

BRANDENBURGISCHE TECHNISCHE UNIVERSITÄT COTTBUS

FAKULTÄT FÜR MASCHINENBAU, ELEKTROTECHNIK UND
WIRTSCHAFTSINGENIEURWESEN
INSTITUT ENERGIETECHNIK
FORSCHUNGSBEREICH ENERGIEVERSORGUNG

LEHRSTUHL ENERGIEVERTEILUNG UND HOCHSPANNUNGSTECHNIK
PROFESSOR DR.-ING. H. SCHWARZ

Bewertung der Investitionen und der Betriebskosten aktiver Verteilnetze im Vergleich zum klassischen Netzausbau

Diplomarbeit

eingereicht von:	cand. Ing. Diane Wodner
Studiengang:	Wirtschaftsingenieurwesen
Fachrichtung:	Energieversorgung
Matrikelnummer:	2609966
ausgegeben am:	15. Dezember 2011
eingereicht am:	15. März 2012
Hochschullehrer:	Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz
Betreuer Hochschule:	Dipl.-Ing. Dirk Lehmann
Betreuer Siemens AG:	Joachim Bamberger Dr. Michael Metzger

INHALTSVERZEICHNIS

DANKSAGUNG	I
INHALTSVERZEICHNIS	II
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
TABELLENVERZEICHNIS	VII
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	VIII
FORMELZEICHEN & EINHEITEN.....	X
1 Einleitung	1
1.1 Aufbau und Zielsetzung der Arbeit	2
1.2 Problemstellung	4
2 Die Netzstabilität	9
2.1 Kriterien der Netzstabilität	9
2.2 Erwartungswerte für Spannung und Frequenz nach DIN EN 50160.....	11
2.3 Richtlinien für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz zur Gewährleistung der Netzstabilität nach der VDE-AR-N 4105.....	13
3 Das klassische Netz	14
3.1 Die klassische Netzstruktur	14
3.2 Die Netzformen	16
3.3 Netzstabilisierung durch Netzausbau	17
3.3.1 Aktuelle Situation in Deutschland und Ausbauszenarien bis 2020.....	17
3.3.2 Rechtliche Situation des Netzausbaus	19
3.3.3 Maßnahmen, Kriterien, Richtlinien zur Dimensionierung	20
4 Das intelligente Netz – Smart Grid	22
4.1 Die intelligente Netzstruktur.....	22
4.2 Netzstabilisierung durch das Smart-Grid	23
4.2.1 Das Smart-Metering als Bestandteil eines Smart-Grid.....	23
4.2.2 Datenmanagement und Datenschutz im Smart-Grid	25
4.2.3 Rechtliche Situation bezüglich der Messtechnik.....	25
5 Vergleich der Konzepte der Energieversorgung	28
6 Vorstellung des Projekts und der Modellregion – Rahmendaten	30
6.1 Allgemeine Angaben zum Projekt IRENE	31
6.2 Prinzip der Messdatenerfassung und –aufbereitung im IRENE-Projekt	32
6.3 Zur Region Wildpoldsried	35
6.3.1 Allgemeine Daten.....	35
6.3.2 Abgrenzung Gemeinde – Modellregion – Messrelevanz.....	36

6.3.3	Kurzanalyse der Last- und Einspeiseprofile.....	37
7	Bestimmung von Messort und –anzahl im aktiven Verteilnetz	41
7.1	Datengrundlage.....	42
7.2	Netzbereiche zur Bestimmung der Messorte und –anzahl.....	42
7.3	Bestimmung der Netzabschnitte je Untersuchungsbereich.....	43
7.3.1	10%-Netzbereich.....	45
7.3.2	8%-Netzbereich.....	45
7.3.3	LV-Netzbereich	46
7.4	Kriterien zur Messortbestimmung in einem Verteilnetz	49
7.4.1	Das Auslastungskriterium – Identifikation überlasteter Betriebsmittel	50
7.4.2	Das Einspeisekriterium Trafo – Sammelschiene am Transformator	51
7.4.3	Das Einspeisekriterium DEA – Einspeiseort einer DEA	51
7.4.4	Das Grenzwertkriterium – Überschreiten von Spannungsgrenzwerten.....	52
7.4.5	Das DEA-Einfluss-Kriterium – Auswirkung der Einspeisung auf den Spannungsverlauf	53
7.4.5.1	Die Grundidee	54
7.4.5.2	Programmablauf zur Bestimmung des DEA-Einflusses	55
7.4.6	Das Zweig-Kriterium – Spannungsverhalten an Zweigknoten.....	61
7.4.7	Das Strang-Kriterium – Spannungsverhalten einer Stickleitung	62
7.5	Anzahl und Verteilung der Messgeräte in Abhängigkeit zu den Netzbereichen	63
7.5.1	Anzahl und Verteilung ausgehend von den Messkriterien	63
7.5.2	Plan-Szenario und fixe Messgeräte.....	65
7.5.3	Kalkulationsgrundlage – Gesamtanzahl der Messgeräte je Netzbereich	66
7.6	Kostenrechnung des Messsystems im Smart-Grid	67
7.6.1	Darlegung der Kostenpositionen	67
7.6.2	Kostenrechnung – Bestimmung der Investitionen und Betriebskosten nach Netzbereich.....	68
7.6.3	Kostenvergleich über die Lebensdauer der Messgeräte.....	69
8	Der traditionelle Netzausbau in der Modellregion.....	71
8.1	Ausbaurelevante Netzabschnitte und Betriebsmittel.....	72
8.2	Netzausbaumaßnahmen in den Netzabschnitten des 10%-Netzbereichs.....	73
8.2.1	Vorgehensweise zur Ermittlung tauschrelevanter Betriebsmittel	74
8.2.2	Bestimmung der benötigten Scheinleistung der Transformatoren.....	76
8.2.3	Entfallende Leitungen durch Erhöhen der Trafoscheinleistung.....	76
8.2.4	Bestimmung der benötigten Leitungen	77
8.3	Investitionssumme und Betriebskosten des traditionellen Netzausbaus	79
8.3.1	Investitionssumme und Betriebskosten	79

9	Vergleich der Investitionen und Betriebskosten aktiver Verteilnetze im Vergleich zum klassischen Netzausbau	84
9.1	Vergleich der Investitionen und der Betriebskosten über eine Projektdauer von 25 Jahren.....	84
9.2	Vergleich der Investitionen und der Betriebskosten über eine Projektdauer von 50 Jahren.....	85
9.3	Vergleich der Projektkosten.....	87
10	Auswertung	89
10.1	Zusammenfassung der Erkenntnisse	89
10.2	Ausblick.....	90
	LITERATURVERZEICHNIS.....	XII
	ANHANG.....	XVI
	Eidesstattliche Erklärung	VIII

1 Einleitung

Seit einigen Jahren befindet sich der deutsche Energiemarkt stark im Wandel. Zunächst erfolgte die Liberalisierung des Strommarktes mittels des Unbundlings. Energieerzeugung und -verteilung wurden eigentumsrechtlich getrennt. Kurz darauf wurde im Jahr 2000 das EEG, das Erneuerbare-Energien-Gesetz auf den Weg gebracht. Es regelt die Vorrangstellung der regenerativen Energien zur Strom-einspeisung. Dies war der Beginn einer einzigartigen Förderung in erneuerbare Energiequellen wie Sonne und Wind, die eine Erweiterung des konventionellen Kraftwerkspark bestehend aus Atom- oder Braunkohlekraftwerken darstellten. Seither wurde das Gesetz mehrmals novelliert, zuletzt zum 1. Januar 2012. Die Novellierungen waren notwendig, um auf die sich verändernde Kraftwerksstruktur zu reagieren. So erfolgten in jüngerer Zeit erhebliche Kürzungen bzgl. der Solarsubventionen. Auch ist dies als Reaktion auf eine zunehmende Wirtschaftlichkeit der Solarbranche zurückzuführen.

Die Bundesregierung ist im internationalen Vergleich ein Zugpferd auf der Ebene eines nachhaltigen Energiekonzepts. Häufig fällt in dem Diskurs der Begriff „Energiewende“. Energiewende bedeutet die Abkehr von der bekannten Struktur der Energieversorgung. Der erste Schritt wurde mit der Entflechtung der Energieversorgungsunternehmen getan, der zweite im Zuge der Förderung erneuerbarer Energien, deren Anteil an der deutschen Stromversorgung von Jahr zu Jahr wächst. Längst wurden klare Ziele formuliert: Bis 2020 sollen mit Hilfe der Erneuerbaren die CO₂-Emissionen um 40%, bis 2050 sogar um 80% bezogen auf 1990 gesenkt werden. Dazu gehört ein Anstieg des Bruttostromverbrauchs aus EE auf 35% (2020) bzw. auf mindestens 80% (2050). Im Jahr 2010 betrug dieser Anteil 16,8% [17, S.3]. Zuletzt wurde der Ausstieg aus der Atomkraft bis zum Jahr 2022 manifestiert [20].

Doch mehr und mehr geht auch ein anderer Aspekt in die Diskussion der „Energiewende“ ein. Es ist denkbar, dass langfristig darunter nicht nur die Umstellung der Energieträger von konventionellen auf alternative zu verstehen sein wird, sondern auch eine Umstellung auf Ebene der Energieübertragung und -verteilung: weg von der klassischen Netzstruktur, die durch die Großkraftwerke zum Transport großer Energiemengen benötigt wird, hin zu einem intelligenten Netz, das kleinere, regenerative Anlagen auf niedriger Einspeiseebene in das Netz und in die Energieversorgung integrieren kann. Das Smart-Grid ist seit drei, vier Jahren in aller Munde und wird als Lösung dafür angesehen, den gestiegenen Anforderungen der Netze durch die gestiegene Anzahl und Leistung regenerativer Energiequellen gerecht zu werden.

Der inhaltlichen Auseinandersetzung vorwegnehmend und vereinfacht formuliert verbirgt sich hinter einem Smart-Grid die Automatisierung der Netze auf Übertragungs-, speziell aber auf Verteilnetzebene, sodass z.B. auch die bereitgestellte Energie der Dachanlage eines Privatinvestors optimiert und effizient zur Bedarfsdeckung der Abnehmer herangezogen werden kann. Hierfür ist ein hohes Maß an Netzkenntnis erforderlich: Wie hoch ist die derzeitige Abnahme? Wie hoch ist die derzeitige Einspeisung? Welche Energierzeugungsanlagen speisen überhaupt wie viel in das Netz? Sind die Leitungen aufgrund der erhöhten Einspeisung lokal überlastet? Kann dieser Überlastung durch eine Optimierung der Lastflüsse entgegengewirkt werden?

Um diese und ähnliche Fragen aus Sicht des Netzbetreibers beantworten zu können, ist eine ausgeprägte Kommunikations- und Messgeräteinfrastruktur erforderlich. Die Messgeräte erfassen die entscheidungsrelevanten Parameter wie Strom und Spannung. Mit Hilfe von Kommunikationsmedien können diese an übergeordnete Schnittstellen übermittelt werden. Auch ist eine Kommunikation von z.B. EE-Anlagen und Speichern denkbar. Die Konzepte und Ideen für einen effizienten Datenaustausch sind bisher jedoch nicht ausgereift und hinreichend erprobt. Sind die Netzdaten bekannt, können mittels geeigneter Regelungstechnik die Anlagen gezielt angesteuert werden. Speicher können zu- und abgeschaltet werden, Energieanlagen u.U. gedrosselt. Es erfolgt ein aktiver und automatisierter Eingriff in den Lastfluss, um diesen zu optimieren und gegebenenfalls Netzelemente zu entlasten.

Die Voraussetzung für dieses Vorgehen ist eine detaillierte Netzkenntnis. Um diese zu erreichen, ist die Installation von Messtechnik erforderlich. Es sind Messgeräte zu verwenden, die die relevanten Parameter des Netzes ermitteln. Doch speziell auf Ebene der Abnehmer ist das Versorgungsnetz weit

verzweigt. Es bedarf einer sehr hohen Anzahl geeigneter Messtechnik, um jeden Haushalt oder jede Versorgungsleitung oder jede EE-Anlage zu erfassen. Allein aus ökonomischer Sicht ist dies weder umsetzbar noch sinnvoll. Es ist an relevanten Stellen im Netz zu messen. Doch wie sollen diese identifiziert werden? Nach welchen Kriterien soll eine Verteilung der Messtechnik erfolgen, um jene Informationen zu erhalten, die erforderlich sind, um in einem nächsten Schritt die Lastflüsse effektiv steuern zu können? Der Beantwortung dieser Fragen widmet sich diese Arbeit.

1.1 Aufbau und Zielsetzung der Arbeit

Es wird das Ziel dieser wissenschaftlichen Auseinandersetzung sein, eingebettet in das Smart-Grid Projekt IRENE der Siemens AG, geeignete Kriterien der Messortbestimmung zum Einen zu definieren und zu erläutern und zum Anderen diese bezogen auf das Verteilnetz des IRENE-Projektes anzuwenden. Darauf aufbauend wird diese Maßnahme unter ökonomischen Gesichtspunkten analysiert. Im Kontext der Netzproblematik ist es darüber hinaus erforderlich, den Maßnahmen zur Implementierung eines aktiven Verteilnetzes die traditionellen Netzausbaumaßnahmen gegenüberzustellen.

Die Messtechnik ist als Eckpfeiler eines intelligenten Netzes aus wirtschaftlicher als auch technischer Sicht zur Erhebung einer geeigneten Datenbasis zur Automatisierung eines Verteilnetzes zu bewerten.

Die sich anschließende Abbildung 1 visualisiert die inhaltliche Struktur dieser Arbeit, um sich dem definierten Ziel zunächst inhaltlich zu nähern. Grundsätzlich gliedert sich diese wissenschaftliche Auseinandersetzung in zwei Schwerpunkte, zum Einen die Grundlagenbildung und zum Anderen die Anwendung dieser auf ein konkretes Projekt bezogen auf die Schwerpunkte des klassischen Netzausbaus bzw. das traditionelle Netz und des Smart-Grids, dem intelligenten Netz.

Die Grundlagenlegung setzt sich in Summe aus fünf verschiedenen Themenkomplexen zusammen. Zunächst wird im Anschluss, im Punkt 1.2 das Problem steigender regenerativer Erzeuger bzw. Einspeiser auf Niederspannungsebene erläutert, sowie deren Konsequenzen aufgezeigt. In diesem Kontext schließt sich das zweite Kapitel „Die Netzstabilität“ an. Es wird eindeutig abgegrenzt, welche Aspekte und welche Parameter eine vorliegende Netzstabilität deklarieren. Ergänzend erfolgt in den Gliederungspunkten der zweiten Ebene ein normativer Nachweis. Hier wird dadurch die wesentliche Grundlage für spätere Entscheidungskriterien gelegt, wie sie in der Praxisanwendung auf das Projekt herangezogen werden - welche Grenzwerte sind einzuhalten, um die normativen Anforderungen zu erfüllen. Gesondert wird dabei im Punkt 1.3 auf das Spannungsband eingegangen.

Anschließend erfolgt das Legen der Grundlagen bzgl. der zwei Konzepte der Stromversorgung: das klassische und das intelligente Netz. Der dritte Schwerpunkt setzt sich zunächst mit dem hierarchischen Netzprinzip auseinander. In mehreren Gliederungspunkten werden der Aufbau der Netzstruktur (3.1), die verschiedenen Netzformen in Abhängigkeit zur Spannungsebene (3.2) und die verschiedenen Möglichkeiten eines Netzausbaus dargelegt, die essentiell sind, um die im Komplex 2 herausgestellten Kriterien der Netzstabilität einzuhalten (3.3).

Ein nahezu identisches Vorgehen weist auch der vierte Schwerpunkt auf. Zunächst wird die Netzstruktur erläutert, wie sie für ein künftiges Smart-Grid angedacht ist (4.1). Anschließend werden die wesentlichen Bestandteile, z.B. das Smart-Metering System benannt und erläutert (4.2.1). Auch rechtliche Aspekte oder Aspekte des Datenschutzes rücken hier in den Fokus (4.2.3). Den Abschluss der Grundlagenlegung bildet der fünfte Themenkomplex, der Vergleich der beiden Ansätze, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Hier werden die Pros und Cons der Konzepte einander gegenüber gestellt.

Das konkrete Projekt, das IRENE-Projekt der Siemens AG wird ab dem Gliederungspunkt 6 der Kern der weiteren Auseinandersetzung in dieser Arbeit sein. Zunächst werden die Rahmendaten des Projekts niedergelegt, um einen Eindruck über den Inhalt, den Umfang und das Ziel dieses Projekts zu vermitteln (6.1 und 6.2). Weiterhin ist hierfür die Auseinandersetzung mit der Modellregion unabdingbar (6.3). Auch die Datengrundlage, die für die spätere kalkulatorische Auseinandersetzung herangezogen wird, wird in diesem Komplex dargelegt (0).

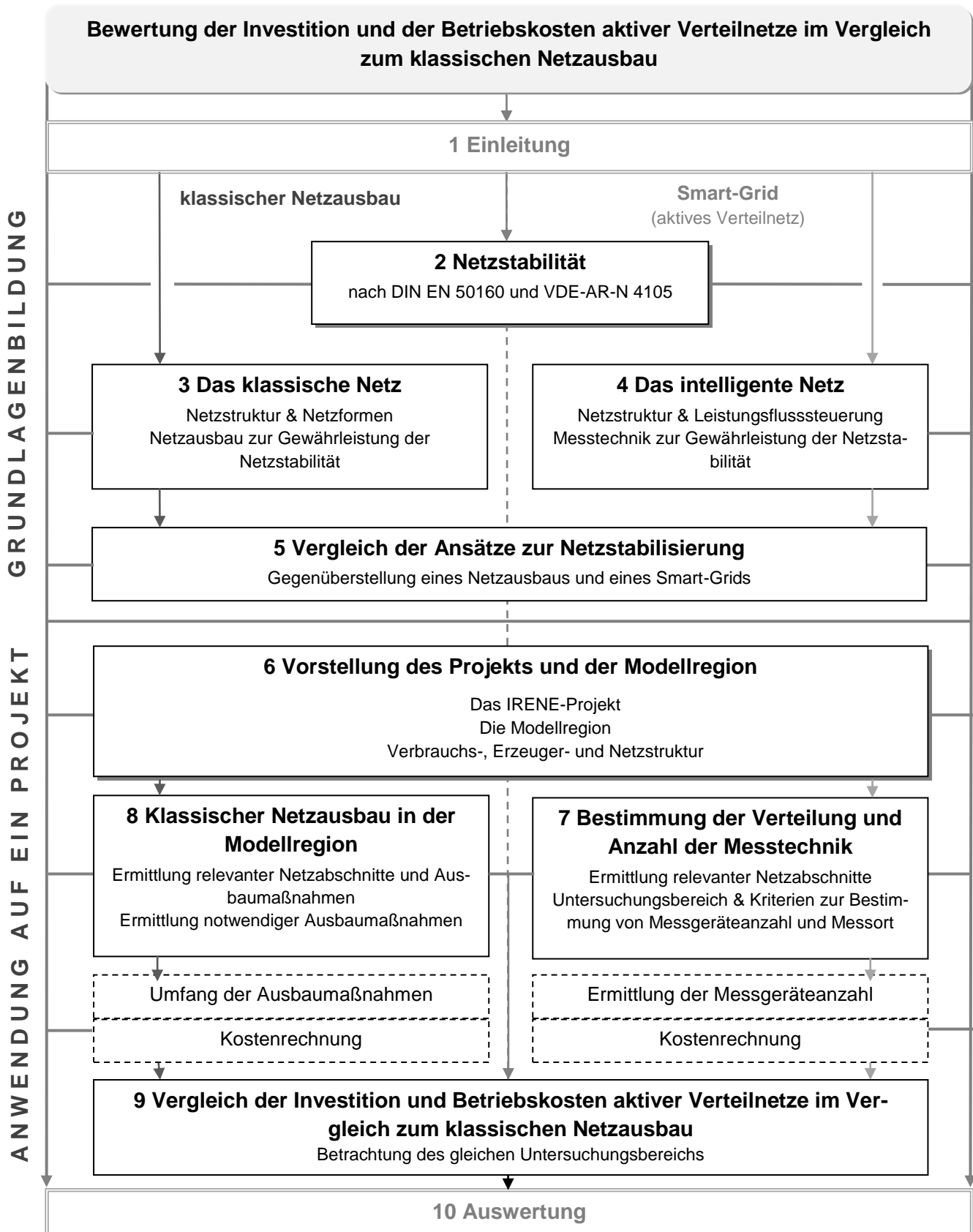


Abbildung 1: struktureller Überblick der Arbeit
Quelle: eigene Darstellung

Nachdem dieser Punkt abgeschlossen wurde, wird erneut eine Zweigliederung nach der Zuordnung „klassischer Netzausbau“ und „Smart-Grid“ vorgenommen, jedoch mit Bezug zu dem IRENE-Projekt.

Um die notwendigen Investitionen und Kostenpositionen eines Smart-Grid zu ermitteln, muss bekannt sein, was für Messtechnik in welchem Umfang und vor allem an welchen messrelevanten Stellen im Verteilnetz eingesetzt wird. Folglich werden hier in verschiedenen Betrachtungen die Anzahl und Verteilung der Messgeräte nach verschiedenen Kriterien ermittelt. Zunächst werden die Netzbereiche erläutert (7.2) und anschließend die verschiedenen Kriterien der Messortbestimmung benannt und deren Auswirkungen auf die Messgeräteverteilung dargelegt (7.4). Abschließend werden die Ergebnisse zusammengefasst und als Grundlage für die sich anschließende Kostenrechnung verwendet (7.6).

Der Punkt 8 bedient sich des gleichen Schemas mit dem Unterschied, dass hier die im Punkt 3 erläuterten Maßnahmen des Netzausbaus angewendet werden. Die relevanten Netzabschnitte werden ermittelt und ebenso der Umfang der Ausbaumaßnahmen (8.1 und 8.2). Abschließend erfolgt eine statische Kostenbetrachtung (8.3).

Der Gliederungspunkt 9 vereint die gewonnenen, ökonomischen Erkenntnisse der Punkte 7 und 8. Hier erfolgt letztlich der eigentliche Vergleich der beiden Methoden, basierend auf einer identischen Datenbasis.

Sämtliche Ergebnisse sowohl aus dem Bereich der Grundlagenbildung als auch aus dem Bereich der Anwendung auf das Projekt IRENE werden in dem letzten Punkt, der Auswertung, noch einmal inhaltlich zusammengefasst, sowie die Quintessenz der Erkenntnisse herausgearbeitet (10.1). Ergänzend wird ein Ausblick gegeben, in dem jene Themenkomplexe angesprochen werden, die für diese wissenschaftliche Auseinandersetzung außer Acht gelassen wurden (10.2), um die Arbeit abzuschließen und inhaltlich abzurunden

1.2 Problemstellung

Mit dem Beschluss des Energiekonzepts der Bundesregierung und einer erneuten Novellierung des EEG zum 1. Januar 2012 wird der Weg Deutschlands hin zu einer erneuerbaren Energieversorgung forciert vorangetrieben. Der Ausbau der regenerativen Energiequellen wie Wind, Sonne oder Biogas schreitet voran. So betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahre 2010 bereits 17% oder 103.466 GWh.

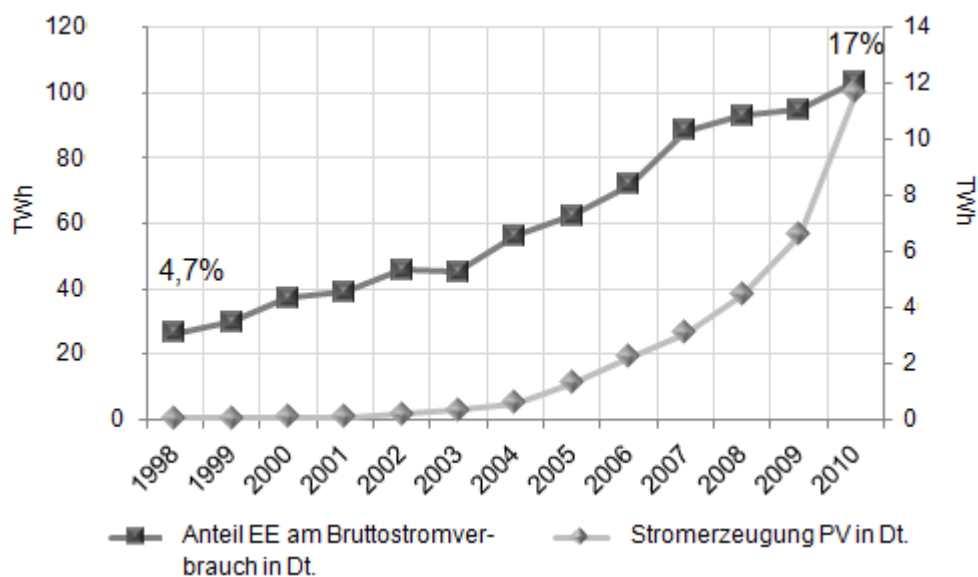


Abbildung 2: Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Dt.
Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an [18, S.13, S.16]

Das entspricht knapp einer Vervielfachung innerhalb von zwölf Jahren [18, S.13, S.16].

Betrachtet man exemplarisch den Zubau auf Ebene der Photovoltaik, stieg im Vergleich zum Referenzjahr 1998 der Anteil an der Stromerzeugung sogar um das 365-fache [18, S.16]. Besonders in den südlichen Regionen wie Bayern oder Baden Württemberg ist die PV-Technologie durch die höheren Strahlungswerte begünstigt. Im Norden, im Flachland und an den Küsten manifestiert sich zunehmend die Windenergie als regenerativer Stromlieferant. Während Windenergieanlagen jedoch primär in das Mittel- und Hochspannungsnetz einspeisen (95%), sind rund 80-90% aller 800.000 Photovoltaikanlagen an das Niederspannungsnetz angeschlossen [22, S.5]. Der Verband der europäischen Solarindustrie Epia schätzt den jährlichen Zubaus bis 2013 in Deutschland auf ca. 3.000 MW [56, S.104] jährlich. Das bedeutet, dass die Einspeisung auf Niederspannungsebene, und somit auf der Ebene der Endverbraucher, der Haushalte, der Gewerbe oder der Landwirtschaft, steigen wird. Was aber passiert, wenn die erzeugte Energie zu Spitzenzeiten nicht mehr abgenommen werden kann? Die Abbildung 3 visualisiert diesen Sachverhalt in einer stark vereinfachten, schematischen Darstellung.

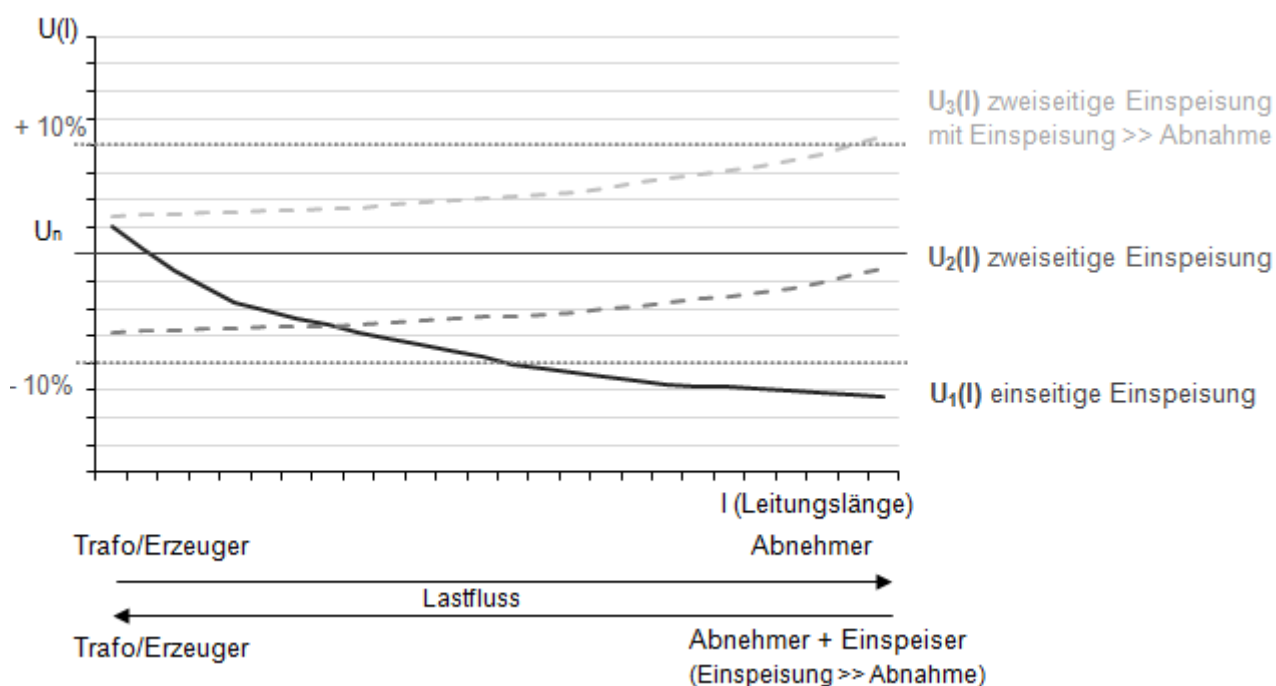


Abbildung 3: Spannungsverläufe in Abhängigkeit zum Grad der Einspeisung auf Verbraucherseite
Quelle: eigene Darstellung

Bei dieser Darstellung wird angenommen, dass der Transformator keinen Stufensteller besitzt. U_1 zeigt stilisiert den typischen Spannungsverlauf entlang einer Stichleitung. Aufgrund der mit der Länge steigenden Netzimpedanz und in Abhängigkeit zur anliegenden Abnehmerlast sinkt die Spannung vom Transformator bis zum Abnehmer. Der Lastfluss ist hier von links nach rechts. Anders gestaltet sich der Sachverhalt, wenn am Ende der Leitung ein Einspeiser angeschlossen wird. Die Spannung steigt und die Anlage versorgt entsprechend ihrer Leistung die anliegenden Abnehmer. Es erfolgt eine Umkehr der Lastflussrichtung bis zum Schnittpunkt der Graphen U_1 und U_2 .

Noch gravierender wird die Wirkung, sofern die Einspeiseleistung um ein Vielfaches höher ist als die Abnehmerlast. Die Spannung am Leitungsende steigt entsprechend. Sogar eine vollständige Lastflussumkehr bis zu dem Transformator ist denkbar und auch, dass Leistung in das Mittelspannungsnetz rückgeführt wird. Eine vermehrte Einspeisung auf LV-Ebene bewirkt eine erhöhte Betriebsmittelauslastung und übt einen maßgeblichen Einfluss auf die Größe der Spannung.

Das Absinken bzw. Ansteigen der Spannung wird jedoch erst dann kritisch zu bewerten sein, wenn das Intervall 90% bis 110% bezogen auf die Nennspannung verletzt wird, folglich wenn die Kurvenverläufe der Abbildung außerhalb des markierten Bereichs liegen.

Darauf, welche Möglichkeiten es gibt, den Graphen der Spannung innerhalb des zulässigen Bereichs zu halten, wird sich der nachstehende Gliederungspunkt konzentrieren.

1.3 Spannungshaltung innerhalb des Toleranzbandes

Die Möglichkeiten, das Toleranzband innerhalb des zulässigen Bereichs zu halten, sind verschieden:

- Transformator mit Stufenschalter
- Spannungsanhebung durch Blindleistungskompensation
- Zweiseitige Speisung
- Mehrfache Speisung (besonders durch dezentrale Einspeiseanlagen)

Die Abbildung 4 zeigt zunächst den Spannungsverlauf entlang einer Leitung bei einer einseitigen Einspeisung durch den Ortsnetztransformator. Zusätzlich ist der zulässige Spannungsbereich (siehe dazu 2.1) markiert.

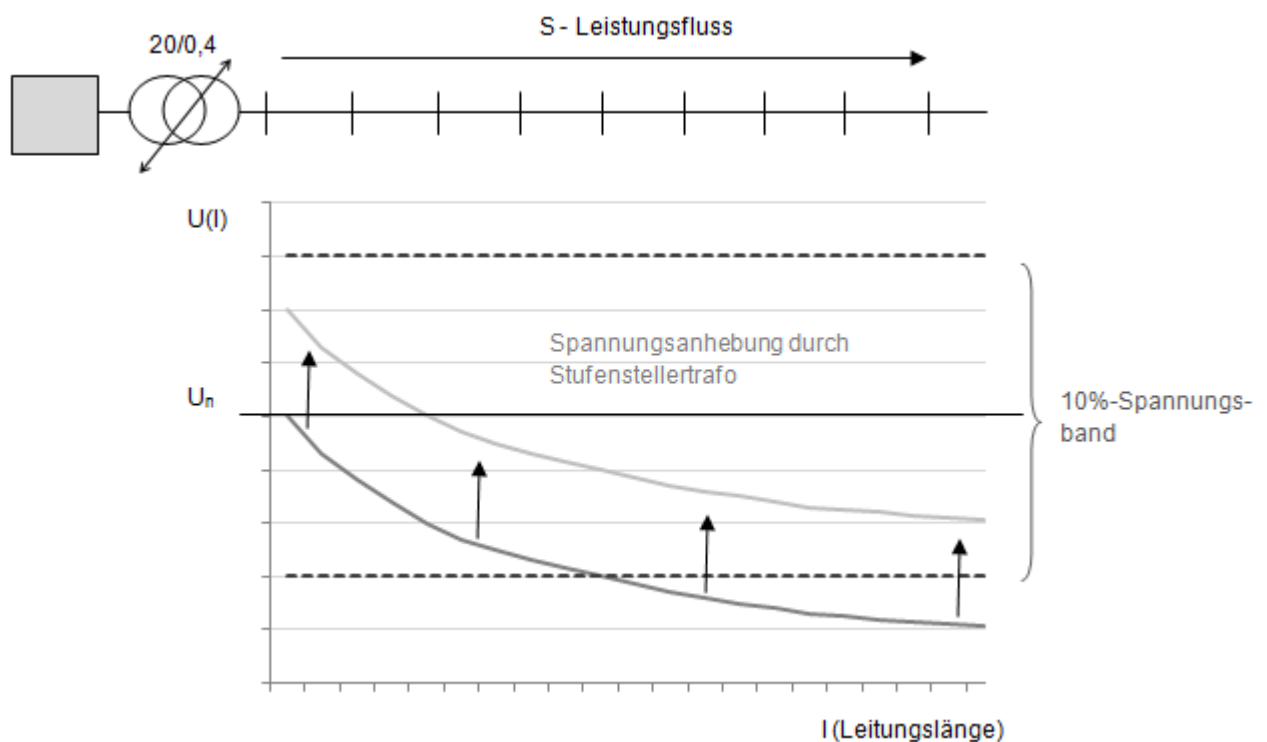


Abbildung 4: Spannungsverlauf bei einseitiger Speisung mit Stufentrafo
Quelle: eigene Darstellung

Es wird ersichtlich, dass das Toleranzband verletzt wird. Eine Möglichkeit der Spannungsanhebung besteht darin, den Transformator mit einem Stufensteller auszustatten. Die Maßnahme besteht darin, dass die Nennspannung am Transformator z.B. nicht mehr 100% beträgt, sondern 102%. Da dies dazu führt, dass bezogen auf die Abbildung, nahezu eine Parallelverschiebung des Graphen erfolgt, ist es denkbar, dass der Graph innerhalb des Toleranzbereichs bleibt. Nicht immer ist diese Maßnahme ausreichend. Zusätzlich könnte eine geringe Spannungsabsenkung in diesem Fall unter das Toleranzband mittels Blindleistungskompensation angehoben werden.

Eine dritte Variante besteht in einer zusätzlichen Einspeisung. Dies kann wie in der Abbildung 5 durch einen weiteren Transformator geschehen oder durch eine DEA, eine dezentrale Energieerzeugungsanlage wie bspw. Eine Photovoltaik-Anlage.

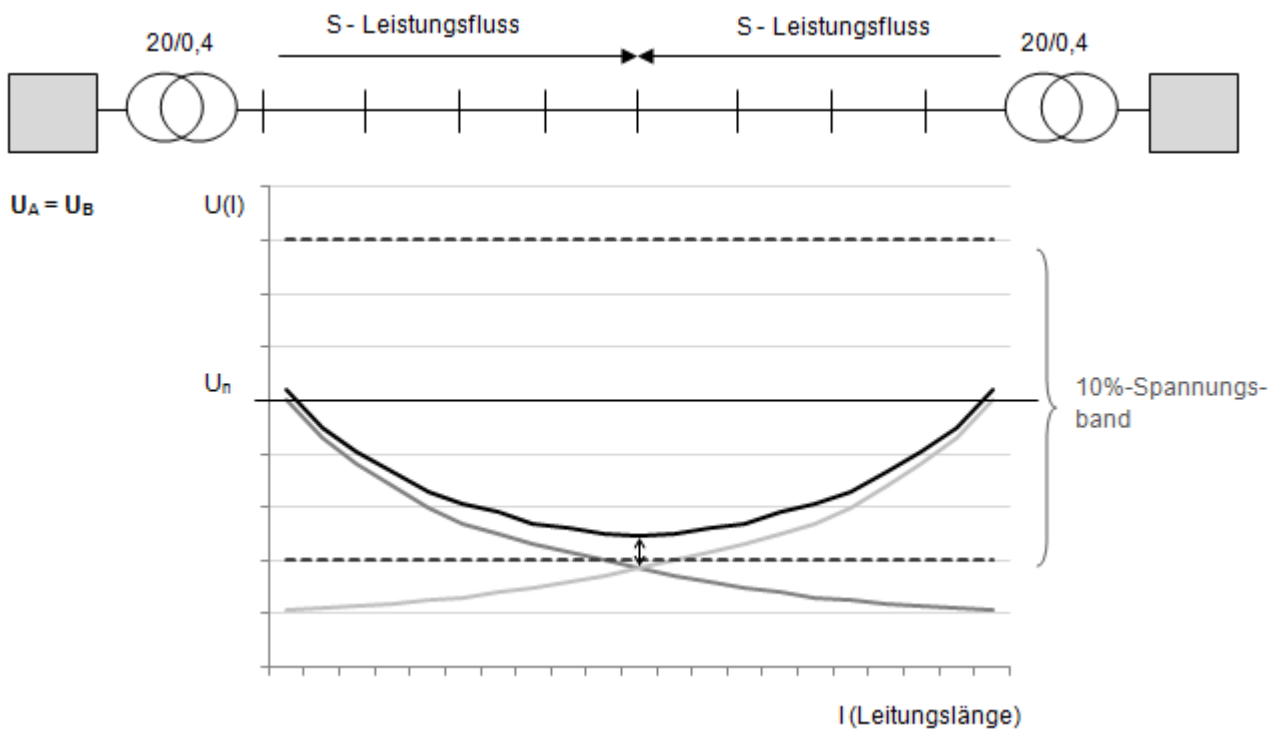


Abbildung 5: Spannungsverlauf bei zweiseitiger Speisung ohne Rückeinspeisung
Quelle: eigene Darstellung

Durch die sich überlagernden Leistungsflüsse ergibt sich zum Einen die Anhebung der Spannung zum Leitungsende, zum Anderen aber auch eine generelle Anhebung des Spannungsniveaus. So lange in diesem Fall, die Anfangsspannung (U_A) der Spannung am Leitungsende (U_B) entspricht, erfolgt kein Leistungsrückfluss in die überlagerte Netzebene.

Eine Erweiterung der zweiseitigen Spannung kann durch das Einführen von Stufentransformatoren erreicht werden. Dies ermöglicht verschiedene speisende Spannungsniveaus, um den Graph innerhalb des Toleranzbands zu halten. Die Abbildung 6 verdeutlicht diesen Sachverhalt.

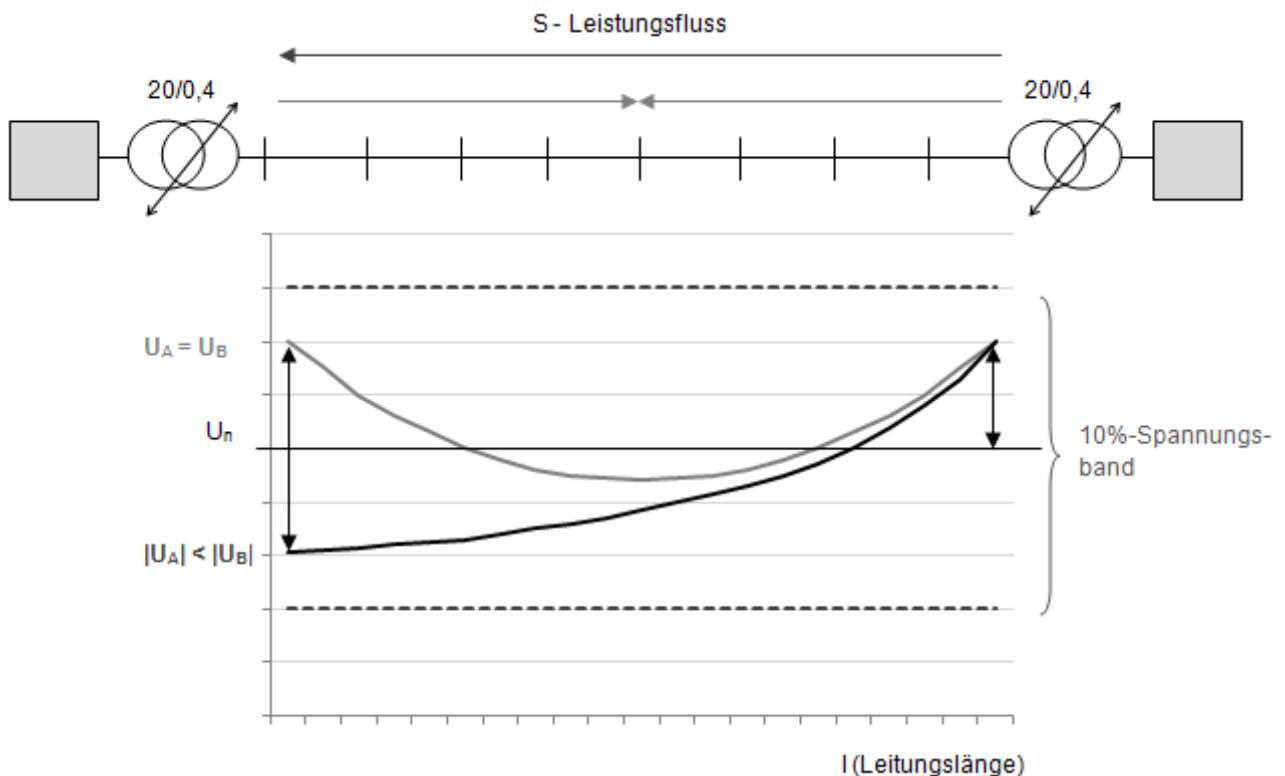


Abbildung 6: Spannungsverhalten bei zweiseitiger Speisung mit Stufentransformatoren
Quelle: eigene Darstellung

Auf diese Weise kann je nach Bedarf die Höhe der Rückflüsse geregelt werden. Werden z.B. die Anfangs- und die Endspannung gleich gewählt, beträgt die Höhe der Rückflüsse Null. Dies entspricht der Darstellung der Abbildung 5. Sollte jedoch eine Rückspeisung angestrebt werden, müsste die Eingangsspannung am Leiteranfang kleiner gewählt werden. Durch den Stufentrafo kann dies ohne viel Aufwand umgesetzt werden. Voraussetzung für eine Rückspeisung wäre zusätzlich, dass die Leistung am Leiterende größer als Leistung am Leiteranfang ist.

Als letzte Möglichkeit wird die mehrfache Einspeisung betrachtet. Speziell bei einer steigenden Anzahl regenerativer Erzeugungsanlagen auf Niederspannungsebene ist dieser Fall wahrscheinlich. Abbildung 7 zeigt stilisiert die Spannungsfluktuationen bei einer mehrfachen Einspeisung. Die Höhe der Anstiege ist dabei von der Höhe der Einspeiseleistung der DEA und der Höhe der Abnahmeleistung abhängig. Eine zusätzliche Einspeisung führt zu einem Spannungsanstieg, während eine verstärkte Abnahme zu einem Absinken der Spannung führt. Solange dieser unregelmäßige Verlauf innerhalb des Toleranzbands liegt, ist er aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht nicht bedenklich.

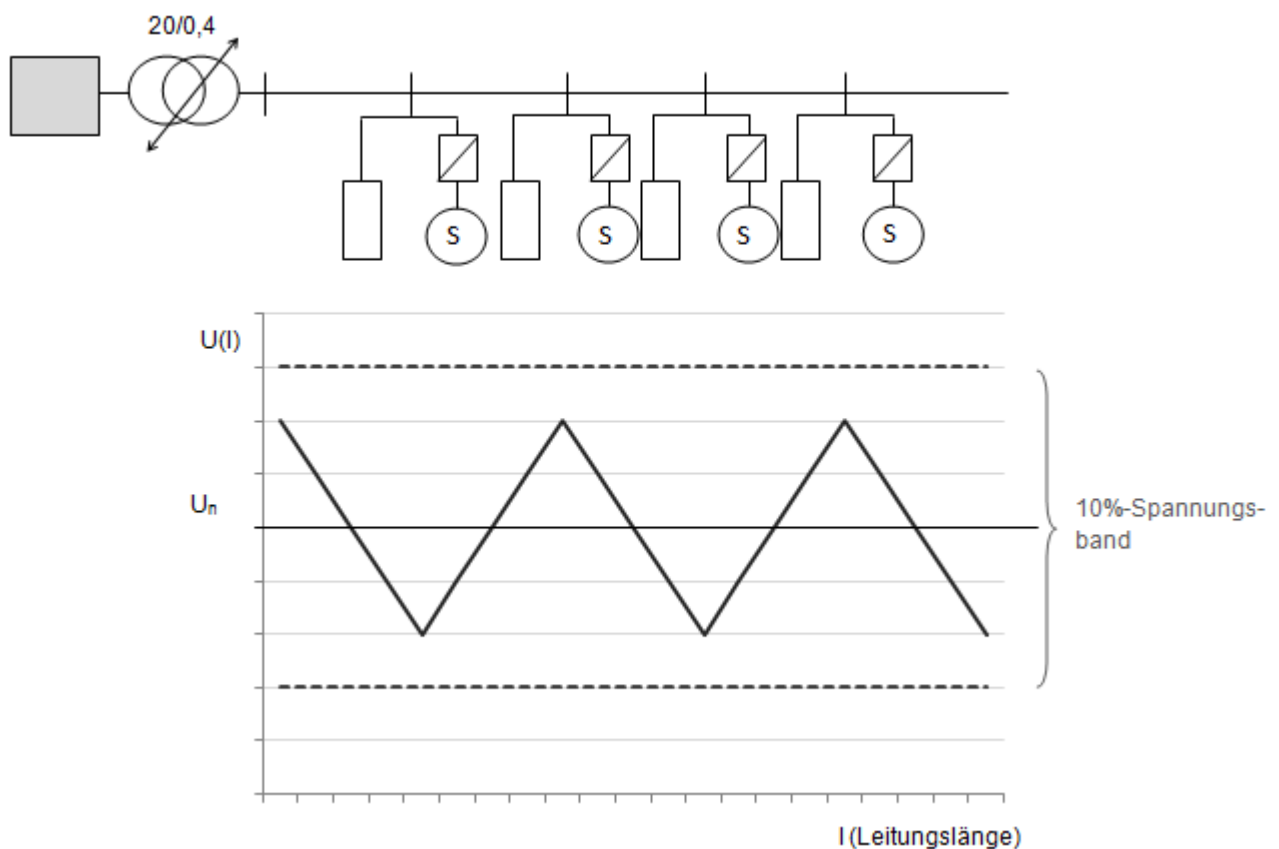


Abbildung 7: Spannungsverlauf bei mehrfacher Einspeisung

Quelle: eigene Darstellung

Denkbar wäre jedoch eine Glättung, eine Lastflussoptimierung. Für diesen Fall müsste regelnd eingegriffen werden, indem Erzeugungsanlagen z.B. gezielt gedrosselt oder zusätzliche Abnehmer gezielt zu- oder abgeschaltet werden. Für diese Maßnahme ist die Thematik der detaillierten Netzkenntnis erforderlich. An Anschlusspunkten, bei denen wie in der Abbildung gesteigerte Schwankungen aufgrund der Erzeuger- und Abnehmerstruktur entstehen, könnten Messgeräte installiert werden. Anhand dieser Darstellung wird das Erfordernis der Messtechnik erneut ersichtlich.

Das 10%-Spannungsband ist nicht das einzige Kriterium, das die Einhaltung einer Netzstabilität gewährleistet. Es existieren weitere, die in dem sich anschließendem Punkt „Die Netzstabilität“ erläutert werden.

10 Auswertung

Die Auswertung dieser wissenschaftlichen Arbeit wird sich in zwei Aspekte gliedern. Auf der einen Seite werden die gewonnenen Erkenntnisse aus der Bearbeitung der Aufgabenstellung zusammengefasst (10.1). Auf der anderen Seite werden jene Punkte angesprochen, die aufgrund des Umfangs der Thematik eines Netzausbaus und eines Smart-Grids hier nicht mehr konkretisiert werden konnten (10.2).

10.1 Zusammenfassung der Erkenntnisse

Die Bundesregierung formulierte das Ziel der Umsetzung der Energiewende: die Umstellung auf regenerative Energien. Mehr und mehr wird gewahrt, dass mit einer veränderten Erzeuger- und Einspeiserstruktur auch eine veränderte Struktur der Energieübertragung und -verteilung verbunden ist. Mehr denn je rücken die Kriterien zur Einhaltung der Netzstabilität in den Fokus der Netzbetreiber. Der Grund dafür ist, dass die Netzbetreiber per Gesetz dazu verpflichtet sind, eine sichere Energieversorgung zu jeder Zeit zu gewährleisten. Um dieser Pflicht nachzukommen, sind sie dazu angehalten ihre Netze entsprechend zu rüsten.

Die detaillierte Analyse von Normen und Richtlinien, sowie die Auseinandersetzung mit der „Netzstabilität“ als Wort ergaben, dass es konkret keine verbindlichen Grenzwerte für Strom, Spannung, Frequenz u.A. gibt. Vielmehr handelt es sich hierbei entweder um Wahrscheinlichkeitswerte verschiedener Netzzustände (z.B. Überlast) oder um Angaben bzgl. der Erzeugungsanlagen, inwieweit diese eine Zusatzbelastung auf das Netz darstellen dürfen. Dennoch konnten zwei „Faustregeln“ identifiziert werden, die in der Branche der Verteilnetzbetreiber einschlägig sind: das Einhalten des 10%-Spannungstoleranzbandes und das Einhalten eines Auslastungsgrades der Betriebsmittel.

Im Anschluss wurden die beiden Konzepte der Energieversorgung, das traditionelle Netz und das Smart-Grid vorgestellt. Wesentliche Charakteristika wurden herausgearbeitet. So zeichnet sich das traditionelle Netz durch sein „Top-Down“-Prinzip aus, der Leistungsbereitstellung von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene und dem Grundprinzip, dass das Leistungsangebot der -nachfrage folgt. Das intelligente Netz verfolgt den exakt entgegengesetzten Ansatzpunkt. Der gezielte Einsatz von Informations- und Kommunikationsmechanismen soll die steigende regenerative Leistungsbereitstellung aktiv in die Verteilnetze integrieren und somit einen bidirektionalen Leistungsfluss zur Lastflussoptimierung bewerkstelligen. Noch wurde zwischen diesen beiden Konzepten kein Konsens gefunden. Sowohl werden klassische Netzausbaumaßnahmen, wie der Trassenausbau per Gesetz gestützt wie auch der Einsatz von Messtechnik im Rahmen von Smart-Meter Systemen in einem intelligenten Netz.

Auch unter der ökonomischen Betrachtung konnte keine abschließende Aussage dazu getroffen werden, welches Konzept zukünftig am vielversprechendsten ist. Dadurch, dass eine vollständige Implementierung eines Smart-Grids, wie es unter dem IRENE-Projekt analysiert werden konnte, mit einer Vielzahl an Unsicherheiten verbunden ist, konnten lediglich begrenzte Aussagen über die Kostenstruktur der benötigten Messtechnik gemacht werden. Damit konnte jedoch keine Erkenntnis bzgl. einer Investitionsentscheidung im Vergleich zu einem Netzausbau erlangt werden. Es konnte lediglich in Ansätzen ermittelt werden, wie viel Kapital für eine pro-Smart-Grid Entscheidung eingesetzt werden darf. Für eine endgültige Investitionsentscheidung wären die Analyse aller notwendigen Komponenten eines Smart-Grid, inkl. Regelungstechnik und Kommunikationsmedien zu berücksichtigen, sowie die Höhe generierter Cash-Flows. Wie sich genau jedoch eine Investition in ein Smart-Grid für den Netzbetreiber amortisieren soll, ist noch unklar.

Eines lässt sich mit Gewissheit aus ökonomischer Sicht zu den Smart-Grids resümieren. Eine Implementierung geht mit sehr hohen Kosten der Kommunikation und der Messgeräteinfrastruktur einher. Aufgrund der hohen Schwankungsbreite möglicher Kostenpositionen wurden diese bewusst aus der Betrachtung ausgeschlossen. Auch die Messgeräte stellen einen wesentlichen Kostenfaktor dar. Erst

nachdem der Preisverfall der Geräte über die Zeit ab dem Startjahr berücksichtigt wurde, sanken die Kosten der Messtechnik unter jene eines Netzausbaus.

Aufgrund der hohen Investitionen in ein Messgerät (pro Stück) wurden verschiedene Verteilungen der Messgeräte untersucht, um gemäß des Minimalprinzips der Wirtschaft so wenig Messgeräte wie nötig in einem Verteilnetz zu installieren und dennoch die Einhaltung verschiedener Netzstabilitätskriterien zu gewährleisten. Die Verteilung im IRENE-Verteilnetz erfolgte nach verschiedenen Kriterien, die selbst erstellt und durchdacht wurden. Dabei kristallisierten sich verschiedene Motivationen der Anwendung heraus: Monitoring, Regelung und Netzstabilität. Je nach Motivation und finanzieller Restriktion könnte ein Netzbetreiber folglich die Kriterien auf sein Verteilnetz anwenden. Die anschließende Kostenanalyse ergab zumindest für das Verteilnetz der Modellregion Wildpoldsried, dass eine minimale Anzahl der Messgeräte, die ausschließlich nach dem Erhalt der Netzstabilität verteilt wurden, nach erstem Ermessen noch genügend finanziellen Spielraum für die verbliebenen Komponenten eines Smart-Grids lässt. Dennoch ist anzumerken, dass diese Aussage nicht für alle Verteilnetze pauschalisiert werden kann. Der Messgeräteeinsatz ist abhängig von der Erzeuger- und Abnehmerstruktur und ist somit für jedes Verteilnetz erneut zu ermitteln.

Weiterhin lässt sich in diesem Zusammenhang ableiten, dass die Ermittlung notwendiger Netzausbaumaßnahmen nach dem klassischen Prinzip wesentlich einfacher umsetzbar ist. Auch die Kostenpositionen ließen sich aufgrund eines breiten Quellenmaterials leicht ermitteln. Hier wird der klare Erfahrungsvorsprung klassischer Netzausbaumaßnahmen ersichtlich, die Teil der Pro-Argumentation des Netzausbaus sind. Mit einem intelligenten Netz gehen hingegen viele Unsicherheiten einher.

10.2 Ausblick

Diese Unsicherheiten finden sich u.a. in Aspekten wie der Nutzung bereits vorhandener Informationsinfrastruktur. Es ist unklar, ob die Router privater Haushalte z.B. zur Datenübertragung herangezogen werden können. Wenn ja, ist zu klären, wie das Datenvolumen abzurechnen ist, da die Daten für sich dem Endnutzer noch keinen Mehrwert bieten. Diesen erhält der Prosumer erst nach einer Aufbereitung und Bereitstellung. Auch die Übertragung, ob GSM oder DSL-Anschluss, ist ungeklärt. Je nach Anwendung verbinden sich damit unterschiedliche monatliche Kosten, die einen wesentlichen Anteil der Kostenstruktur des Smart-Grid stellen werden.

Eine Vielzahl möglicher Lösungsalternativen steht dem Netzbetreiber zur Verfügung, doch noch konnte kein Optimum identifiziert werden. Teilweise kann dies zu einer Handlungsunsicherheit führen. Die Einführung von Standards könnte eine Lösung darstellen.

Bzgl. der Kalkulation im Punkt 7.6 bis 9 ist einzuräumen, dass das Ergebnis lediglich eine Tendenz darstellen kann: Bei minimalem Messgeräteeinsatz gestaltet sich die Kostenstruktur so, dass hieraus abgeleitet werden könnte, dass ein Smart-Grid einen Kostenvorteil im Vergleich zu einem Netzausbau bieten könnte. Doch es ist ungeklärt, ob die getätigten Annahmen einen repräsentativen oder langfristigen Charakter besitzen.

- Aufgrund fehlender Erfahrungswerte kann eine Projektdauer für Messtechnik kaum realitätsnah abgeschätzt werden. In Verbindung mit der Kommunikation und Information erscheint ein Zeithorizont von 25 oder 50 Jahren noch fragwürdig. Folglich würden sich Neu- und Erweiterungsinvestitionen ganz anders auf die Kostenentwicklung auswirken als hier dargestellt.
- Auf der anderen Seite erhöhen sich auch die Unsicherheiten für die klassischen Netzelemente wie Leitungen oder Transformatoren, die mit einem längeren Betrachtungshorizont eine höhere Ausfallrate aufweisen.
- Hieraus ableitend ist in weiterführenden Untersuchungen ein kürzerer Zeitraum zu analysieren.
- Erschwerend sind die Neuerungen seitens der Bundesregierung zu berücksichtigen. Nahezu jährlich erfolgte in jüngster Vergangenheit eine enorme Kürzung der Subventionen der rege-

nerativen Energiequellen. Somit sinkt der Investitionsanreiz. Bei einem stark verminderten Zubau sinkt die Notwendigkeit einer schnellstmöglichen Integration der Erneuerbaren in die Verteilnetze.

Provokativ könnte aus dem letzten Anstrich entnommen werden, dass das derzeitige Handeln der Bundesregierung eher gegen die Einführung eines Smart-Grid spricht. Bis auf wenige Netzabschnitte halten die Netze den Belastungen auch bei erhöhter Einspeisung auf Niederspannungsebene stand. Diese These müsste auch für andere Verteilnetze überprüft werden.

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor findet sich in der Regelungstechnik. Zukünftig ist noch zu erforschen, wie eine optimale Regelung der Aktuatoren aussehen muss, um eine Lastflussoptimierung zu erwirken. Diese Kenntnisse müssen erst gewonnen werden. Entsprechend ist das Personal zu schulen.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass die Thematik eines Smart-Grids noch viele Unsicherheiten und Unklarheiten mit sich führt. Ein gesteigerter Grad erneuerbarer Energien in Zukunft spricht für die Umsetzung dieses Energiekonzepts. Es ist nicht nur zukunftsorientiert, sondern kann zu einer optimierten Nutzung der Ressourcen führen. Dies wiederum bedeutet eine finanzielle Ersparnis. Stichhaltige Zahlen können hierfür jedoch noch nicht gefunden werden. Eine Vielzahl an Unklarheiten geht mit der Einführung eines Smart-Grid einher. Dies ist ein Hinweis darauf, dass eine verstärkte Förderung von Modellprojekten, wie dem IRENE-Projekt, angestrebt werden sollte, um den klaren Erfahrungsvorsprung in der Frage klassischer Netzausbaumaßnahmen zu kompensieren. Dadurch kann nicht nur eine technische Optimierung resultieren, sondern ebenfalls ökonomische Vorteile.

In Bezug auf die Verteilung der Messtechnik jedoch konnten innerhalb dieser Arbeit mehrere Ansätze diskutiert werden und auf ein reales Verteilnetz angewendet werden. Im Folgenden wäre in der Realität zu prüfen, ob diese definierten Messkriterien aus regelungstechnischer Sicht optimal sind und inwiefern sie an lokale Gegebenheiten oder der Motivation der Netzbetreiber angepasst werden müssen. Die Messtechnik ist somit ein wesentlicher Aspekt innerhalb eines Smart-Grid auf Ebene der Gewinnung der Netzdaten. Optimal erfolgt eine Kombination in der Anwendung verschiedener Kriterien je nach Motivation, um möglichst eine Vielzahl geeigneter Netzdaten zu erhalten.

Doch mit der Lösung messrelevanter Netzorte ist noch keine Lösung des Smart-Grid-Konzepts verbunden. Zumindest mittelfristig scheint der Netzausbau noch die vorteilhaftere Alternative zur Einbindung regenerativer Energien zu sein, solange in der Thematik des intelligenten Netzes noch keine klaren Lösungsvorschriften oder -alternativen existieren.