



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

# Bachelorthesis

Max Fischer

Erstellung einer Simulationsumgebung zur  
Untersuchung verschiedener Einflüsse auf das  
Niederspannungsnetz

Max Fischer

Erstellung einer Simulationsumgebung zur  
Untersuchung verschiedener Einflüsse auf das  
Niederspannungsnetz

Bachelorthesis eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung  
im Studiengang Elektro- und Informationstechnik  
am Department Informations- und Elektrotechnik  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer : Prof. Dr.-Ing. Gustav Vaupel  
Zweitgutachter : Prof. Dr.-Ing. Ingo Winzenick

Abgegeben am 7. Mai 2018

**Max Fischer**

**Thema der Bachelorthesis**

Erstellung einer Simulationsumgebung zur Untersuchung verschiedener Einflüsse auf das Niederspannungsnetz

**Stichworte**

Energietechnik, dezentrale Energieversorgung, erneuerbare Energieanlagen, Photovoltaik, Spannungsqualität, Simulationsumgebung, Lastfluss, autarke Versorgung, Batteriespeicher, Niederspannungsnetz, Normvorgaben

**Kurzzusammenfassung**

Die Arbeit untersucht die Einflüsse auf das Niederspannungsnetz, die durch dezentrale Einspeisungen verursacht werden. Hierfür wird mittels einer professionellen Analysesoftware eine Simulationsumgebung erstellt und anhand unterschiedlicher Szenarien untersucht. Das Augenmerk der Untersuchungen liegt dabei auf den veränderten Lastflüssen sowie der Betrachtung einer möglichen Autarkie.

**Max Fischer**

**Title of the paper**

Establishment of a simulation environment to examine the impact of various factors on the low-voltage grid

**Keywords**

power engineering, renewable energies, decentralised energy supply, photovoltaics, voltage quality, simulation environment, load flow, self-sufficient supply, battery storage, norm specification

**Abstract**

This thesis examines the impact on the low-voltage grid caused by decentralised energy supply. By using a professional analysis software a simulation environment is established and studied by different szenarios. The main intention is to observe the changed load flows as well as the possibility of self-sufficient energy supply.

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich während der Anfertigung dieser Bachelorarbeit unterstützt haben.

Zu Beginn möchte ich mich herzlich bei Prof. Dr. Vaupel für die Betreuung und Erstkorrektur bedanken. Sie haben mir die Möglichkeit gegeben diese Arbeit, in einem interessanten und für die Zukunft wichtigen Thema, durchzuführen. Sie standen jederzeit mit hilfreichen Anregungen und konstruktiver Kritik zur Verfügung.

Ebenso möchte ich mich bei Prof. Dr. Winzenick für die Zweitkorrektur und die intensiven Gespräche bedanken. Der Austausch über das Thema und die damit einhergehenden Herausforderungen waren anregend und interessant.

Ein weiterer Dank richtet sich an meine Kommilitonen Nick Alexander Göldner und Lars Jorewitz, die durch die gegenseitige Unterstützung, die zahlreichen interessanten Debatten und durch ihre allgemeine Hilfsbereitschaft während des Studiums, dazu beigetragen haben, dass diese Arbeit den erfolgreichen Abschluss meines Studiums darstellt.

Bei der Siemens AG möchte ich mich ebenfalls für die Möglichkeit des Dualen Studiums, sowie für die finanzielle Unterstützung während der letzten Jahre danken. Ich habe viel gelernt und stehe weiteren Herausforderungen offen gegenüber.

Der größte Dank richtet sich an meine Familie und Freundin. Sie standen mir während meines gesamten Studiums zur Seite und hatten stets ein offenes Ohr für die größeren oder kleineren Sorgen. Auf Euch war immer Verlass. Von Herzen, Danke!

# Inhaltsverzeichnis

<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>7</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>1 Einführung</b>	<b>10</b>
1.1 Zielsetzung . . . . .	11
1.2 Aufbau der Arbeit . . . . .	11
<b>2 Grundlagen</b>	<b>13</b>
2.1 Vorschriften und Richtlinien . . . . .	13
2.1.1 Erneuerbare Energien Gesetz 2017 . . . . .	13
2.1.2 VDE AR-N-4105 . . . . .	15
2.1.3 Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Nieder- spannungsnetz . . . . .	19
2.1.4 DIN EN-50160 . . . . .	21
2.2 Analysesoftware . . . . .	23
2.2.1 Geplante Verwendung . . . . .	24
2.2.2 Berechnungsmethoden . . . . .	25
2.3 Spannungshaltung im Niederspannungsnetz . . . . .	26
2.3.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren . . . . .	27
2.3.2 Blindleistungseinspeisung . . . . .	27
2.3.3 Einspeisemanagement . . . . .	28
<b>3 Erstellung der Simulationsumgebung</b>	<b>29</b>
3.1 Auswahl des Netzgebietes . . . . .	29
3.2 Aufbau der Verteilnetzstruktur . . . . .	29
3.3 Auswahl der Lastprofile . . . . .	34
3.4 Verwendete Erzeuger- und Speicheranlagen . . . . .	38
3.4.1 Photovoltaikanlagen . . . . .	38
3.4.2 Blockheizkraftwerke . . . . .	39
3.4.3 Biogasanlagen . . . . .	40
3.4.4 Batteriespeicher . . . . .	40

---

<b>4</b>	<b>Untersuchung der Einflüsse auf die Niederspannung</b>	<b>41</b>
4.1	Netzverhalten bei konventioneller Versorgung . . . . .	41
4.2	Veränderungen durch dezentrale Einspeisung . . . . .	45
4.2.1	Szenario 1 - Einspeisung einzelner PV-Dachanlagen . . . . .	45
4.2.2	Szenario 2 - Einspeisung einer PV-Flächenanlage . . . . .	52
4.2.3	Szenario 3 - PV-Dachanlagen auf allen Wohnhäusern . . . . .	55
4.2.4	Szenario 4 - zwei mittlere PV-Dachanlagen und ein BHKW . . . . .	59
4.3	Erweiterung zur autarken Versorgung . . . . .	63
4.3.1	Szenario 5 - Szenario 4 mit Unterstützung durch Batteriespeicher . . . . .	63
<b>5</b>	<b>Fazit</b>	<b>67</b>
<b>6</b>	<b>Ausblick</b>	<b>69</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>70</b>
<b>A</b>	<b>Anlage - CD</b>	<b>73</b>
A.1	PDF Dokument . . . . .	73
A.2	PSS Sincal Programmdatei . . . . .	73
A.3	Profildaten . . . . .	73
<b>B</b>	<b>Zusatzinformationen</b>	<b>74</b>
B.1	Lastprofile . . . . .	74
B.2	Einstrahlungskennlinie . . . . .	79
B.3	Schematische Netzdarstellung . . . . .	80
B.4	Auflistung: Kabeldaten . . . . .	82

# Tabellenverzeichnis

3.1	Nenn Daten des verwendeten Ortsnetztransformators . . . . .	32
3.2	Eckdaten der Wohnhauslastprofile . . . . .	37
3.3	Eckdaten der Gewerbepprofile . . . . .	38
4.1	Angenommene PV-Anlagen der Wohnhäuser - Szenario 1 . . . . .	46
4.2	rechn. Spannungsanhebung durch die PV-Anlage Haus R - Szenario 1 . . . . .	48
4.3	rechn. Spannungsanhebung $\Delta u_A$ - Szenario 1 . . . . .	50
4.4	rechn. Spannungsanhebung durch die PV-Flächenanlage - Szenario 2 . . . . .	52
4.5	Angenommene PV-Anlagen der Wohnhäuser . . . . .	55
4.6	rechn. Spannungsanhebung durch PV-Anlagen und BHKW - Szenario 4 . . . . .	60
B.1	Auflistung der verwendeten Kabeldaten . . . . .	82

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Wirkleistungsregelung in Abhängigkeit der Frequenz - AR-N-4105 Quelle: [5]	18
2.2	Standard-Kennlinie für $\cos \varphi(P)$ Quelle: SMA Solar Technology [5]	19
3.1	Entwickelter Netzplan des Dorfes Büthenwarder	30
3.2	Schematische Darstellung des Verteilnetzes	33
3.3	H0 Standardlastprofil	36
3.4	SLP H0 skaliert auf 1400kWh Jahresverbrauch	36
4.1	Spannung des Nebenstrahls bei Top-down Versorgung ohne Regelung	42
4.2	Spannung am äußersten Knotenpunkt bei Top-Down Versorgung ohne Regelung	42
4.3	Auslastung des Hauptstrahls bei Belastung mit starren Anschlusswerten	43
4.4	Lastflusskennlinie (15min Takt) des Ortsnetztransformators	44
4.5	Schematische Darstellung - Szenario 1	46
4.6	Zeigerdiagramm der Spannungsanhebung (VZS)	49
4.7	Lastfluss am Anschlusspunkt des Hauses R - Szenario 1	51
4.8	Lastfluss über den Hauptstrahl - Szenario 1	51
4.9	Netzverknüpfungspunkt am Bauernhof - Szenario 2	53
4.10	Lastfluss am Anschlusspunkt Bauernhof - Szenario 2	54
4.11	Lastfluss über den Ortsnetztransformator - Szenario 2	55
4.12	Verlustleistung im Ortsnetz (Einsp. mit $\cos(\varphi) = 0,95_{ind.}$ ) - Szenario 3	57
4.13	Lastfluss über den Ortsnetztransformator - Szenario 3	58
4.14	Schematische Darstellung - Szenario 4	59
4.15	Netzverknüpfungspunkt der Tennisanlage - Szenario 4	60
4.16	Lastfluss am Anschlusspunkt Tennisanlage - Szenario 4	61
4.17	Lastfluss am Anschlusspunkt Bauernhof - Szenario 4	62
4.18	Lastfluss über den Ortsnetztransformator - Szenario 4	62
4.19	Schematische Darstellung - Szenario 5	63
4.20	Lastfluss über den Ortsnetztransformator - Szenario 5	64
4.21	Lastkurve des Batteriespeichers - Szenario 5	65
B.1	Lastprofil Singlehaushalt	74
B.2	Lastprofil Pärchen ohne Kinder	75
B.3	Lastprofil Pärchen mit zwei Kindern	75



---

B.4	Lastprofil Mehrgenerationenhaus . . . . .	76
B.5	Lastprofil Rentnerpaar . . . . .	76
B.6	Lastprofil Gaststätte . . . . .	77
B.7	Lastprofil Bauernhof . . . . .	77
B.8	Lastprofil Tennisanlage . . . . .	78
B.9	Den PV-Anlagen zugrunde liegende Einstrahlungskennlinie . . . . .	79
B.10	Schematische Netzdarstellung . . . . .	80
B.11	Kabelbenennung . . . . .	81

# 1 Einführung

Die in der Vergangenheit entwickelten Stromnetze stehen, in Angesicht des sich wandelnden Energiemarktes, vor neuen Herausforderungen. War damals bei der Entwicklung der Kerngedanke den in den Großkraftwerken erzeugten Strom absteigend durch die Netzebenen zum Endverbraucher zu verteilen, so hat sich dieses Bild heute geändert.

Durch Klimaabkommen, Schadstoffbegrenzungen und durch die Tatsache, dass fossile Brennstoffe nicht unbegrenzt zur Verfügung stehen werden, muss sich die Erzeugungsstruktur wandeln. Die Bundesregierung hat durch den Erlass des Erneuerbaren Energien Gesetzes [1] die Ausgangsbasis für diesen Wandel festgelegt. Es entwickeln sich vermehrt dezentrale Erzeugungsanlagen, mit einem stetig wachsenden Anteil an regenerativen Energien. [12]

Die Stromnetze der Zukunft müssen verstärkt auf wechselnde Lastflüsse abgestimmt sein. Erneuerbare Energien sind nur zum Teil in der Lage eine kontinuierliche Stromerzeugung zu liefern. Besonders die Erzeugung durch Windkraft und Photovoltaik unterliegen starken Schwankungen. [20]

Die Planung und der Umbau der bestehenden Stromnetze auf Hoch- und Höchstspannungsebene hat bereits begonnen. Auch in der Mittel- und Niederspannung werden die veränderten Versorgungsstrukturen bei Neuplanungen beachtet. Die Herausforderung liegt in den bestehenden Verteilnetzen. Durch den Zubau von erneuerbaren Energienanlagen beschränkt sich diese Ebene nicht mehr ausschließlich auf den Stromverbrauch. Kleinerzeuger wie Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke oder kleinere Biogasanlagen speisen ihre Energie in das Niederspannungsnetz ein. Einspeisungen auf dieser Netzebene stellen die elektrischen Betriebsmittel vor neue Belastungen. Transformatoren und Leitungen werden nicht mehr nur in eine Richtung belastet, sondern abwechselnd in beide Richtungen, je nach dem wie groß die Einspeisung der dezentralen Stromerzeuger ist. [6]

Zu bestimmten Zeiten kann eine lokale Überproduktion vorliegen, die dann in die Mittelspannung abgeführt werden muss. Allerdings kann es auch vorkommen, dass über eine längere Zeit kaum Erzeugungsleistung in das Netz eingespeist wird. In diesem Fall müssen Wohnhäuser, Geschäfte und Unternehmen wieder auf konventionelle Art und Weise versorgt werden.

## 1.1 Zielsetzung

Der Zuwachs von erneuerbaren Energien kann nicht endlos erfolgen. Stromnetze die für eine konventionelle Versorgung der Verbraucher ausgelegt sind, bedürfen unter Umständen einem Ausbau, um Grenzwerte oder Richtlinien zur Versorgungsqualität einzuhalten. Transformatoren, Leitungen und Netzverknüpfungspunkte stoßen irgendwann an ihre Grenzen. Vor jeder Einspeisung neuer dezentraler Erzeugungsanlagen muss geprüft werden, ob eine Abnahme im gewünschten Maß unter gegebenen Bedingungen möglich ist.

Zielsetzung dieser Arbeit ist die Erstellung eines real möglichen Versorgungsnetzes, in dem die beschriebenen Faktoren untersucht werden können. Bei der Erstellung soll sich an den Grundlagen zur Planung und Auslegung von Energieversorgungsnetzen orientiert und ein theoretisches Niederspannungsnetz entwickelt werden. Das Ortsnetz soll anschließend auf die Einflüsse verschiedener Szenarien hin untersucht und ausgewertet werden. Bei der Entwicklung der Szenarien sollen unterschiedliche dezentrale Einspeisungen sowie die Möglichkeit der autarken Versorgung bedacht werden. Es gilt zu untersuchen, welche Lastflussänderungen entstehen und wie sich diese auf die Auslastung des Ortsnetzes auswirken.

## 1.2 Aufbau der Arbeit

Zu Beginn dieser Arbeit werden die für das Verständnis wichtigen Grundlagen erläutert. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den Vorschriften und Richtlinien, die im Zusammenhang mit einer dezentralen Versorgungsstruktur wichtig sind. Ergänzt werden die Grundlagen durch eine kurze Beschreibung des verwendeten Simulationsprogramms sowie der Erklärung dreier Möglichkeiten zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz.

Den Kern dieser Arbeit bilden die zwei darauffolgenden Kapitel. Das dritte Kapitel zeigt die Vorgehensweise bei der Erstellung der Simulationsumgebung. Es wird auf die Auswahl der verwendeten Daten und Erzeugungsanlagen eingegangen und deren Einsatz innerhalb der Simulation beschrieben. Hierbei wird ein Augenmerk auf die Auswahl der Lastprofile gelegt. Im vierten Kapitel wird das entwickelte Ortsnetz anhand verschiedener Szenarien untersucht. Die Szenarien gehen dabei von einer konventionellen Versorgung, einer Ergänzung durch erneuerbare Energieanlagen sowie einer überwiegend autarken Versorgung aus. Im Vordergrund der Untersuchung stehen dabei die Lastflüsse sowie die Bedeutung der lokalen Erzeugung im Hinblick auf eine mögliche Eigenversorgung des Dorfes.

Im Fazit werden die Ergebnisse zusammengefasst und mit anderen Untersuchungsergebnissen verglichen. Abschließend wird ein Ausblick über die möglichen Entwicklungen der Simulationsumgebung sowie die zukünftige Bedeutung der dezentralen Versorgung gegeben.

Dem Anhang dieser Arbeit wurde ein Datenträger beigelegt, der ggf. bei Prof. Dr.-Ing. Vaupel oder Prof. Dr.-Ing. Winzenick eingesehen werden kann. Auf diesem Datenträger ist eine PDF Version der Bachelorarbeit sowie die Programmdatei der erstellten Simulationsumgebung zu finden. Die Ablagestruktur kann dem Anhang A entnommen werden.

# 2 Grundlagen

## 2.1 Vorschriften und Richtlinien

Für den Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz gelten verschiedene Vorschriften und Richtlinien. In Bezug auf den allgemeinen Anschluss von erneuerbaren Energien bildet das Erneuerbare Energie Gesetz in seiner aktuellsten Fassung die Grundlage. Ergänzt wird das EEG<sup>1</sup> durch die VDE Anwendungsregel AR-N-4105, welche die technischen Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz regelt.

Hinzu kommen die allgemein gültigen und durch einzelne Netzbetreiber abgewandelten technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, sowie die europäische Norm EN-50160, die die einheitlichen Merkmale der Versorgungsspannung definiert.

Die nachfolgenden Grundlagen entstammen den Gesetzestexten, der Normen sowie Richtlinien. Die zusammengefassten Inhalte sind in Teilen durch zusätzliche Informationen, auf die gesondert verwiesen wird, ergänzt worden.

### 2.1.1 Erneuerbare Energien Gesetz 2017

Das Erneuerbare Energien Gesetz hat den Zweck und das Ziel die deutsche Energieversorgung neu zu strukturieren. Im Hinblick auf Klima- und Umweltschutzziele soll eine nachhaltige Entwicklung angestrebt und die Abhängigkeit von externen Ressourcen verringert werden. Ebenso wird durch das Gesetz die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, im Hinblick auf die Endlichkeit der fossilen Brennstoffe, angeregt.

Das Ziel des EEG ist es bis zum Jahr 2025 40-45%, bis zum Jahr 2035 55-60% und bis zum Jahr 2050 mindestens 80% des deutschen Bruttostromverbrauchs aus regenerativen Quellen zu decken. Für das Jahr 2017 spricht das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vorläufig von einem Anteil von bereits 29% an Strom aus erneuerbaren Energien.[13]

---

<sup>1</sup>Erneuerbare-Energien-Gesetz - Stand 2017

Mit der Anfang 2017 in Kraft getretenen Fassung des EEG wurden zwei grundlegende Änderungen vorgenommen. Zum einen wurde das Gesetz von einer staatlich geförderten und festen Einspeisevergütung hin zu einer auf Ausschreibung basierten und dem Wettbewerb unterliegenden Einspeisevergütung abgeändert. Diese Änderung gilt jedoch nur für Erzeugungsanlagen im industriellen Maßstab (Windparks, Solaranlagen größer 750kW und Biomasse-Anlagen allgemein). Kleinerzeuger wie Photovoltaik-Hausdachanlagen sind davon nicht betroffen.

Zum anderen wird durch die Umstellung auf ein Ausschreibungsverfahren die Vergabe von neuen Flächen durch den Bund und die Länder gesteuert. Als Folge daraus soll eine Synchronisation von Anlagenneubau und Netzausbau herbeigeführt werden. Dadurch soll vermieden werden, dass Windparks oder Photovoltaikanlagen in den Bau gehen und der erzeugte Strom, aufgrund von nicht ausreichend ausgebauter Netze, nicht abgenommen werden kann, wie es in der Vergangenheit wiederholt der Fall war.

Das EEG enthält auch eine Reihe von technischen Vorgaben, die bei der Errichtung von Anlagen zu beachten sind. Es gilt zu unterscheiden welche Informationen und Pflichten von Bedeutung sind. Nicht immer sind alle Vorgaben für jede Art und Größe von EE-Anlage<sup>2</sup> gültig.

Betreiber einer erneuerbaren Energienanlage, gemäß des EEG, mit einer Leistung von mehr als 100kW müssen ein Einspeisemanagementsystem zur Steuerung und Ist-Auslesung durch den Netzbetreiber vorweisen. Auch Betreiber einer Solaranlage zwischen 30kW und 100kW müssen ein solches System verbaut haben. Für Solaranlagen kleiner als 30kW gilt diese Forderung nicht, wenn die Anlagen am Netzverknüpfungspunkt maximal 70 Prozent ihrer Nennleistung einspeisen.

Bei der Anwendung dieser Vorgaben ist zu beachten auf welchem Grundstück und in welchem Zeitraum die Anlagen errichtet wurden. Sind Anlagen, unabhängig vom Eigentumsverhältnis, innerhalb von 12 Monaten auf demselben Grundstück oder Gebäude errichtet worden, so werden diese als eine Erzeugungseinheit betrachtet.

Für Betreiber von Biogasanlagen gelten weitere technische Vorgaben, die den für die Stromerzeugung notwendigen Einsatz von Bioabfällen oder Gülle regulieren und zur Vermeidung der Freisetzung von Biogas zusätzliche Verbraucher vorschreiben. Für Windenergieanlagen ist neben dem EEG die Systemdienstleistungsverordnung zu beachten und die daraus resultierenden Anforderungen anzuwenden.

Neben den Vorgaben für die Anlagenbetreiber definiert das EEG auch Pflichten für die Netzbetreiber. Netzbetreiber sind im Sinne des EEG §11 Abnahme, Übertragung und Verteilung, dazu verpflichtet den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich, vorrangig physikalisch, abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Dies gilt auch, wenn Strom aus EE-Anlagen nicht direkt in das Netz des Netzbetreibers eingespeist, sondern kaufmännisch-bilanziell weitergegeben wird. Resultierend aus der Abnahmepflicht der Netzbetreiber, be-

---

<sup>2</sup>EE-Anlage - Erneuerbare-Energien-Anlage

steht die Pflicht zur Optimierung der Netze, wenn diese die Leistung der Einspeisewilligen nicht aufnehmen, übertragen und verteilen können oder nicht dem Stand der Technik entsprechen. Die Optimierungspflicht bezieht sich hierbei nicht nur auf die Netzebene an der die Erzeugungsanlage angeschlossen ist. Auch Betreiber vorgelagerter Netze müssen gegebenenfalls Optimierungen vornehmen, um eine Abnahme sicherzustellen. Einhalt wird dem ganzen durch §11 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes geboten, welcher besagt, dass Ausbaumaßnahmen durch den Netzbetreiber nur bis zu einer wirtschaftlich zumutbaren Grenze zu erfolgen haben.

Netzbetreiber haben entgegen ihrer Abnahmepflicht in Ausnahmefällen die Möglichkeit die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zu unterbinden. In diesem Zusammenhang kommt das Einspeisemanagementsystem zum Einsatz. Sollte eine Netzüberlastung bevorstehen oder eingetreten sein, so dürfen Netzbetreiber mittels Fernzugriff die Einspeisung regulieren oder gar vollständig unterbinden. Bevor jedoch dieser Eingriff getätigt wird, muss der Netzbetreiber das Potential aller normal üblichen Regelungen ausgeschöpft haben. Das heißt, dass eine Regulierung von erneuerbaren Energien erst als letzte Möglichkeit zur Verhinderung einer Netzüberlastung in Betracht gezogen werden darf. Ist ein notwendiges Einspeisemanagement in Aussicht oder kurzfristig durchzuführen, so besteht seitens Netzbetreiber die Pflicht den Anlagenbetreiber unverzüglich über den Zeitpunkt, Dauer und Umfang der Regelung zu informieren.

Das erneuerbare Energiengesetz regelt zusätzlich in einem großen Teil die Kosten, welche mit der Errichtung, dem Anschluss, der Übertragung und der Zahlung von Einspeisevergütung sowie Prämien verbunden sind. Dieser Teil des Gesetzes soll hier jedoch nicht weiter beschrieben werden, da dieser den Umfang der Arbeit übersteigen würde. Auf Ausschnitte, auf die im Fazit und Ausblick eingegangen wird, wird gesondert verwiesen.

### 2.1.2 VDE AR-N-4105

Die VDE-Anwendungsregel AR-N-4105 ist für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz anzuwenden. Sie definiert die technischen Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen an der Niederspannung.

Als Grundlage für diese Arbeit sind nicht alle Teile der Anwendungsregel von Bedeutung. Es wird im folgenden auf die Unterpunkte Netzanschluss, Ausführung der Erzeugungsanlagen sowie Betrieb und Nachweis der elektrischen Eigenschaften eingegangen. Ergänzende Informationen können der eigentlichen Anwendungsregel entnommen werden. [8]

Für den Anschluss erneuerbarer Energieanlagen, gemäß des EEG, gilt grundsätzlich die Abnahmepflicht des Verteilnetzbetreibers. Hierfür bedarf es insbesondere bei kleinen und mittleren Anlagen eines geeigneten Netzanschlusspunktes. Bereits während der Planungsphase einer Erzeugungsanlage ist der Netzbetreiber mit einzubeziehen und über die technischen Daten der Anlage in Kenntnis zu setzen. Auf Basis dieser Daten ist der Netzbetreiber

verpflichtet den nach der Entfernung kürzesten und der Spannungsebene passendsten Verknüpfungspunkt zu zuweisen. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 30kW gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks automatisch als bestmöglicher Punkt. Sollte der gewählte Verknüpfungspunkt technisch nicht in der Lage sein die einzuspeisende Leistung aufzunehmen, so muss der Netzbetreiber diesen ggf. nach den TAB (Unterabschnitt 2.1.3) ausbauen oder einen weiteren im Rahmen liegenden Verknüpfungspunkt ausweisen. Für die Auswahl des Netzanschlusses sind unterschiedliche Kriterien von Bedeutung. Um die Netzurückwirkungen zu minimieren ist die Impedanz am Netzanschlusspunkt, die maximale Anschlussleistung sowie die Betriebsweise der Erzeugeranlage zu beachten.

Der Anlagenbetreiber hat die Erzeugungsanlage so zu errichten, dass nach Ankündigung durch den Netzbetreiber die Möglichkeit besteht, die Anlage in einem Stör- oder Wartungsfall in ihrer Leistung zu drosseln oder gar ganz vom Netz zu nehmen.

Beim Anschluss einer Erzeugungsanlage ist zu beachten, dass die durch die Anlage verursachte dauerhafte Spannungsänderung am Netzverknüpfungspunkt einen Wert von  $\Delta u_a \leq 3\%$  gegenüber dem Wert ohne Einspeisung nicht überschreitet. In begründeten Einzelfällen kann von dieser Vorgabe abgewichen werden, wenn eine Beeinträchtigung des Netzes auszuschließen ist.

Bei schnellen Spannungsänderungen, durch das gleichzeitige Zu- oder Abschalten von Erzeugungsanlagen, gilt eine Spannungsänderung von  $\Delta u_{max} = 3\%$  bezogen auf  $U_n$  als zulässig. Spannungsänderungen darüber hinaus gelten als unzulässige Netzurückwirkungen. Eine gängige Abschätzung der durch die Erzeugungsanlage hervorgerufenen Spannungsänderung kann durch Anwendung der Gleichung 2.1 berechnet werden.

$$\Delta u_{max} = k_{imax} \cdot \frac{S_{Emax}}{S_{kV}} = \frac{I_a}{I_{rE}} \cdot \frac{S_{Emax}}{S_{kV}} \quad (2.1)$$

Netzkurzschlussleistung  $S_{kV}$ , max. Anschlussleistung  $S_{Emax}$ , Anlaufstrom  $I_a$ , Bemessungsstrom  $I_{rE}$ , Schaltstromfaktor  $k_{imax}$

In der Anwendungsregel sind Vorgaben bezüglich der Langzeit-Flickerstärke (max.  $P_{It} = 0,5$ ) am ungünstigsten Verknüpfungspunkt gemacht. Eine genauere Beschreibung des Flickers ist im Unterabschnitt 2.1.4 zu finden. Für Netzurückwirkungen aus Oberschwingungen und Zwischenharmonischen gilt die DIN EN 61000-3-2 bzw. die DIN EN 61000-3-12<sup>3</sup> als maßgebende Richtlinie. Wie es in Unterabschnitt 2.1.3 für Verbraucher beschrieben wird, darf auch bei einphasig angeschlossenen Erzeugungsanlagen eine maximale Unsymmetrie von 4,6kVA nicht überschritten werden.

Es gilt:

$$\sum S_{Emax} \leq 4,6\text{kVA je Außenleiter} \quad (2.2)$$

<sup>3</sup>Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-2/12: Grenzwerte für Oberschwingungsströme



Es können somit maximal  $3 \times 4,6 \text{kVA} = \sum S_{E_{max}} \leq 13,8 \text{kVA}$  einphasig eingespeist werden. Anlagen mit einer größeren Anschlussleistung sind dementsprechend dreiphasig auszuführen. Für eine genauere Spezifizierung der Anschlusskriterien für den Anschluss von Erzeugungsanlagen weist die Anwendungsregel die nachfolgend erläuterten technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz aus. Die Anwendungsregel gibt eindeutige Vorgaben für das Verhalten von Erzeugungsanlagen am Netz vor. Werden neue Anlagen an das Niederspannungsnetz angeschlossen, so erhöht sich die Belastung durch Kurzschlussströme. Die auftretenden Belastungen können durch Annahmen geschätzt werden.

Zur Abschätzung gilt:

- bei Synchrongeneratoren trägt das 8-fache
- bei Asynchrongeneratoren trägt das 6-fache
- bei Generatoren mit Umrichter trägt das 1-fache

des jeweiligen Bemessungsstroms zum Kurzschlussstrom im Netz bei. Sollten Anlagen das Netz unzulässig belasten, so müssen in Abstimmung mit dem Netzbetreiber Lösungen zur Einhaltung der Grenzwerte gefunden werden. Ergänzend zu den Kurzschlussangaben, werden Vorgaben bezüglich der Wirkleistung gemacht.

Wie bereits durch das EEG festgelegt, definiert die AR-N-4105 ebenfalls die Gründe und Eingriffsweisen eines Netzbetreibers zur Regulierung oder Trennung einer Erzeugeranlage. Netzbetreiber sind berechtigt die Wirkleistungseinspeisung einer Anlage zu begrenzen, wenn hierdurch Gefahren oder Engpässe abgewendet werden können. Tiefgreifender als das EEG, wird in der Anwendungsregel eine genaue Vorgabe der Leistungsreduzierung getroffen. Anlagen mit einer Erzeugungsleistung von mehr als 100kW müssen in der Lage sein ihre Wirkleistung in Stufen von maximal 10% ihrer Spitzenleistung zu reduzieren. Eingriffe durch den Netzbetreiber finden üblicherweise in Sollwertvorgaben von 100%, 60%, 30% und 0% statt.

Unabhängig vom Netzbetreiber ist die Vorgabe der Wirkleistungsbegrenzung im Bezug auf die Netzfrequenz. Wie in Unterabschnitt 2.1.4 beschrieben, gilt in Europa eine Nennfrequenz von 50Hz. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz haben die Aufgabe die Frequenz mit zu stabilisieren. Zu diesem Zweck sieht die Anwendungsregel eine gesteuerte Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz vor. Bei einer Überfrequenz muss die Erzeugungsanlage zwischen 50,2Hz und 51,5Hz ihre momentan erzeugte Leistung ( $P_M$ ) um 40% pro Hertz drosseln. Anders sieht es bei einer Unterfrequenz im Netz aus. Hier darf die Anlage bis 47,5Hz ihre volle momentane Leistung einspeisen. Bei Frequenzen außerhalb der Grenzen (kleiner 47,5Hz und größer 51,5Hz) hat eine automatische Trennung vom Netz zu erfolgen. Ein Wiedereinschalten darf erst dann erfolgen, wenn sich die Netzfrequenz wieder innerhalb der Grenzen befindet.

Das beschriebene Verhalten ist in der nachfolgenden Kennlinie dargestellt. Netzbetreiber

sprechen beim Anwenden dieses Regelverfahrens teilweise auch vom „Fahren auf der Kennlinie“. [5]

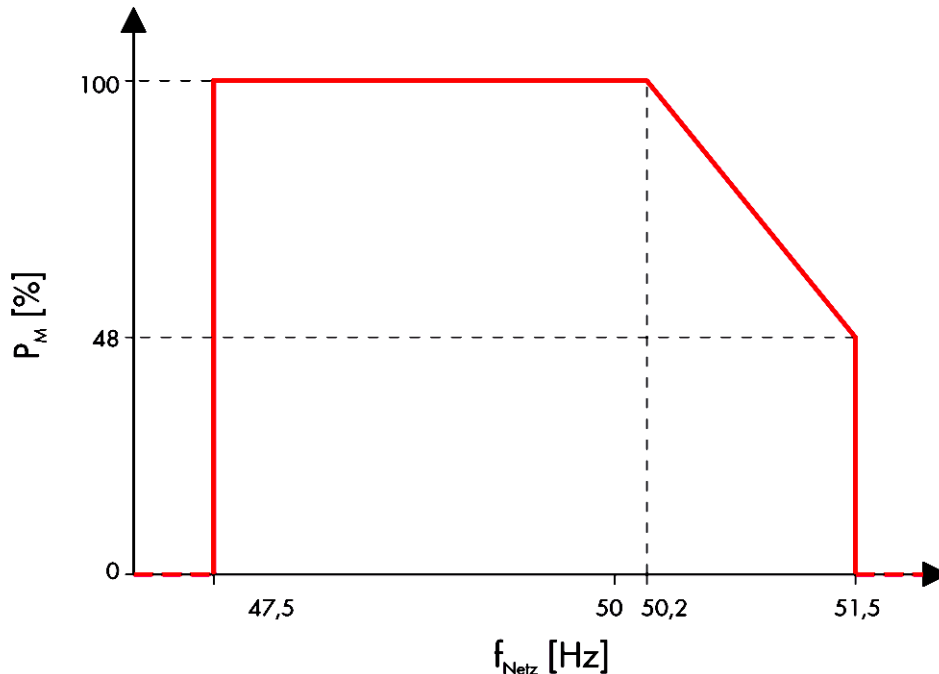


Abbildung 2.1: Wirkleistungsregelung in Abhängigkeit der Frequenz - AR-N-4105 Quelle: [5]

Historisch bedingt existieren im deutschen Markt noch Anlagen, welche eine solche Regelung nicht unterstützen. Diese Anlagen trennen sich bei einer Überfrequenz von 50,2Hz automatisch vom Netz.

Erzeugungsanlagen sind nicht nur über die Frequenz an der Netzqualität beteiligt. Ebenso können sie durch Vorgaben der Netzbetreiber Einfluss auf die statische oder dynamische Spannungshaltung nehmen.

Erzeugungsanlagen bewirken generell eine Spannungsanhebung am Einspeisepunkt in das Versorgungsnetz. Diese Spannungsanhebung kann sich positiv oder negativ auf die Netzstabilität auswirken und ggf. eine Verletzung der Spannungstoleranz bewirken.

Die Anwendungsregel gibt vor, dass der Verschiebungsfaktor von Erzeugungsanlagen, in Abhängigkeit von der maximalen Erzeugungsleistung ( $P_{E_{max}}$ ), in einem definierten Bereich regulierbar sein muss.

Für Anlagen kleiner 3,68kVA werden weder seitens der Normen noch der Netzbetreiber explizite Vorgaben gemacht. Anlagen deren Erzeugungsleistung zwischen 3,68kVA und 13,8kVA liegt müssen technisch in der Lage sein Vorgaben von  $\cos\varphi = 0,95$  übererregt oder untererregt umzusetzen. Ist die Erzeugungsleistung größer 13,8kVA muss der Verschiebungsfaktor zwischen  $\cos\varphi = 0,90$  untererregt und  $\cos\varphi = 0,90$  übererregt einstellbar sein.

Die genauen Werte, die eine Anlage am Verknüpfungspunkt vorzuweisen hat, werden bei der Beantragung der Einspeisung durch den Netzbetreiber vorgegeben. Dieser kann ebenfalls vorgeben, ob die Blindleistungseinspeisung anhand einer Kennlinie wie in Abbildung 2.2 oder über einen starren Wert stattzufinden hat. Bei Photovoltaikanlagen ist es beispielsweise üblich den Verschiebungsfaktor über einen Kennlinienverlauf vorzugeben, da hier die Einspeiseleistung variiert. Hingegen wird bei Blockheizkraftwerken, die einen konstanten Strom ins Versorgungsnetz einspeisen, oftmals ein starrer Verschiebungsfaktor vorgegeben.

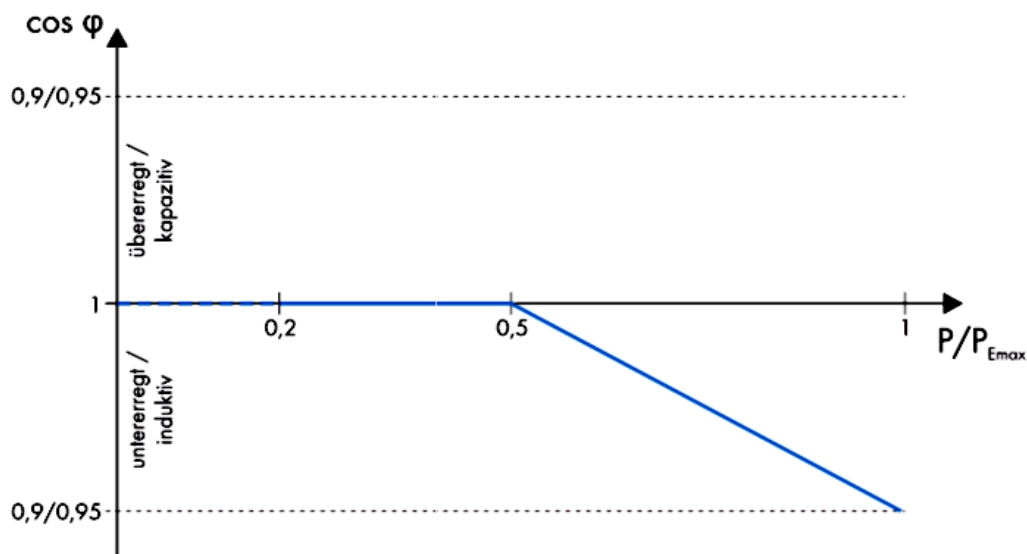


Abbildung 2.2: Standard-Kennlinie für  $\cos \varphi(P)$  Quelle: SMA Solar Technology [5]

Teile der beschriebenen Angaben bedürfen der Kontrolle, wenn bei Verwendung dieser Arbeit mehr als drei Monate seit der Abgabe vergangen sind. Derzeit wird der aktualisierte Entwurf der VDE-AR-N 4105:2017 geprüft und überarbeitet. Mit einer zeitnahen Veröffentlichung ist zu rechnen.

### 2.1.3 Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz

Für den Anschluss und Betrieb von elektrischen Anlagen am Niederspannungsnetz gelten gemäß §1 Abs. 1 der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung - NAV) Handlungspflichten des Netzbetreibers sowie des Anschlussnehmers und oder Anschlussnutzers. Die aus der NAV hervorgehenden Pflichten und Kriterien

für den Anschluss an das Niederspannungsnetz sind durch den Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) durch die allgemein gültigen technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz (TAB) ergänzt worden. Die TAB sind zusammen mit dem §19 des EnWG „Technische Vorschriften“ sowie der DIN 18015 „Elektrische Anlagen in Wohngebäuden“ anzuwenden.

Die technischen Anschlussbedingungen des BDEW geben Aufschluss über den Aufbau und Betrieb eines Netzanschlusses (Hausanschluss) und der Hauptstromversorgung. Des Weiteren werden zusätzlich der Anschluss elektrischer Verbrauchsgeräte, Schutzmaßnahmen und der Anschluss von Erzeugungsanlagen beschrieben. Neben den genannten Punkten finden sich in den TAB noch weitere Informationen, welche für diese Arbeit nicht weiter von Bedeutung sind. Bei Bedarf kann in den TAB nachgesehen werden.

Der Netzanschluss an das Niederspannungsnetz erfolgt mit einer Nennspannung von 230V/400V. Die Merkmale und möglichen Abweichungen der Betriebsspannung sind in der DIN EN 50160 festgelegt. Eine genauere Erläuterung dieser Norm erfolgt im Unterabschnitt 2.1.4.

Hausanschlüsse werden üblicherweise über Erdkabel in Form eines Drehstromanschlusses an das Verteilnetz angeschlossen. Hier ist zu beachten, dass eine gleichmäßige Verteilung der Lasten auf die drei Außenleiter zu gewährleisten ist. Eine einphasige Belastung durch Verbraucher darf nur bis zu einer Bemessungsscheinleistung von 4,6kVA vorliegen. Darüber hinaus müssen Verbraucher dreiphasig angeschlossen sein, um eine entstehende Unsymmetrie zu vermeiden.

Vor der Errichtung der Hauptstromversorgung muss der Hausbesitzer dem Netzbetreiber eine Einschätzung über die geplanten Verbrauchsmengen sowie die zu erwartende Gleichzeitigkeit von Geräten mitteilen. Diese Einschätzung dient als Überprüfung der durch die DIN 18015-1 angenommene durchschnittliche Anschlussleistung. Die DIN Norm 18015-1 geht für einen durchschnittlichen Hausanschluss mit einer Wohneinheit von einer maximalen Anschlussleistung von 14,5kVA aus. Sollten die gemachten Angaben den Durchschnitt übersteigen, so bedarf es einer gesonderten Planung.

Der Netzbetreiber stellt dem Anschlussnehmer ein Hauptstromversorgungssystem in Form eines TN-S-Systems zur Verfügung. In seltenen Fällen kann auch ein TN-C System vorliegen, wobei der PEN Leiter in diesem Fall spätestens innerhalb der Hausverteilung in einen separaten PE und N Leiter aufgeteilt werden muss. Weiterhin hat der Anschluss der Hauptstromversorgung einheitlich zu erfolgen, sodass ein Rechtsdrehfeld zwischen den Außenleitern eingehalten wird. Innerhalb der Hauptstromversorgung hat die Planung des Versorgungssystems so zu erfolgen, dass bis 100kVA ein maximaler Spannungsfall von höchstens 0,5% vorliegt. Die Leitungen zwischen dem Hausanschluss und der Überstromschutzeinrichtung vor der Messeinrichtung müssen für Kurzschlussströme bis 25kA ausgelegt sein. Für die Bemessung der Leiter zwischen der letzten Überstrom-Schutzeinrichtung und der Messeinrichtung gilt ein Dauerkurzschlussstrom von 10kA. Bei der Dimensionierung der nachfol-

genden Sicherungen muss die Selektivität beachtet werden. Beträgt der Betriebsstrom durch die Messeinrichtung mehr als 63A, muss eine gesonderte Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgen.

Der Absatz über Erzeugungsanlagen mit bzw. ohne Parallelbetrieb, bezieht sich größtenteils auf die vorhergegangene Anwendungsregel AR-N-4105. Die Anwendungsregel wird in den TAB durch die Vorgabe der Kennzeichnungspflicht von Erzeugungsanlagen innerhalb des Hausanschlusses ergänzt. Warnhinweise am Hausanschlusskasten, an der Hauptstromversorgung und an dem Zählerplatz müssen vor möglichen aktiven Teilen, auch bei Trennung vom Versorgungsnetz, durch Erzeugungsanlagen warnen.

Für den Anschluss von Verbrauchsgeräten und Anlagen innerhalb des Hausanschlusses ist sicherzustellen, dass die Richtlinien zur Vermeidung von unzulässigen Netzurückwirkungen eingehalten werden. Sollte dies nicht der Fall sein, hat der Betreiber Maßnahmen zur Begrenzung zu ergreifen. Es ist ebenfalls sicherzustellen, dass elektrische Betriebsmittel eine ausreichende Störfestigkeit in Bezug auf Spannungseinbrüche, Überspannungen, Frequenzschwankungen und Oberschwingungen aufweisen. Sollte eine höhere Anforderung an die Netzqualität, als in der DIN EN-50160 beschrieben, bestehen, so muss der Anschlussnehmer für die Verbesserungen selber aufkommen. Im folgenden Unterabschnitt werden die wichtigsten Informationen in Bezug auf die Versorgungsnetzqualität aufgezeigt.

#### 2.1.4 DIN EN-50160

Für einen reibungslosen Betrieb von elektrischen Anlagen ist eine entsprechende Qualität der Versorgungsspannung von großer Bedeutung. Die Qualität ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Eine Beeinflussung kann unter anderem durch Störungen und Rückwirkungen, welche durch Einschaltvorgänge, Anlaufströme, Schaltnetzteile, Dimmer, Frequenzumwandler, Gleich-/Wechselrichterschaltungen etc. verursacht werden, auftreten. Es gilt darum die Beeinflussung so gering wie möglich zu halten, um durch ihr Verhalten andere Betriebsmittel und Systeme in ihrer Funktionsweise nicht zu beeinträchtigen.

Zur einheitlichen Definition der Merkmale der Versorgungsspannung hat das europäische Komitee für elektrotechnische Normung eine Norm herausgegeben. Diese Norm spezifiziert die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungs-Wechselstrom-Versorgungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen. [10]

In diesem Abschnitt wird nur auf die genormten Merkmale der Niederspannung genauer eingegangen. Eine zusätzliche Beschreibung der Mittel- und Hochspannungsmerkmale kann der DIN EN-50160 [10] entnommen werden.

Allgemein gilt in Deutschland für die Versorgungsspannung auf der Niederspannungsebene eine Nennspannung von  $U_n = 230V$  zwischen Außenleiter und Neutraleiter oder von 400V zwischen zwei Außenleitern. Dabei ist zu beachten, dass in Niederspannungsnetzen die

Worte Versorgungsspannung und Nennspannung gleichbedeutend sind.

Bei der Festlegung von Merkmalen wird zwischen andauernden und plötzlich auftretenden Beeinflussungen unterschieden. Von andauernden Einwirkungen wird gesprochen, wenn dauerhafte oder über eine längere Zeit auftretende Abweichungen vom Nennbetrieb auftreten. In beiden Punkten sind die Frequenz und Spannungshöhe bedeutende Kriterien.

### **Frequenz**

Im Hinblick auf die Qualität der Versorgungsspannung ist die Netzfrequenz ein wichtiger Faktor. Grundsätzlich gilt für die Versorgungsspannung in Deutschland eine Frequenz von  $f = 50\text{Hz}$ . Aufgrund von plötzlichen Lastschwankungen und dem eventuell daraus resultierenden Über- oder Unterangebot an elektrischer Energie, kann es zu Abweichungen von der Nennfrequenz kommen. Um elektrische Betriebsmittel zu schützen, definiert die EN-50160 genaue Grenzen der Frequenz. Es wird dabei zwischen Netzen mit synchroner Verbindung zum Verbundnetz und Netzen ohne synchrone Verbindung zum Verbundnetz unterschieden. Für normale Betriebsbedingungen bei synchroner Verbindung muss der 10-Sekunden-Mittelwert der Grundfrequenz zwischen 49,5Hz und 50,5Hz für 99,5% des Jahres liegen. Somit darf maximal für 44 Stunden im Jahr eine größere Abweichung vorliegen. Für 100% der Zeit gilt eine Abweichung von maximal -6% und +4%.

Bei Netzen die keine synchrone Verbindung haben sieht dies anders aus. Die Norm gibt hier für 95% einer Woche, Grenzen zwischen 49Hz und 51Hz vor. Während die Grenzen für 100% der Zeit bei 50Hz  $\pm 15\%$  liegen. Abweichungen die größer oder außerhalb des genannten Zeitraums liegen sind nicht zulässig.

### **Spannungsänderung**

Auch bei Spannungsänderungen schreibt die DIN EN-50160 Grenzen vor. Wie bei der Frequenz gibt es Angaben die unter normalen Betriebsbedingungen gelten. Hierzu zählt, dass eine Änderung der Versorgungsspannung im 10-minütigen-Mittelwert von  $\pm 10\%$  der Nennspannung nicht überschritten werden darf. Sind Netze wiederum nicht mit dem Versorgungsnetz verbunden, so sind größere Abweichungen von bis zu +10% und -15% zulässig. In der Norm gibt es zusätzliche Anmerkungen für nicht vorhersehbare Abweichungen. In Abschnitt 3.2 wird darauf noch einmal gesondert eingegangen.

Variiert die Versorgungsspannung in sehr kurzen Zeitabständen zwischen verschiedenen Spannungswerten, so spricht man von schnellen Spannungsänderungen. Schnelle Änderungen der Versorgungsspannung werden hauptsächlich durch Fehler im Netz oder durch Schalthandlungen und damit zusammenhängende Lastveränderungen, meist innerhalb der Anlage des Netznutzers, verursacht. Kleine und schnell hintereinander auftretende Spannungsänderungen können auch durch das menschliche Auge wahrgenommen werden. Man

spricht in diesem Fall vom Flicker oder Flimmern. Spannungsschwankungen können Lichtdichteänderungen von unregelmäßig leuchtenden Lampen (Leuchtstoff- oder Glühlampen) verursachen, welche eine subjektiv wahrnehmbare Art annehmen können. Nach dem IEEE-Standard 519<sup>4</sup> existiert eine Flickerkurve, mittels derer bestimmt werden kann, ob Spannungsänderungen nicht merkbar, merkbar aber nicht störend oder als visuell störend empfunden werden können.

In Bezug auf Spannungsänderungen definiert die DIN EN-50160 auch Grenzwerte für die verstärkt auftretenden Oberschwingungen. Die Grundschiwingung (Harmonische) der Versorgungsspannung ist  $f = 50\text{Hz}$ . Parallel dazu können verschiedene Vielfache der Grundschiwingungen existieren, welche eine Verzerrung der Versorgungsspannung bewirken. Die Verzerrungen können zu Einschränkungen im Netzbetrieb führen und bei elektrischen Betriebsmitteln von Fehlfunktionen bis hin zur Zerstörung führen. Die Ursache für Oberschwingungen sind oftmals einfache elektrische Betriebsmittel wie Schaltnetzteile, Dimmer, Frequenzregler, Gleich-/Wechselrichterschaltungen oder auch Einschaltvorgänge und Motoranläufe. Besonders problematisch sind Oberschwingungen die ein Vielfaches der 3. Zwischenharmonischen (3., 6., 9., 12., usw.) darstellen. Das liegt daran, dass in diesen Fällen die Phasenverschiebung genau  $360^\circ$  beträgt. Dies führt dazu, dass sich die Ströme der Leiter, trotz symmetrischer Lastverteilung, nicht mehr aufheben und zu Null addieren. Das wiederum stellt ein Problem für die Netzstabilität dar.

## 2.2 Analysesoftware

Für die Planung und Untersuchung der Simulationsumgebung wurde die Analysesoftware PSS Sincal 14.0 der Siemens AG verwendet. Die Software richtet sich in seinen Kernfunktionen an Industrie- und Versorgungsunternehmen. Sie dient zur detaillierten Planung von Elektrizitäts- und Rohrleitungsnetzwerken, mit gleichzeitiger Visualisierung und Dokumentation.

Die unterschiedlichen Infrastrukturen der verschiedenen Versorgungsnetze (Elektrizität, Gas, Wasser oder Fernwärme) lassen sich mittels PSS Sincal auf vielen Ebenen betrachten. Besonders im Bereich der elektrischen Energieversorgung bietet das Programm ein umfangreiches Maß an Funktionen. Es können alle Spannungsebenen (Höchst-, Hoch-, Mittel- sowie Niederspannung) abgebildet werden, wodurch Netzwerke nicht nur geplant, sondern auch bereits bestehende Netzwerke simuliert und analysiert werden können.

Es besteht die Möglichkeit Fehlerauswertungen durchzuführen oder die Koordinierung von notwendigen Ausbaumaßnahmen bei Grenzwertverletzungen zu planen. Ebenfalls ist es

---

<sup>4</sup>Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems

möglich zu untersuchen, wie sich allgemeine Netzurückwirkungen, Schaltvorgänge oder plötzliche Lastabwürfe innerhalb der Versorgungsnetze auswirken und die Stabilität oder gar die Verfügbarkeit der Netze beeinflussen. Durch Untersuchung und Simulation verschiedener Szenarien in bestehenden Netzen können Fehlplanungen vermieden und notwendige Investitionsmaßnahmen genauer optimiert werden. Gerade im Hinblick auf den aktuell herrschenden Druck bezüglich des Netzausbaus zur Integration der erneuerbaren Energien ist dies hilfreich.

### 2.2.1 Geplante Verwendung

In der voll umfänglichen Komplexität wird PSS Sincal lediglich von wenigen Unternehmen verwendet. Ähnlich sieht es mit der Nutzung zu Unterrichtszwecken an Hochschulen aus. Hier werden überwiegend Basisfunktionen zur Planung und Simulation von Elektrizitätsnetzwerken, wie 3-poliger Kurzschluss oder das Lastflussverhalten, verwendet.

Im Zuge dieser Bachelorarbeit wird PSS Sincal auf seine Möglichkeiten zur Anwendung für Lehrzwecke neu betrachtet. Die Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg besitzt eine Hochschullizenz mit ausgewählten Basisfunktionen und einer Begrenzung auf 50 Knotenpunkte. Diese sind jedoch bereits ausreichend, um eine komplexe Betrachtung und Analyse von Netzwerken durchzuführen. Die Rahmenbedingungen der Hochschullizenz bilden die Grundlage bei der Verwendung von PSS Sincal, da die Firma Siemens eine gesonderte Volllizenz zur Durchführung dieser Arbeit zur Verfügung gestellt hat. Somit wurden die möglichen Methoden eingegrenzt.

An der Hochschule wird PSS Sincal im vierten sowie im sechsten Semester des Studiengangs Elektro- und Informationstechnik zur Durchführung von Laborversuchen verwendet. In diesem Zuge erlernen alle Studenten die rudimentären Basisfunktionen zur Erkenntnisgewinnung. Da die Planungssoftware die Basis bei der Erstellung der Simulationsumgebung darstellt, wurden die Grundlagen des Programms noch einmal neu nachvollzogen und in Beispielen angewendet.

Für die Arbeit wird PSS Sincal zur Erstellung eines Niederspannungsnetzes verwendet. Das erstellte Netz soll zur Untersuchung verschiedener Einflüsse durch den vermehrten Zuwachs von dezentraler Einspeisung und Speicherung verwendet werden. In diesem Zusammenhang werden zum überwiegenden Teil die Auswirkungen durch veränderte Lastflüsse und Spitzenlasten betrachtet. PSS Sincal bietet speziell dafür unterschiedliche Methoden die Ergebnisse der Simulation auszuwerten, um aussagekräftige Erkenntnisse zu erhalten. Ebenso sollen mittels des Programms verschiedene Szenarien und deren eventuell notwendige Um-/Ausbaumaßnahmen untersucht werden. Hier bietet die klare Bedienbarkeit gegenüber anderen Netzsimulationstools einen Vorteil.

Um simulierte Szenarien miteinander zu vergleichen, können unterschiedliche Varianten eines Netzes auf Basis der selben Grundlage angelegt werden. Diese einzelnen Varianten



können somit unabhängig von einander betrachtet und verändert werden, ohne das Grundmodell abzuändern. Das bringt den Vorteil, dass das zu untersuchende Ausgangsnetz kontinuierlich die gleichen Eigenschaften besitzt und so eine einheitliche Auswertung der Szenarien möglich ist.

## 2.2.2 Berechnungsmethoden

PSS Sincal bietet abhängig von der Lizenz eine Vielzahl an Berechnungsmethoden. Die Kurzschlussberechnung sowie die Lastfluss- bzw. Lastprofilberechnung sind dabei grundlegende Funktionen. Diese sind immer verfügbar. Ergänzt werden diese Berechnungsmethoden z.B. durch Pakete zur Motoranlaufsimulation, Schutzuntersuchungen oder Integrationskapazitäten. Da über die Hochschullizenz nur begrenzte Methoden zur Verfügung stehen, wurde nur die Integrationskapazitätsberechnung als ergänzendes Modul betrachtet. Die Methoden und ihre Eigenschaften sind nachfolgend kurz erläutert.

### Kurzschluss

In PSS Sincal sind verschiedene Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung hinterlegt. Die einzelnen Berechnungsverfahren unterscheiden sich in ihrer Rechenweise. Für die in den Untersuchungen durchgeführten Berechnungen ist das Verfahren nach VDE 0102/2016 bzw. IEC 909/2016 angewendet worden. Dieses bietet eine hinreichende Genauigkeit zur Auswertung. Grundsätzlich können Kurzschlussberechnungen an beliebigen Knotenpunkten durchgeführt werden. Hierfür wird der gewünschte Knoten ausgewählt und die Berechnung durchgeführt. Bei der Berechnung kann zwischen 3-poligem, 2-poligem oder 1-poligem Erd- oder Kurzschluss gewählt werden. Hierbei sei kurz erläutert:

Ein Kurzschluss oder Erdschluss bezeichnet eine nicht gewollte direkte, niederohmige Verbindung zwischen Betriebsmitteln unterschiedlichen Spannungsniveaus. Ursachen für einen solchen Fehlerfall können Grenzwertüberschreitungen bei zu hohen Spannungen, dauerhafte Übertemperatur durch zu hohe Stromflüsse oder mechanische Beschädigungen der Isolationen sein. Die Folgen eines Kurzschlusses können unterschiedlich ausfallen. Betriebsmittel die einem hohen Kurzschlussstrom ausgesetzt sind, können Beschädigungen in ihrer Struktur erleiden und somit nicht mehr die benötigten Eigenschaften aufweisen. [17]

Die Ergebnisse der Berechnungen werden direkt an den einzelnen Betriebsmitteln angezeigt. Zur benutzerspezifischen Auswertungen ist es möglich Anpassungen in der Darstellungsweise vorzunehmen. Beispielsweise farbliche Abhebungen bei Grenzwertverletzungen.

## Lastfluss und Lastprofil

Lastflüsse innerhalb eines Netzes geben wichtige Aufschlüsse über dauerhafte Engpässe oder kurzzeitige Überlastungen. Mittels PSS Sincal lassen sich unterschiedliche Lastflüsse in einem Netz simulieren. Zum einen kann mittels gleichbleibender Standardwerte ein starres Bild über die Auslastungen von Generatoren, Transformatoren, Leitungen und Verbrauchern erzeugt werden. Dies ist zur Auslegung von neuen Netzen hilfreich. Zum anderen besteht die Option Erzeugern und Verbrauchern einzelne Profile zuzuweisen. Dies lässt eine dynamische Betrachtung der Auslastung zu. Verbrauchern können je nach Benutzervorgabe Lastprofile in Form von Tages-, Wochen- oder Jahresprofilen zugewiesen werden. Gleiches gilt für das Einbinden von Profilen für Erzeugungsanlagen. Mittels des gewählten Zeitintervalls werden die Lastflüsse zu den jeweiligen Zeitpunkten berechnet und der Simulation hinterlegt.

Für die Lastflussberechnung sind, wie bei der Kurzschlussberechnung, verschiedene Verfahren verfügbar. Standardmäßig verwendet PSS Sincal das Newton-Rapson-Verfahren. Die detaillierte Berechnungsweise kann der Programmhilfe<sup>5</sup> entnommen werden.

Nach Beendigung der Berechnung bietet PSS Sincal die Möglichkeit das Netz zu jedem beliebigen Zeitpunkt zu betrachten. Es werden die jeweils passenden Parameter an den Betriebsmitteln angezeigt. Ebenso können Diagramme auf Basis der ermittelten Ergebnisse eingesehen und bearbeitet werden.

## 2.3 Spannungshaltung im Niederspannungsnetz

Gemäß DIN EN-50160 ist die Spannung in einem Bereich von  $\pm 10\%$  der Nennspannung zu halten. Durch den Anschluss von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz entstehen Anhebungen oder Absenkungen der Spannung. Bei strahlenförmig aufgebauten Netzen ist der vom Transformator am weitesten entfernte Punkt meist der mit der größten Abweichung. [25] Hier bedarf es Regelmöglichkeiten um die Spannung im zulässigen Spannungsband zu halten. Grundsätzlich ist es Aufgabe der Netzbetreiber der Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ nachzukommen und in solchen Fällen für eine Ausnivellierung zu sorgen. Durch die wachsende Anzahl von EE-Anlagen nimmt auch die Teilnahme solcher Anlagen an der Spannungshaltung zu. [6] Hier sollen kurz drei unterschiedliche Arten der Spannungshaltung vorgestellt werden.

---

<sup>5</sup>Hilfe: Schlagwort „Berechnungsverfahren Lastfluss“

### 2.3.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren

Eine der einfachsten aber kostenintensivsten Varianten der Spannungsregelung stellt ein regelbarer Ortsnetztransformator dar. Regelbare Ortsnetztransformatoren können über unterschiedliche Stufungen ihr Übersetzungsverhältnis anpassen und somit auf Spannungsabweichungen reagieren. Bei modernen Transformatoren kann die Regelung ferngesteuert über die Netzleitwarte des Verteilnetzbetreibers erfolgen. Hierzu bedarf es einzelner vernetzter Sensoren zur Ermittlung der Ist-Zustände im Netz. Anhand dieser kann dann die Regelung durchgeführt werden. [11]

Ältere Generationen von regelbaren Transformatoren sind oftmals nur vor Ort einstellbar. In diesen Fällen muss ein Mitarbeiter des VNB<sup>6</sup> die Umschaltung der Stufungen manuell vornehmen.

Die Auswirkung der Spannungsänderung durch das Verstellen der Wicklungen ist von Typ zu Typ unterschiedlich. Bei den meisten Transformatoren findet die Einstellung auf der Oberspannungsseite statt. [25]

Bei der Planung und Dimensionierung von rONTs<sup>7</sup> müssen viele Faktoren berücksichtigt werden. Allgemein kann davon ausgegangen werden, dass Transformatoren im Mittel so bemessen sind, dass die dauerhafte Belastung bei zwei Drittel ihrer Bemessungsleistung liegt. [25] Durch den Zuwachs von dezentralen Einspeisungen kann es jedoch vorkommen, dass die Auslastung weit unter die zwei Drittel Marke fällt, da die Auslegung für Spitzenlasten berechnet ist.

Eine weitere Option zur Spannungsregelung stellt die Blindleistungseinspeisung dar.

### 2.3.2 Blindleistungseinspeisung

Das Niederspannungsnetz ist von seiner Charakteristik her überwiegend ohmsch. Dennoch ist ein Blindleistungsanteil vorhanden, der im Netz hin und her pendelt. Die Blindleistung ist nicht aktiv nutzbar und belastet das Netz zusätzlich. [25] Alle im Netz vorhandenen Betriebsmittel (Schalter, Transformatoren, Leitungen usw.) müssen nicht nur für die reine Wirkleistung, sondern für die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung, die Scheinleistung, ausgelegt sein. Wird die Blindleistung an geeigneter Stelle im Netz kompensiert, das heißt der Blindstrom mittels entsprechender Induktivitäten oder Kapazitäten reduziert, so kann mehr Wirkleistung übertragen werden. Blindleistung hat auch Auswirkungen auf die Spannung. Durch die Einspeisung von Blindleistung (induktiv oder kapazitiv) kann die Spannung am Netzanschlusspunkt positiv oder negativ beeinflusst werden. [6]

---

<sup>6</sup>VNB - Verteilnetzbetreiber

<sup>7</sup>rONT - regelbarer Ortsnetztransformator

In der Vergangenheit herrschte noch keine bedeutende Dichte an dezentralen Einspeisern. Mit der stetigen Entwicklung von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Blockheizkraftwerken und Biogasanlagen nimmt die Zahl dieser zu. In diesem Zusammenhang haben die Netzbetreiber erkannt, dass solche Anlagen auch zur Spannungshaltung beitragen können. Erzeuger wie z.B. Photovoltaikanlagen oder Blockheizkraftwerke müssen dementsprechend gemäß der AR-N-4105 [8] in der Lage sein unterschiedliche Leistungsfaktorwerte  $\cos(\varphi)$  annehmen zu können und somit eine Blindleistungseinspeisung vorzunehmen. Im Zuge der Untersuchungen wird auf diese Möglichkeit der Spannungsanpassung detailliert eingegangen.

### 2.3.3 Einspeisemanagement

Eine weitere heute übliche Methode zur Spannungsregulierung ist das Einspeisemanagement. Im Rahmen der Vorschriften und Richtlinien wurde bereits begründet, unter welchen Umständen Netzbetreiber Eingriffe in die Erzeugung von EE-Anlagen vornehmen dürfen. Eine Reduzierung der einzuspeisenden Wirkleistung kann unterschiedliche Konsequenzen haben. Einerseits können die Lastflüsse innerhalb eines Netzes gesteuert und variiert werden. Andererseits kann durch die Reduzierung der Wirkleistung die Spannung am Verknüpfungspunkt angehoben oder abgesenkt werden. [6] Ähnlich wie bei der Blindleistungseinspeisung. In einigen Großanlagen sind Netzbetreiber in der Lage mittels Einspeisemanagement eine parallele Steuerung von Blindleistungs- und Wirkleistungseinspeisung vorzunehmen.

Das Einspeisemanagement ist nicht mit dem Demand-Site-Management oder auch Lastmanagement genannt, zu verwechseln. Beim Einspeisemanagement handelt es sich um einen notwendigen Eingriff, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Das Demand-Site-Management beschreibt wiederum eine gezielte Laststeuerung zum Ausnutzen eventueller Stromüberproduktion oder die zeitliche Anpassung von Verbraucherleistung zur Minimierung von Lastspitzen und Kosten. [6]

## **3 Erstellung der Simulationsumgebung**

In diesem Kapitel geht es um die Erstellung der Simulationsumgebung. Es wird darauf eingegangen, nach welchen Überlegungen die Auswahl des Netzgebietes stattfand, wie und nach welchen Kriterien der Aufbau der Verteilnetzstruktur durchgeführt wurde und warum nachfolgende Lastprofile sowie dezentrale Energieversorgungsanlagen ausgewählt wurden.

### **3.1 Auswahl des Netzgebietes**

Bei der Auswahl des Netzgebietes wurden mehrere Sachverhalte beachtet. Einerseits musste, wie bereits erwähnt, der Umfang der Hochschullizenz berücksichtigt werden. Das Netzgebiet sollte in der Lage sein eine ausreichende Komplexität abbilden zu können, aber nicht die Begrenzung von 50 Knotenpunkten übersteigen. Andererseits sollte das Netzgebiet nicht zu verzweigt sein, sodass bei der Modellierung der Szenarien eine klare Auswertung möglich ist. Dementsprechend galt es ein Netzgebiet auszuwählen, dass wenig vermascht ist, aber dennoch eine Vielzahl an Einflüssen aufweist.

Nach berücksichtigen aller Kriterien fiel die Wahl auf den fiktiven Ort Büttenwarder. Dieser basiert auf einem Ausschnitt des real existierenden Ortes Grönwohld im Landkreis Storman, südlich von Bad Oldesloe.

Dadurch, dass das Dorf nicht physisch existiert aber dennoch den Bezug zum Ort Grönwohld hat, bildet Büttenwarder die günstigste Ausgangslage. Es bietet die Möglichkeit die bestehende Infrastruktur des Ortes Grönwohld miteinzubeziehen und durch verschiedene Szenarien zu ergänzen.

### **3.2 Aufbau der Verteilnetzstruktur**

Um die vorhandene Infrastruktur des Verteilnetzes als Ausgangslage der Betrachtungen zu verwenden, wurde eine Anfrage beim örtlich zuständigen VNB gemacht. Die Anfrage ergab leider keine positive Rückmeldung, sodass ein theoretischer Netzplan entwickelt werden musste. Der entwickelte Netzplan basiert auf Fachlektüren [6] [22] [24] [25], Gesprächen mit Fachleuten der Branche und allgemeinen Netzplänen anderer Versorgungsgebiete.



Abbildung 3.1: Entwickelter Netzplan des Dorfes Büttenwarder

Der Netzplan und die damit verbundenen typischen Elemente (Transformator, Leitungen, Leitungsverlauf, Verbraucher) sind anhand verschiedener Überlegungen gestaltet. Der Ausgangspunkt bei konventioneller Versorgung bildet der Ortsnetztransformator. Dieser liegt im Norden des Dorfes und speist das strahlenförmig aufgebaute Verteilnetz aus der 20kV Mittelspannung. Nach dem Transformator gehen von der Niederspannungssammelschiene zwei Kabel ab. Eines versorgt einen als weit entfernt angenommenen Bauernhof. Das andere ist der Hauptstrahl des Verteilnetzes. Der Hauptstrahl versorgt das Dorfzentrum, von wo aus wiederum zwei weitere Nebenstrahlen abgehen. Insgesamt werden über die Hauptleitung zwanzig Wohnhäuser, eine Tennisanlage und eine Gaststätte versorgt.

Die einzelnen Wohnhäuser basieren auf der über Satellitenbilder sichtbaren Anzahl an Häusern. Ebenso wurden die Tennisanlage sowie die Gaststätte aus frei einsehbarem Kartenmaterial<sup>1</sup> übernommen.

Wie im Unterabschnitt 2.1.3 erklärt, wird für Wohnhäuser mit einer Wohneinheit laut Norm standardmäßig von einer Anschlussleistung von 14,5kVA ausgegangen. Beim Vergleich unterschiedlicher Netzbetreiber ist jedoch zu erkennen, dass viele mit deutlich höheren Werten kalkulieren. In der Praxis sind Hausanschlusswerte von 17kVA bis zu 68kVA üblich. [3] [14] [18] In der Simulation sind die Standardwerte der Norm verwendet, um die Netzauslegung nicht zu überdimensionieren. Anderenfalls würden nachfolgende Untersuchungen wenig Aussagekraft besitzen.

Die in einem Netzgebiet auftretende Höchstlast ( $P$ ) ermittelt sich aus der Summe aller Anschlusswerte ( $P_A$ ).

$$P = \sum_{i=1}^m P_A \quad (3.1)$$

Es kann davon ausgegangen werden, dass in einem Versorgungsgebiet zu keiner Zeit alle Hausanschlüsse gleichzeitig mit ihrer maximal möglichen Leistung aktiv sind. Aus diesem Grund werden die Hausanschlusswerte mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor<sup>2</sup> multipliziert.

Gemäß [25, S. 258] kann der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  für ein Wohngebiet über:

$$g = 0,07 + \frac{0,93}{n} \quad (3.2)$$

---

<sup>1</sup>[www.openstreetmap.de](http://www.openstreetmap.de)

<sup>2</sup>Ein Gleichzeitigkeitsfaktor dient zur Berechnung der zu erwartenden Gesamtleistung unter Berücksichtigung der Tatsache, dass nicht alle in einem Netz vorhandenen Verbraucher gleichzeitig eingeschaltet sind. Bei Wohnhäusern ist die Gesamtleistung die Summe aller Einzelleistung der Verbraucher. Im Verteilnetz ist es die Summe aller Hausanschlüsse. Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist Einheitenlos.

angenähert werden. Damit ergibt sich die auftretende Höchstlast bei  $n$  Häusern zu:

$$P = n \cdot g \cdot P_A \quad (3.3)$$

Wird der Faktor mittels Gleichung 3.2 ermittelt, so ergeben sich für die Häuser sehr geringe Anschlusswerte. Diese würden bei der Auslegung des Netzes kleine und untypische Leiterquerschnitte zur Folge haben. Zur realitätsnäheren Betrachtung wurde von einem Gleichzeitigkeitsfaktor  $g = 0,4$  ausgegangen, wodurch sich eine Hausanschlussleistung von 5,8kVA ergibt.

Die Anschlussleistung eines kleinen Landwirtschaftsbetriebs kann mit Werten zwischen 20kVA und 50kVA angenommen werden. [18] Ähnlich sieht es bei Tennisvereinen mit 200-500 Mitgliedern aus. Eine Gaststätte mit einer Fläche von ca. 100m<sup>2</sup> kann mit einer für Kleingewerbe durchschnittlichen Anschlussleistung von 24kVA angenommen werden. [19] Die Anschlusswerte für den Bauernhof (40kVA), die Tennisanlage (40kVA) sowie die Gaststätte (24kVA) sind nicht mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert worden. Hier wird davon ausgegangen, dass diese Anschlusstypen nur ein Mal im Netzgebiet vorhanden sind und eine entsprechende maximale Abnahme, gemäß der Anschlusswerte, realistisch ist.

Der Wirkleistungsverbrauch des Dorfes liegt nach aufsummieren aller Anschlusswerte bei  $P = (20 \cdot 5,8\text{kVA} + 2 \cdot 40\text{kVA} + 24\text{kVA}) \cdot 0,9 = 198\text{kW}$ . Netzbetreiber gehen bei Hausanschlüssen von einem Leistungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,9$  aus. Dieser stellt den maximal zulässigen Wert für Blindleistungsbezug ohne Zusatzkosten dar. [8]

Entsprechend der ermittelten Gesamtleistung muss der Ortsnetztransformator ausgewählt werden. Bei der Auslegung von Transformatoren wird mit einer Auslastung von etwa zwei Drittel der Nennleistung bzw. des thermischen Grenzstroms gerechnet. Dadurch ist, für eine unvorhersehbare Leistungssteigerung im Netz, genügend Puffer vorhanden. [25] Der Transformator wird zu Beginn der Untersuchungen als starrer DYN5 mit folgenden Werten angenommen:

Nennspannung $U_{n1}$	20kV
Nennspannung $U_{n2}$	0,4kV
Nennscheinleistung	400kVA
Bez. KS-Spannung	6%
Schaltgruppe	DYN5

Tabelle 3.1: Nenndaten des verwendeten Ortsnetztransformators

Die angenommenen Werte entsprechen einem in der Praxis verbauten Ortsnetztransformator zur Versorgung eines vergleichbaren Gebietes.



Leiter- und Kabeltypen sowie verlegte Querschnitte basieren in vielen Netzgebieten auf Erfahrungswerten der Netzbetreiber. Ein in der Praxis gängiger Kabeltyp ist NAYY mit Leiterquerschnitten zwischen 90-210mm<sup>2</sup>. Dieser Kabeltyp existiert ebenfalls in der Standardbibliothek von PSS Sincal und wurde daher als Ausgangsbasis verwendet.

Der landwirtschaftliche Betrieb wird wie beschrieben über ein separates Kabel versorgt. Im Netzgebiet ist hier ein NAYY 4x95mm<sup>2</sup> verwendet worden. Dies entspricht einer Versorgungsleitung die den Kriterien der Spannungshaltung und der Strombelastbarkeit bei Spitzenlast durch den Verbrauchertyp „Bauernhof/ Landwirtschaftsbetrieb“ genügt.

Der zweite Abgang, der Hauptstrang, ist bis zur zweiten KV-Sammelschiene<sup>3</sup> mit einem NAYY 4x150mm<sup>2</sup> festgelegt. Im weiteren Verlauf des Kabels verjüngt sich der Querschnitt mit steigender Entfernung leicht. Die beiden Nebenstrahlen sind jeweils als NAYY 4x95mm<sup>2</sup> ausgeführt.

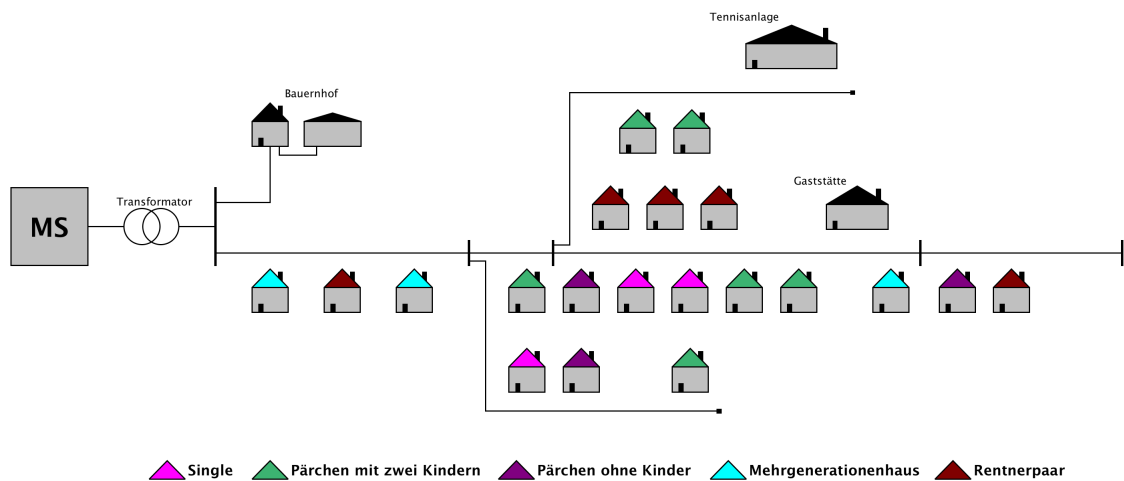


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung des Verteilnetzes

Ein vergrößertes Netzschema sowie eine Auflistung der verwendeten Kabelquerschnitte können dem Anhang B, Zusatzinformationen, entnommen werden.

<sup>3</sup>Kleinverteilersammelschiene - Sammelschienen innerhalb des Verteilnetzes die als Knotenpunkte oder zum Ausgleich von Strömen dienen.

### 3.3 Auswahl der Lastprofile

Das simulierte Netz wurde mit starren als auch dynamischen Lasten und Einspeisungen untersucht. In diesem Abschnitt wird die Bedeutung eines Standardlastprofils erklärt. Anschließend wird darauf eingegangen, warum diese sich nur bedingt für die Untersuchung eignen und welche Alternative stattdessen verwendet wurde.

Lastprofile können unterschiedliche Informationen enthalten. Bevor auf die verwendeten Profile eingegangen werden kann, muss erklärt werden, welche verschiedenen Arten von Lastprofilen existieren bzw. möglich sind.

Das Lastprofil eines Verbrauchers zeigt den zeitlichen Verlauf der benötigten Leistung an. Die Verläufe können als Jahres-, Wochen- oder Tagesprofil, üblicherweise in einer Auslösung von Viertelstundenwerten, angegeben werden. In einiger Literatur werden Lastprofile auch Lastkurven oder Lastgänge bezeichnet. [20]

Wird in Bezug auf die Energieerzeugung oder -verteilung der Begriff Lastprofil verwendet, so sind damit im Allgemeinen die Standardlastprofile des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft gemeint. Der BDEW gibt jährlich gültige Standardtabellen heraus, welche auf Basis von gemittelten Vorjahreswerten erstellt werden. Abhängig von Verbrauchergruppen gibt es unterschiedliche Standardlastprofile, z.B. für Haushalt (H0), Gewerbe (G0), Landwirtschaft (L0), Gastronomie (G2) oder Straßenbeleuchtung (SB), die nach geschätzten Jahresverbräuchen skaliert sind.

Mit Hilfe dieser Standardwerte sind Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber der Höchst- und Hochspannungsebene in der Lage Fahrpläne für die Leistungsflüsse innerhalb der Netze zu erstellen. [25] Auch auf der Niederspannungsebene werden die Profile von den Verteilnetzbetreibern verwendet. Mit ihrer Hilfe lassen sich potentielle Lastspitzen und eventuelle Grenzwertüberschreitungen vorhersagen. Tendenziell könnten sie auch zur expliziten Lastflussberechnung herangezogen werden. Verteilnetzbetreiber führen jedoch in der Regel keine detaillierte Lastflussberechnungen auf der Niederspannungsebene durch.

In den Standardlastprofilen wird zwischen:

Winterzeit	Übergangszeit	Sommerzeit
⇒ Werktag	⇒ Werktag	⇒ Werktag
⇒ Samstag	⇒ Samstag	⇒ Samstag
⇒ Sonntag	⇒ Sonntag	⇒ Sonntag

unterschieden.

Einige VNB erhöhen die Genauigkeit, indem sie die Standardprofile noch tiefgreifender dynamisieren. In diesen Fällen werden gesonderte Faktoren berücksichtigt. Hierzu zählen beispielsweise Feiertage, zu erwartende Temperaturabhängigkeiten, Ferienzeiten, spezielle Betriebszeiten, besondere Sportereignisse oder andere bedeutende Faktoren, die einen erhöhten Leistungsbezug erwarten lassen. [15]

Auch im Zusammenhang mit Stromanbietern kann der Begriff Standardlastprofil auftreten. Hier wird auf die gleichen Profile verwiesen. In diesen Fällen geht es jedoch nicht darum die im Netz benötigte Leistung zu bestimmen, sondern um Stromrechnungen für gewisse Endverbraucher zu schätzen. Die Schätzung erfolgt durch Multiplikation der normierten SLP<sup>4</sup> mit dem geschätzten jeweiligen Gesamtjahresverbrauch des Endabnehmers. Daraus ergibt sich der zeitlich zu erwartende Verbrauch. Anwendung findet dies beispielsweise wenn Stromkunden unterjährig aus ihrem Stromliefervertrag ausscheiden und keine Ablesewerte des Stromzählers vorliegen. [15] Das beschriebene Verfahren soll nur eine Idee der Anwendung bei Stromanbietern geben und wird in Sinne dieser Arbeit nicht tiefer erläutert.

Zu Beginn der Netzentwicklung wurden anfänglich Standardlastprofile verwendet. Diese waren, in Abhängigkeit der Bewohnertypen, an einen üblichen Jahresverbrauch angepasst und implementiert. Leider stellte sich bei genauer Betrachtung heraus, dass diese Profile nicht für eine explizite Einzelbetrachtung geeignet sind.

---

<sup>4</sup>Standardlastprofil

Der Verlauf eines auf 1000kWh/a normierten Standardlastprofils H0 für übliche Haushalte sieht wie folgt aus:

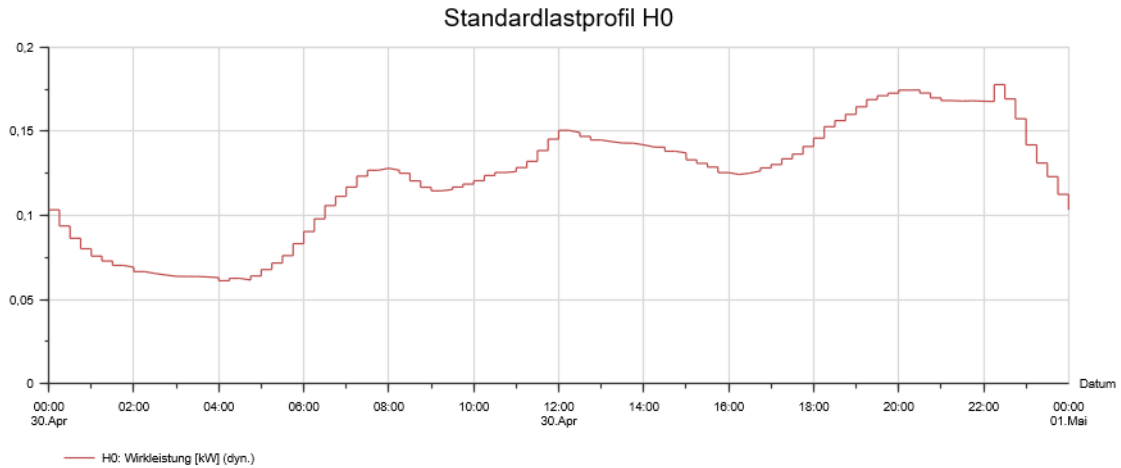


Abbildung 3.3: H0 Standardlastprofil

Wird dieses SLP nun an einen Singlehaushalt mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 1400kWh angepasst, ergibt sich folgende Lastkurve:

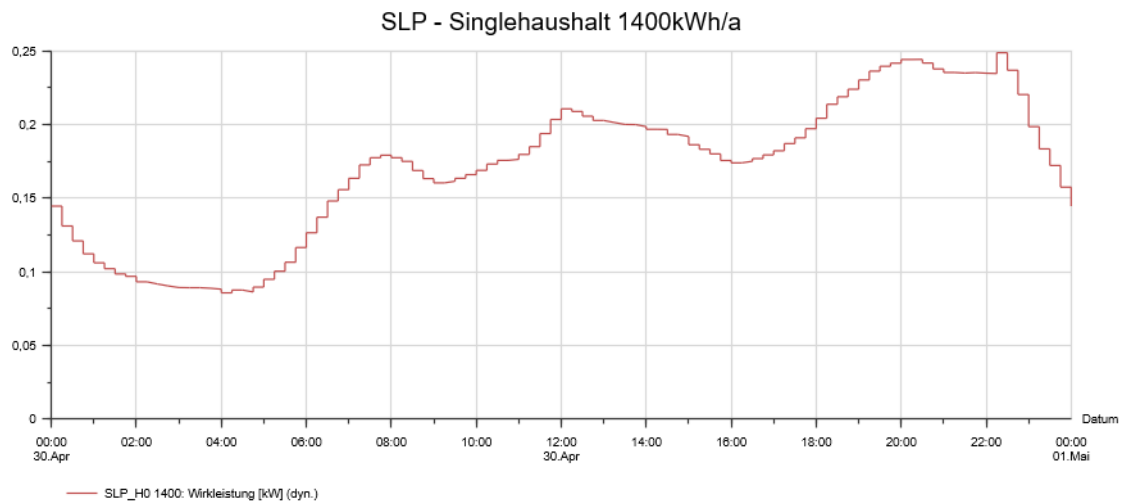


Abbildung 3.4: SLP H0 skaliert auf 1400kWh Jahresverbrauch

Beim Vergleich der Profile wird deutlich, dass das Standardprofil zwar einen allgemeingültigen Überblick über eine Vielzahl von Singlehaushalten mit ähnlichen Verbräuchen geben kann, jedoch nicht für die explizite Betrachtung eines einzelnen Haushaltes hilfreich ist. Die

Lastkurve eines einzelnen Haushaltes zeigt verschiedene Lastspitzen zu variierenden Uhrzeiten. Diese hängt von Gewohnheiten, Tageszeiten, verwendeten Verbrauchern und weiteren Faktoren des oder der jeweiligen Bewohner ab. Für Verteilnetzbetreiber ist die Auflösung der SLP hinreichend genau. Für die Simulation eines Dorfes im kleinen Maßstab werden für gleiche Lastprofiltypen genauere Profile benötigt.

Zur Erstellung detaillierter Lastprofile wurde ein kostenloses und frei verfügbares Programm namens „Loadprofilgenerator<sup>5</sup>“ verwendet. Dieses Programm ist im Rahmen eines Forschungsprojekts an der TU Chemnitz entwickelt worden. Mit Hilfe dessen ist es möglich individuelle und auf bestimmte Eigenschaften abgestimmte Lastprofile zu erstellen. Für die Simulation konnten so Profile, basierend auf einem Standardhaushalt von ca. 140m<sup>2</sup> mit zentralem Heizkessel und einheitlichem Eigenverbrauch des Hauses, entwickelt werden. Die einzelnen Profile beinhalten jeweils zufällig erstellte Verbrauchsmuster in Minutenauflösung. Um eine einheitliche Betrachtung innerhalb der Simulation zu gewährleisten, wurde die Auflösung an die für Netzberechnungen übliche Auslösung von 15 Minuten angepasst. Hierzu wurde der jeweilige Mittelwert über 15 Minuten berechnet.

Bewohnertyp	S	P0K	P2K	MGH	RP
Häuser	D, K, M	E, J, S	F, G, H, I, O, Q	A, C, R	B, L, N, P, T
Tagesspitze	2,073kW	3,504kW	3,047kW	5,140kW	3,810kW
Tagesverb.	4,95kWh	12,92kWh	15,29kWh	33kWh	11,19kWh
Jahresverb.	1806,39kWh	4715,11kWh	5580,85kWh	12046,46kWh	4084,72kWh

Tabelle 3.2: Eckdaten der Wohnhauslastprofile

(S = Singlehaushalt, P0K = Pärchen keine Kinder, P2K = Pärchen mit zwei Kindern, MGH = Mehrgenerationenhaus, RP = Rentnerpaar)

Die gewählten Bewohnertypen resultieren aus einer Auswertung von Informationen des Statistischen Bundesamtes. Tendenziell steigt das Durchschnittsalter der in Deutschland lebenden Bevölkerung an. Demnach sind ca. 30% der Menschen zwischen 45 und 65 Jahre alt und wiederum ein Drittel von ihnen ledig und allein lebend. Dies spiegelt jedoch nur zum Teil die Verteilung auf dem Land wieder. In ländlichen Gegenden sind überwiegend Familien mit durchschnittlich zwei Kindern anzutreffen. Um in der Simulation eine gute Durchmischung zu betrachten, wurde angenommen, dass ca. 25% Rentner, 30% Familien mit zwei Kindern, 15% Paare, 15% Familien mit drei Generationen unter einem Dach und 15% Singles in dem fiktiven Dorf leben. Die einzelnen Verläufe der Haushaltsprofile können dem Abschnitt B.1 entnommen werden. Es ist zu erwähnen, dass sich alle Profile einheitlich auf einen Werktag im Sommer beziehen. Es kann davon ausgegangen werden, dass 365 Tage im Jahr das gleiche Verbrauchsmuster vorliegt. Unabhängig vom Wochentag oder der Jahreszeit. Diese Festlegung wurde getroffen um die Untersuchungen systematisch

<sup>5</sup>Loadprofilgenerator: <http://www.loadprofilgenerator.de>

aufzubauen und um eine stärkere Einspeisung durch Solarenergie zu simulieren. Auf eine mögliche Erweiterung wird in Kapitel 6 eingegangen.

Der BDEW erstellt neben den SLP für Haushalte noch weitere Lastprofile. Für den in der Simulation vorhandenen Bauernhof wurde das SLP L0 - Landwirtschaft verwendet. Dieses Profil besitzt wie das H0 Profil ebenfalls eine allgemeine Aussagekraft. Es werden keine Unterscheidungen zwischen z.B. Höfen mit reiner Milcherzeugung oder Höfen mit Obst- oder Gemüseernte gemacht. Da in der gewählten Betrachtung nur ein einzelner Verbraucher mit diesem Muster vorhanden ist, wurde dieses Profil näherungsweise angenommen und entsprechend skaliert. Für die Gaststätte [19] und die Tennisanlage [27] wurden ebenfalls skalierte SLP verwendet. Auch hier gilt die allgemeine Aussagekraft der Profile. Es kann keine Aussage darüber gemacht werden, ob die Gaststätte beispielsweise Gas oder Strom zum Kochen verwendet.

Lastprofiltyp	G2	G20	L0
Gewerbe	Gaststätte	Tennisanlage	Bauernhof
Tagesspitze	4,729kW	6,276kW	19,976kW
Tagesverb.	64,63kW	85,77kW	274,59kW
Jahresverb.	23590,02kWh	31304,49kWh	100226,45kWh

Tabelle 3.3: Eckdaten der Gewerbepprofile

Die Gewerbepprofile sind ebenfalls für einen Werktag im Sommer ausgewählt und werden bei der Hochrechnung auf ein Jahr, mit denselben Werten für 365 Tage, angenommen. Die Lastkurven können dem Anhang entnommen werden.

## 3.4 Verwendete Erzeuger- und Speicheranlagen

Dieser Abschnitt geht näher auf die verwendeten dezentralen Versorgungseinheiten ein. In den unterschiedlichen Szenarien sind unter anderem Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke, Biogasanlagen sowie Batteriespeicher eingebunden.

### 3.4.1 Photovoltaikanlagen

Über die letzten Jahre hinweg haben sich die Leistungen und der Wirkungsgrad von PV-Modulen stetig verbessert. Module erbringen, dem aktuellen Stand der Technik nach, im

Schnitt zwischen 170Wp<sup>6</sup> und 200Wp pro Quadratmeter. [28] Module der Spitzenklasse gehen zum Teil sogar darüber hinaus.

In der Simulation sind Solaranlagen mit variierender Größe umgesetzt worden. Der Festlegung der einzelnen Nennleistungen liegt ein durchschnittlicher vier Personenhaushalt mit einem geschätzten Jahresverbrauch von 4500kWh zugrunde. Zur rechnerischen Deckung dieses Verbrauchs, bei einem jährlichen Modul-Energieertrag von 150-180kWh pro Quadratmeter Fläche und einer in Deutschland typischen Strahlungsenergie von 900 bis 1100kWh/m<sup>2</sup>, ist eine Anlagengröße von ca. 30m<sup>2</sup> notwendig. Hierbei wird von einem PR-Wert<sup>7</sup> zwischen 80 und 90% ausgegangen. Dieser ist nicht zu verwechseln mit dem nominellen Wirkungsgrad, der bei Dünnschichtmodulen zwischen 12% und 16% liegt. [28]

Werden Photovoltaikanlagen beispielsweise auf Gewerbeflächen wie dem Dach einer Tennishalle installiert, lohnt es sich unter Umständen die Energieversorgung umzustrukturieren und durch weitere moderne Techniken zu ergänzen. Im Fall der Tennisanlage wäre eine Kopplung mit einem Blockheizkraftwerk denkbar.

### 3.4.2 Blockheizkraftwerke

Blockheizkraftwerke gibt es in unterschiedlichen Dimensionen. Der Kerngedanke eines BHKW<sup>8</sup> ist die Unterstützung einer Heizungsanlage durch zuschalten eines Verbrennungsmotors zur Wärmeerzeugung. [29] Als Energieträger für die Verbrennung kommt überwiegend Erdgas zum Einsatz. Auf dem Markt sind jedoch auch Anlagen erhältlich, die mit Biogas, Klärgas oder Flüssiggas betrieben werden.

Der zur Wärmeerzeugung befeuerte Verbrennungsmotor treibt dabei in den aller meisten Fällen einen Generator an. Dieser erzeugt wiederum, mehr oder weniger als Nebenprodukt, Strom. Die erzeugte Energie kann entweder zur Ergänzung des Eigenverbrauchs verwendet oder in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist werden.

Die technischen Daten eines BHKW wurden von einem großen deutschen Hersteller zur Verfügung gestellt. [23] Das simulierte BHKW wurde mit einer elektrischen Nennleistung von 50kW und einem festen Leistungsfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,9$  angenommen.

Ein Blockheizkraftwerk wird überwiegend nur zur Unterstützung einer Heizanlage eingesetzt, weshalb davon ausgegangen werden muss, dass nicht das gesamte Jahr über konstant 50kW eingespeist werden. In den Untersuchungen wird, wie bereits beschrieben, von einem für das ganze Jahr gleichbleibendem Verbrauch ausgegangen. Die gleiche Regelmäßigkeit

---

<sup>6</sup>Wp - Watt Peak [Kilowatt Peak] ist eine gebräuchliche aber nicht genormte Bezeichnung, um die Spitzenleistung von Photovoltaikanlagen zu beschreiben.

<sup>7</sup>PR-Wert - Performance Ratio: Qualitätsfaktor einer Photovoltaikanlage. Quotient aus Ist- und Soll-Ertrag in Prozent. Beinhaltet Verluste durch variable Einstrahlungsbedingungen, Verschmutzung, Betriebstemperatur, Leitungswiderständen sowie Wandlungsverlusten des Wechselrichters.

<sup>8</sup>BHKW - Blockheizkraftwerk

wurde auch bei der Einspeisung angewandt. Aus den Messdaten des realen BHKW geht eine durchschnittliche Einspeiseleistung von 25kW hervor. Diese ist im entsprechenden Szenario als dauerhafte Leistung angenommen worden.

### 3.4.3 Biogasanlagen

Biogasanlagen funktionieren nach demselben Prinzip wie Blockheizkraftwerke. Dem Verbrennungsmotor wird ebenfalls ein Energieträger zugeführt und die umgewandelte Energie zur Wärme- oder Stromerzeugung genutzt. Ob eine Wärme- oder Stromerzeugung beim Betrieb einer Biogasanlage im Vordergrund steht, hängt vom Einsatzgebiet ab. Überwiegend werden diese Anlagen zur Stromproduktion genutzt.

Biogasanlagen verwenden die durch die Gärung von Bioabfällen oder Fäkalien entstehenden Gase als Energieträger. Diese werden einem Verbrennungsmotor zugeführt, der, wie beim BHKW, einen Generator antreibt. Die dabei entstehende Wärme kann einem Nahwärmenetz zugeführt oder bei landwirtschaftlichen Betrieben zur Tierhaltung verwendet werden. Je nach Einsatzgebiet wird der erzeugte Strom zur Deckung des Eigenverbrauchs genutzt oder in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. [6]

Da Biogasanlagen das Pendant zu Blockheizkraftwerken bilden, können in der Theorie dieselben technischen Daten verwendet werden.

### 3.4.4 Batteriespeicher

Im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien wird immer wieder die Notwendigkeit von Speichermöglichkeiten thematisiert. Eine Option zur Speicherung von überschüssig produziertem Strom stellen dabei Batteriespeicher dar. Batteriespeicher können in Momenten des Überangebots an Strom Energie aufnehmen und diese beispielsweise nachts, wenn wenig erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, wieder abgeben. [26]

Im Hausbereich oder mittleren Gewerbeanlagen ist auf diese Art bereits eine gelegentliche Autarkie möglich. Überwiegend in den Sommermonaten, in denen viel Solarleistung zur Verfügung steht. Im Winter muss oftmals trotzdem auf das Versorgungsnetz zur Unterstützung zurückgegriffen werden.

In einer der Untersuchungen ist ein Großspeicher mit einer Leistung von 45kW und einer Kapazität von 200kWh betrachtet worden. Die gewählten Eckdaten entsprechen dabei einer Speicheranlage zur Unterstützung eines Ortsnetzes, wie es im entsprechendem Szenario betrachtet werden soll. Anlagen dieser Größenordnung und mit gleichem Einsatzgebiet werden in diesem Zusammenhang oftmals auch als Quartierspeicher bezeichnet. [6]



## **4 Untersuchung der Einflüsse auf die Niederspannung**

Die Untersuchung der Einflüsse, verursacht durch dezentrale Einspeisungen, ist neben der Erstellung der Simulationsumgebung ein weiterer Kernpunkt dieser Arbeit. Das nachfolgende Kapitel befasst sich mit den in der Simulation untersuchten Szenarien und den daraus gewonnenen Erkenntnissen. Zu Beginn wird auf die konventionelle Versorgung eingegangen. Danach folgt die Ergänzung der herkömmlichen Versorgungsstruktur durch vier unterschiedliche dezentrale Einspeisungen mittels erneuerbarer Energieanlagen. Die Auswirkungen auf die gegebene Netzstruktur fallen dabei sehr verschieden aus.

### **4.1 Netzverhalten bei konventioneller Versorgung**

Die historisch gewachsene Struktur der Stromnetze geht von einer sogenannten „Top-down-Versorgung“ aus. Hierbei wird die benötigte Energie zentral an einer Stelle, zum Beispiel durch ein Kohlekraftwerk oder Atomkraftwerk, erzeugt und über die einzelnen Netzebenen zum Endverbraucher transportiert. Diese Netzstruktur der Top-Down-Versorgung bildet die Ausgangslage aller nachfolgend durchgeführten Untersuchungen.

Im Abschnitt 3.2 ist aufgezeigt wie das Versorgungsnetz erarbeitet wurde. Im ersten Teil der Betrachtung ohne dezentrale Einspeisung sind die starren Hausanschlusswerte verwendet worden.

Bei der Stromversorgung, insbesondere bei einem Strahlennetz, ist das Einhalten des Spannungsbandes ein oftmals kritischer Punkt. Das zeigt auch die Auswertung der Simulation. Bei Annahme starrer Hausanschlussleistungen zeigt sich, dass einige Knotenpunkte des Verteilnetzes nah an den zulässigen Grenzwerten liegen.

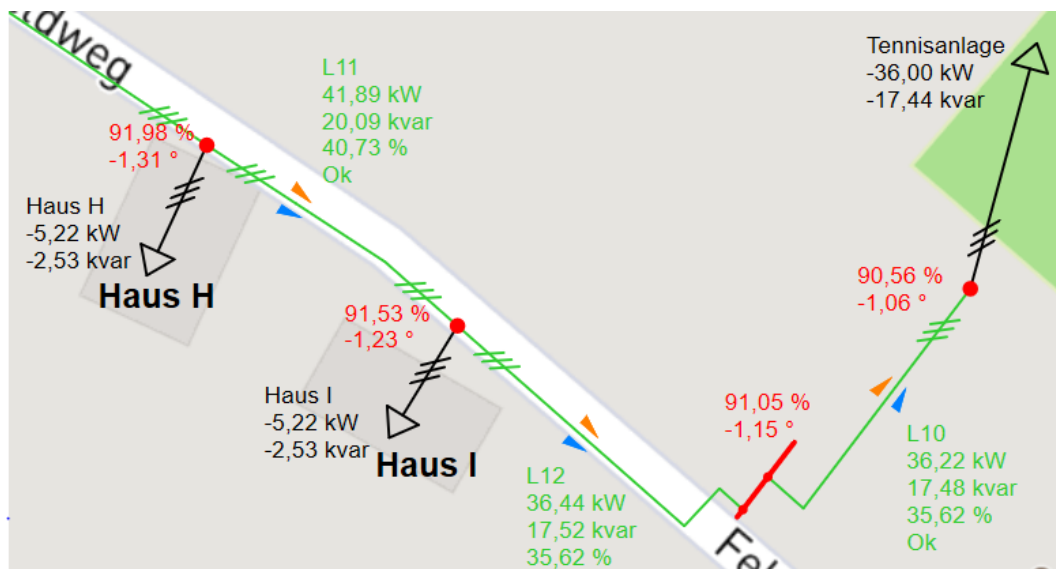


Abbildung 4.1: Spannung des Nebenstrahls bei Top-down Versorgung ohne Regelung

Der äußerste Knotenpunkt des Hauptstrahls liegt bereits außerhalb des Grenzbereichs. Hier ist der Spannungsabfall entlang der Leitungen so groß, dass nur noch 89% der Nennspannung vorhanden sind.

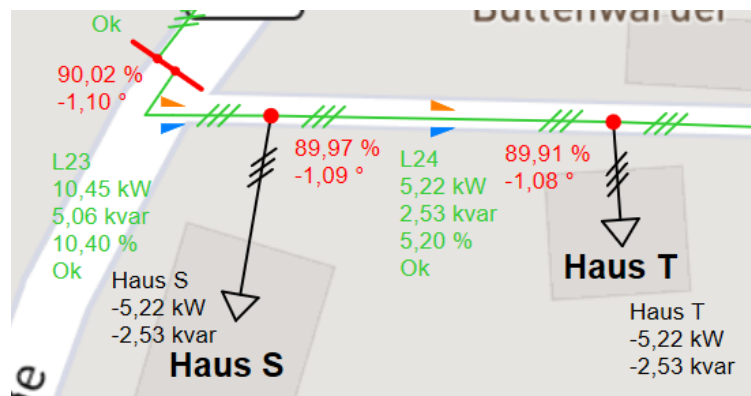


Abbildung 4.2: Spannung am äußersten Knotenpunkt bei Top-Down Versorgung ohne Regelung

Um die Grenzwerte an allen Knotenpunkten einzuhalten, kann die Ausgangsspannung vom Ortsnetztransformator auf der Sekundärseite leicht angehoben werden, sodass eine Vermittlung der Werte eintritt. Bereits drei Prozent Anhebung sind ausreichend, um am äußersten Knotenpunkt eine Spannung von knapp 95%  $U_n$  zu erreichen. Dies würde den Vorgaben ge-

mäß der Norm genügen. Leider ist es schwierig an zuverlässige Informationen zu gelangen, wie und nach welchen Maßstäben Netzbetreiber eine solche Ausregelung vornehmen.

Eine andere Variante zur Verbesserung der Spannungsqualität, wäre die Anpassung der Leiterquerschnitte. Durch erhöhen der Querschnitte verringern sich die Transportverluste und entlang der Leitungen fällt weniger Spannung ab. In der Simulation ist die Hauptleitung bereits mit einem großen Querschnitt von  $150\text{mm}^2$  angenommen worden. Es ist zu berücksichtigen, dass das Netzabbild bei der Untersuchung mittels der theoretisch maximal gleichzeitig auftretenden Lasten durchgeführt worden ist. Es stellt also einen Grenzfall dar. Würde nun der Querschnitt weiter erhöht oder eine zusätzliche parallel verlaufende Leitung hinzugefügt werden, würde es den starren Zustand verbessern. Aus wirtschaftlicher Sicht ist dies aber nicht praktikabel, da unter normalen Umständen eine starke Überdimensionierung vorliegen würde. Unter anderen Bedingungen vermag es eine notwendige Lösung zu sein.

Neben der Spannung muss auch die Strombelastung der Leitungen innerhalb der zulässigen Grenzwerte liegen. Bei Kabeln stellt die thermische Belastbarkeit die Grenze der maximalen Stromauslastung dar. Im entworfenen Netz gibt es zwei Abgänge von der Niederspannungssammelschiene. Der Hauptstrahl, der das Dorf anbindet, ist ein NAYY  $4 \times 150\text{mm}^2$  Kabel mit einem thermischen Grenzstrom von 275A. Unter den Extrembedingungen, bei maximalen Hausanschlusswerten, fließen 270A durch das Hauptkabel. Somit liegt die Auslastung bei etwa 98% und nah an einer thermischen Überlastung.

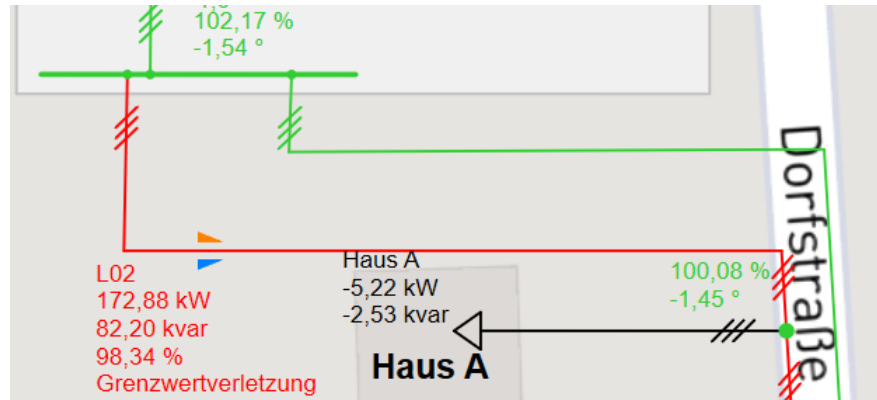


Abbildung 4.3: Auslastung des Hauptstrahls bei Belastung mit starren Anschlusswerten

In der Praxis treten Spitzlasten nicht dauerhaft auf, sondern überwiegend nur für kurze Zeiten. In diesen Fällen sind Annäherungen an Grenzwerte oder leichte Überlastungen der Kabel hinnehmbar und teilweise unvermeidlich. Um die Überlastungen zu überwachen und notfalls die Verbindung zu trennen, werden entsprechende Schutzorgane (Leitungsschutzschalter) eingesetzt. In den Untersuchungen ist die Überwachung und automatische Trennung nicht berücksichtigt worden.

Im zweiten Teil der Analyse wurde auf die in Abschnitt 3.3 beschriebenen Lastprofile gewechselt. Die Netzdaten und Einstellungen der vorangegangenen starren Betrachtung wurden beibehalten und mittels der dynamischen Belastung neu ausgewertet. Durch das Einbinden der Lastprofile war nun eine Auswertung der sich ergebenden Lastflüsse innerhalb der Netzstruktur möglich.

Die einzelnen Profile besitzen über den Tagesverlauf variierende Belastungen, mit unterschiedlichen Spitzen- und Minimallasten. An der Ortsnetzstation summieren sich die einzelnen Lastkurven und ein Bild der über den Transformator fließenden Leistung entsteht. Bei der Betrachtung der Lastflusskennlinie fallen zwei Extremwerte ins Auge.

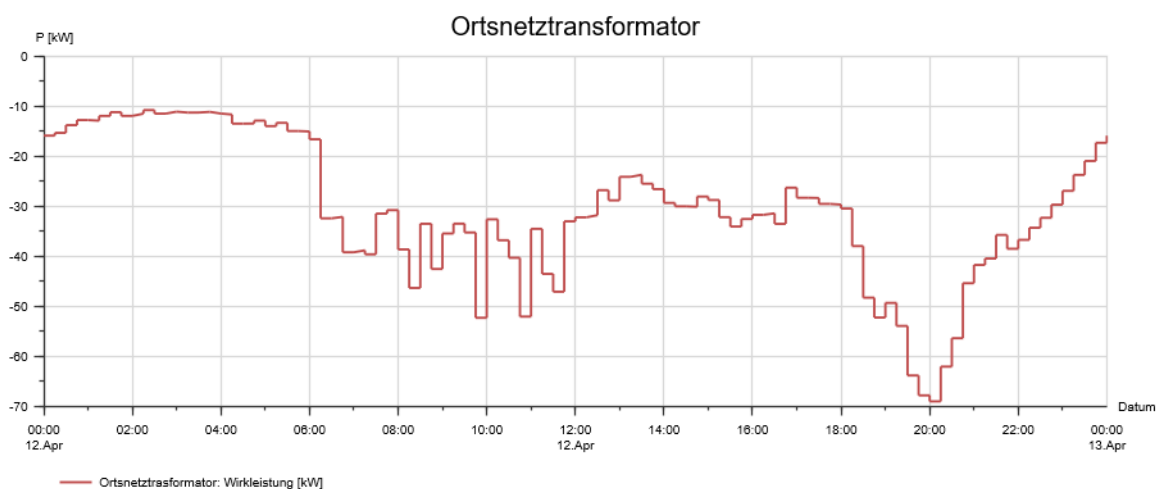


Abbildung 4.4: Lastflusskennlinie (15min Takt) des Ortsnetztransformators

In der Zeit zwischen 2:30Uhr und 4:00Uhr wird die wenigste Leistung aus dem Mittelspannungsnetz bezogen. Der niedrigste Werte liegt hier bei etwas über zehn Kilowatt. Der in diesem Zeitraum auftretende Verbrauch (knapp 3kWh/15min) kann als Grundverbrauch des gesamten Dorfes gesehen werden. Zum Grundverbrauch gehören beispielsweise Heizungsanlagen, Kühlschränke oder sonstige dauerhaft laufende Verbraucher im Haushalt oder Gewerbe. In der Praxis wird dies noch durch den öffentlichen Stromverbrauch wie Straßenbeleuchtung oder Telefonzellen ergänzt. In der Analyse wurden diese Einflüsse nicht berücksichtigt.

Der zweite Extremwert der Lastflusskennlinie ist in den Abendstunden zu erkennen. Zwischen 19:45Uhr und 20:15Uhr tritt die Tagesspitzenlast mit etwa 68kW auf. Bezieht man jeweils zwei Stunden vor und nach der genannten Uhrzeit mit ein, so fällt ein schneller Zuwachs und eine schnelle Abnahme auf. Hier können die Gewohnheiten der Bewohner grob abgelesen werden. Es wird gekocht, geduscht, gewaschen oder allgemeine Unterhaltungsmedien betrieben. Dies sind nur Beispiele als mögliche Begründung für den Lastzuwachs.

Beim Vergleich der starren Belastung mit Extremwerten zur Netzauslegung und der modellierten dynamischen Belastung fallen große Unterschiede auf. Ist der Transformator bei der Netzauslegung zu zwei Drittel ausgelastet, so wird dieser bei einem Tagesprofil gerade einmal zu maximal 17% ausgelastet. In der Nacht sogar nur zu 2,7%.

Gleiches fällt bei der Spannungshaltung auf. Zwar variiert die Spannung am äußersten Knotenpunkt gemäß der Netzbelastung, jedoch fällt diese nicht unter 102%  $U_n$ . Die Spannungsanhebung des Ortsnetztransformator könnte demnach von 4% auf 1% herabgestellt werden, sodass eine gleichmäßige Spannungsschwankung um die Nennspannung  $U_n=230/400V$  vorliegt.

Die Auslastung des Hauptstrahls fällt ebenfalls geringer aus, als bei starrer Belastung. Zum Zeitpunkt der Spitzenlast um 20:00Uhr ist das von der NS-Schiene zum Ortskern abgehende Kabel nur zu einem Viertel ausgelastet. Gerade einmal ein Strom von 71A fließt durch das Kabel.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die theoretische Auslegung der Verteilnetze nicht gleichzustellen ist mit der dauerhaft real auftretenden Belastung. Die Auslegung der Transformatoren und Leitungen findet anhand von möglichen Extremwerten statt. Diese sind wichtig zu beachten, da sie in der Theorie eintreten könnten. In der Realität fällt die Auslastung jedoch meist deutlich geringer aus.

## 4.2 Veränderungen durch dezentrale Einspeisung

In diesem Abschnitt wird die herkömmliche Versorgungsstruktur durch dezentrale Einspeisungen ergänzt. Die Netzanalyse wird auf Basis von vier unterschiedlichen Einspeiseszenarien durchgeführt. Es wird untersucht welche Einflüsse einzelne kleine Photovoltaikanlagen, Großanlagen, eine Vielzahl an PV-Einspeisungen und ein Mix aus PV-Anlagen und Blockheizkraftwerken auf das Netz haben. Wie bei der reinen „Top-down Versorgung“ wird auch hier erst eine Betrachtung mittels starrer Lasten und im Anschluss mittels dynamischer Profile durchgeführt. Es wird nicht explizit auf Netzzrückwirkungen und Kurzschlusseigenschaften eingegangen.

### 4.2.1 Szenario 1 - Einspeisung einzelner PV-Dachanlagen

Photovoltaikanlagen auf Hausdächern gehören heutzutage bereits zum üblichen Ortsbild. Viele Hausbesitzer haben Photovoltaikanlagen auf ihren Dächern installiert, um ihren Eigenverbrauch zu senken und den entstehenden Überschuss gegebenenfalls gewinnbringend ins Versorgungsnetz einzuspeisen. Nachfolgend wurde untersucht, wie sich eine homogene Verteilung von vier unterschiedlich großen Solaranlagen auf das bestehende Netz auswirkt.

Die Annahme der Anlagengröße wurde in den Grundlagen beschrieben. Folgende Anlagengrößen sind im Szenario umgesetzt:

Haustyp	Haus	Dachfläche	instal. Leistung	Energieertrag	rechn. Deckung kWh/a
P0K	J	23m <sup>2</sup>	3,91kWp	3.450kWh/a	ca. 73%
P2K	F	30m <sup>2</sup>	5,1kWp	4.500kWh/a	ca. 80%
MGH	R	42m <sup>2</sup>	7,14kWp	6.300kWh/a	ca. 52%
RP	P	12m <sup>2</sup>	2,04kWp	1.800kWh/a	ca. 45%

Tabelle 4.1: Angenommene PV-Anlagen der Wohnhäuser - Szenario 1

(S = Singlehaushalt, P0K = Pärchen keine Kinder, P2K = Pärchen mit zwei Kindern, MGH = Mehrgenerationenhaus, RP = Renterpaar)

Die homogene Verteilung innerhalb der Netzstruktur:

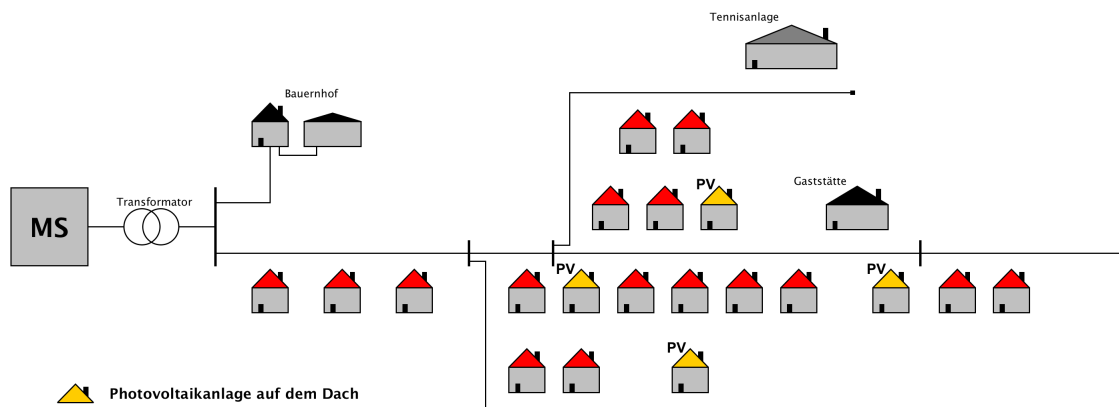


Abbildung 4.5: Schematische Darstellung - Szenario 1

Wie in Abschnitt 4.1, wurde auch hier zuerst eine Betrachtung mittels der starren Anschlusswerte durchgeführt.

Grundsätzlich gilt, wie in der Anwendungsregel AR-N-4105 beschrieben, dass durch Erzeugungsanlagen eine maximale Spannungsanhebung von max.  $\Delta u_g = 3\%$  am Netzverknüpfungspunkt hervorgerufen werden darf. Zur Überprüfung der Einhaltung sind die voraussichtlichen Spannungsanhebungen am jeweiligen Verknüpfungspunkt theoretisch berechnet worden. Die nachfolgende Rechnung zeigt die Ermittlung anhand der Daten des Hauses „R“.

Zur Bestimmung der Spannungsanhebung müssen alle aus Sicht der Erzeugungsanlage (in diesem Fall Photovoltaikanlage) existierenden Impedanzen berechnet und als Gesamtwert zusammengefasst werden.

Impedanz des 20kV-Netzes:  $S''_{k,MS} = 100MVA$       $R/X = 0,1$       $c = 1,1$

$$Z_{MS} = \frac{c \cdot U_n^2}{S''_{k,MS}} = \frac{1,1 \cdot 400V^2}{100MVA} = 1,76m\Omega \quad (4.1)$$

$$X_{MS} = \frac{Z_{MS}}{\sqrt{1 + (R/X)^2}} = \frac{1,76m\Omega}{\sqrt{1 + 0,1^2}} = 1,75m\Omega \quad (4.2)$$

$$R_{MS} = X_{MS} \cdot 0,1 = 0,175m\Omega \quad (4.3)$$

Ortsnetztransformator:  $S''_{n,T} = 400kVA$       $u_k = 6\%$       $u_r = 1\%$

$$Z_T = u_k \cdot \frac{U_n^2}{S''_{n,T}} = 6\% \cdot \frac{400V^2}{400kVA} = 24m\Omega \quad (4.4)$$

$$R_T = u_r \cdot \frac{U_n^2}{S''_{n,T}} = 1\% \cdot \frac{400V^2}{400kVA} = 4m\Omega \quad (4.5)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = 23,66m\Omega \quad (4.6)$$

Leitungen:

$NAYY4 \times 150mm^2$  :  $R'_1 = 0,206\Omega/km$       $X'_1 = 0,08\Omega/km$

$NAYY4 \times 95mm^2$  :  $R'_2 = 0,32\Omega/km$       $X'_2 = 0,082\Omega/km$

$$\begin{aligned} R_L &= R'_1 \cdot L_1 + R'_2 \cdot L_2 & (4.7) \\ &= 0,206\Omega/km \cdot 0,2312km + 0,32\Omega/km \cdot 0,1781km \\ &= 104,62m\Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_L &= X'_1 \cdot L_1 + X'_2 \cdot L_2 & (4.8) \\ &= 0,08\Omega/km \cdot 0,2312km + 0,082\Omega/km \cdot 0,1781km \\ &= 33,10m\Omega \end{aligned}$$

Die Einzelwerte des Netzes, des Transformators und der Leitungen müssen zur Summe der Impedanzen am Verknüpfungspunkt (VP) addiert werden:

$$R_{VP} = R_{MS} + R_T + R_L = 108,80m\Omega \quad (4.9)$$

$$X_{VP} = X_{MS} + X_T + X_L = 58,51m\Omega \quad (4.10)$$

Die Spannungsanhebung lässt sich nun mit Gleichung 4.11 berechnen.

$$\Delta u_A = \frac{S_{A,max} \cdot (R_{VP} \cdot \cos(\varphi) - X_{VP} \cdot \sin(\varphi))}{U_n^2} \quad (4.11)$$

Hierbei ist  $S_{A,max}$  die maximale Anschlussleistung der Photovoltaikanlage, die am Verknüpfungspunkt anliegen kann. Je nachdem welchen  $\cos(\varphi)$  der Netzbetreiber vorgibt, fällt die Anschlussleistung und somit die Spannungsanhebung unterschiedlich aus.

$\cos(\varphi) = 1$ :

$$\Delta u_A = \frac{\frac{7,14kW}{\cos(0^\circ)} \cdot (108,80m\Omega \cdot \cos(0^\circ) - 58,51m\Omega \cdot \sin(0^\circ))}{400V^2} \quad (4.12)$$

$$= 4,86 \cdot 10^{-3} \hat{=} 0,49\% \quad (4.13)$$

In Tabelle 4.2 sind die Spannungsanhebungen für reine Wirkleistung, untererregten und übererregten Betrieb dargestellt.

	$\cos(\varphi) = 1$	$\cos(\varphi) = 0,95_{ind.}$	$\cos(\varphi) = 0,95_{kap.}$
$\Delta u_A$	0,49%	0,4%	0,57%

Tabelle 4.2: rechn. Spannungsanhebung durch die PV-Anlage Haus R - Szenario 1

Wird reine Wirkleistung ins Versorgungsnetz eingespeist, liegt die Spannungsanhebung innerhalb der Vorgaben der VDE-Anwendungsregel. Es ist zu erkennen, dass durch den Leistungsfaktors die Spannungsanhebung vermindert oder verstärkt werden kann. In Bezug auf die Netzstabilität ist dies eine ausschlaggebende Feststellung.



Das nachfolgende Zeigerdiagramm soll diese Erkenntnis noch einmal hervorheben. Das Diagramm ist nicht maßstabsgerecht gezeichnet und soll lediglich der Verdeutlichung dienen.

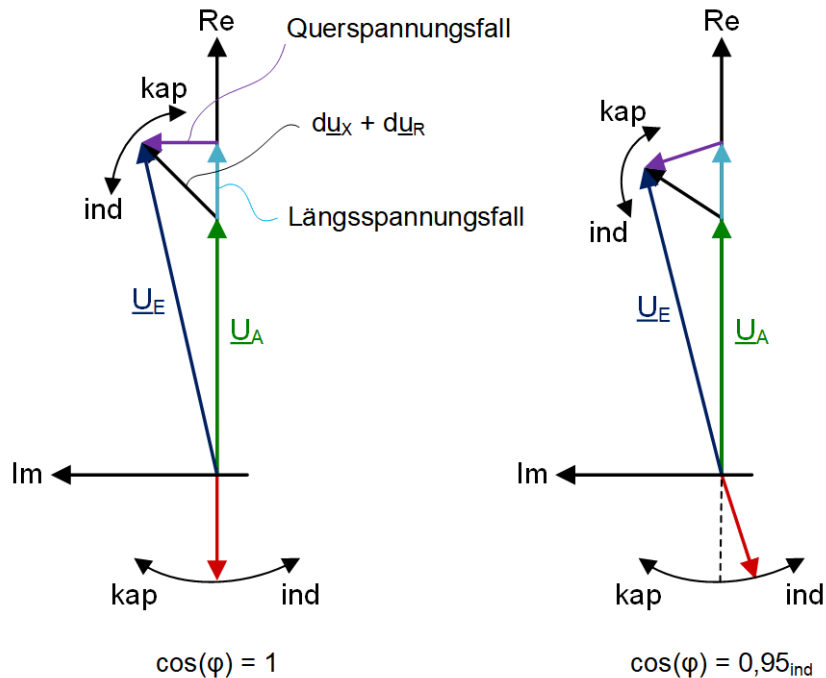


Abbildung 4.6: Zeigerdiagramm der Spannungsanhebung (VZS)

Bei einem Leistungsfaktor von Eins wird reine Wirkleistung in das Versorgungsnetz eingespeist. Die entsprechende Spannungsanhebung resultiert aus dem Längs- und Querspannungsabfall im Netz.

Wird die Erzeugungsanlage durch Veränderung des Leistungsfaktors untererregt betrieben, das heißt verhält sie sich aus Sicht des Netzes als induktiver Verbraucher, so wird die Spannungsanhebung gemindert. Aus Sicht der Erzeugungsanlage wird in diesem Fall kapazitiver Blindstrom in das Netz eingespeist.

Umgekehrt gilt, wird die Erzeugungsanlage übererregt betrieben, das heißt verhält sie sich als kapazitiver Verbraucher, so wird die Spannungsanhebung verstärkt. Durch die induktive Einspeisung kann der allgemeine Blindstrom im Niederspannungsnetz kompensiert werden, wodurch die Netzauslastung sinkt. Diese Erkenntnis wird im nachfolgenden Kapitel noch einmal aufgegriffen.

Vergleicht man die berechneten Werte mit denen aus der Simulation, so sind leichte Unterschiede zu erkennen. Diese können auf Rundungsdifferenzen zurückgeführt werden. Die Impedanzwerte liegen im Milliohm-Bereich, wodurch geringe Abweichungen bereits starke Auswirkungen haben. PSS Sincal führt die Berechnungen mit einer höheren Genauigkeit in den Nachkommastellen aus, wodurch exaktere Ergebnisse entstehen. Diese sind wiederum von der in PSS Sincal gewählten Anzeigart abhängig.

Die Spannungsanhebungen an den Netzverknüpfungspunkten aller im Szenario 1 vorhandenen Photovoltaikanlagen liegen innerhalb der 3%-Grenze.

	$P_n$	$\cos(\varphi) = 1$	$\cos(\varphi) = 0,95_{ind.}$	$\cos(\varphi) = 0,95_{kap.}$
Haus F	5,1kWp	0,29%	0,26%	0,31%
Haus J	3,91kWp	0,13%	0,11 %	0,15%
Haus P	2,04kWp	0,10%	0,09%	0,11%
Haus R	7,14kWp	0,49%	0,4%	0,57%

Tabelle 4.3: rechn. Spannungsanhebung  $\Delta U_A$  - Szenario 1

In Summe bewirken die Einspeisungen bei einem  $\cos(\varphi)$  von  $0,95_{ind.}$  eine Verbesserung von 0,83% am vom Transformator entferntesten Knotenpunkt. Bei einem Leistungsfaktor von  $0,95_{kap.}$  verbessert sich die Spannung sogar um 1,26%. Bei der Betrachtung des allgemeinen Netzzustands ist ebenfalls eine Verbesserung zu beobachten. Die Auslastung des Haupt- und der Nebenstrahlen ist gesunken. Es ist aber weiterhin zu bedenken, dass die Betrachtung auf Extremwerten basiert und lediglich eine theoretische Auswertung zulässt.

Zum Vergleich der Ergebnisse bei starrer Einspeiseleistung wurde das Netz auch bei variabler Solareinstrahlung betrachtet. Zu diesem Zweck ist den Photovoltaikanlagen ein Einstrahlungsprofil (zu sehen in Abschnitt B.2), basierend auf einem durchschnittlichen wolkenfreien Sommersonntag in Norddeutschland, hinterlegt worden. Die momentane Leistung ergibt sich aus der Multiplikation der Nennleistung mit dem Einstrahlungsfaktor in Abhängigkeit der Tageszeit.

Wird wieder beispielhaft der Netzknoten des Hauses „R“ betrachtet, so ist erkennbar, dass in der Zeit zwischen 8:30 Uhr und 18:00 Uhr eine fast vollständige Deckung des Eigenverbrauchs vorliegt. Lediglich in den frühen Morgenstunden sowie am Abend wird Strom aus dem Verteilnetz bezogen.

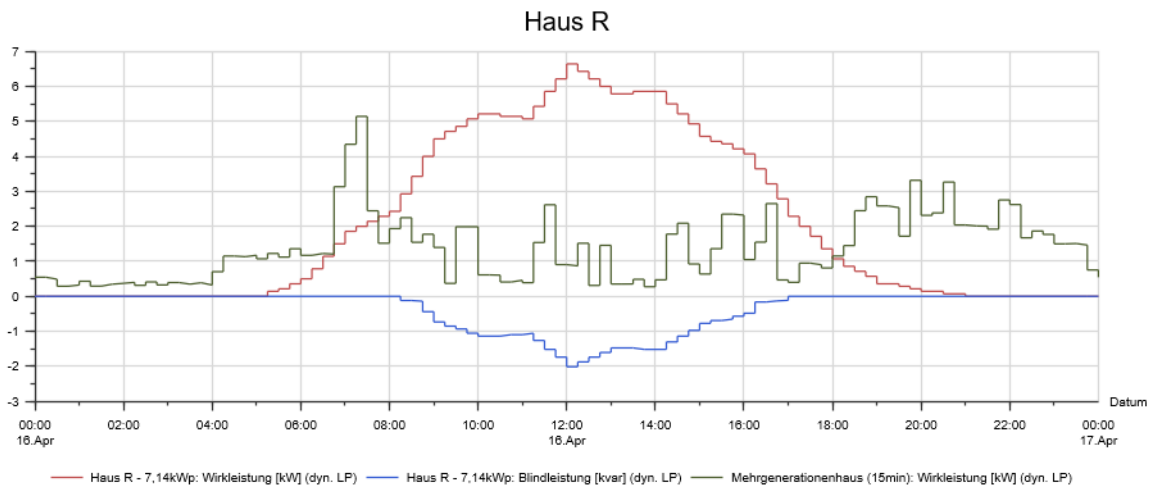


Abbildung 4.7: Lastfluss am Anschlusspunkt des Hauses R - Szenario 1

Ähnlich sieht es bei den anderen Häusern mit Photovoltaikanlage aus. Die einzelnen Anlagen produzieren mehr Energie als an den jeweiligen Knotenpunkten verbraucht wird. Zur Zeit der Spitzenproduktion, um die Mittagszeit, wird die vom Hauptstrahl benötigte Energie zu 100% gedeckt. Lediglich der Bauernhof bezieht über die separate Anbindung Energie aus der Mittelspannung.

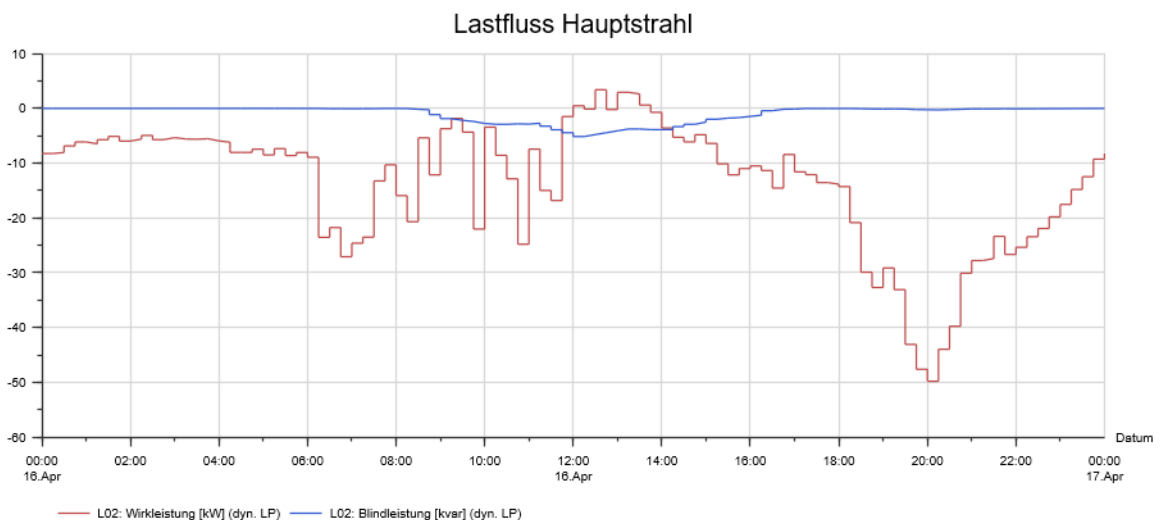


Abbildung 4.8: Lastfluss über den Hauptstrahl - Szenario 1

In der Kennlinie ist auch deutlich der induktive Blindleistungsbezug der PV-Anlagen zur Spannungshaltung zu erkennen. Zur Regelung der Spannungsanhebung am Verknüpfungs-

punkt verwenden die einzelnen Solaranlagen die Kennlinie aus Abbildung 2.2. In Abhängigkeit der momentanen Leistung wird die Spannungsanhebung durch den Bezug von induktiver Blindleistung vermindert, sodass die Netzspannung um 10-20% weniger angehoben wird. Um den gesamten Energiebedarf des Dorfes in der Zeit zwischen 8:00Uhr und 18:00Uhr zu decken, ohne die Mittelspannungsebene zu belasten, bedarf es einer größeren Erzeugungsanlage. Im nachfolgenden Abschnitt werden die Auswirkungen durch Einspeisung einer PV-Großflächenanlage untersucht.

#### 4.2.2 Szenario 2 - Einspeisung einer PV-Flächenanlage

Das Szenario 2 untersucht die Einflüsse einer PV-Flächenanlage, die beispielsweise auf einer großen Wiese installiert ist. Für das Szenario wird angenommen, dass auf einem Acker des Bauernhofs eine Anlage mit 85kWp Leistung errichtet ist und ins Niederspannungsnetz einspeist. Damit die Einspeisung an gegebener Stelle möglich ist, bedarf es unter Umständen eines Ausbaus des Netzverknüpfungspunkts oder der Versorgungsleitung. In den Grundlagen ist beschrieben, nach welchen Kriterien die Zuweisung eines geeigneten Anschlusspunktes zu erfolgen hat und welche Maßnahmen ergriffen werden müssen, falls die technische Ausstattung nicht genügt.

Wie im vorangegangenen Szenario wurden zuerst die Einflüsse bei starrer Einspeisung mit verschiedenen Leistungsfaktoren betrachtet. Unter Zugrundelegung der Berechnungen aus Unterabschnitt 4.2.1 ergeben sich folgende Spannungsanhebungen durch die Erzeugungsanlage:

	$\cos(\varphi) = 1$	$\cos(\varphi) = 0,9_{ind.}$	$\cos(\varphi) = 0,9_{kap.}$
$\Delta u_A$	6,11%	4,73%	7,49%

Tabelle 4.4: rechn. Spannungsanhebung durch die PV-Flächenanlage - Szenario 2

Im diesem Fall liegen alle Spannungsanhebungen, selbst die bei einem induktiven Leistungsfaktor, außerhalb der 3% Grenze. Der Grenzwert wird jedoch nur am Einspeiseknoten überstiegen. Dadurch, dass der Bauernhof über eine separate Stichleitung versorgt wird und über die Länge der Leitung knapp 3% Spannung abfallen, liegt der Spannungsanstieg an der Niederspannungssammelschiene unterhalb des Grenzwertes.

In Bezug auf den allgemeinen Netzzustand wäre es sogar sinnvoll die Photovoltaikanlage mit einem Leistungsfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,9_{kap.}$  einspeisen zu lassen. Zwar würde das am Anschlusspunkt eine starke Spannungsanhebung verursachen, jedoch würde die bereitgestellte induktive Blindleistung die Belastung des gesamten Ortsnetzes verringern. Wie in der VDE AR-N-4105 beschrieben, darf in begründeten Einzelfällen von der Vorgabe abgewichen werden.

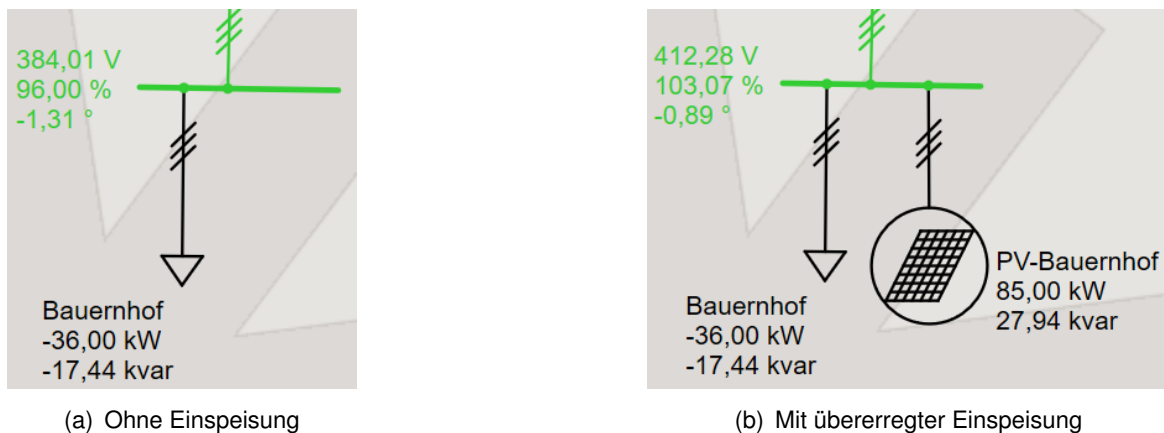


Abbildung 4.9: Netzverknüpfungspunkt am Bauernhof - Szenario 2

Die induktive Blindleistungseinspeisung hätte Auswirkungen auf die Spannungsqualität am tiefsten Punkt sowie auf die Auslastung des Hauptstrahls. Beides würde sich positiv verbessern. Um eine weitere Verbesserung des Netzzustandes zu bewirken, müsste von der Niederspannungssammelschiene bis zur zweiten KV-Sammelschiene ein zum Hauptstrahl parallel verlaufendes zusätzliches Kabel verlegt werden. Dieses würde in erster Linie die Strombelastung der Hauptleitung so gut wie halbieren und den Spannungsabfall bis zum tiefsten Punkt auf etwa 5% reduzieren.

In der Simulation wurde die zusätzliche Leitung nicht hinzugefügt, da die Lastflüsse bei dynamischer Betrachtung weitaus geringer ausfallen und eine Überdimensionierung die Folge wäre.

Bei der Untersuchung mittels Lastprofilen und der von der Einstrahlung abhängigen Einspeisung, ist der Photovoltaikanlage wie im vorherigen Szenario eine induktive Blindleistungsregelung hinterlegt worden. Diese wird standardmäßig von Netzbetreibern vorgegeben und nur in begründeten Einzelfällen variiert. Die verwendete Kennlinie regelt die Einspeisung bis zu einem Leistungsfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,9_{ind.}$  (gemäß AR-N-4105 Unterabschnitt 2.1.2) in Abhängigkeit von der momentanen Leistung.

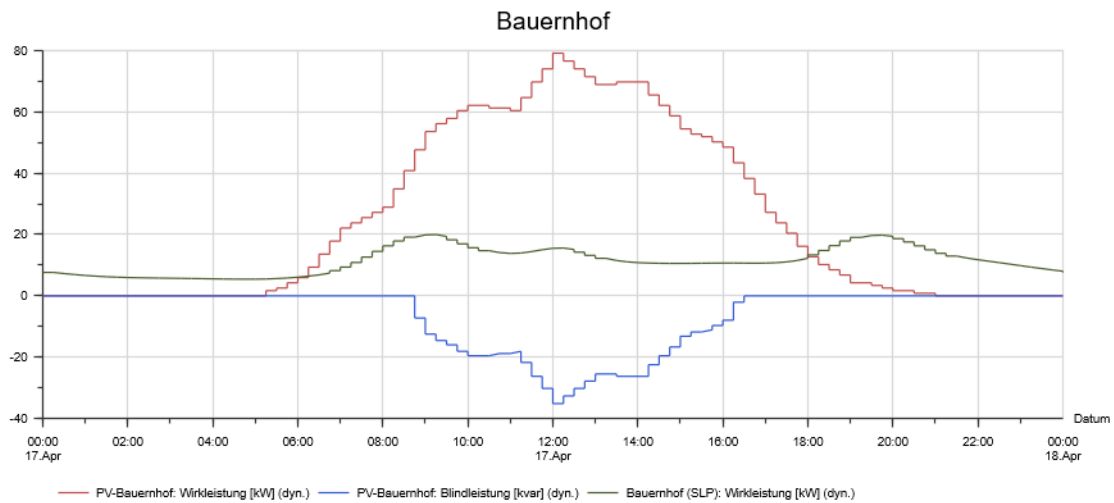


Abbildung 4.10: Lastfluss am Anschlusspunkt Bauernhof - Szenario 2

Die blaue Kennlinie in Abbildung 4.10 beschreibt den induktiven Blindleistungsbezug der Photovoltaikanlage. Es ist deutlich zu erkennen, dass ab ca. 8:45 Uhr mehr als 50% der Nennleistung eingespeist wird und somit die Regelung einsetzt. Weiterhin ist dem Graphen zu entnehmen, dass zwischen 6:00 Uhr und 18:00 Uhr die erzeugte Energie die verbrauchte weit übersteigt. Der erzeugte Überschuss wird nur zu einem Teil in die Mittelspannung abgegeben. Zur Mittagszeit, zwischen 11:00 Uhr und 13:00 Uhr produziert die PV-Anlage etwas mehr als 140 kWh, wovon 50 kWh direkt im Dorf verbraucht werden.

Im gesamten Tagesverlauf produziert die PV-Anlage Energie von ca. 600 kWh bei einer Spitzenleistung von knapp 80 kWp. Diese Energie würde ausreichen, um den Tagesbedarf des Dorfes zu mehr als 80% zu decken.

Durch die punktuelle Erzeugung und den örtlich abweichenden Verbrauch entstehen im Hauptstrahl, ähnlich wie bei der konventionellen Versorgung, „Top-down“ Stromflüsse von der Niederspannungssammelschiene hin zu den einzelnen Häusern. Die Niederspannungssammelschiene bildet somit den Knotenpunkt der Lastflüsse innerhalb des Ortsnetzes. Nachts wird ausschließlich Strom aus der Mittelspannung bezogen, bis in den Morgenstunden die Sonnenstrahlung einsetzt. Zur Mittagszeit ist der Stromfluss umgekehrt und die Sammelschiene kann als „Strom-Kreuzung“ gesehen werden. Mit der einsetzenden Dämmerung dreht der Stromfluss bis in der Nacht wieder ausschließlich Strom aus der Mittelspannung bezogen wird.

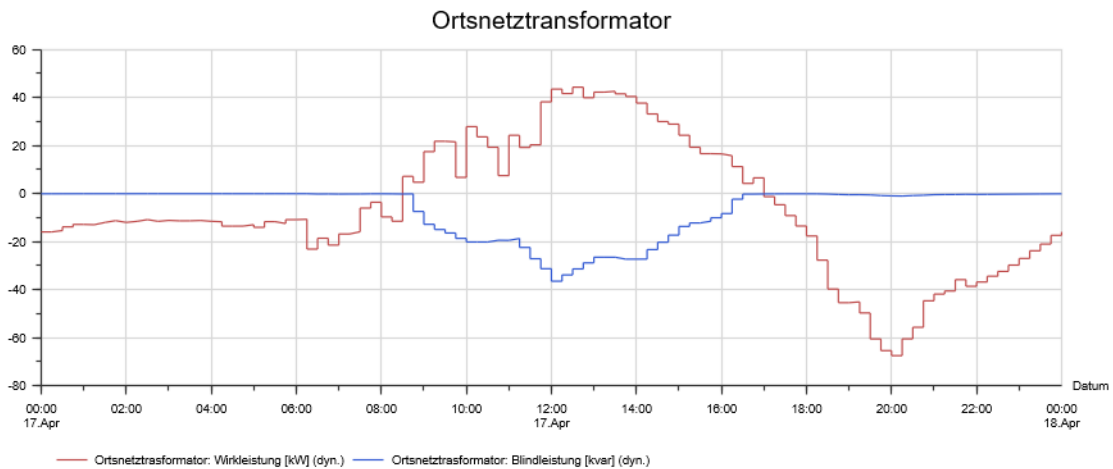


Abbildung 4.11: Lastfluss über den Ortsnetztransformator - Szenario 2

### 4.2.3 Szenario 3 - PV-Dachanlagen auf allen Wohnhäusern

In diesem Szenario wird die Möglichkeit untersucht, dass jeder Haushalt im Dorf eine Photovoltaikanlage auf dem Dach installiert hat. Die Verteilung der Anlagen erfolgt nach dem gleichen Prinzip wie im Szenario 1. Entsprechend der Bewohnertypen ist eine verallgemeinerte Solaranlagengröße auf Basis der in Unterabschnitt 3.4.1 beschriebenen Ertragsdaten einer modernen Photovoltaikanlage angenommen worden.

Haustyp	Haus	Dachfläche	instal. Leistung	Energieertrag	rechn. Deckung kWh/a
S	D, K, M	12m <sup>2</sup>	2,04kWp	1.800kWh/a	ca. 100%
P0K	E, J, S	23m <sup>2</sup>	3,91kWp	3.450kWh/a	ca. 73%
P2K	F, G, H, I, O, Q	30m <sup>2</sup>	5,1kWp	4.500kWh/a	ca. 80%
MGH	A, C, R	42m <sup>2</sup>	7,14kWp	6.300kWh/a	ca. 52%
RP	B, L, N, P, T	12m <sup>2</sup>	2,04kWp	1.800kWh/a	ca. 45%

Tabelle 4.5: Angenommene PV-Anlagen der Wohnhäuser

(S = Singlehaushalt, P0K = Pärchen keine Kinder, P2K = Pärchen mit zwei Kindern, MGH = Mehrgenerationenhaus, RP = Renterpaar)

Der Energieertrag und die daraus resultierende rechnerische Deckung des Jahresverbrauchs stellt eine Schätzung bei gleichbleibendem Verbrauch und täglich einheitlicher Erzeugung an 365 Tagen im Jahr dar. Zur grundlegenden Erkenntnisgewinnung ist diese Annahme hinreichend.

Wie in den vorangegangenen Szenarien ist auch hier mit einer Untersuchung bei starren Verbrauchs- und Einspeisewerten begonnen worden. In Summe haben die auf den 20 Hausdächern installierten Solaranlagen eine Nennleistung von 80kWp. Bei einer durchschnittlichen Jahreseinstrahlung  $900-1100\text{kWh/m}^2$  [28] würde sich eine Erzeugung von 72000kWh pro Jahr ergeben.

Hinsichtlich einer möglichen Spannungsanhebung bei maximaler Produktion, liegt diese gerade noch innerhalb des Grenzwerts. Am tiefsten Netzpunkt, dem Hausanschluss des Hauses T, liegt die Anhebung bei genau 3%. In diesem Fall speisen alle PV-Anlagen reine Wirkleistung in das Verteilnetz ein.

Wie bereits bekannt ist, kann über den Leistungsfaktor eine Anpassung vorgenommen werden. Mit einem Faktor von  $\cos(\varphi) = 0,95_{ind.}$  sinkt die Anhebung auf 2,3% ab. Es entsteht eine Differenz von 0,7% zum maximal erlaubten Wert.

An dieser Stelle kann eine wichtige Erkenntnis gewonnen werden. Die Veränderung des Leistungsfaktors lässt den Rückschluss zu, dass eine Regelung der Blindleistung nicht nur die Netzqualität beeinflusst. Auch die vom Netz verkraftbare Einspeiseleistung kann so positiv beeinflusst werden. Das bedeutet in diesem Fall, durch die Blindleistungsregelung kann 12% mehr Leistung in das Netz eingespeist werden, ohne entsprechende Netzausbaumaßnahmen durchführen zu müssen. Für zukünftige Netzentwicklungsplanungen ist dies eine wichtige Erkenntnis.

Durch Vorgabe einer entsprechenden Regelung sind Netzbetreiber in der Lage ihrer SDL<sup>1</sup> der Spannungshaltung nachzukommen, ohne kostenaufwendige Netzmodernisierungen durchführen zu müssen. Dezentrale Erzeugungsanlagen werden somit an dieser Pflicht beteiligt.

Für Anlagenbetreiber bedeutet diese Pflicht der Blindleistungsbereitstellung einen höheren Kostenaufwand, da die Wechselrichter der Photovoltaikanlagen entsprechend größer dimensioniert sein müssen. Würde die Blindleistung bei einem Wechselrichter, der ausschließlich für die Umsetzung von Wirkleistung vorgesehen ist, geregelt werden, so würde das eine Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zur Folge haben. Entsprechend würde die Einspeisevergütung sinken. Um das zu vermeiden, müssen die Wechselrichter der Photovoltaikanlagen entsprechend größer dimensioniert sein. Bei modernen Anlagen sind die Vorgaben aus den Vorschriften und Richtlinien bereits berücksichtigt und als Default-Einstellung hinterlegt.

Der verbesserten Spannungsqualität steht durch den gestiegenen Blindleistungsbezug eine höhere Verlustleistung im Netz gegenüber. Durch den erhöhten Blindstrom steigt die Auslastung im Hauptstrahl. Im gesamten Netzgebiet ist ein Anstieg der Transportverluste um

---

<sup>1</sup>SDL - Systemdienstleistung (Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Betriebsführung und Versorgungswiederaufbau)



etwa ein Viertel im Vergleich zu reiner Wirkleistungseinspeisung zu beobachten. Die Wirkleistungsverluste liegen bei über 9kW.

Bei der Festlegung der Blindleistungsregelung hat der Netzbetreiber demnach unterschiedliche Faktoren zu berücksichtigen. Eine Kennlinienvorgabe von  $\cos(\varphi) = 0,95_{ind.}$  ist hilfreich um die Spannungsanhebung zu begrenzen. Hierdurch steigen aber die Transportverluste im Netz. Es muss dem Netz mehr Leistung zugeführt werden, um den Abnahmeanforderungen gerecht zu werden. Wirtschaftlich betrachtet entsteht hierdurch ein Minus. Die Verlustleistung muss erzeugt werden, aber wird nicht von den Endabnehmern vergütet. Wird hingegen die Blindleistung im Netz durch die Erzeugungsanlagen kompensiert, sinkt zwar die Verlustleistung, aber die Spannungsanhebung nimmt zu. Dadurch werden andere Eingriffe des VNB notwendig. Beispielsweise ein regelbarer Ortsnetztransformator mit Messpunkten innerhalb der Netzstruktur.

In der Lastprofilberechnung lässt sich die über den Tag variierende Verlustleistung durch Einspeisung am Tage und durch Lastspitzen am Abend in einem Diagramm betrachten.

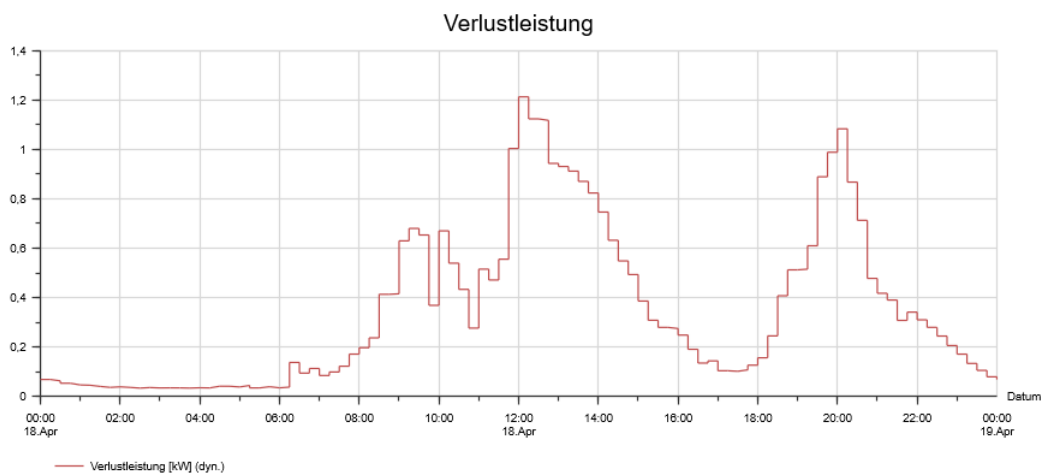


Abbildung 4.12: Verlustleistung im Ortsnetz (Einsp. mit  $\cos(\varphi) = 0,95_{ind.}$ ) - Szenario 3

Mit einsetzendem Sonnenaufgang gegen 6:00Uhr steigen die Einspeisungen durch die Photovoltaikanlagen. Zu dieser Zeit wird wenig Strom im Netz verbraucht, wodurch ein Überschuss in die Mittelspannung abgegeben wird. Am Vormittag steigt der Energieverbrauch und der Solarstrom wird überwiegend in örtlicher Nähe zur Erzeugung verbraucht. Teilweise liegt eine vollständige Deckung des Eigenbedarfs der Häuser vor. Die lokalen Lastflüsse gehen mit wenig Transportverlusten einher.

Zur Mittagszeit steigen die Verluste stark an. Ein vollständiger Verbrauch der erzeugten Solarenergie ist nicht möglich und der Überschuss muss zum Transformator transportiert werden.

Mit sinkender Einstrahlung nehmen die Transportverluste wieder ab, bis in den Abendstunden wieder erneut eine Lastspitze auftritt.

Verluste sind demnach unabhängig davon in welche Richtung der Stromfluss gerichtet ist. Lediglich die Menge an eingespeistem oder entnommenem Strom lässt diese steigen oder fallen.

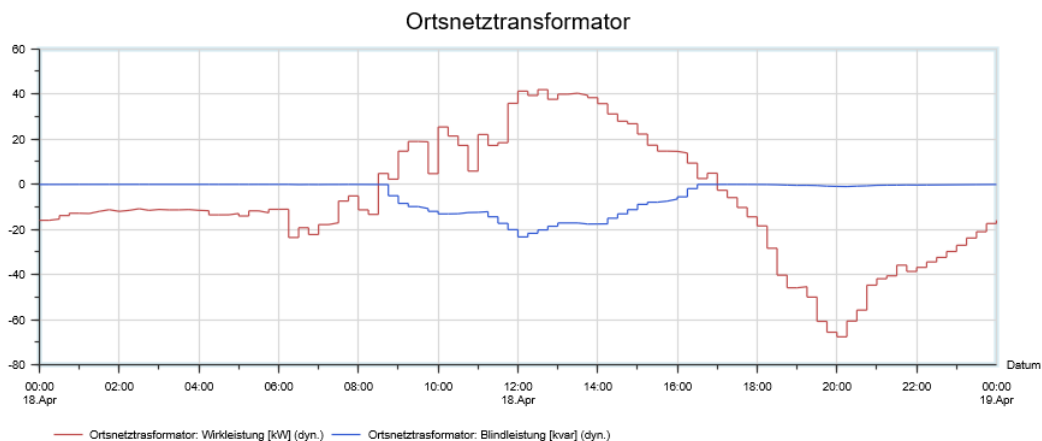


Abbildung 4.13: Lastfluss über den Ortsnetztransformator - Szenario 3

Die Abbildung 4.13 zeigt den Lastfluss zur Mittelspannung sowie den Lastfluss aus der Mittelspannung heraus über den Ortsnetztransformator. Die Kennlinie ähnelt stark der aus Szenario 2 mit Einspeisung durch eine PV-Großanlage. In beiden Überlegungen ist annähernd die gleiche Leistung installiert. Der Unterschied besteht darin, dass in diesem Szenario viele kleine Einspeisungen, anstatt einer lokalen großen Einspeisung, verwendet wurden.

In Summe produzieren die einzelnen Photovoltaikanlagen über den Tag verteilt eine Energie von rund 565kWh. Dem gegenübergestellt ist der Verbrauch des kleinen Dorfes. Dieser liegt bei knapp 725kWh. Rechnerisch ergibt sich eine Deckung des Energiebedarfs von fast 78%. Eine vorangegangene Erkenntnis dieses Szenarios war, dass mit einer Regelung des Leistungsfaktors die Einspeisekapazität erhöht werden kann, ohne Netzausbaumaßnahmen durchführen zu müssen. Die möglichen 12% zusätzlicher Einspeiseleistung entsprechen in etwa 10kW mehr Nennleistung. Dieser mögliche Zubau würde zwar die rechnerische Deckung verbessern, aber nicht für eine 100%ige Deckung ausreichen. Um eine vollständige Deckung zu erreichen, bedarf es entweder größerer Solaranlagen auf ausgewählten Hausdächern oder einer kontinuierlichen Einspeisung durch beispielsweise ein Blockheizkraftwerk. In beiden Fällen wäre aber ein Netzausbau des Hauptstrahls, durch die dann entstehende Verletzung der Spannungsanhebungsgrenze, unumgänglich.

#### 4.2.4 Szenario 4 - zwei mittlere PV-Dachanlagen und ein BHKW

Blockheizkraftwerke sind in vielerlei Hinsicht interessante Erzeugungsanlagen. Zum einen kann mit ihnen Wärme zur Versorgung des Wärmeenergiebedarfs eines Objektes erzeugt werden. Und zum anderen produzieren sie Strom, der den Eigenverbrauch unterstützen oder vollständig decken kann. Das Szenario 4 untersucht die Einflüsse zweier mittelgroßer PV-Dachanlagen, die durch die Einspeisung eines Blockheizkraftwerks ergänzt werden. Die Einspeisung der PV-Anlagen findet an den Netzknoten des Bauernhofes und der Tennisanlage statt. Beide Objekte würden in der Praxis genügend Fläche zur Installation einer Photovoltaikdachanlage in der Größenordnung zwischen 15kW und 22kW bieten. Das Blockheizkraftwerk speist ebenfalls am Verknüpfungspunkt der Tennisanlage ein.

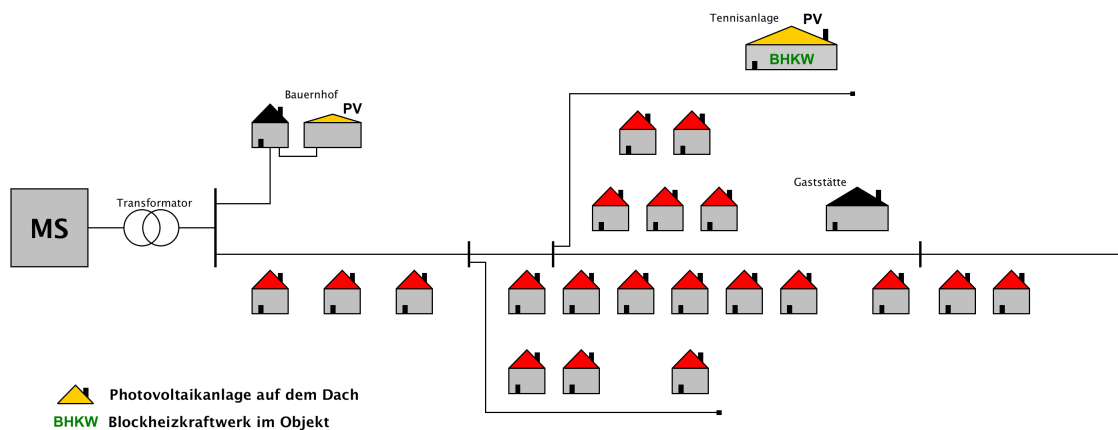


Abbildung 4.14: Schematische Darstellung - Szenario 4

Die PV-Anlage des Bauernhofes ist mit einer Größe von  $90\text{m}^2$  angenommen. Bei dieser Größe ist es unter Annahme der Eckdaten aus Unterabschnitt 3.4.1 möglich, eine Nennleistung von  $22,1\text{kWp}$  zu erreichen. Die Solaranlage auf dem Dach der Tennisanlage ist mit einer Größe von  $15,3\text{kWp}$  angenommen.

Wie bereits erwähnt, speist bei der Tennishalle, neben der Photovoltaikanlage, auch noch ein Blockheizkraftwerk elektrische Energie ein. Die technischen Daten dieser Anlage sind im Unterabschnitt 3.4.2 beschrieben.

Auch in dieser Untersuchung wurden eingangs verschiedene Betrachtungen mit starren Verbrauchs- und Einspeisewerten vorgenommen. In der theoretischen Berechnung liegen die Spannungsanhebungen der Photovoltaikanlagen unterhalb des Grenzwerts unabhängig vom Leistungsfaktor. Beim BHKW sieht dies anders aus. Hier liegt die Anhebung außerhalb der 3% Marke, wenn 100% Nennleistung ( $50\text{kW}$ ) eingespeist werden. In der Simulation

wird aber nur von 50% Nennleistung ausgegangen, aufgrund der Tatsache, dass BHKWs im Sommer meist nicht voll ausgelastet sind.

	$\cos(\varphi) = 1$	$\cos(\varphi) = 0,95_{ind.}$	$\cos(\varphi) = 0,95_{kap.}$
PV-Bauernhof	1,59%	1,23%	1,95%
PV-Tennisanlage	1,23%	0,96%	1,49%
BHKW (25kW)	2%	1,57%	2,44%

Tabelle 4.6: rechn. Spannungsanhebung durch PV-Anlagen und BHKW - Szenario 4

Die Simulation liefert die gleichen Erkenntnisse wie die theoretische Berechnung. Bei induktivem Verhalten der Erzeugungsanlagen wird die Spannungsanhebung minimiert und somit die Netzstabilität unterstützt. Die Abbildung 4.15 zeigt die verschiedenen Spannungsniveaus bei verändertem Leistungsfaktor.

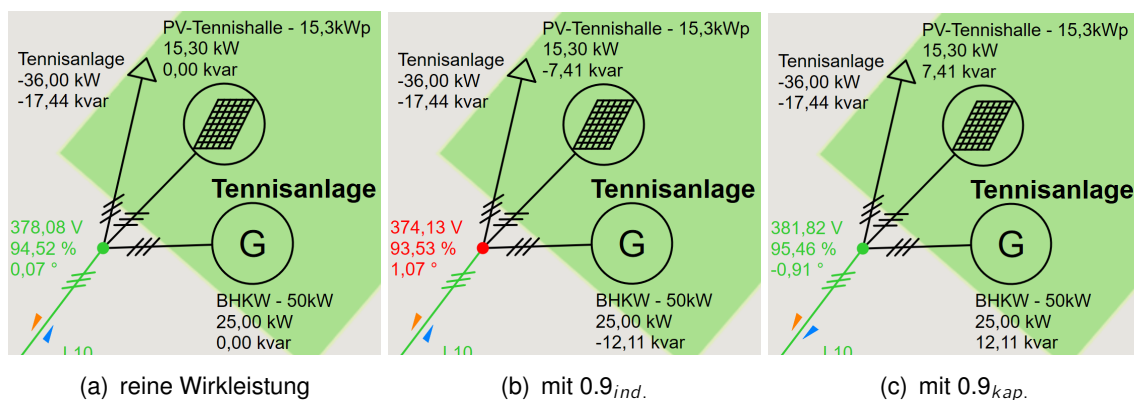


Abbildung 4.15: Netzverknüpfungspunkt der Tennisanlage - Szenario 4

Der Verknüpfungspunkt in Abbildung 4.15 (b) erscheint in der Simulation rot, da zur Auswertung des Netzzustandes Spannungswerte unterhalb von 94% der Nennspannung hervorgehoben werden. Eine auf Strom bezogene Auslastung der Knotenpunkte wird hier nicht berücksichtigt. Dies erfolgt lediglich über die vor dem Knoten liegenden Leitungen. Durch das Einfügen von Schutzorganen könnte dies zusätzlich visualisiert werden.

Am tiefsten Knotenpunkt im Netz ist nur eine geringe Spannungsanhebung zu verzeichnen. Das Spannungsniveau liegt hier weiterhin an der zulässigen Untergrenze. Die Spannungs-differenz zwischen den Einspeisepunkten und diesem Punkt ist erneut auf den Spannungs-abfall entlang der Leitungen zurückzuführen.

Bei der Betrachtung der Leistungsauslastungen, ist wie ebenfalls bekannt, eine Verschlech-terung zu erkennen. Die Einspeisung kapazitiver Blindleistung bei einem  $\cos(\varphi) = 0,9_{ind.}$

belastet das Netz zusätzlich. Die Auslastung des Hauptstrahls steigt um knapp 8% an, wodurch die Grenze der thermischen Belastbarkeit nahezu erreicht wird. Dies gilt aber nur für das obere Ende des Hauptstrahls, durch das die größten Ströme fließen.

Zusammen weisen die drei Erzeugungsanlagen eine Leistung von 62,4kW auf. Bei dynamischer Betrachtung erzeugen die Anlagen über den Tag 864,04kWh, wovon durch das BHKW 600kWh gesicherterte Einspeisung sind. Das BHKW liefert unabhängig vom Sonnenstand und der Tageszeit kontinuierlich 6,25kWh pro Viertelstunde.

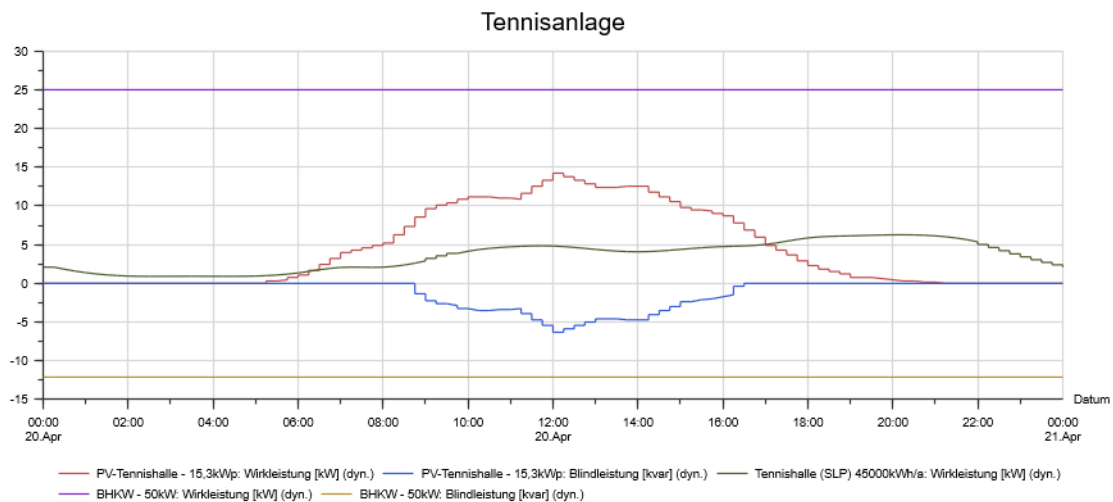


Abbildung 4.16: Lastfluss am Anschlusspunkt Tennisanlage - Szenario 4

Beim Blick auf den Netzverknüpfungspunkt der Tennisanlage, Abbildung 4.16, können unterschiedliche Interpretationen eingegangen werden. Zum Beispiel, dass die Photovoltaikanlage es schafft in der Zeit zwischen 6:30Uhr und 17:00Uhr den Eigenbedarf zu 100% zu decken. In den sonnenärmeren Abendstunden wird diese Anlage dann durch das BHKW abgelöst. Tendenziell kann, wie in den vorangegangenen Szenarien, bemerkt werden, dass eine deutliche Überproduktion bezogen auf den Eigenbedarf vorliegt.

Anders sieht es bei dem Bauernhof aus. Hier kann die erste Lastspitze nicht durch die PV-Anlage gedeckt werden. In den späten Abendstunden wird ebenfalls noch einmal viel Strom bezogen, ohne diesen aus Eigenerzeugung zu decken. Lediglich in der Tagesmitte zwischen 10:00Uhr und 16:30Uhr kann der Verbrauch vollständig gedeckt werden.

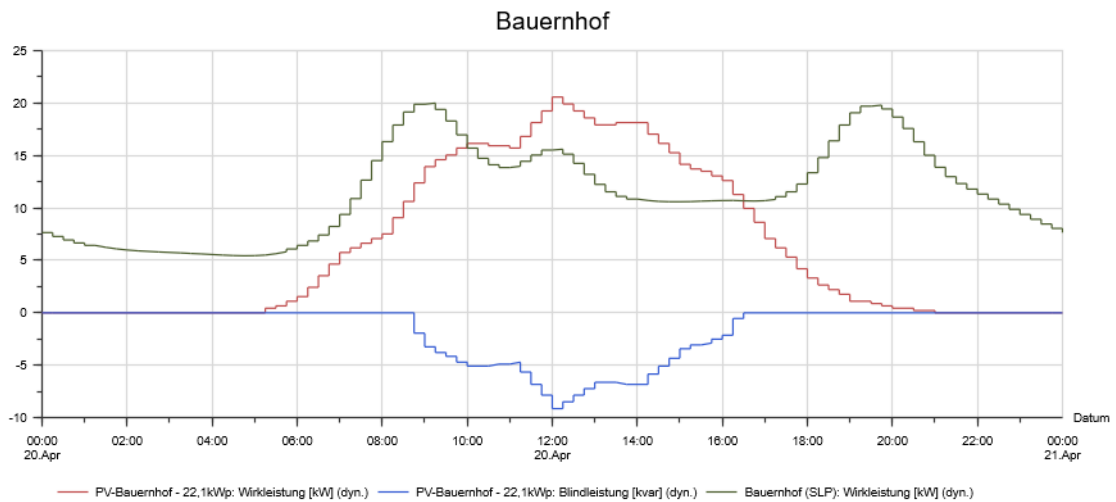


Abbildung 4.17: Lastfluss am Anschlusspunkt Bauernhof - Szenario 4

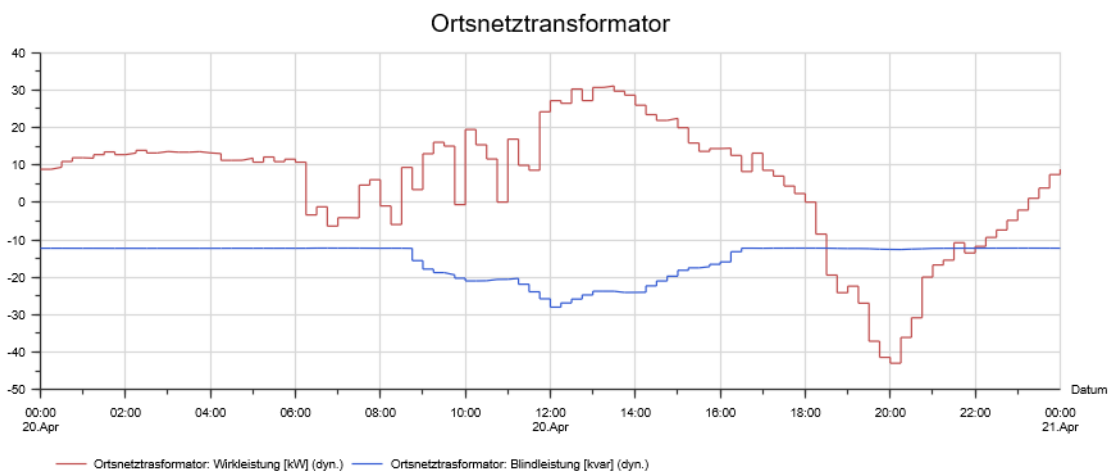


Abbildung 4.18: Lastfluss über den Ortsnetztransformator - Szenario 4

Die Auswertung der Lastkurve des Ortsnetztransformators lässt in diesem Szenario erstmals die Vermutung zu, dass eine 100%ige rechnerische Deckung des gesamten Dorfes möglich sein könnte. Nur für kurze Momente in den Morgen-/Vormittagsstunden und in den Abendstunden, für einen Zeitraum von drei Stunden, wird Strom aus der Mittelspannung bezogen. Bestünde die Möglichkeit die Überschüsse zu speichern, so könnte das Dorf aktiv vollständig aus lokal erzeugter Energie versorgt werden. Diese Möglichkeit, das Dorf durch den Einsatz eines Batteriespeichers weitestgehend autark zu halten, soll im anschließenden Abschnitt mittels der Simulation untersucht werden.

## 4.3 Erweiterung zur autarken Versorgung

### 4.3.1 Szenario 5 - Szenario 4 mit Unterstützung durch Batteriespeicher

Das Szenario 4 hat gezeigt, dass die Einspeisung durch zwei mittlere Photovoltaikanlagen sowie einem Blockheizkraftwerk, das Dorf schon zu drei Viertel des Tages mit mehr Energie versorgen kann, als benötigt wird. Neben dem hohen Verbrauch in den Abendstunden sind es tagsüber nur kleine Spitzen, in denen mehr Leistung als verfügbar benötigt wird.

Eine Überlegung diese Bezüge ebenfalls zu vermindern oder gar ganz abzuwenden, ist der Einsatz eines Batteriespeichers an der Ortsnetzstation. In den Zeiten in denen eine Überproduktion an Strom im Netz vorliegt kann dieser geladen werden. In den Zeiten in denen der Verbrauch die Einspeisung der Erzeugungsanlagen übersteigt, kann der Speicher unterstützen.

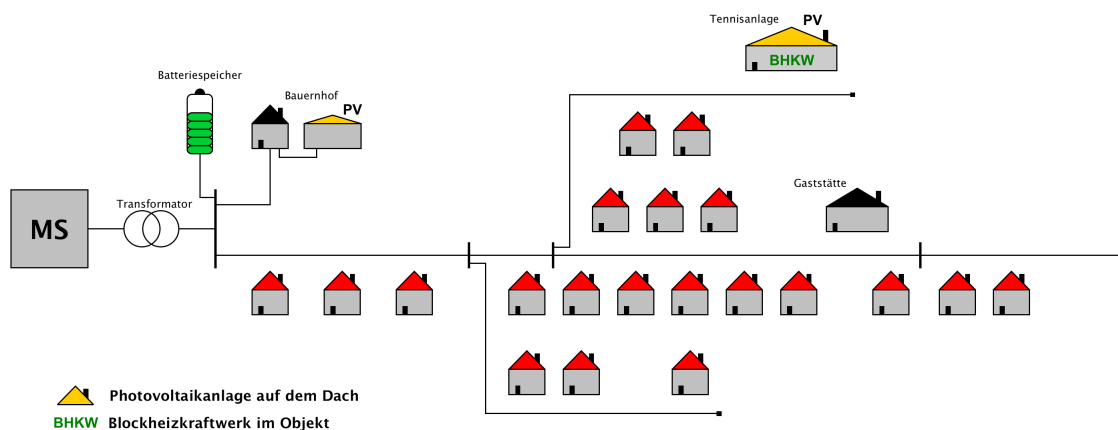


Abbildung 4.19: Schematische Darstellung - Szenario 5

In diesem Szenario wurden lediglich die dynamischen Lastflüsse betrachtet, da die Batterie nur auf eventuell auftretende Über- bzw. Unterversorgung reagiert.

In PSS Sincal können Batteriespeicher über zwei unterschiedliche Wege in ein Versorgungsnetz eingebunden werden. Einerseits kann der Speicher in Abhängigkeit der Spannung eines beliebigen Knotens geladen bzw. entladen werden. Hierbei wird vorgegeben, dass beispielsweise bei  $104\% U_n$  die Speicherung einsetzt und ab  $107\%$  mit maximaler Leistung erfolgen soll. Der Entladevorgang wird dementsprechend umgekehrt vorgegeben ( $97\% U_n$  Beginn Entladung).

Die andere Lade- bzw. Entladevorgabe findet über den Stromfluss eines Zweigelements

statt. Bei dieser Vorgabe wird in Abhängigkeit der Stromauslastung einer Leitung entschieden ob geladen oder entladen werden soll. Für die durchgeführte Netzbetrachtung ist diese Variante verwendet worden.

In der Simulation befindet sich der Batteriespeicher, wie in Abbildung 4.19 zu sehen, neben der Ortsnetzstation und ist zusammen mit dem Hauptstrahl und der Versorgungsleitung des Bauernhofs, an die Niederspannungssammelschiene angeschlossen. Zur Ermittlung der Einspeise- und Entnahmemomente wird entsprechend die Stromauslastung des Hauptstrahls „L02“ betrachtet.

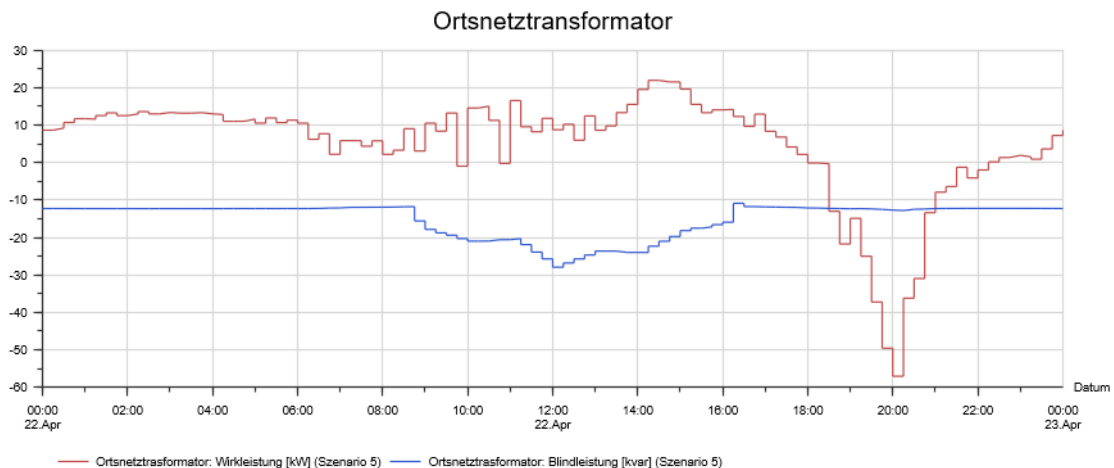


Abbildung 4.20: Lastfluss über den Ortsnetztransformator - Szenario 5

Beim Vergleich der Lastflüsse über den Ortsnetztransformator der Szenarien 4 und 5 (Abbildung 4.18 und Abbildung 4.20) wird die ausgleichende Wirkung der Batterie sichtbar. In den Vormittagsstunden sind zwei Viertelstundenwerte mit minimalem Bezug zu erkennen. Ansonsten findet in der Zeit zwischen 0:00Uhr und 18:30Uhr eine 100%ig autarke Versorgung statt. Zwischen 18:30Uhr und 22:15Uhr findet ebenfalls eine Einspeisung des Batteriespeichers statt. Allerdings ist diese nicht ausreichend, um den vorliegenden Verbrauch zu decken.

Hinzu kommt ein Problem mit der Simulationssoftware PSS Sincal. Wie in Abbildung 4.21 zu erkennen, speist die Batterie ab 18:00Uhr Strom ins Versorgungsnetz ein. Ab 19:45Uhr wird trotz vorliegendem Bedarf, Energie aus dem Netz entnommen und der Speicher für 30 Minuten geladen. Anschließend wird wieder eingespeist.

Die Ursache für dieses Problem liegt in den Vorgaben der Stromauslastung der Leitung. Die Vorgabe wird im Programm in Prozent angegeben und ist dementsprechend unabhängig von der Stromflussrichtung. Eine 8%ige Auslastung der Leitung kann dabei in die eine oder andere Stromflussrichtung vorliegen. In diesem Punkt wird durch PSS Sincal die falsche An-



nahme getroffen und eine Entnahme anstatt einer Einspeisung simuliert. Eine Lösung dieses Fehlers konnte mit dem derzeitigen Wissensstand leider nicht ermittelt werden.

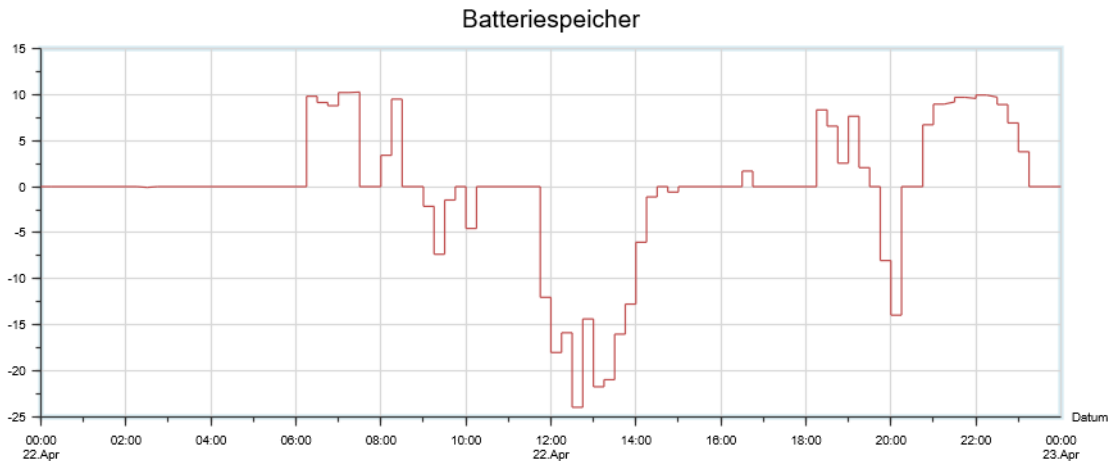


Abbildung 4.21: Lastkurve des Batteriespeichers - Szenario 5

Unabhängig von der Simulation kann dennoch eine theoretische Aussage über den Einsatz des Batteriespeichers getroffen werden. Der nicht durch die EE-Anlagen abgedeckte Energiebedarf, zum größten Teil in den Abendstunden, beträgt in Summe 104kWh. Ohne den Batteriespeicher muss der benötigte Strom aus der Mittelspannung entnommen werden. Durch die Ergänzung mittels des Quartierspeichers können während der Überproduktionsphasen bis zu 200kWh aufgenommen und in den Abendstunden eingespeist werden. Somit läge auch in dieser Zeit eine 100%ige Deckung des Energiebedarfs vor.

Auch wenn das Dorf durch die Ergänzung mittels Speicher ohne Strombezug aus der Mittelspannung auskäme, müsste die Verbindung aus mehreren Gründen weiterhin bestehen bleiben.

In Summe erzeugen die Photovoltaikanlagen und das BHKW Strom in Höhe 864,04kWh. Der tägliche Energiebedarf des Dorfes liegt aber nur bei 725,30kWh. Der nicht durch die Batterie speicherbare Überschuss von 138kWh müsste weiterhin in die Mittelspannung abgegeben werden.

Ebenfalls muss beachtet werden, dass die Betrachtung idealisiert ist und von einer für 365Tage gleichbleibenden Profilstruktur ausgeht. Demnach würde sich der Batteriespeicher maximal zu 50% entleeren, bevor er wieder geladen wird. Dadurch könnten am zweiten Tag maximal 100kWh gespeichert werden und die in die Mittelspannung abzugebene Energie würde sich auf 238kWh erhöhen.

Hinzu kommt, dass in den Untersuchungen nur eine Unterstützung der SDL, genauer der Spannungshaltung, betrachtet wurde. Die eigentliche Regelung wird mittels der Verbindung zur Mittelspannung durchgeführt. Um eine vollständige Autarkie erreichen zu können, wären

neben dem Batteriespeicher steuerbare Lasten zur Frequenzhaltung, Notstromaggregate zum Versorgungswiederaufbau, Leittechnik und ein verzweigtes Kommunikationsnetzwerk zur Steuerung aller Netzteilnehmer notwendig.

## 5 Fazit

Ziel dieser Arbeit war es eine Simulationsumgebung zu erstellen, innerhalb derer verschiedene Einflüsse auf das Niederspannungsnetz untersucht werden können. Das entwickelte Ortsnetz bietet eine gute Ausgangslage für eine Vielzahl von möglichen Untersuchungen. Die durchgeführten Betrachtungen der jeweiligen Szenarien haben wertvolle Erkenntnisse bringen können.

Einspeisungen durch einzelne räumlich verteilte Photovoltaikanlagen auf Dächern von Privathaushalten haben kaum Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz. Die verursachte Spannungsanhebung liegt oftmals weit unterhalb der zulässigen Grenze. Ebenfalls treten kaum Belastungen durch veränderte Lastflüsse auf. Der erzeugte Strom wird überwiegend durch den Eigenverbrauch der Häuser oder der in der näheren Nachbarschaft liegenden Häuser aufgebraucht.

Anders sieht es bei punktuellen Grobeinspeisungen aus. In diesem Fall kommen Teile des Verteilnetzes an ihre Grenzen. Die Spannungsanhebung bei unveränderter Netzstruktur liegt außerhalb der Vorschriften. Um eine Nutzung der erzeugten Energie wirtschaftlicher zu gestalten und um die Netzqualität zu verbessern, sollte über einen Netzausbau nachgedacht werden. Eine Alternative würde die Einspeisung über einen Netzverknüpfungspunkt am Hauptstrahl darstellen.

Die Untersuchung des dritten Szenarios lieferte entgegen der Erwartungen positive Ergebnisse. Es war anzunehmen, dass das Netz durch die Einspeisung von PV-Anlagen auf allen Wohnhäusern starke Defizite aufweist. Dies konnte nicht bestätigt werden. Die Spannungsanhebung und auch die allgemeine Netzauslastung lag in einem guten Bereich. Lediglich die Auswertung der Transportverluste zeigte einen starken Anstieg, im Gegensatz zur konventionellen Versorgung.

Eine wichtige Erkenntnis dieses Szenarios ist, dass die Regulierung der Spannungsanhebung durch Blindleistungseinspeisung, nicht nur im Sinne der Systemdienstleistungen, wichtig ist. Die Senkung der Spannung hat zusätzlich Auswirkung auf die Netzkapazität. Durch kapazitive Blindleistungseinspeisung kann im Schnitt 10-20% mehr erneuerbare Energie in ein bestehendes Netz eingebunden werden, ohne einen erheblichen Netzausbau durchzuführen. Zu übereinstimmenden Ergebnissen kommen auch die Studien der VDE [16] und die des Reiner Lemoine Instituts [7] im Auftrag des Bundesverbands mittelständische Wirtschaft und der 100 Prozent erneuerbar Stiftung.

Das vierte Szenario zeigt, dass ein Mix aus verschiedenen dezentralen Energiequellen ein guter Ansatz zur möglichen Autarkie ist. Die Einspeisung an unterschiedlichen Verknüpfungspunkten, aber innerhalb desselben Netzgebiets, belasten zwar Knotenpunkte und Sammelschienen, doch durch eine konstante Einspeisung wie von einem Blockheizkraftwerk oder einem Biogaskraftwerk, das zwar nicht explizit untersucht wurde aber gleiche Eigenschaften wie ein BHKW bietet, kann bereits ein Großteil der Grundlast aufgefangen werden. Mittels der Ergänzung durch Photovoltaikanlagen kann die Deckung noch einmal weiter erhöht werden.

Durch den zusätzlichen Einsatz von Batteriespeichern kann bereits in kleinen Dimensionen eine energetische Autarkie erzielt werden. In Zeiten der Überproduktion kann der Batteriespeicher geladen werden und bei Unterversorgung Energie bereitstellen. Wichtig hierbei ist, dass die Abgabeleistung des jeweiligen Speichers so gewählt ist, dass die maximal auftretende Spitzenlast abgedeckt ist.

Zusammenfassend soll festgehalten werden, dass die Zielsetzung erreicht wurde. Die erstellte Simulationsumgebung bietet ausreichend Untersuchungsoptionen, wobei die Szenarien wichtige Erkenntnisse bestätigt haben und eine gute Grundlage für Erweiterungen bilden. Tendenziell besteht bei Netzplanungen die Herausforderung, den Spagat zwischen theoretischer Berechnung und praktischer Auslastung zu treffen. In der Theorie sind die Auslastungen um einiges höher, als sie unter dynamischen Bedingungen tatsächlich auftreten. Bezüglich PSS Sincal ist noch hinzuzufügen, dass sich bei der Anwendung herausgestellt hat, dass das Programm in seiner Kernaufgabe für die Simulation von Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetzen vorgesehen ist. Niederspannungsnetze lassen sich ebenfalls simulieren, jedoch sind hierfür einige Anpassungen der Darstellungen und Eingabewerte notwendig.

## 6 Ausblick

Das entwickelte Netzgebiet ist so gestaltet, dass weitere Ergänzungen zur Vertiefung der Untersuchungsmöglichkeiten problemlos eingepflegt werden könnten. In Teilen sind tiefere Kenntnisse in PSS Sincal oder erweiternde Berechnungsmethoden notwendig, um die Ergänzungen vorzunehmen. Eine mögliche Entwicklung ohne Programmiererweiterungen wäre die Untersuchung der hinterlegten Bose Modelle oder das Abändern der Last- und Einspeisepprofile. Die Profile könnten von einer für 365 Tage einheitlichen Annahme hin zu Profilen mit wochentags- oder jahreszeitenabhängigen Lastkurven entwickelt werden. Dies würde eine genauere Untersuchung im Hinblick auf die Autarkie und die notwendigen Maßnahmen zum Erreichen dieses Ziels zulassen.

Die nähere Untersuchung des der Batterie hinterlegten Dynamikmodells könnte zur Lösung des Ladeproblems führen. Hier bedarf es eines tiefgreifenderen Einstiegs in die Hintergrundprogrammierung der Standardmodelle. Das daraus resultierende Ziel wäre eine verbesserte Autarkie. Gekoppelt mit der Umstellung auf eine vollständige Eigenversorgung, das heißt eigenständige Frequenz- und Spannungshaltung sowie Versorgungswiederaufbau, wären so Untersuchungen zum Inselbetrieb möglich.

Im Hinblick auf die Zukunft ist mit einer steigenden Bedeutung der autarken Versorgung zu rechnen. Die Reduzierung der Energiekosten und der Einsatz von Speichern ist bereits heutzutage beim Neubau von Wohn- und Geschäftsgebäuden ein wichtiges Kriterium. Einzelne Stromanbieter schaffen bereits durch Lieferverträge mit unterbrechbarem Netzanschluss Anreize dafür die Hausversorgung autark zu gestalten.

Allgemein werden Batteriespeicher aus wirtschaftlicher Sicht in Zukunft voraussichtlich erschwinglicher. Mit zunehmender Entwicklung der Speicherleistung und der vermehrten Serienproduktion ist damit zu rechnen, dass die Kosten für eine Anschaffung fallen. Derzeit liegen Lösungen für Privathaushalte bei schätzungsweise 1000-1800€ pro Kilowattstunde Speicherkapazität. Ab einem Preis von ca. 800€ könnte eine Wirtschaftlichkeit gegeben sein und die Speicherung von Überschüssen rentabel werden. Dabei ist jedoch die Entwicklung der EEG-Umlage für Eigenversorger zu beachten. [21]

Zur Zeit liegen Hausbesitzer, mit einer jährlichen Eigenversorgung von 10000kWh pro Jahr bei einer installierten Leistung von weniger als 10kWp, unterhalb der Bagatellgrenze. Es ist jedoch damit zu rechnen, dass diese Grenze mit steigender Anzahl der selbst versorgten Haushalte sinken wird. Auch wenn ein Anschluss an das Versorgungsnetz nur in Ausnahmesituationen genutzt werden sollte, muss die Bereitstellung durch den VNB vergütet werden.

# Literaturverzeichnis

- [1] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. 2011. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- [2] Schleswig-Holstein Netz AG. Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss. [https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Energie\\_anschliessen/verordnung\\_allg\\_bedingungen\\_netzanschluss\\_strom\\_2011.pdf](https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Energie_anschliessen/verordnung_allg_bedingungen_netzanschluss_strom_2011.pdf), 2011. Zugriff: 06.04.2018.
- [3] Schleswig-Holstein Netz AG. Ergänzende Bedingungen NAV 2017. [https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Energie\\_anschliessen/SHNG\\_Ergaenzende\\_Bedingungen\\_NAV\\_170201.pdf](https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Energie_anschliessen/SHNG_Ergaenzende_Bedingungen_NAV_170201.pdf), 2017. Zugriff: 06.04.2018.
- [4] Schleswig-Holstein Netz AG. Ergänzende Bedingungen NAV 2017. [https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Energie\\_anschliessen/SHNG\\_Ergaenzende\\_Bedingungen\\_NAV\\_170201.pdf](https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Energie_anschliessen/SHNG_Ergaenzende_Bedingungen_NAV_170201.pdf), 2017. Zugriff: 06.04.2018.
- [5] Solar Technology AG. VDE-Anwendungsregel 4105. <https://www.sma.de/partner/pv-netzintegration/vde-anwendungsregel-4105.html>, 2012. Zugriff: 02.04.2018.
- [6] Günther Brauner. *Energiesysteme: regenerativ und dezentral - Strategien für die Energiewende*. Springer Vieweg, 2016.
- [7] Dr.-Ing. Christian Breyer and Dipl.-Ing. Berit Müller. Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. [https://www.bvmw.de/fileadmin/pdf-archiv/Studie\\_zur\\_dezentralen\\_Energiewende.pdf.pdf](https://www.bvmw.de/fileadmin/pdf-archiv/Studie_zur_dezentralen_Energiewende.pdf.pdf), 2012/2013. Zugriff: 23.03.2018.

- [8] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. *VDE-AR-N4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. VDE, 2011.
- [9] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Entwurf VDE AR-N-4107:2017. <https://www.entsoe.eu/Documents/al/Germany/170623%20E-VDE-AR-N%204105%20zur%20Konsultation.pdf>, 2017. Zugriff: 13.03.2018.
- [10] DIN. *DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. DIN, 2011.
- [11] Institut für Netz-und Anwendungstechnik GmbH. Spannungshaltungsmaßnahmen. <http://ront.info/systemwirkung-ront/probleme-und-losungen/masnahmen-zur-behebung-des-spannungsbandproblems-losungen>. Zugriff: 11.04.2018.
- [12] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Erneuerbare Energien in Zahlen. <https://www.erneuerbare-energien.de>, 2018. Zugriff: 21.03.2018.
- [13] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Dossier Erneuerbare Energien. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien>, Zugriff: 31.03.2018.
- [14] Stromnetz Hamburg. Maximale Anschlusskapazitäten. <https://www.stromnetz.hamburg/netzanschluss/netzanschlussanfrage/>. Zugriff: 06.04.2018.
- [15] Stromnetz Hamburg. Standardlastprofile Informationen. <https://www.stromnetz.hamburg/standardlastprofil-informationen>, 2017. Zugriff: 06.04.2018.
- [16] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). *VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020*. <https://www.vde.com/resource/blob/792808/db366b86af491989fcd2c6ba6c6f21ad/etg-studie-dezentrale-energieversorgung2020-komplette-studie-data.pdf>, 2007. Zugriff: 23.03.2018.
- [17] Ismail Kasikci. *Kurzschlussstromberechnung in elektrischen Anlagen*. Expert Verlag, 2017.
- [18] ED Netze. Netzanschluss (Hausanschluss). <https://www.ednetze.de/kunde/netzkunden/netzanschluss>, 2017. Zugriff 06.04.2018.

- [19] proKlima. Informationen für die Gastronomie. [https://www.proklima-hannover.de/downloads/Unternehmen/Gewerbebrochueren/GewerbeInfos\\_Gastronomie.pdf](https://www.proklima-hannover.de/downloads/Unternehmen/Gewerbebrochueren/GewerbeInfos_Gastronomie.pdf), 2013. Zugriff: 28.03.2018.
- [20] Volker Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*. Carl Hanser Verlag, 2015.
- [21] Ines Rutschmann. Sonnenstrom im Akku speichern. <https://www.finanztip.de/photovoltaik/stromspeicher/>, 21.03.2018. Zugriff: 30.04.2018.
- [22] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Übertragung und verteilung elektrischer Energie*. Springer Vieweg, 2017.
- [23] Christop Süßenguth Wolf Power Systems. Technische Daten Blockheizkraftwerk. Zur Verfügung gestellte Informationen enthalten vertrauliche Details.
- [24] Richard Maren Dieter Nelles und Christian Tuttas. *Elektrische Energietechnik - Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*. Springer Vieweg, 2013.
- [25] Klaus Heuck Klaus-Dieter Dettmann und Detlef Schulz. *Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie fürs Studium und Praxis*. Springer Vieweg, 2013.
- [26] Michael Sterner und Ingo Stadler. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Vieweg, 2017.
- [27] Volthaus. Sonnenkraftwerk für Tennisclub. <http://www.volthaus.de/referenzen/gewerbe/gewerbe-detailansicht/article/sonnenkraftwerk-fuer-tennisclub-pfaffenhofen-ad-ilm.html>, 2013. Zugriff: 03.04.2018.
- [28] Dr. Harry Wirth. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fraunhofer ISE, 2018.
- [29] Ronny Woschick. Messen und Abrechnen mit KWK-Anlagen. <https://www.ihks-fachjournal.de/messen-und-abrechnen-mit-kwk-anlagen/>. Zugriff: 12.03.2018.



# **A Anlage - CD**

**A.1 PDF Dokument**

**A.2 PSS Sincal Programmdatei**

**A.3 Profildaten**

# B Zusatzinformationen

## B.1 Lastprofile

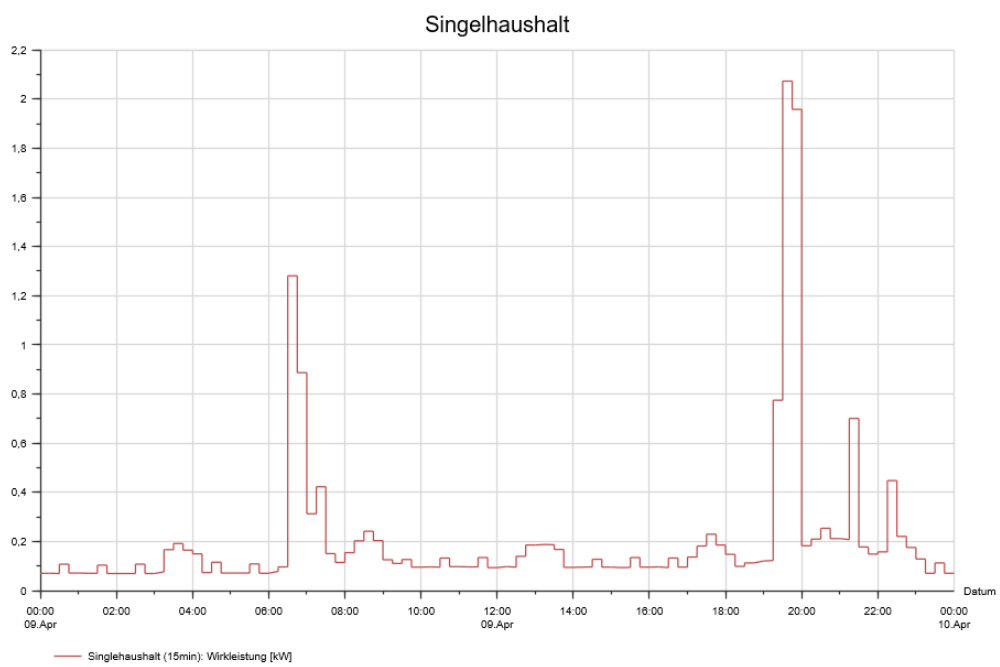


Abbildung B.1: Lastprofil Singlehaushalt

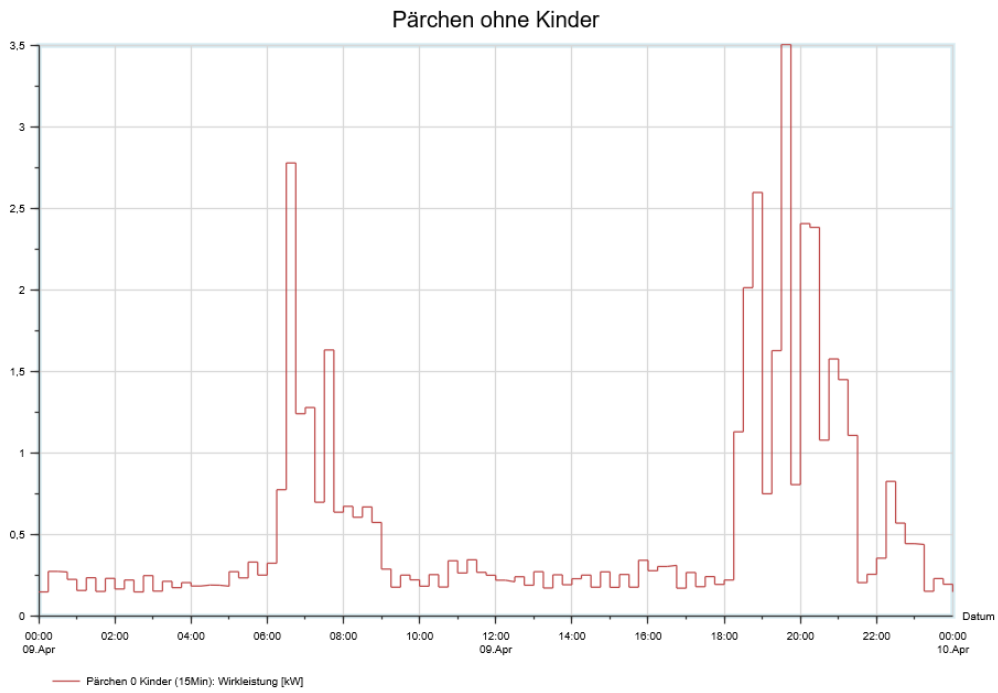


Abbildung B.2: Lastprofil Pärchen ohne Kinder

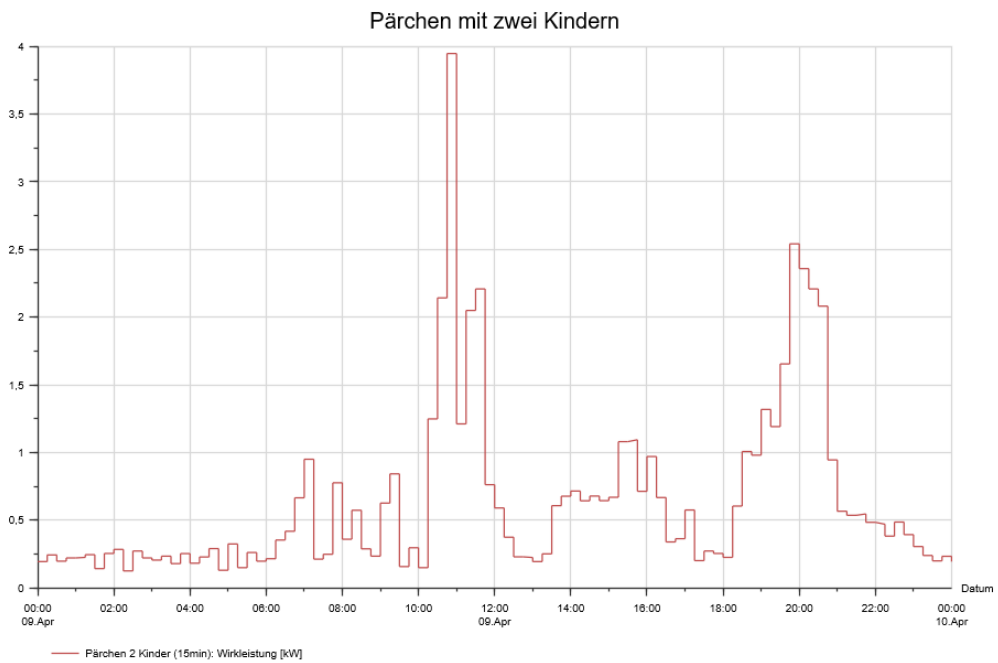


Abbildung B.3: Lastprofil Pärchen mit zwei Kindern

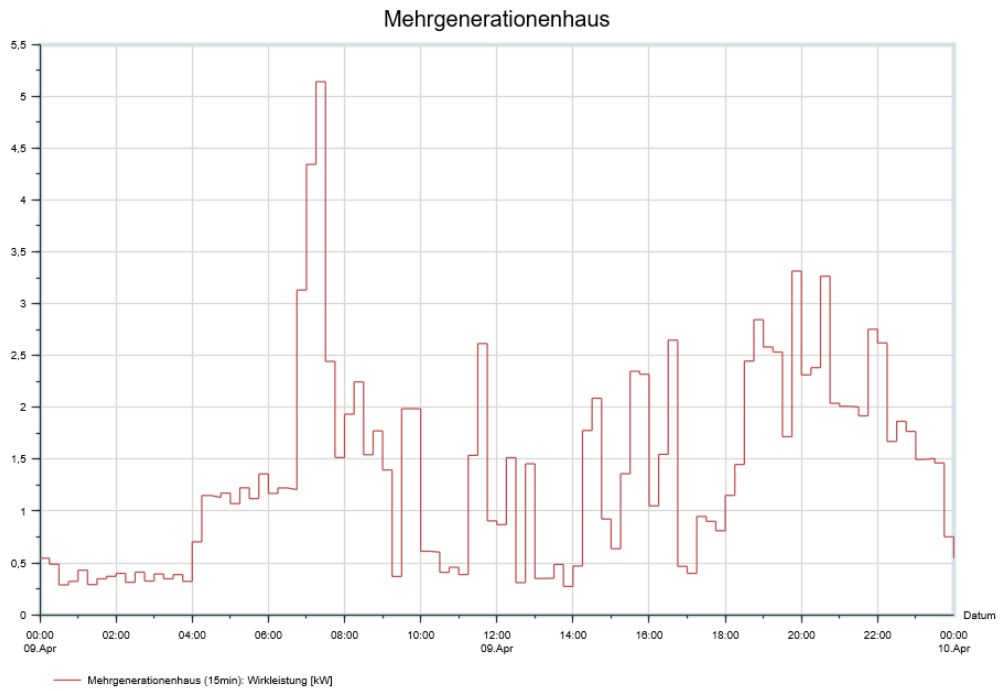


Abbildung B.4: Lastprofil Mehrgenerationenhaus

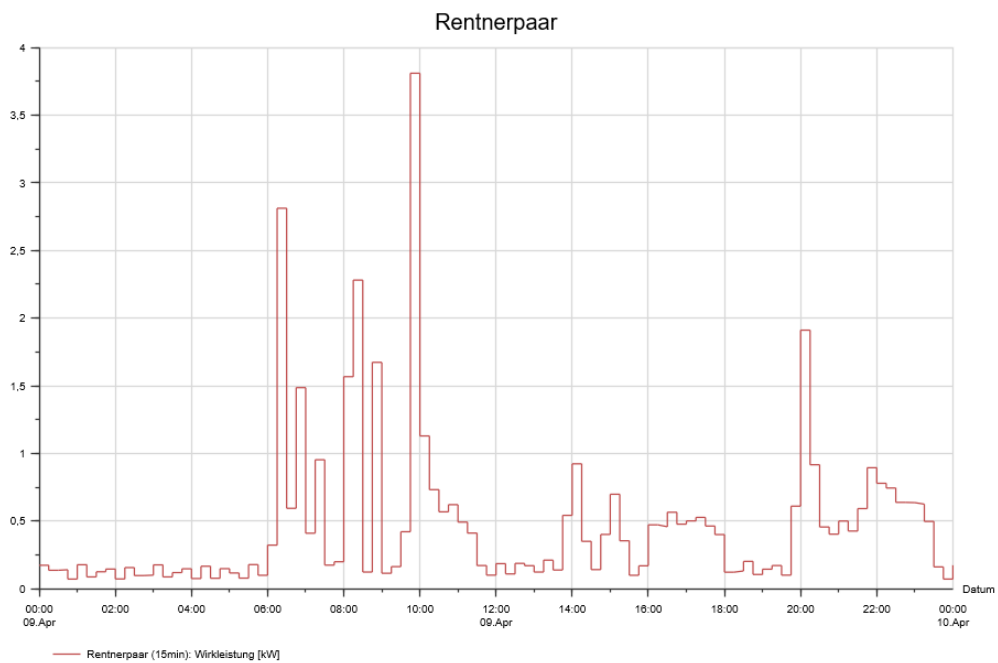


Abbildung B.5: Lastprofil Rentnerpaar

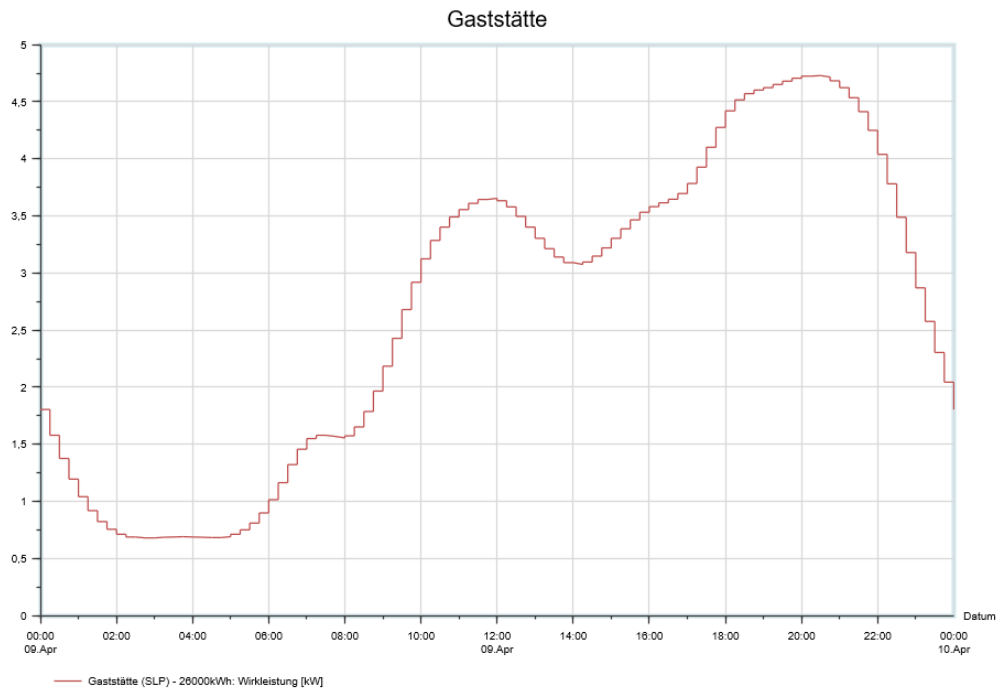


Abbildung B.6: Lastprofil Gaststätte

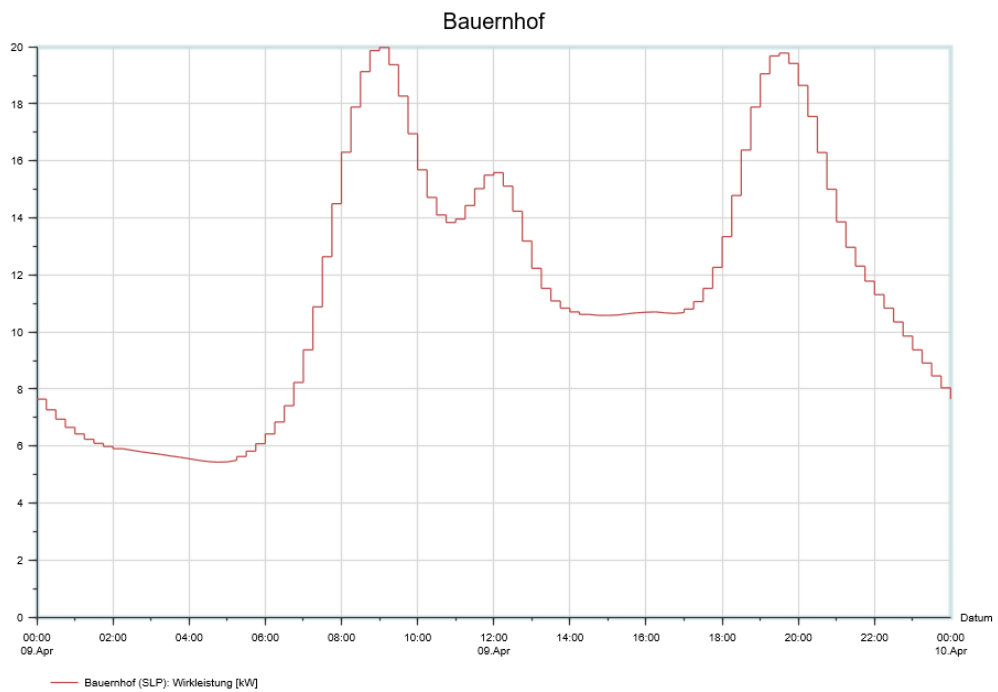


Abbildung B.7: Lastprofil Bauernhof

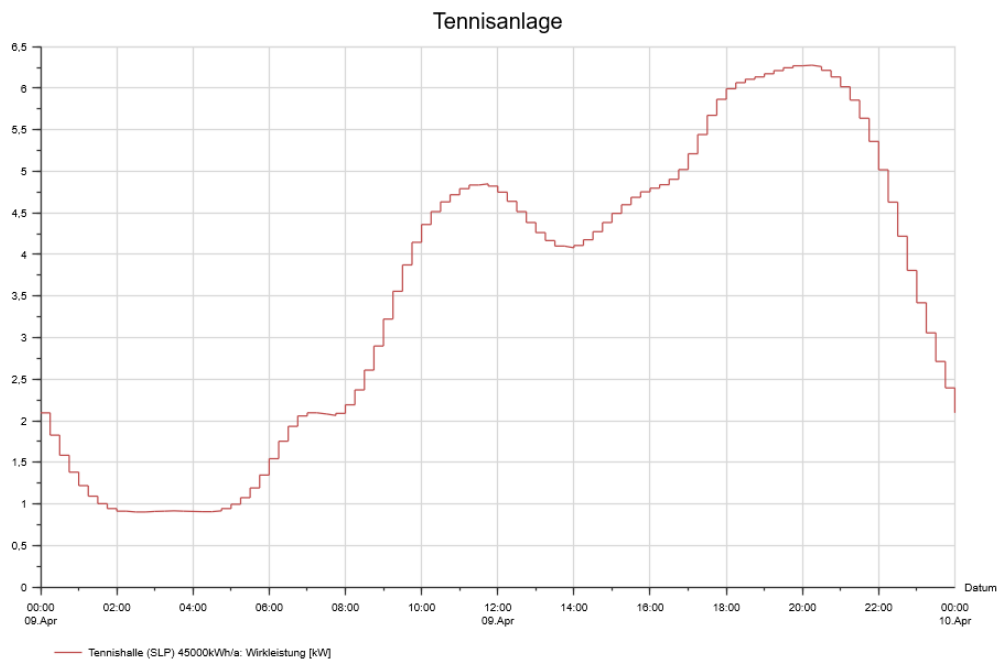


Abbildung B.8: Lastprofil Tennisanlage

## B.2 Einstrahlungskennlinie

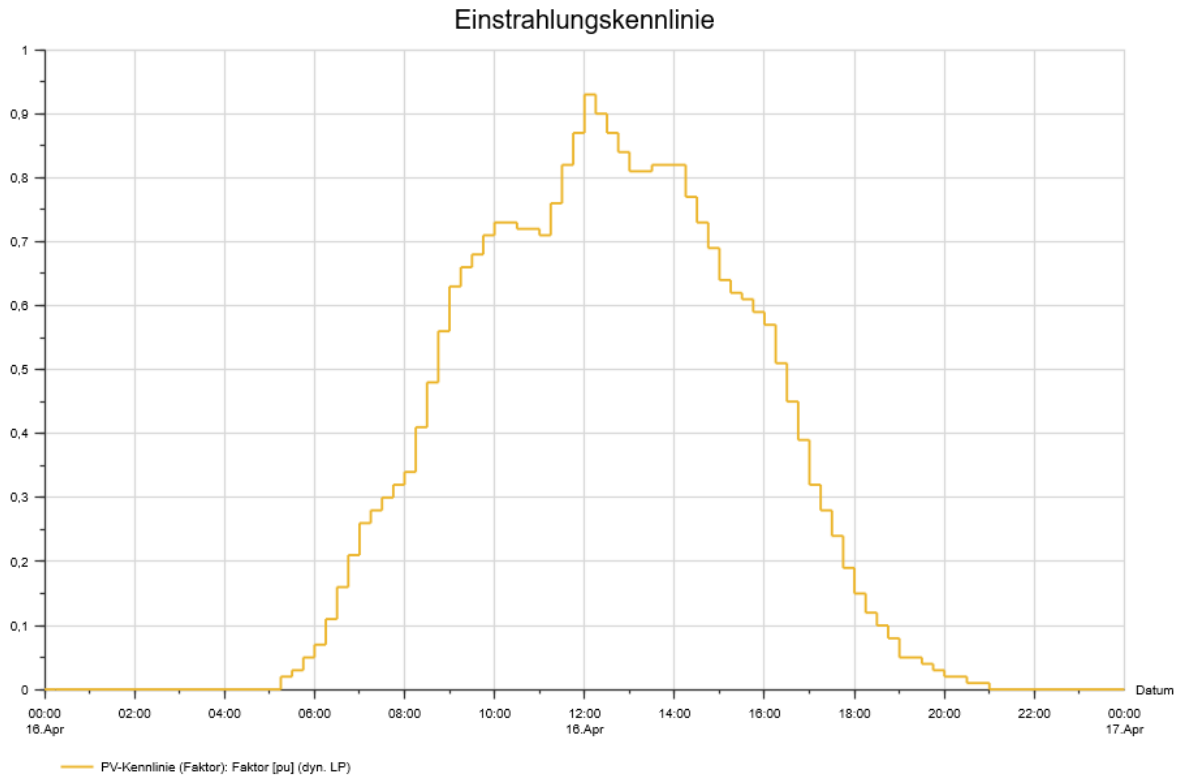


Abbildung B.9: Den PV-Anlagen zugrunde liegende Einstrahlungskennlinie

### B.3 Schematische Netzdarstellung

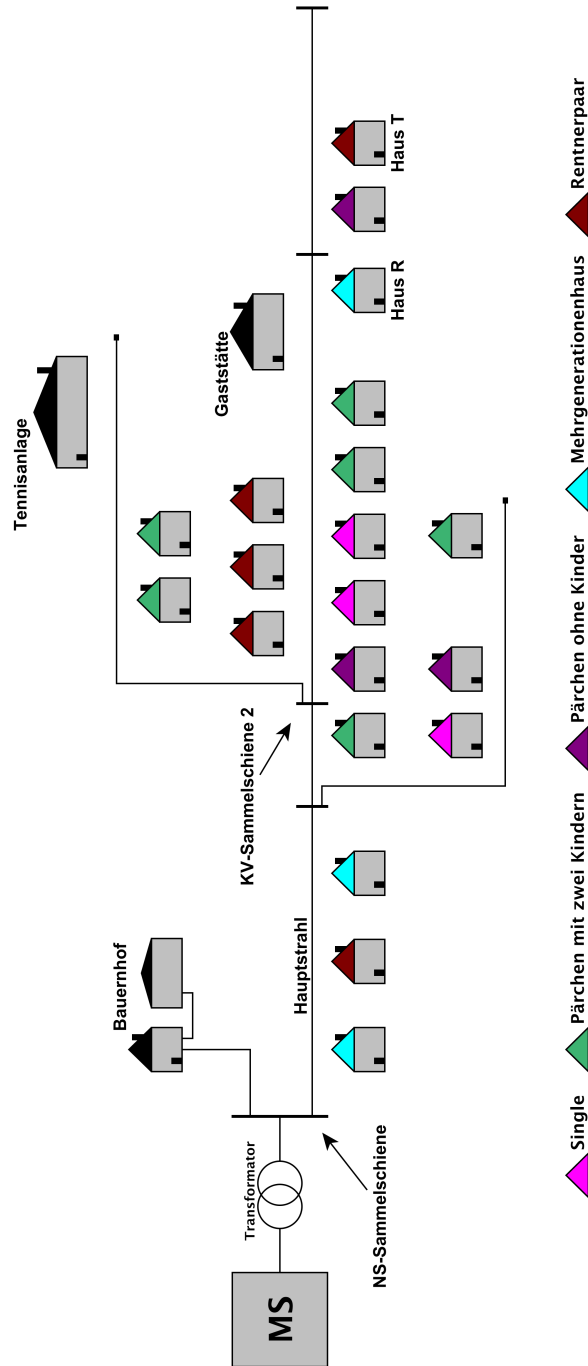


Abbildung B.10: Schematische Netzdarstellung



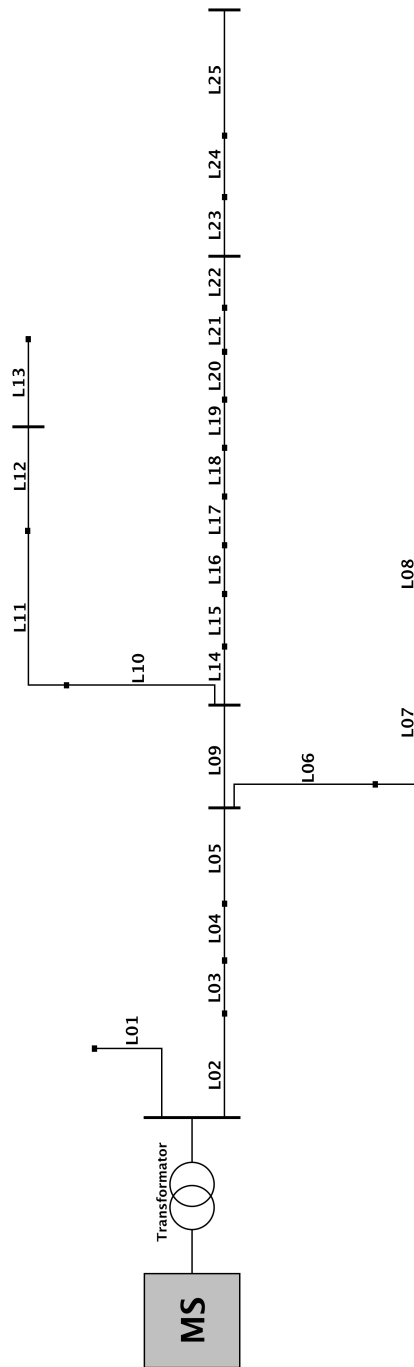


Abbildung B.11: Kabelbenennung

## B.4 Auflistung: Kabeldaten

Name	Typ	Querschnitt	Länge	therm. Grenzstrom	zulässiger KS	Widerstand	Reaktanz
L01	NAYY	95mm <sup>2</sup>	346,5m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L02	NAYY	150mm <sup>2</sup>	80,8m	275A	11,4kA	0,206 Ω/km	0,08 Ω/km
L03	NAYY	150mm <sup>2</sup>	17,0m	275A	11,4kA	0,206 Ω/km	0,08 Ω/km
L04	NAYY	150mm <sup>2</sup>	35,9m	275A	11,4kA	0,206 Ω/km	0,08 Ω/km
L05	NAYY	150mm <sup>2</sup>	71,7m	275A	11,4kA	0,206 Ω/km	0,08 Ω/km
L06	NAYY	70mm <sup>2</sup>	34,6m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km
L07	NAYY	70mm <sup>2</sup>	30,0m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km
L08	NAYY	70mm <sup>2</sup>	42,3m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km
L09	NAYY	150mm <sup>2</sup>	25,8m	275A	11,4kA	0,206 Ω/km	0,08 Ω/km
L10	NAYY	70mm <sup>2</sup>	58,9m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km
L11	NAYY	70mm <sup>2</sup>	33,0m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km
L12	NAYY	70mm <sup>2</sup>	40,4m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km
L13	NAYY	70mm <sup>2</sup>	40,3m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km
L14	NAYY	95mm <sup>2</sup>	17,1m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L15	NAYY	95mm <sup>2</sup>	29,4m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L16	NAYY	95mm <sup>2</sup>	21,0m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L17	NAYY	95mm <sup>2</sup>	15,4m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L18	NAYY	95mm <sup>2</sup>	18,0m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L19	NAYY	95mm <sup>2</sup>	17,7m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L20	NAYY	95mm <sup>2</sup>	31,0m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L21	NAYY	95mm <sup>2</sup>	28,5m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L22	NAYY	95mm <sup>2</sup>	25,0m	215A	7,22kA	0,32 Ω/km	0,082 Ω/km
L23	NAYY	70mm <sup>2</sup>	16,6m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km
L24	NAYY	70mm <sup>2</sup>	32,6m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km
L25	NAYY	70mm <sup>2</sup>	107,0m	179A	5,32kA	0,443 Ω/km	0,082 Ω/km

Tabelle B.1: Auflistung der verwendeten Kabeldaten

# Versicherung über die Selbstständigkeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit im Sinne der Prüfungsordnung nach §16(5) APSO-TI-BM ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen habe ich unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Hamburg, 7. Mai 2018

Ort, Datum

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fische', written above a horizontal line.

Unterschrift