



Optimierung der Systemintegration fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Beispiel der Photovoltaik auf Niederspannungsebene

- Untersuchungen zu Möglichkeiten und Potenzialen zukünftiger Energieversorgungsstrukturen -

(SYSPV-NS)

Schlussbericht

Projektlaufzeit 01.07.2012 - 30.06.2014

**Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)**

Benjamin Schott, Jann Binder, Martin Felder, Benjamin Matthis, Michael Capota, Michael Danzer

Steinbeis Transferzentren GmbH an der Hochschule Ulm (STZ HS Ulm)

Gerd Heilscher, Holger Ruf, Konstantin Ditz, Daniel Funk

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen: 0325385

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

Stand: 18. Dezember 2014



Zentrum für Sonnenenergie-
und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Industriestraße 6
70565 Stuttgart
Tel.: +49 (0) 711 7870 0
Fax: +49 (0) 711 7870 200

www.zsw-bw.de

Kurzfassung

Das Forschungsvorhaben untersucht und bewertet verschiedene Optionen zur Netzintegration fluktuierender Stromerzeuger am Beispiel der Photovoltaik im Niederspannungsnetz. Die Analyse beinhaltet neben einer qualitativen Bewertung der unterschiedlichen Maßnahmen auch eine technische und wirtschaftliche Optimierung der Kombination verschiedener Optionen anhand von Simulationen auf Basis hochaufgelöster realer Netzdaten. Dafür wurden zwei Testgebiete aus dem Versorgungsgebiet des regionalen Verteilnetzbetreibers Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH mit der Simulationsumgebung PowerFactory der Firma DIGSILENT nachgebildet. Auf Basis der beiden Simulationsmodelle wurden Lastflussberechnungen durchgeführt und historische, sowie aktuelle Netzsituationen untersucht. Darüber hinaus wurden für die Testgebiete Solardachpotentialanalysen durchgeführt, um anhand der gewonnenen Daten Abschätzungen über zukünftige Netzzustände in den Testgebieten treffen zu können. Anhand dieser Ergebnisse lassen sich die Notwendigkeit weiterer Netzausbaumaßnahmen überprüfen sowie die kostengünstigsten Ausbauvarianten bestimmen.

Im Rahmen einer techno-ökonomischen Analyse der aktuell verfügbaren Batterietechnologien anhand ihrer unterschiedlichen technischen Eigenschaften (Lebensdauer, Effizienz, Skalierbarkeit, etc.), der resultierenden anwendungsspezifischen Vor- und Nachteile sowie Marktstatus werden Lithium-Ionen-Batterien als „best-suitable“-Technologie für die Haushaltsanwendung ausgewählt. Vor allem die mittel- und langfristigen techno-ökonomischen Potentiale der Technologie zeigen deutliche Vorteile gegenüber alternativen Technologien. Gegenüber den anderen „jungen“ Speichertechnologien besteht zudem ein deutlicher Entwicklungsvorsprung für die relevanten Anwendungen.

Schließlich wurden anhand einer Netzausbauoptimierung für unterschiedliche PV-Ausbauszenarien mithilfe von am ZSW entwickelten genetischen Algorithmen vier typische Referenznetze untersucht, die weitestgehend eine Verallgemeinerung der Ergebnisse ermöglichen. In einem ersten Schritt wurde die netzentlastende Wirkung unterschiedlicher Speicherladestrategien sowie Batterieverteilungen im Netz simuliert und in einem zweiten Schritt die Optimierung des verbliebenen Netzausbaubedarfs. Um die Auswirkung der Batterieladestrategie auf den Eigenverbrauch und die abgeregelte Energiemenge zu untersuchen, wurden am ZSW verschiedene Ladestrategien entwickelt und implementiert. Es konnte aufgezeigt werden, dass durch die Verwendung einer selbstlernenden modellprädiktiven Ladestrategie, ein netzdienlicher Betrieb von PV-Speichersystemen mit minimalen Einbußen beim Eigenverbrauch im Vergleich zur direkten Ladestrategie möglich ist. Die Untersuchungen zur optimalen Verteilung der Batteriespeicher im Netz haben ergeben, dass die entlastende Wirkung auf das Netz am Ort der Erzeugung am deutlichsten ist.

Die im Projektverlauf erzielten Ergebnisse zeigen, dass durch geeignete Festlegung maximal erlaubter Spitzeneinspeisung und Nutzung von verteilten Speichern der Netzausbaubedarf reduziert werden kann. Jedoch sind ab einer gewissen Durchdringung mit Photovoltaikanlagen Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz unausweichlich. Die Kosten dafür können mittels einer automatisierten Netzausbauoptimierung minimiert werden. Weiterer Untersuchungsbedarf besteht insbesondere bei komplexeren Netztopologien, wie z.B. vermaschten Netzen. Dabei sollten auch die Maßnahmen „dynamische Leistungsbegrenzung“, „Demand Side Management“ und der Einsatz von Quartiersspeichern direkt in die Optimierung integriert werden. Die zeitgleiche und wachsende Rückspeisung von PV-Strom in die Mittelspannungsnetze macht eine Überprüfung dieser ebenfalls nötig.

Inhalt

Kurzfassung.....	3
Inhalt.....	4
1 Projektübersicht	6
1.1 Aufgabenstellung.....	6
1.2 Voraussetzungen, Planung und Ablauf des Forschungsvorhabens	6
1.3 Stand der Wissenschaft zu Projektbeginn.....	8
1.4 Kooperationspartner	8
2 Wissenschaftliche Ergebnisse.....	10
2.1 Optionen zur Netzintegration fluktuierender Stromerzeuger auf Niederspannungsebene (AP1)	10
2.1.1 Systemgrenzen und Optimierungsvariablen	10
2.1.2 Optimierungsziel und Szenariorahmen.....	15
2.2 Netzsimulation von Testgebieten (AP2)	17
2.2.1 Ergebnisse der Solardachpotentialanalyse	18
2.2.2 Testgebiet 1 Einsingen	20
2.2.3 Testgebiet 2 Hittistettten	26
2.2.4 Abschlussbetrachtung Netzsimulationen für Testgebiete	33
2.3 Technoökonomischer Batterietechnologievergleich (AP3)	34
2.3.1 Technologieübersicht und qualitative Bewertung.....	36
2.3.2 Qualitative Gesamtbewertung pro Anwendungsfall	49
2.3.3 Ökonomische Berechnungen zur Eigenverbrauchserhöhung in Haushalten.....	52
2.3.4 Gesamtbewertung.....	62
2.4 Optimierung von Referenznetzen (AP4).....	62
2.4.1 Optimierung von Speicherbetrieb- und Verteilung.....	62
2.4.2 Netzausbauoptimierung	67
2.4.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	72
2.5 Technische und wirtschaftliche Schlussfolgerungen (AP 5).....	74
3 Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse.....	77
4 Forschungsergebnisse anderer Stellen	78
5 Veröffentlichungen von Forschungsergebnissen.....	79
6 Dokumentation verwendeter Verfahren und Algorithmen	81
6.1 Lastprofilgenerator	81
6.2 Automatische Netzoptimierung	81
6.2.1 Szenarien und Netzkomponenten.....	82
6.2.2 Fitnessfunktion.....	84

6.2.3	Lazy Evaluation.....	84
6.2.4	Optimierungsalgorithmus.....	85
6.2.5	Auswahl der Lastfälle.....	86
6.2.6	Testgebiet 1 Einsingen.....	88
6.2.7	Testgebiet 2 Hittistetten.....	90
7	Literatur.....	92

1 Projektübersicht

1.1 Aufgabenstellung

Ziel des Forschungsvorhabens war es, technische, aber auch systemischen Gestaltungsmöglichkeiten mit dem Ziel der Integration hoher Anteile von erneuerbaren Energien ins Stromnetz zu erarbeiten. Im Hinblick auf die bereits bestehende Netzproblematik durch den starken Ausbau der Photovoltaikleistung in den letzten Jahren wurde im Rahmen des Projekts die Integration der Photovoltaik auf Niederspannungsebene untersucht. Anhand der Untersuchungen verschiedener Optionen zur Netzintegration, einem technisch-ökonomischen Vergleich von Speichertechnologien und der Optimierung von Netzausbaumaßnahmen in typischen Referenznetzen, sollten Lösungswege und Ansätze für den kostenoptimalen Umbau des Niederspannungsnetzes entwickelt werden. Dabei wurden sowohl Maßnahmen zur Netzentlastung, wie die Blindleistungsregelung, der Einsatz von Speichern, das Einspeise- und Lastmanagement, als auch der Netzausbau bzw. -ausbau untersucht. Die Analyse beinhaltet neben einer qualitativen Bewertung der unterschiedlichen Maßnahmen auch eine technische und wirtschaftliche Optimierung der Kombination verschiedener Optionen anhand von Simulationen auf Basis hochaufgelöster realer Netzdaten. Darüber hinaus wurden typische Referenznetze untersucht, die weitestgehend eine Verallgemeinerung der Ergebnisse ermöglichen. Zusätzlich wurde über eine detaillierte Analyse verschiedener Speichertechnologien eine technologie- und anwendungsspezifische Bewertung für den Einsatz im Niederspannungsnetz durchgeführt. Aus den Ergebnissen dieser Analysen wurden schließlich technische und wirtschaftliche Schlussfolgerungen für eine effiziente Transformation des Energiesystems hin zu den in der Optimierung erhaltenen Zielenergieversorgungsstrukturen auf Niederspannungsebene erarbeitet. Diese beinhalten vor allem die Bewertung der optimierten Strukturen und der dabei verwendeten Optionen hinsichtlich ihrer technisch-wirtschaftlichen Realisierbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit. Dabei wird zukünftiger Forschungs- und Entwicklungsbedarf auf technischer und auch auf Energiesystemebene identifiziert.

1.2 Voraussetzungen, Planung und Ablauf des Forschungsvorhabens

Die Projektlaufzeit betrug 2 Jahre und der Bearbeitungszeitraum reichte vom 01.07.2012 bis zum 30.06.2013. Die wissenschaftliche Fragestellung wurde dabei in folgende fünf Arbeitspakete aufgeteilt:

- AP1: Optionen zur Netzintegration fluktuierender Stromerzeuger auf Niederspannungsebene
- AP2: Netzsimulation von Testgebieten
- AP3: Analyse Speichertechnologien
- AP4: Optimierung der Referenznetze
- AP5: Technische und wirtschaftliche Schlussfolgerungen

Eine Übersicht über die wesentlichen Ziele der fünf Arbeitspakete sind in Abbildung 1 dargestellt. Inhalt des Arbeitspakets 1 ist die qualitative Analyse der technischen Optionen zur Netzintegration sowie die Festlegung des Untersuchungsrahmens und der Szenarioparameter, welche in das Modell zur Optimierung der Referenznetze aus Arbeitspaket 4 Eingang finden. Im Arbeitspaket 2 werden zeitlich hoch aufgelöste Netzzustandsparameter, die Solareinstrahlung sowie Einspeise- und Lastdaten aus zwei Netzgebieten der Stadtwerke Ulm mit hohem Anteil von Einspeisungen aus Photovoltaikanlagen erfasst und analysiert. Darauf aufbauend und unter Zuhilfenahme von Ergebnissen aus der in diesen Testgebieten durchgeführten gebäudescharfen Dachpotentialanalysen werden Netzsimulationen für verschiedene PV-Durchdringungsraten bis hin zur maximalen Ausschöpfung des Dachpotentials durchgeführt und einzelne Netzausbaumaßnahmen auf ihre Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit hin untersucht. Der Batterietechnologievergleich im Arbeitspaket 3 umfasst

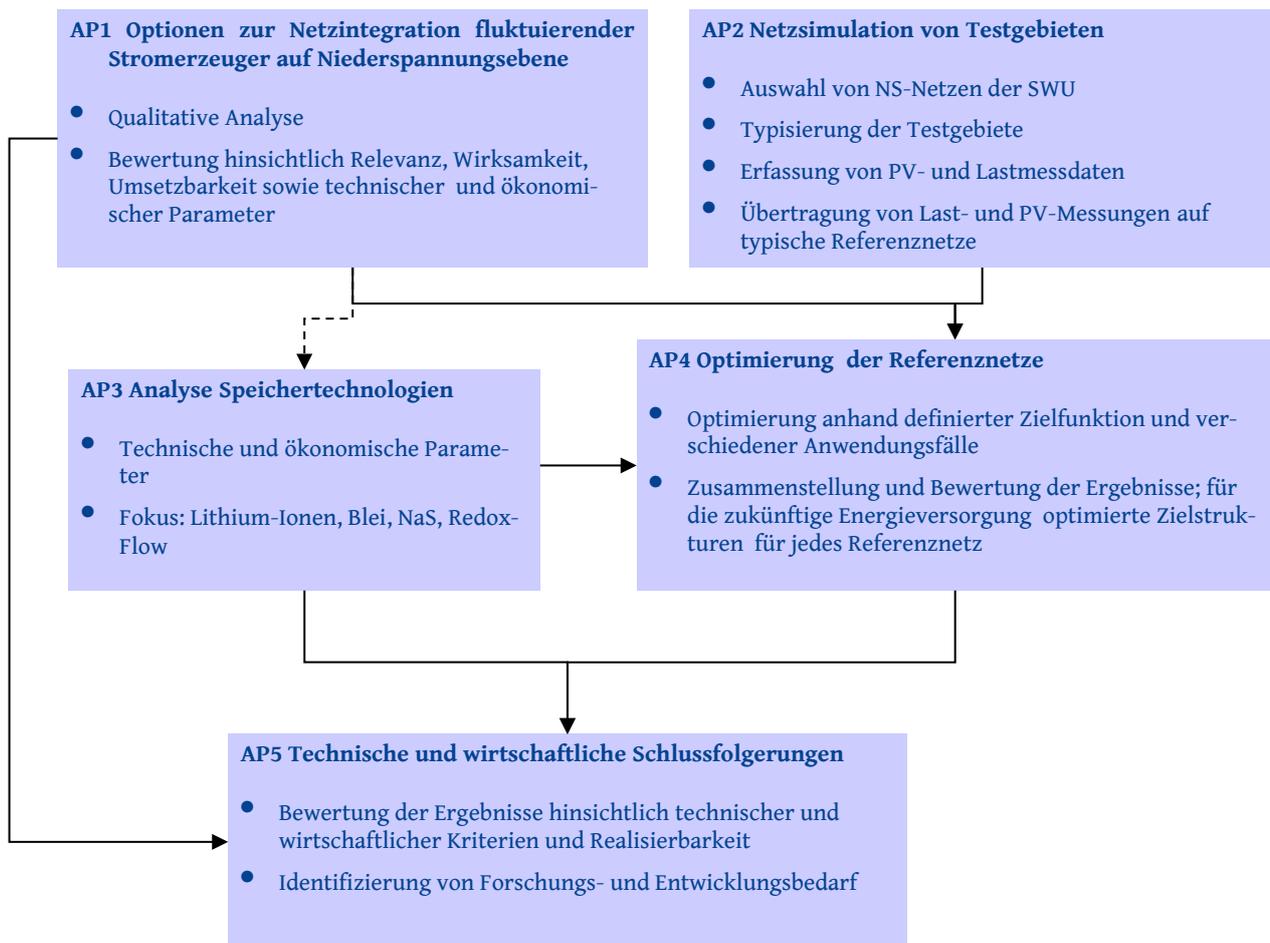


Abbildung 1: Arbeitspakete im Projekt

die wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter, wie Energiedichte, Leistungsdichte, Lebensdauer (kalendarisch, zyklisch), Wirkungsgrad, Investitions- und Betriebskosten und hat zum Ziel, die „best-available“ bzw. „best-suitable“ Batterietechnologie für die Anwendung als Speicher zur Eigenverbrauchserhöhung und den Einsatz als Netzbetriebsmittel zu verschiedenen Betrachtungszeitpunkten zu ermitteln. Die Erkenntnisse aus den ersten 3 Arbeitspaketen fließen in die Entwicklung und Implementierung des Optimierungsalgorithmus ein, mit dessen Hilfe im Arbeitspaket 4 typische Niederspannungs-Referenznetze mit dem Ziel, die jeweils kostenminimale Netzstruktur zur Integration höchster PV-Anteile zu ermitteln, optimiert werden. Die Gesamtergebnisse werden schließlich im Arbeitspaket 5 zusammengeführt, hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher

Kriterien sowie Realisierbarkeit bewertet und weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf benannt.

1.3 Stand der Wissenschaft zu Projektbeginn

Die Einbindung dezentraler regenerativer Energiesysteme wurde bisher vor allem potentiellseitig und auf der Ebene deutscher (IWES & BEE 2009), (SRU, 2010) oder europäischer Übertragungsnetze (ENERGYNAUTICS 2010) betrachtet. Die zeitliche Auflösung der Netzsimulation betrug 1h oder 15 Minuten.

Grundlegende Analysen der Auswirkungen hoher Anteile von Photovoltaikanlagen auf Niederspannungsnetze wurden am Lehrstuhl von Prof. Witzmann (WITZMANN & KERBER, 2007b), (KERBER & WITZMANN, 2009), (WIRTH u. a., 2011) und am Fraunhofer IWES (BÜDENBENDER u. a., 2011) erarbeitet. Diese Studien quantifizieren die Spannungsüberhöhung und Betriebsmittelüberlastung. Während an einem konkreten Netz die Auswirkungen leicht zu berechnen sind, fällt die Verallgemeinerung schwer, da jedes Netz anders gestaltet ist, sowie Ort und Größe der Photovoltaikinstallationen variieren. Witzmann unternimmt den Versuch, Netze in repräsentative Gruppen einzuteilen (Stadt, Vorort, ländlich), typische PV-Installationsdichten zu definieren und daraus die Schwellwerte abzuleiten, an denen Eingriffe notwendig sind, um Netze zu stabilisieren. Die Varianz innerhalb der definierten Gruppen ist sehr groß, was die Verallgemeinerung der Resultate erschwert (WITZMANN & KERBER, 2007a). Für Niederspannungsnetze sind reale, zeitlich hoch aufgelöste Messdaten der Last und der Einspeisung bisher in den meisten Fällen gar nicht vorhanden oder wenn doch, nicht öffentlich zugänglich.

1.4 Kooperationspartner

Federführend wurde das Vorhaben vom Fachgebiet Systemanalyse am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) bearbeitet. Das interdisziplinäre Fachgebiet aus Natur- und Wirtschaftswissenschaftlern sowie Ingenieuren hat sich auf Fachthemen jenseits der reinen Technikentwicklung spezialisiert. Mit Machbarkeitsstudien, ökonomischen Analysen und der Entwicklung und Evaluierung von Förderinstrumenten (insbesondere des EEG) werden Wege aufgezeigt, wie erneuerbaren Energien der Markt bereitet und unser Energieversorgungssystem nachhaltig umgestaltet werden kann. In diesem Zusammenhang verfügen die wissenschaftlichen Mitarbeiter des Fachgebiets über umfangreiche Erfahrungen im Bereich der Politikberatung mit Schwerpunkt auf Bundes- und Landesebene. Hinzu kommen langjährige Erfahrungen in der Datenaufbereitung und Entwicklung fundierter Statistiken über den Ausbau erneuerbarer Energien, da das Fachgebiet im Rahmen der Leitung der Arbeitsgruppe erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) Verantwortung für das Monitoring des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland trägt. Zudem befasst sich die Arbeitsgruppe „Nichtlineare Modellierung“ im Fachgebiet Systemanalyse seit mehr als 10 Jahren mit der Weiterentwicklung und dem Einsatz von Techniken des maschinellen Lernens auf verschiedene komplexe Problemstellungen. Dies war und ist mit der erfolgreichen Bearbeitung von nationalen und internationalen Projekten im Bereich Solarstrahlung, Atmosphärenphysik und Windenergievorhersage verbunden. Ergänzt wird die Kompetenz des Fachgebiets Systemanalyse durch die zwei weiteren Fachgebiete des ZSW, die sich seit langem mit den technischen Grundlagen der betrachteten Systeme befassen und auf diesen Gebieten ein hohes Renommee erlangt haben. Das Fachgebiet Elektrochemische Akkumulatoren hat umfangreiche Erfahrungen im Bereich technischer Entwicklungen elektrochemischer Energiespeicher und der Beurteilung von Charakteristik und Systemleistungsfähigkeit von Batterien. Das Fachgebiet Photovoltaik (MSA) hat umfangreiche Erfahrungen im Bereich technischer Entwicklungen und photovoltaischer Systeme, mit dem Schwerpunkt Dünnschichttechnologien.

Das Steinbeis Transferzentrum für dezentrale regenerative Energiesysteme an der Hochschule Ulm (STZ Ulm), das in enger Verbindung zu den Stadtwerken Ulm arbeitet, bringt seine Erfahrung in Bezug auf Netzsimulationen, Auswertung von Netzdaten und Betriebsmitteleigenschaften in das Projekt ein. Zu den Kernkompetenzen des STZ Ulm gehören sowohl die Durchführung zeitlich hoch aufgelöster Lastflussanalysen von Niederspannungsnetzen als auch Erfahrungen bei der Einführung intelligenter Stromzähler in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken Ulm. Darüber hinaus verfügt das Institut über umfangreiche Analysewerkzeuge für präzise Messung und Simulationen zur Integration von netzgekoppelten Solarstromanlagen in das Niederspannungsnetz. Dazu gehören zeitlich und örtlich hoch aufgelöste Solarstrahlungsdaten sowie die Ergebnisse einer Dachpotentialanalyse für das Netzgebiet der Stadtwerke Ulm.

Die Stadtwerke Ulm (SWU) bringen ihre langjährige Erfahrung im Betrieb von sowohl städtisch als auch ländlich geprägten Netzen mit hohen PV-Anteilen in das Forschungsvorhaben ein und liefern die Datengrundlage für reale Netzmodelle und darauf aufbauenden Berechnungen.

2 Wissenschaftliche Ergebnisse

Das Vorhaben erarbeitet Empfehlungen vor allem zu technischen, aber auch systemischen Gestaltungsmöglichkeiten mit dem Ziel der Integration hoher Anteile von Photovoltaikleistung insbesondere ins Niederspannungsnetz. Anhand der Untersuchungen verschiedener Optionen zur Netzintegration, die zudem einen Vergleich verschiedener Speichertechnologien beinhalten, sollen Lösungswege und Ansätze für die Optimierung des Niederspannungsnetzes entwickelt werden.

2.1 Optionen zur Netzintegration fluktuierender Stromerzeuger auf Niederspannungsebene (AP1)

In einem ersten Schritt werden verschiedene Optionen zur Netzintegration fluktuierender Stromerzeuger in einer vergleichenden Analyse bewertet und gegenübergestellt (Arbeitspaket 1). Es werden dabei folgende Maßnahmen zur Netzentlastung untersucht:

- Blindleistungsregelung,
- der Einsatz von Speichern,
- das Einspeise- und Lastmanagement,
- Netzausbau bzw. -ausbau

2.1.1 Systemgrenzen und Optimierungsvariablen

Als Ausgangspunkt für eine zielorientierte Untersuchung der technischen Optionen und der Simulation/Optimierung sind folgende Fragestellungen zur Spezifikation als erstes zu klären:

- Welches System wird betrachtet (Systemgrenzen)
- Wie ist das Optimierungsziel definiert und was folgt daraus für die notwendige Datenbasis?
- Welche Rahmenbedingungen gelten für die Simulation und welche Szenarien werden betrachtet?

Betrachtet werden zwei reale Niederspannungsnetzgebiete (Testnetze) und 4 typische Niederspannungsnetze (Referenznetze) mit der in Abbildung 2 gezeigten Struktur.

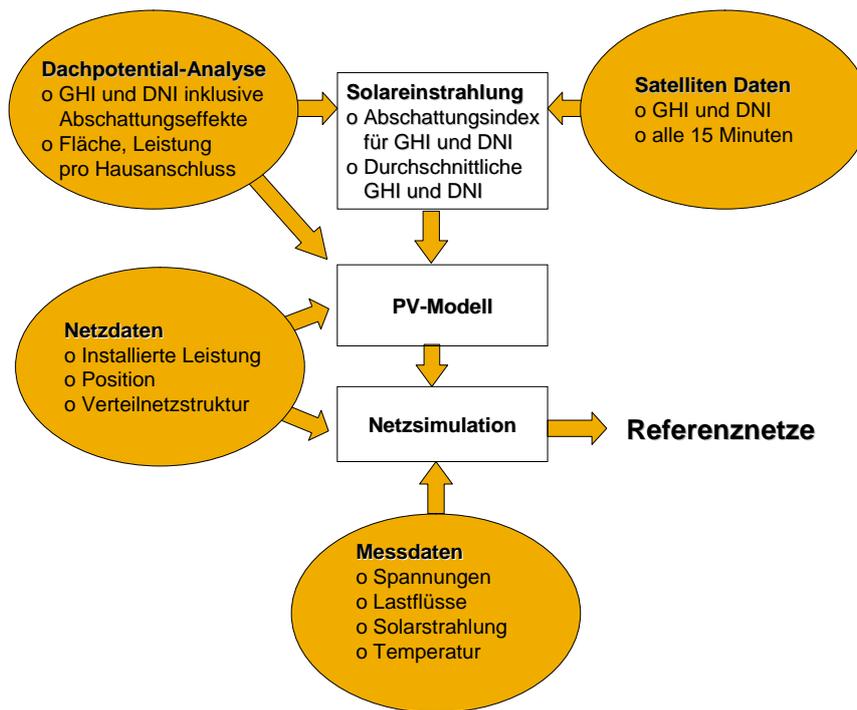


Abbildung 2: Aufbau der Test- und Referenznetze

Anschließend werden die in Frage kommenden technischen Optionen näher beschrieben, qualitativ bewertet und die in der Optimierung zu untersuchenden Szenarien abgeleitet.

Im Folgenden wird aufbauend auf den Fragestellungen die Spezifikation für die Simulation und Optimierung des Niederspannungsnetzes festgelegt.

Die qualitative Analyse der Option zur Netzintegration ergab folgende Ergebnisse:

Speicher:

Es werden verschiedene Anwendungsfälle für elektrische Speichersysteme unterschieden (FUCHS u. a., 2012). Für die Betrachtung von Niederspannungsnetzen, wie in diesem Projekt vorgesehen, ist vorwiegend die „Spannungshaltung“, die „Spitzenlastregelung“ und der „Lastausgleich“ relevant. Alternativ müsste statt des Einsatzes von Speichern entweder das Netz ausgebaut oder es müssten andere Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden (siehe unten). Die Langzeitspeicherung spielt für den Ausgleich im größeren Netzverbund, für energieautarke oder netzferne Regionen (Inselnetze) eine Rolle. Solche Systeme werden hier jedoch nicht betrachtet, ein Ausgleich („Ex- und Import“) mit dem Mittelspannungsnetz ist jederzeit möglich und soll auch explizit berücksichtigt werden. Speicher als Anbieter von Systemdienstleistungen können einerseits zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt werden und andererseits zur Spannungshaltung (AGRICOLA u. a., 2012). Insbesondere für die Netzbetreiber könnte der dezentrale Speicher damit eine Alternative zum Netzausbau darstellen und zur Netzstabilisierung sowie zum Lastausgleich beitragen. Vorteilhaft ist zudem eine hohe Einsatzflexibilität bei einem künftig steigenden Bedarf an dezentraler Regelleistung. Andererseits können Speicher aber auch strommarktorientiert betrieben und damit für weitere Akteure interessant werden,

beispielsweise für Energieversorger bzw. -erzeuger, die Gewinne aus der Volatilität der Strompreise oder durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs (AGRICOLA u. a., 2012) erzielen möchten. So ist zu erwarten, dass die Eigenverbrauchserhöhung durch den Einsatz von PV-Speicher-Systemen für Haushalte mit immer weiter sinkenden PV-Anlagen-Preisen und steigenden Strombezugskosten in Zukunft interessanter werden wird (vgl. hierzu auch Kap 2.3). In der Regel führt die Eigenverbrauchsmaximierung der Akteure jedoch nicht zu einer dauerhaften Netzentlastung siehe z.B. (LÖDL u. a., 2010); (GREBE & KEVER, 2012). Ein wirtschaftlicher Betrieb unter Berücksichtigung der Netzdienlichkeit kann aber durchaus gegeben sein, siehe auch Ausführungen zu einer optimierten Speicherbeladung im Einspeisemanagement. Der Fall des marktorientierten Betriebs von Speichern durch Energieversorger, die nur nach Anreizen des Energiemarktes betrieben werden, die dem netzoptimalen Betrieb des Speichers entgegenstehen können, wird in der Verteilnetzstudie der dena (AGRICOLA u. a., 2012) bewertet mit dem Ergebnis, dass diese Betriebsstrategie wahrscheinlich zu einem erhöhten Netzausbaubedarf und damit höherem Investitionsbedarf führt. Dies ist vor allem davon abhängig, wie die lokale Erzeugung aus Photovoltaikanlagen und der lokale Stromverbrauch mit der überregionalen Erzeugungs- und Lastsituation korreliert. Aus diesem Grund ist die Optimierung der Speicherbeladung nicht Teil der automatisierten Netzausbauroptimierung in Arbeitspaket 4, sondern wird in einem Unterarbeitspaket gesondert betrachtet (vgl Kap 2.4.1).

Die genannten Einsatzfälle für das Niederspannungsnetz können in der Gesamtheit vor Ort nur sinnvoll durch Batterien bereitgestellt werden. Großtechnologien, wie Pumpspeicher oder die Erzeugung von Wasserstoff/E-Methan sind überdimensioniert und in kleineren Einheiten wirtschaftlich und/oder technisch nicht darstellbar. Sie könnten nur zum Ausgleich der Photovoltaikerzeugung eingesetzt werden, wenn die Netzstrukturen entsprechend ausgebaut wären. Batteriespeicher können jedoch durch eine netzdientliche Ladestrategie zur Netzentlastung beitragen. Für die reine Spannungsregelung und unter gewissen Rahmenbedingungen auch für die Spitzenlastregelung im Bereich von Sekunden/Minuten eignen sich prinzipiell auch Leistungsspeicher wie Schwungräder oder Doppelschichtkondensatoren. Sie zeichnen sich durch hohe Zyklenbelastbarkeit und hohen Leistungsanforderungen aus. Die Kosten für Speicherkapazität in €/kWh sind allerdings erheblich größer als für Batterien. Eine Möglichkeit, die sich daraus ergäbe, wären zum Beispiel Batterie-Hybrid-Systeme bei denen Leistungs- und Energiespeicher kombiniert werden. Dieser Fall wird in diesem Projekt jedoch aus Gründen der Komplexität nicht betrachtet. Unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Technik und der Marktreife bzw. der Potenziale der Technologie beschränkt sich die Analyse auf folgende Batterietechnologien:

- Lithium-Ionen-Batterien
- Blei-Batterien
- Redox-Flow-Batterien
- Hochtemperaturbatterien

Ein detaillierter Technologievergleich und die Auswahl für den Anwendungsfall erfolgt in Arbeitspaket 3.

Demand-Side-Management:

Die mittelfristig mobilisierbaren Potentiale des Demand-Side-Managements (DSM) im Haushaltsbereich werden nicht als geeignet angesehen, um andere Maßnahmen, wie Netzverstärkung oder Einsatz von Batterien zur PV-Integration ins NS-Netz zu ersetzen

oder zumindest zu reduzieren. Anders als im Falle einer Gesamtanalyse der DSM-Potentiale im ganzen Bundesgebiet oder einer Regelzone, sind die vorhandenen Potentiale in den einzelnen Haushalten zu gering, um einen signifikanten Beitrag zur Lastverlagerung der Haushalte in PV-Spitzenzeiten zu leisten. Dies liegt in mehreren Gesichtspunkten begründet. Einerseits ist die durchschnittliche Leistungsaufnahme von Kühl- und Gefrierschränken, die eine recht hohe Marktdurchdringung in privaten Haushalten aufweisen und sich aufgrund ihrer thermischen Speicherkapazität prinzipiell eignen würden, mit 100 bis 200 W_{el} sehr niedrig. Andererseits verfügen diese Geräte nur über eine relativ kurze maximale Lastverschiebedauer von weit unter einer Stunde. Beides zusammen würde demnach zu einer zeitlich und in der Höhe nur unzureichenden Absenkung der PV-Einspeisung zur Mittagszeit durch erhöhten Eigenverbrauch führen. Eine andere verschiebbare private Anwendung, die über den prinzipiellen Vorteil einer hohen Marktdurchdringung verfügt, stellt der Betrieb einer Waschmaschine dar. Die Leistungsaufnahme einer handelsüblichen Waschmaschine ohne Warmwasseranschluss beträgt in der Wasseraufheizphase zu Beginn des Waschgangs bis zu 2-3 kW_{el} . Nach dieser etwa halbstündigen Phase schwankt die Leistungsaufnahme stark zwischen 0 und 1 kW_{el} . D.h., dass allein die Aufheizphase als „berechenbare“ verschiebbare Last zur Verfügung steht, deren Anwendungsdauer allerdings mit etwa 30 Minuten als zu kurz anzusehen ist, um einen Beitrag zur Einspeisereduktion über die gesamte kritische Mittagszeit zu gewährleisten. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass in einem durchschnittlichen Haushalt in der Regel nicht täglich ein Waschgang durchgeführt wird, somit steht dieses theoretische Lastverschiebepotential nicht jederzeit zur Verfügung. Das sowohl hinsichtlich der Leistungsaufnahme, als auch der maximalen Anwendungsdauer größte theoretische DSM-Potential stellen die verschiedenen elektrischen Heizungsformen dar (direkt oder mittels Wärmepumpen). Hier sind jedoch einerseits die aktuell sehr geringe Marktdurchdringung dieser Heizungsarten zu berücksichtigen und andererseits die starke saisonale Antikorrelation zwischen dem Auftreten großer Wärmelasten im Winter und hoher PV-Erzeugung und -Einspeisung im Sommer. Eine Ausnahme stellt die elektrische Warmwasserbereitung dar, welche relativ geringen saisonalen Schwankungen unterliegt und somit ganzjährig als Lastverschiebepotential zur Verfügung steht. In erster Näherung kann eine Lastverschiebung bei der elektrischen Warmwasserbereitung einer Batteriebeladung gleichgesetzt werden, welche in ihrer netzentlastenden Wirkung, wie weiter oben bereits beschrieben, in Kapitel 2.4 gesondert betrachtet wird. Als Ergebnis dieser Überlegungen wird auf die Modellierung und Simulation von DSM-Maßnahmen bei der Netzoptimierung verzichtet.

Einspeisemanagement:

Nach EEG 2012 müssen neue PV-Anlagen mit einer Nennleistung kleiner als 100 kW_p ebenfalls am Einspeisemanagement teilnehmen und über entsprechende technische Vorrichtungen, welche es dem Netzbetreiber erlauben, die Anlage abzuregeln, verfügen. Für Anlagen bis 30 kW_p kann alternativ auch die Einspeisewirkleistung am Netzverknüpfungspunkt dauerhaft auf 70% der Generatornennleistung begrenzt werden. Im Rahmen der automatisierten Netzausbauoptimierung wird der notwendige Netzausbau für unterschiedliche Grenzen der maximal erlaubten relativen Einspeisewirkleistung ermittelt und die vermiedenen Netzausbaukosten den durch die notwendige PV-Abregelung entstandenen Kosten gegenübergestellt.

Netzentlastung durch optimierte Algorithmen zu Speicherbeladung:

In Vorfeld des Projekts wurde am ZSW bereits ein einfaches Verfahren der verzögerten Batteriebeladung untersucht und veröffentlicht, das zu einer statischen Reduktion der Einspeisewerte aufgrund PV Stromerzeugung führt (WILLIAMS u. a., 2013). Weitere Untersuchungen im Rahmen des hier behandelten Projekts bestätigen, dass intelligente Algorithmen aus dem Lastprofil des jeweiligen Haushalts und den Einstrahlungswerten der letzten 20 bis 50 Tage eine verzögerte Speicherbeladung zur Netzentlastung berechnen können. Mit der optimierten Speicherladung sinken die Abregelverluste der Netzentlastung im Vergleich zu einer Ladung am frühesten Zeitpunkt um den Faktor 3 bis 5. Im Vergleich zu den Abregelung ohne Speicher sinken die Verluste bei einer optimierten Speicherladung sogar um den Faktor 5 bis 15. Im berechneten Fall wurde die Spitzeneinspeisung bezogen auf die Nennleistung der PV-Anlage begrenzt. Eine Begrenzung bezogen auf Spannungsmesswerte im Netz ist denkbar, wird aber in dieser Arbeit nicht untersucht, da hierfür die Simulation der Speicherbeladung dynamisch in die Optimierungssoftware eingebunden werden müsste, was über den Rahmen dieses Forschungsvorhabens hinausgehen würde.

Varianz der Ergebnisse aufgrund der Streuung von Lastprofilen:

Die Statistik aus PV-Einspeisung und Netzbelastungen durch die individuellen Haushalte wird bei den Untersuchungen eine große Rolle spielen. Die Statistik der PV Erzeugung ist bekannt. Jedoch sind individuelle Lastprofile von Haushalten sehr verschieden und können bei hohem Verbrauch in den Mittagsstunden die PV Einspeisung dämpfen, oder, bei hohem Verbrauch am Abend, wenig Einfluss auf die PV Einspeisung ins Netz haben. Um neben den gemessenen Lastprofilen im Versuchsnetz, die Varianzen aufgrund verschiedener Lastprofile besser abschätzen zu können, wurden in einer kurz vor Projektbeginn gestarteten Masterarbeit ein frei verfügbarer Lastgenerator (PFLUGRADT, 2012) qualifiziert und so angepasst, dass sich mit 50 Lastprofilen eine hohe Korrelation mit dem H0 Profil ergibt.

Maßnahme Blindleistungseinspeisung:

Die Blindleistungseinspeisung wurde schon früh als eine Maßnahme zur Spannungshaltung im Netz identifiziert ((KERBER & WITZMANN, 2009), (STETZ & BRAUN, 2011)). In den frühen Arbeiten wurde angegeben, dass geeignete Blindleistungseinspeisung rund 30% erhöhten PV-Ausbau zulässt, bevor die definierten Spannungsgrenzen (3% Spannungserhöhung) überschritten werden. Der Wert des erhöhten PV-Ausbaus ist jedoch abhängig von den Widerstands- und Induktivitätsbelägen der Leitungen und ist bei Kabeln geringer als bei Freileitungen. Außerdem werden die Spannungsgrenzen in manchen Netzen schon bei 10-20% des PV Ausbaus verletzt, insofern ist die Erhöhung des Werts von 10-20% um 30% kein durchschlagender Erfolg. Schließlich führt Blindleistung in gleichem Maße wie Wirkleistung zu Verlusten in den Betriebsmitteln (Leitungen, Transformatoren) und erhöht damit die Verlustleistung in der Zuleitung und die Belastung der Betriebsmittel. In der Abwägung haben die Gremien dennoch entschieden, dass neue Wechselrichter gemäß Anschlussbedingung VDE-AR-N 4105 v ab einer Leistungsabgabe von 50% der Nennleistung der PV-Anlage (P_n) einen linear ansteigenden negativen Blindanteil, der bei P_n schließlich den negativen Leistungsfaktor $-0,9$ erreicht, einspeisen sollen. Nachdem also die Blindleistungsregelung einerseits in der genannten neuen Anschlussbedingung verankert ist, andererseits aber bei hohem Ausbau des PV-Potentials nur zu wenig Verbesserungen

führt (siehe Ergebnis in Abbildung 21), wurde sie in diesem Vorhaben nicht mehr im Detail untersucht bzw. als Optimierungskriterium verwendet.

Netzum- und -ausbau:

Die Netzum- und -ausbaumaßnahmen lassen sich einteilen in

- Leitungsverstärkung
- Austausch des Betriebsmittels „Niederspannungstransformator“
- Investition in einen regelbaren Niederspannungstransformator
- Von kritischen Messwerten im Niederspannungsnetz gesteuerte Stufenstellereinstellungen im Mittelspannungsnetz.

Die ersten beiden Optionen „Leitungsverstärkung“ und „Transformatoraustausch“ werden als Optimierungsvariablen für die Netzausbausimulationen der Referenznetze, welche mit der im Arbeitspaket 4 entwickelten Optimierungssoftware durchgeführt werden, verwendet. Die Wirkungsweise eines regelbaren Niederspannungstransformators wird gesondert in den Szenarienuntersuchungen mit realen Netzdaten im Arbeitspaket 2 simuliert. Die Option „gesteuerte Stufensteller im Mittelspannungsnetz“ wird im Projekt nicht untersucht, da nicht alle an dem betroffenen Mittelspannungsnetz angeschlossenen Niederspannungsnetze betrachtet werden und damit für die Optimierung des Stufenstellers nicht die notwendigen Informationen bereitstehen. Die sich aus der kostenoptimalen Leitungsverstärkung und dem Transformatortausch ergebenden Kosten werden mit Speicherausbaumaßnahmen und den Chancen der optimierten Betriebsführung der Speicher verglichen. Die Wirkung auf das Netz und der in der Kostenbilanz zu berücksichtigenden neuen Verlustwert im Netz ergeben sich aus der Netzsimulation.

Die Deckung des Stromverbrauchs in den Referenznetzen erfolgt ausschließlich über die lokalen PV-Anlagen oder Strombezug aus dem Mittelspannungsnetz.

2.1.2 Optimierungsziel und Szenariorahmen

Als Optimierungsziel werden die minimalen Kosten des sicheren Systembetriebs definiert. Sicherer Systembetrieb bedeutet die Gleichzeitigkeit von Erzeugung (PV und/oder Strombezug aus dem Mittelspannungsnetz) und Verbrauch sowie Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen. Das Optimierungsmodell greift dazu auf die verschiedenen Optionen zur Netzintegration zurück. Für jede Option wird eine entsprechende Kostenfunktion hinterlegt.

Folgende Ergebnisse der Simulation/Optimierung werden angestrebt:

- Kosten des Netzausbaus bei unterschiedlicher PV-Durchdringung
- Kosten des Netzausbaus bei unterschiedlicher PV+Batterie-System-Durchdringung
- Kosten des Netzausbaus bei unterschiedlichen Vorgaben zum Einspeisemanagement

Die folgende Tabelle 1 listet die für den Szenariorahmen festgelegten wesentlichen Parametervariationen auf.

Tabelle 1: Festlegungen, Annahmen und untersuchte Szenarien für die Optimierung.

Szenarioparameter		
Parameter	Variationen	Funktion/Wert
Entwicklung der PV in den Referenznetzen	<ul style="list-style-type: none"> • Stand Heute • 50% Dachpotential (7,5 kWp pro Haushalt) • 100% Dachpotential (15 kWp pro Haushalt) 	Der Ausbau der PV wird in den Testnetzen und in den Referenznetze mit einer installierten PV-Leistung in Abhängigkeit des Dachpotenzials vorgegeben; Variationsmöglichkeit
Anzahl/ Leistung/ Verteilung PV-Anlagen im Referenznetz	Jedem Dach wird eine PV-Anlage zugeteilt. Die Leistung der PV-Anlage wird in Abhängigkeit des Szenarios skaliert.	Abhängig vom Dachpotenzial in den Testnetzen
Lastprofile	Die Verteilung der unterschiedlichen Lastprofile auf einzelne Haushalte erfolgt zufällig und wird während der Optimierungsläufe regelmäßig neu	<ul style="list-style-type: none"> • Simulation mit Lastprofilgenerator am ZSW • Validierung der Ergebnisse mit real gemessenen Lastprofilen der SWU
Einspeisemanagement PV	<ul style="list-style-type: none"> • Basisfall: Unlimitierte PV-Einspeisung • Abregelung auf 60% Nennleistung (Vorgabe bei geförderter Batterie) • Abregelung auf 30% der Nennleistung 	Berücksichtigung bereits in den Residual-Lastprofilen
Kosten des Netzausbau	Kosten für Kabel, Grabungsarbeiten, verschiedene Kabeltypen sowie Transformatortausch werden als konstant angenommen.	<ul style="list-style-type: none"> • parallele Leitungen ab Ortsnetztrafo: 25€/m (NAYY 4x150 mm²-Kabel) + 80€/m (Grabung) • neuer Trafo in alter Trafostation: 630 kVA – 15.000 €; 400 kVA – 11.000 €; 250 kVA – 9.000 €; 160 kVA – 7.000 € • regelbarer Ortsnetztransformator: Schätzkosten: 10.000 € - zu verifizieren
Speichertechnologie	<ul style="list-style-type: none"> • Vorgabe für die Verteilung pro Haushalt: 0% und 50% . • Batteriegrößen: 5 und 10 kWh. • Die Verteilung der Batterien pro Haushalt ist implizit über die Verteilung der (Residual-)Lastprofile vorgegeben. 	Technologieauswahl und Angabe techno-ökonomischer Parameter werden innerhalb von AP3 durchgeführt. Der Speicherbetrieb wird in den Residuallastprofilen berücksichtigt.
Untersuchte Szenarien		
PV7	Kostenoptimaler Ausbau des Referenznetzes bei 50 % der maximalen PV-Ausbaustufe (7,5 kWp pro Haushalt) und Ermittlung der Netzausbaukosten; keine Abregelung; keine Batterien.	
PV15	Kostenoptimaler Ausbau des Referenznetzes bei maximaler PV-Ausbaustufe (15 kWp pro Haushalt); keine Abregelung; keine Batterien.	
PV15m60	Kostenoptimaler Ausbau des Referenznetzes bei maximaler PV-Ausbaustufe (15 kWp pro Haushalt) und einer erlaubten maximalen	

	Einspeiseleistung von 60 % der PV-Nennleistung; keine Batterien.
PV15m60b5	Kostenoptimaler Ausbau des Referenznetzes bei maximaler PV-Ausbaustufe (15 kWp pro Haushalt) und einer erlaubten maximalen Einspeiseleistung von 60 % der PV-Nennleistung; 50 % der Haushalte verfügen über eine Batterie mit einer Kapazität in Höhe 5 kWh.
PV15m60b10	Kostenoptimaler Ausbau des Referenznetzes bei maximaler PV-Ausbaustufe (15 kWp pro Haushalt) und einer erlaubten maximalen Einspeiseleistung von 60 % der PV-Nennleistung; 50 % der Haushalte verfügen über eine Batterie mit einer Kapazität in Höhe 10 kWh.
PV15m30	Kostenoptimaler Ausbau des Referenznetzes bei maximaler PV-Ausbaustufe (15 kWp pro Haushalt) und einer erlaubten maximalen Einspeiseleistung von 30 % der PV-Nennleistung; keine Batterien.
PV15m30b5	Kostenoptimaler Ausbau des Referenznetzes bei maximaler PV-Ausbaustufe (15 kWp pro Haushalt) und einer erlaubten maximalen Einspeiseleistung von 30 % der PV-Nennleistung; 50 % der Haushalte verfügen über eine Batterie mit einer Kapazität in Höhe 5 kWh.
PV15m30b10	Kostenoptimaler Ausbau des Referenznetzes bei maximaler PV-Ausbaustufe (15 kWp pro Haushalt) und einer erlaubten maximalen Einspeiseleistung von 30 % der PV-Nennleistung; 50 % der Haushalte verfügen über eine Batterie mit einer Kapazität in Höhe 10 kWh.

Die Werte 7,5 kWp und 15 kWp pro Hausanschluss bei 50% bzw. 100% genutztem Dachpotential ergeben aus dem Mittelwert der im Netz Einsingen (10,9 kWp) und Hittistetten (18,9 kWp) ermittelten Dachpotentiale. Der Energieinhalt von 5 kWh bzw. 10 kWh wurde gewählt, da die Eigenverbrauchserhöhung bis 5 kWh für einen durchschnittlichen Haushalt sehr deutlich ausfällt und danach bei weiterer Erhöhung des Energieinhalts der Batterie schwächer wird (BINDER & KELM, 2012), (BINDER u. a., 2013). Batteriespeicher werden gemäß Förderprogramm 275 "Erneuerbare Energien Speicher" der KfW Bank seit Mai 2013 gefördert (für PV-Anlagen bis 30 kWp), sofern die Nettoeinspeisung der PV-Anlage am Netzeinspeisepunkt (nach Abzug der Leistung, die in die Batterie und lokale Verbraucher fließen) 60% der nominellen Leistung der PV Anlagen nicht überschreitet. Daher wurde im Szenariorahmen 60% als eine Grenze der Einspeiseleistung gewählt. Der 70%-Grenzwert, der für eine reine PV-Anlage ohne Speicher gilt, sofern sie nicht vom Netzbetreiber gesteuert werden kann, wurde nicht als separates Szenario aufgenommen, um den Vergleich der beobachteten Spannungswerte in der Netzsimulation für eine PV-Anlage mit und ohne Speicher zu gewährleisten.

2.2 Netzsimulation von Testgebieten (AP2)

Im Rahmen des AP2 wurden zwei Testgebiete aus dem Versorgungsgebiet des regionalen Verteilnetzbetreibers Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH mit der Simulationsumgebung PowerFactory der Firma DIGSILENT nachgebildet. Die beiden betrachteten Testgebiete Einsingen und Hittistetten unterscheiden sich in ihrem strukturellen Aufbau, der Anzahl der Transformatoren und der PV-Durchdringung. Auf Basis der beiden Simulationsmodelle wurden Lastflussberechnungen durchgeführt und historische, sowie aktuelle Netzsituationen untersucht. Darüber hinaus wurden für die Testgebiete Solardachpotentialanalysen durchgeführt, um anhand der gewonnenen Daten Abschätzungen über zukünftige Netzzustände in den Testgebieten treffen zu können. Anhand dieser Ergebnisse lässt sich die Notwendigkeit weiterer Netzausbaumaßnahmen überprüfen, sowie die kostengünstigsten Ausbauparameter bestimmen.

Um die kritischen PV-Ausbauszenarien zu identifizieren, wurden Netzsimulationen in Power Factory durchgeführt. Bei der Festlegung der Grenzwerte für die Betriebsmittelauslastungen und zulässigen Spannungserhöhungen diente die dena-Verteilnetzstudie (Agricola et al., 2012) als Grundlage. Definiert wurden für Kabel und Freileitungen eine zulässige Auslastungsgrenze von 80% und für Transformatoren 100%. Für die maximale Spannungserhöhung schlägt die dena-Verteilnetzstudie für die Niederspannung (NS) 4% und 4% für die Mittelspannung (MS) vor. In dieser Arbeit wurden diese Werte auf 5% für die NS und 3% für die MS geändert. Grund dafür ist die Verteilung der installierten Photovoltaik (PV) Anlagen. Derzeit sind über 80% der installierten PV-Leistung im NS-Netz angeschlossen.

Neben der Häufigkeit der Spannungserhöhung um mehr als 5% aufgrund von PV-Einspeisung, wird im Folgenden auch jeweils die Häufigkeit der Überschreitung der 10%-Grenze dargestellt. Dies geschieht im Vorgriff auf das Ergebnis, dass beim 10%-Grenzwert die Transformatorüberlastung und die Verletzung der Spannungsgrenze in etwa beim gleichen PV-Ausbau entstehen. Da bei diesem PV-Ausbau das vollständige PV-Potential im ländlichen oder Vorstadtbereich aber noch nicht genutzt werden kann, muss zur vollständigen Nutzung neben der Verstärkung der Transformatoren auch eine Leitungsverstärkung oder der Einsatz von regelbaren Transformatoren bzw. anderen Netzspannungsreglern untersucht werden.

2.2.1 Ergebnisse der Solardachpotentialanalyse

Für die beiden Testgebiete wurde jeweils eine Solardachpotentialanalyse durchgeführt, um eine Abschätzung treffen zu können, welche maximalen Netzbelastungen in den Testgebieten auftreten. Für Einsingen wurde die Analyse von der Firma SUN-AREA durchgeführt. Als Datengrundlage wurden die Ergebnisse einer Befliegung verwendet, bei der Luftaufnahmen mittels eines Laserscanverfahrens durchgeführt wurden. Für Hittistetten fand eine Begehung des Testgebietes statt, wobei die notwendigen Daten vor Ort ermittelt wurden.

In Tabelle 2 ist ein Vergleich zwischen PV und Last für die beiden Testgebiete zu sehen. Für den Vergleich wurde der PV-Ausbau mit dem Stand von 2013 und zusätzlich die Annahme eines vollständigen PV-Ausbau als Grundlage verwendet.

Tabelle 2: Vergleich zwischen PV und Last in 2013 und unter Verwendung des Solardachpotentials

Testgebiet	Jahr	Größe	PV	Last	Verhältnis PV/Last
Einsingen	2013	Leistung	222 kWp installiert	Max. 256 kW	0,9:1
Einsingen	2013 + Potential	Leistung	1.456 kWp	Max. 256 kW	5,6:1
Hittistetten	2013	Leistung	1.021 kWp installiert	Max. 215 kW	4,7:1
Hittistetten	2013 + Potential	Leistung	2.080 kWp	Max. 215 kW	9,7:1
Einsingen	2013	Jährliche Energie	229 MWh	1.040 MWh	1:4,5
Einsingen	2013 + Potential	Jährliche Energie	1.834 MWh	1.040 MWh	1,7:1
Hittistetten	2013	Jährliche Energie	1.104 MWh	1.124 MWh	1:1
Hittistetten	2013 + Potential	Jährliche Energie	2.100 MWh	1.124 MWh	2:1

In Einsingen sind im Jahr 2013 133 und in Hittistetten 110 Hausanschlüsse (HAS) vorhanden. Damit ist die durchschnittliche PV Nennleistung pro Hausanschluss bei vollständigem PV-Ausbau in Einsingen 10,9 kWp/HAS und in Hittistetten 18,9 kWp/HAS.

In Tabelle 3 ist die Verteilung der noch verfügbaren Solarpotentiale nach Ausrichtung und Neigung für Hittistetten angegeben. Aus den Ergebnissen der Solardachpotentialanalyse ist zu erkennen, dass zum aktuellen Stand mit 1.021 kWp die Hälfte der geeigneten Dächer bereits mit PV-Anlagen bestückt sind. Weitere 1.060 kWp sind noch nicht erschlossen. Es ist noch ein großes Potential mit einer guten Ausrichtung und Neigung vorhanden. Anhand dieser Ergebnisse und der Entwicklung der letzten Jahre in Hittistetten ist zukünftig mit einem weiteren Zubau an PV-Anlagen zu rechnen.

Tabelle 3: Verteilung der noch nutzbaren Solarpotentiale

Neigung	<135°	135-150°	150-165°	165-180°	180-195°	195-210°	210-225°	>225°
<=10°	0,00 kWp	46,50 kWp	0,00 kWp	5,70 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp
>10°<=20°	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	2,28 kWp	5,68 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp
>20°<=30°	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	7,56 kWp	4,86 kWp	0,00 kWp	8,66 kWp	9,81 kWp
>30°<=40°	67,82 kWp	0,00 kWp	18,52 kWp	148,87 kWp	27,11 kWp	13,73 kWp	15,77 kWp	45,45 kWp
>40°<=50°	5,14 kWp	43,65 kWp	38,66 kWp	169,98 kWp	92,20 kWp	25,01 kWp	0,00 kWp	66,15 kWp
>50°<=60°	6,97 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	79,81 kWp	6,10 kWp	0,00 kWp	14,31 kWp	76,62 kWp
>60°<=70°	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	5,00 kWp
>70°<=80°	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp
>80°<=90°	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp	0,00 kWp
Summe	79,93 kWp	90,15 kWp	57,18 kWp	414,21 kWp	135,96 kWp	38,74 kWp	38,75 kWp	203,04 kWp

2.2.2 Testgebiet 1 Einsingen

Die aktuelle Energieversorgung von Einsingen erfolgt über einen 630 kVA Transformator. Dieser besitzt 5 verzweigte, sternförmige Abgänge und weitere 3 miteinander vermaschte Abgänge. In dem Netzgebiet ist bisher eine PV-Leistung von 241,2 kWp installiert. Bei einer Ausschöpfung des noch vorhandenen Dachpotentials kann die installierbare Leistung in Abhängigkeit der verwendeten Modultechnologie auf 1,5 MWp bis 2,5 MWp ansteigen. Demgegenüber steht ein Jahresverbrauch des Netzgebietes von 1.042 MWh. In einem ersten Schritt erfolgt die Betrachtung des 5%- und 10%-Spannungsbandes. Die Abbildung 3 stellt die Überschreitungsdauer des 5%-Spannungsbandes in Bezug auf ein Jahr in Prozent dar.

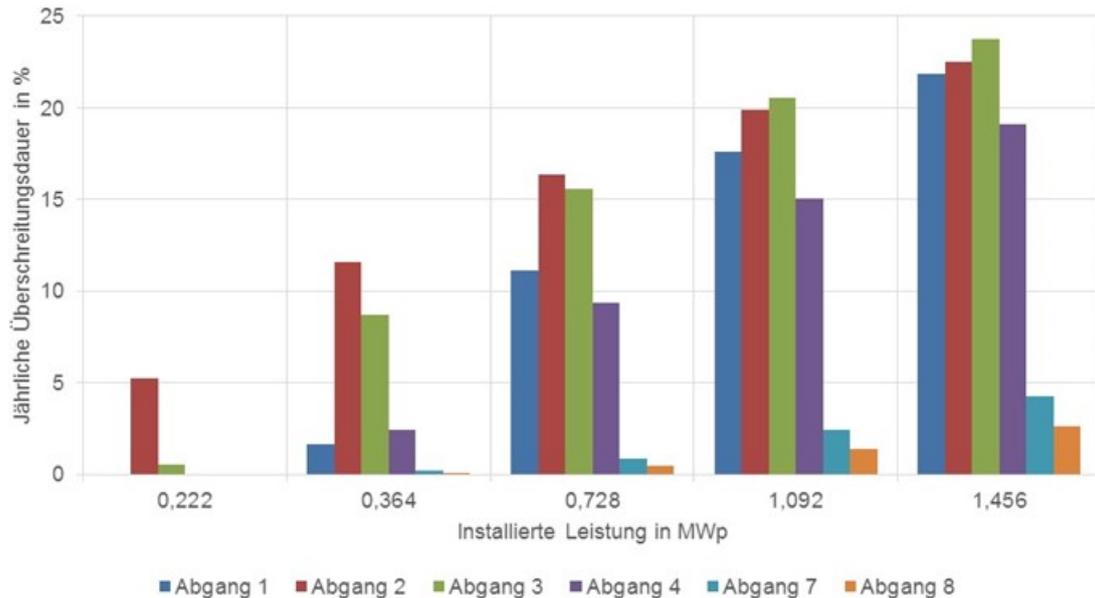


Abbildung 3: Jährliche Überschreitungsdauer des 5%-Spannungsbandes

Aus der Grafik wird deutlich, dass das 5%-Spannungsband bereits im Istzustand in den Abgängen 2 und 3 überschritten wird. Mit steigendem PV-Zubau steigt die Überschreitungsdauer der Abgänge an. Bei einem vollständigen PV-Ausbau, der einer installierten Leistung von 1,456 MWp entspricht, überschreiten alle Abgänge das Spannungsband deutlich.

Im Anschluss an diese Betrachtung erfolgt die Untersuchung zur Überschreitung des 10%-Spannungsbandes. Das Ergebnis dieser Untersuchung wird in der Abbildung 4 dargestellt. Die 10% Grenze des Spannungsbandes stellt eine absolute Grenze dar. Der Netzbetreiber sichert die Einhaltung dieser Grenzen zu und haftet für Schäden die auf Grund einer Überschreitung des Spannungsbandes auftreten.

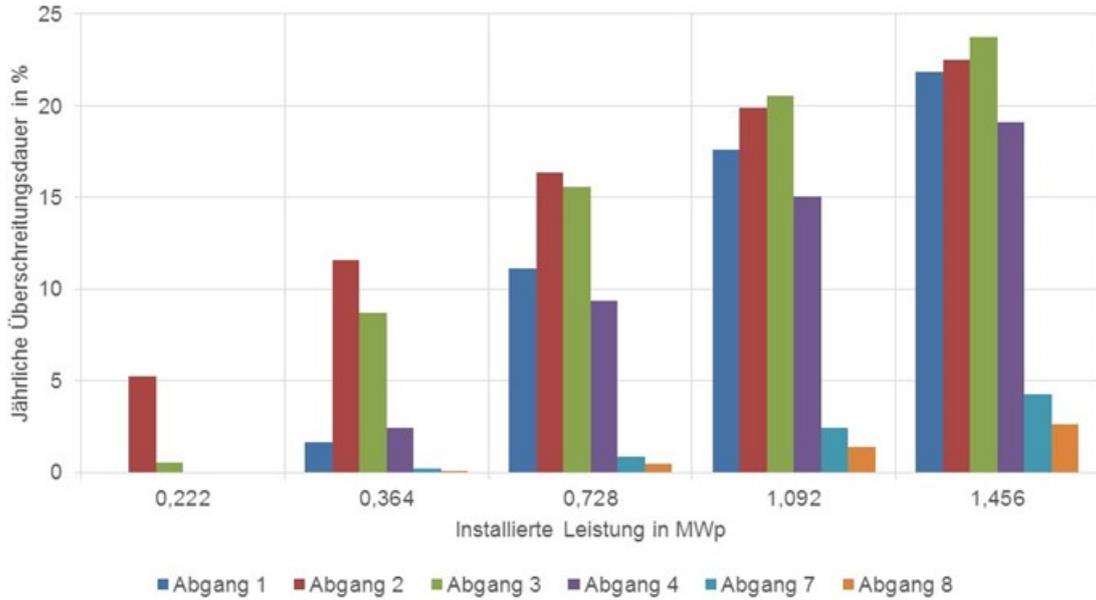


Abbildung 4: Jährliche Überschreitungsdauer des 10%-Spannungsbandes

Es ist deutlich zu erkennen, dass das 10%-Spannungsband erst bei einer installierten PV-Leistung von 1,092 MWp überschritten wird. Bei der Überschreitung dieses Spannungsbandes werden Maßnahmen für die Spannungshaltung notwendig.

Bei der Analyse der Betriebsmittelauslastung wird zunächst die Überschreitungsdauer der maximalen Transformatorauslastung von 100% untersucht. Dies wird in der Abbildung 5 dargestellt.

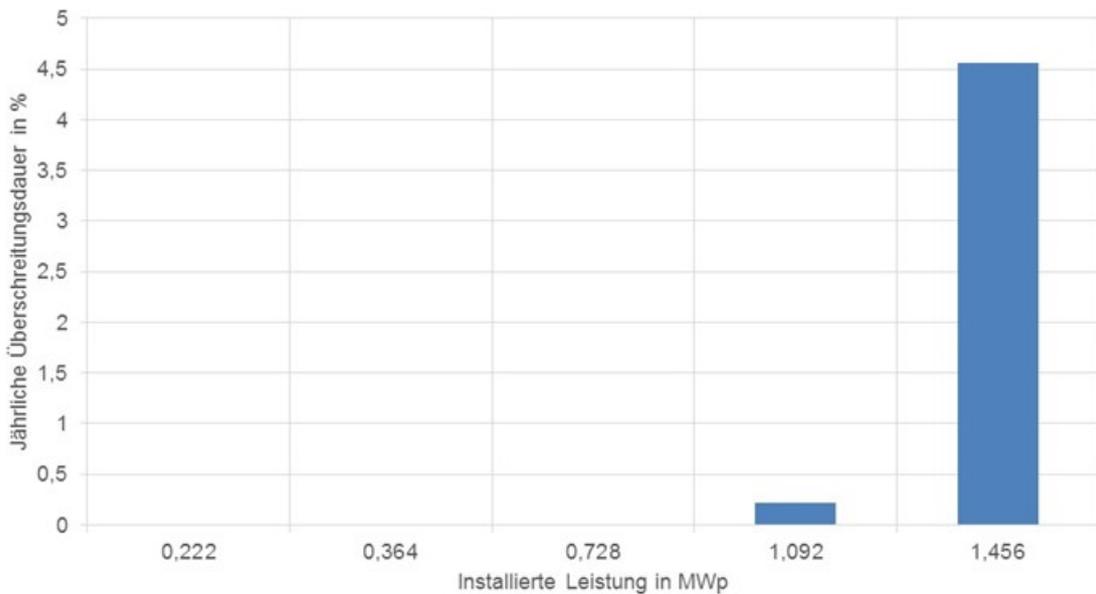


Abbildung 5: Jährliche Überschreitungsdauer der maximal zulässigen Transformatorauslastung

Als Resultat dieser Auswertung ergibt sich, dass bei einer installierten Leistung von 1,092 MWp ein Tausch des Transformators geprüft werden sollte. Zudem ist ein Transformator-

tausch für eine Regelung der Spannung über Blindleistung nötig, da diese die Auslastung zusätzlich erhöht. Des Weiteren ist für eine Bewertung der Eignung der Blindleistungsregelung die Auslastung der Kabel und Freileitungen von Bedeutung. Als Grenze wird eine Auslastung von 80% angenommen. Sollte diese überschritten werden sind Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig.

In einem nächsten Schritt wird die Auslastung der Abgänge näher betrachtet. Die Abbildung 6 zeigt die Überschreitungsdauer der maximalen Abgangsauslastung der Abgänge von mehr als 80%.

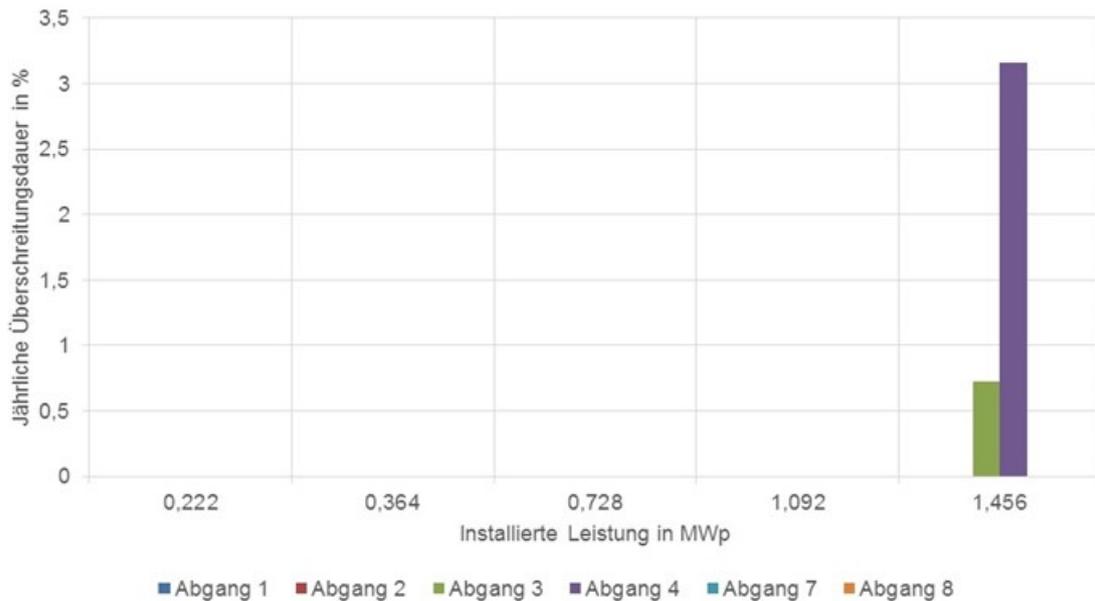


Abbildung 6: Jährliche Überschreitungsdauer der maximal zulässigen Betriebsmittelauslastung der Abgänge von mehr als 80%

Hierbei zeigt sich, dass die Abgänge erst bei einem Vollausbau überlastet werden. Erst bei einem Vollausbau ist ein Netzausbau notwendig. Allerdings gilt es zu beachten, dass Solarpotentialanalysen, welche allein die unter heutigen Randbedingungen wirtschaftlich sinnvollen Ausbaupotentiale ermitteln, nur einen ersten Hinweis auf die maximal installierbare Leistung in einem Gebiet geben. Diese kann durch sinkende Preise und steigende Effizienz der Solaranlagen zunehmen.

Um zukünftige Technologieentwicklungen in der Photovoltaik zu berücksichtigen, werden verschiedene Ausbauszenarien angenommen. Diese Szenarien beziehen sich auf die volle Ausschöpfung des verfügbaren Potentials unter der Verwendung von verschiedenen Modultechnologien. Im Rahmen dieser Untersuchungen liegt der Schwerpunkt auf die Überschreitung des 5%- und 10%-Spannungsbands sowie auf der Auslastung der Netzbetriebsmittel.

In einem ersten Schritt erfolgt die Betrachtung der Spannungsbänder. Die Abbildung 7 zeigt die Überschreitungsdauer des 5%-Spannungsbandes für die einzelnen Abgänge in Bezug auf die verwendete Modultechnologie.

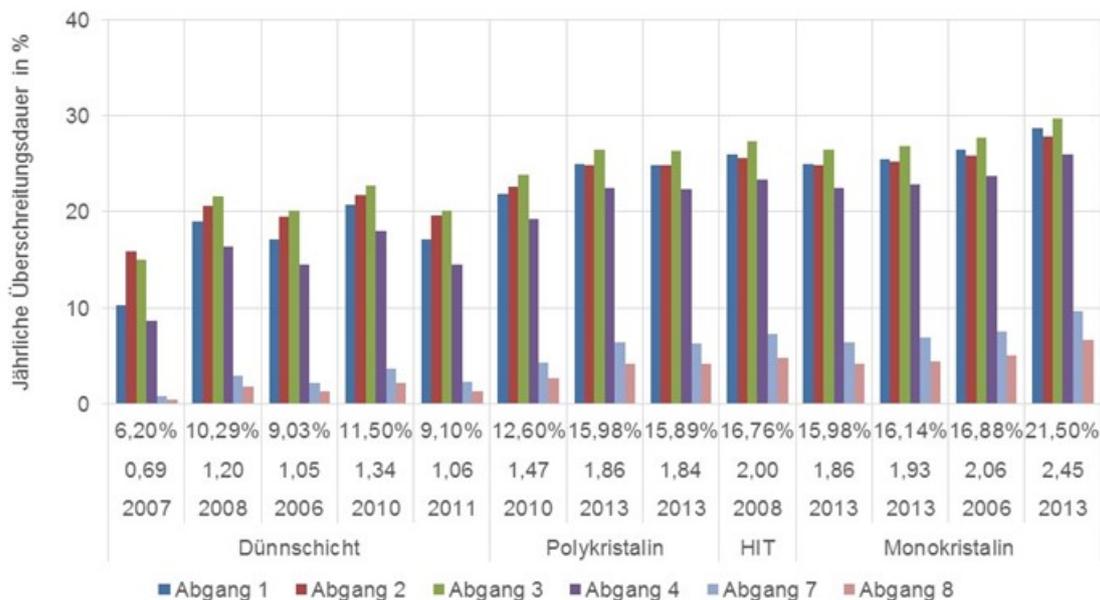


Abbildung 7: Jährliche Überschreitungsdauer des 5%-Spannungsbandes; auf der Abszisse ist die Gesamtleistung in MWp genannt, die sich bei Ausnutzung des PV-Potentials mit PV-Modulen ergeben, die sich jeweils nach Technologien, Hersteller und Modulwirkungsgrad unterscheiden.

Das Dachflächenpotential liefert zunächst eine Summe der mit Photovoltaik belegbaren Flächen. Der erzielbare Gesamtwert der installierten PV-Leistung ergibt sich aus der pro Flächeneinheit erzielten Nennleistung der PV Generatoren, also aus dem Wirkungsgrad der verwendeten Module und einem Abschlag für nicht genutzte Flächen (Montageabstände, unvollständige Dachbelegung am Rand, an Dachfenstern etc.). Der Modulwirkungsgrad wiederum hängt von der Modultechnologie und dem beim jeweiligen Hersteller angetroffenen Entwicklungsstand dieser Technologie ab. Die Legende in Abbildung 7 zeigt die Varianz der sich ergebenden Gesamtleistung, wenn man jeweils verschiedene Module für das gesamte nutzbare Dachflächenpotential zugrunde legt. Als Basiswert für die Nennleistung pro Fläche wurde in Abbildung 3 bis Abbildung 6 eine Installation von 1 kWp pro 8 m² Dachfläche angenommen (dies entspricht einem Modulwirkungsgrad von 12,5%). Daraus ergab sich für das Testgebiet Einsingen eine Gesamtleistung bei vollständiger Nutzung des PV Potentials von 1,47 MWp. Abbildung 7 zeigt, dass dieser Wert bei den häufig genutzten polykristallinen Module überschritten wird. Auch moderne Dünnschichtmodule überschreiten diesen Wert heute.

Der Spitzenwert von 2,45 MWp entsteht für die besten heute in Serie verfügbaren monokristallinen Module bei gleichzeitig vollständiger Dachausnutzung - kann also als obere Grenze beim heutigen Stand der Modultechnologie angesehen werden.

Die Betrachtung der Varianz in den Ergebnissen für Spannungsüberschreitung und Transformatorauslastung in Abhängigkeit von den genutzten Module (Technologien, Hersteller, Modulwirkungsgrad) und damit der installierbaren Leitung ist in Abbildung 7 bis Abbildung 10 dargestellt. Die Abbildung 8 zeigt die Überschreitung des 10%-Spannungsbandes

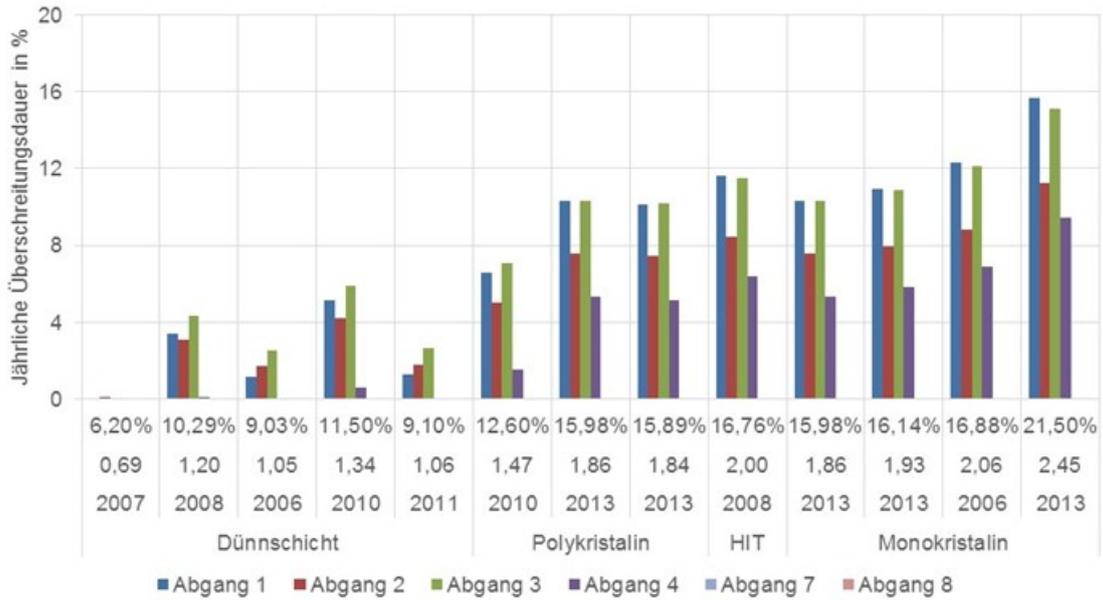


Abbildung 8: Jährliche Überschreitungsdauer des 10%-Spannungsbandes; auf der Abszisse ist die Gesamtleistung in MWp genannt, die sich bei Ausnutzung des PV-Potentials mit PV-Modulen ergeben, die sich jeweils nach Technologien, Hersteller und Herstelljahr unterscheiden.

Hierbei treten, mit Ausnahme des Moduls mit dem geringsten Wirkungsgrad, für alle übrigen Modultypen, Überschreitungen des Spannungsbandes auf. Am stärksten von diesen Überschreitungen sind die Abgänge 1,2 und 3 betroffen.

Des Weiteren erfolgt eine Betrachtung der Auslastung der Betriebsmittel. Hierbei gelten wieder die Grenzen von 100% für den Transformator und 80% für die Abgänge. Die Überschreitungsdauer der Auslastungsgrenze des Transformators wird in der Abbildung 9 dargestellt.

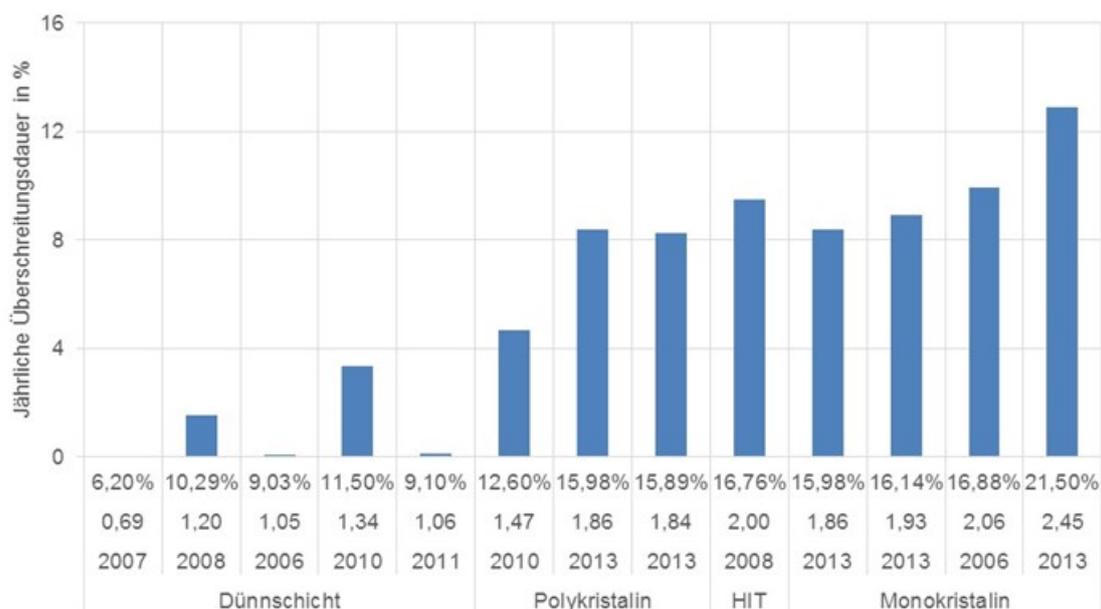


Abbildung 9: Jährliche Überschreitungsdauer der maximal zulässigen Transformatorauslastung; auf der Abszisse ist die Gesamtleistung in MWp genannt, die sich bei Ausnutzung des PV-Potentials mit PV-Modulen ergeben, die sich jeweils nach Technologien, Hersteller und Herstelljahr unterscheiden.

Bei dieser Darstellung wird deutlich, dass bereits ab einer installierten Leistung von mehr als 1,06MWp ein Transformatortausch zu prüfen ist. Gleichzeitig wird ersichtlich das auch bei sehr hohen Überlastungen mit einer installierten PV Leistung von über 300% der Nennleistung des Transformators die Zeit dieser Überlastung nur bei maximal 12% liegt. Alternative Massnahmen wie eine Reduzierung der Einspeiseleistung zu diesen Zeiten oder eine Aufnahme dieser Überlastungen in Speichern sollten deshalb geprüft werden.

Um mögliche weitere Netzausbaumaßnahmen zu untersuchen, ist es unerlässlich, die Auslastung der Abgänge genauer zu untersuchen. Die Überschreitungsdauer der Auslastung der Abgänge wird in Abbildung 10 dargestellt.

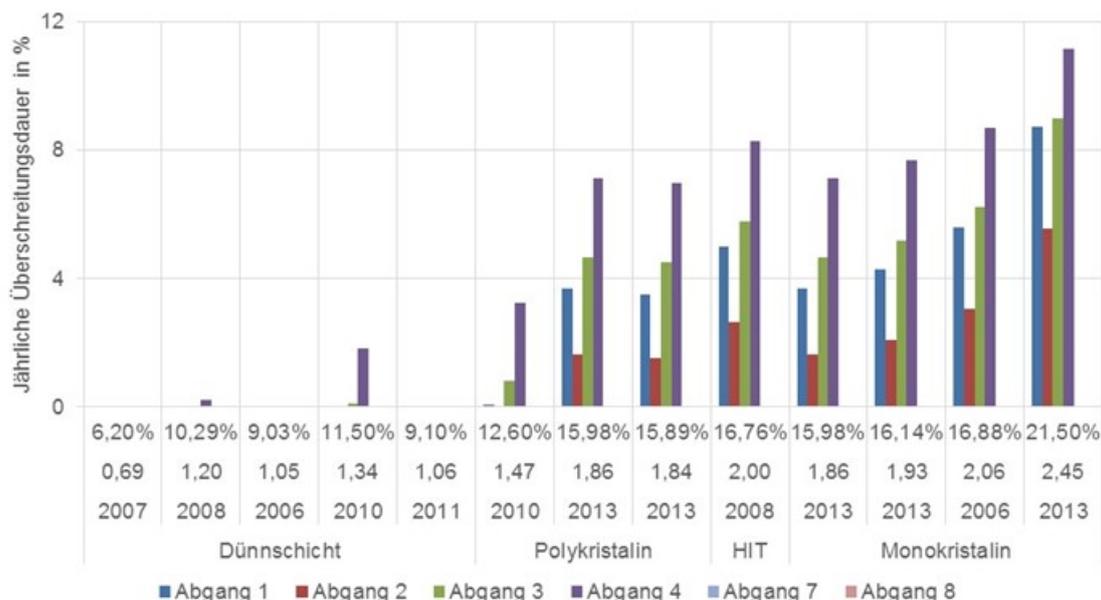


Abbildung 10: Jährliche Überschreitungsdauer der maximal zulässigen Betriebsmittelauslastung; auf der Abszisse ist die Gesamtleistung in MWp genannt, die sich bei Ausnutzung des PV-Potentials mit PV-Modulen ergeben, die sich jeweils nach Technologien, Hersteller und Herstelljahr unterscheiden.

Dabei zeigt sich, dass der Einsatz von Dünnschichtmodule einen nahezu vernachlässigbaren Einfluss auf die Auslastung der Abgänge hat.

Daraus lässt sich ableiten, dass bei einem PV-Vollausbau mit hocheffizienten Modulen kritische Netzzustände auftreten können. Zum einen werden deutliche Überschreitungsdauern des Spannungsbandes verursacht zum anderen treten signifikante Überschreitungen der Auslastungsgrenze der Betriebsmittel auf. Aus diesem Grund ist es notwendig, bei Potentialanalysen die preisliche Entwicklung der Module und der Wirkungsgrade zu berücksichtigen. Dies kann dazu führen, dass der für die Abschätzung des Dachflächenpotentials verwendete Umrechnungsfaktor von derzeit im Mittel angenommenen 8 m²/kWp weiter sinkt und somit die Netzbelastung weiter ansteigt.

2.2.3 Testgebiet 2 Hittistetten

Die aktuelle Energieversorgung in Hittistetten erfolgt mittels zweier 630 kVA Transformatoren. Die Haushalte werden von den Transformatoren über 15 Abgänge versorgt. Zur besseren Übersichtlichkeit werden im weiteren Verlauf nur die Abgänge, auf denen unzulässige Zustände feststellbar sind, dargestellt.

Seitens der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH wurden in der Vergangenheit bereits Netzverstärkungsmaßnahmen durchgeführt, um die hohe Anzahl an PV-Anlagen in das Netz integrieren zu können. Es wurden ca. 2 km zusätzliche Kabel verlegt und ein Transformatortausch von 315 kVA auf 630 kVA durchgeführt.

Im ersten Schritt wurde der Netzausbau des Jahres 2000 in Kombination mit der installierten PV-Leistung von 2013 für die Netzsimulationen verwendet, womit die Notwendigkeit der nach dem Jahr 2000 bereits durchgeführten Verstärkungsmaßnahmen aufgezeigt werden konnte. Im nächsten Schritt wurde ein Zubau der in der Dachpotentialanalyse ermittelten PV-Leistung in das Modell integriert. Ferner wurde geprüft, ob günstigere Alternativen zum klassischen Netzausbau existieren. In Abbildung 11 ist die jährliche Überschreitungsdauer in Prozent für eine Auslastungsgrenze der Netzbetriebsmittel von 80%

dargestellt. Es zeigt sich, dass es zu einer häufigen Überschreitung der zulässigen Grenzwerte kommt. Anhand dieser Ergebnisse lässt sich die Notwendigkeit der bereits erfolgten Netzausbaumaßnahmen seitens des VNB bestätigen.

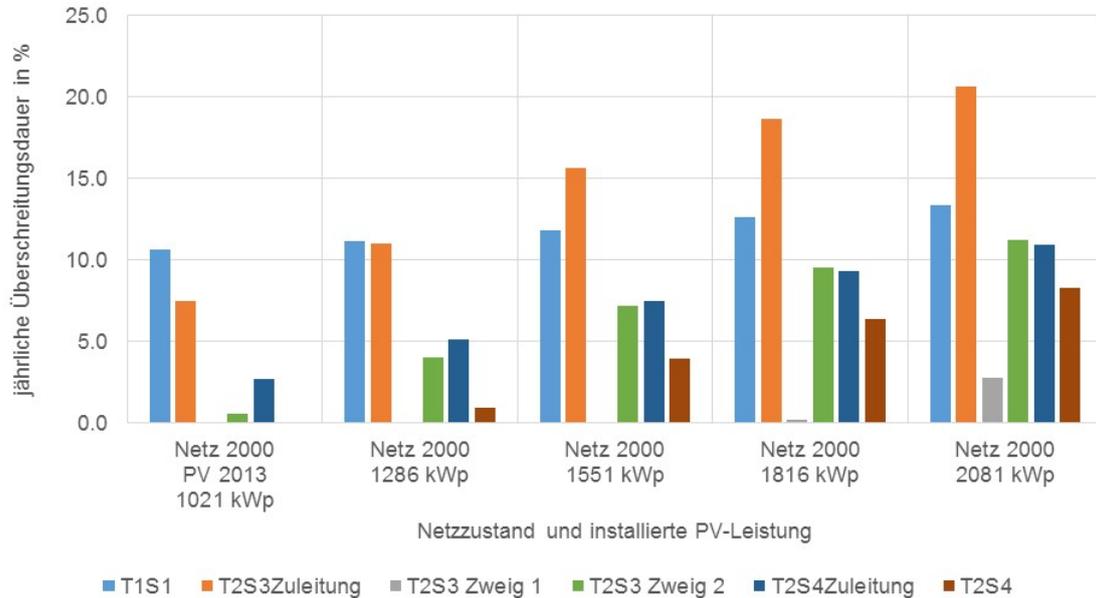


Abbildung 11: Jährliche Überschreitungsdauer der Auslastungsgrenze von 80% der Betriebsmittel auf den einzelnen Abgängen in %

In Abbildung 12 ist weiterführend die jährliche Überschreitung der 100%-Grenze aufgezeigt um zu ermitteln, ob durch eine Anhebung der Auslastungsgrenze der getätigte Netzausbau zu vermeiden gewesen wäre. Dabei ist zwar eine deutliche Reduzierung der Überschreitungsdauer der Auslastungsgrenzen feststellbar, jedoch zeigt sich, dass durch einen weiteren Zubau von PV-Anlagen im Testgebiet unzulässige Betriebszustände auftreten.

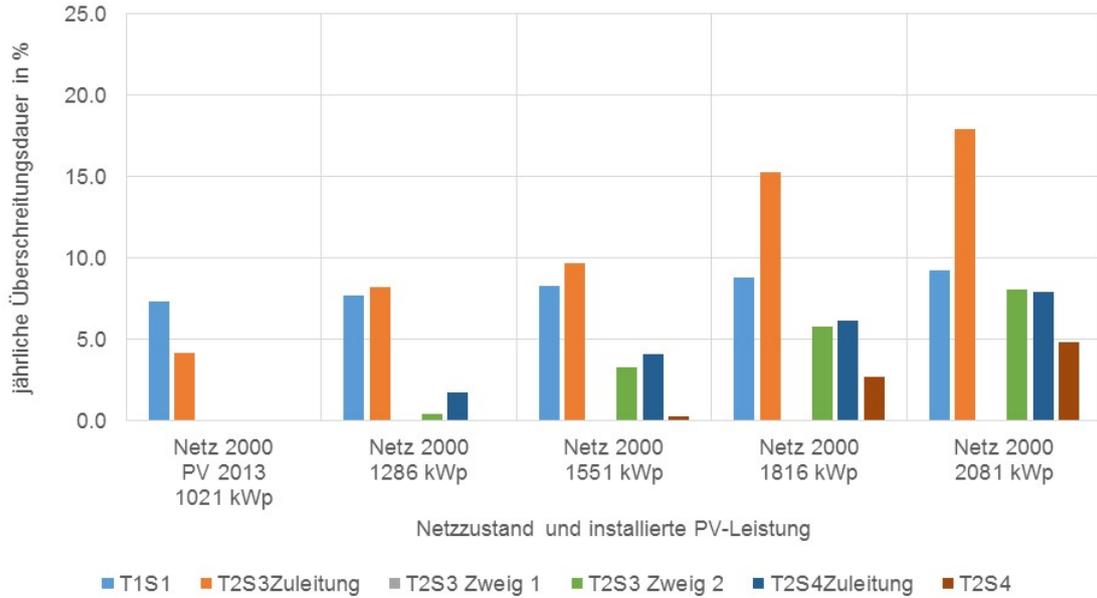


Abbildung 12: Jährliche Überschreitungsdauer der Auslastungsgrenze von 100% der Betriebsmittel auf den einzelnen Abgängen in %

In Abbildung 13 ist die Entwicklung der Auslastung der Transformatoren dargestellt. Im Jahr 2012 besaß der Transformator 2 noch eine Nennscheinleistung von 315 kVA. In diesem Jahr wurde eine maximale Auslastung von über 80% erreicht. Zu diesem Zeitpunkt war auf den Abgängen am Transformator 2 eine PV-Leistung von 320 kWp installiert, was einer PV-Penetration von 1,02 entspricht. Aufgrund des zukünftig zu erwartenden PV-Zubaus wurde der Transformator 2 getauscht und besitzt jetzt eine Leistung von 630 kVA.

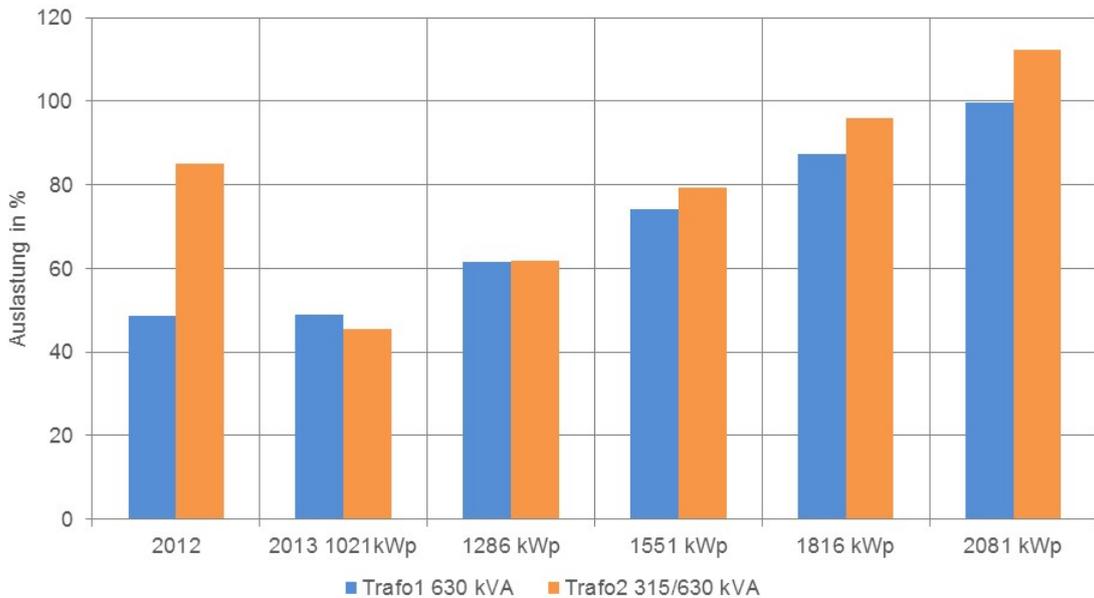


Abbildung 13: Maximal auftretende Auslastung der Transformatoren

Parallel zu der Auslastung der Betriebsmittel wurden die Spannungserhöhungen auf den einzelnen Abgängen betrachtet. Diese wird in Abbildung 14 dargestellt. Es ist ersichtlich,

dass es ohne die ergriffenen Ausbaumaßnahmen zu massiven Verstößen gegen das vorgegebene Spannungsband gekommen wäre. Daher war der vom VNB betriebene Netzausbau notwendig.

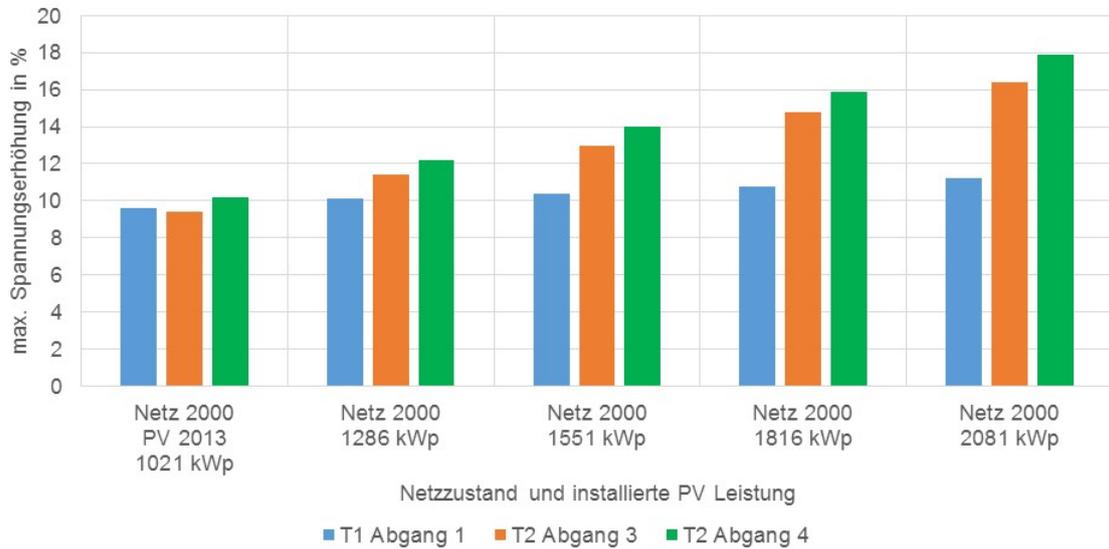


Abbildung 14: Maximal auftretende Spannungserhöhungen auf den einzelnen Abgängen

In Abbildung 15 ist die jährliche Überschreitungsdauer der 10%-Spannungsgrenze aufgezeigt. Die im Testgebiet festgestellten Spannungserhöhungen sind unzulässig. Das gesamte Spannungsband von +10% wird allein im Niederspannungsnetz erreicht bzw. überschritten. Somit wären keine Toleranzen mehr für den Spannungsfall am Transformator sowie für Spannungserhöhungen im Mittelspannungsnetz vorhanden.

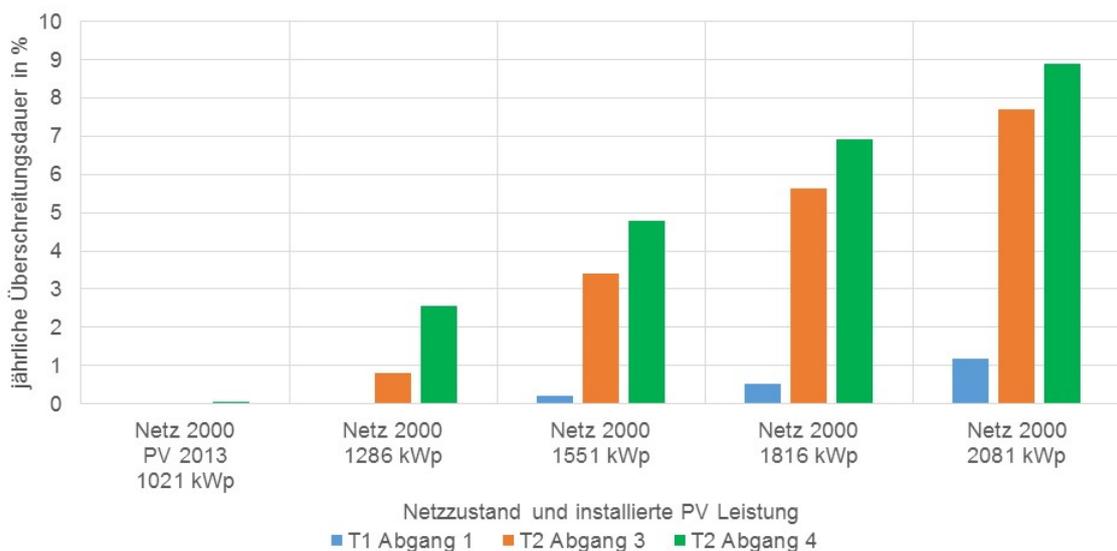


Abbildung 15: Jährliche Überschreitungsdauer der maximalen Spannungserhöhung von 10% auf den einzelnen Abgängen in %

Weiterführend wird die jährliche Überschreitungsdauer der 5%-Spannungsgrenze betrachtet. Die Darstellung erfolgt in Abbildung 16. Es sind mindestens zu 10% im Jahr unzulässige Spannungserhöhungen erkennbar. Nach DIN 50160 ist das vorgegebene Spannungsband zu keinem Zeitpunkt im Jahr zu überschreiten. Diese Betrachtung zeigt deutlich die Notwendigkeit von Netzverstärkungsmaßnahmen.

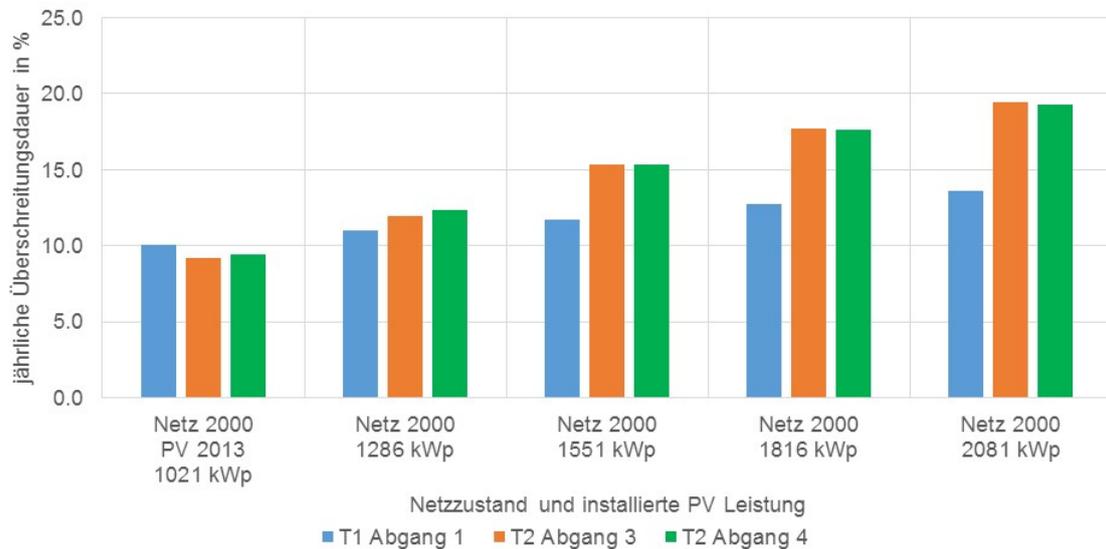


Abbildung 16: Jährliche Überschreitungsdauer der maximalen Spannungserhöhung von 5% auf den einzelnen Abgängen in %

Anhand der gewonnenen Daten lässt sich feststellen, dass ein Netzausbau unumgänglich war. Da neben den unzulässigen Spannungserhöhungen ebenfalls Überlastungen der Betriebsmittel auftreten, war das Verlegen neuer Kabel im Testgebiet nicht zu vermeiden. In Abbildung 17 sind die maximalen und minimalen Spannungsfälle im aktuellen Netzzustand 2013 dargestellt. Es ist erkennbar, dass nach den Netzverstärkungsmaßnahmen beim PV Ausbau Stand 2013 keine unzulässigen Spannungserhöhungen mehr auftreten.

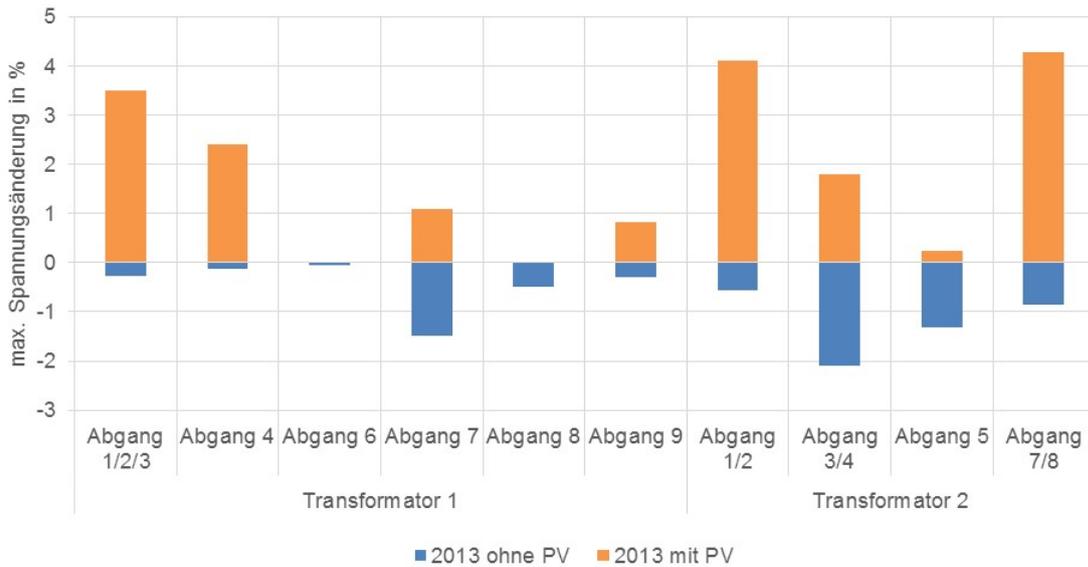


Abbildung 17: Maximal auftretende Spannungsfälle nach den Netzverstärkungsmaßnahmen des Verteilnetzbetreibers

Im nächsten Schritt werden die aus der Solardachpotentialanalyse gewonnenen Daten in das Simulationsmodell integriert, um beurteilen zu können, welcher PV-Zubau für das aktuelle Netz ohne weitere Ausbaumaßnahmen verträglich ist. Die Ergebnisse sind in Abbildung 18 aufgezeigt. Im aktuellen Netzzustand treten keine Spannungserhöhungen über 10% mehr auf, jedoch Überschreitungen des 5%-Spannungsbandes.

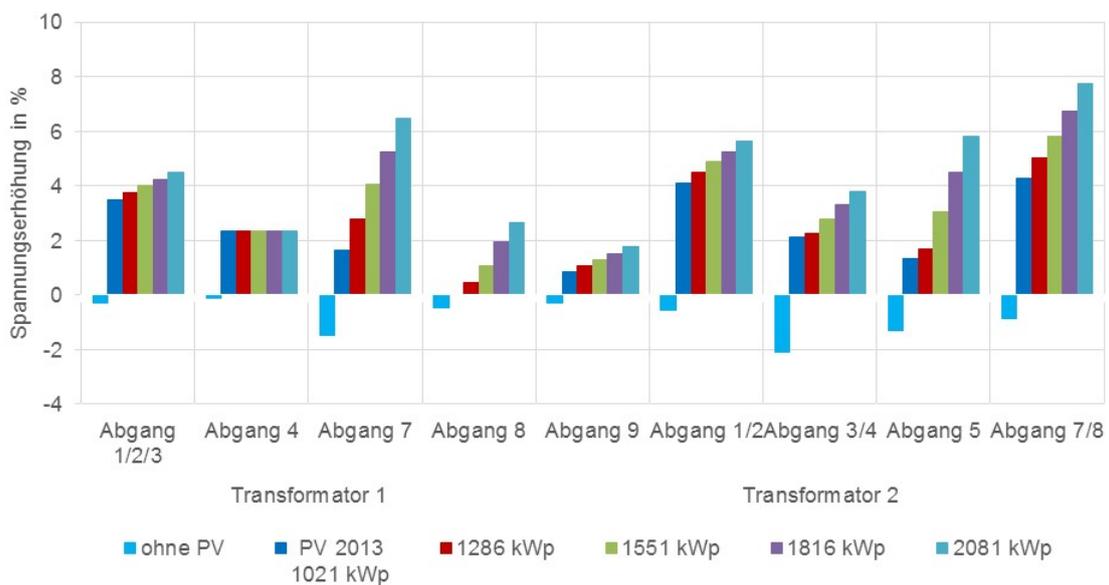


Abbildung 18: Maximal auftretende Spannungserhöhungen auf den einzelnen Abgängen bei Netzausbaustand 2013 und mit weiter zunehmendem PV-Zubau

In Abbildung 19 ist die jährliche Überschreitungsdauer der 5%-Grenze abgebildet. Es ist schwer abschätzbar, wie viel des vorhandenen Solardachpotentials zukünftig erschlossen wird. Erkennbar ist jedoch, dass am Abgang 7 des Transformators 1 und Abgang 7,8 des Transformators 2 ab einer Installation von 1551 kWp (der 1,5-fache Wert von 2013) im Netz

Hittstetten Maßnahmen zur Spannungsstabilisierung oder selektiver Leitungsausbau (Erdkabel) notwendig sein wird.

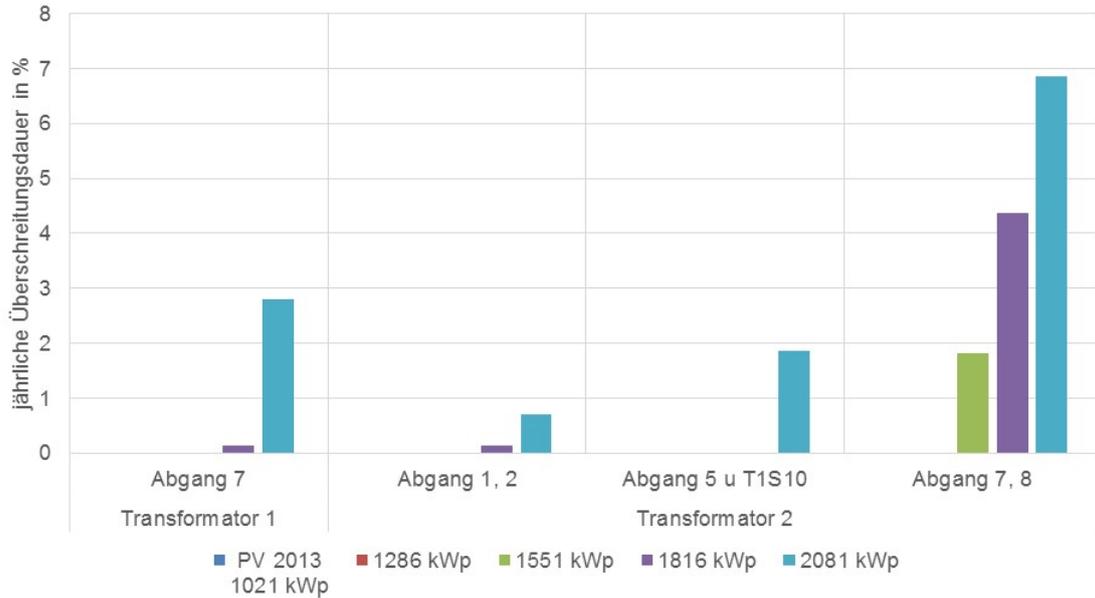


Abbildung 19: Jährliche Überschreitungsdauer der maximal zulässigen Spannungserhöhung von 5 % in %

In Abbildung 20 ist die jährliche Überschreitungsdauer der Auslastungsgrenze der Transformatoren unter einem kontinuierlichen PV-Zubau aufgezeigt. Es ist gut erkennbar, dass die Auslastung der Transformatoren zukünftig keine Problematik darstellt. Lediglich unter der Annahme, dass das komplette Solardachpotential ausgeschöpft wird, ist der Transformator 1 geringfügig überlastet.

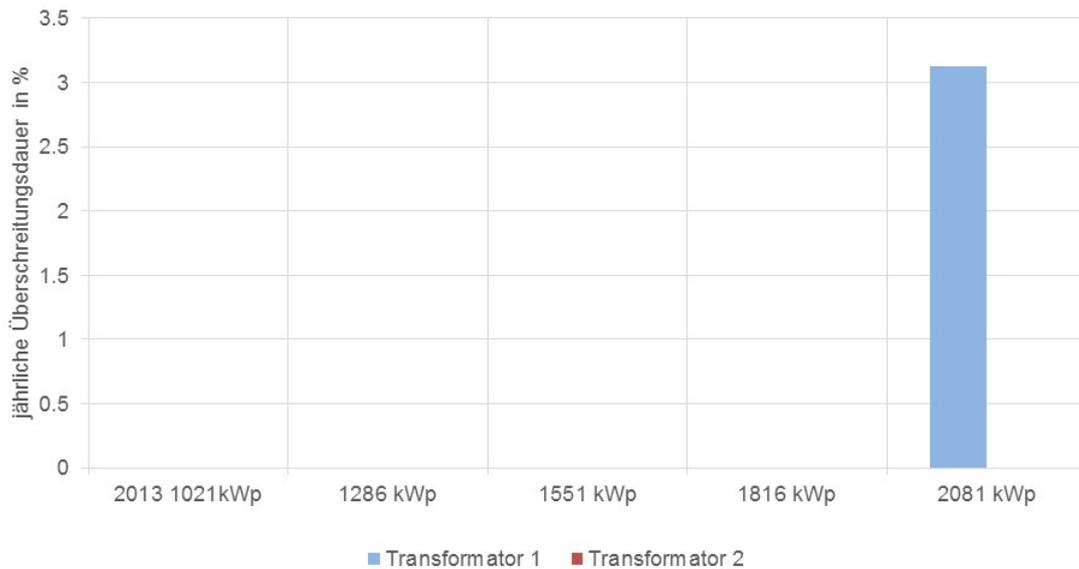


Abbildung 20: Jährliche Überschreitungsdauer der Auslastungsgrenze beider Transformatoren

2.2.4 Abschlussbetrachtung Netzsimulationen für Testgebiete

Relativ frühzeitig ergeben sich beim sukzessiven Ausbau des PV-Potentials Spannungsüberhöhungen von mehr als 5%. In den untersuchten Netzen und Teilnetzen (Strängen des Transformators) geschieht dies bei 10-20% des PV Potentials. Transformatorüberlastungen entstehen dagegen erst bei der Ausschöpfung des PV-Potentials zu etwa 50% in Hittistetten (Situation vor Trafotausch) und 75% in Einsingen. Nach der vorrausschauenden Planung des Netzausbaus ist in Hittistetten kein weiterer Tausch von Transformatoren notwendig.

Um die unabhängig vom Transformatortausch für die Integration des vollständigen Solardachpotentials in das Netz notwendigen Maßnahmen zur Spannungshaltung zu vergleichen wurden folgenden Szenarien verglichen

- die Blindleistungseinspeisung der Wechselrichter mit einem $\cos \phi = 0,9$
- der Einbau eines regelbaren Ortsnetztransformators
- der Einsatz von Niederspannungsregelsystemen (NRS)
- sowie eine Leitungsverstärkung.

In Abbildung 21 ist die netzentlastende Wirkung jeder einzelnen Optimierungsmaßnahme an einem Abgang aufgezeigt. Die Blindleistungsregelung zeigt nur einen sehr geringen Einfluss auf die Spannung. Dies liegt an dem Verhältnis von R (ohmscher Widerstand) zu X (Induktivität). Regelbare Ortsnetztransformatoren und Niederspannungsregelsysteme zeigen sehr gute Ergebnisse. Ferner wird durch regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) eine Entkopplung zwischen der Niederspannungs- und der Mittelspannungsebene geschaffen, wodurch für beide Netzebenen das volle Spannungsband zur Verfügung steht. Durch eine Leitungsverstärkung kann die Spannungserhöhungen ebenfalls verringert werden, jedoch ist diese Maßnahme erheblich teurer als der Einsatz von Spannungsreglern.

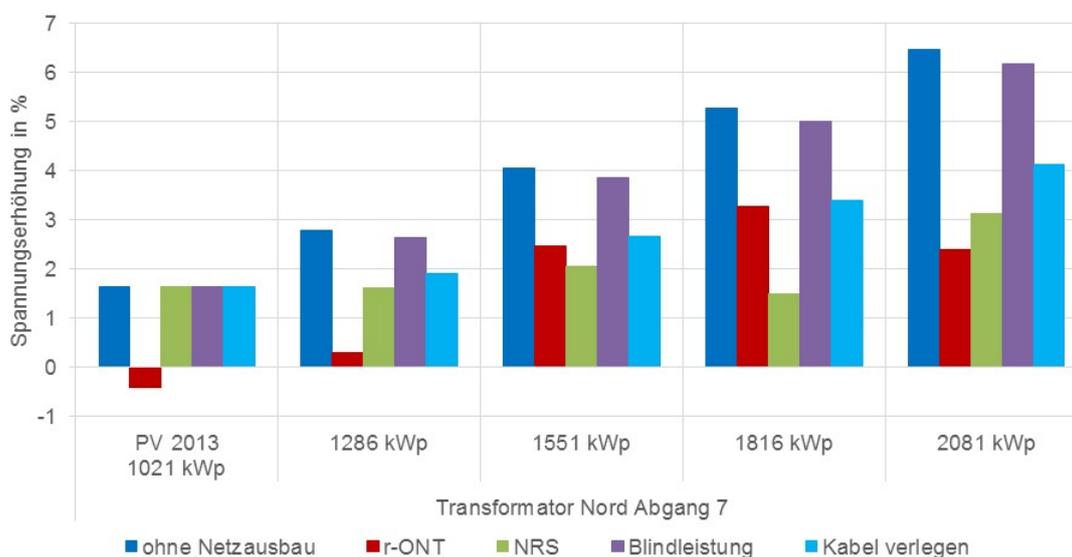


Abbildung 21: Einfluss verschiedener Netzoptimierungsmaßnahmen, veranschaulicht am Beispiel eines von 9 Abgängen des Transformators Nord

Auf den ersten Blick ist erkennbar, dass alle Netzausbaumaßnahmen zu einem geringeren Spannungsfall führen. Den geringsten Effekt erzielt die Blindleistungsregelung. Mit den anderen Ausbauvarianten kann ein voller PV Zubau erfolgen, ohne dass diese Verstöße gegen die Norm EN 50-160 bewirken.

Die Unterschiede zwischen rONT und NRS System liegen an der Spannungsmessung. Während mit dem rONT die Spannung an der VS3088 (Messung am Punkt mit der höchsten Spannung) gemessen wird, findet dies beim NRS direkt am zu regelnden Strang Anwendung. Daher können die Zeitpunkte der Schalthandlungen unterschiedlich sein, obwohl beide die gleiche Regelung besitzen. Dies zeigt sich wiederum ab einem PV Zubau von 100%. Zu diesem Zeitpunkt ist die maximale Anzahl an Schaltstufen bei beiden Systemen erreicht und die Spannungsfälle verlaufen sehr ähnlich. Die festzustellenden Abweichungen liegen in den unterschiedlichen Verlusten, welche auf der jeweiligen Bauart beider Systeme beruhen.

Abschließend betrachtet lässt sich die Aussage treffen, dass im ländlichen Niederspannungsverteilnetz die Blindleistungsregelung kein großes Potential zur Spannungssenkung mit sich bringt. rONTs und NRS besitzen ein großes Potential zur Spannungsregelung. Der große Vorteil eines rONT ist die Entkopplung zwischen dem MS- und NS-Netz. Damit steht für die NS-Ebene das volle Spannungsband zur Verfügung und es müssen keine Reserven für das MS-Netz beachtet werden. Jedoch muss dabei auf die Verteilung der PV-Anlagen im Netz geachtet werden. Sollte es Abgänge geben auf denen nur wenig bis keine PV-Anlagen installiert sind besteht hier die Gefahr, dass durch ein Herabsetzen der Spannung mittels eines rONT, die Abgänge mit einer zu geringen Spannung versorgt werden. Sollte dies der Fall sein bietet ein NRS eine gute Alternative. NRS besitzen das gleiche Regelungspotential wie rONT. Sie werden allerdings nur für einzelne Stränge verwendet, wodurch keine Auswirkungen auf andere Abgänge vorhanden sind. Sie entkoppeln lediglich einen Abgang vom restlichen Netz. Auch das Verlegen neuer oder paralleler Kabel ist eine effektive Methode um Spannungserhöhungen aufgrund von PV-Anlagen entgegen zu wirken. Jedoch ist diese klassische Methode des Netzausbaus teurer als Regelsysteme. Es zeigt sich auch, dass sich nicht eine bestimmte Methode als die beste empfehlen lässt, da zu viele verschiedene Faktoren einen Einfluss haben. Um einen kostengünstigen Netzausbau zu ermitteln empfiehlt es sich, eine detaillierte Netzsimulation durchzuführen, damit unnötige Netzausbaukosten vermieden werden können.

2.3 Technoökonomischer Batterietechnologievergleich (AP3)

Eine Vielzahl an Batterietechnologien mit unterschiedlichen technischen Eigenschaften, anwendungsspezifischen Vor- und Nachteilen und Marktreifestatus könnten für die im AP 1 genannten Einsatzfälle gewählt werden. An dieser Stelle sollen die vorausgewählten Technologien hinsichtlich Ihrer Eignung für die verschiedenen Einsatzfälle anhand der in Tabelle 4 genannten technischen und ökonomischen Parameter verglichen werden. Des Weiteren werden die Marktreife der Technologie (verfügbare stationäre Batteriespeichersysteme am Markt) und Technologiepotenziale berücksichtigt. Die Bewertungen erfolgen auf Basis eigener Simulationen zum Eigenverbrauch in Haushalten sowie der Auswertung verschiedener Literaturquellen.

Die in Tabelle 4 aufgeführten Einsatzfälle werden für die Niederspannungsnetze betrachtet (Vgl. Spezifikation in AP 1) und die jeweiligen darunter stehenden Parameter werden für den Batterie-Vergleich herangezogen und ermittelt.

Tabelle 4: Anwendungsfälle und Bewertungskriterien für den Technologievergleich.

Betrachtete Anwendungsfälle
A. Netzbetriebsmittel /Netzdienstleistung
B. Erhöhung des Eigenverbrauchs im Haushalt
Indikatoren für den Batterietechnologievergleich
<u>Qualitativ</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Spezifische Energie [kWh/kg] und Leistung [kW/kg] • Energie- [kWh/l] und Leistungsdichte [kW/l] • Ansprechzeit [s] • Kalendarische und Zyklenlebensdauer • P/E-Verhältnis [1/h] • Technische Reife und Marktverfügbarkeit (Anbieter, Service/Wartung) • Investitionskosten [€/kW, €/kWh] • Wirkungsgrad und Selbstentladung • Sicherheit, Toxizität, Umwelt • Transport
<u>Wirtschaftlichkeit</u> des Batteriesystems zur Eigenverbrauchserhöhung im Haushalt gemessen an:
<ul style="list-style-type: none"> • Kapitalwert, • internen Zinsfuß • Stromgestehungskosten

Die qualitative Bewertung orientiert sich an den Anforderungen für Speicher in Einsatz auf Niederspannungsebene (Vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: Anforderungen an Speicher auf Niederspannungsebene, eigene Darstellung mit Daten aus (SAUER, 2006), (FUCHS u. a., 2012), (BODACH, 2006).

Einsatzfall/ Anforderung	Netzdienstleistungen		Marktorientierter Betrieb		
	Netzbetreiber	Netzbetreiber	Endkunde (Industrie)	Marktakteur	Endkunde/PV- Produzent
Motivation	Einhaltung Spannungsband – Bereitstellung von Blindleistung z.B. aufgrund von Wolkenzug, PV	Vermeidung der Überlastung von Betriebsmitteln – Auslegung der Betriebsmittel	Reduzierung von Spitzenlastbezug	Stromhandel, wirtschaftliche Interessen	Erhöhung Eigenverbrauch Haushalt/Industrie
Auslöser	Prognoseabweichungen der Last	Unerwartet hohe Last (z.B. Waschmaschine),	Kosten-einsparungen	Starklast/Niedrige PV-Erzeugung vv	Kosten-einsparungen
Einsatzort	Netzknoten	Netzknoten	erzeugungs- und verbrauchsnahe	Netzknoten oder auch erzeugungs- und verbrauchsnahe	erzeugungs- und verbrauchsnahe
Lade- /Entladedauer	Wenige Sek. bis Min.	Sekunden bis Stunden		Minuten bis Stunden	
Einsatzhäufigkeit	Sehr häufig (5/s – 30/h)	1/h - 1/Tag		10/Tag – 1/Tag	
Typische Leistung	10 kW – 1 MW	1 kW – 10 MW		1 kW - 10 kW (Haushalt) 10 -100 kW (Quartier) MW für Großspeicher	
Energie-zu- Leistungs- Verhältnis (h)	<0,25	0,25 - 1		0,5 - 3 (Haushalt) 0,5 - 5 (Quartierspeicher)	

2.3.1 Technologieübersicht und qualitative Bewertung

Blei-Säure-Batterien

Schon Mitte des 19. Jahrhunderts wurde der erste Bleiakкумуляtor entwickelt. Blei-Säure-Batterien sind damit als Vorreiter aller heute bekannten Akkumulortechnologien zu sehen. Bleibatterien sind Standardprodukte in vielen Anwendungen, vorwiegend als Starterbatterie, aber bereits auch in vielen stationären Anwendungen und werden kostengünstig in großen Stückzahlen (Weltmarkt von mehr als 30 Mrd. US\$)¹ und großer Produktvielfalt (Vielzahl an entwickelten Bauformen/ Technologien, Batteriekapazitäten im Bereich von 1 Ah bis über 1000 Ah, meistens als Blockbatterien mit 6 und 12 V) gefertigt. Das Recycling von Bleibatterien ist Stand der Technik und sowohl technisch als auch

¹ Siehe http://investtaiwan.nat.gov.tw/news/ind_news_eng_display.jsp?newsid=64 oder <http://www.systems-sunlight.com/blog/the-evolution-of-the-leadacid-battery-market-2010/> (21.11.2012)

wirtschaftlich darstellbar. Die Recyclingquoten in Industrieländern liegen bei 98%. Bei Starterbatterien existiert in Deutschland z.B. ein Pfandsystem.

Die stationären Anwendungen sind vielfältig. Bleibatterien werden weltweit für USV-Systeme verwendet sowie vor allem auch als Ersatz für Dieselgeneratoren in Off-Grid-Anwendungen eingesetzt.

Die techno-ökonomischen Daten zu Bleibatterien sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Technisch-ökonomische Daten zu Bleibatterien. (SKYLLAS-KAZACOS u. a., 2011), (VONA, 2012), (BMWl, 2009), (FUCHS u. a., 2012), (KANNGIEßER, 2012), (YANG u. a., 2011), (MOSELEY, 2012).

Technisch-ökonomische Daten zu Bleibatterien	
Spezifische Energie	20 - 60 Wh/kg
Energiedichte	50 - 100 Wh/l
Spezifische Leistung	10 - 1000 W/kg
Leistungsdichte	10 – 500 W/l
Lade-/Entladedauer	Sekunden bis Stunden
Leistungsrampen	kW/min machbar
Typische Leistung	Wenige kW – 1 MW
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis	0,1 - 4
Wirkungsgrad (Laden/Entladen)	70-80%
Selbstentladung	2 - 6% pro Monat
Kalendarische Lebensdauer	Ca. 10 a
Zyklenlebensdauer	<500 (100% DOD) <2000 (80% DOD) 1.500 – 2.500 (Typisch DOD 50%)
Investitionskosten	Batteriezellen: Heute: 100 - 200 €/kWh - Potenzial: < 100 €/kWh Systemkosten: Heute: ca. 500 - 800 €/kWh – Potenzial: ca. 200 €/kWh (z.B. kosten Leistungskomponenten 100 – 200 €/kW)
Technologiereife	Ausgereifte technologie, Hohe Stückzahlen in vielen Anwendungen, Etabliert, Hohe Standardisierung

Qualitative Bewertung der Eignung für die Anwendungsfälle

Bleibatterien werden bereits seit Langem in netzfernen Anwendungen in Kopplung mit PV-Anlagen eingesetzt und konkurrieren dort erfolgreich mit Diesel-Generatoren.

In vielen aktuell am Markt erhältlichen PV-Speicher-Systemen finden sich bereits auch Bleibatterien. So zum Beispiel in den Systemen von IBC Solar² oder auch von Solarworld (SunPac)³. Tabelle 5 zeigt techn-ökonomische Daten ausgewählter Bleibatterie-Systeme nach Angaben von Herstellern und Internetquellen.

Bei der Anwendung in Wohneinheiten muss für ausreichende Belüftung gesorgt werden, da die Batterien Wasserstoffgas entstehen lassen können. Diese Entlüftung kann durch natürliche Belüftung bereitgestellt werden, was sich in Gebäuden relativ einfach nachrüsten lässt (Sauer u. a. 2011). Andere sicherheitskritische Aspekte sind in der Regel nicht zu berücksichtigen.

Tabelle 7: Spezifikationen von Bleibatterie-Systemen für Photovoltaikanlagen laut Datenblatt ausgewählter Hersteller und eigener Recherche.^{2,3,4}

Daten Bleibatterie	IBC Solar	Solarworld SunPac
Energie/Kapazität	6,8 bzw. 8 kWh	6,9 kWh/289 Ah
Leistung	4,6 kW bzw. 5,7 kW	4,6 kW/ 20A
Spannung	24 V bzw. 48 V	24 V
Lebensdauer	Min.10 Jahre bei 2.700 Zyklen bei 50%DOD	2,700 Zyklen bei 50%DOD – 13,5 Jahre (200 Zyklen p.a.)
	6.000 bzw. 8.500 € (inkl. 1x Batteriewechsel und Installation) (880 €/kWh bzw. 1060 €/kWh über 20 Jahre)	6.000 € (bzw. 8.400 € für 13,8 kWh) (870 €/kWh bzw. 610 €/kWh)

Die technischen Anforderungen können von Bleibatterien erfüllt werden (Vgl. Tabelle 6). Die modulare Bauweise erlaubt ein breites Energie-zu-Leistungs-Verhältnis von bis zu 4. Aus ökonomischer Sicht ist in den meisten Fällen ein Energie-zu-Leistungs-Verhältnis von 1 bis 2 für den Eigenverbrauch in Haushalten optimal (BINDER u. a., 2013).

Aus ökonomischer Sicht ist der große Vorteil von Bleibatterien die hohe Technologiereife und die damit verbundenen niedrigen Systemkosten. So wird von Investitionskostenpotenzialen pro Speichereinheit von 150 -250 €/kWh ausgegangen, während die heute am Markt angebotenen PV-Speicher-Systeme inklusive der Wechselrichter (ca. 100-200 €/kW) noch in der Größenordnung von 600 bis 1000 €/kWh liegen. Das Kostenreduktionspotenzial wird in der Literatur auf <100 €/kWh angegeben.

Der größte Nachteil von Bleibatterien ist der mäßige Wirkungsgrad und die Einschränkung der Lebensdauer bei tiefen Zyklen. Aus diesem Grund wird von den meisten Anbietern auch eine Entladetiefe von max. 50% angegeben, um eine Lebensdauer von 10 Jahren bzw. 2.700

² <http://www.ibc-solar.de/batterien.html>

³ <http://www.solarworld.de/produkte/produkte/sunpac/technische-details/>

⁴ <http://www.photovoltaiik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/hersteller-speicherloesungen.html>;
<http://www.pv-magazine.de/marktubersichten/batteriespeichersysteme/produktdaten/>;
<http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/photovoltaik-speicher/>;
<http://www.strom-speicher.org/stromspeicher-preise/> (Zuletzt abgerufen am 21.11.2012)

Zyklen zu erreichen. Das heißt, Bleibatterien müssen deutlich überdimensioniert werden. Für Anwendungen mit hohem Energiedurchsatz wirkt sich das aus ökonomischer Sicht negativ aus. Bei Anwendungen mit geringer Entladetiefe und moderater Zyklenzahl haben Bleibatterien die größten Kostenvorteile.

Tabelle 8: Beispiele realisierter Bleibatterie-Großprojekte für Netzdienstleistungen und zur Integration erneuerbarer Energien weltweit. (DOUGHTY u. a., 2010)

	Art	Partner	Land	Betrieb
Crescent Electric Membership Cooperative (now Energy United)	Peak Shaving, 500 kW – 500 kWh	GNB Industrial Battery	Statesville, NC, USA	1987-May, 2002
Berliner Kraft- und Licht (BEWAG) Battery System, Berlin, Germany	Frequency Regulation and Spinning Reserve – 8.5 MW, 14 MWh	Hagen OSCM cells	Berlin, D	1987 - 1995
Southern California Edison Chino Battery Storage Project	Several “demo” modes including loadleveling, transmission line stability, local VAR control, black start. 14 MW – 40 MWh	Exide Batteries	CA, USA	1988 - 1997
Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) Battery System	Frequency control and spinning reserve – 20 MW, 14 MWh	C & D Battery	Puerto Rico	1994 - 1999
PQ2000 installation at the Brockway Standard Lithography Plant in Homerville	Power Quality, Uninterruptable Power Supply – 2 MW, 55 kWh	AC Battery, acquired by Omnion Power Engineering in 1997, in turn acquired by S&C Electric in 1999	Georgia, USA	1996 - 2001
Metlakatla Power and Light (MP&L), Alaska, Battery System	Voltage regulation and displacing diesel generation – 1 MW, 1,4 MWh	GNB Industrial Battery, now Exide Technologies, and General Electric	Alaska, USA	1997 - Present

In der Vergangenheit wurden bereits zahlreiche Großbatterien mit Bleitechnologie zur Netzstabilisierung und Vermeidung der Belastung von Netzbetriebsmitteln realisiert (Vgl. Tabelle 8). Wie man an den Betriebszeiten der aufgezeigten Batteriekraftwerke erkennen kann, sind heute aber nur noch wenige Systeme im Einsatz bzw. wurden in der Vergangenheit durch andere Batterietechnologien ersetzt. Neue Batteriekraftwerke werden mit anderen Technologien realisiert. Vergleiche dazu auch die Ausführungen zu anderen Batterietechnologien.

Trotz des Vorteils von Bleibatterien als kostengünstigste Technologie ist diese demnach nicht mehr erste Wahl. Aufgrund des geringen Energiedurchsatzes und der eher hohen Leistungsanforderungen ist eine Überdimensionierung, wie es bei der Bleibatterie notwendig ist, verstärkt nachteilig. Gründe liegen jedoch vor allem auf der technischen Seite. Bleibatterien altern sehr schnell, wenn sie sich über einen längeren Zeitraum im teilentladenen Zustand befinden. Ein Teilladestand ist aber unter Umständen notwendig, wenn Netzzustände in beide Richtungen ausgeglichen werden müssen

Für die Anwendung zur Erhöhung des Eigenverbrauchs erscheint der Einsatz von Bleibatterien durchaus sinnvoll zu sein. Dies zeigen auch die zahlreich am Markt verfügbaren PV-Speichersysteme.

Ein Einsatz zur Netzstützung ist aus den genannten Gründen eher mit anderen Technologien zu realisieren.

Lithium-Ionen-Batterien

Die erste Lithium-Ionen-Batterie wurde 1991 von SONY für die Anwendung in der Konsumerelektronik im heutigen Standardformat „18650“⁵ auf den Markt gebracht. Solche kleinformatischen Zellen mit Kapazitäten bis zu 4 Ah (3,6 - 3,7 V) werden heute bereits in Millionen Stückzahlen als Massenprodukte für die Konsumerelektronik (Laptops, Mobiltelefone etc.) und Elektrowerkzeuge hergestellt (PILLOT, 2013). Weltweit haben sich bereits eine Vielzahl an Herstellern vorwiegend in China, Japan und Südkorea etabliert. In der Vergangenheit wurde die Technologie bei Materialien und Herstellprozessen ständig weiterentwickelt, was zu einer Verbesserung hinsichtlich Sicherheit, Leistungsfähigkeit, Energieinhalt und Lebensdauer führte. Gerade die Aktivitäten rund um die Elektromobilität und auch stationäre Energiespeicher haben zu einer zusätzlichen Dynamik geführt und vor allem die Entwicklung großformatiger Zellen vorangebracht. Die Technologie ist durch die lange Historie der „18650er“ Zellen bereits sehr weit entwickelt. Während Lithium-Ionen-Zellen für die Elektroindustrie jedoch bereits günstig (200 – 250 US\$/kWh) am Markt verkauft werden (PILLOT, 2013), stehen Lithium-Ionen-Zellen für stationäre Anwendungen (und auch die Elektromobilität) noch am Anfang der Entwicklung und sind noch deutlich teurer. Dies liegt vor allem an der fehlenden Massenproduktion geeigneter Lithium-Ionen-Zellen, der unzureichenden Standardisierung und weiterem Entwicklungsbedarf der Technologie für dieses Einsatzfeld, da hier andere Anforderungen hinsichtlich Lebensdauer, Zuverlässigkeit und Sicherheit vorherrschen. Nach Angaben einiger Kostenstudien sind für großformatige Lithium-Ionen-Zellen allerdings hohe Kostensenkungspotenziale zu erwarten und bis 2020 Kosten von unter 300 €/kWh auf Zellebene möglich. (Vgl. (LINSSEN u. a., 2012). Nach inoffiziellen Marktinformationen nähern sich die Preise für Lithium-Ionen-zellen in der automobilen Anwendung bereits dieser Marke an oder sind teilweise schon darunter. Dies ist vor allem durch temporäre Überkapazitäten zu erklären.

Auch technologisch wird ein sehr hohes Entwicklungspotenzial prognostiziert. (Vgl. (LINSSEN u. a., 2012), (THIELMANN u. a., 2010), (REIß u. a., 2013).

Der große Vorteil der Technologie liegt zudem darin, dass in einer Art „Baukastenprinzip“ durch die Vielzahl an möglichen Materialkombinationen spezifische Batteriesysteme entwickelt werden können, die eine breite Palette an Anwendungen adressieren.

⁵ 18mm Durchmesser und 65mm Länge

Tabelle 9: Technisch-ökonomische Daten zu stationären Lithium-Ionen-Batterien. (SKYLLAS-KAZACOS u. a., 2011), (VONA, 2012), (BMW i, 2009), (FUCHS u. a., 2012), (KANNGIEßER, 2012), (YANG u. a., 2011), (REIß u. a., 2013), (THIELMANN u. a., 2012)

Technisch-ökonomische Daten zu Lithium-Ionen-Batteriezellen	
Spezifische Energie	100 - 200 Wh/kg
Energiedichte	250 - 360 Wh/l
Spezifische Leistung	300 - 1500 W/kg
Leistungsdichte	1000 – 1500 W/l
Lade-/Entladedauer	<1C bis 4C / Minuten bis Stunden
Leistungsrampen	kW/min machbar
Typische Leistung	Wenige kW – 1 MW
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (h)	beliebig
Wirkungsgrad (Laden/Entladen)	85 - 95%
Selbstentladung	3% pro Monat
Kalendarische Lebensdauer	10-20 a
Zykluslebensdauer	1.000 – 2.000 (100% DOD) 2.000 – 5.000 (80% DOD)
Investitionskosten	Heute: 1.000 – 2.000 €/kWh Potenzial: ca. 200 €/kWh + jeweils Leistungskomponenten von 100 – 200 €/kW
Technologiereife	Kommerziell in vielen Anwendungen, Hohe Stückzahlen und hoher Standardisierungsgrad bei kleinformigen Zellen „18650er“, Wachstumsmarkt Elektroantriebe

Qualitative Bewertung der Eignung für die Anwendungsfälle

Das hohe techno-ökonomische Potential spiegelt sich auch darin wider, dass der Großteil der am Markt verfügbaren PV-Speicher-Systeme mit Lithium-Ionen-Batterien angeboten wird – Voltwerk, IBC Solar, E3/DC, Schüco, Kaco, Conergy, Akasol. 4

Aufgrund einer guten Skalierbarkeit lassen sich Lithium-Ionen-Speicher für viele Anwendungen optimal auslegen. Die hohe Effizienz und die hohe Zykluslebensdauer kommt ihr in Anwendungen mit hohem Energiedurchsatz und häufiger Zyklisierung zu Gute. Dazu zählt auch die Erhöhung des Eigenverbrauchs in Haushalten oder mit Quartierspeichern. Gerade aufgrund der hohen Kostenreduktionspotentiale erscheint die Lithium-Ionen-technologie die Wahl der Zukunft zu sein.

Tabelle 10: Spezifikationen von Lithium-Ionen-Batterie-Systemen für Photovoltaikanlagen laut Datenblatt der Hersteller und eigener Recherche.

Daten Lithium-Ionen-Batterie	IBC Solar	Voltwerk VS 5 Hybrid / Conergy	RWE HomePower Solar
Energie/Kapazität	6,3 kWh	8,8 kWh (Skalierbar bis 13,2 kWh)	4,6 kWh (erweiterbar bis 13,8 kWh)
Leistung	4,6 kW bzw. 5,7 kW	5 kW	4 kW
Lebensdauer	Min.15 Jahre bei 5.000 Zyklen bei 90%DOD	20 Jahre,	20 Jahre, 6.000 Zyklen bei 90% Entladetiefe
Mittlere Entladetiefe	90% DOD	60% DOD	90% DOD
Systempreis	9.500 – 11.500 € (1.500 – 1.825 €/kWh)	Ca. 20.000 € (2.270 €/kWh)	13.000 € (2.830 €/kWh)

Auch für stationäre Anwendungen mit größeren Batterieeinheiten und anderen Anforderungen wird heutzutage zu einem großen Teil auf Lithium-Ionen-Batterien gesetzt (Vgl. Tabelle 11).

Die großen Vorteile der Lithium-Ionen-Technologie liegen in dem hohen Zyklenwirkungsgrad, der schnellen Ansprechzeit, der hohen zyklischen und kalendarischen Lebensdauer sowie der hohen Leistungsfähigkeit. Die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien ist zudem insbesondere bei Teilladezustand am niedrigsten.

Tabelle 11: Beispiele realisierter Lithium-Ionen-Großprojekte für Netzdienstleistungen und zur Integration erneuerbarer Energien weltweit. Eigene Recherche.

	Art	Partner	Land	Betrieb
AES	Regelenergie und Frequenzhaltung in 500 MW Speichernetzwerk 20 MW	AES, Samsung	Chile	2010
MW Power Storage Station Cooperation Framework Agreement	Peak-Shaving, Lastshift 10 MW	BYD, China Southern Power	CN	2010-
State Grid Corporation of China	140 MW, 36 MWh (Wind/PV)	BYD	CN, Zhangbei, Hebei Province	2012-
LESSY	Netzstützung, Kraftwerksoptimierung -1 MW	Evonik/Lithec...	D	
Vattenfall	Primärregelleistung - 1 MW	Yunicos (System), Samsung (LIB-Zellen)	D, Berlin	2012
WEMAG	Primärregelleistung - 5 MW	Yunicos (System), Samsung (LIB-Zellen)	D, Schwerin, West-Mecklenburg	2013
ALTI-ESS	Frequenzhaltung 10MW	AltairNano	El Salvador	2011
Samsung	60 kW PV + 360 kWh		Japan	2010
Hokuriku EPCO-ENAX	100 kW + Wind 275 kW	Mitsubishi Research Institute	Japan	2006-2010
MHI-Kyusyu EPCO	120 kW + Wind 120 kW	Mitsubishi Research Institute	Japan	2006-2010
Hokkaido	Utilities PV - 60 MWh	?	Japan	by 2015
S&C Electric Europe	Vermeidung Netzausbau, PV/Wind 6 MW	Yunicos, Samsung (massive Smart Network Storage battery)	UK, Leighton Buzzard substation in eastern England	2012
AES	Wind - 32 MW	A123	USA, West Virginia	2011
Los Angeles Department of Water and Power (LADWP)	Wind - 5-10 MW	City of LA, BYD, Quallion (Sylmar) = hightech battery firm	USA, LA, Pine Tree Wind Farm	2010
BrightSource Energy	PV - 200 MW	SCE (Southern California Edison),	USA	Q32011-2013
Duke Energy	Wind, 36 MW	Xtreme Power	USA, Texas	2013
BES	Wind 800 kW	International Battery	USA	2011
ABB	EE-Integration, 1,5 MW	Electrovaya, major US grid utility, ABB	USA	ab 2011
AES	Regelenergie und Frequenzhaltung in 500 MW Speichernetzwerk 20 MW	AES, Samsung	Chile	2010
MW Power Storage Station Cooperation Framework Agreement	Peak-Shaving, Lastshift 10 MW	BYD, China Southern Power	CN	2010-

Hochtemperatur-Batterien (NaS, NaNiCl₂)

Eine aus den 1980er Jahren stammende Technologie sind Hochtemperatur-Batterien. Für den Betrieb müssen die Aktivmaterialien bei Temperaturen im Bereich von ca. 250 -350 °C verflüssigt werden. Im Gegensatz zu den zuvor vorgestellten Batteriesystemen ist bei Hochtemperaturbatterien der Elektrolyt fest und die Aktivmaterialien sind flüssig. Von den Hochtemperatursystemen werden zurzeit die Natrium-Schwefel- (NaS) und die Natrium-Nickelchlorid-Batterie (NaNiCl₂; auch ZEBRA-Batterie) produziert und kommerziell vertrieben. Während NaS vorwiegend für den stationären Einsatz entwickelt und gebaut werden, wurde und wird die ZEBRA-Batterie in Elektrofahrzeugen eingesetzt⁶. Weltweit gibt es nur wenige Hersteller dieser Batteriespeichersysteme - NGK/Japan für NaS und FIAMM Sonick/Schweiz-Italien bzw. GE/USA für NaNiCl₂.

⁶ <http://www.meridian-int-res.com/Projects/EVRsrch.htm>

Tabelle 12: Technisch-ökonomische Daten zu Hochtemperatur-Batterien. (SKYLLAS-KAZACOS u. a., 2011), (VONA, 2012), (BMW I, 2009), (FUCHS u. a., 2012), (KANNGIEßER, 2012), (YANG u. a., 2011), (LU u. a., 2009), (Tanaka 2010).

Technisch-ökonomische Daten zu Hochtemperatur-Batterien		
	NaS	NaNiCl₂
Spezifische Energie	100 - 130 Wh/kg	40 -150 Wh/Kg
Energiedichte	80 - 150 Wh/l	100 – 190 Wh/l
Spezifische Leistung	100 -200 W/kg	100 – 575 W/kg
Leistungsdichte		
Lade-/Entladedauer	1 – 6 h	Min – h
Leistungsrampen	<i>Je nach Betriebszustand kW/min machbar, Aufheizprozesse verhindern eine spontanen Einsatzfähigkeit (Auftauprozess 12 -15h)</i>	
Typische Leistung	100 kW – 1 MW	
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis	6	1-2
Wirkungsgrad (Laden/Entladen)	85 – 90%	
Selbstentladung	<i><3% pro Monat, je nach Nutzung Verluste durch Temperaturhaltung 120 W pro h</i>	
Kalendarische Lebensdauer	10-20 a	
Zyklenlebensdauer	1.000 – 3.000 (100% DOD) 2.000 – 4.500 (80% DOD)	
Investitionskosten	<i>Heute: 500 – 600 €/kWh (Großbatterien) Potenzial: ca. 100 €/kWh + jeweils Leistungskomponenten von 100 – 200 €/kW</i>	
Technologiereife	1-2 Anbieter Weltweit	

Qualitative Bewertung der Eignung für die Anwendungsfälle

Hochtemperaturbatterien haben aufgrund der Temperaturhaltung einen hohen Stand-By-Verbrauch, der sie nur für einen Dauerbetrieb attraktiv erscheinen lässt. Ist die Batterie abgekühlt, dauert der Aufheizprozess einige Minuten/Stunden und verhindert damit die spontane Einsatzfähigkeit der Batterien. Laut Angaben von FIAMM Sonick beträgt die minimale Entladezeit 120 Minuten (Vona 2012). Wird die Batterie längere Zeit nicht betrieben und kühlt bis zum festen Zustand ab, dauert der Auftauprozess 12 - 15 Stunden.⁶ Daher eignet sich die Technologie besonders als Speicher zur zentralen Aufstellung, bei der sie für

verschiedene Netzdienstleistungen eingesetzt werden sollte, um eine stetige Zyklisierung zu erreichen.

Die typischen am Markt verfügbaren NaS-Systeme haben ein Energie-Leistungs-Verhältnis von 6 und befinden sich in der MW-Größenklasse, sie werden heute vorwiegend als Back-Up-Einheiten für USV und für Anwendungen zur Nutzung von Wind/PV, z.B. in Japan, eingesetzt. Weltweit sind nach Angaben des einzigen Herstellers mehr als 300 MW installiert (TANAKA, 2010).

Auch NaNiCl₂-Systeme werden überwiegend, neben dem früher angedachten Speicher für Elektrofahrzeuge, in Großbatterien zur Netzstabilisierung und Integration erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, eingesetzt (VONA, 2013). Ein Einsatz als Haushaltsspeicher wurde bisher, so weit den Autoren bekannt ist, nicht realisiert.

Insgesamt erscheinen Hochtemperaturbatterien aus heutiger Sicht für die beiden betrachteten Anwendungsfälle im Niederspannungsnetz nicht geeignet. Einerseits sind die Systeme für kleinskalige Batterien zur Steigerung des Eigenverbrauchs in Haushalten zu komplex und werden daher auch nur für Großbatterien von mehreren 10 kW bis zu MW konzipiert. Andererseits muss ein dauerhafter Einsatz und häufige Zyklisierung gewährleistet sein, um einen sinnvollen und wirtschaftlichen Betrieb zu erzielen. Der Systemanbieter Younicos in Deutschland zum Beispiel setzt NaS-Batterien zur Versorgung von Inselsystemen ein. Die oben genannten Anlagenbeispiele unterstützen diese Bewertung. Zu diesem Schluss kommen auch andere Studien (SAUER u. a., 2011), (IEA/IRENA, 2012).

Tabelle 13: Beispiele realisierter Lithium-Ionen-Großprojekte für Netzdienstleistungen und zur Integration erneuerbarer Energien weltweit. Eigene Recherche, (TANAKA, 2010).

	Art	Partner	Land	Betrieb
Japan Wind Development Ltd (JWD)	NaS, Wind – 34 MW	NGK,	Japan	
Hokkaido Electrical Power Co.	NaS 1,5 MW / 9 MWh, PV 5MW	NGK,	Japan	
Yunicos	NaS 1,5 MW / 9 MWh	NGK, Yunicos	D, Berlin	2010
Enercon	NaS 0,8 MW / 5,4 MWh, 6 MW Wind	NGK	D, Emden	
EDF	NaS 1 MW	NGK	France, la Reunion	
Rubenius	NaS 1 MW	NGK	Mexico	2011
Endesa	NaS 1 MW	NGK	ESP, Gran Canaria	

Redox-Flow-Batterien

Entwickelt in den 1980er Jahren erleben Redox-Flow-Batterien nach misslungenen Feldversuchen mit großen Prototypanlagen aktuell einen erneuten Aufschwung und wieder verstärkte Forschungsaktivitäten. In den letzten Jahren wurden neue Materialkombinationen für Redox-Flow-Batterien erforscht, die eine deutlich längere Lebensdauer der Batterien gegenüber früheren Entwicklungsständen ermöglichen.

In Redox-Flow-Batterien sind die Aktivmaterialien gelöste Salze in zwei unterschiedlichen wässrigen Elektrolyten. Die Batterie selbst besteht aus der Reaktionseinheit, in der die Energiewandlung erfolgt und den Tanks, in denen die Elektrolyte gespeichert sind.

Die meisten heute verfügbaren Redox-Flow-Systeme sind Vanadium-Systeme, die aber bis heute noch keine hohe Serienreife erreicht haben. Daneben gibt es einzelne Aktivitäten z.B. für Eisen-Chrom-Systeme oder für Zink-Brom-Systeme (SKYLLAS-KAZACOS u. a., 2011). Aktivitäten rund um die Brom-Polysulfid-Technologie wurden nach erfolglosen Pilotprojekten eingestellt. Seit 2008 erfährt die Technologie wieder verstärkte Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. Der bisherige Hauptfokus liegt auf stationären Anwendungen (Energiespeicher zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung, Netzstützung, netzferne Stromversorgung). In der Vergangenheit wurden verschiedene größere Systeme (100 bis mehrere 1000 kW), größtenteils als Pilotanlagen, für stationäre Anwendungen, z.B. von Sumitomo Electric (Japan)⁷, von VRB Power Systems (Kanada - 32 MW Windpark in Irland) oder auch VFuel (Australien)⁸ realisiert (SKYLLAS-KAZACOS u. a., 2011). Bislang existieren wenige Hersteller weltweit. In Europa entwickelt und vermarktet vor allem die Firma Gildemeister energy solutions (früher Cellstrom) in Österreich diese Technologie. Die ersten Systeme für stationäre Anwendungen wurden von der Firma ca. 2009 in den Markt eingeführt. Redox-Flow-Batterien werden dabei bisher nur in größeren Einheiten angeboten (10kW/100kWh oder 200kW/400 kWh) und sind vor allem für Einsatzfälle mit einem Energie-Leistungs-Verhältnis von >2 und langen Lade-/Entladedauern von mehreren Stunden ausgelegt.

Trotz hohen Kostenreduktionspotentials - 150-250 €/kWh und 500 €/kW erscheinen möglich (BMW, 2009), (SAUER u. a., 2011) - liegen heutige Systeme noch im Bereich von 1500 - 4500 €/kW und min. 500 €/kWh (Angaben zum Cellcube 2010).

⁷ <http://global-sei.com/tr/pdf/special/73-01.pdf> und http://global-sei.com/news/press/12/prs046_s.html (19.11.2012)

⁸ <http://www.vfuel.com.au/infosheet.pdf> (19.11.2012)

Tabelle 14: Technisch-ökonomische Daten zu Redox-Flow-Batterien. (SKYLLAS-KAZACOS u. a., 2011), (VANHAELST, 2011), (BMW, 2009), (SAUER u. a., 2011), (KANNGIEßER, 2012), (YANG u. a., 2011), (WEBER u. a., 2011)

Technisch-ökonomische Daten zu Redox-Flow-Batterien	
Spezifische Energie	10 - 35 Wh/kg
Energiedichte	20 - 90 Wh/l
Spezifische Leistung	100 - 200 W/kg
Leistungsdichte	10 W/l
Lade-/Entladedauer	Sekunden bis mehrere Stunden
Leistungsrampen	+/-100% in wenigen Sekunden – Stillstand problematisch
Typische Leistung	10 kW – 1 MW
Energie-zu-Leistungs-Verhältnis	2 – 10 (am Markt verfügbar) Prinzipiell beliebig skalierbar
Wirkungsgrad (Laden/Entladen)	70 – 75%
Selbstentladung	3 - 9% pro Monat
Kalendarische Lebensdauer	15-20 a
Zyklenlebensdauer	>5.000 (100% DOD) >10.000 (80% DOD)
Investitionskosten	Heute: bis zu 4.000 €/kW und 250 - 400 €/kWh Potenzial: ca. 500 €/kW und ca. 100 €/kWh
Technologiereife	Erste kommerzielle Anbieter, viele Pilotanlagen

Qualitative Bewertung der Eignung für die Anwendungsfälle

Da die Leistungseinheit von Redox-Flow-sehr kostenintensiv ist, werden meistens Systeme mit vergleichsweise geringer Leistung und hoher Speicherkapazität konzipiert. Dabei kommen die Vorteile der freien Skalierbarkeit von Leistungs- und Energieeinheit zum Tragen. Vergleicht man die Investitionskosten mit denen von Lithium-Ionen-Batterien, so wären Redox-Flow-Batterien erst bei einem Energie-zu-Leistungs-Verhältnis von über 5 (heutige Kostenverhältnisse) bis zu 10 (zukünftige Kostendegression) wirtschaftlich wettbewerbsfähig. Dabei ist noch nicht der niedrigere Wirkungsgrad berücksichtigt, der insbesondere bei hohem Energiedurchsatz zum Tragen kommt. Sie sind daher eher für Anwendungen geeignet, bei denen eine gleichmäßige Leistung über eine längere Zeit benötigt wird.

Ein großer Vorteil der Technologie ist die sehr gute Zyklenlebensdauer und die geringe kalendarische Alterung. Zur Validierung dieser fehlen jedoch Langzeitstabilitätstests. Für Netzdienstleistungen würden prinzipiell die schnelle Ansprechzeit, die überlade- und tieftentladefähigkeit und die niedrige Selbstentladung sprechen.

Wie bereits erwähnt, wurden in der Vergangenheit und werden auch heute nur großskalige Redox-Flow-Batterien realisiert. (Vgl. Tabelle 15). Anwendungen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in Haushalten oder kleineren Verbunden sind nicht bekannt. Ein wesentlicher Grund ist der sehr komplexe Aufbau und die Vielzahl an benötigten Komponenten sowie Systemperipherie (Pumpen etc). Skaleneffekte können dadurch erst bei größeren Einheiten realisiert werden. Unter Umständen wäre ein Einsatz der Technologie in Quartiersspeichern denkbar, die eine größere Speichereinheit benötigen.

Der Einsatz für Netzdienstleistungen erscheint auf Grund der hohen leistungsabhängigen Kosten kurz- und auch langfristig eher ökonomisch wenig sinnvoll zu sein.

Zudem ist ein Dauerbetrieb notwendig, da eine schnelle Reaktionszeit nur bei Pumpenbetrieb möglich ist. Wenn die Pumpen stillstehen, dauert es einige Sekunden, bis die Leistung in Lade- oder Entladerichtung Vollast erreicht.

Zu einer ähnlichen Bewertung kommen (SAUER u. a., 2011) und (FUCHS u. a., 2012).

Tabelle 15: Beispiele realisierter Redox-Flow-Großprojekte für Netzdienstleistungen und zur Integration erneuerbarer Energien weltweit. (SKYLLAS-KAZACOS u. a., 2011), (SHIGEMATSU, 2011), Eigene Recherchen

	Art	Partner	Land	Betrieb
Pacificorp Castle Valley,	Distribution line upgrade deferral, voltage support 250 kW/2 MWh	Sumitomo Electric	Utah, USA	2004-
Bürogebäude	Load Leveling 100 kW / 800 kWh	Sumitomo Electric	Japan	2000
Halbleiterfabrik	Spannungsschutz, Load Leveling 3MW/100kWh +1,5 MW /1,5 MWh	Sumitomo Electric	Japan	2001
Windkraftanlage	Integration EE – 170 kW/950 kWh	Sumitomo Electric	Japan	2001
Golfanlage	Load-Leveling PV-System – 30 kW/240 kWh	Sumitomo Electric	Japan	2001
Universität	Load Leveling 500 kW/500 kWh	Sumitomo Electric	Japan	2001
Hokkaido Electric	Wind/Solar 60 MWh	Sumitomo Electric	Japan	2012

2.3.2 Qualitative Gesamtbewertung pro Anwendungsfall

Insbesondere Blei-Säure-Batterien und Lithium-Ionen-Technologien erscheinen nach den Ausführungen für den Einsatz in Wohnhäusern geeignet, während Hochtemperatur-Batterien und Redox-Flow-Systeme eher für größere Speichereinheiten eingesetzt werden können. Für Netzdienstleistungen im Verteilnetz ist der Einsatz von Speichern zwar generell fragwürdig, denn ökonomisch sinnvoll wäre ein solcher Einsatz nur in Kopplung mit anderen Systemdienstleistungen auch für das Übertragungsnetz und ähnlichen Anwendungen. Von den hier vorgestellten Technologien bietet die Lithium-Ionen-Technologie die besten Voraussetzungen hinsichtlich Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit.

Tabelle 16: Bewertungsmatrix Batterietechnologien. + = sehr gut geeignet; 0 = unter gewissen Voraussetzungen/bedingt geeignet; - = nicht geeignet/nicht sinnvoll.

Einsatzfall/ Anforderung	Netzdienstleistungen	Haushalt/Eigenverbrauch
Akteur	Netzbetreiber	Endkunde/PV-Produzent
Blei-Säure	0	+
Lithium-Ionen	+	+
Hochtemperatur	0 (NaNiCl ₂)	-
Redox-Flow	-	-

Nicht alle der in Tabelle 4 genannten Bewertungskriterien können an Werten oder Gradzahlen festgemacht werden. Diese wurden in den jeweiligen Technologiekapiteln angedeutet und beschrieben. Für einige lässt sich jedoch eine genauere vergleichende Bewertung darstellen.

Die bisherige deskriptive Einschätzung soll daher im Folgenden an jeweils zehn qualitativen Bewertungskriterien festgemacht werden. Jede Batterietechnologie wird hinsichtlich der Kriterien auf einer Skala von 1 bis 5 bewertet, wobei 5 der höchsten Wertung entspricht. Zudem erhält jedes Bewertungskriterium eine relative Gewichtung, um die Bedeutung für den spezifischen Anwendungsfall auszudrücken. Die Gewichtungen wurden aus den Arbeiten des ESPEN-Projektes, an dem das ZSW unter anderem beteiligt ist, übernommen und an die hier verwendete Systematik angepasst bzw. um Kriterien erweitert (DENNENMOSER u. a., 2013). Die Gesamtbewertung pro Technologie ergibt sich dann aus der Summe der jeweiligen gewichteten Bewertungen (Vgl. Tabelle 17 und Tabelle 18).

Die gewichteten Bewertungen pro Kriterium und Technologie sind als Spinnendiagramm in Abbildung 22 und Abbildung 23 dargestellt. Diese stellen die Bewertung pro Technologie relativ zur maximal möglichen Bewertung dar.

Tabelle 17: Einzelbewertung der Batterietechnologien für den Fall Eigenverbrauch Haushalt.

Anforderung	Einheit	Gewichtung*	LIB	Blei	NaNiCl ₂	Redox-Flow	NaS
Spez. Energie	Wh/kg	2,00	5	2	3	1	3
Energiedichte	Wh/l	2,00	5	2	3	1	2
Spez. Leistung	W/kg	2,00	5	2	3	1	3
P/E-Verhältnis	h ⁻¹	2,50	4	4	2	5	1
Lebensdauer	Jahre	3,75	5	1	4	4	4
Zykluslebensdauer	Vollzyklus	4,00	4	1	2	5	2
Wirkungsgrad/ Selbstentladung	%	3,00	5	4	1	2	1
Marktreife	1...5	4,00	5	5	2	1	1
Sicherheit	1...5	4,50	1	5	3	4	3
Kosten	€/kWh	3,75	2	5	4	1	4
Summe			121,75	103	86	85	77
Gesamtbewertung			1	2	3	4	5

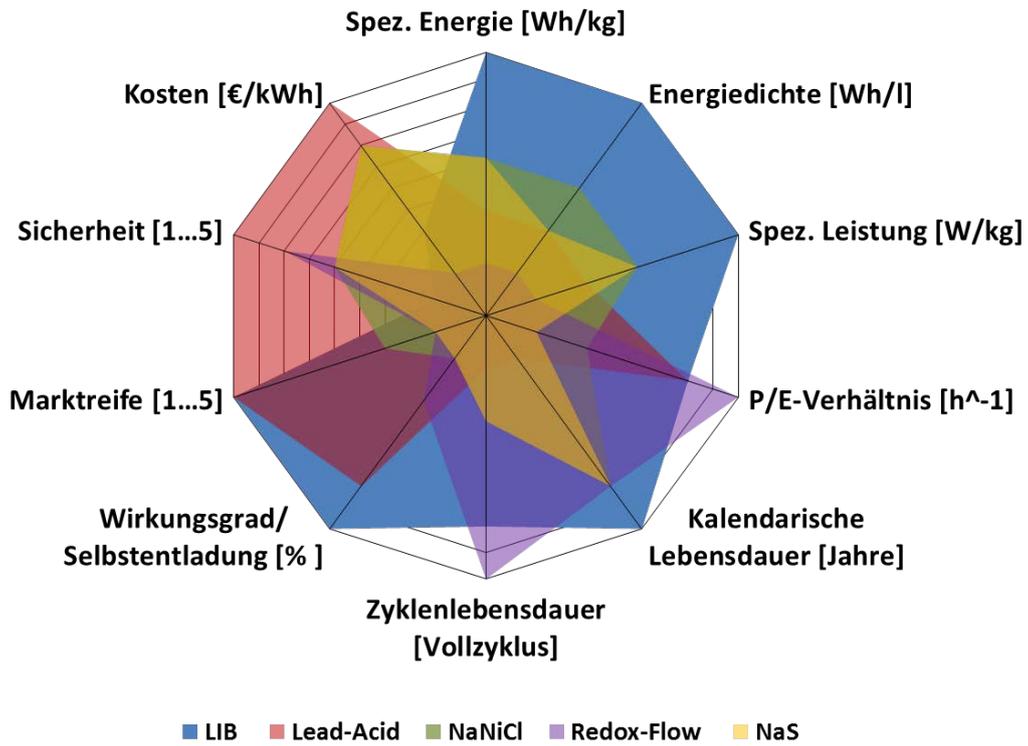


Abbildung 22: Spinnendiagramm der gewichteten Bewertungen pro Kriterium und Technologie für den Fall Eigenverbrauch Haushalt.

Tabelle 18: Einzelbewertung der Batterietechnologien für den Fall Netzdienstleistungen.

Anforderung	Einheit	Gewichtung	LIB	Blei	NaNiCl ₂	Redox-Flow	NaS
Energiedichte	Wh/kg	2,00	5	2	3	1	3
Spez. Leistung	Wh/l	2,00	5	2	3	1	2
Ansprechzeit	W/kg	2,00	5	2	3	1	3
P/E-Verhältnis	h ⁻¹	2,50	4	4	2	5	1
Lebensdauer	Jahre	3,50	5	1	4	4	4
Zyklenlebensdauer	Vollzyklus	4,25	4	1	2	5	2
Wirkungsgrad/ Selbstentladung	%	2,50	5	4	1	2	1
Marktreife	1...5	3,75	5	3	4	1	4
Sicherheit	1...5	4,00	1	5	3	4	3
Kosten	Euro/kW	4,00	2	5	4	1	4
Summe			117,75	91	91	82,5	86,5
Gesamtbewertung			1	2	2	5	4

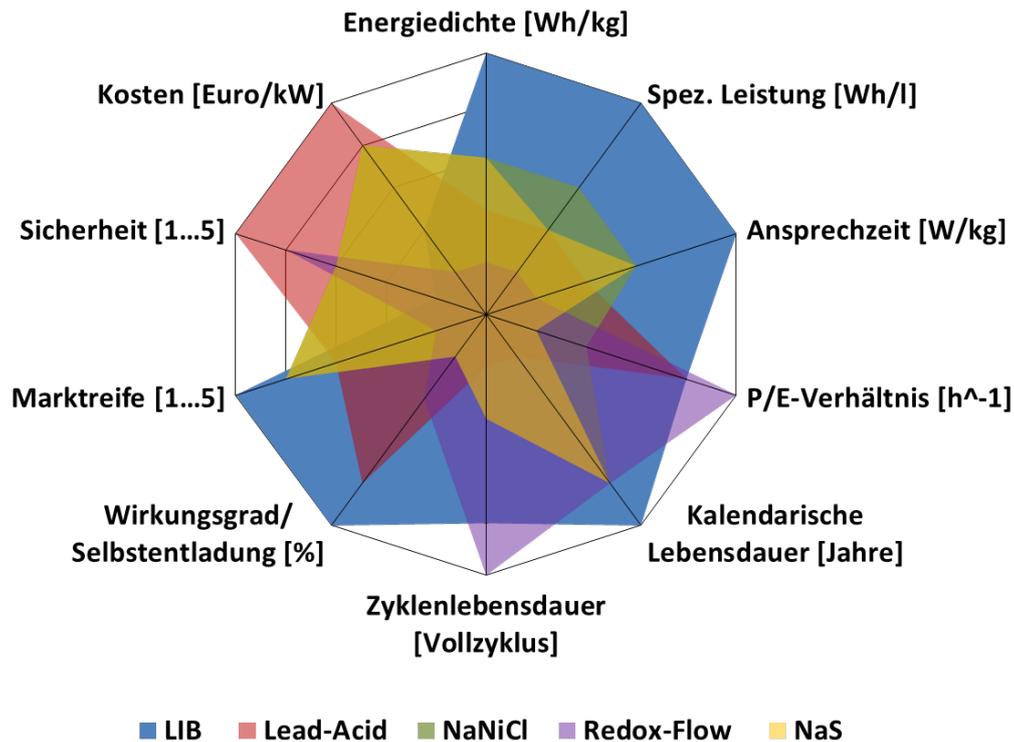


Abbildung 23: Spinnendiagramm der gewichteten Bewertungen pro Kriterium und Technologie für den Fall Netzdienstleistungen.

2.3.3 Ökonomische Berechnungen zur Eigenverbrauchserhöhung in Haushalten

Im Folgenden sollen die Annahmen und Ergebnisse der quantitativen ökonomischen Betrachtungen des Anwendungsfalls von Batterien zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in Haushalten dargestellt werden.

Ein marktorientierter Speicherbetrieb, z. B. durch Energieversorger, wird wie beschrieben nicht betrachtet und der Betrieb von Speichern durch den Netzbetreiber wird nur qualitativ bewertet, da keine dynamischen Simulationen in der Optimierung mit den gegebenen Tools ohne zu hohe Rechenzeiten möglich sind. Zudem sind gerade letztere Anwendungen sehr fallspezifisch und schwer verallgemeinerbar. Die detaillierten Anforderungen an solche Speicher sind nicht ausreichend allgemein bekannt, um allgemeingültige Aussagen zu treffen.

Die Annahmen für die techno-ökonomische Betrachtung wurden auf Basis umfangreicher Literaturrecherchen abgeschätzt (Vgl. Kapitel 2.3.1). Für den Stand heute und eine mittel- bis langfristige Verbesserung der Batteriesysteme wurden technologieabhängige Parameter (Tabelle 19) und ökonomische Größen (Tabelle 20) festgelegt.

Tabelle 19: Techno-ökonomische Rahmenparameter Batterie.

Stand Heute	Lithium- Ionen	Blei	NaS	NaNiCl2	Redox- Flow
Wirkungsgrad (Vollzyklus)	92%	80%	75%	75%	70%
Lebensdauer - kalendarisch	20a	10a	10a	10a	20a
Lebensdauer - Zyklen	5.000 @60%DOD	2.500 @50%DOD	2.500 @80%DOD	2.500 @70%DOD	10.000 @100%DOD
Selbstentladung	3%/Monat	5%/Monat	5%/Monat + 30%/Tag Temperaturhaltung	5%/Monat + 30%/Tag Temperaturhaltung	10%/Monat
Betriebskosten (in % der Investitionskosten)	1,5%	1%	2%	2%	2%

Mittel- bis Langfristpotential	Lithium- Ionen	Blei	NaS	NaNiCl2	Redox- Flow
Wirkungsgrad (Vollzyklus)	96%	82%	82%	82%	78%
Lebensdauer - kalendarisch	20a	10a	20a	20a	20a
Lebensdauer - Zyklen	5.000 @90%DOD	2.500 @60%DOD	5.000 @80%DOD	5.000 @70%DOD	10.000 @100%DOD
Selbstentladung	3%/Monat	5%/Monat	5%/Monat + 30%/Tag Temperaturhaltung	5%/Monat + 30%/Tag Temperaturhaltung	10%/Monat
Betriebskosten (in % der Investitionskosten)	1,5%	1%	2%	2%	2%

Tabelle 20: Ökonomische Randbedingungen. „LSC = Low Self Consumption/ HSC = High Self-Consumption.“

Parameter	Allgemein
Betrachtungszeitraum	20 a
Zinssatz	4%
Strompreis	27 Cent/kWh
Strompreissteigerung	3% p.a.
EEG-Vergütung	13,88 Cent/kWh (Stand 01.12.2013)
Photovoltaik Systemkosten	1.500 €/kWp
Photovoltaik-Anlage	4 kW / 7kW
Wechselrichter	300 €/kW – Wirkungsgrad: 94,5%
Betriebskosten für PV	1,5% der Investitionskosten
Haushaltsverbrauch	4.000 kWh
Eigenverbrauch/Lastdeckung ohne Batterie	25% (LSC) / 40% (HSC)
Kostendegression für Reinvestition der Batterie	5% p.a. oder einfache Annahme von 150 €/kWh Restwert der Batterie nach 20 a = 0

Anhand dieser Rahmenparameter wurden Investitionsrechnungen für den Anwendungsfall „Haushalt“ für alle Batterietechnologien durchgeführt. Zudem wurden verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt, die Aufschluss über die wichtigsten Einflussparameter geben sollen und anhand von Szenarien aufzeigen, wann „Grid-Parity“ für ein Batterie-PV-System erreicht werden könnte.

Für die Investitionsrechnung wurde der Nettobarwert der Investition in eine PV-Anlage bei aktuellen Vergütungssätzen für Anlagen < 10 kWp berechnet.

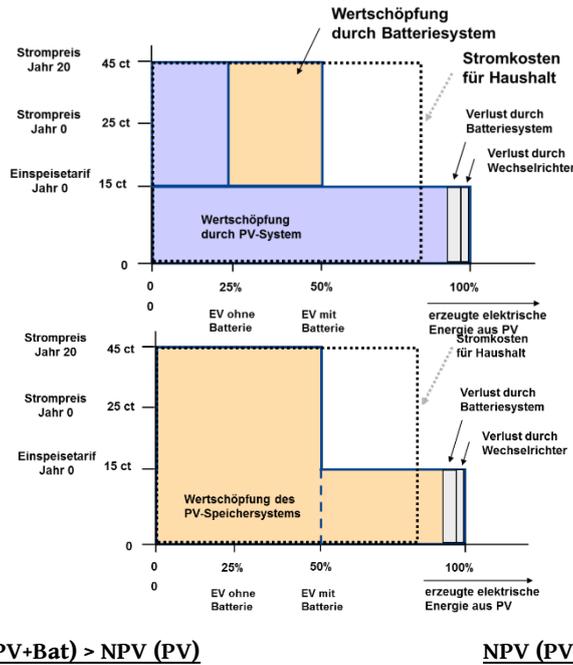
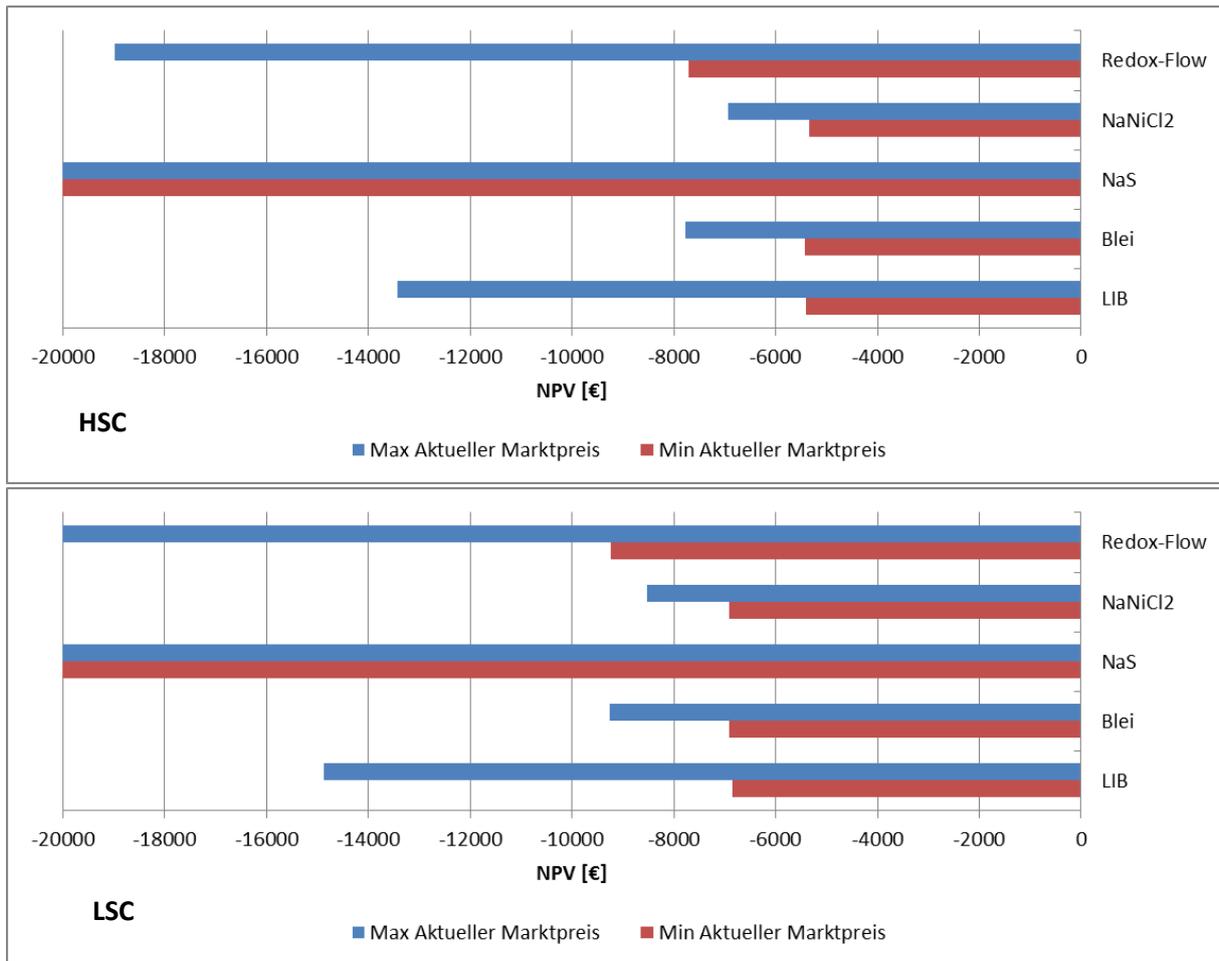


Abbildung 24: Schematische Darstellung der Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Batterien zur Erhöhung des Eigenverbrauchs. (BINDER u. a., 2013)

Für die Ermittlung der Eigenverbrauchswerte im Haushalt bei unterschiedlichem Bruttostromverbrauch [kWh], PV-Anlagenleistung [kW] und Batteriegröße [kWh] wurde auf die Nettolastprofil-Simulationen für Haushalte in AP4 zu Lastprofilen, PV-Erzeugungsprofilen und erzielbarem Eigenverbrauch mit und ohne Batterie zurückgegriffen. Da solche detaillierten Simulationen nicht für alle Batterietechnologien durchgeführt werden konnten, wurde die Lastdeckung durch die Batterie als konstant angenommen und Effizienzverluste in der Batterie durch einen höheren Eigenverbrauch der erzeugten PV-Leistung ausgeglichen. Das heißt, geringere Lade/Entladeeffizienzen wirken sich negativ auf die EEG-Vergütung aus. Für NaS-Batterien musste aufgrund der technisch bedingten Überdimensionierung ein hohes Verhältnis von Batteriekapazität und PV-Leistung von 6 zu 1 gewählt werden. Bei den Lastprofilen müssen solche mit hohem (HSC) und niedrigem (LSC) initialen Eigenverbrauch (ohne Batterie) unterschieden werden (BINDER u. a., 2013). In (BINDER u. a., 2013), welches Teil der Arbeiten in SYS-PV AP4 war, wurden auch die Variationen verschiedener Kombinationen aus PV-Anlagengröße und Batteriespeichergröße analysiert. Im Folgenden soll jedoch nur eine Kombination aus PV-Anlagensystemgröße und Batteriegröße näher beleuchtet werden.

Bei der Investitionsrechnung wurde als Zielgröße der Nettobarwert (Net-Present-Value = NPV) angesetzt. Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Batterie-Systemen können dabei zwei Größen herangezogen werden. Erstens die Wertschöpfung durch das Batteriesystem, die sich aus der Erhöhung des Nettobarwerts durch den gesteigerten Eigenverbrauch ergibt. Dies wäre die realistische Betrachtungsweise. Für viele Investoren kann aber angenommen werden, dass diese lediglich die Gesamtinvestition betrachten, wodurch Batteriespeicher von der Wertschöpfung der PV-Anlage profitieren können (Vgl. Abbildung 24). Beide Größen werden bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung herangezogen.



Technologie	Lithium-Ion	Blei	NaS	NaNiCl2	Redox-Flow
Aktuelle Marktpreise [€/kWh]	1.500 -2.500	800 -1.000	600 – 800 (for MW Scale) → Min 1.000 – 1.200 für Kleinanlagen		2.000 – 4.000 €/kWh (PE =1)
Reinvest nach 10 Jahren	-	400 – 500	500 – 600		-

Abbildung 25: Nettobarwerte (NPV) für das betrachtete PV-Speicher-System mit unterschiedlichen Batterietechnologien unter Berücksichtigung aktueller Marktpreise und verschiedener Lastprofile (LSC/HSC).

Berechnet man den NPV unter Berücksichtigung der aktuellen Marktpreise⁹, so zeigt sich sehr deutlich, dass keine Batterietechnologie einen wirtschaftlichen Betrieb eines PV-Speicher-Systems unter heutigen Rahmenbedingungen zulässt (Abbildung 25). Der Vergleich der Technologien zeigt, dass NaNiCl₂-, Blei- und Lithium-Ionen-Batterien an der unteren Preisspanne relativ vergleichbare Nettobarwerte aufweisen. Lithium-Ionen-Batterien können den Nachteil der vergleichbar sehr hohen Kosten durch die hohe Effizienz und Lebensdauer ausgleichen. Aus heutiger Sicht erscheint keine dieser drei Technologien einen wesentlichen ökonomischen Vorteil gegenüber den anderen zu haben. Allerdings wurde bei dieser Rechnung auch angenommen, dass Blei- und Hochtemperaturbatterien nach 10 Jahren 50% günstiger reinvestiert werden können. Bei einem geringeren Preissenkungspotential stellt sich die Wirtschaftlichkeit entsprechend schlechter dar. Die geringe Marktverfügbarkeit allerdings schließt NaNiCl₂-Systeme für den Haushaltsbereich weitestgehend noch aus. Ob sich das zukünftig ändern wird, ist sehr ungewiss. In der

⁹ Für NaS, NaNiCl₂ und Redox-Flow wurden die Preise geschätzt bzw. aus den Angaben für große Batterieeinheiten abgeleitet

weiteren Betrachtung werden daher nur Lithium-Ionen und Blei-Batterien hinsichtlich ihres techno-ökonomischen Potentials und ihrer Wirtschaftlichkeit verglichen.

Des Weiteren kann man anhand der Rechnungen für die zwei lastprofile (HSC/LSC) erkennen, dass ein deutlicher Unterschied im NPV erkennbar ist. Durch den bereits höheren initialen Eigenverbrauch stellt sich die Wirtschaftlichkeit für den HSC-Fall natürlich deutlich besser dar, was jedoch nicht bedeutet, dass die Batterie in diesem Fall einen höheren Vorteil bringt.

Berechnet man jedoch die erlaubten Batteriekosten für die beiden Fälle ($NPV (PV+Bat) > NPV (PV)$ [1] und $NPV (PV+Bat) > 0$ [2] (Vgl. Abbildung 24), dann zeigt sich ein wesentlicher Unterschied nur für Fall 2, weil dann die Batterie von dem bereits höheren Eigenverbrauch im HSC-Fall profitieren kann. Kommt es nur auf die Erlöse durch die Steigerung des Eigenverbrauchs der Batterie an (Fall 1), dann ist der Unterschied nicht nennenswert (Vgl. die jeweils die beiden ersten Balken in Abbildung 26).

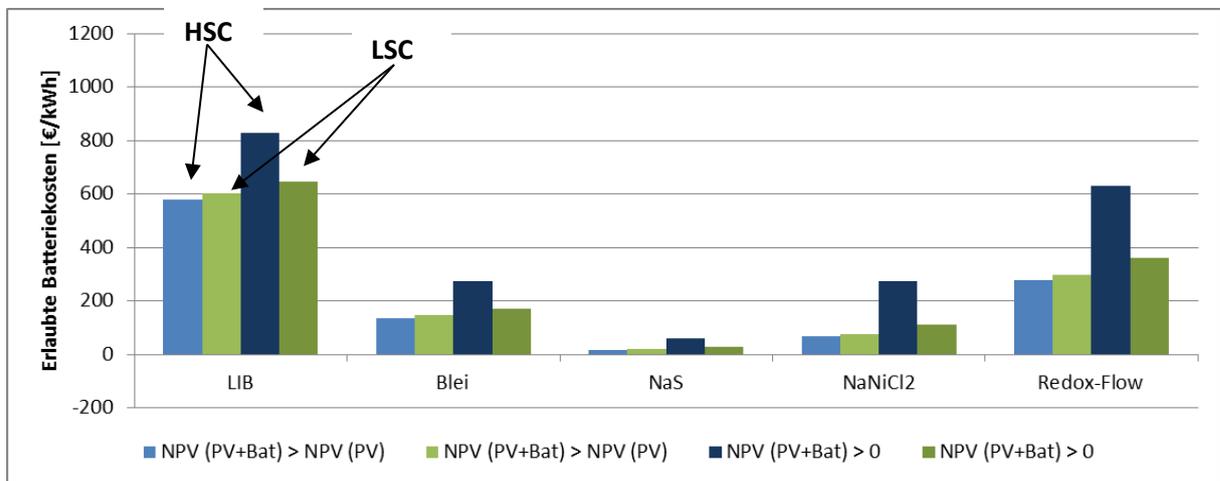


Abbildung 26: Erlaubte Batteriekosten für das betrachtete PV-Speicher-System für unterschiedliche Batterietechnologien und verschiedene Lastprofile (LSC/HSC).

Im Folgenden werden daher nur die Lastprofile mit hohem Eigenverbrauch betrachtet, da sich gegenüber dem Lastprofil mit niedrigem Eigenverbrauch nur geringe Änderungen bezüglich der erlaubten Kosten von Batteriesystemen ergeben. Trotzdem müssen die folgenden Betrachtungen als optimistischer Fall angesehen werden.

Eine weitere Erkenntnis aus Abbildung 26 ist, dass NaS sehr niedrige Systempreise benötigen, um unter heutigen Rahmenbedingungen überhaupt wirtschaftlich sein zu können. Auch Redox-Flow-Batterien benötigen einen extremen Preisverfall.

Die dargestellten erlaubten Batteriekosten stellen die durchschnittlichen Investitionskosten über eine Nutzungsdauerzeit von 20 Jahren dar. Dies muss insbesondere bei Bleibatterien und Hochtemperaturbatterien berücksichtigt werden, die nach 10 Jahren ausgetauscht werden müssen und gegebenenfalls eine entsprechende Preisreduktion erreicht haben. Dies bedeutet, dass die Anfangsinvestition höher liegen kann.

Betrachtet man die erlaubten Batteriekosten vor dem Hintergrund der technologischen Potenziale (Vgl. Tabelle 19) der Batterietechnologien, so könnten unter heutigen und zukünftigen Rahmenbedingungen deutlich höhere Werte erzielt werden.

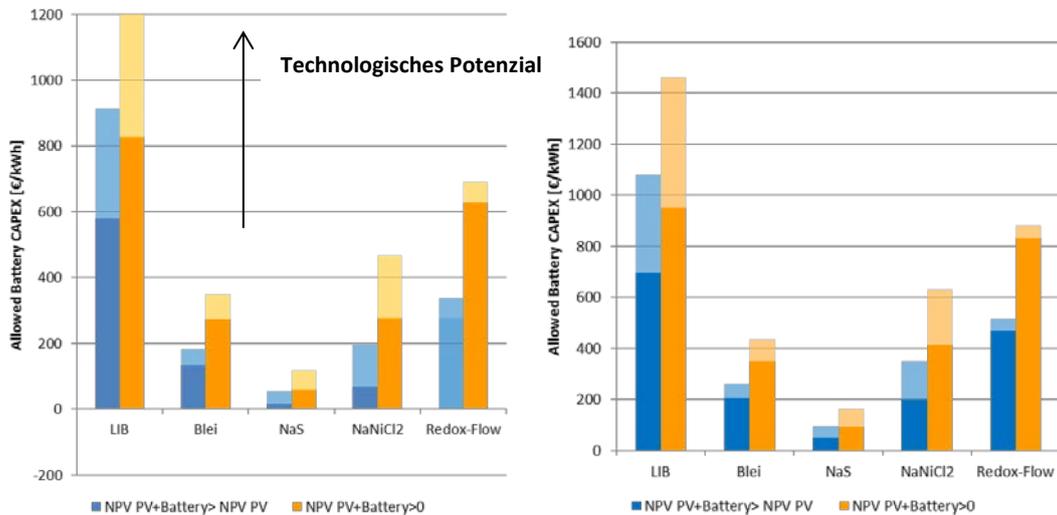


Abbildung 27: Erlaubte Batteriekosten für das betrachtete PV-Speicher-System für unterschiedliche Batterietechnologien und deren technologisches Potenzial.

Lithium-Ionen-Batterien können in diesem Fall sehr stark davon profitieren, wenn die Potenziale ausgeschöpft werden könnten und eine Entladetiefe von 90% bei 20 Jahren Lebensdauer (End of Life bei 80% Nennkapazität) realisiert werden kann. Teilweise wird dies bereits von einigen Systemanbietern in den Datenblättern als Richtwert angegeben. Auch Hochtemperaturbatterien könnten durch eine höhere Lebensdauer von 20a und gesteigener Effizienz stark profitieren, während die Möglichkeiten bei Bleibatterien sehr eingeschränkt sind und Redox-Flow-Batterien lediglich wesentlich bei der Effizienz zulegen könnten (Abbildung 27). Verändern sich die Rahmenbedingungen in Zukunft, bedeutet das einen deutlichen Sprung für alle Batterietechnologien in Richtung Wirtschaftlichkeit (Abbildung 27).

Die erlaubten Batteriekosten hängen demnach am meisten von den Rahmenbedingungen und dem technischen Potenzial der Technologie ab. Für Lithium-Ionen- und Bleibatterien wurde eine Sensitivitätsanalyse für den technischen Stand heute und mögliche Potentiale hinsichtlich der Rahmenbedingungen (Strompreis und EEG-Vergütung) durchgeführt.

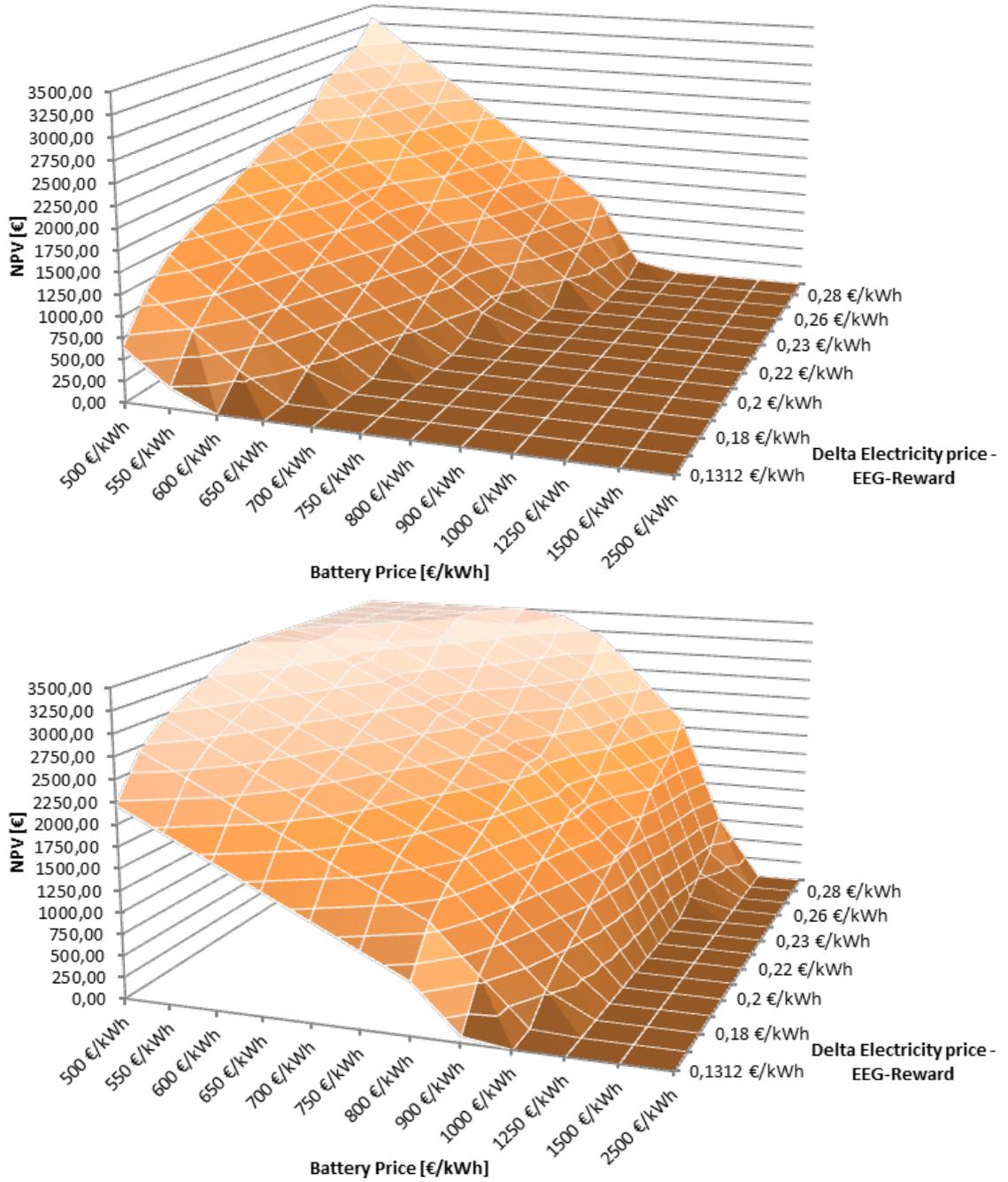


Abbildung 28: Erlaubte Batteriekosten für das betrachtete PV-Speicher-System für Lithium-Ionen-Batterien bei veränderten Rahmenbedingungen und deren technologisches Potenzial.

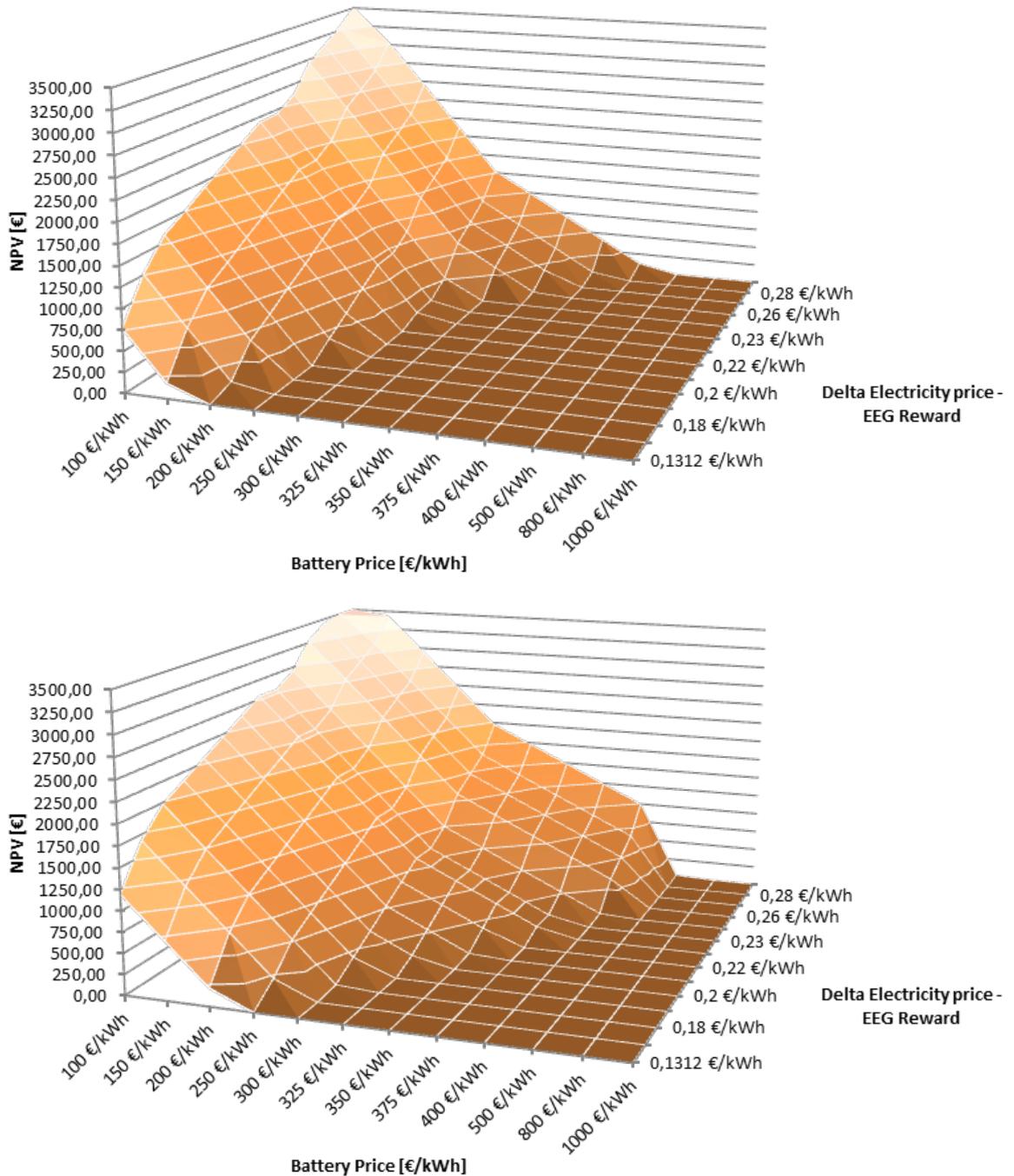


Abbildung 29: Erlaubte Batteriekosten für das betrachtete PV-Speicher-System für Blei-Batterien bei veränderten Rahmenbedingungen und deren technologisches Potenzial.

Die ökonomische Analyse der Investitionsrechnung zeigt, dass Lithium-Ionen-Batterien das insgesamt deutlich höchste Potenzial für den wirtschaftlichen Betrieb von Haushaltsspeichersystemen aufweisen. Für die Lithium-Ionen-Batterie fällt die Bewertung aufgrund des höheren erlaubten Systempreisniveaus von min. 700 bis 800 €/kWh bzw. bei hohem technologischen Potenzial von >1000 €/kWh deutlich positiver aus. Vor allem, wenn man bedenkt, dass die Preise für Lithium-Ionen-Zellen zukünftig bei 200 - 300 €/kWh liegen könnten. Nach verschiedenen Angaben sind die Marktpreise für Lithium-Ionen-Zellen in der automobilen Anwendung heute bereits unter 300 €/kWh angelangt. Dies resultiert u.a. aus Überkapazitäten der Produktion und einem Wettbewerb unter Kostenniveau. Consumerzellen für Laptops u.ä. liegen heute bereits bei ca. 200 €/kWh. Die erlaubten

Systemperipheriekosten würden dann bei ca. 400 -700 €/kWh liegen, während Bleibatterien bei einem angenommenen Batteriepreis von 100 – 150 €/kWh für die Systemperipherie lediglich 150 -200 €/kWh erlauben würden. Vor dem Hintergrund, dass Batteriespeicher zukünftig eine hohe Intelligenz aufweisen sollen, ist allerdings mit einem eher höheren Systempreis zu rechnen.

In Abbildung 30 ist abschließend ein mögliches, wenn auch sehr optimistisches, Szenario für die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Systemen auf Basis von Lithium-Ionen- und Blei-Batterien dargestellt. Grundannahme ist, dass beide Technologien einem vergleichbaren Preisverfall von knapp 20% p.a. unterliegen.

Deutlich erkennbar ist, dass PV-Systeme mit Lithium-Ionen-Batterien aktuell eine geringere Wirtschaftlichkeit aufweisen, mittelfristig aber Systeme mit Bleibatterien überholen werden. Geht man vom technologischen Potential von Lithium-Ionen-Batterien aus, so zeigt sich der Vorteil deutlich früher. Der Zeitpunkt ab dem PV-Speicher-Systeme wirtschaftlich werden, könnte demnach 2016/2017 erreicht werden. Dies stellt jedoch nur eines von vielen möglichen Szenarien dar und ist auf spezielles PV-Anlagensystem beschränkt, kann also nur als Tendenz gesehen werden.

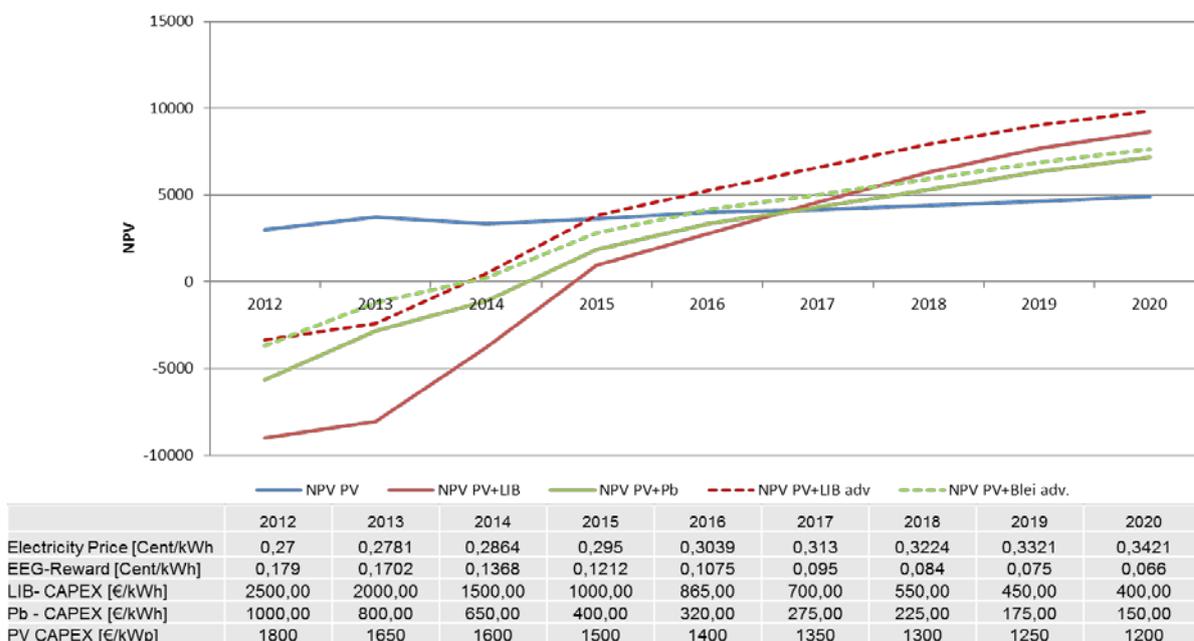


Abbildung 30: Ein Szenario für die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Systemen auf Basis von Lithium-Ionen- und Bleibatterien.

Sauer u. a. 2011 haben vergleichbare Analysen durchgeführt und kommen zu ähnlichen Ergebnissen. Demnach erreichen kleine PV-Anlagen bei hohem Haushaltsstromverbrauch die größten Eigenverbrauchssteigerungen. Bei einem Verhältnis von PV-Anlagenleistung zu Haushaltsverbrauch von 0,13/1000 h (z.B. 2 kWp/15.000 kWh) ist keine Erhöhung des Eigenverbrauchs durch einen Batteriespeicher möglich. Das optimale Verhältnis von Batteriespeicherkapazität zu Haushaltsverbrauch pro Jahr beträgt 1:1000. Dieses Verhältnis wurde den Berechnungen zugrunde gelegt.

Die bei Sauer u. a. 2011 berechneten Energiedurchsatzkosten liegen im günstigsten Fall bei 15 Cent/kWh für Blei und 18 Cent/kWh für LiB. Dazu müssen aber noch erhebliche Kostensenkungspotenziale erreicht werden. Alternativ zur Aufstellung dezentraler Speichersysteme in Wohnhäusern kommen auch Speicher auf Wohnsiedlungsebene in

Betracht. Diese weisen gegenüber kleineren Einheiten ein höheres Kostensenkungspotential auf, insbesondere dann, wenn sie in vorhandenen Umspannwerken oder Trafostationen errichtet werden können. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs von PV-Strom führt nicht zwangsläufig zu einer Entlastung des Verteilnetzes. Dies ist insbesondere dann nicht der Fall, wenn der Speicher bereits vor der Mittagsspitze vollgeladen ist. Es müssten hier Anreize geschaffen werden, um entsprechende intelligente Energiemanagementverfahren einzusetzen. Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch dieses Forschungsprojekt, vergleiche (MATTHISS u. a., 2013) und Arbeitspaket 4.

Sauer u. a. 2011 kommen ebenfalls zu dem Schluss, dass insbesondere Blei-Säure-Batterien und Lithium-Ionen-Technologien für den Einsatz in Wohnhäusern geeignet sind, während Hochtemperatur-Batterien und Redox-Flow-Systeme eher für größere Speichereinheiten eingesetzt werden können.

2.3.4 Gesamtbewertung

Vor dem Hintergrund der techno-ökonomischen Analyse werden Lithium-Ionen-Batterien als „best-suitable“-Technologie für die Haushaltsanwendung ausgewählt. Vor allem die mittel- und langfristigen techno-ökonomischen Potentiale der Technologie zeigen deutliche Vorteile gegenüber alternativen Technologien. Gegenüber den meisten anderen Technologien besteht zudem ein deutlicher Entwicklungsvorsprung für die relevanten Anwendungen. Auf Basis dieser Auswahl wurden die endgültigen Lastprofile für die Optimierungsrechnungen in AP4 berechnet.

2.4 Optimierung von Referenznetzen (AP4)

Die Referenznetzoptimierung erfolgte in zwei Schritten. In einem ersten Schritt wurde die netzentlastende Wirkung unterschiedlicher Speicherladestrategien sowie Batterieverteilungen im Netz simuliert und in einem zweiten Schritt die Optimierung des verbliebenen Netzausbaubedarfs.

2.4.1 Optimierung von Speicherbetrieb- und Verteilung

Durch den Einsatz lokaler Energiespeicher mit geeigneten Ladealgorithmen ist es möglich, die Netzeinspeiseleistung zu reduzieren bei gleichzeitig hohem Eigenverbrauch. Dies führt zu einer reduzierten Netzbelastung, ohne den PV-Ertrag einzuschränken. Zudem hängt der Einfluss des Energiespeichers auf das Spannungsniveau von der Position der Speicher im Netz ab.

Ladestrategien

Um die Auswirkung der Batterieladestrategie auf den Eigenverbrauch und die abgeregelte Energiemenge zu untersuchen, wurden am ZSW verschiedene Ladestrategien entwickelt und implementiert. Grundannahme ist hierbei, dass PV-Anlagen die Netzeinspeiseleistung auf einen zuvor festgelegten Wert drosseln müssen.

Die zurzeit standartmäßig verwendete Ladestrategie von PV-Speichersystemen ist das direkte Laden der Batterie (siehe Abbildung 31). Dies führt zu einem hohen Eigenverbrauch, da die Batterie geladen wird, sobald die lokale PV-Erzeugung den Verbrauch übersteigt. Gleichzeitig führt diese Strategie zu hohen Einspeisespitzen sobald die Batterie vollgeladen ist. Das linear verzögerte Laden basiert im Grundsatz auf der Vorgabe eines maximalen

Ladezustands, welcher linear über den Tag ansteigt. Hierdurch werden Einspeisespitzen gedämpft und so das Netz entlastet. Beim netzoptimalen Betrieb (Peak Shaving) wird die Batterie nur dann geladen, wenn das Netzeinspeiselimit überschritten wird. Hierdurch steht die gesamte Batteriekapazität zum Zwischenspeichern der Einspeisespitzen zur Verfügung. In der Auswertung wird angenommen, dass die lokal erzeugte Energie, welche zu einer Überschreitung des Einspeiselimits führen würde, abregelt werden muss.

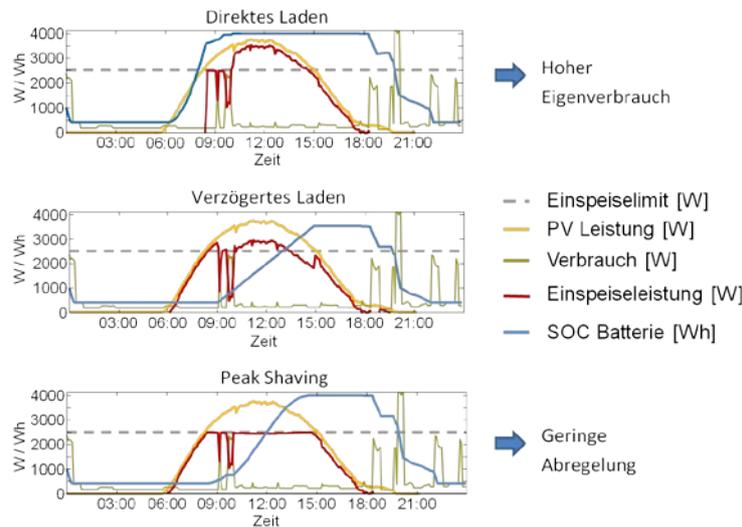


Abbildung 31: Vergleich der regelbasierten Batterieladestrategien

Die bisher genannten Ladestrategien sind rein regelbasiert und dadurch einfach zu implementieren. Allerdings entfällt hierbei auch die Möglichkeit, gezielt bestimmte Zielgrößen zu optimieren oder auf sich ändernde Umgebungsbedingungen zu reagieren.

Um einen möglichst netzdienlichen Speicherbetrieb zu gewährleisten, wurde in einem ersten Schritt das linear verzögerte Laden in der Art erweitert, dass der Ladezustandsbegrenzung variabel entsprechend den zu erwartenden Gegebenheiten angepasst wird (WILLIAMS u. a., 2013). Dieser basiert auf einer empirischen Parameteroptimierung und ist von der Nettoerzeugung der vergangenen Tage abhängig. Um die Betriebsstrategie weiter zu optimieren wurde im Anschluss ein neuer Ladealgorithmus basierend auf der modellprädiktiven Regelung entworfen. In Abbildung 32 ist der grundsätzliche Ablauf der Betriebsführung durch die modellprädiktive Regelung (MPC) skizziert. Zunächst werden auf Basis vergangener Messwerte Vorhersagen für die lokale Erzeugung und den Verbrauch berechnet. Hierzu wird ein selbstlernendes Modell verwendet, wodurch ein offline Training entfällt. Auf Grundlage dieser Vorhersagen werden in Bezug auf bestimmte Kriterien optimale Trajektorien für den Batterieladezustand und den Wärmepumpenbetrieb berechnet (DITTMAR & PFEIFFER, 2004). Als Optimierungskriterien wurden hier die Minimierung der erforderlichen Abregelung und Maximierung des Eigenverbrauchs gewählt. Zusätzlich werden entsprechende Randbedingungen für den Betrieb der Batterie und des Wechselrichters berücksichtigt. Die Ergebnisse der Optimierung werden als Sollwertvorgabe an untergeordnete Regler weitergegeben, welche die Steuerung der jeweiligen Komponenten übernehmen.

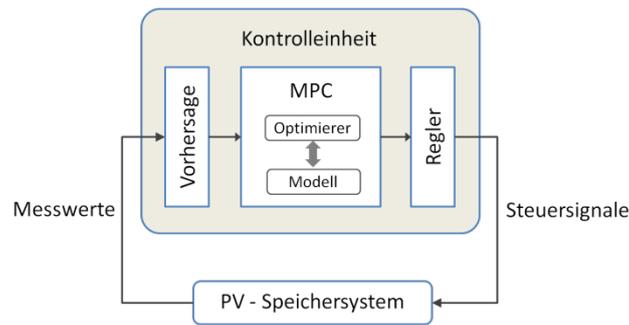


Abbildung 32: Ablaufskizze der modellprädiktiven Regelung für das PV-Batteriesystem.

Vergleich der Verfahren

In Abbildung 33 ist der Verlauf des Eigenverbrauchs und der Abregelung normiert auf den PV-Jahresertrag dargestellt. Das Einspeiselimit beträgt in diesem Fall 25 % der PV-Nennleistung (W_p) und die Batteriegröße 4,5 kWh. Das direkte Laden der Batterie resultiert in einem hohen Eigenverbrauch, führt zusätzlich jedoch auch zu einer hohen Abregelung. Der Peak-Shaving-Algorithmus minimiert die durch die Abregelung entstehenden Verluste, gleichzeitig verringert sich jedoch der Eigenverbrauch aufgrund der vorrangigen Netzeinspeisung. Wird die Batterieladeregung durch den MPC gesteuert, reduziert sich die Abregelung um 9 Prozentpunkte im Vergleich zum direkten Laden, wobei der Eigenverbrauch um nur 1,4 Prozentpunkte abnimmt. Stellt man dem MPC zusätzlich perfekte Vorhersagen der Last und des Wetters zur Verfügung, so verringert sich die Abregelung abermals auf rund 6,4 %.

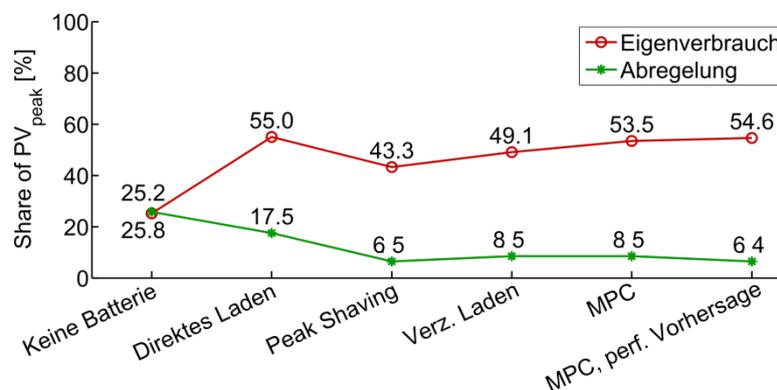


Abbildung 33: Verlauf des Eigenverbrauchs und der nötigen Abregelung normiert auf den PV-Jahresertrag. Das Einspeiselimit beträgt hierbei 25 % PV_p und die Batteriegröße 4,5 kWh.

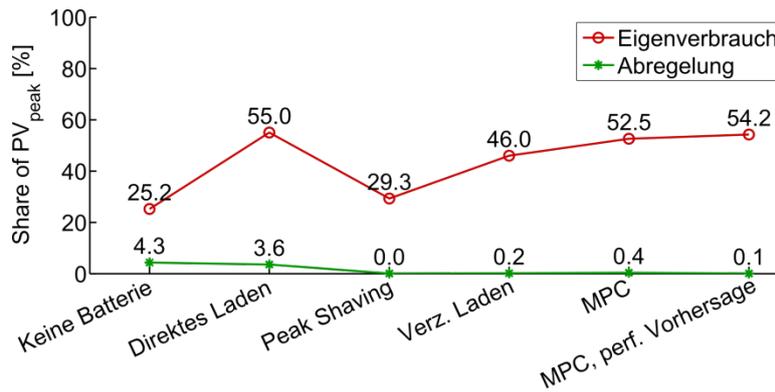


Abbildung 34: Verlauf des Eigenverbrauchs und der nötigen Abregelung normiert auf den PV-Jahresertrag. Das Einspeiselimit beträgt hierbei 50 % PVp und die Batteriegröße 4,5 kWh.

Die Auswirkungen der verschiedenen Betriebsführungsalgorithmen auf das Netzeinspeiseverhalten ist anhand der Einspeisedauerlinie in Abbildung 35 zu erkennen. Das direkte Laden der Batterie verringert zwar die eingespeiste Energiemenge, der Anteil der Energie über dem Einspeiselimit ist jedoch weiterhin hoch. Durch die modellprädiktive Regelung der Batterieladung reduziert sich die eingespeiste Energiemenge über dem Einspeiselimit, was sich auch durch die geringen Verluste aufgrund von Abregelung in Abbildung 33 zeigt. Andererseits wird zusätzlich die eingespeiste Energie unter dem Einspeiselimit verringert, was einen hohen Eigenverbrauch zur Folge hat.

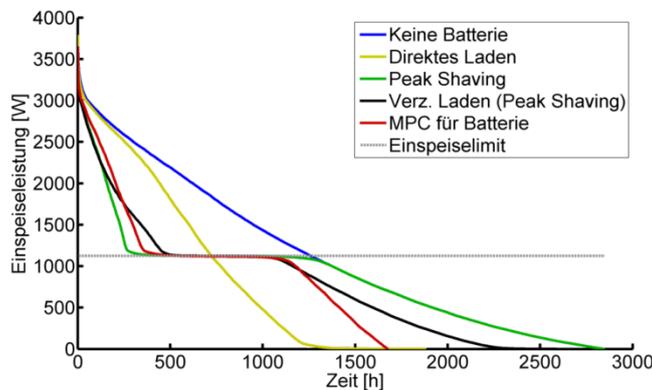


Abbildung 35: Die Einspeisedauerlinien für ein Netzeinspeiselimit von 25 % der PV Nennleistung.

Speicherverteilung

Um eine qualitative Aussage darüber zu treffen, wie die örtliche Speicherverteilung die Spannungshaltung beeinflusst, wurden verschiedene Speicherverteilungen simuliert und ausgewertet. Hierbei wurde das Kerber Dorfnetz als Referenznetz in PowerFactory implementiert und die Haushalte mit verschiedenen Speichergrößen belegt. Die gesamte im Netz vorhandene Speichermenge blieb dabei konstant. Zusätzlich wurde jeder Haushalt mit einer 7,5 kWp PV-Anlage ausgestattet. Das erste Szenario geht davon aus, dass die erste Hälfte aller Haushalte (vom Transformator aus gesehen) mit einer 10 kWh Batterie ausgestattet ist. Im zweiten Szenario wird die gleiche Anzahl an Batterien gleichmäßig über das gesamte Netz verteilt, es ist also jedes zweite Haus mit einer 10 kWh Batterie ausgestattet. Im dritten

Szenario werden die Batterien am Netzende platziert. Das letzte Szenario geht nun davon aus, dass in jedem Haus eine Batterie vorhanden ist, diese aber nur halb so groß ist wie in den anderen Szenarien.

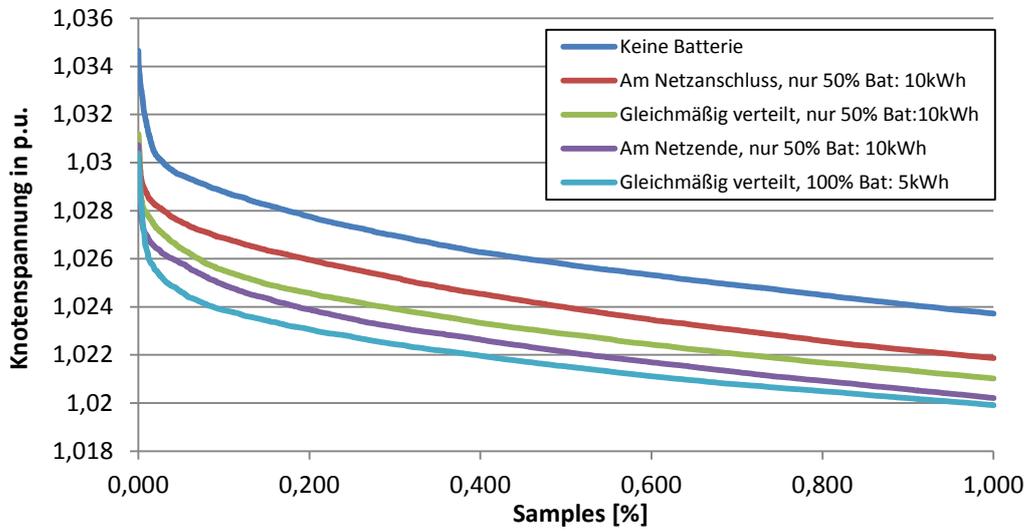


Abbildung 36: Spannungsdauerlinie für die größten Spannungen (1%).

Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Abbildung 36 als Spannungsdauerlinie abgebildet. Der geringste Effekt auf die Spannungshaltung hat die Platzierung der Batterien am Netz-anfang. Wird die gleiche Anzahl von Batterien über das gesamte Netz verteilt, verringert sich das Spannungsniveau im Netz. Wird wiederum die gleiche Anzahl an Batterien an den Netzenden platziert, tritt der größte Effekt bezüglich der Spannungshaltung auf, falls nur die Hälfte der Haushalte mit Batterien ausgestattet ist. Der insgesamt stärkste spannungs-senkende Effekt wird durch die Installation von Batterien der halben Größe in jedem Haus-halt erreicht.

In Abbildung 37 sind die maximalen Knotenspannungen in den einzelnen Szenarien aufgetragen. Insgesamt ist der gleiche Trend wie in Abbildung 36 zu beobachten.

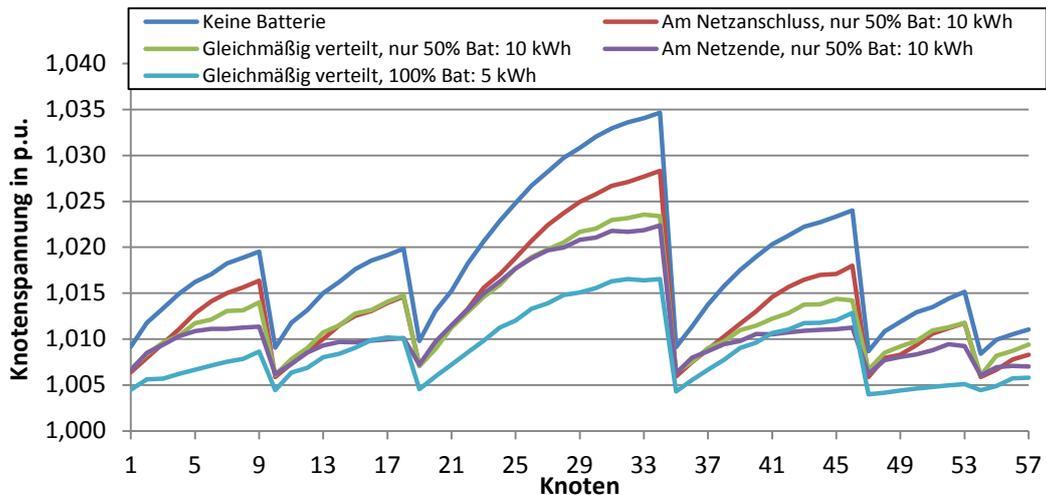


Abbildung 37: Die höchsten Knotenspannungen bei verschiedenen Batterieverteilungen.

2.4.2 Netzausbauoptimierung

Für die Netzausbauoptimierung kamen Genetische Algorithmen zum Einsatz, deren Herleitung und genaue Konfiguration in Abschnitt 6.2 beschrieben sind. Die automatische Optimierung dient dazu, eine Basisabschätzung für die Ausbaukosten zu erhalten, die im Falle eines „klassischen“ Netzausbaus anfallen würden, d. h. es werden nur Kabel und Leitungen ausgebaut sowie ggf. der Transformator durch einen größeren ersetzt. Tabelle 21 gibt eine Übersicht über die Charakteristiken der ausgewählten Referenznetze.

Tabelle 21: Für die Optimierung ausgewählte Referenznetze.

Bezeichnung	Anzahl Lasten	Anzahl Stränge	Maximale Stranglänge	Trafo
Dorf	57	5	16	160 kVA
Land (Kabel)	14	2	13	100 kVA
Land (Freileitung)	13	2	12	100 kVA
Land (Kabel, extrem)	27	2	26	160 kVA

Dorfnetz

Das Referenznetz „Dorf“ ist das größte und komplexeste betrachtete Referenznetz. Es ist wie alle Referenznetze sternförmig aufgebaut und enthält fünf Stränge mit bis zu 16 Verbrauchern pro Strang. Die Ergebnisse für die untersuchten Szenarien sind in Tabelle 22 zusammengefasst.

Zunächst ist festzuhalten, dass bis zu einem PV-Ausbau von 7,5 kWp pro Verbraucher, also der theoretischen Hälfte des Vollausbau, keinerlei Netzausbau nötig ist. Dies gilt ebenso für den Vollausbau bei einer extremen Abregelung auf maximal 30% der installierten Leistung.

Bei vollem PV-Ausbau werden selbst bei Drosselung der maximalen Einspeisung auf 60% oft bis zu 500 kW ins Netz eingespeist. Die Installation von Batterien bewirkt hier lediglich, dass dieser Fall etwas weniger oft auftritt und auf das Jahr hochgerechnet weniger Energie abgeregelt wird.

Tabelle 22: Ergebnisse der Szenarien für das Kerber Dorfnetz

Name	Eingabeparameter				Lastprofilsimulation		Kosten		
	PV [kWp]	Ausbau Batterien	Batterien [kWh]	Max. Einspeis.	Max. Einspeiseleistung [kW]	Abregelung [MWh/a]	Netzausbau	Trafo	Abregelung (pro Jahr)
PV0	0	0%	0	100%	0.0	0.0	0 €	0 €	0 €
PV15m30b10	15	50%	10	30%	256.5	118.9	0 €	0 €	8,323 €
PV15m30b5	15	50%	5	30%	256.5	142.8	0 €	0 €	9,995 €
PV15m30	15	0%	0	30%	256.5	192.4	0 €	0 €	13,470 €
PV7	7.5	0%	0	100%	273.6	0.0	0 €	0 €	0 €
PV15m60b10	15	50%	10	60%	496.3	2.6	9,039 €	15,000 €	180 €
PV15m60b5	15	50%	5	60%	502.2	4.6	9,039 €	15,000 €	323 €
PV15m60	15	0%	0	60%	511.6	14.3	9,039 €	15,000 €	998 €
PV15	15	0%	0	100%	578.7	0.0	43,094 €	15,000 €	0 €

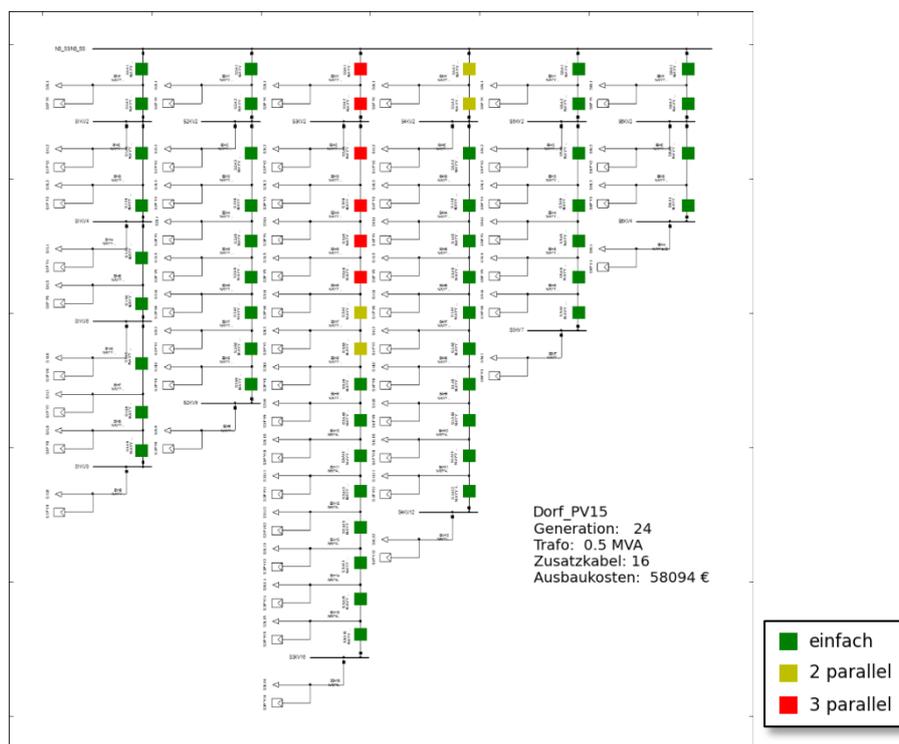


Abbildung 38: 15 kWp ohne Abregelung

Der erforderliche Netzausbau für das Szenario PV15 ist aus Abbildung 38 ersichtlich. Aufgrund der Konstruktion des Optimierers werden die Stränge immer vom Transformator ausgehend verstärkt. Im Dorfnetz benötigen selbst beim Vollausbau der PV nur der längste und der zweitlängste Strang eine Kabelverstärkung. Außerdem muss der Transformator der maximal eingespeisten Last von rund 500 kW angepasst werden.

Da die Grabungsarbeiten hier als wesentlich teurer angenommen werden als die zu verlegenden Kabel, neigt der Algorithmus dazu, immer gleich mehrere Kabel parallel zu verlegen. Da die Absenkung des Spannungsanstiegs durch ein Dreifachkabel hier jedoch meist etwas geringer ist als durch zwei aufeinander folgende Doppelkabel, kann es am Ende des ausgebauten Stranges trotzdem vorkommen dass Doppelkabel verlegt werden.

Durch die Limitierung der Einspeisung auf 60 % reduziert sich der Kabelausbau auf lediglich die zwei ersten Abschnitte des längsten Stranges (Abbildung 39).

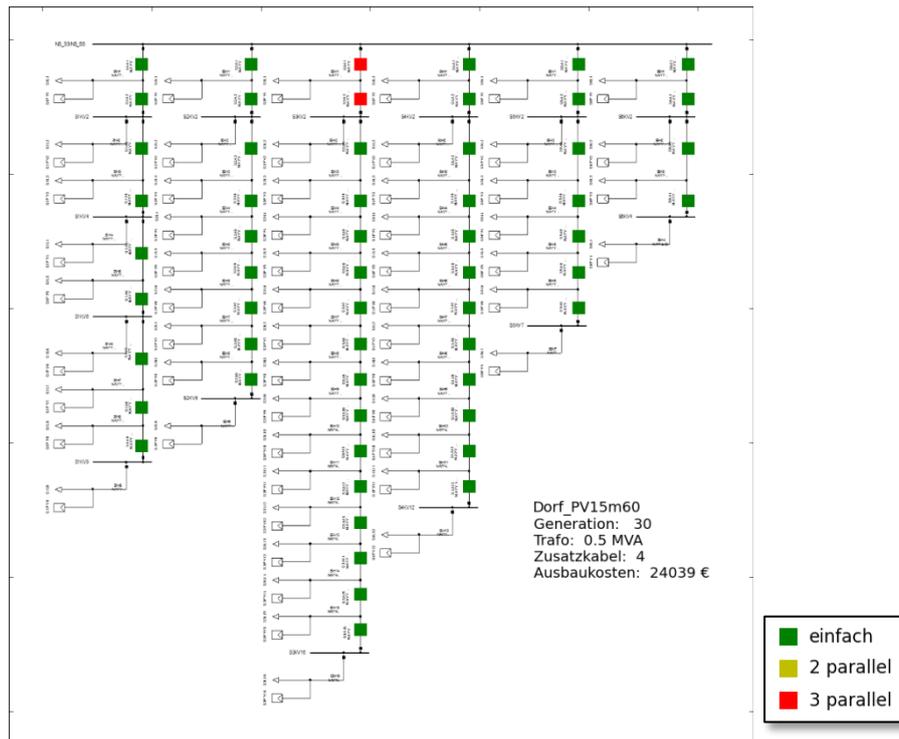


Abbildung 39: Abregelung auf max. 60% von 15 kWp, mit und ohne Batterien

Landnetz mit Kabeln

Die Optimierungsergebnisse für das Kabel-Landnetz sind aus Tabelle 23 zu ersehen. Da der längste Strang mit 13 Verbrauchern fast so lang ist wie beim Dorfnetz, ergibt sich hier prinzipiell ein ähnliches Bild. Erst bei PV-Vollausbau mit 60 % Abregelung ist die Verlegung von Verstärkungskabeln notwendig. In diesem Fall werden die ersten zwei Abschnitte dreifach ausgebaut, im Szenario PV15 die ersten vier Abschnitte (ohne Abbildung).

Interessanterweise ersetzt der Optimierer im 60 % Fall den 100-kVA-Transformator nicht, da die Leistungsspitzen von über 120 kW Einspeisung nur recht kurz auftreten. Beim unabgeregelten Fall hingegen wird der Transformator durch einen mit 500 kVA Nennleistung ersetzt, obwohl diese Leistung bei weitem nicht erreicht wird. Eine solche Überdimensionierung bewirkt ebenfalls eine leichte Absenkung des Spannungszuwachses, so dass evtl. ein Abschnitt weniger ausgebaut werden muss. Die Differenzkosten zwischen der leistungsmäßig notwendigen Trafoklasse, nämlich 160 kVA, und dem hier verwendeten Trafo betragen 7000 €. Gleichzeitig sind die Leitungslängen im Landnetz relativ groß, so dass offenbar der stärkere Trafo den Ausbau eines Leitungsabschnitts einspart, der mit höheren Kosten zu Buche schlägt.

Tabelle 23: Ergebnisse der Szenarien für das **Kerber Landnetz mit Kabeln**

Name	Eingabeparameter				Lastprofilsimulation		Kosten		
	PV [kWp]	Ausbau Batterien	Batterien [kWh]	Max. Einspeis.	Max. Einspeiseleistung [kW]	Abregelung [MWh/a]	Netzausbau	Trafo	Abregelung (pro Jahr)
PV0	0	0%	0	100%	0.0	0.0	0 €	0 €	0 €
PV15m30b10	15	50%	10	30%	63.0	29.2	0 €	0 €	2,044 €
PV15m30b5	15	50%	5	30%	63.0	35.1	0 €	0 €	2,455 €
PV15m30	15	0%	0	30%	63.0	47.3	0 €	0 €	3,308 €
PV7	7.5	0%	0	100%	66.8	0.0	0 €	0 €	0 €
PV15m60b10	15	50%	10	60%	122.1	0.6	16,251 €	0 €	44 €
PV15m60b5	15	50%	5	60%	123.6	1.1	16,251 €	0 €	79 €
PV15m60	15	0%	0	60%	125.8	3.5	16,251 €	0 €	245 €
PV15	15	0%	0	100%	142.4	0.0	32,092 €	15,000 €	0 €

Landnetz mit Freileitungen

Sehr ähnliche Ergebnisse wie im obigen Fall sind beim Landnetz mit Freileitungen zu beobachten (Tabelle 24). Hier wurden für das gesamte Netzgebiet Freileitungen angenommen, die vom Optimierer durch leistungsstärkere Typen ersetzt werden durften. Laut SWU bestehen bei den meisten Freileitungsmasten Gewichts- oder räumliche Beschränkungen, die das parallele Verlegen mehrerer Leitungen verhindern.

Tabelle 24: Ergebnisse der Szenarien für das **Kerber Landnetz mit Freileitungen.**

Name	Eingabeparameter				Lastprofilsimulation		Kosten		
	PV [kWp]	Ausbau Batterien	Batterien [kWh]	Max. Einspeis.	Max. Einspeiseleistung [kW]	Abregelung [MWh/a]	Netzausbau	Trafo	Abregelung (pro Jahr)
PV0	0	0%	0	100%	0.0	0.0	0 €	0 €	0 €
PV15m30b10	15	50%	10	30%	58.5	27.1	0 €	0 €	1,898 €
PV15m30b5	15	50%	5	30%	58.5	32.6	0 €	0 €	2,280 €
PV15m30	15	0%	0	30%	58.5	43.9	0 €	0 €	3,072 €
PV7	7.5	0%	0	100%	62.5	0.0	0 €	0 €	0 €
PV15m60b10	15	50%	10	60%	113.3	0.6	15,362 €	0 €	41 €
PV15m60b5	15	50%	5	60%	114.8	1.1	15,362 €	0 €	74 €
PV15m60	15	0%	0	60%	116.8	3.3	15,362 €	0 €	228 €
PV15	15	0%	0	100%	132.0	0.0	43,149 €	0 €	0 €

Der Ausbau verläuft in allen Szenarien bis auf das Szenario PV15 sehr ähnlich dem Kabelausbau, obwohl hier keine Grabungskosten fällig werden. Das PV15 Szenario stellt einen Sonderfall dar, da hier für die ersten Leitungsabschnitte keine ausreichend leistungsfähigen Freileitungen verfügbar sind. Hier wurde stattdessen das Verlegen paralleler Erdkabel erlaubt.

Extremes Landnetz mit Kabeln

Dieses zugegebenermaßen nicht besonders praxisnahe Netz dient der Erforschung extremer Netzausbaustaus. Hier wurde offensichtlich versäumt, eine zusätzliche Speisung von der Mittelspannung aus einzurichten und/oder das Netz in eine Maschenstruktur zu überführen.

Interessanterweise tritt selbst hier bei entsprechend massiver Abregelung noch kein Netzausbaubedarf zutage (Tabelle 25). Allerdings manifestiert sich dieser bei diesem Netztyp als einzigem bereits in Szenario PV7.

Tabelle 25: Ergebnisse der Szenarien für das extreme **Kerber Landnetz** mit Kabeln.

(a) **Maximal 3 Kabel Parallel**

Name	Eingabeparameter				Lastprofilsimulation		Kosten		
	PV [kWp]	Ausbau Batterien	Batterien [kWh]	Max. Einspeis.	Max. Einspeiseleistung [kW]	Abregelung [MWh/a]	Netzausbau	Trafo	Abregelung (pro Jahr)
PV0	0	0%	0	100%	0.0	0.0	0 €	0 €	0 €
PV15m30b10	15	50%	10	30%	121.5	56.3	0 €	0 €	3,943 €
PV15m30b5	15	50%	5	30%	121.5	67.6	0 €	0 €	4,734 €
PV15m30	15	0%	0	30%	121.5	91.2	0 €	0 €	6,381 €
PV7	7.5	0%	0	100%	129.0	0.0	34,101 €	15,000 €	0 €
PV15m60b10	15	50%	10	60%	234.9	1.2	66,537 €	15,000 €	85 €
PV15m60b5	15	50%	5	60%	237.9	2.2	66,537 €	15,000 €	153 €
PV15m60	15	0%	0	60%	242.3	6.8	66,537 €	15,000 €	473 €
PV15	15	0%	0	100%	274.3	0.0	Keine stabile Lösung möglich		

(b) **Maximal 5 Kabel Parallel**

Name	Eingabeparameter				Lastprofilsimulation		Kosten		
	PV [kWp]	Ausbau Batterien	Batterien [kWh]	Max. Einspeis.	Max. Einspeiseleistung [kW]	Abregelung [MWh/a]	Netzausbau	Trafo	Abregelung (pro Jahr)
PV0	0	0%	0	100%	0.0	0.0	0 €	0 €	0 €
PV15m30b10	15	50%	10	30%	121.5	56.3	0 €	0 €	3,943 €
PV15m30b5	15	50%	5	30%	121.5	67.6	0 €	0 €	4,734 €
PV15m30	15	0%	0	30%	121.5	91.2	0 €	0 €	6,381 €
PV7	7.5	0%	0	100%	129.0	0.0	49,047 €	0 €	0 €
PV15m60b10	15	50%	10	60%	234.9	1.2	63,294 €	15,000 €	85 €
PV15m60b5	15	50%	5	60%	237.9	2.2	63,294 €	15,000 €	153 €
PV15m60	15	0%	0	60%	242.3	6.8	63,294 €	15,000 €	473 €
PV15	15	0%	0	100%	274.3	0.0	92,483 €	15,000 €	0 €

Wie bei den anderen Netztypen hat auch hier die Menge und Kapazität der installierten Batterien keine Auswirkungen auf den Netzausbau, wohl aber auf die abgeregelte Energiemenge.

Für dieses extreme Netz war mit der Standardeinstellung (maximal drei parallele Kabel) keine Lösung ohne Überschreiten des Spannungsbandes mehr möglich. Die Experimente wurden daher mit der in der Praxis wahrscheinlich selten vorkommenden Möglichkeit, fünf Kabel parallel zu verlegen, wiederholt (Tabelle 25b). Dies führte bei den 60%-Szenarien insgesamt zu etwas niedrigeren Ausbaukosten, da durch Kabelverstärkung das Aufgraben von drei zusätzlichen Leitungsabschnitten eingespart werden konnte (Abbildung 40).

Bei Aufrüstung des Trafos wird in allen Fällen ein 0,5 MVA-Trafo eingebaut, weil dieser an anderer Stelle Kabel spart. Speziell beim Szenario PV7 ist erkennbar, dass die Kosten mit fünf parallelen Kabeln sich von denen mit drei Kabeln nur um rund 50 € unterscheiden, wobei im einen Fall der Trafo aufrüstet wird und im anderen nicht. Hier zeigt sich wiederum die Feinheit, mit der der Optimierer alle möglichen Netzkonfigurationen untersucht.

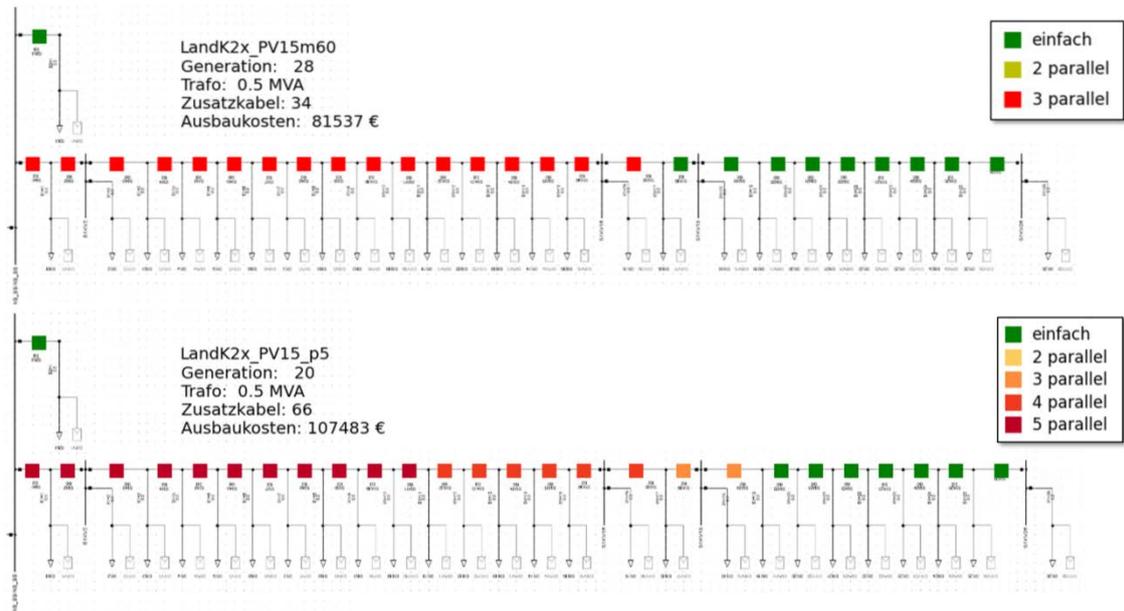


Abbildung 40: Die gefundenen Ausbaulösungen für 60% Abregelung bei maximal 3 parallelen Kabeln (oben) und maximal 5 parallelen Kabeln (Mitte), sowie fehlender Abregelung bei maximal 5 parallelen Kabeln (unten).

2.4.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Um die Netzausbaukosten besser mit den jährlich eingesparten Abregelungskosten vergleichen zu können, wurde eine grobe Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt. Dabei werden die unbekanntesten Faktoren Zins und Strompreis in einen weiten Rahmen variiert, um die Sensitivität der Ergebnisse darzustellen.

Bei der Betrachtung über einen Zeitraum von 10 Jahren zeigt sich zum einen, dass ein Vollausbau ohne Abregelung immer teurer ist als die Anpassung des Netzausbaus an eine maximale Einspeisung von 60 %. Weiterhin fällt auf, dass die Auswirkungen der Abregelung auf 30 % im Vergleich zum Vollausbau für kleinere Netze mit weniger Kostenzuwachs verbunden sind als für große Netze. Für das rein hypothetische extreme Landnetz erweist sich die starke Abregelung in Verbindung mit 10-kWh-Batterien in allen Szenarien noch als die günstigste Lösung, während sie bei den kleinen Land Kabel- und Freileitungsnetzen immerhin noch billiger ist als der volle Netzausbau.

Tabelle 26: Ergebnisse der Kostenberechnung für die Netzausbauszenarien bei Abzinsung über 10 Jahre (oben) und 20 Jahre (unten).

10 Jahre (alle Kostenangaben in k€)		Stromverkauf 12,8 ct	Stromverkauf 20 ct bis 10 ct	Stromverkauf 12,8 ct	Stromverkauf 12,8 ct
Referenznetz	Szenario	Zinsen 4 %	Zinsen 4 %	Zinsen 1 %	Zinsen 7 %
Dorf	PV15m30b10	128.4	154.0	145.6	114.4
	PV15m30b5	154.2	185.0	174.8	137.4
	PV15m30	207.8	249.3	235.6	185.1
	PV15m60b10	26.8	27.4	27.2	26.5
	PV15m60b5	29.0	30.0	29.7	28.5
	PV15m60	39.4	42.5	41.5	37.7
	PV15	58.1	58.1	58.1	58.1
Land Kabel	PV15m30b10	31.5	37.8	35.8	28.1
	PV15m30b5	37.9	45.4	42.9	33.7
	PV15m30	51.0	61.2	57.9	45.5
	PV15m60b10	16.9	17.1	17.0	16.9
	PV15m60b5	17.5	17.7	17.6	17.3
	PV15m60	20.0	20.8	20.5	19.6
	PV15	47.1	47.1	47.1	47.1
Land Kabel extrem	PV15m30b10	60.8	73.0	69.0	54.2
	PV15m30b5	73.0	87.6	82.8	65.1
	PV15m30	98.4	118.1	111.6	87.7
	PV15m60b10	79.6	79.9	79.8	79.5
	PV15m60b5	80.7	81.1	81.0	80.4
	PV15m60	85.6	87.0	86.6	84.8
	PV15	107.5	107.5	107.5	107.5
Land Freileitung	PV15m30b10	29.3	35.1	33.2	26.1
	PV15m30b5	35.2	42.2	39.9	31.3
	PV15m30	47.4	56.9	53.7	42.2
	PV15m60b10	16.0	16.1	16.1	15.9
	PV15m60b5	16.5	16.7	16.7	16.4
	PV15m60	18.9	19.6	19.3	18.5
	PV15	43.1	43.1	43.1	43.1

20 Jahre (alle Kostenangaben in k€)		Stromverkauf 12,8 ct	Stromverkauf 20 ct bis 10 ct	Stromverkauf 12,8 ct	Stromverkauf 12,8 ct
Referenznetz	Szenario	Zinsen 4 %	Zinsen 4 %	Zinsen 1 %	Zinsen 7 %
Dorf	PV15m30b10	215.1	263.5	277.4	172.5
	PV15m30b5	258.3	316.4	333.1	207.2
	PV15m30	348.1	426.5	448.9	279.2
	PV15m60b10	28.7	29.7	30.0	27.8
	PV15m60b5	32.4	34.3	34.8	30.7
	PV15m60	49.8	55.6	57.3	44.7
	PV15	58.1	58.1	58.1	58.1
Land Kabel	PV15m30b10	52.8	64.7	68.1	42.4
	PV15m30b5	63.4	77.7	81.8	50.9
	PV15m30	85.5	104.7	110.3	68.6
	PV15m60b10	17.4	17.6	17.7	17.2
	PV15m60b5	18.3	18.8	18.9	17.9
	PV15m60	22.6	24.0	24.4	21.3
	PV15	47.1	47.1	47.1	47.1
Land Kabel extrem	PV15m30b10	101.9	124.8	131.4	81.7
	PV15m30b5	122.4	149.9	157.8	98.1
	PV15m30	164.9	202.0	212.7	132.3
	PV15m60b10	80.5	81.0	81.1	80.1
	PV15m60b5	82.3	83.1	83.4	81.5
	PV15m60	90.5	93.3	94.0	88.1
	PV15	107.5	107.5	107.5	107.5
Land Freileitung	PV15m30b10	49.1	60.1	63.3	39.3
	PV15m30b5	58.9	72.2	76.0	47.3
	PV15m30	79.4	97.3	102.4	63.7
	PV15m60b10	16.4	16.7	16.7	16.2
	PV15m60b5	17.3	17.7	17.8	16.9
	PV15m60	21.2	22.6	22.9	20.1
	PV15	43.1	43.1	43.1	43.1

Drittens lässt sich feststellen, dass die Unterschiede zwischen den verschiedenen Batteriekonfigurationen meist wesentlich geringer sind als die Unterschiede zwischen den Abregelungsblöcken. Innerhalb eines Blocks weicht die 10-kWh-Batterieoption von derjenigen mit 5 kWh nur sehr wenig ab, während die Kosten stärker steigen, wenn gar keine Batterien eingesetzt werden.

Werden die entstehenden Kosten auf 20 Jahre hochgerechnet, ändert sich das Bild lediglich dahingehend, dass nun die Abregelung auf 30 % in fast allen Szenarien zur teuersten Variante wird. Die Abregelung auf 60 % bleibt weiterhin günstigste Lösung, wobei nun der Einfluss der Batterien steigt. Selbst wenige, relativ kleine Batterien wirken sich nun schon merklich auf die Kosten aus.

2.5 Technische und wirtschaftliche Schlussfolgerungen (AP 5)

Das Vorhaben beleuchtet die verschiedenen Optionen zur Netzintegration fluktuierender Stromerzeuger am Beispiel der Photovoltaik im Niederspannungsnetz. Ergebnis ist, dass grundsätzlich ab einer gewissen Durchdringung von Photovoltaik, Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz unausweichlich sind. Jedoch kann durch geeignete Festlegung maximal erlaubter Spitzeneinspeisung und Nutzung von verteilten Speichern der Netzausbaubedarf reduziert werden.

Die Anschaffung von Speichern nur mit dem Ziel Netzausbau zu vermeiden, ist vom Investitionsaufwand her nicht gerechtfertigt. Werden die Speicher jedoch aufgrund anderer Beweggründe angeschafft (zur Reduktion der Stromkosten durch Eigenverbrauch, als Möglichkeit der Notstromversorgung oder Erlangung eines gewissen Grads an „Unabhängigkeit“ von steigenden Stromkosten), so kann deren Betrieb mit sehr wenig Einbuße für das ursprüngliche „Geschäftsmodell“ des Eigentümers gleichzeitig netzdienlich erfolgen.

Die Ertragseinbußen, die für den Nutzer der PV-Anlage durch die in den technischen Vorgaben des EEG (§9 EEG 2014) festgelegte Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf 70% der Anlagenleistung entstehen liegen deutlich im einstelligen Prozentbereich der jährlichen Energieerzeugungsmenge¹⁰. Die Arbeiten im Projekt haben gezeigt, dass eine geeignete intelligente Regelung von lokalen Verbrauchern und Speichern nicht nur die Netzbelastung stark reduzieren, sondern auch den Ertragsverlust reduzieren oder gar vollständig vermeiden kann.

Für die Netzausbauplanung, die den Ausbaubedarf mit und ohne Nutzung von dezentralen Speichern (mit intelligenter Regelung dieser Speicher) bis hin zum „maximal“ zu erwartenden PV-Installationsvolumen abbildet, wurde ein automatisiertes Verfahren entwickelt und an einigen Beispielen vorgestellt.

Dieses Verfahren zur Netzausbauplanung berechnet für einen Korridor an möglichem PV-Ausbau und Lastverteilung im Netz eine optimale Ausbaustrategie des Netzes. Im Gegensatz zu den heute eingesetzten Verfahren zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs, werden nicht nur die derzeit zum Anschluss anstehenden PV-Anlagen als Kriterium genommen, sondern ein zu erwartender Korridor bis hin zur Ausschöpfung des gesamten PV-Potentials. Nutzen des erarbeiteten Verfahrens ist, die aktuellen Ausbaumaßnahmen so wählen zu können, dass sie in Richtung auf die zukünftige Belastungssituation „nachhaltig“ und gezielt dimensioniert - also kosteneffizient - sind.

¹⁰ Die Begrenzung auf 70% gilt für PV-Anlagenleistung bis 30 kWp sofern diese nicht vom Netzbetreiber abregelbar sind. Eine Wirkleistungsbegrenzung auf 60% der Anlagenleistung am Netzanschlusspunkt (nach Abzug ggf. vorhandener lokaler Last) bei gefördertem Batteriespeicher in Verbindung mit einem PV Anlage bis 30 kWp (KfW BANK, 2013).

Die Eingangsdaten des „möglichen PV-Ausbaus“ werden dabei von einer PV-Potentialanalyse (aufgrund einer Befliegung und Auswertung der vorhandenen Dachflächen, die Netzanschlussstellen zugeordnet sind) abgeleitet. Dazu muss nicht nur der schaltungstechnische Netzaufbau und die Zuordnung zu Gebäuden im Netzgebiet erfasst sein, sondern auch weitere Parameter der Gebäude, wie die Belegung zur Abschätzung der Last (z.B. bei Wohngebäude: ein- oder mehrere Parteien), die zugeordnete Dachfläche, deren PV Potential und deren geographische Verortung (Katasterdaten, GIS-Daten).

Neben diesen „grundsätzlichen“ Schlussfolgerungen, wurden im Vorhaben weitere Zusammenhänge beobachtet bzw. Fragestellungen für weitere Untersuchungen aufgeworfen, die im Folgenden stichpunktartig wiedergegeben werden:

- Der Netzausbaubedarf sollte aus Kosteneffizienzgründen generell mit einem Anteil an Abregelung berechnet werden. Dabei sind statt einer gleichförmigen Begrenzung der Einspeiseleistung auch Möglichkeiten der Abregelung in Abhängigkeit des Netzzustands zu untersuchen. Allerdings sollte ein Verfahren entwickelt werden, welches die PV-Anlagenbetreiber unabhängig von ihrem Anschlussort im Netz gleich starkbelastet.
Konkret ist nämlich zu erwarten, dass ein Kunde am Netzende einen höheren Beitrag zur Spannungsstabilisierung des Netzes aufbringen müsste als ein Kunde nahe am Einspeisepunkt des Mittelspannungsnetzes, wenn als Regel für die netzstabilisierenden Steuerung der elektrischen Speicher für alle Kunden die Einhaltung derselben Spannungsschwelle an Ihrem jeweiligen Netzanschlusspunkt gilt. Dies würde jedoch zu einer unverhältnismäßigen Belastung der Kunden am Ende eines Netzausläufers führen.
- Die Untersuchungen zur Netzentlastungswirkung von Batteriespeicher haben ergeben, dass die entlastende Wirkung auf das Netz am Ort der Erzeugung am deutlichsten ist.
- Die durch den netzentlastenden Betrieb von Batteriespeichern eingesparten Netzausbaukosten decken nicht die Investitionskosten der Speicher. Batteriespeicher refinanzieren sich durch den gestiegenen Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlagenbetreiber. Die Gewährleistung eines netzdienlichen Betriebs sollte über Anschlussbedingungen oder Anreize erfolgen. Die Bedingung des KfW Programms Erneuerbare Energien "Speicher" die maximale Einspeiseleistung im Vergleich zu PV Anlagen ohne Speicher weiter zu begrenzen, sind ein Schritt in die richtige Richtung.
- Weiterer Untersuchungsbedarf: Die grundsätzliche Aussagen des Vorhabens sind auf verschiedenste Niederspannungsnetze übertragbar. Die automatisierte Ausbauplanung wurde jedoch nur an Strahlennetzen angewendet. Untersuchungen zur Netzausbauoptimierung sollten daher in einem Folgeprojekt auf komplexere Netztopologien, wie vermaschte Netze, erweitert werden. Dabei sollten auch die Maßnahmen „dynamische Leistungsbegrenzung“, „Demand Side Management“ und der Einsatz von Quartiersspeichern direkt in die Optimierung integriert werden. Die zeitgleiche und wachsende Rückspeisung von PV-Strom in die Mittelspannungsnetze macht eine Überprüfung dieser ebenfalls nötig.
- Mit Hilfe einer Automatisierung der Datenaufbereitung, insbesondere des Einlesens der Netzstruktur könnte ein Softwareprodukt entwickelt werden, welches Netzbetreibern zur automatisierten Netzausbaubedarfsrechnung dient.
- Die Anwendung dieser vorrausschauenden Netzplanung als Grundlage für nachhaltige Investitionsentscheidungen erfordert umfangreiche Informationen die heute in den heterogenen IT-Systemen der Netzbetreiber oft nur schwer zugänglich sind. Eine Standardisierung von Schnittstellen in den IT Systemen und die Anwendung von Referenzarchitekturen für intelligente Netze würde zu deutlichen Senkung der Kos-

ten für die Nutzung der Daten und die erfolgreiche Einführung des dargestellten Verfahrens führen.

3 Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Die Ergebnisse des Vorhabens wurden in den Aktivitäten des ZSW und des Unterauftragnehmers HSU weiterverwendet.

So ist das ZSW am Projekt „Envisage“ (www.envisage-wuestenrot.de, im Rahmen von EnEff:Stadt und EnEff:Wärme) beteiligt, und verwertet dort die Algorithmen des intelligenten Beladens von elektrischen und des thermischen Speichern und des Betriebs von dezentralen Wärmepumpen zum Zweck der Eigenverbrauchserhöhung und Netzentlastung. Zusätzlich wird im Projekt „Envisage“ gefordert, die Systeme in ein virtuelles Kraftwerk einzubinden, wodurch zusätzliche Forderungen an den Algorithmus gestellt und implementiert werden müssen. In dem Projekt werden die Algorithmen dann in realen Geräten in mehreren Häusern einer Plusenergiesiedlung umgesetzt und Praxiserfahrung gewonnen. Weiterhin bringt das ZSW die Erkenntnisse in das Verbundprojekt ESPEN ein.

Schließlich ist war das ZSW im Jahr 2013 im Rahmen der Arbeitsgruppe „Smart Grids - Chancen für die Energiewende“ an der Erarbeitung der Studie „Smart Grids Roadmap Baden-Württemberg“ (www.sgp-bw.de) beteiligt. Die Potentiale von lokalem Lastmanagement zur Entlastung im Verteilnetz, der Einfluss von Abregelung und die Kopplung der Energiesysteme Strom und Wärme konnten aufgrund der Arbeiten im Projekt SYSPV-NS vom ZSW in der genannten Arbeitsgruppe kompetent vertreten werden. Im Rahmen der Studiererstellung war der Austausch mit über 100 Vertretern aus Industrie, Wissenschaft und Behörden möglich. In Weiterführung beteiligt sich das ZSW an der Initiative der Smart Grids Plattform Baden-Württemberg e.V. (www.smartgrids-bw.net), sich mit dem erarbeiteten Wissen am Projekt „Schaufenster Sonne“ des Bundes zu beteiligen¹¹.

Bevor eine wirtschaftliche Verwertung der vorgeschlagenen Algorithmen zur Netzausbauplanung möglich ist, müssen beim jeweiligen Netzbetreiber die Netzdaten detailliert eingepflegt sein und mit dem PV Potential verknüpft werden. Die notwendige Anreicherung des Netzdatenstamms geschieht bei vielen Netzbetreibern derzeit auch aus anderen Gründen, etwa zur Vereinfachung der Ortung von Fehlern. Damit öffnet sich der Weg, die im Vorhaben erarbeiteten Algorithmen bei Netzbetreibern in deren „Werkzeugkasten“ an Planungstools einzuarbeiten. So planen die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH Ihre Netzstammdaten im Ulmer Stadtteil Ludwigsfeld auf ein entsprechendes Niveau zu heben und dann Elemente der vorgeschlagenen Verfahren zu implementieren.

Die HSU bringt die Erkenntnisse in die gemeinsame Smart Grid Forschungsgruppe mit den Stadtwerken Ulm/Neu-Ulm Netze laufend ein. Die bisherigen Ausbaumaßnahmen in Hittetten konnten bestätigt werden. Auf Basis der Ergebnisse dieses Projekts ist von den Stadtwerken die Einsatz eines rONT geplant und mittelfristig auch die Erprobung eines netzdienlichen Batteriesystems beabsichtigt. Weitere Auswirkungen sind die bereits erfolgte Beschaffung eines Simulationswerkzeugs für die Netzberechnung von Strom, Gas, Wasser und Fernwärmenetzen. In der, von der Hochschule Ulm begleiteten, Einführungsphase wurden verschiedene notwendige Optimierungsmaßnahmen für eine Datenintegration des Simulationswerkzeugs deutlich. Weitere Fragestellungen befassen sich mit der Nutzung von Smart Metern für Netzbetrieb und Einspeisemanagement.

¹¹ http://www.smartgrids-bw.net/fileadmin/doc/Csells-Pressemitteilung_final.pdf

4 Forschungsergebnisse anderer Stellen

Die VDE Speicherstudie (ADAMEK u. a., 2012) stellt fest „Der auf eine Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch hin optimierte Einsatz von Speichern führt zu keiner signifikanten Entlastung der Netze (Seite 31). Jedoch besagt schon der nächste Absatz derselben Studie: „Grundsätzlich eröffnet der Speicherbetrieb jedoch neue Freiräume für den Netzbetrieb z.B. durch Redispatch zur Vermeidung von lokalen Netzüberlastungen oder Kopplungen von Energienetzen ...“, mit der Feststellung, dass diese Möglichkeiten in der Studie nicht betrachtet wurden.

In der Speicherstudie 2013 kommt das Fraunhofer ISE (HOLLINGER u. a., 2013) denn auch zum Ergebnis, dass „netzdienlicher Photovoltaik-Batteriebetrieb die Einspeisespitze aller Systeme um ca. 40% reduziert. Hieraus ergibt sich, dass 66% mehr Photovoltaik-Batterieanlagen installiert werden könnten, sofern bei diesen ebenfalls ein netzdienliches Einspeisemanagement stattfindet“. Die Aussage ist zunächst direkt ableitbar aus der Reduktion der maximalen Einspeisung von 100% auf 60% aufgrund der Anschlussbedingung von geförderten PV-Speicheranlagen. Der Kehrwert von 60% ist 1,66 - ergibt als die 66% erhöhte PV-Anschlusskapazität. Wesentlich ist die Feststellung, dass durch intelligente Beladung der Batterie und Auslegung der Batterie zu etwa 0,8 kWh pro installiertem kWp der PV-Anlage, Abregelungsverluste im Wesentlichen vermieden werden können (Fig. 2 in der Zusammenfassung der genannten Veröffentlichung). Im Vorhaben SYSPV-NS wurde eine ähnliche Dimensionierung der Batterie (Energieinhalt der Batterie von 5 kWh bei PV Anlage von 7,5 kWp) gewählt, da sie optimal im Sinne der Eigenverbrauchserhöhung für einen typischen Haushalt ist. Abbildung 34 zeigt, dass bei modellprädiktivem Betrieb des Batteriespeichers die Abregelungsverluste bei einer 60%-Leistungsgrenze für die Einspeisung von nur 0,5% auftreten, also sehr geringe Verluste in Übereinstimmung zur vorgenannten Studie des Fraunhofer ISE.

Die EnBW Verteilnetzstudie (REHTANZ & ANDERE, 2014) kommt zu einer erheblichen (25-30%) Reduktion der Ausbaurkosten der Verteilernetze durch Beschränkung der zulässigen Einspeisung aus PV auf 70% der Anlagennennleistung und für Windenergie auf 80% der Nennleistung. Die EnBW Verteilnetzstudie beleuchtet nicht die der Einsparung beim Netzausbau entgegenstehenden Kosten der Abregelung von Photovoltaikstrom. Jedoch zeigen die Ergebnisse aus dem vorliegenden Vorhaben, dass die Abregelung auf 60% der Nennleistung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vertretbar sind (Tabelle 26), obgleich die Einsparungen beim Netzausbau den Netzbetreibern zugutekommen, während die Verluste der Einspeisung beim Betreiber der PV Anlagen entstehen.

5 Veröffentlichungen von Forschungsergebnissen

Die Ergebnisse zum optimierten Betrieb von Speichern [1-3,5] und zur Netzausbauplanung [4], [6] wurden auf einschlägigen Konferenzen zur Photovoltaik (PV-Symposium in Bad Staffelstein, Europäische Konferenz zur Photovoltaik), der international größten wissenschaftlichen Konferenzreihe zum Thema Energiespeicherung, sowie einer nationalen Konferenz zu elektrischen Netzen (Otti Konferenz „Zukunftsfähige Netze“) publiziert.

Vorträge auf regionalen Tagungen [7, 9] und Veröffentlichungen des Gedankens des optimierten Betriebs von dezentralen Speichern in Zeitschriften mit breiter Leserschaft [8], haben die Anstrengungen ergänzt, einige grundlegende Erkenntnisse des Vorhabens zu verbreiten.

Der Posterbeitrag „Smart Grid Ulm Netzanalyse-Netzplanung-Netzbetrieb“ [11] wurde mit dem Smart Grid Award der Smart Grid Week 2014 in Graz ausgezeichnet.

Die Veröffentlichungen sind im Einzelnen:

- [1] Binder, J., Williams, C., Schott, B., Guenther, C., & Danzer, M. A. [2013]. Dezentrale PV Systeme: Amortisation von Batteriespeichern in Abhängigkeit von Systemauslegung, Alterung und Tarifen. In *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, Germany.
- [2] Christopher Williams, Jann Binder, Michael Danzer, Frank Sehnke [2013], Martin Felder, Battery charge control schemes for increased grid compatibility of decentralized PV Systems, *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 30. Sept. – 4. Oct. 2013, Paris.
- [3] Matthiss, B., Schott, B., Binder, J., Sehnke, F., Felder, M., & Danzer, M. A. [2013]. Analysis and comparison of battery charge control algorithms for increased grid compatibility of decentralized PV Systems. In *IREC 2013*. Berlin, Germany.
- [4] Benjamin Schott, Christopher Williams, Jann Binder, Michael A. Danzer, Gerd Heilscher, Holger Ruf, Martin Felder [2013]. Optimizing low voltage distribution networks with high feed-in of renewable energies, *IREC 2013*, Berlin.
- [5] Benjamin Mattheiß, Jann Binder, Benjamin Schott [2014]. Reduzierte Netzbelastung und optimierter Eigenverbrauch von dezentralen PV-Speichersystemen durch modellprädiktive Betriebsführung von Speichern, *OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*, 29.01.-30.01.2014, Berlin.
- [6] Konstantin Ditz, Holger Ruf, Gerd Heilscher, Florian Meier, Benjamin Schott, Martin Felder, Jann Binder [2014], Varianten des Netzausbaus durch vorausschauende Netzplanung und -optimierung, *OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*, 29.01.-30.01.2014, Berlin.
- [7] Binder J [2013], Potenziale für Eigenverbrauch und Auslegung von elektrischen und thermischen Speichern in Gebäuden ... bei gleichzeitig netzdienlichem Speicherbetrieb“, *Micro Smart Grids Tagung Fraunhofer IAO*, Stuttgart, 3. Dez. 2013.
- [8] Katharina Ertmer, Mehr Sonne in die Batterie, Zeitschrift Sonne Wind Wärme 06/2013.

- [9] Daniel Funk, Holger Ruf, Gerd Heilscher, Florian Meier, Falko Ebe [2014], Einfluss verschiedener Modultechnologien auf ein Niederspannungsnetz, OTTI-Konferenz „29. Symposium Photovoltaische Solarenergie“, 12 – 14. März. 2014, Bad Staffelstein, Germany
- [10] Konstantin Ditz, Holger Ruf, Gerd Heilscher, Florian Meier, Falko Ebe, Benjamin Schott, Martin Felder, Jann Binder [2014], Alternative zum Netzausbau durch vorausschauende Netzplanung und -Optimierung, OTTI-Konferenz „29. Symposium Photovoltaische Solarenergie“, 12 – 14. März. 2014, Bad Staffelstein, Germany
- [11] Holger Ruf, Tobias Kaufmann, Konstantin Ditz, Daniel Funk, David E. Stakic, Gerd Heilscher [2014], Smart Grid Ulm Netzanalyse-Netzplanung-Netzbetrieb, Smart Grids Weeks, 21 – 23. Mai. 2014, Graz, Austria
- [12] Heilscher G., Rabe W. ; „Stadtwerke im EEG-Dilemma – Ergebnisse aus den Smart Grid Testgebieten der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH“; Smart Grid Gespräche für Stadtwerke, Smart Grid Plattform BW, Ulm 30. Mai 2014.

6 Dokumentation verwendeter Verfahren und Algorithmen

6.1 Lastprofilgenerator

Die in dieser Studie zur Netzsimulation verwendeten Lastprofile wurden mithilfe eines verhaltensbasierten Lastprofilgenerators synthetisch generiert. Dieser wurde von Noah Pflugradt an der Universität Chemnitz entwickelt (PFLUGRADT, 2012). In Abbildung 41 ist die Funktionsweise des Lastprofilgenerators dargestellt.

Bei der Erstellung der Lastprofile wurde die Verteilung der Haushalts-Typen und Größen im Simulator an die vom Statistischen Bundesamt für Deutschland herausgegebene Werte angepasst. Das resultierende Summenlastprofil wurde mit dem H0-Profil verglichen und zeigte eine hohe Übereinstimmung. Zusätzlich wurden die Profile mit real gemessenen Einzel-lastprofilen verglichen.

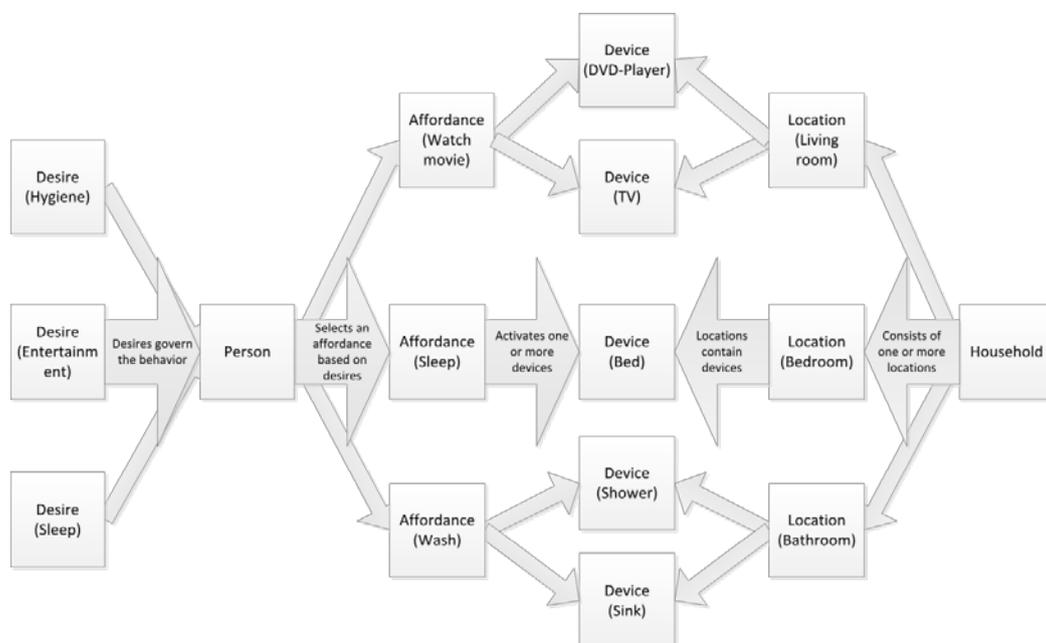


Abbildung 41: Funktionsweise des verhaltensbasierten Lastprofilgenerators (PFLUGRADT, 2012)

6.2 Automatische Netzoptimierung

Die automatische Optimierung der Netze mit Hilfe von evolutionären Algorithmen wurde in zunächst implementiert und im Projektverlauf in verschiedener Hinsicht verbessert.

Das allgemeine Schema evolutionärer Algorithmen ist in Abbildung 42 dargestellt. Im Rahmen des vorliegenden Projektes ist der Python-Optimierer für alle Schritte außer Terminierung und Bewertung zuständig. Die Bewertung eines gegebenen Genoms erfolgt in PF, indem aus den Genomparametern das zugehörige Netz rekonstruiert und die Fitnessfunktion über alle Zeitschritte berechnet wird.

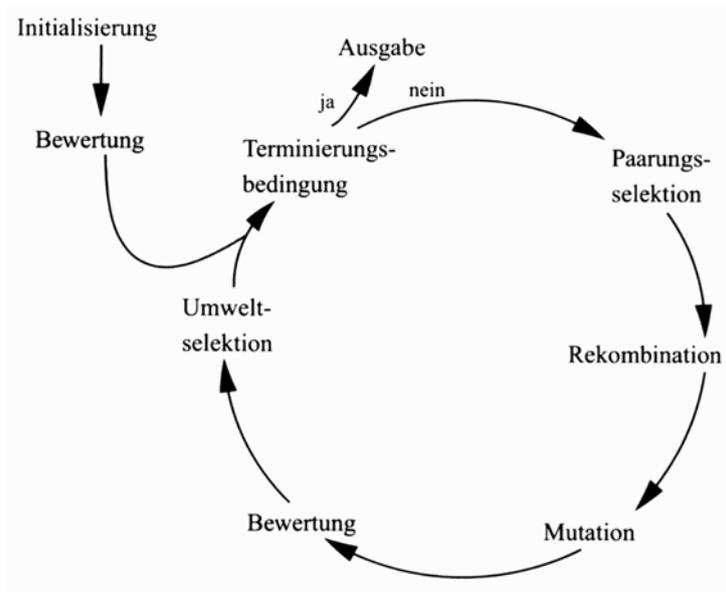


Abbildung 42: Allgemeines Schema des Zyklus' evolutionärer Algorithmen (WEICKER, 2007).

6.2.1 Szenarien und Netzkomponenten

Aus den verschiedenen zur Verfügung stehenden Referenznetzen wurden die in aufgeführten für die Optimierung ausgewählt. Die „Stadt“- und „Vorstadt“-Netze enthalten bereits zu viele und/oder zu starke Kabel, um von der PV noch nennenswert gestört zu werden. Bei den „Land“-Netzen gibt es noch andere Untertypen, die nur etwa halb so viele Hausanschlüsse aufweisen und bei denen daher ebenfalls keine Probleme zu erwarten sind.

Im Laufe der Entwicklung des Projektes wurden, wie in Abschnitt 2.1 diskutiert, verschiedene Netzausbau- und Politikoptionen aus der automatischen Optimierung entfernt und in separate Untersuchungen ausgelagert. Das resultierende Restgenom für die Referenznetze enthält nun nur noch den *Trafotyp* und die *Anzahl paralleler Kabel* für alle im Netz verbauten Kabel.

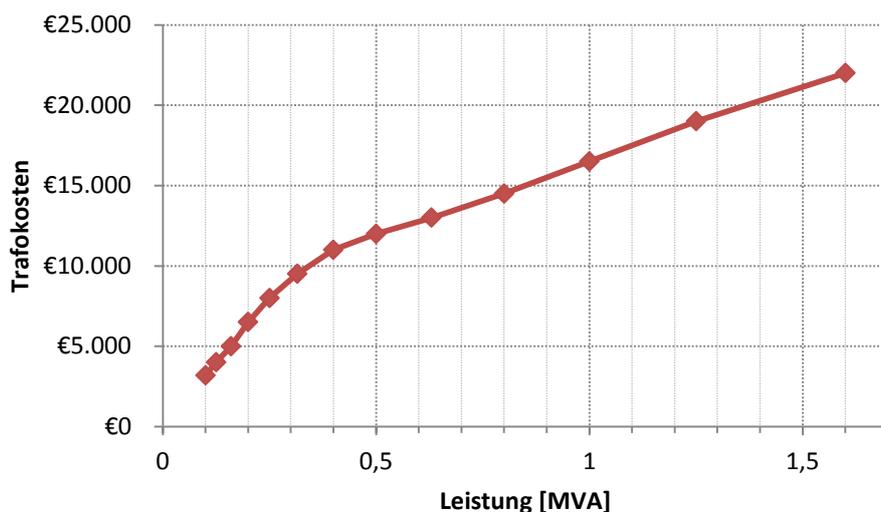


Abbildung 43: Kosten eines neuen Transformators in Abhängigkeit der Trafoleistung, nach Angaben von SWU und (KERBER, 2010). Ab einer Leistung von 0,8 MVA wurden zusätzliche Kosten von 50.000€ für ein neues Transformatorhäuschen fällig..

Die Kosten für den Trafo wurden wie in Abbildung 43 implementiert, ausgehend von Informationen der SWU und (KERBER, 2010). Es gibt zwar im Prinzip die Möglichkeit, ausgebaute Trafos an anderer Stelle wieder zu verwenden, aber dies hängt von Informationen ab, die uns für die Referenznetze nicht zur Verfügung stehen (Trafozustand usw.) und wurde deshalb nicht berücksichtigt. Dabei werden nach Diskussion mit der SWU die Arbeits- und Materialkosten für den Austausch mit 3000 € relativ niedrig angesetzt. Bei Ausbaubedarf wird immer der Trafo gegen einen leistungsfähigeren getauscht, die Installation einen zweiten, parallelen Trafos ist zwar in PF leicht möglich, spielt jedoch laut SWU in der Praxis keine Rolle.

Nach Informationen der SWU werden bei Ausbaubedarf lediglich Freileitungen durch leistungsstärkere Typen ersetzt, da hier der Platz begrenzt ist. Bei Erdkabeln wird zur Verstärkung dem vorhandenen Kabel ein weiteres Kabel desselben Typs hinzugefügt. Die hauptsächlichsten Kosten entstehen hier durch das Aufgraben des Kabelschachtes: Diese können laut SWU bzw. (STETZ & BRAUN, 2011) mit 100 €/m angesetzt werden, wohingegen die Kabel inkl. Material, Montage, Dokumentation, Schaltmaßnahmen und Kabelprüfung nur um die 20 €/m kosten.

Bezüglich des Leitungsausbaus wurden zwei verschiedene Möglichkeiten der Genomkodierung untersucht. Die allgemeinere, generische Kodierung (Abbildung 44a) benutzt ein „Gen“ – also eine Ganzzahl – für jeden Leitungsabschnitt, welche die Anzahl der parallelen Erdkabel bzw. bei Freileitungen den Typ angibt, wobei die Leitungstypen in einer Liste mit zunehmendem Querschnitt angeordnet sind.



Abbildung 44: Verschiedene Kodierungsarten für das Genom, die im Projekt untersucht wurden.

In (Abbildung 44b) ist eine auf Sternnetze angepasste Kodierung gezeigt. Diese ist wesentlich kompakter und bietet zusätzlich den Vorteil, dass in der Praxis unrealistische Fälle wie der in Abbildung 45 dargestellte nicht auftreten können.

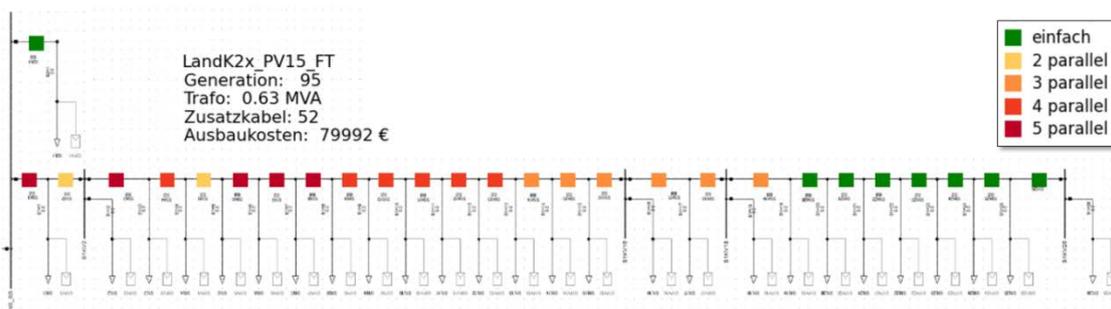


Abbildung 45 : Beispiel einer im Rahmen der gesetzten Optimierungsziele korrekten, aber pathologischen Lösung für das Referenznetz „Landnetz (Kabel, extrem)“. Die Unterbrechung des Vollaubaus in den ersten Abschnitten kommt hier durch exakt gleiche Leitungslängen der Abschnitte zustande. Es gibt hier mehrere gleichwertige Lösungen die alle das Spannungsband und die Leitungskapazitäten nicht überschreiten.

6.2.2 Fitnessfunktion

Aus technischen Gründen empfiehlt sich bei Genetischen Algorithmen die Maximierung der sog. „Fitness“, die jedem erzeugten Netz zugewiesen ist. Durch die Konstruktion des Algorithmus ist sichergestellt, dass sich Netze mit höherer Fitness stärker vermehren und ihre „Nachkommen“ durch Rekombination und Mutation noch bessere Netze evolvieren. Für die Berechnung der Fitness werden daher die mit den Angaben im vorherigen Abschnitt ermittelten Ausbaurkosten von einem vorgeschriebenen Maximalwert abgezogen, so dass größere Fitness geringere Ausbaurkosten impliziert.

Die Fitness wird sodann mit einem Straffaktor < 1 multipliziert, der aus den beobachteten Spannungsband- und Lastüberschreitungen ermittelt wird. Das zulässige Spannungsband wird hier mit $\pm 5\%$ festgelegt, da davon auszugehen ist, dass aus der Mittelspannung gerade in kritischen Fällen ebenfalls Störungen einwandern – hohe PV-Einspeisung tritt oft großflächig auf. Ab einer Abweichung von $\pm 3\%$ wird bereits ein sehr kleiner Straffaktor aktiv, der zwar keinen Netzausbau anreizt, aber dabei hilft, gültige kostenmäßig äquivalente Lösungen zu unterscheiden. Diese treten bei den Referenznetzen gelegentlich auf, da viele Leitungsabschnitte exakt gleich lang sind. Lastüberschreitungen werden über das ganze Netz aufsummiert und gehen quadratisch in den Straffaktor ein, um eine gewisse Toleranz gegenüber kleinen Überlasten zu modellieren.

Es wurde bereits anderweitig untersucht, wie der maximal mögliche PV-Zubau bei gegebenem Netzausbau von der Verteilung von Nettolasten abhängt (MENDE & PREMM, 2013). In unserem Fall ist die Problemstellung für die Referenznetze etwas anders: Wie muss der Netzausbau erfolgen, damit bei gegebenem PV-Zubau unabhängig von der Verteilung der Nettolasten keine Spannungsüberhöhung auftritt – oder zumindest nur in tolerablem Maß. Die Verteilung der Nettolasten kann jedoch nicht wie im erwähnten Aufsatz 50x neu ausgewürfelt und jeweils ein kompletter Optimierungslauf durchgeführt werden, da dies viel zu lange dauern würde. Stattdessen werden die Lasten alle paar Stunden neu verteilt, und diese Verteilungen jede Generation variiert, wobei hier jeweils eine von 50 Möglichkeiten ausgewürfelt wird. Damit können wir zwar nicht garantieren, dass die ungünstigste Lastverteilung auftritt, aber die Wahrscheinlichkeit für zumindest einige problematische Kombinationen ist sehr hoch. Da es hier um das Verhalten im ungünstigsten Lastfall geht, wird der kleinste Straffaktor verwendet, der bei irgendeinem simulierten Zeitpunkt auftritt, um die Fitness einer Netzkonfiguration festzulegen.

6.2.3 Lazy Evaluation

Eine im ML-Umfeld übliche Technik zur Verringerung des Zeitbedarfs von Optimierungsrechnungen ist die sog. *Lazy Evaluation*. Darunter ist zu verstehen, dass die Fitnessfunktion nicht immer auf dem vollen Datensatz ausgewertet wird, sondern nur auf einem möglichst repräsentativen Teildatensatz. In vorliegenden Fall bietet es sich an, für die Berechnung von Straftermen nur jeden N-ten Zeitschritt zu verwenden. Damit sinkt die Rechenzeit zunächst grob um den Faktor N. Im Laufe eines Optimierungslaufes wird dann dieser Faktor Schritt für Schritt verkleinert, denn die Zielfunktion muss umso genauer berechnet werden, je näher sie sich bereits am Optimum befindet.

In diesem Zusammenhang ist eine „Auswertung“ definiert als die Berechnung der Zielfunktion für eine bestimmte Netzkonfiguration unter Verwendung der durch den Faktor N – oder andere Auswahlkriterien – vorgegebenen Zeitschritte.

6.2.4 Optimierungsalgorithmus

Nachdem zu Beginn des Projektes nicht ganz klar war, welche Parameter in das „Genom“ eines Netzes eingehen, war der erste Ansatz, eine Evolutionsstrategie (ES) zu implementieren. Diese Lösung ist die flexibelste, wenn es um gemischt-ganzzahlige Optimierung mit starken Einschränkungen des Suchraums geht (begrenzte Anzahl von Trafo-/Leitungstypen usw.). Charakteristikum der ES ist die automatische Anpassung der Explorationsgeschwindigkeit (hier: Mutationsrate) für jeden einzelnen Parameter im Genom. Dies ist insbesondere dann nützlich, wenn die Parameter ganz verschiedene Aspekte des Netzes – mit entsprechend verschiedenen Randbedingungen – betrachten.

Die ersten Experimente wurden mit dem Anfangs implementierten ES-Algorithmus durchgeführt. Für das verbliebene Genom stellte sich dieser Algorithmus jedoch aus verschiedenen Gründen nicht mehr als ganz optimal heraus: Zum einen besteht lediglich noch eine Parameter-Inhomogenität, nämlich der Trafotyp im Gegensatz zur Anzahl paralleler Kabel. Zum anderen enthält das Genom nunmehr ausschließlich ganzzahlige Werte. Das Problem fällt somit in den Anwendungsbereich Genetischer Algorithmen (GA). Im Gegensatz zur ES verfolgt der GA nicht die Anpassungsrate jedes Parameters mit, und die Mutation erfolgt gleichverteilt auf ganzen Zahlen anstatt mit einer diskretisierten Gaußverteilung.

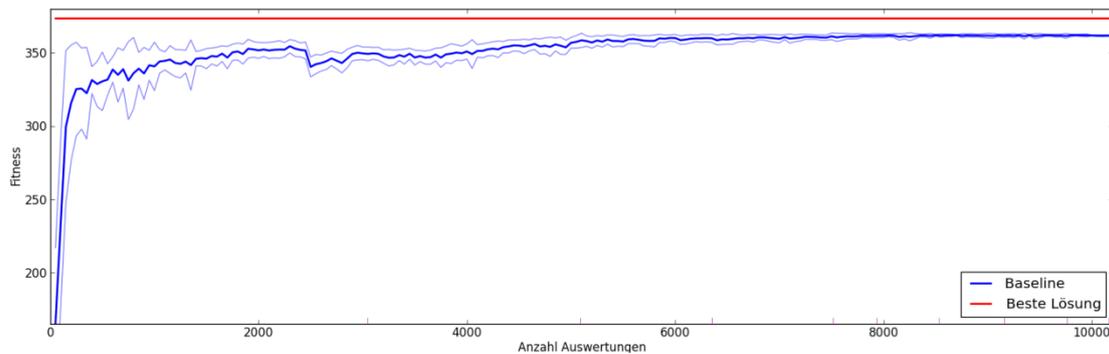


Abbildung 46: Früher Optimierungsversuch des Kerber-Dorfnetzes mit Hilfe einer Evolutionsstrategie (ES). Die Baseline ist der Mittelwert der Fitness über die ganze Population, der Bereich einer Standardabweichung wird von den dünnen Kurven umgrenzt. Die "Beste Lösung" ist in diesem Versuch nicht relevant.

In Abbildung 46 sieht man einige der Schwierigkeiten, die das ES-Verfahren mit dem gegebenen Problem hat:

- Das Umschalten zwischen verschiedenen Stufen der Lazy Evaluation (hier z.B. bei ca. 1500 und bei 3000 Auswertungen) setzt entweder die Variabilität im Genpool stark herab oder stört die Konvergenz empfindlich, da die erlernten Explorationsraten dann evtl. nicht mehr zutreffend sind.
- Die Variabilität des Genpools nimmt von alleine schnell ab, so dass bereits nach etwas 8000 Auswertungen nicht mehr mit wesentlichen Verbesserungen der Lösung zu rechnen ist.

Um diese Schwierigkeiten zu umgehen wurde ein GA mit Turnierselktion und deterministischer Mutationsratenadaptation (BÄCK & SCHÜTZ, 1996) implementiert. Dadurch wird Variabilität der Population immer wieder auf einen geeigneten Wertebereich eingestellt. Allerdings konnten die Probleme mit LE nicht behoben werden, dies erforderte eine genauere Analyse der auftretenden Lastfälle, wie im folgenden Abschnitt diskutiert.

6.2.5 Auswahl der Lastfälle

Mit Hilfe des Lastgangsimulators wurden für die automatische Optimierung zunächst zehn Tage des Jahres simuliert, die zusammen genommen eine ähnlich kumulierte Lastverteilung aufweisen wie das gesamte Jahr. Ein zweiter Datensatz bestand aus elf strahlungsreichen Tagen, fünf davon klar und sechs mit ziehender Bewölkung. Abbildung 47 zeigt für diese elf Tage beispielhaft eine der jeweils 50 simulierten Lastverteilungen, die für einen Optimierungslauf genutzt werden.

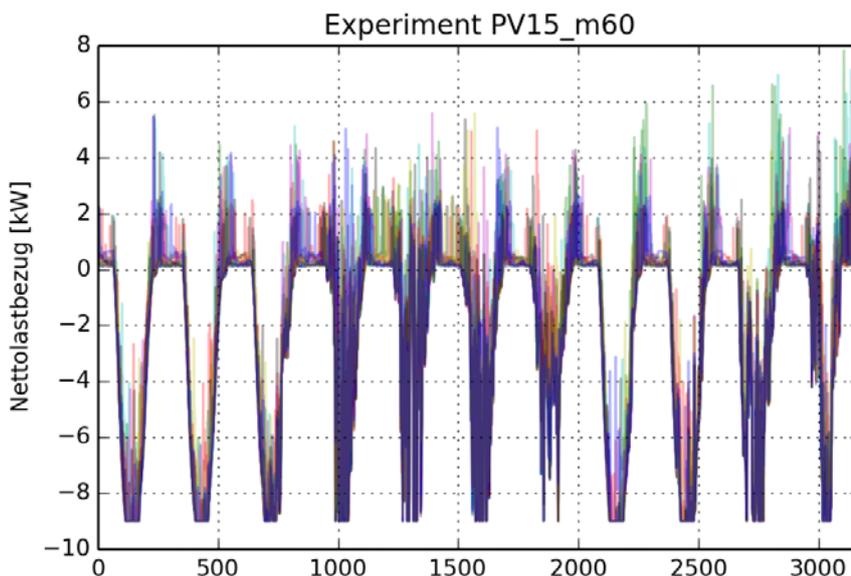


Abbildung 47: Nettolastkurven aller Verbraucher des Dorfnetzes bei 60% Abregelung.

Der zweite Datensatz wurde simuliert, nachdem sich heraus stellte, dass der für statistische Untersuchungen (Abschnitt 2.4.1) generierte Datensatz für Optimierungszwecke zu wenige extreme Fälle aufwies. Dies ist beispielhaft an Abbildung 48 zu erkennen: Von den ursprünglichen 2400 Zeitschritten (6 min Auflösung x 10 Tage) verbleiben nach Entfernen der Nächte noch 1835. Nur die etwa 350 rot markierten Zeitschritte (in einer bestimmten Lastkonfiguration über alle Verbraucher betrachtet) verursachen im Grundzustand des Referenznetzes überhaupt eine Verletzung der Last- oder Spannungsbandkriterien, und tragen damit zur Optimierung bei. Wird Optimierer nur von diesen Zeitschritten angetrieben, findet er nach kurzer Zeit Netzkonfigurationen, bei denen nur noch sehr wenige Zeitschritte zur Überschreitung führen (im Beispiel die drei mit Sternchen markierten). Werden dann nur diese Zeitschritte über alle erwürfelten Lastkonfigurationen gesammelt und als Trainingsdaten verwendet, konvergiert der Algorithmus sehr gut und benötigt kein LE mehr.

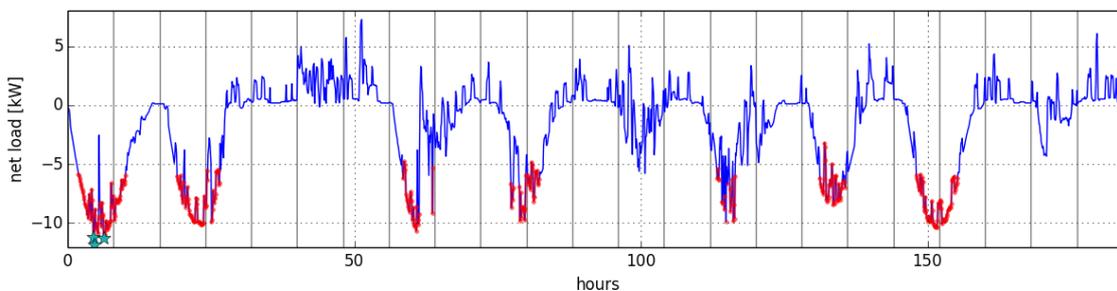


Abbildung 48 : Lastsimulation für einen bestimmten Haushalt im Dorfnetz nach Entfernen der Nächte. Beschreibung siehe Haupttext.

Beim zweiten Datensatz treten naturgemäß wesentlich mehr Hochlastfälle auf. Diese sind jedoch ausnahmslos mit den Situationen identisch, in denen die Summenlast über alle Haushalte annähernd maximal ist. Mit Hilfe dieser Erkenntnis wurde ein vereinfachtes Verfahren entwickelt, das schneller ist als das oben beschriebene Doppeltraining und zu robusteren Ergebnissen führt als die anfangs angewandte LE auf den Tagesdaten. Es besteht aus fünf Schritten:

1. Erzeugung von 200 verschiedenen Lastkonfigurationen durch zufälliges Ziehen der Haushaltslasten aus den 14 simulierten Nettolastgängen. Diese Konfigurationen werden abgespeichert und für alle Szenarien analog verwendet.
2. Für jede Konfiguration die 20 Zeitschritte mit den höchsten Summenlasten merken.
3. Aus diesen 4000 Zeitschritten alle Duplikate entfernen. Diese treten in Abregelungsszenarien auf, wenn z. B. alle Verbraucher mit 60% einspeisen.
4. Von den verbleibenden Zeitschritten die 100 höchsten Summenlasten auswählen.
5. Optimierung ohne LE auf diesem Datensatz durchführen.

Die LE wird hier somit durch eine gezielte Vorauswahl relevanter Daten ersetzt. Der Ablauf einer typischen Optimierung ist in Abbildung 49 dargestellt. Die Populationsgröße betrug 100, die hier gewählte Standardlänge des Laufes von 12000 Auswertungen entspricht also 120 Generationen. Einzelne Läufe wurden testweise bis 250 Generationen durchgeführt, was aber in keinem Fall zu einer Verbesserung der Lösung beitrug.

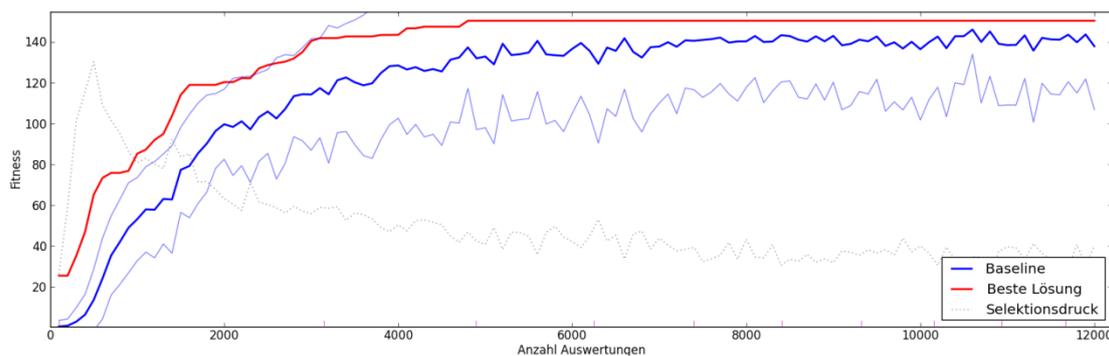


Abbildung 49: Typischer Verlauf einer Optimierung mit dem finalen Verfahren. Bezeichnungen wie in Abbildung 46. Zusätzlich ist der Selektionsdruck angedeutet, ein automatisch angepasster Parameter der mit der Zeit verringert wird um die Variabilität der Population

6.2.6 Testgebiet 1 Einsingen



Abbildung 50: Satellitenbild vom Testgebiet Einsingen

Das Testgebiet wurde auf der Grundlage der von der SWU Netze GmbH erhaltenen Daten angelegt. Zusätzlich wurde für jedes Gebäude des Testgebiets eine PV-Anlagen-Größe definiert. Die Leistungen der PV-Anlage wurden aus der Größe der geeigneten Fläche der Solardachpotentialanalyse und der Charakteristik der Modultechnologie (Modulwirkungsgrad) ermittelt. Damit konnte auch der Einfluss der Modultechnologie auf die Netzbelastung untersucht werden. Tabelle 20 zeigt wichtige Kenndaten des Modells von Testgebiet 1.

Tabelle 27: Kenndaten des Testgebiets 1

Anzahl Transformatoren	1
Mittlerer Jahresverbrauch pro Hausanschluss in kWh	7.660
Mittlere installierbare Leistung pro Hausanschluss in kWp	14,2
Anzahl Hausanschlüsse	136
Gesamte installierte Leistung in kWp (Bestands PV)	241
Maximal installierbare Leistung in kWp (Bestand und Dachpotential)	1.931
Anzahl der im Modell hinterlegten PV-Anlagen	319
Gesamtlast des Testgebiets in MWh	1.042

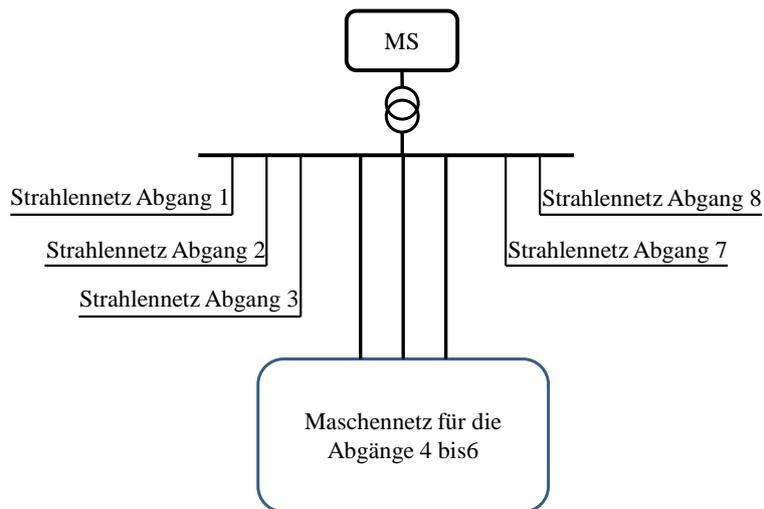


Abbildung 51: Topologie im Testgebiet Einsingen

6.2.7 Testgebiet 2 Hittistetten



Abbildung 52: Satellitenbild vom Testgebiet Hittistetten

Als zweites Testgebiet wurde im Netzgebiet der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH die Gemeinde Hittistetten der Stadt Senden ausgewählt. Das Testgebiet liegt in Süddeutschland auf den Koordinaten 48,33°N und 10,1°O in einer Höhe von 530m. Hittistetten hat eine hohe Durchdringung an PV-Anlagen, wie sie typisch in ländlichen Gemeinden in Süddeutschland anzutreffen ist. Bilanzell gesehen sind die erzeugte und verbrauchte Energie in Hittistetten ausgeglichen. Der Anteil der direkten Nutzung der Solareinspeisung in Hittistetten beträgt etwa 35% des Energiebedarfs. 65% der Solarenergie werden über die Transformatoren in das Mittelspannungsnetz eingespeist. In Tabelle 21 ist eine Übersicht über die grundlegenden Daten des Testgebiets 2 gegeben.

Tabelle 28: Kenndaten des Testgebiets 2

Anzahl Transformatoren	2
Mittlerer Jahresverbrauch pro Hausanschluss in kWh	9.300
Mittlere installierbare Leistung pro Hausanschluss in kWp	32
Anzahl Hausanschlüsse	112
Gesamte installierte Leistung in kWp (Bestands PV)	1.021
Maximal installierbare Leistung in kWp (Bestand und Dachpotential)	2.071
Anzahl der im Modell hinterlegten PV-Anlagen	145
Gesamtlast des Testgebiets in MWh	1.022

7 Literatur

- Adamek, Franziska ; Aundrup, Thomas ; Crotogino, Fritz ; Glausinger, Wolfgang ; Kleimaier, Martin ; Landinger, Hubert ; Leuthold, Matthias ; Lunz, Benedikt ; Moser, Albert ; u. a. ; VDE (Hrsg.): *Energiespeicher für die Energiewende: Speicherbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)*, 2012
- Agricola, Annegret-Cl. ; Höflich, Bernd ; Richard, Philipp ; Völker, Jakob ; Rehtanz, Christian ; Greve, Marco ; Gwisdorf, Björn ; Kays, Jan ; Noll, Theresa ; u. a.: *dena- Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin : Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012
- Bäck, Thomas ; Schütz, Martin: Intelligent mutation rate control in canonical genetic algorithms. In: Raś, Z. W. ; Michalewicz, M. (Hrsg.): *Foundations of Intelligent Systems, Lecture Notes in Computer Science* : Springer Berlin Heidelberg, 1996 — ISBN 978-3-540-61286-5, 978-3-540-68440-4, S. 158–167
- Binder, Jann ; Williams, Christopher ; Schott, Benjamin ; Guenther, Clemens ; Danzer, Michael A.: Dezentrale PV Systeme: Amortisation von Batteriespeichern in Abhängigkeit von Systemauslegung, Alterung und Tarifen. In: *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, Germany, 2013
- BMWi: *Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie- Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie* (Auftragsstudie Bundesministerium für Wirtschaft Nr. 08/28). Berlin : Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST und VK Partner, 2009
- Bodach, Mirko: *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen*. Chemnitz, Technische Universität Chemnitz, 2006
- Büdenbender, K. ; Barth, H. ; Braun, M. ; Straiß, P.: Eigenverbrauch: Wirtschaftlichkeit und Technik, neue Einspeiseregeln. 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Bad Staffelstein (Poeterbeitrag A2), OTTI e.V., Bereich erneuerbare Energien, Regensburg (2011)
- Dennenmoser, M. ; Steiniger, S. ; Eichstädt, J.: Challenge of the storage demand – The chances and barriers of batteries. Vortrag 8th IRES, Berlin, November 2013. (2013)
- Dittmar, Rainer ; Pfeiffer, Bernd-Markus: *Modellbasierte prädiktive Regelung* : Oldenbourg Verlag, 2004
- Doughty, Daniel H. ; Butler, Paul C. ; Akhil, Abbas A. ; Clark, Nancy H. ; Boyes, John D.: Batteries for large-scale stationary electrical energy storage. In: *The Electrochemical Society Interface* (2010), S. 49–53. — 00039
- energynautics GmbH: [r]enewables 24/7 - INFRASTRUCTURE NEEDED TO SAVE THE CLIMATE. Studie im Auftrag von Greenpeace International und dem European Renewable Energy Council (EREC) (2010)
- Fraunhofer IWES (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik) ; BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.): *Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario „Stromversorgung 2020“*. Hintergrundpapier zur Studie von Fraunhofer IWES im Auftrag des BEE. Kassel, Berlin : Fraunhofer IWES, BEE, 2009

- Fuchs, Georg ; Lunz, Benedikt ; Leuthold, Matthias ; Sauer, Dirk Uwe: *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität, im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP)*. Berlin : RWTH Aachen, 2012
- Grebe, Roland ; Kever, Felix: Dezentrale Batteriespeicher für die Stromversorgung der Zukunft. In: *building&automation* (2012), Nr. 5
- Hollinger, Raphael ; Wille-Hausmann, Bernhard ; Erge, Thomas ; Sönnichsen, Jan ; Stillahn, Thies ; Kreifels, Niklas: *Speicherstudie 2013 Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern*. Freiburg : Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2013
- IEA/IRENA: *Electricity Storage - Technology Brief* (Technology Policy brief Nr. E18) : IEA-ETSAP, IRENA, 2012
- Kanngießer, A.: Modellbasierte Bewertung von Speicheranwendungen für Großbatterien im Netz, Vortrag, 2. VDI-Konferenz „Elektrochemische Energiespeicher für stationäre Anwendungen“. Ludwigsburg, Fraunhofer UMSICHT (2012)
- Kerber, Georg: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*, TU München, Dissertation, 2010. — 00000
- Kerber, Georg ; Witzmann, Rolf: Belastbarkeit von Verteilsnetzen für Einspeisung aus Photovoltaik. Vortragsreihe des VDE Arbeitskreises Energietechnik (2009)
- KfW Bank: KfW-Programm 275 Erneuerbare Energien „Speicher“ unter: https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf, letzter Abruf 15.12.2014 (2013)
- Linszen, J. ; Schulz, A. ; Mischinger, S. ; Maas, H. ; Günther, C. ; Weinmann, O. ; Abbassi, E. ; Bickert, S. ; Danzer, M. A. ; u. a.: *Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen, Energie & Umwelt / Energy & Environment 150 Advances in Systems Analyses 1*. Jülich, Deutschland : Verlag des Forschungszentrums Jülich, 2012 — ISBN 978-3-89336-811-2
- Lödl, Martin ; Witzmann, Rolf ; Metzger, Michael: Abschätzung des Speicherbedarfs in Niederspannungs-Verteilsnetzen mit einem hohen Anteil dezentraler und fluktuierender Einspeisung. In: *Haus der Technik*. Mainz, 2010
- Lu, Ning ; Weimar, Mark R. ; Makarov, Yuri V. ; Ma, Jian ; Viswanathan, Vish V.: *The Wide-area Energy Storage and Management System: Battery Storage Evaluation* : Pacific Northwest National Laboratory Richland, WA, 2009
- Matthias, Benjamin ; Schott, Benjamin ; Binder, Jann ; Sehnke, Frank ; Felder, Martin ; Danzer, Michael A: Analysis and comparison of battery charge control algorithms for increased grid compatibility of decentralized PV Systems. In: *IREC 2013*. Berlin, Germany, 2013
- Mende, Denis ; Premm, Daniel: Erhöhung der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen - Grenzen und Potentiale. In: 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Bad Staffelstein, 2013, SMA (2013)
- Moseley, P.: Partial State-of-Charge Duty — A Challenge but Not a Show-Stopper for Lead-Acid Batteries. Presentation 13th UECT, Ulm, July 2012. (2012)

- Pflugradt, Noah: TU Chemnitz: Fakultät MTU Chemnitz: Fakultät Maschinenbau – Load profile generator. Retrieved October 18, 2012, from <http://www-user.tu-chemnitz.de/~noah/download.phpmaschinenbau – Load profile generator>. (2012)
- Pillot, Christophe: The Rechargeable Battery Market and Main Trends 2012-2025.
- Rehtanz, Christian ; andere: EnBW Verteilnetzstudie, TU Dortmund, ie³, ef.Ruhr GmbH, 06.12.2013. Präsentation hierzu: http://www.smartgrids-bw.net/uploads/media/2014_07_23_EnBW_Verteilnetzstudie_SGP_Huber.pdf, abgerufen am 15.09.2014. (2014)
- Reiß, Thomas ; Sauer, Andreas ; Thielmann, Axel: *Energiespeicher-Monitoring für die Elektromobilität (EMOTOR)*. Karlsruhe : Fraunhofer ISI, 2013
- Sauer, Dirk Uwe: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. In: *Solarzeitalter* (2006), Nr. 4, S. 12–34
- Sauer, Dirk Uwe ; Leuthold, Matthias ; Magnor, Dirk ; Lunz, Benedikt: *Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen, Studie im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW)* : RWTH Aachen, 2011
- Shigematsu, Toshio: Redox Flow Battery for Energy Storage. In: *SEI Technical Review* (2011), Nr. 73, S. 4
- Skyllas-Kazacos, M. ; Chakrabarti, M. H. ; Hajimolana, S. A. ; Mjalli, F. S. ; Saleem, M.: Progress in Flow Battery Research and Development. In: *Journal of The Electrochemical Society* Bd. 158 (2011), Nr. 8, S. R55
- SRU: *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar* (Stellungnahme Nr. 15). Berlin : Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), 2010
- Stetz, T. ; Braun, M.: Dezentrale Verfahren zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen – eine Fallstudie. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* Bd. 128 (2011), Nr. 4, S. 105–109
- Tanaka: Applications of the NAS Battery energy storage system. Vortrag 5th. IRES, Berlin, November 2010. (2010)
- Thielmann, Axel ; Sauer, Andreas ; Isenmann, ralf ; Wietschel, Martin: *Technologie-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030*. Karlsruhe, Deutschland : Fraunhofer ISI, 2012
- Thielmann, Axel ; Wietschel, Martin ; Isenmann, ralf: *Technologie-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030*. Karlsruhe : Fraunhofer ISI, 2010
- Vanhaelst, R.: Redox Flow Batterien für den (auto)mobilen Einsatz, Vortrag, Hochschule für angewandte Wissenschaften Ostfalia, Fakultät für Fahrzeugbau, 2011, Salzgitter, Suederburg, Wolfenbüttel, Wolfsburg (2011)
- Vona, M.: Fiamm Company Overview, 2. VDI-Konferenz Elektrochemische Energiespeicher für stationäre Anwendungen. (2012)
- Vona, M.: Mitigating solar intermittency using FIAMM NaNiCl₂Energy Storage on a utility distribution system, Vortrag 8th IRES, Berlin, November 2013. (2013)

- Weber, Adam Z. ; Mench, Matthew M. ; Meyers, Jeremy P. ; Ross, Philip N. ; Gostick, Jeffrey T. ; Liu, Qinghua: Redox flow batteries: a review. In: *Journal of Applied Electrochemistry* Bd. 41 (2011), Nr. 10, S. 1137–1164
- Weicker, Karsten: *Evolutionäre Algorithmen*. 2. Aufl. : Teubner, 2007
- Williams, Christopher ; Binder, Jann ; Danzer, Michael A. ; Sehnke, Frank ; Felder, Martin: Battery charge control schemes for increased grid compatibility of decentralized PV Systems, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris (2013)
- Wirth, G. ; Spring, A. ; Becker, G. ; Pardatscher, R. ; Lödl, M. ; Witzmann, R. ; Brantl, J. ; Garhammer, M. ; Wagenhäuser, H.: Felduntersuchung der Netzauslastung und Spannungsanhebung durch PV-Anlagen. 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein (Posterbeitrag A3)., OTTI e.V., Bereich erneuerbare Energien, Regensburg (2011)
- Witzmann, Rolf ; Kerber, Georg: Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik. In: *ew - Magazin für die Energiewirtschaft* Bd. Jg 106 (2007a), Nr. Heft 4, S. 50–54
- Witzmann, Rolf ; Kerber, Georg: Aufnahmefähigkeit vorhandener Verteilnetze für die dezentrale Energieerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen. Zwischenbericht (2007b)
- Yang, Zhenguo ; Zhang, Jianlu ; Kintner-Meyer, Michael C. W. ; Lu, Xiaochuan ; Choi, Daiwon ; Lemmon, John P. ; Liu, Jun: Electrochemical Energy Storage for Green Grid. In: *Chemical Reviews* Bd. 111 (2011), Nr. 5, S. 3577–3613