



DIPLOMARBEIT

**Ökonomisches Potential der
Implementierung von Smart
Grid Ansätzen in beispielhaften
Niederspannungsnetzen mit
BHKW-Zubau**

ausgeführt am Institut für
Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
der Technischen Universität Wien

unter der Anleitung von
Prof. Reinhard Haas und DI Wolfgang Prüggl

durch
SEBASTIAN MASSINGER
Heideweg 13
2444 Seibersdorf

Wien, am 6. August 2009

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich allen herzlich danken, die durch ihre Unterstützung zum Gelingen dieser Diplomarbeit beigetragen haben. Allen voran bedanke ich mich bei Ao. Uni. Prof. Dr. Reinhard Haas für die Begutachtung meiner Arbeit. Mein besonderer Dank gilt meinem Betreuer DI Wolfgang Prügler, der mich durch seine fachliche Kompetenz und engagierte Betreuung sehr unterstützt hat. Sein konstruktives Feedback hat wesentlich zur Qualität dieser Arbeit beigetragen. Weiters möchte ich mich auch bei den anderen Mitarbeitern der Energy Economics Group für die Unterstützung und das stets sehr angenehme Arbeitsklima bedanken.

Besonders bedanke ich mich auch bei DI Helfried Brunner und DI Benoit Bletterie für die Betreuung seitens arsenal research.

Mein weiterer Dank gilt der Salzburg Netz GmbH für die zur Verfügung gestellten Netzdaten und Erzeugerprofile.

Für die grammatikalische und syntaktische Korrektur der Arbeit bedanke ich mich bei Isabella Sodoma Enz und Mag. Sanja Abramovic.

Mein ganz besonderer Dank gilt auch meiner Familie und meiner Freundin Iris Enz, die stets für mich da waren, mich persönlich unterstützt und motiviert haben.

Abstract

In the public power supply system there is a strong trend towards decentralization of power generation, which is driven by political guidelines aimed to increase energy efficiency. There is a focus particularly on power plants which capture by-product heat for domestic or industrial heating purposes. One type of these plants are Micro-CHPs (combined heat and power) which can be integrated into the low-voltage grid due to their small power range. This thesis investigates the effects of different scenarios of integrated Micro-CHPs in four low-voltage grid sections. Therefore a network model of the grid is implemented into a computer aided engineering tool for the analysis of electrical power systems.

For a detailed description of network loads the use of stochastic models would be necessary. Therefore several methods from the literature are being evaluated. For the application of one of these stochastic models, data for the load analysis needs to be measured. As sufficient measurements haven't been carried out until now, standardized load profiles are used for load modeling. However, real measured generation-profiles are used for the Micro-CHP units. The raise in the supply voltage due to the electricity generators must not exceed the permitted limit. To avoid such violations due to the generators high power levels, the transmission line which the generator is connected to, usually has to be reinforced. This can be related to high costs depending on the length of the line segment that has to be replaced. Another possible option is the installation of a process control for voltage regulation. Consequently this study investigates the marginal conditions for a cost-efficient voltage regulation solution.

The results of the simulation show that realistic integration scenarios of Micro-CHPs don't have any critical effects on the supply voltage in the considered grid sections. Hence no upgrading measures are necessary. The required power levels of the integrated power plants for the coverage of the essential heat demand are rather small and the grid sections are comparatively well developed.

A notional scenario with a 60kW-Micro-CHP shows that voltage exceedances can occur with plants of this scale. An alternative solution using voltage regulation won't be cost efficient until the line segment that has to be replaced, in case of an upgrade, exceeds a

certain length. These lengths considerably depend on the costs of the process control and thereby on the communication technology used. One possible process control, with installation costs at 7000 € and low running costs for a simple internet connection, becomes cost-efficient from lengths between 270 and 350 m (depending on the wire cross-section used). Compared to this, another possible solution with installation costs at 10000 € and high running costs for a high-availability wireless connection doesn't become cost efficient until lengths between 720 and 920 m. In comparison to exchanging underground cables, when exchanging an overhead line, the marginal lengths only increase slightly and only when small cross sections are used. Furthermore, the maximum installation costs for a cost-efficient process control with fixed running costs as an alternative to various line replacements are evaluated. For example, the installation costs of a cost-efficient process control with low running costs for an internet connection as an alternative solution to a 400 m AY150-cable as a replacement for an overhead line must not exceed approximately 9830 €. Additionally, it is determined how long a Micro-CHP unit with a certain process control solution can be maximally turned off for voltage regulation reasons. If the process control, as an alternative to the previously mentioned replacement of the 400 m overhead line, would for example have less installation costs at 7000 €, the power plant could be turned off for a maximum duration of 7 days per year.

Kurzfassung

In Energieversorgungsnetzen besteht aus Gründen der Effizienzsteigerung ein Trend zur Dezentralisierung der Energieerzeugung, der vor allem durch politische Vorgaben vorangetrieben wird. Dabei werden besonders derartige Erzeugungsanlagen forciert, welche die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme zum Heizen verwenden. Zu derartigen Stromerzeugern gehören auch Mikro-BHKW, die sich aufgrund ihrer geringen Leistung für die Integration ins Niederspannungsnetz eignen. In dieser Arbeit wird untersucht, welche Auswirkungen verschiedene Zubauszenarien solcher Erzeuger in vier verschiedenen Netzabschnitten haben. Dazu wird ein Modell des Niederspannungsnetzes in einer Simulationsumgebung implementiert.

Da zu der genauen Beschreibung der im Netz verteilten Lasten stochastische Lastmodelle von Vorteil wären, werden verschiedene Verfahren in der Literatur untersucht, für die Beschreibung der Leistungsverläufe der Erzeugungsanlagen jedoch real gemessene Profile verwendet. Da die für eine stochastische Beschreibung notwendigen Messdaten derzeit nicht zur Verfügung stehen, werden die Lasten durch standardisierte Lastprofile beschrieben. Die Erhöhung der Netzspannung, die ein BHKW bei der Stromeinspeisung bewirkt, darf die für das Niederspannungsnetz zulässigen Grenzwerte nicht übersteigen. Damit eine solche unzulässige Erhöhung vermieden wird, muss in der Regel bei zu großer Einspeiseleistung eine Netzverstärkung in Form eines Leitungsausbaus erfolgen, der je nach zu tauschender Länge mit großen Kosten verbunden sein kann. Eine mögliche Alternative dazu ist die Installation einer Leittechnik zur Spannungsregelung. Daher wird in dieser Arbeit weiters untersucht, unter welchen Randbedingungen eine solche Alternativlösung wirtschaftlich sein kann.

Wie die Simulationsergebnisse zeigen, sind bei realistischen Zubauszenarien von Mikro-BHKWs in den betrachteten Netzabschnitten keine kritischen Auswirkungen auf das Netz und damit auch keine erforderlichen Netzausbauten zu erwarten. Die Anlagenleistungen zur Deckung des erforderlichen Wärmebedarfs sind eher klein und die Netzabschnitte verhältnismäßig gut ausgebaut.

Ein fiktives Szenario mit einem 60 kW-BHKW zeigt, dass bei Anlagen dieser Größen-

ordnung Spannungsbandverletzungen auftreten können. Eine zum Leitungsausbau alternative Leittechniklösung wird je nach Kosten dieser Leittechnik jedoch erst ab einer gewissen zu tauschenden Leitungslänge wirtschaftlich. Hierbei ist deutlich erkennbar, dass die Längen sehr stark von den Kostenvarianten der Leittechnik und damit stark von der eingesetzten Kommunikationstechnologie abhängen. Während eine Leittechnikvariante mit Installationskosten von 7000 € und geringen Betriebskosten durch eine einfache Internetanbindung je nach Querschnitt der beim Leitungsausbau einzusetzenden Leitung bereits ab Längen zwischen rund 270 und 350 m wirtschaftlich sein kann, ist eine Leittechniklösung mit Installationskosten von 10000 € und hohen Betriebskosten durch eine hoch verfügbare Funkverbindung erst ab Längen zwischen rund 720 und 920 m einem Leitungsausbau vorzuziehen. Bei einem Freileitungstausch erhöhen sich die Grenzlängen gegenüber einem Kabeltausch eher geringfügig und nur bei kleinen Querschnitten.

Weiters wird in der Arbeit ausgewertet, wie hoch bei gegebener zu tauschender Leitungslänge und festen Betriebskosten der maximale Kapitaleinsatz für eine wirtschaftliche Leittechnik sein darf. Zum Beispiel darf die Installation einer Leittechnik mit geringen Betriebskosten durch eine Internetanbindung als Alternative zu einem Tausch einer Freileitung mit einer Länge von 400 m durch ein AY150-Kabel nicht mehr als rund 9830 € kosten. Zusätzlich wird bestimmt, wie lange ein BHKW mit einer gegebenen Leittechniklösung als Alternative zu einem Leitungstausch gegebener Länge zur Spannungsregelung maximal abgeschaltet werden darf. Würde beispielsweise als Alternative zu dem vorher genannten Tausch der 400 m langen Freileitung eine Leittechnik mit gleichen Betriebskosten jedoch geringeren Installationskosten von 7000 € verwendet werden, könnte die Anlage bei wirtschaftlichem Betrieb für eine Dauer von maximal 7 Tagen pro Jahr abgeschaltet werden.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	ix
1 Einleitung	1
1.1 Gliederung der Arbeit	2
2 Technische Methoden	7
2.1 Methodenüberblick zur Modellierung von NS-Netzen	7
2.1.1 Allgemeines zu Niederspannungsnetzen	7
2.1.2 Topologien	7
2.1.3 Typische Parameter von Niederspannungsnetzen	10
2.1.4 Behandlung von Unsymmetrien im Drehstromnetz	11
2.1.5 Ansätze zur Modellierung von Niederspannungsnetzen	12
2.2 Modellierung von Lasten	14
2.2.1 Ansätze zur Modellierung von Lasten im NS-Netz	14
2.2.2 Beschreibung und Vergleich von Methoden zur Probabilistischen Lastflussrechnung	15
2.2.3 Gemessene Lastprofile	18
2.2.4 Standardisierte Lastprofile	19
2.2.5 Synthetische Lastprofile	19
2.3 Methoden zur Analyse der Szenarien	24
3 Methoden der Wirtschaftlichkeitsbewertung	29
3.1 Grundlagen zur Investitionsrechnung	29
3.1.1 Barwertmethode	29
3.1.2 Kapitalwertmethode	31
3.1.3 Methode des internen Zinsfußes	31
3.1.4 Annuitätenmethode	32
3.1.5 Dynamische Amortisationsdauer	32
3.2 Methodik zur wirtschaftlichen Auswertung	33

3.2.1	Kostenvergleich	33
3.2.2	Annuität des Leitungsausbaus	33
3.2.3	Annuität der Leittechniklösung	34
3.2.4	Kosten durch Wirkleistungsbegrenzung	35
3.2.5	Grenzlänge für gegebene Leittechniklösung	35
3.2.6	Maximale Investitionskosten für eine Leittechniklösung	36
3.2.7	Maximale Dauer der Wirkleistungsbegrenzung	37
4	Datengrundlage	39
4.1	BHKW - Erzeugerprofile	39
4.1.1	BHKW Stabauergasse	39
4.1.2	BHKW Grünauerhof	40
4.1.3	Analyse der Erzeugungsprofile	41
4.1.4	Regelbarkeit und Dynamik	50
4.2	Erzeugerszenarien	51
4.2.1	Szenario 1 - Ist-Zustand	52
4.2.2	Szenario 2 - Heterogener Zubau	53
4.2.3	Szenario 3 - Realistischer Zubau	53
4.2.4	Szenario 4 - Fiktiver Zubau	53
4.3	Kostenerfassung	58
4.3.1	Fixkosten für Leitungstausch	58
4.3.2	Instandhaltungskosten für Leitungen	60
4.3.3	Fixkosten für Trafotausch	62
4.3.4	Instandhaltungskosten für Transformatoren	63
4.3.5	Kosten aus Sicht des Netzbetreibers bei der Integration eines BHKWs	64
4.3.6	Mittlerer Strompreis	65
5	Implementierung des Netzmodells	67
5.1	Das Simulationstool DlgSILENT Powerfactory	67
5.2	Implementieren der Netzpläne	68
5.3	Parametrieren der Betriebsmittel	68
5.4	Einbindung der Profile für Lasten und Erzeuger	73
6	Ergebnisse der Szenarienanalyse	77
6.1	Szenario 1 - Ist-Zustand	77
6.1.1	Netzabschnitt Wölting Ort 216	79
6.1.2	Netzabschnitt St.Andrä 219	83
6.1.3	Netzabschnitt Kendlbruck Ort 410	87

6.1.4	Netzabschnitt Kendlbruck Costan 437	90
6.2	Szenario 2 - Heterogener Zubau	94
6.2.1	Netzabschnitt Wölting Ort 216	94
6.2.2	Netzabschnitt St.Andrä 219	95
6.2.3	Netzabschnitt Kendlbruck Ort 410	97
6.2.4	Netzabschnitt Kendlbruck Costan 437	97
6.3	Szenario 3 - Realistischer Zubau	100
6.3.1	Netzabschnitt Wölting Ort 216	100
6.3.2	Netzabschnitt St.Andrä 219	100
6.3.3	Netzabschnitt Kendlbruck Ort 410	102
6.3.4	Netzabschnitt Kendlbruck Costan 437	104
6.4	Szenario 4 - Fiktiver Zubau	104
6.4.1	Regelbedarf	106
6.4.2	Maßnahmen zur Vermeidung der Spannungsbandübertretung	107
6.5	Vergleich der Szenarien	108
7	Ergebnisse zur wirtschaftlichen Analyse	115
7.1	Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse zum fiktiven Szenario	115
7.2	Ergebnisse zur Analyse der Wirtschaftlichkeitsgrenzen	117
7.2.1	Grenzlängen bei realistischen Leittechnikkosten	117
7.2.2	Maximale Installationskosten einer Leittechnik bei gegebenen Betriebskosten	118
7.2.3	Maximale Abschaltdauer bei gegebenen Leittechnikkosten	120
8	Schlussfolgerungen	123
	Literaturverzeichnis	126
I	Anhang	131
A	Anlagenschemata der BHKWs	133
B	Zeitverläufe zum Regelbedarf	137

Kapitel 1

Einleitung

Das europäische Energieversorgungssystem befindet sich im Wandel der Zeit und steht vor allem in der Zukunft vor großen Veränderungen. Der Umweltschutz als treibende Kraft fordert Nachhaltigkeit, effiziente Nutzung der Energieressourcen und Reduktion von Schadstoffemissionen auch auf Seiten der Energieerzeuger, vgl. [B. GUGELE 2007]. Da die Erdölvorkommen in absehbarer Zeit erschöpft sein werden und sich steigende Erdölpreise negativ auf die Gesamtwirtschaft der auf Ölimport angewiesenen Staaten auswirken, spielt weiters der Umstand eine große Rolle, dass ein starker Trend besteht, sich aus der Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger loszulösen und den Anteil an alternativer Energiegewinnung zu vergrößern, vgl. [BP 2009], [EU 2009]. Besonders kritisch ist die Tatsache, dass dem sinkenden Angebot an fossilen Energieträgern eine immer noch steigende Nachfrage an Energie gegenübersteht. Daher ist es besonders wichtig, die zur Deckung des Bedarfs notwendige Energiemenge möglichst effizient einzusetzen und Verluste so klein wie möglich zu halten, vgl. [EU 2006]. Eine Methode einer solchen Effizienzsteigerung ist beispielsweise die KWK (Kraft-Wärme-Kopplung), bei der die Abwärme von Stromerzeugern, die im Normalfall einen Energieverlust darstellt, zum Heizen verwendet wird. Da der Transport von Strom und Wärme auch immer mit Verlusten verbunden sind, die mit der Übertragungslänge steigen, ist es von Vorteil, die Energie dort zu erzeugen, wo sie gebraucht wird. Daher besteht bei KWK-Anlagen ein Trend zur Errichtung dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA). Neben den KWK-Anlagen finden auch immer mehr Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen als DEA Einsatz. Dieser Zuwachs von größeren Anlagen im Mittelspannungsnetz und kleineren Anlagen im Niederspannungsnetz ist Anlass für Untersuchungen darüber, welche Auswirkungen diese verteilte Einspeisung auf die Netze hat. Mit steigender Leistung erfordert die Integration von DEAs aufgrund von einerseits Überlastung der Leitungen und andererseits Verletzung des zulässigen Spannungsbandes einen Leitungsausbau, um den problemlosen Betrieb zu

gewährleisten. Solche Netzausbauten sind aber meist mit hohen Kosten verbunden, die dann im Regelfall der Anlagenbetreiber zu tragen hat. Deshalb besteht großes Interesse an geeigneten Regelungen, um die Spannungsgrenzen auch ohne Leitungsausbau einhalten zu können. Dafür ist es allerdings notwendig, im Netz eine Spannungsübertretung an den Netzknoten zu erkennen und mit einem entsprechenden Regelsystem die notwendigen Spannungsänderungen einzuleiten. Eine Regelung dieser Art ist folglich an eine Messwerterfassung gebunden, welche die Messdaten an ein Leitsystem überträgt, das dann die notwendigen Stellbefehle zur Spannungsregelung absetzt. Da im Niederspannungsnetz üblicherweise keine geeigneten Kommunikationsverbindungen vorhanden sind, ist auch die Installation eines erforderlichen Leitsystems mit Kosten verbunden.

Ziel dieser Arbeit ist es daher, in vier der Realität nachgebildeten Niederspannungsnetzabschnitten verschiedene Zubauszenarien dezentraler Erzeuger zu erfassen, welche dann in ein Lastflussprogramm übertragen werden, wobei die Simulationsergebnisse analysiert und eventuell notwendige Netzverstärkungen ermittelt werden. Die Kosten für die Netzausbauten sollen verglichen werden, damit unter anderem klar wird, wie teuer eine alternative Lösungsmethode mit aktiver Spannungsregelung sein darf, um konkurrenzfähig zu sein.

1.1 Gliederung der Arbeit

In **Kapitel 2** werden technische Methoden für die in dieser Arbeit notwendige Modellbildung sowie für die Analyse der Simulationsergebnisse beschrieben.

In *Kapitel 2.1* werden wichtige Grundlagen für die Modellierung von Niederspannungsnetzen erläutert. Es werden in *Kapitel 2.1.1* allgemeine grundlegende Eigenschaften solcher Netze gezeigt und in *Kapitel 2.1.2* die unterschiedlichen Topologien von Niederspannungsnetzen erklärt. In *Kapitel 2.1.3* werden in der Literatur gefundene, für Niederspannungsnetze typische Parametern gezeigt. Anschließend wird in *Kapitel 2.1.4* erläutert, wieso es in Niederspannungsnetzen zu Unsymmetrien kommen kann, welche Auswirkungen diese haben, welche Regelungen und Vorschriften es bezüglich Unsymmetrie im Niederspannungsnetz gibt und wie Unsymmetrien reduziert werden. Weiters werden zwei unterschiedliche Ansätze für die Modellierung von Niederspannungsnetzen erwähnt. Dazu wurde eine Literaturrecherche zum Thema Netzmodellierung durchgeführt. Ein Teilaspekt dabei war die Frage, ob es typische modellierte Netzabschnitte gibt, die repräsentativ für eine Gruppe ähnlicher realer Netze sind. Aussagen über das analysierte modellhafte Referenznetz hätten dann auch in den zugehörigen realen Netzen Gültigkeit. Der Vorteil

wäre hier, von Simulationsergebnissen eines theoretisch generierten Netzes gleichen Typs auf Gegebenheiten im realen Netz zu schließen, da die genauen Netzdaten von Netzabschnitten im Niederspannungsnetz schwer zu erheben sind. Diese Problematik wird kurz in *Kapitel 2.1.5* behandelt. Weiters wird erklärt, wie reale Netzabschnitte modelliert werden. Dazu gehört die Erfassung der im Netz vorhandenen Betriebsmittel und deren für das Modell notwendigen Parameter.

In *Kapitel 2.2* werden Methoden beschrieben, wie Lasten und Erzeuger in Niederspannungsnetzen modelliert werden können. Ansätze zur Lastmodellierung werden in *Kapitel 2.2.1* behandelt. Dazu wurde eine Literaturrecherche zu den Themen probabilistische Lastflussrechnung und stochastische Lastmodellierung durchgeführt. Dabei sollte vor allem ermittelt werden, ob und welche Verfahren bereits im Einsatz sind und welche bereits praktisch verifiziert wurden. Es gibt viele Verfahren, mit deren Hilfe aus Messreihen die Parameter für eine statistische Verteilung ermitteln werden, um anschließend eine Synthese neuer Lastprofile durchzuführen. Die meisten Veröffentlichungen findet man zur Monte Carlo Methode. Ein Vergleich der verschiedenen Verfahren ist in *Kapitel 2.2.2* angeführt. Ein großes Problem dieser Ansätze ist allerdings, dass man über eine ausreichend große Menge an Messreihen verfügen muss. Da Messreihen von Lasten nicht zur Verfügung standen, konnten diese Verfahren nicht verwendet werden. Die für die Abschätzung des Energiebedarfs notwendigen realen bzw. standardisierten Lastprofile werden in *Kapitel 2.2.3* bzw. *Kapitel 2.2.4* beschrieben. Eine weitere Methode zur Synthese von Lastprofilen, ein Bottom-Up-Ansatz, der ohne Messreihen auskommt, wird in [G. BÄRWALDT 2008] vorgestellt und in *Kapitel 2.2.5* erläutert. Hierzu wurde von der TU Braunschweig ein Software-Tool entwickelt, mit dem individuelle Haushaltslastprofile erzeugt werden können. Für diese Arbeit wäre dieses Tool die optimale Lösung zum Erstellen der Profile gewesen. Leider ist diese Software nicht verfügbar, da sie eine der Kernkompetenzen der hiesigen Forschungsgruppe darstellt. Da die Entwicklung einer eigenen Software für diese Methode den Rahmen dieser Arbeit gesprengt hätte, wurde trotz der großen Ungenauigkeit beschlossen, standardisierte Lastprofile für die Haushalte zu verwenden.

In *Kapitel 2.3* wird schließlich die Auswertemethode der Simulationsergebnisse erklärt, sowie die Ableitung von wichtigen Parametern für die Szenarienanalyse. Dabei werden in erster Linie die Spannungsverläufe an allen Netzknoten untersucht und die größten und kleinsten Spannungswerte im Netz ermittelt, um eventuell auftretende Überschreitungen des im Niederspannungsnetz zulässigen Spannungsbandes zu erkennen. Aus dem Abstand zwischen den Spannungsextremwerten lassen sich wichtige Parameter für die eine mögliche Spannungsregelung ableiten. Weiters wird festgestellt, wie empfindlich die Spannungen an den einzelnen Netzknoten auf Leistungsänderungen reagieren. Damit läßt sich abschätzen, ab welchen Leistungen angeschlossener Erzeuger unzulässige Spannungswerte auftreten.

In **Kapitel 3** werden die Methoden zur wirtschaftlichen Analyse erläutert.

Die dafür notwendigen Grundlagen der Investitionsrechnung werden in *Kapitel 3.1* erörtert. Dazu gehören die Barwertmethode, die Kapitalwertmethode, die Methode des internen Zinsfußes, die Annuitätenmethode und die Berechnung der dynamischen Amortisationsdauer. Die Beschreibung dieser Verfahren erfolgt in den *Kapiteln 3.1.1 bis 3.1.5*.

In *Kapitel 3.2* werden die verschiedenen Methoden zur wirtschaftlichen Bewertung einer Alternativinvestition zu einem Leitungsausbau in Form einer Leittechnik zur Spannungsregelung gezeigt. Dazu wird in *Kapitel 3.2.1* die verwendete Methode zum Kostenvergleich beschrieben. In *Kapitel 3.2.2* bzw. *3.2.3* wird die Berechnung der Annuität von Leitungsausbau bzw. Leittechniklösung erklärt. Eine Methode, die Kosten abzuschätzen, die durch eine zur Spannungsregelung notwendige Wirkleistungsbegrenzung entstehenden, wird in *Kapitel 3.2.4* gezeigt. In *Kapitel 3.2.5* wird beschrieben, wie man ermittelt, ab welcher Länge einer zu tauschenden Leitung eine alternative Leittechniklösung wirtschaftlich wird. In *Kapitel 3.2.6* wird gezeigt, wie sich die maximalen Investitionskosten für eine Leittechnik bei gegebener zu tauschender Leitungslänge bestimmen lassen. Weiters ist interessant, wie lange eine Erzeugungsanlage pro Jahr bei wirtschaftlichem Betrieb zur Vermeidung einer Spannungsbandübertretung maximal ausgeschaltet werden darf. Diese maximale Ausschaltdauer lässt sich mit der in *Kapitel 3.2.7* beschriebenen Methode berechnen.

In **Kapitel 4** wird die Datengrundlage für die Netzmodellierung und die wirtschaftliche Analyse beschrieben.

Bei den in der Arbeit betrachteten Erzeugungsanlagen handelt es sich um mit Gas betriebene BHKWs (Blockheizkraftwerke). Zur Modellierung dieser Erzeuger wurden real gemessene Profile von zwei verschiedenen Anlagen verwendet, die von der Salzburg Netz GmbH zur Verfügung gestellt wurden. Diese Anlagen und die zugehörigen Profile werden in *Kapitel 4.1* beschrieben. In *Kapitel 4.1.1* und *4.1.2* werden Details zu den beiden BHKWs erläutert. In *Kapitel 4.1.3* werden die Erzeugerprofile analysiert, um Informationen über die Einsatzcharakteristik zu erhalten. Die Regelbarkeit solcher BHKWs und die Dynamik im Betrieb werden in *Kapitel 4.1.4* behandelt.

In *Kapitel 4.2* werden verschiedene Erzeugerszenarien vorgestellt, für die im Anschluss Lastflusssimulationen durchgeführt wurden, um eventuelle Spannungsbandverletzungen in den Netzknoten zu ermitteln. Neben dem Ist-Zustand der Netze, der ohne Zubau neuer Erzeugungsanlagen als Vergleichsszenario dient und in *Kapitel 4.2.1* beschrieben wird, wurden in Zusammenarbeit mit der Salzburg Netz GmbH zwei mögliche Zubauszenarien erarbeitet. Dabei handelt es sich einerseits um einen heterogenen Zubau, welcher in *Kapitel*

4.2.2 beschrieben wird und andererseits um einen realistischen Zubau, der in *Kapitel 4.2.3* erläutert wird. In *Kapitel 4.2.4* wird schließlich ein fiktives Zubauszenario mit einer größeren Anlage beschrieben, bei dem deutliche Auswirkungen auf das Netz zu erwarten sind.

Die für die wirtschaftliche Analyse notwendige Kostenerfassung wird in *Kapitel 4.3* erklärt. Es wurden zu den Netzabschnitten Kostendaten für den eventuell notwendigen Leitungsausbau sowie die Instandhaltungskosten der in den betrachteten Netzabschnitten vorhandenen Betriebsmittel erhoben (Leitungen, Trafos und Trafostationen). Diese Kosten werden in den *Kapiteln 4.3.1 bis 4.3.4* behandelt. Weiters werden die erhobene realistische Kostenspanne für eine zur Spannungsregelung notwendige Leittechnik sowie der ermittelte Strompreis zur Berechnung der entstehenden Kosten durch entgangene Stromeinspeisung in *Kapitel 4.3.5 bzw. 4.3.6* beschrieben.

In *Kapitel 5* wird erklärt, wie die vier realen Niederspannungsnetzabschnitte aus dem Netz der Salzburg Netz GmbH in der Simulationsumgebung modelliert wurden. Dazu wird Allgemeines zum verwendeten Simulationstool DIgSILENT PowerFactory kurz in *Kapitel 5.1* beschrieben. Weiters wird in *Kapitel 5.2* das Implementieren der Netzpläne in der Software behandelt. Die Einbindung der im Netz vorhandenen Betriebsmittel und die Eingabe der für das Modell notwendigen Parameter werden in *Kapitel 5.3* erläutert. Für die vollständige Beschreibung der Netzabschnitte sind zusätzlich die Profile der Lasten und der Erzeuger erforderlich. Deren Implementierung wird schließlich in *Kapitel 5.4* erklärt.

In *Kapitel 6* werden die Simulationsergebnisse der Lastflussrechnung zu den verschiedenen Szenarien beschrieben. In der Analyse werden jene Knoten ermittelt, in denen im Laufe der Simulation Spannungsbandverletzungen auftreten. In weiterer Folge wird der eventuell notwendige Regelbedarf bzw. die verfügbare Regelreserve bestimmt. Die Ergebnisse dieser Auswertung für die vier Szenarien werden in den *Kapiteln 6.1 bis 6.4* erläutert.

In *Kapitel 6.5* erfolgt schließlich für jeden Netzabschnitt ein übersichtlicher Vergleich der Ergebnisse aus den unterschiedlichen Szenarien.

In *Kapitel 7* werden Leittechniklösungen als Alternative zu einem durch Spannungsbandübertretungen notwendigen Leitungsausbau wirtschaftlich bewertet. Im *Kapitel 7.1* wird dabei speziell auf eine Alternativlösung zum im fiktiven Szenario notwendigen Leitungstausch eingegangen. In *Kapitel 7.2* werden Ergebnisse zur allgemeinen Analyse der Wirtschaftlichkeitsgrenzen beschrieben. Dazu werden die für verschiedene Leitungstypen ermittelten Verläufe der bereits bei den Methoden erwähnten Größen Grenzlänge, ma-

ximale Installationskosten und maximale Abschaltdauer in den *Kapiteln 7.2.1 bis 7.2.3* diskutiert.

Kapitel 2

Technische Methoden

Die im Zuge dieser Arbeit durchgeführte Simulation setzt eine detaillierte Modellierung der betrachteten Niederspannungsnetze voraus. In diesem Kapitel werden technische Methoden für diese Modellbildung sowie für die Analyse der Simulationsergebnisse beschrieben.

2.1 Methodenüberblick zur Modellierung von Niederspannungsnetzen

2.1.1 Allgemeines zu Niederspannungsnetzen

Die Verteilung der elektrischen Energie erfolgt kundennahe hauptsächlich auf dem Spannungsniveau der Niederspannung. Die dort verwendeten Normspannungen laut DIN VDE 0175 sind 400 V für Drehstromverbraucher beziehungsweise 230 V für einphasige Verbraucher. Seltener werden für große Industrieanlagen auch Spannungen von 690 V oder 1000 V verwendet. Das Niederspannungsnetz wird von einem übergeordneten Mittelspannungsnetz über Trafostationen gespeist, deren Bemessungsleistungen üblicherweise bei 250 kVA, 400 kVA oder 630 kVA liegen. Im Gegensatz zu den höheren Spannungsebenen erfordert das Vorhandensein einphasiger Lasten im Niederspannungsnetz die Erweiterung des Dreileitersystems durch einen Nulleiter, vgl. [SCHULZ 2007].

2.1.2 Topologien

Vom Aufbau her werden folgende Netzformen mit steigendem Vernetzungsgrad unterschieden:

- Strahlennetz

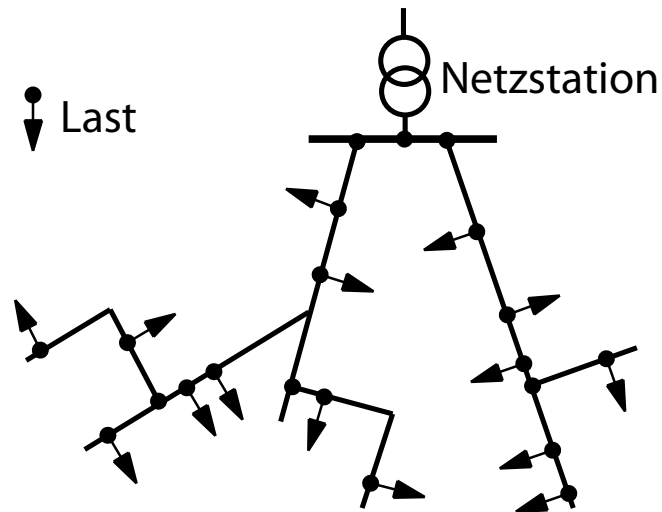


Abbildung 2.1: Strahlennetz (Eigene Darstellung)

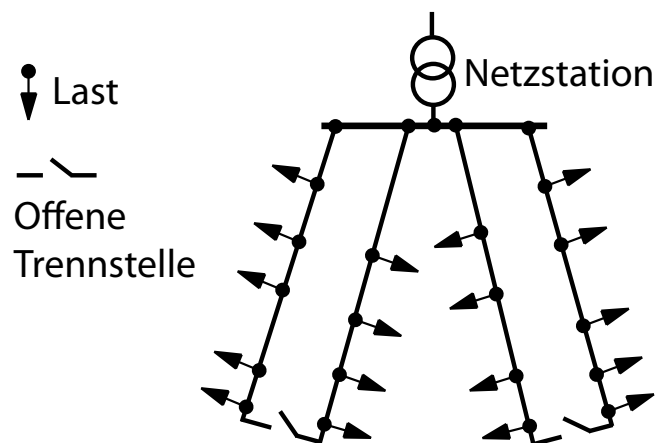


Abbildung 2.2: Offen betriebenes Ringnetz (Eigene Darstellung)

- Ringnetz
- verzweigtes Ringnetz
- vermaschtes Netz
- Maschennetz

Die Topologie des verwendeten Netzes hängt von der Lastdichte ab, also der Summe aller Lasten bezogen auf die Fläche des Netzes. Mit steigender Dichte wählt man

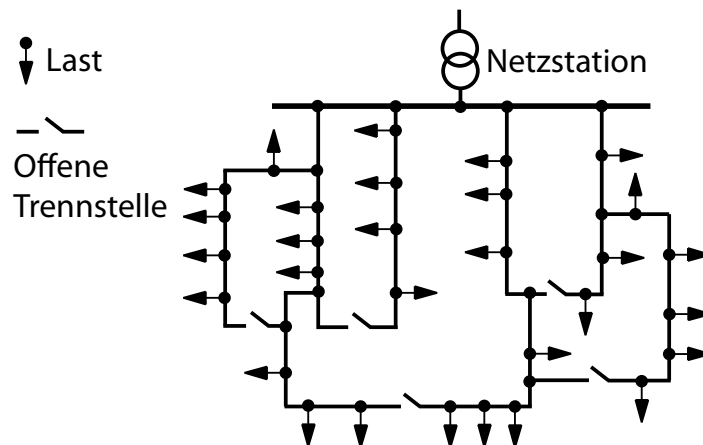


Abbildung 2.3: Verzweigter Ring (Eigene Darstellung)

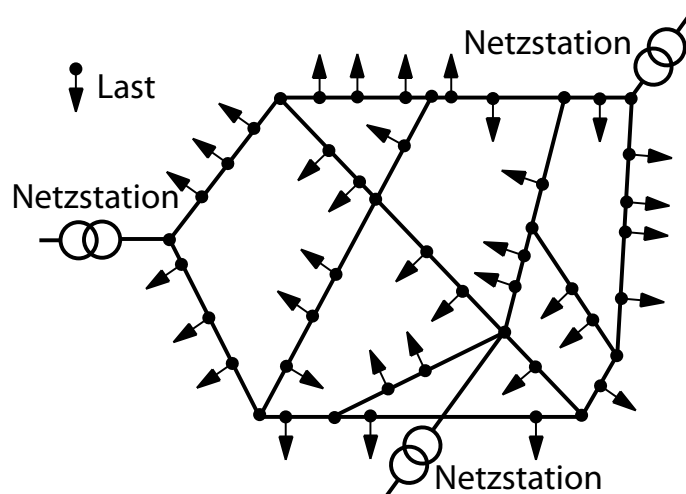


Abbildung 2.4: Maschennetz (Eigene Darstellung)

üblicherweise einen höheren Grad der Vermaschung. Strahlennetze sind gänzlich unvermaschte Netze, wobei mehrere Leistungszweige von einer gemeinsamen Einspeisung aus versorgt werden. Ein derartiges Netz ist in *Abbildung 2.1* dargestellt. Nachteilig ist hier, dass entlang der stark belasteten Leitung eines Zweiges die Spannung abfällt und so die Ausdehnung des Netzes durch den minimal zulässigen Spannungswert begrenzt ist. Weiters bleibt der im Fehlerfall abgetrennte Leitungszweig spannungslos und kann von keiner anderen Stelle aus gespeist werden. Aus diesem Grund werden oft im Normalbetrieb offene Kuppelstellen zu Nachbarnetzen vorgesehen, die im Fehlerfall geschlossen werden, beziehungsweise werden Ringnetze mit offenen Trennstellen als Strahlennetze betrieben, um eine sogenannte rückwärtige Speisung zu ermöglichen. Ein solches Netz ist in *Abbildung 2.2* zu sehen. Ein noch höherer Grad an Eigensicherheit ist bei stärker verzweigten

Netzen gegeben. Bei dem in *Abbildung 2.3* dargestellten verzweigten Ringnetz etwa lassen sich mehrere Ringe durch gemeinsame Kuppelstellen zusammenschalten. Ist ein Netz noch stärker verschaltet und weist auch mehrere Einspeisepunkte auf, spricht man von einem Maschennetz beziehungsweise bei geringerem Vermaschungsgrad von einem vermaschten Netz. Die Vorteile dieser Netze sind höchste Eigensicherheit, gute Spannungsstabilität und geringe Netzverluste. Maschennetze werden ab Lastdichten von etwa 5 MVA/km² ausgeführt. Nachteilig ist dabei allerdings, dass solche Netze nach einem Ausfall schwierig in Betrieb zu nehmen sind, da die Einspeiser in der Praxis nicht gleichzeitig eingeschaltet werden können und es so zu Überlastungen an kritischen Punkten und erneuten Lastabwürfen kommen kann. Es werden daher größere Maschennetze vermieden und diese in kleinere parallele mit wenigen Einspeisern geteilt. Ein Maschennetz ist in *Abbildung 2.4* dargestellt. Weiters seien noch Anschluss- bzw. Stummelnetze erwähnt, eine Ausnahme der Strahlennetze, die trotz der oben genannten Probleme sehr hohe Leistungsdichten aufweisen, aber sehr kurze Leitungslängen haben, vgl. [SCHULZ 2007].

2.1.3 Typische Parameter von Niederspannungsnetzen

Bei der Betrachtung von Niederspannungsnetzen (NS-Netz) ist es wichtig zu wissen, welche Betriebsmittel besonders häufig vorkommen und welche typischen Kenngrößen diese aufweisen. In [G. KERBER 2008] wurden 87 Niederspannungsnetze aus verschiedenen Gebieten in Bayern auf typische Merkmale untersucht und unter anderem auch ermittelt, welche Betriebsmittel am häufigsten verwendet werden. Dabei wurden die Netze in die Kategorien Vorstadt-, Dorf- und Landnetze eingeteilt. Die Einteilung wird in [G. KERBER 2008] folgendermaßen beschrieben: *”Da keine eindeutigen Kriterien zur Einteilung in die Kategorie Land-, Dorf- und Vorstadtnetze bekannt sind, wurden nach dem allgemeinen Verständnis der Planer möglichst typische Netze der jeweiligen Kategorien zur Analyse verwendet...”*. Bezüglich der verwendeten Betriebsmittel werden nach [G. KERBER 2008] für Transformatoren in Niederspannungsnetzen üblicherweise Standardverteilsnetztransformatoren verwendet. In seltenen Fällen werden Transformatoren mit 50 kVA bzw. 1000 kVA eingesetzt. Standardtransformatoren gibt es für die Leistungen 100 kVA, 125 kVA, 160 kVA, 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA und 800 kVA. Welche Transformatoren häufig eingesetzt werden, hängt stark vom Netzgebiet ab. In Landnetzen kommen meist einzelne Transformatoren kleiner Leistung zum Einsatz, meist Trafos mit 100 kVA und 160 kVA. In Dorfnetzen hingegen werden wegen der höheren Lastdichte am häufigsten 250 kVA- und 400 kVA-Transformatoren verwendet, in Vorstadtnetzen überwiegen jene mit 400 kVA und 630 kVA. Werden Leistungen über 800 kVA benötigt, schaltet man in der Regel zwei Standardtransformatoren parallel. Je nach Netzgebiet und damit unterschied-

licher Lastdichte ändert sich auch die Trafoleistung je Hausanschluss. In Netzen mit einer höheren Zahl von Abnehmern können die Trafos aufgrund der Gleichzeitigkeit auf einen Bruchteil der summierten Spitzenleistungen der einzelnen Lasten ausgelegt werden. Dieser Bruchteil, der Gleichzeitigkeitsfaktor, sinkt mit steigender Zahl der Verbraucher. Daher stehen in Landnetzen im Mittel 15 kVA Trafoleistung je Hausanschluss zur Verfügung, in Vorstadtnetzen jedoch nur 5 kVA. In Niederspannungsnetzen wird bei den Verteiltrafos bis ca. 250 kVA die Schaltgruppe Yzn5, für Trafos ab ca. 315 kVA die Schaltgruppe Dzn5 verwendet. Der Vorteil dieser Schaltgruppen ist, dass der Sternpunkt mit vollem Bemessungsstrom des Trafos belastbar ist. Die relative Kurzschlussspannung u_k liegt bei Standardverteilnetztrafos zwischen 4% und 6% und berechnet sich wie folgt:

$$u_K = \frac{U_K}{U_N} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

U_K Kurzschlussspannung [V]

U_N Nennspannung [V]

wobei die Kurzschlussspannung jene Spannung ist, die primär angelegt werden muss, damit bei sekundärem Kurzschluss primär Nennstrom fließt, vgl. [GREMMEL 1999].

Für Leitungen werden im Niederspannungsnetz meistens einheitliche Querschnitte verwendet. Bei Kabeln betragen diese am häufigsten 150 mm²-Aluminium, aber auch 185 mm²-Aluminium und 70 mm²-Kupfer. Freileitungen werden in Niederspannungsnetzen fast nur noch in Landnetzen verwendet, wobei hier der mittlere Freileitungsanteil an der gesamten verlegten Leitungslänge etwa 50% beträgt. Dieser Anteil ist in Dorf- und Vorstadtnetzen wesentlich geringer und liegt unter 10%. Die am häufigsten verwendeten Freileitungsquerschnitte sind 50 mm²-Al, 70 mm²-Al und 95 mm²-Al, wobei die Häufigkeit der verwendeten 70 mm²-Freileitungen doppelt so hoch ist wie jene der anderen Querschnitte, vgl. [G. KERBER 2008].

2.1.4 Behandlung von Unsymmetrien im Drehstromnetz

Unsymmetrien entstehen im Drehstromsystem durch eine ungleichmäßige Belastung der drei Phasen durch Ein- oder Zweiphasenlasten. Solche Lasten sind in *Abbildung 2.5* dargestellt. Durch unsymmetrische Belastung kommt es zu höheren Verlusten und zu höheren Spannungsabfällen in den stärker belasteten Leitern. Im Niederspannungsnetz wird durch Aufteilen der unsymmetrischen Lasten auf die drei Phasen eine weitgehende Symmetrierung erreicht. Durch diese Symmetrierung und die Tatsache, dass die meisten einphasigen Lasten im Niederspannungsnetz sehr klein sind, treten hier üblicherweise keine Probleme durch Unsymmetrie auf. Bei Erzeugungsanlagen im NS-Netz muss jedoch darauf achtge-

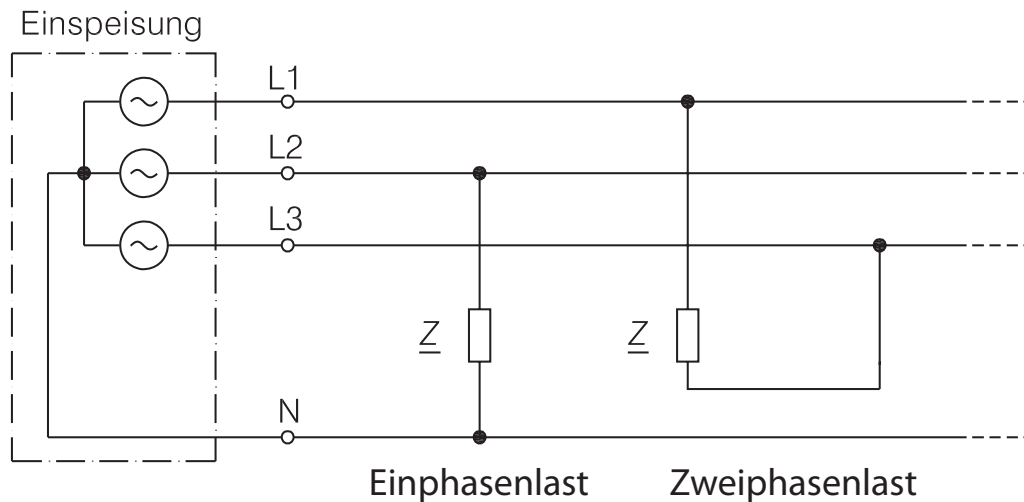


Abbildung 2.5: Unsymmetrische Lasten im Drehstromsystem (Eigene Darstellung)

geben werden, diese so anzuschließen, dass die einphasige Bemessungsleistung im Betrieb maximal 4,6 kVA beträgt vgl. [E-CONTROL 2006a]. Für den Netzbetreiber können dann Probleme auftreten, wenn sehr viele Erzeugungsanlagen verschiedener Einspeiser zufällig in der gleichen Phase einspeisen. Dies ist zwar eher unwahrscheinlich, kann aber durchaus eintreten. Der Netzbetreiber müsste dann Kontakt mit den Kunden aufnehmen und Maßnahmen für eine Symmetrierung setzen. Eine vorbeugende Symmetrierung schon bei Installation der Erzeugungsanlagen wäre auch denkbar, jedoch ist es in der Praxis sehr schwierig die einzelnen Phasen richtig zu identifizieren, da je nach Anschluss die Farben der Leiter oft unterschiedlich weiterverbunden werden und man keinen verlässlichen Anhaltspunkt für die richtige Zuordnung der Phasen findet.

2.1.5 Ansätze zur Modellierung von Niederspannungsnetzen

Netzmodelle dienen dazu, bestimmte Vorgänge in realen Netzen wie etwa Kurzschlüsse, Laständerungen, normale Betriebsfälle usw. durch Simulation zu beschreiben und die zu erwartenden Netzgrößen wie Spannungen, Ströme, Leistungen usw. zu bestimmen. Dazu ist es notwendig, das reale Netz hinreichend genau abzubilden. Sollen spezielle Fälle betrachtet werden, die besonders spezifisch für das jeweilige Netz sind, wird es notwendig sein das reale Netz möglichst ident im Modell abzubilden. Hier müssen allerdings die genauen Netzdaten für jedes zu betrachtende Netz erhoben werden. Geht es um die Untersuchung allgemeiner Zusammenhänge, die typisch für mehrere Netze mit ähnlichen Eigenschaften sind, bietet es sich an, ein entsprechend dieser Eigenschaften generiertes Netz zu verwenden.

Generische Netze

Spricht man von einem generischen Netz, ist damit kein real vorhandenes, sondern ein rein theoretisch erstelltes Netz gemeint, das zu Analysezwecken dienen soll. Das Ziel dabei ist, im generischen Netz durch Simulation qualitative Aussagen zu Versorgungssicherheit, Spannungshaltung, Überlastungen usw. zu machen, um diese Aussagen dann auch auf ähnliche reale Netze gleichen Typs umlegen zu können. Dabei ist es wichtig zu zeigen, welche Netzformen für NS-Netze typisch sind und ob es legitim ist, anzunehmen, dass Aussagen zu einem bestimmten Netz auch Gültigkeit in ähnlichen Netzen des gleichen Typs haben.

Es gibt zwar in einigen Veröffentlichungen eine Einteilung oder Analyse verschiedener Netztypen, wobei die Einteilung allerdings von Arbeit zu Arbeit sehr unterschiedlich und oft willkürlich ist. Nur in zwei Arbeiten wurde eine genaue Einteilung von Niederspannungsnetzen in acht (vgl. [VOGEL 2002]) bzw. in neun (vgl. [SCHEFFLER 2004]) Netzformen gefunden. Aus den Arbeiten geht vor allem hervor, welcher Netztypus besser bzw. schlechter für den Anschluss dezentraler Einspeiser geeignet ist. Prinzipiell ist der Anschluss dezentraler, fluktuierender Erzeuger dann für das Netz am unproblematischsten, wenn die Netzform eine kleine geografische Ausdehnung bei hoher Abnehmerdichte hat, vgl. [BODACH 2006]. Eine Arbeit, in der Betrachtungen an einem Musternetz auf ein reales Netz umgelegt werden, wurde nicht gefunden. Daher wurde in der Arbeit der Fokus auf reale Netzabschnitte aus dem Netz der Salzburg Netz GmbH gelegt.

Modellierung realer Netzabschnitte

Will man reale Netzabschnitte in einem Simulationsmodell implementieren, müssen zuerst die für das Modell erforderlichen Netzdaten gesammelt werden. Dazu gehören alle im betrachteten Netzabschnitt vorhandenen elektrischen Betriebsmittel mit ihren Nenndaten und Kenngrößen als Parameter. In Niederspannungsabschnitten sind das NS-Trafos, Sammelschienen, Freileitungen und Kabel. Weiters sind die im Netz verteilten Verbraucher zu modellieren. Dies geschieht durch Lastprofile, also jene Zeitverläufe der bezogenen Wirk- und Blindleistung im Bezug zum modellierenden Zeitraum. Ebenso sind durch Erzeugerprofile alle im Netz verteilten Erzeuger durch Angabe der Zeitverläufe der erzeugten Wirk- und Blindleistung zu beschreiben. Laut einem Netzplan werden alle Lasten, Erzeuger, Sammelschienen und Trafos eindeutigen Knotenpunkten zugewiesen, die dann durch Leitungen miteinander verbunden werden. Die für ein Netzmodell notwendigen Parameter der Betriebsmittel im Niederspannungsnetz sind in *Tabelle 2.1* aufgelistet.

Tabelle 2.1: Für ein Netzmodell erforderliche Parameter von Betriebsmittel im Niederspannungsnetz, vgl. [DIGSILENT 2008]

Trafo		Sammelschiene	
Nennleistung	(MVA)	Nennspannung	(kV)
OS-Nennspannung	(kV)		
US-Nennspannung	(kV)		
Kurzschlussspannung u_k ¹	(%)		
Kupferverluste	(kW)		
Ohmscher Anteil u_k	(%)		
Verhältnis X/R			
OS-Schaltgruppe			
US-Schaltgruppe			
Schaltziffer			

Freileitung		Kabel	
Nennspannung	(kV)	Nennspannung	(kV)
Nennstrom	(kA)	Nennstrom	(kA)
Längenbezogene Resistanz ¹	(Ohm/km)	Längenbezogene Resistanz ¹	(Ohm/km)
Längenbezogene Reaktanz ¹	(Ohm/km)	Längenbezogene Reaktanz ¹	(Ohm/km)
Längenbezogene Kapazität ¹	($\mu F/km$)	Längenbezogene Kapazität ¹	($\mu F/km$)
Verlustfaktor ¹		Verlustfaktor ¹	
Leitungslänge	(km)	Leitungslänge	(km)

¹ des Mit- und Nullsystems

2.2 Modellierung von Lasten

2.2.1 Ansätze zur Modellierung von Lasten im NS-Netz

Die Beschreibung von Lasten erfolgt in der Modellierung von elektrischen Verteilnetzen üblicherweise entweder durch eine Worst-Case-Abschätzung (Annahme extremer Lastverhältnisse) oder durch die Verwendung von Lastprofilen. Für große Verbraucher in der Industrie werden die Profile in der Regel mit einem Lastprofilzähler gemessen. Bei kleineren Verbrauchern, die im Niederspannungsnetz überwiegen, werden standardisierte Lastprofile verwendet. Bei letzteren wird die Tatsache genutzt, dass der Lastverlauf eines einzelnen Verbrauchers zwar einer starken statistischen Schwankung unterliegt, der Lastverlauf einer Vielzahl solcher Verbraucher jedoch als die Summe von gleichen, standardisierten Lastverläufen dargestellt werden kann, wobei der Fehler dieser Vereinfachung mit steigender Zahl der Verbraucher abnimmt. Hier liegt auch das Hauptproblem im Bezug auf die Simulation von Lasten im NS-Netz. Bei der Ermittlung von Fahrplänen für die Energieversorgung ist die Verwendung von standardisierten Profilen legitim und wich-

tig, da ja eine Vielzahl an Verbrauchern vorliegt. Bei Betrachtungen im NS-Netz sind aber im allgemeinen zu wenige Verbraucher vorhanden, um mit einem solchen Ansatz die realen Verhältnisse im Netz hinreichend gut zu beschreiben. Daher müsste ein statistischer Ansatz verwendet werden, um eine probabilistische Lastflussrechnung durchführen zu können.

2.2.2 Beschreibung und Vergleich von Methoden zur Probabilistischen Lastflussrechnung

In [V. DIEDRICHS 2002b] wird ein qualitativer Vergleich bisher veröffentlichter Methoden für eine probabilistische Lastflussrechnung geliefert. Bisher verfügt offensichtlich keine kommerzielle Software über eine Implementierung solcher Werkzeuge.

Monte-Carlo-Verfahren

Bei diesem Verfahren wird eine Folge von deterministischen Lastflussrechnungen durchgeführt, wobei die Wirk- und Blindleistungen der einzelnen Knoten nach einem Zufallsprozess variiert werden. Wegen seiner Einfachheit ist dies ein sehr beliebtes Verfahren, das auch in der Literatur häufig zu finden ist. Beim Monte-Carlo-Verfahren wird in Abhängigkeit der Varianzen der nächste Wert der Zufallsfolge mittels Zufallsgenerator ermittelt. Zwischen den aufeinander folgenden Werten besteht allerdings kein chronologischer Zusammenhang, wodurch keine Aussage über die Dauer von eventuell auftretenden kritischen Zuständen im Netz gemacht werden kann. Weiters werden keine Korrelationen zwischen den einzelnen Lasten berücksichtigt. Auch bei der Berechnung ist die verhältnismäßig hohe Rechenzeit durch die hohe Anzahl an notwendigen Einzelrechnungen nachteilig. Ein Verfahren zur Modellierung von Lastgängen von Haushalten mittels Monte-Carlo-Methode basierend auf Messreihen von 21 repräsentativen Haushalten in Neuseeland wird in [DOUGAL H. O. MCQUEEN 2004] gezeigt. Weitere Anwendungen erfolgen in [PÖSEL 1974], [SAUER 1977] und [J.Y. CHIANG 1998].

Verfahren, die Normalverteilung voraussetzen

Hier wird vorausgesetzt, dass die gesuchten Lastflüsse und Knotenspannungen einer Normalverteilung entsprechen. Sind die Parameter der Normalverteilung für die gegebenen Knotenleistungen bekannt (Mittelwerte, Varianzen und Kovarianzen), lassen sich daraus über die Netzgleichungen die Parameter für die Lastflüsse und Knotenspannungen berechnen. Dieses Vorgehen ist relativ einfach umzusetzen, es ist nur eine Lastflussrechnung durchzuführen und es können bestehende Lastflussprogramme verwendet werden.

Die Annahme, dass die gegebenen Netzgrößen als normalverteilt angenommen werden dürfen, muss aber zuerst überprüft werden und ist im allgemeinen nicht gegeben. Da hier die aufeinander folgenden Zeitwerte nur durch Zufallsvariablen bestimmt werden, genauso wie bei den vorigen Methoden, können in den synthetisierten Zeitreihen keine chronologischen Zusammenhänge berücksichtigt werden, vgl. [V. DIEDRICHS 2002b]. Gefundene Veröffentlichungen zum Thema probabilistische Lastflussrechnung unter Verwendung von Normalverteilungen sind [J.F. DOPAZO 1975], [SOBIERAJSKI 1978] und [K. KINSNER 1978].

Faltungsverfahren

Beim Faltungsverfahren werden die gegebenen Größen, die Knotenleistungen, über ihre Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (PDF ... probability density function) modelliert. Aus diesen PDFs werden die PDFs der Knotenspannungen und Leistungsflüsse errechnet. Als mathematisches Grundproblem trifft man hier also auf die Berechnung einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion, die sich aus der Kombination zweier unabhängiger Zufallsvariablen ergibt, deren Dichtefunktionen bekannt sind. Als Werkzeug zur Lösung dieses Problems bedient man sich der linearen Faltung, die natürlich lineare Funktionen voraussetzt. Die Netzberechnung muss zwar nur einmal durchgeführt werden, jedoch müssen vor der Faltung die Netzgleichungen linearisiert werden, wobei man hiermit eine Vereinfachung trifft, die nur mehr für kleine Variationen der Knotenleistungen eine ausreichend genaue Näherung darstellt. Dadurch variiert in der Praxis die Genauigkeit des Verfahrens. Weiters bleiben hier chronologische Abhängigkeiten, wie auch in oben genannten Verfahren, unberücksichtigt. Ausführungen zum Faltungsverfahren findet man in [K. KINSNER 1978], [N.D. HATZIARGYRIOU 1993] und [P. CARAMIA 1999].

Zufallsvektorprozess-Verfahren

In diesem Verfahren wird eine komplette Messreihe aller Knotenleistungen als Realisierung eines Zufallsvektorprozesses betrachtet. Die Bezeichnung Vektorprozess folgt aus der Tatsache, dass hier für jeden Knoten eine Folge von Werten, ein Zufallsvektor, betrachtet wird, wobei die Folgenglieder nicht notwendigerweise unabhängig von einander sein müssen. Das heißt bei der Realisierung des Zufallsprozesses wird praktisch in jedem Knoten aus einem Ensemble aus unendlich vielen determinierten Zeitsignalen eines ausgewählt, wobei alle diese Zeitsignale bestimmte statistische Eigenschaften aufweisen. Kennt man diese Eigenschaften, ist es auch möglich, alle Knotenleistungen durch einen modellierten Zufallsprozess zu erzeugen. Liegen die Zeitreihen für alle Knotenleistungen als Ergebnis des Zufallsprozesses vor, so lassen sich daraus Zeitreihen für alle Knoten-

Tabelle 2.2: Vor- und Nachteile der Methoden zur probabilistischen Lastflussrechnung

	Vor-/Nachteile	
Monte Carlo Methode	+	Einfach
	-	Kein chronologischer Zusammenhang aufeinander folgender Werte
	-	Berücksichtigt keine Korrelationen
	-	Hohe Rechenzeit durch hohe Zahl an notwendigen Einzelrechnungen
Verfahren die Normalverteilungen voraussetzen	+	Einfach
	+	Kann leicht in bestehende Lastflussprogramme integriert werden
	+	Nur eine Lastflussrechnung notwendig
	-	Kein chronologischer Zusammenhang aufeinander folgender Werte
	-	Annahme normalverteilter Größen muss überprüft werden
Faltungsverfahren	+	Individuelle Wahrscheinlichkeitsdichten für alle Knoten modellierbar
	+	Nur eine Lastflussrechnung notwendig
	-	Kein chronologischer Zusammenhang aufeinander folgender Werte
	-	Linearisierung der Netzgleichungen notwendig
	-	Durch Linearisierung nur für kleine Varianzen der Knotenleistungen ausreichend genau
Zufallsvektorprozess-Verfahren	+	Chronologische Information und Korrelationen werden berücksichtigt
	+	Sehr genaue Beschreibung der zu modellierenden Größen
	-	Es müssen ausreichend lange Messreihen vorliegen
	-	Analyse der Messreihen relativ aufwendig

spannungen und Leistungsflüsse durch Lastflussrechnung für jeden Zeitpunkt errechnen, die wieder als Realisierung eines Zufallsprozesses aufzufassen sind. Die errechneten Zeitverläufe weisen dann dieselben statistischen Eigenschaften wie die gemessenen auf. Da hier komplette Zeitreihen betrachtet und analysiert werden, sind auch Informationen über Chronologie und Korrelation enthalten und lassen sich bei der Synthese berücksichtigen. Nachteilig ist aber, dass zum Synthetisieren der Knotenleistung in einem Punkt eine Analyse einer hinreichend langen Messreihe vorliegen muss, die üblicherweise besonders bei Lasten im Niederspannungsnetz nicht leicht verfügbar ist. Weiters müssten für ähnliche Lasten genügend Messreihen vorliegen, um eine Kategorisierung vornehmen zu können, damit sichergestellt wird, dass die Synthetisierung für eine neue Last im Netzmodell auf Basis einer Messreihe einer anderen Last legitim ist und wie groß die zu erwartenden Abweichungen durch die Kategorisierung sind vgl. [V. DIEDRICHS 2002b], [WIEBEN 2008]. Auf das Problem der Aufnahme von Messdaten stößt man aber mehr oder weniger bei allen genannten Verfahren. Eine Methode für die geeignete Analyse von Messreihen und die notwendige Parametrisierung für die anschließende Synthese neuer Lastprofile wird in [V. DIEDRICHS 2002a] gezeigt. Eine übersichtliche Zusammenfassung der Vor- und Nachteile bisher genannter Verfahren ist in *Tabelle 2.2* ersichtlich.

2.2.3 Gemessene Lastprofile

Eine wichtige Aufgabe in der Energieversorgung ist das Bereitstellen der jeweils notwendigen Energiemenge zur richtigen Zeit. Das dafür notwendige organisatorische Fundament ist das von der APCS (Austrian Power Clearing and Settlement AG) monatlich durchgeführte "Clearing". Dabei muss jeder Netzbetreiber alle von Verbrauchern und Erzeugern verfügbaren Messwerte übermitteln. Ebenfalls sind vom Verteilnetzbetreiber Netzübergabemengen zu anderen Netzen zu bestimmen. Zusätzlich müssen alle Stromhändler ihre Handelsfahrpläne und Verbrauchsprognosen übermitteln. Weiters muss der Regelzonenführer alle Energieimportmengen und Exportmengen sowie die zur Regelung des Gesamtnetzes anfallenden Energiemengen an die APCS melden. Da die Prognosen meistens deutlich von den tatsächlich erzeugten bzw. verbrauchten Energiemengen abweichen, muss die Differenz als sogenannte Ausgleichsenergie bereitgestellt werden. Dafür werden sogenannte Regelkraftwerke verwendet, die schnell hoch- und zurückgefahren werden können, vgl. [APCS 2007].

Zur Verbrauchsprognose werden unter anderem mittels Lastprofilzähler gemessene Leistungsprofile verwendet. Dazu wird jeweils der jährliche Leistungsverlauf mit viertelstündlichen Leistungswerten aufgezeichnet. Bei solchen gemessenen Profilen wird üblicherweise auch von realen Lastprofilen gesprochen, da sie genau dem tatsächlichen individuellen

Leistungsbedarfsverlauf entsprechen und die spezifischen Eigenschaften der einzelnen Verbraucher widerspiegeln. Leider ist es aus Kostengründen derzeit nicht möglich, bei jedem Verbraucher bzw. Erzeuger eine Messeinrichtung zu installieren. Die Information zu bezogener bzw. erzeugter Leistung muss jedoch für alle Lasten und Einspeiser zur Prognose vorliegen. Aus diesem Grund wurden für verschiedene Verbrauchergruppen aus Referenzmessungen standardisierte Profile ermittelt, mit deren Hilfe man den Energiebedarf auch ohne laufende Einzelmessungen abschätzen kann.

2.2.4 Standardisierte Lastprofile

Bei Kleinkunden sind die Installation eines Lastprofilzählers und der damit verbundene organisatorische Aufwand nicht mehr wirtschaftlich. Deshalb werden bei Kunden mit jährlichem Energieverbrauch unter 100 MWh bzw. einer Anschlussleistung unter 50 kW standardisierte Lastprofile verwendet. Für unterschiedliche Kundentypen liegen abhängig von Gesamtverbrauch und Verlauf unterschiedliche VDEW (Verband der Elektrizitätswerke Deutschland)-Profile vor. In jedem Standardprofil sind unterschiedliche Kurven für die verschiedenen Wochentage sowie die unterschiedlichen Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeit) abgebildet. Jedes Profil ist auf einen Jahresverbrauch von 1 MWh/Jahr normiert. Die Verwendung von Standardlastprofilen beruht auf dem Prinzip, dass nie alle Geräte eines Verbraucheranschlusses gleichzeitig eingeschaltet werden und somit die reale Maximalleistung unter der installierten Leistung liegt. Umso größer die Anzahl der Anschlüsse einer Verbrauchergruppe, desto geringer ist der Gleichzeitigkeitsfaktor, der das Verhältnis zwischen installierter Leistung und tatsächlicher Maximalleistung angibt. Der Verlauf von standardisierten Lastprofilen stellt den auf einen Verbraucher normierten Summenverlauf einer großen Anzahl an Verbrauchern eines Typs dar. Damit geht der eigentlich individuelle stochastische Charakter des einzelnen Verbrauchers verloren. Eine Auflistung von standardisierten Lastprofilen für Haushalte, Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe nach VDEW sowie von Lastprofilen für unterbrechbare Lieferung nach E-Control ist in *Tabelle 2.3* ersichtlich, vgl. [OTTO KALAB 2006], [E-CONTROL 2006b]. Zwei beispielhafte Lastprofile für Haushalt und allgemeines Gewerbe sind in den *Abbildungen 2.6 und 2.7* zu sehen, vgl. [RMN 2007].

2.2.5 Synthetische Lastprofile

Methode zur Synthetisierung individueller Haushaltslastprofile

Der Energiebedarf in Haushalten hängt von vielen Einflussparametern ab, wie etwa der Jahreszeit, Tageszeit, Anzahl der Bewohner, Anzahl der Haushaltsgeräte, Isolation des

Tabelle 2.3: Standardisierte Lastprofile

Lastprofile für Haushalte nach VDEW	
H0	Haushalt
Lastprofile für Gewerbe nach VDEW	
G0	Gewerbe allgemein
G1	Gewerbe werktags 8:00 - 18:00 Uhr
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
G3	Gewerbe durchlaufend
G4	Laden/Friseur
G5	Bäckerei mit Backstube
G6	Wochenendbetrieb
G7	Standardisiertes Lastprofil für Mobilfunksendestationen
Lastprofile für Landwirtschaftsbetriebe nach VDEW	
L0	Landwirtschaftsbetriebe
L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe
Lastprofile für unterbrechbare Lieferung nach E-Control	
ULA	Lastprofil für Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung
ULB	Lastprofil für Warmwasserspeicher mit Tagnachladung
ULC	Lastprofil für Nachtspeicherheizungen ohne Tagnachladung
ULD	Lastprofil für Nachtspeicherheizungen mit Tagnachladung
ULE	Lastprofil für Mischanlagen ohne Tagnachladung
ULF	Lastprofil für Mischanlagen mit Tagnachladung
Lastprofile für Anlagen in Verbindung mit schaltbaren Lasten an einem gemeinsamen Zählpunkt nach E-Control	
HA	Standardisiertes Lastprofil für eine allgemeine Anlage in Verbindung mit einem Warmwasserspeicher
HF	Standardisiertes Lastprofil für eine allgemeine Anlage in Verbindung mit einer Speicherheizung
Lastprofile für öffentliche Beleuchtungsanlagen nach E-Control	
B1	Standardisiertes Lastprofil für öffentliche Beleuchtung

Hauses, uva. Eine genaue Beschreibung ist also offensichtlich mit vernünftigem Aufwand nicht möglich. Die verwendbare Modellierung eines Haushalts muss daher ein guter Kompromiss von Genauigkeit, Repräsentativität und praktikabler Integrierbarkeit in bestehende Software sein. Ein einfacher, aber ungenauer Zugang würde eine Top-Down-Methode sein, bei der man ein Standardlastprofil für einen Haushalt mit einer statistischen Unsicherheit beaufschlagt, z.B. mittels Monte-Carlo-Verfahren und gegebener Varianz. Hierbei wird aber der individuelle Charakter jeder Einzellast verfälscht, da über ein aggregiertes Lastprofil wieder auf ein einzelnes rückgerechnet wird, was grundsätzlich vermieden wer-

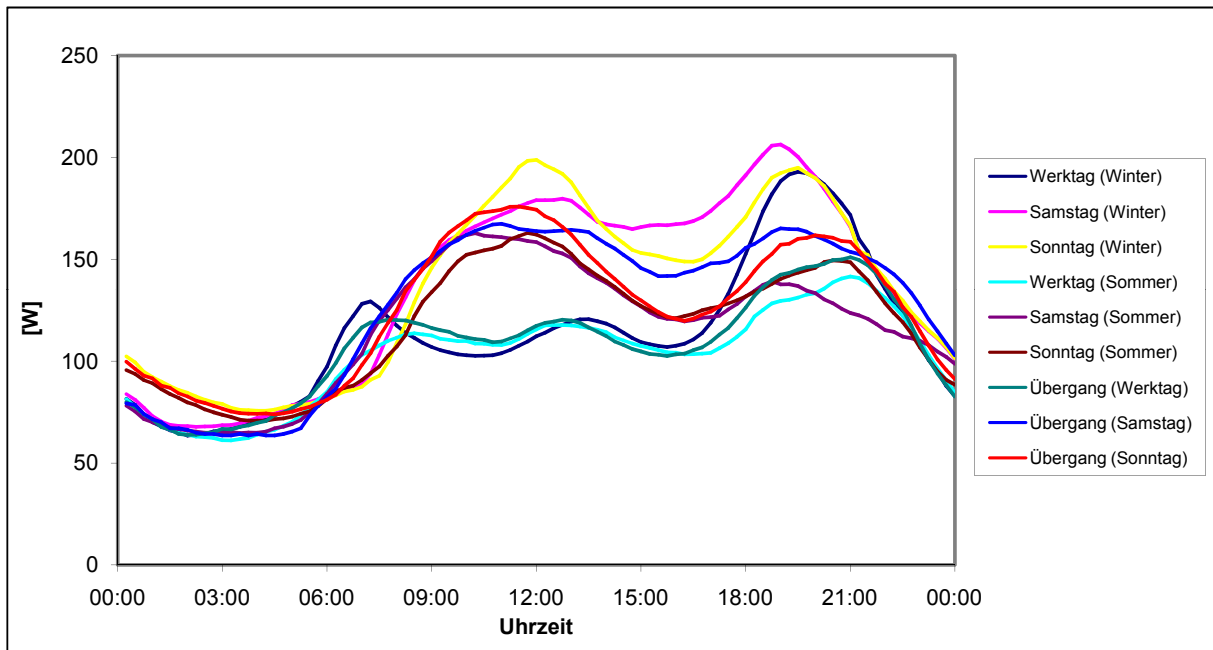


Abbildung 2.6: Lastprofil H0, vgl. [RMN 2007]

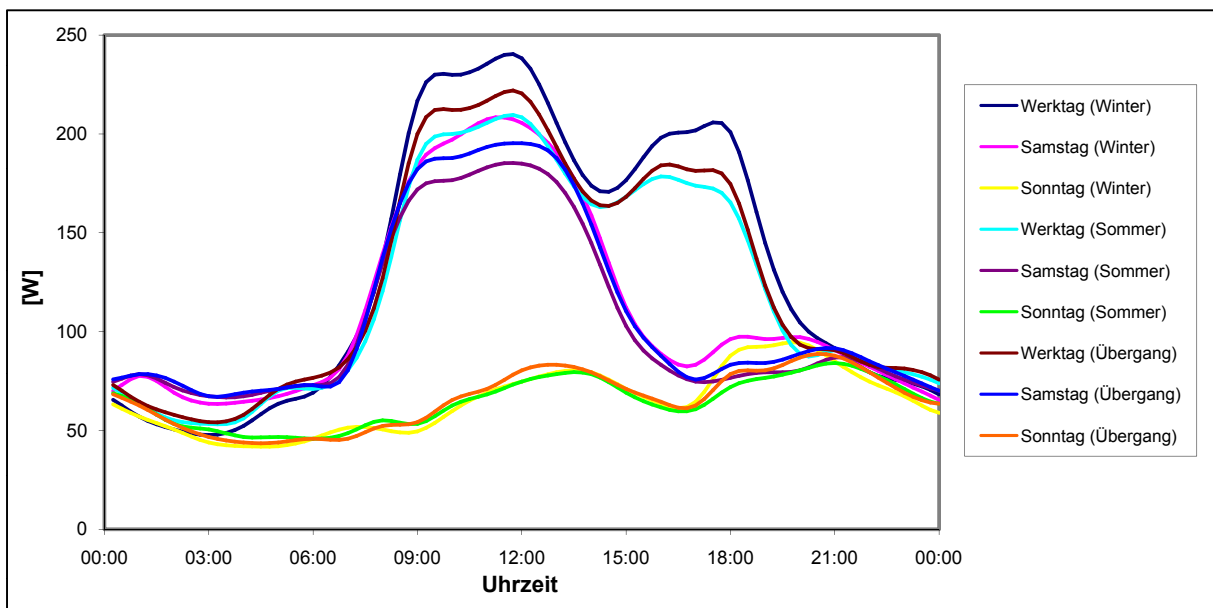


Abbildung 2.7: Lastprofil G0, vgl. [RMN 2007]

den soll. Eine gänzlich andere Methode basiert auf einem Bottom-Up-Ansatz. Es wird dabei von den Parametern ausgegangen, die statistisch vorliegen und einen großen Einfluss auf den Leistungsbedarf haben, also die elektrischen Verbraucher im Haushalt. Kennt man Art und Anzahl der Geräte in einem Haushalt sowie deren Einschaltzeiten pro Tag, lassen sich Profile relativ einfach generieren. Der Wahrscheinlichkeitscharakter ergibt sich

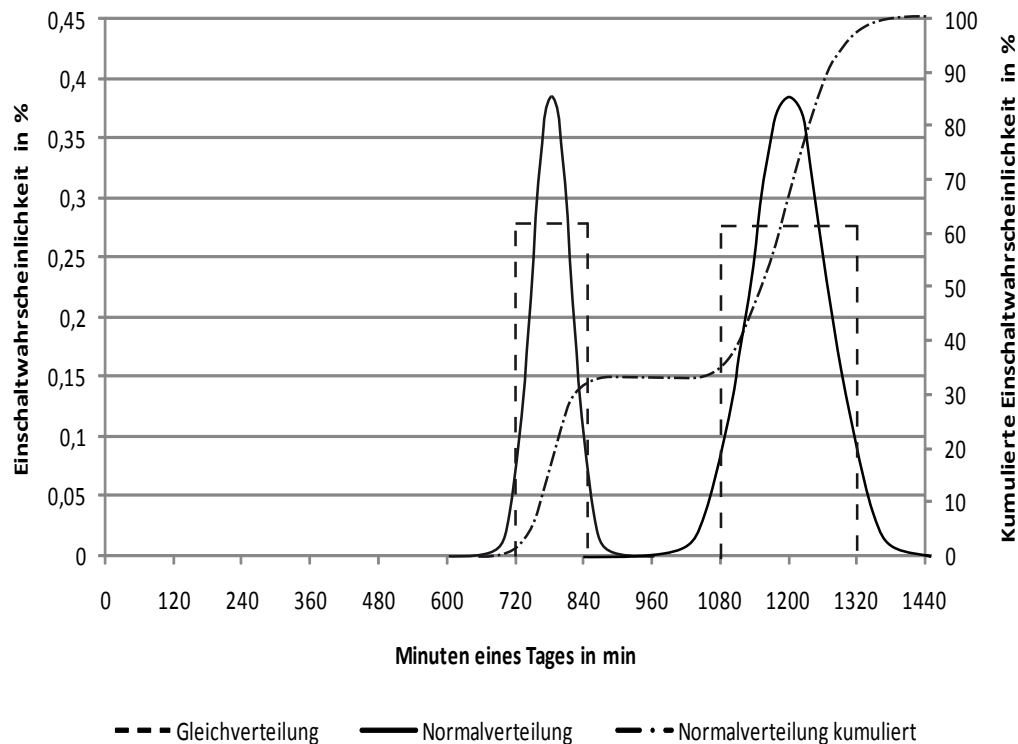


Abbildung 2.8: Ersetzen der Rechteckverteilungen der Einschaltwahrscheinlichkeiten eines Gerätes durch Normalverteilungen, vgl. [G. BÄRWALDT 2008]

hier aus der Tatsache, dass man zwar nicht genau weiß, in welchem Haushalt welches Gerät verwendet wird, aber man kennt die Anzahl der Haushalte und die Zahlen der verwendeten Geräte der unterschiedlichen Typen aus Erhebungen, z.B. in Deutschland aus den Erhebungen für die Verbreitung elektrischer Geräte des statistischen Bundesamtes. Daraus ergeben sich für jeden Haushalt für die einzelnen Geräte unterschiedliche Besitzwahrscheinlichkeiten. Um dies durch ein Beispiel zu verdeutlichen, soll rein fiktiv angenommen werden, dass auf 50 Haushalte 75 Computer und 25 Waschmaschinen aufgeteilt werden. Damit ist die Besitzwahrscheinlichkeit für Computer 150% und für Waschmaschinen 50%. Bei der Ausstattung des Hauses für die Modellierung der Last wird nun eine gleichverteilte Zufallszahl zwischen null und eins ermittelt. Wenn der Wert unter 0,5 liegt, wird der Haushalt mit einer Waschmaschine ausgestattet. Da für den Computer die Wahrscheinlichkeit über 100% liegt, wird der Haushalt mit mindestens einem Computer ausgestattet. Ob ein zweiter dazukommt, entscheidet wieder das Ergebnis einer ermittelten Zufallsvariablen, wobei der Haushalt bei einem Ergebnis unter 0,5 ($> 150\% - 100\%$) mit einem zusätzlichen Gerät ausgestattet wird. Ist ein Haushalt nach vorigem Schema komplett mit allen Geräten ausgestattet worden, müssen jetzt die Betriebsparameter der einzelnen Geräte, also die Leistungen, die Einschaltzeitpunkte und -zeitspannen berücksichtigt werden. Für

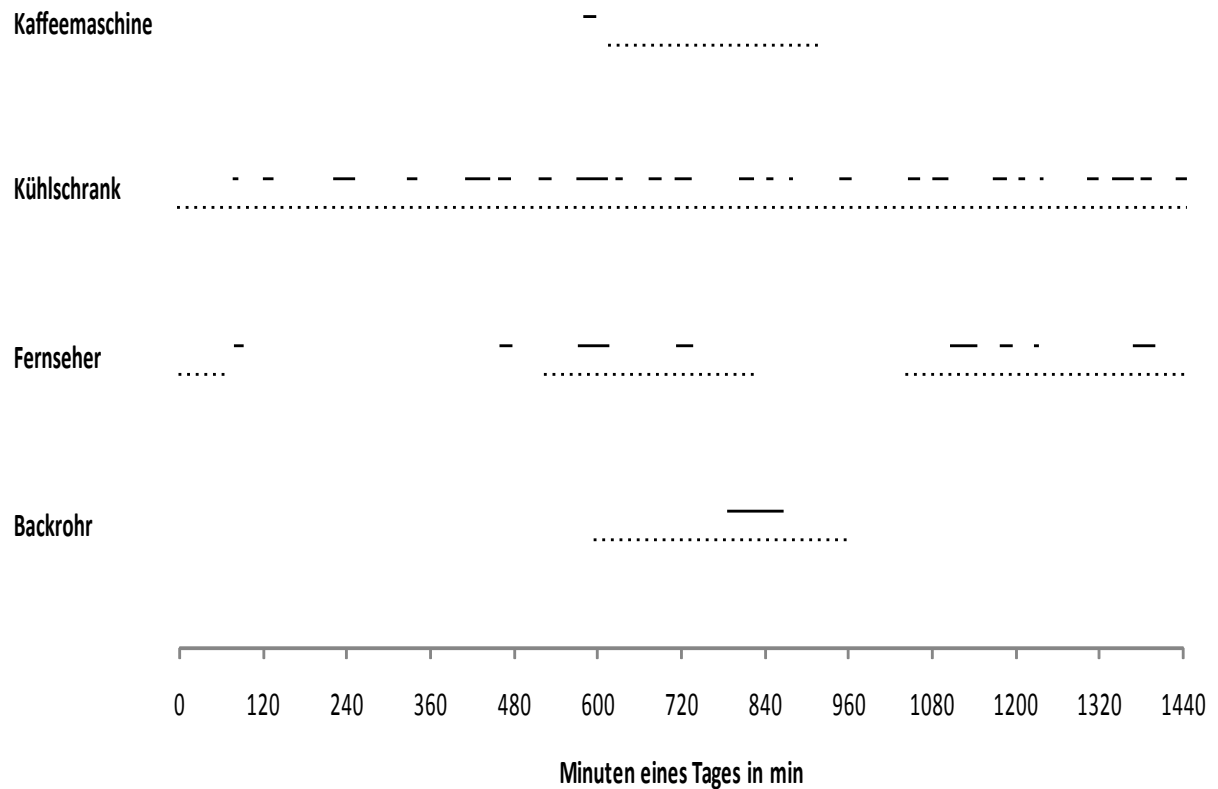


Abbildung 2.9: Darstellung der Betriebszeiträume (punktiert) für einige Verbraucher an einem Wintertag und der per Zufallsgenerator ermittelten Betriebszeiträume (durchgezogen), vgl. [G. BÄRWALDT 2008]

die Einschaltzeiträume werden aus der Literatur entnommene, für jedes Gerät individuelle Zeitfenster verwendet, in denen jedes Gerät mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit entweder ein- oder ausgeschaltet ist. Da in der Praxis ein Einschalten der Geräte zu jedem beliebigen anderen Zeitpunkt zwar unwahrscheinlich, jedoch möglich ist, werden auch in der Modellierung die fixen Fenster durch Normalverteilungen ersetzt. Dies erfolgt so, dass eine Normalverteilungskurve in das Rechtecksfenster eingepasst und so normiert wird, dass die Integrale beider Verläufe gleich sind, wie es in *Abbildung 2.8* dargestellt ist. Die Verwendung einer Normalverteilung wird dadurch begründet, dass offensichtlich additive Kombinationen einer großen Anzahl statistisch unabhängiger Einflussfaktoren vorliegen, die das Einschaltverhalten beeinflussen können. Ergibt ein Zufallsereignis einen Wert, der kleiner ist als die momentane Einschaltwahrscheinlichkeit eines Tageszeitpunkts, wird das Gerät als eingeschaltet betrachtet und bleibt das auch für eine spezifische Mindestdauer. Es werden so lange auf diese Weise Betriebszeiträume ermittelt, bis die maximale Betriebsdauer für den Tag erreicht ist. Ein Beispiel für die ermittelten Zeiträume verschiedener Geräte ist in *Abbildung 2.9* zu sehen. Wurden schließlich alle Zeiten aller Geräte ermittelt,

kann anschließend durch Summieren der Momentanleistungen der einzelnen Verbraucher das individuelle Lastprofil berechnet werden, vgl. [G. BÄRWALDT 2008].

2.3 Methoden zur Analyse der Szenarien

Die Simulation eines Szenarios liefert unter anderem die Spannungen in allen Knotenpunkten der einzelnen Netzabschnitte für jeden Zeitpunkt des Simulationszeitraums. Letzterer war in diesem Fall ein Jahr, wobei der Zeitschritt, in dem jeweils eine Lastflussrechnung durchgeführt wurde, 15 Minuten betrug. Da die Gesamtheit aller Spannungswerte für alle Knotenpunkte in allen Zeitpunkten eine sehr große Datenmenge darstellt, ist nur eine automatisierte Analysemethode für eine zufriedenstellende Auswertezeit sinnvoll. Dafür wurde von arsenal research das DG-Demonetz-Tool programmiert. Dieses Matlab-Programm sucht im ersten Schritt in den Ergebnisdaten der Simulation alle Zeitpunkte, in denen Spannungsbandverletzungen an Knotenpunkten aus einer vorgegebenen Liste auftreten. Soll zum Beispiel nur der Netzabschnitt Wölting Ort untersucht werden, wird auch nur eine Liste mit allen Knotenpunkten dieses Abschnittes an das Programm übergeben. Weiters bestimmt das Tool alle Knoten, an denen zu irgendeinem Zeitpunkt im Jahr die höchste bzw. niedrigste Spannung auftritt. Diese Knoten werden kritische Knoten genannt und sind mit ihren zugehörigen Spannungen ausschlaggebend für den Bedarf an Spannungsregelung und Art der einzusetzenden Regelmethodik. Sucht man zu jedem Zeitpunkt den höchsten Spannungswert $u_{MAX}(t)$ und niedrigsten Spannungswert $u_{MIN}(t)$ im betrachteten Netzabschnitt, also die Spannungen der beiden in diesem Zeitpunkt vorhandenen kritischen Knoten, und trägt diese Werte in einem Diagramm über der Zeit auf, erhält man einen Verlauf wie in *Abbildung 2.10*. In dem betrachteten Zeitverlauf existiert ein globales Maximum U_{MAX} der höchsten Spannungen sowie ein globales Minimum U_{MIN} der niedrigsten Spannungen, vgl. [ARSENAL-RESEARCH 2009]. Es gilt also:

$$u_{MAX}(t) = MAX \{u_i(t), i = 1, 2, \dots, N\} \quad (2.2)$$

$$u_{MIN}(t) = MIN \{u_i(t), i = 1, 2, \dots, N\} \quad (2.3)$$

$$U_{MAX} = MAX \{u_{MAX}(t), t \in T_{SIM}\} \quad (2.4)$$

$$U_{MIN} = MIN \{u_{MIN}(t), t \in T_{SIM}\} \quad (2.5)$$

N Anzahl der Knoten im betrachteten Netzabschnitt

T_{SIM} Simulationszeitraum

Weiters sind die im Niederspannungsnetz gültigen Spannungsgrenzen U_{MAXlim} und U_{MINlim} eingezeichnet. Diese ergeben sich aus dem für das Niederspannungsnetz zulässi-

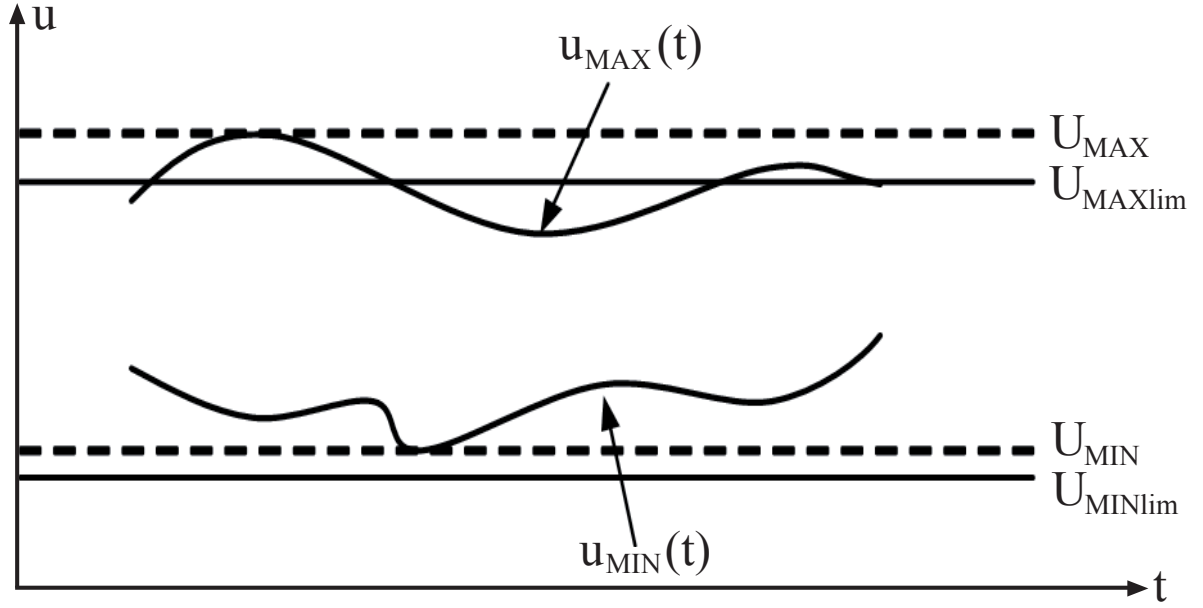


Abbildung 2.10: Zeitverlauf der für jeden Zeitpunkt maximalen und minimalen Spannungen zur Bestimmung des dynamischen Regelbedarfs, vgl. [ARSENAL-RESEARCH 2009]

gen Spannungsband von $\pm 10\%$ der Nennspannung. Die einfachste Möglichkeit die Spannungsgrenzen im Netzabschnitt einzuhalten, besteht darin, am Niederspannungstransformator dieses Abschnitts den Spannungswert auf einem konstanten Sollwert zu halten, sodass die höchste auftretende Spannung $u_{MAX}(t)$ in allen Zeitpunkten stets kleiner ist als U_{MAXlim} und die kleinste auftretende Spannung $u_{MIN}(t)$ in allen Zeitpunkten stets größer ist als U_{MINlim} . Dazu muss also gelten:

$$U_{MAX} - U_{MIN} < U_{MAXlim} - U_{MINlim} \quad (2.6)$$

Berücksichtigt man die Tatsache, dass die Spannung am Transformator nicht beliebig fein, sondern nur in festen Stufen ΔU_{Stufe} einstellbar ist, erhält man

$$U_{MAX} - U_{MIN} < U_{MAXlim} - U_{MINlim} - \Delta U_{Stufe} \quad (2.7)$$

Kann Gleichung (2.6) bzw. (2.7) nicht eingehalten werden, ist ein sogenannter dynamischer Regelbedarf vorhanden. Es muss also am Transformator ein dynamischer, zeitlich variabler Spannungssollwert vorgegeben werden, damit keine Spannungsbandverletzung im Netzabschnitt auftritt. Ein Indikator dafür sei RB_{Dyn} mit

$$RB_{Dyn} = (U_{MAX} - U_{MIN}) - (U_{MAXlim} - U_{MINlim}) \quad (2.8)$$

Unter Berücksichtigung der diskreten Spannungsstufen des Trafos erhält man

$$\widetilde{RB}_{Dyn} = (U_{MAX} - U_{MIN}) + \Delta U_{Stufe} - (U_{MAXlim} - U_{MINlim}) \quad (2.9)$$

Bei $RB_{Dyn} > 0$ spricht man folglich von dynamischem Regelbedarf, bei $RB_{Dyn} < 0$ von dynamischer Regelreserve. Um mittels dynamischer Sollwertvorgabe tatsächlich alle Übertretungen des Spannungsbandes ausregeln zu können, darf die Differenz zwischen der größten und niedrigsten Spannung im Abschnitt zu keinem Zeitpunkt größer sein als die Differenz der Spannungsgrenzwerte, vgl. [ARSENAL-RESEARCH 2009]. Es muss also gelten:

$$u_{MAX}(t) - u_{MIN}(t) < U_{MAXlim} - U_{MINlim} \quad (2.10)$$

beziehungsweise unter Berücksichtigung der Trafostufe

$$u_{MAX}(t) - u_{MIN}(t) < U_{MAXlim} - U_{MINlim} - \Delta U_{Stufe} \quad (2.11)$$

Kann Gleichung (2.10) bzw. (2.11) nicht erfüllt werden, können die Spannungsgrenzen nur mehr durch lokale Spannungsanpassung direkt an den Knoten der maximalen bzw. minimalen Spannung eingehalten werden. Dies wird grafisch in *Abbildung 2.11* verdeutlicht. In Analogie zum dynamischen Regelbedarf sei daher RB_{Lok} der lokale Regelbedarf mit

$$RB_{Lok}(t) = (u_{MAX}(t) - u_{MIN}(t)) - (U_{MAXlim} - U_{MINlim}) \quad (2.12)$$

Unter Berücksichtigung der diskreten Spannungsstufen ΔU_{Stufe} erhält man

$$\widetilde{RB}_{Lok}(t) = (u_{MAX}(t) - u_{MIN}(t)) + \Delta U_{Stufe} - (U_{MAXlim} - U_{MINlim}) \quad (2.13)$$

Für $RB_{Lok} > 0$ ist lokaler Regelbedarf vorhanden, für $RB_{Lok} < 0$ lokale Regelreserve.

Zusätzlich zur Information bezüglich des Regelbedarfs ist es interessant zu wissen, welche maximale Leistung im IST-Zustand des Netzabschnittes an einem bestimmten Knoten anschließbar ist, ohne dass eine Spannungsbandübertretung auftritt. Dazu wurde mit DigSILENT Powerfactory eine sogenannte Spannungssensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei wird an dem jeweiligen Netzknoten die Leistung um einen Schritt dP variiert und die Spannungsänderung dV ermittelt. Mit Hilfe des Quotienten dV/dP, der Spannungssensitivität, lässt sich in linearer Näherung abschätzen, um welchen Wert die Spannung in einem Knoten ansteigen wird, wenn man die Leistung um ΔP erhöht. Die Spannungsänderung

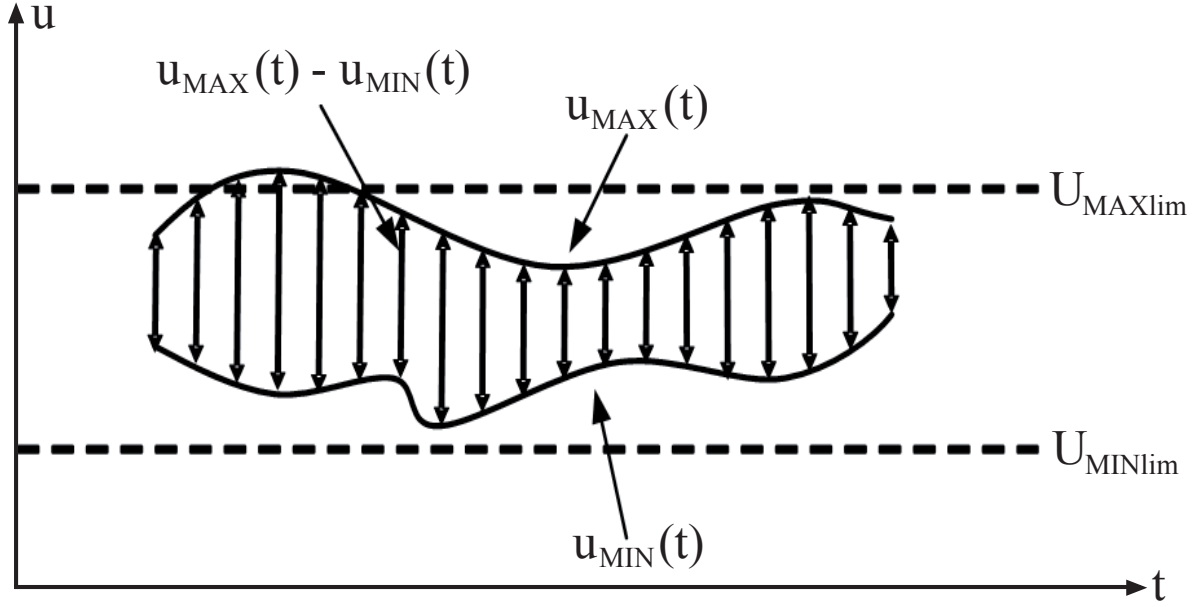


Abbildung 2.11: Bestimmung des lokalen Regelbedarfs, vgl. [ARSENAL-RESEARCH 2009]

ΔU in einem Knoten erhält man mit

$$\Delta U = \frac{dV}{dP} \cdot \Delta P \quad (2.14)$$

Bei der hier genannten Methode ist stets zu beachten, dass diese Näherung nur für einen statischen Zustand des Netzes gilt, für den die Analyse durchgeführt wurde. Die Spannungssensitivitäten ändern sich mit den Knotenleistungen, daher ist es nur sinnvoll, Auswirkungen von Einzelanlagen an einzelnen Knoten abzuschätzen.

Die maximal anschließbare Leistung an einem Knoten i hängt von der dort auftretenden maximalen Spannung U_{MAX_i} , der Spannungssensitivität $\left(\frac{dV}{dP}\right)_i$ (in p.u./MW) und der oberen Spannungsgrenze U_{MAXlim} ab. Dabei darf die Spannungsänderung am Knoten i höchstens $\Delta U_{MAX_i} = U_{MAXlim} - U_{MAX_i}$ betragen. Daher erhält man für die maximal anschließbare Leistung ΔP_{MAX_i}

$$\Delta P_{MAX_i} = (U_{MAXlim} - U_{MAX_i}) \cdot \left(\frac{dP}{dV}\right)_i \quad (2.15)$$

Um einen Eindruck zu bekommen, wie aufnahmefähig ein Netz gegenüber einem anderen bezüglich anschließbarer Erzeugerleistung ist, bietet es sich an, die mittlere maximal an einem einzelnen Knoten anschließbare Leistung als Indikator zu bestimmen. Die Mittel-

wertbildung erfolgt über die gesamten N Knoten eines Netzabschnittes nach

$$\Delta \bar{P}_{MAX} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (U_{MAXlim} - U_{MAX_i}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_i \quad (2.16)$$

Es sei noch einmal ausdrücklich erwähnt, dass es sich bei diesem Wert nicht um eine technisch realisierbare mittlere anschließbare Leistung handelt. Es kann also in einem Netz nicht an jeden Knoten eine Anlage mit $\Delta \bar{P}_{MAX}$ angeschlossen werden. Der Wert ist jedoch gut für Vergleichszwecke geeignet, da ein Netz mit einem höheren Wert insgesamt aufnahmefähiger für dezentrale Erzeuger ist.

Kapitel 3

Methoden der Wirtschaftlichkeitsbewertung

Um eine richtige Investitionsentscheidung treffen zu können, muss vorher ihre Wirtschaftlichkeit überprüft werden. Besonders bei mehreren möglichen Investitionsvarianten ist es wichtig, eine aussagekräftige Vergleichsmethode zu finden. Das dafür notwendige Werkzeug liefert die Investitionsrechnung.

3.1 Grundlagen zur Investitionsrechnung

Bei manchen Investitionen reicht ein einfacher Vergleich der Investitionskosten aus, wenn entweder die Betriebskosten und sonstigen Kosten beider Varianten gleich oder nicht vorhanden sind. In der Praxis weisen aber die Investitionen mit dem höheren Kapitaleinsatz meist niedrigere Betriebskosten auf. In diesem Fall ist die richtige Investitionsentscheidung nicht auf den ersten Blick erkennbar. Es muss abgewogen werden, ob für die vorgegebene Abschreibungsdauer die Kombination von höheren Kapitalkosten in Form von Abschreibungen und Zinszahlungen mit niedrigeren Betriebskosten günstiger ist als die andere Investitionsvariante. Wird dabei der Zinseszins berücksichtigt, also die dynamische Änderung des Kapitals durch Zinseszins, spricht man von dynamischer Kostenrechnung. Ansonsten wird ein Verfahren der Kostenrechnung statisch genannt. In den folgenden Punkten werden einige dynamische Methoden erläutert.

3.1.1 Barwertmethode

Bei der Barwertmethode werden alle Ein- und Auszahlungen auf einen gemeinsamen Zeitpunkt bezogen, wobei der resultierende fiktive Kapitalwert zu diesem Zeitpunkt Barwert genannt wird. Dabei wird berücksichtigt, dass aufgrund des Zinseszins' eine Zahlung in der

Vergangenheit zum Bezugszeitpunkt einen höheren Wert hat als eine zukünftige Zahlung. Als Zinssatz wird der kalkulatorische Zinssatz verwendet. Dies ist der mittlere Zinssatz, der erzielt werden würde, wenn das Geld statt investiert auf dem Kapitalmarkt angelegt werden würde. In diesem Zusammenhang spricht man auch von einer Alternativrendite. Es sei B_0 der Barwert zum Zeitpunkt $t = 0$. Eine Zahlung K_{-m} vor m Jahren ergibt dann folgenden Wert zum Bezugszeitpunkt 0:

$$B_0 = K_{-m} \cdot (1 + p)^m$$

wobei p der kalkulatorische Zinssatz ist. In diesem Zusammenhang spricht man von einer Aufzinsung.

Erfolgt die Zahlung hingegen in n Jahren ergibt sich folgender Barwert:

$$B_0 = \frac{K_n}{(1 + p)^n}$$

Bei einer Folge von jährlichen Zahlungen K_t im Zeitraum T erhält man den Barwert zum Bezugszeitpunkt $t = 0$ durch Summenbildung

$$B_0 = \sum_{t=t_1}^{t_2} K_t \cdot q^{-t} \quad \text{mit } T = [t_1, t_2], \quad T \subset \mathbb{Z}, \quad q = 1 + p \quad (3.1)$$

Für den Sonderfall, dass über den Zeitraum T jährliche Kosten gleicher Größe K auftreten, erhält man eine geometrische Reihe. Für den Fall einer Aufzinsung über m Jahre lautet diese

$$B_0 = \sum_{t=-m}^{-1} K \cdot q^{-t} = K \cdot q \cdot \frac{q^m - 1}{q - 1}, \quad (3.2)$$

im Falle einer Abzinsung über n Jahre erhält man die Reihe

$$B_0 = \sum_{t=1}^n K \cdot q^{-t} = K \cdot \frac{q^n - 1}{q^n(q - 1)} = K \cdot r(q). \quad (3.3)$$

Der bei der Abzinsung auftretende Multiplikator $r(q)$ wird als Rentenbarwertfaktor bezeichnet.

In der Praxis ist meist jener Fall zu betrachten, in dem im Bezugsjahr ein Kapitaleinsatz K_E als Abschreibung aufgewandt wird, dem zu verzinsende jährliche Kosten konstanter Höhe K folgen. Dementsprechend lautet der Barwert B_0 im Bezugsjahr

$$B_0 = K_E + K \cdot r(q) \quad (3.4)$$

vgl. [SCHULZ 2007], [GÖTZE 2008]

3.1.2 Kapitalwertmethode

Bei der Kapitalwertmethode wird die Barwertmethode zweifach angewandt. Es werden die Barwerte für Einnahmen E und Kosten K berechnet und ihre Differenz, der Kapitalrückfluss R , gebildet.

$$R = E - K \quad (3.5)$$

Der Kapitalwert C ergibt sich dann durch weitere Subtraktion des Kapitaleinsatzes K_E .

$$C = R - K_E = E - K - K_E \quad (3.6)$$

Die Kapitalwertmethode setzt man in Fällen ein, in denen sich durch die getätigte Investition die Einnahmen des Unternehmens ändern. Das Kriterium der Wirtschaftlichkeit ist dann erfüllt, wenn der Kapitalwert positiv ist, also $C > 0$ gilt. Die Investition ist umso wirtschaftlicher je höher die Rentabilität C/K_E ist, vgl. [SCHULZ 2007], [GÖTZE 2008].

3.1.3 Methode des internen Zinsfußes

Diese Methode gibt Auskunft darüber, ab welchem Zinssatz eine Investition laut der Kapitalwertmethode wirtschaftlich wird. Hierzu wird jener Fall gesucht, bei dem sich die Wirtschaftlichkeitsgrenze als Kapitalwert $C=0$ einstellt. Jener Zinssatz, der bei Erreichen dieser Grenze auftritt, wird interner Zinsfuß p_{int} genannt. Gemäß (3.6) ergibt sich folgende Bestimmungsgleichung:

$$0 = E(p_{int}) - K(p_{int}) - K_E \quad (3.7)$$

Der interne Zinsfuß ist der Zinssatz, mit dem sich das im Investitionsobjekt gebundene Kapital verzinst und ist daher ein Maß für die Rentabilität. Eine Investition ist laut der Methode des internen Zinsfußes genau dann wirtschaftlich, wenn der interne Zinsfuß größer ist als der kalkulatorische Zinssatz. In diesem Fall existiert nämlich keine Ersatzinvestition mit höherer Alternativrendite. Vergleicht man zwei Investitionen, ist genau diejenige Investition die wirtschaftlichere, die den höheren internen Zinsfuß aufweist.

In der Praxis hängt der interne Zinsfuß stark von der jährlichen Nutzungsdauer einer Netzanlage ab. Mit steigender Benutzungsdauer steigt auch die Rentabilität, vgl. [SCHULZ 2007], [GÖTZE 2008]. Deshalb wird man schon in der Anlagenplanung die Anlagen immer so dimensionieren, dass sie übers Jahr so oft wie möglich im Einsatz sind. Daher können Netzanlagen trotz hoher Wirkungsgrade unwirtschaftlich sein, wenn sie häufig Stillstandszeiten für Wartung benötigen.

3.1.4 Annuitätenmethode

Da bei einer Investition jährlich zurückfließende Erträge im allgemeinen nicht konstant sind, ist es auch interessant, den Kapitalwert C in eine Folge jährlicher Zahlungen konstanter Höhe A über die Nutzungsdauer von n Jahren umzurechnen. Dieser Betrag A wird Annuität genannt und wird nach

$$A = C \cdot \frac{q^n \cdot (q - 1)}{q^n - 1} = C \cdot r^{-1}(q) = C \cdot \alpha(q) \quad (3.8)$$

berechnet, wobei der inverse Rentenbarwertfaktor $r^{-1}(q)$ oft als Annuitätenfaktor bezeichnet wird. Die Annuität beschreibt also den Mittelwert des jährlichen Investitionsergebnisses. Folglich ist eine solche Investition dann wirtschaftlich, wenn die Annuität positiv ist, also $A > 0$ gilt. Vergleicht man zwei Investitionen, ist jene der beiden rentabler, für die man die größere Annuität erhält.

Führt man obige Rechnung unter alleiniger Berücksichtigung der fixen Kosten durch, also setzt man den Barwert der Erlöse E in der Berechnung des Kapitalwerts gleich Null und erfasst alle leistungsabhängigen Kosten im Barwert K , erhält man konstante jährlich anfallende Kosten, die als fester Kapitaleinsatz bezeichnet werden. In der Praxis beträgt dieser pro Jahr etwa 15% – 18% des Kapitaleinsatzes K_E , vgl. [SCHULZ 2007], [GÖTZE 2008].

3.1.5 Dynamische Amortisationsdauer

Die dynamische Amortisationsdauer ist jene Zeit, in der sich das eingesetzte Kapital K_E unter Berücksichtigung des Zinseszins' amortisiert hat. Die Berechnung erfolgt unter Verwendung der Annuitätenmethode. Dabei wird zuerst der Barwert des Kapitalrückflusses R in eine jährliche konstante Annuität R_A für den Zeitraum der Nutzungsdauer n umgerechnet. Dieser jährliche Betrag wird anschließend unter Berücksichtigung des Zinseszins' über so viele Jahre aufaddiert, bis die Summe dem Kapitaleinsatz entspricht. Der Summationszeitraum entspricht dann der Amortisationsdauer von n_A Jahren. Diese erhält man durch Umformen der Beziehung

$$\left(R \cdot \frac{q^n \cdot (q - 1)}{q^n - 1} \right) \cdot \frac{q^{n_A} - 1}{q^{n_A} \cdot (q - 1)} = K_E \quad (3.9)$$

zu

$$n_A = -\frac{1}{\ln(q)} \cdot \ln \left(1 - \frac{K_E \cdot (q^n - 1)}{(E - K) \cdot q^n} \right). \quad (3.10)$$

Neben der Rentabilität einer Investition wird mithilfe der Amortisationsdauer auch der Zeitfaktor berücksichtigt, der für Investitionsentscheidungen eine wichtige Rolle spielt, vgl. [SCHULZ 2007]. Umso kürzer die Amortisationsdauer ist, desto vorteilhafter ist die Investition. Bei gleicher Rentabilität wird man daher jene von zwei Investitionen wählen, die die geringere Amortisationsdauer aufweist, vgl. [GÖTZE 2008].

3.2 Methodik zur wirtschaftlichen Auswertung

In diesem Abschnitt wird gezeigt, wie die wirtschaftlichen Analysen in dieser Arbeit durchgeführt wurden.

3.2.1 Kostenvergleich

Um die Kosten für den Leitungsausbau mit alternativen Kosten für eine Leittechnik zu vergleichen, wurde die Annuitätenmethode gewählt. Es wurden für beide Lösungsmethoden die Gesamtkosten unter Berücksichtigung des Zinseszins' in jährliche Annuitäten umgerechnet, die sich anschließend direkt vergleichen lassen. Dazu muss zuerst ein Betrachtungszeitraum für die Analyse gewählt werden. In diesem Fall wurde dafür eine Lebensdauer n_{BHKW} des BHKW von 15 Jahren angenommen. Weiters wurde ein kalkulatorischer Zinssatz p von 6,5% vorausgesetzt. Damit lässt sich der Annuitätenfaktor α aus Gleichung (3.8) berechnen. Dieser errechnet sich mit $q = 1 + p$ zu

$$\alpha = \frac{q^{n_{BHKW}} \cdot (q - 1)}{q^{n_{BHKW}} - 1} = 0,10635 \quad (3.11)$$

Mit Hilfe des Annuitätenfaktors lassen sich die auf den Bezugszeitpunkt $t=0$ bezogenen Barwerte B_{LA} und B_{LT} der Investitionskosten des Leitungsaubaus bzw. der Leittechniklösung in eine jährliche Annuität umrechnen.

3.2.2 Annuität des Leitungsaubaus

Da die Lebensdauer von Netzkomponenten mit 40 Jahren angenommen wird, ist innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren keine Reinvestition für einen Leitungsaubau notwendig. Daher ergibt sich der Barwert nur durch einen einmaligen Kapitaleinsatz, der sich aus den in Kapitel 4.3.1 aufgezählten Kosten zusammensetzt. Es seien die dort erwähnten längenbezogenen Investitionskosten IK' , die Aufwandskosten AWK' , und die im Falle eines Tausches einer Freileitung durch ein Kabel anfallenden Abtragungskosten ABK' . Die Summe dieser Kosten sind die längenbezogenen Kapitaleinsätze KE'_K bzw.

KE'_{LT} .

$$KE'_K = (IK' + AWK') \quad (3.12)$$

$$KE'_{LT} = (IK' + AWK' + ABK') \quad (3.13)$$

Damit ergibt sich der Barwert B_{LA_K} bzw. $B_{LA_{FL}}$ für einen Kabel- bzw. Freileitungstausch einer Leitung mit der Länge l zu

$$B_{LA_K} = KE'_K \cdot l \quad (3.14)$$

$$B_{LA_{FL}} = KE'_{FL} \cdot l \cdot 1,16 \quad (3.15)$$

wobei beim Freileitungstausch der fürs Niederspannungsnetz gültige Längenkorrekturfaktor von 1,16 aus (4.4) berücksichtigt wurde. Diese Barwerte stellen die gesamten auf $t=0$ bezogenen Investitionskosten dar. Die Gesamtannuität für den Leitungsausbau A_{LA} ergibt sich durch die Summe aus der in eine Annuität umgerechneten Gesamtinvestitionskosten A_{IK} und der jährlichen Instandhaltungskosten der Leitung IHK zu

$$A_{LA_K} = A_{IK_K} + IHK_K = (\alpha \cdot (IK' + AWK') + IHK'_K) \cdot l \quad (3.16)$$

$$A_{LA_{FL}} = A_{IK_{FL}} + IHK_K = (\alpha \cdot (IK' + AWK' + ABK') + IHK'_K) \cdot l \cdot 1,16 \quad (3.17)$$

Man beachte hier, dass jede Leitung stets durch ein Kabel ersetzt wird, dadurch unterscheiden sich die beiden Gleichungen nur durch die im Fall einer zu tauschenden Freileitung notwendigen Abtragungskosten sowie den Längenkorrekturfaktor.

3.2.3 Annuität der Leittechniklösung

Da die Lebensdauer von IT-Komponenten n_{IT} mit 10 Jahren angenommen wird, ist innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren eine Reinvestition für einen Leitungsausbau notwendig. Daher ergibt sich der Barwert nicht nur durch einen einmaligen Kapitaleinsatz KE , sondern zusätzlich durch eine Reinvestition RI nach 10 Jahren. Weiters ist zu berücksichtigen, dass die zum Reinvestitionszeitpunkt neu installierte Leittechnik nach der BHKW-Lebensdauer von 15 Jahren erst 5 Jahre alt ist und daher ein Restwert in Form eines Liquidationserlöses zu berücksichtigen ist. Es wird angenommen, dass die Leittechnik nach Ablauf der 15 Jahre für ein neues BHKW weiterverwendet werden kann und deshalb nicht abgebaut werden muss. Dadurch wird die Annahme einer linearen Wertminderung der Anlage legitim, wodurch der Restwert RW nach halber Lebensdauer 50% des Neuwertes beträgt. Unter der weiteren Annahme, dass die Reinvestition in Höhe des Kapitaleinsatzes KE_{LT} ausfällt, ergibt sich der Barwert B_{LT} für die zu installierende

Leittechnik zu

$$B_{LT} = KE_{LT} + \frac{RI}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{RW}{(1+p)^{n_{BHKW}}} = KE_{LT} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{0,5}{(1+p)^{n_{BHKW}}} \right) \quad (3.18)$$

Dieser Barwert stellt die gesamten auf $t=0$ bezogenen Investitionskosten dar. Die Gesamtannuität für die Leittechniklösung A_{LT} ergibt sich durch die Summe aus der in eine Annuität umgerechneten Gesamtinvestitionskosten $A_{IK_{LT}}$, der jährlichen Betriebskosten der Anlage BK_{LT} und der Instandhaltungskosten IHK_K bzw. IHK_{FL} des durch die Leittechnik weiterverwendbaren Kabel- bzw. Freileitungsstranges zu

$$\begin{aligned} A_{LT_K} &= A_{IK_{LT}} + BK_{LT} + IHK_K \\ &= \alpha \cdot KE_{LT} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{0,5}{(1+p)^{n_{BHKW}}} \right) + BK_{LT} + IHK'_K \cdot l \end{aligned} \quad (3.19)$$

$$\begin{aligned} A_{LT_{FL}} &= A_{IK_{LT}} + BK_{LT} + IHK_{FL} \\ &= \alpha \cdot KE_{LT} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{0,5}{(1+p)^{n_{BHKW}}} \right) + BK_{LT} + IHK'_{FL} \cdot l \end{aligned} \quad (3.20)$$

3.2.4 Kosten durch Wirkleistungsbegrenzung

Bei den in Gleichung (3.19) und (3.20) genannten Annuitäten wurde nicht berücksichtigt, dass durch die zur Spannungssenkung notwendige Wirkleistungsreduktion des BHKW zusätzliche jährliche Kosten durch entgangene Energieeinspeisung ins Stromnetz entstehen. Diese sind abhängig von der Zeit, wie lange im Jahr Spannungsübertretungen auftreten würden, dem Zeitverlauf der notwendigen Leistungsreduktion sowie den in den Zeiten der Reduktion auftretenden Strompreisen. Zur Vereinfachung wird hier angenommen, dass das BHKW in den kritischen Zeitpunkten abgeschaltet wird, wodurch sich eine Leistungsreduktion in der Höhe der vollen Anlagenleistung P_{el} in kW ergibt. Nimmt man weiters einen mittleren Strompreis $\bar{p}_{Strom}$ in €/kWh und eine jährliche Abschaltdauer T_{ab} in Stunden an, ergeben sich die Kosten durch Wirkleistungsreduktion WRK zu

$$WRK = P_{el} \cdot T_{ab} \cdot \bar{p}_{Strom} \quad (3.21)$$

3.2.5 Grenzlänge für gegebene Leittechniklösung

Die Wirtschaftlichkeit einer Leittechniklösung ist dann gegeben, wenn die jährliche Annuität dieser Lösung inklusive der durch Wirkleistungsbegrenzung entstehenden Kosten unter jener des Leitungsausbaus liegt. Da die Kosten durch die Wirkleistungsbegrenzung

sehr spezifisch sind, da sie direkt von Dauer und Höhe der einzelnen Spannungsübertretungen im Jahr abhängen, werden sie in erster Näherung zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeitsgrenzen vernachlässigt. Das bedeutet, dass eine Leittechniklösung nur innerhalb dieser Grenzen wirtschaftlich sein kann und es dann auch im speziellen Fall ist, sobald die Differenz der Annuitäten von Leitungsausbau und Leittechniklösung die spezifischen Kosten durch Wirkleistungsbegrenzung deckt. Die Bedingung für die Wirtschaftlichkeitsgrenze lautet je nach zu tauschendem Leitungstyp in erster Näherung

$$A_{LA_K} = A_{LT_K} \quad (3.22)$$

bzw.

$$A_{LA_{FL}} = A_{LT_{FL}} \quad (3.23)$$

Ob eine gegebene Leittechniklösung wirtschaftlich ist, hängt offensichtlich von der im Falle eines Leitungsaubaus zu tauschenden Leitungslänge ab. Setzt man die Ausdrücke (3.16) bzw. (3.17) auf der linken Seite und (3.19) bzw. (3.20) auf der rechten Seite der Wirtschaftlichkeitsbedingung (3.22) bzw. (3.23) ein und löst die Gleichung nach der Länge auf, erhält man die Grenzlängen für einen Kabel- bzw. Freileitungsaustausch, ab denen die alternativen Leittechniklösungen unter Vernachlässigung der Kosten durch Wirkleistungsbegrenzung wirtschaftlich werden.

$$l_{G_K} = \frac{\alpha \cdot KE_{LT} + BK_{LT}}{\alpha \cdot KE'_K} \quad (3.24)$$

$$l_{G_{FL}} = \frac{\alpha \cdot KE_{LT} + BK_{LT}}{1,16 \cdot (\alpha \cdot KE'_{FL} + IHK'_K - IHK'_{FL})} \quad (3.25)$$

3.2.6 Maximale Investitionskosten für eine Leittechniklösung

In einer weiteren wirtschaftlichen Analyse wird bei gegebener Leitungslänge der im Sinne einer wirtschaftlichen Lösung maximale Kapitaleinsatz für eine Leittechnik ermittelt. Damit kann bei gegebenen Betriebskosten, die sich größtenteils aus den laufenden Kosten für die Datenübertragung ergeben und daher von der verwendeten Übertragungstechnologie abhängen, der maximale Preis für die Errichtung einer wirtschaftlichen Anlage abgeschätzt werden. Durch Umformen der Wirtschaftlichkeitsbedingung (3.22) bzw. (3.23) erhält man für den zu einem Kabel- bzw. Freileitungsaustausch alternativen maximalen Kapitaleinsatz $\widehat{KE}_{LT_K}$ bzw. $\widehat{KE}_{LT_{FL}}$ unter Berücksichtigung von (3.18)

$$\widehat{KE}_{LT_K} = \frac{l \cdot \alpha \cdot KE'_K - BK_{LT}}{\alpha \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{0,5}{(1+p)^{n_{BHKW}}} \right)} \quad (3.26)$$

$$\widehat{KE}_{LT_{FL}} = \frac{l \cdot (1,16 \cdot (\alpha \cdot KE'_{FL} + IHK'_K) - IHK'_{FL}) - BK_{LT}}{\alpha \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{0,5}{(1+p)^{n_{BHKW}}}\right)} \quad (3.27)$$

3.2.7 Maximale Dauer der Wirkleistungsbegrenzung

Von weiterem Interesse ist auch die Frage nach der maximalen Dauer einer entgangenen Stromeinspeisung bei gegebener Leitungslänge und Leittechnikkosten. Damit lässt sich ermitteln, wie lange das BHKW pro Jahr zur Vermeidung einer Spannungsbandübertretung abgeschaltet werden darf. Je weiter die jährliche Annuität der Leittechniklösung unter jener des Leitungsausbaus liegt, desto mehr Spielraum bietet sich für eine notwendige Wirkleistungsbegrenzung. Die zugehörigen maximalen Kosten $\widehat{WRK}$ erhält man aus

$$\widehat{WRK}_K = A_{LA_K} - A_{LT_K} \quad (3.28)$$

bzw.

$$\widehat{WRK}_{FL} = A_{LA_{FL}} - A_{LT_{FL}} \quad (3.29)$$

Durch Einsetzen von (3.21) und Umformen erhält man die maximale Abschaltdauer

$$T_{ab_K} = \frac{A_{LA_K} - A_{LT_K}}{P_{el} \cdot \bar{p}_{Strom}} \quad (3.30)$$

bzw.

$$T_{ab_{FL}} = \frac{A_{LA_{FL}} - A_{LT_{FL}}}{P_{el} \cdot \bar{p}_{Strom}} \quad (3.31)$$

in Stunden.

Kapitel 4

Datengrundlage

4.1 BHKW - Erzeugerprofile

Für die Modellierung der Erzeuger in der Simulation wurden von der Salzburg AG gemessene reale Profile von bereits installierten BHKWs zur Verfügung gestellt. Da es sich um Pilotanlagen handelt und daher nur Daten von einer halbjährlichen Messung vorhanden waren, wurden die Profile gespiegelt, um Daten für ein komplettes Jahr zu erhalten.

4.1.1 BHKW Stabauergasse

Bei der Anlage Stabauergasse handelt es sich um ein Erdgas-BHKW der Firma EcoPower mit einer Nennleistung von $4,7 \text{ kW}_{el}$ bzw. $12,5 \text{ kW}_{th}$. Zusätzlich ist für die Deckung des Raumwärmebedarfs und für die Warmwasseraufbereitung ein Gaszusatzkessel mit 80 kW_{th} Heizleistung vorgesehen. Ebenso ist eine thermische Solaranlage mit Pufferspeicher (3x1700 Liter) installiert, vgl. [SALZBURG-AG 2008]. Die technischen Daten des BHKW sind in *Tabelle 4.1* aufgelistet. Eine Besonderheit dieser Anlage ist, dass diese moduliert betrieben werden kann, d.h. es kann die Leistung stufenlos bei variabler Drehzahl des Verbrennungsmotors geregelt werden. Dies wird durch die Kombination einer PSM (Permanentmagneterregten Synchronmaschine) mit einem Wechselrichter ermöglicht, der die Spannung variabler Frequenz zuerst gleichrichtet und dann in eine 50Hz Spannung wechselrichtet. Ebenfalls anzumerken ist, dass das in der Stabauergasse installierte BHKW zwar eine elektrische Nennleistung von $4,7 \text{ kW}$ hat, tatsächlich aber eine Leistung von etwa 4 kW erreicht. Grund dafür ist, dass die Leistung des Gasmotors vom Luftdruck abhängt. Die angegebene Nennleistung gilt also nur bei Aufstellung auf Meeresniveau und nimmt bei zunehmender Höhe ab.

Die Dimensionierung eines BHKW erfolgt abhängig vom maximalen Wärmebedarf. Je nach Verhältnis von maximalem Wärmebedarf zu der thermischen Leistung des BHKWs

Tabelle 4.1: Technische Daten BHKW Stabauergasse (EcoPower) [ECOPOWER 2007]

Leistung		
Elektrische Leistung	1,3 - 4,7	kW
Thermische Leistung	4,0 - 12,5	kW
Brennstoffverbrauch	0,59 - 1,9	m^3/h
Gesamtwirkungsgrad	> 90	%
Generator und Wechselrichter		
Generator	Bürstenloser Permanentmagnet-Generator	
Wechselrichter	Mikroprozessorgeregelter 3-Phasen-Wechselrichter	
Spannung	3x400	V
Frequenz	50	Hz
Leistungsfaktor	0,98-1,00	

ändert sich die Fahrweise und dadurch die Betriebsstundenzahl pro Jahr. Daher ist es interessant, das Verhältnis von thermischer Leistung des BHKWs zu thermischer Leistung der Zusatzheizung anzugeben. In diesem Fall beträgt dieses rund 15,6%. Die thermische Leistung der Anlage soll bei optimaler Auslegung zwischen 15% und 30% des maximalen Wärmebedarfs (dieser entspricht etwa der Leistung des Zusatzheizkessels) liegen, um eine optimale Zahl an Betriebsstunden zu erreichen vgl. [BERND 2007]. Daher kann man in diesem Fall von einer optimalen Dimensionierung ausgehen.

4.1.2 BHKW Grünauerhof

Bei der Anlage Grünauerhof handelt es sich um ein Erdgas-BHKW der Firma Future Energy mit einer Nennleistung von $30 kW_{el}$ bzw. $62 kW_{th}$. Zusätzlich ist für die Deckung des Raumwärmebedarfs und für die Warmwasseraufbereitung ein Gaskessel als Hauptheizung mit $1200 kW_{th}$ Heizleistung vorgesehen. Weiters ist eine thermische Solaranlage (ca. $120m^2$) mit Pufferspeicher (3x5000 Liter) installiert. Die technischen Daten des BHKW sind in *Tabelle 4.2* aufgelistet. Das Verhältnis von thermischer Leistung der Hauptheizung zur Leistung des BHKWs ist hier viel geringer als bei der empfohlenen Dimensionierung und beträgt 5,2%. Dadurch wird sich die Fahrweise der Anlage von einer optimal ausgelegten Anlage unterscheiden. Das BHKW wird wärmegeführt nach der Rücklauftemperatur des Heizkreises geregelt. Es sind in der Steuerung zwei Temperaturschwellwerte parametrisiert, bei deren überschreiten die Leistung der Anlage jeweils um einen bestimmten Prozentsatz der Nennleistung verringert wird. Dadurch ergeben sich neben den Leistungen 0 kW und Nennleistung zwei zusätzliche Leistungswerte die im wärmegeführten Betrieb auftreten. Bei der Anlage Grünauerhof sind dies $18 kW_{el}$ und $24 kW_{el}$.

Tabelle 4.2: Technische Daten BHKW Grünauerhof (Future Energy) [NET 2009]

Leistung		
Elektrische Leistung	30	kW
Thermische Leistung	62	kW
Brennstoffverbrauch	112	kW/h
Gesamtwirkungsgrad	ca. 83	%
Generator		
Generator	Synchrongenerator, luftgekühlt	
Leistung	40	kVA
Spannung	3x400	V
Strom	57,8	A
Frequenz	50	Hz
Leistungsfaktor	variabel einstellbar	

4.1.3 Analyse der Erzeugungsprofile

Die gemessenen Erzeugerprofile geben Information über die Einsatzcharakteristik der BHKWs, über Stillstandzeiten und zum Verlauf der Wärmenachfrage der angeschlossenen Verbraucher. Die individuelle Charakteristik des Tagesverlaufs der erzeugten Leistung eines BHKWs wird maßgeblich von der Art der Regelung bestimmt, sowie von der Größe des verwendeten Pufferspeichers. Im einfachsten Fall wird abhängig von der Rücklaufftemperatur des Puffers das BHKW ein- oder ausgeschaltet. Kann die Anlage auch stufenlos geregelt werden, wird die Anlagenleistung variabel nachgeführt. Wird ein BHKW abgeschaltet, muss es für eine bestimmte Mindestzeit ausgeschaltet bleiben, da zu häufige Anfahrvorgänge die Lebensdauer der Verschleißteile verringern und damit die Wartungsanfälligkeit deutlich gesteigert wird. In *Abbildung 4.1* ist der Halbjahresverlauf der über jeweils ein Monat gemittelten normierten Leistungswerte P/P_N der Anlagen Stabauergasse und Grünauerhof abgebildet. Hierbei ist deutlich der von der Jahreszeit abhängende Einsatz der Anlagen zu erkennen. In den kalten Wintermonaten laufen die BHKWs aufgrund des hohen Wärmebedarfs für Raumheizung im Mittel nahe ihrer Maximalleistung. In den warmen Sommermonaten Mai bis August ist größtenteils nur der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung zu decken, daher laufen die Anlagen zu dieser Zeit im Mittel mit einer deutlich geringeren normierten Leistung von etwa 25% im Fall der Anlage Stabauergasse und ca. 50% bei der Anlage Grünauerhof. Der Unterschied beider Anlagen ist auf die schon oben angeführte unterschiedliche Auslegung bezüglich des maximalen Wärmebedarfs zurückzuführen. Auffällig ist hier auch der geringere Leistungswert des BHKWs Grünauerhof im Februar. Grund ist, dass die Anlage in diesem Monat für ca. 1 Woche außer Betrieb war.

In *Abbildung 4.2* ist abzulesen, welchen zeitlichen Anteil die einzelnen Leistungsbereiche P/P_N des BHKWs Stabauergasse an der Gesamteinsatzzeit von einem Jahr hatten. Aus diesem Diagramm ist die Einsatzcharakteristik der Anlage gut zu erkennen. Das BHKW lieferte demnach 44% des Jahres seine Nennleistung und war 38% des Jahres ausgeschaltet. Zu den restlichen 18% der Zeit wurde das BHKW im Teilleistungsbereich betrieben, in dem die Leistung kontinuierlich dem Wärmebedarf nachgeführt wurde.

In *Abbildung 4.3* ist dasselbe Diagramm für das BHKW Grünauerhof dargestellt. Demnach war die Anlage 52% der Zeit mit Nennleistung im Einsatz und 24% des Jahres ausgeschaltet. Die restlichen 24% wurde das BHKW im Teilleistungsbereich betrieben. Vergleicht man nun die beiden Anlagen, ist zu erkennen, dass die Anlage Grünauerhof öfter im Jahr mit voller Leistung betrieben wird als die Anlage Stabauergasse. Grund dafür ist, dass das Verhältnis von thermischer Leistung des BHKW zu thermischer Leistung der Hauptheizung beim BHKW Grünauerhof geringer ist und dadurch diese Anlage öfter mit voller Leistung zuheizen muss. Weiters ist zu erkennen, dass bei der Anlage Stabauergasse die verschiedenen Leistungsanteile im Teilleistungsbereich relativ gleichmäßig über die Zeit verteilt sind, hingegen sind die Leistungen $0,6P_N$ und $0,8P_N$ bei der Anlage Grünauerhof dominant. Das liegt daran, dass die Anlage Stabauergasse stufenlos geregelt wird, die Anlage Grünauerhof neben voller Leistung nur mit zwei weiteren, parametrierba-

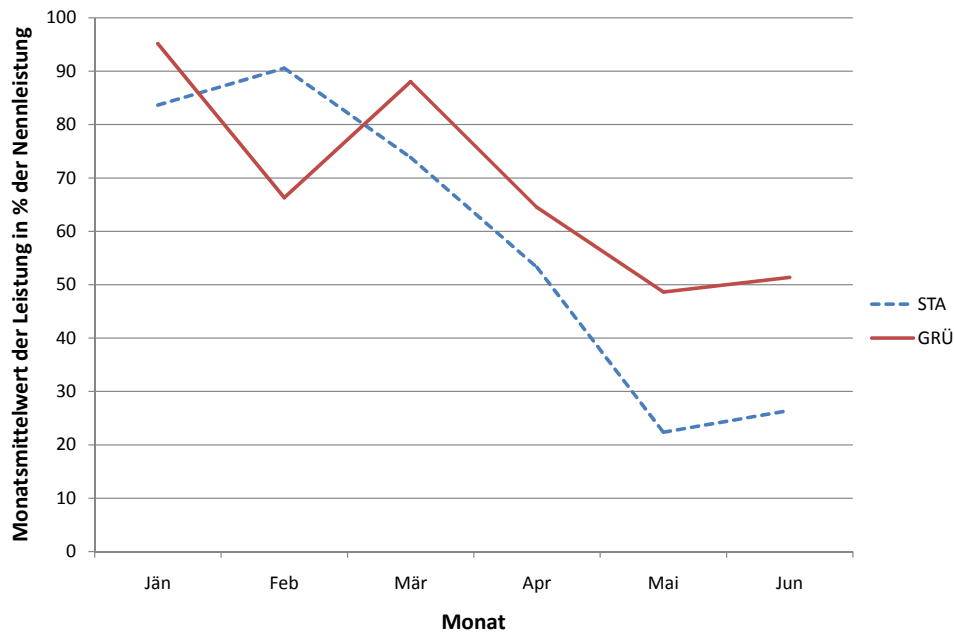


Abbildung 4.1: Halbjahresverlauf der Monatsmittelwerte der normierten Leistung P/P_N der Anlagen Stabauergasse (STA) und Grünauerhof (GRÜ)

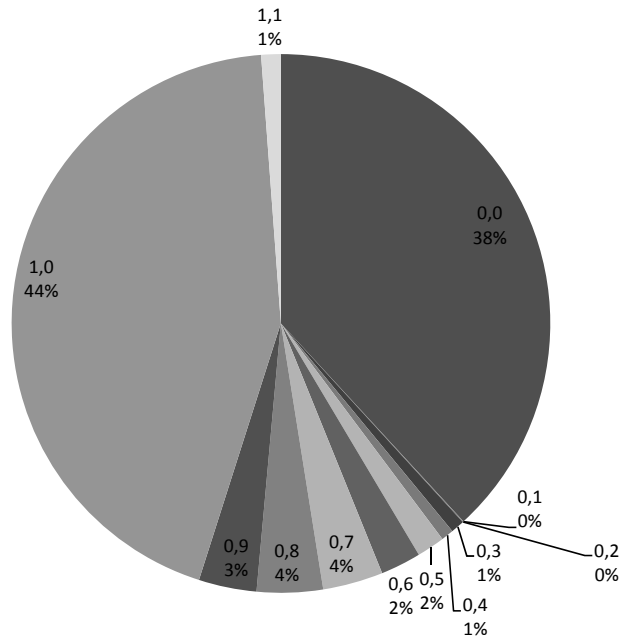


Abbildung 4.2: Relative Anteile verschiedener Leistungsbereiche P/P_N an der gesamten Einsatzzeit bei der Anlage Stabauergasse

ren Leistungen betrieben werden kann, die dort auf etwa 60% und 80% der Nennleistung eingestellt sind.

Abbildung 4.4 zeigt die über ein Monat gemittelten Tagesprofile der elektrischen Leistung des BHKW Stabauergasse in den Monaten Juli, September und Dezember. Die Mittelung erfolgt nach

$$P_{Mittel}(t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i(t) \quad (4.1)$$

mit

- $P_{Mittel}(t)$ Über ein Monat gemittelte Leistung zum Zeitpunkt t [kW]
 $P_i(t)$ Momentanleistung am Tag i zum Zeitpunkt t [W]
 N Anzahl der Tage des jeweiligen Monats

Der Verlauf im Juli spiegelt recht deutlich die Wärmebedarfskurve eines Haushalts im Sommer wider. Hier ist die Hauptheizung nicht im Einsatz und der gesamte Wärmebedarf, der im Sommer zur Warmwasserbereitung verwendet wird und deswegen in den frühen Morgenstunden bis zur Mittagszeit ansteigt, wird vom BHKW gedeckt. Im Übergangsmonat September wird neben Warmwasserbereitung auch schon Wärmebedarf für Raumheizung benötigt, deshalb ist das BHKW im Mittel mit etwa halber Nennleistung in Betrieb und es ist nur mehr eine leichte Erhöhung in den Morgenstunden erkennbar.

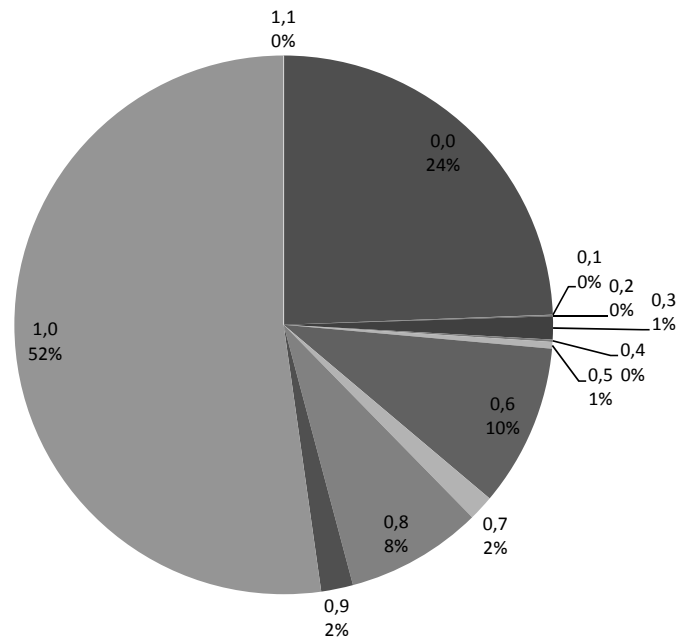


Abbildung 4.3: Relative Anteile verschiedener Leistungsbereiche P/P_N an der gesamten Einsatzzeit bei der Anlage Grünauerhof

Von Oktober bis Dezember nähert sich das gemittelte Profil einer Dauerbetriebslinie, da ein hoher Wärmebedarf für Raumheizung benötigt wird und das BHKW dauernd heizen muss. Im Diagramm fällt auf, dass der mittlere Leistungsverlauf im Oktober in der ersten Tageshälfte unter dem Verlauf im Dezember liegt, was einen Widerspruch zum gesteigerten Wärmebedarf darstellt. Grund dafür ist ein Anlagenausfall im Dezember für etwa 6 Tage. Der Leistungsmittelwert ohne Ausfall müsste ungefähr der Nennleistung entsprechen, da die Anlage in diesem Monat fast im Dauerbetrieb durchläuft.

In *Abbildung 4.5* sind die entsprechenden Verläufe für die Anlage Grünauerhof abgebildet. Im Gegensatz zur Stabauergasse werden hier keine Haushalte sondern ein Gastgewerbebetrieb mit Wärme versorgt. Dementsprechend sehen die gemittelten Tagesprofile der Leistung auch anders aus. Im warmen Sommermonat Juli, in dem der Wärmebedarf durch Warmwasserbereitung überwiegt, gibt es neben der Morgenspitze auch eine Leistungsspitze in den Abendstunden von 18 bis 23 Uhr. Im September ist ein sehr ähnlicher Verlauf mit gesteigerter Durchschnittsleistung zu erkennen. Im Oktober reicht der Wärmebedarf ab den Morgenstunden aus, dass das BHKW annähernd durchgehend betrieben werden kann. In der Nacht fällt der Bedarf zur Warmwasserbereitung weg und der Heizbedarf dieses verhältnismäßig warmen Oktobers des Jahres 2008 war klein genug, dass das BHKW im Mittel mit verminderter Leistung betrieben wurde. Im deutlich kälteren Dezember

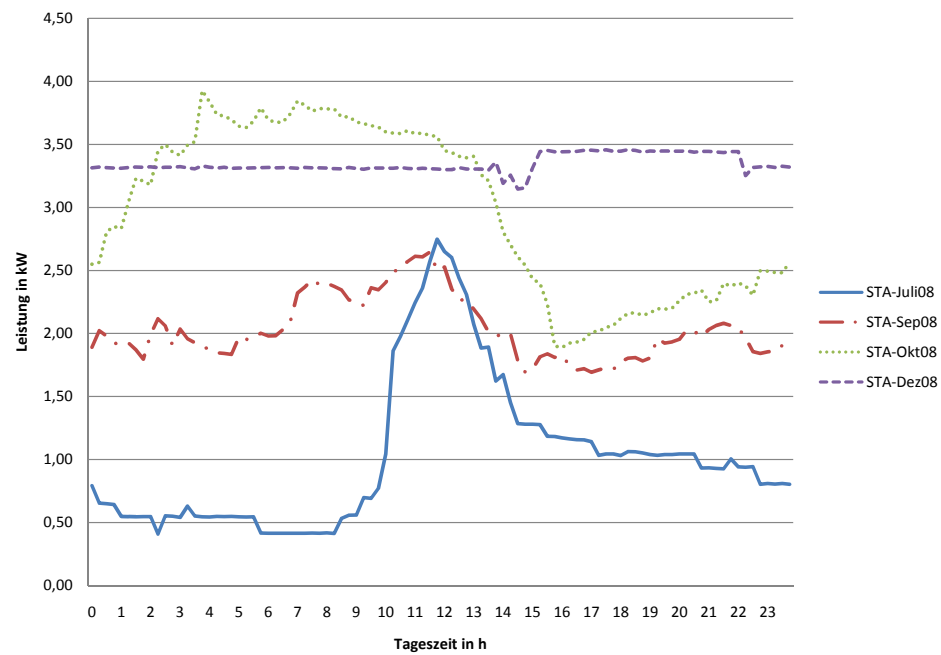


Abbildung 4.4: Über ein Monat gemittelt Tagesprofil der Leistung der Anlage Stabauergasse in den Monaten Juli, Sept, Dez

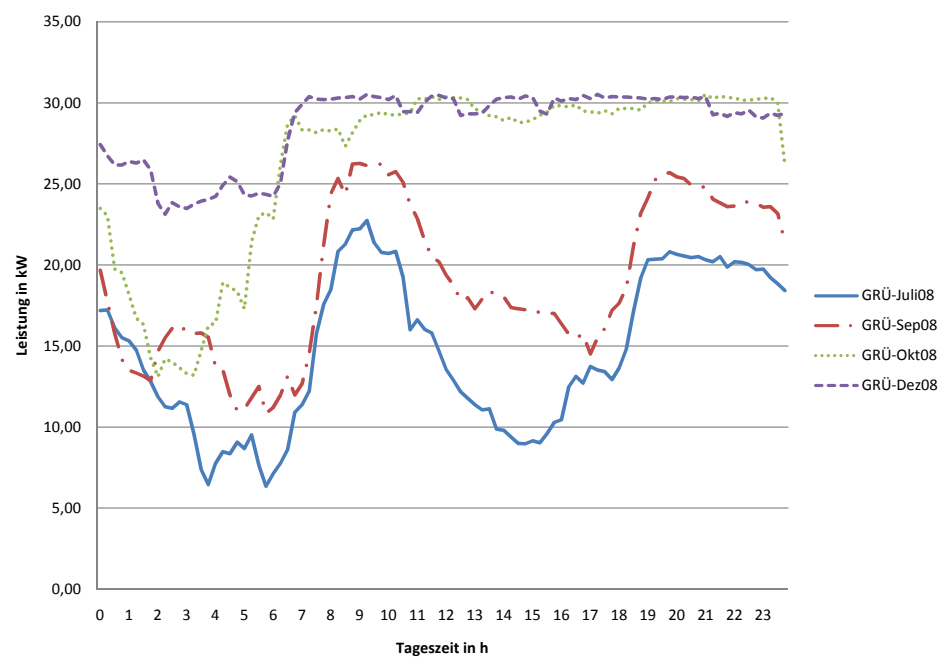


Abbildung 4.5: Über ein Monat gemittelt Tagesprofil der Leistung der Anlage Grünauerhof in den Monaten Juli, Sept, Dez

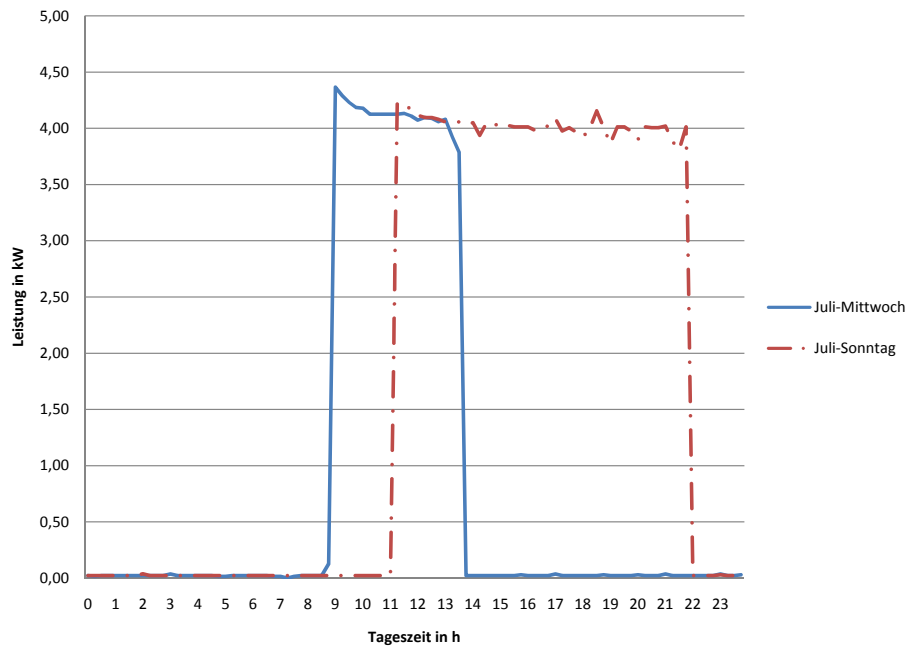


Abbildung 4.6: Exemplarische Tagesverläufe der Leistung der Anlage Stabauergasse im Juli

wird das BHKW im Mittel mit annähernd voller Leistung betrieben. Die verminderte mittlere Leistung um etwa 10%-20% der Nennleistung in den Stunden von 0 Uhr bis 6 Uhr ist unter anderem auf drei Anlagenstörungen in diesem Zeitbereich zurückzuführen.

Exemplarische, nicht gemittelte Tagesverläufe der elektrischen Leistung des BHKW Stabauergasse an einem Mittwoch und einem Sonntag im Juli sind in *Abbildung 4.6* abgebildet. An dem gezeigten Juli-Mittwoch wurde das BHKW eingeschaltet, um den Wärmebedarf durch Warmwasserbereitung in den Morgenstunden zu decken. Um häufige Ein-/Ausschaltzyklen zu vermeiden, muss das BHKW für eine gewisse Zeit eingeschaltet bleiben und liefert Warmwasser in den Pufferspeicher. Am abgebildeten Sonntag ist zum Unterschied der erhöhte Warmwasserbedarf am Wochenende zu erkennen. Das BHKW muss länger laufen, um die erforderliche Wärmemenge in den Puffer nachzuliefern. Vergleicht man das gemittelte Tagesprofil für den Monat Juli aus *Abbildung 4.4* mit den exemplarischen Tagesprofilen aus *Abbildung 4.6*, ist zu erkennen, dass das BHKW in den exemplarischen Verläufen von 0 bis 9 Uhr ausgeschaltet ist, im gemittelten Juli Verlauf aber eine geringe Leistung vorhanden ist. Das bedeutet, dass das BHKW an wenigen anderen Tagen im Monat Juli auch in diesen Stunden in Betrieb ist.

Die Tagesverläufe für den Monat September sind in *Abbildung 4.7* zu sehen. Hier wird die Anlage an beiden Tagen moduliert betrieben, also die Leistung variabel an den

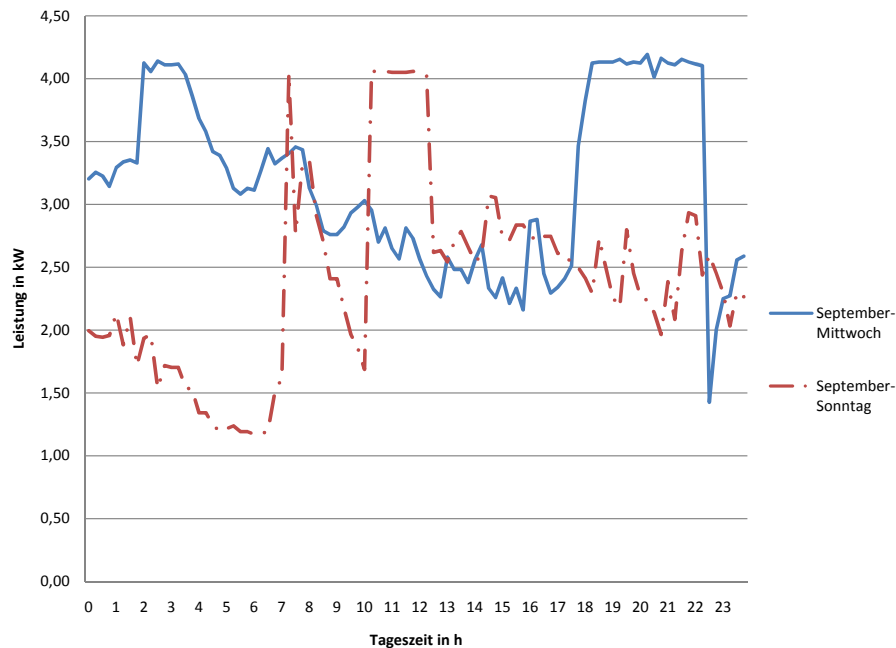


Abbildung 4.7: Exemplarische Tagesverläufe der Leistung der Anlage Stabauergasse im September

Wärmebedarf angepasst. Im Gegensatz zum Juli ist schon eine Grundlast durch Raumheizungswärmebedarf vorhanden und es wird somit dauernd mit angepasster Leistung Wärme in den Pufferspeicher geliefert. Somit ist auch der markante Unterschied zwischen Mittwoch und Sonntag nicht mehr zu erkennen.

Für den Monat Dezember sind die Verläufe in *Abbildung 4.8* abgebildet. Hier ist an beiden Tagen ein Dauerbetrieb zu erkennen, d.h. die Anlage fährt aufgrund des hohen Heizwärmebedarfs mit voller Leistung durch. Der Leistungseinbruch zwischen 14 Uhr und 15 Uhr am Sonntag ist auf einen Anlagenfehler zurückzuführen, durch den sich das BHKW ab- und sofort wieder einschaltete.

Entsprechende Tagesverläufe des BHKWs Grünauerhof für den Monat Juli sind in *Abbildung 4.9* zu sehen. Hier ist zu erkennen, dass im Verlauf vier unterschiedliche Leistungsniveaus vorkommen - 0 kW, 18 kW, 24 kW und die Nennleistung von 30 kW. Dies ist eine Eigenheit der Steuerung dieses BHKWs. Es werden dort zwei Temperaturschwellen für den Messwert der Pufferrücklauftemperatur angegeben, bei deren Überschreitung die BHKW-Leistung auf einen prozentuellen Anteil der Nennleistung reduziert wird. Dadurch wird aus dem 2-Punkt-Regelverhalten, bei dem das BHKW nur ein- und ausgeschaltet wird, ein 4-Punkt-Regelverhalten, bei dem vier diskrete Leistungswerte einstellbar sind. In der Praxis wird das BHKW also beim Unterschreiten eines bestimmten Wertes T_1 der Rücklauftemperatur eingeschaltet und läuft mit voller Leistung P_N . Infolge erhöht sich die

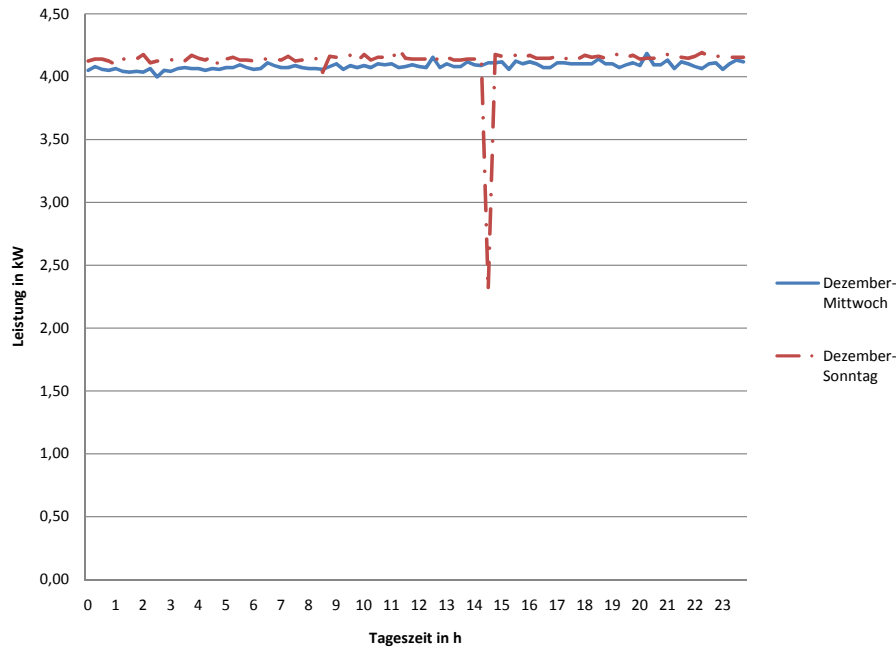


Abbildung 4.8: Exemplarische Tagesverläufe der Leistung der Anlage Stabauergasse im Dezember

Temperatur und überschreitet einen bestimmten Wert $T_2 > T_1$, wodurch die Leistung auf $X_1\% \cdot P_N$ reduziert wird. Steigt die Temperatur weiter an und erreicht einen Wert $T_3 > T_2$ wird die Leistung weiter auf $X_2\% \cdot P_N$ reduziert, wobei $X_2 < X_1$ gilt. Bei fortlaufender Temperatursteigerung wird das BHKW beim Überschreiten einer oberen Grenztemperatur $T_4 > T_3$ schließlich abgeschaltet. Vergleicht man die Tage Mittwoch und Sonntag erkennt man, dass die Anlage am Sonntag auch in den Nachmittagsstunden in Betrieb ist, infolge mehr Wärme produziert wird, und daher ein leicht erhöhter Bedarf vorhanden sein muss.

Für den September sind die Tagesverläufe in *Abbildung 4.10* abgebildet. An beiden Tagen läuft das BHKW ab ca. 6Uhr auf voller Leistung und davor mit leicht reduzierter Leistung, da der Wärmebedarf in den Nachtstunden von 0Uhr bis 6Uhr offensichtlich geringer ist. Die Unterschiede zwischen den beiden Wochentagen verschwinden wieder, da ein vom Wochentag unabhängiger Grundbedarf an Heizwärme vorhanden ist. Im Dezember läuft das BHKW schließlich aufgrund der niedrigen Außentemperaturen an beiden Tagen mit voller Leistung durch. Abschließend sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich bei den beiden hier analysierten Anlagen um Objekte handelt, die zusätzlich mit einer thermischen Solaranlage versorgt werden. Deshalb werden sich sowohl die elektrischen Tages- als auch die Jahresleistungsverläufe von ähnlichen Objekten ohne einer solchen Solarheizung deutlich von den hier beschriebenen Verläufen unterscheiden.

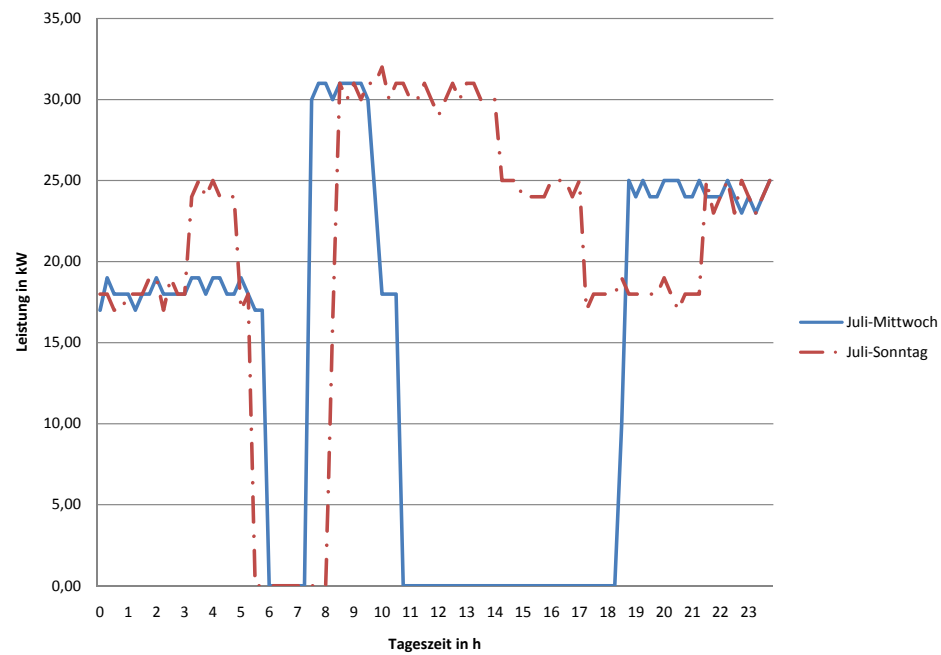


Abbildung 4.9: Exemplarische Tagesverläufe der Leistung der Anlage Grünauerhof im Juli

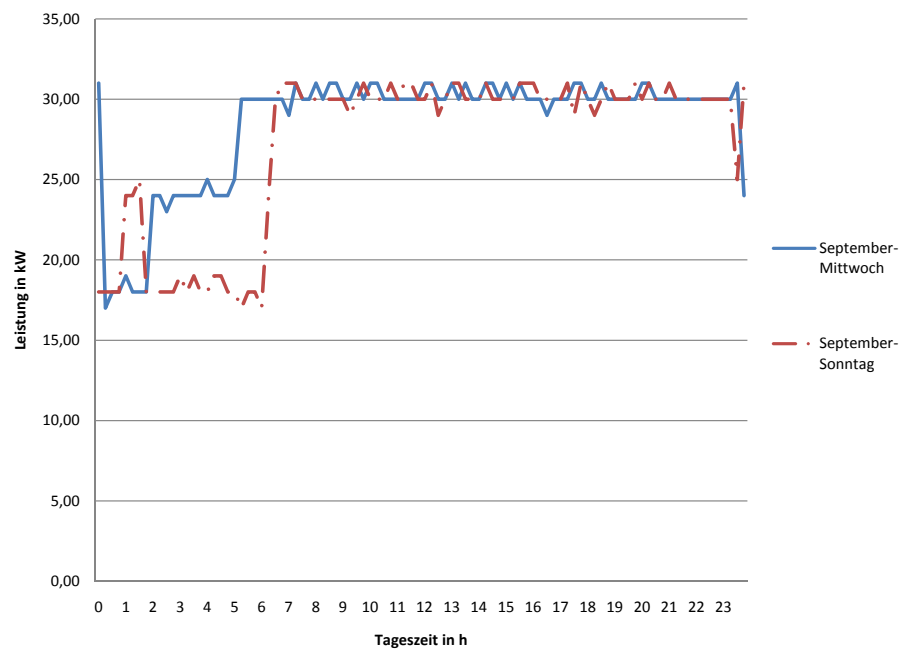


Abbildung 4.10: Exemplarische Tagesverläufe der Leistung der Anlage Grünauerhof im September

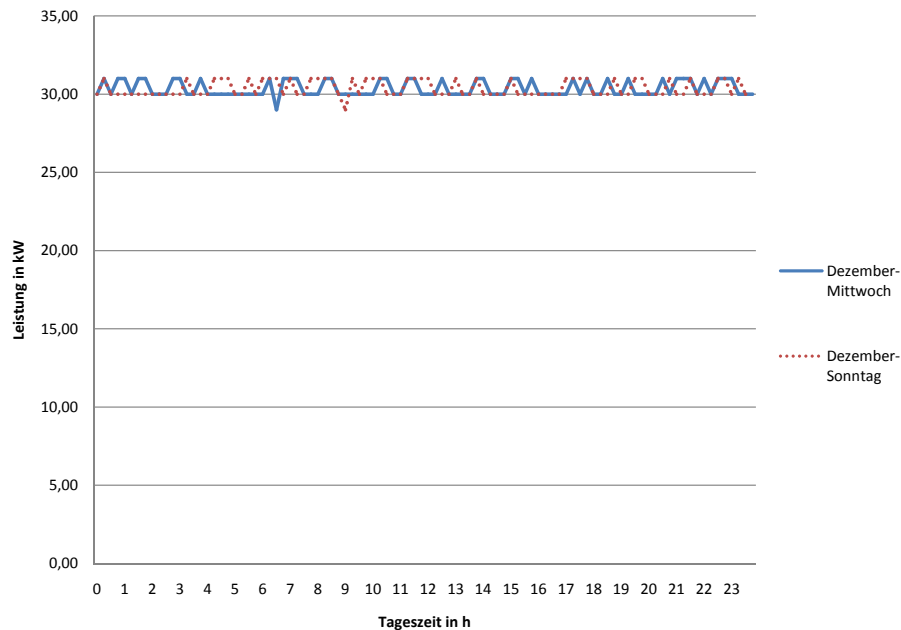


Abbildung 4.11: Exemplarische Tagesverläufe der Leistung der Anlage Grünaauerhof im Dezember

4.1.4 Regelbarkeit und Dynamik

Im Punkto Regelbarkeit und Dynamik unterscheiden sich Mini-BHKWs nach ihrer Leistung. In einem Expertengespräch mit einem Mitarbeiter der Salzburg Netz GmbH wurden Erfahrungswerte ermittelt, die für solche Anlagen typisch sind.

Anlagen bis etwa 5 kW sind meist Maschinen mit einer PSM (Permanentmagneterregte Synchronmaschine) und werden wärmegeführt mit einem Zweipunktregler betrieben. D.h. beim Über- bzw. Unterschreiten einer oberen bzw. unteren Grenztemperatur des Pufferspeichers wird die Anlage aus- bzw. eingeschaltet. Bei Anlagen dieses Typs lässt sich auch der $\cos\varphi$ nach Gleichung (4.2) nicht variabel einstellen. Anlagen mit größeren Leistungen von etwa 15 kW oder 30 kW sind üblicherweise Gasmotoren die mit einer SM (Synchronmaschine) gekoppelt sind. Diese sind meist stufenlos regelbar ausgeführt und auch der $\cos\varphi$ lässt sich einstellen, also wäre auch eine Blindleistungsregelung möglich. Der Regelbereich des Sollwerts der Wirkleistung lässt sich hier in einem Bereich von 50% – 100% der Nennleistung einstellen. Niedrigere Werte sind deshalb nicht möglich, weil ein solcher Betrieb für den Gasmotor nicht mehr zulässig wäre. Die Gasmotoren sind nämlich so ausgelegt, dass sie den maximalen Wirkungsgrad bei 100% der Nennleistung liefern. Ein Richtwert für die Einregelzeit bei Anlagen dieser Leistung beträgt bei einer Änderung von 50% auf 100% der Nennleistung etwa 60s. Bei den wärmegeführten Anlagen wird aus

den Puffertemperaturen eine Leistungssollwertvorgabe abgeleitet, wobei so die Leistung stufenlos dem Wärmebedarf nachgeführt wird. Der Vollständigkeit halber ist auch anzumerken, dass sich die Puffergröße neben der Dimensionierung nach dem Wärmebedarf der Verbraucher in der Praxis auch oft nach dem vorhandenen Platz in den zu installierenden Räumlichkeiten richtet, welche die maximale Puffergröße konstruktiv begrenzen.

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (4.2)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4.3)$$

S Scheinleistung [kVA]

P Wirkleistung [kW]

Q Blindleistung [kVAr]

4.2 Erzeugerszenarien

Für die im Zuge dieser Arbeit durchgeführten Betrachtungen wurden von der Salzburg Netz GmbH vier Niederspannungsnetzabschnitte zur Verfügung gestellt. Dies sind die in den *Abbildungen 4.12 bis 4.15* ohne Berücksichtigung der braunen Kreise und Rechtecke dargestellten Abschnitte Wölting Ort (Kennzahl 216), St.Andrä (219), Kendlbruck Ort (410) und Kendlbruck Costan (437). Wichtige Daten dieser Netze sind aus *Tabelle 4.3* ersichtlich.

In Zusammenarbeit mit der Salzburg Netz GmbH wurden zu den vier Netzabschnitten mögliche Erzeugerszenarien für den Zubau von BHKW-Anlagen erhoben. Dabei wurde einerseits ein heterogener Zubau angenommen, also eine relativ gleichmäßige Verteilung von Einspeisern im Netzabschnitt, sowie andererseits ein realistischer Zubau von BHKWs in für Nahwärmenetze geeigneten Gebieten mit hoher Abnehmerdichte.

Die Dimensionierungsgrundlage für die Leistungen der verwendeten BHKW ist beim wärmegeführten Betrieb der Wärmebedarf der Abnehmer. Wird eine Anlage optimal ausgelegt, lassen sich Betriebsstundenzahlen von 4000 – 5000 h/a erreichen vgl. [M. PIELKE 2009]. Um diese Werte zu erzielen, werden BHKW für Wohngebäude nach dem maximalen thermischen Bedarf des Abnehmers ausgelegt. Die thermische Leistung der Anlage liegt dann zwischen 15% und 30% des maximalen Wärmebedarfs vgl. [BERND 2007]. Durch diese Auslegung werden längere Stillstandsintervalle nicht modulierbarer BHKW vermieden. Richtwerte aus [G. TRNKA 2008] für den maximalen Wärmebedarf sind in *Tabelle 4.4* angegeben. Für die Abschätzung des Wärmebedarfs für größere Kollektive bietet sich eine lineare Interpolation der Daten an. Zum Beispiel ergibt sich so ein maximaler Wärmebedarf von rund 64 kW für eine Anzahl von 20 Wohnungen. Daher wird die installierte

Tabelle 4.3: Wichtige Daten zu den betrachteten Netzabschnitten

	Wölting Ort	St. Andrä	Kendlbruck Ort	Kendlbruck Costan
Trafoleistung (kVA)	400	630	630	100
Anzahl der Lasten	88	24	41	42
Profile H0	64	10	31	36
(davon +ULA BOILER)	(7)	(1)	(9)	(6)
(davon +ULC NSPÖ)	(6)	(3)	(0)	(2)
(davon +ULD NSPÖ)	(3)	(2)	(9)	(0)
Profile G1	5	3	2	0
Profile G2	2	0	1	0
Profile G3	0	1	0	0
Profile G4	0	0	1	0
Profile L1	17	9	6	5
Profile B1	0	1	0	1
Leitungslänge (km)	4,959	2,647	3,387	2,89
Freileitungslänge (km)	1,507	0,39	1,337	0,941
Kabellänge (km)	3,452	2,257	2,05	1,949
Längster Ausläufer (km)	0,894	0,341	0,903	0,957

thermische Leistung der BHKW für eine kleine Siedlung mit 20 Wohnungen zwischen $9,6 \text{ kW}_{th}$ und $19,2 \text{ kW}_{th}$ liegen. Im Bereich niedriger Leistungen beträgt die elektrische Leistungen je nach Ausführungsform des Mikro-KWKs zwischen 30% und 50% der thermischen Leistung. Daher wird die installierte elektrische Leistung eines BHKWs für 20 Wohnungen etwa zwischen $3,2 \text{ kW}$ und $9,6 \text{ kW}$ liegen.

Tabelle 4.4: Maximaler Wärmebedarf von Wohnungen nach [G. TRNKA 2008]

Anzahl der Wohnungen	1	2	4	6	8
Max. Wärmebedarf in kW_{th}	8	12	18	24	28

Ob ein BHKW in einem bestimmten Abzweig im Netzabschnitt installiert wird, hängt unter anderem von der Dichte der Abnehmer ab. In einem Gebiet hoher Verbraucherdichte bietet sich die Installation eines BHKW zur Versorgung eines Nahwärmenetzes an.

4.2.1 Szenario 1 - Ist-Zustand

Das Szenario 1 stellt den Ist-Zustand des Netzes dar. Es werden keine zusätzlichen Einspeiser im Netz platziert. Dieses Szenario dient als Referenzszenario und stellt die Ver-

gleichsbasis für die anderen Szenarien dar. Es ist in den *Abbildungen 4.12 bis 4.15* ohne Berücksichtigung der braunen Kreise und Rechtecke dargestellt.

4.2.2 Szenario 2 - Heterogener Zubau

In diesem Szenario wurde ein heterogener Zubau von BHKWs im Netzabschnitt angenommen. Dabei wurden Anlagen gleichmäßig im Abschnitt verteilt und jene Verbraucher ausgestattet, die über genügend Wärmebedarf und keine elektrische Heizung verfügen. In den *Abbildungen 4.12 bis 4.15* werden die im Szenario "Heterogener Zubau" verteilten BHKW-Anlagen sowohl durch die Rechtecke als auch durch die Kreise dargestellt.

4.2.3 Szenario 3 - Realistischer Zubau

In diesem Szenario wurde ein realistischer Zubau von BHKWs im Netzabschnitt angenommen. Dabei wurden Anlagen im Abschnitt in jenen Gebieten verteilt, in denen sich die Errichtung eines Nahwärmenetzes durch eine erhöhte Konzentration von Abnehmern anbietet. Hierbei wurden nur jene Verbraucher berücksichtigt, die über genügend Bedarf und keine elektrische Heizung verfügen. In den *Abbildungen 4.12 bis 4.15* werden die im Szenario "Realistischer Zubau" verteilten BHKW-Anlagen durch die braunen Kreise dargestellt.

4.2.4 Szenario 4 - Fiktiver Zubau

Dieses Szenario ist unabhängig von den in Zusammenarbeit mit der Salzburg Netz GmbH erarbeiteten Erzeugerszenarien. Es soll die Auswirkungen von größeren BHKW-Anlagen behandeln, auch wenn deren Errichtung in den hier vorgestellten Netzabschnitten sehr unwahrscheinlich ist.

In diesem Szenario wurde angenommen, dass zusätzlich zur heterogenen Verteilung im Netzabschnitt Wölting Ort eine Industrieanlage mit großem Wärmebedarf errichtet wird. Dieser wird durch ein BHKW gedeckt, welches zusätzlich die in der Umgebung befindlichen Gebäude über ein Wärmenetz mit Wärme versorgt. Dafür muss der Industriebetrieb örtlich so liegen, dass er sich zwar nicht mitten zwischen Wohngebäuden aber trotzdem in unmittelbarer Nähe eines Siedlungsverbundes befindet. Nach diesen Kriterien wurde als optimaler Knotenpunkt für den Anschluss der Knoten "0216_238" gewählt. Die Platzierung des Erzeugers im Netzabschnitt ist in *Abbildung 4.12* durch das braune Sechseck dargestellt. Die Größe der Anlage wurde mit $60kW_{el}$ angenommen. Da für eine derartige Industrieanlage kein gemessenes Erzeugerprofil verfügbar war, wurde das Profil der Anlage Grünauerhof verwendet und auf 60kW hochskaliert.

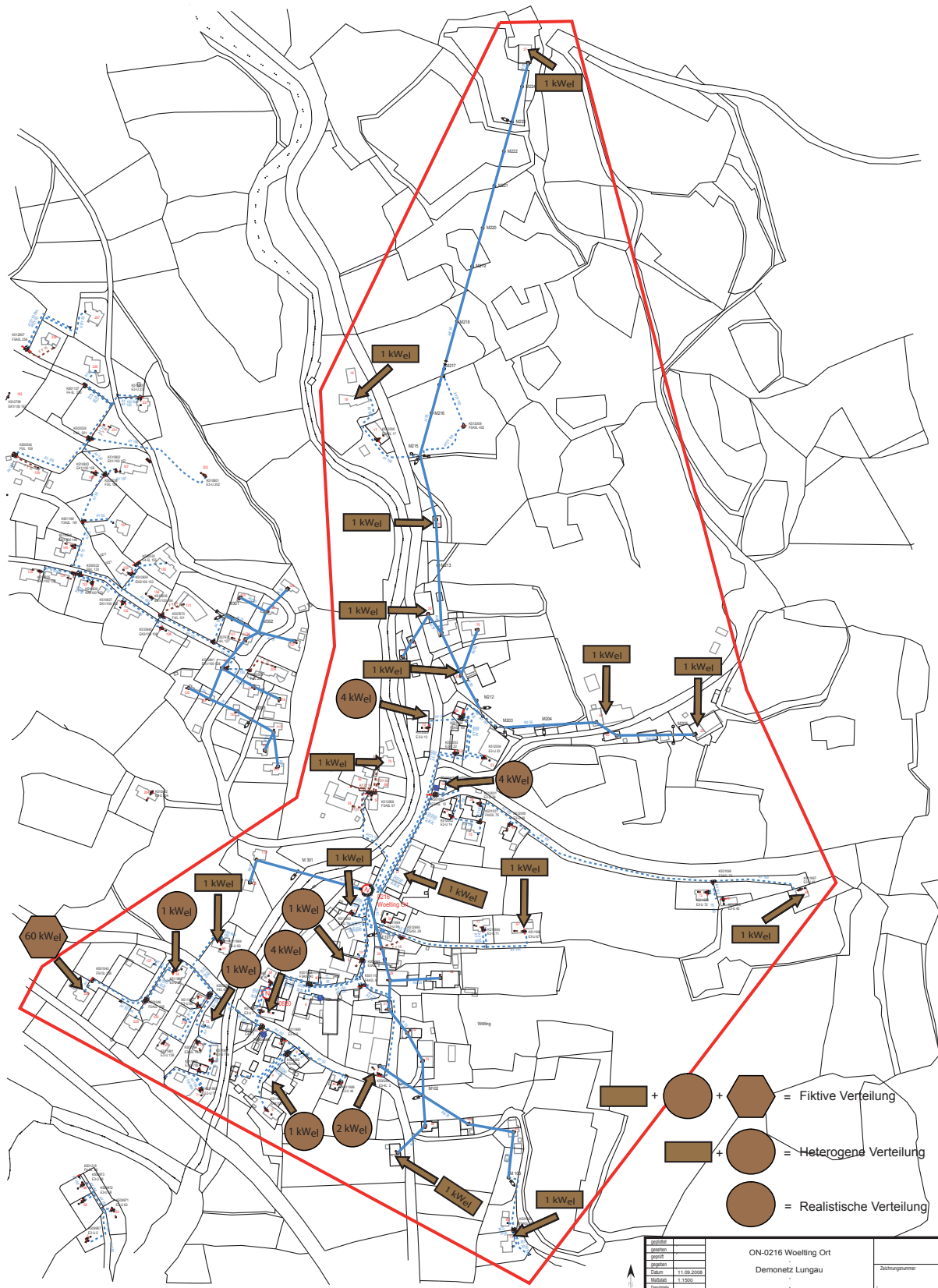


Abbildung 4.12: Zubauszenarien für BHKW Anlagen im Netzabschnitt Wölting Ort der Salzburg Netz GmbH

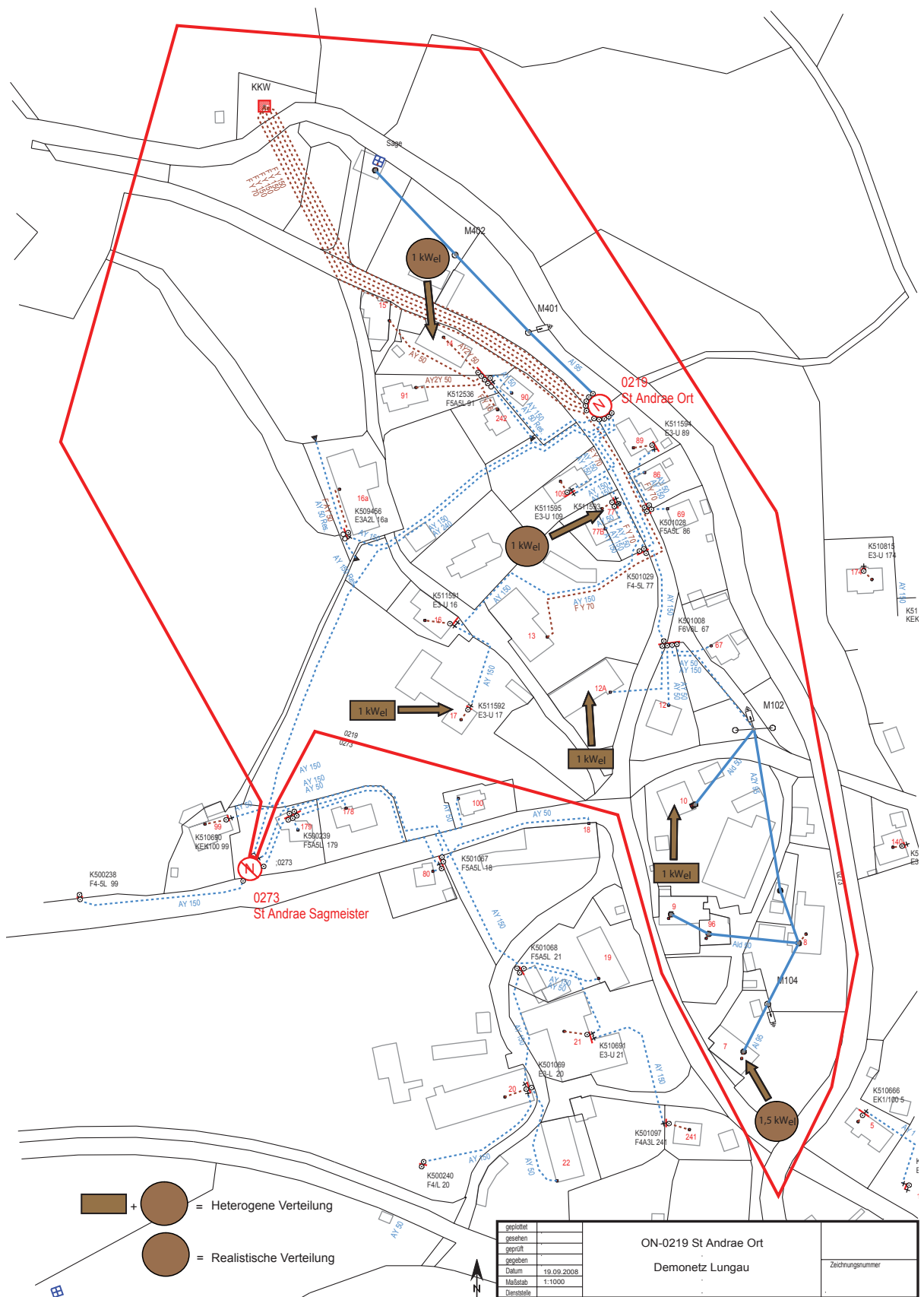


Abbildung 4.13: Zubausszenarien für BHKW Anlagen im Netzabschnitt St.Andrä der Salzburg Netz GmbH



Abbildung 4.14: Zubauszenarien für BHKW Anlagen im Netzabschnitt Kendlbruck Ort der Salzburg Netz GmbH



Abbildung 4.15: Zubauszenarien für BHKW Anlagen im Netzabschnitt Kendbruck Costan der Salzburg Netz GmbH

4.3 Kostenerfassung

Für die wirtschaftliche Bewertung der verschiedenen Szenarien waren die Instandhaltungskosten der momentan in den betrachteten Netzabschnitten vorhandenen Betriebsmittel zu erheben. Ebenso wurden die Kosten für die bei einem Erzeugerszenario eventuell notwendigen Netzverstärkungen ermittelt. Dabei können Leitungsverstärkungen oder auch Trafoverstärkungen notwendig sein, wobei hier der Materialpreis, der Preis für den Tausch sowie der geänderte Instandhaltungspreis berücksichtigt werden. In Expertengesprächen mit Mitarbeitern der Salzburg Netz GmbH wurden die Kosten abgeschätzt, um später repräsentative Aussagen bezüglich der Wirtschaftlichkeit bei der Szenarioanalyse treffen zu können. Für diese ökonomische Analyse wurden weiters die Preise für die Stromeinspeisung eines BHKW aus historischen Marktdaten der Strombörse erhoben. Aus Gründen des Datenschutzes werden hier keine Absolutwerte der von der Salzburg Netz GmbH stammenden Kostendaten genannt. Stattdessen werden alle Werte auf die Investitionskosten für eine Verlegung eines 50mm^2 -Kabels bezogen. Diese Bezugskosten werden auf 100 % normiert.

4.3.1 Fixkosten für Leitungstausch

Da das Verhältnis der Instandhaltungskosten einer Freileitung zu einem Kabel im Schnitt etwa 10:1 beträgt, werden in der Regel bei der Salzburg Netz GmbH Freileitungen vor allem durch Kabel ersetzt. Deshalb wurden in der Kostenerfassung die Kosten für einen Austausch durch ein Kabel berücksichtigt.

Für die Verlegung fallen Kosten für Material, Arbeit und Grabung als Investitionskosten an, die über mehrere Jahre abgeschrieben werden. Weiters fallen Aufwandskosten für Planung und Evidenz an. Evidenzkosten ergeben sich aus der Arbeit für die Erfassung bzw. Änderung im GIS (Geografisches Informationssystem) sowie die Erfassung im Unternehmens-Informationssystem SAP (Systeme Anwendungen und Produkte in der Datenverarbeitung). Im MS-Netz sind die Kosten für Planung und Evidenz ca. um ein dreifaches höher als im NS-Netz, da sich die Planung durch Dienstbarkeitsverträge, Sicherung im Grundbuch, Behördenverhandlungen und Einreichung um ein Vielfaches aufwendiger gestaltet.

Im Netz der Salzburg Netz GmbH werden bei Neuverlegungen Kabel mit Querschnitten von $50/95/150/240\text{ mm}^2$ im NS-Netz beziehungsweise $120/240\text{ mm}^2$ im MS-Netz verlegt. Die Fixkosten für Kabelverlegung im NS-Netz sind in *Tabelle 4.5*, jene für das MS-Netz in *Tabelle 4.6* aufgelistet. Bei Verlegung einer Doppelleitung steigen die Investitionskosten in der Tabelle um etwa $2/3$ im Vergleich zur Einzelleitung, die Planungs- und Evidenzkosten

Tabelle 4.5: Kosten pro Meter für Verlegung von Kabeln verschiedenen Querschnitts im NS-Netz

Querschnitt	Investitionskosten	Aufwandskosten
50 mm ²	100,00 %/m	19,31 %/m
95 mm ²	106,90 %/m	19,31 %/m
150 mm ²	113,79 %/m	19,31 %/m
240 mm ²	127,59 %/m	19,31 %/m

Tabelle 4.6: Kosten pro Meter für Verlegung von Kabeln verschiedenen Querschnitts im MS-Netz

Querschnitt	Investitionskosten	Aufwandskosten
120 mm ²	306,90 %/m	50,00 %/m
240 mm ²	327,59 %/m	50,00 %/m

bleiben unverändert.

Weiters ist anzumerken, dass es sich bei genannten Kosten um Durchschnittskosten handelt. Dadurch kann es in speziellen Fällen vorkommen, dass der reale Preis deutlich von dem Durchschnittspreis abweicht, da die Grabungskosten stark von der Bodenbeschaffenheit abhängen. Diese Abweichungen fallen besonders bei kurzen Leitungslängen ins Gewicht, da die Wahrscheinlichkeit auf durchgängig schlechte Bodenbeschaffenheit mit der Länge der Leitung abnimmt.

Beim Tausch einer Freileitung durch ein Kabel ist weiters zu berücksichtigen, dass eine Freileitung üblicherweise annähernd in Luftlinie zwischen zwei Verbindungspunkten geführt werden kann, ein Kabel jedoch nach einer optimalen Grabenführung verlegt werden muss. Daher lässt sich eine Freileitungslänge nicht eins zu eins in eine Kabellänge umlegen, es ist eine Längenkorrektur notwendig. Folgende Überschlagsformeln erhält man durch Ermitteln des Verhältnisses Luftlinie zu GIS-optimierter Grabenlänge zwischen je 2 Verbindungspunkten für alle Verbindungspunkte im NS-Netz (4.4) bzw. MS-Netz (4.5) der Salzburg Netz GmbH und anschließende Mittelung.

Längenkorrekturfaktoren bei Freileitungsersatz durch Kabel:

$$l_{Kabel} = l_{Freileitung} \cdot 1,16 \quad (4.4)$$

$$l_{Kabel} = l_{Freileitung} \cdot 1,24 \quad (4.5)$$

Weiters sind bei Tausch einer Freileitung durch ein Kabel die Abtragungskosten der Freileitung zu berücksichtigen. Die Abtragungskosten im NS-Netz wurden von der Salzburg Netz GmbH als Kosten pro Mast ermittelt und betragen im Schnitt 1039,90 % pro Stützpunkt. Um längenbezogene Kosten zu erhalten, kann dieser Wert in guter Näherung durch die durchschnittliche Spannfeldlänge (Abstand zwischen 2 Masten) von 50m dividiert werden. Im MS-Netz sind die Kosten pro 100m Freileitungsabtrag bekannt und betragen 2051,79 %/100m.

Abtragungskosten einer Freileitung:

$$AK_{NS} = 20,79 \text{ \%}/m \quad (4.6)$$

$$AK_{MS} = 20,52 \text{ \%}/m \quad (4.7)$$

4.3.2 Instandhaltungskosten für Leitungen

Zusätzlich zu den Fixkosten für die Leitungsverlegung kommen laufende Kosten für die Instandhaltung. Dabei gibt es hier einen deutlichen Unterschied zwischen Freileitungen und Kabel. Da für die Freileitung deutlich mehr Instandhaltungsarbeiten anfallen, ist das Kostenverhältnis für Instandhaltung von Freileitung zu Kabel etwa 10:1.

Eine Auflistung der Instandhaltungsarbeiten für Leitungen im NS- bzw. MS-Netz ist aus *Tabelle 4.7* ersichtlich.

Bei der Ermittlung der Instandhaltungskosten wurden zuerst die Gesamtkosten für Instandhaltung pro Jahr für Freileitungen bzw. Kabel aus dem NS- bzw. MS-Netz ermittelt. Ebenso sind die im Netz der Salzburg Netz GmbH verlegten Leitungslängen im NS- bzw. MS-Netz aus der Netzstatistik bekannt. Dadurch konnten Preise pro Meter Leitungslänge für Freileitung und Kabel im NS- bzw. MS-Netz errechnet werden. In einzelnen Fällen können reale Preise besonders die der Freileitungen in bewaldeten Gebieten stark von diesen Durchschnittspreisen abweichen, da hohe Kosten für Abholzung anfallen. Besonders bei kurzen Leitungsabschnitten ist die Wahrscheinlichkeit für eine Abweichung groß. D.h. im Durchschnittspreis spiegelt sich eine mittlere Bewaldung des gesamten Netzgebiets der Salzburg Netz GmbH wider und ist für vergleichende wirtschaftliche Betrachtungen repräsentativ. Unten sind die Gleichungen für die Berechnung der längenbezogenen Instandhaltungskosten pro Jahr angeführt.

Tabelle 4.7: Instandhaltungsarbeiten an Freileitungen und Kabeln im NS- und MS-Netz

NS-Netz		MS-Netz	
Freileitung	Kabel	Freileitung	Kabel
Ausholzung	Sonstige IH (Kleinarbeiten)	Ausholzung	Sonstige IH (Kleinarbeiten)
Sonstige IH (Kleinarbeiten)	Störung beheben	Sonstige IH (Kleinarbeiten)	Mantelwiederholungsprüfung
Abtragungen	Abtragungen	Abtragungen	Endverschluss nachfüllen
Erdungsmessung		Ableiterwechsel	Störung beheben
Leitungsbegehung		Bügelungen	Abtragungen
Mastkontrolle		Erdungsmessung	
Mastwechsel		Leitungsbegehung	
Störung beheben		Mastkontrolle	
Abtragungen		Mastwechsel	
		Störung beheben	

Tabelle 4.8: Längenbezogene Instandhaltungskosten für Freileitungen und Kabel im NS- und MS-Netz

MS	Freileitung	4950	$\frac{\%}{a \cdot m}$
	Kabel	634	$\frac{\%}{a \cdot m}$
NS	Freileitung	5244	$\frac{\%}{a \cdot m}$
	Kabel	335	$\frac{\%}{a \cdot m}$

$$IHK'_{FLMS} = \frac{IHK_{FLMS}}{l_{FLMS}} \quad (4.8)$$

$$IHK'_{KMS} = \frac{IHK_{KMS}}{l_{KMS}} \quad (4.9)$$

$$IHK'_{FLNS} = \frac{IHK_{FLNS}}{l_{FLNS}} \quad (4.10)$$

$$IHK'_{KNS} = \frac{IHK_{KNS}}{l_{KNS}} \quad (4.11)$$

IHK	 Instandhaltungskosten pro Jahr $\left[\frac{\%}{a}\right]$
l	 Im Netz verlegte Leitungslänge $[m]$
IHK'	 Längenbezogene Instandhaltungskosten pro Jahr $\left[\frac{\%}{a \cdot m}\right]$
Index FL	 Freileitung
Index K	 Kabel
Index NS	 Niederspannungsnetz
Index MS	 Mittelspannungsnetz

4.3.3 Fixkosten für Trafotausch

Muss bei einem Netzausbau aufgrund zu geringer Leistungsreserven ein Trafotausch vorgenommen werden, fallen neben dem Trafopreis, der neben der Nennleistung vom Trafotyp abhängt, noch Kosten für den Austausch an, die sich größtenteils aus Arbeit und Transportkosten zusammensetzen. Anders als bei den Leitungen sind hier die Kostenunterschiede zwischen einem Tausch eines MS-Trafos und dem eines NS-Trafos sehr groß und betragen das 50- bis 100-fache (ohne/mit Hauptleitungsverstärkung beim NS-Trafo). Der Große Unterschied wird alleine schon klar, wenn man an den Aufwand beim Schwertransport eines MS-Trafos denkt. Die Preise bei Niederspannungstrafos hängen in aufsteigender Reihenfolge von den genannten Ausführungstypen Normal, Connex, Mast und Kurzschlussstromunterbrecher ab. In einem Expertengespräch mit einem Mitarbeiter der

Salzburg Netz GmbH wurden die mittleren Kosten für einen Trafotausch abgeschätzt, die aus *Tabelle 4.9* für Verteilnetztransformatoren bzw. *Tabelle 4.10* für einen Mittelspannungstransformator ersichtlich sind.

Tabelle 4.9: Fixkosten für den Tausch eines 30/0,4kV Verteilnetztransformators (Ausführungsform: Normal)

Leistung	Trafopreis	Preis für Trafotausch
kVA	%	%
160	26206	3103 / 9310 ohne / mit Hauptleitungsverstärkung (Trafo → NS-Verteiler)
250	32758	
400	40000	
630	50689	
800	58965	
1000	65517	
1250	76551	
1600	86551	
2000	96551	

Tabelle 4.10: Fixkosten für den Tausch eines 110/30kV Mittelspannungstransformators

Leistung	Trafopreis	Preis für Trafotausch
MVA	%	%
50	4137931	344827

4.3.4 Instandhaltungskosten für Transformatoren

Für einen Transformator fallen bis auf kleine Wartungsarbeiten und Revision, die aber so selten vorkommen, dass sie für einen Jahrespreis vernachlässigbar sind, keine direkten Instandhaltungskosten an. Zu berücksichtigen sind jedoch die Instandhaltungskosten, die durch die Trafostationen anfallen.

Folgende Instandhaltungsarbeiten fallen für Trafostationen im MS- und NS-Netz an:

- IH Batterien und Gleichrichter
- Bauliche Sanierung
- Sonstige IH (Kleinarbeiten)
- Ableiterwechsel
- Erdungsmessung

Tabelle 4.11: Stationsbezogene Instandhaltungskosten für eine Trafostation im Netz der Salzburg Netz GmbH

Stationen Gesamt	4860	
IH-Kosten für alle Stationen pro Jahr	5599597	$\frac{\%}{a}$
IH-Kosten pro Station im Jahr	1152	$\frac{\%}{a}$

- LS-Wartung
- Stationskontrolle
- Wartung und Reinigung
- Störung beheben
- Abtragungen

Für die Berechnung eines Durchschnittspreises wurden zuerst die gesamten Instandhaltungskosten für alle Trafostationen erhoben und dann durch die Anzahl der im Netz der Salzburg Netz GmbH vorhandenen Stationen dividiert (4.12). Die Instandhaltungskosten für Trafostationen im Netz der Salzburg Netz GmbH sind aus *Tabelle 4.11* ersichtlich.

$$IHK'_{TST} = \frac{IHK_{TST}}{N_{TST}} \quad (4.12)$$

IHK Gesamte Instandhaltungskosten pro Jahr $\left[\frac{\%}{a}\right]$
 N Anzahl der Trafostationen im Netz der Salzburg Netz GmbH
 IHK' Stationsbezogene Instandhaltungskosten pro Jahr $\left[\frac{\%}{a}\right]$
 Index TST Trafostation

4.3.5 Kosten aus Sicht des Netzbetreibers bei der Integration eines BHKWs

Wird im bestehenden Netz ein neues BHKW zur Einspeisung bei einem Kunden integriert, ist es mitunter auch wichtig, ob für den Netzbetreiber zusätzliche Kosten anfallen. Die Kosten für die Errichtung der Anlage, die Anbindung und auch der Energiezähler werden vom einspeisenden Kunden getragen bzw. z.B im Falle des Energiezählers dem Kunden vom Netzbetreiber weiterverrechnet. Ist für den Anschluss der Erzeugungsanlage

ein Netzausbau aufgrund fehlender Leistungsreserve bzw. Spannungsreserve notwendig, hat prinzipiell der Anlagenbetreiber die Kosten einer ausreichend dimensionierten Leitung bis zu einem vom Netzbetreiber vorgegebenen, technisch günstigen Anschlusspunkt zu tragen. Wird ein Leitungstausch vom Netzbetreiber durchgeführt, muss der Anlagenbetreiber zumindest anteilige Kosten in der Höhe des durch seinen Anschluss entstehenden Mindestumfangs eines Leitungsausbaus übernehmen. Zusätzlich entstehen dem Netzbetreiber keine Kosten, es sei denn, die Erzeugereinheit wird an ein Leitsystem angebunden, um auch netzgeführten Betrieb zu ermöglichen und die aktuellen Messwerte auf einem zentralen Leitrechner zu erfassen. Dabei fallen je nach Anlagengröße und Umfang der Messwerte, sowie Art der Datenübertragung unterschiedliche fixe Kosten für die Errichtung des Leitsystems, sowie laufende Kosten für den Betrieb an. Aus Expertengesprächen mit Mitarbeitern der Salzburg Netz GmbH wurde erhoben, dass die Installation einer Leitechnik erst ab Anlagengrößen von etwa 30kW wirtschaftlich wird. Je nach Aufwand muss man bei der Installation mit Kosten zwischen 7000 € und 10000 € rechnen, wobei diese aus Testanlagen stammenden Erfahrungswerte relativ hoch sind und man in Zukunft von geringeren Kosten ausgehen kann. Bei den laufenden Kosten gibt es beträchtliche Unterschiede, je nach verwendeter Datenübertragung, Geschwindigkeit, Echtzeitfähigkeit und Verfügbarkeit. Erfolgt die Datenübertragung über eine Internetanbindung, fallen jährliche Kosten für den Datentarif ab ca. 240 € aufwärts an. Eine richtige Echtzeitfähigkeit ist hier aber nicht gegeben und die Verfügbarkeit hängt von der einwandfreien Funktion des Anbieternetzes ab. Für eine hochverfügbare und unabhängige Funkverbindung fallen hingegen sehr hohe Kosten an. Da die laufenden Kosten bei derart angebundenen Kleinanlagen etwa das Sieben- bis Achtfache der Kosten der alternativen Internet-Variante betragen, lassen sich BHKWs mit hochverfügbarer Datenverbindung im Regelfall nicht mehr wirtschaftlich betreiben.

4.3.6 Mittlerer Strompreis

Bei einer Spannungsregelung wird im einfachsten Fall die Wirkleistung als Stellgröße verändert, um die Spannung als Regelgröße zu beeinflussen. Um die Wirtschaftlichkeit einer Spannungsregelung zu bewerten, müssen auch die aufgrund der Wirkleistungsreduktion entstehenden Kosten durch entgangene Stromeinspeisung berücksichtigt werden. Die dazu notwendige Berechnungsmethode wurde bereits in *Kapitel 3.2.4* gezeigt. Da die Strompreise an der Strombörse zeitlich stark variieren, ist es für die Ermittlung eines repräsentativen mittleren Strompreises notwendig, die Zeiträume einzugrenzen, in denen eine Wirkleistungsreduktion mit erhöhter Wahrscheinlichkeit auftritt. Das sind jene Zeiten, zu denen die Spannungen im Netz besonders hoch sind. Aus den Simulationsergebnissen

in *Kapitel 6* ist erkennbar, dass die größten Spannungswerte in den Monaten April bis August besonders hoch sind. Weiters traten die Höchstwerte meist zwischen 0 und 6 Uhr auf. Daher wurde ein Strommittelwert aus allen stündlichen Strompreisen vom 1.4. bis 31.8. von 0 bis 6 Uhr errechnet, wobei als Datenquelle die Marktdaten aus dem Jahr 2008 laut [EEX 2008] verwendet wurden. Der so kalkulierte mittlere Strompreis $\bar{p}_{Strom}$ beträgt 0,04€/kWh. Mit diesem Preis lassen sich die durch Wirkleistungsreduktion des BHKW entstehenden Kosten mit der Gleichung (3.21) abschätzen.

Kapitel 5

Implementierung des Netzmodells in der Simulationsumgebung

5.1 Das Simulationstool DIgSILENT Powerfactory

Das Simulationstool Powerfactory der Firma DIgSILENT ist ein Planungs- und Entwicklungswerkzeug für die computergestützte Analyse von Energieversorgungssystemen. Der Name DIgSILENT steht für "DIgital SImuLation and Electrical NeTwork calculation program". Das Programm umfasst folgende Hauptfunktionen laut [DIGSILENT 2008]:

- *Anlegen und Modifizieren von Berechnungsfällen, Bereitstellen von wichtigen numerischen Routinen, Ausgabe und Dokumentationsfunktionen*
- *Bereitstellen von integrierten interaktiven Netzgrafiken und Verarbeitung von Berechnungsfällen*
- *Datenbank für Elemente des Energieversorgungssystems und Basisfälle*
- *Integrierte Berechnungsfunktionen (z. B. zur Berechnung von Leitungs- und Maschinenparametern auf der Grundlage von geometrischen Daten oder auf dem Typenschild befindlicher Informationen)*
- *Konfiguration des Energieversorgungsnetzes mit interaktivem oder Online-Zugang zum SCADA-System*
- *Generische Schnittstelle für rechnergestützte Abbildungs-(Mapping-)Systeme"*

5.2 Implementieren der Netzpläne

Entsprechend der GIS-Pläne (Geoinformationssystem) für die vier Niederspannungsnetzabschnitte der Salzburg Netz GmbH wurde ein elektrischer Netzplan in DIGSILENT Power Factory angefertigt. Dies erfolgt über ein eingebettetes Netzgrafiktool, mit dem die Netzelemente erstellt und anschließend verbunden werden können. Zuerst werden die Knotenpunkte im Netz gezeichnet, also alle vorhandenen Sammelschienen. Dann werden die Sammelschienen laut Netzplan mit den Erzeugern, Lasten, Trafos und Leitungen verbunden. Auf diese Weise wurden alle Abschnitte in der Software implementiert. Außerdem wurde auch das übergelagerte Mittelspannungsnetz im Programm abgebildet und in der Simulation berücksichtigt. Die Netzpläne der vier Niederspannungsabschnitte sind in den *Abbildungen 5.1 bis 5.4* dargestellt. Die braunen und grünen Kreise markieren die laut den in Kapitel 4.2 beschriebenen Szenarien verteilten Erzeuger. Der IST-Stand des Netzes wird daher durch die Netzpläne ohne die markierten Erzeuger repräsentiert.

5.3 Parametrieren der Betriebsmittel

Die im Netzmodell nach Anfertigung des Netzplans enthaltene Information zum beschreibenden Netz ist eine rein topologische. Es fehlen noch die für die Beschreibung der Betriebsmittel notwendigen Kenngrößen und Parameter. Für Transformatoren müssen eine Reihe von Basisdaten angegeben werden, vgl. [DIGSILENT 2008]. Dazu gehören Trafotyp, Nennleistung, Frequenz, Nennspannungen von Ober- und Unterspannungsseite, relative Kurzschlussspannung, Kupferverluste, relative Kurzschlussspannung im Nullsystem und die Schaltgruppe mit zugehöriger Schaltziffer. Eine beispielhafte Parametrierung eines NS-Verteiltrafos für das Netz Wölting Ort ist in *Abbildung 5.5* zu sehen. Neben den Basisdaten sind zusätzliche Daten einzugeben, die für die Lastflussberechnung notwendig sind. Das sind im Falle des Transformators die Informationen über den Stufensteller zur Spannungsanpassung. Bei Standardverteiltrafos sind dies üblicherweise 5 Stufen (-2, -1, 0, +1, +2), wobei die relative Zusatzspannung pro Stufe 4,55% beträgt. Sollen auch die Eisenverluste in der Energiebilanz berücksichtigt werden, sind zusätzlich noch der Leerlaufstrom in % vom Nennstrom sowie die Eisenverluste in kW anzugeben.

Sind alle Transformatoren richtig parametrierung worden, müssen noch die für die Simulation notwendigen Leitungsdaten eingetragen werden. Die Basisdaten für eine Leitung sind Leitungstyp (Kabel/Freileitung), Nennspannung, Nennstrom, Nennfrequenz, Anzahl der Phasen, Anzahl der Neutralleiter, sowie die Leitungsbeläge (Resistanz und Reaktanz) des Mit- und Nullsystems. Eine beispielhafte Parametrierung eines AY150-Kabels (A ... Aluminiumleiter, Y ... PVC-Isolierung, 150 mm²) wird in *Abbildung 5.6* gezeigt. Für die

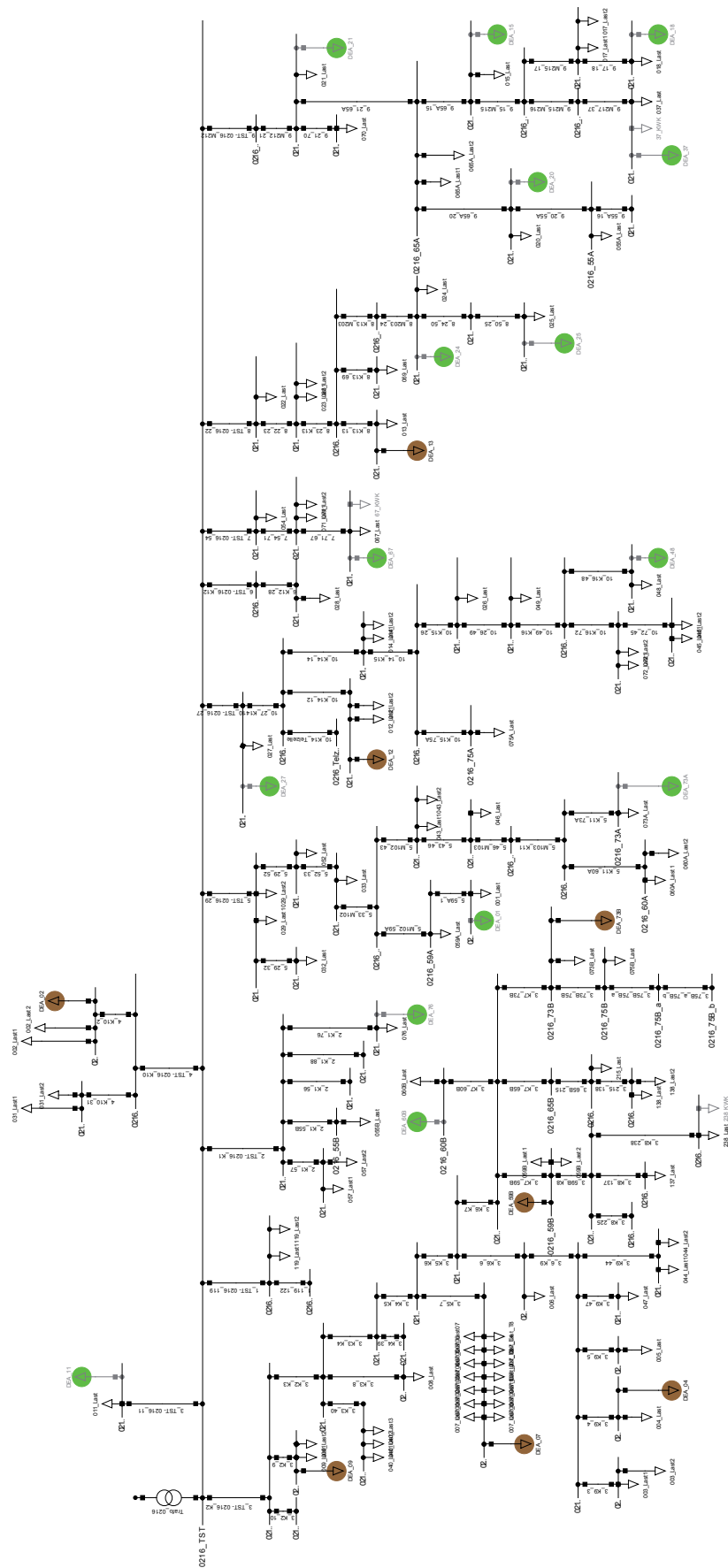


Abbildung 5.1: Netzplan Wölting Ort 216 aus DlgSILENT

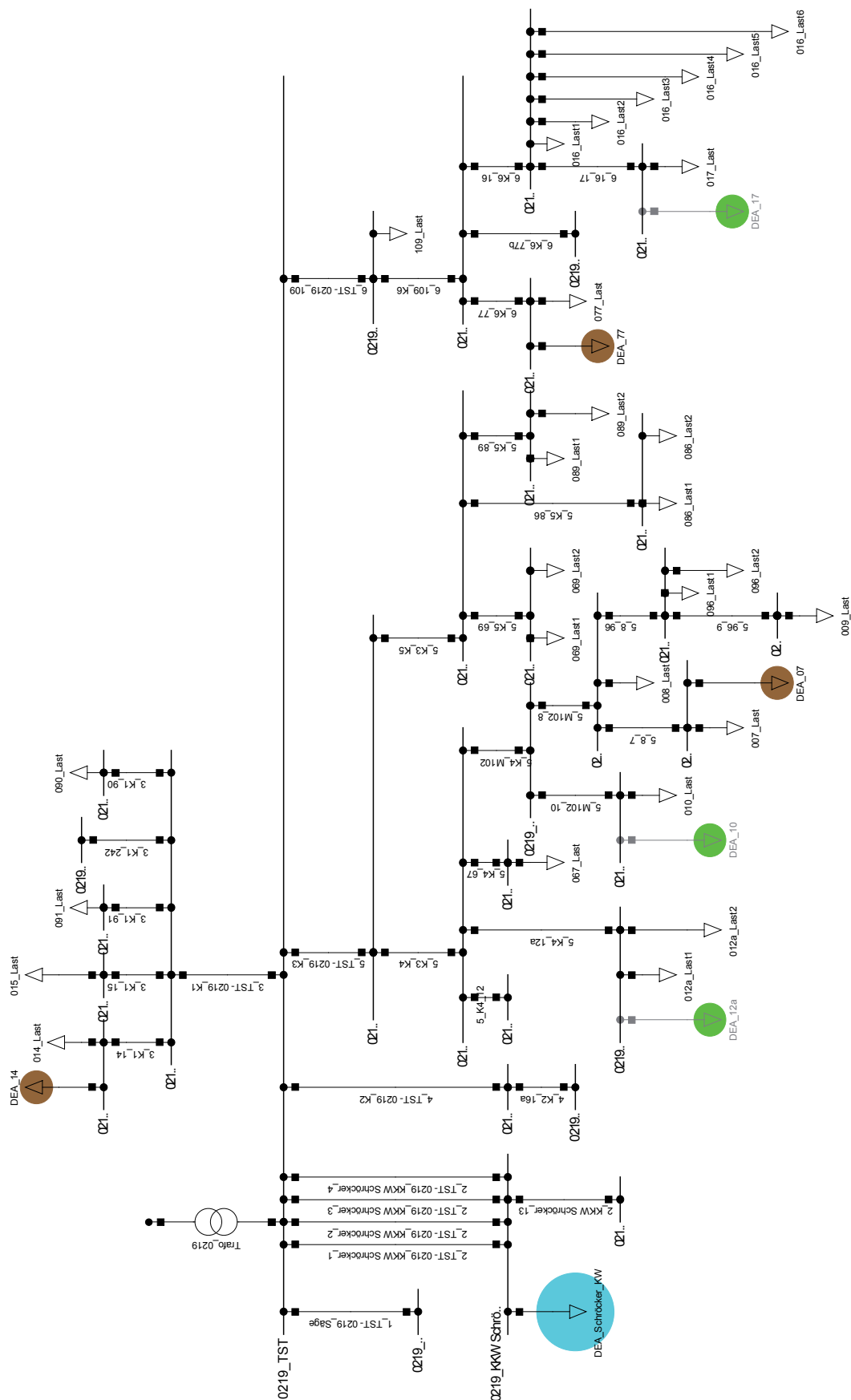


Abbildung 5.2: Netzplan St. Andrä 219 aus DIgSILENT

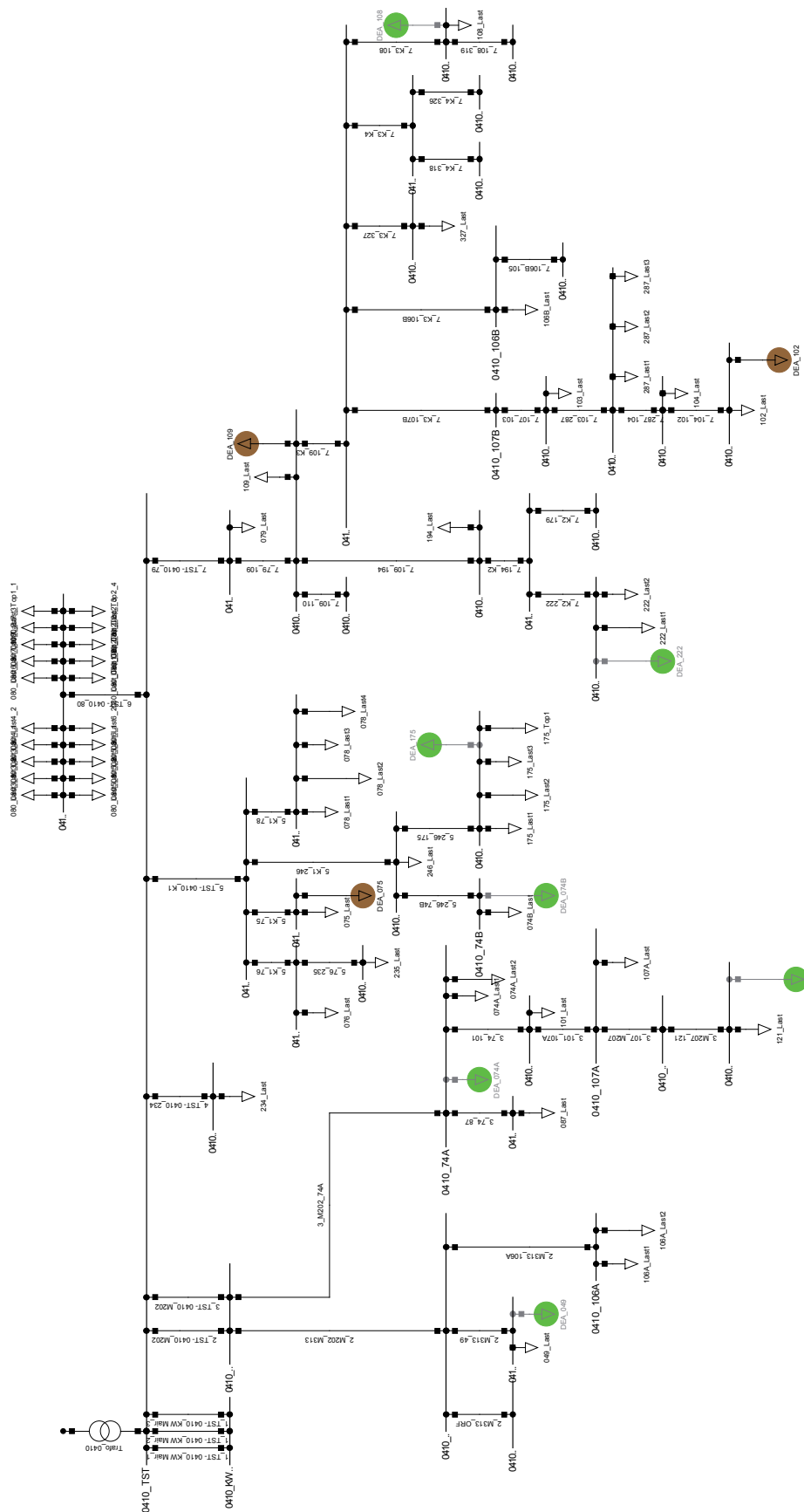


Abbildung 5.3: Netzplan Kendlbruck Ort 410 aus DIGSILENT

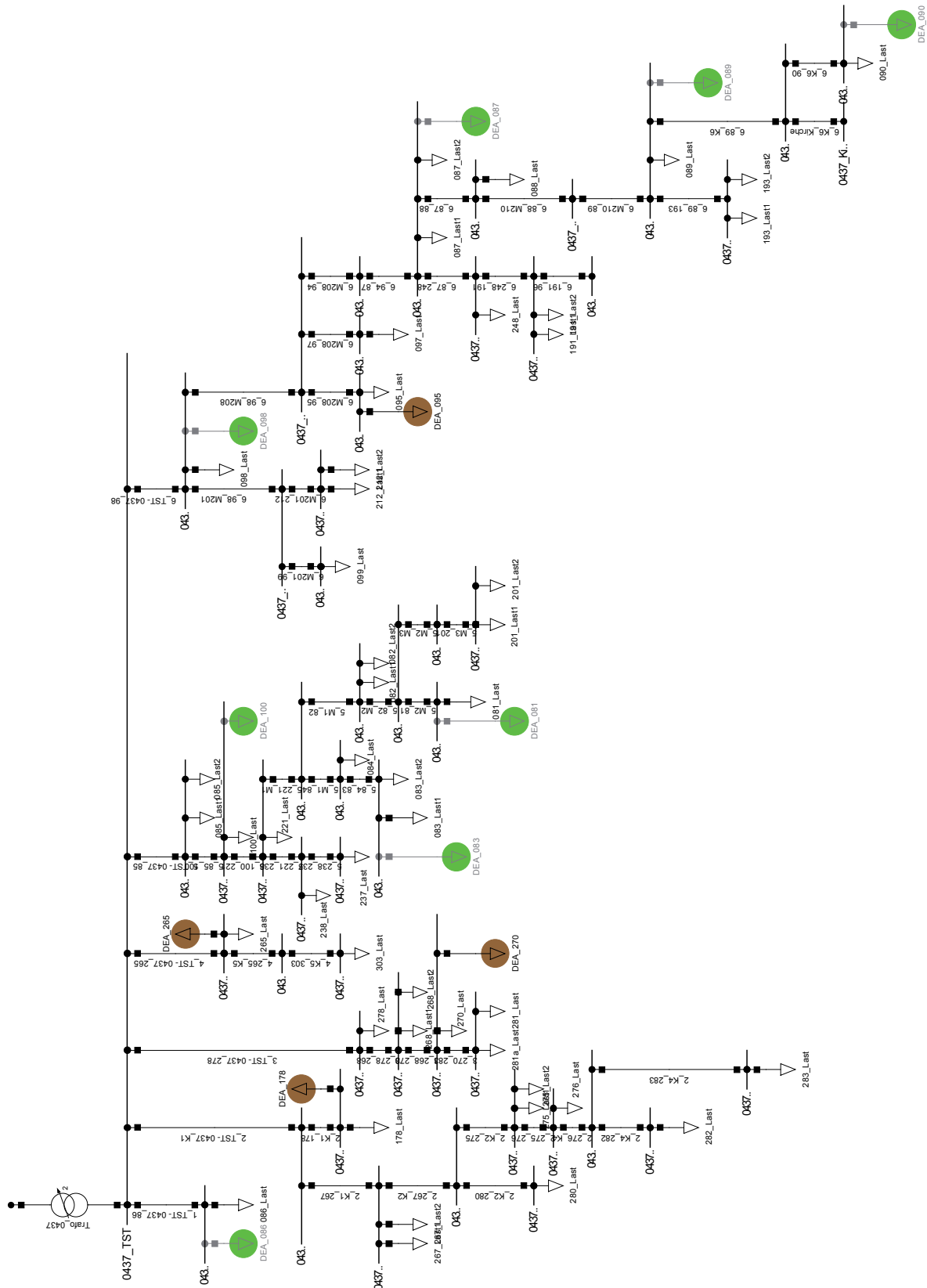


Abbildung 5.4: Netzplan Kendlbruck Costan 437 aus DigSILENT

2-Wicklungstransformatortyp - Library\Tr2\ONT-0216.TypTr2					
EMT-Simulation	Oberschwingungen	Optimierung	Zustandsschätzer	Zuverlässigkeit	Beschreibung
Basisdaten	Lastfluss	VDE/IEC Kurzschluss	Kurzschluss (vollst.)	ANSI Kurzschluss	RMS-Simulation
Name: ONT-0216					
Technologie: Dreiphasen-Transformator					
Nennleistung: 0.4 MVA					
Nennfrequenz: 50. Hz					
Nennspannung			Schaltgruppe		
QS-Seite: 27.5 kV			QS-Seite: Y		
US-Seite: 0.4 kV			US-Seite: ZN		
Mitsystem-Impedanzen			Phasenwinkel: 5 *30deg		
Kurzschlussspannung uk: 5.9 %			Name: Yzn5		
Kupferverluste: 6.633 kW					
Nullsystem Impedanz, Kurzschlussspannung					
Betrag uk0: 5.9 %					
Realteil ukr0: 0. %					

Abbildung 5.5: Basis-Parameter des NS-Verteiltrafos für das Netz Wölting Ort aus Digsilent Powerfactory

Lastflussberechnung müssen zusätzlich noch die längenbezogene Kapazität von Mit- und Nullsystem bzw. der Verlustfaktor angegeben werden.

5.4 Einbindung der Profile für Lasten und Erzeuger

Zur vollständigen Beschreibung des Netzes müssen auch die Leistungszeitverläufe der Lasten und der Erzeuger in die Simulationsumgebung eingebunden werden. Für die im betrachteten Netz verteilten Lasten wurden Standardlastprofile verwendet. Diese sind üblicherweise auf einen jährlichen Energieverbrauch von 1000kWh normiert und müssen für die einzelnen Lasten mit einem Lastfaktor multipliziert werden, um die Profile den jeweiligen tatsächlichen Jahresenergieverbräuchen anzupassen. Die Lastprofile sind Jahresverläufe von 15-Minuten-Mittelwerten der elektrischen Leistung und werden für jede Last in einer Excel-Tabelle abgelegt.

Die beiden für die Simulation verwendeten gemessenen Erzeugerprofile wurden bereits in Kapitel 4.1 beschrieben. Neben den dort genannten Informationen ist für die Zuweisung

The screenshot shows the 'Leitungstyp - Library\Line\AY150.TypLine' dialog box. It has a tabbed interface with the following tabs: EMT-Simulation, Oberschwingungen, Optimierung, Zustandsschätzer, Zuverlässigkeit, Beschreibung, Basisdaten, Lastfluss, VDE/IEC Kurzschluss, Kurzschluss (vollst.), ANSI Kurzschluss, and RMS-Simulation. The 'Basisdaten' tab is active. The parameters are as follows:

Parameter	Value	Unit
Name	AY150	
Nennspannung	0.4	kV
Nennstrom	0.27	kA (in Erde)
Nennstrom (Luftverlegung)	1.	kA
Nennfrequenz	50.	Hz
Kabel / Freileitung	Kabel	
System Typ	AC	
Phasen	3	
Anzahl Neutralleiter	0	
Leitungsbeläge Mitsystem		
Widerstand R'	0.206	Ohm/km
Reaktanz X'	0.08	Ohm/km
Leitungsbeläge Nullsystem		
Widerstand R0'	0.678	Ohm/km
Reaktanz X0'	0.389	Ohm/km

Buttons: OK, Abbrechen.

Abbildung 5.6: Basis-Parameter eines AY150-Kabels aus DIgSILENT Powerfactory

der Profile zu den einzelnen Erzeugern im Netz interessant, welche Lastcharakteristik die von den BHKWs versorgten Anlagen aufweisen. Dabei handelt es sich bei der Anlage Stabauergasse um einen Haushaltskunden, hingegen bei der Anlage Grünauerhof um einen Gastgewerbebetrieb. Daher wurden den Erzeugern im Netz, deren Lasten eher der eines solchen Gastgewerbebetriebs entsprechen, das Erzeugerprofil der Anlage Grünauerhof zugewiesen und jenen Erzeugern, deren Lasten eher der eines Haushaltskunden entsprechen, das Erzeugerprofil der Anlage Stabauergasse. Um die Leistung der gemessenen Profile an die Leistungen der im Netz verteilten Erzeuger anzupassen, wurden die Profile zuerst mittels Dividieren durch die Nennleistung auf eins normiert. Durch anschließendes Multiplizieren mit der Leistung des jeweiligen Erzeugers laut des zu simulierenden Szenarios aus Kapitel 4.2 werden die Profile für alle Erzeuger richtig skaliert. Für den Import in DIgSILENT Powerfactory müssen die Profildaten für alle Erzeuger in einer Excel-Tabelle abgelegt werden. Die Tabelle ist so anzulegen, dass pro Erzeuger zwei Datenspalten vorlie-

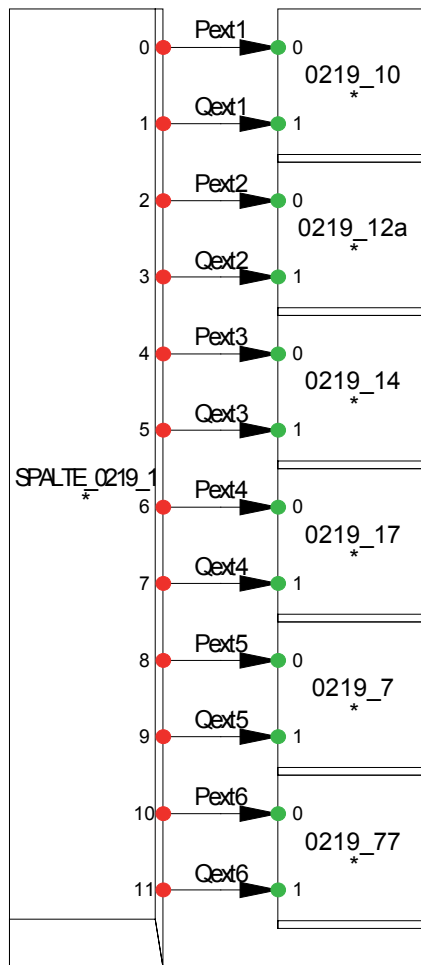


Abbildung 5.7: Schema der Zuweisung der Erzeugerprofile zu den Erzeugern aus dem Netzabschnitt St.Andrä 219

gen. In einer ist das Jahresprofil der Wirkleistung, in der nächsten das der Blindleistung hinterlegt. In der Simulation wurde angenommen, dass nur Wirkleistung erzeugt wird, daher sind alle Werte in den Blindleistungsspalten Null. Die in DigSILENT Powerfactory durchzuführende Zuweisung der Profile zu den Verbrauchern für den Netzabschnitt St.Andrä ist in *Abbildung 5.7* zu sehen. Dabei stellt die linke Box die Exceltabelle der Profile dar, die Nummerierung repräsentiert die Spaltennummern. Die rechten Boxen stellen die verschiedenen Erzeuger dar. Die Verbindungslinien weisen den einzelnen Erzeugern die Wirkleistungs- und Blindleistungsprofile aus den entsprechenden Spalten der Excel-Tabelle zu. Für den Erzeuger "0219_10" wird daher das Wirkleistungsprofil aus Spalte 0 und das Blindleistungsprofil aus Spalte 1 der Tabelle "0219_1" gelesen.

Kapitel 6

Ergebnisse der Szenarienanalyse

Bei der Analyse der Szenarien werden die Spannungsverläufe an allen Netzknoten untersucht, um festzustellen, ob durch die eingespeiste Leistung der zusätzlichen vorhandenen Erzeuger eine unzulässige Übertretung des im Niederspannungsnetz zulässigen Spannungsbandes von $\pm 10\%$ auftritt. Durch die Abstände der maximalen und minimalen Spannungen vom maximalen bzw. minimalen Grenzwert lassen sich wichtige Parameter für eine mögliche Spannungsregelung ableiten, die in den folgenden Abschnitten erklärt werden. Die Simulationsergebnisse zu den einzelnen Szenarien wurden zur schnelleren Bearbeitung mit Hilfe eines von arsenal research zur Verfügung gestellten Tools analysiert, welches bereits für ähnliche Analysen im Mittelspannungsnetz verwendet wurde, um eventuell auftretende Spannungsbandverletzungen zu finden bzw. die vorhandenen Spannungsreserven zu ermitteln. Weiters wurde festgestellt, ob Spannungsregelungsbedarf besteht und welche Regelmethodik einzusetzen ist.

6.1 Szenario 1 - Ist-Zustand

Im folgenden werden die Ergebnisdaten der Simulation für den Ist-Zustand der vier Niederspannungsabschnitte ausgewertet und diskutiert.

Im ersten Simulationsdurchlauf des Ist-Szenarios traten bereits Spannungsbandverletzungen auf, was auf den ersten Blick einen Widerspruch zum abgebildeten, realen Netz darstellt, in dem offensichtlich keine derartigen Spannungen auftreten. Grund dafür ist, dass im realen Netz der Salzburg-GmbH im den Niederspannungsnetzabschnitten übergeordneten MS-Umspannwerk bereits eine Spannungsregelung vorgesehen ist. Hierbei handelt es sich um die sogenannte Kompoundierung. Es wird dabei die Spannung am MS-Transformator proportional zum Strom verändert. Der Proportionalitätsfaktor wird so gewählt, dass die Spannung eines ausgewählten Netzknotens stabilisiert wird. Da eine

solche Regelung in der Simulationsumgebung schwer zu modellieren ist, wurde zuerst untersucht, ob die Spannungsbandübertretungen durch Stufenanpassung am MS-Trafo zu beheben sind.

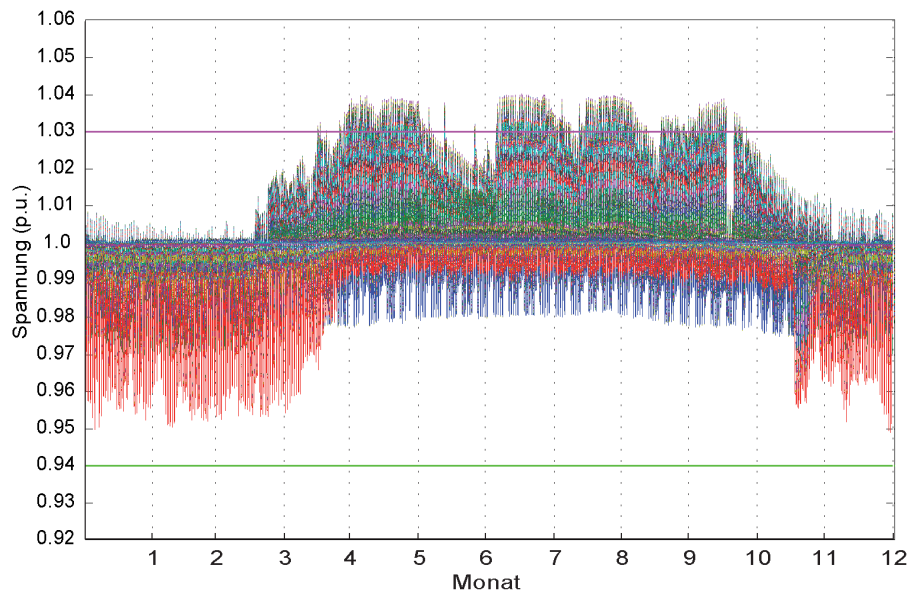


Abbildung 6.1: Spannungszeitverläufe aller Mittelspannungsknoten für das Szenario 1

In *Abbildung 6.1* sind die bezogenen Spannungszeitverläufe in per unit an allen Knoten im Mittelspannungsnetz sowie die obere und untere zulässige Spannungsgrenze eingetragen. Man erkennt deutlich, dass die minimalen Spannungswerte bereits nahe der unteren Grenze sind und sich daher die Spannungsübertretungen der oberen Grenze durch eine Stufenanpassung am Transformator, die in der Abbildung eine Verschiebung der Verläufe nach unten zur Folge hätte, nicht vermeiden lassen. Daher mussten die Spannungen an den Niederspannungsverteiltrafos der einzelnen Abschnitte angepasst werden. Dafür wurden alle Stufenschalter der Trafos auf Stufe 2 gestellt, was je nach Trafo eine Spannungsmin- derung um $2 \times 4,55\%$ bzw. $2 \times 4,35\%$ bewirkt. In *Tabelle 6.1* sind die maximalen und mini- malen Spannungen sowie die Positionen der Stufenschalter zu den einzelnen Abschnitten für das IST-Szenario mit originaler und angepasster Stufenschalterposition aufgelistet. Man sieht, dass vor der Anpassung in den Netzabschnitten 216, 219 und 437 das obere Spannungsband von 1,1 p.u. überschritten wurde. Mit den auf Stufe 2 eingestellten Stu- fenschaltern waren alle Spannungen im zulässigen Bereich. Diese Stufeneinstellung wurde selbstverständlich auch für die Simulation der anderen Szenarien verwendet.

Tabelle 6.1: Extremwerte der Spannungen vor und nach der Stufenanpassung der NS-Trafos

		Netze			
		216	219	410	437
NS-Trafos auf den originalen Stufen	Spannung Max (p.u.)	1,104	1,142	1,035	1,125
	Spannung Min (p.u.)	1,024	1,048	0,969	1,044
	Abweichung von 1 p.u.	6,42%	9,55%	0,26%	8,51%
	Stufenschalterposition	1	1	2	1
	Zusatzspannung pro Stufe	4,55%	4,55%	4,35%	4,55%
NS-Trafos auf den neuen Stufen	Spannung Max (p.u.)	1,058	1,097	1,035	1,078
	Spannung Min (p.u.)	0,978	1,004	0,969	0,998
	Abweichung von 1 p.u.	1,83%	5,11%	0,26%	3,87%
	Stufenschalterposition	2	2	2	2

6.1.1 Netzabschnitt Wölting Ort 216

Die Simulationsergebnisse des Abschnittes Wölting Ort zeigen, dass es nur einen Knoten gibt, der maximale Spannungswerte annimmt und zwei Knoten, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten jeweils die geringste Spannung annehmen. Diese Knoten werden, wie schon in *Kapitel 2.3* erwähnt, kritische Knoten genannt.

Ihr Zeitverlauf ist in *Abbildung 6.2* dargestellt. Der Knoten mit der maximalen Spannung "0216_TST" stellt den Knoten am Transformator dar. Das muss zwangsläufig so sein, da in diesem Szenario keine Erzeuger vorhanden sind und ohne zusätzliche Einspeiser die Spannung durch Spannungsabfall entlang der Abzweige vom Transformator nur gleich bleiben (vorausgesetzt der Abzweig ist stromlos) oder weniger werden kann. Aus demselben Grund kann in diesem Fall die niedrigste Spannung nur an einem Netzausläufer auftreten, also an einem Knotenpunkt von dem keine Leitung mehr in der vom Trafo wegfließenden Stromrichtung weggeführt. Solche Knoten sind die in *Abbildung 6.2* dargestellten kritischen Knoten für Unterspannung "0216_238" und "0216_37". Wie man deutlich erkennt, übertreten weder der Knoten mit der maximalen Spannung, noch die Knoten mit der minimalen Spannung die $\pm 10\%$ der Nennspannung entsprechenden Grenzen 1,1 p.u. und 0,9 p.u. .

Regelbedarf

Da kein Knoten zu irgendeinem Zeitpunkt eine Spannungsgrenze verletzt ist offensichtlich auch kein Regelbedarf vorhanden. Die resultierende Regelreserve für den in *Kapitel 2.3*

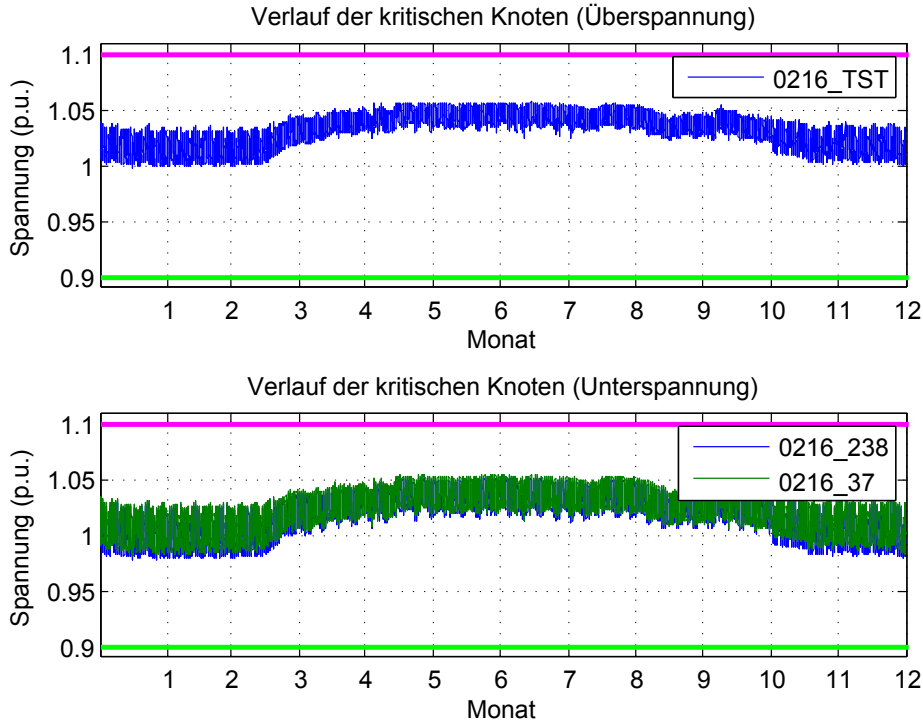


Abbildung 6.2: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Wölting Ort im Szenario 1

beschriebenen dynamischen Regelbedarf kann aus *Abbildung 6.3* ermittelt werden. Dort sind für jeden Zeitpunkt die Spannungswerte des Knotens mit der momentan maximalen und minimalen Spannung aufgetragen. Unter Verwendung der Gleichung (2.9) erhält man

$$\begin{aligned}\widetilde{RB}_{Dyn} &= (U_{MAX} - U_{MIN}) + \Delta U_{Stufe} - (U_{MAXlim} - U_{MINlim}) = \\ &= (1,058 - 0,979) + 0,045 - (1,1 - 0,9) = -0,076\end{aligned}$$

Es ist also eine Regelreserve von 7,6% der Nennspannung vorhanden.

Der Zeitverlauf des lokalen Regelbedarfs ohne Berücksichtigung der Trafostufen nach Gleichung (2.12) ist in *Abbildung 6.4* zu sehen. Da kein dynamischer Regelbedarf vorhanden ist, ist offensichtlich auch kein lokaler Regelbedarf, sondern ebenfalls Regelreserve vorhanden. Die geringste Regelreserve im Zeitverlauf beträgt 17,8%, unter Berücksichtigung der Tafostufe erhält man 13,3%. Die genauen Simulationsergebnisse sind in *Tabelle 6.2* zusammengefasst. Hier ist auch der sogenannte kritische Tag angeführt, an dem der maximale lokale Regelbedarf bzw. die minimale Regelreserve auftritt.

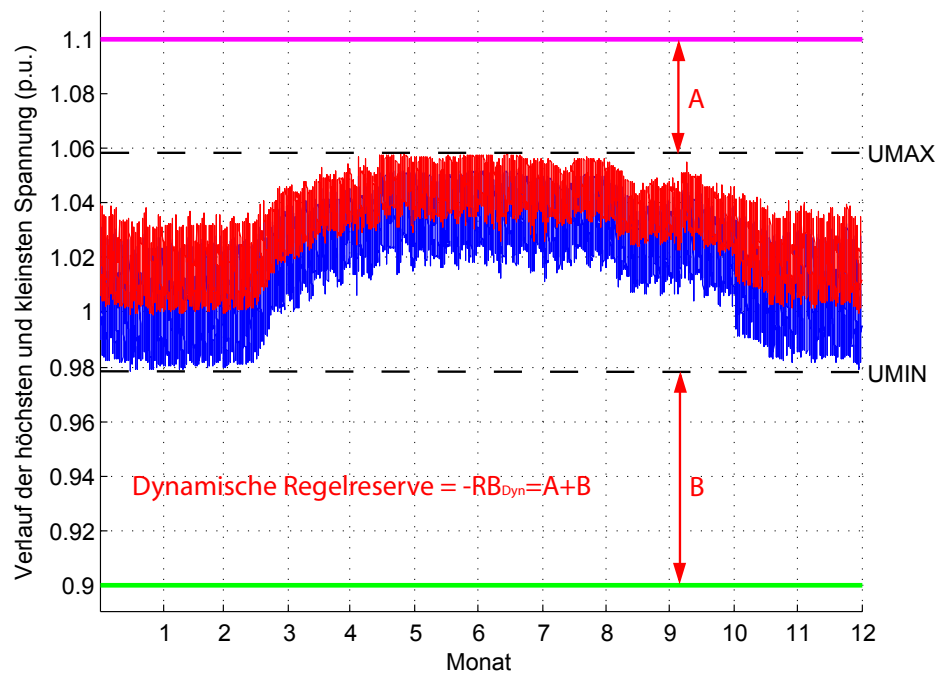


Abbildung 6.3: Dynamischer Regelbedarf im Netz Wölting Ort im Szenario 1

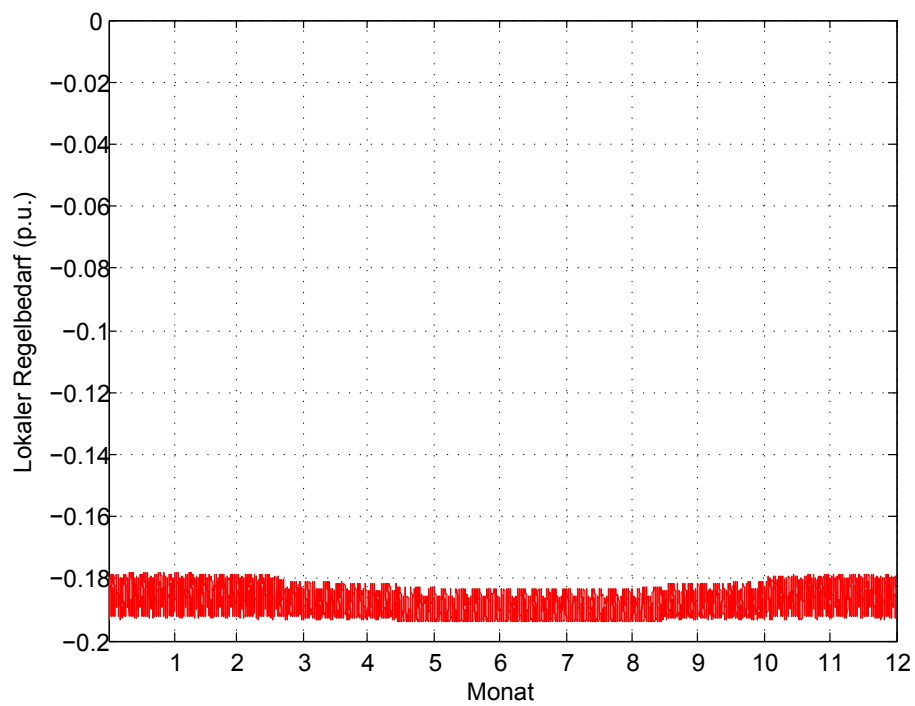


Abbildung 6.4: Lokaler Regelbedarf im Netz Wölting Ort im Szenario 1

Tabelle 6.2: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum IST-Szenario des Netzabschnitts Wölting Ort zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	0,999
	Max	1,058
$u_{min}(t)$	Min	0,979
	Max	1,052
RB_{Dyn}		-0,121
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,194
	Max	-0,178
Kritischer Tag		18.01.

Problemlos anschließbare Leistung

Zum Ermitteln der maximal anschließbaren Leistung im IST-Szenario des Netzabschnitts Wölting Ort wurde eine Spannungssensitivitätsanalyse durchgeführt. Dies ist von Interesse, um abschätzen zu können, wie groß Einzelanlagen im Niederspannungsnetz sein dürfen, ohne dass Spannungsprobleme auftreten. Hier sei noch einmal angemerkt, dass es sich bei dieser Analyse um eine grobe Näherung handelt, da das Netz und alle Lasten als vollkommen symmetrisch modelliert wurden, nur die Spannungshaltung betrachtet wurde und die Lastgänge über standardisierte Profile modelliert wurden. Bei der Auswertung ist es sinnvoll, besonders sensitive Knoten zu betrachten, da hier geringe Leistungsänderungen zu möglichst großen Spannungsänderungen führen. In diesem Fall wurde der Knoten "0216_37" gewählt, da er die maximale Spannungssensitivität von 3,88 p.u./MW aufweist. Es handelt sich zwar gleichzeitig um einen der beiden kritischen Knoten für Unterspannung, bei der Betrachtung von *Abbildung 6.2* fällt allerdings auf, dass die maximalen Spannungen an verschiedenen Knoten im Netz nahe beieinander liegen. Die hohe Sensitivität des Knotens resultiert daraus, dass es sich um einen Netzausläufer handelt, der über eine weite Strecke mit einer Ald35-Freileitung (Aldreyleitung mit 35 mm²) angebunden ist. Die maximale Spannung, die am betrachteten Knoten auftritt, beträgt 1,055 p.u.. Für die maximal anschließbare Leistung erhält man daher unter Verwendung von Gleichung (2.15)

$$\begin{aligned}\Delta P_{MAX_{37}} &= (U_{MAXlim} - U_{MAX_{37}}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_{37} = \\ &= (1,1 - 1,055) \cdot \frac{1}{3,88} = 0,0116 MW = 11,6 kW\end{aligned}$$

Dies ist ein relativ niedriger Wert und resultiert aus der sehr hohen Sensitivität im Vergleich zu anderen Knoten. Die mittlere Sensitivität eines Knotens aus dem Netz Wölting Ort entspricht etwa 0.7 p.u./MW. Für die mittlere maximal anschließbare Leistung aller

N Knoten nach Gleichung (2.16) erhält man

$$\Delta \bar{P}_{MAX} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (U_{MAXlim} - U_{MAX_i}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_i = 95,4 kW$$

Diese liegt mit 95,4 kW fast eine Größenordnung über dem Wert für den Knoten "0216_37".

6.1.2 Netzabschnitt St.Andrä 219

Bei der Analyse des Netzabschnittes St.Andrä ist zu berücksichtigen, dass bereits eine dezentrale Erzeugungsanlage im Netz vorhanden ist, welche in der *Abbildung 5.2* blau markiert unter "DEA_Schröcker_KW" zu finden ist. In *Abbildung 6.5* ist der Zeitverlauf der kritischen Knoten zu sehen. Im Vergleich zur Analyse des Netzabschnitts Wölting Ort bemerkt man, dass hier nicht der Trafoknoten den Knoten mit der maximalen Spannung darstellt, sondern der Knoten "0219_13". Eigentlich würde man sofort den Knoten der dezentralen Erzeugungsanlage "0219_KKW Schröcker" als Knoten mit maximaler Spannung vermuten und liegt damit auch nicht falsch. Der Knoten "0219_13" hat nämlich das gleiche Potential wie der Knoten, an den die Erzeugungsanlage angeschlossen ist, weil beide Knoten durch eine stromlose Leitung miteinander verbunden sind, da an "0219_13" keine Last angeschlossen ist, wie man aus *Abbildung 5.2* erkennt. Markant ist der hohe maximale Spannungswert des Knotens, der mit 1,098 p.u. nur 0,2% von der zulässigen oberen Spannungsgrenze entfernt ist. Die beiden kritischen Knoten für Unterspannung sind die Endknoten "0219_17" und "0219_9" der Netzausläufer zweier unterschiedlicher Stränge.

Regelbedarf

Die resultierende dynamische Regelreserve wird mit Hilfe von *Abbildung 6.6* ermittelt. Der höchste Wert der maximalen Spannungswerte beträgt 1,098, der niedrigste Wert der minimalen Spannungswerte beträgt 1,004. Die Zusatzspannung des im Netzabschnitt vorhandenen Verteiltrafos beträgt rund 4,5%. Damit erhält man mit aus Gleichung (2.9)

$$\begin{aligned} \widetilde{RB}_{Dyn} &= (U_{MAX} - U_{MIN}) + \Delta U_{Stufe} - (U_{MAXlim} - U_{MINlim}) = \\ &= (1,098 - 1,004) + 0,045 - (1,1 - 0,9) = -0,062 \end{aligned}$$

Die dynamische Regelreserve unter Berücksichtigung der Trafostufen beträgt 6,2%.

Der Zeitverlauf des lokalen Regelbedarfs nach Gleichung (2.12) ist in *Abbildung 6.4* ersichtlich. Die zugehörigen Extremwerte sind aus *Tabelle 6.3* abzulesen, in der die wichtigen

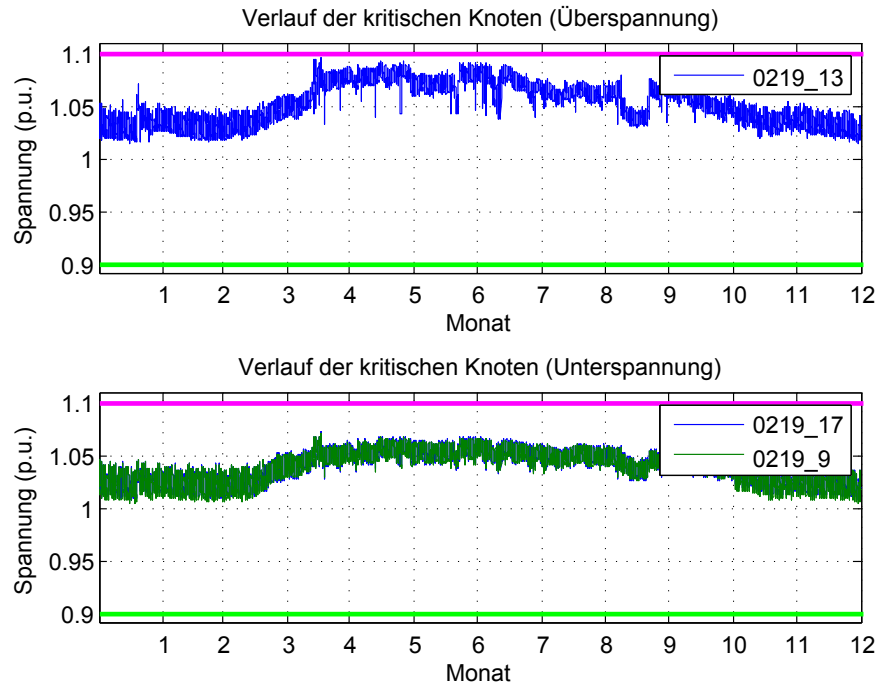


Abbildung 6.5: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz St.Andrä im Szenario 1

Ergebnisse zusammengefasst sind. Demnach tritt die geringste Regelreserve am 19.Jänner auf und beträgt 16,9% ohne und 12,4% mit Berücksichtigung der diskreten Spannungstufen des Trafos.

Tabelle 6.3: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum IST-Szenario des Netzabschnitts St.Andrä zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	1,015
	Max	1,098
$u_{min}(t)$	Min	1,004
	Max	1,073
RB_{Dyn}		-0,107
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,199
	Max	-0,169
Kritischer Tag		19.01.

Problemlos anschließbare Leistung

Für das Ermitteln der maximal anschließbaren Leistung werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse verwendet. Dafür wurde ein Knoten gewählt, dessen Spannung besonders empfindlich auf Leistungsänderungen reagiert. Die maximale Spannungssensitivität nach

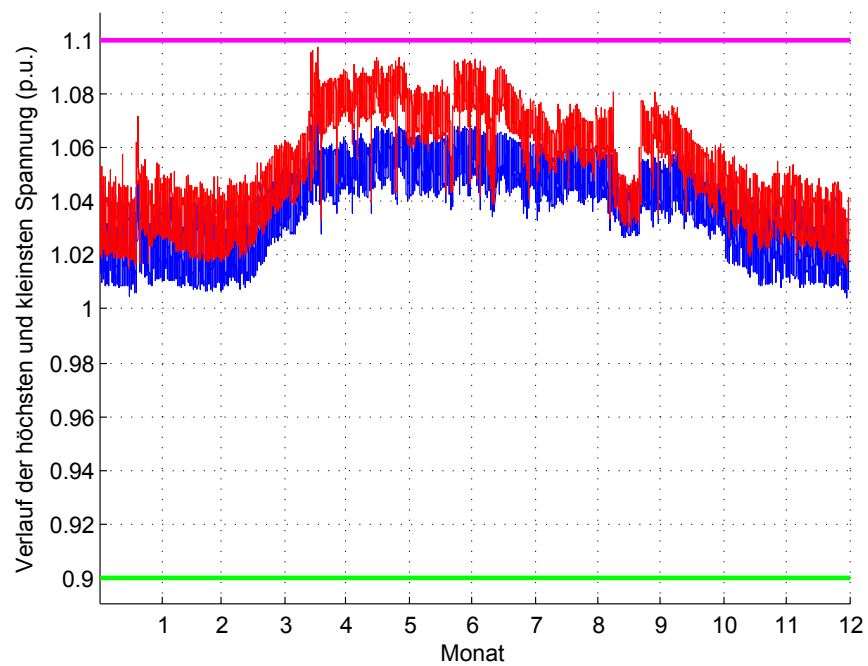


Abbildung 6.6: Dynamischer Regelbedarf im Netz St.Andrä im Szenario 1

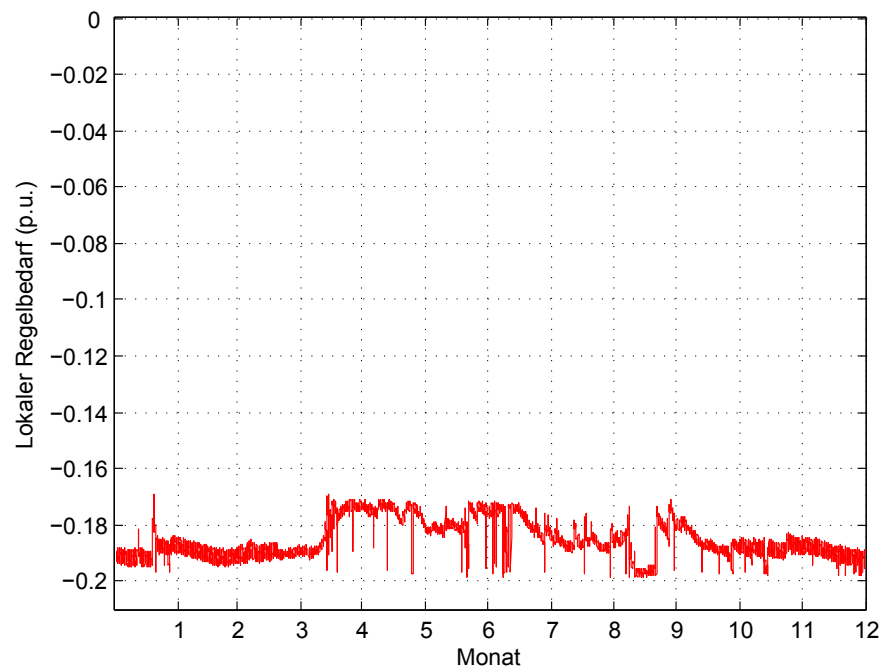


Abbildung 6.7: Lokaler Regelbedarf im Netz St.Andrä im Szenario 1

Gleichung (2.14) weist der Knoten "0219_13" mit einem Wert von 1,002 p.u./MW auf. Hierbei handelt es sich gleichzeitig um den kritischen Knoten für Überspannung aus *Abbildung 6.5* an den bereits eine große vom besiedelten Gebiet weit abgelegene Erzeugungsanlage angeschlossen ist, die über eigene Anschlussleitungen vom Trafo verfügt. Daher ist er für die Betrachtung bezüglich der maximal anschließbaren Leistung einer weiteren Anlage eher ungeeignet. Desweiteren liegt die auftretende maximale Spannung von 1,098 bereits nahe der oberen Grenze. Die daher sehr geringe, dort noch problemlos anschließbare Leistung muss unter dem folgenden Wert liegen:

$$\begin{aligned}\Delta P_{MAX_{13}} &= (U_{MAXlim} - U_{MAX_{13}}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_{13} = \\ &= (1,1 - 1,098) \cdot \frac{1}{1,002} = 0,002MW = 2kW\end{aligned}$$

Da dieser Knoten für den Anschluss einer weiteren Erzeugungsanlage ungeeignet ist, wurde der Knoten mit der zweitgrößten Spannungssensitivität ermittelt. Dies ist der Knoten "0219_9" mit einer maximal auftretenden Spannung von 1,073 und einer Sensitivität von 0,729 p.u./MW. Es handelt sich hierbei um einen Netzausläufer der über eine Ald50-Leitung an den Knoten "0219_8" angeschlossen ist, was aus *Abbildung 4.13* ersichtlich ist. Die maximal anschließbare Leistung in diesem Punkt ergibt sich zu

$$\begin{aligned}\Delta P_{MAX_{13}} &= (U_{MAXlim} - U_{MAX_{13}}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_{13} = \\ &= (1,1 - 1,073) \cdot \frac{1}{0,729} = 37kW\end{aligned}$$

Folglich kann eine Einzelanlage an einem beliebigen Knotenpunkt (ausgenommen "0219_13") im Netzabschnitt mit einer Leistung bis rund 37kW problemlos angeschlossen werden. Die mittlere Sensitivität für St.Andrä beträgt 0,305 p.u./MW. Für die mittlere maximal anschließbare Leistung aller N Knoten nach Gleichung (2.16) wird zuerst die maximal anschließbare Leistung für jeden Knoten ermittelt. Der Mittelwert dieser Leistungen ergibt

$$\Delta \bar{P}_{MAX} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (U_{MAXlim} - U_{MAX_i}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_i = 123,9kW$$

Dem höheren Wert von 123,9kW zur Folge ist dieser Netzabschnitt mit Ausnahme des Stranges mit dem bereits vorhandenen Erzeuger etwas aufnahmefähiger für dezentrale Einspeiser als der Netzabschnitt Wölting Ort.

6.1.3 Netzabschnitt Kendlbruck Ort 410

Bei der Analyse der Ergebnisdaten des Netzabschnitts 410 wurden ein kritischer Knoten mit maximaler Spannung und zwei Knoten gefunden, an denen zu verschiedenen Zeitpunkten die minimale Spannung auftrat. Die zugehörigen Zeitverläufe sind in *Abbildung 6.8* zu sehen. Die maximale Spannung tritt stets im Knoten "0410_KW_Mair", welcher ohne angeschlossene Last über eine stromlose Leitung mit dem Trafo verbunden ist und daher das selbe Potential wie der Trafoknoten "0410_TST" aufweist. Der zugehörige Netzplan ist in *Abbildung 5.3* ersichtlich. Die beiden Knoten mit minimalen Spannungen sind "0410_49" und "0410_80". Bei ersterem handelt es sich um den Endknoten des längsten Ausläufers im Abschnitt, der den Großteil der Strecke bis zum Trafoknoten über eine Al95-Freileitung angebunden ist. Die hiesige Spannung nimmt die meiste Zeit den geringsten Wert im Abschnitt an. Zu wenigen Zeitpunkten führt der Knoten "0410_80", der den Großteil der Zeit eine deutlich höhere Spannung aufweist als der Knoten "0410_49", die minimale Spannung. Hierbei handelt es sich um einen Anschluss, der Wohnhausanlagen versorgt und deshalb eine große Zahl an Lasten aufweist.

Bei der Analyse der Ergebnisdaten des Netzabschnitts 410 wurden ein kritischer Knoten mit maximaler Spannung und zwei Knoten gefunden, an denen zu verschiedenen Zeitpunkten die minimale Spannung auftrat. Die zugehörigen Zeitverläufe sind in *Abbildung 6.8* zu sehen. Die maximale Spannung tritt stets im Knoten "0410_KW_Mair", welcher ohne angeschlossene Last über eine stromlose Leitung mit dem Trafo verbunden ist und daher das selbe Potential wie der Trafoknoten "0410_TST" aufweist. Der zugehörige Netzplan ist in *Abbildung 5.3* ersichtlich. Die beiden Knoten mit minimalen Spannungen sind "0410_49" und "0410_80". Bei ersterem handelt es sich um den Endknoten des längsten Ausläufers im Abschnitt der den Großteil der Strecke bis zum Trafoknoten über eine Al95-Freileitung angebunden ist. Die hiesige Spannung nimmt die meiste Zeit den geringsten Wert im Abschnitt an. Zu wenigen Zeitpunkten führt der Knoten "0410_80", der den Großteil der Zeit eine deutlich höhere Spannung aufweist als der Knoten "0410_49", die minimale Spannung. Hierbei handelt es sich um einen Anschluss, der Wohnhausanlagen versorgt und deshalb eine große Zahl an Lasten aufweist.

Regelbedarf

Es tritt für das IST-Szenario erwartungsgemäß keine Spannungsbandverletzung auf und es ist daher Spannungsregelreserve vorhanden. Aus *Abbildung 6.9* sind die Spannungszeitverläufe zur Bestimmung der dynamischen Regelreserve ersichtlich. Unter Verwendung der Gleichung (2.9) und den genauen Ergebnisdaten aus *Tabelle 6.4* erhält man folgenden

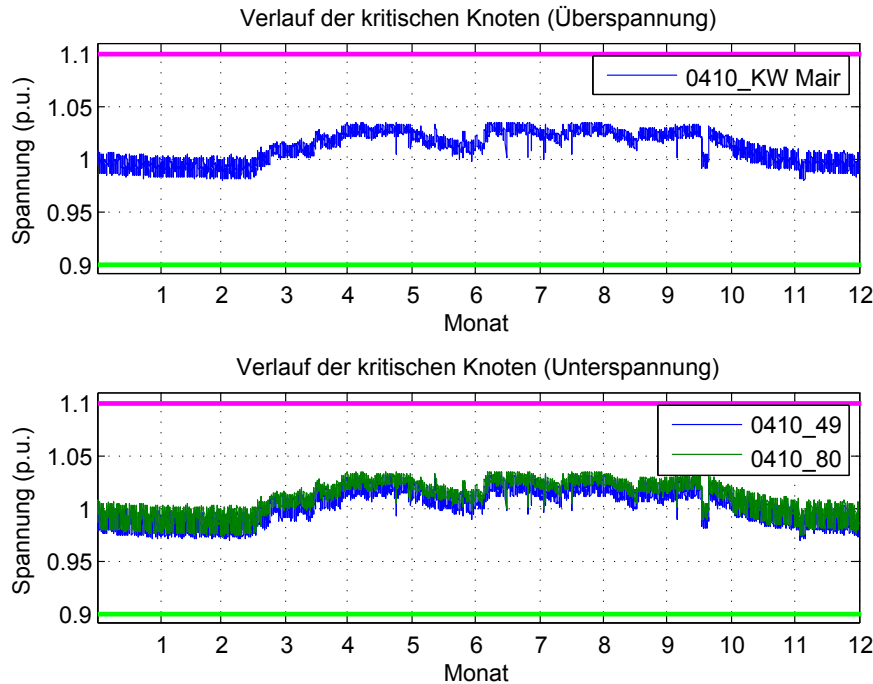


Abbildung 6.8: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Kendllbruck Ort im Szenario 1

dynamischen Regelbedarf:

$$\begin{aligned}\widetilde{RB}_{Dyn} &= (U_{MAX} - U_{MIN}) + \Delta U_{Stufe} - (U_{MAXlim} - U_{MINlim}) = \\ &= (1,035 - 0,97) + 0,043 - (1,1 - 0,9) = -0,091\end{aligned}$$

Im Unterschied zu den anderen Netzabschnitten beträgt die Zusatzspannung pro Stufe des hier installierten Verteiltrafos nicht 4,5% sondern 4,3%. Die dynamische Regelreserve beträgt damit 9,1%.

Der Zeitverlauf des lokalen Regelbedarfs ohne Berücksichtigung der Trafostufen ist in *Abbildung 6.10* dargestellt. Die minimale Regelreserve tritt am 27.1. auf und beträgt 18,2% bzw. 13,9% unter Berücksichtigung der Quantisierungsungenauigkeit der Traforegelung durch die diskreten Spannungsstufen.

Problemlos anschließbare Leistung

Für die Ermittlung der problemlos anschließbaren Leistung wurde wie auch in den Analysen der vorherigen Netzabschnitte der Knoten mit der höchsten Spannungssensitivität gewählt. Dies ist der schon als kritischer Knoten für Unterspannung behandelte Endknoten "0410_49" des längsten Ausläufers im Abschnitt mit einer Sensitivität von 1,906

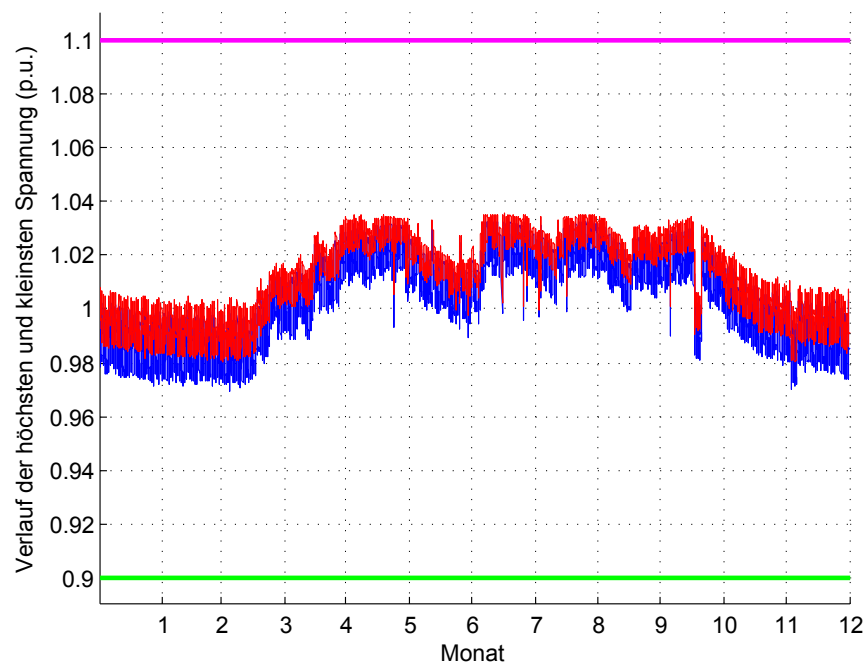


Abbildung 6.9: Dynamischer Regelbedarf im Netz Kendlbruck Ort im Szenario 1

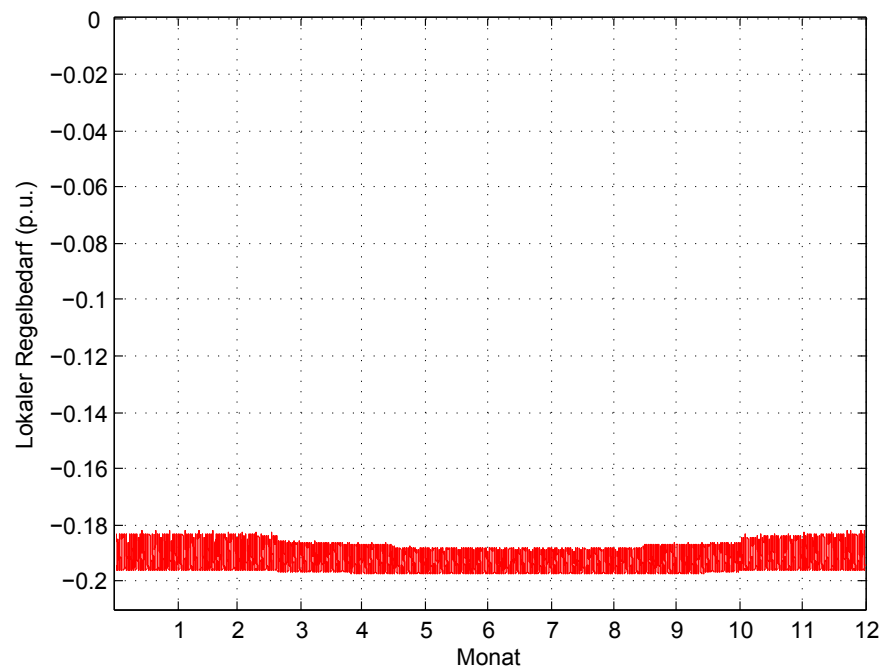


Abbildung 6.10: Lokaler Regelbedarf im Netz Kendlbruck Ort im Szenario 1

Tabelle 6.4: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum IST-Szenario des Netzabschnitts Kendlbruck Ort zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	0,980
	Max	1,035
$u_{min}(t)$	Min	0,970
	Max	1,033
RB_{Dyn}		-0,134
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,197
	Max	-0,182
Kritischer Tag		27.01.

p.u./MW. Die dort maximal auftretende Spannung in p.u. beträgt 1,033. Damit ergibt sich eine maximal anschließbare Leistung nach (2.15) von

$$\begin{aligned}\Delta P_{MAX_{49}} &= (U_{MAXlim} - U_{MAX_{49}}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_{49} = \\ &= (1,1 - 1,033) \cdot \frac{1}{1,906} = 0,0352 MW = 35,2 kW\end{aligned}$$

Das bedeutet, eine Einzelanlage mit bis zu 35kW kann problemlos an einen beliebigen Knoten im Netzabschnitt Kendlbruck Ort angeschlossen werden, ohne dass Spannungsübertretungen auftreten. Die mittlere Sensitivität aller Knoten liegt deutlich unter der maximalen Sensitivität und beträgt 0,489 p.u./MW. Für die mittlere maximal anschließbare Leistung aller N Knoten nach Gleichung (2.16) erhält man

$$\Delta \bar{P}_{MAX} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (U_{MAXlim} - U_{MAX_i}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_i = 316,9 kW$$

Dieser Wert ist sehr hoch, daher ist dieser Netzabschnitt gegenüber den anderen besonders aufnahmefähig für dezentrale Einspeiser.

6.1.4 Netzabschnitt Kendlbruck Costan 437

Die Simulation des Netzabschnittes Kendlbruck Costan liefert einen kritischen Knoten mit maximaler Spannung und zwei Knoten, die zu verschiedenen Zeiten die minimale Spannung annehmen. Die Spannungszeitverläufe an diesen Punkten sind in *Abbildung 6.11* dargestellt. Beim Knoten der die maximale Spannung führt, handelt es sich erwartungsgemäß um den Knotenpunkt des Trafos "0437_TST". Die beiden Knoten mit minimaler Spannung sind "0437_193" und "0437_201". Ersterer ist über eine AY50-Leitung an einen sehr langen Strang angeschlossen der etwa zur Hälfte aus einer AY150- und einer Al70-

Leitung besteht. Der zweite Knoten ist ein Netzausläufer, der über eine Al35-Leitung an einen langen Strang aus einer Al70-Leitung angeschlossen ist. Alle dort auftretenden Spannung bleiben innerhalb der zulässigen Grenzen. Die genauen Extremwerte sind aus *Tabelle 6.5* ersichtlich.

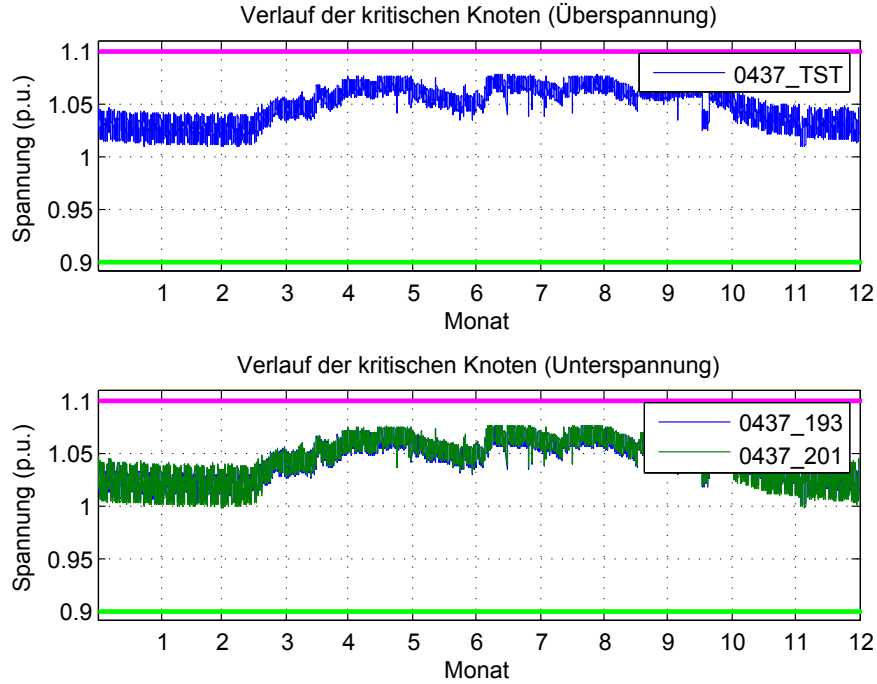


Abbildung 6.11: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Kendlbruck Costan im Szenario 1

Regelbedarf

Die resultierende Regelreserve lässt sich aus *Abbildung 6.12* ermitteln, in der die Zeitverläufe der jeweils maximalen und minimalen Spannungen aufgetragen sind. Unter Verwendung von Gleichung (2.9) errechnet sich $\widetilde{RB}_{Dyn}$ zu

$$\begin{aligned}\widetilde{RB}_{Dyn} &= (U_{MAX} - U_{MIN}) + \Delta U_{Stufe} - (U_{MAXlim} - U_{MINlim}) = \\ &= (1,079 - 0,999) + 0,045 - (1,1 - 0,9) = -0,075\end{aligned}$$

Die dynamische Regelreserve unter Berücksichtigung der zusätzlichen Spannung von 4,5% pro Trafostufe beträgt daher 7,5% der Nennspannung.

Abbildung 6.13 zeigt den Zeitverlauf des lokalen Regelbedarfs RB_{Lok} nach Gleichung (2.12). Die minimale Regelreserve tritt am 22.1. auf und beträgt 18,9% ohne bzw. 14,4%

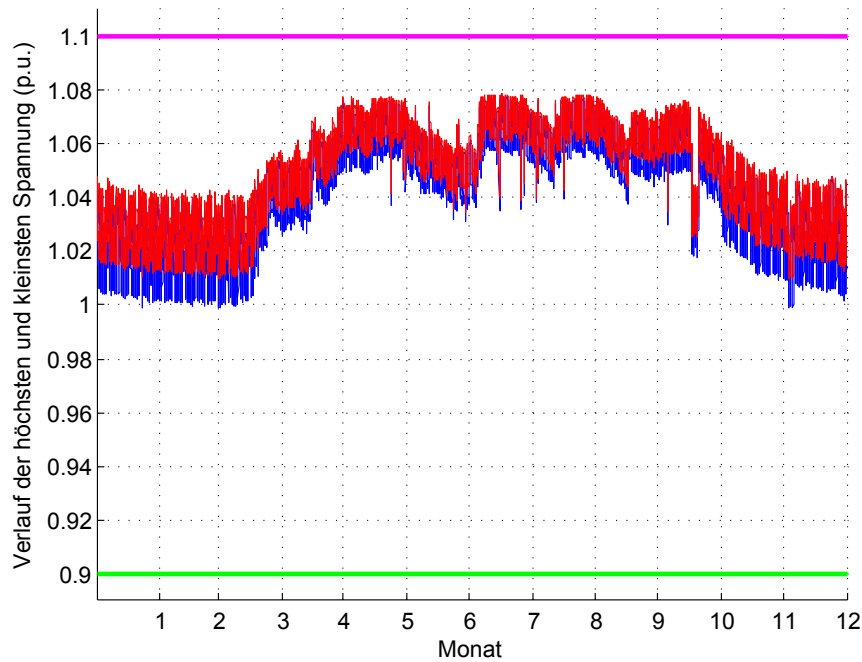


Abbildung 6.12: Dynamischer Regelbedarf im Netz Kendlbruck Costan im Szenario 1

mit Berücksichtigung der Trafostufen nach Gleichung (2.13). Die wichtigen Ergebnisse bezüglich des Regelbedarfs sind in *Tabelle 6.5* zusammengefasst.

Tabelle 6.5: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum IST-Szenario des Netzabschnitts Kendlbruck Costan zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	1,010
	Max	1,079
$u_{min}(t)$	Min	0,999
	Max	1,077
RB_{Dyn}		-0,120
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,199
	Max	-0,189
Kritischer Tag		22.01.

Problemlos anschließbare Leistung

Für die Ermittlung der problemlos anschließbaren Leistung an einen beliebigen Knoten im Netzabschnitt wurde zuerst der Knoten mit der größten Spannungssensitivität mittels Sensitivitätsanalyse ermittelt. Dies ist der Knoten "0437_90" mit einer maximal auftretenden Spannung von 1,077 p.u. und einer Sensitivität $\frac{dV}{dP}$ von 2,702 p.u./MW. Dies ist

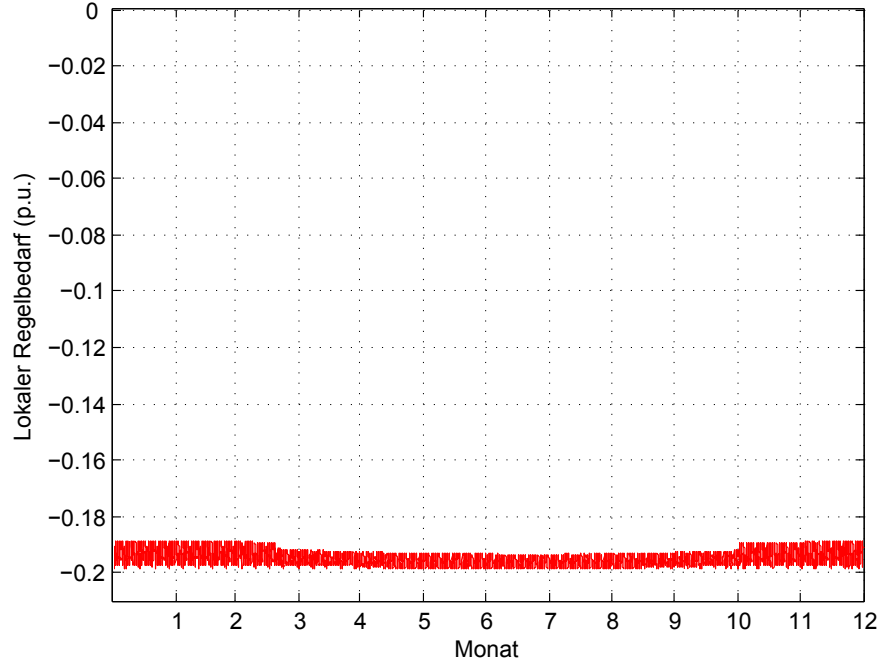


Abbildung 6.13: Lokaler Regelbedarf im Netz Kendbruck Costan im Szenario 1

der Endknoten des längsten Ausläufers im Abschnitt. Mit den Werten der maximalen Spannung und der Sensitivität erhält man mittels Gleichung (2.15)

$$\begin{aligned}\Delta P_{MAX_{90}} &= (U_{MAXlim} - U_{MAX_{90}}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_{90} = \\ &= (1,1 - 1,077) \cdot \frac{1}{2,702} = 0,0085 MW = 8,5 kW\end{aligned}$$

Das bedeutet, eine Einzelanlage mit bis zu 8kW kann problemlos an einen beliebigen Knoten im Netzabschnitt Kendbruck Ort angeschlossen werden, ohne dass Spannungsüberschreitungen auftreten. Der niedrige Wert der Leistung resultiert aus der hohen Sensitivität, die der betrachtete Knoten aufweist. Die mittlere Sensitivität aller Knoten liegt deutlich unter der maximalen Sensitivität und beträgt 1,167 p.u./MW. Für die mittlere maximal anschließbare Leistung aller N Knoten nach Gleichung (2.16) erhält man

$$\Delta \bar{P}_{MAX} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (U_{MAXlim} - U_{MAX_i}) \cdot \left(\frac{dP}{dV} \right)_i = 22,7 kW$$

Dieser Wert ist vergleichsweise niedrig, daher ist dieser Netzabschnitt gegenüber den anderen weniger aufnahmefähig für dezentrale Einspeiser.

6.2 Szenario 2 - Heterogener Zubau

Im folgenden Teil werden die Simulationsergebnisse zu dem in *Kapitel 4.2.2* erläuterten heterogenen Szenario für die verschiedenen Netzabschnitte diskutiert. Zur einfacheren Behandlung wird hier auf die Beschreibung der Zeitverläufe zur Bestimmung des Regelbedarfs verzichtet, die zugehörigen Abbildungen befinden sich im Anhang. Wie auch für das IST-Szenario wurden für das heterogene Szenario die kritischen Knoten ermittelt. Durch die zusätzlichen verteilten Erzeuger in den Abschnitten wird die maximale Spannung im allgemeinen nicht mehr notwendigerweise an den Trafoknoten auftreten, da sich der Energiefluss im Vergleich zum IST-Szenario in Strängen, die zu den Erzeugern führen, umkehren kann.

6.2.1 Netzabschnitt Wölting Ort 216

Im Netzabschnitt Wölting Ort wurden 23 zusätzliche Erzeuger mit Leistungen von 1 bis $4kW_{el}$ integriert, wobei die Zuweisung in *Abbildung 4.12* dargestellt ist. Wie auch für das IST-Szenario wurden für das heterogene Szenario die kritischen Knoten ermittelt. Die zugehörigen Zeitverläufe sind in *Abbildung 6.14* dargestellt. Die Knoten mit der minimalen Spannung sind die gleichen wie im IST-Szenario. Zu den Knoten, die zu irgendeinem Zeitpunkt im Jahr die maximale Spannung aufweisen, zählen jetzt neben dem Trafoknoten auch die Knoten 11, 13, 18, 25, 37, 67, 73A und 76. Dies sind Knoten, an denen Erzeuger angeschlossen sind. Die größte Spannung im gesamten Verlauf tritt an "0216_37" auf und beträgt 1,062p.u.. Dieser Knoten wurde schon im IST-Szenario aufgrund seiner großen Sensitivität von 3,88 p.u./MW erwähnt. Bei der Betrachtung der Zeitverläufe ist bezüglich der Spannungsgrenzen kein problematischer Unterschied im Vergleich zum IST-Szenario zu erkennen. Es treten auch hier keine Überschreitungen der Grenzwerte auf.

Regelbedarf

Da keine Spannungsbandverletzungen vorkommen, ist offensichtlich Regelreserve vorhanden. Die Extremwerte der im Netzabschnitt auftretenden Spannungen, der dynamische und der lokale Regelbedarf sind in *Tabelle 6.6* zusammengefasst. Die dynamische Regelreserve $-\widetilde{RB}_{Dyn}$ nach Gleichung (2.9) mit Berücksichtigung der Zusatzspannung pro Trafostufe von 4,5% beträgt somit 7,2%, für die am 27.1. auftretende minimale lokale Regelreserve $MIN(-\widetilde{RB}_{Lok}(t))$ erhält man 13,4%.

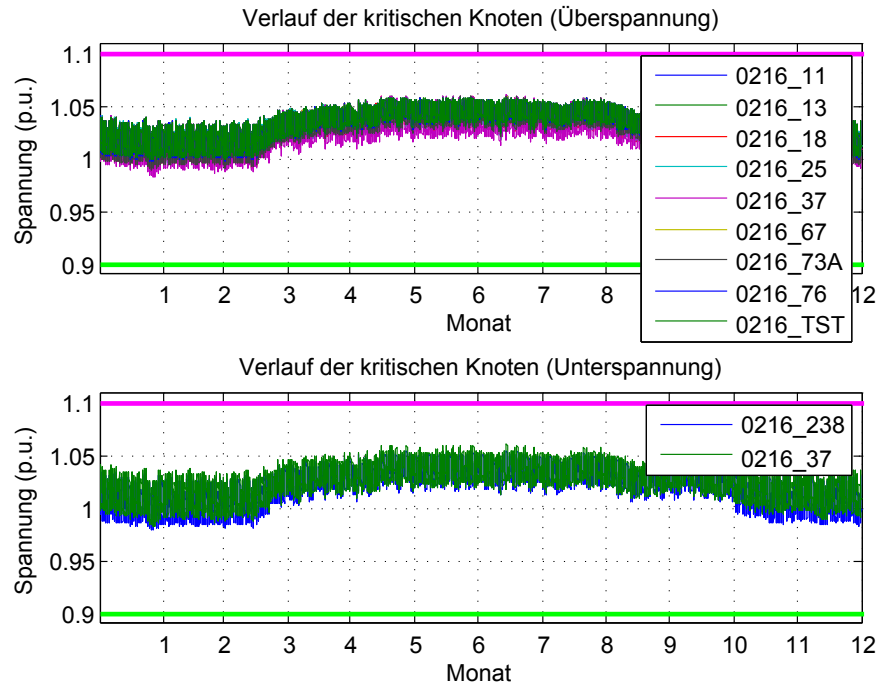


Abbildung 6.14: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Wölting Ort im Szenario 2

Tabelle 6.6: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum Szenario "Heterogener Zubau" des Netzabschnitts Wölting Ort zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	0,999
	Max	1,062
$u_{min}(t)$	Min	0,979
	Max	1,056
RB_{Dyn}		-0,117
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,195
	Max	-0,179
Kritischer Tag		27.01.

6.2.2 Netzabschnitt St.Andrä 219

Im Netzabschnitt St.Andrä wurden 6 zusätzliche Erzeuger mit Leistungen von 1 bis $1,5kW_{el}$ integriert, wobei die Zuweisung in *Abbildung 4.13* dargestellt ist. Die Zeitverläufe der kritischen Knoten sind in *Abbildung 6.15* dargestellt. Gegenüber dem IST-Szenario ist hier zusätzlich sowohl ein Knoten maximaler Spannung ("0219_14") als auch ein zusätzlicher Knoten minimaler Spannung ("0219_16") vorhanden. Am Knoten 14 ist ein Erzeuger mit einer Leistung von $1kW_{el}$ angeschlossen. Der Knoten 16 ist ein Knoten mit minimaler Spannung, da verhältnismäßig viele Lasten an einem langen Strang angeschlossen sind. Im IST-Szenario war die Spannung am Knoten 17 durch den Spannungsabfall an der

Leitung zwischen den Knoten 16 und 17 offensichtlich zu jedem Zeitpunkt niedriger als am Knoten 16, wie man aus *Abbildung 5.2* erkennt. Da im Szenario 2 die Spannung am Knoten 17 durch eine Erzeugungsanlage angehoben wird, ist hier zu den Zeitpunkten, an denen die Anlage in Betrieb ist, die Spannung am Knoten 16 die minimale Spannung. Die größte Spannung im gesamten Verlauf tritt wie auch im IST-Szenario am Knoten der schon vorhandenen Erzeugungsanlage "0219_KKW Schröcker" bzw. "0219_13" auf, die am selben Potential liegen, und beträgt 1,098p.u.. Es treten in diesem Netzabschnitt keine Überschreitungen der Spannungsgrenzwerte auf.

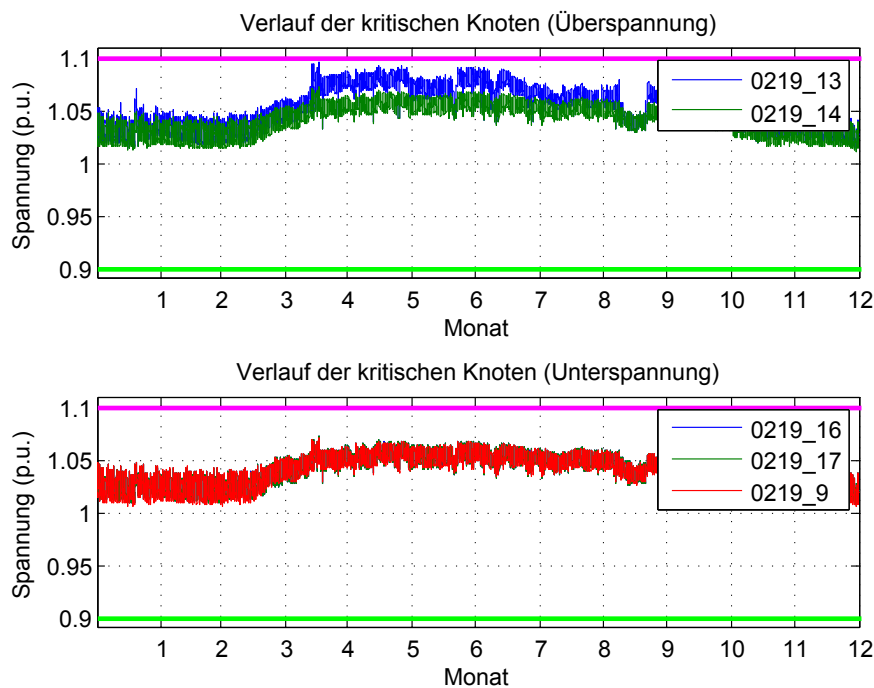


Abbildung 6.15: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz St.Andrä im Szenario 2

Regelbedarf

Die wichtigen Ergebnisse zum Regelbedarf sind in *Tabelle 6.7* zusammengefasst. Durch Einsetzen der Extremwerte der Spannungen in Gleichung (2.9) bzw. (2.13) erhält man weiters die Regelreserven unter Berücksichtigung der Quantisierungsunschärfe bei der Einstellung der Trafostufe. Die dynamische Regelreserve beträgt demnach 6,3%, die am 14.4. auftretende minimale lokale Regelreserve 12,5%.

Tabelle 6.7: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum Szenario "Heterogener Zubau" des Netzabschnitts St.Andrä zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	1,015
	Max	1,098
$u_{min}(t)$	Min	1,006
	Max	1,073
RB_{Dyn}		-0,108
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,199
	Max	-0,170
Kritischer Tag		14.04.

6.2.3 Netzabschnitt Kendlbruck Ort 410

Im Netzabschnitt Kendlbruck Ort wurden 10 zusätzliche Erzeuger mit Leistungen von 1 bis $2kW_{el}$ integriert. Die Zuweisung der Anlagen ist in *Abbildung 4.14* zu sehen. Die Zeitverläufe der kritischen Knoten sind in *Abbildung 6.16* dargestellt. Im Vergleich zum IST-Szenario sind hier zusätzlich sowohl die Knoten maximaler Spannung 121, 175, 222 und 74B als auch die Knoten minimaler Spannung 102, 106A und 121 vorhanden. Die zusätzlichen Knoten, die zu verschiedenen Zeitpunkten die maximale Spannung annehmen, sind erwartungsgemäß Knoten, an denen Erzeuger platziert wurden. Die größte Spannung im gesamten Verlauf tritt am Knoten "0410_74B" auf und beträgt 1,036 p.u.. Es treten auch in diesem Netzabschnitt keine Überschreitungen der Spannungsgrenzwerte auf.

Regelbedarf

Die für den Regelbedarf ausschlaggebenden Simulationsergebnisse sind in *Tabelle 6.8* zusammengefasst. Durch Einsetzen der Extremwerte der Spannungen in Gleichung (2.9) bzw. (2.13) erhält man weiters die Regelreserven unter Berücksichtigung der Quantisierungsunschärfe bei der Einstellung der Trafostufe. Im Unterschied zu den anderen Netzabschnitten beträgt die Zusatzspannung pro Trafostufe hier 4,3%. Die dynamische Regelreserve beträgt demnach 9,3%, die am 27.1. auftretende minimale lokale Regelreserve 14,1%.

6.2.4 Netzabschnitt Kendlbruck Costan 437

Im Netzabschnitt Kendlbruck Ort wurden 12 zusätzliche Erzeuger mit Leistungen von 1 bis $1,5kW_{el}$ integriert. Wo die Anlagen platziert wurden, ist in *Abbildung 4.15* dargestellt. Die Zeitverläufe der kritischen Knoten sind in *Abbildung 6.17* ersichtlich. Im Vergleich zum

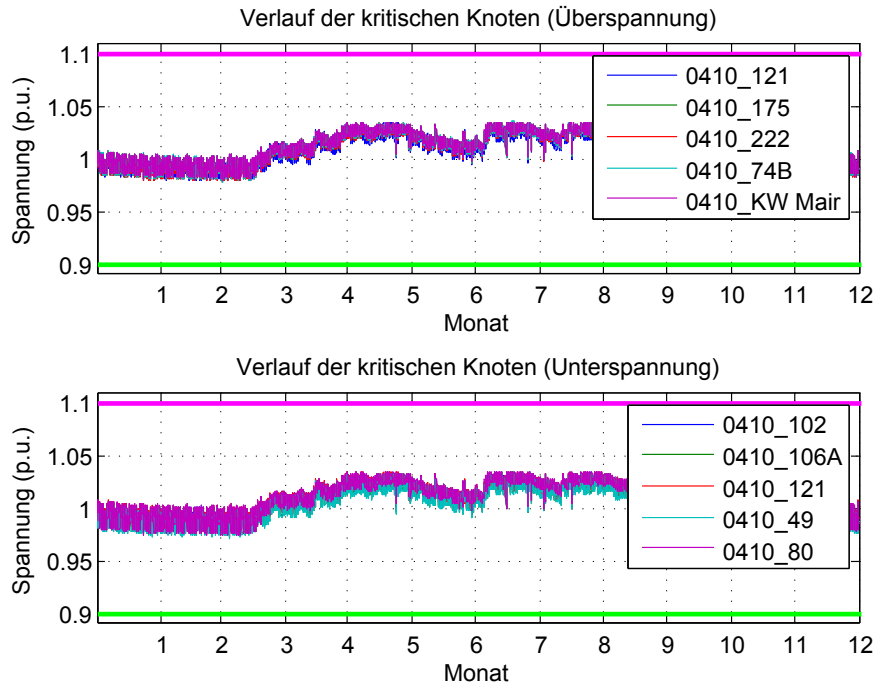


Abbildung 6.16: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Kendlbruck Ort im Szenario 2

Tabelle 6.8: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum Szenario "Heterogener Zubau" des Netzabschnitts Kendlbruck Ort zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	0,980
	Max	1,036
$u_{min}(t)$	Min	0,972
	Max	1,035
RB_{Dyn}		-0,136
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,199
	Max	-0,184
Kritischer Tag		27.01.

IST-Szenario sind hier zusätzlich sowohl die Knoten maximaler Spannung 265, 81, 86 und 90 als auch die Knoten minimaler Spannung 283 und 83 vorhanden. Die zusätzlichen Knoten, die zu verschiedenen Zeitpunkten die maximale Spannung annehmen, sind erwartungsgemäß Knoten, an denen Erzeuger platziert wurden. Die größte Spannung im gesamten Verlauf tritt am Knoten "0437_90" auf und beträgt 1,084 p.u.. Es treten auch in diesem Netzabschnitt keine Überschreitungen der Spannungsgrenzwerte auf.

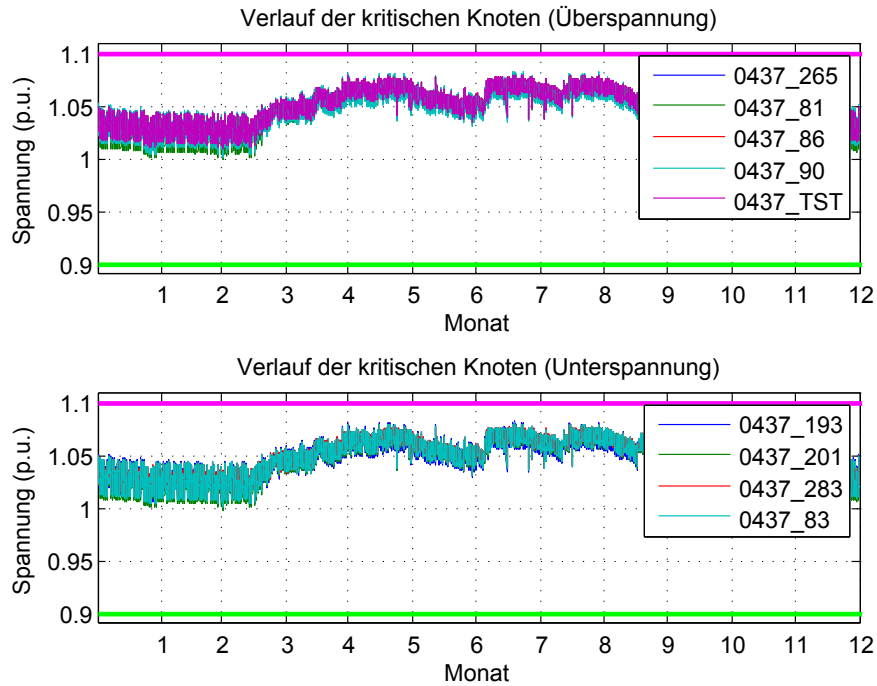


Abbildung 6.17: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Kendlbruck Costan im Szenario 2

Regelbedarf

Die für den Regelbedarf ausschlaggebenden Simulationsergebnisse sind in *Tabelle 6.9* zusammengefasst. Durch Einsetzen der Extremwerte der Spannungen in Gleichung (2.9) bzw. (2.13) erhält man weiters die Regelreserven unter Berücksichtigung der diskreten Spannungsschritte bei Anpassung der Trafostufe. Die dynamische Regelreserve $-\widetilde{RB}_{Dyn}$ beträgt demnach 7%, für die am 26.1. auftretende minimale lokale Regelreserve $MIN(-\widetilde{RB}_{Lok}(t))$ erhält man 14,4%.

Tabelle 6.9: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum Szenario "Heterogener Zubau" des Netzabschnitts Kendlbruck Costan zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	1,010
	Max	1,084
$u_{min}(t)$	Min	0,999
	Max	1,081
RB_{Dyn}		-0,115
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,200
	Max	-0,189
Kritischer Tag		26.01.

6.3 Szenario 3 - Realistischer Zubau

Im folgenden Teil werden die Simulationsergebnisse zu dem in *Kapitel 4.2.3* erläuterten realistischen Szenario für die verschiedenen Netzabschnitte diskutiert. Zur einfacheren Behandlung wird auch hier auf die Beschreibung der Zeitverläufe zur Bestimmung des Regelbedarfs verzichtet, die zugehörigen Abbildungen befinden sich im Anhang.

6.3.1 Netzabschnitt Wölting Ort 216

Im Netzabschnitt Wölting Ort wurden im realistischen Szenario 8 zusätzliche Erzeuger mit Leistungen von 1 bis $4kW_{el}$ integriert, wobei die Zuweisung in *Abbildung 4.12* dargestellt ist. Die Zeitverläufe der Spannungen an den für das realistische Szenario ermittelten kritischen Knoten sind in *Abbildung 6.18* dargestellt. Die Knoten mit der minimalen Spannung sind die gleichen wie im IST-Szenario. Zu den Knoten, die zu irgendeinem Zeitpunkt im Jahr die maximale Spannung führen, zählen jetzt neben dem Trafoknoten auch die Knoten 12 und 13. Dies sind Knoten, an denen Erzeuger mit jeweils $4kW_{el}$ angeschlossen und über jeweils einen Strang mit einer AY150-Leitung an den Trafo angebunden sind. Die größte Spannung im gesamten Verlauf tritt an "0216_13" auf und beträgt 1,059 p.u.. Bei der Betrachtung der Zeitverläufe ist bezüglich der Spannungsgrenzen kein problematischer Unterschied im Vergleich zum IST-Szenario zu erkennen. Es treten auch hier keine Überschreitungen der Grenzwerte auf.

Regelbedarf

Die Extremwerte der im Netzabschnitt auftretenden Spannungen, der dynamische und der lokale Regelbedarf sind in *Tabelle 6.10* zusammengefasst. Da keine Spannungsbandverletzung auftritt, ist der Regelbedarf negativ, das bedeutet, es ist Regelreserve vorhanden. Die dynamische Regelreserve $-\widetilde{RB}_{Dyn}$ nach Gleichung (2.9) mit Berücksichtigung, dass die Trafospannung nur in diskreten Schritten von 4,5% angepasst werden kann, beträgt somit 7,5%. Für die am 27.1. auftretende minimale lokale Regelreserve $MIN(-\widetilde{RB}_{Lok}(t))$ erhält man 13,4%.

6.3.2 Netzabschnitt St.Andrä 219

Im Netzabschnitt St.Andrä wurden drei zusätzliche Erzeuger mit Leistungen von 1 bis $1,5kW_{el}$ integriert, wobei die Zuweisung in *Abbildung 4.13* dargestellt ist. Die Zeitverläufe der kritischen Knoten sind in *Abbildung 6.19* dargestellt. Gegenüber dem IST-Szenario ist hier zusätzlich ein Knoten maximaler Spannung ("0219_14") vorhanden. Am Knoten

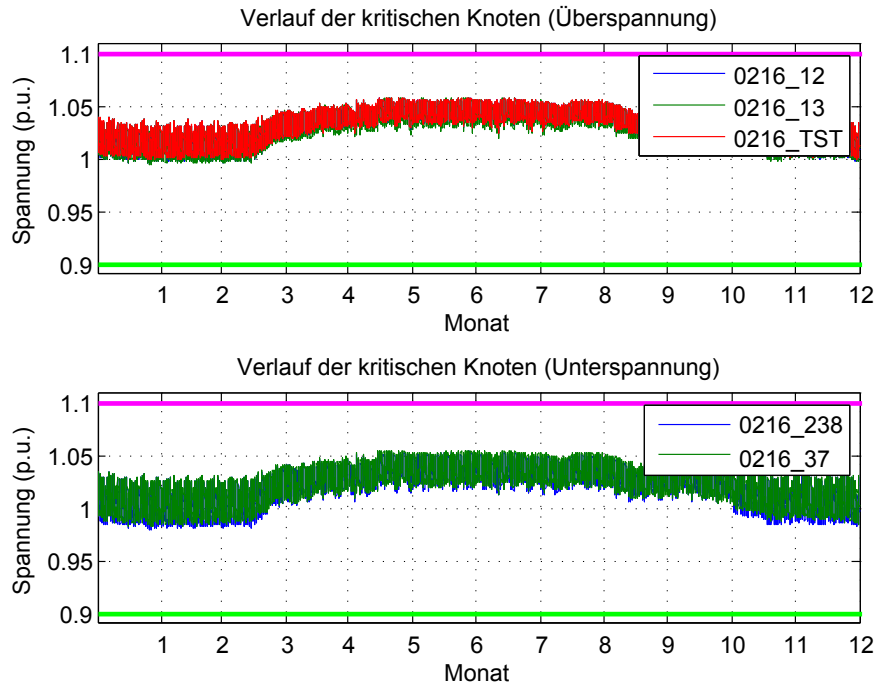


Abbildung 6.18: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Wölting Ort im Szenario 3

Tabelle 6.10: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum Szenario "Realistischer Zubau" des Netzabschnitts Wölting Ort zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	0,999
	Max	1,059
$u_{min}(t)$	Min	0,979
	Max	1,055
RB_{Dyn}		-0,120
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,196
	Max	-0,179
Kritischer Tag		27.01.

14 ist ein Erzeuger mit einer Leistung von $1kW_{el}$ angeschlossen. Die größte Spannung im gesamten Verlauf tritt wie auch im IST-Szenario am Knoten der schon vorhandenen Erzeugungsanlage "0219_KKW Schröcker" bzw. "0219_13" auf, die am selben Potential liegen, und beträgt 1,098p.u.. Es treten in diesem Netzabschnitt keine Überschreitungen der Spannungsgrenzwerte auf.

Regelbedarf

Die wichtigen Ergebnisse zum Regelbedarf sind in *Tabelle 6.11* zusammengefasst. Durch Einsetzen der Extremwerte der Spannungen in Gleichung (2.9) bzw. (2.13) erhält man

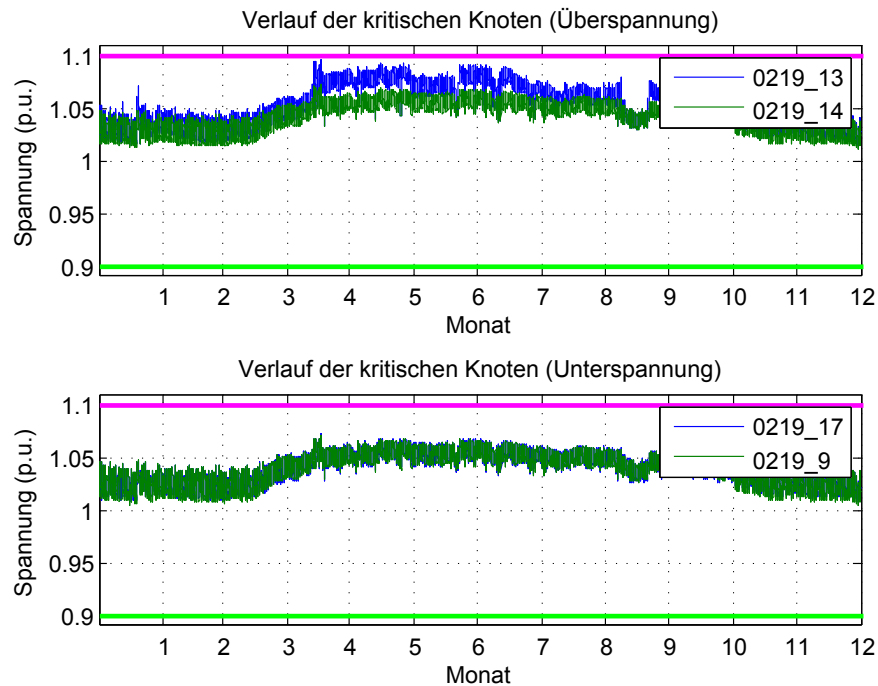


Abbildung 6.19: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz St.Andrä im Szenario 3

weitere die Regelreserven unter Berücksichtigung der Quantisierungsunschärfe bei der Einstellung der Trafostufe. Die dynamische Regelreserve beträgt demnach 6,2%, die am 14.4. auftretende minimale lokale Regelreserve 12,5%.

Tabelle 6.11: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum Szenario "Realistischer Zubau" des Netzabschnitts St.Andrä zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	1,015
	Max	1,098
$u_{min}(t)$	Min	1,005
	Max	1,073
RB_{Dyn}		-0,107
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,199
	Max	-0,170
Kritischer Tag		14.04.

6.3.3 Netzabschnitt Kendlbruck Ort 410

Im Netzabschnitt Kendlbruck Ort wurden im realistischen Szenario drei zusätzliche Erzeuger mit Leistungen von 1 bis $2kW_{el}$ integriert. Die Zuweisung der Anlagen ist in *Abbildung 4.14* zu sehen. Die Zeitverläufe der kritischen Knoten sind in *Abbildung 6.20* dargestellt.

Es treten hier genau dieselben Knoten auf wie im IST-Szenario. Die Knoten an denen Erzeugungsanlagen platziert wurden, weisen deshalb keine höheren Spannungen als der Trafoknoten auf, weil die in den Strängen eingespeisten Leistungen der Erzeuger offensichtlich kleiner als der Leistungsbedarf der dort angeschlossenen Lasten sind. Die größte Spannung im gesamten Verlauf tritt am Knoten "0410_KW Mair" bzw. am auf dem selben Potential liegenden Knoten "0410_TST" auf, und beträgt 1,035 p.u.. Es treten auch in diesem Netzabschnitt keine Überschreitungen der Spannungsgrenzwerte auf.

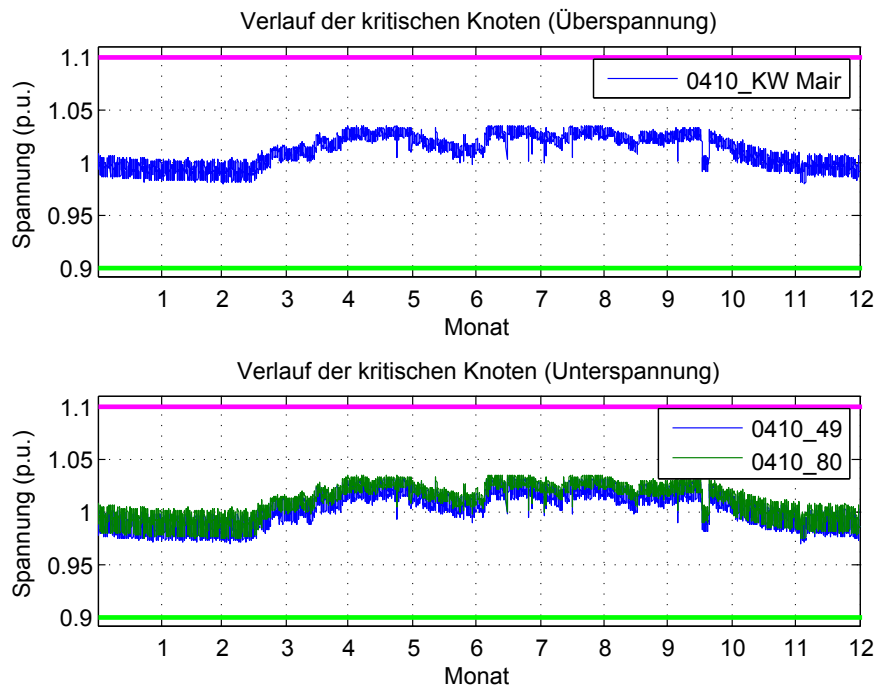


Abbildung 6.20: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Kendlbruck Ort im Szenario 3

Regelbedarf

Die für den Regelbedarf ausschlaggebenden Simulationsergebnisse sind in *Tabelle 6.12* zusammengefasst. Durch Einsetzen der Extremwerte der Spannungen in Gleichung (2.9) bzw. (2.13) erhält man die Regelreserven unter Berücksichtigung der diskreten Spannungsstufen des Verteiltrafos. Im Unterschied zu den anderen Netzabschnitten beträgt die Zusatzspannung pro Trafostufe hier nur 4,3%. Die dynamische Regelreserve beträgt demnach 9,1%, die am 27.1. auftretende minimale lokale Regelreserve 13,9%.

Tabelle 6.12: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum Szenario "Realistischer Zubau" des Netzabschnitts Kendlbruck Ort zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	0,980
	Max	1,035
$u_{min}(t)$	Min	0,970
	Max	1,033
RB_{Dyn}		-0,134
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,197
	Max	-0,182
Kritischer Tag		27.01.

6.3.4 Netzabschnitt Kendlbruck Costan 437

Im Netzabschnitt Kendlbruck Ort wurden vier zusätzliche Erzeuger mit Leistungen von 1 bis $1,5kW_{el}$ integriert. Wo die Anlagen platziert wurden, ist in *Abbildung 4.15* dargestellt. Die Zeitverläufe der kritischen Knoten sind in *Abbildung 6.21* ersichtlich. Im Vergleich zum IST-Szenario sind hier zusätzlich die Knoten maximaler Spannung 265 und 270 vorhanden. Diese Knoten sind erwartungsgemäß Knoten, an denen Erzeuger platziert wurden. Die größte Spannung im gesamten Verlauf tritt am Knoten "0437_270" auf und beträgt 1,080 p.u.. Es treten auch in diesem Netzabschnitt keine Überschreitungen der Spannungsgrenzwerte auf.

Regelbedarf

Die für den Regelbedarf ausschlaggebenden Simulationsergebnisse sind in *Tabelle 6.13* zusammengefasst. Durch Einsetzen der Extremwerte der Spannungen in Gleichung (2.9) bzw. (2.13) erhält man weiters die Regelreserven unter Berücksichtigung der diskreten Spannungsschritte bei Anpassung der Trafostufe. Die dynamische Regelreserve $-\widetilde{RB}_{Dyn}$ beträgt demnach 7,4%, für die am 22.1. auftretende minimale lokale Regelreserve $MIN(-\widetilde{RB}_{Lok}(t))$ erhält man 14,4%.

6.4 Szenario 4 - Fiktiver Zubau

In diesem Szenario wurde zusätzlich zur heterogenen Verteilung ein BHKW mit einer Leistung von $60kW_{el}$ an den Knoten "0216_238" im Netzabschnitt Wölting Ort angeschlossen. Es wird daher nur dieser Abschnitt untersucht. Der genaue Ort, an dem die Anlage platziert wurde, ist in *Abbildung 4.12* ersichtlich. Die Zeitverläufe der kritischen Knoten sind in *Abbildung 6.22* abgebildet. Im Vergleich zum heterogenen Szenario ist hier zusätzlich der Knoten maximaler Spannung "0216_238" vorhanden, der Knoten "0216_13" fehlt hier.

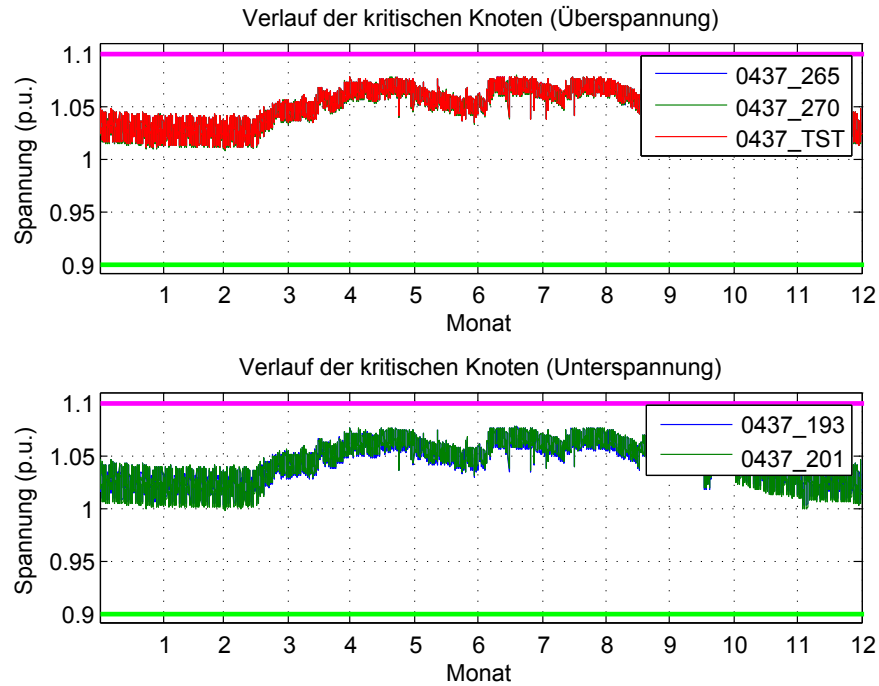


Abbildung 6.21: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Kendlbruck Costan im Szenario 3

Tabelle 6.13: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum Szenario "Realistischer Zubau" des Netzabschnitts Kendlbruck Costan zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	1,010
	Max	1,080
$u_{min}(t)$	Min	0,999
	Max	1,079
RB_{Dyn}		-0,119
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,199
	Max	-0,189
Kritischer Tag		22.01.

Grund dafür ist, dass beiden Anlagen das Erzeugerprofil Grünauerhof zugewiesen wurde, deshalb immer beide gleichzeitig in Betrieb sind und am Knoten mit der Anlage viel größerer Leistung die Spannung viel stärker angehoben wird. Zu den Knoten minimaler Leistung sind hier gegenüber dem heterogenen Szenario viele neue Knoten hinzugekommen. Dort wurde die minimale Spannung einen Großteil der Zeit vom Knoten 238 geführt. Die Spannung wird im fiktiven Szenario durch die große Erzeugungsanlage, sofern diese in Betrieb ist, stark angehoben, daher tritt hier das Minimum auch an Ausläufern anderer Stränge auf. Die größte Spannung im gesamten Verlauf tritt offensichtlich am Knoten "0437_238" auf, und beträgt 1,101 p.u.. Es liegt daher eine zwar geringe aber dennoch

unzulässige Übertretung des oberen Spannungsbandes um 0,001 p.u. vor. Die summierte Zeitspanne, über die eine Grenzverletzung auftritt, ist aufs Jahr bezogen sehr gering und beträgt 3,25 Stunden.

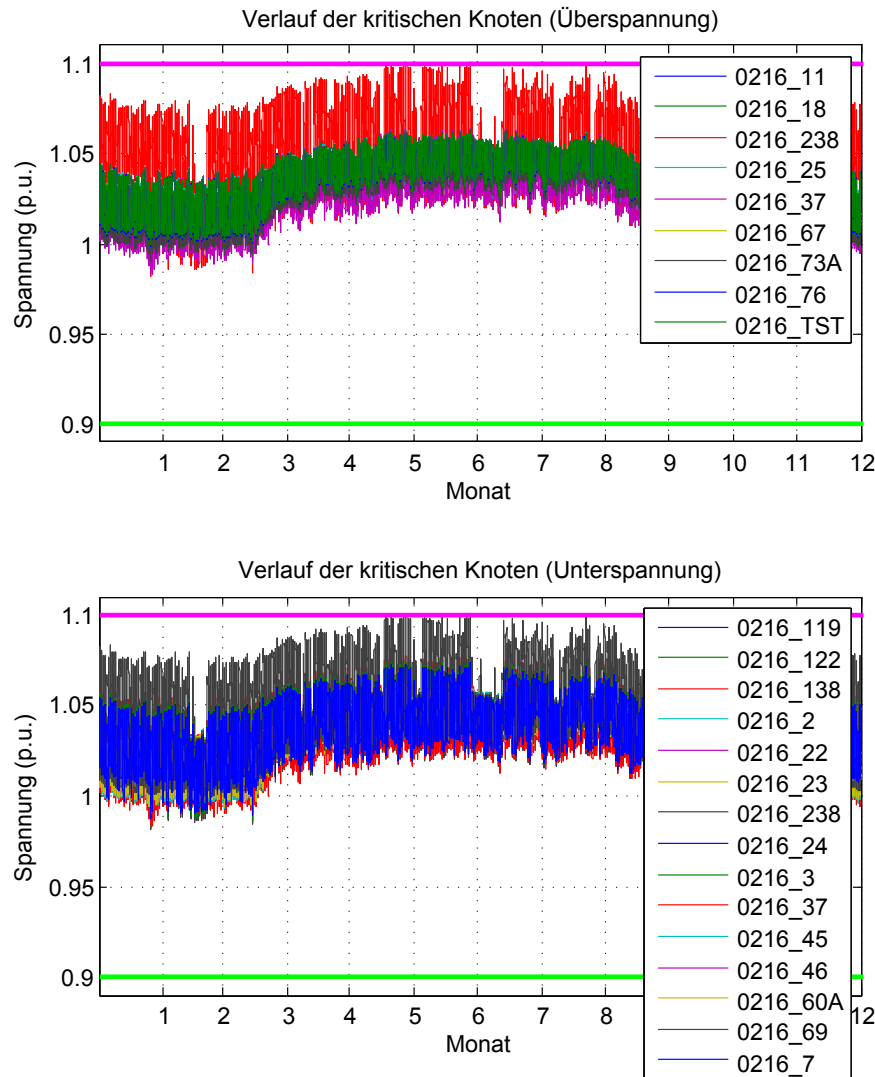


Abbildung 6.22: Zeitverlauf der kritischen Knoten im Netz Wölting Ort im Szenario 4

6.4.1 Regelbedarf

Die für den Regelbedarf ausschlaggebenden Simulationsergebnisse sind in *Tabelle 6.14* zusammengefasst. Durch Einsetzen der Extremwerte der Spannungen in Gleichung (2.9) bzw. (2.13) erhält man weiters die Regelreserven unter Berücksichtigung der diskreten Spannungsschritte bei Anpassung der Trafostufe. Es ist trotz der Spannungsbandverlet-

zung aufgrund des großen Abstandes zum unteren Spannungsband immer noch eine dynamische Regelreserve $-\widetilde{RB}_{Dyn}$ von 3,6% vorhanden. Das bedeutet, die Überschreitung des Grenzwertes ließe sich noch problemlos durch Einstellen der Spannung am Trafoknoten auf einen zulässigen konstanten Sollwert vermeiden. In diesem Fall ist der maximale Stellbereich des Trafos im Netzabschnitt Wölting Ort jedoch schon ausgenutzt, da der dortige Stufenregler bereits auf Stufe 2 eingestellt ist. Daher lässt sich das Spannungsproblem, von einem Trafotausch gegen einen speziellen Transformator abgesehen, nur entweder durch einen Leitungsausbau oder durch Reduktion der Wirkleistung des BHKWs in den Zeitpunkten des Auftretens der Spannungsbandübertretung lösen. Für die am 15.12. auftretende minimale lokale Regelreserve $MIN(-\widetilde{RB}_{Lok}(t))$ erhält man 10,2%.

Tabelle 6.14: Simulationsergebnisse (in p.u.) zum Szenario "Fiktiver Zubau" des Netzabschnitts Wölting Ort zur Bestimmung des Regelbedarfs

$u_{max}(t)$	Min	0,999
	Max	1,101
$u_{min}(t)$	Min	0,982
	Max	1,062
RB_{Dyn}		-0,081
$RB_{Lok}(t)$	Min	-0,197
	Max	-0,147
Kritischer Tag		15.12.

6.4.2 Maßnahmen zur Vermeidung der Spannungsbandübertretung

Als Abhilfe gegen das durch die im Knoten "0216_238" angeschlossene 60kW-Anlage bewirkte Übertreten der oberen Spannungsgrenze bietet sich in erster Linie eine Netzverstärkung in Form eines Leitungsaubaus an. Dazu ist zuerst der Strang zu analysieren, der zum genannten Knoten führt. Dieser ist aus *Abbildung 5.1* bzw. aus *Abbildung 4.12* ersichtlich. In *Tabelle 6.15* sind die Leitungsabschnitte dieses Stranges mit ihren Längen und dem zugehörigen Leitungstyp angegeben. Der schwächste Abschnitt ist somit das AY50-Kabel "3_K8_238", das vom Knoten K8 zu 238 führt. Dieses wird daher als erstes ausgetauscht. Kommt es anschließend noch immer zu einer Spannungsgrenzverletzung, müssen weitere Leitungsabschnitte getauscht werden. Es wurde daher der erwähnte Abschnitt zuerst durch ein AY95-Kabel ersetzt und eine weitere Simulation gestartet. Es trat jedoch auch mit dieser Leitung nach wie vor eine Übertretung der maximal zulässigen Spannung auf. Erst nach weiterem Austausch durch ein AY150-Kabel blieben die Spannungswerte unterhalb der oberen Grenze. Die in der erneut durchgeführten Simula-

Tabelle 6.15: Leitungsabschnitte des Stranges vom Transformator zum Knoten 238 aus dem Netzabschnitt Wölting Ort

Leitungsname	Anfangspunkt	Endpunkt	Länge in km	Leitungstyp
3_TST-0216_K2	0216_TST	0216_K2	0,058	AY150
3_K2_K3	0216_K2	0216_K3	0,071	AY150
3_K3_K4	0216_K3	0216_K4	0,039	AY150
3_K4_K5	0216_K4	0216_K5	0,036	AY150
3_K5_K6	0216_K5	0216_K6	0,022	AY150
3_K6_K7	0216_K6	0216_K7	0,051	AY150
3_K7_59B	0216_K7	0216_59B	0,08	AY150
3_59B_K8	0216_59B	0216_K8	0,044	AY150
3_K8_238	0216_K8	0216_238	0,072	AY50

tion im Knoten "0216_238" auftretende maximale Spannung in p.u. beträgt 1,091.

Die zweite Möglichkeit, die Spannung innerhalb der Grenzen zu halten, ohne einen Leistungsaustausch durchzuführen, ist, die Wirkleistung in jenen Zeitpunkten zu reduzieren, in denen eine Grenzverletzung auftreten würde. Dafür muss zusätzlich eine Regelung installiert werden. Dies ist aber nur dann sinnvoll, wenn die Spannung ohne Regelung sehr selten im Jahr einen unzulässigen Wert annimmt, da sonst die im Falle der Regelung entstehenden Kosten durch die entgangene Wirkleistungseinspeisung zu groß werden können. Dieser Sachverhalt ist offensichtlich einer genauen wirtschaftlichen Bewertung zu unterziehen, die in *Kapitel 7.1* erfolgt.

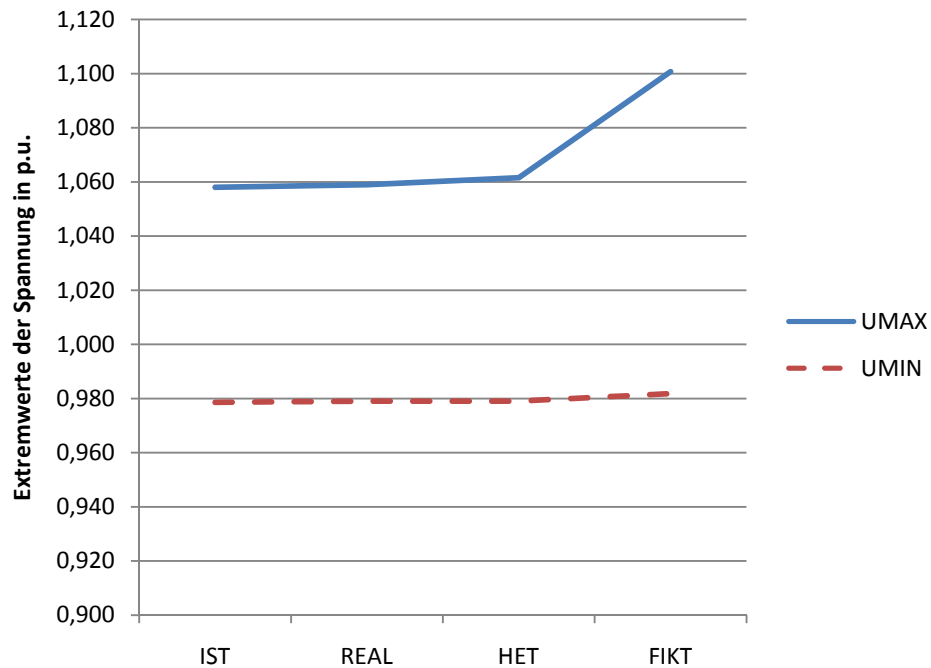
6.5 Vergleich der Szenarien

Um die Auswirkungen durch den Zubau in den einzelnen Netzabschnitten zu verdeutlichen, werden hier die Ergebnisse zu den verschiedenen Szenarien miteinander verglichen.

Die Ergebnisse aller Szenarien des Netzabschnitts Wölting Ort sind in *Tabelle 6.16* zusammengefasst. Bei dem dort in % angegebenen Regelbedarf ist bereits die Auswirkung der diskreten Trafostufen auf die Genauigkeit der Spannungsanpassung berücksichtigt. Im heterogenen Szenario steigt die maximale Spannung im Netzabschnitt um 0,4%, im realistischen Szenario um 0,1%, im fiktiven Szenario um 4,3% gegenüber dem Wert des IST-Szenarios. Zusätzlich zu bisherigen Betrachtung sind hier die Änderungen des dynamischen bzw. maximalen lokalen Regelbedarfs in den Szenarien zwei, drei und vier im Vergleich zum IST-Szenario (ΔIST_{Dyn} bzw. ΔIST_{LokMax}) angeführt. Im heterogenen Szenario sinkt die dynamische Regelreserve um 0,31%, im realistischen Szenario um 0,05%, im fiktiven Szenario um 3,95%. Die minimale lokale Regelreserve steigt sogar im Szenario 2 und 3 geringfügig um 0,07%, im fiktiven Szenario sinkt sie um 3,08%. Die Änderungen

Tabelle 6.16: Vergleich der Ergebnisse der verschiedenen Szenarien für den Netzabschnitt Wölting Ort

			IST	HET	REAL	FIKT
$u_{max}(t)$ (p.u.)	Min		0,999	0,999	0,999	0,999
	Max		1,058	1,062	1,059	1,101
$u_{min}(t)$ (p.u.)	Min		0,979	0,979	0,979	0,982
	Max		1,052	1,056	1,055	1,062
Dynamischer Regelbedarf (%)			-7,56	-7,24	-7,50	-3,61
ΔIST_{Dyn} (%)			-	0,31	0,05	3,95
Lokaler Regelbedarf (%)	Min		-14,89	-15,00	-15,08	-15,19
	Max		-13,32	-13,39	-13,40	-10,25
ΔIST_{LokMax} (%)			-	-0,07	-0,07	3,08
Kritischer Tag			18.01.	27.01.	27.01.	15.12.

**Abbildung 6.23:** Extremwerte der Spannungen für die verschiedenen Zubauszenarien im Netzabschnitt Wölting Ort

der Extremwerte der Spannung durch den BHKW-Zubau in den verschiedenen Szenarien werden in *Abbildung 6.23* verdeutlicht. Die Auswirkung der in den Szenarien 2 und 3 platzierten BHKWs auf die Netzspannung ist somit sehr gering. Im fiktiven Szenario wird das obere Spannungsband überschritten und sowohl die dynamische als auch die lokale

Regelreserve sinken markant. Beide Regelreserve können jedoch in diesem Fall nicht ausgenutzt werden, da der Stufenregler des Trafos bereits auf die maximal mögliche Stufe eingestellt ist. Somit muss, sofern ein Leitungsausbau vermieden werden soll, die Spannungsanpassung durch lokale Wirkleistungsregelung am kritischen Knoten erfolgen.

Tabelle 6.17: Vergleich der Ergebnisse der verschiedenen Szenarien für den Netzabschnitt St.Andrä

			IST	HET	REAL
$u_{max}(t)$ (p.u.)	Min		1,015	1,015	1,015
	Max		1,098	1,098	1,098
$u_{min}(t)$ (p.u.)	Min		1,004	1,006	1,005
	Max		1,073	1,073	1,073
$\widetilde{RB}_{Dyn}$ (%)			-6,16	-6,32	-6,25
ΔIST_{Dyn} (%)			-	-0,16	-0,09
$\widetilde{RB}_{Lok}(t)$ (%)	Min		-15,36	-15,40	-15,38
	Max		-12,43	-12,47	-12,46
ΔIST_{LokMax} (%)			-	-0,05	-0,03
Kritischer Tag			19.01.	14.04.	14.04.

Die Ergebnisse aller Szenarien des Netzabschnitts St.Andrä sind in *Tabelle 6.17* zusammengefasst. Sowohl im heterogenen Szenario als auch im realistischen Szenario bleibt die maximale Spannung im Vergleich zum IST-Szenario unverändert. Grund dafür ist, dass die maximale Spannung an dem Knoten mit dem bereits vorhandenen Erzeuger auftritt, welcher über einen separaten Strang an den Transformator angeschlossen ist. Die neuen Erzeugungsanlagen wurden in anderen Strängen platziert und können sich auf die Spannung an der bereits vorhandenen Erzeugungsanlage nur dann auswirken, wenn die Spannung am Trafo durch den verminderten Leistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz ansteigt. Dafür sind die Leistungen der im Abschnitt verteilten BHKWs offensichtlich zu klein. Im heterogenen Szenario steigt die dynamische Regelreserve um 0,16%, im realistischen Szenario um 0,09%, da die maximale Spannung konstant bleibt und die minimalen Spannungen im Abschnitt durch die Erzeuger leicht angehoben werden. Die minimale lokale Regelreserve steigt in beiden Fällen geringfügig um 0,05% bzw. 0,03%. Die Änderungen der Extremwerte der Spannung durch den BHKW-Zubau in den verschiedenen Szenarien werden nochmals in *Abbildung 6.24* anschaulich dargestellt. Die Auswirkung der in den verschiedenen Szenarien platzierten BHKWs auf die Netzspannung ist hier ebenfalls sehr

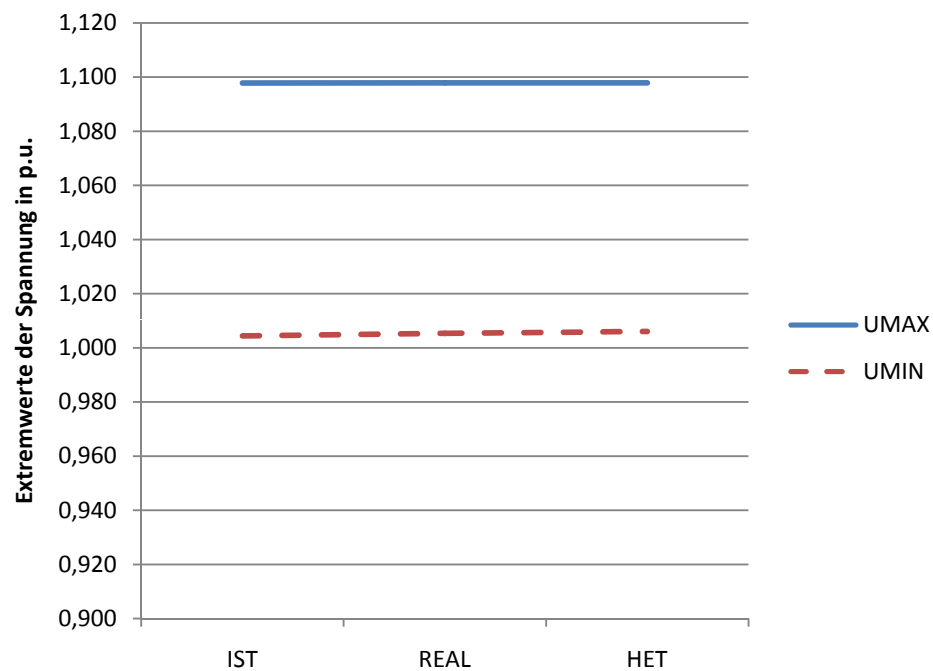


Abbildung 6.24: Extremwerte der Spannungen für die verschiedenen Zubauszenarien im Netzabschnitt St.Andrä

gering.

Tabelle 6.18: Vergleich der Ergebnisse der verschiedenen Szenarien für den Netzabschnitt Kendlbruck Ort

			IST	HET	REAL
$u_{max}(t)$ (p.u.)	Min		0,980	0,980	0,980
	Max		1,035	1,036	1,035
$u_{min}(t)$ (p.u.)	Min		0,970	0,972	0,970
	Max		1,033	1,035	1,033
$\widetilde{RB}_{Dyn}$ (%)			-8,92	-9,08	-8,94
ΔIST_{Dyn} (%)			-	-0,16	-0,02
$\widetilde{RB}_{Lok}(t)$ (%)	Min		-15,25	-15,41	-15,25
	Max		-13,72	-13,91	-13,72
ΔIST_{LokMax} (%)			-	-0,20	0,00
Kritischer Tag			27.01.	27.01.	27.01.

Die Ergebnisse der Simulation für den Netzabschnitt Kendlbruck Ort sind aus *Tabelle 6.18* ersichtlich. Im heterogenen Szenario steigt die maximale Spannung um 0,1%, im

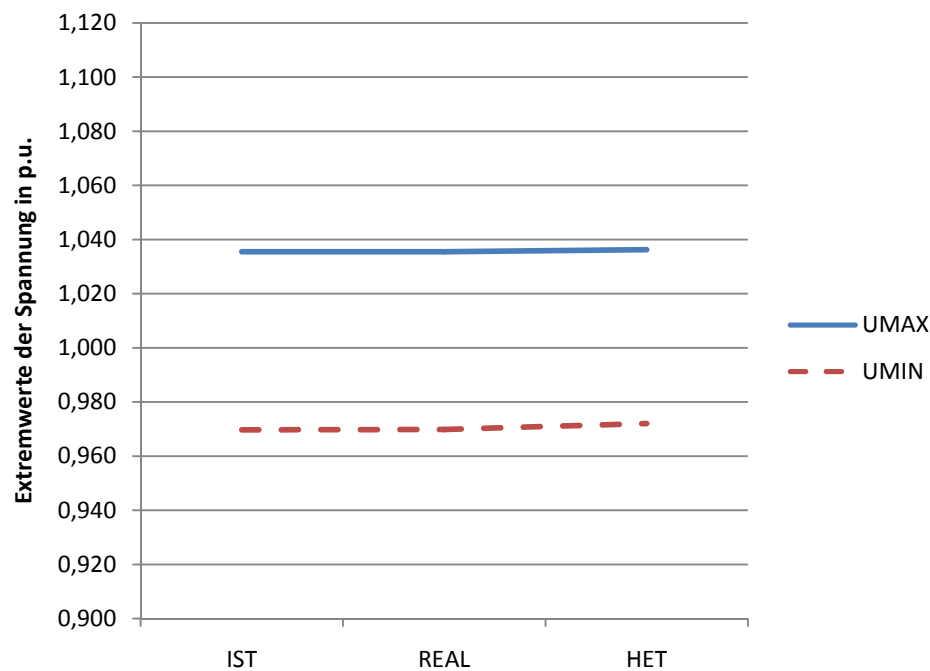


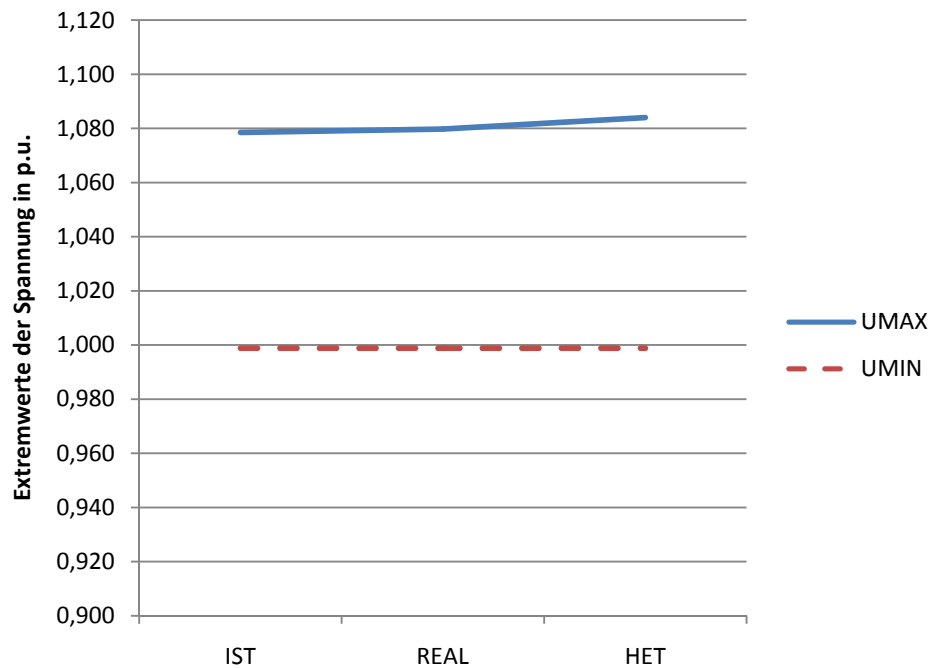
Abbildung 6.25: Extremwerte der Spannungen für die verschiedenen Zubauszenarien im Netzabschnitt Kendlbruck Ort

realistischen Szenario bleibt sie im Vergleich zum IST-Szenario unverändert. Im heterogenen Szenario steigt die dynamische Regelreserve um 0,16%, im realistischen Szenario um 0,02%, da die minimalen Spannungen im Abschnitt durch die Erzeuger leicht angehoben werden. Die minimale lokale Regelreserve steigt im heterogenen Szenario geringfügig um 0,2%, im realistischen Szenario bleibt sie unverändert. Zur Veranschaulichung werden die Änderungen der Extremwerte der Spannung durch den BHKW-Zubau in den verschiedenen Szenarien nochmals in *Abbildung 6.25* dargestellt. Die Auswirkung der in den verschiedenen Szenarien platzierten BHKWs auf die Netzspannung ist im Netzabschnitt Kendlbruck Ort ebenfalls sehr gering.

Die Daten des Szenarienvergleichs für den Netzabschnitt Kendlbruck Costan sind in *Tabelle 6.19* zusammengefasst. Im heterogenen Szenario steigt die maximale Spannung im Vergleich zum IST-Szenario um 0,5%, im realistischen Szenario um 0,1%. Im heterogenen Szenario sinkt die dynamische Regelreserve um 0,54%, im realistischen Szenario um 0,12%. Die minimale lokale Regelreserve bleibt in allen Szenarien gleich. Die Änderungen der Extremwerte der Spannung durch den BHKW-Zubau in den verschiedenen Szenarien werden nochmals in *Abbildung 6.26* anschaulich dargestellt. Die Auswirkung der in den verschiedenen Szenarien platzierten BHKWs auf die Netzspannung ist offensichtlich auch im Netzabschnitt Kendlbruck Costan sehr gering.

Tabelle 6.19: Vergleich der Ergebnisse der verschiedenen Szenarien für den Netzabschnitt Kendlbruck Costan

			IST	HET	REAL
$u_{max}(t)$ (p.u.)	Min		1,010	1,010	1,010
	Max		1,079	1,084	1,080
$u_{min}(t)$ (p.u.)	Min		0,999	0,999	0,999
	Max		1,077	1,081	1,079
$\widetilde{RB}_{Dyn}$ (%)			-7,53	-6,99	-7,40
ΔIST_{Dyn} (%)			-	0,54	0,12
$\widetilde{RB}_{Lok}(t)$ (%)	Min		-15,39	-15,45	-15,40
	Max		-14,38	-14,39	-14,39
ΔIST_{LokMax} (%)			-	0,00	0,00
Kritischer Tag			22.01.	26.01.	22.01.

**Abbildung 6.26:** Extremwerte der Spannungen für die verschiedenen Zubauszenarien im Netzabschnitt Kendlbruck Costan

In *Tabelle 6.20* sind die Ergebnisse aller Netzabschnitte übersichtlich zusammengefasst.

Tabelle 6.20: Zusammenfassung der Ergebnisse (P_{ZUS} ... Gesamte zusätzlich installierte Erzeugerleistung)

		Wörling Ort				St. Andrä			Kendbruck Ort			Kendbruck Costan		
		IST	HET	REAL	FIKT	IST	HET	REAL	IST	HET	REAL	IST	HET	REAL
P_{ZUS}	kW	0	30	15	90	0	6,5	3,5	0	11	4	0	12,5	4,5
$u_{max}(t)$	(p.u.)	Min	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02	1,02	0,98	0,98	0,98	1,01	1,01	1,01
		Max	1,06	1,06	1,06	1,10	1,10	1,10	1,04	1,04	1,04	1,08	1,08	1,08
$u_{min}(t)$	(p.u.)	Min	0,98	0,98	0,98	1,00	1,01	1,01	0,97	0,97	0,97	1,00	1,00	1,00
		Max	1,05	1,06	1,05	1,06	1,07	1,07	1,03	1,03	1,03	1,08	1,08	1,08
$\widetilde{RB}_{Dyn}$	(%)	-7,56	-7,24	-7,50	-3,61	-6,16	-6,32	-6,25	-8,92	-9,08	-8,94	-7,53	-6,99	-7,40
ΔIST_{Dyn}	(%)	-	0,31	0,05	3,95	-	-0,16	-0,09	-	-0,16	-0,02	-	0,54	0,12
$\widetilde{RB}_{Lok}(t)$	(%)	Min	-14,89	-15,00	-15,08	-15,19	-15,36	-15,40	-15,25	-15,41	-15,25	-15,39	-15,45	-15,40
		Max	-13,32	-13,39	-13,40	-10,25	-12,43	-12,47	-13,72	-13,91	-13,72	-14,38	-14,39	-14,39
ΔIST_{LokMax}	(%)	-	-0,07	-0,07	3,08	-	-0,05	-0,03	-	-0,20	0,00	-	0,00	0,00

Kapitel 7

Ergebnisse zur wirtschaftlichen Analyse

7.1 Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse zum fiktiven Szenario

Der zur Vermeidung der im fiktiven Szenario auftretenden Übertretung des zulässigen Spannungsbandes notwendige Leitungsausbau wurde bereits in *Kapitel 6.4.2* beschrieben. Demnach muss das in *Tabelle 6.15* angeführte AY50 Kabel durch ein AY150 ersetzt werden. Die Länge l der zu tauschenden Leitung beträgt 72 m. Die längenbezogenen Fixkosten IK' und AWK' für einen Kabeltausch mit einem 150 mm^2 -Kabel sind der *Tabelle 4.5* zu entnehmen. Die längenbezogenen Instandhaltungskosten IHK'_K für ein Niederspannungskabel sind aus *Tabelle 4.8* ersichtlich. Aus den bereits in *Kapitel 4.3* erwähnten Datenschutzgründen werden auch die hier berechneten Ergebnisse in % der bei der Verlegung eines 50 mm^2 -Kabels anfallenden Investitionskosten ausgedrückt. Der Annuitätenfaktor α für eine Lebensdauer des BHKWs n_{BHKW} von 15 Jahren und einem kalkulatorischen Zinssatz p von 6,5% wurde bereits in Gleichung (3.11) berechnet. Mit den genannten Werten ergibt sich die jährliche Annuität für den Leitungsausbau nach Gleichung (3.16) zu

$$A_{LAK} = (\alpha \cdot (IK' + AWK') + IHK'_K) \cdot l = 1044 \% \quad (7.1)$$

Die Kostenspanne für eine Leittechniklösung wurde bereits in *Kapitel 4.3.5* erwähnt. Demnach muss man mit einem Kapitaleinsatz KE_{LT} von 7000-10000 € und laufenden Kosten BK_{LT} je nach verwendeter Übertragungstechnologie von 240-1900 € pro Jahr rechnen. In weiterer Folge wird eine spezielle Leittechniklösung mit entsprechenden Kosten zur einfacheren Schreibweise mit 7000/INV (7000 € Installationskosten, INV .. niedrige Be-

triebskosten durch einfache Internetverbindung) bzw. 10000/HFV (10000 € Installationskosten, HFV .. hohe Betriebskosten durch hochverfügbare Funkverbindung) abgekürzt. Nimmt man die günstigste und teuerste Variante an, erhält man für die zugehörige jährliche Annuität nach Gleichung (3.19)

$$A_{LT_K}^{7000/INV} = \alpha \cdot KE_{LT} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{0,5}{(1+p)^{n_{BHKW}}} \right) + BK_{LT} + IHK'_K \cdot l = 4287 \% \quad (7.2)$$

$$A_{LT_K}^{10000/HFV} = \alpha \cdot KE_{LT} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{0,5}{(1+p)^{n_{BHKW}}} \right) + BK_{LT} + IHK'_K \cdot l = 11387 \% \quad (7.3)$$

Dieser Werte liegen weit über dem des Leitungsausbau. Daher ist bei einer derart kurzen zu tauschenden Leitung eine alternative Lösung unter Verwendung einer Leittechnik zur Spannungsregelung unwirtschaftlich.

Nimmt man zur weiteren wirtschaftlichen Betrachtung an, dass bei einer noch größeren Anlage der ganze Strang getauscht werden muss, beträgt die zu tauschende Kabellänge 473 m und der Querschnitt 240 mm². In diesem Fall beträgt die Annuität für den Leitungsausbau

$$A_{LA_K} = (\alpha \cdot (IK' + AWK') + IHK'_K) \cdot l = 7548 \% \quad (7.4)$$

Die Kosten für die beiden Leittechnikvarianten ergeben sich zu

$$A_{LT_K}^{7000/INV} = \alpha \cdot KE_{LT} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{0,5}{(1+p)^{n_{BHKW}}} \right) + BK_{LT} + IHK'_K \cdot l = 4422 \% \quad (7.5)$$

$$A_{LT_K}^{10000/HFV} = \alpha \cdot KE_{LT} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+p)^{n_{IT}}} - \frac{0,5}{(1+p)^{n_{BHKW}}} \right) + BK_{LT} + IHK'_K \cdot l = 11522 \% \quad (7.6)$$

Somit ist eine alternative 10000/HFV-Leittechniklösung zwar unwirtschaftlich, die günstigere 7000/INV-Variante ist jedoch dem Leitungsausbau vorzuziehen. Von weiterem Interesse ist, wieviel Kostenreserve sich für eine bei der Spannungsregelung auftretende Wirkleistungsreduktion ergibt. Die für einen noch wirtschaftlichen Betrieb maximal auftretenden Kosten $\widehat{WRK}$ für eine 7000/INV-Leittechnik ergeben sich aus (3.28) zu

$$\widehat{WRK}_K = A_{LA_K} - A_{LT_K}^{7000/INV} = 3126 \% \quad (7.7)$$

Mit einer Anlagenleistung P_{el} und einem in Kapitel 4.3.6 ermittelten mittleren Strompreis $\bar{p}_{Strom}$ ergibt sich die maximale Abschaltdauer zu

$$T_{ab_K} = \frac{\widehat{WRK}_K}{P_{el} \cdot \bar{p}_{Strom}} = 377,77h = 15,74d \quad (7.8)$$

Ein wirtschaftlicher Betrieb einer 7000/INV-Leittechniklösung alternativ zu einem Kabeltausch durch ein 473m langes AY240-Kabel ist folglich dann gegeben, wenn die Anlage zur Spannungssenkung nicht länger als 15,74 Tage pro Jahr abgeschaltet wird. Zum Vergleich beträgt die Dauer aller Spannungsbandübertretungen pro Jahr im fiktiven Szenario nur 3,25 Stunden.

7.2 Ergebnisse zur Analyse der Wirtschaftlichkeitsgrenzen

Für die Wirtschaftlichkeit einer Leittechniklösung als Alternative zu einem Leitungsausbau sind im wesentlichen die Länge der zu tauschenden Leitung, der Leitungstyp, der Querschnitt, sowie Kapitaleinsatz und Betriebskosten der Leittechnik maßgebend. Die Wirtschaftlichkeitsgrenzen lassen sich in unterschiedlicher Weise ausdrücken, je nachdem welche Parameter als fix betrachtet werden.

7.2.1 Grenzlängen bei realistischen Leittechnikkosten

Wie die Grenzlängen bei gegebenen Leittechnikkosten für unterschiedliche Querschnitte und Leitungstypen berechnet werden, wurde bereits in *Kapitel 3.2.5* gezeigt. In *Abbildung 7.1* sind die Grenzlängenbereiche für Leittechniklösungen mit Installationskosten von 7000 bis 10000 € und laufenden Kosten von 240 bis rund 1900 €/a dargestellt. Hier ist deutlich erkennbar, dass die Längen sehr stark von den Kostenvarianten der Leittechnik abhängen. Während eine 7000/INV-Leittechnikvariante je nach Querschnitt der beim Leitungsausbau einzusetzenden Leitung bereits ab Längen zwischen rund 270 und 350 m wirtschaftlich sein kann, ist eine 10000/HFV-Leittechniklösung erst ab Längen zwischen rund 720 und 920 m einem Leitungsausbau vorzuziehen. Bei einem Freileitungstausch erhöhen sich die Grenzlängen eher geringfügig und nur bei kleinen Querschnitten. Bei einem Tausch durch ein AY240 Kabel ist die Grenzlänge bei einer zu tauschenden Freileitung sogar geringer als bei einem Kabel. Geht man von der Annahme einer vereinfachten Regelmethode aus, bei der die Spannung nur lokal, direkt am Knoten, ohne einer Abhängigkeit von anderen Messwerten geregelt wird, entfallen durch eine Kommunikationsanbindung entstehende Betriebskosten. Hierbei entstehen daher nur Kosten durch die Installation. Die zugehörigen Grenzlängenbereiche sind in *Abbildung 7.2* dargestellt. Demnach kann eine Regelung mit Installationskosten von 7000 € je nach Querschnitt der beim Leitungsausbau einzusetzenden Leitung bereits ab Längen zwischen rund 220 und 280 m wirtschaftlich sein, eine Variante mit Installationskosten von 10000 € ab Längen zwischen rund 310 und 400

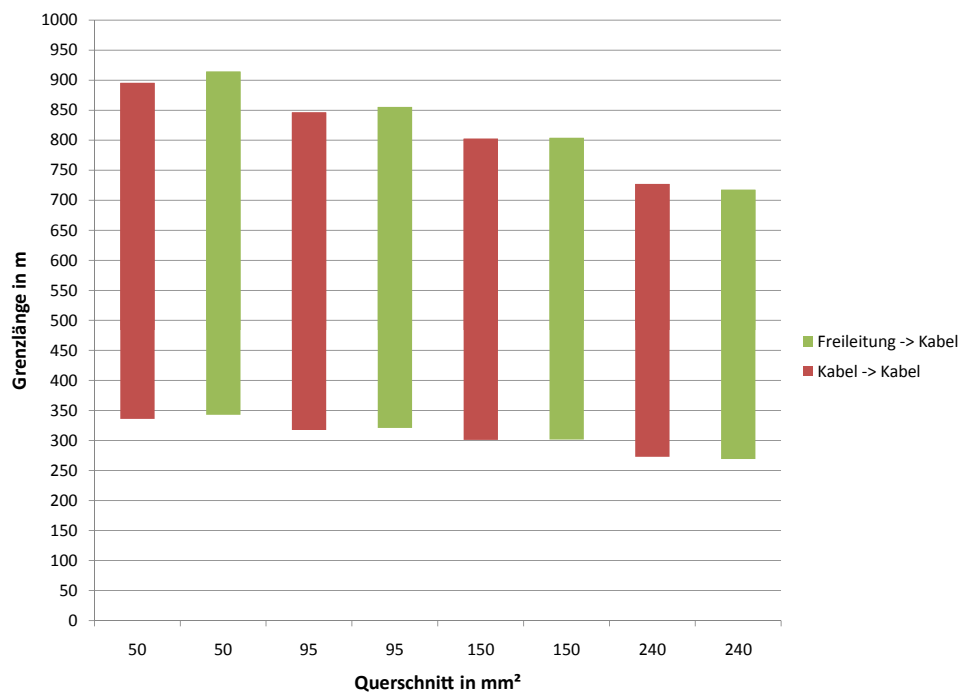


Abbildung 7.1: Grenzlängenbereiche bei realistischer Leitetechnikkostenspanne

m.

7.2.2 Maximale Installationskosten einer Leitetechnik bei gegebenen Betriebskosten

Von weiterem Interesse bezüglich der Wirtschaftlichkeit ist die Bestimmung der Abhängigkeit der maximalen Installationskosten einer Leitetechnik von der Länge der alternativ zu tauschenden Leitung bei gegebenen Leitetechnikbetriebskosten. Dieser Zusammenhang wurde für die durch eine hochverfügbare Funkverbindung bzw. eine einfache Internetanbindung entstehenden Betriebskosten ausgewertet und ist in *Abbildung 7.3* bzw. *Abbildung 7.4* dargestellt. Damit lässt sich für eine gegebene Leitungslänge ablesen, wie hoch der Kapitaleinsatz für eine alternative, wirtschaftliche Leitetechnik sein darf. Zum Beispiel darf laut *Abbildung 7.4* eine Leitetechnik mit INV als Alternative zu einem Tausch einer Freileitung mit einer Länge von 490m durch ein AY50-Kabel nicht mehr als rund 10500 € kosten. Bei einer Leitetechnik mit HFV ist *Abbildung 7.3* zur Folge der entsprechende Wert der maximalen Installationskosten negativ, somit existiert hier keine wirtschaftliche Lösung. Da die Betriebskosten der Leitetechnik längenunabhängig sind, unterscheiden sich die Verläufe für unterschiedliche Kostenvarianten nur durch eine Verschiebung der Geradenschar.

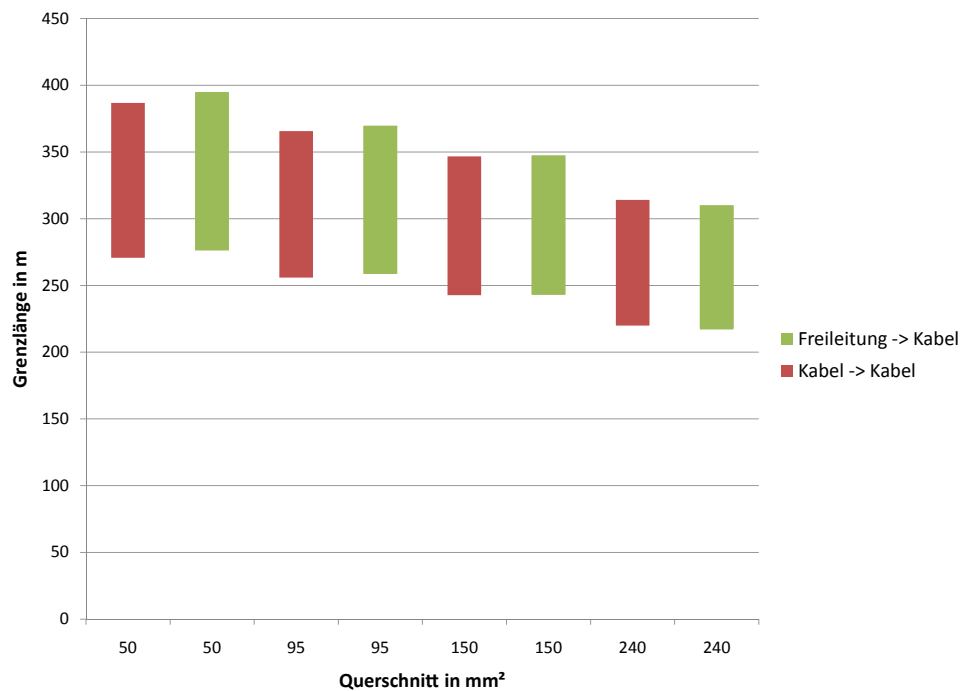


Abbildung 7.2: Grenzlängenbereiche bei Annahme lokaler Spannungsregelung ohne Kommunikationsanbindung (keine Betriebskosten)

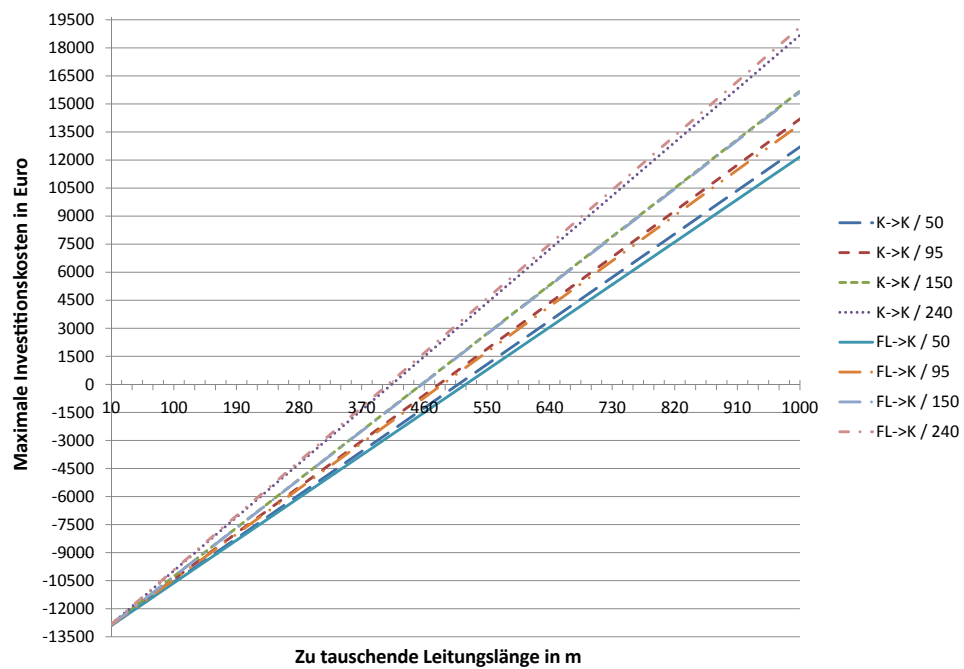


Abbildung 7.3: Maximale Installationskosten einer Leittechnik bei hohen Betriebskosten durch eine hochverfügbare Funkverbindung

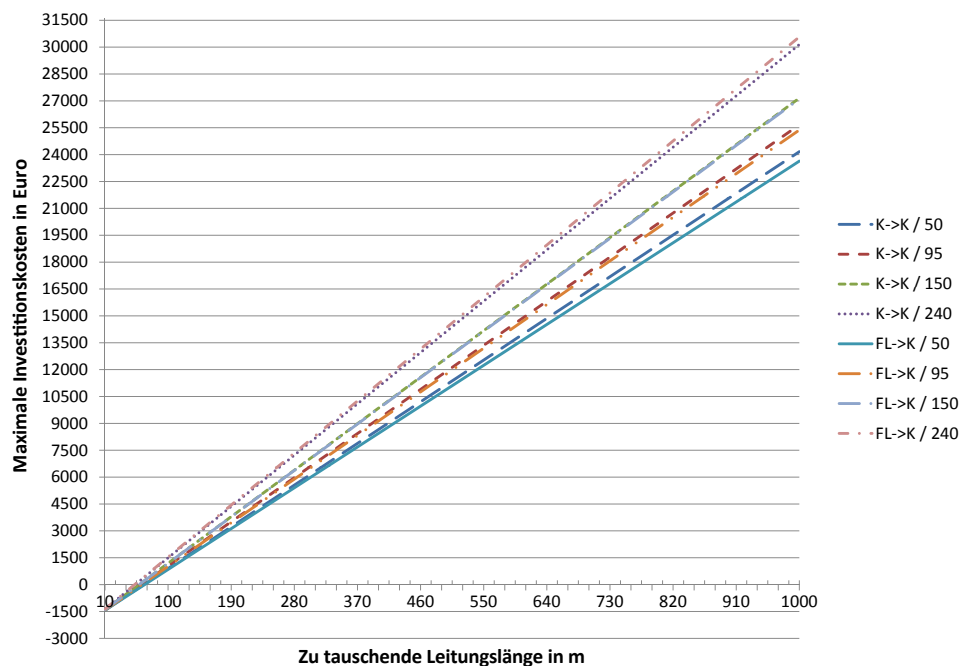


Abbildung 7.4: Maximale Installationskosten einer Leittechnik bei niedrigen Betriebskosten durch eine Internetverbindung

7.2.3 Maximale Abschaltdauer bei gegebenen Leittechnikkosten

Will man eine bestimmte Leittechnik als Alternativlösung zu einem Leitungsausbau einsetzen, ist es besonders wichtig zu wissen, wie lange der Erzeuger pro Jahr zur Vermeidung von Spannungsbandübertretungen maximal ausgeschaltet werden darf, damit der Kapitalverlust durch entgangene Einspeisung nicht so groß wird, dass höhere Kosten als beim Leitungsausbau entstehen. In *Kapitel 3.2.7* wurde bereits die zugrundeliegende Berechnungsmethode erklärt. In *Abbildung 7.5* ist die Längenabhängigkeit der maximalen Abschaltdauer pro Jahr einer 60kW Erzeugungsanlage mit einer 10000/HFV-Leittechnikvariante bei einem mittleren Strompreis von 0,04 €/kWh dargestellt. Der entsprechende Verlauf für eine 7000/INV-Leittechniklösung ist in *Abbildung 7.6* zu sehen. Die beiden Abbildungen unterscheiden sich durch eine Verschiebung der Geraden für die einzelnen Leitungsausbauvarianten. Die Verläufe lassen sich sehr leicht für Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Leistung umrechnen. Eine 1kW Anlage kann zum Beispiel bei gleichen Kosten 60 mal so lange ausgeschaltet werden wie die 60kW Anlage. Betrachtet man die Längen der längsten Netzausläufer aus *Tabelle 4.3*, liegen diese, bis auf jenen aus dem vergleichsmäßig kleinen Netz St.Andrä, zwischen 890 und 1000 m. An diesen langen Strängen treten bei angeschlossenen Erzeugern am ehesten Spannungsprobleme auf. Nimmt man also an, dass ein solcher Strang aufgrund sehr hoher Erzeugerleistung und dadurch auftretende Übert-

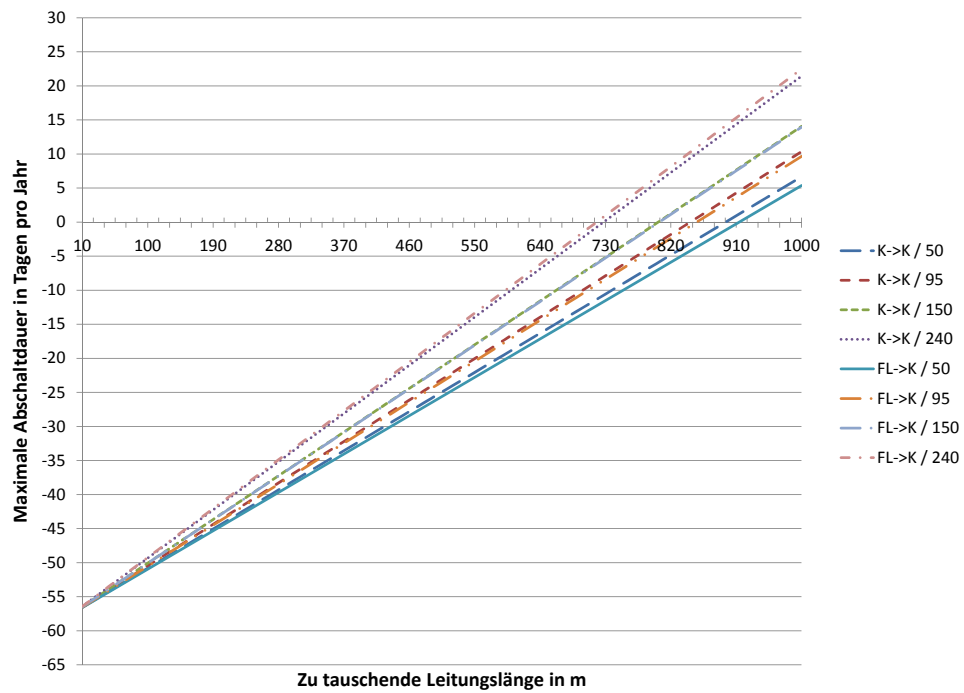


Abbildung 7.5: Maximale Abschaltdauer pro Jahr einer 60kW Erzeugungsanlage mit einer 10000/HFV-Leittechnikvariante

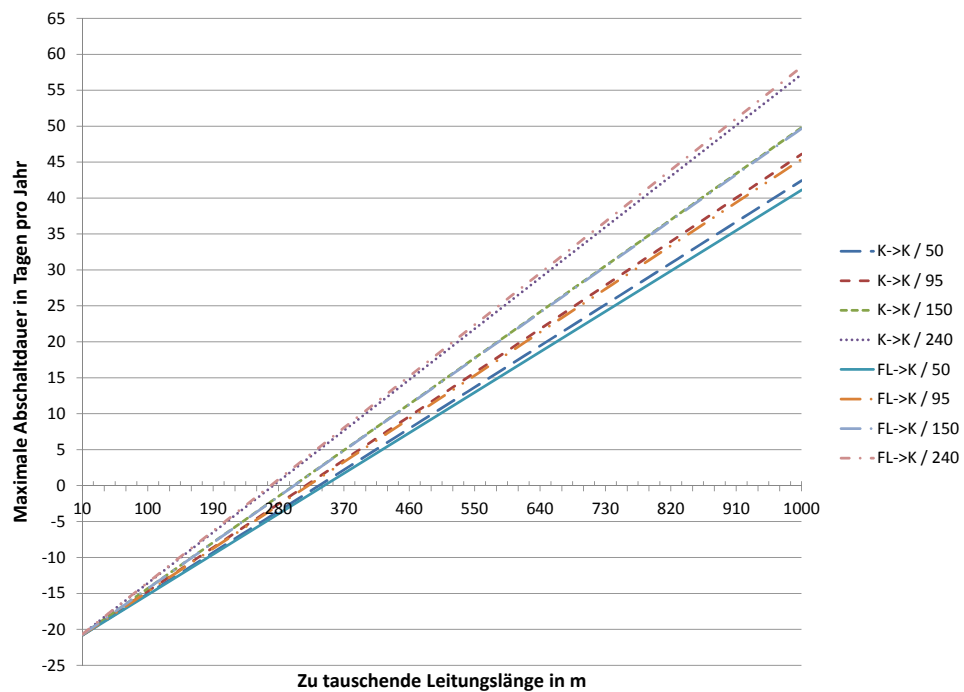


Abbildung 7.6: Maximale Abschaltdauer pro Jahr einer 60kW Erzeugungsanlage mit einer 7000/INV-Leittechnikvariante

retungen der Spannungsgrenze verstärkt werden muss, kann sogar eine vergleichsweise teure 10000/HFV-Leittechnikvariante wirtschaftlich sein. Bei einer Alternativlösung zu einem Leitungsersatz einer 910 m langen Leitung durch ein AY150-Kabel wären jährliche Abschalt Dauern bis etwa 7 Tage problemlos möglich.

Kapitel 8

Schlussfolgerungen

Wie die Simulationsergebnisse zeigen, sind bei realistischen Zubauszenarien von Mikro-BHKWs in den betrachteten Netzabschnitten offensichtlich keine kritischen Auswirkungen auf das Netz zu erwarten. Selbst bei der Simulation des heterogenen Zubaus ist die Erhöhung der Spannungsmaxima gering. Die thermischen Anlagenleistungen zur Deckung des erforderlichen Wärmebedarfs sind eher klein, somit sind auch die dafür notwendigen elektrischen Leistungen der BHKWs gering und die Netzabschnitte verhältnismäßig gut ausgebaut. Ein Leitungsausbau bzw. eine Leittechnik zur Spannungsregelung war daher weder beim realistischen noch beim heterogenen Szenario erforderlich.

Das fiktive Szenario soll zeigen, ab welchen Leistungen Spannungsgrenzverletzungen auftreten können. Bei der zusätzlichen Platzierung einer viel größeren Anlage mit 60 kW ist eine deutliche Auswirkung auf die Spannung erkennbar. Zu manchen Zeitpunkten wurde die zulässige obere Spannungsgrenze sogar überschritten, jedoch für eine sehr geringe Dauer pro Jahr. Bei Anschluss von Anlagen dieser Größenordnung ist im Niederspannungsnetz mit Übertretungen des Spannungsbandes zu rechnen. Die Installation eines so großen BHKWs ist in den untersuchten Netzabschnitten jedoch sehr unwahrscheinlich, da abgesehen von großen Industrieanlagen im Regelfall kein Wärmebedarf in entsprechender Höhe gegeben ist. Anders ist die Situation bei weiteren Erzeugern, wie etwa Photovoltaikanalgen. Hier sind Leistungen an Strängen mit starkem PV-Ausbau in der Höhe von 60 kW nicht ungewöhnlich und daher notwendige Netzverstärkungen zu vermuten.

Bei den Simulationsergebnissen fällt auf, dass selbst bei einer Übertretung des Spannungsbandes immer noch genügend dynamische und lokale Regelreserve vorhanden sind, da in allen Szenarien der Abstand des geringsten Spannungswerts vom unteren Grenzwert des Spannungsbandes groß ist. Das bedeutet, dass sich im Falle von Spannungsproblemen durch hohe Erzeugerdichte großer Leistungen die Spannungsübertretung eventuell durch Stufenanpassung am Trafo beheben ließe. Im vorliegenden fiktiven Szenario war der Stell-

umfang des Verteiltrafos bereits ausgereizt. Daher wäre es in zukünftigen Untersuchungen sinnvoll, das Potential alternativer Transformatoren mit größerem Stellbereich bzw. von Regeltransformatoren zu ermitteln, um das zulässige Spannungsband besser ausnutzen zu können.

Soll eine BHKW-Anlage mit einer Leittechnik zur Spannungsregelung ausgestattet werden, ist mit Installationskosten von 7000 € bis 10000 € und Betriebskosten je nach verwendeter Kommunikationstechnologie von 240 € bis rund 1900 € pro Jahr zu rechnen. Ist die im Falle eines notwendigen Leitungsausbau zu tauschende Leitungslänge eher gering, wird eine alternative Leittechniklösung unwirtschaftlich sein. Die ermittelten Grenzlängen, ab denen die günstigste Leittechnik wirtschaftlich wird, liegen je nach Querschnitt der beim Leitungstausch erforderlichen Leitung zwischen 270 und 350 m, wobei die Unterschiede zwischen Freileitung und Kabel gleichen Querschnitts gering sind. Die teuerste Leittechnikvariante ist hingegen in den meisten Fällen unwirtschaftlich, es sei denn man geht vom Tausch sehr großer Stranglängen in der Größenordnung der Netzausläufer aus. Beim fiktiven Szenario beträgt die entsprechende Länge 72 m und selbst die billigste Alternativlösung liegt damit deutlich außerhalb der Wirtschaftlichkeitsgrenze. Geht man aber bei größeren Anlagenleistungen davon aus, dass ganze Stränge verstärkt werden müssen, ist im speziellen Fall eine Leittechniklösung einem Leitungsausbau vorzuziehen. Besonders die Tatsache, dass bei Erzeugungsanlagen an langen Leitungen eher Spannungsprobleme auftreten als an kurzen, spricht für die Inbetrachtung einer solchen Alternativlösung. Wird eine Spannungsüberhöhung an einem Strang durch eine große Einzelanlage bewirkt, die am Endknoten des Stranges platziert wird, könnten durch eine einfache lokale Regelung ohne Anbindung an ein Leitsystem die Betriebskosten durch Datenkommunikation eingespart werden, da die größte Spannung direkt am Knoten des Erzeugers auftreten muss und eine Messwertübertragung von anderen Knoten wegfällt. Dadurch wird eine solche Alternative schon ab geringeren Leitungslängen wirtschaftlich.

Bei gegebenem Leitungsausbau lassen sich mit der gezeigten Methode bei fixen Betriebskosten durch eine ausgewählte Kommunikationstechnologie die maximalen Installationskosten einer wirtschaftlichen Leittechnikalternative bestimmen. Zum Beispiel darf die Installation einer Leittechnik mit festen Betriebskosten von 240 € pro Jahr als Alternative zu einem Tausch einer Freileitung mit einer Länge von 400 m durch ein AY150-Kabel nicht mehr als rund 9830 € kosten. Mit den in *Kapitel 7.2.2* gezeigten *Abbildungen 7.3 und 7.4* lassen sich für verschiedene Leitungsausbauvarianten die maximalen Kosten für eine Leittechnikalternative bestimmen.

Zusätzlich sind bei gegebener Wirtschaftlichkeit nach den genannten Kriterien die im Falle einer zur Spannungsregelung notwendigen Wirkleistungsreduktion auftretenden Kosten durch entgangene Stromeinspeisung zu berücksichtigen. Dazu ist die Kenntnis der im

Einzelfall auftretenden Dauer der Spannungsgrenzverletzungen notwendig. Es wurde eine Methode gezeigt, die maximale Abschaltdauer einer Erzeugungsanlage bei gegebener Leittechniklösung in Abhängigkeit der beim Leitungsausbau zu tauschenden Leitungslänge zu ermitteln. Würde man beispielsweise als Alternative zu einem Tausch einer Freileitung mit einer Länge von 400m durch ein AY150-Kabel eine Leittechnik mit Betriebskosten von 240€ pro Jahr und Installationskosten von 7000€ verwenden, könnte die Anlage bei wirtschaftlichem Betrieb für eine Dauer von maximal 7 Tagen pro Jahr abgeschaltet werden. Mit den in *Kapitel 7.2.3* gezeigten *Abbildungen 7.5 und 7.6* lassen sich für verschiedene Leitungsausbauvarianten die maximalen Kosten für eine Leittechnikalternative bestimmen.

Im Zuge der Literatursuche zu Anwendungen der Probabilistischen Lastflussrechnung wurden verschiedene Verfahren gefunden und nach ihren Eigenschaften bewertet. Den zahlreichen Methoden steht eine offensichtlich nicht vorhandene Datenbank an gemessenen Lastreihen gegenüber. Da auch von Haushalten bisher keine ausreichende Anzahl an Messreihen zur Verfügung stehen, war eine stochastische Lastmodellierung nicht möglich. Deshalb stellt die in dieser Arbeit durchgeführte Simulation unter der Verwendung von standardisierten Lastprofilen eine grobe Näherung dar. Mit der zukünftigen Einführung von elektronischen Zählern könnte jedoch eine große Anzahl an Referenzmessungen gesammelt werden, auf die man zur statistischen Analyse zurückgreifen könnte. Die in der Literatur gefundene Methode zur Generierung von Haushaltslastprofilen, die keine vorhandene Messreihen benötigt, ist eine gute Alternative zu den anderen Verfahren. Leider ist die zugehörige Software zum momentanen Zeitpunkt nicht allgemein verfügbar.

Literaturverzeichnis

- [APCS 2007] APCS (2007). *Webseite der Austrian Power Clearing & Settlement AG - Informationen zum "Clearing"*. Webseite, Stand 17.6.2009. <http://www.apcs.at/clearing/>.
- [ARSENAL-RESEARCH 2009] ARSENAL-RESEARCH (2009). *Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung - Konzeption von Demonstrationsnetzen "DG DemoNetz - Konzept"*. Projekt Endbericht (Energiesysteme der Zukunft, Projektnummer 811252), im Druck.
- [B. GUGELE 2007] B. GUGELE, V. LORENZ-MEYER, K. PAZDERNIK D. WAPPEL (2007). *Kyoto-Fortschrittsbericht Österreich 1990-2005*. Technischer Bericht, Umweltbundesamt GmbH.
- [BERND 2007] BERND, THOMAS (2007). *Miniblockheizkraftwerke Grundlagen, Gerätetechnik, Betriebsdaten*. Vogel Buchverlag.
- [BODACH 2006] BODACH, MIRKO (2006). *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen*. Doktorarbeit, TU Chemnitz.
- [BP 2009] BP (2009). *BP Statistical Review of World Energy*. Webseite, Stand 05.07.2009. <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- [DIGSILENT 2008] DIGSILENT (2008). *PowerFactory Handbuch - DIgSILENT PowerFactory - Version 13.2*. DIgSILENT GmbH, Heinrich-Hertz-Straße 9, 72810 Gomaringen / Germany.
- [DOUGAL H. O. MCQUEEN 2004] DOUGAL H. O. MCQUEEN, PATRICK R. HYLAND, SIMON J. WATSON (2004). *Monte Carlo Simulation of Residential Electricity Demand for Forecasting Maximum Demand on Distribution Networks*. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 19(3).

- [E-CONTROL 2006a] E-CONTROL (2006a). *Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen*. Webseite, Stand 10.4.2009. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil D: Besondere Technische Regeln - Hauptabschnitt D2. http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/MARKTREGELN/TOR_NEU/FILES/TOR_D2_20060919.pdf.
- [E-CONTROL 2006b] E-CONTROL (2006b). *Zählwerte, Datenformate, Standardisierte Lastprofile*. Webseite, Stand 19.5.2009. Sonstige Marktregeln, Kapitel 6 (v3.1) http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems.xml.redirectToItem?pMasterthingId=55718.
- [ECOPOWER 2007] ECOPOWER (2007). *Planungsinformation Blockheizkraftwerk*. Power-Plus Technologies GmbH, Fasaneninsel 20, 07548 Gera. p38.
- [EEX 2008] EEX, EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG (2008). *Marktdaten Stromhandel 2008*. Webseite, Stand 6.7.2009. http://www.eex.com/de/document/28021/energy_spot_historie_2008.xls.
- [EU 2006] EU (2006). *Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates*. Europäische Union.
- [EU 2009] EU (2009). *Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG*. Europäische Union.
- [G. BÄRWALDT 2008] G. BÄRWALDT, M. KURRAT (2008). *Auswirkungen von dynamischen Haushaltsstromtarifen auf der Basis stochastischer Haushaltslastprofile*. 10. Symposium Energieinnovation, Graz/Austria.
- [G. KERBER 2008] G. KERBER, R. WITZMANN (2008). *Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen*. EW - Magazin für Energiewirtschaft, 6:22–26.
- [G. TRNKA 2008] G. TRNKA, M. HOFMANN, G. SIMADER (2008). *Qualitätslinie optimierte Installation von Gas-, Öl- und Pellets-Heizungssystemen*. Im Auftrag der Europäischen Kommission BMWA MA27-Stadt Wien, Herausgeber: Austrian Energy Agency, S. 9.

- [GREMMEL 1999] GREMMEL, HENNING (1999). *Schaltanlagen*. 10. Auflage. Cornelsen Lehrbuch. Herausgegeben für ABB.
- [GÖTZE 2008] GÖTZE, UWE (2008). *Investitionsrechnung: Modelle Und Analysen Zur Beurteilung Von Investitionsvorhaben*. Springer, Berlin. Kapitel 3: Modelle für Vorteilhaftigkeitsentscheidungen bei einer Zielgröße.
- [J.F. DOPAZO 1975] J.F. DOPAZO, O.A. KLITIN, A.M. SASSON (1975). *Stochastic Load Flows*. IEEE Trans. Power Appar. Syst. PAS-94, S. 299–309.
- [J.Y. CHIANG 1998] J.Y. CHIANG, A.M. BREIPOHL, F.N. LEE (1998). *Probabilistic Load Variation Modeling for Estimating the Variance of Annual Production Cost*. IEEE Power Engineering Review, 18(8).
- [K. KINSNER 1978] K. KINSNER, A. SERWIN, M. SOBIERAJSKI (1978). *Practical Aspects of Stochastic Load Flow Calculations*. Archiv für Elektrotechnik, 60:283–288.
- [M. PIELKE 2009] M. PIELKE, M. KURRAT (2009). *Integrations- und Marktstrategien von Mini-BHKW in Wohnobjekten für den Energieversorger*. 6. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen.
- [N.D. HATZIARGYRIOU 1993] N.D. HATZIARGYRIOU, T.S. KARAKASANIS, M. PAPA-DOPOULOS (1993). *Probabilistic Load Flow in Distribution Systems Containing Dispersed Wind Power Generation*. IEEE Trans. on Power Systems, 8(1).
- [NET 2009] NET (2009). *Webseite der Neue Energie Technik GmbH - Produktinformationen zu GAS-BHKWs*. Webseite, Stand: 16.4.2009. <http://shop.neue-energie-technik.net>.
- [OTTO KALAB 2006] OTTO KALAB, WIRTSCHAFTSKAMMER OBERÖSTERREICH (2006). *Standardisierte Lastprofile*. Webseite, Stand 18.5.2009. http://portal.wko.at/wk/dok_detail_file.wk?AnglID=1&DocID=603304&StlID=289986.
- [P. CARAMIA 1999] P. CARAMIA, G. CARPINELLI, P. VARILONE (1999). *Probabilistic three-phase load flow*. Electrical Power & Energy Systems, 22:55–69.
- [PÖSEL 1974] PÖSEL, E (1974). *Wesen und Möglichkeiten der Monte-Carlo-Methode*. Elektrie, 28:382–385.
- [RMN 2007] RMN, VERTEILNETZBETREIBER (2007). *Informationen des Verteilnetzbetreibers Rhein-Main-Neckar GmbH & Co. KG - Lastprofile der Kundengruppen*

- Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaftsbetriebe für den Netzzugang*. Webseite, Stand 27.11.2007. <http://www.vnb-rmn.de/index.php?uid=21>.
- [SALZBURG-AG 2008] SALZBURG-AG (2008). *Smart Grids - Pilotprojekt BHKW-Netz, WS-TU Wien*. Technischer Bericht, Präsentation am 10.3. auf internem Projektmeeting.
- [SAUER 1977] SAUER, P.W (1977). *A Generalized Stochastic Power Flow Algorithm*. Doktorarbeit, Ph. D. Thesis Purdue University, West LaFayette, Indiana.
- [SCHEFFLER 2004] SCHEFFLER, J. (2004). *Bestimmung der maximal zulässigen Netzan-schlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*. Fortschritt-Berichte Energietechnik 512, Reihe 6, VDI Düsseldorf.
- [SCHULZ 2007] SCHULZ, DETLEF (2007). *Elektrische Energieversorgung*. Nr. ISBN-10: 3834802174. Vieweg Friedr. + Sohn Ver.
- [SOBIERAJSKI 1978] SOBIERAJSKI, M. (1978). *A Method of Stochastic Load Flow Cal-culation*. Archiv für Elektrotechnik, 60:37–40.
- [V. DIEDRICHS 2002a] V. DIEDRICHS, A. BELLHOMO (2002a). *Mathematische Modell-bildung von Lastleistungen in Energiesystemen mit Methoden der Zeitreihenanalyse*. Forschungsbericht, Fachhochschule O/O/W - Standort Wilhelmshaven.
- [V. DIEDRICHS 2002b] V. DIEDRICHS, E. WIEBEN (2002b). *Identifikation von Anwen-dungspotentialen der Probabilistischen Lastflussrechnung*. Forschungsbericht, Fachhochschule O/O/W - Standort Wilhelmshaven.
- [VOGEL 2002] VOGEL, M. (2002). *Untersuchungen zum Anschluss von dezentralen Ein-speisern an Niederspannungsnetze*. Diplomarbeit, TU Chemnitz.
- [WIEBEN 2008] WIEBEN, ENNO (2008). *Multivariates Zeitreihenmodell des aggregierten elektrischen Leistungsbedarfes von Standardverbrauchern für die probabilistische Last-flussberechnung*. Doktorarbeit, Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften der Technischen Universität Clausthal.

Teil I

Anhang

Anhang A

Anlagenschemata der BHKWs

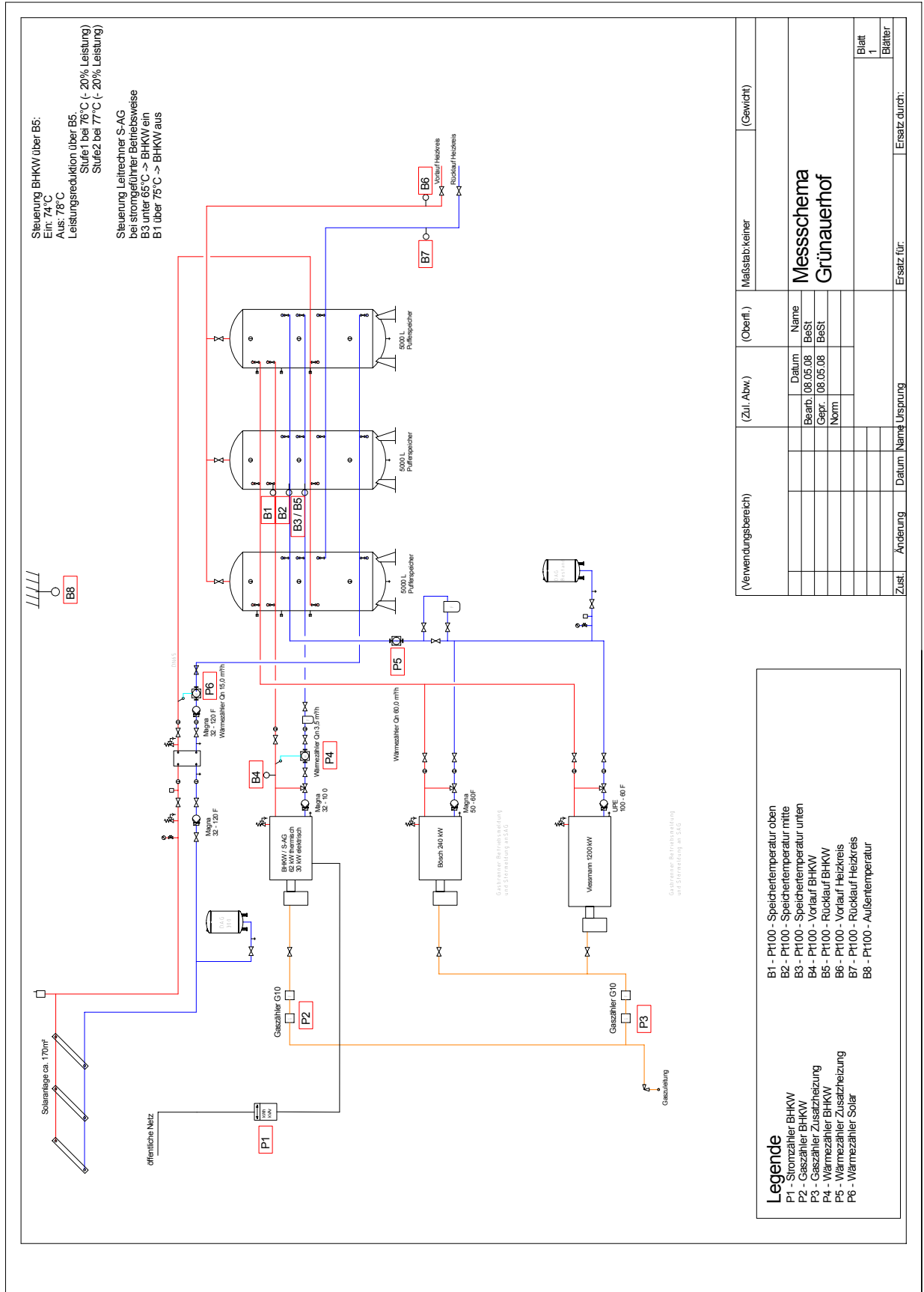


Abbildung A.2: Anlagenschema BHKW Grünerhof [SALZBURG-AG 2008]

Anhang B

Zeitverläufe zum Regelbedarf

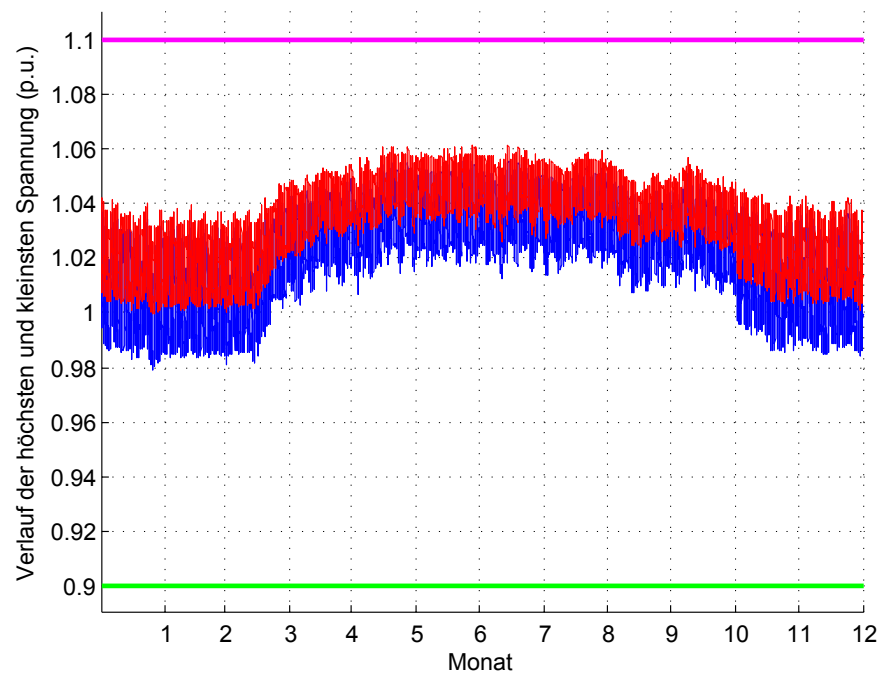


Abbildung B.1: Dynamischer Regelbedarf im Netz Wölting Ort im Szenario 2

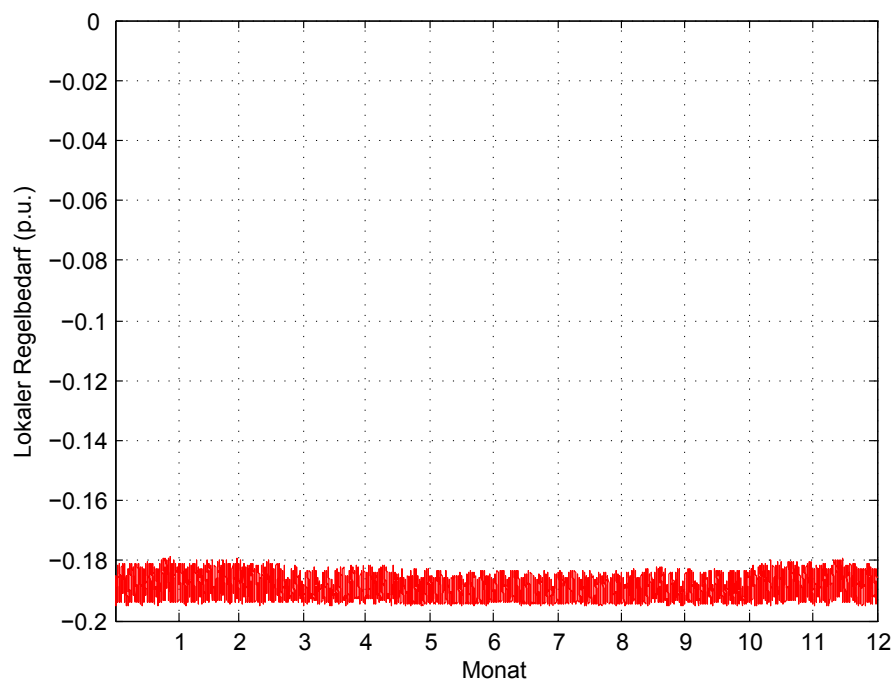


Abbildung B.2: Lokaler Regelbedarf im Netz Wölting Ort im Szenario 2

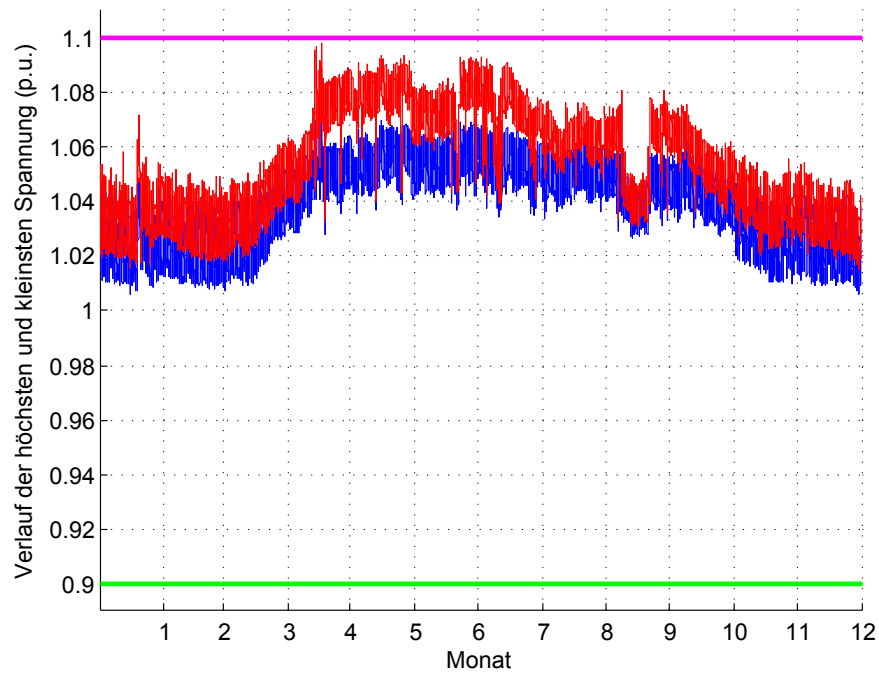


Abbildung B.3: Dynamischer Regelbedarf im Netz St.Andrä im Szenario 2

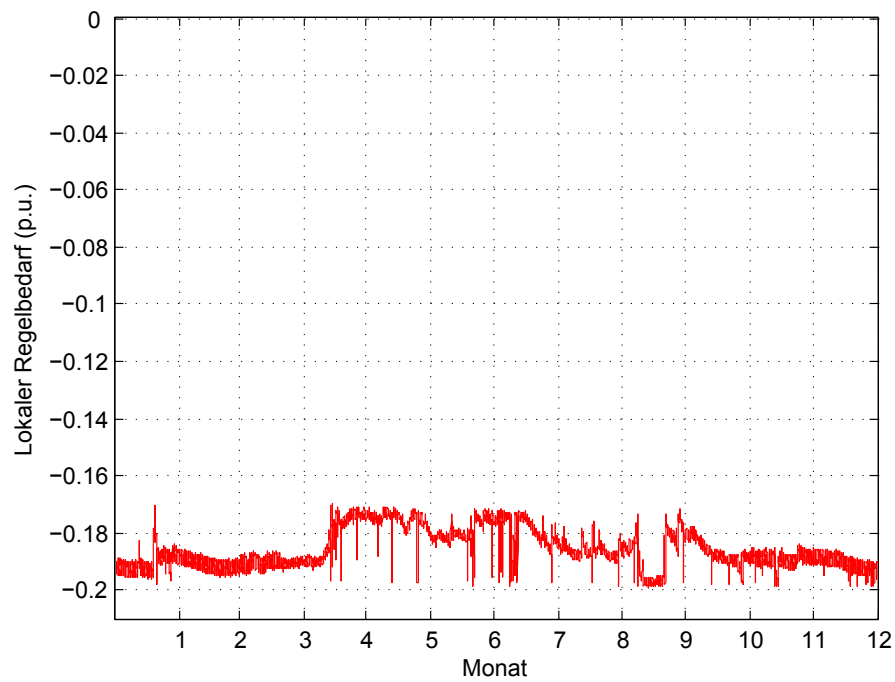


Abbildung B.4: Lokaler Regelbedarf im Netz St.Andrä im Szenario 2



Abbildung B.5: Dynamischer Regelbedarf im Netz Kendlbruck Ort im Szenario 2

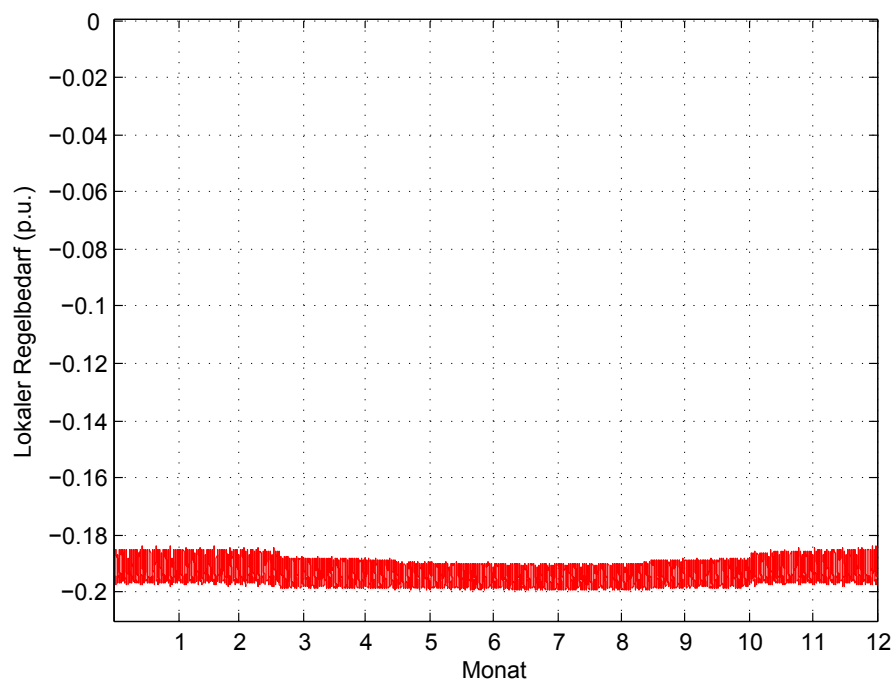


Abbildung B.6: Lokaler Regelbedarf im Netz Kendlbruck Ort im Szenario 2

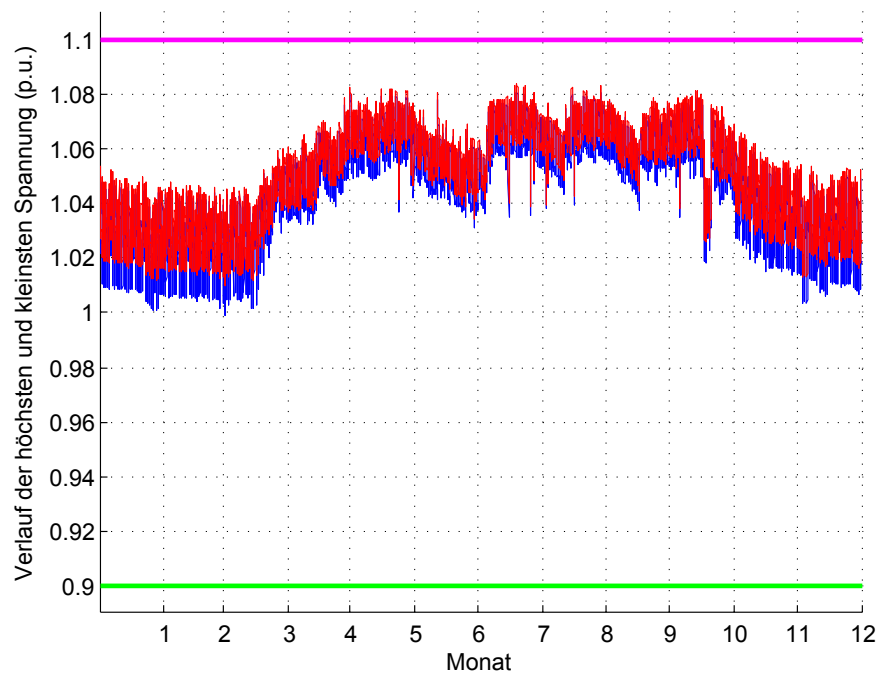


Abbildung B.7: Dynamischer Regelbedarf im Netz Kendlbruck Costan im Szenario 2

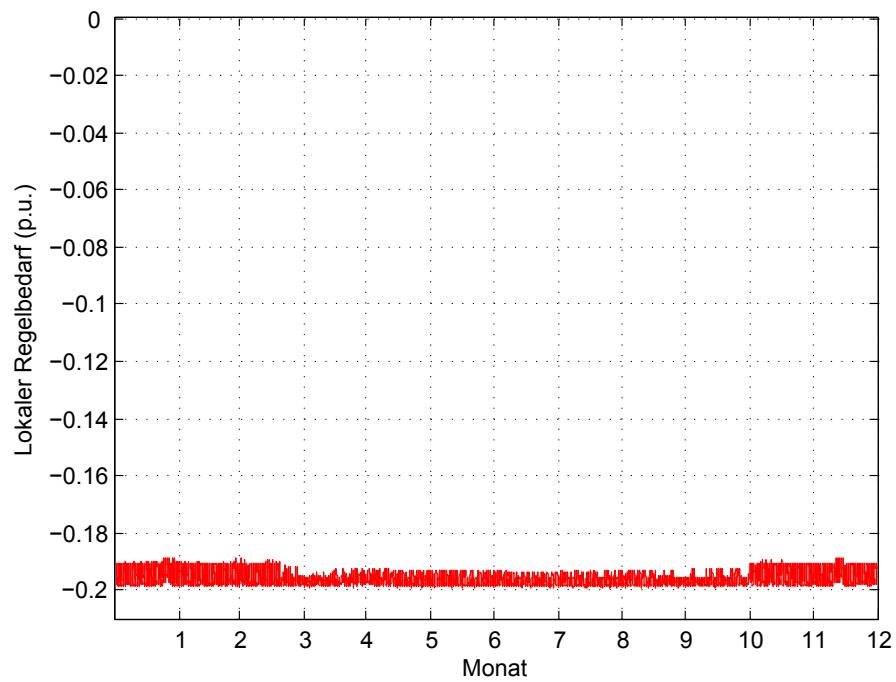


Abbildung B.8: Lokaler Regelbedarf im Netz Kendlbruck Costan im Szenario 2

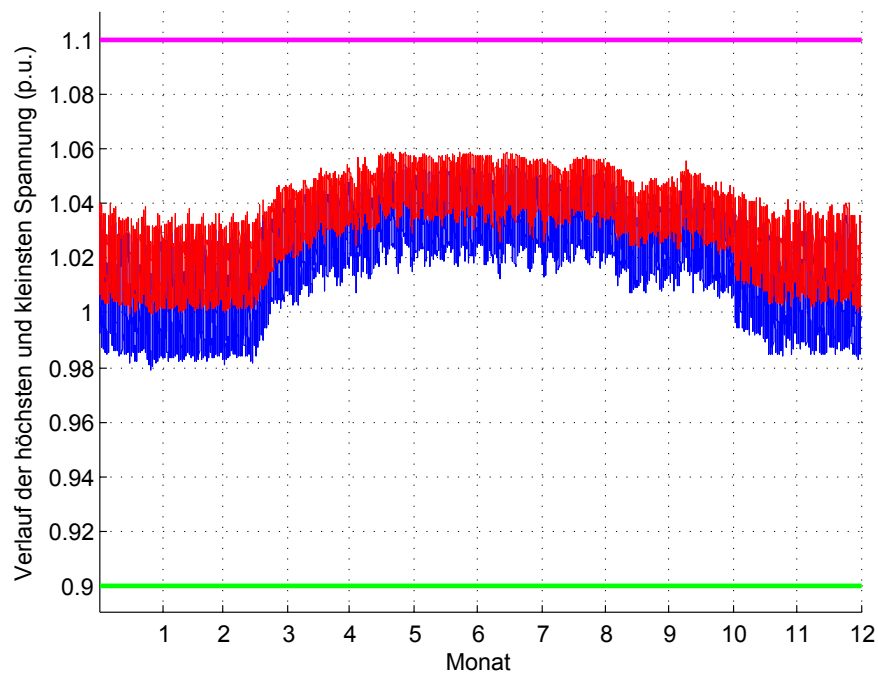


Abbildung B.9: Dynamischer Regelbedarf im Netz Wölting Ort im Szenario 3

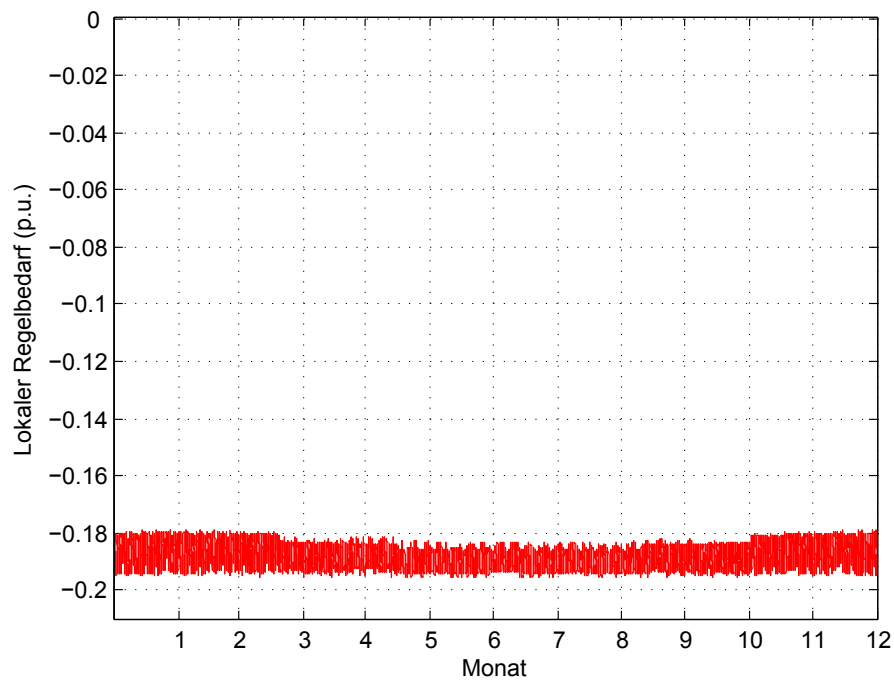


Abbildung B.10: Lokaler Regelbedarf im Netz Wölting Ort im Szenario 3

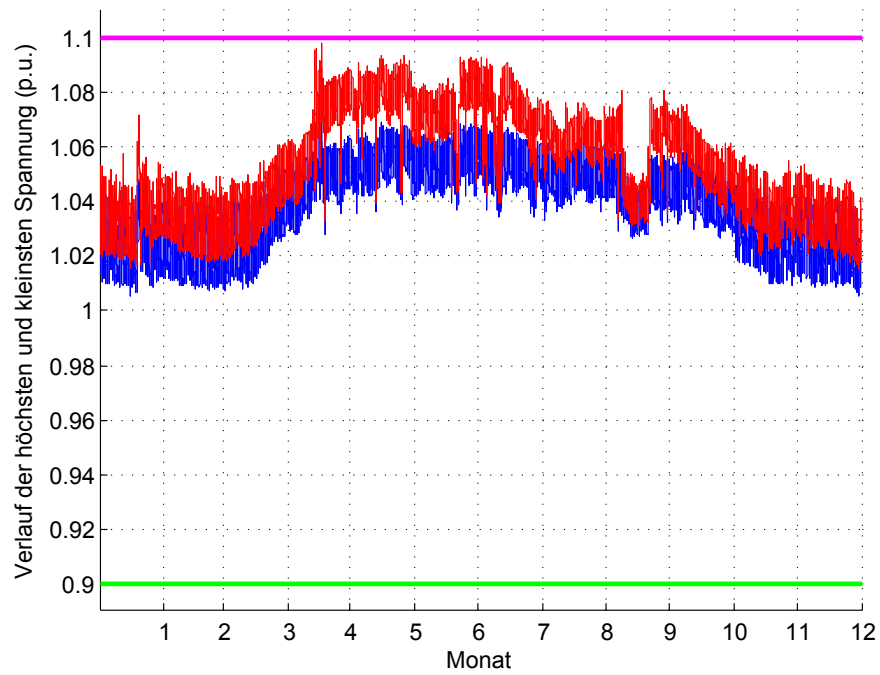


Abbildung B.11: Dynamischer Regelbedarf im Netz St.Andrä im Szenario 3

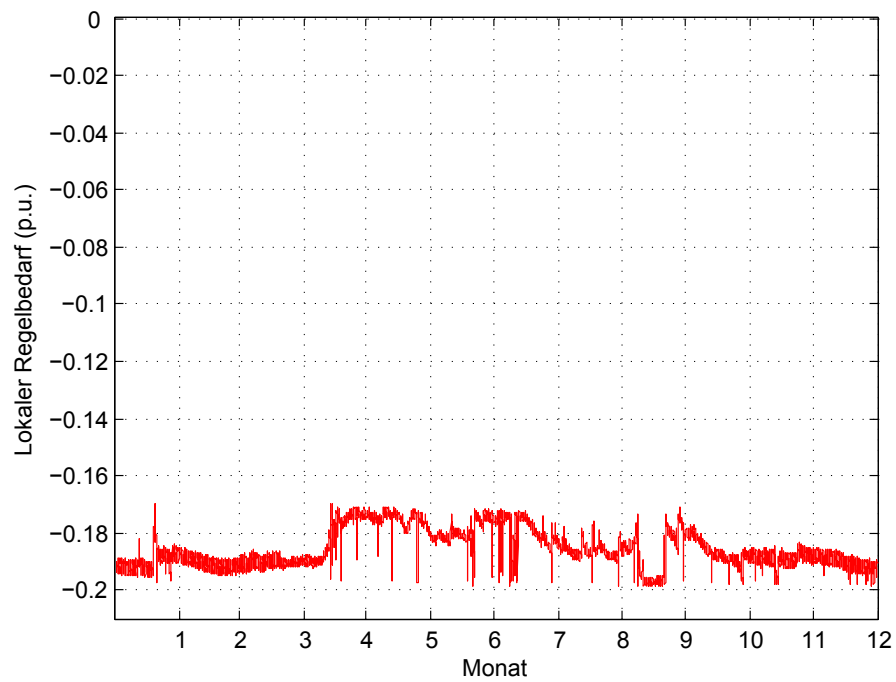


Abbildung B.12: Lokaler Regelbedarf im Netz St.Andrä im Szenario 3

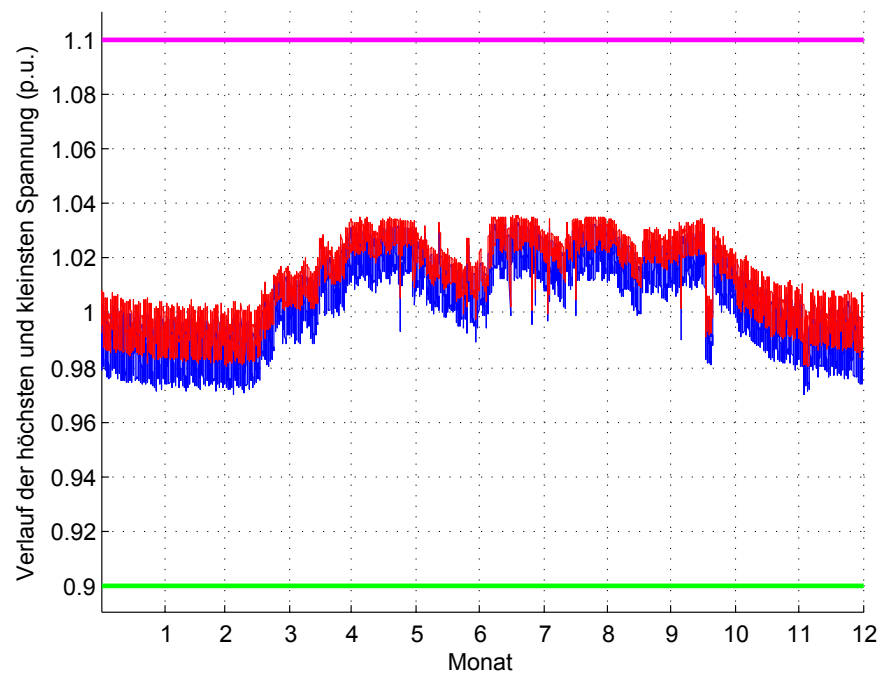


Abbildung B.13: Dynamischer Regelbedarf im Netz Kendlbruck Ort im Szenario 3

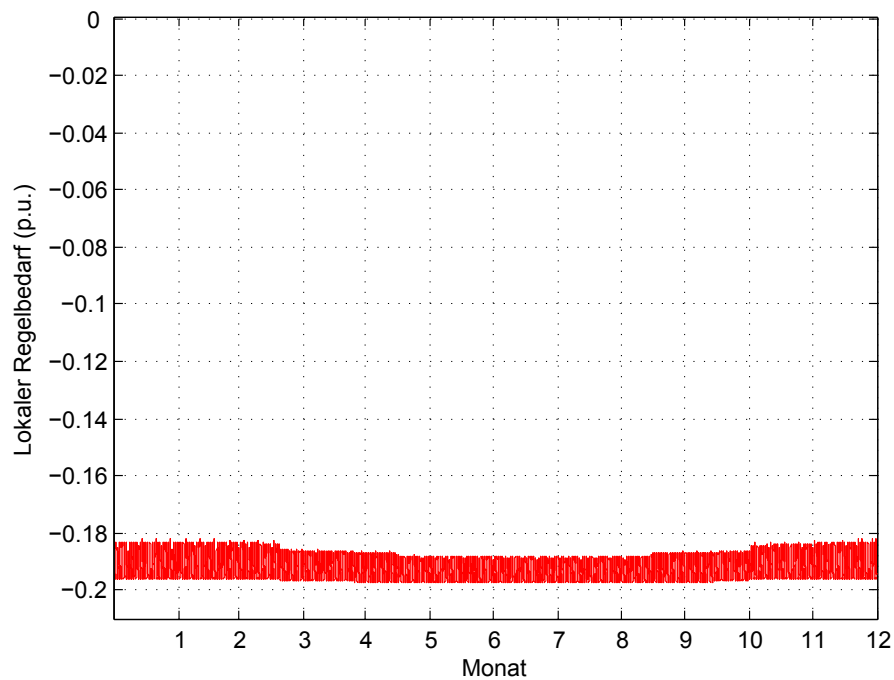


Abbildung B.14: Lokaler Regelbedarf im Netz Kendlbruck Ort im Szenario 3

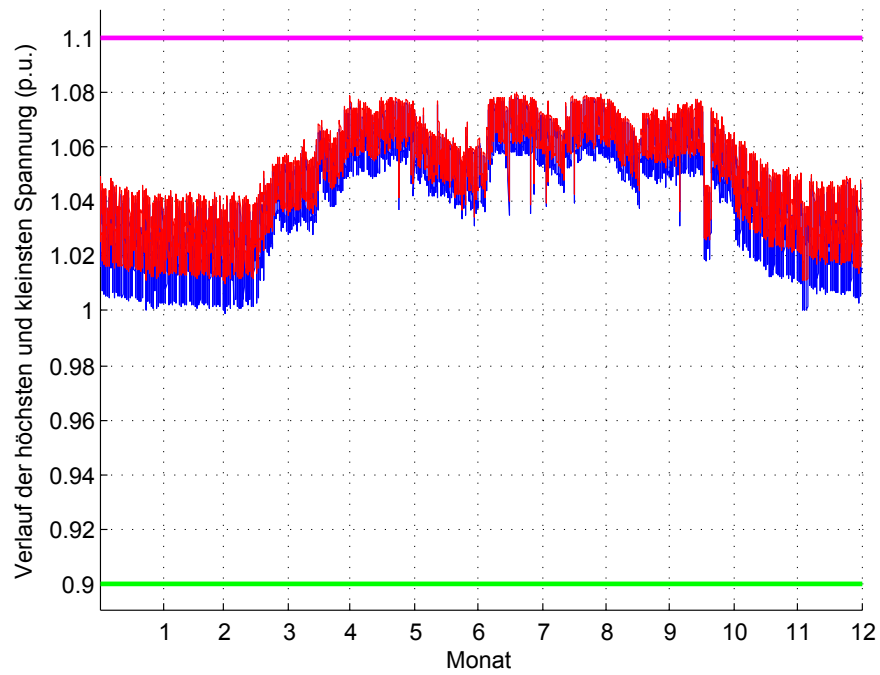


Abbildung B.15: Dynamischer Regelbedarf im Netz Kendlbruck Costan im Szenario 3

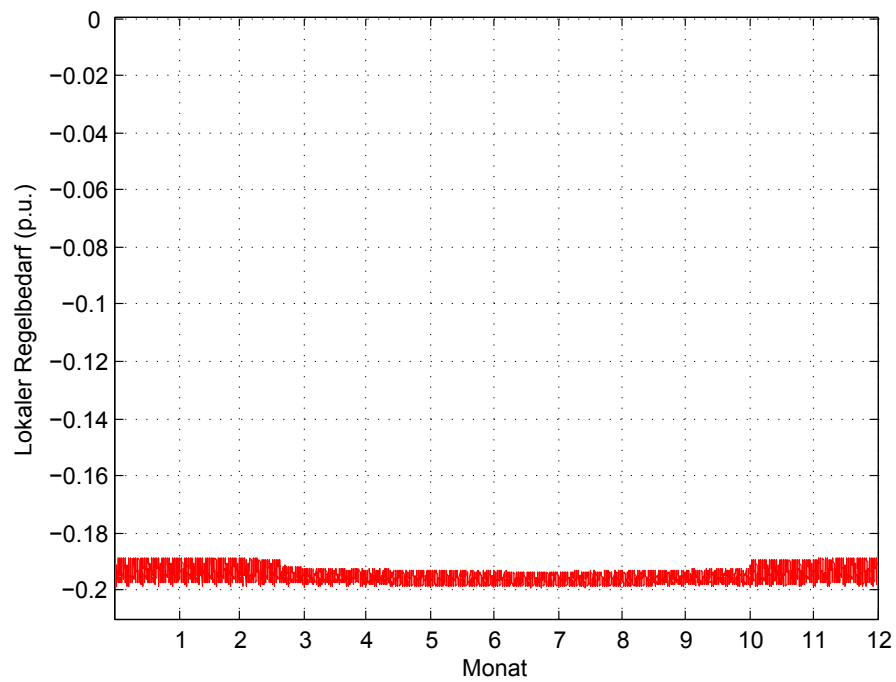


Abbildung B.16: Lokaler Regelbedarf im Netz Kendlbruck Costan im Szenario 3