



Masterarbeit

Modellierung eines städtischen Elektrizitätsverteilnetzes basierend auf einem zellularen Ansatz

Julia Vopava, BSc

Betreuer

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger

Dipl.-Ing. Lukas Kriechbaum

Leoben, Mai 2016

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

AFFIDAVIT

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

Leoben 31.05.2016

Ort/Datum



Unterschrift

KURZFASSUNG

Die Projekte „Energieschwamm Bruck“ und „Smart Exergy Leoben“ behandeln die Thematik rund um ein smartes zukünftiges kommunales Energiesystem. Das grundlegende Ziel liegt in der Entwicklung von Konzepten für die Energieträger Wärme, Gas und Strom und derer zukünftigen Infrastruktur sowie einer möglichen Hybridisierung. Basierend auf diesen Projekten, sollen im Rahmen dieser Arbeit die Stromnetze der Städte Bruck an der Mur und Leoben mit Hilfe des zellularen Ansatzes abgebildet werden. In einem ersten Schritt wird abgeklärt, ob die Reduzierung eines Netzes für industriestarke Klein- bzw. Mittelstädte ausreichend genau möglich ist. Nachfolgend sollen mögliche Netzengpässe identifiziert, Erzeugungspotentiale eingebunden und deren Auswirkungen untersucht werden. Anhand einer bereits vorliegenden Zelleneinteilung erfolgt die Zuordnung der Verbraucher-, Einspeise- und Speicherstrukturen. Mit Hilfe der Kombination aus Messwerten und der Anwendung von Standardlastprofilen werden für alle Strukturen zeitlich aufgelöste Lastprofile erstellt. Das Modell wird im Softwareprogramm NEPLAN erstellt. Jede Zelle erhält einen Knotenpunkt, welchem jeweils die zugehörigen Strukturen zugewiesen werden. Nach einer ersten Lastflussberechnung, gilt es diese mit jener des realen Netzes zu vergleichen um mögliche Differenzen aufzuzeigen. Insofern die Blindleistungsverluste, welche in den reduzierten Leitungen erzeugt werden, im Modell nachgebildet werden, lässt sich die Aussage treffen, dass solche Stromnetze unter Anwendung des zellularen Ansatzes modelliert werden können. Jedoch treten trotz dieser Anpassung geringe Abweichungen des Lastflusses auf, weshalb die Thematik der reduzierten Leitungen und deren bestmögliche Integration in das reduzierte Modell weiter untersucht werden sollte. In einem nächsten Schritt werden Photovoltaikeinspeisepotentiale in das Modell eingebunden. Der Fokus bei einer erneuten Lastflussberechnung wird auf mögliche Netzengpässe und deren Vermeidung gelegt. Im Laufe dieser Betrachtung werden Überschreitungen der Grenzspannungen der Ortsnetztransformatoren, Leitungs- und Transformatorüberlastungen festgestellt. Der Transformator, zwischen der Mittel- und Hochspannungsebene, welcher bei möglichen Rückspeisungen der elektrischen Energien in die 110 kV Ebene überlastet ist, ist ausschlaggebend für die Herabsetzung der maximalen integrierbaren Photovoltaikeinspeisungen.

ABSTRACT

The projects "Energieschwamm Bruck" and "Smart Exergy Leoben" are dedicated to develop and research a smart future municipal energy system. Both projects focus on the concept development for energy sources like heat, gas and electricity while considering future infrastructure and a possible hybridization. In this master thesis, which is based on these projects, the electricity networks of the Styrian cities Bruck an der Mur and Leoben are presented by using the cellular approach. During the first step is verified if the model of a reduced network for the above mentioned cities with tight industry is accurate enough. Afterwards bottlenecks in the grids and effects of the integration of renewable energy potentials were identified. A pre-existing cell classification is the base for the attribution of consumer, supply and storage structures. In order to generate temporally resolved load profiles, the combination of measurements and standard-load-profiles are used for all structures. The model is created in the software program NEPLAN. Each cell receives a node, which in each case assigns the associated structure. After a first load-flow calculation it is considerable to compare the results with the real network data in order to find out any differences. The reactive power losses which are generated in the reduced lines, are simulated in the model. The calculation results confirm the approximation with the cellular model. Still there are some differences between the load flows, so it is important to consider the topic of the reduced lines and their correct modelling. In a next step the supply integration of photovoltaics potentials are integrated into the mode I. During a new load flow calculation the focus is the prevention of possible bottlenecks. With this consideration the violation voltages limit of some local network transformers as well wire- and transformer-overloads are recognized. The calculation shows that the transformer is overloaded if the energy-recirculation into the 110 kV levels too high. According to this the maximum integrable photovoltaic potential is defined by the maximum capacity of the transformers.

INHALTSVERZEICHNIS

Nomenklatur	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	IV
1. Einleitung	1
2. Aufgabenstellung.....	2
2.1. Methode.....	2
3. Elektrische Energieversorgung.....	4
3.1. Energieversorgungsnetz.....	5
3.2. Lastflussberechnung	19
3.3. Elektrische Lastprofile	22
3.4. Zellularer Ansatz.....	26
4. Modellierung der Stromnetze	29
4.1. Bruck an der Mur	30
4.2. Leoben.....	36
5. Analyse der Stromnetze	40
5.1. Lastflussanalyse – Bruck an der Mur	40
5.2. Lastflussanalyse – Leoben.....	49
5.3. Szenarien – Nutzung von Photovoltaikpotentialen	54
6. Ausblick	62
6.1. Bruck an der Mur	62
6.2. Leoben.....	63
7. Literaturverzeichnis	67
8. Anhang	69

NOMENKLATUR

Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGKW	Biogaskraftwerksanlage
BiSi	Bidirektionale Sicherheitsschnittstelle
BMKW	Biomasse- Heizkraftwerk
EW	Elektrizitätswerk
FACTS	Flexible AS-Transmission Systems
HS	Höchst- und Hochspannung
KWKW	Kleinwasserkraftwerk
MPP	Maximum Power Point
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
PWM	Pulsweitenmodulation
SLP	Standardlastprofil
TWKW	Trinkwasserkraftwerk
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
WKW	Wasserkraftwerk

Indizes

P_L / Q_L	abgenommene Wirk- bzw. Blindleistungen [W] bzw. [VAr]
P_{Sp} / Q_{Sp}	erzeugte, eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistungen [W] bzw. [VAr]
P_{Ver} / Q_{Ver}	Wirk- bzw. Blindleistungsverluste [W] bzw. [VAr]
P_{SI} / Q_{SI}	die in das Netz eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistung [W] bzw. [VAr]
Q_C / Q_L	Kapazitive bzw. induktive Blindleistung [VAr]

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 3-1: Inlandsstromverbrauch und seine Deckung in GWh [3].....	4
Abbildung 3-2: Hybridnetz – Prozesskopplung [5]	5
Abbildung 3-3: Netztopologie je nach Spannungsebene [8].....	7
Abbildung 3-4: Strahlennetz [7].....	7
Abbildung 3-5: Ringleitung [7].....	8
Abbildung 3-6: Maschennetz [7]	8
Abbildung 3-7: Einphasentransformator mit Eisenkern, Primär- und Sekundärwicklung [1]..	9
Abbildung 3-8: Sekundärseitig belasteter Transformator mit zusätzlichen sekundären Fluss [1]	11
Abbildung 3-9: Ersatzschaltbild eines Einphasentransformator [1].....	11
Abbildung 3-10: Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung [1].....	13
Abbildung 3-11: Ersatzschaltbild einer Hochspannungsleitung [1].....	14
Abbildung 3-12: Parallelkompensation leerlaufender Leitungen[1].....	14
Abbildung 3-13: Ersatzschaltbild einer idealen Solarzelle [9]	15
Abbildung 3-14: Prinzipieller Aufbau einer Solarzelle [7].....	16
Abbildung 3-15: Kennlinie einer Solarzelle - Stromindizes entsprechen der Beleuchtungsstärke [1]	16
Abbildung 3-16: Prinzipaufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage [7]	17
Abbildung 3-17: Einphasiges Wechselrichtermodell [7]	17
Abbildung 3-18: Prinzip der Pulsweitenmodulation [7]	17
Abbildung 3-19: Kurvenschar $f(x;a)$ [11].....	21
Abbildung 3-20: Vorgehensweise Newton-Raphson-Verfahren [11].....	22
Abbildung 3-21: VDEW Standardlastprofil H0.....	24
Abbildung 3-22: Schematische Funktionsweise des zellularen Ansatzes [18].....	27
Abbildung 3-23: Durchschnittliche Leistung je Haushalt für unterschiedliche Anzahl von Haushalten [20].....	28
Abbildung 4-1: Vorgehensweise Stromnetzmodellierung	29
Abbildung 4-2: Anwendungsbeispiel der Standardlastprofil für Zelle 20	33
Abbildung 4-3: Übersicht des fertigen Modells in netztopologischer Darstellung – Bruck an der Mur	34
Abbildung 4-4: Übersicht des Modells in Form eines Einlinienschaltbildes – Bruck an der Mur	35
Abbildung 4-5: Auszug des reduzierten Modells – Leoben.....	38
Abbildung 4-6: Übersicht des Modells in Form eines Einlinienschaltbildes - Leoben.....	39

Abbildung 5-1: Modell – Bruck an der Mur ohne PV	42
Abbildung 5-2: Modell – Bruck an der Mur mit PV	43
Abbildung 5-3: Darstellung Zelle 12 und 14	45
Abbildung 5-4: Wochenlastgang Leistungsverbrauch für Zelle 12 und 14.....	45
Abbildung 5-5: Leistungsverbrauch und PV-Einspeisung für die Zelle 12 und 14 – 14.01.2014	47
Abbildung 5-6: Leistungsverbrauch und PV-Einspeisung für die Zelle 12 und 14 – 18.08.2014	47
Abbildung 5-7: Darstellung der Leitung L1415	48
Abbildung 5-8: Lastfluss der Leitung L1415 mit und ohne PV - 14.01.2014	48
Abbildung 5-9: Lastfluss der Leitung L1415 mit und ohne PV – 18.08.2014.....	49
Abbildung 5-10: E-RLC-Modul	50
Abbildung 5-11: Leitungsproblematik – Stichleitung	51
Abbildung 5-12: Leitungsproblematik - Parallelleitung.....	52
Abbildung 5-13: Modellausschnitt mit 100% Photovoltaik, alles auf 5 kV Ebene - Leoben	55
Abbildung 5-14: Stichleitung mit 100% Photovoltaik, alles auf 5 kV Ebene - Leoben.....	56
Abbildung 5-15: Mögliche PV-Verteilung bei intelligenter Herabsetzung – Leoben	58
Abbildung 5-16: Energieexport in Abhängigkeit der Nutzung des PV-Potentials	61
Abbildung 5-17: Eigendeckung in Abhängigkeit der Nutzung des PV-Potentials.....	61

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1:	Spannungsebenen.....	6
Tabelle 3-2:	Kurzzeichen für Kabel nach VDE-Bestimmungen	12
Tabelle 3-3:	Typische Kennwerte für Kabel	15
Tabelle 3-4:	Beschreibung der Knotenarten.....	19
Tabelle 3-5:	Beispielverlauf des Newton-Raphson-Verfahrens.....	22
Tabelle 3-6:	VDEW-Lastprofile	23
Tabelle 3-7:	Definition der Verbrauchsperioden	23
Tabelle 3-8:	Richtwerte für die Zuweisung der standardisierten VDEW-Lastprofile	24
Tabelle 3-9:	Lastprofile der E-Control.....	25
Tabelle 4-1:	Einwohner der Region Steiermark.....	31
Tabelle 4-2:	Durchschnittlicher Stromverbrauch von Haushalten	31
Tabelle 4-3:	Verbrauchsstruktur österreichischer Elektrizitätsmarkt.....	31
Tabelle 4-4:	Jahresenergieverbräuche für 2014.....	32
Tabelle 4-5:	Beschreibung der Verbrauchergruppen	36
Tabelle 5-1:	Ergebnisse Lastflussberechnung ohne und mit PV – Bruck an der Mur.....	41
Tabelle 5-2:	Gegenüberstellung der Wirk- und Blindleistungsverluste – Bruck an der Mur	41
Tabelle 5-3:	Ergebnisse Lastflussberechnung mit Lastprofilen ohne und mit PV – Bruck an der Mur	44
Tabelle 5-4:	Maximale Lastenergie mit und ohne PV – Bruck an der Mur.....	44
Tabelle 5-5:	Verbrauch und PV-Einspeisung der Zelle 12 und 14 – Bruck an der Mur	46
Tabelle 5-6:	Nachzubildende Blindleistungsverluste der reduzierten Leitungen	50
Tabelle 5-7:	Ergebnisse Lastflussberechnung Status Quo – Leoben	53
Tabelle 5-8:	Ergebnisse Lastflussberechnung Status Quo – Leoben	54
Tabelle 5-9:	Ergebnisse Lastflussberechnung mit und ohne PV - Leoben.....	59
Tabelle 5-10:	Ergebnisse Lastflussberechnung mit Lastprofilen mit und ohne PV – Leoben	60
Tabelle 5-11:	Gegenüberstellung importierter und exportierter Energie sowie Eigendeckung – Leoben	61
Tabelle 8-1:	Jahresenergieverbräuche je Zelle und SLP – Bruck an der Mur	69
Tabelle 8-2:	Jahresenergieverbräuche je Zelle, Spannungsebene und Verbrauchergruppe – Leoben.....	70
Tabelle 8-3:	Beispiel: Verteilung der maximal möglichen PV-Einspeisung – Leoben.....	71

1. EINLEITUNG

Die Thematik rund um bedarfsgerechte, klima- und umweltfreundliche Erzeugung, Übertragung, Verteilung sowie Verbrauch von Energie hat sich längst auch in den Köpfen der Politik verankert. Mit dem vorrangigen Ziel die CO₂-Emissionen zu reduzieren, werden erneuerbare Energien, deren Ausbau sowie die Nutzung und Integration effizienzsteigernder Technologien gefördert. Durch verstärkten Einsatz der elektrischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien gewinnt eine bedarfsgerechte Bereitstellung und Nutzung an großer Bedeutung, dies wiederum erfordert Speicher- bzw. Puffersysteme. Im Vergleich zum elektrischen Strom sind großtechnische Speicher (mehrere MW) für Gas bzw. Wärme günstiger und im Bereich Umsetzung sowie Erfahrungswerte weiter fortgeschritten. Der Ansatz, Flexibilität dieser Netze zu erreichen bzw. den Vorteil dieser Art der Energiespeicherung zu nutzen, ist die Hybridisierung. Im Rahmen dieser können mehrere Energieträgersysteme, welche bisher nur einzeln untersucht wurden, miteinander verknüpft, betrachtet und verglichen werden. Neben der Umwandlung von beispielsweise überschüssiger elektrischer Energie mittels Power-to-Heat in Wärme, um diese in dieser Form zu verbrauchen oder zu speichern, steht auch der Gedanke einer Substitution von fossilen Brennstoffen. Gas, welches für Heizzwecke benötigt wird, kann beispielsweise über erzeugte Abwärme aus Industriebetrieben mittels Fernwärme ersetzt werden. Die beiden Projekte „Energieschwamm Bruck“ und „Smart Exergy Leoben“ behandeln genau diese Thematik auf kommunaler Ebene. Das Ziel liegt in der Entwicklung von Konzepten für die Energieträger Wärme, Gas und Strom und deren zukünftiger Infrastruktur. Hierzu wird unter Anwendung des zellularen Ansatzes zuerst jeweils ein Modell je Energieträger erstellt. Bei einem zellularen Ansatz werden beispielsweise Regionen in Zellen eingeteilt und alle Verbraucher, Erzeuger und Speicherstrukturen innerhalb dieser zusammengefasst. Mit Hilfe dieser soll eine Aussage möglich sein, in wie weit sich diese Zellen auf niedrigst möglicher Ebene ausbalancieren lassen. Die erhaltenen Ergebnisse sollen im Anschluss über einen Energieknoten miteinander verknüpft werden, um mögliche Hybridisierungsszenarien aufzuzeigen. Im Zuge einer bedarfsgerechten Erzeugung, ist es von Nöten die einzelnen Energieträger in zeitlich aufgelösten Lastprofilen zu betrachten. Insofern keine Messwerte vorhanden sind, wird dies unter Anwendung von standardisierten Lastprofilen realisiert.

2. AUFGABENSTELLUNG

Unter Berücksichtigung eines zellularen Ansatzes sollen die Stromnetze der Städte Bruck an der Mur und Leoben im Rahmen der Projekte „Energieschwamm Bruck“ und „Smart Exergy Leoben“ modelliert und untersucht werden. Im Anschluss an die Umsetzung des zellularen Ansatzes und dem Erhalt eines Modells, welches aus einem reduzierten Netz besteht, gilt es abzuklären wie genau dieser Ansatz und die gewählte Vorgehensweise bei der Modellierung des Stromnetzes abgebildet werden kann. Hierzu sollen in einem ersten Schritt die Lastflüsse und deren Abweichungen im Modell von jenen in der Realität miteinander verglichen werden. Insofern Abweichungen entstehen soll abgeklärt werden warum diese auftreten und in wie weit diesen entgegen gewirkt werden kann. Nachfolgend sollen Photovoltaikeinspeisepotentiale in das Modell eingebunden und deren Auswirkungen, wie Netzengpässe, untersucht werden. Zudem soll das maximal integrierbare erneuerbare Erzeugungspotential, bei welchem im Netz keinerlei Störungen wie beispielsweise Überlastungen von Betriebsmittel auftreten, ermittelt werden.

Die folgenden Forschungsziele sollen in Rahmen dieser Arbeit erreicht werden:

- Entwicklung eines aussagekräftigen Modells, dessen Lastfluss dem des realen Stromnetzes sehr nahe kommt.
- Identifizierung möglicher Netzengpässe für verschiedene Szenarien der Photovoltaikeinspeiseleistungen bei gleichmäßiger Herabsetzung der zur Verfügung stehenden Gesamtpotentiale.
- Ermittlung eines Szenarios und jenem Anteil der möglichen Nutzung der Gesamtphotovoltaikpotentiale, welcher in das Netz eingespeist werden kann ohne Betriebsstörungen zu verursachen. Dies soll unter Berücksichtigung einer intelligenten Herabsetzung und Verteilung dieses Gesamtpotentials auf geeignete Zellen erfolgen.

2.1. Methode

Zu Beginn erfolgt eine ausführliche Literaturrecherche um den Stand der Technik zu erfassen und einen Überblick über die Thematiken zellularer Ansatz, elektrische Netze sowie deren Betriebsmittel, Lastflussberechnung, elektrische Lastprofile und deren Anwendung zu erhalten. Im Bereich des zellularen Ansatzes wird der Fokus auf mögliche Vorgehensweisen für dessen Umsetzung gelegt. Im Anschluss erfolgt an Hand der vorliegenden Zelleneinteilung die Zuordnung der Betriebsmittel sowie die Erstellung des Modells im Softwareprogramm NEPLAN. Die Verbraucher-, Einspeise- und Speicherstrukturen werden unter Anwendung der Standardlastprofile des VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft, vormals BDEW -

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) und der standardisierten Lastprofile der E-Control mit Hilfe eines MATLAB-Programms zusammengefasst und zeitlich aufgelöst dargestellt. Nach dem Einlesen dieser Strukturen in das Modell erfolgt eine Lastflussberechnung, um eine Aussage über Veränderungen der Lastflüsse und mögliche Anpassungen treffen zu können. In einem letzten Schritt werden die Photovoltaikeinspeisepotentiale in das Modell eingebunden und abermals Lastflussberechnungen für unterschiedliche Szenarien durchgeführt.

3. ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

Der Verbrauch an elektrischer Energie hat sich seit den Anfängen ihrer Erzeugung alle zehn Jahre fast verdoppelt. Dieser Anstieg und deren Deckung wird in Abbildung 3-1 dargestellt. Bis zum Ölpreisschock Anfang der 1970er Jahre diente diese Zuwachsrate als Planungsgrundlage für den Ausbau von Elektroenergiesystemen. Seitdem ist die Wachstumsrate in hochindustrialisierten Ländern stetig zurückgegangen. Angesichts der Vielzahl an Einflussgrößen auf die Wachstumsrate sind Prognosen diesbezüglich heute sehr schwierig. Einzig der Rückgang der Erzeugung elektrischer Energie aus fossilen Energieträgern, wie Erdöl und Kohle, sowie die Zunahme der Bedeutung und Nutzung erneuerbarer Energien, wie Windkraft, Solarenergie oder Biomasse, wird von allen Beteiligten bestätigt. [1] [2]

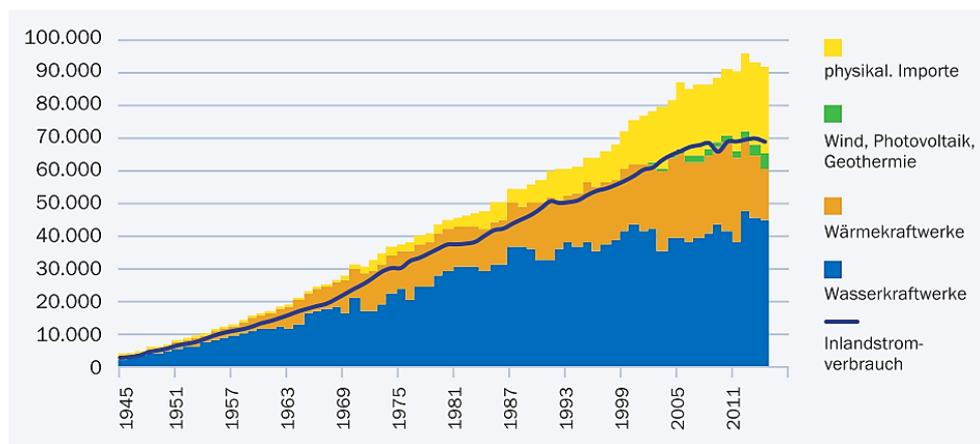


Abbildung 3-1: Inlandsstromverbrauch und seine Deckung in GWh [3]

Durch die Zunahme an erneuerbaren Energien, bewegt sich die Entwicklung der Netze von einer zentralen Erzeugung in Großkraftwerken (fossile Energie und regenerative Energie) in Richtung dezentrale Erzeugung (erneuerbare Energien). Dieser Wandlungsprozess führt zu Herausforderungen hinsichtlich der Versorgungsqualität innerhalb des elektrischen Energiesystems. Die Aspekte der Netzintegration und der Umstrukturierung des Netzes müssen hierfür neu konzipiert werden. Die zentrale Problemstellung liegt in der räumlichen und zeitlichen Entkopplung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen und dem Bedarf dieser. Während eine räumliche Entkopplung durch Leitungen und den damit verbundenen Transportnetz erreicht wird, sind für die zeitliche Entkopplung Speicher von Nöten. Mit zunehmender dezentraler Einspeisung, steigt der Bedarf an Transport- und Speicherinfrastrukturen. Ab einem Anteil von 40% an erneuerbaren Energien wird von einem erhöhten Speicherbedarf ausgegangen, welcher auch durch Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz nicht gedeckt werden kann. Im elektrischen Netz besteht akuter Mangel an Speichermöglichkeiten, während andere Energieformen, wie Gas oder Wärme, bereits große

Speicherpotentiale bieten. Der Gedanke der **Hybridisierung** besteht in der Kopplung bisher getrennt betrachteter Energienetze miteinander, umso eine ressourcenschonende, flexible, sichere und stabilere Versorgungsinfrastruktur zu schaffen. [1] [2] [4]

In einem Hybridnetz kann Energie jeweils in ihrer aktuellen Form verbraucht, gespeichert oder transportiert oder über einen Konversionsprozess in eine andere Energieform gewandelt werden, in der sie wiederum verbraucht, gespeichert oder transportiert werden kann [2].



Abbildung 3-2: Hybridnetz – Prozesskopplung [5]

Flexible Generation = Flexible Erzeugung

Flexible Consumption = Flexibler Verbrauch

Storage = Speicherung

Hybridnetze können aus einer Vielzahl möglicher Energieformen bestehen. Das Hauptaugenmerk der Netze, wie in Abbildung 3-2 zu sehen, liegt derzeit auf einer Kopplung von Strom, Methan bzw. Erdgas und Wärme. Die Umwandlungsprozesse zwischen den Energieformen werden meist durch Power-to-Heat bzw. Power-to-Gas Technologien umgesetzt. Ziel dieser Technologien ist die Umwandlung elektrischer Energie in eine besser speicherbare oder nutzbare Energie. Auch eine anschließende Rückverstromung steht im Fokus, um Hybridnetze möglichst flexibel und effizient zu gestalten. [2]

3.1. Energieversorgungsnetz

In jedem elektrischen **Energieversorgungsnetz** wird elektrische Energie vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert. Es besteht aus den folgenden Betriebsmitteln: [1]

- Transformatoren zur Kopplung der Netze unterschiedlicher Spannungsebenen
- Leitungen bzw. Kabeln zum Transport
- Schaltanlagen zur Verknüpfung der Leitungen und Transformatoren

Zur Planung von Netzen ist es notwendig die Belastung der einzelnen Betriebsmittel im ungestörten und gestörten Betrieb zu kennen, weshalb Verfahren zur Berechnung von Strom- und Spannungsverteilung benötigt werden. Während im Normalbetrieb die Aufteilung der

Leistungsflüsse auf die einzelnen Betriebsmittel im Vordergrund steht und eine sogenannte **Leistungs- bzw. Lastflussberechnung** durchgeführt wird, erfolgt im Fall eines Fehlers eine Kurzschlussstromrechnung. In dieser sind vor allem die **Kurzschlussströme** von Bedeutung. Zudem hat durch die Verbreitung der Leistungselektronik auch die **Versorgungsqualitätssanalyse** (Oberschwingungen, Dips, Flicker, Unsymmetrien) an Bedeutung gewonnen. [6]

Im Zuge dieser Arbeit war es von Nöten nur den Normalbetrieb eines Netzes zu betrachten, weshalb ausschließlich auf die Lastflussberechnung, siehe Kapitel 3.1.5, eingegangen wird.

Bei Energieversorgungsnetzen wird unterschieden zwischen: [1]

- **Transportnetzen**, in diese wird der Großteil der erzeugten elektrischen Energie in das Netz eingespeist und überregional an die Übertragungsnetze verteilt,
- **Übertragungsnetzen**, welche Energie regional an lokale Verteilernetze und Sondervertragskunden transportieren,
- **Verteilungsnetzen**, die Energie lokal über ein größeres Gebiet an die Umspannstationen verteilen, und
- **Niederspannungsnetzen**, die ihre Energie über die Ortsnetzstationen oder Schwerpunktstationen (Industrie) beziehen, welche an die Endabnehmer weiter geleitet wird.

Transport-, Übertragungs- und Verteilungsnetze sind grundsätzlich als Drehstromdreileiter-Systeme ausgeführt. Niederspannungsnetze werden um den Neutralleiter erweitert und als sogenanntes Vierleitersystem betrieben. In Tabelle 3-1: sind die Spannungsebenen, die zugehörigen Netzarten und deren normierten Nennspannungen zusammengefasst. [1]

Tabelle 3-1: Spannungsebenen

Spannungsebene	Nennspannung	Netzart	Netzebene
Höchst- und Hochspannung (HS)	380 kV, 220 kV	Transportnetz	1
Mittelspannung (MS)	110 kV	Übertragungsnetz	3
Niederspannung (NS)	30 kV, 20 kV, 10 kV	Verteilungsnetz	5
	10 kV, 6 kV, 3 kV	Industrie	
	230 V / 400 V	Haushalt, Gewerbe,	7
	400 V / 690 V	Landwirtschaft	
		Großindustrie, Eigenbedarf	

in eigener Darstellung nach [1]

3.1.1. Netztopologie

Generell wird zwischen Strahlen-, Ring- und Maschennetzen unterschieden. In der Praxis können diese je nach Netzebene, landschaftlichen Gegebenheiten, Lageplänen, Versorgungssicherheit usw. unterschiedlichstes Aussehen und Modifikationen besitzen. Abbildung 3-3 zeigt die Einteilung der Topologie abhängig von der Spannungs- bzw. Netzebene. Generell werden Maschennetze bevorzugt bei Höchst- und Hochspannung eingesetzt, können durch aus aber auch auf der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene umgesetzt werden. [7]

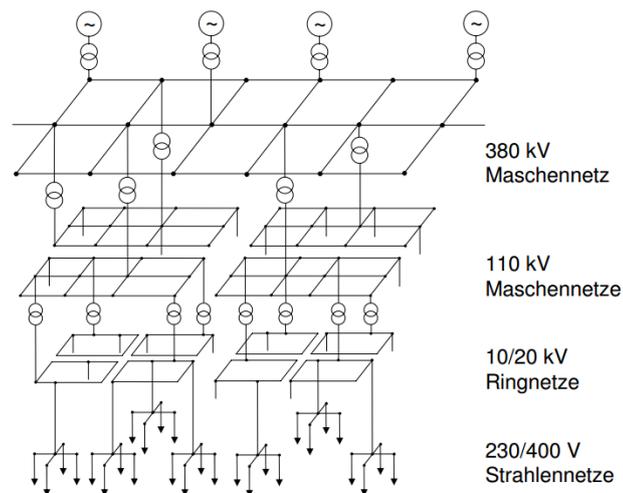


Abbildung 3-3: Netztopologie je nach Spannungsebene [8]

Wie in Abbildung 3-4 dargestellt, bestehen **Strahlennetze** aus einer Reihe verzweigter Leitungen, die aus einer gemeinsamen Netzstation versorgt werden. Diese Struktur hat ihre Schwächen im Bereich der Versorgungssicherheit. Im Falle eines Kurzschlusses, kommt es zum Ausfall aller Verbraucher an einem Strang. Spannungsspitzen, durch Aus- bzw. Einschalten großer Verbraucher, wirken sich in dieser Netzstruktur stärker auf die Verbraucher aus. Diesen Problemen wird durch Notstromaggregate oder Verbindungsleitungen zu anderen Netzen, welche im Fehlerfall geschlossen werden, entgegen gewirkt. Netzstrukturen mit solchen Verbindungsleitungen werden als Kuppelnetze, offen betriebene Ringnetze, bezeichnet, siehe unten. [7]

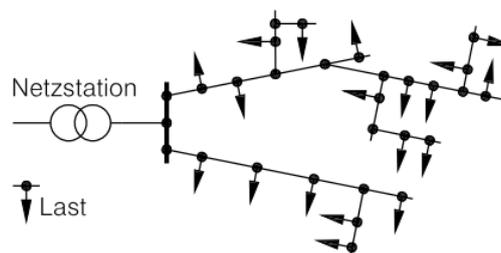


Abbildung 3-4: Strahlennetz [7]

Bei **Ringnetzen**, wie in Abbildung 3-5 dargestellt, wird zwischen den offenen und verzweigten Ringleitungen unterschieden. **Offene Ringleitungen** werden bei normalem Netzbetrieb aufgetrennt und wieder als Strahlennetz betrieben. In jedem Halbring werden weitere Trennstellen vorgesehen. Im Fehlerfall wird die betroffene Leitungsstrecke durch Öffnen der Trennstellen vom Netz freigeschaltet, unterdessen die in der Mitte der Leitung befindliche Trennstelle geschlossen. So können die Verbraucher von beiden Seiten bis hin zu den geöffneten Stellen versorgt werden. Dies führt im Vergleich zum Strahlennetz bereits zu einer erhöhten Sicherheit, welche auch als Eigensicherheit bezeichnet wird. Diese vergrößert sich mit steigendem Vermaschungsgrad und Einspeisungen. Die verzweigten Ringleitungen verhalten sich im Fehlerfall ähnlich dem offenem Ringleitungssystem, setzen jedoch eine erhöhte Lastdichte voraus. [7]

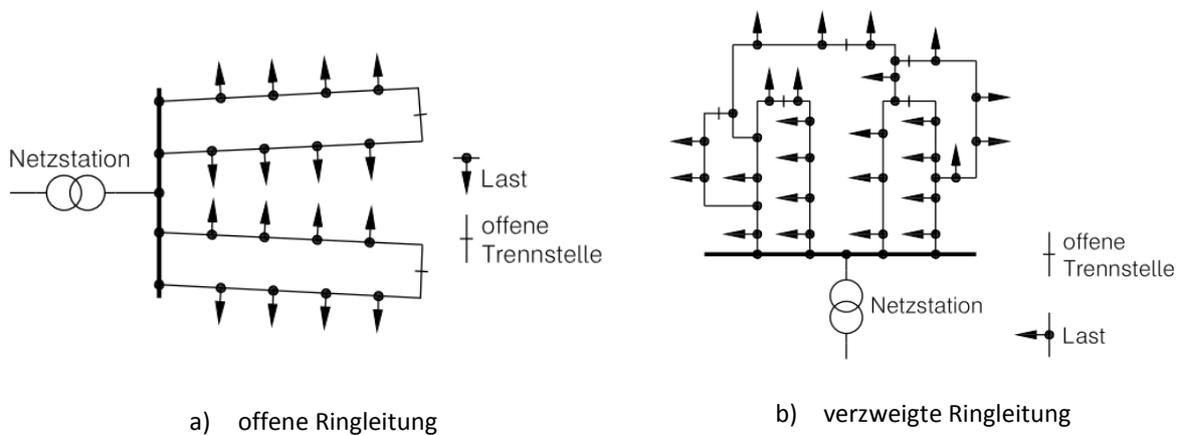


Abbildung 3-5: Ringleitung [7]

Um **Maschennetze** handelt es sich, wenn diese mehrere Maschen und mehrfache Einspeisungen besitzen, siehe Abbildung 3-6. Die Voraussetzung solcher Netze besteht darin, dass eine Mehrzahl der vorhandenen Trennstellen im Betrieb geschlossen ist. Die Vorteile liegen in, der Spannungskonstanz, den niedrigen Verlusten sowie der hohen Eigensicherheit.

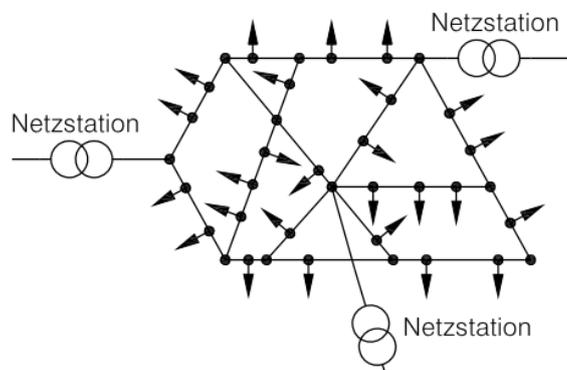


Abbildung 3-6: Maschennetz [7]

In einem gut vermaschten Netz wird das sogenannte **(n-1) Prinzip** oder (n-1) Ausfallkriterium erfüllt. Dies besagt, dass im Falle eines Leitungsausfalles oder Kurzschlusses an einer beliebigen Stelle im Netz alle Verbraucher weiterhin versorgt werden können. Sollte das Prinzip verletzt werden, gilt es schnellst möglich durch Schalthandlungen diesen Betriebszustand wieder herzustellen. [7]

Die Entscheidung, welche Netztopologie zum Einsatz kommt, wird in einem aufwendigen Prozess der Netzplanung gefällt. Die Versorgungssicherheit und somit die Erfüllung des (n-1) Prinzips spielt hierbei eine bedeutende Rolle. Bei Hochspannungsleitungen wird dieses nicht immer durch eine gute Vermaschung erreicht. So werden diese oft mit einem Parallelleiter ausgeführt. Da im Betrieb beide Leitungen die halbe Last transportieren, übernimmt im Fehlerfall die nicht betroffene Leitung ohne Entstehung einer Überlastung die gesamte Leistungsübertragung. Vor allem in Niederspannungsnetzen geht der Trend anlässlich der Wirtschaftlichkeit in Richtung Entmaschung. Das dadurch entstehende erhöhte Ausfallrisiko wird in Kauf genommen. [1]

3.1.2. Transformatoren

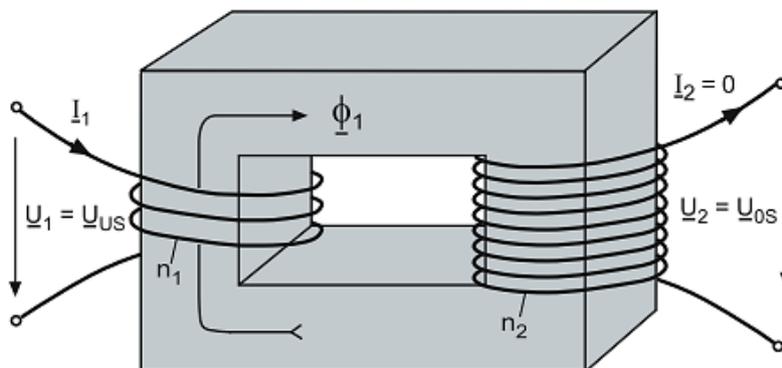


Abbildung 3-7: Einphasentransformator mit Eisenkern, Primär- und Sekundärwicklung [1]

Leistungstransformatoren haben die Aufgabe elektrische Energie auf hohem Spannungsniveau bereitzustellen, um eine möglichst verlustarme Übertragung und Verteilung zu ermöglichen. Prinzipiell bestehen Transformatoren aus zwei Wicklungen die über einen Eisenkern magnetisch gekoppelt sind, siehe Abbildung 3-7. Transformatoren mit einer galvanischen Trennung zwischen Primär- und Sekundärwicklung werden als Volltransformatoren bezeichnet, jene ohne galvanische Trennung als Spartransformatoren. Bei letzteren wird ein Teil der Energie nicht transformatorisch, sondern direkt leitend übertragen. Zudem unterscheidet man die folgenden Transformatoren, abhängig von ihrer Aufgabe: [1]

- **Maschinentransformatoren** transformieren die an den Ständerwicklungen der Synchrongeneratoren bei Spannungen bis maximal 40 kV verfügbare elektrische Energie auf Spannungen zwischen 110 kV und 765 kV.
- **Netzkupplungstransformatoren** verbinden Netze unterschiedlicher Spannungsebenen, von überregionalen Transportnetzen zu der 110 kV Übertragungsebene und von dort zur 10 kV und 20 kV Mittelspannungsebene.
- **Verteiltransformatoren** transformieren die bereitgestellte Energie der Mittelspannungsebene auf die Niederspannungsebene, aus denen die meisten Endverbraucher ihre elektrische Energie beziehen.
- **Regeltransformatoren** ermöglichen eine Steuerung der Wirk- und Blindleistungseinflüsse. Sie besitzen Regelwicklungen, welche unter Last geschaltet werden können und verändern die an den äußeren Transformatorklemmen zugänglichen Spannungen nach Belastung und Phase.

Durch Anlegen der Primärspannung \underline{U}_1 in der Primärwicklung eines idealen Transformators bei sekundärseitigem Leerlauf fließt ein Strom \underline{I}_1 . Dieser führt zu einem magnetischen Fluss $\underline{\phi}_1$ im Eisenkern. Der Fluss induziert an der Primärwicklung die Spannung \underline{E}_1 . Diese Spannung kann als Spannungsabfall \underline{U}_L an der Induktivität L_1 interpretiert werden.

$$\underline{U}_L = -\underline{E}_1 = j \omega \underline{\phi}_1 n_1 = -j \omega \underline{L}_1 \underline{I}_1 \quad (3-1)$$

Der stationäre Primärstrom, welcher sich im Gleichgewicht einstellt heißt Magnetisierungsstrom \underline{I}_μ . Bei einem realen Transformator induziert der Fluss des Magnetisierungsstroms ein elektrisches Wirbelfeld im Eisenkern. Durch die Leitfähigkeit des Eisens werden Wirbelströme und somit Wirbelstromverluste im Kern hervorgerufen. Zur Reduzierung der Leitfähigkeit des Eisenkerns, wird dieser aus zahlreichen, voneinander isolierten Blechen aufgebaut. Zudem verursachen die im Eisen befindlichen magnetischen Dipole, welche mit der Frequenz ihrer Flussrichtung ihre Ausrichtung wechseln, die sogenannten Unmagnetisierungsverluste bzw. Hystereseverluste. Das heißt, neben dem Magnetisierungsstrom fließt auch ein Verluststrom \underline{I}_Y durch die Primärwicklung. Die Eisenverluste fassen die Wirbelstromverluste sowie Hystereseverluste zusammen, sind im Leerlauf in voller Höhe bereits vorhanden und werden im Ersatzschaltbild als Parallelschaltung der Hauptinduktivität X_h und des Eisenverlustwiderstands R_{Fe} dargestellt. Der Strom \underline{I}_0 verursacht einen Hauptfluss $\underline{\phi}_{1h}$ und den Streufluss $\underline{\phi}_{1\sigma}$. Der Hauptfluss $\underline{\phi}_{1h}$ ist mit allen Wicklungen verknüpft, fließt im Eisenkreis und induziert in die Sekundärwicklung eine Spannung \underline{U}_2 . Der Streufluss $\underline{\phi}_{1\sigma}$ induziert in der Primärwicklung eine induzierte Spannung, welche als Streuinduktivität $\underline{X}_{1\sigma}$ dargestellt wird. Eine sekundärseitige Belastung des

Transformators erzeugt einen Sekundärstrom I_2 . Dieser Strom erzeugt einen magnetischen Fluss ϕ_2 , der dem magnetischen Fluss ϕ_1 entgegengesetzt ist. Der Fluss ϕ_2 kann wie vorhin wieder in den Hauptfluss ϕ_{2h} und den Streufluss $\phi_{2\sigma}$. Zur besseren Vorstellung der einzelnen Flüsse, dient Abbildung 3-8.

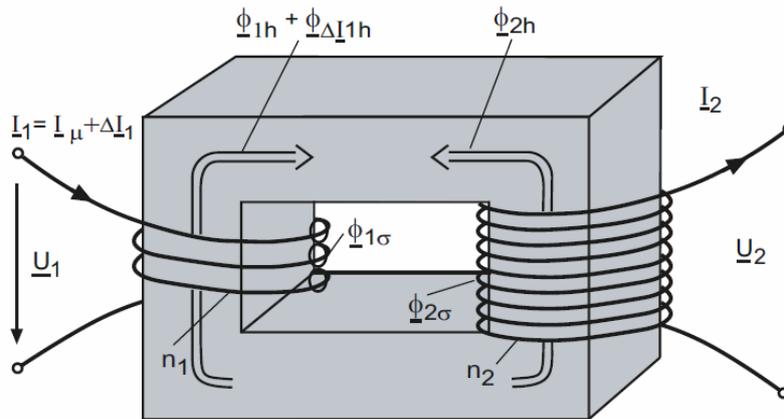


Abbildung 3-8: Sekundärseitig belasteter Transformator mit zusätzlichen sekundären Fluss [1]

Abbildung 3-9 zeigt das Ersatzschaltbild eines Einphasentransformator. Die Kupferverluste der beiden Wicklungen werden durch die Widerstände R_1 bzw. R_2 berücksichtigt. Für die Verwendung des Ersatzschaltbildes in der Praxis werden die Sekundärgrößen auf die Primärseite mit Hilfe der Übersetzung \ddot{u} bezogen, als „bezogene Größen“ bezeichnet und durch $\overset{\cdot}{}$ gekennzeichnet. [1]

$$\ddot{u} = \frac{n_2}{n_1} \quad (3-2)$$

\ddot{u} ... Übersetzungsverhältnis

n_1 / n_2 ... Windungszahl der Primär- bzw. Sekundärwicklung

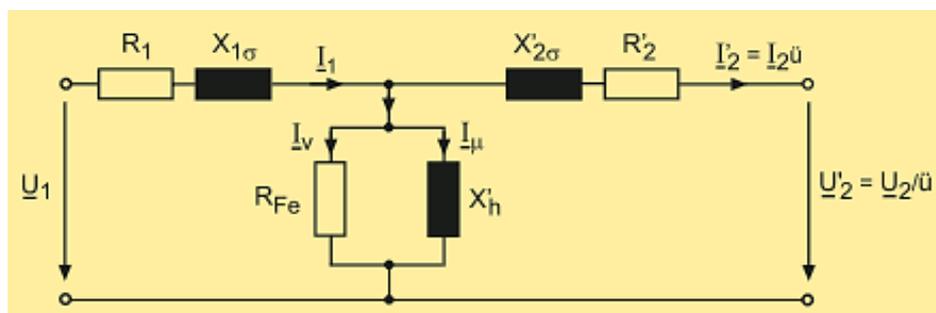


Abbildung 3-9: Ersatzschaltbild eines Einphasentransformator [1]

3.1.3. Leitungen bzw. Kabel

Der Begriff Leitungen dient umgangssprachlich als Überbegriff für: [6]

- **Freileitungen**, diese sind meist aus nicht isolierten Leitern aufgebaut. Als Isolationsmedium dient Luft zwischen den Leitern. Zwischen den einzelnen Leitern müssen einige Meter Abstand gehalten werden, damit sie bei Wind nicht zusammenschlagen.
- **Kabel**, diese liegen dagegen im Erdreich oder in Kabelschächten. Sonderformen sind Luft- oder Seekabel.

Im Rahmen dieser Arbeit war es nötig den Aufbau sowie das Ersatzschaltbild von Kabeln genauer zu untersuchen, weshalb nachfolgend nur auf diese eingegangen wird. Kabel bestehen in der Regel aus drei Grundelementen: dem Leiter selbst, einer Isolation sowie einem Mantel. Als Isolationsmedium dient in der Regel Kunststoff oder in ölgetränktes Papier. Durch die Isolierung können die Leiterabstände in der gleichen Größenordnung wie die Leiterradien liegen. Der Mantel kann aus mehreren Schichten bestehen (Bewehrung, Schutzhülle, Abschirmung) und dient dem Schutz gegen Feuchtigkeit, mechanische, elektrische und chemische Einflüsse. Buchstabenkombinationen kennzeichnen den Kabelaufbau, wird bei dieser nach den VDE-Bestimmungen vorgegangen startet der Kabeltyp immer mit einem N als ersten Buchstaben. In diesem Fall wird umgangssprachlich von einem Normkabel gesprochen. Die eingeführten Abkürzungen unterliegen einer strikten Reihenfolge, welche das Kabelelement von innen nach außen beschreibt. In Tabelle 3-2 ist ein kleiner Auszug häufig verwendeter Kurzzeichen abgebildet. [6] [7]

Tabelle 3-2: Kurzzeichen für Kabel nach VDE-Bestimmungen

Kurzzeichen	Bedeutung
A	Aluminiumleiter
Y	PVC-Isolierung bzw. PVC-Mantel
2X	VPE-Isolierung
S	Schirm aus Kupfer
KL	Aluminiummantel
2Y	PE-Mantel bzw. äußere Schutzhülle aus PE
ST	Stahlrohr
S	Sektorförmiger Leiter
R	Runder Leiter
E	Eindrähtiger Leiter
M	Mehrdrähtiger Leiter

in eigener Darstellung nach [7]

Beispiel: NA2XS2Y 1x240 RM/25 6/10kV

Von links nach rechts bzw. innen nach außen: Normtyp, Aluminiumleiter, VPE-Isolierung, Schirm aus Kupfer, PE-Mantel, 1 Ader mit 240mm² Querschnitt, runder, mehrdrähtiger Leiter, Phasenspannung 6kV / verkettete Spannung 10kV

Die Bezeichnung für das oben beschriebene Kabel würde im Falle eines Kupferleiters folgendermaßen aussehen: N2XS2Y 1x240 RM/25 6/10kV

Das Ersatzschaltbild elektrischer Leitungen lässt sich als π -Glied nachbilden, wie in Abbildung 3-10 dargestellt. Der Widerstand R beschreibt den ohmschen Anteil den Hin- und Rückleiter besitzen. Durch die Leiterschleife tritt ein magnetischer Fluss auf, welcher als Induktivität berücksichtigt ist. Zudem wird ein elektrisches Feld zwischen Hin- und Rückleiter aufgebaut, welches als Kapazität dargestellt ist. Mit Hilfe eines Leitwerts G werden Ableitungsverluste durch Korona und Kriechströme entlang der Isolatoroberflächen nachgebildet. Dieses Ersatzschaltbild ist bei 50 Hz-Vorgängen auf Leitungslängen von 100 km beschränkt. Bei längeren Leitungen oder höherfrequenten Vorgängen ist auf eine Serienschaltung mehrerer π -Glieder zurückzugreifen oder auf das Ansetzen ausführlicherer Beschreibungsgleichungen. Im Zuge dieser Arbeit ist es ausreichend das Betriebsverhalten von elektrisch kurzen Leitungen näher zu erläutern. Für jenes von elektrisch langen Leitungen, sei auf die Literatur nach Schwab verwiesen. [1]

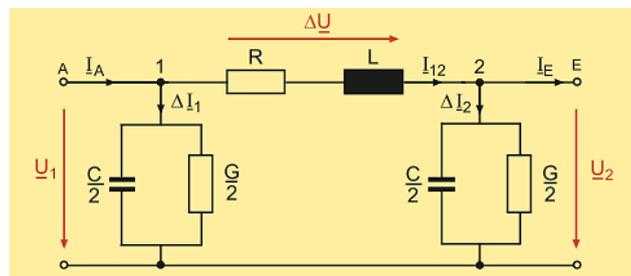


Abbildung 3-10: Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung [1]

Je nach Art der Freileitung oder des Kabels, und abhängig von der Spannungsebene lassen sich einzelne Bauelemente vernachlässigen. Bei Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen kann der Ableitungsstrom I_G meist vernachlässigt werden, weshalb $G = 0$ gilt. In der Nieder- und Mittelspannungsebene kann bei Freileitungen die Leitungskapazität vernachlässigt werden. Der Ohm'sche Widerstand ist in Niederspannungsnetzen meist größer als der induktive Widerstand, während in Hochspannungsnetzen hingegen der Ohm'sche Widerstand meist vernachlässigbar gegenüber der Induktivität ist. Bei Kabeln ist die Kapazität um den Faktor 20 bis 30 größer als bei Leitungen, während die Induktivität aufgrund der räumlichen Nähe geringer ist. Für die Berechnung des stationären Betriebes von Gleichspannungsleitungen sind nur die Ohm'schen Widerstände zu berücksichtigen. Bei Wechselspannungsleitungen werden Hin- und Rückleiter bei der Berechnung berücksichtigt, jedoch ist bei symmetrischem Betrieb

von Drehstromnetzen nur die einfache Leitungslänge einzusetzen, da der Sternpunktleiter in diesem Fall stromlos ist und in Hoch- und Mittelspannungsnetzen gar nicht mitgeführt wird. [1]

Die Differenz der Beträge der Knotenspannungen am Anfang und Ende der Leitung, der sogenannte wirksame, messbare Spannungsunterschied ΔU_m , ist nicht ident mit dem Betrag des komplexen Spannungsunterschiedes $\Delta \underline{U}$ längs einer Leitung, siehe Abbildung 3-10. Wird eine Hochspannungsleitung unter Vernachlässigung der Querleitwerte G und C betrachtet, wie in Abbildung 3-11 dargestellt, fließt abhängig von der Last ein ohmsch/induktiv oder ohmsch/kapazitiv gemischter Strom $\underline{I}_2 = \underline{I}_{12}$. Infolge des Stromes kommt es zu einem komplexen Spannungsunterschied $\Delta \underline{U}$ an der Längsimpedanz \underline{Z}_{12} . Während bei induktiver Last der Spannungsunterschied dem gewohnten Spannungsabfall entspricht, tritt bei kapazitiver Last eine Spannungserhöhung auf, d.h. die Spannung am Ende der Leitung ist größer als die Spannung am Eingang.

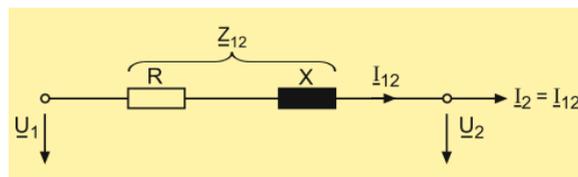


Abbildung 3-11: Ersatzschaltbild einer Hochspannungsleitung [1]

Daher sind im Wesentlichen die Blindleistungsflüsse bzw. Blindleistungskomponenten der Leitungsströme für den Betragsunterschied zwischen den Knotenspannungen verantwortlich. Entgegengewirkt wird diesen Spannungsschwankungen durch lokale Bereitstellung von Kompensationsblindleistung. Wie bereits erwähnt ist bei Kabeln, der kapazitive Anteil in Leitungen meist ausgeprägter als der induktive, weshalb hauptsächlich kapazitive Blindleistungsströme aufgrund der Leitungsverluste hervorgerufen werden. Diese können am einfachsten beispielsweise durch Parallelschalten einer Spule kompensiert werden, siehe Abbildung 3-12. Es können jedoch auch FACTS-Regler (Flexible AS-Transmission Systems-Regler) zum Einsatz kommen, da diese eine instantane, gezielte Steuerung der Leitungsströme erlauben. Die Steuerung basiert auf der Veränderung der Leitungslängs- und Leitungsquerimpedanzen sowie durch Einkopplung von Reihenspannungen in Leitungen. [1]

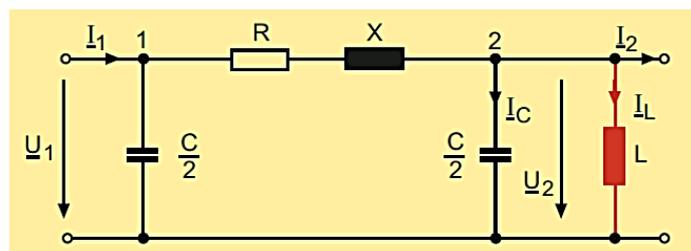


Abbildung 3-12: Parallelkompensation leerlaufender Leitungen[1]

In Tabelle 3-3 sind einander typische Kennwerte für Kabel gegenübergestellt.

Tabelle 3-3: Typische Kennwerte für Kabel

Spannungsebene [kV]	R' [Ω/km]	X' [Ω/km]	C' [nF/km]	R'/X'
20	0,120	0,120	250	1,00
110	0,085	0,145	200	0,59
220	0,015	0,114	220	0,13
380	0,015	0,115	200	0,13

In eigener Darstellung nach [8]

3.1.4. Photovoltaik

Photovoltaikanlagen wandeln unter Verwendung von Solarzellen Sonnenenergie direkt in elektrische Energie um. Eine Solarzelle besteht aus einer großen Halbleiter-Photodiode, das Ersatzschaltbild ist in Abbildung 3-13 dargestellt.

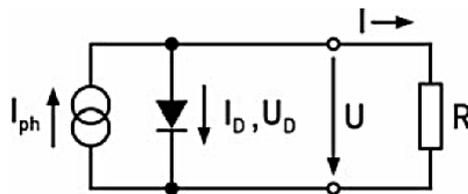


Abbildung 3-13: Ersatzschaltbild einer idealen Solarzelle [9]

Die Zelle besteht aus einer dünnen n-dotierten und einer dickeren p-dotierten Schicht. Bereits ohne Lichteinstrahlung entsteht an der Grenzfläche durch Diffusion von Elektronen in die p-Schicht und von Löchern in die n-Schicht ein inneres Raumladungsfeld. Durch einfallende Photonen werden Elektronen/Loch-Paare erzeugt, die bei großer Entfernung von der Raumladungszone rekombinieren. Diese Rekombination wird jedoch verhindert, wenn die Elektronen/Loch-Paare in der Nähe der Raumladungszone entstehen, da die Elektronen durch das elektrische Raumladungsfeld in Richtung n-Schicht und die Löcher in Richtung p-Schicht beschleunigt. Es stellt sich auf der Licht einfallenden Seite ein Elektronenüberschuss ein, diese werden an einer dünnen, gitterförmigen Elektrode gesammelt. Während auf der anderen Seite an einer Flächenelektrode ein Elektronenmangel (Löcherüberschuss) entsteht. Zwischen beiden Elektroden entsteht eine Potentialdifferenz bzw. eine Spannung, die zwischen der Ober- und Unterseite abgegriffen werden kann. Wie in Abbildung 3-14 dargestellt, erfolgt die Kontaktierung üblicherweise über eine Metallschicht auf der Unterseite und eine Metallschiene auf der Oberseite. Eine einzelne Zelle liefert eine Spannung zwischen 0,5 und 0,7 V und wird durch Serien- oder Parallelschaltung zu Modulen zusammengefasst. Diese wiederum werden je nach Anwendung in Reihe oder parallel geschaltet und als PV-Generator bezeichnet. [1] [7]

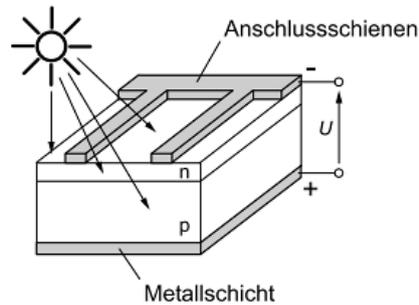


Abbildung 3-14: Prinzipieller Aufbau einer Solarzelle [7]

In erster Näherung fließt abhängig von der Beleuchtungsstärke ein konstant eingepprägter Strom durch die Solarzelle und einen angeschlossenen Lastwiderstand. Der Spannungsabfall nimmt bei konstantem Strom mit steigendem Lastwiderstand zu. Sobald der Innenwiderstand der Solarzelle in derselben Größenordnung wie der Lastwiderstand liegt, nimmt der Strom ab. Während bei sehr großem Widerstand der Strom gegen Null geht, strebt bei sehr kleinem Widerstand die Spannung Null an. In beiden Extremfällen geht auch die abgegebene Leistung gegen Null, weshalb für jede Einstrahlungsstärke ein optimaler Lastwiderstand existiert indem die größtmögliche Leistung erreicht wird. Dieser Punkt wird auch als Maximum Power Point MPP bezeichnet. Die Kennlinie und deren Abhängigkeit von der Beleuchtungsstärke wird in Abbildung 3-15 dargestellt. [1]

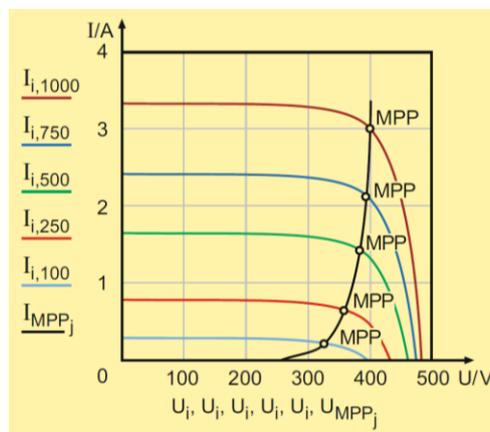


Abbildung 3-15: Kennlinie einer Solarzelle - Stromindizes entsprechen der Beleuchtungsstärke [1]

Photovoltaikanlagen werden derzeit als Nischenanwendung im Inselbetrieb geführt, wie bei Notrufsäulen, Parkautomaten oder Verbrauchern (z.B. Almhütten), welche sich weit ab von Versorgungsnetzen befinden. Meist werden Photovoltaikanlagen jedoch in Netzkopplung betrieben, hierfür muss die erzeugte Gleichspannung mittels Wechselrichter an die 50 Hz-Wechselspannung des Netzes angepasst werden. Abbildung 3-16 zeigt den Prinzipaufbau einer solchen Anlage. Die bidirektionale Sicherheitsschnittstelle (BiSi) überwacht den Netzanschluss zusätzlich und dient dem Schutz des Wartungspersonals sowie der Technik. [7]

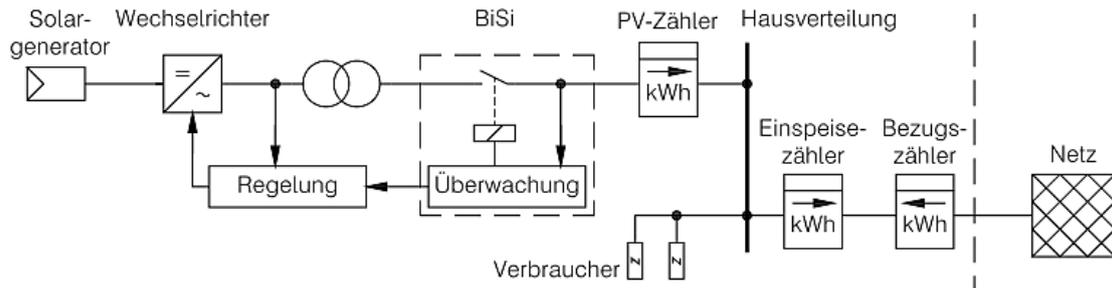


Abbildung 3-16: Prinzipaufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage [7]

Bei modernen Photovoltaikanlagen werden Wechselrichter mit Pulsweitenmodulation (PWM) und Pulsfrequenzen zwischen 10 und 25 kHz eingesetzt. Ein einphasiges Wechselrichtermodell ist in Abbildung 3-17 zu sehen. Bei der PWM formen schnell schaltende leistungselektronische Halbleiter die zur Verfügung stehende Gleichspannung in eine netzkonforme Wechselspannung um. Wie in Abbildung 3-18 dargestellt, wird die Periodendauer in eine Vielzahl von Zeitabschnitten unterteilt, wodurch die konstante Gleichspannung ein- und ausgeschaltet werden kann. Abhängig vom generierten Gleichspannungswert werden zur Anpassung der Eingangsspannung Hoch- oder Tiefsetzsteller eingesetzt. Während erstere Energiespeicher zur Anhebung der Spannungsniveaus nutzen, setzen Tiefsetzsteller den Spannungswert herab. [7]

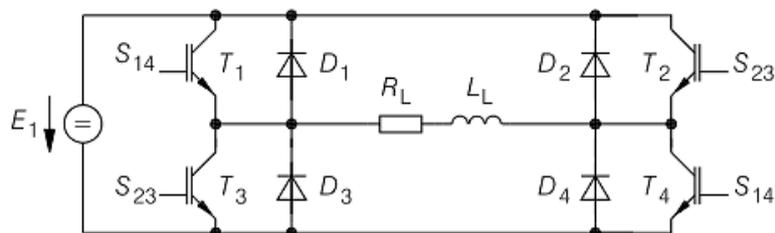


Abbildung 3-17: Einphasiges Wechselrichtermodell [7]

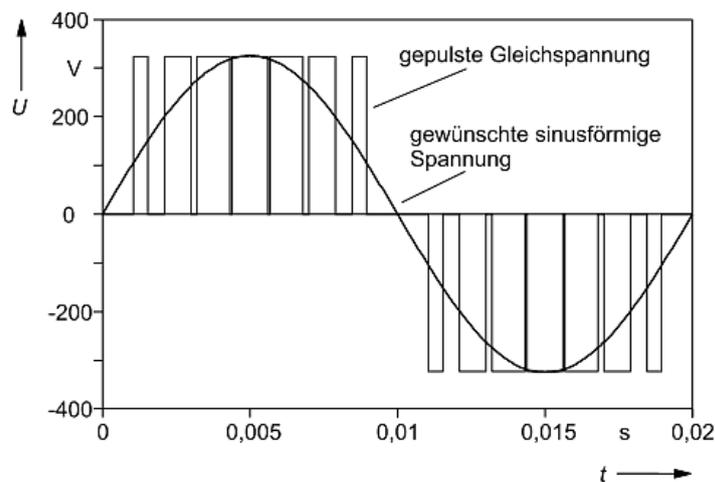


Abbildung 3-18: Prinzip der Pulsweitenmodulation [7]

Bei der Verschaltung der Module mit dem Wechselrichter wird zwischen den folgenden Varianten unterschieden: [7]

- **Zentralwechselrichter** passen alle in der Photovoltaikanlage erzeugten Gleichgrößen an die Netzgrößen an. Der zentralen Steuerbarkeit steht jedoch der beträchtliche Ertragsverlust bei unterschiedlichen Modulabschattungen oder -ausrichtungen gegenüber.
- **Stringwechselrichter** formen nur die Energie einer Serienschaltung von Modulen um, auch hier muss auf die Abschattung bzw. Ausrichtung geachtet werden.
- **Modulwechselrichter** passen die Energie eines Moduls an die Netzseite an. Aufgrund der sinkenden Bauteilkosten und weiterer Verlustoptimierung wird der Anteil dieser ansteigen, um so eine flexible Anlagengestaltung zu ermöglichen.

3.1.5. Herausforderung bei dezentraler Einspeisung

Bei einer dezentralen Stromerzeugung findet diese überwiegend in dezentralen kleinen und mittleren Anlagen, wie Solarkraftanlagen, Windkraftanlagen, Mirco-Blockheizkraftwerke, Biokraftanlagen, Wasserkraftwerken usw. in regionalen Anlagen oder einzelnen Haushalten, statt. Zum größten Teil wird die Erzeugung für den eigenen Energieverbrauch verwendet und bei einem Überschuss gespeichert. [4]

Bei erneuerbaren Quellen, wie beispielsweise Wind, findet aufgrund eines ungleichmäßigen Windaufkommens eine fluktuierende Stromerzeugung statt. Prinzipiell führt eine dezentrale Einspeisung zu einem Spannungsanstieg am Verknüpfungspunkt. Diese **Spannungsänderungen**, werden durch die entstehenden Leistungsschwankungen einer fluktuierenden Erzeugung verstärkt und müssen von den Netzbetreibern ausgeglichen werden. Übersteigt die Energieerzeugung dem benötigten Verbrauch entstehen Überschüsse, welche in das Netz **rückeingespeist** oder **gespeichert** werden müssen. Die heutigen Übertragungs- und Verteilungsnetze sind jedoch grundsätzlich auf einen gerichteten Lastfluss von der zentralen Erzeugung in einem Großkraftwerk in Richtung Verbraucher ausgelegt und mögliche Rückeinspeisungen können Betriebsmittel zusätzlich belasten. Sinkt die Erzeugung unterhalb des benötigten Verbrauchs entsteht durch einen Energiemangel eine **Versorgungsproblematik**. Neben den zentralen Kraftwerken müssen zukünftig auch steuerbare Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher in einer Netzplanung berücksichtigt werden. [10]

3.2. Lastflussberechnung

Mit Hilfe der **Lastflussberechnung** werden über vorgegebene Einspeiseleistungen und Verbraucherlasten Wirk- und Blindleistungsflüsse ermittelt. Diese Ermittlung erfolgt heute aufgrund des Rechenaufwandes computerunterstützt. Die Kenntnis der Lastflüsse lässt es zu, eine optimale Netzgestaltung für die Netzplanung zu, wie z.B. Spannungsabfälle möglichst gering zu halten und Leitungsquerschnitte auszuwählen, und zum anderen ermöglicht sie dem Netzbetrieb eine optimale Netzführung in wirtschaftlichem sowie technischem Hinblick. [1]

Eine einfache Lastflussberechnung bildet die Grundlage für weiterführende Rechnungen, wie Ausfallrechnung, Optimierungsrechnung, Netzwerkreduktion, Stabilitätsuntersuchungen und liefert die folgenden Ergebnisse: [1]

- Knotenspannungen und Ströme der Betriebsmittel (Betrag und Phase)
- Wirk- und Blindleistungsflüsse auf den Leitungen
- Übertragungsverluste in Leitungen und Transformatoren

Die Lastflussberechnung unterscheidet hinsichtlich der unterschiedlichen Behandlung der Netzknoten zwischen drei Arten, welche in Tabelle 3-4 beschrieben sind. Diese Knoten sind durch vier Größen gekennzeichnet, wobei je nach Art des Knotens, immer zwei bekannt und zwei unbekannt sind.[1]

- Wirkleistung P
- Blindleistung Q
- Spannungsbetrag $|\underline{U}|$
- Phasenwinkel δ der Spannung

Tabelle 3-4: Beschreibung der Knotenarten

Knotenart	Gegeben	Gesucht
Lastknoten oder P,Q-Knoten (80-90% aller Knoten sind P,Q-Knoten)	Wirk- und Blindleistung werden durch die Lasten festgelegt	Spannungsbetrag $ \underline{U} $ Phasenwinkel δ
Speiseknoten	Wirkleistung durch Primärregelung der Turbine Spannung durch Spannungs- bzw. Blindleistungsregler	Blindleistung Q Phasenwinkel δ
Slack-Knoten	Spannungsbetrag $ \underline{U}_1 $ Phasenwinkel $\delta_1 = 0$	Wirkleistung P Blindleistung Q

In eigener Darstellung nach [1]

Der Slack-Knoten oder auch Bilanz-Knoten liefert am Ende der Berechnung die ins Netz eingespeiste Wirk- und Blindleistung unter Berücksichtigung der Netzverluste. Es gilt der folgende Zusammenhang: [1]

$$\sum P_L + \sum P_{Sp} + \sum P_{Ver} + P_{Sl} = 0 \quad (3-3)$$

$$\sum Q_L + \sum Q_{Sp} + \sum Q_{Ver} + Q_{Sl} = 0 \quad (3-4)$$

P_L / Q_L ... abgenommene Wirk- bzw. Blindleistungen

P_{Sp} / Q_{Sp} ... erzeugte, eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistungen

P_{Ver} / Q_{Ver} ... Netzverluste

P_{Sl} / Q_{Sl} ... die in das Netz eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistung

Für die Lastflussberechnung werden prinzipiell zwei Verfahren eingesetzt, die Stromiteration und das Newton-Raphson-Verfahren. Die **Stromiteration** wird zu meist eingesetzt, wenn die Knotenströme bekannt sind. Für den Fall, dass diese nicht bekannt sind, wird ein Startvektor der Knotenspannungen abgeschätzt. Mit Hilfe dieser und den gegebenen Knotenleistungen werden nachfolgend Belastungsströme ermittelt. Durch Lösen linearer Gleichungssysteme werden mit Hilfe dieser gegebenen Belastungsströme iterativ verbesserte Knotenspannungen ermittelt. Im zweiten Rechenschritt ersetzt man die zuerst angenommenen Knotenspannungen durch die errechneten und erhält hieraus wieder neue, verbesserte Lastströme und Knotenspannungen usw. Beim **Newton-Raphson-Verfahren** werden die Knotenspannungen iterativ direkt aus den Leistungen bzw. ihren 1. Ableitungen ermittelt, weshalb dieses vorwiegend bei Bekanntsein der Knotenleistungen verwendet wird. Im Zuge dieser Arbeit wird aufgrund der bekannten Jahresenergieverbräuche das Newton-Raphson-Verfahren eingesetzt, weshalb nur auf dieses näher eingegangen wird. [1]

Das Newton-Raphson-Verfahren bzw. die Newton-Raphson-Methode gilt als Standardverfahren für die Lösung nichtlinearer Gleichungen und Gleichungssysteme. Nachfolgend soll das Verfahren anhand des Beispiels Berechnung der Wurzelfunktion erklärt werden. Diese leitet sich aus folgender Gleichung her: [11]

$$f(x) = 0 \text{ mit } f(x) = 1 - \frac{a}{x^2} \quad (3-5)$$

Die Nullstelle soll iterativ bestimmt werden. Die Funktionsschar für verschiedene a ist in Abbildung 3-19 dargestellt. In der Abbildung wird die Funktion von der Abszisse (für $x > 0$) bei $x = \sqrt{a}$ geschnitten. Unter Anwendung des Newton-Raphson-Verfahrens wird dieser Schnittpunkt iterativ bestimmt. Ausgehend von einem beliebigen Startwert x_0 aus dem Definitionsbereich von $f(x) = 0$ wird in einem ersten Schritt die Tangente $(x_0, f(x_0))$

bestimmt, siehe Abbildung 3-20. Konstruieren lässt sich diese aus der Steigung $f'(x_0)$ am Punkt $(x_0, f(x_0))$ und dem Funktionswert auf der Ordinate $f(x_0)$ konstruieren. Als Tangentenfunktion erhält man: [11]

$$t(x) = f'(x_0) (x - x_0) + f(x_0) \quad (3-6)$$

Im nächsten Schritt erfolgt die Berechnung der Tangentenschnittstelle mit der Abszisse x_1 . Es erfolgt abermals das Anlegen einer Tangente an die Funktion $f(x)$. Das Verfahren wird so fortgeführt und es ergibt sich nach n Iterationen die folgende Entwicklung:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (3-7)$$

Für das hier angegebene Beispiel der Funktion und deren Ableitung ergibt sich:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{1 - \frac{a}{x_n^2}}{\frac{2a}{x_n^3}} = \frac{x_n}{2} \left(3 - \frac{x_n^2}{a} \right) \quad (3-8)$$

Bereits nach wenigen Iterationen erreicht das Verfahren eine präzise Näherung der Wurzelfunktion, wie anhand der Tabelle 3-5 ersichtlich.

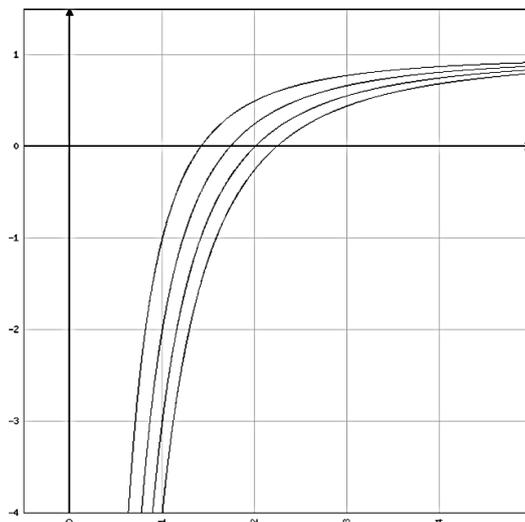


Abbildung 3-19: Kurvenschar $f(x;a)$ [11]

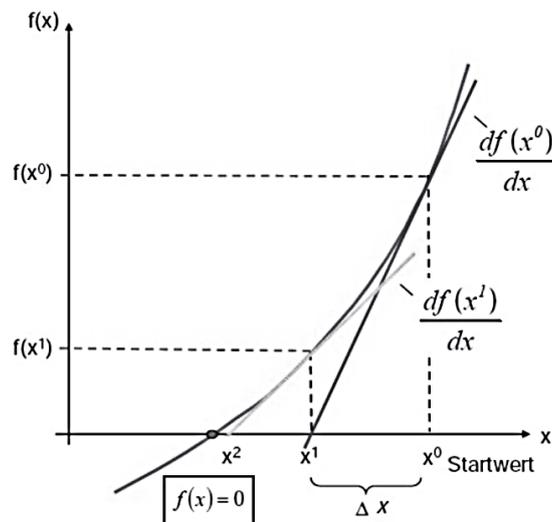


Abbildung 3-20: Vorgehensweise Newton-Raphson-Verfahren [11]

Tabelle 3-5: Beispielverlauf des Newton-Raphson-Verfahrens

n	x_n mit $a = 2$	x_n mit $a = 3$	x_n mit $a = 5$
0	1,5	2	3
1	1,4	1,6	1,8
2	1,4141	1,72	2,1
3	1,41421355	1,73203	2,22
4	1,4142135623731	1,7320508074	2,23601
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
\sqrt{a}	1,41421356237309	1,73205080757	2,236068

3.3. Elektrische Lastprofile

Da es aus organisatorischen sowie wirtschaftlichen Gründen nicht vertretbar ist bei Kleinkunden Lastprofilzähler einzubauen, wurden standardisierte Lastprofile eingeführt umso eine Erleichterung für das Fahrplanmanagement zu ermöglichen. Diese geben den zu erwartenden Strombedarf einer Kundengruppe mittels 4 x 8760 15 Minutenmittelwerten pro Jahr an. So sollen Netzengpässe und Ausgleichenergie weitgehend vermieden werden. Der VDEW führte zu diesem Zweck Standardlastprofile ein, welche von der E-Control um einige Profile erweitert wurden. Diese unterliegen bestimmten Kriterien, welche in Kapitel 3.3.1 näher beschrieben werden. Die Profile gehen auf regionale sowie weitere Besonderheiten nicht ein. Einige Netzbetreiber erstellen basierend auf deren Erfahrung und Messdaten daher ihre eigenen Lastprofile (synthetische Lastprofile) in Anlehnung an die VDEW Standardlastprofile. [12]

3.3.1. Standardisierte VDEW Lastprofile

Im Auftrag des VDEW erstellte die brandenburgische Technische Universität Cottbus Standardlastprofile für typische Verbrauchsgruppen, welche einen Jahresverbrauch von 100.000 kWh nicht überschreiten. Diese sind in Tabelle 3-6 aufgelistet, beinhalten 9 Typtage, je drei Verbrauchsperioden (Sommer, Winter, Übergangszeit) und drei Wochentage (Werktag, Samstag, Sonntag) und sind auf 1.000 kWh genormt. [12]

Tabelle 3-6: VDEW-Lastprofile

Lastprofil	Verbrauchertyp
H0	Haushalt
G0	Gewerbe allgemein
G1	Gewerbe werktags 8-18 Uhr
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
G3	Gewerbe durchlaufend
G4	Laden/Friseur
G5	Bäckerei mit Backstube
G6	Wochenendbetrieb
L0	Landwirtschaftsbetriebe (sofern keine Einteilung in L1 und L2)
L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs – Tierzucht
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe

In eigener Darstellung nach [12]

Die Verbrauchsperioden sind, wie in Tabelle 3-7 dargestellt, folgendermaßen definiert:

Tabelle 3-7: Definition der Verbrauchsperioden

	Dauer	Anzahl der Tage / Jahr
Sommer	15. 5. – 14.9	123
Übergang	21. 3. – 14. 5. und 15. 9. – 31.10.	102
Winter	1. 11. – 20. 3.	140

In eigener Darstellung nach [13]

In Abbildung 3-21 wird der Profiltyp Haushalt H0 exemplarisch ohne Dynamisierung, auf diese wird in Kapitel 3.3.3 näher eingegangen, für alle 9 Typtage dargestellt.

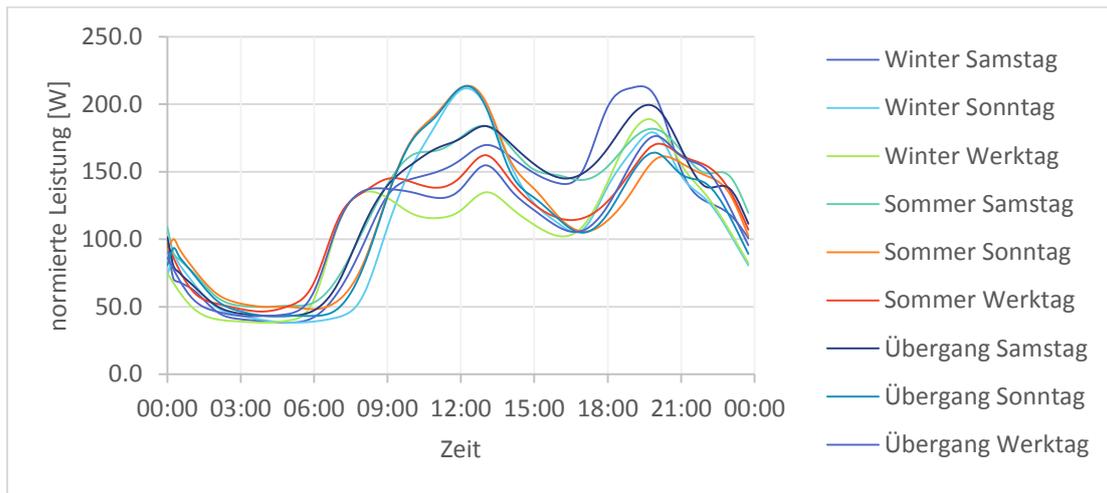


Abbildung 3-21: VDEW Standardlastprofil H0

Für verschiedene Verbrauchsgruppen mit nur einem Zählpunkt, sogenannten Mischanlagen, wurden für die Zuweisung Richtlinien festgelegt, welche in Tabelle 3-8 dargestellt werden. [13]

Tabelle 3-8: Richtwerte für die Zuweisung der standardisierten VDEW-Lastprofile

Verbrauchscharakteristik der Mischanlage	Jahresenergieverbrauch	VDEW-Lastprofil
Haushalt / Gewerbe	< 8.000 kWh	Haushalt H0
	≥ 8.000 kWh	Gewerbe (G0 – G6)
Landwirtschaft / Gewerbe	< 16.000 kWh	Landwirtschaft (L0 – L2)
	≥ 16.000 kWh	Gewerbe (G0 – G6)
Haushalt / Landwirtschaft	< 8.000 kWh	Haushalt H0
	≥ 8.000 kWh	Landwirtschaft (L0 – L2)
Haushalt / Gewerbe / Landwirtschaft (wenn nur 1 Zähler vorhanden ist)	< 8.000 kWh	Haushalt H0
	≥ 8.000 kWh	Landwirtschaft (L0 – L2)
	< 16.000 kWh ≥ 16.000 kWh	Gewerbe (G0 – G6)

In eigener Darstellung nach [13]

3.3.2. Standardisierte Lastprofile der E-Control

Die standardisierten Lastprofile, welche von der E-Control eingeführt wurden, sind in Tabelle 3-9 dargestellt. Diese decken die Bereiche für kleine Einspeiser, unterbrechbare Lieferungen, Anlagen mit schaltbaren Lasten an einem gemeinsamen Zählpunkt, öffentliche Beleuchtung und Mobilfunkstationen ab. Für die Erstellung der einzelnen Lastprofile wurden vereinfachende Annahmen getroffen, diese sind den sonstigen Marktregeln der E-Control [13] zu entnehmen. Die standardisierten Lastprofile werden meist nur nach Verbrauchsperioden eingeteilt. Bei den Mobilfunkstationen handelt es sich gar nur um ein Bandlastprofil. [13]

Tabelle 3-9: Lastprofile der E-Control

Lastprofil	Verbrauchertyp
B1	Öffentliche Beleuchtung
E0	Einspeisung aus Wasserkraft, Windkraft- und Biogasanlagen
E1	Einspeisung aus Photovoltaikanlagen
G7	Mobilfunksendestationen
ULA	Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung
ULB	Warmwasserspeicher mit Tagnachladung
ULC	Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
ULD	Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung
ULE	Mischanlage ohne Tagnachladung
ULF	Mischanlage mit Tagnachladung
HA	Allgemeine Anlage mit Warmwasserspeicher (H0 + ULA)
HF	Allgemeine Anlage mit Speicherheizung (H0 + ULF)

In eigener Darstellung nach [13]

3.3.3. Anwendung der Lastprofile

Ziel der standardisierten Lastprofile ist die Erhaltung von Lastprognosen für ein Jahr einer spezifischen Verbrauchergruppe. Hierzu wird die benötigte Leistung, welche der Energieversorger voraussichtlich an einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr bereitstellen muss, über folgende Formel ermittelt: [14]

$$P = SLP \cdot \frac{W_{vor}}{1.000 [kWh]} \quad (3-9)$$

P... benötigte Leistung [W]

SLP... Wert des Standardlastprofils [W]

W_{vor}... Energieverbrauch des Vorjahres [kWh]

Hierdurch ergeben sich spezifische Standardlastprofile der Typtage der Verbrauchergruppe, welche im Anschluss aneinandergereiht werden, wodurch sich wiederum die Lastprognose ergibt. [14]

Bei dem Profiltyp Haushalt ist zusätzlich eine Dynamisierung notwendig, mit Hilfe welcher ein tagesspezifischer Korrekturfaktor ermittelt wird. Es handelt sich dabei um eine Polynomfunktion 4.Grades.[14]

$$y = a_4 * x^4 + a_3 * x^3 + a_2 * x^2 + a_1 * x + a_0 \quad (3-10)$$

mit

$$a_4 = -3,92 E - 10$$

$$a_3 = 0,32 E - 6$$

$$a_2 = -0,702 E - 4$$

$$a_1 = 0,0021$$

$$a_0 = 1,24$$

y... Tageskorrekturfaktor

x... Tagesnummer (1 bis 365 bzw. 366)

Der Tageskorrekturfaktor wird anschließend mit dem jeweiligen HO-Profilwert multipliziert.

3.4. Zellularer Ansatz

Ein zellularer Ansatz soll eine hohe Flexibilisierung des Energiesystems ermöglichen indem ein möglichst autonom handelndes Zellenmodell entwickelt wird. Hierdurch soll eine Aussage getroffen werden können, in wie weit sich diese Zellen auf der niedrigst möglichen Ebene ausbalancieren können. Für diesen Ansatz können große Einheiten, wie einzelne Staaten oder Regionen, aber auch kleine Einheiten, wie ein einzelnes Einfamilienhaus, in Energiezellen eingeteilt werden. Bei dieser Methodik besteht eine vollständige Energiezelle aus Erzeuger, Wandler, Speicher, Netzanschluss, Last sowie Schutz- und leittechnischen Einrichtungen. Das Hauptaugenmerk wird auf eine örtlich und zeitlich aufgelöste Last-, Erzeugungs- und Speicherstruktur gelegt. Mit Hilfe der Integration von Erzeugungs- und Speicherpotentialen in die einzelnen Energiezellen, sollen diese so geregelt werden, dass ein hohes Maß an Autonomie erreicht wird. Die Energie soll am Erzeugungsort verbraucht werden, um so die Energieflüsse über weite Wege zu reduzieren und einem Netzausbau entgegen zu wirken. Im Anschluss der Betrachtung einer möglichen Autonomie der Zellen, gilt es die Vernetzung dieser zu untersuchen. Um eine sichere und robuste Energieinfrastruktur zu gewährleisten, müssen Schwachstellen, beispielsweise in Form zu gering dimensionierten Leitungen, identifiziert werden. Ein Vorteil der Zellenmethodik besteht darin, dass sich diese Energiezellen bei Störungen vom Netz abtrennen, als eigenständiges Netz verhalten und erst nach der Behebung wieder an das regionale Netz angeschlossen werden. [15] [16] [17]

Der zellulare Ansatz stellt für den Anwender einen Kompromiss zwischen der Abbildungsgenauigkeit und dem Rechenaufwand zur Verfügung, welcher individuellen Bedürfnissen angepasst werden kann. So besteht die Möglichkeit auch im Falle fehlender

Daten, anhand von Näherungen und einer Kombination aus Messwerten und Standardlastprofilen, Ergebnisse mit ausreichender Genauigkeit zu generieren. [16] [17]

Bei der Anwendung des zellularen Ansatzes auf Klein- und Mittelstädten werden in einem ersten Schritt die einzelnen Verbraucher-, Erzeuger und Speicherinfrastrukturen erfasst, dies wird anhand der Abbildung 3-22 veranschaulicht. Im Anschluss darauf werden die Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherstrukturen jeweils als Knotenpunkt dargestellt, zeitlich aufgelöst sowie energetisch und leistungsmäßig aufsummiert. Jeder Knotenpunkt enthält die jeweiligen Profilwerte in der gewählten Zeiteinheit sowie im gewünschten Zeitintervall. Bei der Speicheridentifikation muss in Betracht gezogen werden, dass vor allem Industriebetriebe bestehende und ungenutzte Speicherinfrastrukturen besitzen, z.B. alte Öltanks. [18]

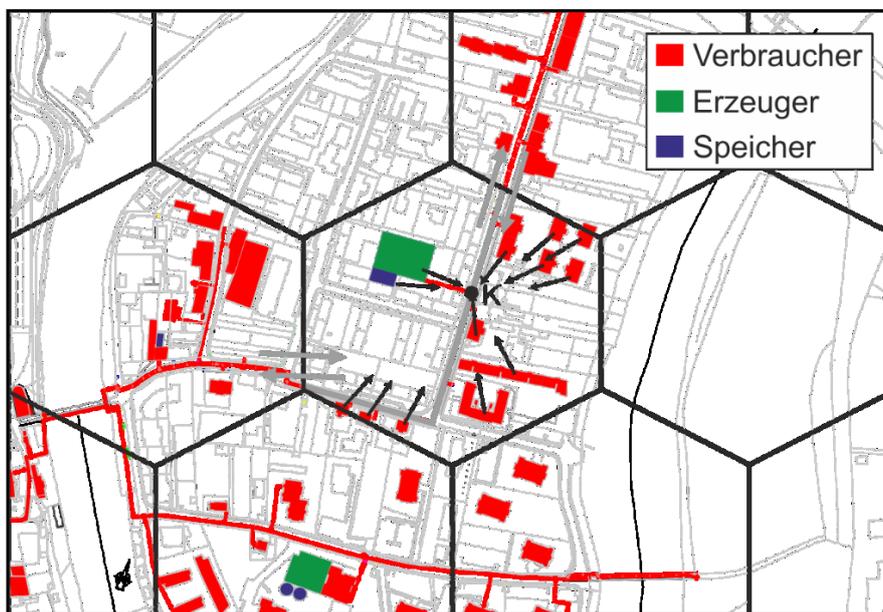


Abbildung 3-22: Schematische Funktionsweise des zellularen Ansatzes [18]

Die erfassten Infrastrukturen können in einzelne Kategorien unterteilt werden. Da viele Kommunen über ausführliche Informationen bezüglich der Nutzung von Gebäuden verfügen, können Verbraucher beispielsweise nach ihrer Funktion, wie Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, landwirtschaftliche Gebäude, Gewerbe, Industrie, öffentliche Gebäude und diverse Mischformen, klassifiziert werden. Zudem dürfen die Gemeinden auf das zentrale Gebäude und Wohnungsregister gemäß BGBl. I Nr. 9/2004 zugreifen. [18] [19]

Im Vorfeld müssen bei der Anwendung des zellularen Ansatzes die Zellen hinsichtlich ihrer Verbräuche und Erzeuger für jeden Energieträger separat betrachtet werden. Darauffolgend ist es durchaus sinnvoll einzelne Energieträger mit einander zu verknüpfen und eine Hybridisierung in Betracht zu ziehen. Ein mögliches Ausbalancieren der Verbräuche und Erzeuger innerhalb und zwischen den Zellen durch Kopplung von z.B. elektrischem Strom, Wärme und Gas kann in Summe zur Erhöhung der Autarkie führen. [15] [18]

Ausgehend einer Einteilung der Zellenstruktur basierend auf einem Fernwärmenetz, haben sich die folgenden Regeln positiv auf die Genauigkeit ausgewirkt: [18]

- **Verbraucheraggregieren je Zelle** – spielt vor allem bei unvollständiger Datenlage eine bedeutende Rolle. Abbildung 3-23 zeigt die durchschnittliche Leistung je Haushalt, die in verschieden große Gruppen zusammengefasst sind. Es ist klar ersichtlich, dass aufgrund der Gleichzeitigkeiten die Spitzen umso deutlicher und höher sind, je weniger Haushalte zusammengefasst sind. Daher sollten Zellen für Kleinverbraucher so gewählt werden, dass mindestens 150 dieser zusammengeschlossen werden können. Bei einer vollständig und zeitlich aufgelösten Datenlage kann von diesem Richtwert jedoch abgewichen werden.
- **Berücksichtigung der bestehenden Netzinfrastruktur** – Um möglichst allgemein gültige Aussagen treffen zu können, sollten keine gut versorgten mit unversorgten Bereichen eines Energieträgers vermischt werden.
- **Verbindung der Zellenknoten** – Sollte eine Lastflussberechnung durchgeführt werden, gilt es darauf zu achten, dass nur jene Zellen miteinander verbunden sind, zwischen welchen auch eine reale Leitung existiert.

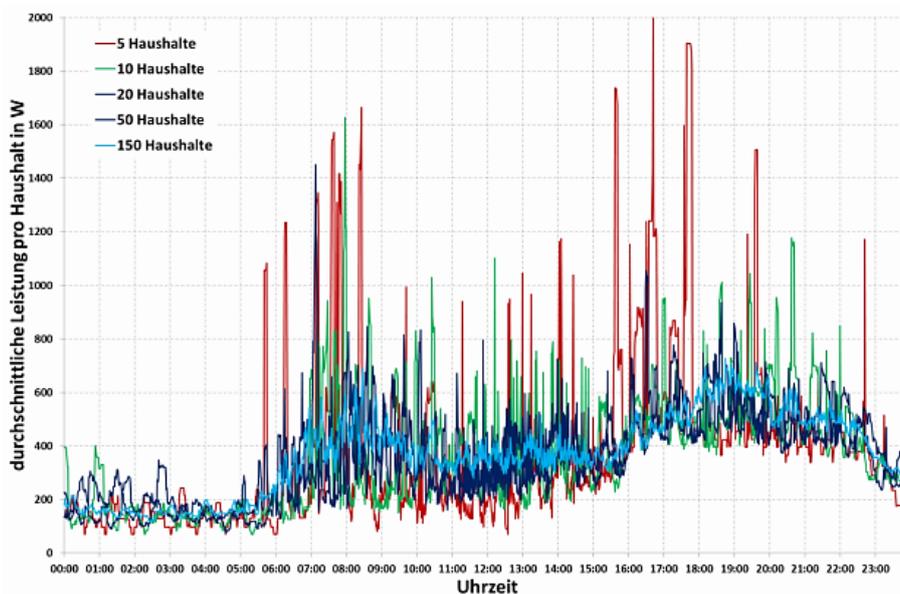


Abbildung 3-23: Durchschnittliche Leistung je Haushalt für unterschiedliche Anzahl von Haushalten [20]

Im Zuge dieser Arbeit wird der zellulare Ansatz auf die Modellierung von Elektrizitätsverteilnetzen für Klein- und Mittelstädte angewendet. Die Einteilung erfolgt nach den Standardlastprofilen des VDEW sowie nach den standardisierten Lastprofilen der E-Control. Durch Anwendung dieser wird zudem die zeitliche Auflösung in einem 15-Minuten-Intervall des Verbrauchs ermöglicht.

4. MODELLIERUNG DER STROMNETZE

Anhand der Abbildung 4-1 wird die prinzipielle Vorgehensweise der Modellierung eines Stromnetzes unter Anwendung des zellularen Ansatzes vorgestellt. Für die dort beschriebene Methodik wird das Vorhandensein von Verbrauchsdaten, sowie eines Netzplans vorausgesetzt.

Ausgehend von der Zelleneinteilung der Region und dem realen Stromnetz erfolgt die Zuordnung aller elektrischen Betriebsmittel (Lasten, Erzeuger, Speicher, Leitungen, Transformatoren) zu den einzelnen Zellen. Anschließend erfolgt jeweils die Zusammenfassung der Last-, Erzeuger- und Speicherstrukturen entweder in zeitlich aufgelöster Form von Messdaten oder unter Anwendung der Standardlastprofile des VDEW bzw. der standardisierten Lastprofile der E-Control. Je nachdem ob eine Zelle über eine Last-, Erzeuger- und Speicherstruktur verfügt, werden abhängig davon ein bis drei Jahreslastgänge erstellt. Diese beinhalten 15 Minutenmittelwerte der jeweiligen Struktur. Bevor die Leitungen mit den einzelnen Knotenpunkten, der ursprünglichen Netzstruktur verbunden werden, erfolgt die Implementierung der Transformatoren. In einem letzten Schritt wird bereits die erste Anpassung durch Nachbildung der Blindleistungsverluste der reduzierten Leitungen vorgenommen. Durch diese werden das Modell und dessen Lastfluss für die hier benötigten Zwecke ausreichend genau abgebildet. Dennoch sollte zukünftig die Thematik der bestmöglichen Integration der reduzierten Leitungen genauer untersucht werden. Als ausreichend genau wird die Abbildung des Status Quo befunden, insofern die Lastflüsse des realen Netzes mit dem reduzierten Netz bis auf geringe Abweichungen übereinstimmen.

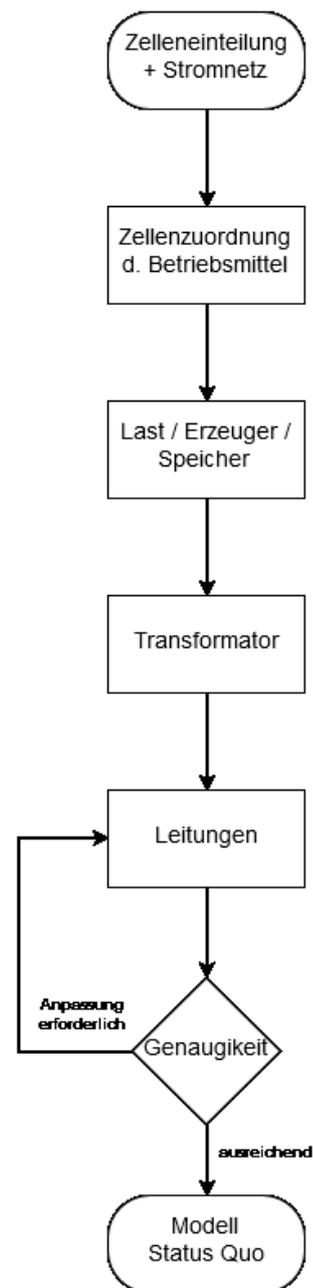


Abbildung 4-1: Vorgehensweise Stromnetzmodellierung

Für beide Städte werden, bereits vor Beginn der Arbeit im Rahmen der Projekte „Energieschwamm Bruck“ und „Smart Exergy Leoben“, für das Jahr 2014 die möglichen Photovoltaikeinspeisepotentiale anhand der Wetterdaten, des Solardachkatasters [21] und der sehr gut, sowie gut geeigneten Dachflächen ermittelt. Die Photovoltaikpotentiale werden auf die einzelnen Zellen und der dort zur Verfügung stehenden Dachflächen bezogen und liegen in Form zeitlich aufgelöster Lastgänge in einem 15-Minuten-Intervall vor. Auch die Zelleneinteilung wird bereits im Vorfeld anhand des Gas- bzw. Fernwärmenetzes bestimmt und für die Modellierung des Stromnetzes herangezogen.

Während für die Modellierung des Stromnetzes der Stadt Leoben die Methodik nach Abbildung 4-1 herangezogen werden konnte, musste für die Stadt Bruck an der Mur aufgrund des Fehlens eines Netzplans eine andere Vorgehensweise gewählt werden. Aufgrund dieser unterschiedlichen Ausgangslage, werden nachfolgend beide Modellierungen der Netze näher beschrieben.

4.1. Bruck an der Mur

Für die Stadt Bruck an der Mur wurde im Zuge des Projektes „Energie Schwamm Bruck“ ein Plan mit der Verortung der Ortsnetztransformatoren sowie ein ausführlicher Gebäudekataster mit Funktionszuweisung, gemeldeten Personen und vieles mehr zur Verfügung gestellt. Zudem werden die Zelleneinteilung sowie die möglichen Photovoltaikeinspeisepotentiale, welche bereits im Vorfeld ermittelt wurden, bereitgestellt. Aufgrund des Fehlens möglicher Stromverbräuche werden diese in einem ersten Schritt basierend auf den zur Verfügung stehenden Daten ermittelt. Für die darauffolgende Modellierung eines Verteilernetzes unter Verwendung des zellularen Ansatzes stand leider kein Netzplan zur Verfügung. In einem letzten Schritt werden alle Photovoltaikeinspeisepotentiale in das Modell eingebunden.

4.1.1. Modellierung der Verbraucherstruktur

Zur Abschätzung eines Jahresenergieverbrauchs der Stadt Bruck an der Mur werden die in Tabelle 4-1 bis Tabelle 4-3 enthaltenen Informationen herangezogen. Diese beinhalten Einwohnerzahlen der Region Steiermark, durchschnittliche Stromverbräuche von Haushalten und Jahresenergieverbräuche und stammen von der Statistik Austria, sowie der E-Control. [22] [23] [24]

Tabelle 4-1: Einwohner der Region Steiermark

Region	Einwohneranzahl
Steiermark	1.220.903
Leoben	24.697
Bruck	15.699

In eigener Darstellung nach [22]

Tabelle 4-2: Durchschnittlicher Stromverbrauch von Haushalten

Jahr	Durchschnittlicher Stromverbrauch	
	kWh/Person	kWh/Haushalt
2004	2.052	4.832
2008	2.027	4.683
2012	2.019	4.584

In eigener Darstellung nach [23]

Tabelle 4-3: Verbrauchsstruktur österreichischer Elektrizitätsmarkt

Endkundenkategorie	Einheit	Abgabe an		
		Endverbraucher		
		2013	2014	
Steiermark	Haushalte	GWh	1.821	1.769
	Gewerbe und sonstige Kleinkunden	GWh	1.349	1.296
	Landwirtschaft	GWh	266	256
	Lastganggemessene Endverbraucher	GWh	5.099	5.253
	Summe	GWh	8.536	8.573
Österreich	Haushalte	GWh	13.422	13.008
	Gewerbe und sonstige Kleinkunden	GWh	8.748	8.406
	Landwirtschaft	GWh	1.448	1.396
	Lastganggemessene Endverbraucher	GWh	33.556	34.055
	Summe Abgabe an Endverbraucher¹	GWh	56.848	56.460

In eigener Darstellung nach [24]

Abgabe an Endverbraucher¹ ... Entspricht energiebilanztechnisch dem energetischen Endverbrauch, allerdings hier einschließlich des Stromverbrauchs des nicht-elektrischen Energiesektors (nicht-elektrischer Energiesektor: z.B. Erdöl- und Erdgasförderung bzw. -versorgung, Fernwärme, Raffinerie, Kokerei) [24]

Über die Verbraucherstruktur, siehe Tabelle 4-3, und der darin enthaltenen Abgabe an den Endverbraucher, sowie der jeweiligen Einwohnerzahl wird die benötigte Energie der Stadt Bruck an der Mur sowie der Stadt Leoben für das Jahr 2014 ermittelt. Der Jahresenergieverbrauch der Stadt Leoben wird an dieser Stelle lediglich als Kontrollwert

berechnet. Er dient zur Überprüfung der Plausibilität des Ergebnisses mit dem tatsächlichen Energieverbrauch der Stadt Leoben, welcher im Rahmen des Projektes „Smart Exergy Leoben“ seitens des Energieversorgers E-Netze Steiermark zur Verfügung gestellt wurde. Die so ermittelten Werte sowie der Kontrollwert sind in Tabelle 4-4 dargestellt. Bei der Gegenüberstellung der beiden Jahresenergieverbräuche für die Stadt Leoben, lässt sich eine Abweichung von rund 4 GWh bzw. 2,4% erkennen. Die Ermittlung der Verbräuche über die Einwohnerzahl wird daher als ausreichend genau eingestuft, weshalb für die weitere Berechnung für die Stadt Bruck an der Mur von einem Jahresenergieverbrauch von 110,2 GWh ausgegangen wird.

Tabelle 4-4: Jahresenergieverbräuche für 2014

Jahresenergieverbrauch für	Einheit	Wert
Bruck an der Mur über Einwohner	GWh	110,2
Leoben über Einwohner	GWh	173,4
Leoben aus Projekt „Smart Exergy Leoben“	GWh	177,6

Mit Hilfe des Gebäudekatasters werden die Einwohner je Zelle bestimmt. Durch Multiplikation mit dem durchschnittlichen Stromverbrauch pro Person ergab sich ein Energiebedarf der Haushalte für das Jahr 2014 von 35,02 GWh.

Unter Verwendung der Verbraucherstruktur und des erhaltenen Verbrauchs des Haushaltssektors, wird auf die Anteile der restlichen Sektoren geschlossen. Anhand des Gebäudekatasters wird der Gebäudetyp und damit das benötigte Standardlastprofil festgestellt. Mittels dieser Informationen werden die Jahresenergieverbräuche pro Zelle, sowie Standardlastprofile berechnet. Die Ergebnisse sind der im Anhang befindlichen Tabelle 8-1 zu entnehmen. Für die Stadt Bruck an der Mur beinhaltet die Verbrauchergruppe die folgenden VDEW Standardlastprofile:

- Haushalt H0
- Gewerbe G0, G1, G3
- Landwirtschaft L0

Für die Anwendung der Standardlastprofile, wie in Kapitel 3.3.3 beschrieben, wird ein Programm unter Verwendung der Software MATLAB erstellt. In das Programm werden die ermittelten Jahresenergieverbräuche der einzelnen Standardlastprofile und Zellen eingelesen. Über diese wird der Faktor ermittelt, mit welchen die Profile bzw. Typtage multipliziert werden. Die Lastprognosen werden durch eine anschließende Reihung dieser Typtage auf ein Jahr erhalten. Infolge der Ermittlung der einzelnen Jahreslastgänge, werden diese zu einem gemeinsamen Verbraucherprofil zusammengefasst. Dieses Profil wird für jede Zelle ermittelt

und beinhaltet einen zeitlich aufgelösten Jahreslastgang im 15-Minuten-Intervall. Im Anschluss wird das Profil in das fertige Modell des Stromnetzes eingelesen.

Abbildung 4-2 zeigt ein aus Standardlastprofilen zusammengesetztes Verbraucherprofil für Zelle 14 an einem Werktag im Sommer. Zur besseren Veranschaulichung wurde eine Doppelachse gewählt, wodurch darauf zu achten ist, dass die Verbraucherleistung, im Gegensatz zu den normierten Leistungen der Profile, in kW vorliegt. Die Standardlastprofile G0:H0 stehen in einem Verhältnis von 1:5 zueinander. Vormittags setzt sich trotz des starken Haushaltsanteils das Gewerbeprofil durch, während ab Mittag die Verbraucherkurve deutliche Tendenz in Richtung Haushalt zeigt.

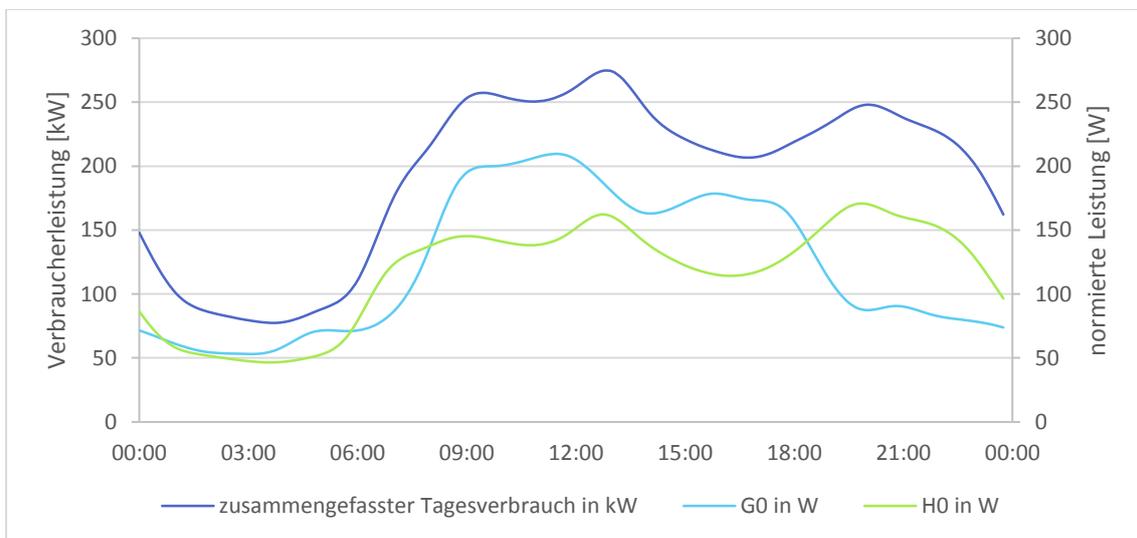


Abbildung 4-2: Anwendungsbeispiel der Standardlastprofil für Zelle 20

4.1.2. Modellierung des Verteilernetzes

Das Stromnetz der Stadt Bruck an der Mur wird nur auf der Netzebene 5 modelliert. Als Spannungsebene werden 20 kV gewählt. Die Vernetzung der einzelnen Knotenpunkte, welche sich im Mittelpunkt der Zelle befinden, wird frei gewählt. Im Zentrum wird von einem sehr stark vermaschten Netz ausgegangen, welches in Richtung Randzellen in Stichleitungen übergeht. Unter der Annahme, dass das Stromnetz der Stadt Bruck an der Mur jenem in Leoben bezüglich der Betriebsmittel ähnlich ist, werden alle weiteren für die Modellierung notwendigen Werte in Anlehnung der zur Verfügung stehenden Daten der Stadt Leoben ausgewählt. Hierzu zählen vor allem Leitungstypen und deren Kurzschlussdaten, sowie Leitungskomponenten. Nachfolgend werden die Photovoltaikpotentiale dem Modell hinzugefügt. Während in Abbildung 4-3 das fertige Modell in netztopologischer Darstellung der Stadt Bruck an der Mur abgebildet ist, ist in Abbildung 4-4 das Modell in Form eines Einlinienschalbildes dargestellt. Im Hintergrund der Abbildung 4-3 ist die Zelleneinteilung zu erkennen.

Während der Berechnung des Lastflusses mit Lastprofilen und bei statischer Lastflussberechnung mit maximaler Last, sowie mit und ohne Photovoltaikeinspeisung, treten keine Unregelmäßigkeiten bzw. Betriebsstörungen auf. Daher sind keine Nachjustierungen im Modell erforderlich.

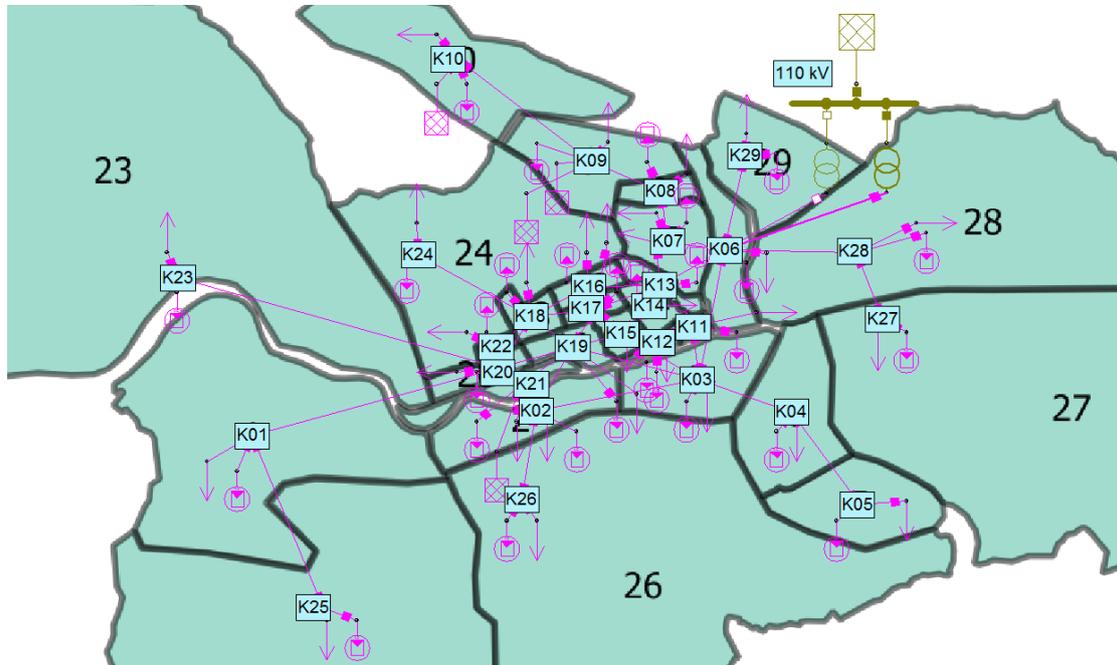


Abbildung 4-3: Übersicht des fertigen Modells in netztopologischer Darstellung – Bruck an der Mur

In Abbildung 4-4 sind die einzelnen Zellenmittelpunkte, als Sammelschienen abgebildet. Neben den einzelnen Verbrauchern, welche als Pfeile dargestellt sind, sind die Photovoltaikmodule sowie die Einspeisungen EW Murinsel (Elektrizitätswerk), TWKW Hansenhof (Trinkwasserkraftwerk), EW Kaltschmid und KWKW Lamingtal (Kleinwasserkraftwerk) abgebildet. In Zelle 6 befindet sich der Slack-Knoten und die Umspannung von der 110 kV auf die 20 kV Spannungsebene. Anhand dieses Einlinienschaltbildes lässt sich zudem die Netztopologie erkennen. Ausgehend von der Sammelschiene der Zelle 6 lassen sich zwei Stichleitungen, ein Abgang (in Zelle 29) und ein vermaschtes Gebiet erkennen. Innerhalb dieses Gebietes, befinden sich einige kleine Ringe, Abgänge bzw. Stichleitungen. Basierend auf den getätigten Annahmen sind drei der vier Kraftwerke der Stadt Bruck an der Mur mit dieser über eine Stichleitung verbunden.

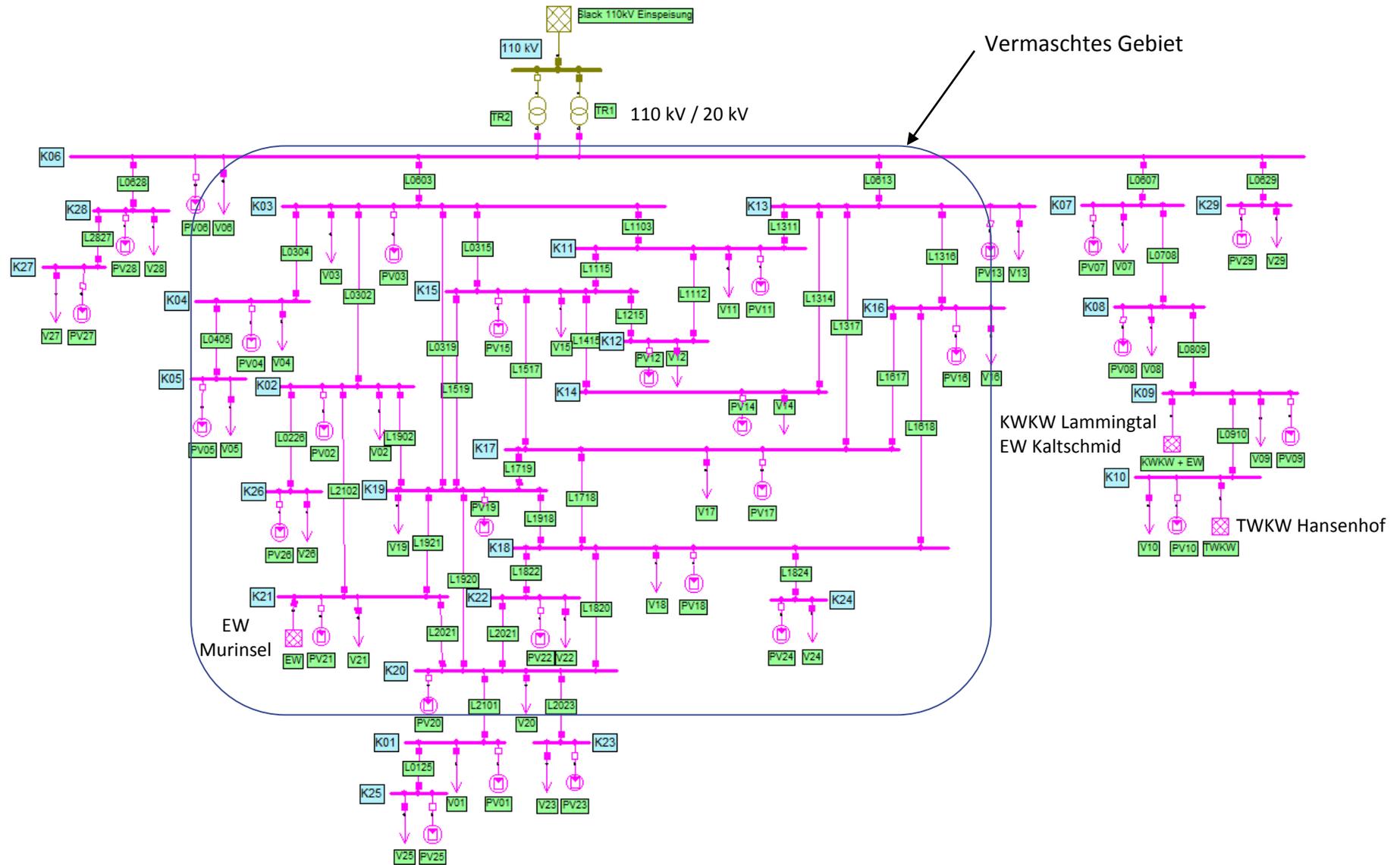


Abbildung 4-4: Übersicht des Modells in Form eines Einlinienschaltbildes – Bruck an der Mur

4.2. Leoben

Im Zuge des „Smart Exergy Leoben“ Projektes wird für die Stadt Leoben ein anonymisierter Stromnetzplan für das Programm NEPLAN, sowie die Zelleneinteilung und Photovoltaikpotentiale bereitgestellt. Der Netzplan bildet die Netzebene 5 ab und enthält die vollständige Abbildung der 30 kV und 5 kV Spannungsebene inklusive der Betriebsmittelparameter, deren Verortung und Verbrauchsdaten. Aus diesen Informationen gilt es in einem ersten Schritt ein Stromnetz unter dem zellularen Ansatz zu modellieren und den Status Quo abzubilden. Auf Basis dieses Netzplanes wurde entschieden beide Spannungsebenen in einem gemeinsamen Modell abzubilden, um mögliche Informationsverluste durch eine Reduzierung auf die 30 kV Ebene zu verhindern. Da die beiden Netze miteinander verglichen werden, wird nachfolgend für den zur Verfügung gestellten Stromnetzplan die Bezeichnung reales Netz gewählt, während das im Zuge dieser Arbeit entwickelte Stromnetz als reduziertes Modell bezeichnet wird.

4.2.1. Modellierung der Verbraucherstruktur

Zu Beginn erfolgt die Zellenzurordnung der Ortsnetztransformatoren und den damit verbundenen elektrischen Betriebsmitteln (Lasten, Erzeuger, Transformatoren, Leitungen) gemäß deren Verortung. Im Nachfolgenden werden die Ortsnetztransformatoren lediglich als Knoten bezeichnet. Diese enthalten wichtige Informationen, wie deren maximale Leistung sowie den Standardlastprofilen zugeordneten Jahresenergieverbräuchen in MWh. Aufbauend auf diesen Informationen werden vier Verbrauchergruppen für jede Zelle und Spannungsebene modelliert. Die einzelnen Verbrauchergruppen sind in Tabelle 4-5 näher beschrieben.

Tabelle 4-5: Beschreibung der Verbrauchergruppen

Abkürzung	Beschreibung	Zugeordnete SLP's
V	Verbrauch von Haushalten, gewerblichen und landwirtschaftlichen Betrieben	H0, G0-G6, L0-L2
SP	Verbrauch von Kunden, die mittels unterbrechbaren Lieferungen versorgt werden	ULA, ULB, ULC, ULD, ULE, ULF
zV	Verbrauch der öffentlichen Beleuchtung, Mobilfunkstationen sowie einer allgemeinen Anlage in Verbindung mit einer Speicherheizung	B1, G7, HF
LPZ	individuelle Lastprofile, da diese nicht zur Verfügung standen, wurde die Annahme getroffen es handle sich um G0	G0

Anhand der Zuordnung der Zellen werden die einzelnen Jahresverbräuche und Standardlastprofile zusammengefasst. Unter Verwendung dieser Daten wird das in Kapitel 4.1 beschriebene MATLAB-Programm um die drei Verbrauchergruppen SP, zV und LPZ erweitert und für beide Spannungsebenen getrennt ausgeführt. Die so ermittelten Lastprofile, werden im Anschluss in NEPLAN eingelesen. Die Jahresenergieverbräuche der einzelnen Gruppen und Zellen beider Spannungsebenen sind der im Anhang befindlichen Tabelle 8-2 zu entnehmen.

4.2.2. Modellierung des Verteilernetzes

Das Zellenmodell ist in 44 Zellen eingeteilt, jedoch sind nicht alle mit dem Stromnetz der Stadt Leoben verbunden, weshalb diese in der Tabelle 8-2 und den Ergebnissen nicht vorhanden sind. Dabei handelt es sich um die Zellen 1, 2, 36 bis 42 und 44.

Der Slack-Knoten und die Transformatoren werden aus dem erhaltenen Stromnetz adaptiert und in das Modell eingefügt. Entsprechend der Zellenzuteilung werden die im Stromnetz enthaltenen Einspeisungen zusammengefasst und in das reduzierte Modell implementiert. Die zur Verfügung gestellten Parameter, wie z.B. maximale Einspeiseleistungen, werden ebenfalls in das Modell integriert. Mit Ausnahme des Slack-Knotens, welcher als „Netzeinspeisung“ designed wird, werden alle anderen Einspeisungen im NEPLAN als „Erzeugungsanlegen“ integriert, da diesen ein individuelles Erzeugungsprofil zugeordnet werden kann. Anhand der standardisierten Lastprofile der E-Control für kleine Einspeiser, siehe Kapitel 3.3.2, werden Lastprofile für die Biogasanlage und das Biomasseheizkraftwerk ermittelt.

Für die Modellierung des reduzierten Netzes werden jene Leitungen aus den zur Verfügung stehenden Daten herangezogen, die an einem Zellenübertritt teilnehmen. Für den Fall das mehrere Leitungen für einen bestimmten Übergang identifiziert werden, sind diese als Parallelleitungen zu berücksichtigen. Als Leitungslängen werden vorerst die Luftlinien zwischen den Zellenmittelpunkten gewählt. Alle weiteren Leitungen, welche Verzweigungen, Stichleitungen usw. innerhalb der Zelle betreffen, werden im Modell nicht abgebildet. Im Anschluss wird der Schaltzustand der einzelnen Leitungen zum aktuellen Stand der Daten eruiert, um mögliche offene Ringschlüsse nachzubilden.

Für das reduzierte Modell, sowie das zur Verfügung gestellte Stromnetz der Stadt Leoben, wird jeweils eine Lastflussberechnung für den größtmöglichen Belastungsfall durchgeführt. Im Zuge des Vergleiches der beiden Lastflüsse, konnten weitere Leitungen identifiziert werden die im realen Stromnetz keine Last führen, im Modell jedoch schon. In einem nächsten Schritt werden daher die Leitungen und dessen Stränge in dem sie sich im realen Netz befinden näher untersucht. Es konnte festgestellt werden, dass die betroffenen Leitungen zwar selbst über

einen geschlossenen Trennschalter verfügen, jedoch keine Last führen können, da der Leitungsstrang an einer anderen beliebigen Stelle im Stromnetz geöffnet ist. Diese Tatsache wird durch Öffnen der betroffenen Leitungen nachgebildet. Zudem fallen bei der Betrachtung des Blindleistungsflusses erhebliche Differenzen auf. Um diese auszugleichen werden E-RLC-Module eingesetzt. Mit Hilfe dieser Module werden die fehlenden entstehenden kapazitiven Leitungsimpedanzen nachgebildet. Die Ergebnisse und Anpassungen dieses Vergleichs sind in Kapitel 5.2 genauer beschrieben. Im Anschluss an die Anpassungen ist der Status Quo des Stromnetzes gut erfasst und es folgt die Implementierung der möglichen Photovoltaikpotentiale in verschiedenen Einspeiseabstufungen.

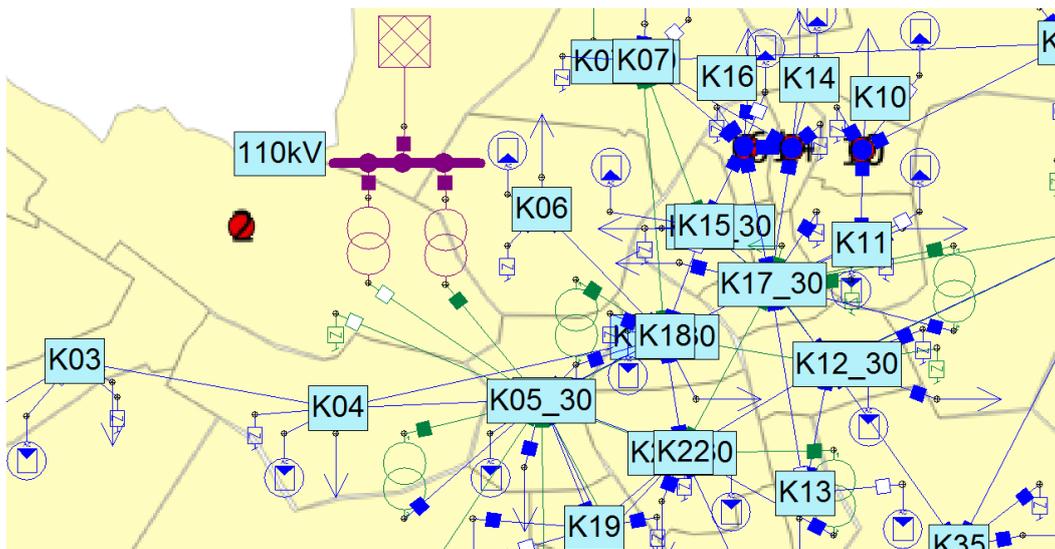


Abbildung 4-5: Auszug des reduzierten Modells – Leoben

Abbildung 4-5 zeigt das reduzierte Modell für einen ausgewählten Bereich in netztopologischer Darstellung. Im Hintergrund ist die Zelleneinteilung zu erkennen. Zum besseren Verständnis wird das reduzierte Modell in Abbildung 4-6 in Form eines Einlinienschaltbildes abgebildet. Beide Abbildungen enthalten die 30 kV und 5 kV Spannungsebene. Zur Unterscheidung dieser, wird für die 30 kV Ebene grün gewählt, für die 5 kV Ebene blau. Zusätzlich wird für eine Unterscheidung der Betriebsmittel, für die 30 kV Ebene die Endung `_30` eingeführt. Im Umspannwerk Donawitz (Slack-Knoten) erfolgt die Herabsetzung des Spannungsniveaus von der Hochspannung auf die Mittelspannung. Die 30 kV Spannungsebene ist als Ringnetz ausgeführt, während für die 5 kV Ebene ein Maschennetz vorliegt. Dieses kann wiederum in Ringnetze und eine Sticheitung unterteilt werden. In Abbildung 4-5 wurden aus Übersichtsgründen neben dem Ring der 30 kV Ebene, auf der 5 kV Ebene nur die Sticheitung sowie zwei Ringe hervorgehoben. In den Zellen 20, 21, 24, 27, 29 und 32 ist bereits eine Photovoltaikeinspeisung vorhanden, weshalb auf diesen Sammelschienen zwei Photovoltaikmodule eingebunden sind, eines für die tatsächliche Einspeisung und eines für das mögliche Potential.

5. ANALYSE DER STROMNETZE

Aufgrund des Fehlens eines Stromnetzplans für die Stadt Bruck an der Mur ist kein Vergleich zwischen Modell und Realität möglich, weshalb im Rahmen dieser Arbeit der Fokus auf die Stadt Leoben gelegt wird. Auf die Ergebnisse der Stadt Bruck an der Mur wird daher nur in Kapitel 5.1. eingegangen. Die Kapitel 5.2 und 5.3 beziehen sich auf das Stromnetz der Stadt Leoben.

5.1. Lastflussanalyse – Bruck an der Mur

Durch Fehlen des Netzplans mussten für die im Netz vorhandenen elektrischen Betriebsmittel und deren Parameter Annahmen getroffen werden, welche eine Aussage über eine mögliche Entwicklung des Stromnetzes für die Stadt Bruck an der Mur erschweren. Daher wird auf eine ausführliche Analyse und Diskussion der Ergebnisse verzichtet. Das Modell wird stattdessen herangezogen, um den Einfluss von Photovoltaikeinspeisungen auf ein elektrisches Netz zu erläutern.

5.1.1. Veränderung der Lastflüsse bei Photovoltaikeinbindung

Lastfluss bei größtmöglicher Belastung

Die Ergebnisse des Modells der Stadt Bruck an der Mur der Lastflussberechnung mit und ohne den Photovoltaikpotentialen sind in Tabelle 5-1 zusammengefasst und beziehen sich auf den größtmöglichen Belastungsfall, d.h. die Berechnung basiert auf den maximalen Einspeise- sowie Verbrauchswerten und wird rein statisch betrachtet. Zudem gilt für die Photovoltaikeinspeisepotentiale, dass diese zu 100% ausgenutzt werden. Im Laufe dieser Lastflussberechnung konnten keinerlei Auffälligkeiten und Überlastungen (der Leitungen und Transformatoren) festgestellt werden. Die teilweise geringe Auslastung der Leitungen, welche mit Hilfe der Abbildung 5-1 und Abbildung 5-2 veranschaulicht werden, lassen auf eine Überdimensionierung des Modells schließen. Die Abbildungen zeigen jeweils das Modell ohne bzw. mit Photovoltaikeinspeisung, inklusive der Lastflussrichtung (Pfeil) und Leitungsauslastung (Tortendiagramm). Das große Einspeisepotential nimmt erheblichen Einfluss auf den Lastfluss. Bis auf wenige Ausnahmen, welche sich im Bereich des vermaschten Netzes befinden, tritt ein Umkehren des Lastflusses auf. Dies führt im statisch betrachteten Vollastfall zu einer Rückeinspeisung in den Slack-Knoten und damit in die 110 kV Ebene von 25,774 MW.

Tabelle 5-1: Ergebnisse Lastflussberechnung ohne und mit PV – Bruck an der Mur

	P_L [MW]	Q_L [MVar]	P_{Sp} [MW]	Q_{Sp} [MVar]	P_{Ver} [MW]	Q_{Ver} [MVar]	P_{Sl} [MW]	Q_{Sl} [MVar]
ohne PV	23,082	0,000	3,428	0,000	0,062	-0,044	19,716	-0,044
mit PV	23,082	0,000	48,990	0,000	0,135	0,812	-25,774	0,812

P_L / Q_L ... abgenommene Wirk- bzw. Blindleistungen
 P_{Sp} / Q_{Sp} ... erzeugte, eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistungen
 P_{Ver} / Q_{Ver} ... Netzverluste
 P_{Sl} / Q_{Sl} ... die in das Netz eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistung

Neben dem Effekt einer Lastumkehr wirkt sich die Photovoltaikeinspeisung auch auf die Auslastung der Leitungen aus, dies wird in Abbildung 5-1 und Abbildung 5-2 in Form der Pfeilrichtung bzw. Tortendiagramme dargestellt. Durch die stärkere Belastung nehmen die Wirk- und Blindleistungsverluste zu. In Tabelle 5-2 sind die Verluste für den Transformator zwischen der 110 kV und 20 kV Ebene sowie die Summe der Leitungsverluste aufgeschlüsselt. Während bei den Leitungen die Wirkleistungsverluste verdoppelt werden, nehmen die Blindleistungsverluste bei dem Transformator zu. Der Trend zur Erhöhung der Verluste lässt sich mit den Ergebnissen aus Tabelle 5-1 für die Betrachtung des Gesamtsystems verdeutlichen.

Tabelle 5-2: Gegenüberstellung der Wirk- und Blindleistungsverluste – Bruck an der Mur

	Leitungsverluste gesamt		Transformatorverluste (110 kV / 20 kV)	
	P_{Ver}	Q_{Ver}	P_{Ver}	Q_{Ver}
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
ohne PV	0,041	-1,193	0,022	1,149
mit PV	0,097	-1,154	0,037	1,966

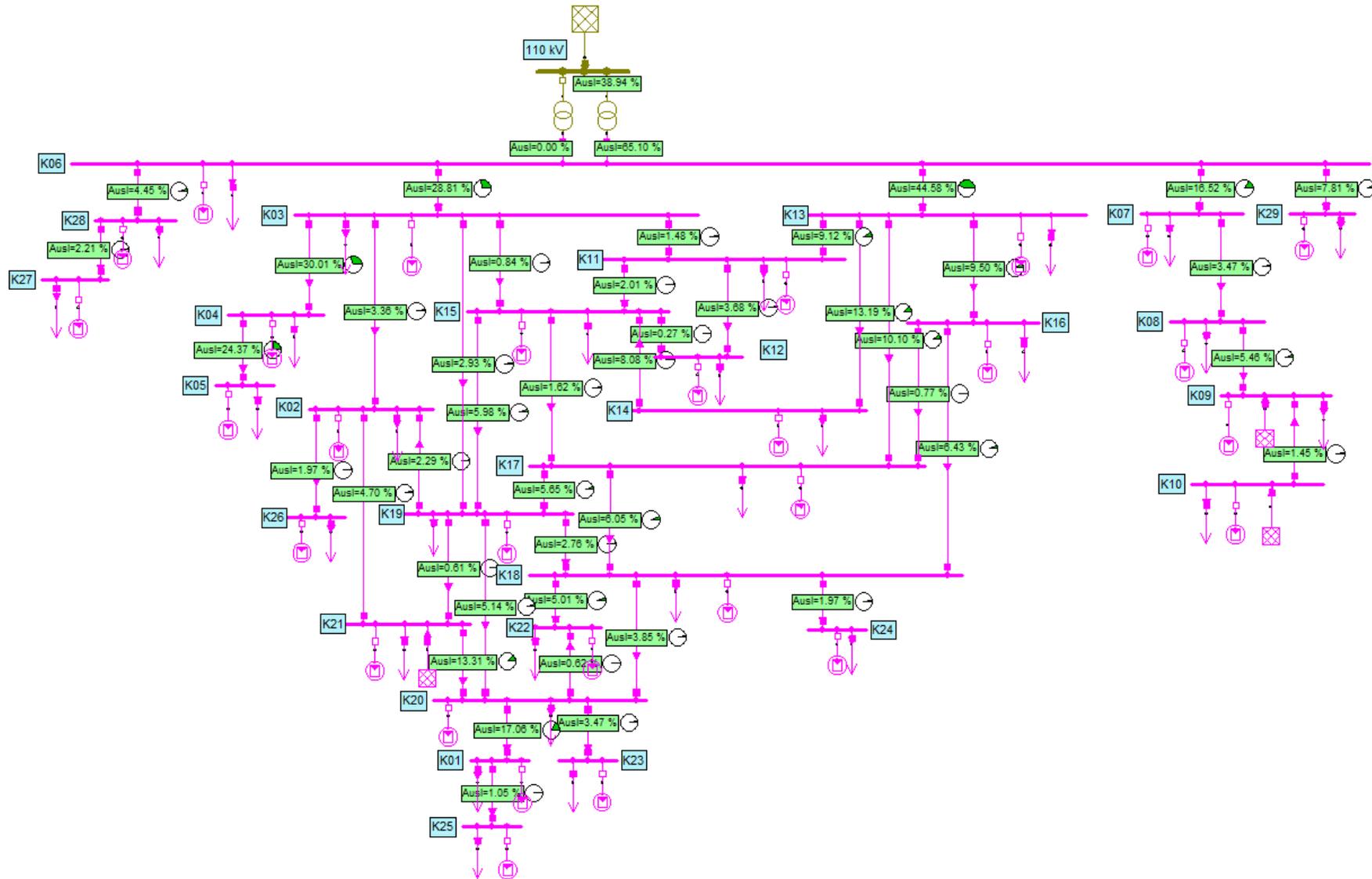


Abbildung 5-1: Modell – Bruck an der Mur ohne PV

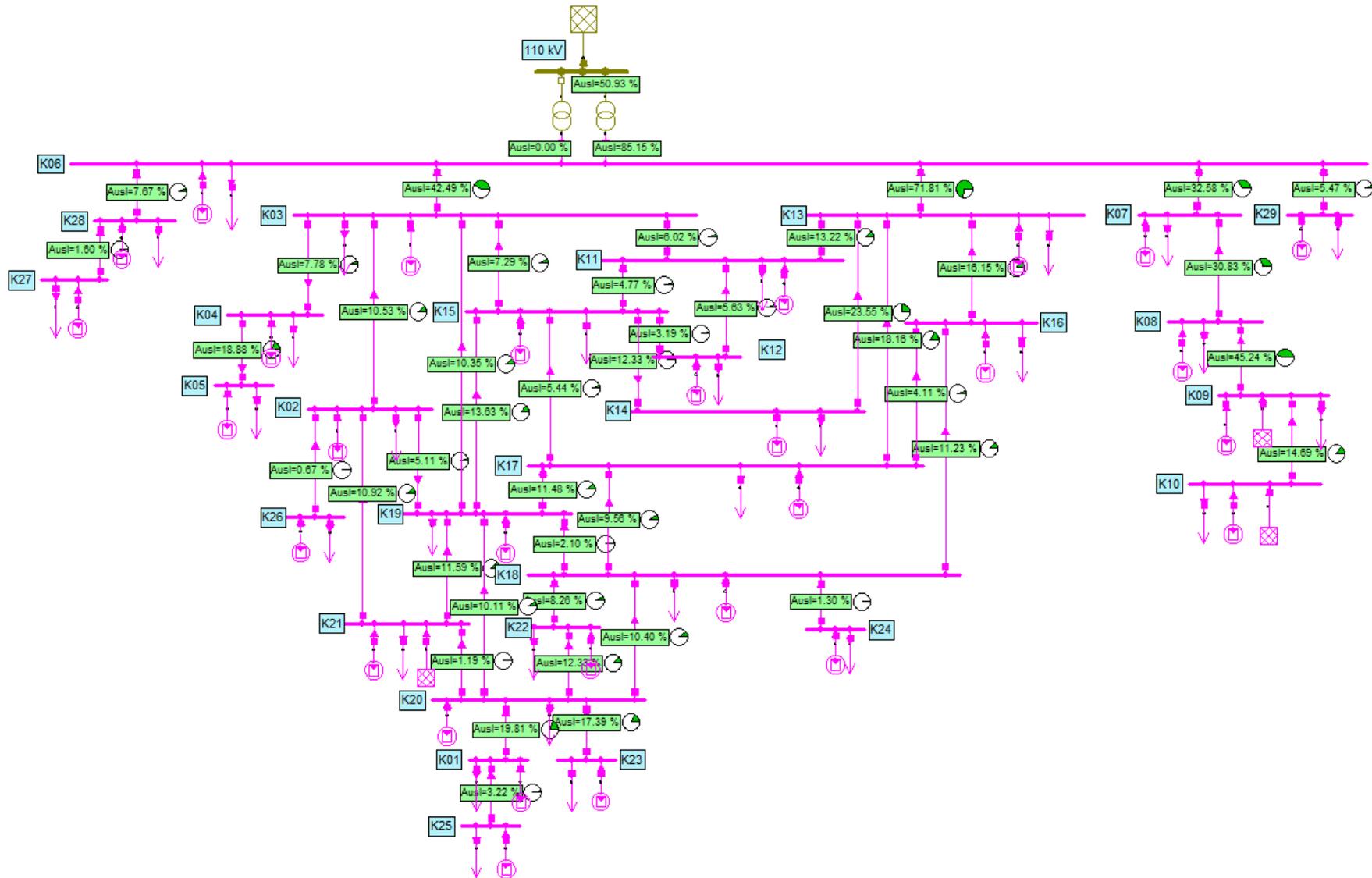


Abbildung 5-2: Modell – Bruck an der Mur mit PV

Lastfluss mit Last- und Einspeiseprofilen

Die in Tabelle 5-3 dargestellten Energieverluste sowie die Lastenergie entsprechen den Ergebnissen für die Berechnung mit Last- und Erzeugungsprofilen. Während die Wirkenergieverluste durch die Photovoltaikeinspeisung gesenkt werden, steigt die Lastenergie an. Solange keine zusätzliche Einspeisung stattfindet, entspricht diese Lastenergie nahezu dem Jahresenergieverbrauch. Für den Fall einer Photovoltaikeinspeisung werden Überschüsse, welche nach einer Ausbilanzierung zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Zelle entstehen, in das Netz eingespeist und verursachen zusätzliche Belastungen aufgrund der damit verbundenen Verluste. Die Lastenergie fasst somit alle Lastflüsse, welche durch Einspeiser und Verbraucher verursacht werden, zusammen. Sie darf daher nicht mit dem Jahresenergieverbrauch verwechselt werden. Die Differenz zwischen den Lastenergien ist jener Energieanteil der, als Überschuss, zurück ins übergeordnete Netz eingespeist wird.

Tabelle 5-3: Ergebnisse Lastflussberechnung mit Lastprofilen ohne und mit PV – Bruck an der Mur

Bezeichnung	Einheit	ohne PV	mit PV
Wirkenergieverluste Netz	MWh	158,946	132,530
Blindenergieverluste Netz	MVA _r	-7.852,202	-8.641,862
Lastenergie	MWh	112.024,593	127.573,770

Die oben beschriebene Lastflussberechnung bei größtmöglicher Belastung geht davon aus, dass alle maximalen Einspeise- und Lastspitzen zur selben Zeit stattfinden. Auf Basis einer Berechnung unter Verwendung von Lastprofilen können diese Spitzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Netz auftreten, weshalb der tatsächliche maximale Belastungsfall für das Netz ohne Einspeisung der Photovoltaikpotentiale 21,793 MW entspricht und hiermit etwas unter jenem des größtmöglichen Falles liegt, diese Ergebnisse sind in der Tabelle 5-4 gegenübergestellt. Für die Differenz der maximalen Lastenergie, gilt dasselbe wie für die Lastenergie in MWh, die Rückeinspeisung wird als Belastung in das Netz betrachtet und fließt in diese Größe ein.

Tabelle 5-4: Maximale Lastenergie mit und ohne PV – Bruck an der Mur

Lastflussberechnung	Maximale Lastenergie [MW]	
	ohne PV	mit PV
Für größtmöglichen Belastungsfall	23,082	48,856
Mit Lastprofilen	21,793	48,784

Bei der Berechnung mit Lastprofilen werden dem Modell alle ermittelten Lastgänge für Verbraucher sowie Einspeiser übermittelt und eingelesen. Anhand derer berechnet das Modell für das gesamte Jahr 2014 die Lastgänge aller enthaltenen Betriebsmittel. Da alle eingelesenen Daten als 15-Minuten-Mittelwerte vorliegen, wird auch das Ergebnis in diesem aufgeschlüsselt, um so individuelle Zeitpunkte untersuchen zu können.

Am Beispiel der Zellen 12 und 14 (Innenstadt) soll der Wochenlastgang eines Leistungsverbrauchs erläutert werden. Während in Abbildung 5-3 die beiden Zellen abgebildet sind, wird der Wochenlastgang in Abbildung 5-4 dargestellt. Mit Hilfe dieser lässt sich ein Einfluss der Standardlastprofile auf den Lastgang der einzelnen Zellen erkennen. Im Gegensatz zu Zelle 12, in welcher das G0 Standardlastprofil dominiert und der Energieverbrauch in den Abendstunden sowie am Wochenende abnimmt, steigt dieser in der haushaltsdominierten Zelle 14 an.



Abbildung 5-3: Darstellung Zelle 12 und 14

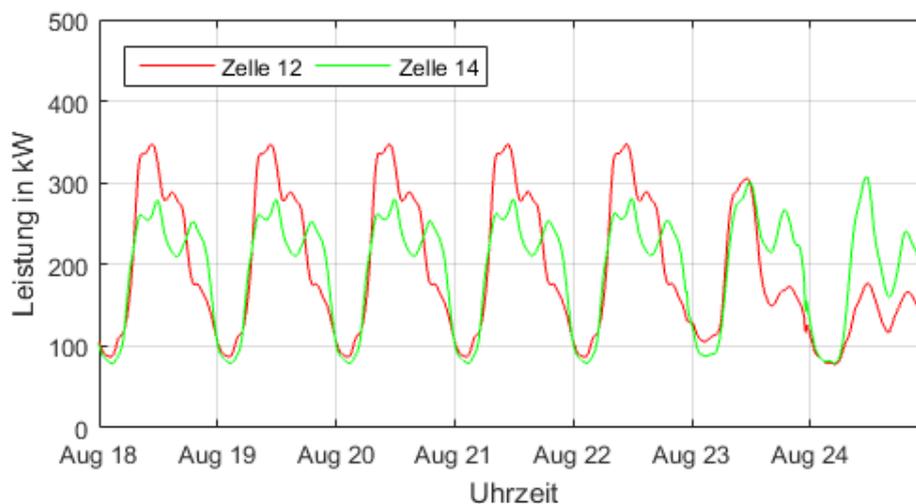


Abbildung 5-4: Wochenlastgang Leistungsverbrauch für Zelle 12 und 14

Nach der Ermittlung spezifischer Verbrauchs- und Einspeisedaten, werden die für die Zelle 12 und 14 zugehörigen Export- und Importlasten ermittelt, welche in Tabelle 5-5 zusammengefasst sind. Um einen möglichst guten Vergleich zwischen Leistungsbedarf, Photovoltaikeinspeisung und möglicher Export- bzw. Importleistungen der Zellen 12 und 14

zu erhalten, wird ein sehr trüber Tag im Jänner sowie ein sonnenreicher im August ausgewählt. Zudem wird darauf geachtet, dass beide Tagesprofile einem Werktag entsprechen. Der Jahresverbrauch der beiden Zellen weist nur eine geringe Abweichung auf, jedoch besitzt Zelle 14 ein mehr als doppelt so großes Photovoltaikeinspeisepotential. Dies führt zu stark ausgeprägten Differenzen im Leistungsimport bzw. -export. In Zelle 12 kann an regnerischen, trüben Tagen oft keine Energie exportiert werden, in Zelle 14 sind meist noch geringe Exporte möglich, veranschaulicht wird dies mit Hilfe der Abbildung 5-5, in welchen der Leistungsverbrauch und die Photovoltaikeinspeisung für beide Zellen einander gegenübergestellt werden. Während die Energieerzeugung der Zelle 12 unter dem zugehörigen Verbraucherprofil liegt, ermöglichen die Leistungsspitzen vormittags einen Energieüberschuss. Abbildung 5-6 zeigt diesen Vergleich für den sonnenreichen Tag. In beiden Zellen kann den gesamten Tag über die erzeugte Leistung exportiert werden, wobei dieser Wert für Zelle 14 5-mal so groß ist.

Tabelle 5-5: Verbrauch und PV-Einspeisung der Zelle 12 und 14 – Bruck an der Mur

Bezeichnung	Einheit	Zelle 12	Zelle 14
2014			
Energieverbrauch	MWh	1.833,9	1.969,7
Photovoltaikeinspeisung	MWh	912,0	2.383,7
Energieimport	MWh	1.179,6	1.120,0
Energieexport	MWh	-257,8	-1.534,1
14.01.2014			
Tagesverbrauch	MWh	5,885	6,343
Photovoltaikeinspeisung	MWh	0,564	1,474
Energieimport	MWh	5,321	5,012
Energieexport	MWh	0,000	-0,142
18.08.2014			
Tagesverbrauch ¹⁵	MWh	4,977	4,697
Photovoltaikeinspeisung	MWh	5,045	13,010
Energieimport	MWh	2,056	1,940
Energieexport	MWh	-1,988	-10,252

Die mittels der Photovoltaikpotentiale erzeugte Energie wird zuerst innerhalb der Zellen verbraucht. Die Differenz zwischen Verbrauch und Erzeugung wird importiert bzw. exportiert. Dies führt an trüben Tagen an denen kein oder nur ein geringer Energieüberschuss (beispielsweise für den trüben Wintertag der Zelle 14) vorliegt, zu einer Netzentlastung. Es muss weniger Energie ins Netz über den Slack-Knoten eingespeist und zu der Zelle

transportiert werden. Dadurch reduzieren sich die entstehenden Verluste, während an einem sehr sonnenreichen Tag die zusätzliche Einspeisung zu einer erhöhten Belastung und damit zu steigenden Verlusten führen kann.

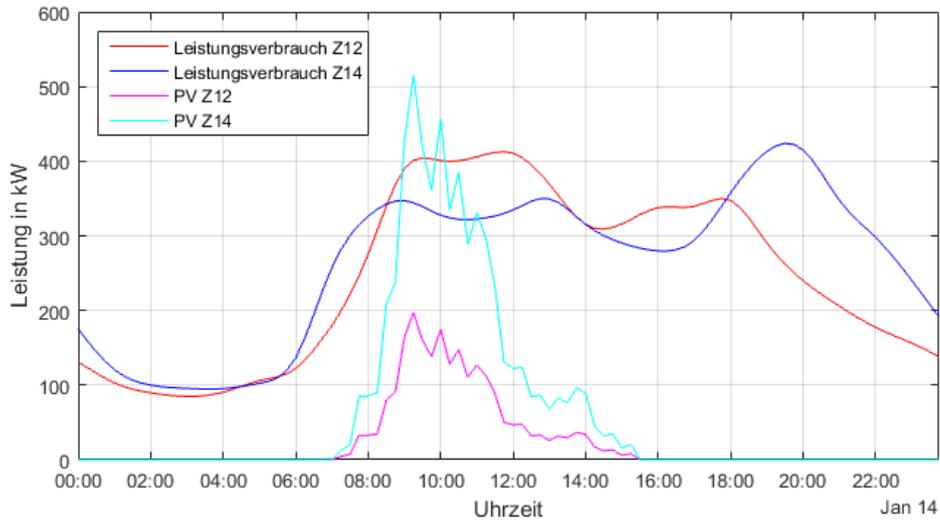


Abbildung 5-5: Leistungsverbrauch und PV-Einspeisung für die Zelle 12 und 14 – 14.01.2014

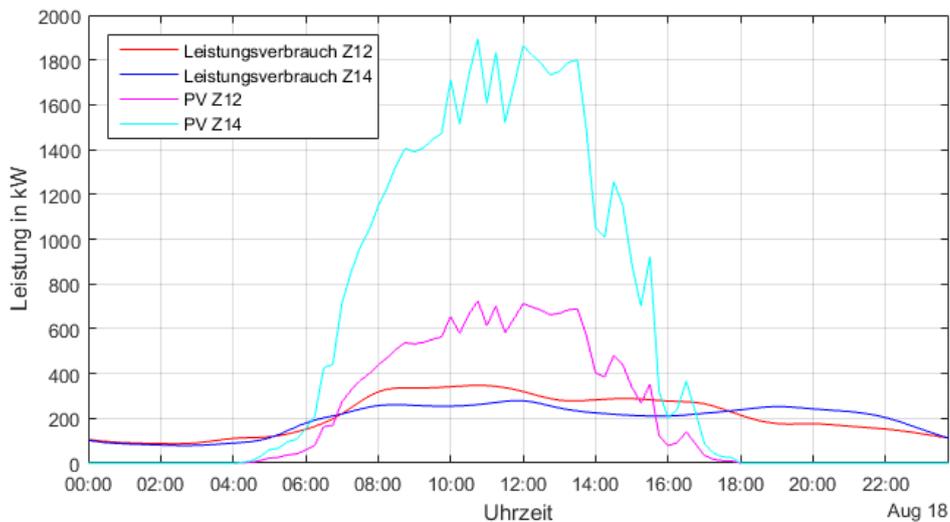


Abbildung 5-6: Leistungsverbrauch und PV-Einspeisung für die Zelle 12 und 14 – 18.08.2014

5.1.2. Veränderung der Betriebsmittelbelastung bei Photovoltaikeinbindung

Die Leitung L1415 soll mit Hilfe der Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9 als Beispiel dienen, die Lastflüsse und deren Änderungen für den Fall einer Photovoltaikeinspeisung zu betrachten. Diese Leitung verbindet die Zellen 14 und 15 miteinander bzw. in der Abbildung 5-7 die Sammelschienen K14 und K15. Alle Erkenntnisse beziehen sich auf diese spezielle Leitung und den jeweils ausgewählten Tag (einem trübem Wintertag und einem sonnenreichen

Sommertag), mit den entsprechenden Wetterdaten. Der Einfluss der Einspeisung ist für beide Tage ausgeprägt, führt an einem trübem Wintertag jedoch nicht zu einer Umkehrung des Lastflusses. Der negative Lastfluss in Abbildung 5-8, welcher in den frühen Morgenstunden auftritt, hat seine Ursache nicht in einer Photovoltaikeinspeisung. In komplexen Netzen kann aufgrund der starken Vermaschung bzw. der Ringschlüsse und der Ausbalancierung des Netzes zwischen den einzelnen Verbrauchern ebenfalls eine Lastumkehr stattfinden. In Abbildung 5-9 lässt sich die Umkehrung des Lastflusses, welcher durch die Einspeisung hervorgerufen wird, deutlich erkennen. Die Photovoltaikerzeugung beeinflusst jedoch nicht nur die Lastflussrichtung, sondern spiegelt die deutlichen Schwankungen der Erzeugung wieder. Eine sehr rasche Umkehrung des Lastflusses kann zudem Stromspitzen erzeugen, welche beispielsweise zum Ansprechen von Überstromschutzeinrichtungen führen. Als Folge können Betriebsmittel und Netzregionen ausfallen.

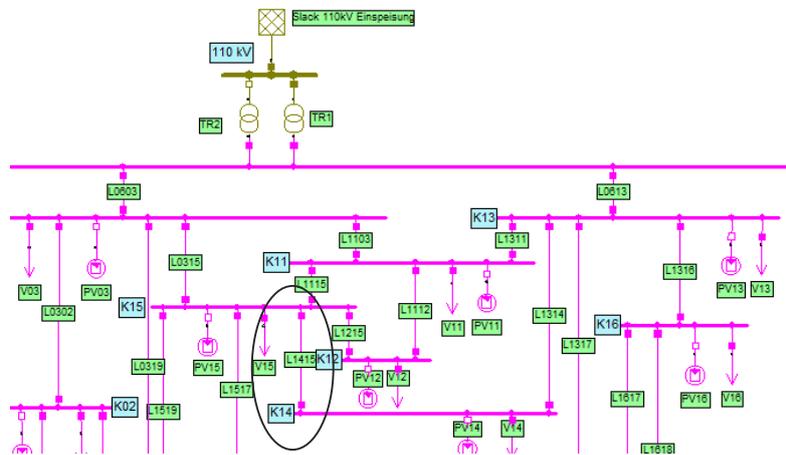


Abbildung 5-7: Darstellung der Leitung L1415

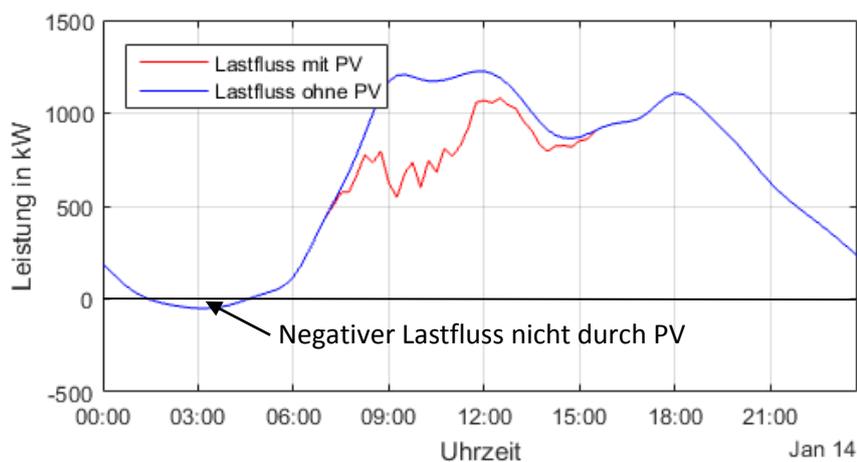


Abbildung 5-8: Lastfluss der Leitung L1415 mit und ohne PV - 14.01.2014

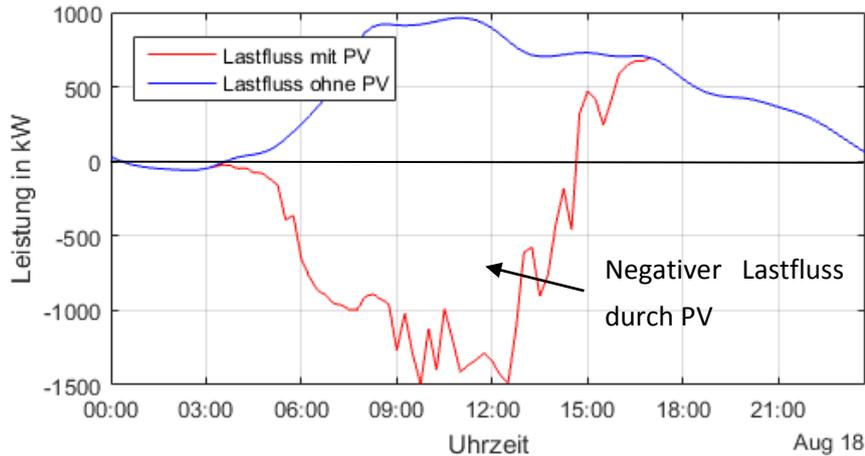


Abbildung 5-9: Lastfluss der Leitung L1415 mit und ohne PV – 18.08.2014

5.2. Lastflussanalyse – Leoben

5.2.1. Lastfluss bei größtmöglicher Belastung

Im Rahmen einer Lastflussanalyse des realen Netzes und des reduzierten Modells für den Fall der größtmöglichen Belastung sowie in einem Vergleich dieser miteinander werden einige Punkte aufgezeigt, welche bei einer Modellierung eines Netzes basierend auf einem zellularen Ansatz berücksichtigt werden müssen. Eine größtmögliche Belastung basiert auf einer Berechnung unter der Annahme, dass alle höchstmöglichen Einspeise- sowie Verbrauchswerte zum selben Zeitpunkt im Netz auftreten, d.h. es liegt eine rein statische Betrachtung vor.

Im ersten Schritt der Analyse werden die Ergebnisse des Lastflusses des realen Netzes jenen des Modells gegenübergestellt, was Tabelle 5-7 zu entnehmen ist. Für den ersten Vergleich wird das ursprüngliche Modell, ohne jegliche Anpassungen, herangezogen. Während sich die Summe der Wirkleistungsverluste ident verhält, ist dies bei den Blindleistungsverlusten nicht der Fall. Als Folge wird die benötigte induktive Blindleistung über den Slack-Knoten importiert. Zur Vermeidung dieses Importes wird durch einen Komponentenvergleich der einzelnen Betriebsmittel der beiden Netze versucht die Ursache zu identifizieren. Bei diesem Vergleich stellt sich heraus, dass sich neben den Blindleistungsverlusten auch die Wirkleistungsverluste im Modell anders verhalten, als im realen Netz. Durch Verzweigungen und Stichleitungen innerhalb der Zellen werden im Stromnetz Wirk- und Blindleistungsverluste erzeugt, welche Einfluss auf den Lastfluss und somit auf die Gesamtverluste nehmen. Diese Leitungen innerhalb der Zellen und deren Effekt wurden im Modell nicht berücksichtigt, d.h. diese Leitungen und deren Verluste fehlen. Die größten Differenzen entstehen bei den Blindleistungsverlusten der Leitungen. Die weiteren Abweichungen liegen in einem sehr

kleinen Bereich, weshalb darauf nicht näher eingegangen wird. Um die Blindleistungen dieser fehlenden Leitungen nachzubilden werden diese für jede Zelle ermittelt und mittels Serien E-RLC-Modul nachgebildet. Bei diesen Modulen handelt es sich um eine Serienschaltung bestehend aus einem Ohm'schen Widerstand, einer Spule und einer Kapazität, welche zwischen Phase und Erde geschaltet ist, siehe Abbildung 5-10. Für die kapazitive Blindleistung wird der Wert für die nachzubildende Kapazität ermittelt und dieser anschließend in das E-RLC-Modul eingetragen, für die induktive Blindleistung die Induktivität. Durch diese Vorgehensweise, soll eine Anpassung der Blindleistung, welche über den Slack-Knoten transportiert wird, sowie der Lastflüsse des Modells an das reale Netz ermöglicht werden. Die Summe der nachzubildenden Blindleistungsverluste sind Tabelle 5-6 zu entnehmen. Im Bereich der kapazitiven Verluste kommt es zu einer geringfügigen Abweichung, was sich auf Ungenauigkeiten während der Ermittlung der Kapazitäten sowie Induktivitäten zurückführen lässt.

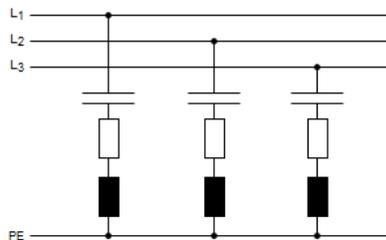


Abbildung 5-10: E-RLC-Modul

Tabelle 5-6: Nachzubildende Blindleistungsverluste der reduzierten Leitungen

Blindleistungsverluste	Q_c [MVar]	Q_L [MVar]
Nachzubilden	2,298	0,008

Im darauffolgenden Schritt werden die beiden Lastflüsse des realen Netzes und des Modells einander im Zuge einer ausführlichen Analyse der Lastflüsse gegenübergestellt. Die Auslastungen der Leitungen bzw. transportierten Leistungen werden genauer betrachtet und verglichen. Anhand dessen soll eine Aussage getroffen werden, in wie weit sich ein elektrisches Netz unter dem zellularen Ansatz abbilden lässt.

Hierfür wurde für das Modell, jenes herangezogen an dem bereits die oben beschriebenen Anpassungen vorgenommen wurden (Nachbildung der reduzierten Leitungen, offene Ringschlüsse).

- Im **Bereich der Sticleitungen** und in den äußeren Zellen des Modells verhält sich der Lastfluss des reduzierten Modells auf der 5 kV Ebene sehr ähnlich jenem des realen Stromnetzes. Minimale Unterschiede sind zu erkennen, die sich unter anderem auf die unterschiedlichen Leitungslängen zurückführen lassen.

- Im **Bereich der 30 kV Ebene** und in den Umspannungsknoten auf die 5 kV Ebene zeichnen sich Veränderungen des Lastflusses ab. Diese beeinflussen wiederum die 5 kV Ebene im dicht vernetzten Teil des reduzierten Modells, weshalb eine stärkere bzw. schwächere Belastung in einigen Bereichen auftritt. Diese Abweichung des Lastflusses vom reduzierten Modell gegenüber jenem des realen Netzes, ist auf die Verzweigungen der Leitungen innerhalb der Zellen, welche vom Modell nicht erfasst werden, zurückzuführen.

Die Lastverschiebung lässt sich auf zwei Hauptursachen zurückführen, auf welche mit Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12 eingegangen wird. Der in den Abbildungen vorhandene stark vereinfachte Leitungsverlauf des Netzes, ist in der Realität viel komplexer. Aufgrund von Verzweigungen, Abgängen, Auftrennung von Leitungssträngen oder Zusammenschluss dieser treten diese Hauptursachen als Mischformen auf.

Mit Hilfe der in Abbildung 5-11 gezeigten Zellenstruktur, soll zunächst auf das Problem von **Stichleitungen** eingegangen werden. Leitung 1 startet im realen Netz in Zelle 4, verläuft in die 3, anschließend in die 6 und endet in der 7, unterdessen Leitung 2 in Zelle 4 startet und bereits in der 6 als Stichleitung endet. Im Modell sind alle Zellenübertritte direkt mit den Zellenmittelpunkten verbunden. Im reduzierten Modell wird die in Zelle 7 benötigte Leistung direkt von der 4 in die 6 und anschließend in die 7 transportiert. Während dem realen Verlauf entsprechend, die Leistung über die Zelle 3 fließen müsste. Es entstehen im reduzierten Modell Lastflüsse, welche im realen Netz nicht existieren.

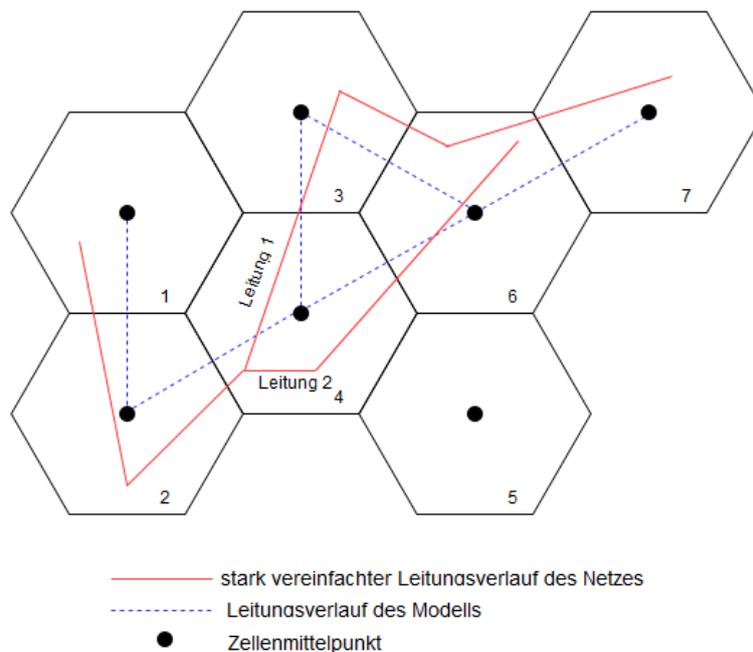


Abbildung 5-11: Leitungsproblematik – Stichleitung

Die zweite Hauptursache liegt im Bereich der Lastaufteilung in **Parallelleitungen**. Dieses soll anhand der gezeigten Zellenstruktur in Abbildung 5-12 erklärt werden. Im reduzierten Modell starten beide Leitungen im selben Punkt in Zelle 4. Ausgehend von Zelle 4 trennt sich die Leitung im realen Netz in die Leitung 1, welche über die 6 verläuft und in der 3 endet, und in Leitung 2. Diese verläuft ebenfalls über Zelle 6, endet jedoch in der 7. Zudem lässt sich erkennen, dass beide Leitungen unterschiedliche Wege von der Aufspaltung in Zelle 4 bis zum Verlassen der Zelle 6 zurücklegen. Diese beiden Leitungen verlaufen im reduzierten Modell als Parallelleitungen zwischen den Zellenmittelpunkten der Zelle 4 und 6. Sie legen denselben Weg zurück und besitzen somit auch dieselben Längen, weshalb es zu einer Verschiebung des Lastflusses des reduzierten Modells im Vergleich zum realen Netz kommen kann. Handelt es sich um denselben Kabeltyp der beiden Parallelleitungen, führen die Leitungen jeweils die halbe Last. Daher kann die Leitung, welche im Netz mehr Leistung führen muss, im reduzierten Modell weniger stark belastet sein und umgekehrt.

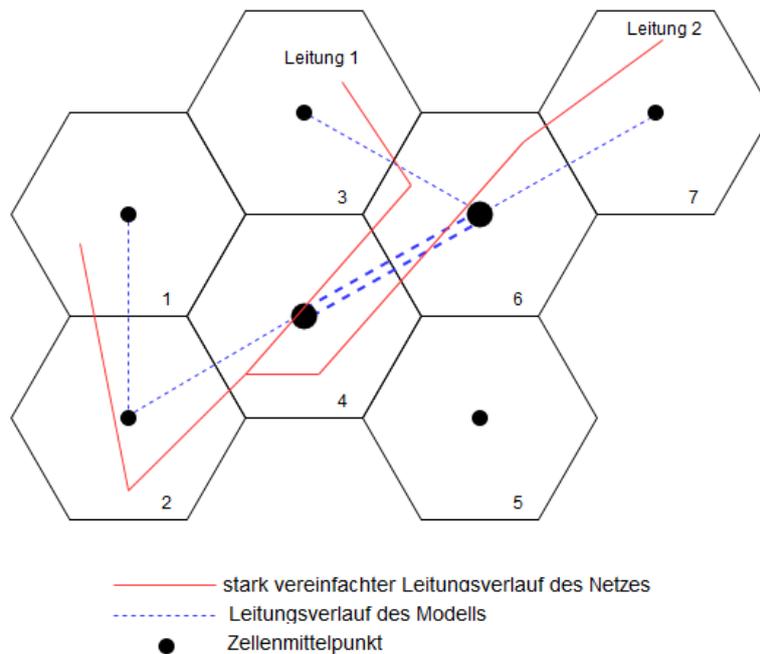


Abbildung 5-12: Leitungsproblematik - Parallelleitung

Wie bereits erwähnt, werden bei der Modellierung eines Stromnetzes durch diese Problematik Lastflüsse zwischen den einzelnen Zellen hergestellt, welche in der Realität nicht existieren. Obwohl sich der Lastfluss des Modells bereits jenem des realen Netzes gut angleicht, wird ein Transformator im Modell stärker belastet. Alle anderen Transformatoren weisen im Vergleich zum realen Netz eine etwas geringere Belastung auf. Die stärkere Belastung führt in diesem Bereich zu höheren Verlusten im Transformator sowie in den umgebenden Leitungen, dadurch entstehen wiederum größere Spannungsänderungen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die beschriebene Vorgehensweise vorerst als ausreichend genau befunden. Veranschaulicht wird dies durch den Vergleich der Ergebnisse des realen Netzes mit jenen des reduzierten Modells anhand der Tabelle 5-7. Durch die Nachbildung der reduzierten Leitungen erfolgt eine Anpassung im Bereich der Blindleistung. Zu berücksichtigen ist, dass die nachgebildeten Blindleistungen im Bereich der Einspeiseblindleistung vom Lastfluss erfasst werden. Der Wert der Blindleistungs- und Wirkleistungsverluste wird geringfügig kleiner, diese Veränderungen sind auf den veränderten Lastfluss durch die E-RLC-Module zurückzuführen. In Zukunft sollte jedoch das Thema der korrekten Leitungsabbildung und Integration in das reduzierte Modell näher untersucht werden.

Tabelle 5-7: Ergebnisse Lastflussberechnung Status Quo – Leoben

	P_L [MW]	Q_L [MVar]	P_{Sp} [MW]	Q_{Sp} [MVar]	P_{Ver} [MW]	Q_{Ver} [MVar]	P_{SI} [MW]	Q_{SI} [MVar]
Reales Netz ¹	45,995	0,000	14,534	0,787	0,398	-0,472	31,860	-1,259
Modell o. E-RLC ²	45,839	0,000	14,588	0,787	0,398	2,278	31,649	1,491
Modell m. E-RLC ³	45,839	0,000	14,588	3,083	0,374	2,166	31,625	-0,918

¹ das zur Verfügung gestellte, tatsächlich vorhandene elektrische Netz Leoben

² Modell ohne E-RLC... reduziertes Modell ohne Anpassungen

³ Modell mit E-RLC... reduziertes Modell inklusive der Nachbildung der reduzierten Leitungen

P_L / Q_L ... abgenommene Wirk- bzw. Blindleistungen

P_{Sp} / Q_{Sp} ... erzeugte, eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistungen

P_{Ver} / Q_{Ver} ... Netzverluste

P_{SI} / Q_{SI} ... die in das Netz eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistung

5.2.2. Lastfluss mit Last- und Einspeiseprofilen

Für die Lastflussberechnung, unter Verwendung von Lastprofilen für das Jahr 2014 werden, so wie bereits für das Modell Bruck an der Mur in Kapitel 4.1 beschrieben, die Lastgänge eingelesen und anschließend erfolgt die Berechnung. Der tatsächliche maximale Belastungsfall beträgt 37,562 MW und liegt hiermit rund 8 MW unter jenem Fall der größtmöglichen Belastung (45,839 MW, Vergleichswert P_L siehe Tabelle 5-7). Unter der Betrachtung der viertelstündlichen Lastfälle können nur geringfügige Auswirkungen der unterschiedlichen benötigten Leistungen der Verbraucher festgestellt werden. Es kommt zu keinerlei Überlastungen oder zu einem Überschreiten der Knotengrenzspannungen. Die zeitlichen Änderungen der Belastungen führen zu Spannungsänderungen in den Knoten sowie zur Erhöhung oder Senkung der Netzverluste, hier gilt je höher die Last, desto größer sind die

Verluste. Die Spannungsänderungen wirken sich unter anderem auf die E-RLC-Module aus, es kommt zu geringen Schwankungen der erzeugten Blindleistungen.

Ein Vergleich der Summe aus den zur Verfügung gestellten Jahresenergieverbräuchen mit der Lastenergie, welche aus der Lastflussberechnung mit Lastprofilen erhalten wird, zeigt einen relativen Fehler von 0,3% auf. Die genauen Werte hierzu sind Tabelle 5-9 zu entnehmen, zudem befinden sich in dieser die Netzverluste. Die Hauptursache liegt in der Anwendung der Standardlastprofile, diese sind auf Verbrauchergruppen mit einem Jahresenergieverbrauch von maximal 100.000 kWh genormt, welche im Modell für die Verbraucherknoten deutlich überschritten werden. Zudem werden im Zuge dieser Arbeit Feiertage nicht berücksichtigt, wobei bei diesen bei der korrekten Anwendung der Standardlastprofilen ein Sonntagsprofil zuzuordnen wäre. Da es sich bei dem Modell um ein stark reduziertes Netz handelt, indem die Verbrauchsdaten mehrerer Knoten zusammengefasst werden, wird davon ausgegangen, dass diese geringe Abweichung keinen Einfluss auf die Kernaussage des Modells hat. Da nach einer Identifizierung von Netzengpässen sowie einer Sondierung bezüglich möglicher Ausbau- sowie Hybridisierungsmaßnahmen, jede Zelle für sich eine Ebene tiefer in Betracht gezogen werden muss.

Tabelle 5-8: *Ergebnisse Lastflussberechnung Status Quo – Leoben*

Bezeichnung	Einheit	Werte
Lastenergie reales Netz	MWh	178.038,00
Lastenergie reduziertes Modell	MWh	183.544,92
Wirkenergieverluste Netz	MWh	1.172,43
Blindenergieverluste Netz	MVArh	-10.528,917

5.3. Szenarien – Nutzung von Photovoltaikpotentialen

5.3.1. Szenario 1 - 100% Nutzung bei größtmöglicher Belastung

Das erste Szenarium beruht auf der Annahme, dass 100% der möglichen Photovoltaikeinspeisepotentiale ausgenutzt werden und wird rein theoretisch betrachtet. Hierzu werden diese im reduzierten Modell in der 5 kV Ebene eingebunden und die Lastflussberechnung für den größtmöglichen Belastungsfall, Spitzenwerte der Einspeisung sowie der Verbraucher, durchgeführt. Die Spitzenwerte und eingespeisten Energien sind der im Anhang befindlichen Tabelle 8-3 zu entnehmen. Auf den ersten Blick, siehe Abbildung 5-13, konnten Leitungsüberlastungen festgestellt werden. Neben einigen Leitungen ist auch der Transformator, welcher sich am Slack-Knoten befindet und somit eine mögliche Rückeinspeisung in die 110 kV Ebene übernimmt, betroffen. Die Photovoltaikeinspeisung

führt zudem in der Stichleitung von Zelle 32 bis 43 zu Spannungsänderungen, welche außerhalb des Grenzbereichs liegen. Die Stichleitung inklusive der einzelnen vorliegenden Knotenspannungen der betroffenen Zellen ist in Abbildung 5-14 dargestellt. Die Grenzen der Betriebsspannungen liegen gemäß EN 50160 zwischen 90 und 100%. Im Modell wird jedoch der Grenzbereich aus dem zur Verfügung gestellten Netzplan für das reale Stromnetz adaptiert, welcher in einem Bereich zwischen 92 bis 108% liegt. Die größte Überlastung findet im Bereich der Zelle 25 statt. Diese kann auf der 5 kV Ebene nur auf einer aktiven Leitung Energie in eine benachbarte Zelle transportieren, welche zu 501% ausgelastet ist.

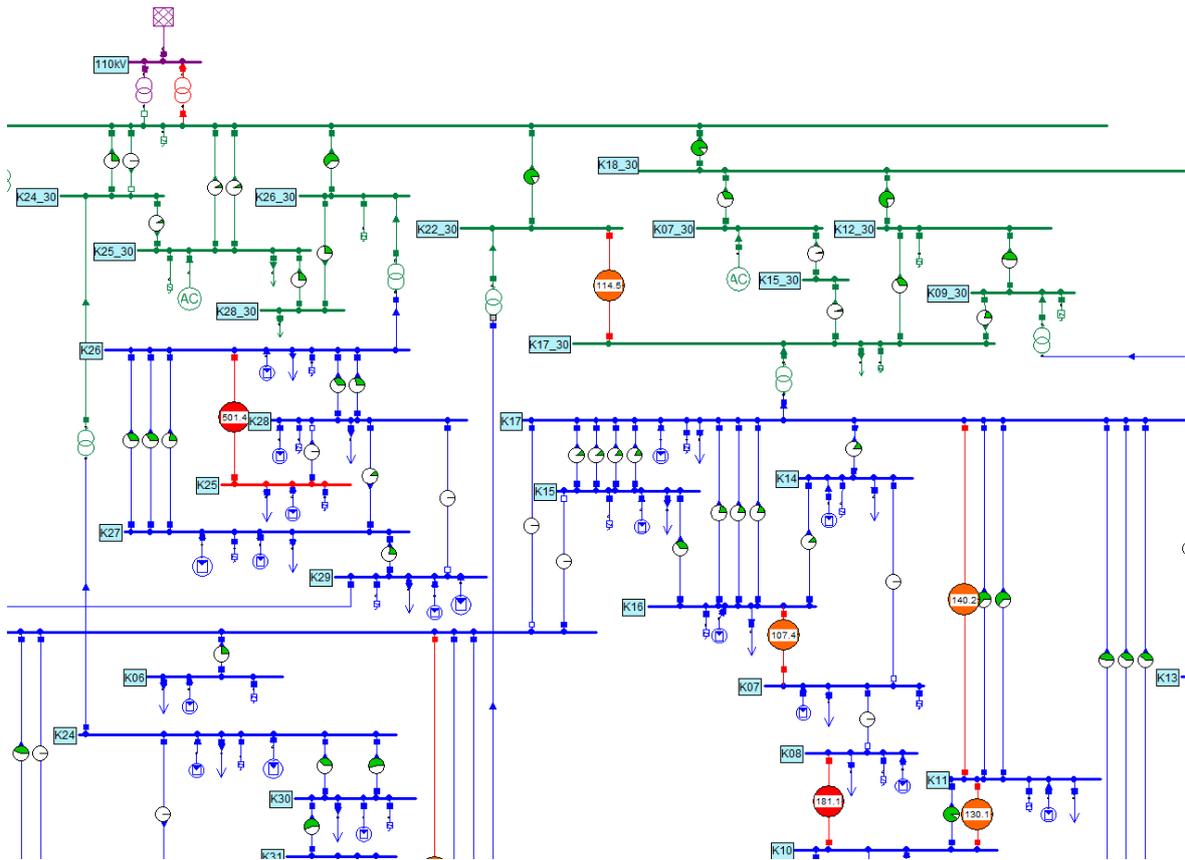


Abbildung 5-13: Modellausschnitt mit 100% Photovoltaik, alles auf 5 kV Ebene - Leoben

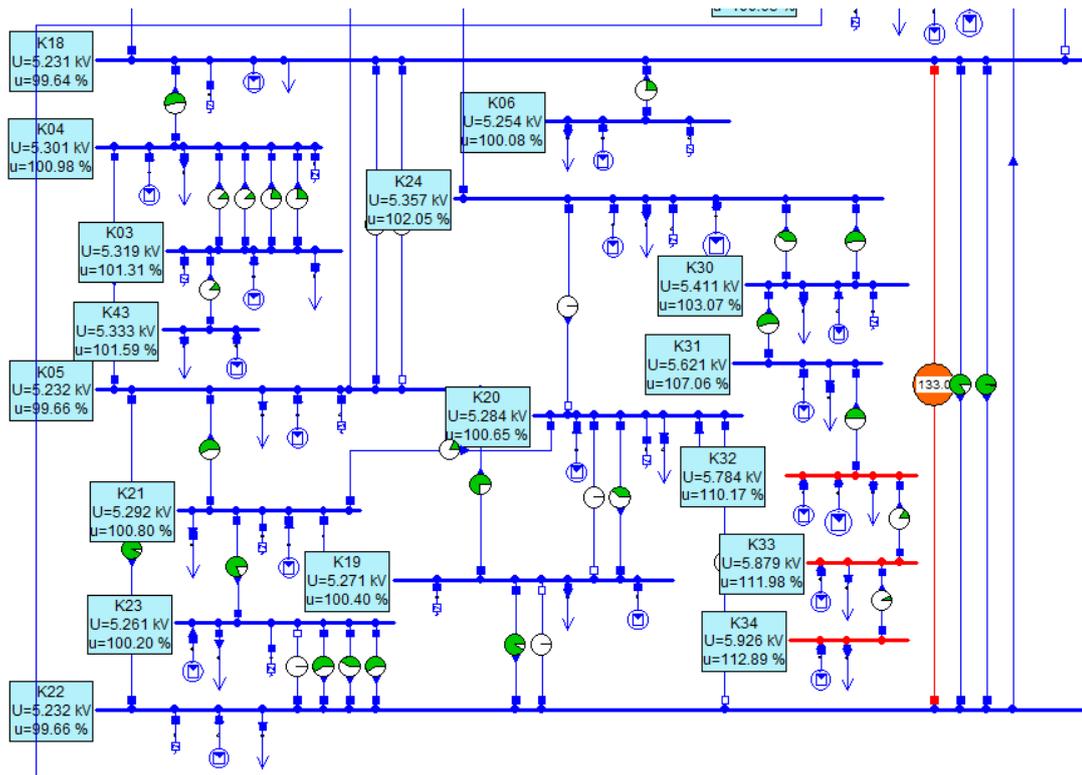


Abbildung 5-14: Sticheitung mit 100% Photovoltaik, alles auf 5 kV Ebene - Leoben

5.3.2. Szenario 2 - 25% bis 75% Nutzung bei größtmöglicher Belastung

Mit diesen Informationen wurden anschließend in einem zweiten Szenario drei weitere Möglichkeiten für eine Nutzung der Gesamtphotovoltaikpotentiale von 75%, 50% und 25% bei größtmöglicher Belastung betrachtet. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 5-9 festgehalten. Bei gleichbleibendem Verbrauch und größer werdenden eingesetzten Potentialen steigen die Belastungen des Modells und damit die Verlustleistungen sowie die Rückspeiseleistungen an. Bei 50% aller möglichen Photovoltaikeinspeisung treten keine Überlastungen oder Spannungsüberschreitungen mehr auf. Basierend auf diesem Wissen wird versucht ein größtmögliches Einspeisepotential zu finden, welches zu keinerlei Auffälligkeiten im reduzierten Modell führt.

5.3.3. Szenario 3 - Intelligente Photovoltaikeinspeisung bei größtmöglicher Belastung

Basierend auf den Ergebnissen der oben beschriebenen Szenarien, erfolgt eine intelligente Herabsetzung und Verteilung der möglichen Photovoltaikeinspeisepotentiale. Dies bedeutet, dass in einigen Zellen durchaus eine Nutzung von 100% des Gesamtpotentials möglich ist, während in anderen Zellen, das Potential z.B. auf 30% gesenkt werden muss. Mithilfe dieser Methodik soll das bestmögliche Ergebnis jener maximalen Einspeisung ermittelt werden, bei

welcher keinerlei Betriebsstörungen mehr auftreten. Als erstes wird das Potential in jenen Zellen verringert, in denen eine Überschreitung der Spannungsgrenzen festgestellt werden kann und in jenen, welche durch eine überlastete Leitung miteinander vernetzt sind. Als letzte Maßnahme wird das Potential in den Zellen solange reduziert bis am Transformator der 110 kV Ebene keine Überlastungen mehr auftreten. In den Zellen 14 bis 16 befindet sich das Zentrum der Stadt Leoben, weshalb aus ortsbildgründen eine Nutzung der Potentiale unter 50% gewählt wird. Bei der schrittweisen Reduktion der Potentiale ist auffällig, dass sich je nach Einspeisepotential deren Spitzen und Zeitpunkt entsprechend den Lastprofilen der Verbraucher und Photovoltaikerzeugung der Lastfluss ändert und dadurch das örtliche und zeitliche Auftreten der Störungen. Bei dem Versuch rund 80% des Gesamtpotentials in das reduzierte Modell einzubinden, konnten Überlastungen im Bereich der Zelle 8 und 10 festgestellt werden, während bei weiterer Herabsetzung und Änderung der Verteilung der Potentiale Störungen rund um die Zelle 5 und 18 wahrgenommen werden können. Dies zeigt die Beeinflussung der zusätzlichen Einspeisung auf das gesamte Modell. Eine mögliche Verteilung bei der rund 62% des gesamten Potentials untergebracht werden können, wird anhand der Abbildung 5-15 veranschaulicht. Die genauen Einspeiseleistungen und –spitzen sind der im Anhang befindlichen Tabelle 8-3 zu entnehmen. Wie bereits in Kapitel 4.2.2 erwähnt sind die Zellen 1, 2, 36 bis 42 und 44 nicht mit dem Stromnetz der Stadt Leoben verbunden.

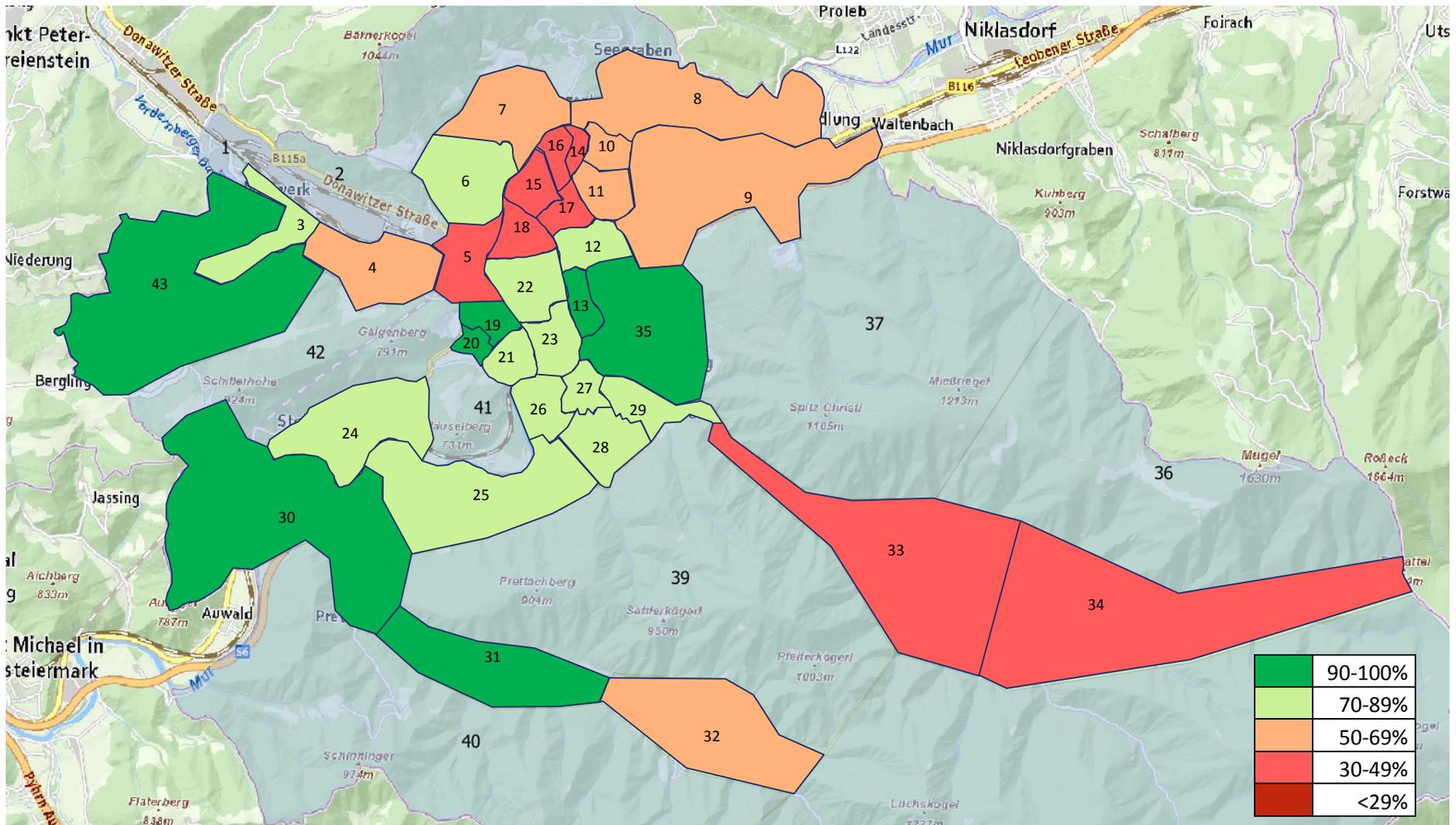


Abbildung 5-15: Mögliche PV-Verteilung bei intelligenter Herabsetzung – Leoben

5.3.4. Ergebnisse der Szenarien

Lastfluss bei größtmöglicher Belastung

Zusätzliche Einspeisepotentiale führen zu einer Steigerung der Auslastungen der Leistung bzw. zu einer Zunahme der Netzbelastungen, hierdurch kommt es wiederum zu einem Anstieg der Verluste. Veranschaulicht wird dieser Effekt anhand der Ergebnisse für die größtmögliche Belastung des jeweiligen prozentualen Anteils der Photovoltaik mit Hilfe der Tabelle 5-9.

Tabelle 5-9: Ergebnisse Lastflussberechnung mit und ohne PV - Leoben

	P_L	Q_L	P_{Sp}	Q_{Sp}	P_{Ver}	Q_{Ver}	P_{Sl}	Q_{Sl}
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
100% PV	45,839	0,000	116,124	3,124	1,440	16,830	-68,846	13,706
75% PV	45,839	0,000	90,742	3,091	0,662	5,611	-44,240	2,520
50% PV	45,839	0,000	65,357	3,078	0,229	-0,623	-19,288	-3,701
25% PV	45,839	0,000	39,973	3,070	0,140	-1,623	6,007	-4,695
Status Quo	45,839	0,000	14,588	3,083	0,374	2,166	31,625	-0,918
Maximale PV ¹	45,839	0,000	77,56	3,056	0,409	1,931	-31,306	-1,129

¹ maximale PV ... ~62% Nutzung bei intelligenter Verteilung

P_L / Q_L ... abgenommene Wirk- bzw. Blindleistungen

P_{Sp} / Q_{Sp} ... erzeugte, eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistungen

P_{Ver} / Q_{Ver} ... Netzverluste

P_{Sl} / Q_{Sl} ... die in das Netz eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistung

Lastfluss mit Last- und Einspeiseprofilen

Tabelle 5-10 zeigt die Lastenergie, maximale Last sowie die auftretenden Verluste in Abhängigkeit der Nutzungsgrade des Photovoltaikpotentials für die Berechnung des Lastflusses mit Last- und Einspeiseprofilen. Anhand dieser lässt sich erkennen, dass die Wirkenergieverluste bis zu einem gewissen Anteil an Photovoltaikeinspeisung kleiner als jene des Status Quo sind, jedoch ab 75% Nutzung größer werden. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass durch die Einspeisung von Photovoltaikpotentialen in die einzelnen Zellen, zuerst die erzeugte Leistung innerhalb dieser verbraucht und ausbalanciert wird, weshalb bis zu einem gewissen Nutzungsgrad die Belastung für das Modell geringer wird. Die sinkende Belastung hat eine geringere Auslastung und die wiederum geringere Verluste zur Folge. Für die Szenarien einer 75% bzw. 100% Nutzung werden die in das Modell fließenden Überschüsse, zwischen Photovoltaikerzeugung und Verbrauch, so groß, dass die Auslastung der elektrischen Betriebsmittel steigt und somit auch die Wirkenergieverluste. Zusätzlich verstärkt werden diese Verluste im Falle des Auftretens von Überlastungen.

Bei einer Nutzung von 100% des Photovoltaikeinspeisepotentials treten in Betrachtung eines Jahres sehr häufig Störungen auf. Diese sind über das gesamte reduzierte Modell verteilt und betreffen Überschreitungen der Grenzspannungen und Überlastungen der Betriebsmittel. Bis auf wenige Ausnahmen, weist jedoch bei 75% nur noch der Transformator zwischen der 30 kV und 110 kV Überlastungen auf. Ab jenem Anteil bei dem keinerlei Störungen mehr im Laufe eines Jahres auftreten, beginnt die Abnahme der Energieverluste.

Tabelle 5-10: Ergebnisse Lastflussberechnung mit Lastprofilen mit und ohne PV – Leoben

	Lastenergie [MWh]	Maximale Last [MW]	Wirkenergieverluste [MWh]	Blindenergieverluste [MVArh]
100% PV	237.082,16	108,98	1.444,57	-7.336,94
75% PV	216.759,38	84,48	1.174,51	-1.1224,49
50% PV	198.716,75	59,63	1.042,39	-13.008,76
25% PV	186.774,13	37,56	1.047,76	-12.743,38
Status Quo	183.544,92	37,56	1.172,43	-10.528,92
Maximale PV ¹	205.379,62	69,47	1.115,27	-12.292,57

¹ maximale PV ... ~62% Nutzung bei intelligenter Verteilung

Tabelle 5-11, welche die importierte Jahresenergiemenge der Exportierten gegenüberstellt, zeigt, dass bereits bei Abbildung des Status Quo, im Vergleich zum Import, geringe Mengen an Energie zurück in die 110 kV Ebene gespeist werden. Bei einem theoretischen Einsatz aller Photovoltaikeinspeisepotentiale kann die zu importierende elektrische Energie auf rund 55% gesenkt werden. Für das Szenario der intelligenten Herabsetzung und Verteilung entspricht diese Reduktion 62%, gleich jenem Anteil an theoretischem Photovoltaikpotential der integriert werden kann.

Der Eigendeckungsgrad beschreibt das Verhältnis des theoretischen Photovoltaikpotentials zum Jahresenergieverbrauch:

$$\text{Eigendeckung} = \frac{\text{theoretisches PV Potential}}{\text{Jahresenergieverbrauch}} \quad (5-1)$$

Wird die Eigendeckung auf den tatsächlichen Energieverbrauch abzüglich der bereits bestehenden Eigenerzeugung (Wasserkraftwerk, Biogaskraftwerk, Biomasse-Heizkraftwerk und Photovoltaikanlagen) bezogen, erreicht das theoretische 100% Szenario rund 100% Eigendeckung. Leoben könnte sich somit vollständig selbst versorgen. Zur besseren Veranschaulichung dieser Ergebnisse dienen die Abbildung 5-16 und Abbildung 5-17. Während Abbildung 5-16 den Energieexport in Abhängigkeit der Nutzung des Photovoltaikpotentials zeigt, ist in Abbildung 5-17 die Eigendeckung dargestellt.

Tabelle 5-11: Gegenüberstellung importierter und exportierter Energie sowie Eigendeckung – Leoben

	Energie [GWh] ²		Eigendeckung [%]	
	Import	Export	1	2
100% PV	-54,985	54,305	100,93	53,83
75% PV	-58,972	33,983	75,69	40,37
50% PV	-65,377	15,940	50,46	26,92
25% PV	-78,019	3,997	25,23	13,46
Status Quo	-99,494	0,768	0,00	0,00
Maximale PV ¹	-62,402	22,603	62,57	33,37

¹ maximale PV ... ~62% Nutzung bei intelligenter Verteilung

² Energieimport und -export unter Berücksichtigung der bereits bestehenden Eigenerzeugung

Eigendeckung 1 ... bezogen auf Jahresenergieverbrauch abzüglich der bereits bestehenden Eigenerzeugung – 97,417 GWh

Eigendeckung 2 ... bezogen auf tatsächlichen Jahresenergieverbrauch – 182,645 GWh

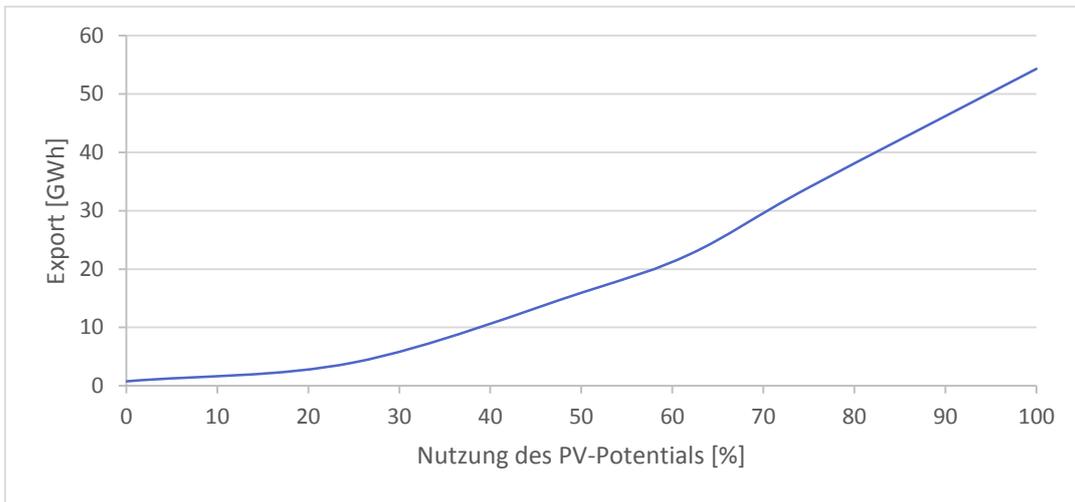


Abbildung 5-16: Energieexport in Abhängigkeit der Nutzung des PV-Potentials

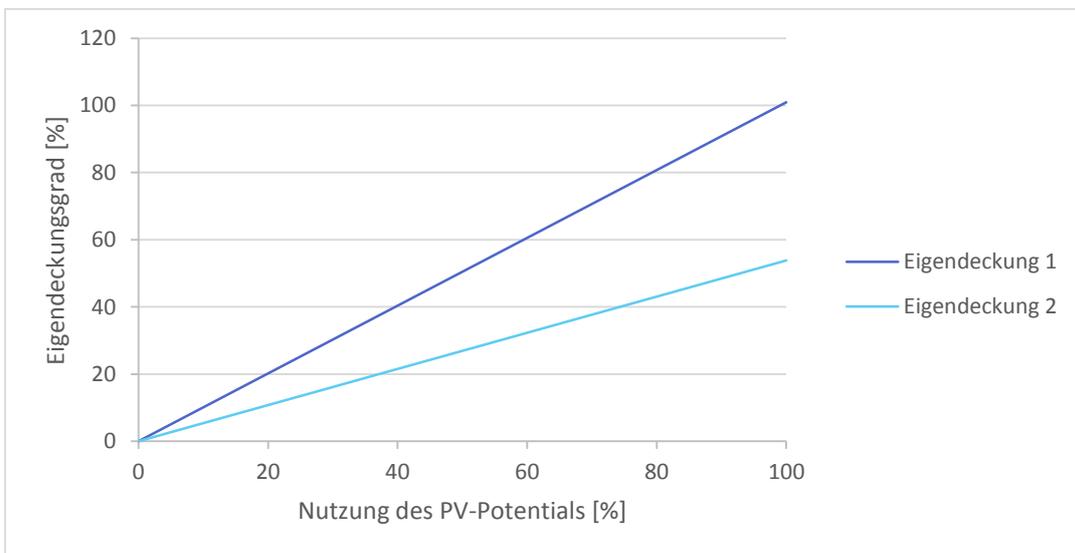


Abbildung 5-17: Eigendeckung in Abhängigkeit der Nutzung des PV-Potentials

6. AUSBLICK

6.1. Bruck an der Mur

Die Modellierung des Netzes der Stadt Bruck an der Mur erwies sich aufgrund der Ausgangssituation, fehlende Informationen bezüglich Stromnetz und elektrischen Verbräuchen, als schwierig. Im Vorfeld mussten Verbräuche und deren zeitliche Auflösung unter Anwendung der Standardlastprofile des VDEW und der standardisierten Lastprofile der E-Control mit Hilfe eines MATLAB-Programms modelliert werden. Die Zuordnung zu den jeweiligen Profilen erfolgte mittels Gebäudekataster. Im Anschluss darauf wurde ein stark dimensioniertes Stromnetz mit Hilfe des Softwareprogramms NEPLAN designed. Anhand der Ergebnisse der Lastflussberechnung für eine 100% Nutzung aller möglichen Photovoltaikeinspeisungen können keinerlei Betriebsstörungen aufgezeigt werden. Zudem liegt die Auslastung der Leitungen, bis auf eine Ausnahme, nie über 50%. Da aufgrund der Datenlage keinerlei Vergleich des Modells mit der Realität vorgenommen werden kann, konnte das erste Forschungsziel, in dem ein aussagekräftiges Modell entwickelt werden sollte, nicht überprüft werden. Auch eine Identifikation möglicher Netzengpässe war in dem stark dimensionierten Modell nicht möglich. Aus dieser Situation heraus, wurde die Entscheidung getroffen das Modell heranzuziehen um den Einfluss von Photovoltaikeinspeisung auf das elektrische Netz, deren Lastfluss und Betriebsmittel zu untersuchen.

Durch Einfügen von Photovoltaikeinspeisepotentialen in das Modell für die Stadt Bruck an der Mur kann aufgezeigt werden, dass für einen spezifischen Zeitpunkt die durch die zusätzliche Netzeinspeisung verursachten Netzbelastung und die dadurch verursachten Netzverluste durchaus größer sind, als jene ohne Photovoltaik. Auf ein Jahr betrachtet gehen die Wirkleistungsverluste in Summe jedoch zurück. Die Ursache liegt in der Ausbalancierung der Zellen, in erster Linie wird die Erzeugung zur Deckung des Verbrauchs herangezogen. Ist mehr Einspeisung oder weniger als benötigt vorhanden wird lediglich die benötigte Differenz in das Netz eingespeist oder aus diesem bezogen. In Summe führt dies zu geringeren Lastflüssen im Netz wodurch auch lange Übertragungswege reduziert werden. Für das großzügig dimensionierte Modell konnten keine Überschreitungen der Grenzspannungen der Betriebsmittel festgestellt werden, jedoch ein Ansteigen der Knotenspannungen konnte deutlich wahrgenommen werden. Auf dieser Grundlage muss für zukünftige Modelle unter Anwendung des zellularen Ansatzes und zusätzlichen Einspeisungsmöglichkeiten die Thematik der Spannungsänderungen näher betrachtet werden.

6.2. Leoben

Ein Ziel dieser Arbeit bestand darin, mittels des zellularen Ansatzes ein aussagekräftiges Modell zu entwickeln, dessen Lastfluss dem des realen Stromnetzes sehr nahe kommt. Hierfür wurde zu Beginn die Zellenzuordnung der einzelnen elektrischen Betriebsmittel, deren Verbräuche und Erzeugungen vorgenommen. Anschließend erfolgte die Aufsummierung dieser und dessen zeitliche Auflösung unter Anwendung der Standardlastprofile des VDEW und der standardisierten Lastprofile der E-Control mit Hilfe eines MATLAB-Programms. Das Modell wurde basierend auf den Daten des realen Stromnetzes mit dem Softwareprogramm NEPLAN designed und anschließend analysiert. Im Rahmen der nächsten Forschungsziele galt es für verschiedene Szenarien einer Photovoltaikeinbindung mögliche Netzengpässe zu identifizieren und die dazugehörigen Eigendeckungsgrade zu berechnen. Hierfür wurde eine gleichmäßige Herabsetzung für 25%, 50%, 75% und 100% der Nutzung des Gesamtphotovoltaikpotentials gewählt und in das Modell eingebunden. In einem weiteren Szenario war jener Anteil der Nutzung des Gesamtpotentials der Photovoltaikeinspeisung zu ermitteln der, durch intelligente Herabsetzung und Verteilung der Nutzung der Gesamtphotovoltaikpotentiale, in das Netz eingespeist werden kann ohne Betriebsstörungen zu verursachen.

Auf Basis des zur Verfügung gestellten Stromnetzes der Stadt Leoben, konnte für alle Szenarien ein ausführlicher Vergleich zwischen Modell und Realität durchgeführt werden. Im Rahmen dieser hat sich gezeigt, dass für eine erste Sondierung ausreichend genaue Ergebnisse erreicht werden können, jedoch einige Punkte bei der Modellierung in Zukunft noch einmal genauer betrachtet werden müssen. Durch das Zusammenfassen der einzelnen Ortsnetztransformatoren sind im Modell stärkere Spannungsänderungen der Knotenpunkte zu verzeichnen. Dies hat Auswirkungen auf die Regelstufen der Transformatoren zwischen der 30 kV und 5 kV Spannungsebene, jedoch treten keine Betriebsstörungen auf. Die erzeugten Netzverluste sind direkt vom Lastfluss beeinflusst. Je mehr Leistung über einen bestimmten Bereich fließt, desto größer sind die sich einstellenden Verluste. Durch Abweichungen des Lastflusses zwischen reduziertem Modell und realem Netz entstehen hierbei große Differenzen. Während versucht wurde die Blindleistungsverluste der reduzierten Leitungen nachzubilden, ist dies für die meisten anderen Betriebsmittel nicht möglich. Die reduzierten Leitungen entsprechen jenen Leitungen, welche Verbindungen und Abgänge innerhalb der Zellen betreffen. Diese und deren Verluste können ausreichend genau nachgebildet werden, da immer dieselben Leitungen im Modell nicht vorhanden sind. Währenddessen sind die sich einstellenden Verluste der im reduzierten Modell integrierten Betriebsmittel abhängig von deren Auslastung und somit vom Lastfluss.

Die unterschiedlichen Längen zwischen den im reduzierten Modell integrierten Leitungen und jenen im realen Netz, führen dazu, dass sich jeweils unterschiedliche Verluste einstellen, welche wiederum Einfluss auf den Lastfluss besitzen. Es gilt daher für die Zukunft diese Leitungsproblematik genauer zu betrachten und eine Methodik zu finden um diese bestmöglich im Modell abbilden zu können. Im Laufe dieser Untersuchung sollten die folgenden Fragestellungen beantwortet werden:

- Wie ist der tatsächliche Leitungsverlauf inklusive Aufspaltungen, Verbindungsknoten, etc. im Modell abzubilden?
- Wie wird die Leitungslänge für das Modell am besten ermittelt?
- Ist es sinnvoll eine fiktive Leitungslänge durch aufsummieren der einzelnen Leitungsstränge in das Modell aufzunehmen?
- Wie sind für einen Leitungsstrang die einzelnen Leitungstypen gewichtet? Ist es sinnvoll diese Gewichtung anhand der einzelnen Leitungslängen vorzunehmen und so einen fiktiven Typ zu ermitteln?
- Welchen Einfluss hat die Berücksichtigung der reduzierten Leitungslängen auf das Modell? Ist die Nachbildung der Blindleistungsverluste noch notwendig?
- Passt sich das Modell durch die Ermittlung fiktiver Längen und Typen besser an das reale Netz im Vergleich zum im Rahmen dieser Arbeit erstellten Modell an? Ist der hiermit verbundene Mehraufwand notwendig?

Zudem konnte aufgezeigt werden, dass durch die in Kapitel 4.2 beschriebene Vorgehensweise im Modell Lastflüsse zwischen den Zellen entstehen, die im realen Netz nicht existieren. Es stellt sich die Frage, ob durch diese Vorgehensweise ein unzulässiges Modell entsteht. Um diese beantworten und abschätzen zu können, müssen die Leitungsstränge des realen Netzes genauer betrachtet werden. Im Rahmen dieser könnte ein Ansatz sein, überschüssige Leitungen im Modell zu entfernen. Dabei gibt es zu beachten, dass dadurch der Lastfluss verändert wird und es in anderen Bereichen zu einem Anstieg dessen kommen wird. Eine weitere Möglichkeit bestünde in einer Aufspaltung des Zellenmittelpunktes, d.h. einige Zellen verfügen nicht länger über einen gemeinsamen Mittelpunkt, sondern besitzen mehrere. Auch hier gilt es wieder im Laufe der Untersuchung dieser Problematik, einige Fragestellungen zu beantworten:

- Werden diese Ansätze für eine korrekte Modellierung des Stromnetzes benötigt? Oder ist es ausreichend solche „Problemstellen“ in einem nachfolgenden Schritt genauer zu betrachten?
- Welchen Einfluss auf die Anpassung des Modells an das reale Netz haben diese Varianten? Ist der damit verbundene Aufwand gerechtfertigt?

Im Zuge der Lastflussberechnungen dieser Szenarien, lassen sich zahlreiche Betriebsstörungen eruieren. Je nach Szenario bzw. Verteilung des Lastflusses durch Verbrauchs- und Einspeisespitzen konnten Überlastungen an den unterschiedlichsten Stellen wahrgenommen werden. Die am meisten gefährdeten Bereiche liegen in der Stickleitung der Zellen 32 bis 34 sowie in den Zellen 5, 8, 10, 18 und 25. Zudem ist der Transformator zwischen der 30 kV und 110 kV Spannungsebene bei möglichen Rückspeisungen stark ausgelastet bzw. überlastet. In das bestehende Netz können, ohne Veränderungen an diesem vornehmen zu müssen, rund 62% des zu Verfügung stehenden Photovoltaikpotentials genutzt werden, ohne Betriebsstörungen zu verursachen. Dies entspricht einer Energiemenge von rund 60 GWh. Fast 1/3 des Gesamtverbrauchs der Stadt Leoben könnte durch örtliche Photovoltaikeinspeisung zusätzlich ins Netz eingespeist werden ohne einen Netzausbau in Betracht ziehen zu müssen. Unter Berücksichtigung der bereits vorhandenen Eigenerzeugung, könnten mit diesem Ausbau rund 62% des Eigenbedarfs gedeckt werden. Die Verteilung dieser 62% Nutzung der Gesamtpotentiale ist in der im Anhang befindlichen Tabelle 8-3 festgehalten und dient lediglich als ein Beispiel. Da der Transformator zwischen der 30 kV und 110 kV Spannungsebene ausschlaggebend für die Herabsetzung der maximalen integrierbaren Photovoltaikeinspeisungen war, kann der Anteil in einigen Zellen auch noch stark angehoben werden, insofern dieser ausgetauscht werden würde oder Speicher in das Netz integriert werden würden. Mit der aktuellen Verteilung werden zwar keine Betriebsstörungen im Netz ausgelöst, jedoch werden vereinzelt für den Fall möglicher Einspeisespitzen die Betriebsmittel stark belastet. Dies führt wiederum zu erhöhten Verlusten. Durch eine präzisere Bestimmung dieses Anteils könnte eine energetisch günstigere Verteilung der Nutzung ermittelt werden, bei der die Betriebsmittel keinen erhöhten Belastungen standhalten müssen.

Ausgehend von der Annahme, dass die Stadt Leoben nur über eine 110 kV Anschlussstelle von einem übergeordneten Netz versorgt wird, können Rückspeisungen vom übergeordneten Netz aufgenommen werden, insofern der Transformator, welcher aufgrund der Versorgungssicherheit im Umspannwerk Donawitz vorhanden ist kurzzeitig in Betrieb genommen wird, oder diese ausgetauscht werden. Für diese Variante muss vor allem über die Wirtschaftlichkeit nachgedacht werden. Da jedoch mit Hilfe des zellularen Ansatzes ein Ausbalancieren auf kleinster Ebene angestrebt wird und somit das Übertragen von Energie auf weiteren Strecken reduziert werden soll, sollte die Betrachtung mehr im Einsatz von Speicher- bzw. Puffersystemen liegen. Durch Einsatz von zusätzlichen Einspeisungen und Speichern an „strategischen Punkten“ kann eine Lastflussübertragung über weite Distanzen und die dabei erzeugten Netzverluste vermieden werden. Solche „strategischen Punkte“ können unter anderem sein:

- Bereiche, an denen es sich durch mögliche Netzengpässe anbietet eine zusätzliche Erzeugung in das Netz zu integrieren
- Industriebetriebe, welche sich neu integrieren und aus örtlichen Gegebenheiten nicht an einer höheren Versorgungsebene angeschlossen werden können, dennoch einen hohen Energieverbrauch besitzen
- Verbraucher, welche an bestimmten Tagen bzw. zu bestimmten Uhrzeiten, planmäßig mehr Energie benötigen
- Abnehmer, welche vom Einspeisepunkt der 110 kV Ebene aus gesehen über eine lange Distanz mit großen Energiemengen versorgt werden müssen

Neben der Entlastung des Netzes durch den Einsatz von Speichern, können durch die korrekte Auswahl des Standortes auch Netzengpässe vermieden werden. Für zukünftige, intelligente Netze gilt es abzuklären, ob es zweckmäßig ist, viele kleine Speicher in das Netz zu integrieren oder einige strategisch platzierte große Speicher. Es stellt sich zu dem die Frage, ob elektrische Energie als diese gespeichert werden sollte, oder eine Hybridisierung vorzuziehen ist. Die Verluste, welche bei einer Umwandlung in eine andere Energieform entstehen, sollten möglichen steigenden Übertragungsverlusten durch eine stärkere Netzbelastung gegenübergestellt werden.

7. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme : Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012
- [2] APPELRATH, Hans-Jürgen ; LEHNHOFF, Sebastian ; ROHJANS, Sebastian ; KÖNIG, Andreas: *Hybridnetze für die Energiewende – Forschungsfragen aus Sicht der IKT*
- [3] E-CONTROL: *Statistikbroschüre 2015*
- [4] AICHELE, Christian: *Smart Energy : Von der reaktiven Kundenverwaltung zum proaktiven Kundenmanagement*. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 2012 (Praxis)
- [5] LEHNHOFF, Sebastian: *Hybridnetze für Smart Regions*
- [6] MARENBACH, Richard ; NELLES, Dieter ; TUTTAS, Christian: *Elektrische Energietechnik*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013
- [7] HEUCK, Klaus ; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung : Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013
- [8] KIENBERGER, Thomas: *Skriptum zu Vorlesung elektrische Netze*. 2016
- [9] WAGNER, Andreas: *Photovoltaik Engineering : Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. 2., bearbeitete Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006 (VDI-Buch)
- [10] ENERGIETECHNISCHE GESELLSCHAFT IM VDE (ETG) (Hrsg.): *VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020*. 2007
- [11] LEHNHOFF, Sebastian: *Dezentrales vernetztes Energiemanagement : Ein Ansatz auf Basis eines verteilten adaptiven Realzeit-Multiagentensystems*. 1. Aufl. Wiesbaden : Vieweg + Teubner, 2010 (Vieweg + Teubner research)
- [12] KARNER, Thomas: *Synthetische Haushaltslastprofile*
- [13] E-CONTROL: *Sonstige Marktregeln - Kapitel 6 : Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile*
- [14] BARANEK, Dustin ; PROBST, Alexander ; TENBOHLEN, Stefan: *Optimierung der Lastprognose mittels Smart Meter Daten*

- [15] SMART GRIDS-PLATTFORM BADEN-WÜRTTEMBERG E.V.: *Das Smart-Grid-Schaufenster in die Zukunft*. URL <http://www.smartgrids-bw.net/csells/csells-ueberblick/> – Überprüfungsdatum 2016-05-16
- [16] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK (Hrsg.): *Der zellulare Ansatz : Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*. 2015
- [17] SERVATIUS, Hans-Gerd ; SCHNEIDEWIND, Uwe ; ROHLFING, Dirk: *Smart Energy : Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012 (SpringerLink : Bücher)
- [18] BÖCKL, Benjamin ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes. In: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (Hrsg.): *14. Symposium Energieinnovation : Energie für unser Europa*, 2016
- [19] REPUBLIK ÖSTERREICH: *Bundesgesetzblatt I Nr. 9/2004*, S. 1–8
- [20] ESSLINGER, Peter (Hrsg.); WITZMANN, Rolf (Hrsg.): *Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte*, 2012
- [21] AMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG: *Solardachkataster Steiermark*. URL <http://www.gis.steiermark.at/cms/beitrag/11864478/73081691/>. – Aktualisierungsdatum: 05/2013 – Überprüfungsdatum 2016-01-26
- [22] LAND STEIERMARK - AMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG: *Wohnbevölkerung : Steirische Gemeindedaten für den Finanzausgleich 2016 (Gebietsstand 2015)*. URL <http://www.statistik.steiermark.at/cms/beitrag/10004611/103034729/> – Überprüfungsdatum 2016-04-18
- [23] BITTERMAN, Wolfgang ; GOLLNER, Manfred ; STRASSER, Manuela: *Modellierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten Österreichs nach unterschiedlichen Verwendungszwecken*
- [24] E-CONTROL: *Verbraucherstruktur im öffentlichen Netz*. URL <http://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/verbraucherstruktur> – Überprüfungsdatum 2016-04-18

8. ANHANG

Tabelle 8-1 zeigt die in Kapitel 4.1 beschriebenen Jahresenergieverbräuche je Zelle und zugeordnetem Standardlastprofil der Stadt Bruck an der Mur, welche in das MATLAB-Programm zur Ermittlung der Jahreslastgänge eingelesen werden.

Tabelle 8-1: Jahresenergieverbräuche je Zelle und SLP – Bruck an der Mur

Zelle	Energieverbrauch pro Zelle auf SLP bezogen					Summe
	H0	G02	G1	G3	L0	
1	6325,77	5023,40	55,06	0,00	328,99	11733,21
2	1195,59	2372,39	110,11	0,00	61,69	3739,78
3	1679,26	4229,60	70,79	0,00	20,56	6000,22
4	1483,62	7810,32	7,87	0,00	20,56	9322,37
5	364,11	153,37	0,00	2195,62	205,62	2918,73
6	1315,15	11552,28	102,25	14637,48	20,56	27627,72
7	2766,16	1518,60	86,52	0,00	20,56	4391,85
8	81,52	11,80	0,00	2,28	0,00	95,60
9	4080,23	5257,01	23,60	0,00	102,81	9463,65
10	0,00	7,87	0,00	0,00	0,00	7,87
11	434,76	649,09	157,31	0,00	0,00	1241,15
12	429,33	1298,38	78,65	0,00	0,00	1806,36
13	766,27	1735,10	15,73	0,00	0,00	2517,10
14	1624,92	318,54	23,60	0,00	0,00	1967,06
15	1554,27	1971,26	39,33	0,00	0,00	3564,86
16	369,55	78,65	0,00	0,00	0,00	448,20
17	1048,86	582,23	7,87	0,00	0,00	1638,96
18	2043,37	440,46	7,87	0,00	0,00	2491,70
19	2717,25	448,32	0,00	0,00	0,00	3165,58
20	1548,83	342,14	0,00	0,00	0,00	1890,97
21	0,00	1605,32	0,00	0,00	0,00	1605,32
22	43,48	1145,00	7,87	0,00	0,00	1196,34
23	1782,52	1919,53	0,00	0,00	226,18	3928,24
24	168,47	176,97	0,00	0,00	20,56	366,00
25	255,42	397,20	0,00	0,00	164,50	817,12
26	190,21	566,50	0,00	0,00	143,93	900,64
27	358,68	173,04	0,00	0,00	246,75	778,46
28	1548,83	1309,97	0,00	0,00	575,74	3434,55
29	1548,83	342,14	0,00	0,00	0,00	1890,97

in MWh

Tabelle 8-2 sind die Jahresenergieverbräuche der Stadt Leoben aufgegliedert, in die einzelnen Verbrauchergruppen sowie Spannungsebenen zusammengefasst. Welches Lastprofil sich hinter den Verbrauchergruppen verbirgt ist Kapitel 4.2 zu entnehmen. Aus Gründen des Datenschutzes und der damit verbundenen Anonymisierung kann eine genauere Aufspaltung der Verbräuche nicht angeführt werden.

Tabelle 8-2: Jahresenergieverbräuche je Zelle, Spannungsebene und Verbrauchergruppe – Leoben

Zelle	5 kV Ebene				30 kV Ebene			
	V	SP	zV	LPZ	V	SP	zV	LPZ
3	671,0	52,0	0,0	385,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	6634,0	404,0	19,0	700,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	1565,0	258,0	63,0	1004,0	0,0	0,0	44,0	37761,0
6	499,0	32,0	38,0	170,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	767,0	92,0	85,0	1818,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	1802,0	71,0	125,0	176,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	4682,0	569,0	1687,0	5808,0	0,0	0,0	0,0	871,0
10	1668,0	328,0	73,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	2777,0	499,0	989,0	325,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	1427,0	295,0	70,0	287,0	0,0	0,0	0,0	1410,0
13	490,0	101,0	49,0	78,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	122,0	0,0	15,0	3751,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	3705,0	469,0	398,0	3808,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	758,0	66,0	98,0	718,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	7870,0	446,0	306,0	5198,0	19,0	0,0	0,0	0,0
18	2493,0	361,0	239,0	8784,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	797,0	108,0	31,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	411,0	72,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	379,0	26,0	51,0	202,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	3307,0	364,0	499,0	3051,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	2352,0	540,0	138,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	2020,0	696,0	792,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	334,0	47,0	30,0	377,0	49,0	0,0	0,0	26392,0
26	495,0	17,0	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2088,0
27	1577,0	218,0	111,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	2833,0	765,0	1622,0	1479,0	64	0,0	846,0	0,0
29	751,0	74,0	35,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	580,0	25,0	28,0	314,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Zelle	5 kV Ebene				30 kV Ebene			
	V	SP	zV	LPZ	V	SP	zV	LPZ
31	76,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	406,0	35,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	50,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	42,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	169,0	10,0	35,0	320,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	96,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	54605,0	7048,0	7680,0	38753,0	132,0	0,0	890,0	68522,0

in MWh

Die in Tabelle 8-3 dargestellte Verteilung von Photovoltaikpotentialen zeigt eine Möglichkeit um möglichst viel Einspeisung ohne Betriebsstörungen des Netzes in diesem unterzubringen. Neben der maximalen Leistungsspitze, für Wetterdaten bezogen auf das Jahr 2014, wird auch die eingespeiste Energie dieser dargestellt. Zudem enthält die Tabelle auch jene Einspeisung, welcher einer Nutzung von 100% der Photovoltaikpotentiale entspricht und wird mittels 100% PV gekennzeichnet sind.

Tabelle 8-3: Beispiel: Verteilung der maximal möglichen PV-Einspeisung – Leoben

Zelle	100% PV		maximale PV	
	P _{Spitze} [kW]	Energie [MWh]	P _{Spitze} [kW]	Energie [MWh]
PV03	1654,49	1600,72	1323,59	1280,57
PV04	4934,80	4772,18	2960,88	2863,31
PV05	3190,12	3083,48	1276,05	1233,39
PV06	1321,32	1277,77	1057,06	1022,22
PV07	2851,54	2757,95	1425,77	1378,98
PV08	3965,57	383,67	1982,79	191,83
PV09	16171,32	15630,22	9702,79	9378,13
PV10	1461,00	1412,50	730,50	706,25
PV11	4058,49	3919,31	2029,25	1959,65
PV12	2307,06	2229,39	1845,65	1783,51
PV13	706,46	682,72	635,81	614,45
PV14	1044,56	1009,29	417,82	403,72
PV15	3072,88	2970,48	1075,51	1039,67
PV16	1677,91	1621,73	671,16	648,69
PV17	3861,73	3732,73	1351,61	1306,46
PV18	5950,12	5745,86	1785,04	1723,76

Zelle	100% PV		maximale PV	
	P _{Spitze} [kW]	Energie [MWh]	P _{Spitze} [kW]	Energie [MWh]
PV19	1972,71	1910,15	1775,44	1719,13
PV20	520,63	503,67	468,57	453,31
PV21	2403,16	2326,14	1922,53	1860,91
PV22	6071,04	5868,56	4249,73	4108,00
PV23	2545,62	2462,90	2036,50	1970,32
PV24	5706,78	5517,13	3994,75	3861,99
PV25	10350,22	10002,82	8280,18	8002,25
PV26	23946,47	3812,70	2762,53	2668,89
PV27	1377,05	1331,97	1101,64	1065,58
PV28	3822,43	3697,12	2675,70	2587,98
PV29	1013,55	980,34	810,84	784,27
PV30	909,05	881,68	818,15	793,51
PV31	193,06	186,63	173,75	167,97
PV32	1019,49	986,80	509,75	493,40
PV33	173,12	167,44	69,25	66,98
PV34	182,18	176,41	54,65	52,92
PV35	445,17	431,43	400,65	388,28
PV43	656,18	792,01	590,56	712,81
Summe	101537,28	94865,91	62966,42	59293,11