004 zum EEG 2009 wurden die Anforderungen konkreter konzipiert. Der Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromproduktion soll bis 2020 mindestens 35% betragen. Zusätzlich wurde eine Ausgleichregelung konzipiert, welche bei Engpässen in der Stromeinspeisung in öffentlichen Energienetzen helfen soll, das Ziel der 35% EE zu erreichen.

Die im EEG 2012 geregelten Ausbauziele sind wie folgt vorgesehen:

Bis zum Jahr:

2020 spätestens 35%

2030 spätestens 50%

2040 spätestens 65%

2050 spätestens 80%

sollen die erneuerbaren Energien diesen Anteil an der Stromproduktion in Deutschland leisten [12].

§ 5 Anschluss:

- (1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im

Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstiger Verknüpfungspunkt.

- (4) Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach §9 möglich wird [13].

Der §5, des EEG 2012 regelt die Gesetzmäßigkeiten die von dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber zu befolgen sind, um weitere Erzeuger ans Netz anzuschließen.

§6 Technische Vorgaben:

- (1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sowie Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen müssen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit
 1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und
 2. die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann.
- (2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie
 1. mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt müssen die Pflicht nach Absatz 1 Nummer 1 erfüllen,
 2. mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt müssen

- a) die Pflicht nach Absatz 1 Nummer 1 erfüllen oder
- b) am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70% der installierten Leistung begrenzen [14].

Durch die Methoden im § 6 Abs.2 Nummer 2 a und b, soll vermieden werden, dass Netzüberlastungen an gewinnbringenden Tagen entstehen.

§ 9 Erweiterung der Netzkapazität:

- (1) Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen. Dieser Anspruch besteht auch gegenüber Netzbetreibern, an deren Netz die Anlage nicht unmittelbar angeschlossen ist, sondern auch für vorgelagerte Netze mit einer Spannung bis einschließlich 110kV, wenn dies erforderlich ist, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen.
- (2) Die Pflicht erstreckt sich auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen.
- (3) Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist [15].

Im §9 sind die gesetzlichen Vorschriften zu Erweiterung der Netzkapazität erläutert. Der Netzbetreiber bekommt durch den §9 eine gesetzliche Vorgabe, wann er dazu verpflichtet ist, dass Netz auszubauen und unter welchen Umständen von einem Netzausbau abzusehen ist.

§ 10 Schadensersatz:

- (1) Verletzt der Netzbetreiber seine Verpflichtungen aus §9 Abs.1, können Einspeisewillige Ersatz des hierdurch entstandenen Schadens verlangen. Die Ersatzpflicht tritt nicht ein, wenn der Netzbetreiber die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat.
- (2) Liegen Tatsachen vor, die die Annahme begründen, dass der Netzbetreiber seine Pflicht aus § 9 Abs.1 nicht erfüllt hat, können Anlagenbetreiber/-innen Auskunft von dem Netzbetreiber darüber verlangen, ob und inwieweit der Netzbetreiber seiner Verpflichtung zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes nachgekommen ist. Die Auskunft kann verweigert werden, wenn sie zur Feststellung, ob ein Anspruch nach Absatz 1 vorliegt, nicht erforderlich ist [16].

Falls der Netzbetreiber der Pflicht des unverzüglichen Netzausbaus nicht nachkommt, kann der Einspeisewillige Schadensersatz verlangen, jedoch nicht wenn der Netzbetreiber keine Verletzung des Gesetzes zu verantworten hat. Durch den §10, erhält der Anlagenbetreiber das Recht, sich beim Netzbetreiber zu erkundigen, wie weit der Netzausbau vorangeschritten ist.

§ 11 Einspeisemanagement:

- (1) Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach §9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von §6 Absatz 1 Nummer 1, Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, zu regeln, soweit
 1. andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde,

2. der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Anlagen zur Stromerzeugung am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und
3. sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des §6 Absatz 2 erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Im Übrigen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird [17].

§ 13 Netzanschluss:

(1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an den Verknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 oder 2 sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms trägt die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber [18].

Im §13 wird geregelt welche Kosten der Anlagenbetreiber bei der Errichtung und dem Anschluss eines dezentralen Energieerzeugers zu tragen hat.

§ 14 Kapazitätserweiterung:

Die Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes trägt der Netzbetreiber [19].

Der Sinn des §14 besteht darin, festzulegen wer für die Kosten im Fall einer Kapazitätserweiterung des Netzes aufzukommen hat.

§ 59 Einstweiliger Rechtsschutz:

- (1) Auf Antrag der Anlagenbetreiberinnen oder des Anlagenbetreibers kann das für die Hauptsache zuständige Gericht bereits vor Errichtung der Anlage unter Berücksichtigung der Umstände Einzelfalles durch einstweilige Verfügung regeln, dass die Schuldnerin oder der Schuldner der in den §§ 5, 8, 9 und 16 bezeichneten Ansprüche Auskunft zu erteilen, die Anlage vorläufig anzuschließen, sein Netz unverzüglich zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen, den Strom abzunehmen und hierfür einen als billig und gerecht zu erachtenden Betrag als Abschlagszahlung zu leisten hat.

- (2) Die einstweilige Verfügung kann erlassen werden, auch wenn die in den §§ 935, 940 der Zivilprozessordnung bezeichneten Voraussetzungen nicht vorliegen [20].

§ 935 Einstweilige Verfügung bezüglich Streitgegenstand:

Einstweilige Verfügungen in Bezug auf den Streitgegenstand sind zulässig, wenn zu besorgen ist, dass durch eine Veränderung des bestehenden Zustandes die Verwirklichung des Rechts einer Partei vereitelt oder wesentlich erschwert werden könnte [21].

§ 940 Einstweilige Verfügung zur Regelung eines einstweiligen

Zustandes:

Einstweilige Verfügungen sind auch zum Zwecke der Regelung eines einstweiligen Zustandes in Bezug auf ein streitiges Rechtsverhältnis zulässig, sofern diese Regelung, insbesondere bei dauernden Rechtsverhältnissen zur Abwendung wesentlicher Nachteile oder zur Verhinderung drohender Gewalt oder aus anderen Gründen nötig erscheint [22].

3.3 BDEW-Mittelspannungsrichtlinie

Alle hier zum Punkt BDEW-Mittelspannungsrichtlinie aufgeführten Auskünfte stammen aus der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [BDEW-Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz].

Netzanschluss:

PV-Anlagen sind am geeigneten Netzanschlusspunkt anzubinden. Ausschlaggebend für eine Beurteilung des Netzanschlusses einer PV-Anlage ist das Verhalten dieser am Netzanschlusspunkt und ebenso im allgemeinen Versorgungsnetz. Nachdem der künftige Anlagenbetreiber einen Netzanschlussantrag gestellt hat, wird die angefragte Einspeiseleistung netztechnisch vom Netzbetreiber geprüft. Die Anschlussleistung, die Art und Betriebsweise der PV-Anlage und die Impedanz am Netzverknüpfungspunkt sind maßgeblich für die Beurteilung der PV-Anlagenanschlussmöglichkeit unter Betrachtung der Netzurückwirkungen. Die Gesamtwirkung von mehreren Erzeugungsanlagen muss beachtet werden, falls sie im gleichen Mittelspannungsnetz angebunden sind [23].

Bemessung der Netzbetriebsmittel:

Durch den Betrieb von Erzeugungsanlagen kann eine höhere Belastung von Leitungen, Transformatoren sowie weiteren Betriebsmitteln der Netze hervorgerufen werden. Aus diesem Grund ist es notwendig, eine Überprüfung der Belastungsfähigkeit dieser Betriebsmittel vorzunehmen. Bei der Überprüfung werden die Betriebsmittel nach den entsprechenden Bemessungsvorschriften begutachtet.

Die maximale Scheinleistung S_{Amax} ergibt sich aus der Division der Summe aller maximalen Wirkleistungen P_{Emax} und dem minimalen Leistungsfaktor λ , welcher vom Netzbetreiber durch den Netzanschlusspunkt vorgegeben wird [24].

$$S_{Amax} = \frac{\sum P_{Emax}}{\lambda}$$

Zulässige Spannungsänderung:

Die Spannungsänderung die von Erzeugungsanlagen, welche im Mittelspannungsnetz angebunden sind, verursacht wird darf im fehlerfreien Netzbetrieb, nicht den Wert von 2% gegenüber der Spannung die ohne Erzeugungsanlagen anliegt, überschreiten [25].

$$\Delta u_a \leq 2\%$$

Schnelle Spannungsänderungen:

Im Moment einer gleichzeitigen Abschaltung von einer oder mehreren Anlagen eines Netzanschlusspunkts liegt die Begrenzung der Spannungsänderung an jedem Netzpunkt bei 5% [26].

$$\Delta u_{Amax} \leq 5\%$$

Langzeitflicker:

Flicker sind störende Helligkeitsschwankungen von Lampen welche durch Spannungsschwankungen entstehen.

Am Netzverknüpfungspunkt ist die nachstehende Langzeitflickerstärke (P_{lt}), welche durch betriebsbedingte flickerwirksame Schwankungen der Spannung auftritt, einzuhalten.

$$P_{lt} \leq 0,46$$

Berechnet werden kann die Langzeitflickerstärke einer Erzeugungseinheit wie folgt:

$$P_{lt} = c * \frac{S_{rE}}{S_{kV}}$$

S_{rE} = Bemessungsscheinleistung der PV-Anlage

S_{kV} = Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

c = Flickerkoeffizient

Bei einer Erzeugungsanlage welche aus mehreren Erzeugungseinheiten besteht, muss der P_{lt} für jede einzelne Erzeugungseinheit getrennt

berechnet werden. Daraus ist dann ein Flickerstörfaktor aus den resultierenden Wert für den Verknüpfungspunkt zu berechnen [27].

$$P_{lt\ res} = \sqrt{\sum_i P_{lt^2 * i}}$$

Der resultierende Flickerstörfaktor, bei einer Erzeugungsanlage welche aus n-gleichen Einheiten besteht berechnet sich wie folgt:

$$P_{lt\ res} = \sqrt{n} * c * \frac{S_{rE}}{S_{kV}}$$

S_{rE} = Bemessungsscheinleistung der PV-Anlage

S_{kV} = Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

c = Flickerkoeffizient

n = Anzahl der gleichen Erzeugungseinheiten

Kommutierungseinbrüche:

Die von netzgeführten Umrichtern hervorgerufene Tiefe der Kommutierungseinbrüche, darf im ungünstigsten Betriebszustand an einem Verknüpfungspunkt nicht über den Wert $d_{kom} = 2,5\%$ liegen [28].

Rückwirkungen auf Tonfrequenz-Rundsteueranlagen:

Die Tonfrequenz-Rundsteuerung dient zur Fernsteuerung von Betriebsmitteln. Mit ca. 100Hz – 1500Hz werden die Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) gewöhnlich betrieben. Auskunft über die örtlich betriebene Rundsteuerfrequenz erhält man beim Netzbetreiber. Die Werte liegen in der Regel bei etwa 1% bis zu 4% der Nennspannung, U_n .

Die Reduzierung des Tonfrequenzpegels darf höchstens 5% in jedem der Verknüpfungspunkte im Niederspannungsnetz betragen [29].

Wirkleistungsabgabe:

Die Leistungsabgabe einer Erzeugungsanlage muss reduziert stattfinden können. Es gibt unterschiedliche Fälle, in denen der Netzbetreiber eine Drosselung der Einspeiseleistung vornehmen oder eine Anlagenabschaltung veranlassen darf. Und zwar wenn für den sicheren

Systembetrieb eine potenzielle Gefahr besteht, die Gefahr einer Netzüberlastung des öffentlichen Netzes besteht, die Gefahr einer Inselnetzbildung droht, die statische oder dynamische Netzstabilität gefährdet wird, ein systembedrohender Frequenzanstieg vorliegt und Instandsetzungen oder Baumaßnahmen durchgeführt werden. Die Wirkleistung einer PV-Anlage muss in Stufen von maximal 10% der vereinbarten Anschlusswirkleistung gedrosselt werden können. Es muss zu jeder Zeit, egal bei welchem Betriebszustand und aus welchem Betriebspunkt möglich sein, den durch den Netzbetreiber vorgegebenen Sollwert einzustellen.

Der Sollwert ist ein Prozentwert, der sich auf die vereinbarte Anschlussleistung bezieht. Es haben sich die folgenden Sollwerte bewährt: 100% / 60% / 30% / 0%. Die Leistungsdrosselung muss innerhalb einer Minute stattfinden [30].

Blindleistung:

In den unterschiedlichen Netzebenen muss die Spannung eine Ober- und Untergrenze einhalten. In Folge der Energiewende, wo immer mehr Erzeugungsanlagen mit stark schwankender Leistung ins Netz integriert werden, kann es zu Spannungsanhebungen führen. Die Spannungsanhebungen sind von daher ein Grund, den Anschluss von zusätzlichen PV-Anlagen zu erschweren oder sogar zu verwehren. Durch Phasenverschiebungen im Energienetz wird die Übertragungskapazität minimiert, wodurch höhere Übertragungsverluste entstehen. Der größte Anteil einer Phasenverschiebung wird durch große Motoren, Transformatoren und längere Kabelwege verursacht. Durch die Mittelspannungsrichtlinie besteht die Anforderung an Wechselrichter, sowohl Wirkleistung als auch Blindleistung abzugeben [31].

3.4 VDE- AR-N 4105

Die VDE- Anwendungsregel gilt für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz und soll die Netzintegration von dezentralen Erzeugern erleichtern. Als Informationsquelle diene für den gesamten Abschnitt 3.3 die VDE-AR-N 4015 -Anwendungsregel, sowie bereitgestellte Vorlesungsunterlagen des Herrn Prof. Dr. Waffenschmidt.

Bemessung der Betriebsmittel:

Gültig sind hier die gleichen technischen Bedingungen, die in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie für die Bemessung der Betriebsmittel gefordert sind [32].

Zulässige Spannungsänderung:

Jede Laständerung verursacht eine Stromänderung in der Netzeinspeisung und eine damit verbundene Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt. Eine Spannungsänderung die von Erzeugungsanlagen, welche im Mittelspannungsnetz angebunden sind verursacht werden, dürfen im fehlerfreien Netzbetrieb nicht den Wert von 3% gegenüber der Spannung, die ohne Erzeugungsanlagen anliegt überschreiten.

$$\Delta u_a \leq 3\%$$

Verursacht werden Spannungsänderungen zum Beispiel durch Transformatoren, zuschalten von Motoren, Kondensatoren oder dezentralen Energieerzeugern.

In begründeten Ausnahmefällen kann von 3% abgewichen werden [33].

Schnelle Spannungsänderung:

Im Moment einer gleichzeitigen Zu- oder Abschaltung von einer oder mehreren Anlagen eines Netzanschlusspunkts liegt die Begrenzung der Spannungsänderung an jedem Netzverknüpfungspunkt bei 3%.

$$\Delta U_{\max} \leq 3\%$$

Die Häufigkeit der Zu- oder Abschaltung bei einem Wert von 3% darf nicht höher als einmal innerhalb von 10 Minuten sein [34].

Die Berechnung der relativen Spannungsanhebung Δu sieht wie folgt aus:

$$\Delta u_{\max} = k_{imax} \times \frac{S_{E\max}}{S_{kv}} \times \underbrace{\cos(\Psi + \varphi)}_{1 \text{ für Abschätzung}}$$

$$\text{Mit : } k_{imax} = \frac{I_a}{I_{rE}} \quad \text{und} \quad \Psi = \arctan\left(\frac{X_{kV}}{R_{kV}}\right)$$

S_{kv} = Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

$S_{E\max}$ = maximale Anschluss-Scheinleistung der geschalteten Erzeugungseinheit

I_a = Anlaufstrom

I_{rE} = Bemessungsstrom

φ = Verschiebungswinkel der Erzeugeranlage

Ψ = Netzimpedanzwinkel

X_{kV}, R_{kV} = Netzimpedanzen

Falls durch die Spannungsanhebung ein Betrieb der Erzeugungsanlage nicht denkbar ist, bieten sich die folgenden Lösungsmöglichkeiten an:

- Anschluss an einem Verknüpfungspunkt mit höherer Kurzschlussleistung
- Steuerung bzw. Regelung der Blindleistung
- Beschränkung der maximal möglichen Einspeiseleistung

Flicker:

An dem ungünstigsten Verknüpfungspunkt im Niederspannungsnetz darf eine Flickerstärke von: $Plt = 0,5$ nicht überschritten werden. Gültig ist der Wert der Flickerstärke von 0,5 auch für Erzeugungsanlagen mit Bemessungströmen die größer 75A sind [35].

Spannungsunsymmetrien:

Falls mehrere einphasige Erzeuger an einem Verknüpfungspunkt ans Netz angeschlossen werden, ist auf eine gleichmäßige Verteilung der einzuspeisenden Leistung zu achten. Es findet am besten eine Verteilung auf die drei Außenleiter statt. Es darf eine maximale Leistungsdifferenz von 4,6kVA nicht überschritten werden [36].

Kommutierungseinbrüche:

Kommutierungseinbrüche d_{kom} , welche durch netzgeführte Umrichter entstehen, dürfen am Verknüpfungspunkt während eines ungünstigen Betriebszustands eine relative Tiefe von: $d_{kom} = 5\%$ nicht überschreiten. Die Berechnung des Kommutierungseinbruchs am Verknüpfungspunkt lässt sich wie dargestellt, durchführen [37].

$$d_{kom} = \frac{\Delta U_{kom}}{\hat{U}_n}$$

Mit: \hat{U}_n = Scheitelwert der Nennspannung U_n .

Tonfrequenz- Rundsteuerung

Hier gelten die gleichen Bedingungen für die Tonfrequenz- Rundsteuerung, die in der BDEW-Richtlinie bereits erläutert wurden. Die Reduzierung des Tonfrequenzpegels darf höchstens 5% in jedem der Verknüpfungspunkte im Niederspannungsnetz betragen [38].

Wirkleistungsabgabe:

Bei dezentralen Erzeugungsanlagen mit einer Anschlussleistung von $\geq 100\text{kW}$ muss eine Reduzierung der Einspeisleistung in maximalen Schritten von 10% der maximalen Wirkleistung möglich sein. Die zeitliche Vorgabe dafür liegt bei einer Minute. Bisher haben sich folgende Sollwerte bewährt: 100%, 60%, 30% und 0%. Der Netzbetreiber ist nur für die Bereitstellung des Signals zuständig und nicht für die Steuerung der Erzeugungsanlage. Für diese ist der Anlagenbetreiber verantwortlich [39].

Statische Spannungshaltung:

Dezentrale Erzeuger müssen im Spannungstoleranzband $U_n \pm 10\%$ und in deren zulässigen Betriebspunkt bei einer Wirkleistungsabgabe, die größer als 20% der Bemessungs-Wirkleistung beträgt, mit den nachstehenden Verschiebungsfaktoren $\cos \varphi$ ausgeübt werden können:

Bei einer Summe der Erzeugerleistung S_{Emax} von $\leq 3,68\text{kVA}$ mit einem $\cos \varphi$ von 0,95 untererregt bis 0,95 übererregt.

Bei einer Summe der Erzeugerleistung S_{Emax} von $>3,68\text{kVA}$ und $\leq 13,8\text{kVA}$, gibt es eine Kennlinienvorgabe durch den Netzbetreiber.

Bei einer Summe der Erzeugerleistung S_{Emax} von $>13,8\text{kVA}$, gibt es eine Kennlinienvorgabe durch den Netzbetreiber mit einem $\cos \varphi$ von 0,9 untererregt bis 0,9 übererregt [40].

3.5 Bezogen auf Fröndenberg

In diesem Unterkapitel wird ein Bezug zwischen der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ und dem Erneuerbaren Energien Gesetz sowie der für den Parallelbetrieb geltenden Niederspannungsrichtlinie gegeben.

EEG:

Nach §5 Abs. 2 wird im EEG 2012 gefordert, dass die Pflicht des Netzanschlusses selbst besteht, wenn eine Netzeinspeisung des dezentralen Erzeugers erst nach einer Optimierung des Netzes oder aber einem Netzausbau nach §9 ermöglicht wird.

Im Fall der Stadt Fröndenberg, wo der Anschluss der 6,6kWp PV Anlage „Am Obsthof 43“ aufgrund von unzulässigen Spannungsänderungen abgelehnt wurde, besteht der Bedarf eines Netzausbaus nach §9.

§ 6 Abs.2 besagt, dass Erzeuger mit einer Anschlussleistung von maximal 30kW, entweder die Leistung anhand eines RFE´s im Falle einer Netzüberlastung reduzieren werden oder aber die Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt des dezentralen Energieerzeugers auf 70% gedrosselt wird.

Der Anschluss der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ wurde im Jahr 2010 abgelehnt. Zu dieser Zeit bestand die Pflicht nach § 6 Abs.2 noch nicht. Allerdings wurde eine erneute Anschlussanfrage diesen Jahres (Juni 2014) erneut abgelehnt ohne auf die im § 6 Abs.2 geltenden Vorschriften eingegangen zu sein.

Im § 9 des EEG wird der Netzbetreiber zum unverzüglichen Netzausbau verpflichtet, wenn dieser eine Abnahme, Verteilung und Übertragung des Stromes aus dezentralen Erzeugern sicherstellt. Allerdings ist im §9 Abs.3 geregelt, dass der Netzbetreiber zu einem unverzüglichen Netzausbau nur dann verpflichtet ist, wenn dieser keine wirtschaftliche Unzumutbarkeit darstellt.

Laut Aussage der Stadtwerke Fröndenberg ist der unverzügliche Netzausbau momentan wirtschaftlich unzumutbar wobei dies dem § 9 Abs.3 zugrunde gelegt wird und der Netzbetreiber somit nicht der Pflicht des unverzüglichen Netzausbaus nachkommen muss.

„Wir bitten daher nochmals um Verständnis, dass ein Netzausbau in dieser Größenordnung unter den derzeitigen gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen allein für den Zweck des Anschlusses von EEG Anlagen derzeit nicht realisiert werden kann und auch volkswirtschaftlich nicht vertretbar ist. Bitte lassen Sie uns an dieser Stelle nochmals betonen, dass wir jeden im Sinne des EEG wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau umsetzen. An dieser Stelle möchten wir auch nochmal darauf hinweisen, dass im Netzgebiet Fröndenberg bereits eine installierte Leistung von 10 Megawatt Photovoltaik sowie weitere 12 Megawatt Erzeuger anderer Erneuerbarer Energien angeschlossen sind“ [Persönliche Kommunikation, 26.06.2014 der Stadtwerke, Hr.Nietsche].

Durch den § 10 erlangt der Anlagenbetreiber ein Recht auf Schadensersatz, wenn der Netzbetreiber die Pflicht des § 9 Abs.1 nicht einhält. Falls Fakten vorliegen, dass der Netzbetreiber die im §9 Abs.1 geforderte Pflicht nicht einhält, kann der Anlagenbetreiber Auskunft über den Fortschritt der Optimierung, Verstärkung und des Ausbaus des Netzes verlangen.

Bei der Ablehnung der Anlage „Am Obsthof 43“ besteht kein Anspruch auf Schadensersatz nach §10 Abs.1, da die Stadtwerke Fröndenberg einen Netzausbau für wirtschaftlich unzumutbar erklären. Demnach kommen die Stadtwerke auch dem § 10 Abs.2 nach, indem eine Stellungnahme bezüglich der Netzsituation in einer persönlichen Kommunikation verfasst wurde.

BDEW-Richtlinie und VDE--AR-N 4105

Zulässige Spannungsänderung:

Im Mittelspannungsnetz ist eine zulässige Spannungsänderung $\Delta u \leq 2\%$ einzuhalten und im Niederspannungsnetz soll die zulässige Spannungsänderung von $\Delta u \leq 3\%$ nicht überschritten werden.

Im Teilnetz „Anbindung Ostbüren an Dellwig“ wird die zulässige Spannungsänderung sowohl im Niederspannungsnetz, als auch im Mittelspannungsnetz an mehreren Verknüpfungspunkten nicht eingehalten.

Tonfrequenz-Rundsteuerung:

Für die Fernsteuerung von Betriebsmitteln wird die Tonfrequenz Rundsteuerung verwendet. Die TRA werden mit einer Frequenz von ca. 100Hz- 1500Hz betrieben. In der Stadt Fröndenberg beträgt die Rundsteuer-Sendefrequenz 383,3Hz [41].

4 Netzsimulation

Das 10kV- Teilnetz mit dem unterlagerten 0,4kV-Netz der Anbindung Ostbüren an Dellwig wurde mit Hilfe des Programms *NEPLAN* erstellt. *NEPLAN* ist ein professionelles System-Analyse-Tool, welches zur Analyse und zur Optimierung von Gas-, Wasser- und Fernwärmenetzen, aber auch elektrischen Netzen in allen Spannungsebenen dient. In dieser Arbeit wurde es für die Analyse des zugrunde gelegten elektrischen Teilnetzes verwendet. Zuerst wurde das Netz vollständig nachgebildet. Bei der Erstellung des Teilnetzes wurde darauf geachtet, dass alle aus dem Netzplan bekannten Parameter und Eigenschaften übernommen wurden. Anschließend wurde eine Lastflussberechnung durchgeführt, wobei zum einem die Auslastung der Betriebsmittel und zum anderem die Spannungsänderungen des Teilnetzes überprüft wurden. Zusätzlich wurde überprüft, welche Auswirkung eine Abschaltung der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ verursacht, wenn die zulässige Spannungsänderung überschritten wird (Angenommen die Anlage würde am Netz angeschlossen sein)

4.1 Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung ist eins der wichtigsten Netzberechnungsverfahren und dient zur Bestimmung der Belastung eines Übertragungsnetzes. Der Zweck einer Lastflussberechnung ist es, die Spannungen an allen Netzverknüpfungspunkten sowie die Lastflüsse in den Netzzweigen zu berechnen, welche bei vorgegebener Leistungseinspeisung und Leistungsentnahme im Netz vorliegen.

4.1.1 Auslastung der Betriebsmittel

Wie bereits in den vorherigen Abschnitten erläutert wurde, kann durch den Betrieb von dezentralen Erzeugern eine höhere Belastung von Leitungen, Transformatoren und weiteren Betriebsmitteln der Netze verursacht werden. Aus diesem Grund wurde die Auslastung der Betriebsmittel des zugrunde gelegten Teilnetzes überprüft.

Dies wurde unter der Annahme durchgeführt, dass alle dezentralen Erzeuger, sowie alle Lasten im Netz angebunden sind.

4.1.2 Überprüfung der Spannungsänderung

Der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ wurde nach dementsprechender Anschlussleistung auf 0,9 oder 0,95 für den jeweiligen dezentralen Erzeuger eingestellt. Für die Überprüfung der Spannungsänderung Δu wurde ermittelt, wie sich die Spannung an allen Verknüpfungspunkten mit und ohne dezentrale Energieerzeugern verhält. Die Bestimmung der Spannungsänderung Δu , ist für jeden einzelnen Verknüpfungspunkt im Netz vorzunehmen.

4.2 Lastflussberechnung mit Lastprofilen

Für die Lastflussberechnung mit Lastprofilen wurde ein Synthetisches Lastprofil (SLP) von Nordrhein-Westfalen verwendet. Die Intervalllänge beträgt 15 Minuten. Für die Solarprofile wurde ein zur Verfügung gestelltes Profil der Firma SMA aus dem Postleitzahlenbereich "58" gewählt, dieser entspricht dem Postleitzahlenbereich der Stadt Fröndenberg (PLZ: 58730), damit die Berechnung unter möglichst realen Bedingungen durchgeführt wird [42].

4.3 Auswertung der Lastflussberechnungen

Die Lastflussberechnung führte zum Ergebnis, dass keine Überlastung der Betriebsmittel im Teilnetz vorliegt, siehe Tabelle 1.

Tab.1:Auslastung der Betriebsmittel

Knotenname	Elementname	Typ	Auslastung [%]
N161	L156	Leitung	46,96
11ST213	L187	Leitung	60,22
11UW200	T176	Transformator	28,72
11UW201	T178	Transformator	30,98
07ST251	L496	Leitung	5,68
N169	L172	Leitung	60,41

Die Auslastung der Betriebsmittel wurde für alle im Netz integrierten Betriebsmittel überprüft. Weitere Werte der Betriebsmittelauslastung sind den Tabellen A.0, A.1, A.2 und A.3 im Anhang zu entnehmen.

Spannungsänderung:

Die Lastflussberechnung (ohne Lastprofile) zur Überprüfung der zulässigen Spannungsänderung hat ergeben, dass eine Überschreitung der maximal zulässigen Spannungsänderung im Teilnetz der Anbindung Ostbüren und Dellwig vorliegt. Es ist eine Überschreitung der zulässigen Spannungsänderung im Mittelspannungsnetz, sowie dem Niederspannungsnetz vorhanden. Die maximale Spannungsänderung in dem betrachteten Teilnetz liegt am Netzverknüpfungspunkt „07ST270M“ vor. An dem Verknüpfungspunkt „07ST270M“ liegt der Spannungswert, ohne dezentralen Erzeuger am Netz bei 97,74%. Unter der Bedingung, dass sowohl Verbraucher als auch dezentrale Erzeuger am Netz sind, liegt der Spannungswert bei 101,49%. Aus diesen beiden Spannungswerten ergibt sich ein Δu von 3,836%. In Tabelle 2 lassen sich die Werte der Spannungsänderung entnehmen, wo keine Überschreitung der Spannungsänderung vorliegt oder aber eine deutliche Überschreitung vorliegt.

Tab.2: Ergebnisse der Spannungsänderung

Verknüpfungspunkt	Spannungsebene	Δu in %
09ST224M	Mittelspannung	1,17
07ST250M	Mittelspannung	3,18
WKA_OSTBÜREN	Mittelspannung	3,47
07ST255M	Mittelspannung	3,712
07ST258M	Mittelspannung	3,826
N913	Niederspannung	3,05

Am Knotenpunkt „07ST250M“ ist das unterlagerte 0,4-kV-Netz angebunden, indem die PV-Anlage „Am Obsthof 43“ integriert werden soll. Aus der Tabelle lässt sich entnehmen, dass die zulässige Spannungsänderung an diesem Verknüpfungspunkt (N913) bereits ohne Anbindung der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ überschritten wurde.

Weitere Werte der Spannungsänderung, für alle im Netz integrierten Verknüpfungspunkte, können der Tabelle A.4 im Anhang entnommen werden.

Die Überschreitung der zulässigen Spannungsänderung hat zur Folge, dass keine dezentralen Erzeugungsanlagen ohne weiteres genehmigungsfähig sind und ein damit verbundener Netzanschluss aus technischer Sicht nicht vertretbar wäre.

Die Optimierung des vorhandenen Netzes ist unbedingt erforderlich. Ein Ausbau zur Optimierung und Stärkung des Netzes muss vorgenommen werden, um die Spannungsqualität im Netz zu verbessern und weitere dezentrale Energieerzeuger ins Netz einzubinden.

Lastflussberechnung mit Lastprofil:

Das in Abbildung 1 dargestellte Lastprofil ist für den kompletten Juli 2011 am Netzverknüpfungspunkt der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ abgebildet.

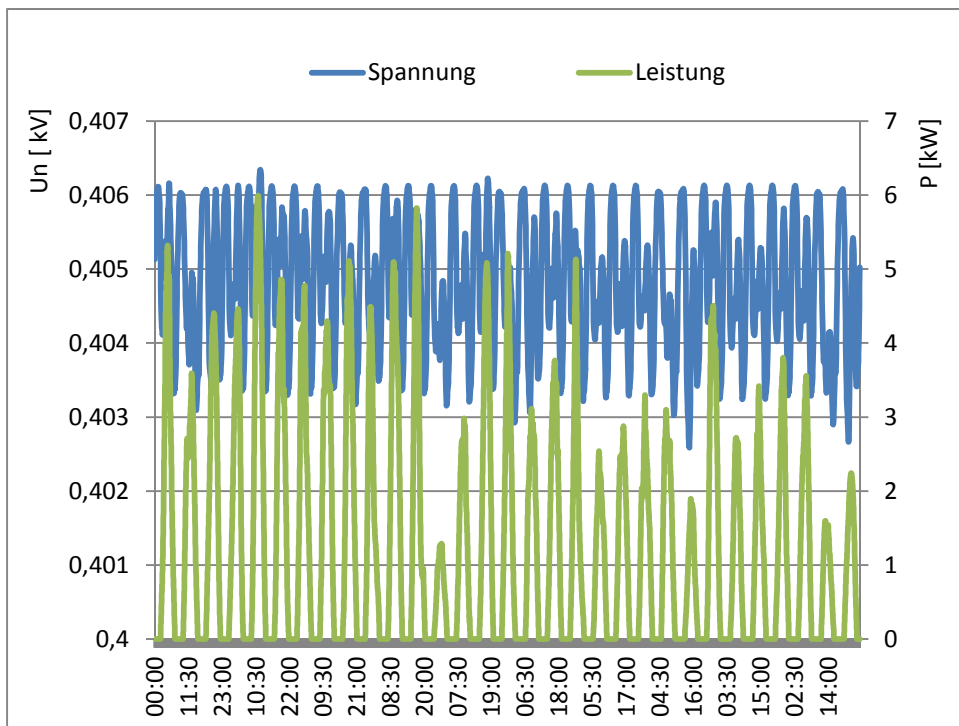


Abb.1 Lastprofil: Juli 2011 Anlage „Am Obsthof 43“

Aus dem Lastprofil ist ersichtlich, dass in einem Strahlungsintensiven Monat, wie zum Beispiel der hier abgebildete Monat Juli, 101,75% der Nennspannung nicht überschritten werden. Der Ertrag der Einspeiseleistung ist in Sommermonaten bedingt durch die längeren Sonnenstunden und der intensiveren Einstrahlung höher als in Wintermonaten, siehe Abb.1 und Abb.2 im Vergleich.

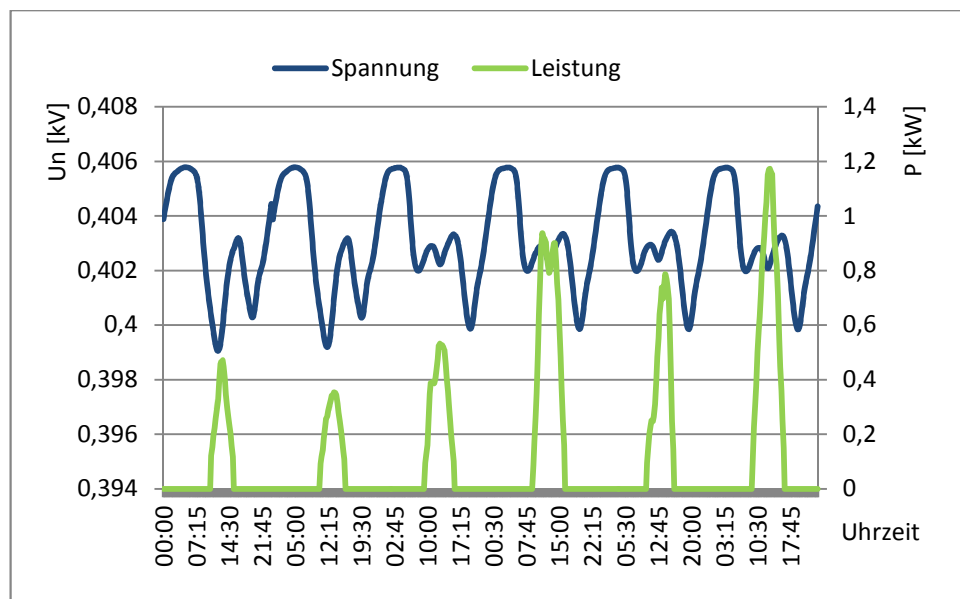


Abb.2 : Einspeisung, Januar 2011 (01.01.2011-07.01.2011)

Abbildung 2 zeigt die Ertragsschwankungen der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ für eine Januar Woche des Jahres 2011 die aufgetreten wären, wenn sie am Netz angeschlossen gewesen wäre. Aufgrund der Jahreszeit ist in Abb. 2 eine geringere Einspeisung als im Juli ersichtlich, siehe Abb.3. Bedingt ist dies durch eine intensivere Sonneneinstrahlung, welche in den Sommermonaten vorhanden ist.

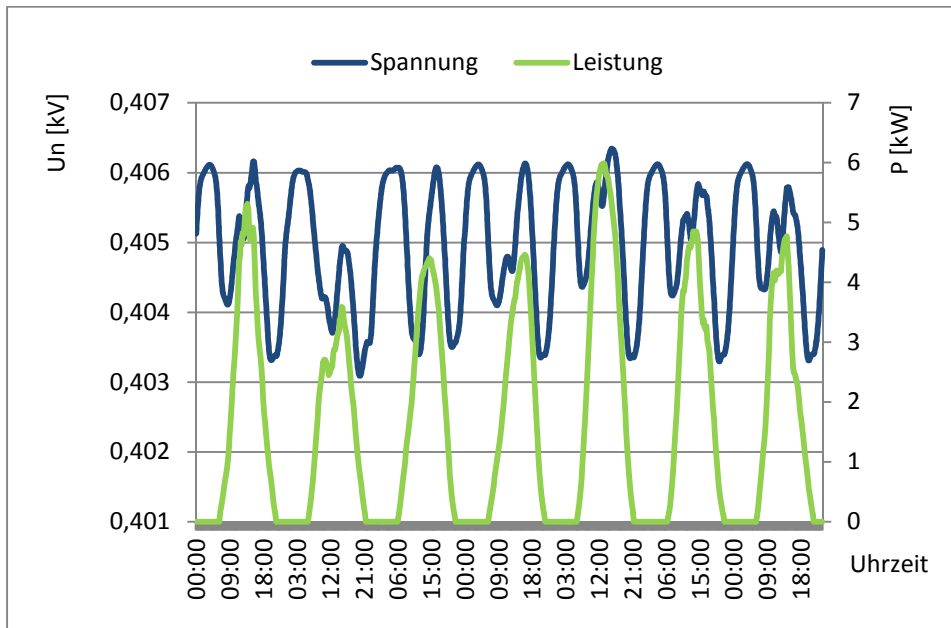


Abb.3 : Einspeisung, Juli 2011 (01.07-07.07.2011)

5. Lösungsvorschläge

In diesem Kapitel werden mögliche Methoden vorgeschlagen, um die Spannungsqualität in den öffentlichen Energienetzen stabil zu halten, ebenso Netzurückwirkungen zu vermeiden oder zu verringern und um weitere dezentrale Energieerzeuger ins Netz integrieren zu können.

5.1 Einspeisemanagement

Das Einspeisemanagement ist eine Maßnahme, die zur Einhaltung der Netzsicherheit und der damit verbundenen Netzstabilität dient. Sie soll nur eine vorübergehende Hilfsmaßnahme darstellen, welche eine Überlastung des öffentlichen Netzes vermeidet, bis das Netz durch den Netzbetreiber hinreichend verstärkt, optimiert und ausgebaut wurde.

Solarstromanlagen mit einer Anschlussleistung von $\geq 30\text{kWp}$ müssen seit, der im Jahr 2012 in Kraft getretenen Fassung des EEG (Fassung 2012 §11), am Einspeisemanagement teilnehmen. Der Zweck des Einspeisemanagement besteht darin, dass der Netzbetreiber dezentrale Energieerzeuger über einen Rundsteuerempfänger (RFE) anhand eines Fernsignals in deren Leistungen herunterfahren kann, falls die Kapazitäten des öffentlichen Netzes für den Abtransport des erzeugten Stroms nicht ausreichen.

Der Netzbetreiber erlangt durch den Rundsteuerempfänger die Möglichkeit, im Zustand einer Netzüberlastung die PV-Anlage zu drosseln. Die RFE's müssen fähig sein, das Signal in Leistungsstufen von 0%, 30%, 60% und 100% umsetzen zu können. Wenn eine Abregelung durch den Netzbetreiber stattgefunden hat, besteht die Pflicht seitens des Netzbetreibers, den Anlagenbetreiber über diesen Vorgang zu informieren. Der Funkrundsteuerempfänger kann vom PV-Anlagenbetreiber entweder gemietet oder gekauft werden. In den meisten Fällen wird der RFE-Empfänger bei dem Netzbetreiber erworben. Die Anschaffungskosten liegen je nach Energieversorgungsunternehmen (EVU) bei ca. 400- 500 Euro [43][44].

Ein Nachteil der Fernabregelung besteht darin, dass der Netzbetreiber möglicherweise die Anlage drosselt, unterdessen der Anlagenbetreiber den produzierten Strom zum Eigenverbrauch nutzen könnte. Die Fernabregelung dient allerdings wie bereits erwähnt, nur als Übergangslösung bis das Netz hinreichend verstärkt wurde. Sicherlich trägt diese Maßnahme durch eine Abregelung der dezentralen Energieerzeuger, im Fall einer Spannungsanhebung zur Unterstützung der Spannungsqualität bei, und bietet dadurch die Möglichkeit weitere Energieerzeuger ins Netz zu integrieren.

Vorschrift ist die Teilnahme am Einspeisemanagement nur für dezentrale Erzeuger ab einer Anschlussleistung von 30 kWp. PV-Kleinanlagenbetreiber, die mit ihrer Anschlussleistung unter 30kWp liegen, können freiwillig am Einspeisemanagement teilnehmen. Jedoch muss bei einer Entscheidung gegen das Einspeisemanagement die Leistung am Netzverknüpfungspunkt auf 70% der Nennleistung reduziert werden. Man

spricht hierbei von der 70%-Regelung, bei der es zwei verschiedene Varianten der Umsetzung gibt. Zum einen gibt es die Dynamische 70%-Regelung und zum anderen die Feste 70%-Regelung [45].

Für die Anlage „Am Obsthof 43“ wäre eine Abregelung der PV-Anlage durch den Netzbetreiber mittels RFE eine Lösung ans Netz zu gehen, allerdings muss hierzu beim Netzbetreiber nachgefragt werden.

5.2 Dynamische 70%-Regelung

Ziel der 70%-Regelung ist es, das Netz auch bei weiterhin stark steigendem Zubau von PV-Anlagen stabil halten zu können.

Durch ein Steuergerät wird die aktuelle Leistung am Einspeisepunkt kontinuierlich gemessen. Wenn die Einspeiseleistung am Einspeisepunkt 70% der PV-Modulnennleistung überschreitet, werden entweder Verbraucher per Fernsteuerung zugeschaltet oder die Leistung des Wechselrichters im erforderlichen Umfang per Fernsteuerung abgeschaltet. Besteht ein entsprechender Stromeigenbedarf und es werden aufgrund dessen sowieso nur 70% oder weniger eingespeist, wird der Wechselrichter unter voller Leistung betrieben. Bei zu geringem Eigenbedarf, drosselt das Steuergerät die PV-Anlage hinreichend ab. Ein großer Vorteil in der Option der Dynamischen 70%-Regelung besteht darin, dass man den Eigenbedarf durch den erzeugten Solarstrom decken kann und Ertragsverluste gemindert werden. Das Konzept lohnt sich, falls tagsüber der Eigenverbrauch ausreichend hoch ist [46] [47].

5.3 Feste 70%-Regelung

Bei dieser Art der 70%-Regelung wird die Wechselrichterleistung auf 70% der Modulnennleistung begrenzt. Besonders eignet sich diese Regelung bei Ost-West-Anlagen, da die maximale Anlagenleistung bei dieser Ausrichtung und nach gegebener Dachneigung sowieso auf ungefähr 70% begrenzt ist. Dies liegt daran, weil die Sonne entweder im Westen oder im

Osten steht und somit die jeweils andere Dachfläche nicht komplett besonnt wird, was eine geringere Leistung der PV-Anlage zur Folge hat. Der zu nennende Nachteil dieser Regelung liegt im Ertragsverlust der durch die reduzierte Einspeisung hervorgerufen wird. Der Verlust beträgt je nach PV-Anlagen Ausrichtung ungefähr 3-7% des Jahresertrags [48]. Auch hier ist zu sagen, dass sowohl die feste 70%- Regelung als auch die dynamische 70%- Regelung dazu beitragen die Spannungsqualität im Netz beizubehalten, jedoch für den Fall in Fröndenberg aufgrund der bereits erwähnten Überschreitung der Spannungsänderung nicht von Bedeutung ist, um weitere PV-Anlagen ans Netz anzuschließen.

5.4 Hybrid-Speicher

Der Hybrid-Speicher kombiniert die Eigenschaften von Insel- und Netzparallelspeichern.

Der Hybrid-Speicher ist eine Möglichkeit der Stromversorgung für Ein- und Mehrfamilienhäuser, die in Orten mit nicht vorhandener Netzversorgung oder unzuverlässiger Netzversorgung errichtet werden. Aus diesem Grund muss die PV-Anlage auch nicht angemeldet werden [49].

Objekte welche einen Netzparallelspeicher installiert haben, erhalten zum großen Teil Strom aus dem öffentlichen Netz, selbst wenn der Akkumulator geladen ist. Anders wiederum sieht das bei der Inselfeicherung aus, denn hier wird das Objekt vollständig vom Netz getrennt, wenn genügend Strom gespeichert wurde. Dann wird das Haus über den Inselfpeicher mit Energie versorgt. Das heißt wenn der Akkumulator genügend Leistung zur Energieversorgung bereitstellt, arbeitet der Hybridspeicher nach dem Prinzip des Inselfeichers und nimmt eine Netztrennung vor. In diesem Moment ist das zu versorgende Objekt autark und bezieht keinen Strom vom öffentlichen Netz.

Reicht die Leistung des Akkumulators allerdings nicht aus, bezieht das System die extra benötigte Energiemenge ohne weiteres aus dem öffentlichen Versorgungsnetz. Das beschriebene System kann automatisch eine Kombination zwischen beiden Energiequellen durchführen und

verwendet dabei den größtmöglichen Anteil an Batteriestrom im Haushalt. Die Stromflussregelung wird durch einen computergesteuerten Filter realisiert. Die Umschaltdauer zwischen den beiden genannten Betriebsarten beträgt circa eine Millisekunde.

Der Autarkiegrad dieses Konzepts liegt bei normalerweise über 80 Prozent. Entwickelt wurde der Speicher im Jahr 2011 und verwendet wird die Lithium-Eisen-Phosphat-Batterietechnologie [50][51]. Das öffentliche Netz wird durch dieses System entlastet und eine Eigenverbrauchsoptimierung findet gleichzeitig statt.

Durch den Hybrid-Speicher besteht in Fröndenberg die Möglichkeit, weitere PV-Anlagen zu betreiben. Dies wäre auch eine Möglichkeit die PV-Anlage „Am Obsthof 43“ in Betrieb zu nehmen, da der Hybrid-Speicher entweder im Insel- oder Netzgekoppelten Betrieb genutzt werden kann. Das Netz wird durch diese Lösungsmöglichkeit entlastet.

5.5 Blindleistung

In den unteren Spannungsebenen verursacht die Einspeisung oder aber der Bezug von Wirkleistung einen ersichtlichen Spannungsanstieg. Die Blindleistungseinspeisung ist wichtig für die Kompensation des Spannungsanstiegs welcher bedingt durch die Wirkleistungseinspeisung auftritt. Die Spannung am Einspeisepunkt wird durch das Einspeisen von induktiver Blindleistung gesenkt. Somit wird es möglich, weitere PV-Anlagen anzuschließen und in Betrieb zu nehmen.

Die Niederspannungsrichtlinie schreibt einen Leistungsfaktor $\cos \varphi$ für PV-Anlagen mit einer Anschlussleistung $< 13\text{kWp}$ von $\cos \varphi=0.95$ und für PV-Anlagen mit einer Leistung von $>13\text{kWp}$ mit einem $\cos \varphi=0.9$ vor.

Aus den Simulationsergebnissen geht hervor, dass die Bereitstellung von Blindleistung zwar die Spannung im Netz minimal senkt, jedoch nicht soweit, dass keine Überschreitung der zulässigen Spannungsänderung im zugrunde gelegten Teilnetz der Stadt Fröndenberg vorliegt. Somit besteht trotz der Bereitstellung von Blindleistung der Zustand der unzulässigen

Spannungsänderung im Teilnetz „Anbindung Ostbüren an Dellwig“ und infolgedessen dürfen keine weiteren Erzeuger ohne weiteres ans Netz angeschlossen werden.

5.6 Inselbetrieb

Um die PV-Anlage „Am Obsthof 43“ in Betrieb nehmen zu können, wäre es eine Möglichkeit diese im Inselbetrieb zu nutzen. Im Inselbetrieb kann eine vollständige Autarkie erreicht werden, wenn eine Überdimensionierung des Batterie-Saisonspeichers vorgenommen wird oder aber die PV-Anlage stark überdimensioniert wird, sodass sie selbst an ertragsarmen Tagen genügend Strom produziert[52][53]. Die vollständige Autarkie durch den PV-Inselbetrieb ermöglicht zwar durch die beiden genannten Varianten den Betrieb einer PV-Anlage, dennoch bietet sich dadurch keine vollkommen zufriedenstellende Lösung für den Betrieb einer PV-Anlage.

5.7 Leistungsbegrenzung

Um das Einspeiseverhalten der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ zu betrachten, wurde eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen für die Lasten und Einspeiseprofilen für die Solaranlagen durchgeführt. Die hierfür verwendeten Profildaten sind dem Jahr 2011 entnommen. Die Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Spannung, sowie die Einspeisleistung der PV-Anlage „Am Obsthof 43“. Es wurde der gesamte Monat Juli des Jahres 2011 simuliert, um zu betrachten wie sich eine Abschaltung der PV-Anlage bei Erreichung eines Spannungsgrenzwertes auf die Einspeiseleistung auswirkt.

In Abbildung 4 wurde die Spannungsgrenze bei 101,375% (entspricht 0,4055 kV) der Nennspannung vorgesehen. Die Spannungsgrenze ist mit einer roten Linie gekennzeichnet, um die Betrachtung zu vereinfachen. Die

grüne Kennlinie stellt den Fall einer Abschaltung bei Erreichung der Spannungsgrenze für die Einspeisung dar. Die gelbe Strichlinie stellt dar, wie viel Leistung eingespeist wird, wenn keine Abschaltung der Anlage vorliegt. Die blaue Kennlinie bildet den Spannungsverlauf am Netzverknüpfungspunkt „Am Obsthof“ ab.

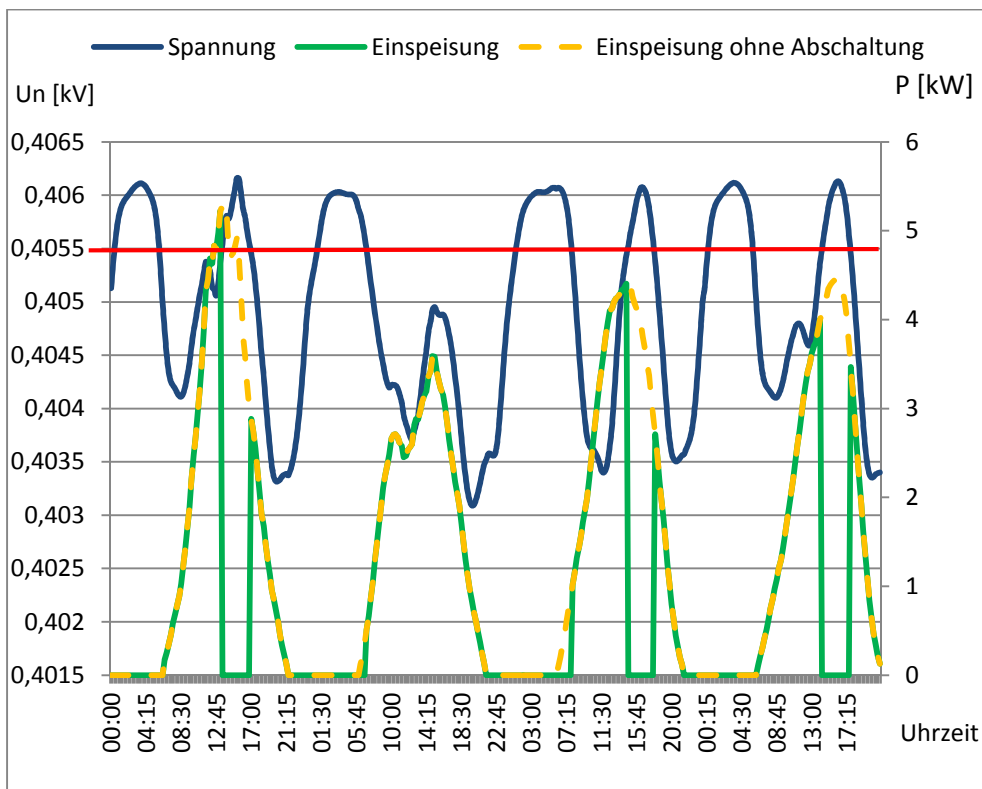


Abb.4 Abschaltung bei 101,375% von Un (03.07-07.07.2011)

Wird die Anlage so betrieben, dass sie bei einer Spannungsgrenze von 101,375% der Nennspannung abschaltet, erreicht die PV-Anlage für den gesamten Monat Juli 2011 eine Einspeisung von 730,705 kWh. Wird die Anlage ohne Abschaltung betrieben beläuft sich die Einspeisung für den Monat Juli 2011 auf 945,373 kWh.

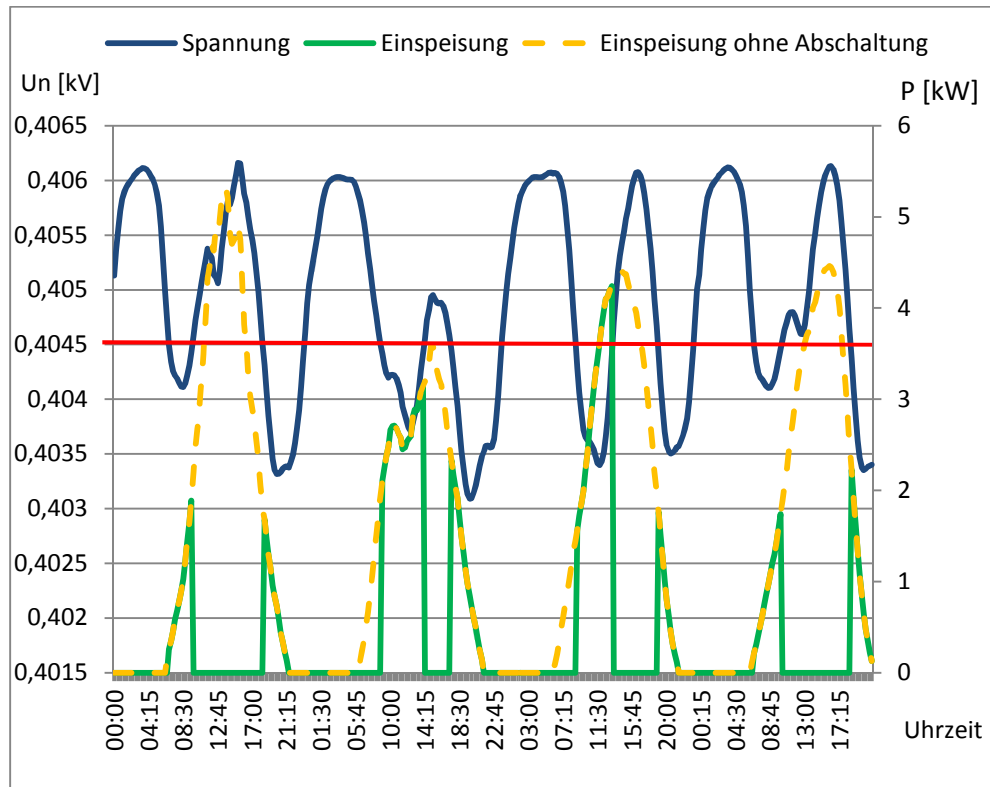


Abb.5 Abschaltung bei 101,125% von Un (03.07.- 07.07.2011)

In Abbildung 5 ist der Spannungsverlauf der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ am Netzverknüpfungspunkt anhand der blauen Kennlinie dargestellt. Außerdem kann man dem Diagramm die Einspeisung der PV-Anlage mit einer Abschaltung bei Erreichung der Spannung von 404,4 V entnehmen, sowie das Einspeiseverhalten der Anlage unter normalen Bedingungen, wo keine Abschaltung vorgenommen wird. Vergleicht man nun die Abbildung 4 mit der Abbildung 5, ist deutlich zu erkennen, dass bei einer Abschaltung der Anlage im Fall das 404,5V erreicht sind, eine stärkere Auswirkung auf den Ertrag der Leistung hervorgerufen wird als im Fall nach Abbildung 4. Die Abschaltzeiten in Abbildung 5 sind deutlich länger als in Abbildung 4 und führen einen höheren Ertragsverlust mit sich. Dadurch liegt der Ertrag der Einspeisung, wenn man den kompletten Monat Juli 2011 betrachtet (unter der Bedingung das bei Erreichung der 404,5V die PV-Anlage abgeschaltet wird), bei 101,125kWh.

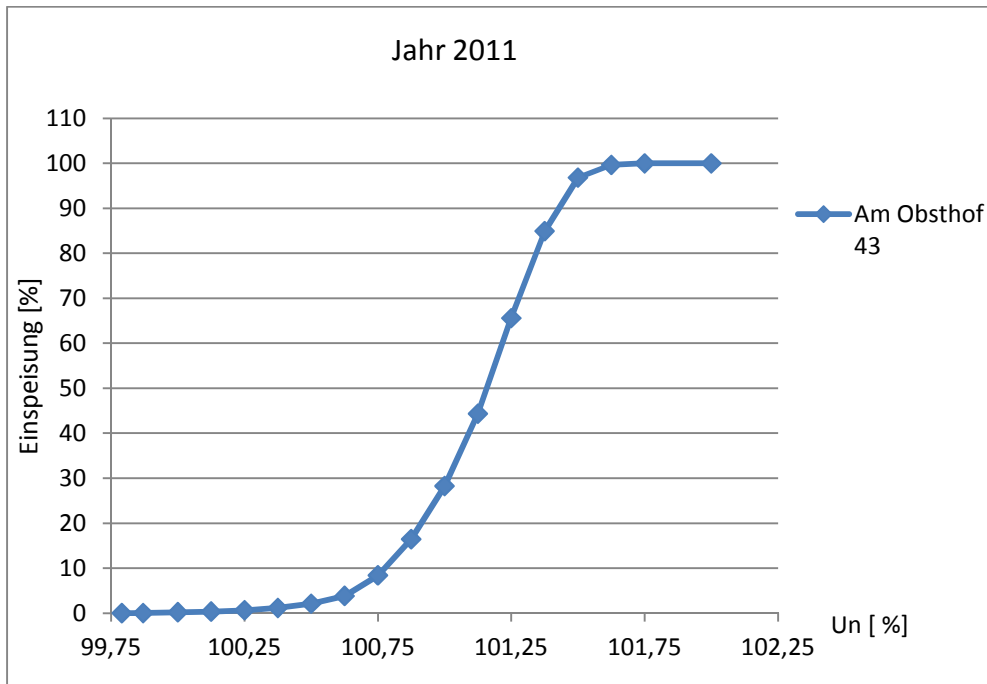


Abb. 6 Einspeisung der PV-Anlage mit Abschaltung „Am Obsthof 43“ für das Jahr 2011

In Abbildung 6 wird die Einspeisung der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ für das gesamte Jahr 2011 dargestellt. Im Diagramm sind der X-Achse die Prozentzahlen bezogen auf die Nennspannung zu entnehmen, bei denen eine Abschaltung der Anlage vorgenommen wurde und wie groß der Jahresertrag der Einspeisung hinsichtlich auf das Jahr 2011 ist. Obwohl bei der Überprüfung der zulässigen Spannungsänderung eine Überschreitung des zulässigen Wertes von $\Delta u \leq 3\%$ am Netzverknüpfungspunkt der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ festgestellt wurde, liegt nicht annähernd eine Überschreitung des nach DIN EN 50160 zulässigen Spannungsgrenzwerts von $+10\%$ U_n im Niederspannungsnetz vor [54]. Hier würde die Möglichkeit bestehen unter Beachtung der statischen Spannungshaltung, von den 3% der zulässigen Spannungsänderung abzuweichen und die Anlage in Betrieb zu nehmen unter der Bedingung, dass eine Leistungsbegrenzung durch Abschaltung der PV-Anlage vorgenommen wird.

5.8 Benötigter Netzausbau

Da aus der Lastflussberechnung deutlich hervorgeht, dass eine unzulässige Spannungsänderung in dem zugrunde gelegten Teilnetz vorliegt und selbst die Bereitstellung von Blindleistung keine große Änderung der Spannungsqualität verursacht, wird deutlich wie groß der Bedarf eines unverzüglichen Netzausbaus besteht. Die Überschreitung der zulässigen Spannungsänderung ist selbst ohne dass eine Netzanbindung der 6,6kWp PV-Anlage (Am Obsthof 43) besteht, vorhanden und weist auf die Dringlichkeit eines Netzausbaus hin.

6 Fazit

Bei der Überprüfung des dieser Arbeit zugrunde gelegten Teilnetzes wurde in Abschnitt 4 eine Überschreitung der zulässigen Spannungsänderung sowohl im Niederspannungsnetz als auch im Mittelspannungsnetz an mehreren Netzverknüpfungspunkten festgestellt. Aufgrund der Tatsache, dass die zulässige Spannungsänderung überschritten wurde, dürfen keine weiteren dezentralen Erzeuger vorerst ans Netz angeschlossen werden. Es sei denn man weicht in Einzelfällen unter Berücksichtigung der statischen Spannungshaltung vom zulässigen Spannungsänderungswert ab [55]. Anhand der Lastflussberechnung wurde ersichtlich, dass das zulässige Spannungstoleranzband von -10% der Nennspannung bis zu +10% der Nennspannung nicht annähernd überschritten wurde[56]. Um die Anlage „Am Obsthof 43“ in Betrieb nehmen zu können, gibt es mehrere Möglichkeiten, die in Abschnitt 5 genannt wurden. Zum einen wäre es möglich die Anlage unter Betrachtung einer Leistungsbegrenzung durch Abschaltung zu betreiben oder aber zum Beispiel als reine Inselanlage zu nutzen. Jedoch muss dies der Anlagenbetreiber für sich entscheiden, welche die bestmögliche Variante für ihn darstellt.

Die Einbußen, die bei einer Leistungsbegrenzung durch eine Abschaltung der Anlage entstehen, sind in Anbetracht der positiven Auswirkung auf das Verteilnetz vertretbar. Durch eine Leistungskappung könnte in einem Netzabschnitt, die Anzahl der PV-Anlagen gesteigert werden.

Dennoch besteht ein dringender Bedarf des Netzausbaus, da die zulässige Spannungsänderung selbst ohne den Netzanschluss der PV-Anlage „Am Obsthof 43“ an mehreren Verknüpfungspunkten überschritten wird.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass das stetige Wachstum der dezentralen Energieerzeuger, in Zukunft die Netzbetreiber immer häufiger vor die Herausforderung der Optimierung, Verstärkung und den Ausbau der öffentlichen Netze stellen wird, um die im EEG geforderten 80% des Stromanteils aus EE bis 2050 zu erreichen.

Quellenverzeichnis:

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§1 Zweck des Gesetzes,“ 30.Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§ 9 Erweiterung der Netzkapazität,“ 27. Juni 2014, gültig ab 1. Jan 2012.
- [3] Persönliche Kommunikation vom 17.06.2014.
- [4] Stadtwerke Fröndenberg „Solarenergie“, Mai 2014. [Online], Available: <https://www.stadtwerke-froendenberg.de>. [Zugriff am 22.07.2014].
- [5] „Kilowattpeak,“ [Online]. Available: <http://www.photovoltaik.org/wissen/kwp>. [Zugriff am 11.08.2014].
- [6] „Solarmodule“, [Online]. Available: <http://www.photovoltaik.org/photovoltaik-module>. [Zugriff am 15.07.2014].
- [7] Solarscout GmbH, „Photovoltaikmodule,“ [Online]. Available: <http://www.solarscout.com/de/service/faq-glossar/185-photovoltaikmodule>. [Zugriff am 15.07.2014].
- [8] Sunny. Der SMA corporate Blog, „Was macht eigentlich ein Solar-Wechselrichter?,“ 18. Januar 2012. [Online]. Available: <http://www.sma-sunny.com/2012/01/18/was-macht-ein-sma-wechselrichter/>. [Zugriff am 16.07.2014].
- [9] Öko-Energie „Solarstrom(Photovoltaik)-Anwendungsbereiche,“ [Online]. Available: <http://www.oeko-energie.de/produkte/solarstrom-photovoltaik/index.php#04a2089a4007e9301>. [Zugriff am 15.07.2014].
- [10] Energieroute, „Netzunabhängige Anlagen mit Energiespeicher,“ [Online]. Available: <http://www.energieroute.de/solar/pvanlagen2.php>. [Zugriff am 11.07.2014].

- [11] ETD, "Volleinspeisung oder Überschusseinspeisung? , " [Online]. Available: [http://www.etd-glahr.de / photo voltaikanlagen](http://www.etd-glahr.de/photo/voltaikanlagen). [Zugriff am 15.07.2014].
- [12] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§1 Zweck des Gesetzes,“ 30. Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012.
- [13] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „ § 5 Anschluss,“ 30. Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012.
- [14] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§ 6 Technische Vorschriften,“ 30. Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012.
- [15] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§ 9 Erweiterung der Netzkapazität,“ 30. Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012.
- [16] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§ 19 Schadensersatz,“ 30. Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012.
- [17] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§11 Einspeisemanagement,“ 30. Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012. §
- [18] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§13 Netzanschluss,“ 30. Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012.
- [19] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§14 Kapazitätserweiterung,“ 30. Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012.

- [20] Bundesministerium für Umwelt, Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), „§ 59 Einstweiliger Rechtsschutz ,“ 30. Juni 2011, gültig ab 1. Jan 2012.
- [21] Dejure „Zivilprozessordnung,“ [Online]. Available: <http://dejure.org/gesetze/ZPO/935.html>. [Zugriff am 20.07.2014].
- [22] Dejure „Zivilprozessordnung,“ [Online]. Available:<http://dejure.org/gesetze/ZPO/940.html>. [Zugriff am 20.07.2014].
- [23] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtlinie, „2.1 Grundsätze für die Festlegung des Netzanschlusspunktes,“ 18.06.2014, gültig ab Juni 2008.
- [24] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtlinie, „2.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel,“ 18.06.2014, gültig ab Juni 2008.
- [25] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtlinie, „2.3 Zulässige Spannungsänderung ,“ 18.06.2014, gültig ab Juni 2008.
- [26] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtlinie, „2.4.1 Schnelle Spannungsänderung,“ 18.06.2014, gültig ab Juni 2008.
- [27] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtlinie, „2.4.2 Langzeitflicker,“ 18.06.2014, gültig ab Juni 2008.

- [28] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtline, „2.4.4 Kommutierungseinbrüche,“ 18.06.2014, gültig ab Juni 2008.
- [29] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtline, „2.4.5 Tonfrequenz-Rundsteuerung,“ 18.06.2014, gültig ab Juni 2008.
- [30] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtline, „2.5.3 Wirkleistungsabgabe,“ 18.06.2014, gültig ab Juni 2008
- [31] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtline, „2.5.4 Blindleistung ,“ 18.06.2014, gültig ab Juni 2008
- [32] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „ 5.2 Bemessung der Betriebsmittel,“ 20.06.2014, gültig ab August 2011.
- [33] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „5.3 Zulässige Spannungsänderung,“ 20.06.2014, gültig ab August 2011.
- [34] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „5.4.2 Schnelle Spannungsänderung,“ 20.06.2014, gültig ab August 2011.
- [35] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „5.4.3 Flicker,“ 20.06.2014, gültig ab August 2011.

- [36] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „5.4.4 Zulässige Spannungsänderung,“ 20.06.2014, gültig ab August 2011. [Kapitel 5.4.4 Niederspannungsrichtlinie]
- [37] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „5.4.5 Spannungsunsymmetrien,“ 20.06.2014, gültig ab August 2011.
- [38] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „5.4.6 Kommutierungseinbrüche,“ 20.06.2014, gültig ab August 2011.
- [39] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung,“ 20.06.2014, gültig ab August 2011.
- [40] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „5.7.5 Blindleistung,“ 20.06.2014, gültig ab August 2011.
- [41] ABB Schaltanlagen GmbH „Rundsteuer-Frequenzen in Deutschland,“ [Online]. Available: <http://www.warrelmann.de/ABB%20DEKON%20TF.htm>. [Zugriff am 25.07.2014].
- [42] Postleitzahl (PLZ) Service, “Fröndenberg,“ [Online]. Available: <http://www.plz-postleitzahl.de/land.nordrhein-westfalen/fr%C3%B6ndenberg/index.html>. [Zugriff am 22.07.2014].

- [43] Solarinitiative München, „70%-Regel-Was? Warum? Wie?“, 07.02.2013. [Online]. Available: <http://www.solarinitiative-muenchen.de/info/faq-fragen-antworten/70-regel/>. [Zugriff am 18.07.2014].
- [44] A-E-S Europe GmbH, „70% vs. 100% EinsMan – Entscheidungshilfe“, [Online]. Available: http://www.europe-solar.de/catalog/index.php?main_page=page&id=60. [Zugriff am 18.07.2014].
- [45] A-E-S Europe GmbH, „70% vs. 100% EinsMan – Entscheidungshilfe“, [Online]. Available: http://www.europe-solar.de/catalog/index.php?main_page=page&id=60. [Zugriff am 18.07.2014].
- [46] Solarinitiative München, „70%-Regel-Was? Warum? Wie?“, 07.02.2013. [Online]. Available: <http://www.solarinitiative-muenchen.de/info/faq-fragen-antworten/70-regel/>. [Zugriff am 18.07.2014].
- [47] http://www.europe-solar.de/catalog/index.php?main_page=page&id=60
- [48] <http://www.solarinitiative-muenchen.de/info/faq-fragen-antworten/70-regel/>
- [49] Solaris 2000, „BYD-Strom- und Hybrid“, [Online]. Available: <http://www.solaris2000.de/seite22.html>. [Zugriff am 25.07.2014].
- [50] ASD, „ASD Sonnenspeicher erhält Innovationspreis“, 15.11.2013. [Online]. Available: <http://www.asd-sonnenspeicher.de/asd-sonnenspeicher-erhalt-innovationspreis/>. [Zugriff am 24.07.2014].

- [51] ASD „Sonnenspeichertechnik,“ [Online]. Available: <http://www.asd-sonnenspeicher.de/technik/>. [Zugriff am 24.07.2014].
- [52] Michael Roskosch, „Optimierung des Eigenverbrauchs von Photovoltaikanlagen mit Speicher,“ Bachelorarbeit Fachhochschule Köln, Institut für elektrische Energietechnik, Köln, 2. Aug 2013.
- [53] Florian Eck, „Betrieboptimierung von Solarspeichern für Eigenverbrauch unter der Berücksichtigung von Einspeiselimittierung“ Masterarbeit, Fachhochschule Köln, Institut für elektrische Energietechnik, Köln, 03.Feb 2013.
- [54] DIN EN 50160 „statische Spannungshaltung,“ [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/EN_50160. [Zugriff am 25.06.2014].
- [55] VDE-AR-N 4105 Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , „5.3 Zulässige Spannungsänderung,“ 29.07.2014, gültig ab August 2011.
- [56] DIN EN 50160 „statische Spannungshaltung,“ [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/EN_50160. [Zugriff am 25.06.2014].

A Anhang

A.0 Auslastung der Betriebsmittel 2

Knoten Name	Element Name	Typ	P MW	Q MVar	I kA	Winkel I °	Auslastu %
11UW201	Ersatz PV	Last	-4,4	0	0,257	-177,6	0
11UW201	Ersatz K	Last	-0,027	0	0,002	-177,6	0
11UW201	Ersatz W	Last	-0,284	0	0,017	-177,6	0
N913	TR2-1090	2W-Trans	0,031	-0,014	0,049	29,5	6,72
07ST251	TR2-1090	2W-Trans	-0,031	0,014	0,002	-150,5	6,71
N551	L557	Leitung	0,512	-0,425	0,038	45	12
WKA_Ost	L557	Leitung	-0,511	0,417	0,038	-135,6	11,9
WKA_Ost	WKA_Zur	Last	-0,474	0,229	0,03	-149	0
09ST224	L-817	Last	0,006	0,002	0	-14,5	0
09ST224	Ersatz PV	Last	-0,015	0,007	0,001	-150,4	0
Burgstr. 1	L-570	Last	0,026	0,008	0,002	-12,9	0
Burgstr. 1	L562	Leitung	0,512	-0,43	0,038	45,3	19,04
N551	L562	Leitung	-0,512	0,425	0,038	-135	18,95
08ST226	L-287	Last	0,029	0,009	0,002	-13,6	0
N293	L299	Leitung	-0,519	0,488	0,041	-132	12,89
08ST227	L299	Leitung	0,52	-0,494	0,041	48,5	12,98
N913	Ersatz PV	Last	-0,025	0,012	0,039	-149	0
07ST255	L588	Leitung	0,44	-0,377	0,033	46	16,49
Burgstr. 1	L588	Leitung	-0,439	0,374	0,033	-134,3	16,42
Burgstr. 1	Ersatz PV	Last	-0,099	0,048	0,006	-148,9	0
08ST227	L-315	Last	0,003	0,001	0	-13,3	0
11UW201	L857	Leitung	-1,43	1,451	0,119	-132,2	46,3
11ST211	L857	Leitung	1,432	-1,453	0,119	47,9	46,36
07ST255	Ersatz PV	Last	-0,051	0,025	0,003	-148,9	0
N321	L332	Leitung	-0,569	0,473	0,042	-135,4	13,38
07ST250	L332	Leitung	0,57	-0,48	0,043	45,1	13,46
08ST227	L-1405	Last	0,046	0,022	0,003	-20,9	0
08SA230	L1411	Leitung	-0,515	0,474	0,04	-132,8	28,09
N293	L1411	Leitung	0,519	-0,488	0,041	48	28,48
07ST256	L617	Leitung	0,429	-0,346	0,031	44,2	15,68
07ST255	L617	Leitung	-0,429	0,34	0,031	-136,3	15,57
07ST255	L-605	Last	0,04	0,013	0,002	-12,9	0
08ST226	L348	Leitung	0,013	-0,029	0,002	71,3	0,58
08SA230	L348	Leitung	-0,013	0,029	0,002	-109	0,57
07ST253	L1429	Leitung	1,105	-0,715	0,075	37,8	21,96
08ST266	L1429	Leitung	-1,102	0,691	0,075	-143,2	21,73
07ST256	Ersatz PV	Last	-0,242	0,117	0,015	-148,8	0
07ST256	L-625	Last	0,134	0,044	0,008	-12,8	0

A.1 Auslastung der Betriebsmittel 3

Knoten Name	Element Name	Typ	P MW	Q MVar	I kA	Winkel °	Auslastu %
08SA230	L353	Leitung	1,652	-1,194	0,117	40,4	38,48
08ST225	L353	Leitung	-1,648	1,19	0,117	-139,7	38,41
08ST226	PV 08ST	Last	-0,041	0,02	0,003	-149,6	0
08ST266	L1442	Leitung	1,129	-0,71	0,076	36,9	25,13
N1434	L1442	Leitung	-1,127	0,706	0,076	-143,3	25,08
N1434	L1447	Leitung	1,127	-0,706	0,076	36,7	22,23
08SA230	L1447	Leitung	-1,125	0,691	0,076	-143,9	22,08
N321	L1452	Leitung	0,569	-0,473	0,042	44,6	29,56
08ST227	L1452	Leitung	-0,569	0,471	0,042	-135,5	29,52
07ST270	Ersatz PV	Last	-0,066	0,032	0,004	-148,8	0
07ST270	L643	Leitung	0,322	-0,189	0,021	35,8	6,72
07ST256	L643	Leitung	-0,322	0,185	0,021	-144,8	6,67
08ST225	L-374	Last	0,027	0,009	0,002	-13,8	0
07ST257	Deponieg	Last	-0,947	0,459	0,06	-148,8	0
07ST257	L660	Leitung	0,267	-0,163	0,018	36,8	5,63
07ST270	L660	Leitung	-0,267	0,154	0,018	-144,7	5,54
08ST266	Ersatz PV	Last	-0,034	0,017	0,002	-149,5	0
08ST225	Ersatz PV	Last	-0,01	0,003	0,001	-157,4	0
110kV U	F-1067	Netzeinsp	5,658	-1,99	0,031	19,4	0
110kV U	T31	2W-Trans	-5,658	1,99	0,031	-160,6	15
11UW200	T31	2W-Trans	5,659	-1,788	0,115	18,6	15,18
07ST258	L677	Leitung	-0,456	0,396	0,034	-133,7	10,87
07ST257	L677	Leitung	0,456	-0,404	0,035	46,9	10,97
07ST250	Ersatz PV	Last	-0,041	0,02	0,003	-149,2	0
07ST250	Ersatz W	Last	-0,256	0,124	0,016	-149,2	0
07ST258	L-685	Last	0,03	0,015	0,002	-20,5	0
07ST250	L-419	Last	0,022	0,007	0,001	-13,2	0
11ST211	Verbindu	Leitung	-1,471	1,435	0,12	-133,2	46,69
11ST210	Verbindu	Leitung	1,472	-1,435	0,12	46,8	46,71
11ST210	L151	Leitung	-1,489	1,43	0,121	-133,7	35,14
Verbindu	L151	Leitung	1,489	-1,43	0,121	46,4	35,15
Verbindu	L156	Leitung	-1,489	1,43	0,121	-133,6	46,91
N161	L156	Leitung	1,492	-1,432	0,121	46,4	46,96
11ST265	L-1254	Last	0,02	0,007	0,001	-15,3	0
11ST211	15	Last	0,035	0,017	0,002	-23,4	0
N705	L716	Leitung	-0,424	0,396	0,033	-131,8	16,52
N702	L716	Leitung	0,425	-0,405	0,033	48,9	16,71
N702	L711	Leitung	-0,425	0,405	0,033	-131,1	23,37
07ST258	L711	Leitung	0,426	-0,411	0,034	49,3	23,53
07ST253	L-444	Last	0,016	0,005	0,001	-13,3	0
N161	L164	Leitung	-1,492	1,432	0,121	-133,6	39,7
11ST209	L164	Leitung	1,493	-1,434	0,121	46,5	39,73
11ST209	L172	Leitung	-1,519	1,402	0,121	-134,7	60,3
N169	L172	Leitung	1,526	-1,405	0,121	45,4	60,41
N913	Am Obsth	Last	-0,006	0,002	0,009	-156,7	0
11ST213	Ersatz PV	Last	-0,01	0,003	0,001	-158,8	0
11ST265	ErsatzPV	Last	-0,023	0,011	0,002	-151,2	0
07ST250	L726	Leitung	-0,422	0,375	0,032	-133,4	16,12
N708	L726	Leitung	0,424	-0,395	0,033	48,1	16,51
N708	L721	Leitung	-0,424	0,395	0,033	-131,9	23,08
N705	L721	Leitung	0,424	-0,396	0,033	48,2	23,11
07ST253	NAKBA	Leitung	-1,1	0,699	0,075	-142,7	37,3

A.2 Auslastung der Betriebsmittel 4

Knoten Name	Element Name	Typ	P MW	Q MVar	I kA	Winkel I °	Auslastu %
11ST214	L192	Leitung	-1,604	1,215	0,117	-139,8	58,48
11ST215	L192	Leitung	1,611	-1,219	0,117	40,4	58,58
11ST215	L206	Leitung	-1,598	1,186	0,115	-140,2	36,53
11ST215	Ersatz K	Last	-0,006	0,002	0	-158,6	0
N488	L491	Leitung	-0,127	0,039	0,008	-157,8	1,94
07ST250	L491	Leitung	0,127	-0,047	0,008	25,2	1,97
07ST252	L-479	Last	0,032	0,011	0,002	-13,2	0
N197	L206	Leitung	1,602	-1,188	0,116	39,9	36,58
N197	L211	Leitung	-1,602	1,188	0,116	-140,1	57,79
N200	L211	Leitung	1,604	-1,19	0,116	40	57,83
N200	L216	Leitung	-1,604	1,19	0,116	-140	33,72
10ST223	L216	Leitung	1,609	-1,202	0,116	40,3	33,87
11ST210	Hauptstr.	Last	0,017	0,006	0,001	-15,7	0
11ST209	Am Brauc	Last	0,055	0,018	0,003	-15,6	0
08ST266	L-1320	Last	0,008	0,002	0	-13,5	0
10ST223	Ersatz PV	Last	-0,026	0,013	0,002	-150,6	0
11UW200	T177	2W-Trans	-2,935	0,933	0,06	-161,3	30,98
11UW201	T177	2W-Trans	2,939	-0,84	0,179	18,3	32,48
07ST251	L509	Leitung	0,134	-0,055	0,008	27,3	2,72
N501	L509	Leitung	-0,134	0,052	0,008	-153,9	2,7
N501	L504	Leitung	0,134	-0,052	0,008	26,1	6,22
07ST252	L504	Leitung	-0,134	0,051	0,008	-154,1	6,21
07ST251	L496	Leitung	-0,127	0,033	0,007	-160,4	5,68
N488	L496	Leitung	0,127	-0,039	0,008	22,2	5,76
10ST223	L224	Leitung	-1,611	1,18	0,116	-140,2	29,47
09ST224	L224	Leitung	1,616	-1,189	0,116	40,1	29,59
09ST224	L235	Leitung	-1,608	1,18	0,115	-140	57,63
N229	L235	Leitung	1,623	-1,19	0,116	40,3	57,87
11ST209	PV 11ST	Last	-0,029	0,014	0,002	-151,5	0
11ST213	L-778	Last	0,02	0,007	0,001	-15,2	0
07ST257	L-1338	Last	0,224	0,108	0,014	-20,4	0
07ST270	L-1329	Last	0,011	0,004	0,001	-12,8	0
07ST252	L526	Leitung	-0,98	0,632	0,067	-142,2	21,08
07ST251	L-517	Last	0,024	0,008	0,001	-13,2	0
N229	L240	Leitung	-1,623	1,19	0,116	-139,7	28,58
08ST225	L240	Leitung	1,632	-1,202	0,116	40,8	28,75
11ST215	L-787	Last	0,034	0,011	0,002	-14,9	0
11ST215	Ersatz PV	Last	-0,041	0,02	0,003	-150,9	0
11UW201	L-1347	Last	0,475	0,156	0,029	-15,8	0
11UW201	T176	2W-Trans	2,727	-0,767	0,166	18,1	30,1

A.3 Auslastung der Betriebsmittel 5

Knoten Name	Element Name	Typ	P MW	Q MVar	I kA	Winkel I °	Auslastu %
11UW200	T176	2W-Trans	-2,724	0,855	0,055	-161,5	28,72
WKA_Ost	L537	Leitung	0,985	-0,647	0,067	38,5	33,57
N523	L537	Leitung	-0,982	0,639	0,067	-141,9	33,44
N523	L526	Leitung	0,982	-0,639	0,067	38,1	21,16
10ST223	L-805	Last	0,029	0,009	0,002	-14,6	0

A.4 Zulässige Spannungsänderung 2

Name	Last+alle EE	Nur Last	Spannungsebene	Δu in %
07ST255M	101,42	97,79	Mittelspannung	103,712
07ST256M	101,47	97,75	Mittelspannung	103,805
07ST257M	101,52	97,72	Mittelspannung	103,88
07ST258M	101,49	97,75	Mittelspannung	103,826
07ST270M	101,49	97,74	Mittelspannung	103,836
08SA230M	100,62	98,26	Mittelspannung	102,4
08ST225M	100,5	98,33	Mittelspannung	102,206
08ST226M	100,62	98,26	Mittelspannung	102,4
08ST227M	101,02	98,03	Mittelspannung	103,05
08ST266M	100,77	98,17	Mittelspannung	102,6484
09ST224M	99,9	98,74	Mittelspannung	101,174
10ST223M	99,8	98,83	Mittelspannung	100,981
11ST209M	98,96	99,94	Mittelspannung	0,99
11ST210M	98,88	99,59	Mittelspannung	0,9928
11ST211M	98,86	99,61	Mittelspannung	0,9924
11ST213M	99,28	99,19	Mittelspannung	100,09
11ST214M	99,35	99,14	Mittelspannung	100,2
11ST215M	99,55	99,02	Mittelspannung	100,5
11ST265M	99,2	99,27	Mittelspannung	0,99929
11UW200	99,39	99,85	Mittelspannung	0,9953
11UW201	98,82	99,67	Mittelspannung	0,99147
Burgstr 19	101,39	97,81	Mittelspannung	103,66
N1434	100,71	98,21	Mittelspannung	102,5455
N161	98,93	99,53	Mittelspannung	0,9939
N169	99,14	99,34	Mittelspannung	0,99798
N197	99,63	98,96	Mittelspannung	100,67
N200	99,71	98,91	Mittelspannung	100,8
N229	100,38	98,48	Mittelspannung	101,929
N293	100,99	98,06	Mittelspannung	102,987
N321	101,07	98,02	Mittelspannung	103,111
N488	101,1	98	Mittelspannung	103,16
N501	101,04	98,02	Mittelspannung	103,08
N523	101,13	97,98	Mittelspannung	103,21
N551	101,34	97,86	Mittelspannung	103,59

N705	101,29	97,87	Mittelspannung	103,49
N708	101,27	97,88	Mittelspannung	103,463
N913	101,01	98,02	Niederspannung	103,05
VERBINDUNG	98,88	99,59	Mittelspannung	0,9928
WKA_ OSTBÜR	101,3	97,9	Mittelspannung	103,47

A.5 Netzplan