

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

**efzn**

Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

## **e-home Energieprojekt 2020**

Kurzfassung der wissenschaftlichen Projektergebnisse  
(2011-2016)

J. Ahmels, M. Horn, F. Lietz, H. Loges, T. Lühn, G. Schlömer,  
R. Schnieder, H.-P. Beck, B. Engel, F. Eggert, H. Weyer,  
L. Hofmann, J. Geldermann

Band 43



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 43

Das EFZN ist ein gemeinsames  
wissenschaftliches Zentrum der  
Universitäten:





---

# **Forschungsprojekt e-home Energieprojekt 2020**

---

**Kurzfassung der wissenschaftlichen Projektergebnisse  
2011 - 2016**

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, 2016

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2016

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, 2016

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-9396-9

eISBN 978-3-7369-8396-0



## Projektleitung

Phase I (2011 – 2014):

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

Institut für Elektrische Energiesysteme  
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung  
Leibniz Universität Hannover

Phase II (2014 – 2016):

**Prof. Dr. Jutta Geldermann**

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

## Teilprojektleitung

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

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

### **Prof. Dr. Frank Eggert**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und  
Institut für Psychologie  
Abteilung für Psychologische Methodenlehre und Biopsychologie  
Technische Universität Braunschweig

### **Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und  
Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, elenia  
Fachgebiet Komponenten nachhaltiger Energiesysteme  
Technische Universität Braunschweig

### **Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer**

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



## **Bearbeitung**

### **Maximilian Horn, M. Sc.**

Institut für Psychologie, Psychologische Methodenlehre und Biopsychologie  
Technische Universität Braunschweig

### **Ass. jur. Franziska Lietz, LL.M.**

Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht  
Technische Universität Clausthal

### **Hauke Loges, M. Sc.**

Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, elenia  
Technische Universität Braunschweig

### **Dipl.-Wirt.-Ing. Tobias Lühn**

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

### **Dipl.-Ing. Gerrit Schlömer**

Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung  
Leibniz Universität Hannover

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

Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme  
Technische Universität Clausthal

## **Projektkoordination und Ansprechpartner**

### **Jan Ahmels, M.A.**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen  
Forschungsbereich Energiewirtschaft  
Am Stollen 19A  
38640 Goslar

Tel. 05321 3816-8077

E-Mail: jan.ahmels@efzn.de





## **Weitere Projektbeteiligte:**

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Heiko Emmermann (Avacon AG)  
Dipl.-Wirt.-Ing. Bianca Lehde (Avacon AG)  
Dr.-Ing. Johannes Schmiesing (Avacon AG)  
Dr.-Ing. Ernst-August Wehrmann (IEE, TU Clausthal)

## **Ehemalige Projektbeteiligte:**

Dr. Katharina Amann  
Dipl.-Ing. Andreas Becker  
Dr.-Ing. Marcus Bunk  
Assessorin Mandy Hrube, LL.M.  
Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat  
Dipl.-Ing. Michael Mohrmann  
Assessor Christoph Nadler, LL.M.  
Dipl.-Kffr. Genoveva Schmidtman  
Prof. Dr. Peter Schmuck  
Ass. jur. Diana Schneider  
Dipl.-Ing. Armin Vielhauer  
Dipl.-Geograph André Wüste

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>IX</b>
<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>XII</b>
<b>1 Einleitung – Projektmotivation und Fragestellungen .....</b>	<b>1</b>
<b>2 Regelbare Ortsnetztransformatoren.....</b>	<b>3</b>
2.1 Technologie regelbarer Ortsnetztransformator .....	4
2.2 Stufenbreite.....	4
2.3 Regelalgorithmus .....	5
2.4 Verlustbetrachtung des regelbaren Ortsnetztransformators .....	8
2.5 Einsatzpotential des regelbaren Ortsnetztransformators .....	12
2.5.1 Modellierung der Ortsnetze.....	12
2.5.2 Vergleich der Netzausbaualternativen.....	13
2.5.3 Ergebnisse zum Ausbaubedarf.....	15
2.5.4 Monetäre und multikriterielle Bewertung der Netzausbaualternativen .....	16
2.6 Rechtliche Einordnung des regelbaren Ortsnetztransformators .....	19
<b>3 Optimierung von Niederspannungsnetzen .....</b>	<b>20</b>
<b>4 Akzeptanzuntersuchungen zur Elektromobilität.....</b>	<b>25</b>
<b>5 Speicher.....</b>	<b>30</b>
5.1 Technische Betrachtung .....	30
5.2 Ökonomische Bewertung .....	38
5.3 Akzeptanzuntersuchungen zu Batteriespeichern.....	43
5.4 Entgeltliche Belastung des Batteriespeichers .....	45



5.4.1	Netzentgelte.....	46
5.4.2	Konzessionsabgaben .....	47
5.4.3	EEG-Umlage .....	49
5.4.4	Stromsteuer.....	50
5.4.5	Zusammenfassung .....	52
<b>6</b>	<b>Treibhausgasbilanzierung eines e-home Haushaltes .....</b>	<b>53</b>
<b>7</b>	<b>Netzfinanzierung.....</b>	<b>55</b>
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>58</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>60</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Zusammensetzung des EFZN-Projektteams im Rahmen des e-home Energieprojektes (Stand: Juni 2016) .....	2
Abbildung 2-1: Beispielhafte ursprüngliche Aufteilung der Spannungstoleranzen nach DIN EN 50160 .....	3
Abbildung 2-2: Mögliche Funktion eines Spannungsreglers für rONT .....	6
Abbildung 2-3: Netzplanerische Spannungsfreiheiten bei einem rONT Einsatz mit einem Reglertotband von $\pm 2$ % der Nennspannung .....	6
Abbildung 2-4: Reglerstruktur mit variabler Sollwertvorgabe in Abhängigkeit der Solarstrahlung .....	7
Abbildung 2-5: Kennlinie für die variable Sollwertvorgabe in Abhängigkeit der Solarstrahlung .....	7
Abbildung 2-6: Einphasiges Ersatzschaltbild des rONT .....	8
Abbildung 2-7: Jahresdauerlinien der berechneten Verluste anhand des vorgestellten Transformatormodells .....	9
Abbildung 2-8: Ergebnisse der Leistungsflussberechnung an einer exemplarischen Netzstruktur ohne rONT bei einer durchschnittlichen PV-Anschlussleistung von 3,6 kW <sub>p</sub> /HA. Hier kommt es an verschiedenen Knoten zu Spannungsbandverletzungen. ....	10
Abbildung 2-9: Ergebnisse der Leistungsflussberechnung an einer exemplarischen Netzstruktur mit rONT im Monosensorbetrieb bei einer durchschnittlichen PV-Anschlussleistung von 3,6 kW <sub>p</sub> /HA. ....	10
Abbildung 2-10: Ergebnisse der Leistungsflussberechnung an einer exemplarischen Netzstruktur mit rONT im Monosensorbetrieb bei einer durchschnittlichen PV-Anschlussleistung von 6 kW <sub>p</sub> /HA. Aufgrund der thermischen Belastungsgrenzen mussten die Leitungen in den Strängen 2+4 verstärkt werden. ....	11
Abbildung 2-11: Ergebnisse der Leistungsflussberechnung an einer exemplarischen Netzstruktur mit rONT im Monosensorbetrieb bei einer durchschnittlichen PV-Anschlussleistung von 7,2 kW <sub>p</sub> /HA. Aufgrund der thermischen Belastungsgrenzen mussten die Leitungen in den Strängen 1+2 verstärkt werden. ....	11
Abbildung 2-12: Abschätzung des Netzausbaubedarfs mithilfe der synthetischen Netzstrukturen .....	13

Abbildung 2-13: Anteil der Netze mit Ausbaubedarf bei zunehmender PV-Anlagenleistung pro HA.....	15
Abbildung 2-14: Klassifizierung der Ortsnetze in Netzgruppen nach Netzausbaubedarf ....	16
Abbildung 2-15: Kriterienhierarchie zur Bewertung zukunftsweisender Niederspannungs-netzstrukturen .....	17
Abbildung 2-16: Vergleich der rein monetären und multikriteriellen Bewertung der rONT-Netzausbaualternative.....	18
Abbildung 3-1: Übersicht über die entwickelten Optimierungsverfahren.....	21
Abbildung 3-2: Darstellung des Umspannbereichs Ahlden mit Kennzeichnung der Stationsart in Google-Earth .....	22
Abbildung 3-3: Synthetisch ermitteltes Ausgangsnetz mit optimiertem Schaltzustand ....	23
Abbildung 3-4: Ergebnis des Optimierungsverfahrens.....	24
Abbildung 4-1: Anteil der Nutzer, welche den jeweiligen Fahrzeugtyp für den angegebenen Wegezweck bevorzugen; grün = Elektroauto, rot = Benzin- bzw. Diesel-PKW .....	25
Abbildung 4-2: Anteil der Nutzer, welche das Elektroauto als Erst- bzw. Zweitwagen nutzen; grün = Nutzung als Erstwagen, rot = Nutzung als Zweitwagen .....	26
Abbildung 4-3: Anteil der Erst- und Zweitwagen-Nutzer des Elektroautos nach Geschlechtern in %; grün = Nutzung als Erstwagen, rot = Nutzung als Zweitwagen .....	26
Abbildung 4-4: Mittlere Einschätzung der Attribute beider Fahrzeugtypen; grün = Elektroauto, rot = Benzin-/Diesel-PKW.....	27
Abbildung 4-5: Eigenschaften und Ergebnisse aus der CBC-Analyse für beide Stichproben.....	28
Abbildung 4-6: Vergleich der Preisbereitschaft nach der van Westendorp-Methode.....	29
Abbildung 5-1: Synthetische Last- und Erzeugungsprofile (Loges et al. 2014a).....	31
Abbildung 5-2: Eigenverbrauchs (links)- und Autarkiequoten (rechts) bei konventionellen Haushalten .....	32
Abbildung 5-3: Eigenverbrauchs- (links) und Autarkiequoten (rechts) bei den e-home Haushalten mit Elektroautos .....	33
Abbildung 5-4: Energieflüsse zwischen den Systemkomponenten an einem exemplarischen Tag bei Verwendung des e-home Speichers.....	36
Abbildung 5-5: Systemwirkungsgrad des e-home Speichers für den Typtag „Sommer bewölkt“ .....	36

Abbildung 5-6: Einfluss der Elektroautonutzung auf die Wirtschaftlichkeit des untersuchten Eigenverbrauchssystems im Szenario 2016.....	40
Abbildung 5-7: Interner Zinssatz des untersuchten Eigenverbrauchssystems in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und der PV-Peakleistung für die untersuchten Szenarien .....	42
Abbildung 5-8: Mittlere Einschätzung der Kaufbereitschaft im Gruppenvergleich.....	44
Abbildung 6-1: Jährliche CO <sub>2</sub> e-Emissionen eines konventionellen und eines e-home Haushaltes.....	53
Abbildung 7-1: Szenario 2020 und Szenario 2030 .....	57
Abbildung 7-2: Auswirkungen der Ausbauszenarien auf den Arbeitspreis bei konstantem Leistungspreis (links) und Auswirkungen der Ausbauszenarien auf den Leistungspreis bei konstantem Arbeitspreis (rechts).....	57

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Mögliche Konfigurationen rONT.....	5
Tabelle 2-2:	Darstellung der Netzausbaumaßnahmen.....	14
Tabelle 2-3:	Entscheidungsregeln für den Netzplaner .....	18
Tabelle 3-1:	Kennwerte des Umspannwerkbereichs .....	21
Tabelle 5-1:	Übersicht zur Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Komponenten.....	34
Tabelle 5-2:	Strompreis und PV-Vergütungssatz für die Szenarien .....	39
Tabelle 5-3:	Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit.....	41
Tabelle 5-4:	Mittlere Ränge der Kaufanreize und Barrieren für Batteriespeicher für die drei Teilnehmergruppen. ....	43
Tabelle 5-5:	Strompreisbelastungen bei Einspeicherung in einen stationären Batteriespeicher .....	52
Tabelle 5-6:	Strompreisbelastungen bei Letztverbrauch des ausgespeicherten Stroms.....	52
Tabelle 7-1:	Energieflüsse und zu entrichtende Stromnetzentgelte für die untersuchten Technologiekombinationen .....	56

# 1 Einleitung – Projektmotivation und Fragestellungen

*(Jan Ahmels, M.A., Forschungsbereich Energiewirtschaft, Energie-Forschungszentrum Niedersachsen)*

Durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und der daraus resultierenden Vergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) gab es in Deutschland einen starken PV-Zubau in den Jahren 2010 bis 2012. Die Mehrheit der Anlagen speist in die Verteilnetze (Mittelspannungs- und Niederspannungsebene) im ländlichen Bereich ein. Die Netzaufgabe verändert sich und es kommt die Frage nach zukünftigen Netzkomponenten auf, um den aus dem Zubau resultierenden Problemen aus Netzbetreibersicht zu begegnen. Verteilnetzbetreiber haben die Möglichkeit, das Netz auf konventionelle Art durch die Reduktion der Netzimpedanz auszubauen oder aber (neue) Technologien zur Spannungshaltung einzusetzen. Daher wurde der „regelbare Ortsnetztransformator“ (rONT) im Projekt näher betrachtet.

Aufgrund des atmenden Deckels im EEG sanken die Einspeisetarife für Solarstrom durch den starken Zubau ab. Mit Erreichen der Netzparität im Jahr 2012 wurde der Verbrauch von eigenerzeugtem Solarstrom, sogenannter Eigenverbrauch, für den Anlagenbetreiber zunehmend finanziell attraktiv, da die Differenz zwischen Strombezugspreis und PV-Einspeisevergütung als „Einnahmen“ verbucht werden können. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs kann durch Batteriespeicher erzielt werden, indem eigenerzeugter PV-Strom aus den Mittagsstunden zwischengespeichert und in den Abendstunden zur Lastdeckung ausgespeichert wird. Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Einsatzes von Batteriespeichern in Verbindung mit der Stromerzeugung aus PV-Anlagen wurde diese Technologie unter technischen, ökologischen und ökonomischen Aspekten im e-home Projekt bewertet. Neben dem Einsatz von Speichern kann der Eigenverbrauch von PV-Strom durch die Elektromobilität erhöht werden. Durch die Möglichkeit, den eigenen PV-Strom direkt zur „Betankung“ des eigenen Kraftfahrzeugs zu nutzen, kann sich die Elektromobilität auch in ländlichen Gebieten weiter ausbreiten.

Für das e-home Projekt hat die Avacon AG zwei reale Ortsnetze in den Gemeinden Weyhe und Stuhr südlich von Bremen mit entsprechender Messtechnik (u.a. Smart Meter, Powerline Communication) ausgestattet. Darüber hinaus wurden in 30 Haushalten neue Technologien (Elektroauto, PV-Anlage, Klimaanlage, Batteriespeicher) installiert. Das Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) stellte gemäß seines trans- und interdisziplinären Forschungsansatzes ein entsprechendes Projektteam aus verschiedenen Fachbereichen zusammen, um die Herausforderungen an die zukünftigen Verteilnetze zu erforschen (vgl. Abbildung 1-1). Die fünfjährige Projektlaufzeit gliederte sich in zwei Abschnitte:

- Phase I (2011 - 2014): Schwerpunkt Technische Forschung
- Phase II (2014 - 2016): Schwerpunkt Querschnittsforschung



Zu Beginn des Projektes lag die wissenschaftliche Projektleitung bei Herrn Prof. Lutz Hofmann, Universität Hannover. Mit der Fokusverschiebung zur Querschnittsforschung wechselte auch die Projektleitung an Frau Prof. Jutta Geldermann, Universität Göttingen. Die Projektkoordination lag während des gesamten Projektes beim EFZN.

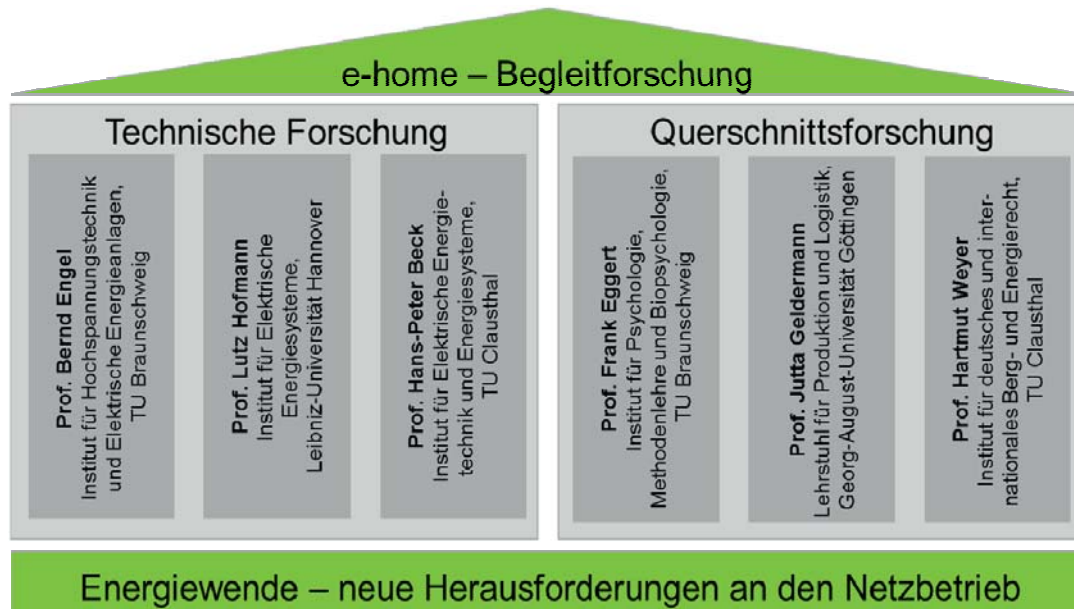


Abbildung 1-1: Zusammensetzung des EFZN-Projektteams im Rahmen des e-home Energieprojektes (Stand: Juni 2016)

Entlang der gesamten Projektlaufzeit standen die folgenden Forschungsfragen im Mittelpunkt:

- Forschungsfeld rONT: Wie sieht das System rONT aus?
- Forschungsfeld Kunde: Welches Nutzerverhalten liegt vor und wie akzeptieren die Endkunden die neuen Komponenten?
- Forschungsfeld Batteriespeicher: Welche Auswirkungen hat diese Technologie auf die Netzaufgabe und den PV-Eigenverbrauch?

## 2 Regelbare Ortsnetztransformatoren

Das e-home Projekt diente als eines der Pilotprojekte für die Entwicklung und Analyse der Wirkung des rONT, die unterbrechungsfrei das Übersetzungsverhältnis zur Regelung der Unterspannungsseite einstellen können (Werther et al. 2012, Becker et al. 2014). Während die Avacon AG und die Maschinenfabrik Reinhausen (MR) erste praktische Erfahrungen mit der neuen Technologie sammeln und die MR entsprechende Weiterentwicklungen hinsichtlich der Baugröße oder auch der Schaltertechnologie durchführen konnte, beschäftigte sich das EFZN unter anderem mit der Komponente rONT und deren Wirkung im Netz, aber auch mit dem Einsatzpotential in den Netzstrukturen der Avacon AG. Die folgenden Abschnitte stellen die wissenschaftlichen Kernergebnisse aus dem e-home Projekt zum Thema rONT in Kurzform dar.

Durch die Norm DIN EN 50160, ergänzt durch die Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4105, ergibt sich für die Niederspannungsnetzebene (Niederspannungsebene) ein durch dezentrale Energiewandlungsanlagen zulässiger Spannungshub von maximal 3 % der Nennspannung ( $U_N$ ). Eine mögliche Aufteilung des Spannungsbandes ist in Abbildung 2-1 skizziert.

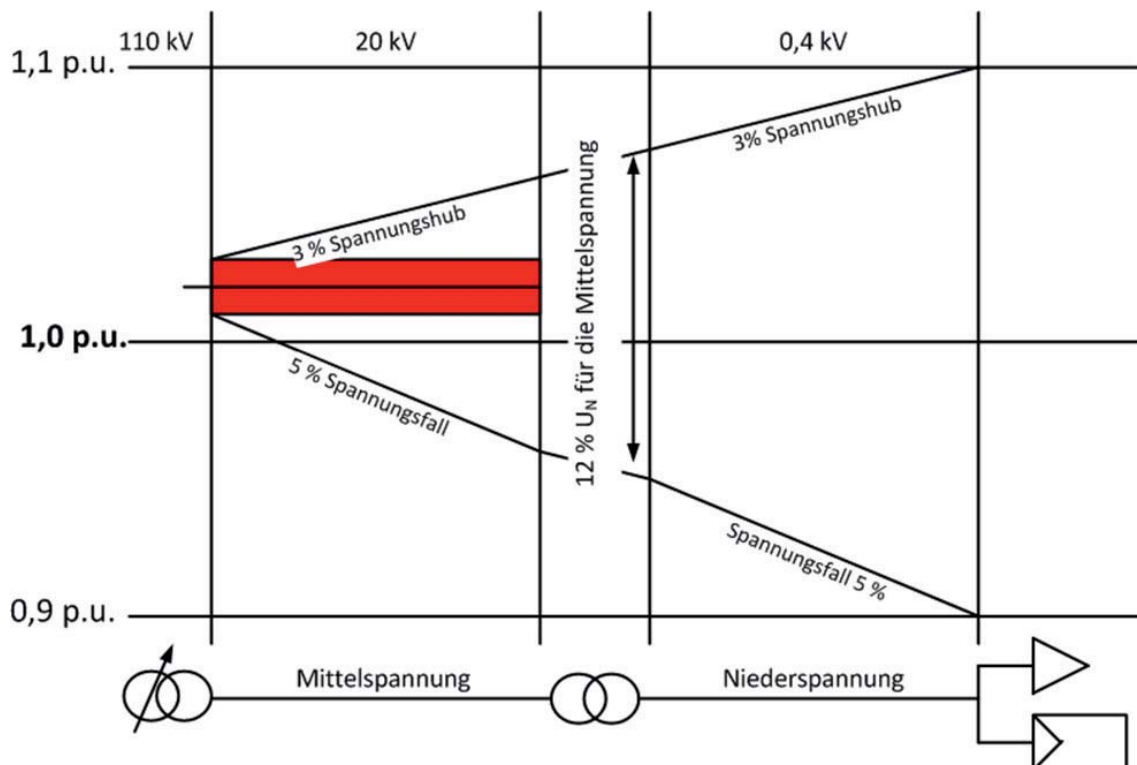


Abbildung 2-1: Beispielhafte ursprüngliche Aufteilung der Spannungstoleranzen nach DIN EN 50160

## 2.1 Technologie regelbarer Ortsnetztransformator

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

Bereits im Rahmen einer Orientierungsstudie (Werther et al. 2012) wurden erste theoretische Untersuchungen zu rONT durchgeführt. Aus diesen vorangegangenen Betrachtungen resultierte die Notwendigkeit, weitere detaillierte Untersuchungen gerade hinsichtlich der Auslegung und Parametrierung rONT durchzuführen. In der ersten Phase (2011-2014) im e-home Projekt wurden diese Betrachtungen bereits integriert.

## 2.2 Stufenbreite

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

Zur vollständigen Entkopplung der genannten zulässigen Spannungsgrenzen des Niederspannungsnetzes vom vorgelagerten Mittelspannungsnetz ist ein Regelbereich von  $\pm 10 \% U_N$  erforderlich. Dieser Wert hat sich auch bei der Auswertung von Mittelspannungs- und Niederspannungsmessdaten im e-home Projekt bestätigt. Stufenanzahl und Stufenbreite des rONT haben direkten Einfluss auf die sich ergebenden Spannungsfreiheiten, da hieraus das aus Stabilitätsgründen notwendige Regler totband resultiert. Die wichtigsten mathematischen Zusammenhänge werden kurz vorgestellt, wobei die Spannungen jeweils auf Nennspannung ( $U_N$ ) normiert sind und somit in p.u. (per unit) angegeben werden.

Die Stufenbreite  $u_{Stufe}$  berechnet sich in Abhängigkeit des erforderlichen Regelbereichs  $u_{Regelbereich}$  und der geplanten Stufenanzahl  $n_{Stufe}$  zu:

$$u_{Stufe} = \frac{u_{Regelbereich}}{n_{Stufe} - 1} \quad (2-1)$$

Aus den Untersuchungen im e-home Projekt geht hervor, dass ein mit 80 % der Stufenbreite gewähltes Regler totband  $du$  Einfluss auf die Stufhäufigkeit des rONT hat. Durch eine Erhöhung des Totbandes von 60 % auf 80 % der Stufenbreite kommt es in den Untersuchungen zu einer Halbierung der Schaltzyklen (Schnieder et al. 2013).

$$du = 0,8 \cdot u_{Stufe} \quad (2-2)$$

Bei einem Spannungssollwert von 1,0 p.u (entspricht der Nennspannung  $U_{LN} = 230 \text{ V}$  bzw.  $U_{LL} = 400 \text{ V}$ ) ergeben sich für Spannungshub und -fall die folgenden netzplanerischen Freiheiten.

$$\Delta u_{\text{Hub}} = \Delta u_{\text{Fall}} = \frac{20 - (2 \cdot du)}{2} \quad (2-3)$$

Die vorgestellte Berechnungsweise bezieht sich auf einen rONT Einsatz im Monosensorbetrieb, wenn die Spannungswertenerfassung ausschließlich an der Unterspannungsseite des rONT (Niederspannungsverteilung – NSVT) erfolgt.

Für vier verschiedene Konfigurationen des rONTs sind in der Tabelle 2-1 die sich ergebenden netzplanerischen Spannungsfreiheiten dargestellt. Die vierte Konfiguration wird im Rahmen des e-home Projekts eingesetzt (Ratsch 2014).

Tabelle 2-1: Mögliche Konfigurationen rONT (Becker et al. 2014)

Nr.	Regelbereich	Stufenanzahl	Stufenbreite	Spannungsfall	Spannungshub	Sollwert	Regler-totband
	% $U_N$		% $U_N$	% $U_N$	% $U_N$	in p.u.	% $U_N$
01	21,50	11	2,15	8,71	8,71	1,0	± 1,29
02	21,50	11	2,15	8,28	8,28	1,0	± 1,72
03	20,00	9	2,5	8,50	8,50	1,0	± 1,50
04	20,00	9	2,5	8,00	8,00	1,0	± 2,00

Die Konfigurationen (1+3) beziehen sich auf ein Regler-totband von 60 % der Stufenbreite und die Konfigurationen (2+4) auf ein Totband von 80 % der Stufenbreite des rONT.

Um zu verhindern, dass bei kurzzeitigen Spannungsänderungen eine Stufung erfolgt, wird im Regelalgorithmus ein entsprechendes Zeitverhalten (Integrator) berücksichtigt. Der Integrator wird in den Betrachtungen mit  $t_i = 5 \text{ s}$  oder  $t_i = 15 \text{ s}$  angesetzt, sodass die Stufung um die Zeit  $t_i$  verzögert wird.

## 2.3 Regelalgorithmus

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

Die Funktion des implementierten Spannungsreglers ist in Abbildung 2-2 dargestellt. Bei einem kurzzeitigen Verlassen des Regler-totbandes kommt es zu keiner Stufung. Verlässt die Spannung für längere Zeit (z.B.  $t > 5 \text{ s}$  bzw.  $t > t_i$ ) das Totband, so erfolgt die Stufung.

Des Weiteren besteht die Möglichkeit eine Schnellrückschaltung zu berücksichtigen, sodass bei einem schnellen Verlassen des doppelten Regler-totbandes direkt eine Schaltung ohne Berücksichtigung des Zeitverhaltens erfolgt.

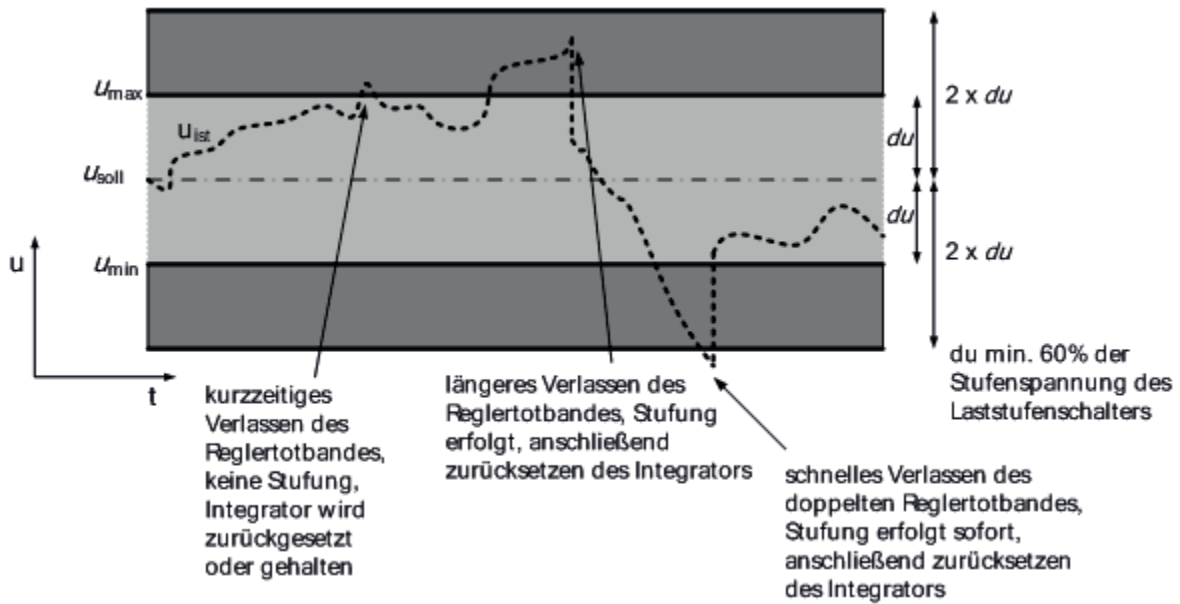


Abbildung 2-2: Mögliche Funktion eines Spannungsreglers für rONT (vgl. (Becker et al. 2014))

Mit der zuvor beschriebenen Parametrierung (vgl. Tabelle 2-1) des rONT und dem vorgestellten Reglerkonzept ergeben sich für das Niederspannungsnetz die in Abbildung 2-3 dargestellten netzplanerischen Freiheiten im Spannungstoleranzband, wenn der Spannungssollwert an der Ortsnetzstation (ONS) auf Nennspannung eingestellt wird.

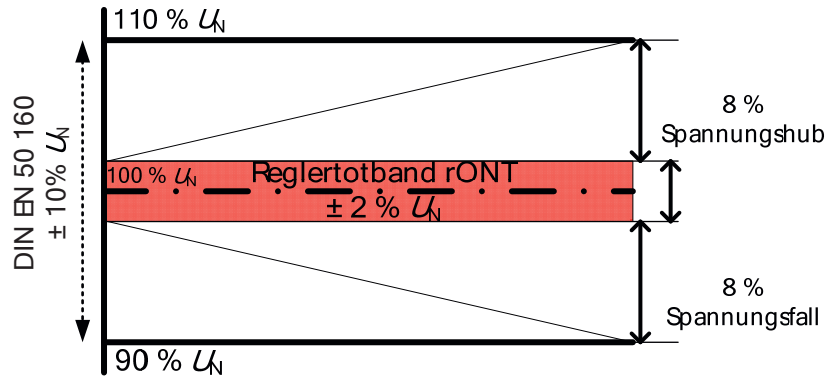


Abbildung 2-3: Netzplanerische Spannungsfreiheiten bei einem rONT-Einsatz mit einem Reglertotband von  $\pm 2\%$  der Nennspannung (vgl. (Becker et al. 2014))

Die Reglerstruktur des Spannungsreglers für den rONT auf Basis der Reglerfunktion der MR ist in Abbildung 2-4 dargestellt (Maschinenfabrik Reinhausen 2013). Um jedoch einen Zusatznutzen bei geringer Messinfrastruktur zu erhalten, ist dieser in den theoretischen Untersuchungen im e-home Projekt noch um eine variable Sollwertvorgabe (hier in Abhängigkeit der Solarstrahlung) erweitert (vgl. (Schnieder et al. 2015)).

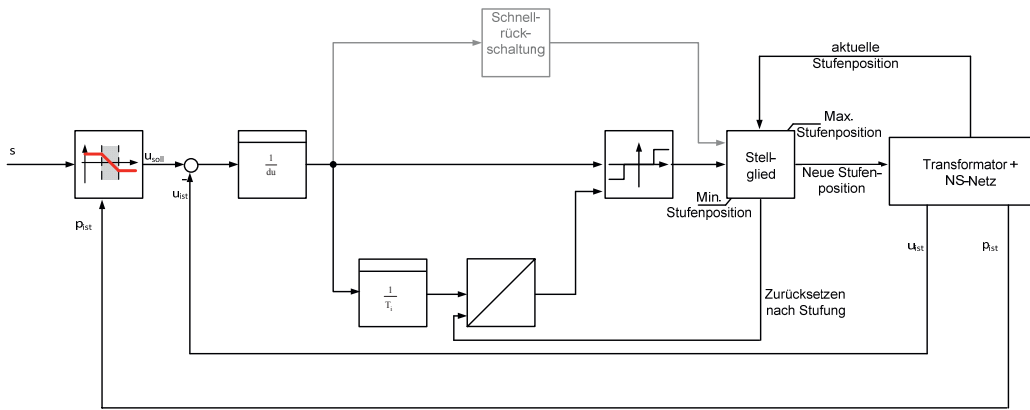


Abbildung 2-4: Reglerstruktur mit variabler Sollwertvorgabe in Abhängigkeit der Solarstrahlung  
 Die variable Spannungssollwertvorgabe an der ONS kann unter anderem auf Basis der Solarstrahlung (vgl. Abbildung 2-5), aber auch in Abhängigkeit der Strom- bzw. Leistungsflussrichtung realisiert werden (vgl. u.a. (Schnieder et al. 2013)).  
 Die Variante, den Spannungssollwert anhand der gemessenen Solarstrahlung einzustellen, basiert auf dem Gedanken, dass die Solarstrahlungsdichte bzw. –leistung mit der elektrischen Leistungsbereitstellung der im Niederspannungsnetz vorhandenen PV-Anlagen korreliert. Aus diesem Grund ist die verwendete Kennlinie zur variablen Spannungssollwertvorgabe in Abhängigkeit der Solarstrahlung exemplarisch in Abbildung 2-5 dargestellt.

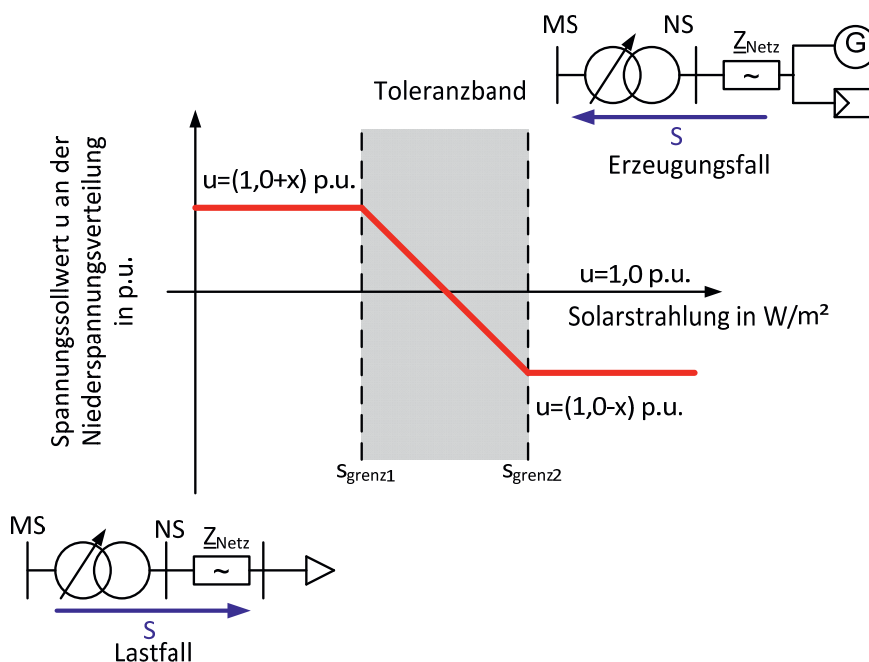


Abbildung 2-5: Kennlinie für die variable Sollwertvorgabe in Abhängigkeit der Solarstrahlung (vgl. (Schnieder et al. 2015))

Ebenfalls besteht die Möglichkeit bei einer variablen Vorgabe des Spannungssollwertes, die Spannung in Lastsituationen im Niederspannungsnetz anzuheben, um somit die Netzverluste zu reduzieren.

In den durchgeführten, theoretischen Betrachtungen im e-home Projekt resultiert aus der variablen Sollwertvorgabe eine Reduzierung der Spannungspreizung an den Niederspannungsnetzknotten.

## 2.4 Verlustbetrachtung des regelbaren Ortsnetztransformators

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

In den durchgeführten Untersuchungen der Verluste in der Netzebene 6 (ONS: Umspannung von Mittelspannungs- auf Niederspannungsebene) ergeben sich durch die höhere Spannung am Ersatzwiderstand der Eisenverluste  $R_{Fe}$  (vgl. Abbildung 2-6) deutlich höhere Verluste aufgrund der quadratischen Abhängigkeit von der Netzspannung.

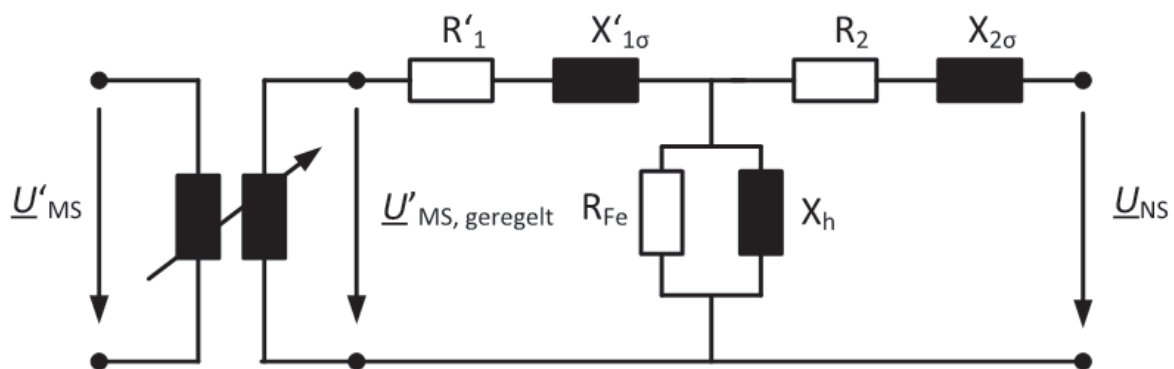


Abbildung 2-6: Einphasiges Ersatzschaltbild des rONT

Im Folgenden wird ein ausgewähltes Ergebnis der Szenarien zur Verlustbetrachtung des rONT exemplarisch beschrieben. Hier ist zu berücksichtigen, dass die Modellierung des rONT auf Parameterannahmen aus vorhandenen Messergebnissen basiert. Die tatsächlichen Parameter konnten nicht ermittelt werden, da eine messtechnische Untersuchung des rONT nicht Bestandteil des e-home Projektes war. Daher sollen die folgenden Darstellungen kurz zeigen, dass die berechneten Verluste stark von der Modellierung des rONT abhängen können. Im vorgestellten Fall wurde der Ersatzwiderstand der Eisenverluste in den Zwischenstufen (entspricht den geraden Stufenpositionen) so verringert, dass die Verluste in diesen Szenarien um 40 % anstiegen. Die Zwischenpositionen haben einen Verlustaufschlag bekommen, da hier zwei Anzapfungen des Transformators kurzgeschlossen sind und somit ein Kreisstrom fließt, der eine Erhöhung der Gesamtverluste des rONT zur Folge hat, jedoch durch entsprechende Drosseln begrenzt wird (vgl. (Maschinenfabrik Reinhausen 2016)).

Um die Verluste in Abhängigkeit der Stufenpositionen und der Ströme durch den Ortsnetztransformator berechnen zu können, werden als Eingangsdaten die Ergebnisse der Netzbe-

rechnung des IfES<sup>1</sup> genutzt. Aus den sich ergebenden Spannungsverläufen in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene wird im Verlustmodell die Stufenposition berechnet und mittels der jeweiligen Ströme und Spannungen am Modell des rONT dann die sich ergebenden Verluste.

In Abbildung 2-7 sind die Ergebnisse eines ausgewählten, exemplarischen Szenarios dargestellt, um die Entwicklung der Verluste anhand des beschriebenen rONT-Modells zu veranschaulichen. Die berechneten Verluste werden als Dauerlinie über ein Jahr dargestellt.

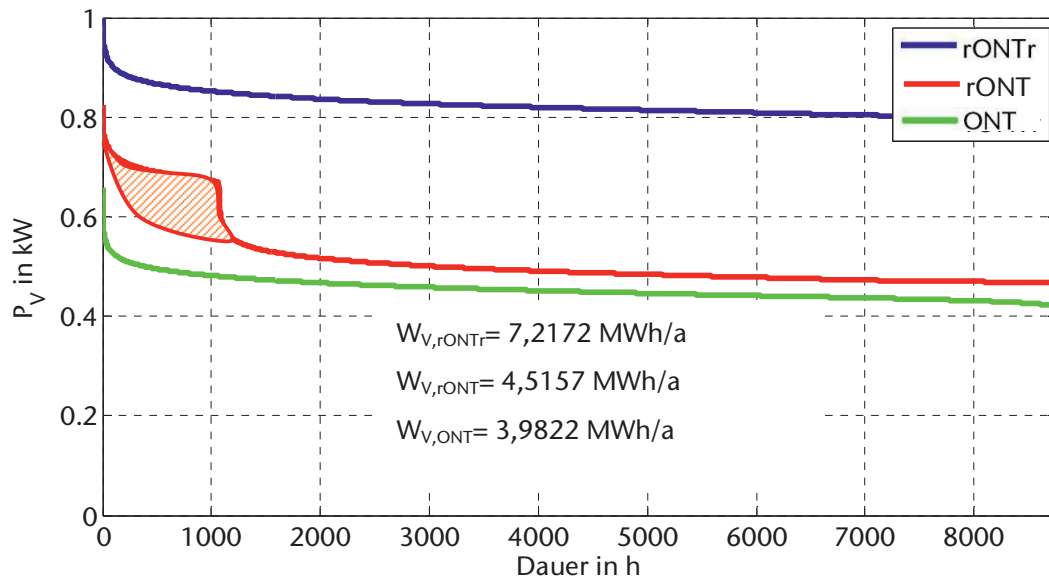


Abbildung 2-7: Jahresdauerlinien der berechneten Verluste anhand des vorgestellten Transformatormodells

Beim Szenario „ONT“ handelt es sich um den konventionellen Ortsnetztransformator, beim „rONT“ um den rONT im Monosensorbetrieb, bei welchem die Zwischenstufen mit 40 % zusätzlichen Verlusten parametrisiert sind. Dies macht sich im Ergebnis über etwa 1200 h im Jahr bemerkbar (schraffierte Fläche, ca. 175 kWh/a). Beim Szenario „rONTTr“ wird die Spannung im Netz maximal angehoben, um die Netzverluste zu reduzieren. Voraussetzung hierfür ist eine vollständige Messinfrastruktur und die Kenntnis der Spannung an jedem Knoten. Hierbei ergibt sich die deutliche Steigerung der Verluste durch die höhere Spannung am Ersatzwiderstand der Eisenverluste am Transformatorenmodell.

Die sich ergebenden Verluste haben einen Einfluss auf den Wirkungsgrad der Transformatoren. Während der konventionelle Ortsnetztransformator einen Wirkungsgrad von 98 % erreicht, fallen die Wirkungsgrade des rONT im Monosensorbetrieb (ca. 97,7 %) und des rONT im Multisensorbetrieb zur Netzverlustreduzierung (ca. 97 %) minimal geringer aus.

<sup>1</sup> Netzberechnung anhand der synthetischen Netzstrukturen aus dem e-home Projekt durch das Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES), Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Leibniz Universität Hannover (Prof. L. Hofmann, G. Schlömer); vgl. Abschnitt 2.5.



Wie eingangs erwähnt, ist bei den dargestellten Ergebnissen zu berücksichtigen, dass es sich um eine Parameterstudie des rONT handelt, um die Auswirkung möglicher verlustintensiver Mechanismen am rONT zu analysieren. Des Weiteren ist zwischenzeitlich eine neue Version des Laststufenschalters am Markt erhältlich (Maschinenfabrik Reinhausen 2016), sodass ausführliche Verlustbetrachtungen nicht mehr notwendig erscheinen.

### Multisensorbetrieb

Im Multisensorbetrieb werden dem Spannungsregler mehrere Spannungsmessdaten von abgesetzten Punkten im Netz zur Verfügung gestellt, um auf die Spannungssituation im Niederspannungsnetz reagieren zu können (Schnieder et al. 2014).

Die nachfolgenden Grafiken (vgl. (Schnieder et al. 2014)) zeigen anhand einer ausgewählten Netzstruktur aus der im e-home Projekt untersuchten Netzdatenbank (IfES) exemplarische Ergebnisse der Leistungsflussrechnung, um den möglichen Vorteil abgesetzter Spannungsmessungen zur rONT-Regelung zu untersuchen.

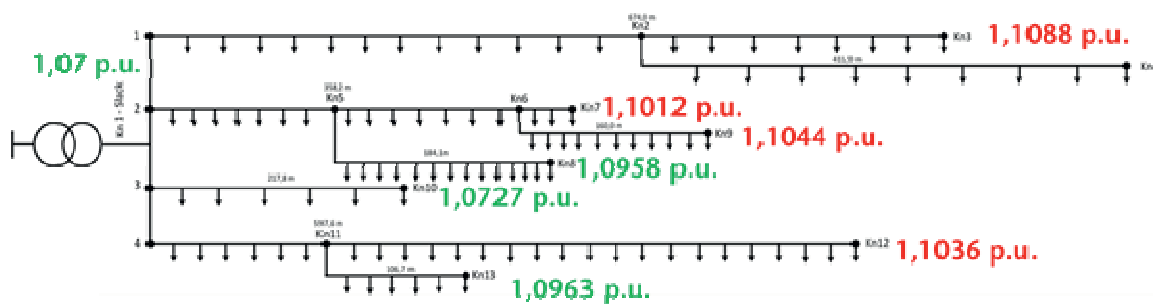


Abbildung 2-8: Ergebnisse der Leistungsflussberechnung an einer exemplarischen Netzstruktur ohne rONT bei einer durchschnittlichen PV-Anschlussleistung von 3,6 kW<sub>p</sub>/HA. Hier kommt es an verschiedenen Knoten zu Spannungsbandverletzungen.

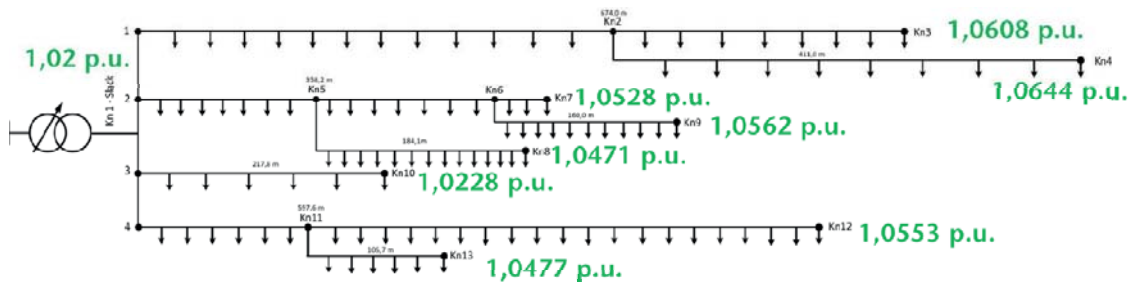


Abbildung 2-9: Ergebnisse der Leistungsflussberechnung an einer exemplarischen Netzstruktur mit rONT im Monosensorbetrieb bei einer durchschnittlichen PV-Anschlussleistung von 3,6 kW<sub>p</sub>/HA.

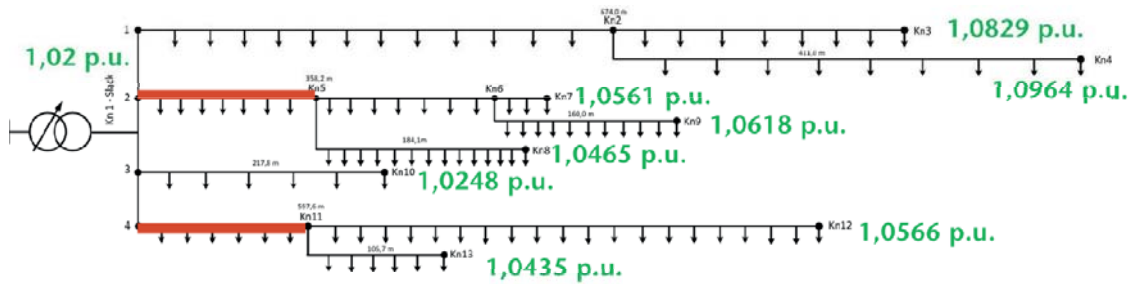


Abbildung 2-10: Ergebnisse der Leistungsflussberechnung an einer exemplarischen Netzstruktur mit rONT im Monosensorbetrieb bei einer durchschnittlichen PV-Anschlussleistung von 6 kW<sub>p</sub>/HA. Aufgrund der thermischen Belastungsgrenzen mussten die Leitungen in den Strängen 2+4 verstärkt werden.

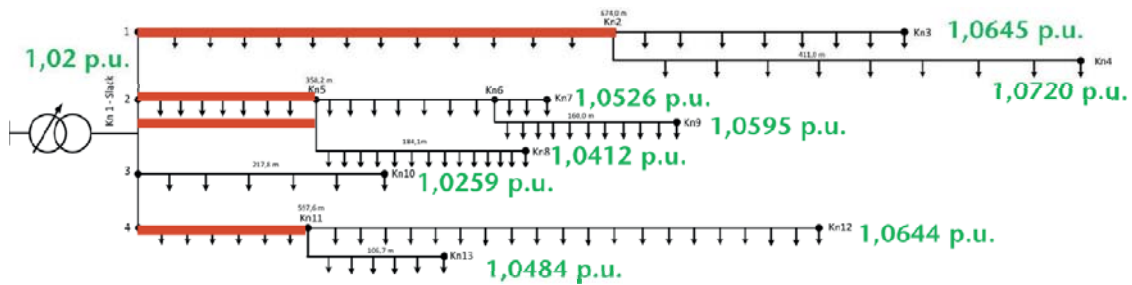


Abbildung 2-11: Ergebnisse der Leistungsflussberechnung an einer exemplarischen Netzstruktur mit rONT im Monosensorbetrieb bei einer durchschnittlichen PV-Anschlussleistung von 7,2 kW<sub>p</sub>/HA. Aufgrund der thermischen Belastungsgrenzen mussten die Leitungen in den Strängen 1+2 verstärkt werden.

Bei den untersuchten Avacon Netzstrukturen stellte sich heraus, dass die Entscheidung über einen Multisensoreinsatz eine Einzelfallentscheidung bei zeitlich unterschiedlichen Last- und Erzeugungsschwerpunkten ist, da nach einem rONT Einsatz im Monosensorbetrieb bei den untersuchten Szenarien eine konventionelle Netzverstärkung aufgrund der thermischen Belastungsgrenzen der Leitungen erforderlich war. Mögliche drohende Spannungsbandverletzungen sind durch die Reduzierung der Leitungsimpedanz indirekt mit behoben worden.

Die Ermittlung des Potentials, rONT im Monosensorbetrieb in den Niederspannungsnetzen der Avacon AG zur Spannungshaltung einzusetzen, wird im nachfolgenden Abschnitt 2.5 beschrieben.

## Weiterführende Literatur

- Untersuchung verschiedener Regelungskonzepte für rONT zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen (Schnieder et al. 2013)
- Netzausbauvarianten in Niederspannungsnetzen (Becker et al. 2014)
- Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen durch rONT im Mono- und Multi-sensorbetrieb (Schnieder et al. 2014)

## 2.5 Einsatzpotential des regelbaren Ortsnetztransformators

Durch die hohen Zubauraten bei der Photovoltaik in den Jahren 2010 bis 2012 wurde zu Beginn des e-home Projektes (Phase I) ein hoher Netzausbaubedarf auf Niederspannungsebene erwartet. Vor diesem Hintergrund wurde die monetäre und multikriterielle Bewertung des konventionellen Netzausbaus und des rONT-Netzausbaus durchgeführt. Die multikriterielle Bewertung der beiden Alternativen soll den Verteilnetzbetreiber Avacon AG dabei unterstützen, Niederspannungsnetzstrukturen zu schaffen, die den zukünftigen Anforderungen an eine nachhaltige Stromverteilung gerecht werden. Als Datengrundlage für die durchgeführte monetäre und multikriterielle Bewertung der Netzausbaualternativen dient der im Abschnitt 2.5.2 berechnete Netzausbaubedarf im Niederspannungsnetz der Avacon AG.

### 2.5.1 Modellierung der Ortsnetze

*(Dipl.-Ing. Gerrit Schlömer, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover)*

Bisher dominierten im Wesentlichen zwei unterschiedliche Methoden, um Potentialanalysen – beispielsweise zur Eignung neuer Betriebsmittel – in Niederspannungsnetzen durchzuführen. Eine Möglichkeit ist die Untersuchung von Referenznetzen, eine andere basiert auf der Auswertung einzelner oder mehrerer charakteristischer Beispielnetze. Die exakte Berechnung von Einzelnetzen ist eine anschauliche Möglichkeit, um gezielt am Beispielnetz die Vor- und Nachteile verschiedener Netzausbauarten darzustellen.

Um den Aufwand der Datenakquise und die Anzahl der Berechnungen und Auswertungen für große Netzgebiete zu reduzieren, werden häufig sogenannter Referenznetze aus leicht zu erfassenden Netzdaten gebildet. Die Netztopologie-Untersuchungen im Rahmen des e-home Projektes haben jedoch ergeben, dass eine Klassifizierung des Gesamtnetzbestandes in nur wenige Gruppen, insbesondere aufgrund der teilweise stark variierenden Netztopologien, kaum durchführbar ist und Hochrechnungen daher nicht repräsentativ sein können. Aus diesem Grund wurde ein neuer Weg der Netzmodellierung von Niederspannungsnetzen gesucht.

Die häufigsten Probleme, die sich durch die Integration dezentral einspeisender Energieanlagen 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 innerhalb des e-home Projektes strangbezogen durchgeführt. Aus der Kombination verschiedener, einzeln berechneter Netzstränge ist es möglich, unterschiedlichste Ortsnetze nachzubilden. Um den Spannungsabfall über den Transformator durch parallele Netzstränge zu modellieren, werden diese durch den Anschluss von Ersatzlasten und -erzeugern an der Niederspannungssammelschiene simuliert. Diese

Modellierung wird im Folgenden als „Bildung von synthetischen Netzstrukturen“ bezeichnet.

Die Bildung synthetischer Netzstrukturen erfolgt durch die Analyse der für einen Verteilnetzbetreiber charakteristischen Netzparameter (wie zum Beispiel der Strangaufbau oder die Anzahl und Verteilung der Hausanschlüsse), deren Quantizierung und die Aufstellung der Mengengerüste hinsichtlich der einzelnen Parameter.

Im Rahmen des e-home Projektes standen die gesamte Niederspannungsbetriebsmitteldatenbank sowie eine Stichprobendatenbank aus 1,34 % des Netzbestandes (172 Ortsnetze) zur Verfügung. Abbildung 2-12 gibt einen Überblick, wie die Methode auf die Stichprobennetze angewendet wird.

Die Ortsnetze werden zunächst in die einzelnen Stränge zerlegt und einer geeigneten synthetischen Netzstruktur zugeordnet. Die Berechnung der unterschiedlichen Szenarien und die Bestimmung des Ausbaubedarfs findet in den synthetischen Strukturen statt. Abschließend wird eine Rekombination zu den ursprünglichen Ortsnetzen vorgenommen, um eine Abschätzung des Ausbaubedarfs für das Gesamtnetz zu erhalten.

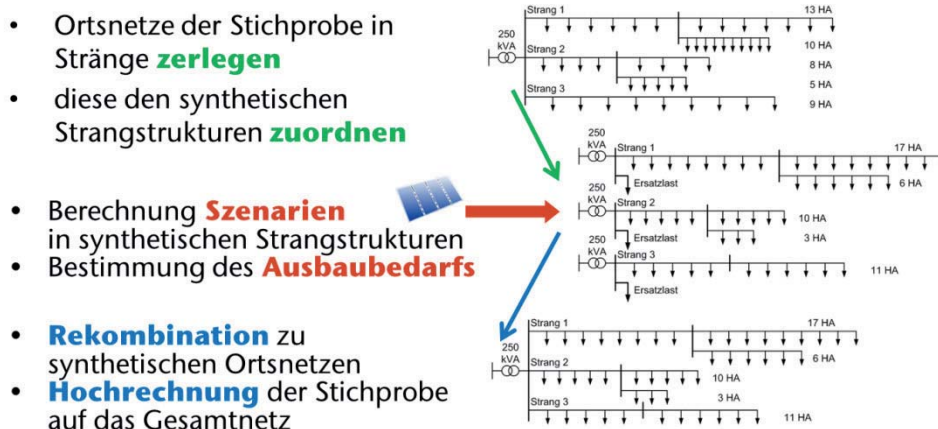


Abbildung 2-12: Abschätzung des Netzausbaubedarfs mithilfe der synthetischen Netzstrukturen

## 2.5.2 Vergleich der Netzausbaualternativen

(Dipl.-Ing. Gerrit Schlömer, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover)

Mithilfe des Verfahrens der synthetischen Netzstrukturen werden an den Hausanschlüssen unterschiedliche zukünftige Lastsituationen wie zum Beispiel der Anschluss von PV-Anlagen oder Elektroautos modelliert und die Auswirkungen auf das Netz mithilfe von Leistungsflussberechnungen untersucht. Ein automatisierter Netzausbau findet im Modell immer dann Anwendung, wenn die vorgegebenen Werte einer der folgenden Parameter an den verwendeten Betriebsmitteln verletzt werden:

- maximal zulässige Spannungsabweichung  $\Delta u_{NS} = \pm 10\%$
- Erzeugung:  $\Delta u_{NS} \leq 3\%$ , sofern kein rONT verwendet wird
- thermische Überlastung der Kabel  $I_k > I_{thk}$
- thermische Überlastung Transformator  $S_T > S_{rT}$

Eine Netzerweiterung der synthetischen Netzstrukturen wird dabei nach den beiden im Folgenden vorgestellten Maßnahmen der klassischen Netzverstärkung und des Einsatzes von rONT durchgeführt. Die durch den entwickelten Algorithmus im Modell durchgeführten Netzausbaumaßnahmen sind in Tabelle 2-2 farblich dargestellt und erläutert.

Tabelle 2-2: Darstellung der Netzausbaumaßnahmen

Farbliche Kennzeichnung	Bedeutung
●	Ersatz der Leitung durch NAYY-J 4x240
●	Legung eines Parallelkabels NAYY-J 4x240
●	Einbau eines leistungsstärkeren Transformators
●	Einbau eines rONT

### Maßnahme 1: klassischer Netzausbau

Zunächst werden die Berechnungsergebnisse einer ersten Leistungsflussberechnung auf thermische Betriebsmittelüberlastungen geprüft, die – wenn vorhanden – durch Verstärkung der betroffenen Betriebsmittel behoben werden. Solange thermisch bedingter Netzausbau erforderlich ist, wird kein spannungsbedingter Netzausbau vorgeschlagen. Nach dem Ausbau wird eine erneute Leistungsflussberechnung durchgeführt. Ergibt diese eine weitere Verletzung von Grenzwerten, kommen die Maßnahmen Querschnittserhöhung, Parallelverkabelung und Tausch des Transformators zum Einsatz.

### Maßnahme 2: regelbarer Ortsnetztransformator

Analog zu Maßnahme 1 werden die Feststellung und Behebung möglicher thermischer Überlastungen durch konventionelle Netzverstärkung beseitigt. Treten Spannungsbandverletzungen auf, wird ein rONT eingesetzt. Im Algorithmus ist der Monosensorbetrieb implementiert worden (vgl. Abschnitt 2.2), denn es wurde im Rahmen der Untersuchungen festgestellt, dass im untersuchten Netzgebiet keine Notwendigkeit für einen Multisensorbetrieb besteht (Becker et al. 2014). Bevor im Modell ein Strang – sofern er mit haushaltsüblichen Kunden belastet ist – die Spannungsbandreserve von  $\pm 8\%$  vollständig ausnutzt, entsteht am Leitungsanfang in der Regel eine thermische Überlastung. Dies erfordert einen konventionellen Netzausbau, durch welchen die Spannungsbandproblematik ebenfalls behoben wird.

### 2.5.3 Ergebnisse zum Ausbaubedarf

(Dipl.-Ing. Gerrit Schlömer, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover)

Einen Überblick über die Auswertung aller Ortsnetze der Stichprobe gibt Abbildung 2-13. Die sichtbaren Stufen sind durch die Gruppen der einzelnen Parameter bedingt. Der grün dargestellte Bereich beinhaltet die Ortsnetze, für die bei der jeweiligen Durchdringung kein Netzausbau erforderlich ist. Konsequenterweise nimmt der Anteil dieser Netze mit zunehmender PV-Anlagenleistung pro Hausanschluss (HA) 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, die Grenzwertverletzungen können behoben werden.

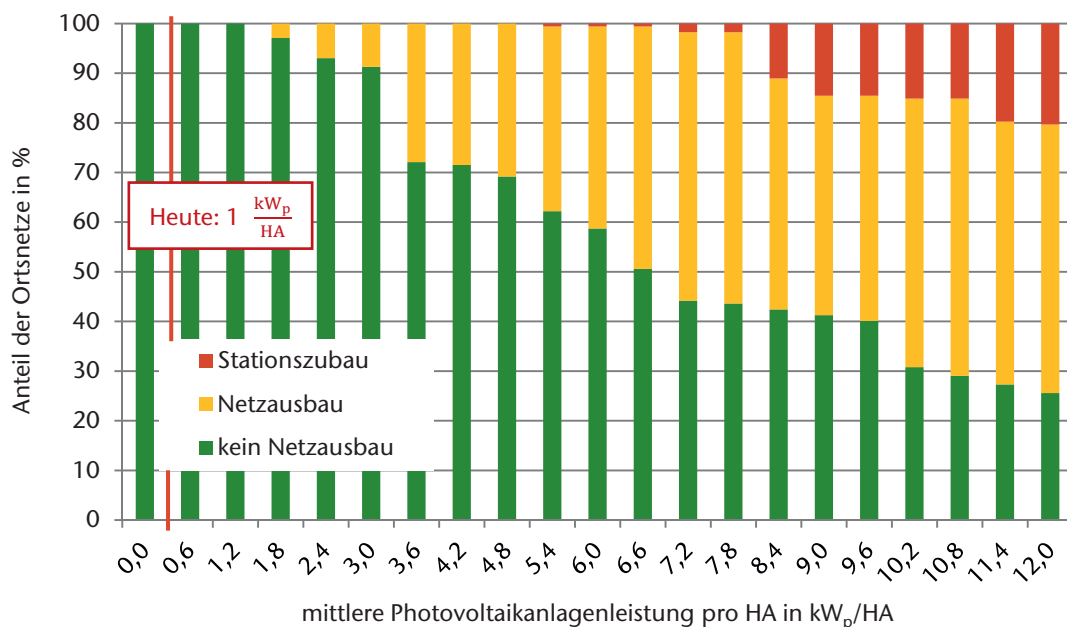


Abbildung 2-13: Anteil der Netze mit Ausbaubedarf bei zunehmender PV-Anlagenleistung pro HA

## 2.5.4 Monetäre und multikriterielle Bewertung der Netzausbaualternativen

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

### Monetäre Bewertung der Netzausbaualternativen

Bei der monetären Bewertung der beiden Netzausbaualternativen im e-home Projekt werden die Investitionen für die Anschaffung und die Installation der Netzbetriebsmittel auf Grundlage des berechneten Netzausbaus für die 172 Referenznetze berechnet und auf die 13.000 Ortsnetze der Avacon AG extrapoliert. Im Vergleich zum konventionellen Netzausbau können die Investitionen um 20 % bis 30 % gesenkt werden, wenn alle Ortsnetze mit der rONT-Technologie ausgebaut werden. Wird für jedes Ortsnetz individuell die kostengünstigere Netzausbaualternative gewählt, können die Investitionen um weitere 5 bis 10 % gesenkt werden.

Um dem Netzplaner eine Entscheidungshilfe zu geben, ob konventioneller Netzausbau oder rONT-Netzausbau zu bevorzugen ist, wurden die Ortsnetze nach der verlegten Gesamtkabellänge, Anzahl der Hausanschlüsse und Abgänge je ONS klassifiziert. Auf Grundlage der Netzausbauberechnungen ergeben sich vier Netzgruppen: sensitive, eher sensitive, eher robuste und robuste Ortsnetze (vgl. Abbildung 2-14).

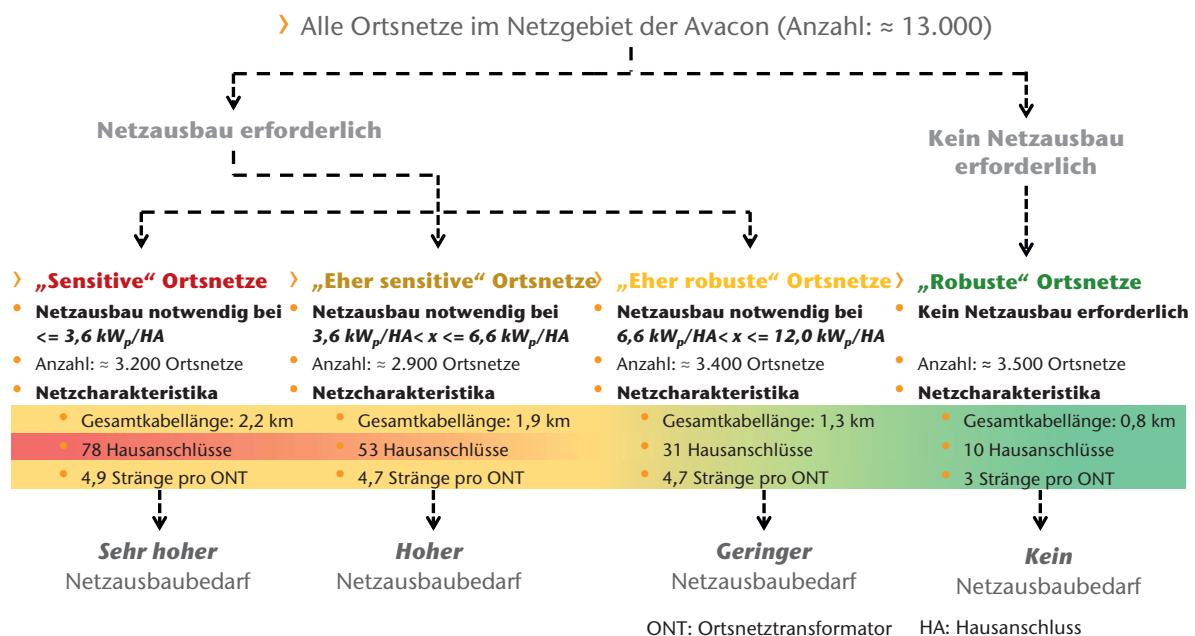


Abbildung 2-14: Klassifizierung der Ortsnetze in Netzgruppen nach Netzausbaubedarf

Ortsnetze aus der „sensitiven“ Netzgruppe müssen bereits bei kleinen PV-Durchdringungen ausgebaut werden, sodass ein Großteil der erforderlichen Netzausbauinvestitionen auf diese Netzgruppe zurückgeführt werden kann. In den Netzgruppen der „sensitiven“ und „eher sensitiven“ Ortsnetze kann durch den rONT Einsatz der zukünftige Investitionsbedarf erheb-

lich gesenkt werden. Die „eher robusten“ Ortsnetze müssen erst bei hohen PV-Durchdringungen ausgebaut werden. Unter rein monetären Gesichtspunkten sollte bei ihnen von dem Einsatz eines rONTs abgesehen werden. Die „robusten“ Ortsnetze erfordern keinen Netzausbau.

### Multikriterielle Bewertung der Netzausbaualternativen

Für die Gestaltung zukünftiger Netzstrukturen in den Niederspannungsnetzen sollten nicht nur monetäre Aspekte, sondern auch technische, ökologische und soziale Aspekte berücksichtigt werden. Für das vorliegende Mehrzielentscheidungsproblem wurde im e-home Projekt das Outranking-Verfahren PROMETHEE angewendet und weiterentwickelt, um die beiden Netzausbaualternativen zu vergleichen. Im Rahmen von Workshops mit allen Projektbeteiligten wurden die Bewertungskriterien, deren Ausprägungen und Gewichtungen erarbeitet (vgl. Abbildung 2-15).

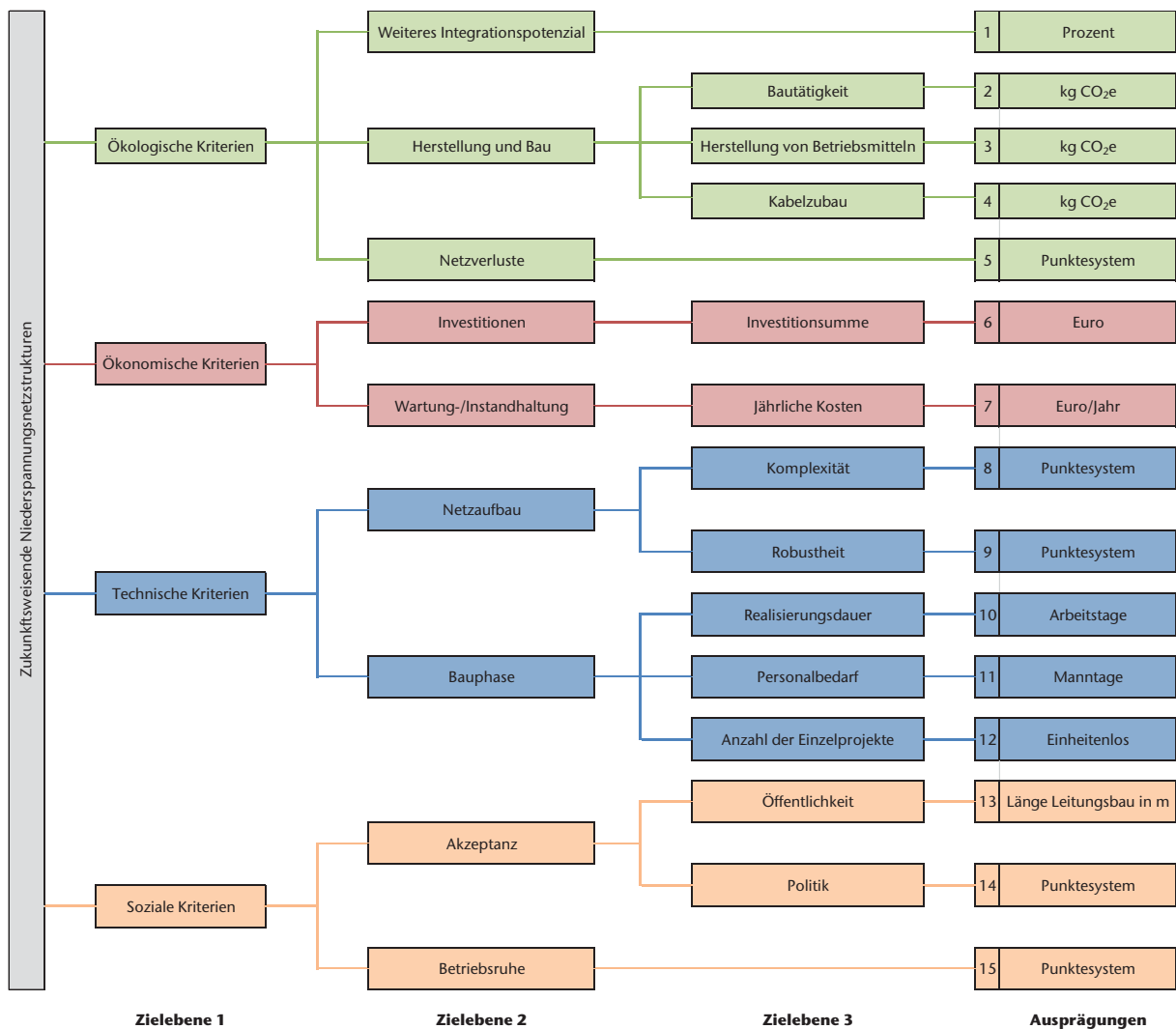


Abbildung 2-15: Kriterienhierarchie zur Bewertung zukunftsweisender Niederspannungsnetzstrukturen



Abbildung 2-16 zeigt den Anteil der auszubauenden Ortsnetze, in denen die betrachtete Netzausbaualternative bei der multikriteriellen Bewertung „gewinnt“. Die jeweilige Netzausbaualternative soll als „Gewinner“ gelten, wenn ihr Präferenzmaß bei Anwendung des PROMETHEE-Verfahrens höher ist als die der anderen Netzausbaualternative. Mit zunehmender PV-Durchdringung sinkt die relative Vorteilhaftigkeit der rONT-Netzausbaualternative. Bei hohen bis sehr hohen PV-Durchdringungen gleichen sich beide Alternativen an und es ist kein eindeutiger „Gewinner“ zu identifizieren.

Im Vergleich zur rein monetären Bewertung schneidet die rONT-Netzausbaualternative unter Berücksichtigung aller 15 Kriterien deutlich besser ab. Vor allem im Bereich niedriger bis mittlerer PV-Durchdringungen ergeben sich große Unterschiede bei einer rein monetären Bewertung im Vergleich zur multikriteriellen Bewertung (vgl. Abbildung 2-16). Bei den „sensitiven“ und „eher sensitiven“ Ortsnetzen schneidet die rONT-Netzausbauvariante im Vergleich zum konventionellen Netzausbau deutlich besser ab. Bei der Netzgruppe der „eher robusten“ Ortsnetze sollte sowohl bei der monetären als auch bei der multikriteriellen Bewertung der konventionelle Netzausbau dem rONT-Netzausbau vorgezogen werden.

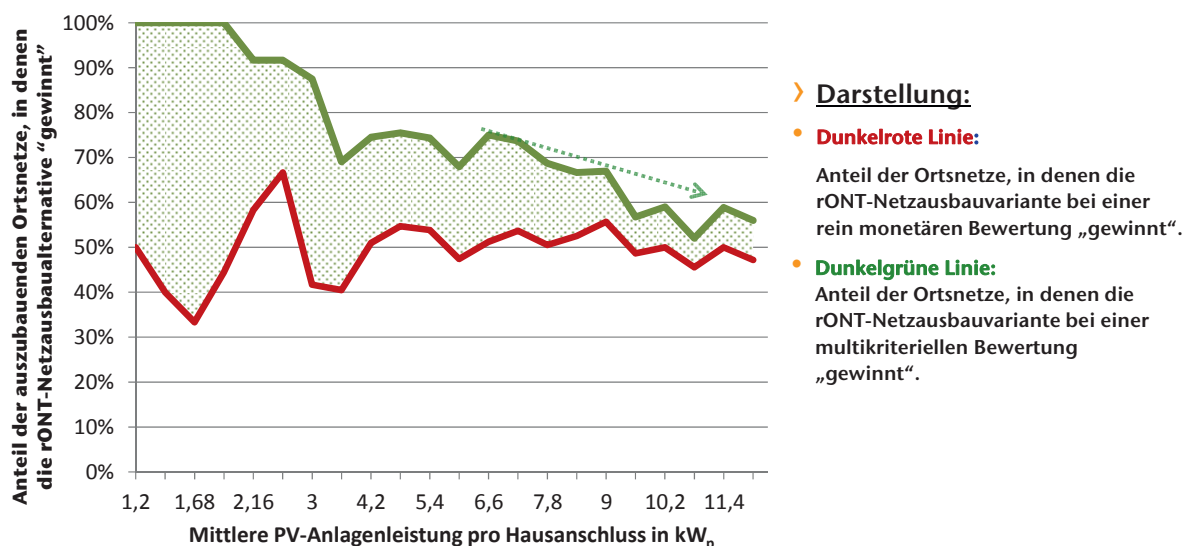


Abbildung 2-16: Vergleich der rein monetären und multikriteriellen Bewertung der rONT-Netzausbaualternative

Mithilfe von Entscheidungsregeln (vgl. Tabelle 2-3) kann der Netzplaner die geeignete Netzausbaualternative unter Berücksichtigung der jeweiligen Klassifikation der auszubauenden Ortsnetze bestimmen.

Tabelle 2-3: Entscheidungsregeln für den Netzplaner

Netzgruppe	Rein monetäre Bewertung	Multikriterielle Bewertung
robust	Kein Netzausbaubedarf	Kein Netzausbaubedarf
eher robust	Konventioneller Netzausbau	Konventioneller Netzausbau
eher sensitiv	rONT-Netzausbau	rONT-Netzausbau
sensitiv	rONT-Netzausbau	rONT-Netzausbau

## Weiterführende Literatur

- Monetäre und multikriterielle Bewertung der Netzausbaualternativen (Lühn et al. 2014; Becker et al. 2014)

## 2.6 Rechtliche Einordnung des regelbaren Ortsnetztransformators

*(Ass. jur. Franziska Lietz, LL.M., Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht, Technische Universität Clausthal)*

Die Investitionen in einen rONT stellen Netzkosten im Rahmen der Anreizregulierung dar (vgl. BNetzA 2015). Als beeinflussbare Kosten unterliegen sie 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, wenn die Erheblichkeitsschwelle für einen Erweiterungsfaktor erreicht wird. 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 und in die Antragstellung für den Erweiterungsfaktor zum 30. Juni des Investitionsjahres einbezogen werden. Der Zeitverzug kann so auf weniger als ein Jahr verringert werden.

### 3 Optimierung von Niederspannungsnetzen

*(Dipl.-Ing. Gerrit Schlömer, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover)*

Die Ergebnisse der Untersuchung zum Einsatzpotential von rONT im e-home Projekt (Phase I) zeigen, dass die Entscheidung für einen optimalen Netzausbau im Niederspannungsnetz von vielen Randbedingungen abhängt. Daher wurden innerhalb des Projektes verschiedene Ansätze untersucht, wie den Netzplanern eine Hilfestellung gegeben werden kann, um den Netzausbau unter Berücksichtigung der neuen rONT-Technologie effizient zu gestalten. Dabei hat sich gezeigt, dass ein umfangreiches Optimierungsverfahren notwendig ist, das möglichst viele weitere relevante Anforderungen berücksichtigen kann:

- Betrachtung des gesamten Niederspannungsnetzes einer Ortschaft, nicht nur des Versorgungsbereiches von einzelnen ONS
- Ergänzung um eine automatisierte Modellerstellung des Niederspannungsnetzes auf Basis der Studienergebnisse, öffentlich verfügbaren Datenquellen wie Open-Street-Map und Kombination mit Daten von Verteilnetzbetreibern wie vorhandene ONS, bereits installierte EEG-Anlagen etc.
- Berücksichtigung von Schaltzustandsänderungen im Niederspannungsnetz
- Optimierte Zusammenlegen und Trennen von Versorgungsbereichen
- Findung optimaler Ausbautrassen auch unter der Randbedingung von abschnittsindividuellen Ausbaurkosten

Die Abbildung 3-1 zeigt einen Überblick über das im e-home Projekt entwickelte Optimierungsverfahren. Grundlage ist eine automatisierte Topologie-Erstellung auf Basis von Open-Street-Map und den Daten des Verteilnetzbetreibers. Ausgehend von der Datenlage erfolgt eine der Transportlogistik entnommene Standort-Optimierung und die weiterentwickelte Ausbauoptimierung auf Basis von Abschnitt 2.5.2.

Im Folgenden wird das entwickelte Optimierungsverfahren auf den Netzbezirk des Umspannwerkes in Ahlden (Aller) angewendet. Einige spezifische Kenndaten des Umspannwerkbereichs sind in Tabelle 3-1 angegeben.

Weil georeferenzierte, digitale Netzdaten nicht zur Verfügung stehen, wird für die niederspannungsseitige Auswertung des Umspannwerkbereichs eine automatisierte Netznachbildung angewandt. An jeder Straße wird dabei ein typischerweise verlegtes Niederspannungskabel angenommen. Dabei wird unterstellt, dass Wohn- und Geschäftsgebäude, deren Grundrisse aus OpenStreetMap übernommen werden, elektrisch an das nächst liegende Kabel angeschlossen werden. Die Positionen der ONS wurden in diesem Fall von der Avacon AG zur Verfügung gestellt. Weil im ländlichen Raum nicht an jeder Straße Netzan-

schlüsse vorhanden sind, werden bei Straßenabschnitten ohne Netzanschlüsse und einer Länge von mehr als 250 m zusätzlich Investitionen für die Kabellegung angenommen.

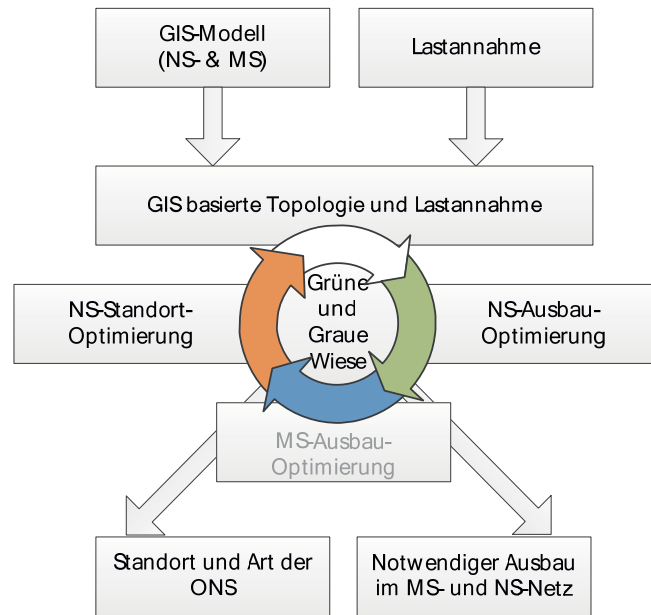


Abbildung 3-1: Übersicht über die entwickelten Optimierungsverfahren

Tabelle 3-1: Kennwerte des Umspannwerkbereichs

Kennwert	Eigenschaft
Anzahl Netzanschlüsse	8.496
Anzahl ONS	191
Anzahl Kundenstationen	47
EEG-Station (Wind, BHKW, etc.)	28
Stromkreislänge Niederspannung	~1.100 km
Stromkreislänge Mittelspannung	~285 km
Vorhandene PV-Anlagen	488 Anlagen – 6,0 MW (NS-Ebene) 28 Anlagen – 3,3 MW (MS-Ebene)
KWK-Anlagen	21 Anlagen – 0,2 MW

Auf Basis des Datensatzes wird anschließend ein optimierter Schaltzustand für das Niederspannungsnetz erzeugt und weitere Leitungen zum Datensatz hinzugefügt, um die wesentlichen Planungskriterien wie die Einhaltung des Spannungsbandes, der thermischen Betriebsmittelbelastungen und der minimalen Kurzschlussströme zu gewährleisten, wenn das Netz als Strahlennetz betrieben wird. Dabei wird eine Auslegungslast mithilfe der klassischen Lastannahme für vollelektrifizierte Wohneinheiten nach Kaufmann (1995) angenommen.

Als Zielszenario wird im Netzgebiet von einem sehr starken Zubau von PV-Anlagen und einer gleichzeitigen Spitzenlastannahme von 5 kW<sub>p</sub> pro HA ausgegangen. Die mögliche PV-Anlagenleistung wird mithilfe der innerhalb des e-home Projektes entwickelten Kennlinie

auf Basis des Netzanschlussabstandes abgeschätzt, da genauere Daten wie etwa Dachpotential-Analysen nicht vorhanden sind. Dabei wird von einer möglichen PV-Anlagenleistung von  $0,3 \text{ kW}_p$  je Meter Netzanschlussabstand ausgegangen, wobei die maximale Anlagenleistung auf  $30 \text{ kW}_p$  begrenzt wird.

Für die Netzplanung werden ferner die gleichen Randbedingungen zugrunde gelegt wie in den Maßnahmen, die im Abschnitt 2.5.2 beschrieben wurden. Trotz der hohen Prognose für die dezentrale Einspeisung aus PV-Anlagen zeigt sich, dass 17,8 % der ONS schon heute über ausreichend Leistung verfügen und keiner Anpassung bedürfen. Dass der Prozentsatz etwas kleiner ist als in der Studie aus Abschnitt 2.5.3 (25,5 %), liegt an der deutlich aufwendigeren Modellierung, da in diesem Fall beispielsweise auch zwei Stationen zusammengeschlossen werden können, die vorher unverändert blieben. Alle anderen Stationen werden aber, um unter den gegebenen Randbedingungen das wirtschaftliche Optimum zu erreichen, modifiziert. Dabei werden 22 Standorte von Ortsnetzstationen verlegt und an drei Standorten neue ONS errichtet. Im Zielnetz sind zwei Drittel der Netzstationen als rONT ausgeführt, etwa ein Drittel als konventionelle Transformatoren. Der rONT-Anteil ist in diesem Fall größer als in der rein monetären Betrachtung aus Abschnitt 2.5.4, da sich auch hier die Zusammenlegung von ONS und Schaltzustandsoptimierungen beim rONT-Einsatz bemerkbar macht.

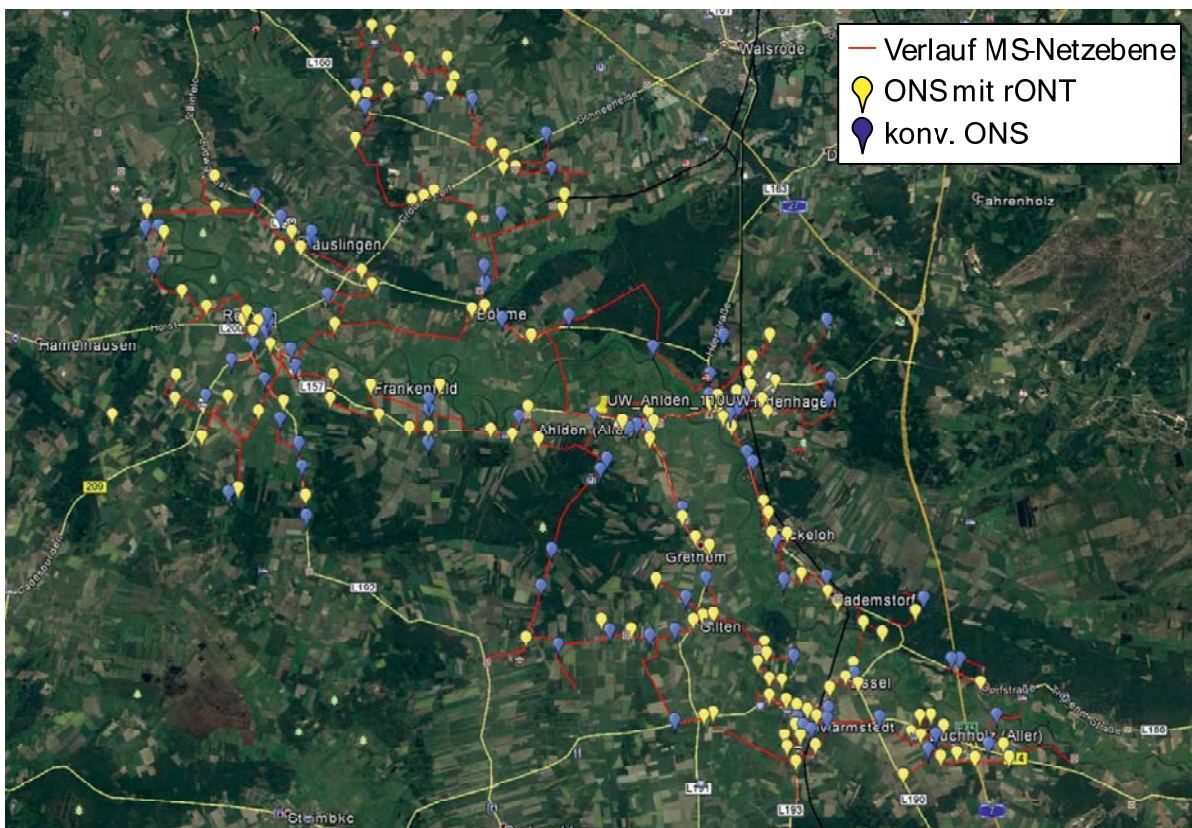


Abbildung 3-2: Darstellung des Umspannungsbereichs Ahlden mit Kennzeichnung der Stationsart in Google-Earth

Abbildung 3-2 zeigt den Umspannungsbereich und die räumliche Verteilung der ONS, wie sie mit dem Optimierungsverfahren ermittelt wurden. Bei der Verteilung der konventionellen und regelbaren Transformatoren ist kein klares räumliches Muster zu erkennen. Letztendlich wird die Entscheidung durch die lokalen Randbedingungen beeinflusst.

Im Folgenden wird das Ergebnis eines ausgewählten Ortes exemplarisch vorgestellt. Der Ort hat 428 Hausanschlüsse und wird über sechs ONS an das überlagerte Mittelspannungsnetz angeschlossen. Die Punkte in der Abbildung 3-3 stellen die einzelnen Hausanschlüsse dar, wobei die farbliche Kennzeichnung die Stationszugehörigkeit anzeigt. Die schwarzen Kreise mit Nennleistungsangabe beschreiben die vorhandenen Stationsstandorte. Die Niederspannungsnetze werden als Strahlennetze betrieben, wobei Unterbrechungen in den Leitungsverläufen die ermittelten Trennstellen darstellen. Die mit der Netznachbildung ermittelte Gesamtkabellänge im Niederspannungsnetz beträgt 13,3 km, wobei in Stationsnähe Verstärkungsleitungen notwendig sind, die schwarz dargestellt werden. Die Hausanschlussleitungen werden bei der Gesamtlänge nicht berücksichtigt.

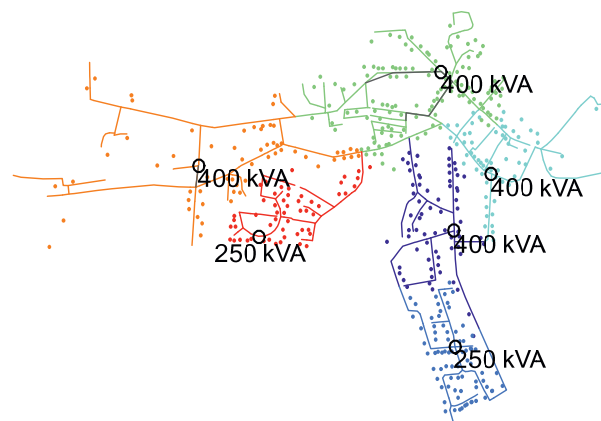


Abbildung 3-3: Synthetisch ermitteltes Ausgangsnetz mit optimiertem Schaltzustand

Das synthetisch ermittelte Ausgangsnetz wird im Folgenden mit dem beschriebenen Szenario überlagert. Wenn es zu einer Verletzung der Spannungsbandkriterien oder der thermischen Belastung der Kabel kommt, wird gemäß Abschnitt 2.5.4 der über den Betrachtungszeitraum günstigste Netzausbau ausgewählt. Das Ergebnis ist in Abbildung 3-4 dargestellt. Die durch das Optimierungsverfahren gefundene Lösung ist, dass eine zusätzliche ONS in der Mitte des Ortes vorgesehen wird. An dem ermittelten Standort existiert ein freies Grundstück und die Mittelspannung wird bereits vorbeigeführt, sodass eine kostengünstige Einbindung möglich ist. Dennoch müssen bis auf eine Station alle weiteren Stationen umgerüstet werden, wobei kein Tausch des Stationsgebäudes notwendig wird. In drei der sieben Stationen ist aufgrund der Wahl des Schaltzustandes kein rONT erforderlich.

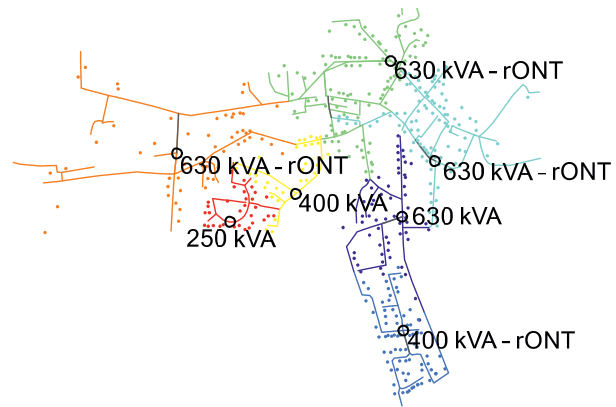


Abbildung 3-4: Ergebnis des Optimierungsverfahrens

### Weiterführende Literatur

- Netznachbildung in (Schlömer und Hofmann 2016b)
- Netzoptimierung in (Schlömer und Hofmann 2016c, 2016d, 2016a)

## 4 Akzeptanzuntersuchungen zur Elektromobilität

(Maximilian Horn, M.Sc., Institut für Psychologie, Psychologische Methodenlehre und Biopsychologie, Technische Universität Braunschweig)

Die teilnehmenden Haushalte im e-home Projekt konnten ein Elektroauto leasen. In der ersten Projektphase war dies ein Peugeot iON und in der zweiten Projektphase ein Nissan Leaf. Das Elektroauto gilt als eine der zukünftigen Netzkomponenten. Um die Akzeptanz der Projektteilnehmer hinsichtlich ihres Elektroautos zu erfassen, wurde im ersten Schritt erfragt, für welche Wegezwecke die Teilnehmer welchen PKW (Elektroauto oder Benzin- bzw. Diesel-PKW) bevorzugen. Weiterhin bewerteten die Teilnehmer Adjektivpaare in einem semantischen Differential, jeweils für den Elektroauto und den Benzin- bzw. Diesel-PKW.

Für diese Befragung wurden Fragebögen postalisch an die e-home Haushalte versandt. Die Befragung fand kurz vor dem Fahrzeugwechsel von dem Peugeot iOn auf den Nissan Leaf statt. Rund 40 % der Stichprobe von 56 Personen waren weiblich und das Durchschnittsalter betrug 50,65 Jahre (SD = 15,20).

Abbildung 4-1 veranschaulicht die Nutzung von Elektroautos und Benzin- bzw. Diesel-PKWs nach Wegezwecken. Der überwiegende Teil der Teilnehmer gab an, das Elektroauto für den Großteil der Wegezwecke zu nutzen. Besonders deutlich wird dies bei den Wegezwecken „Einkäufe des täglichen Bedarfs“ und „Fahren der Kinder“. Hier gaben mehr als 80 % der Nutzer an, das Elektroauto zu wählen. Auch für „Einkaufsausflüge“, „private Unternehmungen“ und den „Arbeitsweg“ nutzen um die 70 % der Nutzer das Elektroauto. Nur für „Freizeitausflüge“ und „längere Urlaubsreisen“ wurde der Benzin- bzw. Diesel-PKW von über 90 % der Nutzer bevorzugt.

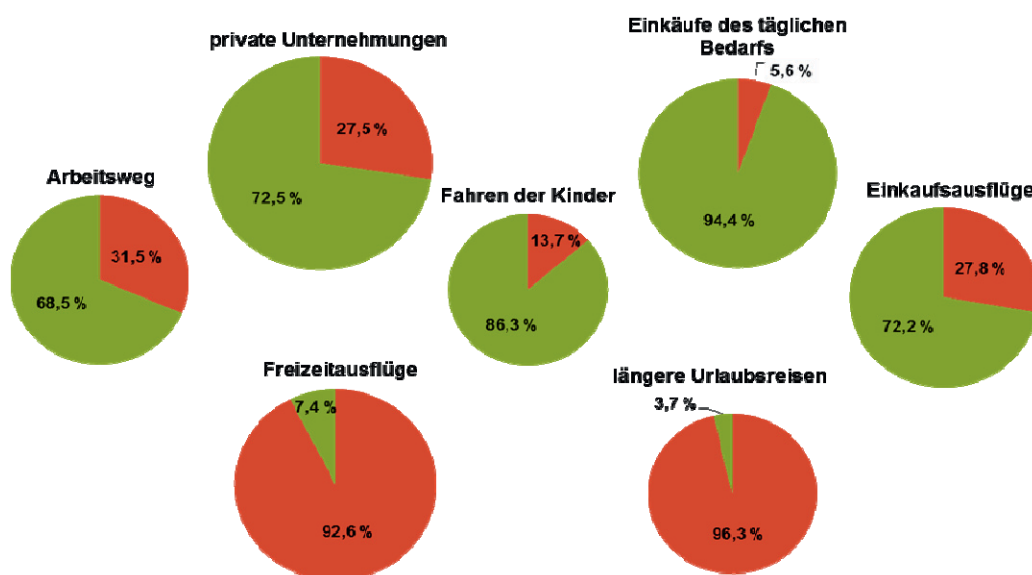


Abbildung 4-1: Anteil der Nutzer, welche den jeweiligen Fahrzeugtyp für den angegebenen Wegezweck bevorzugen; grün = Elektroauto, rot = Benzin- bzw. Diesel-PKW



Abbildung 4-2 zeigt die Nutzung des Elektroautos als Erst- bzw. Zweitwagen. Obwohl das Elektroauto für einen Großteil der Wegezwecke gewählt wurde, gaben über 80 % der Stichprobe an, das Elektroauto als Zweitwagen zu nutzen.



Abbildung 4-2: Anteil der Nutzer, welche das Elektroauto als Erst- bzw. Zweitwagen nutzen; grün = Nutzung als Erstwagen, rot = Nutzung als Zweitwagen

Größere Unterschiede zeigten sich bei der Aufteilung nach Geschlechtern, welche in Abbildung 4-3 dargestellt ist. Während 86 % der männlichen Teilnehmer das Elektroauto als Zweitwagen bezeichneten, sind es bei den Frauen nur 67 %.

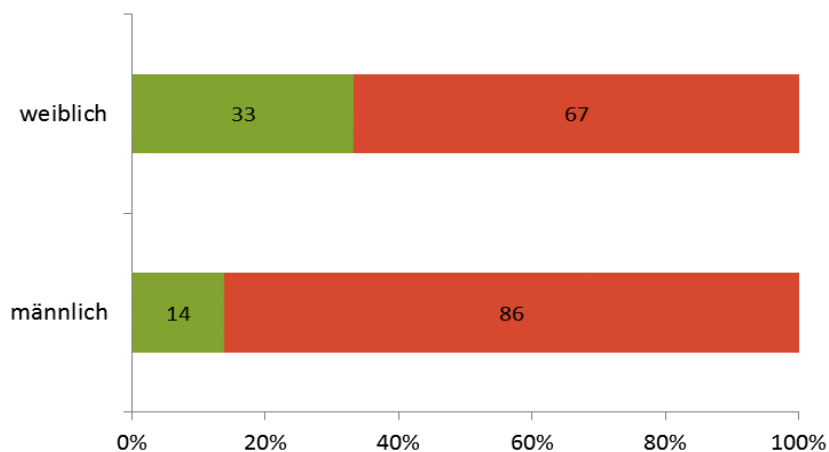


Abbildung 4-3: Anteil der Erst- und Zweitwagen-Nutzer des Elektroautos nach Geschlechtern in %; grün = Nutzung als Erstwagen, rot = Nutzung als Zweitwagen

Einen Ansatz zur Erklärung dafür, dass das Elektroauto häufiger als Zweitwagen bezeichnet wurde, bieten die Attribute, mit denen die Fahrzeuge beschrieben wurden. Die Einschätzung der Attribute beider Fahrzeugtypen anhand des semantischen Differentials wird in Abbildung 4-4 zusammengefasst. Das Elektroauto wurde als reizvoller, sympathischer, moderner und umweltfreundlicher eingeschätzt als der Benzin- bzw. Diesel-PKW. Bei den Attributen „zu mir passend“ und „preiswert“ gab es keine nennenswerten Unterschiede zwischen den Fahrzeugtypen. Die stärksten Unterschiede fanden sich bei den Attributen „unabhängig“, „flexibel“ und „umweltfreundlich“. Bei ersteren beiden wurde der Benzin- bzw. Diesel-PKW als deutlich positiver bewertet, während das Elektroauto als weitaus umweltfreundlicher eingestuft wurde.

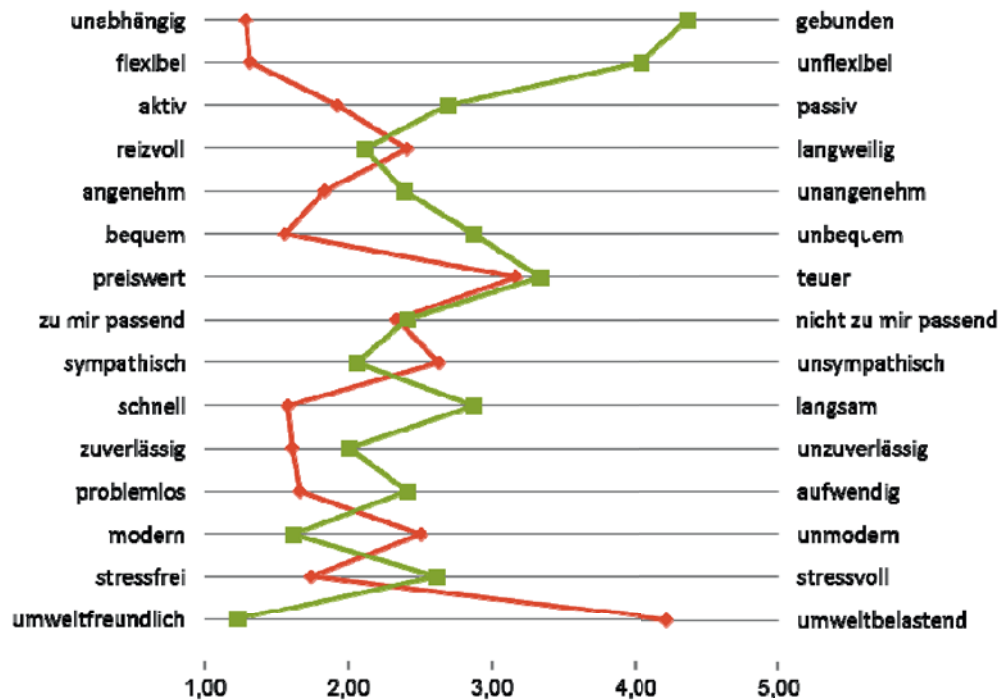


Abbildung 4-4: Mittlere Einschätzung der Attribute beider Fahrzeugtypen; grün = Elektroauto, rot = Benzin-/Diesel-PKW

Um weitere Hinweise darauf zu bekommen, von welchen Kriterien die Wahlentscheidung zwischen einem konventionellem PKW und einem Elektroauto gesteuert wird, kam die Methode der Choice-Based-Conjoint-Analyse (CBC-Analyse) sowie die van Westendorp-Methode zur Ermittlung der Preisbereitschaft zum Einsatz. Dazu wurden Fragebögen postalisch an die e-home Haushalte versandt. Rund 42 % der Stichprobe von insgesamt 37 Personen waren weiblich und das Durchschnittsalter betrug 57,61 Jahre ( $SD = 11,48$ ). Weiterhin wurde eine Vergleichsstichprobe erhoben. Hierzu wurden 2.382 Solaranlagenbesitzer im Großraum Hannover identifiziert, die kein Elektroauto besaßen. Per Zufallsziehung wurden 500 dieser Personen postalisch kontaktiert. Aus den Rückmeldungen ergab sich eine Stichprobe von 147 Personen, deren soziodemografische Charakteristika überwiegend der Charakteristika der e-home-Stichprobe ähnelten. Mit einem Anteil von ca. 82 % war die Männerquote in der Vergleichsstichprobe jedoch deutlich höher als in der e-home Stichprobe.

Mithilfe einer Choice-Based-Conjoint-Analyse (CBC-Analyse) wurde die Bedeutung der Produkteigenschaften im Kaufentscheidungsprozess untersucht. In der vorliegenden Analyse wurde ein PKW durch fünf Eigenschaften beschrieben. Eine Auflistung dieser Eigenschaften und ihrer Ausprägungen findet sich in Abbildung 4-5. Aus den 162 möglichen Kombinationen der Eigenschaftsausprägungen wurden 16 Produktprofile zufällig ausgewählt. Hieraus ergaben sich 39 Choice Sets ohne Dopplungen, welche in der e-home Befragung auf zwei Gruppen und in der Vergleichsbefragung auf drei Gruppen randomisiert wurden. In der Vergleichsbefragung wurde eine geringere Choice Set-Anzahl pro Gruppe, bzw. Teilnehmer einer Gruppe gewählt, um die Rücklaufwahrscheinlichkeit zu erhöhen. Als Anweisung zur

Bearbeitung wurde ein fiktives Szenario beschrieben, bei dem sich die Teilnehmer in einem Autohaus befanden und sich zwischen zwei Fahrzeugen zu entscheiden hatten.

Welches von diesen beiden Produkten würden Sie wählen?			Bedeutungsgewichte	
	Produkt A		e-home Stichprobe	Vergleichsstichprobe
<b>Motorentyp</b>	Elektromotor, Verbrennungsmotor	↔	10 %	7 %
<b>Reichweite in km</b>	150 km, 500 km, 900 km	↔	27 %	26 %
<b>Emissionen in g/km</b>	0 g/km, 100 g/km, 200 g/km	↔	20 %	18 %
<b>Lade- bzw. Tankdauer</b>	5 Min, 30 Min, 480 Min (8h)	↔	15 %	15 %
<b>Kosten pro 100 km</b>	4 €, 7 €, 15 €	↔	27 %	34 %

Abbildung 4-5: Eigenschaften und Ergebnisse aus der CBC-Analyse für beide Stichproben

Die Ergebnisse der CBC-Analyse mit den zugehörigen Bedeutungsgewichten sind in Abbildung 4-5 dargestellt. Die Rangfolge der Bedeutungsgewichte war in beiden Stichproben gleich. In der Vergleichsstichprobe haben die Kosten pro 100 km jedoch ein noch stärkeres Gewicht bei der Auswahl der Fahrzeuge, als in der e-home Stichprobe gehabt. Die stärksten Bedeutungsgewichte bei der fiktiven Kaufentscheidung wiesen die Eigenschaften Kosten pro 100 km sowie Reichweite in km auf. Es folgten die Emissionen, die Lade-, bzw. Tankdauer sowie der Motorentyp. Bezüglich der Teilnutzenwerte der einzelnen Eigenschaftsausprägung zeigten die Daten folgendes: Je niedriger die Ausprägung der Eigenschaft Kosten pro 100 km, desto höher waren die Teilnutzenwerte der Ausprägungen. Je höher die Ausprägungen der Eigenschaft Reichweite in km, desto höher waren die Teilnutzenwerte. Je geringer die Ausprägungen der Eigenschaft Emissionen in g/km, desto höher waren die Teilnutzenwerte der Ausprägungen. Der Elektromotor wies einen höheren Teilnutzen als der Verbrennungsmotor auf. Die mittlere Lade- bzw. Tankdauer von 30 Minuten hatte einen höheren Teilnutzenwert als die niedrigste und höchste Ausprägung dieser Eigenschaft.

Weiterhin wurde mit der grafischen Auswertung nach der van Westendorp-Methode die Preisbereitschaft für ein spezifisches Elektroauto in der Stichprobe der e-home Teilnehmer und in einer Vergleichsstichprobe bestimmt. Den Teilnehmern der Befragungen wurde eine Produktvignette eines Elektroauto-Modells in Anlehnung an die Daten des Nissan Leaf vorgelegt. Das Fahrzeug wurde durch fünf Eigenschaften beschrieben: 200 km Reichweite, Motortyp Elektromotor, 0 g Emissionen pro km, Stromkosten von 4,35 € für 100 km, Ladedauer von 480 Minuten (Laden zu Hause, 230 V Steckdose). Mithilfe von vier Fragen wurde die Preisbereitschaft erfasst. Die Fragen wurden nach den Kategorien, wann ein Produkt als „günstig“, „teuer“, „zu teuer“ oder „zu günstig“ eingeschätzt wird, ausgerichtet. Als Ant-

wort gaben die Probanden einen subjektiv eingeschätzten Preis in der Währung Euro an. Durch die grafische Auswertung nach der van Westendorp-Methode ließ sich ein akzeptabler Preiskorridor für das Produkt je Stichprobe bestimmen. Dieser wird eingerahmt vom Minimal- und Maximalpreis eines Produkts. Der Optimalpreis stellt den Preis dar, bei dem der höchste Absatz des Produkts innerhalb der Stichprobe zu erwarten ist. Die Abbildung 4-6 gibt einen Überblick der Ergebnisse und stellt einen Vergleich zum damals gelisteten Kaufpreis des Nissan Leaf (Modell Visia) dar.

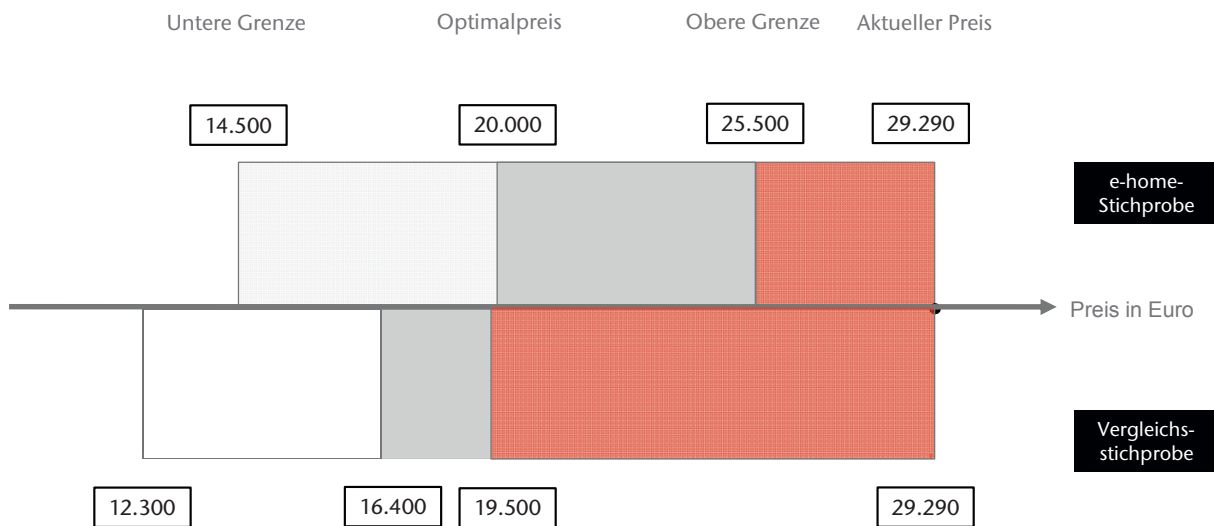


Abbildung 4-6: Vergleich der Preisbereitschaft nach der van Westendorp-Methode.

In der e-home Stichprobe lag die obere Preisgrenze bei 25.500 € und die untere Preisgrenze bei 14.500 €. Für den Optimalpreis konnte ein Betrag von ca. 20.000 € ermittelt werden. In der Vergleichsstichprobe lagen sowohl die untere Preisgrenze, mit 12.300 €, als auch die obere Grenze, mit 19.500 €, niedriger als die Minimal- und Maximal-Grenzen der e-home Stichprobe. Mit einem Wert von 16.400 € ist auch der ermittelte Optimalpreis in der Vergleichsstichprobe deutlich geringer. Die rote Markierung in der Grafik veranschaulicht die Differenz zwischen Maximalpreis und Kaufpreis. Um eine Preisakzeptanz zu erreichen, müsste der Maximalpreis gleich oder größer des Kaufpreises sein.

## 5 Speicher

In Phase II des e-home Projekts wurden in den teilnehmenden e-home Haushalten Batteriespeicher mit einer nutzbaren Kapazität von 4,4 kWh oder 8,8 kWh installiert. Im Jahr 2013 war das e-home Projekt somit eines der ersten, das die Integration von Batteriespeichern in private Haushalte messtechnisch untersuchte. In Abschnitt 5.1 werden die technischen Grundlagen zur Einbindung von Batteriespeichern in private Haushalte erläutert. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse von Batteriespeichern in Verbindung mit der Stromerzeugung aus PV-Anlagen wird in Abschnitt 5.2 für die Jahre 2016 und 2019 anhand des internen Zinssatzes durchgeführt. Abschließend wird die Akzeptanz von Batteriespeichern anhand von Umfrageergebnissen bewertet, sowie eine rechtliche Einordnung vorgenommen.

### 5.1 Technische Betrachtung

*(Hauke Loges, M.Sc., Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia, Technische Universität Braunschweig)*

Das e-home Projekt war deutschlandweit eines der ersten wissenschaftlichen Projekte, in dem mehrere private Haushalte hochauflösend, untersucht wurden. Neben dem gesamten Haushaltsverbrauch, wurden auch einzelne Verbraucher (z.B. Klimaanlage und Elektrofahrzeug) sowie die Erzeugung messtechnisch erfasst. Für weiterführende Simulationen und Berechnungen zum Thema Batteriespeicher wurden in der ersten Projektphase zunächst Profilgeneratoren entwickelt, die Last- und Erzeugungsprofile der Komponenten

- Haushalt
- Photovoltaik
- Elektrische Wärmepumpe
- Elektroauto

abbilden können. Die zeitliche Auflösung des PV-Generators sowie des Haushaltsprofilgenerators liegt bei einer Minute, die Auflösung für die Wärmepumpe und für das Elektroauto liegt bei fünf Minuten. Die Profilgeneratoren wurden aufbauend und ergänzend zu den gemessenen Profilen entwickelt und bieten den Vorteil einer unbegrenzten Anzahl an unterschiedlichen Profilen und Spezialfällen. Zudem kann ein komplettes Jahresprofil in wenigen Minuten nachgebildet werden. In Abbildung 5-1 sind ein synthetisches Haushaltslastprofil und ein synthetisches PV-Profil, die mit dem Profilgenerator erstellt wurden, für einen exemplarischen Tag dargestellt.

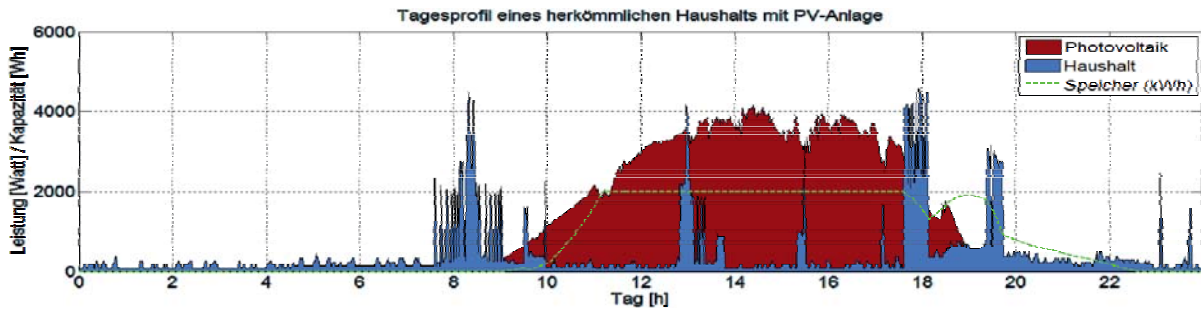


Abbildung 5-1: Synthetische Last- und Erzeugungsprofile (Loges et al. 2014a)

## Weiterführende Literatur

- Synthetische Profile in (Loges et al. 2014a)

## Eigenverbrauchs- und Autarkiequoten

Unter der Autarkiequote  $AQ$  versteht man das Verhältnis von selbst verbrauchtem PV-Strom  $E_{HH} - E_{NB}$  zum gesamten Jahreshaushaltsverbrauch. Der Haushaltsstromverbrauch ist als  $E_{HH}$  definiert und der Netzbezug als  $E_{NB}$ .

$$AQ = \frac{E_{HH} - E_{NB}}{E_{HH}} \cdot 100 \quad (5-1)$$

Die Eigenverbrauchsquote  $EVQ$  definiert hingegen das Verhältnis aus selbst verbrauchtem Photovoltaikstrom  $E_{PV} - E_{NE}$  zum gesamt erzeugten PV-Strom  $E_{PV}$ , gibt also Auskunft, wie viel vom erzeugten PV-Strom im eigenen Haushalt selbst verbraucht werden kann.

$$EVQ = \frac{E_{PV} - E_{NE}}{E_{PV}} \cdot 100 \quad (5-2)$$

Der Anteil der PV-Energie, der den haushaltsinternen Verbrauchern zugeführt wird, ergibt sich rechnerisch aus der Differenz des erzeugten PV-Stroms  $E_{PV}$  und des eingespeisten  $E_{NE}$  PV-Stroms bzw. mittels der Differenz zwischen dem Haushaltsstromverbrauch  $E_{HH}$  und dem vorhandenen Netzbezug  $E_{NB}$ .

Zur Bestimmung der Autarkie- und der Eigenverbrauchsquote wird ein Simulations-Tool (MATLAB/SIMULINK) für die 1-minütigen Profile des Haushalts- und des PV-Generators genutzt. Das Tool kombiniert PV-Profile mit einer installierten Leistung von 1 kW<sub>p</sub> bis 10 kW<sub>p</sub> unter Berücksichtigung von Speichern mit einer Kapazität zwischen 0 kWh und 10 kWh.

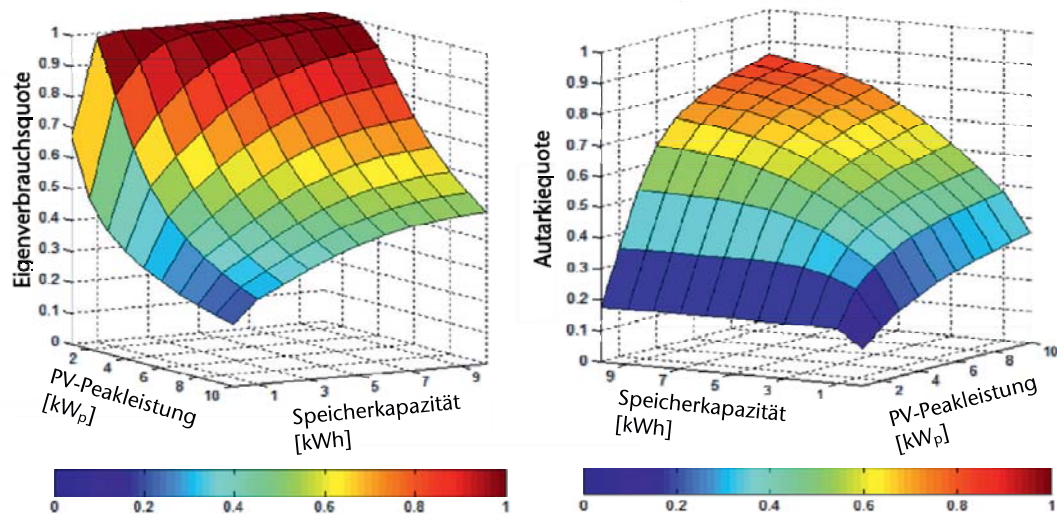


Abbildung 5-2: Eigenverbrauchs (links)- und Autarkiequoten (rechts) bei konventionellen Haushalten

Abbildung 5-2 zeigt auf der linken Seite die Eigenverbrauchsquoten sowie auf der rechten Seite die Autarkiequoten, die sich in Kombination unterschiedlicher PV-Anlagen mit unterschiedlichen Speichergrößen ergeben. Die unteren Achsen sind bei den Abbildungen jeweils gespiegelt um eine anschauliche Darstellung zu ermöglichen. Die Eigenverbrauchsquote  $EVQ$  nimmt mit steigender Speichergröße zu, sinkt aber mit steigender PV-Anlagengröße. Da die Quote „nur“ ein Verhältnis darstellt, sollte dennoch kurz erwähnt werden, dass der absolute Eigenverbrauch mit steigender Leistung der PV-Anlage zunimmt. Ohne Batteriespeicher können Eigenverbrauchsquoten  $EVQ$  zwischen ca. 20 % (10  $kW_p$ ) und ca. 65 % (1  $kW_p$ ) erreicht werden. In der Simulation hat sich ergeben, dass sich mit Speicher die Eigenverbrauchsquoten  $EVQ$  bereits bei relativ geringer Kapazität auf bis zu 100 % erhöhen lässt (z.B. 1  $kW_p$ , 2  $kWh$ ). Bei einem PV-Speichersystem mit einer 10  $kW_p$  Anlage und einer Batteriekapazität von 10  $kWh$  ergibt sich eine Eigenverbrauchsquote von ca. 50 %. Ohne Speicher lassen sich – laut Simulation – Autarkiequoten  $AQ$  zwischen ca. 10 % (1  $kW_p$ ) und ca. 35 % (10  $kW_p$ ) erreichen. Grundsätzlich ist zu erkennen, dass die Autarkiequote  $AQ$  mit zunehmender PV-Anlagengröße und mit zunehmender Speicherkapazität steigt. Die maximale Autarkiequote  $AQ$  lässt sich folglich mit einer Kombination von einer 10  $kW_p$  PV-Anlage und einem 10  $kWh$  Speicher erreichen und beträgt ca. 85 %. Bereits kleine Batteriespeicher sorgen folglich für einen sehr starken Zuwachs des Eigenverbrauchs.

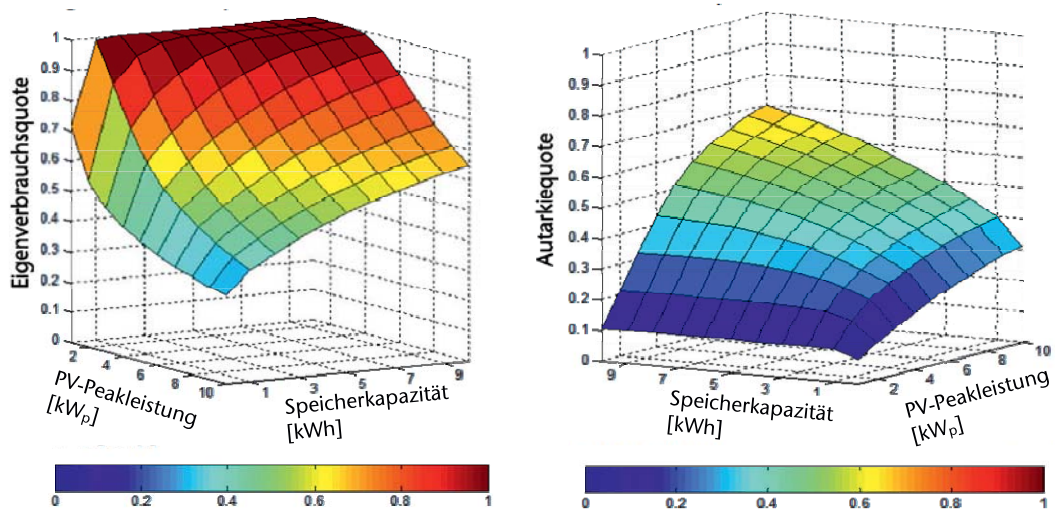


Abbildung 5-3: Eigenverbrauchs- (links) und Autarkiequoten (rechts) bei den e-home Haushalten mit Elektroautos

Der in Abbildung 5-3 betrachtete e-home Haushalt besitzt im Vergleich zu den konventionellen Haushalten ein Elektroauto als Zweitwagen, das überwiegend am Hausanschluss geladen wird. Ohne Batteriespeicher ergeben sich AQ zwischen ca. 7 % und 30 %. Mit Einsatz eines Speichers lässt sich dieser Wert auf bis zu 70 % steigern. Die Autarkiequote AQ nimmt gemäß Formel 5-1 aufgrund einer Erhöhung des Haushaltsbedarfes ab. Mit der im e-home Projekt betrachteten durchschnittlichen PV-Anlagengröße von 7,5 kW<sub>p</sub> und den eingesetzten Speichern mit einer nutzbaren Kapazität von ca. 4,4 kWh bzw. 8, kWh ist bei den Haushalten gemäß Abbildung 5-3 mit einer AQ von ca. 50 % (kleiner Speicher) bzw. ca. 60 % (großer Speicher) zu rechnen. Die Werte konnten durch Messungen in den betrachteten Haushalten bestätigt werden. Da der Eigenverbrauch durch einen zusätzlichen Haushaltsverbraucher (Elektroauto) gesteigert werden kann, können höhere Eigenverbrauchsquoten als bei Haushalten ohne Elektrofahrzeug erzielt werden.

### Weiterführende Literatur

- Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten in (Loges et al. 2014b)
- Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten in (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. 2015)

### Dimensionierung des Speichers

Die Frage, wie groß der Speicher dimensioniert werden sollte, hängt von mehreren Faktoren ab. Neben dem Haushaltsstrombedarf und der installierten Peakleistung der PV-Anlage sind insbesondere auch die Investitionen ein entscheidendes Kriterium. Daneben sind die gewünschte Autarkie- und Eigenverbrauchsquote zu berücksichtigen. Ebenfalls spielen individuelle Präferenzen hierbei eine wichtige Rolle. Umfragen, die im Rahmen des KfW-Speichermonitorings (Kairies et al. 2016) erhoben wurden, zeigen, dass Gewinnmaximie-



rung nicht der alleinige Treiber für die Installation des Speichers ist. Daneben werden Gründe wie „Unabhängigkeit vom Netz“ oder „Absicherung gegen Stromausfall“ genannt.

Die wesentlichen Wirkzusammenhänge der untersuchten Aspekte (z.B. Erhöhung des Eigenstromverbrauchs durch Vergrößerung der Batterie) bei einer PV-Anlage bzw. bei einem PV-Speichersystem sind in Tabelle 5-1 zusammengefasst. Dabei zeigt ein grüner Pfeil einen grundsätzlich positiv zu bewertenden Fall an. Ein roter Pfeil zeigt hingegen eine grundsätzliche Verschlechterung des entsprechenden Aspekts an. Ein gelber Pfeil stellt eine neutrale Veränderung dar.

Tabelle 5-1: Übersicht zur Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Komponenten

	Autarkiequote	Eigenverbrauchsquote	Umwandlungsverluste	Abregelung
↑ Erhöhung Stromverbrauch	↓	↑	↑	↓
↑ Erhöhung installierte PV-Leistung	↑	↓	↑	↑
↑ Erhöhung der Batteriekapazität	↑	↑	↑	↘
↑ Nutzung Batteriemangement	↘	↗	↗	↓

Eine Erhöhung des Haushaltsstromverbrauchs (z.B. durch weitere Personen im Haushalt oder durch zusätzliche Verbraucher wie Elektroauto oder elektrische Wärmepumpe) führt zu einer Verringerung der Autarkiequote bei gleichzeitiger Erhöhung der Eigenverbrauchsquote. Diese beiden Größen stehen hier im Gegensatz. Eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote ist in diesem Fall gewünscht, so dass diese positiv und folglich die Abnahme der Autarkiequoten neutral bewertet wird. Der höhere Speicherdurchsatz führt hingegen auch zu höheren Wandlungsverlusten, reduziert jedoch die Abregelungsverluste da mehr Energie benötigt wird und somit auch potentiell mehr Energie zu Zeiten höchster PV-Erzeugung verbraucht wird (z.B. bei regelmäßiger Ladung eines Elektrofahrzeugs zur Mittagszeit).

Die Erhöhung der installierten Leistung der PV-Anlage (oder auch die Erzeugung pro kW) führt zu einer erhöhten Autarkiequote sowie zu einer verringerten Eigenverbrauchsquote.

Auch in diesem Fall stehen diese beiden Größen im Gegensatz. Jedoch wird hier die Erhöhung der Autarkiequote positiv und die Verringerung der Eigenverbrauchsquote neutral bewertet, weil sich der absolute Eigenverbrauch dennoch erhöht. Sowohl Umwandlungsverluste (durch die höhere Nutzung des Speichers) als auch Abregelungsverluste (weil mehr Energie nicht genutzt werden kann) erhöhen sich.

Wird zusätzlich zur PV-Anlage eine Batterie genutzt oder wird die Kapazität der Batterie erhöht, resultiert daraus sowohl eine signifikant höhere Autarkie- und auch Eigenverbrauchsquote. Mit steigender Kapazität nehmen sowohl die Nutzung der Batterie als auch die Umwandlungsverluste zu. Eine Verringerung der Abregelungsverluste lässt sich nur in sehr geringem Maße nachweisen (sofern keine aktive netzdienliche Steuerung vorhanden ist).

### **Verluste bei Batteriespeichern**

Durch die umfangreiche Messtechnik, die im e-home Projekt installiert wurde, war eine erste wichtige Erkenntnis, dass die eingesetzten Batteriespeicher hohe Energieverluste erzeugen. Daher wurden im e-home Projekt umfangreiche Labortests durchgeführt.

Die Anschlussart ist ein wesentliches Merkmal von Speichersystemen. Dies beeinflusst maßgeblich die Anzahl an Umwandlungsschritten zwischen Gleich- und Wechselspannung ( $\Delta$ Wandlungsverluste). Während bei DC-Systemen nur eine Umwandlung notwendig ist, ist bei AC-Systemen eine dreimalige Umwandlung notwendig. Neben diesen Wandlungsverlusten entstehen weiterhin Grund- bzw. Leerlaufverluste aufgrund des Eigenverbrauchs der Batterie und des Batteriewechselrichters.

Die Laboruntersuchungen zeigen, dass der im Projekt genutzte Speicher beträchtliche Grundverluste aufweist. Messergebnisse für einen Messtag sind in Abbildung 5-4 exemplarisch dargestellt.

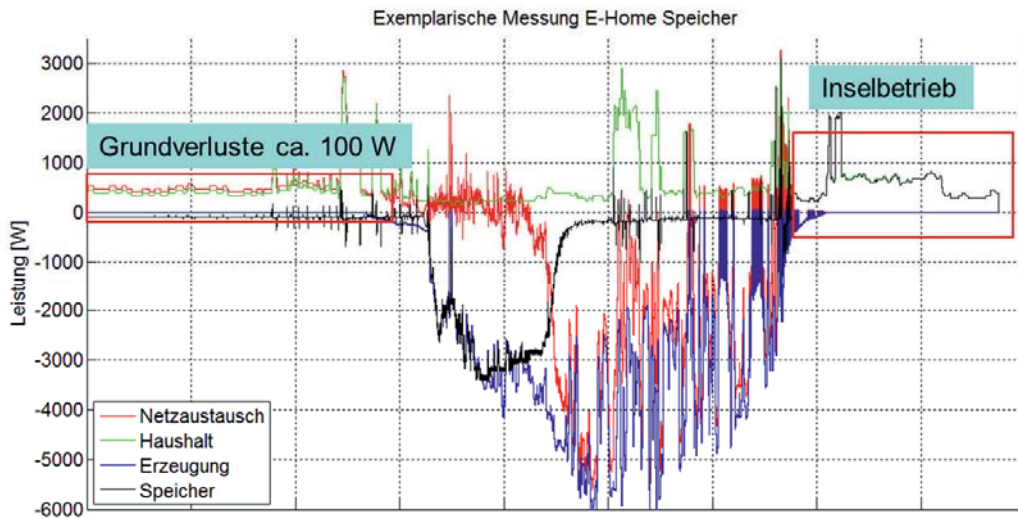


Abbildung 5-4: Energieflüsse zwischen den Systemkomponenten an einem exemplarischen Tag bei Verwendung des e-home Speichers

In grün bzw. in blau ist die Haushaltslast bzw. die Erzeugung einer 7 kW<sub>p</sub> PV-Anlage aufgetragen. Rot dargestellt ist die sich tatsächlich ergebende Netzaustauschleistung. In der Nacht und bis zu Beginn der PV-Erzeugung am Morgen liegt der Netzbezug oberhalb der Haushaltslast. Zurückzuführen ist dies auf einen Netzbezug des Speichers (Stand-by-Verbrauch). Im Mittel ergibt sich hier eine Leistung von ungefähr 100 W. Schwarz dargestellt ist die Eingangsleistung des Speichers. Gut erkennbar ist, dass der PV-Speicher sich sehr schnell lädt und bereits deutlich vor der Mittagsspitze (trotz verhältnismäßig großer Kapazität von 8,8 kWh) keine Energie mehr aufnehmen kann (freie Betriebsweise). Mit Sonnenuntergang endet die PV-Erzeugung, danach ist keine Netzaustauschleistung mehr erkennbar. Hier trennt der Speicher den gesamten Haushalt vom Netz und geht in den Inselbetrieb. Die Abbildung 5-5 zeigt die erzielten Messergebnisse für den Typtag „Sommer bewölkt“.

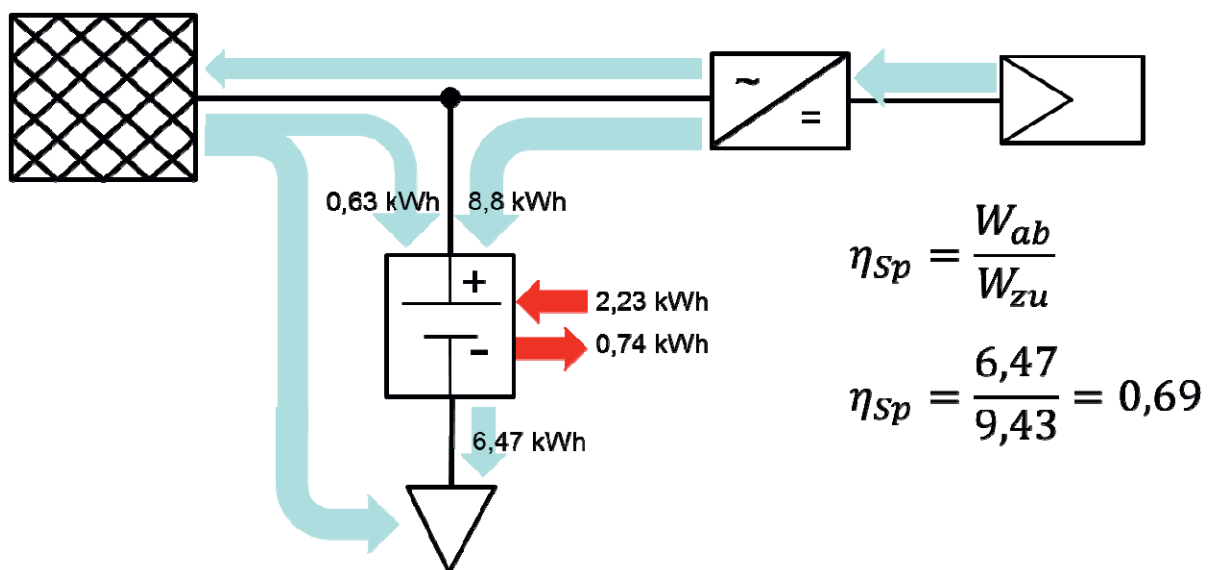


Abbildung 5-5: Systemwirkungsgrad des e-home Speichers für den Typtag „Sommer bewölkt“

Schematisch dargestellt sind zunächst die Energieflüsse. Dem System Speicher werden hier 8,8 kWh aus der PV-Erzeugung zugeführt. Dazu werden 0,63 kWh addiert, die aus dem Netz bezogen werden, um den Eigenbedarf der Batterie zu decken. Die Batterie benötigt immer dann Energie aus dem Stromnetz, wenn sie vollständig entladen ist und aus der PV-Anlage nicht genügend Energie zur Deckung geliefert werden kann. Genutzt werden können 6,47 kWh, daraus ergibt sich ein Wirkungsgrad von 69 %. Die Verlustenergie von 2,97 kWh teilt sich in 2,23 kWh Grundverluste und 0,74 kWh Umrichterverluste. Tagesabhängig schwanken die Ergebnisse zwischen 48 % und 69 %. Je höher der Energiedurchsatz in der Batterie ist, desto besser ist der Wirkungsgrad. Eine richtige Dimensionierung (nicht zu groß, da eine vollständige Entladung sonst nicht möglich ist) ist also unbedingt zu beachten. Durch die Messung kann ein Gesamtwirkungsgrad des Batteriesystems von 61,5 % ermittelt werden. Ein weiteres untersuchtes DC-System erzielt bei den Messungen einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 90 %, ein anderes AC-System hingegen nur von ca. 70 %.

Diese Messergebnisse zeigen, dass bei Batteriespeichern, neben den erwarteten Wechselrichter- und Batterieverlusten, ebenfalls erhebliche Grundverluste (Eigenbedarf) auftreten können. Beim e-home Speicher sind ca. 65 % den Grundverlusten und ca. 35 % den Batterie- und Wechselverlusten zu zuordnen. Zur Reduzierung dieser Grundverluste gibt es bereits Systeme, die über eine intelligente (Nacht-) Abschaltung verfügen.

Die Speicherverluste sollten zukünftig auch bei der Bestimmung der Eigenverbrauchsquote berücksichtigt werden. Die Systemverluste reduzieren die Netzeinspeisung. Da diese messtechnisch nicht erfasst werden können (der Erzeugungszähler sitzt hinter dem Wechselrichter und der Zwei-Richtungszähler vor dem Netzanschluss angeordnet), erhöhen die Systemverluste rechnerisch den Eigenverbrauch.

Um fehlerhafte Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu vermeiden, muss die etablierte Formel zur Berechnung der Eigenverbrauchsquote um den Faktor  $E_V$  für die Verlustenergie erweitert werden, sofern nicht von reinen PV-Anlagen, sondern von Speichersystemen die Rede ist.

### **Weiterführende Literatur**

- Verluste bei Batteriespeichersystemen in (Loges und Engel 2016a, Loges und Engel 2016b)

## 5.2 Ökonomische Bewertung

*(Dipl.-Wirt.-Ing. Tobias Lühn, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Professur für Produktion und Logistik, Georg-August-Universität Göttingen)*

Im Jahr 2012 lag erstmals Netzparität für private Haushalte vor. Seitdem können private Haushalte als Endverbraucher kostengünstiger Strom selbst produzieren als ihn durch Kauf vom Stromanbieter zu beziehen. Folglich haben Anlagenbetreiber einen finanziellen Anreiz den eigenerzeugten Strom für ihren Stromverbrauch zu verwenden. Sinkende Einspeisevergütungen und steigende Endverbraucherpreise erhöhen den Anreiz für private Haushalte mit Stromerzeugung aus PV, den Selbstverbrauch des erzeugten PV-Stroms zu erhöhen. Dem Eigenverbrauch sind dabei allerdings natürliche Grenzen gesetzt, da PV-Erzeugung und Stromverbrauch zeitgleich auftreten müssen. Dezentrale Batteriespeichersysteme können die Eigenverbrauchs- und Autarkiequote privater Haushalte steigern und somit einen Beitrag zur wirtschaftlichen Nutzung der Photovoltaik leisten.

Die im e-home Projekt durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalysen dezentraler Batteriespeichersysteme in Verbindung mit der Stromerzeugung aus PV-Anlagen basieren auf den Ergebnissen der Lastflussberechnungen aus Abschnitt 5.1. Als Bewertungsgröße dient der „Interne Zinssatz“. Der interne Zinssatz stellt die Verzinsung des in der Investition gebundenen Kapitals dar.

Die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchssystemen mit Speichern wird im Szenario 2016 mithilfe von Ist-Daten für April 2016 und im Szenario 2019 mithilfe von Prognosedaten für April 2019 analysiert (vgl. Tabelle 5-2). Im Szenario 2016 werden marktübliche Anschaffungspreise für PV-Systeme und Batteriespeichersysteme, der durchschnittliche Strompreis und der gültige Einspeisevergütungssatz für Potovoltaik aus April 2016 verwendet. Die zukünftigen Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen sind nur schwierig abzuschätzen und unterliegen hohen Unsicherheiten. Daher werden für das Jahr 2019 drei Szenarien (a), (b) und (c) definiert.

Die Szenarien unterscheiden sich in der Annahme für die Anschaffungspreise von Batteriespeichersystemen und in der Differenz zwischen der PV-Einspeisevergütung und dem Endkundenstrompreis. Diese Rahmenbedingungen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen maßgeblich.

### **Ist-Szenario 2016**

Hohe Renditen von bis zu 6 % werden mit PV-Anlagen ohne Batteriespeichersysteme realisiert (vgl. Abbildung 5-7 auf Seite 42). Positive Renditen mit Batteriespeichersystemen können nur bei kleinen bis mittleren Speicherkapazitäten in Kombination mit großen PV-Anlagen erzielt werden. Investitionen in Eigenverbrauchssysteme mit nutzbaren Speicherka-

pazitäten von mehr als 8 kWh können auch mit großen PV-Peakleistungen keine positiven Renditen erreichen.

### Szenario 2019 (a)

In diesem Szenario wird ein sehr niedriger Einspeisevergütungssatz für Solarstrom angenommen, sodass Systeme mit hohen Eigenverbrauchsquoten besonders wirtschaftlich sind. Hohe Eigenverbrauchsquoten können bei kleinen PV-Anlagen ohne Batteriespeichersystem und bei kleinen bis mittleren PV-Anlagen mit Batteriespeichersystemen erzielt werden. Daher ergeben sich bei diesen Kombinationen die höchsten Renditen. Erstmals können höhere Renditen mit Batteriespeichersystem als ohne Batteriespeichersystem realisiert werden.

### Szenario 2019 (b)

Wie im Szenario 2016 ergeben sich hohe Renditen bei kleinen PV-Anlagen ohne Batteriespeichersystem und bei mittleren bis großen PV-Anlagen mit kleinen Batteriespeichersystemen. Bei nahezu allen betrachteten Kombinationen aus PV-Anlagen und Batteriespeichersystemen können positive Renditen erzielt werden.

Tabelle 5-2: Strompreis und PV-Vergütungssatz für die Szenarien

	Inputparameter	Einheit	Ist-Szenario 2016	Szenario 2019 (a)	Szenario 2019 (b)	Szenario 2019 (c)
PV-Anlage	PV-Modulpreis	€/kW <sub>p</sub>	1.130	940		
	PV-Versicherungsprämie	€/a	70			
	Zählermiete	€/a	40			
	Wartung-Instandhaltung	€/(kW <sub>p</sub> ·a)	10			
	PV-Einspeisevergütung*	cent/kWh	12,3	6,2	10,3	12,3
Batteriespeichersystem	Batteriespeicherpreis	€/kWh	1.700	580	930	1.430
	Einmalige Installationskosten	€	1.330			
	Wartung- und Instandhaltung	€/(kWh·a)	0			
Allgemeine Parameter	Mehrwertsteuersatz	%	19			
	Strompreis**	cent/kWh	27,8	30,3	29,5	28,6
	Strompreisanstieg	%/a	2,0	3,0	2,0	1,0
	Allgemeine Inflationsrate	%/a	2,0			
	Betrachtungszeitraum	Jahre	20			

\* für PV-Kleinanlagen ≤ 10 kW<sub>p</sub>

\*\* für Haushalte mit 3.900 kWh/a

### Szenario 2019 (c)

Dieses Szenario führt zu einer ähnlichen Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen wie im Szenario 2016. Allerdings können aufgrund der stark gesunkenen Anschaffungspreise für Batteriespeichersysteme höhere Renditen realisiert werden, sodass auch Batteriespeichersysteme mit größeren Speicherkapazitäten positive Renditen aufweisen. Die höchsten Renditen von über 4 % ergeben sich weiterhin bei kleinen bis mittleren PV-Anlagen ohne Batteriespeichersystem und bei großen PV-Anlagen mit kleinen Batteriespeichersystemen.

Darüber hinaus werden wichtige Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen bestimmt, indem technische und ökonomische Inputparameter im Szenario 2016 variiert werden. Die qualitativen Ergebnisse sind in Tabelle 5-3 dargestellt. Neben Parameterveränderungen werden die Auswirkungen der Elektroauto-Nutzung und der Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe analysiert.

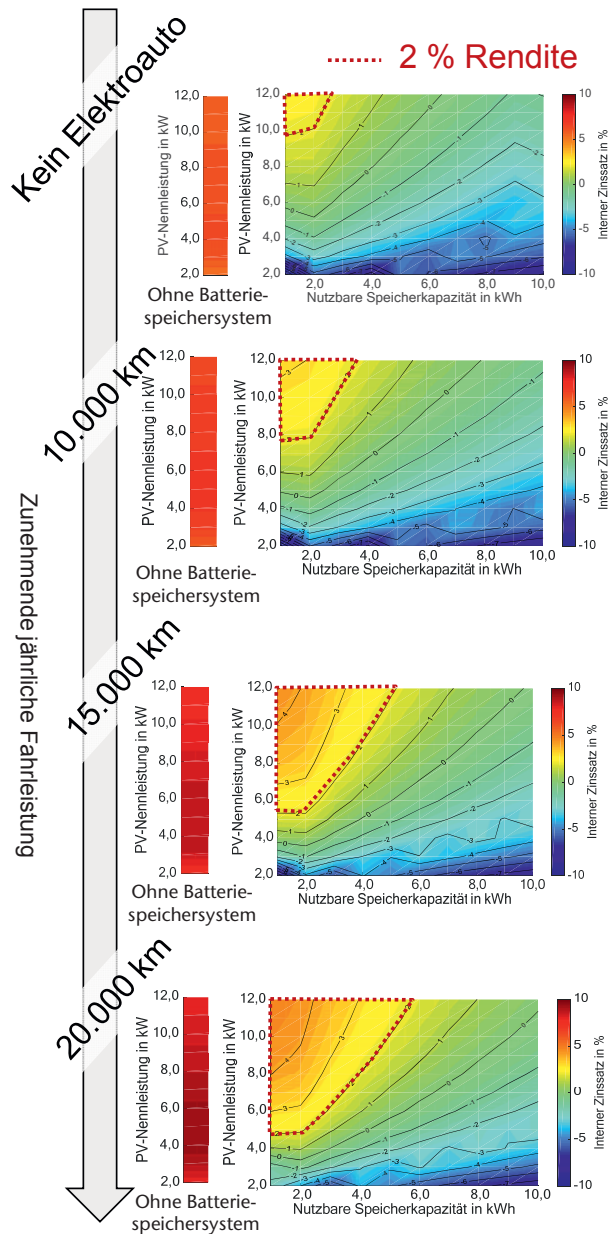


Abbildung 5-6: Einfluss der Elektroautonutzung auf die Wirtschaftlichkeit des untersuchten Eigenverbrauchssystems im Szenario 2016

## **Einfluss der Nutzung eines Elektroautos auf die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchssystems**

Durch die Nutzung eines Elektroautos kann zum einen der direkte Verbrauch des zeitgleich erzeugten PV-Stroms gesteigert werden. Zum anderen kann zwischengespeicherter PV-Strom in den Abendstunden zur Ladung des Elektroautos genutzt werden, sodass insbesondere in den Sommermonaten am Folgetag mehr Speicherkapazität zur erneuten Ladung des dezentralen Batteriespeichers zur Verfügung steht.

Mit steigender jährlicher Fahrleistung vergrößert sich nach Abbildung 5-6 der Bereich, in dem Renditen von über 2 % erzielt werden können. Die höchsten Renditen weisen nach wie vor Eigenverbrauchssysteme mit großen PV-Anlagen und kleinen Batteriespeichern auf.

## **Einfluss einer elektrischen Wärmepumpe auf die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchssystems**

Die Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe erhöht die Rendite insbesondere bei Eigenverbrauchssystemen mit großen PV-Anlagen und kleinen bis mittleren Batteriespeichern.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bereits im Jahr 2016 Investitionen in Eigenverbrauchssysteme mit kleinen Batteriespeichersystemen positive Renditen erzielen können. Die zu erzielenden Renditen werden in den nächsten Jahren aufgrund sinkender Anschaffungspreise für Batteriespeichersysteme steigen. Dennoch werden voraussichtlich weiterhin Eigenverbrauchssysteme ohne Speicher höhere Renditen als Eigenverbrauchssysteme mit Speicher erzielen können. Durch die Nutzung eines Elektroautos und einer elektrischen Wärmepumpe kann die Rendite deutlich erhöht werden.

Tabelle 5-3: Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit

	<b>Veränderung des Einflussfaktors</b>	<b>Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen</b>
Technische Parameter	Zyklusfestigkeit ↗	positiv (hoch)
	Systemwirkungsgrad ↗	positiv (gering)
Ökonomische Parameter	Anschaffungspreis des Speichers ↘	positiv (hoch), Verschiebung zu größeren Speicherkapazitäten
	PV-Einspeisevergütung ↘	positiv (hoch), Verschiebung zu kleineren PV-Anlagen
	Strompreis ↗	positiv (hoch)
Nutzung eines Elektroautos		positiv (hoch)
Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe		positiv (hoch)



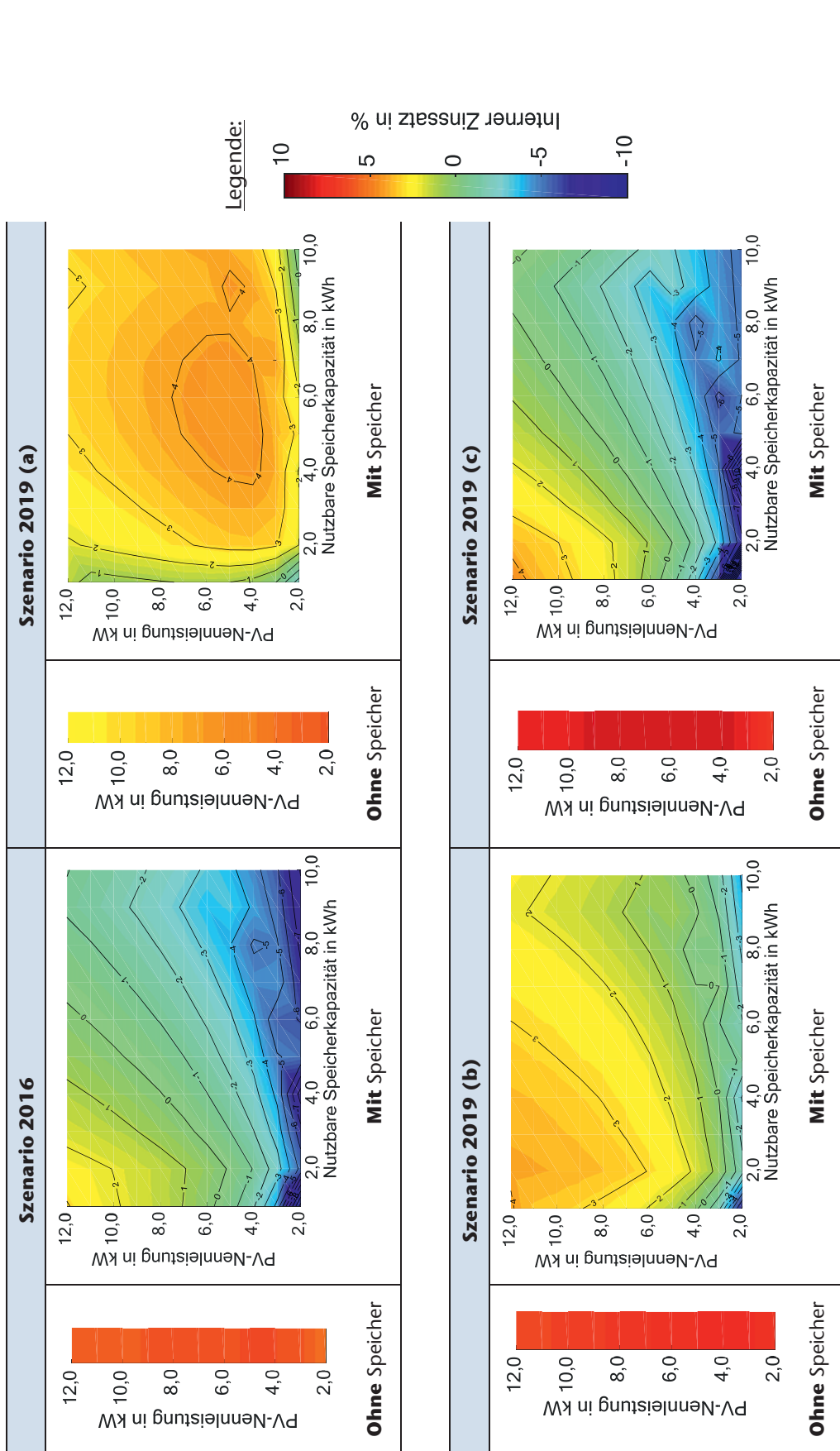


Abbildung 5-7: Interner Zinssatz des untersuchten Eigenverbrauchsystems in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und der PV-Peakleistung für die untersuchten Szenarien

### 5.3 Akzeptanzuntersuchungen zu Batteriespeichern

(Maximilian Horn, M.Sc., Institut für Psychologie, Psychologische Methodenlehre und Biopsychologie, Technische Universität Braunschweig)

Um die Akzeptanz für Batteriespeicher zu untersuchen, wurden im e-home Projekt insgesamt 113 Personen (89,4 % Männer und 10,6 % Frauen; Alter  $M = 41,29$  Jahre,  $Standardabweichung = 13,21$ ) in einer Online-Erhebung befragt. Basierend auf ihrem Erfahrungshintergrund mit Solaranlagen und Batteriespeichern wurden die Teilnehmer in drei Gruppen unterteilt: Batteriespeicherbesitzer (hatten einen Speicher und eine Solaranlage); Solaranlagenbesitzer (hatten eine Solaranlage, aber keinen Speicher) und Unerfahrene (hatten weder Speicher noch Solaranlage). Allen Befragten wurden fünf Anreize sowie vier Barrieren für den Batteriespeicherkauf präsentiert (vgl. Tabelle 5-4), die sie nach ihren persönlichen Präferenzen in absteigende Rangreihe ordnen sollten. Zudem wurde ein Item zur Kaufabsicht beantwortet.

Tabelle 5-4 zeigt die mittleren Ränge innerhalb der Gruppen. Da eine Interpretation der mittleren Ränge nur eingeschränkt möglich ist, wurden im Anschluss der Median und der Interquartilsabstand berechnet.

Tabelle 5-4: Mittlere Ränge der Kaufanreize und Barrieren für Batteriespeicher für die drei Teilnehmergruppen.

	<b>Batteriespeicherbesitzer</b>		<b>PV-Anlagenbesitzer</b>		<b>Unerfahrene</b>	
	<b>Kaufanreiz</b>	<b>Mittlerer Rang</b>	<b>Kaufanreiz</b>	<b>Mittlerer Rang</b>	<b>Kaufanreiz</b>	<b>Mittlerer Rang</b>
1	Unabhängigkeit von Strommärkten und -preisen	1.88	Unabhängigkeit von Strommärkten und -preisen	2.40	Finanzieller Gewinn	2.55
2	Technisches Interesse	2.64	Finanzieller Gewinn	2.78	Unabhängigkeit von Strommärkten und -preisen	2.60
3	Umweltschutz	2.90	Umweltschutz	3.09	Umweltschutz	2.81
4	Sicherheit bei Stromausfall	3.64	Technisches Interesse	3.29	Technisches Interesse	3.39
5	Finanzieller Gewinn	3.93	Sicherheit bei Stromausfall	3.44	Sicherheit bei Stromausfall	3.65
	<b>Barriere</b>	<b>Mittlerer Rang</b>	<b>Barriere</b>	<b>Mittlerer Rang</b>	<b>Barriere</b>	<b>Mittlerer Rang</b>
1	Anschaffungskosten zu hoch	1.33	Anschaffungskosten zu hoch	1.13	Anschaffungskosten zu hoch	1.15
2	Lebensdauer zu kurz	2.26	Lebensdauer zu kurz	2.40	Lebensdauer zu kurz	2.36
3	Wirkungsgrad zu gering	2.62	Wirkungsgrad zu gering	2.86	Wirkungsgrad zu gering	3.01
4	Räumliche Anforderungen (nimmt zu viel Platz ein)	3.79	Räumliche Anforderungen (nimmt zu viel Platz ein)	3.62	Räumliche Anforderungen (nimmt zu viel Platz ein)	3.48

Niedriger Rang = wichtig, hoher Rang = unwichtig.

Ein Gruppenunterschied bestand insbesondere für die mittleren Ränge der Anreize Unabhängigkeit, technisches Interesse und finanzieller Gewinn. Im Gegensatz hierzu schienen die Anreize Umweltschutz und Sicherheit bei Stromausfall nicht ausschlaggebend für den Kauf eines Batteriespeichers zu sein.

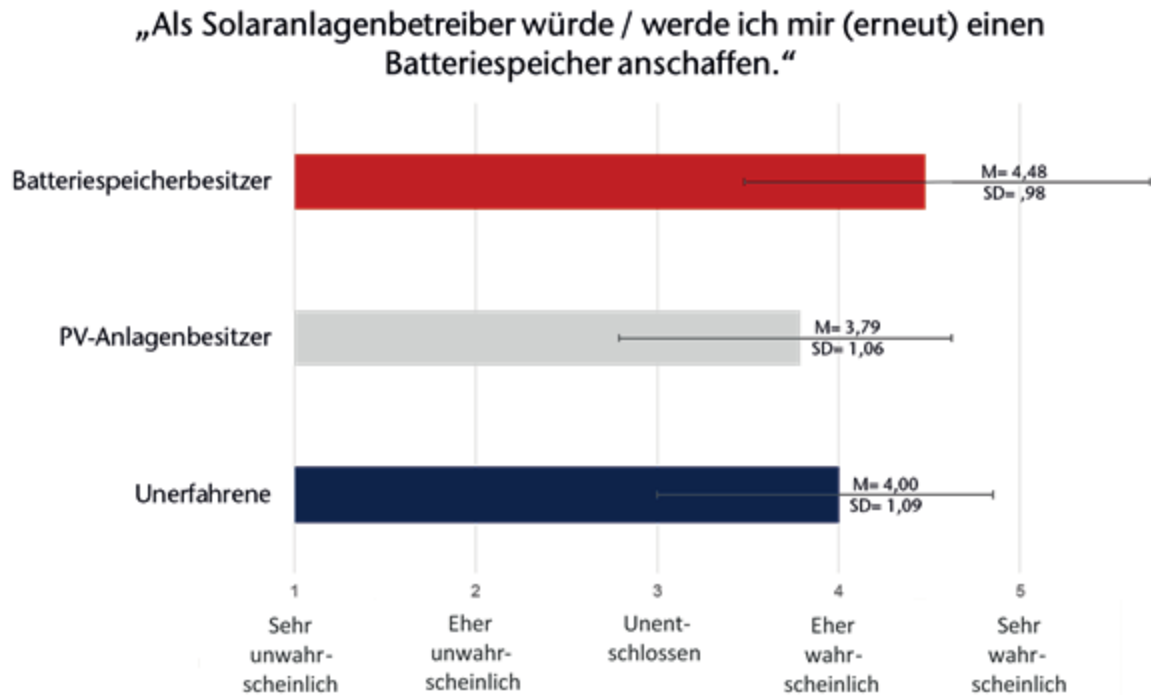


Abbildung 5-8: Mittlere Einschätzung der Kaufbereitschaft im Gruppenvergleich

Beim Umweltschutz unterschied sich der Median nicht zwischen den Gruppen (der Median war der dritte Rang), während der Median für Sicherheit bei Stromausfall bei allen drei Gruppen der vierte oder fünfte Rang war. Technisches Interesse differenzierte vorwiegend die Unerfahrenen von den anderen beiden Gruppen: 50 % der Unerfahrenen ordneten technisches Interesse auf den vierten Rang oder fünften Rang ein. Bei den beiden anderen Gruppen lag der Median auf dem dritten Rang. Der erste zentrale Unterschied bestand beim Anreiz Finanzieller Gewinn. Dieser wurde von 50 % der Batteriespeicherbesitzer auf Rang vier oder fünf einsortiert. Dahingegen wiesen 50 % der anderen Gruppen diesem Anreiz den ersten oder zweiten Rang zu. Ein zweiter zentraler Unterschied zeigte sich beim Anreiz Unabhängigkeit: Die Häufigkeitsverteilungen zeigten, dass 81 % der Batteriespeicherbesitzer Unabhängigkeit auf dem ersten oder zweiten Rang einordneten. Bei den Solaranlagenbesitzern waren es lediglich 54 %; bei den Unerfahrenen 49 %. In der Rangordnung der Barrieren für den Batteriespeicherkauf ergaben sich nur geringfügige Gruppenunterschiede in den mittleren Rängen. Alle Gruppen wiesen den vier Barrieren dieselben Rangplätze zu. Die stärkste Barriere stellten die zu hohen Anschaffungskosten dar, gefolgt von der zu kurzen Lebensdauer und dem geringen Wirkungsgrad sowie räumlichen Anforderungen. Anhand der abschließenden Frage zur Kaufbereitschaft wurde deutlich, dass die allgemeine Akzeptanz von Batteriespeichern in den Gruppen hoch war. Wie Abbildung 5-8 zeigt, äußerten die Teilnehmer eine hohe Kaufbereitschaft.

Grundsätzlich ist die Akzeptanz für Batteriespeicher hoch. Damit es auch zu breitem Kaufverhalten kommt, ist zu überlegen, durch welche Stellschrauben dies gefördert werden kann. Zum einen dürfte die Aussicht auf zukünftig steigende finanzielle Renditen die Kaufbereitschaft vieler Solaranlagenbesitzer erhöhen. Des Weiteren könnte die Optimierung der technischen Parameter, Lebensdauer und Wirkungsgrad, dazu dienen, Kaufbarrieren abzubauen. Um eine Marktdurchdringung zu erzielen, sollte aus psychologischer Perspektive insbesondere die Unabhängigkeit vom Energieversorger durch einen Speicher herausgestellt werden. Dieser Anreiz wurde in allen Gruppen auf einen hohen Rang eingestuft und bietet einen kostengünstigen, effektiven Ansatzpunkt für Interventionen.

## 5.4 Entgeltliche Belastung des Batteriespeichers

*(Ass. jur. Franziska Lietz, LL.M., Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht, Technische Universität Clausthal)*

Im e-home Projekt wurden unterschiedliche Konstellationen der Nutzung von Batteriespeichern aus rechtlicher Sicht untersucht, um die mit der Ein- und Ausspeicherung verbundenen staatlichen oder staatlich regulierten finanziellen Belastungen zu ermitteln. Betrachtet wurden Konstellationen im Bereich der Eigenversorgung, der Mieterstrommodelle und der Quartiersversorgung. Die Ergebnisse zu einigen der betrachteten Konstellationen werden im Folgenden näher dargestellt.

Bei der *Eigenversorgung* wird selbst erzeugte elektrische Energie durch den Anlagenbetreiber gespeichert, bevor der Strom in den eigenen Verbrauchseinrichtungen verbraucht wird. Die rechtliche Beurteilung wird hier für den Fall vorgenommen, dass sich die Stromerzeugungsanlage, der Speicher und die eigenen Verbrauchseinrichtungen in unmittelbarer räumlicher Nähe, z.B. im selben Gebäude oder auf demselben Grundstück, befinden und durch eine Kundenanlage verbunden sind. Hierzu wurden im e-home Projekt Batteriespeicher im Keller eines Einfamilienhauses mit eigener PV-Anlage installiert. Das Netz der allgemeinen Versorgung wird weder bei Ein- noch bei der Ausspeicherung genutzt.

Bei der Speichernutzung im Rahmen von *Mieterstrommodellen* betreibt der Eigentümer eines oder mehrerer Mietshäuser in einem dieser Gebäude sowohl eine Stromerzeugungsanlage, z.B. eine PV-Anlage, als auch einen Stromspeicher. Der erzeugte Strom wird soweit möglich durch die Mieter unmittelbar genutzt. Verbleibender Strom wird in den Speicher geleitet, um nach der Speicherung durch die Mieter verbraucht zu werden. Darüber hinaus verbleibender Strom wird in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist. Dabei sind Stromerzeugungsanlage, Speicher und Verbrauchseinrichtung der Mieter über eine Kundenanlage verbunden.

Im Falle der *Quartiersversorgung* sind mehrere Personen jeweils Eigentümer und Betreiber eigener Erzeugungsanlagen und gleichzeitig Stromverbraucher (sog. Prosumer). Sie nutzen einen gemeinsamen Speicher, der entweder ihnen gemeinschaftlich gehört (z.B. genossenschaftliche Organisationsformen) oder aber einem Dritten. Bei dem gemeinsam genutzten Speicher handelt es sich um einen sog. Speicher „im Netz“, d.h. sowohl im Ein- als auch im Ausspeicherungsverhältnis wird – anders als im Falle der Eigenversorgung – das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt.

Bei den im e-home-Projekt untersuchten Konstellationen im Rahmen von Eigenversorgung, Mieterstrommodellen und Quartiersversorgung können, abhängig von der konkreten Konstellation, unterschiedliche Belastungen bei der Einspeicherung und bei der Ausspeicherung von elektrischer Energie anfallen. Betrachtet wurden insbesondere Netzentgelte, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage und Stromsteuer.

#### **5.4.1 Netzentgelte**

Nach § 17 Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) müssen grundsätzlich alle Netznutzer für die Inanspruchnahme des Stromnetzes zum Zwecke der Entnahme elektrischer Energie auf Grundlage eines Netznutzungsvertrages Netzentgelte zahlen. Nach der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf und des Bundesgerichtshofes sowie der gesetzlichen Systematik ist jedenfalls seit dem Jahr 2008 davon auszugehen, dass die Netzentgeltspflicht grundsätzlich auch für Pumpspeicherkraftwerke und allgemein für Stromspeicher gilt, die Strom aus dem Netz entnehmen und in andere Energieformen umwandeln. Bei den im e-home-Projekt untersuchten Konstellationen sind Netzentgelte jedoch vielfach deshalb nicht zu zahlen, weil eine Netzdurchleitung unterbleibt, z.B. wenn der Strom innerhalb einer Kundenanlage erzeugt, gespeichert und (final) verbraucht wird.

Um die Anreize für Investitionen in Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zu erhöhen, wurde 2009 eine teilweise Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher in § 118 Abs. 7 EnWG a.F. (nunmehr § 118 Abs. 6 EnWG) eingeführt. Gemäß § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG sind nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Nach § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG wird die Freistellung allerdings nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Dabei umfasst die Netzentgeltbefreiung auch die Speicherverluste.

Stationäre Batteriespeicher können grundsätzlich von dieser Regelung zur Netzentgeltbefreiung profitieren. Diese gilt allerdings nur hinsichtlich solcher Strommengen, die aus einem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen und später wieder in dieses eingespeist

werden, d.h. bei solchen Konstellationen, in denen sowohl im Ein- als auch im Ausspeicherungsverhältnis eine Netznutzung erfolgt.

Neben der befristeten vollständigen Befreiung von der Netzentgeltspflicht sieht der geltende Rechtsrahmen auch Netzentgeltreduzierungen vor. Der Netzbetreiber muss dem Letztverbraucher gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ein sog. individuelles Netzentgelt anbieten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Damit ist ein solches individuelles Netzentgelt immer dann möglich, wenn der maximale Energiebezug der Anlage außerhalb der Hochlastzeitfenster des Netzes liegt. Diese Regelung findet grundsätzlich auch auf die Stromentnahme von Stromspeichern aus dem Netz Anwendung.

Darüber hinaus kommt ein reduziertes Netzentgelt nach § 14a EnWG in Betracht, wenn dem Verteilnetzbetreiber gestattet wird, zum Zwecke der Netzentlastung vollständig unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen mit einem separaten Zählpunkt zu steuern. Die Regelung ist gemäß § 14a S. 2 EnWG ausdrücklich auch auf Elektroautos anwendbar. Ob diese Regelung für stationäre Batteriespeicher zur Anwendung kommen kann, ist bislang nicht abschließend geklärt.

In der untersuchten Variante der *Eigenversorgung* findet eine Netznutzung weder im Ein- noch im Ausspeicherungsverhältnis statt, sodass generell keine Netzentgelte zu zahlen sind.

Auch in den untersuchten *Mieterstrommodellen* fallen mangels Netznutzung keine Netzentgelte an.

Bei den Modellen zur *Quartiersversorgung* wird dagegen sowohl im Ein- als auch im Ausspeicherungsverhältnis das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt, sodass Netzentgelte grundsätzlich zu zahlen sind. Allerdings greift vorliegend im Einspeicherungsverhältnis die Regelung zur Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG ein, da der Strom einem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen und auch in dieses zurückgespeist wird und zudem eine tatsächliche Speicherung in einem chemischen Speicher erfolgt. Im Ausspeicherungsverhältnis sind dagegen grundsätzlich Netzentgelte zu entrichten. Sowohl im Ein- als auch im Ausspeicherungsverhältnis sind bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen Netzentgeltreduzierungen denkbar.

#### **5.4.2 Konzessionsabgaben**

Die Konzessionsabgabe stellt ein Entgelt für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen dar, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, vgl. § 48 Abs. 1 EnWG, § 1 Abs. 2 Konzessionsabgabenverordnung (KAV). Letztverbraucher sind gemäß

§ 3 Nr. 25 EnWG natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen. Keine Konzessionsabgabe ist demnach zu zahlen, wenn es sich um einen Eigenversorgungssachverhalt handelt. Die Konzessionsabgabe entfällt auch für alle Konstellationen, in denen keine auf öffentlichen Verkehrswegen befindlichen Leitungen genutzt werden, z.B. bei Nutzung von Kundenanlagen und geschlossenen Verteilernetzen auf eigenen Grundstücken zur Belieferung von Letztverbrauchern. Dagegen fällt die Konzessionsabgabe nach Auffassung von Bundesnetzagentur (Beschl. v. 9.3.2015, Az. BK4-14-003, S. 11f) und OLG Düsseldorf (Beschl. v. 9.3.2016, Az. VI-3 Kart 17/15 (V)) nicht unter den Befreiungstatbestand der Zwischenspeicherung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG, da dieser nur für die Netzentgelte selbst gilt.

In der untersuchten Variante der *Eigenversorgung* werden keine öffentlichen Verkehrswege genutzt, so dass keine Konzessionsabgabe zu entrichten ist. Dies gilt sowohl für das Einspeichungsverhältnis als auch für das Ausspeichungsverhältnis.

Gleiches gilt für *Mieterstrommodelle* in den Konstellationen, in denen sich die Mietshäuser auf demselben Grundstück befinden. Konzessionsabgaben können hingegen in der Sonderkonstellation anfallen, dass sich Erzeugungsanlagen und Stromspeicher einerseits sowie Verbrauchseinrichtungen der Mieter andererseits nicht auf demselben Grundstück befinden und für die Leitungsverbindung öffentliche Verkehrswege genutzt werden. Hinsichtlich der Einspeicherung werden allerdings auch in dieser Konstellation keine öffentlichen Verkehrswege für die Leitungsverbindung genutzt, so dass keine Konzessionsabgabe anfällt. Im Ausspeichungsverhältnis tritt in dieser Sonderkonstellation hingegen eine Konzessionsabgabepflicht ein, da öffentliche Verkehrswege genutzt werden und keine Eigenversorgung, sondern eine Versorgung Dritter erfolgt.

Bei der dargestellten Variante der *Quartiersversorgung* werden sowohl im Ein- als auch im Ausspeichungsverhältnis das Netz der allgemeinen Versorgung und damit auch öffentliche Verkehrswege genutzt. Es handelt sich auch nicht um einen Fall der Eigenversorgung, da der Strom von einem Dritten (dem Speicherbetreiber) aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird. Doch erbringt der Dritte lediglich die Dienstleistung der Stromspeicherung für die Prosumer, so dass es sich im Einspeichungsverhältnis nicht um die Versorgung eines Letztverbrauchers i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG handelt. Auch eine analoge Anwendung der Regelungen zur Konzessionsabgabe dürfte angesichts der sonst eintretenden Doppelbelastung ausscheiden. Bei der Ausspeicherung wird der Strom den Prosumern zwar wieder zur Nutzung in den eigenen Verbrauchseinrichtungen zur Verfügung gestellt, von diesen aber nicht gekauft. Damit handelt es sich auch in diesem Verhältnis nicht um die Versorgung von Letztverbrauchern. Nicht abschließend geklärt ist allerdings eine etwaige analoge Anwendung der Vorschriften zur Konzessionsabgabe im Ausspeichungsverhältnis. Da eine Doppelbelastung mit Konzessionsabgaben in diesem Fall nicht eintreten würde, lässt sich eine analoge Anwendung nicht mit dieser Begründung ausschließen.

### 5.4.3 EEG-Umlage

Gemäß § 60 Abs. 1 sowie § 61 Abs. 1 EEG können Übertragungsnetzbetreiber für den in Stromspeicher eingespeicherten Strom grundsätzlich die sog. EEG-Umlage verlangen. Dies gilt unabhängig davon, ob der Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder aus sonstigen Leitungen entnommen wird.

Eine EEG-Umlagebefreiung kommt nach dem speziell für Stromspeicher geschaffenen Privilegierungstatbestand des § 60 Abs. 3 S. 1 EEG in Betracht. Dieser setzt voraus, dass alle dem Speicher entnommenen und rückverstromten Energiemengen in das Netz der allgemeinen Versorgung abgegeben werden. Die Regelung ist somit für Eigenversorgungsanstellungen innerhalb von Kundenanlagen oder geschlossenen Verteilernetzen nicht geeignet. Wird der Strom im Rahmen einer Eigenversorgung an einen Stromspeicher geleitet, so kommt jedoch grundsätzlich eine Umlagebefreiung oder -reduzierung nach § 61 EEG in Betracht. Gemäß § 5 Nr. 12 EEG setzt dies insbesondere die Personenidentität zwischen Eigentümer und Verbraucher voraus.

Für die untersuchte *Eigenversorgungsvariante* fällt im Grundsatz sowohl im Ein- als auch im Ausspeicherungsverhältnis EEG-Umlage nach § 61 Abs. 1 EEG an. Der Befreiungstatbestand des § 60 Abs. 3 S. 1 EEG, der auch beim Anfall von EEG-Umlage nach § 61 EEG eingreifen kann, ist hier nicht einschlägig, da die ausgespeicherten Strommengen nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung gespeist werden. Allerdings kann eine Befreiung nach § 61 EEG grundsätzlich sowohl im Ein- als auch im Ausspeicherungsverhältnis eingreifen, wenn zwischen dem Betreiber der jeweils zu betrachtenden Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtung Personenidentität besteht. Ob Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher besteht, hängt jeweils davon ab, welche Rolle der eingesetzte Stromspeicher gerade einnimmt: als Verbraucher oder Erzeuger von Energie (so auch Bundesnetzagentur, Leitfadeneigenversorgung). Es ist daher jeweils eine gesonderte Beurteilung des Ein- und Ausspeicherungsverhältnisses erforderlich. Eine Reduzierung oder Befreiung kann somit unabhängig voneinander in beiden Verhältnissen eingreifen.

Eine vollumfängliche Befreiung ist für Neuanlagen, d.h. bei Inbetriebnahme und Eigenversorgung ab dem 1. August 2014, nach dem EEG 2014 allerdings nur noch in wenigen Fällen möglich, die in § 61 Abs. 2 EEG 2014 enumerativ aufgezählt sind. Nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 greift insbesondere eine Befreiung bei Erzeugung in „Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt [...], für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr“ für die Dauer von 20 Kalenderjahren, wovon insbesondere die Einspeicherung bei Eigenversorgung mit PV-Anlagen in der Regel erfasst ist. Für Eigenversorgungs-Bestandsanlagen, die bereits unter dem EEG 2012 oder EEG 2009 von der EEG-Umlage befreit waren, wurden mit den § 61 Abs. 3 und 4 EEG Übergangsregelungen geschaffen, nach denen die Befreiung grundsätzlich fortbesteht. Für die Eigenversorgung mit Neuanlagen erfolgt hingegen im



Regelfall nur noch eine Reduzierung der EEG-Umlage auf Werte zwischen 30 und 40 Prozent; dies gilt zudem auch nur noch dann, wenn es sich um eine Anlage i.S.d. EEG oder eine hocheffiziente KWK-Anlage handelt. In Konstellationen mit Stromspeichern kommt es folglich im Einspeichungsverhältnis auf die Inbetriebnahme- und Eigenversorgungszeiten sowie Anlageneigenschaften der (originären) Erzeugungsanlage an, für das Ausspeichungsverhältnis dagegen jeweils auf den Speicher, welchem nach § 5 Nr. 1 Halbsatz 2 EEG grundsätzlich auch die Eigenschaft einer EEG-Anlage zukommen kann.

In den untersuchten *Mieterstrommodellen* fällt grundsätzlich sowohl im Ein- als auch im Ausspeichungsverhältnis EEG-Umlage an. Eine Befreiung nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG scheitert auch hier daran, dass die ausgespeicherten Strommengen nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden. Im Einspeichungsverhältnis ist eine Befreiung oder Reduzierung nach § 61 EEG grundsätzlich möglich, da der Vermieter sowohl die Erzeugungsanlage als auch den Speicher betreibt und damit die vom Gesetzeswortlaut geforderte Personenidentität gegeben ist. Im Ausspeichungsverhältnis ist dagegen EEG-Umlage zu zahlen, da die Mieter als „letzte“ Verbraucher nicht mit dem Betreiber der Erzeugungsanlage (hier dem Speicher) identisch sind.

Auch in den Modellen der *Quartiersversorgung* fällt vom Grundsatz her EEG-Umlage an. Im Einspeichungsverhältnis greift eine Befreiung nach § 60 Abs. 3 S. 1 EEG. Im Ausspeichungsverhältnis ist dagegen grundsätzlich EEG-Umlage zu zahlen. Befreiungs- oder Reduzierungstatbestände nach § 61 EEG sind mangels Personenidentität zwischen Stromerzeuger bzw. Stromverbraucher einerseits und Stromspeicherbetreiber andererseits (entweder Dritter oder eine Genossenschaft als eigene Rechtsperson) nicht einschlägig.

#### **5.4.4 Stromsteuer**

Die Pflicht zur Zahlung der Stromsteuer besteht grundsätzlich sowohl bei der Stromentnahme Dritter im Falle der Leistung durch einen Versorger (§ 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 Stromsteuergesetz (StromStG)) als auch bei der Stromentnahme zum Selbstverbrauch durch einen Eigenerzeuger (§ 5 Abs. 1 S. 2 StromStG). Bei der Stromeinspeicherung wird allerdings nach einem Erlass des Bundesfinanzministeriums zu § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG (Erlass vom 31.07.2014, Az.: III B 6 – V 4220/14/ 10001 DOK 2014/0679957) aus dem Jahr 2014 keine Stromsteuer erhoben. Danach sollen stationäre Batteriespeicher, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind und den zur Zwischenspeicherung entnommenen Strom zeitlich verzögert wieder in das Versorgungsnetz einspeisen, im Hinblick auf den Anfall von Stromsteuer „vorübergehend im Wege der Gesetzesauslegung bzw. der teleologischen Reduktion“ als Bestandteil des Versorgungsnetzes behandelt werden können. Ob dies auch für den Selbstverbrauch nach § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG gelten soll, ist nicht eindeutig erkennbar.

Das StromStG sieht in § 9 Abs. 1 außerdem verschiedene Befreiungstatbestände vor. Steuerfrei ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG die Entnahme von Strom, der aus einem ausschließ-

lich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Die Vorschrift wird weit verstanden, sodass das Zusammentreffen mit herkömmlich erzeugtem Strom in sog. Eigennetzen als unschädlich angesehen wird. Darunter dürften jedenfalls private (Haushalts-)Netze als Kundenanlage zur Verbindung einer PV-Anlage mit Batteriespeicher und Verbrauchseinrichtungen im Haushalt fallen, so dass der Befreiungstatbestand in § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG auch dann eingreift, wenn der selbst erzeugte EE-Strom im Eigennetz mit Strom aus dem Versorgungsnetz vermischt wird.

§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG regelt einen Befreiungstatbestand für Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird. Durch § 12 Abs. 1 Nr. 2 Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) wird dieser Befreiungstatbestand in Bezug auf die Einspeicherung in Pumpspeichern konkretisiert. Nach der herrschenden Auffassung ist eine Anwendung dieses Befreiungstatbestandes auf andere Speichertechnologien wie die Batteriespeicherung aufgrund des eindeutigen Wortlautes nicht möglich (vgl. u.a. Lehnert, W./Vollprecht, J., Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher – noch kein maßgeschneiderter Anzug, ZNER 2012, 356, 362).

Weiterhin kommt nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG eine Befreiung von der Stromsteuer in Betracht, wenn Strom in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt und vom Betreiber der Anlage selbst als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang mit der Anlage entnommen wird. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG greift eine Befreiung auch für Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird und vom Erzeuger an Letztverbraucher im räumlichen Zusammenhang der Anlage geliefert wird. Von einem räumlichen Zusammenhang ist nach der Rechtsprechung des Bundesfinanzhofes auszugehen bei einer Stromversorgung, die nach dem objektiven Gesamteindruck nicht in einer „Versorgung in der Fläche“ besteht, sondern sich beispielsweise auf in einer kleinen Gemeinde gelegenen kommunale Abnahmestellen bezieht. Von einer feststehenden, konkreten Distanz zwischen den einzelnen Einrichtungen ist daher nicht auszugehen.

Grundsätzlich ist bei der *Eigenversorgung* mit Stromspeicher im Ein- und im Ausspeicherungsverhältnis von einer Stromsteuerpflicht auszugehen. Die Voraussetzungen von § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG sind bei der Einspeicherung im selben Gebäude sowohl hinsichtlich räumlichem Zusammenhang als auch hinsichtlich maximaler Nennleistung regelmäßig erfüllt. Ob von der Finanzverwaltung zudem deshalb keine Stromsteuer beansprucht wird, weil es sich um eine Zwischenspeicherung im Versorgungsnetz handelt, ist für den Fall des Selbstverbrauchs nicht abschließend geklärt. In der Regel dürfte eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG auch für das Ausspeicherungsverhältnis gelten. Insoweit ist auf die Nennleistung des Speichers abzustellen. Zudem kommt sowohl im Ein- als auch im Ausspeicherungsverhältnis eine Befreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG bei Entnahme aus reinen Ökostromleitungen in Betracht.

Im Falle von *Mieterstrommodellen* besteht ebenfalls vom Grundsatz her im Ein- und im Ausspeichungsverhältnis eine Stromsteuerpflicht. Auch hier dürfte für das Einspeichungsverhältnis regelmäßig von dem erforderlichen räumlichen Zusammenhang und einer maximalen Nennleistung der Stromerzeugungsanlage bis zu 2 MW auszugehen sein. Damit sind die Voraussetzungen von § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG erfüllt. Hier ist zudem davon auszugehen, dass nach der Praxis der Finanzverwaltung keine Stromsteuer beansprucht wird, da es sich um eine Zwischenspeicherung im Versorgungsnetz bei der Versorgung Dritter handelt. Bei der Ausspeicherung dürfte gleichfalls von dem erforderlichen räumlichen Zusammenhang und einer maximalen Nennleistung bis zu 2 MW auszugehen sein, so dass § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG greift.

Bei der *Quartiersversorgung* fällt ebenfalls vom Grundsatz her im Ein- und im Ausspeichungsverhältnis Stromsteuer an. Doch ist aber auch hier zu erwarten, dass im Einspeichungsverhältnis von der Finanzverwaltung keine Stromsteuer geltend gemacht wird. Je nach räumlicher Belegenheit des Stromspeichers im Verhältnis zur Erzeugungsanlage und zu den Verbrauchseinrichtungen der Prosumer kann darüber hinaus sowohl im Ein- wie im Ausspeichungsverhältnis der Befreiungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG greifen, wenn das Kriterium des räumlichen Zusammenhangs gegeben ist und die maximale Nennleistung von bis zu 2 MW eingehalten wird.

#### 5.4.5 Zusammenfassung

Die Ergebnisse der Untersuchungen zur entgeltlichen Belastung von Batteriespeichern sind in den folgenden Tabellen zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 5-5: Strompreisbelastungen bei Einspeicherung in einen stationären Batteriespeicher

Belastungstatbestand	Eigenversorgung	Mieterstrommodelle	Quartiersversorgung
Netzentgelte	(-)	(-)	20 Jahre (-)
Konzessionsabgaben	(-)	(-)	(-)
EEG-Umlage	Ggf. (-) oder reduziert	Ggf. (-) oder reduziert	(-)
Stromsteuer	In der Regel (-)	(-)	(-)

Tabelle 5-6: Strompreisbelastungen bei Letztverbrauch des ausgespeicherten Stroms

Belastungstatbestand	Eigenversorgung	Mieterstrommodelle	Quartiersversorgung
Netzentgelte	(-)	(-)	(+)
Konzessionsabgaben	(-)	(+)	wohl (-)
EEG-Umlage	Ggf. (-) oder reduziert	(+)	(+)
Stromsteuer	In der Regel (-)	In der Regel (-)	Ggf. (-)

(+) = Belastung fällt an, (-) = Belastung fällt nicht an

## 6 Treibhausgasbilanzierung eines e-home Haushaltes

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

Im Rahmen des e-home Projektes wurden die jährlichen CO<sub>2</sub>e-Emissionen privater Haushalte nach DIN EN ISO 14040/14044 anhand von e-home Messdatenauswertungen und basierend auf Haushaltsbefragungen berechnet. Mithilfe der mathematischen Software MATLAB® wurden umfangreiche Simulationsberechnungen zur Quantifizierung aller Energieflüsse durchgeführt. Dadurch konnten nach Bestimmung der Systemgrenzen sämtliche energierelevante Prozesse identifiziert und die zugehörigen Input- und Outputflüsse quantifiziert werden. Anschließend wurden die CO<sub>2</sub>e-Berechnungen mithilfe der Ökobilanz-Software Umberto NXT LCA® durchgeführt.

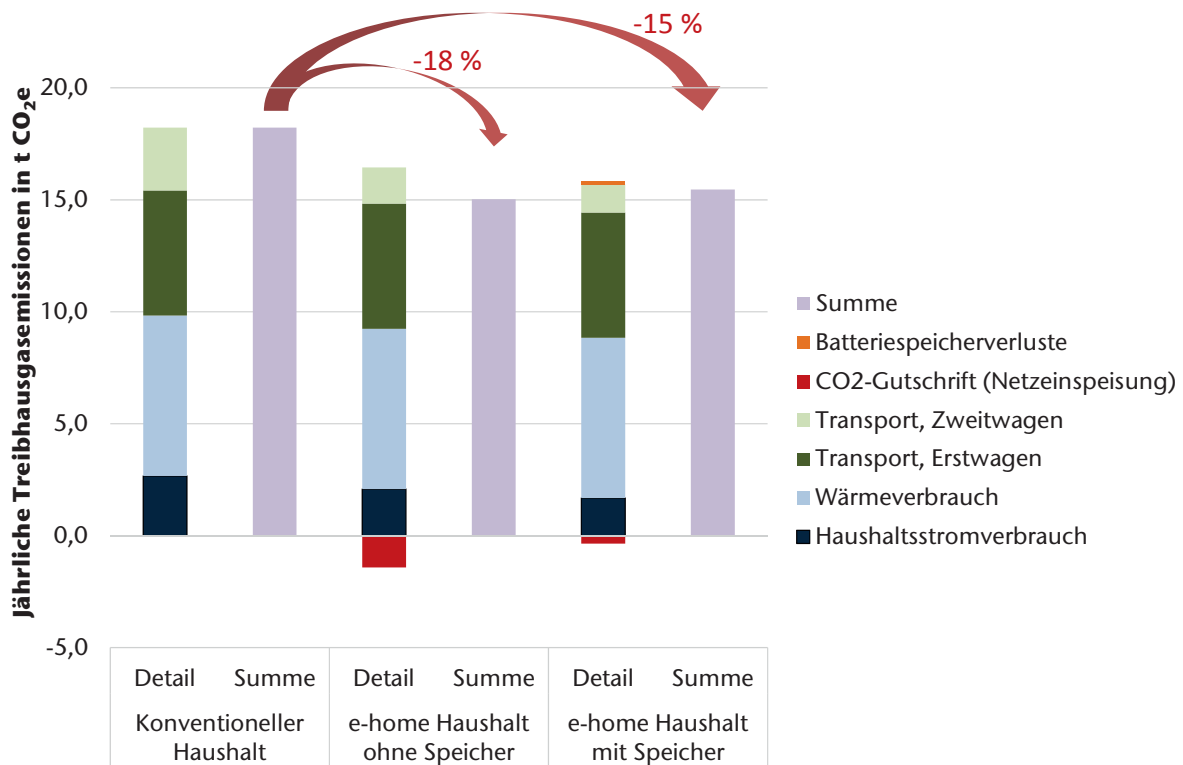


Abbildung 6-1: Jährliche CO<sub>2</sub>e-Emissionen eines konventionellen und eines e-home Haushaltes

Durch die Umstellung des Gas-Brennwertkessels auf eine elektrische Wärmepumpe werden die CO<sub>2</sub>e-Emissionen des Haushaltes auf Grundlage des deutschen Stromerzeugungsmix aus dem Jahr 2013 lediglich um 2 % gesenkt. Die Umstellung des Zweitwagens von einem benzinbetriebenen Auto auf ein Elektroauto führt bereits beim Strommix des Jahres 2013 zu einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>e-Emissionen für den Zweitwagen um 36 %. Die gesamten CO<sub>2</sub>e-Emissionen der Haushalte können durch die Nutzung des Elektroautos um 6 % gesenkt werden. Die Installation einer 5 kW<sub>p</sub> PV-Anlage führt zu einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>e-Emissionen des e-home Haushaltes um 12 %. Dabei wird die Netzeinspeisung durch eine



CO<sub>2</sub>e-Gutschrift in Höhe des deutschen Strommixes aus dem Jahr 2013 berücksichtigt. Die beiden betrachteten e-home Technologien, Elektroauto und PV-Anlage, führen zu einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>e-Emissionen um 18 % (vgl. Abbildung 6-1). Beim zusätzlichen Einsatz des e-home Speichers verringern sich die CO<sub>2</sub>e-Einsparpotentiale aufgrund der hohen Wirkungsgradverluste und liegen bei 15 %.

## 7 Netzfinanzierung

*(Dipl.-Wirt.-Ing. Tobias Lühn, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Professur für Produktion und Logistik, Georg-August-Universität Göttingen)*

Im Rahmen des e-home Projektes wurden die Auswirkungen der e-home Technologien (PV-Anlage, Elektroauto und dezentrales Batteriespeichersystem) auf die Stromnetzentgelte im Netzgebiet der Avacon AG analysiert. Für die Bottom-Up Analyse werden sechs verschiedene Technologiekombinationen definiert. Die Auswertungen zu den Lastflüssen in Abhängigkeit der Technologiekombinationen basieren auf Auswertungen von Messdaten innerhalb des e-home Projektes und können Tabelle 7-1 entnommen werden.

Zwischen den Technologiekombinationen variieren die jährlich zu entrichtenden Netzentgelte deutlich. Aufgrund des Einsatzes der drei Technologien und deren Kombinationen werden Umverteilungseffekte zwischen Haushalten hervorgerufen. So hat ein Haushalt bei alleiniger Nutzung eines Elektroautos mehr als dreimal so hohe Netzentgelte zu entrichten als ein Haushalt mit einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher.

Auf Grundlage der zuvor definierten Technologiekombinationen werden zwei Ausbauszenarien für die Jahre 2020 und 2030 definiert. Die Szenarien unterscheiden sich anhand der Anteile der zuvor definierten sechs Technologiekombinationen am Gesamtbestand an Haushalten im Netzgebiet der Avacon AG (vgl. Abbildung 7-1). Sowohl beim Ausbauszenario 2020 als auch beim Ausbauszenario 2030 wird von hohen Zubauraten der drei Technologien ausgegangen, um eine Abschätzung treffen zu können, mit welchen maximalen Auswirkungen auf den Stromabsatz, die Stromtransportmenge und die Netzentgelte zu rechnen ist.

Die Berechnungen ergeben, dass das Niederspannungsnetz der Avacon AG voraussichtlich in den nächsten Jahren mehr Strom transportieren wird. Die Stromtransportmenge als Summe aus Netzeinspeisung und Netzbezug wird durch die zunehmende Integration von PV-Anlagen und Elektroautos ansteigen. Im Gegensatz zur Transportmenge wird der Netzbezug voraussichtlich in den nächsten Jahren durch die Integration von PV-Anlagen und Batteriespeichern leicht sinken. Der Rückgang wird durch den steigenden Einsatz von Elektroautos jedoch moderat ausfallen.

Wird von konstanten Jahresnetzkosten für Standardlastprofilkunden auf Niederspannungsebene ausgegangen, die durch die erhobenen Netzentgelte gedeckt werden müssen, ergibt sich bei einem unveränderten Leistungspreis eine maximale Erhöhung des Arbeitspreises um 0,15 ct/kWh (vgl. Abbildung 7-2 links). Der Einfluss der untersuchten Technologien auf die spezifischen Netzentgelte kann als gering beurteilt werden. Soll der Arbeitspreis konstant gehalten werden, kann dies über eine Anpassung des Leistungspreises erzielt werden. Be-

reits mit einer geringen Anhebung des Leistungspreises kann der Arbeitspreis in den beiden Ausbauszenarien konstant gehalten werden (vgl. Abbildung 7-2 rechts).

Tabelle 7-1: Energieflüsse und zu entrichtende Stromnetzentgelte für die untersuchten Technologiekombinationen

Konventioneller Haushalt	Konventioneller Haushalt + Elektroauto
<p>3.500 kWh</p> <p>Transport: 3.500 kWh Netzentgelte: 272 €/Jahr</p>	<p>3.500 kWh</p> <p>5.200 kWh</p> <p>1.700 kWh, entspricht 10.000 km/Jahr</p> <p>Transport: 5.200 kWh Netzentgelte: 388 €/Jahr</p>
Konventioneller Haushalt + PV-Anlage	Konventioneller Haushalt + PV-Anlage + Elektroauto
<p>5.000 kWh, entspricht 830 kWh/(kW<sub>p</sub>·a)</p> <p>6 kW<sub>p</sub></p> <p>1.180 kWh</p> <p>3.820 kWh</p> <p>3.500 kWh</p> <p>2.320 kWh</p> <p>Transport: 6.140 kWh Netzentgelte: 192 €/Jahr</p>	<p>5.000 kWh</p> <p>6 kW<sub>p</sub></p> <p>1.565 kWh</p> <p>3.435 kWh</p> <p>3.500 kWh</p> <p>1.700 kWh</p> <p>3.635 kWh</p> <p>Transport: 7.070 kWh Netzentgelte: 281 €/Jahr</p>
Konventioneller Haushalt + PV-Anlage + PV-Speicher	Konventioneller Haushalt + PV-Anlage + PV-Speicher + Elektroauto
<p>5.000 kWh</p> <p>6 kW<sub>p</sub></p> <p>1.180 kWh</p> <p>3.500 kWh</p> <p>1.330 kWh</p> <p>6 kWh</p> <p>1.550 kWh</p> <p>220 kWh + 990 kWh = 1.210 kWh</p> <p>2.270 kWh</p> <p>Transport: 3.480 kWh Netzentgelte: 116 €/Jahr</p> <p>Systemwirkungsgrad: 75 % Verluste: 440 kWh, davon 50 % aus PV-Erzeugung und 50 % aus Netzbezug</p>	<p>5.000 kWh</p> <p>6 kW<sub>p</sub></p> <p>1.180 kWh</p> <p>3.500 kWh</p> <p>1.380 kWh</p> <p>6 kWh</p> <p>1.610 kWh</p> <p>230 kWh + 2.255 kWh = 2.485 kWh</p> <p>1.825 kWh</p> <p>1.700 kWh</p> <p>Transport: 4.310 kWh Netzentgelte: 203 €/Jahr</p> <p>Systemwirkungsgrad: 75 % Verluste: 460 kWh, davon 50 % aus PV-Erzeugung und 50 % aus Netzbezug</p>

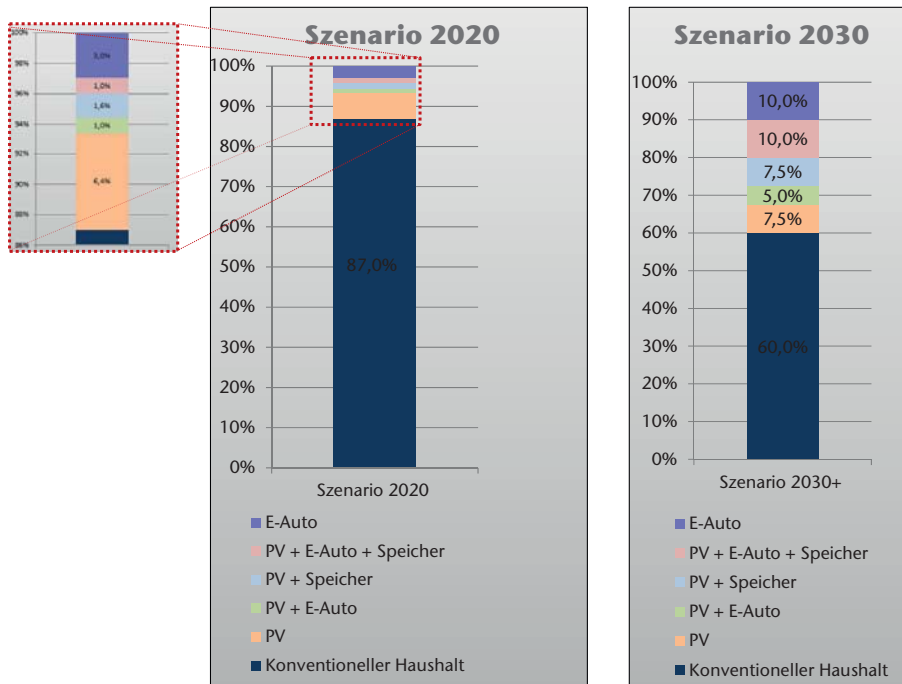


Abbildung 7-1: Szenario 2020 und Szenario 2030

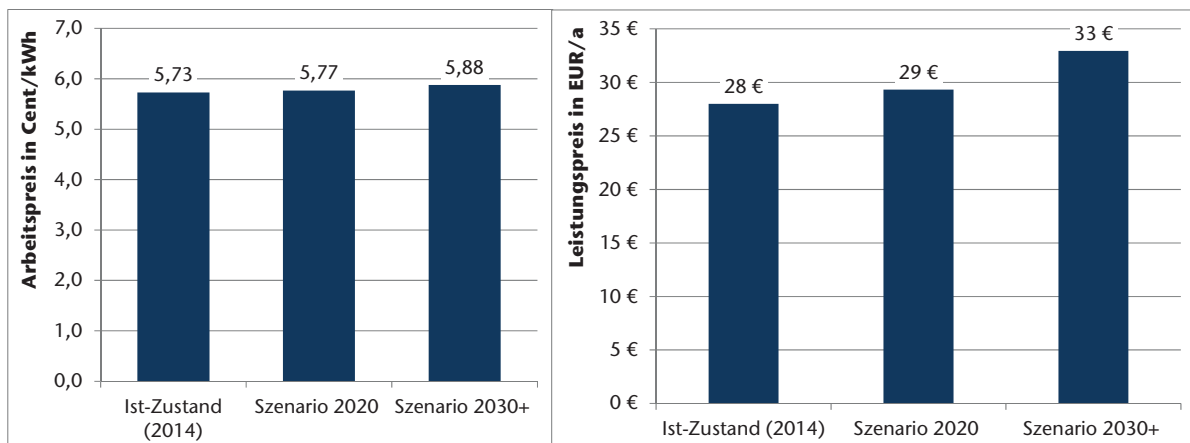


Abbildung 7-2: Auswirkungen der Ausbauszenarien auf den Arbeitspreis bei konstantem Leistungspreis (links) und Auswirkungen der Ausbauszenarien auf den Leistungspreis bei konstantem Arbeitspreis (rechts)



## 8 Zusammenfassung

*(Jan Ahmels, M.A., Forschungsbereich Energiewirtschaft, Energie-Forschungszentrum Niedersachsen)*

Im e-home Energieprojekt 2020 hat das EFZN gemeinsam mit der Avacon AG die durch die Energiewende bedingten Veränderungen im Niederspannungsnetz erforscht. Dabei wurden sowohl Erzeugungsseite (private Solaranlage mit Batteriespeicher) als auch die Verbrauchsseite (Elektroauto) betrachtet.

Ebenfalls wurden der rONT zur Spannungsregelung als neues zukunftsweisendes Netzbetriebsmittel im Niederspannungsnetz untersucht, mit dessen Hilfe das Zubaupotential von neuen Energiewandlungsanlagen, wie auch Zusatzlasten (Elektromobilität), ohne konventionelle Netzausbaumaßnahmen erhöht werden kann. Hierbei wurden unter anderem unterschiedliche Regelungskonzepte, deren Wirkung im Niederspannungsnetz bei unterschiedlicher Parametrierung, Interaktionen mit weiteren Regelkreisen sowie das Einsatzpotential unter technischen, ökonomischen und juristischen Gesichtspunkten im Netzgebiet der Avacon AG analysiert. Der rONT stellt sich sowohl in den Praxisuntersuchungen als auch in den begleitenden theoretischen Untersuchungen des EFZN als robustes Netzbetriebsmittel zur Spannungsregelung im Niederspannungsverteilstromnetz heraus, um die Herausforderungen durch die Energiewende in dieser Netzebene meistern zu können. Dies bestätigt sich auch durch die mögliche positive Auswirkung auf die Erlösbergrenze des Netzbetreibers bei Berücksichtigung der Investitionen für den rONT in der Anreizregulierungsverordnung.

Auf den Erkenntnissen aufbauend wurde ein Optimierungsverfahren entwickelt, welches anhand GIS-basierter Daten eine Zielnetzplanung durchführt. Hierbei zeigt sich, dass in einigen Fällen durch einen rONT-Einsatz ONS eingespart werden können und folglich eine zukünftige Reduktion der Stationsanzahl trotz Netzausbau möglich ist.

Nachdem in den ersten drei Projektjahren (Phase I) die Technologie rONT im Fokus der Forschungsarbeiten stand, verschob sich im vierten und fünften Jahr (Phase II) der Untersuchungsschwerpunkt hin zu den Batteriespeichersystemen im Haushaltsbereich in Verbindung mit den PV-Anlagen.

Es ist zu erwarten, dass sich Batteriespeicher langfristig in Privathaushalten mit Solaranlagen aufgrund verschiedener Aspekte durchsetzen werden. Durch sinkende Anschaffungspreise und steigende Wirkungsgrade werden sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Speichersysteme im Haushaltsbereich verbessern. Für Privathaushalte wirkt sich zudem die Befreiung von gesetzlichen Umlagen (u.a. Befreiung von Netzentgelten) zusätzlich positiv aus. In Kombination mit einer sinkenden EEG-Vergütung bietet sich mit dem Batteriespeicher eine Möglichkeit, die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen. Die entgeltliche Belastung von Batteriespeichern hängt von verschiedenen Faktoren ab und ist daher fallspezifisch zu klä-



ren. Die Treibhausgasemissionen der Haushalte lassen sich durch die Kombination aus PV-Anlage und Elektroauto deutlich reduzieren.

## Literaturverzeichnis

Becker, A.; Lühn, T.; Mohrmann, M.; Schlömer, G.; Schmidtmann, G.; Schneider, D. et al. (2014): Netzausbauvarianten in Niederspannungsverteilnetzen. Regelbare Ortsnetztransformatoren in Konkurrenz zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier (EFZN-Schriftenreihe, 20).

Bundesnetzagentur (2015): Evaluierungsbericht § 33 ARegV 2015.

Bunk, M.; Loges, H.; Engel, B. (2013): Technisch-Wirtschaftliche Betrachtung von Spannungsstabilisierungsmaßnahmen in Niederspannungsverteilnetzen. ETG Kongress, Berlin.

DIN EN 50160, 2011: DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010.

Kairies, K.-P.; Haberschusz, H.; Ouwerkerk, J. von; Strebel, J.; Wessels, O.; Magnor, D. et al. (2016): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2016. Hg. v. Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA).

Kaufmann, W. (1995): Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme. 1. Aufl. Berlin, Frankfurt am Main: VDE-Verl.; Verl.- und Wirtschaftsges. der Elektrizitätswerke.

Loges, H.; Bunk, M.; Engel, B. (2014a): Entwicklung und Modellierung zeitabhängiger Last- und Erzeugungsannahmen für die Anwendung in der Niederspannungsnetzplanung. Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin.

Loges, H.; Bunk, M.; Engel, B. (2014b): Die Anwendung von zeitabhängigen Last- und Erzeugungsannahmen in den NS-Netzen. VDE-Kongress, Frankfurt.

Loges, H.; Engel, B. (2016a): Messtechnische Untersuchung von Verlusten bei Batteriespeichern für PV-Anlagen. 3. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin.

Loges, H.; Engel, B. (2016b): PV-Speicher brauchen ein Effizienzlabel – Ergebnisse der messtechnischen Untersuchung von verschiedenen Speichersystemen. 31. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein.

Lühn, T.; Schlömer, G.; Schmidtmann, G.; Lehde, B.; Schmiesing, J.; Hofmann, L.; Geldermann, J. (2014): Multi-Criteria Analysis of Grid Expansion Concepts on the Low Voltage Level. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38 (3), S. 183–200. DOI: 10.1007/s12398-014-0134-z.

Maschinenfabrik Reinhausen (2016): ECOTAP VPD. Die Kompaktklasse für Verteiltransformatoren. Hg. v. Maschinenfabrik Reinhausen. Online verfügbar unter [http://www.reinhausen.com/de/desktopdefault.aspx/tabid-1947/2820\\_read-7909/](http://www.reinhausen.com/de/desktopdefault.aspx/tabid-1947/2820_read-7909/), zuletzt geprüft am 29.07.2016.

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

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.

Schlömer, G.; Hofmann, L. (2016a.): Eine Heuristik zur Umbauplanung von NS-Netzen ganzer Ortschaften. 14. Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich, 10.02.2016.

Schlömer, G.; Hofmann, L. (2016b): Modelling of Low-Voltage Grids with the Help of Open Data. NEIS 2016. Hamburg, Deutschland, 08.09.2016.

Schlömer, G.; Hofmann, L. (2016c): Formulating Grid Expansion Measures in Low Voltage Grids as an Integer Linear Optimization Problem. IEEE Powercon 2016. Wollongong, Australien, 28.09.2016.

Schlömer, G.; Hofmann, L. (2016d): Optimierung des Ausbaubedarfs in NS-Netzen durch die Betrachtung vollständiger Orte. Internationaler VDE ETG-Kongress 2016. Mannheim, Deutschland, 07.11.2016.

Schnieder, R.; Wehrmann, E.-A.; Beck, H.-P. (2013): Untersuchung verschiedener Regelungskonzepte für regelbare Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung in Niederspannungsverteilstnetzen. In: Prof. Dr.-Ing. habil. Detlef Schulz (Hg.): Konferenz für nachhaltige Energieversorgung und Netzintegration von Speichern (NEIS 2013). Hamburg, 12.-13.09.2013, S. 38–44.

Schnieder, R.; Wehrmann, E.-A.; Beck, H.-P. (2014): Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen durch regelbare Ortsnetztransformatoren im Mono- und Multi-sensorbetrieb. In: D. Schulz (Hg.): Tagungsband der NEIS Konferenz 2014. Hamburg.

Schnieder, R.; Wehrmann, E.-A.; Beck, H.-P. (2015): Einsatzmöglichkeiten regelbarer Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung und Netzverlustreduzierung in Niederspannungsverteilstnetzen. In: D. Schulz (Hg.): NEIS Konferenz 2015. Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern. NEIS Konferenz 2015. Hamburg, 10. -11.09.2015: Springer.

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2015): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. VDE-STUDIE. Hg. v. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Energietechnische Gesellschaft.

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

Werther, B.; Becker, A.; Beck, H.-P.; Wehrmann, E.-A.; Zum Hingst, J. (2012): Orientierungsstudie regelbare Ortsnetztransformatoren. Göttingen: Cuvillier (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 6).



