

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

**efzn**

Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

# Netzausbauvarianten in Niederspannungsverteilnetzen

Regelbare Ortsnetztransformatoren in Konkurrenz  
zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen

A. Becker, T. Lühn, M. Mohrmann, G. Schlömer,  
G. Schmidtman, D. Schneider, R. Schnieder

L. Hofmann, H.-P. Beck, J. Geldermann, H. Weyer

Band 20



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 20

Das EFZN ist eine wissenschaftliche  
Einrichtung der



TU Clausthal

in Kooperation mit den Universitäten



GEORG-AUGUST-UNIVERSITÄT  
GÖTTINGEN



Leibniz  
Universität  
Hannover







**efzn**

Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

# **Netzausbauvarianten in Nieder- spannungsverteilnetzen – Regelbare Ortsnetztransformatoren in Konkurrenz zu konventionellen Netz- ausbaumaßnahmen**

*Eine technische und wirtschaftliche Betrachtung*

*Goslar, 04.07.2014*

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen  
Am Stollen 19A  
38640 Goslar  
Telefon: +49 5321 3816 8000  
Telefax: +49 5321 3816 8009  
<http://www.efzn.de>



## **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. Göttingen : Cuvillier, 2014

© Cuvillier Verlag, Göttingen 2014  
Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen  
Telefon: 0551-54724-0  
Telefax: 0551-54724-21  
[www.cuvillier.de](http://www.cuvillier.de)

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2014

Gedruckt auf säurefreiem Papier

ISBN 978-3-95404-757-4  
eISBN 978-3-7369-4757-3



## **Beteiligte Professoren**

### **Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und  
Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik  
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung  
Leibniz Universität Hannover

### **Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und  
Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme  
Technische Universität Clausthal

### **Prof. Dr. Jutta Geldermann**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und  
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät  
Professur für Produktion und Logistik  
Georg-August-Universität Göttingen

### **Herr Prof. Hartmut Weyer**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und  
Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht  
Technische Universität Clausthal



## **Autorenteam**

### **Dipl.-Ing. Andreas Becker**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN),  
Projektkoordination und Ansprechpartner für das e-home Energieprojekt 2020  
Technische Universität Clausthal

### **Dipl.-Wirt.-Ing. Tobias Lühn**

Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät,  
Professur für Produktion und Logistik,  
Georg-August-Universität Göttingen

### **Dipl.-Ing. Michael Mohrmann**

Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik,  
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung,  
Leibniz-Universität Hannover

### **Dipl.-Ing. Gerrit Schlömer**

Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik,  
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung,  
Leibniz Universität Hannover

### **Dipl.-Kffr. Genoveva Schmidtman**

Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Professur für Produktion und Logistik,  
Georg-August-Universität Göttingen

### **Ass. jur. Diana Schneider**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN),  
Forschungsbereich Energierecht,  
Technische Universität Clausthal

### **Dipl.-Ing. Raimund Schnieder**

Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme,  
Technische Universität Clausthal

## Vorwort

Am 30. Juni 2011 beschloss der Bundestag das Gesetzespaket zu Atomausstieg und Energiewende (Deutscher Bundestag (2011)). Dies bedeutet, dass das deutsche elektrische Energiesystem einer massiven Transformation unterliegen wird - von zentralen Grundlastkraftwerken auf fossiler oder nuklearer Basis hin zu dezentraler Erzeugung unter weitgehender Nutzung von fluktuierender Wind- und Solarenergie.

Dabei stellt der Zubau der Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), die vornehmlich in den Niederspannungsverteilsnetzen angeschlossen werden, die Verteilnetzbetreiber (VNB) schon heute vor große Herausforderungen. In den nächsten Jahren wird sich diese Situation mit dem weiteren Ausbau der dezentralen Erzeugung auf den unteren Spannungsebenen weiter verschärfen.

Die im Verantwortungsbereich der VNB liegende Spannungshaltung nach DIN EN 50 160 zwingt diese bei steigender Durchdringung mit PV-Anlagen zu einer Verstärkung und einem Ausbau der Niederspannungsnetze. Hierbei haben die Netzbetreiber zunächst die Möglichkeit, klassisch bzw. konventionell durch eine Reduzierung der Netzimpedanz (Parallelverkabelung, Querschnittserhöhung und / oder Einsatz leistungsstärkerer Transformatoren) die Netzkurzschlussleistung zu erhöhen und folglich die Rückwirkungen in Form von Spannungserhöhungen auf ein zulässiges Maß (VDE-AR-N 4105) zu reduzieren. Neue Technologien, wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder dezentrale Spannungsregler auf Basis von Leistungselektronik, stellen im Bereich der Spannungshaltung Alternativen dar, können jedoch nicht bei ggf. zusätzlich auftretenden Stromtragfähigkeitsproblemen eingesetzt werden.

Dieser Aufsatz beinhaltet zunächst die Grundlagen zum Verständnis und dem Nutzen regelbarer Ortsnetztransformatoren. In der sich anschließenden technischen Untersuchung wird der Einsatz möglicher konventioneller Netzausbauvarianten in Konkurrenz zu regelbaren Ortsnetztransformatoren sowohl an synthetischen als auch an realen Netzstrukturen analysiert und die Ergebnisse kategorisiert. Hierauf aufbauend wird eine wirtschaftliche Bewertung der Netzausbaumaßnahmen mittels der multikriteriellen Entscheidungsstützung beschrieben. Da sich VNB in einem regulierten Monopolbereich bewegen, müssen deren Investitionsentscheidungen an der geltenden Anreizregulierungsverordnung gespiegelt werden. Hierfür wird mit Hilfe einer juristischen Untersuchung die Frage beantwortet, inwieweit die Kosten für regelbare Ortsnetztransformatoren in der Anreizregulierung anerkannt werden können.

Die vorliegenden Inhalte entstanden im Rahmen des Verbundforschungsprojektes „e-home Energieprojekt 2020“ der Avacon AG (ehemals E.ON Avacon AG) in Kooperation mit dem Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN). Das Projekt stellt dabei zentrale Fragestellungen hinsichtlich des Aufbaus, der Planung und des Betriebs zukünftiger Niederspannungsnetzstrukturen. Um eine Untersuchung mit einem unmittelbaren Bezug zur Praxis zu ermöglichen, hat die Avacon AG in zwei ausgewählten Niederspannungsnetzen insgesamt 32 Haushalte bei der Anschaffung je einer Photovoltaik- und Klimaanlage sowie eines Elektroautos unterstützt. Des Weiteren sind in den ausgewählten Forschungsnetzen der Gemeinden Weyhe und



Stuhr umfangreiche Messinfrastrukturen (Smart Meter, PowerQuality-Messgeräte, Powerline-Communication, Datenserver, Datenportal) sowie Prototypen regelbarer Ortsnetztransformatoren installiert worden. Im Ergebnis können die Auswirkungen des veränderten Einspeise- und Verbraucherverhaltens auf die Ortsnetze unter realen Bedingungen gemessen und ausgewertet werden. Ausgewählte Projektergebnisse sind in dieser Publikation zusammengefasst.

# Inhaltsübersicht

<b>Einführung</b> .....	<b>11</b>
<b>1 Regelbare Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung in Niederspannungsverteilnetzen</b> .....	<b>15</b>
1.1 Einführung zum regelbaren Ortsnetztransformator.....	15
1.2 Der regelbare Ortsnetztransformator im Monosensorbetrieb .....	16
1.3 Der regelbare Ortsnetztransformator im Multisensorbetrieb .....	26
1.4 Zwischenfazit zum zukünftigen Netzbetriebsmittel regelbarer Ortsnetztransformator .....	33
<b>2 Potenzialabschätzung anhand synthetischer Netzstrukturen</b> .....	<b>35</b>
2.1 Einleitung.....	35
2.2 Synthetische Netzstrukturen.....	36
2.3 Aufstellung der Netzparameter .....	36
2.4 Netzausbau .....	45
2.5 Photovoltaik Szenario .....	47
2.6 Anwendung auf die Netze der Avacon AG .....	48
2.7 Netzausbaubedarf im Gesamtnetz .....	61
<b>3 Monetäre Bewertung der Netzausbauvarianten</b> .....	<b>63</b>
3.1 Methodische Grundlagen der monetären Bewertung.....	63
3.2 Monetäre Bewertung am Fallbeispiel des Niederspannungsverteilnetzes der Avacon AG.....	64
3.3 Ergebnisse der monetären Bewertung .....	65
<b>4 Multikriterielle Bewertung der Netzausbauvarianten</b> .....	<b>75</b>
4.1 Methodische Grundlagen der multikriteriellen Bewertung.....	75
4.2 Multikriterielle Bewertung am Fallbeispiel des Niederspannungsverteilnetzes der Avacon AG .....	82
4.3 Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung .....	94
4.4 Zwischenfazit .....	97
<b>5 Anerkennung der Kosten für regelbare Ortsnetztransformatoren in der Anreizregulierung</b> .....	<b>99</b>
5.1 Eingang der Kosten in die Netzentgelte .....	99
5.2 Eingang der Kosten in den Effizienzvergleich.....	101
5.3 Anwendbarkeit eines Erweiterungsfaktors.....	103
5.4 Minimierung des Zeitverzugs bis zur Berücksichtigung in den Netzentgelten .....	105
5.5 Zusammenfassung .....	107
<b>6 Abschließende Beurteilung und Fazit</b> .....	<b>109</b>



## Einführung

Das Verbundprojekt „e-home Energieprojekt 2020“ der Avacon AG (ehemals E.ON Avacon AG) in Kooperation mit dem Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) begann im Jahr 2011 und verfolgt die Zielsetzung, die zukünftigen Anforderungen an die Niederspannungsverteilnetze praktisch und wissenschaftlich zu untersuchen. Hierzu unterstützte die Avacon AG 32 Haushalte in zwei Niederspannungsverteilnetzen (0,4 kV/0,23 kV) in den Gemeinden Weyhe und Stuhr, südlich von Bremen, bei der Anschaffung und Integration neuartiger Technologien, wie beispielsweise Photovoltaikanlagen, Klimageräten und Elektrofahrzeugen. Zusätzlich wurden die betroffenen Niederspannungsnetze mit entsprechender Mess- und Kommunikationstechnik (netzdienliche Smart Meter, Power Line Communication: PLC) ausgestattet.

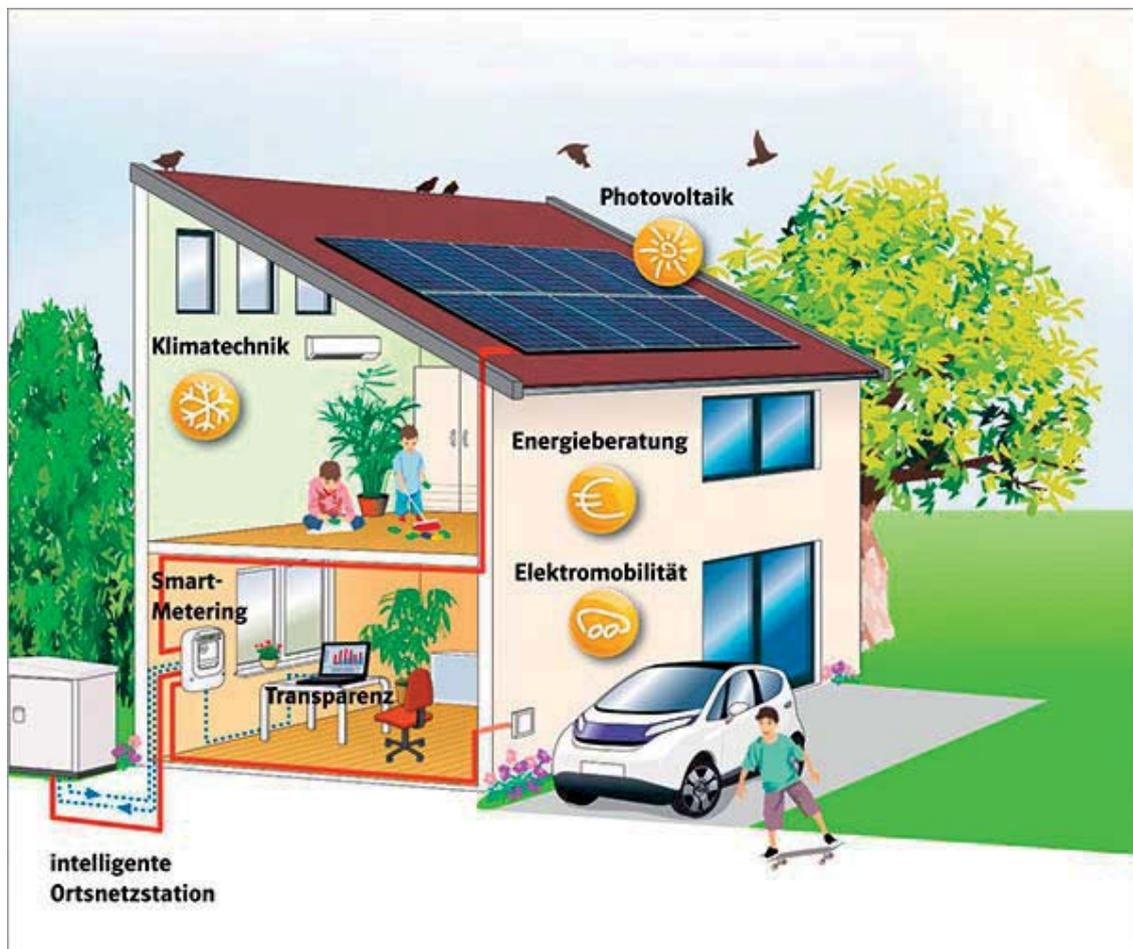


Abbildung 0-1: Der zukünftige Haushalt – Komponenten des e-home Energieprojektes (Avacon AG)

Im technischen Bereich werden unter anderem Themen wie der regelbare Ortsnetztransformator, die Last- bzw. Erzeugungsprofile der e-home Komponenten und die sich daraus ergebende neue Netzaufgabe betrachtet. Außerdem werden unterschiedliche Szenarien für den weiteren Ausbau der PV-Nutzung an synthetisch



und unter Anwendung real vorhandener Netzstrukturparameter generierten Netzstrukturen untersucht, um einen Vergleich zwischen konventionellen Netzausbaustrategien und dem Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren zu ermöglichen. Durch einen Transfer der Ergebnisse auf die realen Netzstrukturen kann schließlich das Einsatzpotential regelbarer Ortsnetztransformatoren im Netzgebiet des Projektpartners ermittelt werden. Dabei wird auch eine wirtschaftswissenschaftliche Untersuchung durchgeführt, um die technisch und wirtschaftlich günstigste Variante zum Netzausbau unter der Berücksichtigung der Nachhaltigkeit zu wählen. Zusätzlich werden im Rahmen des Projektes die juristischen Randbedingungen beim Einsatz der neuen Komponenten, sowie die Akzeptanz der e-home Technologien bei den Teilnehmerinnen und Teilnehmern mit untersucht.

Das übergeordnete Ziel des Projektes ist es, in Kooperation mit dem Projektpartner Avacon AG zukünftige Planungsrichtlinien zu erarbeiten, in denen die Ergebnisse dieser breit aufgestellten transdisziplinären Untersuchungen in den Bereichen Recht, Technik, Wirtschaftswissenschaften und Akzeptanz eingehen. Ein Grund für diesen breit angelegten und disziplinübergreifenden Projektansatz kann in den sich in den letzten Jahrzehnten grundlegend geänderten Anforderungen an geeignete Netzausbaukonzepte gesehen werden:

Die heute anzutreffenden Versorgungsstrukturen in den Verteilnetzen sind zu einem großen Teil in der Zeit des deutschen Wirtschaftswunders entstanden. Noch bis zur Jahrtausendwende sahen sich Verteilnetzbetreiber mit einer klaren und vergleichsweise einfach zu prognostizierenden, da stetig wachsenden Versorgungsaufgabe konfrontiert. Entsprechend des Zeitpunkts der Installation und der angenommenen Lebensdauer der eingesetzten Betriebselemente ergibt sich auf der einen Seite derzeit ein verstärkter Ersatzinvestitionsbedarf. Auf der anderen Seiten ist die Prognose der Versorgungsaufgabe deutlich erschwert, da diese vielschichtiger und vielfach von politischen Randbedingungen abhängig ist. So könnte exemplarisch in ländlichen Regionen aufgrund des demografischen Wandels und der Tendenz zur weiteren Urbanisierung von einem Rückgang der Versorgungsaufgabe ausgegangen werden, gleichzeitig bedingen die vermehrte Integration von PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen einen erhöhten Ausbaubedarf (Deutsche Energie-Agentur 2012). Mit dieser Entwicklung einher geht ein grundlegender Wandel dieser Netzebene von einem Versorgungs- hin zu einem Abnahmenetz von dezentral erzeugter elektrischer Energie. Als weiterer beeinflussender Faktor kann die verstärkte Elektrifizierung, als auch das mögliche Aufkommen der Elektromobilität, genannt werden. Beide Effekte sind hochgradig von politischen Weichenstellungen abhängig und würde eine Erhöhung der Transportaufgabe bedeuten. All diesen Entwicklungen trägt das Projekt im Sinne



einer Neudefinition der Netzaufgabe, wie auch mit der Forderung nach „robusten“ und damit fehlertoleranten Lösungen Rechnung.

In den letzten Jahren besteht zudem ein besonderer Trend in der Energieforschung, aber auch in der Politik und Wirtschaft, soziale Auswirkungen von Projekten zu berücksichtigen. Besonders beim Stromnetzausbau werden Partizipationsmöglichkeiten benötigt, um gegensätzliche Interessen der beteiligten Akteure zu vereinen und Projekte für eine nachhaltige Energieversorgung zu verwirklichen. Durch eine aktive Einbindung der Bürger über Informationsveranstaltungen vor Ort und die Medien kann eine Akzeptanz für nachhaltige Energieprojekte in der Gesellschaft geschaffen werden. Im Rahmen des e-home Energieprojektes 2020 werden in diesem Zusammenhang die beteiligten Haushalte aktiv in die Untersuchungen eingebunden. Hierfür wird das Meinungsbild zu den Projektinhalten im Allgemeinen, sowie zu konkreten Themenstellungen wie z. B. der Elektromobilität in regelmäßigen Abständen in schriftlicher und mündlicher Form abgefragt und dessen Entwicklung beobachtet.

Während noch bis in die 70er Jahre ausschließlich die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit der Stromverteilung im Mittelpunkt standen, werden seitdem vermehrt Ansätze mit einem verstärkten Fokus auf eine nachhaltige Entwicklung verfolgt (Oberschmidt 2010). Eine nachhaltige Entwicklung ist nach dem Brundtland-Bericht (UN 1987) dadurch gekennzeichnet, dass Bedürfnisse der heutigen Generation befriedigt werden können, ohne die Möglichkeiten zur Befriedigung der Bedürfnisse zukünftiger Generationen zu beschränken. Seit Anfang der 80er Jahre werden daher ökologische Aspekte zur Bewertung von Projektvorhaben im Energiesektor (z. B. Rauchgasentschwefelung) herangezogen.

Das sogenannte Zieldreieck der Energiepolitik – Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit – wird in Deutschland aus dem § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) abgeleitet und muss demnach um die soziale Dimension erweitert werden.

Bei der Bewertung von Netzausbaukonzepten sollten folglich vier Dimensionen berücksichtigt werden – die Ökologie, Ökonomie, Technik und soziale Aspekte (Strebel 2009; Gallego Carrera und Mack 2010). Um die verschiedenen Dimensionen einer nachhaltigen Energieversorgung bei der Bewertung von Netzausbauvarianten zu berücksichtigen, bieten sich die Verfahren der Mehrzielentscheidungsunterstützung an und werden im Projekt eingesetzt.

Aufgrund der vielschichtigen Untersuchungsgegenstände werden im Rahmen dieser Veröffentlichung nur ausgewählte Ergebnisse vorgestellt, die den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren betreffen. Bis zum Projektabschluss im Jahr



2016 sind Veröffentlichungen zu weiteren Projektschwerpunkten (z. B. Batterie-Speicher-Systeme) in dieser Schriftenreihe vorgesehen.

# 1 Regelbare Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung in Niederspannungsverteilnetzen

(Dipl.-Ing. Raimund Schnieder, Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme, Technische Universität Clausthal)

## 1.1 Einführung zum regelbaren Ortsnetztransformator

Der in den Niederspannungsnetzen durch dezentrale Erzeugungsanlagen bedingte Netzausbau erfolgt überwiegend aufgrund der Verletzung des zulässigen Spannungstoleranzbandes nach DIN EN 50160. Die Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel ist in den meisten Fällen noch gewährleistet.

Traditionell wurden die Mittel- und Niederspannungsnetze passiv - ohne Regeleinrichtungen zur dynamischen Spannungseinstellung - ausgelegt und betrieben. Die letzte Möglichkeit zur Spannungsregelung war der Hochspannungs-Mittelspannungstransformator, der die Unterspannung im Betrieb durch die Änderung des Transformatorenübersetzungsverhältnisses durch einen auf der Oberspannungsseite integrierten Laststufenschalter kontinuierlich einstellen kann. Folglich bedeutet dies, dass das nach Norm zulässige Spannungstoleranzband von  $\pm 10\%$  der Nennspannung ( $U_N$ ) auf die Mittel- und Niederspannungsebene aufgeteilt werden muss. Hierbei nimmt die Mittelspannungsebene für die netzplanerischen Freiheiten für Spannungsfall und Spannungshub, sowie für das Totband des Reglers und Messungenauigkeiten der Messeinrichtungen etwa  $12\% U_N$  ein. Die verbleibenden  $8\% U_N$  werden für den Spannungsfall ( $5\% U_N$ ) und Spannungshub ( $3\% U_N$ ) auf die Niederspannungsebene aufgeteilt.

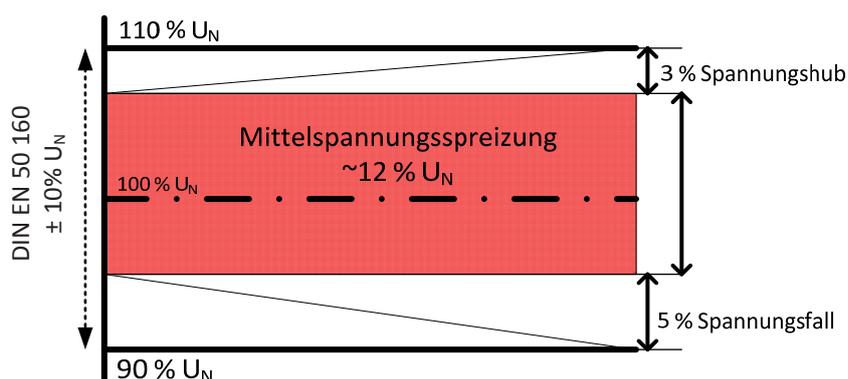


Abbildung 1-1: Netzplanerische Spannungsfreiheiten ohne rONT-Einsatz

Der regelbare Ortsnetztransformator im Monosensorbetrieb bekommt daher die Aufgabe die Spannungsfluktuationen der Mittelspannung auszuregulieren und entkoppelt somit die Niederspannungsebene hinsichtlich der Spannungsfreiheiten von der Mittelspannungsebene. Bei einem notwendigen Regelbereich von  $20\% U_N$  kann folglich das gesamte nach Norm zulässige

Spannungstoleranzband für die Niederspannungsebene verwendet werden. Hierbei ist jedoch noch das Reglertotband des rONT zu berücksichtigen, wie die nachfolgende Abbildung zeigt:

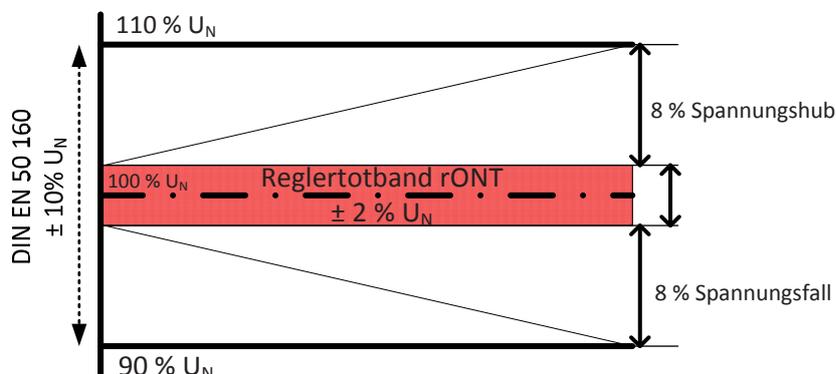


Abbildung 1-2: Netzplanerische Spannungsfreiheiten bei rONT-Einsatz mit einem Reglertotband von  $\pm 2 \% U_N$

Bei einem Reglertotband von  $\pm 2 \% U_N$  und einem Sollwert bei  $100 \% U_N$  (1,0 p.u.) kann das verbleibende Spannungstoleranzband mit  $8 \% U_N$  für den Spannungsfall (vorher  $5 \% U_N$ ) und  $8 \% U_N$  für den Spannungshub (vorher  $3 \% U_N$ ) aufgeteilt werden.

Bei einem flächendeckenden Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren entlang eines Mittelspannungsringes kann das gesamte nach Norm zur Verfügung stehende Toleranzband von  $\pm 10 \% U_N$  auch für die netzplanerischen Spannungsfreiheiten der Mittelspannungsebene genutzt werden, um Netzausbaumaßnahmen in dieser Ebene zu vermeiden bzw. zu reduzieren. (s. (Schmiesing und Beck 2013))

## 1.2 Der regelbare Ortsnetztransformator im Monosensorbetrieb

Im folgenden Kapitel wird der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) im Monosensorbetrieb erläutert, sowie verschiedene Untersuchungsergebnisse zu dieser Betriebsart vorgestellt.

### 1.2.1 Funktion der Spannungsregler und mögliche Regelalgorithmen

Beim Monosensorbetrieb des rONT werden die Spannungswerte ausschließlich an der Niederspannungsverteilung der Ortsnetzstation (Transformatorenssekundärseite) erfasst. Um den Regelkreis stabil zu halten, muss gewährleistet sein, dass jeder Stufvorgang die Spannung wieder in das Reglertotband bringt, um ein Aufschwingen durch entgegengesetzte Stufrichtungen zu vermeiden. Daher wird das Reglertotband gewöhnlich mit mehr als  $\pm 60$  Prozent der Stufenbreite angenommen (vgl. (Werther et al. 2012) (Schnieder et al. 2013)). Bei unsymmetrischer Spannung sollte dieses Totband - je nach Regelalgorithmus - noch größer ausgelegt werden, um ein Aufschwingen des Reglers zu vermeiden.

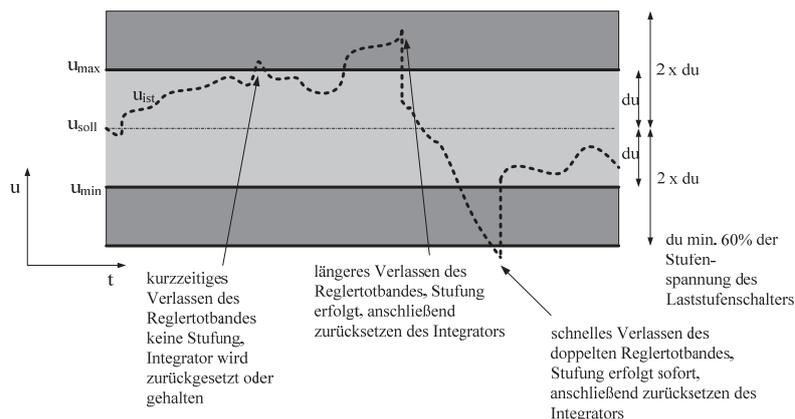


Abbildung 1-3: Funktion eines rONT-Reglers im Monosensorbetrieb

Die vorherige Abbildung zeigt exemplarisch die Funktion eines Spannungsreglers für regelbare Ortsnetztransformatoren. Dieses Beispiel basiert auf dem Spannungsregler REG-D der Firma A. Eberle (A. Eberle GmbH & Co. KG 2009). Das Reglertotband des Spannungsreglers ist, wie zuvor erwähnt, mit mindestens 60 Prozent der Stufenbreite angenommen, um eine Stufung in das Reglertotband zu gewährleisten. Dieser Regler funktioniert nach dem Prinzip „ $\Delta u \cdot t = \text{konstant}$ “, welcher den Spannungsgradienten über der Zeit berücksichtigt. Der Vorteil hierbei ist, dass kurzzeitige Spannungsänderungen (kurzzeitiges Verlassen des Totbandes) nicht zu einem Stufvorgang führen, wie die obige Abbildung zeigt. Erst bei einem längeren Austritt des Spannungswertes erfolgt der entsprechende Stufvorgang. Zusätzlich ist noch eine Schnellrück-schaltung (doppeltes Reglertotband) berücksichtigt. Verlässt der Spannungswert dieses Band, so wird direkt ein Stufvorgang, ohne Berücksichtigung des Zeitverhaltens, ausgelöst.

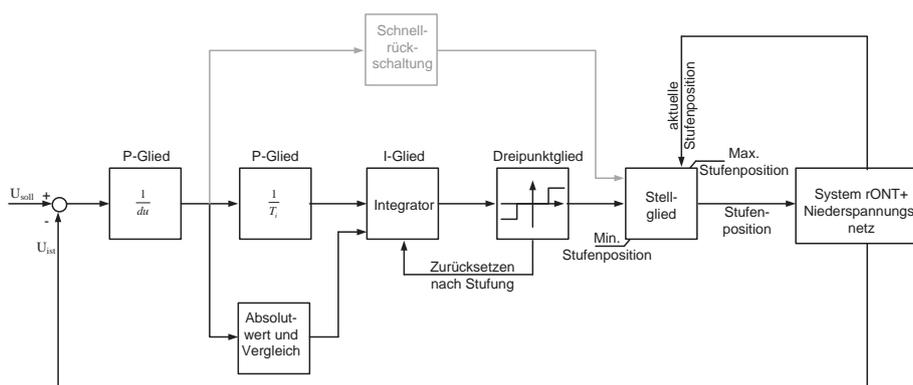


Abbildung 1-4: Blockschaltbild eines verwendeten Reglertyps (Prinzip vgl. (A. Eberle GmbH & Co. KG 2009))

Im Rahmen des e-home Energieprojektes 2020 wurden noch weitere Reglerkonzepte hinsichtlich der Spannungsextrema, der genutzten Stufenpositionen (sowie deren Häufigkeit), der Anzahl der Stufvorgänge, sowie der Flickerstärke simulativ untersucht. Die untersuchten Regler unterschieden sich hinsichtlich ihrer Funktion

und ihres Zeitverhaltens. Die Untersuchungen verfolgten das Ziel, einen Regelalgorithmus für den rONT zu entwickeln, welcher die Spannung mit einer geringen Anzahl an Stufvorgängen in das definierte Reglertotband ( $du$ ) regelt, um entsprechende netzplanerische Spannungsfreiheiten in der Niederspannungsnetzebene zu erhalten. Daher wurden auch die Parameter Reglertotband und Zeitkonstante variiert, um die Auswirkungen auf die Netzspannung und das Stufverhalten zu analysieren. Hierbei zeigte sich, dass eine Vergrößerung des Reglertotbandes von 60 Prozent auf 80 Prozent der Stufenbreite nahezu zu einer Halbierung der Stufvorgänge in den betrachteten Szenarien führte. Eine Erhöhung der Zeitkonstanten (auf ca. 90 - 120 s), beispielsweise bei dem zuvor vorgestellten Reglertyp, führte nur zu einer im Verhältnis geringen Reduzierung der Stufvorgänge bei nahezu gleichen Spannungsextrema. Außerdem wurden bei größeren Zeitkonstanten auch Schnellrückstellungen ausgelöst, sodass in diesem Fall das Totband der Schnellrückstellung zur Ermittlung der netzplanerischen Spannungsfreiheiten genutzt werden muss.

Da die Breite des Reglertotbandes einen großen Einfluss auf die Stufhäufigkeit hat, wurde unter anderem auch ein Regelalgorithmus untersucht, der direkt bei Verlassen des Reglertotbandes einen Stufvorgang auslöst (Direktschaltung). Zur Reduzierung der Stufhäufigkeit wurde hier das Reglertotband entsprechend groß ( $\geq 80$  Prozent der Stufenbreite) gewählt.

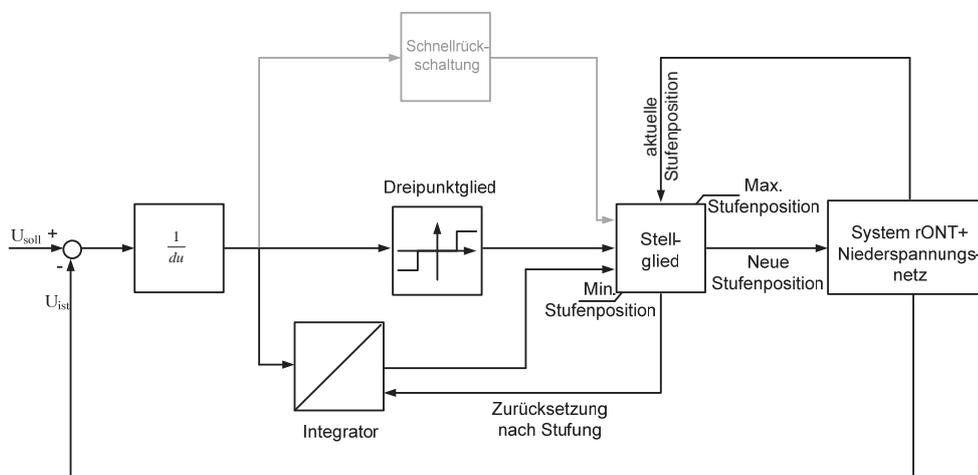


Abbildung 1-5: Reglerkonzept Direktschaltung mit Zeitverzug durch einen Timer (Integrator) (Prinzip wie (Maschinenfabrik Reinhausen 2013))

Obige Abbildung zeigt das Reglerkonzept, welches auf dem Grundprinzip der direkten Schaltung basiert. Um jedoch eine Reaktion auf kurzzeitige Spannungsänderungen (kurzzeitiges Verlassen des Reglertotbandes im Sekundenbereich), wie sie beispielsweise beim Anlauf elektrischer Maschinen auftreten können, zu vermeiden, wurde ein entsprechender Integrator für das Zeitverhalten berücksichtigt. Dieser Integrator beginnt bei einer Regelabweichung, die größer als das definierte Reglertotband ist, mit der Integration und löst beim



Erreichen des Endwertes eins über das Stellglied den Stufvorgang aus. Dieses Reglerprinzip wird bei den regelbaren Ortsnetztransformatoren der Maschinenfabrik Reinhausen im Rahmen des e-home Energieprojektes 2020 verwendet. (Maschinenfabrik Reinhausen 2013)

Die im e-home Energieprojekt 2020 verwendeten regelbaren Ortsnetztransformatoren besitzen neun Anzapfungen und eine Stufenbreite von 2,5 % der Nennspannung. Folglich wird ein gesamter Regelbereich von  $\pm 20\%$  der Nennspannung abgedeckt, welcher Voraussetzung dafür ist, dass die gesamte Mittelspannungsfluktuation ausgeregelt werden kann und dementsprechend das Niederspannungsnetz hinsichtlich des Spannungstoleranzbandes von der Mittelspannungsebene entkoppelt wird. Im Rahmen des Projektes wurde durch die Auswertung von Spannungsmessdaten aus Mittel- und Niederspannungsnetzen, sowie durch Netzberechnungen an Niederspannungsnetzstrukturen mit unterschiedlichen Belastungen ein gesamter notwendiger Regelbereich von etwa 21,5 %  $U_N$  ermittelt.

Tabelle 1-1: Mögliche Konfigurationen regelbarer Ortsnetztransformatoren

Nr.	Regelbereich	Stufenanzahl	Stufenbreite	Spannungsfall	Sollwert	Spannungshub	Reglertotband
1	21,50 %	11	2,15 %	7,42 %	100 %	7,42 %	$\pm 2,58\%$
2	21,50 %	11	2,15 %	8,71 %	100 %	8,71 %	$\pm 1,29\%$
3	20,00 %	9	2,50 %	8,50 %	100 %	8,50 %	$\pm 1,50\%$
4	20,00 %	9	2,50 %	8,00 %	100 %	8,00 %	$\pm 2,00\%$

Die vorherige Tabelle zeigt die möglichen Konfigurationen für die Auslegung des regelbaren Ortsnetztransformators. Bei den Konfigurationen 1 und 2 handelt es sich um die im Rahmen der wissenschaftlichen Untersuchungen im e-home Energieprojekt 2020 ermittelten Konfigurationen, bei 3 und 4 die Konfigurationen, welche durch die Maschinenfabrik Reinhausen (Maschinenfabrik Reinhausen 2013) hergestellt werden. Die Konfiguration 4 (*kursiv* dargestellt) wird bei der Avacon AG eingesetzt. (Ratsch) Beim dauerhaften Verlassen des Reglertotbandes wird beispielsweise erst nach 15 Sekunden der Stufvorgang ausgelöst (Zeitverhalten).

Die netzplanerischen Freiheiten für Spannungsfall und –hub sind abhängig vom Reglertotband, welches wiederum aufgrund der Systemstabilität von der Stufenbreite des rONT abhängt. Bei Festlegung des Spannungssollwertes an der Niederspannungsverteilung auf Nennspannung (1,0 p.u.) und symmetrischer Aufteilung der gewonnenen Freiheiten ergeben sich die zulässigen Grenzwerte wie folgt:

$$\Delta u = 0,2 - 2 \cdot du \text{ (p.u.)} \quad 1-1$$

Bei symmetrischer Aufteilung der gesamten Freiheiten im Spannungsband ergeben sich für Spannungshub und Spannungsfall folgende Werte:

$$\Delta u_{\text{Hub}} = \frac{\Delta u}{2} = u_{\text{Fall}} \text{ (p.u.)}$$

1-2

Die Wirkung eines regelbaren Ortsnetztransformators im Monosensorbetrieb zeigen die folgenden Simulationsergebnisse mit dem Reglertyp nach dem Prinzip „ $\Delta u \cdot t = \text{konstant}$ “. Hierbei wurden die Parameter (2) der obigen Tabelle für das Modell des rONT verwendet, sowie eine Zeitkonstante  $T_i$  von 120 Sekunden gewählt.

Die Mittelspannungsfuktuation wurde über eine Spannungsquelle mit einem aus realen Messdaten generierten Profil in das System eingepägt. Gleiches wurde mit Messdaten aus dem Niederspannungsnetz durchgeführt und ein aus Last- und Erzeugung überlagertes Leistungsprofil erzeugt.

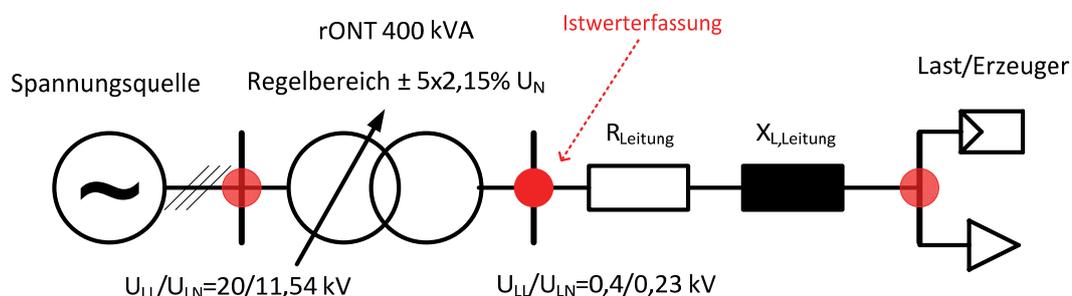


Abbildung 1-6: Einsträngiges Testnetz für die Untersuchung der Regelalgorithmen (einphasig)

Die in der vorherigen Abbildung rot markierten Punkte stellen die Knotenpunkte dar, von welchen die Verläufe der Spannungen in den beiden folgenden Abbildungen gezeigt werden. Die Spannungstwertfassung erfolgte auf der Transformatorsekundärseite (Niederspannungsverteilung, Prinzip des Monosensorbetriebs).

Wie in den beiden nachfolgenden Abbildungen ersichtlich ist, wird in der oberen Abbildung das Profil der Mittelspannung über die starre Kopplung (konstante Übersetzung des Transformators) des Mittel- und Niederspannungsnetzes direkt in das Niederspannungsnetz eingepägt. Am Niederspannungsknotenpunkt wird der Verlauf der Spannung noch geringfügig durch das Profil der Erzeuger und Verbraucher beeinflusst. Beim Szenario mit dem aktivierten rONT-Regler zeigt sich, dass die Fluktuation aus der Mittelspannung durch den rONT ausgeregelt wird und das Spannungsprofil an der Niederspannungsverteilung (sekundärseite Ortsnetztransformator) innerhalb des definierten Reglertotbandes verläuft. Die Grenze für die Ermittlung der Spannungstoleranzen stellt, wie zuvor bereits beschrieben bei der Zeitkonstante von 120 Sekunden, die Bandgrenze des Totbandes der Schnellrück schaltung dar.

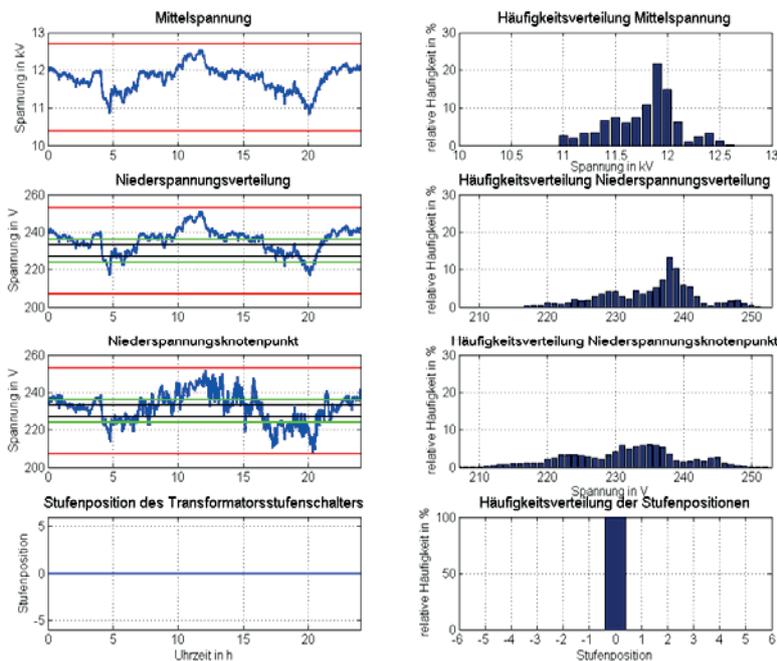


Abbildung 1-7: Simulationsergebnisse bei deaktiviertem rONT-Regler (Schneider et al. 2013)

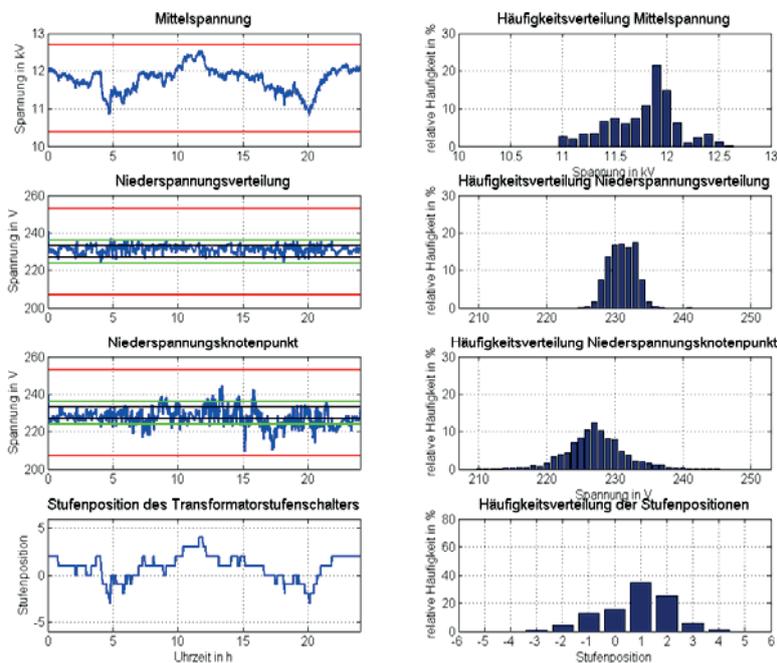


Abbildung 1-8: Simulationsergebnisse bei aktiviertem rONT-Regler (Schneider et al. 2013). Die Reduzierung der Spannungspreizung an der Niederspannungsverteilung ist deutlich ersichtlich. Das Reglertotband ist in schwarz, das Totband der Schnellrück-schaltung in grün und das nach Norm zulässige Toleranzband in rot dargestellt.

### 1.2.2 Wechselwirkungen mit weiteren Regelkreisen (Q(U))

In der Vergangenheit wurden verschiedene Konzepte zur Spannungsregelung in der Niederspannungsverteilnetzebene diskutiert und auch angewandt. Eine dieser weiteren Möglichkeiten stellt das Blindleistungsmanagement der Einspeisewechselrichter von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) dar. Die spannungsreduzierende Wirkung der Blindleistung erfolgt hauptsächlich an der Reaktanz des Ortsnetztransformators, da das Verhältnis vom Wirkwiderstand (R) zum Blindwiderstand (X) im Niederspannungsnetz bei etwa  $R/X \approx 3$  liegt (Werte aus (Heuck et al. 2010)). Somit wirkt das Blindleistungsmanagement ebenfalls am Transformator in der Ortsnetzstation und es ist denkbar, dass es bei gleichzeitigem Einsatz von rONT und Q(U)-Reglern zur Spannungsstützung zu Wechselwirkungen kommen kann.

Die möglichen Wechselwirkungen wurden daher ebenfalls im Rahmen des Forschungsprojektes analysiert, wobei in erster Linie die aktive Blindleistungsregelung in Abhängigkeit der Spannung Q(U) untersucht worden ist, da hierbei auf dieselbe Größe (Spannung) geregelt wird. Eine weitere Möglichkeit ist die  $\cos\phi(P)$ -Kennlinie, bei welcher die PV-Wechselrichter ihren Leistungsfaktor in Abhängigkeit der generierten Wirkleistung (P) einstellen. Diese Kennlinien werden hier jedoch nicht weiter betrachtet, da keine direkte Abhängigkeit zur Regelgröße „Spannung“ gegeben ist.

Für die simulativen Untersuchungen wurde das folgende Modell in der Netzberechnungssoftware DlgSILENT Power Factory implementiert:

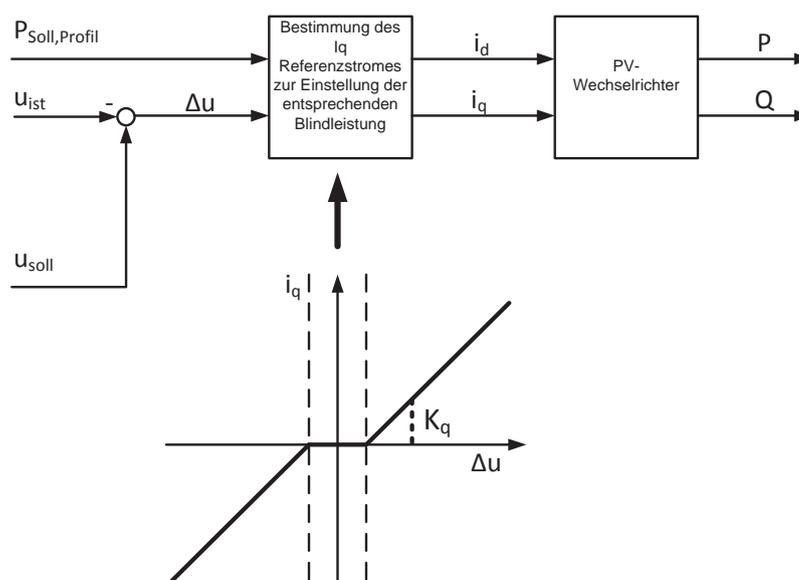


Abbildung 1-9: Benutztes Q(U)-Reglermodell mit zugehöriger Kennlinie (Schnieder et al. 2013)

Im nachfolgenden Teil werden Auszüge von Simulationsergebnissen dieser Untersuchungen vorgestellt, die anhand einer Beispield Niederspannungsnetzstruktur erstellt worden sind. Der rONT wurde mit einem Regler totband von  $1,72\% U_N$ , sowie einer Zeitkonstanten von 90 Sekunden und die Q(U)-Regler mit einem Regler totband von  $1\% U_N$  und einer Verstärkung von  $K_q=5$  parametrisiert, sodass die die Blindleistungsregler vor dem rONT spannungstützend wirken können.

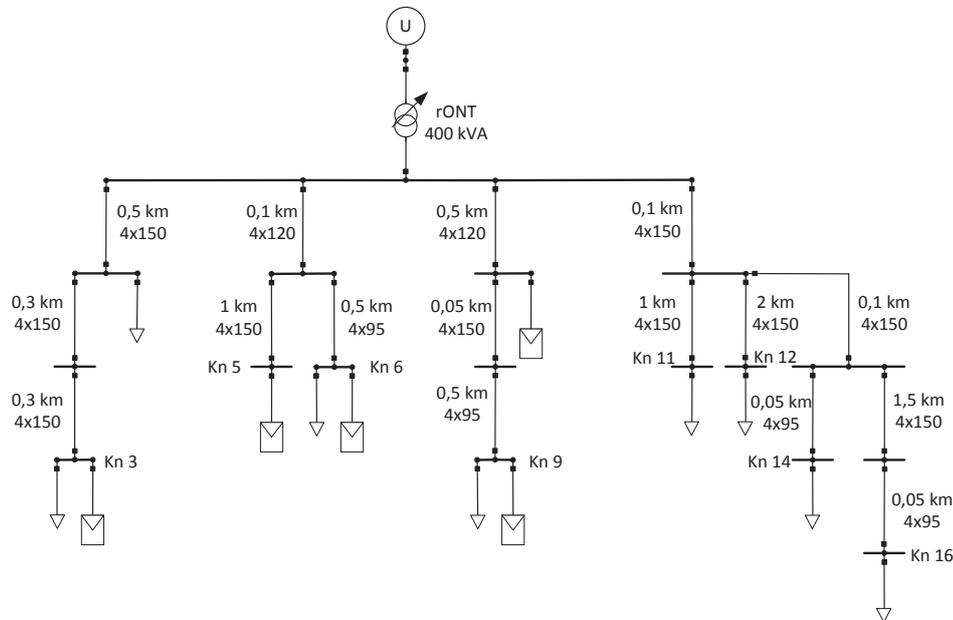


Abbildung 1-10: Niederspannungsnetzstruktur zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen Q(U)-Reglern der PV-Anlagen und des rONT

Zur Auswertung der Simulationsergebnisse werden jeweils die relativen Häufigkeitsverteilungen des Spannungszeitverlaufs über den Simulationszeitraum von 86.400 Sekunden dargestellt, um die Wirkung der jeweils aktiven Spannungsregler erkennen zu können. Der dargestellte Bereich repräsentiert das nach Norm zulässige Spannungstoleranzband ( $\pm 10\% U_N$ ).

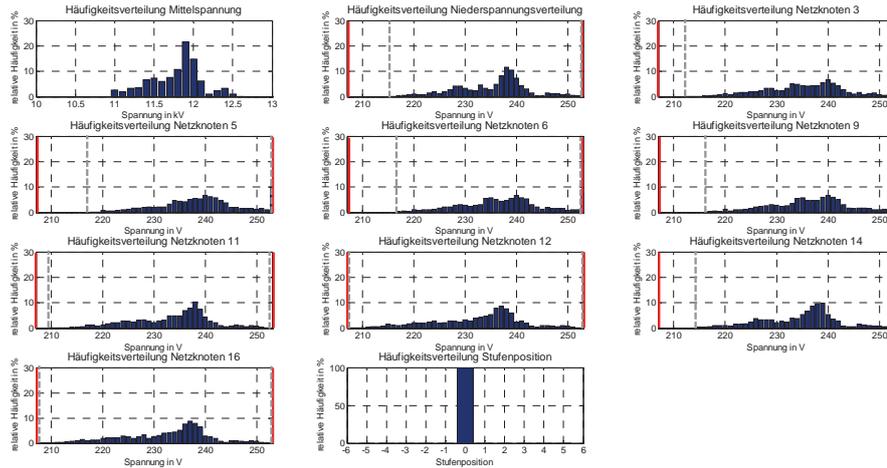


Abbildung 1-11: Relative Häufigkeit der Knotenspannung bei deaktivierten Spannungsreglern (Schnieder et al. 2013)

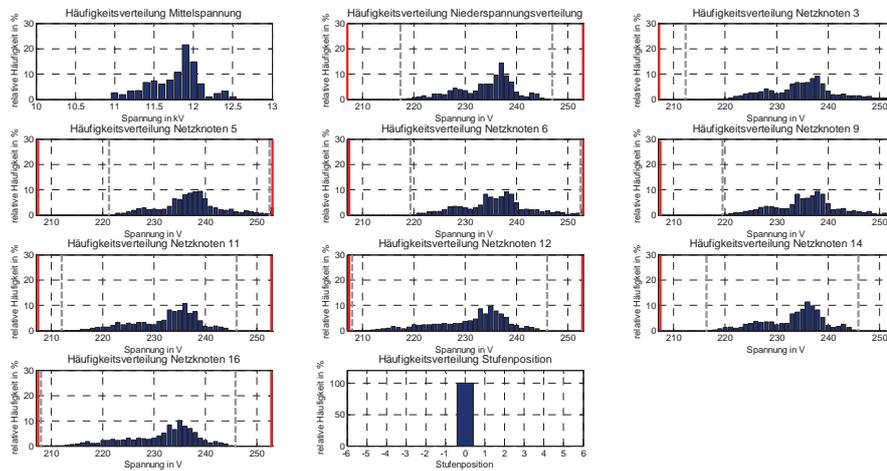


Abbildung 1-12: Relative Häufigkeit der Knotenspannungen bei aktivierten Q(U)-Reglern und deaktiviertem rONT (Schnieder et al. 2013)

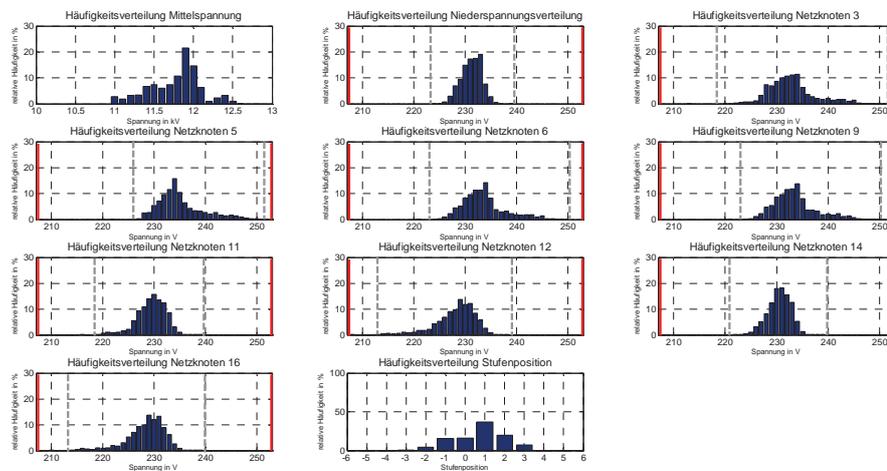


Abbildung 1-13: Relative Häufigkeitsverteilung der Knotenspannungen bei aktivierten Q(U)-Reglern und aktiviertem rONT (Schnieder et al. 2013)

In den durchgeführten Szenarien zeigt sich, dass die Spannungsstützung durch Blindleistung im Niederspannungsnetz nur eine geringe Wirkung hat, obwohl das Totband der Q(U)-Regler gering und die Verstärkung mit dem Faktor fünf entsprechend groß gewählt worden ist. Erst bei aktiviertem rONT-Regler wird die Spannung in die zulässigen Grenzen zurück geregelt.

Im Rahmen der durchgeführten Szenarien kam es zu keinen negativen Wechselwirkungen zwischen dem Q(U)-Regler und dem Regler des regelbaren Ortsnetztransformators. In Abhängigkeit der Reglerverstärkung der Q(U)-Regler wird der rONT hinsichtlich seines Stufverhaltens entlastet. So konnte im oben dargestellten Szenario die Schaltzyklenzahl von 42 Stufungen ( $K_q=1$ ) auf 32 Stufungen ( $K_q=5$ ) reduziert werden. (vgl. (Schnieder et al. 2013))

Eine allgemeine Berechnung zur spannungsreduzierenden Wirkung des Blindstroms über der Transformatorenreaktanz zeigt, dass bei einer Änderung des  $\cos\varphi$  von 1 auf 0,95 und 0,90 sich gerade mal eine Spannungsänderung von 1,3 % bzw. 1,92 % ergibt und diese im Bereich des Reglertotbandes liegt, sodass sich maximal ein weiterer Stufvorgang ergeben kann, wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist. (vgl. (Schnieder et al. 2013))

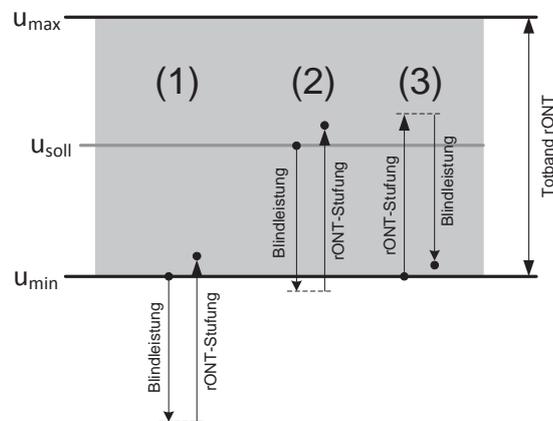


Abbildung 1-14: Exemplarische Stabilitätsbetrachtung beim Mischeinsatz von rONT und Q(U)-Reglern (Schnieder et al. 2013)

Im ersten Fall befindet sich die Spannung auf der Bandgrenze und wird durch die Blindströme der Wechselrichter entsprechend aus dem Reglertotband herausgeregelt. Durch den Stufvorgang des rONT (Spannungsänderung 2,15 bzw. 2,5 %  $U_N$ ) wird die Spannung wieder in das Totband geregelt. Im zweiten Fall wird die Spannung durch den Blindstrom aus dem Band geregelt, auch hier führt eine einzelne Stufung des regelbaren Ortsnetztransformators wieder zu einem stabilen Zustand. Im dritten Fall erfolgt eine Schnellrückschaltung durch den rONT, die Spannung wird allerdings durch die Reduzierung des Spannungsfalls über der



Transformatorenreaktanz durch das Blindleistungsmanagement nicht aus dem Totband geregelt, sodass sich hier ebenfalls wieder ein stabiler Zustand einstellt. Die gegenseitige Beeinflussung der zuvor beschriebenen Regelkreise ist möglich, da der rONT auf die Niederspannungsverteilung regelt, die PV-Anlagen allerdings auf ihre Spannung am Netzanschlusspunkt, die spannungstützende Wirkung des Blindstroms jedoch hauptsächlich an der Reaktanz des Transformators erfolgt. Wie zuvor beschrieben, äußert sich diese Rückkopplung jedoch lediglich in einer weiteren Stufung und führt hierbei nicht zu einem Aufschwingen der beiden Regler. Die Situation, dass eine weitere zusätzliche Stufung erfolgen muss, kann sich jedoch im Laufe eines Tages wiederholen.

### **1.3 Der regelbare Ortsnetztransformator im Multisensorbetrieb**

In diesem Kapitel werden der Multisensorbetrieb des regelbaren Ortsnetztransformators erläutert, sowie mögliche Regelungskonzepte vorgestellt. Des Weiteren werden die Ergebnisse einer exemplarischen Untersuchung an realen Niederspannungsnetzstrukturen beschrieben, die den Einsatz der genannten Betriebsart beurteilen soll.

#### **1.3.1 Mögliche Reglerkonzepte für den Multisensorbetrieb**

Im Gegensatz zum Monosensorbetrieb werden dem Regler des rONT im Multisensorbetrieb mehrere Spannungswerte zur Verfügung gestellt, die im Regelalgorithmus entsprechend berücksichtigt werden müssen. Das Ziel dieser Betriebsart ist es, weitere konventionelle Netzausbaumaßnahmen durch zusätzliche Messpunkte im Niederspannungsnetz einzuschränken bzw. zu vermeiden.

Beim Multisensorbetrieb sind zunächst grundsätzlich zwei Betriebsarten zu unterscheiden. Bei der ersten Betriebsart handelt es sich um den Multisensorbetrieb bei vollständiger Messinfrastruktur. Diese setzt voraus, dass die Spannungen im Netz an jedem Knotenpunkt bekannt sind, was unter anderem durch netzdienliche Smart-Meter in den Haushalten gewährleistet werden kann, die dem Verteilnetzbetreiber (VNB) Daten zur Netzregelung zur Verfügung stellen. Bei dieser Betriebsart kann als Reglertotband für den rONT das nach Norm (DIN EN 50160) zulässige Spannungstoleranzband von  $\pm 10 \%U_N$  gewählt werden, da sich diese Grenze auf den zehn Minuten Mittelwert der gemessenen Spannungen bezieht. Bei einer Verletzung des Bandes und einer entsprechenden direkten Stufung des rONT wird diese Norm eingehalten. Das beschriebene Reglerkonzept beinhaltet jedoch einen gewissen Aufwand an Kommunikationstechnik, um alle Istwerte an den Regler in der Ortsnetzstation übermitteln zu können.

Die weitere Betriebsart ist der Multisensorbetrieb bei unvollständiger Messinfrastruktur. Hierbei werden dem Spannungsregler die Istwerte der Niederspannungsverteilung, sowie ausgewählter (kritischer) Netzknoten zur



Verfügung gestellt, auf die entsprechend reagiert werden muss. In diesem Fall muss das Reglertotband geringer als bei der zuvor beschriebenen Betriebsart gewählt werden, um die nicht gemessenen Knoten noch mit einer entsprechenden Sicherheit zu berücksichtigen.

Die folgende Abbildung zeigt ein mögliches Reglerkonzept für den rONT im Multisensorbetrieb. Hierbei wird der resultierende Istwert der gemessenen Spannungen an den verschiedenen Netzknoten durch einen entsprechenden Datenfilter (z.B. Ermittlung eines gleitenden Mittelwertes, s.u.) ermittelt. Dieser resultierende Istwert, sowie die minimale und maximale Spannung werden dem Spannungsregler als Eingangsgrößen zur Verfügung gestellt. Ein entsprechendes Reglerzeitverhalten kann mittels des Integrators (wirkt hier ebenfalls als „Timer“) eingestellt werden, der den Stufvorgang verzögert, um auch bei dieser Betriebsart das Aufschwingen des Reglers durch entgegengesetzte Stufrichtungen zu vermeiden.

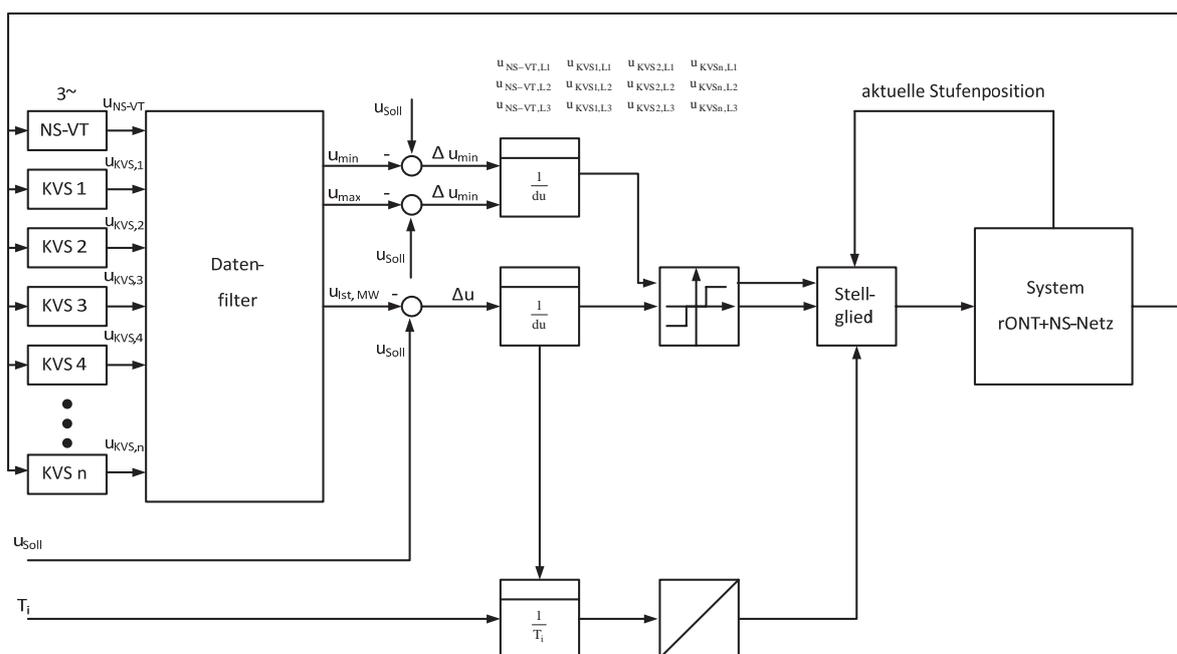


Abbildung 1-15: Mögliches Reglerkonzept für den rONT im Multisensorbetrieb

Die nachfolgende Abbildung zeigt einige mögliche auftretende Fälle, auf welche der zuvor beschriebene Algorithmus reagieren können muss. Im ersten Fall (1) befindet sich der Spannungsmittelwert im definierten Reglertotband (roter Bereich), sowie die minimale und maximale Spannung innerhalb der nach Norm zulässigen Grenzen. Es ist kein Stufvorgang des rONT notwendig. Im zweiten Fall (2) befindet sich der Mittelwert weiterhin im zulässigen Reglertotband, jedoch verlässt ein Spannungsextrema das nach Norm zulässige Toleranzband, eine entsprechende Rückstufung ist demnach notwendig. Beim letzten Szenario (Fall 3) sind der Spannungsmittelwert, sowie ein Extrema außerhalb des Bandes, sodass ein

entsprechender Stufvorgang ausgelöst wird. Allerdings wird in diesem Fall aufgrund der Verletzung des nach Norm zulässigen Spannungstoleranzbandes eine Direktschaltung ausgelöst werden.

Das Verlassen des gleitenden Mittelwertes (moving average) bei diesem Modell führt zunächst zum Starten des Integrators, welcher eine gewollte Verzögerung der Stufung zur Folge hat. Zusätzlich muss bei diesem Reglerkonzept berücksichtigt und berechnet werden, ob eine Stufung aufgrund der Verletzung eines der zuvor vorgestellten Kriterien zu einer anderen Kriterienverletzung führt. In diesem Fall muss der Regler inaktiv geschaltet werden und eine Meldung senden, da es möglich ist, dass konventioneller Netzausbau erforderlich ist, weil das Spannungsproblem durch den rONT im Multisensorbetrieb nicht gelöst werden kann.

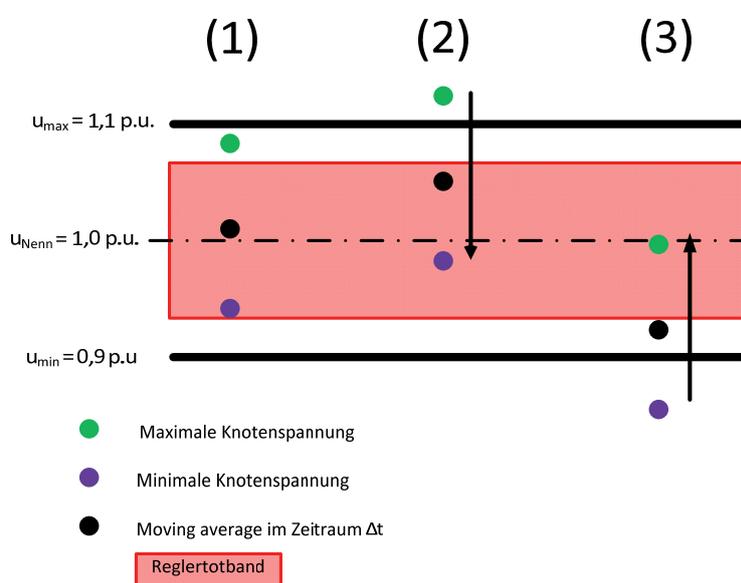


Abbildung 1-16: Funktionsprinzip des rONT im Multisensorbetrieb (mit Ermittlung des gleitenden Mittelwertes)

Bevor dieses Reglermodell zu weiteren Untersuchungszwecken und eventuellen notwendigen Anpassungen im Netzberechnungsprogramm DlgSILENT Power Factory implementiert wurde, wird zunächst erst der Nutzen des rONT im Multisensorbetrieb an verschiedenen Niederspannungsnetzstrukturen betrachtet.

### 1.3.2 Nutzen des rONT im Multisensorbetrieb

Wie bereits zu Beginn des Kapitels zum Multisensorbetrieb erwähnt, verfolgt diese Betriebsart des rONT das Ziel, weitere notwendige konventionelle Netzausbaumaßnahmen zu reduzieren bzw. zu vermeiden. Aus diesem Grund wurde zunächst der Mehrwert zusätzlicher Messpunkte an verschiedenen realen Niederspannungsnetzstrukturen untersucht.



Hierzu wurde auf die Datenbank synthetischer Netze aus (Mohrmann et al. 2013), (Kapitel 2) zurückgegriffen und die Netze ausgewählt, bei welchen nach einem rONT-Einsatz im Monosensorbetrieb weitere konventionelle Netzausbaumaßnahmen durchgeführt werden mussten. Anhand eines dieser Netze werden im Folgenden nun die notwendigen Ausbaumaßnahmen und die treibenden Ursachen erläutert.

Bei dem folgenden Niederspannungsnetz handelt es sich um eine Ortsnetzstation, welche vier Abgänge (Stränge) besitzt. Die einzelnen Lasten wurden mit 150 W und einem  $\cos\phi$  von 0,98 induktiv gewählt (Schwachlast).

Die PV-Anlagen wurden bei dieser Fallstudie spannungsstützend mit einem Leistungsfaktor  $\cos\phi=0,95$  angenommen. Bei der Durchführung der Szenarien mit einem  $\cos\phi=1$  ändern sich die notwendigen Ausbauschritte nicht. Die Leitungen sind mit einem gemittelten 130er Querschnitt berücksichtigt, was einem Resistanzbelag von  $0,237\Omega/\text{km}$  und einem Reaktanzbelag von  $0,08\ \Omega/\text{km}$  entspricht. Die Ursache für die Wahl dieses Querschnittes ist die Berücksichtigung sämtlicher im Niederspannungsnetz vorkommender Leitungsquerschnitte. Die verwendeten Annahmen basieren auf Untersuchungen zur Ermittlung des Ausbaubedarfes von Niederspannungsnetzen mittels synthetischer Netzstrukturen, welche mit realen Netztopologien abgeglichen und klassifiziert wurden (Mohrmann et al. 2013). Die Leistung der PV-Anlagen wurde vereinfacht gleichmäßig auf die Anschlusspunkte verteilt, mögliche Verteilungen der Anlagenleistungen wurden in diesen Szenarien daher nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 2). Des Weiteren wurde der Referenzknoten (Slack) auf die Niederspannungsverteilung gelegt, sodass in diesen Szenarien die Auslastung des Transformators vernachlässigt und nur der Spannungshub über dem Niederspannungsnetz betrachtet worden ist. Die Kabelverstärkung erfolgte bei Erreichen des jeweiligen Nennstroms.

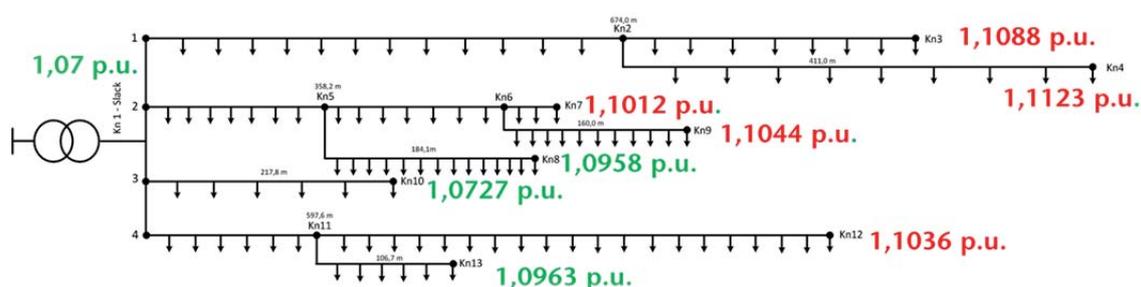


Abbildung 1-17: Ausgewähltes Beispielnetz bei einer Durchdringung von 3,6 kWp/HA und keinem rONT

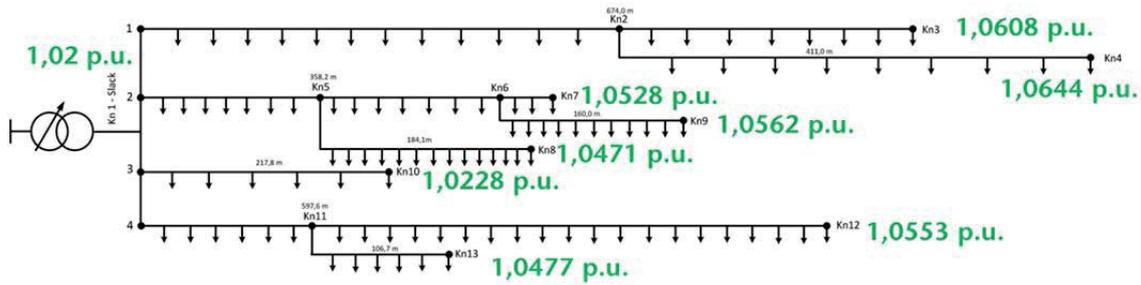


Abbildung 1-18: Ausgewähltes Beispielnetz bei einer Durchdringung von 3,6 kWp/HA und rONT im Monosensorbetrieb

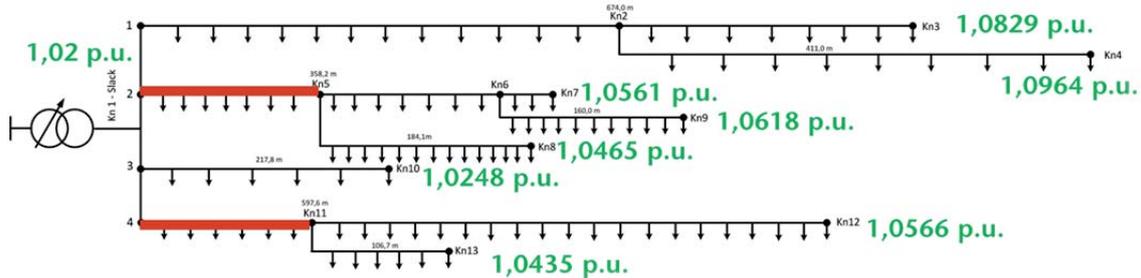


Abbildung 1-19: Ausgewähltes Beispielnetz bei einer Durchdringung von 6,0 kWp/HA und rONT im Monosensorbetrieb; Leitungsaustausch (rot) erfolgte aufgrund von Tragfähigkeitsproblemen

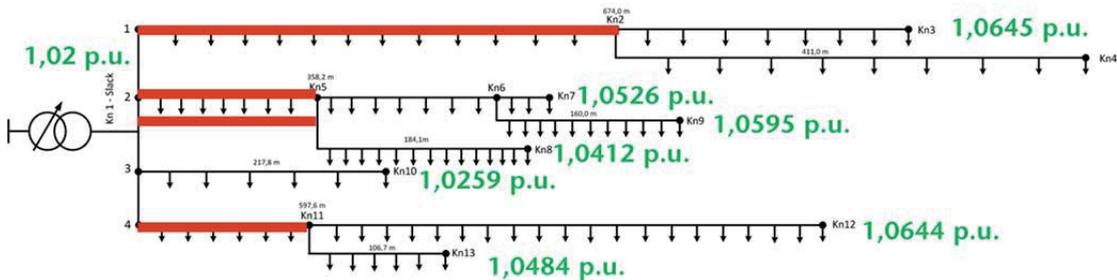


Abbildung 1-20: Ausgewähltes Beispielnetz bei einer Durchdringung von 7,2 kWp/HA und rONT im Monosensorbetrieb; Leitungsaustausch (rot) erfolgte aufgrund von Tragfähigkeitsproblemen

Die vorherigen Abbildungen zeigen jeweils die notwendigen Ausbauschritte bei Erhöhung der Durchdringung mit PV-Anlagen. Bei einer Durchdringung von 3,6 kWp/HA treten im unregulierten Betriebsfall (kein rONT) bereits Spannungsbandverletzungen an den Ausläuferknoten auf. Beim Einsatz eines rONT (Slack-Spannung auf 1,02 p.u. anstatt 1,07 p.u. aufgrund der Entkopplung von der Mittelspannung) wurden diese behoben. Bei der Erhöhung der PV-Anlagendurchdringung auf 6 kWp/HA musste in den Leitungen zwei und drei das erste Teilstück auf einen größeren Leiterquerschnitt (240 mm<sup>2</sup>) erhöht werden. Dieser Ausbau erfolgte aufgrund der thermischen Leitungsbelastung

(Stromtragfähigkeit). Bei einer weiteren Erhöhung der durchschnittlichen Leistung der PV-Anlagen (Durchdringung) mussten im ersten Strang das erste Teilstück, sowie im zweiten Strang eine Parallelleitung mit einem 240er Leiterquerschnitt verbaut werden, ebenfalls wieder aufgrund der thermischen Belastung. Durch die Reduzierung der Netzimpedanz mittels größerer Leiterquerschnitte wurden drohende Spannungsbandverletzungen bei den untersuchten Leitungslängen (bis ca. 700 m) ebenfalls behoben.

Die untere Abbildung zeigt, dass ein Großteil der Netze Stränge mit Leitungslängen bis etwa 700 m aufweisen und ein Großteil dieser Stränge Leitungslängen im Bereich 100 – 400 m besitzen. In diesen Netzen wird daher nach einem rONT Einsatz im Monosensorbetrieb ein Ausbau aufgrund von Tragfähigkeitsproblemen notwendig.

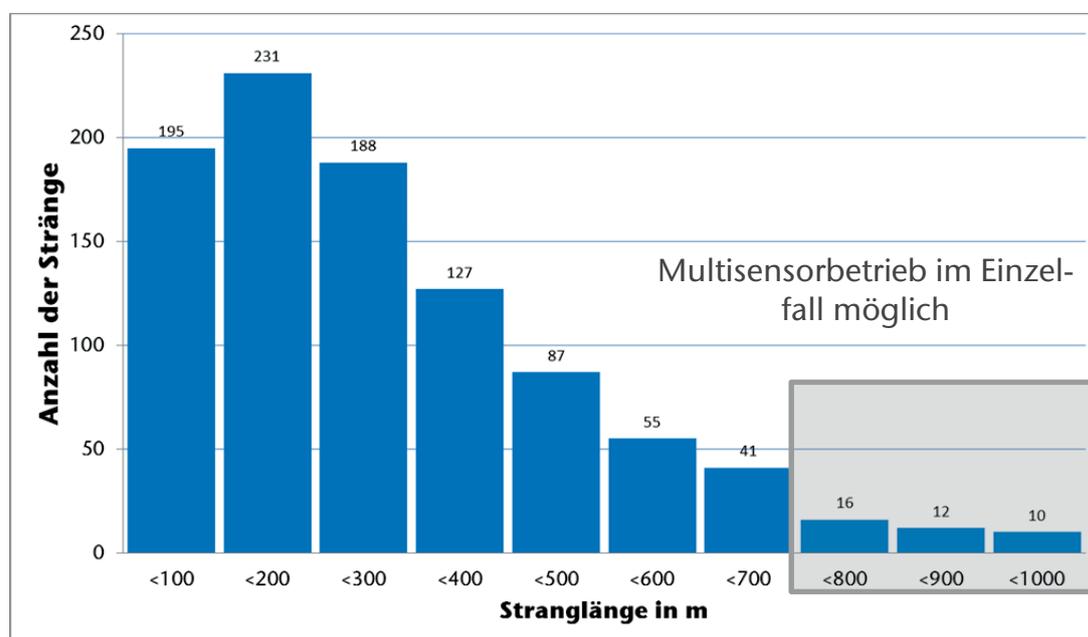


Abbildung 1-21: Stranganzahlen in Abhängigkeit der Stranglänge aus 172 gewählten Avacon Netzen (vgl.(Mohrmann et al. 2013); (Kapitel 2))

Durch den rONT im Monosensorbetrieb können bei einem Reglertotband von  $\pm 2\% U_N$  und einem Regelbereich von  $20\% U_N$  über den Netzsträngen  $8\% U_N$  Spannungshub zugelassen werden. Daher wird im weiteren Abschnitt aufgezeigt, wie sich die Spannungsänderung über den Leitungen bei Belastung mit dem Nennstrom der 130er Leitung ergeben.

In diesem Fallbeispiel wurden 30 Erzeuger gleichmäßig auf einen Strang verteilt, bis der Nennstrom für die jeweilige Leitung erreicht worden ist. Die folgenden Abbildungen beziehen sich auf die Stromtragfähigkeit der 130er Leitung.

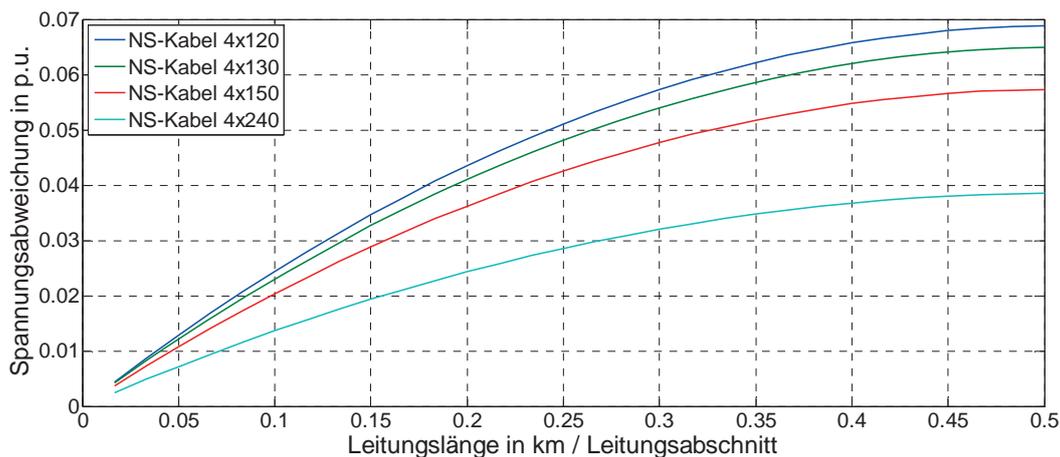


Abbildung 1-22: Verlauf der Spannung bei einer 500 m langen Leitung und maximalen Belastung mit einem Leiterstrom von 231 A (Stromtragfähigkeit 130er Leitung)

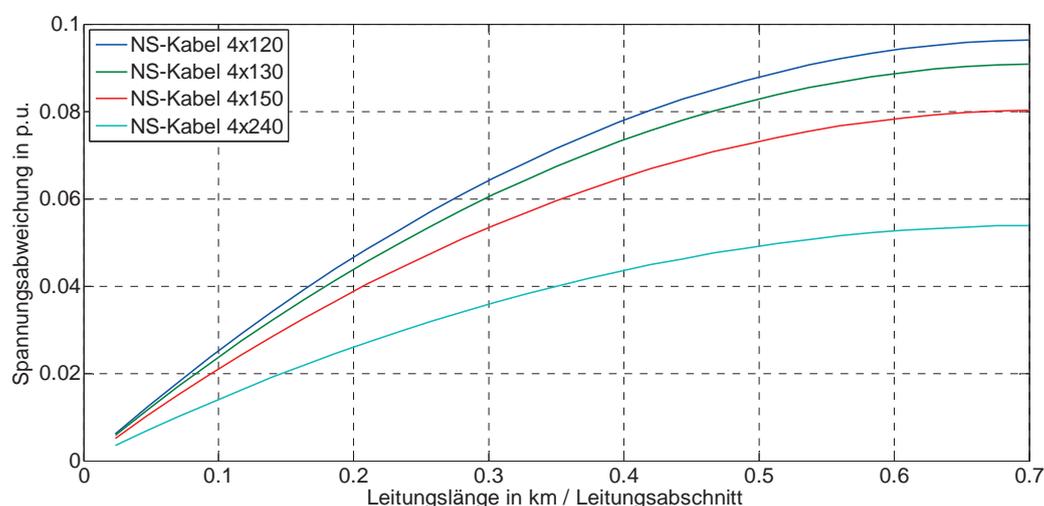


Abbildung 1-23: Verlauf der Spannung bei einer 700 m langen Leitung und maximalen Belastung mit einem Leiterstrom von 231 A (Stromtragfähigkeit 130er Leitung)

Für die weiteren dargestellten Niederspannungsleitungstypen ist das Verhalten ähnlich, wenn diese mit Nennstrom betrieben werden. Die Spannungsänderung über der Leitung ist jeweils geringer als 8 %  $U_N$  bei einer Leitungslänge bis etwa 500 m. Bei längeren Leitungen und gleichen Annahmen fallen die Spannungsänderungen größer als 8 %  $U_N$  aus.



Da die längeren Stränge in den untersuchten Netzen meist nur vereinzelt in einem Netz auftauchen und der rONT erst bei Spannungsbandproblemen in mindestens zwei Strängen einen Mehrwert liefert, ist es für den Einsatz des rONT im Multisensorbetrieb notwendig, eine Einzelfallentscheidung zu treffen, bei welcher die folgenden Bedingungen berücksichtigt werden sollten:

- das Netz sollte mindestens zwei Stränge mit einer Leitungslänge größer als 700 m aufweisen
- Last- und Erzeugungsspitzen dürfen in den verschiedenen Strängen nicht zeitlich stattfinden

Wenn diese Kriterien nicht erfüllt werden, treten meist nach einem rONT-Einsatz im Monosensorbetrieb vor den weiteren Spannungsbandproblemen Stromtragfähigkeitsprobleme (thermische Belastungsgrenzen) auf, sodass die Netzbetriebsmittel entsprechend ausgetauscht werden müssen.

#### **1.4 Zwischenfazit zum zukünftigen Netzbetriebsmittel regelbarer Ortsnetztransformator**

In den zuvor beschriebenen Untersuchungen zeigt sich, dass der regelbare Ortsnetztransformator mit entsprechender Parametrierung (Reglertotband, Stufenbreite, Gesamtregelbereich) eine geeignete Lösung darstellt, um die Niederspannungsnetzebene netzplanerisch von der Mittelspannungsebene zu entkoppeln und so die vorhandene Infrastruktur besser ausgenutzt werden kann. Die Anzahl der Schaltzyklen, welche Auswirkungen auf die Lebensdauer des Laststufenschalters haben, sind abhängig vom Regelalgorithmus. Daher ist es notwendig, den Regler mit einem Zeitverhalten und einem entsprechenden Reglertotband zu parametrieren, um die Reaktion des Spannungsreglers auf nur kurzzeitige Änderungen der Spannungen zu vermeiden.

Die möglichen Wechselwirkungen zwischen dem regelbaren Ortsnetztransformator und weiteren spannungsregelnden Aktoren, in erster Linie Q(U)-Regler der PV-Anlagen, beschränken sich auf maximal einen zusätzlichen Stufvorgang. In Netzen, in welchen der regelbare Ortsnetztransformator verbaut ist, sollten die PV-Anlagen mit einem  $\cos\varphi$  von 1 betrieben werden, da die zusätzlichen Blindströme nur noch eine im Verhältnis geringe spannungsstützende Wirkungen erzielen, sondern eher zu zusätzlichen ohmschen Verlusten führen.

Der regelbare Ortsnetztransformator im Multisensorbetrieb stellt sich als nur in Einzelfällen mögliche Alternative zum konventionellen Netzausbau, nach einem rONT im Monosensorbetrieb, heraus. In den untersuchten Niederspannungsnetzen traten nach einem rONT-Einsatz im Monosensorbetrieb bei weiterer Erhöhung der



Einspeiseleistung ausschließlich Tragfähigkeitsprobleme auf, die zu einem notwendigen Austausch der Leitung führten. Des Weiteren ist beim Multisensorbetrieb noch der zusätzliche (auch finanzielle) Aufwand für die Mess- und Kommunikationstechnik zu berücksichtigen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die konventionellen Netzausbauvarianten in Konkurrenz zum regelbaren Ortsnetztransformator im Monosensorbetrieb anhand verschiedener Netzstrukturen technisch und wirtschaftlich betrachtet.



## **2 Potenzialabschätzung anhand synthetischer Netzstrukturen**

(Dipl.-Ing. Gerrit Schlömer; Dipl.-Ing. Michael Mohrmann, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Leibniz-Universität Hannover)

In diesem Kapitel werden zunächst die Gründe für die Erarbeitung eines neuen Verfahrens der Niederspannungsnetzmodellierung aufgezeigt. Im Anschluss erfolgt die Erläuterung der Vorgehensweise und der einzelnen Variationsparameter.

### **2.1 Einleitung**

Bisher dominierten im Wesentlichen zwei unterschiedliche Methoden, um Potenzialanalysen in Niederspannungsnetzen durchzuführen - beispielsweise zur Eignung neuer Betriebsmittel in einem größeren Netzbereich. Eine Möglichkeit ist die Untersuchung von Referenznetzen, eine andere basiert auf der Auswertung einzelner oder mehrerer Beispielnetze.

Die exakte Berechnung von Einzelnetzen ist eine sehr anschauliche Möglichkeit um gezielt am Beispielnetz die Vor- und Nachteile verschiedener Netzausbauarten darzustellen. Die digitale Erfassung einer Vielzahl von Niederspannungsnetzen stellt jedoch einen großen Aufwand dar. Ein wesentliches Problem der Verteilnetzbetreiber ist zudem, dass der Datenbestand - unter anderem aufgrund von Konzessionsübergängen und Unternehmensfusionen in der Vergangenheit - oftmals unvollständig ist, was die datentechnische Auswertung der Netzbestände erschwert.

Um den Aufwand der Datenaquise und die Anzahl der Berechnungen und Auswertungen zu minimieren, erfolgt häufig die Bildung sogenannter Referenznetze aus leicht aufnehmbaren Netzdaten. Eine Klassifizierung der Referenznetze kann beispielsweise in Land-, Dorf-, Vorstadt- und Stadtnetze erfolgen (Kerber und Witzmann 2008; Schaller et al. 2011).

Um die Auswirkungen der zunehmenden Durchdringung von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auf die Niederspannungsnetze im Rahmen des e-Home Energieprojekt 2020 zu untersuchen, wurde das Konzept entwickelt, aus vorhandenen Niederspannungsnetzen wenige Referenznetze zu bilden, die möglichst das gesamte Spektrum der real existierenden Ortsnetze darstellen. Anhand der Ergebnisse sollen die Vor- und Nachteile verschiedener Netzausbauvarianten verglichen und auf das Gesamtnetz hochskaliert werden.

Die Netztopologie Untersuchungen im Rahmen der e-Home-Forschung haben ergeben, dass eine Klassifizierung des Gesamtnetzbestandes in nur wenige Gruppen, die zur Bildung von Referenznetzen nutzbar sind, insbesondere aufgrund

der teilweise stark variierenden Netztopologien, kaum erreichbar ist und Hochrechnungen kaum repräsentativ sein können.

Aus diesem Grund wurde ein neuer Weg gesucht, möglichst das gesamte Spektrum der Niederspannungsnetze darzustellen. Dieses Verfahren wird im Folgenden als „Synthetische Netzstrukturen“ bezeichnet. Besonders wichtig war hierbei, dass eine Begrenzung der Parameter auf die wesentlichen Kenngrößen und Einflussfaktoren erfolgt. Die oftmals schwierige Datenlage bei den Verteilnetzbetreibern erfordert zusätzlich eine vereinfachte Datenaufnahme. In Abbildung 2-1 sind die drei möglichen Verfahren und ihre wesentlichen Merkmale noch einmal zusammenfassend dargestellt.

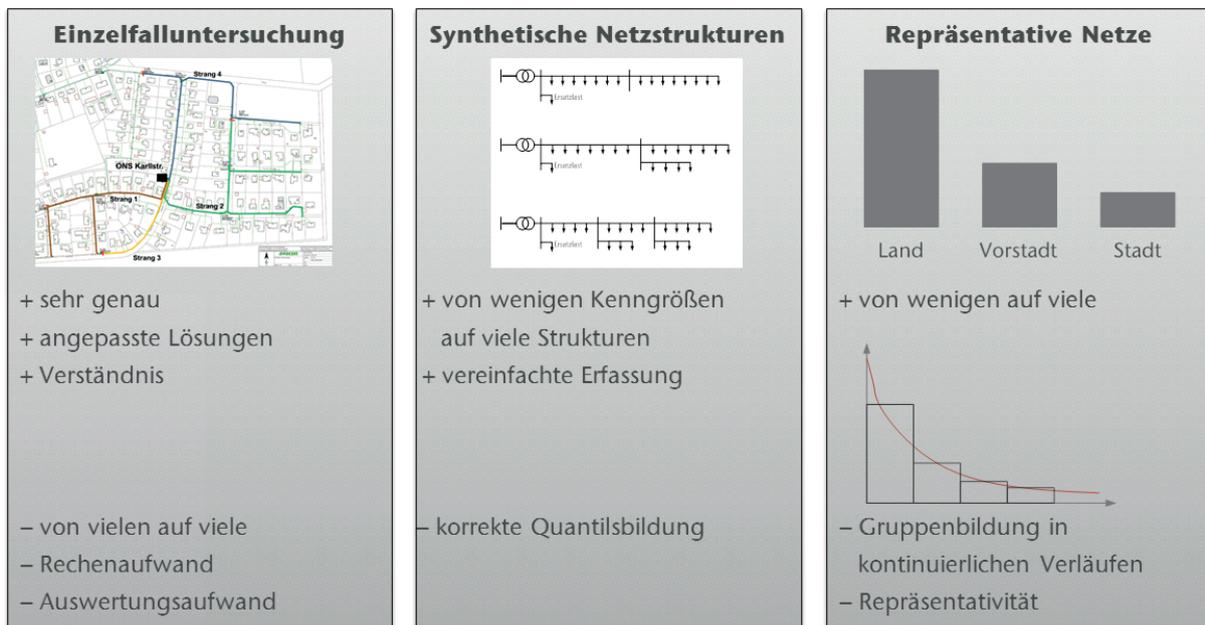


Abbildung 2-1: Verschiedene Verfahren zur Niederspannungsnetzberechnung

## 2.2 Synthetische Netzstrukturen

Synthetische Netzstrukturen bieten die Möglichkeit, eine systematische Berechnungsgrundlage zu schaffen, die die gesamte Bandbreite der vorkommenden Netzstrukturen repräsentieren kann und die individuelle Ausprägung der Niederspannungsnetze eines Verteilnetzbetreibers berücksichtigt. Die Erzeugung synthetischer Strukturen erfolgt durch die Analyse der für einen Verteilnetzbetreiber typischen Netzparameter, deren Quantisierung und die Aufstellung der Mengengerüste der einzelnen Parameter.

Im ersten Schritt werden die zur Verfügung stehenden Daten auf relevante Netzparameter und deren mathematisch beschreibbare Abhängigkeiten untersucht. Danach erfolgt die Festlegung der notwendigen Variationsweiten und -schritte.



Die häufigsten Probleme, die sich durch die Integration dezentraler Energieeinspeiseanlagen und neuartiger elektrischer Verbraucher in die Niederspannungsebene ergeben, sind Leitungsüberlastungen und Spannungsbandprobleme. Diese treten in den Netzsträngen weitgehend unabhängig von eventuell vorhandenen Nachbarsträngen auf, daher wird die Modellierung der Netztopologien strangbezogen durchgeführt. Um den Spannungsabfall über dem Transformator durch parallele Netzstränge zu modellieren, werden diese durch den Anschluss von Ersatzlasten und -erzeugern an der Niederspannungssammelschiene simuliert.

Aus der Kombination verschiedener, einzeln berechneter Netzstränge miteinander ist es möglich, unterschiedlichste Ortsnetze nachzubilden.

### **2.3 Aufstellung der Netzparameter**

In diesem Abschnitt werden die für die Bildung von synthetischen Netzstrukturen relevanten Parameter vorgestellt und für die Niederspannungsnetze der Avacon AG hergeleitet. Die Avacon AG ist im Besitz von Konzessionen für 2.700 Ortschaften. In diesen Ortschaften befinden sich ca. 12.700 relevante Ortsnetzstationen.

Im Fall der Avacon AG steht zur Analyse der Netzparameter eine Datenbank aller Betriebsmittelmengen je Ortschaft zur Verfügung. In der Datenbank sind die folgenden Parameter hinterlegt:

- Anzahl und Gesamtleistung der Transformatoren
- Anzahl der Kabelverteilerschränke (KVS)
- Hausanschlüsse (HA) pro Ortschaft
- Summe der Kabel- und Freileitungslängen
- Summe der Hausanschlussleitungslängen

Die Festlegung von Grenzen und Mittelwerten der einzelnen Parameter erfolgt durch eine Datenanalyse. Die Anzahl der erforderlichen Variationsschritte wird in Abhängigkeit des Parametereinflusses und der erforderlichen Variationsgenauigkeit festgelegt, die im Rahmen des Projekts umfassend untersucht worden sind.

Die zur Verfügung gestellte Datenbank bietet allerdings nur einen Überblick über die Gesamtsumme der Betriebsmittelmengen in den Gemeinden. Aussagen bezüglich der Streuung der Parameter in den einzelnen Strängen sind nicht möglich. Aus diesem Grund und um eine Häufigkeitsgewichtung der einzelnen Strangstrukturen zu ermöglichen, erfolgte der Aufbau einer zweiten Datenbank, bei der 1,34 % des Gesamtnetzes (172 Ortsnetze) genauer erfasst worden sind, sodass exaktere Aussagen zu den einzelnen Strängen und Hochrechnungen auf das Gesamtnetz möglich sind. Im Folgenden wird näher auf die jeweiligen Parameter eingegangen.

### 2.3.1 Strangaufbau

Die praktisch vorkommenden Strangstrukturen divergieren sehr stark. Untersuchungen der vorliegenden Daten haben gezeigt, dass es eine geeignete Vereinfachung ist, die Anzahl der Kabelverteilerschränke auf maximal zwei pro Strang zu begrenzen. Durch die Begrenzung können 87 % der real vorkommenden Netze beschrieben werden. Bei Zulassung geringer Vereinfachungen kann diese Quote auf 98,1 % erhöht werden. Eine solche Vereinfachung wäre zum Beispiel die Integration eines sehr kurzen Nebenstranges mit zwei Hausanschlüssen in den Hauptstrang.

Etwa 73,6 % der relevanten Strangstrukturen sind unverzweigt. Weitere 15,7 % weisen einen einfachen und 8,8 % zwei Nebenstränge auf. Die Darstellungen in Abbildung 2-2 zeigen die resultierenden Strangformen. Die anteiligen Längen der jeweiligen Leitungsabschnitte in den Strangformen werden ebenso wie die verwendeten Kabeltypen im Folgenden festgelegt.

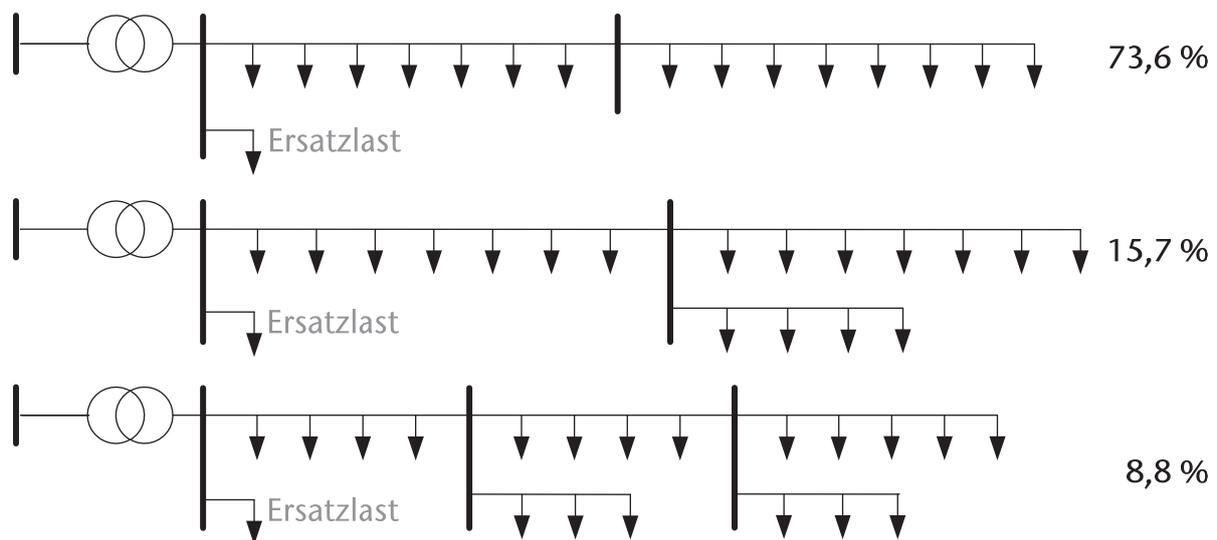


Abbildung 2-2: Grundlegende Strangmodelle

Die Verzweigungspositionen weisen große Streuungen auf. Ergebnisse von Untersuchungen und Auswertungen zeigen, dass sich statistisch gesehen die in Tabelle 2-1 angegebenen Längenverhältnisse der Strangkabel und Verzweigungspunkte ergeben. Es wird angenommen, dass eine Verzweigung in einem Kabelverteilerschrank realisiert ist. Bei Ausführung der Verzweigung als Muffe kämen in der Leistungsflussberechnung identische Ergebnisse zustande.



Tabelle 2-1: Längenverhältnisse der Strangstrukturen

Nebenstrang-anzahl	Abschnitte Hauptstrang	Abschnitte Nebenstrang
0	$\frac{1}{2} /   \frac{1}{2} /$	0
1	$\frac{77}{200} /   \frac{77}{200} /$	$\frac{46}{200} /$
2	$\frac{223}{1000} /   \frac{223}{1000} /   \frac{223}{1000} /$	$\frac{165}{1000} /   \frac{165}{1000} /$

### 2.3.2 Stranglängen

Die Gesamtkabellänge der gebildeten Netzstränge beruht auf der Auswertung der beschriebenen Stichprobe aus dem Netzgebiet der Avacon AG. Die Werte aus der Stichprobe bilden die vorkommenden Netze deutlich besser ab, als berechnete Mittelwerte aus der Betriebsmitteldatenbank. In Abhängigkeit der Strangstruktur werden die Stranglängen klassifiziert und sind nachfolgend in Tabelle 2-2 dargestellt.

Tabelle 2-2: Werte für den Parameter Gesamtkabellänge

Struktur	Stranglänge in m
Netzstrang ohne Nebenstrang	55, 146, 223, 335, 580
Netzstrang mit einem Nebenstrang	304, 420, 540, 731, 1093
Netzstrang mit zwei Nebensträngen	406, 575, 707, 828, 1133

### 2.3.3 Strangkabeltypen

In den Netzen der Avacon AG werden hauptsächlich Erdkabel mit Aluminiumleiter als Netzkabel eingesetzt. Der dominierende Typ ist neben dem NAYY-J 4x150 das NAYY-J 4x120. Deshalb wurden die Untersuchungen zunächst auf diese beiden Netzkabeltypen und das NAYY-J 4x240 als Ausbaualternative beschränkt. Wichtige technische Parameter der verwendeten Kabel werden in Tabelle 2-3.

dargestellt. Vereinzelt bestehende Freileitungen auf Niederspannungsebene werden nicht berücksichtigt, da ihr Rückbau in den nächsten Jahren abgeschlossen sein wird.

Ein denkbarer Netzaufbau wäre, dass ein höherer Leiterquerschnitt nahe der Ortsnetzstation eingesetzt wird und eine Verjüngung im Laufe des Stranges eintritt. Dieser theoretische Aufbau ist in der Praxis oftmals nicht gegeben. Die Energienetze werden kontinuierlich an die aktuellen Erfordernisse angepasst und während der



relativ hohen Lebensdauer der eingesetzten Netzbetriebsmittel kommt es regelmäßig zu Veränderungen in den Netzen, beispielsweise bei Standardkabeltypen.

Eine mögliche Folge von Um- und Ausbauarbeiten sowie von Reparaturen sind Stränge mit geringeren Leiterquerschnitten auf transformatornahen Strangabschnitten bei gleichzeitig höheren Querschnitten im transformatorfernen Bereich.

Diese Effekte wurden im Rahmen des e-Home Energieprojekts 2020 diskutiert. Das Ergebnis dieser Diskussionen ist die Verwendung eines einheitlichen synthetischen Kabeltyps, der den Gesamtkabelbestand in den Netzen der Avacon AG repräsentiert. Dazu wurde der Mittelwert des Leiterquerschnitts aller in den Datenbanken erfasster Kabel gebildet. Dieser beträgt  $\bar{A}_{\text{Leiter}} = 130,71 \text{ mm}^2$ .

Aus den in Tabelle 2-3 enthaltenen Werten wurden nun die technischen Parameter des synthetischen Typs 4x130 bestimmt, die in der letzten Zeile angegeben sind.

Tabelle 2-3: Technische Parameter kommerzieller Erdkabel vom Typ NAYY-J (Mohrmann et al. 2013)

<b>Kabeltyp</b>	<b>Resistanzbelag <math>R'</math> in <math>\Omega</math> / km</b>	<b>Induktivitätsbelag <math>L'</math> in mH / km</b>	<b>Zulässiger Strom <math>I_{\text{max}}</math> in A</b>
4x120	0,253	0,256	216
4x150	0,206	0,256	246
4x240	0,125	0,254	338
4x130	0,237	0,256	231

In Abbildung 2-3 ist zusammenfassend das Strangmodell mit den Längenverhältnissen aufgezeigt. Die Legende ist in Tabelle 2-4 angegeben.

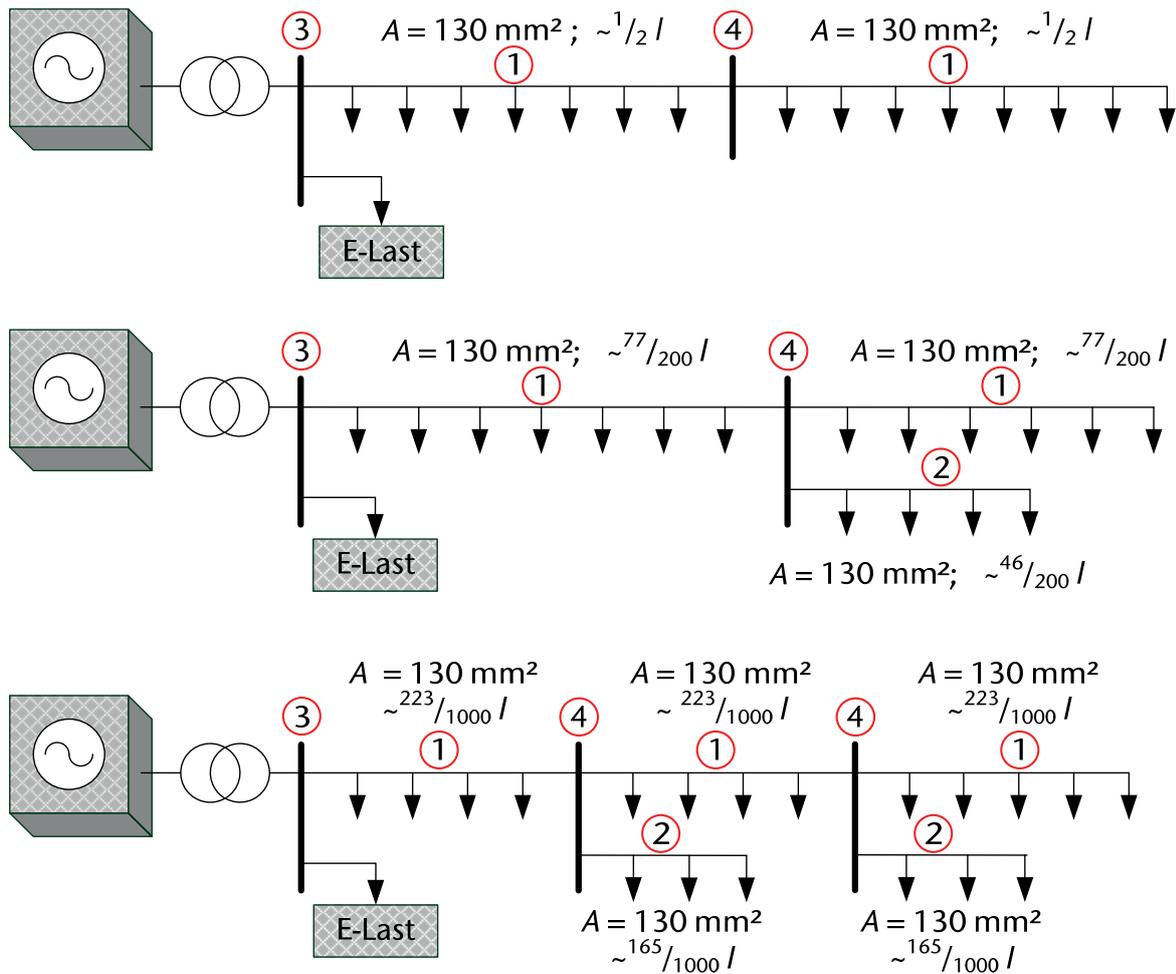


Abbildung 2-3 : Zur Bildung der synthetischen Netze verwendete Strangformen

Tabelle 2-4: Erläuterungen zu Abbildung 2-3

Nummer	Bedeutung
①	Hauptstrang
②	Nebenstrang
③	Transformator-Niederspannungssammelschiene
④	Kabelverteilerschrank
↓	Hausanschluss mit Hausanschlussleitung



### 2.3.4 Hausanschlüsse

Ein weiterer wichtiger Parameter ist die Anzahl und die Verteilung der Hausanschlüsse im untersuchten Netzstrang. Die genaue Verteilung der Hausanschlüsse entlang der Leitung variiert in der Praxis stark und ist den Datenbanken nicht genau zu entnehmen. Oftmals wird angenommen, dass am Ende der Stränge weit entfernte Einzelgebäude vorhanden sind. Dies ist nur in 12 % der betrachteten Stränge der Fall. Auf Grund der sehr hohen Vielfalt wird die Vereinfachung gewählt, die Verteilung der Hausanschlüsse gleichmäßig mit konstantem Abstand zwischen den einzelnen Hausanschlüssen anzunehmen.

Der Mittelwert über alle Ortsnetze und Stränge ergibt eine Anzahl von 10 Hausanschlüssen pro Strang. Zur Parameterermittlung erfolgt eine Quantilsbildung in Abhängigkeit der Netzstruktur, da die Anzahl der Hausanschlüsse stark mit dem Verzweigungsgrad korreliert. Die verwendeten Zahlen sind Tabelle 2-5 angegeben.

Tabelle 2-5: Anzahl der Hausanschlüsse der Netzstrukturen

Struktur	Anzahl der Hausanschlüsse
Netzstrang ohne Nebenstrang	1, 2, 5, 9, 17, 33
Netzstrang mit einem Nebenstrang	6, 10, 14, 19, 33, 57
Netzstrang mit zwei Nebensträngen	10, 17, 23, 32, 45, 53

### 2.3.5 Hausanschlusskabel

Als Standardanschlusskabel wird das Erdkabel vom Typ NAYY-J 4x35 eingesetzt. Der Ersatz überlasteter Kabel erfolgt durch den Typ NAYY-J 4x150.

Das zentrale, den Netzausbau bestimmende Ergebnis der Netzberechnungen ist - neben der Strombelastung der Betriebsmittel - die relative Spannungsabweichung  $\Delta u$  in den Strängen. Bei einer Quantilsbildung analog zu den vorhergehenden Parametern wäre das längste Quantil 33 m lang. Der Einfluss des Hausanschlusskabels ist selbst bei der angenommenen maximalen PV-Durchdringung von 12 kW<sub>p</sub>/HA sehr gering (siehe Abschnitt 2.5). In diesem Fall beträgt der relative Spannungsabfall auf dem Hausanschlusskabel 0,1645 %. Aus diesem Grund werden keine Variationen durchgeführt und mit dem längsten Fall gerechnet.



### 2.3.6 Transformatoren

Von den insgesamt etwa 18.000 Ortsnetztransformatoren in den Netzen der Avacon AG entfallen etwa 78 % auf die Baugrößen 160, 250 und 400 kVA. Die Differenz zu den betrachteten 12.700 Ortsnetzen erklärt sich durch EEG- und Industrieanlagen, die durch einen im Eigentum der Avacon AG befindlichen Transformator versorgt werden. Den größten Anteil bildet dabei mit 35 % die Baugröße 250 kVA aus, es folgen mit 29 bzw. 14 % die Baugrößen 400 bzw. 160 kVA. Die Untersuchung wird deshalb auf diese drei Leistungsklassen beschränkt. Die Baugröße 630 kVA stellt eine Alternative für den erforderlichen Netzausbau dar. Sie wird eingesetzt, wenn die im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen 400-kVA-Transformatoren nicht mehr ausreichen.

### 2.3.7 Spezifische Transformatorleistung zur Berechnung der Ersatzlasten

Die spezifische Transformatorleistung gibt an, wie viele Haushalte von einem Transformator gespeist werden. Die Untersuchungen an realen Netzen der Avacon AG haben ergeben, dass die spezifische Transformatorleistung pro Hausanschluss  $T_{\text{spez}}$  stark variiert und dass kein linearer Zusammenhang zwischen der Hausanschlusszahl und der Transformatorleistung existiert. Die durchschnittlich installierte Transformatorleistung pro Hausanschluss variiert in den untersuchten Netzen zwischen 1,4 kVA/HA und 100 kVA/HA. Kleinere Werte sind eher in städtischen Bereichen zu finden. Abbildung 2-4 zeigt den nach Größe gestaffelten Verlauf der spezifischen Transformatorleistung in den Ortsnetzen. An der Grafik wird deutlich, dass es kaum möglich ist, mit dem Mittelwert von 6,61 kVA/HA für  $T_{\text{spez}}$  zu arbeiten.

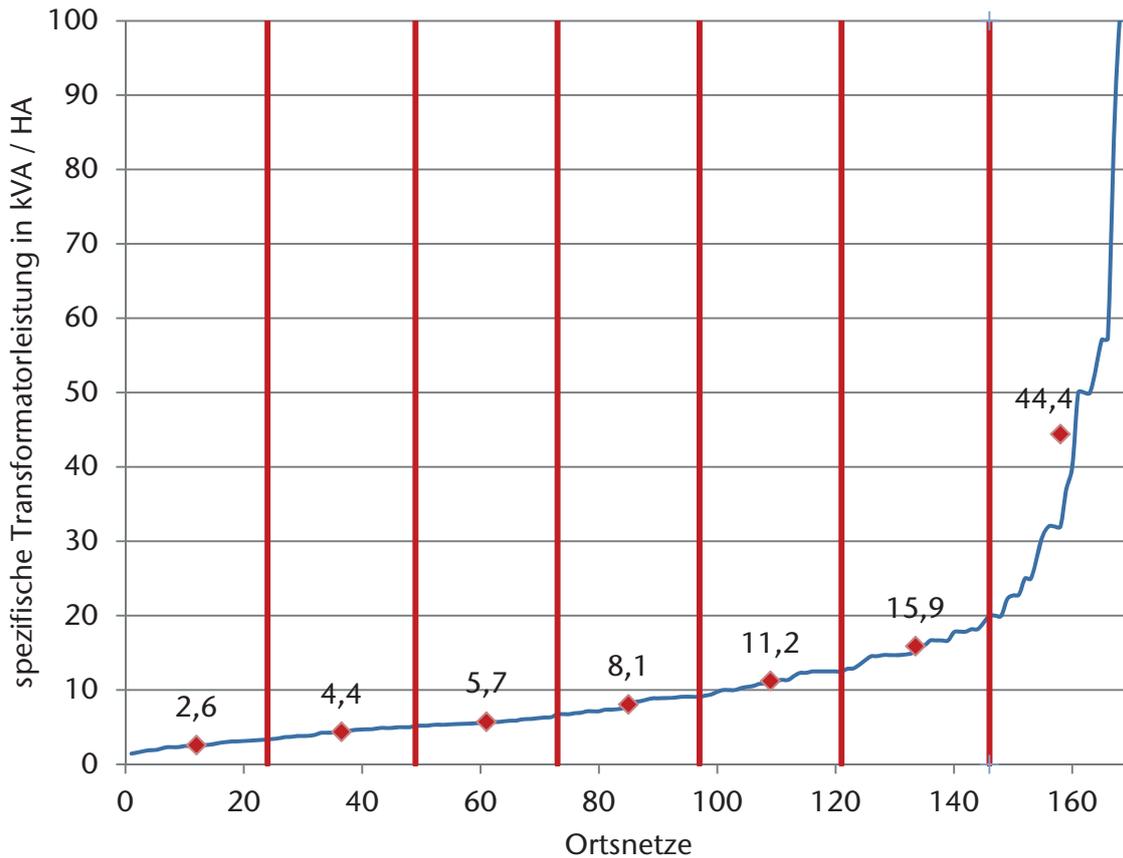


Abbildung 2-4: Spezifische Transformatorleistungen der 170 untersuchten Ortsnetze sowie Darstellung der Einteilung in Quantile

Aufgrund der Relevanz dieses Parameters für die Auslastung der Transformatoren wurde eine Unterteilung in sieben Quantile vorgenommen, von denen jeweils der Quantilmittelwert als Variationsparameter angenommen wird (siehe Abbildung 2-4).

### 2.3.8 Ersatzlast

Da in der Regel parallel zum simulierten Strang weitere Netzstränge existieren, ist deren Einfluss zu berücksichtigen. Andernfalls wäre der berechnete Spannungsabfall über dem Transformator und dessen thermische Auslastung zu gering. Da im Rahmen der durchzuführenden Untersuchungen von Last- und Erzeugungsszenarien ausgegangen wird, würden nicht akzeptable Rechenfehler entstehen bzw. notwendige Betriebsmittelverstärkungen nicht erfasst werden.

Zur Korrektur dieses systembedingten Fehlers werden Ersatzlasten an den Niederspannungssammelschienen der Transformatoren eingeführt, deren Modellierung im Folgenden beschrieben wird. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich die Haushalte in der Ersatzlast ähnlich der im betrachteten Strang verhalten.



Der verwendete Transformator wird zunächst zum simulierten Strang ins Verhältnis gesetzt und dann die zur Auslastung fehlende Hausanschlusszahl ermittelt.

Die Anzahl der durch die Ersatzlast darzustellenden Hausanschlüsse  $HA_{EL}$  wird nach Gleichung 2-1 berechnet, wobei  $S_{rT}$  die Bemessungsscheinleistung des verwendeten Transformators darstellt und  $HA_{Strang}$  die im simulierten Strang vorhandene Hausanschlussanzahl abbildet.

$$HA_{EL} = \left( \frac{S_{rT}}{T_{spez}} - HA_{Strang} \right) \quad 2-1$$

Die Berechnung der Ersatzlast erfolgt nach Gleichung 2-2. Dabei repräsentieren  $S_{HA}$  und  $S_{Zusatz}$  die Bemessungslasten der Haushalte und deren zusätzliche Lasten (beispielsweise Wärmepumpen) mit ihrer entsprechenden Durchdringung  $d$  und dem aus der jeweiligen Anzahl resultierenden Gleichzeitigkeitsgrad  $g$ .

$$S_{EL} = S_{HA} \cdot HA_{EL} \cdot g(HA_{EL}) + S_{Zusatz} \cdot HA_{EL} \cdot g(HA_{EL} \cdot d) \cdot d \quad 2-2$$

Ersatzlasten stellen somit auch für synthetische Netzstrukturen mit geringer Hausanschlussanzahl durch eine entsprechend höhere Ersatzlast ähnliche elektrische Belastungen der Transformatoren sicher. Damit kann von nahezu identischen Eingangsgrößen für die strangweise Berechnung ausgegangen werden, sodass die spätere Rekombination zu Ortsnetzen möglich ist.

## 2.4 Netzausbau

Die Netzstrukturen werden mit Hilfe des entwickelten Algorithmus nach den in Abschnitt 0 beschriebenen Rahmenbedingungen erstellt. Den dann durchgeführten Netzberechnungen liegen die in Abschnitt 2.5 vorzustellenden Belastungsszenarien zugrunde. Netzausbau erfolgt immer dann, wenn die vorgegebenen Werte einer oder mehrerer der folgenden Variablen an den verwendeten Betriebsmitteln verletzt werden:

- Maximal zulässige Spannungsabweichung  $\Delta u_{NS} = \pm 10\%$  (DIN EN 50160)
- Erzeugung:  $\Delta u_{NS} \leq 3\%$  (VDE-AR-N 4105), sofern kein rONT verwendet wird
- Thermische Überlastung der Kabel  $I_{rK} \leq I_K$
- Thermische Überlastung des Transformators  $\underline{S}_{rT} \leq \underline{S}_T$

Der Umbau des Netzes erfolgt dabei nach den beiden im Folgenden vorgestellten Methoden der konventionellen Netzverstärkung und des Einsatzes von regelbaren Ortsnetztransformatoren. Die durch den entwickelten Algorithmus berechneten





### **2.4.2 Methode 2: Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) und Netzverstärkung**

Zunächst erfolgt wiederum die Feststellung und Behebung möglicher thermischer Überlastungen. Treten dann weitere Spannungsbandverletzungen auf, wird ein Transformator, der über rONT-Eigenschaften verfügt, eingesetzt.

Die Regelung der sekundärseitigen Spannung kann im Wesentlichen über zwei Varianten erfolgen:

- Multisensorbetrieb
- Monosensorbetrieb

Beide Betriebsvarianten sind in Kapitel 1 ausführlich erläutert. Auf Grund der Ergebnisse wird im Algorithmus der Monosensorbetrieb implementiert. Es wird eine Spannungsabweichung an der Niederspannungssammelschiene des Transformators von  $\pm 2\%$  angenommen (Reglertotband).

Kann die Stufung des Transformators die Spannungsbandverletzung nicht beseitigen, erfolgt analog zu Abschnitt 2.2.1 weiterer Netzausbau.

## **2.5 Photovoltaik Szenario**

Die dezentrale Einspeisung elektrischer Energie in die Niederspannungsnetze der Avacon AG beruht hauptsächlich auf Photovoltaikanlagen. Andere Technologien, wie z. B. Kleinblockheizkraftwerke, spielen in den untersuchten Netzen eine eher untergeordnete Rolle.

Die Hauptherausforderung, die sich Netzbetreibern durch einen weiterhin starken Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Bereich der Photovoltaik stellt, ist neben der Überlastung vorhandener Netzbetriebsmittel besonders die Verletzung des zulässigen Spannungsbands. An jedem Hausanschluss des Netzes ist zu jedem Zeitpunkt (mit wenigen Ausnahmen) eine Leiter-Erde-Spannung von  $230\text{ V} \pm 10\%$  dauerhaft zu gewährleisten (DIN EN 50160). Von möglichen Spannungsbandverletzungen sind insbesondere ausgedehnte, oftmals ländliche Niederspannungsnetze mit relativ hohen Leitungslängen betroffen.

Die Erfahrungswerte der Avacon AG bezüglich der Leistung der PV-Anlagen im Bereich der ländlichen Netze zeigen für typische Einfamilienhäuser und die entsprechenden Dachflächen  $7\text{ kW}_p$  als einen verlässlichen Durchschnittswert (siehe Abbildung 2-6). Nach dem EEG-Gesetz gilt bis zu einer Anlagenleistung von  $30\text{ kW}_p$  der auf dem Grundstück bestehende Netzanschlusspunkt als der günstigste Verknüpfungspunkt (BMU). Aus wirtschaftlichen Gründen folgt somit ein Vorhol-effekt bei  $30\text{ kW}_p$ , denn größere Anlagen bedeuten oftmals eine deutliche Steigerung der Netzanschlusskosten für den Anlagenbetreiber. Das heißt,



theoretisch wäre eine größere Dachfläche vorhanden, allerdings wird sie nicht weiter ausgenutzt oder es werden günstigere Module mit einem größeren Flächenbedarf verwendet.

Die maximal vorkommende durchschnittliche pro Hausanschluss installierte Leistung sind aktuell laut der Avacon AG 12 kW<sub>p</sub>/HA. Eine weitere Steigerungen in diesen Ortsnetzen ist nicht zu erwarten. Daher erfolgt die Modellierung des Photovoltaik-Szenarios mit einer konstanten Leistung pro Hausanschluss, die linear mit der Durchdringung auf bis zu 12 kW<sub>p</sub>/HA ansteigt. Dabei wird zur Bildung eines Maximalszenarios eine elektrische Grundlast von 150 W pro Hausanschluss angenommen.

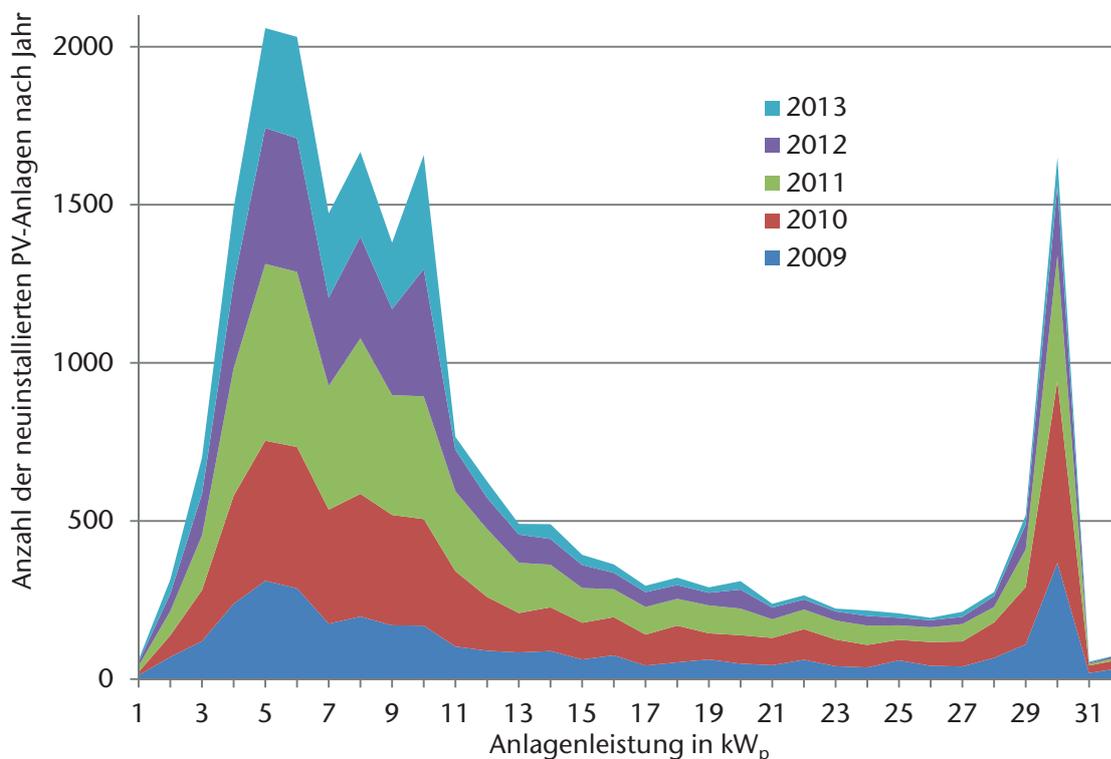


Abbildung 2-6 : Gestapeltes Flächendiagramm aller neu installierten PV-Anlagen im Niederspannungsnetz der Avacon AG

Zur entsprechenden Anpassung der Niederspannungsnetze ist die maximale Netzbelastung zu bestimmen. Durch die individuell unterschiedliche Ausrichtung und Neigungswinkel aller in einem Netz vorhandener PV-Anlagen ist ein gleichzeitiges Einspeisen mit Bemessungsleistung unwahrscheinlich. Bei hohen Umgebungstemperaturen sinkt außerdem der Wirkungsgrad der Module, was ebenfalls eine Verringerung der erzeugten Leistung zur Folge hat. Als maximale Gleichzeitigkeit hat sich  $g = 0,85$  bewährt. Dieser Wert wurde durch umfassende Untersuchungen belegt (Pardatscher et al. 2011) und findet in den durchgeführten Berechnungen Anwendung.



Der seit dem Jahr 2011 vorgeschriebene variable Lastfaktor  $\cos \varphi$  wird in den Simulationen ebenfalls berücksichtigt, alle Anlagen arbeiten mit einem  $\cos \varphi = 0,95$  (induktiv) (VDE-AR-N 4105).

Die Netzberechnungen werden an den erstellten Netzstrukturen für unterschiedliche Durchdringungen durchgeführt. Die Durchdringung  $d$  beschreibt dabei den prozentualen Anteil der Hausanschlüsse, die mit den entsprechenden technischen Komponenten ausgerüstet sind. Als Basisszenario und zu Vergleichszwecken wird jede Struktur ohne den Einfluss der Photovoltaikanlagen, also einer Durchdringung von 0 % berechnet. Bei der Berechnung wird die Durchdringung in 5-%-Schritten auf 100 % gesteigert.

Die Modellierung des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes erfolgt bei einer Betriebsnennspannung von 20 kV ebenfalls szenarienabhängig. Für das Einspeiseszenario wird eine generelle Spannungsanhebung in der Umgebung der modellierten Netze durch dezentrale Energieeinspeiser bei Schwachlast angenommen und die Mittelspannungsebene mit 21,4 kV (+7 %) modelliert. Die Festlegung der Spannungsbandabweichungen erfolgte auf Erfahrungswerten der Avacon AG.

## **2.6 Anwendung auf die Netze der Avacon AG**

Die Methode der synthetischen Netzstrukturen soll nun auf erfasste Niederspannungsverteilstromnetze der Avacon AG angewandt werden. Das Gesamtnetz der Avacon AG erstreckt sich über Teile der Bundesländer Niedersachsen und Sachsen-Anhalt und wird durch insgesamt zwölf Betriebsstandorte bewirtschaftet. Für jeden der Standorte erfolgte eine Zufallsauswahl einer Anzahl von Ortsnetzen. Diese entspricht mindestens 1 % der dem jeweiligen Standort zugeordneten Netze. Die Charakteristiken und Besonderheiten der jeweiligen Netzgebiete sowie die Betriebsgröße der einzelnen Betriebsstandorte sind bei der Zufallsauswahl somit berücksichtigt. Das Netzgebiet der Avacon AG ist durch das gewählte Vorgehen umfassend abgebildet worden.

Mit diesem Verfahren wurden im Falle der Avacon AG ca. 1,34 % des Gesamtnetzbestandes (172 Ortsnetze) untersucht und erfasst. Bei Zugrundelegung eines Konfidenzintervalls von 90 % ergibt sich ein tolerierter Fehler von  $\pm 6,23$  % auf das Endergebnis. Eine Verdoppelung der Stichprobe würde diesen Fehler nur geringfügig auf  $\pm 4,37$  % verringern.

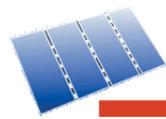
Die Untersuchungen sind mit Hilfe eines geographischen Informationssystems (GIS) durchgeführt worden. GIS sind technische Informationssysteme, die räumliche Daten erfassen und organisieren sowie deren Bearbeitung und Analyse ermöglichen.



Im Anschluss soll ein Kostenvergleich der untersuchten Netzausbaumethoden stattfinden. Dabei muss beachtet werden, dass durch die Zerlegung in einzelne Stränge die Anzahl der verwendeten Transformatoren ansteigt. Daher werden die einzelnen Stränge im Anschluss virtuell rekombiniert, um die Kosten des Transformators nur einmal in jedem Ortsnetz zu berücksichtigen. Denkbar wäre auch, die Investitionskosten für einen Transformator nur prozentual in Abhängigkeit des Leistungsanteils des untersuchten Stranges zu berücksichtigen.

Abbildung 2-7 bietet eine Übersicht, die darstellt, wie die Anwendung der Methode auf die 172 Referenznetze erfolgt. Die Ortsnetze werden zunächst eingelesen und aufbereitet. Anschließend erfolgt die Zerlegung der Ortsnetze in ihre Stränge und die Zuordnung der realen Stränge zu einer geeigneten synthetischen Netzstruktur. Die Berechnung der Szenarien findet in den erstellten synthetischen Strukturen statt. Abschließend wird eine Rekombination zu den Ortsnetzen durchgeführt. Das Ergebnis soll auf Grund des Netzauswahlverfahrens repräsentativ für das gesamte Avacon-Netzgebiet sein.

- **Zerlegung** realer Ortsnetze in Stränge
- **Zuordnung** der Stränge zu synthetischen Strangstrukturen



- Berechnung der **Szenarien** in synthetischen Strangstrukturen
- Bestimmung des **Ausbaubedarfs**

- **Rekombination** zu synthetischen Ortsnetzen
- **Hochrechnung** Gesamtnetz

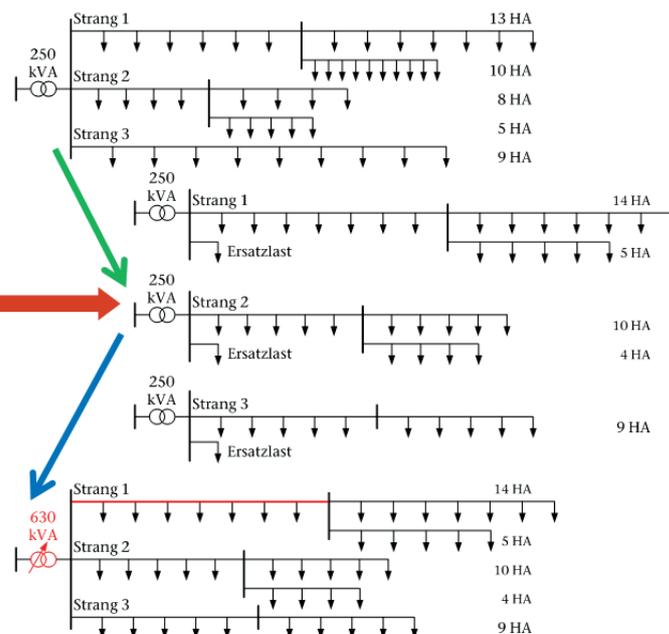


Abbildung 2-7: Verfahrensübersicht der synthetischen Netzstrukturen



### 2.6.1 Datenaufnahme und Aufbereitung

Tabelle 2-7 zeigt beispielhaft das Ergebnis der Katalogisierung an einem Ortsnetz mit drei Strängen. Die Topologie des Beispielnetzes ist in Abbildung 2-8 dargestellt. Eine Schwierigkeit des Datenformats ist es, dass aus den Daten nicht genau hervorgeht, bei welcher Entfernung vom Transformator aus gesehen der Neben- aus dem Hauptstrang abzweigt. Folglich werden auch hier die Annahmen aus Abschnitt 2.1.1 verwendet.

Tabelle 2-7: Beispiel für die Katalogisierung eines Ortsnetzes (Ortsnetz Nr. 79)

Nr.	Ort	Station	$S_{rT}$ in kVA	Strang	KVS			$\Sigma l_{\text{Kabel}}$ in m	Anzahl HA	$\Sigma l_{\text{HAK}}$ in m
					0	1	2			
79	Bücken Duddenhausen (NDS)	MN01084	250	1	1	0	0	782,9	13	397,8
					0	1	0	230,2	10	184,3
				2	1	0	0	467,9	8	213,2
					0	1	0	175,9	5	142,4
				3	1	0	0	636,4	9	312,1

Ein Strang des Netzes ist unverzweigt. Die zwei weiteren Stränge verfügen über jeweils eine Verzweigung. Die Summen der Kabellängen und der enthaltenen Hausanschlüsse sind ebenfalls in Tabelle 2-7 angegeben. Das Ergebnis der durchgeführten Katalogisierung aller Stichprobenetze ist eine Referenzstrangdatenbank.

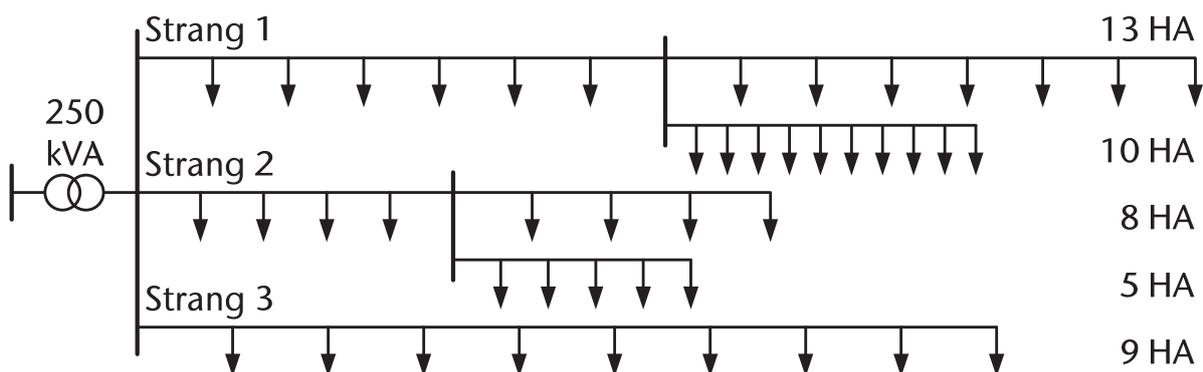


Abbildung 2-8: Synthetische Topologie des Beispielnetzes Nr. 79

Des Weiteren werden die Berechnungen der erforderlichen Parameter durchgeführt. So wird für jedes Ortsnetz aus der Nennscheinleistung des Ortsnetztransformators  $S_{rT}$  und der Anzahl der Hausanschlüsse des Ortsnetzes  $n_{HA,ON}$  der Parameter  $T_{spez}$  berechnet. Im Falle des Beispielnetzes Nr. 79 ergibt die Berechnung



$$T_{\text{spez}} = \frac{S_{rT}}{n_{\text{HA,ON}}} = \frac{250 \text{ kVA}}{45 \text{ HA}} = 5,556 \frac{\text{kVA}}{\text{HA}} \quad 2-3$$

Weiterhin erfolgt für jeden Strang die Berechnung der Gesamtkabellänge sowie die Übertragung der Anzahl der vorhandenen Kabelverteilerschränke und Hausanschlüsse und der Transformatorbemessungsleistung.

Das Ergebnis des Vorgehens ist eine Netztabelle des Formats 706 x 9, in der alle Stränge der untersuchten Avacon-Netze enthalten sind. Tabelle 2-8 zeigt den Eintrag des exemplarisch behandelten Ortsnetzes Nr. 79.

Tabelle 2-8: Ergebnis der Datenaufbereitung am Beispiel des Ortsnetzes Nr. 79

$T_{\text{spez}}$ in kVA/HA	$S_{rT}$ in kVA	Anzahl KVS	Anzahl HA	$\Sigma$ Netzkabel in m	HAK in m	Nr. Strang im Netz	Nr. Netz	Nr. Modellstrang
5,556	250	1	23	1013,1	25,3	1	79	245
5,556	250	1	13	643,8	27,4	2	79	246
5,556	250	0	9	636,4	34,7	3	79	247

### 2.6.2 Zerlegung der Ortsnetze in synthetische Netzstrukturen

Die Aufgabe des im Folgenden beschriebenen Filteralgorithmus ist es, den aufbereiteten realen Netzsträngen geeignete synthetische Netzstrukturen zuzuordnen. Dazu wird die Netztabelle spaltenweise gefiltert. Die gewählte Reihenfolge zeigt Abbildung 2-9.

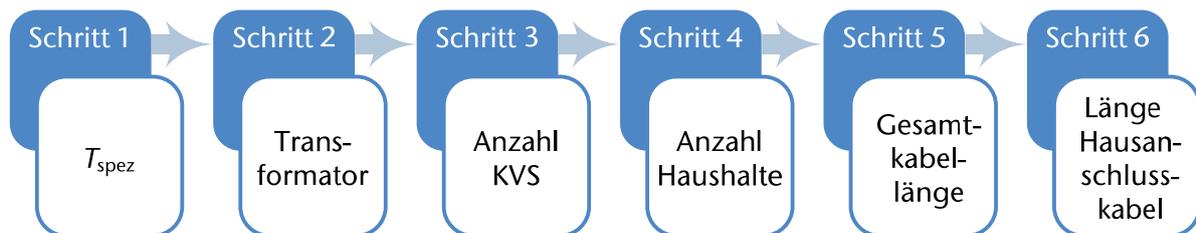


Abbildung 2-9: Ablauf des Filterprozesses (Zuordnung reale/synthetische Stränge)

Die realen Werte jedes Parameters sind in der Netztabelle (siehe Tabelle 2-8) enthalten. Diese sind den Parametervarianten der synthetischen Netzstrukturen zuzuordnen. Hierfür sind Werte zu definieren, die eine Abgrenzung der Varianten eines Parameters ermöglichen. Als Grenze für die Zuordnung wird die rechnerische Mitte zwischen zwei Parametervarianten gewählt.

Der durchlaufene Prozess wird in Abbildung 2-10 wiederum für das Ortsnetz Nr. 79 am Beispiel von Strang 1 dargestellt. Die gewählten Varianten aller Parameter sind jeweils rot hervorgehoben.

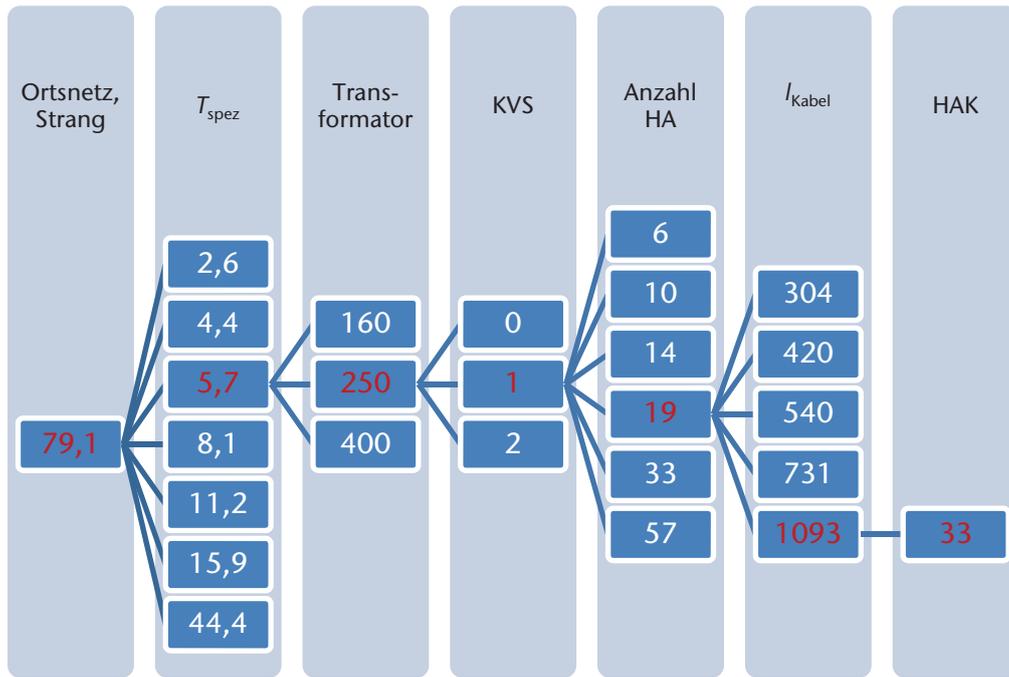


Abbildung 2-10: Filterergebnis Netz 79, Strang 1

In Abbildung 2-11 ist die erstellte synthetische Netzstruktur im Vergleich zum Originalstrang (Strang 1) dargestellt. Es ist zu beachten, dass zum derzeitigen Projektstand die genauen Positionen der Kabelverteilerschränke in den Datenbanken nicht enthalten sind, daher erfolgt dieselbe Annahme wie bei den synthetischen Netzstrukturen. Die Veränderungen beispielsweise der Länge des Strangs oder der Hausanschlussabstände zueinander werden hier deutlich. Die Zuordnung der synthetischen Netzstruktur bedingt gemäß Abschnitt 2.1.1 eine Umverteilung der Teilabschnitte des Strangs. Gleichermaßen erfolgt eine Umverteilung der Hausanschlüsse, da diese als gleichmäßig über den Strang verteilt angenommen werden.

Die Ersatzlast, welche die parallelen Stränge nachbildet, ist in Abbildung 2-11 ebenfalls dargestellt.

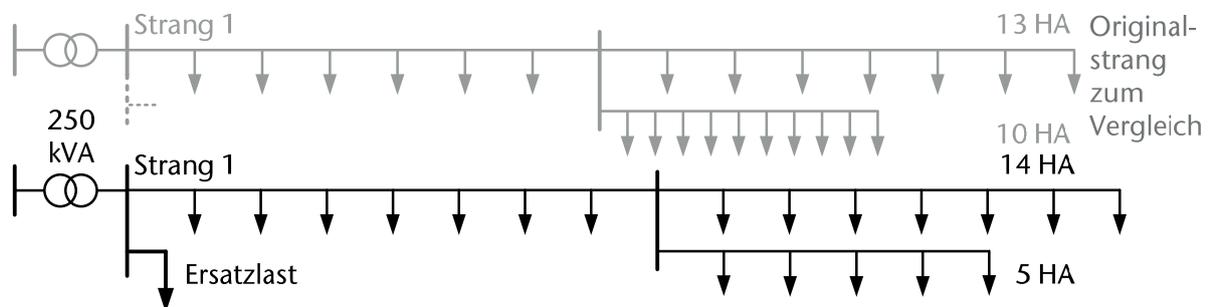


Abbildung 2-11: Originalstrang und synthetischer Strang im Vergleich (Netz 79, Strang 1)

In Abbildung 2-12 ist die dem Strang 2 zugeordnete synthetische Netzstruktur mit 14 HA und einer Gesamtkabellänge von 731 m im Vergleich zum realen Strang



dargestellt. Abbildung 2-13 zeigt diese Zuordnung für Strang 3 desselben Netzes (9 HA und  $l_{\text{Kabel}} = 580 \text{ m}$ ).

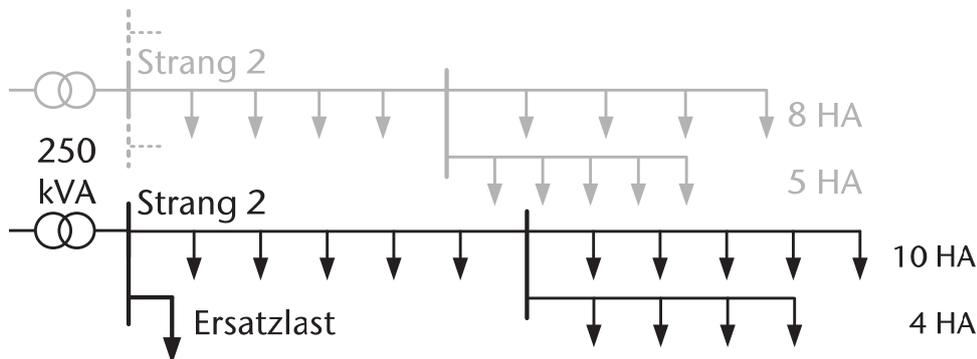


Abbildung 2-12: Originalstrang und synthetischer Strang im Vergleich (Netz 79, Strang 2)

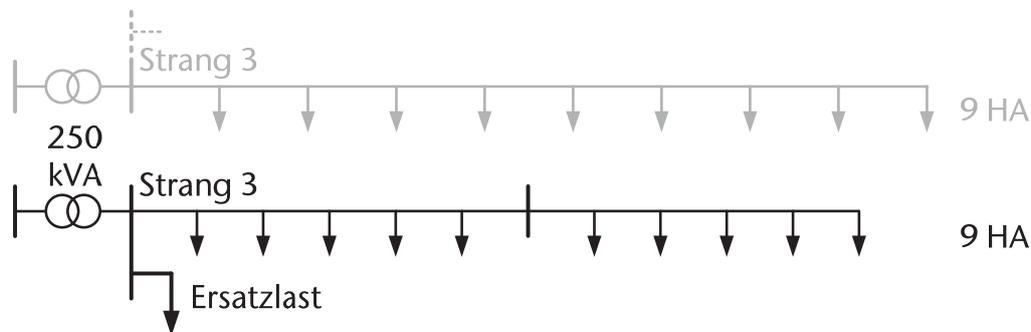


Abbildung 2-13: Originalstrang und synthetischer Strang im Vergleich (Netz 79, Strang 3)

Durch die Zuordnung der einzelnen Parameter ergeben sich jeweils bestimmte topologische Abweichungen der synthetischen Netzstruktur von den realen Strängen.

Die vorkommende Variantenanzahl synthetischer Netzstrukturen wurde in der Vergangenheit durch verschiedene Maßnahmen bereits reduziert. Die theoretisch mögliche Variantenanzahl (Kombination aller verwendeter Parameter miteinander) ist aber noch relativ hoch. Die Auswertung der Netzstichprobe ergibt eine starke Häufung im Bereich der unverzweigten Stränge bis 500 m und maximal 15 Hausanschlüssen.

Die Häufigkeit der vorkommenden Strangvarianten nach Einteilung in die synthetischen Netzstrukturen zeigt Abbildung 2-14.

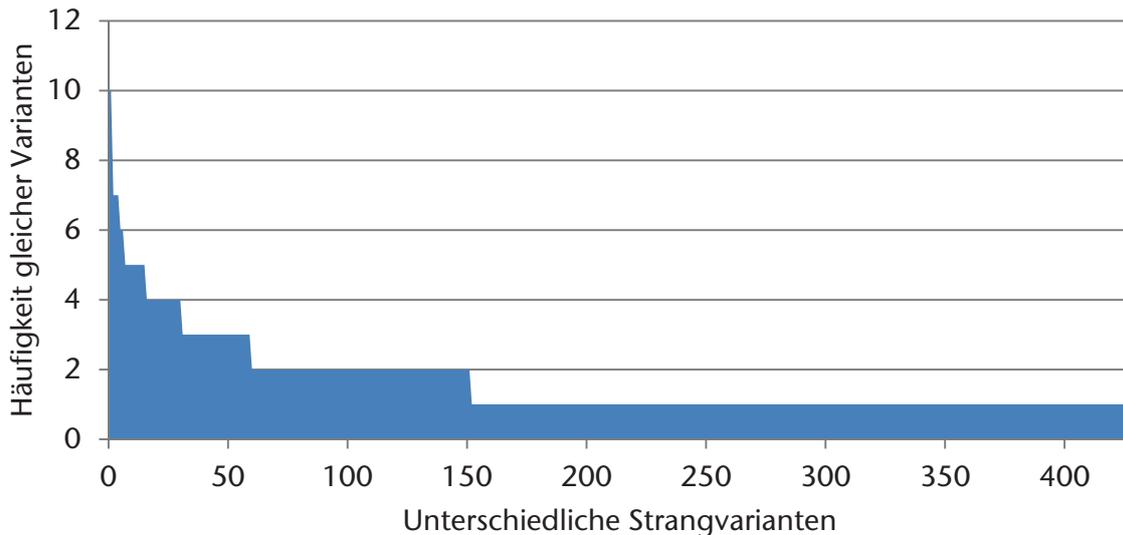


Abbildung 2-14: Häufigkeit der im realen Netz vorkommenden synthetischen Strangstrukturen

Es treten insgesamt 429 verschiedene Strukturen auf, davon sind 152 mehrfach vorhanden und 277 lediglich einmal. Es ist ersichtlich, dass noch eine Vielzahl von Einzelfällen auftritt. Insbesondere bei verzweigten Strukturen ist dies relativ häufig der Fall.

Je feiner die Gruppenbildung auf Strangebene erfolgt, desto mehr Stränge treten einzeln auf. Daher muss bei Anwendung des Verfahrens der synthetischen Netzstrukturen immer eine Abwägung zwischen der Aussagegenauigkeit und dem Rechenzeitaufwand erfolgen.

### 2.6.3 Rekombination der Ortsnetze

In Abbildung 2-15 ist das aus den synthetischen Netzstrukturen wieder zusammengefügte Ortsnetz der Stichprobe dargestellt. Die in Tabelle 2-9 angegebenen Leistungen sind für das Szenario PV mit  $d = 4,8 \text{ kW}_p/\text{HA}$  berechnet worden. Es sind jeweils die Scheinleistungen der Ersatzlasten, die Stranglasten und die Summen beider Werte (letzte Spalte) angegeben. Es wird deutlich, dass durch die Ersatzlasten die Spannung an der Niederspannungssammelschiene und die Gesamtbelastung des Transformators relativ ähnlich berechnet werden.

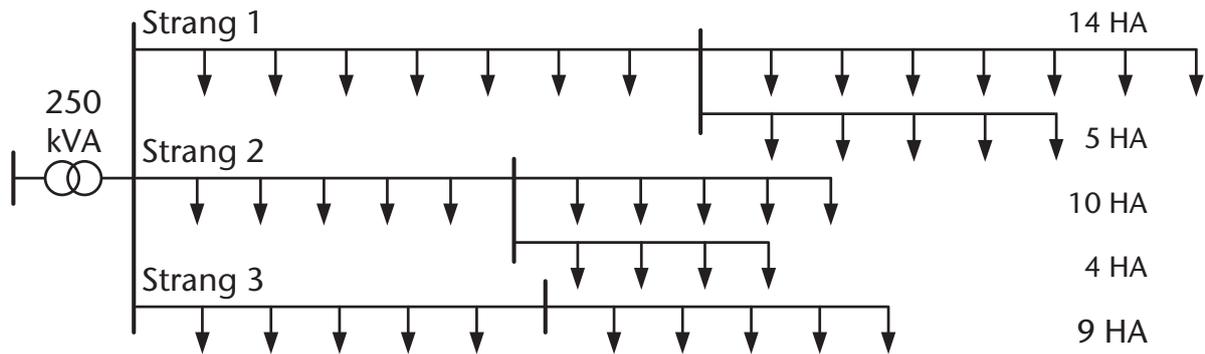


Abbildung 2-15: Rekombiniertes Ortsnetz 79

Tabelle 2-9: Stränge des synthetischen Ortsnetzes 79 für Szenario PV,  $d = 4,8 \text{ kW}_p/\text{HA}$

Strang	Nr. in DB	$\Delta U_{NS}$ in %	Ersatzlast in kVA	Stranglast in kVA	Transformator Last in kVA
1	245	6,737	102,6	79,1	181,7
2	246	6,731	123,4	58,3	181,7
3	247	6,721	102,6	79,1	181,7

Die Spannungsabweichungen zwischen den berechneten Werten der drei Stränge an der Niederspannungssammelschiene sind mit maximal 0,015 % gering. Weitergehende Untersuchungen haben diesen Zusammenhang untermauert. Das gewählte Verfahren stellt somit die Nutzung der niederspannungsseitigen Transformatorsammelschiene als Schnittstelle zur Rekombination der synthetischen Netzstrukturen zu Ortsnetzen sicher. Die Ausbaumaßnahmen in den einzelnen Strängen des Ortsnetzes werden aufaddiert, wobei der Transformator durch die Rekombination nur einfach berücksichtigt wird.

Im Folgenden werden die berechneten Ausbaumaßnahmen und die entstehenden Investitionskosten an zwei Beispielnetzen exemplarisch veranschaulicht.

### 2.6.4 Darstellung des Netzausbaubedarfs am Netz 61 – Embsen für das PV-Szenario

Das im Rahmen der Stichprobe als Netz 61 bezeichnete Ortsnetz ist eines von vier Ortsnetzen in der Gemeinde Embsen in der Lüneburger Heide. Ein Luftbild in Abbildung 2-16 und der GIS-Auszug in Abbildung 2-17 sollen die Orientierung vereinfachen. Bei genauerer Betrachtung des GIS-Auszuges fällt auf, dass in einigen Fällen, in denen der Algorithmus Netzausbau vorschlägt, eine Trennstellenoptimierung eventuell auftretende Probleme lösen könnte. Dieser Lösungsweg wurde hier nicht weiter berücksichtigt.



Der simulierte Netzausbau wird am Ersatzschaltbild der synthetischen Netzstruktur dargestellt (siehe Abbildung 2-18). Das Ortsnetz verfügt über 108 Hausanschlüsse und eine Gesamtkabellänge von 2,71 km, die sich auf vier Stränge verteilen. Es wird von einem 250-kVA-Transformator gespeist, sodass sich eine spezifische Transformatorleistung von 2,31 kW<sub>p</sub>/HA ergibt.

Der Algorithmus zerlegt das Ortsnetz in die einzelnen Stränge und ordnet diese in das Schema der synthetischen Netzstrukturen ein. Die Leistung der Photovoltaikanlagen wird kontinuierlich gesteigert und der jeweilige Netzausbaubedarf wird für den konventionellen und den Netzausbau mit rONT bestimmt.



Abbildung 2-16: Luftbild des Stationsbereichs von Netz 61 in Embsen (Google 2014)

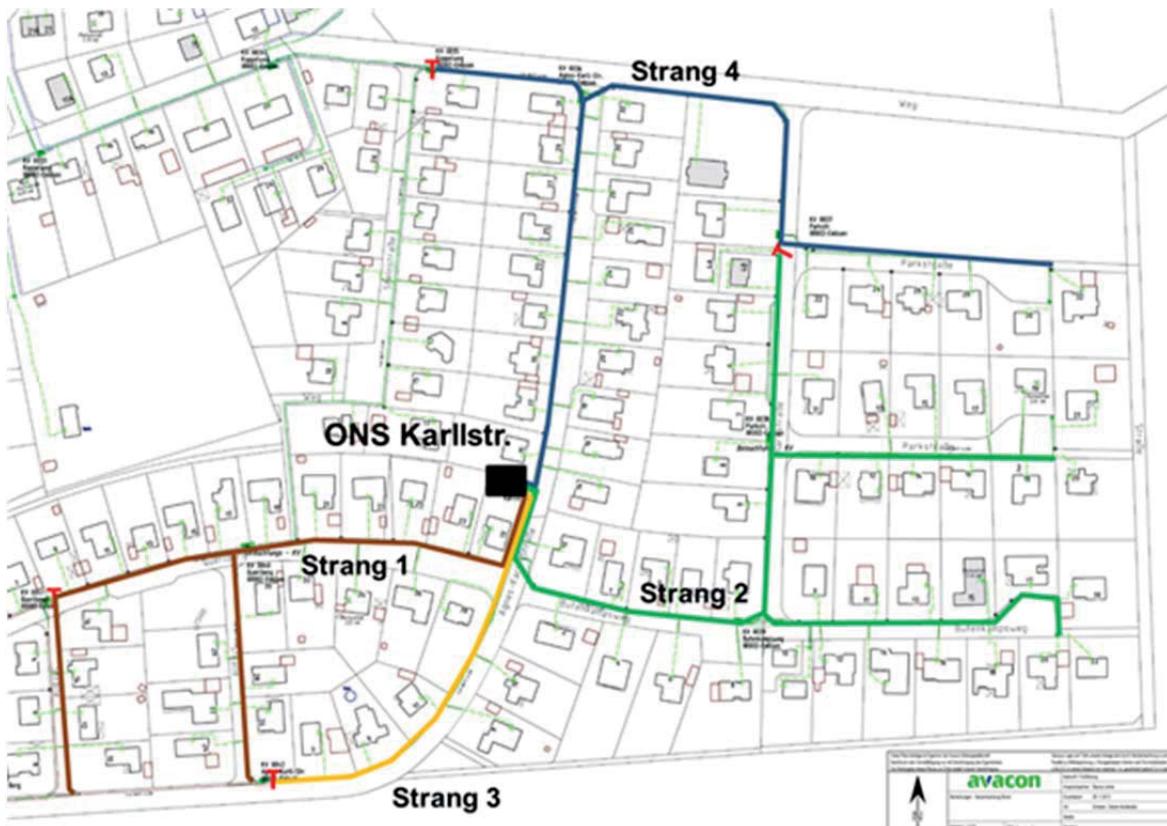


Abbildung 2-17: Smallworld Netzplan des Ortsnetzes 61 – Embsen (Avacon AG 2014)

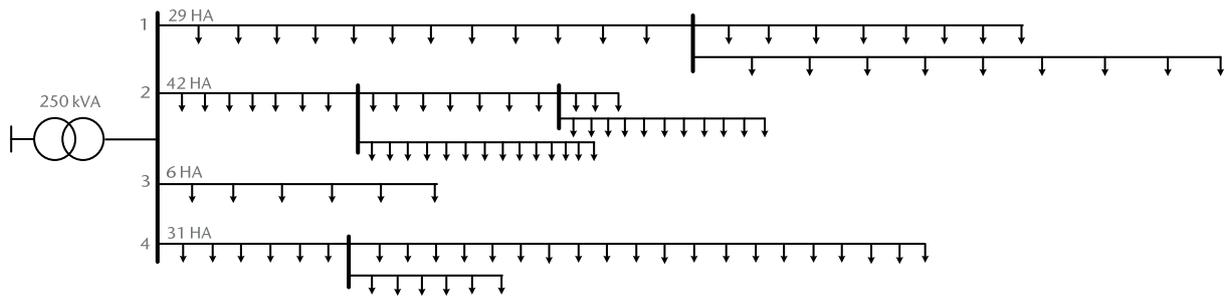


Abbildung 2-18: Netz 61 Embsen – Netztopologie

Im Ausgangszustand ist das Ortsnetz Embsen in der Lage, im Mittel  $1,92 \text{ kW}_p/\text{HA}$  Erzeugungsleistung aufzunehmen. Wird die Durchdringung weiter gesteigert, so tritt im Strang 1 eine Spannungsbandverletzung auf. Folglich wird bei Anwendung des konventionellen Netzausbaus die Leitung bis zum ersten Kabelverteilerschrank getauscht (siehe Abbildung 2-19), ebenfalls würde die alleinige Aufstellung eines rONT das Spannungsbandproblem lösen (siehe Abbildung 2-20). In diesem Fall ist die rONT-Lösung  $7570 \text{ €}$  günstiger als die Kabellösung.

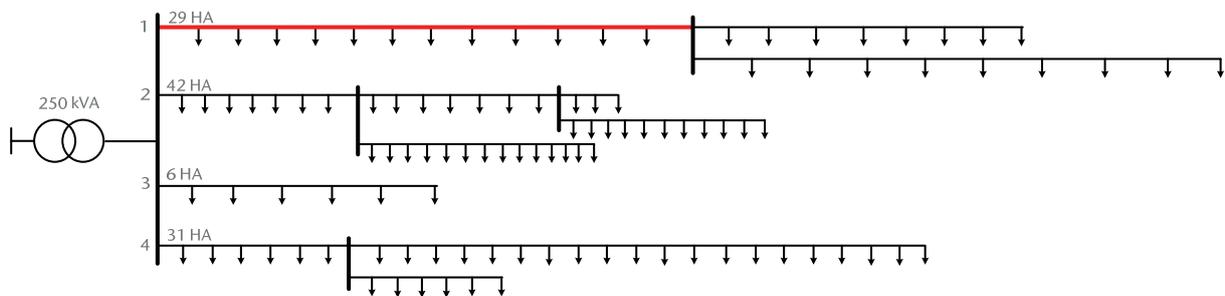


Abbildung 2-19: Netz 61 Embsen – Konventioneller Netzausbau bis  $2,4 \text{ kW}_p/\text{HA}$

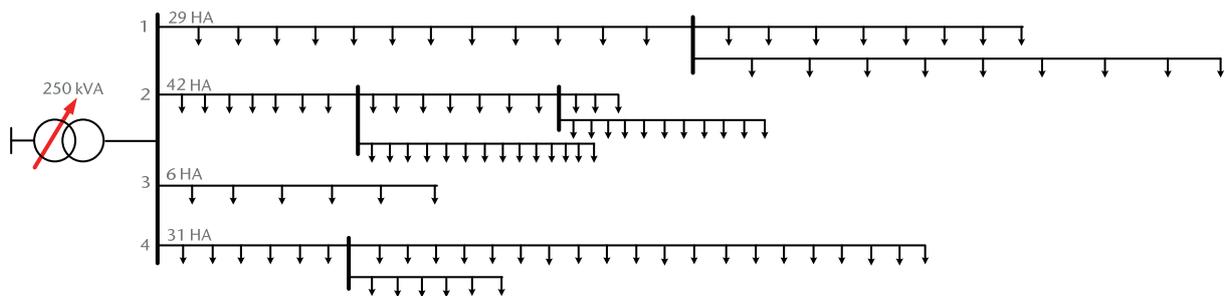


Abbildung 2-20: Netz 61 Embsen - Netzausbau mit rONT bis  $3 \text{ kW}_p/\text{HA}$

Ein Transformatortausch ist notwendig, sofern die installierte PV-Anlagenleistung mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert wird und abzüglich der Grundlast die Transformatorbemessungsleistung übersteigt. Diese Grenze liegt bei  $2,8 \text{ kW}_p/\text{HA}$ . Soll die Photovoltaikanlagenleistung auf bis zu  $5,4 \text{ kW}_p/\text{HA}$  gesteigert werden, so ist der Tausch des Transformators auf  $630 \text{ kVA}$  notwendig. Dazu sind diverse weitere Leitungszubauten in der konventionellen Variante erforderlich, sodass sich Investitionskosten von  $86.100 \text{ €}$  ergeben. Bei der rONT-Variante ist ebenfalls Leitungsbau erforderlich, dieser ist aber rein belastungsbedingt. Die



Investitionskosten liegen mit 31.790 € deutlich unter denen des konventionellen Netzausbaus.

In diesem Ortsnetz mit mehreren langen Kabelstrecken und vielen Hausanschlüssen ist der rONT eine geeignete Lösung, um das Netz kostengünstig und schlank auszubauen.

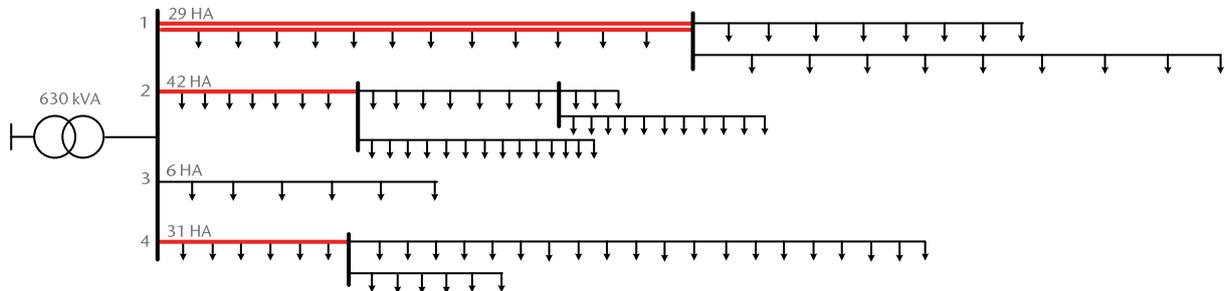


Abbildung 2-21: Netz 61 Embsen - Konventioneller Netzausbau bis 5,4 kW<sub>p</sub>/HA

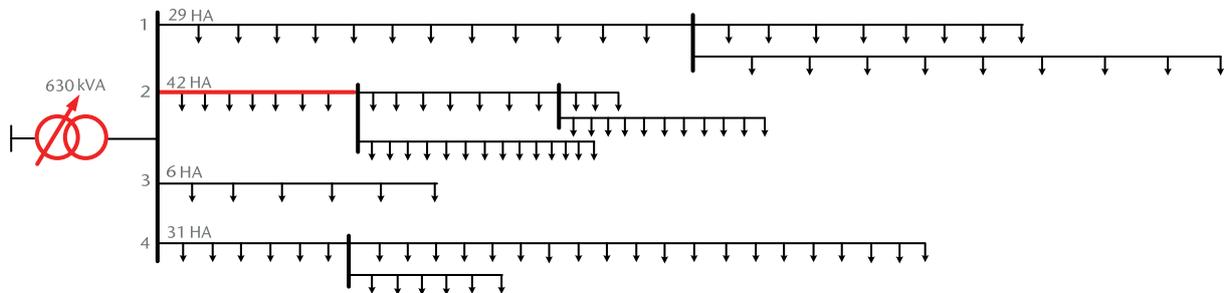


Abbildung 2-22: Netz 61 Embsen - Netzausbau mit rONT bis 5,4 kVA/HA

### 2.6.5 Darstellung des Netzausbaus am Netz 26 – Mellendorf für das PV-Szenario

Das Ortsnetz Mellendorf (siehe Abbildung 2-23) in der Wedemark nördlich von Hannover besteht aus fünf Strängen mit insgesamt 1,6 km Leitungslänge und versorgt 47 Wohnhäuser. Es wird von einem 250-kVA-Transformator gespeist, sodass sich eine spezifische Transformatorleistung von  $T_{spez} = 5,32$  kVA/HA ergibt.

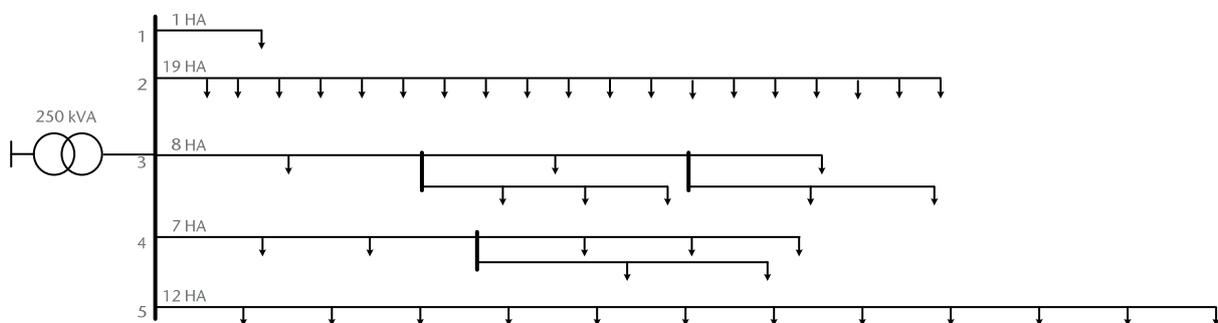


Abbildung 2-23: Netz 26 Mellendorf - Konventioneller Netzausbau bis 6,6 (kW<sub>p</sub>/HA)

Auch hier ist ein Transformatortausch notwendig, sofern die installierte PV-Anlagenleistung mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert wird und abzüglich der Grundlast die Transformatorleistung übersteigt. Diese Grenze liegt leicht über der spezifischen Transformatorleistung bei  $6,6 \text{ kW}_P/\text{HA}$  (siehe Abbildung 2-24). Bei einer weiteren Steigerung der installierten Anlagenleistung, tritt im Strang mit den meisten Hausanschlüssen (Strang 2) eine Leitungsüberlastung ab  $11,4 \text{ kW}_P/\text{HA}$  und wiederum eine Überlastung des 400-kVA-Transformators auf (siehe Abbildung 2-25).

Im Gegensatz zum Ortsnetz Embsen sind die Strangkabellängen mit maximal 419 m gegenüber 674 m geringer, sodass in diesem Ortsnetz für die untersuchten Durchdringungen keine Spannungsbandverletzungen auftreten. Daher ist in diesem Fall der regelbare Ortsnetztransformator keine geeignete Lösung.

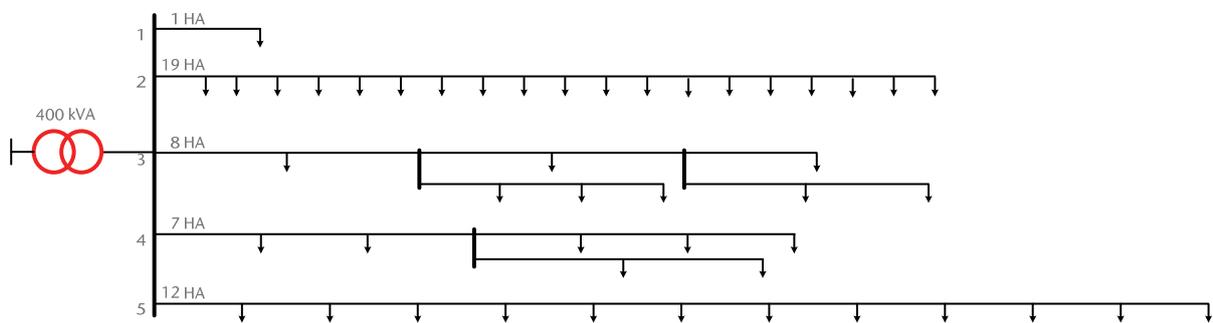


Abbildung 2-24: Netz 26 Mellendorf - Konventioneller Netzausbau bis  $11,4 \text{ kVA}/\text{HA}$

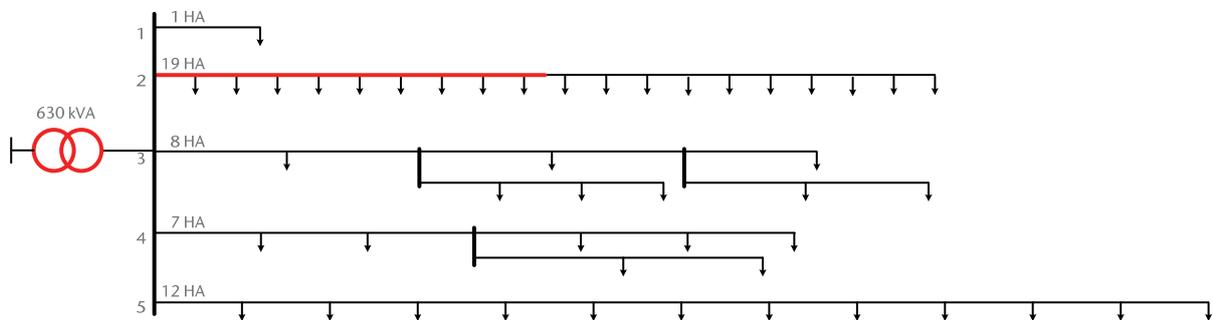


Abbildung 2-25: Netz 26 Mellendorf - Konventioneller Netzausbau ab  $11,4 \text{ kVA}/\text{HA}$

## 2.7 Netzausbaubedarf im Gesamtnetz

Ein Überblick über die Auswertung aller Ortsnetze der Stichprobe ist in Abbildung 2-26 dargestellt. Die sichtbaren Treppenstufen sind durch die Gruppenbildung der einzelnen Parameter bedingt.

Der grüne Bereich stellt die Anzahl der Ortsnetze dar, für die bei der jeweiligen Durchdringung kein Netzausbau erforderlich ist. Konsequenterweise nimmt der Anteil dieser Netze mit zunehmender PV-Anlagenleistung pro Hausanschluss ab.



Etwa 25 % der Netze zeigen auch bei einer Durchdringung von 12 kW<sub>p</sub>/HA keine Probleme und erfordern folglich keinen Netzausbau. Netze aus dieser Gruppe werden im Folgenden als „robuste Ortsnetze“ bezeichnet

Der rote Bereich kennzeichnet Ortsnetze, in denen die Spannungsband- und Stromgrenzwertverletzungen nicht durch die im Rahmen des Projektes abgestimmten Netzausbaumaßnahmen gelöst werden können. Ein Großteil dieser Netze wird durch die maximale Transformatorleistung von 630 kVA eingeschränkt. Diese führt gemeinsam mit der Gruppierung der spezifischen Transformatorleistung zu dem starken Anstieg des roten Bereichs bei 8,4 und 11,4 kW<sub>p</sub>/HA. Der gelbe Bereich kann durch die betrachteten Netzausbaumaßnahmen optimiert werden.

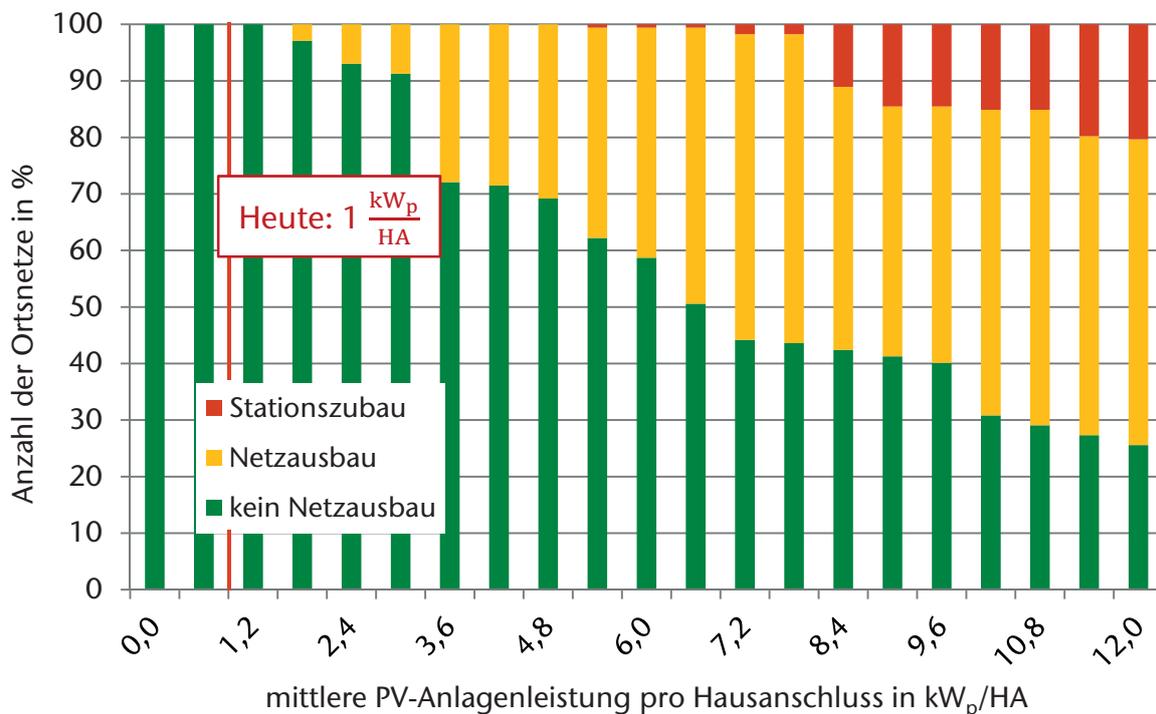


Abbildung 2-26: Anteil der Netze mit Ausbaubedarf bei zunehmender PV-Anlagenleistung pro Hausanschluss

Die Ergebnisse der verschiedenen Netzausbauberechnungen werden in den folgenden Kapiteln monetär und nachhaltig ausgewertet.



### **3 Monetäre Bewertung der Netzausbauvarianten**

(Dipl.-Wirt.-Ing. Tobias Lühn, Professur für Produktion und Logistik, Universität Göttingen)

Im Rahmen dieser Studie soll zum einen eine rein monetäre Bewertung des konventionellen Netzausbaus und des rONT-Netzausbaus erfolgen. Zum anderen soll die multikriterielle Bewertung der beiden Netzausbaukonzepte dem Netzbetreiber helfen, Niederspannungsnetzstrukturen zu schaffen, die den zukünftigen Anforderungen an eine nachhaltige Stromverteilung gerecht werden. Als Grundlage sollen die Berechnungen des erforderlichen Netzausbaus mithilfe der synthetischen Netzstrukturen aus dem vorigen Kapitel 2 dienen. Im Folgenden werden zunächst die methodischen Grundlagen für die monetäre Bewertung vorgestellt.

#### **3.1 Methodische Grundlagen der monetären Bewertung**

Zur Bewertung von Projekten aus wirtschaftlicher Sicht stehen die Methoden der Investitionsrechnung zur Verfügung. Man unterscheidet zwischen den statischen und dynamischen Methoden der Investitionsrechnung (Wöhe und Döring 2008). Die dynamischen Verfahren zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Investitionsprojekten berücksichtigen im Gegensatz zu den statischen Verfahren die Zeitpunkte der mit dem Projekt verbundenen Zahlungsflüsse. Daher sollten nach Götze und Bloech (2002) die dynamischen Verfahren der Investitionsrechnung den statischen Verfahren vorgezogen werden. Bei der Bewertung der beiden Netzausbaualternativen kann zur monetären Bewertung aufgrund fehlender zuordenbarer Rückflüsse und der gleichen Abschreibungsdauer die Investitionshöhe als alleinige Entscheidungsgröße herangezogen werden.

Die Berechnung der notwendigen Investitionen erfolgt über das Mengengerüst und die spezifischen Investitionen für die Anschaffung und die Installation der Netzbetriebsmittel. Je nach operativer Strategie des Verteilnetzbetreibers stehen dem Netzplaner unterschiedliche Netzbetriebsmittel zur Behebung von Betriebsmittelüberlastungen und zur Beseitigung von Spannungsbandverletzungen zur Verfügung. Darüber hinaus unterscheiden sich die Investitionen für die Kabelverlegung aufgrund unterschiedlicher Netztopologien zwischen den Verteilnetzbetreibern. Eher ländlich geprägte Verteilnetzbetreiber werden im Vergleich zu städtisch geprägten Verteilnetzbetreibern geringere spezifische Investitionen pro m Leitungsverlegung aufweisen, da weniger aufwendige Erd- und Versiegelungsarbeiten bei der Kabelverlegung anfallen. Auf Grundlage der bestimmten spezifischen Investitionen können über das Mengengerüst die zu tätigen Gesamtinvestitionen einer Netzausbauvariante berechnet werden.



Unter rein monetären Gesichtspunkten sollte die Netzausbauvariante gewählt werden, die mit den geringsten Investitionen verbunden ist. Die Entscheidung, welche Netzausbauvariante durchgeführt werden sollte, kann auf aggregierter Ebene für alle Ortsnetze einheitlich oder auf Ortsnetzebene für jedes Ortsnetz einzeln erfolgen. Auf aggregierter Ebene wird die Netzausbaualternative für alle auszubauenden Ortsnetze gewählt, die mit der geringsten Summe an Investitionen verbunden ist. Erfolgt die Entscheidung demgegenüber durch den Netzplaner auf Ortsnetzebene, wird je nach vorliegendem Ortsnetz die kostengünstigere Netzausbauvariante gewählt. Diese Netzausbauvariante soll im Folgenden als “kostenoptimaler” Netzausbau bezeichnet werden. Abbildung 3-1 zeigt eine Übersicht über die zuvor beschriebenen Alternativen bei der rein monetären Bewertung der Netzausbauvarianten.

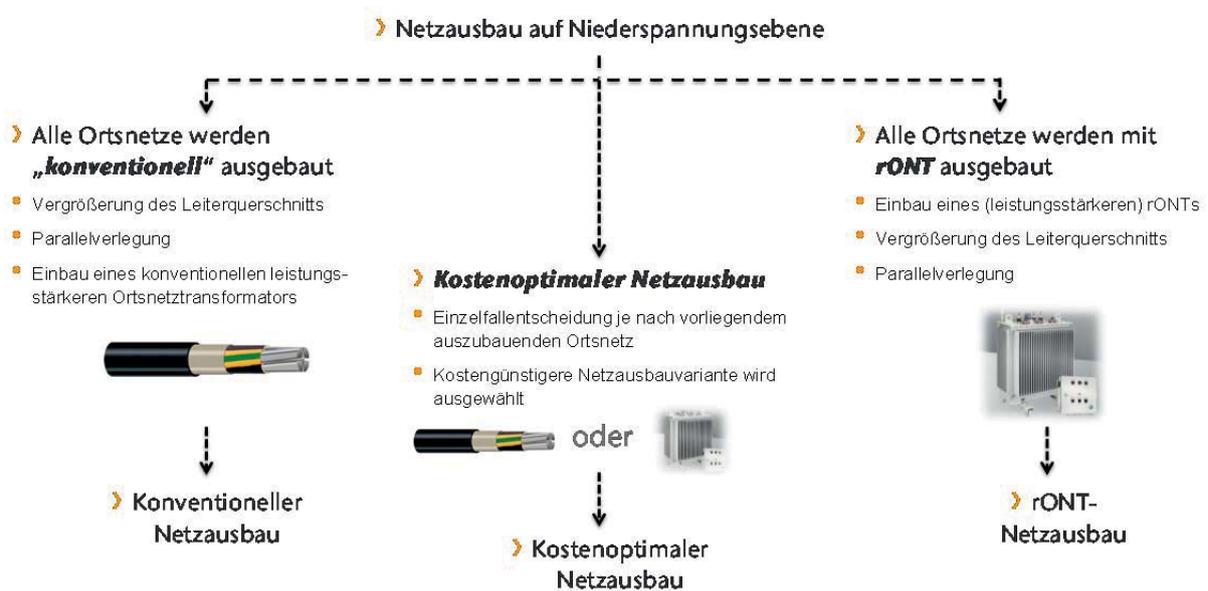


Abbildung 3-1: Alternativen bei der rein monetären Bewertung

### 3.2 Monetäre Bewertung am Fallbeispiel des Niederspannungsverteilnetzes der Avacon AG

Die zuvor vorgestellten methodischen Grundlagen für die monetäre Bewertung der Netzausbaualternativen müssen an das Niederspannungsnetz der Avacon AG angepasst werden. Die hinterlegten Investitionsparameter können sich nach Abschnitt 3.1 aufgrund unterschiedlicher Netztopologien und operativer Unternehmensstrategien zwischen verschiedenen Verteilnetzbetreibern signifikant unterscheiden. Neben den Investitionen für den Tausch des Ortsnetztransformators und der Kabelverlegung (Parallelverlegung oder Querschnittserhöhung) werden auch die notwendigen Investitionen beim Tausch der Ortsnetzstation berücksichtigt. Im Netzgebiet der Avacon AG sind nach Abschnitt 2.3.3 hauptsächlich Erdkabel mit Aluminiumleiter des Typs NAYY-J 4x120 bzw. NAYY-J 4x150 verbaut. Beim heutigen



Netzausbau werden Kabel mit einem höheren Querschnitt vom Typ NAYY-J 4x240 eingesetzt. Für die Kabelverlegung werden die durchschnittlichen spezifischen Investitionen für diesen Kabeltyp im Netzgebiet der Avacon AG zugrunde gelegt. Die tatsächlichen Investitionen können aufgrund vielfältiger Einflussfaktoren (z.B. Versiegelungskosten, Genehmigungsverfahren) von Projekt zu Projekt erheblich variieren. Für die monetäre Bewertung der Netzausbauvarianten werden die durchschnittlichen spezifischen Investitionen für die Kabelverlegung verwendet. Diese bieten für die aggregierte monetäre Bewertung eine ausreichende Genauigkeit.

Bei konventionellen Transformatoren handelt es sich anders als bei regelbaren Ortsnetztransformatoren um eine bereits etablierte Technik, sodass für den Tausch des konventionellen Transformators gegen einen leistungsstärkeren seiner Bauart handelsübliche Anschaffungspreise angesetzt werden. Die Anschaffungspreise für regelbare Ortsnetztransformatoren aller Leistungsklassen sind in den letzten 12 Monaten um rund 40 % gesunken. In den nächsten Jahren werden durch Skaleneffekten und Lernkurveneffekten weitere Kostendegressionen zu erzielen sein. Daher werden bei den folgenden Bewertungen die Investitionen für den rONT um 20 bis 30 % unterhalb der heutigen Anschaffungspreise angesetzt.

Können die Spannungsband- und Stromgrenzwertverletzungen nach Abschnitt 2.7 aufgrund der im Rahmen des Projektes abgestimmten Netzausbaumaßnahmen nicht behoben werden (roter Balken in Abbildung 2-26), wird das Ausgangsortsnetz in zwei separate Ortsnetze aufgeteilt und ein zweiter Ortsnetztransformator inklusive Ortsnetzstation installiert. Die Investitionen für die zweite Ortsnetzstation fallen aufgrund der Einbindung des neuen Ortsnetztransformators und dem Erwerb des Grundstückes im Vergleich zum alleinigen Tausch der Ortsnetzstation um 35 % höher aus.

### **3.3 Ergebnisse der monetären Bewertung**

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der rein monetären Bewertung der beiden Netzausbaualternativen zunächst für eine angenommene PV-Gleichverteilung vorgestellt. Die durchschnittliche PV-Peakleistung pro Hausanschluss unterscheidet sich jedoch zwischen Niederspannungsnetzen erheblich, sodass der Einfluss einer PV-Ungleichverteilung auf die zukünftig zu tätigen Gesamtinvestitionen in Abschnitt 3.3.2 bestimmt wird.

#### **3.3.1 Annahme: PV-Gleichverteilung**

Die erforderlichen Investitionen im Niederspannungsnetz der Avacon AG werden in Abhängigkeit der zukünftigen durchschnittlichen PV-Anlagenleistung pro HA ermittelt. Dazu werden zunächst die notwendigen Investitionen für die

172 Referenznetze berechnet und diese auf die rund 13.000 Ortsnetze der Avacon AG hochgerechnet.

Im Folgenden wird zunächst eine Gleichverteilung der PV-Anlagenleistung im gesamten Netzgebiet der Avacon AG angenommen. In heutigen Verteilnetzen variiert die installierte PV-Anlagenleistung aufgrund vielfältiger Einflussfaktoren erheblich. Die Investitionen bei einer PV-Gleichverteilung im Netzgebiet der Avacon AG bilden bei kleinen bis mittleren PV-Durchdringungen ( $< 6 \text{ kW}_p/\text{HA}$ ) die untere Grenze der zukünftig zu tätigen Netzausbauinvestitionen. Bei hohen PV-Durchdringungen kann die Berücksichtigung der PV-Ungleichverteilung zu geringeren Investitionen führen, da auch bei hohen PV-Durchdringungen ein kleiner Teil an Ortsnetzen keine oder nur geringe PV-Anlagenleistungen aufweisen wird.

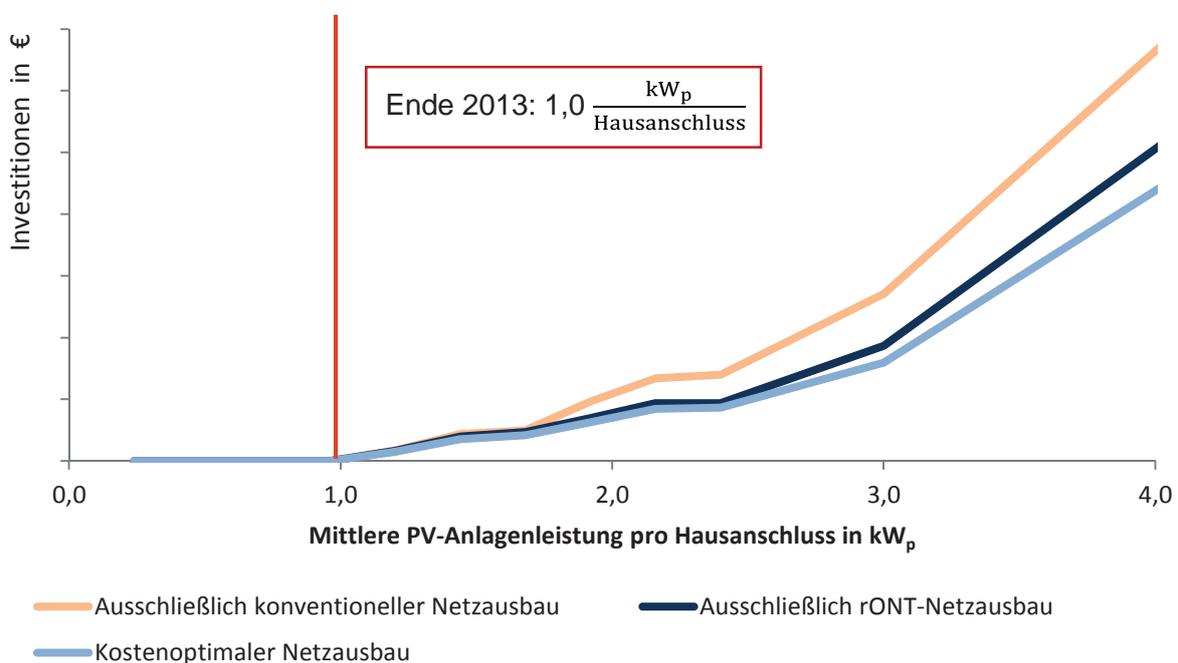


Abbildung 3-2: Zukünftiger Investitionsbedarf für den Netzausbau im Niederspannungsbereich der Avacon AG (Annahme: PV-Gleichverteilung)

Abbildung 3-2 zeigt den Investitionsbedarf im Niederspannungsnetz der Avacon AG in Abhängigkeit der mittleren PV-Anlagenleistung pro HA bei einer angenommenen PV-Gleichverteilung. Die Skalierung der y-Achse wird nicht dargestellt, da es sich hierbei um sensible, unternehmensinterne Daten der Avacon AG handelt. Erst bei PV-Anlagenleistungen von über  $1,2 \text{ kW}_p/\text{HA}$  müssen erste Ortsnetze aufgrund von Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen ausgebaut werden (siehe auch Abschnitt 2.7). Werden alle Ortsnetze mit der rONT-Technologie ausgebaut, ergeben sich im Vergleich zum konventionellen Netzausbau bei mittleren PV-Anlagenleistungen pro HA von  $2,0$  bis  $4,0 \text{ kW}_p/\text{HA}$  erhebliche Einsparpotentiale in Höhe von 20 bis 30 %. Die notwendigen Investitionen können um weitere 5 bis 10 % (bezogen auf die Investitionen beim konventionellen



Netzausbau) gesenkt werden, falls bei jedem Ortsnetz eine Einzelfallentscheidung durchgeführt wird, ob durch den Einsatz eines rONTs geringere Investitionen als beim konventionellen Netzausbau erzielt werden können.

Die Abbildung 3-3 zeigt in Abhängigkeit der mittleren PV-Anlagenleistung pro HA die Anzahl der Ortsnetze, in denen eine der beiden Netzausbauvarianten mit einem signifikant geringeren Investitionsbedarf verbunden ist. In der Kategorie „Kein Gewinner“ werden alle Szenarien aufgeführt, in denen sich die Investitionen der beiden Netzausbauvarianten weniger als 5 % unterscheiden. In diesen Fällen wird der Netzplaner als Entscheidungsträger unter Berücksichtigung rein monetärer Gesichtspunkte indifferent zwischen beiden Netzausbauvarianten sein.

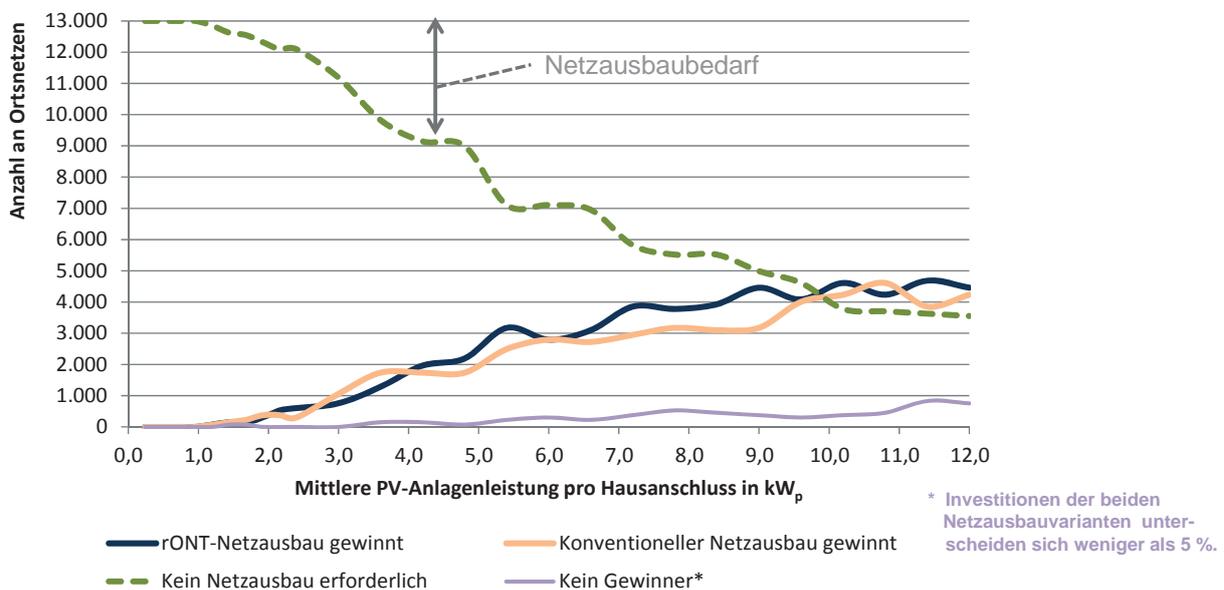


Abbildung 3-3: Monetäre Bewertung der Netzausbauvarianten

In rund 50 % der auszubauenden Ortsnetze ist der konventionelle Netzausbau mit geringeren Investitionen verbunden, während in den anderen 50 % der auszubauenden Ortsnetze der rONT-Einsatz zu geringeren Investitionen führt. Eine grundsätzliche Entscheidung aus Sicht des Netzplaners für den konventionellen oder den rONT-Netzausbau kann daher nicht getroffen werden.

Trotz des ausgeglichenen Verhältnisses zwischen den Szenarien, in denen der rONT-Netzausbau bzw. der konventionelle Netzausbau geringere Investitionen verursacht, führt der rONT-Netzausbau nach Abbildung 3-2 zu einem insgesamt geringeren Investitionsvolumen. In Ortsnetzen, in denen der rONT-Netzausbau im Vergleich zum konventionellen Netzausbau günstiger durchgeführt werden kann, können in der Regel erhebliche Investitionen eingespart werden. Hingegen fällt in Ortsnetzen, in denen der konventionelle Netzausbau im Vergleich zum rONT-Netzausbau günstiger durchgeführt werden kann, die Differenz der Investitionen zwischen beiden Netzausbauvarianten gering aus.



Die bisherigen Auswertungen haben noch kein eindeutiges Bild geben können, ob ein Netzplaner zukünftig verstärkt auf die rONT-Technologie zurückgreifen sollte. Für den Netzplaner sollen deshalb im Folgenden Entscheidungsregeln entwickelt werden, mit denen er bestimmen kann, ob der Einsatz eines rONTs unter rein monetären Gesichtspunkten vorteilhaft ist. Dazu soll eine Klassifizierung der Ortsnetze anhand typischer Netzcharakteristika helfen. Insgesamt werden vier Netzgruppen gebildet: sensitive, eher sensitive, eher robuste und robuste Ortsnetze (siehe Abbildung 3-4). Alle vier Netzgruppen vertreten ungefähr ein Viertel der Ortsnetze der Avacon AG. Sie unterscheiden sich über drei typische Netzcharakteristika: verlegte Gesamtkabellänge, Anzahl der HA und Abgänge je Ortsnetzstation.

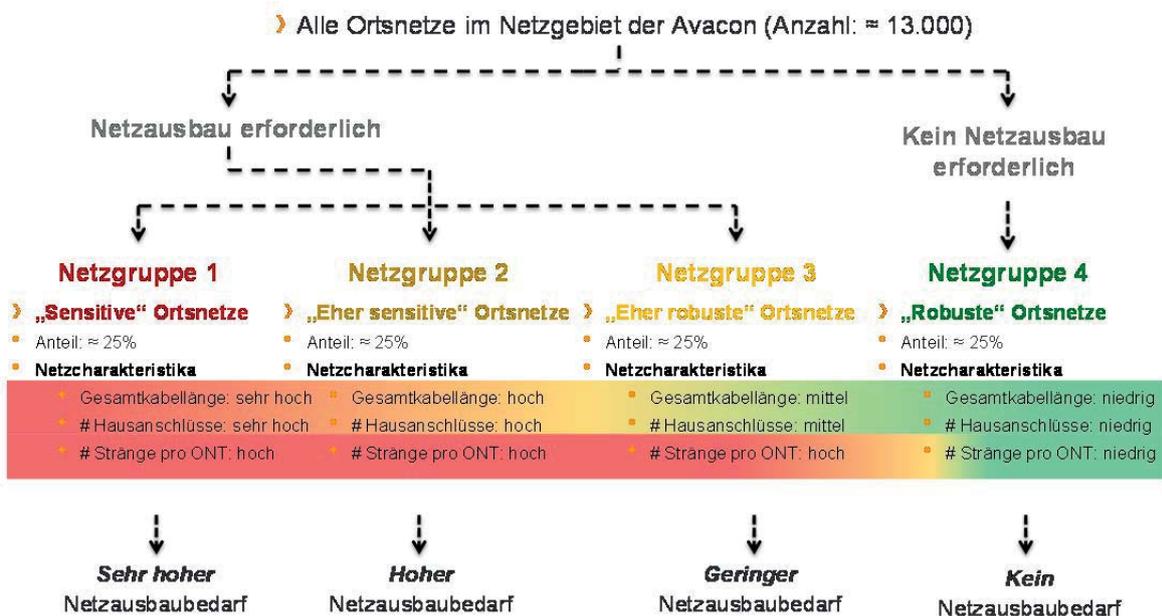


Abbildung 3-4: Klassifizierung der Ortsnetze in Netzgruppen

Während sich die Gesamtkabellänge bei den Netzgruppen 1 & 2 kaum unterscheiden, ist eine deutliche Verringerung der Gesamtkabellänge zu den Netzgruppen 3 & 4 zu verzeichnen. Über die Verteilnetze der Netzgruppe 4 werden im Gegensatz zur Netzgruppe 1 nur wenige Haushalte mit Elektrizität versorgt. Die Netzgruppen 1 bis 3 unterscheiden sich hinsichtlich der Anzahl an Strängen pro Ortsnetztransformator nur geringfügig, während bei Netzgruppe 4 die Abgänge pro Ortsnetztransformator erheblich niedriger ausfallen.

Der Investitionsbedarf bei den zwei Netzausbauvarianten – konventionell und rONT – kann nach Abbildung 3-5 am anschaulichsten anhand einer Teilmenge der Netzgruppe der „sensitiven“ Ortsnetze aufgezeigt werden. Dabei sollen alle Ortsnetze betrachtet werden, die bereits bei mittleren PV-Durchdringungen



(< 2 kW<sub>p</sub>/HA) ausgebaut werden müssen. Diese Grundgesamtheit an Ortsnetzen soll für die folgenden Betrachtungen konstant bleiben. Der Investitionsbedarf von Ortsnetzen, bei denen erst Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen oberhalb von 2 kW<sub>p</sub>/HA auftreten, wird hierbei nicht berücksichtigt. Dadurch kann eine Verzerrung des Investitionsbedarfes durch eine steigende Anzahl auszubauender Ortsnetze vermieden werden.

Der Investitionsbedarf beim rONT-Netzausbau ist bei niedrigen bis mittleren PV-Durchdringungen erheblich niedriger als beim konventionellen Netzausbau. Obwohl bei PV-Durchdringungen in Höhe von 2,0 kW<sub>p</sub>/HA in 60 % der Ortsnetze der konventionelle Netzausbau zu geringeren Investitionen führt, fällt der absolute Investitionsbedarf signifikant höher aus. Daraus lässt sich schließen, dass einige wenige Ortsnetze erhebliche Investitionen beim konventionellen Netzausbau verursachen. Bis zu einer mittleren PV-Anlagenleistung pro HA in Höhe von 3 kW<sub>p</sub>/HA muss in der rONT-Netzausbauvariante lediglich der Ortsnetztransformator ausgetauscht werden. Zusätzlicher Leitungsausbau ist erst bei höheren PV-Durchdringungen (> 3,5 kW<sub>p</sub>/HA) notwendig. Der rONT schafft in diesen Ortsnetzen einen „Puffer“ gegenüber zukünftigem Leitungsausbau. Beim konventionellen Netzausbau hingegen steigen der erforderliche Leitungsausbau und damit die notwendigen Investitionen mit zunehmender PV-Durchdringung kontinuierlich an. Die rONT-Technologie sollte folglich vor allem in Ortsnetzen eingesetzt werden, in denen zukünftig mit einer steigenden PV-Durchdringung zu rechnen ist.

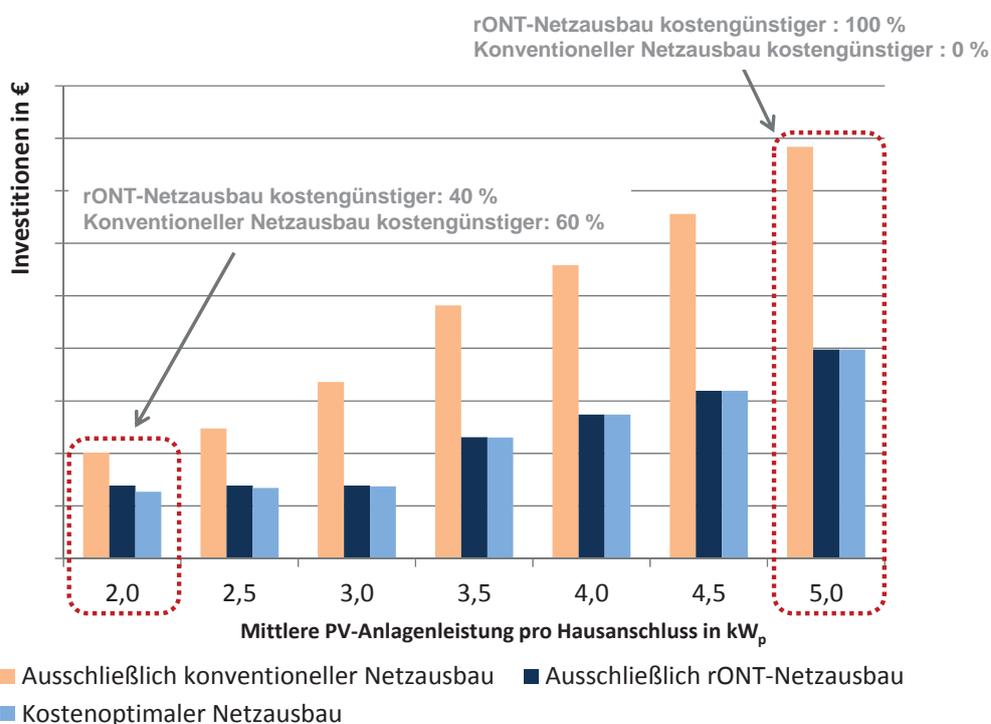


Abbildung 3-5: Investitionsbedarf aller Ortsnetze mit Netzausbaubedarf < 2kW<sub>p</sub>/HA

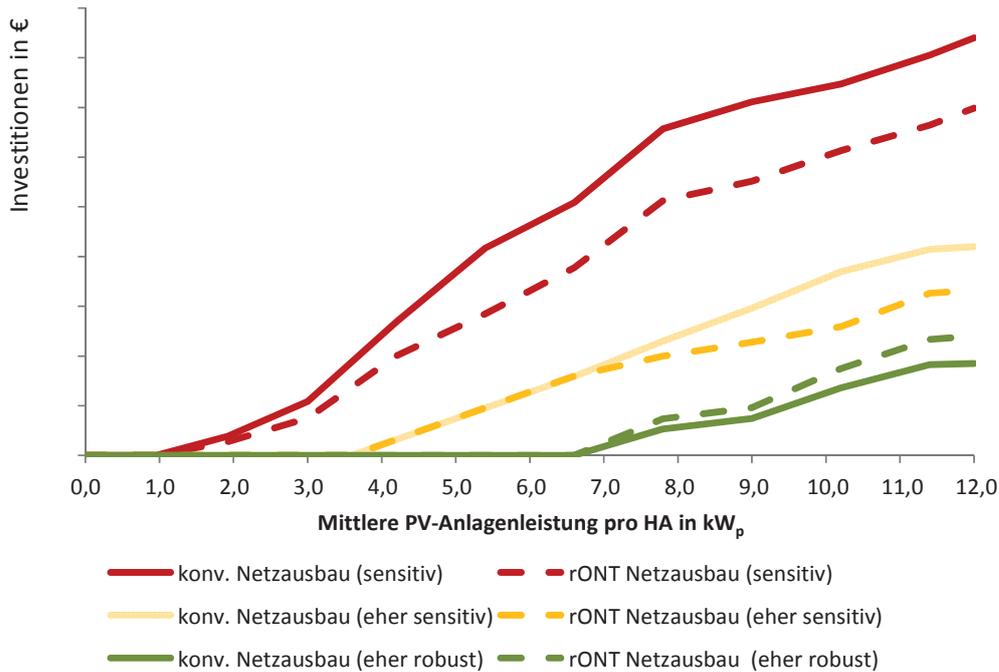


Abbildung 3-6: Investitionsbedarf nach Netzausbauvariante und Netzgruppe

Betrachtet man die Investitionen nach den zuvor definierten Netzgruppen, wird der hohe Investitionsbedarf der „sensitiven“ Ortsnetze deutlich. Obwohl sie lediglich 25 % der Ortsnetze stellen, sind sie nach Abbildung 3-6 für den überwiegenden Anteil der Investitionen verantwortlich. Erste Ortsnetze aus dieser Netzgruppe müssen bereits bei kleinen PV-Durchdringungen ausgebaut werden. In den Netzgruppen der „sensitiven“ und „eher sensitiven“ Ortsnetze kann durch den rONT-Einsatz der zukünftige Investitionsbedarf erheblich gesenkt werden. Die „eher robusten“ Ortsnetze müssen erst bei hohen PV-Durchdringungen ( $\geq 7,2 \text{ kW}_p/\text{HA}$ ) ausgebaut werden. Unter rein monetären Gesichtspunkten sollte bei ihnen von dem Einsatz eines rONTs abgesehen werden.

Die bisherigen Analysen basieren auf einer angenommenen Gleichverteilung der PV-Peakleistungen im gesamten Verteilnetz der Avacon AG. Derzeit unterscheiden sich jedoch aufgrund vielfältiger Einflussfaktoren die installierten PV-Anlagenleistungen zwischen Ortsnetzen erheblich. Im folgenden Abschnitt soll daher eine Abschätzung vorgenommen werden, welchen Einfluss die PV-Ungleichverteilung auf den Investitionsbedarf hat.



### 3.3.2 Annahme: PV-Ungleichverteilung

Bei der PV-Ungleichverteilung handelt es sich um eine mehrdimensionale Fragestellung, in der neben der PV-Ungleichverteilung im gesamten Netzgebiet der Avacon AG auch die PV-Ungleichverteilung innerhalb der vier zuvor definierten Netzgruppen berücksichtigt werden muss. Nach Abbildung 3-7 sind in über 40 % der Ortsnetze heutzutage keine PV-Anlagen installiert. In wenigen Ortsnetzen liegen jedoch sehr hohe PV-Durchdringungen von bis zu 12 kW<sub>p</sub>/HA vor. Dabei wird es sich in der Regel um Großdachanlagen von landwirtschaftlichen Betrieben handeln. Derart hohe PV-Durchdringungen in typischen Wohnsiedlungen sind aufgrund der zur Verfügung stehenden Dachflächen und deren Ausrichtungen nur in Ausnahmefällen zu erzielen.<sup>1</sup>

Eine erste Annahme hinsichtlich der zukünftigen PV-Ungleichverteilung im Netzgebiet der Avacon AG soll dazu genutzt werden, die Auswirkungen auf die zukünftig zu tätigen Investitionen abschätzen zu können. Die Fläche unterhalb der Kurve in Abbildung 3-7 gibt die jeweilige durchschnittliche PV-Durchdringung im gesamten Netzgebiet an. Derzeit sind durchschnittlich rund 1 kW<sub>p</sub>/HA im Netzgebiet installiert. Die Entwicklung der PV-Ungleichverteilung in den nächsten Jahren ist von den zukünftigen politischen und sozioökonomischen Rahmenbedingungen abhängig. Eine wissenschaftlich fundierte Vorhersage der PV-Ungleichverteilung kann daher schwerlich getroffen werden. Lediglich können die Auswirkungen verschiedener Entwicklungen aufgezeigt und somit eine Bandbreite an zukünftig zu tätigen Netzinvestitionen aufgezeigt werden. Eine recht einfache Annahme zur Entwicklung der PV-Ungleichverteilung ist in Abbildung 3-7 getroffen worden. Dabei wird die heutige Struktur der Ungleichverteilung im Netzgebiet beibehalten. Die durchschnittliche Anlagenleistung pro HA wird auf den gewünschten Wert angehoben. Dabei werden mögliche zukünftige PV-Ausbauentwicklungen nicht berücksichtigt. Der Zubau zukünftiger PV-Anlagen könnte beispielsweise stärker in Ortsnetzen erfolgen, in denen bisher keine oder nur wenige PV-Anlagen installiert sind. In den Ortsnetzen mit hohen PV-Durchdringungen kann davon ausgegangen werden, dass das PV-Potential zu einem Großteil bereits erschöpft ist. Diese Effekte sind nur schwer abzuschätzen, sodass die Aufgabe der zukünftigen Forschungsarbeit darin liegen wird, mögliche Entwicklungspfade aufzuzeigen und deren Auswirkungen auf die rein monetäre und die multikriterielle Bewertung der beiden Netzausbaualternativen aufzuzeigen.

---

<sup>1</sup> Dazu müssten bei einer durchschnittlichen spezifischen Leistung der PV-Anlage in Höhe von 140 W/m<sup>2</sup> jedem Haushalt mindestens 85 m<sup>2</sup> an optimal ausgerichteter Dachfläche zur Verfügung stehen.

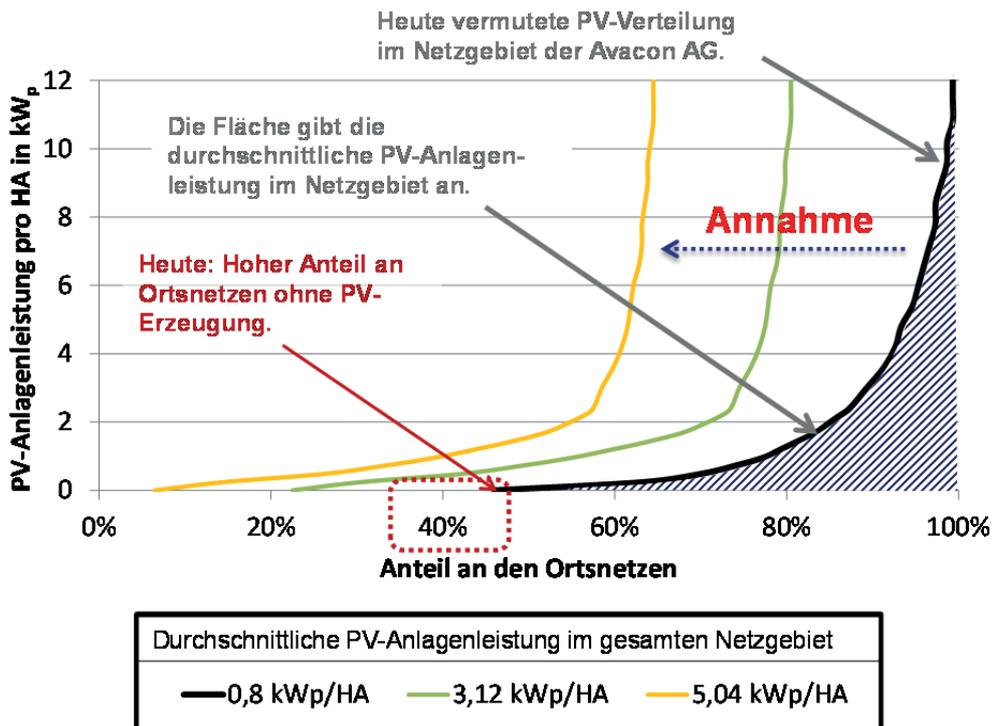


Abbildung 3-7: PV-Ungleichverteilung im Netzgebiet der Avacon AG

Bei kleinen bis mittleren PV-Durchdringungen führen Ungleichverteilungen der installierten Photovoltaikleistungen zu höheren Investitionen. Eine kleine Anzahl an Ortsnetzen mit einer sehr hohen PV-Durchdringung verursacht dabei erhebliche Investitionen. Demgegenüber weist ein Großteil der Ortsnetze keine PV-Durchdringung und damit keine Investitionen auf. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die angenommene PV-Verteilung aus Abbildung 3-7 aufgrund der hohen Ungleichverteilung eine obere Grenze der zu tätigen Netzinvestitionen darstellt.

Die Netzinvestitionen bei Berücksichtigung der PV-Ungleichverteilung fallen nach Abbildung 3-8 um den Faktor 1 bis 7 höher aus als bei einer angenommenen PV-Gleichverteilung. Die erheblichen Unterschiede bei den Investitionen zwischen einer PV-Ungleichverteilung und PV-Gleichverteilung ergeben sich vor allem bei kleinen bis mittleren PV-Durchdringungen. Bei hohen bis sehr hohen PV-Durchdringungen (> 10 kW<sub>p</sub>/HA) werden niedrigere Investitionen im Vergleich zu einer PV-Gleichverteilung verursacht, da nach wie vor eine kleine Anzahl an Ortsnetzen über keinerlei PV-Durchdringung verfügt und somit keine Investitionen verursacht.

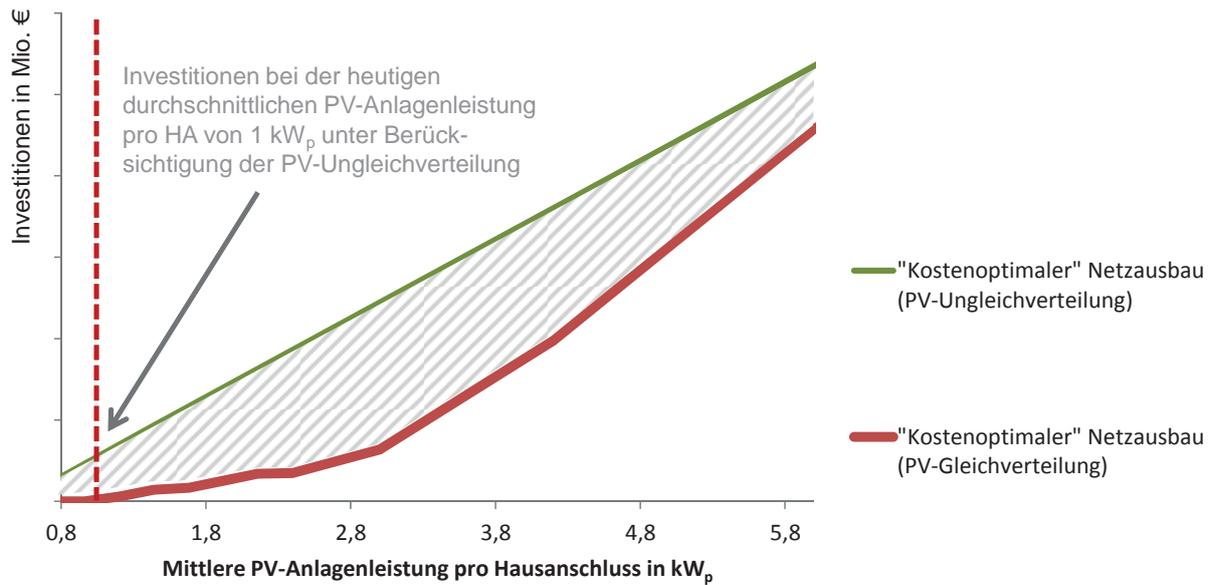


Abbildung 3-8: Zukünftiger Investitionsbedarf für den Netzausbau im Niederspannungsbereich der Avacon AG (Annahme: PV-Ungleichverteilung)

Bisher können keine abschließenden Aussagen über den zukünftigen Investitionsbedarf bei Berücksichtigung der PV-Ungleichverteilung getätigt werden. Um mögliche zukünftige Entwicklungen bei der PV-Ungleichverteilung aufzeigen zu können, sollte im nächsten Schritt die heutige PV-Ungleichverteilung nach den vier definierten Netzgruppen mithilfe von Datenbankauswertungen beim Verteilnetzbetreiber Avacon AG analysiert werden. Auf Grundlage der heute vorliegenden PV-Ungleichverteilung können zukünftige Entwicklungspfade und die daraus resultierenden Netzinvestitionen abgeschätzt werden.





## **4 Multikriterielle Bewertung der Netzausbauvarianten**

(Dipl.-Wirt.-Ing. Tobias Lühn; Dipl.-Kffr. Genoveva Schmidtman, Professur für Produktion und Logistik, Universität Göttingen)

Nach der Einführung müssen bei der heutigen und zukünftigen Bewertung von Investitionsprojekten verstärkt Facetten einer nachhaltigen Energieversorgung berücksichtigt werden. Werden neben monetären Bewertungsgrößen auch andere Zielgrößen bei der Bewertung von Investitionsprojekten berücksichtigt, bieten sich dazu neben makroökonomischen Nutzenmodellen multikriterielle Methoden an. In dieser Studie sollen die multikriteriellen Methoden angewendet werden, da diese die methodischen und ethischen Schwierigkeiten, die mit der Monetisierung einiger Bewertungsgrößen verbunden sind, vermeiden (Mirasgedis und Diakoulaki 1997) und meist sowohl quantitative als auch qualitative Informationen verarbeiten können (Bana E Costa, Carlos A. et al. 1997). Damit eignen sich die multikriteriellen Methoden nach Greening und Bernow (2004) besonders zur Bewertung von Alternativen im Energie- und Umweltbereich.

### **4.1 Methodische Grundlagen der multikriteriellen Bewertung**

In den folgenden Kapiteln sollen dem Leser kurz die notwendigen methodischen Grundlagen vorgestellt werden, mit denen im Weiteren die multikriterielle Bewertung des konventionellen Netzausbaus und des rONT-Netzausbaus durchgeführt werden.

#### **4.1.1 Methoden des Multi Criteria Decision Making**

Für die Gestaltung zukünftiger Netzstrukturen in den Niederspannungsnetzen bedarf es einer konkreten Untersuchung der Aufgaben und Anforderungen, die sich aus den zukünftigen Entwicklungen der Struktur und Höhe von Erzeugung und Last ergeben. Dabei werden nicht nur technische, ökonomische und ökologische Aspekte in die Bewertung einbezogen, sondern auch politische und soziale Aspekte berücksichtigt. Damit ergibt sich ein Mehrzielentscheidungsproblem, dessen mehrdimensionale Betrachtungsweise mit Hilfe von entscheidungsrelevanten Kriterien dargestellt wird. Die Bestimmung der Einflussfaktoren ist von einem dynamischen Charakter geprägt, da verschiedene Stakeholder (z.B. Öffentlichkeit, Politik, Verteilnetzbetreiber) eine wichtige Rolle in dem Entscheidungsprozess spielen. Die Methoden der Mehrzielentscheidungsunterstützung bieten die Möglichkeit, nicht nur einzelne Kriterien in der Bewertung zu betrachten, sondern auch die Präferenzen einzelner Stakeholder. Im Gegensatz zu den Methoden, die sich mit der Optimierung eines einzelnen Ziels beschäftigen, beinhaltet das Multi



Criteria Decision Making (MCDM) verschiedene Verfahren, die darauf ausgerichtet sind, konfliktäre Zielsetzungen in einer Gesamtbewertung zu berücksichtigen. Das Ziel der MCDM-Verfahren besteht darin, dem Entscheidungsträger eine Hilfestellung bei der Informationsverarbeitung, der Problemkonzeption, der Kriterienauswahl und der Ergebnisinterpretation zu geben. MCDM-Methoden werden in zwei Gruppen unterteilt: Multi Objective Decision Making (MODM) und Multi Attribute Decision Making (MADM).

Charakteristisch für MODM-Modelle ist, dass die zu optimierenden Ziele in Form von quantifizierbaren Zielfunktionen abgebildet werden (Geldermann 1999). Der Lösungsraum wird mit Hilfe von Nebenbedingungen begrenzt. Für Alternativen, deren Ausprägungen im Lösungsraum liegen, kann dann ein zulässiger Zielfunktionswert ermittelt werden. Diejenige Alternative, die den „besten“ Zielfunktionswert besitzt, wird als ideal bzw. optimal definiert.

MADM-Modelle basieren dagegen auf einer diskreten, a priori bekannten Menge an Alternativen mit dem Ziel der Ordnung bzw. Klassifizierung der vorgegebenen Alternativen. In Abhängigkeit davon, ob der Entscheidungsträger sich seiner Präferenzen vollständig bewusst ist oder nicht, haben sich zwei Denkrichtungen gebildet: die amerikanische Schule und die französische/europäische Schule (Geldermann 2006). Die klassische, amerikanische Schule geht davon aus, dass der Entscheidungsträger genaue Vorstellungen über Kriterienausprägungen und -gewichtungen hat und seine Präferenzen über Nutzenfunktionen abbilden kann. Das Ziel der Entscheidungsunterstützungsmethoden (z.B. Nutzwertanalyse, Analytischer Hierarchie Prozess) ist, diese Informationen offen zu legen und zu interpretieren. Dagegen basiert die französische/europäische Schule darauf, dass der Entscheider sich seiner Präferenzen nicht vollständig bewusst ist. Die Aufgabe der Entscheidungsunterstützung ist, diese im Laufe des Entscheidungsprozesses zu strukturieren. Diese sogenannten Outranking-Verfahren (z.B. ELECTRE, PROMETHEE) zeigen die Konsequenzen unterschiedlicher Kriteriengewichtungen während des Entscheidungsprozesses auf. Trotz diverser Nachteile, wie z.B. die Möglichkeit der Kompensation schlechter mit guter Kriterienausprägungen, werden die klassischen, amerikanischen Modelle den französischen/europäischen Modellen oft vorgezogen. Dies ist darin begründet, dass die klassischen Verfahren leicht anwendbar und nachvollziehbar sind.

In der Realität ist häufig zu beobachten, dass sich der Entscheider seiner Präferenzen nicht bewusst ist und manche Kriterien unscharf ausgeprägt sind. Outranking-Methoden können daher neben der strikten Präferenz und Indifferenz auch schwache Präferenzen und Unvergleichbarkeiten ausdrücken (Rogers und Bruen 1998; Roy 1980; Topcu und Ulengin 2004). Diese Erweiterung des Präferenzbegriffes wird in den Outranking-Verfahren genutzt, um die mit ansteigender Anzahl an Kriterien verbundene Komplexität zu bewältigen. Die große



Anzahl an Kriterien führt dazu, dass der Entscheider eine strikte, eindeutige Präferenz oder Indifferenz zwischen zwei Alternativen nicht mehr bestimmen kann. Der Bereich der schwachen Präferenz (siehe dazu auch Abschnitt 4.1.5) dient dazu, kleine Präferenzunterschiede auszudrücken. Somit wird eine eingeschränkte Kompensationsmöglichkeit geschaffen, schlechte Erfüllungsgrade eines Kriteriums durch gute Erfüllungsgrade eines anderen Kriteriums zu kompensieren, wie es in den klassischen Modellen der Fall ist. Mit Hilfe der Präferenzrelationen wird in den Outranking-Methoden ein paarweiser Vergleich für jedes Kriterium durchgeführt und anschließend eine Rangordnung der Alternativen gebildet.

Meist werden zur Bewertung von Energieversorgungsoptionen die MADM-Verfahren den MODM-Verfahren vorgezogen, da durch eine a priori Analyse und Bestimmung möglicher realistischer Optionen die zu bewertenden Alternativen auf eine endliche Anzahl reduziert werden können (Diakoulaki et al. 2005). Zur Bewertung von Netzausbaukonzepten eignen sich die MADM-Methoden, da die möglichen Alternativen über die technisch umsetzbaren Ausbauvarianten im Niederspannungsnetz begrenzt werden können. Im Folgenden wird daher das Outranking-Verfahren PROMETHEE zur Bewertung der Netzausbauvarianten angewendet. Die Vorteile des PROMETHEE-Verfahrens im Vergleich zu anderen Outranking-Ansätzen wie ELECTRE liegen in dem leicht nachvollziehbaren und mit geringem Arbeitsaufwand durchzuführenden Aggregationsmechanismus und der nach Brans und Despontin (1986) hohen Stabilität der Ergebnisse.

#### **4.1.2 Bestimmung von Alternativen**

Alternativen stellen Wahlmöglichkeiten für die Lösung eines bestimmten Problems dar, die sich gegenseitig ausschließen. Dadurch ist deren minimale Anzahl mit zwei definiert. Sie werden in Form von (Handlungs-) Optionen oder Maßnahmen dargestellt (Klein und Scholl 2004). In manchen Situationen sind die Alternativen vorab bekannt, in anderen werden sie im Laufe des Entscheidungsprozesses definiert. Die Alternativen werden über bestimmte Eigenschaften charakterisiert. Um die Vergleichbarkeit mehrerer Alternativen zu gewährleisten, ist es notwendig, dass jede Alternative alle definierten Kriterien besitzt. Ansonsten kann kein direkter Vergleich der Alternativen durchgeführt werden.

#### **4.1.3 Bildung der Kriterien und Entwicklung der Kriterienhierarchie**

Die Kriterien zur Bewertung von Energieversorgungsoptionen werden in der Regel ausgehend von den Zielen der Entscheidungsträger entwickelt. Dabei können Literaturanalysen und Studien in dem jeweiligen Fachgebiet als Ausgangspunkt dazu beitragen, eine vollständige Erfassung relevanter Kriterien sicherzustellen. Zur übersichtlichen Darstellung der Ziele wird meist eine Kriterienhierarchie formuliert,



auf deren höchster Ebene Oberziele stehen (Kari Alanne et al. 2007; Hämäläinen und Karjalainen 1992). Auf untergeordneten Ebenen wird dann eine Konkretisierung vorgenommen. Da die Kriterien untereinander oftmals konfliktär wirken, existiert zumeist keine Alternative, die alle anderen bezüglich jedes einbezogenen Kriteriums dominiert. Die Bedeutung einzelner Kriterien in Bezug auf das Entscheidungsproblem wird über unterschiedliche Gewichtungsfaktoren abgebildet. Um eine Kriterienhierarchie problemspezifisch aufzubauen, ist eine Reihe von Anforderungen an die Kriterien zu beachten (Belton und Stewart 2002; Klein und Scholl 2004). Zu Beginn ist die Relevanz jedes Kriteriums zu bestimmen. Alle entscheidungsrelevanten Kriterien werden im sogenannten Entscheidungsbaum berücksichtigt. Damit wird das (eigentliche) Hauptziel in seinen einzelnen Bestandteilen erklärt. Dabei ist wichtig, dass alle Kriterien inhaltlich eindeutig definiert sind und von den Entscheidungsträgern verstanden werden. Alle Alternativen besitzen messbare Attribute zu den Kriterien, womit der Zielerreichungsgrad jeder Alternative abgebildet wird. Den Attributen werden eine Maßeinheit sowie das Ziel der Maximierung oder Minimierung zugeordnet. Die Messbarkeit basiert auf der Ordinal- und/oder Kardinalskala.

#### **4.1.4 Bestimmung der Kriteriengewichtungen**

Um die Bedeutung der einzelnen Kriterien in Bezug auf das Entscheidungsproblem aufzuzeigen, werden sie über unterschiedliche Gewichtungsfaktoren einbezogen. Die Gewichtung eines Kriteriums zeigt dabei dessen subjektive Wichtigkeit aus Sicht des Entscheidungsträgers für das Gesamtproblem auf. Zur Bestimmung der Gewichtungen stehen zwei Vorgehensweisen zur Verfügung. Mit der nicht-hierarchischen Methode werden alle Elemente der Attributebene auf eins normiert und es findet nur eine formale Übertragung auf die höhere Ebene statt. Der Entscheidungsträger muss keine zusätzlichen Informationen für die Gewichtung der übergeordneten Ebenen liefern. Mit der hierarchischen Methode werden die Elemente auf jeder Hierarchieebene einzeln gewichtet. Um die genaue Gewichtung eines Attributes zu bestimmen, werden alle Gewichtungen entlang der Verzweigung des Baumes bis auf die unterste Ebene multipliziert. Für komplexe Fragestellungen eignet sich letztere Vorgehensweise, da inhaltlich gruppierende Elemente leichter zu bewerten sind. Um die relative Vorteilhaftigkeit der Kriterien zu berücksichtigen, werden diese zueinander ins Verhältnis gesetzt. Beispielsweise wird dem Kriterium  $k$  die Gewichtung  $w_k$  zugewiesen, die als Gewichtungsfaktor auf kardinalem Skalenniveau die Bedeutung des Kriteriums  $k$  im Vergleich zu den anderen Kriterien wiedergibt (Zimmermann und Gutsche 1991). Am meisten verbreitet ist die Normierung aller Kriteriengewichtungen auf das Intervall  $[0,1]$ .

Unterstützung bei der Bestimmung der persönlichen Gewichte bieten verschiedene Verfahren an. Je nachdem, ob die Ansätze subjektiv oder objektiv sind, werden



unterschiedliche Methoden angewendet. Direkte Verfahren, wie z.B. Direct-Ratio, ermöglichen dem Entscheidungsträger die Bewertung der relativen Bedeutung zweier Kriterien. Trade-Off und Swing implementieren einen indirekten Ansatz, bei dem der Entscheidungsträger zuerst die Präferenzen für zwei Kriterien festlegt und danach die Gewichtung ableitet (Götze und Bloech 2002; Brans und Despontin 1986). Freizugängliche, internetbasierte Software wie Web-Hipre geben eine gute Hilfestellung bei der Bestimmung der Kriteriengewichtungen mithilfe der AHP-, SMART- oder SWING-Methode. Hinsichtlich der Bestimmung der Gewichtung wird empfohlen, mehrere Ansätze anzuwenden, um die Ergebnisse zu überprüfen. Die Auswahl und Anpassung der Methoden zur Bestimmung der Kriteriengewichtungen muss auf Grundlage der konkreten Problemstellung und der beteiligten Stakeholder vorgenommen werden.

#### **4.1.5 Festlegung und Bildung der Präferenzrelationen**

Um den Zielerreichungsgrad einer Alternative zu überprüfen, ist es notwendig, die Wertvorstellungen des Entscheidungsträgers zu kennen. Mit der Bildung der Präferenzen, die die subjektiven Einstellungen des Entscheidungsträgers abbilden, werden binäre Beziehungen zwischen zwei Alternativen definiert. Eine perfekte Lösung liegt vor, wenn eine Alternative bezüglich aller Kriterien die besten Ausprägungen aufweist. Weist eine Alternative immer die schlechtesten Kriterienausprägungen auf, kann sie aus dem Lösungsraum ausgeschlossen werden. Um die Präferenzen für die Outranking-Verfahren darzustellen, haben sich neben den klassischen auch neue Relationen entwickelt (Brans und Mareschal 2005):

1. **Strikte Präferenz:** Wird Alternative a Alternative b strikt vorgezogen, liegt strikte Präferenz vor.
2. **Indifferenz:** Alternative a ist zu Alternative b indifferent, wenn weder a gegenüber b vorgezogen noch b gegenüber a vorgezogen wird.
3. **Schwache Präferenz:** Alternative a wird Alternative b nicht strikt vorgezogen, eine Indifferenz zwischen beiden liegt aber auch nicht vor.
4. **Unvergleichbarkeit:** Liegt keiner der aufgeführten Fälle vor, können die Alternativen a und b nicht verglichen werden.

Die schwache Präferenz soll kurz an einem Beispiel erklärt werden. Ein Entscheidungsträger wird beim Kauf eines neuen Autos unter alleiniger Berücksichtigung des Kriteriums „Anschaffungskosten“ die kostengünstigste Alternative gegenüber den anderen Alternativen präferieren. Fällt der Preisunterschied bei den Modellen jedoch sehr gering aus, wird er die kostengünstigste Alternative nicht strikt präferieren, sondern nur schwach



präferieren. Durch die Einführung der schwachen Präferenz kann die Vorziehungswürdigkeit einer Alternative je nach Differenz der Kriterienausprägungen abgebildet werden. Das im Projekt verwendete PROMETHEE-Verfahren bildet alle aufgeführten Relationen ab. Die Bestimmung der an die Präferenzrelationen angeschlossenen Präferenzfunktionen findet über die im nachfolgenden Abschnitt beschriebene Systematik statt.

#### 4.1.6 PROMETHEE

Bei PROMETHEE werden paarweise Vergleiche der Alternativen für jedes Bewertungskriterium durchgeführt (Brans und Despontin 1986; Brans und Mareschal 2005; Roy 1980). Die Basis für das PROMETHEE-Verfahren bilden die sogenannten Entscheidungsmatrizen, in der die entsprechenden Kriterienausprägungen der Netzausbaualternativen hinterlegt werden (siehe dazu auch Abschnitt 4.2.5). Um Kriterien verschiedener Datenqualitäten und Einheiten berücksichtigen zu können, werden nach Abbildung 4-1 insgesamt sechs vordefinierte Präferenzfunktionen zur Verfügung gestellt, um die Präferenzvorstellungen des Entscheidungsträgers abzubilden. Mithilfe der Präferenzfunktionen werden jedem Paarvergleich  $d$  Werte zwischen 0 (keine Präferenz) und 1 (vollständige Präferenz) zugeordnet. Die Präferenzfunktionen spiegeln in Abhängigkeit der Kriterienausprägungen die Vorziehungswürdigkeit der einen gegenüber der anderen Netzausbaualternative wider. Die Schwellenwerte  $q$ ,  $p$  und  $\sigma$  der Präferenzfunktionen müssen vom Entscheidungsträger (hier: Avacón AG) festgelegt werden.

Für den Präferenzfunktionstyp 1 (Gewöhnliches Kriterium) muss kein Schwellenwert bestimmt werden, da lediglich zwischen strikter Präferenz und Indifferenz unterschieden wird. Bereits bei sehr geringen Differenzen zwischen den Kriterienausprägungen wird eine Alternative der anderen Alternative strikt vorgezogen. Im Gegensatz dazu wird bei Präferenzfunktionstyp 2 (Quasi-Kriterium) ein Schwellenwert  $q$  für Indifferenz eingeführt. Liegt die Differenz der Kriterienausprägungen unterhalb dieses Schwellenwerts, besteht Indifferenz zwischen den beiden Alternativen bezüglich dieses Kriteriums. Für den Entscheidungsträger sind Unterschiede bei den Kriterienausprägungen, die unterhalb des Schwellenwertes liegen, vernachlässigbar und werden bei der Bewertung der Alternativen nicht weiter berücksichtigt. Oberhalb des Schwellenwertes bevorzugt der Entscheidungsträger die eine Alternative strikt gegenüber der anderen Alternative. Beim Präferenzfunktionstyp 3 (Kriterium mit linearer Präferenz) wird ein Bereich linear steigender, schwacher Präferenz geschaffen. Je näher die Differenz der Kriterienausprägungen an dem Schwellenwert  $p$  liegt, desto höher fällt die Präferenz des Entscheidungsträgers bezüglich einer Alternative aus. Bei Präferenzfunktionstyp 4 (Stufen-Kriterium) gibt es einen Bereich



der Indifferenz, der schwachen Präferenz und der strikten Präferenz. Der Bereich der schwachen Präferenz ist jedoch nicht wie bei Präferenzfunktionstyp 3 monoton steigend, sondern steigt stufenweise an. Der Präferenzfunktionstyp 5 (Kriterium mit linearer Präferenz und Indifferenzbereich) verfügt sowohl über einen Indifferenzbereich bis zum Schwellenwert  $q$  als auch über einen Bereich schwacher Präferenz mit konstanter Steigung bis zum Schwellenwert  $p$  und einem Bereich strikter Präferenz oberhalb des Schwellenwertes  $p$ . Beim Präferenzfunktionstyp 6 steigt die Präferenz entsprechend der Gauß'schen Normalverteilung monoton an.

Für den Paarvergleich der beiden Netzausbauvarianten wird ein gewichteter Durchschnitt der Präferenzfunktion  $P$  über alle  $n$  Kriterien berechnet:

$$\pi(a, b) = \sum_{j=1}^n w_j \cdot P_j(a, b) \quad 4-1$$

mit  $w_j$  als normierten Gewichtung der Kriterien  $\sum_{j=1}^n w_j = 1$ . Um einen Gesamtvergleich der Alternativen zu ermöglichen, wird der positive und negative Outrankingfluss gebildet. Der positive Outrankingfluss  $\Phi^+$  (Ausgangsfluss) gibt an, wie stark die betrachtete Alternative gegenüber den restlichen Alternativen abschneidet. Der negative Outrankingfluss  $\Phi^-$  (Eingangsfluss) gibt hingegen an, wie viel schlechter die betrachtete Alternative gegenüber den restlichen Alternativen abschneidet. Die gemittelten Outrankingflüsse mit  $n$  Alternativen sind folgendermaßen definiert:

$$\Phi^+(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{x \in A} \pi(a, x) \quad 4-2$$

$$\Phi^-(a) = \frac{1}{n-1} \sum_{x \in A} \pi(x, a) \quad 4-3$$

Eine vollständige Rangreihung der Alternativen wird über den Nettofluss  $\Phi(a)$  wie folgt berechnet:

$$\Phi(a) = \Phi^+(a) - \Phi^-(a) \quad 4-4$$

Die Netzausbauvariante  $a$  wird  $b$  vorgezogen, falls der Nettofluss  $\Phi(a)$  größer als  $\Phi(b)$  ist. Sowohl der Datenermittlungsaufwand als auch der Rechenaufwand fallen bei PROMETHEE im Vergleich zu anderen MCDA-Methoden gering aus.

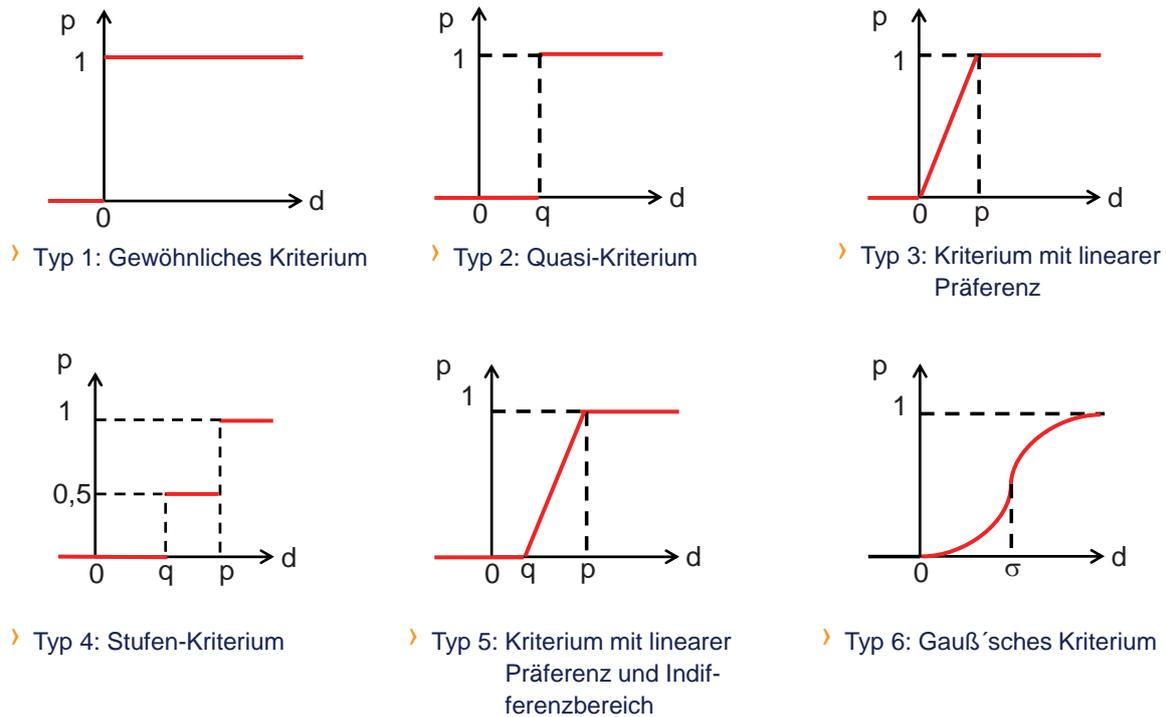


Abbildung 4-1: Verallgemeinerte Präferenzfunktionen zur Anwendung von PROMETHEE

## 4.2 Multikriterielle Bewertung am Fallbeispiel des Niederspannungsverteilsnetzes der Avacon AG

### 4.2.1 Bestimmung von Alternativen

Im Rahmen des e-home Energieprojektes 2020 werden für die Anwendung der Mehrzielentscheidungsunterstützung nach Abschnitt 2.4 zwei Netzausbaualternativen definiert. Bei der Ausbaualternative 1 (konventioneller Netzausbau) wird bei Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen Leitungsausbau bzw. der Einsatz eines leistungstärkeren nicht-regelbaren Transformators vorgenommen. Bei der Ausbaualternative 2 (rONT Netzausbau) wird zunächst ein rONT eingesetzt. Kann der rONT die Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen nicht beseitigen, wird analog zum konventionellen Netzausbau Leitungsausbau vorgenommen.

### 4.2.2 Bildung der Kriterien und Entwicklung der Kriterienhierarchie

Im Rahmen von Workshops auf Basis der bereits feststehenden Netzausbaualternativen wurden die Bewertungskriterien und deren Attribute entwickelt. Diese wurden nach Stagl (2006) über ein Brainstorming sowie moderierte Gruppendiskussionen aller Projektbeteiligter von Seiten des Verteilnetzbetreibers und der Wissenschaftler der beteiligten Universitäten erarbeitet. Möglichkeiten zur Ergänzung der Workshops bieten zudem vorliegende Studien,



Literaturrecherchen, Fragebögen sowie Experteninterviews oder die Delphi-Methode (Bloech et al. 1994).

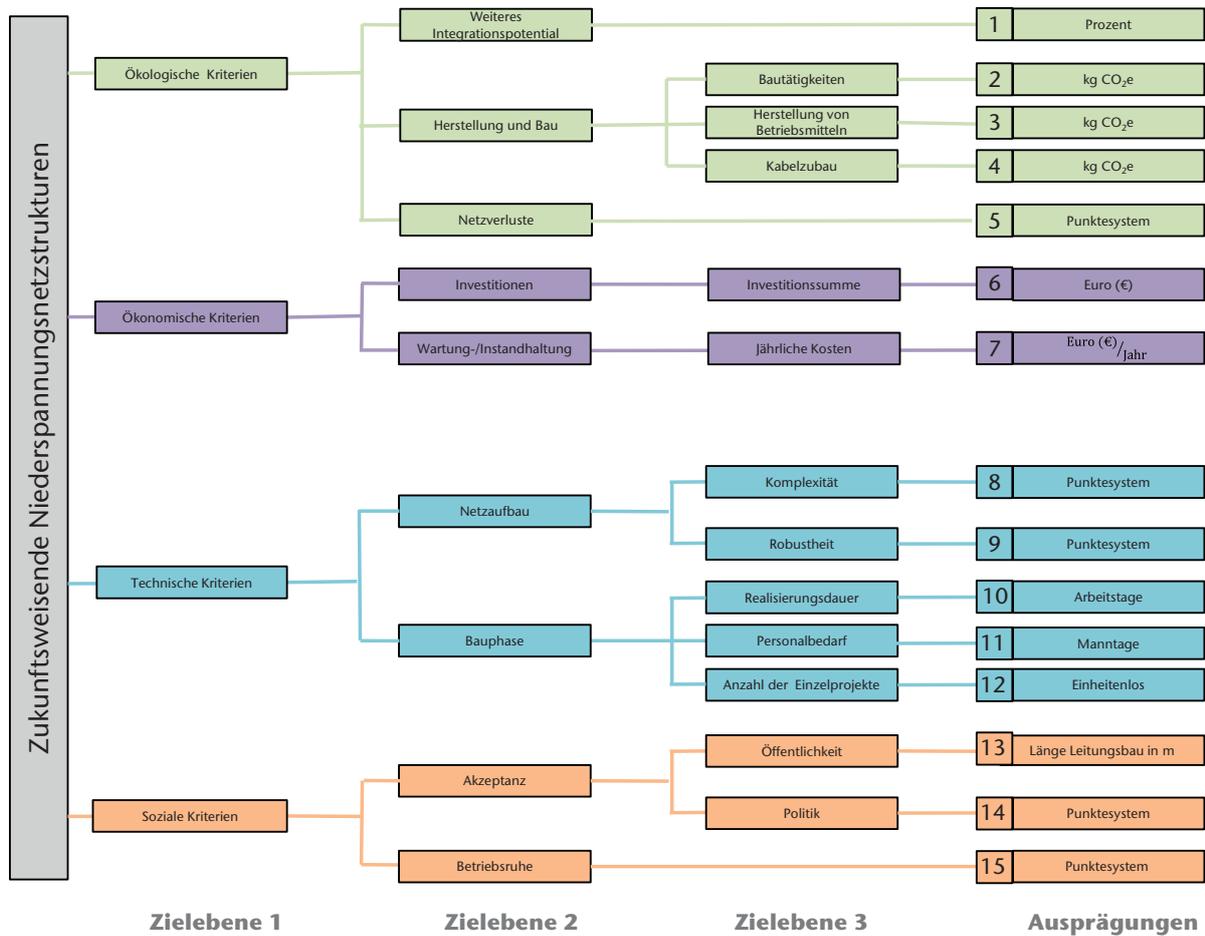


Abbildung 4-2: Kriterienhierarchie zur Bewertung zukunftsweisender Niederspannungsnetzstrukturen

Als Ergebnis wurden zur Bewertung der beiden Netzausbaualternativen mithilfe der Bildung einer Kriterienhierarchie 15 verschiedene Kriterien aus den Bereichen Ökologie, Ökonomie, Technik und Sozialem entwickelt. Die Bildung einer Kriterienhierarchie kann bei der Problemstrukturierung helfen, indem das eigentliche Hauptziel – die Schaffung zukunftsweisender Niederspannungsstrukturen – in seine Bestandteile zerlegt wird. Auf der untersten Ebene wird mithilfe der einzelnen Bewertungskriterien eine Konkretisierung des Entscheidungsproblems vorgenommen. In enger Abstimmung mit dem Verteilnetzbetreiber wurde nach Abbildung 4-2 die Kriterienhierarchie zur Bewertung zukunftsweisender Niederspannungsnetzstrukturen entwickelt, die im Folgenden kurz vorgestellt werden soll.



#### 4.2.2.1 Ökologische Kriterien

Die ökologischen Kriterien werden in drei Gruppen unterteilt: Das weitere Integrationspotential, Treibhausgasemissionen bei Bau und Herstellung der Netzbetriebsmittel und die Netzverluste. Das weitere Integrationspotential soll trotz Überschneidung mit den technischen Kriterien im vorliegenden Bewertungsschema den ökologischen Kriterien zugeordnet werden. Dabei wird implizit unterstellt, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Einbindung moderner Lasttechnologien ökologisch sinnvoll und klimaschonend wirken.

##### *Kriterium „Weiteres Integrationspotential“*

Das ökologische Integrationspotential soll als Maß für die weitere Integrationsfähigkeit neuer Photovoltaikanlagen bzw. moderner Lasttechnologien wie E-Autos und elektrischer Wärmepumpen ohne weitere Netzausbaumaßnahmen dienen. Bei hohen Durchdringungen ergibt sich am letzten Haushalt (HA) des betrachteten Strangs die größte Spannungsabweichung  $\Delta u_{\max}$ . Nach DIN EN 50160 ist der Verteilnetzbetreiber dazu verpflichtet, 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls im Bereich  $\pm 10$  % der Versorgungsspannung zu halten. Das weitere Integrationspotential wird wie folgt berechnet:

$$\text{weiteres Integrationspotential} = \frac{10 - |\Delta u_{\max}|}{10} \cdot 100 \% \quad 4-5$$

Je höher der prozentuale Wert der Kriterienausprägung „Weiteres Integrationspotential“, desto besser kann die ausgebaute Netzstruktur zukünftige erneuerbare Energien und/oder moderne Lasttechnologien ohne Spannungsbandverletzungen aufnehmen. Das Kriterium „Weiteres Integrationspotential“ wird dementsprechend maximiert.

##### *Kriterium „CO<sub>2</sub>e-Emissionen der Bautätigkeiten“*

Die erforderlichen Bautätigkeiten sind sehr stark von der gewählten Netzausbauvariante abhängig. Kann die Spannungsbandverletzung und die Betriebsmittelüberlastung alleine durch den Tausch des Ausgangstransformators durch einen leistungstärkeren behoben werden, sind nur geringe bauliche Maßnahmen notwendig. Müssen jedoch viele Kabelabschnitte erneuert werden, so sind damit meist umfangreiche bauliche Maßnahmen verbunden. Die mit den Bautätigkeiten verbundenen CO<sub>2</sub>e-Emissionen können folglich in drei Gruppen eingeteilt werden: CO<sub>2</sub>e-Emissionen beim Leitungsbau, CO<sub>2</sub>e-Emissionen beim Tausch des alten Transformators durch einen leistungstärkeren konventionellen Transformator und den Tausch des alten Transformators durch einen rONT. Beim Leitungsbau werden zum einen die CO<sub>2</sub>e-Emissionen der Arbeitsmaschinen (Verdichter, Bagger) und zum anderen die CO<sub>2</sub>e-Emissionen berücksichtigt, die mit den Anfahrtswegen der Bauarbeiter, Monteure und des LKWs verbunden sind. Bei



den Anfahrtswegen wird unterschieden zwischen den Basisfahrten, die grundsätzlich auch bei kleinen baulichen Maßnahmen anfallen und den leitungsabhängigen Anfahrtswegen. Die CO<sub>2</sub>e-Emissionen beim Tausch des Transformators ergeben sich zum einen über den Anfahrtsweg des LKWs und zum anderen über die Anfahrtswege der Monteure zur Installation und Inbetriebnahme des Ortsnetztransformators.

Die entsprechenden Emissionsfaktoren werden aus der einschlägigen Literatur entnommen. Dazu dient unter anderem die Ökobilanzdatenbank ecoinvent des schweizerischen ecoinvent-Zentrums (Hischier 2009) und die Ökobilanzdatenbank GEMIS Version 4.9 (Fritsche 2014). Das Kriterium „CO<sub>2</sub>e-Emissionen der Bautätigkeiten“ wird minimiert.

#### *Kriterium „CO<sub>2</sub>e-Emissionen bei der Herstellung der Betriebsmittel“*

Das Kriterium „CO<sub>2</sub>e-Emissionen bei der Herstellung der Betriebsmittel“ berücksichtigt die CO<sub>2</sub>e-Emissionen bei der Herstellung des Transformators und der Ortsnetzstation. Die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung des Transformators werden über die materielle Zusammensetzung und dessen Gewicht berechnet. Das Gewicht des Transformators variiert wiederum von dessen Leistungsklasse (160/250/400/630 kVA) und dessen Ausführungstyp (konventionell/rONT). Ein Tausch der Ortsnetzstation ist nur dann durchzuführen, falls aufgrund der baulichen Abmessungen die bisherige Ortsnetzstation für die Installation des neuen Ortsnetztransformators zu wenig Stellplatz bietet. Ob ein Tausch der Ortsnetzstation durchgeführt werden muss, ist unabhängig von der Ausführungsform des Ortsnetztransformators (konventionell oder regelbar). Beide Ausführungsformen verfügen über ähnliche bauliche Abmessungen. Um eine möglichst klimaschonende Herstellung der Betriebsmittel zu gewährleisten, wird das Kriterium „CO<sub>2</sub>e-Emissionen bei der Herstellung der Betriebsmittel“ minimiert.

#### *Kriterium „CO<sub>2</sub>e-Emissionen bei der Herstellung des Kabelstrangs“*

Als Standardkabeltyp werden für last- und erzeugungsbedingtem Netzausbau Erdkabel vom Typ NAYY-J 4x240 mit Aluminiumleiter und einem Leiterquerschnitt von 240 mm<sup>2</sup> verlegt. Die damit verbundenen CO<sub>2</sub>e-Emissionen werden über das Gewicht des Kabels und dem spezifischen Emissionsfaktor berechnet. Die Treibhausgasemissionen bei der Herstellung des Kabelstrangs ergeben sich über folgende Berechnung:

$$CO_2 - Emission_{\text{Kabelstrang}} = m \cdot e = l \cdot A \cdot \rho \cdot e \quad 4-6$$

mit m=Masse; l=Kabellänge; A=Querschnittsfläche; ρ=Dichte; e=spezifischer Emissionsfaktor für Aluminium [kg<sub>CO<sub>2</sub>e</sub>/kg<sub>Alu</sub>]

Analog zu den beiden vorherigen ökologischen Kriterien wird das Kriterium „CO<sub>2</sub>e-Emissionen bei der Herstellung des Kabelstrangs“ minimiert.



#### *Kriterium „Netzverluste“*

Bei den Übertragungsverlusten, auch Netzverluste genannt, handelt es sich um die Differenz zwischen eingespeister Energie und entnommener Energie (Zebisch 1959). Die Netzverluste, die aus den beiden Netzausbauvarianten resultieren, können anhand der vorliegenden Daten aus den synthetischen Netzstrukturen nicht direkt abgeleitet werden, da es sich bei den synthetischen Netzstrukturen um eine statische Worst-Case-Betrachtung handelt. Die Netzverluste werden daher über eine Punkteskala abgebildet, in der die Netzverluste des konventionellen Transformators mit null Punkten und die Netzverluste des rONTs mit einem Punkt bewertet werden. Die Netzverluste fallen aufgrund der fehlenden Schaltvorgänge beim konventionellen Transformator niedriger aus. Das Kriterium „Netzverluste“ wird zur Zielerreichung minimiert.

#### **4.2.2.2 Ökonomische Kriterien**

Um einen möglichst effizienten Kapitaleinsatz zu gewährleisten, sollten die Investitionen und jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten minimiert werden.

#### *Kriterium „Investitionen“*

Die zu tätigen Investitionen ergeben sich als Gesamtkosten für die gewählte Netzausbauvariante. Hierbei handelt es sich um eine grobe Kostenkalkulation, die auf den zu verbauenden Betriebsmitteln (Kabelverlegung, Transformator, Ortsnetzstation) basiert. Eine detaillierte Aufschlüsselung der einzelnen Kostenpositionen finden Sie in Abschnitt 3.1.

#### *Kriterium „Jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten“*

Neben den zu tätigen Investitionen werden auch die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten berücksichtigt. Diese setzen sich zum einen aus den Kosten für den konventionellen bzw. regelbaren Ortsnetztransformator und zum anderen aus den Kosten für die neu verlegten Kabelabschnitte zusammen. Hierbei sollen analog zu den Investitionen durchschnittliche Werte der Avacon AG der letzten Jahre herangezogen werden.

Aufgrund der fehlenden Erfahrungen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren wird infolge der störungsanfälligeren Steuerungseinheiten und Stufenschalter ein Kostenzuschlag in Höhe von 10 % im Vergleich zu konventionellen Ortsnetztransformatoren erhoben. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Transformatoren können als weitestgehend unabhängig von dessen Leistungsklasse angenommen werden, sodass hier keine Aufschlüsselung nach verschiedenen Leistungsklassen erfolgt.



### **4.2.2.3 Technische Kriterien**

Die technischen Kriterien bewerten die Netzausbauvarianten danach, ob sie den heutigen und zukünftigen Anforderungen des Niederspannungsnetzes zur effizienten und versorgungssicheren Bereitstellung elektrischer Energie gerecht werden. Neben Fragen zur Netztopologie (Kriterium Komplexität/Notwendige Anzahl der Einzelprojekte) wird die Robustheit und Flexibilität der Netzausbauvariante gegenüber zukünftig sich ändernden Netzaufgaben analysiert.

#### *Kriterium „Komplexität“*

Unter dem Kriterium „Komplexität“ sollen die Auswirkungen einer Netzausbauvariante auf die jeweiligen Netzstrukturen betrachtet werden. Komplizierte, unübersichtliche Netzstrukturen wie Parallelverlegungen sollten möglichst vermieden werden. Je mehr Parallelverlegung beim Netzausbau vorgenommen werden muss, desto komplexere Netzstrukturen ergeben sich. Eine geringe Komplexität ist einer hohen Komplexität vorzuziehen. Das Kriterium „Komplexität“ wird minimiert.

#### *Kriterium „Robustheit“*

Das deutsche Energieversorgungssystem unterliegt seit einigen Jahren einer grundlegenden Transformation, die einhergeht mit der Substitution zentraler konventioneller Stromerzeugung durch dezentrale erneuerbare Stromerzeugung. Damit ergeben sich vor allem auf der Niederspannungsebene neue Netzaufgaben wie die Bereitstellung genügender Kapazität für die dezentrale PV-Einspeisung und die Integration neuer elektrischer Lasttechnologien, die von über Jahrzehnte gewachsenen Netzstrukturen übernommen werden müssen.

Das Kriterium „Robustheit“ soll die Stabilität und Flexibilität einer Netzausbauvariante gegenüber zukünftigen Systementwicklungen erfassen. Es ist damit ein Maß, in wieweit zukünftige Netzausbaumaßnahmen durch den bereits heute getätigten Netzausbau verringert oder substituiert werden können. Die Bewertung erfolgt über eine Punkteskala. Dabei erhält das Kriterium „Robustheit“ bei dem Einsatz eines rONTs einen Punkt, ansonsten null Punkte. Die positive Bewertung des rONTs wird durch dessen Fähigkeit begründet, Spannungshübe auszugleichen und damit die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes nach DIN EN 50160 sicherzustellen. Aktuelle Prognosen rechnen auch in den nächsten Jahren mit einem weiterhin starken Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Einsatz neuer Lasttechnologien in privaten Haushalten (Deutsche Energie-Agentur (dena) 2010). Somit ist davon auszugehen, dass der rONT zukünftig notwendigen Netzausbau verringern oder gänzlich substituieren kann. Das Kriterium „Robustheit“ wird zur Zielerreichung maximiert.



### *Kriterium „Realisierungsdauer“*

Das Kriterium „Realisierungsdauer“ gibt Auskunft über die Zeitspanne zwischen Planungsbeginn und Fertigstellung des Netzausbauprojektes. Die Realisierungsdauer hängt im Wesentlichen von vier planbaren Faktoren ab: der Dauer des Projektstarts, der Dauer des Kabelzubaus, Dauer des Transformatorentauschs und Dauer des Tausches der Ortsnetzstation.

Jedes Netzausbauprojekt bedarf am Anfang einer Planung und Ausschreibung an Fremddienstleister. Diese Dauer wird durch sogenannte Basistage für ein Projekt abgedeckt. Die Arbeitstage für den Kabelzubau werden durch die durchschnittlichen Arbeitstage ermittelt, die für einen neu verlegten Meter Niederspannungskabel benötigt werden. Analog dazu wird auch für den Tausch des alten Transformators durch einen leistungsstärkeren konventionellen Transformator eine durchschnittliche Dauer auf Basis der Erfahrungswerte im Niederspannungsnetz der Avacon AG gebildet. Beim Einbau eines rONTs wird demgegenüber ein Aufschlag von  $\frac{1}{3}$  angenommen, da es sich um eine neue Technologie handelt und derzeit nur auf wenige Erfahrungswerte bei der Installation von rONTs zurückgegriffen werden kann. Der Tausch der Ortsnetzstation wird wiederum nur vorgenommen, falls der Tausch des Transformators dies erfordert. Das Kriterium „Realisierungsdauer“ wird minimiert.

### *Kriterium „Personalbedarf“*

Das Kriterium „Personalbedarf“ setzt sich aus den gleichen Komponenten wie das vorherige Kriterium „Realisierungsdauer“ zusammen. Jedoch soll bei diesem Kriterium der Personalaufwand bestimmt werden. Der Personalaufwand wird in der Regel von der Realisierungsdauer eines Projektes abweichen. Durch die Berücksichtigung der notwendigen Arbeitstage und der benötigten Mitarbeiter für die verschiedenen Einzelprojekte erhält man die Personentage bzw. Manntage, die für das Netzausbauprojekt benötigt werden. Die Manntage geben somit eine Schätzung über die Gesamtmenge an Arbeit für die Erledigung des Netzausbauprojektes an.

Für die Installation eines rONTs wird im Vergleich zur Installation eines konventionellen Transformators die gleiche Mitarbeiteranzahl benötigt, jedoch erhöht sich die Anzahl der notwendigen Arbeitstage. Dieser Umstand spiegelt den erhöhten Zeitaufwand aufgrund komplizierter Steuerungstechnik und fehlender Erfahrungswerte für die Installation eines rONTs wider. Das Kriterium „Personalbedarf“ wird minimiert.



#### *Kriterium „Anzahl der notwendigen Einzelprojekte“*

Die verschiedenen Netzausbauvarianten unterscheiden sich durch ihre Anzahl an Einzelprojekten, die im Laufe der Netzausbaumaßnahme durchgeführt werden. Die Anzahl der Einzelprojekte hängt davon ab, ob ein Transformatortausch notwendig ist bzw. wie viele Kabelabschnitte neu verlegt werden müssen. Eine Netzausbaumaßnahme sollte mit einer möglichst geringen Anzahl an Einzelprojekten verbunden sein. Das Kriterium „Anzahl der notwendigen Einzelprojekte“ wird daher minimiert.

#### **4.2.2.4 Soziale Kriterien**

Die sozialen Kriterien sollen die Akzeptanz der beiden Netzausbaualternativen bei den drei folgenden Stakeholdern abbilden: Öffentlichkeit, Regionalpolitik und Arbeitnehmer/-innen des Verteilnetzbetreibers.

#### *Kriterium „Akzeptanz durch die Öffentlichkeit“*

Durch das Kriterium „Öffentlichkeit“ wird die Akzeptanz der jeweiligen Netzausbauvariante in der Bevölkerung vor Ort bewertet. Netzausbaumaßnahmen im Niederspannungsbereich können mit Einschränkungen für die betroffenen Einwohner verbunden sein. Dazu zählen u.a. vorübergehende Stromabschaltungen, Verkehrsbeeinträchtigungen und Lärmbelastungen. Während der Tausch eines Ortsnetztransformators meist ohne größere Beeinträchtigungen für die Netzanschlusskunden vor Ort vorgenommen werden kann, ist die Kabelverlegung – auch schon in einem geringen Umfang – mit Lärmbelastungen und Verkehrsstörungen verbunden. Deshalb wird zur Berechnung des Kriteriums „Öffentlichkeit“ die neu zu verlegende Kabellänge herangezogen. Mit zunehmender Leitungslänge steigt der Wert für das Kriterium „Öffentlichkeit“. Um eine geringe Beeinträchtigung der Öffentlichkeit durch Netzausbaumaßnahmen sicherzustellen, wird das Kriterium „Öffentlichkeit“ minimiert.

#### *Kriterium „Akzeptanz durch die Politik“*

In Abgrenzung zum Kriterium „Öffentlichkeit“ wird hier nicht die Akzeptanz der Netzausbaumaßnahme in der Bevölkerung vor Ort, sondern in der Politik bewertet. Dabei soll weniger der Einfluss auf die bundesdeutsche Politik analysiert werden, als vielmehr auf die kommunale und landespolitische Ebene. Der rONT kann einen Beitrag zur Energiewende leisten, indem er zusätzliche erneuerbare Energien und moderne Lasttechnologien in die vorhandenen Stromnetzstrukturen integrieren kann. Aus diesem Grund wird die Politik voraussichtlich die rONT-Technologie begrüßen und den Einsatz dieser Technologie unterstützen. Kabelneubau wird analog zum Kriterium „Öffentlichkeit“ negativ bewertet, da damit Beeinträchtigungen für die Bürger vor Ort verbunden sind. Das Kriterium „Politik“ wird nach Abbildung 4-3 anhand eines Punktesystems bewertet und maximiert.

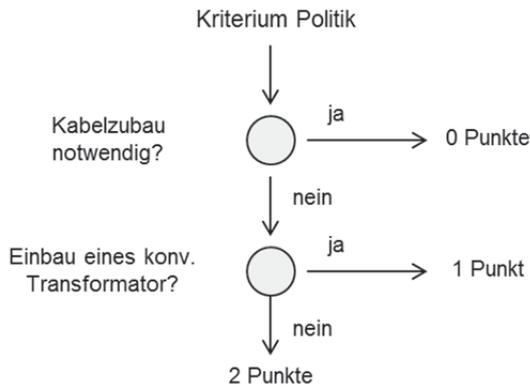


Abbildung 4-3: Bewertungsschema des Kriteriums "Politik"

Müssen Kabelabschnitte ersetzt oder ausgebaut werden, werden null Punkte an das Kriterium „Akzeptanz durch die Politik“ vergeben. Beim Tausch eines konventionellen Ortsnetztransformators erhält das Kriterium einen Punkt. Die größte Akzeptanz bei der Politik kann demnach erzielt werden, wenn kein Netzausbau erforderlich ist oder ausschließlich ein rONT installiert wird.

#### *Kriterium „Betriebsruhe“*

Jede Netzausbauvariante ist mit unterschiedlichen Aufgaben und Herausforderungen für die Arbeitnehmer/-innen des Verteilnetzbetreibers verbunden. Idealerweise ergeben sich im Laufe des Netzausbauprojektes interessante und herausfordernde Aufgaben, die mit einer zufriedenstellenden Auslastung der Arbeitnehmer/innen einhergehen. Ein Negativbeispiel ist ein Arbeitsaufkommen an der oberen Belastungsgrenze mit einer Vielzahl an Überstunden. Grundsätzlich ist der Transformatortausch aus Sicht des Arbeitnehmers/der Arbeitnehmerinnen der Kabelverlegung vorzuziehen, da die Kabelverlegung im Gegensatz zum Transformatorentausch aufgrund des umfangreichen Genehmigungsprozesses und des detaillierten Planungsaufwandes mit höherem Arbeitsaufwand verbunden ist. Der konventionelle wird dem regelbaren Ortsnetztransformator vorgezogen, da dieser eine höhere Störanfälligkeit aufweist.

### **4.2.3 Bestimmung der Kriteriengewichtungen**

In einem moderierten Workshop wurden in enger Abstimmung mit den beteiligten Projektverantwortlichen der Avacon AG die Gewichtungen der einzelnen Kriterien bestimmt. In späteren Projekttreffen wurden die Kriteriengewichtungen allen Stakeholdern vorgestellt und in ausführlichen Diskussionen ein gemeinsamer Konsens über die Festlegung des Gewichtungsvektors erzielt.



#### 4.2.4 Festlegung und Bildung der Präferenzrelationen

Mithilfe von Präferenzrelationen werden die persönlichen Präferenzen des Entscheidungsträgers abgebildet. Für die Anwendung des in Abschnitt 4.1.6 vorgestellten PROMETHEE-Verfahrens werden die sechs definierten Präferenzrelationen aus Abbildung 4-1 als Funktionen für den paarweisen Vergleich der Alternativen für jedes Kriterium verwendet. Quantitative Kriterien werden meist über die Präferenzfunktionstypen 3, 5 und 6, während qualitative Kriterien über die Präferenzfunktionstypen 1, 2 und 4 abgebildet werden (Anand und Kodali 2008; Routroy und Kodali 2007). Im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen werden daher die Präferenzfunktionstypen 3, 5 und 6 verwendet. Für die ökologischen Kriterien (außer dem Kriterium Netzverluste) wird Präferenzfunktionstyp 6 (Gauß'sches Kriterium) verwendet. Mit diesem Funktionstyp können besonders stabile Ergebnisse gegenüber kleinen Veränderungen der Kriterienausprägungen erzielt werden (Brans et al. 1986; Queiruga et al. 2008). Für die Gruppe der ökonomischen, technischen und sozialen Kriterien wird der Präferenzfunktionstyp 3 und 5 festgelegt, da von einer Linearität der Präferenzen ausgegangen werden kann.

Neben der Wahl der Präferenzfunktion für jedes Kriterium müssen die Schwellenwerte  $p$ ,  $q$  und  $\sigma$  der Präferenzfunktionen bestimmt werden. Nach Mareschal (2011) kann der Schwellenwert  $q$  als Standardabweichung der Differenzen der Kriterienausprägungen berechnet werden. Der Schwellenwert  $p$  wird dementsprechend durch den Mittelwert der Differenzen plus der einfachen Standardabweichung gebildet. Der Schwellenwert  $\sigma$  kann als Zwischenwert zwischen den Schwellenwerten  $q$  und  $p$  gebildet werden (Brans und Mareschal 2005).

In dieser Studie werden allerdings nur zwei Netzausbaualternativen miteinander verglichen, sodass die zuvor beschriebene Vorgehensweise hier keine Anwendung finden kann. Daher wird im Folgenden eine Methode entwickelt, mithilfe derer die Schwellenwerte bei nur zwei Alternativen und einer großen Anzahl an Szenarien berechnet werden können. Die Schwellenwerte werden anhand der Differenzen der Kriterienausprägungen der beiden Netzausbauvarianten unter Berücksichtigung aller Szenarien berechnet. Um den Einfluss von „Ausreißern“ gering zu halten, wird das 90%-Quantil der Differenzen gebildet. Im Folgenden soll die Vorgehensweise kurz anhand des Kriteriums „Investitionen“ aufgezeigt werden. Die Präferenzen des Verteilnetzbetreibers werden durch den Funktionstyp 5 abgebildet, sodass die beiden Schwellenwerte  $p$  und  $q$  zu bestimmen sind. Abbildung 4-4 zeigt die Verteilung der Investitionsdifferenzen für alle Ausbauszenarien. 90 % der Investitionsdifferenzen zwischen den beiden Netzausbauvarianten sind kleiner als 50.000 €, sodass dieser Wert als Ausgangswert für die Bestimmung der Schwellenwerte  $p$  und  $q$  genutzt werden soll. Der Funktionstyp 5 verfügt über einen



Indifferenzbereich, einen Bereich schwacher Präferenz und einen Bereich strikter Präferenz. Nach Befragungen der Projektbeteiligten des Verteilnetzbetreibers wurden der Indifferenzbereich auf 5 % des 90 %-Quantils und der Bereich der strikten Präferenz auf 70 % des 90 %-Quantils festgelegt. Der Netzplaner wird demzufolge keine der beiden Netzausbauvarianten präferieren, wenn die Differenz der Investitionen gering ( $< 2.500 \text{ €}$ ) ausfällt. Lassen sich jedoch die Investitionen durch die Wahl der kostengünstigeren Netzausbauvariante signifikant ( $> 35.000 \text{ €}$ ) senken, wird der Netzplaner die kostengünstigere Netzausbauvariante strikt bevorzugen. Daraus ergeben sich für das Kriterium „Investitionen“ die Schwellenwerte  $q = 2.500 \text{ €}$  und  $p = 35.000 \text{ €}$ .

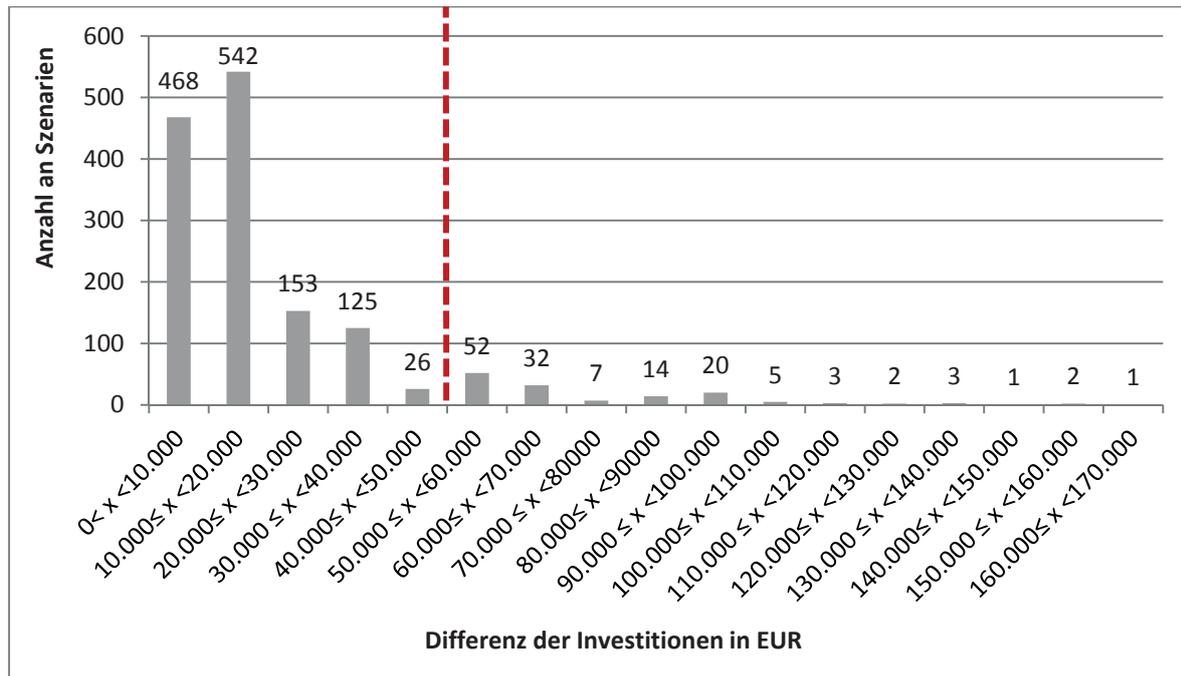


Abbildung 4-4: Bestimmung der Schwellenwerte für das Kriterium "Investitionen"

Das vorgestellte Verfahren zur Bestimmung der Schwellenwerte wird für alle Kriterien durchgeführt, die nicht auf Basis einer Punkteskala gemessen werden, und kann an andere Projekte mit ähnlichen Rahmenbedingungen (geringe Anzahl an Alternativen, große Anzahl an Szenarien) mit geringem Aufwand angepasst werden.

#### 4.2.5 Bildung problemspezifischer Entscheidungstabellen für PROMETHEE

Auf der Grundlage des berechneten Netzausbaus wird für die gebildeten Szenarien jeweils eine Entscheidungstabelle nach dem Aufbau in Tabelle 4-1 entworfen. Die Entscheidungstabelle enthält in den Spalten (3, 4) die jeweiligen Kriterienausprägungen für die beiden Netzausbaualternativen. Die restlichen Spalten (5 bis 10) geben die notwendigen Parameter zur Durchführung des PROMETHEE-Verfahrens an. In Spalte 5 wird angegeben, ob das jeweilige Kriterium zur



Zielerreichung maximiert (1) oder minimiert (-1) wird. Der Typ der hinterlegten Präferenzfunktion lässt sich in Spalte 6 ablesen. Die zugeordneten Schwellenwerte der Präferenzfunktionen finden sich in Spalte 7 bis 9. In der letzten Spalte 10 werden die Kriteriengewichtungen angegeben.

Tabelle 4-1: Bewertungsmatrix

Kriterien	2	3	4	PROMETHEE Parameter					
				5	6	7	8	9	10
	Einheit	konventioneller Netzausbau	rONT-Netzausbau	min/max	Typ der Präferenzfunktion	q	p	sigma	Gewichtung
Weiteres Integrationspotential	%			1	6	0	0	46	
CO2e-Emissionen bei den Bautätigkeiten	kg <sub>CO2e</sub>			-1	6	0	0	6.599	
CO2e-Emissionen bei Herstellung von Betriebsmitteln	kg <sub>CO2e</sub>			-1	6	0	0	12.041	
CO2e-Emissionen beim Kabelzubau	kg <sub>CO2e</sub>			-1	6	0	0	27.778	
Netzverluste	Punkteskala				3	0	1	0	
Investitionen	EUR			-1	5	2.459	34.432	0	
Wartung-/Instandhaltungskosten	EUR/a			-1	5	7	96	0	
Komplexität	Punkteskala			-1	3	0	1	0	
Robustheit	Punkteskala			1	3	0	1	0	
Realisierungsdauer	Tage			-1	3	0,0	31,3	0,0	
Personalaufwand	Manntage			-1	3	0	111	0	
Notwendige Anzahl an Einzelprojekten	Punkteskala			-1	3	0	3	0	
Öffentlichkeit	Punkteskala			-1	3	0	1.013	0	
Politik	Punkteskala			1	3	0	2	0	
Betriebsruhe	Punkteskala			-1	3	0	6	0	

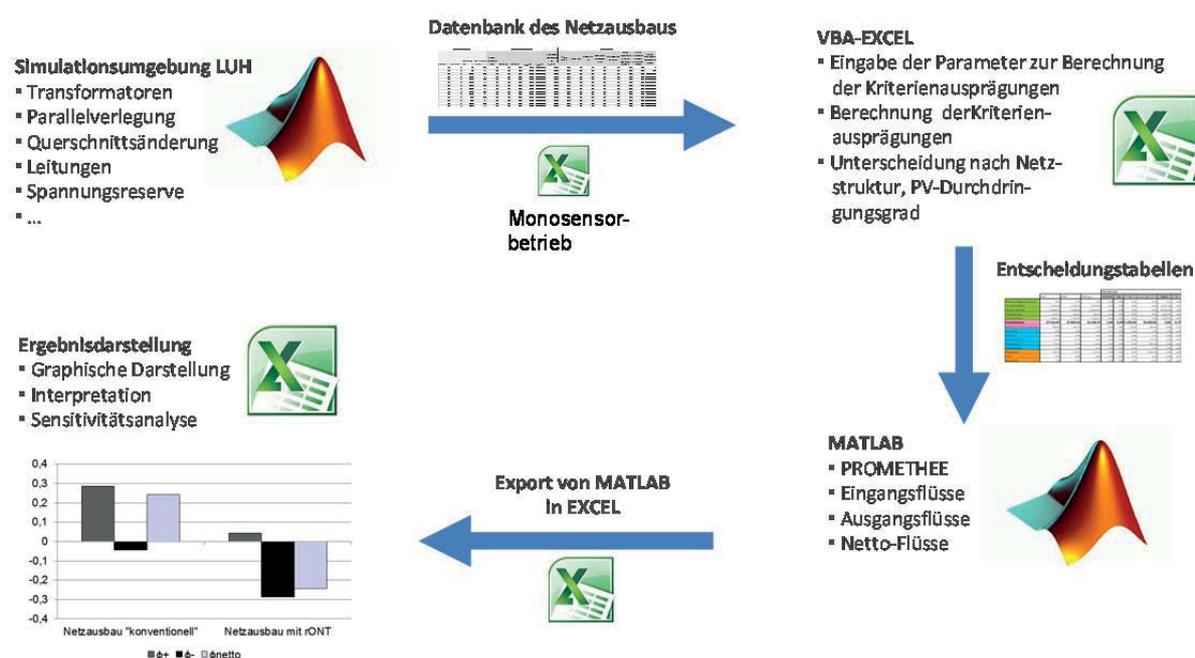


Abbildung 4-5: Datenverarbeitung für die multikriterielle Bewertung der Netzausbauvarianten

Das eigentliche PROMETHEE-Verfahren wurde in der kommerziellen Software Matlab implementiert. Die Entscheidungstabellen werden mithilfe von Matlab aus dem Tabellenkalkulationsprogramm EXCEL eingelesen und die positiven und negativen Outrankingflüsse sowie der Nettofluss der beiden Netzausbaualternativen im Tabellenkalkulationsprogramm EXCEL ausgegeben, in dem die grafische Aufbereitung der Ergebnisse vorgenommen wird. Eine Übersicht über die Datenaufbereitung und -verarbeitung finden Sie in der obigen Abbildung 4-5.



### 4.3 Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung

Auf Grundlage der vorgestellten methodischen Grundlagen und den Anpassungen an das e-home Energieprojekt 2020 soll in diesem Abschnitt die multikriterielle Bewertung der beiden Netzausbauvarianten mithilfe des PROMETHEE-Verfahrens vorgestellt werden. Die folgenden multikriteriellen Auswertungen beziehen sich auf eine PV-Gleichverteilung im Niederspannungsnetz der Avacon AG. In der weiteren Forschungsarbeit im Rahmen des e-home Energieprojektes 2020 soll zu einem späteren Zeitpunkt die multikriterielle Analyse unter Berücksichtigung der heutigen und zukünftig zu erwartenden PV-Ungleichverteilung erfolgen.

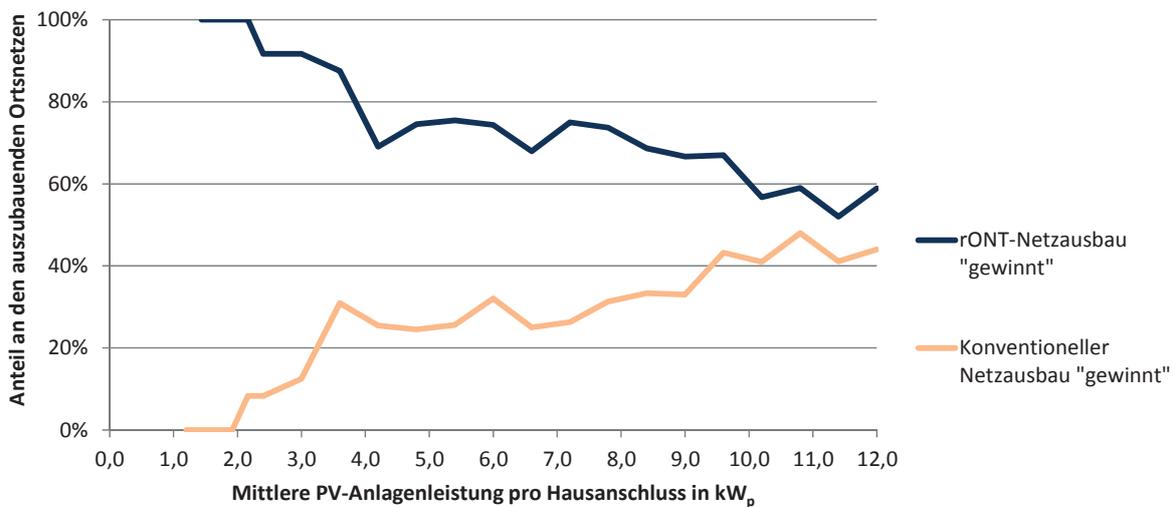


Abbildung 4-6: Multikriterielle Bewertung der beiden Netzausbaualternativen (relativ)

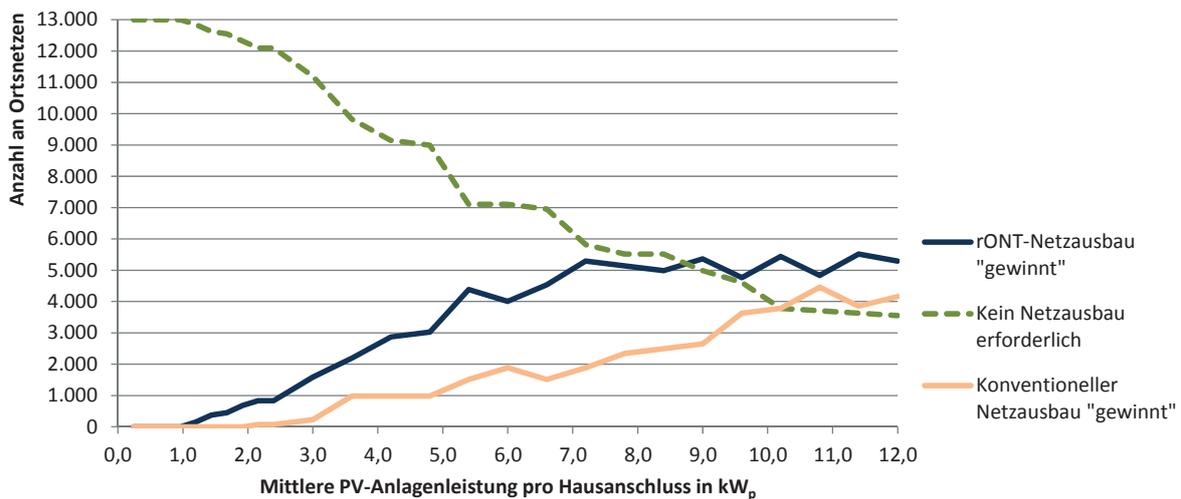


Abbildung 4-7: Multikriterielle Bewertung der beiden Netzausbaualternativen (absolut)

In diskreten PV-Durchdringungsschritten wird für alle auszubauenden Ortsnetze zunächst der benötigte Ausbau in beiden Netzausbauvarianten bestimmt und darauf aufbauend der Nettofluss der beiden Alternativen berechnet. Die jeweilige Netzausbaualternative soll nach Abschnitt 4.1.6 als „Gewinner“ gelten, wenn der



Nettofluss größer ist als der Nettofluss der jeweiligen Alternative. Die Abbildung 4-6 & Abbildung 4-7 zeigen die Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung der beiden Netzausbaualternativen für die 13.000 Ortsnetze der Avacon AG. In Abbildung 4-7 ist zu erkennen, dass sich mit zunehmender PV-Durchdringung die Anzahl der Ortsnetze ohne Netzausbaubedarf reduziert. Es treten verstärkt Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen auf. Abbildung 4-6 zeigt den Anteil der auszubauenden Ortsnetze<sup>1</sup>, in denen die betrachtete Netzausbaualternative bei der multikriteriellen Bewertung „gewinnt“. Mit zunehmender PV-Durchdringung sinkt die relative Vorteilhaftigkeit der rONT-Netzausbaualternative. Bei hohen bis sehr hohen PV-Durchdringungen (> 10kW<sub>p</sub>/HA) gleichen sich beide Alternativen an und es ist kein eindeutiger „Gewinner“ zu identifizieren.

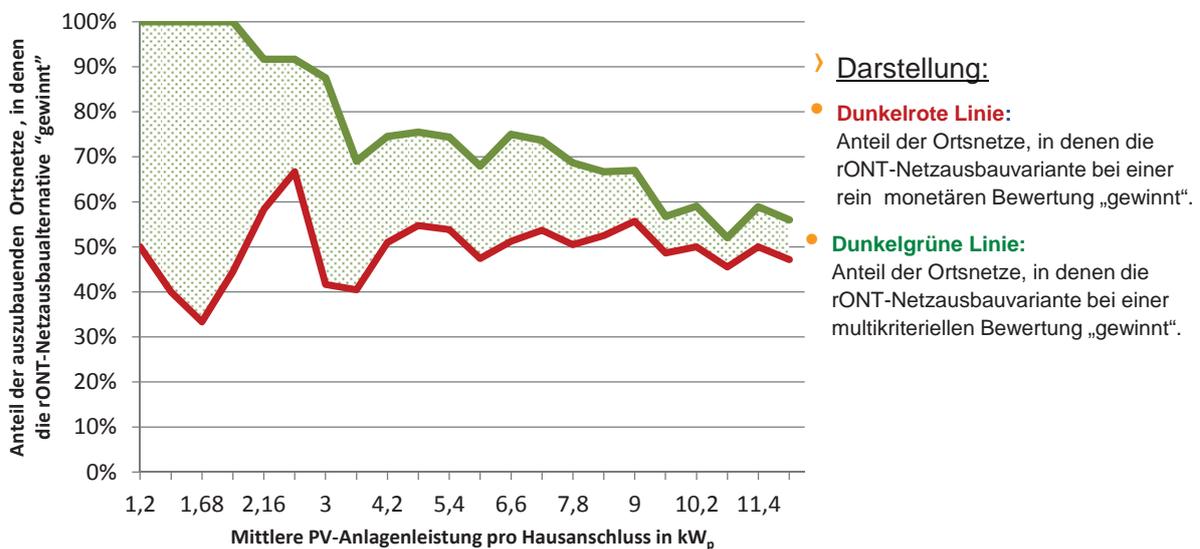


Abbildung 4-8: Vergleich der rein monetären und multikriteriellen Bewertung der rONT-Netzausbaualternative

Abbildung 4-8 zeigt den Vergleich zwischen der monetären und der multikriteriellen Bewertung der beiden Netzausbaualternativen für das Niederspannungsnetz der Avacon AG. Im Vergleich zur rein monetären Bewertung schneidet die rONT-Netzausbaualternative unter Berücksichtigung aller 15 Kriterien signifikant besser ab. Vor allem im Bereich niedriger bis mittlerer PV-Anlagenleistungen pro HA ergeben sich große Unterschiede bei einer rein monetären Bewertung im Vergleich zur multikriteriellen Bewertung.

<sup>1</sup> Unter auszubauenden Ortsnetzen sollen hier alle Ortsnetze verstanden werden, die aufgrund von Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen ausgebaut werden müssen; entspricht der Fläche oberhalb der grünen Linie (kein Netzausbau erforderlich) in Abbildung 4-7.

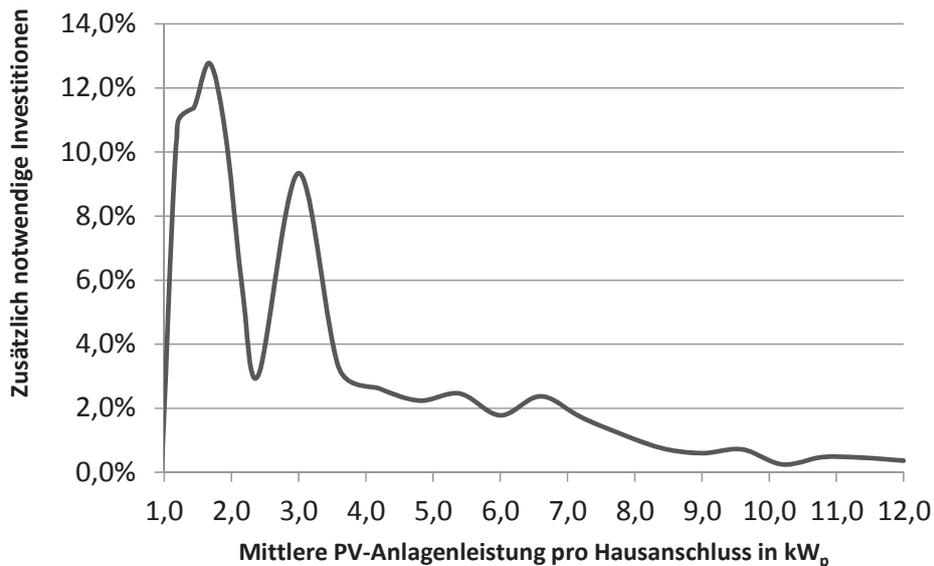


Abbildung 4-9: Zusätzlich notwendige Investitionen, um das multikriterielle Potential des regelbaren Ortsnetztransformators zu erzielen

Um das größere multikriterielle Potential der rONT-Netzausbaualternative zu erzielen, müssten höhere Investitionen getätigt werden. Die zusätzlichen Investitionen ergeben sich in Ortsnetzen, in denen der konventionelle Netzausbau bei einer rein monetären Bewertung im Vergleich zum rONT-Netzausbau kostengünstiger durchzuführen ist. Der rONT-Netzausbau jedoch bei einer multikriteriellen Bewertung besser abschneidet. Die zusätzlich notwendigen Investitionen, um das multikriterielle Potential des rONTs zu heben, fallen nach Abbildung 4-9 mit weniger als 13 % gering aus. Folglich kann ein nachhaltiger Netzausbau mit geringen zusätzlichen Investitionen erzielt werden.

Wird die multikriterielle Analyse aufgeschlüsselt nach den gebildeten Netzgruppen durchgeführt, erkennt man analog zur rein monetären Bewertung ein differenzierteres Bild. Bei den „sensitiven“ und „eher sensitiven“ Ortsnetzen schneidet die rONT-Netzausbauvariante im Vergleich zum konventionellen Netzausbau erheblich besser ab. Bei der Netzgruppe der „eher robusten“ Ortsnetze sollte sowohl unter monetären als auch unter multikriteriellen Gesichtspunkten der konventionelle Netzausbau dem rONT-Netzausbau vorgezogen werden. Der Beginn des Kurvenverlaufs aus Abbildung 4-10 ergibt sich dadurch, dass erste Ortsnetze der „sensitiven“ Netzgruppe bereits bei geringen PV-Durchdringungen ( $\geq 1,2 \text{ kW}_p/\text{HA}$ ) ausgebaut werden, während die „eher sensitiven“ Ortsnetze erst bei mittleren Durchdringungen ( $\geq 4,2 \text{ kW}_p/\text{HA}$ ) und die „eher robusten“ nur bei hohen Durchdringungen ( $\geq 7,2 \text{ kW}_p/\text{HA}$ ) ausgebaut werden müssen.

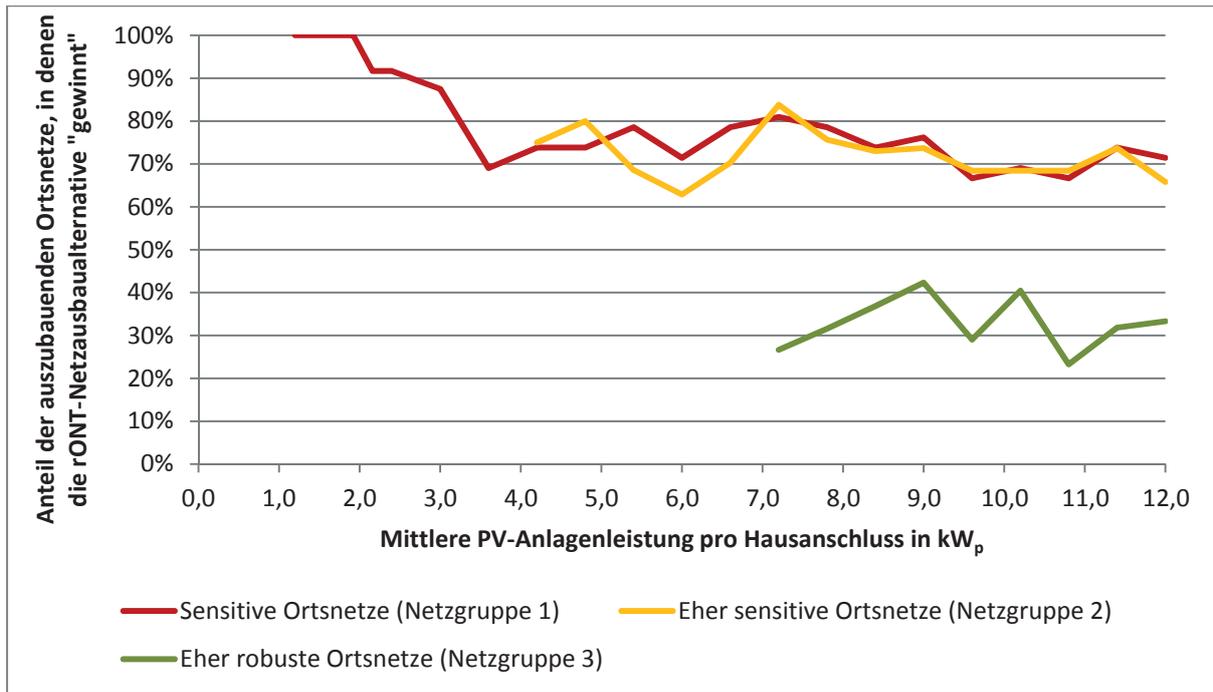


Abbildung 4-10: Multikriterielle Bewertung der Netzausbaualternativen nach den vier gebildeten Netzgruppen

#### 4.4 Zwischenfazit

Rund 27 % der Ortsnetze im Netzgebiet der Avacon AG können als robust gegenüber der zukünftigen PV-Entwicklung angesehen werden. Sie müssen auch bei sehr hohen PV-Durchdringungen (> 12 kW<sub>p</sub>/HA) nicht ausgebaut werden. Durch den Einsatz des rONTs können im Bereich mittlerer PV-Durchdringungen (2,0 kW<sub>p</sub>/HA bis 4,0 kW<sub>p</sub>/HA) Reduzierungen bei den notwendigen Investitionen zwischen 25 % und 40 % erzielt werden. Dabei ergibt sich ein differenzierteres Bild bei Berücksichtigung der vier zuvor gebildeten Netzgruppen. Bei den „sensitiven“ und „eher sensitiven“ Ortsnetzen kann der rONT-Einsatz die notwendigen Investitionen erheblich senken. Bei den „eher robusten“ Ortsnetzen führt der rONT-Einsatz zu höheren Investitionen. Bei diesen Ortsnetzen sollte unter rein monetären Gesichtspunkten der konventionelle Netzausbau bevorzugt werden. Wie in Abbildung 3-5 gezeigt, schafft der rONT einen „Puffer“ gegenüber zukünftigem Leitungsausbau. Der Einsatz eines rONTs sollte folglich bevorzugt in den „sensitiven“ und „eher sensitiven“ Ortsnetzen durchgeführt werden, in denen zukünftig mit einem weiteren Zubau an PV-Anlagen zu rechnen ist.

Aufgrund der Puffer-Eigenschaft gegenüber zukünftigem Leitungsausbau sollte der rONT möglichst zeitnah in „sensitive“ und „eher sensitive“ Ortsnetze integriert werden, in denen aufgrund von Spannungsbandverletzungen Netzausbaubedarf besteht. Bei den „eher robusten“ Ortsnetzen ist von einem Einsatz des rONTs abzusehen.



Neben der rein monetären Bewertung wurde in dieser Studie die multikriterielle Bewertung einer großen Anzahl von Szenarien für zwei Netzausbaualternativen mithilfe des PROMETHEE-Verfahrens durchgeführt. Dabei hat sich als besondere Herausforderung die Bestimmung der Schwellenwerte für die Präferenzfunktionen der hinterlegten Kriterien erwiesen, da bisherige Vorgehensweisen zur Bestimmung der Schwellenwerte nur bei Vorliegen von mehr als zwei Alternativen angewendet werden konnten. Die in dieser Studie vorgestellte neu entwickelte Methode zur Bestimmung von Schwellenwerten bei nur zwei Alternativen und einer großen Anzahl an Szenarien kann auf ähnliche Projekte angepasst werden. Die multikriterielle Analyse unter Berücksichtigung ökologischer, ökonomischer, technischer und sozialer Kriterien hat gezeigt, dass der rONT-Netzausbau bei kleinen bis mittleren PV-Durchdringungen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau erheblich besser abschneidet. Dieses zusätzliche Potential des rONTs bei einer multikriteriellen Betrachtung kann durch geringe zusätzliche Investitionen (< 13 %) erzielt werden. Bei hohen bis sehr hohen PV-Durchdringungen (> 10 kW<sub>p</sub>/HA) schneidet der rONT-Netzausbau bei der multikriteriellen Bewertung nur noch geringfügig besser ab als bei der rein monetären Bewertung.

Für den Netzplaner ist es von großem Interesse, Entscheidungsregeln anwenden zu können, mit derer er entscheiden kann, welche Netzausbaualternative gewählt werden sollte. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Klassifikation der auszubauenden Ortsnetze lassen sich die in Tabelle 4-2 dargestellten Entscheidungsregeln aufstellen.

Tabelle 4-2: Entscheidungsregeln für den Netzplaner

<b>Netzgruppe</b>	<b>Rein monetäre Bewertung</b>	<b>Multikriterielle Bewertung</b>
<b>robust</b>	Kein Netzausbaubedarf	Kein Netzausbaubedarf
<b>eher robust</b>	Konventioneller Netzausbau	Konventioneller Netzausbau
<b>eher sensitiv</b>	rONT-Netzausbau	rONT-Netzausbau
<b>sensitiv</b>	rONT-Netzausbau	rONT-Netzausbau

Erste Berechnungen unter Berücksichtigung der PV-Ungleichverteilung im Netzgebiet der Avacon AG haben gezeigt, dass die angenommene zukünftige PV-Ungleichverteilung erheblichen Einfluss auf die zu tätigen Netzinvestitionen haben wird. Dazu soll in der weiteren Forschungsarbeit die PV-Ungleichverteilung der 172 Referenznetze unter Berücksichtigung der vier zuvor gebildeten Netzgruppen bestimmt werden. Darauf aufbauend können zukünftige Entwicklungspfade des PV-Ausbaus in verschiedenen Szenarien aufgezeigt und die jeweiligen Auswirkungen auf die monetäre und multikriterielle Bewertung der beiden Netzausbaualternativen bestimmt werden.



## **5 Anerkennung der Kosten für regelbare Ortsnetztransformatoren in der Anreizregulierung**

(Ass. jur. Diana Schneider, Forschungsbereich Energierecht am Energie-Forschungszentrum Niedersachsen)

Die Kosten, die ein Netzbetreiber über Netzentgelte einnehmen darf, unterliegen aufgrund der natürlichen Monopolstellung des Netzbetreibers staatlicher Regulierung. Galt dafür bis zum 01.01.2009 ein System der kostenorientierten Entgeltbildung, richtet sich die Bestimmung der Netzentgelte nunmehr nach dem System der Anreizregulierung. Dieses folgt dem Prinzip, dem Netzbetreiber eine Erlösbergrenze zu setzen und ihm die Differenz zwischen dieser Erlösbergrenze und den tatsächlichen Kosten seines Netzbetriebs als Gewinn zu belassen. Dadurch wird dem Netzbetreiber ein Anreiz gesetzt, seine Kosten zu reduzieren.

Bei der Anerkennung bestimmter Kostenpositionen in der Anreizregulierung kommt es dem Netzbetreiber in erster Linie auf Folgendes an:

1. Abbildbarkeit der Kosten als Netzkosten, damit sie überhaupt über die Netzentgelte refinanziert werden können;
2. möglichst kein Eingang der Kosten in den Effizienzvergleich, damit sie die Erlösbergrenze nicht belasten;
3. keine bzw. nur eine möglichst geringe Verzögerung bis zur Berücksichtigung in den Netzentgelten, damit keine bzw. nur eine möglichst geringe Refinanzierungslücke entsteht.

Die nachfolgenden Ausführungen legen zugrunde, dass rONT als serienreifes Produkt auf dem Markt verfügbar sind und dass nicht nur einzelne Geräte verbaut werden, sondern in dem betrachteten Netz eine flächendeckende Ausstattung mit dieser Technologie zum Einsatz kommt.

### **5.1 Eingang der Kosten in die Netzentgelte**

Maßgeblich für die Frage, ob der Netzbetreiber die Kosten für rONT über die Netzentgelte refinanzieren kann, ist, ob es sich dabei um Netzkosten handelt.

Kosten des Netzbetreibers sind Netzkosten, wenn er sie aufwendet, um damit seinen gesetzlich festgeschriebenen Aufgaben nachzukommen. Aufgabe des Netzbetreibers ist es gemäß § 1 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz<sup>1</sup> (EnWG) i.V.m. § 11 Abs. 1 S. 1

---

<sup>1</sup> Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, vom 07.07.2005 (BGBl. I 2005, S. 1970, ber. S. 3621), zuletzt geändert durch Gesetz vom 04.10.2013 (BGBl. I 2013, S. 3746).



EnWG, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben. Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) ermöglichen Spannungsregelung. Wenn eine Spannungshaltung durch rONT geeignet ist, um eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems oder um sonst erforderlichen Netzausbau zu vermeiden, erfüllt der Netzbetreiber mit dem Einbau von rONT ihm gesetzlich obliegende Aufgaben, vgl. § 13 (insbesondere Abs. 3) i.V.m. § 14 Abs. 1 EnWG und § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG.

Bei den Kosten für rONT handelt es sich demnach um Netzkosten. Sie gehen in die Netzentgelte ein.

Fraglich könnte sein, bis zu welcher Höhe die Kosten für rONT in die Netzentgelte eingehen. Die Kosten für einen herkömmlichen Ortsnetztransformator (ONT) sind nur etwa halb so hoch wie die Kosten für einen rONT. Da der Regulierungsbehörde auch im System der Anreizregulierung noch eine Effizienzbewertung im Rahmen der Kostenprüfung nach § 6 Anreizregulierungsverordnung<sup>2</sup> (ARegV) obliegt, lässt sich nicht von vornherein ausschließen, dass die Regulierungsbehörde Kosten für rONT, die über die Kosten für einen herkömmlichen ONT hinausgehen, als ineffizient betrachtet und entsprechend nicht in den Netzentgelten berücksichtigt. Eine solche zurückhaltende Position nahm die Bundesnetzagentur (BNetzA) z.B. bei der Frage ein, inwieweit Kosten für Smart Meter, die deutlich höher liegen als diejenigen für einfache Ferraris-Zähler, anerkennungsfähig nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG a.F. sind (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2010, Messeinrichtungen, Abschnitt 4).

Von einer derartigen Begrenzung der anerkennungsfähigen Kosten für rONT ist jedoch nicht auszugehen. Nach dem System der Anreizregulierung werden Investitionsentscheidungen grundsätzlich dem Netzbetreiber überlassen. Ineffizienzen werden durch den Effizienzvergleich (vgl. dazu Abschnitt 5.2) ermittelt und anschließend über die Regulierungsperiode abgebaut, vgl. § 21a Abs. 5 S. 1 EnWG. Der Netzbetreiber hat daher einen ausreichenden Anlass zu effizienter Gestaltung seiner Investitionsentscheidungen, damit überhöhte Kosten nicht seinen Effizienzwert belasten. Außerdem belegen verschiedene Studien, dass durch den Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel eine signifikante Reduzierung der Investitionskosten gegenüber dem klassischen Netzausbau erreicht werden kann (Verband kommunaler Unternehmen (VKU) 2013, S. 60 ff.; Deutsche Energie-Agentur (dena) 2012, S. 212 ff.).

---

<sup>2</sup> Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze, vom 29.10.2007 (BGBl. I 2007, S. 2529), zuletzt geändert durch Verordnung vom 14.08.2013 (BGBl. I 2013, S. 3250).



## 5.2 Eingang der Kosten in den Effizienzvergleich

Nach dem System der Anreizregulierung werden die Kosten eines Netzbetreibers mit den Kosten anderer Netzbetreiber im sogenannten Effizienzvergleich (nach Maßgaben der §§ 12 - 14 ARegV) verglichen, wobei die jeweilige Versorgungsaufgabe – beschrieben u.a. anhand der Anzahl der Anschlusspunkte, der zu versorgenden Fläche, der Leitungslänge und der zeitgleichen Jahreshöchstlast – und die Gebietseigenschaften berücksichtigt werden. Ergebnis des Effizienzvergleiches ist der individuelle Effizienzwert des Netzbetreibers, der sich an dem Netzbetreiber orientiert, der bei Erfüllung der Versorgungsaufgabe die geringsten Kosten hat und damit am effizientesten ist. Dieser Netzbetreiber hat den Effizienzwert 100 Prozent, die übrigen haben einen entsprechend niedrigeren Wert, ARegV Anlage 3, Ziffer 2. Der Effizienzwert bildet die Grundlage für die bei der Bestimmung der Erlösobergrenze des Netzbetreibers einzubeziehenden Effizienzvorgaben. Alle Kosten, die in den Effizienzvergleich eingehen, können sich somit negativ auf die Effizienzvorgaben und entsprechend auf die Erlösobergrenze des Netzbetreibers auswirken. Günstig ist es daher für den Netzbetreiber, wenn Kosten nicht den Effizienzvorgaben unterliegen – also gar nicht erst in den Effizienzvergleich eingehen. Nach § 12 Abs. 2 ARegV ist dies der Fall bei den sogenannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen.

Welche Kostenanteile als dauerhaft nicht vom Netzbetreiber beeinflussbar gelten, legt § 11 Abs. 2 ARegV fest. Dazu zählen Kosten wie etwa für Konzessionsabgaben (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV) oder Betriebssteuern (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 ARegV), die der Netzbetreiber tatsächlich nicht beeinflussen kann. Dazu zählen aber auch Kostenanteile, die aufgrund einer Wertung des Gesetzgebers ebenfalls dem Effizienzvergleich entzogen sein sollen, um einen unerwünschten Kostensenkungsdruck auf diese Kosten zu vermeiden, wie etwa die Mehrkosten für Erdkabel (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV).

Die Kosten für rONT sind nicht ausdrücklich in der abschließenden Aufzählung des § 11 Abs. 2 ARegV aufgeführt.

Es greift auch kein anderer der Tatbestände des § 11 Abs. 2 ARegV, nach der die Kosten für rONT als nicht beeinflussbar zu gelten haben. Eine Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV, deren Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV ebenfalls zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zählen, dürfte für die Kosten für rONT nicht genehmigungsfähig sein. Zwar wurde mit der Streichung der Formulierung „Im Einzelfall“ durch die Neufassung des § 23 Abs. 6 ARegV vom März 2012 die Beschränkung der Genehmigungsfähigkeit von Investitionsmaßnahmen für Verteilernetzbetreiber auf „extreme Ausnahmefälle“ aufgehoben. Auch kommen nach dem Wortlaut des § 23 Abs. 6 S. 1 ARegV Investitionsmaßnahmen von Verteilernetzbetreibern grundsätzlich auf allen Spannungsebenen in Betracht, also



auch auf der Niederspannungsebene, solange sie durch u.a. die Integration von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) notwendig werden. Im Fokus stehen allerdings Investitionen auf der Hochspannungsebene (vgl. BR-Drs. 447/13, S. 19 f.; BR-Drs. 860/11, S. 10). Jedenfalls aber ist die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme nach § 23 Abs. 6 S. 1 ARegV subsidiär gegenüber der Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV (vgl. auch (BR-Drs. 860/11, S. 10). Das gilt unabhängig davon, ob die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Erweiterungsfaktors tatsächlich beantragt wird; entscheidend ist, ob sie beantragt werden kann (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2012, Investitionsmaßnahmen, Abschnitt 3.4.1) (Müller-Kirchbauer et al. 2013, § 23 Rn. 154 ff.). Ebenso wenig ist erforderlich, dass der Erweiterungsfaktor die vollständige Kostendeckung garantiert; vielmehr ist die abstrakte und grundsätzliche Abbildbarkeit der Maßnahmen ausreichend (OLG Düsseldorf, ZNER 2013, 510 (512)). Ein Erweiterungsfaktor ist für die Kosten für rONT anwendbar (vgl. nachfolgend Abschnitt 5.3), so dass eine Investitionsmaßnahme für den Einbau von rONT im Verteilernetz nicht genehmigungsfähig ist. Daher kann auch offen bleiben, ob die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen in Verteilernetzen nach § 23 Abs. 6 ARegV im Ermessen der Regulierungsbehörden steht oder zwingend zu erteilen ist, wenn die Subsidiarität zum Erweiterungsfaktor nicht entgegensteht (vgl. dazu BGH, RdE 2013, 476 (477); OLG Düsseldorf, RdE 2013, 385 (388); Müller-Kirchbauer et al. 2013, § 23, Rn. 161).

Die Kosten für rONT gelten daher nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar. Sie gehen grundsätzlich in den Effizienzvergleich ein.

Da wie erläutert (vgl. Abschnitt 5.2) davon auszugehen ist, dass die vollen Kosten für rONT anerkannt werden, dürften sie im Effizienzvergleich kurzfristig für negative Auswirkungen auf die Erlösobergrenze des Netzbetreibers sorgen, da die Investitionen für rONT höher sind als die Investitionen für konventionellen Netzausbau, der anstelle des Einsatzes von rONT durchgeführt werden müsste, um die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz zu gewährleisten. In den folgenden Regulierungsperioden könnten sich für den Netzbetreiber aber positive Effekte einstellen, wenn er aufgrund des Einsatzes von rONT den konventionellen Netzausbaubedarf auch langfristig reduzieren und entsprechend Kosten einsparen kann. Ggf. denkbar wäre auch, dass sich der Einsatz von rONT bspw. durch die Reduzierung von spannungsbedingten Unterbrechungen der Energieversorgung auch auf die Netzzuverlässigkeit auswirkt, was für den Netzbetreiber gemäß § 19 ARegV über die Qualitätsregulierung zu Vorteilen bei der Höhe der Erlösobergrenze führen kann.

### 5.3 Anwendbarkeit eines Erweiterungsfaktors

Nach dem Grundansatz der Anreizregulierung werden Kosten für rONT erst mit mehrjährigem Zeitversatz erstmals in den Netzentgelten berücksichtigt. Die zulässige Erlösobergrenze für die Regulierungsperiode wird durch eine Kostenprüfung ermittelt, die im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode stattfindet, § 6 Abs. 1 S. 1, 3 ARegV. Grundlage sind die Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, § 6 Abs. 1 S. 3, 4 ARegV. Dieses Basisjahr liegt in der Regel drei Jahre zurück. In den beiden letzten Jahren der Regulierungsperiode eingebaute rONT können daher nicht mehr in der folgenden, sondern erst in der übernächsten Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Damit kann ein Zeitversatz von bis zu sieben Jahren entstehen.

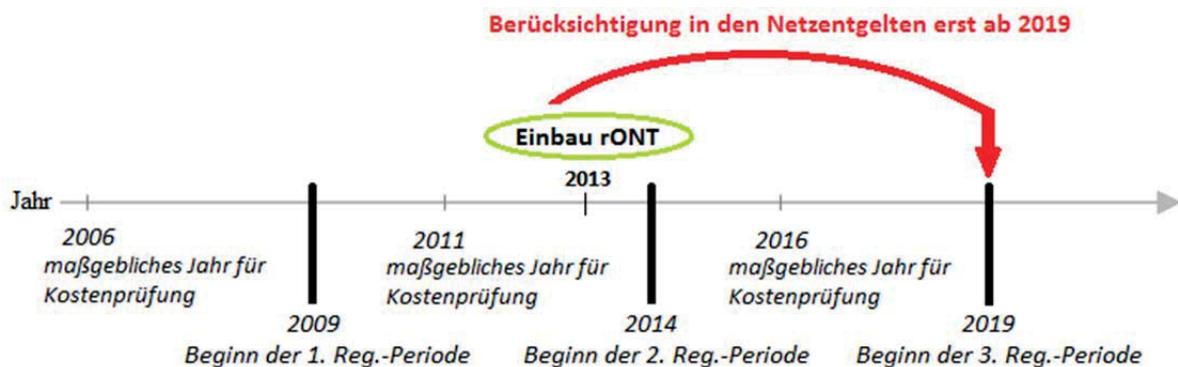


Abbildung 5-1: Zeitversatz bei der Berücksichtigung der Kosten für rONT in den Netzentgelten – Regelfall

Um diese Verzögerung zwischen Investition und Berücksichtigung in den Netzentgelten möglichst gering zu halten, kommt ein Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV in Betracht. Liegen die Voraussetzungen für einen Erweiterungsfaktor vor, erfolgt auf Antrag des Netzbetreibers eine Anpassung seiner Erlösobergrenze innerhalb der laufenden Regulierungsperiode zum 1. Januar des auf die Antragstellung folgenden Jahres, § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1, S. 2 ARegV. Der Erweiterungsfaktor stellt dabei keine bestimmte Geldsumme dar, die auf die Erlösobergrenze aufgeschlagen wird, sondern ist ein Faktor, mit dem die beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile für das jeweilige Jahr der Regulierungsperiode multipliziert werden (Müller-Kirchbauer et al. 2013, § 10, Rn. 27). Die auf diese Weise erfolgende Erhöhung der Erlösobergrenze berechtigt den Netzbetreiber zur Anpassung seiner Netzentgelte, § 17 Abs. 2 S. 2 ARegV. Dadurch kann der Zeitversatz auf maximal knapp zwei Jahre reduziert werden. Bei einem Einbau von rONT bspw. im Jahr 2013 kann der Netzbetreiber zum 30.06.2014 einen Antrag auf Anpassung seiner Erlösobergrenze zum 01.01.2015 stellen.

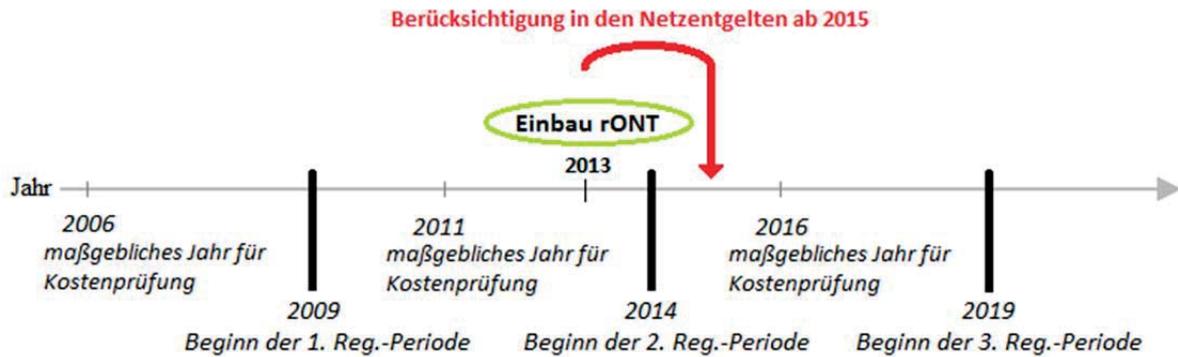


Abbildung 5-2: Zeitversatz bei der Berücksichtigung der Kosten für rONT in den Netzentgelten – mit Erweiterungsfaktor

Der Erweiterungsfaktor kommt nur für Maßnahmen im Verteilernetz unterhalb der Hochspannungsebene in Betracht, vgl. § 10 Abs. 4 S. 1 ARegV. Maßgeblich für die Frage, ob die Voraussetzungen für einen Erweiterungsfaktor gegeben sind, ist, ob eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers vorliegt, § 10 Abs. 1 S. 1 ARegV.

Die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers bestimmt sich nach der Fläche des versorgten Gebietes und den von den Netzkunden bestimmten Anforderungen an die Versorgung mit Strom, die sich auf die Netzgestaltung unmittelbar auswirken, § 10 Abs. 2 S. 1 ARegV. Diese Anforderungen an die Stromversorgung mit unmittelbarer Auswirkung auf die Netzgestaltung präzisiert der Gesetzgeber in den Parametern „Fläche des versorgten Gebiets“, „Anzahl der Anschlusspunkte“ und „Jahreshöchstlast“. Darüber hinaus kann die Regulierungsbehörde weitere Parameter festlegen, § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV. Damit eine Änderung der Versorgungsaufgabe vorliegt, müssen sich einer oder mehrere der Parameter geändert haben.

Der Einsatz von rONT wird erforderlich aufgrund des starken Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene und den sich damit ändernden Anforderungen an die Spannungshaltung. Dieser Aspekt wird durch die Parameter „Fläche des versorgten Gebietes“, „Anzahl der Anschlusspunkte“ und „Jahreshöchstlast“ nicht adäquat abgebildet. Die Regulierungsbehörden haben aber gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 3 ARegV mit dem Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ einen weiteren Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe festgelegt (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2010, Beschluss BK8). Dieser ermöglicht einen Erweiterungsfaktor für Aufwendungen, die dem Netzbetreiber aufgrund wachsender dezentraler Erzeugung entstehen. Auch wenn die BNetzA bei der Festlegung dieses Parameters Aufwendungen für rONT nicht ausdrücklich im Blick hatte, vielmehr auf Investitionen in Netzerweiterungsmaßnahmen abstellt (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2010, Beschluss BK8, Abschnitt II.3.1), dürften auch die Aufwendungen für rONT von



diesem Parameter erfasst sein. Denn der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs dezentraler Erzeugungsanlagen, der mit dem Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ erreicht werden soll (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2010, Beschluss BK8, Abschnitt II 3.1) dient auch der Einsatz von rONT. Durch ihn wird die Niederspannungsebene von der vorgelagerten Netzebene entkoppelt, so dass netzplanerisch größere durch dezentrale Erzeugungsanlagen verursachte Spannungsänderungen zugelassen werden können. Dies ermöglicht die Integration einer größeren Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen in das Netz.

Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt nach § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV vor, wenn sich der Parameter im Antragszeitpunkt dauerhaft und in erheblichem Umfang geändert hat. Da in absehbarer Zeit kein Rückbau der dezentralen Erzeugung auf der Niederspannungsebene zu erwarten ist, ist von einer dauerhaften Änderung der Versorgungsaufgabe auszugehen. Ein erheblicher Umfang der Änderung der Versorgungsaufgabe ist in der Regel anzunehmen, wenn sich dadurch die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 Prozent erhöhen, § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV. Bei einem flächendeckenden Austausch konventioneller Ortsnetztransformatoren gegen rONT innerhalb einer Regulierungsperiode dürfte das Überschreiten der Erheblichkeitsschwelle für den Netzbetreiber kein Problem darstellen.

Für die Investitionen in rONT kann mithin ein Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze durch einen Erweiterungsfaktor mit Aussicht auf Erfolg gestellt werden.

#### **5.4 Minimierung des Zeitverzugs bis zur Berücksichtigung in den Netzentgelten**

Wie erläutert, kann der Zeitversatz bis zur Berücksichtigung der Kosten für rONT in den Netzentgelten auch bei Anpassung der Erlösobergrenze durch einen Erweiterungsfaktor im ungünstigsten Fall noch knapp zwei Jahre betragen.

Die Antragstellung zum 30. Juni des auf die Investition folgenden Jahres gilt in jedem Fall für Investitionen, die im zweiten Halbjahr eines Jahres getätigt wurden.

Für Investitionen, die bereits im ersten Halbjahr eines Jahres getätigt wurden, stellt sich die Frage, ob für diese nicht bereits zum 30. Juni des Investitionsjahres ein Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze zum 01. Januar des auf das Investitionsjahr folgenden Jahres gestellt werden kann. Der Zeitversatz bis zur Berücksichtigung in den Netzentgelten würde dann weniger als ein Jahr betragen.

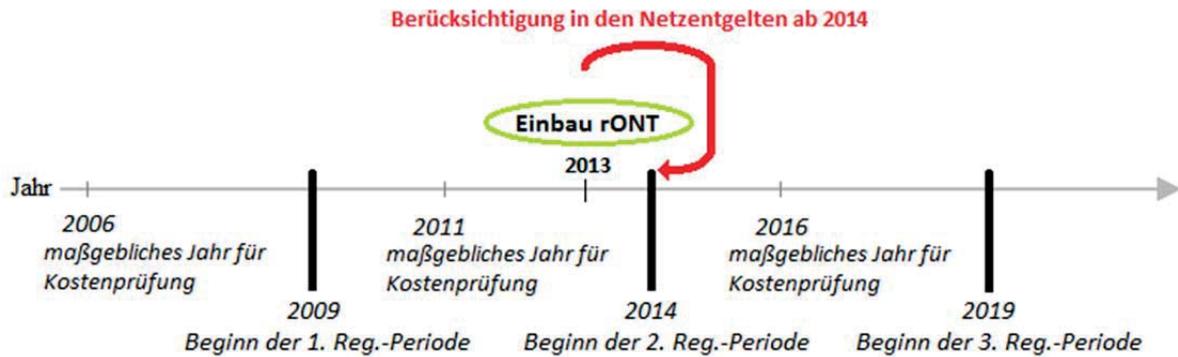


Abbildung 5-3: Zeitversatz bei der Berücksichtigung der Kosten für rONT in den Netzentgelten – mit Erweiterungsfaktor bei Antragstellung zum 30. Juni 2013 auch für Maßnahmen aus dem ersten Halbjahr 2013

Ob eine solche zeitnahe Berücksichtigung in den Netzentgelten möglich ist, hängt von der Frage ab, welche Anforderungen an den Nachweis der Kosten zu stellen sind. Reichen einfache Belege über die Tätigung der Investition, wie etwa Rechnungen, oder müssen die Kosten durch einen geprüften Jahresabschluss belegt werden?

§ 10 Abs. 2 S. 2 ARegV stellt bei der Definition einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe auf den Antragszeitpunkt ab. Im Antragszeitpunkt muss sich einer oder mehrere Parameter *geändert haben*. Die Änderung der Fläche des Versorgungsgebietes, der Anzahl der Anschlusspunkte, der Jahreshöchstlast oder der Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen muss bereits eingetreten sein, absehbare Änderungen genügen nicht (BR-Drs. 312/10, S. 20). Zugelassen wird auch die Berücksichtigung einer Veränderung, die im ersten Halbjahr des Jahres der Antragstellung eingetreten ist (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2011, Erweiterungsfaktor, Ziffer 3.1; OLG Düsseldorf, ZNER 2010, 596 (597)). Von dieser im Leitfaden der BNetzA zu Grunde gelegten Auffassung kann ausgegangen werden, auch wenn in der Folge mit Parametern aus unterschiedlichen Jahren gerechnet werden muss, weil für den Parameter „Jahreshöchstlast“, der für das Jahr der Antragstellung zu diesem Zeitpunkt noch nicht bekannt ist, auf den Parameter des Vorjahres zurückgegriffen werden muss (Weyer 2011, Kapitel 81, Rn. 53a; derselbe 2013, § 10 Rn. 31). Um für die Kosten für rONT, die im ersten Halbjahr 2013 verbaut wurden, bereits zum 30.06.2013 einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze durch einen Erweiterungsfaktor zum 01.01.2014 zu stellen, ist also nachzuweisen, dass sich die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen im betreffenden Netzgebiet zum 30.06.2013 dauerhaft geändert hat.

Auch für den (bloßen) Nachweis des uberschreitens der Erheblichkeitsschwelle des § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV ist folgerichtig nicht auf einen geprüften Jahresabschluss abzustellen, der erst in dem Jahr, das dem Jahr der Investition folgt, vorliegen kann und bei einer Investition im Jahr 2013 erst eine Antragstellung zum 30.06.2014



ermöglichen würde. Denn damit würde der vorstehend erläuterten Wertung widersprochen. Ebenso würde der Wertung des Gesetzes, eine zeitnahe Berücksichtigung einer Änderung der Versorgungsaufgabe in der Erlösobergrenze und damit in den Netzentgelten zu gewährleisten, indem der Antrag nach § 4 Abs. 4 ARegV einmal jährlich gestellt werden kann, widersprochen. Ein Beleg für die im Antragszeitpunkt entstandenen Kosten, etwa durch Rechnungen für die verbauten rONT, für den Nachweis des Überschreitens der Erheblichkeitsschwelle des § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV genügt daher nach der Auffassung der BNetzA [zur Problematik: vgl. Weyer 2011, Kapitel 81, Rn. 53a].

Der Zeitverzug bis zur Berücksichtigung der Kosten für rONT in den Netzentgelten lässt sich somit durch einen Antrag auf Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors zum 30. Juni für Investitionen, die im ersten Halbjahr eines Jahres getätigt wurden, auf weniger als ein Jahr verringern.

## **5.5 Zusammenfassung**

Bei den Investitionen in rONT handelt es sich um Netzkosten. Sie unterliegen als beeinflussbare Kosten dem Effizienzvergleich. Dort dürften sie sich kurzfristig negativ, langfristig aber positiv auf die Erlösobergrenze des Netzbetreibers auswirken. Um den Zeitverzug bis zur Berücksichtigung in den Netzentgelten, der bis zu sieben Jahre betragen kann, auf maximal zwei Jahre zu verringern, ist die Erhöhung der Erlösobergrenze durch einen Erweiterungsfaktor für die Kosten für rONT möglich. Wird die Investition für rONT in der ersten Hälfte eines Jahres getätigt, können die Kosten sogar bereits in der Erlösobergrenze des unmittelbar folgenden Jahres berücksichtigt werden. Sie müssen dafür durch Rechnungen belegt in die Antragstellung für den Erweiterungsfaktor zum 30. Juni des Investitionsjahres einbezogen werden. Der Zeitverzug kann so auf weniger als ein Jahr verringert werden.





## 6 Abschließende Beurteilung und Fazit

Der vorliegende Beitrag gibt einen umfassenden Überblick über die Einsatzfähigkeit von regelbaren Ortsnetztransformatoren im Sinne einer neuen Netzausbauvariante für die Niederspannungsverteilnetze. Dabei wurden zunächst diese neue Technologie sowie potentielle Einsatzfelder und Wirkungsweisen technologisch beschrieben. Es konnte exemplarisch für die Netzstrukturen der Avacon AG festgestellt werden, dass der rONT in der untersuchten und inzwischen durch die Maschinenfabrik Reinhausen serienmäßig erhältlichen Spezifikation einen Multisensorbetrieb nur in Ausnahmefällen sinnvoll erscheinen lässt. Als Begründung kann der hohe zulässige Spannungsanstieg und damit der hohe planerische Freiheitsgrad genannt werden, der sich aus dem großen Stellbereich und der gleichzeitig aufgrund der hohen Stufenanzahl geringen Stufenspannung des rONTs bereits im Monosensorbetrieb ergibt. Eine weitere Erhöhung der planerischen Freiheiten, die sich durch den Einsatz im Multisensorbetrieb ergeben würden, kann in der Regel aufgrund von sich dann einstellenden Stromtragungsfähigkeitsproblemen nicht genutzt werden.

Auf Basis der genannten Ergebnisse wurde diese neue Netzausbauvariante einer technischen und ökonomischen Bewertung unterzogen. Als Referenz diente dabei der klassische Netzausbau, der unter Anwendung von konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen auf eine Erhöhung der Kurzschlussleistung abzielt. Durch die Bildung synthetischer Netzstrukturen, die auf aus den realen Netzstrukturen abgeleiteten Parametern beruhen, und die Analyse realer Niederspannungsnetze konnte dabei das Einsatzpotential des rONTs für das Netzgebiet der Avacon AG unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten, als auch unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit, abgeleitet werden. Zur Bewertung der Netzausbauvarianten in Bezug auf deren Nachhaltigkeit wurde dabei die Mehrzielentscheidungsunterstützung angewendet, die die Berücksichtigung und Kombination von technischen, ökonomischen, ökologischen und sozialen Einflussgrößen ermöglichte. Die Untersuchungen ließen eine Unterteilung der Niederspannungsnetze der Avacon AG in vier Gruppen zu: Robuste, eher robuste, eher sensible und sensible Netze. So fallen exemplarisch rund 25 % der realen Strukturen in den Bereich der „robusten“ Netze und erfordern auch bei hohen Durchdringungsgraden an PV-Anlagen keinen Netzausbaubedarf. Des Weiteren zeigte sich, dass insbesondere in der Netzgruppe der „sensitiven“ und „eher sensitiven“ Netze, die sich durch einen erhöhten und frühzeitigen Netzausbau auszeichnen, der Einsatz eines rONT besonders sinnvoll erscheint. Durch den Einsatz des rONTs können Investitionssenkungen in Höhe von 25 % bis zu 40 % erzielt werden. Ferner wurde auf Basis der Ergebnisse die Aussage getroffen, dass der rONT-Einsatz möglichst frühzeitig erfolgen sollte, um die Pufferfunktion dieses



neuen Betriebsmittels gegenüber zukünftigen Ausbaumaßnahmen voll ausschöpfen zu können. Im Bereich der „eher robusten“ Netze konnte dagegen keine eindeutige Aussage auf Grundlage der ökonomischer Bewertung gegeben werden. Werden neben den ökonomischen auch ökologische, technische und soziale Kriterien berücksichtigt, erhöht sich das Einsatzpotential des rONTs signifikant.

In Ergänzung zu den technischen und ökonomischen Fragestellungen wurde die Anerkennung der Kosten für rONT in der Anreizregulierung untersucht. Dabei konnte festgestellt werden, dass es sich bei den Investitionen in rONT um Netzkosten handelt, die als beeinflussbare Kosten dem Effizienzvergleich unterliegen. Dort dürften sie sich kurzfristig negativ, langfristig aber positiv auf die Erlösobergrenze des Netzbetreibers auswirken. Um den Zeitverzug bis zur Berücksichtigung in den Netzentgelten, der bis zu sieben Jahre betragen kann, auf maximal zwei Jahre zu verringern, ist die Erhöhung der Erlösobergrenze durch einen Erweiterungsfaktor für die Kosten für rONT möglich. Wird die Investition für rONT in der ersten Hälfte eines Jahres getätigt, können die Kosten sogar bereits in der Erlösobergrenze des unmittelbar folgenden Jahres Berücksichtigung finden. Sie müssen dafür durch Rechnungen belegt in die Antragstellung für den Erweiterungsfaktor zum 30. Juni des Investitionsjahres einbezogen werden. Der Zeitverzug kann so auf weniger als ein Jahr verringert werden.

Zusammenfassend können die im Vorfeld beschriebenen Zusammenhänge für die Ableitung von Planungsregeln mit rONT-Einsatz herangezogen und der Einsatz empfohlen werden. Dies wird im weiteren Projektverlauf erfolgen.





## Literaturverzeichnis

A. Eberle GmbH & Co. KG (2009): Spannungsregler REG-D. Bedienungsanleitung.

Anand, G.; Kodali, Rambabu (2008): Selection of lean manufacturing systems using the PROMETHEE. In: *Journal of Modelling in Management* 3 (1), S. 40–70.

Avacon AG: Projektseite des e-home Energieprojektes 2020. Online verfügbar unter [www.ehomeprojekt.de](http://www.ehomeprojekt.de), zuletzt geprüft am 22.03.2014.

Avacon AG (2014): Netzdaten. Online verfügbar unter [www.avacon.de](http://www.avacon.de).

Bana E Costa, Carlos A.; Stewart, Theodor J.; Vansnick, Jean-Claude (1997): Multicriteria decision analysis: Some thoughts based on the tutorial and discussion sessions of the ESIGMA meetings. In: *European Journal of Operational Research* 99 (1), S. 28–37.

Belton, Valerie; Stewart, Theodor J. (2002): Multiple criteria decision analysis. An integrated approach. Boston: Kluwer Academic Publishers.

BGH, Beschluss vom 09.07.2013, Az.: EnVR 23/12 - E.ON Netz GmbH., in: *RdE* 2013, S. 476-478.

Bloech, Jürgen; Götze, Uwe; Huch, Burkhard; Lücke, Wolfgang; Rudolph, Friedhelm (Hg.) (1994): Strategische Planung: Physica-Verlag HD (Beiträge zur Unternehmensplanung).

BMU: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. EEG.

Brans, J.; Mareschal, B. (2005): PROMETHEE methods. In: *Multiple criteria decision analysis: state of the art surveys*.

Brans, J.P.; Mareschal, B.; Vincke, P. (1986): How to select and how to rank projects: the Prométhée method. In: *EJOR* (24), S. 228–238.

Brans, J.-Pierre; Despontin, Marc (1986): Special issue: Multicriteria analysis. In: *EJOR* (26).

BR-Drs. 312/10 (Beschluss): Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts, vom 09.07.2010.

BR-Drs. 447/13: Entwurf einer Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, vom 29.05.2013.

BR-Drs. 860/11: Verordnung zur Änderung der Anreizregulierung, vom 30.12.2011.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2010): Positionspapier zu den Anforderungen an Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG, online verfügbar unter [https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BNetzA\\_Positionspapier\\_Anforderungen\\_Messeinrichtungen.pdf](https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BNetzA_Positionspapier_Anforderungen_Messeinrichtungen.pdf), zuletzt geprüft am 02.06.2014.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2010): Beschluss BK 8, Az.: BK8-10/004, vom 08.09.2010.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011): Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV, online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Erweiterungsfaktor/Leitfaden\\_EWF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Erweiterungsfaktor/Leitfaden_EWF.pdf?__blob=publicationFile), zuletzt geprüft am 02.06.2014.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2012): Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/ServiceFunktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4\\_72\\_Investitionsmassnahmen/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden\\_zu\\_Investitionsmassnahmen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/ServiceFunktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_72_Investitionsmassnahmen/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden_zu_Investitionsmassnahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=1), zuletzt geprüft am 02.06.2014.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030. Endbericht, online verfügbar unter [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf), zuletzt geprüft am 02.06.2014.

Deutscher Bundestag (2011): Plenarprotokoll 17/117 vom 30.6.2011, online verfügbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btp/17/17117.pdf>.]

Diakoulaki, D.; Henggeler Antunes, C.; Martins, A. G. (2005): MCDA and energy planning. In: *Multiple criteria decision analysis: state of the art surveys*.

DIN EN 50160, 2010: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.

Fritsche, Uwe (2014): Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.8. Ein Computer-Instrument zur Umwelt- und Kostenanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen, Darmstadt.

Gallego Carrera, Diana; Mack, Alexander (2010): Sustainability assessment of energy technologies via social indicators: Results of a survey among European energy experts. In: *Energy Policy* 38 (2), S. 1030–1039.

Geldermann, Jutta (1999): Entwicklung eines multikriteriellen Entscheidungsunterstützungssystems zur integrierten Technikbewertung. Als Ms. gedr. Düsseldorf: VDI-Verl. (Fortschritt-Berichte VDI Reihe 16, Technik und Wirtschaft, 105).

Geldermann, Jutta (2006): Mehrzielentscheidungen in der industriellen Produktion. Karlsruhe: Univ.-Verl. Karlsruhe.

Google (2014): Google Maps. Online verfügbar unter [www.google.de](http://www.google.de).

Götze, Uwe; Bloech, Jürgen (2002): Investitionsrechnung. Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. Dritte, verbesserte und erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg (Springer-Lehrbuch).

Greening, Lorna A.; Bernow, Steve (2004): Design of coordinated energy and environmental policies: use of multi-criteria decision-making. In: *Energy Policy* 32 (6), S. 721–735.

Hämäläinen, Raimo P.; Karjalainen, Risto (1992): Decision support for risk analysis in energy policy. In: *European Journal of Operational Research* 56 (2), S. 172–183.

Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D. (2010): Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 8. Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, zuletzt geprüft am 26.03.2014.

Hischier, Roland (2009): Ecoinvent Data. The life cycle inventory data version. 2009. Aufl. St. Gallen: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.

Kari Alanne; Ahti Salo; Arto Saari; Stig-Inge Gustafsson (2007): Multi-criteria evaluation of residential energy supply systems. In: *Energy and Buildings* 39 (12), S. 1218–1226.

Kerber, Georg; Witzmann, Rolf (2008): Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen. In: *ew - Das Magazin für die Energie Wirtschaft* (6), S. 22–26.

Klein, Robert; Scholl, Armin (2004): Planung und Entscheidung. Konzepte, Modelle und Methoden einer modernen betriebswirtschaftlichen Entscheidungsanalyse. München: Vahlen (Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften).

Mareschal, B. (2011): The PROMETHEE-GAIA FAQ. What is a correct value for a preference threshold (p)? Online verfügbar unter <http://www.prometheegaia.net/faq-pro/>, zuletzt geprüft am 05.03.2014.

Maschinenfabrik Reinhausen (2013): Laststufenschalter GRIDCON iTAP. Betriebsanleitung. 3707165/00 DE.

Mirasgedis, S.; Diakoulaki, D. (1997): Multicriteria analysis vs. externalities assessment for the comparative evaluation of electricity generation systems. In: *European Journal of Operational Research* 102 (2), S. 364–379.

Mohrmann, M.; Lehde, B.; Vielhauer, A.; Bunk, M.; Hofmann, L.; Engel, B.: E-home Energieprojekt 2020. In: CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid. Lisbon, Portugal, 29-30 May 2012, S. 232.

Mohrmann, Michael; Schlömer, Gerrit; Hofmann, Lutz; Schmiesing, Johannes (2013): Entwicklung und Anwendung einer Datenbank zur Bewertung des Ausbaubedarfs von Niederspannungsnetzen. Internationaler ETG-Kongress 2013: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050. Berlin, 05.11.2013.

Müller-Kirchbauer, Joachim; Paust, Michael; Weyer, Hartmut (2013): § 23 ARegV. in: Bernd Holznagel; Raimund Schütz (Hrsg.): Kommentar zur Anreizregulierungsverordnung, München.

Oberschmidt, Julia (2010): Multikriterielle Bewertung von Technologien zur Bereitstellung von Strom und Wärme: Fraunhofer Verlag.

OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.07.2013, Az.: VI-3 Kart 268/12 (V), in: *ZNER* 2013, S. 510-513.

OLG Düsseldorf, Beschluss vom 20.02.2013, Az.: VI-3 Kart 123/12 (V), in: *RdE* 2013, S. 385-391.

OLG Düsseldorf, Beschluss vom 27.10.2010, Az.: VI-3 Kart 264/09 (V), in: *ZNER* 2010, S. 596-598.

Pardatscher, Robert; Witzmann, Rolf; Wirt, Robert; Becker, Gerd; Garhamer, Michael; Brantl, Johannes (2011): Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz. Internationaler ETG-Kongress 2011. Würzburg, 08.11.2011.

Queiruga, Dolores; Walther, Grit; González-Benito, Javier; Spengler, Thomas (2008): Evaluation of sites for the location of WEEE recycling plants in Spain. In: *Waste Management* 28 (1), S. 181–190.

Ratsch, P.: Nachhaltige Netzentwicklung - Regelbare Ortsnetztransformatoren bei der E.ON Avacon AG. In: *ETG-Mitgliederinformation (Energietechnische Gesellschaft im VDE)* 2013 (2), S. 7–10, zuletzt geprüft am 25.03.2014.

- Rogers, Martin; Bruen, Michael (1998): Choosing realistic values of indifference, preference and veto thresholds for use with environmental criteria within ELECTRE. In: *European Journal of Operational Research* 107 (3), S. 542–551.
- Routroy, Srikanta; Kodali, Rambabu (2007): Promethee II for Selection of Carrier in Supply Chain. In: *Journal of Supply Chain Management* (4), S. 29–39.
- Roy, Bernard (1980): Selektieren, Sortieren und Ordnen mit Hilfe von Prävalenzrelationen. Neue Ansätze auf dem Gebiet der Entscheidungshilfe für Multikriterien-Probleme. In: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung : Zfbf.* (32), S. 192–201.
- Schaller, Falk; Karstädt, Frank; Warweg, Oliver; Bretschneider, Peter (2011): Modellierung realitätsnaher zukünftiger Referenznetze im Verteilnetzsektor zur Überprüfung der Elektroenergiequalität. Internationaler ETG-Kongress 2011. Würzburg, 08.11.2011.
- Schmiesing, J.; Beck, H.-P. (2013): Modellhafte Dezentralisierung der Spannungsregelung eines Umspannbereichs. In: *ew - Das Magazin für die Energie Wirtschaft* 112 (06), S. 68–72.
- Schnieder, R. (2012): Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren. Paper zur Diplomarbeit "Untersuchungen zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz am Beispiel eines regelbaren Ortsnetztransformators". In: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann (Hg.): Tagungsband des Power and Energy Student Summit 2012. Unter Mitarbeit von Dipl.-Ing. Steffen Schlegel. Power and Energy Student Summit. Ilmenau, 19.-20. Januar 2012, S. 34–38, zuletzt geprüft am 23.03.2014.
- Schnieder, R.; Wehrmann, E.-A.; Beck, H.-P. (2013): Untersuchung verschiedener Regelungskonzepte für regelbare Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung in Niederspannungsverteilnetzen. In: Prof. Dr.-Ing. habil. Detlef Schulz (Hg.): Konferenz für nachhaltige Energieversorgung und Netzintegration von Speichern (NEIS 2013). Konferenz für nachhaltige Energieversorgung und Netzintegration von Speichern (NEIS 2013). Hamburg, 12.-13.09.2013, S. 38–44, zuletzt geprüft am 23.03.2014.
- Stagl, Sigrid (2006): Multicriteria evaluation and public participation: the case of UK energy policy. In: *Land Use Policy* 23 (1), S. 53–62.
- Strebel, Heinz (2009): Innovation und Nachhaltigkeit. In: *uwf* 17 (3), S. 299–304.
- Topcu, Y.I.; Ulengin, F. (2004): Energy for the future: An integrated decision aid for the case of Turkey. In: *Energy* 29 (1), S. 137–154.

UN (1987): Report of the World Commission on Environment and Development: "Our Common Future". Brundtlandt-Report.

VDE-AR-N 4105, August 2011: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderung für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.

Verband kommunaler Unternehmen (VKU) (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Studie erstellt durch enervis und BET. Langfassung, online verfügbar unter <http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/emd.html>, zuletzt geprüft am 02.06.2014.

Werther, Benjamin; Becker, Andreas; Beck, Hans-Peter; Wehrmann, Ernst-August; Zum Hingst, Jens (2012): Orientierungsstudie regelbare Ortsnetztransformatoren. Göttingen: Cuvillier (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 6).

Weyer, Hartmut (2011): Investitionsanreize, in: Jürgen F. Baur, Peter Salje und Matthias Schmidt-Preuß (Hrsg.): Regulierung in der Energiewirtschaft, Köln, S. 1290-1318.

Weyer, Hartmut (2013): § 10 ARegV, in: Bernd Holznagel und Raimund Schütz (Hrsg.): Kommentar zur Anreizregulierungsverordnung, München.

Wöhe, Günter; Döring, Ulrich (2008): Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre. 23., vollst. neubearb. Aufl. München: Vahlen (Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften).

Zebisch, Max (1959): Netzverluste. D. Verluste in elektr. Versorgungsnetzen, ihre Ursachen u. Ermittlung. Berlin: Verl. Technik.

Zimmermann, Hans-Jürgen; Gutsche, Lothar (1991): Multi-Criteria-Analyse. Einführung in die Theorie der Entscheidungen bei Mehrfachzielsetzungen. Berlin [u.a.]: Springer (Heidelberger Lehrtexte. Wirtschaftswissenschaften).



